天然气钻井在川西地区的实践与认识^{*}

米光勇¹ 邓广东¹ 程常修¹ 刘益庆¹ 甘红梅²

(1. 中国石油西南油气田分公司川西北气矿 2. 四川石油管理局川西钻探公司)

米光勇等. 天然气钻井在川西地区的实践与认识. 天然气工业, 2005; 25(12): 54~57

摘要 近年来, 中国石油西南油气田分公司川西北气矿先后在川西地区平落 19 等 5 口井实施了天然气钻井, 实践的数据和结果充分体现了天然气钻井的优越性, 取得了良好的勘探效果, 并创国内天然气钻井多项新水平。实践表明, 天然气钻井是比较容易进行的, 但必须具备一定的地质条件, 而且要精心制定工艺流程并正确实施。通过几口井天然气钻井的实践, 进一步加深了对天然气钻井的理解和认识, 积累了不少经验, 但同时也发现了几个应当引起重视和解决的技术问题: ①天然气钻井开始时间的选择; ②空气螺杆从何时开始使用; ③终止天然气钻井时机的选择等。

关键词 四川盆地 西 天然气 钻井 实践 认识

一、川西地区天然气钻井实践

(1) 平落 19 井。平落 19 井是川西平落坝构造上的一口开发井, 设计井深 3995 m, 该井目的层须二段地层压力在 24~28 MPa 之间, 折算地层压力系数为 0.73~0.85。为保护已成负压的须二段产层, 决定在须二段目的层采用天然气钻井。该井于 2004 年 4 月 11 日用 $\varnothing 215.9$ mm 钻头钻至须三段底部 3695 m, 下入 $\varnothing 177.80$ mm 套管固井。2004 年 5 月 9 日用 $\varnothing 152.4$ mm 钻头使用密度为 1.02~1.05 g/cm³ 的钻井液钻完水泥塞并钻至井深 3696 m, 对井底进行充分循环打捞。用天然气气举出井内钻井液后, 以 58 m³/min 天然气注入量从井深 3696 m 开始进行天然气钻进。2004 年 5 月 12 日当钻至井深 3752.68 m, 进入须二段 49.68 m, 出口火焰由 3~5 m 上升到 9~12 m。在该井深测试产量为 31.05×10⁴ m³/d, 决定再钻一段口袋完钻。后再钻进 8.03 m 至井深 3760.71 m, 气产量明显加大, 三条管线出口喷势强烈, 同时发现排气管有瞬时堵塞现象, 地层有出水的迹象。在注气量不减的情况下, 注入压力不断升高, 后达到增压机额定工作压力 13.8 MPa 自动熄火。由于气产量较大, 为确保安全, 决定起钻至套管鞋直接采用钻杆完井。完井后测试产量为

47.271×10⁴ m³/d, 无阻流量 60.042×10⁴ m³/d, 比同构造的其他井产量提高很大。平落 19 井用天然气钻井仅用 9 h 30 min 钻进 65.71 m, 耗天然气 59130 m³。创造了目前国内天然气钻井井深最深、天然气钻井钻获天然气产量最大等多项纪录。

(2) 白浅 111H 井。白浅 111H 井是川西白马庙构造白浅 106 丛式井组中的一口水平井。2004 年 7 月 24 日用天然气带空气螺杆及 PDC 钻头, 以 48~56 m³/min 注入量, 2~4 MPa 注入压力, 从井深 1103.16 m 钻至井深 1325 m (井斜 90.37°) 顺利完钻。天然气钻水平段进尺 221.84 m, 耗天然气 106968 m³。后经不压井测斜、起出井内钻具、不压井下完油管并装 KQ65—35 采油树完井。测试产量 6.85×10⁴ m³/d, 无阻流量 10×10⁴ m³/d。是同井组中白浅 108 井钻井液欠平衡钻井测试产量 0.831×10⁴ m³/d 的 8.24 倍, 是白浅 109H 井常规钻井测试产量 0.302×10⁴ m³/d 的 22.7 倍。白浅 111H 井天然气水平井钻井试验, 创下了目前国内采用天然气介质钻成第一口水平井, 国内空气螺杆实钻成功的第一口井, 白马地区蓬莱镇组当前产量最高的一口井等多项新纪录, 同时为进一步开发川西地区白马庙构造浅层气资源找到了一种行之有效的钻井技术手段。

^{*} 本文系 2004 年中国石油西南油气田分公司钻井新工艺、新技术现场试验项目。

作者简介: 米光勇, 1966 年生, 工程师; 1987 年毕业于原重庆石油学校钻井专业, 从事钻井技术现场管理工作。地址: (621709) 四川省江油市川西北气矿工程技术与监督部。电话: (0816) 3611658, 3613202, 13881192888。E-mail: migy@pet-rochina.com.cn

(3)中75井。中75井是川西中坝气田挖潜上试的一口试验井。该井为一口大斜度定向井, $\varnothing 215.9$ mm 钻头钻至井深 2353.08 m, 井斜 67.3° , 下入 $\varnothing 177.8$ mm 套管固井。2004年11月4日气举出井内钻井液后, 以 $50\sim 51.6$ m³/min 的注入量, 2 MPa 的注入压力从井深 2353.08 m 开始实施天然气钻井作业。当钻至井深 2360.23 m 后井下出现异常, 扭矩增大, 立管压力逐渐升高至 13.93 MPa, 后钻至井深 2364.12 m 上提遇卡, 经多次活动无效钻具被卡死。根据当时井下实钻情况分析, 导致卡钻的主要原因泥页岩垮塌造成。后替入密度为 1.10 g/cm³ 的钻井液于 2004 年 11 月 14 日顺利处理完本次卡钻事故。鉴于当时井下情况十分复杂, 若按原设计继续直接采用天然气钻进, 井下垮塌不能抑制, 随时可能造成新的卡钻事故。为了保证井下安全, 该井后转换为常规钻井方式钻至第二套砂岩顶部井深 2390 m, 下入 $\varnothing 127$ mm 尾管固井。2004 年 11 月 30 日重新开始天然气钻井工作。下入 $\varnothing 104.8$ mm 钻头气举出井内钻井液后, 顺利钻至井深 2500.50 m 完钻。本次小井眼天然气钻井进尺 110.50 m。后经不压井下入 $\varnothing 73$ mm 油管, 完井测试获气 0.5130×10^4 m³/d, 为中坝气田须三段含油气情况提供了真实可靠的依据。

(4)白浅 120H 井。白浅 120H 井是川西白马庙构造丛式井组中的另一口水平井。该井于 2005 年 1 月 5 日气举出井内钻井液后, 以 $55\sim 60$ m³/min 的注入量, 3.2 MPa 的注入压力从井深 1046 m 开始进行天然气钻进, 钻进中发现有天然气产出。2004 年 1 月 6 日钻至井深 1056 m 井下出现异常, 增压机注气压力由 3.2 MPa 上升至 6.5 MPa, 扭矩加大, 摩阻上升, 当钻至井深 1103 m 决定起钻测斜。起钻快结束时天然气排气管出口火被憋熄一次, 起钻发现旋转防喷器以下有泥糊状物。2004 年 1 月 6 日下钻测斜, 至井深 1078.80 m 遇阻, 就此测斜, 井斜 92.8° 。采用注天然气通井十分困难, 基本无进展, 几次发生卡钻, 井口常被堵塞, 出口火焰时常熄灭。后经分析是因为地层出水, 井下形成泥塞所致, 决定停止天然气钻进, 改为钻井液欠平衡钻进。替入密度为 1.15 g/cm³ 钻井液后, 比较容易地就通井到井底, 开始实施钻井液欠平衡钻进。

(5)邛浅 2 井。邛浅 2 井是川西邛西构造上的一口浅层气评价井。2005 年 3 月 17 日气举出井内钻井液后, 以 $56\sim 60$ m³/min 的注入量, $1.7\sim 3.0$ MPa 的注入压力, 从井深 2078.50 m 开始进行天然

气钻进, 钻进 6.5 m 至井深 2085 m, 改下空气螺杆继续钻进, 钻井参数基本相同。正常钻进至设计井深 2183 m 完钻。该井天然气钻井井段进尺 67.6 m, 纯钻时间 23 h 05 min, 耗天然气 98107 m³, 该井仅产微气。

二、对天然气钻井的几点认识

(1)天然气钻井能最大限度地保护和发现油气层。天然气钻井没有液体介质接触地层, 从而可以避免钻井液对产层带来的多种伤害, 最大限度地保护油气层, 真正实现对产层的“零伤害”。完井后的显示和产量应是产层含气情况的真实反映。在整个天然气钻井过程中, 采用了完全的欠平衡钻进, 因此, 可根据钻进中注气量、套压值、注气压力、钻时变化等参数, 再结合排气管线出口火焰高度的变化, 能及时直观地发现油气层。对已获工业性油气流的井就可立即投产, 如平落 19 井、白浅 111H 井等井。对于只产微气或小产量不具备开采价值的井, 就可不必再采取其他增产措施, 减少不必要的工作和节省不必要的费用。

(2)将天然气钻井技术与水平井钻井技术相结合, 能大幅度提高单井产量。天然气钻井有助于提高单井产量。平落 19 井仅进入须二段 57.71 m 就获天然气无阻流量 60.42×10^4 m³/d, 比同构造其他井高出许多。天然气钻井是保护储层最有效手段, 水平井钻井技术又具有充分暴露产层的特点。现场试验证明, 将两种新技术的合理运用, 能够达到提高单井产能的目的。白马庙丛式井组中的白浅 111H 井就是综合运用这两种技术获得高产气井的例子。该井的气产量是丛式井组中用钻井液欠平衡钻井直井白浅 106 井和大斜度井白浅 108 井 (80.4°)、用钻井液常规钻井的白浅 109H 水平井完井后测试产量的 8.24~22.7 倍。

(3)天然气钻井可大幅度提高机械钻速。气体钻井可大幅度提高机械钻速, 欠平衡是对地层孔隙中的流体压力而言的。天然气钻井是在具有地层孔隙压力的产层中钻进, 是真正意义上的欠平衡钻井, 钻进中被破碎切削的细小岩石颗粒, 犹如反向的自由落体运动, 迅速离开井底, 因而天然气钻井可以大幅度提高机械钻速。在川西地区用常规方法钻井, 2000 m 以内的浅井在产层中钻时一般 $30\sim 40$ min/m, 3500~4500 m 的中深井, 在须二段产层一般就是 $40\sim 60$ min/m。用钻井液欠平衡钻井时, 机械钻速的提高幅度不很明显, 但使用天然气钻井钻速的提

高非常显著。上述的几口井,都是定向井、大斜度井或水平井等特殊工艺井,在人为控制钻压、钻速的情况下,机械钻速仍然是很快的。白浅 111H 井钻进井段 1080~1325 m,进尺 245 m,纯钻 25 h 10 min,平均机械钻速 9.76 m/h。平落 19 井钻进井段 3696~3760.71 m,进尺 65.71 m,纯钻 9 h 30 min,平均机械钻速 6.92 m/h。

(4)天然气钻井是很容易进行和很安全的。使用天然气钻井与常规钻井液欠平衡钻井工艺和流程并无太大的区别。单从压力控制角度讲,使用天然气钻井进行欠平衡钻井还要容易一些。因为它不存在气侵钻井液带压上行膨胀问题,不存在欠压值问题,环空是敞放的,当然也不存在欠压值波动和井口控制压力波动问题。天然气钻井最重要的问题是防火、防爆、防泄漏。只要井控装置和欠平衡装置是安全可靠的,包括钻进、接单根、起下钻及完井作业在内的欠平衡钻井技术措施、井控技术措施得到有效落实,天然气钻井就是很容易进行而且是很安全的。

(5)小井眼天然气钻井是切实可行的。中 75 井在第二次实施天然气钻井时,先后使用 $\varnothing 104.8$ mm 孕镶式钻头、单牙轮钻头和 PDC 钻头,共钻进 110.5 m,其中 PDC 钻头钻进 59.82 m 完钻,起出钻头完好。钻进也比较顺利,证明小井眼钻井技术是切实可行的,值得推广应用。

三、天然气钻井应重视的几个问题

(1)天然气钻井开始时间的选择。考虑到井眼稳定问题,天然气钻井应从下套管固井后就开始进行,上述的几口井都是先期裸眼完成的井,固井后钻水泥塞前可先进行试压,避免水泥塞太少造成试压时井内液体挤入地层,如中 75 井试压时就曾出现过这种情况。由于气体的携带能力有限,固井后对所钻套管附件的残留物打捞和磨除是必要的。上述几口井天然气钻井前都进行了认真的打捞,并且都打捞出相当数量的套管附件残留物。

(2)空气螺杆从何时开始使用。在天然气钻井时,如一开始就使用空气螺杆,在套管内气举井内钻井液,空气螺杆将带动钻头旋转,由此对套管会造成一定程度的伤害,使用 PDC 钻头时会对钻头造成伤害,大斜度井和水平井尤其要引起重视。进入裸眼内某一井段进行气举井内钻井液并进行井筒吹扫时,时间稍长还将导致在该井段形成台阶和“大肚子”,给井眼轨迹和气体钻井携砂带来不利影响。因此,在此类井中使用天然气空气螺杆钻井时,应先用

牙轮钻头和普通钻具进行气举、吹扫并钻一段进尺后再下空气螺杆钻具。一次气举的井段不宜过长,避免举通后过猛的喷势、过大的火焰会造成井控的难度和环境污染。

(3)终止天然气钻井时机的选择。天然气钻井必须具备的基本条件是地层不能出水,气层中的天然气不含 H_2S ,地层岩性比较稳定不易垮塌等。但对于探井、评价井甚至一些开发井,钻进中常常会出现一些过去在用常规钻井中未曾发现的情况。平落 19 井用天然气钻井中,因发现地层出水,并且井下出现异常,决定立即停止天然气钻井作业,钻杆完井。白浅 120 H 井在天然气钻井中钻遇层间水,几经努力处理,仍无法正常进行下去,被迫终止天然气钻井作业,恢复钻井液欠平衡钻井后井下立即恢复正常。中 75 井在用天然气钻井过程中,由于地层页岩垮塌导致卡钻。补下 $\varnothing 127$ mm 套管封隔后,再用天然气钻井,井下恢复正常。从以上几口井天然气钻井遇到的复杂情况看,只要发现井下出水、出现垮塌现象,在经过一定处理仍不能达到改善时,就应当立即终止天然气钻井作业。

(4)天然气对井口装置及地面管汇的冲蚀及其危害。在 $\varnothing 152.4$ mm 井眼进行天然气钻井时,气流的上返速度从井底向上会成倍地增加,如按每分钟 60 m^3 注入量计算,在井口附近气流的流速将达 500 m/s 左右,在钻具接头和井口装置的变径处速度还会增加。如井内已钻出天然气,则气体的流速还会增加。如平落 19 井测试无阻流量 $60.042 \times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$,则钻进时井口附近的流速将达 3000 m/s 。带砂的天然气对井口装置、欠平衡装置及地面管汇的冲蚀作用,尤其在转弯及变径处,将是十分严重的。我们发现,在用天然气钻井时,起出的钻具外表面是比较光亮的,其冲蚀作用可见一斑。有的井排气管的弯管被冲穿,旋转防喷器与欠平衡节流管汇之间的高压软管被刺爆。平落 19 井在钻杆完井时,发现关井不严,后拆开井口检查,发现除环形防喷器尚未发现明显问题外,双闸板防喷器的半封闸板和全封闸板,单闸板防喷器的闸板均发生严重损坏。所幸该井及时终止天然气钻井,否则有可能会出难以预料的局面。封井器芯子发生如此大范围的严重损坏,显然是大气量高流速的天然气冲蚀造成的。为防不测,天然气钻井时,应使用欠平衡钻井专用的大通径节流管汇和大通径的排气管汇,并尽量减少弯管的使用数量。不允许使用钻井节流管汇和钻井液气分离器进行欠平衡钻井,更不允许进行天然气钻井。

因为由此造成的内部损伤不易被发现,否则将引起严重后果。旋转防喷器旁通应安装液动平板阀,以便在地面装置及管汇发生刺损能及时关井控制。

(5)完井坐油管挂时容易出现的问题。在使用天然气举完井内钻井液后,还要经过一定时间的吹扫,以使井内积液排得更彻底一些,使井筒内壁和钻具外壁变得更干燥一些,以避免岩屑遇水形成泥团带不出,或在套管内壁、钻具外壁附着很厚的滤饼。尽管如此,上述情况仍是不可避免的,并由此带来另外的不良后果。白浅 111 H 井在下完油管坐油管挂时,发现坐封不严,经数小时的努力才坐好。拆开井口检查,发现特殊四通及上法兰的腔内全是泥团,油管挂是下压泥团勉强坐封到位的。分析原因是起钻过程中附着在钻杆外壁上的很薄的滤饼,被旋转防喷器胶芯刮下滞留至此所致。白浅 120 H 井在中途拆旋转防喷器时也曾出现类似情况,但那是因为地层出水所造成。中 75 井在下完油管坐挂成功后,拆开井口检查,发现特殊四通腔内堆满尘埃,油管挂是在尘埃中坐封的。此尘埃是在起钻时被刮下的干粉所致。解决此问题的方法不难,只要在坐封时保证正常供气,坐封时慢慢下放,坐封面则很容易被吹扫干净。邛浅 2 井采用此方法坐封就很正常。

四、结 论

天然气钻井必须具备一定的地质条件,当这些

条件不能满足时应放弃或终止天然气钻井作业。天然气钻井具有巨大的优越性,但天然气钻井的准备工作时间都较长,而实际钻进的时间却较短,应认真进行设计和认真准备,使其优越性得到最大限度的发挥。天然气钻井是一个比较新的课题,钻井中会有许多意想不到的问题出现,应当不断地认真分析、总结,并不断加以改进、完善,使这一技术得到不断地发展和提高。

参 考 文 献

- 1 程常修,曾时田等.天然气钻井应重点考虑的几个技术问题.天然气工业,2002;22(2)
- 2 曾时田.四川天然气钻井压力控制.天然气工业,2003;23(4)
- 3 杨令瑞,杨波等.四川天然气平衡钻井完井技术研究与应用.天然气工业,2005;25(3):105~108
- 4 陈武,张明全等.钻井工作量及钻速分析.天然气工业,2003;23(1):45~47
- 5 熊继有,付建红等.井下增压研究新进展.天然气工业,2003;23(6):91~93
- 6 徐英.空气泡沫钻井液在核桃 1 井的应用.天然气工业,2004;24(10)
- 7 赵大鹏,石晓兵等.天然气欠平衡钻井技术在浅 2 井的应用.天然气工业,2005;25(2):72~74

(收稿日期 2005-07-05 编辑 钟水清)