

◀ 胜科 1 井专题 ▶

胜科 1 井钻井设计与施工

赵金洲 孙启忠 张桂林

(胜利石油管理局, 山东 东营 257001)

摘要:为了解胜利油田孔 2 段烃源岩发育情况和盐下构造含油气情况,评价生油气潜力,胜利油田设计施工了胜科 1 井。该井完钻井深 7 026 m,是中国东部油区目前最深的一口井,井底温度高达 235 ℃,地层压力当量密度最高达 2.30 kg/L。该井钻井施工中主要存在盐膏层及软泥岩层的安全钻进、井身质量控制困难、存在多套压力层系、复合套管的下入与固井、超高温超高压对钻井液性能和水泥浆性能及固井工具的要求高、机械钻速低等问题,在对钻井设计进行充分论证,并对施工难点进行了充分分析的基础上,制定了相应对策,使该井顺利钻至设计井深完钻,并取得了 10 个方面的技术成果与突破。该井的顺利完成,为其它超深井积累了宝贵经验。详细介绍了该井的设计与现场施工情况。

关键词:超深井;深井钻井;钻井设计;胜科 1 井;胜利油田

中图分类号: TE245 **文献标识码:** B **文章编号:** 1001-0890(2007)06-0005-05

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],胜利油田勘探开发的目标也逐步向深层发展^[3]。胜科 1 井钻探,就是实现“胜利底下找胜利”和深层突破的重要部署。该井构造上位于东营凹陷中央隆起带,是目前中国东部最深的一口科学探索井,设计井深 7 000 m,目的层为孔店组。该井钻探目的:一是了解孔 2 段烃源岩发育情况,评价生油气潜力;二是了解盐下构造含油气情况,为进一步研究和评价东营凹陷勘探前景及下步勘探部署提供依据^[4]。

该井 2005 年 3 月 14 日开钻,2007 年 3 月 15 日钻至井深 7 026 m 完钻,2007 年 4 月 25 日完井。钻井周期 717 d,建井周期 758 d,中途测试 14 d,全井平均机械钻速 1.09 m/h。该井在二开井段 $\phi 339.7$ mm 技术套管下入深度、三开井段厚 815.00 m 盐膏层与厚 26.5 m 软泥岩层安全钻进、四开井段 235 ℃超高温钻井等方面,取得了技术突破。但因地层情况复杂,也发生了 2 次断钻具事故和 1 次卡钻事故,出现 27 次井下复杂情况,通过及时采取相应的技术措施,井下事故及复杂情况处理均获得成功。

1 钻井设计

1.1 地层情况

胜科 1 井自上而下钻遇的地层包括新生界的第四系、上第三系、下第三系及中生界地层,其中上第三系上新统明化镇组地层底深 1 040 m,中新统馆

陶组地层底深 1 400 m,下第三系渐新统东营组地层底深 1 910 m,钻井过程中要防坍塌卡钻、防砂岩地层憋漏;沙河街组地层底深 4 150 m,钻井过程中要防止油气侵、井喷、盐膏侵、软泥岩缩径与盐膏层扩径、卡钻等;始新统孔店组地层底深 6 950 m,钻井过程中要防止油气侵、井喷、砂岩地层憋漏等。在井深 2 620 及 2 950 m 处存在断层,井深 1 400、4 150 及 6 950 m 处存在不整合面。

该井预测目的层之上含油气井段为沙 1 段至沙 4 段下部,预测目的层含油气井段为孔 1 段、孔 2 段,中生界。通过分析,认为该井沙 3 中部地层压力系数小于 1.20,下部地层压力系数为 1.30~1.40。通过对东营凹陷钻遇及钻穿沙 4 段盐膏层的探井进行分析,钻井液相对密度为 1.40~2.03 kg/L。

1.2 工程设计

1.2.1 井身结构设计

1.2.1.1 设计原则

- 1) 第一层技术套管下至盐膏层上部,保证安全钻进盐膏层段。
- 2) 钻穿盐膏层后下第二层技术套管,并选取 $\phi 250.8$ mm 高抗挤、大壁厚套管,防止挤毁。
- 3) 上层套管下深必须保证在使用高密度钻井液

收稿日期:2007-09-29

作者简介:赵金洲(1963—),男,1983年毕业于江汉石油学院钻井工程专业,博士,教授级高级工程师,副局长。系本刊编委。

联系电话:(0546)8710317

钻进时,管鞋处地层不被压漏。

4)充分考虑到地层的复杂性和预测误差,为井身结构调整留有余地^[4]。

1.2.1.2 设计方案

胜科1井设计井身结构及套管程序见表1。

表1 胜科1井设计井身结构和套管程序

井段	钻头直径/mm	井深/m	套管直径/mm	套管下深/m	水泥返高/m	备注
导管		22	762.0	20	地面	导管(桩入)
一开	660.4	312	508.0	310	地面	插入法固井
二开	444.5	2 913	339.7	2 910	地面	双级固井
三开	311.1	4 253	244.5	2 710	地面	先悬挂后回接,尾管与上层套管重叠 200 m 左右
			244.5	2 950		
			250.8	4 253		
四开	215.9	7 000	139.7	4 050~7 000	尾管悬挂	尾管与上层套管重叠 200 m 左右;双级固井

二开井段:封固上部欠压实、易分散造浆、易水化膨胀、易阻卡地层,提高盐上地层承压能力,下入 $\phi 339.7$ mm 套管封过沙3段中部浊积砂体地层。

三开井段:下入 $\phi 244.5$ mm + $\phi 250.8$ mm 技术套管,封住盐膏层。

四开井段:应用 $\phi 215.9$ mm 钻头及低密度钻井液钻开孔店组地层,并钻至设计井深;若加深或钻遇其他井下复杂情况,则提前下入 $\phi 177.8$ mm 套管,然后用 $\phi 149.2$ mm 钻头钻进。

1.2.2 钻井液设计

一开井段井径大,设计应用高粘切预水化膨润土浆钻井液,解决大井眼环空携岩和井壁稳定问题。

二开井段上部选用聚合物钻井液体系,以有效控制上部地层造浆,有利于上部地层的快速钻进。进入沙1段地层后转化为聚合物防塌钻井液体系,保持二开井段沙河街组地层的井壁稳定。

三开井段地质预测主要钻遇沙4段两套盐膏层,设计应用欠饱和盐水钻井液体系,控制盐膏层段盐溶、抑制泥岩水化,解决盐膏层段塑性蠕变和塑性流动问题。

四开井段是目的层段,将钻遇孔店组泥岩、膏质泥岩、砂岩、砾岩和薄煤层,预计井底温度 $240\sim 260$ °C,设计应用聚磺抗高温防塌钻井液、聚磺硅基抗高温防塌钻井液和多元复合抗高温防塌钻井液,确保安全钻进。

2 主要施工难点与对策

2.1 工程技术难点

1)上部大尺寸井眼($\phi 444.5$ mm)施工难题

该井 $\phi 444.5$ mm 井眼实钻井深 $2 932$ m,上部地层

易造浆,下部泥页岩地层易剥蚀掉块,大井眼环空携岩问题突出。 $\phi 339.7$ mm 技术套管下深 $2 922.78$ m,安全下入难度大,套管封固段长、水泥用量大,固井风险大。

2)沙4段地层的安全钻进难题 沙4段地层存在盐膏层、软泥岩层等复杂层位。其中盐层、盐膏层的溶解会造成地层坍塌^[5-6],引起起下钻遇阻、遇卡甚至卡钻问题,对钻井液性能影响大;盐膏层之间的软泥岩地层具有高压、塑性流动、饱含盐和易分散的特点,易发生卡钻,且对钻井液的污染严重;蠕变地层高压与其它低压层漏失的矛盾突出。

3)井身质量的控制问题 上部井眼尺寸大、环空间隙大,下部钻具组合优选困难,井斜角难控制;沙4段地层复杂,钻具组合简化及常规防斜打直技术受到限制;深部地层井底温度高,常规测斜手段难以检测。

4)复合套管下入与固井问题 三开井段地层复杂,井壁稳定性差, $\phi 244.5$ 与 $\phi 250.8$ mm 复合高抗挤套管安全下入难度大;需要封固大段盐膏层、软泥岩层等复杂地层,高密度(2.30 kg/L)水泥浆稠化速度快、水泥浆性能稳定性差;盐膏层及软泥岩层既影响水泥胶结质量,又容易挤毁套管。

5)多套压力体系共存的问题 三开井段设计钻井液密度 $1.80\sim 1.90$ kg/L,实际达到了 2.30 kg/L;四开井段设计钻井液密度 $1.10\sim 1.35$ kg/L,而高压盐土层地层压力系数 1.81 。同一井段存在多套压力体系,井下安全控制难度大。

6)孔店组地层的井眼稳定问题 孔1段上部活性泥岩极易发生膨胀垮塌,孔1段下部及孔2段巨厚泥岩微裂缝发育,易引起渗透性坍塌,井眼失稳问题突出。

7)超深井提高钻速问题 上部大尺寸井眼钻头破岩量大,破岩效率低,机械钻速低;中部井段井眼相对较大,地层复杂,提高钻速技术措施的选择和实施困难;下部井段地层坚硬,岩石可钻性差,循环压耗大,钻速难以提高。

8)超高温钻井液、完井液技术受到了挑战 该井完钻完井电测井底温度达到了 235 °C,地温梯度 3.34 °C/100m,地温恢复后在 240 °C以上。国内目前还没有适合高温地层的钻井液处理剂,需要研制或引进,并需要作大量的试验研究。

9)超深、超高温固井问题突出 四开井段的超高温对水泥浆的流动性和高温稳定性影响大,对悬挂器及其附件的抗温性能要求高,回接套管段环空

间隙大、水泥用量大。

10)地质录井问题 一是 PDC 钻头岩屑分析与岩性识别困难;二是有机处理剂、盐水钻井液影响了对油气显示的发现及识别;三是深部碎屑岩储层的物性实时评价困难;四是复杂地质条件、复杂压力成因条件下地层压力随钻评价困难。

11)超高温、超高压条件下的测井问题 该井实测井底温度 235 ℃,井底压力 120 MPa,超高温、超高压是测井最大的难题。

12)其它方面 由于深部地层资料少,井控问题、有害气体检测与防护是重点;三开与四开井段钻进时间长,技术套管的防磨保护要求高;深部地层取心困难;钻井液返出温度达到了 90 ℃以上并且为盐水体系,各种设备、电路的防腐、高温防护问题突出;人身安全、环境保护等问题也需引起高度重视。

2.2 主要技术对策

1)分析 17 口钻遇盐膏层、软泥岩层的深井施工情况^[7],合理选择井身结构、套管类型及施工工艺。

2)为提高钻井速度,二开井段采用双聚(聚合物、聚合醇)钻井液体系、复合井眼尺寸。

3)为安全钻穿盐膏层、软泥岩层(橡皮层),采取三方面对策:一是选用适应性较强的高密度欠饱和复合盐水钻井液体系;二是逐步摸清地层蠕变应力,及时调整钻井液密度;三是采取有效的施工工艺措施。

4)为保证高温条件下井壁稳定、钻井安全,四开采用抗高温钻井液体系,并以宽齿牙轮钻头为主钻进,对钻具组合进行了简化,固井时应用了高温水泥浆体系。

5)在随钻测斜、测井、地质录井、超深井取心、特殊作业和操作措施等方面做了相应技术准备。

3 钻井施工

3.1 一开井段(井深 331.00 m)

一开采用 $\phi 660.4$ mm 三牙轮钻头钻至井深 331.00 m, $\phi 508.0$ mm 表层套管(钢级 J55,壁厚 12.7 mm)下深 329.21 m,采用插入法固井。钻井过程中钻井液保持适当的粘度与切力,并采用大排量钻进以有效清除大井眼岩屑,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(331.00~2 932.00 m)

二开井段采用 $\phi 444.5$ 和 $\phi 406.4$ mm 钻头钻至井深 2 932.00 m, $\phi 339.7$ mm(壁厚 12.19 mm)技术套管下至井深 2 922.78 m,创造了东营地区第一层

技术套管下深最大纪录。二开井段钻井时间为 64.3 d,平均机械钻速 3.28 m/h。

二开井段主要采取了以下措施:

1)优化井身结构。为加快速度,在保证安全的前提下, $\phi 444.5$ mm 井眼钻至井深 2 227 m 后改用 $\phi 406.4$ mm 钻头钻进,其中一只 PDC 钻头 85 h 钻进了 342 m,相当于 4 只牙轮钻头的进尺。

2)采用双聚(聚合物、聚合醇)防塌钻井液体系钻进,保证了整个施工井段无井下复杂情况和事故。

3)采用套管卡盘和套管钳等先进的工具,保证了大尺寸套管的丝扣连接质量,将 $\phi 339.7$ mm 技术套管安全顺利下至井深 2 922.78 m。

4)采用双级固井,注水泥 520 t,高质量地完成了固井作业。

3.3 三开井段(2 932.00~4 155.00 m)

三开井段采用 $\phi 311.1$ mm 钻头钻至井深 4 155 m, $\phi 244.5$ mm 技术套管(钢级 TP125TT、壁厚 11.99 mm)下深 2 927.09 m, $\phi 250.8$ mm 高抗挤套管(钢级 VM140HCVA、壁厚 15.88 mm)下深 4 153.18 m,悬挂器顶部深度 2 731.79 m。一次固井注水泥 125 t,二次固井回挤水泥 51 t。三开施工历时 227.3 d,平均机械钻速 0.88 m/h。

三开井段的主要难点是保证盐膏层、软泥岩层等异常复杂地层的钻进安全,主要采取了以下措施:

1)优选钻头。根据实钻地层岩性和井下复杂情况,选用高效 HJT537GK 牙轮钻头(金属密封、宽齿牙轮钻头等)。

2)采用了合理的钻具组合,使用带减磨接头的 $\phi 139.7$ mm 钻杆和修壁器,保证了井下安全和施工的顺利。

3)开展深探井工艺技术跟踪研究,探索和研发地层蠕变速率,采用密度 2.15 kg/L 的钻井液钻进,每 10~15 h 短起下、划眼修井壁、用密度 2.15 kg/L 的钻井液电测及下技术套管等。

4)配备顶驱装置提高生产时效,保证钻井施工安全。

5)采用机械式无线随钻测斜仪监控井眼质量。

6)复合技术套管采取先下尾管、后回接至井口的措施。

7)采用抗盐抗温(145 ℃)、高密度(2.30 kg/L)水泥浆体系固井。

3.4 四开井段

四开井段采用 $\phi 215.9$ mm 钻头钻至井深 7 026 m 完钻。3 936.70~7 025.25 m 井段悬挂 $\phi 139.7$

mm 套管(钢级 P110、壁厚 10.54 mm), $\phi 139.7$ mm 套管(钢级 P110、N80、壁厚 9.17 mm)从井深 3 936.70 m 回接至井口。该井段平均机械钻速 0.68 m/h。该井在 5 191.00 ~ 5 194.66 m、5 954.00 ~ 5 956.88 m、6 953.00 ~ 6 954.70 m、7 023.00 ~ 7 026.00 m 井段取心 4 筒,取心收获率达到 100%。

四开井段主要采取了以下措施:

1) 研制出两套适合不同地层的钻井液并进行了成功应用。4 155 ~ 6 000 m 井段采用双聚磺(非渗透)乳化钻井液体系,抗温 210 °C; 6 000 ~ 7 000 m 井段采用超高温钻井液体系,抗温达到 220 °C 以上(室内 260 °C)。

2) 优化钻具组合(复合钻具、底部钻具组合等),加强井下复杂情况的预测、检测,通过岩石可钻性研究优选高效钻头,从防磨接头、钻井液减磨材料和钻具组合选配、钻井参数优选等多方面保护技术套管。

3) 进行水泥浆配方优选和固井方案研究,保证超高温井段的固井完井安全。

4) 采取近平衡压力钻井,选用合适的油气层保护材料,以利于发现和保护油气层。

5) 做好井眼准备,保证超高温、超高压情况下测井成功。

6) 强化井控应急预案的演练,配备足够的井控备件和有害气体监测与防护设施,保证应急安全。

4 主要复杂情况与处理

4.1 钻具故障

1) 二开钻至井深 1 722 m 时立压突然由 17.51 MPa 降至 12.07 MPa,悬重由 1 114 kN 降至 1 066 kN,随后对扣不成功。起钻发现钻具在 $\phi 228.6$ mm 钻铤母扣与稳定器公扣处脱开。落鱼包括双级 PDC 钻头、 $\phi 228.6$ mm 钻铤等,落鱼长 22.82 m,鱼顶深 1 699.18 m。用母锥打捞成功,故障解除。

2) 二开钻至井深 2 572.72 m 时,悬重由 141 t 降至 137 t,扭矩由 6.0 kN·m 降至 2.8 kN·m,立管压力下降 1 MPa。起钻发现钻铤母扣本体断裂,稳定器公扣 5.5 cm 丝扣磨平,钻具脱落。落鱼包括 $\phi 406.4$ mm PDC 钻头、测斜短钻铤、 $\phi 228.6$ mm 钻铤等,落鱼总长 21.94 m,鱼顶位置 2 550.78 m。用公锥打捞成功,故障解除。

4.2 卡钻

该井钻至井深 5 001.15 m 时上提活动钻具,上提至井深 4 996.59 m(钻头位置)时顶驱扭矩突然

增大,经过多次上提下放活动钻具无效,钻具卡死。上提最大悬重 2 400 kN、下放悬重 600 kN。卡钻时钻具组合: $\phi 215.9$ mm PDC 钻头 + $\phi 165.1$ mm 测斜短钻铤 + $\phi 212.0$ mm 刮壁器 + $\phi 158.8$ mm 钻铤 + $\phi 127.0$ mm 加重钻杆 + $\phi 127.0$ mm 钻杆。

经过解卡剂浸泡、爆炸松扣、套铣,最终震击解卡,故障解除。

4.3 井漏

由于钻遇断层、不整合面、同一裸眼段存在多个压力层系等原因,该井共发生井漏 24 次,累计漏失钻井液 622.15 m³。通过采用单封堵漏、静止堵漏等措施进行处理,保证了安全施工。

4.4 盐膏层钻井液处理

该井三开井段共钻遇 3 套盐膏层,长达 815.00 m,其中软泥岩层 26.5 m。由于盐膏层、软泥岩层影响导致钻井液性能变差、井下复杂,难以正常钻进。自井深 2 932.00 m 至 3 847.68 m,进行钻井液处理 16 次,占用时间合计 24.7 d。其中于井深 3 119.95 m 一次钻井液处理就占用时间 8 d,3 847.68 m 一次钻井液处理占用时间 4 d。

5 取得的主要成果与存在的问题

5.1 主要技术成果

1) 创出了胜利油田 $\phi 339.7$ mm 套管下入最深、分级固井注灰量最大纪录。

2) 重新认识了东营地区盐膏层的蠕变规律,确定了平衡地层蠕变应力的钻井液密度为 2.30 kg/L,这是胜利油田的最高纪录。

3) 基本形成了安全钻穿东营凹陷盐层、膏层和软泥岩地层的钻井工艺。与郝科 1 井(井深 5 807 m)相比,从开钻到三开完钻少用时 108 d,三开复杂井段少用时 90 d。同时研究开发了适合盐膏层、软泥岩层钻井完井且抗高温(235 °C)的钻井液体系、水泥浆体系及固井工具。

4) 首次在东营地区盐膏层和软泥岩井段采用加厚高抗挤套管,同时加强了套管防磨保护,未发生套管挤毁等问题。

5) 采用机械式无线随钻测斜仪监控井身质量,全井最大井斜角 4.3°、最大水平位移 145 m,井身质量优质。

6) 完钻井深 7 026 m,是胜利油田第一口超深井,也是目前我国东部油区最深井。

7) 5 191.00 ~ 7 026.00 m 取心 4 筒,进尺 11.24 m,岩心长 11.24 m,岩心收获率 100%,创胜

利油田超高温、高密度钻井液深井取心最高纪录。

8)井底温度 235 ℃、地温梯度 3.34 ℃/100m,是目前国内井底温度的最高纪录。

9)高温、高压及复杂井眼条件下的地质录井技术有了新的突破。

10)研制成功超高温测井仪器,进行了 230 ℃、恒温 1 h 的高温试验,实际电测温度 235 ℃、压力 120 MPa,初步形成了超高温测井工艺技术。

5.2 存在的问题

1)深井与超深井钻头类型少、机械钻速低。该井纯钻时间长达 250 d,全井平均机械钻速 1.09 m/h。其中,二开井段钻速 3.28 m/h,三开井段钻速 0.88 m/h,四开井段钻速 0.68 m/h。

2)盐膏层段和超高温井段的钻井液性能还需进一步优化。三开井段进行钻井液体系性能调整 16 次,四开井段发生卡钻等井下事故,处理时间长达 83.4 d、井下故障损失时间 45.5 d。

3)胜利油区盐膏层、软泥岩层(橡皮层)岩心资料少,对井壁失稳、蠕变规律的认识有待进一步研究与完善。

4)深井、超深井条件下快速有效处理井下复杂情况和故障的技术有待完善和提高。

5)高温与超高温、高密度水泥浆体系与固井工艺技术仍是研究和攻关的重点。

6 结论与建议

1)胜科 1 井的顺利完成取决于四个方面的有机结合,即管理科学、运行高效的管理保障体系,科学严谨、注重实效的技术支撑体系,训练有素、操作规

范的施工队伍和配套完善、功能优良的装备、工具和仪器。

2)盐膏层、超高温地层的安全钻进一直是胜利油田乃至国内外钻井难题,该井的完成,标志着在抗盐抗高温钻井液体系优选及维护处理方面取得了较大突破。

3)胜科 1 井在超深井完井与固井工艺技术方面取得了突破,为今后类似井固井提供了借鉴。

4)胜科 1 井的顺利完成,是钻井总体水平提高的体现,标志着中国东部地区超深井钻井技术日益成熟。

5)建议开展超深井钻井速度的提高,抗高温、高密度钻井液体系和水泥浆体系的优选和性能优化,抗高温固井工具的研制等方面的研究,以促进我国深井超深井钻井技术的发展。

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):56-59.
- [4] 张宏军,荆延亮,田善泽,等. 胜科 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] 曾义金,王文立,石秉忠. 深层盐膏岩蠕变特性研究及其在钻井中的应用 [J]. 石油钻探技术,2005,33(5):48-51.
- [6] 曾义金. 深部盐膏层蠕变关系研究 [J]. 石油钻探技术,2004,32(3):5-7.
- [7] 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.

Design and Implementation of Well Shengke-1

Zhao Jinzhou Sun Qizhong Zhang Guilin

(Shengli Petroleum Administration, Dongying, Shandong, 257001, China)

Abstract: For the purpose of understanding the development of Kong II Section hydrocarbon source rocks and hydrocarbon bearing under salt bed structure, and of evaluating the hydrocarbon generating potential, Well Shengke-1 with a well depth of 7026m, the deepest well in east oilfields, was designed and implemented in Shengli Oilfield. The bottom hole temperature was as high as 235℃ and the equivalent drilling fluid density was up to 2.30 g/cm³. There were many challenges during the drilling, including safety drilling through gypsum and soft shale formations, difficulty in control the wellbore quality, multiple pressure systems, running of compound casing string, cementing, higher requirements of the properties of drilling fluids and cement slurry, and of the cementing tools due to the high pressure and high temperature, and low rate of penetration. Based on the analysis of the challenges during drilling, the corresponded plans were designed to make sure this well drilling to the designed well depth. Ten technical achievements and breakthroughs have been achieved at the same time. The design and implementation of Sengke-1 Well were introduced in detail.

Key words: ultradeep well; deep drilling; drilling design; Well Shengke-1; Shengli Oilfield