海上采油平台生产井阻垢剂注入点优化改造及工业运用

Optimization and Industrial Application of Scale Inhibitor Injection Point in Production Well of Offshore Oil Production Platform

曹贵 李治 张向彬 曾楠诺 王锐

Gui Cao Zhi Li Xiangbin Zhang Nannuo Zeng Rui Wang

中海石油(中国)湛江分公司
中国·广东 湛江 524057
China National Offshore Oil (China) Corporation,
Ltd. Zhanjiang Branch,
Zhanjiang, Guangdong, 524057, China

【摘要】某海上采油平台由于生产井采出液溶解气含高浓度 CO_2 (含量达 79%), 且随着开采年限的增加, 综合含水率逐年升高, 导致单井地面生产管汇及设备结垢严重, 油压居高不下, 严重制约了油井的产能, 影响平台的安全生产。针对该问题, 油田现场从结垢机理、结垢影响因素及现场实际生产情况出发, 首先通过优化单井阻垢剂注入点, 最大程度发挥阻垢剂阻垢作用, 其次在单井生产管汇末端增设控制阀, 节流升压阻垢。工业运用结果表明, 优化改造有效减缓了单井生产管汇结垢问题, 单井油压整体下降 0.3MPa, 平台原油产量增加 47m³/d, 创造了良好的经济效益, 保证海上采油平台安全平稳运行。

【Abstract】The dissolved gas in the production well of an offshore oil production platform contains high concentration of CO_2 (79%), and the comprehensive moisture content increases year by year with the increase of production life. As a result, the surface production pipe and equipment of the single well scaling seriously and oil pressure remains high, which seriously restricts the productivity of oil Wells and affects the safe production of the platform. In order to solve this problem, starting from the mechanism of scale formation, influencing factors of scale formation and actual production situation, the oil field firstly optimizes the injection point of scale inhibitor for single well, maximize the scale inhibition effect of scale inhibitor, and then, adds control valve at the end of the surface production pipe for single well, to create throttling and increase back-pressure, thereby preventing the formation of scale. The results of industrial application show that the optimization and transformation can effectively slow down the scaling problem of pipe manifold in single well, the overall oil pressure of single well decreases by 0.3MPa, and the crude oil production increases by 47m³/d, which creates good economic benefits and ensures safe and stable operation of offshore oil production platform.

【关键词】海上采油平台; 结垢机理; 影响因素; 优化注入点; 增设控制阀

【Keywords】offshore oil production platform; mechanism of scale formation; influence factors; optimizes the injection point; adds control valve

【DOI】10.36012/etr.v2i1.977

1 引言

某海上采油平台于 2008 年 7 月建成投产, 目前共有生产井 12 口, 产液量 3278 m³/d, 产油量 325 m³/d, 含水率高达 90.1%, 产气量 28667sm³/d。其中, 溶解气中 CO_2 含量高达 79%, 部分油井出砂严重, 输送的气液介质中含有大量有机

物、 CO_2 、无机盐、细菌及泥砂等介质, CO_2 溶解于水中形成大量的 CO_3^{2-} , 液体中的 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 Ba^{2+} 与 CO_3^{2-} 反应生成大量沉淀, 沉淀在生产管汇上堆积聚结, 出现严重的结垢现象, 造成单井油压持续升高, 制约了单井产能, 给平台正常的生产、集输造成危害, 影响了平台的正常生产, 同时每年为生产管汇除垢需要巨大的人力和财力。

文章从结垢机理、结垢影响因素出发,结合现场实际生产情况,通过对工艺流程优化改造,有效减缓了单井生产管汇结垢问题,保证海上采油平台安全、平稳、有效地运行。同时,为其他海上采油平台生产管汇阻垢提供了技术支持,具有一定的借鉴意义。

2 生产系统简介

海上某采油平台生产流程为:地层原油经过电潜泵的举升,通过生产管柱,流经采油树,再通过油嘴的节流降压,经多路阀汇集进入分离器进行气液两相分离(也可由多路阀导出单井油流进多相流量计进行测量后进分离器),分离后液体经三台外输泵增压,通过海底管道输送至浮式生产储卸油装置,而气体经闭排罐到火炬燃烧排放^[1]。

由于溶解气中 CO_2 含量高达 79%, 从而加剧了垢的生成。同时,温度、压力、流速、酸碱度或者其他条件改变时,也会加剧管汇或者设备中垢的生成。生成的垢会在生产管汇变径、弯管、阀门处,以及相应的原油处理设备内部附着堆积,形成坚硬致密的垢块,导致生产管汇流动通道严重阻塞,影响地面设备的正常使用^[2]。

3 结垢机理及结垢影响因素

3.1 结垢状况

油井、注水井井口集输管汇,油气水分离设备、地面油气传输管线,油气集输管线,以及计量设备都是容易结垢的地方^[3]。实践表明,结垢的形成过程是一个长期而复杂的过程,其形成机理主要可以分为以下 4 个步骤。

步骤 1: 溶液中离子结合形成溶解度很小的盐类分子;

步骤 2: 结晶作用,分子结合和排列行成微晶体,然后产生晶粒化过程,在过饱和溶液中,溶质以晶体的形式析出;

步骤 3: 大量晶体堆积导致结晶体体积长大,从而沉积形成垢;

步骤 4: 由于行成条件的不同,形成不同产状的结垢。在温度不高且流体流速缓慢的条件下,形成的垢比较疏松;如果流体温度高或者垢块局部过热,会使垢块受热脱水,从而使垢块变得坚硬致密^[4]。

经过取样化验分析,该采油平台的垢以碳酸钙、碳酸镁为主。

3.2 成垢影响因素

在垢形成过程中,溶液过饱和状态、结晶的沉淀与溶解、与表面的接触时间等是关键因素。同时由于垢块的成分较为复杂,其他的影响因素也较多。除了 CO_2 、无机盐离子、细菌、泥沙等内在因素外,当温度、压力、流速、酸碱度或者其他条件改变时,也会导致管汇或者设备中生成油垢、水垢或泥垢。总之,不同的条件对结垢产生不同程度的影响。

3.2.1 温度对结垢的影响

油田常见的垢以碳酸钙、硫酸钙、硫酸钡为主。温度对其溶解度影响较大,垢在水中的溶解度随温度变化的曲线如图 1 所示。

图 1 垢在水中溶解度随温度变化曲线

从图 1 可以看出,除了 $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ 溶解度有极大值外,其他均随温度的升高而降低。该采油平台垢以碳酸钙、碳酸镁为主。结垢原因:在高温条件下 $\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$ 分解,产生 CaCO_3 垢,反应式如下:

上式反应为吸热反应。首先,温度升高, $\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$ 分解,释放 CO_2 ,会促进 CaCO_3 垢的生成。其次,温度升高, CaCO_3 的溶解度会减小,会导致更多的 CaCO_3 晶体析出,从而形成更多的沉淀。

3.2.2 压力对结垢的影响

压力的影响主要表现 CO_2 分压对结垢的影响,改变 CO_2 的分压会影响垢的形成。当介质压力突然降低时,溶解于溶液中的 CO_2 逸出, CO_2 在产液中的浓度迅速降低导致化学反应的平衡向碳酸钙一侧移动,增加了产液中碳酸钙的摩尔浓度。化学反应方程式如下所示:

3.2.3 流速和液流形态对结垢的影响

在只考虑液体流速的情况下,液体的流速越小,结垢趋势

图2 阻垢剂注入点改造前后单井油压随时间的变化曲线

越大。垢的增长率随着流速的增大而减小,流速越低,液体中携带的固体颗粒和悬浮物沉积的概率也就越大,从而高流速状态下,可以避免垢的形成。同时,渗流较层流、层流较湍流更容易结垢,雷诺数越小,越容易结垢。流速的突然改变也会导致管汇加剧结垢。实际生产中,由于油井产液量的不稳定、含气率的变化、管汇的走向、弯头、管汇变径的影响,液体流态会发生变化,打破离子的平衡状态,使其向结晶的方向发展,析出更多的晶体,越容易形成垢。这就是管汇结垢主要集中在弯头、管汇变径处的主要原因。

4 结垢的危害

在长期的生产实践中,研究发现油田结垢的危害主要包括两个方面,一是堵塞储层空隙空间和喉道,二是影响地面管汇和生产处理设备的通畅性,同时对设备造成腐蚀。结垢的危害具体表现主要包括以下几个方面。

①结垢会对油层近井地带产生影响,堵塞储层的渗流通道,使储层渗透率下降,增大油气的渗流阻力,最终导致油井产液量大幅度降低。同时结垢造成渗流阻力的增加,加大了电潜泵等采油设备的负荷,减少了设备的寿命。

②一般情况下,若在管汇内结垢,垢会附着在管汇的内表面,减小油气在管汇中的流动空间,增加流动压力,对油井增产起到限制作用。更为严重的是,附着在管汇中的垢会吸附其他杂质,对管壁造成腐蚀,影响油气井的正常生产。

5 结垢治理

为了解决生产管汇和生产设备结垢严重的问题,平台根据原油性质、含水情况及管道流程情况,向生产液中注入阻垢剂,从而达到阻垢、除垢的目的。阻垢剂在水中解离后的阴离子与成垢的阳离子通过反应+络合(螯合)机理产生稳定的水溶性的环状结构,使钙离子和镁离子松散地溶解于水中,干扰成垢离子的正常结垢状态,使结垢表面层带电,从而使晶体不能在结垢表面沉积,起到阻垢、除垢效果。经过几种阻垢剂试验,对阻垢剂进行优选,对比生产液中钙离子和镁离子浓度,

最终确定阻垢剂型号 HYZ-151。通过优化化学药剂注入量,阻垢剂 HYZ-151 在实际生产中,起到了良好的阻垢效果。

前期平台对 A1、A2、A3 共 3 口油井做了化学药剂注入点改造,阻垢剂注入点改造前后单井油压随时间的变化曲线如图 2 所示。

从图 2 可以看出,阻垢剂注入点优化改造以后,油压与改造前相比,单井油压下降较为明显,说明注入点前移对油嘴及地面生产管汇有一定的除垢效果,且后期单井油压曲线也一直保持平稳,说明阻垢剂有一定的阻垢效果,抑制了管段结垢。阻垢剂注入点优化改造以后,在工作制度保持不变的情况下,原油产量与改造前相比,单井原油产量均有一定幅度的增加,说明注入点优化改造后,单井油压降低,释放了油井产能。

单井原油产量和油压也有一定的相关性,油压降低,产量升高,说明注入点前移后,由于阻垢剂的阻垢和除垢作用,减缓了流体的节流和阻碍作用,油井产能得以提升。

后期平台对所有结垢较为严重的生产井进行了阻垢剂注入点改造,改造运用结果表明,单井油压整体下降 0.3MPa,平台原油产量增加 47m³/d,取得了良好的经济效益。

6 结语

①化学药剂注入点从单井地面生产管汇前移至采油树修井翼阀后,单井油压明显降低压整体下降 0.3MPa,平台原油产量增加 47m³/d,起到了良好的除垢、阻垢效果,提升了油井产能。

②采用单井升压阻垢技术,通过在单井地面生产管汇末端增设压力控制阀,同时设置合适的压力设点,能够有效减缓生产管汇结垢,起到了一定的阻垢作用。

参考文献

- [1]舒干,邓皓,王蓉沙.对油气田结垢的几个认识[J].石油与天然气化工,1996(3):176-178+182.
- [2]何光中.原油集输系统的结垢及处理[J].油田地面工程,1986(5):26-30+4.
- [3]曾文平.油田结垢及影响因素[J].石油钻采工艺,1986(5):74-80.