

◆钻井与完井◆

泌深1井钻井设计与施工

袁建强^{1,2} 何振奎³ 刘 霞³

(1. 中国地质大学(武汉)资源学院,湖北 武汉 430074;2. 中国石化河南石油勘探局,河南 南阳 473132;3. 中国石化河南油田分公司 石油工程技术研究院,河南 南阳 473132)

摘要:根据泌深1井钻遇地层和地温梯度,对井身结构、钻井液体系进行了优化设计。该井第四次开钻以抗高温和防塌为主,采用封堵-抑制-合理的钻井液密度支撑的协同防塌技术,采用超高温水基防塌钻井液体系。该井钻井施工顺利,有效防止和解决了井壁掉块和高温的问题,全井没有发生任何井下复杂情况和钻井事故,完井电测一次成功,完钻循环静止24 h后实测井底温度高达236 ℃。

关键词:钻井设计;井身结构;泥岩;超高温;抗温抑制性钻井液;泌深1井

中图分类号:TE22 文献标识码:B 文章编号:1001-0890(2010)01-0042-04

1 概述

深层油气资源勘探开发一直是各石油公司提高油气勘探开发效益和企业竞争力的关键^[1-2],河南油田勘探开发的目标也逐步向深层发展。泌深1井是中国石化2008年部署的重点探井,位于南襄盆地泌阳凹陷深凹区,设计井深6 000 m,完钻目的层为古近系玉皇顶组玉2段,兼探古近系玉皇顶组玉1段、大仓房组和核桃园组,完钻层位为中生界白垩系。该井的钻探目的是建立泌阳凹陷的地层层序,揭示玉皇顶组玉2段烃源岩的发育特征及生、储、盖配置情况,取全取准各项盆地的评价参数。地层自上而下为新近系平原组和凤凰镇组,古近系廖庄组、核桃园组、大仓房组和玉皇顶组,及白垩系。该井钻井的技术难题为:

1) 上部核桃园组地层在钻井过程中存在渗透性漏失现象,邻井泌280井、泌270井和泌282井钻进中出现过井漏。大仓房组以上裸眼井段长,地层疏松,稳定性较差,泥岩易吸水膨胀垮塌,邻井泌280井在2 350~2 600 m井段缩径严重。地层中的砂砾岩易造成蹩跳钻现象。

2) 大仓房组和玉皇顶组玉1段地层红色泥岩发育,易造浆、泥包钻头,可钻性差,容易引起井下复杂情况,如缩径、阻卡和垮塌等。

3) 大仓房组地层倾角较大(玉皇顶组玉1段地层倾角22°,玉2段地层倾角26°),易井斜。大仓房组下段、玉皇顶组和白垩系地层无钻井史,地

层情况不清楚。

4) 该井深部井段泥质含量高,高温造浆、垮塌风险大,且地温梯度特别高,预测井底温度为220~245 ℃。因此,该井需要采用既抗高温又具有较强抑制地层造浆和防塌能力的钻井液。

2 钻井设计

2.1 地层情况

上部凤凰镇组和廖庄组地层成岩性差,胶结疏松,易垮塌;凤凰镇组底部和廖庄组顶部存在剥蚀面,井壁不稳定。核桃园组和大仓房组地层疏松,稳定性较差,泥岩易吸水膨胀、垮塌;大仓房组和玉皇顶组玉1段地层红色泥岩发育易造浆;大仓房组下段、玉皇顶组和白垩系地层情况不清楚,存在不可预见的风险。

邻井钻井资料显示,核桃园组地层有渗透性漏失、跳钻和缩径现象,下部井段易斜。

根据预测该地区的井底温度可能高达245 ℃,钻井液体系必须具备抗245 ℃高温的能力,同时还需具备很强的抑制红色泥岩造浆、膨胀和垮塌的能力。据邻井资料和地质设计,该井所钻遇地层均为

收稿日期:2009-09-07;改回日期:2009-11-12

作者简介:袁建强(1963—),男,湖南怀化人,1985年毕业于江汉石油学院钻井工程专业,1989年获石油大学油气井工程专业硕士学位,中国地质大学(武汉)油气勘探专业在读博士研究生,教授级高级工程师。系本刊编委。

联系方式:(0377)63859152,yuanjianqiang001@yahoo.com.cn

正常压力地层。

2.2 工程设计

2.2.1 井身结构设计

1) 导管:封固疏松的地表地层。

2) 表层套管:封固上部凤凰镇组和廖庄组岩性差、胶结疏松的地层。

3) 技术套管:原则封固核桃园组、大仓房组和玉皇顶组玉1段,为安全揭开目的层和减少下部钻进中的复杂情况创造条件。a. 第一层技术套管封固核桃源组上部熟知地层;b. 第二层技术套管封固核桃源组下部、大仓房组和玉皇顶组玉1段泥岩地层。

泌深1井是泌阳凹陷深凹区的第一口参数井,虽然该区已钻过多口井,但最深的井钻穿大仓房组超过100 m,下部地层情况不清楚,存在不可预见的因素,实钻与工程预测可能有一定差别,井塌、井涌、井斜和高温带来的复杂情况等可能出现,有钻遇高压地层的可能性。因此,井身结构的设计考虑到实钻时地层、温度和压力均可能变化,各套管程序的选择为各开次安全钻进相对留有余地,以保证完成钻探目的^[3-4]。

2.2.2 设计方案

1) $\phi 762.0$ mm 导管下深20 m,封固地表松散地层,建立井口循环,保护井架基础。

2) 一开, $\phi 660.4$ mm 钻头钻至井深201 m, $\phi 508.0$ mm 套管下深200 m,水泥返至地面。

3) 二开,使用 $\phi 406.4$ mm 钻头钻至井深1 802 m,钻穿核桃园组上部地层。 $\phi 339.7$ mm 技术套管下深1 800 m,水泥返至地面。

4) 三开, $\phi 311.1$ mm 钻头钻至井深4 502 m, $\phi 244.5$ mm 技术套管下深4 500 m,水泥返至地面。

5) 四开, $\phi 215.9$ mm 钻头钻至设计井深6 000 m,钻穿玉皇顶组玉2段,是该井的目的层段。挂 $\phi 139.7$ mm 油层尾管至井深5 980 m,水泥返至井深4 350 m。最终油层套管方案及下深由完井讨论定。

在 $\phi 215.9$ mm 井眼钻进过程中如出现复杂情况时,可考虑提前下入 $\phi 177.8$ mm 套管,然后用 $\phi 149.2$ mm 钻头钻至设计井深。

2.3 钻井液设计

1) 一开地层疏松,易漏易垮,井眼大,采用高黏

切膨润土聚合物钻井液体系,解决大井眼环空携岩困难、井壁失稳和地层漏失的问题。

2) 二开井段钻遇核桃园组地层,泥岩造浆性强,吸水易膨胀缩径,粉砂岩地层易垮塌、井漏。采用抑制性两性离子聚合物钻井液体系抑制泥页岩水化分散、膨胀缩径和垮塌。

3) 三开井段钻遇大仓房组、玉皇顶组玉2段。钻至玉2段底井下温度预计达170 °C,采用聚磺钻井液体系,一方面可解决高温问题,另一方面可解决红色泥岩吸水膨胀、造浆和垮塌的问题。

4) 四开井段钻遇玉皇顶组玉2段、白垩系,仍为大段红色、暗红色泥岩、含砾砂岩、细砂岩、粉砂岩与泥岩呈不等厚互层。钻至设计井深,井底温度预计达220~245 °C。钻井液主要难点是抗高温和防止井塌,以“三元协同”防塌为主,即封堵-抑制-合理的钻井液密度支撑的协同防塌措施,采用超高温水基防塌钻井液体系。

3 钻井施工

3.1 一开井段(0~205.36 m)

一开采用 $\phi 660.4$ mm P1 铣齿钻头钻至井深205.36 m, $\phi 508.0$ mm 表层套管(钢级J55,壁厚11.13 mm)下深204.36 m,采用插入法固井,水泥返至地面。应用膨润土聚合物钻井液,保持适当的黏度与切力,并采用大排量钻进以有效清除岩屑,保持井壁稳定,为大尺寸套管的安全下入创造条件。

3.2 二开井段(205.36~1 817.00 m)

二开井段采用 $\phi 406.4$ mm SKG124、GJ515GC钻头,钻压120~160 kN、转速90~120 r/min、双泵大排量60 L/s钻至井深1 817 m,平均机械钻速5.22 m/h,最大井斜角1.92°。 $\phi 339.7$ mm(壁厚12.19 mm)技术套管下至井深1 796.36 m,应用常规固井,水泥返至地面。

采用聚合物钻井液:4.0%膨润土+0.2%
 Na_2CO_3 +0.2%FA-367+0.2%KPAM+0.2%
CMCHV+0.3%SHN-1+1.0%SFT,密度1.06~
1.18 kg/L,漏斗黏度51~58 s,塑性黏度20~24
mPa·s,动切力7~10 Pa,API滤失5~6 mL。优选的聚合物钻井液体系抑制性强,悬浮、携带能力好。实钻中,没有发生井塌、划眼、粘卡等井下复杂情况。

3.3 三开井段(1 817.00~4 532.00 m)

三开井段采用优选的 $\phi 311.1$ mm HJT517G、HJT537GK 钻头,钻井参数由上而下为转速 110~65 r/min,钻压由 140~160 N 调整为 220~240 N,平均机械钻速 1.58 m/h,3 500 m 最大井斜角 1.5°。 $\phi 244.5$ mm 技术套管下至井深 4 491.83 m,采用双级固井。

强造浆段(1 817.00~3 800.00 m),采用聚合物-有机硅钻井液体系:4.0% 膨润土+0.2% Na_2CO_3 +0.2% FA-367+0.2% KPAM+0.2% CMCHV+0.3% SHN-1+1.0% SFT+0.3%~0.5% 硅腐植酸钾 OSAM-K^[5]。

强造浆-高温段(3 800.00~4 532.00 m),采用聚磺高温钻井液体系:4.0% 膨润土+0.2% Na_2CO_3 +0.2% FA-367+0.2% KPAM+0.2% CMCHV+2.0% CSMP-II+3.0% SHR+1.0% SFT+1.0% SMT+1.0% JRH-616+1.5% 固体石墨。

钻井液性能:密度 1.13~1.18 kg/L,漏斗黏度 52~70 s,塑性黏度 20~30 mPa·s,动切力 12~18 Pa,API 滤失量 4~5 mL,高温高压滤失量 11~12 mL,摩阻系数 0.069~0.078,岩屑滚动回收率 80%~89%。有效抑制了大井眼段红色泥岩的造浆和垮塌,流变性好,携带动力强,润滑性好,起下钻畅通,没有发生任何井下复杂情况。

3.4 四开井段(4 532.00~6 003.00 m)

四开井段采用优选的 $\phi 215.9$ mm HJT537GK 钻头。优化钻具组合: $\phi 215.9$ mm 钻头+430×410+ $\phi 177.8$ mm 钻铤×9 根+411×4A10+ $\phi 165.1$ mm 钻铤×6 根+4A10×410+ $\phi 127.0$ mm 加重钻杆×18 根+ $\phi 127.0$ mm 斜坡钻杆,随井深增加逐步简化为 $\phi 215.9$ mm 钻头+430×410+ $\phi 165.1$ mm 钻铤×15 根+ $\phi 127.0$ mm 加重钻杆 30 根+ $\phi 127.0$ mm 斜坡钻杆。

钻井参数:转速随井深增加从 65 r/min 逐渐增大到 90 r/min,钻压也由 160~180 kN 调整为 200 kN,四开平均机械钻速为 0.94 m/h。

该井段采用超高温(245 °C)强抑制防塌钻井液体系:4.0% 膨润土+1.0% SDT-108+3.0% SD-101+2.0% SD-202+5.0% SDT-109+2.5% LQ-10+1.2% SF-260+0.5% QS-2+3.0% 白油+重晶石(密度为 1.35 kg/L),密度 1.20~1.30 kg/L,漏斗黏度 82~86 s,塑性黏度 30~60 mPa·s,动切力

15~21 Pa,高温高压滤失量 9~12 mL,摩阻系数 0.069~0.078,岩屑滚动回收率 80%。说明该钻井液抗温能力强,流变性好,润滑性好,抑制性强。实钻中只有轻微掉块,起下钻正常,钻井液没有发生过度增稠或减稠现象,没有发生井下复杂情况或事故^[6-7]。完井电测一次成功,钻井液静置 24 h 实测井底温度 236 °C^[8]。电测后取心 5 m,心长 4.95 m,取心收获率 99.6%。

研究的耐高温水泥浆体系(循环温度 190 °C,静止温度 245 °C),低密度水泥浆的 API 滤失量为 64~75 mL,高密度水泥浆 API 滤失量为 60~70 mL,24 h 强度低密度水泥浆 17 MPa、高密度水泥浆 20~21 MPa,其稠化时间在 180~360 min 之间可调。完钻后地质部门研究决定不挂 $\phi 139.7$ mm 油层尾管,因此耐高温水泥浆体系没有应用。

4 井壁掉块的处理

钻至井深 4 655 m 后,每趟钻起钻顺利、下钻正常,但下钻到底循环过程中有较大的掉块返出(如图 1 所示)。取 4 655~4 659 m 井段井底返出的掉块,进行了泥页岩膨胀试验(见图 2)和 X 射线衍射矿物分析。



图 1 井深 4 655 m 时的井壁掉块

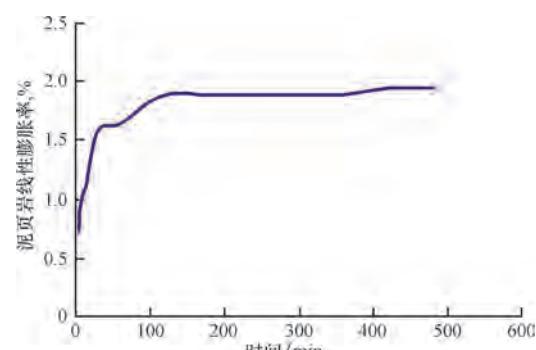


图 2 井深 4 655 m 时井壁掉块泥页岩的线膨胀率

从图 1、2 可以看出,掉块坚硬,泥页岩线性膨胀率低。因此造成井壁不稳定的原因是剥落掉块,而

且起下钻时,钻具碰撞井壁掉块加剧也证明是剥落掉块。

采取的措施是,在起下钻过程中适当控制起下速度,减小钻具对井壁的碰撞,在钻井液处理上,适当提高密度(从1.20 kg/L提至1.22 kg/L),以增加液柱压力,向钻井液中加入3%高软化点沥青HQ-10提高封堵能力、降低钻井液的高温高压滤失量。经处理后掉块问题明显好转。

5 结 论

1) 根据泌阳凹陷深凹区地层不稳定和地温梯度高的特点,设计的井身结构是合理的。

2) 研究的超高温强抑制防塌水基钻井液体系抗温245 °C、防塌能力强(岩屑滚动回收率80%)、润滑性好(摩阻系数0.069~0.078)、岩屑携带能力强、高温高压滤失量小(9~12 mL)。满足了泌深1井的钻井需要,该井完钻井深6 005 m,钻井液静止24 h实测井底温度236 °C。

3) $\phi 339.7$ mm和 $\phi 244.5$ mm技术套管固井水泥

浆配方理想、性能好、施工措施合理,固井质量合格。

4) 全井没有发生钻具事故和井下复杂情况。

参 考 文 献

- [1] 曾义金,刘建立.深井超深井钻井技术现状和发展趋势[J].石油钻探技术,2005,33(5):1-5.
- [2] 刘汝山,朱德武.中国石化深井钻井主要技术难点及对策[J].石油钻探技术,2005,33(5):6-10.
- [3] 赵金洲,赵金海.胜利油田深井超深井钻井技术[J].石油钻探技术,2005,33(5):56-61.
- [4] 张宏军,荆延亮,田善泽,等.胜利1井 $\phi 339.7$ mm套管双级固井技术[J].石油钻探技术,2006,34(2):69-71.
- [5] 王东,金胜利.塔深1井钻井技术[J].石油钻采工艺,2007,29(2):5-9.
- [6] 赵金洲,孙启忠,张桂林.胜利1井钻井设计与施工[J].石油钻探技术,2007,35(6):5-9.
- [7] 裴建忠,刘天科,孙启忠,等.胜利1井钻井事故的预防与处理[J].石油钻探技术,2007,35(6):18-21.
- [8] 孙中伟,何振奎,刘霞,等.泌深1井超高温水基钻井液技术[J].钻井液与完井液,2009,26(3):9-11,15.

〔审稿 曾义金〕

Well Bishen-1 Drilling Design and Operation

Yuan Jianqiang¹ He Zhenkui² Liu Xia²

(1. Geo-Resources College, China University of Geosciences (Wuhan), Wuhan, Hubei, 430074; 2. Henan Petroleum Exploration Bureau, Sinopec, Nanyang, Henan, 473132, China; 3. Petroleum Engineering & Technology Research Institute, Henan Oilfield Branch, Sinopec, Nanyang, Henan, 473132, China)

Abstract: Based on formation lithology and geothermal gradient, the well structure and drilling fluid system of Well Bishen-1 is optimized. In 4th hole section, high temperature and wellbore sloughing are main drilling challenges, therefore, an integrated wellbore stabilization measurement involving blocking off and inhibition and reasonable drilling fluid density are used along with high temperature water based drilling fluid. There are no accidents during drilling operations. Well logging is completed without repeat with the bottom hole temperature up to 236 °C, which is measured in 24 hours after well completion.

Key words: drilling design; casing program; mudstone; ultra high temperature; Well Bishen-1

胜利油田试用双重复合防砂工艺取得良好效果

胜利油田桩西疏松砂岩油藏主要处于滩海区,油层埋深较浅,储层岩性主要为细砂岩、粉细砂岩,且综合泥质含量高,地层粉细砂与泥质混合胶结后往往造成滤砂管堵塞,导致防砂后大幅降产,甚至不出油,严重制约了疏松砂岩油藏、尤其是粉细砂岩油藏采收率的提高,防砂治理难度非常大。为此,胜利油田对各种防砂工艺的优缺点及油藏适应性,进行了全面、系统的综合评价分析,认为目前单一的防砂工艺已不能满足高泥质粉细砂岩油藏的防砂需要,提出了由“单一”防砂向“复合防砂”的策略转变,对粉细砂油藏开展了化学、机械双重复合防砂工艺试验。在2口难度较大的井试用后,日产油12.2 t,日增油6.0 t,单井防砂有效期平均延长63 d。

双重复合防砂工艺试验的成功,将为疏松砂岩油藏的增储上产提供坚实的技术支撑,并能提高该类油藏的整体开采水平。