

Discussion on the Application of Fine Pressure Control Drilling Technology in Complex Wells with Blowout and Leakage Coexistence

Xiaodong Wang

Western Drilling Qinghai Drilling Company, Mangya, Qinghai, 816400, China

Abstract

In the drilling work of GS19 well, the team implemented fine pressure control drilling technology in the face of complex carbonate fractured reservoirs and leakage problems during drilling. The team accurately adjusted the annular pressure and controlled the bottomhole liquid column pressure to maintain a slight overbalance, successfully avoiding the problem of excessive natural gas invasion. In addition, upon discovering that the wellhead pressure exceeded the standard, the semi sealed gate and dedicated throttling manifold system were immediately activated to safely guide the excessive pressure to the gas-liquid separator. This series of technical measures not only enabled the drilling team to successfully complete the drilling of ultra-high pressure formations, with a total depth of 216.60m, but also accumulated valuable operational experience, providing effective technical guidance for similar high-risk drilling activities in the future.

Keywords

fine pressure control drilling technology; spray and leakage coexist; spray leakage co existing

浅谈精细控压钻井技术在喷漏同存复杂井中的应用

王晓东

西部钻探青海钻井公司, 中国·青海 茫崖 816400

摘要

在GS19井的钻探工作中, 团队面对复杂的碳酸盐岩裂缝性储层以及钻探中的喷漏问题, 实施了精细控压钻井技术。团队精确地调整了环空压力和控制井底液柱压力保持微过平衡, 成功避免了天然气过量入侵问题。此外, 发现井口压力超标后立刻启动半封闸板和专用节流管汇系统, 安全地引导过高压至气液分离器。这一系列技术措施不仅使得钻探团队顺利完成了超高压地层的钻透, 总深度达到216.60m, 同时也积累了宝贵的操作经验, 为未来类似的高风险钻探活动提供了有效的技术指导。

关键词

精细控压钻井技术; 喷漏同存; 喷漏同存

1 引言

自从某盆地震旦系开始勘探和开发, 地质勘探人员就面临着极其复杂的岩性和不确定的地质因素的挑战。特别是地层压力的准确预测变得异常困难, 由于存在多个纵向压力系统以及局部的高压区域, 常规的套管程序难以有效隔离这些复杂地层。这种情况下, 裸眼井段内经常同时存在多个高低压力层, 大大增加了井控的复杂性, 且由于主要产层表现为裂缝-孔隙型特征, 也极易发生井漏和溢流。因此, 在有限的钻井液密度窗口条件下, 钻井操作中常见喷漏并存, 极大地增加了井下操作风险^[1]。当前对这些问题的处理手段较

为有限, 处理周期长, 严重阻碍了某盆地在该区块的天然气勘探进度。

2 GS19 井基本情况

2.1 喷漏同存井段的显示特征

GS19 井是某盆地内探索震旦系的预探井, 设计深度 5521.3m。在钻至 2865.8m 深时, 采用 244.3m 的技术套管固定嘉陵江组嘉二层。换用 215.7m 钻头继续作业至 3846.1m, 穿透茅口组茅三段, 首次遇到气层。起初钻井液密度为 2.1g/cm³, 为控制井内压力, 经过加重处理后提升至 2.3g/cm³, 恢复正常钻进。使用 2.2g/cm³ 钻井液钻至 4013.7m 时, 遇到栖霞组栖霞二段漏失层, 漏失速率为 2.3m³/h。钻至 4019.3m 时发现出口全烃和甲烷含量增高, 钻井液密度下降。继续钻进至 4019.7m 时液面突然上升 1.2m, 出口气

【作者简介】王晓东 (1997-), 男, 中国青海海东人, 本科, 助理工程师, 从事钻井工程井下复杂防范与治理研究。

体含量急剧增加, 钻井液密度降至 $1.9\text{g}/\text{cm}^3$ 。紧急上提钻具并关井观察, 18.1min 后立压为 0MPa , 套管压从 8.2MPa 升至 16.3MPa , 井下情况极为复杂且危急。

215.7mm 井眼段井下复杂情况统计表见表 1。

表 1 215.7mm 井眼段井下复杂情况统计表

井段	直径	钻井液密度	漏失速率	气体含量变化	其他
2865.8m	311.3mm	$2.1\text{g}/\text{cm}^3$			
2863.6m	244.3mm	$2.1\text{g}/\text{cm}^3$			
3846.1m	215.7mm	$2.1\text{g}/\text{cm}^3$			首次遇到气层
4013.7m	215.7mm	$2.2\text{g}/\text{cm}^3$	$2.3\text{m}^3/\text{h}$		
4017.2m	215.7mm	$2.2\text{g}/\text{cm}^3$			循环罐液面稳定
4019.3m	215.7mm	$2.2\text{g}/\text{cm}^3$		上升	
4019.7m	215.7mm	$1.9\text{g}/\text{cm}^3$		急剧上升	液面上升 1.2m

在对井段深度 3846.1m 的分析中发现, 该位置首次遇到气层。而在 4013~4019.7m 的井段期间, 尽管钻井液的密度由 $2.2\text{g}/\text{cm}^3$ 变化至 $1.9\text{g}/\text{cm}^3$, 从井口到出口的钻井液循环过程中未发现任何液体回流的减少, 说明井内始终充满了钻井液, 且液柱的压力未见下降, 因此该气体藏层中的天然气并未发生溢出。此次井漏发生在 4013~4019.7m 处, 推测该井段的漏层为裂缝性喷漏层^[2]。在钻进此井段期间, 钻井液发生漏失, 并且可能替换了地层中的高压天然气。随着天然气的不断进入井筒, 引起环空内钻井液的循环上升, 气体体积随之膨胀, 从而在地面上表现出初期漏速逐渐减少至停止, 然后转为溢流, 导致液面升高 1.2m。这一过程详细说明了井内压力动态变化及天然气与钻井液相互作用的复杂性。

2.2 堵漏压井效果

2.2.1 桥浆堵漏压井

在首次尝试压井期间, 应用了密度为 $2.3\text{g}/\text{cm}^3$ 的桥浆, 注入量为 30m, 同时使用的钻井液长度为 177m。过程中采取的控压循环压井方式, 其中立管压力波动在 $9.5\sim 20.2\text{MPa}$, 套管压力则在 $9.1\sim 25.2\text{MPa}$ 。流量维持在 $13.7\text{L}/\text{s}$, 点火焰高度介于 $5\sim 10\text{m}$ 。由于井漏导致压井失败, 最终关井时套管压力上升至 24.3MPa , 而立管压力降至 0MPa 。

第二次压井尝试中, 采用了密度为 $2.3\text{g}/\text{cm}^3$ 的桥浆, 注入量维持 30m, 而钻井液量增至 851m。在停泵状态下, 套管压力记录为 7.3MPa , 立管压力依旧为 0MPa 。

在第三次操作中, 桥浆的密度稍增至 $2.31\text{g}/\text{cm}^3$, 与环空的反挤密度相同, 浓度调整至 18%。桥浆注入量为 45m, 钻井液减少至 107m。此次停泵后套管压力为 5.5MPa , 立管压力保持在 0MPa 。

最后一次操作, 正挤密度调整至 $2.52\text{g}/\text{cm}^3$, 环空反挤密度则降至 $2.10\text{g}/\text{cm}^3$, 浓度提高至 24%。桥浆注入量

为 42m, 而钻井液量为 102m。在停泵后套管压力大幅降至 0.6MPa , 立管压力维持 0MPa 。经过气液分离器泄压后, 从出口观察到连续流动。随后, 使用环形防喷器在控压状态下起钻至井深 2843.4m。

2.2.2 重视晶石粉用于堵漏

在堵漏作业中, 对晶石粉的运用尤为重要。在初始的压井阶段, 所选用的晶石粉砂浆的密度达到了 $2.41\text{g}/\text{cm}^3$, 总计注入了 54.6m^3 , 而钻井液的长度为 28m。封井之后, 尝试通过增加立管压力从 $0\sim 2.9\text{MPa}$, 并将套管压力从 2.7MPa 提升到 4.8MPa 以封堵井漏。不过, 当使用密度为 $2.45\text{g}/\text{cm}^3$ 的钻井液进行控压循环时, 出现了液面过度波动的情况, 这阻碍了稳定循环系统的建立, 导致堵漏效果不佳^[3]。

2.2.3 水泥堵漏技术的应用

在水泥堵漏技术方面, 作业过程中在井口安装了旋转防喷器, 提出井内的钻具后, 下放了筛管和光钻杆组合到井深 1219.5m, 执行水泥堵漏操作。首次注水泥时, 水泥浆的平均密度为 $2.40\text{g}/\text{cm}^3$, 注入量达 67m^3 , 水泥塞位于井深 2754.3m。随后, 用密度为 $2.45\text{g}/\text{cm}^3$ 的钻井液钻塞到井深 3505.2m, 并进行放空操作, 降低密度到 $2.35\text{g}/\text{cm}^3$ 。在井深 4009.8 米发生井漏, 导致必须关井, 此时套压升至 7.8MPa 。控压起钻至井深 2637.2m。

第二次注水泥作业中, 水泥浆的平均密度调整为 $2.39\text{g}/\text{cm}^3$, 注入量为 68.6m^3 , 水泥塞位置在井深 2899.6m。采用密度为 $2.35\text{g}/\text{cm}^3$ 的钻井液钻塞至井深 3578m 并放空。在井深 4006.3m 进行间断划眼作业时, 遭遇井漏。随后降低密度至 $2.30\text{g}/\text{cm}^3$, 并通过控压循环划眼至井深 4019.7m, 入口密度维持在 $2.30\text{g}/\text{cm}^3$, 出口密度介于 $2.29\sim 2.30\text{g}/\text{cm}^3$ 。流量达到 $25.1\text{L}/\text{s}$, 立压为 21.1MPa , 套压波动在 $2.9\sim 5.3\text{MPa}$ 之间, 分离器排气口间断点火, 火焰高度从 $0.3\sim 5.1\text{m}$ 不等。然而, 在控压循环中, 再次遇到井漏问题。

3 精细控压钻井钻过漏层及易垮塌层

3.1 优化控压钻井的有利环境

在不断探索和多次应急干预后, 包括四次使用桥浆封堵漏洞、一次利用重晶石粉沉淀技术和两次注入水泥封堵, 我们对裸露井段的了解有了显著提升: 首先, 确认该区域不含有硫化氢等有毒气体; 其次, 尽管多次封堵增强了裸露井段的承压性, 但该承压力仍未能满足安全钻探的需求; 最后, 裸露井段存在多个独立的压力系统, 同时出现喷涌和泄漏现象, 且钻井液的密度调整范围受限, 泄漏层的压力等效密度大约为 $2.45\text{g}/\text{cm}^3$ 。在中国, 控压钻井技术已从理论探索到设备配备方面获得显著发展, 并已在新疆塔里木油田及华北冀东油田得到成功应用。该技术能够有效管理裂缝型储层中的井筒液柱压力, 精确地调整了井底压力, 匹配或略高于地层压力, 从而在不中断作业的情况下有效控制井下的异常压力, 实现了钻探作业的安全和高效。

3.2 地面工艺流程及安全保障措施

3.2.1 精细控压钻井流程

细致控压钻井技术主要分为两个核心模式：恒压井底控制模式和细微流量控制模式。恒压井底控制，亦称作“等效循环密度管理”，主要依靠PWD（井底压力监测系统）来实时跟踪井底压力。此技术通过自动调整节流阀，精确调控井口回压，确保井底压力维持在安全的密度范围内，其控制精度能达到0.36MPa。另一模式，细微流量控制，利用高精度流量计来精确监测钻井液的注入及回流量和密度，从而有效监测和处理可能的溢流或漏流事件。该技术可在地层流体涌入量低于85L的条件下，侦测并控制溢流。在泵停运作时，回压补偿系统将自动激活，维持井底压力略高于平衡状态，有效预防地层流体入侵。

细致控压钻井系统由以下四个关键部件组成：旋转控制器、自动节流装置、计算机控制系统和回压补偿装置。旋转控制器为控压钻井提供必要的压力维护环境。细微流量节流装置能持续监控钻井液流量的变化，并实时向数据采集及控制系统发送流量信息，该系统自动调整节流阀门的开启程度以确保井底压力保持在安全操作范围。回压补偿装置在钻井循环或停泵过程中起到关键作用，通过调节流量支持节流阀的正常运作，保障系统整体的稳定性。系统的具体配置及地面操作流程在附图1中进行了详尽描述。

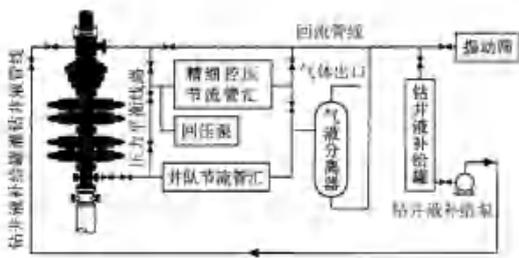


图1 精细控压钻井地面流程示意图

3.2.2 钻井安全防护措施

采用微超平衡策略：为了防止天然气大量侵入井筒，以及最大程度上减少钻井液的丢失，在钻井操作中实施了环空回压调整，使井底液柱压力始终维持在微超平衡状态，同时保持循环罐液面逐渐下降。基于此原则，我们制定并实施了以下钻井安全防护策略：

①地质观测员和值班人员应持续监控钻井过程中循环罐的液位和钻井液的密度，每5分钟记录一次，并将数据实时报告给控压操作员。若发现任何异常，应及时提高监测频率。②控压操作员需密切注意钻井液出口的细微流动，根据循环罐的液位及钻井液的流量和密度调整控压设备。③严格按照设计规范执行控制钻井液的质量，确保性能持续处于最优状态；入口处的钻井液密度应保持在大约2.4g/cm³。④在执行开泵或停泵操作之前，操作人员必须先与控压操作员沟通确认，控压操作员在接到指令后应迅速调整控压值，维持井底压力的平稳。⑤操钻钻具的上提和下放应保持缓慢速度，避免因速度过快导致井底压力急剧变化。⑥如控压钻井过程中井口压力超标或预计将超过7MPa，应立即关闭半封

闸板，并通过专用节流管道转移至节流管汇，使用气液分离器进行循环排放。⑦钻进过程中遇到快钻或失重现象时，应立即停止钻进，提起钻具进行循环检查。⑧起钻和下钻操作应确保回压控制在5MPa以下；起钻时应注入超过理论量的钻井液，下钻时返浆量应少于理论值。⑨起钻前，应注入足够的高密度钻井液以消除回压，并在井口状态稳定后迅速进行起钻和下钻操作。

3.2.3 精细控压钻井实施效果

在采用精细控压钻井技术的过程中，我们面对的主要难点是保持钻井液的流量和密度在一个相对固定的范围内。然而，在对钻井出口的微小流量和循环罐液位的细致监测的过程中，能够及时调整井底液柱压力，保持始终处于轻微的过平衡状态。依靠高度自动化的计算机系统来调节节流阀的开闭，使得整个操作过程更为精确和高效。

在技术应用的实际效果上，精细控压钻井展现了显著的优势。例如，在钻探深度达到4145.13m和4232.22m的地层时，我们遭遇到未预见的漏层，为此我们精细控制循环，注入专用的桥浆堵漏钻井液，成功地封堵了这些漏洞。

此外，该技术还助力我们安全穿越了二叠系的栖霞二段和栖霞一段、梁山组，及下志留统的龙马溪组等多个易垮塌的地层，最终成功抵达五峰组。特别是在井深达到4236.29m，机械钻速稳定在1.95m/h，我们采取了额外的预防措施，提前下入直径为177.8mm的尾管，有效隔离了上部高压复杂地层。

4 结论

经本次研究，得出以下结论：

①在同一裸眼井段内，喷漏现象的复杂性通常展现为两种主要情况：首先，气层和漏层可能属于不同地质层序；其次，气层与漏层可能存在于相同地层中。以GS19井为例，早期喷漏主要由同一地层的裂缝性储层引起。然而，随着钻井作业进展和钻井液密度的增加，井段上部出现了新的漏层，这使得上部的新漏层与下部的喷发现象同时发生，增加了处理难度。②在面对钻井液密度操作窗口狭窄和井控风险较高的复杂井下喷漏现象时，实施精细控压钻井技术显得尤为关键。此技术能够有效管理和调节井下压力，以应对不可预测的地层压力变化和复杂的喷漏情况。③对于那些地质状况不明确且地层压力难以准确预测的探井，地质不确定性显著增加。在这种情况下，除了必须分析初步的地震数据和参考相邻已钻井的资料外，井身结构设计也需考虑高度的灵活性。这样的设计使得在遭遇喷漏等复杂地质情况时，可以更有效地进行快速调整和处理。

参考文献

[1] 刘宇,张峰,姬超.精细控压钻井技术在高温高压井中的应用[J].中国石油和化工标准与质量,2024,44(2):193-195.
 [2] 李赛.精细控压钻井技术在土库曼斯坦阿姆河右岸的应用与认识[J].当代化工研究,2023(15):77-79.
 [3] 彭元超,王培峰,仵磊,等.精细控压钻井技术在鄂尔多斯盆地海相页岩气储层的应用研究[J].石油地质与工程,2023,37(2):102-106.