

俄罗斯萨哈林-3号V区块优快钻井技术

张志刚 艾中华 刘任远 王建宁

(中国石化 国际石油勘探开发有限公司,北京 100083)

摘要:在分析研究俄罗斯萨哈林-3号V区块钻井资料的基础上,结合设计井位的地质地震资料,提出了钻井技术优化方案,包括优化井身结构、在领眼无浅层气情况下加工简易喇叭口替代导流器、选用辐射螺栓型井口头、 $\phi 311.1$ 和 $\phi 215.9$ mm井段使用螺杆钻具配合优选的PDC钻头、测试阶段用钻杆下入EZSV桥塞封隔射孔段、 $\phi 339.7$ 和 $\phi 244.5$ mm套管串中使用PDC钻头可钻的套管附件及非旋转固井胶塞、调整钻井液性能、基地预先配置KCl基浆等钻井技术措施,并加强生产组织管理及全方位生产协调。该优快钻井技术在2009年度部署的2口探井中的应用结果表明,平均机械钻速均成倍提高,钻井周期大大缩短,明显降低了钻井成本。

关键词:浅层气;井口头;螺杆钻具;PDC钻头;优快钻井;俄罗斯萨哈林

中图分类号:TE249 **文献标识码:**B **文章编号:**1001-0890(2010)05-0081-05

Optimized and Fast Drilling Techniques in Sakhalin-3 V-Block of Russia

Zhang Zhigang Ai Zhonghua Liu Renyuan Wang Jianning

(Sinopec International Petroleum Exploration and Production Corporation, Beijing, 100083, China)

Abstract: Based on the analysis of the historical drilling data, a fast and optimized drilling technique was provided combined with the seismic geological data of Sakhalin-3 V-Block. This technique was applied in two exploration wells in 2009. By using a series of techniques, the average ROP of these two wells increased greatly, the drilling cycle was shortened and the drilling cost was reduced. These techniques includes optimization of casing program, using simple bell nipple instead of diverter for pilot hole without shallow gas, selection of radial bolts wellhead, using positive downhole motor (PDM) with PDC bit during $\phi 311.1$ and $\phi 215.9$ mm well section, using EZSV plugs to isolate perforations during testing stage, using PDC drillable casing accessories with non-rotational cementing plugs in $\phi 339.7$ and $\phi 244.5$ mm casing string, adjusting drilling fluid rheology property, and preparing KCl based fluid at service station, etc.

Key words: shallow gas; wellhead housing; screw drill tool; PDC bit; optimized drilling techniques; Sakhalin of Russia

1 概述

萨哈林-3号V区块位于俄罗斯萨哈林岛东北鄂霍茨克海域,构造位置属于东萨哈林-鄂霍次克盆地,面积5 300 km²,水深0~500 m。区域内海床表面为灰色细砂、中砂,区域洋流速度1.2 m/s,洋流易对桩靴产生冲刷,影响平台稳定性。区域内断层多,主要目的层为下中新统下达吉组和中达吉组砂层,属典型的断块气田。

2005年7月,中国石化和俄罗斯国家石油公司

签订萨哈林-3号V区块勘探项目合作协议,中俄双方成立联合作业公司进行勘探。20世纪80年代俄方曾经在该区块钻探井2口,中俄双方签署协议后,于2006年使用半潜式平台钻探井1口,2008年使用自升式平台钻探井1口。由于区域内有浅层气且易发生井漏、井壁垮塌和跳钻等井下故障,导致机械钻速低、生产时效低。

收稿日期:2010-06-01;改回日期:2010-08-06

作者简介:张志刚(1970—),男,河南濮阳人,1991年毕业于江汉石油学院钻井工程专业,高级工程师,主要从事钻井技术管理工作。

联系方式:(010)82332755,zgzhang@sipc.cn

萨哈林地区属海洋气候,十分不利于海上钻井作业。浮冰时间长、海况差,每年仅有短短3个多月时间(7~9月份)适合于在移动式钻井平台进行钻井施工。由于适宜作业时间短,移动式钻井平台均从其他海域长途动员过来,动员费用高昂。另外,当地海洋环保要求极其严格,海上钻井施工必须遵循“零排放”原则,岩屑和废弃钻井液等不能排放入海,需全部运回岸上处理,更增加了作业费用。

除此之外,萨哈林地区的石油工程服务市场极不发育,石油物资供应及加工能力极弱。承包商、服务商少,招投标过程中缺乏有效竞争,导致合同价格高昂。

由于上述各种因素的存在,该区块一口井的钻探费用接近1.5亿美元。因此,如何提高钻井速度、缩短建井周期,成了快速成井、降低成本的关键。

为加快勘探开发步伐,中、俄公司在2009年开展了优快钻井技术研究,并在2口探井钻井中进行了试验应用,成功地实现了使用一艘自升式平台一年内完成2口探井的目标,从而大大降低了钻井成本。

2 钻井技术难点

2.1 区域内浅层气广泛分布

经过勘查设计井位的工程地质,发现区域内浅层气分布比较广泛,如在靠近海岸线的V构造,浅层气大量分布在埋深100和300m的区域。如果井位布置在有浅层气存在的区域,钻井安全措施又不恰当,可能会导致浅层气井喷事故发生,对设备、人员、油气藏和生态环境等造成极大危害^[1]。

2.2 下努托瓦组地层跳钻严重

上中新统的下努托瓦组地层以泥岩为主,夹砂岩和粉砂岩,含研磨性强的薄夹层多,跳钻现象严重。已钻的SA-1井、NV-1井在钻进过程中都发生过严重跳钻现象,对钻具和设备造成了较大伤害。由于跳钻严重,无法强化钻井参数,大大限制了机械钻速,NV-1井该井段平均机械钻速仅为4m/h。

2.3 奥克贝凯组、达吉组地层易漏失

奥克贝凯组地层以灰色、深灰色泥岩为主,夹灰色粉砂岩,地层胶结疏松。达吉组以砂岩和泥岩为主,夹有煤层。V-1井和V-2井在钻进过程中均发生过漏失。V-2井奥克贝凯组地层400~747m井段漏速达到21m³/h。两口井在达吉组地层井段都

存在漏失现象,漏速达25m³/h。

2.4 奥克贝凯组、上达吉组地层易井斜

萨哈林-3号V区块为背斜构造,奥克贝凯组和上达吉组地层倾角达20°,地层砂、泥岩交互出现,硬夹层多,钻进过程中极易发生井斜。下部地层研磨性强,纠斜困难。小钻压吊打和扭方位纠斜都会导致机械钻速低,延长钻井周期^[2]。SA-1井井深2 065m处井斜角达3.5°,吊打控制井斜效果不理想,2 108~2 133m井段采用扭方位方式纠斜。NV-1井井深2 843m处井斜角达3.58°,2 848~2 889m井段采用扭方位方式纠斜,满足了设计要求。

2.5 下部地层研磨性强、可钻性差

萨哈林-3号V区块达吉组上部地层为中强胶结的石英砂岩,含灰泥岩夹层,偶见凝灰岩,地层可钻性级值在6~8之间,岩石硬度大,地层可钻性差。达吉组下部地层为细至中细中强胶结的长石石英砂岩,压实程度高,可钻性差。整个达吉组地层研磨性强,如果钻头选型不当,易损坏钻头,且机械钻速低^[3]。

3 V区块优快钻井技术对策

2009年联合作业公司部署了V-3井、NV-2井两口探井。在钻V-3井、NV-2井之前,该作业公司对SA-1井、NV-1井的钻井资料进行了认真分析,进一步优化了钻井技术方案,并强化了生产组织管理,以保证作业过程中达到无缝衔接,从而降低非生产时效,形成一套适用于该区块的优快钻井技术。

3.1 优化井身结构

截止于2008年底,V区块所钻4口探井均为5层套管结构。例如NV-1井井身结构见表1(转盘至海平面32m,水深25m)。

表1 NV-1井井身结构

Table 1 Casing program of Well NV-1

井眼尺寸/mm	钻深/m	套管尺寸/mm	下深/m
914.4	125.0	762.0	123.77
660.4	546.0	508.0	543.44
444.5	1 447.0	339.7	1 439.00
311.1	2 500.0	244.5	2 495.00
215.9	3 252.5	177.8	2 245.30~3 247.30

通过对V-3井、NV-2井地震资料的处理,建立了地层三压力剖面,并结合其他已钻井的井身结构及实钻情况,将原5层套管的井身结构优化为4层套管的井身结构。V-3井和NV-2井地层压力属正常压力梯度,无异常高压地层,地层压力层序简单,预计最大地层压力当量钻井液密度为1.07 kg/L。减少一层φ508.0 mm套管可以大大提高钻井速度,降低钻井成本。使用φ444.5 mm钻头代替φ660.4 mm钻头钻进又可大大减少岩屑的返出量、降低岩屑回收工作压力。NV-2井身结构见表2(转盘至海平面32.8 m,水深26.0 m)。

表2 NV-2井井身结构

Table 2 Casing program of Well NV-2

井眼尺寸/mm	钻深/m	套管尺寸/mm	下深/m
914.4	120.8	762.0	120.0
444.5	606.0	339.7	603.8
311.1	2 008.0	244.5	2 002.3
215.9	3 200.0	177.8	1 766.7~3 110.0

3.2 不装导流器,改用简易喇叭口

基于工程地质勘查结果,勘探部门把井位定在无浅层气显示的地方。为安全起见,仍设计并实施了φ311.1 mm领眼钻探程序,领眼钻达深度原则为φ339.7 mm套管下入深度。在V-3井和NV-2井的领眼钻进过程中均未观察到浅层气,根据这一结果决定不安装导流器,在φ762.0 mm导管固井候凝结束后割焊简易喇叭口^[4]。割焊简易喇叭口相比于安装导流器可节省约1.5 d的时间。

表4 已钻3口井“螺杆钻具+PDC”复合钻进效果比较
Table 4 Comparison of drilling results using PDM & PDC bits in 3 wells

井名	螺杆钻具		PDC钻头		井段/m	机械钻速/ m·h ⁻¹	备注
	生产商	尺寸/mm	类型	生产商			
NV-1井	无	311.1	M616VPBS	Smith	2 026~2 500	13.82	旧钻头重新入井,钻至中完井深
	无				2 675~2 720	14.13	钻至取心点
	无	215.9	M616VPBS	Smith	2 738~2 848	15.07	增斜趋势明显
	胜利油田				2 848~2 889	2.69	扭方位用,螺杆质量差
V-3井	BHI	311.1	M616VPBS	Smith	979~1 627	33.23	钻至中完井深
	BHI	215.9	M1665SS	Best	1 627~2 037	24.12	钻至取心点
	BHI				2 055~2 452	13.23	有蹩钻现象,后期机械钻速明显降低
	BHI	215.9	MSI716WPX	Smith	2 452~2 530	29.55	钻至设计井深
NV-2井	BHI	311.1	M1665SS	Best	606~1 256	24.30	钻头边缘严重磨损
	BHI	311.1	M616VPBX	Smith	1 599~2 008	36.58	旧钻头重新入井,钻至中完井深
	BHI	215.9	MSI716WPX	Smith	2 008~3 010	29.69	钻至取心点
	BHI	215.9	MSI716WPX	Smith	3 028~3 200	10.12	钻至设计井深

3.3 优选井口头

适用于自升式平台探井使用的井口头有标准法兰型、辐向螺栓型和通径Unihead型等3种类型,对于开发井也可选择水下井口头完井。对比用于探井3种井口头的优、缺点(见表3),选择使用Dril-quip公司的辐向螺栓型井口头。相比于标准法兰型井口头,它节省了装井口时拆卸和安装防喷器的时间;相比于Unihead型井口头其总成本要低。

表3 三种井口头特点比较

Table 3 Comparison of 3 kinds of wellhead

井口头	优点	缺点
标准法兰型	价格较低	用时长,需移开防喷器
辐向螺栓型	安装简单,用时较少	需移开防喷器
通径Unihead型	设计紧凑,节约空间和时间,安装更简便	价格相对较高

3.4 “螺杆钻具+PDC钻头”复合钻进技术

在对地层岩性进行充分研究的基础上,φ311.1 mm井眼和φ215.9 mm井眼设计使用“螺杆钻具+PDC钻头”复合钻进工艺,充分利用螺杆钻具转速高、PDC钻头切削破岩能力强的特点,在井底创造大排量、高转速和低钻压的有利环境,有效提高了机械钻速并起到防斜、降斜的目的^[5]。2009年,V-3井和NV-2井在钻井施工中使用了寿命长、高转速、低扭矩的BHI螺杆钻具,取得了良好的钻井效果(见表4),两口井平均机械钻速达到22.63 m/h,大大高于2008年NV-1井9.81 m/h的平均机械钻速,从而缩短了钻井周期,降低了钻井成本。

“螺杆钻具+PDC 钻头”大排量、高转速、低钻压的钻井工艺,在地层倾角大、井眼易倾斜的 V 构造下部地层也具有良好的防斜钻进效果。例如,V-3 井最大井斜角为 6.56°(井深 2 530 m 处),井底水平位移 58.95 m;NV-2 井最大井斜角为 2.54°(井深 2 997 m 处),井底水平位移 31.53 m,该井未采取任何纠斜措施。

3.5 优选 PDC 钻头

考虑到上部地层岩性较软,地层可钻性好, $\phi 444.5$ mm 钻头选用了钢齿牙轮钻头,很好地满足了钻井需要。

SA-1 井 $\phi 311.1$ 和 $\phi 215.9$ mm 井段主要采用了镶齿钻头钻进,较少使用螺杆钻具,且由于下部井段有增斜趋势,钻压相对较小,所以机械钻速相对较低。结合邻井测井资料、岩性综合柱状图,以及 PDC 钻头在萨哈林海域的使用记录,最终优选了 Smith 公司和 Best 公司的 PDC 钻头钻进 $\phi 311.1$ 和 $\phi 215.9$ mm 井段。针对下努托瓦组地层跳钻严重的情况,在钻具组合中加入减振器以减少钻具振动,延长钻头寿命。

钻进下部地层时,采用 Smith “SHARC”技术设计生产的钻头效果较好,平均机械钻速要高于 Best 公司的 PDC 钻头,而且也没有明显的蹩钻现象。Best 公司的 PDC 钻头在与 LWD/MWD 配合使用过程中,井下振动指数较高,在钻遇含砾夹层时磨损严重。例如,NV-2 井 $\phi 311.1$ mm 井眼应用一只 Best 公司的 PDC 钻头钻进 606~1 256 m 井段,钻速下降幅度很大,起出钻头发现边缘磨损严重(如图 1 所示)。因此,钻进下部地层时,应优先选用

Smith 公司的 PDC 钻头。

3.6 优选桥塞和套管附件

为节省时间、加快测试和完井速度、降低作业风险、提高射孔层段间封隔效果,在测试阶段选择使用了 Halliburton 公司的 EZSV 桥塞封隔上下射孔段。该桥塞可以通过电缆、钻杆或油管下入,使用方便,承压能力强,其压力级别达到 69 MPa。下入 Halliburton 公司的 EZSV 桥塞比打水泥塞方法封固下部射孔段的方法简便易行,节约时间。NV-1 井的 3 个不同测试层段间,及 NV-2 井的 2 个不同测试层段间均使用钻杆下入 EZSV 桥塞封隔,试压均达到了设计要求,大大节约了作业时间。

为了减少不必要的起下钻次数,在 $\phi 244.5$ 和 $\phi 177.8$ mm 套管串中均配套使用了 PDC 可钻套管附件(浮鞋、浮箍和上下防转动胶塞)。相比于传统的套管附件,使用 PDC 可钻式套管附件可以在安装好井口/防喷器,并在试压合格后,直接下入“螺杆+PDC 钻头”钻套管附件,减少了一次起下钻,提高了钻井时效^[6]。

3.7 合理选用钻井液密度,调整钻井液性能

针对邻井奥克贝凯组和达吉组地层出现的漏失现象,采用近平衡钻井技术,合理的钻井液密度附加值为 0.10~0.15 kg/L,并监测当量循环密度值,保持井眼清洁,避免因环空岩屑浓度高而诱发井漏。优化钻井技术措施,每钻完 1 柱划眼两次,及每钻进 300 m 短起下钻一次,维护好钻井液性能,保证 KCl PHPA 钻井液中 KCl 的质量分数达到 6% 以上,充分抑制泥岩水化膨胀及垮塌。把滤失量控制在 4 mL 以下,并控制钻井液的黏度、切力等,保持钻井液较好的流变性。通过采取上述措施,两口井均未发生井漏现象,井壁垮塌现象也明显减轻。

3.8 基地预先配制 KCl 基浆

$\phi 444.5$ mm 井段使用膨润土浆钻进,为了增加下部井段钻井液的抑制性和高温稳定性, $\phi 311.1$ 和 $\phi 215.9$ mm 井段使用了 KCl PHPA 钻井液。因为“零排放”的环保要求和平台钻井液罐体积限制,在 $\phi 339.7$ mm 套管固井结束后,如果现场配制 KCl 钻井液,会耽误较长的平台作业时间。通过与钻井液服务公司以及基地服务公司的交流,决定在基地提前配制 KCl 基浆,然后使用供应船运送



图 1 NV-2 井磨损严重的 $\phi 311.1$ mm Best PDC 钻头

Fig.1 Well NV-2 $\phi 311.1$ mm Best PDC bit worn out

至平台。V-3井和NV-2井在基地预先配制了500 m³ KCl钻井液,相比于平台上配制KCl钻井液节省了4 d时间。

4 优快钻井技术效果评价

2009年部署的两口探井(V-3井和NV-2井)试

验应用了配套优快钻井技术,并进一步加强了生产组织管理,取得了显著效果。这两口井与未采用优快钻井技术的NV-1井的钻进效果对比见表5。

从表5可以看出,采用优快钻井技术后,V-3井和NV-2井较之NV-1井平均机械钻速明显提高,钻井周期也大大缩短,钻井阶段非生产时效降

表5 NV-1、V-3 和 NV-2 三口井钻井指标对比

Table 5 Drilling target comparison of Wells NV-1, V-3, NV-2

井号	水深/m	设计井深/m	完钻井深/m	平均机械钻速/m·h ⁻¹	钻井周期/d	钻井阶段非生产时效,%
NV-1	25	3 680	3 252.5	9.81	64.96	17.46
V-3	25	2 530	2 530.0	21.31	25.25	5.07
NV-2	26	3 200	3 200.0	23.80	20.17	0

注:NV-1井未实施优快钻井技术,V-3井和NV-2井采用了优快钻井技术。

低。据统计,两口井的总钻井费用比未采用优快钻井技术时两年共完成2口井的费用节约近0.9亿美元。

打水泥塞封固下部射孔段相比,简单易行,节约时间,可缩短钻井周期。

5 结论与建议

1)形成了适合萨哈林-3号V区块的优快钻井技术方案:优化井身结构;结合领眼钻进过程未钻遇浅层气的现象,改安装导流器方案为在φ762.0 mm导管上加工简易喇叭口;选用Dril-quip公司的辐向螺栓型井口头;针对V区块下部地层泥岩、砂岩岩性相对较均质的特点,使用“螺杆钻具+PDC钻头”复合钻井技术;测试阶段选用Halliburton公司的EZSV桥塞代替打水泥塞封隔射孔井段;合理选用钻井液密度,调整好钻井液性能;在基地预先配置好KCl基浆。在V-3井和NV-2井的试验应用表明,该优快钻井技术能大大提高钻井速度,缩短作业时间,降低钻井成本。

2)为进一步优化井身结构,建议将4层套管的井身结构改为3层套管的井身结构。通过分析地质资料,建立三压力剖面关系,在无超高压、无浅层气等前提下,省去φ762.0 mm套管,使用φ444.5 mm钻头一开,把φ339.7 mm套管下入到努托瓦组地层泥岩内。

3)鉴于萨哈林-3号V区块每天的作业日费为60万美元的情况,建议使用Unihead型井口头,进一步缩短下完套管后安装井口/防喷器的时间,节省的钻机作业费远大于两种井口头成本之差。

4)在测试阶段采用桥塞封隔测试井段,与采用

参 考 文 献

- [1] 范兆祥,袁新平.胜利油田浅层气井喷原因分析及预防技术[J].石油钻采工艺,2002,24(2):22-25.
Fan Zhaoxiang,Yuan Xinping. Analysis to shallow gas blowout in Shengli Oilfield and its preventing technology[J]. Oil Drilling & Production Technology,2002,24(2):22-25.
- [2] 陈庭根,管志川.钻井工程理论与技术[M].山东东营:石油大学出版社,2000:179-186.
Chen Tinggen,Guan Zhichuan. Drilling engineering theory and technology[M]. Shandong Dongying: China University of Petroleum Press,2000:179-186.
- [3] 张辉,高德利.钻头选型方法综述[J].石油钻采工艺,2005,27(4):1-5.
Zhang Hui,Gao Deli. Review on drilling bit selection methods [J]. Oil Drilling & Production Technology,2005,27(4):1-5.
- [4] 刘正仁.海洋钻井手册[M].北京:石油工业出版社,1996:72.
Liu Zhengren. Offshore drilling manual[M]. Beijing: Petroleum Industry Press,1996:72.
- [5] 陈养龙,魏风勇,王宏杰,等.螺杆加PDC钻头复合钻进技术[J].断块油气田,2002,9(4):57-60.
Chen Yanglong,Wei fengyong,Wang Hongjie,et al. Compound drilling technique[J]. Fault-block Oil & Gas Field,2002,9(4):57-60.
- [6] 梁希魁,刘东清.PDC钻头可钻式套管附件及配套胶塞的应用[J].石油钻探技术,2000,28(3):37-40.
Liang Xikui,Liu Dongqing. Application of PDC drillable casing accessories & matching plugs[J]. Petroleum Drilling Techniques,2000,28(3):37-40.