

存量何以低成本变增量

——中国石油长庆油田页岩油新老井协同挖潜调查

■赵津莹 张天宇 郭雯

9月12日,中国石油长庆油田阳平6井的日产油量达到4.7吨。而一年前,这口已生产10余年的老井,日产量还只有2.8吨。为配合附近新井压裂,它还曾主动停井38天,少产油105.1吨。

“在页岩油老区开发的传统观念里,这是一笔不折不扣的‘负账’。”长庆油田勘探开发研究院页岩油研究所技术人员黄天镜说。但这笔账,在复产后被改写——阳平6井日产油最高升至11.6吨,截至9月12日,累计增油1042.5吨,扣除停井损失,净增937.4吨。

相似的变化也发生在阳平7井。停井110天,少产油186.7吨;恢复后日产油最高由1.7吨升至6.7吨,累计净增油670吨。

两口老井借着附近新井投产的“东风”,多产出超1600吨油——相当于一口高产井大半年的产量。

“新井达标投产在意料之中,老井跟着‘搭车增产’,才是我们更关注的。”黄天镜说。截至目前,新老井一体化模式已在长庆油田页岩油老区12个平台落地,涉及新井21口、老井26口。协同作用期内,在几乎不增加边际投入的情况下,老井净增产量达4000吨。

长庆油田勘探开发研究院页岩油开发高级专家安小平说:“本质上,这是用新井的‘势’,带活了老井的‘量’,走出了一条页岩油老区存量变低成本增量的新路。”

■ 重识油藏:老井标定剩余储量

长庆油田页岩油规模开发初期,受地质认识和工程条件所限,部分区域水平井井距被拉大到600米至1000米。如今,随

着对地下认识不断深入,技术人员有了更加清晰的认识——实际裂缝扩展范围,并没有早期预计的那么大。

“压裂就像在地下撑开裂缝网,能‘够到’的范围有限。过去井距大,两口井之间很大一片油层没被动用。”黄天镜指着早期的井位部署图说,“现在优化井距,缩减到300米至350米,让相邻两口井压开的裂缝刚好接上,把中间‘漏掉’的储量重新圈进来。”

西233区就是一个典型。重新梳理井网和剩余储量后,仅平面井间,就“藏着”8.6平方公里327万吨剩余储量,面积相当于1200个标准足球场。

老井多年的生产动态资料,也成为判断储量动用程度、分析井间响应的重要参考。“老井不是包袱,是‘路标’。它开发十几年留下的每一条曲线,都在告诉我们地下哪里还有油。”在华H92平台的老井动态分析会上,黄天镜指着阳平6井的返排曲线说。

筛选也因此有了条件。生产时间较长、仍有稳定产量,动用程度与地震预测存在差异的老井,更容易进入下一步研究范围。华H92平台就是这样被重新部署的。在阳平6井、阳平7井等老井控制区域附近,华H92平台新部署了6口页岩油水平井。“地面上,它们分属不同井场;地下,却共同指向过去没有充分动用的储量空间。”黄天镜说。

过去井间的空当,如今成为新的建产阵地。

■ 重算效益:协同摊薄增量成本

华H92平台新部署的水平井投产后,初期单井日产油达11吨以上。截至9月12日,华H92-3井日产油达11.1吨、累计



图为中国石油长庆油田华H92平台。唐瑜/摄

产油达到2368吨。华H92-4井日产油达10.9吨,累计产油达到3106吨。

长庆油田页岩油开发分公司地质工艺研究中心主任王骁睿指着屏幕上的井组示意图说:“我们现在评价效果,不能只看一口新井,要看整个井组最后多采出了多少油。”

更值得算是另外一笔账。

在阳平6井、阳平7井增产过程中,没有实施补孔、复压、转注等常规增产措施。华H92平台6口新井单井投资与同期同类水平井投资基本相当。

“低成本就低在这里。”黄天镜解释道,“新井本来就要建,老井没有再上一套大的增产措施。过去算单井账,这笔投资只对应新井的产量;现在算井组账,同样的投资总量,额外撬动了老井的存量产量,整体摊薄了吨油增量成本。”

新井压裂,就像在地下“造缝扩容”,会消耗大量能量;而两口老井提前关井焖井,就像给地下“蓄水蓄能”,让压力场重新平衡。等能量置换完成,老井再开井,就能借助新井带来的压力变化,把以前采不出的油“顶”出来。

黄天镜打了个比方:“新井怎么压、老井什么时候开关,被放到一个井组里统筹

考虑,像下一盘棋,步步都要算准。”

过去,为尽量降低施工对老井的影响,新井部署往往更多寻找相对独立的剩余空间。如今,随着地下认识越来越清楚,技术人员开始敢于向老井之间过去“不敢碰、看不清”的储量空间要产量。

■ 重划边界:井距并非越近越好

华H92平台只是一个切面。把视野从井间拉开,剩余油远不只一种形态。

在西233等页岩油老区,剩余储量像散落的珍珠,分布在平台之间、纵向层间、压裂段间和区块边部。以西233区为例,梳理出的各类剩余储量区域面积达152.8平方公里,涉及储量5566万吨——相当于一个中型油田的探明储量规模。

剩余油在哪里,开发方式就跟到哪里。

“常规水平井是‘直来直去’,但遇到这种狭窄弯曲的储层,就得‘拐个弯’。”陇东油气开发分公司页岩油产能建设项目组主任冷先刚指着华H192-4井的弧形井轨迹说,“这口井完钻水平段1096米,油层钻遇率达到88.4%,地下‘穿针引线’为老井之间那些以前够不着的剩余油找到了新出路。”



图为中国石油长庆油田页岩油物联网云平台。唐瑜/摄

效益涨了、碳排放降了、储量活了,吉林油田新立采油厂把“双碳”干成“双赢”——

“零碳”风起 以“绿”破局

■王汐 刘晓娣 许盛洁

9月4日5时,晨光熹微,野鸭振翅的声响打破了吉林查干湖景区大玉儿湿地的宁静。湿地旁的值班室内,中国石油吉林油田新立采油厂Ⅲ区块16号平台的班组员工马天池已坐在电脑前,检查井场监控画面。这只掌握了20年扳手、布满老茧的手,如今点起鼠标来也稳健利落。

今年50岁的马天池,迎来了职业生涯的“新高度”——工作环境变好了,收入涨了,还学会了操作电脑。这变化,源于Ⅲ区块的一场“零碳革命”。

2024年11月,吉林油田新立采油厂Ⅲ区块获“零碳工厂”标准试点称号,成为中国石油首个“零碳工厂”。“零碳”,给老油田带来了什么?

■ “零碳革命”,为啥非革不可?

16号平台门口悬挂着Ⅲ区块“零碳工厂”标准试点的牌匾。“这意味着通过源头减排和碳抵消协同推进,区域内温室气体已实现净排放动态归零。”新立采油厂厂长张成明说,“我们算的不是‘零碳’时账,而是油田生存账。”

这本生存账,要从2021年说起。彼时,吉林油田勘探开发逾一个甲子,资源禀赋差,老旧设施繁多、员工基数庞大、成本刚性强,长期在亏损边缘挣扎。

压力主要来自三个方面。

能耗高,电费多。油田生产中,电和热是核心能耗。转型前,Ⅲ区块年用电量高达862万千瓦时,电费一度占到运营成本的30%,是最大的刚性支出。“井一开,电表就飞转。”新立采油厂财务资产部薛添文这样形容。

单井产量低,人均效能更低。新立采油厂单井平均日产量不足0.6吨,Ⅲ区块管

理178口井,共有员工16人。“人不少、井不少,但就是产量上不去、成本下不来。”新立采油厂地质所所长单立东一语道破老油田的处境。

安全环保压力大。Ⅲ区块大部分的井和管线都分布在查干湖湿地和周边水稻田下方。“有人总结过,我们这里是‘水上漂’——管线漂在湿地上,油水漂在管线上。”新立采油厂地面所所长李怀谷说,“油田开发到后期,采出液含水量超过95%,管线内外腐蚀风险极高。若管线穿孔,原油和含油污水有可能污染稻田和湿地。”

2020年,随着“双碳”战略加速推进,守在查干湖畔的吉林油田站在了发展的十字路口。

一边是成本高企、产量递减的生存困局,一边是绿色低碳、能源转型的时代大潮。“老路已经走不通了。‘零碳’转型是我们的背水一战,没有退路,只能向前。”吉林油田新能源事业部一级专家李涛说。2022年,吉林油田拿出条件相对成熟的新立Ⅲ区块,决心在“零碳”转型上闯出一条路。

■ “零碳”概念,如何落地?

Ⅲ区块现在仅有5位现场管理员,主要负责监控井场、设备维修等工作。从16人到5人,人数少了,Ⅲ区块的年产量却提升了9.1%。

集约化重构了Ⅲ区块的生产布局,也为“零碳”改造搭起了底座。4座标准化生产平台,将原本散落湿地各处的178口油水井集中管理,占地面积仅为8.1万平方米,比常规建产模式占地面积减少80%,区块管线总长缩减80%。“这不是简单的减法,而是生产流程的重塑。”新立采油厂第二采油作业区经理韩冰说。

井集中了、管线短了、人员少了,新能源的统一配套和管理才有施展空间。围绕



图为吉林油田新立Ⅲ区块“零碳工厂”生产现场。

“零碳革命”的两翼——降能耗、发绿电,吉林油田全面进行“零碳”改造。

降能耗,向设备要效益。抽油机是油田生产的耗能“大户”。在现场可以看到,Ⅲ区块的抽油机造型独特——一种是吉林油田自主研发的液压直驱型抽油机,不仅占地面积小,还比传统抽油机省电25%。另一种是双驴头抽油机,结构更优化,效率也更高。

热力系统的节能同样关键。过去,区块依赖联合站统一供热,沿途损耗大。现在,各平台根据热负荷需求,就地配置井筒取热、光热、电加热等分散热源,化“长途输送”为“端点加热”。以2号平台为例,井筒取热在满足平台生产用热的同时,还能覆盖冬季生活采暖。“设备换了,能耗就降了,这是最直接的效益。”马天池笑着说。

发绿电,向多能互补要“零碳”。针对传统抽油机依赖燃煤网电等问题,4座平台配套光伏、大小风机等构建起新能源供



图为吉林油田新立“零碳工厂”生产现场。

给体系,以清洁绿电替代高碳网电,年节约电费超400万元;供热环节则利用废弃井筒从地下取热,搭配光热设备等实现热源替代,省下的天然气直接销售。

整套“零碳”逻辑依靠“计算抵销”方式核算全年能源总账,账面实现100%绿电供给,达成概念层面的近零排放。如今,示范区年碳排放量已由4年前的8000多吨降到了现在的零。

■ “零碳”改造,改出了什么?

张成明说,在推进“零碳”建设的4年间,Ⅲ区块在降低运营费用的同时,新增动用地质储量39.3万吨,其中增加SEC储量5.8万吨。“集约化建设盘活了地面空间,地下储量控制范围成倍增加,此前难以动用的地质储量也随之被激活,大边际储量实现了效益开发。”张成明介绍,“这为后续同类油藏的开发积累了宝贵经验。”

在吉林油田新能源事业部经理马晓红看来,Ⅲ区块更重要的价值,在于它具有“试错者”的身份。很多关键技术、边界条件和适用范围,都是在新立Ⅲ区块最先摸索出来的——液压抽油机能省多少电?井筒取热适用于什么条件?

技术定型后,新北站接过了“验证者”

的角色。借鉴Ⅲ区块探索出的“零碳工厂”源荷互补支撑性技术,这座48岁的老站推进实施新北智能微电网示范项目建设,通过创新构建“源网荷储”一体化运行模式,入选国家首批新型电力系统建设能力提升试点。7月24日,该项目彻底摆脱对传统电网的依赖,正式进入“孤网”运行模式,这也标志着我国油气行业“能源孤岛”技术实现了从“0到1”的突破。

红岗采油则将Ⅲ区块验证的技术、新北站验证的模式,放在一个采油厂的尺度上重新整合,形成了覆盖全流程的“红岗模式”。“新北是站内循环,红岗是采油厂循环。从站到厂,规模不同,复杂程度不同,但底层逻辑一脉相承。”红岗采油厂地面所副所长陶硕说。今年年初,该模式入选国家能源局2025年油气勘探开发十大标志性成果。

从一个区块到一座站,再到一个采油厂,吉林油田“零碳”转型的路径层层递进、次第铺开。如今,集约化建产、数字化智能化转型与新能源融合的“一体两翼”模式已成为吉林油田新建产能的标配。“下一步,我们将探索AI+新型电力系统,算好未来的‘发展账’。”马晓红说。

“从Ⅲ区到新北站再到红岗,我们走通了一条不敢想的路。”张成明自豪地说,“它证明,老油田搞绿色转型,带来的是成本降了,碳排放减了,产能提了。这才是‘零碳’这两个字最实在的地方。”