

关键技术突破,集成技术创新 实现苏里格气田规模有效开发

冉新权 何光怀
(中国石油长庆油田公司)

冉新权等.关键技术突破,集成技术创新,实现苏里格气田规模有效开发.天然气工业,2007,27(12):1-5.

摘 要 苏里格气田发现于 2000 年,目前天然气日产量已突破 $1000 \times 10^4 \text{ m}^3$,是中国石油天然气主力上产区之一。该气田储层呈薄互层、非均质性强,气井压力下降快、单井采出量小,常规技术难以实现有效开发。面对该气田的开发难题,以试生产试验区为载体进行了为期 4 年的开发前期评价,开展了地震—地质综合研究及钻采、地面工艺试验,对六项关键技术集中攻关取得突破,探索出了适合苏里格气田开发的低成本路子,集成创新了 12 项开发配套技术,形成了“技术集成化、建设标准化、管理数字化、服务市场化”的“四化”工作思路,成功地实现了对苏里格气田的规模开发,为今后该气田 $2 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 储量大规模开发和持续发展提供了技术保障。

主题词 苏里格气田 气田开发 配套 技术 管理 创新

苏里格气田发现于 2000 年,储层为上古生界上石盒子组盒 8 段和山西组山 1 段碎屑砂岩。气层埋深 3300~3500 m,平均有效厚度在 10 m 左右,孔隙度介于 5%~12% 之间,渗透率介于 $0.06 \times 10^{-3} \sim 2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间,压力系数为 0.86,平均储量丰度为 $1.4 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{km}^2$,是典型的低渗透率、低压力、低丰度的“三低”气田。2003 年苏里格气田中区提交天然气探明地质储量 $5336 \times 10^8 \text{ m}^3$,2007 年苏里格东区提交基本探明天然气地质储量 $5652.23 \times 10^8 \text{ m}^3$,目前累计探明天然气地质储量已超过 $1 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。2006 年该气田正式投入开发,目前天然气日产量已突破 $1000 \times 10^4 \text{ m}^3$,到 2007 年底苏里格气田可以建成 $40.7 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ 的生产能力。预计苏里格气田整体开发可以建成 $100 \times 10^8 \sim 200 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ 的生产能力。

一、储层特征及开发难点

苏里格气田的储层具有典型的辫状河沉积特征,辫状河道砂体横向上复合连片,纵向上多期河道砂体叠置。复合砂体宽度为 500~3000 m、厚度为 5~15 m,单砂体宽度为 100~500 m、厚度为 3~5 m。储层非均质性极强,属于典型的岩性气藏,构造不起圈闭作用。天然气组分以甲烷为主,无边底水,局部

含滞留水,属于气气藏。天然气储量若以常规开发方式,则难以有效动用。主要开发难点如下。

(1) 尽管砂体是连续的,但有效砂体则可能是孤立的、分散的,含气性与砂岩厚度不对应,找到砂体并不一定就找到了有效储层(图 1)。

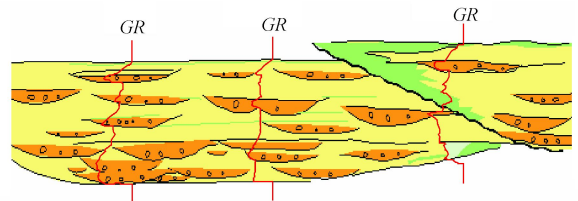


图 1 砂体连续但气层不连续示意图

(2) 含气砂岩与围岩之间的地球物理波传播速度差异小,表现在常规地震反射没有特定的响应,预测存在多解性,地震预测有效储层难度大,井位优选困难。

(3) 试生产试验表明,气井压力下降快、单井稳定产能低;试井分析表明,气层连通范围小、单井控制储量有限(图 2)。

可将苏里格气田的气井分为 I、II、III 类井:① I 类井初期配产 $2 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,单井采出量 $3000 \times 10^4 \text{ m}^3$ 以上;② II 类井初期配产 $1 \times 10^4 \sim 1.5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,单井采

作者简介:冉新权,1965 年生,教授级高级工程师,油气田开发工程博士(博士后);现任中国石油长庆油田公司党委书记、副总经理;工作以来,在省部级以上刊物上发表著作、论文和重要技术报告 10 余篇,获四川省和中国石油天然气集团公司科学技术进步奖多次。地址:(710021)陕西省西安市未央路 151 号长庆油田公司。E-mail:randy@petrochina.com.cn

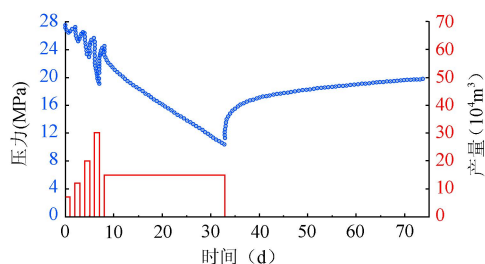


图2 气井压力与产量变化图

出量 $2000 \times 10^4 \text{ m}^3$ 左右;③Ⅲ类井初期配产 $0.7 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,单井采出量 $1000 \times 10^4 \text{ m}^3$ 左右。

开发这类气田技术上要求小井距、密井网,按照评价常规开发的投入和产出计算,开发效益将受到严重的挑战。

(4)新工艺、新技术试验(如:多分量地震,水平井、欠平衡井、小井眼井、 CO_2 压裂、大型压裂等)未能明显改善储层预测效果和提高气井产量。

(5)苏里格气田的特点不同于国内已开发的川东北气田、靖边气田及克拉2气田,国外也没有类似气田的开发经验可借鉴。如用常规方式开发则地面投资大,故需要走出一条创新的道路,才能实现该气田经济有效开发。

二、技术集成创新 形成 12 项开发配套技术

通过不断试验攻关,在制约苏里格气田经济有效开发的瓶颈技术方面已经取得了突破,并集成创新了 12 项适合该气田特殊地质条件的配套开发技术。其中包括地质与气藏工程 4 项:区块优选技术、井位优选技术、滚动建产技术、稳产接替技术;钻采工程 4 项:优化钻井技术、分压合采技术、排水采气技术;地面工程 4 项:井下节流技术、地面优化技术、增压开采技术、分类管理技术。

技术集成也是创新,是将现有技术不断试验完善、使其内部效率最大化、功能最优化的过程,也是对现有技术进行分析、筛选、集成、改进、系统化和优化的过程。有关科研生产人员依靠技术集成创新,使气田开发成本显著降低、开发管理水平得到大幅提升。其中以下 6 项技术对苏里格气田低成本开发起到了关键作用。

1. 富集区块筛选技术

在苏里格气田大面积低丰度的背景上也存在着相对富集区。在相对富集区内进行井位部署可以降低钻井风险。因此相对富集区(带)的筛选就显得十

分重要。

岩性气藏含气富集区的核心问题是储层问题,包括储层分布及储层质量。根据该气田储层的实际情况,制定了“地质地震紧密结合,地震处理解释以叠后方法为主,叠前为辅”的技术思路。强调应用河道带的预测来间接预测储层的分布,有效回避了地震对单砂体预测的局限性;并以此为基础,加强地质沉积—成岩作用结合,通过溶蚀成岩相的研究,评价河道带的有效性(图 3)。主要做法包括:①利用地震叠后信息,综合应用时差分析、地震相分析、相干体分析、谱分解等技术,刻画出了河道带的分布;②应用沉积模式,结合单井相分析,在有井的地方对地震预测的河道带进行修正;③通过成岩作用研究,对河道带的有效性进行评价,溶蚀强度指数大于 10 的区域为有利河道带。

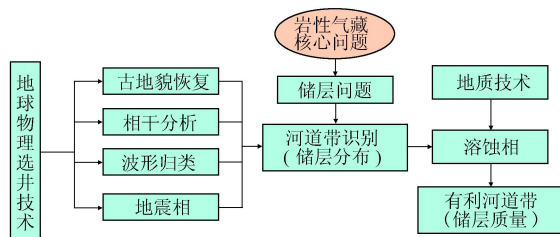


图3 富集区筛选技术路线图

大量的钻井实践证实了这些河道带是存在的,这一地区的确是有效砂体多层叠置、单层厚度相对较厚的含气富集区。

2006~2007 年开发建产进一步证明,这套技术流程能够比较准确地筛选出开发富集区,各区块都找到了气层横向稳定性较好、延伸范围较大的富集区,在开发中发挥了重要的作用。

2. 井位优选技术

苏里格气田的非均质性极强,相对富集区也不是处处都可以钻达物性好的气层。要实现气田经济效益开发,必须细化储层研究与预测,在含气富集区内进一步进行优化布井技术研究,提高钻井成功率。

以储层含气性预测为核心内容的地震技术在以往常规地震叠加剖面上的吸收计算常常难以得到令人满意的结果,因而有效储层预测的方法应定位在以高精度纵波地震叠前间接求取弹性参数的基本思路。为此,2005 年率先开展了高精度二维地震试验,采用大炮检距(5135 m)、小道距(10 m)、高覆盖次数(85 次)、潜水面以下高速层中激发,获得了高品质地震勘探资料。

通过几年的研究和钻井试验,坚持“地质与地震相结合、河道带预测和含气性预测相结合、叠前信息和叠后信息相结合”的技术思路,建立了类似苏里格气田这类陆相低渗透复杂气田的井位优选流程。

高精度二维地震技术应用在 2006~2007 年开发中见到了非常显著的效果,大大提高了气田开发经济效益。据不完全统计,利用该技术使苏里格气田 I+II 类井比例由原来的 60% 提高到 80% 左右。

3. 快速钻井技术

在苏里格气田降低钻井综合成本比较有效的办法是:在保证安全的情况下,进一步提高钻速,缩短钻井周期。在 2003~2004 年进行了气体欠平衡钻井技术试验,未能实现提高钻井速度的目的;2005 年提出了利用 PDC 钻头提高钻速的技术思路,开展了以 PDC 钻头为核心的提高机械钻速试验并取得成功,大大降低了气田钻井的综合成本,形成了适应苏里格气田的集成成熟技术。

以 PDC 钻头为核心的快速钻井技术包含了 PDC 钻头的个性化设计,井身结构优化,国产油套管应用,优化泥浆体系等技术。在 2005 年试验的基础上,2006 年针对适应各区块地层的 PDC 钻头个性化设计,在苏里格气田进行再次试验,并大面积推广应用,使得机械钻速不断提高,钻井周期由原来的平均 45 d 缩短了 2/3,钻井成本降低 1/3 以上,取得了显著的效果,为钻井提速提供了一条有效的技术途径。

4. 分压合采技术

苏里格气田一井多层的现象较为普遍,一般有 2~4 层,产气剖面测试表明各气层段只要得到充分改造,都会对产量有贡献,苏里格气田次产层贡献率平均为 20.1%。

压裂改造以提高单井产量为目标,提高储层纵向上的动用程度必须一次改造多个层系。为此,在前期开展的 CO₂ 泡沫压裂、大规模压裂、适度规模压裂等一系列技术与试验的基础上,最终形成了以分压合采技术为主体的压裂改造工艺。

实施分压改造,不仅可以减少多缝效应,同时,通过优化射孔,使压开层位的支撑缝长分布均衡(都达到 150 m 左右),从而提高单井产量。研究表明,合层开采层间干扰较小,各产层基本都能发挥作用。

自主研发、系列配套的可反洗井的 Y241 机械封隔器是分层压裂合层开采一体化管柱(不压井),实施分层压裂可以实现一次分压 3 层。该技术节约了施工时间,减小了对储层的伤害,提高了储层动用程

度,是适合苏里格气田的理想分层压裂工艺。

5. 井下节流技术

井下节流技术的原理是:流体通过流通截面突然缩小的孔道时,由于局部阻力大,流体压力降低,并伴随温变。该过程在热力学中被称为节流现象。天然气通过节流器的流动可以近似看作可压缩绝热流动,其流动状态可分为亚临界流与临界流。当气嘴直径一定时,流量取决于节流器入口压力(p_1)。

利用井下节流器实现井筒节流降压,充分利用地温加热,使节流后气流温度基本恢复到节流前温度,大大降低了井筒及集气管线压力,从而改变了天然气水合物形成条件,达到防止水合物形成的目的。

根据苏里格气田生产特点自主研发了井下节流器,通过不断试验,改进了胶筒密封性,提高了工具性能,实际运行稳定,目前 95% 以上的开发井都投放了节流器。

井下节流技术不仅可以预防水合物堵塞,节省注醇系统、取消井口加热炉,降低开发成本,提高开井时率,防止地层激动,实现控压稳产;同时,节流后平均油压为 3.88 MPa,为节流前平均油压(19.91 MPa)的 19.51%,使地面管线运行压力大幅度降低,可实现中低压集气,为苏里格气田地面流程简化和优化奠定了坚实的基础(图 4)。

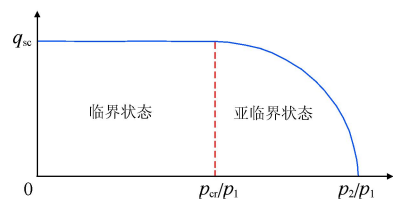


图 4 流量与节流器前后压力比的关系图

6. 地面优化技术

井下节流工艺的规模化应用,为地面低压集输、井口流程的进一步简化提供了新的条件和优势,经过反复试验和改进,形成了独具苏里格气田特色的“井下节流、井口不加热、不注醇、中低压集气、带液计量、井间串接、常温分离、二级增压、集中处理”的地面中低压集气工艺新模式。

通过井口不加热、不注醇、采气管道不保温,多井单管串接低压集气工艺试验,井口流量计选型,井口国产化自力式高低压紧急截断阀应用试验,逐步形成了该气田的地面集输配套工艺技术,集输系统从井口到集气站得到了彻底简化,优化了集气工艺,简化了集气流程,地面生产运行安全等级大幅度提

高,地面投资大幅度降低,由200多万元降到150万元。树枝状管网串接技术满足了滚动开发建设需要(图5)。

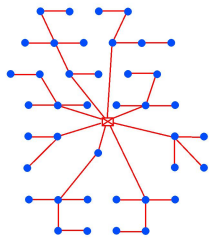


图5 树枝状集气管网分布图

三、“建设标准化、管理数字化” 提高气田建设和管理水平

苏里格气田采用 600×1200 m的小井距、密井网开发,建成 $100 \times 10^8 \sim 200 \times 10^8$ m³/a生产能力的大气田,将有上万口井、上百座集气站。气田设计和建设单位多,后期气井管理工作量巨大,需要探索一套新的设计理念和超常规的施工组织方法,以适应新的运行机制和生产管理,全面提升气田设计水平、建设水平和管理水平。在这样的背景下,便产生了“建设标准化、管理数字化”的管理思路。

1. 建设标准化

在苏里格地面集气工艺流程定型的前提下,通过“标准化设计、模块化建设”形成标准化、规范化、系列化的设计和施工方法,是一次革命性创新的成功实践。

(1) 标准化设计

根据井站的功能和流程,通过对气田站场的建设内容、建设规模、建设标准进行归类,设计一套通用的、标准的、相对稳定的、适用于地面建设的指导性和操作性文件。主要包含“工艺定型、平面统一、模块划分、设备定型,以及统一安装尺寸、安全环保措施、建设标准、井站标识”。工艺设备定型是标准化设计的核心,形成标准设备工艺参数定型,非标设备安装尺寸定型的具体做法。通过标准化设计工作,图纸复用率达到95%以上,使设计重点放在深度简化、优化工作上。实践证明效果显著,苏里格气田地面优化因地制宜、流程简化、配套合理,使气田开发经济效益进一步提高。

(2) 模块化建设

模块化建设的施工内容包括:组件预制工厂化、工序作业流水化、过程控制程序化、模块出厂成品化、现场安装插件化、施工管理数字化。通过站场各

个工艺环节的划分,对不同功能、不同规模的处理模块进行分项批量预制,并推行组件成模和现场拼装等方法进行施工。模块化的施工思路贯穿在施工组织实施各个环节,做到将单项复杂作业分解为多个简单作业,作业人员只进行简单重复;通过建立生产前线模块化预制厂,初步实现了高效规模化生产,显现出大规模工业化应用的雏形。

建设标准化不仅提高了生产效率,提高了建设质量,降低安全风险,降低了综合成本,而且有利于均衡组织生产,有利于坚持以人为本,有利于EPC模式的推广。适应了苏里格气田大规模建产和滚动开发的需要,取得了良好的效果。建设标准化成为中国石油大力推行地面建设优化、简化工作以来的又一项重大成果。

2. 管理数字化

苏里格气田研制了一套智能化生产管理控制系统,实现了管理数字化。该系统由数据传输、集散自动控制、气井配产与动态预测、远程开关井技术(关键技术)4部分构成。数据传输系统的单井通过220 MHz无线超短波方式将数据传输至集气站,集气站数据通过气田骨架光纤上传作业区部和生产指挥中心,油田公司总部生产科研单位可同步获取数据;集散自动控制系统借助成熟的DCS系统为生产管理平台实现对采集数据的集中处理和生产运行的监视和自动控制;气井配产与动态预测系统模拟出苏里格气田各井区气藏特点,以边生产边拟合单井模型的反馈方式,实现不同阶段的气井的预测产能叠加,到达开关井最优组合,对生产的自动控制提供主要决策依据。远程开关井技术是在井口高低压紧急截断阀的基础上,实现井口6 MPa压差集气站远程遥控开关井功能,攻克了气田数字化管理生产的最后一道难题。

这套智能化生产管理控制系统以井区为管理单元、产量为控制目标值,智能化分配区块产量,进行生产管理,可以达到数据自动录入、方案自动生成、异常自动报警、运行自动控制、单井自动巡井的生产管理目的。管理数字化可以实现对整个气田生产过程的自动化、科学化、数字化、现代化管理,达到精简组织机构、减少劳动强度、降低操作成本、保护草原环境、建设和谐气田的目的。

四、管理机制创新,发挥中国石油 整体优势,促进了市场化服务

实现苏里格气田低成本开发,管理机制创新发

挥了不可低估的作用。

1. 发挥中国石油整体优势

苏里格气田划出了 8 个区块,以公开招标的方式吸引中国石油内部未上市企业参与苏里格气田开发,实现了开发管理机制创新,打破了内部体制的桎梏,为低成本开发技术应用创造了技术竞争的条件,充分发挥了中国石油的整体优势。

考虑技术、经济实力等因素,选定中国石油 5 家内部企业签订了风险作业服务合同,明确了合作各方的权利和义务,即:①长庆油田公司统一建设和管理主干集输管网、天然气处理厂、外输管线,服务方负责区块产能建设和管理井、站、集气支线;②长庆油田公司统一编制总体开发规划,服务方分区编制开发方案、安排产能建设;③长庆油田公司以 0.8 元/m³ 的气价收购合作方生产的天然气,并负责处理和产品销售。长庆油田公司开辟苏 14 重大开发试验区,开展重大技术开发试验,为苏里格气田合作开发提供成熟的配套开发技术,引导合作开发,风险作业服务方以项目经理部的形式纳入长庆油田公司管理体系,形成了“统一规划部署、统一组织机构、统一技术政策、统一外部协调、统一生产调度、统一后勤支持”和“资源共享、技术共享、信息共享”的管理模式。

“六统一、三共享”的管理模式统一了气田开发技术政策和技术管理标准,使气田低成本开发始终在规范化、标准化的良性轨道中运行;统一了中国石油应对外部环境的政策,巩固了企地关系;通过统一形成有机的整体,通过竞争使开发技术不断进步,通过示范使先进经验得以推广,通过交流使优势得到扩大,最终达到了共同提高的目的。

2. 发挥服务市场化的作用

服务市场化解决了钻机资源短缺的问题,吸引了大量钻井队伍。2007 年全年动用钻机 126 部、钻井上千口,其中市场化队伍钻机 78 部,占 60% 以上。市场的威力是无穷的,没有市场化,就没有苏里格气田的规模化开发。

服务市场化是全方位的,从钻井、测井、录井到井下作业,从设备统一、采购选型到地面系统标准化建设都建立了有效的市场开放激励机制。例如多家企业拿着自己的产品到现场免费试验,最终试验效果好、价格便宜的产品被留了下来。市场化促使服务商根据现场设备定型化、系列化的要求,在不增加费用的前提下,自行组织产品研发,提高产品质量,不断推出新产品,从而使诸如旋进漩涡流量计、紧急截断阀、井下节流器等一批价廉质优的新产品得到了规模化推广应用,取得了很好的效果。服务市场化达到了优化技术,降低成本的作用。

五、结束语

苏里格气田开发立足于低渗、低压、低丰度的实际,坚持“依靠科技、创新机制、简化开采、走低成本开发路子”,实施“技术集成化、建设标准化、管理数字化、服务市场化”的工作思路,实现了气田规模开发,是技术和管理结合成功开发的典型实例,对国内同类油气田的开发具有很好的借鉴意义。在今后的开发建设时期,技术创新将是提高开发效益的永恒主题。

(收稿日期 2007-12-02 编辑 居维清)