

◀ 现场与经验 ▶

盐下水平井YM7-H4大井眼段钻井技术

王兴武

(中原石油勘探局 钻井工程技术研究院, 河南 濮阳 457001)

摘要:YM7-H4井是一口盐下水平井,因盐膏层距目的层垂深约25 m,设计用 $\phi 311.1$ mm钻头在易垮塌的吉迪克组地层进行定向,在盐膏层内一直增斜达到 73.62° ,直至钻穿盐膏层至井深4 770 m,然后下入 $\phi 273.1$ mm厚壁套管封固盐膏层。该井 $\phi 311.1$ mm井眼在钻井与中完施工过程中存在很多难点:一是吉迪克组地层泥岩严重垮塌,定向难度大;二是大井眼轨迹控制困难;三是盐膏层段长、井深、钻井液密度高达 1.80 kg/L,易卡钻;四是厚壁套管直径大、刚性强、下入困难等。通过技术攻关,该井应用了大井眼轨迹控制技术、吉迪克组地层泥岩防塌钻井液技术、盐膏层钻井技术和大尺寸套管下入井眼准备技术等,顺利完成了该井大井眼段的钻井施工。

关键词:大井眼;水平井;钻井;完井;盐膏层;塔里木油田;YM7-H4井

中图分类号:TE243; TE247 **文献标识码:**A **文章编号:**1001-0890(2010)01-0097-04

近年来,随着深层油气勘探开发及钻井技术水平的不断进步,盐下水平井越来越多,并且盐膏层底与目的层的垂直间距越来越近。为了简化井身结构,缩短钻井周期和节约钻井成本,同时提高井的寿命,尽量将盐下水平井的技术难题放在上部井眼,YM7-H4井在钻井设计上进行了大胆尝试。用 $\phi 311.1$ mm钻头在易垮塌的吉迪克组地层进行定向,在盐膏层内一直增斜达到 73.62° ,直至钻穿盐膏层,然后下入 $\phi 273.1$ mm厚壁套管封固盐膏层,这在国内石油钻井中没有先例。该井在施工中克服了诸多困难,成功完成了钻井任务。

1 钻井难点

1) 下第三系的吉迪克组地层泥岩掉块严重。实钻井段3 775~4 475 m,地层岩性主要是棕褐色及褐色泥岩,井壁剥落掉块,导致钻进憋泵、钻头断齿,影响钻井效率,钻头单只进尺少;由于井身结构的限制,还要从吉迪克组地层进行定向,定向造斜困难。

2) 盐膏层段长且埋藏深。目的层距盐膏层垂深仅25 m,还要在该段增斜,盐膏层蠕变后井眼不规则,易形成台肩造成起下钻遇阻卡,划眼时易出新眼;同时,钻井液密度高(约 1.80 kg/L),定向钻具易卡钻^[1-3]。

3) 邻井可借鉴的资料少,井眼轨迹控制困难。距离邻井远,地质变化大,难以掌握地层造斜规律,

为造斜工具优选带来很大困难,从而影响井眼轨迹的控制;同时,在盐膏层段,难以确定合适的钻井液矿化度及钻井液密度。

4) $\phi 273.1$ mm(壁厚26.24 mm)技术套管下入盐膏层段大斜度井眼难度很大。套管刚性强,井眼曲率较大,环空间隙小,盐膏层又容易缩径,卡套管的风险很大,将套管顺利下至井底是一个很大的难题^[4-5]。

2 井眼轨迹控制技术

YM7-H4井设计 $\phi 311.1$ mm井眼从井深1 500.00 m钻至井深4 773.00 m,段长3 273.00 m,造斜点定在井深4 425.17 m处,井斜角 73.42° ,方位角 232.83° ,水平位移184.62 m,垂深4 689.01 m,最大造斜率 $25^\circ/100$ m,井身剖面设计成“直-增-增”。

2.1 直井段

直井段施工中,借鉴邻井的施工资料,总结施工经验,制订出切实可行的施工计划,在施工中严格按操作规程钻进,保证了钻井施工的安全优质快速进行。

一开直井段(0~1 500.00 m)使用 $\phi 444.5$ mm

收稿日期:2009-07-27;改回日期:2009-11-26

作者简介:王兴武(1958—),男,山东冠县人,1982年毕业于华东石油学院钻井工程专业,高级工程师,副院长,主要从事钻井技术的科研和管理工作。

联系方式:(0393)4890497, wangxw666888@sina.com

钻头,采用钟摆钻具组合,通过优化钻压、转速和排量,控制钻速,及时进行测斜,确保将一开直井段井斜角控制在 1° 之内。

二开直井段(1 500.00~4 380.00 m)使用 $\phi 311.1$ mm钻头,仍采用钟摆钻具组合,优选PDC钻头,充分发挥PDC钻头高转速低钻压的优势,优化钻井参数,精心操作,每200 m及时测斜。由于措施得当,整个二开直井段的最大井斜角只有 0.82° ,取得了较好的效果,为定向造斜和斜井段的控制奠定了基础。

2.2 增斜段

在钻井施工过程中,考虑到井眼大,增斜困难,以及直井段的井底位移和方位情况,同时考虑到YM7-H2井和YM7-H3井实钻造斜率较低的实际情况,为防止井眼轨迹因起步造斜率偏低而偏离设计轨道,决定将造斜点上提至井深4 380 m,选在了吉迪克组,距吉迪克组底95.00 m。这样,在一定程度上增加了增斜段的长度,在造斜工具造斜率不确定的情况下,有利于轨迹的控制,也会在一定程度上减小井眼的增斜率,有利于下套管。造斜钻具组合为: $\phi 311.1$ mm钻头+ $\phi 197.0$ mm螺杆(2.25°) $\times 7.99$ m+ $531 \times \text{NC560} + \phi 203.2$ mm无磁钻铤 $\times 8.56$ m+ $\text{NC561} \times 630 + \phi 203.2$ mmMWD短节 $\times 4.17$ m+ $631 \times 410 + \phi 127.0$ mm无磁承压钻杆 $\times 9.15$ m+ $\phi 127.0$ mm加重钻杆 $\times 224.12$ m+ $411 \times 520 + \phi 139.7$ mm钻杆。造斜开始时,钻速严格控制在0.5 m/h,待钻进3~5 m左右后,再逐渐加大钻压,根据定向工具面角的需要,调整和掌握好钻压,要求送钻平稳均匀;每钻进1根钻杆测量一次井斜角数据并及时处理,以准确控制井眼轨迹。

在造斜段初期,为了使轨迹向设计轨道靠拢,选择了弯度较大的螺杆钻具。但由于邻井较远,可比性差,在实钻过程中,YM7-H4井造斜率居高不下,远远高于YM7-H2井和YM7-H3井的造斜率。同时,在实钻过程中,由于单只钻头进尺较少,钻具的增斜和扭方位效果往往要在下趟钻才能看到,在选择井下动力钻具时没有准确把握,对井底井斜角、方位角和增稳斜状态预测不够准确,造成定向工具选择难度加大,井眼轨迹调整困难。因此,该井几次反复出现大小弯度螺杆交替使用的情况,即先使用 2.50° 螺杆钻进,再下入 1.75° 螺杆调整井眼轨迹,导致井眼轨迹不圆滑,在井深4 650 m处全角变化率达到 $43.84^{\circ}/100\text{m}$ 。由于该井是盐下水平井, $\phi 311.1$ mm井眼中完垂深距A点垂深不到7 m,对井眼轨

迹要求较高,几乎全部井段都采用定向钻进,随着井斜角的增大,钻具躺在下井壁,粘卡发生的概率也在增大。经过综合分析,该井段用 2.25° 单弯螺杆比较合适,造斜率达到 $19 \sim 20^{\circ}/100\text{m}$ 。

二开中完 $\phi 311.1$ mm井眼实钻至井深4 770.00 m,垂深4 686.16 m,井底井斜角达到 73.62° ,方位角与水平位移均达到设计要求。

3 吉迪克组地层泥岩防塌钻井液技术

吉迪克组地层实钻井段3 775.00~4 475.00 m,段长700.00 m,地层岩性以棕褐色及褐色泥岩为主,钻进过程中掉块频繁,造成经常性憋泵、上提遇卡等复杂情况,是该地区钻井的一大难题。

泥页岩垮塌的原因是地层既存在层理、裂缝发育不易水化膨胀的硬脆性页岩,也部分存在易水化膨胀分散的泥岩。层理及微裂缝为泥岩水化分散膨胀提供了通道,使泥页岩表面水化面积增大,加快了水化进程,泥岩水化后产生很大的膨胀压,当其超过泥页岩的胶结强度时,又产生新的裂缝,在外力作用下引起剥落掉块;易水化膨胀的泥岩遇水后膨胀分散,降低了泥岩的内部结构强度,致使泥岩溃散坍塌。另一个原因是钻井液密度偏低,液柱压力不足以平衡坍塌压力,致使地层垮塌更加容易。

针对吉迪克组地层的泥岩,要稳定井壁,钻井液必须要满足3个方面的要求:1)在井壁周围提供足够的压持压力,维持井壁的力学平衡;2)由于易塌地层细微裂缝发育,渗透性强,且极易水化散裂,因此要求钻井液必须有强抑制性与有效的封堵性,以防止和减少滤液继续渗入微裂缝,避免水化应力集中,确保井壁稳定;3)引起水化应力集中的关键是泥岩中的蒙脱石成分,因此要求钻井液必须有足够的抑制性,以有效防止井壁水化,避免散裂的发生。

在钻进时,采用了物理和化学相结合的方法。逐渐将钻井液从聚合物钻井液转化为聚磺钻井液,首先加入大量的防塌处理剂SY-A01、YL-N、FT-1和聚合铝,使其含量达10%,膨润土含量提高至30 g/L;适当提高钻井液密度,从1.65 kg/L逐渐提高至密度上限1.78~1.80 kg/L。定向造斜后,在钻井液中慢慢混入原油和SY-A07润滑剂,维持含油量在6%~10%,以提高钻井液的综合润滑性能,防止粘卡。钻井措施上采取了多划眼、少静止、大排量等措施,没有造成泥岩的大面积垮塌,防止了卡钻事故的发生,为下部盐膏层斜井眼的钻进提供了比

较稳定的井眼条件。

4 盐膏层钻井技术措施

YM7-H4井盐膏层埋藏深,4 487.00~4 764.00 m 井段均为盐膏层,厚度达 277.00 m,中间夹有软泥岩,最严重的是 4 669.00~4 672.00 m 井段,需要的钻井液密度高达 1.80 kg/L,并且各井的差异大。在斜井段盐膏层的受力与直井不同,井壁失去支撑,盐层更容易蠕变,井底也易出现台阶,斜井段的防卡难度更大。该井在盐膏层段钻进过程中,多次发生钻进时提不出钻具、起下钻多次遇卡等井下复杂情况。特别是在软泥岩夹层井段频繁阻卡,需要反复划眼和倒划眼。

在钻进技术措施方面,钻进盐膏层要每钻进 2~3 m 就上提一次钻具,反复拉井壁,让盐膏层充分释放应力,钻完盐层段进行多次短起下。若钻进中在井底提不出钻具时,要大幅度活动钻具,大排量循环钻井液,及时进行处理,防止定向钻具在井底卡死。在大斜度盐膏层井段划眼时,要尽量采取滑动方式,少用复合钻井方式,防止出现新井眼;YM7-H4井在 4 670.00~4 674.00 m 井段(井斜角 50°)和高造斜率 4 710.00~4 722.00 m 井段(井斜角 58.60°~61.44°)两次使用 2.50°螺杆后,下入 1.75°螺杆调整井眼轨迹,划眼后出现新井眼。通过总结经验,后来钻穿盐层使用 2.0°螺杆,强化钻井措施,使用 2.00°、2.25°及 1.75°螺杆,均没有发生类似情况。

在钻井液方面,在进入盐膏层前将聚磺钻井液转化为 KCl 聚磺钻井液。该钻井液具有以下优点:

1) 塑性黏度低、动切力和静切力小、流性指数小,具有极强的剪切稀释能力。钻进过程中,低黏钻井液使环空形成紊流,增斜段不易形成岩屑床,钻屑能及时返至地面,减少了井下复杂情况。由于低静切力,开泵不会产生压力激动,能避免将地层压漏。

2) 良好的润滑性能。原油含量达 10%,并配合使用固体润滑剂 RH-102 石墨粉,提高钻井液的综合润滑性能,泥饼摩擦系数降至 0.05,防止了粘卡,也没有出现拖压现象。

3) 良好的抑制性能,密度 1.80 kg/L,Cl⁻ 质量分数为 13%~15%,KCl 质量分数为 5%,能基本抑制盐层的蠕变。

4) 良好的封堵性能,高温高压失水 5 mL,乳化沥青和固体封堵剂合理搭配,改变了下第三系砂岩的孔隙度,排除了高密度和大斜度井段的粘卡现象。

5 大尺寸套管下入井眼准备技术

为了将 $\phi 273.1 \text{ mm} \times 4\,767.94 \text{ m} + \phi 244.5 \text{ mm} \times 4\,409.81 \text{ m}$ 复合套管顺利下到位,在钻完 $\phi 311.1 \text{ mm}$ 大斜度井眼后,通过各种方式对井眼进行评估,主要采取了电测井径、静止观察盐膏层和软泥岩的缩径情况及用不同刚性钻具进行通井等措施。

5.1 完井电测

在钻至中完井深 4 770 m 后进行了一次电测,间隔时间 22 h,测得 4 450.00~4 750.00 m 井段最小井径为 $\phi 284.6 \text{ mm}$,缩径井段有 6 段长 150 m,粗略估计盐膏层蠕变不能满足安全下套管的要求。

5.2 用螺杆钻具修整井眼

下套管前先用螺杆钻具通井。下入小弯度单弯螺杆(1.75°)对斜井段遇阻点反复定向划眼,消除了井眼较大拐点处的台阶,如在井深 4 650.00 m 处井斜角 46.81°,全角变化率 43.84°/100m,井深 4 725.00 m 处井斜角 60.39°,全角变化率 38.40°/100m。

除了在钻进过程中的划眼外,完钻后还要多次划眼,然后再逐步增强通井钻具的刚性,遇阻时以冲、通、压为主,遇阻大于 100 kN 时要划眼,确保井眼畅通。

5.3 用不同刚性钻具通井并检验盐膏层蠕变情况

1) 采用单稳定器钻具组合: $\phi 311.1 \text{ mm}$ 钻头 + $\phi 305.0 \text{ mm}$ 螺旋稳定器 + $\phi 203.2 \text{ mm}$ 钻铤 1 根 + $\phi 139.7 \text{ mm}$ 加重钻杆,下至盐膏层段遇阻 150 kN,井深 4 712 m 处遇阻 260 kN,在 4 720~4 710 m 和 4 780~4 764 m 井段倒划眼后短起下正常。

2) 采用双稳定器钻具组合 A: $\phi 311.1 \text{ mm}$ 钻头 + $\phi 305.0 \text{ mm}$ 螺旋稳定器 + $\phi 203.2 \text{ mm}$ 钻铤 2 根 + $\phi 306.0 \text{ mm}$ 螺旋稳定器 + $\phi 139.7 \text{ mm}$ 加重钻杆,在 4 616~4 770 m 井段下钻阻卡严重,在 4 664~4 770 m 井段倒划眼,斜井段短起下 2 次。

3) 采用双稳定器钻具组合 B: $\phi 311.1 \text{ mm}$ 钻头 + $\phi 305.0 \text{ mm}$ 螺旋稳定器 + $\phi 203.2 \text{ mm}$ 钻铤 1 根 + $\phi 306.0 \text{ mm}$ 螺旋稳定器 + $\phi 203.2 \text{ mm}$ 钻铤 2 根 + $\phi 139.7 \text{ mm}$ 加重钻杆,下钻较顺利,短起下正常。

4) 采用三稳定器钻具组合 A: $\phi 311.1 \text{ mm}$ 钻头 + $\phi 305.0 \text{ mm}$ 螺旋稳定器 + $\phi 203.2 \text{ mm}$ 钻铤 1 根 + $\phi 306.0 \text{ mm}$ 螺旋稳定器 + $\phi 203.2 \text{ mm}$ 钻铤 2 根 + $\phi 306.0 \text{ mm}$ 螺旋稳定器 + $\phi 139.7 \text{ mm}$ 加重钻杆,下钻在 4 668.00~4 675.00 m 和 4 710.00~

4 720.00 m井段遇阻 300 kN,划眼通过,短起下正常。

5) 采用三稳定器钻具组合 B: $\phi 311.1$ mm 钻头+ $\phi 305.0$ mm 螺旋稳定器+ $\phi 203.2$ mm 钻铤 1 根+ $\phi 306.0$ mm 螺旋稳定器+ $\phi 203.2$ mm 钻铤 1 根+ $\phi 306.0$ mm 螺旋稳定器+ $\phi 203.2$ mm 钻铤 1 根+ $\phi 139.7$ mm 加重钻杆。

在盐膏层段下钻遇阻严重,在 4 667.00~4 675.00 m 井段划眼,下钻至井底循环一周,起钻至盐膏层段,在 4 665.00~4 687.00 m 井段反复无阻卡倒划眼,上提下放通井,通过循环溶解盐膏层,有意识扩大盐膏层段井径;起钻之前在盐膏层段泵入低 Cl^- 质量浓度钻井液 32 m^3 (Cl^- 质量浓度: $10 \times 10^4 \text{ mg/L}$, 密度 1.80 kg/L , 黏度 79 s) 浸泡、溶解盐膏层。

6) 三稳定器钻具组合通井检验盐膏层蠕变情况:静止 37.50 h,含起下钻时间静止 52.00 h,起下钻无阻卡,证实盐膏层井眼经过 52.00 h 静止后能够满足下套管要求。下套管安全时间(50.00 h) = 通井起钻时间(10.00 h) + 下套管时间(30.00 h) + 附加时间(10.00 h),为确保安全下入套管及固井施工,YM7-H4井取 50.00 h 是安全的。起钻之前在斜井段打低 Cl^- 质量浓度封闭钻井液 52 m^3 浸泡、溶解盐层,短起下无阻卡,起钻下套管。

经过采取以上措施,用时 30.00 h 将复合套管下至预定井深,用分级固井方式进行固井作业,整个施工过程顺利,为三开水平段钻进提供了很好的井眼条件。

6 结论与建议

1) 要安全钻穿盐膏层及软泥岩夹层,防止蠕变

缩径给钻井带来井下复杂情况,钻井液必须具有合适的密度,适当的 Cl^- 质量浓度,良好的高温高压性能和润滑性。

2) 由于英买力盐膏层埋藏深,简化盐下水平井井身结构,用大尺寸厚壁套管封固大斜度井段盐膏层,虽然增加了上部井段的施工难度,但是提高了盐膏层段的封固质量,有利于延长井的使用寿命,同时也为下部井段留足了施工空间,减轻了下部井段的施工难度,方案具有推广应用价值。

3) 根据地质条件,考虑工具的造斜能力,合理选择造斜点,设计好整个斜井段的井眼曲率,尽量采用弯度相近的螺杆增斜钻进,从而维持井眼轨迹平滑,减少施工的复杂程度。

4) 大井眼大斜度井段下入刚性大的厚壁套管,井眼准备工作繁琐,花费时间长且风险大,建议从理论上进行研究,研制出一套适用于现场的模拟数据软件。

参 考 文 献

- [1] 王振光,管志川,魏学成,等. 胜利 1 井盐膏层段套管安全可靠分析[J]. 石油钻探技术, 2007, 35(6): 10-13.
- [2] 张新旭,刘天科,裴建忠,等. 胜利 1 井大井眼及盐膏层钻井技术[J]. 石油钻探技术, 2007, 35(6): 14-17.
- [3] 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.
- [4] 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.
- [5] 周仕明,丁士东,桑来玉. 西部地区复杂深井固井技术[J]. 石油钻探技术, 2005, 33(5): 83-87.

[审稿 陈天成]

Drilling Design of Large Hole Section of Horizontal Well YM7-H4 Beneath The Salt Bed

Wang Xingwu

(Drilling Technology Research Institute, Zhongyuan Petroleum Exploration Bureau, Puyang, Henan, 457001, China)

Abstract: Horizontal well YM7-H4 is a typical horizontal well beneath the salt bed. The true vertical depth from salt formation to target zone is about 25 m. Orientation was made using $\phi 311.1$ mm bit in an easy collapse section called Jidik group according to drilling design. The build-up hole angle in the salt-gypsum zone reached up to 73.62° . It passed through salt-gypsum zone to the depth of 4 770 m, and $\phi 273.1$ mm heavy wall casing was run to cement the salt formation. This paper analyzed the difficulties occurred in drilling and completion operations in $\phi 311.1$ mm well section, including the orientation in a slough mudstone interval in Jidik group, difficulties in controlling well trajectory in big hole, pipe stuck in large section of salt formation, deep depth, and with drilling fluid density up to 1.80 g/cm^3 , difficulties in running big size heavy wall casing due to its huge stiffness, etc. Through investigation and field application, four major drilling technologies were proposed, the well trajectory control in big hole, anti-slough in Jidik mudstone section with drilling fluid, drilling technology in salt-gypsum zone, well bore preparation for running big size casing. This paper will provide important reference in drilling horizontal well under salt formation.

Key words: large hole; horizontal well; drilling; well completion; evaporite bed; Tarim Oilfield