

塔河油田 X 区块奥陶系沥青质油井防堵技术研究

黄梁帅, 犹佳雨, 李丹丹

(中国石化西北油田分公司采油一厂开发研究所, 新疆轮台 841600)

摘要:塔河油田 X 片区奥陶系区块油井陆续出现沥青质堵物堵塞油管、生产管线, 造成油井停产, 对生产造成了严重影响。针对此类问题, 对塔河油田 X 片区奥陶系原油中沥青质的沉积问题进行了综合研究, 得到了有效的油井沥青质防堵生产技术。通过对塔河油田 X 区块奥陶系原油组分、沥青质沉积堵塞物的分析, 发现沥青质沉积主要是由于原油组分中饱和烃含量高, 胶质沥青质之比过低, 由此发展了沥青分散剂解堵、排出段塞堵物、井口流程优化等治堵工艺。通过试验发现, 这些工艺较好地解决了沥青质沉积堵塞油井及管线的问题。

关键词: 沥青质; 堵塞防治; 奥陶系; 塔河油田

中图分类号: TE358

文献标识码: A

Prevention of asphaltene chokes in Ordovician oil production wells, district X, Tahe oil field

Huang Liangshuai, You Jiayu, Li Dandan

(No.1 Oil Production Plant, SINOPEC Northwest Company, Luntai, Xinjiang 841600, China)

Abstract: Nowadays, some Ordovician oil production wells are shut down because of asphaltene chokes in oil pipes and surface pipeline system, which has seriously affected production progresses. In order to solve this problem, we have conducted a comprehensive study on asphaltene deposition and finally obtained an effective method for asphaltene choke prevention in oil production wells. Through the study of crude oil components and asphaltene deposition in district X, we found that high content of saturated hydrocarbons and low colloid asphaltene ratio are the main causes leading to asphaltene deposition. According to these studies, we have developed some methods to prevent asphaltene chokes including mixing in asphalt dispersant, clearing slug away and optimizing ground processes. These methods have effectively solved the problems after experiments.

Key words: asphaltene; choke prevention; Ordovician; Tahe oil field

塔河油田 X 井区奥陶系油藏是以缝洞系统为单元的碳酸盐岩岩溶缝洞型轻质低饱和非均质油藏, 开采方式以弹性驱及弹性水压驱动为主。X 井区奥陶系原油地面密度 0.8473 g/cm^3 , 属于轻质原油; 运动黏度 $39.3 \text{ mPa} \cdot \text{s}$, 属于低黏原油; 含蜡量 6.7%, 含硫量 0.7%。总体来说 X 井区奥陶系原油属于低密度、低黏、低硫的轻质原油。

1 X 井区奥陶系沥青质油井堵塞情况

塔河油田 X 井区奥陶系油井在生产过程中由于频繁出现沥青质沉积析出, 导致管线堵塞、刺漏, 严重影响油井时效和产量。单井平均每天的作业频率(正注、扫线、清蜡)接近 2.5 次/天。管线堵塞情况严重时, 从采油树左翼生产立管到井口水套炉的全部管线以及水套炉后部分管线都需要更

换。在防堵技术形成之前, 整个 X 区块奥陶系沥青质油井呈现出清蜡遇阻频率增加, 沥青质析出加剧, 管线堵塞严重, 进而导致维护频次升高等诸多问题。

以 X-15 井为例, X-15 井是日产油超过 50 t 的高产油井, 该井于 2015 年 8 月开井生产, 10 月因井堵关井, 2016 年解堵恢复生产以来累计发生管线堵塞 5 次。堵物经油化所化验多为胶质、沥青质(图 1)。该井因管线堵塞累计占产 23 天, 严重影响了油井的生产。

2 沥青质析出机理

沥青质并不具有明确地质意义, 而是一类溶于苯、甲苯的无规则有机地质大分子, 是石油组分中分子量最大、极性最强的非烃组分。公认的石油胶



图 1 管线中扫出堵物及外观

Fig.1 Chokes in pipelines and their appearance

体体系结构中,沥青质颗粒是核,吸附于沥青质外的胶质为稳定剂,油分为分散介质^[1]。只有当原油中沥青质、胶质、芳香烃、饱和烃等的含量在一定比例范围时,石油分散胶体体系才能处于平衡状态。

对于沥青质的沉积机理,美国 UIC 大学的 Mansoori 博士提出了沥青质在石油胶体体系中沉积的 4 种效应^[2]:

(1) 多分散性效应。该效应认为当原油胶体中极性、非极性与轻质、重质分子的比例不平衡时,沥青质的分散性降低,导致沥青质的析出。

(2) 立体胶态效应。当原油中饱和烃的含量过高时,会影响胶质对沥青质吸附的稳定性。加上沥青质颗粒本身具有很强的自聚集能力,进而导致沥青质沉积析出。

(3) 聚集效应。当原油中胶质浓度过低时,沥青质分子无法被溶解分散,进而发生沥青质的沉积。

(4) 电动力效应。带电荷的颗粒在运动过程中产生电位差,从而导致沥青质的沉积。

通过对沥青质沉积机理的研究,发现沥青质沉积与胶质沥青质所处的胶体分散体系的稳定性密切相关,当形成的乳状液不稳定时就会有沥青质析出,从而造成油井堵塞。

3 X 井区奥陶系原油沥青质沉积因素

在研究沥青质沉积因素时,主要考虑原油自身性质及流动环境。原油流动环境主要包括地面、井筒和地层环境。由于塔河油田所有油井具有相近的地面流动环境,可以忽略地面流程对沥青质沉积的影响,因此,对于塔河油田 X 区块奥陶系原油沥青质沉积,对比该区原油自身组成、地层流动环境和井筒状态与其他正常运行油井的差异性,是分析沥青质沉积因素的关键。

3.1 原油组成

原油是饱和烃、芳烃、胶质及沥青质所组成的一个胶体系统。通过分析原油中各组分的含量,可以计算出原油胶体体系不稳定系数 CII ($CII = (\text{沥青质} + \text{饱和烃}) \times 100\% / (\text{胶质} + \text{芳烃})$)。通常认为当 CII 小于 70% 时,整个体系是稳定的;当 CII 大于 90% 时,整个体系是不稳定的。根据 CII 的大小可以预测原油中沥青质是否稳定^[3]。

由表 1 可见,塔河油田 X 区块奥陶系沥青质原油的不稳定系数均在 300% 以上,表明原油体系处于高度不稳定的状态。加之 X 区块奥陶系原油胶质含量低于 8%,不足以吸附沥青质颗粒,造成石油胶体体系不稳定,导致沥青质的沉积。

3.2 成藏背景

塔河油区主要成藏期为海西早期、海西晚期、印支—燕山期及喜马拉雅期。海西晚期是主要的成藏期,主要形成稠油油藏;印支—燕山期半封闭—封闭系统的形成,使得中质油气再次充注;喜马拉雅期区域性封闭系统重建,形成了成熟油气(轻质油、天然气)的聚集。

塔河油区的油气三期成藏过程形成了现有的局地纵向凝析气(或轻质油)与稠油共存的地下油气面貌。凝析油饱和烃含量高,达到 70% 左右,而饱和烃会降低胶质在原油体系中的浓度,使沥青质与胶质比例失衡,沥青质析出成黏稠状固溶物或粉

表 1 X 区块奥陶系油井原油族组分对比

Table 1 Crude oil group contrast of Ordovician oil wells, X block

区块 (井号)	沥青质/ %	饱和烃/ %	芳烃/ %	胶质/ %	胶质/ 沥青质	CII/%
X-3	5.8	57.9	12.1	6.8	1.18	337
X-15	3.0	58.5	18.3	7.2	2.42	242
X-24	4.4	58.2	10.8	6.5	1.48	362
X-04	2.0	56.7	14.0	4.9	2.39	311

状、粒状的固体沥青,影响油井生产。

3.3 井筒因素

在实际生产过程中,当油井生产中出现清蜡遇阻,即认为井筒中有沥青质沉积析出。通过大量数据分析发现,在清蜡遇阻前,油井的压力小部分波动,大部分无变化。因此笔者认为井筒因素对沥青质析出的影响偏小。

综合分析认为,塔河油田 X 区块奥陶系原油沥青质沉积的主要因素在于原油组分中饱和烃含量过高,胶质与沥青质比例过低,举升过程中由于环境变化导致原油胶体体系失衡,沥青质稳定环境被破坏,从而析出聚集导致堵塞。

4 原油沥青质沉积防治技术

4.1 药剂解堵

结合 X 区块奥陶系油井堵物的化验数据,以及对沥青质分散药剂的多轮次评价试验(表 2),详细确定了药剂的使用方法、加药方案、安全性能,并选取 TP-07 药剂来对油井进行解堵(图 2)。通过稀油+药剂多轮次段塞注入的方法,成功地解决了井堵问题。但药剂解堵存在一定局限性,在对 X-15、X-3 井药剂解堵时,都出现了注入药剂后清蜡遇阻的现象;同时药剂的单价为 2 万元/吨,成本较高;且药剂

表 2 堵物与药剂浓度筛选试验

Table 2 Concentration screening test between plugging material and reagent

堵物、药剂比	1.5 h 溶解率/%	2.5 h 溶解率/%
1 : 10(TP-07)	90	100
1 : 5(稀油) : 5(TP-07)	20	45(1.5 h 后 55 °C 下加热)
1 : 10(稀油) : 10(TP-07)	30	50(1.5 h 后 55 °C 下加热)
1 : 10(稀油)	溶解量少 (60 °C 下)	溶解量少(60 °C 下)

的主要成分苯具有挥发性,有毒并致癌,闪点低(40 °C),虽现场应用效果好,但是风险较高。

4.2 排“毒”+正注管理思路

针对塔河油田 X 区块奥陶系油井全都制定了相应的正注周期,而且对于不同的异常情况采取不同的措施。经过实践探讨发现,塔河油田 X 区块奥陶系的油井沥青质堵塞为段塞性地析出沥青质,而频繁清蜡的目的就是为了检查油管中是否形成了段塞性的堵物。同时正注解堵的思路也发生了改变,由之前利用压差将堵物平推入井底的思想,转换成为放大工作制度,将堵物排出井筒,即排“毒”+正注的模式。先排“毒”再正注,正注完之后再排“毒”的模式,有效地解决了清蜡遇阻的情况,大大减少了管线堵塞的次数。

4.3 地面流程优化

加装管道过滤器。沥青质的沉积不仅会造成井筒、管线堵塞,还会影响集输系统的运转。于是我们在 X 区块奥陶系所有油井的回压管线上加装了管道过滤器,利用过滤器的小直径滤网,减少了进站的堵物量,很好地保护了油井集输管网,确保了集输系统的安全。

在装完管道过滤器之后,X-24 井仍然发生了过滤器刺漏事件。沥青质析出堵塞管线最明显的特征即回压异常升高,在这种认识下,我们继续改建流程,加装起跳压力为 4 MPa 的安全阀,有效避免管线堵塞后沥青质持续析出时不断压实堵物的现象,给集输管网的安全再加上一道防护墙。

5 现场应用效果

从表 3 中我们可以看出,前期占产占时的塔河油田 X 片区奥陶系油井,通过加装管道过滤器、保护过滤器之后的管线,避免了大规模开挖更换管

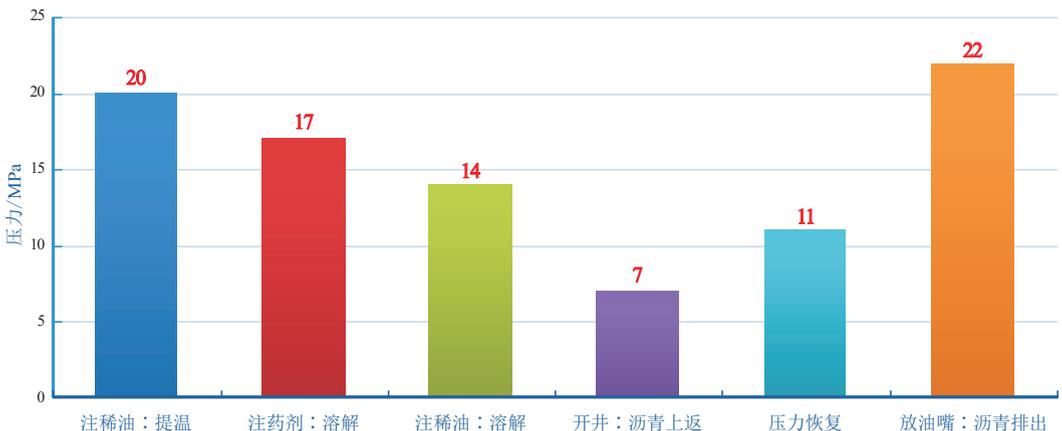


图 2 X-3 井药剂解堵过程

Fig.2 Process of reagent resolving oil tube plugging, well X-3

表 3 现场应用效果对比
Table 3 Field application effect

井号	优化前		优化后		平稳运行数/天
	管线刺漏、堵塞数/次	占产数/天	管线刺漏、堵塞数/次	占产数/天	
X-3	3	11	0	0	155
X-15	5	23	0	0	134
X-24	3	9	1	1	73
X-04	1	3	0	0	116

线,提高了生产时效,单井堵塞占产天数由前期的 3 天降为 1 天。

在优化地面流程、引入排“毒”+正注的模式,推广滤网清洗制度等一系列工作之后,这些重点高产沥青质油井目前平稳运行的平均天数已接近 100 天。

6 结论

(1)塔河油田 X 区块奥陶系油井原油饱和烃含量过高,胶质和沥青质比例低是沥青质沉积的主

要原因。

(2)油井防堵技术包括药剂解堵、排“毒”+正注以及地面流程优化等。

(3)药剂解堵技术中采用 TP-07,现场应用效果良好,但是风险较高。

(4)排“毒”+正注的管理思路即先排“毒”再正注,正注完之后再排“毒”的模式,大大地降低了管线堵塞的次数。

(5)优化地面流程能有效避免沥青质析出聚集堵塞输油管线,可大幅度提高生产时效,避免油井管线堵塞刺漏。

参考文献:

- [1] 武继辉,孙军.油井清防蜡技术研究现状[J].油气田地面工程,2004,23(7):14.
- [2] 贾英,孙雷,孙良田,等.油藏中沥青质沉积机理研究[J].西南石油学院学报(自然科学版),2006,28(6):60-64.
- [3] 宋刚.塔河油田轻质油井井筒处理及工艺研究[D].成都:西南石油大学,2010.

(编辑 韩 彧)

(上接第 51 页)

组提高注入压力,在低压区 C2 井附近建立高压,放大井间压差后沟通了井间通道,从而达到构建井组能量平衡的目的,井间实现连通,实现动用井间剩余油的目的,周期增油 1 103 t(图 6)。

3 结论

(1)利用单元压差曲线,分析注水井组间压差变化规律,能够科学地分析“一注多采”、“一采多注”等复杂井组的水驱效率,从而指导水驱结构井网的合理布局,提升水驱开发效果。

(2)通过分析能量指示曲线,找出能量变化关键对应节点,能够精确把控注水见效的注采参数,从而有效指导后期注采参数优化,确保水驱开发持续有效。

(3)通过计算注水井组间能量压差,确定注水启动连通所需最小设计压力,后通过高压注水创建井组能量平衡,以此确定最优注采方案。

(4)该方法对于塔河油田碳酸盐岩油藏提升单元注水效果具有实用性和推广性,能够大幅度提升储量的动用程度。

参考文献:

- [1] 荣元帅,刘学利,杨敏.塔河油田碳酸盐岩缝洞型油藏多井缝洞单元注水开发方式[J].石油与天然气地质,2010;31(1):29-31.
- [2] 李生青,廖志勇,杨迎春.塔河油田奥陶系碳酸盐岩油藏缝洞单元注水开发分析[J].新疆石油天然气,2011;7(2):40-44.
- [3] 马旭杰,刘培亮,何长江.塔河油田缝洞型油藏注水开发模式[J].新疆石油地质,2011;32(1):63-65.

(编辑 韩 彧)