

# NH201 区块清防蜡工艺研究及应用

张磊<sup>1</sup>, 王伟琳<sup>2</sup>

(1. 中国石化华东油气分公司泰州采油厂, 江苏 泰州 225300; 2. 胜利油田东胜精攻石油开发集团股份有限公司, 山东 东营 257000)

**摘要:** NH201 区块高气油比原油在举升过程中脱气后造成井筒结蜡, 严重影响生产。为治理油井结蜡, 以油井信息化建设为依托, 逐步形成了以示功图和有功功率双参数组合为主的结蜡预警工艺、以油井自循环热洗井和自动化密闭加清蜡剂为主的结蜡预防工艺、以调快冲次生产和解卡自救为主的蜡卡处置工艺。现场应用表明, 清防蜡工艺的实施显著降低了蜡卡井次, 节约了平均处置时间和清防蜡成本。2020 年以来, 未出现因蜡卡导致检泵作业的情况, 平均处置时间由 4 d 下降至 3 h, 年减少产量损失超 300 t, 节约成本 45×10<sup>4</sup> 元。

**关键词:** 高气油比; 清防蜡; 信息化

**中图分类号:** TE35 **文献标志码:** A

## Research and application of paraffin removal technology in NH201 Block

ZHANG Lei<sup>1</sup>, WANG Weilin<sup>2</sup>

(1. Taizhou Oil Production Plant, East China Oil and Gas Company, SINOPEC, Taizhou 225300, China; 2. Dongsheng Jinggong Petroleum Development Group Co. Ltd., Shengli Oilfield, Dongying 257000, China)

**Abstract:** High gas-to-oil ratio crude oil in NH201 Block caused wax formation in the wellbore after degassing during the lifting process, which seriously affected production. To control the paraffin formation of oil wells, based on the construction of oil well informatizations, we have gradually formed the wax formation early warning technology based on the combination of dual parameters of work diagram and active power, the wax formation prevention technology based on self-circulation hot washing of oil wells and automatic confinement with paraffin removal agent, and the wax card disposal technology based on adjusting the number of wells with fast stroke production and self-rescue of paraffin. Field application shows that the wax removal and prevention process significantly reduces the number of wax-stuck wells, and saves the average disposal time and the cost of wax removal and prevention. Since 2020, there has been no case of pump inspection operation caused by wax card, the average disposal time has dropped from 4 days to 3 hours, the annual production loss has been reduced by more than 300 tons, and the cost has been saved by 45×10<sup>4</sup> yuan.

**Key words:** high gas-oil ratio; paraffin removal; informatization

**引用格式:** 张磊, 王伟琳. NH201 区块清防蜡工艺研究及应用[J]. 复杂油气藏, 2023, 16(3): 359-362.

ZHANG Lei, WANG Weilin. Research and application of paraffin removal technology in NH201 Block[J]. Complex Hydrocarbon Reservoirs, 2023, 16(3): 359-362.

NH201 区块位于苏北盆地溱潼凹陷西斜坡, 属于层状边水驱动构造-岩性复合油藏, 开采目的层主要是阜三段油藏Ⅲ、Ⅳ油组, 是一个常规高孔高渗透浅层油藏<sup>[1]</sup>。NH201 区块于 2015 年 11 月获得商业发现, 经过三轮滚动开发, 共部署注水井 15 口、采油井 53 口, 落实含油面积 6.47 km<sup>2</sup>, 地质储量 298×10<sup>4</sup> t。地层原油密度 0.797 g/cm<sup>3</sup>, 地层原油黏度 3.735 mPa·s, 体积系数 1.084 8, 油气比 46, 饱和压力 5.327 MPa。地面原油密度 0.853 g/cm<sup>3</sup>, 地面原油黏度 12.23 mPa·s, 凝固点 32 ℃, 初馏点 108.8 ℃, 属于常规稀油。

生产至 2018 年 6 月, 前期投产的油井陆续出现蜡卡现象, 油井蜡卡后通过常规的热洗方法解卡成功率低, 导致检泵。2018 年共蜡卡 8 井次, 严重影响了 NH201 区块的生产效率, 增加了采油成本。如果仅通过常规热洗的方式清蜡, 不但工作量大, 而且容易造成入井液污染地层<sup>[2-3]</sup>。为降低蜡卡频次, 保证 NH201 区块正常生产, 从结蜡预防和蜡卡后治

收稿日期: 2023-05-06; 改回日期: 2023-05-26。

第一作者简介: 张磊(1986—), 高级工程师。目前从事油田开发管理工作。E-mail: 289790080@qq.com。

理方面开展清防蜡工艺研究,并在应用过程中逐渐完善,形成了适合NH201区块的高效清防蜡工艺。

1 结蜡概况及原因分析

1.1 结蜡概况

NH201 区块因蜡卡导致检泵井主要出现在2018年6月至2019年4月期间,后期实施治理措施后,蜡卡检泵井大幅度减少。对2018年6月至2019年4月期间检泵的13口井结蜡情况进行统计发现,结蜡段集中在井口以下300~700 m之间,蜡块堵塞油管与抽油杆之间环空,导致抽油杆无法正常活动。结蜡段长、导热差,热洗过程中蜡无法溶解,是

导致检泵的主要原因。

1.2 原因分析

一般认为,影响结蜡的因素主要包括:石油的组分和温度、原油中的胶质和沥青质、压力和溶解气、原油中的水和机械杂质、液流速度、管杆表面粗糙度和表面性质等<sup>[4-6]</sup>。通过NH201区块与苏北工区已开发阜三段油藏流体性质对比表明,地面原油性质差异不大,而油气比和饱和压力差异较大(见表1)。因此,分析认为压力和溶解气是影响NH201结蜡的主要因素,在举升过程中,当油管内的压力低于饱和压力时,溶解气大量脱出,造成析蜡,同时,井口以下700 m井段温度低于结蜡温度。

表1 NH201区块与苏北阜三段油藏流体性质对比

区块	油气比	饱和压力/ MPa	地层原油密度/ (g·cm <sup>-3</sup> )	地面原油密度/ (g·cm <sup>-3</sup> )	地面原油黏度/ (mPa·s)	凝固点/℃	含蜡量/%
苏北	3.7~18	0.83~2.51	0.771~0.832	0.851~0.892	15~32	29~37	15~34
NH201	46	5.327	0.797	0.853	12.23	32	19

2 清防蜡工艺研究

为降低蜡卡频次,保证NH201区块正常生产,从结蜡预警、结蜡预防和蜡卡处理3个方面开展研究,并在应用过程中逐渐完善,形成了适合NH201区块的高效清防蜡工艺。

2.1 结蜡预警

NH201 区块油井投产初期建设了信息化采集系统,采集内容主要包括:示功图、电参(电压、电流、功率)、出液温度、回压。采集频率为:示功图每半小时1次,电参、出液温度、回压每分钟1次。信息化的建设为结蜡预警提供了条件,前期设置示功图结蜡预警,但是在生产中发现示功图采集频率不能满足需要,通过对生产信息化系统采集的数据进行分析得出,在出现蜡卡现象前,有10~20 min的时间,功率上升,而油井不遇阻,为防止蜡卡产生的黄金期(见图1)。为提高预警频率,保证在黄金期内采取有效措施,设置了示功图(最大、最小载荷)

和有功率双预警组合(见表2)。应用实践证明,结蜡预警发出报警后,及时通过远程调参的方式启动快抽可以有效地避免油井遇阻,在遇阻发生的初期调快冲次也可以有效地解卡(见图2)。随着发生蜡卡时间的延长,快抽解卡的成功率逐渐降低。因此,设置合理的蜡卡预警值,快速预判蜡卡的发生,对于快速处置蜡卡具有重要意义。

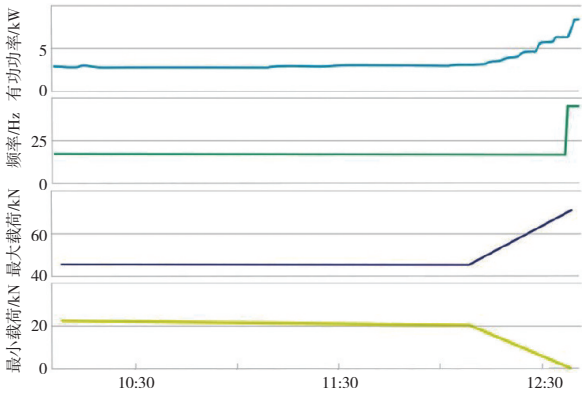


图1 NH201区块典型结蜡井参数变化规律

表2 NH201区块示功图和有功率阈值设置

参数	计算方法	频次	阈值
最大载荷变化率	当前值/2 h内最大载荷的平均值	0.5 h/次	125%
最小载荷变化率	当前值/2 h内最小载荷的平均值	0.5 h/次	80%
有功率变化率	当前值/30 min内有功功率的平均值	1 min/次	120%

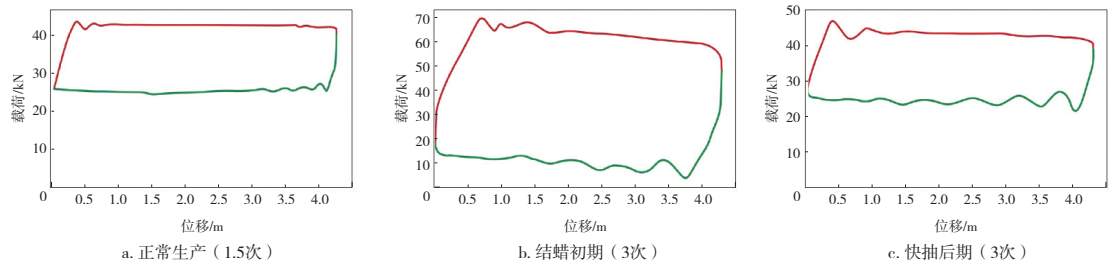


图2 NH201区块典型井快抽处置示功图对比

2.2 结蜡预防

2.2.1 热洗清蜡

为减少入井液对地层的伤害,使用油井自循环洗井装置进行油井热洗清蜡,该装置由机车、壳体、加热管、控制系统、进液口、出液口组成。工作时,液体自进液口进入加热管加热,后由出口压入油井。装置可以实现进出口压力、温度自动采集,及电加热管的远程启停和报警等功能,结构简单,操作方便,效率高,成本低,安全可靠,并能实现无人值守。在热洗过程中,充分利用NH201区块平台井开发的特点,将平台所有井的产出液用于一口井的热洗,提高热洗速度。

2.2.2 加药防蜡

油井加药因其效果好、对产量影响小、低伤害等优点,作为NH201区块防蜡的首选措施。在实验室优选的水溶性清蜡剂的溶蜡速率为0.039 71 g/min。为充分发挥加药效果,并结合NH201区块套管气回收的特点,设计了平台井密闭加清蜡剂装置,并经过两次改进,实现了自动化加药,提高了加药质量,降低了劳动强度。改进后的密闭加清蜡剂装置利用1台计量泵实现清蜡剂和水分开计量,同时井与井之间加药实现自动切换。

2.3 蜡卡处置

当蜡卡严重,通过调快冲次生产或热洗均无法解卡时,会发生蜡卡躺井的问题,以往只能通过检泵的方式恢复生产。在NH201区块检泵过程中,通过对蜡性质的观察以及探索试验,形成了相应的蜡卡处置方法,该方法是利用提抽油杆的方式对油管内进行机械刮蜡,从而建立热洗通道。此过程需要借助吊车等起重设备,具体实施步骤为,首先对蜡卡井进行套管热洗,无法解卡时,利用吊车或修井车等起重设备上下活动抽油杆,以辅助建立热水循环通道,达到逐步熔蜡的目的,提高解卡成功率<sup>[7]</sup>。

3 应用效果

3.1 降低了蜡卡井次和平均处置时间

通过优化加药和自循环热洗等预防措施,NH201区块油井结蜡问题明显缓解。油井蜡卡后处置方法由检泵向快冲次强抽转变,平均处置时间由2018年的4 d下降至2022年的3 h,年减少因结蜡造成的产量损失超300 t。2020年以来,无因结蜡导致的检泵作业,截至2022年底,NH201区块平均检泵周期达到1 489 d。2018—2022年,NH201区块结蜡及后续措施如表3所示。

表3 2018—2022年NH201区块结蜡情况统计

年份	遇阻井次	快抽解卡井次	热洗解卡井次	躺井自救井次	蜡卡检泵井次
2018	8	0	0	0	8
2019	32	0	18	9	5
2020	21	0	15	6	0
2021	16	8	8	0	0
2022	12	9	3	0	0

3.2 降低了清防蜡成本

油井自循环洗井装置的运行费用,仅为常规热洗车费用的10%,平均单井洗井费用可以节约4 000元,按照平均每月5口井计算,仅此一项平均每年可节约费用24×10<sup>4</sup>元。

统计2019年与2022年清防蜡费用,与2019年比较,2022年节约费用45×10<sup>4</sup>元(见表4)。其中预防性费用包括药剂和预防性洗井的费用;自救费用包括油井蜡卡后通过各种手段恢复生产的费用;检泵费用指自救无效后检泵发生的费用。

表4 2019年与2022年清防蜡费用对比				10 <sup>4</sup> 元
年份	预防性 费用	自救 费用	检泵 费用	合计
2019	27	18	50	95
2022	48	2		50

4 结论

(1)针对NH201区块在举升过程中脱气引起的结蜡问题,从结蜡预警、结蜡预防和蜡卡处置3个方面开展研究,以油井信息化建设为依托,清防蜡工艺向信息化、自动化转变,提高了判断的准确率和处置的及时率。

(2)通过清防蜡技术的应用和完善,有效缓解了NH201区块因结蜡对生产的影响,年减少产量损失超过300 t,节约清防蜡费用45×10<sup>4</sup>元,延长了检泵周期。

参考文献:

[1] 梁珀,张磊.NH区块丛式井高效开发模式探索及实践[J].复杂油气藏,2020,13(4):69-73.

[2] 冯耀忠,李宗乾.采油生产中的结蜡问题[J].国外油田工程,1992(2):10-11.

[3] 张卫明.采油工程中油井的防蜡与清蜡方法[J].能源与节能,2013(3):15-16,39.

[4] 康宜恩,黄海,孙杰.帅垛油田油井蜡卡规律研究与治理对策[J].油气藏评价与开发,2014,4(6):53-56.

[5] 辛辉,辛宾.油井结蜡问题原因分析与管理探讨[J].中国石油和化工标准与质量,2011,31(3):62.

[6] 尚玉良.油井结蜡机理及处理对策分析[J].化工管理,2016(18):79.

[7] 张磊.低成本清防蜡技术在SD油田的应用及效果分析[J].复杂油气藏,2018,11(3):74-76,86.

(编辑 韩 枫)

(上接第358页)

4.4 取得的效果

(1)盐城9斜井3 089 m钻井液密度就提高至1.37 g/cm<sup>3</sup>,设计提示阜二段有钻遇裂缝风险,但全井没有发生井漏。

(2)电测2 200~3 500 m平均井径224.81 mm,平均井径扩大率4.13%,井径扩大率小,井壁相对稳定,通井均无遇阻卡情况,返出岩屑未见掉块。

5 认识与结论

(1)盐城凹陷阜宁组地层属于微纳米级孔隙发育、弱分散的硬脆性泥页岩,是井壁不稳定的根本原因,保持井壁稳定的关键是提高对泥页岩纳微米级孔缝的有效封堵。

(2)合理的钻井液密度是稳定井壁的前提条件。在封堵效果差的情况下,过高的密度反而会加剧井壁失稳,甚至造成井漏。通过盐城区块已钻井情况分析阜宁组地层钻井液密度宜维持在1.30~1.35 g/cm<sup>3</sup>。

(3)采用可变形防塌沥青、刚性粒子超细碳酸钙和成膜封堵剂非渗透YDW-1复配,能有效封堵地层的微裂缝,阻缓压力传递,减少钻井液滤液对地层的侵入,延长地层的垮塌周期,同时可提高地层的承压能力,降低井漏的风险。

参考文献:

[1] 王红伟,段宏亮.盐城凹陷阜二段页岩油形成条件及富集规律研究[J].复杂油气藏,2016,9(3):14-18.

[2] 宋言,刘世丽,高先志,等.盐城凹陷阜三段原油地球化学特征及油源对比[J].复杂油气藏,2023,16(1):26-34.

[3] 程海生,刘世丽,段宏亮.苏北盆地阜宁组泥页岩储层特征[J].复杂油气藏,2015,8(3):10-16.

[4] 钱基,金之钧,张金川,等.苏北盆地盐城凹陷深盆气藏[J].石油与天然气地质,2001,22(1):26-29.

[5] 翁望飞,施兴刚.苏北盆地盐城凹陷阜三段油藏勘探潜力分析[J].复杂油气藏,2010,3(4):14-17,27.

[6] 鄢捷年.钻井液工艺学[M].第2版.东营:中国石油大学出版社,2012:359-365.

[7] 蒋希文.钻井事故与复杂问题[M].第2版.北京:石油工业出版社,2006:42-48.

[8] 赵峰,唐洪明,孟英峰,等.微观地质特征对硬脆性泥页岩井壁稳定性影响与对策研究[J].钻采工艺,2007,30(6):16-18.

[9] 罗诚,吴婷,朱哲显.硬脆性泥页岩井壁稳定性研究[J].西部探矿工程,2013,25(6):50-52.

[10] 柳云涛.一种无渗透泥浆处理剂:CN201510572636.8[P].2015-12-02.

(编辑 韩 枫)