

鄂尔多斯盆地东缘深部煤层气排采工艺技术进展与启示

曾雯婷 徐凤银 张雷 孙薇薇 王倩 刘印华 余莉珠 季亮 曾泉树 张康

引用本文:

曾雯婷, 徐凤银, 张雷, 等. 鄂尔多斯盆地东缘深部煤层气排采工艺技术进展与启示[J]. *煤田地质与勘探*, 2024, 52(2): 23–32.

ZENG Wenting, XU Fengyin, ZHANG Lei, et al. Deep coalbed methane production technology for the eastern margin of the Ordos Basin: Advances and their implications[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2024, 52(2): 23–32.

在线阅读 View online: <https://dx.doi.org/10.12363/issn.1001-1986.23.10.0698>

您可能感兴趣的其他文章

Articles you may be interested in

鄂尔多斯盆地东部深部煤层气井压裂工艺及实践

Technology and practice for deep CBM fracturing in eastern Ordos basin

煤田地质与勘探. 2019, 47(1): 92–95 <https://doi.org/10.3969/j.issn.1001-1986.2019.01.013>

鄂尔多斯盆地东缘煤层气钻井实践与认识

Practice and understanding of coalbed methane drilling in the east edge of Ordos basin

煤田地质与勘探. 2017, 45(2): 157–162,168 <https://doi.org/10.3969/j.issn.1001-1986.2017.02.028>

延川南深部煤层气田地质单元划分及开发对策

Geological unit division and development countermeasures of deep coalbed methane in Southern Yanchuan Block

煤田地质与勘探. 2021, 49(2): 13–20 <https://doi.org/10.3969/j.issn.1001-1986.2021.02.002>

鄂尔多斯盆地东缘临兴地区海陆过渡相页岩气地质特征及成藏潜力

Geological characteristics and reservoir-forming potential of shale gas of transitional facies in Linxing area, eastern margin of Ordos Basin

煤田地质与勘探. 2021, 49(6): 24–34 <https://doi.org/10.3969/j.issn.1001-1986.2021.06.003>

延川南区块深部煤层气U型分段压裂水平井地质适用性研究

Geological adaptability of deep CBM U-shaped staged fracturing horizontal well in the south block of Yanchuan

煤田地质与勘探. 2018, 46(5): 146–152 <https://doi.org/10.3969/j.issn.1001-1986.2018.05.023>

SEC储量动态评估方法在煤层气田中的应用——以鄂尔多斯盆地韩城区块为例

Application of SEC dynamic reserves evaluation method in coalbed methane field: A case from Hancheng block in Ordos basin

煤田地质与勘探. 2019, 47(3): 105–108,116 <https://doi.org/10.3969/j.issn.1001-1986.2019.03.017>



移动阅读

曾雯婷, 徐凤银, 张雷, 等. 鄂尔多斯盆地东缘深部煤层气排采工艺技术进展与启示[J]. 煤田地质与勘探, 2024, 52(2): 23-32. doi: 10.12363/issn.1001-1986.23.10.0698

ZENG Wenting, XU Fengyin, ZHANG Lei, et al. Deep coalbed methane production technology for the eastern margin of the Ordos Basin: Advances and their implications[J]. Coal Geology & Exploration, 2024, 52(2): 23-32. doi: 10.12363/issn.1001-1986.23.10.0698

鄂尔多斯盆地东缘深部煤层气排采工艺技术进展与启示

曾雯婷¹, 徐凤银^{2,3,*}, 张雷¹, 孙薇薇¹, 王倩¹, 刘印华¹, 余莉珠¹,
季亮¹, 曾泉树⁴, 张康¹

(1. 中石油煤层气有限责任公司, 北京 100028; 2. 中联煤层气国家工程研究中心有限责任公司, 北京 100095; 3. 中国石油学会, 北京 100724; 4. 中国石油大学(北京), 北京 102299)

摘要: 相比中浅部煤层气, 深部煤层气煤体结构较好、地层压力高、游离气占比较高、矿化度高、CO₂ 含量高, 实施大规模压裂投产后, 初期可自喷, 生产参数各阶段变化大, 要求排采主体工艺技术边界宽; 相比页岩气和致密气, 由于产出机理不同、游离气占比相对较低, 深部煤层气表现出自喷周期较短, 需及时辅助排水采气措施, 气井长期处于解吸主控的低产阶段。以鄂尔多斯盆地东缘大宁-吉县区块为例, 基于深部煤储层地质特征, 系统分析深部煤层气排采过程中应力敏感效应、速度敏感性、结垢堵塞、贾敏效应、游离气占比等影响因素及其特征, 指出深部煤层气排采过程中存在游离气与解吸气转化时限不明、高矿化度水及 CO₂ 造成腐蚀和结垢问题突出、水平井检泵周期短等排采技术与工艺难点。为了最大限度降低井底压力、促进煤层气解吸、提高单井 EUR, 提出了现阶段最为适合水平井生产且经济效益最佳的水力射流泵举升工艺; 提出了深部煤层气迈向绿色智慧气田开发的排采技术与举升工艺研究方向, 包括加强地质工程一体化研究, 建立高效排采制度, 探索和试验无杆泵一体化排采工艺等。

关键词: 鄂尔多斯盆地; 深部煤层气; 排采制度; 举升工艺; 绿色智慧气田

中图分类号: TE37 文献标志码: A 文章编号: 1001-1986(2024)02-0023-10

Deep coalbed methane production technology for the eastern margin of the Ordos Basin: Advances and their implications

ZENG Wenting¹, XU Fengyin^{2,3,*}, ZHANG Lei¹, SUN Weiwei¹, WANG Qian¹, LIU Yinhua¹,
YU Lizhu¹, JI Liang¹, ZENG Quanshu⁴, ZHANG Kang¹

(1. PetroChina Coalbed Methane Company Limited, Beijing 100028, China; 2. China United Coalbed Methane National Engineering Research Center Co., Ltd., Beijing 100095, China; 3. Chinese Petroleum Society, Beijing 100724, China; 4. China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102299, China)

Abstract: Contrasting with shallow to moderately deep coalbed methane (CBM) reservoirs, deep CBM reservoirs exhibit favorable coal structures, high formation pressure, high free gas ratios, and high contents of total dissolved solids (TDS) and CO₂. Extensive fracturing allows for CBM flowing at the initial stage, while the production parameters vary significantly throughout the CBM production. This requires wide technological boundaries of the main production technologies. Compared to shale gas and tight gas, deep CBM manifests different production mechanisms and relatively low free gas ratios, which lead to short flowing cycles of CBM. This necessitates timely water withdrawal for CBM production. Moreover, deep CBM wells remain in a low-production stage dominated by desorption for a long time. Based on the geological characteristics of deep coal reservoirs, this study investigated the Daning-Jixian block on the eastern mar-

收稿日期: 2023-10-30; 接收日期: 2024-02-05

基金项目: 中国石油天然气股份有限公司攻关性应用性重大科技专项项目(2023ZZ18)

第一作者: 曾雯婷, 1987 年生, 女, 湖北天门人, 硕士, 高级工程师, 从事煤层气排采技术研究与管理工作. E-mail: 165324706@qq.com

*通信作者: 徐凤银, 1964 年生, 男, 陕西佳县人, 博士, 教授, 博士生导师, 从事煤炭、煤层气、石油、天然气地质研究与管理工作.

E-mail: xufy518@sina.com.cn

gin of the Ordos Basin. It systematically analyzed the factors influencing deep CBM production, like stress sensitivity effect, velocity sensitivity, scaling blockage, Jamin effect, and free gas ratio, as well as their characteristics. Accordingly, this study pinpointed some technological challenges in deep CBM production: unknown conversion time limit between free and desorption gases, prominent corrosion and scaling caused by CO₂ and water with high TDS content, and short pump inspection cycles of horizontal wells. To minimize the bottomhole pressure, boost CBM desorption, and enhance the single-well estimated ultimate recovery (EUR), this study proposed the hydraulic jet pump lifting technology, which is the most suitable for horizontal well production currently and yields the optimal economic efficiency. Moreover, this study pointed out the research directions of production and hydraulic jet pump lifting technologies for deep CBM to transition into green and intelligent gas field development, including strengthening integrated geological-engineering research, establishing efficient CBM production systems, and exploring and testing integrated rodless lifting production technology.

Keywords: Ordos Basin; deep coalbed methane; production system; lifting technique; green and intelligent gas field

国外煤层气储层具有埋藏浅、厚度大、渗透率高等特征,煤层气开发主要采用直井和多分支水平井,举升工艺主体为螺杆泵和抽油机有杆泵,煤层气开发策略主要是“先排水,再产气”,开采深度一般在 1 000 m 以内^[1-3]。国内煤层气成藏条件复杂,煤储层品质差、渗透率较低,井型以直井为主、水平井为辅,举升工艺主体为抽油机有杆泵,水力无杆泵、电潜螺杆泵等主要用于水平井举升,开采深度一般在 1 500 m 以内^[4],排采理念为“缓慢、稳定、连续、长期”,根据临界解吸压力不同,煤层气井在产气前一般存在 3 个月至 1 年的排水期。经调研,煤层埋深大于 2 000 m 的煤层气勘探开发,21 世纪初,除美国在彼森斯(Piceance)盆地开展深部煤层气与致密砂岩气共采试验^[5]并取得成功外,国内外再无其他勘探开发成功案例。埋深大于 2 000 m 的深部煤层气(以下深部煤层气均指煤层埋深大于 2 000 m 的煤层气)排采技术尚未完全形成,无成熟经验可借鉴。

2019 年,中石油煤层气有限责任公司在鄂尔多斯盆地东缘大宁-吉县区块深部煤层气取得了勘探突破,成功探明了我国首个煤层埋深超 2 000 m 的煤层气田,探明煤层气地质储量超 1 000 亿 m³^[6]。该区先导试验已投产的 30 口水平井,初期平均日产气量达到 10 万 m³,部分井初期日产气量超过了 16 万 m³,展现出良好的潜力,近期国内在准噶尔、吐哈等盆地也相继取得了深部煤层气的勘探突破。

深部煤层气生产过程中表现出“初期游离气占比高、见气早、上产快、投产即高产、地层能量高、气液比高、自喷携液”的特点,无单相流排水期,与中浅部煤层气的生产规律存在较大差异,中浅部煤层气形成的排采理念和技术并不完全适用。在先导试验区水平井试采过程中,逐步转变了“长期缓慢排水降压”的排采理念,生产方式也从以抽油机有杆泵为主的“排水降压采气”向“自喷生产+无杆举升”排采工艺转变^[7]。笔者结合鄂尔多斯盆地东缘大宁-吉县区块(以下简称大吉区块)深部煤层气生产实践,分析深部煤层气与中浅部煤层气

煤储层的差异性以及排采影响因素,总结深部煤层气的排采工艺技术难点及现阶段应对措施,并提出下一步研究方向。

1 煤储层地质特征

鄂尔多斯盆地东缘深部煤层埋深主要在 2 000~2 600 m,全区连片展布,煤层厚度为 4~12 m,平均 7.8 m,提供了有利的煤层气生成的资源条件。大吉区块整体呈宽缓的西倾单斜,地层倾角 0.3°~2.5°,断层不发育,为深部煤层气提供了有利的富集条件^[8]。从沉积特征来看,深部 8 号煤层主要形成于潟湖-潮坪沉积环境,大面积稳定分布,成煤环境为强还原条件下的富营养覆水森林沼泽相,为有利的聚煤环境。深部 8 号煤热演化程度高,镜质组含量高,生气能力强,以亮煤、半亮煤为主,煤体结构以原生结构煤为主,割理、裂隙发育;顶底板封盖条件好,顶板灰岩厚度 5~14 m,底板泥岩厚度 4~15 m,顶底板裂隙不发育,水动力条件弱,利于煤层气的保存。通过保压取心与钻杆取心测试,煤层含气量为 17.5~30 m³/t,平均 24.3 m³/t,含气饱和度为 74.7%~153.8%,平均 96%,以饱和-过饱和和赋存状态为主,具有吸附气和游离气共存的赋存模式,游离气含量占比 13%~28%。

与国内外典型区块煤层气藏相比(表 1),大吉区块深部煤层埋深、储层温度是国内外其他煤层气藏的 2 倍以上,压力系数较高,游离气占比是其他煤层气藏的 4 倍,煤体结构较好,矿化度是其他煤层气藏的 7~30 倍,CO₂ 含量远高于其他煤层气藏^[9]。由于大吉区块深部煤层气具有“高压、高含气、高饱和、煤体结构好、箱式封存、富含游离气、高矿化度水、高 CO₂”的地质特征,决定了其开发政策与中浅部不同,给煤层气排采制度制定、举升工艺选择带来了挑战。

2 排采影响因素

为实现煤层气高效排采、单井 EUR 最大化,需在

排采过程中维护储层渗透性,促进压降漏斗大范围扩展。通过机理研究,结合生产实践分析多种物理效应对煤层渗透性的影响,与中浅部煤层气相比,深部煤层气同样受到应力敏感性、速度敏感性、贾敏效应等影响,但影

响程度不同。除此之外,深部煤层气还受结垢堵塞、游离气含量的影响,而中浅部煤层气排采过程中的煤粉堵塞问题,对深部影响程度较小。

表 1 国内外典型煤层气藏特征参数对比

Table 1 Comparison of the characteristics parameters of typical coalbed methane reservoirs in China and abroad

区块名称	埋深/m	压力系数	游离气占比/%	吸附气占比/%	储层温度/°C	煤体结构	矿化度/ ($10^4 \text{ mg} \cdot \text{L}^{-1}$)	CO ₂ 体积分 数/%
大吉区块深部	2 000~2 500	0.91~1.02	20	80	61.3~73.4	原生结构煤为主	7.2~38.0	2.20~5.00/3.65
大吉区块中浅部	900~1 500	0.80~0.90	0~5	>95	32.0~52.0	碎裂、碎粒结构煤为主	0.4~1.3	0.50~3.50/1.50
沁水盆地	300~1 500	0.76~0.93	0~5	>95	20.0~33.0	原生结构、原生-碎裂结构煤	0.1~0.3	平均0.43
美国黑勇士盆地	500~1 200	0.88~0.95	0~5	>95		原生结构煤为主		

注: 2.20~5.00/3.65表示最小~最大值/平均值,其他同。

2.1 应力敏感性

深部煤层气吸附与解吸特性受地层压力与温度的控制更为明显,地应力状态随埋深变化而发生转换,而有效应力与地层温度又存在相应的耦合作用,导致煤储层出现应力敏感性^[10]。根据大吉区块深部 8 号煤取心测试结果(图 1),深部煤层具备明显的应力敏感性,当生产压差超过某一临界值时渗透率明显下降,发生不可逆的损失。通过对同一区块 6 组煤心进行测试,深部 8 号煤层渗透率损失达 97%~99%,而中浅部只有 86%~92%,由此表明,深部煤储层应力敏感性更强。因此,为了制定深部煤层气排采过程中各阶段合理的井底压力下降速度,应充分考虑应力敏感性的影响,避免因生产压差快速增大而造成储层渗透率(尤其是近井区域)的伤害。

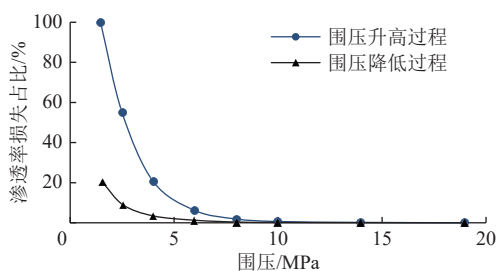


图 1 深部 8 号煤心应力敏感性测试结果

Fig.1 Stress sensitivity test results for deep No.8 coal core

2.2 速度敏感性

速度敏感性是指一定流速作用下,储层内部微粒运移状况及渗透性的损害程度^[11]。深部煤储层通过大规模压裂获得高产工业气流,加砂量是中浅部的 10 倍左右。在产液量和产气量同时较高的情况下,煤储层内部微粒和支撑剂更易因高速流体流动而发生运移,速度敏感性较强。依据生产实践可知深部煤层气井普遍存在压裂砂返吐现象。统计已实施修井作业的 30 口井,井筒出砂井占 57%,出砂周期一般在 1~11 个月。分析认

为,支撑剂在高速流体拖曳力作用下,一方面,在裂缝内回流导致裂缝闭合,降低局部裂缝导流能力;另一方面,近井区域支撑剂充填结构失稳后会运移进入井筒,导致井筒内发生砂卡、砂埋等。深部煤层裂缝内支撑剂回流速度测试实验结果表明,随着流速增大,支撑剂累计回流量显著增加,整体呈线性趋势(图 2)。同时,由不同缝宽条件下支撑剂临界回流速度的测试结果也表明,支撑剂临界回流速度随压裂裂缝宽度增大而明显下降,在近井地带裂缝宽度较大,区域支撑剂临界回流速度最低,发生回流的概率最大。因此,应通过制定合理排采制度,控制排采强度,避免深部流体流速过高,抑制支撑剂回流,进而提高单井 EUR。

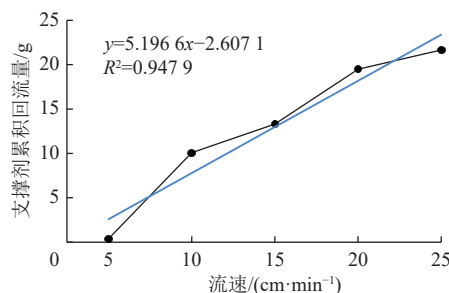


图 2 深部煤层裂缝支撑剂回流速度测试结果

Fig.2 Test results of proppant backflow velocities in fractures of deep coal seams

2.3 结垢堵塞

深部煤储层地层水矿化度一般为 $(7.2\sim 38.0)\times 10^4 \text{ mg/L}$,其中钙离子约占 10%,极易形成盐垢堵塞油管、射孔炮眼,甚至堵塞储层内压裂产生的渗流通道,不仅影响排采连续性,还影响到深部煤层气长期稳产。现场实践表明,大吉区块深部煤层气水平井作业过程中,80%的井出现生产管柱严重结垢问题,导致管柱卡堵。通过对不同地质单元井筒生成垢样进行化验分析,主要成分均为 CaCO₃,其主要原因为地层水中的 Ca²⁺与产出气中的 CO₂在高温高压作用下形成碳酸氢钙溶于水,随

着压力降低,水中释放出二氧化碳、pH 值升高,导致结垢倾向增加^[12]。由于压力降低溶液中释放出的气体,导致相分离过程中出现多个两相流界面,为 CaCO₃ 成核和晶体生长创造了适宜条件^[13],随着压力降低及产出气体中 CO₂ 浓度的不断升高,结垢风险逐步增大。因此,考虑到压降速度对结垢的影响,在高矿化度水、高 CO₂ 条件下,深部煤层气井排采过程需保持一定的压力稳定生产,以减少结垢。

2.4 贾敏效应

贾敏效应是指当液珠/气泡通过煤储层狭小孔道时,由于其直径大于孔道直径,遇到阻力后产生变形,产生毛细管效应附加阻力的现象^[14]。深部煤储层随埋深增大,煤储层比孔容积减小、微孔增多^[15-16],测试结果表明,深部煤储层微孔平均占比为 95%,介孔、宏孔占比极低,煤储层渗透性差,平均渗透率约为 0.016×10⁻³ μm²,仅为中浅部的 6%,较低渗透率导致深部煤储层贾敏效应更强。当排采中断重新启动后,受贾敏效应影响极易

在孔喉处形成“水锁”“气锁”,阻碍煤层气产出。现场实际表明,排采不连续极易产生贾敏效应,加重储层内的微粒如煤粉、支撑剂沉积,增大渗流通道堵塞风险,90% 的井停机或修井后产量难以恢复至停机前水平。因此,需通过提高举升工艺的适应性和稳定性,保持排采过程连续,避免因排采中断发生贾敏效应,而影响煤储层渗透性,进而导致气井产能下降。

2.5 游离气占比

与国内外典型区块页岩气和致密砂岩气相比(表 2),深部煤层气中游离气占比明显低于页岩气和致密砂岩气,而水气比分别为页岩气和致密砂岩气的 3 倍和 20 倍。通过生产数据统计,大吉区块深部煤层气水平井自主携液生产周期为 3~5 个月,明显短于页岩气的 1~1.5 a、致密砂岩气的 2~3 a;采取泡排等辅助排水采气措施排液周期为 7~9 个月,此后无法自喷生产,需介入人工举升工艺进行排采,人工举升阶段预计占深部煤层气井全生命周期的 80% 以上。

表 2 国内外典型非常规气藏特征参数对比
Table 2 Comparison of the characteristic parameters of typical unconventional gas reservoirs in China

区块	埋深/m	压力系数	游离气占比/%	吸附气占比/%	平均水气比/(m ³ ·万 m ⁻³)	自主携液生产周期
大吉区块深部煤层气	2 000~2 500	0.91~1.02	20	80	16.7	3~5个月
大吉区块中浅部煤层气	900~1 500	0.80~0.90	0~5	>95	20.9	0
威远区块页岩气	1 500~4 500	1.20~2.00	81	19	5.0	1.0~1.5 a
苏里格致密砂岩气	3 000~3 500	0.80~0.90	100	0	0.8	2.0~3.0 a

“低游离气、高水气比”造成深部煤层气自喷能力相比页岩气和致密砂岩气较弱,且自喷周期相对较短,无法完全借鉴页岩气和致密砂岩气的排采制度和举升工艺。区块内不同开发单元地层压力系数和含气饱和度存在差异,游离气占比不同,生产规律和举升工艺存在较大差异。游离气占比高的区域,投产初期可自喷;游离气占比较低的区域,投产后即不具备自喷能力,需采用气举等措施进行诱喷或采用人工举升工艺,以维持稳定生产。因此,深部煤层气井游离气占比对举升工艺的选择具有较大影响。

3 深部煤层气排采技术难点

3.1 生产参数变化大,游离气与解吸气转化界限不明

与中浅部煤层气井相比,深部煤层气井生产初期无较长的排水阶段,压裂液返排阶段可自喷,点火即可燃。将研究区内 21 口水平井的排采曲线进行归一化处理(图 3)可以看出,整体产气、产水、套压变化较大。投产初期为游离气为主的自喷阶段,日产气量在 7 万~15 万 m³,日产液量(水)在 200~500 m³;排采 1 个月后日产气量变化不大,产液量逐步下降至 50 m³ 以下;排采

3~5 个月后,随着地层能量减弱,日产气量下降,需采取泡排等辅助排水采气措施排液;排采 1 年后,日产气量下降至 2 万~4 万 m³,日产液量从 50 m³ 下降至 5 m³,自喷能力明显减弱,直至无法自喷生产。无法自喷后需采用人工举升方式保持连续排采,若排采中断时,则产液中断,产气量下降,此时出现类似于中浅部煤层气井的排采特点。研究认为,在整个排采过程中,存在以游离气为主向解吸气为主的转化阶段,但转化时限缓慢过渡,主控因素及其机理复杂,目前尚不明确。

深部煤层气井生产参数变化范围大,排采主体工艺技术边界宽,一套工艺难以满足全生命周期的需求,存

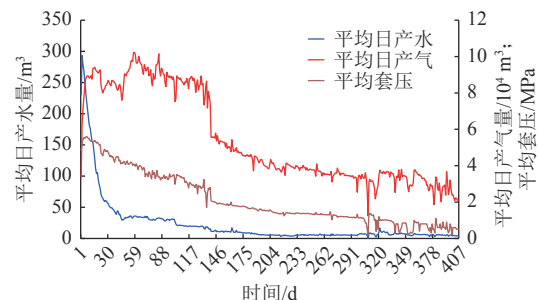


图 3 水平井归一化曲线

Fig.3 Normalized curves of horizontal wells

在自喷与人工举升间的工艺转化,不同阶段应采取不同排采制度和排采工艺技术。

3.2 腐蚀与结垢带来检泵周期和举升工艺优选双重挑战

深部煤层气采出水为 CaCl_2 水型,矿化度一般为 $(7.2\sim 38)\times 10^4 \text{ mg/L}$,平均 $11\times 10^4 \text{ mg/L}$,是中浅部的 7~30 倍;采出气中 CO_2 占比较高,一般为 2%~5%,平均 3.65%,矿化度和 CO_2 含量随生产时间的延长均呈增加趋势。此工况条件下,二氧化碳分压为 0.21~0.80 MPa,根据 API 二氧化碳分压腐蚀标准,属于可发生中度至高度腐蚀范围,钙离子与 CO_2 易形成 CaCO_3 结垢。统计深部煤层气井修井原因,目前主要为管杆泵腐蚀和结垢,区内气井的平均检泵周期为 395 d,为中浅部煤层气井平均检泵周期的 47%,其中矿化度高于 $30\times 10^4 \text{ mg/L}$ 的区域平均检泵周期仅 50 d。频繁修井作业导致的气井产量和压力下降难以恢复,由此造成产气量损失达 5%~25%,严重影响单井的 EUR。同时,深部煤层气井高矿化度水及 CO_2 的复杂工况环境下,还需针对“防腐蚀、防结垢”严重程度优选举升工艺及其配套工艺,以尽量延长气井检泵周期。

3.3 有杆泵工艺难以满足水平井连续生产需求

目前,深部煤层气主体开发井型为水平井。大平台水平井主要采取“直-增-稳-增-稳”五段制三维井眼轨迹,如此复杂的井眼轨迹,通常采用的抽油机有杆泵举升工艺极易发生偏磨问题,且腐蚀工况加速偏磨,致使平均检泵周期仅 180 d,工艺适应性较差。与此同时,有杆泵工艺泵挂深度受井斜、狗腿度限制,一般适合最大井斜约 70° 井段。据统计,区内水平井的实际下泵深度仅为井斜 $40^\circ\sim 62^\circ$ 井段,距离水平井 A 靶点的垂直距离为 40~160 m,由此导致排采后期剩余 0.4~1.6 MPa 的井底压力难以降低,影响气井潜能释放。根据等温吸附曲线估算,这部分未解吸的剩余气量占总气量的 14%~42%。因此,中浅部煤层气主要采用的有杆泵排采工艺不适用于深部煤层气开发的水平井^[17],水平井举升工艺应探索较为适合的无杆举升系统,以满足最大限度降低井底压力的排采需求。

4 排采理论与举升工艺及其应用效果

4.1 排采理论与技术

深部煤层气排采全过程的理论研究目前还不够深入,本文仅对排采阶段划分、排采制度建立和泡排技术进行了研究,对现阶段的理论认识和应用情况进行分析。

4.1.1 排采阶段划分

基于对深部煤层气解吸-渗流机理研究,结合生产规律,本文将气井的全生命周期初步划分为返排、上产、

稳产、递减和低产 5 个阶段,绘制出“五段式”生产规律曲线(图 4)。分析认为,返排阶段主要为液体产出阶段,上产和稳产阶段前期为游离气主控阶段,稳产阶段后期为游离气与解吸气的过渡阶段,递减阶段及低产阶段为解吸气的主控阶段。

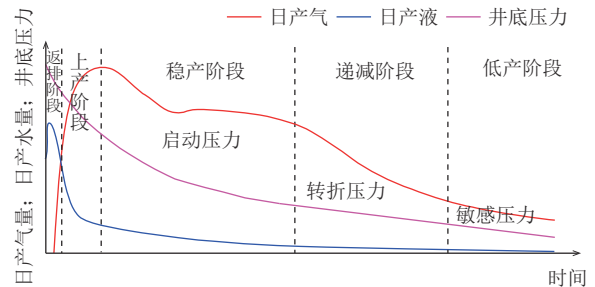


图 4 深部煤层气生产阶段划分

Fig.4 Production stages of deep coalbed methane

各阶段边界划分及其产气规律决定着排采制度的确定。返排阶段边界主要考虑压力、产液量变化以及返排率;上产阶段边界主要考虑产气量上升至最高;稳产阶段主要考虑产气量较为平稳后、出现明显波动时的下降点,此时产出气主要为游离气为主向解吸气为主的过渡。

解吸气主控阶段边界的划分主要基于等温吸附曲线的解吸特征。参照孟艳军等^[18]提出的煤层气解吸过程划分方法,以大吉区块北部 3-4 井的等温吸附曲线为例,其解吸过程划分为低效解吸、缓慢解吸、快速解吸与敏感解吸 4 个阶段(图 5)。将等温吸附曲线的斜率定义为解吸效率,通过解吸效率曲率算出转折压力为 6.00 MPa。低于 6 MPa 后,随着压力降低,解吸效率明显增大,进入快速解吸阶段;求取解吸效率二阶导数,分别算出启动压力为 9.05 MPa、敏感压力为 2.7 MPa。低于敏感压力之后,解吸效率快速升高,进入敏感解吸阶段。

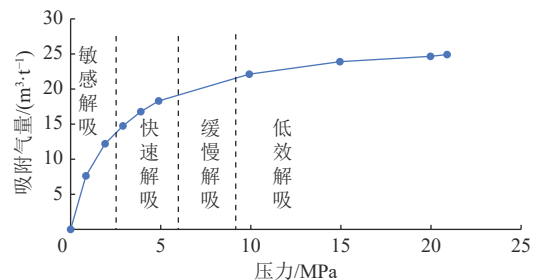


图 5 基于 3-4 井等温吸附曲线深部煤层气解吸过程划分^[18]

Fig.5 Desorption stages of deep coalbed methane based on the adsorption isotherms of the No.3-4 well^[18]

利用启动、转折、敏感 3 个压力为参照边界,初步划分了大吉区块深部煤层气解吸气产出的低效解吸、缓慢解吸、快速解吸、敏感解吸阶段,各阶段分别对应于生产规律曲线的稳产阶段前期、稳产阶段后期、递减阶段及低产阶段。

针对应力敏感性、速度敏感性、结垢堵塞等因素对各阶段排采制度的影响,建立了“高效多排液、精细控压降、有效控递减、扩大压降面、增大解吸量、保障高EUR”的排采原则,在不同开发单元、不同排采阶段制定合理的压降速率。同时根据研究认识,明确了投产即下入生产管柱、尽早由环空转油管自喷生产,尽早介入人工举升的技术路线,保障压降速率的有效精细控制。

4.1.2 排采制度建立

在上述阶段划分研究基础上,开展不同排采制度的建立与对比试验,分析不同排采制度对稳产能力和单井EUR的影响。水平井6-1井投产未进行控压生产,平均井底流压降速为0.07 MPa/d,初期日产气量为10万m³,转为人工举升工艺前,日产气量基本稳定至2万~3万m³,日产液量为5.2m³,计算单位压降产气量为91万m³/MPa,预测单井EUR为4100万m³(图6a)。水平井7-1井通过优化排采制度,井底流压降速控制至0.01 MPa/d以内,初期日产气量为8万m³,后期日产气量稳定在5万m³左右,日产液量为7.5m³,计算单位压降产气量为209万m³/MPa,预测单井EUR为6900万m³(图6b)。对比得出,采用合理排采制度控制井底流压缓慢下降的7-1井,较6-1井产气量递减更缓慢、稳产能力更强,预测单井EUR增加了2800万m³。因此,深部煤层气生产中,建立合理的排采制度对构建最优的单井EUR发挥着重要作用。

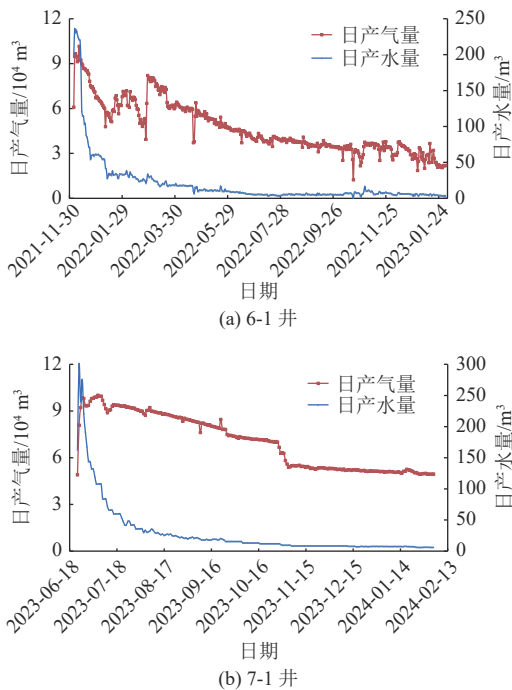


图6 深部煤层气典型井排采曲线

Fig.6 Production curves of the typical deep coalbed methane wells

4.1.3 泡排技术

泡排技术为目前深部煤层气自喷生产阶段的主要

排采措施,应用比例约为60%,一般采用泡排加注撬进行自动连续注入。通过室内实验评价,优选出耐盐性能较好的起泡剂,并优化形成合理的加注浓度和工作制度。现场应用效果表明,虽然泡排技术能够提高自喷阶段的携液效率,但由于深部煤层气井解吸气主控阶段无法自喷,其适用范围较窄,适用周期较短。实际应用中存在两方面问题:一是由于水平井自喷阶段日产液量较高,一般为30~100 m³,按照0.3%~0.5%的加注浓度,起泡剂、消泡剂使用量较大,致使药剂整体费用较高,约为1500元/d;二是高流速造成大量泡沫液快速流过消泡装置,无法有效破泡,易引起管线二次起泡问题,导致对下游设备故障。由此,泡排技术仅适用于自喷生产阶段,不适合深部煤层气全生命周期排采。

4.2 举升工艺

通过对成熟举升工艺的对比优选,目前深部煤层气井普遍应用的举升工艺有压缩机气举、抽油机有杆泵和水力射流泵3种。

4.2.1 压缩机气举

压缩机气举工艺特点是井下无工作部件,能快速排出积液恢复生产,不易出现井下故障。现场应用效果表明,压缩机气举工艺适应排量范围一般为0.1~100 m³/d,下入深度不受井斜限制,适应于高矿化度水及CO₂复杂工况,排采连续性较好。

其不足是,对深部煤层气井适用范围较窄,在低压阶段由于对储层产生回压,当注气回压与储层压力相近时,难以继续降压排采^[19]。当生产通道液柱压力超过地层压力时,气举注入气易将积液压入地层造成无法排液,且导致水锁等储层伤害。

以水平井7井为例,气举前油套压差为2.34 MPa,产液量为0,日产气量为9901 m³,通过15 h连续气举并未出液,而气举返出气量320 m³/h,明显低于注入气量1140 m³/h,说明气举过程中注入气把积液压入地层,无法排液且伤害储层,气举后日产气量下降至7000 m³。由此说明,压缩机气举工艺不适合深部煤层气低压阶段,且应用成本较高,更适用于短期措施复产,不宜作为长期举升工艺,无法实现全生命周期一体化排采。

4.2.2 抽油机有杆泵

抽油机有杆泵工艺易维护、成本低,是鄂尔多斯盆地东缘煤层气主体举升工艺^[20-21],中浅部占比高达99%,深部直井占比75%,平均检泵周期超过800 d。现场应用情况表明,抽油机有杆泵工艺适用矿化度较低区域,一般低于10×10⁴ mg/L,能够稳定降低井底压力满足排采制度调控需求,连续性较好;产液量范围一般在0.2~40 m³/d。

其不足是,排采过程中存在泵漏、油管漏、垢卡、

杆断等问题,井下故障较多;存在因高压、高气液比引起油管大量出气、井口盘根漏气等安全风险;不适用于高矿化度水及高 CO₂ 的直井和大斜度井、水平井;难以实现全生命周期一体化排采。

4.2.3 水力射流泵

水力射流泵以高压水为动力液,由井口通过 $\phi 48$ mm 油管注入井下射流泵工作筒,通过在喷嘴喉管之间形成负压,将地层流体通过 $\phi 48$ mm 油管和 $\phi 73$ 或者 $\phi 89$ mm 油管之间的环空举升至地面^[22-23]。现场应用效果表明,水力射流泵工艺适应排量范围一般为 0.1~200 m³/d,应用于深部煤层气井举升具有两方面优势:一是水力射流泵工艺下入深度不受井斜限制,可下至水平段,能够最大限度降低井底压力;二是水力射流泵工艺对高矿化度水及 CO₂ 复杂工况具有良好的适应性,排采举升连续性较好,检泵周期长。

以水平井 01 井为例,在应用水力射流泵后,由于动力液介入,产出水矿化度由应用前的 17.0×10^4 mg/L 下降至 10.1×10^4 mg/L;且通过在动力液中加入缓蚀阻垢

剂等措施,射流泵泵芯离座压力从 3~5 MPa 降低至 1~1.5 MPa,明显减低了结垢速率。水平井 01 井应用水力射流泵后连续生产 347 d 未进行修井作业,与前期应用抽油机有杆泵工艺对比,连续生产时间延长了 122%。由此可见,水力射流泵排量范围较大,具备实现全生命周期一体化排采的可行性。

4.2.4 技术与工艺效果分析

通过对上述 3 项举升工艺进行对比分析(表 3),综合考虑排量、井深、井型、气液比、工况适应性、经济性等因素,水力射流泵虽一次性投入略高于抽油机有杆泵工艺,维护费用和能耗相对较高,但在“防砂、防垢、防磨、防腐”等“四防”方面优势明显,检泵周期较长,适用于高矿化度井,可满足深部煤层气井各阶段排采需求,且具备全生命周期一体化排采的可行性。因此,水力射流泵是目前最为适合水平井生产且经济效益最佳的举升工艺;抽油机有杆泵举升工艺可作为低矿化度直井的主体举升工艺;泡排技术和气举工艺可作为阶段性举升措施应用。

表 3 三种举升工艺对比
Table 3 Comparison of three lifting technologies

举升工艺	最大排量/(m ³ ·d ⁻¹)	最大井深/m	地面及环境条件	大井斜定向井或水平井	适应性					灵活性	适应性	经济性
					高气液比生产	长期低压生产	含砂	结垢	腐蚀			
压缩机气举	500	4 910	适宜	适宜	很适宜	不适宜	适宜	化防较好	适宜	可调	适合	费用高
抽油机有杆泵	100	3 500	适宜	受限	较差	适宜	较差	受限	较差	可调	适合	费用较低
水力射流泵	300	2 800	适宜	适宜	一般	适宜	很适宜	化防较好	适宜	喷嘴可调	适合	费用较高

5 下一步攻关研究方向

5.1 加强地质工程一体化研究

为实现深部煤层气排采过程中供给侧与采出侧的动态协调,需加强地质工程一体化研究,精细认识煤储层非均质性、物性、介质特性,强化研究储层压力、水场、气场分布及变化规律,充分有效改造储层,构建充分弥合的缝网系统,提高储层渗透率;同时,应进一步优化压裂液体系;压裂阶段应考虑少液,减少出砂,减少结垢、水锁,促进解吸、减少伤害等问题^[24-25];探索在压裂液体系中加入助排剂、促解吸剂、缓释阻垢剂,以便从供给侧根源解决采出侧递减快、积液、结垢、出砂等问题。

5.2 建立深部煤层气高效排采控制方法

以充分利用地层能量、构建理想流态为本质目标,针对深部煤层气产出机理和流动规律认识不清问题,研究基质—裂缝—井筒—地面整体流动过程,包括基质尺度的解吸、渗流,裂隙、裂缝尺度的渗流,井筒尺度的管流等,进一步探索深部煤层气井气水两相多尺度耦合流动规律。研究建立深部煤层气人造气藏排采流动仿

真模型,动态模拟不同排采阶段井底流压梯度变化的对单井 EUR 的影响,建立深部煤层气定量化高效排采控制方法,形成不同开发单元标准生产曲线以及配套排采工艺。同时,识别流动变换边界条件,建立自喷携液与人工举升变换的临界参数模型;通过调整排采制度及工艺配套转换,促使解吸体积充分扩展,达到提高 EUR 的目的;进一步从机理上深化理论认识,指导优化排采制度。

5.3 探索全生命周期一体化排采和举升工艺

5.3.1 完善水力射流泵主体工艺,开展一体化完井试验

完善水力射流泵智能化排采,建立一机多井流程建设,试验全封闭循环装置并配置分离器进行气体回收,优化完善射流泵主体工艺。通过远程遥控,对地面柱塞泵运行频率、能耗、缓蚀阻垢剂加注量、套压或产气量等全部实现自动监测或控制,完善一对多调参(注入流程分配)问题,以满足深部煤层气水平井连续智能排采需求。

为实现自喷(自主携液)—自喷助排—人工举升 3 个阶段采用一种工艺连续排采,减少转化过程作业,提

高气井 EUR, 开展射流泵全生命周期一体化完井工艺试验。设计工艺思路(表 4)为: 投产时带压作业下入射流泵工作泵及泵芯, 采用油套环空自喷; 根据气井积液情况, 采用间开制度启动射流泵辅助排液; 在人工举升

阶段进行连续排采(图 7), 实现全生命周期一体化排采。同时, 将配套的防腐防垢工作液注入动力液, 保障一体化管柱长期有效。

表 4 射流泵一体化工艺思路
Table 4 Philosophy of integrated hydraulic jet pump technology

阶段	时间/月	套压/MPa	日产气量/10 ⁴ m ³	日产液量/m ³	工艺适应性	工艺思路	
阶段一	自喷(自主携液)	2	5~7	5~10	50~500	适应	带压作业下入同心管射流泵, 油套环空自喷
阶段二	自喷助排	10~12	1~3	2~5	5~50	适应	根据气井积液情况, 间歇排采, 辅助排液
阶段三	人工举升	120	0.2~3.0	0.3~3.0	0.5~5.0	适应	低压阶段射流泵连续排液, 持续降低井底压力, 最大限度降压解吸

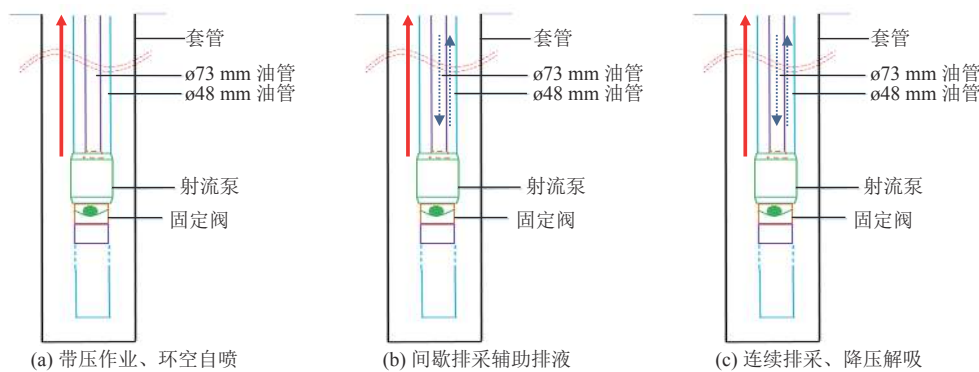


图 7 射流泵一体化工艺

Fig.7 Integrated hydraulic jet pump technology

5.3.2 开展气体射流泵举升工艺攻关

为简化井场设备、节能降耗, 结合深部煤层气排采特点和举升需求, 着重攻关气体射流泵。气体射流泵具备水力射流泵和气举优势, 可实现气体射流井下增压举升(图 8), 避免对储层形成回压。与水力射流泵相比, 气体射流泵地面维护工作量较小, 地面设备连续性好, 能量转换效率高, 适合于全生命周期一体化排采。强化研究气体射流井下管柱结构设计, 攻关优化井下工具和地面设备, 提高携液效率, 降低成本, 研究建立适合气体射流喷嘴喉管匹配选型的数学模型和设计方法。

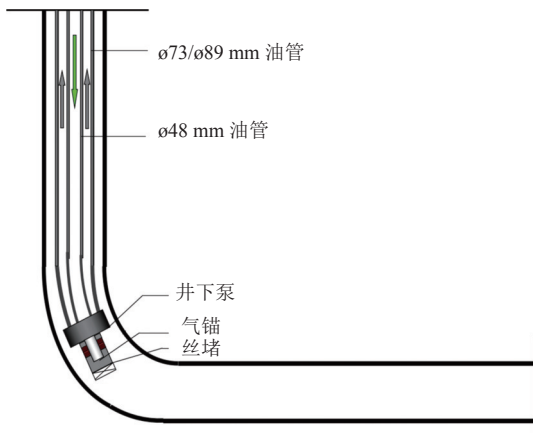


图 8 气体射流泵举升工艺

Fig.8 Lifting technique of a gas jet pump

5.4 逐步实现绿色智慧气田开发

生产过程中可采用分布式及集中式光伏发电为排采设备提供动力。推进远程监控与智能分析平台建设, 集成数据采集、控制设备, 物联网设备, 视频图像, 实现数据远程监控和分析, 建立对工况、生产制度、风险等智能分析、问题判识、预警及特殊情况紧急处理的智慧气田管理模式。逐步将数字孪生技术植入智慧气田建设, 在远程感知、远程控制、AI 监测、仿真模型支撑下, 在数字世界推演各数据随参数调整变化情况, 智能决策分析后, 对物理世界参数进行同步调整。

6 结论

a. 影响深部煤层气排采的主要因素有应力敏感性、速度敏感性、结垢堵塞、贾敏效应、游离气占比等, 与中浅部煤层气既相似、又有差异, 其对深部煤层气排采都有影响, 但针对不同井的地质条件和储层特点, 影响程度不同。

b. 深部煤层气井全生命周期排采过程中存在生产参数变化大的一系列排采技术与工艺难题, 主要包括游离气与解吸气转化时限不明、高矿化度水及 CO₂ 造成腐蚀和结垢问题突出、水平井检泵周期短等。

c. 根据生产规律将排采和生产阶段划分为返排、

上产、稳产、递减和低产5个阶段,形成“五段式”生产规律曲线,根据各阶段的主控因素,已设计不同阶段排采制度并在现场开展了对比试验。

d. 对比认为适合水平井生产且经济效益最佳的举升工艺应是水力射流泵。为最大限度降低井底压力、促进煤层气解吸、提高单井EUR,在建立深部煤层气高效排采制度的同时,需持续开展射流泵、气体射流及其他新型排采设备等全生命周期一体化举升工艺的探索和试验。

e. 加强地质工程一体化研究,探索全生命周期一体化排采和举升工艺,将数字孪生技术植入智慧气田建设,最终实现绿色智慧气田管理。

参考文献(References)

- [1] 徐凤银,王勃,赵欣,等. “双碳”目标下推进中国煤层气业务高质量发展思考与建议[J]. 中国石油勘探, 2021, 26(3): 9-18.
XU Fengyin, WANG Bo, ZHAO Xin, et al. Thoughts and suggestions on promoting high quality development of China's CBM business under the goal of “double carbon” [J]. China Petroleum Exploration, 2021, 26(3): 9-18.
- [2] 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.
- [3] 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.
- [4] 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.
- [5] NELSON C R. Deep coalbed gas plays in the US Rocky Mountain Region: Proceedings of the AAPG Annual Meeting[C]. Salt Lake City, 2003.
- [6] 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.
- [7] 曾雯婷,葛腾泽,王倩,等. 深部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.
- [8] 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.
- [9] 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.
- [10] 秦勇,申建. 论深部煤层气基本地质问题[J]. 石油学报, 2016, 37(1): 125-136.
QIN Yong, SHEN Jian. On the fundamental issues of deep coalbed methane geology[J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(1): 125-136.
- [11] 李永寿,伊向艺,卢渊,等. 煤层气测速敏实验新方法探索[J]. 石油地质与工程, 2010, 24(5): 132-133.
LI Yongshou, YI Xiangyi, LU Yuan, et al. Exploration of a new method for coalbed methane velocity sensitivity experiment[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2010, 24(5): 132-133.
- [12] AZIZ B, GEBAUER D, HEDIN N. Kinetic control of particle-mediated calcium carbonate crystallization[J]. Cryst Eng Comm, 2011, 13(14): 4641-4645.
- [13] ABDEL-AAL N, SATOH K, SAWADA K. Study of the adhesion mechanism of CaCO₃ using a combined bulk chemistry/QCM technique[J]. Journal of Crystal Growth, 2002, 245(1/2): 87-100.
- [14] 张小琴,王宇池,王永青,等. 减缓低渗透储层贾敏效应的方法研究[J]. 合成材料老化与应用, 2013, 42(2): 28-32.
ZHANG Xiaoqin, WANG Yuchi, WANG Yongqing, et al. Study on the method of reducing Jiamin effect in the low permeability oil field[J]. Synthetic Materials Aging and Application, 2013, 42(2): 28-32.
- [15] 刘晓,崔彬,吴展. 煤层气井堵塞型递减原因分析及治理:以延川南煤层气田为例[J]. 油气藏评价与开发, 2022, 12(4): 626-632.
LIU Xiao, CUI Bin, WU Zhan. Cause analysis and treatment of coal-bed gas well plugging decline: A case study of southern Yanchuan CBM Field[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2022, 12(4): 626-632.
- [16] 陆小霞. 沁水盆地南部深煤层煤层气地质特殊性及其产能影响因素研究[D]. 北京: 中国地质大学(北京), 2017.
LU Xiaoxia. The geological characteristics and the production effect factor of deep coal seam in southern Qinshui Basin[D]. Beijing: China University of Geosciences (Beijing), 2017.
- [17] 降文萍,张培河,李忠城,等. 深部煤层气异常地质特征及开发技术探讨[J]. 煤炭工程, 2022, 54(6): 158-164.
JIANG Wenping, ZHANG Peihe, LI Zhongcheng, et al. Discussion on abnormal geological characteristics of deep coalbed meth-

- ane and the development technology[J]. *Coal Engineering*, 2022, 54(6): 158–164.
- [18] 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 coal-bed methane desorption stages and its significance[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2014, 41(5): 612–617.
- [19] 张丽媛. 压缩机气举在涪陵页岩气田的应用[J]. *江汉石油职工大学学报*, 2020, 33(5): 17–19.
- ZHANG Liyuan. Application of compressor gas lift in Fuling shale gas field[J]. *Journal of Jiangnan Petroleum University of Staff and Workers*, 2020, 33(5): 17–19.
- [20] 秦绍锋, 王若仪. 潘河区块煤层气 L 型水平井排采工艺及配套技术研究[J]. *煤炭科学技术*, 2019, 47(9): 132–137.
- QIN Shaofeng, WANG Ruoyi. Study on gas drilling technology and supporting technology for L-type horizontal well in Panhe Block[J]. *Coal Science and Technology*, 2019, 47(9): 132–137.
- [21] 程百利. 煤层气井排采工艺研究[J]. *石油天然气学报*, 2010, 32(6): 480–482.
- CHENG Baili. Discussion on discharge and producing techniques for coalbed methane wells[J]. *Journal of Oil and Gas Technology*, 2010, 32(6): 480–482.
- [22] 陆宏圻. 射流泵技术的理论及应用[M]. 北京: 水利电力出版社, 1989.
- [23] 陈秀萍, 窦武, 薛占新, 等. 射流泵举升工艺在煤层气 L 型水平井的应用研究[J]. *化工自动化及仪表*, 2018, 45(8): 644–649.
- CHEN Xiuping, DOU Wu, XUE Zhanxin, et al. Study of applying jet pump lifting technology to L-shaped CBM horizontal well[J]. *Control and Instruments in Chemical Industry*, 2018, 45(8): 644–649.
- [24] 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.
- [25] 陈贞龙. 延川南深部煤层气田地质单元划分及开发对策[J]. *煤田地质与勘探*, 2021, 49(2): 13–20.
- CHEN Zhenlong. Geological unit division and development countermeasures of deep coalbed methane in southern Yanchuan Block[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2021, 49(2): 13–20.

(责任编辑 范章群)