

热液回掺清防蜡工艺应用研究

张语哲

重庆科技大学石油与天然气工程学院，重庆

收稿日期：2024年12月9日；录用日期：2025年1月20日；发布日期：2025年1月29日

摘要

在油井生产开发过程中，存在结蜡情况，导致油井无法正常生产，影响油井采油时率。常规稀油油井清防蜡工艺有加防蜡剂、机械清蜡、热力清蜡，传统的油井清防蜡方法存在人工成本高、清防蜡效果较差、油井返排周期长等问题。经过研究后，本文提出了用热液回掺工艺代替传统的清防蜡方式，打破稀油生产固有的清防蜡模式。使用此工艺后，节约了油井的生产成本，保证了油井的平稳生产，提高了油井开发管理水平。本文通过对热液回掺工艺的应用研究，实现了技术创新、管理创新及对传统观念的转变。

关键词

结蜡，清防蜡，热液回掺，技术创新

Research on the Application of Hot Liquid Blending and Wax Removal and Prevention Technology

Yuzhe Zhang

School of Petroleum Engineering, Chongqing University of Science and Technology, Chongqing

Received: Dec. 9th, 2024; accepted: Jan. 20th, 2025; published: Jan. 29th, 2025

Abstract

In the process of oil well production and development, there is wax deposition, which leads to the inability of oil wells to produce normally and affects the oil recovery rate. The conventional wax removal and prevention processes for thin oil wells include adding wax inhibitors, mechanical wax removal, and thermal wax removal. The traditional wax removal and prevention methods for oil wells have problems such as high labor costs, poor wax removal and prevention effects, and long oil well backflow cycles.

After research, this paper proposed to replace the traditional wax removal and prevention methods with a hot liquid blending process, breaking the inherent wax removal and prevention mode of thin oil production. After using this process, the production cost of oil wells has been saved, the stable production of oil wells has been ensured, and the level of oil well development and management has been improved. This article achieves technological innovation, management innovation, and a transformation of traditional concepts through the application research of the hot liquid blending process.

Keywords

Wax Deposition, Wax Removal and Prevention, Hot Liquid Blending, Technological Innovation

Copyright © 2025 by author(s) and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

1. 引言

欢 2-46-041 区块目前开发目的层为沙四段杜家台油层, 油藏埋深 1150~1700 m, 含油面积 1.58 km², 石油地质储量 128.27×10^4 t。欢 07 站管理的欢 2-46-041 区块油井 26 口, 生产井 22 口, 套管放喷 1 口, 间开一口, 集中在新 15 计量点。其中需要清防蜡油井 15 口, 清蜡周期为 30 天。该区块原油含蜡量在 19%~23%, 胶质沥青质含量 8.5%~28%, 凝固点在 25℃~40℃。对比其他区块管理难度大, 热洗频繁。该区块原油含蜡量高, 油井生产过程中, 结蜡严重, 严重影响油井正常生产。目前采取的工艺为传统的热力清蜡, 不但消耗大量人力物力且清防蜡效果较差, 本井液返排效果差, 严重影响正常生产。为保证节约生产成本、提高管理水平, 我们进行工艺应用研究改造, 探索出一条油井清防蜡的可行方法, 进行热液回掺工艺应用研究[1]。

2. 传统清防蜡工艺存在的问题

2.1. 传统清防蜡措施成本高

传统热力清蜡, 油洗一班次费用为 2680 元, 蒸汽洗井一井次费用为 1600 元。本站每月需要油洗 11 井次, 蒸汽洗井 4 井次, 每年花费 30.192×10^4 元。传统清防蜡需要原油押运、返液放油、管线连接等工作, 油井套压高时, 还需要提前放套管气, 导致缓冲罐液位波动严重, 工作量繁琐。

2.2. 传统清防蜡应用过程复杂

传统清防蜡周期较长, 一般为每月一次, 传统清防蜡方法应用过程复杂, 对泵车打油压力、温度、排量等参数均有较大的要求, 压力过大易造成油井盘根冒油, 以及采油树大法兰盘渗油, 造成环境污染; 温度与排量控制不到位易造成蜡块溶解后未及时排出, 掉进泵桶活塞内部, 造成泵漏失与泵卡等躺倒井情况。且油井作业检泵后, 发现泵桶、管杆内部均有蜡块残留, 证实传统清防蜡效果差, 勉强维持油井生产。

2.3. 传统清防蜡效果差, 返排周期长

欢 2-46-041 区块的欢 2-13-504、欢 2-13-505、欢 2-47-5039 等油井以往热力清蜡后均会有液降、不出等现象。严重影响洗井液返排, 且洗井后易造成油井含水上升影响产量, 需进行碰泵等操作才能恢复正常生产。其他油井返排期为 2~5 天, 含水影响 2~5 天, 严重影响油井产量。

3. 热液回掺技术的应用

3.1. 热液回掺工艺的技术原理

平台四口油井产液混输后，通过井场混输管线进入井场加热炉入口，经过加热炉炉内盘管加热，使液油达到化蜡高温，用软胶管连接炉子出口与清防蜡油井套管，利用柱塞泵加压，将高温热液打入清蜡油井套管，油井正常运行后将溶解的蜡块逐渐排出，循环重复此过程，持续加热化蜡洗井，达到较好的清蜡效果[2] (见图 1)。

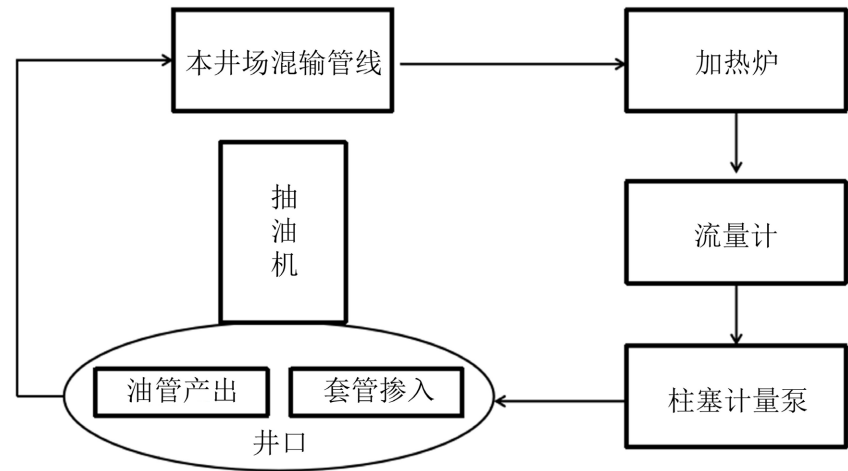


Figure 1. Hot liquid blending process flow chart
图 1. 热液回掺工艺流程图

3.2. 热液回掺工艺的优点

本井液回掺相对于传统清防蜡可以节约大量成本。利用柱塞泵增压来代替高压泵车以及蒸汽洗井车辆，节省了车辆成本。通过提升冲次达到注采平衡，避免传统清防蜡的返排周期内扣液以及含水变化问题，同时可以降低工作量。控制回掺量减少对底层的影响[3]。

3.3. 热液回掺工艺的可行性分析

本站部分平台已经实现串联集油，平台液量可以满足回掺需求。在平台加热炉出口添加 4 分接头，连接流量计精准控制回掺液量。利用高压胶管连接增压泵及入井，工艺流程改造简单成本低，本站具备热液回掺工艺改造条件。

4. 热液回掺参数优化

4.1. 掺液温度参数优化

温度需求：根据区块原油物性，区块原油结蜡点 25℃~40℃，因此在井口温度达到 40℃时，井筒内原油在结蜡点以上，减轻结蜡对油井的影响。

入井流体温度需求：依据大量的井下测温资料及不同液量、不同含水井口温度录取情况，总结流体在举升过程中的温度变化梯度，根据地层温度与深度的线性关系，得出适用于本区块的温度测算经验公式：

$$t = (t_s - \alpha h) + \frac{\alpha GC}{K \pi D} \left(1 - e^{-\frac{K \pi D h}{GC}} \right)$$

式中: K : 总传热系数, $W/(m \cdot ^\circ C)$; t : dh 井段内液体温度, $^\circ C$; t_s : dh 井段外液体温度, $^\circ C$; D : 套管外径, m ; G : 流体质量流量, m^3 ; C : 液体比热容, $KJ/kg \cdot ^\circ C$; 其中: $k = 1.3 W/(m \cdot ^\circ C)$, $C_{油} = 2.1 KJ/kg \cdot ^\circ C$, $\alpha = 0.03 ^\circ C/m$, $G = 13.3 m^3$ 。

依据公式, 宏观上各井需要入井流体的温度在 $80^\circ C$ 以上, 尽管在回掺生产过程中入井流体温度越高越有利于生产, 但考虑到气量节约及部分单炉多井的实际情况, 结合不同井点的温度需求范围, 将入井流体的温度定在 $80^\circ C$, 以实现全区块油井的普适条件[4]。

4.2. 掺液温度实验优化

结合公式, 在水中加入蜡球, 利用水浴法分别进行 $60^\circ C$ 、 $70^\circ C$ 、 $80^\circ C$ 多温度融化实验(见图 2~4)。

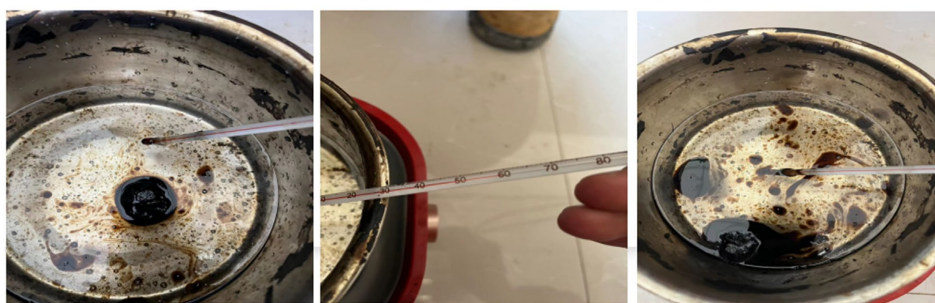


Figure 2. $60^\circ C$ wax ball melting experiment
图 2. $60^\circ C$ 蜡球融化实验

初始温度 $28^\circ C$, 加热温度上升至 $55^\circ C$ 左右石蜡开始融化, $60^\circ C$ 时能明显看到融化加快。

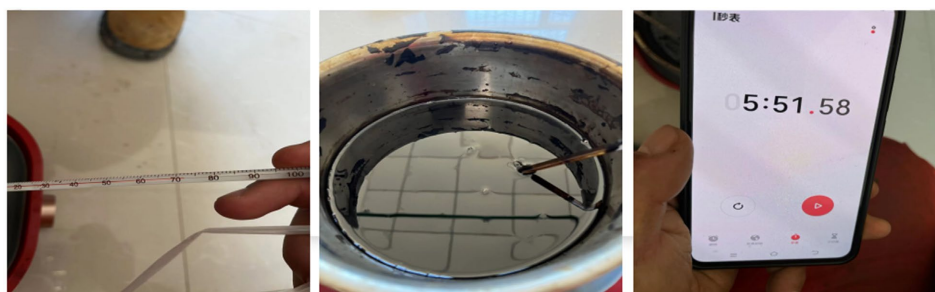


Figure 3. $70^\circ C$ wax ball melting experiment
图 3. $70^\circ C$ 蜡球融化实验

当温度上升至 $70^\circ C$ 时停止加热, 开始计时直至蜡球完全融化, 用时 $5'51''$ 。



Figure 4. $80^\circ C$ wax ball melting experiment
图 4. $80^\circ C$ 蜡球融化实验

继续加热温度达到 80℃时停止加热，投入新蜡球。开始计时直至蜡球完全融化，用时 4'01"。

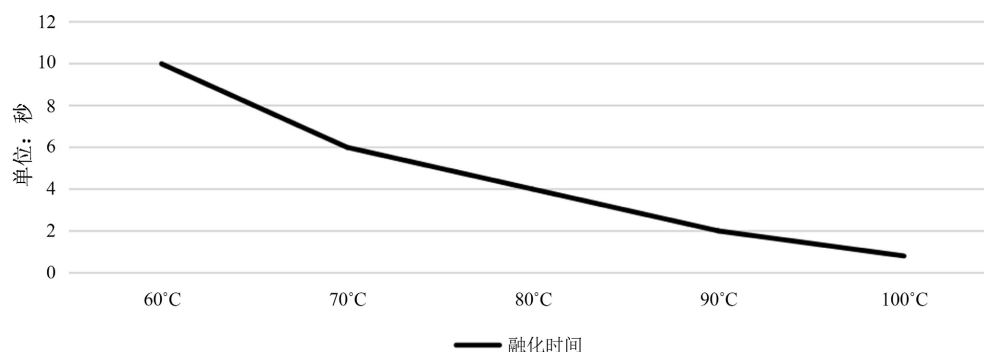


Figure 5. Wax melting speed and temperature

图 5. 石蜡融化速度与温度

如图 5 所示，通过对石蜡加热的实验得出结论，石蜡在 55℃时开始融化，温度与融化速度成正比。因此，热液回掺时预热阶段入井油温要求在 55~60 摄氏度，防止温度过高造成蜡块脱落卡井；融蜡阶段、排蜡阶段应该在 60~70 摄氏度，使石蜡融化呈液态与石油融合产出；巩固阶段应该在 70 摄氏度以上，巩固清蜡效果[5]。

4.3. 用量参数优化

在掺液用量制定过程中，需要重点考虑的因素主要有油井能量变化、油井含水变化及出液温度变化(井底温度)，尽管油井掺液生产为适时调整的过程，但为更好地指导现场生产，使管理过程中更具操作性，减少回掺量对生产压差的影响，从而保证油井具有更好的生产能力，因为能量与温度、含水具有线性关系，所以在实施过程中重点考虑能量变化，由此掺液量调整主要依据以下公式[6]：

具体关系式为：

$$\begin{cases} Pf = \rho L (HZ - HD) / 100 \\ H_{\text{掺}} \leq (Pr - Pf) / \rho_{\text{掺}} g \end{cases}$$

$$Q = \pi R^2 H = 3.14 * (0.127 - 0.073)^2 * 887 = 8.1 \text{ m}^3/\text{d}$$

式中： $H_{\text{掺}}$ ：油套环空内合理掺液高度，m； $\rho_{\text{掺}}$ ：掺入流体密度，g/cm³； Pf ：井底流动压力，MPa； Pr ：油层静压，MPa； HZ ：油层中深，m； HD ：动液面，m；其中： $Pr = 8.9 \text{ MPa}$ ， $\rho L = 0.819 \text{ g/cm}^3$ ， $\rho_{\text{掺}} = 1 \text{ g/cm}^3$ ， $HZ = 785.5 \text{ m}$ ， $HD = 653 \text{ m}$ ， $g = 9.8 \text{ N/kg}$ 。

结合现场实际回掺参数，各油井在清蜡周期内回掺量在 9~12 m³/d 之间，回掺温度 80℃。

4.4. 工艺流程的优化

对高压软管进行保温，减少入井液的热量损失；各胶管接头处安装防甩链，增加安全保护；各操控闸门添加警示标志，防止无关人员误操作。

4.5. 生产管理参数优化

4.5.1. 掺液温度把控

入井液温度保证在 80℃左右，进入地面管线流体温度控制在 40℃左右，实现节能的同时，保证平稳生产。

4.5.2. 掺液用量把控

最大程度地实现掺入油套环空间流体形成的压差与油井井底流压之和不大于油层静压，不伤害油层，同时能够有效发挥掺入流体增温化蜡的作用。根据油井生产情况，提升冲次使回掺液能及时返出，将蜡排出。动态调整掺液量，提高掺液符合率[7]。

4.5.3. 制定回掺方案

按照方案执行回掺实验。记录好实验数据，及时回传分析。以便下次回掺的改进，强化回掺效果。

4.6. 优化前后效果对比

回掺准备完成后，于 2024 年 9 月 9 日~9 月 19 日对欢 2-13-505 井进行回掺清蜡实施(见表 1)。

Table 1. Daily measurement during the self-washing process of Huan 2-12-504 well

表 1. 欢 2-12-504 井自洗过程中每日计量

日期	日产液	回掺液	冲次	井口温度	回掺温度
9 月 9 日	6.2	4.9	2.0	28	56
9 月 10 日	6.5	5.2	2.0	33	55
9 月 11 日	6.8	7.4	2.0	35	65
9 月 12 日	7.4	7.8	2.0	35	68
9 月 13 日	7.5	8.0	2.0	37	68
9 月 14 日	15.6	11.1	4.0	40	66
9 月 15 日	15.8	11.2	4.0	41	71
9 月 16 日	16.1	0	4.0	40	结束回掺
9 月 17 日	15.9	0	4.0	34	结束回掺
9 月 18 日	14.7	0	4.0	25	结束回掺
9 月 19 日	6.5	0	2.0	21	结束回掺

Table 2. Comparison of the effects of strong washing and self-washing in Huan 2-13-505 well

表 2. 欢 2-13-505 井强洗、自洗效果对比

井号	清防蜡方式	洗井时温度	流量	井口出口温度	电流	反排周期	含水影响
欢 2-13-505	油洗 45 方	第一车 40~50℃，第二车 70~80℃，第三车 70~80℃	20m ³ /h	43~45℃	洗前：62/41 洗后：58/44	36 方上反、3 天内扣完洗井液	3 天
	热液回掺	掺液温度 50~75℃	0.2~0.5 m ³ /h	41℃	洗前：65/43 洗后：58/42	3 天内扣完回掺用液	无变化

如表 2 所示，通过将热液回掺自洗与热洗相关数据进行分析 and 对比，可以看出两者清防蜡效果相差不多，并且热液回掺热液回掺洗井后无液降、不出等不正常现象。

5. 应用实例

5.1. 实验选井

通过讨论选择欢 153 平台欢 2-12-504、欢 2-13-504、欢 2-13-505 进行实验。该平台共有 4 口生产井，平台日产液油 21.3/19.0 吨，平均含蜡量 21.25%，平均含水 10%。欢 2-12-504、欢 2-13-504、欢 2-13-505

清防蜡措施为每口井油洗 45 m³/30 天。

选择欢 153 平台实验原因：

- ① 平台混输液量符合要求；
- ② 含水接近平稳；
- ③ 井距近，工艺改造简单；
- ④ 欢 2-13-504、欢 2-13-505 强洗后有液降现象。

5.2. 实验实施

欢 2-13-504 井日产液油 5.1/4.7、套压 0.25、泵深 1589.81 m、冲次 2 次、凝固点 31℃、含蜡 22.6%、胶质 + 沥青质 13.2%；于 22 年 6 月 25 日~6 月 30 日组织实施自洗清蜡 25 方，热洗回掺过程中，由 2 次调到 3 次产量 14.8 方、调到 3.5 次产量 15 方。通过本次实验从入井温度、排量及反排效果来看满足要求。本井之前强洗后容易造成产量下降情况、每次需要碰泵恢复产量，热洗回掺清蜡后生产运行正常[8]。效果对比见表 3。

Table 3. Comparison of the effects of strong washing and self-washing in Huan 2-12-504 well

表 3. 欢 2-12-504 井强洗、自洗效果对比

井号	清防蜡方式	洗井时温度	流量	井口出口温度	测试负荷	电流	反排周期	含水影响
欢 2-13-504	油洗 45 方	第一车 40~50℃， 第二车 70~80℃， 第三车 70~80℃	1~2 档、20 方/小时	41℃		洗前：58/56 洗后：55/45	36 方上反、2.5 天内扣完洗井液	2 天
	热液回掺	水套炉出口 60~66℃	柱塞计量泵控制 0.2 方/小时	39℃		洗前：55/45 洗后：54/47	第二天井口温度上升	无变化

欢 2-12-504 井日产液油 6.2/5.3、套压 1.4、泵深 1577.29、冲次 2 次、凝固点 25℃、含蜡 18.47%、胶质 + 沥青质 8.46%；于 24 年 10 月 1 日~10 月 8 日组织实施自洗清蜡 55.5 吨，热洗回掺过程中，由 2 次调到 4 次产量 15.6 吨，期间共产出液 98.7 吨(自洗液 55.5 吨、本井液 43.2 吨)，12-504 正常生产时 7 天应产 43.4 吨。可达到本井液与回掺液同时产出，对产量影响不大。每日计量结果见表 4。

Table 4. Daily measurement during the self-washing process of Huan 2-12-504 well

表 4. 欢 2-12-504 井自洗过程中每日计量

日期	计量(吨)	回掺液(吨)	冲次	电流	扣液产后量
10.1	9.8	3.4	3.0	49/45	6.4
10.2	14.5	11.2	3.7	49/45	3.3
10.3	14.6	8.9	3.7	39/35	5.7
10.4	14.4	8.5	3.7	39/35	5.9
10.5	15.6	8.9	4.0	40/35	6.7
10.7	15.4	8.8	4.0	39/35	6.6
10.8	14.4	5.8	4.0	39/35	8.6
合计	98.7	55.5			43.2

通过回掺前、回掺后及以往强洗相关数据的对比，可以看出自洗与强洗效果相差不大、可以满足油

井清蜡需要。并且具有反排周期短、含水影响小的优点。同时提升冲次加速回掺液返排达到注采平衡,不影响油井产量。欢 2-13-504、欢 2-13-505 无强洗后液降、不出等不正常现象。

掺液温度、掺液用量调整制度及管理方法有效性等方面进行了应用和验证。在通过 3 口油井的试验实施,热液回掺效果能够达到油井清防蜡需要,地面工艺能够满足回掺生产需求,管理制度契合生产方式调整,创造较大的成本结余空间,取得较好的经济效益[9]。

5.3. 实施效果

近 4 个月来,该回掺技术在欢 153 平台的 3 口油井推广实施,在保证油井正常生产的基础上,取得了较大的经济效益。减少油洗 8 井次,蒸汽洗井 4 井次(油洗 2680 元,蒸汽洗井 1600)。减少强洗后返排期内影响产量 150 吨左右。截至目前,热洗费用节约 27,840 元,减少返排期扣液对产量的影响创效 45 万元,取得了较好的效果。

6. 结论

6.1. 打破固有模式,实现技术创新

热液回掺打破了稀油生产固有清防蜡模式,以研究依据为指导,通过有序试验推广,保证了平稳生产,实现了技术创新、管理创新及观念转变,提高了油井开发管理水平;结合自动化控制技术,实现了加热、传输、循环等过程的自动化操作,降低了人工干预的需求,提高了作业安全性和可靠性。

6.2. 调整技术参数,实现降本增效

热液回掺实验的成功,得到了适用于本站的回掺技术参数及调整办法,对本站降本增效起到了重要的推动作用;热液回掺清防蜡方式通过集中加热和高效热传导,显著提高了加热效率和稳定性,确保了液油达到理想的化蜡温度。

6.3. 保证实验成功,实现区块推广

热液回掺清防蜡方式在提高作业效率、降低能耗和减少人工干预的同时,也降低了长期运营成本,提高了整体成本效益。同时是热液回掺重要节点和参数的把控,保证了试验成功并推广,该管理经验及技术参数对其他区块的清防蜡模式改进具有较好的借鉴及推广作用。

参考文献

- [1] 唐立杰,赵海林,孙宏晶,等.物理清防蜡技术的研究现状分析[J].价值工程,2010,29(31):153-154.
- [2] 王治国.清防蜡方式组合实施经济效益分析[J].科技经济市场期刊,2006(6):88.
- [3] 高文远.油井清防蜡剂研究[D]:[硕士学位论文].大庆:大庆石油学院,2009.
- [4] 张涛.清防蜡工艺技术的应用分析[J].中国石油和化工标准与质量,2013(3):1.
- [5] 钱方.稀油清防蜡工艺体系优化研究与应用[J].内蒙古石油化工期刊,2011,37(10):34-37.
- [6] 张飘石.曙光油田新型清防蜡剂研究[J].中国石油大学胜利学院学报,2006,20(1):12-14.
- [7] 吴华晓,刘义刚,尚宝兵,等.油井清防蜡工艺在渤海油田的应用[J].长江大学学报(自科版),2016,13(17):67-70.
- [8] 冯超,武海涛,边防.论清防蜡新工艺的推广应用[J].化工管理,2014(5):227.
- [9] 李飞宇.清防蜡技术适应性研究[J].内蒙古石油化工,2012(16):124.