

出让期限延长 挂牌价格降低

# 页岩气探矿权出让更进一步

■本报记者 渠沛然



日前,自然资源部组织贵州省自然资源厅实施2020年贵州页岩气探矿权六个区块的挂牌出让工作。

根据2019年底自然资源部发布的《关于推进矿产资源管理改革若干事项的意见(试行)》自然资规[2019]7号(下称7号文),此次区块首次期限为5年,在境内注册、净资产不低于3亿元人民币的内外资公司均可参与。记者

梳理发现,此次出让的六个区块面积多为100平方千米左右,最小区块面积为56平方千米,根据7号文出让起始价基准,挂牌最低起始价仅29万元。与2017年正安县安场镇(含安页1号)页岩气探矿权695.11平方千米,4236万元起始价差距颇大。

自然资源部油气资源战略研究中心研究员潘继平表示,这是7号文后自然资源部对首次矿业权竞争性出让的尝试,是对新规的实践和探索。多位业内人士指出,虽然页岩气储量和市场潜力很大,但目前非常规油气资源的研究相对较为落后,对贵州地区的资源潜力还需进一步掌握。未来,页岩气市场化改革是关键,要不断完善整体核心技术和补贴及退出机制。

## 出让执行新标准

此前,7号文要求在全国范围内探索文件所列出让收益市场基准价确定的价格等作为油气探矿权竞争出让起始价,开展油气探矿权竞争出让试点,并对出让时间和延期时间进行了调整。

此次贵州6个区块按照文件要求,探矿权首次登记期限由3年延长至5年,每次延期时间由2年增至5年。

“此前多个中标企业最终‘探而不得’遗憾退出,此次出让时间延长,应该是考虑到页岩气勘探难度大、技术有待提升等多方面制约因素,因此适当延长了企业开发时间。”贵州某天然气投资公司人士说,“虽然这次一些区块起始价很低,但不代表作业难度降低,目前虽然国家在不断加大区块数据完善

工作,但整体掌握情况仍有较大缺口,对于试图进入的企业来说仍是不小的考验。”

不仅是贵州,对于全国页岩气资源来说,“家底”的摸底工作仍有欠缺,给观望以及投入的企业带来不小的前期压力。

中国地质科学院矿产资源研究所工程师宋科余指出,对优先发展的页岩气资源,政府应重点攻关资源评价预测。“当前需要进一步提升地质认识,通过大量的钻井实践,实验测试准确评价我国常规和非常规天然气能源资源前景。同时在严格准入门槛的前提下,进一步放开市场准入,鼓励多主体参与,激励科技型民营开发企业、装备制造企业参与其中,力求多点突破。”

## 技术水平决定开发成效

“与常规天然气不同,页岩气产量达到一定程度就要考虑封井和开始新的勘探,需要更多精力投入成本规划中,投资持续且不确定。资金投入大、商业风险大,不少企业只能观望,害怕‘投进去鳄鱼,产出来壁虎’。”上述投资人说。

目前我国页岩气勘查程度低,核心技术亟待突破。与常规天然气相比,我国页岩气资源潜力巨大,但由于储层大部分具有低孔、低渗等特点,导致资源的探明程度及勘查程度较低,探明率不足5%。

宋科余认为,我国页岩气资源评价体系基础较差,科技创新不足,勘探开发

技术研究力度不够,缺少理论支撑和技术支持,深层气、深水气、非常规气勘探开发,如成藏理论、深层开发技术、压裂技术、环保技术、自动化集成技术等核心技术仍受制于人,核心技术及新型高科技装备的落后成为我国非常规气体能源产业化开发滞后的主要障碍。

“由于技术、经济指标与美国相距甚远,未来需要地质、工程、市场一体化的解决方案,加快建设大型式水平井高效开发模式及其工程技术支撑体系,以满足资源难开采时代技术不断更新的需求。”中国科学院院士高德烈说。

## 多方竞争提升效率

中国石化石油勘探开发研究院战略研究室高级经济师罗佐基指出,未来页岩油气的发展模式和趋势轮廓已形成。根据资源导向及产业动向判断,当前及今后一个时期,川南、川东、滇东北、渝东南及鄂尔多斯地区将成为页岩气勘探开发主战场,应通过多方竞争提高效率,发展完善的金融服务和并购市场。

多位受访人士指出,页岩气要坚持市场开放,充分发挥其配置资源的决定性作用,放开孵化服务,实验测试和关键装备研发等市场准入。同时完善法律法规,强化水耗、废水、废气排放、地质灾害、生态环境等监管,重在自然生态

的保护和修复。对非常规天然气补贴除现有的财政补贴外,应在科技创新、环境监管、生态保护、用地征地、投融资、税收减免等方面进一步完善机制。现有相关政策具有临时性、特殊性、区域性特点,以部门规章制度及地方性政策法规为主,应进一步完善现有全国统一政策的细节条款。

“在目前现有技术条件和政策环境等背景下,短期内实现中国的‘页岩气革命’较为艰难。但随着‘两桶油’不断加足马力增储上产和市场不断开放程度来看,未来页岩气或将形成更多元的市场主体和各有专攻的技术优势,助推页岩气驶入发展快车道。”上述投资人说。

## 中石油建成首个年产百亿方页岩气田

本报讯 日前,中国石油川南页岩气年产量达100.29亿立方米,建成国内最大页岩气田,日产量连续3年实现千万立方米级增长,成为“大力提升油气勘探开发力度”的践行者。

今年年初以来,西南油气田公司等参建单位积极应对新冠肺炎疫情与油价低迷等挑战,以规模效益开发为导向,以深层页岩气上产为重点,以技术升级迭代为抓手,着力打造页岩气精细管理四个平台,稳步推进工程技术三项体系建设,为保障国家能源安全、促进区域经济社会发展做出新贡献。

中国石油在川南页岩气创新决策管理体制,制定20余项适用于川南地区的技术标准模板,建成了标准化、数字化、自动化的页岩气示范基地,形成了具有“川南特色”且可复制推广的组织管理模式。创新合作共享模式,探索“单井投资与EUR(最终可采储量)增量挂钩”“钻井日费制”“多支队伍同台竞技”等方式,实现高效勘探与低成本开发,产量与EUR不断攀升。创新技术攻关体系,实施地质工程一体化,形成“三控”高产理论和“四好”提效措施,持续完善六项主体技术,第二代压裂工艺200余井次,井均测试日产量达25万立方米,涌现出国内首个“400万立方米”平台及一批EUR超2亿立方米的标杆井。(彭刚 颜铭)

## 申能上海LNG储罐扩建工程试生产投运成功

本报讯 近日,申能集团储罐扩建工程项目试生产投运仪式在洋山接收站举行,两座新增的20万方LNG(液化天然气)储罐成功投运,洋山LNG储存能力由一期工程49.5万立方米增至89.5万立方米,储气能力整体提升80%,将为上海今冬明春用气高峰增添有力保障。

此次投运的两座20万方LNG储罐为项目主体工程,根据洋山特殊的地质条件建造而成,为当时国内首次自主设计、自主建造的最大型LNG储罐,也是国内最大浅基础超大型LNG储罐。四年的建设期内,申能集团成功攻克了大尺寸结构设计、坐地式储罐罐底加热系统等技术难题,形成多项LNG工程国内首创和行业之最,实现了设计自主化、建造模块化、关键材料国产化和建设管理精细化。

新增两座20万方LNG储罐及相关气化配套设施,将进一步缓解上海高峰用气压力,有助于缓解未来几年上海天然气市场的供需矛盾,有力提高城市安全储备、应急保供和调峰能力,为上海削峰填谷、城市平稳运行提供更强有力的保障,加快上海市能源结构调整和清洁能源的推广利用。(沪文)

## 深圳天然气交易中心揭牌运营

本报讯 11月26日,深圳天然气交易中心挂牌暨天然气交易上线仪式在深圳前海举行,深港大宗商品跨境交易由此将再上新台阶。

据悉,前海联合交易中心本次上线涵盖重量(吨)、热值(吉焦)、体积(方)等计价的6个天然气交易品种,探索实践与国际天然气交易规则接轨,满足企业对不同计价交易的需求。上线当天,中国海油、深圳燃气等10家企业完成线上交易,成交金额超2000万元。

深圳市发改委主任郭子平表示,在前海联合交易中心加挂深圳天然气交易中心牌子,是助力国家天然气市场化改革的重要举措,也是加强深港合作的又一重要成果,对中国加快建立清洁低碳、安全高效的能源供给体系合作具有重要意义。深圳天然气交易中心将致力于服务华南乃至泛珠三角地区及国际市场,着力打造公平、开放、灵活、高效的交易市场化交易平台,有效打通天然气生产、供给、消费等环节,充分释放市场的价格调节功能,促进天然气资源优化配置,为我国能源行业高质量发展提供有力支撑。

香港交易所集团行政总裁李小加指出,作为香港交易所集团在内地设立唯一大宗商品现货交易平台,前海联合交易中心加挂深圳天然气交易中心牌子,为中国大宗商品市场发展再添新篇章。深圳天然气交易中心有利于理顺天然气交易各环节、解决行业痛点,助力提升我国大宗商品定价的国际话语权,使大宗商品市场能更有效支撑实体经济。

未来,前海联合交易中心将充分发挥深港合作的良好基础,坚持科技化赋能,打造国内首个市场化的跨境天然气交易平台,形成区域性天然气市场价格标杆,提升中国在国际大宗商品交易定价的话语权。(深文)

## 中原油田:精细管理保证装备平稳运行



### 图片新闻

中国石化中原油田天然气处理厂精细化管理,精心调参,先后解决了二期装置压缩机UPS及视频监控主机系统维护、优化压缩机系统供电方式等诸多影响二期装置运行的9项问题,保障了低气量下装置的安全平稳运行。截至2020年11月26日累计处理原料气23138万方,生产轻烃41609吨,累计安全运行329天,产品合格率100%,始终保持跟上年度生产计划目标。图为职工正在精心调整压缩机参数。马洪山/摄

年产气量可供100万人使用15年

# 我国海上最大高温高压气田投产

### 聚焦

本报讯 11月25日,记者从中国海洋石油集团有限公司(下称“中国海油”)获悉,我国海上最大高温高压气田东方13-2气田已成功投产。该气田的投产进一步验证了中国海油30余年“淬炼”的海上高温高压气田勘探开发技术的科学性、先进性,对于进一步开发海上油气资源、建设海洋强国、保障国家能源安全具有重要意义。

“该气田预计高峰年产气超30亿方,年产气量可供100万人使用15年。投产后将通过海底管线将清洁天然气直供华南

和海南地区,为粤港澳大湾区、海南自贸港建设注入绿色动能。”负责该气田具体开发工作的中国海油有限湛江分公司总经理杨云表示。

据介绍,东方13-2气田位于海南东方市以西120公里的南海莺琼盆地地层深处。在盆地埋深2000米左右的常温常压地层,中国海油上世纪90年代发现并投产了东方1-1等多个气田。而盆地埋深3000米以下地层,是全球三大海上高温高压区域之一,温度达150摄氏度以上,压力系数超1.8,在这里勘探开发油气属世界级难题。

上世纪80年代多家国外石油公司来此勘探,因地质认识难度大、钻井成本高、风险大,均以失利退出。中国海油持续攻关,创新高温高压天然气成藏理论,攻坚

钻井技术,2010、2012年先后发现东方13-1、13-2两个气田,莺琼盆地中深层开发迎来勘探的春天。经过深入攻坚,我国成为世界上少数系统掌握高温高压气田勘探开发技术的国家之一。

东方13-2气田储量规模大、天然气品质好,但天然气所在地层温度、压力高,工程建设、投资规模、开发风险大。中国海油有限湛江分公司坚持问题导向,利用国内外两种资源,进一步强化科研攻关,誓要攻克难关,再下一城。

2015年东方13-2气田正式开工建设。针对钻井作业风险和工程技术难题,公司携手国内科研院所与企业,淬炼了一套整体水平达到国际先进的钻井技术体系,确保了27口高温高压大位移水平井的高

效实施。工程建设方面,引领国内企业大胆创新,实现了关键设备的国产化;采用一体化技术、高位浮托法建造并安装了2座生产平台。其中一座平台,重量相当于一艘轻型航母,是南海西部规模最大、工艺流程最复杂的平台。生产工艺方面,实现了实时远程油嘴控制和环空压力监测以及精准水合物防治。历经5年“战役”,东方13-2气田最终高效投产,产量超预期。

中国海油董事长汪东进表示,着眼于国内国际发展的两个大局,中国海油始终保持增储上产的战略定力,持续提升国内油气勘探开发力度,保障国家能源安全,积极落实“六稳”“六保”工作要求,服务和融入国家战略,持续推动我国海洋石油工业的高质量发展。(吴莉)