

油田 AT9-18H 钻井技术与经济效益评价

解诗磊 (中石化西南石油工程有限公司湖南钻井分公司, 湖南 长沙 410007)

摘要: 湖南钻井公司在塔河油田第一次施工的丛式井于 70145 井队承接, 本组丛式井不仅是湖南钻井公司首次在国内承钻, 而且也是塔河油田的先例, 虽然胜利油田地区的丛式井组技术已经成熟, 但是在井眼、深度钻进确是鲜见, AT9-17H、AT9-18H 井是已经完钻的两口井, 下面还有两口 AT9-19X、AT9-20X 井, 不仅丛式井为首例, 而且较大长度的斜导眼稳斜、回填、侧钻, 也是近些年来较为少有的难度; 所以我将其中的一口 AT9-18H 井的施工过程及存在的难度和风险简要分析如下。

关键词: 二次回填; 双台阶; 水平井; 经济效益; 效益评价

1 AT9 井丛式井井区布井简介

AT9-17H、AT9-18H 两口井为 70145 井队承接的塔河油田区域的第一块丛式井组中的两口井, 本井区不但是我湖南钻井公司在国内承接的第一个丛式井, 也是塔河油田布局施工的第一个丛式井组, 所以本井组在塔河油田有着标志性的意义。本丛式井组一共布有 9 口井, 由湖南钻井 70145 井队承钻的顺序依次为 AT9-17H、AT9-18H、AT9-19X、AT9-20X 共 4 口井, 其中前两口为水平井, 后面两口为斜井 (目前暂定为注水井), 4 口井施工顺序为至西向东, 间距为 8m; 另外 5 口井由重庆钻井公司 70140 井队承钻, 井号顺序为 AT9-11H、AT9-14H、AT9-15H、AT9-16X、AT9-21H, 本 5 口井的搬迁顺序为至东向西, 单口井间距为 8m; 两方之间井口垂线距离为 80m。本井区构造名称为阿四段河道砂体岩性圈闭, 目的层为阿克库勒三叠系中油组下油组; 由于井口间距较近, 每打完一口井之后不能马上进行试采, 所以在下完油层尾管, 扫塞至人工井底之后, 将井口用盲板法兰封死并试压合格, 待 9 口井全部打完之后统一射孔采油。

2 直井段防碰绕障的施工

AT9-18H 井考虑到防碰问题比较严峻, 因为 AT9-17H 井的整体水平位移方向是朝西南方向, 如果 9-18 井不进行控制, 由于地层倾角, 其自然走向有很大可能性朝同一个方向偏离, AT9-18H 井轨迹与 AT9-17H 井每 15m 一个点扫描最近距离为 5.04m, 为了避免相碰, 二开开始直接下入弯螺杆带无线随钻 MWD 仪器, 实时对轨迹进行调整, 严格控制井斜方位, 确保防碰距离不超过设计的 5m 范围。在实钻过程中, 如扫描到防碰距离较近时, 每钻完一根进行一次测斜, 有时甚至加密测斜, 二开 500-3300m 使用单点随钻测斜共计 255 次、定向钻进 260m; 在每次长起时均使

用多点测斜仪进行校验。

为做好防碰工作在施工中我们做到了以下几点:

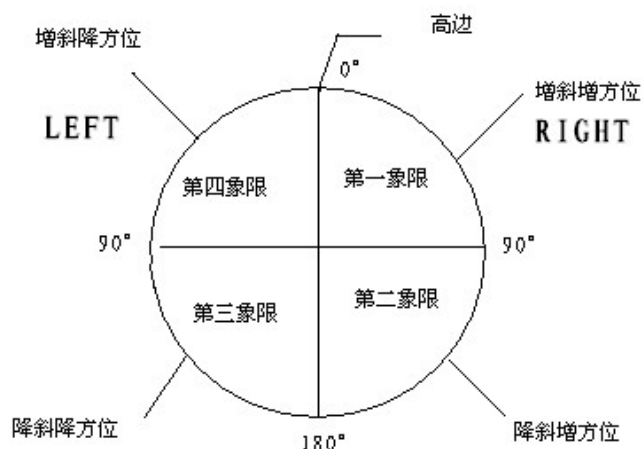
①由于井斜小, 直井段的测量存在较大误差, 特别是对方位的影响比较大。因此采用同一根多点探管进行测量。②在利用单点数据与上一口井的多点轨迹进行防碰扫描时, 需同时对第三方及定向方两套多点数据进行扫描, 并充分考虑误差影响, 最近防碰距离不小于 5m。③当扫描距离较近时, 钻进过程中需提高警惕, 采用小钻压, 低转速, 及时发现并分析钻进中出现的蹩跳、泥浆性能变化及岩屑返出情况。④施工中不能存侥幸心理, 如发现井眼相隔距离有越来越近的形势时, 及时采取措施, 在安全距离范围内提早对轨迹进行调整。⑤如钻进时磁偏角异常或高架槽内有铁屑返出时, 立刻停止钻进, 循环观察, 排除异常情况发生的原因。

3 造斜段钻进

AT9-18H 井第一次增斜在 3915m 到 4220m 从 0° 增斜至 75° 稳斜, 设计最大狗腿 (每 30m) 为 12.11°, 在实钻过程中下入扶正器外径为 210mm 的立林 1.5° 有扶单弯螺杆进行钻进, 在钻进过程中, 不断进行定向钻进, 造斜率始终低于设计造斜率, 且垂深增加; 后来下入扶正器外径为 213mm 的北石 1.5° 有扶单弯螺杆进行钻进, 为了跟上设计, 增加定向井段, 使钻井周期增多; 由于后追设计而造成狗腿角最大 12.57°, 高出设计要求, 为后面施工增加难度。从此得到认识, 有扶螺杆扶正器外径越大, 造斜率越高; 扶正器离钻头距离越近造斜率越高; 弯距 (弯点到钻头间距离) 越小, 造斜率越高。

在定向钻进过程中为保证方位的准确, 造斜时在原设计方位角上增加一个反扭角, 而反扭角的大小一般为一个经验值。一般情况: 反扭角的大小为

30° /1000m 左右, 井深越大, 反扭角越大, 所以只有根据最初给定的经验值的基础上通过阅读器反应出的工具面的方位进行进一步调整, 从而在最短轨迹间距内及多个测得的动态或静态的测量数据使工具面调整至最佳, 以达到方位变化轨迹控制符合设计要求的最佳效果。根据轨迹控制要求, 方位及井斜控制在象限中遵循以下规律为主:



由上图可知:

右偏 $0^\circ < TF < 90^\circ$ 时, 装置角位于第一象限, 增斜, 增方位。(TF 为工具面)

右偏 $90^\circ < TF < 180^\circ$ 时, 装置角位于第二象限, 降斜, 增方位。

左偏 $0^\circ < TF < 90^\circ$ 时, 装置角位于第四象限, 增斜, 降方位。

左偏 $90^\circ < TF < 180^\circ$ 时, 装置角位于第三象限, 降斜, 降方位。

在实际操作中, 不一定 0° 就为全力增井斜, 有可能右偏 15° , 也有可能右偏 5° 为全力增井斜, 每趟钻换一次螺杆, 都会有不同的误差; 为了确定加到正常钻压时能达到要求的效果, 由于反扭角存在, 在初始摆完工具面时不可以直接摆到需要的位置, 根据实钻经验, 施加不同的钻压, 工具面会有不同的变化, 达到施加到正常钻压时刚好符合需要的工具面位置为最佳。

4 斜导眼回填的施工

AT9-18H 井从 3915m 开始造斜钻进, 至 4220m 以 75° 稳斜至斜导眼完钻, 斜导眼完钻井深 4988m。设计在 4490.00-4988.00m 井段打水水泥塞进行回填, 回填后从 4550m 进行侧钻, 保证侧钻点以上水泥塞强度, 满足下步侧钻要求, 设计水泥塞长度 498.00m; 由于西北局有相关规定, 回填井段大于 300m 必须进行二

次回填, 所以本口井进行了两次回填, 在介绍 AT9-18H 井回填之前, 先将 AT9-17H 井二次回填的情况介绍如下:

AT9-17H 井从 3897m 开始造斜钻进, 至 4186m 以 75° 稳斜至斜导眼完钻, 斜导眼完钻井深 5044.8m。原设计回填至井深 4550m, 由于 75° 斜导眼段长达 494.8m, 一次回填风险较大, 所以采用两次回填。设计第一次回填井段为 5044.8-4750m, 段长 294.8m; 第二次回填为 4750-4550m, 段长 200m。2011 年 7 月 27 日 20:15 井队组下光钻杆至井底进行第一次打塞作业完, 7 月 28 日下光钻杆进行探塞及组织第二次打塞施工过程中, 下钻探塞至井深 4378m 时无法通过, 接方钻杆循环观察, 发现返出较多水泥。于是起钻于 7 月 29 日组下牙轮钻头带定向方仪器划眼通井, 30 日 7:00 间断划眼至 4516m, 返出部分水泥, 经分析为水泥窜槽造成的混浆。从 4516m 开始水泥塞增多, 连续开泵开转盘扫塞, 8:30 时扫塞至 4547m 时井内出现憋泵, 高架槽出水口泥浆出现间歇性断流现象, 带泵上提钻具时阻卡严重。带泵提钻至 4500m 后正常, 随后短起至直井段 (3800m) 开泵循环观察, 返出的物质由 50% 水泥及 50% 地层岩屑组成。

现场分析原因: ①由于打塞井段为 75° 稳斜段且井段较长, 施工时水泥浆出现窜槽, 造成大段混浆。② 4516m 为三叠系中油组沙泥岩互层段, 井径不规则水泥浆混浆胶结不好, 而且前置冲洗液密度过低 (1.10g/cm^3) 对井壁破坏严重, (原钻井液密度 1.21g/cm^3) 造成地层与水泥掉快垮塌, 造成憋泵及阻卡。

根据实际回填情况, 如果继续扫塞至二次回填设计井深, 风险较大, 且由于混浆多极易划出不规则井眼或新井眼, 增加后期施工的难度及风险, 且再次打塞也难以保证水泥塞强度及对地层的稳定, 加上本井设计调整为双台阶水平井, 后期施工难度较大, 对上部井眼要求较高, 所以通过请示进行了下一步的施工

方案: 通井至 4500m 循环保证井眼畅通后下入光钻杆打塞, 将沙泥岩互层井段 4500-4400m 封固后, 调整第二次造斜点为 4450m, 然后再开始侧钻施工。

在侧钻的第一次下钻过程中下到底后开泵憋泵, 于是起钻开始对钻杆通径, 发现有部分钻杆已经被水泥堵塞, 判断钻杆中的水泥为回填时上起钻具水泥浆未流干净所致。而且由于造斜点提前, 定向段增加了 184m 上部地层为泥岩段, 钻进时大大降低了机械钻速,

增加了钻井周期。

AT9-18H 井积累了 AT9-17H 井的回填经验, 在使用隔离液时采用了加重隔离液, 密度达到 $1.4\text{g}/\text{cm}^3$; 保证了钻井液与水泥浆之间的隔离液密度之后, 从而保证了地层的稳定, 不会将地层泡垮塌; 在正确的思路下我们采取了相应的措施, 结果在真正施工时验证了措施的合理性, 下钻探塞时未出现 9-17 井时出现的遇阻严重现象, 得到了明显的改观; 不过还未达到最理想的效果, 以为固井队选用的加重隔离液主要加重材料为矿渣, 所以密度的提升是靠物质悬浮起作用, 当静止时间长时, 矿渣下沉, 隔离液上部密度变低, 也造成了上部隔离液密度偏低、混浆带增多, 破坏了泥饼, 地层泥饼脱落, 导致了提前遇阻的现象; 下钻循环时返出大量矿渣, 也出现憋泵现象; 不过较 9-17 井相比, 情况好转很多; 后来由于扫塞提前碰塞至 4590m, 在二次回填时提前打塞, 由原来的 4750-4490m, 改为 4590m-4490m, 打塞 100m 起钻, 起至套管内循环泥浆, 保证钻具水眼畅通, 且在下侧钻钻具组合时使用通径规逐根通径, 保证下到底后可以正常开泵。

通过 AT9-17H 井及 AT9-18H 两口井的斜导眼回填, 总结了一点经验:

①在需要二次回填时, 第一次回填水泥是关键, 尤其是加重隔离液的采用, 是重中之重。在施工原则上, 固井回填过程中, 甲方不允许固井队使用钻井队现场配置的加重隔离液进行施工, 所以我们可以要求固井队在加重隔离液中加入适量钻井队提供的防塌剂与增粘剂, 做污染试验, 如果不会污染到水泥浆, 一定用自己井队提供的材料进行配制; 如果对水泥浆性能有影响, 我们可以自己先打入适量的加重液后再打入固井队配制的少量加重隔离液; 来达到更加理想的效果。如果不采用加重隔离液, 而采用低密度隔离液, 会将地层泡垮塌, 导致水泥浆上串严重, 混浆带增多, 下钻遇阻、憋泵严重等现象发生。

②建议在大井斜水泥塞回填施工中, 打完水泥塞之后提到安全井段或套管内进行充分循环泥浆; 且在下钻过程中使用钻杆通径规进行通径工作, 因为在 75° 大井斜内, 水泥塞无法顺畅的全部流出钻具外, 对于高密度水泥, 一定会残留在钻杆内部, 为保证下钻时不堵水眼、防止井下危险, 应做到上面两点。

5 钻井技术与经济效益评价

钻井技术作为石油和天然气勘探开发的关键环

节, 对于提高油气产量、降低成本以及实现经济效益最大化具有重要意义。在对钻井技术进行经济效益评价时, 需要综合考虑多个因素, 包括钻井成本、钻井效率、油气产量以及市场价格等。

钻井成本是影响经济效益的重要因素之一。钻井过程中需要耗费大量的人力、物力和财力, 包括钻井设备的租赁和购买、钻头的消耗、泥浆材料的使用以及人员工资等。采用先进的钻井技术可以提高钻井效率, 缩短钻井周期, 从而降低钻井成本。例如, 自动化钻井技术可以减少人工操作, 提高钻井的准确性和稳定性, 降低因人为因素导致的失误和事故, 进而降低成本。同时, 优化钻井设计, 合理选择钻井参数, 也可以减少不必要的浪费, 降低钻井成本。

钻井效率也是衡量钻井技术经济效益的重要指标。高效的钻井技术可以在较短的时间内完成钻井任务, 提前进入油气生产阶段, 从而增加油气产量, 提高经济效益。例如, 采用快速钻进技术可以提高钻头的钻进速度, 减少钻井时间。此外, 采用先进的井控技术可以有效预防井喷等事故的发生, 保证钻井作业的安全顺利进行, 提高钻井效率。

油气产量是钻井技术经济效益评价的核心因素。钻井的最终目的是为了获取油气资源, 因此油气产量的高低直接决定了钻井项目的经济效益。先进的钻井技术可以提高油气井的产能, 增加油气产量。例如, 采用水平井钻井技术可以增加油气井的泄油面积, 提高油气采收率。同时, 采用压裂酸化等增产措施可以改善储层物性, 提高油气产量。

市场价格是影响钻井技术经济效益的外部因素。油气价格的波动会直接影响钻井项目的收益。当油气价格较高时, 钻井项目的经济效益较好, 企业会更愿意投入资金进行钻井作业。反之, 当油气价格较低时, 钻井项目的经济效益会受到影响, 企业可能会减少钻井投入, 甚至暂停钻井作业。因此, 在进行钻井技术经济效益评价时, 需要充分考虑市场价格的变化趋势, 做出合理的决策。

6 结论

综上所述, 钻井技术的经济效益评价是一个综合性的过程, 需要考虑多个因素的影响。在实际应用中, 企业应根据自身的实际情况, 选择合适的钻井技术, 并对其进行经济效益评价, 以实现经济效益最大化的目标。