江苏新海石化有限公司

土壤和地下水自行监测报告

委托单位：江苏新海石化有限公司

编制单位：淮安市华测检测技术有限公司

编制日期：二〇二六年十一月

目 录

1. 项目背景 1
1.1 项目由来 1
1.2 工作依据 2
1.3 工作内容及技术路线 3
2. 企业概况 5
2.1 企业基本信息 5
2.2 企业平面图 6
2.3 地块历史沿革 8
2.4 企业用地已有的环境调查与监测信息 19
3. 自然状况及水文地质情况 25
3.1 自然环境 25
3.2水文地质情况 25
3.3地质沉积历史 26
4. 企业生产及污染防治情况 29
4.1 企业生产概况 29
4.2 企业重点设施设备布置 51
4.3各重点场所、重点设施设备情况 51
4.4各设施生产工艺与污染防治情况 53
4.5 产品及原辅料迁移路径 68
4.6 “三废”污染防治措施 70
5 重点监测单元识别与分类 81
5.1 重点单元情况 81
5.2识别/分类结果及原因 84
5.3关注污染物 92

6 土壤和地下水监测点位布设方案 94
6.1 重点单元及相应监测点/监测井的布置位置 94
6.2 各点布设原因 96
6.3 各点位监测指标及选取原因 112
6.4样品检测分析方案 115
6.5自行监测方案与工作方案一致性分析 121
7 样品采集、保存、流转及样品分析 123
7.1 土壤采样方法和程序 125
7.2地下水采样方法和程序 129
8.质量控制与质量保证 135
8.1现场采样质量控制措施 135
8.2实验室检测分析质量控制措施 136
8.3实验室检测分析质量控制落实情况 138
9.调查结果与评价 139
10.结论与建议 167
11.不确定性分析 169

1. 项目背景

1.1 项目由来

《中华人民共和国土壤污染防治法》（2018年8月31日第十三届全国人民代表大会常务委员会第五次会议通过）第二十一条：“设区的市级以上地方人民政府生态环境主管部门应当按照国务院生态环境主管部门的规定，根据有毒有害物质排放等情况，制定本行政区域土壤污染重点监管单位名录，向社会公开并适时更新。土壤污染重点监管单位应当履行下列义务：严格控制有毒有害物质排放，并按年度向生态环境主管部门报告排放情况；建立土壤污染隐患排查制度，保证持续有效防止有毒有害物质渗漏、流失、扬散；制定、实施自行监测方案，并将监测数据报生态环境主管部门”。

《土壤污染防治行动计划》（国发〔2016〕31号）中第十八条提出：“应加强污染源日常环境监管，做好土壤污染预防工作。各地要根据工矿企业分布和污染排放情况，确定土壤环境重点监管企业名单，实行动态更新，并向社会公布。列入名单的企业每年要自行对其用地进行土壤环境监测，结果向社会公开。有关环境保护部门要定期对重点监管企业和工业园区周边开展监测，数据及时上传全国土壤环境信息化管理平台，结果作为环境执法和风险预警的重要依据”。

《工矿用地土壤环境管理办法（试行）》（生态环境部令第3号）指出：“重点单位应当按照相关技术规范要求，自行或者委托第三方定期开展土壤和地下水监测，重点监测存在污染隐患的区域和设施周边的土壤、地下水，并按照规定公开相关信息”。

为贯彻落实《中华人民共和国土壤污染防治法》《国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知》《江苏省土壤污染防治工作方案》《省生态环境厅关于加强土壤污染重点监管单位土壤环境管理工作的通知》（苏环办〔2019〕388号）要求，加强土壤污染预防和保护，强化工矿企业土壤环境监管，确定将江苏新海石化有限公司纳入环境监管重点单位名录管理。

江苏新海石化有限公司纳入环境监管重点单位名录，主要涉及大气环境和土壤污染监管。按照在产企业土壤和地下水自行监测规范，制定、实施自行监测方案，在自行监测方案的基础上开展监测工作，并完成土壤和地下水自行监测报告的编制。

1.2 工作依据

1.2.1 法律法规

（1）《中华人民共和国生态环境法典》（2026年 8 月 15 日施行）

（2）《国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知》（国发〔2016〕31 号）

（3）《工矿用地土壤环境管理办法（试行）》（生态环境部令 2018 年第3号）

（4）《江苏省政府关于印发江苏省土壤污染防治工作方案的通知》（苏政发〔2016〕169 号）

（5）《关于印发<全国土壤污染状况详查总体方案>的通知》(环土壤 〔2016〕188 号)

1.2.2 技术导则及规范

（1）《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南（试行）》（HJ1209-2021）

（2）《重点监管单位土壤污染隐患排查指南（试行）》（生态环境部，公告2021年第1号）

（3）《建设用地土壤环境调查评估技术指南》（环境保护部公告2017年第72号）

（4）《地下水环境状况调查评价工作指南（试行）》（ 2019 年）

（5）《建设用地土壤污染状况调查技术导则》(HJ 25.1-2019)

（6）《建设用地土壤污染风险管控和修复监测技术导则》(HJ25.2-2019)

（7）《建设用地土壤污染风险评估技术导则》(HJ 25.3-2019)

（8）《排污单位自行监测技术指南 石油化学工业》（HJ 947-2018）

（9）《土壤环境监测技术规范》（HJ/T 166-2026）

（10）《地下水环境监测技术规范》（HJ 164-2020）

（11）《地块土壤和地下水中挥发性有机物采样技术导则》（HJ1019-2019）

（12）《水质样品的保存和管理技术规定》（HJ493-2009）

（13）《地下水污染地质调查评价规范》（DD2008-01）

（14）《水文地质钻探规程》（DZ-T0148-1994）

（15）《岩土工程勘查规范》（GB 50021-2001）（2009年版）

1.2.3 评价标准

（1）《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）

（2）《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-

2018）

（3）《上海市建设用地土壤污染状况调查、风险评估、风险管控与修复方案编制、风险管控与修复效果评估工作的补充规定（试行）》沪环土〔2020〕62号

（4）《深圳市地方标准建设用地土壤污染风险筛选值和管制值》DB 4403/T 67-2020

1.3 工作内容及技术路线

通过对重点监管企业地块进行资料收集、现场踏勘、人员访谈，根据企业内部各设施信息、污染物迁移途径等，识别企业内部存在土壤与地下水污染隐患的重点设施及重点区域，编制科学合理的土壤与地下水自行监测报告，建设并维护监测设施，对识别出的重点设施或重点区域开展土壤及地下水自行监测工作，记录保存检测数据并进行监测结果分析，编制自行监测年度报告。

根据《在产企业土壤及地下水自行监测技术指南》（报批稿），在产企业土壤及地下水自行监测主要分为以下步骤，如（图 1-1）所示。

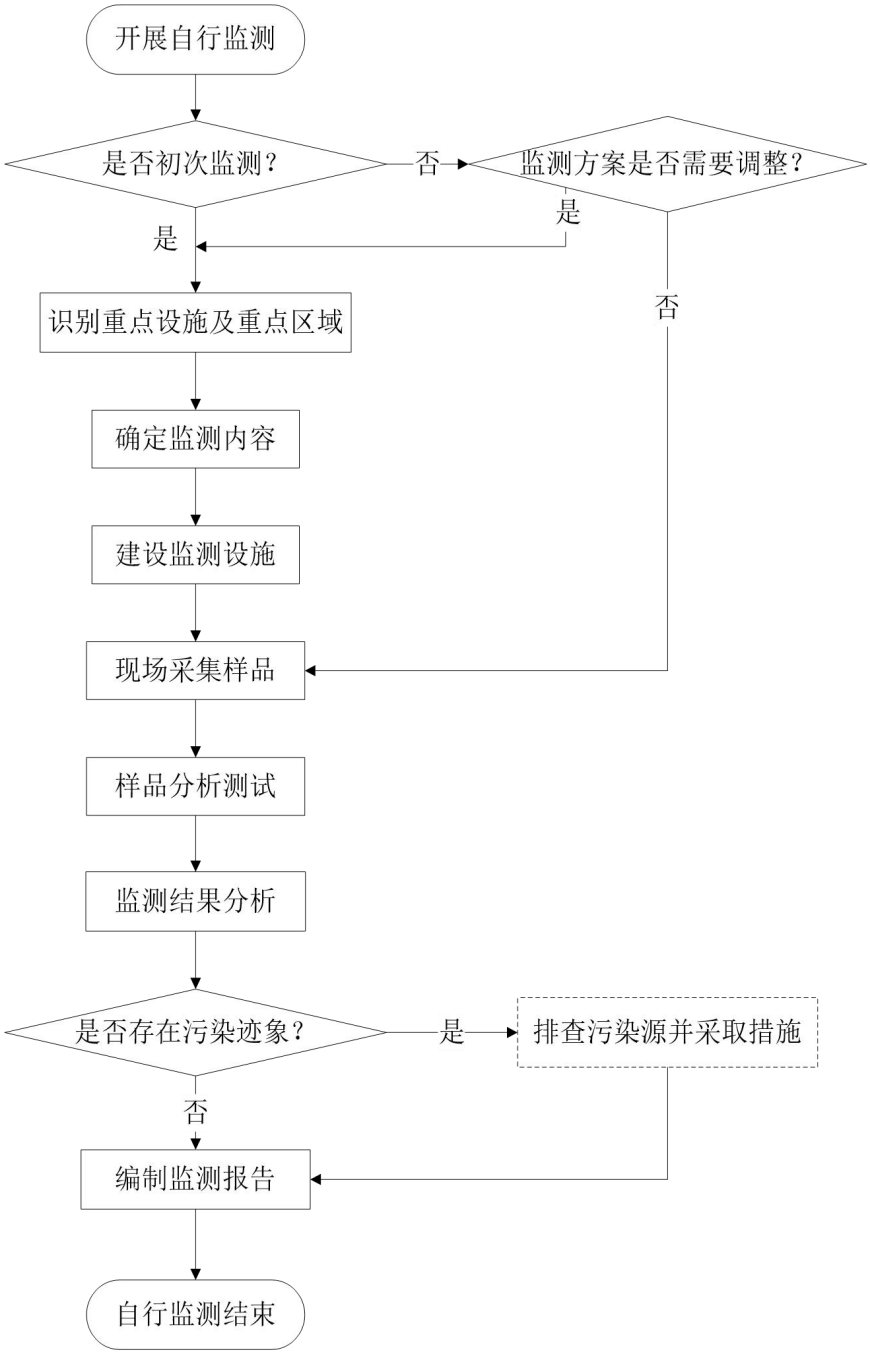


图 1-1　工业企业土壤及地下水自行监测工作内容与程序

2. 企业概况

2.1 企业基本信息

新海石化地处连云港市柘汪临港产业区，公司成立于2007年，2008年8月投产，占地面积100万平方米，公司注册资本6.5亿元，现有员工1200人，是苏北大型石油化工企业集团。公司主要产品有：高清洁汽油、精制柴油、燃料油、液化石油气、丙烯、丙烷、芳烃、苯、甲苯、混合二甲苯、石油焦、沥青、工业硫磺、MTBE等。企业基本信息见表2.1-1，地理位置见图2.1-1。

表 2.1-1 企业基本信息表

单位名称	江苏新海石化有限公司	统一社会信用代码	913207076632662724
排污许可证编号	913207076632662724001P		
法定代表人	赵赞立	技术负责人	刘鹏
单位所在地	江苏省连云港市柘汪临港产业区		
生产经营场所中心纬度	经度：119° 15′ 纬度：35° 5′		
行业类别	原油加工及石油制品制造，热电联产	行业代码	C2511
成立时间	2007 年	投产时间	2008 年 8 月 1 日
是否位于工业园区	是	工业园区名称	柘汪临港产业区



图 2.1-1 企业地理位置图

2.2 企业平面图

江苏新海石化有限公司厂区范围内主要分为厂前区、生产区。厂前区包含区域有：110KV变电站、环保化验室、综合办公楼、餐厅招待所4个区域；生产区包含（自北向南、自西向东）：新海石化装卸区、连续重整装置区、循环水场及联合控制区、液态烃罐区、污油罐及重油罐区、汽柴油及加氢原料罐区、初期雨水收集池及事故池、焦场（原危废间）、硫磺回收装置、延迟焦化装置、1#制氢装置及汽柴油加氢精制装置、锅炉房及给水场等、污水处理场、干气回收设施、原料油罐区、汽油加氢装置、常减压装置、变配电所及控制室、催化裂化装置、循环水场、MTBE装置、新危废库（原航煤罐区）、油浆及油渣罐区、汽油罐区及柴油罐区、柴油加氢装置及2#制氢装置、润海油库、沥青罐及石脑油罐区、汽车装卸设施区域共28个区域。具体平面布置图见图 2.2-1。

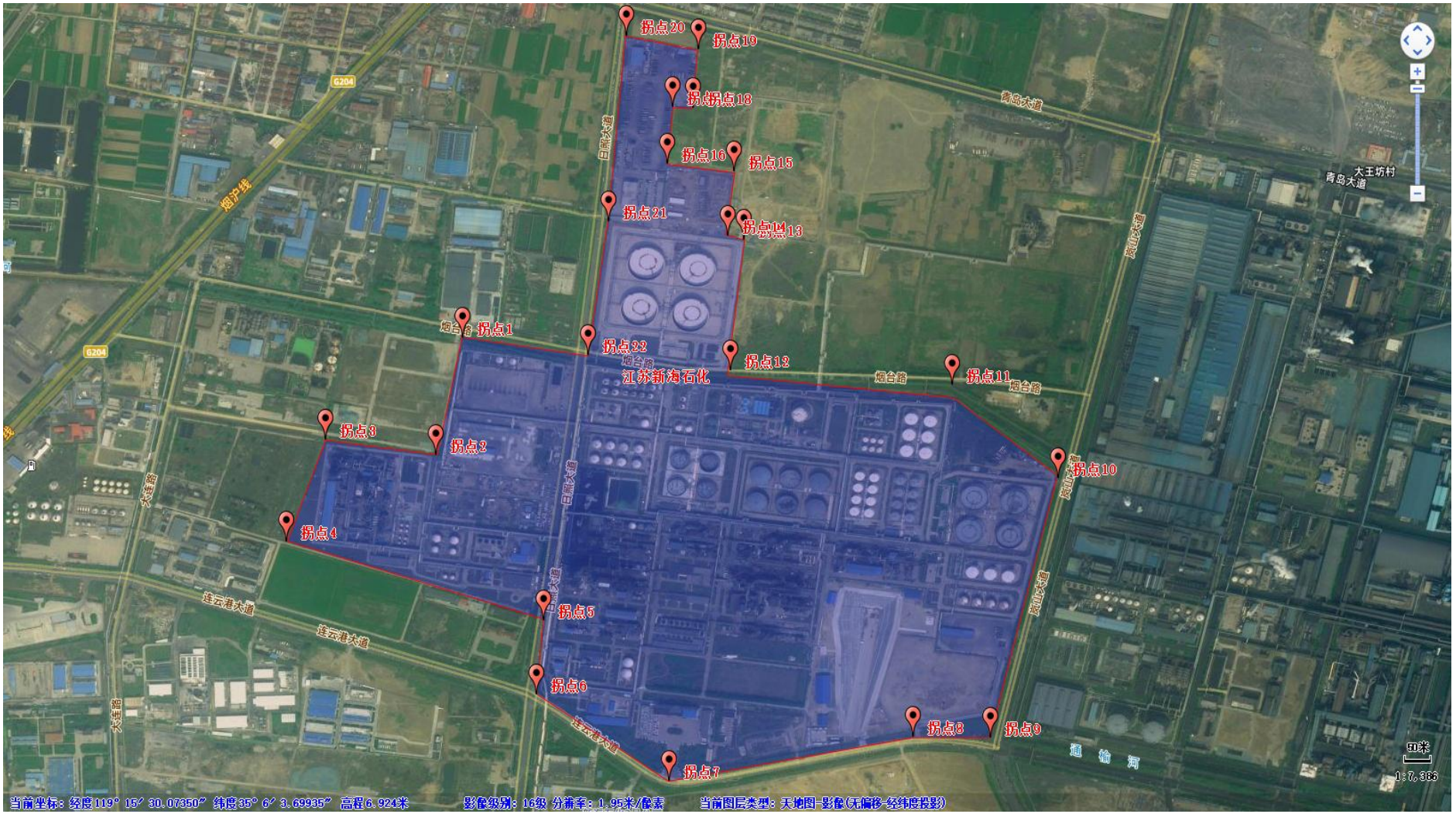


图 2.2-1　企业平面布置图（重点单元、重点设施设备分布情况）

2.3 地块历史沿革

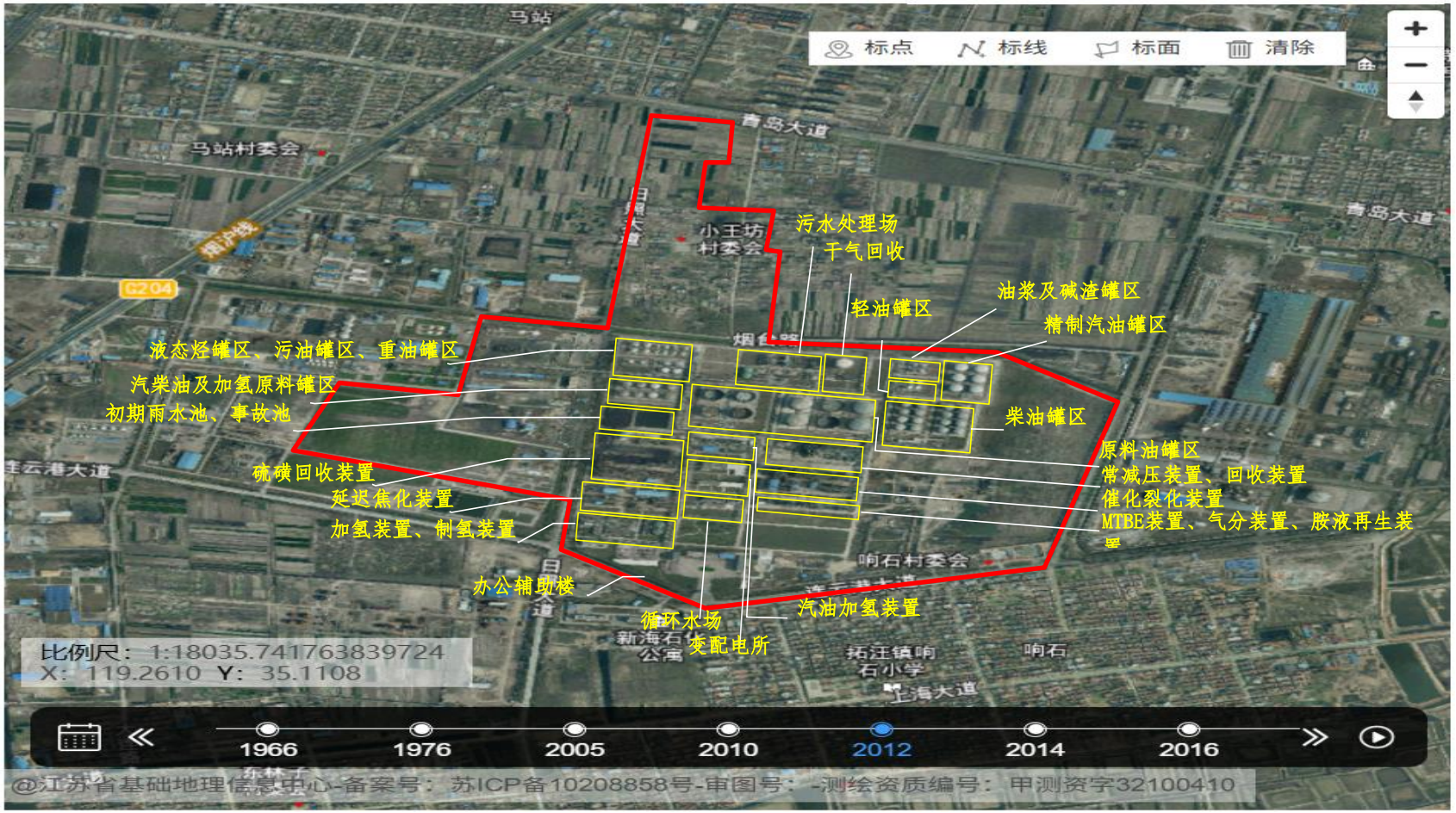
通过调阅 Google Earth 历史影像资料，初步获取了项目地块 2005 年之后的用地影像，如图 2.3-1所示。经与相关人员访谈得知，项目地块用地历史大致可以分为两个阶段。

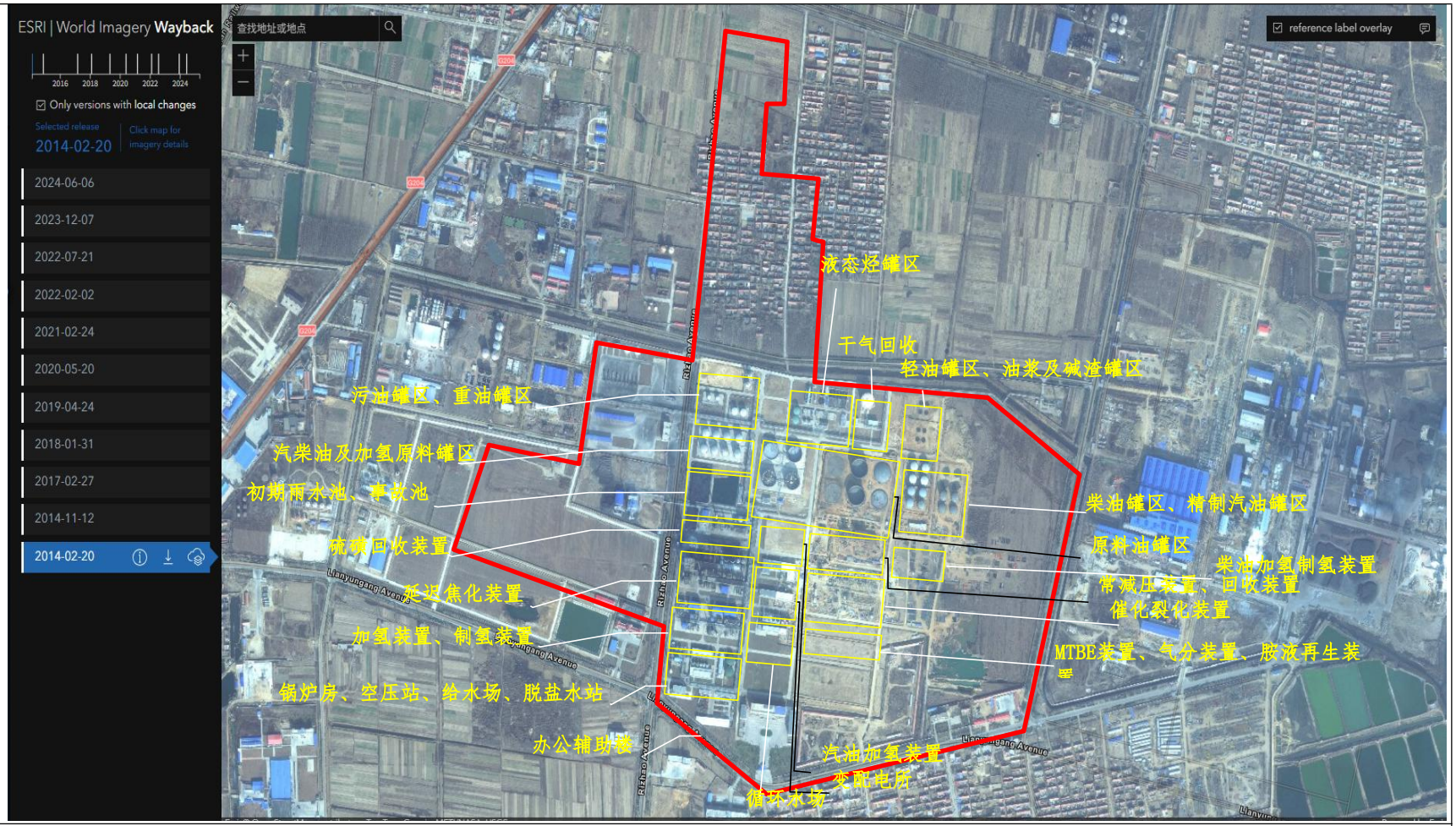
第一阶段（2007 年以前）：本地块内为荒地

第二阶段（2007 年-至今）：2007 年，江苏新海石化有限公司于本地块成立。

第三阶段（2023 年-至今）：2023 年新建二期石油库、原油输送末站。

时间	历史影像图
2005年	
	2005年，地块内为农业用地和村庄。

2012年	
	2012年，建成汽柴油加氢装置、制氢装置、延迟焦化装置、硫磺回收装置、污油罐区、重油罐区、汽柴油及加氢原料罐区、污水处理、生产辅助工程及办公楼辅助设施、油浆及碱渣罐区、轻油罐区、精制汽油罐区、汽油罐区、柴油罐区、汽油加氢装置、原料预处理装置、重油催化裂解装置、MTBE装置、气分装置、胺液再生装置、原料油罐区等区域，南侧为厂前区，北侧为村庄住宅。

2014年	
	2014年2月，新建制氢装置、柴油加氢裂化装置。

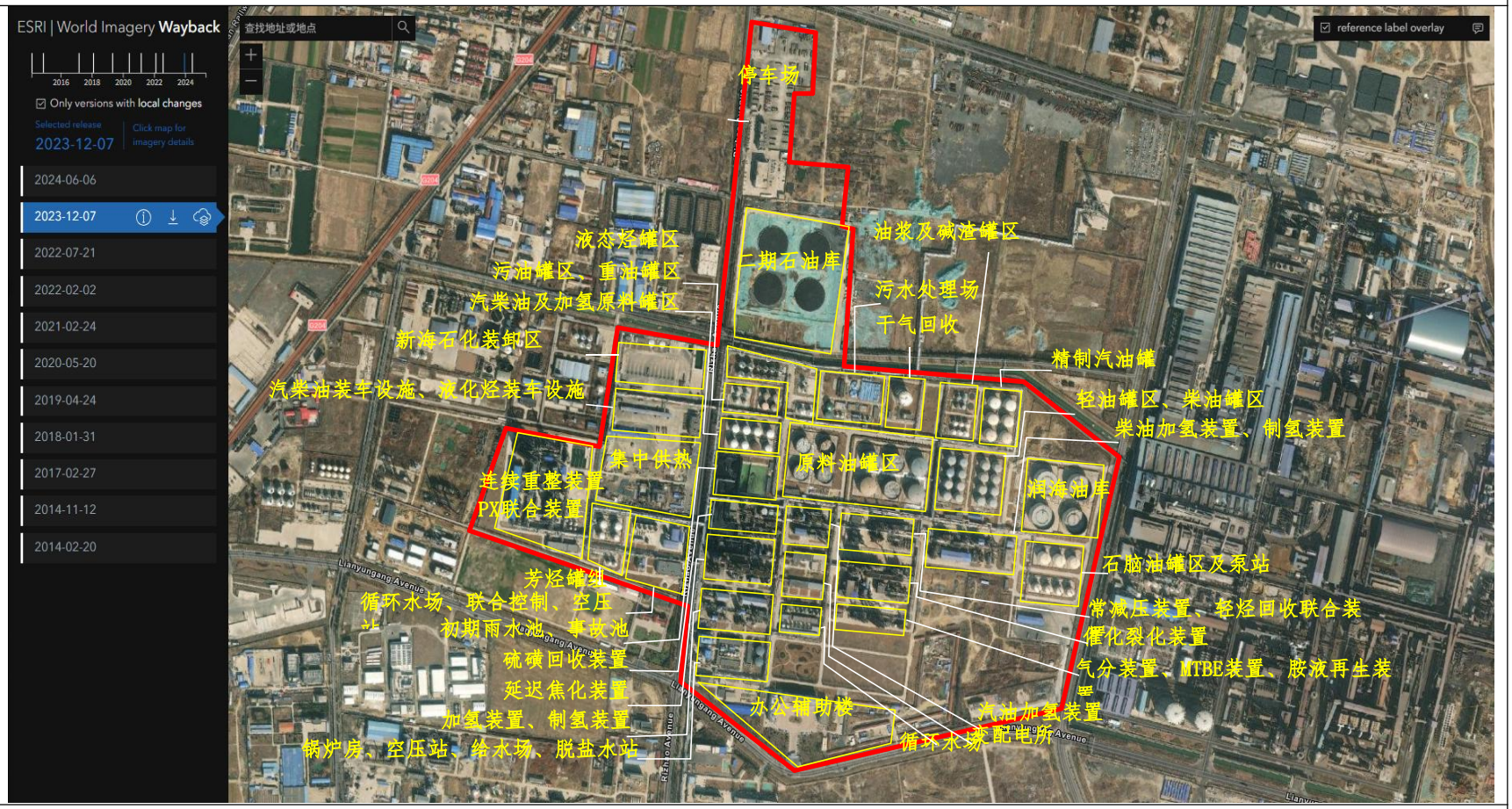
2017年	
	2017年2月，新建油罐区、汽车装卸车区、新海石化装卸区、汽柴油装车设施、原料油罐区。

2018年	
	2018年1月，连续重整联合装置及其配套装置建设完成，西侧新建资源综合利用热电项目。

2020年	
	2020年，基本未发生变化

2021年	ESRI | World Imagery Wayback 2016 2018 2020 2022 2024 Only versions with local changes Selected release 2021-02-24 Click map for imagery details 2024-06-06 2023-12-07 2022-07-21 2022-02-02 2021-02-24 2020-05-20 2019-04-24 2018-01-31 2017-02-27 2014-11-12 2014-02-20 查找地址或地点 reference label overlay 停车场 液态烃罐区 污油罐区、重油罐区 汽柴油及加氢原料罐区 初期雨水池、事故池 硫磺回收装置 污水处理场 干气回收 油浆及碱渣罐区 新海石化装卸区 汽柴油装车设施、液化烃装车设施 集中供热 精制汽油罐 轻油罐区、柴油罐区 润海油库 原料油罐区 柴油加氢装置、制氢装置 石脑油罐区及泵站 连续重整装置、PX联合装置 芳烃罐组 常减压装置、轻烃回收联合装置 催化裂化装置 循环水场、联合控制、空压站 气分装置、MTBE装置、胺液再生装置 汽油加氢装置 延迟焦化装置 加氢装置、制氢装置 锅炉房、空压站、给水场、脱盐水站 变配电所 循环水场 办公辅助楼

	2021年，新建连续重整装置、PX联合装置、芳烃罐组、循环水场、联合控制、空压站区域。
2022年	

	2022年，开始建设二期石油库、原油输送末站，其他基本不变
2023年	
	2023年，二期石油库、原油输送末站建设中，其他基本不变

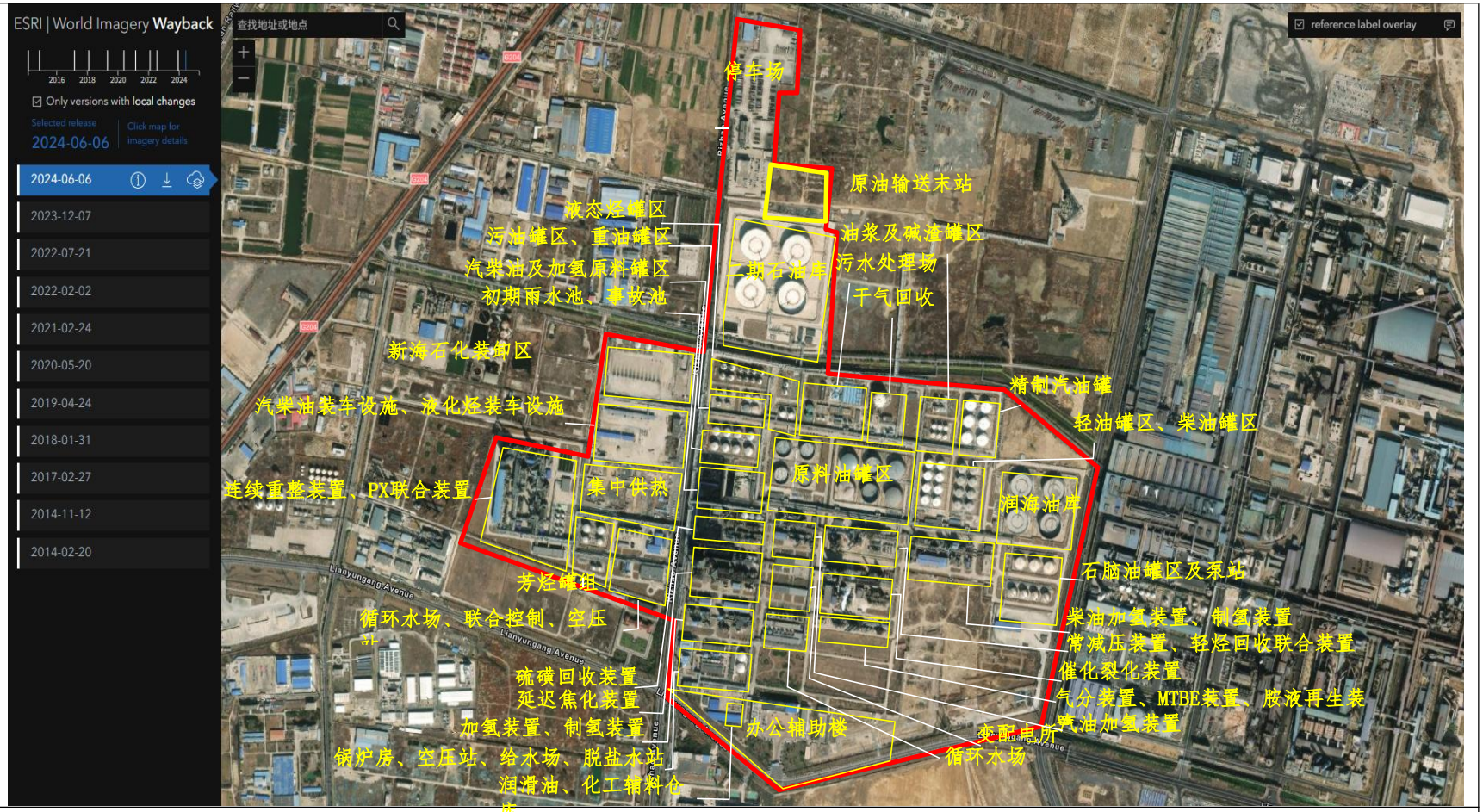
2024年	
	2024年，二期石油库、原油输送末站建设完成，新建润滑油和化工辅料仓库，其他基本不变

图2.3-1　关键节点历史影像图分析（来源 Google Earth）

2.4 企业用地已有的环境调查与监测信息

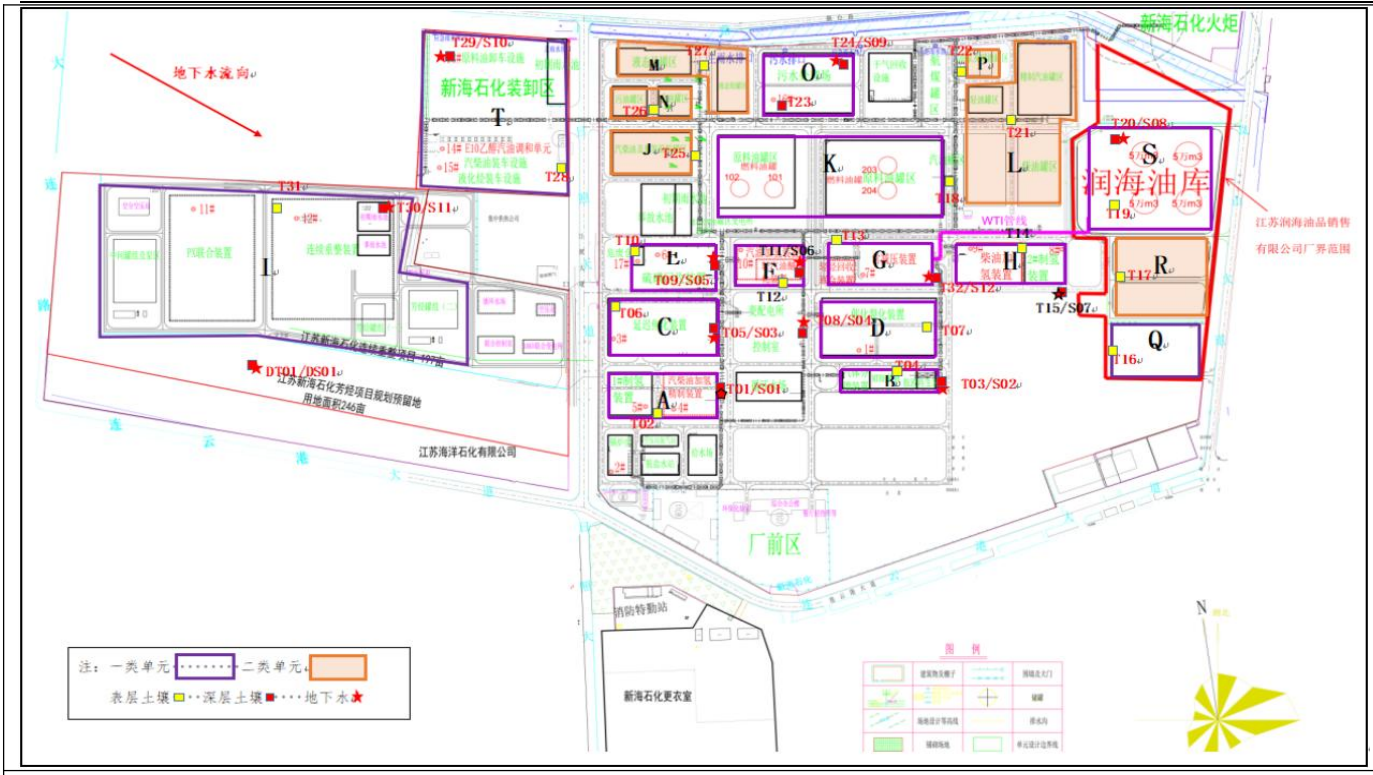
根据企业所提供的资料及相关信息了解，江苏新海石化有限公司分别于2021年委托江苏环保产业技术研究院股份公司进行厂区土壤和地下水自行监测，2022年委托淮安市华测检测技术有限公司进行厂区土壤和地下水自行监测。

2.4.1 历史环境调查与监测信息（2021年-2025年）

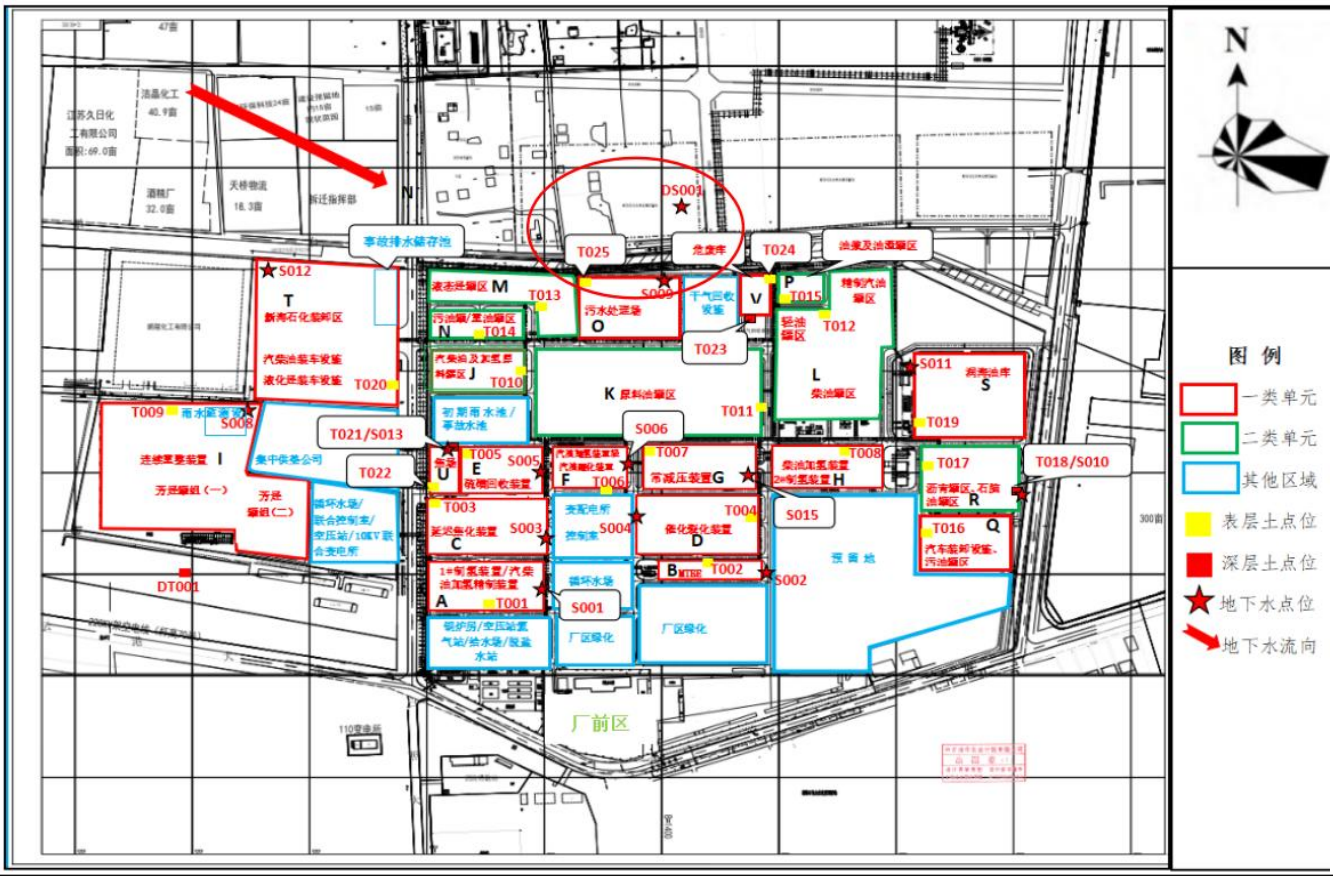
2.4.1.1监测点位



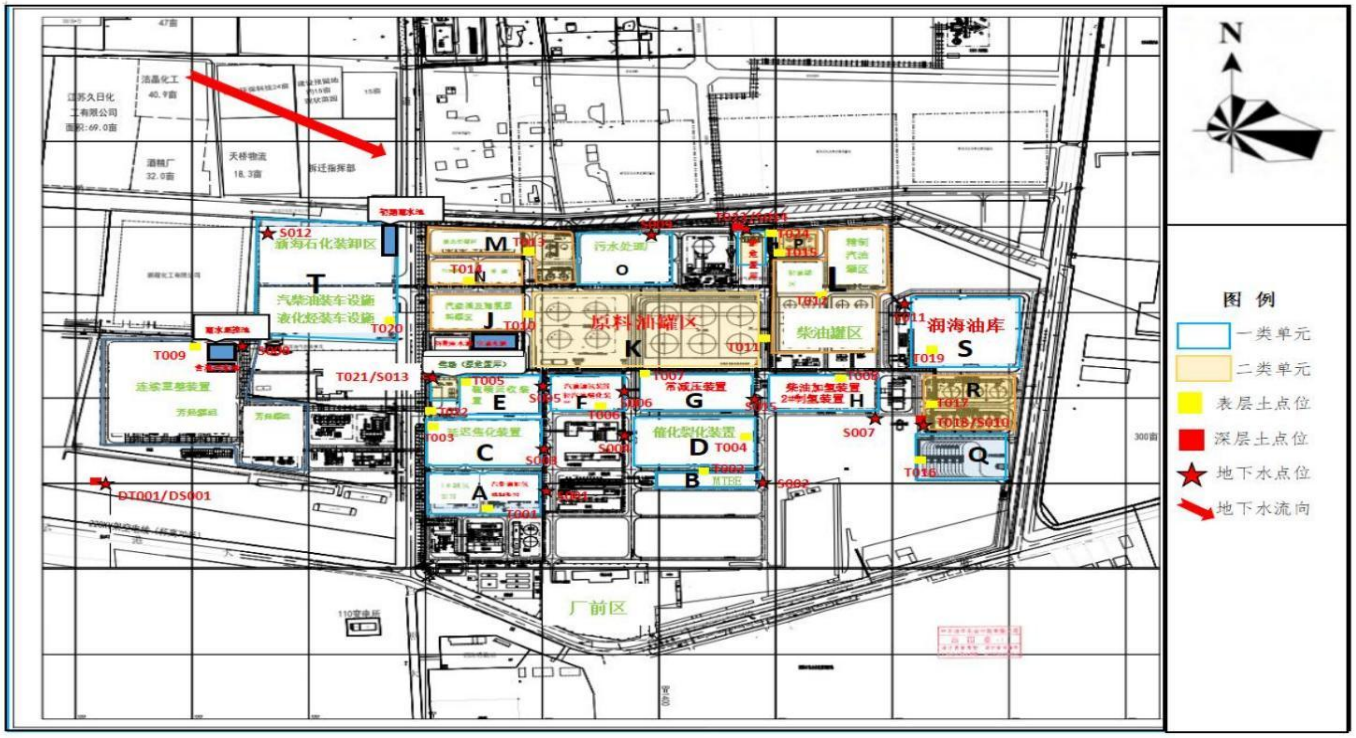
2021年土壤和地下水自行监测，其中柱状土点位13个，表层土点位2个，地下水监测点位7个（含1个对照点）



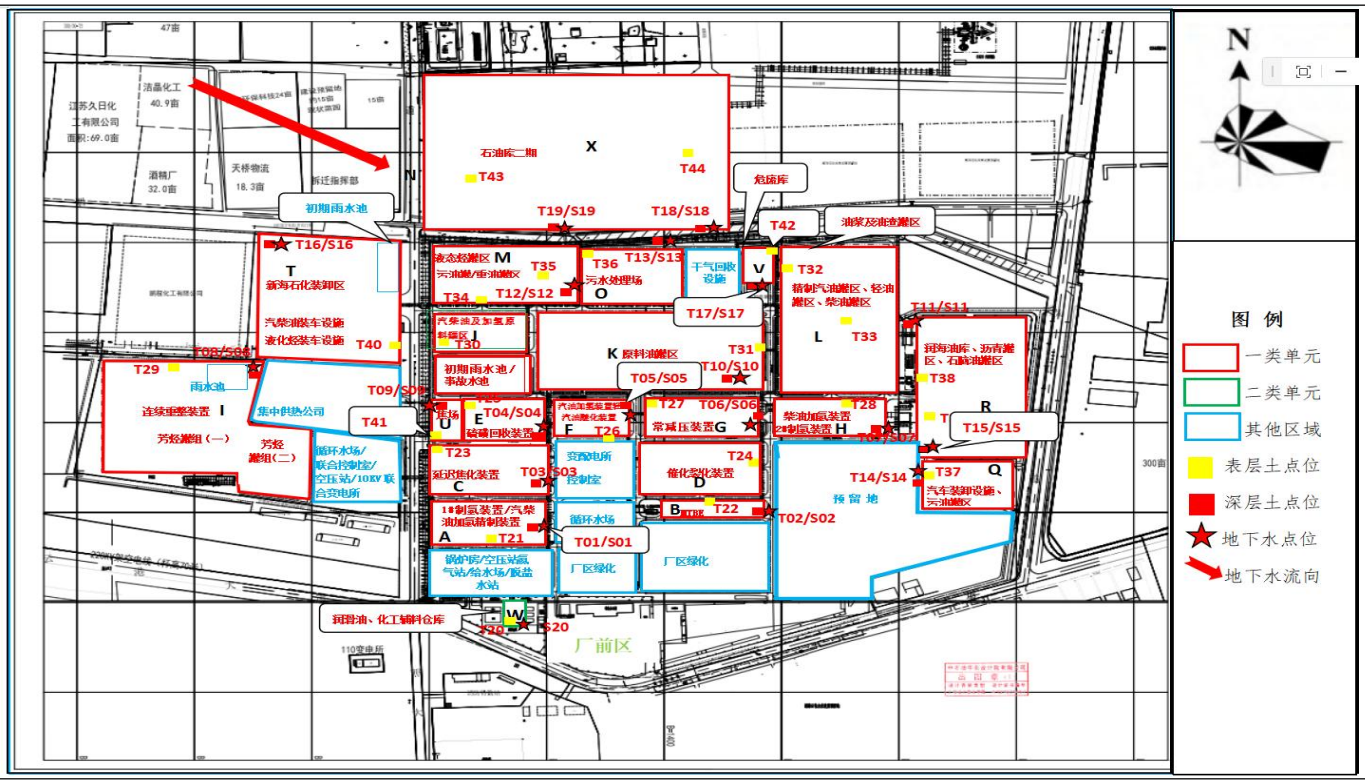
2022年土壤和地下水自行监测，柱状土点位14个，表层土点位19个；地下水井点位11个（利旧7口，新建4口）。



2023年土壤和地下水自行监测，柱状土点位3个，表层土点位22个，地下水监测点位13个（利旧11口，新建2口）。



2024年土壤和地下水自行监测，土壤点位数24(柱状样3，表层样21，对照点1)；地下水井个数15口，无新增。



2025年土壤和地下水自行监测，柱状土21个监测点，表层样26个；地下水井个数16口。

图2.3-1　历史土壤和地下水点位布设图

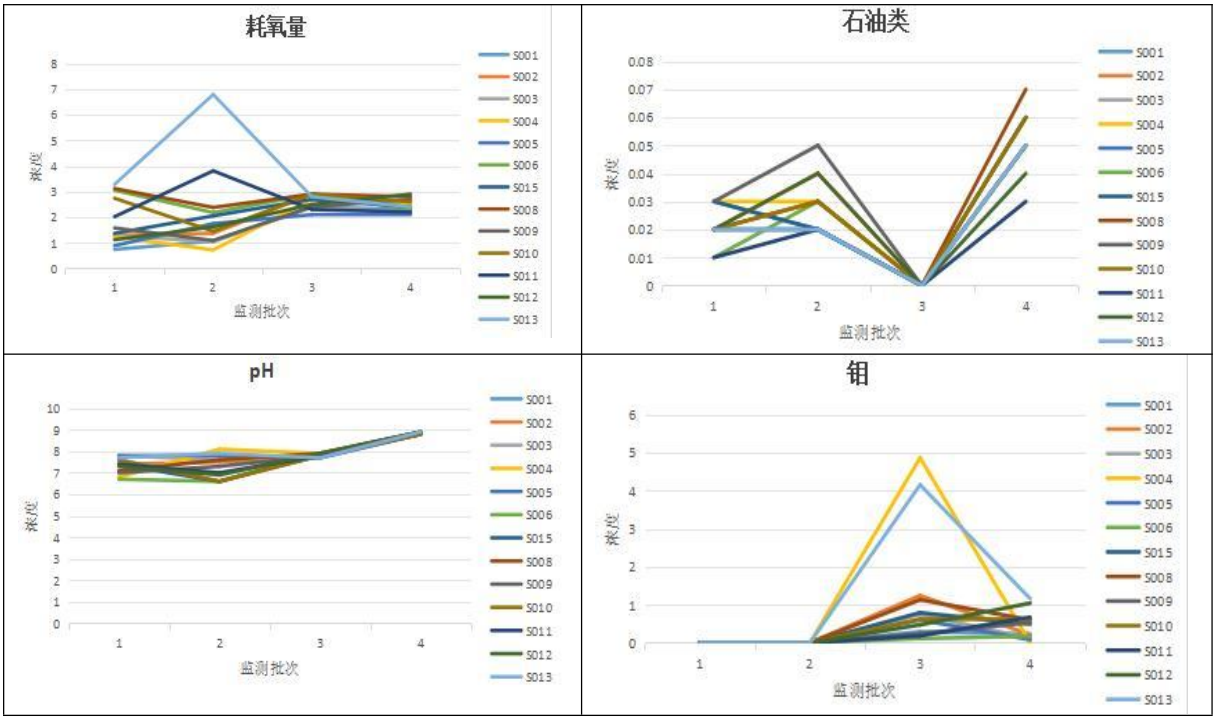
2.3.1.2监测项目

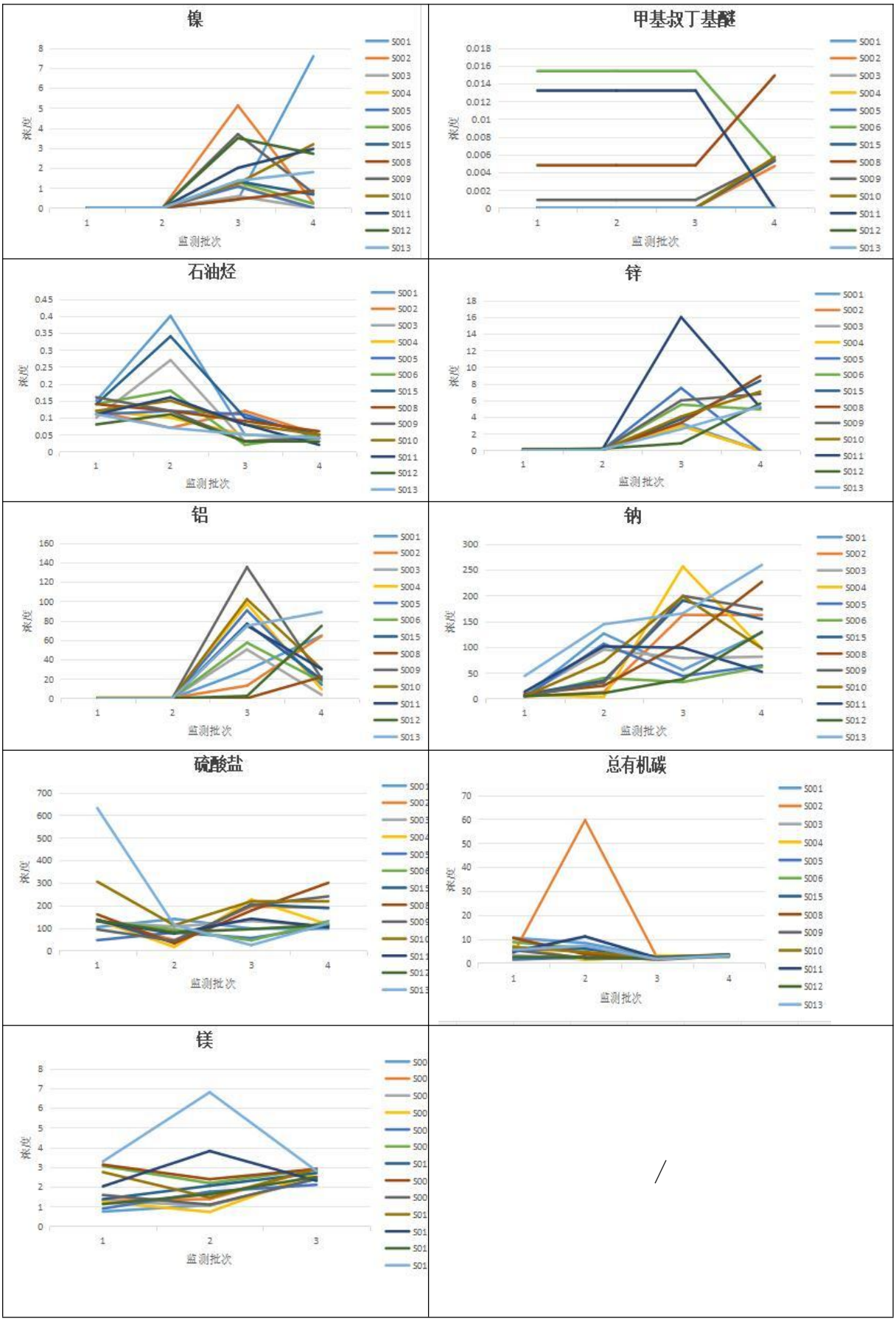
根据连环发〔2021〕139 号及《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南》HJ 1209-2021 要求，土壤和地下水环境监测项目应包括《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行)》（GB 36600-2018）表 1 中基本项目、《地下水质量标准》GB/T14848常规指标（微生物指标和放射性指标除外）和关注的特征污染物。因此，土壤和地下水确定的指标有《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行)》（GB 36600-2018）表 1 中 45 项基本项、GB/T14848常规指标35项，特征污染物pH值、石油烃（C6-C9）、石油烃（C_{10}- C_{40}）、甲基叔丁醚、氰化物、钒、锌、硫化物、苊烯、苊、芴、菲、蒽、荧蒽、芘和苯并(g,h,i)苝。

2.3.1.3检测结果分析

土壤：2021年至2025年期间，新海石化有限公司厂区内土壤样品检测结果未超过《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）第二类用地筛选值。

地下水：根据《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南》HJ 1209-2021附录C要求，针对历史上厂区内地下水污染物出现持续上升和超过GB/T14848中Ⅳ类的污染物进行趋势性分析，结果如下：





/

监测数据趋势分析结果表明，地下水监测井中耗氧量、石油类、pH值、钼、镍、

甲基叔丁基醚、石油烃、锌、铝、钠、硫酸盐、总有机碳、镁未呈现上升趋势。综上，江苏新海石化有限公司厂区内地下水环境质量符合规划要求。

3.自然状况及水文地质情况

3.1 自然环境

3.1.1气候环境

连云港属于暖温带湿润季风气候区，特征是寒暑变化显著、四季分明，冬季盛行偏北风，气候寒冷干燥，夏季盛行偏南风，气候炎热多雨。赣榆地区全年平均气温13.5℃，年均降水量900毫米左右，年日照时数2500小时，无霜期200天，年平均风速2.8米/秒，主要的气象灾害为旱灾、洪涝和冰雹等。

3.1.2地形地貌

连云港位于鲁中南丘陵与淮北平原的结合部，境内山海齐观，平原、大海、高山齐全，河湖、丘陵、滩涂、湿地、海岛俱备。地势由西北向东南倾斜，形如一只飞向海洋的彩蝶。地貌基本分布为西部岗岭区、中部平原区、东部沿海区和云台山区四大部分。西部丘陵海拔100米～200米。中部平原海拔3米～5米，主要是山前倾斜平原、洪水冲积平原及滨海平原3类，总面积5409平方千米。拥有耕地面积3797.9平方千米。东部沿海主要是约700平方千米盐田和480平方千米滩涂。云台山脉属于沂蒙山的余脉，有大小山峰214座，其中云台山主峰玉女峰海拔624.4米，为江苏省最高峰。连云港有云台山、锦屏山、马陵山、羽山等山脉。

3.2水文地质情况

场地地下水类型主要有两类：一是赋存于第 1 层素填土中的上层滞水；赋存类型为孔隙水。二是赋存于第 7层强风化片麻岩和第 8 层中风化片麻岩中的基岩裂隙潜水（ II 1 ）；赋存类型：基岩裂隙水。

上层滞水埋深浅，水量少，仅局部存在，无统一水位，主要受大气降水补给，以蒸发和向低洼处侧向径流等方式排泄，地下水流向与地形坡向一致。基岩裂隙潜水（ II 1 ）埋深浅，主要在基岩出露区接受大气降水和地表径流补给，通过侧向迳流往低洼处汇集，在流途中部分消耗于蒸发或人工开采。基岩裂隙潜水流向主要受基岩面控制，主要由基岩面高处向低处径流。江苏新海石化有限公司地块内地下水流向自西北至东南方向，最终汇入黄海。根据现场监测井位置高程等信息情况绘制地下水流场图，详见图3.1-1。

表3.1-1 监测点位及地下水高程

监测点位	经纬坐标	地表高程	水位（m）
DT001	119.152570,35.054509	10.588	1.5
T018	119.162017,35.053815	8.172	1.0
T023	119.161087,35.0555508	10.27	1.5

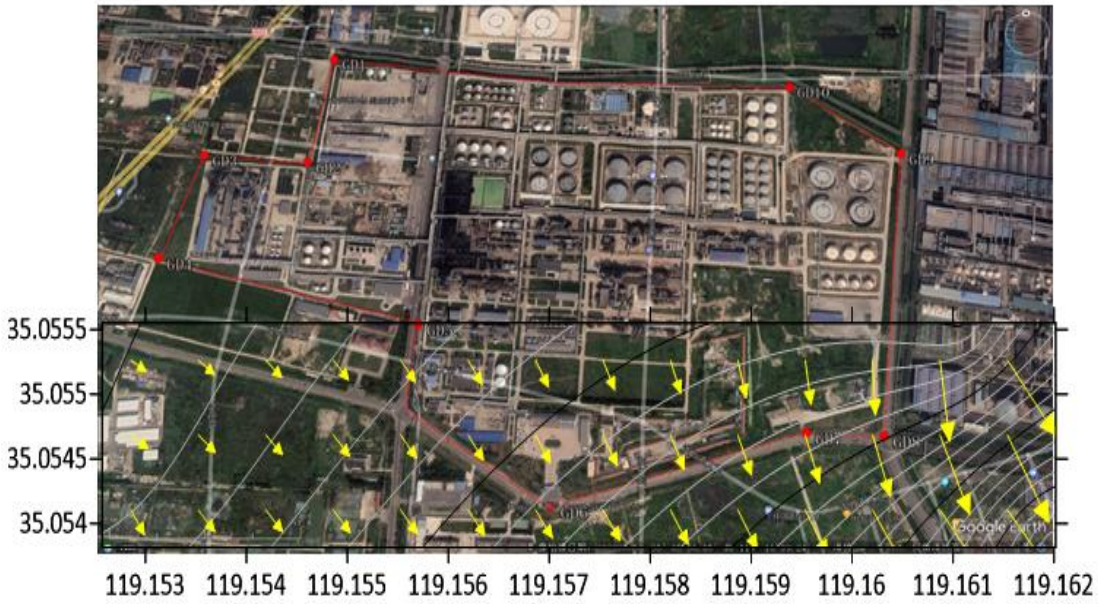


图3.1-1 地下水流场图

3.3地质沉积历史

整个连云港市的基底是一套古老的中深变质岩系，基底之上缺失古生代和中生代沉积，直至中白垩世才以小盆地的形式，接受了中生代晚期和新生代沉积。

拟建区震旦纪以前为沉降带，沉降了大量的海洋化学、碎屑沉积物，海洋运动以来形成了一系列化学沉积变质岩系和复合倒转褶皱至新华夏运动形成构造体系复合现象。早、中更新世受地壳下降影响，交错堆积了大量的洪、坡积层，致使该期岩性和地层结构变化较大，沉积韵律显得紊乱并形成了沉积厚度较大的堆积台地，上更新统在氧化环境下产生了较多的铁锰氧化物结核及钙质结核，全新统地壳下降幅度增加较大，发生大规模海侵，在各海峡海湾地带沉积了厚度很大的海湾-泻湖相淤泥及淤泥质黏土层，同时受陆源碎屑物质的影响，生成了含砂淤泥或淤泥质砂土。

以后再度上升为陆地，演变成现在的各种地貌，并沉积了各种营力作用下覆盖于海相沉积层上的陆相堆积。

该环评编制过程中于2021年1月14日对地下水环境质量现状进行了监测，监测点位共计10个，如图所示分布在江苏新海石化有限公司的四周，点位分布情况及地下水位测量结果如下。

表3.1-2 地下水水位监测结果

监测点位	位置	埋深（m）	海拔（m）	水位（m）
D1	西侧约0.8km处	1.35	3.93	2.58
D2	北侧约1km处	1.42	3.16	1.74
D3	东侧约1km处	1.29	3.57	2.28
D4	南侧约0.5km处	1.46	3.04	1.58
D5	厂区内	1.26	4.07	2.81
D6	西北侧1km处	1.19	4.18	2.99
D7	东北侧约1.4km处	1.08	3.14	2.06
D8	东南侧约1.5km处	1.14	3.49	2.35
D9	西南侧约1.5km处	1.24	4.14	2.90
D10	临近厂区西侧	1.21	3.96	2.75

水位：区内地下水水位动态主要随降水变化，同时受开采影响，一般每年的7-9月份为开采高峰期，但同时降水量也达到峰值。地下水补给充足，水位有所抬升，而每年的1-3月份虽然开采量小，但同时降水量也达到低谷，地下水补给少，水位相应下降。

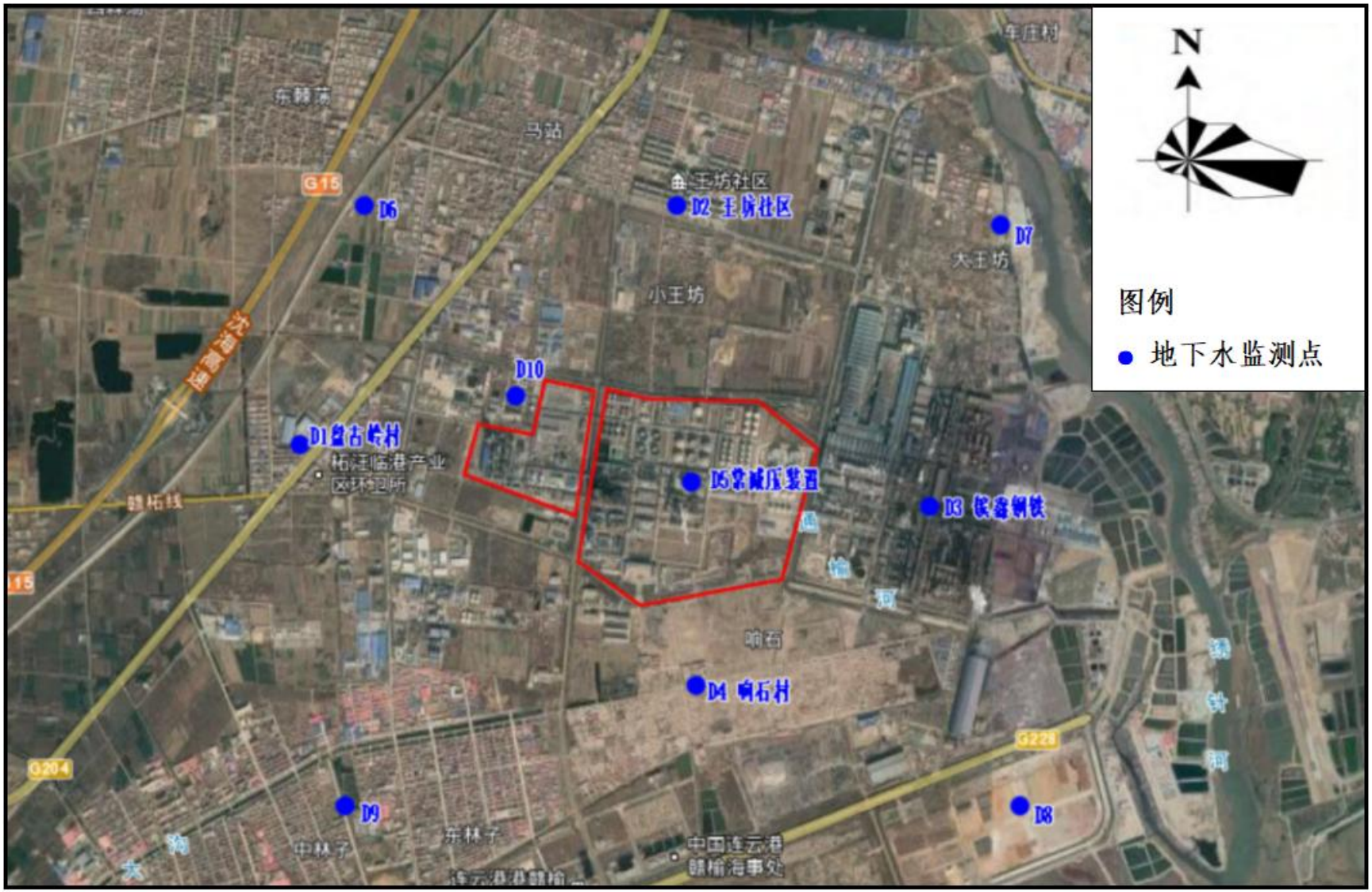


图3.1-2 地下水监测点位示意图（来源《江苏新海石化有限公司土壤和地下水自行监测报告（2022）》）

4.企业生产及污染防治情况

4.1 企业生产概况

4.1.1 生产状况分析

江苏新海石化有限公司(简称新海石化)地处连云港市柘汪临港产业区，主要加工装置有：120万吨/年FDFCC重油制烯烃、100万吨/年延迟焦化、300万吨/年原料预处理、10000标方/小时制氢、20000标方/小时制氢、60万吨/年混合油加氢、100万吨/年汽油加氢、80万吨/年柴油加氢改质、50万吨/年气体分馏、5万吨/年MTBE、2万吨/年硫磺回收、3万吨/年硫磺回收、60吨/时酸性水汽提、80吨 /时酸性水汽提、20000M3气柜及储运工程、公用工程等22套装置。公司主要产品有丙烯、丙烷、高标号汽油、精制柴油、蜡油、石脑油、液化石油气、石油焦、固体硫磺等。产品技术路线详见下图。

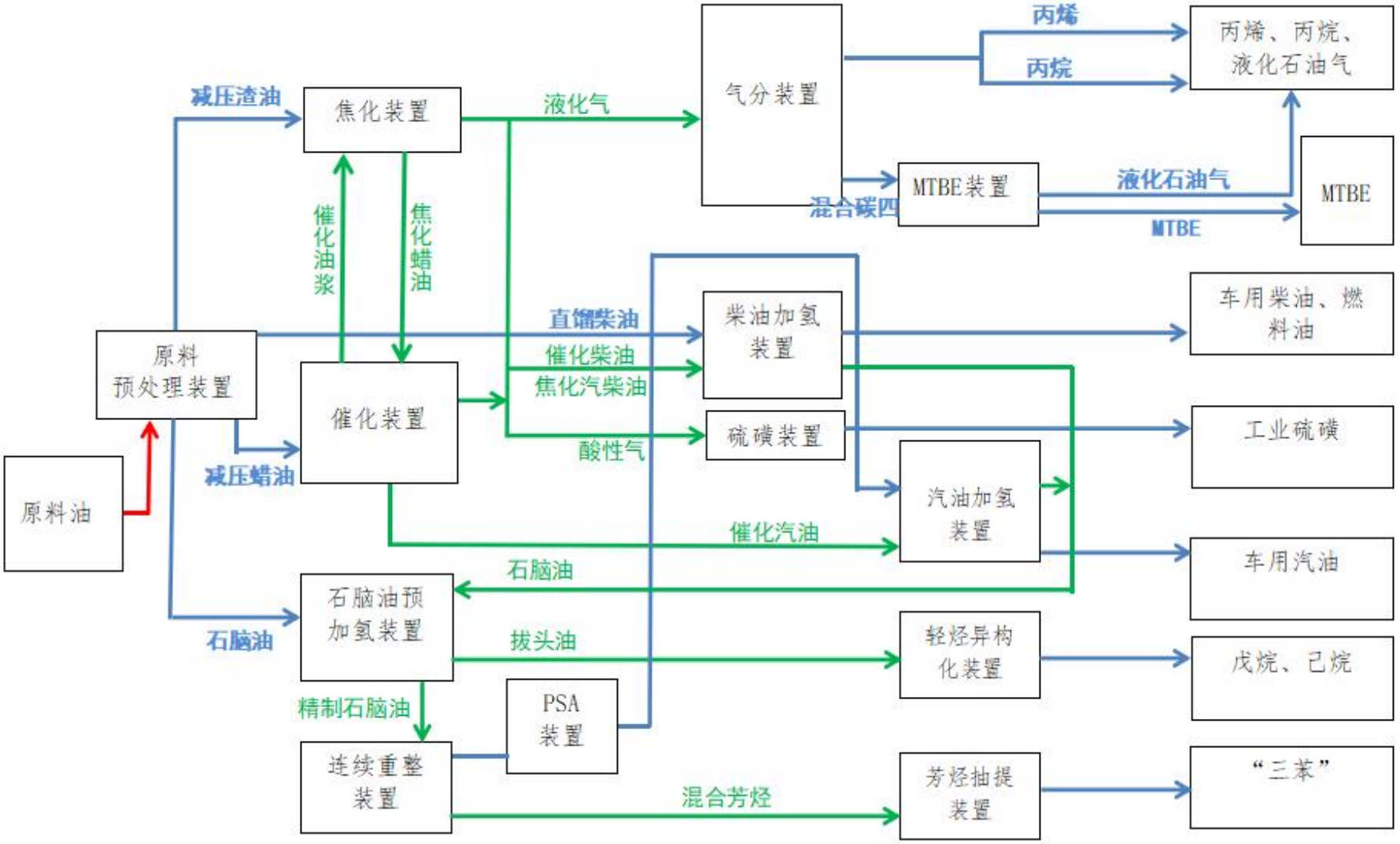


图4.1-1　产品技术路线图

新海石化公司（含全资子公司）现有项目分为已批已建项目、已批在建及已批弃建项目。新海石化现有项目环评及验收情况详见表4.1-1，现有项目装置组成、设计时间、设计规模详见表4.1-2。

表4.1-1 新海石化现有项目环评及验收情况

序号	项目类型	项目名称	环评手续	验收手续	建设主体
1	已批已建	一期100万吨/年延迟焦化项目	连环发[2007]267号 2007年8月27日	环验[2009]049号 2009年9月11日	江苏新海石化有限公司（控股公司）
2	已批已建	二期1200Kt/a重油深加工项目	连环发[2007]93号2007年3月29日	连环验[2012]12号 2012年4月10日	
3	已批弃建	50万吨/年气体分馏技术改造项目	连环发[2010]41号 2010年2月10日	承诺弃建，未验收 2014年11月27日	
4	已批调整	固废处理处置方案调整说明	市环保局意见 2011年12月29日	/	
5	已批已建	三期100万吨/年汽油加氢及配套工程技改项目	连环发[2012]343号 2012年9月6日	连云港市环保局，连环验[2015]8 号，2015年3月25日通过验收	
6	已批已建	三期100万吨/年汽油加氢及配套工程技改项目环评修编	连环表复[2014]63号 2014年12月16日	连环验[2015]8号 2015年3月25日	
7	已批调整	固废污染防治措施调整专项论证	市环保局意见 2015年3月10日	/	
8	已批已建	重油制烯烃装置烟气脱硫技术改造项目	连环表复[2015]68号 2015年11月5日	2016年1月12日	
9	已批已建	江苏润海油品销售有限公司建设石油库项目*	赣环发[2017]49号2017年7月10日	赣环验[2019]10号 2019年5月21日	
10	已批已建	四期100万吨/年连续重整项目	连环审[2018]8号 2018年8月28日	2019年12月完成废水、废气、噪声自主验收，2020年12月完成固废自主验收	
11	已批已建	资源综合利用150t/h锅炉供热项目	赣环表复[2018]123号 2018年9月28日	2020年1月8日已完成自主验收。（项目无固废排放）	
12	已批已建	赣榆港区配套原油及成品油输送管道工程项目	赣环审[2020]1号 2020年1月3日	2020年9月19日完成自主验收。	
13	已批在建	资源综合利用热电项目	连环表复[2020]30号 2020年3月31日	在建	
14	已批已建	国VI汽柴油系列质量升级改造项目	连环审[2021]1号 2021年1月13日	2021年3月14日完成自主验收	
15	已批已建	江苏新海石化有限公司危废暂存库项目	连环表复[2021]134号 2021年8月10日	2022年2月27日完成自主验收	
16	已批已建	VOCs治理项目	登记表备案号：202232070700000159。 2022年6月22日	2022年8月投用	

序号	项目类型	项目名称	环评手续	验收手续	建设主体
17	已批已建	江苏润海油品销售有限公司石油库二期项目	连环审[2021]7 号 2021 年 4 月 1 日	/	
18	已批已建	江苏新海石化有限公司原油管道联通工程项目	连环审[2023]6 号 2023 年 11 月 13 日	/	
19	已批已建	江苏新海石化有限公司新建润滑油、化工辅料仓库项目	连环表复[2024]4027 号 2024 年 5 月 24 日	/	

表 4.1-2 现有项目装置组成、设计时间、设计规模

序号	项目名称	整理后的现有项目的装置组成			
		装置名称	设计时间小时/年	设计规模万吨/年	设计原料或产品
1	一期项目	延迟焦化装置	8000	100	原料：混合原料油
2		汽柴油加氢装置	8000	60	原料：混合汽柴油
3		1#双脱联合装置	8000	10	原料：含硫物料
4		1#制氢装置	8000	0.72	产品：氢气
5		硫磺回收联合装置（含溶剂再生、酸性水汽提）	8000	2	产品：硫磺
6	二期项目	催化裂化装置	8000	120	原料：混合原料油
7		2#双脱联合装置	8000	80	原料：含硫物料
8		气体分馏装置	8000	30	原料：净化 LPG
9		硫磺回收联合装置	8000	0.5	产品：硫磺
10	三期项目	常减压装置	8000	300	原料：380#燃料油、再吸收油
11		MTBE 装置	8000	3.46	产品：MTBE
12		2#制氢装置	8000	1.44	产品：氢气
13		柴油加氢装置	8000	80	原料：混合柴油
14		汽油加氢装置	8000	100	原料：混合汽油
15	四期项目	石脑油预加氢装置	8400	120	原料：混合汽油
16		连续重整装置	8400	100	原料：混合汽油
17		芳烃抽提装置	8400	45	原料：混合[C6C7]
18		轻烃异构化装置	8400	27	产品：异构化油
19		PSA 装置	8400	8	原料：净化干气
20	五期项目	轻烃回收联合装置	8000	18	产品：净化干气、净化 LPG、再吸收油、稳定汽油
21		轻汽油醚化装置	8000	15	产品：醚化轻汽油
22	/	新海石化原油末站	8000	/	产品：混合原料油

4.1.2装置组成、产品上下游关系

4.1.2.1现有项目装置组成情况

表 4.1-3　现有项目的装置组成

序号	项目名称	装置名称		设计能力_万 t/a	操作弹性*	单元名称	产品名称	环评设计产量万 t/a	实际产量万 t/a	备注
1.	一期项目	延迟焦化联合装置	延迟焦化装置	100	60-120%	焦化单元	焦化干气	5.19	5.19	/
2.						稳定单元	焦化 LPG	3.58	3.58	/
3.						/	焦化石脑油	17.20	17.20	/
4.						/	焦化柴油	40.60	40.60	/
5.						/	焦化蜡油	7.00	7.00	/
6.						/	焦炭	25.44	25.44	汽柴油加氢装置污油处理量增大，柴油加氢装置污油处理量减小，汽油加氢装置污油处理量减小，总的处置污油减小，该部分变动内容已在五期环评中明确。
7.			1#双脱联合装置	10		干气脱硫单元	净化干气	4.86	4.86	常减压干气、加氢干气不再依托处置，总的处置含硫干气减小，该部分变动内容已在五期环评中明确。
8.						液化气脱硫脱硫醇单元	净化 LPG	3.40	3.40	/
9.		汽柴油加氢装置		60	60-120%	加氢单元	加氢干气	0.29	0.29	原料规模由 60 万吨/年增大到 64 万吨/年，原料种类增加裂化柴油、常压直馏柴油，产品种类不变，该部分变动内容已在五期环评中明确。
10.						分馏单元	加氢石脑油	8.73	8.73	
11.							加氢柴油	54.87	54.87	

序号	项目名称	装置名称		设计能力_万 t/a	操作弹性*	单元名称	产品名称	环评设计产量万 t/a	实际产量万 t/a	备注
12.		1#制氢装置		10000Nm³/h	60-120%	造气单元	氢气	0.72	0	根据四期重整环评，连续重整联合装置的 PSA 装置投产后，1#制氢装置转备用
13.						PSA 单元	/	/	/	
14.		1#硫磺回收联合装置		酸性水汽提单元 48，硫磺回收单元 2	30-150%	酸性水汽提单元	/	/	/	原一期环评中 1#硫磺回收联合装置仅处理一期各装置的酸性气、酸性水、富溶剂，实际生产中还处理二期、三期、四期各装置的酸性气、酸性水、富溶剂。经统计，原一期、二期、三期、四期环评中共设计回收硫磺 3.17 万吨。三期、四期项目环评中均已包含依托现有酸性水汽提单元、溶剂再生单元、硫磺回收单元处置的内容。原二期环评中 2#硫磺回收联合装置处理二期各装置的酸性气、酸性水、富溶剂，实际生产中二期酸性气、酸性水、富溶剂均依托一期 1#硫磺回收联合装置处理。1#硫磺回收联合装置处理全厂酸性气、酸性水及富溶剂内容已在五期环评中明确。
15.						溶剂再生单元	/	/	/	
16.						硫磺回收单元	硫磺	2.69	2.69	
17.	二期项目	催化裂化联合装置	催化裂化装置	重油催化裂化 120，0#柴油 35	60-120%	反应再生单元	裂化干气	5.62	5.62	/
18.						分馏单元	裂化 LPG	29.34	29.34	/
19.						吸收稳定单元	裂化汽油	46.48	46.48	/
20.						烟气脱硝单元	裂化柴油	29.24	29.24	/

序号	项目名称	装置名称			设计能力_万 t/a	操作弹性*	单元名称	产品名称	环评设计产量万 t/a	实际产量万 t/a	备注
21.							烟气脱硫单元	/	/	/	/
22.			产品精制装置	2#双脱联合装置	80	60-120%	干气脱硫单元	净化干气	5.53	5.53	总的处置含硫干气减小，该部分变动内容已在五期环评中明确。
23.							液化气脱硫脱硫醇单元	净化 LPG	29.00	29.00	/
24.							汽油脱硫醇单元	90#汽油	46.32	46.32	/
25.				气体分馏装置	30	60-120%	气体分馏单元	C2	0.20	0.20	原二期环评中将丙烷和环合 C4 分离出后再混合作为民用 LPG 出售，实际生产中不混合分开储存，丙烷外售，混合 C4 供应 MTBE 装置。该部分变动内容已在四期重整环评中体现。
26.								丙烷	4.16	4.16	
27.								丙烯	8.40	8.40	
28.								混合 C4	16.24	16.24	
29.								民用 LPG	20.20	0.00	
30.		2#硫磺回收联合装置			酸性水汽提 38.4，溶剂再生 57.6，硫磺回收 0.5	30-150%	酸性水汽提单元	/	/	/	原二期环评中 2#硫磺回收联合装置仅处理二期各装置的酸性气、酸性水、富溶剂，实际生产中转为 1#硫磺回收联合装置的备用装置。该部分变动现有项目环评中未体现。本次改建项目 2#硫磺回收联合装置按备用。
31.							溶剂再生单元	/	/	/	
32.							硫磺回收单元	硫磺	0.41	/	
33.		/			/	/	依托现有硫磺回收联合装置	硫磺	0.41	/	实际产量见 1#硫磺回收联合装置
34.	三期项目	常减压装置			300	60-110%	电脱盐单元	常减压干气	1.55	1.55	新增处置再吸收油导致常减压干气增加，该部分变动内容已在五期环评中明确。
35.							闪蒸单元	常压石脑油	4.50	4.50	/

序号	项目名称	装置名称	设计能力_万 t/a	操作弹性*	单元名称	产品名称	环评设计产量万 t/a	实际产量万 t/a	备注
36.					常压蒸馏单元	常压直馏柴油	36.00	36.00	/
37.					减压蒸馏单元	减压蜡油	96.00	96.00	/
38.					/	减压渣油	114.40	114.40	/
39.					/	沥青	48.00	48.00	/
40.		MTBE 装置	3.46	60-120%	原料预处理单元	MTBE	3.46	3.46	/
41.					反应及分离单元	民用液化石油气	13.04	13.04	/
42.					甲醇回收单元	/	/	/	/
43.		2#制氢装置	20000Nm³/h	60-120%	造气单元	氢气	1.44	0	根据四期重整环评。连续重整联合装置的 PSA 装置投产后，2#制氢装置转备用。
44.					PSA 单元	/	/	/	
45.		柴油加氢装置	80	60-120%	加氢单元	加氢干气	1.04	1.04	根据五期环评，加氢单元新增加氢反应器 II 等设备，分馏单元新增煤油侧线汽提塔、脱丁烷塔、放空氢脱硫塔、低分气脱硫塔等设备，原料规模不变，原料中裂化柴油、常压直馏柴油、外购柴油的配比发生变化，产品种类增加加氢 LPG、加氢轻石脑油、加氢重石脑油、加氢煤油。
46.					分馏单元	加氢 LPG	2.66	2.66	
47.					/	加氢轻石脑油	4.76	4.76	
48.					/	加氢重石脑油	23.55	23.55	
49.					/	加氢汽油	0.00	0.00	
50.					/	加氢煤油	16.58	16.58	
51.					/	加氢柴油	32.36	32.36	
52.		汽油加氢装置	60	60-120%	预分馏单元	加氢干气	0.35	0.35	根据五期环评，新增中重汽油分馏单元，增加中汽油切割塔等设备，新增萃取蒸馏
53.					中重汽油分馏单元	轻汽油	15.00	15.00	

序号	项目名称	装置名称		设计能力_万 t/a	操作弹性*	单元名称	产品名称	环评设计产量万 t/a	实际产量万 t/a	备注
54.						萃取蒸馏脱硫单元	侧线油	15.00	15.00	脱硫单元，增加抽提蒸馏塔、汽提塔、水汽提塔等设备。原料规模由 100 万吨/年减小到 60 万吨/年，原料中不再使用常压石脑油，产品种类增加侧线油、抽余油、反萃抽余油
55.						加氢单元	抽余油	16.91	16.91	
56.						分馏单元	反萃抽余油	0.31	0.31	
57.						/	加氢汽油	12.31	12.31	
58.		/		/	/	依托现有硫磺回收联合装置	硫磺	1.13	/	实际产量见 1#硫磺回收联合装置
59.	四期项目	连续重整联合装置	石脑油预加氢装置	120	60-120%	加氢单元	重整干气	2.20	2.20	/
60.						分馏单元	轻石脑油	14.04	14.04	/
61.						/	精制汽油	104.19	104.19	/
62.			连续重整装置	100	60-120%	重整单元	重整氢气	8.33	8.33	/
63.						催化剂再生单元	重整 LPG	2.79	2.79	/
64.						烟气脱氯单元	戊烷油 C5	1.37	1.37	/
65.						烟气脱硝单元	芳烃 C6C7	44.89	44.89	/
66.						/	混二甲苯 C8	30.42	30.42	/
67.						/	芳烃 C9+	16.33	16.33	/
68.			芳烃抽提装置	45	60-120%	抽提蒸馏单元	抽余油	11.50	11.50	/
69.						苯/甲苯分馏单元	苯	8.11	8.11	/
70.						/	甲苯	25.28	25.28	/
71.			轻烃异构化装置	27	60-120%	轻烃异构化单元	燃料气	0.42	0.42	/
72.						/	异构化油	26.57	26.57	/

序号	项目名称	装置名称		设计能力_万 t/a	操作弹性*	单元名称	产品名称	环评设计产量万 t/a	实际产量万 t/a	备注
73.			PSA 装置	50000Nm³/h	60-120%	PSA 单元	氢气	3.91	3.91	/
74.						/	燃料气	3.97	3.97	/
75.			/	/	/	依托现有硫磺回收联合装置	硫磺	0.7	/	实际产量见 1#硫磺回收联合装置
76.	五期项目	轻烃回收联合装置		18	60-110%	轻烃回收装置	回收干气	1.97	1.97	/
77.						3#双脱联合装置	回收 LPG	8.80	8.80	/
78.						/	稳定汽油	37.02	37.02	/
79.						/	净化干气	1.94	1.94	/
80.						/	净化 LPG	8.46	8.46	/
81.		轻汽油醚化装置		15	70-120%	轻汽油醚化装置	醚化轻汽油	16.52	16.52	/
82.		储运工程		/	/	甲醇回收单元	/	/	/	/
83.				0.4	/	乙醇汽油调和单元	E10 乙醇汽油	0.4	0.4	/
84.		/		/	/	依托现有硫磺回收联合装置	硫磺	0.29	/	实际产量见 1#硫磺回收联合装置

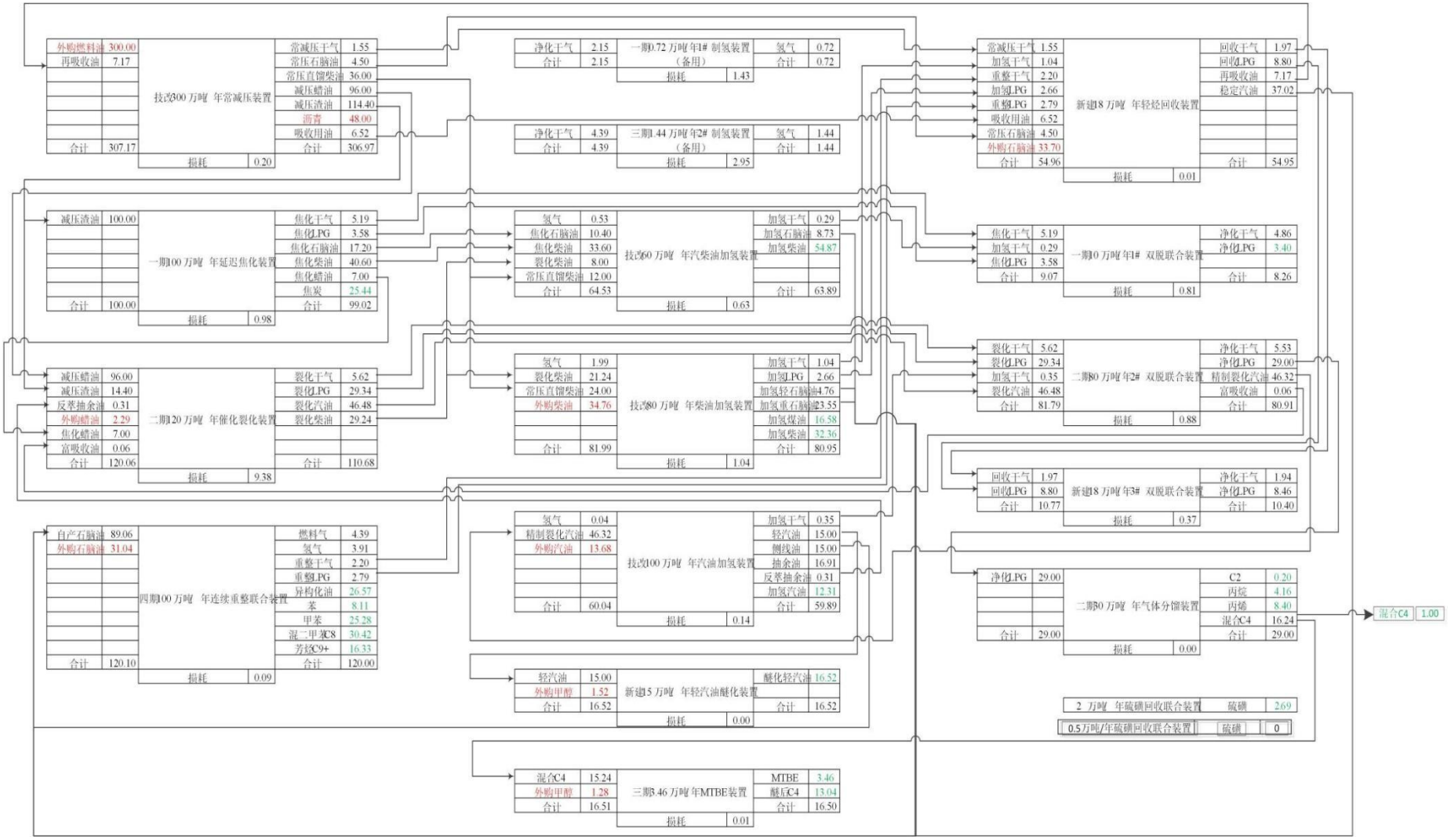


图 4.1-2　现有项目的产品上下游关系图（单位：万 t/a）

4.1.2.2 近年项目装置生产工况

新海石化近年1#制氢装置生产负荷分别为76.5%、57.2%，其余装置大部分生产负荷大于90%，其范围在60.1%～99.5%。生产工况详见表4.1-4。

表 4.1-4　2021-2022 年现有项目装置生产工况

序号	项目名称	装置名称	设计时间小时/年	2021 年		2022 年	
				年运行时间小时/年	生产负荷%	年运行时间小时/年	生产负荷%
1	一期项目	延迟焦化装置	8000	7464	91.3	8472	97.0
2		汽柴油加氢装置	8000	7920	91.5	8544	98.7
4		1#制氢装置	8000	528	76.3	1152	57.8
6	二期项目	催化裂化装置	8000	7584	96.9	8760	93.7
8		气体分馏装置	8000	7536	92.7	8760	91.1
9		硫磺回收联合装置	8000	7872	93.9	8760	93.4
10	三期项目	常减压装置	8000	7464	95.3	8760	96.4
11		MTBE装置	8000	7536	97.2	8760	94.0
12		2#制氢装置	8000	0	0	0	0
13		柴油加氢装置	8000	7728	98.5	8232	92.7
14		汽油加氢装置	8000	7537	84.4	8760	60.1
15	四期项目	石脑油预加氢装置	8400	7320	90.5	8400	99.5
16		连续重整装置	8400	7320	84.0	8400	94.7
17		芳烃抽提装置	8400	/	/	/	/
18		轻烃异构化装置	8400	7320	78.4	8400	74.5
19		PSA装置	8400	7320	74.2	8400	83.3
20	五期项目	轻烃回收联合装置	8000	7464	63.0	8760	54.2
21		轻汽油醚化装置	8000	7537	82.8	8760	60.8

4.1.3原料及产品情况

表 4.1-5　现有项目原料及产品情况汇总表

序号	原料		产品	
	名称	数量_万 t/a	名称	数量_万 t/a
1	外购甲醇	2.80	C2	0.20
2	外购石脑油	64.74	净化 LPG	11.86
3	外购汽油	13.68	丙烷	4.16
4	外购柴油	34.76	丙烯	8.40
5	外购蜡油	2.29	混合 C4	1.00
6	外购燃料油	300.00	醚后 C4	13.04
7			MTBE	3.46
8			抽余油	16.91
9			异构化油	26.57
10			苯	8.11
11			甲苯	25.28
12			混二甲苯 C8	30.42
13			芳烃 C9+	16.33
14			焦化石脑油	6.80
15			醚化轻汽油	16.52
16			加氢汽油	12.31
17			焦化柴油	7.00
18			加氢柴油	87.23
19			加氢煤油	16.58
20			焦炭	25.44
21			沥青	48.00
22			硫磺	2.69
	合计	418.26	合计	388.31

表 4.1-6 主要产品与原辅材料清单（单位：吨）

序号	原辅料名称	主要成分、规格	年耗量	生产装置	产品
100 万吨/年延迟焦化装置项目					
1	原料燃料油	沥青质、胶质、饱和烃、芳香烃	1000000	延迟焦化装置	干气
2	10%液碱	NaOH	60		液化气
3	延迟焦化装置催化剂	磺化酞菁钴	0.01		石脑油
4	延迟焦化装置脱硫剂	甲基二乙醇胺	6.5		柴油
5	新氢	H2	7200		蜡油
6	加氢装置催化剂	MoO3、WO2	12.5		焦炭
7	加氢装置保护剂	MoO3、NiO	2.5	加氢精制装置	加氢石脑油
8	加氢装置惰性瓷球	/	10		加氢柴油
9	制氢装置加氢催化剂	型号：JT-1G/JT-4	10.3	酸性水汽提装置	酸性气
10	氧化锌脱硫剂	型号：T305	44.2	制氢装置	工业氢
11	脱氯剂	型号：T404	2.2	硫磺回收装置	硫磺
12	制氢装置转化催化剂	型号：Z417/Z418	7.53	/	/
13	制氢装置中变催化剂	型号：B113-2	26.6	/	/
14	制氢装置变压吸附剂	氧化铝、活性炭、分子筛	102	/	/
15	MDEA	25%甲基二乙醇胺溶液	7.5	/	/
16	克劳斯催化剂	氧化铝、氧化硅	5.7	/	/
17	硫磺回收加氢催化剂	氧化铝、氧化硅	2.0	/	/
18	填料	/	1.5	/	/
19	瓷球	/	1.7	/	/
1200kt/a 重油深加工项目					
1	原料油	沥青质、胶质、饱和烃、芳香烃	1200000	重油催化装置	重油催化裂化
2	催化剂	氧化铝、氧化硅、脱硫剂、瓷球、保护剂等	520		催化柴油
3	磷酸三钠	磷酸三钠	0.7	产品精制装置	催化汽油
4	助燃剂	助燃剂	3.54		精丙烯
5	其他助剂	吸附剂、分子筛、活性炭	50.8		丙烷等
6	干气	烃类等	4300		民用液化石油气
					干气
				硫磺回收装置	硫磺（99%）

100 万吨/年汽油加氢及配套工程技改项目					
1	380#燃料油	H2	3000000	原料预处理装置	石脑油
2	破乳剂	破乳剂	60		直馏柴油
3	缓蚀剂	缓蚀剂	50		减压蜡油
4	汽油	C5～C12 脂肪烃/环烷烃类、芳香烃	491800		减压渣油
5	汽油加氢装置硫化剂、催化剂、保护剂	硫化剂、催化剂、保护剂	17.9		沥青
6	常压柴油	复杂烃类	507600	MTBE 装置	MTBE（甲基叔丁基醚）
7	柴油加氢装置催化剂、保护剂、硫化剂、缓蚀剂	催化剂、保护剂、硫化剂、缓蚀剂	42.5		民用液化石油气
8	制氢装置催化剂、脱硫剂、吸附剂	催化剂、脱硫剂、吸附剂	41.17	制氢装置	工业氢
9	甲醇	CH4O	16432.3	柴油加氢装置	加氢柴油
10	MTBE 装置催化剂	阳离子树脂	23.7		加氢石脑油
11	瓷球	/	8.2	汽油加氢装置	精制汽油
					轻汽油
100 万吨/年连续芳烃重整项目					
1	预加氢催化剂	HYT-1119 （含 Ni 和 Mo）	4.5	预加氢装置	含硫燃料气 液化石油气 混二甲苯 C9+芳烃 苯 甲苯 燃料气（副产） 异构化油 氢气（副产） 解吸气（副产）
2	重整催化剂	R-334 （含 Pt）	9.06	连续重整装置	
3	异构化催化剂	I-82 （含 Pt）	1.71		
4	甲烷化催化剂	Puraspec2243M	0.2 m3		
5	异构化干燥剂	HPG-429	1.25	芳烃抽提装置	
6	异构化脱硫剂	ADS-120	6.1 m3		
7	环丁砜	/	3	轻烃异构化装置	
8	脱氯剂	（四氯乙烯）	160		
9	注氯剂	/	4	PSA 装置	
10	白土	/	140		
11	惰性瓷球	/	70		
12	10wt%的碱液	/	5.1		
13	PSA 吸附剂	/	300		
14	燃料气	/	11.5 t/h		
15	混合石脑油	/	120 万		

表4.1-7 2021年主要产品与原辅材料清单

序号	原辅料名称	数量	计量单位	生产单元	产品	数量	计量单位
1	石脑油	208.6	万 t/a	储存系统	/	/	/
	常减压柴油、催化柴油	118.2	万 t/a				
	蜡油，渣油	173.3	万 t/a				
	原油	609.7	万 t/a				
	渣油	18.2	万 t/a				
2	蜡油，渣油	115	万 t/a	催化裂化装置	催化液化气	19.5	万 t/a
	催化裂化催化剂	1233	t/a		催化汽油	42.67	万 t/a
	絮凝剂	22.325	t/a		催化柴油	24.48	万 t/a
	CO 助燃剂	2.52	t/a		/	/	/
	金属钝化剂	64	t/a		/	/	/
	油浆阻垢剂	66.11	t/a		/	/	/
	碱液	6340	t/a		/	/	/
	中和缓蚀剂	17.8	t/a		/	/	/
	活化剂	1.785	t/a		/	/	/
3	石脑油	108.5	万 t/a	催化重整装置	苯,甲苯,二甲苯,其他	100	万 t/a
	缓蚀剂	2.3	t/a		/	/	/
	消泡剂	0.28	t/a		/	/	/
	四氯乙烯	11.2	t/a		/	/	/
	环丁砜	27	t/a		/	/	/
	浓度 32%的烧碱	32	t/a		/	/	/
4	催化汽油	477198.91	万 t/a	加氢精制装置-催化汽油后加氢	重汽油轻汽油	467441.53	万 t/a
	汽油加氢催化剂	44.63	t/a		/	/	/
	汽油加氢缓蚀剂	1	t/a		/	/	/
5	焦化汽柴油、常减压柴油	721741.99	万 t/a	加氢精制装置-柴油加氢	石脑油,柴油 石脑油	115203.759	万 t/a
	柴油加氢装置缓蚀剂	11	t/a		石脑油,精制柴油 煤油	599483.17	万 t/a

6	/	/	/	干气脱硫装置	净化干气	10310	t
7	原油	304.8	万 t/a	常减压蒸馏（含电脱盐）装置	/	/	/
	高温缓蚀剂	73.44	t/a		/	/	/
	碱液	319.86	t/a		/	/	/
	油溶性破乳剂	62.28	t/a		/	/	/
	中和缓蚀剂	114.5	t/a		/	/	/
8	渣油原料	96.18	万 t/a	延迟焦化装置	焦混	54.45	万 t/a
	缓蚀剂	13.8	t/a		蜡油	11.87	万 t/a
	除臭精制液	7	t/a		液化气	1.9	万 t/a
	消泡剂	17.44	t/a		焦炭	24.87	万 t/a
9	催化柴油、常减压柴油	94.77	万 t/a	柴油加氢改质装置	精制柴油	90.04	万 t/a
	加氢缓蚀剂	9.6	t/a		石脑油	4.84	万 t/a
	石脑油脱硫剂	12	t/a		/	/	/
10	MTBE 树脂催化剂	70	t/a	气体分馏装置	丙烷	33691	t/a
	N-甲基二乙醇胺	60	t/a		丙烯	54458	t/a
	/	/	/		混合碳四	132504	t/a
	/	/	/		MTBE	20068	t/a
11	N-甲基二乙醇胺	75.55	t/a	硫磺回收装置	硫磺	2.0783	万 t/a
	碱液	96.16	t/a		/	/	/
12	甲醇	5615.88	t	轻汽油醚化装置	精制汽油	16220.56	万 t/a
	汽油	109873.5	t		/	/	/
	树脂催化剂	113.2	t		/	/	/

表4.1-8 主要产品与原辅材料清单

序号	原辅料名称	数量	计量单位	生产单元	产品	数量	计量单位
1	石脑油	85.03	万 t/a	储存系统	/	/	/
	常减压柴油、催化柴油	224.93	万 t/a				
	蜡油，渣油	167.23	万 t/a				
	原油	297.37	万 t/a				
	渣油	24.61	万 t/a				
2	蜡油，渣油	87.06	万 t/a	催化裂化装置	催化液化气	21.9	万 t/a
	催化裂化催化剂	1436	t/a		催化汽油	46.04	万 t/a
	絮凝剂	25.6	t/a		催化柴油	31.79	万 t/a
	CO 助燃剂	2.9	t/a		/	/	/
	金属钝化剂	56	t/a		/	/	/
	油浆阻垢剂	54.6	t/a		/	/	/
	碱液	5774	t/a		/	/	/
	中和缓蚀剂	17.4	t/a		/	/	/
	活化剂	2.55	t/a		/	/	/
3	石脑油	119.4	万 t/a	催化重整装置	苯,甲苯,二甲苯,其他	42.6	万 t/a
	缓蚀剂	1.2	t/a		/	/	/
	消泡剂	1.01	t/a		/	/	/
	四氯乙烯	8.8	t/a		/	/	/
	环丁砜	25	t/a		/	/	/
	浓度 32%的烧碱	0	t/a		/	/	/
4	催化汽油	47.96	万 t/a	加氢精制装置-催化汽油后加氢	重汽油轻汽油	467441.53	万 t/a
	汽油加氢催化剂	/	t/a		/	/	/
	汽油加氢缓蚀剂	0.96	t/a		/	/	/
5	焦化汽柴油、常减压柴油	721741.99	万 t/a	加氢精制装置-柴油加氢	石脑油,柴油 石脑油	10.90	万 t/a
	柴油加氢装置缓蚀剂	11	t/a		石脑油,精制柴油 煤	77.33	万 t/a

					油		
6	/	/	/	干气脱硫装置	净化干气	87400	t
7	原油	382.52	万 t/a	常减压蒸馏（含电脱盐）装置	/	/	/
	高温缓蚀剂	75.3	t/a		/	/	/
	碱液	113.72	t/a		/	/	/
	油溶性破乳剂	50.4	t/a		/	/	/
	中和缓蚀剂	84.4	t/a		/	/	/
8	渣油原料	94.06	万 t/a	延迟焦化装置	焦混	56.8	万 t/a
	缓蚀剂	12.7	t/a		蜡油	16	万 t/a
	除臭精制液	3.4	t/a		液化气	2.35	万 t/a
	消泡剂	17.19	t/a		焦炭	29.2	万 t/a
9	催化柴油、常减压柴油	106.15	万 t/a	柴油加氢改质装置	精制柴油	100.39	万 t/a
	加氢缓蚀剂	8.3	t/a		石脑油	6.88	万 t/a
	石脑油脱硫剂	/	t/a		/	/	/
10	MTBE 树脂催化剂	7.5	t/a	气体分馏装置	丙烷	37862	t/a
	N-甲基二乙醇胺	80	t/a		丙烯	62049	t/a
	/	/	/		混合碳四：	143958	t/a
	/	/	/		MTBE：	23551	t/a
11	N-甲基二乙醇胺	70	t/a	硫磺回收装置	硫磺	3.0	万 t/a
	碱液	247.1	t/a		/	/	/
12	甲醇	6426	t	轻汽油醚化装置	精制汽油	33.02	万 t/a
	汽油	109074	t		/	/	/
	树脂催化剂	/	t		/	/	/

表4.1-9 2023年主要产品与原辅材料清单

序号	原辅料名称	数量	计量单位	生产单元	产品	数量	计量单位
1	石脑油	70	万t/a	储存系统	/	/	/
	常减压柴油、催化柴油	110	万t/a				
	蜡油，渣油	130	万t/a				
	原油	230	万t/a				
	渣油	86	万t/a				
2	蜡油，渣油	74，10	万t/a	催化裂化装置	催化液化气	18.9	万t/a
	催化裂化催化剂	1300	t/a		催化汽油	39.2	万t/a
	絮凝剂	19.7	t/a		催化柴油	27.6	万t/a
	CO助燃剂	6.18	t/a		/	/	/
	金属钝化剂	45	t/a		/	/	/
	油浆阻垢剂	47	t/a		/	/	/
	碱液	7109	t/a		/	/	/
	中和缓蚀剂	16	t/a		/	/	/
	活化剂	2.58	t/a		/	/	/
3	石脑油	106.24	万t/a	催化重整装置	重整石脑油（抽余油）	17.11	万t/a
	缓蚀剂	2.5	t/a		石油苯	6.39	万t/a
	消泡剂	1.01	t/a		石油甲苯	16.28	万t/a
	四氯乙烯	8.8	t/a		混合二甲苯	14.95	万t/a
	环丁砜	25	t/a		高沸点芳烃溶剂	14.11	万t/a
	浓度 32%的烧碱	0	t/a		工业碳10粗芳烃	2.96	万t/a
4	催化汽油	60	万t/a	加氢精制装置-催化汽油后加氢	重汽油轻汽油	60	万t/a
	汽油加氢催化剂	70	t/a		/	/	/
	汽油加氢缓蚀剂	1	t/a		/	/	/
5	焦化汽柴油、常减压柴油	75	万t/a	加氢精制装置-柴油加氢	石脑油,柴油 石脑油	15	万t/a

	柴油加氢装置缓蚀剂	10	t/a		石脑油,精制柴油煤油	60	万t/a
6	/		/	干气脱硫装置	净化干气		t
7	原油	300	万t/a	常减压蒸馏（含电脱盐）装置	石脑油	72.2	万t/a
	高温缓蚀剂	70.1	t/a		柴油	63.5	万t/a
	碱液	162	t/a		蜡油	94.5	万t/a
	油溶性破乳剂	34.12	t/a		渣油	63.5	万t/a
	中和缓蚀剂	80.34	t/a		液化气	11.2	万t/a
8	渣油原料	100	万t/a	延迟焦化装置	焦混	56.85	万t/a
	缓蚀剂	14	t/a		蜡油	16.03	万t/a
	除臭精制液	6	t/a		液化气	2.3	万t/a
	消泡剂	12	t/a		焦炭	29.22	万t/a
9	催化柴油、常减压柴油		万t/a	柴油加氢改质装置	精制柴油	67	万t/a
	加氢缓蚀剂		t/a		石脑油	11	万t/a
	石脑油脱硫剂		t/a		/		/
10	MTBE树脂催化剂	80	t/a	气体分馏装置	丙烷	3.6	万t/a
	N-甲基二乙醇胺	40	t/a		丙烯	5.8	万t/a
	/		/		混合碳四：	13.9	万t/a
	/		/		MTBE：	2.0	万t/a
11	N-甲基二乙醇胺	80	t/a	硫磺回收装置	硫磺	2.0	万t/a
	碱液	360	t/a		/		/
12	甲醇	1	万t/t	轻汽油醚化装置	精制汽油	14.2	万t/a
	汽油	13.2	万t/t		/		/
	树脂催化剂	100	t		/		/

4.2 企业重点设施设备布置

新海石化涉及的重点设施设备主要分布在生产厂区，生产厂区包含（自北向南、自西向东）：新海石化装卸区、连续重整装置区、循环水场及联合控制区、液态烃罐区、污油罐及重油罐区、汽柴油及加氢原料罐区、初期雨水收集池及事故池、焦场（原危废间）、硫磺回收装置、延迟焦化装置、1#制氢装置及汽柴油加氢精制装置、锅炉房及给水场等、污水处理场、干气回收设施、原料油罐区、汽油加氢装置、常减压装置、变配电所及控制室、催化裂化装置、循环水场、MTBE装置、新危废库（原航煤罐区）、油浆及油渣罐区、汽油罐区及柴油罐区、柴油加氢装置及2#制氢装置、润海油库、沥青罐及石脑油罐区、汽车装卸设施区域、油库、原有末站共30个区域。具体分布见图2.2-1。

4.3各重点场所、重点设施设备情况

本地块有潜在土壤污染隐患的各重点场所、重点设施设备涉及的工业活动包括液体储存、散装液体转运与厂内运输、货物的储存和传输、生产区、其他活动区（废水排水系统、危险废物贮存库等）；其他辅助类、办公区域及绿化场地等不涉及生产或储存产品、原辅料、危废的区域暂不纳入，预留、在建、待建及弃建区域暂不纳入。

表 4.3-1　地块各类区域情况表

序号	区域名称	类型	占地面积（平方米）
1	10000m³/h 催化干气制氢及 60 万吨/年汽柴油加氢精制装置	生产区	11899
2	气体分馏装置、MTBE 装置、胺液再生装置	生产区	8700
3	100 万吨/年延迟焦化装置	生产区	18000
4	120 万吨/年重油催化裂化装置	生产区	26833
5	2 万吨/年硫磺回收及 60t/h 酸性水汽提装置	生产区	519
6	100 万吨/年汽油加氢装置	生产区	6430
7	300 万吨/年原料预处理（常减压装置）	生产区	17072
8	20000m³/h 催化干气制氢及 80 万吨/年柴油加氢改质装置	生产区	12453
9	气柴油及加氢原料罐区	储罐区	10844.06
10	原料油罐区	储罐区	16714.51
11	原料油罐区	储罐区	26441.73

12	汽油罐区	储罐区	9235.66
13	柴油罐区	储罐区	9184.99
14	液态烃罐区	储罐区	5933.30
15	污油灌区	储罐区	2514.48
16	重油罐区	储罐区	2799.54
17	液态烃罐区	储罐区	5721.71
18	污水处理厂	废水治理区	18105.75
19	干气回收设施	储存区	6873.03
20	油浆及碱渣罐区	储罐区	1917.81
21	轻油罐区	储罐区	2582.48
22	精制汽油罐区	储罐区	11128.92
23	汽车装卸设施（储运车间）	储存区	15818.61
24	沥青罐区	储罐区	6062.89
25	石脑油罐区	储罐区	6864.04
26	原油罐区（含有污水提升泵站）	储罐区	29665.55
27	100 万吨/年连续重整芳烃联合装置	生产区	43000（仅有右边部分投产）
28	汽柴油、液化烃、原料油装卸区（物流车间）	储存区	68037.01
29	一般物料暂存处（原危废仓库）危废仓库	/	200
30	新危废仓库（位于航煤罐区，航煤罐区未建设）	固体废物储存	290.58

4.4各设施生产工艺与污染防治情况

4.4.1 延迟焦化联合装置

延迟焦化联合装置包括延迟焦化装置和1#双脱联合装置。

延迟焦化装置：延迟焦化装置采用延迟焦化工艺，发生裂解、缩合反应，原料为常减压装置的减压渣油，产品为焦化干气、焦化LPG、焦化汽油、焦化柴油、焦化蜡油、焦炭。装置设计规模100万吨/年，实际运行规模100万吨/年，操作弹性60-120%，年运行时间8000小时。

《固废处理处置方案调整说明》将污水处理厂产生的污泥由委外处理改为送到延迟焦化装置的焦炭塔处理。

1#双脱联合装置：1#双脱联合装置干气石油气脱硫采用胺法脱硫，石油气脱硫醇采用催化剂碱液抽提催化氧化脱硫醇工艺，原料为焦化干气、加氢干气、焦化LPG、加氢干气，产品为净化干气、净化LPG。装置设计规模10万吨/年，实际运行规模10万吨/年，操作弹性60-120%，年运行时间8000小时。

1#双脱联合装置主要用于处理延迟焦化装置、汽柴油加氢装置、常减压装置、柴油加氢装置的含硫干气，延迟焦化装置的含硫LPG。

《固废处理处置方案调整说明》将原环评中的脱硫醇设施的碱渣由委外处置改为送到酸性水汽提装置回用。

《固废污染防治措施调整专项论证》将原环评中的废脱硫剂（主要成分为废甲基二乙醇胺）通过在线净化复活后回用，在线净化复活装置产生碱渣送到酸性水汽提装置回用。

1#双脱联合装置自设一套溶剂再生塔，富溶剂、贫溶剂仅在装置内部循环，2#双脱联合装置不设溶剂再生塔，富溶剂、贫溶剂需要依托硫磺回收联合装置；1#双脱联合装置仅处理含硫干气和含硫LPG，2#双脱联合装置除了处理含硫干气和含硫LPG还处理含硫的裂化汽油。

4.4.2 汽柴油加氢装置（已批已建）

汽柴油加氢装置采用加氢脱硫工艺，原料为焦化石脑油、焦化柴油、裂化柴油、常压直馏柴油，产品为加氢干气、加氢汽油、加氢柴油。装置设计规模60万吨/年，实际运行规模64万吨/年，操作弹性70-120%，年运行时间8000小时。

4.4.3 1#制氢装置（已批已建）

1#制氢装置采用水煤气变换反应，原料为净化干气，产品为氢气。装置设计规模0.72万吨/年（约10000Nm^3/h），实际运行规模0.72万吨/年（约10000Nm^3/h），操作弹性60-120%，年运行时间8000小时。

四期连续重整联合装置的PSA装置启用后，1#制氢装置转为备用。

1#制氢装置和2#制氢装置的工艺原理相同，主要区别为1#制氢装置采用原料预热炉预热，2#制氢装置采用蒸汽预热。

4.4.4 硫磺回收联合装置（已批已建）

（A）装置概况

硫磺回收联合装置设计规模2.0万吨/年，装置设一个排气筒（6#）。

硫磺回收联合装置酸性水汽提单元采用单塔加压侧线抽出汽提工艺，溶剂再生单元采用常规蒸汽汽提再生工艺，硫磺回收单元采用部分燃烧法，原料为富胺液、酸性气、含硫废水，产品为硫磺。该装置设计规模2.0万吨/年，实际运行规模2.41万吨/年，操作弹性30-150%，年运行时间8000小时。

《四期100万吨/年连续重整项目》提出“以新带老”措施，为硫磺尾气吸收塔的富液建一套单独胺液再生装置，采用进口高效脱硫剂，控制净化尾气中硫化氢含量在20ppm以下；同时，在尾气炉后出口至烟囱前增加碱洗脱硫装置，SO_2的脱除效率为90%以上，碱洗后的烟气中SO_2浓度能稳定低于100mg/m^3。

（B）工艺流程

硫磺回收联合装置主要由酸性水汽提单元、溶剂再生单元、硫磺回收单元组成。

（1）酸性水汽提单元

自各装置来的酸性水进入酸性水脱气罐，添加碱液后进行脱气，脱除的油气经胺吸收脱硫后排至火炬系统，罐底酸性水进入酸性水储罐。含油酸性水经储罐中的“罐中罐”除油设施除油，脱除的污油去污油罐并经污油泵不定期送出装置，罐顶排放的废气经脱臭罐干法脱臭后排入大气。除油器产生固废S1501。

除油后的酸性水由泵送经换热器与净化水换热后进入酸性水汽提塔，塔底用0.4MPa蒸汽通过重沸器加热汽提，含H_2S、NH_3等成份的酸性气自塔顶分出。塔顶酸性气经汽提塔顶空冷器冷却至90℃，冷却后的气液两相流入汽提塔顶回流罐，不凝酸性气送至硫磺回收部分，酸性水经回流泵送回至汽提塔。汽提塔底净化水由泵送出，

先经换热器冷却后，再经空冷器冷却至55℃，最后经净化水水冷器至40℃后去其它装置回用，剩余部分含油污水排至基地污水处理厂含油污水处理系统。酸性水汽提塔产生废水W1501。

（2）溶剂再生单元

自各装置及硫磺回收单元产生的富液经贫富液二级换热器换热后进入富液闪蒸器，闪蒸出大部分溶解烃后经换热至98℃进入溶剂再生塔，溶解烃经收集后送至火炬系统。再生塔塔顶气经冷凝、分液后酸性气体送至硫磺回收工段，冷凝液用作为回流；再生塔塔底贫液经冷却至40℃后送至上游装置循环使用。胺液再生净化系统产生固废S1502。

（3）硫磺回收单元

自双脱联合装置、酸性水汽提单元及溶剂再生单元来的酸性气体经预热后进入酸性气体燃烧炉，控制配风量，燃烧后的高温气体经余热锅炉利用余热后冷却至350℃，再进入一级冷凝器冷却至170℃并经除雾后，液硫从冷凝器底部流入硫池，过程气经一级掺合器掺合高温气流使气体到240℃后，进入一级转化器，在CLAUS催化剂作用下生成硫磺，温度为280℃的反应过程气经二级冷凝器冷却至160℃并经除雾后，液硫从二级冷凝器底部流入硫池，过程气经二级掺合器掺合高温气流使气体到220℃后，进入二级转化器，在CLAUS催化剂作用下生成硫磺，温度为232℃的反应过程气经三级冷凝器冷却至巧8℃并经除雾后，液硫从三级冷凝器底部流入硫池，尾气经捕集后升温至280℃后，与外补富氢气混合后进入加氢反应器反应，反应后尾气进入急冷塔，用循环急冷却水来降温，冷却酸性水返回汽提装置，尾气再经甲基二乙醇胺溶液吸收后转入尾气焚烧炉，经余热锅炉利用余热后，最终经排气筒排空，富液返回再生。尾气焚烧炉产生废气G1501，酸性气分液罐和尾气急冷塔产生废水W1502，一级转化器和二级转化器产生固废S1503，加氢反应器产生固废S1504、S1505、S1506，溶剂再生塔产生固废S1507。

在酸性气进酸性气燃烧炉的管线上设置有酸性气在线分析仪，分析酸性气中H_2S及烃类的组成，前馈调节进酸性气燃烧炉的空气量，以保证酸性气中三分之一的H_2S燃烧反应生成SO_2，使尾气中的H_2S/SO_2为2：1，使Claus反应转化率达到最高，同时也提高硫回收率，减少损失。

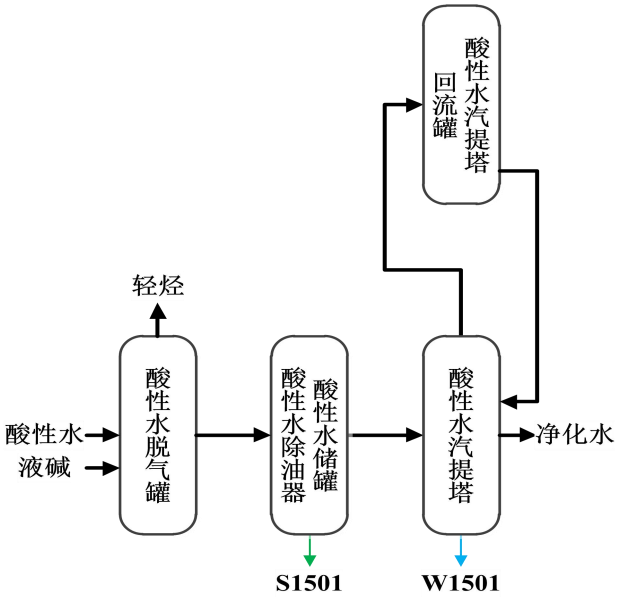


图 4.4-1　酸性水汽提单元工艺流程及产污节点图

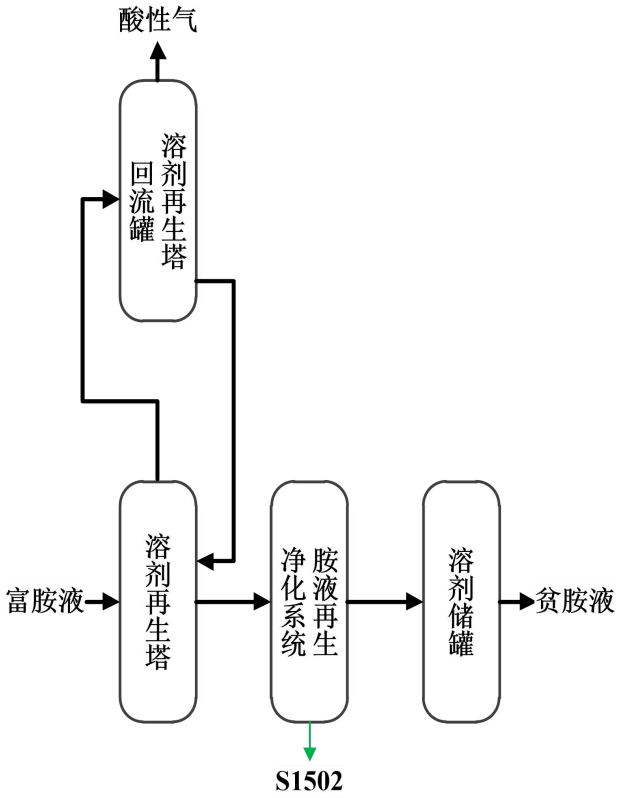


图 4.4-2　溶剂再生单元工艺流程及产污节点图

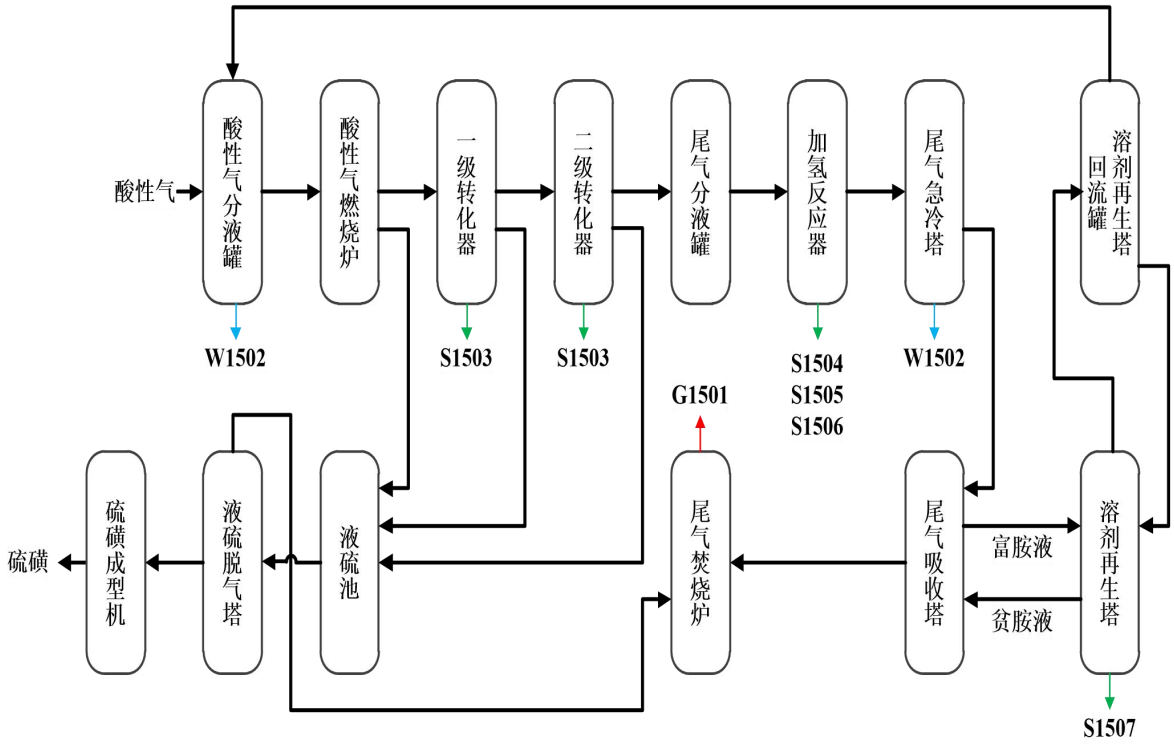


图 4.4-3　硫磺回收单元工艺流程及产污节点图

4.4.5 催化裂化联合装置（已批已建）

催化裂化联合装置包括催化裂化装置、2#双脱联合装置和气体分馏装置。

催化裂化装置：催化裂化装置采用多产丙烯、降烯烃效果好的重油催化裂化工艺，原料为常减压装置的减压蜡油、减压渣油、外购蜡油和延迟焦化装置的焦化蜡油，产品为裂化干气、裂化LPG、裂化汽油、裂化柴油。装置设计规模120万吨/年，实际运行规模120万吨/年，操作弹性60-120%，年运行时间8000小时。

《重油制烯烃装置烟气脱硫技术改造项目》提出烟气治理改造措施，将原环评中的含硫烟气经过液碱进行脱硫，脱硫排放液经过氧化处理为高盐废水，送厂区废水处理厂处理。因此，本次评价在二期环评的基础上整合《重油制烯烃装置烟气脱硫技术改造项目》中的烟气脱硫单元。

《四期100万吨/年连续重整项目》提出“以新带老”措施，通过脱硝助剂和催化剂使余热锅炉再生烟气的氮氧化物达到大气污染物特别排放限值。因此，本次评价在二期环评的基础上整合“以新带老”中的烟气脱硝单元。

2#双脱联合装置：2#双脱联合装置的汽油脱硫醇采用固定床无碱液脱硫醇工艺，干气、石油气脱硫采用胺法脱硫，石油气脱硫醇采用预碱洗及催化剂碱液抽提催化氧化脱硫醇工艺，原料为裂化干气、裂化LPG、裂化汽油、加氢干气，产品为净化干

气、净化LPG、精制裂化汽油。装置设计规模80万吨/年，实际运行规模80万吨/年，操作弹性60-120%，年运行时间8000小时。

2#双脱联合装置主要用于处理催化裂化装置的含硫干气、含硫LPG、含硫汽油，汽油加氢装置的含硫干气。

《固废处理处置方案调整说明》提出将原环评中的脱硫醇设施的碱渣由委外处置改为送到酸性水汽提装置回用。

1#双脱联合装置自设一套溶剂再生塔，富溶剂、贫溶剂仅在装置内部循环，2#双脱联合装置不设溶剂再生塔，富溶剂、贫溶剂需要依托硫磺回收联合装置；1#双脱联合装置仅处理含硫干气和含硫LPG，2#双脱联合装置除了处理含硫干气和含硫LPG还处理含硫的裂化汽油。

气体分馏装置：气体分馏装置采用热水常规三塔分离流程，原料为净化LPG，产品为C2、丙烷、丙烯、混合C4。装置设计规模30万吨/年，实际运行规模30万吨/年，操作弹性60-120%，年运行时间8000小时。

4.4.6 常减压装置（已批已建）

（A）装置概况

常减压装置利用物料的相对挥发度的不同进行逐级的冷凝和逐级的气化，原料为380#燃料油，产品为常减压干气、常压石脑油、常压柴油、减压蜡油、减压渣油、沥青。装置设计规模300万吨/年，实际运行规模300万吨/年，操作弹性60-110%，年运行时间8000小时。

（B）工艺流程

常减压装置主要由电脱盐单元、初馏单元、常压蒸馏单元、减压蒸馏单元组成。

（1）电脱盐单元

原料油进装置37.8℃分为两路进行换热。第一路原料油经流控进原料油/初顶气1换热器换热至62.01℃，再进原料油/常顶循1换热器换热至94.56℃，再经原料油/减一线及一中1换热器加热至115.71℃后经原料油/减三线（II）换热器换热至141.31℃。原料油/常一中（II）换热器切除不参与脱前原料油换热。原料油/减渣1（IV）换热器移到脱后与原料油换热。第二路原料油经流控进原料油/初顶气2换热器换热至62.01℃，再进原料油/常顶循2换热器换热至94.56℃，再经原料油/减一线及一中，2换热器加热至115.71℃后经原料油/常一线换热器加热到129.46℃，流经

原料油/常二线（II）换热器至原料油/减二线换热器加热至140.92℃后进原料油/常三线（II）换热器加热至150.34℃。原料油/减渣2（IV）换热器移到脱后与原料油换热。

两路原料油混合后（145.83℃）进电脱盐部分，经一、二、三级电脱盐罐进行脱盐处理，脱后原料油（138.38℃）去换热。

原料油经过换热至135-150℃，与一级注水、破乳剂泵第一级出来的破乳剂混合，乳化液分两路进入一级电脱盐罐内上、下两个强电场进行脱盐脱水，含盐污水沉降至电脱盐罐底。经与三级注水换热、冷却后至污水处理装置；原料油从一级电脱盐罐顶出来，与二级注水、破乳剂泵第二级出来的破乳剂混合，乳化液分两路进入二级电脱盐罐内上、下两个强电场进行脱盐脱水，含盐污水沉降至电脱盐罐底，经一级注水泵加压后注入一级电脱盐罐前；原料油从二级电脱盐罐顶出来，与三级注水、破乳剂泵第三级出来的破乳剂混合，乳化液分两路进入三级电脱盐罐内上、下两个强电场进行脱盐脱水，含盐污水沉降至电脱盐罐底，经二级注水泵加压后注入二级电脱盐罐前，脱盐原料油至后续换热单元。

破乳剂添加泵将配置好的破乳剂抽至储罐，经注破乳剂泵加压后分别注入一级、二级和三级电脱盐混合阀前。

从装置外来的酸性水气提后净化水经三级注水泵，泵加压后和一级电脱盐排水换热，温度换至约100℃后，经流量调节后注入三级电脱盐混合阀前；三级电脱盐排水经二级注水泵加压后经流量调节注入二级电脱盐混合阀前，二级电脱盐排水经一级注水泵加压后，经流量调节后注入一级电脱盐混合阀前；电脱盐排水经和三级注水泵来的净化水换热后经循环水冷后处理排至污水处理场处理。为了操作的灵活性，在流程设置上，准备了三级电脱盐直接注酸性气提后的净化水流程。电脱盐系统运行一段时间后，原料油中的泥沙等杂质会沉积在电脱盐罐底和上部电场的水盘内，在系统中专门设置了不停工反冲洗装置，不停工水冲洗装置有水冲洗泵和电脱盐罐内的水冲洗喷嘴组成，净化水经水冲洗泵加压后分别进入一、二、三级电脱盐罐对罐底和上部电场的水盘进行冲洗，含泥沙污水排出罐外。电脱盐罐定期进行冲洗。电脱盐罐产生含油废水W3101、含盐废水W3102。

（2）初馏单元

脱后原料油(138.38℃)分二路换热：第一路进原料油/减渣1（IV）换热器升温

至148.35℃，进入原料油/常二线1换热器升温至166.71℃，进入原料油/减渣1（III）换热器换热至188.15℃，再进原料油/减二线及二中1（II）换热器换热至194.13℃后进原料油/常三线（I）换热器加热至213.84℃，而后进原料油/减二线及二中1（1I）换热器加热至217.12℃。

第二路脱后原料油先经原料油/减渣2（IV）换热器升温至148.35℃，进原料油/煤油换热器加热至158.73℃，再进原料油/常一中I换热器升温至172.5℃后，进原料油/减渣2（III）换热器升温至194.39℃，再进入换热器原料油/减二线及二中2（II）换热器换热至200.09℃后进原料油/减三线（I）换热器加热至204.52℃，再进原料油/减二线及二中2（I）换热器加热至206.15℃，最后进原料油/常二中2换热器加热至210.11℃。两路原料油混合后（213.62℃）进初馏塔。

初顶气体在塔顶出料管道上中和缓蚀剂、水后经原料油初顶气换热器换热至83.03℃，经初顶复合型蒸发式空冷器冷凝、冷却至40℃进初顶及产品回流罐，罐中气相—大量的初顶不凝气去常压塔，少量的去气体压缩机。初顶油由初顶及产品回流泵分两路输送，一路送至初馏塔第1层塔板回流，另一路与常顶油汇合后去轻烃回收单元做吸收剂。初馏塔回流罐产生含硫废水W3103。

汽提蒸汽由初馏塔底部吹入。

初馏塔底出料经初底泵升压后分二路再进行换热。第一路初底油进初底油/减三中1（II）换热器换热至224.69℃，再进初底油/减渣1（II）换热器换热至245.53℃，而后进初底油/减三中1（I）换热器加热至256.73℃，最后经初底油/减渣1（I）换热器加热至277.05℃；

第二路初底油进初底油/减三中2（II）换热器换热至211.42℃，再进初底油/减渣2（II）换热器换热至232.41℃，而后跨过初底油/减三中2（I）换热器，经初底油/减渣2（I）换热器加热至253.14℃。

两路初底油混合后（265.10℃）去常压炉，加热后至365℃常压塔。

（3）常压蒸馏单元

自输送泵来的初底油分四路经流量控制阀进常压炉，加热至365℃进常压塔第6层塔板，进炉燃料气量由出炉温度控制。常压炉产生废气G3101。

汽提蒸汽由常压塔底部吹入，在塔顶出料管道上中和缓蚀剂、水后经常顶空冷器，常顶冷却器冷凝、冷却至40℃进常顶及产品回流罐，罐中气相常顶瓦斯去气体

压缩机。常顶油由常顶及产品回流泵分三路输送，第一路送至常压塔第56层塔板回流，第二路送至常一线分馏塔顶第1层塔板回流。另一路常顶油与初顶油汇合后去轻烃回收单元做吸收剂。

常压塔第53层塔板下抽出油由常顶循中泵升压后经原料油/常顶循换热器与脱前原料油换热至88.54℃，经流量、温度和能量串级控制送回常压塔第55层塔板。

常压塔第39层塔板下抽出油由常一中泵升压后经原料油/常一中(I)换热器与脱后原料油换热至170℃，送至轻烃回收单元做热源被冷却到148.1℃后返回本装置，经流量、温度和能量串级控制送回常压塔第41层塔板。

常压塔第25层塔板下抽出油由常二中泵升压后分两路，约四分之三的流量送到轻烃回收单元做热源被冷却到201.9℃后返回本装置，约四分之一的流量经原料油/常二中2换热器换热至201.9，两路汇合后经流量、温度和能量串级控制送回常压塔第27层塔板。

常压塔底部常底重油（356.3℃）经常底泵送去减压炉。

常压塔第43层塔板抽出油进入常一线分馏塔顶第1层塔板，常一线分馏塔顶气相汇入常压塔顶气相管线，经常顶空冷器，常顶冷却器冷凝、冷却至40℃进常顶及产品回流罐，回流液由常顶及产品回流泵送至常一线分馏塔顶第1层塔板回流。常一线分馏塔底液体（217.1℃），分两路抽出，一路作为常一线油经常一线泵升压后，送至原料油/常一线换热器换热至130.96℃经柴油加氢装置进料泵送到柴油加氢装置或者经过冷却器直接出装置至罐区。另一路自循环到原设计初底油/减三中2（I）换热器与第二路减三中油换热，被加热到246.95℃呈气液两相返回常一线分馏塔底。汽提蒸汽从常一线分馏塔塔底进入。常压塔塔顶回流罐产生含硫废水W3104。

常一线空冷器和常一线冷却器作为备用设备保留。

常压塔19、29层塔板抽出油分别进入汽提塔，每段第6层塔板，每段顶部气相组分分别返回常压塔第21、29层塔板，汽提蒸汽分别从各段第一层塔底进入。

常压汽提塔出来的常二线油经常二线泵、经过原料油/常二线（I）换热器换热到157.98℃经柴油加氢装置进料泵送到柴油加氢装置。或者经过冷却器直接出装置至罐区。

原料油/常二线（II）换热器和常二线空冷器作为备用设备保留。

常压汽提塔出的常三线油经常三线泵，经过原料油/常三线（I）换热器和原料

油/常三线（II）换热器换热到155.98℃经柴油加氢装置进料泵送到柴油加氢装置。或者经过冷却器直接出装置至罐区。常三线空冷器作为备用设备保留。

（4）减压蒸馏单元

常底油自常底泵来分四路经流量控制阀进减压炉，加热至396℃后进减压塔。390℃汽提蒸汽由减压塔底吹入，常压过汽化油送入减压塔进料段。减压炉产生废气G3101。

减压塔顶部出来的减顶油气经一级抽空器增压后进减顶一级抽空冷凝器冷却，再进入二级抽空器增压后进减顶二级抽空冷凝器冷却，最后经减顶三级水环式真空泵机组增压后进减顶三级抽空冷凝器冷凝后进减顶油水分离罐收集。减顶油水分离器产生含硫废水W3105。

进增空器前，在管道上分别注入一定量的中和缓蚀剂及减顶碱性水，减顶物料经过抽空器抽空冷凝后进入减顶油水分离罐，减顶不凝气从罐顶出，送压缩机增压。罐底减顶油由减顶油泵送出，并入减一线出装置。

减压塔减一线油由减一线及一中油泵增压后分三路，一路直接返回减压塔。另两路经原料油/减一线及一中换热器换热（104.37℃）后汇合，再分2路，一路经减顶回流冷却器冷却至55℃后回流，另一路经柴油加氢装置进料泵送到柴油加氢装置。或者经过冷却器直接出装置至罐区。减一线冷却器作为备用设备保留。

减压塔减二线油经减二线及二中油泵增压后分两路经原料油/减二线及二中（I）换热器、原料油/减二线及二中（II）换热器换热至200℃后汇合，再分两路，一路回流，另一路继续经原料油/减二线换热器换热至145℃经减二线冷却器冷却至90℃后，减二线油出装置。

减压塔减三线油经减三线及三中油泵后分两路。一路热回流直接返回塔。另一路再分两路，第一路经初底油/减三线及三中1（I）换热器、初底油/减三中1（II）换热器换热至230℃。第二路经初底油/减三线及三中2（I）换热器与常一线分馏塔底油换热至252.37℃经初底油/减三中2（II）换热器换热至230℃。两路汇合，然后再分两路，一路返回塔，另一路经初底油/减三线（I）换热器、原料油/减三线（II）换热器换热至130.98℃，经减三线冷却器冷却至90℃后出装置。

减压塔塔底渣油经减底油泵抽出，经过初底油/减渣（I）换热器、初底油/减渣（II）换热器、原料油/减渣（III）换热器和原料油/减渣（IV）换热器换热后温度

149.98℃汇合，最后经减渣备用冷却器冷却至90℃作为冷渣出装置。

初顶及产品回流罐、常顶及产品回流罐、减顶油水分离罐中分离出的水分别由、初顶排水泵和常顶排水泵及减顶排水泵排至含硫污水装置，部分排水作为塔顶注水使用。

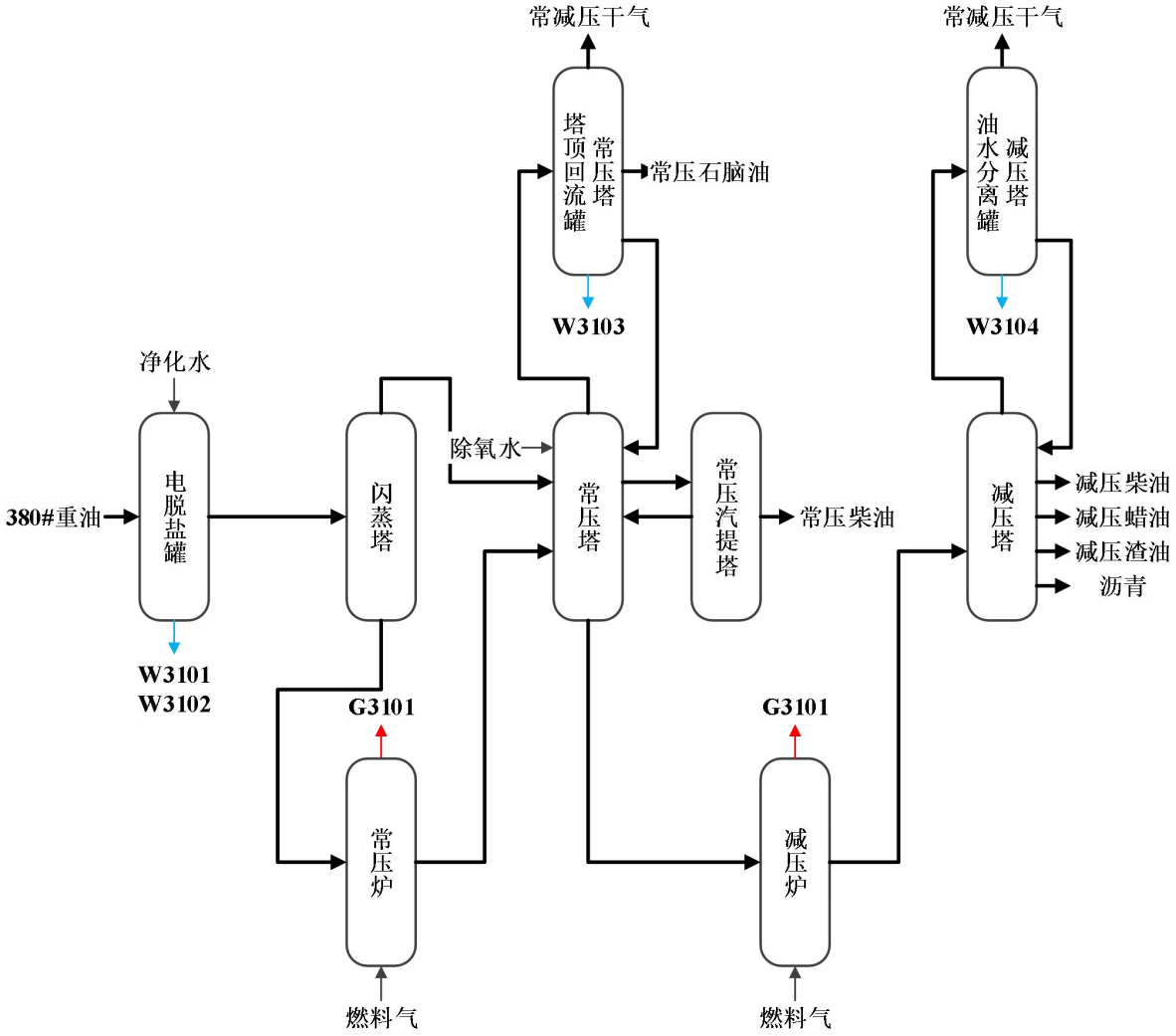


图 4.4-4　常减压装置工艺流程及产污节点图

4.4.7 MTBE装置（已批已建）

MTBE装置采用催化蒸馏合成工艺，原料为混合C4、甲醇，产品为MTBE、醚后C4。装置设计规模3.46万吨/年，实际运行规模3.46万吨/年，操作弹性60-120%，年运行时间8000小时。

4.4.8 2#制氢装置（已批已建）

2#制氢装置采用水煤气变换反应，原料为净化干气，产品为氢气。装置设计规模1.44万吨/年（约20000Nm^3/h），实际运行规模1.44万吨/年（约20000Nm^3/h），操作弹性60-120%，年运行时间8000小时。

四期连续重整联合装置的PSA装置启用后，2#制氢装置转为备用。

《三期100万吨/年汽油加氢及配套工程技改项目环评修编》将原环评中的2#制氢装置的原料预热炉改为蒸汽加热。

1#制氢装置和2#制氢装置的工艺原理相同，主要区别为1#制氢装置采用原料预热炉预热，2#制氢装置采用蒸汽预热。

4.4.9 柴油加氢装置（已批已建）

柴油加氢装置采用加氢脱硫工艺，原料为裂化柴油、常压直馏柴油、外购柴油、氢气，产品为加氢干气、加氢LPG、加氢轻石脑油、加氢重石脑油、加氢煤油、加氢柴油。装置设计规模80万吨/年，实际运行规模80万吨/年，操作弹性70-120%，年运行时间8000小时。

4.4.10 汽油加氢装置（已批已建）

汽油加氢装置采用加氢脱硫工艺，原料为氢气、精制裂化汽油、外购汽油，产品为加氢干气、轻汽油、侧线油、抽余油、反萃抽余油、加氢汽油。装置设计规模100万吨/年，实际运行规模60万吨/年，操作弹性60-120%，年运行时间8000小时。

4.4.11 连续重整联合装置（已批已建）

连续重整联合装置包括石脑油预加氢装置、连续重整装置、芳烃抽提装置、轻烃异构化装置、PSA装置，原料为上游装置的各种石脑油和外购石脑油，产品为氢气、重整干气、燃料气、异构化油、苯、甲苯、混二甲苯、C9+芳烃。装置设计规模100万吨/年，实际运行规模100万吨/年，操作弹性60-120%，年运行时间8400小时。

4.4.12轻烃回收联合装置（已批已建）

轻烃回收联合装置包括轻烃回收装置和3#双脱联合装置。轻烃回收装置回收的干气、LPG分别进3#双脱联合装置进行脱硫、脱硫醇，得到净化干气和净化LPG。

轻烃回收装置：轻烃回收装置采用吸收、解吸、稳定工艺，原料为常减压干气、加氢干气、重整干气、加氢LPG、重整LPG、吸收用油、常压石脑油、外购石脑油，产品为回收干气、回收LPG、再吸收油、稳定汽油。装置设计规模18万吨/年，实际运行规模10万吨/年，操作弹性60-110%，年运行时间8000小时。

3#双脱联合装置：3#双脱联合装置干气石油气脱硫采用胺法脱硫，石油气脱硫醇采用催化剂碱液抽提催化氧化脱硫醇工艺，原料为回收干气、回收LPG，产品为净化干气、净化LPG。装置设计规模18万吨/年，实际运行规模10万吨/年，操作弹性60-110%，年运行时间8000小时。

3#双脱联合装置相比2#双脱联合装置缺少裂化汽油的脱硫工序，其他工艺、原理均一致。1#双脱联合装置自设一套溶剂再生塔，富溶剂、贫溶剂仅在装置内部循环，3#双脱联合装置不设溶剂再生塔，富溶剂、贫溶剂需要依托硫磺回收联合装置。

4.4.13轻汽油醚化装置（已批已建）

轻汽油醚化装置发生加成反应，原料为轻汽油、甲醇，产品为醚化轻汽油。装置设计规模为15万吨/年，实际运行规模为15万吨/年，年操作时间8000小时，操作弹性为70-120%。

4.4.14危废暂存库项目（已批已建）

危废暂存库项目于2022年2月27日完成自主验收，连环表复[2021]134号。

新危废暂存库位于原航煤罐区（未建设），占地290.58平方米。库内设有长80cm×宽80cm×高80cm、80cm×宽80cm×高90cm 2个地下危废收集池，四周设有地沟，地面墙面均设防腐、防渗、防漏及硬化处理措施，表面无裂缝。满足《危险废物贮存污染控制标准》GB 18597-2023标准要求。

4.4.15 VOCs治理项目（已批已建）

VOCs治理项目环境影响登记表于2022年6月22日完成备案，登记表备案号：202232070700000159。建设项目环境影响登记表详见附件3。

VOCs治理项目分别对自东区轻油罐区、西区（装卸车+重整罐组）及东区污水处理厂产生的油气进行治理。

东区轻油罐区油气总处理规模为3300Nm3 /h。11罐区储罐已有氮封且已建油气回收设施，3罐区、6罐区、8罐区、16罐区、17罐区、19罐区储罐需先增加氮封，将11罐区油气回收设施处理完的油气及3罐区、6罐区、8罐区、16罐区、17罐区、19罐区增加氮封后呼出的油气引至液氮深冷设施2进行处理。液氮深冷设施2处理后的气体进活性碳吸附然后与污水处理厂及西区液氮深冷后的气一起混合碱洗，碱洗后进入RTO处理后达标排放。

西区（装卸车+重整罐组）已建3套油气回收设施，因油气回收设施排放不达标，现增加液氮深冷设施1，物流车间装卸车区+重整罐组的液氮深冷设施1总处理规模为3500Nm^3/h。

原油卸车（24个卸车口）、三苯装车(6个鹤位)、重整车间储罐区8个中间罐(已有氮封)、6个成品罐(已有氮封)、汽油装车（12个鹤位）及柴油装车（12个鹤位）产生的油气先进行碱洗脱硫然后引至液氮深冷设施1处理。液氮深冷设施1处理后的气体经过活性炭吸附然后与东区液氮深冷+吸附处理后废气及污水处理厂高浓度废气一起混合碱洗脱硫后进RTO。排放口需设置在线监测设施，处理后达标排放。

4.1.4.16 石油库二期项目

本项目所储运的油品为易挥发、闪点低的易燃易爆产品，原油储罐采用外浮顶罐，既可减少储存原料的挥发损耗，又大大减少油品废气对大气环境的污染。

本项目新建原油储罐接收日东长输管道来油，可送往润海公司一期原油储罐；本项目原油储罐还可接受润海公司一期原油储罐转输来的原油。根据企业设计资料，本项目不含泄压罐及收发球工艺（清管）。主要功能为贮存原油，主要工艺流程如下：

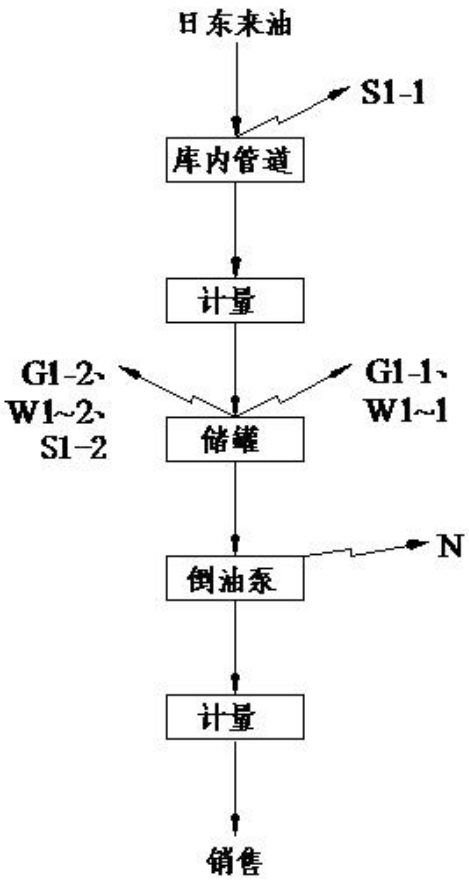


图4.1-6 工艺流程及产污环节图

4.1.4.17 原油管道联通（原油末站）工艺

新海石化末站具有清管器接收、计量、反输、泄压保护等功能，不设置越站旁路，主要工艺流程如下:

(1)正输流程

上游来油→流量计→储罐

(2)清管器接收流程

上游来油→清管器接收筒→正输流程

(3)流量计检定流程

上游来油→计量→体积管(固定式)→储罐

(4)进站泄放流程

进站端超压→泄压阀→储罐(润海二期)

(5)反输流程(稀油)

油罐来稀油→稀油输油泵(兼作给油泵)→下游

(6)反输流程(掺混)

润海储罐(稀油)→稀油输油泵→静态混合器→油去下站润海储罐(稠油)→稠油输油泵→静态混合器→油去下站。上述上游来油均指岚山港首站来油，同时也是反输流程的下游。

4.5 产品及原辅料迁移路径

本地块可能存在的污染迁移路径包括：

（1）污染物垂直向下迁移：落地的污染物在外部降雨或自身重力垂直向下迁移，在迁移过程中吸附在土壤介质表面或溶解于降水进而影响土壤；

（2）污染物水平迁移：落地污染物随雨水、风力等的水平迁移扩散。随雨水等地表径流扩散主要和场地地形有关，从场地地势高部分向地势低处扩散；

（3）污染物地下迁移：污染物渗透进入地下，随地下水径流向下游迁移，影响土壤。有关区域及可能迁移路径分析见表4.5-1。

表 4.5-1 原辅料及产品等污染迁移路径

序号	原辅料及产品名称	区域	可能迁移路径
1	原辅料：石脑油、常减压柴油、催化柴油、蜡油、渣油、原油、渣油	储存系统	原油及成品油等物料运输进出产生滴、漏、跑、冒、渗透，可能造成污染物垂直向下迁移、污染物水平迁移、污染物地下迁移。
2	原辅料：蜡油、渣油、催化裂化催化剂、絮凝剂、CO 助燃剂、金属钝化剂、油浆阻垢剂、碱液、中和缓蚀剂、活化剂 产品：催化液化气、催化汽油、催化柴油	催化裂化装置	原油及成品油等物料运输进出产生滴、漏、跑、冒、渗透，可能造成污染物垂直向下迁移、污染物水平迁移、污染物地下迁移。
3	原辅料：石脑油、缓蚀剂、消泡剂、四氯乙烯、环丁砜、浓度32%的烧碱 产品：苯,甲苯,二甲苯,其他	催化重整装置	原油及成品油等物料运输进出产生滴、漏、跑、冒、渗透，可能造成污染物垂直向下迁移、污染物水平迁移、污染物地下迁移。
4	原辅料：催化汽油、汽油加氢催化剂、汽油加氢缓蚀剂 产品：重汽油轻汽油	加氢精制装置-催化汽油后加氢	原油及成品油等物料运输进出产生滴、漏、跑、冒、渗透，可能造成污染物垂直向下迁移、污染物水平迁移、污染物地下迁移。
5	原辅料：焦化汽柴油、常减压柴油、柴油加氢装置缓蚀剂 产品：石脑油,柴油、精制柴油 煤油	加氢精制装置-柴油加氢	原油及成品油等物料运输进出产生滴、漏、跑、冒、渗透，可能造成污染物垂直向下迁移、污染物水平迁移、污染物地下迁移。
7	原辅料：原油、高温缓蚀剂、碱液、油溶性破乳剂、中和缓蚀剂	常减压蒸馏（含电脱盐）装置	原油及成品油等物料运输进出产生滴、漏、跑、冒、渗透，可能造成污染物垂直向下迁移、污染物水平迁移、污染物地下迁移。
8	原辅料：渣油原料、缓蚀剂、除臭精制液、消泡剂 产品：焦混、蜡油、液化气、焦炭	延迟焦化装置	原油及成品油等物料运输进出产生滴、漏、跑、冒、渗透，可能造成污染物垂直向下迁移、污染物水平迁移、污染物地下迁移。
9	原辅料：催化柴油、常减压柴油、加氢缓蚀剂、石脑油脱硫剂 产品：精制柴油、石脑油	柴油加氢改质装置	原油及成品油等物料运输进出产生滴、漏、跑、冒、渗透，可能造成污染物垂直向下迁移、污染物水平迁移、污染物地下迁移。
10	原辅料：甲醇、汽油、树脂催化剂 产品：精制汽油	轻汽油醚化装置	原油及成品油等物料运输进出产生滴、漏、跑、冒、渗透，可能造成污染物垂直向下迁移、污染物水平迁移、污染物地下迁移。
11	固体废物	危废暂存库	物料运输进出及废液收集池易产生滴、漏、跑、冒、渗透，可能造成污染物垂直向下迁移、污染物水平迁移、污染物地下迁移。
12	生物解毒剂、纯碱、硫酸亚铁、聚丙烯酰胺、生物增效剂	污水处理及事故池	废水废液装卸、存储易产生滴、渗漏，可能造成污染物垂直向下迁移、污染物水平迁移、污染物地下迁移。

4.6 “三废”污染防治措施

4.6.1废水污染防治措施

新海石化公司现有项目（润海油品公司储油库项目产生的废水依托新海石化公司厂内污水处理厂处理）产生的废水主要包括主体工程中各类装置产生的含硫废水、含油废水，以及公辅工程、储运工程产生的各类废水。

（1）现有项目已批已建工程

项目连续重整装置设1座雨水监控池、1座含油污水池，装卸区设1座初期雨水收集池，东厂区焦场北侧设1座初期雨水收集池、1座事故水池。厂区设有多个雨水排放口和1个污水总排口。雨水管网建设及排口设置情况详见图4.6-1.

厂区实施清污分流、雨污分流。雨水（不含初期雨水）经明水沟流向雨水收集池收集后经雨水排口排入市政雨水管网；污水经收集后经污水管网流入厂区污水处理厂集中处理后接管至柘汪产业区污水处理厂处理，原清下水（循环水站排污水、除盐水站排污水）均接入厂内污水处理厂处理，经污水处理厂处理后接管至柘汪污水处理厂处理。

江苏新海石化有限公司雨水、污水布局走向图

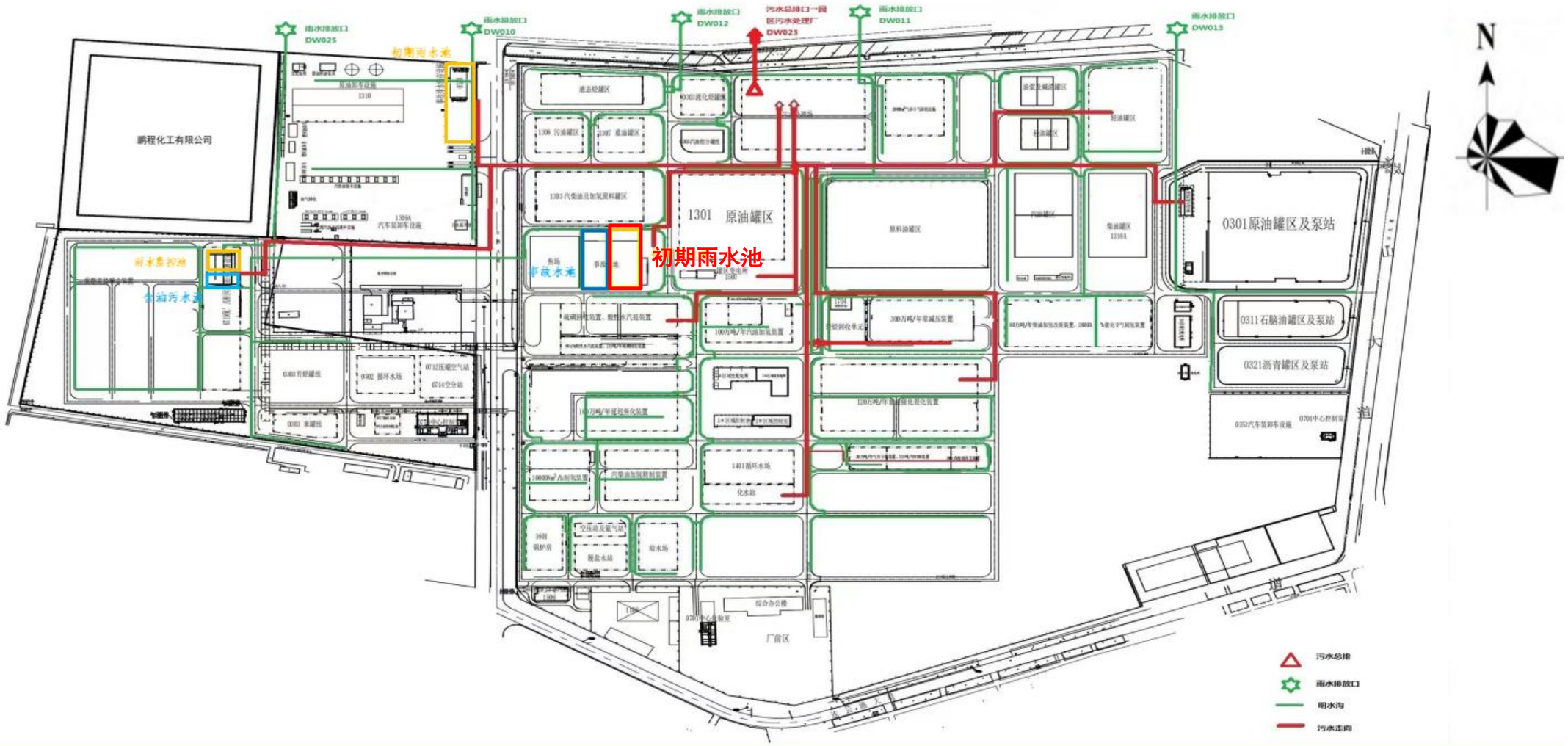


图4.6-1 雨水、污水管网系统图（来源 企业提供）

全厂设置2套酸性水汽提装置，一开一备，各装置产生的含硫废水进厂内酸性水汽提装置处理后，净化水部分回用、部分进厂内污水处理厂处理；含盐废水、含油废水、储运系统废水、化验废水、初期雨水、地面冲洗水、设备冲洗杂用水、生活污水等进厂内污水处理厂处理；全厂设置1座厂内污水处理厂，处理能力为7200m^3/d，由两套相同的污水处理设施组成，单套处理能力为3600m^3/d，可单套使用，也可以并联使用。现有项目废水治理措施详见表4.6-1，污水处理厂概况见表4.6-2。

表 4.6-1　现有项目废水治理措施

装置名称	来源	废水名称	治理措施	去向
延迟焦化装置	油气分离罐	W1101_含硫废水	硫磺回收联合装置中的酸性水汽提单元	部分作为净化水返回装置使用，部分作为含油废水送往厂区废水处理厂进一步处理
	高压凝缩油罐	W1102_含硫废水		
汽柴油加氢装置	高低压分离器	W1301_含硫废水		
	脱硫化氢塔顶回流罐	W1302_含硫废水		
	碱洗罐	W1304_含硫废水		
硫磺回收联合装置	酸性气分液罐	W1502_含硫废水		
催化裂化装置	油气分离器	W2101_含硫废水		
常减压装置	初馏塔回流罐	W3103_含硫废水		
	常压塔塔顶回流罐	W3104_含硫废水		
	减顶油水分离器	W3105_含硫废水		
柴油加氢装置	循环氢分液罐	W3401_含硫废水		
	低压分离器	W3402_含硫废水		
	脱丁烷塔回流罐	W3403_含硫废水		
汽油加氢装置	高压分离器、循环氢分液罐	W3502_含硫废水		
	汽提塔顶回流罐	W3503_含硫废水		
轻烃回收联合装置	气液分离罐	W5101_含硫废水		
石脑油预加氢装置	石脑油预加氢装置	W4101_含硫废水		
延迟焦化装置	接触冷却塔	W1103_含油废水	厂区废水处理站	柘汪污水处理厂
1#双脱联合装置	水洗沉降罐	W1201_含油废水		
汽柴油加氢装置	分馏塔顶回流罐	W1303_含油废水		
	水洗罐	W1305_含油废水		
酸性水汽提装置	酸性水汽提塔	W1501_含油废水		
催化裂化装置	机泵	W2102_含油废水		
	废水处理系统	W2103_含盐废水		
2#双脱联合装置	水洗沉降罐	W2201_含油废水		

常减压装置	电脱盐罐	W3101_含油废水		
	电脱盐罐	W3102_含盐废水		
2#制氢装置	中变分水罐	W3301_含油废水		
柴油加氢装置	硫化氢汽提塔回流罐	W3404_含硫废水		
	分馏塔回流罐	W3405_含油废水		
汽油加氢装置	中汽油切割塔回流罐、抽提蒸馏塔进料缓冲罐、抽提蒸馏塔	W3501_含油废水		
轻烃回收联合装置	水洗沉降罐	W5201_含盐废水		
轻汽油醚化装置	醚化蒸馏上塔回流罐	W5301_含油废水		
	聚结器	W5302_含油废水		
	甲醇回收塔	W5303_含油废水		
轻烃异构化装置	轻烃异构化装置	W4401_含盐废水		
PSA 装置	PSA 装置	W4501_含油废水		
公辅工程	公辅废水	W9101_含油废水		
储运工程	储运废水	W9201_含油废水		

表 4.6-2　新海石化现有项目厂区废水处理站概况

序号	单元名称	数量	构筑物参数	主要设备配置及说明
1	集水池	3 座	含油污水集水池长×宽×深＝5m×4m×4.5m，生活污水集水池长×宽×深＝5m×2.7m×4.5m，油泥浮渣池长×宽×深＝7m×4m×4.5m	含油污水泵 3 台，生活污水泵 2 台，浮渣泵 1 台
2	调节罐	2 座	3000m^3钢质拱顶罐	经过重力分离后，通过集油槽集油
3	隔油池	3 座	29.84m× 16.56m×2.8m，FRP 防腐	刮油刮泥机 3 台
4	气浮池	6 座	23.8m×14.7m×3.1m，采用钢筋混凝土结构	采用加压溶气气浮，3 台溶气泵、3 个溶气罐
5	厌氧池	4 座	21.5m×7m×5.8m，半地下钢砼结构	配组合填料
6	好氧池	8 座	21.5m×8.5m×5.8m	-
7	曝气生物滤池	2 座	21.5m×8.5m×5.8m，钢砼地下结构，水力负荷 2m^3/（m^2·h）	装填标准活性滤料
8	二沉池	2 座	沉淀池直径×深度=18m×3.0m，采用钢筋混凝土结构，钢砼结构	刮泥机 2 台，污泥回流泵 4 台
9	污泥浓缩池	2 座	建筑尺寸：4.0m×5.0m×4.0m（钢筋混凝土）	每个污泥回流池各有 2 台污泥回流泵

（2）现有已批在建工程

根据资源综合利用热电项目环评，该项目无废水排放。

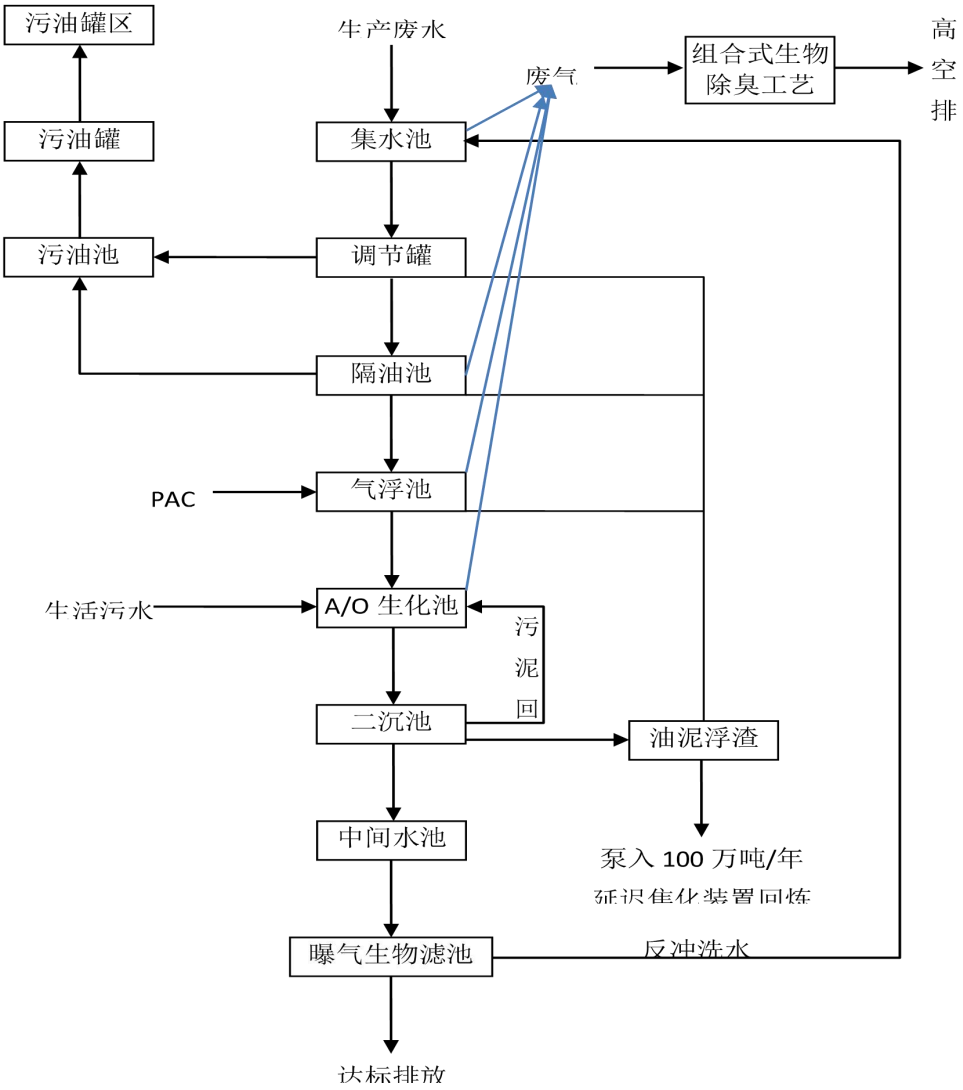


图 4.6-2　新海石化厂区污水处理站废水处理工艺流程图

表 4.6-3　新海石化现有污水站各工艺单元进出水水质情况

监测位置	石油类 mg/L	硫化物 mg/L	COD mg/L	氨氮 mg/L	总氮 mg/L	挥发酚 mg/L	悬浮物	总磷 mg/L
进口	/	8.10	373.71	/	/	5.69	/	/
隔油出口	28.11	/	311.00	/	/	/	/	/
浮选出口	15.42	7.42	309.81	26.41	50.438	21.76	131.5	/
中间水池	/	/	76.38	11.47	32.09	/	/	0.05
总排口	0.83	0.43	74.00	10.08	31.22	0.02	85.67	0.05
接管标准	15.00	1.00	500.00	45.00	70.00	/	400.00	/

处理产生的物化污泥与沉淀池的剩余污泥由于含有较高的石油类组分，返回焦化装置重炼。污水处理站产生的废气污染物有H_2S、NH_3、含硫有机化合物、苯烃类气

体、酚类及其他挥发性有机组分气体，采取组合式生物除臭工艺进行处理后，利用20米的16#排气筒高空排放。

4.6.2废气污染防治措施

①项目有组织废气治理措施

全厂各加热炉所使用的燃料气经过双脱联合装置脱硫，脱硫后的燃料气含硫量小于20ppm，加热炉燃烧废气可满足《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）表4中大气污染物特别排放限值要求。火炬系统仅处理非正常工况的废气，不在此处列出。厂区装卸区汽油装车及原料油卸车均设置了油气回收装置，废气处理后排放。

表 4.6-4 现有项目有组织废气排放情况表

装置名称	废气名称	治理措施	高度_m	是否安装在线监测设施
延迟焦化联合装置	G1101_加热炉废气	无	60	否
汽柴油加氢装置	G1301_加热炉废气	无	45	VOCs 在线监测
1#制氢装置	G1401_预热炉废气	无	45	否
	G1402_转化炉废气	无		
硫磺回收装置	G1501_焚烧炉废气	无	60	SO_2、NOx、颗粒物在线监测
催化裂化联合装置	G2101_再生废气	脱硫脱硝	80	SO_2、NOx、颗粒物在线监测
常减压装置	G3101_加热炉废气	无	60	否
2#制氢装置	G3301_转化炉废气	无	50	否
柴油加氢装置	G3401_进料加热炉废气	无	60	否
汽油加氢装置	G3501_进料加热炉废气	无	60	否
E10 乙醇汽油在线调和装置	G9203 调和废气	油气回收	15	否
连续重整装置	G4101_加热炉废气	无	75	SO_2、NOx、颗粒物在线监测
	G4102_加热炉废气	无	85	SO_2、NOx、颗粒物在线监测
公辅工程	G9101_燃气锅炉烟气	无	60	SO_2、NOx、颗粒物在线监测
储运工程	G9201_卸车废气	油气回收	15	否
	G9202_1#装车废气	油气回收	15	否
	罐区废气	无组织	/	否
环保工程	G9301_污水处理站废气	生物除臭	20	否
	G9302_危废库废气	一级活性炭	15	否

②现有项目无组织废气治理措施

化验室废气通过通风橱收集后，楼顶无组织排放。

根据2024年江苏新海石化有限公司开展厂区罐区、管线、阀门等接口开展LDAR监测并编制体系建设项目总结报告,现场经维修人员对泄漏点维修后，根据复测结果，厂区内泄漏点全部维修成功。

目前企业成立专门的LDAR项目管理小组，对现场的标识牌及后续的项目维护进行持续有效地管理。

4.6.3噪声防治措施

现有项目对各噪声优先采用选择低噪声设备，对高噪声设备采取设置隔声、降噪处理措施，并在厂区周围建设绿化带，有效降低项目噪声对周围环境的影响。

4.6.4固废防治措施

现有项目已批已建工程：

现有项目已批已建工程实际生产中产生废物主要是污油、碱渣、废催化剂、废脱硫剂、废保护剂、废吸附剂、废填料、废瓷球以及厂区污水站运行时产生的污泥等。现有项目已批已建工程的液态、半固态固废在厂内自行处置，污油送到延迟焦化装置，碱渣送到酸性水汽提装置，污泥送到延迟焦化装置。现有项目已批已建工程固态固废，大部分为废催化剂、废脱硫剂、废保护剂、废吸附剂、废填料、废瓷球等物质，全部委外处置。现有项目已批已建工程委外处置的固废主要在设备更换、维修时产生，需要处理时通知危废处置单位运走，不在厂区内长期存放，临时存放在厂区内290 m^2的危险废物暂存场所。现有项目已批已建工程固废的处理率为100%，实现“零”排放，对环境不会产生二次污染。现有化验室废试剂瓶委托有资质单位处置，危险废物处置合同详见附件5。

生活垃圾交由环卫部门处理。

江苏新海石化有限公司设有专门的危险废物暂存场所1处，面积为290.58㎡，位于现有厂区北部位置。根据现场勘察，危废仓库场地满足防风、防雨、防火、的要求，地面铺设环氧地坪，库内有两个地下危废收集池，且四周建有地沟，危废库设置了双锁及摄像头监控设施。危废仓库肥沃设置了活性炭吸附装置，废气处理后通过15m高排气筒排放。根据《危险废物贮存污染控制标准》(GB 18597-2023)标准，江苏新海石化有限公司危废库满足标准要求。

现有项目已批已建工程主要固废产生、排放情况详见表4.6-5。

表 4.6-5 现有项目已批已建工程主要固废产生、排放情况

装置名称	固废名称	形态	主要成分	数量（t/a）	废物代码	去向
延迟焦化装置	S1101_污油	液态	油、硫化物	171	HW08（251-011-08）	委托有资质单位无害化处置
	S1102_污油	液态	油、硫化物	1709	HW08（251-011-08）	
1#双脱联合装置	S1201_废催化剂	固态	磺化酞菁钴	0.01	HW50（251-016-50）	
	S1202、S1203_含硫碱渣	半固态	NaOH、水、硫化物	60	HW35（251-015-35）	
汽柴油加氢装置	S1301_废催化剂	固态	NiO、MoO3	41.5	HW50（251-016-50）	
	S1302_废保护剂	固态	WO3、NiO	10.2	HW08（251-012-08）	
	S1303_废瓷球	固态	Al2O3、SiO2	9.9	HW08（251-012-08）	
	S1304_污油	液态	污油	1000	HW08（251-011-08）	
1#制氢装置	S1401_废加氢催化剂	固态	Al2O3	10.3	HW50（251-016-50）	
	S1402、S1403_废除硫剂	固态	SiO2	46.4	HW08（251-012-08）	
	S1404_废转化催化剂	固态	Al2O3	7.53	HW50（251-016-50）	
	S1405_废中变催化剂	固态	Al2O3	26.6	HW50（251-016-50）	
	S1406_废变压吸附剂	固态	Al2O3、SiO2、活性炭	102	HW08（251-012-08）	
硫磺回收联合装置	S1501_污油	液态	油、硫化物	15	HW08（251-011-08）	
	S1502_含硫碱渣	半固态	NaOH、水、硫化物	13	HW35（251-015-35）	
	S1503_废克劳斯催化剂	固态	Al2O3、SiO2	6	HW08（251-012-08）	
	S1504_废加氢催化剂	固态	Al2O3、SiO2	2	HW50（251-016-50）	
	S1505_废填料	固态	Al2O3、SiO2	2	HW08（251-012-08）	
	S1506_废瓷球	固态	Al2O3、SiO2	2	HW08（251-012-08）	
	S1507_含硫碱渣	半固态	NaOH、水、硫化物	2	HW35（251-015-35）	
催化裂化装置	S2101_废催化剂	固态	Al2O3、Ni	720	HW50（251-017-50）	
	S2102_污泥	半固态	污泥、水、硫酸盐	252	HW08（900-222-08）	

装置名称	固废名称	形态	主要成分	数量（t/a）	废物代码	去向
2#双脱联合装置	S2201_含硫碱渣	半固态	NaOH、水、硫化物	576.6	HW35（251-015-35）	委托有资质单位无害化处置
MTBE 装置	S3201_废催化剂	固态	阳离子交换树脂	24.4	HW13（900-015-13）	
	S3202_废催化剂	固态	阳离子交换树脂		HW13（900-015-13）	
	S3203_废催化剂	固态	阳离子交换树脂		HW13（900-015-13）	
	S3204_废催化剂	固态	阳离子交换树脂		HW13（900-015-13）	
2#制氢装置	S3301_废加氢催化剂	固态	Al2O3	5.77	HW50（251-016-50）	
	S3302_废转化催化剂	固态	Al2O3	3.83	HW50（251-016-50）	
	S3303_废中变催化剂	固态	Al2O3	9.77	HW50（251-016-50）	
	S3304_废脱硫剂	固态	SiO2	13.8	HW08（251-012-08）	
	S3305_废吸附剂	固态	Al2O3、SiO2、活性炭	12.5	HW08（251-012-08）	
柴油加氢装置	S3401_废催化剂	固态	MoS2、Ni	29.03	HW50（251-016-50）	
	S3402_废保护剂	固态	MoS2、Ni	2.43	HW08（251-012-08）	
	S3403_废瓷球	固态	Al2O3	12.57	HW08（251-012-08）	
	S3404_污油	液态	污油	200	HW08（251-011-08）	
	S3405_废脱硫剂	固态	废脱硫剂	38.57	HW08（251-012-08）	
	S3406_废脱硫剂	固态	废脱硫剂	16.92	HW08（251-012-08）	
汽油加氢装置	S3501_废催化剂	固态	NiO、MoO3	4.2	HW50（251-016-50）	
	S3502_废保护剂	固态	WO3、NiO	0.8	HW08（251-012-08）	
	S3503_废瓷球	固态	Al2O3、SiO2	1.6	HW08（251-012-08）	
	S3504_污油	液态	污油	1000	HW08（251-011-08）	
	S3505_废溶剂	液态	环丁砜及降解产物	1	HW06（900-408-06）	
100 万吨/年连续重整装置	S1-1_废预加氢催化剂	固态	Ni，Mo 等	7	HW50（251-017-50）	
	S2-1、S2-8_废重整催化剂	固态	Pt 等	8.22	HW50（251-019-50）	

装置名称	固废名称	形态	主要成分	数量（t/a）	废物代码	去向
	S2-6_废重整催化剂粉尘	固态	Pt 等	1.76	HW50（251-019-50）	委托有资质单位无害化处置
	S1-2、S2-2、S2-3、S2-7_废脱氯剂	固态	Al2O3，氯代烃等	217.54	HW08（251-012-08）	
	S4-3_废异构化催化剂	固态	Pt 等	4.7	HW50（251-019-50）	
	S4-2_废异构化干燥剂	固态	Al2O3（分子筛）	1.27	HW08（251-012-08）	
	S4-5_废甲烷化催化剂	固态	Fe2O3	0.26	HW50（251-019-50）	
	S4-1、S4-4_废异构化脱硫剂	固态	Mg，Ni 等	6.71	HW08（251-012-08）	
	S5-1_废 PSA 吸附剂	固态	Al2O3，SiO2 等	16.5	HW08（251-012-08）	
	S3-1_塔底残渣	固态	油类有机物	2	HW08（251-011-08）	
	S2-4、S3-2_废白土	固态	Al2O3，SiO2，氯代烃等	308	HW08（251-012-08）	
	S2-5、S3-3_废惰性瓷球	固态	Al2O3，SiO2	70	HW08（251-012-08）	
	废活性炭	固态	活性炭、苯、甲苯、二甲苯等	0.486	HW08（251-012-08）	
	污水站污泥	固态	油类、少量泥沙、水	350	HW08（900-222-08）	
轻烃回收联合装置	S5201_预碱洗沉降罐	半固态	硫醇钠、氢氧化钠、水等	52.74	HW35（251-015-35）	
	S5201_二硫化物分离罐	半固态	二硫化物、氢氧化钠、水等	59.5	HW35（251-015-35）	
轻汽油醚化装置	S5301_甲醇净化器	固态	阳离子交换树脂	20.62	HW13（900-015-13）	
	S5302_第一第二醚化反应器	固态	阳离子交换树脂	32.15	HW13（900-015-13）	
	S5303_醚化蒸馏上塔	固态	阳离子交换树脂	16.05	HW13（900-015-13）	
	S5304_第三醚化反应器	固态	阳离子交换树脂	10.67	HW13（900-015-13）	
	S5305_醚化反应器	固态	Al2O3、SiO2	3.5	HW08（251-012-08）	

装置名称	固废名称	形态	主要成分	数量（t/a）	废物代码	去向
厂区废水处理站	S9301_污油	液态	污油	63.8	HW08（251-011-08）	委托有资质单位无害化处置
	S9302_污泥	固态	污泥	665	HW08（900-222-08）	
职工生活	生活垃圾	固态	生活垃圾	125.1	/	
机械检修	废检修机油	液态	废机油	1.01	HW08（900-214-08）	
公辅工程	废抹布	固态	含油抹布	2.02	HW49（900-041-49）	
装车、卸车油气回收及	废活性炭	固态	废活性炭	40/10a	HW49（900-039-49）	
危废库废气处理	废活性炭	固态	废活性炭	1	HW49（900-039-49）	
储罐清罐	废油泥	半液态	废油泥	200/3a	HW08（251-002-08）	
化验室	废试剂瓶	固态	/	0.5	HW49（900-041-49）	

5 重点监测单元识别与分类

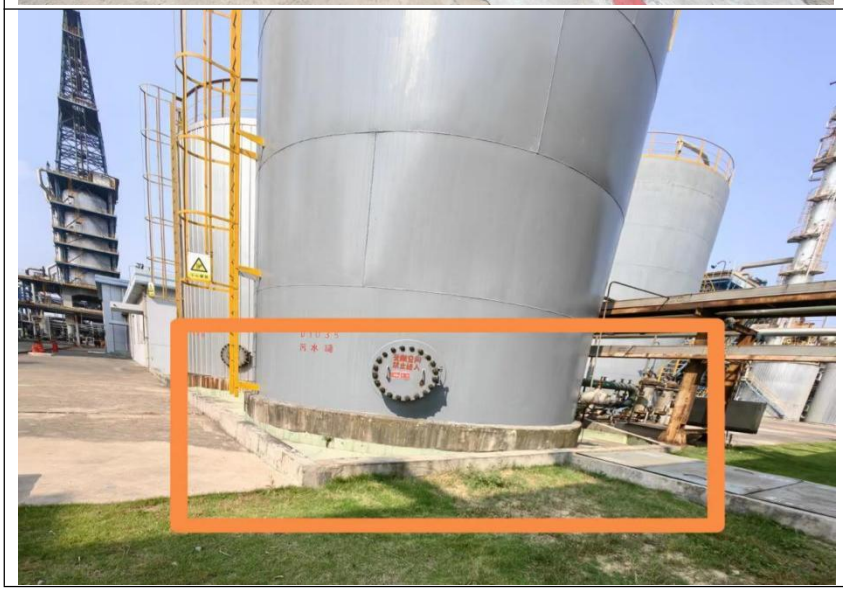
5.1 重点单元情况

本项目经资料收集、现场踏勘及人员访谈，对调查结果分析、评价和总结，按照《重点监管单位土壤污染隐患排查指南（试行）》、《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南（试行）》（HJ 1209-2021）的等相关技术规范的要求排查企业内有潜在土壤污染隐患的重点场所及重点设施设备，将其中可能通过渗漏、流失、扬散等途径导致土壤或地下水的污染的场所或设施设备识别为重点监测单元，开展土壤和地下水监测工作。现场踏勘情况详见下表。

表5.1-1　各重点单元现场踏勘详情

	区域名称：储运车间部分区域。 基本情况：边框内为地下储存设施，地面均作硬化处理，无裂缝。地上储罐周边建设围堰及防腐防渗措施；地下储存设施周边设防渗漏。
	区域名称：储运车间部分区域。 基本情况：地面明管输送，无跑冒滴漏现象；地面均作硬化处理，无裂缝。地下储存设施周边设防渗漏措施。

	区域名称：原油罐区。 基本情况：边框内为地下储存设施，周边设地沟防渗漏设防渗漏。地面均作硬化处理，地上储罐周边建设围堰及防腐防渗措施。
	区域名称：事故水池。 基本情况：水池内均硬化处理且具备防腐防渗功能。
	区域名称：初期雨水池。 基本情况：水池内均硬化处理且具备防腐防渗功能。

	区域名称：常减压车间部分区域。 基本情况：周边地上重点设施及场所均正产生产运作，无跑冒滴漏现象；边框内为地下储存设施，且地面硬化，周边设围堰、防渗报警器。
	区域名称：一加氢车间部分区域。 基本情况：周边重点设施及场所均正产运作生产，无跑冒滴漏现象；边框内为地下储存设施，且地面硬化，周边设围堰、防渗报警器。
	区域名称：油罐区。 基本情况：地上储存设施无跑冒滴漏现象；储罐区域地面硬化，设围堰、地面做防渗措施。

5.2识别/分类结果及原因

根据《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南（试行）》中5.1.1~5.1.3调查结果进行分析、评价和总结，结合《重点监管单位土壤污染隐患排查指南（试行）》等相关技术规范的要求排查企业内有潜在土壤污染隐患的重点场所及重点设施设备，将其中可能通过渗漏、流失、扬散等途径导致土壤或地下水污染的场所或设施设备识别为重点监测单元，开展土壤和地下水监测工作。

重点场所或重点设施设备分布较密集的区域可统一划分为一个重点监测单元，每个重点监测单元原则上面积不大于6400 m^2。

表5.2-1 重点监测单元分类表

单元类别	划分依据
一类单元	内部存在隐蔽性重点设施设备的重点监测单元
二类单元	除一类单元外其他重点监测单元
注：隐蔽性重点设施，指污染发生后不能及时发现或处理的重点设施设备，如地下、半地下或接地的储罐、池体、管道等。	

具有土壤或地下水污染隐患的区域或设施包括但不仅限于：

（1）涉及有毒有害物质的生产区域或生产设施；

（2）涉及有毒有害物质的原辅材料、产品、固体废物等的贮存或堆放区域；

（3）涉及有毒有害物质的原辅材料、产品、固体废物等的转运、传送或装卸区域；

（4）贮存或运输有毒有害物质的各类罐槽或管线；

（5）三废(废气、废水、固体废物)处理处置或排放区域。

依据表5.2-1所述原则确定重点监测单元清单，详见表5.2-2。

表 5.2-2　重点监测单元识别一览表

序号	区域名称	类型	占地面积（平方米）	是否为重点监测单元	重点监测单元识别原因
1	10000m³/h 催化干气制氢及 60 万吨/年汽柴油加氢精制装置	生产区	11899	是	生产过程中有污水或污油产生，并且通过地下管线输送，生产装置内有地下储罐，内部存在隐蔽性设施设备
2	气体分馏装置、MTBE 装置、胺液再生装置	生产区	8700	是	生产过程中有污水或污油产生，并且通过地下管线输送，生产装置内有地下储罐
3	100 万吨/年延迟焦化装置	生产区	18000	是	生产过程中有污水或污油产生，并且通过地下管线输送，内部存在隐蔽性设施设备
4	120 万吨/年重油催化裂化装置	生产区	26833	是	生产过程中有污水或污油产生，并且通过地下管线输送，生产装置内有地下储罐
5	2 万吨/年硫磺回收及 60t/h 酸性水汽提装置	生产区	519	是	生产过程中有污水或污油产生，且通过地下管线输送
6	100 万吨/年汽油加氢装置	生产区	6430	是	生产过程中有污水或污油产生，并且通过地下管线输送，生产装置内有地下储罐
7	300 万吨/年原料预处理（常减压装置）	生产区	17072	是	生产过程中有污水或污油产生，并且通过地下管线输送，生产装置内有地下储罐
8	20000m³/h 催化干气制氢及 80 万吨/年柴油加氢改质装置	生产区	12453	是	生产过程中有污水或污油产生，并且通过地下管线输送，生产装置内有地下储罐
27	100 万吨/年连续重整芳烃联合装置	生产区	43000	是	生产过程中有污水或污油产生，并且通过地下管线输送，生产装置内有地下储罐和半地下构筑物
9	气柴油及加氢原料罐区	储罐区	10844.06	是	用于存储汽、柴油，罐区周围有污水或污油输送管线
10	原料油罐区	储罐区	16714.51	是	用于存储原料油，罐区周围有污水或污油输送管线
11	原料油罐区	储罐区	26441.73		用于存储原料油，罐区周围有污水或污油输送管线
12	汽油罐区	储罐区	9235.66	是	用于存储汽油，罐区周围有污水或污油输送管线
13	柴油罐区	储罐区	9184.99		用于存储柴油，罐区周围有污水或污油输送管线
21	轻油罐区	储罐区	2582.48		用于存储轻质油，罐区周围有污水或污油输送管线
22	精制汽油罐区	储罐区	11128.92		用于存储精制汽油，罐区周围有污水或污油输送管线

序号	区域名称	类型	占地面积（平方米）	是否为重点监测单元	重点监测单元识别原因
14	液态烃罐区	储罐区	5933.30	是	罐区周围有污水或污油输送管线
17	液态烃罐区	储罐区	5721.71		罐区周围有污水或污油输送管线
15	污油灌区	储罐区	2514.48	是	用于存储污油，并且罐区周围有污水或污油输送管线
16	重油罐区	储罐区	2799.54		用于存储重油，罐区周围有污水或污油输送管线
18	污水处理厂	废水治理区	18105.75	是	处理厂区内产生的废水，并且有部分废水处理单元为半地下结构
19	干气回收设施	储存区	6873.03	否	各生产装置排放的低压瓦斯气进入气柜，经燃料气螺杆压缩机压缩后成为高压瓦斯，通过脱硫系统脱去硫化氢成份，然后外送给各装置回收使用，同时起到调节系统高压瓦斯压力的稳定性。主要为气体缓冲，土壤和地下水污染风险相对较小。
20	油浆及碱渣罐区	储罐区	1917.81	是	用于存储油浆和碱渣，罐区周围有污水或污油输送管线
23	汽车装卸设施	储存区	15818.61	是	用于产品的装卸
24	沥青罐区（4 罐）	储罐区	6062.89	是	用于存储沥青，罐区周围有污水或污油输送管线
25	石脑油罐区（3 罐）	储罐区	6864.04	是	用于存储石油脑，罐区周围有污水或污油输送管线
26	原油罐区（含污水提升泵站）	储罐区	29665.55	是	用于存储原油，罐区周围有污水或污油输送管线
28	汽柴油、液化烃、原料油装卸区（物流车间）	储存区	68037.01	是	用于产品的及原料油的装卸
29	焦场（原危废仓库）	生产区	200	是	现作为焦场在使用，原用于储存危险废物
30	新危废仓库	储存危废	290.58	是	储存固体废弃物
31	润滑油、化工辅料仓库	储存区	266	否	用于存放润滑油、清洁剂和其他化工辅料
32	石油库二期	存罐区	94000	否	用于存储原油，罐区周围有污水或污油输送管线
33	原油末站	管道输送区	23400	否	用于原油输送，其输送能力达 600 万吨/年

根据《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南（试行）》（HJ1209-2021）所述原则对重点监测单元进行分类，江苏新海石化有限公司涉及一类15个，二类单元7个，详细情况见表5.2-3。

表 5.2-3　重点监测单元分类一览表

序号	区域名称	类型	占地面积（平方米）	监测单元编码	单元类别	划分依据
1	10000 m^3/h 催化干气制氢及 60 万吨/年汽柴油加氢精制装置	生产区	11899	A	一类单元	生产过程中有污水或污油产生，并且通过地下管线输送，但生产装置内部管线复杂存在严重安全隐患。污油输送主要方向，装置内部向东汇合，再往北输送，后进入污水站，西侧污油井埋深约为 3 米，东侧污油井埋深约为 1.8 米。
2	气体分馏装置、MTBE 装置、胺液再生装置	生产区	8700	B	一类单元	生产过程中有污水或污油产生，并且通过地下管线输送，生产装置内有地下储罐，内部存在隐蔽性设施设备。
3	100 万吨/年延迟焦化装置	生产区	18000	C	一类单元	生产过程中有污水或污油产生，通过地下管线输送，但生产装置内部管线复杂存在严重安全隐患。污油输送主要方向，装置内部向东汇合，再往北输送，后进入污水站。污油井埋深约为 1.8 米。该装置内有焦炭池，废水池底板深度为 5m，滤渣池底板深度为 2.16 米。
4	120 万吨/年重油催化裂化装置	生产区	26833	D	一类单元	重油催化裂化装置内有污水或污油管线，点位应布设在靠近污水或污油管线处，但生产装置内部管线复杂存在严重安全隐患，并且地面全部硬化，故将点位移到西侧草坪处。内部存在 2 米深的轻污油罐、碱渣罐、溶剂罐。
5	2 万吨/年硫磺回收及 60t/h 酸性水汽提装置	生产区	519	E	一类单元	生产过程中有污水产生，生产装置内有地下储罐和半地下构筑物，并且通过地下管线输送，内部存在隐蔽性设施设备（1.6 米深地下溶剂配置罐，1.5 米地下酸性水罐，2 米地下酸性水罐）。
6	100 万吨/年汽油加氢装置	生产区	6430	F	一类单元	生产过程中有污水或污油产生，并且通过地下管线输送，生产装置内有地下储罐 2m 深地下污油罐、

						3m 深地下污溶剂罐，污油井深度为 1.8m，内部存在隐蔽性设施设备。
7	300 万吨/年原料预处理（常减压装置）	生产区	17072	G	一类单元	生产过程中有污水或污油产生，并且通过地下管线输送，生产装置内有地下储罐有 2.5m 深地下浓碱罐，2.5m 深地下污油罐，内部存在隐蔽性设施设备。
8	20000m3/h 催化干气制氢及 80 万吨/年柴油加氢改质装置	生产区	12453	H	一类单元	生产过程中有污水或污油产生，并且通过地下管线输送，生产装置内有地下储罐，内部存在隐蔽性设施设备。
9	100 万吨/年连续重整芳烃联合装置（仅有右边部分投产）	生产区	43000	I	一类单元	生产过程中有污水或污油产生，并且通过地下管线输送，生产装置内有地下储罐和半地下构筑物，内部存在隐蔽性设施设备。废水收集池底板高度 4.8 米，污油井深度 1.93 米。
10	气柴油及加氢原料罐区	储罐区	10844.06	J	一类单元	储罐为接地储罐，储罐外观良好，周围设围堰、铺设防腐防渗层，罐区周围内地面硬化良好无裂缝。
11	原料油罐区	储罐区	16714.51	K	一类单元	原油罐区设置地埋式污水提升泵站，水池底板离地面高为 4.5 米，但至今未投运，处于空置状态，该区域产生油污废水直接进入污水站处理。暂无隐蔽性污染设施。
	原料油罐区	储罐区	26441.73			
12	汽油罐区	储罐区	9235.66	L	一类单元	储罐为接地储罐，用于存储轻质油、油浆、碱渣，罐区周围有污水或污油输送管线，储罐为地上式，储罐外观良好，周围设围堰、铺设防腐防渗层，罐区周围内地面硬化良好无裂缝。
	柴油罐区	储罐区	9184.99			
	轻油罐区	储罐区	2582.48			
	精制汽油罐区	储罐区	11128.92			
	油浆及碱渣罐区	储罐区	1917.81			
13	液态烃罐区	储罐区	5933.30	M	一类单元	该区域合并单元。储罐为接地储罐，其外观良好，周围设围堰、铺设防腐防渗层，罐区周围内地面硬化良好无裂缝。
	液态烃罐区	储罐区	5721.71			
	污油灌区	储罐区	2514.48			储罐为接地储罐，其外观良好，周围设围堰、铺设

	重油罐区	储罐区	2799.54			防腐防渗层，罐区周围内地面硬化良好无裂缝。
14	污水处理厂	废水治理区	18105.75	O	一类单元	污水处理规模大，使用年限较长，有部分废水处理单元为半地下结构；内部存在隐蔽性设施设备
15	油浆及碱渣罐区	储罐区	1917.81	P	一类单元	储罐为接地储罐，外观良好，周围设围堰、铺设防腐防渗层，罐区周围内地面硬化良好无裂缝
16	汽车装卸设施	储存区	15818.61	Q	一类单元	该区域为石脑油、沥青罐区配套设施，主要用于石脑油、沥青的装卸。该区域2.5m深存有地下污油罐，内部存在隐蔽性设施设备。
17	沥青罐区	储罐区	6062.89	R	一类单元	该区合并单元。储罐为接地储罐，储罐外观良好，周围设围堰、铺设防腐防渗层，罐区周围内地面硬化良好无裂缝。
	石脑油罐区	储罐区	6864.04			
	原油罐区（含污水提升泵站）	储罐区	29665.55			原油罐区设置地埋式污水提升泵站，存在隐蔽性设施设备。
18	汽柴油、液化烃、原料油装卸区（物流车间）	储存区	68037.01	T	一类单元	区域内部有地埋式储罐和半地下构筑物，内部存在隐蔽性设施设备
19	焦场（原危废仓库）	生产区	200	U	一类单元	生产装置内有地下储罐和半地下构筑物，并且通过地下管线输送，内部存在隐蔽性设施设备
20	新危废仓库（原航煤罐区）	固体废物储存	290.58	V	一类单元	库内设有地沟、2个危废收集池，最深埋深0.9米。地面墙面有防腐防渗层且地面硬化良好无裂缝。
21	润滑油、化工辅料仓库	储存区	266	W	二类单元	本仓库用于存放润滑油、清洗剂和其他化工辅料。
22	石油库二期	存罐区	94000	X	一类单元	石油库二期区域建设接地储罐、含油污水收集池、初期雨水收集池、初期雨水管网和地沟等。其中初期雨水管网地下深度达1.7m，含油污水收集池、初期雨水池地下深度达4.5m，储罐周边建设围堰、地面建设地沟、具备防渗漏措施和阴极保护措施。
23	原油末站	管道输送区	23400	Y	一类单元	站内原油管线埋深约1.5m，存在隐蔽设施设备。
合计：重点单元共计23个，一类单元22个，二类单元1个						

根据资料收集、人员访谈、现场勘察了解到江苏新海石化有限公司生产厂区内有多个地下水储存罐体、池体，具体分布位置情况、埋地深度详见表 5.2-4、表 5.2-5。

表 5.2-4 厂区埋地罐体深度统计表

序号	车间	罐体（池体）位号及名称	埋地深度（m）
1	储运车间	0303-V-201（9 罐区地下污油罐）	1.7
2	硫磺车间	0248-D-306 地下溶剂配置罐	1.6
3	硫磺车间	0247-D-109 地下酸性水罐	2.3
4	硫磺车间	0247-D-108 地下酸性水罐	2.8
5	动力车间	v-03 凝缩油罐	0.5
6	二加氢车间	0245-D304 地下污油罐	3.3
7	二加氢车间	0245-D305 地下废胺液罐	3.3
8	重整车间	重整轻污油罐	4.5
9	重整车间	异构化轻污油罐	5.2
10	重整车间	抽提废溶剂罐	4.5
11	重整车间	异构化废碱罐	4.2
12	重整车间	成品罐区污油罐	1.6
13	一加氢车间	D2714 地下污油罐（汽油加氢装置）	2.5
14	一加氢车间	D2117 地下污油罐（汽柴油加氢装置）	2.7
15	一加氢车间	D2740 地下污溶剂罐	3
16	物流车间	东西零位罐	5
17	物流车间	蜡油罐	2
18	物流车间	乙醇罐	4
19	常减压车间	地下浓碱罐 D2629	2.5
20	常减压车间	地下污油罐 D2619	2.5
21	催化车间	V1309 地下轻污油罐	2
22	催化车间	V3103 地下碱渣罐	2
23	催化车间	V3206 地下溶剂罐	2
24	气分装置	D2906 开停工罐	1.8
25	气分装置	D2036 溶剂配置罐	2

表 5.2-5 厂区埋地池体深度统计表

厂区埋地池体（罐体）深度统计表			
序号	车间	池体（罐体）位号及名称	埋地深度（m）
1	储运车间	CI-101 五万立含油污水池	4.5（大容量原料油罐区）
2	储运车间	CI-102 五万立雨水池	4.5（大容量原料油罐区）
3	储运车间	事故水池	4.9（非重点）
4	储运车间	初期雨水池	4.9（非重点）
5	储运车间	1 罐区东南污水提升池	4.3（小容量原料油罐区，暂未投用）
6	动力车间	C-1 含油污水池	4
7	动力车间	C-2 生活污水池	4.9
8	动力车间	C-5 浮渣池	4
9	动力车间	生化池	3.5
10	动力车间	二沉池	3.3
11	动力车间	污泥回流池	5.4
12	动力车间	C-3 中间水池	5.4
13	动力车间	C-4 监测池	5.4
14	重整车间	雨水收集池	2.7
15	物流车间	四期事故水池	5
16	物流车间	事故水池	2.8
17	焦化车间	焦池	3.5
18	新危废库	危废收集池 1	0.8
19	新危废库	危废收集池 2	0.9
20	石油库二期	含油污水池	4.5
21	石油库二期	初期雨水池	4.5

5.3关注污染物

（1）根据“4.企业生产及污染防治情况”内容，筛分出的污染物主要有：

废水主要污染物：含硫废水、含盐废水、含油废水、COD、氨氮、挥发酚。

废气主要污染物：H2S、NH3、含硫有机化合物、苯烃类气体、酚类及其他挥发性有机组分气体、SO2、NOx、烟尘、HCl、非甲烷总烃、乙醇,其中H2S、NH3、SO2、NOx、烟尘、非甲烷总烃主要为废气关注污染物。

固体废物成分：硫化物、磺化酞菁钴、NiO、MoO3、WO3、Al2O3、SiO2、Ni、污泥、硫酸盐、阳离子交换树脂、MoS2、污油、环丁砜及降解产物、Mo、Pt、Fe2O3、Mg、氯代烃、苯、甲苯、二甲苯、硫醇钠、氢氧化钠、二硫化物、废活性炭。

原辅料及成品成分：Ni、Mo、Pt、环丁砜、四氯乙烯、碱液、液化石油气、混二甲苯、C9+芳烃、苯、甲苯、异构化油、氢气、380#燃料油、柴油、甲醇、C5～C12 脂肪烃/环烷烃类、芳香烃、复杂烃类、石脑油、减压渣油、沥青、MTBE（甲基叔丁基醚）、汽油、原料油、磷酸三钠、氧化铝、氧化硅、重油催化裂化、精丙烯、丙烷等、NaOH、磺化酞菁钴、甲基二乙醇胺、MoO3、WO2、NiO、活性炭、蜡油、焦炭、酸性气、硫磺、锌。

综上所述：含盐废水、含油废水、COD、氨氮、挥发酚、含硫有机化合物、HCl、乙醇、硫化物、磺化酞菁钴、NiO、MoO3、WO3、Ni、污泥、硫酸盐、阳离子交换树脂、MoS2、污油、Mo、Pt、Fe2O3、Mg、氯代烃、苯、甲苯、二甲苯、硫醇钠、氢氧化钠、二硫化物、废活性炭、环丁砜、四氯乙烯、碱液、液化石油气、C9+芳烃、异构化油、380#燃料油、柴油、甲醇、C5～C12 脂肪烃/环烷烃类、芳香烃、复杂烃类、石脑油、减压渣油、沥青、甲基叔丁基醚、汽油、原料油、磷酸三钠、氧化铝、重油催化裂化、精丙烯、丙烷等、甲基二乙醇胺、蜡油、硫磺、锌。

（2）排污许可证涉及的特征污染物：

废水：COD、氨氮、苯并（g,h,i） 芘、总氮、总磷、pH值、悬浮物、总有机碳、石油类、硫化物、挥发酚、总钒、苯、甲苯、乙苯、邻二甲苯、对二甲苯、间二甲苯、总氰化物、五日生化需氧量、总汞、烷基汞、总镍、总砷。

废气：颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、VOCs、林格曼黑度、镍、氯化氢、苯、甲苯、二甲苯、硫化氢、氨气、臭气浓度、非甲烷总烃、苯并[a]芘。

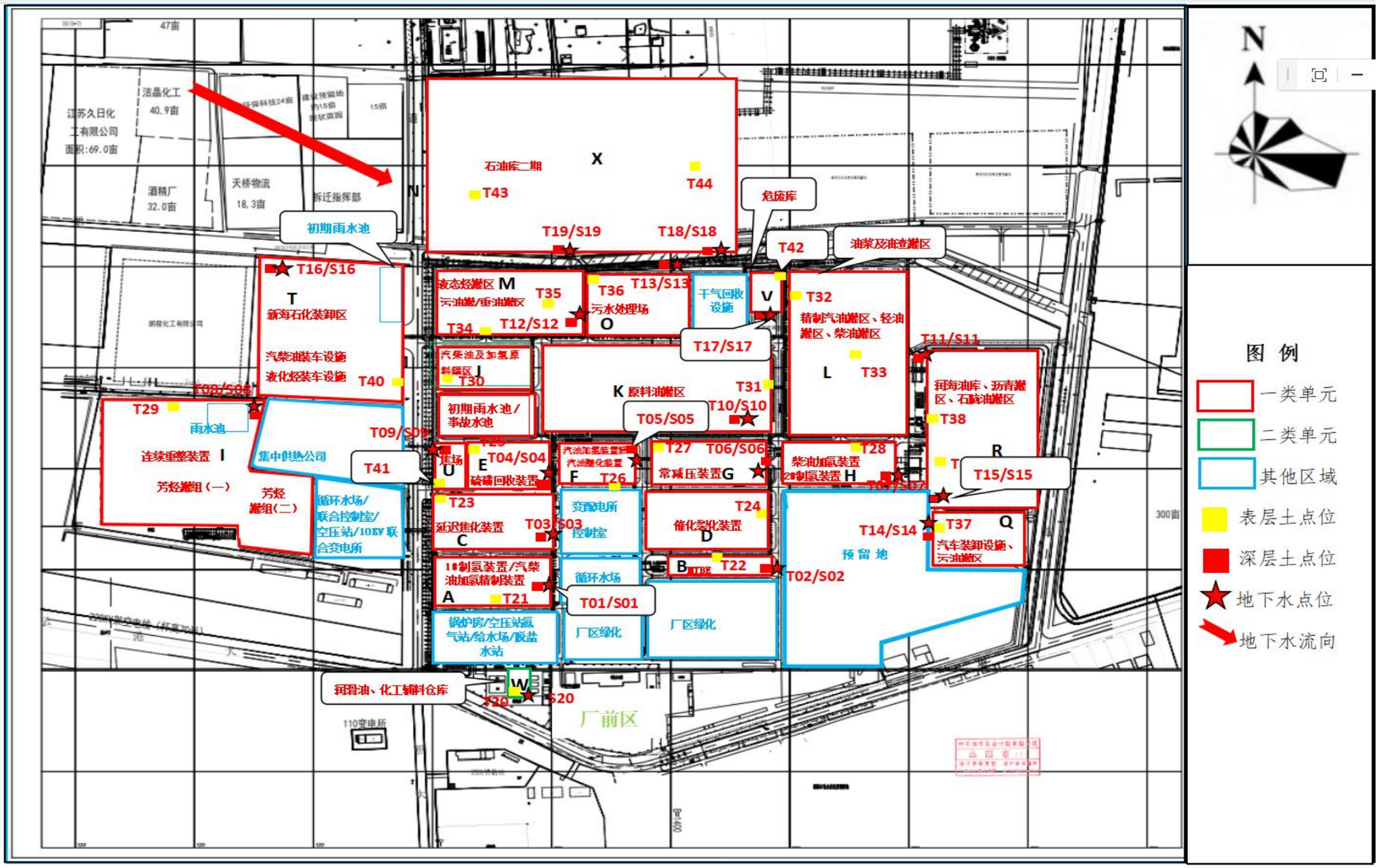
（3）《排污单位自行监测技术指南 石油化学工业》（HJ 947-2018）涉及的土壤和地下水监测指标如下：

地下水：pH值、高锰酸盐指数、五日生化需氧量、氨氮、总氮、总磷、总有机碳、石油类、硫化物、氟化物、挥发酚、总钒、总铜、总锌、总氰化物、可吸附有机卤化物、苯并[a]芘、总铅、总镉、总砷、总镍、总汞、烷基汞、总铬、六价铬、废水有机特征污染物。

土壤：pH值、硫化物、苯并[a]芘、总铅、总镉、总砷、总镍、总汞、烷基汞、总铬、六价铬。

6 土壤和地下水监测点位布设方案

6.1 重点单元及相应监测点/监测井的布置位置





注1：本年度自行监测工作中深层土不监测；
注2：本年度自行监测工作中上半年的地下水监测井S02、S05、S06、S07、S10、S12、S14、S15、S20无地下水，故取消监测。
注3：本年度自行监测工作中下半年的地下水监测井S02、S06、S07、S10、S11、S14、S15、S17、S20无地下水，故取消监测。

图6.1-1　土壤和地下水点位布设图

6.2 各点布设原因

6.2.1布设原则

1）监测点位的布设应遵循不影响企业正常生产且不造成安全隐患与二次污染的原则。

2）点位应尽量接近重点单元内存在土壤污染隐患的重点场所或重点设施设备，重点场所或重点设施设备占地面积较大时，应尽量接近该场所或设施设备内最有可能受到污染物渗漏、流失、扬散等途径影响的隐患点。

3）根据地勘资料，目标采样层无土壤可采或地下水埋藏条件不适宜采样的区域，可不进行相应监测，但应在监测报告中提供地勘资料并予以说明。

6.2.2监测点布设要求

6.2.2.1土壤监测点

A监测点位置及数量

1)一类单元：

一类单元涉及的每个隐蔽性重点设施设备周边原则上均应布设至少 1 个深层土壤监测点，单元内部或周边还应布设至少 1 个表层土壤监测点。

2)二类单元：

每个二类单元内部或周边原则上均应布设至少 1 个表层土壤监测点，具体位置及数量可根据单元大小或单元内重点场所或重点设施设备的数量及分布等实际情况适当调整。监测点原则上应布设在土壤裸露处，并兼顾考虑设置在雨水易于汇流和积聚的区域，污染途径包含扬散的单元还应结合污染物主要沉降位置确定点位。

B采样深度

1)深层土壤：

深层土壤监测点采样深度应略低于其对应的隐蔽性重点设施设备底部与土壤接触面。

下游 50 m 范围内设有地下水监测井并按照本标准要求开展地下水监测的单元可不布设深层土壤监测点。

2)表层土壤 ：

表层土壤监测点采样深度应为 0～0.5 m。

单元内部及周边 20 m 范围内地面已全部采取无缝硬化或其他有效防渗措施，

无裸露土壤的，可不布设表层土壤监测点，但应在监测报告中提供相应的影像记录并予以说明。

根据企业提供资料，① 延迟焦化装置：焦炭池底板离地面高度 2.16 米，污油井离地面高度 1.8 米；②重油催化裂化装置：地下储罐底板离地面高度 2.4 米,污油井离地面高度 1.8 米；③连续重整芳烃装置：废水收集池底板离地面高度 4.88 米，污油井离地面高度 1.93 米；④污水处理站：污水处理站水解酸化池底板离地面高度 5.8 米，隔油池底板和地面平齐，污油井离地面高度 2 米；⑤污水提升泵站：水池底板离地面高度 4.5米,污油井离地面高度 2 米。

综上所述，表层土壤监测点采样深度应为 0～0.5 m；深层土壤样品采样深度低于对应的隐蔽性重点设施设备底部与土壤接触面。

6.2.2.2地下水监测井

A对照点

企业原则上应布设至少 1 个地下水对照点。

对照点布设在企业用地地下水流向上游处，与污染物监测井设置在同一含水层，并应尽量保证不受自行监测企业生产过程影响，根据现场情况和地下水流向，地下水对照点于企业地块北侧。

临近河流、湖泊和海洋等地下水流向可能发生季节性变化的区域可根据流向变化适当增加对照点数量。

B监测井位置及数量

每个重点单元对应的地下水监测井不应少于 1 个。每个企业地下水监测井（含对照点）总数原则上不应少于 3 个，且尽量避免在同一直线上。

应根据重点单元内重点场所或重点设施设备的数量及分布确定该单元对应地下水监测井的位置和数量，监测井应布设在污染物运移路径的下游方向，原则上井的位置和数量应能捕捉到该单元内所有重点场所或重点设施设备可能产生的地下水污染。

地面已采取了符合 HJ 610 和 HJ 964 相关防渗技术要求的重点场所或重点设施设备可适当减少其所在单元内监测井数量，但不得少于 1 个监测井。

企业或邻近区域内现有的地下水监测井，如果符合本标准及 HJ 164 的筛选要求，可以作为地下水对照点或污染物监测井。