

勘探开发研究院强化理论技术创新,形成低成本开发技术

“智囊团”为效益开发贡献妙计

历经半个多世纪,胜利油田开发进入特高含水阶段后,剩余油呈现普遍分布、局部富集的特点,油田综合含水高达93%以上,如何经济有效地把地下原油开采出来,成为开发工作者迫在眉睫的任务。作为油气勘探开发的“智囊团”,勘探开发研究院科研人员通过连续强化攻关研究,创新形成了低成本开发技术,有力的支撑油田效益开发。

本报记者 邵芳
通讯员 贾玉涛 代俭科

十几吨水换一吨油

当前,我国80%的原油产量来自注水开发,水驱涉及地质储量约100多亿吨。采收率若提高1个百分点,可采储量就增加近1亿吨。可见,油田实现效益开发、基业长青,“注水”是关键。

在胜利油田,水驱一直是主导开发方式,即便是进入特高含水期,依靠水驱开发采出的原油仍达到1600多万吨,占到油田年产量约70%以上。

“约19吨水才能置换出1吨油。”勘探开发研究院整装油田开发研究室主任黄迎松粗略的估算。据了解,胜利油田水驱油藏主要分布在胜坨、孤东、孤岛、埕东等4个整装油田,以及东辛、现河、临盘等断块油田,水驱开发动用地质储量27.9亿吨,是油田开发的主体。

“整装油藏的综合含水已经达到95%以上,这就意味着采出100方液量,只有5方是油。断块油藏虽然综合含水比整装油藏低,但是也达到93%,约注入14吨水才能采出1吨油。”黄迎松这样描述特高含水后期水驱开发的现状。

成本高,耗水高是特高含水期水驱开发的难题。注入水以及生产出的液量处理都需要大量资金投入。以胜坨油田为例,含水在95%的时候,吨油成本为836元;如果含水上升到98%,吨油成本将会超过2000元。

面对效益稳产的艰巨任务、经营创效的严峻形势,只有从根本解决这些问题,水驱开发才能实现效益发展,才能为油田高质量发展提供有力支撑。

水到哪里去了

胜利油田油藏以陆相沉积储层为主,储层非均质性严重,加之

长期注水开发,水流冲刷造成微粒运移、出砂等,久而久之就会在地下形成高耗水条带,使注入水大部分顺着通道流走了,水驱效率越来越低。这也是注入与采出的比例为何不均衡的主要原因。

以孤东七区西块为例,极端耗水区仅占储层的15%,耗水量却占到了87.8%;而对于油藏的其他区域,耗水量仅占到12.2%。这就导致油藏整体水驱效果变差。

“随着注水开发的不断深入,油水关系变得更为复杂,剩余油分布更加零散,特别是特高含水期,油藏的非均质和注采的不均衡,使局部区域变为极端耗水层带。”黄迎松说,“注入的水大都沿着这个层带流走了,其他潜力区域注入水很难波及到。”

近年来,科研人员通过理论研究与矿场实践表明,特高含水开发后期识别、描述、调控高耗水层带是注水效益开发的关键。

事实上,特高含水期水油比急剧上升,局部发育的高耗水层带影响了特高含水期油藏的整体开发效果,15%的区域消耗了近90%的注入水,导致油藏注水低效、耗水剧增,成本大幅攀升,动力费占运行成本70%—80%。

指挥“水军”创效

“十二五”以来,科研人员便已经对国家重大科技专项“胜利油田特高含水期提高采收率技术”开展攻关,着力解决制约注水开发的突出问题,进一步提高水驱开发效率。

在精细地质研究的基础上,科研人员攻关形成水驱提高采收率技术系列。针对整装油田,科研人员深化了特高含水后期水驱油机理认识,形成了流场调整技术,改变液流方向,把储层原来不通的“路”开通,“指挥”水能到原来波及不到的地方。

考虑到开发效益以及油田“老龄化”的问题,科研人员不动“大手术”,充分利用老井进行调整,形成低成本开发技术。

埕东油田东区曾是胜利油区高速高效开发的典范,后来由于油藏水油比高,极端耗水层规模发育,面临无效益生产,处于近废弃状态的困境。通过卡封极端耗水层,实施变流线调整,单元产油量从每天3.1吨增加到11.2吨,综合含水下降0.5个百分点,实现了效益开发。

目前,该技术已在整装油藏11个单元推广应用,覆盖地质储量7801万吨,增加可采储量101万吨,提高采收率1.3个百分点。

“针对断块油藏,采用分类治之的对策。”勘探开发研究院断块油田开发研究室副主任刘维霞说,所谓分类治之,首先是对于含油面积大于0.5平方千米的断块油藏,其具备不规则的注采井网,采用类似流场调整的分区调控技术,实现复杂断块均衡开发。目前,分区调控技术已在油田20个单元推广实施,覆盖地质储量6900万吨,增加可采储量125万吨。

另外,则是对于单块含油面积小于0.5平方千米的极复杂断块,因其没有完整的注采井网,创新形成了注采耦合开发技术。

对于注采耦合开发技术,刘维霞解释,简单地理解为“注时不采,采时不注”通过交替注采,配套分层注采工艺技术,来合理补充地层能量,大幅度提高水驱波及范围,实现小断块经济有效开发。

以东辛油田辛11斜190断块为例,实施注采耦合开发后,初期单井日产量从3.2吨上升到6.5吨,综合含水从96.8%下降到89.4%,取得显著成效。目前,注采耦合技术在油田已推广实施31个单元,覆盖地质储量2450万吨,增加可采储量40万吨。

纯梁采油厂:

勘探“禁区”成创效高地

今年以来,胜利油田纯梁采油厂积极转变开发观念,运用新思想、新技术、新工艺,进行油藏成藏规律的精细研究,全力寻找油藏的蛛丝马迹。时隔8年,博兴洼陷南坡地质勘探与滚动勘探再获新突破,获得233万吨可动储量,新建产能4.48万吨,百万吨产能投资仅为48亿元。

本报记者 邵芳 通讯员 王蕊仙 姜全平

思路一变天地宽

历经40多年的勘探开发,纯梁采油厂进入勘探开发的中后期,剩下的都是难啃的硬骨头,博兴洼陷就是其中的代表,甚至被勘探人员称为勘探“禁区”。

“之所称之为‘禁区’,是因为它构造复杂、油气相对贫瘠,成藏条件苛刻,地震资料品质差,以往多口探井失利。”纯梁厂厂长王志杰说,今年以来,广大科研人员立足突破勘探禁区先突破思维禁区,

将勘探观念由“注重发现的地质勘探”向“注重效益的商业勘探”转变,由成熟类型、成熟领域、成熟层系的“三成熟”思维向新类型、新区带、新层系的“三新”思维转变,勘探方向向加强物探新技术运用、注重前期目标研究以及突出落实圈闭勘探方向转变。

思路一变天地宽。技术人员对油藏重新认识后发现,博兴洼陷南坡地区虽然成藏条件苛刻,但是该地区油藏类型多,平面上勘探面积广,纵向上含油层系多,油藏埋藏浅,储层物性好,部分井单井产能高,勘探潜力较大,为下步勘探开发提供了重要的认识依据。

新技术助推新发展

在新认识的指导下,技术人员综合运用物探新技术开展精细构造、储层描述和油气运移与聚集等研究。在精细刻画断裂系统方面,采用断层增强、蚂蚁体追踪、地震相干等技术,开展了精细构造解释;在储层描述方面,采用地震拓频、地震分频、测井约束反演等技术,精确描述储层展布,全力提升储层预测精度;在油气运移与聚集研究方面,他们查阅了该地区每口井的测井录井资料,成功发现了一条控制油气运移的走滑断层,金32井、金32-1井在孔店组的油气发现,恰好验证了博兴洼陷南坡孔店组成藏的判断。

在新理论、新技术的

指引下,探井金斜326井,滚动井金326-1井钻探均获成功,投产日后油均稳定在5吨左右。金325井在新层系发现油层,试油日产原油1.5吨。同时,本地区已经完成新区产能规划,共部署井位4口。

技术人员趁热打铁,成立了博兴洼陷南坡滚动勘探项目组,围绕博兴洼陷南坡附近的正理庄油田周边,对重点区块的构造、储层展布规律、成藏规律等进行精细预测。

“我们优选出了多个‘小而肥’的潜力区块,目前已部署滚动油评井5口、新区产能井10口、老区零散井10口。”纯梁厂承包该区块的油气勘探首席专家陈炳申介绍说。

截至9月底,纯梁厂在博兴洼陷南坡及附近的正理庄油田周边由8口新井投产,初期平均单井日油9.3吨。其中,高26-斜21井自喷产油稳定在20吨,已稳定生产160天,且仍在高水平运行;正南14-斜26井日油稳定在10吨,已稳定生产180天。预计正理庄沙二段新增含油面积1.53平方千米,石油地质储量140万吨,可新建产能1.5万吨。

新工艺突破大难题

该厂还突出勘探开发一体化融合,强化技术适应性和经济可行性综合评价,针对博兴洼陷南坡油藏埋藏浅、易出砂、原油凝固点高、粘度高等技术难点,成立攻关小组,加大前沿新工艺的运用,攻克油稠、出砂等瓶颈难题。

针对金32-1井常规防砂效果差的技术难题,他们创新采用压裂与防砂相结合的开发工艺。成功实施后,金32-1井获得初期日油10吨的好成绩,目前仍维持在日油7.5吨的高水平。

针对稠油热采效果差的技术难题,他们加大稠油注采一体化管柱推广应用力度,全程伴注氮气提高地层能量降低热损失,提高稠油开发效果。该工艺共应用3井次,平均单井产能提高25%,增产效果显著。



强化措施创效

今年以来,胜利油田河口采油厂立足做大增量,持续强化措施投入,特别是围绕高产高效井上做文章。9月份,该厂通过措施精细分析研究,并结合经济效益评价实施的30口措施井,实现日增效益油150吨。下一步,该厂将抓住原油生产的黄金季节,加快生产运行节奏、加大自营工作力度、深化挖潜措施摸排、净化油区生产环境,管理“五到位”等有效举措,保持油气产量良好势头。

本报记者 邵芳 通讯员 吴木水 吴燕 摄影报道