



技术引领市场⑧

推进中国式现代化的石油石化行动

铁北1侧HF井是中国石化部署在普光气田二叠系的一口探井,垂深超过5300米,也是我国埋藏最深的一口页岩气水平井,试获高产气流使得“深地禁区”变为“深地粮仓”。该井由中原油田负责地质评价和生产组织运行,工程院着力攻关压裂技术,中原石油工程负责具体的压裂施工。

该井喜获高产关键在于中国石化超深层页岩气压裂技术的突破,尤其是耐高温、高降阻压裂液体系的创新,为地下5300米“人造气路”提供了关键支撑,同时,配套研制了可溶桥塞、暂堵球等关键工具,构建了完整的超深层压裂技术链。

超深层页岩气压裂技术:让“深地禁区”变“深地粮仓”

工程院:破解5300米超深层页岩气压裂技术难题

□任丽丽 刘欢乐 周可欣

6月的风裹挟着栀子花香轻拂而过,带来了垂深超过5300米的铁北1侧HF井试获高产气流的喜讯,石油工程技术研究院一体化压裂技术攻关团队所有科研人员长舒了一口气,悬了300多个日夜的心终于落地了。

“铁北1侧HF井是我国首次在5300米以深打出的页岩气井,通过强化地质工程一体化基础研究,实现了我国5000米以深超深层页岩气压裂技术重大突破,打响了工程院的技术品牌。”工程院副院长王敏生说。

这是工程院推行三级研发体系围绕页岩油气高效开发持续强化页岩气储层改造基础研究结出的丰硕成果。目前,工程院已形成储层精细评价-压裂方案设计-压后评估全套闭合技术链,成功突破了5000米以深超深层页岩气压裂技术“弯顶”,以科技之力助中国石化实现超深层页岩气勘探获重大突破。

联合攻关、充分论证,努力破解“世界难题”

油气藏就像一块“致密的石头”,油气被困在里面很难流出来。压裂技术就是人为“开裂”岩石层给油气层“造路”,让油气能顺着裂缝更顺畅地流到井里。

铁北1侧HF井是中国石化部署在普光气田二叠系的一口探井,也是我国埋藏最深的一口页岩气水平井。普光探区二叠系超深层页岩气开发被业界视为“深地禁区”,具有高地应力、高应力差、高闭合压力、高温和夹层多的“四高一多”储层特征,地质构造复杂,如何实现高效压裂是一个世界级技术难题。

“这口井如果成功了,那么普光气田后继接替产量也有了阵地。”工程院首席专家陈作说。为了摸清二叠系复杂岩性页岩裂缝扩展机理,团队成员到野外取露头岩样,联合岩土力学与石油工程融合联合研究中心创新了高碳酸盐页岩压裂物理模拟试验方法,攻克了试样制备、加载荷载等难题,明确了二叠系高灰质页岩成缝特征,形成了二叠系高灰质页岩“高破压、低起伏、窄缝宽”的压裂认识。

这一理论指导了铁北1侧HF井压裂策略的快速调整、优化、形成。

摸清储层特征和可能的出水风险是压裂成败的关键,科研人员应用气测录井标准化校正、元素录井参数求取等五项页岩气核心技术,结合岩石力学与地应力特征分析,充分论证了储集性、含油气性、可流动性、可压裂性等关键参数,成功论证了5000米以深超深层页岩气压裂的可行性。

在该井水平段完钻后,中原油田就邀请工程院技术人员充分对接地质特征,结合储层地质与工程“甜点”,创新形成地质工程参数评价方法。在该井压裂方案编制期间,双方技术人员反复讨论、对比,一遍遍地调整分段分簇方案,将铁北1侧HF井改造井段科学划分为28段118簇;一遍遍地打磨泵注流程,让压裂方案既能保证改造效果,又要兼顾现场施工可行性。双方深度融合、联合攻关,整合了技术与资源优势,构建了多夹层裂缝



铁北1侧HF井钻井压裂施工现场。

杨静丽 供图

穿层阈值判别模型、“初期控压慢排+后期梯度提速”返排模式等3类7项新技术新方法。随后,中原油田多次组织工程院、勘探分公司、西南油气、中国石油西南油气田、西南石油大学等单位专家进行方案论证指导,共同为完善铁北1侧HF井的压裂方案建言献策。

“硬科技”支撑,为地下5300米页岩建起“人造气路”

解答了地层可压裂的关键问题,还需要“硬科技”来支撑。

依托页岩油气富集机理与高效开发全国重点实验室、中国石化页岩油气钻完井及压裂实验室,工程院持续加大自研仪器及软件研发投入,研发了多尺度裂缝系统有效输砂模拟、摩阻测试仪等实验装置,开发了压裂优化设计、砂堵预警等软件模块,为基础研究和现场支持提供了软硬件保障。同时,充分发扬联合创新平台协同攻关的作用,工程院与清华大学化工系、中国科学院武汉岩土所等单位合作,加快压裂液体系、裂缝扩展机制等方面研发进度,快速推动了“超深井压裂液体系优化”等5项实验研究取得突破性进展。

以压裂液为例,它的作用是将地面设备形成的高压传递到地层中,使地层破裂形成裂缝并沿裂缝输送支撑剂。

科研人员介绍,铁北1侧井压裂设计中提出的诸多压裂液性能指标,要求既在175摄氏度高温下具有高黏度携砂能力,又要在压裂后充分破胶,不伤害地层,“这个平衡点很难找”。

为了拿出压裂液体系配方,在原技术的基础上,团队成员结合铁北1侧井水源情况、施工参数、地层特征、现场施工流程等特点,开展120余组压裂液性能评价实验,研发出适合高温高压页岩气的压裂液,将滑溜水/胶液一体化压裂液体系耐温提升至180摄氏度

且降阻率达80%以上,实现了黏度1~100毫帕·秒在线可调,既保证了压裂液耐高温能力,又兼顾了改造体积,有力提升了支撑裂缝的导流能力。

工程院以铁北1侧HF井为基点,迭代创新了3个系列的乳液降阻剂产品,定制研发了直径88毫米小尺寸耐高压可溶桥塞,可以满足135兆帕超高压施工,坐封成功率100%。研制的超高压聚乙醇酸(PGA)绳结暂堵球等产品耐温40~150摄氏度,承压40兆帕,压裂暂堵效率超90%,填补了国内环保型高温高压暂堵材料空白,丰富了中国石化压裂液自研技术体系,为今后5000米以深页岩气压裂施工提供了保障。

远程+现场技术支撑,让沉睡页岩气资源焕发新活力

现场施工,质量是关键。

为确保压裂设计及施工“高标准、高质量”的目标,工程院加快推进数字化技术在石油工程领域的应用,形成“远程专家支持-油田作战室-施工现场”协同作战决策的“三级决策+专家会诊”技术支持模式,将研究院及油田、施工方不同层级、不同专业专家集中在同一个平台,有效增强了科研技术、产品的现场应用效果。同时,在中原油田的组织下,工程院和中原石油工程等施工单位协同运行,共同保障铁北1侧HF井压裂施工。

2月初,春节的喜庆还没有散去。早晨9点,工程院设在北京的远程专家决策支持中心就传出了激烈的探讨声。起因是铁北1侧HF井下段泵送桥塞时井口压力异常升高,若桥塞无法泵送,面临停工风险。

视频里实时传输着井口压力数据,工程院专家支持团队、中原油田、现场施工单位专家聚集在这里分析处理问题。有专家认为,

是前期多注入的高黏压裂液破胶不充分造成井筒堵塞,应减少使用或不用高黏度压裂液;有专家坚持前置高黏度压裂液不但不能减少,反而应当注入更多。

注,可能面临压力升高导致停工;不注,压裂效果难以保证。

面对难题,完井中心一体化压裂技术攻关团队负责人周珺重新审查前期压裂施工情况,分析三向应力和各小层裂缝扩展特征后发现,顶替时的温度已大大低于储层原始温度,前置高黏压裂液一直在裂缝前端运移,在低于储层原始温度的裂缝中会快速降黏,不会产生顶替阶段的裂缝堵塞,最终维持了注入高黏压裂液不变,也保障了压裂效果。

铁北1侧HF井压裂施工从设计、材料使用到施工全过程都采用了一体化技术支持模式,真正将科研生产融为一体,提高了科研人员发现问题并进行针对性创新的能力。

中原油田认为,工程院“现场支持+远程决策”的动态分析和实施优化调控体系高效便捷,大幅提高了解决问题的时效。据了解,该模式已在中国石化广泛应用,故障处理时效由过去的3天缩短至半个小时。

同时,工程院强化流程化标准化建设,按照集成产品开发(IPD)管理模式,编制了地质“甜点”评价、压裂方案、现场作业技术标准与操作规程,形成了涵盖56项标准、49个图版、27个表格的技术工艺包,用“设计-施工-评价”的PDCA质量管理闭环,提升实施质量与安全。

施工中,工程院还派出相关专家驻井指导,及时与企业、施工方沟通,现场跟踪解难题,推动了科研成果快速转化、迭代提升。

近年来,围绕复杂地质压裂、压后返排优化、产能精准评价等关键技术,工程院已形成3类10余项具有自主知识产权的差异化创新成果,有力支撑了涪陵、丁山、复兴等页岩油气区块20多口重点井高效实施。

能源导刊 Energy Insights

2025年7月7日

专家视点

超深层页岩气压裂技术
助力勘探新突破

□石油工程技术研究院首席专家 陈作

2012年涪陵地区焦页1HF井突破拉开了我国中深层(2020~2850米)页岩气大规模开发的序幕,2024年产页岩气达250亿立方米以上。随着开发不断深入,可动用的储量越来越少,单井产量逐步降低,亟待接替资源以保障页岩气产业持续健康发展。

四川盆地垂深大于4500米的超深层页岩气资源非常丰富,勘探突破和效益开发对于页岩气产量接替十分重要。但超深层页岩气储层地质构造复杂、地层温度高(150摄氏度),地应力高(大于100兆帕),闭合压力高、水平两向应力高(大于15兆帕),纵向上存在2~3个白云岩夹层,天然裂缝发育差,使得高效压裂增产难度远超北美地区页岩气储层。主要技术难题包括:超深层页岩储层复杂裂缝系统形成困难、高温高压下压裂液和桥塞工具性能不足、压裂装备难以满足高排量大规模施工要求,以及多尺度造缝和支撑剂充填工艺不完善。

目前,国内外页岩气勘探开发主要以中深层和深层为主,超深层页岩气因埋藏深、开发难度大等原因使得能商业动用的区块总体不多,伍德福德和曼科斯为美国典型的超深层页岩气区块,最大水平井垂深达到5859米、最大水平段长3145米。截至2023年底,伍德福德区块垂深超过4500米的水平井300多口,通过分段压裂改造实现了经济开发,而曼科斯区块日产量在2.8万立方米以上的井仅3口,平均单井最终采气量低于2800万立方米,单井综合成本2000万美元以上,尚未达到经济开发的要求。国内中国石油和中国石化正在泸州、綦江、东溪、普光等区块探索实践超深层页岩气水平井勘探突破和效益开发的技术路径,已对10余口井实施分段压裂改造,压后均表现出高返排率、高产液,仅部分垂深4500~5000米页岩气井取得了单井产量突破,而垂深5000米以深尚未取得高产突破。

中国石化针对超深层页岩气压裂增产的技术难题,围绕压裂基础机理、工具与材料、工艺技术及装备开展了系统攻关研究,初步构建了超深层页岩气压裂技术体系,建立了超深层页岩压裂物理模拟方法,研发了耐温160摄氏度、降阻率80%的耐高温高压阻滑溜水体系,研制出双向锚定大通径桥塞,开发了5000型压裂车组及配套高压装备,形成以多段少簇+高低压裂液+小粒径支撑剂为核心的复杂缝网压裂工艺。

超深层页岩气的勘探突破仅是一个新的起点,效益开发还需进一步解决提产和降本难题。下一步,我们将推进地质工程一体化,建立超深层页岩气“甜点”评价标准,同时着力攻关不同构造类型和应力状态条件页岩气立体缝网压裂工艺技术,以及光纤、电磁造影等深探裂缝监测与诊断技术。

页岩气勘探
向新层系新类型拓展

□中原油田储层改造领域专家 李健

作为中原油田天然气主产区,普光气田是我国首个实现规模开发的特大型深层高含硫气田,目前已高效开发20年。为了实现长期稳产目标,有力推动普光地区形成新的规模增储效益建产阵地,我们必须寻找新的资源补充,二叠系超深层页岩气总资源量超过1万亿立方米,有望成为中原油田资源接替的主力。

二叠系超深层页岩气资源丰富,但大多分布在埋深超过4500米的超深领域,追踪难度极大,其开发被业界视为“深地禁区”。该储层地层压力高、水平应力差大及灰岩夹层多,但页岩厚度大、物性好、含气量高、纵向上夹层应力差小,具备压裂增产的条件。

针对二叠系超深层页岩气压裂改造面临的裂缝扩展受限、复杂缝形成难度大、窄缝宽加砂敏感等难点,我们创新采用了“多段少簇密切割+胶液纵向扩缝+多粒径分级支撑”立体缝网压裂工艺,大胆应用175兆帕超高压压裂装备强化施工参数,实现了5000米以深页岩气储层勘探突破,为页岩气勘探向新层系新类型拓展提供了工程技术支撑。

目前在超深层页岩气领域油田已实施两口井,分别是1侧井和铁北1侧井,通过压裂工艺迭代,铁北1侧井试气日产量达到31.45万立方米,该井垂深超过5300米,刷新了我国页岩气水平井垂深纪录。

未来超深层页岩气压裂技术的发展核心是降本提产,建议针对超深层页岩储层高温高压、地应力复杂及非均质性强的特点,强化基础研究,重点攻关裂缝扩展机制、缝网形态控制及长期导流能力维持等关键难题;研发低成本耐高温压裂液体系,解决超深层井筒摩阻高、储层耐温性差的难题;加快175兆帕及以上级别压裂高压压裂装备的国产化进程,提升设备可靠性与自动化水平;推进全电压裂技术规模化应用,构建数据驱动的压裂决策平台,通过“大平台+丛式井”布局实现资源集中动用,摊薄单井成本。

(杨静丽 王建青 采访整理)

中原石油工程:为复杂储层
改造提供高效技术方案

□杨旸 全道丰

中原石油工程在铁北1侧HF井作业中,凭借旋转导向系统、水力振荡器和175兆帕压裂装备,成功应对超深层页岩气开发的多重挑战。通过精细化管理与实时监测,该公司为复杂储层改造提供了高效技术方案。

面对超深页岩气探井的复杂地质挑战,该公司采用旋转导向系统作为“地下罗盘”,确保钻头精准穿越复杂地层;结合水力振荡器降低超长水平段的摩擦阻力,保障钻进效率。同时,通过优化泥浆性能和实时轨迹调整,实现钻井作业高效推进。他们在管理上推行“零时差衔接、无缝隙生产”模式,严格井控检查,最终优质储层钻遇率达100%,较设计周期提前18.48%,平均机械钻速达4.42米/小时。此外,取芯作业采用重型双台阶密封外筒与双重岩芯组合,9次取芯收获率达95.79%,不仅储层物性分析提供了高完整性样本,也为后续压裂改造方案设计奠定了关键的数据基础。

中原油田:“在花岗岩上织造输气网络”

□杨静丽 龚旗林

近日,中原油田宣布,铁北1侧HF井在四川盆地页岩气勘探中取得重大进展。中原油田通过装备、工艺、材料三维创新,形成一套适用于5300米深度的页岩气压裂技术体系,为“深地粮仓”建设注入新动能。

铁北1侧HF井是中原油田部署在四川盆地川东断带黄金口构造带的一口重点海相页岩气探井,钻探目的是评价大组层页岩储层含气性及产能,为普光气田寻找更多优质非常规天然气资源。

该井作为油田2025年“头号重点工程”,面临前所未有的技术挑战,该井累计注人压裂液近8万立方米、加砂近4000立方米,最高泵压134.94兆帕,创中原油田压裂井最高压力纪录,为深层页岩气高效开发提供了可复制的工程样板。

此次服务铁北1侧HF井取得突破,标志着中原石油工程已形成“超深井精准钻探+复杂储层高效改造”一体化技术体系。从工具革新到工艺优化、从智能监测到精细管理,该公司以全流程技术创新为刃,成功破解超深层页岩气开发“深、硬、高”三重难题。

装备领域,首次启用中国石化自主研发的175兆帕超高压压裂设备,其承压能力较国际通用标准提升25%,为突破深层页岩层提供了“动力心脏”。在工艺创新方面,采用“多段少簇”布缝技术精准控制裂缝走向,配合胶液扩缝与双暂堵转向工艺,有效消除灰岩夹层对裂缝延伸的阻碍。在关键材料上,应用特制多粒径陶粒支撑剂,其抗压强度较常规产品提升2倍,确保裂缝网络的长期导流能力。施工期间创下每分钟17立方米的高排量纪录,相当于每秒向地层注入283升压裂液。

为保障铁北1侧HF井压裂顺利实施,中原油田在川东北工区成立铁北1侧HF井压裂试气专班,邀请参与压裂方案设计的工程院相关专家、组织压裂施工的中原石油工程公司相关技术人员参与。专班全面统筹协调该井的压裂试气工作,下设生产组织协调、方案运行、物资保障等8个工作组,通过集中办公、“三方会诊”等形式,协调解决该井压裂施工中遇到的问题,制定相关措施。

油田创新实施“五清单”全过程管控模式,以保障超高压环境下的作业安全。通过压前设备安全确认清单,对175兆帕压裂机组进行每

日三次全面体检;借助压裂液性能实时监测清单,确保120摄氏度高温下液体黏度波动不超过5%;依据每段差异进行“一段一策”压裂设计,为28个压裂段量身定制施工参数。在1个月的压裂攻坚中,累计注入压裂液近8万立方米、支撑剂近4000立方米。

铁北1侧井分28段118簇压裂,相比较同层位埋深较浅的雷页1井(垂深4300米),每米加砂强度由3.72吨提升到4.45吨,综合砂液比由4%提高到5.28%,储层改造效果得到大幅提升。

“通过大兵团作战及联合攻关,在超深层页岩气压裂技术应用上拓展了思路,积累了经验,下一步针对此项技术,我们还将实施超深层提效钻井技术,力争形成提速降本钻井工程主导工艺,同时组织压裂工艺降本增效试验,进一步提升深层海相页岩气藏效益开发能力。”石恒毅表示。

据悉,当前中原油田正在着手编制普光探区二叠系页岩气整体勘探开发方案,推动实现资源高效转化。同时,超深层地质评价、物探技术、钻井技术和压裂工艺的持续升级,也将进一步提高普光探区勘探开发效率,让“深地禁区”加速转变成为“深地粮仓”。