

◀ 钻井完井 ▶

doi:10.11911/syztjs.201506001

## 土库曼斯坦阿姆河右岸 B 区块钻井关键技术

张桂林

(中石化胜利石油工程有限公司技术装备处,山东东营 257001)

**摘 要:**为了解决土库曼斯坦阿姆河右岸 B 区块钻井中因井喷、井漏以及卡钻事故造成大量井眼报废的钻井难题,在分析已钻井发生的事故案例的基础上,深入研究“次生高压气藏”、高压盐水层和高压气层对钻井安全的影响,跟踪研究新钻井出现的问题,通过 11 口井的钻井实践,形成了由井身结构设计、钻井液体系、井控装置配套和以“液量稳定”控压钻井方法为核心的钻井工艺等组成的阿姆河右岸 B 区块钻井关键技术。在 B 区块现场应用后,钻井成功率由原来的 18.46% 提高到 100%。实践表明,该钻井关键技术能够保证土库曼斯坦阿姆河右岸 B 区块钻井施工的顺利进行,也可对其他类似区块安全钻井提供了借鉴。

**关键词:**液量稳定 控压钻井 自结晶 堵漏 阿姆河右岸 土库曼斯坦

**中图分类号:**TE254 **文献标志码:**A **文章编号:**1001-0890(2015)06-0001-06

### Key Drilling Technologies in the Block B at the Right Bank of Amu Darya, Turkmenistan

Zhang Guilin

(Department of Petroleum Technology and Equipment, Sinopec Shengli Oilfield Service Corporation, Dongying, Shandong, 257001, China)

**Abstract:** In Block B at the right bank of Amu Darya, Turkmenistan, a great number of boreholes were abandoned due to blowout, lost circulation and pipe sticking during drilling. After analysis was conducted on the existing drilling accidents, further studies were carried out on the effect of “high-pressure secondary gas reservoirs”, high-pressure saline aquifers and high-pressure gas reservoirs on the safety of drilling, a follow-up analysis was performed on the phenomenon occurred during new drilling operation. Based on drilling practice of 11 wells, key drilling technologies were developed in terms of casing program, drilling fluid system, well control device and “stable liquid volume” controlled pressure drilling technology. After they were applied in Block B, the success rate of drilling rose from 18.46% to 100%. It was shown that these key drilling technologies not only ensured smooth drilling in Block B at the right bank of Amu Darya, Turkmenistan, but also provided a technical reference for drilling in other blocks.

**Key words:** stable liquid volume; managed pressure drilling; spontaneous crystallization; plugging; the right bank of Amu Darya; Turkmenistan

土库曼斯坦阿姆河右岸地区是一个东南—西北向的狭长地带,面积  $1.43 \times 10^4 \text{ km}^2$ 。该地区现已发现 130 多个油气田,分为 A、B 两个区块,开发目的层为盐膏层以下的灰岩地层。其中 B 区块钻井难度很大,存在浅层“次生高压气藏”、盐膏层夹含的“透镜状”高压超饱和盐水层和灰岩裂缝—孔洞型含硫高压气层造成的井喷、井漏、卡钻等问题,属世界级钻井难题。2008 年以前,B 区块 130 口井应用了常规

钻井技术,平均井深 3 199.00 m,平均完钻周期 728 d,固井质量合格率 22.3%。其中报废井 106 口,报废

收稿日期:2015-03-13;改回日期:2015-11-03。

**作者简介:**张桂林(1959—),男,山东寿光人,1981 年毕业于胜利石油学校钻井专业,2008 年获石油大学(华东)油气井工程专业工学硕士学位,教授级高级工程师,胜利油田高级专家,主要从事钻井工程技术方面的研究与管理工作。

**联系方式:**(0546)8701125,8555165,gcczgl@sina.com。

比例高达 81.54%，报废原因主要是井喷引起的爆炸起火、设备沉陷等，以前井喷形成的喷水、着火以及地面大坑多处可见。

2007 年，胜利油田钻井队伍进入该区域钻井施工，多次发生盐水层井喷、井漏，造成上部井眼报废以及目的层溢流与漏失复杂状况，笔者经过深入研究和实践，提出了平衡压力钻井、压井与盐水层“自结晶”堵漏方法，基本解决了该类钻井问题。

## 1 地质概况

土库曼斯坦阿姆河右岸 B 区块自上而下地层层序为新近系、古近系(渐新统、始新统、古新统)、白垩系(上统、下统)和侏罗系(上统)，可分为上部砂泥岩层、中部盐膏层和下部灰岩层等 3 套地层，目的层为侏罗系上统牛津—卡洛夫阶。上部砂泥岩层中，布哈尔、谢农阶地层含水，部分气田在这 2 个层位存在因邻井井喷形成的“次生高压气藏”，极易发生井漏和井喷事故；侏罗系基末利阶地层为区域性巨厚盐膏层，盐膏层厚 500~1 400 m，是良好的油气盖层。该盐膏层包括上、中、下 3 层石膏，其间为上、下 2 层纯盐层，俗称“三膏两盐”。多个区块的盐层中含有“透镜状”高压超饱和盐水，地层压力系数 2.0 左右，并且含有“软盐层”，极易造成难以处理的井喷井漏、恶性卡钻等重大钻井事故<sup>[1]</sup>；侏罗系牛津—卡洛夫阶为碳酸盐岩裂缝-孔洞型储层，岩性为颗粒灰岩、礁灰岩、黏结藻灰岩、微晶灰岩、泥灰岩和泥岩，以颗粒灰岩和(含)颗粒微晶灰岩为主，平均地层压力系数 1.90 左右，含少量 H<sub>2</sub>S 气体，是区域性异常高压含硫气藏，也是易发生井喷着火、井眼报废的主要层位。

## 2 主要钻井难点

### 2.1 “次生高压气藏”易发生井喷

该地区谢农阶及上部地层原有地层水活跃，井涌、井漏等井下复杂情况多发，压井、堵漏难度较大。特别是某些井发生井喷后，地层坍塌、井口停喷、设备沉陷，高压盐水、天然气沿报废井眼自深部地层上窜至上部地层聚集并横向运移，在井喷报废井周围区域形成浅层“次生高压气藏”。最典型的是 B 区块中部的别列克特利-皮尔古伊气田和东部的基尔桑气田，多口井在谢农阶、布哈尔地层钻遇不同压力

的“次生高压气藏”而发生井喷失控事故，钻井液密度最高达 1.90 kg/L。

### 2.2 异常高压盐水层易井喷、软盐层易卡钻

基末利阶盐膏层是 B 区块最复杂的地层，局部地层含有“透镜状”高压盐水体，地层压力系数 2.0 左右，非喷即漏、喷漏同层，无密度窗口<sup>[2]</sup>。钻进发生溢流压井时，随着压井液密度增大，将突然发生井漏，压井液只进不出。漏失后进行堵漏，用目前堵漏方法无法达到井内压力平衡，或只进不出、或猛烈井喷，极易导致井眼报废。在处理溢流过程中，也时常出现井眼环空盐结晶造成卡钻的问题。有的盐层是极易塑性蠕变和变形的软盐岩，钻井中极易发生卡钻和套管挤毁事故。2008 年以前报废的 106 口井中，因钻遇高压盐水层发生井喷井漏而报废的有 16 口井，因钻遇盐膏层发生卡钻而报废的有 10 口井，因套管挤毁变形等而报废的有 27 口井。

### 2.3 产层异常高压、“窄压力窗口”井喷井漏严重

B 区块为灰岩裂缝、孔洞型储层，地层压力系数 1.5~2.0 甚至更高，钻井中“喷漏同存”，是典型的高压、“窄压力窗口”储层。其最显著的特点是找不到合适的压力平衡点，无法成功堵漏，非喷即漏、喷漏同存。多口井发生井喷及井喷起火，导致井眼报废、设备沉陷、人员伤亡，最终造成油气资源的巨大浪费，如 Tan-2 井、Div-1 井、Pir-7 井、Yan-10 井、Gir-2 井和 Ber-4 井等 10 余口井因井喷起火报废，井下作业时发生井喷又报废 10 口井。

### 2.4 定向井钻井井控难度大

目前，土库曼斯坦阿姆河右岸 B 区块油气井多为大斜度、大位移定向井，井斜角 80°~90°，水平位移 1 000~1 500 m。盐膏层段一般为  $\phi 311.1$  mm 井眼，下入  $\phi 244.5$  mm 技术套管封固，定向、增斜与稳斜井段均在盐膏层中。由于盐膏层地层蠕变严重、井眼不规则，长井段钻井容易发生井下故障<sup>[3-4]</sup>，而该井段穿过“三膏两盐”及其中的高压盐水层、“软盐层”等复杂地层，在定向、井眼轨迹控制、下套管等作业中发生井喷井漏及卡钻等的风险更大；目的层井段为稳斜段，井斜角一般为 80°~90°，下入  $\phi 177.8$  mm 尾管+ $\phi 139.7$  mm 筛管完井。该层为裂缝-孔洞型高压储层，对于大斜度井防喷防漏、安全钻进要求高、技术难度大。近年来，多口井都因井喷井漏问题被迫采取提前完井的方案。

综合研究认为,地层良好的连通性和流体压力与特性是制约钻井作业安全的难题,浅层“次生高压气藏”、“透镜状”异常高压盐水层和灰岩裂缝异常高压气层重大井喷事故是钻井作业的主要风险,该地区钻井主要难点是井控风险。研究确保井控安全的钻井技术,是该区域安全钻井的关键。

### 3 钻井关键技术

要保证钻井安全,首先要保证井控安全,关键是井控技术的正确应用。在井身结构设计合理、钻井液性能满足井下要求的前提下,正确应用井控技术,保证井内压力平衡,才能保证钻井作业安全。

#### 3.1 井身结构设计

根据地层分层及地层压力情况,从满足井控安全要求和保护盐膏层套管的角度考虑进行井身结构设计<sup>[5-6]</sup>,确定各层“必封点”,技术套管“专封盐膏层”。

1) 人工预埋导管,建立井口。

2) 表层套管封固上部疏松地层、浅水层、浅气层,安装井口防喷器,为再次开钻提供井控保障。井喷报废井邻近区域存在“次生高压气藏”的可能性很大,表层套管下至该层顶部。白垩系上统谢农阶地层具有良好的渗透性且承压能力低,“次生高压气藏”一般存在于该层位。

3) 一般下入 2 层技术套管,封固白垩系砂泥岩地层、侏罗系基末利阶盐膏层,坐入侏罗系牛津—卡洛夫阶 GAP 灰质泥岩层,为钻进目的层奠定基础。第一层技术套管一般下入阿普特阶地层,第二层技术套管穿过基末利阶盐膏层,下入侏罗系牛津—卡洛夫阶地层。若盐膏层中夹含高压盐水层(如 B 区块亚速尔哲别油田在上、下盐层中夹含 2 层盐水层),则需在钻穿第一层盐水层后增加一层技术套管。

4) 按勘探开发要求,下入复合直径套管与筛管完井。如果不存在“次生高压气藏”,则可去掉导管,将表层套管下至井深 150 m 左右,其他不变。对于盐膏层的蠕变问题,采用厚壁高抗挤套管作为技术套管,典型井 B-P-102D 井井身结构设计如图 1 所示。

#### 3.2 钻井液

在对盐膏层钻井液技术进行研究的基础上<sup>[7]</sup>,

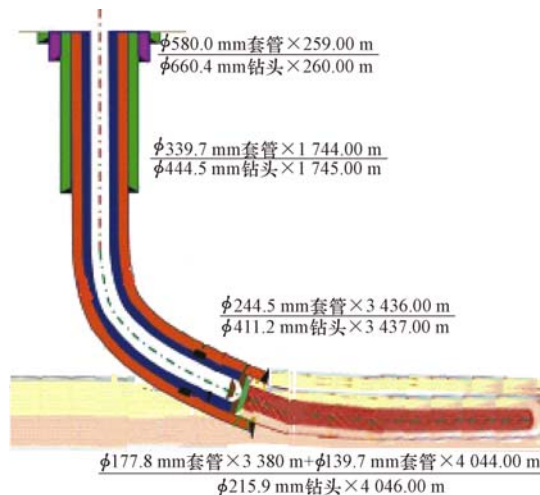


图 1 B-P-102D 井井身结构设计方案

Fig. 1 Casing program of Well B-P-102D

提出了该区块钻井液主要技术要求:1)满足地层稳定性需要,保证井眼稳定和井下安全;2)满足平衡地层压力需要,保证井控安全;3)满足盐膏层和超饱和高压盐水层需要,具有抗盐抗钙污染能力;4)满足高压裂缝-孔洞型地层钻井需要,高密度情况下具有一定的堵漏性能。

一开采用高黏膨润土钻井液,满足井下安全和大直径表层套管下入要求。

二开采用强抑制聚合物胺基钻井液,根据谢农阶等地层是否存在“次生高压气藏”调整其性能,以满足井控安全与全井段井下安全要求。

三开采用强抑制聚合物胺基钻井液,钻至盐膏层之前改为钙处理近饱和盐水钻井液,以满足高抗盐、高抗钙镁污染要求,将密度逐步提高至 1.80 kg/L 左右,以满足防喷防漏要求。

四开目的层段采用欠饱和盐水钻井液,在钻达目的层前,钻井液密度提高至 1.90 kg/L 左右,以满足防喷防漏要求。

各开次钻前都应储备数量足够的加重材料、堵漏材料、处理剂、除硫剂以及压井液,水源满足快速供水要求。

#### 3.3 井控装置

根据不同井段地层压力情况和施工工艺要求,设计和使用井控装置。井口装置配备与组合顺序应科学合理、安全可靠,既达到配置最简化,又具有安全备用余量,确保井控安全。

二开井段为盐膏层以上层位,根据套管尺寸配套使用大尺寸常用井控装置(见图 2);三开井段为



盐膏层井段,考虑存在高压“透镜状”盐水层,配套使用旋转防喷器(见图3);四开井段为目的层段,考虑高压裂缝-孔洞型灰岩气层存在“喷漏同存(层)”,井喷爆炸起火风险大,配套使用旋转防喷器、剪切闸板防喷器。三开、四开井段,应保证装有不少于2套半封防喷器作为基本要求,并且防喷器组合最下部为半封防喷器(见图4)。需要关井压井时,首先使用上部的半封防喷器,在发生刺漏等损坏时可关闭下部的防喷器,根据情况对上部闸板进行更换或继续进行压井作业<sup>[8-9]</sup>。

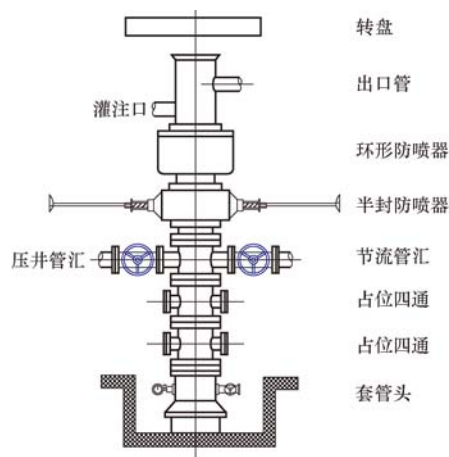


图2 二开井段井口装置组合

Fig. 2 Wellhead device combination of the second spud

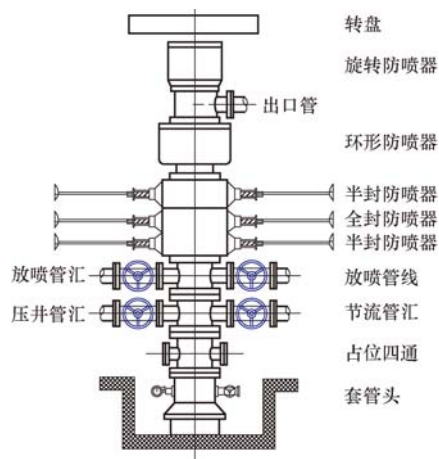


图3 三开井段井口装置组合

Fig. 3 Wellhead device combination of the third spud

### 3.4 钻井工艺

#### 3.4.1 上部地层

古近系至侏罗系提塘阶地层主要为砂泥岩互层,含有浅层水层、气层,部分区域存在“次生高压气藏”。发生溢流和漏失的层位为渗透性地层,地层承

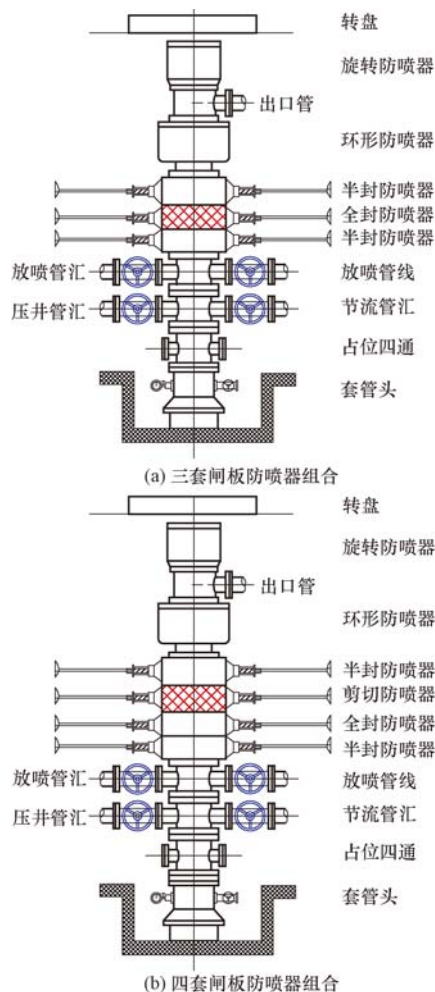


图4 四开井段井口防喷器组合

Fig. 4 Wellhead BOP combination of the fourth spud

压能力满足常规压井与堵漏的要求。因此,上部地层主要应用成熟的钻井技术,储备充足的加重材料、加重钻井液和清水,保证钻井设备与井控设备可靠,进行钻进。

对确认存在“次生高压气藏”的油气井,于该层顶部下入一层技术套管封固。钻开该层位前,钻井液密度调整至设计密度上限,采用小钻压控制较低钻速钻进。加强钻进控制与监测,以便及时发现钻速、泵压异常和蹩跳钻等异常情况,发生溢流、漏失时及时进行压井与堵漏,保证钻井安全。

#### 3.4.2 盐膏层地层

侏罗系基末利阶地层为区域性巨厚盐膏层,部分区域的盐层中含有“透镜状”高压盐水,并存在软盐岩层。由于“透镜状”高压盐水层压力高、矿化度高、连通性好,一旦钻遇就可能出现“非喷即漏”,甚至造成井喷、井漏、井眼报废等严重情况,应用常规钻井工艺难以顺利钻进。“液量稳定”控压钻井技术

具有安全、高效、低耗的优点,可以解决该地区钻井难题<sup>[2,10]</sup>。

首先,采用设计密度下限的“低”密度钻井液钻进,严防发生井漏而被迫停钻;在钻遇盐水层出现溢流显示后,采用“液量稳定”控压方法控制井底压力与地层压力的平衡,保持在不漏不涌状态下进行正常钻进。同时,通过钻进中钻井液的循环降温,促使井壁附近盐水层中的盐结晶,达到“自结晶”堵漏效果,反复上下活动钻具修整井壁,使井壁规则。室内试验和现场应用表明,这种方法能够达到不用堵漏材料即可堵漏的目的。针对软盐岩层卡钻的问题,采用循环降温的措施,可促使盐层井段井壁硬化,采取连续进行“少钻多划”的钻进方法,钻穿该层并形成坚硬井壁,实现稳定井壁、保证井眼稳定畅通的目的。

### 3.4.3 目的层灰岩地层

国内四川地区灰岩裂缝储层可以通过堵漏提高承压能力,进行正常钻进<sup>[11]</sup>。而该地区侏罗系牛津—卡洛夫阶碳酸盐岩裂缝—孔洞型天然气储层的裂缝连通性好,压力系数高,安全密度窗口窄。钻至裂缝层位后,既发生漏失,也发生气侵。若钻井液相对密度高于地层压力系数,将发生严重漏失,钻井液只进不出,无法继续钻进,但随后将出现溢流与井涌;若钻井液相对密度低于地层压力系数,将直接发生溢流与井涌。若对溢流与井涌处理不当,将发生井喷甚至井口爆炸起火,导致重大井控事故。为防止井漏造成无法钻进的问题发生,采取平衡压力钻井与压井方法,以保证安全钻进。

以设计密度下限的“低”密度钻井液钻进,以“防止漏失、发现溢流”作为确定钻进气层钻井液密度的主要依据,以平衡压力控制方法作为防漏和压井的方法,利用随钻堵漏钻井液提高微裂缝堵漏能力和降低裂缝气液置换速率。钻进中发生溢流后,用“液量稳定”控压方法循环观察,若套压不高,可保持液量稳定、循环排气,继续钻进;若套压高,继续钻进风险太大,可用“液量稳定”控压方法循环加重钻井液降低套压,待套压降至安全可控范围后,恢复控压钻进;若发生井漏,可起钻并静止一定时间,待能够开泵后分段下钻并适当降低钻井液密度,也可适当加入随钻堵漏材料,恢复循环控压钻进。起钻前,用加重钻井液循环压稳或反挤压稳,确保平衡后再起钻。

### 3.4.4 定向井段施工

定向井造斜点一般设计在上部盐层位置,以

$\phi 311.1$  mm 钻头钻穿盐膏层, $\phi 215.9$  mm 钻头稳斜钻至目的层完钻,井斜角  $80^{\circ} \sim 90^{\circ}$ 。钻进中主要以井眼安全稳定为前提,采用高效率钻头和动力钻具,以复合钻进稳定井眼轨迹、提高速度,复杂地层适当简化钻具组合,保证安全高效施工。钻遇盐水层、“软盐层”等复杂层位时,采用控压方法施工。

## 4 现场应用效果

胜利油田已在该地区完成 13 口井的钻井施工,除初期的 2 口井报废外,其余 11 口井均达到设计要求,目前正进行新井钻进作业,施工正常。

初期因对地层、盐膏(水)层情况缺乏认识,2 口井在钻进上部盐水层时因发生井喷而报废。经过查阅资料、研究井喷井漏机理、优化井身结构和创新钻井工艺,采用“液量稳定”平衡压力钻井方法和盐水层“自结晶”封堵方法,完成了亚速尔哲别 013 井、010A 井、09A 井和其他 3 口井的施工,初步形成了防喷堵漏的安全钻井技术。

近年来,在进一步研究的基础上,又完成了 5 口井的钻井作业,但也出现多起井下复杂情况。南绍尔戈尔 21 井钻至井深 3 461.00 m 时遇软盐层,出现钻时加快及蹩钻、卡钻现象,上提力由 1 300 kN 增至 1 800 kN;科尔杰 21 井钻至井深 2 991.00 m 时遇软盐层出现钻时加快的现象,上提力由 1 240 kN 增大到 1 800 kN,顶驱扭矩至 15 kN·m 憋停,最大上提力 2 100 kN、下压至悬重为 0。分析认为是塑性软盐层所致,采用“少钻多划,进一退二”方法,循环降温使井壁“固化”,逐步转为正常。

B-P-102D 井在钻进目的层井段时发生井漏、井喷等难以控制的复杂局面,“漏则失返,喷则高压”。该井  $\phi 244.5$  mm +  $\phi 250.8$  mm 技术套管下深 3 600.38 m,四开采用  $\phi 215.9$  mm 钻头钻进,自井深 3 628.76 m 开始发生井漏,至井深 3 784.93 m 共进行 17 次堵漏,漏失钻井液和水泥浆 1 910 m<sup>3</sup>。每次井漏都伴随严重井涌,每次压井都发生漏失。期间多次关井,套压 24.5 MPa 以上,节流循环点火火焰高 20 m 以上,被迫注水泥临时封井。停待 295 d 后恢复钻进,采取“微漏钻进、平衡压井”的控制原则,漏失速度控制在 2.0 m<sup>3</sup>/h 左右,起钻时油气上窜速度控制在 70 m/h 左右,钻进和压井用“液量稳定”控制方法,实现了安全完井。该井完钻井深 4 093.00 m,垂深 3 118.66 m,最大井斜角  $90^{\circ}$ ,井底水平位移 1 350.50 m,钻穿气层 471.00 m。以

φ14.3 mm 油嘴求产,日产天然气  $102.5 \times 10^4 \text{ m}^3$ , 日产油  $53.5 \text{ m}^3$ , 是该区块首口成功钻达设计井深、获得高产和满足设计要求的井。以该井完成为标志,阿姆河右岸地区的钻井难题基本克服,区域钻井技术基本形成。

## 5 结论与认识

1) 土库曼斯坦阿姆河右岸地区油气资源丰富,但地下情况复杂,通过创新钻井方法、突破关键技术,解决了常规钻井技术不能克服的“零压力窗口”高压盐水层和灰岩裂缝-孔洞型高压气井钻井问题,实现了钻井突破。

2) 浅层“次生高压气藏”应用成熟钻井技术,采用设计密度上限的“高”密度钻井液钻进,综合考虑防喷堵漏;盐膏层段用设计密度下限的“低”密度钻井液严防井漏,用“液量稳定”控压方法保证地层压力与井底压力的实时平衡,通过循环降低温度使盐水层实现“自结晶”封堵,对软盐层采用循环降温的方法促使其硬化稳固井壁,达到井下安全要求;灰岩裂缝-孔洞型储层用“低”密度钻井液严防井漏,发生溢流时可用“液量稳定”控压方法钻进,也可用“液量稳定”方法循环压井,保证钻井、压井作业的安全。

3) 对于缝洞型高压气层钻井问题,需要克服一味追求“压稳”“堵牢”后才能钻进的传统思路与做法,深入进行井控技术应用研究,既确保井控安全、防喷防漏,又能够实现安全钻进、钻达设计目的层,真正实现平衡压力钻井和科学、经济钻井。

## 参 考 文 献

### References

- [1] 刘天科. 土库曼斯坦亚速尔地区盐膏层及高压盐水层钻井液技术措施[J]. 石油钻采工艺, 2010, 32(2): 38-41.  
Liu Tianke. Drilling fluid technology for salt-gypsum zones and high pressure salt water zones in Azores Area, Turkmenistan [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2010, 32(2): 38-41.
- [2] 张桂林. 土库曼斯坦亚苏尔哲别油田控压钻井技术[J]. 石油钻探技术, 2010, 38(6): 37-41.  
Zhang Guilin. Application of managed pressure drilling technology in Azores Area, Turkmenistan [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2010, 38(6): 37-41.
- [3] 王兴武. 盐下水平井 YM7-H4 大井眼段钻井技术[J]. 石油钻探技术, 2010, 38(1): 97-100.  
Wang Xingwu. Drilling design of large hole section of horizontal Well YM7-H4 beneath the salt bed [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2010, 38(1): 97-100.
- [4] 孙清德. 中国石化集团钻井技术现状及展望[J]. 石油钻探技术, 2006, 34(2): 1-6.  
Sun Qingde. Sinopec drilling technologies' review and outlook [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2006, 34(2): 1-6.
- [5] 刘彪, 白彬珍, 潘丽娟, 等. 托甫台区块含盐膏层深井井身结构优化设计[J]. 石油钻探技术, 2014, 42(4): 48-52.  
Liu Biao, Bai Binzhen, Pan Lijuan, et al. Casing program of deep well with evaporite bed in Tuofutai Block [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2014, 42(4): 48-52.
- [6] 王振光, 管志川, 魏学成, 等. 胜利 1 井盐膏层套管安全可靠分析[J]. 石油钻探技术, 2007, 35(6): 10-13.  
Wang Zhengguang, Guan Zhichuan, Wei Xuecheng, et al. Casing safety reliability analysis in salt and gypsum formation of Well Shengke-1 [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2007, 35(6): 10-13.
- [7] 张作清, 窦金涛, 付建国, 等. 英买力地区古近系地层钻井液技术[J]. 石油钻探技术, 2013, 41(2): 54-58.  
Zhang Zuqing, Dou Jintao, Fu Jianguo, et al. Drilling fluid research for paleogene strata in Yingmaili Area [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2013, 41(2): 54-58.
- [8] 张桂林. 关于两个井控争议问题的讨论[J]. 石油钻探技术, 2011, 39(5): 8-13.  
Zhang Guilin. Discussion of two controversial issues on well control [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2011, 39(5): 8-13.
- [9] 张桂林, 陈志宁. 现行钻井井控标准存在的问题分析及修订建议[J]. 石油钻探技术, 2014, 42(1): 7-13.  
Zhang Guilin, Chen Zhining. Problems analysis and proposed amendments for current drilling well control standards [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2014, 42(1): 7-13.
- [10] 张桂林. “液量稳定”控压钻井方法[J]. 石油钻探技术, 2013, 41(4): 54-58.  
Zhang Guilin. “Liquid volume stable” managed pressure drilling method [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2013, 41(4): 54-58.
- [11] 刘四海, 崔庆东, 李卫国. 川东北地区井漏特点及承压堵漏技术难点与对策[J]. 石油钻探技术, 2008, 36(3): 20-23.  
Liu Sihai, Cui Qingdong, Li Weiguo. Circulation loss characteristics and challenges and measures to plug under pressure in Northeast Sichuan Area [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2008, 36(3): 20-23.

[编辑 滕春鸣]