



2026年3月24日

每周二出版

责任编辑:程强 电话:59963258 邮箱:chengq@sinopec.com 审校:张春燕 版式设计:王强

# 我国正引领世界“煤岩革命”



阅读提示

3月14-15日,2026第二届煤层气/煤岩气勘探开发年会在成都召开。年会由中国石油大学(北京)、西南石油大学等单位联合主办,主题为“向深向新·共创煤层气产业新发展”。众多业界专家学者分享了煤层气/煤岩气理论研究新进展、勘探开发新成绩、工程技术新进步,普遍认为我国深层煤岩气资源潜力巨大,有望在世界范围内掀起一场能源领域的“煤岩革命”。

本版文字由 本报记者 程强 整理

## 链接

### 1. 什么是煤层气?

煤层气是煤岩自身生成或其他气源运移而赋存于煤岩中,游离态和吸附态并存,游离气含量高,通过储层改造可快速产气并能获得工业化开采的烃类气体,是一种新类型非常规天然气。

### 2. 煤层气与传统煤层气的区别?

煤层气与传统煤层气都产自煤层,煤层气具有游离气占比高、存在微距运移等特征,储层类型与煤层气相似,赋存特征与页岩气相似,开发方式与页岩气、致密气相似。

煤层气一般埋深1200米以浅,煤层气埋深超过1800米,浅层煤层气气量少、封闭性较差、排水采气、产量很低,而深层煤层气气量多、顶底板好、控压采气、产量较高。

依据全油气系统理论,传统煤层气本质上是煤层气的一种类型,即残留型煤层气。

### 3. 煤层气资源量如何?

我国煤层气资源潜力巨大,14个主要含煤盆地6000米以浅煤层气资源量55万亿立方米,技术可采资源量13万亿立方米,其中,鄂尔多斯盆地煤层气资源量高达30.5万亿立方米,具备探明3万亿立方米储量、年产300亿立方米以上的潜力。

## 煤层气:非常规领域的“新黑马”

中国科学院院士邹才能认为,煤层气是世界非常规革命最新跑出一匹“大黑马”。

世界石油工业历经160余年发展,目前产量基本达到峰值。世界天然气工业历经100余年发展,预计2040年产量达到峰值。2024年,世界油气产量82.55亿吨油当量,其中,石油产量48.17亿吨、天然气产量4.07万亿立方米。

世界非常规革命以页岩油气为主。美国“页岩革命”油气革命,是碳基能源的第一匹“大黑马”。2024年,美国油气产量17.1亿吨油当量,其中,非常规油气产量11.4亿吨油当量,占到2/3,助推美国实现能源独立。

非常规油气也是我国“稳油增气”的战略资源。2008年我国非常规油气总产量占比仅2.4%,2024年则占到27%,其中,非常规油气产量占石油总产量的12%,非常规气产量占天然气总产量的44%。到2030年,我国非常规油气产量可能占比20%,非常规气产量占比有望超50%。

煤层气则是非常规领域的“新黑马”。国外主要国家仍在浅层煤层气中缓慢发展,我国深层煤层气勘探开发经历科学探索、工业突破、开发试采等阶段,在准噶尔、鄂尔多斯、四川等盆地多口风险探井获高产工业气流,在鄂尔多斯盆地率先开发试采取得成功。

2024年,世界煤层气产量约700亿立方米,我国浅层煤层气产量111亿立方米,深层煤层气产量27亿立方米,2025年我国深层煤层气产量已达42亿立方米。

邹才能认为,我国非常规油气革命经历了油砂稠油、致密油气、页岩油气、煤岩油气4个阶段,而我国煤层气革命也经历了煤矿“瓦斯气”、气源“煤成气”、浅层“煤层气”、深层“煤岩气”4个阶段。

## 煤系全油气系统是未来天然气勘探主要方向

中国石油勘探开发研究院高级专家张君峰介绍,非常规油气的突破显示传统油气理论存在重大缺陷,难以解释和预测非常规油气成藏、富集等地质问题。中国科学院院士贾承造提出全油气系统概念,十多年来指导了勘探实践,同时在实践中不断发展完善。

2024年,贾承造和中国石油副总地质师兼勘探开发研究院党委书记李国欣认识到,煤系烃源岩生排烃、储层结构和油气成藏机理等具有独特性,与以碎屑岩、碳酸盐岩层系全油气系统相比有明显差异,是一种新类型全油气系统。

煤系全油气系统发育最为丰富的烃源岩类型,具有极强的生气能力,部分煤岩具有一定的生油能力;发育石炭-二叠系海陆过渡相系、侏罗系陆相煤系两类典型煤系全油气系统;发育最为丰富的天然气类型,

“煤岩气-泥页岩气-致密气”呈现有序分布,煤岩气与致密气是煤系全油气系统中的主力天然气资源,鄂尔多斯盆地有望形成致密气与煤岩气两个世界级大气田。

煤系全油气系统是未来天然气勘探主要方向。在我国大气田中,苏里格气田、延安气田属于石炭-二叠系海陆过渡相系,分别是源内、近源致密气;克拉2气田、克拉苏气田属于三叠-侏罗系陆相煤系,分别是远源、近源常规气和致密气;安岳气田则属于碳酸盐岩全油气系统。

从煤系全油气系统理论视角看,除鄂尔多斯盆地外,西北侏罗系将迎来天然气大发展,包括柴达木、塔里木、准噶尔等盆地。其中,库车坳陷已发现近2万亿立方米大气田,年产气270亿立方米,深层、超深层仍有巨大勘探潜力;淮南侏罗系深层煤系源外致密气展示万亿立方米大气区场面。



华东油气金工业区巡检班员工在巡检煤层气井。沈志军 郭涛 李俊欣 摄影报道

## 传统煤层气本质上是一种残留型煤层气

张君峰说,煤层气是煤岩自身生成或其他气源运移而赋存于煤岩中,游离态和吸附态并存,游离气含量高,通过储层改造可快速产气并能获得工业化开采的烃类气体,是一种新类型非常规天然气。

煤层气与传统煤层气都产自煤层。煤层气具有游离气占比高、存在微距运移等特征,储层类型与煤层气相似,赋存特征与页岩气相似,开发方式与页岩气、致密气相似。

煤层气成藏受控于作用力(吸附力、毛细管力、浮力等),作用力受控于动力场(束缚动力场、局限动力场、自由动力场),动力场发育于特定的煤层储层(原生孔隙结构),储层又综合受控于原始母质、煤化作用及构造改造。因此,煤层气成藏机理远远复杂于页岩气、致密气和其他常规气。

根据成藏演化特征及游离气赋存的主要控制因素,煤层气可分为两类4型。其中,深层煤层气包括原生型与再生型,浅层煤层气包括残留型与生物型。

原生型煤层气,如大宁-吉县、蒙陕等地区的水盆地3号煤和15号煤的煤层气,经历了持续的抬升剥蚀和较强烈的断裂作用,煤岩中游离气散失,热成因吸附气,自生自储成藏。

残留型煤层气,也就是传统煤层气,如沁水盆地3号煤和15号煤的煤层气,经历了持续的抬升剥蚀和较强烈的断裂作用,煤岩中游离气散失,热成因吸附气,自生自储成藏。

再生型煤层气,如白家海凸起的八道湾组和西山窑组煤层气,深部石炭-二叠系的高/过成熟烃源岩生成的油气,沿断层和不整合面运移至煤岩中存储,在地质条件优越的构造高部位聚集,最终形成自源气和他源油气互斥聚集、有序分布,断裂穿层输导,缝、孔“甜点”富集。

生物型煤层气,如二连盆地白垩统赛汉塔拉组,自新近纪开始,地层开始发生二次沉降,在适宜的地下水环境中,甲烷菌产生大量生物成因气,自生自储成藏。

## 增产的关键是“解吸+扩散”

煤层气在地下是怎么赋存的?西南石油大学石油与天然气工程学院院长李小刚介绍,煤层流体的储集空间由基质孔隙和天然裂隙构成,孔径为纳米级,缝宽从微米至毫米级;吸附气主要存在于煤基质的介孔和微孔中,游离气存在于中孔、大孔或天然裂隙中,溶解气则溶解在煤层水中,气固吸附形式存在的甲烷主要赋存在孔径小于2纳米的微孔中,是煤层气的主要赋存形式。

游离气相对容易开采。中石油煤层气有限责任公司执行董事、党委书记周立宏说,国内外普遍认为随着埋深加大,煤层含气量和渗透率降低,但他们研究发现,深层煤层总含气量是浅层的两倍以上,且游离气占比高,达20%以上,打破了“深层是勘探开发‘禁区’”的传统认知,因此深层煤层气取得重大突破。

吸附气则需要解吸,但煤岩对天然气吸附能力极强。张君峰介绍,煤岩比表面积是页岩的6-7倍,同等压力条件下高煤阶煤岩的吸附能力是川南龙马溪组海相页岩储层的14-26倍。

太原科技大学校长梁卫国指出,煤层气高效开采制约难点首要就是煤体对甲烷的强吸附性。甲烷吸附量随温度升高而降低。随着煤阶升高,煤的吸附能力增强。而煤对二氧化碳的吸附能力超过甲烷,同一种煤对二氧化碳的吸附量是甲烷的两倍。

梁卫国团队研究发现,近固体壁面1个气体分子层厚度内为强吸附区域,距离壁面大于1个气体分子层厚度为弱吸附区域。降压和升温能够有效解吸壁面大于0.2纳米范围的吸

附气。近壁面0.2纳米范围内的吸附气,可注入超临界二氧化碳通过竞争吸附强化解吸。

重庆大学副校长卢玉指出,我国煤层气产业存在以“浅层吸附气(沁水盆地)”和“深层游离气(鄂尔多斯盆地)”为代表的两种主要商业化开采模式。除准噶尔盆地外,我国大多数煤层不具备鄂尔多斯盆地“高游离气”条件。煤层气开采过程是基质解吸-孔隙扩散-裂缝渗流-井筒采出,解吸扩散过程迟缓极大程度制约着煤层气的产出速率与气井产量。

基于降压和置换两个解吸原理,卢玉团队研发了水平井割缝/造穴煤层气卸压开采,并下定向长钻缝网式致裂卸压增透、二氧化碳强化煤层气开发与封存一体化等技术,其中,他们提出了“深层是勘探开发‘禁区’”的传统认知,因此深层煤层气取得重大突破。

李小刚说,煤层甲烷从基质微孔产出的传质过程是一个多阶段、跨尺度的过程,解吸、扩散和渗流三段传质机制主要影响因素不同,综合分析储层改造的创新方向,一要跨学科技术借鉴,包括纳米药物递送(靶向促解吸)、基因编辑(工程菌株)、激光钻井(激光切割)、火烧油层(原位加热)、数字孪生(智能排采)等;二要持续攻关新技术,包括高压电脉冲等离子体致裂、煤原位气化学热联产、纳米气泡驱替、自支撑压裂体系等;三要技术协同发展,包括物理-化学-生物多场耦合、采-注-采闭路循环、气-热-电-材料联产、井上井下立体协同等。

## 工程技术迭代升级支撑规模开发

中国工程院院士孙声说,工程技术前进一小步,勘探开发上一新台阶。钻完井工程技术是实现深层煤层气规模化效益开发的关键,是增产上产、提质增效的核心。

我国深层煤层气具有埋藏深、富割理、脆性大、强度低、非均质性强等复杂地质条件,钻完井过程中井壁垮塌、井漏、压裂改造不充分等问题突出,主要面临七项重大技术挑战:钻井中井壁垮塌、卡钻及漏失复杂频发,大幅增加非生产时间;煤层气微幅构造发育,地震识别困难,轨迹频繁调整影响煤层气钻遇率;钻井周期长,一趟钻提速技术仍需完善提升;井眼清洁困难,套管难以下到底,固井质量差;压裂工艺存在裂缝扩不远、改造不充分的情况;煤层气主力产区水资源匮乏,高矿化度返排液直排仍存在技术挑战;煤层气钻-完-改过程中存在储层损害,影响单井产量和稳产周期。

近年来,煤层气工程技术持续迭代升级,钻井由丛式定向井发展为大平台水平井,压裂从小规模压裂发展为经济高效体积压裂,取得了一系列新进展,实现平均一趟钻进尺1200米、钻井周期30天,水平段长突破3000米大关,有力支撑深层煤层气规模化勘探开发。

特别是以胶结膜疏水抑制剂、核壳结构纳米封堵剂、高效润滑剂等处理剂为核心,构建了胶结膜固壁水基钻井液体系,抗温180摄氏度,对易水化页岩滚动回收率达95%以上,封堵能力远高于聚胺高性能、硅酸盐、复合

盐钻井液,浸泡后煤岩强度未浸泡样品仅下降8.5%(清水和复合盐钻井液分别为28%、19%),综合性能大幅提升。在深层煤层气、致密油气和页岩油气成功应用20余井次,有效解决了煤岩、泥页岩井壁坍塌难题,成效显著。

目前,我国深层煤层气正走向规模化、效益化开发战略转型,水平段长正向4000米、6000米迈进。孙声建议,集成应用地质工程一体化、胶结固壁或淡水水基钻井液、高压响应堵漏技术、高效PDC钻头、漂浮+旋转套管等优快钻完井技术,实现3000米长水平段水平井钻井周期35天以内的提速目标,持续优化煤层气压裂工艺参数,攻关新型耐盐粉剂压裂液,重视深层煤层气全过程储层保护,研发多气层协同开采技术体系,深层煤层气多种开发模式融合发展,为全产业链降本增效提供有力支撑。

中国石油大学(北京)二级教授黄中伟介绍,超短半径侧钻定向井技术是21世纪革命性技术,已服务于新疆油田、延长油田、大庆油田、雄安新区等区块,分支井长度最长达到56.3米,日产量平均提升2.46倍。

该技术具有低成本、适用于薄层等优势,在煤层顶板水平井向下侧钻,相当于在水平井中侧钻,可提高缝控体积,压裂后水和煤灰重力沉降,甲烷向上流入主井筒。未来,通过提高侧钻进尺、随钻测斜、分支井限内分段多簇压裂等,可破解煤层气“有气难出”困局。



华东油气延川南煤层气田超5-11侧钻生产现场。沈志军 王志余 张道宏 摄影报道