

鄂尔多斯盆地大牛地气田深层中煤阶煤层气勘探实践及产能新突破

李亚辉

(中国石油化工集团有限公司 华北油气分公司, 河南 郑州 450000)

摘要:鄂尔多斯盆地在大牛地气田2 800 m以深的中煤阶深层煤层气勘探开发中取得了重大突破,其中阳煤1HF井单井最高日产气量超 $10.4 \times 10^4 \text{ m}^3$,稳产时间已超过1年,平均稳产气量 $6.3 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,累计产气量超 $2\,300.0 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。通过对该区深部中煤阶煤及煤层气地质特征的分析,提出了“区带优选、层段控制、规模压裂、精细排采”建产思路并实践应用。根据含气量、煤层厚度与特征、顶板条件和热演化程度对榆阳目标区进行了优选评价,研究表明:研究区以原生结构半亮煤为主,含气量主要分布在 $16.50 \sim 26.00 \text{ m}^3/\text{t}$,游离气占总含气量的20%~25%,平均孔隙度为4.68%,平均渗透率为 $0.24 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,割理/裂隙发育,部分被方解石充填。光亮煤和半亮煤的总厚度大及高含气量是高产的基础,大排量和大规模改造是高产的关键。规模压裂时,要基于“饱和加砂、控近扩远、有效支撑”的工作思路,以“多簇密切割+大排量+高强度加砂”为有效技术手段。合理控制降压速率是深层煤层气井稳产、高产的关键,采用“控砂不控粉”排采理念,在排液和快速上产阶段采用光套管生产,在自喷生产阶段下入生产管柱采用控压连续、稳定排采,阳煤1HF井的控压生产实践已证实这些措施效果良好。

关键词:勘探潜力;富集特征;成藏条件;深层煤层气;大牛地气田;鄂尔多斯盆地

中图分类号:TE132.2

文献标识码:A

Exploration practices of and recent production breakthroughs in deep middle-rank coalbed methane in the Daniudi gas field, Ordos Basin

LI Yahui

(North China Petroleum Bureau, SINOPEC, Zhengzhou, Henan 450000, China)

Abstract: Breakthroughs have been achieved in the exploration and production of middle-rank coalbed methane (CBM) at a depth of 2 800 m and even deeper in the Daniudi gas field within the Ordos Basin. Notably, well YM-1HF exhibits a maximum single-well production of over $104\,000 \text{ m}^3/\text{d}$, an average stable production of $63\,000 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ over one consecutive year, and an accumulative gas production exceeding 23 million m^3 . By analyzing the geological characteristics of deep middle-rank coals and CBM in the Daniudi gas field, we propose and practically apply a production capacity improvement approach that integrates play selection, interval-based drilling, volume fracturing, and fine coalbed gas production. For play selection, we assess the Yuyang area from the perspectives of gas content, coal seam thicknesses and characteristics, roof conditions, and thermal maturity. The results indicate that coals in the Yuyang area are dominated by semi-bright coals with primary texture, exhibiting gas content ranging from 16.50 to $26.00 \text{ m}^3/\text{t}$, free gas accounts for 25% to 30% of the total gas content, an average porosity of 4.68%, and an average permeability of $0.24 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$. Cleats and fissures are well-developed in the coals and are partly filled with calcite. The substantial total thickness of bright and semi-bright coals and high gas content provide the foundation for high gas production, while high injection rates of fracturing fluids and large-scale hydraulic-fracture stimulation are critical to high gas production. To achieve volume fracturing, it is recommended to employ effective technical approaches including multi-cluster closely spaced perforation, high injection rates of fracturing fluids, and high-intensity proppant

收稿日期:2024-10-14;修回日期:2024-11-19。

作者简介:李亚辉(1970—),男,博士,教授级高级工程师,油气地质学、构造地质学。E-mail: liyahui_hbsj@sinopec.com。

基金项目:中国石油化工股份有限公司重点科技项目(P23204)。

injection based on a work philosophy that integrates saturated proppant injection, fracturing fluid control for creating large-scale primary fractures near wellbores and more secondary fractures far away from wellbores, and effective propping of induced fractures. In addition, proper control of the depressurization rate is vital for stable, high production of deep CBM wells, and the production concept of preventing proppant production while promoting coal fines is adopted. Bare casing should be utilized in the fluid drainage and rapid production stage, and in the flowing production stage, it is necessary to employ production strings to achieve continuous and stable production under pressure control. This production concept has proven effective in the pressure-controlled production of well YM-1HF.

Key words: exploration potential, enrichment characteristics, accumulation condition, deep coalbed methane (CBM), Daniudi gas field, Ordos Basin

引用格式: 李亚辉. 鄂尔多斯盆地大牛地气田深层中煤阶煤层气勘探实践及产能新突破[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(6): 1555–1566. DOI: 10. 11743/ogg20240604.

LI Yahui. Exploration practices of and recent production breakthroughs in deep middle-rank coalbed methane in the Daniudi gas field, Ordos Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(6): 1555–1566. DOI: 10. 11743/ogg20240604.

鄂尔多斯盆地深层煤层气资源丰富,在多个地区实现了勘探突破,是天然气持续增储上产的新领域^[1-9]。大牛地气田经过20年的勘探开发,天然气探明储量动用率在75%以上,近年来为加快立体勘探,正寻找新的接替层系。在对下古生界奥陶系的勘探开发进行基础探索之后,大牛地气田首口深层煤层气风险探井——阳煤1HF井,于2023年3月投产,稳定高产超过1年,平均日产气量 $6.3 \times 10^4 \text{ m}^3$,累产气量突破 $2\,300.0 \times 10^4 \text{ m}^3$,展现了深层煤层气良好的勘探开发潜力,致密气资源接替初步形成。

鄂尔多斯盆地是稳定的叠合克拉通盆地,大牛地气田位于盆地东北部,整体为一西倾的大型平缓斜坡,平均坡降为5~15 m/km,倾角不足1°,断距明显的垂向断层发育较少,整体构造相对简单^[10-11]。研究区主力煤层与大宁—吉县和临兴—神府地区一致,均是二叠系山西组5#煤和石炭系太原组8#煤,煤层埋深在2 400~3 000 m^[12-13]。大牛地气田深层煤层气勘探开发突破,对于盆地腹部广泛的稳定区具有重要的示范效应。同时大牛地气田钻井多、地面管网成熟,具备实现多层系综合开发的潜力和条件,对地下资源立体开发动用和鄂尔多斯超级油气盆地建设均具有良好的借鉴作用。

大牛地气田深层煤层气的勘探开发突破依靠地质因素详细解剖和开发工艺技术的攻关探索,实现了致密气成熟探区的持续增产。本文综合了鄂尔多斯盆地大牛地气田深层中煤阶煤层气开发地质条件,以及钻井、压裂和采气工程的探索 and 实际效果,系统总结阳煤1HF井实现突破的地质认识过程和开发技术实践,以期对深层煤层气勘探开发提供支持。

1 区带优选

大牛地气田位于鄂尔多斯盆地伊陕斜坡东北部聚煤区,为稳定的西倾单斜构造,纵向发育5~10套煤,其中5#和8#煤为区内主要烃源岩与标志层,在盆内广泛分布^[14]。5#煤位于山西组1段1亚段顶部,为三角洲沉积体系成煤环境^[15-16],厚度2.0~10.0 m,平均值为5.8 m(图1)。8#煤位于太原组1段(太1段)顶部,形成于障壁海岸沉积体系^[15-16],砂坝两侧煤层发育,煤层厚度5.0~16.0 m,平均值为9.4 m,8#煤的煤岩煤质好,含气丰度高,是本次研究的重点。

研究区煤层广泛分布,优选合适的有利区是煤层气开发的前提。煤层气富集成藏受多重因素影响,延川南区块煤层受沉积、构造、水动力、地应力和物性共5个要素协同控制^[3];临兴地区受沉积、构造、水动力以及煤层的埋深和吸附性影响^[17];大宁—吉县地区受局部微构造影响,且不同构造部位压裂效果、压降漏斗和气/水产出存在差异,存在“动态气藏”^[18-19]。深层煤层气存在干煤和湿煤等差异含气系统,连续、稳定分布的煤层控制煤储层质量,物性差异影响含气甜点分布^[4]。考虑研究区煤层埋深大,构造和水文地质变化不明显,以热演化程度、含气量、煤层厚度与特征和顶板条件等因素开展了目标区优选,将太原组8#煤分为伊旗、榆阳、石板太和神木共4个区带(图1c)。其中榆阳区带热演化程度(镜质体反射率, R_o)与含气量最高,伊旗与神木区带次之,石板太区带最差(表1)。榆阳区带煤岩厚度大且以厚层灰岩顶板为主,为有利的封盖及工程甜点区域。因此,优选榆阳目标区为大牛地气田煤层气开发有利区带。

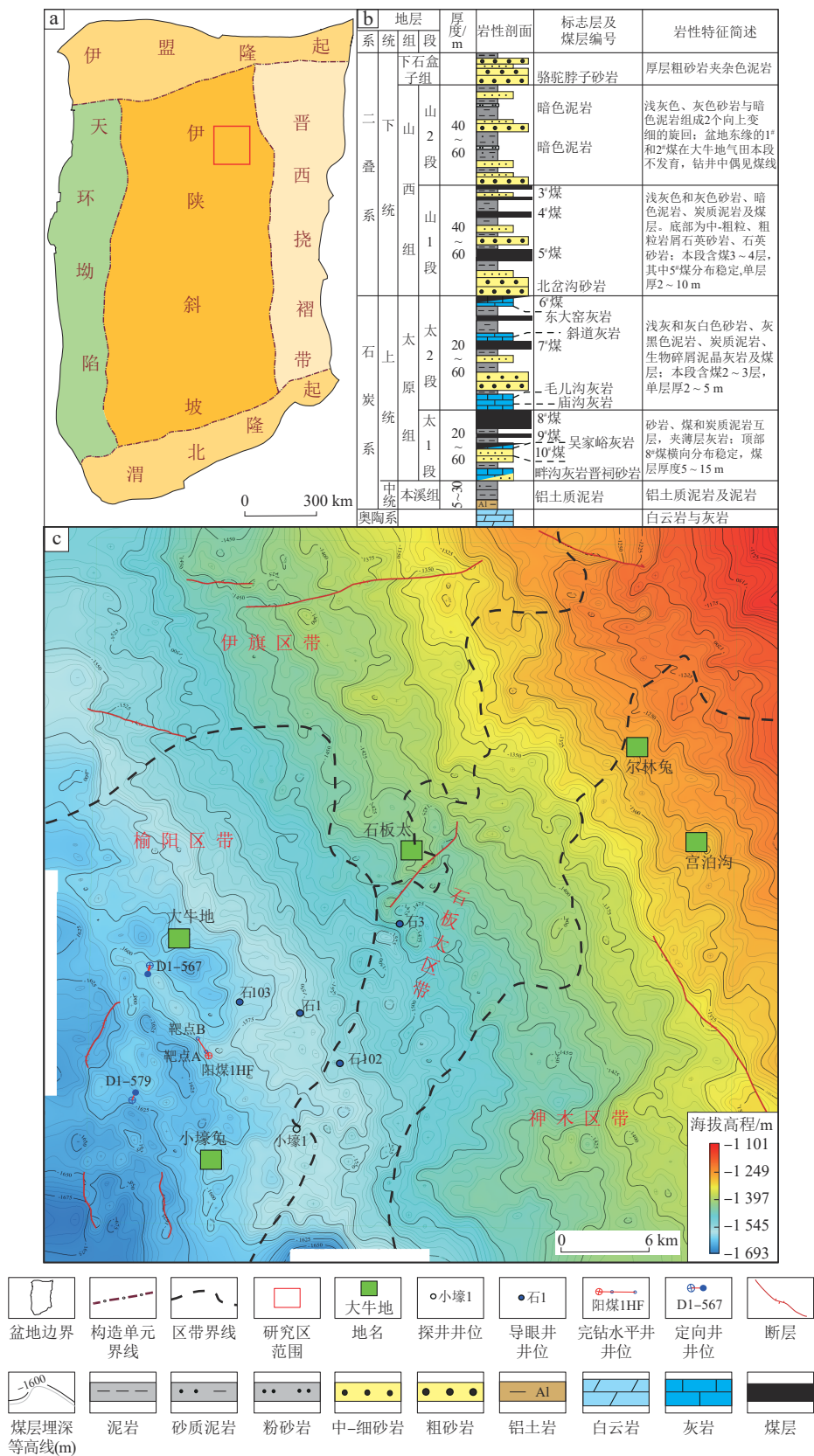


图 1 鄂尔多斯盆地大牛地气田区域构造位置和地层综合分布情况

Fig. 1 Regional tectonic location and composite stratigraphic column of the Daniudi gas field, Ordos Basin

a. 大牛地气田区域构造位置; b. 大牛地气田地层综合柱状图; c. 大牛地气田 8# 煤埋深等值线图

表1 大牛地气田煤层气开发目标区优选

Table 1 Selection of CBM play fairways in the Daniudi gas field

目标优选因素	区带			
	伊旗	榆阳	石板太	神木
$R_o/\%$	1.2 ~ 1.6	1.8 ~ 2.0	1.2 ~ 2.0	1.6 ~ 1.8
含气量/(m^3/t)	16.96	26.01	7.67	19.37
煤岩厚度/m	8.6	11.7	5.0	10.5
顶板条件	泥岩	灰岩	砂岩	泥岩

2 层段控制

2.1 储层综合评价

以优选的榆阳地区为目标区,系统开展了区域构造、沉积、储层和含气性等方面的综合评价,为井位部署和设计提供支持。精细刻画榆阳目标区构造条件,在总体西倾单斜条件下,发育北西向背斜、北东向鼻隆、向斜和构造鞍部等4种构造类型,其中西南部发育北西向背斜和鼻状隆起构造,幅度差为10~20 m。榆阳目标区8#煤形成于滨海潮坪近岸侧,海水呈幕式振荡,高位覆水森林沼泽和低位覆水森林沼泽多种煤岩相交替发育。8#煤煤层整体厚9.0~18.0 m,平均厚度为12.1 m;埋深介于2 769~2 946 m,平均埋深为2 882 m(图2a)。

煤体结构以原生结构为主,层状构造,玻璃光泽,阶梯状断口,光亮煤和半亮煤总体平均厚度为5.6 m,占煤层总厚度的57.9%。根据岩心观察、CT扫描图像和测试分析资料,将阳煤1HF井太原组8#煤划分为3个小层:下部以暗淡煤-半暗煤为主,含光亮煤,光泽较弱、灰分较高;中部以半暗煤-半亮煤为主,夹薄层炭质页岩,光泽较强、灰分较低;上部以半亮煤-光亮煤为主,含半暗煤,光泽强、灰分低。8#煤实测含气量主体为16.50~26.00 m^3/t ,平面分布上北部与砂岩顶板区(障壁砂坝条带)含气量较低。其中阳煤1HF井等温吸附实验数据显示,兰氏体积平均值为16.10 m^3/t ,兰氏压力平均值为3.9 MPa,具有较强的吸附能力。

煤岩中孔隙-裂缝系统对深层煤层气的吸附、解吸、扩散和运移过程有很大影响^[18-22]。通过对9口井38个煤岩样品的物性分析(常压下),8#煤煤岩孔隙度介于0.97~8.97%,平均值为4.68%。渗透率为(0.000 1~0.760 0) $\times 10^{-3}$ μm^2 ,平均值为0.240 0 $\times 10^{-3}$ μm^2 。基于核磁共振实验解释的煤岩孔隙中,微孔占总孔隙的65.65%,小孔占比9.35%,中孔占比13.15%,大孔占比11.85%,呈现双峰结构。研究区煤岩的孔隙结构

与大宁一吉县等地区的双峰结构具有一致性^[20],但是总体上大孔占比相对较低。光亮煤和半亮煤割理发育,部分被方解石充填。其中光亮煤面割理密度为0.6~0.8条/cm,半亮煤面割理密度为0.8~1.6条/cm,面割理呈线状分布,端割理欠发育或不发育,尺度(长度)为0.10~1.00 mm,呈方解石半充填-完全充填。岩心全直径CT扫描结果显示割理密度为1~8条/cm,小尺度(宽度为0.01~0.10 mm)割理较多,多呈未充填-半充填(图3)。

在此基础上,对阳煤1HF井太原组岩心进行系统观察,得到深层煤储层垂向上的精确变化特征(图4)。整体上半亮煤-光亮煤主要发育于中、上部,半暗煤-暗淡煤发育在下部,并与夹矸呈现互层状发育特征。阳煤1HF井纵向共细分24层煤岩和夹矸,夹矸密度为1~3层/m,单层厚度为0.10~0.25 m。在储集性上,测井孔隙度与测井渗透率随深度的增加具有逐渐变小的趋势。8#煤整体含气量较高,实测含气量与测井含气量受煤岩类型控制作用明显。随着深度的增加,煤中灰分增加,煤岩由光亮煤、半亮煤向半暗煤、暗淡煤转变。含气量也随着深度的增加逐渐降低,且整体具有“高含气、富含游离气”的特征,游离气含量为20%~25%。8#煤全烃含量与含气量呈现相同变化趋势,但受多种钻井施工因素影响,全烃值差异较大(图4)。

综合分析可知,深层煤岩储层非均质性强,产能影响因素多,气井产量差异大。对5口井的直井试采数据分析发现,气井日产气量在(0.1~2.3) $\times 10^4$ m^3 ,其中光亮煤和半亮煤的总厚度大及含气量高是高产的基础,大排量、大规模改造是高产的关键。在此基础上,优选煤层厚度大且分布稳定(煤层厚度12.7 m)、正向背斜构造区、封盖条件好(顶板10.8 m厚的灰岩)和含气性好(含气量为26.01 m^3/t)的位置部署阳煤1HF井。

2.2 钻井层段控制原则

为提高煤层钻遇效果,基于煤岩、灰岩和泥岩可钻性及地质特征差异,继续采用以钻时为主,煤岩类型、全烃和方位伽马(常规)为辅的综合地质导向技术,快速判定钻遇岩性情况并及时调整实钻轨迹。在实际钻井中,优先沿着厚度大的半亮煤-光亮煤层带进行钻进,考虑到半亮煤-光亮煤集中分布在8#煤上部,设计A靶点和水平段轨迹位于煤岩中、上部(距离煤顶2~3 m)。其次优选相对较薄的半亮煤-光亮煤钻进,考虑到薄层半亮煤-光亮煤夹矸发育,受微幅构造影响易穿层,设计B靶点位于煤岩顶部0.5 m处,轨迹在半亮

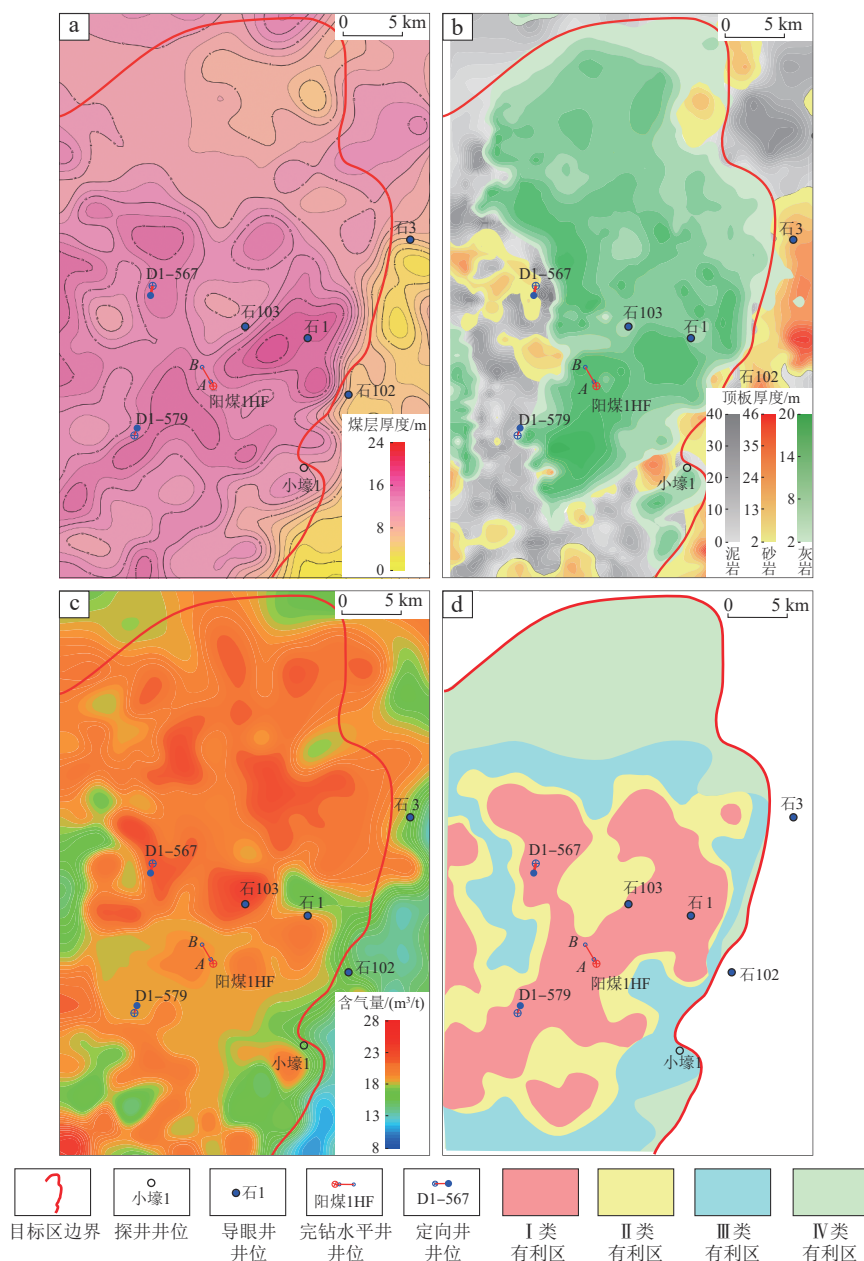


图2 大牛地气田榆阳目标区煤层厚度(a)、顶板岩性(b)和含气量分布(c)以及勘探有利区分区情况(d)

Fig. 2 Maps showing distributions of the coal seam thickness (a), roof lithology (b), gas content (c) and play fairways (d) of the Yuyang area in the Daniudi gas field

煤-光亮煤中穿行(图5)。阳煤1HF井3次产剖测试结果表明,光亮煤和半亮煤层段是初期产气量主要贡献段,其产气量分别占各次测试总产气量的64%,52%和46%。

3 规模压裂

大规模储层改造和缝网形成是煤层气井实现高产的关键因素,“碎裂化”的体积改造在深层煤层气勘探开发中普遍应用^[23-29]。在大牛地气田煤层气勘探开发

过程中围绕区域地应力场模型,对压裂体系进行优化,结合压液液量与缝长和改造体积的关系,进行压裂规模和簇/缝优化,同时建立合适的压裂液体系、支撑剂体系和射孔参数指标,并与监测/产剖配套,结合压后分析形成深层煤储层压裂技术体系(图6)。

3.1 压裂参数优化

根据气井地质资料(砂岩岩石力学参数、地应力场特征、地层参数和测井资料等),建立地应力、孔隙度、渗透率、动静态杨氏模量和泊松比分布模型,为数值模

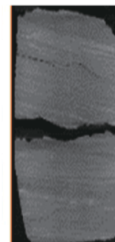
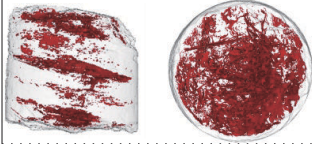
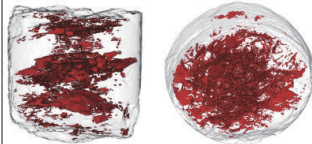
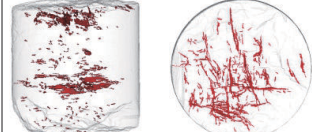
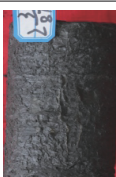
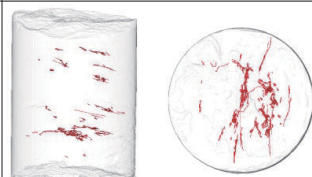
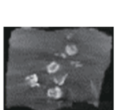
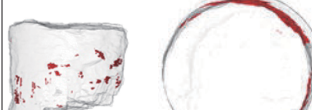
煤岩类型	岩心照片	CT扫描 纵剖面图形	三维CT扫描裂缝分割结果图形		裂缝孔隙度/%	平均裂缝宽度/mm
	0 10 cm					
光亮煤 (埋深2 873.05 m, 阳煤1HF井)					0.930	0.83
					0.940	1.02
半亮煤 (埋深2 880.40 m, 阳煤1HF井)					0.350	0.87
半暗煤 (埋深2 858.32 m, 石1井)					0.006	0.55
暗淡煤 (埋深2 858.42 m, 石1井, 边缘裂缝为 制样过程中产生)					0.038	0.76

图3 大牛地气田榆阳目标区煤岩类型及对应的割理发育差异情况

Fig. 3 Coal macrolitho-types and differences in their cleat development of the Yuyang area in the Daniudi gas field

拟提供基础。原地应力模型中层理和割理密度为0.3条/cm,采用Fisher随机裂缝模型,与实际有差异性,精度不够,因此采用光亮煤和暗淡煤孔-渗特征重新修正模型,利用数值模拟分析,明确排量和液量等施工参数对裂缝扩展影响规律(图7)。随着排量的增加,裂缝缝长显著增大,从裂缝模拟形态来看,更易形成复杂缝网,同时裂缝两侧的非均匀性显著增强;排量大于20 m³/min后,缝长增幅降低,导流能力下降;当施工液量规模达到3 800~4 200 m³后,改造体积增长趋势显著变缓,滤失量占总液量比例由26.8%增至37.7%,滤失量增幅高达75.9%。进一步结合已有储层特征,模拟了2 000~5 000 m³液量下与缝长和体积的关系,在液量3 500 m³左右缝长趋于稳定,且改造体积增长变缓;另外根据D1-567和石103等井的广域电磁监测显示,液量注入强度在280 m³/m后,液量对缝长的贡献有限。依据储层厚度(12.0~14.0 m)优化单段液量为3 360~3 920 m³。结合大宁—吉县地区水平井施工参数分析,在加砂量大于4 400 m³、综合砂比为

14%~15%时(按照综合砂比14%计算,加砂规模为470~548 m³/段),气井单井产气量大于10×10⁴ m³。综合已有报道显示,单段加砂量需在440 m³以上是实现气井高产的关键。

针对割理和裂缝欠发育的储层,采用3~4簇压裂,裂缝半长和改造体积趋于最大化;而在割理和裂缝发育的井段,2簇即可实现半缝长和改造体积最大化。当簇间距大于15 m时,簇间应力干扰变弱,因此设置簇间距在20~25 m较为合适。对阳煤1HF井进行实践和压裂拟合,发现缝间距控制在50~60 m时,缝间的小幅干扰可增加储层渗透性,加强储层改造效果。

3.2 压裂配套工艺及监测

煤层气压裂排量大、压力高,因此要求压裂液具有较强的耐温-耐剪切性能、流动稳定性和较高的减阻性;另外,为减少压裂液对煤层解吸-吸附伤害,要求压裂液低残渣、低伤害^[29-30]。因此,计划采用两种压裂液体系:变粘减阻压裂液和粉剂稠化剂压裂液(比液体

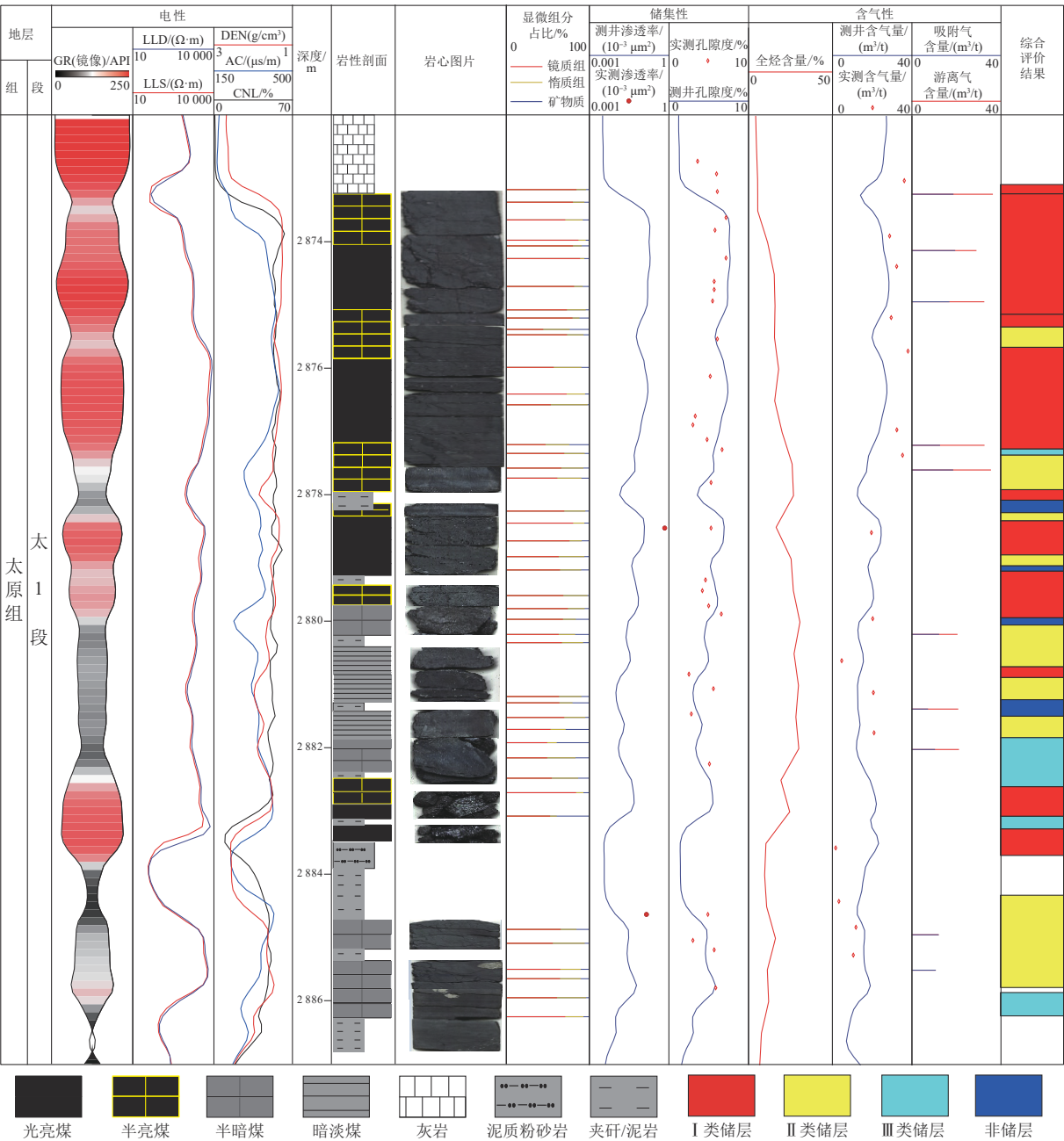


图4 大牛地气田榆阳目标区阳煤1HF井地层综合柱状图

Fig. 4 Composite stratigraphic column of well YM-1HF of the Yuyang area in the Daniudi gas field

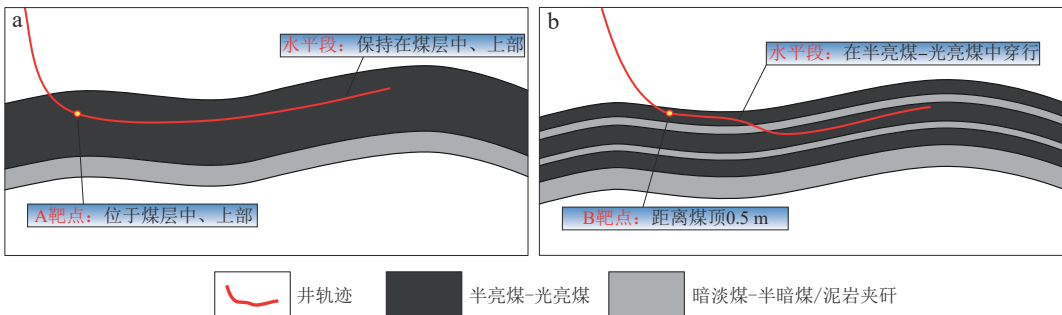


图5 大牛地气田榆阳目标区深层煤岩钻井层段轨迹控制原则(井位平面轨迹见图1c)

Fig. 5 Lateral trajectory control in drilling in deep coal rocks of the Yuyang area in the Daniudi gas field (Fig. 1c for horizontal well trajectory)

a. A靶点位置;b. B靶点位置

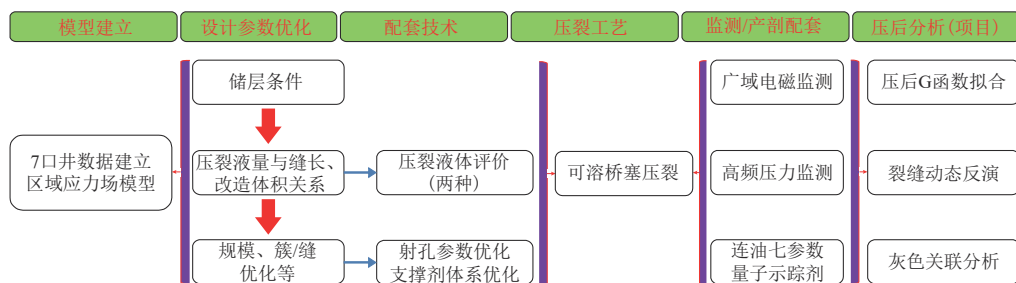


图6 大牛地气田榆阳目标区深层煤储层压裂技术体系

Fig. 6 Fracturing technology system for deep coal reservoirs of the Yuyang area in the Daniudi gas field

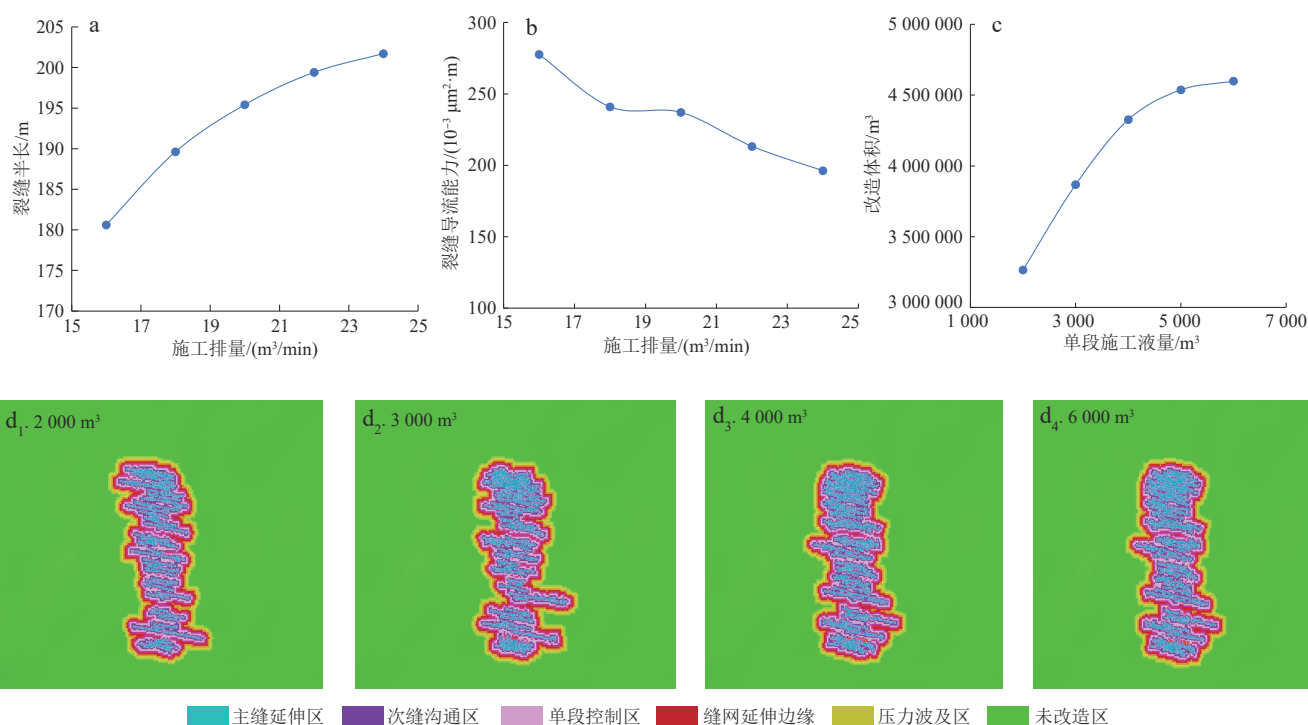


图7 大牛地气田榆阳目标区煤层气压裂参数数值模拟

Fig. 7 Numerical simulations of fracturing parameters for CBM of the Yuyang area in the Daniudi gas field

a. 不同施工排量下裂缝半长变化; b. 不同施工排量下裂缝导流能力变化; c. 单井不同施工规模下改造体积变化; d₁—d₄ 分别为2 000、3 000、4 000和6 000 m³单段施工液量下的单段改造效果

减阻剂用量降低60%, DNSP1井)。其中变粘减阻压裂液体系耐温-耐剪切性能稳定, 降阻率为74%, 岩心伤害率为13.2%, 携砂性能稳定, 现场应用效果较好。粉剂稠化剂压裂液相比悬浮稠化剂, 具有用量小、溶解快(3℃下, 溶解需要20~30 s)、耐温-耐剪切强(在110℃和0.5%浓度下, 剪切90 min体系, 黏度保持在38 mPa·s)和高耐盐(矿化度100 g/L)等特征。由于可溶球座采用金属密封垫的可靠性差于橡胶密封性, 且煤层气具有高排量和施工压力的性质, 对承压性能要求较高, 采用可溶桥塞分段压裂工艺。

采用广域电磁法可以监测裂缝延伸, 展现裂缝参数和孔簇动用情况, 判断缝间干扰情况, 为实时参数优化提供参考^[31-32]。同时, 还能够直观反映压裂液的空间展布,

重复改造面积分析, 进行暂堵效果评价, 优化暂堵时机, 并且开展桥塞失效判断。该方法在直井和定向井中应用精度准确, 但针对水平井压裂监测模型需要进一步优化。高频压力监测技术采用高频压力监测设备, 配套相关的专用数据分析软件, 在压裂、闷井及返排期间实时采集, 对压裂效果评价、闷井气液扩散及排采制度优化。

阳煤1HF井(水平井)压裂施工过程中采用可溶桥塞分段压裂, 13段34簇, 段长26.5~84.0 m, 平均值为52.9 m, 入地总液量54 612 m³, 单段入地液量为3 448~4 949 m³, 总加砂量6 615.0 m³, 单段加砂量为354.4~671.6 m³, 施工排量为15.2~22.6 m³/min。具体工作中采用广域电磁法检测缝长为139~245 m, 有效改造体积550×10⁴ m³, 由此证明了改造方案有效性。

4 精细排采

开展一体化排采管柱研究,建立管柱优选图版,以提升气井连续生产能力。针对气井强自喷期适宜管柱不明确的问题,深挖气井流压和液/气比随时间变化规律,建立临界携液流量和举升压力变化曲线及图版,明确投产初期采用大管柱快速排液,液/气比降低后采用小管柱携液生产。基于井筒压降模型及临界携液流量模

型,建立不同规格油管优选图版,优选外径为60.3 mm和73.0 mm油管作为自喷井初期排采管柱(图8)。

阳煤1HF井最高日产气量 $10.4 \times 10^4 \text{ m}^3$,套压4.4 MPa,日产液量 351.0 m^3 ,返排率22.7%。目前稳定生产油压2.7 MPa,套压6.9 MPa,日产气量 $5.0 \times 10^4 \text{ m}^3$,日产液量 25.1 m^3 ,对应返排率57.7%。累计生产371 d,累计产气量 $2\,313.1 \times 10^4 \text{ m}^3$,累计产液量 $31\,811.9 \text{ m}^3$ (图8)。

煤层气生产过程中产生的煤粉主要为原生煤粉,在

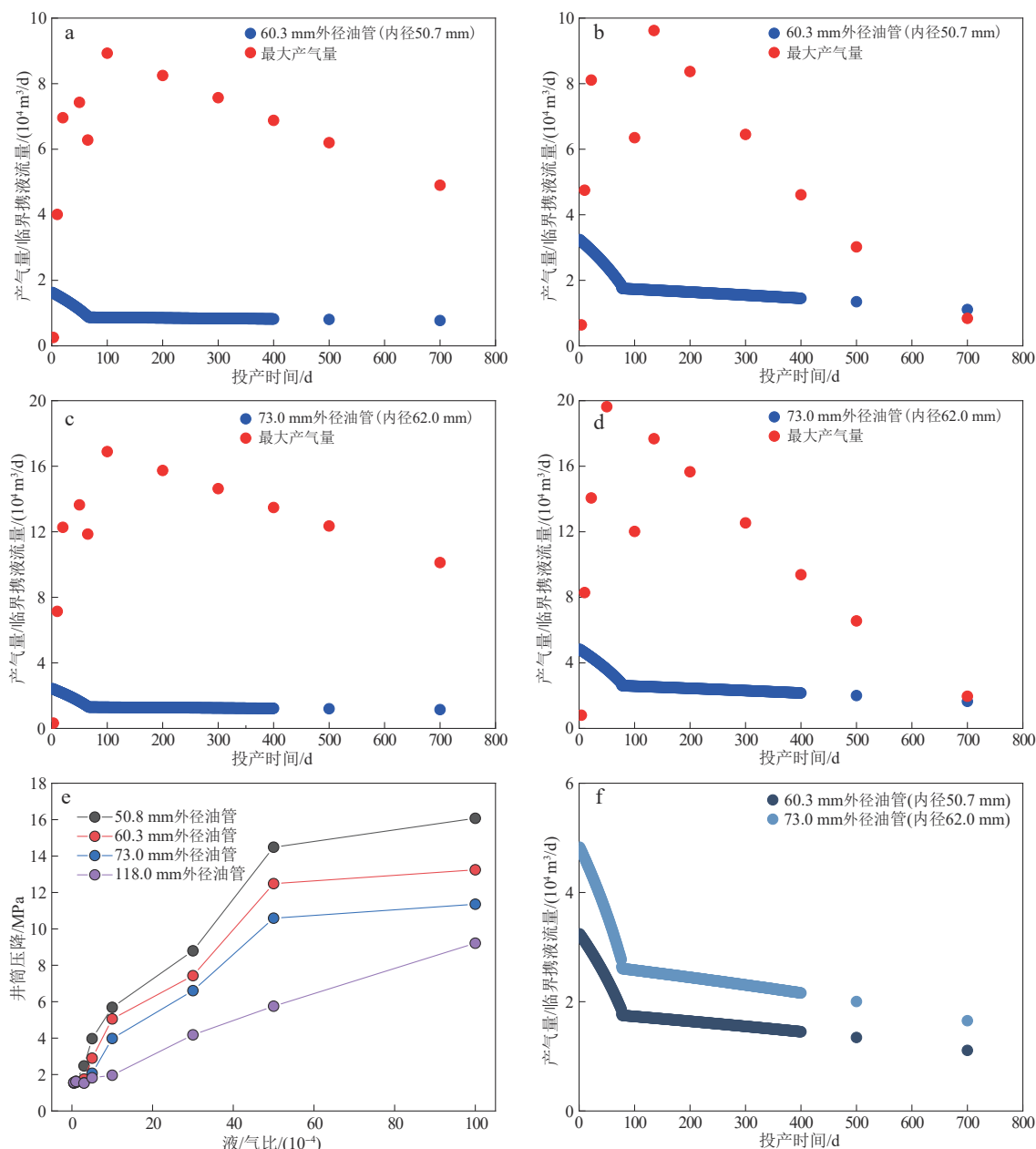


图8 大牛地气田榆阳目标区煤层气一体化排采不同管柱生产情况

Fig. 8 Integrated production strings for CBM wells of the Yuyang area in the Daniudi gas field

a, c. 分别为60.3 mm和73 mm外径油管直井最大产气量与临界携液流量;b, d. 分别为60.3 mm和73 mm外径油管水平井最大产气量与临界携液流量;e. 不同管柱井筒压降;f. 不同管柱临界携液流量

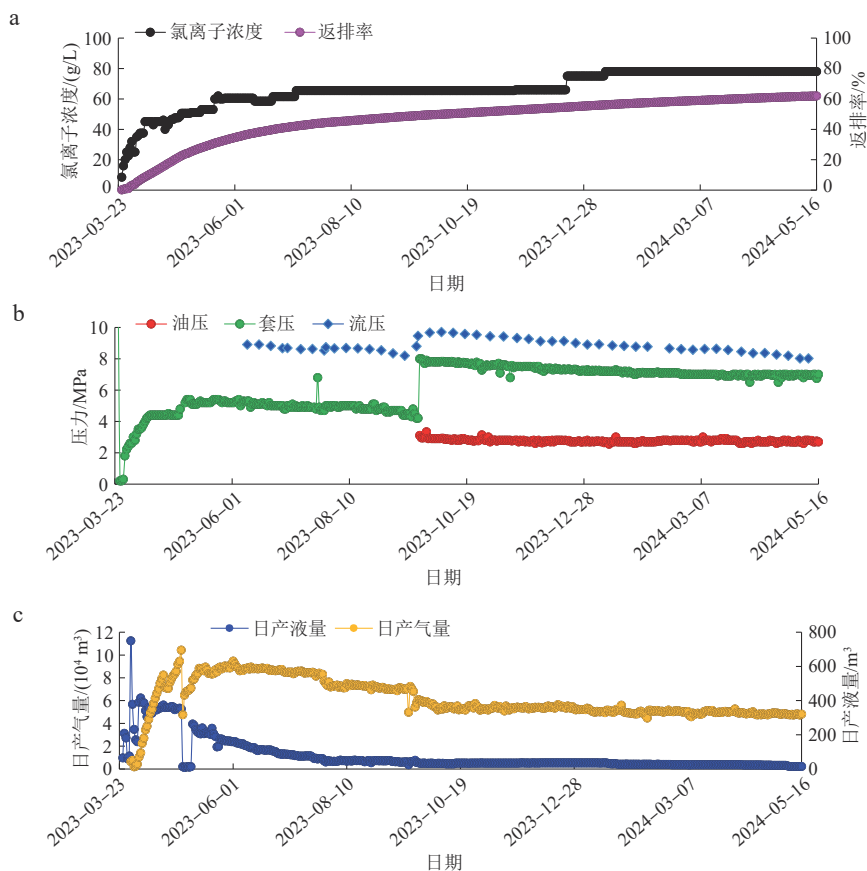


图9 大牛地气田榆阳目标区阳煤1HF井生产动态

Fig. 9 Production performance of well YM-1HF of the Yuyang area in the Daniudi gas field

a. 氯离子浓度和反排率随时间的变化;b. 压力随时间的变化;c. 日产气量和日产液量随时间的变化

较大液量和流速条件下可以携带产出^[33-36]。研究区煤岩主体为原生结构煤,排采过程中煤粉较难产生。同时,颗粒运移模拟实验结果显示,在生产过程中出砂产层的渗透率会降低37%~52%,出煤粉产层的渗透率会增加16%~20%,在生产中需要控制支撑剂的产出,保证地层有良好的支撑效果,也会有助于煤粉产出。

煤岩具有较强的应力敏感效应,在开发过程中应当保持连续生产,降低应力伤害程度。综合考虑井身结构、举升能力、排液量和抗煤粉能力等因素,优选射流泵作为连续排采工艺,采取分阶段开采:①排液阶段,压裂后放喷排液,采用光套管放喷;②快速上产阶段,产量快速上升,产液量平稳,继续采用光套管生产;③自喷生产阶段,当产气量小于套管临界携液流量,带压入60.3 mm外径生产管柱,段塞流的流型得到了改善,提高了气井自主携液能力,稳产效果更好。在开发初期配产气量 $10.0 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,压降 $0.016 \text{ MPa}/\text{d}$,实现产能 $246.0 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{MPa}$ 。后续随着压力降低,调整配产气量为 $8.5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,压降仍然保持在 $0.016 \text{ MPa}/\text{d}$ 。在生产180 d后,调整压降为 $0.011 \text{ MPa}/\text{d}$,配产气量 $5.0 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,控压生产效果良好(图9)。

5 结论和认识

1) 大牛地气田8#煤以原生结构的半亮煤为主,基质孔隙度和渗透率较低,但割理/裂隙发育,且煤岩具有“高含气、富含游离气”的特征。综合考虑煤层气生产影响因素,优选榆阳为煤层气开发目标区。明确了厚层半亮煤-光亮煤为主要目标层,钻井中需要保证井轨迹在半亮煤-光亮煤中穿行。

2) 光亮煤和半亮煤的总厚度大及含气量高是高产的基础,大排量和大规模改造是高产的关键,采用“饱和加砂、控近扩远、有效支撑”思路,以“多簇密切割+大排量+高强度加砂”为手段,在阳煤1HF井完成13段34簇压裂,加砂量 $6\,614 \text{ m}^3$,加液量 $55\,405 \text{ m}^3$,施工排量 $22.5 \text{ m}^3/\text{min}$ 。

3) 合理控制降压速率是深层煤层气井稳产、高产的关键。在排液和快速上产阶段采用光套管生产,在自喷生产阶段下入生产管柱进行控压连续、稳定排采。阳煤1HF井控压生产效果总体良好,最高日产气量 $10.4 \times 10^4 \text{ m}^3$,累产气量已超 $2\,000.0 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。

参 考 文 献

- [1] 何发岐,董昭雄. 深部煤层气资源开发潜力——以鄂尔多斯盆地大牛地气田为例[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(2): 277-285.
- HE Faqi, DONG Zhaoxiong. Development potential of deep coalbed methane: A case study in the Daniudi gas field, Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(2): 277-285.
- [2] 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.
- [3] 陈贞龙,王烽,陈刚,等. 延川南深部煤层气富集规律及开发特征研究[J]. 煤炭科学技术, 2018, 46(6): 80-84, 194.
- CHEN Zhenlong, WANG Feng, CHEN Gang, et al. Study on enrichment law and development features of deep coalbed methane in South Yanchuan Field [J]. Coal Science and Technology, 2018, 46(6): 80-84, 194.
- [4] 李勇,徐立富,张守仁,等. 深煤层含气系统差异及开发对策[J]. 煤炭学报, 2023, 48(2): 900-917.
- LI Yong, XU Lifu, ZHANG Shouren, et al. Gas bearing system difference in deep coal seams and corresponded development strategy [J]. Journal of China Coal Society, 2023, 48(2): 900-917.
- [5] 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.
- [6] 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.
- [7] 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.
- [8] 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.
- [9] 桑树勋,韩思杰,周效志,等. 华东地区深部煤层气资源与勘探开发前景[J]. 油气藏评价与开发, 2023, 13(4): 403-415.
- SANG Shuxun, HAN Sijie, ZHOU Xiaozhi, et al. Deep coalbed methane resource and its exploration and development prospect in East China [J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2023, 13(4): 403-415.
- [10] 雷涛,莫松宇,李晓慧,等. 鄂尔多斯盆地大牛地气田二叠系山西组砂体叠置模式及油气开发意义[J]. 岩性油气藏, 2024, 36(2): 147-159.
- LEI Tao, MO Songyu, LI Xiaohui, et al. Sandbody superimposition patterns and oil and gas exploration significance of Permian Shanxi Formation in Daniudi gas field, Ordos Basin[J]. Lithologic Reservoirs, 2024, 36(2): 147-159.
- [11] 张凌筱,任广磊,孙华超,等. 致密砂岩气藏数值模拟方法研究——以鄂尔多斯盆地大牛地气田太2段气藏为例[J]. 天然气技术与经济, 2023, 17(5): 1-8, 52.
- ZHANG Lingxiao, REN Guanglei, SUN Huachao, et al. Numerical simulation technique for tight sandstone gas reservoirs: Examples from Taiyuan 2 gas reservoirs, Daniudi gasfield, Ordos Basin[J]. Natural Gas Technology and Economy, 2023, 17(5): 1-8, 52.
- [12] 李勇,孟尚志,吴鹏,等. 煤层气成藏机理及气藏类型划分——以鄂尔多斯盆地东缘为例[J]. 天然气工业, 2017, 37(8): 22-30.
- LI Yong, MENG Shangzhi, WU Peng, et al. Accumulation mechanisms and classification of CBM reservoir types: A case study from the eastern margin of the Ordos Basin [J]. Natural Gas Industry, 2017, 37(8): 22-30.
- [13] 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.
- [14] 张广权. 鄂尔多斯盆地大牛地气田本溪组—太原组高分辨率层序地层学研究[J]. 天然气地球科学, 2013, 24(5): 915-922.
- ZHANG Guangquan. Study on the high-resolution sequence stratigraphy of Benxi Formation to Taiyuan Formation in Daniudi Gasfield, Ordos Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2013, 24(5): 915-922.
- [15] 高青松. 大牛地气田石炭系太原组沉积相类型再分析[J]. 石油地质与工程, 2018, 32(6): 1-5, 11.
- GAO Qingsong. Reanalysis of sedimentary facies types of Carboniferous Taiyuan formation in Daniudi gas field [J]. Petroleum Geology and Engineering, 2018, 32(6): 1-5, 11.
- [16] 郑文波,胡向阳,陈舒薇,等. 鄂尔多斯盆地大牛地气田上古生界沉积演化特征[J]. 沉积学报, 2015, 33(2): 306-313.
- ZHENG Wenbo, HU Xiangyang, CHEN Shuwei, et al. Characteristics of sedimentary evolution in the Upper Paleozoic, Daniudi gasfield, Ordos Basin [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2015, 33(2): 306-313.
- [17] 陶传奇. 鄂尔多斯盆地东缘临兴地区深部煤层气富集成藏规律研究[D]. 北京: 中国矿业大学(北京), 2019.
- TAO Chuanqi. Deep coalbed methane accumulation and reservoiring in Linxing area, eastern Ordos Basin, China [D]. Beijing: China University of Mining and Technology (Beijing), 2019.
- [18] 闫霞,徐凤银,张雷,等. 微构造对煤层气的控藏机理与控产模式[J]. 煤炭学报, 2022, 47(2): 893-905.
- YAN Xia, XU Fengyin, ZHANG Lei, et al. Reservoir-controlling mechanism and production-controlling patterns of microstructure

- to coalbed methane[J]. Journal of China Coal Society, 2022, 47(2): 893-905.
- [19] 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.
- [20] 邓泽, 王红岩, 姜振学, 等. 深部煤储层孔裂隙结构对煤层气赋存的影响——以鄂尔多斯盆地东缘大宁-吉县区块为例[J]. 煤炭科学技术, 2024, 52(8): 106-123.
- DENG Ze, WANG Hongyan, JIANG Zhenxue, et al. Influence of deep coal pore and fracture structure on occurrence of coalbed methane: A case study of Daning-Jixian Block in eastern margin of Ordos Basin[J]. Coal Science and Technology, 2024, 52(8): 106-123.
- [21] 许浩, 汤达祯, 陶树, 等. 深、浅部煤层气地质条件差异性及其形成机制[J]. 煤田地质与勘探, 2024, 52(2): 33-39.
- XU Hao, TANG Dazhen, TAO Shu, et al. Differences in geological conditions of deep and shallow coalbed methane and their formation mechanisms[J]. Coal Geology & Exploration, 2024, 52(2): 33-39.
- [22] 郭广山, 徐凤银, 刘丽芳, 等. 鄂尔多斯盆地府谷地区深部煤层气富集成藏规律及有利区评价[J]. 煤田地质与勘探, 2024, 52(2): 81-91.
- GUO Guangshan, XU Fengyin, LIU Lifang, et al. Enrichment and accumulation patterns and favorable area evaluation of deep coalbed methane in the Fugu area, Ordos Basin[J]. Coal Geology & Exploration, 2024, 52(2): 81-91.
- [23] 李贵红, 赵佩佩, 吴信波. 煤层气地质工程一体化平台的建设构想[J]. 煤田地质与勘探, 2022, 50(9): 130-136.
- LI Guihong, ZHAO Peipei, WU Xinbo. Construction concept of integrated geological engineering platform for coalbed methane[J]. Coal Geology & Exploration, 2022, 50(9): 130-136.
- [24] 高向东, 王延斌, 倪小明, 等. 临兴地区深部煤岩力学性质及其对煤储层压裂的影响[J]. 煤炭学报, 2020, 45(S2): 912-921.
- GAO Xiangdong, WANG Yanbin, NI Xiaoming, et al. Mechanical properties of deep coal and rock in Linxing area and its influences on fracturing of deep coal reservoir[J]. Journal of China Coal Society, 2020, 45(S2): 912-921.
- [25] 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.
- [26] 王成旺, 徐凤银, 甄怀宾, 等. 鄂尔多斯盆地东缘本溪组8#煤层方解石脉体成因[J]. 特种油气藏, 2022, 29(4): 62-68.
- WANG Chengwang, XU Fengyin, ZHEN Huaibin, et al. Genesis of Calcite Veins in 8# Coal Bed of Benxi Formation on Eastern Margin of Ordos Basin[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2022, 29(4): 62-68.
- [27] 徐凤银, 聂志宏, 孙伟, 等. 鄂尔多斯盆地东缘深部煤层气高效开发理论技术体系[J]. 煤炭学报, 2024, 49(1): 528-544.
- XU Fengyin, NIE Zhihong, SUN Wei, et al. Theoretical and technological system for Highly efficient development of deep coalbed methane in the Eastern edge of Ordos Basin[J]. Journal of China Coal Society, 2024, 49(1): 528-544.
- [28] 李勇, 陈涛, 马啸天, 等. 煤层顶板间接压裂裂缝扩展机制及影响因素[J]. 煤炭科学技术, 2024, 52(2): 171-182.
- LI Yong, CHEN Tao, MA Xiaotian, et al. Extension mechanism and influencing factors of indirect fracturing fractures on coal seam roof[J]. Coal Science and Technology, 2024, 52(2): 171-182.
- [29] 韩文龙, 李勇, 王力, 等. 柿庄北煤层气区块煤层压裂裂缝扩展规律及影响因素[J]. 煤炭科学技术, 2024, 52(增刊1): 127-136.
- HAN Wenlong, LI Yong, WANG Li, et al. Fracturing fracture propagation law of coal seam and its influencing factors in the Shizhuang North Block[J]. Coal Science and Technology, 2024, 52(S1): 127-136.
- [30] 罗伟疆, 宁崇如, 黄凯. 煤层气压裂液研究现状及其展望[J]. 中国煤层气, 2023, 20(3): 30-35.
- LUO Weijiang, NING Chongru, HUANG Kai. Current situation and prospect of research on coalbed methane fracturing fluid[J]. China Coalbed Methane, 2023, 20(3): 30-35.
- [31] 何继善. 广域电磁法理论及应用研究的新进展[J]. 物探与化探, 2020, 44(5): 985-990.
- HE Jishan. New research progress in theory and application of wide field electromagnetic method[J]. Geophysical and Geochemical Exploration, 2020, 44(5): 985-990.
- [32] 胡志方, 罗卫锋, 王胜建, 等. 广域电磁法在安页2井压裂监测应用探索[J]. 物探与化探, 2023, 47(3): 718-725.
- HU Zhifang, LUO Weifeng, WANG Shengjian, et al. Application of wide field electromagnetic method in the fracturing monitoring of Well Anye-2[J]. Geophysical and Geochemical Exploration, 2023, 47(3): 718-725.
- [33] 石军太, 吴嘉仪, 房烨欣, 等. 考虑煤粉堵塞影响的煤储层渗透率模型及其应用[J]. 天然气工业, 2020, 40(6): 78-89.
- SHI Juntao, WU Jiayi, FANG Yexin, et al. A new coal reservoir permeability model considering the influence of pulverized coal blockage and its application[J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(6): 78-89.
- [34] 李勇, 韩文龙, 王延斌, 等. 基于煤层气高效开发的煤粉凝聚—沉降机制研究进展[J]. 煤田地质与勘探, 2021, 49(2): 1-12.
- LI Yong, HAN Wenlong, WANG Yanbin, et al. Progress of coal fines agglomeration and settlement mechanism based on high efficiency coalbed methane drainage[J]. Coal Geology & Exploration, 2021, 49(2): 1-12.
- [35] HAN Wenlong, LI Yong, WANG Yanbin, et al. Characterization of coal fines and their production controlling factors: A case study from southern Qinshui Basin, China[J]. Natural Resources Research, 2023, 32(4): 1777-1794.
- [36] 李勇, 王延斌, 倪小明, 等. 煤层气低效井成因判识及治理体系构建研究[J]. 煤炭科学技术, 2020, 48(2): 185-193.
- LI Yong, WANG Yanbin, NI Xiaoming, et al. Study on identification and control system construction of low efficiency coalbed methane wells[J]. Coal Science and Technology, 2020, 48(2): 185-193.

(编辑 许 诺)