



3月13日,江汉油田涪陵页岩气田焦石坝立体开发平台焦页18号平台又投产了4口新井,每天可增加产气量16万立方米。目前,焦页18号平台共有24口气井,日产气量达80万立方米。这是涪陵页岩气田实施立体开发打开增产新空间的一个缩影。

为了提高采收率和保供能力,近年来,江汉油田建立一体化开发团队,针对涪陵页岩气田主体开发区块,实施精细三层立体开发调整,即通过密织井网,实行井间和层间的立体开发调整,持续提升气田储量动用率和采收率,收到良好效果,开国内页岩气立体开发先河。目前,气田累计部署立体开发调整井超400口,产量占气田总产量的60%以上,涪陵页岩气田三层立体开发区最高采收率近50%,气田立体开发技术达国际先进、国内领先水平。

开发团队按照“吃干榨净资源,着力提高储量动用率和采收率”开发思路,以问题为导向,强化建模数模工作,深入开展剩余气精细评价关键技术攻关,通过建立三维可视化井组剩余气模型,基本摸清气田储层剩余气空间分布特征。

针对分区资源品质和效益开发条件的差异性,团队建立了立体开发“三步走”模式。

第一步,在涪陵页岩气田开发初期,按照“先肥后瘦、效益优先”的原则,技术人员主攻储量最丰厚、最优质的下部气层,通过在下部气层部署一次井网大规模开发,在2015年底建成50亿立方米/年产能。

第二步,进行上、下部气层立体开发调整。2017年起,根据工艺技术集成、地面工程优化和经济评价,开发团队开展了气田上、下部气层立体开发调整,在已开发的下部气层原有井位横向中间取点,部署井位,缩小井间距离,密栽“采气树”,同时纵向在储层上部气层部署井位,相当于利用国内首创的页岩气立体开发技术,对储层在经度和纬度上进行立体加



华东油气南川页岩气田东胜脱水站。
沈志军 摄

□本报记者 沈志军 通讯员 何能举 谷红陶

3月的重庆南川金佛山下,油菜花随风摇曳,巍巍井架、蓝色电泵和采气平台下的红色身影来回忙碌,好一幅“春耕”景象!

华东油气自2016年平桥南区产建工作开展以来,建成了国内首个实现商业开发的常压页岩气田——南川页岩气田,年产气能力14亿立方米以上,是川气东送气源地之一。

面对区域页岩气地质、工程和固有递减问题,华东油气迎难而上探索创新,在平桥高陡背斜区实施三层立体开发取得显著成效。

苦心钻研,建立高陡背斜区三层立体开发新模式。平桥高陡背斜区位于四川盆地川东高陡构造带南部,复向斜南部,开发层系为五峰组—龙马溪组页岩。面对南川页岩气田构造复杂、地层倾角陡、上下地层产状差异大等地质问题,科研人员形成了常压页岩气全耦合建模数模优化技术,全面开展平桥南区剩余气定量描述,明确剩余气主要分布在纵向中、上部未动用层系及平面井间未波及区,基于此精细刻画了下部气层三种剩余气分布类型,并依据平桥南区高陡的地质特征,创造性地将井间距的评价指标由“平面距离”优化为“空间距离”,实

立体开发页岩气 吃尽地下“千层糕”

涪陵页岩气田焦页66号钻井平台。

李占军 摄

□李东晖 孙川卿

页岩气是储存于富含有机质泥页岩及其夹层的非常规天然气,成分以甲烷为主,是一种清洁、高效的能源资源。大力勘探开发页岩气对保障我国能源安全和推动能源绿色低碳转型具有重要意义。

2012年11月,中国石化在涪陵焦石坝实现页岩气勘探重大突破,焦页1HF井测试获日产20.3万立方米工业气流,拉开了我国页岩气商业开发的序幕。涪陵页岩气田自2013年开启产能建设,累计探明储量近9000亿立方米,圆满完成国家级页岩气示范基地建设任务,成为北美之外最大的页岩气田。但随着开采年限不断增长,气田面临老区产量递减较快、天然气保供任务重、生产压力大等难题。

涪陵页岩气田焦石坝区块含气页岩段厚度83~100米,在气田开发初期,主要是针对储层下部的最优页岩层实施一次井网开发,在纵向上动用的厚度在20~40米,平均采收率仅为13%。如何提高采收率并实现持续稳产上产,是页岩气开发的关键问题。

北美页岩油气立体开发技术取得良好成效

页岩气属于“人工造藏”,气层本身渗流能力很弱,本质上是要通过水力压裂构建地层中的三维流动体,压裂形成的复杂缝网是气体运移的主要通道。

页岩气立体开发是一种全新的开发模式,是针对多个油气储层“甜点”层段,通过空间立体布井的方式整体部署、有序开发,其技术意义就是通过部署立体井网,将有效压裂缝网由单井的局部尺度拓展到多井乃至整个气田开发的全局尺度,形成高效经济的开发体系,有效提高页岩气田储量动用程度,加速页岩气资源动用和提高投资效率,增加企业效益。

在北美,加拿大Encana能源公司最早提出立体开发模式(cube development)。随后,美国QEP资源公司提出“罐式开发”(Tank-style completions),西方石油公司称之为“优序开发”(Optimized sequenced developments),其本质上都是立体开发。针对页岩层段厚度较大、单层水平井网难以充分动用页岩储层导致整体采收率低的问题,对页岩储层实施立体开发,合理规划部署实施多层系立体井网,对提高气田资源动用率和采出程度是非常必要的。

北美率先开展页岩油气立体开发,推动页岩油气产量持续攀升,美国在2017年和2020年先后成为天然气和原油净出口国,实现了能源独立,深刻改变了世界能源格局。采用立体开发技术的页岩油气区带主要包括巴肯、伊格尔福特、沃尔夫坎普、斯普拉贝里、奈厄布拉勒和伍德福德等区带,其中巴肯、伊格尔福特和沃尔夫坎普区带立体开发最为成熟,均以联合开发模式为主,单平台分2~5层实施16~65口井。

北美的页岩气立体开发常与超级井场技术融合,由于施工作业规模巨大,被称为开发方式中的“猛犸象”。这种规模开发方式的优势主要体现在:通过一次布井、一次完井,立体压裂,充分利用人工能量,尽可能实现纵向向储量资源全动用,提高采收率;通过提高土地利用率、工厂化作业,集约化地面集输模式,实现全流程降本。但该开发方式也存在技术劣势:缺乏灵活性,为了降低井间干扰、提高储量动用程度,通常同平台上多口井工厂化作业后同时投产,使同平台有的井投产滞后,影响当期现金流;一旦气井的初始产量低于预期,平台式钻井或被放弃,有造成巨大经济损失的风险。

中国石化涪陵页岩气田立体开发取得突破

我国页岩气的立体开发尚处在起步阶段。与北美“多套多层”页岩的立体开发不同,我国海相页岩气地质年代老、埋深大、构造复杂,开发层系为一套无明显隔层的页岩,立体开发呈现“单套多层”特征,分层开发难度较大。如何在一套无隔层的单一页岩层系中实施立体开发提高采收率,没有现成的技术经验可以借鉴,这也对我国页岩气立体开发提出了更高的技术经济指标和要求。如何发挥国内技术优势,兼顾工程作业效率和开发效益,提高页岩气储量动

用程度及采收率,是实现涪陵页岩气田高效开发的关键问题。

涪陵页岩气田立体开发主要面临四大难题:一是单套多层页岩具有非均质性,资源精细评价难度大;二是单套多层页岩压后缝网具有复杂性,精细表征和储量动用评价难度大;三是单套多层页岩剩余气分布具有多样性,单一井网实现高效开发难度大;四是立体开发面临平台井数更多、水平段更长、井网更密集的现状,剩余气分布更为复杂,优快钻井与精准改造面临系列难题。

2017年以来,中国石化按照“单井评价+井组试验—整体部署—滚动增产”的思路有序推

均为50%,从而导致储量动用程度低,开发效果不理想。为提高气藏采收率,最大程度动用储量,中国石油开展资源潜力立体开发评价和技术对策研究,在原井网基础上部署3口调整井,测试产量和估算最终可采量大幅提升,进一步证实了页岩气立体开发的可行性。

立体开发页岩气的启示

通过艰苦探索、自主攻关,中国石化建立了以页岩气地模数模一体化储量动用评价、复杂缝网高效体积压裂、复杂山地条件下立体开发新模式等技术为核心的页岩气立体开发技术系

涪陵页岩气田立体开发核心技术

核心技术1

空间剩余气精准评价系列技术

微地震、动态监测、数值模拟等多种技术相结合,开展储量动用状况和空间剩余气分布评价研究。

核心技术2

立体开发防碰绕障钻井技术

针对立体开发区井网空间关系复杂、邻井众多的情况,利用三维可视化综合地质导向技术、智能防碰平台,全力开展钻井智能化防碰绕障工作,让钻头在密集的井网中精准行进。

核心技术3

立体开发新老井协同受效压裂系列技术

采用“合理布簇+暂堵转向”主体工艺,利用一体化测试技术,在实时跟踪邻井压力变化、控制邻井干扰的情况下,充分提高压力,加大排量,让新井、老井同时提高地下裂缝复杂程度。

核心技术4

立体开发区压裂缝网压后取芯系列技术

在立体开发密集区部署压后取芯井,利用先进的精细控压钻井、高效页岩钻井取芯、数字CT扫描成像等系列技术,确保取芯收获率,实时监测地层压后缝网和压力变化情况,准确获取目的层段物性、含气性等地质参数,深化立体开发后期剩余气研究。

进涪陵页岩气田立体开发:首先通过开展单井评价先导试验摸索立体井网模式和调整潜力,进而根据不同区块开展井组先导试验进一步评价立体开发技术对策。通过坚持不懈积极探索与攻关,建立了国内首个页岩气立体开发模式,形成了立体开发配套工程工艺技术,高效推进涪陵页岩气田产能建设。目前,涪陵页岩气田焦石坝两层立体开发井已全部投入生产,开发效果超方案预期,采收率将提高近1倍,实现了“焦石坝上再建焦石坝”;两层立体开发调整井日产量接近1000万立方米,占中国石化页岩气产量的1/3。

中国石化在两层立体开发取得良好效果的基础上,进一步推进三层立体开发调整,利用拥有自主知识产权的页岩气建模数模一体化技术和剩余气精细刻画技术成功指导三层立体开发差异化部署,实现焦石坝上部、中部和下部气层同时动用,采收率可进一步提高。

同时,借鉴焦石坝区块立体开发经验,涪陵页岩气田江东、白马、东胜—平桥西等复杂区块先后开展页岩气立体开发评价与井组试验,持续扩大立体开发战果。其中东胜—平桥西探明地质储量1918亿立方米,具有埋藏浅、构造复杂的特点,是国内首个探明且投入商业开发的规模常压页岩气区,其按照“整体部署、分步实施、少井高产、长期稳产”的思路推进立体开发产能建设,开展超长水平井等技术攻关,取得良好成效。

近年来,中国石油在威远区块威202井区开展了立体开发探索,威远区块开发初期页岩气井水平段长度1500米,水平井靶体钻遇率平

列,积累了页岩气田快速高效实现储量整体动用的宝贵经验,并展示出良好的应用前景,为页岩气高效开发提供了启示:

第一,树立页岩气田立体开发的理念。与常规天然气相比,页岩气田建设成本高,气井初期产量高但递减快,低压阶段生产时间长,产量比常规天然气衰减快,成本回收周期长,因此初期规模开发投资巨大,难以一次性实现密集布井及管网建设。页岩气田实行立体开发,要以认识储层为前提,统筹分析,对整个页岩气田建设的规模和进度做好充分规划。

第二,高效的组织管理是立体开发的重要组成部分。高效管理的立体开发才是完整的立体开发。北美非常规油气工厂化开发经验表明,高效的组织管理对降低成本、提高效益的意义并不亚于优化技术方案。为降低钻井完井和压裂成本,提高气田整体经济效益,必须将地质、工程、开发在工作程序上变前后接力为互相渗透,建立多学科多部门、及时更新的互通和共享机制,寻求页岩气田的最佳运行模式。

第三,深化立体开发认识,开展动态优化。随着页岩气开发不断深入,勘探开发对象也逐渐向难度更大的深层页岩气和常压页岩气转移,针对不同类型页岩气田、不同生产阶段的不同挑战,必须有针对性地优化立体开发方案的主要内容和各种工程系统的主要应用。立体开发既要覆盖页岩气田的全生命周期,又要应用于具体单井的地质、钻井、完井和增产设计,是一个不断优化、具有弹性的实用性理念。

(作者单位:中国石化石油勘探开发研究院)