

业界呼吁延长页岩气财税优惠政策

■ 本报记者 渠沛然

日前,财政部、税务总局印发《关于继续执行资源税优惠政策的公告》,继续对页岩气实施资源税减征30%政策,截止日期为2021年3月31日。

我国页岩气资源的埋藏特征和核心技术的缺乏导致了页岩气开发成本居高不下,迫切需要政府提供政策支持以降低页岩气开发企业的资金压力,保证探勘开发的有效进行。

在此背景下,受访人士均表示,明年即中止优惠政策有些为时过早。“优惠和补贴政策将有效促进和鼓励页岩气开发利用,建议相关部门延长减税政策并尽快落实‘十四五’页岩气补贴政策,加快深层、低效页岩气开发的示范试验,提升页岩气产量规模。”自然资源部油气资源战略研究中心战略规划研究室主任潘继平说。

增储上产的“马达”

“十二五”以来,页岩气产业的快速发展与国家的补贴和资源税减征等支持政策密不可分,目前已成为未来天然气增储上产的重要来源和增强国家能源安全的重要能源资源。

国家发改委经济运行调节局局长赵辰昕日前也表示,有关部门和企业正在努力加大页岩气、煤层气等非常规天然气开发利用力度,合理增加国内天然气产量,应对保供压力。

而从目前政策来看,到2020年底,中央财政对页岩气开发的补贴政策将结束,到2021年3月,对页岩气开发的资源税减免30%的优惠政策也将结束,而“十四五”期间减税补贴政策则“悬而未决”。

“国家对页岩气开发的经济支持政策历时约十年,页岩气或将迎来一个没有财税支撑政策的发展时代。”潘继平说。

“就我国页岩气地质条件和开发技术装备水平而言,目前依然离不开财政减征和补贴政策,特别是埋深超过4000米的深层页岩气、陆相和海陆过渡相页岩气资源的开发。”潘继平告诉记者,“深

核心阅读:

“页岩气产业要长远发展,应根据实际情况,多种政策齐上阵。适当提高中央直接补贴标准,鼓励地方政府对早期页岩气开采进行补贴,比如为了鼓励新进入企业可以适当补贴,或新的勘探区块提高补贴。合理分配税收减征比例,保证产销企业利润的同时提高技术补贴。”

部、超深部页岩气已有探明,但一直无法进行商业开发,而这些领域却是未来我国页岩气增储上产的重要来源。如果不能有效开发这些资源,页岩气增储上产的‘天花板’将很快来临。”

由国家能源页岩气研发(实验)中心发布的《中国页岩气资源财税扶持政策对产业发展的影响》中的一组数据也有力支撑这一观点。数据显示,按照目前6%的油气资源征收税率,减征30%后,对于单井最终可采储量1亿立方米的气井,内部收益率可提升1.1%,生产成本降低约0.02元/立方米。若考虑页岩气财政补贴,在单井最终可采储量1亿立方米的情景下,内部收益率可达到10%以上,深层和低效页岩气资源有望实现有效开发,大幅提升页岩气产量规模。

“因此,加快页岩气开发,不断推进增储上产,增强国家能源安全,在‘十四五’期间仍需要政府对尚不能实现规模效益开发的页岩气资源,特别是深层超深层

海相页岩气和陆相、海陆过渡相页岩气开发予以经济支持。”潘继平说。

多种财税政策齐上阵

虽然现行的页岩气财税政策在中央财政补贴、探矿权和采矿权使用费和资源税等方面有相应的优惠措施,但仍存在财政补贴力度不足、税费政策优惠作用较小、减税效果不明显等问题。

“财政支持政策十分必要,是鼓励企业参与页岩气勘探开发的重要手段,但目前页岩气产业税收减征政策尚不完善,仅免除了开采企业30%的资源税,补贴数额也连年下降,页岩气产业的快速发展仅靠一个或两个财政优惠政策远远不够。”页岩气行业一位资深人士对记者说。

有业内人士指出,现有政策中,单独直接补贴政策的实施灵活度最高,能够根据页岩气产业发展状况灵活调整补贴水平,但行业利润空间较小,补贴成本较高;技术补贴的作用周期长,存在明显的时间滞后效应;而税率补贴需要在页岩气产业发展到一定产量规模时才能实现政策效果。

中国地质大学(武汉)经济管理学院教授吴巧生指出,单一财税政策成本最低且对产量的刺激作用明显,但考虑到适当的税收减征政策能够保证页岩气产业利润,还需兼顾支持政策的灵活性。

“若技术补贴设定为30亿元,2018—2024年中央财政补贴设为0.3元/立方米,2025年以后中央财政补贴标准为0.2元/立方米,资源税、企业所得税和增值税减征比例依次为50%、20%和30%,在多种政策同时执行的情况下,2030年页岩气产量有望达到1049×10⁸立方米,产量得以提升,开采企业和销售企业税后收入不断增加。补贴成本随着页岩气产量的增加而增大,但成本上升幅度小于单独税收减征情景。由此可见,在政策嵌套情景下能够实现减轻政府财政负担与行业利润增长的双重目标。”吴巧生指出。

“页岩气产业要长远发展,应根据实

际情况,多种政策齐上阵。适当提高中央直接补贴标准,鼓励地方政府对早期页岩气开采进行补贴,比如为了鼓励新进入企业可以适当补贴,或新的勘探区块提高补贴。合理分配税收减征比例,保证产销企业利润的同时提高技术补贴。”该资深人士说。

另有业内人士认为,多个财政优惠政策将加大财税压力,“十四五”时期页岩气是否能受政策“青睐”还有待商榷。

潘继平则建议,如果延续现有政策,基本不会增加财税压力。“财税压力无负担,促进实现产量快速增长的同时,而且还能增强能源安全。”潘继平说。

省下的钱花在“刀刃上”

页岩气开发面临的障碍中,技术掣肘问题最为迫切。

由于页岩气的藏身之处细小,加上储集层页岩的物性渗透性差,“长距离水平钻井、多段体积压裂等诸多工艺技术和装备上不能国产化、本地化,一些关键技术依赖进口,关键技术的短板导致页岩气经济效益偏低。”潘继平指出。

工程技术人员必须不断学习和参考先进技术,采用先进、复杂且昂贵的设备进行压力和钻探,从地下深处提取页岩气到地面为用户所用。

“作为未来我国天然气增量的主力军之一,加强深层页岩气低成本关键技术与装备攻关,释放低品位页岩气潜在产能尤为重要。资源税减征、技术补贴等多种财政支持政策‘省’下来的资金,企业可进行技术研发,有效降低页岩气单井成本。在成本降低的情况下,生产企业有望降低页岩气出厂价,以价格优势吸引用户,提升市场竞争力。”上述资深人士说,“此外,企业还可以用于购买先进钻探设备扩大生产规模,把钱花在刀刃上。”

不少业内人士表示,企业还可以用于提高员工待遇,鼓励员工的生产积极性从而促进生产投入,“不论从企业、员工还是产业来说,都是多赢局面。”该资深人士说。

企业动态

长庆油田交出亮眼“年中答卷”

本报讯 截至6月30日,中国石油长庆油田上半年完成油气当量3083.4万吨,同比增长6%,圆满完成上半年生产经营业绩指标。

今年年初以来,面对新冠肺炎疫情和低价油对油田生存发展的重大考验,长庆油田统筹做好疫情防控和生产经营工作,扎实推进提质增效专项行动,广泛开展“战严寒、转观念、勇担当、上台阶”主题教育活动,各项工作保持了平稳有序的良好态势。按上半年每月油气生产态势,长庆油田今年油气产量将历史性地突破新高点,为保障国家能源安全战略发挥重要作用。

年初以来,长庆油田大力推进风险勘探、高效勘探、精准勘探,力争获得大发现、大突破,持续贡献规模高效储量,夯实油田发展资源基础。重点突出高效勘探和风险勘探。两个“1”高效储量工程进展顺利,既定高效储量任务落实过半,盆地东部浅层气藏形成新的储量区;盆地西缘源内致密砂岩气勘探取得突破性发现,盆地西北缘揭开勘探,开辟1700平方公里新战场。

在生产建设方面,长庆油田突出效益建产,强化老油田精细管理,有效增加效益产量;加快天然气业务发展,大力推进产储运销一体化运行。今年气田开发摘获超百万立方米气井36口,达历年同期最高水平。油田自然递减率控制在10%,同比下降0.2个百分点;实施排水采气、关停并治理两项稳产措施,实现增产。

针对低价油,长庆油田迅速启动提质增效专项行动,推动油田143项提质增效措施落地落实,把投资、降成本、提质量贯穿于生产经营的各个环节,构建提质增效的长效机制,力争两年内实现原油、天然气完全成本“硬下降”,打造低渗透油气田低成本高效益发展的典范。

聚焦生产需求,突出勘探开发重点领域科技攻关,形成一批拿得出、叫得响、用得好的“撒手锏”技术。

(徐佳 权力)

华为新 ICT 技术：重塑油气行业的钥匙

■ 李玲

油气行业正迎来一场数字化变革。作为传统能源行业,油气在能源领域的地位举足轻重。但一方面受制于越来越复杂的开采条件和开采成本,另一方面,国际油价新

一轮下跌也带来新的挑战。在当前背景下,如何通过人工智能、大数据、云和5G技术实现降本增效,是油企的当务之急。

可以确定的是,能否实现数字化转型,已成为决定石油公司未来成败的关键因素之一。

油企数字化转型如火如荼

来自《中国油气产业发展分析与展望报告蓝皮书(2019-2020)》的数据显示,2019年我国石油对外依存度达70.8%;天然气对外依存度达43%,油气对外依存度逐年攀高。

在此背景下,2019年年初,“三桶油”启动为期七年的“增储上产”计划,提升油气储量和产量。但随着油气勘探开采逐渐向深水、盐下、非常规油藏等方向迈进,油气勘探开采的难度和成本随之增大,地震勘探和油田开发也需要越来越高的精度和强大的计算能力来应对新的挑战。

数字化技术的应用使这些工作变得更加容易。

据国际能源署(IEA)预测,数字技术的大规模应用,能够让油气生产成本减少10%-20%,让全球油气技术可采储量提高5%。与此同时,随着全球常规石油产量的下降,石油勘探活动逐步开始转向页岩油、超深水油气,在非常规油气开采领域,数字化技术将最具应用价值。

基于此,全球各大石油公司纷纷将数字化转型作为未来发展的战略方向之一,并将引领行业实现颠覆性的技术创新,重塑行业格局。

据悉,国际油公司雪佛龙、壳牌、斯伦贝谢和中石油等都开始了数据中心整合及专业云平台建设,实现软硬件资源集中管理,建立勘探开发云平台,探索新型企业混合云建设模式,以降低油公司信息化建设和运维成本,增强核心竞争力,加快油公司的数字化转型。

两年前,BP收购爱尔兰物联网专业公司Ubiworx,构建更多互联、智能、高效和可持续的能源系统。Ubiworx公司的长项机器学习与人工智能将与BP可再生能源和储能领域的现有实力相辅相成。

一年前,埃克森美孚与微软建立了合作伙伴关系,通过后者“数据湖”平台改善上游生产活动,并计划每年投入约10亿美元用于机器学习的研究。此外,埃克森美孚还通过一个可监控数百万个传感器数据的人工智能程序管控旗下分散在全球的炼厂和化工厂,旨在监测石油流量等重要数据和信息。

在中国,油企也正与IT公司合作,探索数字化转型之路。当前中石油、中石化等大型央企已与华为、微软等IT公司合作,探索油气行业的数字化转型。

华为——新生代油服巨头

从最初提供交换机、路由器和网络设备的供应商,到致力于为油气公司提供数字化转型解决方案的合作伙伴,再到和客户、客户一起,共同拓展人工智能、大数据的行业应用版图,探索新技术和新应用的无人区。华为正把自己的所长与油气行业相结合,为行业带来更大价值。

“华为与合作伙伴一起,为中石油规划建设认知计算AI平台,将AI训练、大数据分析工具赋予中石油。经过一年的努力,目前已在人工举升故障诊断、测井油气藏识别、地震初至波识别等五个场景实现AI应用。将过去勘探和生产领域的‘沉

默数据’‘无用数据’发掘出更大价值。”华为企业BG副总裁、全球能源业务部总裁孙福友在日前召开的2020年华为全球油气峰会(线上)上表示。

长期以来,地震数据采集业务是一项作业量大、耗时长、人力密集型的工作。华为为公司重点投入资源利用5G网络大带宽、广联接、低时延特性,帮助企业实现地震数据高速回传,避免大量人工布置线缆,极大提升地震数据采集作业的工作效率。

据悉,华为成功交付了HPC云数据中心,帮助中石油大庆油田解决了计算性能和数据存储问题,大

节省了前期投资,提升了工作效率,尤其是将其算力增加了8倍。不仅如此,在叠前地震数据处理能力上也取得了5倍的显著提升,从单次处理400平方公里提速至2000平方公里。

“在云环境中,我们在现有工作流程中增加了AI和大数据分析能力。这使得他们能够重用10PB的历史勘探数据,从中挖掘出更多的价值,更快更好地做出决策,为大庆油田带来了巨大的价值,使其在数字化转型中迈出了一大步。”华为企业BG油气拓展部业务首席技术官王浩表示。

致力成为油气数字化转型的忠实伙伴

除了上游勘探领域,华为ICT技术正在深入油气生产运维全过程。利用AI、大数据、工业物联网等手段,提前预测油气田生产中可能发生的故障。

“随着工业物联网、人工智能和机器学习的普及,我们不仅可以建立这种多参数定量诊断模型,还可以建立预测模型,同时考虑井产油性能、油藏属性、井眼轨迹、泵油速率以及相关的电参数等多方面数据。有了预测能力,客户可以及时修复潜在故障,保持不间断的良好产出,并避免关井的额外成本。”王浩说。

此外,华为还利用5G技术在油田场站机器人巡检、无人机巡检、AR/VR应用领域发挥强大的支撑

作用。据介绍,在欧洲,华为为最大的炼油厂建设了最大的工业5G油田实验室。借助5G增强的宽带、毫秒级的时延、海量的连接容量,实现了一些所谓的未来流程。

“华为不仅要发展领先的ICT技术,还要在公司层面构建愿景,致力于把数字世界带入每个人、每个家庭、每个组织,构建万物互联的智能世界,对每一个油气公司也是一样。华为正努力成为能源领域数字化转型的领先合作伙伴之一。通过新ICT技术在油气行业各种场景的运用,帮助客户实现更有高利润的上游,更安全的中游和更有价值的下游。”王浩指出。

据悉,为了确保ICT技术的领

先性,华为在研发领域投入巨大,公司超过一半员工,也就是9万名华为人都从事研发工作,全球有超过3000名AI专家。华为在全球拥有14个研究所,36个联合创新中心。在全球45个国家,华为与排名前30的油气公司中的19家合作,帮助其开展数字化转型。

“在过去十年里,华为陪伴油气行业的客户见证了120美元/桶的行业高峰,也共同经历了20美元/桶的行业低谷。而华为公司在其中所扮演的角色,也在油气行业客户的支持和帮助下,不断变化和升级。”孙福友表示,“华为希望在下一个十年,能够和油气行业伙伴、油气公司客户共同成长,在数字化和智能化的道路上携手前行。”