

永进 3-平 11 井原油管道内圈闭压力形成原因分析与处理方法

王向峰（胜利油田石油工程监督中心，山东 东营 257064）

摘要：由于永进区块生产井在自喷生产过程中，地层出砂较严重，并且出砂不连续，出砂规律不好掌握，并且原油中带有的地层砂和胶状物会导致地面流程的堵塞，地面流程堵塞后需要关井进行处理地面流程，由于自喷生产过程中只能通过针阀控制油压，放喷制度不合适可能会导致井内生产管柱堵塞，在堵塞物之间可能形成圈闭压力，由于该区块地层水敏，油管内堵塞后只能采取原油洗井或者连续油管冲洗的方式解堵，由于部分生产管柱内地层砂和胶状物板结严重，尤其在井深 5000m 以下的深度用连续油管处理生产管柱内堵塞时，井深和井斜大，连续油管在该区块水平井解堵效果并不好。本文通过对油管堵塞物和圈闭压力处理的总结，更好的完善该区块油管内圈闭压力的处理方法，并为以后类似施工提供借鉴。

关键词：永进区块；油管；圈闭压力；解堵；连续油管

1 地质情况

永进 3-平 11 位于准噶尔盆地车—莫古隆起南翼。该井勘探单元属于中部 3 区块，位于塔城地区和昌吉回族自治州境内，区域构造上处于准噶尔盆地中央坳陷昌吉凹陷西段，北邻马桥凸起，南部紧靠南部山前构造带，西部跨车排子凸起南端和四棵树凹陷西端，探区总面积 4733.9km²。

目前地层压力和地层温度：根据试油测压测温资料统计，永 3 井区油层中深 5612m，地层温度为 136.6℃，地温梯度为 2.43℃/100m，属正常温度系统。地层静压为 97.45–110MPa，压力系数高达 1.69–1.86，预测本井压力系数 1.75，属异常高压系统，该井为“三高”井。

2 前期作业情况

该井钻井完井后，采用原钻机进行投产作业，试油队下完井管柱、安装全套 YS78–105A–GDL 型采油树、试压合格，替出井内泥浆后，油管鞋以上反替原油，进行放喷投产，放喷期间采用节流阀控制进采油流程，后期油压逐渐降低，油压 0、套压 27MPa，油压未涨。分析前期放喷过程中，原油中带有地层砂和胶状物，由于该井为水平井，完井管柱下深 5603.78m，该处井斜 68.6°，分析判断地层出砂伴有胶状物，地层能量逐渐降低，导致堵塞油管。后期组织连油队搬上后，下连续油管底带冲洗工具串：Φ54mm 接头 + Φ54mm 双瓣单流阀 + Φ54mm 冲洗工具，采用本区热原油进行冲洗，在 66.3m 遇阻加压 20kN 通过，下

放至 4723.3m 遇阻加压 15kN，最大冲洗至 5472m 遇阻 15kN，冲洗至 5472m 后未能继续冲下，冲洗过程中无漏失、无溢流。上提至井口检查工具完好，上面附着有胶质 + 细砂，清理捕集器内充满胶质 + 细砂。分析堵点为细砂 + 胶质混合物，由于较硬，无法冲洗通过。下连续油管，底带马达和外径 55mm 磨鞋，钻磨至 5491m 后无进尺（4 小时），起出连续油管后，油压 0，套压 28MPa，油管仍然堵塞。由于连续油管处理多次未能将堵塞油管处理连通，现场继续关井，套压最高涨至 40MPa，油压 0，后决定进行连油射循环孔，泥浆压井后起出原井管柱。

3 油管内圈闭压力形成原因和处理难度分析

3.1 完井管柱设计存在缺陷性

完井生产管柱结构自上而下为：外径 88.9mm*6.45mmEU 油管 2000.32m+ 外径 73.02mm*5.51mmEU 油管 3592.82m+ 外径 108mm 喇叭口 0.12m，管柱尾深 5603.78m。造斜点 4788.54m，最大井斜 89.8°，最大位移 1520.46m。

完井生产油管尾深处井斜角 68.6°，完井油管采用组合油管方式，该处套管内径 118.62mm，油管接箍处最大外径 95.0mm，油管环空间隙小，由于地层出砂严重，生产过程中容易造成岩屑和地层砂堆积，生产过程中伴有胶状物，加之该处井斜达到 68.6°，容易形成油管内和油套环空间的堵塞。

3.2 地面放喷流程设计不合理

该井在投产后，管理区只设计有一路放喷流程，

地面 105MPa 捕屑器在尾部装有 65-105 节流阀和 65-105 高压油嘴套, 由于该井在放喷过程中经常伴随有地层砂和岩屑造成油嘴或者针阀堵塞, 该流程只满足 1 路生产需求, 检查更换油嘴或者清理堵塞物时必须进行关井, 北疆冬季现场最低温度达到零下 35℃, 更换检查油嘴或者清理堵塞物需要的时间长, 最多的长达 4 小时, 关井后, 管柱中伴生的岩屑和地层砂会下沉至油管底部, 尤其是尾部井斜大的油管处, 加之岩屑和胶状物容易附着在管壁内, 造成油管内形成香肠段装的堵塞, 井内的一部分高压油气混合物随机也会圈闭在堵塞物内, 形成油管内的圈闭压力。

3.3 地层出砂较严重并且不规律

该井前期在采油投产放喷过程中, 地层出砂严重, 进入油管内形成砂桥堵塞, 井底压力被圈闭在油管内的砂桥之间, 该井停喷后, 油套一直未建立连通, 关井放置时间达 5 个月, 套压最高涨至 40MPa, 油压为 0。后期进行反洗井反复憋压, 未能挤通。进一步将压力挤压向油管底部, 导致圈闭压力进一步上升。

3.4 连续油管磨铣难度大

连续油管钻磨堵塞物主要风险和难度表现在如下几个方面:

①钻磨排量偏小, 流速降低, 导致上返速度不够, 不能带出岩屑和地层砂而沉降堆积卡住磨铣工具串。

②油管挂卡, 上提悬重过大风险。分段测试悬重, 增加划眼次数。如悬重增加明显, 且悬重不超过正常上提悬重 3t, 则在该深度进行定点替液, 循环一周。待悬重恢复正常后, 再进行下放循环替液, 直至目的深度, 防止由于连续油管下放过快, 导致发生卡挂事故。

③井口起压风险。目前井口无压力, 不排除在解堵过程中, 由于堵点突然解堵, 井口压力快速上升的情况。施工时要根据替液量, 及时调整节流控压, 并注意观察井口起压情况, 及时做好节流压力控制, 防止出现压力快速上涨的情况。

④憋压风险。下放连续油管过深, 由于温度低, 地面原油结蜡等原因, 可能会导致循环过程中泵压升高。需根据泵压情况, 及时调整泵注排量, 并实时控制下深, 确保泵注排量不低于设计要求的最低排量。

⑤泵车故障导致停泵风险。替浆过程中, 泵车需持续保持高压, 存在泵车突发故障需要停泵维修的情况。现场 1400 型泵车应一备一用, 确保现场泵车可以实现快速切换。

⑥由于该地层水敏, 在处理堵塞物的过程中只能使用原油作为介质, 油管内堵点深度在 5472.0m 处, 堵塞点深度深, 连续油管压力和摩阻大, 加之该处井斜, 先后经过 3 次的连续油管解堵并未取得效果。

4 试油队处理方式的优化和关键技术

由于前期连续油管未能处理通油管内堵塞物, 经讨论后期采取连续油管过电缆射孔的方式在 5144m 处打孔连通油套管, 然后采用密度 1.99g/cm^3 的合成基泥浆压井后起出井内的油管, 先起油管至油管打孔位置。

4.1 带压连油输送射孔建立压井通道

对生产管柱深度 5146m 左右 (井斜 2°) 的 2 7/8" EUE 油管进行穿孔作业, 油管穿孔完成后能进行循环压井作业。射孔参数: 51 枪 51 弹 孔密 4 孔 /m, 共穿 4 孔。穿孔作业前采用连续油管带 $\phi 55\text{mm}$ 磨鞋通井至 5156m 以下, 保证油管穿孔作业前井筒通畅。油管穿孔仪器串: 马龙头 ($\Phi 38\text{mm}/800\text{mm}$) + 磁定位 ($\Phi 43\text{mm}/400\text{mm}$) + 穿孔枪 ($\Phi 51\text{mm}/1400\text{mm}$), 仪器总长 2600mm, 总重 40kg。连续油管下放速度控制在 900m/h 以内, 下放连续油管至 5040m 后, 开始减至测速测量油管节箍进行深度校正, 下放连续油管至 5156m 后, 以 10m/min 速度进行上提, 测出油管节箍, 避开油管节箍 1m 以上在 5146m 左右停车, 并进行点火穿孔作业。

现场组织交底工作后, 最后实际在完井油管内 5169.78m 处点火射孔 (油管打孔处距离底部堵塞油管的深度约 277m), 射孔后油套连通, 油压又 0 涨至 40MPa, 确保了打孔位置以上的油套连通。确保油套连通后, 起出连续油管, 检查射孔弹发射率 100%, 该井是北疆工区首口进行连油电缆油管内穿孔的深井。

4.2 采取合成基泥浆压井

考虑到该井上部套管容积较大, 该井优先使用反压井, 大体思路是依次泵入隔离液、合成基泥浆, 出口采用节流阀控压的方式进行压井, 确保反压井一次性成功。

合理安装井控设备, 现场采油树为 105MPa, 现场连接有 65-105MPa 节流、压井管汇, 采油树出口连接 65-105 油嘴管汇, 油嘴管汇下游出口进现场生产油气分离器 (低压) 和现场储备罐, 低压端流程接出四路, 每路上安装有压力表, 节流过程中确保低压端流程压力低于 1.0MPa。

现场配备 1400 型压裂车 2 台, 确保压井施工连续性, 压井最高压力 40MPa, 制定压井施工表, 按照表中数值出口采用节流阀调整节流压井, 保证地层内流体不进入油管, 同时也防止泥浆被挤入地层, 发生地层被污染的事情发生, 出砂埋住打孔油管以下的油管导致无法上提油管, 避免出现复杂工况。

由于合成基泥浆对于温度敏感, 泥浆拉运现场前需要持续加温, 确保泥浆的可流动性, 能够满足 1400 型泵车的供液需求, 保证整个施工的顺利。

现场配备 1 台泡沫消防车待命, 4 台轴流风机, 应对火灾等应急情况。

施工中依次反替清水隔离液 3.0m^3 , 密度 $1.99\text{g}/\text{cm}^3$, 粘度 240s 的合成基泥浆 150m^3 , 出口采用节流阀控制, 节流压力 33–50MPa–0, 深度 5167.5m, 压井成功, 观察 12 小时无溢流后, 再次循环泥浆, 拆采油树, 装全套防喷器。

4.3 起油管至打孔油管

确定井口无溢流和漏失后, 现场起油管至打孔油管起钻至第 336 根 73mmEU 油管时, (此时井内还剩 44 根 73mmEU 油管), 起出打孔的油管, 检查实射孔数为 4 孔, 发射率 100%, 打孔油管以下油管油套不连通, 现场采用防溅盒配合继续起钻。

鉴于初次遇到高压情况下生产油管砂堵, 考虑到堵塞的油管内可能存在圈闭压力, 制定了如下安全措施:

①起油管至砂堵位置时, 停止继续起钻。

②及时向甲方通报现场情况及拟定的应对工艺安全措施, 起钻到砂堵位置前请甲方现场监护、协调。

③合理安排起钻时间, 将起底部油管的时间预排到白天, 确保视线充分、利于处置。

④起至砂堵油管后, 钻台上有经验丰富的工程师现场监护, 同时钻台人员做好防护, 井控坐岗人员定时进行灌浆, 确保井控安全。

继续起完井油管至第 365 根, 卸扣后发现第 366 根 73mmEU 油管 (倒数第 15 根 73mmEU 扣油管, 深度 5448.45m) 内被地层砂堵死, 现场分析被堵的油管内极有可能存在圈闭压力, 继续起钻风险极大, 现场讨论后, 将井内油管座至油管头上, 用顶丝固定, 防止压力突然释放后油管上窜, 油管上部安装 105MPa 管汇后, 安装连续油管, 固定好连续油管冲洗头, 采取连续油管大排量高泵压冲洗的方式, 连续油管底部带专用的冲洗头, 冲洗开油管内堵塞物。

4.4 连续油管过油管内探冲解堵

砂堵油管坐油管悬挂器, 然后接 89mm 油管短节至钻台面, 关闭防喷器半封闸板, 油管头顶丝顶紧到位, 连接 65–105 三通和 105MPa 高压管线与地面 105MPa 油嘴管汇连接。连续油管完成安装试压合格后, 下外径 44.5mm 连续油管底带外径 44.5mm 笔尖, 采用本区热污水进行冲洗, 泵压 41MPa, 排量 $260\text{L}/\text{min}$, 下至 9.5m 遇阻后冲洗顺利通过, 冲洗至 130m 出口无砂后, 继续下探连续油管至 132m 无遇阻, 起出连续油管, 油管顺利完成解堵。

该解堵方式使用优点和注意事项:

①由于堵塞物为地层砂、岩屑、地层胶状物板结而成, 在高压作用下, 质地非常硬, 在斜井段由于循环介质、井斜、泵压高等困难造成连续油管磨铣的难度大, 该井在上修前连油处理三次均未能通过。

②起油管至打孔深度后, 油管深度浅, 该井井身结构上部为直井, 在直井段和井浅的位置时, 连续油管摩阻小, 泵压和冲洗头压耗小, 作用在砂堵位置压力和冲击力度大, 容易冲开砂堵和圈闭压力的油管。

③由于连续油管盘管长度大, 泵压容易升高, 经过分析底部油管内的圈闭压力可能在 40MPa 以上, 连油泵压高, 能有效的抵消圈闭压力突然释放带来的能量, 能安全的释放油管内的圈闭压力。

④该井最后全井下入 88.9mm 生产管柱管柱至 4600m, 生产管柱内径大, 尾管深度下至造斜点以上, 能有效的避免堵地层出砂油管现象发生, 后期连续油管作业时, 摩阻能够有效的得到减少。

⑤建议甲方优化地面放喷流程, 至少采用 2 通道的油管管汇进行放喷, 尽量避免关井, 确保生产连续性。

永进区块永 3 井区共有自喷井 10 口, 这些井在自喷生产过程中都会伴有地层砂和胶状物等, 地面流程、放喷方式、完井管柱结构都需要进一步的优化才能进一步的避免堵塞现象。

参考文献:

[1] 吴奇. 井下作业工程师手册 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2002 年 9 月 [5-8, 67-68].

作者简介:

王向峰 (1976.08.10-), 男, 汉族, 山东省莱州市, 本科, 工程师, 研究方向: 石油工程, 试油测试、压裂、酸化、防砂等修井作业工艺。