

6-25-2024

Factors influencing the productivity and technology optimization of horizontal wells for moderately deep coalbed methane in the northern Zhengzhuang block

ZHANG Cong

Huabei Oilfield Shanxi Coalbed Methane Exploration and Development Branch of PetroChina, Changzhi 046000, China, mcq_zhangc@petrochina.com.cn

LI Kexin

Huabei Oilfield Shanxi Coalbed Methane Exploration and Development Branch of PetroChina, Changzhi 046000, China, mcq_lkx@petrochina.com.cn

JIA Huimin

Huabei Oilfield Shanxi Coalbed Methane Exploration and Development Branch of PetroChina, Changzhi 046000, China

See next page for additional authors

Follow this and additional works at: <https://cge.researchcommons.org/journal>



Part of the [Earth Sciences Commons](#), [Mining Engineering Commons](#), [Oil, Gas, and Energy Commons](#), and the [Sustainability Commons](#)

Recommended Citation

ZHANG Cong, LI Kexin, JIA Huimin, et al. (2024) "Factors influencing the productivity and technology optimization of horizontal wells for moderately deep coalbed methane in the northern Zhengzhuang block," *Coal Geology & Exploration*: Vol. 52: Iss. 6, Article 4.

DOI: 10.12363/issn.1001-1986.23.09.0594

Available at: <https://cge.researchcommons.org/journal/vol52/iss6/4>

This Coal-measure Gas, Coal-hosted Minerals is brought to you for free and open access by Coal Geology & Exploration. It has been accepted for inclusion in Coal Geology & Exploration by an authorized editor of Coal Geology & Exploration. For more information, please contact 380940179@qq.com.

Factors influencing the productivity and technology optimization of horizontal wells for moderately deep coalbed methane in the northern Zhengzhuang block

Authors

ZHANG Cong, LI Kexin, JIA Huimin, ZHANG Wuchang, YANG Ruiqiang, LI Jun, WANG Qi, and HOU Weiming



移动阅读

张聪, 李可心, 贾慧敏, 等. 郑庄北中深部煤层气水平井产能影响因素及开发技术优化[J]. 煤田地质与勘探, 2024, 52(6): 21–32. doi: 10.12363/issn.1001-1986.23.09.0594

ZHANG Cong, LI Kexin, JIA Huimin, et al. Factors influencing the productivity and technology optimization of horizontal wells for moderately deep coalbed methane in the northern Zhengzhuang block[J]. Coal Geology & Exploration, 2024, 52(6): 21–32. doi: 10.12363/issn.1001-1986.23.09.0594

郑庄北中深部煤层气水平井产能影响因素及 开发技术优化

张 聪¹, 李可心^{1*}, 贾慧敏¹, 张武昌¹, 杨瑞强¹, 李 俊¹, 王 琪¹, 侯伟明²

(1. 中国石油华北油田山西煤层气勘探开发分公司, 山西 长治 046000;

2. 中国石油渤海钻探工程有限公司第二录井分公司, 河北 任丘 062550)

摘要: 【目的】沁水盆地郑庄北中深部煤层气早期采用压裂直井开发, 整体表现为低产低效。采用单支套管压裂水平井开发后, 单井产量达到直井的 10~50 倍, 目前已成为主体开发井型, 但各井产量差异较大。为明确郑庄北中深部煤层气分段压裂水平井产能影响因素, 改善开发效果。【方法】基于郑庄北部水平井开发实践, 结合地质特征与工程参数, 分析了中深部煤层气水平井产能的主控因素, 并针对性提出实现中深部水平井高效开发的建议。【结果和结论】结果表明: 单支套管压裂水平井产能受地质和工程因素综合影响。地质条件下, 中深部储层含气饱和度明显高于浅部储层, 整体资源富集; 高产井主要分布在构造曲率较小的平缓区域内; 原生煤层射孔段数与水平井产气效果呈正相关关系; 研究区水平主应力差介于 8~16 MPa, 且随埋深增加而增大, 无法形成复杂缝网是导致前期产气效果差的原因。工程条件上, 当井眼轨迹方位与最大水平主应力方位夹角为 60°~90°时产气效果最好, 井平均稳产气量可达到 9 700 m³/d; 水平段越长, 煤层稳产气量越高; 采用泵送桥塞射孔压裂方式的水平井产气效果明显优于油管压裂方式, 稳产气量随压裂规模增加而显著提高, 压裂参数中施工排量对改造效果的控制作用显著, 当排量 < 7 m³/min 时, 水平井稳产气量整体小于 2 000 m³/d; 当排量增大到 8~10 m³/min 时, 稳产气量逐渐增高; 当排量保持在 10~12 m³/min, 稳产气量持续稳定在 10 000~12 000 m³/d; 当排量提高到 16~18 m³/min 时, 稳产气量突破 18 000 m³/d。最后, 优选含气性、构造曲率、煤体结构、地应力等地质参数与水平段长度、压裂段数、单段压裂液量、单段压裂砂量、施工排量、砂比等工程参数, 通过灰色关联法分析了中深部水平井产能主控因素。结果表明煤体结构和压裂规模是影响水平井产能的主要因素。提高原生煤层钻遇率与选点效率以及进一步提升施工排量及压裂规模是实现研究区中深部煤层气压裂水平井更高产能的主要途径。

关键词: 沁水盆地; 郑庄北部; 中深部煤层气; 压裂水平井; 压裂规模; 施工排量

中图分类号: TE377 **文献标志码:** A **文章编号:** 1001-1986(2024)06-0021-12

Factors influencing the productivity and technology optimization of horizontal wells for moderately deep coalbed methane in the northern Zhengzhuang block

ZHANG Cong¹, LI Kexin^{1*}, JIA Huimin¹, ZHANG Wuchang¹, YANG Ruiqiang¹,
LI Jun¹, WANG Qi¹, HOU Weiming²

(1. Huabei Oilfield Shanxi Coalbed Methane Exploration and Development Branch of PetroChina, Changzhi 046000, China;

2. The Second Logging Branch of PetroChina Bohai Drilling Engineering Co., Ltd., Renqiu 062550, China)

收稿日期: 2023-09-28; 接收日期: 2024-05-10

基金项目: 国家自然科学基金面上项目(41972168)

第一作者: 张聪, 1983 年生, 男, 山西沁水人, 硕士, 高级工程师, 从事煤层气勘探开发研究及管理工作. E-mail: mcq_zhange@petrochina.com.cn

*通信作者: 李可心, 1995 年生, 女, 山西高平人, 硕士, 工程师, 从事煤层气勘探开发工作. E-mail: mcq_lkx@petrochina.com.cn

Abstract: [Objective] Hydraulic fracturing of vertical wells was adopted during the early production of moderately deep coalbed methane (CBM) of the northern Zhengzhuang block in the Qinshui Basin, generally yielding low productivity and inefficiency. In contrast, single-casing fracturing of horizontal wells has increased the single-well production to 10–50 times that of vertical wells, establishing horizontal wells as the dominant development well type. However, the horizontal wells differ greatly in CBM production. This study aims to determine the factors influencing the productivity of horizontal wells using staged fracturing for moderately deep CBM in the northern Zhengzhuang block and improve the production performance. [Methods] To this end, based on the production practice using horizontal wells in the northern Zhengzhuang block, combined with geological characteristics and engineering parameters, this study analyzed the dominant factors governing the productivity of horizontal wells for moderately deep CBM and proposed targeted suggestions for efficient production of horizontal wells. The results indicate that the productivity of horizontal wells using single-casing fracturing is influenced by both geological and engineering factors. [Results and Conclusions] The effects of geological conditions are as follows: (1) Moderately deep reservoirs exhibit significantly higher gas saturation than shallow reservoirs, generally boasting high resource enrichment. (2) Horizontal wells with high productivity are primarily distributed in gentle areas with low structural curvature. (3) There is a positive correlation between the number of perforation sections in primary coal seams and the gas production performance of horizontal wells. (4) The horizontal principal stress differences in the study area range from 8 to 16 MPa and increase with burial depth, posing challenges in the formation of complex fracture networks. This is the cause of the low gas production performance in the early stage. The effects of engineering conditions on the productivity of horizontal wells include: (1) The optimal gas production performance occurred when the included angle between the orientation of the wellbore trajectory and the azimuth of the maximum horizontal principal stress varied from 60° to 90° , with the average stable gas production rate of horizontal wells reaching up to $9\,700\text{ m}^3/\text{d}$. (2) Longer horizontal sections of horizontal wells were associated with higher stable gas production of coal seams. (3) The pumping bridge plug and clustering perforation fracturing technology yielded significantly higher gas production performance of horizontal wells than tubing fracturing, with the stable gas production increasing significantly with the fracturing scale. Among fracturing parameters, the fracturing fluid injection rate produced more significant controlling effects on fracture stimulation. Specifically, the stable gas production rate of a horizontal well was less than $2\,000\text{ m}^3/\text{d}$ when the injection rate was less than $7\text{ m}^3/\text{min}$, increased gradually when the injection rate increased to $8\text{--}10\text{ m}^3/\text{min}$, remained stably between $10\,000$ and $12\,000\text{ m}^3/\text{d}$ when the injection rate remained at $10\text{--}12\text{ m}^3/\text{min}$, and exceeded $18\,000\text{ m}^3/\text{d}$ when the injection rate increased to $16\text{--}18\text{ m}^3/\text{min}$. Finally, based on optimal geological parameters such as gas-bearing properties, structural curvature, coal structure, and in-situ stress, along with optimal engineering parameters like horizontal section length, fracturing section number, the fracturing fluid volume and proppant volume for single-stage fracturing, fracturing fluid injection rate, and proppant concentration, this study analyzed the dominant factors influencing the productivity of horizontal wells for moderately deep CBM using grey relational analysis. The results indicate that coal structure and fracturing scale are the primary factors influencing the productivity of horizontal wells. Therefore, the principal methods for enhancing the productivity of horizontal wells through hydraulic fracturing for moderately deep coal seams in the study area include increasing the drilling rate and placement efficiency of primary coal seams, as well as further enhancing the fracturing fluid injection rate and fracturing scale.

Keywords: Qinshui Basin; northern Zhengzhuang block; moderately deep coalbed methane (CBM); horizontal well fracturing; fracturing scale; fracturing fluid injection rate

我国 1 000 m 以浅煤层气相对完善和成熟的开发技术推动了我国煤层气产业的快速发展,形成了沁水盆地南部、鄂尔多斯盆地东缘等煤层气产业基地。但经过近 30 年的勘探开发,浅层高品质储量已规模动用,剩余资源日趋减少,勘探开发领域已逐渐延伸至 1 500 m,乃至 2 000 m 以深^[1-4]。我国埋深在 2 000 m 以浅煤层气地质资源量为 $29.82 \times 10^{12}\text{ m}^3$,其中 1 000 m 以浅资源量为 $11.11 \times 10^{12}\text{ m}^3$; 1 000~2 000 m 煤层气资源量为 $18.71 \times 10^{12}\text{ m}^3$,埋深 1 000~1 500 m 和 1 500~2 000 m 的煤层气资源量相近,分别占总资源量的 30% 和 33%^[5-6],与 1 000 m 以浅储层资源量相当,是未来煤层气大产业形成的重要接替资源。以我国近 5 年煤层气资源评价

和开发实践为参照,部分学者将埋深 1 500 m 视为煤层气中深部和深部煤层的分界深度^[1,5]。中深部储层以延川南区块为典型代表,直井煤层气日产气量突破 $1 \times 10^4\text{ m}^3$,水平井测试日产气量超过 $6 \times 10^4\text{ m}^3$ ^[1,7-10];深部煤层气则以大宁-吉县区块^[1,11]为典型代表,水平井测试日产气量超过 $10 \times 10^4\text{ m}^3$,彰显了中深部、深部煤层气巨大开发潜力。

郑庄区块位于沁水盆地东南部,是我国最早进行高阶煤煤层气规模开发的区块之一。早期采用压裂直井开发,在郑庄西南部 600 m 以浅储层取得 $1\,000\text{ m}^3/\text{d}$ 的效果。但随着持续开发,郑庄北部储层埋深超过 1 000 m,直井平均单井产量降低至 $300\text{ m}^3/\text{d}$,整体低产低效,未

取得效益开发。大埋深、较高应力、极低渗透率的地质条件,导致郑庄北部采用同样工艺与西南部浅层相比开发效果差距较大。经过 10 年的探索开发实践,通过实施套管压裂水平井,优化井位部署、储层改造等技术,郑庄北中深部煤层气取得突破,煤层气单井产量得到极大提升,水平井产量突破 18 000 m³/d,达到直井的 10~50 倍,支撑了郑庄区块持续快速上产。但目前表现出单井产量差异大的特点,煤层气富集高产主控因素不明,未能实现井井高产。

笔者以郑庄北部套管压裂水平井为研究对象,从开发规律入手,分析影响煤层气产能的地质条件与工程参数,探讨中深部煤层气压裂水平井产能的主控因素,针对性地提出开发工艺优化建议,以期为实现中深部煤层气高效开发提供借鉴。

1 中深部储层特征

1.1 区块概况

研究区位于沁水盆地南部斜坡带郑庄区块北部,西区构造简单,地层平缓,向东逐渐靠近寺头断层,断层发育规模变大(图 1)。区内山西组 3 号煤和太原组 15 号煤全区发育稳定,为主力可采煤层。目前研究区主力开发煤层为 3 号煤。3 号煤层平均厚 6 m 左右;煤层埋深 1 000~1 310 m,平均 1 084 m;煤的热演化程度高,镜质体最大反射率 $R_{\max}$ 为 3.5%~4.0%。孔隙率 3%~7%,平均 4.8%。储层渗透率 $(0.01\sim0.10)\times10^{-3}\mu\text{m}^2$,平均 $0.04\times10^{-3}\mu\text{m}^2$,属于特低渗储层。煤心照片显示煤体结构保存较完整,以原生结构煤为主,局部煤体破碎。储层压力介于 7.02~13.51 MPa,平均 10.2 MPa;储层压力系数为 0.65~1.20 MPa/hm,平均 0.95 MPa/hm,大部分区域

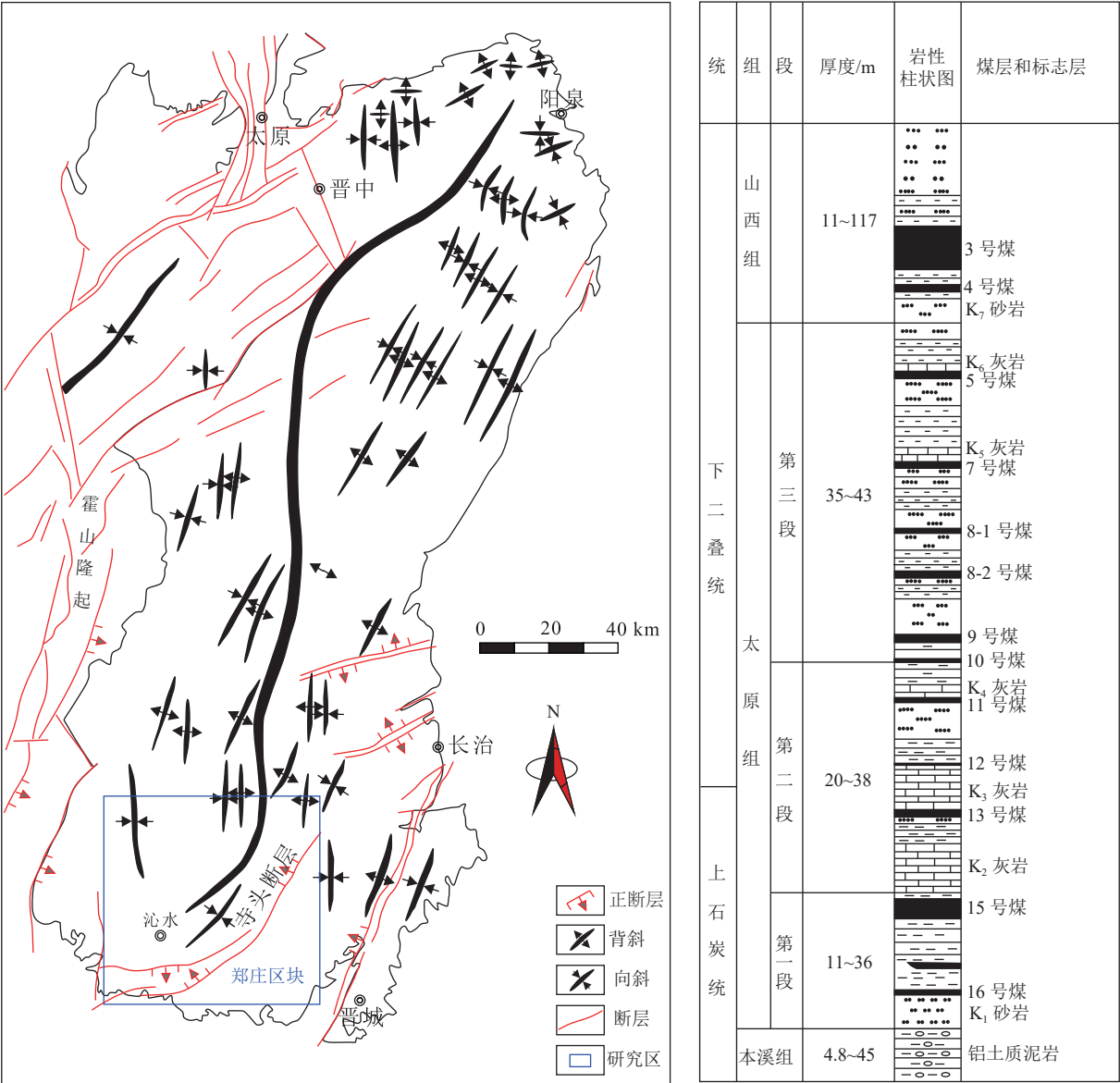


图 1 沁水盆地郑庄北部区块构造位置及地层综合柱状图

Fig.1 Tectonic location and composite stratigraphic column of the northern Zhengzhuang block in the Qinsui Basin

处于欠压-常压储层。临界解吸压力介于 1.32~5.13 MPa, 平均 3.24 MPa。

1.2 中深部气藏特征

综合测井、录井、岩心、试井、排采等资料,明确了研究区中深部地质-气藏特征。与西南浅部相比,郑庄北中深部气藏具有以下特征:(1) 储层埋深小于 1 500 m;(2) 含气饱和度明显高于浅部,最高可达 98.1%,但仍然为欠饱和气藏,区别于典型的深部煤层气,不具备发育

游离气的特征;(3) 储层压力系数较高,以欠压-常压为主;(4) 煤体结构整体以原生、碎裂结构煤为主,构造复杂区域煤体结构破碎;(5) 储层渗透率极低,小于 $0.01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。同时对比了延川南区块 2 号煤和大宁-吉县区块 8 号煤层 14 项地质特征参数^[3,7-8],结果表明(表 1),研究区中深部煤储层具有“热演化程度高、含气量高、含气饱和度更高、煤体结构完整、压力系数较大”等优势,具备良好的开发潜力。

表 1 不同区块中深部地质-气藏特征对比^[3,7-8]

Table 1 Comparison of moderately deep geological and gas reservoir characteristics in varying blocks^[3,7-8]

区块及煤层	埋深/m	煤厚/m	含气量/ ($\text{m}^3 \cdot \text{t}^{-1}$)	孔隙率/%	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	含气饱和度/%	V_L / ($\text{m}^3 \cdot \text{t}^{-1}$)	p_L / MPa	宏观煤岩类型	煤体结构	镜质组/%	$R_{\max}$ / %	储层压力/MPa	地层压力系数	顶底板岩性
郑庄北 3 号煤	800~1 300	6	23.2~34.06/ 28.5	4.2	0.01	57.6~98.1/ 83.4	36.6	3.2	半亮、光亮煤	原生、碎裂结构煤	79.1	3.6	7.0~13.5	0.64~0.99/ 0.84	顶底板均以泥岩为主
延川南 2 号煤	800~1 500	4.5	6~20	3~6.7	0.01~0.99	29~94/63	27.9	2.8	为主	碎裂、碎粒结构煤	68.3	2.45	2.8~13.2	0.8~0.97	顶板灰岩,底板泥岩
大宁-吉县 8 号煤	1 000~1 500	5.5	6.14~20.84/ 12.36	3.98	0.005~3.01	49.6~86.2/ 69.5	24.9	2.09	半亮、暗淡煤为主	碎粒结构煤	60	2.2	7.64~8.66	0.61~0.94	顶板灰岩,底板泥岩

注: 23.2~34.06/28.5 为最小~最大值/平均值, 其他同; V_L 为 Langmuir 体积; p_L 为 Langmuir 压力。

2 产能特征

不同于大宁-吉县典型深部煤层气“见套压快、上产速度快、初期产气量高、日产水量小”的产气特征^[12], 研究区煤层气水平井产出特征表现为“排水降压期长、见套压慢、解吸压力低、稳产时间短”的特点(图 2)。自 2021 年开始郑庄北部 49 口套管压裂水平井陆续投产, 截至 2023 年 12 月, 均已达到稳产阶段。初始井底压力平均为 10.2 MPa, 见气时井底压力平均 3.8 MPa,

远低于初始平均流压值, 需要经过 2~5 个月排水降压期才会解吸产气, 表现为“湿煤”煤层气藏特征, 证实了研究区中深部仍然以吸附气为主。单井峰值产气量介于 1 863~18 492 m^3/d , 其中 21 口井峰值产气量超过 10 000 m^3/d , 占比 42.8%; 11 口井介于 7 000~10 000 m^3/d , 17 口井小于 7 000 m^3/d 。截止到 2023 年底, 单井累计产气量 $(16.2 \sim 422) \times 10^4 \text{ m}^3$, 累计产液量 4 290~7 922 m^3 。各井之间气水生产动态存在较大差异(表 2), 亟需分析其产量差异主控因素, 指导后续水平井开发。

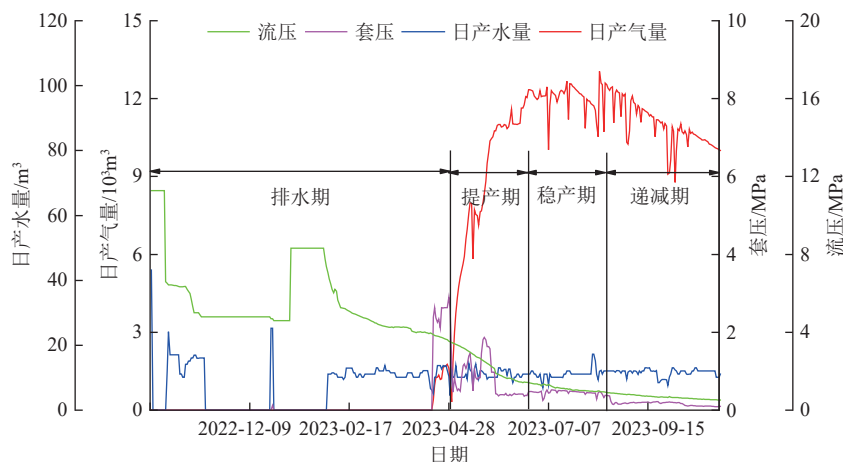


图 2 典型水平井生产曲线(L58P1)

Fig.2 Production curves of a typical horizontal well (L58P1)

3 地质因素

经过开发实践, 认为地质因素(含气性、微幅构造、

煤体结构、地应力)及工程因素(水平段长度、压裂规模)等共同控制了水平井产能。

表2 郑庄北部部分套管压裂水平井的生产特征

Table 2 Production characteristics of partial casing fracturing horizontal wells in the northern Zhengzhuang block

井号	投产日期	初始井底 流压/MPa	解吸日期	见气时井底 流压/MPa	最高日产 气量/m ³	稳定日产 气量/m ³	稳定日产 液量/m ³	累计产气量/ 10 ⁴ m ³	累计产液 量/m ³
L34P2	2022-05-01	10.0	2022-07-21	3.1	12 679	8 700	9.1	285	7 131
L34P5	2022-05-21	8.9	2022-07-21	3.4	10 457	8 000	5.7	344	6 240
L58P1	2022-09-08	11.3	2023-04-15	4.0	13 055	12 000	11.9	255	4 290
L58P2	2022-09-08	12.3	2023-01-17	4.8	18 457	16 000	10	422	7 101
L58P5	2022-09-08	10.3	2023-01-17	3.3	13 462	12 000	9.1	264	6 684
L59P3	2022-09-16	13.5	2023-01-17	5.1	14 463	14 000	11.2	253	5 350
L59P2	2022-09-16	11.5	2023-02-12	4.9	14 382	12 000	12.1	258	5 188
L34P4	2021-11-27	10.5	2022-03-13	2.1	1 863	1 500	11.5	16.2	7 922

3.1 含气性

等温吸附试验结果显示,研究区储层 Langmuir 体积介于 29.11~40.29 m³/t, 平均 36.6 m³/t。实测空气干燥基含气量介于 23.2~34.06 m³/t, 平均达到 28.5 m³/t, 明显高于郑庄西南浅部储层含气量 20.6 m³/t(图3)。计算理论含气饱和度介于 57.6%~98.1%, 除断层附近含气饱和度较低(57.6%)外, 研究区煤层气整体富集, 含气饱和度较高, 具备整体高产的资源基础。

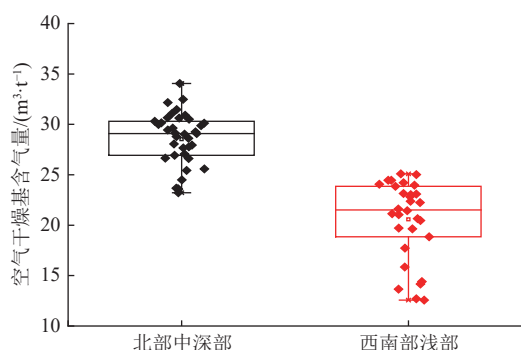


图3 中深部与浅部储层实测含气量对比

Fig.3 Comparison of measured gas content between moderately deep and shallow reservoirs

3.2 构造曲率

构造层面的曲率反映岩层弯曲程度的大小。构造曲率是以构造形态为计算向导, 其在构造解释的基础上针对解释的目的层位时间或深度计算得到的, 因此, 可以直观地展示出构造本身发育特征, 其计算公式如下:

$$K = \frac{1}{R} = \frac{d^2z}{dx^2} \left/ \left[1 + \left(\frac{dz}{dx} \right)^2 \right]^{3/2} \right. \quad (1)$$

地震数据体中的曲率属性可以识别出微小扰曲、褶皱、凸起、差异压实特征, 是描述地质体构造特征的有效手段^[13], 因此, 本文通过地震数据体提取构造曲率属性, 探讨构造对水平井产量的影响。

不同于直井开发, 水平井水平段由于串接了不同区域, 可能存在多个构造曲率值, 且不同构造部位曲率值存在正负, 一般背斜构造为正曲率, 向斜为负曲率, 无法

定量评价。因此, 本次采用水平段曲率绝对值的均值作为水平井构造曲率评价指标, 消除不同构造部位的正负差异, 仅判断构造变形程度对水平井产气效果影响, 计算公式如下:

$$K = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n |K_i| \quad (2)$$

水平段构造曲率数据通过地震数据体得到, 平均 5 m 导出一个数据点, 保证全井段覆盖。

最高日产气量随构造曲率增加而显著降低, 当构造曲率大于 0.000 4 时, 水平井产气量明显下降。小构造曲率的较平缓区域有利于煤层气产出(图4)。

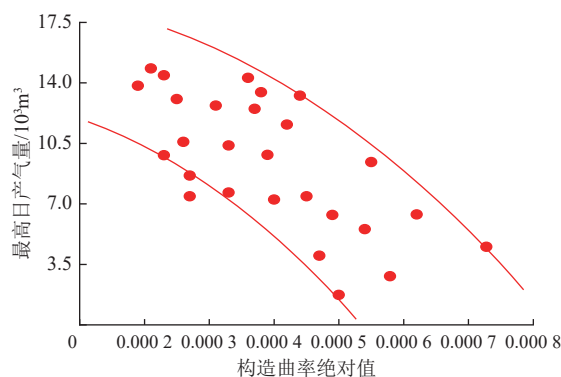


图4 构造曲率绝对值与最高日产气量关系

Fig.4 Relationship between the absolute value of structural curvature and the maximum daily gas production

3.3 煤体结构

郑庄北部煤储层渗透率极低, 必须经过有效的压裂改造才能获得经济产能, 而煤体结构通过影响压裂造缝效果进而控制产气效果。通过分析研究区参数井煤心与相应测井参数, 发现煤体结构具有明显的垂向分异。由于沉积环境和后期构造影响^[14], 煤层垂向上依次分布“碎裂煤-上夹矸-原生结构煤-下夹矸-碎粒煤”, 整体表现为中上部煤层煤体结构较完整, 而煤层底部或靠近夹矸界面时煤体结构破碎。开发实践表明, 当射孔层段位于煤层中部或上部时, 压裂曲线呈平稳或缓慢下降

趋势,压裂效果较好;当射孔层段位于煤层底部或夹矸附近时,施工曲线压力异常升高,频繁出现砂堵现象(图 5),支撑剂在近井地带大量堆积,不易形成高效的

渗流通道^[15]。因此,本文定义水平井在原生-碎裂结构煤层内压裂的段数为有效压裂层段。有效压裂段数越多,改造效果越好,水平井稳产气量越高(表 3)。

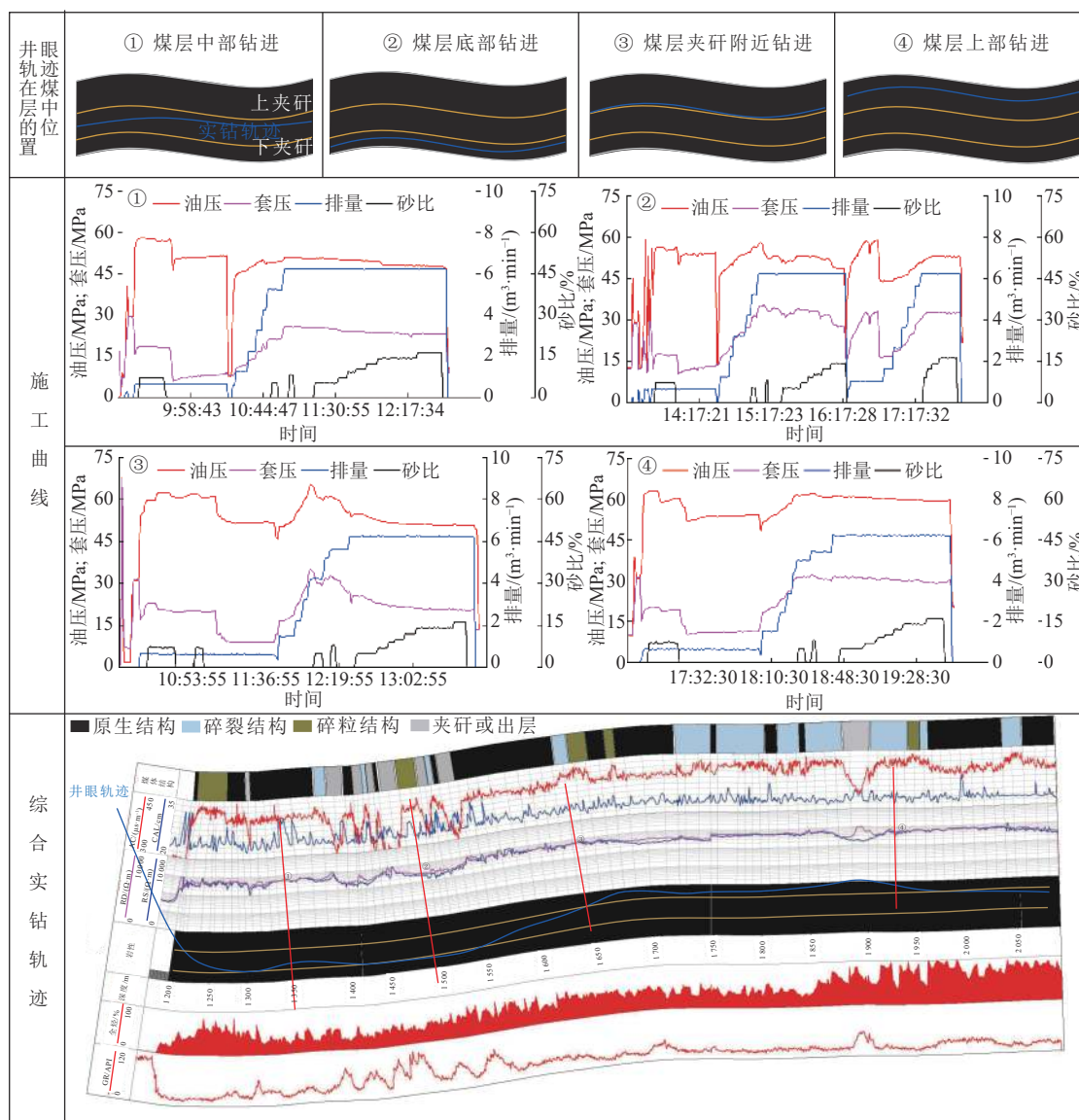


图 5 水平井不同钻遇位置煤体结构对压裂效果影响

Fig.5 Effects of coal structures encountered at different locations during the drilling of a horizontal well on fracturing performance

表 3 部分水平井压裂情况对比
Table 3 Comparison of fracturing of partial horizontal wells

井号	水平段长度/m	总压裂段数	施工压力/MPa	有效压裂段数	稳产气量/(m ³ ·d ⁻¹)
ZS58P3-1L	1 000	10	31~40/36.7	9	12 100
ZS58P3-2L	946	9	34~40/37.2	9	13 000
ZS58P3-3L	1 000	9	31~40/37.7	8	12 000
ZS58P4-3L	900	9	24~44/35.2	5	7 400
ZS58P4-5L	600	6	30~45/33.8	5	8 500

3.4 地应力

3.4.1 大小

地应力大小通过控制煤储层压裂裂缝的开启和长

度来影响煤层气的产气效果。基于试井数据计算郑庄区块煤层的垂向应力和最大、最小水平主应力(表 4)。

计算结果表明,郑庄区块最大主应力介于 14.2~

表4 郑庄区块煤层地应力大小统计
Table 4 Statistics of in-situ stress of coal seams in the Zhengzhuang block

最大水平主应力 σ_H /MPa	最小水平主应力 σ_h /MPa	垂直主应力 σ_v /MPa	水平应力差 $(\sigma_H - \sigma_h)$ /MPa
14.2~44.6/25.7	10.5~29.1/16.9	12.2~30.0/19.0	3.7~15.5/9.1

44.6 MPa, 平均 25.7 MPa; 最小主应力分布在 10.51~29.1 MPa, 平均 16.9 MPa; 垂直主应力平均为 19.0 MPa。其中当埋深大于 1 000 m 时, 最大主应力介于 25.4~44.6 MPa, 平均 28.2 MPa; 最小主应力分布在 16.7~29.1 MPa, 平均 18.8 MPa; 垂直主应力平均为 22.3 MPa, 郑庄北地区的主应力关系整体表现为 $\sigma_H > \sigma_v > \sigma_h$, 处于走滑断层的应力状态。在进行水力压裂时, 容易形成沿水平最大主应力方向发育的垂直缝和高角度共轭倾斜缝^[16]。当形成共轭倾斜缝时, 其共轭角度取决于水平主应力之间的差值, 差值越大, 越容易沿着垂直于最小主应力的方向起裂并延伸, 裂缝越为平直, 对储层的改造范围较小, 不利于煤层气的产出; 差值越小, 压裂改造时越容易形成裂缝网络并连通周围的天然裂缝, 有助于水平井取得高产^[17-18]。研究区中深部煤储层的水平主应力差为 8~16 MPa, 随埋深增大, 水平主应力差增大, 这与李叶朋等^[19]的研究规律一致(图 6), 压裂裂缝容易形成沿着最大水平主应力方向延伸的单一裂缝, 前期压裂规模无法形成复杂缝网可能是早期开发低效的原因^[20]。

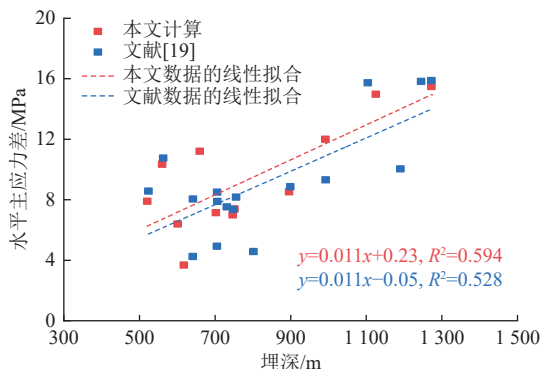


图6 水平主应力差随埋深变化关系

Fig.6 Variations in the horizontal principle stress difference with burial depth

3.4.2 方位

裂缝监测结果显示, 区域主体破裂方向为 NE45°~55°方向, 因此最大主应力方向为 NE—SW 向。研究区内整体上井眼轨迹应沿着垂直于最大主应力方位部署, 但由于少部分水平井部署于前期直井井网内, 井眼轨迹并不能严格按照垂直于最大主应力方位部署, 下文评价井眼轨迹方位对稳产气量的影响。

不同井眼轨迹方位水平井稳产气量显示, 当井眼轨迹为 NW 向时水平井产量明显高于 NE 向。当井眼轨迹方位与最大主应力方位夹角小于 30°时, 水平井产气量介于 1 200~12 000 m³/d, 平均 8 000 m³/d; 当井眼轨

迹与最大主应力方位夹角 30°~60°时, 水平井产气量平均 8 500 m³/d; 当夹角为 60°~90°时产气效果最好, 平均稳产气量可达到 9 700 m³/d(图 7)。井眼轨迹方位通过影响压裂施工的难易程度影响压裂效果。当井眼轨迹平行于水平最大主应力方向时水平井压裂施工压力明显高于同井组垂直于主应力方向井, 导致局部压裂段加砂困难, 难以支撑裂缝, 改造效果差。

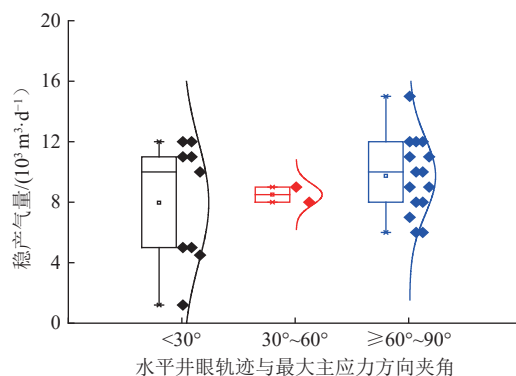


图7 水平井井眼轨迹与稳产气量关系

Fig.7 Relationship between the wellbore trajectory and stable gas production of a horizontal well

4 工程因素

4.1 水平段长度

研究区水平井水平段长度主体分布在 800~1 000 m, 同时试验了 500 m 短位移水平井。对比分析研究区内水平井有效长度与稳产气量关系, 总体上煤层稳产气量随水平段长度增加而增大(图 8)。短位移水平井供气能力较弱, 产量低, 稳产时间短。水平段越长, 沟通煤层中天然割理裂缝的范围越大, 形成的煤层气流动通道越有利于压降传播和气体解吸, 从而提高煤层气井的产量^[21]。

4.2 压裂方式与规模

目前郑庄北部实施的水平井压裂方式分为连续油管压裂技术、常规油管底封拖动和泵送桥塞射孔压裂(桥射联作)技术。桥射联作压裂方式整体高产, 水平井平均稳产气量达到 9 500 m³/d; 连续油管压裂方式平均稳产气量 7 400 m³/d; 而普通油管底封拖动方式压裂效果最差(图 9)。

进一步分析压裂规模与稳产气量关系发现, 整体上随着压裂砂量、液量、施工排量增大, 水平井稳产气量增加。压裂排量对产气效果影响显著, 当排量<7 m³/min 时, 水平井稳产气量整体小于 2 000 m³/d; 当排量增大到 8~10 m³/min 时, 稳产气量逐渐增高; 当排量保持在

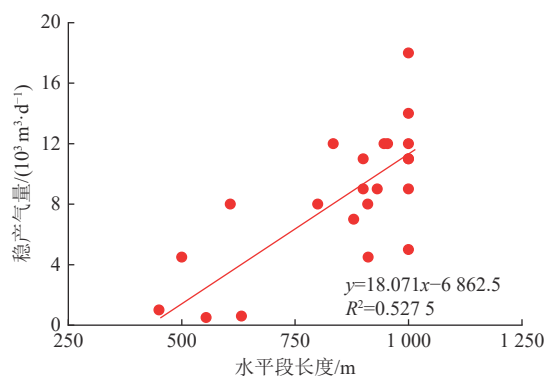


图 8 水平段长度与稳产气量相关性分析

Fig.8 Correlation between the horizontal section length and stable gas production

10~12 m³/min, 稳产气量持续稳定在 10 000~12 000 m³/d; 当排量提高到 16~18 m³/min 时, 稳产气量跃变上升, 出现质的增长, 稳产气量突破 18 000 m³/d。当排量

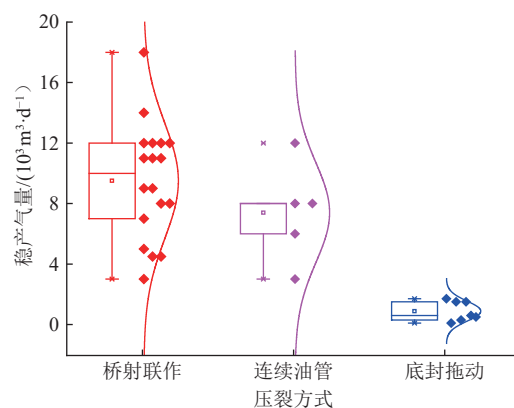


图 9 不同压裂方式产气分布情况

Fig.9 Distribution of stable gas production obtained using varying fracturing methods

<7 m³/min 时, 增大砂量与液量对产量增长较小; 当排量 >7 m³/min 时, 压裂规模越大, 产气效果显著提升(图 10)。

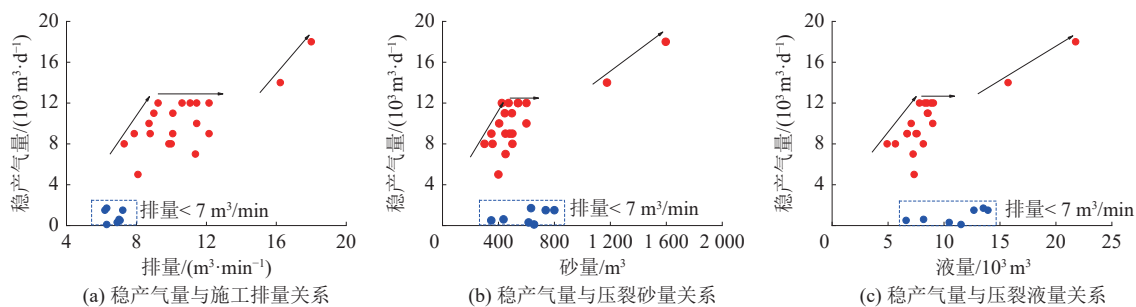


图 10 郑庄北部水平井稳产气量与压裂规模的关系

Fig.10 Relationships between the stable gas production and fracturing scale of horizontal wells in the northern Zhengzhuang block

由于水平井产量受施工排量影响显著, 而桥射联作压裂方式中技术套管内径较油管大, 经多簇射孔后形成的孔眼密集且数量多, 可以实现大排量、大体积压裂, 从而提高缝内净压力, 形成数量较多的复杂裂缝网络^[22], 有效支撑缝长更大, 铺砂距离更长, 因此单井产量大幅提高(图 11)。相较于油管压裂技术, 桥射联作压裂方式

与郑庄北中深部储层适配性更高^[23]。

5 产能主控因素分析

煤层气井产能是地质和工程多重因素耦合作用的结果, 灰色关联分析法可客观、定量地反映多影响因素作用下单个因素之间的相互联系, 找出主要因素, 对于

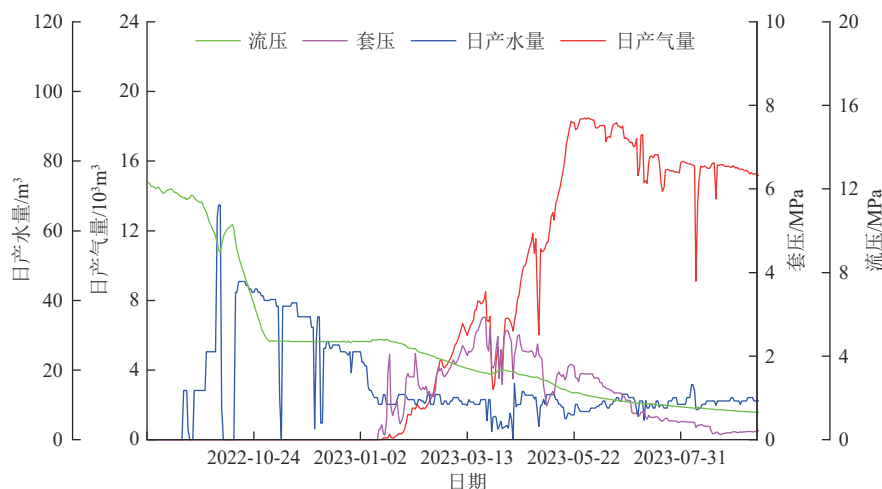


图 11 桥射联作压裂水平井生产曲线

Fig.11 Production curves of a horizontal well using plug-and-perforation fracturing

多因素共同作用的煤层气井具有较好适用性^[24]。因此, 基于上述影响因素分析, 选取地质和压裂等多参数进行综合评价, 包括构造曲率、地应力方位、煤体结构、全烃、水平段进尺、压裂段数、单段压裂液量、单段加砂量、施工排量以及砂比等参数进行相关性评价。

(1) 将各数据列进行无量纲化。首先, 将目标因素的参数作为比较系列。笔者根据均值化法对参数进行无量纲化, 即:

$$X_i(i) = \frac{x_i(i)}{\bar{x}}, \quad \bar{x} = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m x_i(i) \quad (3)$$

(2) 求绝对差、最大差和最小差, 并计算关联系数与关联度。

绝对差值:

$$\Delta_i(i, 0) = |X_i^{(1)}(i) - X_i^{(1)}(0)| \quad (4)$$

最大差:

$$\Delta_{\max} = \max_i \max_i |X_i^{(1)}(i) - X_i^{(1)}(0)| \quad (5)$$

最小差值:

$$\Delta_{\min} = \min_i \min_i |X_i^{(1)}(i) - X_i^{(1)}(0)| \quad (6)$$

关联系数:

$$\xi_{i,0} = \frac{\Delta_{\min} + \rho \Delta_{\max}}{\Delta_i(i, 0) + \rho \Delta_{\max}} \quad (7)$$

灰关联系数是衡量灰关联程度的一种尺度。

关联度为:

$$r_{i,0} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \xi_{i,0} \quad (8)$$

(3) 关联结果显示: 煤体结构>施工排量>砂比>水平段长度>单段液量>压裂段数>单段加砂量>全烃>平均气测>地应力方位>构造曲率(表5)。

表5 影响因素相关系数
Table 5 Correlation coefficients of influence factors

序号	影响因素	关联度
1	煤体结构	0.710
2	施工排量	0.669
3	砂比	0.668
4	水平段长度	0.667
5	单段压裂液量	0.661
6	压裂段数	0.654
7	单段砂量	0.643
8	全烃	0.637
9	地应力方位	0.628
10	构造曲率	0.627

在地质因素中, 对产量影响较大的是煤体结构, 提高纵向上原生煤层钻遇率与改造效率是开发的关键; 其次水平段长度和气测全烃决定了煤层气井产出的资源基础; 地应力方位与构造曲率对中深部低渗储层产气效

果影响较小。工程因素中施工排量和砂比是影响煤层气改造效果的主要因素。泵注压裂液作为将地面能量通过井筒向储层传导的直接手段, 其排量大小直接影响缝网的复杂程度; 以石英砂为主的支撑剂主要用于支撑缝网, 其泵注程序和用量影响投产以后裂缝张开的程度^[25]。提高中深部储层缝网复杂程度及有效支撑是实现水平井高效改造的基础。

6 技术方案优化

6.1 地质参数

开展气藏精细描述及优质储层进一步评价。充分利用取心、测井、钻井、录井资料, 开展煤体结构在三维空间精细描述, 不断完善地质模型, 设计钻井最优井眼轨迹, 为方案设计提供重要基础。优先选择原生-碎裂煤层段进行压裂改造, 尽量避免在煤层底部以及夹矸附近实施射孔压裂, 充分提高纵向上对优质资源的高效动用。构造位置上优先选择构造曲率小的位置作为构造有利区部署井位, 井眼轨迹方位上尽量垂直于最大水平主应力方位部署。

6.2 钻井技术

进一步提升水平井轨迹在优质煤层中的平稳性, 提高优质煤层钻遇率。依托于自主研发的导向远程决策平台, 持续推进录井-定向-导向一体化, 录井人员实时监测随钻伽马、全烃数据为导向提供依据, 定向、导向人员依据现场随钻数据实时调整井轨迹, 修正地层模型, 实现轨迹精确控制, 最大程度控制原生煤层段, 为压裂点的优选提供基础。

6.3 压裂参数

提高优质煤层的改造效率。由前文生产数据分析可知当排量达到 16~18 m³/min 时, 水平井产量迅速提升, 但目前单井产量与相对优越的地质条件不甚匹配, 单井产量仍然存在差距。为了确定提高压裂施工排量是否能获得更高产能, 基于试验区地质模型, 液量设置 2 000 m³/段, 模拟排量 16、18、20、22 m³/min 时的铺砂情况。模拟结果表明, 随着排量增大, 有效支撑缝长逐渐增加。当排量为 20 m³/min, 铺砂距离占比(铺砂距离/裂缝长度)达到 72.6%。当排量提升至 22 m³/min 时, 铺砂距离占比提升幅度较小, 因此研究区套管压裂水平井可以进一步提升施工排量至 20 m³/min, 以期实现更高单井产能(图 12)。

7 结论

(1) 中深部单支套管压裂水平井产能受地质和工程因素综合控制。地质因素中, 煤体结构对产量影响最大, 原生-碎裂煤层射孔段数越多, 水平井产气效果越好。工程因素中, 施工排量和砂比是影响煤层气改造效果的

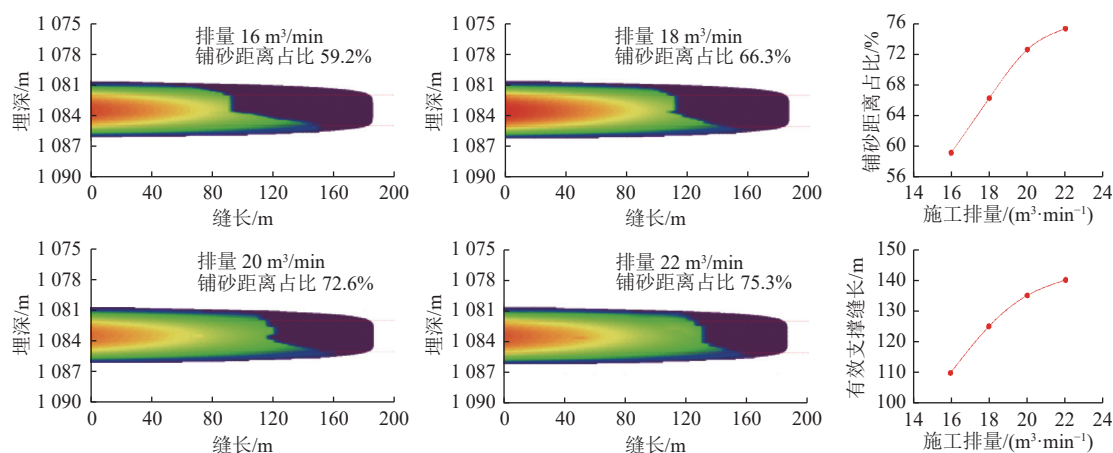


图 12 不同施工排量铺砂距离模拟

Fig.12 Simulation of proppant placement distances under different injection rates of fracturing fluids

主要因素,施工排量对改造效果的控制作用显著,排量越高,越利于形成复杂缝网,水平井产气效果越好;当排量 $>7\text{ m}^3/\text{min}$ 时,砂比越大,裂缝得以有效支撑,单井产气量更高。

(2) 研究区水平井开发过程中,要优先选择原生—碎裂煤层段进行压裂改造,尽量避免在煤层底部以及夹矸附近实施射孔压裂;构造位置上优先选择小构造曲率区域部署井位,井眼轨迹方位上垂直于最大水平主应力方位部署。压裂参数上要进一步提升施工排量至 $20\text{ m}^3/\text{min}$,增大铺砂距离。

(3) 建议提升钻井质量,最大程度控制井眼轨迹在原生煤层段钻进,提高优质煤层钻遇率,为压裂点的优选提供基础,并进一步提升施工排量及相应的压裂规模,有望实现更高的单井产能。

符号注释:

K 为构造曲率; K_i 为水平井水平段第 i 个单点构造曲率, $i=1,2,\dots,n$; m 为每口井的子序列样本的最大个数; n 为序列的长度,即总评价井数; R 为曲率半径; $r_{i,0}$ 为关联度; $\bar{x}$ 为数据的均值 $t=1,2,\dots,m$; $X_i(i)$ 为无量纲化处理后的值; $x_i^{(1)}(i)$ 为归一化后子序列样本值; $x_i^{(1)}(0)$ 为归一化后母序列样本值; $z(x)$ 为高程, m ; $\Delta_{\min}$ 、 $\Delta_{\max}$ 为各子序列的每一个点与母序列每一个点的绝对差值的极值; $\Delta_i(i,0)$ 为各子序列的每一个点与母序列的每一个点的绝对差值; $\xi_{i,0}$ 为关联系数; ρ 为分辨率, $\in(0,1)$,一般取 0.5。

利益冲突声明/Conflict of Interests

所有作者声明不存在利益冲突。

All authors disclose no relevant conflict of interests.

参考文献(References)

[1] 杨秀春,徐凤银,王虹雅,等.鄂尔多斯盆地东缘煤层气勘探开

发历程与启示[J].煤田地质与勘探,2022,50(3):30–41.

YANG Xiuchun, XU Fengyin, WANG Hongya, et al. Exploration and development process of coalbed methane in eastern margin of Ordos Basin and its enlightenment[J]. Coal Geology & Exploration, 2022, 50(3): 30–41.

[2] 贾慧敏,胡秋嘉,樊彬,等.沁水盆地郑庄区块北部煤层气直井低产原因及高效开发技术[J].煤田地质与勘探,2021,49(2):34–42.

JIA Huimin, HU Qiuqia, FAN Bin, et al. Causes for low CBM production of vertical wells and efficient development technology in northern Zhengzhuang Block in Qinshui Basin[J]. Coal Geology & Exploration, 2021, 49(2): 34–42.

[3] 闫霞,徐凤银,聂志宏,等.深部微构造特征及其对煤层气高产“甜点区”的控制:以鄂尔多斯盆地东缘大吉地区为例[J].煤炭学报,2021,46(8):2426–2439.

YAN Xia, XU Fengyin, NIE Zhihong, et al. Microstructure characteristics of Daji Area in East Ordos Basin and its control over the high yield dessert of CBM[J]. Journal of China Coal Society, 2021, 46(8): 2426–2439.

[4] 张懿,朱光辉,郑求根,等.中国煤层气资源分布特征及勘探研究建议[J].非常规油气,2022,9(4):1–8.

ZHANG Yi, ZHU Guanghui, ZHENG Qiugen, et al. Distribution characteristics of coalbed methane resources in China and recommendations for exploration research[J]. Unconventional Oil & Gas, 2022, 9(4): 1–8.

[5] 张村,宋子玉,赵毅鑫.2010—2020年国际煤层气开采发展趋势的文献计量分析[J].西安科技大学学报,2022,42(3):484–492.

ZHANG Cun, SONG Ziyu, ZHAO Yixin. A bibliometric analysis of trends in international coalbed methane exploitation for the period 2010—2020[J]. Journal of Xi'an University of Science and Technology, 2022, 42(3): 484–492.

[6] 郑民,李建忠,吴晓智,等.我国主要含油气盆地油气资源潜力及未来重点勘探领域[J].地球科学,2019,44(3):833–847.

ZHENG Min, LI Jianzhong, WU Xiaozhi, et al. Potential of oil

- and natural gas resources of main hydrocarbon-bearing basins and key exploration fields in China[J]. *Earth Science*, 2019, 44(3): 833–847.
- [7] 高玉巧, 李鑫, 何希鹏, 等. 延川南深部煤层气高产主控地质因素研究[J]. *煤田地质与勘探*, 2021, 49(2): 21–27.
- GAO Yuqiao, LI Xin, HE Xipeng, et al. Study on the main controlling geological factors of high yield deep CBM in Southern Yanchuan Block[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2021, 49(2): 21–27.
- [8] 徐凤银, 王成旺, 熊先钺, 等. 深部(层)煤层气成藏模式与关键技术对策: 以鄂尔多斯盆地东缘为例[J]. *中国海上油气*, 2022, 34(4): 30–42.
- XU Fengyin, WANG Chengwang, XIONG Xianyue, et al. Deep(layer)coalbed methane reservoir forming modes and key technical countermeasures: Taking the eastern margin of Ordos Basin as an example[J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2022, 34(4): 30–42.
- [9] 姚红生, 肖翠, 陈贞龙, 等. 延川南深部煤层气高效开发调整对策研究[J]. *油气藏评价与开发*, 2022, 12(4): 545–555.
- YAO Hongsheng, XIAO Cui, CHEN Zhenlong, et al. Adjustment countermeasures for efficient development of deep coalbed methane in southern Yanchuan CBM Field[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2022, 12(4): 545–555.
- [10] 姚红生, 陈贞龙, 何希鹏, 等. 深部煤层气“有效支撑”理念及创新实践: 以鄂尔多斯盆地延川南煤层气田为例[J]. *天然气工业*, 2022, 42(6): 97–106.
- YAO Hongsheng, CHEN Zhenlong, HE Xipeng, et al. “Effective support” concept and innovative practice of deep CBM in South Yanchuan Gas Field of the Ordos Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2022, 42(6): 97–106.
- [11] 聂志宏, 时小松, 孙伟, 等. 大宁-吉县区块深层煤层气生产特征与开发技术对策[J]. *煤田地质与勘探*, 2022, 50(3): 193–200.
- NIE Zhihong, SHI Xiaosong, SUN Wei, et al. Production characteristics of deep coalbed methane gas reservoirs in Daning-Jixian Block and its development technology countermeasures[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2022, 50(3): 193–200.
- [12] 李曙光, 王成旺, 王红娜, 等. 大宁-吉县区块深层煤层气成藏特征及有利区评价[J]. *煤田地质与勘探*, 2022, 50(9): 59–67.
- LI Shuguang, WANG Chengwang, WANG Hongna, et al. Reservoir forming characteristics and favorable area evaluation of deep coalbed methane in Daning-Jixian Block[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2022, 50(9): 59–67.
- [13] 李培培, 赵汝敏, 杨松岭, 等. 构造曲率与振幅曲率在地震资料解释中的应用[J]. *物探与化探*, 2013, 37(5): 916–920.
- LI Peipei, ZHAO Rumin, YANG Songling, et al. The application of structural curvature and amplitude curvature attribute to seismic interpretation[J]. *Geophysical & Geochemical Exploration*, 2013, 37(5): 916–920.
- [14] 张群, 孙四清, 降文萍. 碎软低渗煤层煤矿区煤层气勘探开发关键技术及发展方向[J/OL]. *石油学报*, 2024: 1–11. (2024-04-17). <https://kns.cnki.net/kcms/detail/11.2128.TE.20240416.1653.012.html>.
- ZHANG Qun, SUN Siqing, JIANG Wenping. Key technologies and development direction of CBM exploration and development in coal mine area of fractured soft and low permeability coal seams[J/OL]. *Acta Petrolei Sinica*, 2024: 1–11. (2024-04-17). <https://kns.cnki.net/kcms/detail/11.2128.TE.20240416.1653.012.html>.
- [15] 徐刚, 金洪伟, 李树刚, 等. 不同坚固性系数 f 值煤渗透率分布特征及其井下水力压裂适用性分析[J]. *西安科技大学学报*, 2019, 39(3): 443–451.
- XU Gang, JIN Hongwei, LI Shugang, et al. Distribution characteristics of coal seam permeability with different solidity coefficient f and applicability analysis of hydraulic fracturing of underground coal mine[J]. *Journal of Xi'an University of Science and Technology*, 2019, 39(3): 443–451.
- [16] 孟召平, 王宇恒, 张昆, 等. 沁水盆地南部煤层水力压裂裂缝及地应力方向分析[J]. *煤炭科学技术*, 2019, 47(10): 216–222.
- MENG Zhaoping, WANG Yuheng, ZHANG Kun, et al. Analysis of hydraulic fracturing cracks for coal reservoirs and *in situ* stress direction in Southern Qinshui Basin[J]. *Coal Science and Technology*, 2019, 47(10): 216–222.
- [17] 张玉亭. 煤层分层地应力预测模型研究[J]. *非常规油气*, 2023, 10(2): 115–120.
- ZHANG Yuting. Prediction model study of coalbed layered *in situ* stress[J]. *Unconventional Oil & Gas*, 2023, 10(2): 115–120.
- [18] 祝凌霄, 伊丙鼎, 曲秋扬, 等. 基于 Rhino 精准曲面建模的常村煤矿原岩地应力场反演方法[J]. *矿业安全与环保*, 2021, 48(5): 33–37.
- ZHU Lingfu, YI Bingding, QU Qiuyang, et al. Inversion method of *in situ* stress field of Changcun Coal Mine based on Rhino precise surface modeling[J]. *Mining Safety & Environmental Protection*, 2021, 48(5): 33–37.
- [19] 李叶朋, 申建, 杨春莉, 等. 沁水盆地郑庄区块地应力发育特征及其地质意义[J]. *煤炭科学技术*, 2017, 45(10): 176–181.
- LI Yepeng, SHEN Jian, YANG Chunli, et al. Characteristics and its geological implication of ground stress in Zhengzhuang Block of Qinshui Basin[J]. *Coal Science and Technology*, 2017, 45(10): 176–181.
- [20] 刘建, 惠晨, 樊建明, 等. 鄂尔多斯盆地合水地区长 6 致密砂岩储层现今地应力分布特征及其开发建议[J]. *地质力学学报*, 2021, 27(1): 31–39.
- LIU Jian, HUI Chen, FAN Jianming, et al. Distribution characteristics of the present-day *in situ* stress in the Chang 6 tight sandstone reservoirs of the Yanchang Formation in the Heshui Area, Ordos Basin, China and suggestions for development[J]. *Journal of Geomechanics*, 2021, 27(1): 31–39.
- [21] 郭广山, 王海桥, 刘松楠, 等. 沁水盆地古交区块煤层气水平井产能影响因素分析[J]. *中国海上油气*, 2024, 36(2): 110–118.
- GUO Guangshan, WANG Haiqiao, LIU Songnan, et al. Analysis

- of factors influencing the productivity of horizontal wells in Gujiao coalbed methane block of Qinshui Basin[J]. *China Off-shore Oil and Gas*, 2024, 36(2): 110–118.
- [22] 杨帆, 李斌, 王昆剑, 等. 深部煤层气水平井大规模极限体积压裂技术: 以鄂尔多斯盆地东缘临兴区块为例[J]. *石油勘探与开发*, 2024, 51(2): 389–398.
- YANG Fan, LI Bin, WANG Kunjian, et al. Extreme massive hydraulic fracturing in deep coalbed methane horizontal wells: A case study of the Linxing Block, eastern Ordos Basin, NW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2024, 51(2): 389–398.
- [23] 张聪, 李梦溪, 胡秋嘉, 等. 沁水盆地南部中深部煤层气储层特征及开发技术对策[J]. *煤田地质与勘探*, 2024, 52(2): 122–133.
- ZHANG Cong, LI Mengxi, HU Qiujia, et al. Moderately deep coalbed methane reservoirs in the southern Qinshui Basin: Characteristics and technical strategies for exploitation[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2024, 52(2): 122–133.
- [24] 袁征, 黄杰, 袁文奎, 等. 压裂裂缝长期导流能力衰退规律实验研究[J]. *非常规油气*, 2022, 9(3): 78–82.
- YUAN Zheng, HUANG Jie, YUAN Wenkui, et al. Experimental study on long term conductivity decline of hydraulic fracturing fracture[J]. *Unconventional Oil & Gas*, 2022, 9(3): 78–82.
- [25] 杨松, 刘晓, 申建, 等. 延川南气田近薄层煤层气开发实践及其示范意义[J]. *天然气工业*, 2023, 43(8): 90–97.
- YANG Song, LIU Xiao, SHEN Jian, et al. Development practice of near-thin bed CBM in the Yanchuannan gas field and its demonstration significance[J]. *Natural Gas Industry*, 2023, 43(8): 90–97.
- (责任编辑 范章群)