

天然气井筒热采技术的应用探索

刘伟

中国石油化工股份有限公司中原油田普光分公司, 四川 达州 635000

DOI:10.61369/ME.2026040038

摘 要 : 天然气井筒热采工艺主要是对井筒以及近井地带施加一种定向热能, 由此可以解除一些阻碍流动的杂质, 如水合物粘附物, 蜡沉积等, 这是面向含蜡气田保障生产的关键技术系列。文章分析蜡析出机理、热交换、电加热等主流工艺的热力学机制以及工程的实践, 构建了功率计算、温度设计与效果评价的方法, 探究了技术所遇到的问题和智能化发展形式。实践运用说明了该系列工艺能使产能恢复有效率达到较高水平, 为一些含蜡高的气田提供有效解决对策。伴随气田开发到达中后期, 蜡堵的问题极为突出, 而热采工艺的可靠性和经济性显得极为重要, 文章对有关问题开展研究, 并提出了相关意见。

关 键 词 : 天然气井; 蜡堵; 井筒热采

Exploration on the Application of Thermal Recovery Technology in Natural Gas Wellbores

Liu Wei

Puguang Branch of Zhongyuan Oilfield, Sinopec, Dazhou, Sichuan 635000

Abstract : The thermal recovery process for natural gas wellbores primarily involves applying directional thermal energy to the wellbore and the near-wellbore region, thereby removing impurities that hinder flow, such as hydrate adhesions and wax deposits. This is a key technological series aimed at ensuring production in waxy gas fields. The article analyzes the thermodynamic mechanisms of mainstream processes such as wax precipitation, heat exchange, and electric heating, as well as engineering practices, and constructs methods for power calculation, temperature design, and effectiveness evaluation. It explores the issues encountered by the technology and its intelligent development forms. Practical applications demonstrate that this series of processes can achieve a high level of effectiveness in restoring production capacity, providing effective solutions for some high-wax gas fields. As gas field development reaches the mid to late stages, the issue of wax blockage becomes particularly prominent, and the reliability and economic efficiency of thermal recovery processes become extremely important. The article conducts research on related issues and proposes relevant suggestions.

Keywords : natural gas well; wax blockage; wellbore thermal recovery

引言

(一) 问题背景

天然气田进入了中后期开采阶段, 由于地层能量的不断下降, 井筒温度偏低, 蜡沉积的问题越来越严重。尤其是一些含蜡气井开采时, 天然气所携带的重烃组分在井筒中由于温度减少而导致蜡晶析出, 慢慢在油管壁内沉积并形成一层蜡。该过程一般是在井筒温度低于30~45℃时启动, 如果出现蜡堵, 除了缩小天然气流动截面积之外, 还增加了气相、液相的流动摩阻, 造成生产油压下降, 严重可能会导致停产。根据相关统计, 某气田大约30%的气井曾由于蜡堵的问题开展过解堵操作, 年均产量损失将近5%, 同时发生蜡堵之后还可能导致水合物生成或是井筒腐蚀等问题, 加剧流动保障的难度, 所以开发可靠且高效的井筒热采技术是确保气田稳定生产的关键。

(二) 国内外研究现状

目前, 国内外针对天然气井筒蜡堵问题已发展了多种解堵技术。传统方法包括热洗、机械清蜡、化学剂解堵等。近年来, 电加热、超声波、微波等新型热采技术逐渐受到重视。例如, 北美页岩气田广泛采用井下电加热技术, 结合智能温控系统, 实现了蜡堵的长效防治。加拿大某气田在2000m以上的深井中部署了电磁感应加热系统, 配合井下光纤测温, 使清蜡周期从30天延长至180天。国内虽在部分油田(如塔里木、长庆)开展了电加热先导试验, 但在系统化设计、能效优化及智能化控制方面仍存在差距。本文在总结现有技术

基础上，重点探讨电加热技术及其组合工艺的优化路径。

（三）技术目标

本研究的核心目标是：维持井筒温度高于析蜡点，防止蜡晶析出与沉积；工程指标为：油压不低于措施前压力，产能恢复率大于90%，热采工艺的经济性（单位成本增产气量）不低于行业基准值。同时，要求热采系统具备远程监控与自适应调节能力，为未来智能化气田建设奠定基础。

一、蜡堵机理与热力学条件分析

（一）蜡的析出与沉积机制

天然气从地层流向井口时，温度以及压力不断下降，井筒温度低于天然气中的30~40度时蜡晶析出，一开始吸附在油管内壁之后慢慢堆积硬化，形成一层蜡度层，该过程受到温度、压力、管壁材料等多因素的影响形成，主要分成三个阶段。

第一阶段为成核阶段，蜡分子低温下聚聚形成微小的晶核，这一过程可用经典成核理论进行描述。第二阶段为生产阶段，蜡晶在管壁不断的沉积拓展，生产速率受扩散控制以及表面反应控制双重影响。第三阶段为老化阶段，沉积蜡层逐渐致密化，导致流动性大幅度降低，老化之后蜡层硬度可达到原始蜡层的五倍。

以下图1-1是某井PT相图，表1-1是其PVT实验数据，表1-2是其与同井组其他井凝析油样化学分析测试结果对比情况：

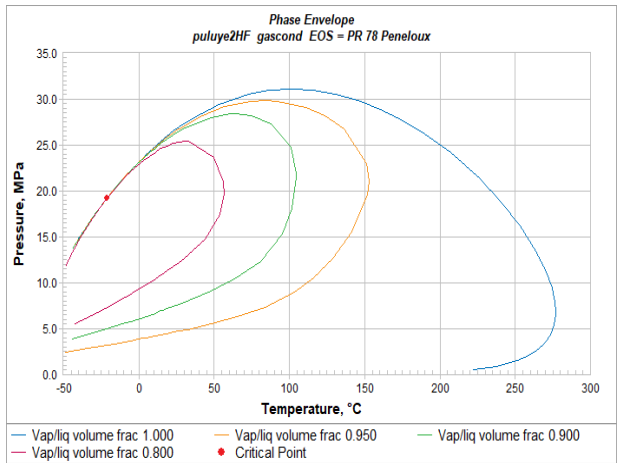


图1-1 某井 PT相图

表1-1 某井 PVT 实验数据汇总表

参数	数值	单位
地层压力	37	MPa
气藏温度	76	℃
露点压力	30.896	MPa
气油比（闪蒸气 / 闪蒸油）	1397.93	m ³ /m ³
地层流体体积系数	5.1691	/
地层流体密度	0.3697	g/cm ³
地层流体偏差系数	1.9975	/
凝析油密度	0.7535	g/cm ³
凝析油摩尔质量	119.09	g/mol

表1-2 某井与同井组凝析油样化学分析测试结果

井号	含蜡量 (%)	沥青质含量 (%)	胶质含量 (%)	20℃密度 (g/m ³)	析蜡点℃	蜡熔点℃	结论
某4	2.19	0.18	3.36	0.773	33.0	59.56	低含蜡
某页1	0.51	0.14	2.35	0.756	28.0	58.13	低含蜡
某井	1.98	0.14	2.75	0.768	31.8	/	低含蜡

（二）影响蜡堵的关键因素

从室内的实验到现场工应用情况分析，蜡堵影响包括以下几方面的因素

表2-1 影响蜡堵因素对比表

因素	影响机制
压力变化	压力降低会促进烃挥发，且蜡相对的浓度比较高，析蜡点的温度上升约0.2~0.5℃ /MPa
温度梯度	低温区蜡更容易析出，如果每降低10℃，那么沉积速率可加快2倍甚至是4倍
气液比	剪切力会随着高气压比而增加沉积速度变慢，如果当气压比大于3000时，其剪切力反而会使破碎的蜡晶加快堵塞速度
管壁粗糙度	管壁表面粗糙，能让蜡晶更易吸附

同时管材的湿润性也有明显影响，例如一些亲油性的管壁与亲水性的管壁相比，更容易导致蜡沉积的现象出现，若是接触角大于90度时，其着附力会增加约30%左右。

二、井筒热洗工艺：传统热力清除手段

（一）热洗原理

井筒热洗主要是向井筒内注入一些高温流体，例如热蒸汽或是热水，有效提升其温度，至析蜡点之上，让蜡层融化脱落，同时被带出到井口外。热洗效果一般取决于注入流体的排量，温度以及与蜡层的接触面等。

（二）热洗工艺流程

主要分成四个阶段，热洗液准备需要把热流体加热到一定温度。注入井筒根据堵塞位置控制好排量，一般以最小排量0.1~0.2m³/min为宜，减少二次堵塞的情况出现。热交换根据堵塞程度选择焖井，时间一般在2小时左右，返排解堵要根据井口油压选择放喷 / 直接开井进系统生产。

根据蜡析出规律，热流体做好加热60~90℃的准备，通过套管或油管注入的方式将其注入到井筒内，热量传递到蜡层，让其可以软化并脱落，最后热溶液可以将脱落的蜡返回至地面。

（三）优缺点分析

传统热洗由于可操作性强，而且成本较低，在油气田中广泛运用，但也存在部分局限性

表3-1 传统热洗优缺点对比分析

优点	缺点
操作比较简单,且设备较为成熟	会导致较大的热损失,而且效率较低,通常来说效率常不足40%
适用轻度蜡堵操作	对于一些深层井的效果极为有限,若是景层深度超过2km,效果明显下降
可以与一些药剂配合使用	但是药剂针对性不强,流体组分影响比较大
使用热水的成本较低	可持续性低,需要频繁解堵,大概每1~2月需操作一次

三、机械清蜡：物理刮除与螺旋刮蜡器

（一）工作原理

机械清蜡主要是通过刮蜡器等一些工具直接刮削附着在油管壁内的蜡层,通常使用的工具包括钢丝刮蜡器等等。其中所使用的螺旋刮刀是通过所产生的轴向力刮削蜡块,蜡块可以随着气流直接带出,有效降低了二次沉积的产生。



图4.1 钢丝刮蜡器

（二）适用条件

通常来说利用工具进行刮蜡是针对蜡层比较厚,且硬度较高的条件,同时井筒的温度小于30℃,使用热法的效果较差。井深超过3km工具可达性较好,但是对于一些含硫化氢,腐蚀性气体的井则不宜使用,主要由于机械刮削有可能会造成防腐层的破坏

（三）技术挑战

工具容易卡阻,特别是在弯曲段等一些特殊井段,其中水平井造斜段风险最高。而且对于井筒的完整性有潜在损伤的可能,从而导致防腐层或是管壁刮伤,无法在深层水平井进行使用,由于这些水平井基本超过3km,且斜段大于60°,工具输送较为困难;同时作业周期比较短,需频繁入井,通常每隔半个月或30天去进行一次。基于这些现场实际问题,未来可以尝试进行刮蜡片材质优化升级或是结构创新,以适用于更多的井下作业。

四、电加热技术：精准控温与智能热采

（一）技术分类

最近这些年,传统天然气热采技术进入了发展瓶颈阶段,电加热技术运用频率不断增加。表5-1列举了几种常见电加热技术:

表5-1 几种常见电加热技术应用

类型	原理	适用场景
电缆加热	主要是通过井下电加热的电缆将热量释放	连续进行加热,可以精准控制温度
电磁感应加热	使用交变磁场加热管壁内的温度	加热速度较为高效,且响应速度快
电阻加热	电流通过加热元件产生热量	成本比较低,但只合适浅井操作

（二）温度设计与功率计算

设计电加热系统时,其关键是要明确所需热功率,公式如下:

$$P=\frac{m\bullet c\bullet \Delta T}{\eta \bullet t}$$

其中:

P: 溶蜡所需功率(W)

m: 被加热介质质量(kg)

c: 比热容(J/(kg·℃))

ΔT: 目标温升(℃),一般要求析蜡点以上5~10℃

η: 加热效率(0.6~0.9),电磁感应取0.85,电缆取0.7

t: 加热时间(s)

（三）应用实例

某高含蜡的气井使用井下电缆加热系统,将目标温度定为60℃,功率设定15kw。当连续进行了72小时作业之后,井口油压从原来的3.2MPa恢复到5.3MPa。且每日产量也有所提高,提升了63%,恢复92%的产能,同时连续生产30天之后未再次发生蜡堵现象。

（四）技术瓶颈与优化

电加热当前存在的问题是长距离的供电会导致线损出现,每1km大约消耗10%左右,同时电缆绝缘老化,一般使用年限为2~3年,还会伴随着高温下电子元件可靠性下降的问题。因此,未来可以从如下几个方向进行优化:第一,可以利用3~6kv的中压供电,有效降低电流;第二,使用一些耐高温矿物绝缘电缆;第三,应用实时的阻抗监测技术,可以及时发现绝缘变差问题。

五、清蜡剂解堵：化学溶解与界面调控

（一）清蜡剂类型

清蜡剂解堵一般是将药剂加热到某个温度之后再注入井筒,有效提升了蜡晶的溶解率,同时根据溶解性分为水溶性和油溶性两种。

水溶性是由水和多种表面活性剂所组成,可以改变管壁的湿润度,将其转为亲水性,这样蜡不容易在管壁上沉积,起到预防作用。

油溶性是由表面活性剂、少量聚合物和有机溶剂构成,有机溶剂可以有效溶解管壁上的蜡,表面活性剂可有助于有机溶剂沿沉积蜡中的缝隙,以及蜡与管壁缝隙渗入,提升表面积接触率,有效提高溶解效果。

按照化学成分划分,常见以下几种常见的清蜡剂(见表6-1):

表6-1 几种常见清蜡剂

类型	成分	作用机制
溶剂型	苯类、酮类、醚类	溶解蜡晶,降低附着力
表面活性剂型	阴离子表面活性剂	改变蜡-管壁界面性质
复合型	溶剂+表面活性剂+分散剂	协同作用,提高效率

（二）注入工艺

通常来说,适合长期防蜡的可以采用连续性注入的方式,合适周期性解堵的可以采用间歇性注入的方式。

（三）效果评价

清蜡剂效率通常通过以下指标评价：

蜡溶解率（%）：≥85%为优；

界面张力变化（mN/m）：下降50%以上为有效；

返排液中蜡含量（mg/L）：峰值浓度高于背景值10倍以上。

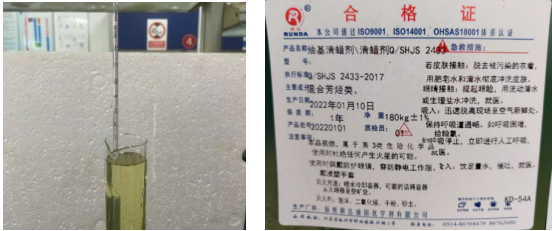


图6-3 某清蜡剂外观及合格证

六、综合工艺对比与选型建议

在实际运用中，一种热采工艺对于气井恢复生产的效果非常有限，需采用多种方式相结合进行。例如某工区经常使用的是热洗与机械清蜡的组合工艺，可以有效保证气井的恢复；表7-1对比了几种热采工艺的适用性。

表7-1 常见天然气热采工艺适用性

工艺	成本	效率	安全性	适用场景
热洗	低	中	高	轻度蜡堵
机械清蜡	低	中	中	浅井、厚蜡层
电加热	高	高	高	深层、连续作业
清蜡剂	中	高	中	水合物 + 蜡复合堵

组合策略研究：

轻度：如果析蜡点以上5℃内的，且蜡层不超过2mm的，通常推荐使用热洗与清蜡剂相结合的方式。这种方法成本低，见效非常快，单次收费大约1.2万元左右，能保持两个月左右的效果。

中度：当蜡层的厚度在2~5mm之间，一般采用热洗与机械清蜡方式相结合，这种机械作用与热溶结合的方式，有效周期可以达到三个月以上。

重、复合堵：当蜡层超过10mm或合伴水合物时，可以采用电加热及清蜡剂联合方式，持续的加热和化学溶解可达到最理想的效果，能恢复90%以上的产能。

以某井作为例子分析，单次热洗的成本大约1.2万元，可以保持两个月左右的效果。电加热系统投产初期投资需12万元，维护周期一年，年均成本更低。所以中高产气井优先推荐使用电加热的方法。

七、智能化发展趋势

（一）智能温控系统

基于光纤测温 and AI模型预测可以实现温度监测和加热功率的有效调节，系统根据井口温度、产量等变化，可以有效调节加热方案，减少过热或无效加热的问题出现。

（二）无人化清蜡作业

可以远程控制系统，同时利用井下自动工具实现全面的自动化清蜡处理。比如某试验井部署了遥控型的螺旋刮刀，作业时间可以减少30%。

（三）数字孪生井筒

构建井筒热-流-固耦合的数字模型可以模拟蜡堵演化实际过程，优化清蜡的周期，由历史数据进行分析，模型可以预测在未来一周内发生蜡堵的可能性，提前做好预防工作。

（四）新型热采技术展望

新型天然气热采技术主要向微波、超声波领域发展，以解决复杂井况的蜡堵、垢堵等问题。

第一，微波加热技术，该技术的穿透性比较强，可以选择性加热蜡层，当前试验阶段可实现蜡层温度在30s内由20℃提升至80℃，但是井下天线小型化是实现的难点。

第二，超声波辅助技术，该项新技术是通过空化效应对蜡层结构破坏，适合于一些复合堵的场景。20kHz超声波能使蜡层结合强度减少至60%，如果联合热洗工艺一起使用，效果还有较大提升空间。

第三，等离子体脉冲技术，该项技术瞬时高温冲击可达2000℃以上，合适极端堵塞场景，但存在井下击穿的风险，目前该项技术并没有进入实践，仍在原理验证阶段中。

八、结论

天然气井筒热采技术可以解决含蜡气井流动问题，文章分析了蜡堵机理以及相关的清防蜡工艺，得出如下结论：蜡堵是压力、温度等共同作用的结果，需要采用针对性的热采方案，一般来说建立单井热力学模型，根据地层流体性质取样结果，定期更新数据。电加热技术可以精准控制温度，适应性强，是未来重点发展的方向，适合一些复杂且井深较深的天然气井。在复杂井中，复合工艺的表现最理想，可以恢复90%以上的产能，可以在气田开发前期考虑井筒热采预留接口，减少后期改造的成本，同时加快拟定相关行业标准，规范功率设计和安全操作。

面相未来，天然气热采发展方向集中在无人化和智能化方面，数字和AI控制可以大幅度提高热采工艺的经济性与效率，预计未来5年内智能化系统的渗透率将超出20%。

参考文献

[1]宋永臣，赵佳飞，杨明军. 天然气水合物开采基础 [M]. 北京：科学出版社，2021. ISBN: 978-7-03-068017-4

[2]谭川江，等. 大北天然气防蜡剂的合成及防蜡机理研究 [J]. 成都：四川省化学化工学会，2025, ISSN 1005-1511

[3]杨全安、慕立俊. 油田实用清防蜡与清防垢技术 [M]. 北京：石油工业出版社，2014.