

# 高含硫气田钻井工程技术难点及应对措施

——以土库曼斯坦阿姆河气田为例

刘川生<sup>1</sup> 周仕<sup>1</sup> 晏凌<sup>2</sup> 邓仕奎<sup>1</sup>

1. 中国石油川庆钻探工程公司国际工程公司 2. 中国石油川庆钻探工程公司

刘川生等. 高含硫气田钻井工程技术难点及应对措施——以土库曼斯坦阿姆河气田为例. 天然气工业, 2013, 33(1): 79-84.

**摘要** 阿姆河右岸气田是土库曼斯坦主要产气区之一。为保障 2006 年中国政府同土库曼斯坦政府签署的  $300 \times 10^8 \text{ m}^3$  天然气供应合同的顺利实施, 首先对该合同区块过去勘探开发历程以及地质、工程情况作了深入分析, 总结了该区块存在的工程难点、风险, 并重点研究了钻井作业速度低和钻井报废的原因; 然后, 提出了满足高产气井的合理井身结构设计方案和井控装置配套方案, 以及各层套管需要解决的地质工程难点, 最后, 制订了第三、四次开钻钻进控制盐水浸、膏盐溶解、膏盐缩径、井涌井喷等工程风险的应对技术措施。从 2008 年 5 月第 1 口井开钻到 2012 年 5 月, 共钻井 48 口, 无 1 口井报废, 成功率达 100%, 平均建井周期 156.75 d, 平均机械钻速 3.17 m/h, 创造了该区钻井记录, 形成了适合阿姆河右岸高温、高压、高含硫气田的一整套钻井技术。

**关键词** 土库曼斯坦 阿姆河右岸合同区块 高温高压高含硫 气田 难点 方案 措施 井控

DOI:10.3787/j.issn.1000-0976.2013.01.013

## Drilling engineering difficulties in high-sulfur gas fields in Turkmenistan and countermeasures

Liu Chuansheng<sup>1</sup>, Zhou Shi<sup>1</sup>, Yan Ling<sup>2</sup>, Deng Shikui<sup>1</sup>

(1. Overseas Project Division of CNPC Chuanqing Drilling Engineering Co., Ltd., Chengdu, Sichuan 610041, China; 2. CNPC Chuanqing Drilling Engineering Co., Ltd., Chengdu, Sichuan 610051, China)

NATUR. GAS IND. VOLUME 33, ISSUE 1, pp.79-84, 1/25/2013. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

**Abstract:** The Amu Darya River Right Bank Gas Field is one of the major gas zones in Turkmenistan. In order to ensure a smooth implementation of the Natural Gas Supply Contract ( $300 \times 10^8 \text{ m}^3$ ) signed between the Chinese government and the Turkmen government, we first made a deep investigation into the past prospecting and drilling as well as geological and engineering conditions in this contracted zone; then summarized the existing difficulties and risks for the operations; and focused on exploring the reasons for low drilling speed and well abandonment in this field. On this basis, we then proposed the rational wellbore configuration design and related well control mechanisms for a high yield, clarified existing geological engineering difficulties encountered respectively by each layer of casing, and finally worked out solutions to smooth out the engineering risks such as salt water encroachment, gypsum salt dissolution, hole shrinkage by gypsum salt, kicks, blowouts, and so on existing in the third and the fourth spud-in drilling operations. By applying the above countermeasures, we have set a new record in this field by successfully drilling a total of 48 wells from May, 2008 to May, 2012 with a success ratio of 100%, with no well abandoned, and with an average well construction period of 156.75 days and the average penetration rate of 3.17 m/h; the most important of all, a full set of drilling techniques have been formed suitable for the high temperature and high pressure gas wells with a high sulfur content in the Amu Darya River Right Bank Gas Field.

**Key words:** Turkmenistan, Right Bank of the Amu Darya River, high temperature, high pressure, high sulfur content, gas field, difficulty, plan, measure, well-control

**作者简介:** 刘川生, 1955 年生, 高级工程师; 从事油气井钻井、完井、修井、增产措施、测试等研究工作。地址: (610000) 四川省成都市成华区猛追湾街 26 号附 1 号。电话: (028) 86011969。E-mail: lcs79218@163.com

土库曼斯坦油气合作勘探开发项目<sup>[1-2]</sup>是中国国家能源战略的重要组成部分,中国石油川庆钻探工程公司(以下简称川庆钻探)承担了阿姆河右岸的钻井、修井项目以及配套的钻井、修井工程技术服务。阿姆河右岸 A、B 区块钻井难度大,过去钻井成功率低,其中工程报废率为 30%,地质报废率为 30%。

笔者通过对阿姆河右岸气田地质及钻井难点、失败原因及风险分析,制订安全有效的钻井技术方案和

措施,大力提高钻井成功率并加快钻井速度,按时完成了项目合同。

## 1 阿姆河右岸气田 A 区块、B 区块概况

### 1.1 气田地理位置

阿姆河右岸区块在土库曼斯坦东部,位于阿姆河右岸与乌兹别克斯坦边境之间,面积约  $1.8 \times 10^4$  km<sup>2</sup>,分为 A 区块和 B 区块(图 1)。

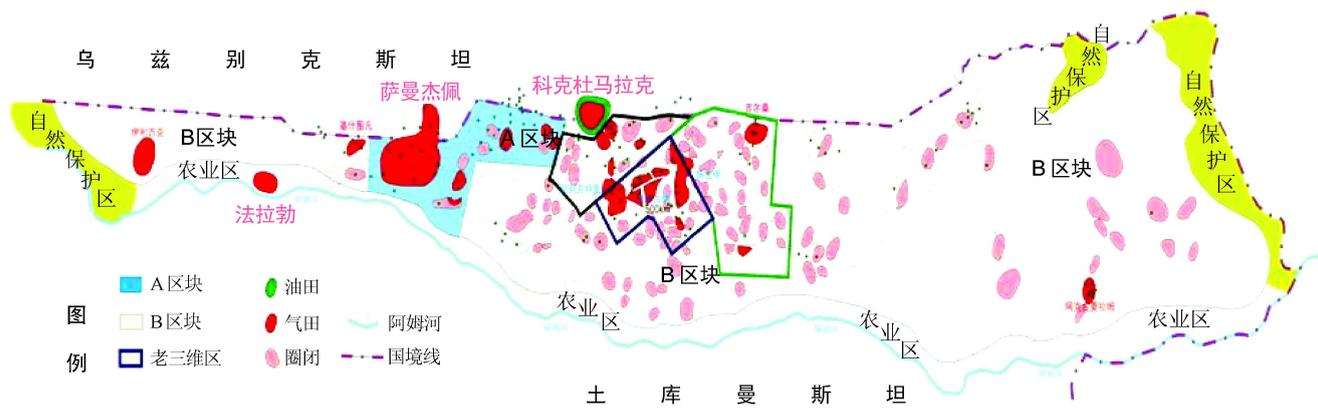


图 1 阿姆河右岸气田分布概况图

1) A 区块:面积约 1 350 km<sup>2</sup>,勘探开发程度较高,含有 5 个气田,其中萨曼杰佩气田是阿姆河右岸区块中最大的气田,1964 年发现,1986—1992 年部分投入开发,1993 年气田封存。

2) B 区块:面积约 17 270 km<sup>2</sup>,勘探开发程度较低,已发现 16 个气田,还需进一步详探。

### 1.2 储集层情况

#### 1.2.1 地层剖面及岩性描述

地层剖面及岩性描述见图 2。

#### 1.2.2 气藏特征<sup>[1-2]</sup>

1) 气藏分布在上侏罗统石灰岩中,埋藏深度介于 2 500~4 200 m。

2) 地层温度为 94~129 ℃,地温梯度约 2.9 ℃/100 m,属正常温度系统。

3) 原始地层压力为 22.75~67.27 MPa,中、东南部气田压力系数为 1.50~1.91。

4) 甲烷含量为 85.06%~91.66%,平均为 89.23%,凝析油含量一般小于 50 g/m<sup>3</sup>。

5) 非烃含量平均为 5.18%。硫化氢含量介于 0.000 4%~3.8% (0.006~58 g/m<sup>3</sup>),总体上西北部气田含量较高。

#### 1.2.3 气藏类型

1) 生物堤礁带属于中—高渗、底水、中含二氧化

碳、中—高含硫气藏。

2) 点礁和逆掩断裂带属于低—中渗、底水、高一超高压、断块、中含二氧化碳、低含硫气藏。

### 1.3 气田测试情况

#### 1.3.1 测试产量高

测试产量在  $0.1 \times 10^4 \sim 142.6 \times 10^4$  m<sup>3</sup>/d 之间;平均产量为  $56.0 \times 10^4$  m<sup>3</sup>/d;大于  $75.0 \times 10^4$  m<sup>3</sup>/d 的产量井数占 55%。具有培育高产井<sup>[3]</sup>的物质条件。

#### 1.3.2 试井无阻流量大

气井无阻流量平均为  $120.2 \times 10^4$  m<sup>3</sup>/d;原始无阻流量变化在  $(49.65 \sim 202.37) \times 10^4$  m<sup>3</sup>/d,原始无阻流量大于  $100.0 \times 10^4$  m<sup>3</sup>/d 的气井有 13 口井,占统计试井数的 81.25%。气田单井原始平均无阻流量为  $132.44 \times 10^4$  m<sup>3</sup>/d。

## 2 钻井难点及风险分析

### 2.1 巨厚石膏、盐岩地层钻井难点和风险

上侏罗统启莫里阶以巨厚石膏和岩盐地层为主<sup>[1-2]</sup>,B 区块石膏和盐岩埋藏深度为 2 450~3 550 m,厚度为 700~1 000 m;A 区块埋藏深度为 2 150~2 600 m,厚度为 360~550 m(图 2)。

#### 2.1.1 “盐水浸”“钙侵”污染钻井液

1) 石膏和盐岩溶解造成井壁垮塌、大肚子井眼

地层时代			厚度 /m	岩性柱状剖面	岩性简述	沉积相		
界	系	组				海相	陆相	
新 生 界	新近系		34~480		砂质黏土	潟湖相		
					以泥岩、泥灰岩、砂岩和粉砂岩薄互层,底部部分泥岩和灰色石灰岩			
	古近系	渐新统	280		砂岩与泥岩互层夹泥灰岩和石膏薄层			
		古新统	0~90		灰、白色结晶灰岩夹薄层砂岩和硬石膏层			
中 生 界	白 垩 统	上	赛诺	430~470		砂岩、粉砂岩和泥岩互层夹薄层钙质砂岩		
			土仑	220~350		上部灰、浅灰色泥岩,中部灰、浅灰色细砂岩,下部灰、浅灰色泥岩		
			赛诺曼	400		上部以海绿石砂岩和砂岩为主,底部为钙质灰岩		
			阿尔必	290~400		上部黑灰色砂质泥岩,中部灰、浅灰色泥岩,下部黑色泥岩夹泥灰岩薄层		
		下	亚普第	80~210		石灰岩、泥岩、砂岩、粉砂岩和硬石膏互层		
		统	尼欧克姆群	85~110 120~180		上部暗灰色泥岩,下部碳酸盐岩层 棕红色砂岩、粉砂岩、泥岩互层夹石膏薄层		
		上	侏罗系	启莫里 齐顿统	750~1000		巨厚盐膏岩层	
				卡洛夫 牛津统	330~410		不同成因类型石灰岩	
			中下统		0~1900		以泥岩、砂岩、粉砂岩夹粉砂质泥岩和碳质页岩薄层	
		二叠—三叠系		15~200		砾岩、砂岩、粉砂岩、凝灰岩和泥页岩旋回层		
古 生 界					灰黑色微密坚硬砂岩和泥页岩			

图 2 地层剖面及岩性描述

窜入浅层地层,形成次生高压天然气藏,该次生气的分布区域不清,易导致发生浅层天然气井喷事故<sup>[4-5]</sup>。

2) B 区块储层压力系数大于 1.90,钻井液密度的安全窗口窄,容易出现喷漏同层的复杂井况,井控风险大<sup>[4-5]</sup>。

3) 高压储层钻进如发生溢流、井喷等复杂井况,导致硫化氢腐蚀钻具、设备和人员中毒风险。

### 2.3 钻井周期长,工程事故多

#### 2.3.1 工程事故多

2001 年前在 B1 区别列克特里钻探 16 口井,只有 11 口井钻至设计目的层深度,其中 9 口井有工业气体,2 口井在目的层涌水报废,另外 5 口井因钻井过程中发生事故(盐层卡钻、异常高压盐水层井涌等原因)(表 1)。

表 1 阿姆河右岸 B 区块部分工程报废井统计表

井号	地层层位	井深/m	事故
圣 1	卡洛夫阶	2 594	出水严重
圣 2	启莫里	3 647	断钻具
圣 3	提通阶下部	3 750	套管内硬卡
杨 7	提通阶	3 457	盐层卡钻
皮 2	加乌尔达克斯岩盐层	3 191	卡钻
皮 3	启莫里—提通阶	2 657	出水严重
别 3	始新统	324	钻具卡入技套

#### 2.3.2 钻井周期长

截止到 2006 年 10 月, A、B 区块内共钻探井和评价井 170 口,因井下事故多,处理时间长,钻 1 口 3 500 m 井深的直井,钻井周期超过了 500 d(表 2)。

## 3 钻井技术应对措施

### 3.1 优化井身结构

原阿姆河右岸气田所钻气井井身结构和套管程序采用俄罗斯标准,钻井各层套管尺寸偏小,不能满足高产气井开采的需要。

通过对原井身结构的适应性分析,对井身结构按①满足气井科学合理开采的需要;②要满足各井段科学合理钻井工程需要等 2 个原则<sup>[6-7]</sup>进行了优化设计(图 3)。各层套管的上下深度根据不同构造实钻地层深度确定,主要功能为:

1) 导管和表层套管起到封固地表流沙层、浅水层作用,为钻井建立循环通道和第二次开钻装封井器提供条件。

2) 第二次开钻的  $\varnothing 339.7$  mm 技术套管封固白垩系赛诺曼阶上部松软及易垮、易塌地层,提供高密度钻

等,引起卡钻等事故风险。

2) 石膏、盐岩和盐水等造成的钻井液污染,导致井壁垮塌、岩屑沉淀卡钻、堵塞钻具、形成砂桥等事故风险。

3) 高压盐水地层大量出水,污染钻井液、盐结晶卡钻甚至掩埋井口事故风险。

4) 膏盐通过溶解进入钻井液和高压盐水浸入钻井液,造成钻具的严重腐蚀,引起钻具断裂事故风险。

#### 2.1.2 塑性膏盐地层蠕变变形,挤毁套管和钻具

1) B 区块石膏和盐岩埋藏深度与厚度比 A 区块大。塑性膏盐地层蠕变变形,挤毁套管和钻具的风险更大。

2) 盐膏地层中存在低压气层,易造成井漏,膏盐地层井壁液柱压力变小,膏盐蠕变缩径引起卡钻风险。

### 2.2 B 区块地层压力系数高

1) B 区块皮尔古伊构造过去土库曼斯坦当地公司钻井时发生井喷(皮 5 井、皮 7 井等),深部高压天然气

表 2 阿姆河右岸 B 区块部分钻井周期数据及完成情况表

井号	设计井深/m	开钻时间	停工时间	钻井周期/d	完成情况
圣德克雷 1	3 500	1965-09-28	1967-05-15	595	工程事故
圣德克雷 2	3 500	1965-12-20	1970-05-07	1 598	多次事故
圣德克雷 3	3 500	1966-05-31	1968-09	830	卡钻、侧钻
杨古依恩 1	4 050	1990-02-01	1991-07-19	535	地质提前完钻
杨古依恩 3	3 436	1992-07-26	1994-05-14	658	完钻
杨古依恩 6	3 703	1993-10-31	1996-05-31	942	完钻
杨古依恩 7	3 457	1994-09-21	2000-09	2 190	工程报废
皮尔古依恩 3	3 700	1992-12-30	1995-10-01	1 033	高压涌水工程报废
皮尔古依恩 4	3 400	1994-01-30	1995-08-16	547	完钻
皮尔古依恩 5	3 500	1996-09-28	1999-05-17	1 228	完钻
别列克特里 1	3 550	1993-03-27	1995-06-06	801	提前完钻
别列克特里 2	3 550	1995-11-27	1998-06-04	949	完钻
别列克特里 3	3 550	1998-11-27	2000-05-31	580	技术套管卡钻报废

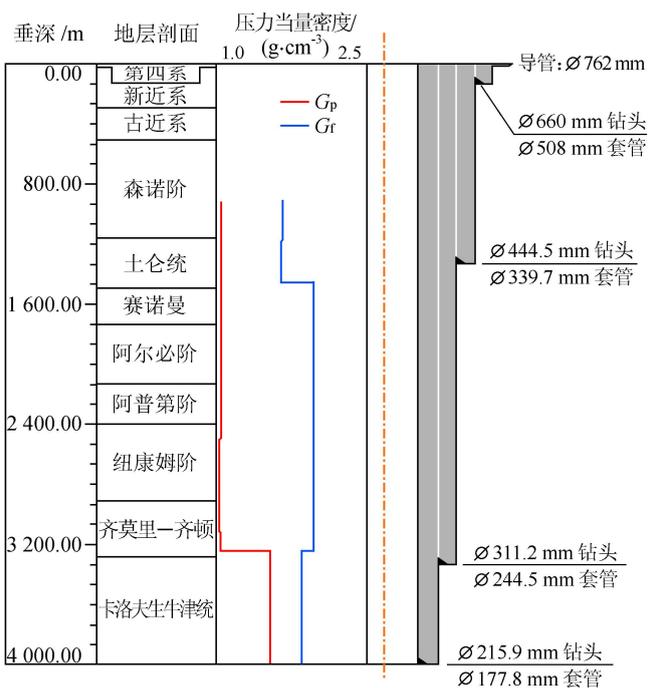


图 3 设计井身结构图

井液钻进盐膏层的井筒承压能力。

3)第三次开钻的 $\varnothing 244.5$  mm 技术套管封隔启莫里阶盐膏层,这是本区钻井作业的重点风险井段。实钻中以钻穿盐膏层厚度确定该层套管实际下入深度。本段高压盐水、膏盐蠕变、低压储层井漏会对钻井作业造成潜在的风险(表 1、2),如出现特别复杂井下事故,无法钻穿盐膏层到达固井层位,启用备用井身结构方案,提前下入 $\varnothing 244.5$  mm 技术套管。

4)第四次开钻的 $\varnothing 177.8$  mm 套管(或备用方案的 $\varnothing 127.0$  mm 套管)作油层生产套管封隔牛津—卡洛夫阶储层,满足储层正常开发需求。

### 3.2 井口装置选配

根据对本区地层剖面地层流体压力的分析,按钻井井控实施细则对钻井井口装置的配套<sup>[8]</sup>:

1)第二次开钻安装的井口装置按预计地层压力不大于 14 MPa 选用一个钻井四通、双闸板和环形防喷器的组合,起到控制浅层天然气井喷的目的(图 4)。

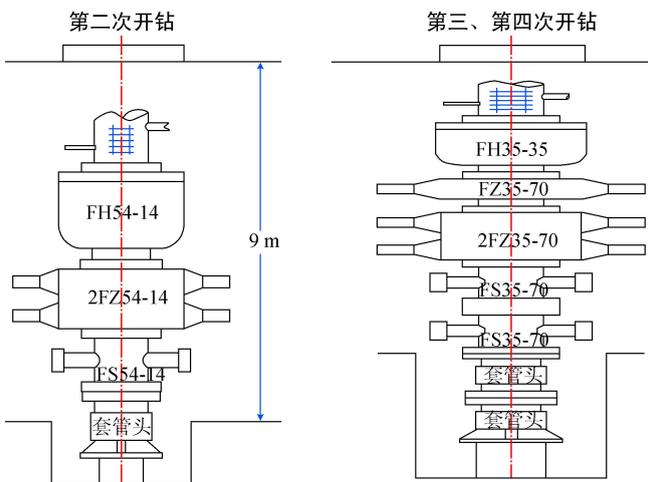


图 4 井口装置示意图

2)第三次开钻和第四次开钻防喷器组依据钻井井控实施细则,按预计地层压力不大于 70 MPa 选用(图 4),双闸板防喷器上安装剪切闸板防喷器,之下安装 2 个钻井四通以保证能连接 4 条放喷管线,确保钻井井

口功能齐全,安全可靠。双闸板防喷器具备灌浆压井接口;配备与防喷器同压力等级,通径 102 mm 节流、压井管汇,4 MPa 液气分离器等防喷装置。

### 3.3 钻井工程风险控制

#### 3.3.1 基本要求

1)针对“三高”气田井控安全风险,执行四川油气田和土库曼斯坦井控实施细则<sup>[8]</sup>。

2)第二、三次开钻后钻进 5~10 m 进行地层破裂压力试验。

3)针对可能存在浅部次生气藏的井,第二次开钻就按照打开气层的要求进行采取坐岗观察记录,防止浅气层井喷。

#### 3.3.2 第三次开钻

针对第三次开钻井段(2 500~3 700 m)存在的难点,将钻遇巨厚盐膏层、高压盐水层。钻井过程中需要防止高压盐水污染钻井液、腐蚀钻具与设备;地层蠕变缩径、垮塌造成卡钻;压漏低压层;井涌及井喷等复杂井况。在钻穿巨厚盐膏层的固井施工作业中,如何保障在 $\varnothing 311.2$  mm 井眼中安全下入 $\varnothing 250.875$  mm 套管和窄间隙环空的固井质量。

1)针对盐膏层和高压盐水层地层的溶解和盐水浸,采用适当密度饱和盐水和欠饱和盐水钻井液钻进。

2)针对钻进过程中大段盐膏地层蠕变,采取多短起下钻、勤划眼的技术措施,保持井眼畅通。

3)针对压力系统不同的井段,存在漏、喷同层等复杂井况,加强地面监测,及时发现、及时处理。

4)针对大段盐膏层可能发生的蠕动挤毁套管,选择 $\varnothing 250.875$  mm 外加厚套管。

5)针对巨厚膏盐地层的下套管作业,做好固井前的通井和洗井、地层承压试验等井眼准备工作,合理安装套管扶正器,确保套管的顺利下入<sup>[9-10]</sup>。

#### 3.3.3 第四次开钻

针对第四次开钻井段(3 500~4 500 m)存在的难点,钻开高压气层。在钻井过程中需要重点防止<sup>[5]</sup>:

①防漏、防喷;②防硫化氢、二氧化碳中毒和污染事故;③防止油气层污染。

1)针对高压产层的井控安全工作,做好钻开气层前的验收,经检查合格,签发“钻开油气层批准书”,才能钻开油气层。

2)针对高温高压含硫储层,采用抗高温聚磺钻井液体系,开钻前调整好钻井液性能,保证井下正常。储备 200 m<sup>3</sup> 加重钻井液、足够的加重材料、堵漏材料。

3)针对气层钻进的及早发现气浸溢流检测,循环罐配备直读式工程液面监控报警仪;严格执行液面坐

岗制度,钻进中由钻井作业班安排专人“坐岗”,地质录井人员按要求对循环罐液面等进行监测;起下钻、其他辅助作业或停钻时,钻井作业班和地质录井人员应同时落实专人实行“双人坐岗”,值班干部对每班的工作情况进行监督。

4)起钻前循环钻井液时间不应少于 1.5 个循环周,进出口密度差不超过 0.02 g/cm<sup>3</sup>。

## 4 实施效果

1)这几年的实际工作中,我们一一化解了本区的难点和风险,如成功处置了皮 23 井钻遇浅层次生高压气藏的重大险情。

2)土库曼斯坦阿姆河气田从 2008 年 5 月第一口井开钻到 2012 年 5 月,共钻井 48 口,无 1 口井报废,成功率达 100%,展现了川庆钻探公司过硬的技术水平和综合实力,在石油工程领域赢得了国际信誉。

3)阿姆河右岸平均建井周期 156.75 d,平均机械钻速 3.17 m/h,创造了本区钻井记录。

4)从第一口井开钻至今的 4 年多时间,土库曼斯坦阿姆河右岸钻井项目没有发生过重大工程级别以上的事故,体现出川庆钻探公司预防、应对及处置复杂井况的整体技术水平、组织领导能力和综合处置实力。

## 5 结论

实践总结了适合阿姆河右岸“三高”气田的一整套钻井技术。通过国际同行的公平竞争和实践,在阿姆河右岸地区川庆钻探公司钻井技术已经得到充分应用,加快了本项目的工程进度,同时,随着项目的深入开展,我们实践、总结的该地区钻井技术会日臻成熟,更加会凸显出它在开发“三高”气田的价值和存在。

### 参 考 文 献

- [1] 中国石油钻井工程技术研究院.土库曼天然气开发可行性研究报告[R].北京:中国石油钻井工程技术研究院,2007. CNPC Drilling Engineering & Technology Research Institute. A research report on the feasibility of Turkmenistan natural gas development[R]. Beijing: CNPC Drilling Engineering & Technology Research Institute, 2007.
- [2] 中国石油阿姆河天然气公司.土库曼斯坦阿姆河右岸区块地质特征、勘探开发方案[R].北京:中国石油阿姆河天然气公司,2007. CNPC (Turkmenistan) Natural Gas Project Company. Geological features and E & D schemes of the Right Bank of the Amu Darya River, Turkmenistan[R]. Beijing: CNPC (Turkmenistan) Natural Gas Project Company, 2007.

- [3] 陈京元,刘义成,郑伟,等.罗家寨气田飞仙关组气藏高产井培育分析[J].天然气工业,2004,24(4):65-67.  
CHEN Jingyuan, LIU Yicheng, ZHENG Wei, et al. Analysis of drilling high productivity well in Feixianguan gas reservoir of LuoJiazhai field [J]. Natural Gas Industry, 2004, 24 (4):65-67.
- [4] 陈忠实.同福6高含硫天然气险情井的处理[J].天然气工业,2004,24(12):57-58.  
CHEN Zhongshi. Treatment of dangerous situation of high sulphur natural gas in well Tongfu 6 [J]. Natural Gas Industry, 2004, 24 (12):57-58.
- [5] 赵金洲.我国高含H<sub>2</sub>S/CO<sub>2</sub>气藏安全高效钻采的关键问题[J].天然气工业,2007,27(2):141-144.  
ZHAO Jinzhou. Key points on drilling and production safely with high efficiency in high H<sub>2</sub>S and CO<sub>2</sub> gas reservoirs in China [J]. Natural Gas Industry, 2007, 27 (2):141-144.
- [6] 孔凡群,王寿平,曾大乾.普光高含硫气田开发关键技术[J].天然气工业,2011,31(3):1-4.  
KONG Fanqun, WANG Shouping, ZENG Daqian. Key techniques for the development of the Puguang Gas Field with a high content of H<sub>2</sub>S [J]. Natural Gas Industry, 2011, 31 (3):1-4.
- [7] 侯树刚,刘东峰,李铁成,等.普光气田高含硫气井安全快速优质钻完井配套技术[J].天然气工业,2011,31(3):18-21.  
HOU Shugang, LIU Dongfeng, LI Tiecheng, et al. Package of technologies for safe, fast and high-quality drilling and completion of high H<sub>2</sub>S gas wells in the Puguang Gas Field [J]. Natural Gas Industry, 2011, 31 (3):18-21.
- [8] 中国石油川庆钻探工程有限公司.关于进一步加强土库曼斯坦项目井控工作的要求[R].四川成都:中国石油川庆钻探工程有限公司,2008.  
CNPC Chuanqing Drilling Engineering Company Limited. On the Requirement of further strengthening well control in the Turkmenistan projects [R]. Chengdu: CNPC Chuanqing Drilling Engineering Company Limited, 2008.
- [9] 黄洪春,刘爱萍,陈刚,等.川渝气区“三高”气井固井技术研究[J].天然气工业,2010,30(4):70-73.  
HUANG Hongchun, LIU Aiping, CHEN Gang, et al. Cementing technologies for gas wells with high pressure, high sulfur content and high risk in Sichuan and Chongqing gas fields. Natural Gas Industry, 2010, 30 (4):70-73.
- [10] 丁士东,周仕明,陈雷.川东北地区高温高压高含硫气井配套固井技术[J].天然气工业,2009,29(2):58-60.  
DING Shidong, ZHOU Shiming, CHEN Lei. Cementing technology for "three highs" gas wells in northeast Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2009, 29 (2):58-60.

(修改回稿日期 2012-11-14 编辑 凌 忠)