

ICS 75.010

E 10

备案号: 14034—2004

SY

中华人民共和国石油天然气行业标准

SY/T 5536—2004

代替 SY/T 5536—2002, SY/T 5537- 2000, SY/T 6148—1995

原油管道运行规程

The operation regulation of crude oil pipeline

2004—07 —03 发布

2004— 11—01 实施

国家发展和改革委员会 发布

目 次

前言	II
1 范围	1
2 规范性引用文件	1
3 投产准备	1
4 工艺参数	2
5 投产技术要求	3
6 工艺运行	4
7 设备与管道维护	4
8 清管	5
9 应急预案及措施	6
10 基础工作	7
附录 A (规范性附录) 投产方案的内容及要求	8
附录 B (规范性附录) 清管方案的内容及要求	10

前 言

本标准综合修订并替代 SY/T 5536—2002《原油管道试运投产规范》、SY/T 5537—2000《原油输送管道运行技术规范》、SY/T 6148—1995《输油管线清管作业规程》，并增加了采用新技术的有关内容。

本标准的附录 A、附录 B 是规范性附录。

本标准由油气储运专业标准化技术委员会提出并归口。

本标准起草单位：中国石油天然气股份有限公司管道分公司、中国石化管道储运公司。

本标准起草人：张城、廖强、裘东平、张增强。

本标准委托中国石油天然气股份有限公司管道分公司负责解释。

本标准所代替标准的历次版本发布情况为：

——SY/T 5536—2002；

——SY/T 5537—2000；

——SY/T 6148—1995。

原油管道运行规程

1 范围

本标准规定了原油管道试运投产及运行的技术要求。

本标准适用于原油输送管道。

2 规范性引用文件

下列文件中的条款通过本标准的引用而成为本标准的条款。凡是注日期的引用文件，其随后所有的修改单（不包括勘误的内容）或修订版均不适用于本标准，然而，鼓励根据本标准达成协议的各方研究是否可使用这些文件的最新版本。凡是不注日期的引用文件，其最新版本适用于本标准。

GB 8978 污水综合排放标准

SY 0401 输油输气管道线路工程施工及验收规范

SY 5225 石油与天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产管理规定

SY 5737 原油管道输送安全规定

SY/T 5767 管输原油降凝剂

SY/T 5858 石油工业动火作业安全规程

SY/T 5918 埋地钢质管道沥青防腐层大修技术规定

SY/T 5919 埋地钢质管道干线电法保护技术管理规程

SY/T 5920 原油库运行管理规范

SY/T 6324 输油输气管道仪表及自动化设施管理规定

SY/T 6325 输油输气管道电气设备技术管理规定

SY/T 6382 输油管道加热设备技术管理规定

SY/T 6469 原油管道加降凝剂输送工艺技术规范

石油天然气管道保护条例 中华人民共和国国务院令 第313号 2001年8月2日

石油天然气管道安全监督与管理暂行规定 中华人民共和国经济贸易委员会第17号令 2000年

4月24日

3 投产准备

3.1 机构与制度

3.1.1 成立投产指挥机构，统一领导和协调全线的试运投产工作，并按设计图纸和有关验收规范进行预验收。

3.1.2 生产管理组织机构健全，配齐岗位人员并培训合格，特殊工种操作人员应取得相关部门颁发的操作证书。

3.1.3 制定各岗位生产管理制度、操作规程，编制生产报表。

3.1.4 按附录A的要求制定投产方案，报上级有关部门批准，并按方案要求做好前期准备。

3.2 生产准备

3.2.1 与供电部门签署供电协议。

3.2.2 签署原油收油、交油的交接及运输协议，并落实满足投产和生产需要的油源。

3.2.3 对重新启用的原油管道应进行管道腐蚀状况调查和剩余强度评价。

- 3.2.4 对预验收检查问题及安装调试问题应处理完毕。
- 3.2.5 全线各种设备、仪表安装符合要求，管道及其附属设施完好。
- 3.2.6 原油交接计量设施满足交接要求。
- 3.2.7 应具备油水混合物储罐和原油储罐，并有污水处理与排放的措施。

3.3 投产试压

- 3.3.1 全线的清管和整体试压应在管线投油前进行。
- 3.3.2 全线试压按 SY 0401 的规定执行。

3.4 投产试运

- 3.4.1 预验收前，按 SY 0401 的规定进行各单体试运。
- 3.4.2 预验收时对单体试运结果进行审查验收。
- 3.4.3 各系统的试运按 SY/T 5920 的规定执行。
- 3.4.4 消防系统的验收与试运，应按消防管理规定和有关标准进行。
- 3.4.5 通信系统投用正常。
- 3.4.6 自动化控制系统调试正常。
- 3.4.7 安全保障设施的调试（包括可燃气体报警器的调试）正常。
- 3.4.8 站内整体试运宜采用水（或结合热水预热）进行试运。
- 3.4.9 整体试运时通过启停设备、倒换流程，检查站内工艺管线、阀门、设备、仪表及自动化系统的运行状况。
- 3.4.10 管道阴极保护系统投用正常。

3.5 投产检查

- 3.5.1 对全线进行线路巡查，检查管道沿线标志及伴行公路情况。
- 3.5.2 对全线设备状态及管道阴极保护系统运行情况进行检查。

3.6 干线清扫

- 3.6.1 管线施工阶段应按 SY 0401 进行清管，并向投产领导机构提交技术报告。
- 3.6.2 清管应采用机械式清管器，可采用空气或清水做清扫介质。
- 3.6.3 站间的清管次数不应少于三次。
- 3.6.4 清管污物不应进入管网系统，污物的排放处理应符合环保要求。

4 工艺参数

4.1 运行压力

- 4.1.1 管道运行的工作压力不应超过此段管道的最大许用操作压力。
- 4.1.2 各输油站的最低进站压力应能满足输油工况要求。
- 4.1.3 出站报警压力设定值应低于管道最大许用操作压力，泄压压力值应根据水击计算确定。
- 4.1.4 进站报警压力设定值应高于最低进站压力。
- 4.1.5 输油站压力调节系统的设定值应根据管道输油方案和安全要求来确定。
- 4.1.6 根据管道状况的变化，应及时调整管道最高工作压力值。

4.2 运行温度

- 4.2.1 管道运行的最高出站温度不应超过设计温度。
- 4.2.2 热油管道的原油最低进站温度应根据管道状况以安全经济为原则确定，宜高于所输原油凝点 3℃。
- 4.2.3 对改性处理的原油和物性差别较大的混合原油加热输送时，原油的最低进站温度应符合 4.4.2 的规定，原油凝点测定间隔每天不应少于一次。

4.3 热油管道最低输量

4.3.1 热油管道最低输量应按不同季节分别确定。最低输量应能保证下一加热站进站温度不低于允许最低进站温度，同时还应满足输油设备的运行要求。

4.3.2 当地温与平均输送温度差别较大时，最低输量在符合 4.3.1 的同时还应考虑结蜡和凝油层增长速率。

4.3.3 热油管道反输时的最低输量应高于热油管道最低输量，且反输总量应大于最长加热站间距管道容量的 1.5 倍。

4.4 热油管道允许停输时间

4.4.1 不同季节（或地温）及不同稳态运行工况，应制定相应的允许停输时间。

4.4.2 宜建立热油管道数学模型，在理论计算的基础上，根据实际运行论证，确定热油管道允许停输时间。

4.4.3 物性差别较大的混合原油输送管道采用常温输送时，管道的允许停输时间应考虑混合原油分层对再启动的影响。

5 投产技术要求

5.1 总则

5.1.1 根据管道设备配置、管输原油物性、管道沿线地温、管道敷设状况及社会依托情况确定投产方式。

5.1.2 热油管道投产可采用对原油加降凝剂改性投油、热水预热投油或直接投油等。

5.1.3 热水预热方式可采用正输方式（从起点往终点连续输送）、正反向交替输送方式。

5.1.4 原油凝点低于投产期间管道沿线最低地温，可直接投油。

5.1.5 原油加降凝剂改性处理后凝点低于投产期间管道沿线最低地温 5℃，可直接投油。

5.1.6 原油凝点高于管道沿线地温或原油加降凝剂改性后原油凝点低于最低地温但在 5℃ 以内的，应采用热水正输预热与加降凝剂改性结合投油方式或热水预热投油方式。

5.2 原油加降凝剂改性方式投油

5.2.1 应提前对原油加降凝剂和改性效果进行室内试验评价并做环道试验，评价项目和评价方法应执行 SY/T 5767 的规定。

5.2.2 应在各站检测原油的凝点和粘度，测定间隔每天不应少于两次。

5.3 热水预热方式投油

5.3.1 热水预热方式投油时的运行参数应控制在工艺参数规定的允许范围内。

5.3.2 开始进油前，进站水温达到试运投产方案确定的预热条件。

5.3.3 热水正输预热方式投产时，宜按工艺条件允许最大排量输送，热水输送总量应不少于最大加热站间管容量。

5.3.4 热水正反向交替输送方式预热前除管线中全部充满水以外，管线首站应储备相当于最大加热站间管容量的 1.5 倍~2 倍的水量，每一单程的总输量取最大加热站间管容量的 1.2 倍~1.5 倍。

5.3.5 油水混合物应切换进混油罐，当原油含水率低于商品原油含水率时应改进原油罐。

5.3.6 对油水混合物应采取加温沉降、加破乳剂等措施分离油和水。分离出的污水应进行处理，达到 GB 8978 中规定的排放标准方可向外排放。

5.4 投油要求

5.4.1 投油后应按规定进行巡检，测取各种参数填写报表。

5.4.2 按投产方案中计算油头到达各站的时间，对各站进行预报，提前做好准备，及时调节运行参数。

5.4.3 根据管道沿线特殊管段（大型穿越、水田下敷设段、岩石敷设段和较长架空段）情况，应考虑特殊管段温降的影响。

6 工艺运行

6.1 运行要求

- 6.1.1 应按输油计划编制管道运行方案，定期对管道运行进行分析，并对存在问题提出调整措施。
- 6.1.2 对管道所输油物性的检测每年不应少于两次，检测内容应包括所输原油凝点、密度及输油温度范围的粘温曲线。
- 6.1.3 对采用加降凝剂处理输送工艺的原油管道应执行 SY/T 6469。
- 6.1.4 沿线落差大的管道，应保证管道运行时大落差段动水压力和停输时的静水压力不超过此段管道的最大许用操作压力。
- 6.1.5 管道运行参数需超过允许值时，应进行相应的论证并提前报企业主管部门批准。
- 6.1.6 应根据管道情况制定事故预想和处理方案。
- 6.1.7 根据输量确定运行方案和运行参数，以确保成本最低和管道运行安全。
- 6.1.8 原油凝点低于管道沿线最低地温，应采用常温输送方式。
- 6.1.9 对加降凝剂改性处理后的原油和物性差别较大混合后的原油，凝点低于管道沿线最低地温 5℃ 时，宜采用常温输送。
- 6.1.10 加降凝剂改性处理原油输送管道不应进行反输。
- 6.1.11 对输高含蜡原油的管道应定期分析管道的结蜡状况，根据输量、运行压力、运行温度、油品性质等制定管道合理的清管周期。
- 6.1.12 应定期对运行设备进行效率测试，对系统效率进行评价，及时调整运行或更换低效设备。

6.2 流程操作

- 6.2.1 应在仪表指示准确、安全保护和报警系统良好、通信线路畅通的情况下，进行流程切换。
- 6.2.2 流程操作应先开后关。
- 6.2.3 操作具有高低压衔接的流程时，应先导通低压，后导通高压；反之，先切断高压，后切断低压。
- 6.2.4 调整全线输量或切换流程时，应及时监控各站油罐液位变化。
- 6.2.5 变换运行方式或进行流程切换前，根据管道运行应考虑对相关各站和设备负荷的影响，并提前采取相应措施。
- 6.2.6 输油站停用时，应按规定时间提前停止加热设备运行。
- 6.2.7 人工进行流程操作时，应执行操作票制度。

6.3 安全管理

按照《石油天然气管道安全监督与管理暂行规定》做好管道运行安全管理工作。

7 设备与管道维护

7.1 一般要求

- 7.1.1 新建或检修后重新投用的设备必须按规定进行验收后方可投入运行。
- 7.1.2 应及时对运行设备进行监控和检查，并记录主要运行数据。
- 7.1.3 设备宜在高效区运行，不应超压、超温、超速、超负荷运行。

7.2 输油泵

- 7.2.1 应按制定的操作规程启、停输油泵。
- 7.2.2 切换输油泵时，应采用先启后停操作方式，启动前先降低运行泵排量。
- 7.2.3 输油泵机组的监视、报警等保护系统应完好。

7.3 原油加热设备

- 7.3.1 应按制定的操作规范启、停加热设备。

7.3.2 运行中应按时对炉体、附件和辅助系统（燃油和助燃风系统、自控和仪表系统、热煤系统）进行检查。

7.3.3 设备运行的各项参数应在规定范围内。

7.3.4 应定期对炉体、炉管进行检测，间接加热设备还应定期检测热煤性能。

7.3.5 应减少加热设备在运行和清灰过程中对环境造成的污染。

7.3.6 加热设备监视、报警等保护系统应完好。

7.4 储油罐

7.4.1 油罐的液位应在规定的安全液位的范围内。要超出安全的液位范围的，应报请上级主管批准，但也不应超过油罐极限液位。

7.4.2 油罐运行应按 SY/T 5920 执行。

7.5 阀门

7.5.1 阀门的操作应执行有关操作规程。

7.5.2 对特殊用途的调节阀、减压阀、安全阀、高（低）压泄压阀等主要阀门应按相应运行和维护规程进行操作和维护，并按规定定期校验。

7.6 管道输油主要配套设备管理

7.6.1 输油站的电气设备运行管理执行 SY/T 6325。

7.6.2 管道的自动化运行管理执行 SY/T 6324。

7.6.3 输油站消防设施的管理执行 SY 5737。

7.6.4 加热设备运行管理执行 SY/T 6382。

7.7 管道保护与维护

7.7.1 埋地管道保护应执行 SY/T 5919。

7.7.2 管道沿线的标志桩、测试桩、里程桩应齐全并实行标准化管理。

7.7.3 对阴极保护达不到标准的管道，应采用牺牲阳极保护措施。

7.7.4 应定期检查管道的防腐绝缘层状况，对达不到要求的应及时进行修复，管道外防腐层修复执行 SY/T 5918。

7.7.5 按照《石油天然气管道保护条例》做好管道保护工作。

7.7.6 定期对管道沿线进行巡查，对水土流失较多的管段和重点穿越管段在汛期应加强巡查。

7.7.7 管道抢修时的安全规定，执行 SY 5225。

7.8 站内管网

7.8.1 对站内管网必须采取有效的保护措施。

7.8.2 对热油和热力管线应进行有效的保温。

7.8.3 站内地上管网的外表面应按要涂刷颜色和标记。

7.8.4 应定期维护管网上的阀件和管件，以防锈死或残缺。

8 清管

8.1 技术要求

8.1.1 对首次和不定期清管管线，应首先按附录 B 的要求制定清管方案，并报上级主管批准。

8.1.2 应选择合适的清管器，对结蜡严重的管线，分几次从末站端开始逐步清管，以防管线产生蜡堵。

8.1.3 对不定期清管的管线，宜在清管前 3d~5d 提高管线运行温度和输量。

8.1.4 管线清管应采用机械式清管器。

8.1.5 对新建管线投产前的清扫，宜采用机械清管器。

8.1.6 在发送管内检测器前，应对管道进行清管和测径。

8.1.7 首次通机械清管器时，应对管道变形情况进行确认，以保证清管器的通过，且清管器应携带跟踪系统。

8.1.8 清管期间应尽量保持运行参数稳定，及时分析清管器的运行情况，对异常情况应采取措

8.1.9 对首次采用机械清管器进行清管的管线，应做好封堵抢修的保证措施。

8.1.10 清管过程中清管器破损而滞留在管线内，且管道压力没有变化时，可根据情况发送第二个清管器，将破损的清管器顶出。

8.1.11 清管过程中发生清管器卡阻，出站压力升高，应及时判断卡阻位置，采用提高出站压力顶挤或采用短时间反输进行反推再正输的方法推动清管器。如清管器还不能运行，则应采取在清管器前开孔放蜡或不停输封堵的方法取出清管器。

8.1.12 在清管过程中，不宜进行流程及设备的切换和管线停输。

8.1.13 在有分支管线清管时，宜在预计清管器通过分支接点的前后一段时间里安排支线暂时停输，确认清管器通过后，再恢复支线的输油。

8.2 操作要求

8.2.1 清管器发送前应检查清管器发送、接收筒，清管器装入发送筒内后应排尽发送筒内气体并将筒内充满原油。

8.2.2 确认清管器发出或收到后，应恢复正常流程，并将发送筒内的原油回收。

8.2.3 清管器到达转球筒或收球筒前，应将筒内充满原油。

8.2.4 清管器到达转球筒后宜停留一定时间后转发。

8.2.5 接收筒内原油排净回收后，应及时清理筒内凝蜡等杂物，取出清管器。

8.3 清管器跟踪

8.3.1 首次进行清管、不定期清管或清管器破损需发送机械清管器推出破损的清管器时，机械清管器应安装跟踪设备，沿线应进行跟踪。

8.3.2 清管器发送前，根据管道线路情况，以适宜的距离选择放置接收机的地点，特殊线段应加密跟踪点。

8.3.3 跟踪人员应在清管器发送前将发射机和接收机调整至工作状态。

8.3.4 跟踪人员应携带接收机及通信设备预先进入选定的跟踪地点等待清管器的通过。

8.3.5 当在预定跟踪点未接收到发射机的信号时，应及时根据管道运行压力的变化，确定是否发生“卡阻”现象，并应迅速查出清管器的准确位置。

8.3.6 当清管器运行到距接收站 5km 时，跟踪人员应向站内报告，接收站做好收球准备。

8.3.7 当转发指示器和接收指示器动作后，跟踪人员应立即用接收机确定清管器是否已进入转球筒或收球筒。

8.3.8 跟踪人员应做好跟踪记录。

8.4 清管器的维护

8.4.1 从接收筒内取出清管器后，应对清管器进行清洗、检测和分析。

8.4.2 清管器的皮碗如有损坏或皮碗唇边厚度小于原尺寸的 1/3 时，应更换皮碗。

8.4.3 软质清管器不宜重复使用。

9 应急预案及措施

9.1 根据管道具体情况应制定管道初凝、管道泄漏、爆管、清管器卡阻、管道变形和位移等事故的预案和抢修措施。

9.2 根据站场具体情况应制定输油站场主要设施损坏、跑油、着火等可能出现的事故预案和抢修措施。

9.3 管道沿线应有落实的抢修队伍和机具。

9.4 管道现场动火应执行 SY/T 5858 的规定。

10 基础工作

10.1 基础记录及资料

10.1.1 投产及生产运行数据宜以自动采集记录为主。

10.1.2 应按时记录设备的运转状况，输油泵机组、加热设备、储油罐等主要设备的运行档案，还应包括能耗检测、分析和运行状态评价等方面内容。

10.1.3 应详细记录从投产开始有关管道运行的重要事件。

10.1.4 运行记录应从站内整体试运开始记录。

10.1.5 投产、清管、试验及生产改造完成后应有技术报告。

10.1.6 管道（包括站内管网）及设备的竣工资料应齐全、准确。

10.1.7 应建立管道（包括站内管网）及设备的运行和维修档案。

10.1.8 对公称通径 $\phi 200\text{mm}$ 以上的阀门和公称通径 $\phi 200\text{mm}$ 以下的非手动阀门应建立维护、检修档案。

10.1.9 应定期进行生产运行分析，间隔不应大于一个月。

10.2 规章制度

10.2.1 应建立、健全各生产岗位的工艺与设备操作、维护、检修规程。

10.2.2 健全各岗位工作职责和生产管理、安全生产规章制度。

10.2.3 按有关 HSE 的要求制定岗位工作职责。

附 录 A
(规范性附录)
投产方案的内容及要求

A.1 制定方案的依据

制定方案的依据有：

- 有关法规和规范。
- 管道建设的安全与环境预评价。
- 上级有关的文件和设计资料。
- 原油物性及地温等自然条件。
- 降凝剂评价结果。
- 原油交接及供电、供水协议。
- 与试运投产有关的其他资料。

A.2 投产组织与准备

- A.2.1** 投产组织机构的组成及职责。
- A.2.2** 根据组织机构确定投产指挥工作流程。
- A.2.3** 建立规章制度，制定操作规程。
- A.2.4** 投产保障方案及抢险队伍的职责。
- A.2.5** 投产物资及抢修器材。

A.3 技术内容

技术内容有：

- 投产方式的确定。
- 主要参数测算。
- 投产过程输量、温度、压力及变化趋势。
- 投产开始油头到各站及管段的时间。
- 采用预热输送的预热时间、预热水用量、油水混合总量。
- 污水处理与排放。

A.4 试运投产各段操作流程

试运投产阶段有：

- 设备调试。
- 站内试运。
- 清管与试压。
- 选择预热方式。
- 投油操作。
- 油水混合物的处理。

A.5 安全要求

安全要求有：

- 操作人员、抢修人员的安全要求。
- 投产过程中的安全管理规定。
- 应急预案及处理措施。

A.6 附件

应附的附件有：

- 输油站场工艺流程图。
- 输油站场平面布置图。
- 输油管道纵断面图。
- 输油管道平面走向图。
- 投产运行相关参数的计算书。

附 录 B
(规范性附录)
清管方案的内容及要求

B.1 制定方案的依据

制定方案的依据有：

- 有关法规和规范。
- 上级有关的文件和设计资料。
- 原油物性及地温等自然条件。
- 管道概况描述。
- 组织领导及分工。
- 管道运行工作状况（包括原油物理性质、各站运行参数、各站间管道当量直径、清管器到达各站时间的预测）。
- 清管器的选择。
- 清管操作规程。
- 故障预想及措施。
- 清管工作日程安排。

B.2 技术方案

技术方案有：

- 清管前运行参数计算结果。
- 管线结蜡状况分析。
- 清管过程及清管后运行参数测算。
- 清管步骤和要求安排。
- 清管安排及时间。

B.3 清管前的检查

检查的内容有：

- 清管的发、转、收系统。
- 发、转、收筒本身应完好，快开盲板开关及密封应完好，阀门灵活好用。
- 压力表和通球指示器。
- 扫线及排污系统。
- 全线机、泵、炉设备。
- 清管器的检查。
- 清管所需材料准备情况。

B.4 流程操作及步骤

流程操作有：

- 清管器发送。
- 清管器转发。
- 清管器接收。

- 清管器跟踪。
- 污物的排放与处理。

B.5 安全要求

安全要求有：

- 操作人员、抢修人员的安全要求。
- 清管过程中的安全管理规定。
- 应急预案及处理措施。

B.6 附件

应附的附件有：

- 输油站场工艺流程图。
 - 输油站场平面布置图。
 - 输油管道纵断面图。
 - 输油管道平面走向图。
 - 清管运行有关参数的计算书。
-