

确保“十四五”开好局 以优异成绩庆祝建党100周年

河南油田打破固有认识 提前完成全年储量任务

本报讯 记者常换芳报道:近日,河南油田新增探明储量333万吨、控制储量506万吨、预测储量701万吨,提前完成全年储量任务,为“十四五”开好局奠定了坚实基础。

针对各探区不同问题,该油田打破固有认识,把勘探对象转移到高勘探程度区新层系、低勘探程度区新区带、储量空白区和勘探沉寂区,加强勘探与开发在部署设计、信息共享、效益评价等方面的精细合作,全力寻求新突破。

科研人员重新研究分析老资料,攻关形成“五精细”勘探方法,致密砂岩油气层识别与改造技术、复杂小断块识别评价技术,在泌阳凹陷新增控制储量506万吨,在春光探区多口井钻遇油层或试获工业油气流,在南阳凹陷魏岗地区新增探明储量142万吨。

江汉油田推进高质量勘探 新增探明储量超年度计划

本报讯 近日,江汉油田年度探明储量通过自然资源部审查。该油田在潭口、黄场、广北、八面河等4个油田7个井区共新增探明储量217万吨,完成年度计划的108%。

今年以来,面对老区探明程度高、新发现圈闭小、储量区块碎、油藏类型复杂等诸多困难,江汉油田坚持精细勘探理念,深化地质基础研究,加强勘探属地化管理,推进勘探开发、地质工程、滚动建、部署实施“四个一体化”,推进老区高质量勘探,在潭口油田潭斜761区块落实3个圈闭,在黄场油田黄22斜-11井区发现潜四上段油藏,在广北油田落实了广斜211、广斜77等岩性圈闭群,在八面河油田落实了面14区、面孔斜9井区油藏,超额完成200万石油吨探明储量任务。(张会川 李应芳)

西南油气川西老区中浅层新井体积压裂改造效果好

本报讯 近日,西南油气新沙24-15HF井应用“大规模+大排量+变黏压裂液”体积压裂改造工艺后,日产气6.5万立方米,证实新工艺可有效挖掘川西老区中浅层潜力。

该井是新场气田上沙溪庙组气藏一口加密调整井,实钻水平段超580米,采用新的压裂改造工艺,增强了裂缝复杂性,扩大了储层泄流面积及改造体积。

新场沙溪庙组气藏已开发30年,储量规模动用难度大。近年来,西南油气持续攻关,开展气藏精细描述,利用新工艺挖掘开发潜力,解决了有利储层识别难度大、储量动用程度和采收率低等问题。(周锋)

石油物探技术研究院 中标两个物理模拟项目

本报讯 近日,石油物探技术研究院成功中标中海石油(中国)有限公司两个物理模拟项目,分别是天津分公司“针对中深层及潜山成像的地震物理模拟研究”和北京研究中心“基于物理模拟的复杂地质因素地震响应机理模拟实验”项目,合同总金额600万元。(刘卫华 汪忠德)

石油工程技术研究院 高标准促技术可持续发展

本报讯 标准化能力是企业核心竞争力之一。截至目前,石油工程技术研究院结合核心技术与特色技术,累计制定国家标准5项、行业标准43项,有力支撑石油勘探开发技术可持续发展。

近年来,工程院建立健全标准化工作机制,已与全国钻采设备标委会,以及能源行业页岩气标委会、页岩油标委会、地热能标委会等标准化技术委员会建立常态化联系,覆盖全院全部相关专业,共有21位专家在16个标准化委员会担任委员、专家。今年以来,该院共征集国家、行业、一级企标及团体标准立项意向46个,已有两项标准通过国家能源局立项评审,6项标准通过相关标委会立项答辩。(张玉荣 张亢)

油田企业节能监测机构 开展实验室能力比对活动

本报讯 近日,中国石化油田企业节能监测机构实验室能力比对活动在胜利油田东辛采油厂成功举办。此次活动由胜利油田能源监测站承办。江汉油田环境与节能监测站、中原油田节能监测站等5家油田企业节能监测机构参加了此次能力比对,对比内容包括现场操作规范性、测试数据处理准确度等。其中,胜利油田能源监测站检测组在测试方案科学性、仪器设备配备完整性、现场操作熟练规范性、测试数据准确性等方面表现优异。(程晓君)

“撙荒”六年后 油田迎丰收

西北油田于奇区块停产6年后,于今年7月重新投产,目前6口复产井日产油250多吨,累计产油近3万吨,生产成本大幅下降

□孙桓许强曹俊

深秋时节,西北油田于奇区块迎来大丰收:目前区块6口井日产油257吨,自今年7月重新投产以来,区块已累计产油近3万吨。

今年6月,在西北油田千万吨产能建设向塔河老区要产量时,油田工程技术研究院“上产服务队”的技术人员把目光投向了于奇区块。

该区块储量大、动用程度低,陆续打了39口井,其中建产16口。同时,该区块原油黏度高、流动性差,在地面呈渣状,为高密度高凝重质稠油,采出程度仅为1.24%。此前,受长期低油价影响,区块全部关停。

技术人员认真分析区块情况,引入多项工程新技术,对不同工程难题量身定制技术方案,实现多点突破。目前,有3口井自喷生产,另外3口井转电泵生产,掺稀比由原来的5:1降为2:1,生产成本大幅下降。

然而,这一切,却是从争论开始的。

在争论中关停,又在争论中复产,于奇的贫瘠其实是观念的贫瘠

于奇区块于2008年建产,初期多数油井自喷生产,但一年后产量锐减,开发中遇到了地层能量下降较快、原油黏度大、掺稀量大、井距远、需车辆拉油等一系列难题。

对此,开发人员有过多次争论。有人认为问

题根源在于原油黏度,降低黏度就能解决问题;有人则认为,掺稀降黏作用有限,成本高、收效小。有人觉得开发成本高是因为单井流程并距远,应建设管网流程;有人反对,认为于奇区块能量弱,地下应该没有多少资源,再建设就是浪费。还有人怀疑,地下的超稠油超过了目前开发的技术极限,甚至有人怀疑已探明的储量是否真正落实,认为于奇是贫瘠区块。

饱受争议的于奇区块,在2014年冬季国际油价断崖式下降的寒风中关停了。直到今年夏天,国际油价回暖,于奇区块又具备了效益开发的条件。

与6年前相比,西北油田工程院的稠油降黏技术已从掺稀升级到了化学药剂解堵和地层减阻,地面冷采剂的功能也有了质的提升,在低成本掺稀、提高采收率方面有了更丰富的经验。更重要的是,技术人员强化地质工程一体化理念,从地质构造入手分析区块,纵贯16口建产井从完钻、完井到地面配套等采油全过程,在浩瀚的数据中挖出低产原因。

他们发现,于奇区块虽然整体地层能量弱,但有些井能量并不弱,其原因可能是“非强底水”地层,这与后期开发需要堵水的“强底水”区块相比,反而具有成本优势。经过分析,他们得出结论:于奇区块富油,可以复产,且经过6年关停,很可能开井即自喷。实际情况证实了这一结论,技术人员感慨:于奇的贫瘠实际上是观念的贫瘠、认识的贫瘠,以及一定程度上技术的贫瘠。



网电修井机扛起绿色节能高效重任

胜利油田油气井下作业中心东辛作业区持续推进柴油修井机改造,提高绿色节能设备使用率,目前超过一半的作业项目使用网电修井机施工,实现3人起下管柱作业,提高了作业效率、安全环保质量,降低了员工劳动强度。图为班组员工近日使用网电修井机进行提油管施工。

毕国平 苟秀峰 摄影报道

新工艺治愈“病秧子井”

□本报记者 戴莹

“我们对高难度井焦页187-1HF井实施‘泵注起泡剂+气举’组合工艺后,该井日产量从零提高到1.5万立方米,还减少两次气举作业、两次放喷排液,大幅降低施工费用。”近日,江汉油田涪陵页岩气公司采气工程管理部工程师薛正春说。

页岩气井井筒内水与气并存,采气时,气体携水一起采出。气井“年轻”时,气量足、压力大,可以顺利携液采气。随着开采时间延长,地层能量降低,产气量达不到最小携液流

量,井筒内积液就会不断增多,最终变成水淹井,无法正常采气。

“气井井筒在地下呈L形,积液严重的气井,尤其是水平段积液的‘病秧子井’,由于地层能量低,放喷不能有效复产,气举施工也无法作用至水平段,复产难度很大。”薛正春说。

为此,涪陵页岩气公司成立技术攻关团队,全面分析气井水平段积液情况,多举措排水。

攻关团队开展气井动态分析、工艺措施适应性研究,研发了“泵注起泡剂+气举”组合新工艺,通过水泥泵车将起泡剂注入井筒,再注入高压气体,

使积液与起泡剂充分混合,借助气流的搅动,生成大量低密度含气泡沫,降低积液重量,利用放喷或气举的方式排出积液,使气井顺利复产。

焦页61-3HF井水平段积液严重,产量降为零,经过3次放喷、两次气举均未能排出井筒积液,复产失败。技术人员注入75千克起泡剂后,一次实施气举作业复产成功,目前日产量达4万立方米。

今年以来,该公司优选13口水平段积液井应用新工艺复产,累计增产1300万立方米,平均单井减少气举施工两井次,单井降本增效达47万元。

精准医治呵护“新生井”健康成长

□单朝玉

河南油田采油二厂稠油油藏具有浅、薄、稠、松、散、小的先天不足,经过30多年开发,地下矛盾突出,剩余油分布认识困难,部署的新井投产后续往往收不到理想效果。

“这就需要地质技术人员像儿科大夫一样,把脉问诊,精准医治,让‘新生井’健康成长。”该厂地质研究所所长程都说。

今年以来,该厂从油藏、井筒、地面等方面分析新井低效原因,分类制定补孔、堵水、降黏等治理措施,前10个月累计分类治理22井次,日增产能30余吨,阶段增油1800吨以上。

精细评价潜力层,补孔增产

古4301井是古城油田泌125区一口采油井,由于能量不足,产能递减较快。

地质技术人员分析认为,H3V2~5多个小层虽解释为干层、水淹层,但该套层系在泌125主体区为油层,含油性、产能落实。他们对H3V2~5层细分小层后,发现个别小层含油性较好,补孔后日产油由1.9吨升至5.7吨。

今年以来,该厂精细评价潜力层,相继对古3804井、杨浅53-13井等11口低效新井实施补孔措施,日增产能14吨,阶段增油740多吨。

优化层系组合,堵水增产

古258井是泌123区一口完善调整井,投产后高液量、高含水。

地质技术人员分析认为,层间非均质性导致多层合采时层间干扰,H3IV组因长期注水能量较强,抑制了H3VI油组产能。

为缓解层间干扰,他们对含油小层进行细分组合,利用分层找堵水管柱将纵向含油小层分为多段。堵水

调层后,先生产H3VI1、3、4层,该井日产油由0.4吨增至4.8吨,含水率由98%降至48%。

今年以来,该厂优化层系组合,实施多油层新井释封、堵水、调层措施3井次,日增产能8吨,阶段增油710余吨。

探索应用新技术,稠油增效

古4511井是泌125区一口采油井,投产后注水未受效,能量低,维持低效生产。

泌125区H3V4、5层原油黏度略高,常规注水阻力大、波及范围小。技术人员今年9月对古4511井探索实施降黏冷采技术,日产油由1.8吨增至5.8吨。

今年以来,该厂针对22口不同类型低效新井,实施转方式、氮气抑水等治理措施,均收到较好效果,令新井发挥出了应有潜力。

一把钥匙开一把锁,一项技术结一个果,系统性难题靠技术配套解决

技术人员梳理分析10口停躺井后,确立了“掺稀复产+降黏增效+地层减阻”的技术思路,按照产能和能量筛选出YQ5-5井、YQ5井等6口潜力井,再分为三类,分别采取提采释放、降压开采和保压开采的技术措施。

第一批3口井复产,以YQ5井为单井流程中心,配套3台掺稀泵,恢复1台掺稀加热器,增加两台加热器保障卸油温度,现场吊装集成加药间,并采用大排量稠油电泵加尾管悬挂的方式提高掺稀效率,降低掺稀比。技术人员现场使用测试仪器,随时监测原油的密度、黏度等参数,及时调整生产参数。

于奇区块的稠油之稠业内罕见,被称为超稠油,开发中几乎无法避免堵塞。近两年,西北油田工程院在降黏药剂研制方面有了较大提升。10月4日,YQ5-4井油管出现两百多米凝管现象,技术人员使用自主研发的沥青分解剂,调配稀油,实现解堵。

于奇地区部分油藏流动性差,产量提升空间很大。为进一步上产,技术人员采用地层减阻技术,注入减阻剂焖井,降低地层流动阻力,提高井筒流动效率。

随着开发深入,地层能量下降的问题还会出现,技术人员已开始为未来注水注气准备方案,以及时补充地层能量。

老职工管理现场,技术人员轮流驻井,于奇模式成开发攻坚范例

组织上“厂院结合”,观念上“地质工程一体化”,以及技术上集成运用,这就是原油上产的“于奇模式”。

过去的开发项目,基本是由研究院做设计方案,然后委托承包商作业。虽然也有合同约定、条款约束,也有作业质量标准和考核,但人员的责任心和担当无法约束,因承包商现场作业不到位造成的技术失效问题时时有发生。

对此,西北油田采油厂组成了“于奇项目上产队”,选派清一色50岁以上的老职工组队进行现场管理。他们除了经验丰富、作风硬朗外,对于奇区块的历史也了如指掌。

今年58岁的徐锁就是上产队的一员,于奇区块的每一口井都有他洒下的汗水。他对很多井的井史如数家珍,甚至记得某一次作业遇到的问题。老职工的奉献精神感染着新职工,激励他们在艰苦的沙漠环境中不断攻克技术难题。

为保障技术落实,工程院技术人员轮流驻井。过去遇到问题,技术人员需赶赴现场指导,技术效果主要靠着报表。而现在,现场每一个变化都能迅速掌握,每一个问题都能及时解决。

油气经纬 Head Line

普光气田全力提升保供能力

□于建设 杨波

立方米。

细挖潜

11月1日,中原油田普光分公司工作人员对新清溪1井井口流程进行调试整改。该井复产后,将进一步提升气田今冬明春天然气保供能力。

自8月中旬开展打赢增储增产增效攻坚战行动以来,该公司瞄准普光气田“十四五”稳产目标,坚持勘探开发、地质工程一体化,加大滚动勘探与气藏评价力度,积极寻找新的接替目标区,加快投产复产步伐,一井一策精准创效。

找接替

11月1日,普陆页1井完成大型压裂施工,进入试气求产阶段。两个月前,普陆4井放喷求产,测试日产气量超20万立方米,揭示普光陆相气藏具有较大的资源潜力,将成为资源接替新阵地。

“今年,普光气田海相勘探取得商业发现,陆相勘探也展现大场面、取得新进展。”普光分公司开发管理部经理李涛说,“我们紧跟勘探成果,深化气藏精细描述,加快新资源层系评价,建成新产能,实现新接替。”

针对老君构造带礁滩相取得的商业发现,该公司利用老君1井、老君4井、老君701-3井加快储量动用,预计动用储量60亿立方米,新建年产能3.96亿立方米。

针对茅口组岩溶气取得的商业发现,他们部署了杨柳1井和宣汉1井。杨柳1井突破后,落实圈闭资源量1100亿立方米。他们按照“探规模、拓场面、老井台提效、水平井提产”的思路,又部署了清溪2平1井、分4井。目前,清溪2平1井已获较好显示。

普陆3井致密砂岩勘探取得突破后,该公司相继部署了普陆4、5、6井。普陆4井试气成功,证实陆相气藏具备“井工厂”建产的地质条件。普陆页1井气测显示很好,表明页岩气藏具备建产条件。

截至目前,该公司共评价7个有利目标区,落实可动用储量约215亿

立方米。

“目前,普光主体已有24口井进入产量递减阶段,递减率在12.9%~48%,预测年递减率为14.48%,6口井因水淹停产。”李涛说,要实现稳产必须加快新井投产、治理水淹井。

他们评价剩余气及未动用储量,针对动用程度低的飞三段、长兴组,以及飞一、二段局部动用程度低的区域,实施分层系调整挖潜,部署了4口调整井和1口评价井。

“评价井M505-1井无法投产,技术人员采用‘深穿透射孔+酸浸+定期大压差放喷+定参数间开’的组合措施,使其于9月15日成功投产,日产气量达50万立方米。”普光分公司采气厂首席专家梁梅生说。

截至目前,新部署的5口井已全部投产,该公司正加快推进两口停喷井复产,预计可恢复日产气量45万立方米。

“治未病”

10月30日,大湾采气管理区工作人员对毛坝502-1井进行井筒热洗清硫作业,日恢复产气量12万立方米。

该公司采气厂强化气井动态精细管理,生产动态跟踪由日观察调整为实时跟踪,持续完善气井“一井一策”管理手册,积极做好每周稳产增产措施安排,最大限度释放气井产能。

由于气田长期开发,气井压力降低,硫沉积影响气井平稳运行。“18口井的井筒、31口井的地面流程存在硫堵现象,其中大湾区问题较严重。”梁梅生说。

采气厂天然气开发研究所研究硫沉积特征及对产量的影响,按照“治未病”思路优化调整技术对策,将“见堵治”转变为“防堵疗”,关口前移、防治结合。

今年以来,该厂累计开展硫沉积治理58井次,恢复产气量5600万立方米。



今年以来,针对东胜气田采出凝析油大量乳化的问题,华北油气采气二厂输气队党员创效工作室采取增设破乳装置、加强凝析油回收等举措,前10个月累计生产销售凝析油超1.6万吨,超过去年全年的1.5万吨销量,提前实现今年1.5万吨基本目标,正向1.9万吨奋斗目标冲刺。图为输气队员工倒换流程后开启低温分离器阀门,保障冬季生产。

姚冬摄