

煤与煤系气地质与勘查

大宁-吉县区块深部煤层气井排采制度研究与实践

陈 明, 王大猛, 余莉珠, 孙俊义, 冯 鑫, 张 康, 古现锋, 王立伟, 尹泽松, 张 欢

(中石油煤层气有限责任公司 临汾分公司, 山西 太原 030032)

摘 要:与中浅层煤层气相比,深部煤层气在赋存方式、产气机理、举升工艺等方面存在较大不同。排采作为煤层气开发过程中的重要一环,直接影响投产后期深部煤层气井的产气效果,探究与其相适应的精细化排采制度十分必要。基于大宁-吉县区块地质条件与储层物性分析,针对主力产层 8 号煤开展等温吸附试验,分析深部煤层气含气性和赋存方式;考虑气井生产规律和配套采气工艺,分析先导试验 29 口深部煤层气井生产动态数据,初步划分深部煤层气井生产阶段,明确了不同阶段主要任务和生产特征;结合“人造气藏”开发理论和气井全生命周期生产制度设计理念,整体将气井全生命周期划分为 5 个生产阶段,探索形成了 1 套标准模板;开展现场试验,按照设计的精细化排采制度进行生产,评价深部煤层气井排采制度适用性。研究结果表明:① 8 号煤层整体发育稳定,煤体结构为原生结构煤,等温吸附试验显示兰氏体积普遍大于 $20 \text{ m}^3/\text{t}$,兰氏压力大于 2.8 MPa ,深部煤层气储层含气饱和度较中浅层增加 29.6%,以饱和-过饱和赋存状态为主,游离气占比可达 20%~30%;② 利用煤岩兰氏曲线及曲率变化、弯曲情况,得到大宁-吉县区块 8 号煤启动压力、转折压力、敏感压力分别为 8~10、5~7 和 2~3 MPa,进一步通过 29 口气井生产动态数据生产时间与水平段长归一化处理,初步认定深部煤层气井目前经历了 4 个生产阶段,第 I 阶段为压后放喷返排,第 II 阶段主要表现为投产初期快速上产,第 III 阶段主要任务是摸索合理配产,第 IV 阶段为产气递减阶段,圈定气井各阶段压力、产气量、产液量、返排率等参数变化范围;③ 依托气井全生命周期生产的客观规律,以控压开采为核心,将深部煤层气井生产阶段划分为 5 个阶段,分别为返排阶段、上产阶段、稳产阶段、递减阶段和低产阶段,同时量化了各阶段的控制指标与技术界限,因尚未有气井进入低产阶段,低产阶段有待进一步验证;④ 4 口试验井平均稳产时间已达 360 d,远超先导试验井平均水平,首年平均单井产气量增加 71.35%,精细化排采制度初步显示出较好的适应性。

关键词:深部煤层气;排采制度;含气量;生产动态;储层保护**中图分类号:**TE33.2 **文献标志码:**A **文章编号:**0253-9993(2025)04-2188-10

Drainage system research and application of deep coalbed methane gas reservoirs in Daning-Jixian block

CHEN Ming, WANG Dameng, YU Lizhu, SUN Junyi, FENG Xin, ZHANG Kang, GU Xianfeng, WANG Liwei, YIN Zesong, ZHANG Huan

(Linfen Branch of PetroChina Coalbed Methane Company Limited, Taiyuan 030032, China)

收稿日期: 2024-03-26 策划编辑: 韩晋平 责任编辑: 王晓珍 DOI: 10.13225/j.cnki.jccs.2024.0318

基金项目: 中国石油天然气股份有限公司前瞻性基础性资助项目 (2021DJ2301)

作者简介: 陈 明 (1986—), 男, 湖北安陆人, 高级工程师。E-mail: chming@petrochina.com.cn

通讯作者: 王大猛 (1989—), 男, 江苏宿迁人。E-mail: 1574627486@qq.com

引用格式: 陈明, 王大猛, 余莉珠, 等. 大宁-吉县区块深部煤层气井排采制度研究与实践[J]. 煤炭学报, 2025, 50(4): 2188-2197.

CHEN Ming, WANG Dameng, YU Lizhu, et al. Drainage system research and application of deep coalbed methane gas reservoirs in Daning-Jixian block[J]. Journal of China Coal Society, 2025, 50(4): 2188-2197.



移动阅读

Abstract: Compared to Medium-shallow coalbed methane, deep coalbed methane exhibits significant differences in occurrence state, production mechanism, lifting technology, etc. As an important part of coalbed methane development, drainage directly impact the gas production of deep coalbed methane wells. Therefore, it is essential to explore a refined drainage system that is suitable for deep coalbed methane. Based on the geological conditions and reservoir properties of the Daning-Jixian block, isothermal adsorption tests were conducted on the main producing layer-coal seam No.8 to analyze the gas content and occurrence state of deep coalbed methane. Considering the gas well production laws and supporting gas extraction processes, the research also analyzes dynamic production data from 29 deep coalbed methane wells, preliminarily divides the production stages of deep coalbed methane wells, and further demonstrates the main tasks and production characteristics of different stages. Combining the development theory of "artificial gas reservoirs" and the design concept of a production system for the entire life cycle of gas wells, the research divides the entire life cycle of gas wells into 5 production stages and forms a standard template. Moreover, field experiments were conducted to produce according to the designed refined drainage system and evaluate the applicability of drainage system for deep coalbed methane wells. Research results indicate: ① No.8 coal seam is generally stable. Isothermal adsorption experiments show that the Langmuir volume is generally greater than $20 \text{ m}^3/\text{t}$, Langmuir pressure is greater than 2.8 MPa, and gas saturation in deep coal seams increases by 29.6% compared to medium-shallow layers, mainly existing in a saturated to supersaturated state, with free gas content reaching up to 20%–30%; ② Utilizing the coal-rock Langmuir curve and changes in curvature, the research figures out start-up pressure, inflection pressure, and sensitivity pressure as 8–10 MPa, 5–7 MPa, and 2–3 MPa respectively. Furthermore, through the normalization of production time and horizontal segment length from 29 gas wells' dynamic production data, the research preliminarily identifies that deep coalbed methane have gone through 4 production stages, with Stage I being post-fracture flowback, Stage II characterized by rapid initial production, Stage III focusing on exploring rational production allocation, and Stage IV indicating a decrease in gas production. The pressure, gas production, liquid production, and flowback rate parameters at each stage of the gas wells were also delineated; ③ Based on the objective laws of gas well production throughout its life cycle, with pressure control as the core, the research also divides the production stages of deep coalbed methane wells into 5 stages: flowback stage, initial production stage, stable production stage, decreasing production stage, and low production stage, with quantifying the control indicators and technical limits for each stage. The low production stage is awaiting further verification; ④ The average stable production time for 4 test wells has reached 360 days, far exceeding the average level of the pilot wells, with an average annual production of 33.279 million cubic meters from the day of self-gas production, accumulating a high increase of 71.35%. That proves good adaptability of the refined drainage system in the Daning-Jixian block.

Key words: deep coalbed methane; drainage system; gas content; production performance; formation protection

0 引 言

自 20 世纪 90 年代以来,我国煤层气开发大体经历了 2 大阶段^[1-3]: 1990—2018 年,在“浅层富煤区构造高点富集”和“水动力控气-构造调整-单斜缓坡成藏”基础上,煤层气勘探开发针对 2 000 m 以浅目标层开展了大量的基础研究和攻关,建成了沁水盆地和鄂尔多斯盆地东缘两大煤层气产业基地;2019 年前后,煤层气勘探开发逐渐迈入深部(2 000 m 以深)领域,在大规模水力压裂技术应用基础上,中国石油煤层气公司在大宁-吉县区块吉深 6-7 平 01 井日产气量突破 $10.1 \times 10^4 \text{ m}^3$,标志着煤层气开发进入第二深度空间,中国乃至世界深部煤层气革命获得了实质性突破。据最新一轮煤层气评价资源结果^[4-5],埋深在

2 000~3 000 m 的煤层气资源为 $18.4 \times 10^{12} \text{ m}^3$,约为 2 000 m 以浅煤层气资源量的 61.7%,深部煤层气势将成为中国天然气增储上产的重要战略接续能源。深部煤层气具有“高含气、高含气饱和度、富含游离气”等优异特性,但同时又面临“埋深大、渗透率极低、应力环境高度复杂”等不利条件,可以预见要实现深部煤层气更大规模高效开发绝非易事,亟待开展针对性地理论研究和技术创新。

近年来,随着深部煤层气开发逐渐突破,相关学者加大研究力度,取得不少新的认识。徐凤银等^[6-7]系统梳理了大宁-吉县区块深部煤层气面临的勘探开发理论技术难点,针对性提出地质、钻完井、排采、集输等理论与技术的研究方向与技术对策。秦勇^[8]深入分析中国深部煤层气地质有关研究,认为在界定深部煤

层气基本概念及科学内涵、地质属性研究、成藏作用及地质评价 3 大方面取得显著进展。康永尚等^[9]分析了深部“超饱和”煤层气的形成条件,认为地层压力和温度随埋深增加的客观规律是形成深部煤层气“超饱和”的优势条件,为深部煤层气试井和动态分析提供了地质依据。杨秀春等^[10]通过 CT、扫描电镜及数字岩心等多种方法研究煤岩多尺度孔缝问题,结果表明大宁-吉县区块深部煤岩发育多尺度孔缝系统,微、纳米孔表面积占比 63.68%,为吸附气提供了绝大部分表面积,大孔占比少但提供了主要的渗流通道。周德华等^[11]分析了深部煤层气地质、工程与管理等关键评价参数,主要包括煤层厚度、煤岩热演化程度、煤体结构、保存条件、煤岩力学特性、应力场、压裂规模、动液面、临储比等。闫震等^[12]精细刻画了深部煤层单斜构造上的微幅构造,深入剖析深部煤层气高产主控因素,并对深部煤层气井理想排采曲线进行了有益探索。熊先钺等^[13]进一步提出“五大必要条件”(保存、资源、解吸、渗流、可改造条件)和“一个程度”(压裂改造程度)是影响深部煤层气的关键因素,同时明确吸附解吸主控因素及解吸规律,并依托吸附曲线曲率函数定量划分深部煤层气生产阶段。王维等^[14]从储层和岩石力学特性入手,开展了井眼轨迹优化、钻头设计、防漏堵漏等工艺研究。李曙光等^[15]、刘长松等^[16]采用不同方法研究深部煤层气井酸化压裂工艺。曾雯婷等^[17]从影响排采连续性的主要因素入手,结合生产参数和气液比变化规律,提出了“三段式”全生命周期一体化排采工艺。聂志宏等^[18]基于深部煤层气井生产资料开展了气藏特征、产气效果的分析评价,提出有利区、钻井工艺优选等开发对策。

根据已有文献,深部煤层气研究多聚焦于成藏机制、勘探开发地质、压裂改造、排采举升工艺等方面,且大多是基础理论及技术工艺发展趋势的宏观分析,极少涉及深部煤层气井定量化排采制度研究。基于此,笔者从已有生产井排采制度入手,融入气井全生命周期生产制度设计框架理念,以控压开采为核心,深入挖掘深部煤层气井生产动态规律和产气机理,开展气井全生命周期排采阶段精细划分工作,紧扣不同排采阶段压力、产量特征,固化深部煤层气井排采阶段的具体表征,形成 1 套理想排采模版,可为我国其他地区同类资源早日实现规模建产提供一定程度借鉴。

1 大宁-吉县区块概况

1.1 地质背景

大宁-吉县区块位于鄂尔多斯盆地东部晋西挠褶带南段、伊陕斜坡东侧,行政上隶属于山西省永和、大

宁、吉县和隰县,受薛关逆断层控制,整体为由东向西倾向单斜构造,呈现“一凹一隆两斜坡”的格局,与盆地东部连为一体,地层平缓,倾角 $0.3^{\circ}\sim 2.5^{\circ}$,断层不发育^[19-21]。

试采区内地层由老到新依次发育奥陶系马家沟组,石炭系本溪组,二叠系太原组、山西组、石盒子组、石千峰组,三叠系刘家沟组,第四系,缺失白垩系、侏罗系、上三叠统、下石炭统、上奥陶统,其中山西组 5 号煤层、太原组 8 号煤层为主力煤层,5 号煤相对较薄、局部大于 5.0 m,埋深 1 612.8~2 325.1 m,平均 2 040.3 m;8 号煤层厚度均在 5.0 m 以上、局部大于 10.0 m,8 号煤层 1 683.4~2 403.8 m,平均 2 119.8 m。

1.2 8 号煤层储层特征

8 号煤层为主要试采煤层,整体发育稳定,平面分布以整装型为主,北部发育二分型和三分型,构造变化基本一致,煤层倾角小于 3° ,顶板为连续稳定灰岩(厚度 4~8 m),底板(厚度 4~14 m)以泥岩为主^[14]。取心结果显示煤体结构为原生结构煤,明显可见割理发育,断面上割理呈线状、网状连续性分布,对应测井曲线显示低自然伽马、高电阻、高声波时差的箱状特征(图 1)。试采区煤相以低位、中位森林泥炭沼泽沉积微相为主,区域镜质组含量高达 77.9%~90.0%(平均 86.0%),镜质组最大反射率 3.15%,有机组分含量高、生烃条件好。利用保压取心与钻杆取心测试方法,以空气干燥基为基准,含气量范围 19.82~29.89 m³/t,普遍大于 20 m³/t。综合沉积、构造及试采井气水分析结果,试采区整体处于承压区,煤层孔隙率 3.55%,略低于研究区内中浅层孔隙率(3.98%),矿化度大于 70 000 mg/L、水型为 CaCl₂ 型,采出水主要来自封闭地层水,无径流补给,气体保存条件较好。

取试验区不同井位 8 号煤层开展吸附试验,考虑深部煤层气储层条件,试验温度设置为 60 ℃,结果表明不同煤样等温吸附曲线具有相似特征,图 2 显示基于空气干燥基的兰氏体积普遍大于 20 m³/t,深部煤层气储层压力大于 18 MPa,兰氏压力大于 2.8 MPa,在高压区煤层甲烷吸附量远高于中浅层。因高温高压条件,深部煤层含气饱和度较中浅层增加 29.6%,高达 95.9%,以饱和-过饱和和赋存状态为主,含气量以饱和和吸附气和孔裂隙游离气为主,游离气占比一般在 20%~30%,这一认识极大地颠覆了自 20 世纪 80 年代以来对煤层气赋存状态的固有认识,需重新审视并着力优化深部煤层气井的排采制度和配套工艺。

1.3 勘探开发概况

自 2019 年开始,大宁-吉县区块逐步迈入深部煤层气“规模勘探+先导试验”阶段,以 2 000 m 以深 8

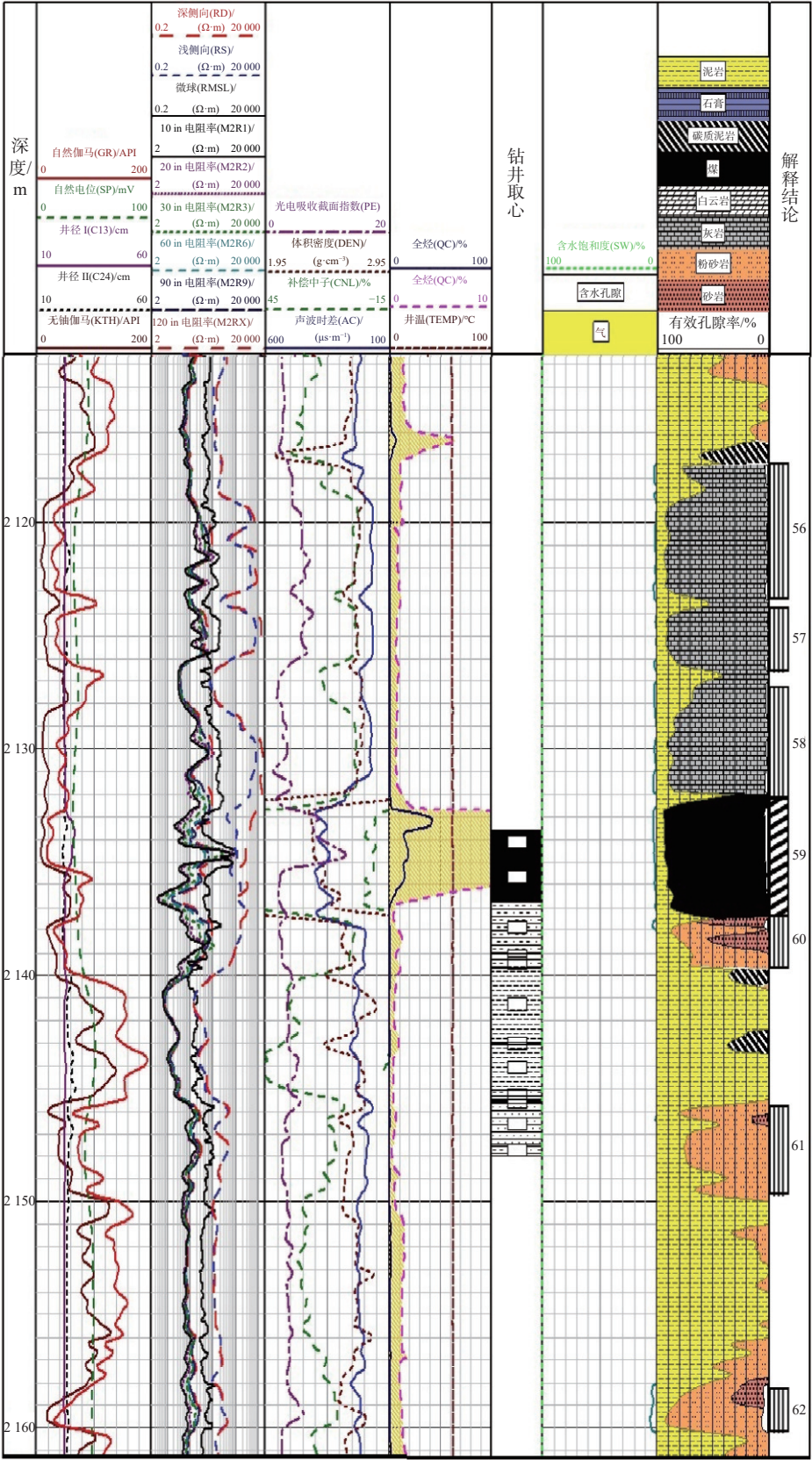


图 1 大宁-吉县区块试验井测井曲线

Fig.1 Logging curves of the exploratory well in Daning-Jixian block

号煤层为主力开发层,开展规模化勘探开发工作^[12-13], 1 121.62×10⁸ m³^[6], 目前正加速推进区块内其他 4 个
探明深部煤层气储量区 2 个,共提交探明储量 井区储量评价工作,煤层气资源量有望成倍跃增。

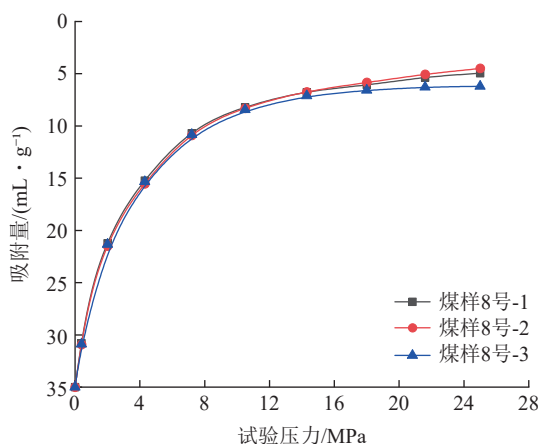


图2 试采区煤样等温吸附曲线

Fig.2 Isothermal adsorption curves of coal samples from the exploratory area

2021 年, 吉深 6-7 平 01 井 (2 000 m 以深煤层) 日产气量突破 $10.1 \times 10^4 \text{ m}^3$, 预计可采储量达到 $(4\ 000 \sim 5\ 000) \times 10^4 \text{ m}^3$, 标志着深部煤层气开发获得战略性关键突破, 为煤层气产业重新步入快车道发展注入新动能^[1,7]。截至 2024 年 2 月, 投产开发井 82 口, 初期日产气 $10 \times 10^4 \text{ m}^3$ 以上井 11 口, $(5 \sim 10) \times 10^4 \text{ m}^3$ 井 59 口, 其中有 6 口井单井累产气量达 $3\ 000 \times 10^4 \text{ m}^3$, 最高突破 $4\ 000 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。前期积累了大量的生产经验和排采数据, 为加快深部煤层气开发步伐, 亟须探索科学合理的深部煤层气井排采阶段精细化划分方法, 制定适宜深部煤层气井生产的排采制度, 进一步为深部煤层气高效开发提供技术引领, 为大宁-吉县区块早日成为国家级深部煤层气高效开发示范区贡献力量。

2 深部煤层气井生产动态分析

开展生产动态分析是规范化深部煤层气排采制度的先手准备, 世界范围内尚未有成熟的深部煤层气井排采制度可供参考。从先导试验区较早一批试验井入手, 结合煤层气井排采工艺配套, 深入研究已投产试验井生产动态, 利用已有经验和测得数据, 重点关注深部煤层气开发过程中压力、产水量、产气量等

排采参数变化, 初步划分煤层气井排采阶段, 明确不同阶段压力和产量参数变化规律, 为后续优化满足连续稳定要求的排采制度提供有效支撑。

2.1 排采工艺配套

由于缺乏对气井开发规律的合理认识和经验积累, 在尚不清楚排采管控和产气产液特征的艰难局面下, 深部煤层气井排采工艺“摸着石头过河”, 开展了大量的有益尝试, 并逐步从初期“移植中浅层煤层气有杆泵排采工艺”“借鉴致密气/页岩气的辅助排液工艺”等历程中的探索 (图 3) 出一条路, 以现场问题为导向, 摸索形成了不同生产阶段的配套采气工艺, 初步建立起深部煤层气全生命周期采气工艺技术路线。

中浅层煤储层中甲烷主要以吸附态为主, 但深部煤层气储层中甲烷以游离态形式大量存在于基质孔隙与天然割理裂隙中。因深部煤层气井改造后近井地带具有高地层能量、高含气饱和度、高导流能力的特点, 初期气井自喷生产, 随着储层压力和游离气含量的双重降低, 逐步过渡到人工举升阶段。深部煤层气全生命周期一体化的“三段式”排采工艺^[17], 利用“自喷生产+优选管柱+增压气举+柱塞气举”一趟式管柱实现了各阶段转换零作业, 为后续建立标准理想排采制度奠定了基础。

2.2 生产动态分析

为科学高效划分深部煤层气排采阶段, 参照前人提出的处理方法^[22-23], 利用试采区 23 套煤岩兰氏曲线及曲率变化、弯曲情况, 得到 8 号煤层 3 个解吸关键压力点 (图 4), 分别为启动压力、转折压力及敏感压力。试采区启动压力 $8 \sim 10 \text{ MPa}$, 在该压力之前属于低效解吸阶段, 启动压力后进入缓慢解吸阶段; 转折压力 $5 \sim 7 \text{ MPa}$, 转折压力后进入快速、规模解吸阶段; 敏感压力 $2 \sim 3 \text{ MPa}$, 小于敏感压力进入敏感解吸阶段, 进一步降压困难。不同解吸阶段生产动态不同, 需针对性优化排采制度。

前期先导试验 29 口深部煤层气井平均生产 9.6 个月, 通过生产时间与水平段长归一化处理, 利用 3

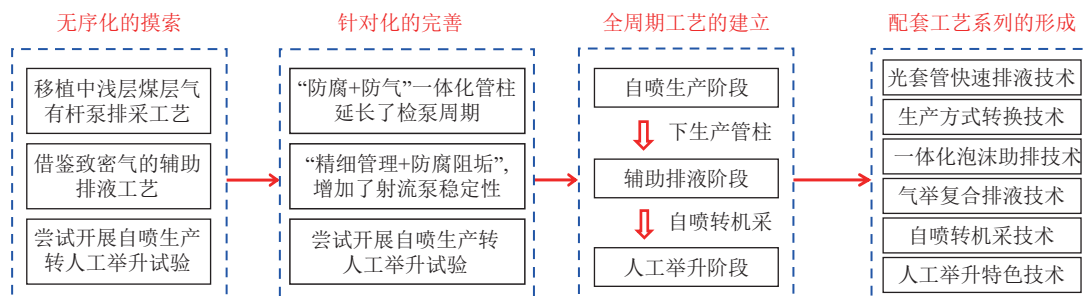


图3 深部煤层气井举升配套工艺探索历程

Fig.3 Evolution of artificial lift technologies for deep coalbed methane wells

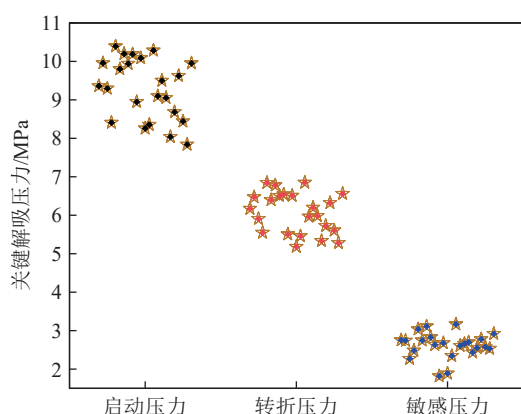


图4 煤层气等温吸附试验三压分布

Fig.4 Three key desorption pressures from coalbed methane adsorption tests

个关键解吸压力,结合试验区气井压力、产水、产气等关键参数变化特征,初步认定深部煤层气井目前经历了4个生产阶段(图5)。

1) 第Ⅰ阶段为压后放喷返排,历时26 d,返排率21.8%,细分为油嘴控制、敞放和气举辅助排液3个小阶段。油嘴控制返排为10 d,套压自20.4 MPa降至4.9 MPa,降速达到1.55 MPa/d,日产液上升至420 m³;敞放返排压降为10 d,套压自4.9 MPa降至1.9 MPa,降速0.30 MPa/d,日产液维持在340~440 m³;气举辅助排液大概维持6 d,套压缓慢上升至4.1 MPa,逐步见气,点火可燃,日产液略有下降,维持在270~420 m³。

该阶段整体上呈现套压“先快降、再缓降、后回升”、产液“先上升,再稳定,后缓降”的特征,排液效率高,但时间相对较短,返排率偏低。

2) 第Ⅱ阶段主要表现为投产初期快速上产。历时17~20 d,地层压力自20.0 MPa降至18.0 MPa,降

速0.10 MPa/d;流压自15.5 MPa降至10.0 MPa,降速0.35 MPa/d;生产压差增大至7~8 MPa,近井区域压降较快,易出砂;见气后5 d提升至8.5×10⁴ m³,期间累产150×10⁴ m³,日产液自324 m³降至80 m³,返排率达到30%。单位压降产气量75×10⁴ m³/MPa。

该阶段整体上呈现压降速度快、产气增速快;见气后,随着近井气相渗透率的升高,产液下降明显。该阶段生产时间短、累产少、返排率低,由于基本采取大油嘴控制敞放,地层压力损失较大。

3) 第Ⅲ阶段主要任务是摸索合理配产,达到储层供采平衡。历时185 d左右,地层压力自18.0 MPa降至11.0 MPa,降速0.038 MPa/d;井底流压自10.2 MPa降至4.5 MPa,降速0.031 MPa/d,生产压差保持稳定(6~7 MPa)。日产气自8.26×10⁴ m³降至6.0×10⁴ m³,累产1 325×10⁴ m³;日产液自80 m³降至15 m³,返排率进一步提高至39.2%。单位压降产气量190×10⁴ m³/MPa。

目前该阶段生产压差大、配产高,显现出未有效利用地层能量进行排液,排液效率低、水气比不合理(日产气量远高于临界携液流量),未达到稳产(产量稳定、时间延长)目的。

4) 第Ⅳ阶段为产气递减阶段。持续时间超过230 d,地层压力自11.0 MPa降至5.7 MPa,降速0.023 MPa/d,流压维持在3.5~4.5 MPa左右,压降速度明显减缓;日产气自6.0×10⁴ m³降至1.7×10⁴ m³,累产744×10⁴ m³;受排液措施不稳定影响,日产液维持在5~15 m³,返排率达到45%(阶段提升5.8%)。单位压降产气量140×10⁴ m³/MPa。

该阶段近井区域游离气不断减少,随压降区域扩

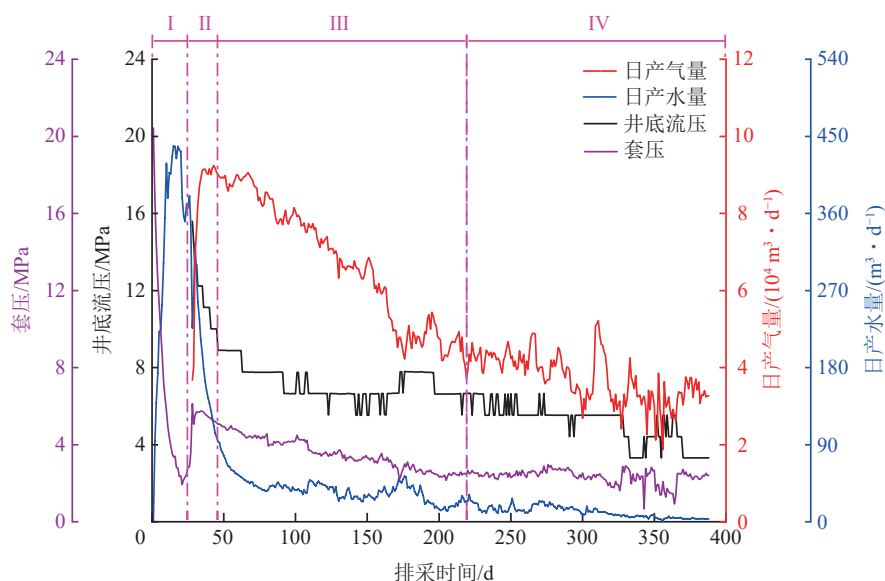


图5 深部煤层气井归一化生产曲线

Fig.5 Normalized gas production curves of deep coalbed methane wells

展,以远井区域解吸气供给为主,供气能力不足,导致产量递减。

3 深部煤层气井排采制度设计

在深部煤层气井配套举升工艺和动态分析基础上,结合“人造气藏”开发理论^[6],从储层孔渗系统和导流区产出机理等方面入手,初步探索气井生产机理,进一步按照天然气井全生命周期生产的客观规律,参考中浅层煤层气井及页岩气井等生产阶段划分方式,将深部煤层气生产阶段划分为“五段式”,同时对不同阶段孔缝系统、渗流机理、解吸机理、控制指标、排采目标进行综合分析,完成了深部煤层气井排采参数定量化分析和精细化管理的进一步研究。

3.1 气井生产机理初探

水力压裂是推动深部煤层气开发取得突破的关键技术,压裂后煤层气储层存在 3 套孔缝系统:宏观尺度高导流裂缝、微观尺度煤储层割理、微观尺度煤储层基质孔隙。深部煤层气储层自身发育毫米级割理裂隙,通过大规模压裂,主裂缝及次生网状裂缝沟通形成“人造气藏”,最大缝长 260~350 m。压裂后近井地带主裂缝形成高导流通道,叠加高地层能量和高含气饱和度特点,大量游离气通过主裂缝达西渗流产出,实现自喷生产。随着储层压力降低,次生裂缝、割理、部分基质孔隙逐步参与渗流,向解吸气产出过渡。煤层气储层割理、基质孔喉半径小,气体流动必须利用生产压差克服毛细管力。

深部煤层气井大规模压裂后形成“人造气藏”,存在复杂的多尺度渗流过程,根据等温吸附理论和渗流机理研究,由近井筒向远端径向上大致可分为 3 个导流区域(图 6)。

1) 高导流区域。在靠近井筒的近井地带,压裂形成主裂缝,与次生网状缝沟通天然裂缝形成的缝网系统共同构成高导流区域,以游离气为主,气液流动遵循达西定律。气井生产初期,生产压差较大,类似致密气能量衰竭方式生产。

2) 中导流区域。压裂形成的次生网状缝与天然裂缝形成“达西-非达西流的过渡区域”,以残余游离气和强解吸气为主。伴随游离气大量产出,储层压力逐步下降至启动压力,进入低效-缓慢解吸阶段,解吸气供给弥补游离气递减,此时在中导流区游离气和低效解吸气同步产出。

3) 低导流区域。由于远井区域的煤层气储层割理、基质孔隙导流能力低,当储层压力降至转折压力后,气井产气量以远端解吸气供给为主,类似中浅层煤层气降压解吸方式生产。

3.2 深部煤层气井精细化排采制度设计

通过前期基础地质认识与生产规律分析,同时参考中浅层煤层气及页岩气等生产阶段划分,按照深部煤层气井全生命周期生产的客观规律,以“延长稳产期、提高单井可采储量、保障连续稳定生产”为目标,在精细分析生产阶段、生产制度和配套采气工艺的基础上,利用 3 个关键解吸压力节点,整体将气井全生

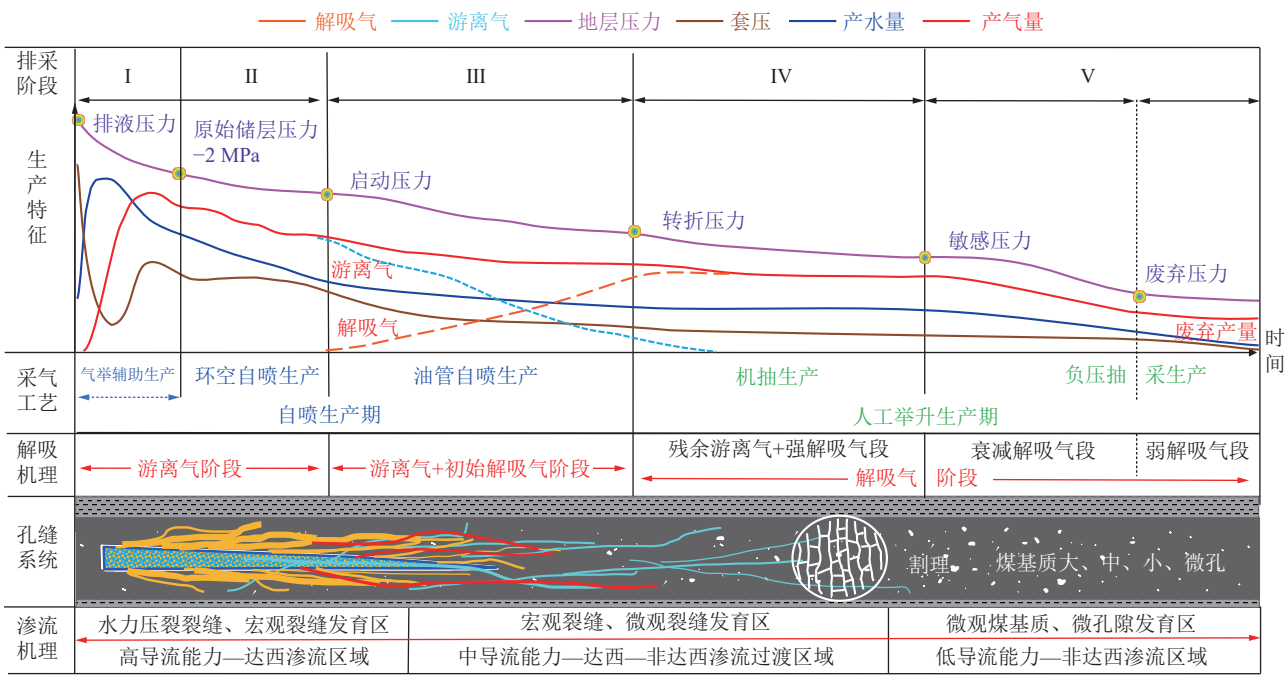


图 6 深部煤层气井产气规律曲线及阶段划分

Fig.6 Gas production behavior analysis and stage division of deep coalbed methane wells

命周期划分为5个生产阶段,探索形成1套标准模板。气井全生命周期生产阶段划分如下:

1) 第Ⅰ阶段: 返排阶段, 自压后返排开始, 至气井见气结束。阶段目标为最大程度利用压裂赋能高效排液, 防止出砂, 提高单相流阶段返排率。生产方式与控制指标: 先后以油嘴控制、敞放及气举辅助方式排液, 将返排率提升至22%~24%。

2) 第Ⅱ阶段: 上产阶段, 自气井见气开始, 至日产气量达到最高、日产液降至 100 m^3 以下结束。阶段目标为摸索气井最大产能、排液控砂, 提高气水两相流阶段返排率。生产方式与控制指标: 光套管或环空自喷生产, 油嘴控制, 高配产携液(每km水平段配产 $(6\sim7)\times 10^4\text{ m}^3$), 日产液逐步降至 100 m^3 , 提高返排率至30%以上。开展流压梯度动态监测, 求取气井产能(无阻流量), 为下步合理配产提供依据。

3) 第Ⅲ阶段: 稳产阶段, 自日产气量达到最高、日产液降至 100 m^3 以下开始, 至年递减率超过30%、地层压力降至转折压力结束。阶段目标为通过合理配产, 实现长稳产、高累产, 充分利用地层能量排液, 防止储层出砂, 持续提高返排率。生产方式与控制指标: 前期以油嘴控产、环空自喷生产为主, 配产 $(4\sim5)\times 10^4\text{ m}^3$; 日产液降至 50 m^3 , 转为油管生产; 控制井底流压压降速度小于 0.03 MPa/d , 提高返排率至35%~40%。配产: ①参照开发方案, 不同水平段长度配产设计; ②参考页岩气与致密气, 无阻流量的 $1/3\sim 1/4$ 配产; ③满足井筒携液, 配产略高于临界携液流量。

4) 第Ⅳ阶段: 递减阶段, 自产量递减超过30%、地层压力降至转折压力($5\sim 6\text{ MPa}$)开始, 至日产气低于 $5\,000\text{ m}^3$ 结束。阶段目标为解吸气生产为主, 控制递减, 辅助排液扩大压降范围, 实现煤层降压解吸, 储层供气平稳。生产方式与控制指标: 前期以油管自喷为主、配套循环气举, 日产液降至 20 m^3 以下, 产气由 $(3\sim 4)\times 10^4\text{ m}^3$ 缓慢递减至低于 $2\times 10^4\text{ m}^3$; 后期日产液降至 10 m^3 以下, 转人工举升生产, 配合增压外输生产, 控制井底流压的压降速度 $0.01\sim 0.02\text{ MPa/d}$, 提高返排率至50%以上。人工举升节点: 自喷转机抽节点为井口压力降至外输压力以上 $0.5\sim 1.0\text{ MPa}$ 、水气比低于0.05%。

5) 第Ⅴ阶段: 低产阶段, 地层压力低于敏感压力($2\sim 3\text{ MPa}$), 生产特征与中浅层煤层气相似。目前尚无气井进入该阶段, 该阶段是基于气井全生命周期生产制度设计理念, 利用深部煤层气产气机理和中浅层气井生产经验进行的合理预测, 有待进一步验证。初定井底流压小于 1.0 MPa 、日产量小于 $0.5\times 10^4\text{ m}^3$ 时为低产阶段。地层压力逐步降至废弃压力, 维持长期、

稳定、连续排采。结合经济效益评价, 可探索负压抽采试验, 生产至废弃产量。

4 现场效果评价

4.1 现场施工情况

为检验深部煤层气井排采制度适用性, 选定大宁-吉县区块西部平缓带开展试验, 4口深部煤层气井为吉深X1井、吉深X2井、吉深X3井和吉深X4井。截至2024年2月, 4口气井投产时间均达到1a, 超过先导试验井平均水平(9.6个月), 且4口气井仍处于稳产期(图7)。

考虑X1井投产时间最长(445d), 以该井为基础详细评价排采制度的实际效果。X1井完钻井深3608m, 水平段长1240m, 纯煤层进尺1116m, 钻遇率达90%。完井后开始储层改造, 水平段共压裂14段, 总液量 $52\,129\text{ m}^3$, 砂量 $6\,419.6\text{ m}^3$, 平均单级液量 $3\,724\text{ m}^3$, 砂量 458 m^3 , 压裂时排量 $18.7\text{ m}^3/\text{min}$ 、砂比14.5%。

4.2 效果评价

2022年12月8日, 吉深X1井正式投产, 投产后按照设计的精细化排采制度进行生产。返排阶段历时29d, 先后以油嘴控制(16d, 降速 0.89 MPa/d)、敞放(9d, 降速 0.33 MPa/d)及气举辅助方式(4d, 套压由 2.5 MPa 升至 7.8 MPa)排液, 日产水量最高 755.3 m^3 , 阶段末返排率22%。上产阶段历时23d, 该阶段流压自 16.8 MPa 降至 13.3 MPa , 降速 0.15 MPa/d , 整体水质清, 无煤粉, 累计产液量 $7\,494.4\text{ m}^3$, 出砂量控制在 403.9 L , 见气后产量最高提至 $15.4\times 10^4\text{ m}^3$, 阶段累产 $504\times 10^4\text{ m}^3$, 日产液自 318 m^3 降至 92.9 m^3 , 返排率36%。稳产阶段历时382d(截至2024年2月), 通过合理配产, 稳产期已经远高于前期先导试验井平均水平(185d)且仍处于该阶段, 产水量降至 14.4 m^3 , 产气量维持在 $8\times 10^4\text{ m}^3$ 左右, 累计产气量已高达 $4\,041.7\times 10^4\text{ m}^3$ 。

前期先导试验29口深部煤层气井平均产气时间360d, 单井累计产量 $1\,942.2\times 10^4\text{ m}^3$ 。4口试验气井自产气当天起算, 年产量(按360d计算)分别为 $3\,577.3\times 10^4$ 、 $3\,257.1\times 10^4$ 、 $3\,388.5\times 10^4$ 和 $3\,088.6\times 10^4\text{ m}^3$, 平均 $3\,327.9\times 10^4\text{ m}^3$, 首年产气量增加71.35%, 深部煤层气井排采制度初步显示出较好的适应性。

5 结 论

1) 8号煤层是大宁-吉县区块深部煤层气的主力生产层, 煤体结构为原生结构煤, 镜质组最大反射率3.15%, 含气饱和度较中浅层增加29.6%。利用前期先

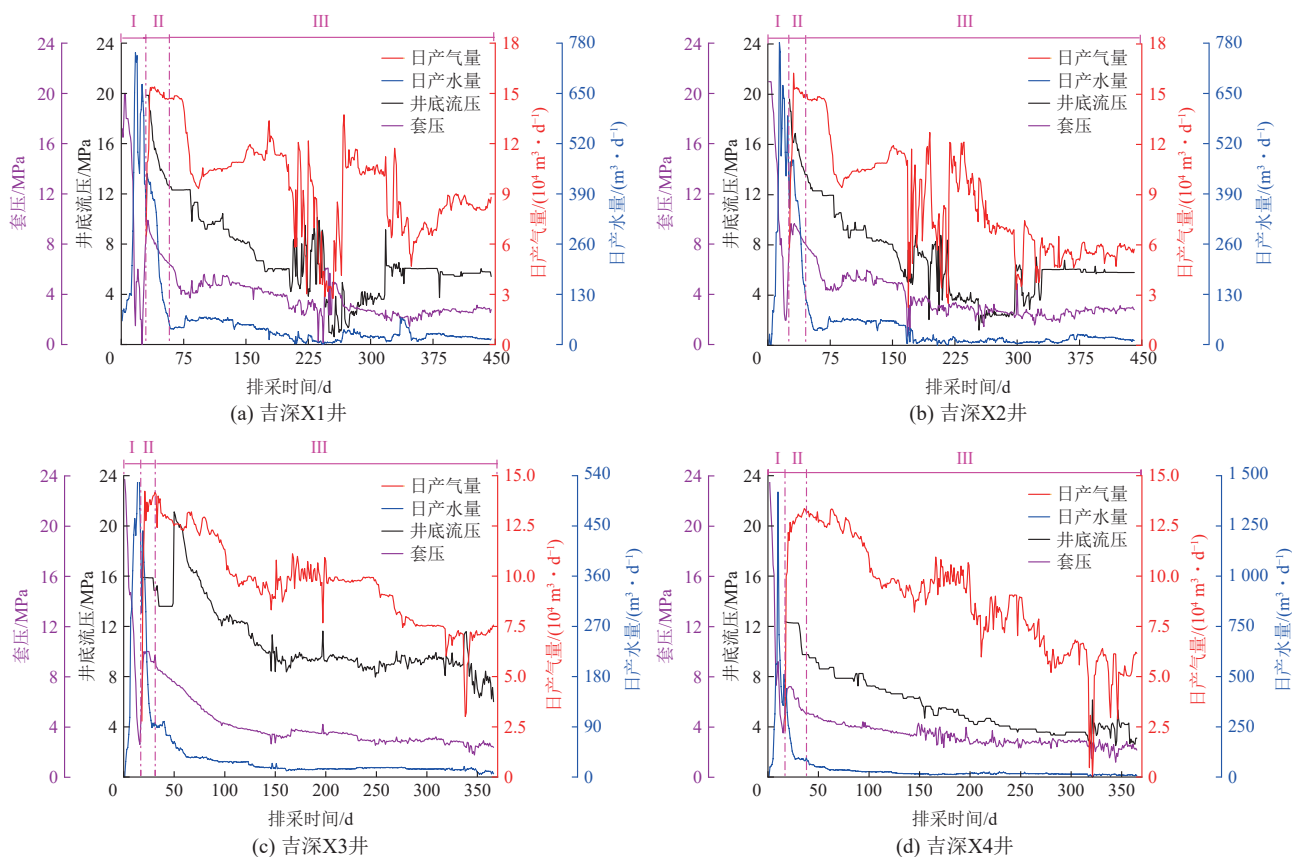


图7 4口深部煤层气试验井排采曲线

Fig.7 Production curves for 4 deep coalbed methane test wells

导试验 29 口深部煤层气井生产动态数据,初步划分了深部煤层气井的 4 个生产阶段,明确了不同阶段主要任务和生产特征,同时圈定气井各阶段压力、产气量、产液量、返排率等参数变化范围。

2) 依托生产动态分析结果和气井全生命周期生产的客观规律,以控压开采为核心,将深部煤层气生产阶段划分为 5 个阶段,分别为返排阶段、上产阶段、稳产阶段、递减阶段和低产阶段,同时量化了各阶段的控制指标与技术界限,初步形成 1 套深部煤层气理想排采模版。低产阶段是基于气井全生命周期生产制度设计理念,利用深部煤层气井产气机理和中浅层气井生产经验开展的合理预测,有待进一步验证。

3) 针对大宁-吉县区块西部平缓带 4 口深部煤层气试验井开展生产设计,以精细化排采制度不同阶段控制指标为基础,同时考虑各井差异化条件进行适度调整。截至 2024 年 2 月,4 口井投产时间均超过 1 a,平均稳产时间已达 360 d,远超先导试验井的平均水平,且目前均仍处于稳产阶段。4 口试验气井首年平均产量 $3\,327.9 \times 10^4 \text{ m}^3$,较先导试验井首年产量增加 71.35%,深部煤层气井排采制度初步显示出较好的适应性。

4) 区块内深部煤层气井井位较为集中,且多集中

在中部区带,后续中南部和东部区带部署井投产后,应持续优化、差异化设计精细化排采制度,建立适用于不同区带特点的排采技术体系,以期延长稳产期,实现开采储量最大化。

参考文献(References):

- [1] 徐凤银,侯伟,熊先钺,等. 中国煤层气产业现状与发展战略[J]. 石油勘探与开发, 2023, 50(4): 669–682.
XU Fengyin, HOU Wei, XIONG Xianyue, et al. The status and development strategy of coalbed methane industry in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2023, 50(4): 669–682.
- [2] 李辛子,王运海,姜昭琛,等. 深部煤层气勘探开发进展与研究[J]. 煤炭学报, 2016, 41(1): 24–31.
LI Xinzi, WANG Yunhai, JIANG Zhaochen, et al. Progress and study on exploration and production for deep coalbed methane[J]. Journal of China Coal Society, 2016, 41(1): 24–31.
- [3] 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.
- [4] 庚劭,陈浩,陈艳鹏,等. 第 4 轮全国煤层气资源评价方法及结果[J]. 煤炭科学技术, 2018, 46(6): 64–68.
GENG Meng, CHEN Hao, CHEN Yanpeng, et al. Methods and results of the fourth round national CBM resources evaluation[J].

- Coal Science and Technology, 2018, 46(6): 64–68.
- [5] 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.
- [6] 徐凤银, 聂志宏, 孙伟, 等. 大宁-吉县区块深部煤层气高效开发理论技术体系[J/OL]. 煤炭学报, 1–17[2024–3–25].
XU Fengyin, NIE Zhihong, SUN Wei, et al. Theoretical and technological system for highly efficient development of deep coalbed methane in Daing-Jixian Block[J/OL]. Journal of China Coal Society, 1–17[2024–3–25].
- [7] 徐凤银, 闫霞, 李曙光, 等. 鄂尔多斯盆地东缘深部(层)煤层气勘探开发理论技术难点与对策[J]. 煤田地质与勘探, 2023, 51(1): 115–130.
XU Fengyin, YAN Xia, LI Shuguang, et al. Theoretical and technological difficulties and countermeasures of deep CBM exploration and development in the eastern edge of Ordos Basin[J]. Coal Geology & Exploration, 2023, 51(1): 115–130.
- [8] 秦勇. 中国深部煤层气地质研究进展[J]. 石油学报, 2023, 44(11): 1791–1811.
QIN Yong. Progress on geological research of deep coalbed methane in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(11): 1791–1811.
- [9] 康永尚, 皇甫玉慧, 张兵, 等. 含煤盆地深层“超饱和”煤层气形成条件[J]. 石油学报, 2019, 40(12): 13.
KANG Yongshang, HUANGFU Yuhui, ZHANG Bing, et al. Formation conditions for deep oversaturated coalbed methane in coal-bearing basins[J]. Acta Petrolei Sinica, 2019, 40(12): 13.
- [10] 杨秀春, 宋柏荣, 陈国辉, 等. 大宁-吉县区块深层煤岩多尺度孔隙缝结构特征[J]. 特种油气藏, 2022, 29(5): 94–100.
YANG Xiuchun, SONG Bairong, CHEN Guohui, et al. Characteristics of multi-scale pore-fracture structure of deep coal rocks in the Daning-Jixian Block[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2022, 29(5): 94–100.
- [11] 周德华, 陈刚, 陈贞龙, 等. 中国深层煤层气勘探开发进展、关键评价参数与前景展望[J]. 天然气工业, 2022, 42(6): 43–51.
ZHOU Dehua, CHEN Gang, CHEN Zhenlong, et al. Exploration and development progress, key evaluation parameters and prospect of deep CBM in China[J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(6): 43–51.
- [12] 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.
- [13] 熊先钺, 闫霞, 徐凤银, 等. 深部煤层气多要素耦合控制机理、解吸规律与开发效果剖析[J]. 石油学报, 2023, 44(11): 1812–1826, 1853.
XIONG Xianyue, YAN Xia, XU Fengyin, et al. Analysis of multi-factor coupling control mechanism, desorption law and development effect of deep coalbed methane[J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(11): 1812–1826, 1853.
- [14] 王维, 韩金良, 王玉斌, 等. 大宁-吉县区块深层煤岩气水平井钻井技术[J]. 石油机械, 2023, 51(11): 70–78.
WANG Wei, HAN Jinliang, WANG Yubin, et al. Drilling technology for deep coal rock gas horizontal wells in da'ning-Jixian block[J]. China Petroleum Machinery, 2023, 51(11): 70–78.
- [15] 李曙光, 王红娜, 徐博瑞, 等. 大宁-吉县区块深层煤层气井酸化压裂产气效果影响因素分析[J]. 煤田地质与勘探, 2022, 50(3): 165–172.
LI Shuguang, WANG Hongna, XU Borui, et al. Influencing factors on gas production effect of acid fractured CBM Wells in deep coal seam of Daning-Jixian Block[J]. Coal Geology & Exploration, 2022, 50(3): 165–172.
- [16] 刘长松, 赵海峰, 陈帅, 等. 大宁-吉县区块深层煤层气井酸压工艺及现场试验[J]. 煤田地质与勘探, 2022, 50(9): 154–162.
LIU Changsong, ZHAO Haifeng, CHEN Shuai, et al. Acid fracturing technology of deep CBM wells and its field test in Daning-Jixian Block[J]. Coal Geology & Exploration, 2022, 50(9): 154–162.
- [17] 曾雯婷, 葛腾泽, 王倩, 等. 深层煤层气全生命周期一体化排采工艺探索—以大宁-吉县区块为例[J]. 煤田地质与勘探, 2022, 50(9): 78–85.
ZENG Wenting, GE Tengze, WANG Qian, et al. Exploration of integrated technology for deep coalbed methane drainage in full life cycle: A case study of Daning-Jixian Block[J]. Coal Geology & Exploration, 2022, 50(9): 78–85.
- [18] 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.
- [19] 李五忠, 陈刚, 孙斌, 等. 大宁-吉县地区煤层气成藏条件及富集规律[J]. 天然气地球科学, 2011, 22(2): 352–360.
LI Wuzhong, CHEN Gang, SUN Bin, et al. Geological controls of coalbed methane enrichment in Daning-Jixian area, southeastern Ordos basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2011, 22(2): 352–360.
- [20] 杨遂发. 山西省大宁-吉县地区煤层气地质研究[D]. 北京: 中国地质大学(北京), 2002.
YANG Suifa. Geological study on coalbed methane in Daning-Jixian area of Shanxi Province[D]. Beijing: China University of Geosciences, 2002.
- [21] 孙斌, 王宪法, 陈彩虹, 等. 鄂尔多斯盆地大宁-吉县地区煤层气分布特征[J]. 天然气工业, 2004, 24(5): 17–20.
SUN Bin, WANG Xianhua, CHEN Caihong, et al. Distribution characteristics of the coalbed methane at Daning, Jixian Region in e'erdusi basin[J]. Natural Gas Industry, 2004, 24(5): 17–20.
- [22] 孟艳军, 汤达祯, 许浩, 等. 煤层气解吸阶段划分方法及其意义[J]. 石油勘探与开发, 2014, 41(5): 612–617.
MENG Yanjun, TANG Dazhen, XU Hao, et al. Division of coalbed methane desorption stages and its significance[J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41(5): 612–617.
- [23] 秦勇, 郑长东, 王博洋, 等. 基于等温吸附曲线的煤储层产气潜力定量评价: 以黔北地区长岗矿区为例[J]. 天然气工业, 2018, 38(9): 40–47.
QIN Yong, ZHENG Changdong, WANG Boyang, et al. Quantitative evaluation on the gas production potential of coal reservoirs based on isothermal adsorption curves: A case study of the Changgang Field, northern Guizhou, China[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(9): 40–47.