

牢记嘱托 再立新功 再创佳绩 喜迎二十大

中国石化2021年“十条龙”出龙项目专题报道

威远—永川的威荣深层页岩气田具有“一深、一薄、三高”的地质及工程特征,规模效益开发面临巨大挑战,国内外几乎没有可借鉴的经验。西南油气迎难而上,经过近4年艰难攻关,形成深层页岩气甜点评价及开发技术政策、高效钻完井技术、体积压裂技术、高效采输一体化技术、绿色环保生产技术等创新成果,为加快推进国内首个深层页岩气30亿立方米年产能建设项目提供了强大驱动力。

勇当深层页岩气开发领跑者

业界视点
Industry Vision

□薛婧 冯柳 邓正仙 赵哲军 尹琅 胡大梁

2020年,西南油气威荣页岩气田一期10亿立方米年产能建设项目全面建成,目前日产量约400万立方米。这是中国石化“十条龙”项目“威远—永川深层页岩气开发关键技术”取得重大勘探开发成果。

“作为我国首个探明储量超千亿立方米的深层页岩气田,威荣页岩气田具有‘一深、一薄、三高’的特征,实现效益开发属于世界级难题。”西南油气党委书记郭彤楼说。

面对硬骨头,西南油气勇当领跑者,经过近4年攻关,创新形成了系列深层页岩气开发关键技术,为国内外同类气藏开发提供了借鉴。

威荣页岩气田主体埋深超过3700米,优质储层厚度只有27~39米。如果说浅层页岩气开发是将“羊肠小道”扩建为“高速公路”,那么深层页岩气开发便是在青藏高原上山架桥,修建复杂交错的“盘山公路”,难度之大,可想而知。

“我们几乎把可行的方法都试遍了。”西南油气勘探开发研究院院长熊亮和工程技术研究院院长雷炜不约而同发出感慨。

1490份文献调研,10721组室内实验评价,1295组数值模拟,690井次先导实验跟踪评价……西南油气整合科研力量,不断修正认识,谨慎摸索脚下的路。

他们创新形成深层页岩气甜点评价及开发技术政策、高效钻完井技术、体积压裂技术、高效采输一体化技术和绿色环保生产技术,高效产能预测符合率在86.5%以上,钻完井提速70%以上,水平段优质储层钻遇率达97.7%,压裂有效体积达到原来的2.1倍,单井经济可采储量翻了近一番,地面工程大幅降本,基本实现油田废弃物闭环运行管理。

目前,威荣页岩气田二期20亿立方米年产能建设正加快推进。



压裂技术取得突破,施工现场一片欢呼。

周方摄

寻“甜”尝“甜” 道阻且长

成果:

深层页岩气甜点评价及开发技术政策

形成深层页岩气甜点综合评价预测技术,制定差异化开发技术政策,建立全生命周期“三精”管理模式,甜点预测吻合率达80%,气田采出程度大幅提升。

攻关故事:

在目前的经济技术条件下,深层龙马溪组优质页岩层只有30多米具备效益开发潜力,其中“又脆又甜”的最优储层仅6~7米。

2015年,水平段长只有1005米的威页1HF井测试获日产量17万立方米,取得深层页岩气勘探重大突破。2017年,评价井威页23-1HF井获日产量26万立方米的突破。

两口井虽相继获高产,但甜点类型、甜层分布并不十分明确。

“我们不能只顾低头拉车,还要抬头看路,弄清楚哪里走是最重要的。”西南油气开发首席专家刘正中建议,“必须明确攻关方向,成立联合攻关小组,深化地质、工程、经济一体化研究,提升深层页岩气甜点认识与评价能力。”

要高效开发深层页岩气,必须兼顾地质上“富气”、工程上“压得开”、经济上“抹得平”,在寻找优质储层的同时充分考虑工程条件因素,敲定最佳方案。

他们不断深化页岩宏观—微观精细描述,形成了深层页岩甜点测井定量解释技术,评价精度提高到90%以上;建立深层页岩气甜点与有利区评价参数指标,实现甜点纵向连续性定量评价;不断完善综合预测技术体系,形成5个技术系列、15项关键技术,能识别断距10米左右的小尺度断层,大幅提升预测精度,甜点预测吻合率达80%。

深层页岩气渗流机理复杂,与国内外同类气藏有很大差异,没有成熟经验可借鉴。他们从建模入手,构建“天然裂缝+人工裂缝”的嵌入式裂缝网络数值模型,形成深层页岩气建模一体化技术;结合地质、工程、经济评价,提出“避断层、小夹角”的部署方法,突破了优质薄层过断层追踪难的“瓶颈”;精细制定页岩气井全生命周期生产管控标准,建立起深层页岩气合理生产制度,气田采出程度大幅提高。

摸着石头蹚出自己的路

成果:

深层页岩气体积压裂技术

创新形成深层页岩气多尺度裂缝差异化优化设计技术、多尺度裂缝建造技术、多级裂缝支撑技术,有效体积达到原来的2.1倍,单井日无阻流量由21.2万立方米提升到46万立方米,单井可采储量增加近1倍。

攻关故事:

“我们把国内外的压裂技术试了个遍,最终认识到只能靠自己。”雷炜说。

2015~2019年间,西南油气在威远—永川地区部署了一批探井和评价井,但应用国外深层页岩气压裂改造工艺遭遇“水土不服”。

不同于国外类似钢化玻璃一样压后网状裂开的地层,威远—永川地质情况特殊,地壳运动频繁,压后只能形成单一裂缝,而且压开的裂缝支撑不住,极易闭合。要实现效益开发,必须走自己的路。

“威荣页岩气田的储层极致致密,孔隙是头发丝的万分之一。”西南油气采油工程高级专家刘林右手攥着拳头轻轻敲在桌面上,“一锤子打不破,就多打几锤子,总能敲开。”

2019~2020年,为了把纳米级致密储层压碎,同时不让支撑裂缝闭合,提高导流能力,他们经过数百次室内实验、建模模拟,创新形成“密切割+强加砂”压裂工艺。

“原本相隔25米才打一锤子,变成相隔10~12米就打一锤子,同时还要加大力气。”刘林介绍,“每米加砂量增加50%以上。”

两项特色工艺技术,让平均单井最终可采储量由5400万立方米提升到了7900万立方米,但距效益开发指标还有距离。

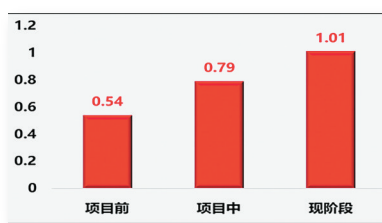
“思路是对的!但是缝高不够,就好比劲小了只能撕开个小口子。”刘林说。

2020年底开始,他们进一步加密分簇、加大砂量,同时创新使用变黏压裂液,实施“大排量”压裂工艺。

变黏压裂液不同于传统压裂液,不再需要根据不同的配方现场配置,只需要根据浓度加减液量,方便快捷且性能更优。“它在降摩阻方面效果非常好。”刘林介绍,“就像喝稀糊糊时,把细吸管换成粗的。”

他们创新形成的“密切割+强加砂+大排量+变黏压裂液”深层页岩气体积压裂技术,现在已使单井最终可采储量增至1.01亿立方米,达到了效益开发的指标。

平均单井最终可采储量(亿立方米)



让钻头在千米地下精准穿行

成果:

深层页岩气高效钻完井技术

创新形成“地质建模+导向工具+随钻伽马+元素录井”四位一体轨迹精细控制技术,提速77%,平均钻完井周期88.6天,水平段优质储层钻遇率97%。

攻关故事:

深层页岩气高效钻完井技术,让钻头在地层里精准穿行,推动钻完井进入高像素时代。该技术在深层页岩气推广应用103口井,机械钻速提升77%,钻井周期缩短37%,单井成本降低33%以上,刷新62项工程纪录。

钻头套上“金钟罩”

川南龙潭组—石牛栏组地层硬度高、可钻性差,PDC(聚晶金刚石复合片)钻头磨损快,新钻头入井钻进50米左右就严重磨损,严重制约直井段提速。

为此,钻井技术团队开展了一轮头脑风暴:“牙轮钻头耐磨,但钻速慢。”“PDC钻头虽然钻得快,但易磨损。”“能不能将两者优点结合起来?”

说干就干,团队与钻头厂家开展联合攻关,研制了兼具牙轮和PDC钻头切削优点的混合破岩钻头。

该型钻头耐磨性大大增强,相当于给钻头套上了“金钟罩”,成功解决了难钻地层的提速难题。

给钻头装上“千里眼”

井眼轨迹控制技术好比打靶,钻头是“枪”,优质储层是“靶”,要想百发百中并非易事。

页岩气水平段采用常规定向方

式,轨迹调整频繁,还存在安全风险。技术人员建立平台丛式井组三维水平井轨道设计方式,提出基于标志层的轨道提前预警和着陆控制方式。

在此基础上,他们攻关轨迹精细控制技术,优选旋转导向工具,配套随钻伽马技术,犹如给钻头装上“千里眼”,实现钻头在地下运动轨迹的实时监控,可实时获取地层岩性参数,变“摸着打”为“看着打”。

给钻井液“降降温”

川南龙马溪组储层埋藏深,地层温度超过130摄氏度,严重影响旋转导向工具性能,多口井发生信号无法传输、工具失效等故障,水平段施工平均5趟以上。

川南的夏天异常闷热,西南油气石油工程技术研究院驻井人员何新星在现场忙得满头大汗,看着同样衣服湿透的钻井所主任任茂说:“茂哥,这个天太遭不住咯,好想在空调房吹吹空调啊!”

任茂灵机一动,能不能改变高温施工环境,给钻井液“降降温”?

自然冷却、风扇降温、热交换……他们联合厂家,经过一次次尝试,最终研制出钻井液循环降温系统,使钻井液地面温度降低30摄氏度左右,旋转导向工具“发烧”的问题得以解决。

科技创新浇开页岩气之花

成果:

深层页岩气高效采输一体化技术

创新形成集输增压一体化、测试采输一体化、全模块集约化的高效采输技术,威荣气田地面建设成本大幅降低,成果已成为中国石化页岩气田标准化设计规范。

攻关故事:

深层页岩气井单井初期产量高,但产水量也高,产量和压力递减较快,严重影响高效开发。

对此,西南油气采输团队提出设想:“页岩气储层会不会就像一块威化饼干,水一泡就散了?”

受此启发,团队决定开展大量岩芯覆压水化实验、气液两相渗流及应力敏感实验论证,最终决定让压裂液在储层中多留一会儿,再慢慢释放返排。他们摸索出合理的焖井原则、焖井时间和控压排液制度,使气井可采储量平均提高了10%~20%。

可采储量的问题解决了,还要解决排水的问题。

深层页岩气井液气比高、产量压力递减快,常规气田“泡排治百病”的方法收效甚微。为了开出页岩气井强排液、促稳产的“良方”,西南油气石油工程技术研究院与采气四厂密切跟踪气井生产状态,针对每一口井的特点制定专属的“健康食谱”。

有的井产液量大,泡排工艺成本高、水处理难度大,他们就采用井下撞针加分体式新型水平井柱塞及配套工具进行排液;有的井满足泡排工艺条件,就采用一泵对8井的起泡排一体的整体自动泡排装置,提升泡排精细化管理水平……通过不同方式,气井单位压降产气量提升了40%,产量递减率下降了13%。

在威页49井站,技术团队应用自主研发的一体化采气工艺装置,实现撬块功能集约化提升,平台建设周期缩短60%,占地面积缩小30%。

气井测试求产时,地面流程尚未建好,因此多采用放喷测试方式。技术团队巧妙利用测试流程和采输流程的异同点,将部分测试设备用于采气,在测试流程中预设采输设备,形成试采一体化技术。与传统放喷模式相比,平均单井减少焚烧量220万立方米,提前2~6个月投产,目前已推广应用17个井台83口井,累计回收放喷天然气1.82亿立方米,减少碳排放量60.5万吨。

初期建好的大容量集输管网,往往在后期出现冗余,造成投资浪费。技术团队以管网满足气田各生产阶段集输要求且成本最低为指导,创新提出了“平台串接+单管集输”“以增压半径确定平台串接集输半径”的思路,提高了气田集输能力,降低了成本费用。

洁净能源更需绿色开发

成果:

深层页岩气绿色环保生产技术

形成以源头减量、钻井液和压返液重复利用、钻屑无害化处理和资源化利用等深层页岩气绿色环保生产技术,减少碳排放量60.5万吨,废液资源化重复利用200余万立方米,固废无害化治理47万吨,实现油田废弃物闭环运行管理。

攻关故事:

威荣页岩气田产能建设项目如火如荼。井场外,翠竹成林、藕塘连片,压裂返排液回输管道建在施工平台之间,再不见拉运压裂返排液的重车扬起滚滚尘土轰鸣于乡间小道……

威荣页岩气田钻井均采用平台井,1个平台有6~8口井,压裂工作量大,使用水罐车拉运压裂返排液需要几十辆车,工作效率远不能满足排液需求,大大影响排液周期和投产计划。

2019年8月,为解决压裂返排液拉运难、处理难的问题,西南油气攻关团队经过反复研究论证,先期建成并投用威页23平台至威页43平台、威页43平台至威页29平台两套压裂返排液泵站系统和管输系统。截至目前,共建成4套管输系统。

他们自主研发药剂,创新处理工艺,让污水废水“净化身心”。他们根据井口压裂施工需要,利用24小时运行的管输系统在各平台间调控输液量,实现70余口井200余万立方米压裂返排液100%重复利用,同时减少压裂施工地淡水取水量、拉运和处理费用,大幅提升工作效率。

“相较于废液,钻屑数量更多,成分也更复杂,我们开展了大量实验,无论是絮凝固化还是化学清洗,都无法达到彻底无害化的目的,研究一度陷入僵局。”西南油气石油工程技术研究院油化研究所所长兰林说。

一次考察途中,兰林偶然看到砖厂挖山取土,突然想到:“钻屑可以拿来烧砖吗?”

基于这个想法,他们奔赴井场抽取不同层位的岩屑样品,开展上百组矿物成分对比,调试数十次制砖配方,终于在室内烧出了红砖小样。经全面检测,样砖各项指标均符合国家相关标准。截至目前,钻屑焚烧制砖技术处置钻屑废弃物约35万吨。

一门通,门门通,之后,他们研发了高温热解附技术和回转窑焚烧技术配套烧水泥工艺,处置油基钻屑约12万吨,实现钻屑零污染、零落地、无害化安全处置,让钻屑有了用武之地。