

引文: 王登海, 刘军, 刘银春, 等. 深层煤岩气开发地面工程面临的挑战及对策建议[J]. 天然气工业, 2024, 44(10): 209-217.
WANG Denghai, LIU Jun, LIU Yinchun, et al. Surface engineering of deep coal-rock gas development: Challenges and solutions[J]. Natural Gas Industry, 2024, 44(10): 209-217.

深层煤岩气开发地面工程面临的挑战及对策建议

王登海¹ 刘 军^{2,3} 刘银春^{2,3} 段雨辰^{2,3} 李 琳⁴ 李奇宸^{2,3} 冯 波^{2,3}

1. 中国石油长庆油田公司 2. 中国石油长庆工程设计有限公司
3. 低渗透油气田勘探开发国家工程实验室 4. 中国石油长庆油田公司勘探开发研究院

摘要: 深层煤岩气指埋藏深度大于 1 500 m 的煤层气资源, 具有储层压力大、含气量高、游离气丰富等特点, 开采难度大。近年来, 中国在鄂尔多斯盆地大吉区块、沁水盆地晋中区块等深层煤岩气勘探开发取得重要新进展, 深层煤岩气勘探发展现了良好的潜力, 但压裂用液量高、地面工艺配套复杂、整体投资较高等因素仍是制约此类非常规天然气高效开发的核心问题。为促进深层煤岩气的高效开发, 根据目前已开发深层煤岩气试采取得的认识, 充分结合已有试采井静态、动态资料, 系统梳理了开发过程中地面工程面临的问题与挑战, 并提出了针对深层煤岩气开发地面工程的对策与建议。研究结果表明: ①深层煤岩气地面工程面临低成本水资源循环利用难度大、地面配套工艺复杂、建设投资高等方面的挑战。②根据深层煤岩气地面工程配套复杂、建设周期长、系统布局要求高等特点, 创造性提出“五网同建、地面先行”的建设新模式; 并构建差异化集输网、循环回用水网、绿色低碳配电网、安全高效数据网及统筹优化道路网, 满足了深层煤岩气高效开发需求。③提出“前端功能模块化、后端功能集成化”设计新模式, 井场按照撬装集成、组合拼接, 下游站场按照立体布置、高度集成, 充分适应了不同阶段煤岩气生产特征差异大的特点。结论认为, 深层煤岩气开发需深入落实地上地下一体化建设模式, 最大程度降低地面工程整体投资; 新的地面工程建设模式体现了“高效、节能、安全、环保、智能”的理念, 满足了深层煤岩气产业高质量发展的目标。

关键词: 深层; 煤岩气; 地面工程; 建设模式; 开发难点; 对策建议

中图分类号: TE4 **文献标识码:** A **DOI:** 10.3787/j.issn.1000-0976.2024.10.017

Surface engineering of deep coal-rock gas development: Challenges and solutions

WANG Denghai¹, LIU Jun^{2,3}, LIU Yinchun^{2,3}, DUAN Yuchen^{2,3}, LI Lin⁴, LI Qichen^{2,3}, FENG Bo^{2,3}

(1. PetroChina Changqing Oilfield Company, Xi'an, Shaanxi 710018, China; 2. PetroChina Changqing Engineering Design Co., Ltd., Xi'an, Shaanxi 710018; 3. National Engineering Laboratory of Low-permeability Oil & Gas Exploration and Development, Xi'an, Shaanxi 710018, China; 4. Exploration and Development Research Institute, PetroChina Changqing Oilfield Company, Xi'an, Shaanxi 710018, China)

Natural Gas Industry, Vol.44, No.10, p.209-217, 10/25/2024. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

Abstract: Deep coal-rock gas refers to the natural gas resources buried in coal bed deeper than 1500 m, so it is difficult to produce it due to the characteristics of high reservoir pressure, large gas content and rich free gas. In recent years, great progress has been made in the exploration and development of deep coal-rock gas in the Daji Block of the Ordos Basin and the Jinzhong Block of the Qinshui Basin, suggesting a promising potential. However, the efficient development of such unconventional gas is significantly restricted by high fracturing liquid volume, complex surface processes, high overall investment, and other factors. In order to promote the efficient development of deep coal-rock gas, this paper systematically reviews the problems and challenges in surface engineering of deep coal-rock gas development, based on the insights obtained from the production test of the developed deep coal-rock gas, together with available static and dynamic data of production test wells, and then proposes the solutions. The following results are obtained. First, the surface engineering of deep coal-rock gas faces the challenges such as difficult water recycling at a low cost, complex surface processes, and a high construction investment. Second, depending on the characteristics of surface engineering of deep coal-rock gas developing such as complex supporting facilities, long construction periods and high system layout requirements, a new construction mode of "simultaneous construction of five networks, with priority to surface infrastructures" is proposed. The five networks include a differentiated gathering and transportation pipeline network, a water recycling network, a green and low-carbon power distribution network, a safe and efficient data network, and a coordinated and optimized road network, which will be constructed to meet the needs of efficient development of deep coal-rock gas. Third, a new design mode of "modularization of front-end functions and integration of back-end functions" is put forward. The well site follows the mode of skid mounted integration and combined assembly, and the downstream stations are arranged in a three-dimensional and highly integrated manner, so as to fully adapt to the significant differences in production characteristics of deep coal-rock gas at different stages. In conclusion, the development of deep coal-rock gas requires a surface-underground integrated construction mode to minimize the overall investment in surface engineering. The proposed new surface engineering mode reflects the concepts of "efficiency, energy, safety, environment, and intelligence", and meets the goal of high-quality development of the deep coal-rock gas industry.

Keywords: Deep strata; Coal-rock gas; Surface engineering; Construction mode; Development difficulties; Solutions

基金项目: 中国石油长庆油田公司科技攻关项目“深层煤层气钻采及地面配套关键核心技术研究”(编号: 2024D2ZZ03)。

作者简介: 王登海, 1969 年生, 正高级工程师; 主要从事油气田地面工程规划设计、技术管理等方面的工作。地址: (710018) 陕西省西安市未央区凤城四路长庆大厦。ORCID: 0000-0002-6027-8157。E-mail: wdhl_cq@petrochina.com.cn

通信作者: 刘军, 1987 年生, 高级工程师; 主要从事油气田地面集输的研究和设计工作。地址: (710018) 陕西省西安市未央区凤城四路长庆大厦。ORCID: 0009-0004-3203-7251。E-mail: liuj06_cq@petrochina.com.cn

0 引言

作为煤炭资源大国,中国有着丰富的煤层气资源。埋深 2 000 m 以浅的煤层气地质资源量约为 $30.05 \times 10^{12} \text{ m}^3$,埋深 1 500 ~ 2 000 m 的煤层气资源量约为 $11.93 \times 10^{12} \text{ m}^3$,2 000 m 以深的煤层气资源尚未开展系统评价^[1-5]。从资源、技术以及经验积累来看,煤层气仍是当前易开发的非常规天然气资源。尤其 2018 年以来,山西延川和大宁—吉县等地区先后开展了 1 500 m 以深深层煤岩气(行业内将埋深超过 1 500 m 的煤层气定义为深煤岩气)勘探评价试验,水平井测试日产气量超过 $10 \times 10^4 \text{ m}^3$,实现了煤层气由浅层向中深层开发拓展^[6-8]。

深层煤岩气资源量巨大,平面上发育广泛,具有较大的开发潜力。以往认为深层煤岩气是勘探开发的禁区,而如今无论是从地质理论还是工程实践上均取得了新的认识。对于深层煤岩气,在煤层顶底板封盖性较好的情况下,其含气量一般较高。如大宁—吉县区块,实测含气量是中浅层的 2 倍以上,含气饱和度超过 98%。深层煤岩气能否有效开发,关键在于工程改造的适配性。与浅层煤层气不同,深层煤岩气地质条件更加复杂,埋藏深、地应力高、渗透率低使得深层煤岩气开发的成本和技术难度呈指数级增加^[9-11]。如延川南煤岩气,形成了以“大排量、大液量、大砂量”有效支撑的压裂技术,单井液量由 2 000 m^3 逐步提高到 10 000 m^3 以上。由于地质特征差异性,与浅层煤层气相比,深层煤岩气生产初期具有压力高、产水少、见气早、增长快、产量高的特点,井口需进行除砂、气液分离、两相计量,低压低产阶段需采用增压气举等工艺,这导致地面工程配套复杂^[12-15]。据此,笔者结合深层煤岩气的生产特征,分析中国石油长庆油田公司(以下简称长庆油田)开发区块深层煤岩气地面工程开发难点以及目前取得的主要认识,以期后续规模开发提供技术支撑。

1 深层煤岩气开发基本特征

长庆油田上古生界石炭系上统本溪组 8 号煤层广泛发育,埋深 2 000 ~ 3 000 m,煤层厚 4 ~ 16 m,西薄东厚,发育煤灰、煤泥、煤砂 3 类储盖组合,煤的镜质体反射率(R_o)普遍在 1.2% ~ 2.4%,生烃能力强,含气范围广。与埋深小于 1 500 m 的中浅层相比,深层煤储层具有煤层厚度大、含气量高、割理裂隙发育、原生结构煤发育等有利条件。深层煤岩气主

要成分是甲烷,同时含有一定量的乙烷,重烃组分较少, CO_2 含量相对较高(表 1)。根据区块已经试采的 CQ-1 ~ CQ-5 井气质分析数据发现, CO_2 含量在 3% ~ 5%,变化幅度不大。其组分及开发特点与页岩气有较多相似点,因此深层煤岩气开发可以借鉴国内页岩气开发的相关经验^[16-17]。

表 1 CQ-2 井 8 号煤层煤岩气组分统计表

组分	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_{3+}	CO_2	N_2
含量	93.60%	0.65%	0.05%	0.01%	4.53%	1.13%

研究区内目前试采了 10 余口井,通过排采分析,发现具有以下特征(图 1 ~ 5):①表现出“套管排液、油管排液、带液生产”3 个阶段,套管排液阶段(3 ~ 15 d)返排液量快速上升,游离气快速产出,压后放喷点火可燃,产液量最高,具有高水气比;油管排液阶段(25 ~ 40 d)返排液量逐步下降,游离气大量产出,产气量快速上升至最大值,对应返排率为 23% ~ 38%;带液生产阶段(大于或等于 40 d)日产气量趋于平稳,日产液量逐渐减少,套压缓慢下降,油套压差缩小,吸附气开始解吸,气水存在波动,可采用辅助泡排等措施。②初期日产液量较高,最高可达 500 m^3/d 以上,3 个月以后产液量可降至 20 m^3/d 以下。采出水水型为 CaCl_2 型,生产初期(1 个月)采出水矿化度低(小于或等于 $5 \times 10^4 \text{ mg/L}$),生产中期(2 ~ 4 个月)采出水矿化度上升至 $(5 \sim 15) \times 10^4 \text{ mg/L}$ 。③排采 1 ~ 2 d 见气,排采前套压为 7.3 ~ 17.6 MPa,初期日产气量为 $(2.5 \sim 8.3) \times 10^4 \text{ m}^3$,油压为 4 ~ 10 MPa。

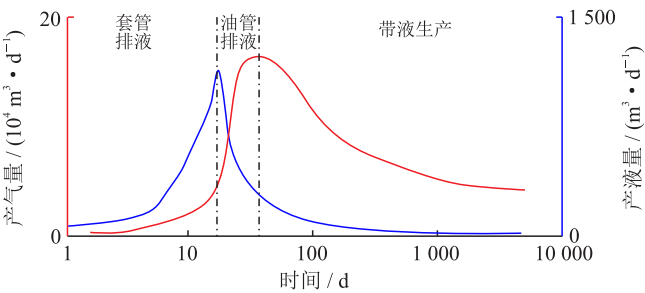


图 1 长庆油田深层煤岩气水平井返排生产标准曲线图

根据试采井生产情况统计分析,生产初期阶段深层煤岩气井以游离气为主,投产后超过 90% 的气井开井就有套压,日产气量快速上升;生产中期逐步从以游离气为主过渡到以吸附气为主。从产量及压力变化来看,与致密气相比,深层煤岩气具有“两高两低”的特点,初期产气量高(深层煤岩气 $5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 、致

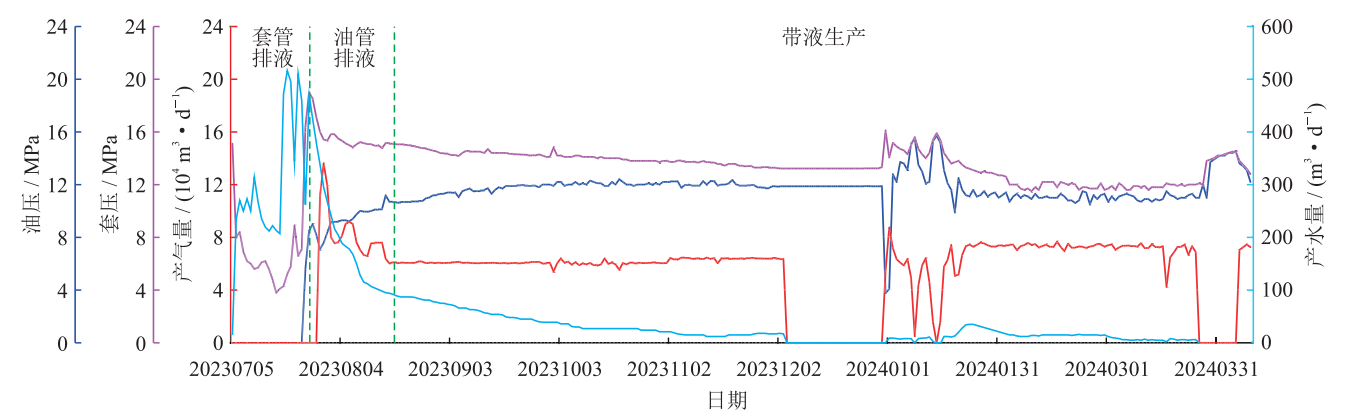


图 2 CQ-1 井排采曲线图

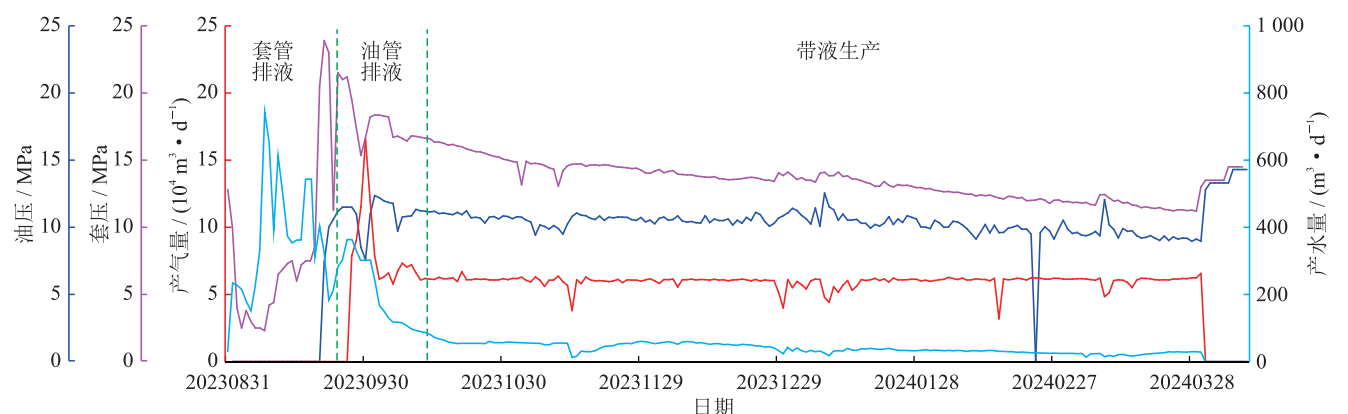


图 3 CQ-2 井排采曲线图

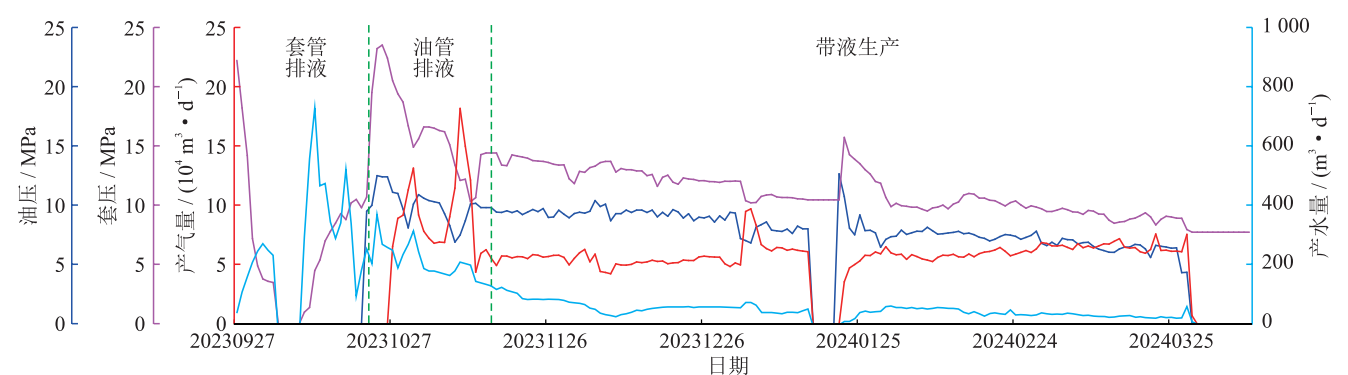


图 4 CQ-3 井排采曲线图

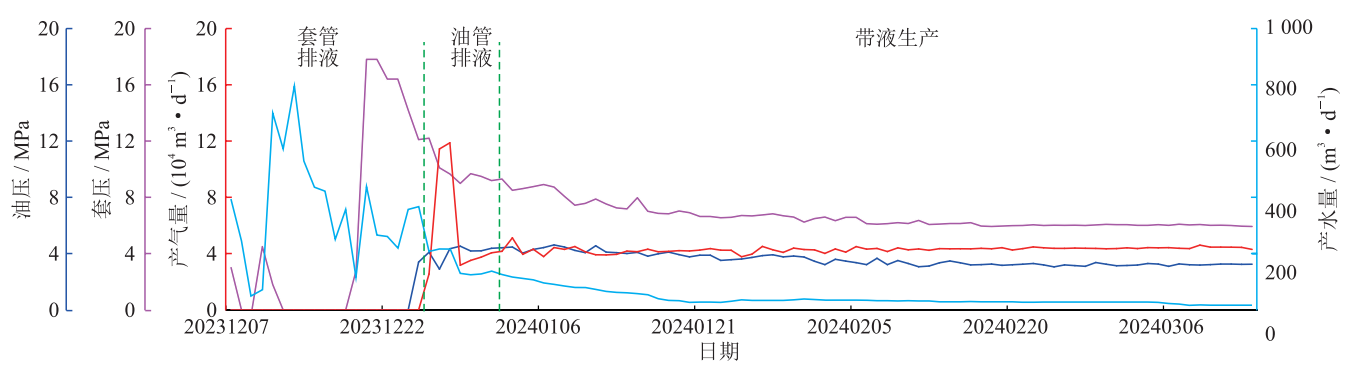


图 5 CQ-4 井排采曲线图

密气 $3.8 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ）、递减率高（深层煤岩气 42.0%、致密气 33.5%）、套压低（深层煤岩气 10.0 MPa、致密气 19.3 MPa）、压降速率低（深层煤岩气 0.01 MPa/d、致密气 0.02 MPa/d）。但是随着吸附气逐步解吸，深层煤岩气相比于致密气存在更长的低压稳产期。从其产出物特征来看，深层煤岩气中含 CO_2 、水、砂及煤粉等，且不同阶段产液量变化大，初期产液量大、矿化度低，中后期产液量逐渐降低，但矿化度高。

因此，深层煤岩气井快速转变的生产特征对地面系统布局以及集输系统的适应性提出了更高要求：①深层煤岩气井因产液量大需在井口配套气液分离等设备，集气、集水及配电系统应统筹规划，尽可能从源头上提高系统适应性、电气化率以及采出水回用率等^[18-20]；②因深层煤岩气井不同阶段生产参数差异大，需根据气井生产特点，分阶段采用不同工艺技术及设备；③深层煤岩气井与致密气井生产特征差异大，导致区块协同开发难度大，煤岩气井需建设独立的集气系统，在未建成独立系统时，宜分别在已建增压站内设置常规井和煤岩气井压缩机。

2 深层煤岩气开发地面工程存在的主要难点

2.1 用水量大，低成本的水资源循环利用难度大

深层煤岩气开发多采用高强度体积压裂，单口水平井压裂用液量为 $(3 \sim 5) \times 10^4 \text{ m}^3$ ，尤其是生产前半年日均产液量约为 40 m^3 ，部分地面系统无法满足初期高产液阶段生产需求，需采用井场就地存储、井间配液回用，或者拉运至下游水处理站处理，大量的采出水对采出水储存、转输以及处理方式提出了新的要求^[21-25]。长庆气区地处毛乌素沙漠和黄土塬地区之间，区域内地表水稀少，传统低成本供水方式无法满足规模开发需求，亟需构建水资源循环利用系统，实现水资源的高效利用。生产初期高产液阶段，井场需配套移动式采出水处理撬来满足井场快速简易处理、井间回用的需求，在中低产液阶段通过输水管网输送至下游采出水集中处理站进行处理后回用，尽可能提高采出水回用率。

2.2 地面配套工艺复杂，对地面系统适应性提出挑战

深层煤岩气含 CO_2 （5% 左右）、水、砂及煤粉等，需考虑除砂除尘、脱水脱碳，同时要结合配套的消泡增压等排水采气工艺^[26-30]。试采的 10 余口气井初期产量为 $(2.5 \sim 8.3) \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ，初期压降速率为

$0.0012 \sim 0.0750 \text{ MPa/d}$ ，不同区块气井产量及稳产程度不同，同一区块内部气井间也存在一定差异，这导致难以确定合理的压力系统、增压时机、管径大小、管网形式，对地面工艺适应性提出挑战。

2.3 井站应用设施多，对集约化和经济性提出更高要求

根据深层煤岩气开发特征，井场需配置分离计量撬、除砂撬、采出水外输撬、采出水缓冲罐等设备，从而实现井场煤层气的气液分离、两相计量及采出水传输等功能^[31-32]。深层煤岩气压力能利用期较短，站场需尽可能配置往复式压缩机或螺杆机进行增压开采。同时，考虑到目前试采区块煤岩气含 CO_2 ，处理厂需采用脱水脱碳工艺。因此，深层煤岩气井、站、处理厂配套设施多，导致占地面积大、工程投资高、管理难度大。地面工程需通过平面布局、设备撬装化优化，实现布局灵活合理、设备多功能集成，尽可能降低占地及投资，便于现场管理。

2.4 开发新工艺应用较多，地面工艺需及时进行优化

为控减压裂用液规模，以解决长庆油田深层煤岩气开发区域水资源匮乏及水处理成本高等问题，长庆油田积极尝试 CO_2 泡沫减水压裂工艺，单井入地液量可降至 $2 \times 10^4 \text{ m}^3$ 以下。根据室内试验，初步明确了 CO_2 破岩及促解吸规律。由于煤岩气储层割理、微裂缝发育， CO_2 注入后煤岩表面甲烷吸附量下降 41%，解吸气量上升 20%，这表明 CO_2 具有明显的解吸附增产优势，试采区 CO_2 泡沫压裂气井总体用液量可降低 50%。生产初期 CO_2 浓度高达 50%，随着时间的延续缓慢下降，高浓度 CO_2 溶于水后对管道及设备金属构件会发生严重腐蚀，急需攻关井口 CO_2 分离捕集工艺，从而实现井间 CO_2 压裂回用。

3 深层煤岩气开发地面工程对策及建议

3.1 打造“五网同建、地面先行”地面建设新模式

根据深层煤岩气地面工程配套复杂、建设周期长、系统布局要求高等特点，通过一年多现场实践，研究团队创造性提出“五网同建、地面先行”的建设思路，即统筹规划“气、水、电、讯、路”系统，提前实施地面建设，满足深层煤岩气高效开发需求。

3.1.1 差异化集输管网

结合不同区块地形地貌、气井生产规律特点，

按照“一区一对策”的思路，开展差异化设计。地势较平坦的区域初期（4～6 个月）采用井场分离、气液分输工艺，后期采用气液混输工艺，当达到气液混输条件后井场设施搬迁至下一井组重复利用；地形起伏较大的区域，采用井场分离、气液分输工艺。针对不同区块气井产量及稳产程度不同，同一区块内部气井间也存在一定的差异性，研究团队计划采用阀组集气、中低压集气相结合的工艺（图 6）。集气阀组接收各井场来气，且具备中低压流程切换和清管功能，与采气井场或水处理站合建，在生产后期可设置压缩机，进一步降低井口生产压力。集气站接收集气阀组来气，经分离、增压、脱水后外输，设计中压和低压两套流程，可有效延长压缩机增压时机，降低装机功率。气质中 CO₂ 含量较高，试采阶段区块深层煤岩气井数量少、整体产量较低，与致密气掺混后仍满足已建系统处理需求，但规模开发阶段需单独建设脱碳脱水处理系统进行处理。

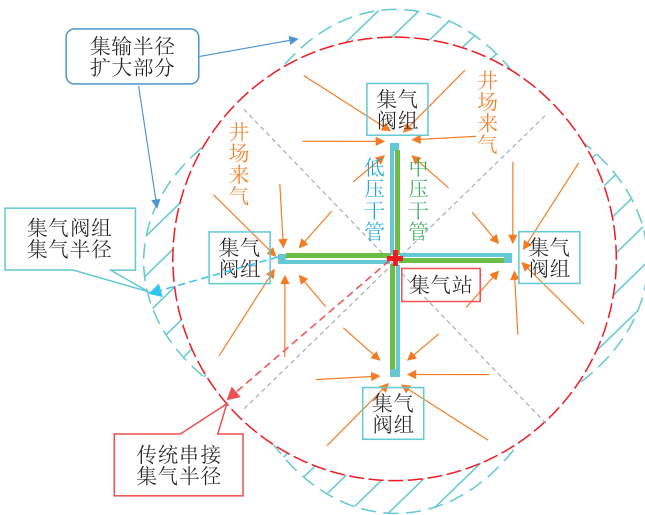


图 6 深层煤岩气集输系统布置示意图

3.1.2 循环回用水管网

水资源循环利用是实现深层煤岩气规模高效开发的关键，灵活的取水、转水、储水及回用系统可有效缓解大规模压裂用水压力^[33-34]。针对深层煤岩气采出水矿化度高、不同时期水量水质变化大的特点，采用“凝沉降+离子控制”处理思路，配套高矿化度耐盐压裂液体系，对不同硬度采出水开展了井场采出水回用试验（表 2）。当水硬度（钙镁离子含量）小于等于 1 000 mg/L 时，可井间直接利用，作为前置液、低砂比及顶替阶段回用；当水硬度在 1 000～10 000 mg/L 时，采用集中储存，使用清水稀释+耐高矿化度压裂液重复利用；当水硬度大于等于 10 000 mg/L 时，采

表 2 CQ-5 井采出水回用试验统计表

矿化度 / (mg · L ⁻¹)	液量 /m ³	液量占比	回用方式
≤ 1 000	2 400	20%	直接利用
1 000 ～ 5 000	3 000	25%	耐盐压裂液
5 000 ～ 10 000	3 000	25%	清水稀释+耐盐压裂液
≥ 10 000	3 600	30%	水质处理+耐盐压裂液

用集中储存，使用地面软化处理+耐盐压裂液体系。根据采出水回用试验情况，结合研究区不同地形地貌，按照“大液留井场、小液进站场”的思路，探索性提出“两级处理、两级存储”的沙漠采出水回用模式和“两级处理、三级存储”的山区采出水回用模式（图 7）。初期大量产液阶段，采用“氧化降黏+混凝沉淀”工艺（图 8），实现井场快速处理、井间回用；中后期稳定产液阶段，采用“预处理+气浮旋流+膜过滤”工艺（图 9），满足高耐盐压裂液配液需求。

3.1.3 绿色低碳配电网

统筹考虑钻采与生产用电需求，电网规划与新能源建设充分融合，构建“区域集中引接 35 kV 电源+井场 10 kV 专线+分布式光伏”模式，电驱集气站设 35 kV 电控一体化变电站，井场 10 kV 电源由集气站引接，前期供钻井用电，后期供生产用电，不断提高电气化率^[35-36]。

3.1.4 安全高效数据网

由于气田传统 4G 网络存在安全、带宽及运维费用等问题，需建设覆盖煤岩气采气井场的光纤通信网络，保障煤岩气开发建设中数据传输的安全性和可靠性。针对煤岩气井场、站场、水处理站点多面广，结合北斗数据传输特征，对卫星数据传输在保障人员智能巡井、井场数据传送等方面进行研究，实现对人员及井场状态的管理提升，建成“前端一体化智能配套、中端生产指挥、后端智能决策”的管理模式。

3.1.5 统筹优化道路网

全方位规划钻前路、进站路、伴行路建设及使用，构建“快速成网、节点立体、主干完善、四肢贯通”的油田路网体系，对确定站址的井场超前实施道路，为生产提供顺畅的交通条件，提升道路服务水平。

3.2 探索“前端功能模块化、后端功能集成化”设计模式

深层煤岩气开发存在气井分布广泛、开采及集

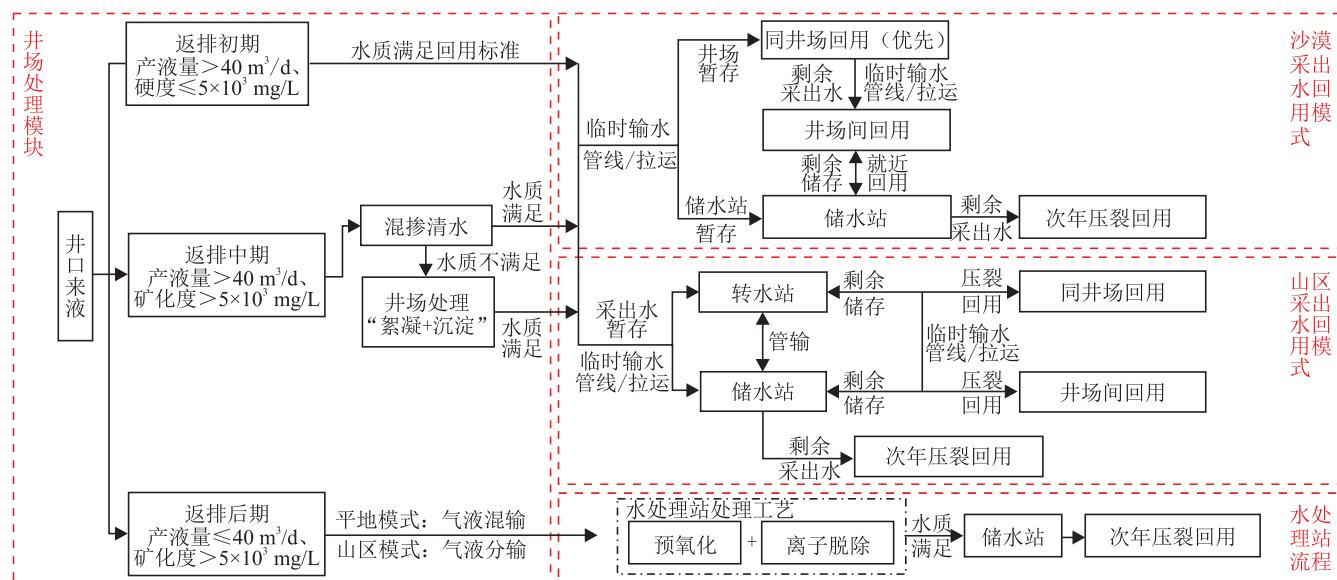


图7 深层煤岩气循环利用水系统设计示意图

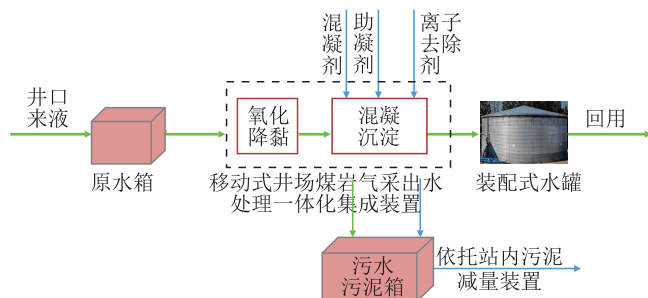


图8 井场采出水处理工艺流程图

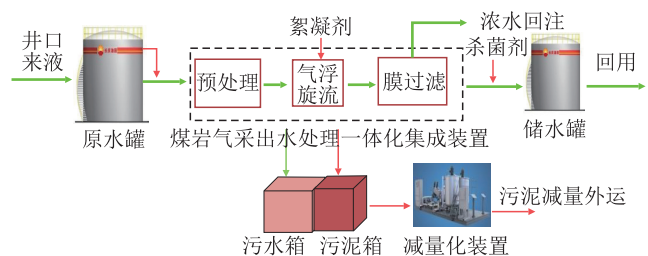


图9 站场采出水处理工艺流程图

输处理设备种类多、现场管理困难等特点,目前仍处于技术攻坚阶段。在此背景下长庆油田借鉴苏里格气田设计经验,积极应用标准化、模块化、撬装化设计,提出“前端功能模块化、后端功能集成化”的模式,即井场设备撬装集成、组合拼接,下游站场设备立体布置、高度集成,充分适应深层煤岩气不同阶段生产特征差异大的特点^[37-40]。该模式主要特征有以下3点:①结合深层煤岩气初期气液产量高、后期趋于稳定的特点,将地面工程划分为临时流程和固定流程两个阶段,分阶段配置地面工艺及设备。地面临时流程对应气井生产初期的试采阶段,井场

设备主要包括除砂器、加热炉、分离器等,通过适当延长气井的试采阶段,实现大量产液留井场和井间回用,有效降低下游地面系统处理负荷;试采结束后,除气液分离器保留外,除砂器、加热炉等设备可搬迁至下一个试采井场进行重复利用。②按照“多功能集成和灵活搬迁复用”原则,采用一体化排采装置及工艺,降低井场装置数量。将井口压力调节、轮换计量、除砂以及气液分离等功能进一步集成,研发轮换计量分离一体化集成装置,同时攻关自动化远程精细调控系统,实现从无人值守、自动控制过渡到预测生产、自动调控。③开展站场立体布站研究,按照立体布置、流程顺畅、平面合理、安全宜人的设计思路,研发高效核心设备、多功能合一装置,提高建设质量,缩减建设周期,减少建设用地。

3.3 深入落实地上地下一体化建设模式

深层煤岩气埋藏深且开发成本高,目前技术条件下较难实现经济开发^[40],地面建设需转变观念,把过去“地上服从地下”的做法转变为“以经济效益为中心,地上地下整体优化”的原则。地质部署、钻采计划与地面工程需充分结合,切实做到“地上地下一体化”,打造地面系统建设新模式。笔者提出两个建议:①地质部署可充分借鉴长庆—苏南合作区开发理念^[41-43],区块与井间接替结合,每个区块采用井组与井间加密结合,保持区块产量基本平稳,避免地面重复建设,最大限度降低投资;②合理制订煤层气井钻采计划,避免井组间集中完试投产,通过合理优化井组间实施顺序,最大程度实现采出水循环利用,降低综合水处理成本。

4 结论

1) 深层煤岩气已成为中国油气勘探开发的重要接替领域, 根据已有试采数据, 呈现出 3 段式的生产特征。与浅层相比, 深层煤岩气初期中压高产、产液量大, 含 CO₂、水、砂及煤粉等, 且自主携液生产; 后期低压但不低产, 持续时间较长, 需人工举升。

2) 深层煤岩气地面工程面临的开发难点, 主要体现在低成本水资源循环利用难度大、地面配套工艺复杂、建设投资高等, 需因地制宜探索出一套高效且适配性强的地面开发技术体系。

3) 基于深层煤岩气探勘开发时间短、效益开发难度大、技术不配套的现状, 提出“五网同建、地面先行”的建设模式, 通过构建“差异化集输管网、循环回用水管网、绿色低碳配电网、安全高效数据网、统筹优化道路网”, 打破常规建设方式, 重新配置生产要素, 以适应全生命周期气井生产需求。

4) 深层煤岩气开发需进一步探索灵活适用、集约高效的模式, 探索“前端功能模块化、后端功能集成化”设计模式, 深入落实地上地下一体化建设模式, 区块与井间接替结合, 合理制订气井钻采计划, 最大程度实现深层煤岩气效益开发。

参 考 文 献

- [1] 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.
- [2] 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.
- [3] 张道勇, 朱杰, 赵先良, 等. 全国煤层气资源动态评价与可利用性分析[J]. 煤炭学报, 2018, 43(6): 1598-1604. ZHANG Daoyong, ZHU Jie, ZHAO Xianliang, et al. Dynamic assessment of coalbed methane resources and availability in China[J]. Journal of China Coal Society, 2018, 43(6): 1598-1604.
- [4] 门相勇, 姜钰, 王一兵, 等. 中国煤层气产业“十三五”以来发展成效与建议[J]. 天然气工业, 2022, 42(6): 173-178. MEN Xiangyong, LOU Yu, WANG Yibing, et al. Development achievements of China's CBM industry since the 13th Five-Year Plan and suggestions[J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(6): 173-178.
- [5] 侯淦译. 近年国内煤层气产业发展现状[J]. 中国煤层气, 2018, 15(1): 44-47. HOU Songyi. Development status of China coalbed methane industry in recent years[J]. China Coalbed Methane, 2018, 15(1): 44-47.
- [6] 徐凤银, 肖芝华, 陈东, 等. 我国煤层气开发技术现状与发展方向[J]. 煤炭科学技术, 2019, 47(10): 205-215. XU Fengyin, XIAO Zhihua, CHEN Dong, et al. Current status and development direction of coalbed methane exploration technology in China[J]. Coal Science and Technology, 2019, 47(10): 205-215.
- [7] 孙钦平, 赵群, 姜馨淳, 等. 新形势下中国煤层气勘探开发前景与对策思考[J]. 煤炭学报, 2021, 46(1): 65-76. SUN Qinpeng, ZHAO Qun, JIANG Xinchun, et al. Prospects and strategies of CBM exploration and development in China under the new situation[J]. Journal of China Coal Society, 2021, 46(1): 65-76.
- [8] 申建, 秦勇, 傅雪海, 等. 深部煤层气成藏条件特殊性及其临界深度探讨[J]. 天然气地球科学, 2014, 25(9): 1470-1476. SHEN Jian, QIN Yong, FU Xuehai, et al. Properties of deep coalbed methane reservoir-forming conditions and critical depth discussion[J]. Natural Gas Geoscience, 2014, 25(9): 1470-1476.
- [9] 吴裕根, 门相勇, 姜钰. 我国“十四五”煤层气勘探开发新进展与前景展望[J]. 中国石油勘探, 2024, 29(1): 1-13. WU Yugen, MEN Xiangyong, LOU Yu. New progress and prospect of coalbed methane exploration and development in China during the 14th Five-Year Plan period[J]. China Petroleum Exploration, 2024, 29(1): 1-13.
- [10] 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.
- [11] 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.
- [12] 姚红生, 陈贞龙, 郭涛, 等. 延川南深部煤层气地质工程一体化压裂增产实践[J]. 油气藏评价与开发, 2021, 11(3): 291-296. YAO Hongsheng, CHEN Zhenlong, GUO Tao, et al. Stimulation practice of geology-engineering integration fracturing for deep CBM in Yanchuannan field[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(3): 291-296.
- [13] 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.
- [14] 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.
- [15] 吴聿元, 陈贞龙. 延川南深部煤层气勘探开发面临的挑战和对策[J]. 油气藏评价与开发, 2020, 10(4): 1-11.
- WU Yuyuan, CHEN Zhenlong. Challenges and countermeasures for exploration and development of deep CBM of South Yanchuan[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(4): 1-11.
- [16] 张立强, 周强, 金福龙, 等. 页岩气地面集输工艺及配套技术探讨[J]. 现代化工, 2017, 37(1): 206-208.
- ZHANG Liqiang, ZHOU Qiang, JIN Fulong, et al. Discussion on the technologies of surface gathering and transportation for shale gas[J]. Modern Chemical Industry, 2017, 37(1): 206-208.
- [17] 何治亮, 聂海宽, 蒋廷学. 四川盆地深层页岩气规模有效开发面临的挑战与对策[J]. 油气藏评价与开发, 2021, 11(2): 135-145.
- HE Zhiliang, NIE Haikuan, JIANG Tingxue. Challenges and countermeasures of effective development with large scale of deep shale gas in Sichuan Basin[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(2): 135-145.
- [18] 王红霞, 刘祎, 王登海, 等. 沁水盆地煤层气地面工艺技术[J]. 天然气工业, 2008, 28(3): 109-110.
- WANG Hongxia, LIU Yi, WANG Denghai, et al. CBM ground technology in Qinshui Basin[J]. Natural Gas Industry, 2008, 28(3): 109-110.
- [19] 薛岗, 许茜, 王红霞, 等. 国内煤层气地面集输系统现状及简析[J]. 中国煤层气, 2011, 8(5): 40-43.
- XUE Gang, XU Qian, WANG Hongxia, et al. Current situation and analysis on CBM surface gathering and transportation system in China[J]. China Coalbed Methane, 2011, 8(5): 40-43.
- [20] 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.
- [21] 徐瑶. 煤层气生产井排采制度研究与优化[J]. 中国煤层气, 2023, 20(2): 31-35.
- XU Yao. Research and optimization of drainage system of coalbed methane production wells[J]. China Coalbed Methane, 2023, 20(2): 31-35.
- [22] 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.
- [23] 李俊峰. 沁水盆地郑庄井田煤层气分段压裂水平井开发技术[J]. 煤矿安全, 2023, 54(6): 34-40.
- LI Junfeng. Development technology of coalbed methane horizontal wells with staged fracturing in Zhengzhuang Field of Qinshui Basin[J]. Safety in Coal Mines, 2023, 54(6): 34-40.
- [24] 孟凡华, 马文峰, 孟浩, 等. 沁水盆地煤层气地面集输系统优化[J]. 油气储运, 2018, 37(4): 407-412.
- MENG Fanhua, MA Wenfeng, MENG Hao, et al. Surface gathering technology used in the CBM field of Qinshui Basin [J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2018, 37(4): 407-412.
- [25] 陈仕林, 齐建波, 周军, 等. 煤层气地面集输技术进展[J]. 油气储运, 2015, 34(12): 1276-1279.
- CHEN Shilin, QI Jianbo, ZHOU Jun, et al. Progresses in surface gathering techniques in coalbed methane (CBM) fields[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2015, 34(12): 1276-1279.
- [26] 马新华. 非常规天然气“极限动用”开发理论与实践[J]. 石油勘探与开发, 2021, 48(2): 326-336.
- MA Xinhua. "Extreme utilization" development theory of unconventional natural gas[J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(2): 326-336.
- [27] 余莉珠, 师伟, 姚晓莉, 等. 临汾区块深层煤层气水平井定量化排采控制技术[J]. 煤炭学报, 2018, 43(增刊2): 499-504.
- YU Lizhu, SHI Wei, YAO Xiaoli, et al. Quantitative control technology for deep coalbed methane horizontal wells in Linfen Block[J]. Journal of China Coal Society, 2018, 43(S2): 499-504.
- [28] 王辰龙, 韩金良, 刘奕杉, 等. 煤层气开发工程关键技术研究现状及发展趋势分析[J]. 工程技术研究, 2021, 6(3): 247-248.
- WANG Chenlong, HAN Jinliang, LIU Yisha, et al. Research status and development trend of key technologies in coalbed methane development engineering[J]. Engineering and Technological Research, 2021, 6(3): 247-248.
- [29] 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.
- [30] 闫霞, 熊先钺, 李曙光, 等. 深部煤层气水平井各段产出贡献及其主控因素——以鄂尔多斯盆地东缘大宁—吉县区块为例[J/OL]. 天然气工业: 1-13. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/51.1179.TE.20240416.1430.002.html>.
- YAN Xia, XIONG Xianyue, LI Shuguang, et al. Production contributions of deep CBM horizontal well sections and their controlling factors: A case study of Daning-Jixian area, eastern Ordos Basin[J/OL]. Natural Gas Industry: 1-13. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/51.1179.TE.20240416.1430.002.html>.
- [31] 李斌, 杨帆, 张红杰, 等. 神府区块深部煤层气高效开发技术研究[J]. 煤田地质与勘探, 2024, 52(8): 57-68.
- LI Bin, YANG Fan, ZHANG Hongjie, et al. Technology for efficient production of deep coalbed methane in the Shenfu Block[J]. Coal Geology & Exploration, 2024, 52(8): 57-68.
- [32] 黄中伟, 李国富, 杨睿月, 等. 我国煤层气开发技术现状与发展趋势[J]. 煤炭学报, 2022, 47(9): 3212-3238.
- HUANG Zhongwei, LI Guofu, YANG Ruiyue, et al. Review and development trends of coalbed methane exploitation technology

- in China[J]. Journal of China Coal Society, 2022, 47(9): 3212-3238.
- [33] 刘建忠, 朱光辉, 刘彦成, 等. 鄂尔多斯盆地东缘深部煤层气勘探突破及未来面临的挑战与对策——以临兴—神府区块为例[J]. 石油学报, 2023, 44(11): 1827-1839.
- LIU Jianzhong, ZHU Guanghui, LIU Yancheng, et al. Breakthrough, future challenges and countermeasures of deep coalbed methane in the eastern margin of Ordos Basin: A case study of Linxing-Shenfu Block[J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(11): 1827-1839.
- [34] 张群, 降文萍, 姜在炳, 等. 我国煤矿区煤层气地面开发现状及技术研究进展[J]. 煤田地质与勘探, 2023, 51(1): 139-158.
- ZHANG Qun, JIANG Wenping, JIANG Zaibing, et al. Present situation and technical research progress of coalbed methane surface development in coal mining areas of China[J]. Coal Geology & Exploration, 2023, 51(1): 139-158.
- [35] 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的思考与建议[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.
- [36] 朱庆忠, 杨延辉, 左银卿, 等. 对于高煤阶煤层气资源科学开发的思考[J]. 天然气工业, 2020, 40(1): 55-60.
- ZHU Qingzhong, YANG Yanhui, ZUO Yinqing, et al. On the scientific exploitation of high-rank CBM resources[J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(1): 55-60.
- [37] 刘祎, 杨光, 王登海, 等. 苏里格气田地面系统标准化设计[J]. 天然气工业, 2007, 27(12): 124-125.
- LIU Yi, YANG Guang, WANG Denghai, et al. Application of standard design for surface system in Sulige Gas Field[J]. Natural Gas Industry, 2007, 27(12): 124-125.
- [38] 温庆, 张文娟, 邱艳华, 等. 致密气地面建设标准化设计[J]. 石油工程建设, 2023, 49(6): 34-41.
- WEN Qing, ZHANG Wenjuan, QIU Yanhua, et al. Standardized design of ground construction of tight gas[J]. Petroleum Engineering Construction, 2023, 49(6): 34-41.
- [39] 孙冲, 黄坤, 刘佳伟, 等. 煤层气田地面集输技术的标准化设计[J]. 油气储运, 2016, 35(12): 1353-1359.
- SUN Chong, HUANG Kun, LIU Jiawei, et al. Standardized design of CBM surface gathering technology[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2016, 35(12): 1353-1359.
- [40] 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.
- [41] 刘银春, 王莉华, 李卫, 等. 苏里格气田南区块天然气集输工艺技术[J]. 天然气工业, 2012, 32(6): 69-72.
- LIU Yinchun, WANG Lihua, LI Wei, et al. Application of natural gas gathering and transmission technology in the southern block of the Sulige Gas Field[J]. Natural Gas Industry, 2012, 32(6): 69-72.
- [42] 苗震, 吴俞霏, 杜颜, 等. 苏南公司对外合作项目管理优化及其实践[J]. 石油工业技术监督, 2020, 36(3): 63-66.
- MIAO Zhen, WU Yufei, DU Yan, et al. Optimization of foreign cooperation project management in South Sulige Operation Branch and its practice[J]. Technology Supervision in Petroleum Industry, 2020, 36(3): 63-66.
- [43] 何涛, 史诚. 浅谈高质量二次发展过程中合作项目的管理——以苏里格南国际合作项目为例[J]. 石油工业技术监督, 2020, 36(3): 45-47.
- HE Tao, SHI Cheng. On management of foreign cooperation projects in the process of high-quality secondary development: Taking South Sulige international cooperation project as an example[J]. Technology Supervision in Petroleum Industry, 2020, 36(3): 45-47.

(修改回稿日期 2024-09-28 编辑 张晓雪)



本文
互动