

某海上平台至浮式生产储油卸油船(FPSO)海管解堵和生产恢复

贾付泽

中海石油(中国)有限公司深圳分公司 广东 深圳 518064

【摘要】：2010年4月11日因生产储油卸油船(FPSO)“M号”惰性气体系统故障造成不能正常提油作业，某油田被迫采取减产措施。在此过程中，海上石油钻采平台A平台到FPSO的输油海管由于原油结蜡以及原油凝结而堵塞，最终导致于4月15日某油田的W区域三个海上石油钻采平台(B、C平台分别外输至A平台处理后外输去FPSO)生产全面关停。经过近四个月的解堵作业，于2010年8月13日，输油海管解堵获得成功恢复生产。分析研究这次施工作业和复产过程，对今后处理海管的类似问题和海管防蜡防堵均有重要意义，有利于进一步提高海管的管理水平。

【关键词】：海上石油钻采平台；输油海管(海管)；原油结蜡凝固；海管解堵

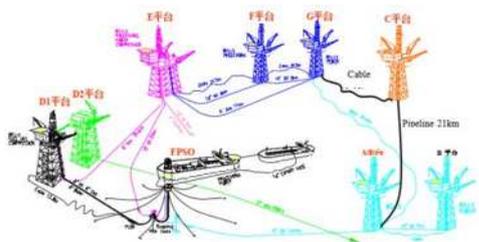
An Offshore Platform to Floating Production Oil Storage and Unloading Ship (FPSO) Sea Pipe Unplugging and Production Recovery

Fuze Jia

Shenzhen Branch, CNOOC China Limited. Guangdong Shenzhen 518064

Abstract: On April 11, 2010, an oil field was forced to take production cuts due to the failure of the inert gas system of the production oil storage vessel # M (FPSO). In this process, the offshore pipeline of offshore oil drilling and production platform A to FPSO was blocked due to crude oil waxing and crude oil condensation, which finally led to the complete shutdown of three offshore oil drilling and production platforms in area W (platforms B and C were transferred to platform A and processed to FPSO) on April 15. After nearly four months of unplugging operation, normal production was resumed on August 13, 2010. The analysis and study of the construction operation and production resumption process are of great significance for sea tubes to deal with similar problems and wax prevention in the future, which is conducive to further improving the management level of sea pipes.

Keywords: Offshore oil drilling platform; oil pipeline (sea pipe); crude oil wax solidification; sea pipe plugging



图一 某油田海上石油钻采平台 A.B.C 平台与 FPSO 的位置图

1 海管堵塞简单过程

2010年04月11日因生产储油卸油船(FPSO)“M号”惰性气体系统故障造成不能正常提油作业，油田被迫采取减产措施。由于仓容不断减少，只能进一步减产，在此过程中海管压降逐步升高，最终于04月15日W区生产全面关停。下面为关停时海管的相关参数：表一：

A平台 (PSIC)	FPSO三 + (PSIC)	1902温 度 (°F)	FPSO 液位 (%)	产量 (BBL/D)
05-Apr-10	275	66	170	1188
09-Apr-10	261	66	170	1188
10-Apr-10	264	66	170	100
11-Apr-10	266	66	150	108
12-Apr-10	179	65	181	113
13-Apr-10	205	23	173	06
14-Apr-10	217	17	141	113
15-Apr-10	203	11	123	03

从后来拆开的海管可以看到约90%的蜡以及凝结的原油堵塞了海管，综合海管堵塞照片(见图二)及某油田W区原油性质分析，海管堵塞主要原因是海管管壁结蜡后造成管径变小，增加了液体流动阻力，管内液体流速降低，流动变慢，流动性逐步变差，温降加大，析出蜡增加，最终海管温度下降到原油凝结点以下，造成原油凝固，堵塞海管。



图二 堵塞海管截面图

2 海管原油结蜡凝固分析

从目前该海管的结蜡情况以及正常生产时海管的相关参数可以分析出，在此次停产前该海管管壁就存在一定程度结蜡，只是在海管输送量降低后，结蜡速度更快更显著。

(1) 蜡与结蜡。碳原子数为16-64的烷烃称为蜡。在常温

下，纯蜡多为白色略透明的结晶体，密度为 880-905KG/M³，熔点为 49-60°C (120-140°F)，油田蜡一般为石蜡、胶质、沥青质的黑褐色固体或半固体混合物。在油藏条件下石蜡一般处于溶解状态，在开采及输送过程中，随着温度、压力的降低，溶解在原油中的石蜡便结晶析出、长大、聚集在管壁上，即结蜡现象。实验表明，随着胶质和沥青质的增加，蜡的初始结晶温度降低。这是因为，胶质为表面活性物质，它可以吸附于石蜡结晶表面，阻止结晶体的长大，沥青质不溶于油，而是以极小的颗粒分散于油中，可成为石蜡结晶的中心，对石蜡结晶起到良好的分散作用。

流速度增大时，单位时间内所携带的蜡量增加，导致结蜡量增加，当流速增加到一定程度后，流体流动过程中热损失小，从而使流体在油管内保持较高温度，使蜡不容易析出，同时高速液流对管壁有较强的冲刷能力，石蜡不容易沉积于管壁上，此时结蜡量会逐步减少，其关系如图三所示。油管管壁粗糙度对结蜡也有影响，管壁越光滑，蜡越不容易沉积。



图三 流速与结蜡量的关系

1—钢管；2、3—塑料管

(2) 根据分析，A 平台海管结蜡主要原因：来自 A 平台接收的新投产 C 平台的原油（2010 年 3 月 23 日），其原油油品性质如下表（见表二）。从原油的组成来看，C 平台所产原油含约 24% 左右蜡，如果满足接蜡条件即可析蜡。

表二 C 平台原油成分分析

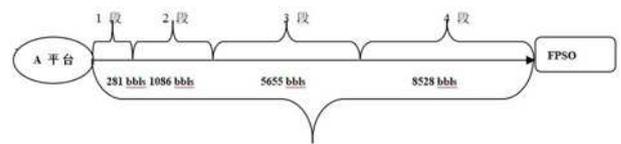
Test Item 测试项目	Test Method 测试方法	Result 结果	Unit 单位
Water content 含水	ASTM D1407 (00205)	0.11	wt%
Viscosity @ 30°C 粘度		0.8767	g/cm ²
Density @ 20°C 密度	ASTM D 5002 00	0.8755	g/cm ³
API Gravity		29.81	-
Acid value content 酸值	SY/T 7350 04	24.21	wt%
Residue content 残炭	SY/T 7350 04	0.51	wt%
Flash point 闪点	SY/T 7350 04	3.59	wt%
Free point 倾点	ASTM D97 07	39	°C
Acidification point 酸点	ASTM D97 07	30	°C

(3) A 平台海管的温度、含水参数见表一。从表一及海管相关数据分析，A 平台到 FPSO 海管长度达 33.9 公里，温降较大，入口端温度约 179°F，到 FPSO 的温度仅有 110°F 左右，而原油的析蜡点为 120-140°F 左右，那么在低于 120-140°F 的海管段，很可能有蜡析出，另外接近 FPSO 段的海管，因温度较低，早已过了析蜡区，蜡在之前已经析出，因此在海管出口端析蜡堵塞几率反而很小。

(4) 该海管内管壁没有涂层防腐，目前在该海管发现并处理了 10 个漏点，因管壁腐蚀及流体冲刷，所以管壁并不光滑，在漏点周围存在较多孔蚀点，并且漏点周围温度较低，容

易析蜡并吸附蜡结晶体，结晶体逐渐长大而减少海管流通空间。而与海管末端连接的软管，因管壁光滑，结蜡并不严重且容易疏通。

(5) 停产后，海管内的沉积冷油分布不均匀，有一段海管含 C 平台原油比例较大。C 平台所产原油的凝固点及含蜡量都较高，是海管堵塞主要原因及清理难点。海管总容量大约为 15500BBLs，根据海管容量和堵塞停产前流量计算，从 A 平台至 FPSO 的海管内冷凝油大致为：A 平台的原油约为 655BBLs、B 平台的原油约为 264BBLs、C 平台的原油约为 2994BBLs。海管内冷凝油分布如图四及表三所示：第 1、2、3、4 段分别为 4 月 15、14、13、12 日输出的原油位置。



图四 总体积 Total volume: 15500

表三 海管各段原油成份示意表

油管	长度 (KM)	A 平台原油 (bbls)	B 原油 (bbls)	C 平台原油 (bbls)	C 平台原油 比例%
第 1、2 段	2.9	19	0	0	0
第 3 段	12.4	504	74	876	61.5
第 4 段	18.6	182	190	2118	86

从表三、图四可以看出，海管堵塞段应该在 C 平台原油比例较高的第 3、4 段，其中第 3 段距离 A 平台平台 2.9-15.3 公里，第 4 段距离 A 平台平台 15.3-33.9 公里。

综合以上分析及海管温降关系，可以认为海管前 5 公里因温度较高，C 平台原油比例低，结蜡较少，后 5 公里因温度较低，早已过了析蜡区，蜡在之前已经析出，结蜡也较少，因结蜡而堵塞较严重的应该集中在中间 23 公里段，尤其是补漏点结蜡可能更加严重。

3 解堵方案选择

目前对于管线的清蜡解堵主要有机械、热力融化、化学药剂溶解等三种方法，结合海上现有条件及其他兄弟油田对于管线清蜡解堵的经验，专家小组经过缜密分析，决定选择化学药剂溶解方法，首先使用高效清蜡剂加海水逐步扩大海管通道，然后用生产热水进一步疏通海管。具体方案实施过程如下：

3.1 高效清蜡剂融蜡实验

为模拟海管清洗作业情况，实验采取 10cm 直径烧杯装满固体油样，油样中间留有直径 2.5cm 左右的小孔。在小孔内充满和表面覆盖高效清蜡剂的情况下对油样进行溶解，观察记录溶解情况。试验情况见下列图五所示：



图五 油样室温下状态

在该油样中加满高效清蜡剂，浸泡4-5小时后，油样大部分溶解，油样完全和烧杯壁剥离，油样流动性加强，且油样溶解量明显增大，如下图六所示。



图六 溶解5小时后油样情况

3.2 具体方案实施计划

根据海管原来补漏卡子的分布位置以及海管疏通的进展情况，拟定依次拆开 KP32、KP25、KP15、KP11（数字为距离 A 平台平台的公里数）处补漏卡子，分别装上加压管线，注入高效清蜡剂、柴油，通过固井泵加压海水推动清蜡剂，逐段疏通海管。根据海管曾有多个补漏点等现状及要求，解堵压力不超过 300PSI（海管曾有打卡子修复，300PSI 为设定的海管压力高高值）。

4 解堵过程概述

4.1 4-5 月份疏通 FPSO 立管

首先脱离海管与 FPSO 连接的 8"立管，发现该立管堵塞并不严重，使用高效清蜡剂 HYQL-02，并加注柴油冲洗，两天之内就疏通了该立管。

4.2 5-6 月疏通 KP25 至 FPSO 段海管

工程船拆开 KP25、KP15 卡子，连接上高压软管及隔离阀门。首先从 KP25 处的注入点加注高效清蜡剂，在海水的推动下，在短时间内基本疏通了 KP25 至 FPSO 段海管。

4.3 5-6 月疏通 KP25 到 KP15 以及 KP15 到 A 平台段海管的艰难阶段

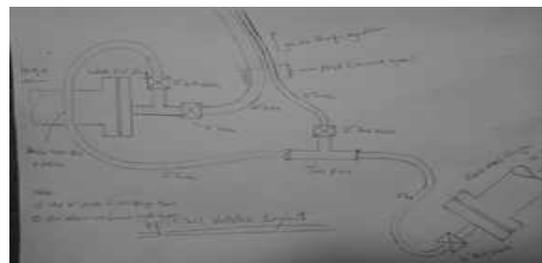
对外从 KP25 往 A 平台方向推，发现很难推动，仅仅以 0.5 桶/分钟的速度加注海水，在短时间内压力就超过 300PSI。于是实施 A 平台与工程船之间正反推的策略。在与工程船进行海管疏通作业的过程中，要求 A 平台保持良好的沟通，准确地记录相关参数（如：注入的压力、流量、温度；接收的压力、流量、温度、含油百分比等）并及时提供给决策层分析。二十多天反复注入柴油和高效清蜡剂浸泡，但效果改善不明显。

在此情况下，采用以空间换时间的策略，在约 15KM 处割断，并连接临时管线，逐步在 KP25 到 KP15 段、KP15 到 A 平台段注入清蜡剂及柴油浸泡，逐步加注海水来回正反推动，以期进一步扩大海管通道。

值得一提的是，在用 A 平台的固井泵往海管注水的作业过程中，作业船上的固井泵计量仓接受液体并同时计量时，计量仓过小，影响了接收液体，速度过慢，这样就限制了海管内凝结油的流速和分散。如果固井泵操作人员导通液体进入计量仓再直接流出进入船仓，这样会造成计量不准确，且计量仓出口进入船仓是 2"管线。当接收的排量大大地超过流出量时，会引起满罐而需中断作业。所以，A 平台及时汇报作业情况和建议固井泵操作人员连接一个旁通计量仓管线。当计量接收液体时，可把计量仓出口阀门关上进行准确计量；当计量仓快满时，可打开旁通计量仓管线直接进入船仓。这样就无需中断作业，大大缩减了海管疏通作业的时间。

在用作业船的固井泵往海管注水的作业前，为了利用生产分离器回收海管返还的液体，并能准确计量回收量，A 平台需要及时处理完生产分离器的液位和放空压力，把废油送其他平台处理或打回部分井内，这样，分段疏通持续了一段时间后，有一定效果。

海底管线 KP15 处临时管线配置示意图如下图图七：



图七 海底管线 KP15 处临时管线配置示意图

4.4 7月海管疏通进入攻坚阶段，分别疏通 A 平台到 KP11、KP15、KP25 段

在直接疏通 A 平台平台到 KP15 点效果不理想情况下，决定再开口，再分段，于是工程船拆开了 KP11 处卡子，到 7 月 23 日疏通了 A 平台到 KP11 段海管，7 月 26 日疏通了 A 平台到 KP15 段海管，7 月 29 日疏通了 A 平台到 KP25 段海管，这样 KP25 点到 A 平台和 FPSO 都通了。7 月 30 日，开始准备全线贯通 A 平台到 FPSO 海管，但海管仅仅是可连通，仅仅是低流量通过，连通的缝洞并不大，而且里面还有大量蜡和原油，如果处置不当或操之过急，仍有可能重新堵上，仍需谨慎处置。

4.5 8 月份全线贯通

海管分段解堵和海管连接完成后，开始用固井泵引入海水试压、流量测试，疏通海管和补漏工作同时进行。在 A 平台平台外输管汇加注注入染色剂（10PPM）和化学药 EC1397A（500PPM），发现在 300PSI 压力之下，最大流量能达到 6500bbls。

为了尽快带出海管内的高含蜡原油，决定配加段塞清蜡剂并逐渐提高温度，启动 A 平台一口高含水井进入生产分离器，从混合腔底部连接耐高温、高压的临时管线进入两台固井泵计量仓并配加热水（温度控制：第一阶段 120，第二阶段 140°F），反复地注入 300bbls 120°F 的热水后，注 10bbls 清蜡剂段塞。高含水井生产出的原油撇到油腔后可排入备用的 9 个化学药剂空罐，每个约 13bbls，且随时可穿梭到在旁边待命的守护船处理进船仓循环使用，再穿梭到某油田其他平台处理。

后来逐步增加水温，改为间歇性注入 20bbls 高效清蜡剂段塞并用 400bbls 178°F 的热水扫线。8 月 3 日，当压力在 300PSI 之下，流量约达 10000BPD 后，启动 B 平台的高含水井（生产出的原油撇到油腔后通过临时管线排进备用的容积 320bbls 的钻井 6# 泥浆罐，再经钻井的泥浆泵打进守护船或经固井泵打进井内）。启动 A 平台的管线泵，在 300PSI 压力之下以最大排量往 FPSO 输送热水，并间歇性将温度逐渐提高，仍然反复地注入约 400bbls 的热水后加注 20bbls 清蜡剂段塞。

A 平台与 FPSO 在进行海管疏通作业的过程中，保持了良好的沟通，准确地记录了相关参数（如注入的压力、流量、温度；FPSO 接收的压力、流量、温度、含油百分比等等）并及时提供给决策层分析。经过决策层根据现场反馈的数据分析，及时变化决策，反复地配加清蜡剂段塞和热水温度的调节，并适当调高限制压力在 325PSI 之下以最大排量往 FPSO 输送热水。在油田管理层的精心组织下，在 A 平台各部门员工等全力配合下，8 月 4 日 A 平台至 FPSO 外输海管基本宣告解堵成功。8 月 4 日海管参数请参看下表四，即相同作业条件、相同温度下，作业前后生产水配加清蜡剂段塞解堵阶段的压力、流量变化。

表四 8 月 4 日的 A 平台至 FPSO 外输海管参数

日期	时间	FPSO 端				A 平台端			
		压力 (PSI)	流量 (BPD)	温度 (°F)	含蜡 (%)	压力 (PSI)	流量 (BPD)	温度 (°F)	含蜡 (%)
8月4日	0:00	230	1000	120	15	320	12000	120	15
	1:00	230	1000	120	15	320	12000	120	15
	2:00	230	1000	120	15	320	12000	120	15
	3:00	230	1000	120	15	320	12000	120	15
	4:00	230	1000	120	15	320	12000	120	15
	5:00	230	1000	120	15	320	12000	120	15
	6:00	230	1000	120	15	320	12000	120	15
	7:00	230	1000	120	15	320	12000	120	15
	8:00	230	1000	120	15	320	12000	120	15
	9:00	230	1000	120	15	320	12000	120	15
	10:00	230	1000	120	15	320	12000	120	15
	11:00	230	1000	120	15	320	12000	120	15
	12:00	230	1000	120	15	320	12000	120	15
	13:00	230	1000	120	15	320	12000	120	15
	14:00	230	1000	120	15	320	12000	120	15
	15:00	230	1000	120	15	320	12000	120	15
	16:00	230	1000	120	15	320	12000	120	15
	17:00	230	1000	120	15	320	12000	120	15
	18:00	230	1000	120	15	320	12000	120	15
	19:00	230	1000	120	15	320	12000	120	15
	20:00	230	1000	120	15	320	12000	120	15
	21:00	230	1000	120	15	320	12000	120	15
	22:00	230	1000	120	15	320	12000	120	15
	23:00	230	1000	120	15	320	12000	120	15

从以上高温生产水配加高效清蜡剂段塞扫线数据可以分析得出：在 08 月 04 日 10: 45 时，从 A 平台总注入生产水总量约 37855bbls，可以看出在相同温度下，注入压力由原先约 325PSI 降低至 231PSI，且生产水注入量由原先的 12000BPD 迅速增大到 18000BPD，标志着外输海管解堵作业基本达到目的。

5 基本解堵后恢复正常生产方案

在完成外输海管补漏试压后，综合某海某油田 W 区三个作业区油田各井生产参数（原油性质、产量、井口温度等参数）考虑，决定先投产作业区 A 平台和 B 两个平台的高含水井，并配加 130bbls 高效清蜡剂段塞，等海管进出口温度基本恢复正常后，根据外输压力、温度情况再投产其它生产井，C 平台利用高效清蜡剂段塞扫线，待海管畅通后，再投入生产。具体投产方案如下：

- (1) 为了减缓 A 平台外输海管析蜡，需要加注清蜡剂（约 200m 段塞）以防止生产热水温度下降后海管管壁溶解的原油和结蜡重新析出凝结，在海管内重新缩径甚至堵塞。
- (2) 投产 A 平台-1、B 平台-6、B 平台-7、B 平台-3 四口井，产量约为 24000 桶/天，同时以原油产量为标准加入 500ppm 降凝剂。
- (3) 高温生产水扫线（加入 130bbls 高效清蜡剂段塞 +500ppm 海水缓蚀剂），对海管进行预热，直至出口温度上升至 39°C。
- (4) 提高进海管入口温度，FPSO 监测海管来液流量和温度，温度界限选定为 39°C（102°F），有利于海管整体温度恢复。

(5) 如果海管没有建立足够高的稳定的温度梯度, 可以与原油一起注入降凝剂, 降低原油的凝固点, 从而降低风险。

(6) 海管基本恢复正常后陆续投产各作业区油田生产井。

(7) 如果 C 平台投产, 在 C 平台到 A 平台的海管和 A 平台到 FPSO 上, 应该 24 小时都注入降凝剂 (开始时注入高浓度约 2000PPM), 降低原油的凝固点, 从而降低堵海管的风险。

(8) C 平台作业区油田满负荷投产后, A 平台至 FPSO 海管含水更低, 液体的温度与流动性有所下降, 需加注减阻剂减小海管阻力和降低外输油管的压力。

6 恢复正常生产

在管理决策层领导和基层员工共同努力下, 按照预定的复产方案, 8 月 13 日 A 平台和 B 平台恢复了正常生产, 9 月 6 日 C 平台海管正常后恢复了生产, 至此, 某油田 W 区三个平台完全恢复了正常生产。

7 恢复生产后几个关于 C 平台和 A/B 平台海管重要生产工艺参数的计算

为了确保海管安全, 有必要对凝点较高的 C 平台来液流量进行控制, 对海管外输的最低流量、最低温度、海管最大停输时间等数据进行计算, 用以指导日常生产, 避免发生类似问题。主要数据计算如下:

(1) 为确保 FPSO 端温度大于 40°C (C 平台油品倾点), A 平台在不同出口温度 (°C) 下, 最低流量为 (海底温度为 20°C):

90°C 最低流量 12000 BFPD; 80°C 最低流量 13000 BFPD; 70°C 最低流量 16000 BFPD; 60°C 最低流量 21000 BFPD; 50°C 最低流量 36000 BFPD。

(2) 为确保 FPSO 端温度大于 40°C, 当 A 平台正常生产情况下 (40000 BFPD), 外输液体的最低温度是 49°C。

(3) 为确保 C 平台液体到 A 平台端时温度大于 40°C, C 平台外输 (不注入降凝剂条件下) 最低流量是 5500 BFPD。

(4) 如果 C 平台需要用海水进行海管冲洗, 同时又维持 A 平台和 B 平台海管正常生产 (即维持前面算过的要保证 A 平台外输出去 FPSO 的温度不低于 49°C), 目前生产参数下对 C 平台来液流量控制的要求:

小于 A 和 B 平台两个平台的总液量

即: 应该小于 A 平台收到的三个平台总液量的 1/2。

举例说明: 如果 A 和 B 平台两个平台总的产量为 20000 BFPD, C 平台冲洗海管的海水流量不能超过 20000 BFPD。

(5) 如果 C 平台关停, 目前它的海管出口温度在 A 平台平台端为 47°C, 降至 0°C (倾点) 时, C 平台外输海管的最大停输时间: ①采用热传导系数 1.029, 需 8 天; ②采用热传导系数 2.0, 需 4 天。

(6) 如果 A 平台关停, 目前它的海管出口温度在 FPSO 端为 48°C, 降至 40°C (倾点), A 平台外输海管的最大停输时间: ①采用热传导系数 1.029, 需 5 天; ②采用热传导系数 2.0, 需 21-26 小时。

工艺参数计算备注:

①所依据公式, 皆是经验和近似公式; ②一些影响因素的作用难以评估取值, 如 A 平台海管多个漏点对温度的影响不明确, 因此热传导系数分别计算了两个端点的值供生产时参考, 正常值应介于两者之间; ③主要考虑温度、流量参数及其关系和可能性, 未涉及确切含水、海管管线是否有内径卡点等; ④上述数据根据 2010 年 9 月份生产参数计算, 生产参数变化后需要重新计算。

8 总结

这次施工作业和复产, 也使我们深刻认识到: 正常生产时, 要密切关注海管温度、压力、流量等参数, 尽量提高海管入口端温度。同时也让我们对外输的最低流量、最低温度、海管最大停输时间等参数, 以及油品性质变化和化学降凝等工艺控制也有了更进一步的了解。具体到 A 平台情况, 控制外输含水在 35% 以上, 以增加进入海管外输液体携带的热量, 减少海管温降, 以期提高海管出口端温度在 40°C 以上, 高于原油凝点, 确保海管畅通。同时完善诸如 FPSO 较长时间关停、减产、A 和 B 平台关停、避台风等情况下的相关程序及应急预案, 做好各种情况下的应急演练和准备, 确保海管安全畅通。

海管的运行工况成为影响平台甚至油田长周期生产的重要因素, 海管防蜡防堵是继海管防腐之后另一个重要课题。在生产中必须重点监控海管各运行参数, 并针对原油性质变化做好生产工艺调优和应急预案, 同时做好各化学药剂的选型及注入浓度的摸索工作, 确保海管不漏、不堵, 进一步提升海管技术管理水平。

参考文献:

- [1] 张钧.《海上采油工程手册》.北京.石油工业出版社,2000.
- [2] 赵福麟.《油田化学》.北京.石油工业出版社,2000.
- [3] 陈涛平,胡靖邦.《石油工程》.北京.石油工业出版社,2000.