

鄂尔多斯盆地长北气田钻井工程项目后评价

黄耀琴^{1,2}, 郑千军³, 赵 卫^{1,4}

(1. 构造与油气资源教育部重点实验室(中国地质大学(武汉)), 湖北武汉 430074; 2. 中国地质大学(武汉)资源学院, 湖北武汉 430074; 3. 中国石油长庆石油勘探局钻井工程总公司, 陕西西安 710021; 4. 中国地质大学(武汉)研究生院, 湖北武汉 430074)

摘 要:以鄂尔多斯盆地长北气田为例,对钻井工程项目进行了详细的后评价分析。概述了长北气田钻井工程项目,对长北气田钻井工程方案设计和钻井工程实施效果两个阶段的工作进行了项目后评价;通过采用定量和定性相结合的方式,利用前后对比法,将项目前期的可行性研究和预测结论等与项目的实际运行结果相比较,对比了符合程度,进行了原因分析。评价认为,长北气田井的设计合理可行,方案设计思路正确,对钻井施工中暴露出来的技术风险有一定的预见性,对地质复杂情况和技术难点有一定认识;通过井身剖面优化、钻头优选、钻具组合优化、钻井液体系优化等技术,对钻井工程设计技术方案进行了优化完善,钻井技术经济指标较高,工程质量能满足长北气田开发需要。

关键词:钻井工程 项目后评价 鄂尔多斯盆地 长北气田

中图分类号:TE22 **文献标识码:**A **文章编号:**1001-0890(2011)05-0110-05

Post-Evaluation of Drilling Projects in Changbei Gas Field, Ordos Basin

Huang Yaoqin^{1,2}, Zheng Qianjun³, Zhao Wei⁴

(1. Key Laboratory of Tectonics and Petroleum Resource of Ministry of Education, China University of Geosciences, Wuhan, Hubei, 430074, China; 2. Faculty of Earth Resources, China University of Geosciences, Wuhan, Hubei, 430074, China; 3. Drilling Engineering Company, PetroChina Changqing Petroleum Exploration Bureau, Xi'an, Shaanxi, 710021, China; 4. Graduate School, China University of Geosciences, Wuhan, Hubei, 430074, China)

Abstract: The detailed post-evaluation in drilling projects was conducted using Changbei Gas Field in Ordos Basin as an example. The drilling engineering design and drilling implementation were post evaluated. Through the combination of quantitative and qualitative methods, the project pre-feasibility study and prediction were compared with actual results. The degree of agreement was compared and the reason was analyzed. The results show that the design of Changbei Gas Field is reasonable and feasible; the design conception and thought are correct; technical risks in drilling is exposed with a certain degree of predictability; and the understanding of geology complexity and technical difficulties is obtained. Through optimization of well profile, drilling bit, bottom hole assembly and drilling fluids, drilling design was improved significantly. The technical and economic index has been improved, and the drilling quality can meet the needs of Changbei Gas Field development.

Key words: drilling engineering; post-project evaluation; Ordos Basin; Changbei Gas Field

项目后评价是指在项目完成后,对项目的建设目的、决策过程、建设实施过程、最终效益和影响以及项目持续性等项目周期中的各个部分进行全面而系统的分析与评价^[1]。它是投资项目周期中不可缺少的重要环节^[2]。

项目后评价方法主要有前后对比法、有无对比

收稿日期:2010-04-10; **改回日期:**2011-08-12。

作者简介:黄耀琴(1963—),女,广东揭西人,1986年毕业于武汉地质学院地质力学专业,1994年获中国地质大学(武汉)工业管理工程专业学士学位,副教授,主要从事石油勘探与开发经济评价、项目管理等方面的教学和科研工作。

联系方式:(027)87926570, huangyq812@163.com。

法和综合评价法。油气钻井工程项目具有高投入、高风险、地质条件复杂多变,以及所钻井眼穿越地层的地质和油气藏参数、钻井实时随钻信息不确定等特点^[3]。当一个油气田钻井工程项目结束后进入下一阶段时,有必要对已完成的工作进行总结和分析(即钻井工程项目的后评价)。以往的做法仅仅是提交项目的完工报告,没有对项目的效益和预期目标的实现程度以及取得的地质认识进行系统分析和总结,失去了借鉴意义^[4]。笔者以鄂尔多斯盆地长北气田为例,对钻井工程项目进行了后评价分析,供同行参考。

1 长北气田钻井工程项目概述

长北气田位于鄂尔多斯盆地长庆靖边气田的东北部,是近年来天然气勘探的重大发现之一,是“西气东输”和“陕京二线”重要的资源基础,也是中国陆上天然气勘探开发领域最大的对外合作项目。合作区块面积 1 588 km²,探明含气面积 828 km²,探明天然气地质储量 961×10⁸ m³,开发方案动用天然气地质储量 922×10⁸ m³。2005 年长北项目正式进入商业开发,壳牌中国勘探与生产有限公司与中国石油集团共同承担开发作业任务^[5]。

由于地质条件复杂,在第一口井——CB1-1 双分支水平井钻井过程中,遇到了许多技术难点。在后续钻井工程设计和钻井施工过程中,针对 CB1-1 井钻井过程中暴露出的一系列技术难点,开展了分析研究工作,进行了一系列新技术、新工艺的试验,攻克了包括 $\phi 311.1$ mm 大斜度井段的煤层坍塌、 $\phi 215.9$ mm 水平井段钻头优选等技术难点。钻井技术经济指标得到显著提高,钻井工程质量满足了气田发展的需要。

长北气田开发上采用丛式水平井组,实现了稀井高产、井间接替和分区开发。利用国际上先进的分支水平井技术,实现了低效气田的高效开发。截至 2009 年 4 月,共完成 18 口双分支水平井,其中 17 口井已投入生产。与原总体开发方案相比,提前 2 a 于 2008 年达到天然气产量 30×10⁸ m³/a 的目标。已完钻的双分支水平开发井中,4 口井的水平段长度超过 2 000 m,其中 CB3-2-L1 井单分支水平段长度达到 2 251 m、单井水平井段总长度 4 969 m、单只钻头水平井段最长进尺 476 m,创造了目前国内陆上水平段最长纪录;平均有效砂岩钻遇率达到 84%,超过了方案预期的 75%;15 口井的平均单井天然气日产量大于 100×10⁴ m³,是直井压裂后产量

的 5~10 倍,并高于总体开发方案预期 20%。采用丛式井方式布井,所需征地减少 9/10 以上,对环境的影响程度大大降低,具有极大的社会效益。

2 钻井工程方案评价

2.1 方案目标、要点及难点

2.1.1 方案目标

长北气田开发的总体目标是,在 20 a 的合同期内实现天然气产量 30×10⁸ m³/a 稳产和 480×10⁸ m³ 的合同期最终采出量。为实现该目标,共钻 53 口水水平井,其中双分支水平井 35 口,主要目的层是山西组 2 段石英碎屑岩地层。

钻井工程目标要确保单井的产量最高,采用地质导向工艺实现产层内精确的轨迹控制^[6],尽可能钻穿所有的产层(大斜度井段),产层内最少有 2 km 的泄露井段,并降低表皮系数改善最初的产出率,使产层污染降至最低;获取基础数据,改进后续井的设计,降低储层的不确定性,以便将来能对产层有更深入的认识。

2.1.2 方案要点

长北气田设计钻 2 种基本类型的井,即水平段长为 2 km 的水平井和水平段平均长为 2 km 的双分支水平井。开发井方案计划了 23 个井场,每个井场钻 1~3 口井,每口水平井计划钻 2 km 长的水平裸眼井段。水平井产气段垂深约 900 m,每口分支水平井的总长度将达 5 250 m。钻双分支井时,在气藏内的 2 个侧向分支均长 2 km,相互成 80°~90°角,部分井将采用在气藏内能多处贯通储层的鱼骨状双分支井,水平段采用裸眼完井。

2.1.3 方案难点

在储层内钻水平段为 2 km 的双分支水平井面临的困难有:由于地层坚硬造成的机械钻速低;由储层位置所决定,需要以大角度钻穿上覆地层及储层中的煤层和泥岩段,存在煤层坍塌的风险。

2.2 技术适应性评价

2.2.1 井型及井身剖面评价

CB1-1 井的实钻情况表明,由于设计造斜点选在井深 1 700 m 处,增斜率过高不利于采用复合钻

进方式,不得不更多地采用滑动钻进,导致机械钻速过低和井下故障增多,影响了钻井周期。同时因井眼曲率较大,全角变化率变化快,增大了钻进中的摩阻和扭矩,给后面水平井施工造成了一定的难度,使水平段往往还未钻到 2 km 就因为扭矩过大或无法滑动钻进而提前起钻。针对以上问题,经充分分析论证,拟将造斜点从井深 1 700 m 提高至井深 1 000 m 左右,同时将原有的“直—增—稳—增”四段制剖面变为“直—微增—增”三段制剖面。后续井的施工表明,井身剖面优化后复合钻进井段增加而减少了滑动钻进,提高了斜井段的机械钻速;另一方面,由于造斜点上调,整个斜井段曲率变化比较平缓,有利于降低钻井施工作业的摩阻、扭矩和对套管的磨损,保证了水平段的安全施工。评价认为,改进的设计和实际采用的井型及井身剖面先进合理、成熟可靠,实现了安全、优质、快速和高效钻井,满足了该气田的开发需要。

2.2.2 钻头及钻井参数评价

钻井施工初期考虑到长北气田地层变化较大、软硬交错,在 $\phi 311.1$ mm 井段主要使用三牙轮钻头钻进。实钻表明,三牙轮钻头机械钻速较低,特别是在井深 2 800 m 以深,旋转钻进时平均钻速 3 m/h,而滑动钻井只有 1 m/h,14 个钻头才能完成 $\phi 311.1$ mm 井段的施工。为此,经过大量研究并反复试验,对 PDC 钻头冠形及水力参数持续改进,进入储层前使用 5~6 只 PDC 钻头,进入储层后用 1 只三牙轮钻头就可以完成 $\phi 311.1$ mm 井段的施工,解决了现场施工中钻速低、钻头泥包等一系列问题,同时机械钻速得到了大幅度提高。在 $\phi 215.9$ mm 井段,钻井初期钻头使用情况也不理想,主要表现为钻头进尺小、钻速低、钻头外径磨损严重、轴承密封易失效等问题。由于储层为中粒石英砂岩,PDC 钻头在入井初期钻速较快,可达到 10~15 m/h,但在钻进 50~100 m 后,由于磨损钻速降至 2~3 m/h。因此, $\phi 215.9$ mm 水平段优选三牙轮钻头,并对三牙轮钻头进行改进,选用二元合金齿和金刚石保护齿强化钻头保径,解决了前期钻速低、保径磨损严重的问题,延长了钻头的使用寿命。优选钻头后,后续井在 $\phi 215.9$ mm 井段使用 6 只钻头即完成了 2 km 水平段的施工,钻速提高 7.4 m/h。评价认为,根据实钻地层特点和岩石力学特性资料的处理结果,优选使用了性能先进、能适应长北气田地层特点的钻头,并针对长北气田地层特点和钻头使用情况,及时设计

使用适用于长北气田地层特点的个性化钻头;分析钻头及钻井参数使用的经验教训^[7],对钻头喷嘴组合、机械参数和水力参数不断地进行优化完善,取得了较好的效果。

2.2.3 钻井液技术评价

根据长北区块地层的岩性,钻井设计与施工单位在钻井液技术方面参考了鄂尔多斯盆地长北井和中国石油集团其他井的方案。最初 7 口双分支井 $\phi 311.1$ mm 井段使用了三磺聚合物钻井液,实钻表明,该钻井液难以满足地质条件的需要,表现为钻头泥包、井壁不稳定、施工周期长、机械钻速低、综合效益差,未达到预期的目标。后续井采用了强抑制、不含膨润土、流变性好的 KCl 聚合物钻井液进行钻井施工,取得了非常好的效果,既解决了钻头泥包和井壁不稳定问题,又提高了机械钻速,并提供了有价值的随钻储层数据。通过钻井液在不同井间的重复使用,钻井液成本进一步降低。评价认为,钻井液体系、配方及其密度等主要性能参数与实钻地层相适应,井下故障大幅度减少,满足了井控与安全快速钻井的要求。

2.2.4 安全、快速钻井技术措施评价

评价认为,在长北气田钻井项目实施中,积极推广应用钻井新技术、新工艺,取得了很好的效果。其中,在 $\phi 311.1$ mm 直井段,用螺杆钻具组合导向钻进方式代替常规旋转钻进方式,有利于控制直井段的井身质量,提高施工效率。在水平段钻进中,用水平段侧钻技术代替下入斜向器侧钻技术。通过采取有效的技术措施,水平井的第二分支段采用套管开窗侧钻;对同一水平段内的鱼骨状分支采用裸眼下切侧钻,顺利完成了水平段的施工。使用了穿梭测井技术,在相同条件下将电测时间从 4 d 降至 1~2 d,进一步缩短了钻井周期,降低了钻井成本。推广应用了实时监控系統,能及时将钻井参数全部同步传输到监控中心进行处理,对不同井段各类参数设定范围进行合理调整,为钻具组合优化和提高处理复杂情况的能力提供了重要的条件,施工效率明显提高。钻井施工中不断优化完善防塌、防卡技术,使井下复杂情况明显减少,节约了钻井投资,并为储层的有效保护创造了很好的条件。

2.3 方案综合评价

评价认为,在钻井工程施工中,已钻井相关资料

的收集、处理及钻井工程设计前期基础研究工作,能较好地满足钻井工程设计优化的需要。基础资料充分,方案设计思路正确,对钻井施工中暴露出来的技术风险有一定的预见性,对地质复杂情况和技术难点有一定认识。现有技术能够适应目前长北气田开发的需要,在执行钻井设计的基础上,围绕安全、优质、快速和高效钻井要求,通过井身剖面优化、钻头优选、优化钻具组合、钻井液体系优化等技术,对钻井工程设计技术方案进行了完善。同时,在技术跟踪研究的基础上,围绕降低钻井成本、提高钻速和井身质量的目的,应用了先进的双分支水平井技术。加强了对国内外钻井新工艺、新技术、新工具的试验应用力度,取得了显著效果。

3 实施效果评价

3.1 施工管理规范评价

为了保证长北气田钻井施工的顺利进行,在全球范围内进行了施工队伍优选、招标。在招标时侧重队伍素质和施工方案的科学性,其次考虑商务报价与工期承诺。钻井工程施工招标、物资采购符合规范要求。在钻井工程施工中,能认真执行钻井工程方案,钻井数量、钻井总进尺及产能等均达到了设计要求。同时对各施工环节进行了监督,监督人员较好地执行了钻井工程设计和钻井工程施工监督的有关管理办法,对工程进度、工程质量和工程投资起到了控制作用,效果明显。后评价认为,通过优选施工队伍、加强跟踪研究、加强施工监督和技术支持,不断优化钻井技术方案和强有力的生产组织管理,对完成长北气田钻井工程项目起到了非常重要的作用。各项资料的录取满足钻井工程设计要求,钻井工程竣工验收程序和资料提交符合有关规定,满足钻井及气田开发需要。

3.2 施工效果评价

3.2.1 施工质量评价

后评价认为,由于对长北区块储层的复杂性认识不足,受钻遇碳质泥岩井段的稳定性影响,部分井被迫侧钻或提前完钻,致使这些井水平井段钻进没有达到 2 km 的设计要求。因为储层的煤层坍塌等原因,导致部分井的井径扩大率超标。钻井设计和施工部门共同努力,在确保施工质量方面展开了大量研究工作,使该项目完钻井的井身质量、水平井气

层钻遇率和取心收获率等指标达到了设计要求,满足了气田开发需要。

3.2.2 技术经济指标评价

后评价表明,实际的施工时间要远远长于计划时间。造成施工时间滞后的主要原因,一是在前期的钻井施工中钻头选型不适应地层,实际机械钻速远低于预期,造成钻井周期延长;二是由于对地层风险认识不足,井下工具的失效造成非生产时间增加及进尺报废,钻井周期进一步延长。钻井设计与施工部门围绕钻井过程中暴露出来的钻速低、钻井周期长等问题,进行了一系列新技术、新工艺的试验。通过钻具组合优化,用导向螺杆钻具组合代替转盘钻具组合,在储层以上井段使用高转速低扭矩的螺杆与 PDC 钻头相配合,储层段使用三牙轮钻头,使机械钻速与前期施工井相比有了较大幅度的提高。由于地层的研磨性很强,平均机械钻速只有 5.54 m/h,离 10 m/h 的目标还有很大差距。开发方案中计划钻井周期为 134 d,实际施工中钻井周期由初期的平均 246 d 缩短至目前的 120 d。通过井下故障的预防与控制,生产时效有了大幅度提高,单井生产成本从初始的 1 500 万美元降至现在的 1 200 万美元,在生产成本控制上取得了明显成效。长北气田钻井技术经济指标相对较高,现有钻井技术能够满足长北气田的开发需要。

4 评价结论及建议

1) 钻井工程方案设计中严格执行企业规范和有关规定,针对钻井工程施工中遇到的技术难点开展前期基础研究工作,积极探索新工艺、新技术,分析其可行性。项目实施中,根据钻井实际情况及时进行跟踪研究,不断深化对地层的认识和了解,使钻井工程设计的先进性、适应性、经济合理性得到不断提高。在钻井工程施工中,严格按照有关规定进行招标、采购,在严格执行钻井工程设计的基础上,针对钻井工程施工中的不确定性因素,不断对钻井设计进行优化。通过总结分析钻井施工中的经验教训,加强技术跟踪和技术支持力度,提高钻井技术措施的适应性、先进性和合理性,为提高长北气田钻井技术水平和气田开发经济效益提供了宝贵经验。

2) 钻井工程施工质量满足了长北气田开发的需要,技术经济指标不断提高。施工中环境保护、施

工监督、生产组织管理、竣工验收、资料录取及资料提交等方面严格执行钻井行业规范、相关规定和国家、地方政府的有关政策、法规,达到了有关规定要求和钻井工程设计要求,较好地完成了气田开发对钻井工程提出的要求。

3) 由于地质条件复杂,对长北区块储层复杂性认识不足,导致了部分水平井段没有达到 2 km 设计要求,目前平均机械钻速为 5.54 m/h,离方案目标 10 m/h 还有很大差距,个别钻井技术经济指标还较低,部分设计经济指标与实钻情况的符合率不高。建议为进一步提高气田开发效益和钻井技术水平,在下步实施中围绕进一步缩短钻井周期,在钻头优选、钻井参数配合、旋转复合钻进等方面进一步攻关。根据长北区块气层的实际情况,进行三分支及多分支井的模型探讨,同时进行水平段裸眼侧钻、水平段重新进入等技术攻关,提高单井产量。

参 考 文 献

[1] 中国石油天然气股份有限公司. 油气田开发建设项目后评价[M]. 北京:石油工业出版社,2005:1.
PetroChina Company Limited. Oil and gas field development post-evaluation[M]. Beijing:Petroleum Industry Press,2005:1.

[2] 唐协华,张雪梅. 南鄱阳坳陷油气区域勘探项目地质工程后评价[J]. 石油天然气学报,2005,27(1):149-152.

Tang Xiehua,Zhang Xuemei. South Poyang Depression oil and gas region exploration project post-evaluation[J]. Journal of Oil and Gas Technology,2005,27(1):149-152.

[3] 李琪,何华灿. 石油钻井知识共享体系和环境的建立[J]. 天然气工业,2004,24(10):151-153.
Li Qi,He Huacan. Establishment of sharing system and environment of drilling knowledge[J]. Natural Gas Industry,2004,24(10):151-153.

[4] 张礼貌,郭宝申,罗佐县. 关于开展油气勘探项目后评价的思考[J]. 油气地质与采收率,2007,14(5):107-110.
Zhang Limao,Guo Baoshen,Luo Zuoxian. Discussion on giving post appraisal of petroleum exploration projects[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency,2007,14(5):107-110.

[5] 杨小龙,李战平,李富生. 长北气田地面工程技术[J]. 天然气工业,2007,27(10):106-108.
Yang Xiaolong,Li Zhanping,Li Fusheng. Surface engineering technology of Changbei Gas Field[J]. Natural Gas Industry,2007,27(10):106-108.

[6] 中国石油天然气股份有限公司. 油气勘探项目后评价[M]. 北京:石油工业出版社,2005:124-130.
Petro China Company Limited. Oil and gas exploration project post-evaluation[M]. Beijing:Petroleum Industry Press,2005:124-130.

[7] 王万庆,逮建祁,石崇东,等. 薄产层水平井 GP06-9 井钻井技术[J]. 石油钻探技术,2009,37(2):89-93.
Wang Wanqing,Chen Jianqi,Shi Chongdong,et al. Drilling techniques used in horizontal Well GP06-9[J]. Petroleum Drilling Techniques,2009,37(2):89-93.

胜利油田改进胀管器解决水平井套损难题

为解决水平井套变、套损井治理难题,胜利油田对传统的分瓣式胀管器进行了改进,提高了胀头表面强度和关键部位的韧性,并研发出适合水平井的 $\phi 156.0$ 、 $\phi 152.0$ 和 $\phi 145.0$ mm 液压分瓣式胀管器,满足了热采水平井水平段套损整形的工艺要求。

该系列液压分瓣式胀管器近日在射孔井段套管变形严重的孤岛 GDGB1P1 井进行了试验应用。应用中,管柱组合充分考虑保护油层套管,最大整形力 380 kN,整形距离 3.5 m,整形获得成功。

胜利油田侧钻小井眼裸眼筛管防砂完井技术取得突破

近日,胜利油田自主研发的侧钻井裸眼筛管顶部免钻塞防砂固井工艺技术,在孤东 GO7-39C114 井首次试验应用获得圆满成功。该技术攻克了以下难点:1)在井眼小、斜度大的侧钻井固井防砂;2)无需分级固井,即在上下两段封堵的条件下进行中间段固井施工;3)不仅可以缩短完井周期,而且还能保证井筒内清洁、无污染。该技术的应用成功,标志着胜利油田在侧钻小井眼裸眼筛管防砂完井方面取得了突破,并把国内防砂技术推向了一个新的高度。