

# 川中地区蓬莱1井超高压气水层的安全钻井技术

程常修 李朝川 姚先荣 吴凯彬 林兆勇 李朝凯 彭宽军 王清  
川庆钻探工程公司川西钻探公司

程常修等.川中地区蓬莱1井超高压气水层的安全钻井技术.天然气工业,2010,30(7):62-64.

**摘要** 川中地区蓬莱1井在第四次开钻钻进过程中,用密度 $1.97\text{ g/cm}^3$ 的钻井液钻至下三叠统嘉陵江组嘉二段,遇高压气水显示,用密度 $2.14\text{ g/cm}^3$ 钻井液压井后仍不能平衡,将钻井液密度逐步加重至 $2.55\text{ g/cm}^3$ 。由此导致了在钻进过程中泵压高、易粘卡、钻井液性能维护难等问题,同时还出现了起钻灌钻井液困难、溢流、不能正常起下钻等井控问题。针对这些难题,在试验探索的基础上,采用HHH塞封隔技术、超高钻井液密度维护技术、特高压井控技术和加重钻井液防粘附卡钻等技术,最终安全顺利地完成了这口超高压井的钻井工作,并获得高产油气流,取得了超高钻井液密度情况下的钻井经验。

**关键词** 深井 超深井 密度 钻井液 钻井技术 四川 中

DOI:10.3787/j.issn.1000-0976.2010.07.017

四川盆地川中地区蓬莱构造钻井较多,钻井时间较早,但多为20世纪60年代完成的井,且都未钻达下三叠统嘉陵江组地层,所以对嘉陵江组的储层特征等还存在认识上的不足。蓬莱1井是蓬莱构造上的一口风险预探井,井型为直井,设计井深3 970 m,目的层为须家河组、雷口坡组、嘉陵江组。蓬莱1井于2009年8月26日用 $\varnothing 444.5\text{ mm}$ 钻头开钻。2009年11月6日下入 $\varnothing 177.8\text{ mm}$ 油层套管至井深3 721.45 m,层位为嘉陵江组。2009年11月12日用 $\varnothing 152.4\text{ mm}$ 钻头、密度为 $1.97\text{ g/cm}^3$ 的聚磺钻井液(设计钻井液密度为 $1.97\sim 2.05\text{ g/cm}^3$ )第四次开钻。2009年11月13日钻至井深3 759.08 m,层位为嘉二段,见气显示,并发生溢流,后用密度为 $2.14\text{ g/cm}^3$ 钻井液压井。

## 1 钻井中出现的问题

1)压井后,因一直不能实现井内平衡,钻井液密度分7次逐步由 $2.14\text{ g/cm}^3$ 加重至 $2.46\text{ g/cm}^3$ 后,井下基本平衡,恢复钻进。

2)2009年11月24日用密度 $2.46\text{ g/cm}^3$ 的钻井液,钻至井深3 938.00 m,决定完钻。为了井控安全,后将钻井液密度由 $2.46\text{ g/cm}^3$ 加重至 $2.48\text{ g/cm}^3$ 进

行电测。由于电测时间较长,出于安全考虑,电测中途通井循环后效强烈,关井排后效中发生卡钻。解卡后循环正常,准备起钻。从起钻开始,就一直灌不进去钻井液,钻井液池液面不降反升,起钻中途发展为溢流,井涌,被迫强行下钻(包括关球型防喷器,抢下钻),控压循环,将钻井液密度加重至 $2.52\text{ g/cm}^3$ ,直至循环正常。起钻前,两次短起下钻,都出现钻井液灌不进的情况,无法起钻。后将密度提高至 $2.55\text{ g/cm}^3$ 后,循环时又发生井漏,出现了比较严重的复杂情况。

## 2 原因和难点分析

### 2.1 对井下不稳定的原因分析

为何将钻井液密度提至 $2.52\text{ g/cm}^3$ 后,在循环时井下平稳,短起下钻时钻井液却灌不进去,泵停后不断流,循环后效严重这一情况?分析认为,可能该井在使用超高密度钻井液后井下出现压裂性漏失,几次起下钻波动,引起后效,井漏,又使井下产层通道更加通畅,产层更加活跃。高密度、高黏切钻井液循环压力较高,在循环时,当量钻井液密度可以平衡地层压力,故循环时表现为井下平稳。当停止循环后,循环压力消失,加上起钻时的抽汲作用,井内失去平衡,流体随即流入井

**基金项目**:中国石油天然气集团公司科研项目“气体/欠平衡钻井新技术研究”(编号:07G2030206)。

**作者简介**:程常修,1942年生,教授级高级工程师;长期从事深井、复杂井钻井技术工作,现为高级钻井技术顾问。地址:(610051)四川省成都市泰安街1号。电话:(028)86012691。E-mail:ccx42@163.com

筒,导致出现灌不进钻井液等复杂情况。

## 2.2 钻井液处理的难点

该井超高钻井液维护处理的主要难点是,因固相含量太高导致的流变性、润滑性及失水造壁性之间矛盾难以协调,在面临盐水浸污染的同时,要完成取心钻进、穿越嘉二段石膏层等作业,钻井液性能维护处理难度很大,主要体现在,超高钻井液维持优良流变性及抗高温能力难度大;超高密度钻井液保持良好润滑性能难度大;含气水层对钻井液性能造成反复破坏;平衡地层压力的密度“窗口”窄,要求对钻井液维护处理更加精细<sup>[1-2]</sup>。

## 3 采取的措施与对策

### 3.1 采用 HHH 塞封隔技术

在钻井液密度因井漏不能再进一步上提的情况,为了实现井内平衡,必须堵塞产层通道。考虑到施工风险和保护产层,不宜打水水泥封堵,决定采用可解堵的 HHH 塞进行封堵<sup>[3-14]</sup>。第一次注入浓度为 40% 的 HHH 浆,推入地层 8 m<sup>3</sup>,堵漏后,将密度调高至 2.49 g/cm<sup>3</sup>,循环时井内平衡,不漏,全烃值较低。但短起时仍然灌不进去钻井液,后下钻循环,后效强烈,并且发现有盐水侵。于是决定再注入 HHH 浆封堵气水通道,以便进行下步作业。第二次再注入浓度 40% 的 HHH 浆,推入地层 11 m<sup>3</sup>,关井候堵后,循环正常,短起下钻灌钻井液正常,到底循环,后效可控,达到了封堵气水通道,具备安全起钻的条件。

### 3.2 钻井液维护处理

该井超高钻井液维护处理的重点是,维持钻井液优良流变性及抗温能力。该井用重晶石加重,钻井液中固相与液相体积比达 1:1,钻井液流变性迅速恶化。使用密度 2.48~2.52 g/cm<sup>3</sup> 的钻井液取心、穿越嘉二段石膏层,还要满足井下 100 °C (电测井底温度 103 °C) 的抗温及抗污染能力,其流变性控制矛盾更加突出。现场通过严格控制膨润土含量小于等于 10 g/L,加入一定浓度 HTX 碱液进行处理等措施,取得了较为理想的效果。

#### 3.2.1 保持钻井液的良好润滑性

由于钻井液固相含量太高,导致内摩擦力快速上升,润滑性能急剧恶化,摩擦系数测定值由加重前的 0.11 上升至加重后的 0.16。压井后,通过向钻井液中加入润滑剂并逐步混入柴油,润滑性能得到了显著改善,摩擦系数测定值恢复至 0.11,起钻摩阻显著减小。由于混油时,钻井液黏切上升较快,现场以高浓度 HTX 碱液进行预处理,同时按比例加重以恢复井内

钻井液密度,减少钻井液其他性能的大幅波动,保证了钻进及取心作业时井下安全。

#### 3.2.2 改善滤饼质量

超高密度钻井液因固相含量高,HTHP 滤饼相对较厚,在高压差情况下更容易发生压差卡钻;同时由于地层水的侵入,使受污染井段的钻井液滤失量大大上升,在污染严重时钻井液 API 失水达 13 mL,滤饼质量变差,极易导致压差卡钻。现场以抗盐膏侵效果好的降滤失剂 SMP-II、RSTF 等为主处理,取得了良好效果,钻井液 API 失水快速降至 4 mL 以内,90 °C HTHP 失水控制在 14 mL 以内,滤饼厚度小于等于 3 mm,滤饼韧度显著加强,滤饼质量得到显著改善。

#### 3.2.3 提高钻井液的抗污染性能

由于每次起钻(包括短起下钻)地层水都不同程度侵入井筒,对钻井液产生严重影响。现场通过密切监测循环周性能,及时将受污染的钻井液排放或隔开,起钻前尽可能下调钻井液黏切以降低抽汲压力,减少地层水进入井筒的数量,并在裸眼段打入含过量的抗盐、抗高温降滤失剂及油含量为 10% 的“封闭液”,以缓解地层水对钻井液性能的破坏程度。

### 3.3 井控工作慎之又慎

该井属于异常高压,井控的难度和风险更大,工作必须慎之又慎。发生溢流后立即用密度 2.14 g/cm<sup>3</sup> 的钻井液压井。为了实现井内平衡,调整压井钻井液密度时,为了避免出现井漏,采取了比较稳妥的办法,分 7 次逐步将钻井液密度调整为 2.14~2.46 g/cm<sup>3</sup>,建立起井内平衡。每次起钻前,都进行短程起下钻。每次起钻包括短起下钻,对后效的观察和处理都格外仔细认真。在出现起钻困难复杂情况后,经过 3 次短起下钻,调整钻井液性能,两次打 HHH 浆封堵,确认确实具备安全起钻的条件后,才正式起钻。

### 3.4 加重钻井液防卡技术

该井在超高钻井液密度、长段石膏层缩径、小井眼多重不利条件下,发生压差粘附卡钻的可能性相当大,此前在密度较低时,就曾发生粘卡 2 次。为此,压井后,起钻将光钻铤换成螺旋钻铤,以减少钻具与井壁的接触面积;优化钻井液性能,在钻井液中加入混柴油及润滑剂,调整钻井液性能,减小摩阻;强化管理,精细化操作,尽最大可能减少钻具在井内的静止时间。通过这些措施,在压井后的钻进和其他作业过程中,都没有发生压差粘附卡钻。

## 4 结论与认识

在喷漏频繁,钻井液密度“窗口”较窄的超高压产

层,考虑到注水泥封堵的风险及保护储层的需要,使用可解堵的 HHH 塞进行临时封堵,证明是一条可行的好方法。超高密度钻井液处理与维护难度和重点,在于维持钻井液优良的流变性和良好润滑性,虽然难度较大,通过努力是可以实现的。使用超高密度钻井液的风险和防范重点,应是规避井控风险和防粘卡,只要措施得当,操作上更加严细谨慎仍然是可以实现安全钻井的。

#### 参 考 文 献

- [1] 李公让,赵怀珍,薛平志,等.超高密度高温钻井液流变性影响因素研究[J].钻井液与完井液,2009,26(1):12-14.
- [2] 肖波,李晓阳,陈忠实,等.HHH 堵漏在治理多点井漏中的应用[J].天然气工业,2008,28(10):55-57.
- [3] 陈森,梁大川,李磊.深井超深井安全钻井液密度窗口研究进展[J].天然气工业,2008,28(1):85-87.
- [4] 范翔宇,田云英,夏宏泉,等.基于测井资料确定钻井液漏失层位的方法研究[J].天然气工业,2007,27(5):72-74.
- [5] 范翔宇,夏宏泉,陈平,等.钻井液固相侵入深度的计算方法研究[J].天然气工业,2006,26(3):75-77.
- [6] 金祥哲,王长宁,杨斌.长北气田水平井钻井液润滑剂的优选与应用[J].天然气工业,2009,29(4):61-63.
- [7] 李晓阳,张坤,吴先忠,等.LG 地区超深井钻井液技术[J].天然气工业,2009,29(10):62-64.
- [8] 刘程,李锐,张光华,等.新型无固相钻井液体系研究新进展[J].天然气工业,2009,29(11):64-66.
- [9] 肖思和,胡秀玲,胡永章,等.高温高压高含硫地区超深井钻井难点及对策——以通南巴构造带为例[J].天然气工业,2010,30(3):70-73.
- [10] 张洁,郭钢.杂多糖钻井液抗温抑制性能评价[J].天然气工业,2010,30(1):80-82.
- [11] 吴应凯,石晓兵,陈平,等.深部盐膏层安全钻井技术的现状及发展方向研究[J].天然气工业,2004,24(2):67-69.
- [12] 孙海芳,譙抗逆,胡超,等.广安 002-H8 井气体钻水平井实践[J].天然气工业,2008,28(4):61-63.
- [13] 张兴国.水泥浆体系稳定性对水泥浆失重的重要影响[J].西南石油学院学报,2004,26(3):68-70.
- [14] 王贵,蒲晓林,罗兴树,等.高温高压水基钻井液静态密度研究[J].西南石油大学学报,2007,29(5):97-99.

(收稿日期 2010-04-27 编辑 钟水清)