



# 中国石化压后取芯技术世界领先

已完成6口井压后取芯,取芯长度1122.96米,  
岩芯收获率平均达到98.9%



焦页12-检1井压后取芯施工现场。李占军摄

□本报记者 夏梅 通讯员 骆洪峰

地下压裂缝网分布情况是什么样的?储层改造效果如何?……这些困扰技术人员的难题,以往只能靠想象和压裂软件模拟。如今,围绕评价压后效果、优化压裂措施、提高地质建模精度,江汉油田依托集团公司重大先导试验和科研项目,组建多专业联合攻关团队,在涪陵页岩气田立体开发示范区实施压后取芯,揭开了地下人工缝网的神秘面纱。

钻井取芯在页岩气勘探开发中十分常见,但压裂后,甚至开采后水平井取芯,这在国内还没有先例。

先出发,意味着先遇到困难。面对页岩气压后复杂缝网取芯易漏、易垮、易喷、易堵,岩芯收获率难以保障等难题,江汉油田油气生产建设管理中心联合油田研究院、工程院开展攻关,不断突破极限,创新形成了大斜度井、水平井压后取芯技术,推动涪陵页岩气田压后裂缝区钻井取芯技术达到世界领先水平。截至目前,已完成6口井压后取芯,取芯长度1122.96米,岩芯收获率平均达到98.9%,为评价气田压裂效果和立体开发政策提供了第一手基础资料。

## 难度大、风险大、方法难 “在以前想都不敢想”

4月1日,在岩芯库内,技术人员正在仔细研究焦页12-检1井122.45米的岩芯,精细刻画裂缝的走向、条数、大小、宽度,用以评价压裂效果。

作为国内首口页岩气压后取芯井,焦页12-检1井的成功有着不一样的意义。“压后取芯在以前想都不敢想。”江汉油田工程技术管理部经理张志强坦言。常规取芯会避开裂缝区,而压后取芯目的层必须是人工裂缝发育的压后页岩地层,“人工裂缝区岩芯破碎,导致岩芯易脱落、收获率低,甚至有可能收获不到岩芯”。

除了岩芯破碎,已经投产的老井开采后地层压力亏空严重,压力系数低,地层能量不足,钻进过程中容易垮塌。加上要在井网之间来回穿梭,钻井液有可能漏失到邻井中,造成邻井“淹死”,或者邻井气窜导致井喷,风险非常大。“在几千米的地下,井筒之间的距离只有几十米,一旦数据不准,就会碰到老井套管。”油气生产建设管理中心钻井管理部主任代永波说。

这些可预料的困难让技术人员对压后取芯望而生畏。当时,能不能打成井、取不好钻头在地下,成为大家讨论的重点。但为了评价页岩气压裂效果,了解剩余气分布,裂缝区取芯必须拿下。

明知山有虎,偏向虎山行。聚焦打靶井,江汉油田打出工艺、工具优化“组合拳”,采用高性能低密度水基钻井液,有效降低了地层漏失和坍塌风险,以及对岩芯的污染,确保岩芯含气性等基本信息完整,方便后期研究,同时改进钻头、螺杆等工具,优化钻压、转速等取芯参数,不断提高施工成功率。

在钻进过程中,地质导向人员驻守现场,仔细判断地层方位,增加测量频率,确定好钻头在地下坐标,随时计算防碰距离,保证轨迹精准。

由于取芯工具中不能携带常规螺杆工具,技术人员只能依靠经验和机械措施来控制钻井轨迹。这一方法引来不少质疑,有人认为“是在地下盲取”。



▲施工人员将岩芯从套管内取出。宁仁磊摄

## 知识链接

### 什么是压后取芯技术?

压后取芯技术是指利用特殊的取芯工具,将经过大型水力压裂改造后的地层岩芯及当时压裂过程中压入地层的支撑剂取出,再运用多种测井、监测手段,表征评价压裂改造过程中裂缝展布的一种综合技术。

常规取芯在钻井过程中会破坏原始裂缝的形状,而压后取芯技术采用特殊的保形取芯工具,能获得真实的裂缝展布情况,在取芯后通过数字扫描刻画压裂裂缝,资料可永久保存。



专家正在仔细观察取出的岩芯情况。李占军摄

“通过科学优化扶正器位置和钻井参数,靠机械性措施一点一点抠,确保轨迹按设计穿行。过程中的每个问题都是经过团队认真考虑讨论过的,我们对这个方法很有信心。”代永波介绍,该方法在焦页66-检2井成功应用,200多米连续取芯轨迹控制,上下偏差只有1米。

打到目的层后,如何将岩芯保持原形取出成了最大的难题。没有经验可供借鉴,技术人员只能摸索着前进。

有专家建议把万能螺杆装在取芯筒后面,可以边控制轨迹边取芯。技术专家否定了这一提议,他们认为钻进中扰动取芯筒,会破坏岩芯的完整性,容易卡芯、堵芯。最终,考虑到取芯和轨迹控制的矛盾点,技术团队大胆创新,在国内首次提出新的工作思路——取

芯不定向、定向不取芯。

理论是否可行,要靠实践来验证。江汉油田在焦页66-检1井运用这一思路,取芯收获率达99.36%。之后,成功取芯的每一口井都验证了新思路的正确性。

### 直井、大斜度井、水平井 不断挑战极限

“以后在直井取芯,连续10筒我们都能搞定。”说起压后取芯,张志强信心满满。

信心源自实力。一年来,按照先易后难的步骤,江汉油田油气生产建设管理中心从直井到大斜度井再到水平井,不断挑战极限,通过自主创新和工程工艺迭代优化,创建了压后复杂缝网取

芯钻井技术,形成了压后缝网区连续取芯配套工艺技术,在全球遥遥领先。

据该中心钻井管理部副主任林安国介绍,在焦页12-检1井完成第一口直井取芯后,他们就目光聚焦到了大斜度井。焦页66-检1井、检2井、检3井、检4井是4口大斜度取芯井,井斜达到66度。井斜越大,意味着岩芯更易断、易堵。

在大斜度井取芯过程中,技术人员创新研发了内筒扶正器,可保持取芯内筒居中状态,减少对岩芯的扰动,从而保持岩芯压后的原始状态,并采用高效取芯钻头,有效提高了页岩压裂改造地层岩芯收获率。

江汉油田还创新取芯井筒利用模式,首次采用“四井合一”的新方式,只需打一次井眼,就能完成4口井的取芯任务,可节约几千万元成本。“我们在焦页66-检2井取芯后,分别侧钻3次,高效完成了焦页66-检1井、检3井、检4井取芯,这是国内页岩气井首次完成单眼四井取芯任务。”林安国介绍,4口井累计取芯进尺7645米,取芯长度760.63米,岩芯收获率达到99.45%,实现了“钻井零溢流、钻井液零漏失、轨迹零碰撞、信息零丢失”。

有了“四井合一”大斜度井的取芯经验,技术人员又开启水平井压后取芯的攻关之路。“水平井要躺着取芯,进芯阻力非常大,重力下垂导致取芯筒外筒干扰内筒,岩芯易碎。”代永波说,“取芯工具长了也容易脱扣、断裂,因此对工具的精度要求更高。”

顶着压力,江汉油田部署了国内首口页岩气压后裂缝区水平段取芯井——焦页66-检5井,目的是通过多种取芯方式,明确涪陵页岩气田焦页区块立体开发区三维空间裂缝展布特征。

焦页66-检5井设计取芯段266米,设计水平段1957米。针对取芯工具组合难下入、取芯工具内筒不居中等问题,技术人员优化取芯钻具组合,缩小扶正器轴承间隙,在提高取芯内筒居中度的同时,增强取芯钻进的工作稳定性,并采用含有微纳米封堵材料的页岩水基钻井液,有效解决了压裂区取芯易垮塌的难题,同时优选取芯筒内筒材质,增加光滑度,减少进芯摩擦。

创新永无止境。技术人员持续探索工程极限,采用“六筒连接”取芯方式,形成了钻井长筒取芯技术。为保障施工顺利进行,江汉油田成立页岩气井压后钻井取芯现场技术团队,全程驻井跟踪指导,统一管理取芯工具准备、钻井液性能调控、复杂轨迹控制、取芯参数优化等工作。现场人员精细操作,高效完成取芯、割芯、出芯及地面切割、含气测试、数字扫描等任务,确保取芯安全、出芯顺畅、切割完整、资料准确。

最终,焦页66-检5井在水平段连续取芯进尺达240.2米,水平段总长239.82米,水平段单次长筒取芯最长达53.7米,刷新单平台压后取芯总进尺最长、单井水平段连续取芯进尺最长、水平段取芯平均收获率最高等5项钻井纪录。

“在同一井眼开展水平钻井取芯工艺试验的基础上,我们又下入生产套管,以达到采气目的,首次在页岩气井中实现了一井取芯、采气双赢。”林安国介绍。同时,他们还利用该井评价小井距剩余气分布情况,指导下一步小井距加密布井的部署,为提高多层立体开发采收率、“吃干榨净”地下资源打下坚实基础。

## 专家观点

### 特色取芯技术 助力页岩油气高效开发

□胜利石油工程钻井院钻井工具首席专家 刘志和

今年初,胜利石油工程钻井院采用页岩气压后地层取芯技术,圆满完成了涪陵页岩气田焦页66-检5井的取芯作业,取芯进尺240.2米、岩芯收获率99.86%,其中第17筒采用长筒取芯技术,单趟次取芯进尺53.7米、收获率100%,创水平井连续取芯进尺最长和单趟次取芯进尺最长两项全国纪录。

涪陵页岩气田是我国首个实现商业开发的大型页岩气田,首创我国页岩气立体开发技术。由于页岩油气储层需要通过“水平井+压裂改造”方式提高单井产能,因此,了解压裂后缝网的特征及分布情况对产能评价、开发技术对策的制定具有重要意义。基于此,胜利石油工程钻井院研发了一套完整的压后地层取芯技术,并在涪陵页岩气田开展了6口井的取芯实践。

和常规取芯作业不同,页岩气田压裂后不同地层裂缝展布情况不明确,所取岩芯成柱性难以预测,给取芯工具和取芯钻头的选型带来了很大困难,而且地层压后破碎严重,取芯过程中非常容易发生堵芯,取芯收获率难以保障,单筒进尺和取芯时效受到制约。

常规钻井作业通常采用“弯螺杆+扶正器”配合MWD(随钻测量)数据调整井斜和方位,但在取芯作业时,由于取芯工具结构特殊,常规测量仪器需要安放在取芯工具最上部,测量出的数据存在滞后问题,特别是长筒取芯作业时,测量装置距井底几十米,获取的井斜、方位数据滞后严重,给页岩气压后长筒取芯作业本身轨迹控制造成困难。

在江汉油田工程技术管理部指导下,胜利石油工程钻井院

钻井工具研发团队开展创新攻关;在工具研发上,优化岩芯爪结构、优选低摩擦内筒、研制内筒扶正装置和专用取芯钻头,形成了满足双筒或长筒取芯作业需求的压后取芯工具,提高了取芯成功率和取芯质量;在工艺技术上,通过理论分析研究,优选出适合涪陵页岩气压后地层取芯的参数,并在试验中不断优化,研制了长筒出芯装置,优化了出芯工艺,形成了完整的配套工艺技术;在轨迹控制上,与经纬公司通力合作,通过理论计算和现场试验,形成了井身轨迹控制方法,实践中采取每筒次分析并斜方位变化并及时调整扶正器位置和尺寸,实现了增斜、稳斜和降斜的功能,达到了在取芯的同时对井眼轨迹进行控制的目的。

2023年至今,胜利石油工程钻井院页岩气田压后地层取芯技术在涪陵区域完成了6口井现场试验。其中,焦页12-检1井是中国石化首次在页岩压后地层进行取芯作业,取芯131.01米,总芯长122.45米,岩芯收获率达93.47%,远超85%的设计指标,开国内页岩气压后缝网区“密闭取芯+稳斜岩芯”技术综合应用先河。

在焦页66平台,有5口井采用了定向井保形取芯工艺,在取芯过程中还探索使用了轨迹控制技术,累计取芯段长1000.51米,标志着中国石化页岩气田压后裂缝区钻井取芯技术达到国内领先水平。

今后,随着我国页岩气示范区建设规模不断扩大,页岩气压后地层取芯技术将为页岩油规模化开发提供坚实的技术支撑,同时也为东部老油田及海上长水平段取芯、煤层气井水平井取芯提供技术可行性依据,应用前景广阔。

## 企业实践

### 中原石油工程

### 在破碎地层取芯找气

□魏园军 全道丰 毛世发

近日,中原石油工程西南工区50717钻井队在焦页66平台的5口井取芯施工中取得重大突破,刷新了西南工区单平台取芯总进尺最长、单井水平段连续取芯进尺最长、水平段取芯总长最长、水平段单次取芯进尺最长、水平段取芯平均收获率最高等5项纪录,标志着该公司页岩气井压后取芯技术达到行业领先水平。

“与常规取芯相比,焦页66平台压后取芯面临大斜度井、水平井取芯易漏、易垮、易喷、易堵,岩芯收获率难以保障,以及低密度取芯井控安全、防碰绕障控制等问题,作业难度系数极高。”中原石油工程西南工区川东南项目副经理毛世发介绍。

面对施工难题,中原石油工程统筹资源,成立技术支撑小组,针对取芯工具优选、取芯参数优化、钻井液性能管控、复杂故障预防等深入研讨,密切跟踪现场情况,实时优化施工方案,严格落实技术指令,成功解决了取芯工具组合难以下入、取芯过程轨迹控制困难等问题,形成了“三筒”和“六筒”

取芯技术,提高了取芯作业的稳定性和效率,探索了长筒取芯工具的极限能力。

针对工程难点,中原石油工程开展集成压后复杂缝网区“低密度防漏防垮+轨迹精准控制+井筒高效利用”取芯钻井技术攻关,制定优化专业钻井方案,形成了一系列配套钻井技术,为页岩气压后取芯提供了有力支撑。在大斜度井、水平井取芯防漏、防塌、防喷方面,技术人员集成“低密度+微纳米”防塌页岩水基钻井液、全电驱精细控压系统,并根据每口井的具体情况精准调控钻井液密度和配方,保证了钻井安全施工。在取芯轨迹、防碰绕障控制方面,他们充分利用地层倾角特性,采取扶正器尺寸和钻杆间距的动态优化手段,建立增加、稳定、降低三种轨迹微控方法,实现了井眼轨迹的精确控制,保证了4口井在小防碰距离情况下安全穿行,顺利获取目标岩芯。

“下一步,我们将继续探索低密度钻井液压后钻进等先进技术,进一步提高钻井效率、页岩气采收率。”毛世发说。