

CS 油田井筒结蜡治理研究

苏金未

(中国石化华东油气分公司泰州采油厂, 江苏 泰州 225300)

【摘要】油井结蜡是油田开采过程中必须面对的问题,特别是低油价时期,研究和解决井筒结蜡问题对降低原油生产成本具有重要意义。CS 区块泰州组、阜三段及戴南组油藏因 CO_2 驱开发时间较长,地层原油轻质组分经 CO_2 萃取后,导致生产油井结蜡情况加重,极易造成蜡卡躺井。该区块通过强化现场管理与技术创新,结合现场生产实际,对该油田目前开发中所使用的各种清防蜡方法技术进行分析及评价,进而总结各类清防蜡技术的特点与应用效果,摸索出一套适用于 CS 区块的热洗+加药+工艺优化的治理模式,现场应用效果显著,极大地减少了蜡卡躺井,从而实现 CS 油井的平稳生产。

【关键词】清防蜡工艺; CO_2 ; 工艺优化; 现场管理

前言:

油井井筒结蜡,是国内外各油田在石油开采过程中管理中必须要面对的一个课题。由于含蜡的原油,在从油层流动到井底,再从井底举升到井口,随着温度、压力、流速、相态等外在和内在条件的不断变化,原油的蜡就会不断地析出、聚集、沉积,因此产生了油井结蜡问题。在原油从地下抽汲地面的过程中,溶解气体的逸出和膨胀而使原油温度逐渐降低,这时蜡质就从原油中按分子量的大小顺序结晶析出,并继而沉积在油管内壁上,致使井筒变狭,油井产量降低,严重时还会堵塞油管造成油井停产。CS 油田泰州组、阜三段及戴南组油藏因 CO_2 驱开发时间较长,地层原油轻质组分经 CO_2 萃取后,导致生产油井结蜡情况加重,极易造成蜡卡躺井。

针对这些问题,研究通过开展 CS 区块油井井筒结蜡现状调查,深入分析影响油井结蜡的原理和影响油井结蜡的因素。对油井结蜡造成各种问题开展针对性研究,提出对策。开展油井井筒结蜡现场治理,形成一套有效的井筒结蜡治理技术,为 CS 区块解决油井结蜡问题提供分析手段和指导建议。

一、油井结蜡的主要影响因素

原油结蜡的主要影响因素主要分为两类,即内因(石油的组分、原油中的机械杂质、含水率)和外因:

(一) 油井结蜡外因

1. 温度。当流体温度降低至析蜡点以下时,原油内溶解的蜡分子开始析出结晶,温度越低,析蜡速度越快。

2. 压力。现场生产经验告诉我们,井筒内的流体压力在刚刚降低到原油泡点压力的阶段,会有大量的轻质组分以气体的形式从原油中析出,导致油管内溶解蜡分子的液相比比例减少,石蜡固体沉淀。

3. 生产气油比。一般情况下,油井的生产气油比

越大,该油井的结蜡速率越快,更容易发生结蜡堵塞。这是因为气体大量分离以后会导致焦耳汤姆逊效应,使井筒中流体温度明显降低,在相同条件下,原油中分离出来的气体越多,温度降低越明显,液相比比例越低,导致溶解在原油中的蜡分子结晶析出。

4. 油井的产液量。油井的产液量越高,井筒的结蜡速率越低,这是因为日产液量增加后,井筒内的流体流动速度增加,从井底到井口散失的热量减少,使温度保持在一个偏高的数值,不利于石蜡结晶析出。

5. 管线表面性质。实验结果表明,油管内壁的材料不同时,油井结蜡速率也不相同,内壁越粗糙度的油管蜡沉积的速率越高。

6. 生产时间。大量的生产时间表明,油井结蜡主要出现在靠近井口的位置,从析蜡点向上,油管内壁的结蜡厚度逐渐增加,而且随着生产时间的延长,同一井段的结蜡厚度也在增加。

(二) CO_2 气驱对油井结蜡的影响

CO_2 作为一种活性流体,在原油中有较好的溶解度,随着 CO_2 溶解量的增加,原油黏度降低,膨胀系数增大。Yang 利用悬滴法结合数码采集技术,分析了稠油在 0.4~0.9 MPa 范围内的膨胀系数。Tsau 研究发现在 CO_2 注入过程中温度对原油膨胀系数的影响较大,原油初始体积也对实验结果有较大的影响。韩海水研究了 11 种纯烃组分的质量密度、摩尔质量、摩尔密度等物理量对原油膨胀系数的影响,结果表明单位体积内,烃分子数量越多,溶解 CO_2 后体积膨胀幅度越大,反之亦然。Siagian 研究发现, CO_2 在溶解于原油中的同时,也在不断抽提原油中的轻质组分。Jin 在充满 CO_2 的容器中对饱和原油的页岩岩心进行抽提实验,结果发现 CO_2 能够在 24 h 内从岩心中抽提出 15%~60% 的原油。随着 CO_2 注入压力的增大, CO_2 的抽提能力也在不断增强, CO_2 抽提轻质组分后,残余油的黏度增大。

在实际注 CO₂ 提高采收率的工程中，采用 CO₂ 混相驱并不能达到室内实验的预期采收率，同时会导致大量中质和重质组分剩余在储层中，给后续提高采收率的工作带来很大困难。结合前面原油结蜡影响因素中的内因，原油成分中中质及重质组分的增加，同样会造成原油结蜡程度加重，给油井正常生产带来巨大的影响。

二、国内外油井清防蜡工艺应用现状

国内外常用的清防蜡工艺技术主要包括：机械、热力、化学、微生物清防蜡技术等。

（一）机械清防蜡技术

机械清蜡，是指用专门的工具将附着在油管内壁上的蜡晶，用物理方法从油管内壁上刮下来，结晶蜡块脱离油管壁并悬浮于管内流体中，最终靠采液过程的向上液流将悬浮的结晶蜡块带至地面的清蜡方法。

（二）热力清防蜡技术

热力清防蜡技术是利用加热的方法提高抽油杆、油管和液流的温度，从而实现清蜡和防蜡。目前主要使用的热力清防蜡技术有：空心杆电加热技术和热流体循环清蜡技术。

（三）化学清防蜡技术

化学清防蜡技术是利用化学剂对油井进行清防蜡，化学药剂即抑制减缓蜡晶的生成，又可以溶解石蜡，达到清蜡的目的。

清防蜡剂是将表面活性剂型加入清蜡剂中可起到综合效应，表面活性剂的润湿反转作用可以使结蜡表面反转为亲水性表面，有利于蜡从表面脱落，表面活性剂还可以渗入松散的蜡晶缝隙里，吸附在蜡结晶表面上，阻止蜡晶生长，蜡晶微粒较小，容易被油流带走。以表面活性剂为主要成分的清蜡剂有水溶性清蜡剂，油溶性清蜡剂和乳液型清蜡剂，目前 CS 区块采用最多的是水溶性油层清洗剂。

（四）微生物清防蜡技术

微生物清防蜡技术是近年来在我国逐步推广的新技术，微生物在近井地层、井筒内大量繁殖，生物降解原油中饱和碳氢化合物、胶质和沥青质。微生物的清防蜡机理主要包括破乳转型、微生物对石蜡的吞噬、微生物的代谢作用。目前该方法正在 CS 区块进行推广应用。

三、CS 区块油井清防蜡工艺应用现状

CS 区块包括 CN、CZ、CB 等油田，生产层位主要是 CN 泰州组、CN 阜一段、CZ 阜三段、CZ 戴南组、CB 戴南组。由于油田开采时间较长，注 CO₂ 驱油范围不断扩大，油井井筒结蜡现象日益严重。通过现场不断摸索实践，目前 CS 区块主要采用的清防蜡技术主要以日常滴加化学清防蜡剂，辅助定期热洗，以及其他各类清防蜡工艺相结合。

（一）热力清防蜡工艺应用

1. 常规套管热洗清蜡。常规套管热洗作为最常用的油井清蜡方式，在 CS 油田应用非常广泛。通过对前期工作经验的总结，我们将 CS 油田易结蜡井按照产量、结蜡程度及治理难度进行分级，按照一级（每月热洗一次）、二级（每两月热洗一次）、三级（每半年热洗一次）进行分级管理，认真贯彻落实油井定期热洗制度。

但是常规热洗也存在着诸多缺陷：（1）热洗费用较高：按照每台时热洗费用 400 元，单次热洗时间 8 小时，平均单次热洗费用超过 3000 元，单月热洗费用超过 2 万元。（2）耗费人力较多：每次热洗至少需要 2 人配合进行准备，同时需要 1 名热油车驾驶员，加剧基层人员不足问题。（3）影响产量：一方面热洗过的油井需要 3-5 天时间将热洗井水排空，影响单井产量；另一方面可能会对地层造成污染，极大影响油井后期生产状况。

2. 移动式油井热洗装置热洗清蜡

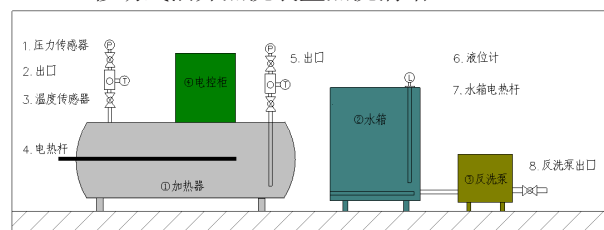


图 1 移动式油井热洗装置结构示意图

移动式油井热洗装置安装 DN200×800 加热器，加热器进口连接油井取样口，出口连接油井套管，加热器内装有 15kw 电热棒，通过现场配电柜取电，利用抽油机的上下冲程运动，以油井产出液为洗井液，用管线将采油树与加热装置连接，产出液由井口出，经加热后由套管进入井筒，热洗同时还可在水箱内加入清蜡药剂，将产出液不断升温后在油管与油套环空之间循环，将油管与抽杆环空之间的蜡逐步溶解，达到油井清蜡的目的。

相比较常规套管热洗，移动式油井热洗装置主要具有以下几个优点：（1）操作简便，仅需 1 人进行操作，极大节约人力；（2）单次热洗仅需要消耗电费 250 元左右，极大节约成本；（3）油井产液自循环，产量恢复仅需 4-8 小时，极大降低热洗井对产量的影响；

（二）化学清防蜡工艺优化

CS 油田前期清防蜡加药主要依靠套管灌加油基清蜡剂为主，该方法主要存在两点缺陷：（1）油基清蜡剂挥发性较强，套管灌加操作不慎可能会导致药剂大量挥发，影响加药效果；（2）一次性大量灌加药剂对油井正常生产冲击较大，可能会引起油管及抽油杆上附着的蜡大量溶解堆积，造成应激性蜡卡。

为了解决这一问题，我们一方面积极与油化室进行跟踪，通过不断的摸索试验，优选了水基清蜡剂代替原本的油基清蜡剂；另一方面根据水基清蜡剂的特

点调整了加药模式,改为集中恒速滴加:通过设置集中的加药罐区,对区块内生产油井进行集中加药,再通过加药管引至各生产油井。该加药方式不仅能够解决原本的套管灌加油基清蜡剂存在的两大问题,同时极大地降低了员工工作量,提升了工作效率。

(三) 微生物清防蜡工艺应用

微生物清防蜡剂是由包含梭状芽孢杆菌、芽孢杆菌、棒状杆菌等好氧及兼性厌氧菌组成的石油烃降解菌混合菌。菌种直接从套管灌加,工艺简便(无须关井、停井),混合菌将以原油中的蜡质组成为碳源进行新陈代谢,使长链烃转化为短链烃,产生脂肪酸、糖脂、类脂体等多种生物表面活性剂,形成一层致密的亲水疏油的微生物膜,具有屏蔽晶核、阻止蜡结晶的作用,进而起到防蜡作用。

结合微生物清防蜡剂的选井条件,我们选择了C31和C36井两口油井进行试验,采用每半个月灌加100KG微生物清防蜡剂的方式进行加药。目前整体试用效果良好,两口油井均处于正常生产状态。

(四) 清防蜡采油工艺优化应用

1. 空心杆热洗工艺。为了提升热洗效率,我们选择在C36井尝试使用空心杆热洗清蜡工艺。该套热洗工艺的杆柱组配为(自下而上):活塞+拉杆+普通抽油杆+单流阀+空心抽油杆+空心光杆+三通连接器+提升节。

通过前期总结的生产经验,将单流阀设置在油井主要结蜡段以下,热洗车或移动油井热洗装置通过高压软管与三通连接,热洗液通过三通进入空心抽油杆内部,待空心抽油杆因灌满起压后,单流阀便可打开,热洗液通过抽油杆与油管之间环空向上冲刷,直接对抽油杆及油管内部的蜡层进行加热,充分实现清蜡溶蜡的效果。

空心抽油杆热洗工艺相较常规热洗,主要具有以下几个优点:(1)热洗液直接作用于油管内部,热洗效率高,清蜡效果好;(2)热洗液不接触地层,避免了地层污染的问题,减少热洗清蜡对产量的影响;(3)热洗液用量较少,油井生产恢复周期短,提高了油井的生产效率。

2. 注采一体泵工艺。为了解决桥塞卡采无法热洗清蜡这一问题,我们在S195井试验了注采一体泵工艺。该工艺主要是在常规泵的泵筒上留一个通孔,正常机抽时活塞将通孔完全挡住,泵正常工作。需要热洗井时调整活塞位置,将通孔打开,即可建立循环进行热洗。

在现场应用中,我们对注采一体泵工艺进行尽可能降低操作难度及整个成本:(1)连通孔位置优化:实现调整抽油杆能打开连通孔;(2)间隙级别优化:1级间隙改为2级间隙,降低泵筒对中难度,降低泵成本;(3)泵体优化:双层泵筒结构优化为单泵筒,

加厚承压10t以上。

四、应用效果

1. 极大地降低了CS油田油井蜡卡躺井的概率,延长了油井的作业周期。CS油田蜡卡作业井数逐年下降:2016年9井次,2017年7井次,2018年4井次,2019年2井次。检泵周期从2016年的653天延长至目前的709天。

2. 极大地降低了CS油田开发生产的费用:(1)按平均每口油井检泵费用4万元计算,累计节约作业费用超过60万元;(2)加药效率不断提升,年可节约药剂费用8万元;(3)年减少常规套管热洗超过30井次,节约热洗费用10万元。

3. 极大地减轻员工工作量:在油井数目基本不变的情况下,CS油田采油工人数从2016年末的11人降至目前的5人,仍能基本满足生产任务的需求。证明各种清防蜡技术的应用能够极大地提升员工工作效率。

五、结论

经过前期不断地摸索实验,针对CS区块三个主力区块:CZ戴南组油藏、CZ阜三段油藏、CZ戴南组油藏不同特点,我们整理出3套对应性较强的综合治理方案:

1. CN泰州组油藏:由于油藏气驱开发时间较长,常规热洗效果不佳,我们主要采取工艺上的优化:空心杆热洗工艺、注采一体泵配合多种井下清防蜡工艺,再加上高频率的热洗清蜡,取得了良好的清防蜡效果。

2. CZ阜三段油藏:由于物性较差,渗透率较低,为了避免常规热洗对底层造成污染,我们主要采取机抽工艺改进的方式,配合应急式热洗井来开展清防蜡工作。

3. CZ戴南组油藏:整体油藏气驱开发时间较短,主要应用油井加药方式及加药量优化的清防蜡工艺,再配合低频率定期热洗清蜡,目前应用效果较好。

参考文献:

- [1] 姜宝良. 结蜡模型研究[D]. 青岛:中国石油大学(华东),2010.
- [2] Brown, T.S., Niesen, V.G and Erickson, D.D. Measurement and Prediction of the Kinetics of Paraffin Deposition[C]. SPE26548, 1993.
- [3] 熊德进. 油田油井结蜡机理及清防蜡方法分析[J]. 中国石油和化工标准与质量, 2011, 31(10): 259-259.
- [4] 钱坤, 杨胜来. 注CO₂过程中流体性质变化及驱油机理实验研究[J]. 石油科学通报, 2019, 3(4): 69-82.
- [5] 赵贵, 邓志英. 微生物与生物表面活性剂复配体系在清防蜡中的应用研究[J]. 钻采工艺, 2008, 8(14): 94—96.
- [6] 刘晓文. 空心杆热洗清蜡工艺在CS油田的应用及效果分析[J]. 石化技术, 2019, 26(7): 21-22.