

超深井钻井技术研究及工业化应用

张金成, 牛新明, 张进双

(中国石化石油工程技术研究院, 北京 100101)

摘要:陆上油气勘探开发正向着超深层领域发展, 中国石化钻遇的超深井普遍存在着压力系统复杂、地层岩性复杂、储层流体复杂、工程力学复杂等工程地质特征。钻井工程面临着设计优化难、施工风险大、钻井速度慢、工程质量控制难度大等技术问题。在钻井施工中表现为钻井周期长、复杂情况和故障多、工程投资大, 甚至有些井难以钻达目的层。2005年以来, 中国石化石油工程技术研究院联合石油高校、油田企业组成“产—学—研”攻关团队, 以川东北、塔里木盆地超深层油气勘探开发为依托, 紧密围绕“优质、安全、高效”攻关目标, 强化室内模拟和理论分析, 加强以新型工具和新材料为载体的技术攻关, 强化技术集成应用, 研究形成了多信息综合反演钻井地质环境因素精细描述技术、基于钻井工程风险评价的井身结构优化设计方法、大尺寸井眼气体钻井及流体安全转换技术、高效破岩工具及配套技术、基于常规导向的超深水平井井眼轨迹控制技术、超高温及超高密度钻井液技术、高酸性气田胶乳防气窜水泥浆固井技术等7项技术创新成果, 并开展了现场试验及工业化应用, 形成了超深井钻井配套技术, 使我国超深井钻井技术跨入了世界先进行列。

关键词:超深井; 钻井; 高温高压; 工业化

中图分类号: TE243; P634.5 **文献标识码:** A **文章编号:** 1672-7428(2015)01-0003-09

Research and Industrial Application of Drilling Technology of Ultra-deep Wells/ZHANG Jin-cheng, NIU Xin-ming, ZHANG Jin-shuang (Sinopec Research Institute of Petroleum Engineering, Beijing 100101, China)

Abstract: Offshore oil and gas exploration is advancing to the ultra-deep structure field. For Sinopec, it is very common to encounter the complicated geological characteristics of complex pressure system, ancient sedimentary, HTHP, fluid toxicity and difficulties in engineering mechanics. In terms of drilling engineering, the technical problems exist in design optimization, high construction risk, slow drilling speed and quality control. In well drilling construction, long drilling period, complex circumstances, multiple faults, large investment and even being difficult to reach the target layer for some wells were experienced. Since 2005, based on Sinopec's ultra-deep exploration and development in northeastern Sichuan Basin and Tarim Basin, through strengthening lab simulation and theoretical analysis, 7 innovation achievements are produced as follows: ①detailed description technology of drilling geological environmental factors with multi information comprehensive inversion; ②well structure optimization design based on risk evaluation of drilling engineering; ③technology of gas drilling with oversized hole and fluid conversion; ④efficient rock breaking tools and the supporting technology; ⑤ultra-deep horizontal well trajectory control technology based on conventional guided drilling; ⑥ultra-high temperature and ultra-high density drilling fluid technology; ⑦cementing technology of preventing gas channeling with high acid rubber latex for gas field. The field tests and industrial application are carried out on these achievements and the supporting ultra-deep well drilling technologies are formed, which makes China's ultra-deep well drilling technology step into advanced world level.

Key words: ultra-deep well; drilling; HTHP; industrialization

1 超深井钻井钻遇的主要难题

近几年来, 随着我国向深层油气资源勘探开发步伐的加快, 尤其是中国石化加快对四川盆地、塔里

木盆地超深层油气勘探开发的步伐, 对超深井钻井技术的需要越来越迫切, 对超深井钻井技术提出了更高的要求。然而超深井钻井工程地质环境极为复

收稿日期: 2015-01-05

基金项目: 国家高技术研究发展计划(863计划)“超深井钻井技术研究”(编号: 2006AA06A109); “十二五”国家科技重大专项“大型油气田及煤层气开发”课题六“海相碳酸盐岩油气井井筒关键技术”(编号: 2011ZX05005-006-003)部分研究成果; 中国石化集团公司科技项目“元坝地区优质快速钻井关键技术研究”(编号: P09084)、“麦盖提区块提高钻井速度关键技术研究”(编号: P11051)、“元坝超深水平井钻完井配套技术研究”(编号: P11054)

作者简介: 张金成, 男, 汉族, 1963年生, 钻井工程专家, 教授级高级工程师, 博士, 从事深井超深井钻井提速技术、页岩气钻井技术方面的科研工作, 北京市朝阳区北辰东路8号北辰时代大厦916室, zhangjc_sripe@sinopec.com。

杂,钻遇了诸多世界级钻井技术难题,给“优质、安全、高效”钻井带来了很大挑战,主要表现在以下几个方面。

(1)区域地质条件极为复杂。西北地区地层时代古老、演化程度高、构造活动期次多,古近系/石炭系发育大段盐膏层、二叠系火山岩可钻性差、奥陶系碳酸盐岩地层漏喷共存;元坝地区陆相地层胶结致密、存在厚砾石层,海相发育高压盐水层,地层压力系数达到2.4以上,储层高含酸性流体,二氧化碳含量3.33%~15.51%,硫化氢含量3.71%~6.87%。

(2)多套压力系统下的井身结构设计困难。川东北和西北地区纵向上分布压力系统多,同时受低承压层、破碎带等影响,井身结构优化设计难度大;超深井上部套管尺寸较大、下深较深,套管抗挤与抗内压强度往往达不到要求。

(3)地层埋藏较深,岩石强度高、地层坚硬、研磨性强、可钻性差,机械钻速低。川东北元坝地区上部陆相地层自流井须家河、西北麦盖提地区开派兹雷克组玄武岩地层硬度一般在2000~5000 MPa之间,可钻性级值6~10级。

(4)高温条件下钻井液粘土分散、絮凝、钝化,超高密度钻井液体系流变性和稳定性变差,裂缝发育地层在超高密度钻井液条件下易引发漏失问题。

(5)川东北天然气储层埋藏深、地层压力高、高含硫化氢和二氧化碳、纵向上分布多套压力体系,固井压稳防气窜、水泥石防腐蚀难度大。

(6)超深水平井面临储层非均质性强、变化大、定向轨迹控制困难、井下工具仪器工作环境恶劣。

上述问题的存在严重制约了超深井安全优快钻井,迫切需要针对区域复杂地质条件下的超深井钻井技术进行攻关研究,解决复杂地质条件下地应力精确预测、异常地质条件下井身结构优化设计、深部硬地层提速提效、高温高密度钻井液、井筒强化技术、高酸性气田防气窜固井、超深水平井井眼轨迹控制技术等技术难题,为超深油气资源的勘探开发提供强有力的技术支撑。

2 超深井钻井关键技术研究

2005年以来,中国石化石油工程技术研究院联合中国石油大学(华东)、中石化石油工程技术服务有限公司、中国石油化工股份有限公司勘探南方分公司、中国石油化工股份有限公司西北油田分公司

等油田企业组成“产—学—研”攻关团队,针对川东北、西北等超深层油气勘探开发需求,在国家“863”项目“超深井钻井技术研究”,中国石化科技攻关项目“元坝地区优质快速钻井关键技术研究”、“麦盖提区块提高钻井速度关键技术研究”、“元坝超深水平井完井配套技术研究”等项目的资助下,以中国石化在川东北、塔里木盆地超深层油气勘探开发为依托,紧密围绕“优质、安全、高效”攻关目标,强化室内模拟和理论分析,加强以新型工具和新材料为载体的技术攻关,强化技术集成应用,形成了一套较完善的超深井高效钻井配套技术。

2.1 多信息综合反演钻井地质环境因素精细描述技术

(1)形成了室内实验测量和利用地层物理参数反演超深地层可钻性等岩石工程力学参数的预测模式。

在国内首次开展了模拟6000 m以深地层环境条件下的岩石力学特性与声学特性的测定试验工作;依据试验数据,应用数理统计方法获取了一套地层抗钻信息,并建立起川东北地区白垩系—二叠系地层的岩石工程力学特性参数剖面。建立起一套利用地层物理参数求取岩石工程力学特性参数和利用岩石硬度预测牙轮钻头可钻性及PDC钻头可钻性的数学模型。所有预测模式的预测精度均达到80%以上,平均达到88.1%,最高达到96%。

(2)建立了基于井壁坍塌信息和成像测井资料最优化反演井眼周围应力场的模型,并实现了区域应力场的可视化显示。

建立了能够考虑井斜、地层倾角、地层原始地应力、地层各向异性等因素的计算井眼周围应力场的理论公式。基于井眼应力状态分析,建立起地应力、岩石强度及现场实测数据之间的关系模型,基于常规测井资料,结合最优化分析技术反演地应力大小,操作灵活简便,地应力求取精度较高。川东北地区地应力反演精度>92.2%。通过对井眼应力崩落力学机理的深入分析,根据井壁垮塌的程度与钻井条件、岩石力学性质、井筒液柱压力、地应力状态等信息的密切相关性,充分利用成像测井、地层倾角测井结合常规测井资料,同时反演地应力方位和大小,形成了一套地应力反演技术,对于复杂地质条件下钻井施工具有重要意义。川东北元坝区块地应力反演结果和实际钻探情况符合程度达到85%以上。通

过分析研究,建立了三维空间数据场可视化方法,根据三维空间视角的不同变化进行一系列复杂的数据变换处理,应用可视化开发工具,开发了三维可视化平台,实现了区域地层压力体的三维可视化。

(3) 基于地震反演和测井资料反演实现了三维地层压力预测,形成了压差系数法地层孔隙压力预测方法、盐膏层蠕变规律计算方法,并探索了应用纵横波速度比计算海相碳酸盐岩地层孔隙压力的计算模型。

运用地质统计分析工具将井点信息和地震信息有机结合起来,根据地质统计规律和岩石力学原理,建立区域油田地应力、地层压力等钻井地质参数的三维模型,在国内钻井工程领域具有创新性与先进性,地应力预测精度达 90% 以上。综合利用地震和测井资料,经过地震反演把界面型的地震信息转换为岩层型的岩石物理数据,建立起适用于钻井工程的地质和岩石力学模型,以地震反演得到岩石物理模型为基础,结合具有较强理论基础的有效应力模型,进行三维地层孔隙压力预测。在地震反演成果的基础上,根据反演波阻抗和岩石力学参数的关系,运用人工智能建模分析技术,实现钻前预测待钻井的坍塌压力和破裂压力,为钻井工程设计和施工提供了有效的技术指导。根据地震属性和测井数据之间存在的非线性关系,在对地震属性进行优化的基础上,建立工区内地震属性与测井数据之间的分层映射关系模型,利用其随钻监测钻头下方地层的坍塌压力和破裂压力,准确性和科学性更高,具有良好的实时操作性能,和传统方法相比创新力度大。川东北河坝 101 井钻前压力预测精度 89.7%,塔河油田 TP24 井随钻压力监测精度 87.8%。应用纵横波速度比对孔隙压力的变化敏感性,建立了适合于海相碳酸盐岩地层孔隙压力的计算模型。在优选盐膏层蠕变模型的基础上,建立了适用于钻井工程的盐膏层蠕变模型,通过反演求取盐膏层蠕变压力参数,提高预测的精度与可操作性,形成一套切实可行、科学合理的盐膏层蠕变规律预测方法。塔河油田 9 口井和秋南 1 井的蠕变参数反演结果符合现场实际。

2.2 基于钻井工程风险评价的井身结构优化设计方法

针对超深井井身结构设计中存在地层信息不确定性、钻井工程风险预知性差的问题,提出了地层压力可信度的概念,建立了含可信度的安全钻井液密

度窗口确定方法、井身结构设计方法、钻井工程风险评价方法、油气井套管柱安全可靠分析方法。形成了复杂地质条件下超深井井身结构设计及钻井工程风险评价技术。推荐出了适合于四川盆地和塔里木盆地超深井钻井的井身结构系列方案,并得到了广泛的推广应用。

(1) 建立了地层信息不确定条件下含可信度的地层孔隙压力、地层破裂压力和坍塌压力的预测及描述方法。

合理的井身结构设计方案和正确的施工措施所依赖的关键基础资料之一是准确的地层压力剖面(包括地层孔隙压力、坍塌压力、破裂压力或漏失压力)。在超深井钻井中,由于基础资料获取困难和分析技术的制约,用现有理论和技术手段还难以给出准确的地层压力剖面,对地层压力信息的认知还存在不确定性。为此,通过对现有地层压力预测模型进行多因素不确定性分析,提出了含可信度的地层压力剖面的概念,并应用概率统计基础理论,建立了地层信息不确定条件下含可信度的地层孔隙压力、地层破裂压力和坍塌压力的预测及描述方法。按照该方法建立的压力剖面不再是一条单值的压力曲线,而是根据可信度要求不同由压力上下边界线组成的压力带(如图 1 所示)。在含可信度地层压力剖面的基础上,构建了安全钻井井筒压力平衡约束条件,建立了含可信度的钻井液安全密度窗口建立方法(如图 2 所示)。

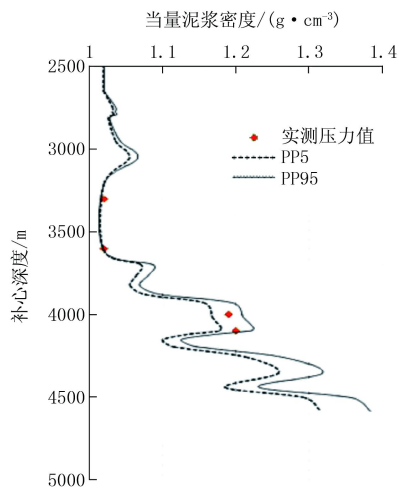


图 1 可信度为 90% 的地层孔隙压力剖面

(2) 在含可信度地层压力剖面 and 钻井液安全密度窗口建立的基础上,建立了自下而上和自上而下的

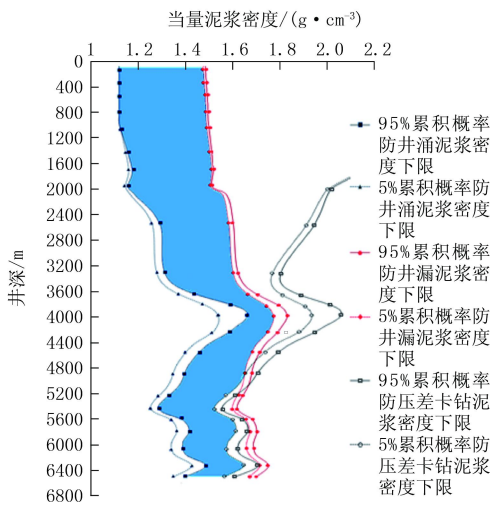


图2 可信度为95%的安全钻井液密度窗口

套管层次及下入深度的确定方法。

根据井筒压力平衡准则,提出了井涌、井壁坍塌、钻进井漏、压差卡钻、发生井涌后的关井井漏等5种钻井工程风险类别的评判方法和基于数理统计理论的风险概率评价方法。利用该方法可以评价不同井身结构方案在实施过程中某种工程风险可能在某一井深发生的概率大小,从而为井身结构方案的决策和钻井施工措施的制定提供依据。

(3)提出了适合不同区块的超深井井身结构推荐方案。

通过对国内各地区不同区块地层特点、钻井复杂情况特点的分析,结合研究区块的钻井实践,给出了适合四川盆地、塔里木盆地等不同区块的7套井身结构的推荐方案(见表1),完成了64口超深井的设计工作,对国内后续的超深井钻井工程设计具有重要指导作用。

表1 推荐的套管程序方案

方案序号	套管程序方案
方案一	20—16—13%—9%—7—5 in
方案二	20—13%—11%—9%—7—5 in
方案三	20—14—10%—7%—5 1/2 in
方案四	20—16—11%—9%—7%—5 1/2 in
方案五	20—14%—10%—8%—5 1/2 in
方案六	24—18%—14%—11%—8%—5 1/2 in
方案七	24—18%—14—10%—7%—5 1/2 in

(4)根据结构可靠性理论和随机理论,建立了套管抗外挤强度和抗内压强度失效风险评价方法,可得出不同载荷条件下套管失效概率,以及安全系数与套管失效概率之间对应关系,可为套管柱设计

安全系数的选取提供依据。

2.3 大尺寸井眼气体钻井及流体安全转换技术

2.3.1 开发了26 in 井眼强携岩携水可循环空气泡沫钻井技术

针对元坝地区26 in (Ø660.4 mm)井眼常规钻井液钻井机械钻速低,空气、雾化钻井携岩携水能力无法满足施工要求,开发了携岩携水能力强、抑制性强的泡沫钻井流体体系,改进了环隙式消泡装置,形成了26 in 井眼强携岩携水可循环空气泡沫钻井技术。研发了2种聚合物防塌剂,包括高相对分子质量两性离子聚合物防塌剂PDAM、中等分子质量两性离子聚合物防塌剂WPZY-1。泡沫钻井流体体系携水携岩能力强,地层最大出水量由20 m³/h增加到45 m³/h时,泡沫钻井仍可安全施工,大大拓宽了泡沫钻井技术的使用范围;抑制能力强,将井壁坍塌周期由5~6 d延长到15~17 d,有效提高了井壁稳定性。通过改进环隙式消泡装置,消泡效率由70%提高到85%。

26 in 井眼空气泡沫钻井技术在元坝气田15井进行了应用,平均应用井段长597.8 m,平均机械钻速由常规钻井液钻井的0.81 m/h提高到4.29 m/h,提高了4.3倍,其中元坝222井泡沫钻井平均机械钻速高达7.52 m/h。597.8 m长的26 in 井眼采用泡沫钻井技术平均施工周期9.16 d,若采用常规钻井液钻井需要47.93 d,节约钻井周期38.77 d,提速提效十分明显,该技术已经成为元坝超深井26 in 井眼钻井的主打技术。

2.3.2 优化完善了17 1/2 in 井眼长井段空气钻井技术

建立了元坝地区空气钻井地层适应性评价模型:

$$\eta \{ \sigma_v + 2v(\sigma_H - \sigma_h) - [m - \frac{2(\varphi + \alpha)}{1 - \sin \varphi} P_p] \} \leq T \quad (1)$$

当量应力≤地层岩石的综合强度时,空气钻井中井壁不发生失稳。

针对17 1/2 in (Ø444.5 mm)井眼井深、携岩困难,上沙溪庙上部地层出水,建立了具有特色的注气量计算方法,形成了完善的空气钻井配套技术。

$$\frac{2.46 \times 10^{12} S_g (T_5 + GH) Q_g^2}{V_g^2 A} - [(P_5^2 + \frac{ab}{a - G} T_5^2) \times (\frac{T_5 + GH}{T_5})^{2a/G} - \frac{ab}{a - G} (T_5 + GH)^2]^{0.5} = 0 \quad (2)$$

17½ in 井眼空气钻井技术在17口井进行了应用,平均应用井段长2411 m,平均机械钻速由初期的8.61 m/h提高到11.24 m/h,提高了30.55%,其中元坝224井空气钻井平均机械钻速高达14.31 m/h,元坝124井创钻深最深纪录3252.68 m,元坝10井单只钻头最高进尺达2061.03 m。2411 m长的17½ in 井眼采用完善后的空气钻井技术平均施工周期14.11 d,若采用前期的空气钻井技术需要18.41 d,节约钻井周期4.3 d。

2.3.3 开发了复合疏水旋转喷淋预处理气液转换技术

针对气体钻井后存在的井壁易失稳、气液转化困难等问题,基于改变岩石表面性质,建立人工水锁效应阻止水化稳定井壁的技术原理,研发了复合疏水预处理技术,高相容性的强抑制强封堵高效防塌水基钻井液体系,以及转化及替浆工艺技术,有效地解决了体系转化中的井壁垮塌、阻卡难题,提高了作业时效,形成了气液安全转换技术。该技术在元坝地区的现场应用取得了较好的效果,钻井液体系转化施工顺利,井壁稳定,井下无异常,下钻通井无阻卡,气液转换施工时间由原来的6.8 d缩短为3.66 d,时效提高46.2%以上。

2.4 超深井新型高效破岩技术

针对超深井钻遇地层坚硬、复杂,破岩效率低,机械钻速慢等难题,成功研制了液动射流式冲击器、井底增压器,形成了系列新型工具高效破岩理论,建立了高效破岩参数的匹配方法;开发了孕镶金刚石钻头,配套形成了超深井涡轮钻井、扭力冲击器辅助破岩等高效钻井技术。高效破岩工具创下应用井深6912 m、单次应用时间273 h、钻速最高提高159.62%、使用钻井液密度达2.0 g/cm³等多项记录。

2.4.1 形成了深井超深井旋转冲击钻井破岩方式

率先对旋冲钻井技术进行了较为系统的研究,分析了旋冲破岩特点及理论,通过对岩石受轴向力和剪切力作用下的力学模型及岩石受冲击动载作用下的力学模型的研究,建立了旋转冲击钻井破岩力学模型,形成了一套旋转冲击钻井破岩理论及旋转冲击钻井破岩参数的匹配方法,最终形成了全新的深井超深井旋转冲击钻井破岩方式。形成了射流式冲击器的设计方法,建立了射流式冲击器的工作理论。成功研制了具有自主知识产权的旋冲钻井破岩

工具——射流式液动冲击器。将旋冲钻井成功地应用于石油深井超深井钻井中,并在国内外推广应用60余井次。YSC-178型射流式冲击器正常使用寿命可达100 h以上,实现了在硬脆性地层中提高机械钻速40%以上。射流冲击器+PDC钻头旋冲钻井技术在新疆塔河取得了成功应用,最大应用井深达6912 m。

2.4.2 研制了孕镶金刚石钻头,配合涡轮/螺杆推广了复合钻井技术

针对元坝地区自流井组、须家河组地层研磨性强、可钻性差、机械钻速低的难题,研制了系列孕镶金刚石钻头,首次尝试与中高速螺杆动力钻具配合使用,扩展了“孕镶金刚石钻头+涡轮/螺杆钻具”复合钻井技术的应用领域。该技术将钻井液的水力能量通过动力钻具转换成高速旋转的机械能量,通过孕镶金刚石钻头切削、刨犁破岩,具有工具寿命长、高转速及单趟进尺长等诸多优点,显著提高了强研磨性砂岩、砾岩、火成岩地层中机械钻速。

截至到2013年2月,该技术共在元坝地区试验应用了18口井,总进尺8504.21 m,平均机械钻速1.50 m/h,与自流井组、须家河组地层常规钻井液钻井的平均机械钻速0.69 m/h相比,提高了117.39%,取得了很好的提速效果。在元坝地区应用成功以后,推广到了川西、新疆、东北等地区的高研磨性硬地层,均取得了明显的提速效果。

2.4.3 引进完善了“PDC钻头+扭力冲击发生器”复合钻井技术

阿特拉扭力冲击器由上下两个涡轮组动力站驱动带有偏心锤的心轴做往复运动,将钻井液的流体能量同时在钻头上转换成扭向和径向上的高频冲击力,冲击、剪切破碎岩石,不但能提高机械钻速,而且还能延长钻头及下部钻柱的寿命。该技术是针对元坝气田下部陆相地层岩石坚硬、研磨性强、机械钻速低而首次引进的一种钻井提速新技术。截至到2013年2月,该技术共在元坝气田试验应用了18口井。其中,在Ø311.1 mm井眼试验应用了8口井(10井次),单趟钻平均进尺245 m,平均机械钻速2.83 m/h,与未用阿特拉扭力冲击器的平均机械钻速相比提高了172.12%。继元坝地区以后,该技术也推广应用到了其他油气田,其中在塔河油田Ø215.9 mm井眼试验应用了11口井(14井次),应用地层为卡拉沙依组及巴楚组,单趟钻平均进尺

615 m,平均机械钻速 6.50 m/h,与未用阿特拉扭力冲击器的平均机械钻速相比提高了 91.18%。

2.4.4 优化了“PDC 钻头+螺杆”复合钻井技术

基于岩石可钻性描述成果结合概率算法优选了国产和进口钻头,优选了耐高温大功率螺杆,国产螺杆包括 5LZ185、5LZ197,进口螺杆包括 $\varnothing 197$ mm 国民油井螺杆 775-45-53、 $\varnothing 172$ mm 贝克休斯螺杆 X-TREMELS。通过优化该项技术,元坝地区雷口坡、嘉陵江及飞仙关组复合钻井机械钻速较开发初期分别提高了 17.57%、36.9% 和 41.38%。平均单趟钻进尺从 245 m 提高到 306 m,提高了 24.9%,元坝 124 井复合钻单趟钻进尺创最高纪录 834.4 m。

2.5 基于常规导向的超深水平井井眼轨迹控制技术

针对元坝超深水平井高温高压高含硫、地层可钻性差、储层非均质性强、定向难度高、轨迹控制困难、井下工具仪器工作环境恶劣等重大钻井技术问题,提出了基于地层可钻性和钻具侧钻力分析的侧钻钻具组合设计方法,设计了超深井轨迹控制钻具组合和操作方法,优化了高温随钻测量程序,完善了超深水平井摩阻扭矩预测模型,开发了超深水平井安全钻井评价软件,形成了具有自主知识产权的超深水平井井眼轨迹控制配套技术,创造了元坝 101-1H 井井深 7971 m 的世界最深记录及元坝 121H 井完钻垂深 6991 m 的水平井垂深最深世界纪录。改变了元坝气田开发对国外定向钻井技术服务公司的依赖,对高难度超深井水平井钻井技术的自主化起到了重要引导作用。

2.5.1 形成了超深水平井工具面稳定控制技术

综合分析了超深水平井摩阻扭矩、钻具振动及钻具结构相互耦合作用规律及对工具面稳定性的影响规律,创造性地提出了一套以优化设计、摩阻扭矩控制、振动监测与控制、低摩阻钻井液等为核心的井眼轨迹控制技术,有效提升了滑动导向钻井工具面可控性。形成的工具面稳定控制技术方案在元坝 1-1H、101-1H 等井进行了推广应用,工具面稳定性有了较大改善。

2.5.2 开发了超深水平井摩阻扭矩控制技术

分析了钻具屈曲变形对接触力影响,试验精确测定了不同岩性不同钻井液体系下的摩阻系数,修正了摩阻扭矩计算模型,编制了超深水平井摩阻扭矩预测软件模块,计算准确度高于 95%。揭示了超

深水平井摩阻扭矩主要分布规律,提出了上部直井段防斜打直,井身剖面与钻具组合优化设计、配套减摩降扭工具、应用低摩阻钻井液体系等摩阻扭矩控制方案,实现了摩阻扭矩的有效控制。已完钻超深水平井摩阻控制在 190 kN 以内,扭矩控制在 18 kN·m 以内。

2.5.3 配套形成了高温 MWD 随钻测量技术

根据导向钻具组合振动分析结果,设计了低振动强度的双扶钻具组合,同时配套了分段循环降温方案,配套了耐高温 175℃、耐高压 172.4 MPa 的 HTHP MWD 仪器,在井底温度最高 157℃、井底压力最高 140.4 MPa 的环境下确保了施工的顺利进行。2013 年完钻的元坝 1-1H 井和 101-1H 井高温定向工具失效率大幅降低,满足了元坝超深水平井定向钻井需求。

2.5.4 形成了超深硬地层裸眼侧钻技术

分析了钻具持续侧钻能力低是造成元坝超深地层侧钻成功率低的原因,设计了以提高钻具持续侧钻能力为目标的硬地层钻具组合设计方案,侧钻成功率提高到 100%,并创造了超深地层、大斜度井段、 $\varnothing 165$ mm 井眼侧钻施工先例,为元坝超深水平井侧钻施工提供了有效方法。元坝 272H 井 $\varnothing 165.1$ mm 井眼斜井段侧钻成功,创元坝工区施工周期最短纪录。

2.5.5 开发了超深水平井安全评价技术

综合管柱安全、循环设备安全、地层安全等多个方面建立了超深水平井安全钻井评价模型,配套了 PWD 随钻压力监测设备,为超深水平井安全钻进提供了一套较全面的安全评价方法及软件。

2.6 超高温、超高密度水基钻井液技术

针对超高温、超高压地层和超深长裸眼水平井施工中存在的钻井液流变性、滤失量、沉降稳定性难以控制,抗盐钙、钻屑污染能力低,摩阻扭矩大等难题,采用分子设计原理,引入抗高温抗盐基团,控制链长和分散度等,研制了具备抗温 260℃、抗盐达饱和的降滤失剂、分散稀释剂,形成的超高温钻井液体系,现场应用最高温度 236℃。采用极压元素摩擦化学反应在钻具表面生成厚润滑膜原理,研制了高效润滑剂,并优化重晶石粒度级配,形成了超高温、超高密度下流变性、润滑性、沉降稳定性良好、低失水、抗污染能力强的钻井液体系及配套技术,满足了超深井等钻井液高性能的需求,钻井液最大密度可

达 3.0 g/cm^3 , 现场应用最高达到 2.87 g/cm^3 。

2.6.1 形成了超高密度钻井液加重材料优选技术

为了降低超高密度钻井液体系的固相含量, 从液相和固相加重材料两方面考虑, 进行液相加重材料、固相加重材料的优选和复合加重技术研究, 在无机盐、有机盐提高液相密度的基础上采用液相和固相复合加重, 考察液相和固相材料的适应性、复合比例等, 并通过优化粒径级配, 兼顾固相比表面积、体系悬浮稳定性, 采用重晶石加重, 形成了超高密度钻井液加重技术。

2.6.2 研制了关键处理剂, 形成了最高抗 260°C 超高温水基钻井液体系和最大密度达 3.0 g/cm^3 的超高密度水基钻井液体系

针对超高温、超高压地层和超深长裸眼水平井施工中存在的钻井液流变性、滤失量、沉降稳定性难以控制, 抗盐钙、钻屑污染能力低, 摩阻扭矩大等难题, 采用分子设计原理, 引入抗高温抗盐基团, 控制链长和分散度等, 研制了最高抗温能力可达 260°C 、抗盐达饱和的降滤失剂、分散稀释剂。采用极压元素摩擦化学反应在钻具表面生成厚润滑膜原理, 研制了高效润滑剂, 并优化重晶石粒度级配, 形成了超高温、超高密度下流变性、润滑性、沉降稳定性良好、低失水、抗污染能力强的钻井液体系及配套技术, 满足了超深井等钻井液高性能的需求, 采用重晶石加重, 成功解决了超高密度钻井液体系流变性与沉降稳定性的世界性技术难题, 钻井液最高密度可达 3.0 g/cm^3 。

2.6.3 形成了超高密度钻井液流变性控制技术

通过稳定剂及润滑剂等处理剂的优选及评价, 根据评价结果利用正交实验设计超高密度钻井液配方, 对不同配方的钻井液进行热稳定性、防塌、润滑性、抗污染能力、悬浮稳定性、流变性实验, 并在研究的基础上形成了具有良好流变性的超高密度钻井液。

2.6.4 开发了超深水平井高密度钻井液降摩减阻技术

针对高密度钻井液固相含量高, 自由水少, 处理剂效果降低或失去作用, 易导致粘切升高, 摩阻增大, 流变性、沉降稳定性、高温高压滤失不易协调和控制, 兼顾高效和改善流变性, 研制了相应的高效润滑剂, 能够在钻具上形成一定厚度、抗压能力强的疏水性隔离膜, 不易被外力和加重剂颗粒破坏, 能够起

到持续减摩的作用, 且对钻井液流变性影响小, 有助于减小流动阻力, 钻井液密度 2.26 g/cm^3 , 温度 130°C 条件下, 钻井液润滑系数达到 0.12 , 有效地解决了元坝地区超深长裸眼水平井的摩阻控制问题。

2.7 酸性气田超深井抗高温防气窜固井水泥浆体系

针对酸性气藏、高温复杂超深井, 开发了抗高温、耐高压、耐腐蚀、防气窜固井水泥浆体系和超低密度水泥浆体系。

2.7.1 研制开发了具有自主知识产权的抗高温、耐腐蚀、防气窜胶乳水泥浆体系

系统地开展了高温高压下 CO_2 、 H_2S 腐蚀水泥石机理及防治固井技术研究, 建立了 CO_2 和 H_2S 腐蚀水泥石实验室, 确定了腐蚀试验评价方法, 得到了酸性气体腐蚀水泥石的机理和控制方法。在国内率先开展了 CO_2 、 H_2S 及 CO_2 、 H_2S 共存条件下水泥石腐蚀研究, 对 CO_2 、 H_2S 及 CO_2 、 H_2S 共存条件下水泥石腐蚀的形、态、貌有了较清楚的了解, 系统地研究了 CO_2 、 H_2S 及 CO_2 、 H_2S 共存条件下水泥石的腐蚀机理与腐蚀规律研究; 找出了 H_2S 、 CO_2 共存条件下水泥石的腐蚀控制因素, 研制出了具有较好性能的水泥浆体系的抗 CO_2 、 H_2S 腐蚀的新型 DC206 外加剂, 并在现场成功应用 3 口高温高压气井固井现场试验, 固井质量合格率为 100% , 申请了两项国家发明专利。研制开发成功了具有自主知识产权的 DC200 胶乳抗高温防气窜水泥浆体系。研制开发了新型抗高温丁苯胶乳、胶乳稳定剂和配套的外加剂, 掌握了胶乳水泥浆护胶等技术关键, 解决了胶乳水泥浆敏感性强和适应性差等一系列技术难题, 性能优于国外进口产品。水泥浆抗 API 失水量 $\geq 50 \text{ mL}$, 防气窜性能系数 < 2 , 高温高压 24 h 抗压强度 $> 14 \text{ MPa}$, 并形成了稳定的产品, 在四川和新疆共完成了 10 井次现场实验, 固井合格率 100% , 优良率 90% 。

2.7.2 形成了水泥浆密度达到 3.0 g/cm^3 的超高密度水泥浆体系及密度为 1.2 g/cm^3 的超低密度水泥浆体系

通过优化级配模型, 建立了超高密度和超低密度水泥浆体系设计方法。研制开发了具有自主知识产权的抗高温水泥浆外加剂抗高温降失水剂 DC600 和高温缓凝剂 DH100。DC600 温度适应性好, 从中温至 180°C 高温, 其具有良好的控制失水能力, 在

3.0%~6.0%加量范围内水泥浆 API 失水量 < 50 mL,并具有良好的流变性,不影响水泥石强度发展,24 h 水泥石强度达 19 MPa 以上,并与分散剂等外加剂具有良好的配伍性。高温缓凝剂 DH100 具有温度适用范围广、较好的分散性能、良好的缓凝效果等特点,在 180 ℃ 高温下水泥浆稠化时间可达 300 min 以上,24 h 水泥石抗压强度可达到 21 MPa 以上,完全可以满足高温井对水泥浆稠化时间和强度的固井要求。

以自主研发开发的高温防气窜降失水剂 DC600 与高温缓凝剂 DH100 为基础,完成了超高密度和超低密度水泥浆体系设计,研究出了水泥浆密度达到 3.0 g/cm^3 的超高密度水泥浆体系,24 h 水泥石强度 > 14 MPa,水泥浆沉降稳定性 < 0.03 g/cm^3 ,水泥浆防气窜性能系数 SPN 值 < 3,现场完成了 10 井次固井应用,在官深 1 井创造了平均入井水泥浆密度为 2.78 g/cm^3 ,最高 2.82 g/cm^3 的石油工程新纪录,固井合格率 100%。

以抗高压空心玻璃微珠为减轻剂,研制开发了适合超深井固井的密度为 1.2 g/cm^3 的超低密度水泥浆体系,24 h 水泥石强度 > 14 MPa,水泥浆沉降稳定性 < 0.03 g/cm^3 ;以精细研磨的粉煤灰和微硅作为复合低密度材料,研制开发了密度适合超深井固井的密度为 1.5 g/cm^3 的低密度水泥浆体系,固井合格率 100%。

该技术成果在元坝气田和塔河油田得到了推广应用,并取得了良好的现场应用效果,形成了一套完整的超深井高温高压复杂条件固井技术。在元坝等海相探区,2006 年以来,负责完成南方海相勘探所有 34 口探井固井技术支持工作,保证了南方海相探井固井质量稳步提高。2006 年以来,探井固井一次合格率达到 96.4%。在新疆塔河油田进行了多口井的应用研究,固井质量合格率 100%,优良率达 80%,较好地解决了塔河地区高压气井固井后环空防气窜和超深井低密度固井技术难题。

3 超深井钻井技术的应用

3.1 在元坝地区的应用

在元坝地区超深直井共应用 17 口,平均井深 7058.0 m,平均钻井周期由应用前的 513.62 d 缩短到 400.18 d,钻井周期缩短 113.44 d,平均钻井周期缩短了 22.09%,直井机械钻速提高 20.25%;超深

水平井共应用 12 口,平均井深 7595.12 m,水平段平均长度 783.83 m,平均钻井周期由应用前的 511.73 d 缩短到 393.40 d,平均钻井周期缩短 128.33 d,缩短了 25.3%,平均机械钻速提高了 35.8%,并创造了超深水平井井深最深(元坝 101-1H 井 7971.00 m)和垂深最深(元坝 121H 井垂深 6991.19 m)两项世界纪录。圆满实现了中石化高难度水平井自主实施的目标,为元坝气田高效开发提供了重要技术支持。加快了元坝地区的勘探开发进程,带来了较大的社会效益和经济效益。

3.2 在塔河油田及外围的应用

在塔河、麦盖提、托甫台、跃进等地区推广应用 96 口井,平均井深 6574.76 m,平均钻速提高 29.5%,钻井周期下降 23.4%(缩短 20 d)。其中麦盖提地区应用 12 口井,平均井深 6201.08 m,平均机械钻速提高 10.6%,平均钻井周期缩短 34.6%。跃进 2-12 井完钻井深 7210 m,钻井周期仅 78.83 d。近年塔河托普台区块钻井机械钻速和钻井周期分别见图 3、图 4。

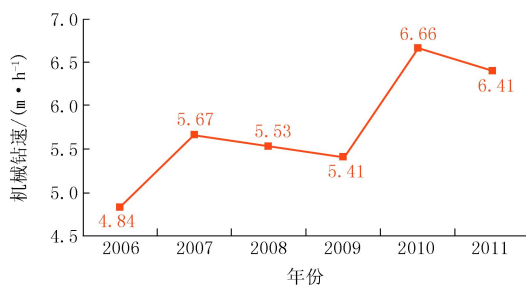


图3 塔河托普台区块机械钻速变化曲线



图4 塔河托普台区块钻井周期变化曲线

3.3 在中国石化的总体应用情况

8年来,中石化超深井完钻井数量不断增加,2006—2013年累计完成 1052 口,完成超深井数量占国内陆上完钻超深井的 69.61%。其中,完成 7000 m 以上超深井 140 口,占国内完成井数量的 65.73%。从 2006—2013 年,中石化超深井钻井周期不断缩短,累计缩短了 51.8%,机械钻速不断

提高,累计提高了29.3%。见图5和表2所示。

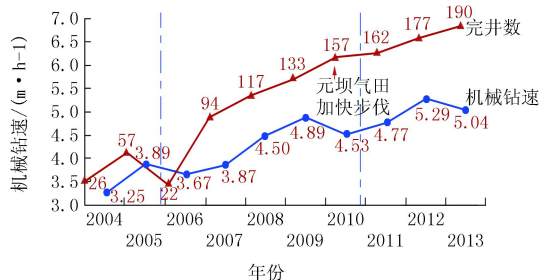


图5 中国石化历年超深井完井数量与机械钻速变化曲线

表2 中国石化8年来超深井钻井技术指标对比

年份	年钻超深井数/口	平均井深/m	平均钻井周期/d	平均机械钻速/(m·h ⁻¹)
2005年	41	6151.21	247.73	3.89
2013年	190	6689.34	132.43	5.03
指标对比	增加346%	增加8.75%	缩短51.8%	提高29.3%

8年来,中石化不但成功完成了一批高难度超深井,还打破了一系列国内外钻井纪录:

- (1)塔深1井井深8408 m——亚洲最深井;
- (2)胜科1井7026 m(235℃)——东部最深、温度最高井;
- (3)川科1井7560 m——四川盆地最深井;
- (4)元坝101-1H井7971 m——国内最深超深水平井;
- (5)元坝121H井垂深6991 m——世界水平井垂深最深;
- (6)创造了“钻井液密度2.87 g/cm³”的国内外石油工程新纪录;
- (7)官深1井创造了入井水泥浆平均密度2.78 g/cm³的石油工程新纪录;
- (8)17½ in大尺寸井眼,空气钻井最大钻深达3252.68 m;
- (9)超高温钻井液体系,现场应用最高温度236℃。

4 结论与建议

(1)依靠超深井钻井技术发现并高效开发了元坝超深层高酸性气田、西北塔河油田及外围麦盖提区块,为超深油气资源勘探开发实现突破做出了重要贡献,推动了我国石油行业超深井钻井技术的发展。

(2)超深水平井钻井技术突破了元坝超深层高酸性气田开发对国外技术的依赖,规模开发了元坝超深、低渗透、高酸性气田,开创了应用超深水平井规模开发超深层油气的世界先例。

(3)研究成果的成功应用不断提升了我国超深井钻井技术水平,加快了超深油气资源勘探开发进程,为国家超深油气资源经济高效开发提供了强有力的技术支持。

(4)虽然我国的超深井钻井技术已跨入世界先进行列,但与以美国为代表的西方先进国家相比还有一定的差距,我国到现在还没有钻成9000 m以深的特超深井。建议继续加大对超深井钻井技术研究的资金投入,早日开展9000 m以深特超深井钻井技术的攻关研究,并实施一口井,以使我国超深井钻井技术水平达到世界领先水平。

参考文献:

- [1] 闫光庆,张金成. 中国石化超深井钻井技术现状与发展建议[J]. 石油钻探技术,2013,41(2):1-6.
- [2] 张金成,张东清,张新军. 元坝地区超深井钻井提速难点与技术对策[J]. 石油钻探技术,2011,39(6):6-10.
- [3] 闫光庆,张金成,赵全民. 普光气田超深井钻井技术的进步与思考[J]. 探矿工程(岩土钻掘工程),2013,40(6):38-42.
- [4] 张克勤,张金成,戴巍. 西部深井超深井钻井技术[J]. 钻采工艺,2010,33(1):36-39.
- [5] 张金成. 普光气田钻井技术发展展望[J]. 石油钻探技术,2008,36(3):5-9.
- [6] 张克勤. 提高普光气田开发井钻井速度的技术研究[J]. 石油钻探技术,2009,37(3):34-37.
- [7] 张金成,叶海超,王甲昌. 塔里木地区钻井技术难点与对策[M]. 北京:中国石化出版社,2008:75.
- [8] 王成岭,李作宾,蒋金宝,等. 塔河12区超深井快速钻井技术[J]. 石油钻探技术,2010,38(3):17-21.
- [9] 张金成,位华,于文红. 空气钻井技术在普光气田的应用[J]. 石油钻采工艺,2006,28(6):8-10.
- [10] 解兰宏,张金成,张东清,等. 涡轮钻井技术在元坝等重点区块的应用[J]. 石油钻探技术,2011,39(6):15-18.
- [11] 周祥林,张金成,张东清. TorkBuster 扭力冲击器在元坝地区的试验应用[J]. 钻采工艺,2012,35(2):15-17.
- [12] 王甲昌,张金成,赵国顺. 35 MPa 高压喷射钻井技术实践与认识[J]. 石油钻探技术,2012,40(6):22-26.
- [13] 张燕. 近年来国外钻井技术的主要进步与发展特点[J]. 探矿工程(岩土钻掘工程),2007,34(10):76-79.
- [14] 李冰. 深井超深井钻井技术:开启地下深层宝库的“金钥匙”[J]. 中国石化,2009,(1):34-36.
- [15] 沈忠厚,黄洪春,高德利. 世界钻井技术新进展及发展趋势分析[J]. 中国石油大学学报(自然科学版),2009,33(4):64-70.