

引用格式: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 Y Y, CHEN Z L. Challenges and countermeasures for exploration and development of deep CBM of South Yanchuan[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(4): 1-11.

DOI:10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2020.04.001

## 延川南深部煤层气勘探开发面临的挑战和对策

吴聿元,陈贞龙

(中国石化华东油气分公司,江苏南京210000)

**摘要:**深部煤层气资源潜力大,是我国煤层气勘探开发的一个重要领域。历经十多年的攻关探索,中国石化华东油气分公司在深部煤层气地质理论研究以及低成本勘探开发产能实践方面取得了积极进展,建成了国内首个投入商业开发的延川南深部煤层气田,建立了深部煤层气富集高产的“五要素”协同控制地质理论,制定了深部煤层气精细化的排采制度,集成了深部煤层气低成本工程工艺技术,建立了深部煤层气气藏动态评价分区管理技术等多项煤层气低成本勘探开发技术,基本形成了深部煤层气开发技术策略,探索出了一条经济有效的勘探开发模式,实现了深部煤层气的效益开发。但我国深部煤层气勘探开发尚处于起步和探索阶段,延川南深部煤层气勘探开发实践中仍面临理论创新、技术突破、效益开发等诸多挑战:①深部煤层气地质非均质性强、开发工程技术不完全适应于特有的地质特征变化;②部分气井稳产期较短、递减较快,长期低效生产;③纵向资源有待进一步评价,气田储量动用程度不充分。针对以上难题提出了3点对策:①创新适用于深部煤层气高应力低渗地质条件下的有效规模压裂改造工艺技术研究,实现增产、降本、增效;②深化低效主因分析,以解堵、疏导为治理方向;③加强深部煤层气资源潜力评价以及适用性的开发工艺技术,提高储量动用保持气田活力。

**关键词:**延川南;深部煤层气;勘探开发;产能建设;开发对策

中图分类号:TE37

文献标识码:A

### Challenges and countermeasures for exploration and development of deep CBM of South Yanchuan

WU Yuyuan, CHEN Zhenlong

(Sinopec East China Oil and Gas Company, Nanjing, Jiangsu 210000, China)

**Abstract:** Deep CBM resources with great potential is an important area of CBM exploration and development in China. After more than 10 years of research and exploration, Sinopec East China Oil & Gas Company has made positive progress in basic geological theory research and low-cost engineering technology research of deep CBM. The first deep coalbed methane field in South Yanchuan put into commercial development in China has been built, the geological theory of "five factors" for coordinated control of deep CBM enrichment and high production has been established, a refined drainage system for deep CBM has been formulated, the low-cost engineering technology of deep CBM has been integrated, many low-cost exploration and development technologies of deep CBM dynamic evaluation and zonal management have been established, the development technology strategy of deep coalbed methane has been basically formed, and an economical and effective mode of exploration and development has been explored. All these above contribute to the realization of the benefit development for deep CBM. However, the exploration and development of deep CBM in China is still in its infancy and exploration stage. In the practice of exploration and development, there are still many challenges, such as theoretical innovation, technological breakthrough, and benefit development. Specifically, ① Deep CBM has strong geological heterogeneity, and the development engineering technology is not fully suitable for the change of unique geological characteristics; ② Some gas wells have short stable production period, rapid decline, and long-term low production effective production; ③ The vertical resources need to be further evaluated, and the gas field reserves are not fully utilized. In order to solve the above problems, three countermeasures are put forward: ① innovating and applying the effective scale fracturing technology research under the geological conditions of high stress and low permeability of deep coal seam to achieve the increase of production, cost reduction and efficiency; ② deepening the analysis of the main causes of low efficiency, and taking the removal of blocking and dredging as the direction of governance; ③ strengthening the potential evaluation of deep CBM resources and the development technology of applicability so as to improve the development of reserves and maintain the vitality of the gas field.

**Key words:** Yanchuannan field, deep CBM, exploration and development, productivity construction, development strategy

收稿日期:2020-05-27。

第一作者简介:吴聿元(1963—),男,博士,教授级高工,本刊主编、第二届编委会委员,现从事非常规油气资源勘探管理及科研工作。通讯地址:江苏省南京市建邺区江东中路375号,邮政编码:210000。E-mail:wuyy.hdsj@sinopec.com

基金项目:中国石化科技部项目“延川南深层煤层气稳产技术研究”(P19019-4)。

根据我国煤层气资源评价方法研究及勘探实践,将煤层埋深 $\geq 1\ 000\text{ m}$ 定义为深部。目前我国及世界主要国家煤层气勘探开发的目的煤层埋深集中在 $1\ 000\text{ m}$ 以浅,而深部煤层中天然气资源更为丰富,在世界范围内有超过 $47.6\times 10^{12}\text{ m}^3$ 的煤层气资源赋存在深部煤层中;据国土资源部新一轮全国油气资源评价成果,我国 $2\ 000\text{ m}$ 以浅煤层气资源量为 $30.05\times 10^{12}\text{ m}^3$ ,其中 $1\ 000\sim 2\ 000\text{ m}$ 资源量为 $18.87\times 10^{12}\text{ m}^3$ ,占62.8%,由此发现我国煤层气资源主要赋存在深部煤层中,开发潜力巨大<sup>[1]</sup>。

20世纪90年代我国在滇东黔西、沁水、鄂尔多斯、准噶尔等地区开始了深部煤层气勘探试验。1990年在黔西盘关向斜部署黔红2井等,煤层埋深超过 $1\ 000\text{ m}$ ,日产气量仅有几十立方米;1993年在准噶尔盆地彩南地区东道海子北断裂附近钻探彩17井和彩19井,测试了埋深 $2\ 500\text{ m}$ 以深八道湾组煤层,获日产 $2\ 000\sim 4\ 000\text{ m}^3$ 天然气,首次在深部煤层测试中取得突破。近年来,在沁水盆地郑庄区块郑60井3号煤埋深 $1\ 337\text{ m}$ ,日产气 $2\ 336\text{ m}^3$ 。鄂尔多斯盆地三交北某井5号煤埋深 $2\ 036\text{ m}$ ,试气点火,套压 $3.4\text{ MPa}$ ,瞬时产量达 $1.84\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 。总体来看,深部煤层气仅在我国局部取得了突破,但勘探开发整体还处于起步阶段,主要原因是深部煤层气储层应力大、压力高、压裂工艺比较复杂,煤储层非均质性更加显著,导致气藏表现出显著的分区特征,不同区域地应力、渗透率差异较大。不相适应的开发技术造成储量动用程度低、单井低产、稳产周期短等问题,高效开发难度大,尚未形成规模化商业开发<sup>[2-3]</sup>。

经过近十年的探索,中国石化华东油气分公司率先在深部煤层气领域的勘探开发取得了积极进展,制定了“选区评价—单井突破—小井组先导—大井组试验—整体开发”工作流程。在“十三五”末,建成了中国石化第一个煤层气田——延川南煤层气田。具备了日产百万立方米气生产能力,气田 $> 1\ 000\text{ m}$ 的井占74%,日产气 $110\times 10^4\text{ m}^3$ ,平均单井日产 $1\ 390\text{ m}^3$ ,使延川南煤层气田成为我国第一个规模化投入商业开发的深部煤层气田<sup>[4-5]</sup>,形成了深部煤层

气勘探开发理论和配套技术,促进了我国深部煤层气地质理论的发展和完善。

## 1 地质特征

延川南煤层气田位于鄂尔多斯盆地东南缘,构造上属于晋西挠褶带南端、汾渭地堑的西北部,工区北至吉县,东至乡宁县城,南抵河津市,西临宜川。主力煤层系为二叠系山西组,整体为一倾向北西的单斜构造,中部西掌断裂带将气田分为谭坪、万宝山2个构造带(图1)。主力煤层埋深分布于 $800\sim 1\ 600\text{ m}$ ,从东部的谭坪构造带至西部的万宝山构造带埋深逐渐加大。总体上煤层埋深呈东南浅、西北深的趋势,其中谭坪构造带主力煤层埋深浅于 $1\ 000\text{ m}$ ,平均深约 $880\text{ m}$ ,万宝山构造带主力煤层埋深 $1\ 000\sim 1\ 550\text{ m}$ ,平均埋深约 $1\ 280\text{ m}$ 。

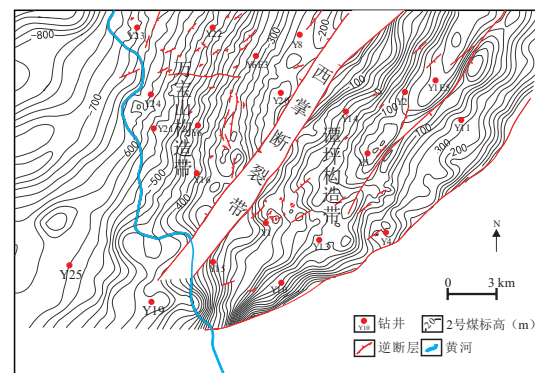


图1 延川南煤层气田2号煤层构造

Fig. 1 Structure of 2# coal seam in South Yanchuan CBM Gas Field

延川南区块2号煤层厚度平面上呈东南厚、向北部及西部有所减薄,煤层厚度 $2.8\sim 6.9\text{ m}$ ,平均厚度 $4.6\text{ m}$ (表1)。厚煤区主要分布于谭坪区块,平均厚达 $5.3\text{ m}$ ,煤层平均厚度约 $6\text{ m}$ 。西部万宝山区块煤层分布较稳定,单层厚度一般 $> 3\text{ m}$ ,煤层厚度变化与沉积微相的展布规律基本一致。主力煤层镜质组含量在67.6%~89.2%,平均75.3%;惰质组含量为4.4%~33.5%,平均15.6%;壳质组含量为0~6.3%,平均2.6%,镜质组含气量较高,有利于煤层割理裂

表1 延川南区块煤储层参数基础

Table 1 Parameters of coal reservoir in South Yanchuan area

区块	埋深/ m	厚度 /m	孔隙度/ %	渗透率/ $10^{-3}\mu\text{m}^2$	镜质组含量/ %	灰分含量/ %	热演化程度/ %	含气量/ $(\text{m}^3\cdot\text{t}^{-1})$	矿化度/ $(\text{g}\cdot\text{L}^{-1})$	地层压力 系数
谭坪	800~1000	2.8~6.9	4.2~6.7	0.01~0.6	67.6~80.8	8~36	1.9~2.4	8~12	3~80	0.4~0.6
万宝山	1000~1600	3.5~6.0	3.0~5.3	0.2~0.8	70.2~89.2	5.4~22	2.1~3.2	10~22	2~7	0.5~0.8

隙生成,储层物性变好。灰分产率为5.4%~36.0%,平均值为12.4%,属于特低灰—低灰煤,反映成煤沉积环境较为稳定。垂向上呈先增高后降低的规律,靠近顶、底板处灰分产率较低。实测含气量8~22 m<sup>3</sup>/t,平均约12 m<sup>3</sup>/t,自东部谭坪构造带往西至万宝山构造带随埋深增加含气量逐渐增大。单斜构造、断层不发育,处于弱径流—滞留水动力条件,压力系数0.4~0.8;受埋深影响煤储层低孔、低渗,孔隙度一般3%~6.7%,渗透率普遍<1×10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup>,整体上具备煤层气开发的有利地质条件。

## 2 深部煤层气勘探开发进展

近年来,立足鄂尔多斯盆地东南缘延川南深部煤层气地质特点,以富集高产主控因素为主线,突出沉积、构造、水动力、地应力、物性等关键要素精细研究。持续开展勘探开发技术攻关,不断优化和完善配套技术,逐步形成了深部高阶煤层气勘探开发地质理论以及工程工艺技术系列,着力做好“优选甜点区、精细化排采、低成本施工”,为同类型的深部煤层气产能建设经济有效开发提供了技术支撑,为推动我国在深部煤层气领域实现煤层气产业发展开辟了新的发展方向和技术支撑<sup>[6-9]</sup>。

### 2.1 完善深部煤层气富集高产地质理论

#### 2.1.1 建立了深部煤层气选区综合评价技术系列

煤层气的富集成藏条件和采气方式与常规油气以及固体煤层均不同,选区评价参数也有其特殊性。在对评价参数进行量化分类基础上,建立了中高阶含煤区带统一的评价标准及体系。按物质基础、保存条件和经济性进行分类,以资源、保存、可采条件为核心,突出资源丰度、水文地质特征、渗透率、有效应力研究,优选深部中高阶煤3大因素9小项静态指标(表2),包括:①含气量;②煤层厚度;③压力系数;④构造条件;⑤水文条件;⑥顶底板条件;

⑦地应力;⑧煤体结构;⑨渗透率。结合技术经济评价指标,建立了煤层气目标区优选指标体系;以及以煤体结构精细识别为核心的不同尺度储层参数指标耦合评价体系,通过测井参数间的优化组合与对比筛选,制定敏感性强的定量识别煤体结构指数的图版,有效解决了多、薄煤层煤层气选层的关键技术难题。

#### 2.1.2 提出深部煤层气富集高产“五要素”协同控制理论

根据延川南深部煤层气地质特点和勘探开发实践,提出了深部煤层气“五要素”富集高产协同控制理论(图2)。

##### 1) 沉积控煤

延川南煤层气田储层主要发育中位森林泥炭沼泽相,煤层厚度大、结构简单。平面上呈“南北成带、东西分块”,中部及东南部主要发育中位森林泥炭沼泽相,西部为低位森林泥炭沼泽相,东北部为高位森林泥炭沼泽相。

##### 2) 构造控藏

构造演化主导生烃过程,经历了两次生气,三叠纪深埋达到气煤阶段,晚侏罗—早白垩世二次生气达到现今煤级阶段。甲烷碳同位素为-2.942%~-3.848%,平均为-3.547%,属典型的热成因气;现今构造次级低幅隆起区,逆断层封闭性较好,煤层气含气量相对较高。

##### 3) 水动力控气

东部谭坪构造带产出水以NaHCO<sub>3</sub>型、矿化度在3 000~5 000 mg/L为主,水动力强度高于以CaCl<sub>2</sub>型、矿化度在5 000~100 000 mg/L为主的西部万宝山构造带,水动力流动方向由高势区流向低势区,煤层含气量由东部的径流区往西部滞流区逐渐增大,即弱径流—滞流区煤层含气量高于径流区。

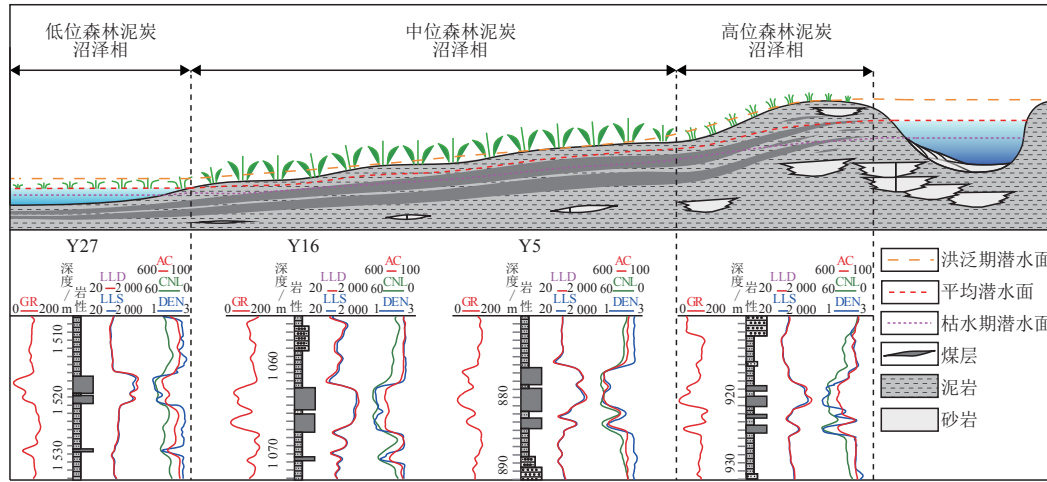
##### 4) 地应力控渗

地应力总体随着埋深的增加逐步增大,谭坪构造带地应力较小,煤层割理和裂隙相对发育,储层压裂改造难度小。万宝山靠近中部断裂带的推覆构造

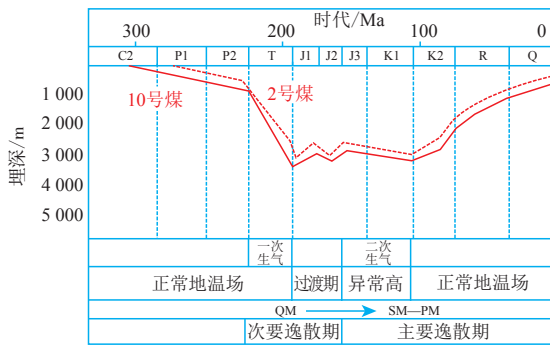
表2 中高阶煤层气有利区评价指标标准

Table 2 Evaluation index standard for favorable area of coalbed methane in medium and high rank coal

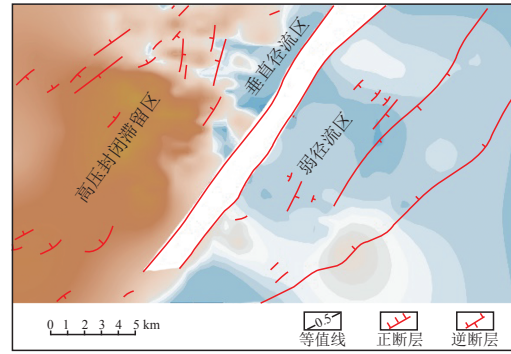
类型	物质基础		保存条件				可采条件		
	含气量/(m <sup>3</sup> ·t <sup>-1</sup> )	厚度/m	压力系数	构造条件	水文条件	顶底板条件	地应力/(MPa·m <sup>-1</sup> )	煤体结构	渗透率/10 <sup>-3</sup> μm <sup>2</sup>
I类	>12	>5	>0.8	简单	承压区	泥岩	<0.015	原生—碎裂	>0.1
II类	8~12	3~5	0.6~0.8	较简单	弱径流	致密砂岩	0.015~0.025	碎粒结构	0.01~0.1
III类	<8	<3	<0.6	复杂	补给—强径流区	砂岩灰岩	>0.025	糜棱结构	<0.01



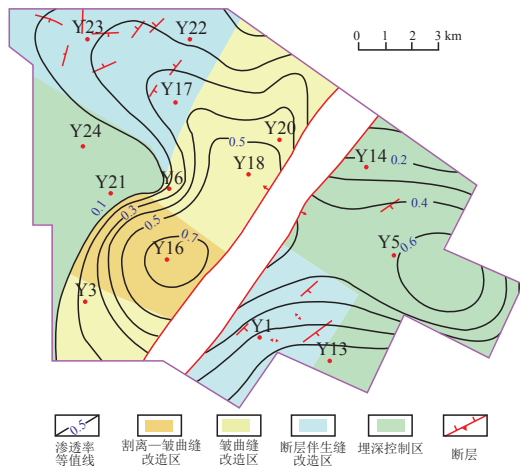
① 延川南煤相识别模板



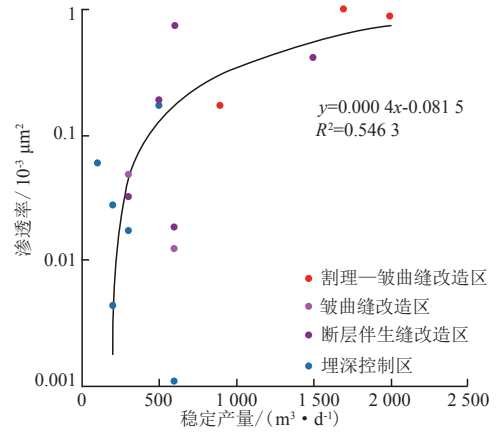
② 构造演化及埋藏史曲线



③ 水动力平面分布



④ 地应力及裂缝综合平均分布



⑤ 稳定产量与试井渗透率关系

图2 深部煤层气“五要素”协同控制地质理论

Fig. 2 Geological theory of “five factors” for coordinated control of deep CBM

轴部受构造活动影响,地应力释放,储层具备较好可改造性,是万宝山构造带的地质和工程甜点区。后期产气效果证实了该区的高产潜力,随着向西部埋深的进一步加深,埋深超过1 100 m后,最小水平主应力显著增加,超过23 MPa,储层破裂压力达到45 MPa以上,储层的可改造性迅速下降,严重影响了煤层气

开发效果。

5) 物性控产

物性特征决定了气井开发效果,原始渗透率越高,压裂改造半缝越长、流体渗流越容易,高产井主要集中在高渗富气区,渗透率 $>0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 气井产量大幅增长。

## 2.2 制定了深部煤层气开发的精细化排采制度

煤层气井排采制度设置是否合理有效,对煤层气井后期产能有直接影响。延川南经过多年排采实践,形成以见气前产水量最大化的排采理念,对低压、低渗高阶煤储层的排采认识取得了重大转变,突出了产水的重要性。从初期的“持续降压—采气”转变为“缓慢排水—阶梯降压—高效解吸”理念,形成了见气前多排水、增大泄压体积,见气后控制气相流动为原则的排采制度,在不破坏煤岩储层物性的前提下,实现单井见气前产液量的最大化,在保证产量的同时兼顾经济效益的时效性。

以物理模拟应力试验为基础,量化排液降压的强度降低单向流阶段排采速度,降低应力敏感。依据解吸渗流理论,推导解吸方程,确定排采管理阶段的关键压力点,创建了煤层气井储层—井筒—排采工艺一体化动态预测模型,构建了流固耦合储层渗透率动态变化方程,制定基于物理模拟实验、吸附解吸机理为依据的排采控制技术。精细化排采技术以压力均衡提高返排、储层整体有效降压为核心,单向流阶段自储层压力稳压生产,双相流阶段建立解吸效率方程,推导关键压力点划分控制阶段,最大限度降低应力敏感,建立了“五段四压四控”排采制度。有效保障了气井的长期高产稳产(图3)。

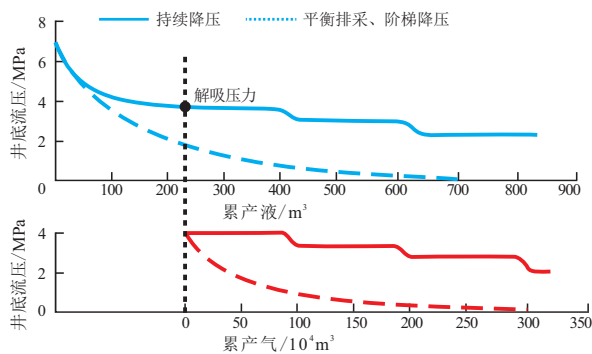


图3 排采制度及产气、产液效果优化对比

Fig. 3 Optimization and comparison of exhaust system and gas and liquid production effects

### 2.2.1 见气前单相流阶段

确定气井见气前单相流阶段合理的排采强度,即控制排采初期动液面下降速率,最大限度降低应力敏感效应是初期排采的关键,以最大限度提高泄压体积为目的,自储层压力点开始稳压生产,最大限度缓解降压裂隙闭合产生的压敏。

以“平衡排采、阶梯降压”为指导思想,遵循地层供液能力稳定排采,日产液等于地层日供液能力,保持稳流压生产,平衡排采可以降低应力敏感,延长高效排水时间,提高累产液。随着排采地层供液能力逐渐降低,当地层供液能力低于当前日产液时,流压开始下降,此时要摸索当前地层供液能力,主动降低日产液,达到平衡时继续稳流压生产。优化调整排水周期为9个月,使解吸前的产液量随流压的缓慢下降较之前有了大幅度提高,实现泄压体积的进一步扩大,累产气也实现了极大地提高,保证了单井长时间稳产的开发效果。

### 2.2.2 见气后双向流阶段

煤层气井在产气后,由于井筒附近流相的突然改变,由原来的单相流变为两相流,煤层井产液量降低,在原来工作制度下,排采强度将会迅速加大,这时的首要任务是要通过改变工作制度降低煤层气井排采强度,实现对套管压力、井底压力和气水产量的合理控制。由于此时套管压力、动液面、气水产量变化非常频繁,控产方式以控制井底压力为主,主要表现为对峰值产量、峰产时间和压降速度的控制。

从煤层解吸特征的差异性入手定量划分解吸阶段,以等温吸附实验为基础,建立求取方程表征煤层气解吸效率 $\eta$ 、解吸效率曲率 $K_L$ ,最终求取转折压力 $P_w$ 和敏感压力 $P_{sc}$ ,见气后阶段定量划分为3个阶段:缓慢解吸、快速解吸和敏感解吸阶段,具体求取过程如下(图4)。

基于等温吸附试验,引入解吸效率的概念,定义为单位压降下每吨煤的解吸量,定量表示为不同储集层压力下煤层气解吸量,表征为煤层气等温吸附方程吸附量的一阶导数:

$$\eta = V' = \frac{V_L P_L}{(P + P_L)^2} = \frac{\alpha^2}{\beta^2} \quad (1)$$

$$\text{其中 } \alpha = \sqrt{V_L P_L}, \beta = P + P_L$$

引入曲率表征解吸效率曲线,代入等温吸附方程吸附量的二阶导数,推导出将解吸曲线曲率驻点对应的压力定义为转折压力 $P_w$ :

$$P_w = \sqrt{V_L P_L} - P_L \quad (2)$$

对解吸曲线曲率求二阶导数,曲线上为零的两点为解吸曲线曲率曲线的拐点,将其分别定义为启动压力 $P_{st}$ 和敏感压力 $P_{sc}$ ,推导出:

$$P_{st} = \beta_1 - P_L, P_{sc} = \beta_2 - P_L \quad (3)$$

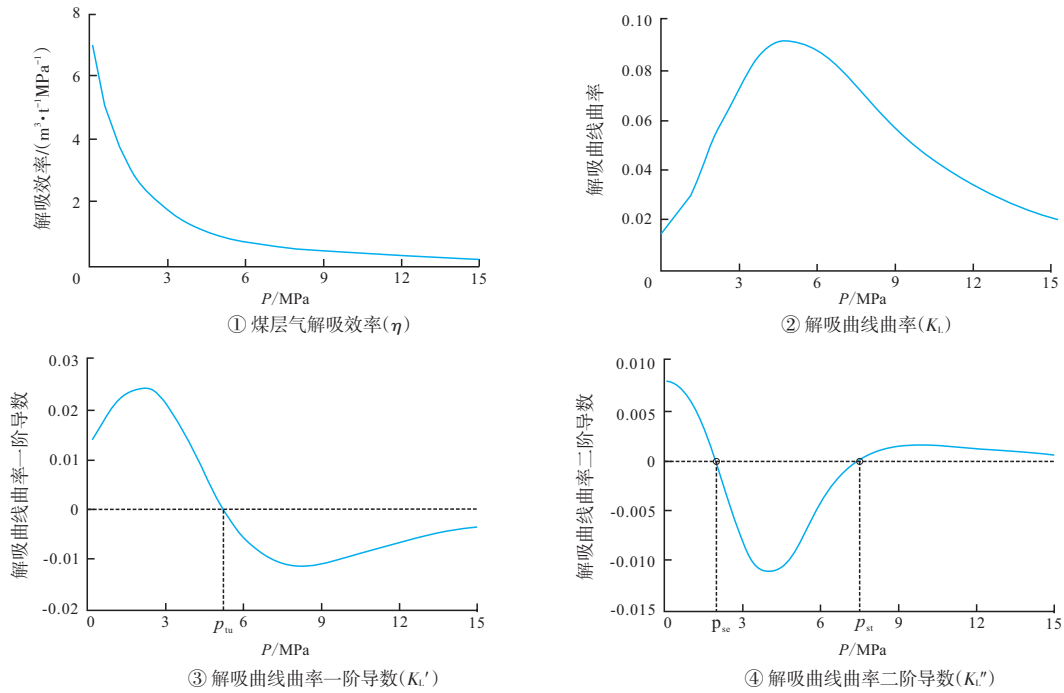


图4 等温吸附曲线推导过程

Fig. 4 Derivation process of isothermal adsorption curve

$$\text{其中 } \beta_1 = \left(\frac{7 - \sqrt{41}}{4}\right)^{1/4} \alpha; \beta_2 = \left(\frac{7 + \sqrt{41}}{4}\right)^{1/4} \alpha$$

式(1)~式(3)中:  $\eta$ 为解吸效率,  $\text{m}^3/(\text{t} \cdot \text{MPa})$ ;  $V'$ 为煤层气吸附量一阶导数;  $V_i$ 为兰式体积,  $\text{m}^3/\text{t}$ ;  $P_i$ 为兰式压力, MPa;  $P$ 为储层压力, MPa;  $P_w$ 为转折压力, MPa;  $P_{sc}$ 为启动压力, MPa;  $P_{st}$ 为敏感压力, MPa。

依据解吸阶段的精细划分,确定了万宝山、谭坪不同构造带的转折压力与敏感压力。转折压力:万宝山 6.5 MPa,谭坪 4.6 MPa;敏感压力:万宝山 3.2 MPa,谭坪 2.2 MPa(图5)。对见气后不同构造条件的排采关键点实现了定量化控制,指导了排采阶段的精细化控制,保障了产量的有序稳定上产。

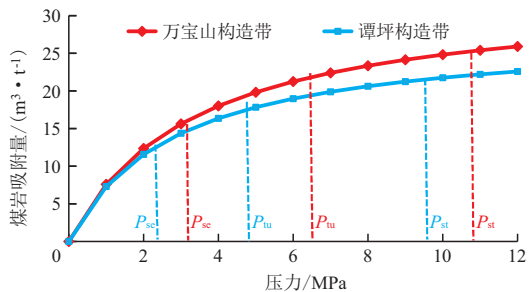


图5 万宝山、谭坪构造带等温吸附曲线对比

Fig. 5 Comparison of isothermal adsorption curves between Wanbaoshan and Tanping tectonic zones

## 2.3 创新深部煤层气低成本工程工艺技术

### 2.3.1 钻完井技术

气田内为黄土塬地貌,山峦起伏,沟壑纵横,地面条件复杂,开发井网部署难,地面工程成本高。因此,在煤层气田产能建设过程中创新采用“串枝化”施工,地上地下一体化,干道先行、水电配套,平台串枝推进、流水施工,各平台钻井、压裂、排采依序作业无缝衔接,该施工方式减少设备搬家距离,单平台节省产建时间 5 d,提高了施工速度。

“井工厂”模式是用较小的井场部署较多数量的井,即流水线式作业批量化,无缝隙、无怠工对同平台井进行的钻井作业,确保工序与工序之间无缝衔接以优化征地费用及钻井费用,对延川南煤层气田的产能建设产生了积极影响(图6)。具体技术包括:①钻井部署及顺序优化技术,实现设备利用的最大化,多口井依次一开、固井,依次二开、固井,二开一趟钻完成(图7);②钻机装备快速移动技术,优化钻机选型,采用棘轮棘爪式移动装置,该装置每次步进 500 mm,移动距离大,速度快;③井间防撞技术,采取井口与地质靶点呈辐射状连接的设计方案,在井眼轨道设计时进行“预放大”,从源头上减少井眼的碰

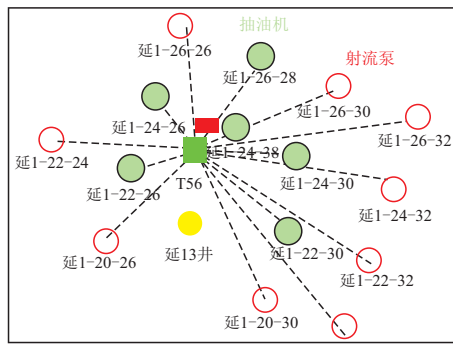
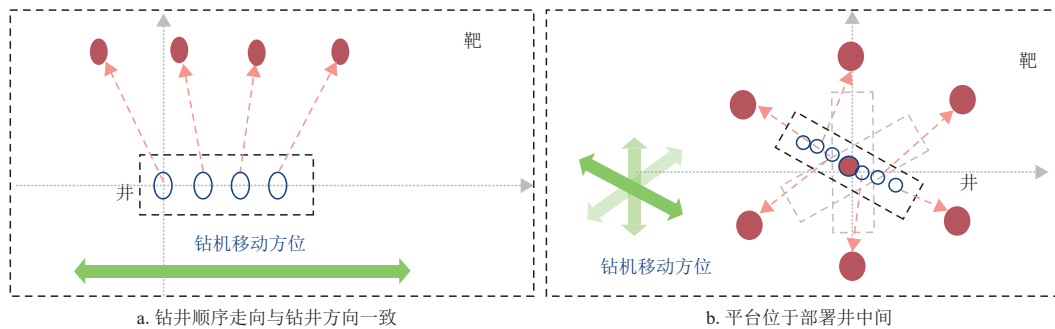


图6 大平台集约化部署及平台现场

Fig. 6 Intensive deployment of large platform and platform site



a. 钻井顺序走向与钻井方向一致

b. 平台位于部署井中间

图7 不同平台和部署井位置条件下的钻机移动方式

Fig. 7 Rig movement mode under different platform and well location conditions

撞几率;④钻井液重复利用技术,减少泥浆的转换,多口井一开、二开泥浆体系相同,重复利用;平均钻井周期由16.55 d缩短至14.87 d,同比缩短10.15%。平均机械钻速由7.2 m/h提高至9.52 m/h,同比提高32.22%。平均钻机台月效率由1 756.35 m/台月提高至3 059.36 m/台月,同比提高74.19%。

### 2.3.2 深煤层低成本压裂配套工艺技术

理论和实践证明,在裂缝系统复杂的深煤层中形成具有一定长度和导流能力的规整人工裂缝非常困难。应力的增加加剧了井筒多裂缝的复杂性,多重扭曲裂缝张开空间的竞争进一步降低了近井地带裂缝的宽度和导通性,分散了裂隙中的净压力,使裂缝难以向远井地带延伸。针对深部“埋深大,施工压力高,加砂困难,易砂堵”工艺难题,不断优化工艺参数,形成了7项主要压裂配套工艺技术:整体压裂优化设计技术、低伤害压裂液技术、组合支撑剂加砂技术、优化射孔技术、前置段塞降滤技术、变排量施工技术、二次加砂压裂技术。单井加砂量提高了21.8%,较好解决了深煤层施工工艺难题。通过研发低成本活性水压裂液体系,现场配制及检测方便,保证施工质量,施工成本降低40%。在总结了前期施

工经验基础上,创建了深煤层压裂现场快速决策系统,较好指导了现场施工,深煤层压裂施工一次成功率由73.8%提高至94.13%。

通过在三个平台实施同步压裂,实现了煤层体积改造,单井累产明显高于周边未实施同步压裂的井。采用井下微地震分析,煤层压裂改造裂缝复杂程度较高,裂缝带长度110~140 m,裂缝带宽度59~91 m,复杂性指数0.23~0.34,压裂改造形成复杂网络系统(图8)。揭示了煤层压裂网状缝形成机理和条件,建立了整体体积压裂优化设计方法,不断优化工艺参数,解决了深煤层施工压力高、加砂困难、易砂堵的工艺难题。研发了深煤层低成本活性水压裂液体系、优选加砂方式,采用射孔/补射孔、前置酸化、停泵压力扩散等工艺优化以及大液量、小砂比、多段塞的参数调整,取得了理想的效果。

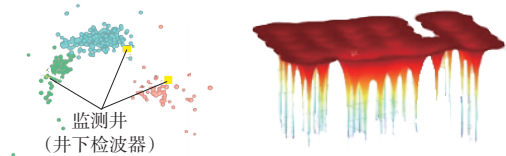


图8 井下微地震监测以及整体压裂效果模拟

Fig. 8 Downhole microseismic monitoring and integrated fracturing simulation

### 2.3.3 信息化技术

信息化建设坚持“先进性、系统性、继承性、开放性、创新性、实用性”的工作原则,建设以自动化生产为主、智能化生产为辅的排采、集输一体化的生产信息管理系统,以提高精细化、科学化管理水平,覆盖164个平台887口井的排采自动化、4座场站的站控自动化和全流程的PCS系统全面运行;实现了“数据分步存蓄集中管理”“信息分散采集全网共享”“问题自动反映统一决策”以及“操作实施远程可视监控”,显著提高了劳动生产率,控制用工总量增长,大大提高了管理水平与效益。

### 2.3.4 地面工程工艺技术

煤层气田属于低产、低丰度、低压的气藏,为此,必须降低建设成本,才能取得良好的经济效益。地面建设总体布局3条原则:①满足气田开发需要的前提下,近期与远期规划相结合,统一规划分期实施;②考虑复杂的地质条件和恶劣的环境因素,尽量少占地或多利用差土地;③严格执行标准规范,满足油气田生产安环要求。延川南煤层气田的电力系统采用“变电站+开闭所”相结合的方式,线路采用同塔双回路架空设计,保证用电的可靠性。集气管网则考虑地形及井网特点,采用枝状管网或者放射状管网和枝状管网的组合型集气管网,既解决了因某一方向集气支线出现问题而影响全线生产的情况,也便于后期的管网维护。

## 2.4 建立深部煤层气气藏管理分区评价技术

立足开发地质,突出渗透率、保存条件、储层可改造性关键因素,通过“含气量资源基础、水动力保存条件、渗透率可开采性、地应力可改造性”4个关键参数,精细划分气田开发单元(表3、图9)。矿化度的

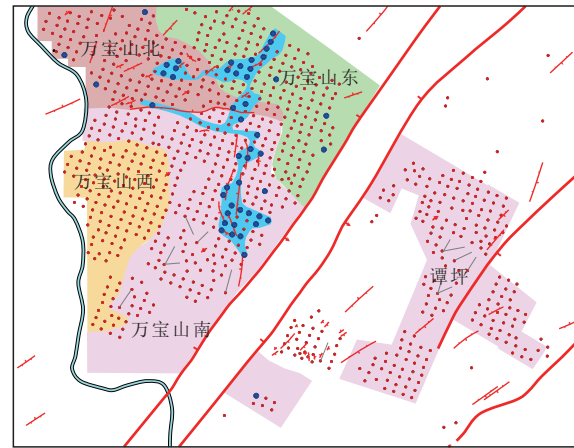


图9 延川南气田平面分区

Fig. 9 Plane division of South Yanchuan Gas Field

平面分布特征指示了保存条件的差异,压裂停泵压力、施工难易程度体现气田渗透性的平面变化,高施工压力、加砂困难、高停泵压力井是高应力低渗区的动态响应,施工压力陡降、异常低施工与停泵压力多位于断层附近或裂缝带附近。

万宝山南区为高渗保存有利区,微背斜发育,渗透率较高 $(0.2 \sim 0.8) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,压力施工曲线平稳,产液量适中,平均日产液 $0.45 \text{ m}^3$ ,稳定日产气 $1\,500 \sim 1\,600 \text{ m}^3$ 。万宝山北区为高渗保存中等区,小断层发育,产液量适中,平均日产液 $0.43 \text{ m}^3$ ,稳定日产气 $1\,000 \sim 1\,200 \text{ m}^3$ ,产气效果较好。万宝山西区为高应力低渗保存有利区,矿化度 $>80\,000 \text{ mg/L}$ ,含气量高 $12 \sim 19 \text{ m}^3/\text{t}$ 。压裂施工压力高、易砂堵,地层供液能力极低,平均日产液 $0.26 \text{ m}^3$ ,稳定日产气低于 $700 \text{ m}^3$ 。万宝山东区为中渗保存差区,靠近东部大断层,保存条件偏差,矿化度 $2\,000 \sim 5\,000 \text{ mg/L}$ ,含气量偏低, $8 \sim 12 \text{ m}^3/\text{t}$ ;地层供液能力强,部分井沟通外来水,平均日产液 $1.5 \text{ m}^3$ ,该区煤层气井稳定日产气 $580 \text{ m}^3$ 。万宝山断裂带为断层沟通水侵区,小断发育,压裂施工表现为施工压力陡降,停泵压力低,反

表3 开发单元划分评价结果

Table 3 Evaluation results of development unit division

分区	构造	静态地质		压裂施工		开发动态			主控因素
		含气量/ ( $\text{m}^3 \cdot \text{t}^{-1}$ )	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	施工曲线	停泵压力/ MPa	稳产气量/ ( $\text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$ )	产液/ ( $\text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$ )	矿化度/( $\text{mg} \cdot \text{L}^{-1}$ )	
南区	微背斜	14 ~ 20	0.2 ~ 0.8	平稳	20 ~ 30	1 500 ~ 1 600	0.45	50 000 ~ 80 000	高渗保存好
万北	小断层	14 ~ 19	0.1 ~ 0.4	平稳	20 ~ 30	1 000 ~ 1 200	0.43	10 000 ~ 36 000	中渗保存中等
宝东	近大断裂	8 ~ 12	0.1 ~ 0.3	压力变化大	$>30, <20$	580	1.5	2 000 ~ 5 000	高渗保存差
山西	无断层	12 ~ 19	$<0.1$	压力高、砂堵	$>30$	670	$<0.3$	$>80\,000$	低渗保存好
断裂带	近小断层	6 ~ 16	0.1 ~ 0.6	陡降、压力低	$<15$	0 ~ 230	$>8$	$<2\,000$	大液量
谭坪	主体区	10 ~ 12	0.2 ~ 0.8	平稳	10 ~ 20	1 000	0.8	3 000 ~ 5 000	高渗保存中等

映压窜裂缝、沟通含水层。排采过程中启抽液面低,平均产液量大于 $8\text{ m}^3/\text{d}$ ,基本不产气。

谭坪主体区为高渗保存中等区,埋深适中(小于 $1\ 000\text{ m}$ ),煤层厚度 $5.0\text{ m}$ ,含气量中等 $10\sim 12\text{ m}^3/\text{t}$ ,渗透性好 $(0.2\sim 0.8)\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$ 。保存条件中等,弱径流,矿化度 $3\ 000\sim 5\ 000\text{ mg/L}$ 。压裂施工压力平稳,压裂一次成功率高,加砂效果好。该区煤层气井稳定日产气 $1\ 000\text{ m}^3$ ,平均日产液 $0.8\text{ m}^3$ 。

### 3 深部煤层气面临的挑战及对策

#### 3.1 挑战

通过深部煤层气增产降本地质研究、工程工艺试验与集成应用,在选区评价、钻井提速、有效压裂、智能化排采等方面取得了良好效果,煤层气单井产能和成本有了较大改善。对于煤层埋深为 $1\ 000\sim 1\ 500\text{ m}$ ,实施定向井活性水压裂,单井钻采成本控制在 $200$ 万元,908口井产量达到 $(3.5\sim 3.8)\times 10^8\text{ m}^3$ ,产能符合率达到 $83\%$ ,但气田仍存在近 $30\%$ 低产低效井,严重制约了整体的效益开发。中国深部煤层气勘探开发尚处于起步和探索阶段,加上其复杂的地质特点,在基础理论、技术攻关、措施增产等方面面临一些主要问题和挑战<sup>[10-12]</sup>。

1) 深部煤层气地质非均质性强、开发工程技术不完全适应于特有的地质特征变化。万宝山西区表现出高应力特低渗,压裂施工压力高、加砂困难,如何优化适用于深部煤层有效规模改造为核心的压裂设计和工程工艺是制约效益开发的难题。目的是实现优化煤层气增产新型压裂体系,提高液体性能,增加支撑剂输送距离,有效提高支撑缝长;开展新型支撑剂攻关,包括高导流纤维支撑剂、超低密度支撑剂、自悬浮支撑剂等方面优选及应用,实现达到储层体积改造、裂缝有效支撑的效果。

2) 部分气井稳产期较短、递减较快,长期低效生产。究其原因主要在于高矿化度下近井地带结垢以及层内煤粉运移堵塞导致递减,亟待采用有效工程工艺手段实现解堵、疏通运移通道恢复气井产能。

3) 纵向资源有待进一步评价,气田储量动用程度低。延川南开发层系主要为二叠系山西组2号煤层,纵向上还发育太原组10号煤层在早期评价阶段,认为厚度较小普遍在 $1.5\sim 3\text{ m}$ ,横向变化大,局部顶板灰岩富含水,直井压裂产水大( $10\sim 100\text{ m}^3$ ),产量

低( $0\sim 600\text{ m}^3/\text{d}$ ),压裂改造难度大。

#### 3.2 主要对策

针对深部煤层气面临的主要问题和挑战,需要立足深部煤层气地质特点,强化工艺技术的针对性、适用性和实用性创新研究,深化纵向难动用资源甜点目标的综合评价优选,持续深入的开展增产、降本攻关实践,提高气田储量动用,推动深部煤层规模效益开发。

##### 3.2.1 加强深部高应力有效规模改造技术,提高单井产能

由于深部煤层埋深大,应力高容易造成压裂过程中施工压力高、易砂堵、加砂困难,难形成有效的导流裂缝。着重从优化压裂体系,通过增加压裂次数、增大排量、提高加砂强度和注液强度,来实现多裂缝开启、长距离延伸、高强度加砂,增大支撑半径的压裂效果。气田先导试验井Y25经重复压裂改造后,支撑导流能力明显提升,日产液达到 $8\text{ m}^3$ ,累产液 $2\ 800\text{ m}^3$ ,泄压面积明显扩大,日产气量由 $550\text{ m}^3$ 增长至 $5\ 000\text{ m}^3$ (图10),措施累计增产 $110\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ ,目前稳产生产,通过生产历史拟合和产量预测,该井预计稳产期超过 $2\text{ a}$ ,EUR(Estimated Ultimate Recovery,估算最终采收量)达到 $600\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 。在先导试验的基础上,2019年推广实施13口井,目前10口井日增产超过 $1\ 000\text{ m}^3$ 。

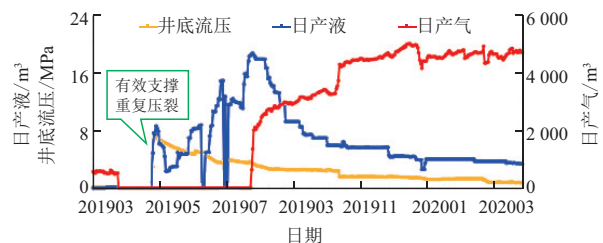


图10 Y25井生产曲线

Fig. 10 Production curve of well-Y25

##### 3.2.2 加强煤层气井维护型措施攻关,延长稳产期

煤储层在排采过程中,易发生3种储层敏感性效应,包括压敏效应、速敏效应和贾敏效应,对气井产能造成较大影响。主体区含气量高,保存条件好,煤体结构好,储层可改造性强。当排采速度过快,煤岩所受应力变化过快,或长期排采煤岩所受应力变化量过大时,煤岩表现为脆性变形,煤基质表面破碎还会产生细微煤粉,随地层流体流动,当遇到瓶颈部位

或流动速度下降时,会堵塞渗流通道造成气、水产量同步下降。气田煤岩样品室内实验显示降压过快导致应力敏感影响储层渗透率,压力降至5 MPa时渗透率损害率达到20%,继续快速降压,煤储层渗透性急剧下降。

可控强脉冲以脉冲功率技术为基础,利用水中高压放电的脉冲大电流或金属丝电爆炸,在局部范围内形成能量的快速沉积,产生等离子体,使放电通道剧烈膨胀扩张,从而推动水介质形成冲击波,达到撕裂煤层的目的,同时有利于剥离煤储层渗流通道表面附着的煤粉,疏通渗流通道。试验结果表明,在一个区域通过多次重复作业加强增透效果,随冲击波作业次数的增加,煤层裂隙条数和长度不断发展,裂隙连通性不断增强,最终形成了裂隙网络。

该措施具有作业周期短、成本相对低的优势,通过开展措施增产机理研究和适应性分析,开展三批次先导试验,第一阶段针对煤层气富集区低产井开展先导试验,证实技术可行;第二阶段开展工艺优化试验,通过调整冲击的强度和冲击次数,发现冲击次数过多、冲击强度过频无增产效果,证实脉冲强度过大反而不利于对煤储层渗透性的改善;第三阶段明确针对保存条件好,煤体结构为原生一碎裂煤,储层压裂改造到位,后期排采导致的近井筒堵塞井,措施适应性较好。2019年,推广实施24口井,增产20口(图11),单井日增产105~4 069 m<sup>3</sup>,平均单井日增产约1 000 m<sup>3</sup>,日增2.0×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>,累计增产400×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>。

### 3.2.3 深化难动用资源潜力评价,提高储量动用

气田太原组10号煤层埋深875~1 608 m,向北西方向逐渐增加,煤厚1.02~6.7 m,平均2.7 m,平面上南部厚,夹矸层数0~1层,厚0.26~1.92 m,煤体结构以原生一碎裂煤为主。变质程度高2.17%~2.99%;

含气量4~20 m<sup>3</sup>/t,局部较低,往万宝山方向随埋深增大含气量增高,普遍在12 m<sup>3</sup>/t以上。依据构造、煤层厚度、含气性以及煤体结构等因素综合评价有利区面积198 km<sup>2</sup>,地质储量124×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>。优选井位针对10号煤进行试气取得突破,单井日产达4.571×10<sup>3</sup> m<sup>3</sup>,显示出了较好的开发效果以及资源接替潜力。

## 4 结束语

经过多年的探索攻关,以延川南为代表的深部煤层气在地质认识、工艺技术、勘探突破、产能建设等方面取得了一系列重要成果:①建立深部煤层气富集高产地质理论;②制定了适用于深部煤层气开发的排采制度;③创新深部煤层气低成本工程工艺技术;④建立深部煤层气分区评价技术。

实践证明我国深部煤层气具有广阔的发展前景,同时也面临理论、工艺技术、成本与效益开发等主要问题:①深部煤层气地质非均质性强、开发工程技术不完全适应于特有的地质特征变化;②部分气井稳产期较短、递减较快,长期低效生产;③纵向资源评价不到位,气田储量动用程度低。针对以上难题提出了3点对策:①创新适用于高应力低渗地质条件下的有效规模压裂改造工艺技术研究,实现增产、降本、增效;②深化低效主因分析,以解堵、疏导为治理方向;③加强深部煤层气资源潜力评价以及适用性的开发工艺技术,提高储量动用保持气田活力。

随着煤层气勘探开发技术的逐步成熟,低品位、低产边际效益的深部煤层气资源将迎来产业发展的曙光,勘探开发潜力巨大,应持续推进管理创新和技术创新,进一步提高适用于我国地质特点的煤层气效益开发水平,为我国煤层气产业新发展提供技术支撑。

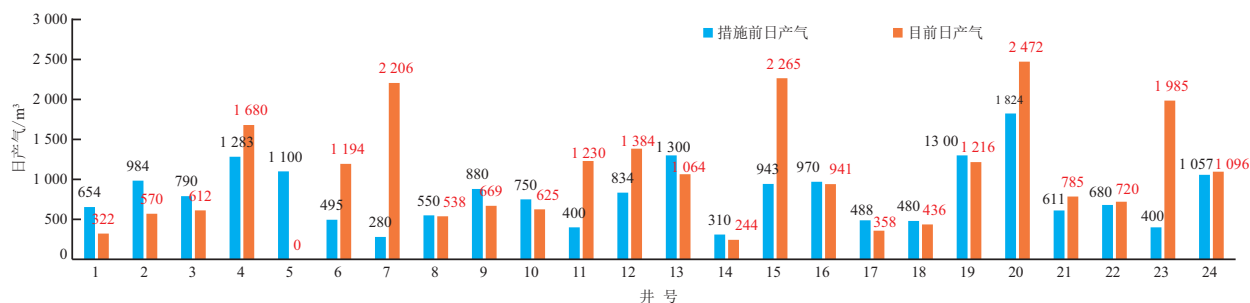


图11 冲击波实施前后日产气对比

Fig. 11 Comparison of daily gas production before and after shock wave implementation

## 参考文献

- [1] 龙胜祥,李辛子,叶丽琴,等.国内外煤层气地质对比及其启示[J].石油与天然气地质,2014,35(5):696-703.  
LONG S X, LI X Z, YE L Q, et al. Comparison and enlightenment of coalbed methane geology at home and abroad[J]. Oil & Gas Geology, 2014, 35(5): 696-703.
- [2] 贾承造,郑民,张永峰.中国非常规油气资源与勘探开发前景[J].石油勘探与开发,2012,39(2):129-136.  
JIA C Z, ZHENG M, ZHANG Y F. Unconventional hydrocarbon resources in China and the prospect of exploration and development[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(2): 129-136.
- [3] 中共中央文献研究室.习近平关于社会主义生态文明建设论述摘编[M].北京:中央文献出版社,2017.  
Party Literature Research Center of CPC. XI Jinping's excerpts on the construction of socialist ecological civilization[M]. Beijing: Central Party Literature Press, 2017.
- [4] 陈贞龙,郭涛,李鑫,等.延川南煤层气田深部煤层气成藏规律与开发技术[J].煤炭科学技术,2019,47(9):112-118.  
CHEN Z L, GUO T, LI X, et al. Enrichment law and development technology of deep coalbed methane in South Yanchuan Coalbed Methane Field[J]. Coal Science and Technology, 2019, 47(9): 112-118.
- [5] 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.  
CHEN Z L, WANG F, CHEN G, et al. Study on the enrichment law and development characteristics of deep coal bed methane in southern Yanchuan[J]. Coal science and technology, 2018, 46(6): 80-84.
- [6] 穆福元.中国煤层气产业进展与思考[M].北京:石油工业出版社,2017.  
MU F Y. CBM industry progress in China[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2017.
- [7] 曹艳,龙胜祥,李辛子,等.国内外煤层气开发状况对比研究的启示[J].新疆石油地质,2014,35(1):109-113.  
CAO Y, LONG S X, LI X Z, et al. The enlightenment from comparative studies of the coalbed methane (CBM) development at home and abroad[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2014, 35(1): 109-113.
- [8] 王勃,姚红星,王红娜,等.沁水盆地成庄区块煤层气成藏优势及富集高产主控地质因素[J].石油与天然气地质,2018,39(2):366-372.  
WANG B, YAO H X, WANG H N, et al. Favorable and major geological controlling factors for coalbed methane accumulation and high production in the Chengzhuang Block, Qinshui Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2018, 39(2): 366-372.
- [9] 冯立杰,贾依帛,岳俊举,等.煤层气开采关键地质影响因素[J].石油与天然气地质,2017,38(6):1105-1112.  
FENG L J, JIA Y B, YUE J J, et al. Key geological factors influencing coal bed methane exploitation[J]. Oil & Gas Geology, 2017, 38(6): 1105-1112.
- [10] 陈刚,胡宗全.鄂尔多斯盆地东南缘延川南深部煤层气富集高产模式探讨[J].煤炭学报,2018,43(6):1572-1579.  
CHEN G, HU Z Q. Discussion on the model of enrichment and high yield of deep coalbed methane in Yanchuannan area at Southeastern Ordos Basin[J]. Journal of China Coal Society, 2018, 43(6): 1572-1579.
- [11] 方志雄.延川南煤层气田勘探开发关键技术及应用[M].北京:地质出版社,2017.  
FANG Z X. Key technology and application of exploration and development of coal bed gas field in Yanchuannan [M]. Beijing: Geological Publishing House, 2017.
- [12] 王镜惠,王美冬,田锋,等.高煤阶煤层气储层产气能力定量评价[J].油气地质与采收率,2019,26(4):105-110.  
WANG J H, WANG M D, TIAN F, et al. Quantitative evaluation of production capacity of high rank coalbed methane reservoir[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2019, 26(4): 105-110.

(编辑 尹淑容)

## 《油气藏评价与开发》2021年专刊征稿通知

为了进一步办出期刊特色,促进油气勘探开发成果的及时转化,2021年策划出版以“深层页岩气、常压页岩气、二氧化碳驱提高采收率、煤层气、聚合物驱提高采收率”等为主题的专刊、专栏,其中,页岩气专辑由中国石化西南油气分公司的郭彤楼教授担任特约主编。欢迎从事相关研究的广大作者和读者撰写高质量论文,并在征稿截止时间之前及时投稿。我们将择优录用。

**内容要求:**深层页岩气、常压页岩气、二氧化碳驱提高采收率、煤层气、聚合物驱提高采收率等油气勘探开发以及配套工程工艺技术研究最新成果。

**论文要求:**论文格式参见官网投稿指南,基金项目支持的论文优先录用。

**投稿要求:**请登陆期刊官方网站投稿。

**投稿网址:** <http://red.magtech.org.cn>

**联系电话:** 025-66201780 025-66201782

附:《油气藏评价与开发》专刊征稿时间表

专刊征稿时间表

专刊主题	投稿截止时间
深层页岩气(特约主编郭彤楼)	2020年12月31日
常压页岩气(特约主编郭彤楼)	2021年2月28日
二氧化碳驱提高采收率	2021年3月31日
煤层气	2021年3月31日
聚合物驱提高采收率	2021年3月31日

《油气藏评价与开发》编辑部

2020年7月9日