

## 供应保障

责任编辑:程强秦紫函  
电 话:59963258  
邮 箱:  
chengq@sinopec.com  
审 校:张春燕  
版式设计:王强



周“油”列国  
油事精彩

□本报记者 夏梅  
通讯员 刘浏 曹梦茜 肖伟杰

近日,江汉油田红星地区超千立方米页岩气探明储量顺利通过自然资源部审定,标志着我国首个二叠系大型页岩气田正式诞生。它打开了湖北省页岩气工业化开发的新局面,为打破湖北省“缺煤、少油、乏气”困局奠定了资源基础,对推动鄂西页岩气示范区建设、优化能源结构、助推节能减排具有重要意义。

红星地区二叠系页岩形成于2.5亿年前,属于生烃条件好的海相页岩,虽然后期历经沧海桑田,但天然气保存相对完好,是有利的页岩气层系。此前,我国投入规模开发的页岩气主力层系为志留系,而红星页岩气田主要勘探开发层系为二叠系吴家坪组,是我国志留系以外探明的首个千亿立方米级新层系页岩气田。

多年来,江汉油田以地质理论创新为引领,以工程技术迭代为引擎,打破“页岩有效厚度30米”下限,持续攻克深层、超深层页岩油气井工程难题,成功开启二叠系薄层深层页岩气勘探开发新局面。

## 从偶然到必然,找最好的“粮仓”

红星地区二叠系的吴家坪组、茅口组页岩虽然厚度薄,但总有机碳含量高,具备勘探开发潜力。科研人员将有利层从纯地质“甜点”层调整为地质+工程“双甜点”层,产量大幅提高。

2012年,涪陵地区志留系页岩气取得勘探突破。为寻找新的产能建设阵地,江汉油田积极探索新层系新领域,聚焦红星地区二叠系页岩气、复兴地区侏罗系页岩气开展地质评价研究。

江汉油田勘探管理部相关负责人介绍,勘探初期,初步评价显示红星地区目标储层厚度普遍不足20米。彼时,国内外都将30米作为页岩气有效气层厚度下限。

薄储层到底具不具备勘探开发价值?争议巨大。

科研人员从鄂西到渝东开展大量野外剖面调查,对老井进行复查,发现相比涪陵志留系页岩,二叠系的吴家坪组、茅口组页岩虽然厚度薄,但总有机碳含量高,具备勘探开发潜力。

2018年,常规气井枫1井“路过”二叠系页岩层段钻遇良好油气显示,这次“偶然”,让科研人员坚定了信心。他们解放思想,大胆提出薄页岩也具有商业开发价值。

2019年部署实施的红页1HF井,导眼井发现吴二段、茅四段两套优质页岩。2020年底,红页1HF井吴家坪组页岩测试日产量8.9万立方米,填补了我国二叠系页岩气勘探开发空白,实现了我国二叠系海相页岩气“从0到1”的突破。

随后,江汉油田按照“展开建南背斜、甩开斜坡及向斜区、准备茅口组新层系”的思路,开展红星地区二叠系页岩气勘探整体部署,多口探井钻遇良好油气显示。

2022年9月,江汉油田挑选红星地区页岩厚度大、含气性好的优质区块,按照探明储量提交的要求,论证部署探井和试验井组,启动油田油气勘探“1号工程”——红星500亿立方米增储工程。

红星地区2000多平方公里勘探面积中,埋深小于3500米的浅层有利区仅约8平方公里。深层、超深层资源量占比高,且随着埋深增加,储层含气性变好。”江汉油田勘探开发研究院天然气勘探所副所长刘勇说,想要扩大勘探规模、实现效益开发,向深层、超深层挺进是必然选择。

从红页1HF井3300米,到红页2HF井4000米,直至红页9HF井突破4500米超深层大关,江汉油田持续向地球深部发起冲击。

埋深大,叠加储层薄、地层压力高、非均质性强等因素,导致钻井周期长,钻井及压裂成本居高不下。同时,气井产量偏低,效益开发面临严峻考验。

找最好的“田”,尽可能提高气井产量,是必然要解的题。

“我们对前期每口井的每一段每一簇开展地质工程回顾性评价,分析哪个层压得好,高产有哪些规律。”刘计勇说,“科研人员开展产气试验,找出每段的产气贡献率,分析高产段的压裂参数。同时,开展岩芯描述,明确裂缝发育、层理缝分布等情况。”

在大量研究的基础上,科研人员明确

## 我国首个二叠系页岩气田诞生记

江汉油田以地质理论创新为引领、以工程技术迭代为引擎,持续攻克深层、超深层工程难题,成功发现红星页岩气田,开启二叠系薄层深层页岩气勘探开发新局面

高硅质层压裂效果更好,于是将有利层从吴家坪组吴二段③中小层这一纯地质“甜点”层,调整为③上-④中小层地质+工程“双甜点”层。

以新思路为指导部署的红页3-2HF井,试获日产23.8万立方米高产气流,比同平台的红页3HF井产量高出近1倍,验证了“甜点”调整的正确性。

## 从难钻难压到高效开采,锻造“十八般兵器”

科研人员通过攻关,啃下高硅质储层这块“硬骨头”,从“打不成”到“打得快、打得准”;制定更加精细的差异化工艺方案,从“压不开”到“压得好”,测试产量实现三年三级跳。

截至9月21日,超深层红页7HF井已连续稳定生产600天,累计产气量超过3300万立方米。

红页7HF井部署的目的是探索红星地区二叠系吴家坪组埋深大于4500米超深层页岩气,明确地质特征、攻关压裂工艺、落实单井产能。

然而,向地球深部进军,绝非易事。“红星地区储层薄,灰岩多、夹层多、岩石硬,工程实施难度极大。”江汉油田石油工程技术研究院储层改造专家张凡说,尤其是越往深层走,高模量、多夹层带来的难题压裂问题更为凸显。

深层的高硅质硬储层,可谓钻井的“天敌”。“如果把页岩气比作肉,那高硅质储层就是卡在层肉中间的‘硬骨头’。”江汉油田油气产能建设管理中心钻井管理室主任王圣波说。

红页16-5HF井目的层中间就有20~30厘米厚的“硬骨头”。“岩石硬,钻头损坏严重,钻井速度快不了。”王圣波说,“高硅质储层钻井是世界性难题,没有成功经验可以借鉴。”

对此,江汉油田突破思维定式,从基础理论、工艺设计和集成配套入手,加快工艺技术迭代升级。

他们应用智能钻井系统提前预测漏垮风险井段,运用“低密度+低黏高切+随钻封堵+适当专项堵漏”防漏堵漏技术,降低漏垮发生率;优化集成分段控制轨迹调整方法、随钻地震精度校正迭代技术、抗震定向仪器,实现3.1米超薄储层精准穿行;根据钻遇地层层序与地质特征差异,“一井一策”优化井身结构设计。

经过一系列优化升级,红页16-5HF井创红星地区“瘦身井”钻井周期最短、平均机械钻速最快等8项纪录,其中全井优质层的层穿行率达93.2%,为后续压裂改造奠定了良好基础。从“打不成”到“打得快、打得准”,高硅质储层这块“硬骨头”终于被啃下。

目前,江汉油田已基本形成了高研磨高硬度页岩气水平井安全成井系列技术,红星地区复杂时效降低15%,平均钻井周期由2023年的120天缩短至100天。

钻得好,还要压得好。为了摸清超深层情况,科研人员聚焦灰岩夹层对裂缝影响,开展大量的岩芯分析与物模数模实验,明确了穿层扩体的规律,在如何造好缝上做了大量优化工作。

“我们开展地质工程一体化攻关,工程向地质延伸看岩芯,地质向工程延伸跑现场,开展已压裂井回顾性评价,一段一分析,一井一总结,制定了更加精细的差

异化工艺方案。”张凡说。

在此基础上,他们通过“精细控黏”扩大裂缝面积,沟通更多有机质团簇;通过“精细控砂”增加支撑缝长,提高储层供给能力;通过“精细控缝”促进裂缝扩展,增加改造体积。

通过攻关优化,深层高模量多夹层页岩实现由“压不开”到“压得好”,关键参数大幅度提升,埋深从3300米到3900米再到大于4500米不断突破,单井测试日产量从8.9万立方米提升至32.35万立方米,实现三年三级跳。

## 从摸索到落地,建立新层系页岩储量体系

科研团队力求真实还原储层性质,获取孔隙度、含气饱和度等关键储量参数;制定严密的单井生产管理制度和动态监测方案,保障连续安全试采作业,为储量成功提交提供了实证依据。

“工作了20多年,终于提交了真正属于我们自主勘探、自主评价的大型页岩气田!”谈及红星地区二叠系页岩气田成功提交探明储量,江汉油田勘探开发研究院战略规划所副所长潘利生难掩激动之情。

成果来之不易。作为国内新层系发现的首个页岩气田,每一步都可谓“摸着石头过河”。

“最开始大家心里真没底。”刘计勇说,“储量提交绝非‘拍脑袋’决策,需要大量可靠数据支撑。二叠系页岩非均质性极强,储层参数在纵向几厘米范围内就可能剧烈变化,导致测试数据波动大,关键解剖参数常与实测曲线无法拟合,严重阻碍储量的精准求取。”

面对这道难题,科研团队迎难而上,他们精细筛选测井数据,加密取样点,对岩芯进行厘米级精细描述,并严格筛选最具代表性的样品进行实验分析,力求真实还原储层性质。通过不懈努力,他们成功建立了可靠的测井解释模型,获取了孔隙度、含气饱和度等关键储量参数,为储量估算奠定了坚实基础。

在核心参数含气量的获取上,团队更是力求极限精度。江汉油田超前部署了保压取芯井红页9HF井。潘利生解释:“常规取芯过程会导致含气量不同程度散失,保压取芯能在最大限度保持地层原始压力的状态下获取岩芯,确保参数的原始性和精确度。”

储量提交的另一个硬性标准是连续3个月的稳定试采。现场技术团队制定了严密的单井生产管理制度和动态监测方案,实施全过程、全时段、全流程现场跟踪。他们系统录取流压、产气剖面、流体成分分析及细菌监测等关键数据,建立了“一日一表、一日一报”的高频动态分析机制,保障了连续安全的试采作业,为储量估算奠定了坚实基础。

储量提交的另一个硬性标准是连续3个月的稳定试采。现场技术团队制定了严密的单井生产管理制度和动态监测方案,实施全过程、全时段、全流程现场跟踪。他们系统录取流压、产气剖面、流体成分分析及细菌监测等关键数据,建立了“一日一表、一日一报”的高频动态分析机制,保障了连续安全的试采作业,为储量估算奠定了坚实基础。

在二叠系吴家坪组取得突破的同时,江汉油田在茅口组部署的风险探井红页茅1HF井试获日产6.45万立方米气流,取得国内二叠系另一个新层系页岩气勘探突破,2023年提交预测储量超千亿立方米,有望成为新的增储阵地。

下一步,江汉油田将加强勘探开发一体化评价与部署,深化基础地质、开发技术、工程工艺等关键技术攻关,持续拓展吴家坪组页岩气增储新区带,积极培育二叠系页岩气规模建产新阵地。

“我们开展地质工程一体化攻关,工程向地质延伸看岩芯,地质向工程延伸跑现场,开展已压裂井回顾性评价,一段一分析,一井一总结,制定了更加精细的差



施工中的红页24HF井。 李东勇 摄

志着四川盆地二叠系大隆组海相深层页岩气勘探获重大突破。2024年中国石化在普光区块部署实施铁北1侧井,在大隆组获日产气31.5万立方米,垂深超过5300米,刷新全国纪录。经过多年探索和尝试,四川盆地二叠系已成为海相页岩气勘探开发的新阵地。

通过沉积环境、储集性、含气性和可压性等页岩气富集条件认为,二叠系奥陶系五峰组-志留系龙马溪组页岩气取得勘探突破后,经过十余年勘探开发,中国石化已探明涪陵、威荣、永川和綦江4个页岩气田,并建成涪陵国家级页岩气示范区,中国石油已建成威远-长宁、昭通等国家级页岩气示范区。目前,四川盆地五峰组-龙马溪组仍是我国页岩气主力产层,但产量增速减缓。按照“走出志留系,寻找新层系”的战略构想,中国石化积极寻找页岩气勘探开发接替层系和接替层系。

2019年中国石化在川东红星地区部署实施首口二叠系页岩气风险探井红页1HF井,在3300米吴家坪组海相优质页岩气层测试获日产气8.9万立方米,实现四川盆地二叠系常压页岩气勘探重大突破。2021年中国石化部署实施风险探井红页茅1HF井,钻遇孤峰组优质页岩26.5米,测试获日产气6.45万立方米,实现又一个页岩气新层系勘探突破。2021年中国石油在川东页岩气层段钻遇页岩气13米,测试获日产气32.06万立方米。2022年中国石化在川东北地区普光区块部署实施雷页1井,测试获日产气42.66万立方米,标志着四川盆地二叠系海相薄层富碳页岩气增储上产提供有力支撑。

“十四五”资源评价结果显示,四川盆地及周缘地区二叠系海相页岩气地质资源量达10.2万亿立方米,是未来页岩气勘探的重要战略接替领域。下一步将重点围绕二叠系海相页岩气富集规律、复杂岩相组合可压性评价技术等方向持续探索,攻关复杂构造带成像处理技术,建立适应性的“甜点”综合预测方法体系,提升复杂岩相组合压裂改造工艺等,为四川盆地二叠系海相薄层富碳页岩气增储上产提供有力支撑。

面对沉积环境、储集性、含气性和可压性等页岩气富集条件认为,二叠系奥陶系五峰组-志留系龙马溪组页岩气取得勘探突破后,经过十余年勘探开发,中国石化已探明涪陵、威荣、永川和綦江4个页岩气田,并建成涪陵国家级页岩气示范区,中国石油已建成威远-长宁、昭通等国家级页岩气示范区。目前,四川盆地五峰组-龙马溪组仍是我国页岩气主力产层,但产量增速减缓。按照“走出志留系,寻找新层系”的战略构想,中国石化积极寻找页岩气勘探开发接替层系和接替层系。

2019年中国石化在川东红星地区部署实施首口二叠系页岩气风险探井红页1HF井,在3300米吴家坪组海相优质页岩气层测试获日产气8.9万立方米,实现四川盆地二叠系常压页岩气勘探重大突破。2021年中国石化部署实施风险探井红页茅1HF井,钻遇孤峰组优质页岩26.5米,测试获日产气6.45万立方米,实现又一个页岩气新层系勘探突破。2021年中国石油在川东页岩气层段钻遇页岩气13米,测试获日产气32.06万立方米。2022年中国石化在川东北地区普光区块部署实施雷页1井,测试获日产气42.66万立方米,标志着四川盆地二叠系海相薄层富碳页岩气增储上产提供有力支撑。

二叠系页岩具有“薄层、富碳、高脆性、高破裂压力”的地层特征,是一种新类型页岩气藏,目前形成的针对性储层评价技术、压裂改造工艺技术,对补充完善我国二叠系海相薄层富碳页岩气勘探开发理论、技术和标准体系具有重要意义。

红星页岩气田已收到良好勘探开发效果,但仍面临储量接替阵地不明确、钻井周期长、钻井及压裂成本高等问题,需加强降本增效攻关,下一步有四个重点攻关方向:一是全力推进二叠系页岩气勘探工作;二是钻井工程持续降本,确保提速10%以上;三是围绕压裂改造工艺降本增效,推进“压裂逆向设计”向2.0版本迭代;四是做实勘探开发一体化,高效推进规模建产。

## 多轮基础研究攻关支撑新气田发现

□江汉油田勘探开发研究院

天然气勘探所副所长 刘计勇

江汉油田自2013年开始开展川东二叠系页岩气勘探评价,通过大量的基础研究,提出一系列关于二叠系页岩沉积、生烃、成藏等方面的新认识,综合评价优选红星地区部署了风险探井红页茅1HF井,2020年9月在吴家坪组试获日产8.9万立方米工业气流,取得我国海相新层系页岩气勘探重大突破。

之后,江汉油田快速推进吴家坪组勘探评价工作,形成了复杂沉积相带薄层页岩气富集机理新认识,建立了复杂岩相页岩气层储层精细表征技术,创建了双复杂页岩地质-工程“甜点”精细预测技术。今年7月,向自然资源部提交了红星地区二叠系吴家坪组页岩气探明地质储量1650.25亿立方米,标志着我国首个二叠系大型页岩气田诞生。

在二叠系吴家坪组取得突破的同时,江汉油田在茅口组部署的风险探井红页茅1HF井试获日产6.45万立方米工业气流,取得国内二叠系另一个新层系页岩气勘探突破,2023年提交预测储量超千亿立方米,有望形成继吴家坪组后又一个千亿立方米增储阵地。

## 着力攻关钻井和压裂两大关键环节

□江汉石油工程公司首席专家 袁发勇

钻井和压裂是深层页岩气高效开发的两大关键环节,近年来江汉油田和江汉石油工程做了大量工作,有效支撑红星页岩气田勘探开发。

在钻井工程方面,强化地质基础研究,为井身结构优化和防漏防垮技术提供依据。持续优化井身结构,机械钻速显著提升。推广低密度防漏堵漏技术,堵漏时效下降25%。引入科学钻井技术,水平段复杂时效降低超20%,通井时间大幅缩短。攻关高效钻头及配套工具,机械钻速和进尺均明显提高。应用旋转导向、近钻头伽马等精密仪器,优质储层钻遇率大于95%。

在压裂改造方面,针对吴家坪组储层埋深大、施工压力高等难题,采用等孔径射孔技术有效降低起裂压力。应用“胍胶+一体化压裂液”体系配合井筒内暂堵工艺,显著降低滤失,提升缝内净压力与裂缝复杂程度。优化支撑剂组合,以70/140目低密度陶粒确保近井带导流能力,成功构建高效导流网络。配套140兆帕高压管汇及一字型大通径管汇系统,全面提升井口承压能力。

目前,红星地区深层页岩气开发仍面临多项关键技术难题。钻井工程主要存在井身结构优化困难、地层承压普遍偏低、地层硅质含量高可钻性差、水平段轨迹控制难度大、同一井眼内地层应力差异显著等挑战。压裂改造主要面临破裂压力与施工压力极高、储层岩性和矿物组分非均质性强导致裂缝扩展受限、天然裂缝发育造成压裂液过度滤失影响主裂缝延伸、受地应力差异与层理特征影响难以形成复杂裂缝网络等技术难题。此外,试气过程中含硫化氢和返排控制安全风险高,连续油管作业与故障处置能力有待提升。

下一步,红星地区页岩气开发将围绕钻井与压裂两大关键环节持续发力攻关。钻井方面,重点开展地层漏失机理、岩石可钻性及微观构造分布等基础地质研究,为优化井身轨迹设计、防漏堵漏技术和高效钻头选型提供支撑;