



中国石化
SINOPEC

中国石油化工股份有限公司广州分公司
2025 年度土壤和地下水自行监测报告
(备案稿)

中国石油化工股份有限公司广州分公司

2025 年 12 月

中国石油化工股份有限公司广州分公司

2025 年度土壤和地下水自行监测报告

委托单位：中国石油化工股份有限公司广州分公司
编制单位：中石化安全工程研究院有限公司

编写人：	张艺伟
	曲聪
	王昕喆
校准人：	杨帅
审核人：	杨文玉

中国石油化工股份有限公司广州分公司

二〇二五年十二月

摘要

根据《广州市生态环境局关于印发广州市土壤污染重点监管单位管理要点的通知》（穗环[2023]33号文）和《广州市生态环境局关于印发广州市2025年环境监管重点单位名录的通知》（穗环[2025]32号）文件，中国石油化工股份有限公司广州分公司（以下简称广州石化）被列入广州市2025年土壤污染重点监管单位名录，按照《中华人民共和国土壤污染防治法》要求，纳入土壤污染重点监管单位需制定、实施自行监测方案，并将监测数据报生态环境主管部门。

为规范做好企业2025年度土壤和地下水自行监测工作，广州石化委托中石化安全工程研究院有限公司（以下简称“安工院”）按照《中国石油化工股份有限公司广州分公司土壤和地下水自行监测方案（备案稿）》（2024年5月）（以下简称自行监测方案）承担本年度土壤和地下水监测工作。中石化安全工程研究院有限公司按照方案开展了广州石化土壤和地下水监测工作，并完成了《中国石油化工股份有限公司广州分公司2025年度土壤和地下水自行监测报告（备案稿）》。

依据自行监测方案，本次自行监测区域共布设土壤点位26个，地下水监测点位22个。其中土壤点位全部为表层土壤点位，深层土壤监测要求每三年开展一次，故本年度不进行深层土监测。每个表层土壤监测点采集1个土壤样品，本次共采集土壤样品29个（含平行样3个）。地下水一类单元和背景点需每半年采样一次，地下水二类单元需每年采样一次，加密点位CW2每季度监测一次。受季节因素影响，2025年第一次自行监测共采集地下水样品25个（含平行样6个），BW1、HW2、KW3点位水位过低，未取到水；2025年第二次自行监测共采集地下水样品27个（含平行样7个），FW1、HW2点位水位过低，未取到水，故本年度共采集地下水样品54个（含平行样13个）。依据国家和地方相关技术导则、标准、文件的要求，同时兼顾中国石化内部要求的监测项目，综合确定此次自行监测工作土壤监测因子为46项，地下水监测因子为42项。

本年度土壤样品检测结果中，所有表层土样品均未超标。厂区土壤环境质量未受到企业生产运营的明显影响。

2025年地下水第一次自行监测统计结果：

无机非金属共检出12项，其中5项超标，分别为：色度、氨氮超标率15.79%，挥发酚、碘化物、硫酸盐超标率5.26%，其余7项指标均有检出，未超标。重金属共检出

11 项，除铁超标率为 21.05% 外，锰、铝、砷、镉、铜、铅、硒、钠、锌、六价铬 10 种指标有检出，未超标。CW2 点位处苯超标率为 5.26%，乙苯、苯乙烯超标率为 5.26%，CW2 所在苯乙烯地块已纳入双边管控工作中。二甲苯、三氯乙烯、可萃取性石油烃 (C₁₀-C₄₀)、石油烃(C₆-C₉)未超标。

2025 年地下水第二次自行监测统计结果：

无机非金属共检出 15 项，其中 7 项超标，具体为：浊度超标率 100%，色度、pH 超标率 15%，高锰酸钾指数、氨氮、总硬度、碘化物超标率 5%。其余 7 项指标均有检出，但未超标。重金属共检出 11 项，其中铁超标率为 30%，铝超标率为 5%，锰、砷、镉、铜、铅、硒、钠、锌、汞 9 种指标有检出，未超标。地下水特征污染物共检出 6 项，其中乙苯、苯乙烯 2 项在 CW2 点处超标，超标率为 5%，CW2 所在苯乙烯区域已开展双边管控，地下水污染趋势已经开始好转。二甲苯、三氯乙烯、可萃取性石油烃 (C₁₀-C₄₀)、石油类未超标。

与化工区、炼油区背景点对比评估建议增加加密监测因子：

第一次自行监测，一般理化性质共检出 12 项，除浊度、pH 超标外，其余检测结果均低于《地下水质量标准》(GB/T 14848-2017)IV 类标准限值。金属指标检出 8 项，关注污染物检出 2 项，未超标。第二次自行监测，一般理化性质共检出 13 项，除浊度超标外，其余检测结果均低于《地下水质量标准》(GB/T 14848-2017)IV 类标准限值。金属指标检出 5 项，关注污染物检出 2 项，未超标。**pH 超标可能是区域地下水整体异常，浊度超标可能受采样过程干扰。**

与前次监测对比情况：

挥发性石油烃(C₆-C₉)(CW2 点位)，乙苯(AW1 、 SW3 、 SW4 点位)，苯乙烯(CW2 点位)，较前次监测浓度上升 30%。除 CW2 点位外，其余点位较前次监测浓度上升 30% 的指标其浓度均未超标，本次监测与前次监测地下水水位存在偏差，可能是导致本次监测较前次监测部分指标浓度上升 30% 的原因。

2024 年和 2025 年污染物超标趋势分析：

仅有 NW1、SW4、UW1 点位的石油烃(C₁₀-C₄₀)呈连续四次持续上升趋势，根据《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南（试行）》(HJ 1209-2021)中要求，需对 NW1、SW4、UW1 点位石油烃(C₁₀-C₄₀)进行加密监测。

措施建议：

(1) 对厂区内在存在点位超标或特征污染物趋势有持续上升的区域调查了解该区域是否发生过物料泄漏或污水“跑、冒、滴、漏”的情况，若有，则需查明“跑、冒、滴、漏”的原因，并采取有针对性的措施防止污染的持续影响，加强土壤污染隐患排查。

(2) 按照国家相关文件要求，持续对土壤地下水污染情况开展监测，以了解厂区内地土壤地下水污染的动态变化情况。

(3) 开展设备检维修时，着重关注初期雨水管线、含油污水管线、地下污油罐及污水池等埋地及半埋地设备设施是否发生泄漏，做好厂区排水的清污分流工作，防止含油污水进入雨水系统。

(4) 目前，CW2点位趋势有好转，但仍超标。建议继续针对该地块开展双边管控的措施，并对CW2点位特征污染物进行持续的监测，直到CW2点位数据符合双边管控要求。

(5) 加强对AW1、SW3、SW4、ZW4、NW1、UW1、KW3点位碘化物、高锰酸钾指数、挥发酚、乙苯、石油烃($C_{10}-C_{40}$)跟踪监测，提升监测频次为每季度一次，对CW2(苯、乙苯、苯乙烯、铝、挥发性石油烃(C_6-C_9))加密监测，跟随双边管控工作进行，根据超标指标着重排查上述点位所在区域的上游及周边设备实施，查找隐患点。

目 录

1 工作背景	8
1.1 工作由来	8
1.2 工作依据	8
1.3 工作内容及技术路线	10
2 企业概况	12
2.1 企业地块基本情况	12
2.2 企业用地历史及行业分类	15
2.3 企业用地已有的环境调查与监测情况	26
3 地勘资料	36
3.1 地质信息	36
3.2 水文地质信息	40
4 企业生产及污染防治情况	52
4.1 企业生产概况	52
4.2 企业总平面布置	82
4.3 各重点场所、重点设施设备情况	83
5 重点监测单元识别与分类	106
5.1 重点单元情况	106
5.2 识别/分类结果及原因	110
5.3 关注污染物	129
6 监测点位布设方案	132
6.1 重点单元及相应监测点/监测井的布设位置	132
6.2 各点位布设原因	191
6.3 土壤和地下水自行监测频次	191
6.4 各点位监测指标及选取原因	192
7 样品采集、保存、流转与制备	194
7.1 现场采样位置、数量和深度	194
7.2 采样方法及程序	199
7.3 样品保存、流转与制备	206

8 监测结果分析	211
8.1 土壤监测结果分析	211
8.2 地下水监测结果分析	222
9 质量保证及质量控制	267
9.1 自行监测质量体系	267
9.2 监测方案制定的质量保证与控制	268
9.3 样品采集、保存、流转、制备与分析的质量保证与控制	269
10 结论与措施建议	271
10.1 监测结论	271
10.2 措施建议	272
附件:	274
附件 1 重点监测单元清单	274
附件 2 实验室检测	288
附件 3 质控报告	288
附件 4 地下水监测井归档资料	288
附件 5 资质附表	301
附件 6 现场记录单	302

1 工作背景

1.1 工作由来

根据《广东省生态环境厅关于进一步加强土壤污染重点监管单位环境管理的通知》（粤环发〔2021〕8号）、《广州市生态环境局关于印发广州市土壤污染重点监管单位管理要点的通知》（穗环〔2023〕33号文）和《广州市生态环境局关于印发广州市2025年环境监管重点单位名录的通知》（穗环〔2025〕32号）文件，中国石油化工股份有限公司广州分公司（以下简称广州石化）2025年被列入广州市土壤污染重点监管单位名录，按照《中华人民共和国土壤污染防治法》要求，纳入土壤污染重点监管单位需制定、实施自行监测方案，并将监测数据报生态环境主管部门。

为规范做好企业土壤和地下水自行监测工作，广州石化委托中石化安全工程研究院有限公司（以下简称“安工院”）承担本年度土壤和地下水监测工作。安工院依据相关法律法规、技术规范及企业地块信息，在前期土壤污染隐患排查的基础上，对企业重点设施及重点区域、关注污染物进行识别后，按照《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南（试行）》（HJ 1209-2021）相关规定，完成了本年度自行监测工作，编制了《中国石油化工股份有限公司广州分公司2025年度土壤和地下水自行监测报告》。

1.2 工作依据

（1）法律法规

- 《中华人民共和国环境保护法》（2014年4月24日修订）
- 《土壤污染防治行动计划》（国发〔2016〕31号）
- 《中华人民共和国土壤污染防治法》（2019年1月1日施行）
- 《污染地块土壤环境管理办法》（环境保护部令第42号）
- 《工矿用地土壤环境管理办法（试行）》（生态环境部令第3号）
- 《危险化学品安全管理条例》（2013年12月7日修订）
- 《国家危险废物名录》（环境保护部令第39号）
- 《生态环境监测条例》

(2) 技术导则、标准及规范

《建设用地土壤污染风险管理与修复术语》(HJ 682-2019)

《建设用地土壤污染状况调查技术导则》(HJ 25.1-2019)

《建设用地土壤污染风险管理与修复监测技术导则》(HJ 25.2-2019)

《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南（试行）》(HJ 1209-2021)

《土壤环境监测技术规范》(HJ/T 166-2004)

《地下水环境监测技术规范》(HJ 164-2020)

《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ 610-2016)

《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》(HJ 964-2018)

《地块土壤和地下水中挥发性有机物采样技术导则》(HJ 1019-2019)

《土壤质量 土壤样品长期和短期保存指南》(GB/T 32722-2016)

《重点行业企业用地调查信息采集技术规定（试行）》（环办土壤〔2017〕67号）

《重点行业企业用地调查样品采集保存和流转技术规定（试行）》（环办土壤〔2017〕67号）

《重点行业企业用地调查质量保证与质量控制技术规定（试行）》（环办土壤〔2017〕67号）

《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管理标准（试行）》(GB36600-2018)

《地下水质量标准》(GB/T 14848-2017)

《上海市建设用地地下水污染风险管理筛选值补充指标》第二类用地筛选值

《石油化工环境保护设计规范》(SH/T 2034-2017)

(3) 其他资料

《中国石油化工股份有限公司广州分公司安全绿色发展技术改造项目环境影响报告书》，2021年4月

《中国石油化工股份有限公司广州分公司清洁生产审核报告书》
(2020.9-2022.6)

《中国石油化工股份有限公司广州分公司安全现状评价报告》，2021年8月

《黄埔区典型化工园区地下水环境调查及污染防控对策项目实施方案》，

2021 年 8 月

《中国石油化工股份有限公司广州分公司排污许可证》，2023 年 3 月

《中国石油化工股份有限公司广州分公司新建改造项目环境水文地质勘查报告》，2012 年 7 月

《中国石油化工股份有限公司广州分公司加工中东含硫原油及生产清洁燃料配套改造工程竣工环境保护验收监测报告》，2016 年 4 月

《中国石油化工股份有限公司广州分公司 2023 年度土壤自行监测报告结果公示》，2023 年 12 月

《中国石油化工股有限公司广州分公司土壤及地下水污染状况调查及污染源排查工作方案》（备案稿），2024 年 5 月

《中国石油化工股份有限公司广州分公司 2024 年度土壤和地下水自行监测报告》（备案稿），2024 年 12 月

广州石化平面布置图

1.3 工作内容及技术路线

本次自行监测工作内容主要包括：通过资料收集、现场踏勘及人员访谈等工作，排查企业内所有可能导致土壤或地下水污染的场所及设施设备，将其识别为重点监测单元并对其进行分类，制定自行监测方案。根据监测方案，开展本年度土壤和地下水监测活动；依据样品检测结果编制年度土壤和地下水自行监测报告；并按照相关法规的要求，将监测数据报生态环境主管部门并向社会公开监测结果。本次监测技术路线具体如下：

（1）监测方案制定

自行监测项目启动，通过资料收集、现场踏勘、人员访谈等形式，获取企业各场所及设施设备的分布情况，核实其主要功能、生产工艺及涉及的有毒有害物质情况；结合《重点监管单位土壤污染隐患排查指南（试行）》和《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南（试行）》（HJ 1209-2021）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并对其进行分类，制定自行监测方案。

（2）现场勘察与采样分析

按照采样方案进行土壤和地下水样品采集,选择符合资质要求的具有中国计量认证(CMA)资质的检测机构开展样品检测。对钻探、样品采集、样品保存、样品流转和样品检测分析全过程进行质量控制,通过质量控制保证样品分析的准确性和精确性。

（3）监测报告编制

根据广州石化土壤和地下水样品检测结果, 编制中国石油化工股份有限公司广州分公司土壤和地下水自行监测报告(备案稿), 报告满足相关规定要求; 并按照相关法规的要求, 将监测报告报生态环境主管部门并向社会公开监测结果。

本次广州石化土壤与地下水自行监测方案技术路线见图 1-1。

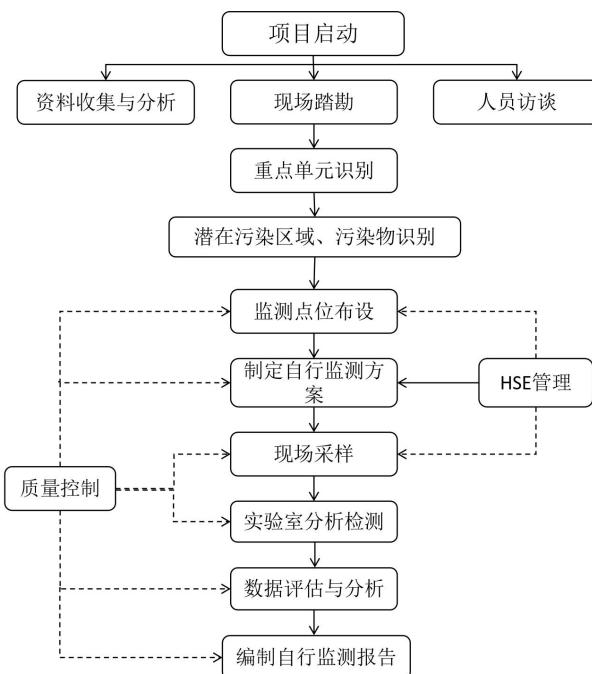


图 1-1 广州石化土壤与地下水自行监测方案技术路线

2 企业概况

2.1 企业地块基本情况

广州石化始建于 1973 年 6 月，是毛泽东、周恩来、习仲勋等老一辈共和国缔造者为解决国计民生问题而建立的。习仲勋老书记在广东工作期间，多次视察企业，指示要把广州石化建设成为“南粤的一颗璀璨明珠”。

广州石化位于广州市黄埔区，地处珠江三角洲中心，北依广深高速公路，南临广园快速路、广深铁路和珠江黄埔河段，水陆交通十分便利。经过 50 多年持续发展，现有原油综合加工能力 1275 万吨/年，乙烯生产能力 22 万吨/年；拥有 29.9 万千瓦自备热电站。主要生产装置分布在炼油区和化工区，其中占地面积炼油区 268 万平方米，化工区 87 万平方米，主要生产装置 60 多套，是华南地区重要进口原油加工基地和国 VI 标准清洁燃料、塑料产品生产基地。主要石油产品有汽油、柴油、航空煤油、液化气等 60 种；化工产品有聚乙烯、聚丙烯、聚苯乙烯三大类等 70 种。

广州石化通过不断加大节能环保投入和从严管理，节能环保业绩得到地方政府和中国石化总部的认可。2018 年以来连续 7 年在广东省环保信用评级中被评为“绿牌”企业；连续 8 年荣获中国石化环保先进单位；2019 年以来持续保持中国石化绿色企业称号；2021 年荣获国家工信部颁发的国家“绿色工厂”荣誉称号、广州市工信局颁发的“绿色工厂”荣誉称号，聚苯乙烯 GH660、525 等两个产品荣获绿色设计产品称号。2022 年获得“广州市清洁生产优秀企业”称号。2023 年获中石化“无废集团”先行先试 A 级示范企业、广州市黄埔区首批“无废工厂”称号。

企业基本情况见表 2-1。

表 2-1 广州石化基本情况表

企业名称	中国石油化工股份有限公司广州分公司
企业地址	广州市黄埔区石化路 239 号
组织机构代码	91440101721928327M
中心经度、纬度	东经 113°27'53.06"，北纬 23°6'38.74"
所属行业类别	原油加工及石油制品制造，有机化学原料制造，初级形态塑料及合成树脂制造；火力发电
企业规模	大型
投产日期	1978 年 12 月 18 日
法人代表	刘铮
厂区面积 (万 m ²)	445
正式职工截至 2023 年 12 月(人)	4118
工作制度	每日生产 2 班，每班 12 小时，每年平均生产 350 天
主要生产部门	炼油一部
	炼油二部
	炼油三部
	炼油四部
	化工一部
	化工二部
	贮运部
	热电部
	水务部

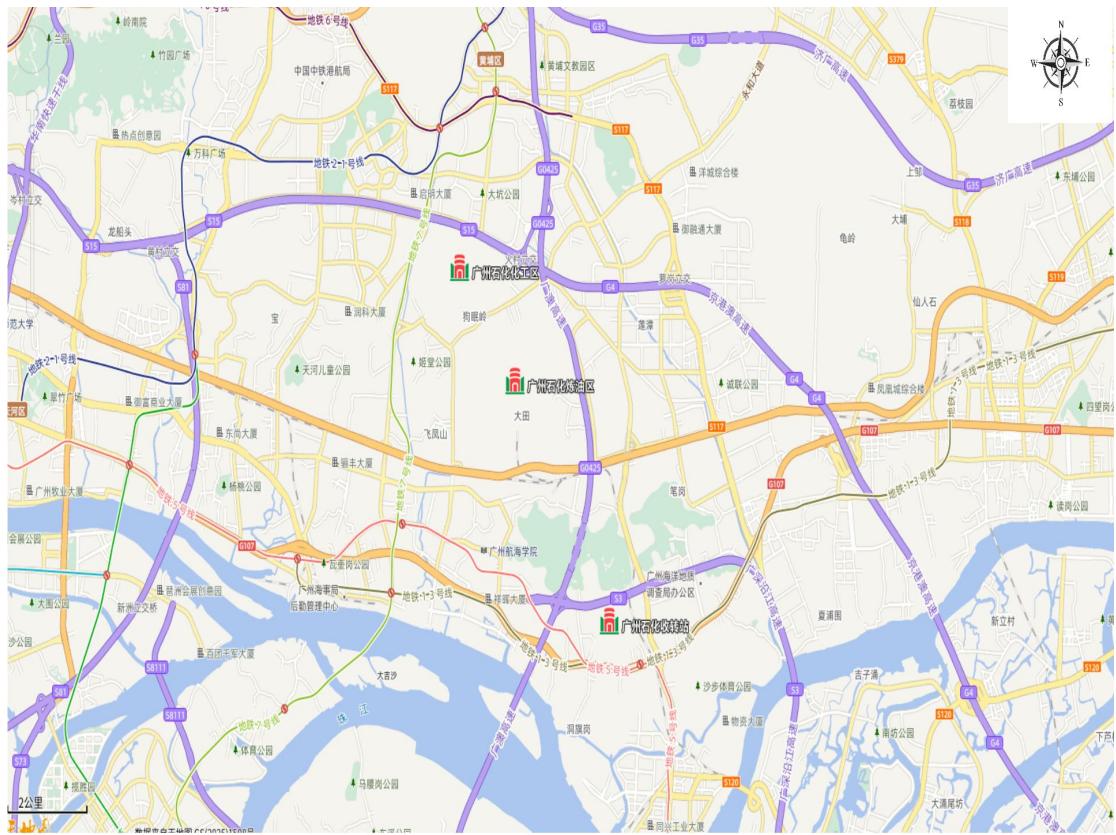


图 2-1 广州石化区域地理位置图

2.2 企业用地历史及行业分类

广州石化一期工程 1978 年 12 月建成投产，年加工 250 万吨原油。1986 年 11 月开始二期工程建设，至 1992 年主体装置基本完成，原油加工能力达到 520 万吨/年。1994 年 9 月开始，建设惠州港广州石化码头和长输管线，1997 年 3 月建成投用。1997 年 4 月，实施加大技术改造投资力度、加大企业改革步伐的“双加”改造工程，7 月 29 日，完成主体工程并投入正常生产，原油加工能力提高到 770 万吨/年，是年广州石化成为中国石化集团公司首家全炼进口原油的企业。1999 年 4 月 13 日，广州石化对广州乙烯实施托管，当年 9 月 23 日实现复产，12 月 31 日正式兼并广州乙烯。2004 年 8 月 30 日，千万吨炼油改扩建工程正式开工，2006 年 9 月 23 日顺利投产，广州石化跨入千万吨级炼油企业行列。1999 年兼并乙烯后，广州石化炼油和化工生产用地未发生变化。

广州石化建设用地使用证明和历史影像见图 2-2—图 2-16。



图 2-2 广州石化炼油区国有土地使用证

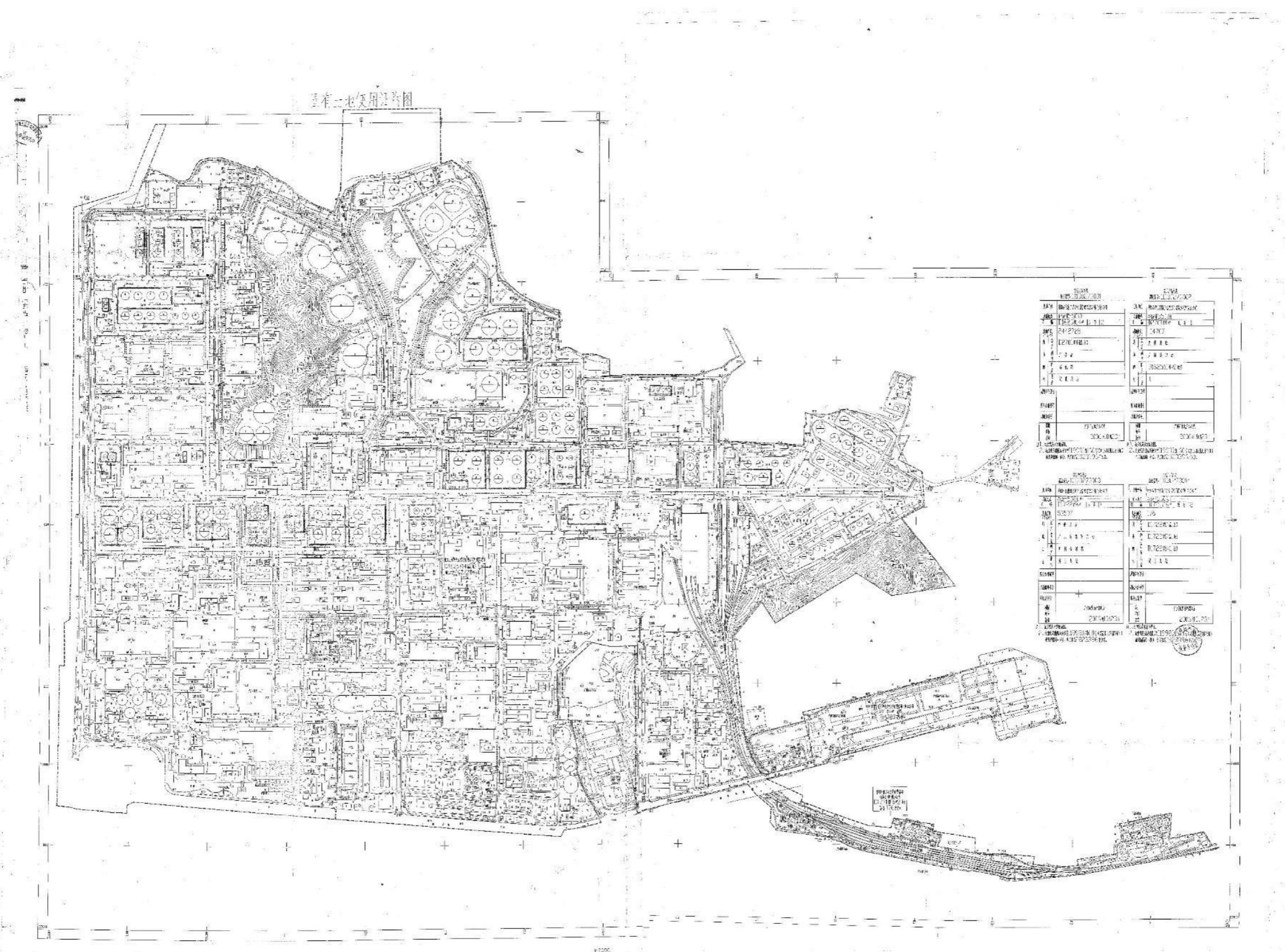


图 2-3 广州石化炼油区国有土地使用证宗地图

属人	中国石化集团资产经营管理有限公司广州分公司		
身份证号码			国籍
房屋所有权来源	新建	房屋用途	非居住用房
占有房屋份额	全部	房屋所有权性质	有限责任(国有独资)
土地使用权来源		土地使用权性质	国有土地使用权
房地座落		黄埔区石化路2100号自编1栋	
房屋状况	建筑结构	钢筋混凝土结构	
	层数	2	竣工日期
	建基面积	1065.36 平方米	
	建筑面积	1862.89 平方米	
	其中住宅建筑面积	平方米	
	其中套内建筑面积	平方米	
四墙			
归属			

土地情况	地号	1 (3)	图号	图: D2619 幅: 11
	用途	综合	土地等级	
	使用权类型		终止日期	
	使用权面积	平方米		
	自用面积	平方米		
	共用面积	879266.9955 平方米		
	使用权证号		填证机关	
房地产共有(用)情况	共有(用)人	占有房屋份额	共有(用)权证号	
	(以下空白)			
纳税情况	免税			

图 2-4 广州石油化工区国有土地使用证

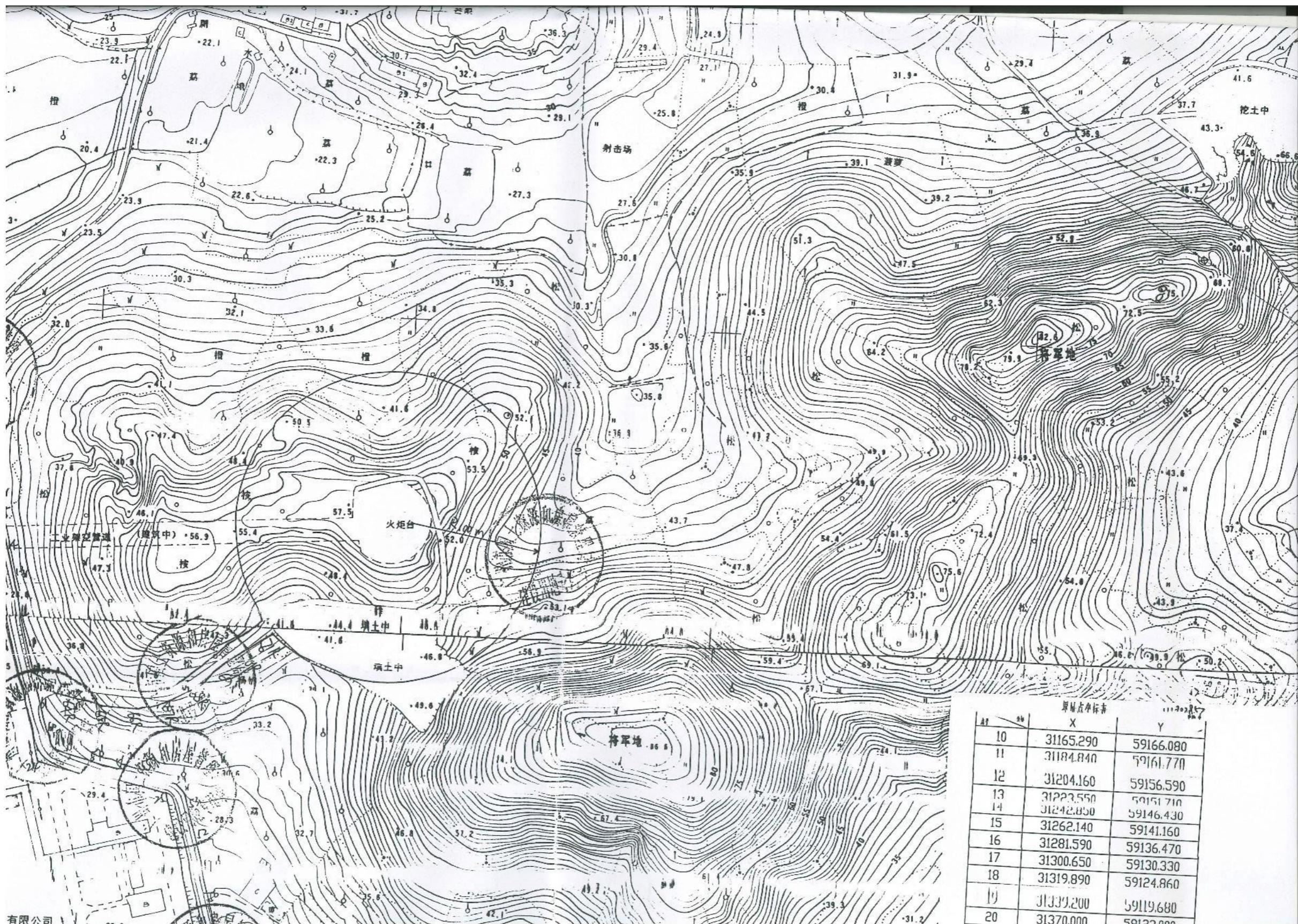


图 2-5 广州石油化工区国有土地使用证宗地



图 2-6 1999 年历史影像图



图 2-7 2004 年历史影像图

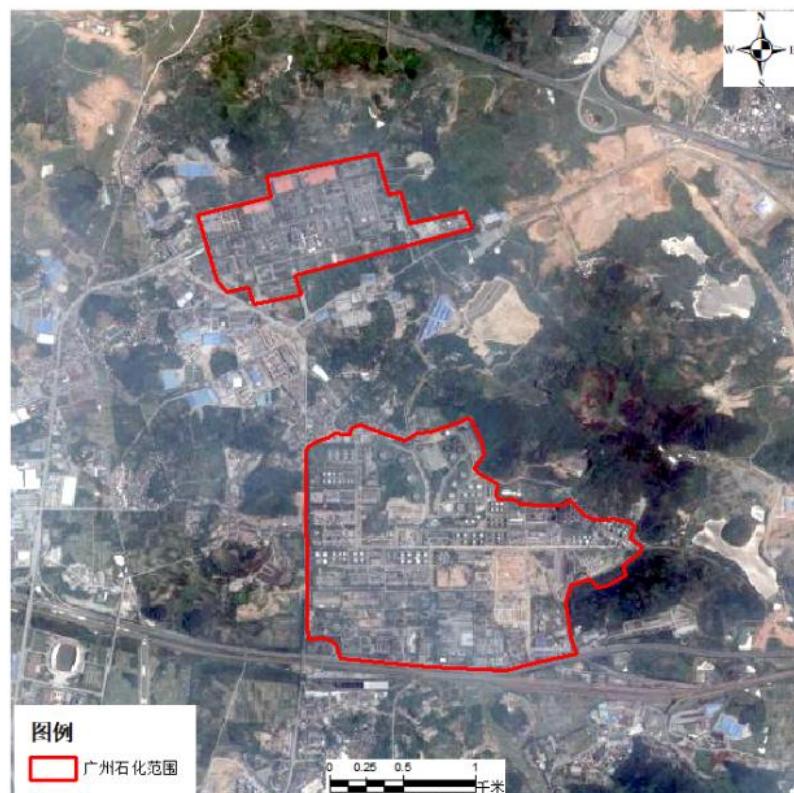


图 2-8 2005 年历史影像图



图 2-9 2010 年历史影像图



图 2-10 2012 年历史影像图



图 2-11 2013 年历史影像图



图 2-12 2016 年历史影像图



图 2-13 2018 年历史影像图



图 2-14 2019 年历史影像图



图 2-15 2021 年历史影像图



图 2-16 2023 年历史影像

2.3 企业用地已有的环境调查与监测情况

2.3.1 企业周围敏感目标分布

根据企业运营情况及污染特征, 确定化工厂区的环境敏感目标为周边居民点, 企业用地周边 1km 范围内的居民点分布情况见下表 2-2 和表 2-3。根据《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南(试行)》(HJ1209-2021)要求, 企业周边 1km 内如果涉及地下水敏感区(生活供水水源地(包括已建成的在用、备用、应急水源地, 在建和规划的水源地)准保护区; 除生活供水水源地以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其它保护区, 如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区)需加强地下水的监测频次, 由现场踏勘及相关资料收集可知, 企业周边 1km 范围内无地下水敏感区, 周边水系主要为禾叉隆水库。

表 2-2 化工区周边 1KM 范围敏感点清单

序号	名称	经度	纬度	相对厂区方位	与厂区距离	功能属性
1	加庄	113.46103605	23.14631524	西北	759 米	居住区
2	泰达楼	113.46173123	23.14098435	西	314	居住区
3	莲塘村	113.46119607	23.13904129	西	440	居住区
4	姬堂社区	113.46477200	23.13665100	西	206	居住区

表 2-3 炼油区周边 1KM 范围敏感点清单

序号	名称	经度	纬度	相对厂区方位	与厂区距离	功能属性
1	碧山村	113.46229731	23.12561560	西北	930	居住区
2	瑞东花园社区	113.46549550	23.11055469	西南	868	居住区
3	江北西苑	113.46984956	23.10827350	西南	806	居住区
4	佳和新居	113.47305866	23.10809747	西南	732	居住区
5	石化社区	113.47379664	23.10694052	南	854	居住区
6	江北东约临时安置区	113.47540122	23.10946842	南	563	居住区
7	华坑	113.48958143	23.10851551	东南	731	居住区
8	红岗	113.49502409	23.11402753	东南	753	居住区
9	禾叉隆水库	113.49642523	23.12186100	东	476	水库

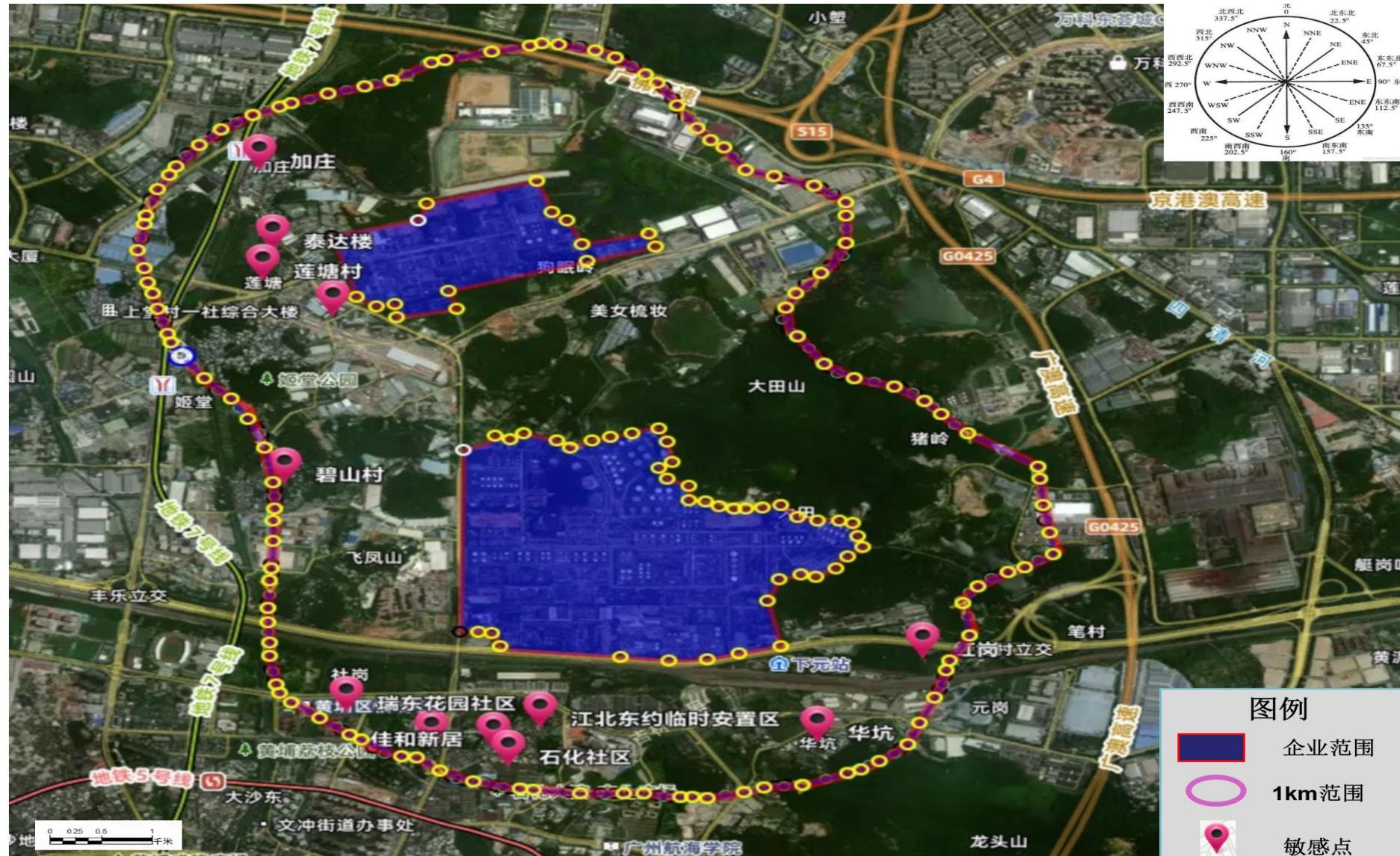


图 2-17 企业周围敏感目标分布图

2.3.2 2024 年之前汇总土壤和地下水调查与监测情况

2019 年,广州石化委托中国石油化工股份有限公司青岛安全工程研究院开展了首次全厂区范围的土壤和地下水环境调查工作,2020 年 5 月编写了《广州石化土壤和地下水环境调查报告》报送地方生态环境部门备案。此次土壤、地下水调查范围包括炼油厂区、化工厂区,覆盖了主体生产装置区域。在化工和炼油厂区划分了十六个区域,涵盖了主体生产装置、储罐、污水处理场、事故水池、危废库等重点单元,点位布设在重点单元隐蔽设施及地下水流向下游。

依据《重点行业企业用地调查疑似污染地块布点技术规定》,并结合企业实际的生产布局和安全要求,制定了布点方案,共设置了 27 个土壤监测点和 13 个土壤和地下水联合监测点,从每个土壤监测点采集 2~3 个土壤样品、从每个监测井中采集 1 个地下水样,共采集了 119 个土壤样品(不包含平行样 12 个)和 13 个地下水样品(不包含平行样 2 个)送实验室进行了检测。

土壤主要评价标准为《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)第二类用地筛选值,地下水主要评价标准为《地下水质量标准》(GB/T 14848-2017)III 类标准值。经过对比综合分析,40 个土壤监测点无超标点位;13 个地下水点位样品中,有 7 个地下水样品出现超标,各超标指标的超标率: pH38.46%、氨氮 7.69%、挥发酚 15.38%。

2020-2023 年公司持续开展自行监测,根据广州石化 2020~2023 年土壤地下水自行监测的数据结果进行总结分析,其中土壤在 4 年自行监测中均未超标,对广州石化 2020~2023 年地下水自行监测中部分点位氨氮、锰有超标,持续监测中不同年度有上升和下降趋势,变化幅度不大,故持续跟踪监测。

另外,广州石化用地属于第二类工业用地,其地下水目前无任何工业或生活用途,地下水按照《地下水质量标准》(GB/T 14848-2017)IV 类标准值评价,2020-2023 年地下水自行监测数据均无超标因子。由于广州石化生产过程历史沿革复杂,企业建厂较早,装置布局密集,地质地貌复杂,地下水径流可能存在小流场的变化,之前监测点位首选在污染物迁移方向尽可能靠近污染源的区域,但不能排除未监测区域存在污染的可能性。

2.3.3 2024 年土壤和地下水自行监测

2024 年度广州石化自行监测监测结果如下：

1. 土壤：

2024 年广州石化表层土样品均无超标。

检测结果表明，表层土样品检出指标 16 个，分别为干物质、水分（以分析基计）、水分（以干基计）、石油烃(C₁₀-C₄₀)、苯并(a)蒽、苯并(a)芘、苯并(b)荧蒽、苯并(k)荧蒽、䓛、茚并(1,2,3-cd)芘、镉、铅、汞、砷、铜、镍。深层土样品均无超标，检测结果表明，深层土样品检出指标 18 个，分别为干物质、水分(以分析基计)、水分(以干基计)、石油烃(C₁₀-C₄₀)、苯、乙苯、间-二甲苯和对-二甲苯、邻-二甲苯、苯乙烯、甲苯、苯并(a)芘、䓛、镉、铅、汞、砷、铜、镍。

综上，所有送测土壤监测项均低于第二类用地筛选值，土壤质量未受明显影响。

2. 地下水：

本次共设置了 22 个地下水采样点，一类单元采集 2 次地下水样品，二类单元采集 1 次地下水样品，二类单元 HW2 点位在第一次采样检测期间出现三氯乙烯超标情况，需跟踪监测进行枯水期采样。因此第一次采集地下水样品 22 个，第二次采集地下水样品 19 个，共采集地下水样品 41 个（不含平行样）。

第一次检测污染物指标 42 项，检出 37 项。共有 10 个地下水监测因子（色度、氨氮(以氮计)、碘化物、嗅和味、肉眼可见物、苯乙烯、三氯乙烯、浊度、铁、锰）超标。第二次检测污染物指标 42 项，检出 38 项。共有 11 个地下水监测因子（色度、高锰酸盐指数（以 O₂计）、氨氮(以氮计)、碘化物、嗅和味、肉眼可见物、硫化物、乙苯、浊度、铁、锰）超标。

第一次超标结果分析：

无机非金属：

无机非金属共计检出 18 项，其中 6 项超标，具体情况如下：

（1）色度检测结果范围为 5-30 度，检出率 95.45%，超标率 4.55%，超标点位 1 个：HW2（30 度、0.2 倍）。

（2）氨氮(以氮计)检测结果范围为 0.037-2.6mg/L，检出率 72.73%，超标率 9.09%，超标点位 2 个：UW1（2.6mg/L、0.73 倍）、KW4（2.56mg/L、0.71 倍）。

(3) 碘化物检测结果范围为 0.015-1.83mg/L, 检出率 59.09%, 超标率 9.09%, 超标点位 2 个: AW1 (1.32mg/L、1.64 倍) 、 KW3 (1.83mg/L、2.66 倍) 。

(4) 臭和味检出率 100.00%, 超标率 13.64%, 超标点位 3 个: CW2 (原水样等级 2, 强度弱, 一般饮用者刚能察觉; 原水样煮沸后等级 2, 强度弱, 一般饮用者刚能察觉)、 AW1 (原水样等级 2, 强度弱, 一般饮用者刚能察觉; 原水样煮沸后等级 2, 强度弱, 一般饮用者刚能察觉) 、 ZW4 (原水样等级 3, 强度明显, 已能明显察觉; 原水样煮沸后等级 3, 强度明显, 已能明显察觉) 。

(5) 肉眼可见物检出率 100.00%, 超标率 18.18%, 超标点位 4 个: HW2 (样品弱黄色) 、 NW1 (样品伴有白色悬浮物) 、 SW4 (样品伴有白色悬浮物) 、 PW2 (水样微浊, 伴有白色悬浮物) 。

(6) 浊度检测结果范围为 8.8-150NTU, 检出率 100.00%, 超标率 86.36%, 超标点位 19 个: 化工区背景点 (43NTU、3.3 倍) 、 CW2 (86NTU、7.6 倍) 、 FW1 (18NTU、0.8 倍) 、 AW1 (128NTU、11.8 倍) 、 DW12 (91NTU、8.1 倍) 、 EW2 (23NTU、1.3 倍) 、 NW1 (95NTU、8.5 倍) 、 OW1 (101NTU、9.1 倍) 、 ZW4 (29NTU、1.9 倍) 、 UW1 (63NTU、5.3 倍) 、 VW2 (60NTU、5 倍) 、 RW1 (86NTU、7.6 倍) 、 SW3 (59NTU、4.9 倍) 、 SW4 (84NTU、7.4 倍) 、 KW3 (98NTU、8.8 倍) 、 KW4 (93NTU、8.3 倍) 、 MW3 (116NTU、10.6 倍) 、 PW2 (127NTU、11.7 倍) 、 详查 10 (150NTU、14 倍) 。

重金属:

重金属共计检出 10 项, 其中 2 项超标, 具体情况如下:

(1) 铁检测结果范围为 1.1-4070 $\mu\text{g}/\text{L}$, 检出率 40.91%, 超标率 4.55%, 超标点位 1 个: ZW4 (4070 $\mu\text{g}/\text{L}$ 、1.035 倍) 。

(2) 锰检测结果范围为 0.76-8090 $\mu\text{g}/\text{L}$, 检出率 95.45%, 超标率 4.55%, 超标点位 1 个: KW3 (8090 $\mu\text{g}/\text{L}$ 、4.39 倍) 。

挥发性有机物及半挥发性有机物:

挥发性有机物及半挥发性有机物共计检出 6 项, 其中 2 项超标, 具体情况如下:

(1) 苯乙烯检测结果范围为 131-131 $\mu\text{g}/\text{L}$, 检出率 4.55%, 超标率 4.55%, 超标点位 1 个: CW2 (131 $\mu\text{g}/\text{L}$ 、2.275 倍) 。

(2) 三氯乙烯检测结果范围为 723-723 $\mu\text{g}/\text{L}$, 检出率 4.55%, 超标率 4.55%, 超标

点位 1 个：HW2（723 $\mu\text{g}/\text{L}$ 、2.44 倍），后续两次监测恢复正常。

石油类、石油烃(C₆-C₉)、石油烃(C₁₀-C₄₀)：

石油类、石油烃(C₆-C₉)、石油烃(C₁₀-C₄₀)均有检出，检出率分别为 100.00%、13.64%、100.00%，均无标准对标。

第二次超标结果分析：

无机非金属：

无机非金属共计检出 18 项，其中 8 项超标，具体情况如下：

(1) 色度检测结果范围为 5-35 度，检出率 73.68%，超标率 10.53%，超标点位 2 个：KW3（30 度、0.2 倍）、VW2（35 度、0.4 倍）。

(2) 高锰酸盐指数（以 O₂计）检测结果范围为 0.6-10.5 度，检出率 73.68%，超标率 5.26%，超标点位 1 个：KW3（10.5 mg/L 、0.05 倍）。

(3) 氨氮(以氮计)检测结果范围为 0.048-4.29 mg/L ，检出率 68.42%，超标率 15.79%，超标点位 3 个：KW3(1.87 mg/L 、0.24 倍)、KW4(3.21 mg/L 、1.14 倍)、UW1(4.29 mg/L 、1.86 倍)。

(4) 碘化物检测结果范围为 0.008-3.8 mg/L ，检出率 100.00%，超标率 10.53%，超标点位 2 个：AW1(0.758 mg/L 、0.516 倍)、KW3(3.8 mg/L 、6.6 倍)。

(5) 臭和味检出率 100.00%，超标率 5.26%，超标点位 1 个：CW2（原水样等级 2，强度弱，一般饮用者刚能察觉；原水样煮沸后等级 2，强度弱，一般饮用者刚能察觉）。

(6) 肉眼可见物检出率 100.00%，超标率 31.58%，超标点位 6 个：AW1（样品浅黄色）、KW3（样品浅黄色.浑浊）、PW2（样品有白色悬浮物）、UW1（样品浅黄色）、VW2（样品黄色）、HW2（样品弱黄色）。

(7) 硫化物检测结果范围为 0.008-0.128 mg/L ，检出率 26.32%，超标率 10.53%，超标点位 2 个：KW3（0.128 mg/L 、0.28 倍）、ZW4（0.113 mg/L 、0.13 倍）。

(8) 浊度检测结果范围为 8.9-460NTU，检出率 100.00%，超标率 94.74%，超标点位 18 个：AW1(27NTU、1.7 倍)、CW2(82NTU、7.2 倍)、EW2(28NTU、1.8 倍)、FW1(23NTU、1.3 倍)、KW3(132NTU、12.2 倍)、KW4(109NTU、9.9 倍)、MW3(155NTU、14.5 倍)、SW4(74NTU、6.4 倍)、PW2(155NTU、14.5 倍)、RW1(119NTU、10.9 倍)、SW3(94NTU、8.4 倍)、UW1(90NTU、8 倍)、VW2(114NTU、10.4 倍)、HW2(155NTU、

14.5 倍)、NW1(170NTU、16 倍)、OW1(31NTU、2.1 倍)、ZW4(86NTU、7.6 倍)、详查 10(460NTU、45 倍)。

重金属:

重金属共计检出 10 项, 其中 2 项超标, 具体情况如下:

(1) 铁检测结果范围为 1.26-4580 $\mu\text{g}/\text{L}$, 检出率 68.42%, 超标率 5.26%, 超标点位 1 个: KW3 (4580 $\mu\text{g}/\text{L}$ 、1.29 倍)。

(2) 锰检测结果范围为 0.57-3190 $\mu\text{g}/\text{L}$, 检出率 100.00%, 超标率 5.26%, 超标点位 1 个: KW3 (3190 $\mu\text{g}/\text{L}$ 、1.13 倍)。

挥发性有机物及半挥发性有机物:

挥发性有机物及半挥发性有机物共计检出 7 项, 其中 1 项超标, 乙苯检测结果范围为 960-960 $\mu\text{g}/\text{L}$, 检出率 5.26%, 超标率 5.26%, 超标点位 1 个: CW2 (960 $\mu\text{g}/\text{L}$ 、0.6 倍)。

石油类、石油烃(C₆-C₉)、石油烃(C₁₀-C₄₀):

石油类、石油烃(C₆-C₉)、石油烃(C₁₀-C₄₀)均有检出, 检出率分别为 100.00%、21.05%、84.21%, 均无标准对标。

具体点位如图 2-18 至 2-20 所示。

综上, 依据 2024 年度自行监测结果, 本年度计划针对 CW2 点位周边加强乙苯、苯乙烯等特征污染物监测力度。



图 2-18 化工区采样点位置总图



图 2-19 炼油区采样点位置总图



图 2-20 收转站采样点位置总图

3 地勘资料

3.1 地质信息

广州石化地处珠江三角洲北部，地势起伏平缓，平原低丘分布明显。地形整体上呈东高西低，北高南低。以碧山村为界，其西南为平原，地面标高 5~20m；碧山村北部及东部为丘陵区，地面标高 15~240m，高差约 225m。最高山位于广州石化东部，为荔枝山，山顶海拔标高为 240.0m，丘陵区地形坡度 5~20°，局部地段坡度较陡，可达 25°。

厂区所在地区处于北部丘陵向南部台地珠江河道过渡的平缓丘陵地区，地势总体呈北高南低。丘陵海拔 100~200m。台地海拔高度在 25~86m。沟谷大部分分布在台地之间，小部分在丘陵之间，海拔高度 10~17m；谷地较宽阔，由几十米至几百米不等，主要为砂质粘土、砂砾和泥炭土等。厂区以南至珠江边为孤丘，由燕山期花岗岩、第三系砂岩、砂砾岩、白垩系砂岩、砂砾岩形成；平原主要为海陆相交替沉积岩层，沉积厚度较大，达 20~30m，海拔高度在 5m 以下。

厂区东南面为大田山，海拔 216m。大田山及周围台地由花岗岩组成，属燕山第二期侵入岩，地表多为残坡积层覆盖，仅局部开挖地段见基岩裸露；沟谷由第四系河流冲积而成，主要是砂质粘土、砂、砾和泥炭土等。

广州石化厂区丘陵坡地包气带岩性主要为花岗岩风化而成的砂质粘性土，该层分布连续且相对稳定，厚度 3.1~31.9m，渗水试验测得其平均渗透系数为 6.98×10^{-4} cm/s，属中等透水性；平原谷地包气带岩性主要为由花岗岩风化而成的砂质粘土、粉质粘土及冲洪积层粉质粘土，厚度 6.8~14.0m 不等，渗水试验测得其平均渗透系数为 4.291×10^{-4} cm/s，属中等透水性。据环境影响评价技术导则，包气带防污性能满足 $Mb \geq 1.0$ m，渗透系数 $K \geq 10^{-4}$ cm/s，且分布连续、稳定。包气带防污性能分级为“弱”。

根据广州市幅（1: 5 万）基岩地质图，广州石化厂区及其周边地区已揭露的地层有二叠系、白垩系、第三系及第四系，具体特征见表 3-1、图 3-1 及图 3-2。厂区包气带渗透性能分区见图 3-3。

表 3-1 广州石化厂区及外围地层一览表

地层名称		代号	厚度 (m)	岩性特征
系统	组群			
第四系	：	Q ₄	0~40	第四系冲积层：分布于平原区和北部丘陵等沟谷中，岩性为灰黄色砂质粘土、粘土、砾砂及砂层透镜体，厚度<15m。 第四系残积层：广泛低丘地表，岩性与母岩有关，一般为棕黄、褐黄色粉质粘土、含砾粉质粘土，混少量母岩碎屑和破碎岩块，厚度受地形影响变化较大，局部可达 25m 以上。
第三系	埠心组	E _b	>239	岩石呈紫红色，一般由含钙、铁的泥质胶结的含砾砂质粉砂岩和含砾粉砂岩、砾质粉砂岩、细砂岩、泥岩等组成。依岩石组合特征，自下而上可分为二段：下段为紫红色砂质砾岩，中部夹含砾粉砂岩薄层或透镜体；上段是紫红色含砾钙质粉砂岩夹砂质砾岩、砾质粉砂岩夹细砂岩、含砾砂质粉砂岩与砂质砾岩互层或呈夹层。
白垩系	塱山组	K _{dl}	>210	紫红色复成分砾岩，中—厚层状，单层 10~60cm，层理发育，层面平。由粗变细的沉积韵律清楚。砾石多呈滚圆状、次圆状、棱角状。胶结物为长英质、泥质，少量钙质及同砾石成分相当的细小岩屑。
	三水组	K _{ss}	>70	为一套洪积相砂砾岩，厚度>70m。岩性为花岗质砾岩、花岗质砂砾岩。
二叠系	童子岩组	Pty	>100	灰、紫灰、灰黄色砂质、泥质页岩、石英砂岩、粉砂岩夹煤层。

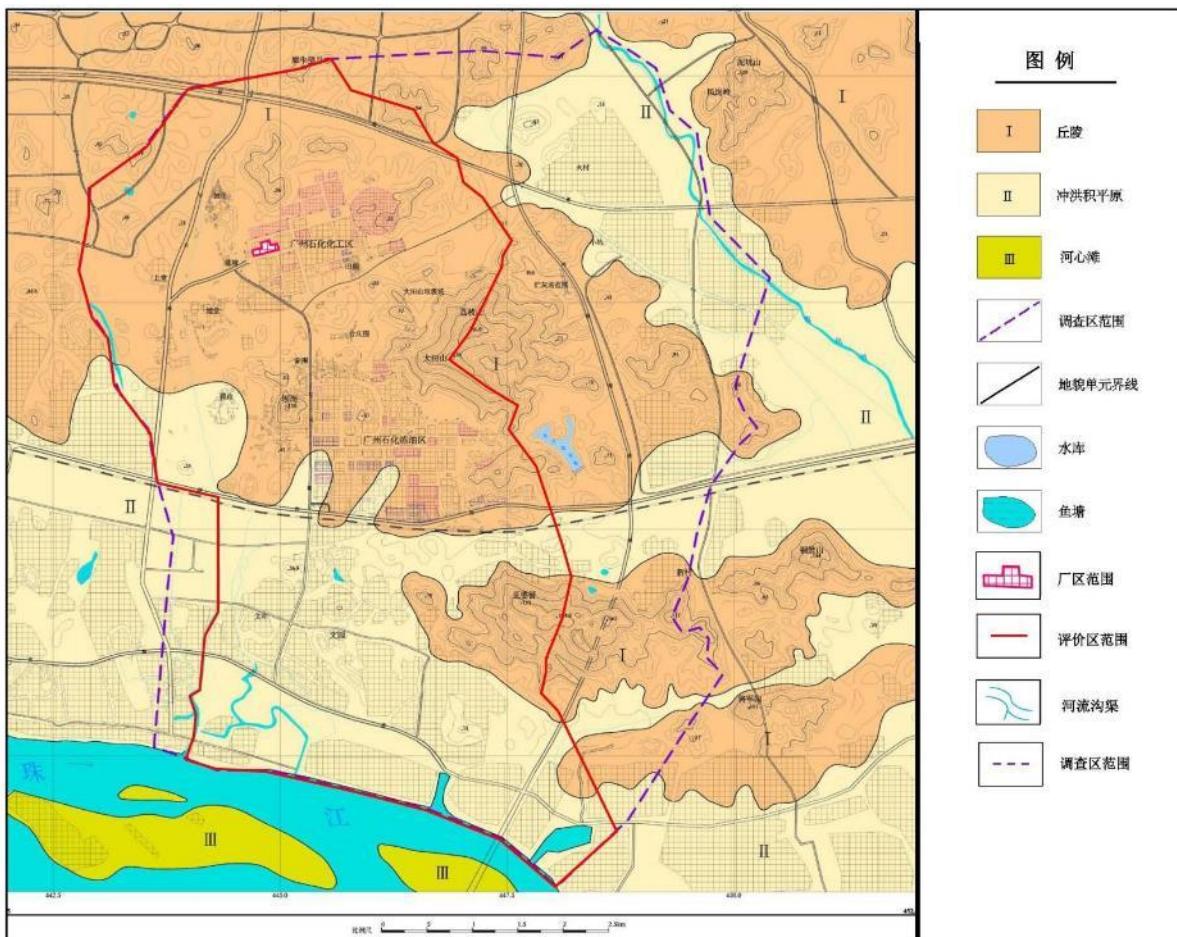
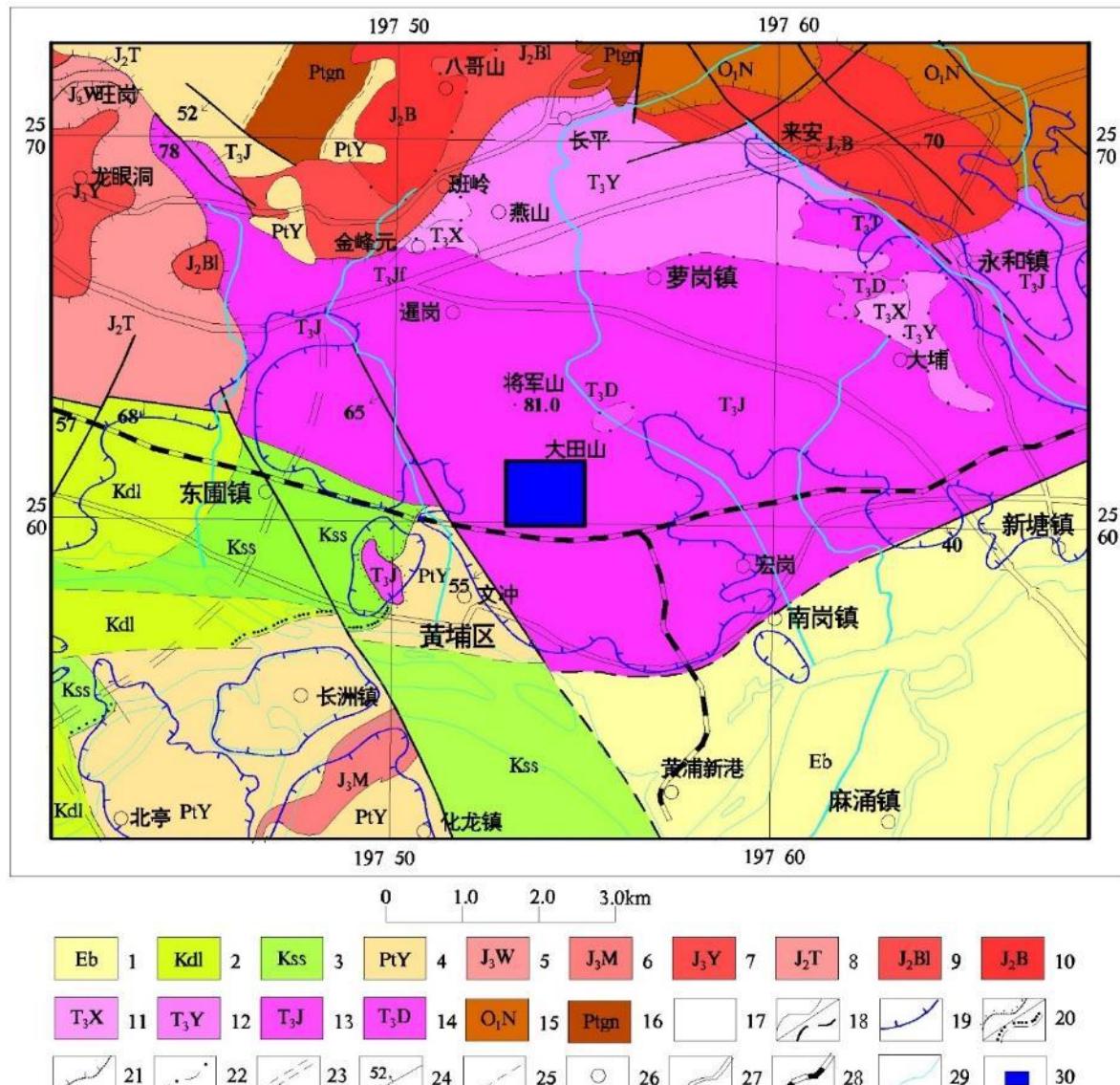


图 3-1 广州石化厂区及其周边地貌图



1、第三系埠组；2、白垩系大山组；3、白垩系三水组；4、二叠系童子岩组；5、龙眼洞序列旺岗单元；6、龙眼组序列磨刀坑单元；7、龙眼组序列元岗单元；8、联和序列同和单元；9、联和序列斑岭单元；10、联和序列八哥山单元；11、罗岗序列暹岗单元；12、罗岗序列燕山单元；13、罗岗序列将军山单元；14、罗岗序列大田山单元；15、南香山单元；16、元古代片麻杂岩；17、混合岩；18、实测推测地质界线；19、第四系覆盖区与基岩出露区界线（齿指向基岩）；20、实测推测不整合地质界线；21、超动侵入接触界线；22、脉动侵入接触界线；23、韧性流变带；24、实测断层及产状；25、推断断层；26、城镇；27、道路；28、铁路；29、河流；30、工作区

图 3-2 广州石化厂区及其周边基岩地质图

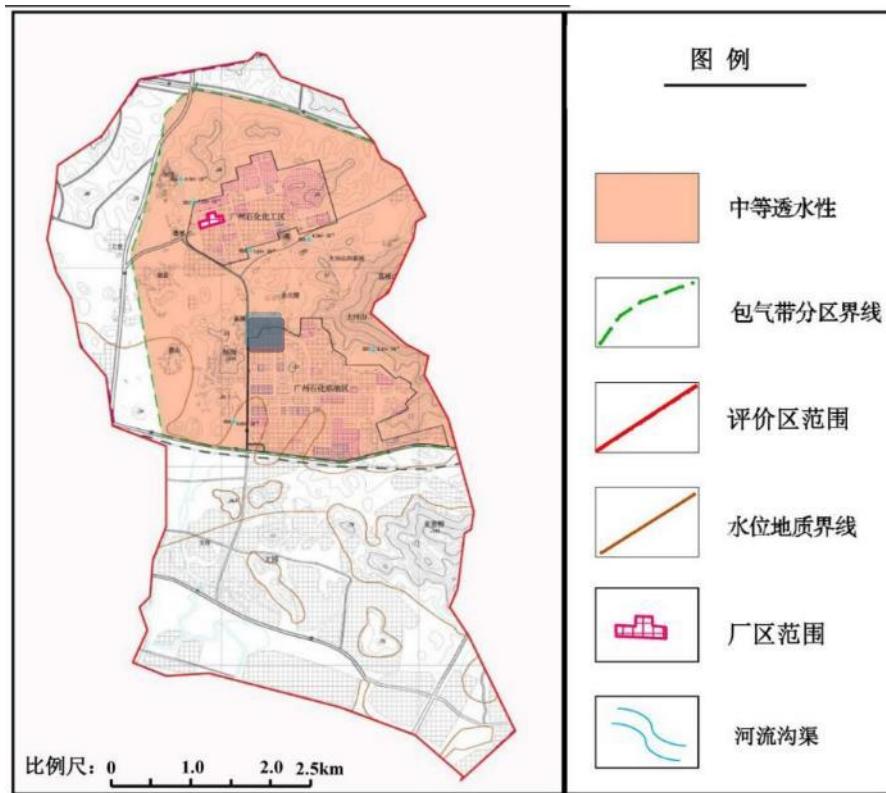


图 3-3 厂区包气带渗透性能分区

3.2 水文地质信息

3.2.1 区域含（隔）水层特征及其分布

区内主要含水层有第四系冲洪积孔隙含水层、二叠系童子岩组、白垩系大望山组、三水组及第三系埠心组碎屑岩类裂隙含水层和花岗岩等侵入岩类裂隙含水层，分述如下：

(1) 第四系冲洪积孔隙含水层：岩性为冲洪积成因的砂卵石层及含砾粉细砂，主要分布于珠江北及南岗河两岸，单井涌水量 $69.6\sim805.5\text{m}^3/\text{d}$ ，富水性中等，水质类型为 $\text{HCO}_3\text{-Ca}$ 或 $\text{HCO}_3\text{-Na}(\text{Ca})$ 型，矿化度 $0.08\sim0.52\text{g/l}$ 。

(2) 二叠系童子岩组层状岩类裂隙含水层：岩性主要为灰、紫灰、灰黄色砂质、泥质页岩、石英砂岩、粉砂岩夹煤层。分布于拟建项目西南侧文冲至北亭一带，地表为第四系松散层覆盖；单井涌水量 $<100\text{m}^3/\text{d}$ ，富水性中等~强，水质类型为 $\text{HCO}_3\text{-Cl-Ca-Na}$ 型，矿化度 $<0.05\text{g/l}$ 。

(3) 白垩系碎屑岩类裂隙含水层：包括三水组和大塱组，岩性主要为砂砾岩。分布于拟建项目西侧东圃及南侧化龙一带，地表多为第四系松散层覆盖；单井涌水量 $56\sim451\text{m}^3/\text{d}$ ，富水性贫乏~中等，水质类型为 $\text{HCO}_3\cdot\text{Cl}\cdot\text{Ca}\cdot\text{Na}$ ，矿化度 $<0.2\text{g/l}$ 。

(4) 第三系埠心组碎屑岩类裂隙含水层：岩性主要为含砾砂质粉砂岩和含砾粉砂岩、砾质粉砂岩、细砂岩、泥岩等。分布于拟建项目东南侧南岗至新塘一带，地表为第四系松散层覆盖；单孔涌水量 $<100\text{m}^3/\text{d}$ ，富水性贫乏，水质类型为 $\text{HCO}_3\cdot\text{Cl}\cdot\text{Ca}\cdot\text{Mg}$ 型，矿化度 $0.2\sim0.4\text{g/l}$ 。

(5) 花岗岩等侵入岩类裂隙含水层：岩性主要为花岗岩、二长花岗岩、石英斑岩及石英闪长岩等各种侵入岩体，广泛分布于拟建项目内。该岩组地表出露部分大部分风化成粘土状，深部弱风化~新鲜岩体较完整，含水微弱；浅部强风化层风化裂隙发育，含少量裂隙水，泉流量 $0.014\sim1.008\text{l/s}$ ，富水性弱，水质类型为 $\text{HCO}_3\cdot\text{Cl}\cdot\text{Na}\cdot\text{Ca}$ 型，矿化度 $<0.1\text{g/l}$ 。

3.2.2 区域地下水补给、径流、排泄条件

区内雨量充沛，大气降水量大于蒸发量，是地下水的主要补给来源；水沟、山塘、水库分布较为普遍，由于大气降水时间上分布不均，在干旱季节地表水对补给有一定的补充调节作用。

受地形影响，地下水与地表水一样，迳流总体由北向南。由于地形起伏，迳流路程短，迳流不远便以泉或渗流的形式排向沟谷；深层地下水则通过断层、裂隙向谷地汇流。山坡、丘陵为地下水补给迳流区，大气降水通过第四系残坡积层渗入到基岩裂隙中，地下水水位埋深较大。平原地带，地下水埋藏浅，平原与丘陵交接带常见泉水出露，平原区既是地下水局部富集地段，也是过去当地居民开发利用的有利地段。

地下水的排泄，主要是以泉或渗流的方式排向沟谷，形成山溪流入山塘水库或排出区外，其次为地表蒸发和植物蒸腾。

地下水动态变化与大气降水关系紧密，滞后期 2~5 天，每年 3 月水位开始上升，6 月至 9 月为高水位期（丰水期），9 月以后水位逐渐降低，12 月至次年 2 月为低水位期（枯水期），常出现部分泉水枯竭，水沟断流现象。

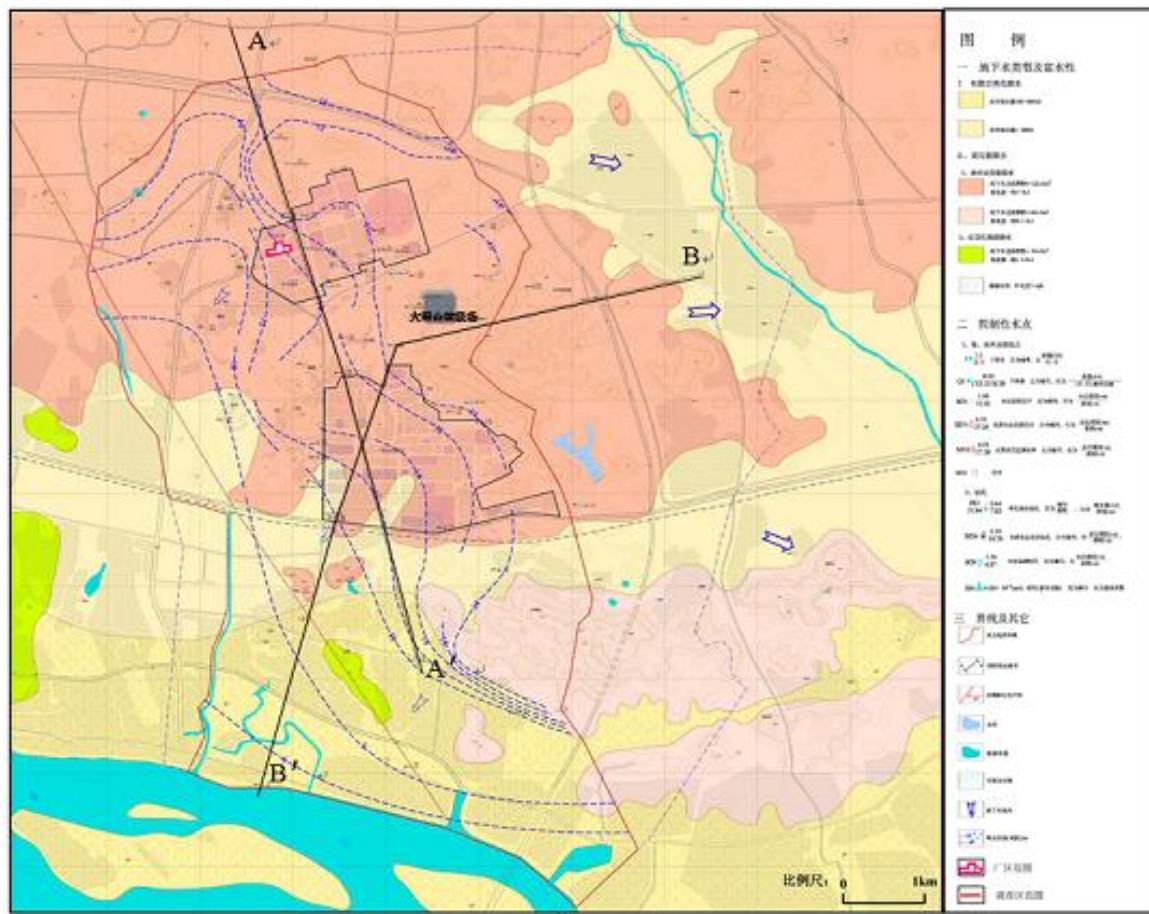
3.2.3 地下水动态

（1）水位动态

根据前人调查资料结果显示，广州石化厂内地下水位下埋藏浅（0.9m~4.2m），地下水水位变化与大气降水关系密切，一般而言，丰水期地下水位下埋藏浅，枯水期地下水位下埋藏相对较深。广州石化厂区水文地质见图 3-4、图 3-5，水文地质坡面图见图 3-6，区域综合水文地质柱状图见 3-7。



图 3-4 水文地质图



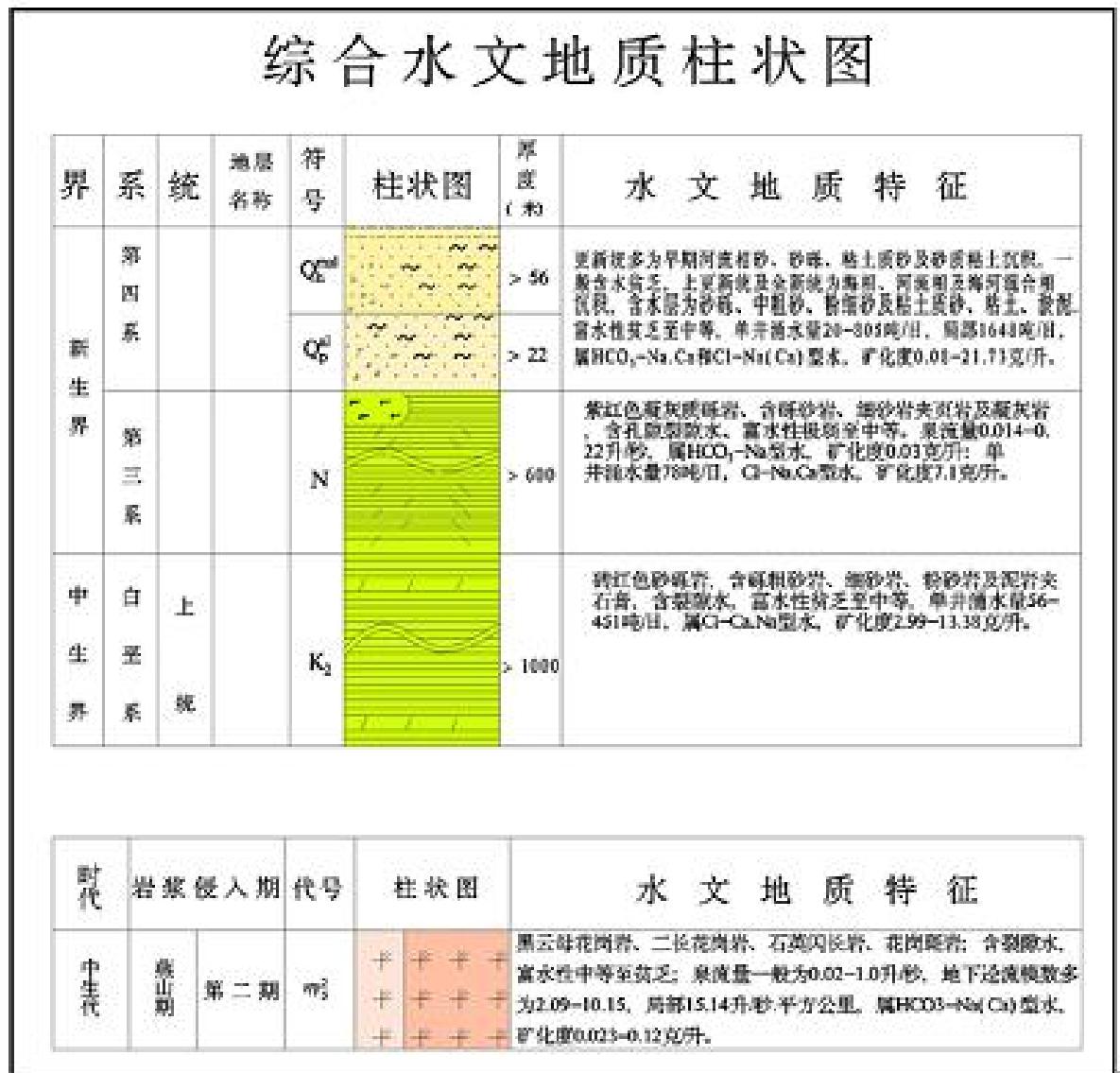


图 3-7 区域综合水文地质柱状图

从地貌形分区上分析，近河沟谷地带，特别是近珠江平地，地下水水位变化随降雨量的变化较小，丘陵坡地地下水水位随降雨量的变化较大。

(2) 水质动态

广州石化厂区地下水水质动态，主要受控于降水和人类活动。

根据广州石化厂区已往地下水水质分析资料分析，第四系松散层孔隙潜水在水化学类型上未发现随时间推移而发生大的改变，地下水各元素含量历年略有变化，但波动不大，大部组分较为稳定。

(3) 厂区地下水流向

根据《广州石化土壤和地下水环境调查报告》（2020年5月），对调查区域内的地

下水井采用 RTK 定点测量经纬度坐标及高程，水位计测量地下水埋深，初步测量结果：炼油区地下水流向基本为东北向西南径流，化工区因地质条件中间高地，厂区内地水流向主流向为东北向南径流，中间区域小流场存在往北、西北、南侧及西南侧径流。厂区内大流场与 2012 年深圳市地质局编制的《中国石油化工股份有限公司广州分公司新建改造项目环境水文地质勘查报告》基本一致。两厂区地下水等位线图和地下水流向见图 3-8、图 3-9、图 3-10。

广州石化炼油区北侧为大田山，地势北高南低，且厂区内地势北高南低，且厂区内西侧有一条文冲涌支流，收集大田山区域山水及地面雨水径流排洪，与厂区和石化路内地面高差约 3-5 m，厂区南侧是市政文冲涌自然水体。化工区北侧和南侧分别有自然径流排洪渠，深度大约 2-3 m。另外从历年对现有地下水监测井监测枯水期和丰水期的水位变化情况监测，丰水期地下水位下埋藏浅（大约 0.3-2 m），枯水期地下水位下埋藏相对较深（2-6 m）。

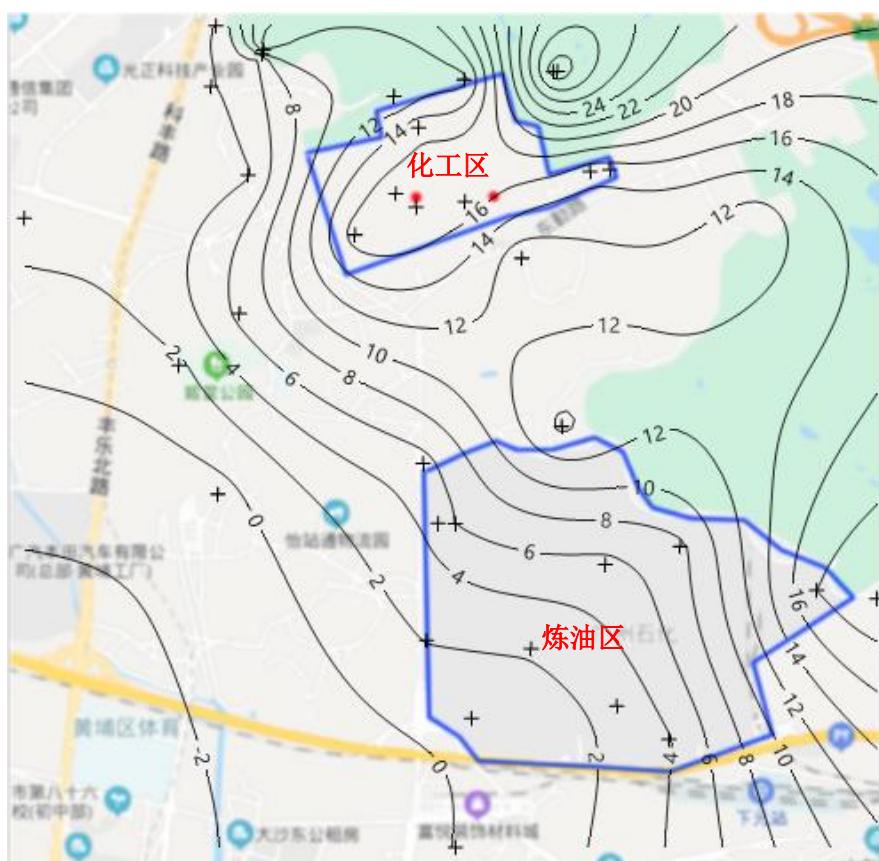


图 3-8 炼油区和化工区地下水等位线图



图 3-9 炼油区地下水流向图

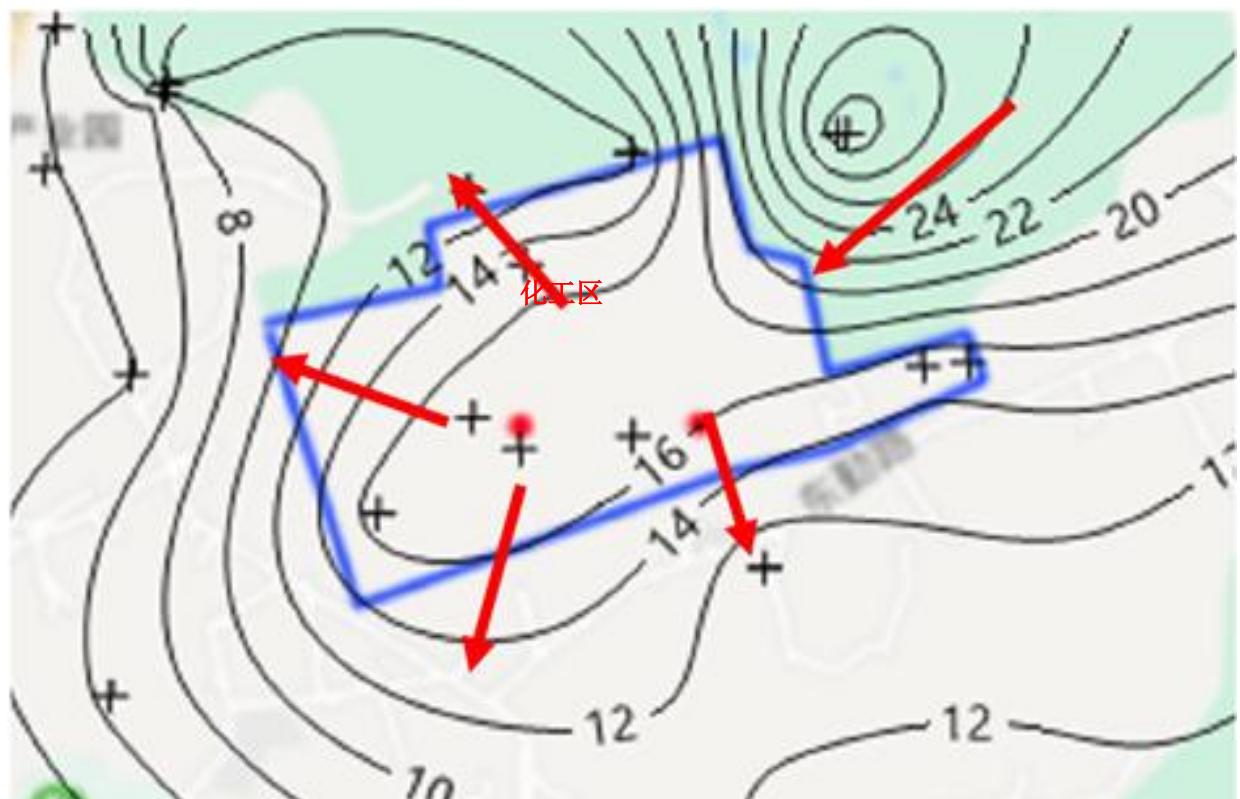


图 3-10 化工区地下水流向图

3.2.4 地表水径流

广州石化地处珠江三角洲北部，地势起伏平缓，平原低丘分布明显。地形整体上呈

东高西低，北高南低，炼油区西南侧有自然河流文涌，化工区西南侧有自然河流乌涌，是地表水径流接纳雨水的河道。文涌乌涌接纳地表水最终汇入距离广州石化 7km 左右的珠江黄埔河段。

广州石化地表雨水径流大致方向西南侧，与地势基本相符。广州石化炼油和化工生产厂区按装置布置分区收集雨水，最后通过雨水排口分别进入文涌和乌涌。其中炼油区地表水径流外排雨水排口共有 5 个，分别为东排洪沟口、南排洪沟口、雨水隔油池、动力涵洞口、西排洪沟口，各个排放口设置了闸板可拦截雨水，雨水经上述排口排放后最后在石化桥下汇集，经文涌流入珠江黄埔河段；化工区地表水径流外排雨水排口共有 3 个，分别为乙烯北沟口-1、乙烯北沟口-2、乙烯南沟，各个排放口设置了闸板可拦截雨水，雨水经上述排口排放后最后汇入乌涌流入珠江黄埔河段。炼油和化工生产厂区地表水径流入自然水体图见图 3-11 及图 3-12，炼油和化工生产厂区地表水径流分区流向示意图见图 3-13 及图 3-14。

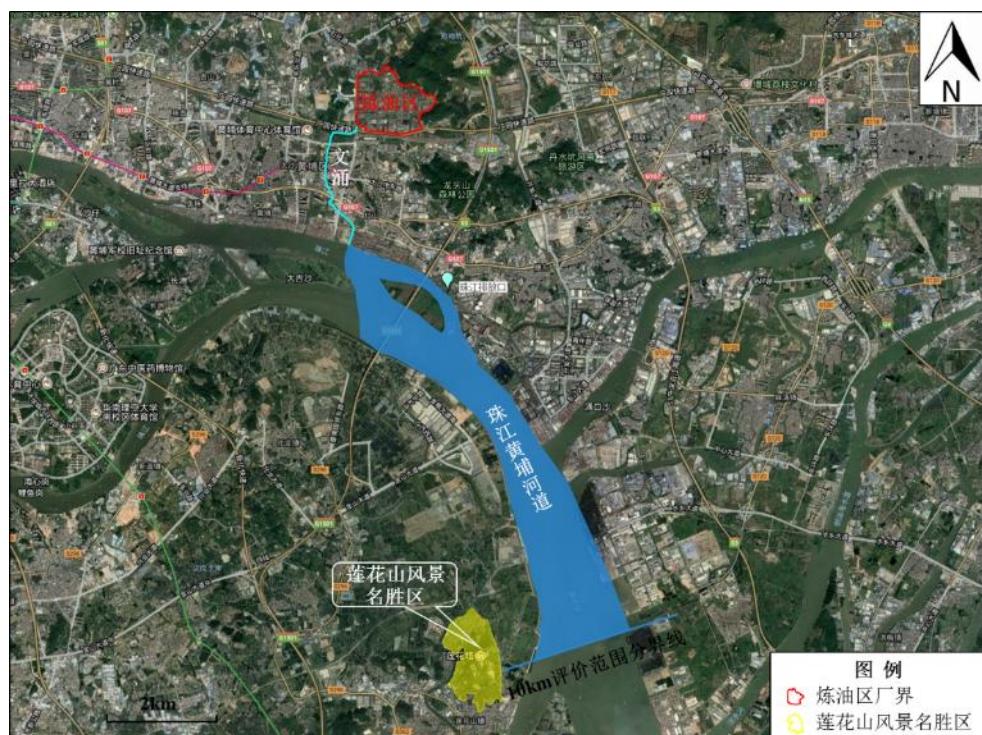


图 3-11 炼油区地表水径流入自然水体图



图 3-12 化工区地表水径流入自然水体图

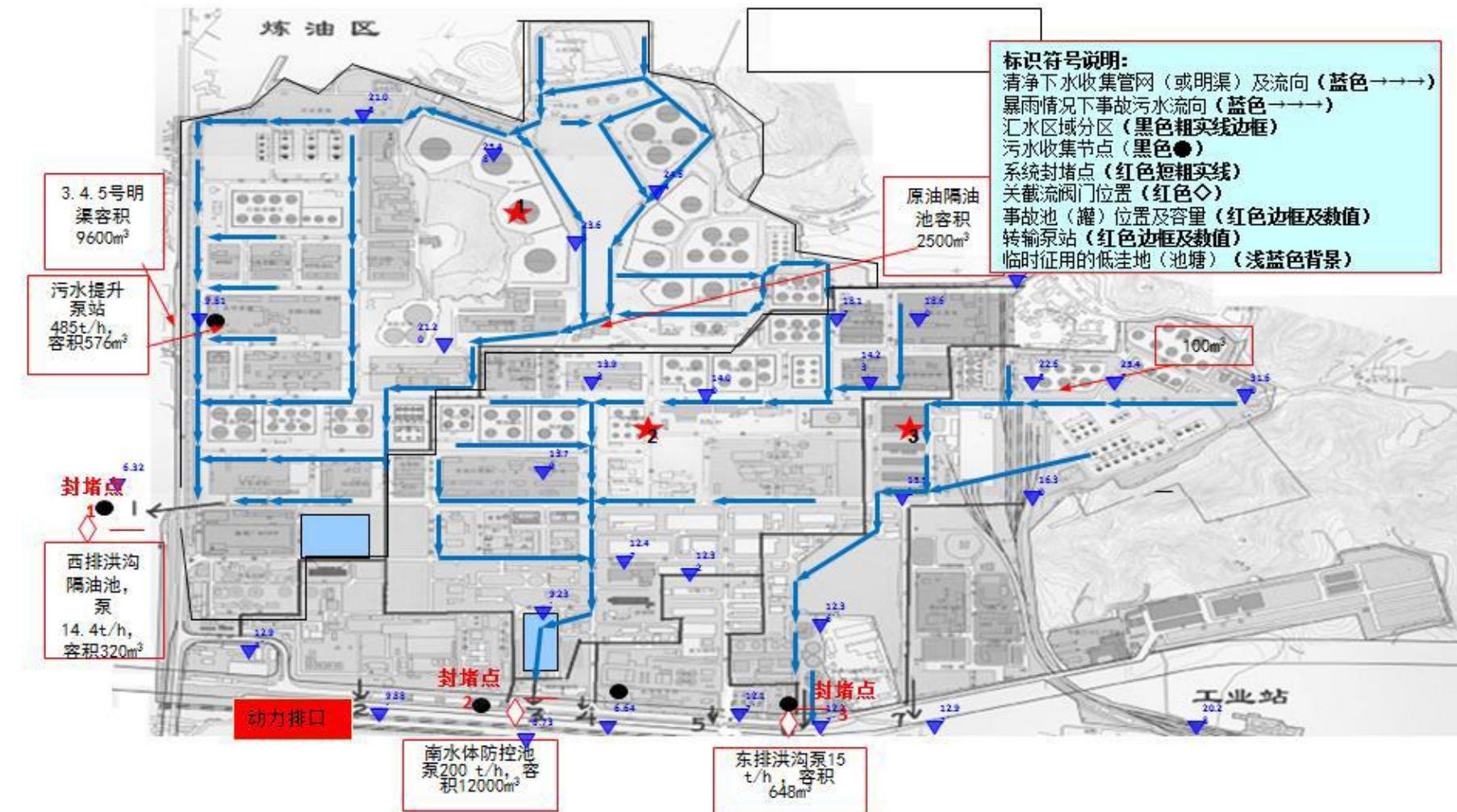


图 3-13 炼油区地表水径流分区流向示意图

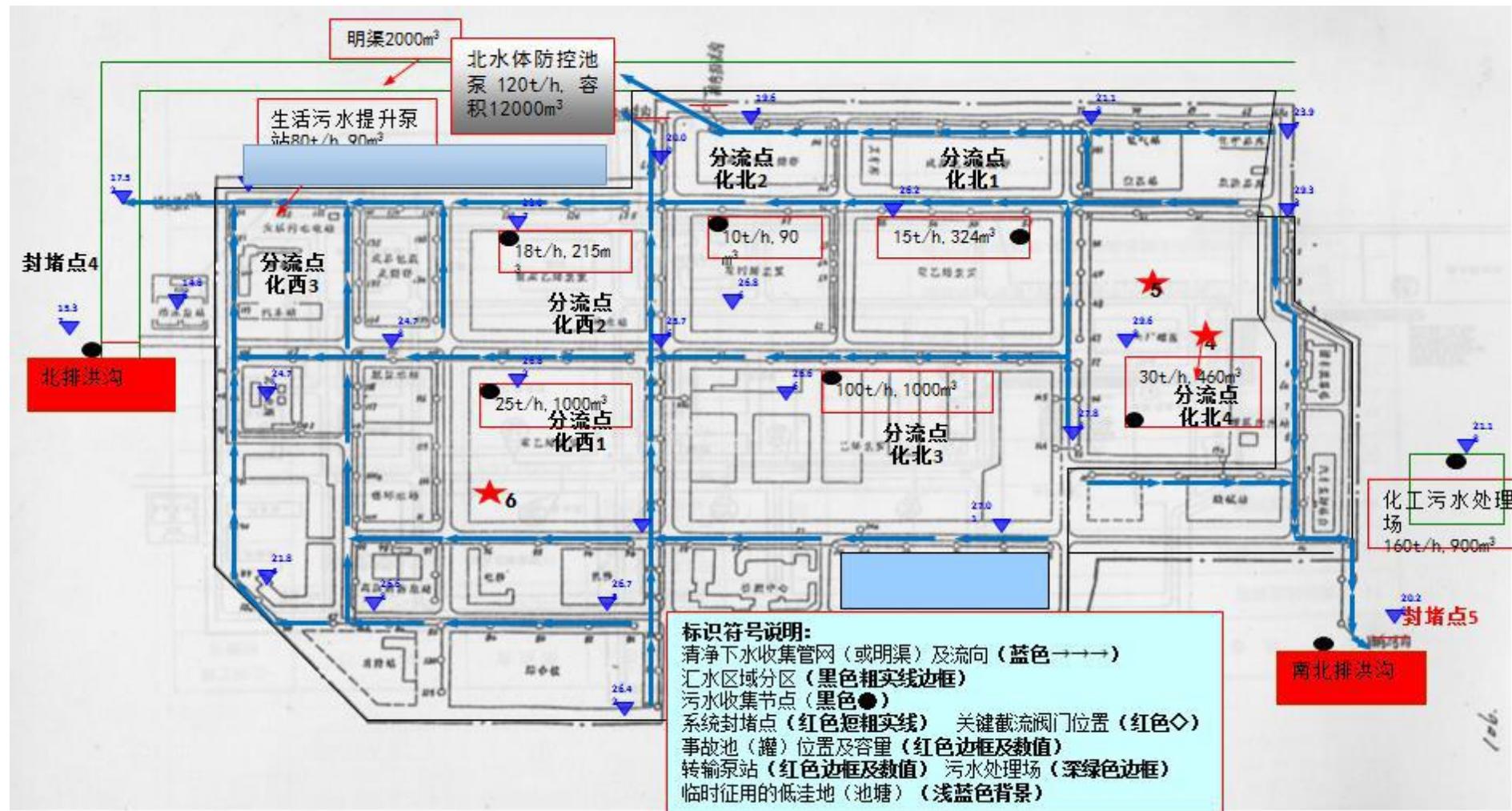


图 3-14 化工区地表水径流分区流向示意图

4 企业生产及污染防治情况

4.1 企业生产概况

4.1.1 企业生产工艺

（一）产品情况

广州石化主要产品有汽油、柴油、煤油、聚乙烯、聚丙烯、乙基苯、聚苯乙烯等，2023 年主要产品产量见表 4-1 所示。

表 4-1 企业主要产品情况表

序号	产品名称	设计能力		实际产量	
		单位	数量	单位	数量
1	汽油	万t/a	240	万t/a	245
2	柴油	万t/a	434.17	万t/a	311
3	煤油	万t/a	154	万t/a	173
4	聚乙烯	万t/a	20	万t/a	17
5	聚丙烯	万t/a	39	万t/a	34.9
6	乙基苯	万t/a	8	万t/a	2.28
7	聚苯乙烯	万t/a	5	万t/a	6.7

（二）装置情况

主要生产区域分为炼油区和化工区，其中，炼油区包括：炼油常减压蒸馏、催化、加氢精制、加氢裂化、制氢、重整、气体分馏、延迟焦化、溶剂脱沥青、脱制硫等生产装置；化工区包括：乙烯裂解、汽油加氢、芳烃抽提、丁二烯抽提、聚乙烯、聚丙烯、苯乙烯、聚苯乙烯等生产装置。

广州石化的主要生产装置见表 4-2 及表 4-3。

表 4-2 主要生产装置汇总表

序号	部门	装置全称	装置简称	装置设计能力 (万t/a)	状态
1	炼油一部	常减压蒸馏一装置	蒸馏一	520	在用
2		蜡油催化裂化装置	轻催	200	在用
3		加氢精制一A装置	加氢一A	30	备用
4		加氢精制一B装置	加氢一B	30	备用
5		加氢精制二A装置	加氢二A	60	在用
6		加氢精制二B装置	加氢二B	120	在用
7		干气、液化气脱硫一装置	气体脱硫一	16.84+9.02 +48.26+6.36	在用
8		液化气脱硫醇一装置	脱硫醇一	54	在用
9		汽油脱硫醇一装置		96.47	备用
10	炼油二部	重油催化裂化装置	重催	100	在用
11		催化重整装置	重整二	100	在用
12		重整氢提纯装置	重整PSA氢提浓 装置	3.9	在用
13		芳烃抽提二装置	芳烃二	100	在用
14		气体分馏一装置	气分一	20	在用
15		气体分馏二装置	气分二	21.5	在用
16		气体分馏三装置	气分三	50	在用
17		甲基叔丁基醚一装置	MTBE一	5.44	在用
18		炼油丁烯-1装置	炼油丁烯-1	1.82	在用
19		甲基叔丁基醚二装置	MTBE二	3.6	在用
20		气体脱硫二装置	脱硫二	44.57	在用
21		汽油/液气脱臭二装置	脱臭二	78	液化气脱硫醇在 用, 汽油脱硫醇停 产
22		2万t/a制硫装置	两万制硫	2	备用, 2020年底停 工至今
23		14万t/a制硫装置	十四万制硫	14	在用
24		7万t/a制硫装置	七万制硫	7	在用
25		污水汽提三装置	汽提三	90t/h	在用
26		溶剂再生一装置	再生一	87t/h	备用
27		溶剂再生二装置	再生二	77t/h	备用
28		溶剂再生三装置	再生三	560t/h	在用
29		碱渣废水处理装置	碱渣废水	25t/d	在用
30	炼油	延迟焦化二装置	焦化二	100	在用

序号	部门	装置全称	装置简称	装置设计能力 (万t/a)	状态
31	三部	延迟焦化三装置(含产品精制单元)	焦化三	140	在用
32		溶剂脱沥青装置	溶脱	60	在用
33		污水汽提四装置	汽提四	50t/h	在用
34		污水汽提五装置	汽提五	180t/h	在用
35	炼油四部	常减压蒸馏三装置	蒸馏三	800	在用
36		3.5万标立/时制氢装置	制氢一	2.66	在用
37		6.5万标立/时制氢装置	制氢二	4.94	在用
38		制氢三装置	制氢三	1.1	在用
39		加氢裂化装置	加氢裂化	120	在用
40		加氢处理装置	加氢处理	210	在用
41		加氢精制三装置	加氢三	200	在用
42		航煤加氢精制装置	航煤加氢	100	在用
43		柴油加氢改质装置	加氢改质	200	在用
44		焦化汽油加氢装置	焦汽	50	在用
45		催化汽油吸附脱硫装置	S-Zorb	150	在用
46	化工一部	乙烯裂解装置	裂解	20	在用
47		裂解汽油加氢装置	汽油加氢	15	在用
48		丁二烯抽提装置	丁二烯	3.5	在用
49		碳五精制装置	碳五	3	在用
50		芳烃抽提装置	芳烃抽提	10	在用
51		化工区贮运装置	贮运	总罐容: 80400m ³	在用
52	化工二部	聚乙烯装置	PE	20	在用
53		聚丙烯-1装置	PP1	12	在用
54		聚丙烯-2装置	PP2	7.2	在用
55		聚丙烯-3装置	PP3	20	在用
56		聚苯乙烯装置	PS	5	在用
57		苯乙烯装置	SM	8	在用
58		干气制乙苯装置	干气制乙苯	8	在用
59		化工成品包装装置	包装	PE 包装 A、B 线 800 袋/h、C 线 1200 袋/h、 PP1 包装 A 线 700 袋/h、B 线 900 袋/h、PP2 包装 A 线 700 袋/h、B 线 1200 袋/h、PS 包装 A、B 线 400 袋/h	在用

表 4-3 广州石化辅助装置及产能

序号	部门	装置名称	装置简介	装置设计能力	备注
1	炼油区水务部	软化水装置	软化水	400t/h	在用
2		炼油污水高浓度系列	高浓度系列	400t/h	在用
3		炼油污水低浓度系列	低浓度系列	400t/h	在用, 废水全部回用
4		循环水二装置	二循	22500m ³ /h 15500m ³ /h 和二循 B 系列 7000m ³ /h	包括二循 A 系列
5	贮运部	火炬装置	1#火炬	37922Nm ³ /h	在用
			2#火炬	37922Nm ³ /h	
			3#火炬主火炬	55620Nm ³ /h	
			3#火炬酸性气	17690Nm ³ /h	
			气柜单元 (总柜容)	2 万 m ³ +3 万 m ³	
6		1号罐区	原油罐区	4×50000m ³ 4×20000m ³ 6×30000m ³	在用
7		2号罐区	中间罐区	12×5000m ³ 4×2000m ³	在用
8		3号罐区	污油罐区	4×1000m ³ 2×500m ³ 2×2000m ³ 4×1000m ³	在用
9		4号罐区	柴油罐区	2×1000m ³ 9×5000m ³ 3×10000m ³ 2×20000m ³	在用
10		5号罐区	重油罐区	9×5000m ³ 7×3000m ³	在用
11		6号罐区	液态烃罐区 (球罐)	8×974.3m ³ 3×1000m ³ 7×400m ³ 2×200m ³ 4×1500m ³ 1×3000m ³ 3×2000m ³	在用
12		7号罐区	航煤罐区	4×3000m ³ 3×5000m ³	在用
13		8号罐区	汽油罐区	14×5000m ³ 3×2000m ³ 4×1000m ³	在用
14		9号罐区	中间罐区	4×5000m ³	在用
15		10号罐区	液态烃罐区 (球)	6×974.3m ³	在用

序号	部门	装置名称	装置简介	装置设计能力	备注
	化工区水务部		罐)	6×408m ³ 6×975m ³	
16		11号罐区	石脑油罐区	8×5000m ³ 1×2000m ³ 2×3000m ³	在用
17		12号罐区	原料罐区	6×5000m ³ 4×10000m ³	在用
18		13号罐区	甲醇罐区	3×200m ³	在用
19		14号罐区	特种油罐区	2×500m ³ 12×1000m ³	在用
20		15号罐区	沥青罐区	5×400m ³ 3×3000m ³	在用
21		16号中转罐区	柴油、汽油、石脑油罐区	12×10000m ³ 1×5000m ³	在用
22		17号罐区	柴油罐区	4×5000m ³	在用
23		18号罐区	航煤罐区	4×5000m ³	在用
24		19号罐区	蜡油罐区	5×20000m ³	在用
25		20号罐区	航煤、石脑油罐区	7×10000m ³ 1×20000m ³ 1×5000m ³	在用
26		空压装置	空压	1×11000Nm ³ /h 4×2400Nm ³ /h 1×5280Nm ³ /h	在用
27		脱盐水装置	脱盐水	脱盐水 220m ³ /h 凝液 130m ³ /h	在用
28		污水处理装置	化工污水处理	160m ³ /h	在用
29		循环水四装置	四循	25000m ³ /h	在用
30		循环水五装置	五循	15500m ³ /h	在用

(三) 原辅材料

企业炼油生产主要以原油作为原材料，化工生产主要以石脑油作为原材料，其他材料为辅助材料。具体情况见表 4-4。

表 4-4 广州石化主要原辅材料信息表

序号	主要原辅材料	材料状态	最大储量 (t)	储存方式	用途
1	原油	液态	150000	油罐储存	原料
2	石脑油	液态	55500	油罐储存	原料
3	混合碳四	液态	1500	罐储	原料
4	粗裂解汽油	液态	1560	罐储	原料
5	污油	液态	6400	罐储	原料
6	加氢汽油	液态	2400	罐储	原料
7	氢氧化钠	液态	1600	罐储	原辅料
8	液化气	液态	4000	罐储	原辅料
9	甲基叔丁基醚	液态	1010	罐储	产品调和剂
10	减压渣油	液态	38500	罐储	原料
11	溶脱半沥青	液态	2900	罐储	原料
12	燃料油	液态	2600	罐装	原料
13	苯	液态	1200	罐装	原料
14	石脑油	液态	85000	油罐储存	原料
15	丙烯	液态	4500	油罐储存	原料
16	戊烷	液态	1350	油罐储存	原料
17	丁烯-1	液态	1000	油罐储存	原料
18	混合碳四	液态	1500	罐储	原料
19	粗裂解汽油	液态	1560	罐储	原料
20	污油	液态	6400	罐储	原料
21	加氢汽油	液态	2400	罐储	原料
22	苯	液态	7500	罐储	原料
23	氢氧化钠	液态	1600	罐储	原辅料
24	液化气	液态	4000	罐储	原辅料
25	燃料油	液态	2600	罐装	原料

（四）生产工艺

（1）蜡油催化裂化装置

蜡油催化裂化装置建成于 1978 年 6 月，是在保证供应 30 万吨/年的合成氨装置所需燃料为前提。装置原设计为 120 万吨/年的 IV 型流化催化裂化装置，原料为常压三线、减顶、减一、减二线的混合馏分油，因原料不足，在投产前按 87 万吨/年处理量对反—再及分馏系统作了部分改动，按不出或少出重柴油，油浆全回炼方案生产，产品为汽油、柴油、液化气和干气。随着催化裂化技术的迅速发展，根据化工部（82）化炼司字第 52 号文，装置于 1985 年开始分期进行技术改造，1988 年完成，将装置设计处理能力由 120 万吨/年改造成 150 万吨/年，增加一台气压机（机 503/4）。2006 年为了配合广州石化千万吨改扩建工程，同时中国石化广州分公司为适应环境保护法规对产品质量的要求，决定在其 200 万吨/年轻催装置异地改造的同时采用石油化工科学研究院开发的多产异构烷烃（MIP）工艺技术，以达到降低汽油烯烃含量的目标。2011 年 2 月～4 月根据中石化广州分公司全厂流程的安排，对现有 200 万吨/年轻催装置在原有 MIP 工艺技术基础上，采用石油化工科学研究院（RIPP）开发的降低汽油中烯烃含量并配合多产丙烯的最新工艺进行多产液化气工艺技术（MIP—CGP）的改造，为下游装置提供 16.8 万吨/年丙烯原料，同时依靠多产液化气工艺保证催化汽油产品辛烷值和汽油烯烃含量满足全厂调和要求。

（2）常减压蒸馏一装置

常减压蒸馏一装置是由洛阳石化工程设计院设计，原按加工国内胜利油田设计。加工原油能力为 250 万吨/年，装置于 1978 年 3 月 29 日首次进原油试车投产。装置于 2007 年 9 月进行加工高含酸原油适应性改造，改造后装置组成为：（1）300 万吨/年常压蒸馏 A；（2）220 万吨/年常压蒸馏 B；（3）配套 520 万吨/年原油规模的减压蒸馏；（4）轻烃回收系统。2011 年进行了减压深拔改造、减压塔更换，样板炉改造、减顶抽空系统改造，使减压塔及减顶抽空系统可满足减压深拔要求。

（3）加氢精制（二）A 装置

加氢精制（二）A 装置由大庆石油化工设计院设计，设计原料重催柴油、减粘柴油、催化裂化柴油按 2: 1: 1 组成。该装置于 1987 年开始建设，1991 年 9 月引油运投入生产，1999 年 3 月装置进行扩能改造，对换热流程进行优化调整，引进美国 Honeywell

公司生产的 TDC-3000 集散控制系统。经改造后装置年处理能力提高到 60 万吨。装置在 2002 年应用了抚顺石油化工研究院开发的“第二代 MCI 技术”，该技术是抚顺石油化工研究院新开发的一种提高劣质催化裂化柴油十六烷值，改善柴油质量的新技术，装置主要改变就是将原使用的催化剂更换为抚顺石油化工研究院开发的 FC-18。加氢二 A 包含三套尾气处理装置，三套加氢装置汽提塔顶尾气压力低硫含量高，原来由加氢（二）A 酸性压缩机-C-103 增压后去脱制硫（二）装置进行处理，因 C-103 的润滑油受酸性气影响粘度下降，压缩机无法正常运行，现直接排入低压瓦斯系统。为解决酸性气直排所带来的腐蚀问题，总厂决定新建一套脱硫系统，脱硫后的尾气并入装置的炉用瓦斯系统或并入低压瓦斯系统。三套加氢尾气处理装置由广州石油化工设计院设计，主要处理加氢（一）A、B 套，加氢（二）A 套装置汽提塔顶混合含硫尾气。装置所用的吸收剂为从甲基二乙醇胺贫液来自脱硫（二）装置，吸收 H₂S 后的吸收液（富液）送往脱硫（二）装置再生系统进行再生。加氢精制（二）A 装置由反应系统和汽提系统两部分组成，以及三套尾气装置。

（4）加氢精制（二）B 装置

加氢精制（二）B 装置于 1997 年完成设计并于 2000 年建成投产，主要处理蜡油催柴及重油催柴，年处理量为 80 万吨，原设计年开工时间为 8000 小时。为满足中国石油化工股份有限公司广州分公司加工中东含硫原油及生产清洁燃料配套改造工程的总流程要求，该装置于 2005 年进行改造，改造后装置处理量达到 120×10⁴ 吨/年，处理蜡催柴、重催柴、减粘柴油及焦化柴油。对加氢（二）B 装置进行改造，包括增加循环氢脱硫系统和柴油深度脱硫反应器，即 RTS 改造。2012 年 11 月 15 日加氢（二）B 装置改造后投产，此次改造新增循环氢脱硫设施。加氢精制（二）B 装置由反应(包括压缩机及循环氢脱硫)部分、汽提部分、及公用工程三部分组成。

（5）脱硫（一）装置

脱硫（一）装置包括两气脱硫一、液化气脱硫醇一部分及汽油脱硫醇部分。两气脱硫一、液化气脱硫醇一装置包括干气、液化气脱硫及液化气脱硫醇过程。两气脱硫部分使用的溶剂由原一乙醇胺溶剂改为 N-甲基二乙胺溶剂，脱硫后富液由原来装置再生改为送到脱硫（二）装置进行集中再生，再生后的贫液返回该部分循环使用。在原再生塔的平面位置上，新增一台液化气脱硫抽提塔，原有的液化气脱硫抽提塔及沉降塔用作液化

气脱硫醇部分的沉降塔。在 2006 年的改造中增加了一套液化气脱硫脱硫醇醇系列，原有系列处理催化一液化气，新建系列处理焦化一和蒸馏一混合液化气，在催化液化石油气脱硫醇部分增加了催化剂碱液反抽提设施，利用加氢焦化汽油抽提催化剂碱液中的二硫化物。催化汽油脱硫醇（一）装置采用静态混合器及沉降罐的工艺流程替代原采用的抽提塔工艺流程，以提高装置处理能力。1997 年 2 月改造后则采用无碱液脱硫醇法工艺。装置在 2006 年大修期间再次进行了改造，采用预碱洗脱硫化氢及固定床无碱 II 型脱硫醇工艺代替之前采用的无碱 I 型脱硫醇工艺，与固定床无碱 I 型脱硫醇工艺相比较，其主要特点是：催化剂寿命长，不需再生；碱渣排放量小；助剂活性高，硫醇的脱除率高；对原料的适应性好。

（6）MTBE 联产丁烯-1 装置

4 万吨 / 年甲基叔丁基醚（简 MTBE）装置采用 MTBE 合成技术，反应器为两个并联的简式多段外循环反应器，以气体分离装置的混合碳四和外购甲醇为原料。在催化剂作用下，碳四中的异丁烯与甲醇醚化反应生成产品 MTBE，用为高辛烷值汽油的调和组分。副产品剩余碳四用作民用液化气。装置于 2000 年 10 月进行了扩能改造，增加了乙烯抽余碳四作为装置的原料，将处理能力由 4 万吨 MTBE/年增加到 5.2 万吨 MTBE/年。装置于 2008 年 5 月进行了第二次改造，扩大了装置规模，由原来的醚化单元增加了反应精馏塔上塔，使异丁烯反应更完全，并增加了纤维膜脱硫单元、加氢单元及丁烯-1 精制单元，处理能力由 5.2 万吨 MTBE/年增加到 5.44 万吨 MTBE/年，并能产出 1.82 万吨 / 年丁烯-1 产品。丁烯-1 产品作为化工区聚乙烯的共聚单体。2010 年 8 月，依托原有的 5.4 万吨 / 年 MTBE 装置，将装置生产能力改造为 9 万吨 / 年 MTBE，新增 MTBE 生产能力 3.6 万吨 / 年。

（7）气体分馏（二）装置

气体分馏（二）装置由中国石油化工总公司北京设计院设计，采用五塔流程，原石油部六公司安装，1990 年 12 月建成投产。装置加工规模为 12 万吨 / 年（按每年 8000 小时计算）。装置占地面积 $80 \times 80 = 6400 \text{m}^2$ 。生产流程由脱丙烷塔（T-101）、脱乙烷塔（T-102）、丙烯塔（由 T-103、104 串联而成）、脱轻碳四塔（T-105）组成。2003 年 12 月～2004 年 1 月对装置前三塔流程进行扩能改造，改造后加工规模为 18 万吨 / 年（按每年 8400 小时计算）。该装置以两催化裂化装置所产液化气为原料，液化气经脱硫化氢及脱硫醇

后才进装置，主要产品为精丙烯和混碳四馏分。精丙烯纯度达 99.6×10^{-2} (摩尔) 以上，作为下游聚丙烯装置的原料，混碳四馏分作为 MTBE 和烷基化装置的原料。副产品丙烷馏分调入民用液化气或作为车用液化气。

(8) 气体分馏（三）装置

气体分馏（三）装置由中国石化集团洛阳石油化工工程公司设计，中石化五公司安装，于 2010 年 11 月破土动工，2011 年 7 月建成投产。装置加工规模为 50 万吨/年，年开工时数 8400 小时，装置操作弹性为 60~110%。装置总投资 10354 万元，占地面积 $38 \times 80 = 3040 \text{ m}^2$ ，该装置布置在原气体分馏（二）装置北侧，气体分馏（二）的脱轻碳四塔及附属设备移位重新布置在气体分馏（三）装置内。本装置生产流程采用常规三塔流程，即由脱丙烷塔(T-101)、脱乙烷塔(T-102)、精丙烯塔(由 T-103A、103B 串联而成) 组成，2015 年 12 月装置新增混合碳四分离单元。本装置主要以催化裂化装置所产液化气为原料，液化气经脱硫化氢及脱硫醇后才进装置，经过脱丙烷部分、脱乙烷部分、精丙烯分馏部、混合碳四分离最终得到精丙烯、丙烷、乙烷及轻重碳四馏分。其中主要产品为精丙烯，加压后输送至罐区，精丙烯纯度达 99.6×10^{-2} (摩尔) 以上，作为下游聚丙烯装置的原料或作为国标优级产品外卖。乙烷气通过管道送入燃料气管网或送入重催装置进一步回收；丙烷馏分通过管道输送至罐区调入民用液化气或作为车用液化气；轻碳四馏分通过管道输送至 MTBE/J 烯-1、MTBE-2 装置作原料，重碳四馏分通过管道输送至罐区调入民用液化气或作为工业碳四。

(9) 14 万吨/年硫磺回收联合装置

为满足国家大气污染物综合排放标准及广东省地方大气污染物排放限制标准的要求， SO_2 排放浓度小于 850 mg/m^3 ，硫回收率必须达到 99.8% 以上。按照总流程的安排，本着污染集中治理、节省投资与占地、综合利用、节能降耗、合理优化等原则，新建四套加氢装置（航煤加氢、加氢裂化、加氢处理及加氢精制（三））的脱硫富溶剂集中再生，厂加氢型酸性水集中处理，与硫磺回收联合布置、统一管理、联合操作，实现全厂酸性气、酸性水处理的安全、稳定、优化、长效。年开工 8400 小时。

各工艺装置产生的含硫污水分别排出，分类集中处理。新建套 90 t/h 的污水汽提，单独处理加氢型酸性水(加氢处理、加氢裂化、加氢精制（一）、加氢精制（二）、加氢精制（三）、硫磺回收等装置排出的酸性水)；现有酸性水汽提（一）处理非加氢型酸性水

(蜡油催化、蒸馏一、减粘、脱沥青排出的酸性水); 现有酸性水汽提(二)处理非加氢型酸性水(重油催化、蒸馏二、焦化、储运部及连续重整排出的酸性水)。加氢型和非加氢型酸性水分开处理, 既满足了工厂根据水质情况分别回用的要求, 又实现了酸性水分类集中处理的目的。

气体脱硫(含干气、液化石油气和各类加氢装置的循环氢脱硫)分别与各工艺装置一体考虑, 吸收 H_2S 的富溶剂集中再生。

溶剂集中再生、酸性水汽提与硫磺回收联合布置、统一管理、联合操作, 形成酸性气、酸性水的集中处理装置区。

①酸性水汽提

建设一套 $90t/h$ 酸性水汽提, 集中处理加氢型生产装置产生的酸性水。

②溶剂集中再生

新建 $2 \times 280t/h$ 溶剂再生, 处理新建三套加氢装置气体脱硫的富溶剂, 再生后贫溶剂返回各生产装置脱硫单元循环使用: 该装置按双系列考虑, 单套工程规模 $280t/h$ 。实际生产中两系列可以互备、互连。

③硫磺回收

全厂总流程平衡后硫磺总量将达到 $15 \times 10^4t/a$, 新建一套规模为 $14 \times 10^4t/a$ 的硫磺回收装置, 加上工厂原有 $2 \times 10^4t/a$ 制硫装置, 可以满足全厂硫化氢的处理要求。为能适应炼厂原油含硫变化、生产方案变化、上游装置操作检修周期的不同等多种因素所带来的硫磺回收负荷变化, 以及广州市的特殊环境要求, 硫磺回收按双系列设置, 单套公称规模 $7 \times 10^4t/a$, 实际生产中两系列可以互备、互连。本着在保证环保要求、安全可靠的前提下, 节省投资、占地, 简化流程和操作的原则, 本次设计按照以下方案进行配置: 即 CLAUS 段、尾气处理段、尾气焚烧段、液硫脱气段均按双系列考虑, 尾气吸收溶剂的再生系统、尾气排放烟囱等按照一套配置。其中尾气吸收溶剂的再生系统的处理能力包括现有 2 万 t/a 制硫装置尾气处理的富溶剂。

(10) 连续重整装置

本装置采用美国 UOP 公司连续重整的专利技术。装置包括石脑油加氢 51 万吨/年, 重整 40 万吨/年, 催化剂再生 $136.08kg/h$, 液氮四个工艺过程。装置以常减压蒸馏装置的直馏石脑油(恩氏蒸馏馏程干点 $\geq 183^{\circ}C$)为原料, 生产高辛烷值汽油及副产较高纯

度的氢气、商业丙烷、丁烷（或丙丁烷混合液）和拔头油。该装置经 1994 年大修后，20-T-5 改造侧线产出聚苯乙烯发泡剂。

（11）100 万吨/年催化重整联合装置

100 万吨/年催化重整联合装置主要包括 100 万吨/年催化重整、15 万吨/年苯抽提和 50000Nm³/h 氢提浓装置。装置以初馏点～160℃石脑油为原料，主要生产高辛烷值汽油调合组分（C7 和 C9+馏分油）、苯和混合二甲苯，副产重整氢气和液化石油气等。100 万吨/年催化重整采用国产超低压连续重整工艺成套技术，使用国产重整催化剂 PS-VI，装置的工艺及工程设计均由洛阳石化工程公司完成。2013 年 3 月广州市安全生产监督管理局下发《危险化学品建设项目安全许可意见书》穗安监危化项目(验)字〔2012〕003 号同意该项目投入生产(使用)。根据流程安排，催化重整联合装置的工程设计规模为 $100 \times 10^4 \text{t/a}$ ，按年运行时间 8400 小时设计，由石脑油加氢（单元号 100）、重整及再接触（单元号 200）、催化剂连续再生（单元号 300）、芳烃抽提（单元号 600、700）及氢提浓（单元号 500）和公用工程（单元号 400）单元联合组成。催化重整装置生产的脱戊烷重整汽油作为芳烃抽提的原料，重整氢气作为氢提浓（PSA）的原料。

（12）脱硫（二）装置

干气、液化气脱硫，溶剂再生Ⅱ部分干气及液化气脱硫部分主要处理焦化（二）干气及液化石油气、重油催化裂化干气及液化石油气、蒸馏（三）高压塔拔顶气及液化石油气、减粘干气及火炬气，进入本装置采用溶剂脱硫法，要求净化后干气硫化氢含量 $\leq 20 \text{mg/m}^3$ ，净化火炬气硫化氢含量 $\leq 20 \text{mg/m}^3$ ，脱硫后的焦化干气、重催干气、减粘干气、蒸馏干气送高压瓦斯管网，火炬气送中压瓦斯管网，液化石油气送液化气脱硫醇部分。吸收了硫化氢的富液送溶剂再生Ⅱ部分处理。溶剂再生Ⅱ部分主要处理干气及液化石油气脱硫部分产生的富液与加氢尾气处理装置产生的富液。溶剂再生Ⅰ部分主要将脱硫一装置送来的富液再生，再生后的贫液脱硫一循环使用；再生所产生的酸气则送制硫装置生产硫磺。液化石油气脱硫醇（二）部分液化石油气脱硫醇（二）部分分为重油催化液化石油气脱硫醇部分和焦化二及焦化三混合液化石油气脱硫醇部分，主要处理重催液化石油气（A 套）、蒸馏三液化石油气及焦化二液化石油气（B 套）。A 套采用混合氧化法即（梅洛斯法）工艺脱除液化气中硫醇；B 套采用两级纤维膜脱硫醇加一级水洗液化气工艺。要求净化后重催液化气总硫含量 $\leq 80 \text{mg/m}^3$ (wt)，净化后焦化二及焦化三液

化气硫醇含量 $\leq 90\text{mg/m}^3$ (wt)，脱硫醇后的重催、焦化二及焦化三液化气送至直接送至气分原料，产品不合格时改送罐区。

(13) 重油催化裂化装置

重油催化裂化装置设计加工能力为 100 万吨/年，加工由减压蜡油、减压渣油、和脱沥青油混合而成的重质油，主要产品包括 90 号汽油、轻柴油、液化气和油浆。本装置引进了美国石韦工程公司的道达尔专利技术。其主要特点是两段高温再生、反应进料高度雾化，采用蒸汽预提升等所谓高温短接触反应条件和主风分布环提供良好的主风分配等。2012 年对 CO 锅炉进行改造，新建 CO 焚烧炉及余热锅炉，改造后锅炉密封性能提高，余热回收效率增加，保证再生烟气全部经脱硫除尘洗涤后排放至大气。

(14) 气体分馏 (一) 装置

气体分馏一装置由中国石化总公司北京设计院设计，采用四塔流程+烷基化碳四馏分脱戊烷塔流程，原石油部六公司安装施工。装置占地面积： $80\times 77=6160\text{m}^2$ 。该装置原设计以脱硫化氢、硫醇后的两催化裂化装置液化气和烷基化碳四馏分为原料，两股进料加工规模为 15 万吨/年（其中前四塔流程处理液化气原料 13.7 万吨/年，T-106 处理烷基化碳四原料 1.3 万吨/年，按每年 8000 小时计算）。装置主要产品为精丙烯和混合碳四馏分。精丙烯纯度大于 99.6×10^{-2} (摩尔)，作为下游聚丙烯装置的原料；混合碳四馏分为 MTBE2 和烷基化装置的原料，副产品丙烷纯度约 93×10^{-2} (摩尔)，调入民用液化气或作车用液化气使用。

(15) MTBE 二装置

中国石化广州分公司 MTBE 二装置采用国内技术，依托原有的 5.4 万吨/年 MTBE 装置，将装置生产能力改造为 9 万吨/年 MTBE，在 2010 年 8 月，新增 MTBE 生产能力 3.6 万吨/年。中国石化广州分公司原有一套 4 万吨/年 MTBE 装置，由齐鲁石化设计院设计，于 1993 年 5 月建成投产，后经过改造，达到 5.2 万吨/年 MTBE。采用固定床筒式外循环技术，原料碳四来自该厂的两套气体分馏装置和部分乙烯来的抽余碳四。MTBE 二装置以来自气分三装置和气分二装置的炼厂碳四为主要原料，采用山东齐鲁石化工程有限公司的筒式外循环醚化生产专有技术生产 MTBE。

(16) 7 万吨/年硫磺回收装置

7 万吨/年硫磺回收装置、180 吨/时污水汽提装置、200 吨/时溶剂再生装置和 2×10000

立方米污水罐。建成后，总硫磺回收能力 21 万吨/年。正常生产控制原油平均硫含量 1.7%，硫磺回收量约 16 万吨/年，硫磺回收装置负荷率约 76%，备用能力 5 万吨/年，可满足最大原油平均硫含量 2.2% 的安全生产和环保要求。

(17) 溶剂脱沥青装置

溶剂脱沥青装置引进美国 UOP 技术，1990 年 4 月投料试车成功。

(18) 芳烃抽提一装置

芳烃抽提装置 1995 年 5 月建成投产。装置以 40 万吨/年连续重整装置的稳定汽油为原料，由原料预处理、芳烃抽提、芳烃分离和溶剂油加氢分离等四个部分组成。为适应汽油新标准的要求和增产苯的要求，芳烃抽提装置于 2000 年 12 月进行了技术改造，在设备不做的改动的条件下，由三苯抽提改为以生产苯为主，并适当兼顾生产部分甲苯，同时考虑可处理原重整装置改造后的全部稳定汽油。芳烃抽提装置改造后，工艺流程和技术方案基本保持不变。改造后原料预处理部分的规模为 43 万吨/年；芳烃抽提部分的规模为 13.32 万吨/年；芳烃分离部分的规模为 4.58 万吨/年；溶剂油加氢部分的规模为 8.74 万吨/年；主要产品为苯、甲苯、6#、120#溶剂油，其余作为汽油组份。

(19) 延迟焦化（二）装置

延迟焦化二装置是由中国石化洛阳石油化工工程公司设计，采用可灵活调节循环比工艺流程，设计加工能力为 $100 \times 10^4 \text{t/a}$ 。以常减压渣油和减粘渣油为主，采用国内外先进技术。2006 年 8 月 20 日建成中交，9 月 20 日一次投产成功。2009 年 4 月进行第一次大修，无技改技措项目；2013 年 5 月进行第二次大修，实施了加热炉改造、余热回收系统改造、焦炭塔增设自动底盖机和顺控系统、分馏塔顶部塔板改造、接触冷却塔改造、热蜡油出装置流程完善、冷焦水罐增加旋流排焦等改造项目。

(20) 140 万吨/年延迟焦化装置（三）

延迟焦化装置由焦化部分、吸收稳定部分、吹汽放空部分、水力除焦部分、切焦水闭路循环部分和冷焦水密闭处理部分及产品精制的干气、液化气脱硫部分和液化气脱硫醇部分组成。

(21) 常减压蒸馏（三）装置

蒸馏（三）装置是由中国石化洛阳石油化工工程公司设计，采用初馏-常压-减压蒸馏及轻烃回收工艺流程，设计加工能力为 $800 \times 10^4 \text{t/a}$ ，年开工时间按 8400 小时计。以

加工中东高硫原油为主，技术达到国内先进水平，兼顾生产油漆及清洗用溶剂油。装置主要产品为液化石油气、轻石脑油、重石脑油、油漆及清洗用溶剂油、航煤、柴油、蜡油及减压渣油。

(22) 催化汽油吸附脱硫装置 (S-Zorb)

本装置规模为 150 万吨/年，设计操作弹性为 60%~110%，年操作时间 8400h。装置于 2009 年 11 月 30 日装置建成中交，2010 年 1 月 10 日一次开车成功，生产出合格产品，2011 年 10 月停工消缺和 2013 年 5 月大修完成吸附剂循环流程改造等 13 项技改技措，2014 年 4 月停工消缺对反应器卸剂进行更换及增加中部卸剂线等改造。

(23) 焦化汽油加氢精制装置

50 万吨/年焦化汽油加氢精制装置，装置由反应部分（含压缩机部分）、分馏部分和公用工程部分组成。装置开工时数为每年 8400 小时，操作弹性为 50~110%。焦化汽油由于烯烃、硫、氮等杂质含量高，安定性差，新建一套 50 万吨/年焦化汽油加氢精制装置，不仅可以解决焦化汽油出厂难的问题同时生产了优质的乙烯原料。装置采用北京三聚环保新材料股份有限公司开发生产的 HPL-1 焦化汽油加氢精制催化剂。该催化剂具有比表面积大、孔容大、孔分布集中、金属分布均匀、堆积密度小、机械强度高、加氢脱硫和加氢脱氮活性高及使用寿命长等特点，达到当前国际同类催化剂先进水平。结合该装置的特点，反应部分采用冷高分流程，分馏部分采用单塔重沸汽提流程。

(24) 柴油加氢改质装置

该装置以轻催柴油、重催柴油、焦化柴油和加氢处理柴油的混合油为原料，经过脱硫、脱氮、芳烃饱和、烯烃饱和，生产石脑油和精制柴油。石脑油作为全厂石脑油调和组分或重整原料，精制柴油满足欧V车用柴油质量标准。该装置由反应部分（包括新氢压缩机、循环氢压缩机、循环氢脱硫部分）、分馏部分、气体脱硫部分及公用工程部分组成。柴油改质生产石脑油和精制柴油。石脑油作为全厂石脑油调和组分或重整原料，精制柴油满足欧V车用柴油质量标准，送去罐区。

(25) 加氢裂化装置

120×10⁴t/a 加氢裂化装置采用抚顺石油化工研究院技术，由洛阳石油化工工程公司设计。规模为 120×10⁴t/a（全循环）或 150×10⁴t/a（一次通过），年开工 8000 小时。装置由反应部分（包括压缩机）、分馏部分、轻烃回收、液化气和气体脱硫部分及联合装

置公用工程四部分构成，其中气体脱硫部分处理的含硫气体包括加氢处理装置、加氢精制装置的低压含硫气体。

(26) 航煤加氢精制装置

100 万吨/年航煤加氢装置（单元）以加工沙中航煤和阿曼航煤混合原料为主方案，公称规模为 100 万吨/年，由洛阳石化工程公司完成工程设计。该装置（单元）主要由反应（包括压缩机）和分馏部分组成。航煤加氢单元以加工沙中航煤和阿曼航煤混合原料为主方案，同时可以单独加工一种原料的可能性生产的优质航空煤油。该单元 2013 年大修更换使用由中国石油化工股份有限公司石油化工科学研究院研制开发、中国石油化工股份有限公司催化剂长岭分公司生产的 RSS-2 催化剂进行 3#航煤生产。RSS-2 催化剂是石科院于 2009 年开发的在低压、低氢油比、低温条件下具有更高活性的航煤加氢精制催化剂，已在中国石化荆门分公司、燕山分公司和上海石化等厂家同类装置进行了工业应用。工业应用结果表明，采用 RSS-2 催化剂可以进一步提高原料油的适应性和扩大装置的处理量。反应器顶部装填保护剂 RGO-1 可减缓压降上升。

(27) 加氢处理装置

加氢处理装置（单元）公称规模为 210 万吨/年，由洛阳石化工程公司设计。主要由反应和分馏部分组成。该装置（单元）采用劣质蜡油加氢处理部分转化技术，加氢处理催化剂采用 FRIPP 的 FF-14，保护剂采用 FZC 系列。加氢处理装置于 2006 年 5 月 18 日建成中交，7 月 21 日一次投产成功。2009 年 4 月进行第一次大修，无技改技措项目；2013 年进行第二次大修，实施了 T4004 改造（增加旋流脱烃器和旁路调节阀）、分馏系统流程优化改造、增加低温热回收及利用系统、增加废氢送柴油改质管线等改造项目。

(28) 加氢精制（三）装置

加氢联合装置加氢精制单元由洛阳设计院设计。原料油为沙特直柴。年处理能力为 200 万吨。为了保证柴油产品质量升级，装置 2013 年大修更换使用由中国石油化工股份有限公司石油化工科学研究院最新研发、中国石油化工股份有限公司催化剂长岭分公司生产的 RS-2000 超深度加氢脱硫催化剂和 RG 系列保护剂。这种催化剂具有更好的加氢性能，其活性金属主要是镍、钨、钼。单元主要产品为低硫石脑油和柴油，还副产部分含硫气体。

(29) 制氢装置（含制氢一、制氢二和制氢单元三）

制氢装置（单元）有两个系列，均为东华工程公司设计。其中制氢单元（一）生产能力为 $35000\text{Nm}^3/\text{h}$ ，产品氢气纯度为 99.9%。制氢单元（二）生产能力为 $65000\text{Nm}^3/\text{h}$ ，产品氢气纯度为 95.89%。所产氢气主要供加氢联合装置使用。为了降低制氢装置的运行成本，根据广州石化目前拥有的原料和装置状况，拟对现有的氢资源进行优化改造。主要以广州石化现有的加氢尾气、焦化干气作为制氢原料，以两套制氢装置中的一套进行氢源优化整合。为保留原两套制氢装置的完整性，新建一套 PSA 装置专门处理来自各加氢装置的加氢尾气，并改造利用 K5601A/B 炼厂干气压缩机组和 K5001A/B 解吸气压缩机组，组成制氢装置（三）提纯制取氢气，得到纯度为 99% 的产品氢气折纯氢约为 $14100\text{Nm}^3/\text{h}$ 。

（30）乙烯裂解装置（含汽油加氢）

乙烯装置（含汽油加氢）是广州乙烯工程的主体生产装置，采用成套国外技术及设备，其中乙烯装置选用美国 stone&webster 专利技术，汽油加氢、碳二加氢、碳三加氢及石脑油脱砷为法国 IFP 专利技术，由意大利 Tecnimont 工程公司总承包并负责工程设计。裂解装置于 1992 年 12 月动工建设，1997 年 8 月投产，运行 5 个月后由于种种原因停工，1999 年 9 月复产开工。本装置包括裂解和脱砷系统、急冷和稀释蒸汽发生系统、裂解气压缩和干燥系统、脱甲烷、预分氢和碳二加氢及碳二分离系统、碳三加氢及碳三分离系统、碳四分离系统、乙烯制冷丙烯制冷系统、汽油加氢系统及相应的公用工程系统。以石脑油和轻柴油为裂解原料，采用 stone&webster 公司 USC 型管式裂解、压缩、顺序分离等工序，年产聚合级乙烯 13 万吨，聚合级丙烯 6.5 万吨（1993 年 8 月在乙烯装置基础设计联络时，在意大利米兰签署了第六台炉引进合同。因此，乙烯能力从 13 万吨/年增到 15 万吨/年）。

（31）丁二烯抽提装置

丁二烯的抽提装置是以乙烯装置的混合 C4 馏份为原料，采用 DMF（二甲基甲酰胺）为萃取剂，通过两级萃取普通精馏，从混合 C4 馏份中提取高纯度的丁二烯—1，3。本装置包括四个部分：第一萃取精馏部分；第二萃取精馏部分；丁二烯精馏部分及溶剂精制部分。在第一萃取精馏部分，从原料罐来的 C4 馏份分为两组，一组包括比丁二烯难溶于 DMF 的丁二烯及炔烃进一步地分离，粗的丁二烯送至丁二烯精馏部分，通过两个直接精馏塔，使其进一步行到提纯，以使丁二烯符合产品规格。

(32) 苯乙烯装置

苯乙烯装置由美国贝捷尔公司成套引进,采用 MOBIL/BADGER 由苯与乙烯气相法生产乙苯和 FINA/BADGER 由乙苯脱氢制苯乙烯的专利技术。装置由乙苯单元、苯乙烯单元、火炬系统及公用工程部分、隔油池及废水处理、中间罐区组成。本装置设计能力为 8 万吨/年苯乙烯。2003 年,建成了变压吸附制氢系统,从脱氢反应尾气中提纯氢气,氢气产品送入全厂氢气管网。设计产量: 3000Nm³/h, 生产负荷调整范围: 30%~110%。

(33) 聚苯乙烯装置

聚苯乙烯装置是广州石化的主体装置之一。装置于 1997 年下半年建成,当年 9 月 28 日打通全流程并试运行 3 个月后停车检修,于 1999 年 9 月 10 日重新投料,12 日从模头出料,复产开车成功。本装置设计生产能力为年产 5 万吨聚苯乙烯(年操作时间 7200 小时)。该装置共有两条生产线,第一条生产线为年产量 2.5 万吨高抗冲聚苯乙烯(HIPS),第二条生产线是年产量 2.5 万吨的通用型聚苯乙烯(GPPS)。两条生产线一共可以生产 17 个牌号的聚苯乙烯产品,其中 HIPS11 个, GPPS6 个。

(34) 聚乙烯装置

聚乙烯装置是一套主体装置,是裂解下游装置中最重要的一套装置。聚乙烯装置采用美国联合碳化物公司 (UCC) 专利技术,由日本东洋工程公司 (TEC) 作总承包商。装置 1997 年 4 月投产。2003 年改扩建,年产量为 20 万吨,年操作时间为 8000 小时,最高生产能力可达 22 万吨/年。在改扩建过程中,除了聚合反应器和催化剂加料器没有改动外,其它系统均进行了扩建和改建,新增造粒线其生产能力可达 15.8 吨/小时。2008~2009 年,装置先后进行了三次高速注塑产品的开发生产,均取得了成功。生产运行过程克服了反应树脂细粉含量高、树脂易发粘、产品性能跨度较大等问题,成功生产了 DNDA-2020 高速注塑牌号产品。

(35) 聚丙烯装置

本装置采用日本三井油化公司 HYPOL 工艺专利技术,年操作 7200 小时,产量为 7 万吨/年的聚丙烯 (PP) 本色颗粒。2003 年对装置进行了改扩建,设计为年操作 8000 小时,负荷 12.5 吨/年,产量为 10 万吨/年 (其中粒料 95000 吨,粉料 5000 吨),2006 年对装置进行了改扩建,设计为年操作 8000 小时,负荷 15.0 吨/年,产量为 12 万吨/年。本装置由原料精制、催化剂配制、聚合、干燥、挤压造粒和公用工程等六个部分组成。

（36）聚丙烯装置二

聚丙烯二装置是采用日本三井油化公司开发的 HYPOL 工艺专利技术，利用炼厂丙烯为原料，生产本色粒料均为聚丙烯树脂，设计生产能力为 4 万吨/年，最大生产能力为 4.8 万吨/年，连续生产时间 7200 小时。1995 年 1 月 24 日一次开车成功，2000 年 2 月，聚丙烯装置从年产 4 万吨到 5.5 万吨的技术攻关项目通过了总厂鉴定，装置能力提高到 5.5 万吨/年。产品牌号共有 23 种，其中注塑级 9 种，薄膜级 5 种，窄带级 3 种，纤维级 5 种。吹塑级 1 种。2007 年底对该装置进行了改造，装置设计规模为 7 万吨/年。

（37）聚丙烯装置三

广州分公司 20 万吨/年聚丙烯装置，采用日本聚丙烯公司（JPP）的 HORIZONE 气相工艺技术。装置设计操作时间为 8000 小时/年，全年生产抗冲共聚物和 NEWCON 产品，标称能力 20 万吨/年。装置总投资 85329.85 万元，由中国石化集团上海工程有限公司（SSEC）EPC 总承包，完成工程设计、设备采购、现场建设。

（38）催化干气制乙苯装置

8 万吨/年催化干气制乙苯装置，由洛阳设计院提供总体设计，广州石化建安公司建设，于 2012 年年底建成，投入试运行，2013 年九月正式投产。装置设计规模 8 万吨/年乙苯，实际设计规模 8.48 万吨/年乙苯，装置年开工时间为 8000 小时，操作负荷弹性 60~110%。装置占地面积 5600m²，装置有反应器 3 台，工业炉 3 台，压缩机组 2 台，溴化锂制冷机 2 台、塔类 8 台、容器 24 台、储罐 1 台、冷换设备 38 台、各类机泵 56 台。装置采用中国石化的气相法干气制乙苯成套技术（SGEB）。装置主要包括工艺部分和辅助公用工程部分。装置供电电源均由联合装置变电所提供，该变配电所在原有老苯乙烯装置的变配电所旁边新建。本装置采用技术先进、可靠的分散控制系统（DCS），另外还有一套事故联锁停车设施（SIS）。本装置采用中国石化的气相法干气制乙苯成套技术（SGEB）。烷基化部分采用气相烷基化反应，催化剂采用上海石油化工研究院研制的催化剂（SEB-08）；烷基转移部分采用液相烷基转移反应，催化剂采用石油化工科学研究院研制的催化剂（AEB-1H）。

（39）包装装置

包装装置是聚乙烯、聚丙烯、聚苯乙烯生产产品最后一道生产工序，因包装设备共性便于统一管理而组建的装置。装置于 1997 年上半年建成，当年 9 月投入正常生产，

运行 3 个月后停产，于 1999 年 9 月重新投产并运行至今。装置分为聚乙烯包装、聚丙烯包装、聚苯乙烯包装三个单元，分别完成 20 万吨聚乙烯/年、12 万吨聚丙烯/年、5 万吨聚苯乙烯/年的产品包装码垛入库任务。装置共有七条全自动包装码垛生产线，其中聚乙烯包装三条生产线，聚丙烯包装、聚苯乙烯包装各两条生产线。2013 年根据客户需要新增了一条大包生产线。包装码垛系统均为全自动化型，系统控制由可编程控制器控制，传动方式采用气动、电动、液压传动等综合方式，自动化程度较高。

具体生产工艺流程总图见图 4-1 及图 4-2。

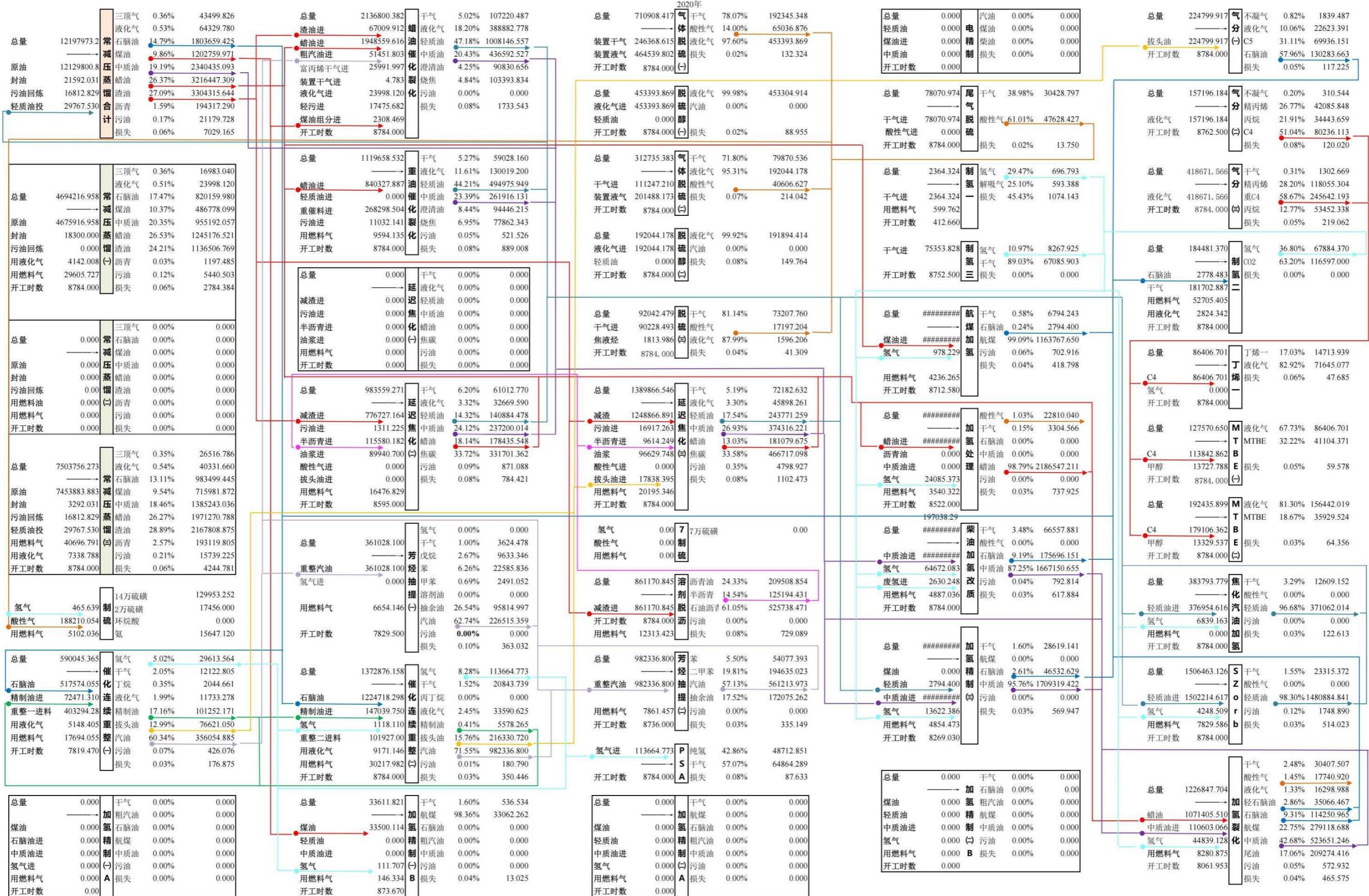


图 4-1 广州石化炼油专业生产工艺流程图

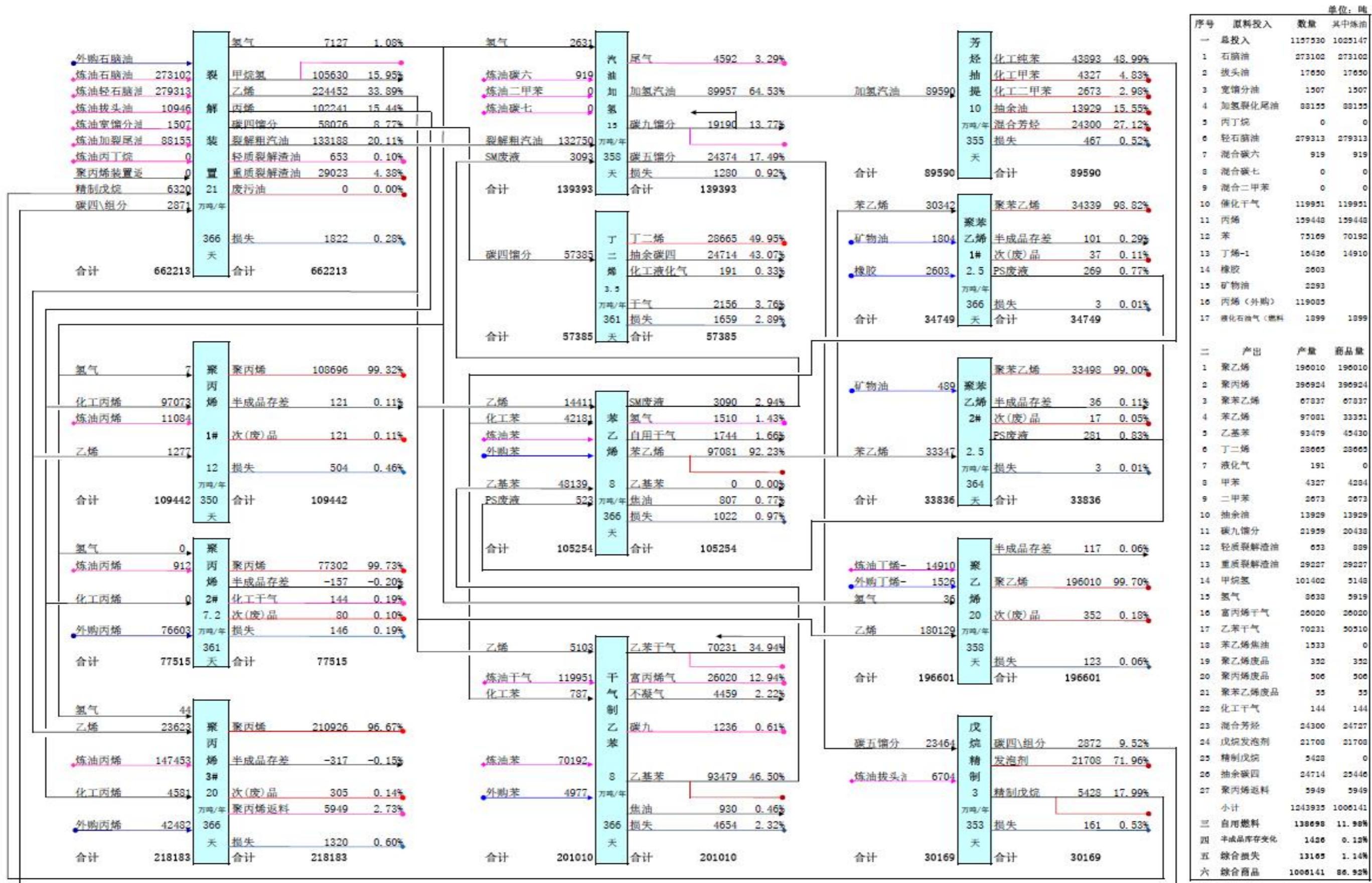


图 4-2 广州石油化工专业生产工艺流程图

4.1.2 污染防治措施

（一）源头控制

广州石化作为大型炼化企业，生产装置（设施）在设计、施工、运行中严格按照相关的法规、规范开展，在工艺、管道、设备、污水储存及处理构筑物采取相应措施，防止和降低污染物跑、冒、滴、漏，从源头防控环境风险和土壤、地下污染风险。具体包括：

- （1）从原油输入加工直至产品输出，所有可燃、有毒物料始终密闭在各类设施和管道中，各个连接处采用可靠的密封措施。
- （2）装置加工和油品储运过程控制采用分散型控制系统（DCS）系统，并设有越限报警和连锁保护系统，确保在误操作或非正常状况下，对危险物料进行安全控制。
- （3）大型压缩机都留有串行通信接口用于连接 ESD。
- （4）压力容器设计及制造符合《压力容器设计规范》及其它有关的工业标准规范。按照《特种设备安全监察条例》、《压力容器安全技术监察规程》、《压力容器定期检验规则》、《在用工业管道定期检验规程（试用）》、及《锅炉定期检验规则》等国家有关特种设备法规及标准的要求，按照检验周期对特种设备进行全面检验，严格控制检验质量，确保所有在用特种设备均安全生产。
- （5）管线铺设尽量采用“可视化”原则，即管道尽可能地上铺设，做到污染物“早发现、早处理”。投资 6450 万元，实施炼油区含油污水管网防渗及可视化建设项目，新建地上压力输送管道约 9500 米，原污水管道封堵等完善改造，地下含油污水管道约 17900 米实施 CIPP 防渗改造，新建 10 座污水提升池及污水提升泵等配套设施；投资 550 多万元，推进贮运部埋地管线迁移改造，完成 28 条迁移工作，从源头消除可能存在的地下污水管线渗漏污染土壤和地下水的风险。
- （6）污染防治分区，不断完善装置罐区防渗工程。根据物料或者污染物泄漏的途径和生产功能单元所处的位置，将生产区划分为重点污染防治区、一般污染防治区和非污染防治区。重点污染防治区防渗层的防渗性能应不低于 6.0m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的粘土层的防渗性能；一般污染防治区防渗层的防渗性能应不低于 1.5m 厚、渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的粘土层的防渗性能；投资 3000 多万元对部分未硬化防渗的罐

区进行治理，已完成化工贮运罐区常压罐区围堰内防渗漏处理、14#、11#罐区的防渗整治、储运轻油罐区地面硬化治理、西一罐区地面硬化及防渗、化一贮运罐区成品罐区地面硬化治理、G410、G411 硬化及防渗治理等项目及管线管廊地面硬化防渗工作。2024 年又投入近 500 万元开展重整二含苯排污管线可视化和原油罐区和汽柴油罐区部分储罐地面硬化防渗治理。2025 年完成了加氢一地下污水井防渗内衬改造、苯乙烯污水池预防性防渗维护、化工区苯系物排污管道可视化整改项目、1#罐区 G104-107 罐组地坪硬底化防渗项目、3#罐区 G301-306 罐组地坪硬底化防渗项目、7#罐区 G701-707 罐组地坪硬底化防渗项目，进一步夯实了土壤和地下水污染防控基础。

（二）事故水系统防控

企业建立了完善的水体污染事故三级预防与控制体系，避免由于突发水体污染事故造成的土壤、地下水污染风险。当一级预防与控制体系无法达到控制事故水要求时，应立即启动二级预防与控制体系，关闭雨排水系统的总出口阀门、拦污坝上闸板、切断防漫流设施与外界的通道，确保事故水排入中间事故缓冲设施。区域如果未设置中间事故缓冲设施，将事故水排入末端事故缓冲设施。

当一级、二级预防与控制体系无法达到控制事故水要求时，应立即启动三级预防与控制体系，事故水排入末端事故缓冲设施。

（1）事故水一级防控

一级预防与控制体系包括装置围堰、罐组防火堤及其配在设施。凡可能发生含有对水环境有污染的物料泄漏漫流的装置单元区周围，应设置高度不低于 150mm 的围堰及配套排水设施。当风险源发生突发环境事件时，化学品或消防废水可在围堰内收集，围堰内导流管出口位置设置的阀门专人负责，正常情况下围堰内的开关阀呈关闭状态，防止外流造成污染。



图 4-3 罐区围堰

(2) 事故水二级防控

二级级预防与控制体系包括雨排水切断系统、拦污坝、防漫流及导流设施、必要的中间事故缓冲设施及其配套设施。

生产区内各大装置区和罐组区根据雨水的汇水区域不同设置了雨水导流渠，雨水导流渠设有开关阀门。事故状态下，可关闭雨水渠的开关阀使雨水渠临时充当事故水收集渠，对从装置或者罐区泄漏的化学危险品做临时储存。雨水阀门的开关由专人负责，雨水导流渠阀门平时为开启状态。事故水与装置和厂区污水处理系统相连接，可以确保事故状态下污水全部回收处理。



图 4-4 厂区内雨水渠截止阀 (装置区、储罐区)



图 4-5 炼油南水体防控池 (12000m³)

炼油区共设置 11 个应急水池，可承接炼油区上游装置所排放的污水，再通过泵将污水排进污水处理装置中进行处理，具体如表 4-5 所示。

化工区设有 4 个应急水池，分别为化工区北水体防控池、南水体防控池、事故调节池和均质池，具体见表 4-6。

表 4-5 炼油区水体防控水池/罐一览表

序号	防控水池	可用容量 (m ³)	状态	接纳范围
1	炼油南水体防控池	12000	已建成投用	炼油区
2	1#利浦罐	3000	已建成投用	
3	2#利浦罐	3000	已建成投用	
4	1#罐中罐	1500	已建成投用	
5	2#罐中罐	1500	已建成投用	
6	1#清污分流罐	4500	已建成投用	
7	2#清污分流罐	4500	已建成投用	
8	1#均质罐	2500	已建成投用	
9	2#均质罐	2500	已建成投用	
10	南调节罐	4000	已建成投用	
11	北调节罐	8000	已建成投用	
合计		47000	/	

表 4-6 化工区水体防控水池一览表

序号	防控水池	容量 (m ³)	状态	接纳范围
1	化工区北水体防控池	10000	已建成投用	化工区
2	化工区南水体防控池	12000	已建成投用	
3	事故调节池	4010	已建成投用	
4	均质池	4600	已建成投用	
合计		30610	/	

(3) 事故水三级防控

公司在各个生产区域设置了围墙及雨水排洪沟。当一级、二级事故防控措施无法防止事故水时，事故状态下要紧急关闭围墙内的排污口阀门，防止污水流出厂外造成外部环境污染。炼油区一共有 1 个废水排放口和 4 个泄洪口。其中，废水排口在 5km 外的珠江岸边，雨水排放口分为东排口、南排口、动力涵洞排口、西排口。各排放口均配备有手动截止阀。事故状态下，可关闭厂内的各防洪口，以防止化学品或者雨水渠内受污染的雨水泄漏到文涌污染文涌和珠江黄埔河段。化工区设有 2 个雨水排放口，厂内道路雨水排水管网主要通过北排口和南排口共 2 个排口排出厂外；事故状态下可以将排洪沟内的废水通过转输泵及管道将事故水送到厂内污水处理设施处理后全部回用不外排。

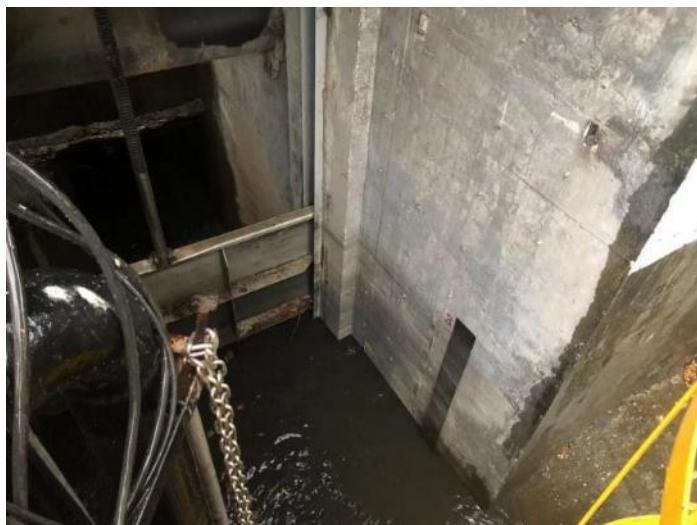


图 4-6 事故水出厂界前设置闸板

(三) 污水系统防控

广州石化炼油区和化工区分别设有独立的污水处理场，区域内的生产污水均由污水处理场处理达标后进行排放，避免由于污水污染造成的土壤、地下水污染。

生产区按照“雨污分流”将生产污水排入污水管网直接排往污水场处理，污水处理排口均有实时在线监测并连接广州市生态环境局黄埔分局，在各排水口企业设置了多道手动闸门进行防控；当处理后外排水通过在线监测装置发现未达到外排标准时，报警装置会发出预警，污水或事故水经闸门截流，通过泵抽回污水场调节罐，再次进入污水处理系统处理合格后外排。炼油区污水处理装置先后经过五次大规模的改扩建后，现有污水处理能力 $800\text{m}^3/\text{h}$ 。通过定期开展污水攻关会议、实施高含盐污水分质处理，低浓度污水全部回用，高含盐污水处理后达标排放，通过深度处理污水外排量逐年递减，目前广州石化外排污水 COD 浓度基本稳定在 30mg/L 左右（标准 60mg/L ），氨氮低于 0.5mg/L （标准 8mg/L ）。

（四）固体废物防控

广州石化制定有固体废物管理制度和固体废物存储设施，规范固体废物管理，避免由于固废废物泄漏、散落等原因造成的土壤、地下水污染。

企业日常对厂区固体废物的产生、暂存、外委处置等环节进行监督检查，将危险废物委托给有资质承包商处理，监督承包商提供有效的营业执照、危废经营许可证、道路运输经营许可证等资质，按规定办理转移联单。

建有危险废物暂存间、危险废物暂存库，暂存库地面与裙脚采用防渗材料且保证无裂隙，区域设有泄漏液体收集、疏导系统。公司投资 2200 多万元新建投用化工危险废物临时暂存库，建筑面积 853m^2 ，暂存场严格按照三防要求建设，配置有废气收集处理系统、废液导流沟和废液收集池，公司无法综合利用的危险废物临时暂存在暂存库内，确保了装置现场危废立产立清，不在装置过夜；组织清理化工填埋场填埋废物，2020 年 11 月完成所有化工填埋场填埋废物清理，清理的废物委托有资质处理单位处置，消除废物填埋带来的潜在风险。2023 年公司获得中国石化集团公司“无废企业” A 级示范企业称号，获广州市黄埔区首批“无废工厂”称号。

（五）废气污染防控

公司动力四台锅炉率先完成“超洁净排放”技术改造工作，实现超洁净排放，二氧化硫年平均浓度趋于零排放，氮氧化物年平均浓度远低于 30mg/m^3 。两套催化装置完成脱硫脱硝综合整治，加热炉完成燃料清洁化和低氮改造，二氧化硫年平均浓度和氮氧化物年平均浓度均远低于排放标准要求。

公司持续投入，开展原料、成品油罐区 VOCs 治理、酸性水罐罐顶气异味治理、污水处理过程 VOCs 治理、汽车和火车装卸过程油气回收治理及焦化除焦过程异味治理，有效减少 VOCs 排放。深入推进“挥发性有机物泄漏检测与修复(LDAR)”工作。广州石化是 2013 年广东省环保厅第一批 LDAR 试点企业，实现查漏、修复、复测、数据评估闭环管理。

（六）日常管理

（1）制度机制

广州石化按照国际先进的管理体制和经营方式进行管理，设置有较完善的安全、环保、职业卫生（HSE）管理机构，总经理为 HSE 负责人，负责日常的管理以及经营工作。设有安全环保管理部门，配有专职安全管理干部、环保管理干部、职业卫生管理干部，车间设有专职安全员和兼职环保员，实行三级管理并执行三级 HSE 教育制度，并在各个生产环节均制定 HSE 措施，从机构上说，企业具有较为完善的安全环保管理体系。

针对各个风险源和重点岗位，企业制订有完善的 HSE 管理制度，特别是安全生产责任制、HSE 相关规章制度（检查、值班、考核）、岗位操作规程、事故应急救援预案等。针对环保设施及污染物，企业建立了环保设施操作规程和管理制度。

企业重视安全生产标语和警示的作用，针对重点区域和重大风险源以及易造成污染的设施和污染物治理设施设置警示牌和说明。

（2）日常监测

广州石化设有检验中心，设置有环境监测站和在线监测、水质分析室、油品分析等分析室，所有在线与政府部门和集团公司完成联网工作；环境监测站配备有 SO₂ 测定仪、大气采样器、固定源采样装置、酸度计、紫外分光光度计、电光分析天平、声级计、计算机等采样与分析仪器设备，具备定期对全厂污染源和周边大气、噪声进行监测的条件；监测站还备有一辆环境应急监测车和各类便携式监测仪器仪表，满足事故状态下的应急监测要求。土壤地下水等监测项目不具备条件监测的也与第三方监测服务单位签订了合同。公司在废水、废气污染物排放口均按国家规范要求安装了在线监测设备，同时也在雨水排放系统安装了在线监测设备，进行全过程废水、废气排放的监控和预警管控。

（3）日常泄漏管理

广州石化每年根据《中国石化炼化企业转动设备预防性工作策略的要求》，更新修订《广州石化转动设备专业定时性工作》，对机泵设备的日常巡检标准、定期维护工作等提出明确要求，并督促作业部执行，以此降低动设备泄漏率，进一步降低因设备泄漏导致的土壤地下水污染风险。

广州石化建立了泄漏隐患排查工作机制。一是开展管线隐患排查，将厂区地下及地上管线检查工作日常化，通过每天人工巡检、智能化设备巡检等途径，发现存在的隐患和问题，并根据介质情况对管线进行分类管控和巡检，消除装置运行安全环保风险。二是定期储罐预防性检测，利用“声发射”+“脉冲涡流”技术，检测储罐罐底及进出管线腐蚀程度，定期使用涡流扫查、导波科技手段对易腐蚀管线进行测厚扫查，根据腐蚀程度排列定检顺序，实施预防性维修工作。三是强化跑冒滴漏的管理，不断加强装置机泵、管线低点排凝点的管理和巡检，管理部门进行抽查及考核管理，消除跑冒滴漏的现象，进一步降低安全环保风险。公司还专门实施了“小接管”专项整治工作，对每个排凝管进行登记造册管理，并用堵头进行封堵，有管控的情况下进行操作。四是建立污雨水系统检查制度，公司严格遵循“含油污水系统不能带油”的原则，作业部每天对重点污雨水井进行检查，管理部门每周进行抽查，形成常态化管理机制，目前已基本达到污水井无污油的工作要求，进一步从源头消除污染物。五是实现可燃气报警仪的预警功能，公司非常重视可燃气报警仪的预警功能，在装置重点位置均安装有可燃气报警仪，对每一次的预警进行全面排查，找到原因，消除泄漏，也进一步降低了泄漏的风险。

（4）信息化管理

广州石化以信息化建设提升环保工作水平，加快建设环境信息化预警系统，提升环保管理信息化、数字化水平。利用环保域的整体布局，完善废水预测与智能管控功能；建立污雨水管网监控系统，掌握污雨水管网运行情况；建设无废企业的固废管控系统，优化跟踪固废产、运、贮、外委各环节的管理；建设 VOC 网格化溯源和环境风险预测预警等，将环保管理向智能化信息化转变，提升环保管理数字化智能化水平。

4.2 企业总平面布置

企业装置平面位置图见图 4-7。

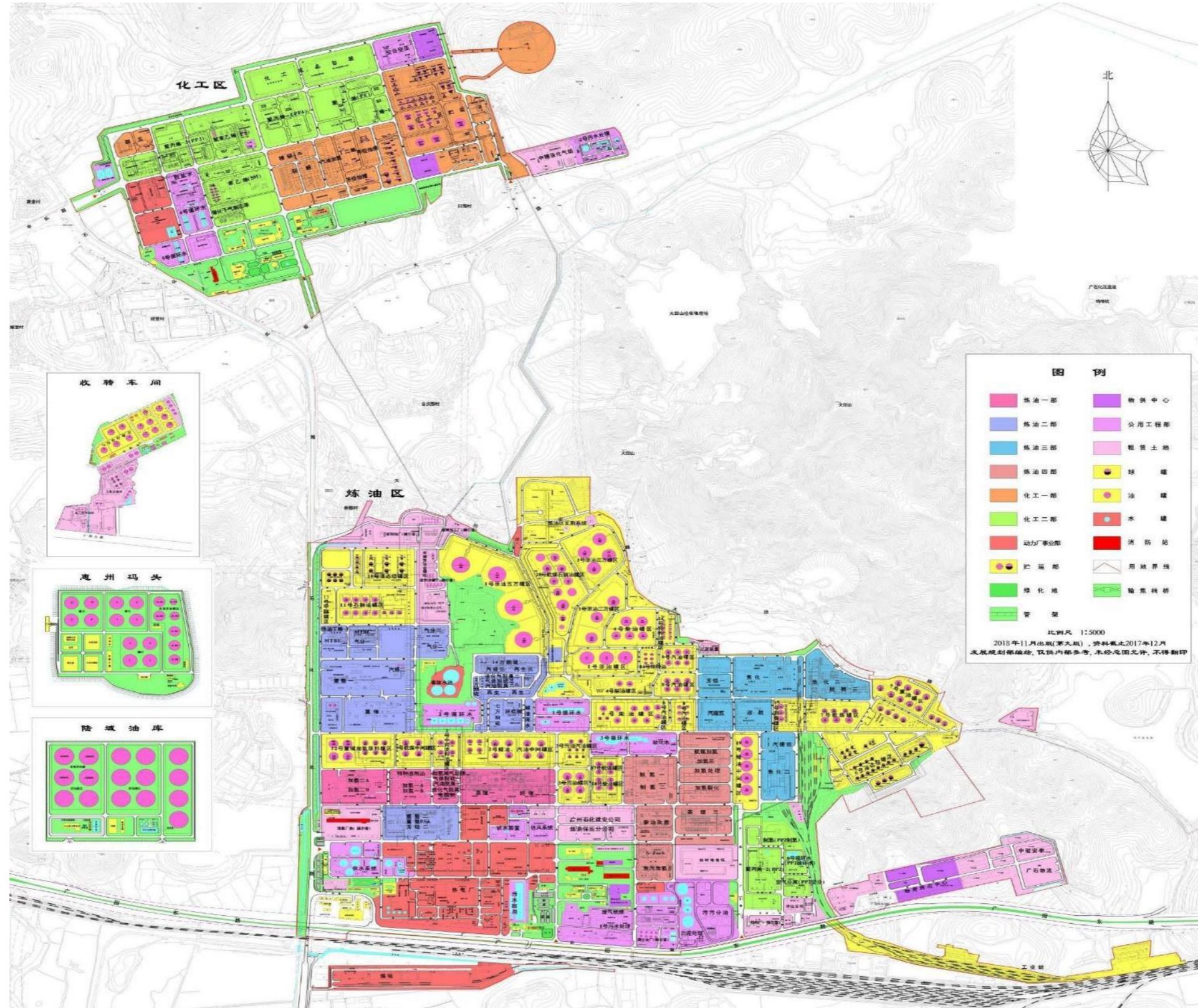


图 4-7 广州石化装置平面位置图

4.3 各重点场所、重点设备情况

4.3.1 生产装置区

生产装置区是土壤及地下水污染隐患产生的重点部位，汇总信息如表 4-7 所示。

表 4-7 重点场所、设备信息表

序号	部门	装置全称	装置简称	装置所涉及原辅材料
1	炼油一部	常减压蒸馏一装置	蒸馏一	原油
2		蜡油催化裂化装置	轻催	渣油、蜡油、污油
3		加氢精制一A装置	加氢一A	煤油、石脑油
4		加氢精制一B装置	加氢一B	煤油、轻质油
5		加氢精制二A装置	加氢二A	煤油、轻质油
6		加氢精制二B装置	加氢二B	煤油、轻质油
7		干气、液化气脱硫一装置	气体脱硫一	干气
8		液化气脱硫醇一装置	脱硫醇一	液化气、轻质油
9		汽油脱硫醇一装置		汽油、液化气
10	炼油二部	重油催化裂化装置	重催	蜡油、污油
11		催化重整装置	重整二	石脑油
12		重整氢提纯装置	重整PSA氢提浓装置	氢气
13		芳烃抽提二装置	芳烃二	重整汽油
14		气体分馏一装置	气分一	拔头油
15		气体分馏二装置	气分二	液化气
16		气体分馏三装置	气分三	液化气
17		甲基叔丁基醚一装置	MTBE一	C4、甲醇
18		炼油丁烯-1装置	炼油丁烯-1	C4、氢气
19		甲基叔丁基醚二装置	MTBE二	C4、甲醇
20		气体脱硫二装置	脱硫二	干气
21		汽油/液气脱臭二装置	脱臭二	汽油、液化气
22		2万t/a制硫装置	两万制硫	氢气、酸性气、用燃料气
23		14万t/a制硫装置	十四万制硫	氢气、酸性气、用燃料气
24		7万t/a制硫装置	七万制硫	氢气、酸性气、用燃料气
25		污水汽提三装置	汽提三	酸性水
26		溶剂再生一装置	再生一	富液
27		溶剂再生二装置	再生二	富液
28		溶剂再生三装置	再生三	富液
29		碱渣废水处理装置	碱渣废水	含盐污水
30	炼油三部	延迟焦化二装置	焦化二	减渣、污油、半沥青
31		延迟焦化三装置(含产品精制单元)	焦化三	减渣、污油、半沥青
32		溶剂脱沥青装置	溶脱	碱渣
33		污水汽提四装置	汽提四	酸性水
34		污水汽提五装置	汽提五	酸性水
35	炼油四部	常减压蒸馏三装置	蒸馏三	原油
36		3.5万标立/时制氢装置	制氢一	干气
37		6.5万标立/时制氢装置	制氢二	石脑油、干气
38		制氢三装置	制氢三	干气



序号	部门	装置全称	装置简称	装置所涉及原辅材料
39	化工一部	加氢裂化装置	加氢裂化	蜡油、中质油
40		加氢处理装置	加氢处理	蜡油
41		加氢精制三装置	加氢三	轻质油、中质油
42		航煤加氢精制装置	航煤加氢	煤油
43		柴油加氢改质装置	加氢改质	中质油
44		焦化汽油加氢装置	焦汽	轻质油
45		催化汽油吸附脱硫装置	S-Zorb	轻质油
46	化工二部	乙烯裂解装置	裂解	石脑油、拔头油、加裂尾油
47		裂解汽油加氢装置	汽油加氢	碳六、二甲苯、碳七
48		丁二烯抽提装置	丁二烯	碳四馏分
49		碳五精制装置	碳五	碳五馏分
50		芳烃抽提装置	芳烃抽提	加氢汽油
51		化工区贮运装置	贮运	苯、甲苯、二甲苯
52	化工二部	聚乙烯装置	PE	丁烯
53		聚丙烯-1装置	PP1	丙烯、乙烯
54		聚丙烯-2装置	PP2	丙烯
55		聚丙烯-3装置	PP3	丙烯、乙烯
56		聚苯乙烯装置	PS	矿物油、橡胶
57		苯乙烯装置	SM	苯、乙烯
58		干气制乙苯装置	干气制乙苯	干气、苯
59		化工成品包装装置	包装	聚苯乙烯、聚乙烯
60	炼油区 水务部	软化水装置	软化水	软化水
61		炼油污水高浓度系列	高浓度系列	含油污水
62		炼油污水低浓度系列	低浓度系列	含油污水
63		循环水二装置	二循	循环水
64	贮运部	火炬装置	1#火炬	瓦斯气
65			2#火炬	
66			3#火炬主火炬	
67			3#火炬酸性气	
68			气柜单元 (总柜容)	
69		1号罐区	原油罐区	原油
70		2号罐区	中间罐区	蜡油
71		3号罐区	污油罐区	污油
72		4号罐区	柴油罐区	柴油
73		5号罐区	重油罐区	重油
74		6号罐区	液态烃罐区(球罐)	苯、甲苯
75		7号罐区	航煤罐区	航空煤油
76		8号罐区	汽油罐区	汽油
77		9号罐区	中间罐区	蜡油
78		10号罐区	液态烃罐区(球罐)	干气
79		11号罐区	石脑油罐区	石脑油
80		12号罐区	原料罐区	原油
81		13号罐区	甲醇罐区	甲醇
		14号罐区	特种油罐区	苯、芳烃油
		15号罐区	沥青罐区	沥青
		16号中转罐区	柴油、汽油、石脑油罐区	柴油、汽油、石脑油
		17号罐区	柴油罐区	柴油

序号	部门	装置全称	装置简称	装置所涉及原辅材料
82	化工区 水务部	18号罐区	航煤罐区	航空煤油
83		19号罐区	蜡油罐区	蜡油
84		20号罐区	航煤、石脑油罐区	航空煤油、石脑油
85		空压装置	空压	氧气
86		脱盐水装置	脱盐水	脱盐水
87		污水处理装置	化工污水处理	含油污水
88		循环水四装置	四循	循环水
89		循环水五装置	五循	循环水

4.3.2 隐蔽性设施设备

地下、半地下设施设备位于地下，可能发生有毒有害物质渗漏、流失、扬散等情况，从而造成土壤污染隐患，是土壤及地下水污染隐患产生的重点部位。对全厂地下、半地下设施设备进行梳理，主要包含埋地储罐、地下管道、地下半地下池体 3 个类别，物料埋地管线（生产物料和产品埋地管线基本在穿越道路和防火堤部位，大部分还是走厂内或厂外管廊）具体信息如下表 4-8 至表 4-10 所示。

4.3.3 散装物料装卸设施

散装物料装卸，可能发生渗漏、流失、扬散等土壤污染情况，是土壤及地下水污染隐患产生的重点部位，如重油加工装置焦化二等区域。具体信息如表 4-11 所示。

表 4-8 厂区地下储罐一览表

序号	作业部	涉及工业活动	重点场所或者重点设备	重点场所和重点设备设施类型	场所或设施设备所在位置	场所或设施设备规格/型号/结构	埋地深度	储罐类型	土壤污染预防设施/功能	涉及有毒有害物质
1	炼油一部	储存污油	污油罐(容 606/1)	液体储存类	常减压蒸馏一装置	8.5m ³	3m	地下储罐	①单层钢制储罐	污油
2	炼油一部	储存污油	污油罐(V-606)	液体储存类	蜡油催化裂化装置	7.3m ³	3m	地下储罐	①单层钢制储罐	污油
3	炼油一部	储存污油	污油罐(V118)	液体储存类	加氢一装置	12.35m ³	5.2m	地下储罐	①单层钢制储罐 ②地下水或者土壤气监测井	污油
4	炼油一部	储存污油	污油罐(V207)	液体储存类	加氢二装置	12.35m ³	5.2m	地下储罐	①单层钢制储罐	污油
5	炼油一部	储存富液	废胺液储罐(V114)	液体储存类	脱硫一装置	4.39m ³	4m	地下储罐	①单层钢制储罐 ②地下水或者土壤气监测井	有机胺
6	炼油一部	储存污油	污油储罐(V115)	液体储存类	脱硫一装置	4.39m ³	4m	地下储罐	①单层钢制储罐 ②地下水或者土壤气监测井	污油
7	炼油一部	储存碱渣	碱渣储罐(V116)	液体储存类	脱硫一装置	11.57m ³	4m	地下储罐	①单层钢制储罐 ②地下水或者土壤气监测井	废碱
8	炼油一部	储存碱渣	碱渣储罐(V117)	液体储存类	脱硫一装置	11.57m ³	4m	地下储罐	①单层钢制储罐 ②地下水或者土壤气监测井	废碱
9	炼油二部	储存溶剂	污油罐(V405)	液体储存类	重整二装置	14m ³	1.8m	地下储罐	①单层钢制储罐 ②地下水或者土壤气监测井	污油
10	炼油二部	储存溶剂	溶剂/芳烃储罐(V472)	液体储存类	重整二装置	11.6m ³	1.5m	地下储罐	①单层钢制储罐 ②地下水或者土壤气监测井	污油

序号	作业部	涉及工业活动	重点场所或者重点设备	重点场所和重点设备设施类型	场所或设施设备所在位置	场所或设施设备规格/型号/结构	埋地深度	储罐类型	土壤污染预防设施/功能	涉及有毒有害物质
11	炼油二部	储存污油	污油罐	液体储存类	重催装置	10m ³	2.6m	地下储罐	①单层钢制储罐 ②地下水或者土壤气监测井	污油
12	炼油二部	储存含盐污水	排污罐 (V8103)	液体储存类	7 万硫磺回收装置	1.52m ³	1m	地下储罐	①位于阻隔设施（如水泥池等）内的单层储罐 ②阻隔设施内加装泄漏监测设施	脱硫污水
13	炼油三部	储存胺液	胺液罐 (V3205)	液体储存类	延迟焦化三装置	8.3m ³	1.5m	地下储罐	①单层钢制储罐	有机胺
14	炼油四部	储存汽油	地下污油罐 (D-7204)	液体储存类	S-Zorb 催化汽油吸附脱硫装置	11.62m ³	3m	地下储罐	①单层钢制储罐 ②地下水或者土壤气监测井	污油
15	炼油四部	储存污油、H2S	地下污油罐 (V9303)	液体储存类	柴油加氢改质装置	37m ³	3.9m	地下储罐	①单层钢制储罐 ②地下水或者土壤气监测井	污油
16	炼油四部	储存 MDEA、 H2S、水、 油气	地下溶剂罐 (V9306)	液体储存类	柴油加氢改质装置	13.6m ³	3.1m	地下储罐	①单层钢制储罐 ②地下水或者土壤气监测井	污油
17	炼油四部	储存污油	地下污油罐 (V3029)	液体储存类	加氢裂化装置	36.62m ³	2.67 m	地下储罐	①单层钢制储罐 ②地下水或者土壤气监测井	污油
18	炼油四部	储存氨液	地下溶剂罐 (V3035)	液体储存类	加氢裂化装置	21.1m ³	2.88 m	地下储罐	①单层钢制储罐 ②地下水或者土壤气监测井	胺液
19	炼油四部	储存污油	地下污油罐 (V8312)	液体储存类	焦化汽油加氢装置	10.83m ³	2.6m	地下储罐	①单层钢制储罐 ②地下水或者土壤气监测井	污油

序号	作业部	涉及工业活动	重点场所或者重点设备	重点场所和重点设备设施类型	场所或设施设备所在位置	场所或设施设备规格/型号/结构	埋地深度	储罐类型	土壤污染预防设施/功能	涉及有毒有害物质
20	炼油四部	储存轻污油	轻污油罐 (V2108)	液体储存类	常减压蒸馏(三)装置	58.49m ³	3.3m	地下储罐	①单层钢制储罐 ②地下水或者土壤气监测井	污油
21	化工一部	储存污水	污水罐 (D1201)	液体储存类	乙烯裂解装置	10m ³	2.5m	地下储罐	①单层钢制储罐 ②地下水或者土壤气监测井	污水
22	化工一部	储存 DMF 溶剂	溶剂罐 (D2506)	液体储存类	丁二烯抽提装置	15m ³	3.5m	地下储罐	①单层钢制储罐 ②地下水或者土壤气监测井	DMF 溶剂
23	化工一部	储存污水	污水罐 (V1801)	液体储存类	汽油加氢装置	6.5m ³	2m	地下储罐	①单层钢制储罐 ②地下水或者土壤气监测井	污水
24	化工一部	储存烃、水、环丁砜	地下溶剂罐 (D-6106)	液体储存类	芳烃抽提装置	10.33m ³	2.5m	地下储罐	①单层钢制储罐 ②地下水或者土壤气监测井	DMF 溶剂
25	化工一部	储存汽油	抽提地下油罐 (D-6110)	液体储存类	芳烃抽提装置	10.33m ³	2.5m	地下储罐	①单层钢制储罐 ②地下水或者土壤气监测井	污水
26	化工一部	储存汽油	芳烃分馏地下污油罐 (D-6209)	液体储存类	芳烃抽提装置	10.33m ³	2.5m	地下储罐	①单层钢制储罐 ②地下水或者土壤气监测井	污水
27	化工二部	储存废液	废液罐 (MS261)	液体储存类	苯乙烯装置	10.6m ³	7.8m	地下储罐	①单层钢制储罐	废苯液体
28	化工二部	储存废液	污水罐 (D-118)	液体储存类	干气制乙苯装置	8m ³	4.3m	地下储罐	①单层钢制储罐	废乙苯液体
29	化工二部	储存废液	废液罐 (T-4006)	液体储存类	聚苯乙烯装置	4.2m ³	2.37m	储存废液	①单层钢制储罐	含苯废液

表 4-9 厂区地下、半地下池体一览表

序号	作业部	涉及工业活动	重点场所或者重点设施设备	重点场所和重点设备设施类型	场所或设施设备所在位置	场所或设施设备规格/型号/结构	埋地深度	储存池类型	土壤污染预防设施/功能	涉及有毒有害物质
1	炼油一部	储存含油污水	1#污水提升池(BA-101)	液体储存类	常减压蒸馏一装置	110m ³	6m	地下储存池	①防渗池体 ②泄漏检测设施	含油污水
2	炼油一部	储存含油污水	2#污水提升池(BA-201)	液体储存类	蜡油催化裂化装置	115.5m ³	6m	地下储存池	①防渗池体 ②泄漏检测设施	含油污水
3	炼油一部	储存含油污水	3#污水提升池(BA-301)	液体储存类	加氢二B装置	198m ³	6m	地下储存池	①防渗池体 ②泄漏检测设施	含油污水
4	炼油一部	储存脱硫废水	事故池(U6301)	液体储存类	蜡油催化裂化装置	57.75m ³	5m	地下储存池	①防渗池体	脱硫废水
5	炼油一部	储存浆液	浆液缓冲池(U6501)	液体储存类	蜡油催化裂化装置	91m ³	6m	地下储存池	①防渗池体	脱硫废水
6	炼油一部	储存脱硫废水	排液池(U6502)	液体储存类	蜡油催化裂化装置	78.9m ³	6m	地下储存池	①防渗池体	脱硫废水
7	炼油二部	收集初期雨水	0号雨水收集池	液体储存类	重油催化裂化装置	900m ³	7.2m	地下或者半地下储存池	①防渗池体	含油雨水
8	炼油二部	收集含油污水	1号池污水收集池	液体储存类	重油催化裂化装置	576m ³	7.2m	地下或者半地下储存池	①防渗池体	含油污水
9	炼油二部	收集含油污水	2号池污水收集池	液体储存类	重油催化裂化装置	362.88m ³	7.2m	地下或者半地下储存池	①防渗池体	含油污水
10	炼油二部	收集污油池	3号池污油池	液体储存类	重油催化裂化装置	230.4m ³	7.2m	地下或者半地下储存池	①防渗池体	含油污水
11	炼油二部	收集含油污水	4号污水提升池	液体储存类	脱硫二装置	125.7m ³	4m	地下或者半地下储存池	①防渗池体	含油污水
12	炼油二部	储存含油污水	8#污水提升池	液体储存类	重整二收装置	125.7m ³	5m	地下或者半地下储存池	①防渗池体	含油污水
13	炼油二部	收集含油污水	007池	液体储存类	碱渣装置	60m ³	6m	地下或者半地下储存池	①防渗池体	碱渣废水

序号	作业部	涉及工业活动	重点场所或者重点设施设备	重点场所和重点设备设施类型	场所或设施设备所在位置	场所或设施设备规格/型号/结构	埋地深度	储存池类型	土壤污染预防设施/功能	涉及有毒有害物质
14	炼油三部	储存含油污水	7号污水提升池	液体储存类	延迟焦化三装置	67.5m ³	5m	地下或者半地下储存池	①防渗池体	含油污水
15	炼油三部	储存含油污水	10号污水提升池	液体储存类	污水汽提五装置	216m ³	3.6m	地下或者半地下储存池	①防渗池体	含油污水
16	炼油三部	暂存石油焦、水	焦池	固、液体储存类	延迟焦化二装置	5000m ³	6.3m	地下或者半地下储存池	①防渗池体	含油污水
17	炼油三部	切焦水	切焦水沉淀池	液体储存类	延迟焦化二装置	2000m ³	5.5m	地下或者半地下储存池	①防渗池体	含油污水
18	炼油三部	切焦水	切焦水沉淀池	液体储存类	延迟焦化三装置	400m ³	0m	地下或者半地下储存池	①防渗池体	含油污水
19	炼油三部	暂存石油焦、水	脱水仓	固、液体储存类	延迟焦化三装置	2400m ³	4m	地下或者半地下储存池	①防渗池体	含油污水
20	炼油四部	储存含油污水	9#污水提升池	液体储存类	柴油加氢改质装置西南方向	129m ³	3m	地下或者半地下储存池	①防渗池体 ②泄漏检测设施	含油污水
21	炼油四部	储存含油污水	11#含油污水提升池	液体储存类	制氢装置	56m ³	4.8m	地下或者半地下储存池	①防渗池体 ②泄漏检测设施	含油污水
22	炼油四部	储存碳酸钾溶液	地下槽	液体储存类	制氢装置	53.6m ³	4.3m	地下或者半地下储存池	①防渗池体	碳酸钾溶液
23	化工一部	储存含油污水	A0601池	液体储存类	贮运装置	500m ³	3.5m	地下或者半地下储存池	①防渗池体 ②泄漏检测设施	含油污水
24	化工一部	储存含油污水	A4820池	液体储存类	丁二烯装置	1260m ³	7.5m	地下或者半地下储存池	①防渗池体 ②泄漏检测设施	含油污水
25	化工一部	储存废碱水	废碱液罐(A1349)	液体储存类	乙烯裂解装置	8m ³	2.5m	地下或者半地下储存池	①防渗池体 ②泄漏检测设施	废碱
26	化工一部	储存废碱水	废碱液罐(A4790)	液体储存类	乙烯裂解装置	5m ³	2.5m	地下或者半地下储存池	①防渗池体 ②泄漏检测设施	废碱
27	化工	储存废酸水	废酸水罐	液体储存类	乙烯裂解装	5m ³	2.5m	地下或者半	①防渗池体	废酸

序号	作业部	涉及工业活动	重点场所或者重点设施设备	重点场所和重点设备设施类型	场所或设施设备所在位置	场所或设施设备规格/型号/结构	埋地深度	储存池类型	土壤污染预防设施/功能	涉及有毒有害物质
	一部		(A4791)		置			地下储存池	②泄漏检测设施	
28	化工二部	储存含油污水	聚乙烯污水预处理池	液体储存类	聚乙烯装置	250m ³	4m	地下或者半地下储存池	①防渗池体 ②泄漏检测设施	含油污水
29	化工二部	储存含油污水	JC-401	液体储存类	苯乙烯装置	900m ³	6m	地下或者半地下储存池	①防渗池体 ②泄漏检测设施	含油污水
30	化工二部	储存含油污水	GZ-401	液体储存类	苯乙烯装置	5m ³	0m	地下或者半地下储存池	①防渗池体 ②泄漏检测设施	含油污水
31	化工二部	储存油泥、水	PP1 聚合污水池	液体储存类	聚丙烯一装置	152m ³	3m	地下或者半地下储存池	①防渗池体 ②泄漏检测设施	含聚合颗粒废水
32	化工二部	储存细粉、水	PP1 造粒污水池	液体储存类	聚丙烯一装置	12.7m ³	1.7m	地下或者半地下储存池	①防渗池体 ②泄漏检测设施	含聚合颗粒废水
33	化工二部	储存油泥、水	PP1 催化剂岗外小池	液体储存类	聚丙烯一装置	13.5m ³	2.4m	地下或者半地下储存池	①防渗池体 ②泄漏检测设施	含聚合颗粒废水
34	化工二部	储存污水、污泥	2#聚丙烯含油大污水池	液体储存类	聚丙烯二装置	528m ³	4.5m	地下或者半地下储存池	①防渗池体 ②泄漏检测设施	含聚合颗粒废水
35	化工二部	储存含油污水	PP3 含油污水池	液体储存类	聚丙烯三装置	200m ³	5m	地下或者半地下储存池	①防渗池体 ②泄漏检测设施	含聚合颗粒废水
36	化工二部	储存含油污水	PP3 聚合物水池	液体储存类	聚丙烯三装置	35m ³	5m	地下或者半地下储存池	①防渗池体 ②泄漏检测设施	含聚合颗粒废水
37	化工二部	储存含油污水	聚苯乙烯污水预处理池	液体储存类	聚苯乙烯装置	236m ³	4.3m	地下或者半地下储存池	①防渗池体 ②泄漏检测设施	含聚合颗粒废水
38	贮运部	储存初期雨水	4#-9#初期雨水隔油池	液体储存类	1#罐区	6*510m ³	3m	地下或者半地下储存池	①防渗池体 ②泄漏检测设施	含油雨水
39	贮运部	储存含油污水	1#-3#含油污水隔油池	液体储存类	1#罐区	3*510m ³	3m	地下或者半地下储存池	①防渗池体 ②泄漏检测设施	含油污水
40	贮运部	储存含油污水	含油污水隔油池	液体储存类	5#罐区	510m ³	4m	地下或者半地下储存池	①防渗池体 ②泄漏检测设施	含油污水
41	贮运	储存初期雨水	1#-5#初期雨水	液体储存类	16#罐区	5*510m ³	3m	地下或者半	①防渗池体	含油雨水

序号	作业部	涉及工业活动	重点场所或者重点设施设备	重点场所和重点设备设施类型	场所或设施设备所在位置	场所或设施设备规格/型号/结构	埋地深度	储存池类型	土壤污染预防设施/功能	涉及有毒有害物质
	部		隔油池					地下储存池	②泄漏检测设施	
42	贮运部	储存含油污水	5#污水提升池	液体储存类	6#罐区	200m ³	4m	地下或者半地下储存池	①防渗池体 ②泄漏检测设施	含油污水
43	贮运部	储存含油污水	含油污水提升池	液体储存类	2#罐区	40m ³	4m	地下或者半地下储存池	①防渗池体 ②泄漏检测设施	含油污水
44	贮运部	储存含油污水	含油污水提升池	液体储存类	3#罐区	40m ³	4m	地下或者半地下储存池	①防渗池体 ②泄漏检测设施	含油污水
45	贮运部	储存含油污水	含油污水提升池	液体储存类	4#罐区	40m ³	4m	地下或者半地下储存池	①防渗池体 ②泄漏检测设施	含油污水
46	贮运部	储存含油污水	含油污水提升池	液体储存类	9#罐区	40m ³	4m	地下或者半地下储存池	①防渗池体 ②泄漏检测设施	含油污水
47	贮运部	储存含油污水	含油污水提升池	液体储存类	17#罐区	40m ³	4m	地下或者半地下储存池	①防渗池体 ②泄漏检测设施	含油污水
48	贮运部	储存含油污水	含油污水提升池	液体储存类	18#罐区	40m ³	4m	地下或者半地下储存池	①防渗池体 ②泄漏检测设施	含油污水
49	贮运部	储存含油污水	含油污水提升池	液体储存类	19#罐区	40m ³	4m	地下或者半地下储存池	①防渗池体 ②泄漏检测设施	含油污水
50	水务部	储存污水	平流隔油池三(C7801)	液体储存类	炼油污水处理装置	4×693m ³	0.5m	地下或者半地下储存池	①防渗池体 ②泄漏检测设施	含油污水
51	水务部	储存污水	水解池(C7804)	液体储存类	炼油污水处理装置	2×534.2658 75m ³	0.5m	地下或者半地下储存池	①防渗池体	污水
52	水务部	储存污水	吸附池(C7805)	液体储存类	炼油污水处理装置	1×1228.5m ³	0.5m	地下或者半地下储存池	①防渗池体	污水
53	水务部	储存污水	好氧池(C7806)	液体储存类	炼油污水处理装置	6×534.2658 75m ³	0.5m	地下或者半地下储存池	①防渗池体	污水
54	水务部	储存污水	缺氧池(C7807)	液体储存类	炼油污水处理装置	2×1079.325 m ³	0.5m	地下或者半地下储存池	①防渗池体	污水
55	水务	储存污水	吸附沉淀池	液体储存类	炼油污水处理	1×2387.97m	0.5m	地下或者半	①防渗池体	污水

序号	作业部	涉及工业活动	重点场所或者重点设施设备	重点场所和重点设备设施类型	场所或设施设备所在位置	场所或设施设备规格/型号/结构	埋地深度	储存池类型	土壤污染预防设施/功能	涉及有毒有害物质
	部		(C7808)		理装置	3		地下储存池	②泄漏检测设施	
56	水务部	储存污水	絮凝池(C7809)	液体储存类	炼油污水处理装置	$1 \times 1591.98m^3$	0.5m	地下或者半地下储存池	①防渗池体	污水
57	水务部	储存污水	曝气生物滤池(C7810)	液体储存类	炼油污水处理装置	$20 \times 188.1m^3$	0.5m	地下或者半地下储存池	①防渗池体	污水
58	水务部	储存污水	生物滤池池体(T7707)	液体储存类	炼油污水处理装置	$1 \times 261.95m^3$	0.5m	地下或者半地下储存池	①防渗池体 ②泄漏检测设施	污水
59	水务部	储存污水	氧化沟(C7209A/B)	液体储存类	炼油污水处理装置	$2 \times 4800m^3$	0.5m	地下或者半地下储存池	①防渗池体	污水
60	水务部	储存污水	二沉池(C7210A/B)	液体储存类	炼油污水处理装置	$2 \times 2486.88m^3$	0.5m	地下或者半地下储存池	①防渗池体 ②泄漏检测设施	污水
61	水务部	储存污水	1#污水提升池	液体储存类	炼油污水处理装置	$1 \times 140.4m^3$	0.5m	地下或者半地下储存池	①防渗池体 ②泄漏检测设施	污水
62	水务部	储存污水	1#反洗清水池	液体储存类	炼油污水处理装置	$1 \times 178.425m^3$	0.5m	地下或者半地下储存池	①防渗池体 ②泄漏检测设施	污水
63	水务部	储存污水	臭氧接触池	液体储存类	炼油污水处理装置	$4 \times 229.68m^3$	0.5m	地下或者半地下储存池	①防渗池体	污水
64	水务部	储存污水	臭氧消解池	液体储存类	炼油污水处理装置	$1 \times 237.6m^3$	0.5m	地下或者半地下储存池	①防渗池体	污水
65	水务部	储存污水	碳源混合池	液体储存类	炼油污水处理装置	$1 \times 12.288m^3$	0.5m	地下或者半地下储存池	①防渗池体	污水
66	水务部	储存污水	2#污水提升池	液体储存类	炼油污水处理装置	$1 \times 110.976m^3$	0.5m	地下或者半地下储存池	①防渗池体 ②泄漏检测设施	污水
67	水务部	储存污水	反硝化池	液体储存类	炼油污水处理装置	$6 \times 210m^3$	0.5m	地下或者半地下储存池	①防渗池体 ②泄漏检测设施	污水
68	水务部	储存污水	3#污水提升池	液体储存类	炼油污水处理装置	$1 \times 110.976m^3$	0.5m	地下或者半地下储存池	①防渗池体 ②泄漏检测设施	污水
69	水务	储存污水	硝化池	液体储存类	炼油污水处理装置	$4 \times 210m^3$	0.5m	地下或者半	①防渗池体	污水

序号	作业部	涉及工业活动	重点场所或者重点设施设备	重点场所和重点设备设施类型	场所或设施设备所在位置	场所或设施设备规格/型号/结构	埋地深度	储存池类型	土壤污染预防设施/功能	涉及有毒有害物质
	部			理装置				地下储存池	②泄漏检测设施	
70	水务部	储存污水	高密度沉淀池	液体储存类	炼油污水处理装置	2×450m ³	0.5m	地下或者半地下储存池	①防渗池体 ②泄漏检测设施	污水
71	水务部	储存污水	4#污水提升池	液体储存类	炼油污水处理装置	1×184.92m ³	0.5m	地下或者半地下储存池	①防渗池体 ②泄漏检测设施	污水
72	水务部	储存污水	2#反洗清水池	液体储存类	炼油污水处理装置	1×337.68m ³	0.5m	地下或者半地下储存池	①防渗池体 ②泄漏检测设施	污水
73	水务部	储存污水	反洗废水池	液体储存类	炼油污水处理装置	1×275m ³	0.5m	地下或者半地下储存池	①防渗池体 ②泄漏检测设施	污水
74	水务部	储存污水	S-zorb 烟脱废水曝气池	液体储存类	炼油污水处理装置	1×160.8m ³	0.5m	地下或者半地下储存池	①防渗池体	脱硫废水
75	水务部	储存污水	重催烟脱废水曝气池	液体储存类	炼油污水处理装置	1×160.8m ³	0.5m	地下或者半地下储存池	①防渗池体	脱硫废水
76	水务部	储存乙酸钠	乙酸钠配制池	液体储存类	炼油污水处理装置	2×15.625m ³	0.5m	地下或者半地下储存池	①防渗池体 ②泄漏检测设施	/
77	水务部	储存混凝剂	混凝剂药池	液体储存类	炼油污水处理装置	2×15.625m ³	0.5m	地下或者半地下储存池	①防渗池体 ②泄漏检测设施	/
78	水务部	储存活性炭	活性炭配制池	液体储存类	炼油污水处理装置	2×52.5m ³	0.5m	地下或者半地下储存池	①防渗池体 ②泄漏检测设施	/
79	水务部	储存污油	平流隔油池一(C7103)	液体储存类	炼油污水处理装置	3×182.25m ³	0.5m	地下或者半地下储存池	①防渗池体 ②泄漏检测设施	含油污水
80	水务部	储存污水	沉淀池一(AO)(C7303)	液体储存类	炼油污水处理装置	2×1350.2m ³	0.5m	地下或者半地下储存池	①防渗池体 ②泄漏检测设施	污水
81	水务部	储存污水	沉淀池二(接触)(C7304)	液体储存类	炼油污水处理装置	2×538.51m ³	0.5m	地下或者半地下储存池	①防渗池体 ②泄漏检测设施	污水
82	水务部	储存污水	MBR 池(T7501A/H)	液体储存类	炼油污水处理装置	1×4810m ³	0.5m	地下或者半地下储存池	①防渗池体 ②泄漏检测设施	污水
83	水务	储存污水	A/O 池(C7105)	液体储存类	炼油污水处理	4×8712m ³	0.5m	地下或者半	①防渗池体	污水

序号	作业部	涉及工业活动	重点场所或者重点设施设备	重点场所和重点设备设施类型	场所或设施设备所在位置	场所或设施设备规格/型号/结构	埋地深度	储存池类型	土壤污染预防设施/功能	涉及有毒有害物质
	部			理装置				地下储存池		
84	水务部	储存污水	接触池(C7105)	液体储存类	炼油污水处理装置	4×3432m ³	0.5m	地下或者半地下储存池	①防渗池体	污水
85	水务部	储存污水	废水收集池(C7305)	液体储存类	炼油污水处理装置	1×216m ³	0.5m	地下或者半地下储存池	①防渗池体 ②泄漏检测设施	污水
86	水务部	储存污水	旧场 1-7#井	液体储存类	炼油污水处理装置	7×90m ³	0.5m	地下或者半地下储存池	①防渗池体 ②泄漏检测设施	污水
87	水务部	储存污水	斜板隔油池(AY-4961)	液体储存类	化工污水处理装置	184m ³	0.5m	地下或者半地下储存池	①防渗池体 ②泄漏检测设施	污水
88	水务部	储存污水	废碱液池(A-4927)	液体储存类	化工污水处理装置	150m ³	0.5m	地下或者半地下储存池	①防渗池体 ②泄漏检测设施	污水
89	水务部	储存污水	均质池(A-4940A)	液体储存类	化工污水处理装置	4200m ³	0.3m	地下或者半地下储存池	①防渗池体 ②泄漏检测设施	污水
90	水务部	储存污水	事故调节池(A-4940B)	液体储存类	化工污水处理装置	3700m ³	0.3m	地下或者半地下储存池	①防渗池体 ②泄漏检测设施	污水
91	水务部	储存污水	中和池(AY-4941)	液体储存类	化工污水处理装置	45m ³	0.3m	地下或者半地下储存池	①防渗池体 ②泄漏检测设施	污水
92	水务部	储存污水	浮选池(AY-4924)	液体储存类	化工污水处理装置	150m ³	0.3m	地下或者半地下储存池	①防渗池体 ②泄漏检测设施	污水
93	水务部	储存污水	曝气池(AY-4943)	液体储存类	化工污水处理装置	2560m ³	0.3m	地下或者半地下储存池	①防渗池体 ②泄漏检测设施	污水
94	水务部	储存污水	二沉池(AY-4944)	液体储存类	化工污水处理装置	1200m ³	2m	地下或者半地下储存池	①防渗池体 ②泄漏检测设施	污水
95	水务部	储存污水	砂滤池(FY-4951)	液体储存类	化工污水处理装置	150m ³	0.3m	地下或者半地下储存池	①防渗池体 ②泄漏检测设施	污水
96	水务部	储存污水	过滤后水池(AY-4953)	液体储存类	化工污水处理装置	178m ³	3.2m	地下或者半地下储存池	①防渗池体 ②泄漏检测设施	污水
97	水务	储存污水	生态监测池	液体储存类	化工污水处理装置	192m ³	0.3m	地下或者半	①防渗池体	污水

序号	作业部	涉及工业活动	重点场所或者重点设施设备	重点场所和重点设备设施类型	场所或设施设备所在位置	场所或设施设备规格/型号/结构	埋地深度	储存池类型	土壤污染预防设施/功能	涉及有毒有害物质
	部		(A-2000)		理装置			地下储存池	②泄漏检测设施	
98	水务部	储存污水	加氯池(A-4947)	液体储存类	化工污水处理装置	110m ³	2.3m	地下或者半地下储存池	①防渗池体 ②泄漏检测设施	污水
99	水务部	储存污水	排水泵站(A-1999)	液体储存类	化工污水处理装置	285m ³	5.2m	地下或者半地下储存池	①防渗池体 ②泄漏检测设施	污水
100	水务部	储存污水	好氧消化池(AY-4942)	液体储存类	化工污水处理装置	920m ³	0.5m	地下或者半地下储存池	①防渗池体 ②泄漏检测设施	污泥
101	水务部	储存污泥、污水	污泥浓缩池(AY-4948)	液体储存类	化工污水处理装置	99m ³	0.5m	地下或者半地下储存池	①防渗池体 ②泄漏检测设施	污泥
102	水务部	储存污泥、污水	污泥停留池(AY-4952)	液体储存类	化工污水处理装置	80m ³	0.5m	地下或者半地下储存池	①防渗池体 ②泄漏检测设施	污泥
103	水务部	储存污水	排水收集池(A-4930)	液体储存类	化工污水处理装置	130m ³	5m	地下或者半地下储存池	①防渗池体 ②泄漏检测设施	污水
104	水务部	储存污水	南水体防控水池	液体储存类	化工污水处理装置	15000m ³	4m	地下或者半地下储存池	①防渗池体 ②泄漏检测设施	污水
105	水务部	储存污水	北水体防控水池	液体储存类	化工污水处理装置	12000m ³	3.5m	地下或者半地下储存池	①防渗池体 ②泄漏检测设施	污水
106	热电部	储存灰浆冲洗水	液体储存类	灰浆冲洗池	热电一联合区域煤粉锅炉装置	240m ³	3m	地下或者半地下储存池	①防渗池体 ②泄漏检测设施	脱硫废水
107	热电部	储存循环水	循环水池	液体储存类	热电二联合区域	6000m ³	2m	地下或者半地下储存池	①防渗池体 ②泄漏检测设施	/
108	热电部	储存循环水	循环水泵前池	液体储存类	热电二联合区域	800m ³	5m	地下或者半地下储存池	①防渗池体 ②泄漏检测设施	/
109	热电部	循环水、焦棚污水	清污分流池	液体储存类	热电二联合区域	125m ³	5m	地下或者半地下储存池	①防渗池体 ②泄漏检测设施	/

表 4-10 厂区地下管道一览表

序号	作业部	涉及工业活动	重点场所或者重点设施设备	重点场所和重点设备设施类型	场所或设施设备所在位置		场所或设施设备规格/型号/结构	埋地深度	管道类型	土壤污染防治设施/功能	涉及有毒有害物质
					管道起点	管道终点					
1	炼油四部	传输含盐污水	电脱盐排水至污水场	散装液体转运与场内运输	蒸馏三	污水处理厂	20#	0.9m	地下管道	①单层管道	含盐污水
2	化工二部	传输废水	废水外送管线	散装液体转运与场内运输	聚丙烯二装置界区污水池	炼油区水务部高浓度污水罐	CS	2m	地下管道	①单层管道	含油污水
3	化工二部	传输废水	废水外送管线	散装液体转运与场内运输	PP2 东门岗污水泵	炼油区水务部低浓度污水池	CS	2m	地下管道	①单层管道	含油污水
4	贮运部	传输原油	L102	散装液体转运与场内运输	原油罐区	蒸馏一装置	20#	2.5m	地下管道	①单层管道	原油
5	贮运部	传输原油	L103	散装液体转运与场内运输	蒸馏一装置	原油罐区	20#	2.5m	地下管道	①单层管道	原油
6	贮运部	传输原油	L108	散装液体转运与场内运输	原油隔油池	原油 L101 管线	20#	2.5m	地下管道	①单层管道	原油
7	贮运部	传输原油	L112	散装液体转运与场内运输	原油罐区	蒸馏三装置	20#	2.5m	地下管道	①单层管道	原油
8	贮运部	传输柴油	L411	散装液体转运与场内运输	4#罐区	加氢装置	20#	1m	地下管道	①单层管道	柴油
9	贮运部	传输柴油	L415	散装液体转运与场内运输	4#罐区	重油装油台	20#	2.5m	地下管道	①单层管道	柴油
10	贮运部	传输汽油	L813	散装液体转运与场内运输	8#罐区	省油库	20#	1.2m	地下管道	①单层管道	汽油
11	贮运部	传输航煤	L915	散装液体转运与场内运输	航煤罐区(双向)	航煤加氢装置(双向)	20#	1.2m	地下管道	①单层管道	航煤
12	贮运部	传输直柴	L1214/1	散装液体转运	12#罐区(双)	加氢(二)	20#	1.2m	地下	①单层管道	柴油

				与场内运输	向)	B 装置(双 向)			管道		
13	贮运部	传输催柴	L1215	散装液体转运 与场内运输	12#罐区(双 向)	加氢(二) A(双向)	20#	1.2m	地下 管道	①单层管道	柴油
14	贮运部	传输柴油	L410	散装液体转运 与场内运输	G1603 罐防 火堤外东侧	G1605 罐防 火堤内西侧	20#	2.3m	地下 管道	①单层管道	柴油
15	贮运部	传输柴油	L411	散装液体转运 与场内运输	G1603 罐防 火堤外东侧	G1605 罐防 火堤内西侧	20#	2.3m	地下 管道	①单层管道	柴油
16	贮运部	传输柴油	L16413	散装液体转运 与场内运输	G1603 罐防 火堤外东南 侧	G1607 罐防 火堤内西侧	20#	2.3m	地下 管道	①单层管道	柴油
17	贮运部	传输含油 污水	1#罐区污 水管	散装液体转运 与场内运输	G101-114	原油隔油池	碳钢、水泥管	1.5-2 m	地下 管道	①单层管道	含油污水
18	贮运部	传输含油 污水	2#罐区污 水管	散装液体转运 与场内运输	G201-218	2#罐区污水 池	碳钢、水泥管	1.5m	地下 管道	①单层管道	含油污水
19	贮运部	传输含油 污水	3#罐区污 水管	散装液体转运 与场内运输	G301-308	3#罐区污水 池	碳钢、水泥管	1.5m	地下 管道	①单层管道	含油污水
20	贮运部	传输含油 污水	4#罐区污 水管	散装液体转运 与场内运输	G401-416	汽柴提升池	碳钢、水泥管	1.5-2 m	地下 管道	①单层管道	含油污水
21	贮运部	传输含油 污水	7#罐区污 水管	散装液体转运 与场内运输	G701-707	7#雨污水提 升池	碳钢、水泥管	1.5-2 m	地下 管道	①单层管道	含油污水
22	贮运部	传输含油 污水	8#罐区污 水管	散装液体转运 与场内运输	G801-818	汽柴提升池	碳钢、水泥管	1.5-2 m	地下 管道	①单层管道	含油污水
23	贮运部	传输含油 污水	9#罐区污 水管	散装液体转运 与场内运输	G901-904	9#罐区污水 池	碳钢、水泥管	1.5-2 m	地下 管道	①单层管道	含油污水
24	贮运部	传输含油 污水	11#罐区污 水管	散装液体转运 与场内运输	G1101-1108	重催提升池	碳钢、水泥管	1.5-2 m	地下 管道	①单层管道	含油污水
25	贮运部	传输含油 污水	12#罐区污 水管	散装液体转运 与场内运输	G1201-1210	9#罐区污水 池	碳钢、水泥管	1.5-2 m	地下 管道	①单层管道	含油污水
26	贮运部	传输含油 污水	14#罐区污 水管	散装液体转运 与场内运输	G1401-1410	汽柴提升池	碳钢、水泥管	1.5-2 m	地下 管道	①单层管道	含油污水

27	贮运部	传输含油污水	16#罐区污水管	散装液体转运与场内运输	G1601-1613	收转污水池	碳钢、水泥管	1-2m	地下管道	①单层管道	含油污水
28	贮运部	传输含油污水	17#罐区污水管	散装液体转运与场内运输	G1701-1704	17#罐区污水池	碳钢、水泥管	1.5m	地下管道	①单层管道	含油污水
29	贮运部	传输含油污水	18#罐区污水管	散装液体转运与场内运输	G1801-1804	18#罐区污水池	碳钢、水泥管	1.5m	地下管道	①单层管道	含油污水
30	贮运部	传输含油污水	19#罐区污水管	散装液体转运与场内运输	G1901-1905	19#罐区污水池	碳钢、水泥管	1.5-2m	地下管道	①单层管道	含油污水
31	贮运部	传输含油污水	20#罐区污水管	散装液体转运与场内运输	G2001-2010	原油隔油池	碳钢、水泥管	1.5-2m	地下管道	①单层管道	含油污水
32	水务部	传输外排废水	外排管(WS001)	散装液体转运与场内运输	旧场泵房	珠江排放口	碳钢、水泥管	5m	地下管道	①双层管道 ②泄漏检测设施	达标污水
33	水务部	传输污油	南北调节罐收油管(WY001)	散装液体转运与场内运输	南北调节罐	平流隔油池	碳钢	2m	地下管道	①单层管道	污油
34	水务部	传输污油	高浓度收油管(WY002)	散装液体转运与场内运输	平流隔油池	污油罐区	碳钢	2m	地下管道	①单层管道	污油
35	水务部	传输浮渣/池底泥	高浓度排池底泥/浮渣管(FZ001)	散装液体转运与场内运输	浮选	浮渣罐	碳钢	2m	地下管道	①单层管道	浮渣
36	水务部	传输污油	1#井污油提升管(WY003)	散装液体转运与场内运输	1#井	污油罐区	碳钢	2m	地下管道	①单层管道	污油
37	水务部	传输油泥	2#井排泥管(WN001)	散装液体转运与场内运输	2#井	剩余污泥储罐	碳钢	2m	地下管道	①单层管道	污泥
38	水务部	传输浮渣	浮渣进三泥系统管	散装液体转运与场内运输	7#8#罐	三泥系统	碳钢	2m	地下管道	①单层管道	浮渣

			(FZ003)								
39	水务部	传输污水	氧化沟出水管(WS034)	散装液体转运与场内运输	氧化沟	南沉淀池	碳钢	2m	地下管道	①单层管道	污水
40	水务部	传输污水	絮凝沉淀池出水管(WS035)	散装液体转运与场内运输	絮凝沉淀池	1#污水提升池	碳钢	2m	地下管道	①单层管道	污水
41	水务部	传输污水	臭氧接触池出水管(WS036)	散装液体转运与场内运输	臭氧接触池	BAf	碳钢	2m	地下管道	①单层管道	污水
42	水务部	传输污水	BAF出水管(WS037)	散装液体转运与场内运输	BAF	反硝化生物滤池	碳钢	2m	地下管道	①单层管道	污水
43	水务部	传输污水	7#井 6#井连通管(WS039)	散装液体转运与场内运输	旧场 7#井	旧场 6#井	碳钢	2m	地下管道	①单层管道	污水
44	水务部	传输污水	3#4#井提升泵出水管(WS040)	散装液体转运与场内运输	3#4#井	利浦罐	碳钢	2m	地下管道	①单层管道	污水
45	水务部	传输污水	3#4#井提升泵出水管(WS041)	散装液体转运与场内运输	3#4#井	南北调节罐	碳钢	2m	地下管道	①单层管道	污水
46	水务部	传输污水	AO沉淀池出水至MBR提升管(WS042)	散装液体转运与场内运输	AO沉淀池	MBR	碳钢	2m	地下管道	①单层管道	污水
47	水务部	传输活性污泥	AO沉淀池排泥管	散装液体转运与场内运输	AO/接触沉淀池	污泥储罐	碳钢	2m	地下管道	①单层管道	污泥

			(WS043)								
48	水务部	传输污水	接触沉淀池出水管(WS044)	散装液体转运与场内运输	接触沉淀池	吸附塔	碳钢	2m	地下管道	①单层管道	污水
49	水务部	传输污水	AO池内回流管(WS045)	散装液体转运与场内运输	AO池O池	AO池A池	碳钢	2m	地下管道	①单层管道	污水
50	水务部	传输污水	低浓度浮选出水管(WS046)	散装液体转运与场内运输	浮选	AO池	碳钢	2m	地下管道	①单层管道	污水
51	水务部	传输污水	AO池出水管(WS047)	散装液体转运与场内运输	AO池	AO沉淀池	碳钢	2m	地下管道	①单层管道	污水
52	水务部	传输循环水	五循循环水管线	散装液体转运与场内运输	五循	干气	20#	2m	地下管道	①单层管道	循环水
53	水务部	传输循环水	五循循环水管线	散装液体转运与场内运输	干气处	聚丙烯	20#	3m	地下管道	①单层管道	循环水
54	水务部	传输循环水	五循循环水管线	散装液体转运与场内运输	聚丙烯	聚乙烯	20#	3m	地下管道	①单层管道	循环水
55	水务部	传输循环水	五循循环水管线	散装液体转运与场内运输	聚乙烯	空压	20#	3m	地下管道	①单层管道	循环水
56	水务部	传输循环水	五循循环水管线	散装液体转运与场内运输	五循	PP3	20#	3m	地下管道	①单层管道	循环水
57	水务部	传输循环水	四循循环水管线	散装液体转运与场内运输	四循	芳烃	20#	3m	地下管道	①单层管道	循环水
58	水务部	传输循环水	四循循环水管线	散装液体转运与场内运输	8#路	裂解	20#	3m	地下管道	①单层管道	循环水
59	水务部	传输循环水	四循循环水管线	散装液体转运与场内运输	6号阀	8#、11#交界	20#	3m	地下管道	①单层管道	循环水
60	水务部	传输循环水	四循循环水管线	散装液体转运与场内运输	8#、11#交界	聚苯乙烯	20#	3m	地下管道	①单层管道	循环水

61	水务部	传输循环水	四循循环水管线	散装液体转运与场内运输	聚苯乙烯	碳五	20#	3m	地下管道	①单层管道	循环水
62	水务部	传输循环水	四循循环水管线	散装液体转运与场内运输	冷水站	苯乙烯	20#	3m	地下管道	①单层管道	循环水
63	水务部	传输废碱液	废碱液管线	散装液体转运与场内运输	炼油区污水装置	炼油区污水装置	20#	3m	地下管道	①单层管道	废碱液
64	水务部	传输污水	回用水管	散装液体转运与场内运输	化工循环水	化工循环水	20#	2m	地下管道	①单层管道	污水
65	水务部	传输污水	污水外排污管	散装液体转运与场内运输	化工污水	珠江外排口	玻璃钢	1m	地下管道	①单层管道	污水
66	水务部	传输污水	北水体防控池排污管线	散装液体转运与场内运输	北水体防控池	化工污水场	20#	2m	地下管道	①单层管道	污水
67	水务部	传输污水	南水体防控池排污管线	散装液体转运与场内运输	南水体防控池	化工污水场	20#	1m	地下管道	①单层管道	污水
68	水务部	传输污水	生活污水排污管线	散装液体转运与场内运输	生活污水池	化工污水场	20#	1m	地下管道	①单层管道	污水
69	水务部	传输污水	循环水排污管线	散装液体转运与场内运输	循环水装置缓冲池	化工污水场	20#	1m	地下管道	单层管道	污水
70	热电部	锅炉冲渣水	灰浆泵房	废水排水系统	4#电除尘西侧 100 米	鸡啼坑灰库	铸石管 290m	1m	地下管道	①注意排水沟、污泥收集设施、油水分离设施、设施连接处和有关涵洞、排水口等，防止渗漏	灰水
71	热电部	循环水排污水	循环水场	废水排水系统	循环水池南侧清污分流池	炼油污水场清污分流罐	150m ³	0.5m	已建成的地下	①注意排水沟、污泥收集设施、油水分离设施、设施连接处和有关涵洞、排水口等，防止渗漏	循环水

									废水 排水 系统	离设施、设施 连接处和有 关涵洞、排水 口等，防止渗 漏	
72	热电部	氨水	氨水管线	氨水输送管线	热电一#4炉 西侧	热电二氨水 罐区	100m ³	1m	地下 管道	单层管道	氨水

表 4-11 散装物料装卸设施一览表

序号	作业部	涉及工业活动	重点场所或者重点设施设备	重点场所和重点设备设施类型	场所或设施设备所在位置	场所或设施设备规格/型号/结构	装卸方式	土壤污染预防设施/功能	涉及有毒有害物质
1	炼油三部	装卸焦炭	焦炭开放式装卸平台	货物的储存和运输	延迟焦化二装置	50m ²	开放式装卸	①普通阻隔设施 ②防止雨水进入阻隔设施	焦炭
2	化工一部	装卸混合二甲苯、甲苯、裂解汽油等 6 种原料、辅助原料的卸车进厂；6 种	化工区汽车装卸站	散装液体转运与场内运输	贮运装置	装车量约 15 万 t/a, 卸车量约 2.5 万 t/a	底部装载	①普通阻隔设施, 且能防止雨水进入, 或者及时有效排出雨水 ②溢流保护装置 ③渗漏流失的液体能得到有效收集并定期清理	苯、甲苯、汽油
3	贮运部	装卸重污油、沥青	重油装车台	散装液体转运与场内运输	5#罐区	13*15=195m ²	顶部装载	①普通阻隔设施, 且能防止雨水进入, 或者及时有效排出雨水 ②溢流保护装置 ③渗漏流失的液体能得到有效收集并定期清理	污油、沥青
4	贮运部	装卸沥青	沥青装车台	散装液体转运与场内运输	15#罐区	13*15=195m ²	顶部装载	①普通阻隔设施, 且能防止雨水进入, 或者及时有效排出雨水 ②溢流保护装置 ③渗漏流失的液体能得到有效收集并定期清理	沥青
5	贮运部	装卸航煤、C9、汽油、调制油	芳烃装车台	散装液体转运与场内运输	14#罐区	19*15=285m ²	底部装载	①普通阻隔设施, 且能防止雨水进入, 或者及时有效排出雨水 ②溢流保护装置 ③渗漏流失的液体能得到有效收集并定期清理	航煤、汽油

序号	作业部	涉及工业活动	重点场所或者重点设施设备	重点场所和重点设备设施类型	场所或设施设备所在位置	场所或设施设备规格/型号/结构	装卸方式	土壤污染预防设施/功能	涉及有毒有害物质
6	贮运部	装卸轻污油、重污油	污油卸车台	散装液体转运与场内运输	3#罐区	4*15=60m ²	底部装载	①普通阻隔设施，且能防止雨水进入，或者及时有效排出雨水 ②溢流保护装置 ③渗漏流失的液体能得到有效收集并定期清理	污油
7	水务部	装卸污泥	炼油污泥装车台	散装液体转运与场内运输	炼油污水 处理装置	30m ²	顶部装载	①普通阻隔设施，且能防止雨水进入，或者及时有效排出雨水 ②溢流保护装置 ③渗漏流失的液体能得到有效收集并定期清理	污泥
8	水务部	装卸污泥	化工污泥装车台	散装液体转运与场内运输	化工污水 处理装置	30m ²	顶部装载	①普通阻隔设施，且能防止雨水进入，或者及时有效排出雨水 ②溢流保护装置 ③渗漏流失的液体能得到有效收集并定期清理	污泥
9	热电部	装卸煤	煤场	货物的储存和运输	燃料综合区域	15000m ²	开放式装卸	①防渗阻隔系统，且能防止雨水进入，或者及时有效排出雨水 ②渗漏、流失的液体能得到有效收集并定期清理	煤炭
10	热电部	储存石油焦	焦场	货物的储存和运输	燃料综合区域	2500m ²	开放式装卸	①防渗阻隔系统，且能防止雨水进入，或者及时有效排出雨水 ②渗漏、流失的液体能得到有效收集并定期清理	石油焦

5 重点监测单元识别与分类

5.1 重点单元情况

根据地块内主要装置设施信息、污染物迁移途径等，识别企业内部可能通过渗漏、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。可根据重点设施在企业内分布情况，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。

存在土壤或地下水污染隐患的重点设施一般包括但不仅限于：

- (1) 涉及有毒有害物质的生产区或生产设施；
- (2) 涉及有毒有害物质的原辅材料、产品、固体废物等的堆存、储放；
- (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；
- (4) 贮存或运输有毒有害物质的各类罐槽、管线；
- (5) 三废（废气、废水、固体废物）处理处置或排放区。

本次自行监测工作范围为广州石化企业用地，具体监测范围包括广州石化炼油区、化工区、收转站三个区域。按照《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南（试行）》（HJ 1209-2021），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，特别是在广州石化这种老企业装置布置密集，需要根据现场实际情况进行划分重点单元。重点监测单元又细分为一类单元和二类单元，一类单元是指内部存在隐蔽性重点设施设备的重点监测单元。隐蔽性重点设施设备，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。二类单元是指除一类单元外其他重点监测单元，按照上述要求，共划分为 18 个一类重点监测单元和 6 个二类重点监测单元。详见图 5-1 至图 5-3。



图 5-1 化工区监测单元划分图

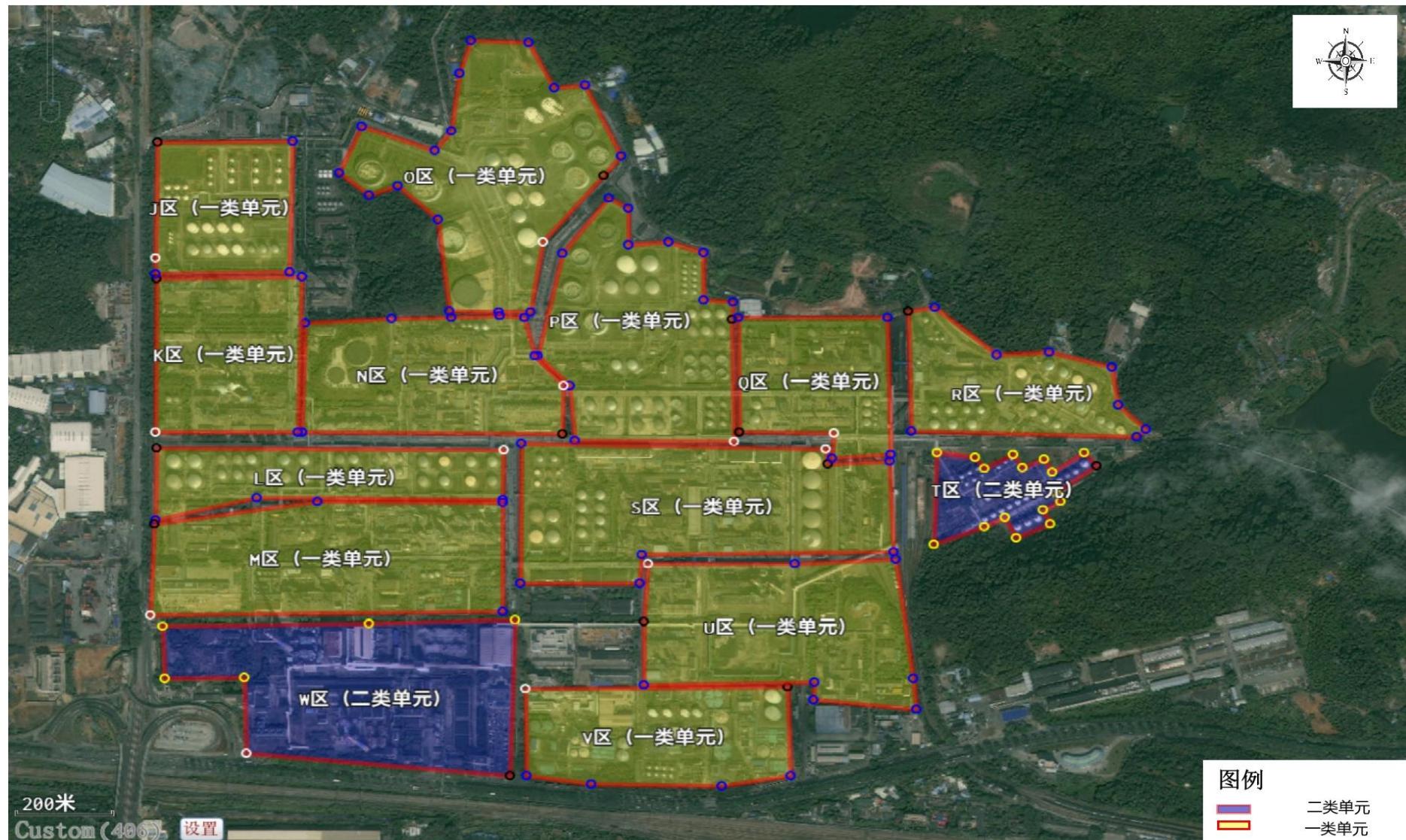


图 5-2 炼油区监测单元划分图



图 5-3 收转区域监测单元划分图

5.2 识别/分类结果及原因

各重点监测单元识别、分类结果及原因见表5-1。由于广州石化生产装置和罐区地面皆按照《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T 50934-2013)要求进行硬化防渗处理,形成大范围水泥硬化,且防火堤围绕范围较大,因此部分装置为联合装置,重点监测单元面积偏大,超过6400m²,各重点监测单元现场照片见图5-4。

表 5-1 重点监测单元清单

企业名称		中国石油化工股份有限公司广州分公司			所属行业		石油化工				
填写日期				填报人员			联系方式				
生产区域	分区	单元内需要监测的重点场所/设施/设备名称	功能(即该重点场所/设施/设备涉及的生产活动)	涉及有毒有害物质清单	关注污染物	设施坐标(中心点坐标)	是否存在隐蔽性设施	单元类别(一类/二类)	单元面积	重点监测单元分区原因	该单元对应的监测点位编号及坐标
化工生产区	A区	1、化工碳五装置区域	处理混合碳五区域	碳五馏分、含油污水	石油类	113° 46' 58.9348" E 23° 14' 17.4444" N	是	一类单元	68555.6m ²	此区域为装置区域, 存在地下储罐, 地面统一硬化, 防火堤连接在一起, 不具备拆分条件。	表层土 AS1 113° 27' 38.22072" E 23° 08' 35.39824" N
		2、化工聚丙烯装置区域	生产聚丙烯	丙烯、乙烯、含油污水	砷、镉、铬(六价)、铅、汞、镍	113° 46' 71.4521" E 23° 14' 14.0586" N	是				地下水 AW1 113° 27' 38.74282" E 23° 08' 39.44188" N
		3、化工聚苯乙烯装置区域及装置配套储罐	生产聚苯乙烯	矿物油、苯乙烯、含油污水	石油烃(C10-C40)、苯乙烯、甲苯、乙苯、砷、镉、铬(六价)、铅、汞、镍	113° 46' 84.7184" E 23° 14' 19.9475" N	是				
	B区	1、化工聚乙烯装置区域	生产聚乙烯	丁烯、含油污水	砷、镉、铬(六价)、铅、汞、镍	113° 47' 27.9362" E 23° 14' 30.4966" N	否	二类单元	74591.3m ²	此区域为装置区域, 物料均未气象, 产品为固态, 地面统一硬化, 不具备拆分条件。	表层土 BS1 113° 27' 53.40248" E 23° 08' 40.68609" N
		2、化工聚丙烯1装置区域	生产聚丙烯	丙烯、乙烯、含油污水	砷、镉、铬(六价)、铅、汞、镍	113° 47' 07.2908" E 23° 14' 25.8124" N	否				地下水 BW1 113° 27' 56.68442" E 23° 08' 43.98710" N
C区	1、化工干	生产乙苯	干气、苯	乙苯	113° 46' 86.7492" E	是	一类	39178.1m ²	此区域为	表层	CS2

企业名称		中国石油化工股份有限公司广州分公司			所属行业	石油化工					
填写日期				填报人员		联系方式					
生产区域	分区	单元内需要监测的重点场所/设施/设备名称	功能(即该重点场所/设施/设备涉及的生产活动)	涉及有毒有害物质清单	关注污染物	设施坐标(中心点坐标)	是否存在隐蔽性设施	单元类别(一类/二类)	单元面积	重点监测单元分区原因	该单元对应的监测点位编号及坐标
D区		气制乙苯装置区域及装置配套罐区				23° 13' 92.9992" N		单元		装置区域, 存在地下储罐, 地面统一硬化, 防火堤连接在一起, 不具备拆分条件。	土 113° 27' 48.66791" E 23° 08' 29.14985" N
		2、苯乙烯装置区域及装置配套罐区	生产苯乙烯	苯、乙烯、废液	苯、苯乙烯、铬	113° 46' 88.7825" E 23° 14' 04.2453" N	是				地下水 CW2 113° 27' 44.89056" E 23° 08' 33.23177" N
		1、化工乙烯裂解装置	生产产聚合级乙烯、聚合级丙烯	石脑油、拔头油、加裂尾油、废酸水、废减水、污水	石油烃(C10-C40)	113° 47' 10.3916" E 23° 14' 05.5726" N	是	一类单元	99987.5m ²	此区域为装置区域, 存在地下储罐, 地面统一硬化, 防火堤连接在一起, 不具备拆分条件。	DW12 113° 27' 59.77184" E 23° 08' 31.60925" N
		2、化工裂解汽油加氢装置	主产品为加氢汽油C ₆ ~C ₈ 组分; 副产品有C ₅ 组分、洗油和C ₉₊ 组分	碳六、二甲苯、碳七、含油污水	石油烃(C6-C9)、石油烃(C10-C40)	113° 47' 22.3724" E 23° 14' 08.5026" N	否				
		3、化工丁二烯抽提装置	以乙烯装置的混合C4馏份为原料, 采用DMF(二	碳四馏分、含油污水	石油类、镍	113° 47' 29.0046" E 23° 14' 12.0384" N	是				表层土 DS2 113° 27' 59.77184" E 23° 08' 31.60925" N

企业名称		中国石油化工股份有限公司广州分公司			所属行业	石油化工					
填写日期				填报人员		联系方式					
生产区域	分区	单元内需要监测的重点场所/设施/设备名称	功能(即该重点场所/设施/设备涉及的生产活动)	涉及有毒有害物质清单	关注污染物	设施坐标(中心点坐标)	是否存在隐蔽性设施	单元类别(一类/二类)	单元面积	重点监测单元分区原因	该单元对应的监测点位编号及坐标
			甲基甲酰胺)为萃取剂,通过两级萃取普通精馏,从混合C4馏份中提取高纯度的1,3-丁二烯产品				是				
		4、化工芳烃抽提装置及配套罐区	生产高纯度的苯、甲苯、二甲苯	加氢汽油、烃、环丁砜、含油污水	苯、甲苯、二甲苯	113° 47' 32.1065" E 23° 14' 10.8460" N					
E区	1、化工储罐	负责分公司化工区原料、燃料、成品、酸碱的贮存、输转、对外装车、卸车,化工原料、化工产品、副产品等进出厂计量、两区管廊危化品的输送等任务	汽油、石脑油、拔头油、加裂尾油、废酸水、废减水、污水、含油污水	石油类、石油烃(C6-C9)、石油烃(C10-C40) 苯、甲苯、二甲苯	113° 47' 54.3555" E 23° 14' 25.2953" N	是	一类单元	113937.5m ²	此区域为储罐区域,存在地下污水池及接地储罐,防火堤连接在一起,不具备拆分条件。	表层土	ES1 113° 28' 09.06318" E 23° 08' 46.45392" N
										地下水	EW2 113° 28' 13.21710" E 23° 08' 36.10794" N
F区	1、化工污水处理装置	处理化工废水	污泥、污水	石油类、石油烃(C6-C9)、石油烃	113° 48' 04.1939" E 23° 14' 14.5011" N	是	一类单元	17589.1m ²	此区域为污水处理装置,存	地下水	FW1 113° 28' 31.78500" E 23° 08' 37.62079" N

企业名称		中国石油化工股份有限公司广州分公司			所属行业	石油化工					
填写日期				填报人员		联系方式					
生产区域	分区	单元内需要监测的重点场所/设施/设备名称	功能(即该重点场所/设施/设备涉及的生产活动)	涉及有毒有害物质清单	关注污染物	设施坐标(中心点坐标)	是否存在隐蔽性设施	单元类别(一类/二类)	单元面积	重点监测单元分区原因	该单元对应的监测点位编号及坐标
					(C10-C40) 苯、甲苯、二甲苯					在地下池体及接地储罐,地面统一硬化,不具备拆分条件。	表层土 FS2 113° 28' 28.21315" E 23° 08' 37.24206" N
	G区	1、化工火炬	燃烧化工废气	瓦斯气	/	113° 47' 83.0210" E 23° 14' 52.4567" N	否	二类单元	19326.5m ²	此区域为化工区火炬,不存在地下或半地下储存设施。	表层土 GS1 113° 28' 21.83640" E 23° 08' 54.09963" N
	H区	1、化工空分装置、化工塑料产品仓库	储存化工塑料产品	化工塑料产品	/	113° 47' 23.5516" E 23° 14' 46.1998" N	否	二类单元	78312.3m ²	此区域为化工区塑料产品仓库,不存在地下或半地下储存设施,地面统一硬化,不具备拆分条件。	表层土 HS1 113° 27' 56.93282" E 23° 08' 47.35871" N
											地下水 HW2 113° 28' 04.95304" E 23° 08' 52.31835" N

企业名称		中国石油化工股份有限公司广州分公司			所属行业	石油化工					
填写日期				填报人员		联系方式					
生产区域	分区	单元内需要监测的重点场所/设施/设备名称	功能(即该重点场所/设施/设备涉及的生产活动)	涉及有毒有害物质清单	关注污染物	设施坐标(中心点坐标)	是否存在隐蔽性设施	单元类别(一类/二类)	单元面积	重点监测单元分区原因	该单元对应的监测点位编号及坐标
	I区	1、化工循环水装置	提供冷却用水	循环水	/	113° 46' 67.5993" E 23° 13' 94.3292" N	否	二类单元	57952.2m ²	此区域为化工区循环水装置,不存在地下或半地下储存设施,地面统一硬化,不具备拆分条件。	表层土 IS1 113° 27' 43.82621" E 23° 08' 29.75229" N
炼油生产区	J区	1、炼油10号液态烃储运罐区	储存液态烃	液态烃	/	113° 47' 34.9851" E 23° 12' 71.8710" N	否	一类单元	81464.1m ²	此区域为储罐区域,存在大量地下储罐及接地储罐,防火堤连接在一起,不具备拆分条件。	表层土 JS1 113° 28' 05.08828" E 23° 07' 44.13579" N
		2、炼油11石脑油储运罐区	储存石脑油	石脑油	石油烃(C10-C40)	113° 47' 29.5290" E 23° 12' 58.4615" N	否				
		3、炼油13甲醇储运罐区	储存甲醇	甲醇	/	113° 47' 18.7253" E 23° 12' 58.2920" N	是				KW3 113° 28' 06.25898" E 23° 07' 39.75729" N
	K区	1、重油催化裂化装置	生产汽油、轻柴油、液化气和油浆	蜡油、污油	石油烃(C10-C40)、镍	113° 47' 34.0192" E 23° 12' 23.9025" N	是	一类单元	121057.5m ²	此区域为装置区域,存在	表层土 KS2 113° 28' 09.10749" E 23° 07' 34.88139" N

企业名称		中国石油化工股份有限公司广州分公司			所属行业	石油化工					
填写日期				填报人员		联系方式					
生产区域	分区	单元内需要监测的重点场所/设施/设备名称	功能(即该重点场所/设施/设备涉及的生产活动)	涉及有毒有害物质清单	关注污染物	设施坐标(中心点坐标)	是否存在隐蔽性设施	单元类别(一类/二类)	单元面积	重点监测单元分区原因	该单元对应的监测点位编号及坐标
		2、气体分馏一装置	生产生产戊烷发泡剂产品	拔头油	/	113° 47' 30.3301" E 23° 12' 41.9262" N	否			地下储罐, 地面统一硬化, 不具备拆分条件。	
		3、气体分馏二装置	生产精丙烯、丙烷、混碳四馏分	液化气	/	113° 47' 52.2040" E 23° 12' 44.1389" N	否				
		4、气体分馏三装置	生产精丙烯、丙烷、乙烷及轻重碳四	液化气	/	113° 47' 52.6321" E 23° 12' 48.2341" N	否				
		5、炼油丁烯-1装置	生产丁烯-1	C4、氢气	/	113° 47' 20.3826" E 23° 12' 47.4301" N	否				
	6、催化重整装置	生产高辛烷值汽油调合组分(C7和C9+馏分油)、苯和混合二甲苯, 副产重整氢气和液化石油气等	石油烃(C10-C40)、苯、二甲苯、砷	石脑油	113° 47' 23.3234" E 23° 12' 34.9855" N	是				地下水	KW4 113° 28' 00.69774" E 23° 07' 30.89250" N
	7、甲基叔丁基醚一装置	生产MTBE	C4、甲醇	/	113° 47' 20.4892" E 23° 12' 42.7413" N	否					
	8、甲基叔丁基醚二装置	生产MTBE	C4、甲醇	/	113° 47' 30.2236" E 23° 12' 47.7995" N	否					
L区	1、12号重整加氢原料罐区	储存渣油、柴油	渣油、柴油	石油烃(C10-C40)	113° 47' 27.9212" E 23° 12' 09.1122" N	是	一类单元	90816.4m ²	此区域为储罐区域, 存在	地下水	MW3 113° 27' 59.05255" E 23° 07' 21.11828" N

企业名称		中国石油化工股份有限公司广州分公司			所属行业	石油化工						
填写日期				填报人员		联系方式						
生产区域	分区	单元内需要监测的重点场所/设施/设备名称	功能(即该重点场所/设施/设备涉及的生产活动)	涉及有毒有害物质清单	关注污染物	设施坐标(中心点坐标)	是否存在隐蔽性设施	单元类别(一类/二类)	单元面积	重点监测单元分区原因	该单元对应的监测点位编号及坐标	
M区		2、9号航煤中间罐区	储存航煤、柴油	航煤、柴油	石油烃(C10-C40)	113° 47' 45.1423" E 23° 12' 09.3632" N	是	一类单元	187322.9m ²	地下污水收集池及接地储罐, 防火堤连接在一起, 不具备拆分条件。	表层土	MS1 113° 28' 21.02356" E 23° 07' 22.34834" N
		3、2号蜡油、汽油中间罐区	储存蜡油、汽油、混合二甲苯	蜡油、汽油、混合二甲苯	石油烃(C6-C9)、石油烃(C10-C40)、二甲苯	113° 47' 69.8494" E 23° 12' 08.8038" N	是					
		1、加氢一装置	处理柴油, 航空煤油, 焦化汽油, 通过对原料的加氢精制, 以提高产品的质量	航煤、石脑油、轻质油	石油烃(C10-C40)	113° 47' 46.4245" E 23° 11' 90.1115" N	是			此区域为装置区域, 存在地下储罐, 地面统一硬化, 不具备拆分条件。	地下水	详查10 113° 28' 06.81570" E 23° 07' 18.55784" E
		2、加氢二装置	处理原料油, 生产精致油	煤油、轻质油	石油烃(C10-C40)	113° 47' 27.1711" E 23° 11' 90.0632" N	是					
		3、常减压蒸馏一装置	生产干气、液化气、石脑油、航煤、柴油、减压蜡油和减压渣油	原油	石油类、石油烃(C6-C9)、石油烃(C10-C40)、汞	113° 47' 69.3132" E 23° 11' 87.4839" N	是					
		4、蜡油催化裂化装置	生产汽油、柴油、液化气和干气	渣油、蜡油、污油	石油类、石油烃(C6-C9)、石油烃(C10-C40)、镍	113° 47' 78.8318" E 23° 11' 85.4840" N	是					
		5、干气、液化气脱	处理轻催、重催、加氢一、加氢二、	干气、液化气、轻	石油烃(C6-C9)	113° 47' 54.9813" E 23° 11' 91.4707" N	是					

企业名称		中国石油化工股份有限公司广州分公司			所属行业	石油化工					
填写日期				填报人员		联系方式					
生产区域	分区	单元内需要监测的重点场所/设施/设备名称	功能(即该重点场所/设施/设备涉及的生产活动)	涉及有毒有害物质清单	关注污染物	设施坐标(中心点坐标)	是否存在隐蔽性设施	单元类别(一类/二类)	单元面积	重点监测单元分区原因	该单元对应的监测点位编号及坐标
N区		硫一、液化气脱硫醇一装置、汽油脱硫醇一装置	火炬气,生产催化汽油	质油、汽油				此区域为装置区域, 存在地下储罐, 地面统一硬化, 不具备拆分条件。	140002.8m ²	地下水 表层土	NW1 113° 28' 16.46302" E 23° 07' 27.74561" N NS1 113° 28' 10.19442" E 23° 07' 28.87238" N
	1、2万t/a制硫装置	生产硫磺	氢气、酸性气、用燃料气	/	113° 47' 65.8938" E 23° 12' 34.8733" N	否					
	2、14万t/a制硫装置	生产硫磺、污水汽提	氢气、酸性气、用燃料气	砷	113° 47' 76.3755" E 23° 12' 38.6946" N	否					
	3、7万t/a制硫装置	生产硫磺	氢气、酸性气、用燃料气	/	113° 47' 73.1658" E 23° 12' 21.5282" N	是					
	4、干气及液化气脱硫、溶剂再生装置	处理焦化(二)干气及液化石油气、重油催化裂化干气及液化石油气、蒸馏(三)高压塔拔顶气及液化石油气、减粘干气及火炬气。	干气、汽油、液化气、富液	/	113° 47' 74.7707" E 23° 12' 31.5920" N	是					
	5、污水汽提三装置	处理加氢型酸性水	酸性水	砷	113° 47' 71.8834" E 23° 12' 36.5352" N	否					

企业名称		中国石油化工股份有限公司广州分公司			所属行业	石油化工					
填写日期				填报人员		联系方式					
生产区域	分区	单元内需要监测的重点场所/设施/设备名称	功能(即该重点场所/设施/设备涉及的生产活动)	涉及有毒有害物质清单	关注污染物	设施坐标(中心点坐标)	是否存在隐蔽性设施	单元类别(一类/二类)	单元面积	重点监测单元分区原因	该单元对应的监测点位编号及坐标
O区	6、碱渣废水处理装置	处理碱渣废水	含盐污水	石油烃(C10-C40)	113° 47' 80.4385" E 23° 12' 21.5085" N	是			190680.2m ²	此区域为储罐区域, 存在地下污水池及接地储罐, 防火堤连接在一起, 不具备拆分条件。	地下水 OW1 113° 28' 26.54444" E 23° 07' 38.61451" N
		7、1号循环水	向炼油区生产装置提供冷却水	循环水	/	113° 47' 93.0584" E 23° 12' 21.0791" N	否				
		8、2号循环水	向炼油区生产装置提供冷却水	循环水	/	113° 47' 58.1920" E 23° 12' 20.5814" N	否				
	1、1号原油三万、五万罐区	储存原油	原油	石油类、石油烃(C6-C9)、石油烃(C10-C40)、汞	113° 47' 78.4092" E 23° 12' 62.6745" N	是	一类单元	190680.2m ²	此区域为储罐区域, 存在地下污水池及接地储罐, 防火堤连接在一起, 不具备拆分条件。	地下水 OW1 113° 28' 26.54444" E 23° 07' 38.61451" N	表层土 OS3 113° 28' 21.64952" E 23° 07' 46.79617" N
	2、20号航煤、石脑油罐区	储存航煤、石脑油	航煤、石脑油	石油烃(C10-C40)	113° 47' 91.9921" E 23° 12' 67.4739" N	是					
	1、1号原油罐区	储存原油	原油	石油类、石油烃(C6-C9)、石油烃(C10-C40)、汞	113° 48' 04.9309" E 23° 12' 43.3542" N	是	一类单元	172168.3m ²	此区域为储罐区域, 存在地下污水池及接地储罐, 防火堤连接在一起,	地下水 PW2 113° 28' 38.73798" E 23° 07' 27.44013" N	表层土 PS3 113° 28' 33.59722" E 23° 07' 44.16482" N
	2、4号柴油罐区	储存柴油	柴油	石油烃(C10-C40)	113° 48' 12.4158" E 23° 12' 26.7506" N	是					
	3、8号汽油	储存汽油	汽油	(石油烃	113° 48' 30.2751" E	是					

企业名称		中国石油化工股份有限公司广州分公司			所属行业	石油化工						
填写日期				填报人员		联系方式						
生产区域	分区	单元内需要监测的重点场所/设施/设备名称	功能(即该重点场所/设施/设备涉及的生产活动)	涉及有毒有害物质清单	关注污染物	设施坐标(中心点坐标)	是否存在隐蔽性设施	单元类别(一类/二类)	单元面积	重点监测单元分区原因	该单元对应的监测点位编号及坐标	
		罐区			(C6-C9)、石油烃(C10-C40)、苯	23° 12' 29.6617" N				不具备拆分条件。		
Q区		1、溶剂脱沥青装置	生产脱沥青油以及调合道路沥青的原料(胶质和半沥青)	碱渣	石油烃(C10-C40)	113° 48' 54.9766" E 23° 12' 20.7078" N	是	一类单元	92986.3m ²	此区域为装置区域,存在地下储罐,地面统一硬化,不具备拆分条件。	地下水	SW4 113° 29' 09.4173" E 23° 07' 09.1094" N
		2、污水汽提五装置	生产净化水、酸性气、粗氨气	酸性水	砷	113° 48' 43.2138" E 23° 12' 20.3466" N	是			表层土	QS2 113° 28' 42.10211" E 23° 07' 34.00454" N	
		3、15号沥青罐区	储存沥青	沥青	石油烃(C10-C40)	113° 48' 64.9213" E 23° 12' 21.2715" N	是					
R区		1、5号重油罐区	储存重油	重油	石油烃(C10-C40)	113° 49' 04.5916" E 23° 12' 26.2889" N	是	一类单元	96210.7m ²	此区域为储罐区域,存在地下污水池及接地储罐,防火堤连接在一起,不具备拆分条件。	地下水	RW1 113° 29' 11.51004" E 23° 07' 27.18457" N
		2、7号航煤罐区	储存航煤	航煤	石油烃(C10-C40)	113° 48' 82.4576" E 23° 12' 20.2337" N	是					
	3、延迟焦化三装置(含产品精制单元)	生产净化干气、净化液化气、汽油、柴油、蜡油、石油焦、富液、碱渣和二硫化物	减渣、污水、半沥青	石油烃(C6-C9)、石油烃(C10-C40)	113° 48' 80.5336" E 23° 12' 30.8997" N	是	表层土			RS2 113° 29' 02.84029" E 23° 07' 31.37964" N		
S区	1、航煤加氢精制装置	生产航空煤油	煤油	石油烃(C10-C40)	113° 48' 39.1494" E 23° 12' 08.6118" N	否	一类单元	210799.7m ²	此区域为装置区域,存在	地下水	SW3 113° 28' 34.48027" E 23° 07' 16.21481" N	

企业名称		中国石油化工股份有限公司广州分公司			所属行业	石油化工					
填写日期				填报人员		联系方式					
生产区域	分区	单元内需要监测的重点场所/设施/设备名称	功能(即该重点场所/设施/设备涉及的生产活动)	涉及有毒有害物质清单	关注污染物	设施坐标(中心点坐标)	是否存在隐蔽性设施	单元类别(一类/二类)	单元面积	重点监测单元分区原因	该单元对应的监测点位编号及坐标
		2、3.5万标立/时制氢装置	生产氢气,供加氢联合装置使用	干气	/	113° 48' 22.1460" E 23° 12' 04.0205" N	是			地下储罐,地面统一硬化,防火堤连接在一起,不具备拆分条件。	
		3、6.5万标立/时制氢装置	生产氢气,供加氢联合装置使用	石脑油、干气	/	113° 48' 20.2205" E 23° 11' 95.4381" N	是				
		4、制氢三装置	处理来自各加氢装置的加氢尾气,提纯制取氢气	干气	/	113° 48' 24.9258" E 23° 11' 95.2275" N	是				
		5、加氢裂化装置	生产航煤及柴油,同时副产液化气、轻石脑油、重石脑油及尾油	蜡油、中质油	石油烃(C6-C9)、石油烃(C10-C40)	113° 48' 38.1861" E 23° 11' 94.9926" N	是				
		6、加氢处理装置	生产精制蜡油、柴油、石脑油	蜡油	石油烃(C10-C40)	113° 48' 38.6144" E 23° 12' 03.5792" N	是				
		7、加氢精制三装置	加氢精制采用固定床催化工艺,在适当的温度、压力下,原料油和氢气在催化剂作用下进行反应,主要目的是脱除油品中的	轻质油、中质油	石油烃(C6-C9)、石油烃(C10-C40)	113° 48' 39.2561" E 23° 12' 04.6631" N	是				

企业名称		中国石油化工股份有限公司广州分公司			所属行业	石油化工					
填写日期				填报人员		联系方式					
生产区域	分区	单元内需要监测的重点场所/设施/设备名称	功能(即该重点场所/设施/设备涉及的生产活动)	涉及有毒有害物质清单	关注污染物	设施坐标(中心点坐标)	是否存在隐蔽性设施	单元类别(一类/二类)	单元面积	重点监测单元分区原因	该单元对应的监测点位编号及坐标
			硫、氮、氧等杂元素和金属杂质							表层土	SS6 113° 28' 50.07469" E 23° 07' 18.42345" N
		8、3号污油汽油罐区	储存污油、汽油	污油、汽油	石油类、石油烃(C10-C40)	113° 47' 97.3351" E 23° 12' 02.6089" N	是				
		9、17号航煤罐区	储存航煤	航煤	石油烃(C10-C40)	113° 48' 06.6393" E 23° 12' 02.3857" N	是				
		10、18号柴油罐区	储存柴油	柴油	石油烃(C10-C40)	113° 48' 06.8528" E 23° 11' 96.6599" N	是				
		11、19号蜡油中间罐区	储存蜡油	蜡油	石油烃(C10-C40)	113° 48' 53.1574" E 23° 12' 01.8597" N	是				
		12、3号循环水	向炼油区生产装置提供冷却水	循环水	/	113° 48' 11.5593" E 23° 12' 12.2429" N	否				
T区	6号液态烃球罐区	储存液态烃	液态烃	/	113° 48' 92.6145" E 23° 12' 03.3249" N	否	二类单元	44947.5m ²	此区域为球罐区域，皆为离地储罐，防火堤连接在一起，不具备拆分条件。	表层土	TS1 113° 29' 04.01924" E 23° 07' 23.80636" N
U区	1、常减压蒸馏三装置	生产瓦斯、石脑油、航煤加氢料、柴油加氢料、蜡	原油	石油类、石油烃(C6-C9)、石油烃	113° 48' 39.3618" E 23° 11' 86.5002" N	是	一类单元	167255.2m ²	此区域为装置区域，存在	地下水	UW1 113° 28' 40.67467" E 23° 07' 08.36677" N

企业名称		中国石油化工股份有限公司广州分公司			所属行业	石油化工					
填写日期				填报人员		联系方式					
生产区域	分区	单元内需要监测的重点场所/设施/设备名称	功能(即该重点场所/设施/设备涉及的生产活动)	涉及有毒有害物质清单	关注污染物	设施坐标(中心点坐标)	是否存在隐蔽性设施	单元类别(一类/二类)	单元面积	重点监测单元分区原因	该单元对应的监测点位编号及坐标
		油、渣油		(C10-C40)、汞			是		地下储罐, 地面统一硬化, 不具备拆分条件。	表层土	US2 113° 28' 50.85168" E 23° 07' 06.81405" N
		2、柴油加氢改质装置	生产石脑油和精制柴油	中质油	石油烃(C10-C40)	113° 48' 23.5347" E 23° 11' 82.6952" N					
		3、焦化汽油加氢装置	加氢精制采用固定床催化工艺, 在适当的温度、压力下, 原料油和氢气在催化剂作用下进行反应, 主要目的是脱除油品中的硫、氮、氧等杂元素和金属杂质	轻质油	石油烃(C6-C9)	113° 48' 22.6781" E 23° 11' 66.6076" N					
		4、催化汽油吸附脱硫S-Zorb装置	基于吸附作用原理对汽油进行脱硫	轻质油	石油烃(C6-C9)、总镍	113° 48' 22.8925" E 23° 11' 73.2207" N					
		5、聚丙烯-2装置	生产聚丙烯	丙烯	砷、镉、铬(六价)、铅、汞、镍	113° 48' 62.3516" E 23° 11' 71.6279" N					
		1、炼油区1号污水处理装置	处理含油污水	含油污水	石油类、石油烃(C6-C9)、石油烃(C10-C40)	113° 48' 22.4634" E 23° 11' 53.7756" N		一类单元	124144.6m ²	此区域为污水处理装置, 存在地下池	表层土
	V区										地下

企业名称		中国石油化工股份有限公司广州分公司			所属行业	石油化工					
填写日期				填报人员		联系方式					
生产区域	分区	单元内需要监测的重点场所/设施/设备名称	功能(即该重点场所/设施/设备涉及的生产活动)	涉及有毒有害物质清单	关注污染物	设施坐标(中心点坐标)	是否存在隐蔽性设施	单元类别(一类/二类)	单元面积	重点监测单元分区原因	该单元对应的监测点位编号及坐标
										体及接地储罐,地面统一硬化,不具备拆分条件。	水 113° 28' 52.20216" E 23° 06' 51.45834" N
	W区	炼油锅炉区域	供电、供气	燃料煤	汞	113° 47' 59.2577" E 23° 11' 62.5369" N	否	二类单元	210761.6m ²	此区域为炼油区锅炉,不存在地下或半地下储存设施,地面统一硬化,不具备拆分条件。	表层土 WS2 113° 28' 08.80234" E 23° 07' 07.27184" N
收转区域	Z区	成品油储罐	储存成品油	石脑油、汽油、柴油	石油烃(C6-C9)、石油烃(C10-C40)	113° 51' 31.2789" E 23° 08' 68.3844" N	是	一类单元	76244.8m ²	此区域为储罐区域,存在污水池及接地储罐,防火堤连接在一起,不具备拆分	地下水 ZW4 113° 30' 25.73715" E 23° 05' 17.38390" N
											表层土 ZS1 113° 30' 28.22010" E 23° 05' 23.61732" N

企业名称		中国石油化工股份有限公司广州分公司			所属行业	石油化工					
填写日期				填报人员		联系方式					
生产区域	分区	单元内需要监测的重点场所/设施/设备名称	功能(即该重点场所/设施/设备涉及的生产活动)	涉及有毒有害物质清单	关注污染物	设施坐标(中心点坐标)	是否存在隐蔽性设施	单元类别(一类/二类)	单元面积	重点监测单元分区原因	该单元对应的监测点位编号及坐标
									条件。		
厂界外 背景点	/	/	/	/	/	/	否	/	/	此区域为厂外区域, 不存在地下或半地下储存设施。	表层土 113° 28' 12.63558" E 23° 08' 53.15473" N
											地下水 113° 28' 12.63558" E 23° 08' 53.15473" N
											表层土 113° 28' 24.17253" E 23° 07' 53.93324" N
											地下水 113° 28' 24.17253" E 23° 07' 53.93324" N

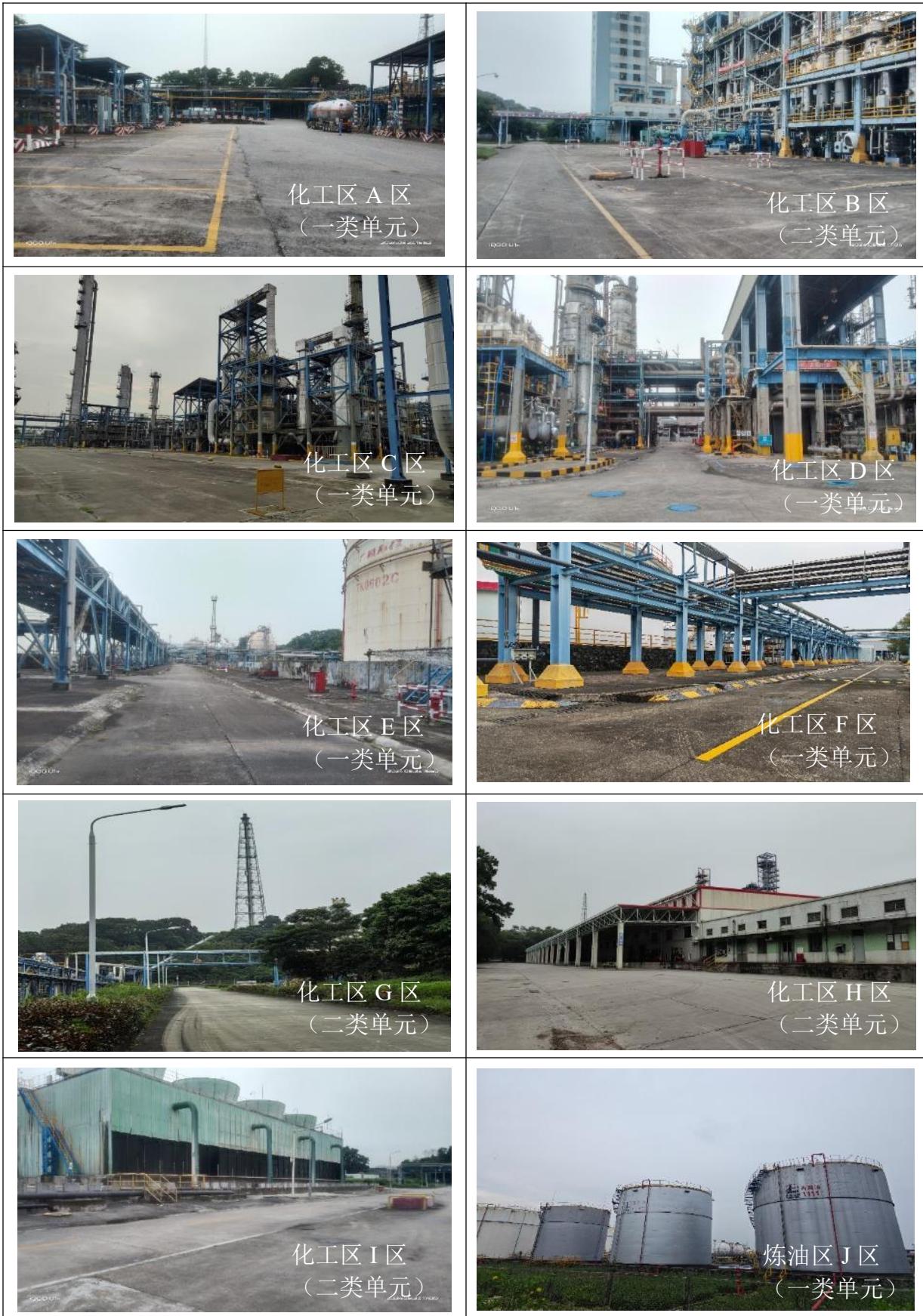






图 5-4 各重点监测单元现场照片

5.3 关注污染物

关注污染物是指企业重点场所或重点设施设备运行过程中涉及且可能导致土壤或地下水污染的物质。

依据《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南（试行）》（HJ1209-2021）中规定（以下简称自行监测指南），原则上土壤监测指标至少包括《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）中表1基本项目，地下水监测指标至少包括《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）表1常规指标（微生物指标、放射性指标除外），由此确定了常规监测指标。

除此之外，自行监测指南中还对关注污染物进行了明确。关注污染物包括以下五类：

（1）企业环境影响评价文件及其批复中确定的土壤和地下水特征因子；（2）排污许可证等相关管理规定或企业执行的污染物排放（控制）标准中可能对土壤或地下水产生影响的污染物指标；（3）企业生产过程的原辅用料、生产工艺、中间及最终产品中可能对土壤或地下水产生影响的，已纳入有毒有害或优先控制污染物名录的污染物指标或其他有毒污染物指标；（4）上述污染物在土壤或地下水中转化或降解产生的污染物；（5）涉及 HJ 164 附录 F 中对应行业的特征项目（仅限地下水监测）。

据以上规定对广州石化关注污染物进行了梳理。识别结果为：

（1）根据《中国石油化工股份有限公司广州分公司安全绿色高质量发展技术改造项目环境影响报告书》及其批复，**COD、氨氮、石油类、硫化物、挥发酚、石油烃、苯、甲苯、乙苯、二甲苯、苯乙烯、苯并[a]芘、镍、砷、铅、镉、汞、六价铬**为可能的土壤和地下水污染物指标；

（2）根据企业排污许可证等相关管理规定结合炼油一部、炼油二部等共计 9 个生产运行部可能涉及到的土壤和地下水污染物指标，企业为排污证属于重点管理，企业执行的污染物排放（控制）标准中对土壤或地下水产生影响的污染物指标主要为对石油类、氟化物(以 F⁻ 计)、挥发酚、甲苯、苯、邻二甲苯、二甲苯、总氰化物、硫化物、间二甲苯、乙苯、镍、砷、铅、镉、汞、六价铬等，去掉基本项目和常规指标中已有项目，同时考虑到部分化学品毒性低，《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准》、《地下水质量标准》中缺乏相应的标准值，得出土壤中石油烃（**C₁₀-C₄₀**）、地下水石油类、石油烃（**C₆-C₉**）、石油烃（**C₁₀-C₄₀**）、乙苯、二甲苯、苯乙烯为本企业的关注污染物；

(3) 对企业生产过程的原辅用料、生产工艺、中间及最终产品进行整理并结合《优先控制化学品名录（第一批）》《优先控制化学品名录（第二批）》，识别出三氯乙烯、苯、甲苯、苯并[a]芘、砷及砷化合物、铅化合物、六价铬化合物、汞及汞化合物、镉及镉化合物为企业生产过程中可能对土壤或地下水产生影响的污染物指标；

(4) 分析了其转化或降解产物，结合《有毒有害水污染物名录（第一批）》，主要为三氯甲烷、四氯化碳、苯、甲苯、乙苯、二甲苯、苯乙烯、三氯乙烯等污染物；

(5) 鉴于广州石化为炼油化工企业，按照 HJ 164-2020 附录 F“石油加工、炼焦和核燃料加工业”、“基础化学原料制造（有机）”，行业类别，对其特征项目进行识别，结合企业生产过程可能涉及的物质，明确了潜在污染项目包括地下水中石油类、石油烃（C₆-C₉）、石油烃（C₁₀-C₄₀）、乙苯、二甲苯、苯乙烯。

综上所述，由于生产工艺无变化，2025 年度监测指标仍按 2024 年度自行监测方案执行。广州石化本次自行监测工作土壤样品监测指标为 46 项；地下水样品监测指标为 42 项。土壤及地下水具体监测指标详见表 5-2。

表 5-2 土壤及地下水监测项目一览表

采样 介质	检测指标
土壤 (46 项)	<p>基本项目</p> <p>重金属和无机物（7 项）：砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍</p> <p>挥发性有机物（27 项）：四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯/对二甲苯、邻二甲苯</p> <p>半挥发性有机物（11 项）：硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并(k)荧蒽、䓛、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘</p> <p>关注因子</p> <p>石油烃类（1 项）：石油烃(C₁₀-C₄₀)</p>

采样 介质	检测指标
地下水(42 项)	<p>基本项目</p> <p>感官性状及重金属、无机物(31项)：色度、嗅和味、浑浊度、肉眼可见物、pH、氨氮、耗氧量、挥发酚、总硬度(以CaCO₃计)、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、阴离子表面活性剂、硫化物、铁、锰、铜、锌、铝、钠、亚硝酸盐、硝酸盐、氰化物、碘化物、汞、砷、硒、镉、铬(六价)、铅、氟化物</p> <p>挥发性有机物(4项)：三氯甲烷、四氯化碳、苯、甲苯</p> <p>关注因子</p> <p>有机物(1项)：石油类</p> <p>挥发性有机物(4项)：乙苯、二甲苯、苯乙烯、三氯乙烯</p> <p>石油烃类(2项)：石油烃(C₆-C₉)、石油烃(C₁₀-C₄₀)</p>

6 监测点位布设方案

6.1 重点单元及相应监测点/监测井的布设位置

土壤监测点在不影响企业正常生产且不造成安全隐患与二次污染的情况下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。地下水监测井设置在疑似污染源所在位置以及污染物迁移的下游方向，本年度地下水监测根据重点区域识别情况，选取广州石化合适位置的监测井开展。

依据《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南（试行）》（HJ 1209-2021）对监测频次的规定，本项目深层土壤、表层土壤及地下水的监测周期分别为三年、一年与半年，部分地下水点位（CW2、HW2 点位需进行加密）。据此规定，2025 年度广州石化的自行监测工作，将针对表层土壤与地下水开展。

广州石化生产厂区土壤和地下水监测位置经纬度坐标及监测样品类型见表 6-1 和表 6-2，整体点位位置图见图 6-1 至图 6-4，化工区、炼油区及收转区域详细分区点位位置图见图 6-5 至图 6-28，具体点位位置明细表见表 6-3 至表 6-4。经统计，本次自行监测区域共布设土壤点位 26 个，全部为表层土壤点位；地下水监测点位 22 个。化工区布设土壤点位 9 个，地下水监测点位 7 个；炼油区布设土壤点位 14 个，地下水监测点位 12 个；收转区域布设土壤点位 1 个，地下水监测点位 1 个；厂界外布设土壤点位 2 个，地下水监测点位 2 个。

表 6-1 土壤监测点位明细表

编号	生产区域	分区	点位编号	经度	纬度	监测样品类型	单元类别 (一类/二类)
1	化工区	A 区 (化工碳五聚丙烯聚苯乙烯装置区域及装置储罐)	AS1	113°27'38.22072"E	23°08'35.39824"N	表层土	一类单元
2		B 区 (化工聚乙烯、聚丙烯 1 区域)	BS1	113°27'53.40248"E	23°08'40.68609"N	表层土	二类单元
3		C 区 (化工干气制乙苯、苯乙烯装置区域及装置罐区)	CS2	113°27'48.66791"E	23°08'29.14985"N	表层土	一类单元
4		D 区 (化工裂解汽加抽提区域)	DS2	113°27'59.77184"E	23°08'31.60925"N	表层土	一类单元
5		E 区 (化工储罐)	ES1	113°28'09.06318"E	23°08'46.45392"N	表层土	一类单元
6		F 区 (化工污水处理装置)	FS2	113°28'28.21315"E	23°08'37.24206"N	表层土	一类单元
7		G 区 (化工火炬)	GS1	113°28'21.83640"E	23°08'54.09963"N	表层土	二类单元
8		H 区 (化工空分、化工塑料产品仓库)	HS1	113°27'56.93282"E	23°08'47.35871"N	表层土	二类单元
9		I 区 (化工循环水)	IS1	113°27'43.82621"E	23°08'29.75229"N	表层土	二类单元
10	炼油区	J 区 (炼油石脑油、液态烃储运罐区)	JS1	113°28'05.08828"E	23°07'44.13579"N	表层土	一类单元
11		K 区 (炼油催化、气分装置)	KS2	113°28'09.10749"E	23°07'34.88139"N	表层土	一类单元
12		L 区 (炼油重油储罐)	MS1	113°28'21.02356"E	23°07'22.34834"N	表层土	一类单元

编号	生产区域	分区	点位编号	经度	纬度	监测样品类型	单元类别（一类/二类）
13	M 区（炼油蒸馏催化加氢装置区域） N 区（炼油气分二循硫磺烷基化装置区域） O 区（炼油原油罐区） P 区（炼油汽柴油罐区） Q 区（炼油焦化溶脱装置区域） R 区（重油航煤罐区） S 区（炼油加氢联合焦化二装置区域） T 区（炼油液态烃球罐区） U 区（炼油蒸馏渣油加氢聚丙烯装置区域） V 区（炼油污水处理装置区域） W 区（炼油锅炉区域）	MS3	113°28'10.38600"E	23°07'22.01077"N	表层土	一类单元	
14		NS1	113°28'10.19442"E	23°07'28.87238"N	表层土	一类单元	
15		OS3	113°28'21.64952"E	23°07'46.79617"N	表层土	一类单元	
16		PS3	113°28'33.59722"E	23°07'44.16482"N	表层土	一类单元	
17		QS2	113°28'42.10211"E	23°07'34.00454"N	表层土	一类单元	
18		RS2	113°29'02.84029"E	23°07'31.37964"N	表层土	一类单元	
19		SS6	113°28'50.07469"E	23°07'18.42345"N	表层土	一类单元	
20		TS1	113°29'04.01924"E	23°07'23.80636"N	表层土	二类单元	
21		US2	113°28'50.85168"E	23°07'06.81405"N	表层土	一类单元	
22		VS1	113°28'33.13625"E	23°07'04.42200"N	表层土	一类单元	
23		WS2	113°28'08.80234"E	23°07'07.27184"N	表层土	二类单元	

编号	生产区域	分区	点位编号	经度	纬度	监测样品类型	单元类别 (一类/二类)
24	收转区域	Z 区 (成品油储罐)	ZS1	113°30'28.22010"E	23°05'23.61732"N	表层土	一类单元
25	厂界外	背景点	化工区背景点 (化工区厂界外上游点)	113°28'12.63558"E	23°08'53.15473"N	表层土	/
26			炼油区背景点 OS4 (化工区厂界外下游点)	113°28'24.17253"E	23°07'53.93324"N	表层土	

表 6-2 地下水监测点位明细表

编号	生产区域	分区	点位编号	经度	纬度	监测样品类型	单元类别 (一类/二类)
1	化工区	A 区 (化工碳五聚丙烯聚苯乙烯装置区域及装置储罐)	AW1	113°27'38.74282"E	23°08'39.44188"N	地下水	一类单元
2		B 区 (化工聚乙烯、聚丙烯 1 区域)	BW1	113°27'56.68442"E	23°08'43.98710"N	地下水	二类单元
3		C 区 (化工干气制乙苯、苯乙烯装置区域及装置罐区)	CW2	113°27'44.89056"E	23°08'33.23177"N	地下水	一类单元
4		D 区 (化工裂解汽加抽提区域)	DW12	113°27'59.77184"E	23°08'31.60925"N	地下水	一类单元
5		E 区 (化工储罐)	EW2	113°28'13.21710"E	23°08'36.10794"N	地下水	一类单元
6		F 区 (化工污水处理装置)	FW1	113°28'31.78500"E	23°08'37.62079"N	地下水	一类单元

编号	生产区域	分区	点位编号	经度	纬度	监测样品类型	单元类别 (一类/二类)
7		H 区 (化工空分、化工塑料产品仓库)	HW2	113°28'04.95304"E	23°08'52.31835"N	地下水	二类单元
8	炼油区	J 区 (炼油石脑油、液态烃储运罐区)	KW3	113°28'06.25898"E	23°07'39.75729"N	地下水	一类单元
9		K 区 (炼油催化、气分装置)	KW4	113°28'00.69774"E	23°07'30.89250"N	地下水	一类单元
10		L 区 (炼油重油储罐)	MW3	113°27'59.05255"E	23°07'21.11828"N	地下水	一类单元
11		M 区 (炼油蒸馏催化加氢装置区域)	详查 10	113°28'06.81570"E	23°07'18.55784"E	地下水	一类单元
12		N 区 (炼油气分二循硫磺烷基化装置区域)	NW1	113°28'16.46302"E	23°07'27.74561"N	地下水	一类单元
13		O 区 (炼油原油罐区)	OW1	113°28'26.54444"E	23°07'38.61451"N	地下水	一类单元
14		P 区 (炼油汽柴油罐区)	PW2	113°28'38.73798"E	23°07'27.44013"N	地下水	一类单元
15		Q 区 (炼油焦化溶脱装置区域)	SW4	113°29'09.4173"E	23°07'25.53692"N	地下水	一类单元
16		R 区 (重油航煤罐区)	RW1	113°07'09.1094"E	23°07'27.18457"N	地下水	一类单元
17		S 区 (炼油加氢联合焦化二装置区域)	SW3	113°28'34.48027"E	23°07'16.21481"N	地下水	一类单元
18		U 区 (炼油蒸馏渣油加氢聚丙烯装置区域)	UW1	113°28'40.67467"E	23°07'08.36677"N	地下水	一类单元
19		V 区 (炼油污水处理装置区域)	VW2 (炼油区厂界外下游)	113°28'52.20216"E	23°06'51.45834"N	地下水	一类单元
20	收转区域	Z 区 (成品油储罐)	ZW4	113°30'25.73715"E	23°05'17.38390"N	地下水	一类单元
21	厂界	背景点	化工区背景点	113°28'12.63558"E	23°08'53.15473"N	地下水	/

编号	生产区域	分区	点位编号	经度	纬度	监测样品类型	单元类别（一类/二类）
22	外		(化工区厂界外上游点)				
			炼油区背景点 OW3 (化工区厂界外下游点)	113°28'24.17253"E	23°07'53.93324"N	地下水	

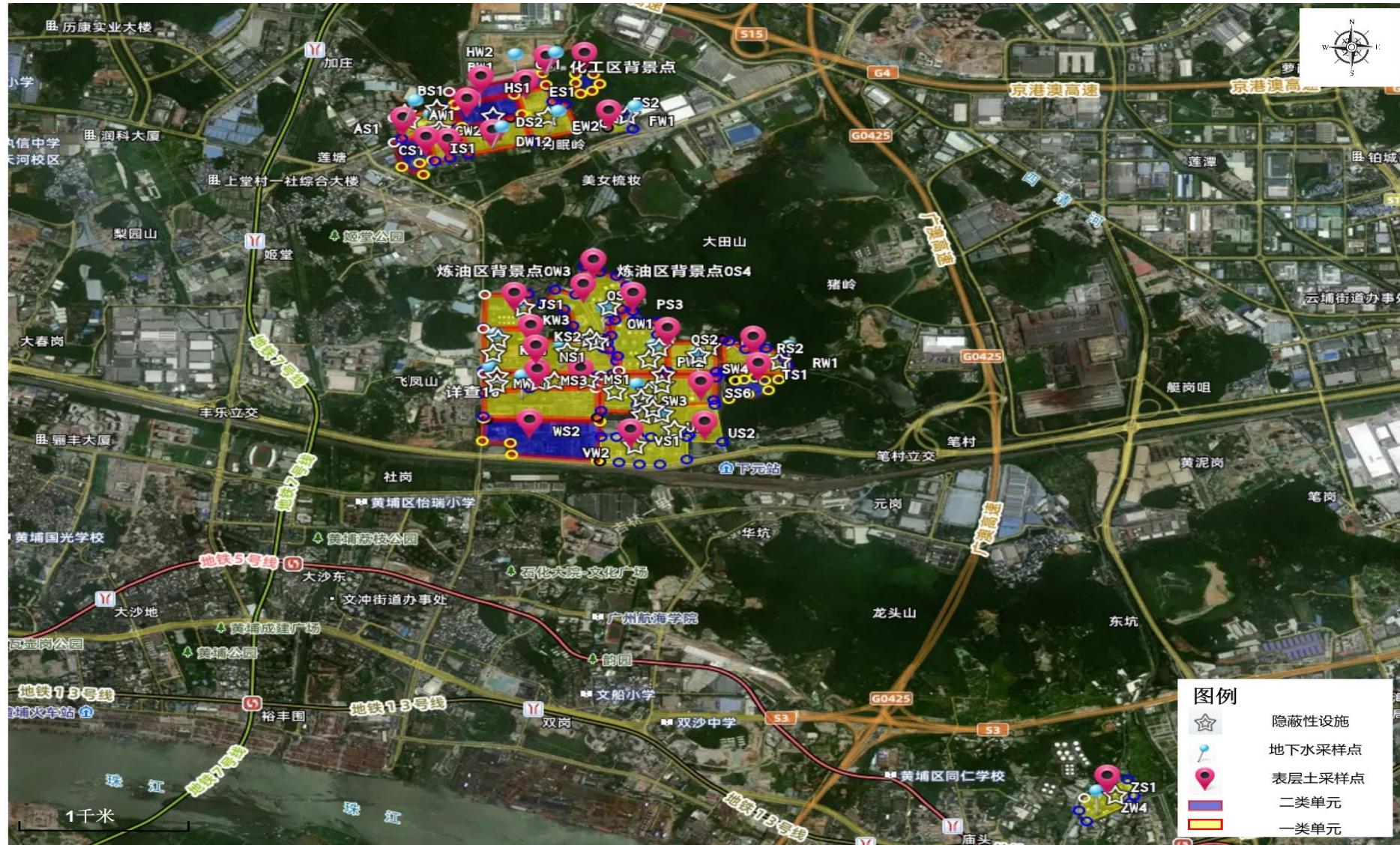


图 6-1 广石化点位布置总图



图 6-2 化工区点位布置总图



图 6-3 炼油区点位布置总图

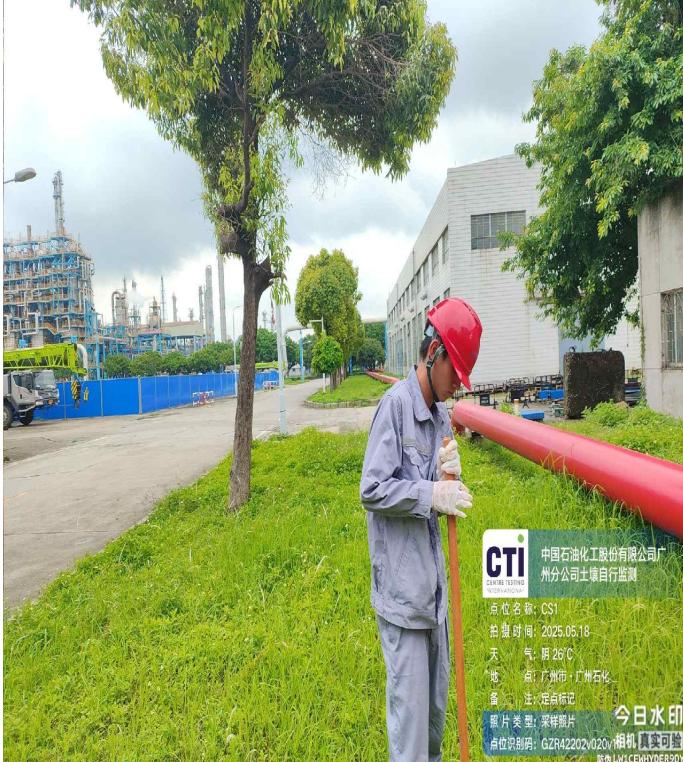


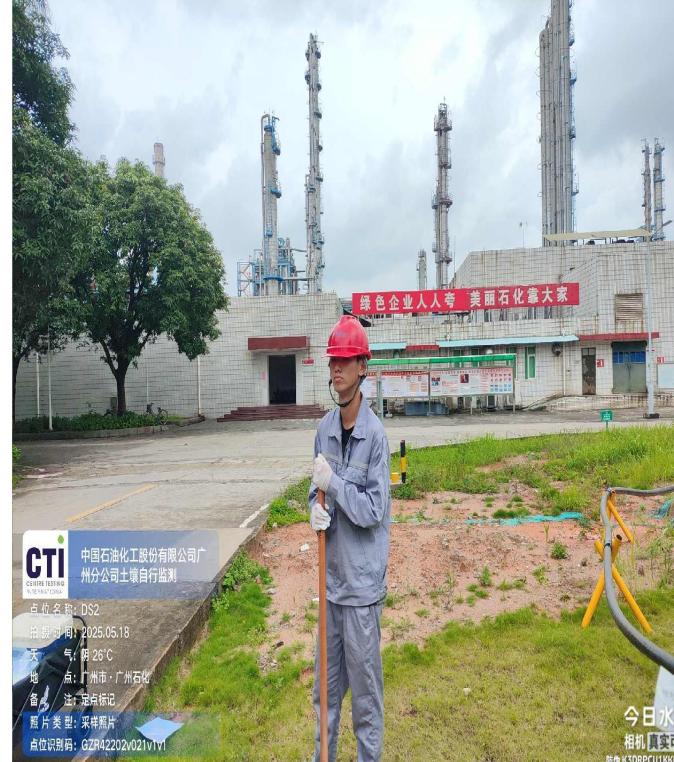
图 6-4 收转区域点位布置总图

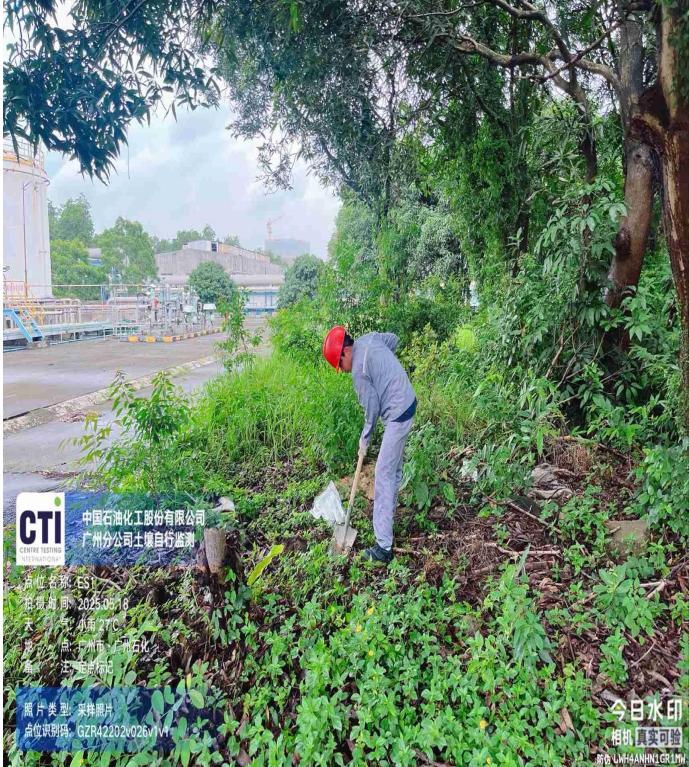
表 6-3 广州石化土壤监测点位明细表

点位编号	AS1 (表层土)	所属部门	化工二部
位置描述	聚乙烯装置外界巡检点南侧, 乙烷进料罐 D661 东南侧		
经度	113°27'38.22072"E		
纬度	23°08'35.39824"N		
现场照片	 		

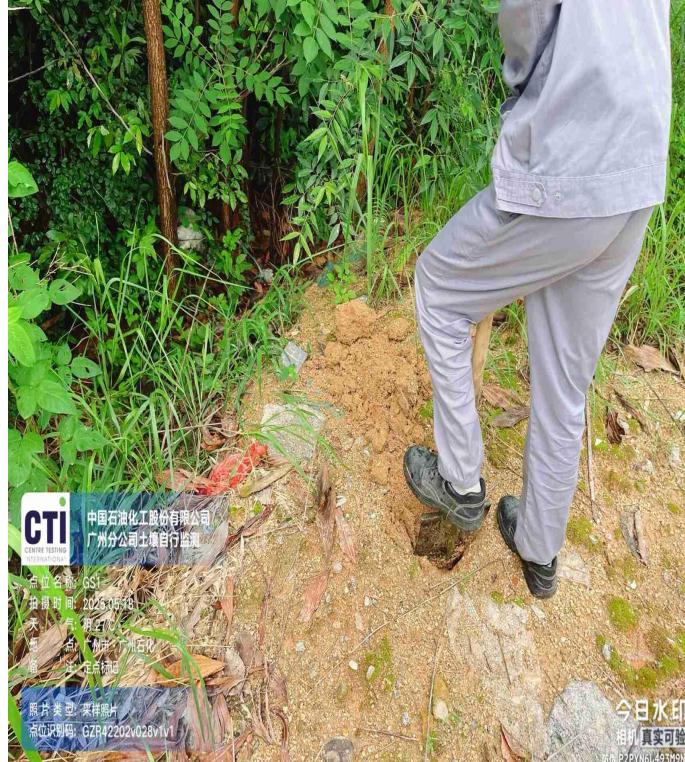
点位编号	BS1 (表层土)	所属部门	化工二部
位置描述	火炬气柜北侧, 聚丙烯装置西侧		
经度	113°27'53.40248"E		
纬度	23°08'40.68609"N		
现场照片	 		

点位编号	CS2 (表层土)	所属部门	化工二部
位置描述	E301B 东南侧, 催化干气制乙苯装置南侧		
经度	113°27'48.66791"E		
纬度	23°08'29.14985"N		
现场照片	 		

点位编号	DS2 (表层土)	所属部门	化工一部
位置描述	化工区中央控制室南侧		
经度	113°27'59.77184"E		
纬度	23°08'31.60925"N		
现场照片	 		

点位编号	ES1 (表层土)	所属部门	化工一部
位置描述	丙丁烷 TK0623 罐西南侧		
经度	113°28'09.06318"E		
纬度	23°08'46.45392"N		
现场照片	 		

点位编号	FS2 (表层土)	所属部门	水务部
位置描述	化工区污水处理场操作室西侧		
经度	113°28'28.21315"E		
纬度	23°08'37.24206"N		
现场照片	 		

点位编号	GS1 (表层土)	所属部门	化工一部
位置描述	化工区固体废物填埋场, 化工火炬上游井		
经度	113°28'21.83640"E		
纬度	23°08'54.09963"N		
现场照片	 		

点位编号	HS1 (表层土)	所属部门	化工二部
位置描述	聚乙烯库西南角		
经度	113°27'56.93282"E		
纬度	23°08'47.35871"N		
现场照片	 		

点位编号	IS1 (表层土)	所属部门	水务部
位置描述	PA1801D 南侧, 2 个冷水塔中间		
经度	113°27'43.82621"E		
纬度	23°08'29.75229"N		
现场照片	 		

点位编号	化工区背景点（表层土）	所属部门	厂界外上游
位置描述	危废库外侧		
经度	113°28'12.63558"E		
纬度	23°08'53.15473"N		
现场照片	 		
点位编号	JS1 (表层土)	所属部门	贮运部

位置描述	石脑油 1107 罐东北侧	
经度	113°28'05.08828"E	
纬度	23°07'44.13579"N	
现场照片	 	

点位编号	KS2 (表层土)	所属部门	炼油二部
位置描述	西纵五路 034 柱正东侧, 炼油分析区域西南侧		
经度	113°28'09.10749"E		
纬度	23°07'34.88139"N		
现场照片	 		

点位编号	MS1 (表层土)	所属部门	炼油一部
位置描述	加氢催化裂化装置正北侧		
经度	113°28'21.02356"E		
纬度	23°07'22.34834"N		
现场照片	 		

点位编号	详查 10	所属部门	炼油一部加氢一装置
位置描述	C201/1 正南侧, 配电间正西侧绿化区旁		
经度	113°28'06.81570"E		
纬度	23°07'18.55784"E		
现场照片	 		

点位编号	MS3 (表层土)	所属部门	炼油一部
位置描述	选择性加氢 30 东北侧		
经度	113°28'10.38600"E		
纬度	23°07'22.01077"N		
现场照片	 		

点位编号	NS1 (表层土)	所属部门	水务部
位置描述	第二循环水装置西侧管廊下方		
经度	113°28'10.19442"E		
纬度	23°07'28.87238"N		
现场照片	 		

点位编号	OS3 (表层土)	所属部门	贮运部
位置描述	原油 102 罐正东侧		
经度	113°28'21.64952"E		
纬度	23°07'46.79617"N		
现场照片	 		

点位编号	PS3 (表层土)	所属部门	贮运部
位置描述	原油 104 罐东北侧		
经度	113°28'33.59722"E		
纬度	23°07'44.16482"N		
现场照片	 		

点位编号	QS2 (表层土)	所属部门	炼油三部
位置描述	汽油 807 罐东北侧		
经度	113°28'42.10211"E		
纬度	23°07'34.00454"N		
现场照片	 		

点位编号	RS2 (表层土)	所属部门	贮运部
位置描述	沥青 516 罐南侧围堰中		
经度	113°29'02.84029"E		
纬度	23°07'31.37964"N		
现场照片			
			

点位编号	SS6 (表层土)	所属部门	炼油三部
位置描述	延迟焦化二装置压缩机 C1501 西南侧绿化带内		
经度	113°28'50.07469"E		
纬度	23°07'18.42345"N		
现场照片	 		

点位编号	TS1 (表层土)	所属部门	贮运部
位置描述	液化气 601 球罐与 602 球罐中间北侧		
经度	113°29'04.01924"E		
纬度	23°07'23.80636"N		
现场照片	 		
			

点位编号	US2 (表层土)	所属部门	化工二部
位置描述	聚丙烯综合分析班、聚丙烯-2 装置操作室南侧		
经度	113°28'50.85168"E		
纬度	23°07'06.81405"N		
现场照片	 		

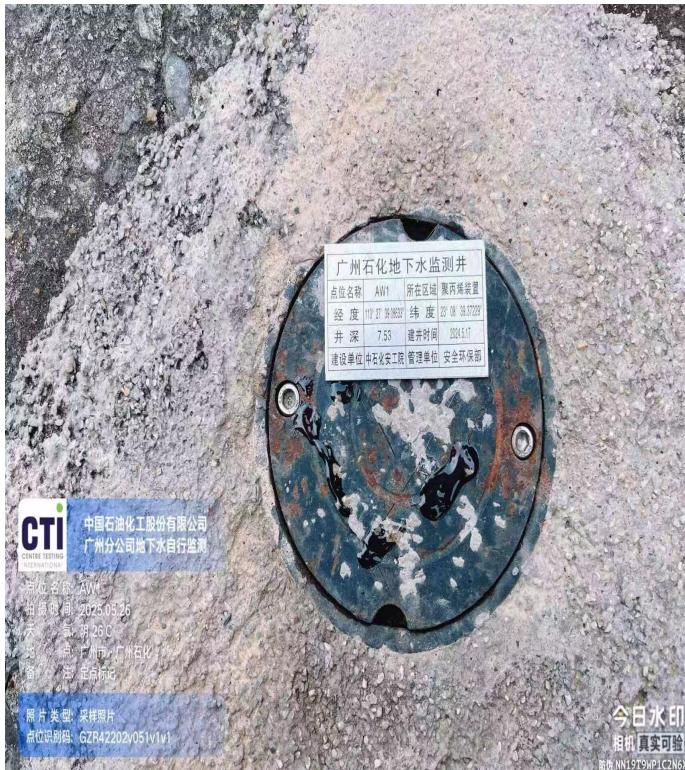
点位编号	VS1 (表层土)	所属部门	水务部
位置描述	纤维过滤器 D7103A 东北侧, 低浓度污水罐北侧		
经度	113°28'33.13625"E		
纬度	23°07'04.42200"N		
现场照片	 		

点位编号	WS2 (表层土)	所属部门	热电部
位置描述	燃料综合区域煤破楼西侧 25 米		
经度	113°28'08.80234"E		
纬度	23°07'07.27184"N		
现场照片	 		

点位编号	炼油区背景点 OS4 (表层土)	所属部门	炼油区厂界外 (上游)
位置描述	炼油区火炬脚下西南侧, 管廊西侧		
经度	113°28'24.17253"E		
纬度	23°07'53.93324"N		
现场照片	 		

点位编号	ZS1 (表层土)	所属部门	贮运部
位置描述	1605 柴油罐北侧围堰内		
经度	113°30'28.22010"E		
纬度	23°05'23.61732"N		
现场照片	 		

表 6-4 广州石化地下水自行监测点位明细表

点位编号	AW1	所属部门	化工二部
位置描述	0.4KV 碳五装置变电所东北侧路旁		
经度	113°27'38.74282"E		
纬度	23°08'39.44188"N		
现场照片	 		

点位编号	BW1	所属部门	化工二部
位置描述	聚乙烯装置与聚丙烯装置中间		
经度	113°27'56.68442"E		
纬度	23°08'43.98710"N		
现场照片			

点位编号	CW2	所属部门	化工二部
位置描述	MT-602B 罐西侧		
经度	113°27'44.89056"E		
纬度	23°08'33.23177"N		
现场照片	 		

点位编号	DW12	所属部门	化工一部
位置描述	化工区中央控制室南侧		
经度	113°27'59.77184"E		
纬度	23°08'31.60925"N		
现场照片	 		

点位编号	EW2	所属部门	化工一部
位置描述	TK0602B 石脑油罐南侧		
经度	113°28'13.21710"E		
纬度	23°08'36.10794"N		
现场照片	 		

点位编号	FW1	所属部门	水务部
位置描述	消化池 AY4942 南侧		
经度	113°28'31.78500"E		
纬度	23°08'37.62079"N		
现场照片	 		

点位编号	HW2	所属部门	水务部
位置描述	空分装置北围墙内		
经度	113°28'04.95304"E		
纬度	23°08'52.31835"N		
现场照片	 		

点位编号	化工区背景点	所属部门	厂界外上游
位置描述	危废库外侧		
经度	113°28'12.63558"E		
纬度	23°08'53.15473"N		
现场照片			

点位编号	KW3	所属部门	贮运部
位置描述	石脑油 1110 罐正南侧		
经度	113°28'06.25898"E		
纬度	23°07'39.75729"N		
现场照片	 		

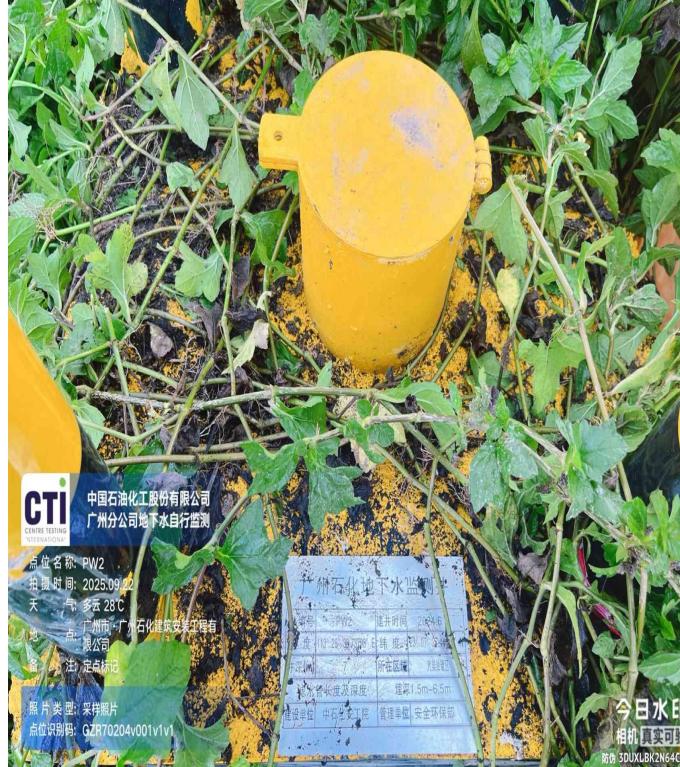
点位编号	KW4	所属部门	炼油二部
位置描述	原汽提二装置污水罐东北侧		
经度	113°28'00.69774"E		
纬度	23°07'30.89250"N		
现场照片	 		

点位编号	MW3	所属部门	炼油一部
位置描述	加氢精制（二）装置西侧，12 罐区 RCO 装置南侧		
经度	113°27'59.05255"E		
纬度	23°07'21.11828"N		
现场照片			

点位编号	详查 10	所属部门	炼油一部加氢一装置
位置描述	C201/1 正南侧, 配电间正西侧绿化区旁		
经度	113°28'06.81570"E		
纬度	23°07'18.55784"N		
现场照片			

点位编号	NW1	所属部门	水务部
位置描述	7 万吨/年硫磺回收装置西侧, 污水 V821B 罐南侧		
经度	113°28'16.46302"E		
纬度	23°07'27.74561"N		
现场照片	 		

点位编号	OW1	所属部门	贮运部
位置描述	航煤 2010 罐南侧, 柴油 106 罐西侧		
经度	113°28'26.54444"E		
纬度	23°07'38.61451"N		
现场照片	 		

点位编号	PW2	所属部门	贮运部
位置描述	汽油 802 罐东南侧		
经度	113°28'38.73798"E		
纬度	23°07'27.44013"N		
现场照片	 		

点位编号	SW4	所属部门	炼油三部
位置描述	延迟焦化二装置外操室门口绿化带		
经度	113°29'09.4173"E		
纬度	23°07'09.1094"N		
现场照片	 		

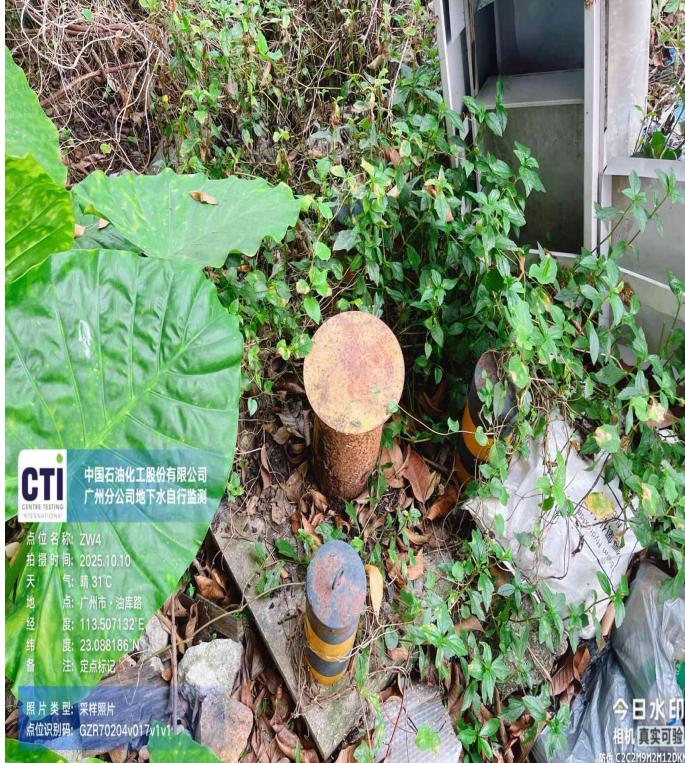
点位编号	RW1	所属部门	贮运部
位置描述	船燃 515 罐正东侧, 北横二路 01 号柱东侧		
经度	113°29'11.51004"E		
纬度	23°07'27.18457"N		
现场照片	 		

点位编号	SW3	所属部门	炼油四部
位置描述	无损检测室东侧, 柴油加氢改质装置西侧		
经度	113°28'34.48027"E		
纬度	23°07'16.21481"N		
现场照片	 		

点位编号	UW1	所属部门	水务部
位置描述	氧化沟北侧, 新建渣油加氢装置南侧		
经度	113°28'40.67467"E		
纬度	23°07'08.36677"N		
现场照片	 		

点位编号	VW2	所属部门	水务部
位置描述	炼油区污水处理厂操作室南侧, 厂区南侧边界		
经度	113°28'45.20216"E		
纬度	23°07'41.45834"N		
现场照片	 		

点位编号	炼油区背景点 OW3	所属部门	炼油区厂界外（上游）
位置描述	炼油区火炬脚下西南侧，管廊西侧		
经度	113°28'24.17253"E		
纬度	23°07'53.93324"N		
现场照片	 		

点位编号	ZW4	所属部门	贮运部
位置描述	消防水罐南侧		
经度	113°30'25.73715"E		
纬度	23°05'17.38390"N		
现场照片	 		

6.2 各点位布设原因

按照《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南（试行）》(HJ 1209-2021)，监测点/监测井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。特别是石油化工生产过程易燃易爆，装置密集且地面实施了硬化。本次各个点位布设在确保企业安全生产的条件下，结合前期土壤污染隐患排查和重点埋地设施情况，自行监测点/监测井布设在重点设施周边并尽量接近重点设施。重点场所或重点设施设备占地面积较大时，可根据重点区域内部重点设施的分布情况，统筹规划重点区域内部自行监测点/监测井的布设，同时充分考虑了土壤污染风险和历史泄漏事故情况，点位布设尽量接近土壤污染隐患场所重点设施或最有可能受到污染物渗漏、流失、扬散的途径区域和污染高风险区域，确保了监测点位布设的全面性、准确性和合理性。另外监测范围全面覆盖生产区域，土壤点深度覆盖埋地设施的最低深度，地下水监测点位布设充分考虑了地下水水流场，基本布设在埋地设施地下水下游方向。

6.3 土壤和地下水自行监测频次

土壤和地下水自行监测频次根据生态环境部发布的《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南（试行）》(HJ 1209-2021)的要求土壤和地下水监测频次如下：

- (1) 土壤：监测频次为表层土壤 1 年 1 次，深层土壤 3 年 1 次；
- (2) 地下水：一类单元地下水非敏感区半年 1 次，敏感区 1 季度 1 次；二类单元地下水非敏感区 1 年 1 次，敏感区半年 1 次。

按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)，地下水环境敏感程度分级见表 6-5。

表 6-5 地下水环境敏感程度分级表

敏感程度	地下水环境敏感特征
敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区；除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其它保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。
较敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区以外的补给径流区；未划定准保护区的集中式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地：特殊地下水资源（如矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区 a。

不敏感	上述地区之外的其他区域。
注: a“环境敏感区”是指《建设项目环境影响评价分类管理名录》中所界定的涉及地下水的环境敏感区。	

根据《中国石油化工股份有限公司广州分公司安全绿色高质量发展技术改造项目》(2021 年 4 月)，广州石化地下水环境敏感程度为不敏感，故广州石化地下水自行监测频次为：一类单元地下水监测半年 1 次，二类单元 1 年 1 次。

根据《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南（试行）》(HJ1209-2021)：当有点位出现下列任一种情况时，该点位监测频次应至少提高 1 倍，直至至少连续 2 次监测结果均不再出现下列情况，方可恢复原有监测频次；经分析污染可能不由该企业生产活动造成时除外，但应在监测结果分析中一并说明：

- a) 土壤污染物浓度超过 GB36600 中第二类用地筛选值、土壤环境背景值或地方土壤污染风险管控标准；
- b) 地下水污染物浓度超过该地区地下水功能区划在 GB/T14848 中对应的限值或地方生态环境部门判定的该地区地下水环境本底值；
- c) 地下水污染物监测值高于该点位前次监测值 30%以上；
- d) 地下水污染物监测值连续 4 次以上呈上升趋势。

根据 2024 年度自行监测方案点位信息排查，AW1、DW12、EW2、FW1、KW3、KW4、MW3、详查 10、NW1、OW1、PW2、SW4、RW1、SW3、UW1、VW2、ZW4 共 18 个地下水监测井属于一类单元，需要每半年监测 1 次。

化工区背景点（化工区厂界外上游点）、炼油区背景点 OW3（化工区厂界外下游点）属于背景点，需要每半年监测 1 次。

BW1、HW2 地下水监测井属于二类单元，需要一年监测 1 次。

根据《中国石油化工股份有限公司广州分公司 2024 年度土壤和地下水自行监测报告（备案稿）》(2024 年 12 月)，其中 CW2 在 2024 年度曾经存在苯乙烯、乙苯等特征污染物超标的现象，故在本年度进行加密监测，根据《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南（试行）》(HJ 1209-2021)中要求，2025 年度 CW2 点位每季度监测一次。

6.4 各点位监测指标及选取原因

根据《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南（试行）》(HJ 1209-2021)中要求，原则上所有土壤监测点的监测指标至少应包括 GB 36600 表 1 基本项目，地下水监测井

的监测指标至少应包括 GB/T 14848 表 1 常规指标（微生物指标、放射性指标除外）。

企业内任何重点单元涉及上述范围外的关注污染物，应根据其土壤或地下水的污染特性，将其纳入企业内所有土壤或地下水监测点的初次监测指标。

综上所述，由于生产工艺无变化，2025 年度监测指标仍按 2024 年度自行监测方案执行。

7 样品采集、保存、流转与制备

7.1 现场采样位置、数量和深度

1) 土壤

采样位置:

根据生态环境部发布的《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南（试行）》（HJ 1209-2021）点位布设原则，监测频次为表层土壤 1 年 1 次，深层土壤 3 年 1 次。故 2025 年广石化土壤样品都为表层土，具体采样点位经纬度坐标见表 6-1、图 6-1 至图 6-4。

采样数量:

依据《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南（试行）》（HJ 1209-2021）中 5.2.2 的要求，土壤监测点位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，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，污染途径包含扬尘的单元还应结合污染物主要沉降位置确定点位。

根据上述的布点原则，结合企业实际的生产布局和安全要求，本次自行监测区域共布设土壤点位 26 个，每个表层土壤点位采集 1 个土壤样品，故本次共采集土壤样品 29 个（含平行样 3 个）。土壤监测点统计结果见表 7-1。

表层土壤监测点采样深度为 0-0.5m。单元内部及周边 20m 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。

表 7-1 监测点位及样品量统计

编 号	生产 区域	分区	点位编号	监测样品类型	表层土壤点位	土壤样品总数
1	化 工 区	A 区（化工碳五 聚丙烯聚苯乙 烯装置区域及 装置储罐）	AS1	表层土	1	2
2		B 区（化工聚乙 烯、聚丙烯 1 区域）	BS1	表层土	1	1

3	炼油区	C 区(化工干气制乙苯、苯乙烯装置区域及装置罐区)	CS2	表层土	1	1
4		D 区(化工裂解汽加抽提区域)	DS1	表层土	1	1
5		E 区(化工储罐)	ES1	表层土	1	1
6		F 区(化工污水处理装置)	FS2	表层土	1	1
7		G 区(化工火炬)	GS1	表层土	1	1
8		H 区(化工塑料产品仓库)	HS1	表层土	1	1
9		I 区(化工循环水)	IS1	表层土	1	1
10		J 区(炼油石脑油、液态烃储运罐区)	JS1	表层土	1	2
11		K 区(炼油催化、气分装置)	KS2	表层土	1	1
12	炼油区	L 区(炼油重油储罐)	MS1	表层土	1	1
13		M 区(炼油蒸馏催化加氢装置区域)	MS3	表层土	1	1
14		N 区(炼油气分二循硫磺烷基化装置区域)	NS1	表层土	1	1
15		O 区(炼油原油罐区)	OS3	表层土	1	1
16		P 区(炼油汽柴油罐区)	PS3	表层土	1	1
17		Q 区(炼油焦化溶脱装置区域)	QS2	表层土	1	1
18		R 区(重油航煤罐区)	RS2	表层土	1	1
19		S 区(炼油加氢联合焦化二装置区域)	SS6	表层土	1	1
20		T 区(炼油液态烃球罐区)	TS1	表层土	1	1
21		U 区(炼油蒸馏渣油加氢聚丙烯装置区域)	US2	表层土	1	1
22		V 区(炼油污水处理装置区域)	VS1	表层土	1	2

23		W 区 (炼油锅炉区域)	WS2	表层土	1	1
24	收转区域	Z 区 (成品油储罐)	ZS1	表层土	1	1
25			化工区背景点 (化工区厂界外上游点)	表层土	1	1
26	厂界外	背景点	炼油区背景点 OS4 (化工区厂界外下游点)	表层土	1	1
合计						29

2) 地下水

采样位置:

地下水点位具体采样点位经纬度坐标见表 6-2, 图 6-1 至图 6-4。

采样数量:

依据《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南（试行）》(HJ 1209-2021)中 5.2.3 的要求, 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迁移路径的下游方向, 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。

根据上述的布点原则, 结合企业实际的生产布局和安全要求, 本次自行监测区域共布设地下水点位 22 个。CW2、HW2 属于加密监测, 每季度监测一次。受季节因素影响, 在本年度采样过程中, HW2 点位水位过低, 未取到水, 仅对 CW2 点位进行加密监测。2025 年第一次自行监测共采集地下水样品 25 个（含平行样 6 个）。2025 年第二次自行监测共采集地下水样品 27 个（含平行样 7 个）。故本次共采集地下水样品 54 个（含平行样 13 个、CW2 点位 2 个加密样品）。地下水监测点数量见表 7-2 和表 7-3。

除 HW2 水位过低, 井下未取到水外, KW3 在第一次自行监测时未取到水, 第二次自行监测时 FW1 未取到水, BW1 属于二类单元, 仅在第二次自行监测中补充取样一次。

采样深度:

自行监测原则上只调查潜水，采集深度为水面以下 1m 内。

表 7-2 第一次监测点位及地下水样品量统计

编号	生产区域	分区	点位编号	监测样品类型	地下水点位	水样数合计
1	化工生产区域	A 区 (化工碳五聚丙烯聚苯乙烯装置区域及装置储罐)	AW1	地下水	1	1
2		B 区 (化工聚乙烯、聚丙烯 1 区域)	BW1	地下水	1	0
3		C 区 (化工干气制乙苯、苯乙烯装置区域及装置罐区)	CW2	地下水	1	2
4		D 区 (化工裂解汽加抽提区域)	DW12	地下水	1	1
5		E 区 (化工储罐)	EW2	地下水	1	1
6		F 区 (化工污水处理装置)	FW1	地下水	1	1
7		H 区 (化工塑料产品仓库)	HW2	地下水	1	0
8	炼油生产区	J 区 (炼油石脑油、液态烃储运罐区)	KW3	地下水	1	0
9		K 区 (炼油催化、气分装置)	KW4	地下水	1	1
10		L 区 (炼油重油储罐)	MW3	地下水	1	1
11		M 区 (炼油蒸馏催化加氢装置区域)	详查 10	地下水	1	2
12		N 区 (炼油气分二循硫磺烷基化装置区域)	NW1	地下水	1	1
13		O 区 (炼油原油罐区)	OW1	地下水	1	2
14		P 区 (炼油汽柴油罐区)	PW2	地下水	1	1
15		Q 区 (炼油焦化溶脱装置区域)	SW4	地下水	1	1
16		R 区 (重油航煤罐区)	RW1	地下水	1	1
17		S 区 (炼油加氢联合焦化二装置区域)	SW3	地下水	1	1
18		U 区 (炼油蒸馏渣油加氢聚丙烯装置区域)	UW1	地下水	1	1
19		V 区 (炼油污水处理装置区域)	VW2 (炼油区厂界外下游)	地下水	1	1
20	收转区域	Z 区 (成品油储罐)	ZW4	地下水	1	2
21	厂	背景点	化工区背景点 (化工区厂界)	地下水	1	2

编号	生产区域	分区	点位编号	监测样品类型	地下水点位	水样数合计
22	界外		外上游点)			
			炼油区背景点 OW3 (化工区 厂界外下游 点)	地下水	1	2
合计						25

表 7-3 第二次监测点位及地下水样品量统计

编号	生产区域	分区	点位编号	监测样品类型	地下水点位	水样数合计
1	化工生产区域	A 区 (化工碳五聚丙烯聚苯乙烯装置区域及装置储罐)	AW1	地下水	1	1
2		B 区 (化工聚乙烯、聚丙烯 1 区域)	BW1	地下水	1	2
3		C 区 (化工干气制乙苯、苯乙烯装置区域及装置罐区)	CW2	地下水	1	1
4		D 区 (化工裂解汽加抽提区域)	DW12	地下水	1	2
5		E 区 (化工储罐)	EW2	地下水	1	1
6		F 区 (化工污水处理装置)	FW1	地下水	1	0
7		H 区 (化工塑料产品仓库)	HW2	地下水	1	0
8	炼油生产区	J 区 (炼油石脑油、液态烃储运罐区)	KW3	地下水	1	1
9		K 区 (炼油催化、气分装置)	KW4	地下水	1	1
10		L 区 (炼油重油储罐)	MW3	地下水	1	1
11		M 区 (炼油蒸馏催化加氢装置区域)	详查 10	地下水	1	2
12		N 区 (炼油气分二循硫磺烷基化装置区域)	NW1	地下水	1	1
13		O 区 (炼油原油罐区)	OW1	地下水	1	2
14		P 区 (炼油汽柴油罐区)	PW2	地下水	1	2
15		Q 区 (炼油焦化溶脱装置区域)	SW4	地下水	1	1
16		R 区 (重油航煤罐区)	RW1	地下水	1	1
17		S 区 (炼油加氢联合焦化二装置区域)	SW3	地下水	1	1

编号	生产区域	分区	点位编号	监测样品类型	地下水点位	水样数合计
18		U 区 (炼油蒸馏渣油加氢聚丙烯装置区域)	UW1	地下水	1	2
19		V 区 (炼油污水处理装置区域)	VW2 (炼油区厂界外下游)	地下水	1	1
20	收转区域	Z 区 (成品油储罐)	ZW4	地下水	1	2
21	厂界外	背景点	化工区背景点 (化工区厂界外上游点)	地下水	1	1
22			炼油区背景点 OW3 (化工区厂界外下游点)	地下水	1	1
合计						27

表 7-4 加密监测点位及地下水样品量统计

编号	生产区域	点位监测时间	监测样品类型	地下水点位	水样数合计
1	化工区	CW2 2025.03	地下水	1	1
2		CW2 2025.05	地下水	1	2
3		CW2 2025.08	地下水	1	1
4		CW2 2025.10	地下水	1	1
合计					5

7.2 采样方法及程序

7.2.1 土壤采样

本次自行监测采样涉及表层土采样工作，表层土共采集样品 26 个。采样时严格按照前期制定的布点方案进行，具体工作时间为：2025 年 5 月 16 日-2025 年 5 月 18 日。

表层土采样前先铁铲将上层杂质清理干净，之后用木铲采集 0-20cm 处样品用作实验室分析，每个表层土监测点位采集 1 个样品，表层土现场采样部分照片见图 7-1。

自行监测土壤样品编码格式为 X₁SX₂，X₁ 代表分区，S 代表土壤样品，X₂ 代表土壤样品编号（详查 10 除外）。



图 7-1 表层土现场采样照片

7.2.2 地下水采样

7.2.2.1 地下水监测井安装

本次自行监测工作在监测区域内共设置了地下水监测点位 22 个，均为利旧井。原有监测井均为长期监测井，可供地下水长期监测，监测井由井管、填料、井台等部分组成，详见图 7-2。

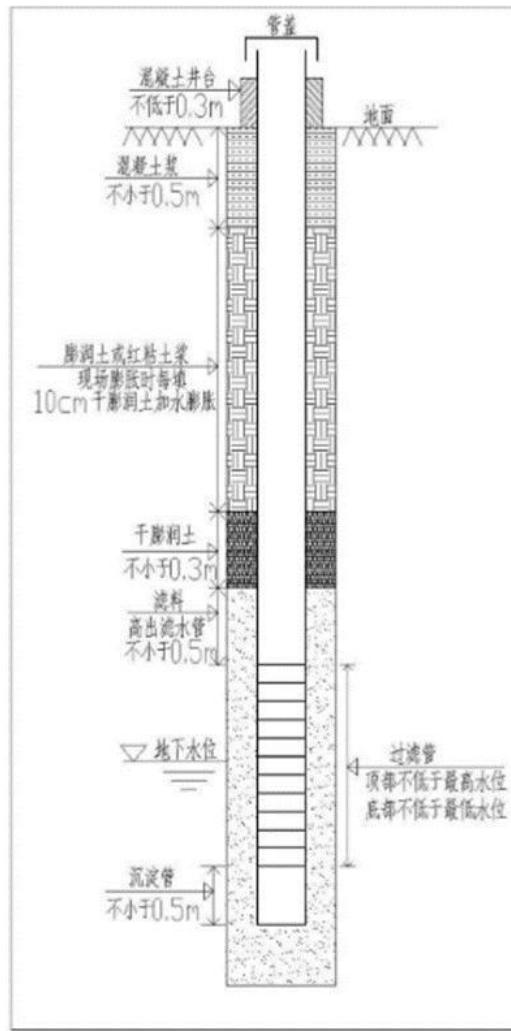


图 7-2 地下水监测井结构图

地下水监测井结构采用一孔成井工艺。使用外径为 63mm 符合质量标准的 PVC 管来安装监测井。PVC 管由沉淀管、滤管和白管三部分组成，沉淀管以上为滤管，滤管含有滤缝，滤缝由专业设备加工，滤管以上为白管。设计需结合当地水文地质条件，并充分考虑区域 10 年内地下水位变幅，滤水管长度和设置位置覆盖水位变幅，一般不超过 15 米。

地下水监测井建设过程包括钻孔、下管、填料、井台构筑（长期监测井需要）、成井洗井、封井等步骤，具体要求如下：

（1）钻孔

地下水监测井建需使用 30 钻机结合手钻来进行。在钻孔开始前，现场工程师根据前期方案初步确定现场监测点的位置，由广州石化相关部门负责人对地下是否存在管线进行确认，并对每个监测点签署动土及动火作业票。30 钻机钻孔前使用手钻的方式确定地下 0-1.0m 的范围内是否存在地下设施，确认无地下设施后再人工探挖，人工探挖深度不小于 2.0m，若没有地下设施，则用 30 钻机钻孔至指定深度。钻孔直径至少大于井管直径 50mm，故本次项目水土联合监测点，在土壤监测点处建井的，建井前必须再用螺旋钻扩孔，使终孔直径至少大于井管直径 50mm。钻孔达到设定深度后进行钻孔掏洗，以清除钻孔中的泥浆和钻屑，然后静置 2-3h 并记录静止水位。

（2）下管

下管前校正孔深，按先后次序将井管逐根丈量、排列、编号、试扣，确保下管深度和滤水管安装位置准确无误。井管下放速度不宜太快，中途遇阻时可适当上下提动和转动井管，必要时将井管提出，清除孔内障碍后再下管。下管完成后，将其扶正、固定，井管轴心与钻孔轴心重合。

（3）填料

地下水采样井填料从下至上依次为滤料层、止水层、回填层。滤料层从沉淀管（或管堵）底部一定距离直至超过滤水管顶部。滤料层材料宜选择球度与圆度好、无污染的石英砂。将滤料缓慢填充至管壁与孔壁中的环形空隙内，沿着井管四周均匀填充，避免从单一方位填入，一边填充一边晃动井管，防止滤料填充时形成架桥或卡锁现象。滤料填充过程进行测量，确保滤料填充至设计高度。

止水层的填充高度达到滤料层以上 50cm。为了保证止水效果，宜选用直径 20-40mm 球状膨润土分两段进行填充，第一段从滤料层往上填充不小于 30cm 的干膨润土，然后采用加水膨润土或膨润土浆继续填充至距离地面 50cm 处。

回填层位于止水层之上至采样井顶部，宜根据场地条件选择合适的回填材料。优先选用膨润土和混凝土浆作为回填材料。

（4）井台构筑

若地下水采样井需建成长期监测井，则设置保护性的井台构筑。井台构筑前选择合

适的井台类型，井台分为隐藏式和明显式两种。隐藏式井台与地面齐平，适用于路面等特殊位置；明显式井台地上部分井管长度保留 30-50cm，井口用与井管同材质的管帽封堵，地上部分的井管采用管套保护，管套选择强度较大且不宜损坏材质，管套与井管之间注混凝土浆固定，所有井台的搭建保持统一规格样式。

（5）封井

井台构筑后，做好监测井井口密闭和防渗，避免地表雨水、污水等沿井口流入监测井内，造成次生污染。

地下水监测井建井现场部分历史照片见图 7-3。



图 7-3 监测水井现场建井照片

7.2.2.2 地下水洗井

本年度地下水采样前需要用贝勒管进行洗井（图 7-4），以去除地下水中小颗粒及杂质，增强监测区内地下水的水力联系。现场采用贝勒管对监测井进行清洗，清洗出的水量超过地下水井贮存量。

（1）采样前先测量监测井洗井前的初始水位，并以清洁贝勒管汲取井内滞留水观

察及照相。如发现有浮油或油花时，测量贝勒管或井内浮油厚度，井内浮油厚度可采用油水界面仪测量。依据井盖密封状况、井盖是否累积油渍及井位置来分析是否为外界油品流入井中所致。

(2) 洗井以低速进行，可采用放置水位计于井内水面方式，由测量水位结果，掌握洗井速率与井内回水速率的相关性。

(3) 洗井后，等水位回复至稳态后再次记录地下水位，同时根据监测井建井的相关资料，确认滤水管位置。注意此时水位如高过滤水管顶端，于采样纪录上特别标注。

(注：如水位高过滤水管顶端，无法采得具有代表性的污染水样如水位高过滤水管顶端，无法采得具有代表性的污染水样)

(4) 洗井过程中持续测量汲出水的温度、pH 值、导电度、溶解氧、氧化还原电位，同时观察汲出井水的颜色、气味是否异常及有无杂质存在。洗井完成的标准为洗井期间现场测量下列水质参数至少 5 次以上，直到最后连续 3 次符合各项参数的稳定标准为止，其标准为：连续三组检测读数满足如下要求 $\Delta \text{pH} \leq \pm 0.1$ 单位， $\Delta \text{特定电导率} \leq \pm 3\%$ ， $\Delta \text{温度} \leq \pm 3\%$ ， $\Delta \text{溶解氧浓度} \leq \pm 10\%$ ， $\Delta \text{氧化还原电位} \leq \pm 10 \text{mV}$ ， $\Delta \text{浊度} \leq \pm 10\%$ 。



图 7-4 监测水井洗井

7.2.2.3 地下水取样

本年度地下水取样使用一次性提水管采集地下水样（图 7-5），采样过程中尽量避

免提水管的上下振动对地下水的扰动，先采集用于检测 VOCs 的水样，然后再采集用于检测其他水质指标的水样。采样作业于洗井后待井内水体回复稳态后 2h 内进行。此外，为避免浊度干扰检测结果，建议宜测量采样时的浊度，并于采样纪录上标注，供日后分析数据使用。

对新设监测井进行地下水采样，由于完井时所采用的超量抽水方式将造成大量扰动。因此建议于完井后一段时间（如 24h 后），再进行地下水采样。

由于加油站的特征污染物大都属于轻质非水相液体。因此，采样位置尽量靠近含水层上部。如以气囊泵进行挥发性气体（加油站的特征污染物大都属于挥发性气体）采样，汲水速率调降至 0.1L/min 以下，以免因扰动造成挥发性气体逸散。如以贝勒管进行挥发性气体采样，采样过程需缓慢上升及下降，以免造成扰动。如用贝勒管采样，建议分装水样于棕色玻璃瓶中时，在考虑分装所需的足够体积后，先放流部分水样，所收集水样以位于贝勒管中段以上，尽量靠近液面为原则。

采样后再次记录地下水位。自行监测地下水样品一类单元每个监测井采样 2 次，二类单元每个监测井采样 1 次。编号为 X_1WX_2 ， X_1 代表分区，W 代表地下水样品， X_2 代表地下水样品号（详查 10 除外）。



图 7-5 地下水样品采样

7.3 样品保存、流转与制备

7.3.1 土壤样品保存和预处理

样品采集完成后,在样品瓶上记录编号、检测因子等采样信息,并做好现场记录。有机样品采集后立即放入 4° C 以下的车载冷藏箱保存,保证保温箱内样品的温度在 4° C 以下,并及时将样品送回实验室。土样样品的保存严格按照《土壤环境监测技术规范》(HJ/T166-2004)的要求执行。

7.3.1.1 样品预处理

从现场采集回来的土样,经登记编号后,进入制样阶段,实验室严格参照《土壤环境监测技术规范》(HJ/T166-2004)进行样品的制备,主要包括以下流程:风干、磨细、过筛、混匀、装瓶,以备不同待测物分析测定之用。

风干:现场采集回来的土壤样品及时放在样品盘上,除去土壤中混杂的石块、根茎等,摊成薄薄的一层(2~3cm),置于干净整洁的室内通风处自然风干,严禁暴晒,并注意防止酸、碱等气体及灰尘污染。风干过程中要经常翻动土样并将大块用木棍压碎以加速干燥。磨碎过筛:磨样室将风干的土壤样品倒在有机玻璃板上,用木锤敲击碎后,用木棒再次压碎;清除细小已断的植物须根。混匀样品,过孔径 2mm 尼龙筛,去除 2mm 以上的砂粒,大于 2mm 的土团放回再次研磨,直至全部过筛。过 2mm 筛后的样品全部置于无色聚乙烯薄膜上,充分搅拌混匀,在采用四分法取其 2 份,一份交样品库存放,一份做样品的细磨用。

用于细磨的样品再用四分法分成两份,一份研磨到全部过孔径 0.25mm(60 目)筛,装瓶备分析用;另一份研磨到全部过孔 0.15mm(100 目)筛,装瓶备分析用,用于重金属含量分析。

土壤样品的保存:制备好的样品妥善保存于样品贮存库内,避免日晒、高温、潮湿和酸碱等气体的污染。在全部分析工作结束、分析数据核实无误后,继续保存半年,以备核查。注明项目名称、样品编号、采样地点、土壤名称、采样深度、采样日期、采样人及制样时间、制样人等信息。

制样过程中采样时的土壤标签与土壤始终放在一起,严禁混错,样品名称和编码始终不变;制样工具每处理一份样后擦抹(洗)干净,严防交叉污染;分析挥发性、半挥发性有机物或可萃取有机物无需上述制样,用新鲜样按特定的方法进行样品前处理。制备

流程图见下图 7.6。

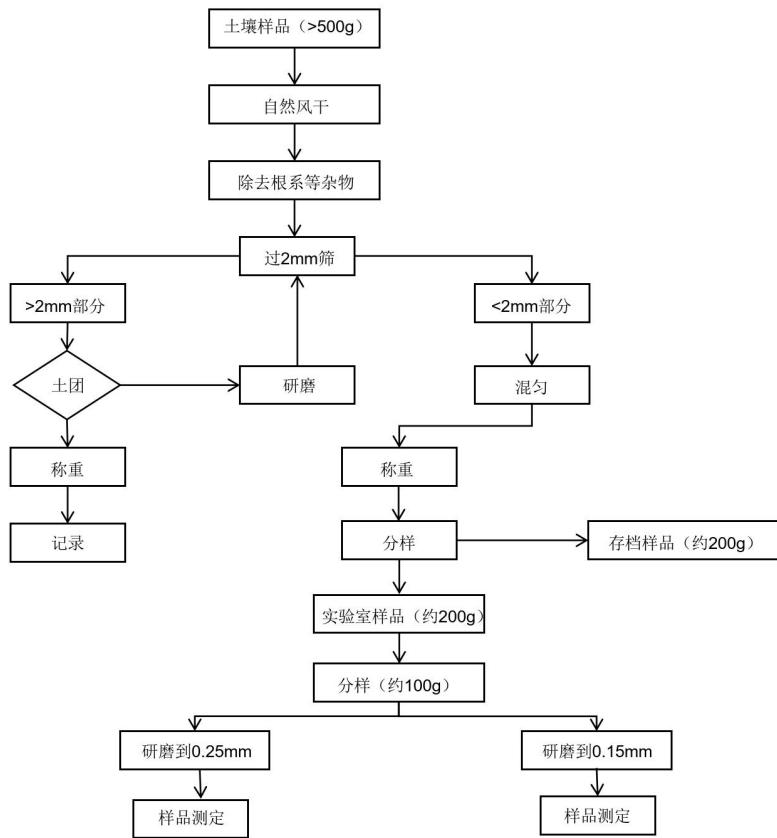


图 7.6 土壤样品制备流程

7.3.1.2 样品保存

新鲜样品的保存：土壤样品保存参照 HJ/T166 的要求进行，对于易分解或易挥发等不稳定组分的样品要采取低温保存的运输方法，并尽快送到实验室分析测试。测试项目需要新鲜样品的土样，采集后用可密封的聚乙烯或玻璃容器在 4° C 以下避光保存，样品要充满容器。避免用含有待测组分或对测试有干扰的材料制成的容器盛装保存样品，测定有机污染物用的土壤样品要选用玻璃容器保存，具体保存条件见下表 7-5。

分析取用后的剩余样品：分析取用后的剩余样品，待测定全部完成数据报出后，也移交样品库保存。分析取用后的剩余样品一般保留半年，预留样品一般保留 2 年。特殊、珍稀、仲裁、有争议样品一般要永久保存。

表 7-5 新鲜土壤样品的保存条件和保存时间

测试项目	容器材质	温度 (℃)	可保存时间(d)	备注
金属(汞和六价铬除外)	聚乙烯、玻璃	<4	180	/
汞	玻璃	<4	28	/
砷	聚乙烯、玻璃	<4	180	/
六价铬	聚乙烯、玻璃	<4	1	/
挥发性有机物	玻璃 (棕色)	<4	7	采样瓶装满 装实并密封
半挥发性有机物	玻璃 (棕色)	<4	10	采样瓶装满 装实并密封
难挥发性有机物	玻璃 (棕色)	<4	14	/
石油烃 C10-C40	玻璃 (棕色)	<4	7	采样瓶装满 装实并密封

7.3.2 地下水样品的保存和预处理

根据《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南(试行)》(HJ1209-2021), 地下水监测以调查第一含水层(潜水)为主。根据现场实地踏勘结合相关技术规定,地下水样品采集要求如下:

(1) 采样洗井达到要求后,测量并记录水位,若地下水水位变化小于 10cm, 则可以立即采样; 若地下水水位变化超过 10cm, 应待地下水位再次稳定后采样, 若地下水回补速度较慢, 在洗井后 2h 内完成地下水采样。若洗井过程中发现水面有浮油类物质, 需要在采样记录单里明确注明。

(2) 样品采集中先对 VOCs 的水样进行采集, 再采集用于检测其他水质指标的水样。对于未添加保护剂的样品瓶, 地下水采样前需用待采集水样润洗 2~3 次。采集检测 VOCs 的水样时, 优先采用气囊泵或低流量潜水泵, 控制采样水流速度不高于 0.3L/min。使用低流量潜水泵采样时, 应将采样管出水口靠近样品瓶中下部, 使水样沿

瓶壁缓缓流入瓶中，过程中避免出水口接触液面，直至在瓶口形成一向上弯月面，旋紧瓶盖，避免采样瓶中存在顶空和气泡。使用贝勒管进行地下水样品采集，应缓慢沉降或提升贝勒管。取出后，通过调节贝勒管下端出水阀或低流量控制器，使水样沿瓶壁缓缓流入瓶中，直至在瓶口形成一向上弯月面，旋紧瓶盖，避免采样瓶中存在顶空和气泡。

采样前，按照《水质采样样品的保存和管理技术规定》(HJ493-2009)对采样容器进行清洗，并按要求加入保存剂。采样器具采用专用贝勒管；样品采集按照挥发性有机物、半挥发性有机物、稳定有机物及微生物样品、重金属和普通无机物的顺序采集，样品装瓶前静置后取上清液。测定挥发性有机污染物项目的水样，由采样管底端放出，采样时水样必须注满容器，上部不留空隙，用含盐酸保存剂的 40mL 棕色玻璃瓶收集；测定石油类、重金属等项目的水样分别单独采样。在监测井的水量足够时，采集石油类等比重比水小的样品应取上层水样，采集比重比水指标的样品应取下层水样，其余指标样品在水面以下 50cm 左右采集，半挥发性有机物的样品采样时应将水注满容器，上部不留空气，并加入抗坏血酸 0.01-0.02g 除去残余氯，用 1L 棕色玻璃瓶盛装，用聚四氟乙烯胶带密封；分析重金属的样品加酸固定，用 250ml 塑料瓶盛装。在水样采集或装入容器后，采集水样后，立即将水样容器瓶盖紧、密封，贴好标签，现场及时填写《地下水采样记录单》。送样单位按照国家相关标准采集水样，样品编号清晰，采样容器清洗干净。为防止水中易变组分发生变化，根据测定项目的不同，在采样容器里加入不同的试剂，采取后放到低温保温箱（低于 4° C）中保存样品，及时送至实验室，地下水采样记录表详细见于附件。

(3)本次地下水采样井为非一次性的地下水采样设备，在采样前后需对采样设备进行清洗，清洗过程中产生的废水，应集中收集处置。

(4)地下水采样过程中应做好人员安全和健康防护，佩戴安全帽和一次性的个人防护用品（口罩、手套等），废弃的个人防护用品等垃圾应集中收集处置。

(5)金属因子采集

当采集的地下水样品清澈透明时，采样单位可在采样现场对水样直接加酸处理；当采集的地下水样品浑浊或有肉眼可见颗粒物时，采样单位应在采样现场对水样进行 0.45 μ m 滤膜过滤然后对过滤水样加酸处理。

(6)挥发性有机物采集

挥发性有机污染物样品采集过程中应按照分析测试方法标准要求每批（包含采样批

次和运输批次) 样品至少采集 1 个运输空白和 1 个全程序空白。

7.3.3 装运前核对

在采样小组分工中明确现场核对负责人, 装运前进行样品清点核对, 逐件与采样记录单进行核对, 保存核对记录, 核对无误后分类装箱。如果样品清点结果与采样记录有任何不同, 及时查明原因, 并进行说明。

样品装运同时需填写样品运送单, 明确样品名称、采样时间、样品介质、检测指标、检测方法、样品寄送人等信息。

7.3.4 样品流转

样品流转运输保证样品完好并低温保存, 采用减震隔离措施, 严防样品瓶的破损、混淆或沾污, 在保存时限内运送至样品检测单位。

样品运输设置运输空白样进行运输过程的质量控制, 一个样品运送批次设置一个运输空白样品。

7.3.5 样品交接

实验室样品接收人员确认样品的保存条件和保存方式是否符合要求。收样实验室清点核实样品数量, 并在样品运送单上签字确认。

7.3.6 样品制备、分析测试

采集的土壤和地下水样品, 按照方案中确定的监测项目, 委托具有资质的第三方检测机构进行样品的制备、分析测试。

土壤: 首选《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018) 内推荐的检测方法, 无推荐方法的检测项目, 可选用监测实验室资质认定范围内的国际标准、区域标准、国家标准及行业标准方法, 但不得选用其它非标准方法或实验室自制方法。

地下水: 首选《地下水质量标准》(GB/T 14848-2017) 内推荐方法, 无推荐方法的检测项目, 可选用监测实验室资质认定范围内的国际标准、区域标准、国家标准及行业标准方法, 但不得选用其它非标准方法或实验室自制方法。

8 监测结果分析

8.1 土壤监测结果分析

8.1.1 分析方法

土壤检测项目分析方法见表 8-1。土壤分析方法需要满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）规定的分析方法要求。本次自行监测样品委托广州市华测品标检测公司进行样品检测，华测品标检测公司拥有通过中国计量认证（CMA）的实验室，对所有样品进行分析，并出具检测报告。

表 8-1 土壤检测项分析方法

监测对象	监测项目	分析测试方法	检出限	单位
土壤	石油烃(C10-C40)	HJ1021-2019	6	mg/kg
	苯	HJ605-2011	1.9	μg/kg
	乙苯	HJ605-2011	1.2	μg/kg
	间-二甲苯和对-二甲苯	HJ605-2011	1.2	μg/kg
	邻-二甲苯	HJ605-2011	1.2	μg/kg
	苯乙烯	HJ605-2011	1.1	μg/kg
	甲苯	HJ605-2011	1.3	μg/kg
	1,1,1,2-四氯乙烷	HJ605-2011	1.2	μg/kg
	1,1,1-三氯乙烷	HJ605-2011	1.3	μg/kg
	1,1,2,2-四氯乙烷	HJ605-2011	1.2	μg/kg
	1,1,2-三氯乙烷	HJ605-2011	1.2	μg/kg
	1,1-二氯乙烷	HJ605-2011	1.2	μg/kg
	1,1-二氯乙烯	HJ605-2011	1	μg/kg
	1,2,3-三氯丙烷	HJ605-2011	1.2	μg/kg
	1,2-二氯乙烷	HJ605-2011	1.3	μg/kg
	1,2-二氯丙烷	HJ605-2011	1.1	μg/kg
	四氯化碳	HJ605-2011	1.3	μg/kg
	氯甲烷	HJ605-2011	1	μg/kg
	顺式-1,2-二氯乙烯	HJ605-2011	1.3	μg/kg
	二氯甲烷	HJ605-2011	1.5	μg/kg
	四氯乙烯	HJ605-2011	1.4	μg/kg
	反式-1,2-二氯乙烯	HJ605-2011	1.4	μg/kg
	三氯乙烯	HJ605-2011	1.2	μg/kg
	氯乙烯	HJ605-2011	1	μg/kg
	1,2-二氯苯	HJ605-2011	1.5	μg/kg
	1,4-二氯苯	HJ605-2011	1.5	μg/kg
	氯苯	HJ605-2011	1.2	μg/kg
	三氯甲烷(氯仿)	HJ605-2011	1.1	μg/kg
	2-氯酚	HJ834-2017	0.06	mg/kg
	苯并(a)蒽	HJ834-2017	0.1	mg/kg

监测对象	监测项目	分析测试方法	检出限	单位
	苯并(a)芘	HJ834-2017	0.1	mg/kg
	苯并(b)荧蒽	HJ834-2017	0.2	mg/kg
	苯并(k)荧蒽	HJ834-2017	0.1	mg/kg
	䓛	HJ834-2017	0.1	mg/kg
	二苯并(a,h)蒽	HJ834-2017	0.1	mg/kg
	茚并(1,2,3-cd)芘	HJ834-2017	0.1	mg/kg
	萘	HJ834-2017	0.09	mg/kg
	硝基苯	HJ834-2017	0.09	mg/kg
	苯胺	HJ834-2017	0.1	mg/kg
	镉	HJ1315-2023	0.01	mg/kg
	铅	HJ1315-2023	0.1	mg/kg
	汞	GB/T22105.1-2008	0.002	mg/kg
	砷	GB/T22105.2-2008	0.01	mg/kg
	铜	HJ1315-2023	1	mg/kg
	镍	HJ1315-2023	3	mg/kg
	六价铬	HJ1082-2019	0.5	mg/kg

8.1.2 各点位监测结果

根据自行监测原则，表层土监测频次为 1 次/年，本次自行监测区域共布设土壤点位 26 个，每个表层土壤点位采集 1 个土壤样品，故本次共采集土壤样品 29 个（含平行样 3 个），表层土点位监测结果见表 8-2—表 8-5。

表 8-2 表层土监测结果表 (1/4)

检测项目	单位	AS1	BS1	CS2	DS2	ES1	HS1	IS1
石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	mg/kg	13	44	18	11	39	18	16
苯	μg/kg	ND						
乙苯	μg/kg	ND						
间-二甲苯和对-二甲苯	μg/kg	ND						
邻-二甲苯	μg/kg	ND						
苯乙烯	μg/kg	ND						
甲苯	μg/kg	ND						
1,1,1,2-四氯乙烷	μg/kg	ND						
1,1,1-三氯乙烷	μg/kg	ND						
1,1,2,2-四氯乙烷	μg/kg	ND						
1,1,2-三氯乙烷	μg/kg	ND						
1,1-二氯乙烷	μg/kg	ND						
1,1-二氯乙烯	μg/kg	ND						
1,2,3-三氯丙烷	μg/kg	ND						

检测项目	单位	AS1	BS1	CS2	DS2	ES1	HS1	IS1
1,2-二氯乙烷	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,2-二氯丙烷	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
四氯化碳	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
氯甲烷	μg/kg	0.0017	0.0012	0.0018	0.0012	ND	ND	0.0012
顺式-1,2-二氯乙烯	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
二氯甲烷	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
四氯乙烯	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
反式-1,2-二氯乙烯	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
三氯乙烯	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
氯乙烯	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,2-二氯苯	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,4-二氯苯	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
氯苯	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
三氯甲烷(氯仿)	μg/kg	ND	ND	0.0018	ND	ND	ND	ND
2-氯酚	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯并(a)蒽	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯并(a)芘	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯并(b)荧蒽	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯并(k)荧蒽	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
䓛	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
二苯并(a,h)蒽	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
茚并(1,2,3-cd)芘	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
䓛	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
硝基苯	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯胺	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	0.1	ND
镉	mg/kg	0.09	0.15	0.08	0.05	0.03L	0.31	0.06
铅	mg/kg	69	77	56	52	57	97	119
汞	mg/kg	0.030	0.040	0.059	0.138	0.042	0.070	0.076
砷	mg/kg	3.45	3.69	3.88	2.30	1.28	7.45	3.69
铜	mg/kg	13.2	18.9	8.1	11.4	10.2	19.7	14.0
镍	mg/kg	21	27	11	21	26	15	19
六价铬	mg/kg	ND	ND	ND	ND	0.5L	ND	ND

表 8-3 表层土监测结果表 (2/4)

检测项目	单位	FS2	化工背景点	GS1	SS6	JS1	KS2	MS1
石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	mg/kg	22	49	17	27	12	33	49

检测项目	单位	FS2	化工背景点	GS1	SS6	JS1	KS2	MS1
苯	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
乙苯	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
间-二甲苯和对-二甲苯	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
邻-二甲苯	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯乙烯	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
甲苯	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1,1,2-四氯乙烷	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1,1-三氯乙烷	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1,2,2-四氯乙烷	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1,2-三氯乙烷	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1-二氯乙烷	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1-二氯乙烯	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,2,3-三氯丙烷	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,2-二氯乙烷	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,2-二氯丙烷	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
四氯化碳	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
氯甲烷	μg/kg	0.0027	0.0020	0.0013	0.0016	0.0017	ND	0.0020
顺式-1,2-二氯乙烯	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
二氯甲烷	μg/kg	ND	0.0020	ND	ND	ND	ND	ND
四氯乙烯	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
反式-1,2-二氯乙烯	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
三氯乙烯	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
氯乙烯	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,2-二氯苯	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,4-二氯苯	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
氯苯	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
三氯甲烷(氯仿)	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
2-氯酚	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯并(a)蒽	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯并(a)芘	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯并(b)荧蒽	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯并(k)荧蒽	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
䓛	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
二苯并(a,h)蒽	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
茚并(1,2,3-cd)芘	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
萘	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND

检测项目	单位	FS2	化工背景点	GS1	SS6	JS1	KS2	MS1
硝基苯	mg/kg	ND						
苯胺	mg/kg	ND						
镉	mg/kg	0.16	0.04	0.04	0.08	0.28	0.20	0.26
铅	mg/kg	113	45	40	55	95	75	92
汞	mg/kg	0.062	0.093	0.023	0.053	0.171	0.173	0.095
砷	mg/kg	5.43	7.93	0.95	2.67	5.91	5.73	5.74
铜	mg/kg	29.9	16.3	6.3	12.2	35.7	23.5	18.3
镍	mg/kg	15	69	5	13	21	22	26
六价铬	mg/kg	ND	ND	ND	ND	0.6	0.5L	ND

表 8-4 表层土监测结果表 (3/4)

检测项目	单位	NS1	OS3	PS3	QS2	RS2	TS1
石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	mg/kg	30	14	19	28	73	21
苯	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND
乙苯	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND
间-二甲苯和对-二甲苯	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND
邻-二甲苯	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯乙烯	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND
甲苯	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1,1,2-四氯乙烷	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1,1-三氯乙烷	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1,2,2-四氯乙烷	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1,2-三氯乙烷	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1-二氯乙烷	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1-二氯乙烯	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,2,3-三氯丙烷	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,2-二氯乙烷	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,2-二氯丙烷	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND
四氯化碳	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND
氯甲烷	μg/kg	0.0018	0.0018	0.0018	0.0014	0.0015	0.0016
顺式-1,2-二氯乙烯	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND
二氯甲烷	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND
四氯乙烯	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND
反式-1,2-二氯乙烯	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND
三氯乙烯	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND
氯乙烯	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND

检测项目	单位	NS1	OS3	PS3	QS2	RS2	TS1
1,2-二氯苯	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,4-二氯苯	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND
氯苯	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND
三氯甲烷(氯仿)	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND
2-氯酚	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯并(a)蒽	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	0.2
苯并(a)芘	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	0.2
苯并(b)荧蒽	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	0.3
苯并(k)荧蒽	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND
䓛	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	0.2
二苯并(a,h)蒽	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND
茚并(1,2,3-cd)芘	mg/kg	ND	ND	ND	ND	0.1	0.2
萘	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND
硝基苯	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯胺	mg/kg	ND	0.1	0.1	ND	ND	ND
镉	mg/kg	0.24	0.25	0.41	0.15	0.71	0.09
铅	mg/kg	102	113	117	92	290	82
汞	mg/kg	0.068	0.076	0.100	0.118	0.155	0.080
砷	mg/kg	2.60	3.95	10.2	3.31	17.2	1.38
铜	mg/kg	18.6	30.2	88.0	31.3	243	11.7
镍	mg/kg	23	15	36	31	57	18
六价铬	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND

表 8-5 表层土监测结果表 (4/4)

检测项目	单位	US2	VS1	WS2	ZS1	OS4	MS3
石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	mg/kg	31	13	13	10	29	19
苯	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND
乙苯	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND
间-二甲苯和对-二甲苯	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND
邻-二甲苯	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯乙烯	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND
甲苯	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1,1,2-四氯乙烷	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1,1-三氯乙烷	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1,2,2-四氯乙烷	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1,2-三氯乙烷	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1-二氯乙烷	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND

检测项目	单位	US2	VS1	WS2	ZS1	OS4	MS3
1,1-二氯乙烯	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,2,3-三氯丙烷	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,2-二氯乙烷	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,2-二氯丙烷	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND
四氯化碳	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND
氯甲烷	μg/kg	0.0019	0.0019	0.0020	0.0012	0.0017	0.0013
顺式-1,2-二氯乙烯	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND
二氯甲烷	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND
四氯乙烯	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND
反式-1,2-二氯乙烯	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND
三氯乙烯	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND
氯乙烯	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,2-二氯苯	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,4-二氯苯	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND
氯苯	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND
三氯甲烷(氯仿)	μg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND
2-氯酚	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯并(a)蒽	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯并(a)芘	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯并(b)荧蒽	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯并(k)荧蒽	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND
䓛	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND
二苯并(a,h)蒽	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND
茚并(1,2,3-cd)芘	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND
萘	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND
硝基苯	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯胺	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND
镉	mg/kg	0.27	ND	0.19	0.09	0.14	0.11
铅	mg/kg	110	41	92	51	50	51
汞	mg/kg	0.130	0.064	0.103	0.068	0.136	0.153
砷	mg/kg	4.46	1.00	4.05	1.87	1.71	1.99
铜	mg/kg	26.2	2.9	25.5	8.4	17.8	13.1
镍	mg/kg	18	3	23	4	18	16
六价铬	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND

8.1.3 监测结果分析

8.1.3.1 土壤检测方法及对标限值

本项目调查地块的用地类型为工业用地，土壤的环境质量评估将参考以下标准：

土壤的评价标准为《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值（以下本章节内简称“第二类用地筛选值”）；若目标污染物的检出浓度超出上述参考标准，则判定为土壤超标污染物。

表 8-6 土壤检测方法及对标限值一览表

检测指标	标准限值	评价标准
石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	4500mg/kg	[1]
苯	4mg/kg	[1]
乙苯	28mg/kg	[1]
间-二甲苯和对-二甲苯	570mg/kg	[1]
邻-二甲苯	640mg/kg	[1]
苯乙烯	1290mg/kg	[1]
甲苯	1200mg/kg	[1]
1,1,1,2-四氯乙烷	10mg/kg	[1]
1,1,1-三氯乙烷	840mg/kg	[1]
1,1,2,2-四氯乙烷	6.8mg/kg	[1]
1,1,2-三氯乙烷	2.8mg/kg	[1]
1,1-二氯乙烷	9mg/kg	[1]
1,1-二氯乙烯	66mg/kg	[1]
1,2,3-三氯丙烷	0.5mg/kg	[1]
1,2-二氯乙烷	5mg/kg	[1]
1,2-二氯丙烷	5mg/kg	[1]
四氯化碳	2.8mg/kg	[1]
氯甲烷	37mg/kg	[1]
顺式-1,2-二氯乙烯	596mg/kg	[1]
二氯甲烷	616mg/kg	[1]
四氯乙烯	53mg/kg	[1]
反式-1,2-二氯乙烯	54mg/kg	[1]
三氯乙烯	2.8mg/kg	[1]

检测指标	标准限值	评价标准
氯乙烯	0.43mg/kg	[1]
1,2-二氯苯	560mg/kg	[1]
1,4-二氯苯	20mg/kg	[1]
氯苯	270mg/kg	[1]
三氯甲烷(氯仿)	0.9mg/kg	[1]
2-氯酚	2256mg/kg	[1]
苯并(a)蒽	15mg/kg	[1]
苯并(a)芘	1.5mg/kg	[1]
苯并(b)荧蒽	15mg/kg	[1]
苯并(k)荧蒽	151mg/kg	[1]
䓛	1293mg/kg	[1]
二苯并(a,h)蒽	1.5mg/kg	[1]
茚并(1,2,3-cd)芘	15mg/kg	[1]
萘	70mg/kg	[1]
硝基苯	76mg/kg	[1]
苯胺	260mg/kg	[1]
镉	65mg/kg	[1]
铅	800mg/kg	[1]
汞	38mg/kg	[1]
砷	60mg/kg	[1]
铜	18000mg/kg	[1]
镍	900mg/kg	[1]
六价铬	5.7mg/kg	[1]

注：1.“-”代表无评价标准；

2.“[1]”代表《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值。

8.1.3.2 表层土数据分析

本次自行监测区域共布设土壤点位 26 个，每个表层土壤点位采集 1 个土壤样品，故本次共采集土壤样品 29 个（含平行样 3 个）。检测结果表明，表层土样品检出指标 15 个，分别为石油烃(C₁₀-C₄₀)、氯甲烷、二氯甲烷、氯仿、苯并(a)蒽、苯并(a)芘、苯并(b)荧蒽、茚并(1,2,3-cd)芘、镉、铅、汞、砷、铜、镍、六价铬，对应检出个数分别为

26 个、23 个、1 个、1 个、1 个、1 个、2 个、25 个、26 个、26 个、26 个、26 个、3 个，对应检出率分别为 100%、88.46%、3.85%、3.85%、3.85%、3.85%、3.85%、7.69%、96.15%、100%、100%、100%、100%、100%、11.54%。表层土样品均无超标，表层土样品检测汇总信息见表 8-15，总结归纳如下：

重金属：

镉、铅、汞、砷、铜、镍、六价铬共计 7 种重金属有检出。均未超标，检出情况如下：

镉检出含量值范围为 0.03-0.71mg/kg，低于第二类用地筛选值（65mg/kg）；铅检出含量值范围为 40-290mg/kg，低于第二类用地筛选值（800mg/kg）；汞检出含量值范围为 0.023-0.173mg/kg，低于第二类用地筛选值（38mg/kg）；砷检出含量值范围为 0.95-17.2mg/kg，低于第二类用地筛选值（60mg/kg）；铜检出含量值范围为 2.9-243mg/kg，低于第二类用地筛选值（18000mg/kg）；镍检出含量值范围为 3-69mg/kg，低于第二类用地筛选值（900mg/kg）；六价铬检出含量值范围为 0.5-0.6mg/kg，低于第二类用地筛选值（5.7mg/kg）。

挥发性有机物及半挥发性有机物：

氯甲烷、二氯甲烷、氯仿、苯并(a)蒽、苯并(a)芘、苯并(b)荧蒽、茚并(1,2,3-cd)芘共计 7 种挥发性有机物及半挥发性有机物有检出。均未超标，检出情况如下：

氯甲烷检出含量值范围为 0.0012-0.0027mg/kg，低于第二类用地筛选值（37mg/kg）；二氯甲烷检出含量值为 0.002mg/kg，低于第二类用地筛选值（616mg/kg）；氯仿检出含量值为 0.0018mg/kg，低于第二类用地筛选值（0.9mg/kg）；苯并(a)蒽检出含量值为 0.2mg/kg，低于第二类用地筛选值（15mg/kg）；苯并(a)芘检出含量值 0.2mg/kg，低于第二类用地筛选值（1.5mg/kg）；苯并(b)荧蒽检出含量值为 0.3mg/kg，低于第二类用地筛选值（15mg/kg）；茚并(1,2,3-cd)芘检出含量值范围为 0.1-0.2mg/kg，低于第二类用地筛选值（15mg/kg）。

石油烃(C₁₀-C₄₀)：

石油烃(C₁₀-C₄₀)检出含量范围为 9-73mg/kg，低于第二类用地筛选值（4500mg/kg）。

综合来说，土壤关注污染物石油烃石油烃(C₁₀-C₄₀)检出值远低于其对应筛选值，其余土壤监测值均低于第二类用地筛选值。

表 8-7 表层土检测汇总信息表

名称	单位	最大值	最小值	检出个数	检出率	标准限值	超标数量	超标率
石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	mg/kg	73	9	26	100.00%	4500mg/kg	0	0.00%
苯	μg/kg	0	0	0	0.00%	4mg/kg	0	0.00%
乙苯	μg/kg	0	0	0	0.00%	28mg/kg	0	0.00%
间-二甲苯和对-二甲苯	μg/kg	0	0	0	0.00%	570mg/kg	0	0.00%
邻-二甲苯	μg/kg	0	0	0	0.00%	640mg/kg	0	0.00%
苯乙烯	μg/kg	0	0	0	0.00%	1290mg/kg	0	0.00%
甲苯	μg/kg	0	0	0	0.00%	1200mg/kg	0	0.00%
1,1,1,2-四氯乙烷	μg/kg	0	0	0	0.00%	10mg/kg	0	0.00%
1,1,1-三氯乙烷	μg/kg	0	0	0	0.00%	840mg/kg	0	0.00%
1,1,2,2-四氯乙烷	μg/kg	0	0	0	0.00%	6.8mg/kg	0	0.00%
1,1,2-三氯乙烷	μg/kg	0	0	0	0.00%	2.8mg/kg	0	0.00%
1,1-二氯乙烷	μg/kg	0	0	0	0.00%	9mg/kg	0	0.00%
1,1-二氯乙烯	μg/kg	0	0	0	0.00%	66mg/kg	0	0.00%
1,2,3-三氯丙烷	μg/kg	0	0	0	0.00%	0.5mg/kg	0	0.00%
1,2-二氯乙烷	μg/kg	0	0	0	0.00%	5mg/kg	0	0.00%
1,2-二氯丙烷	μg/kg	0	0	0	0.00%	5mg/kg	0	0.00%
四氯化碳	μg/kg	0	0	0	0.00%	2.8mg/kg	0	0.00%
氯甲烷	μg/kg	0.0027	0.0012	23	88.46%	37mg/kg	0	0.00%
顺式-1,2-二氯乙烯	μg/kg	0	0	0	0.00%	596mg/kg	0	0.00%
二氯甲烷	μg/kg	0.002	0.002	1	3.85%	616mg/kg	0	0.00%
四氯乙烯	μg/kg	0	0	0	0.00%	53mg/kg	0	0.00%
反式-1,2-二氯乙烯	μg/kg	0	0	0	0.00%	54mg/kg	0	0.00%
三氯乙烯	μg/kg	0	0	0	0.00%	2.8mg/kg	0	0.00%
氯乙烯	μg/kg	0	0	0	0.00%	0.43mg/kg	0	0.00%
1,2-二氯苯	μg/kg	0	0	0	0.00%	560mg/kg	0	0.00%
1,4-二氯苯	μg/kg	0	0	0	0.00%	20mg/kg	0	0.00%
氯苯	μg/kg	0	0	0	0.00%	270mg/kg	0	0.00%
三氯甲烷(氯仿)	μg/kg	0.0018	0.0018	1	3.85%	0.9mg/kg	0	0.00%
2-氯酚	mg/kg	0	0	0	0.00%	2256mg/kg	0	0.00%
苯并(a)蒽	mg/kg	0.2	0.2	1	3.85%	15mg/kg	0	0.00%
苯并(a)芘	mg/kg	0.2	0.2	1	3.85%	1.5mg/kg	0	0.00%
苯并(b)荧蒽	mg/kg	0.3	0.3	1	3.85%	15mg/kg	0	0.00%
苯并(k)荧蒽	mg/kg	0	0	0	0.00%	151mg/kg	0	0.00%
䓛	mg/kg	0	0	0	0.00%	1293mg/kg	0	0.00%

名称	单位	最大值	最小值	检出个数	检出率	标准限值	超标数量	超标率
二苯并(a,h)蒽	mg/kg	0	0	0	0.00%	1.5mg/kg	0	0.00%
茚并(1,2,3-cd)芘	mg/kg	0.2	0.1	2	7.69%	15mg/kg	0	0.00%
萘	mg/kg	0	0	0	0.00%	70mg/kg	0	0.00%
硝基苯	mg/kg	0	0	0	0.00%	76mg/kg	0	0.00%
苯胺	mg/kg	0	0	0	0.00%	260mg/kg	0	0.00%
镉	mg/kg	0.71	0.03	25	96.15%	65mg/kg	0	0.00%
铅	mg/kg	290	40	26	100.00%	800mg/kg	0	0.00%
汞	mg/kg	0.173	0.023	26	100.00%	38mg/kg	0	0.00%
砷	mg/kg	17.2	0.95	26	100.00%	60mg/kg	0	0.00%
铜	mg/kg	243	2.9	26	100.00%	18000mg/kg	0	0.00%
镍	mg/kg	69	3	26	100.00%	900mg/kg	0	0.00%
六价铬	mg/kg	0.6	0.5	3	11.54%	5.7mg/kg	0	0.00%

8.2 地下水监测结果分析

8.2.1 分析方法

地下水检测项目分析方法见表 8-8。地下水分析方法满足 GB/T 14848-2017 规定的分析方法要求。本次自行监测样品委托广州市华测品标检测公司进行样品检测，华测品标检测公司拥有通过中国计量认证（CMA）的实验室，对所有样品进行分析，并出具检测报告。

表 8-8 地下水检测项目及分析方法

监测对象	监测项目	分析测试方法	检出限	单位
地下水	色度	GB/T11903-1989 3	5	度
	高锰酸盐指数（以 O ₂ 计）	GB/T11892-1989	0.5	mg/L
	氯化物(以氯离子计)	HJ84-2016	10	mg/L
	氟化物	HJ84-2016	0.05	mg/L
	亚硝酸盐(以氮计)	GB7493-87	0.003	mg/L
	阴离子表面活性剂	GB7494-87	0.05	mg/L
	挥发酚(以苯酚计)	HJ503-2009	0.0003	mg/L
	氨氮(以氮计)	HJ535-2009	0.025	mg/L
	氰化物 (以氰离子计)	DZ/T0064.52-2021	0.001	mg/L
	石油类	HJ970-2018	0.01	mg/L
	硝酸盐(以氮计)	HJ/84-2016	0.08	mg/L
	总硬度 (碳酸钙计)	GB/T7477-1987	3	mg/L
	六价铬	DZ/T0064.17-2021	0.001	mg/L
	碘化物	HJ778-2015	0.006	mg/L

监测对象	监测项目	分析测试方法	检出限	单位
	硫酸盐	HJ/84-2016	1	mg/L
	溶解性固体总量	GB/T5750.4-2023 (11.1)	4	mg/L
	臭和味	GB/T5750.4-2023 (6.1)	/	/
	肉眼可见物	GB/T5750.4-2023 (7.1)	/	/
	硫化物	HJ1226-2021	0.003	mg/L
	苯	HJ639-2012	1.4	μg/L
	乙苯	HJ639-2012	0.8	μg/L
	间-二甲苯和对-二甲苯	HJ639-2012	2.2	μg/L
	邻-二甲苯	HJ639-2012	1.4	μg/L
	二甲苯	HJ639-2012	1.4	μg/L
	苯乙烯	HJ639-2012	0.6	μg/L
	甲苯	HJ639-2012	1.4	μg/L
	四氯化碳	HJ639-2012	1.5	μg/L
	三氯乙烯	HJ639-2012	1.2	μg/L
	三氯甲烷(氯仿)	HJ639-2012	1.4	μg/L
	石油烃(C ₆ -C ₉)	HJ893-2017	0.02	mg/L
	可萃取性石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	HJ894-2017	0.01	mg/L
	浊度	HJ1075-2019	0.3	NTU
	pH 值	HJ1147-2020	/	无量纲
	汞	HJ694-2014	0.04	μg/L
	铝	HJ776-2015	1.15	μg/L
	砷	HJ700-2014	0.12	μg/L
	镉	HJ700-2014	0.05	μg/L
	铜	HJ700-2014	0.08	μg/L
	铁	HJ776-2015	0.82	μg/L
	铅	HJ700-2014	0.09	μg/L
	锰	HJ776-2015	0.12	μg/L
	硒	HJ700-2014	0.41	μg/L
	钠	HJ776-2015	6.36	μg/L
	锌	HJ700-2014	0.67	μg/L

8.2.2 各点位监测结果

本次自行监测区域共布设地下水点位 22 个。CW2 属于加密监测，每季度监测一次。2025 年 5 月开展第一次自行监测共采集地下水样品 25 个（含平行样 6 个）。2025 年 10 月开展第二次自行监测共采集地下水样品 27 个（含平行样 7 个）。受季节因素影响，第一次自行监测时 HW2、KW3、BW1 水位过低，井下未取到水，第二次自行监测时，HW2 水位过低，井下未取到水，FW1 未取到水，补充采集 BW1 水样（二类单元监测点，频次每年 1 次）。故本次共采集地下水样品 39 个（不包含平行样），地下水点位监测结果见表 8-8—表 8-15。

表 8-9 第一次自行监测地下水点位监测结果表 (1/3)

检测项目	单位	AW1	CW2	DW12	EW2	FW1	KW4
		2025.05	2025.05	2025.05	2025.05	2025.05	2025.05
色度	度	5	10	ND	ND	ND	40
臭和味		无任何臭和味	有强烈异味	无任何臭和味	无任何臭和味	无任何臭和味	有强烈异味
浊度	NTU	124	108	12	42	48	364
肉眼可见物		大量黄色颗粒物	大量黄色沉淀物	少量沉淀物	无	大量黄色沉淀物,漂浮物	大量黄色沉淀物
pH 值	无量纲	5.7	5.5	5.4	4.8	5.2	5.4
总硬度(碳酸钙计)	mg/L	42.1	34.7	8.43	7.02	7.82	132
溶解性固体总量	mg/L	100	122	86	68	82	353
硫酸盐	mg/L	6.32	21.6	2.17	0.991	1.07	117
氯化物(以氯离子计)	mg/L	9.99	17.6	14.7	2.58	13.1	64.5
铁	μg/L	10.0	3.24	0.06	ND	0.05	11.6
锰	μg/L	0.4	0.07	0.15	0.05	0.16	0.61
铜	μg/L	ND	0.00012	0.00036	0.00045	0.00017	0.0002
锌	μg/L	0.01	0.00774	0.0109	0.0201	0.0113	0.0154
铝	μg/L	0.02	ND	ND	0.03	ND	ND
挥发酚(以苯酚计)	mg/L	ND	ND	ND	ND	ND	0.0007
阴离子表面活性剂	mg/L	ND	ND	ND	ND	ND	ND
高锰酸盐指数(以 O ₂ 计)	mg/L	3.3	9.6	0.5	0.6	1.1	3.0
氨氮(以氮计)	mg/L	0.811	0.57	0.057	0.144	0.051	3.48
硫化物	mg/L	ND	ND	ND	ND	ND	ND
钠	μg/L	10.1	13.2	ND	2.89	12.3	56.7
亚硝酸盐(以氮计)	mg/L	0.028	0.052	10.3	ND	0.01	0.017
硝酸盐(以氮计)	mg/L	ND	0.238	0.823	2.38	1.87	ND
氰化物(以氰离子计)	mg/L	ND	ND	ND	ND	ND	ND
氟化物	mg/L	0.285	ND	ND	ND	ND	0.232
碘化物	mg/L	0.641	0.042	ND	ND	ND	0.077
汞	μg/L	ND	ND	0.00031	ND	ND	ND
砷	μg/L	0.00555	ND	ND	ND	ND	0.00089
硒	μg/L	ND	ND	ND	0.0009	ND	0.00047
镉	μg/L	ND	ND	ND	ND	ND	0.00013

检测项目	单位	AW1	CW2	DW12	EW2	FW1	KW4
		2025.05	2025.05	2025.05	2025.05	2025.05	2025.05
六价铬	mg/L	ND	ND	ND	ND	ND	ND
铅	μg/L	0.00018	0.0001	0.00081	0.00152	0.00026	0.00028
三氯甲烷(氯仿)	μg/L	ND	ND	ND	ND	ND	ND
四氯化碳	μg/L	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯	μg/L	ND	662	ND	ND	ND	12.8
甲苯	μg/L	ND	466	ND	ND	ND	ND
三氯乙烯	μg/L	ND	ND	ND	ND	ND	ND
乙苯	μg/L	0.80	14400	ND	ND	ND	15.9
苯乙烯	μg/L	ND	5840	ND	ND	ND	1.7
二甲苯	μg/L	ND	168	ND	ND	ND	ND
石油烃(C ₆ -C ₉)	mg/L	ND	32.2	ND	0.27	ND	ND
可萃取性石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	mg/L	0.10	0.87	0.11	0.07	0.07	0.22
石油类	mg/L	ND	ND	ND	ND	ND	ND

表 8-10 第一次自行监测地下水点位监测结果表 (2/3)

检测项目	单位	MW3	NW1	OW1	PW2	RW1	SW3
		2025.05	2025.05	2025.05	2025.05	2025.05	2025.05
色度	度	25	5	15	5	ND	ND
臭和味		已能明显察觉	无任何臭和味	无任何臭和味	已能明显察觉	已能明显察觉	无任何臭和味
浊度	NTU	165	256	11	218	34	522
肉眼可见物		大量红棕沉淀物	大量黄色沉淀物	大量黄棕沉淀物	浑浊, 大量黄绿沉淀物	大量黄色沉淀物, 漂浮物	大量黄色沉淀物
pH 值	无量纲	5.9	5.7	5.6	7.5	6.5	6.0
总硬度(碳酸钙计)	mg/L	198	81.0	132	118	71.2	73.8
溶解性固体总量	mg/L	582	191	247	232	167	115
硫酸盐	mg/L	86.6	51.7	37.8	2.47	20.6	36
氯化物(以氯离子计)	mg/L	2.19	6.43	29.4	11.9	4.64	24.2
铁	μg/L	ND	ND	ND	1.94	0.40	0.56
锰	μg/L	1.15	ND	0.03	0.13	0.02	0.33
铜	μg/L	0.00038	0.00047	0.0005	0.00014	0.00028	0.00014
锌	μg/L	0.00134	0.00769	0.0015	0.0144	0.0146	0.00604
铝	μg/L	ND	ND	0.01	0.07	0.015	0.147
挥发酚(以苯酚计)	mg/L	ND	ND	ND	ND	ND	ND
阴离子表面活性	mg/L	ND	ND	ND	ND	ND	ND

检测项目	单位	MW3	NW1	OW1	PW2	RW1	SW3
		2025.05	2025.05	2025.05	2025.05	2025.05	2025.05
剂							
高锰酸盐指数 (以 O ₂ 计)	mg/L	5.5	2.3	0.9	1.9	1.8	1.3
氨氮(以氮计)	mg/L	1.03	0.085	0.085	1.25	0.131	0.236
硫化物	mg/L	ND	ND	ND	ND	ND	ND
钠	μg/L	4.28	15.4	26.7	15.1	4.06	19.2
亚硝酸盐(以氮计)	mg/L	ND	0.004	ND	0.004	ND	0.007
硝酸盐(以氮计)	mg/L	ND	2.83	2.39	ND	0.598	0.669
氰化物(以氰离子计)	mg/L	ND	ND	ND	ND	ND	ND
氟化物	mg/L	0.909	0.136	0.434	0.683	0.198	0.356
碘化物	mg/L	0.033	ND	ND	0.059	ND	ND
汞	μg/L	ND	ND	ND	ND	ND	ND
砷	μg/L	0.0107	ND	0.00158	0.00071	ND	0.0005
硒	μg/L	0.00087	ND	0.00218	ND	0.00053	ND
镉	μg/L	ND	ND	ND	ND	ND	0.00011
六价铬	mg/L	ND	ND	ND	ND	ND	ND
铅	μg/L	ND	0.00013	ND	0.00009	0.0003	0.0003
三氯甲烷(氯仿)	μg/L	ND	ND	2.1	ND	ND	ND
四氯化碳	μg/L	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯	μg/L	ND	ND	ND	ND	ND	ND
甲苯	μg/L	ND	ND	ND	ND	ND	ND
三氯乙烯	μg/L	ND	ND	ND	ND	ND	ND
乙苯	μg/L	ND	ND	2.2	ND	ND	ND
苯乙烯	μg/L	ND	ND	ND	ND	ND	ND
二甲苯	μg/L	ND	ND	ND	ND	ND	ND
石油烃(C ₆ -C ₉)	mg/L	ND	ND	ND	ND	ND	ND
可萃取性石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	mg/L	0.13	0.17	0.14	0.05	0.09	0.07
石油类	mg/L	ND	ND	ND	ND	ND	ND

表 8-11 第一次自行监测地下水点位监测结果表 (3/3)

检测项目	单位	SW4	UW1	VW2	详查 10	ZW4	化工区 背景点	炼油区 背景点 OW3
		2025.05	2025.05	2025.05	2025.05	2025.05	2025.05	2025.05
色度	度	ND	30	30	5	10	ND	25
臭和味		已能明显察觉	有强烈异味	有强烈异味	无任何臭和味	已能明显察觉	无任何臭和味	无任何臭和味

检测项目	单位	SW4	UW1	VW2	详查 10	ZW4	化工区背景点	炼油区背景点 OW3
		2025.05	2025.05	2025.05	2025.05	2025.05	2025.05	2025.05
浊度	NTU	68	91	305	352	321	163	51
肉眼可见物		浑浊, 大量黄色沉淀物	大量黄色沉淀物	大量黄色沉淀物	大量红棕沉淀物, 悬浮物	大量黄色沉淀物, 悬浮物	大量白色漂浮物黄色沉淀物	
pH 值	无量纲	7.8	5.7	5.7	5.4	5.1	6.7	5.6
总硬度(碳酸钙计)	mg/L	147	53.6	202	47.2	9.42	73.6	113
溶解性固体总量	mg/L	260	105	852	150	41	155	172
硫酸盐	mg/L	19.5	2.82	408	23.4	3.81	12	18.6
氯化物(以氯离子计)	mg/L	7.40	24.9	128	12.8	6.76	1.86	12.4
铁	μg/L	ND	22.5	0.62	0.04	0.12	0.01	ND
锰	μg/L	0.04	0.27	1.22	0.02	0.03	0.25	0.03
铜	μg/L	0.00082	ND	0.00014	0.00063	0.0005	0.00129	0.00072
锌	μg/L	0.00489	0.00966	0.0127	0.00388	0.00706	0.00554	0.00476
铝	μg/L	ND	ND	0.03	0.015	0.0602	0.045	ND
挥发酚(以苯酚计)	mg/L	0.0006	ND	ND	ND	0.0018	ND	0.008
阴离子表面活性剂	mg/L	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
高锰酸盐指数(以 O ₂ 计)	mg/L	2.2	4.3	3.8	2.4	2.5	1.4	1.4
氨氮(以氮计)	mg/L	0.131	4.29	1.97	0.1	0.07	0.15	0.196
硫化物	mg/L	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
钠	μg/L	11.2	16.6	70.2	9.33	7.55	0.99	4.25
亚硝酸盐(以氮计)	mg/L	0.004	ND	ND	ND	0.009	ND	ND
硝酸盐(以氮计)	mg/L	ND	ND	ND	2.13	1.06	0.238	0.96
氰化物(以氰离子计)	mg/L	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
氟化物	mg/L	0.605	ND	0.443	ND	0.091	0.146	0.674
碘化物	mg/L	0.049	0.167	0.078	ND	ND	ND	ND
汞	μg/L	ND	ND	0.00004	ND	ND	ND	ND
砷	μg/L	0.00127	0.00153	0.00021	0.00012	0.00164	0.00015	0.00024
硒	μg/L	ND	ND	ND	0.00069	ND	ND	0.00062
镉	μg/L	ND	ND	ND	ND	0.00006	ND	ND
六价铬	mg/L	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND

检测项目	单位	SW4	UW1	VW2	详查 10	ZW4	化工区背景点	炼油区背景点 OW3
		2025.05	2025.05	2025.05	2025.05	2025.05	2025.05	2025.05
铅	μg/L	ND	0.00015	ND	0.00053	0.00068	ND	ND
三氯甲烷(氯仿)	μg/L	ND						
四氯化碳	μg/L	ND						
苯	μg/L	ND						
甲苯	μg/L	ND						
三氯乙烯	μg/L	ND						
乙苯	μg/L	NDND	ND	ND	1.4	ND	ND	1.4
苯乙烯	μg/L	ND						
二甲苯	μg/L	ND						
石油烃(C ₆ -C ₉)	mg/L	ND						
可萃取性石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	mg/L	0.1	0.16	0.10	0.07	0.12	0.08	0.09
石油类	mg/L	ND						

表 8-12 第二次自行监测地下水点位监测结果表 (1/3)

检测项目	单位	AW1	BW1	CW2	DW12	EW2	KW3
		2025.10	2025.10	2025.10	2025.10	2025.10	2025.10
色度	度	90	10	ND	ND	25	15
臭和味		明显	无	很强	无	无	无
浊度	NTU	263	30	52	143	94	59
肉眼可见物		有	有	有	无	有	有
pH 值	无量纲	7.9	6.5	9.8	4.3	4.6	7.6
总硬度(碳酸钙计)	mg/L	30.3	166	1020	10.2	13	98.1
溶解性固体总量	mg/L	78	209	740	58	22	172
硫酸盐	mg/L	4.98	7.10	37.2	2.96	2.33	9.2
氯化物(以氯离子计)	mg/L	13.70	2.35	12.8	17.4	4.28	12.8
铁	μg/L	13.60	ND	ND	ND	ND	5.34
锰	μg/L	0.26	ND	ND	0.10	0.06	1.23
铜	μg/L	0.00048	0.00037	0.00337	0.00024	ND	ND
锌	μg/L	0.012	0.00078	ND	0.00425	0.00846	0.00312
铝	μg/L	0.046	0.033	4.86	0.02	ND	0.01
挥发酚(以苯酚计)	mg/L	ND	ND	ND	ND	ND	0.0003
阴离子表面活性剂	mg/L	ND	ND	ND	ND	ND	ND

检测项目	单位	AW1	BW1	CW2	DW12	EW2	KW3
		2025.10	2025.10	2025.10	2025.10	2025.10	2025.10
高锰酸盐指数 (以 O ₂ 计)	mg/L	6.7	0.06	5.9	0.9	ND	20.4
氨氮(以氮计)	mg/L	0.063	0.066	0.145	0.066	0.092	0.148
硫化物	mg/L	0.008	ND	ND	ND	ND	0.015
钠	μg/L	8.24	1.65	3.98	11.6	3.89	5.28
亚硝酸盐(以氮 计)	mg/L	0.008	0.004	0.019	ND	ND	ND
硝酸盐(以氮计)	mg/L	0.166	0.191	0.206	0.384	2.23	ND
氰化物(以氰离 子计)	mg/L	ND	ND	ND	ND	ND	ND
氟化物	mg/L	0.244	0.308	0.202	ND	ND	0.337
碘化物	mg/L	ND	ND	ND	ND	ND	2.63
汞	μg/L	ND	ND	ND	ND	ND	ND
砷	μg/L	0.00108	0.00026	0.00409	0.00021	ND	0.00029
硒	μg/L	0.00045	ND	0.00903	0.00044	ND	ND
镉	μg/L	0.00006	ND	ND	ND	ND	ND
六价铬	mg/L	ND	ND	0.019	ND	ND	ND
铅	μg/L	ND	0.0001	0.00054	0.00102	0.00036	ND
三氯甲烷(氯仿)	μg/L	ND	ND	ND	ND	ND	ND
四氯化碳	μg/L	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯	μg/L	ND	ND	6.6	ND	ND	ND
甲苯	μg/L	ND	ND	9.2	ND	ND	ND
三氯乙烯	μg/L	ND	ND	ND	ND	ND	ND
乙苯	μg/L	0.8	ND	3730	ND	ND	ND
苯乙烯	μg/L	ND	ND	272	ND	ND	ND
二甲苯	μg/L	ND	ND	29.1	ND	ND	ND
石油烃(C ₆ -C ₉)	mg/L	ND	ND	ND	ND	ND	ND
可萃取性石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	mg/L	0.15	0.16	0.82	0.15	0.15	0.2
石油类	mg/L	0.21	0.02	0.29	ND	0.1	0.36

表 8-13 第二次自行监测地下水点位监测结果表 (2/3)

检测项 目	单位	KW4	MW3	NW1	OW1	PW2	RW1	SW3
		2025.10	2025.10	2025.10	2025.10	2025.10	2025.10	2025.10
色度	度	40	15	5	5	5	5	15
臭和味		微弱	无	无	无	无	无	无
浊度	NTU	413	595	528	28	69	71	167
肉眼可 见物		有	有	有	有	有	有	有

检测项目	单位	KW4	MW3	NW1	OW1	PW2	RW1	SW3
		2025.10						
pH 值	无量纲	6.8	7.2	6.9	8	7.2	6.8	7.1
总硬度 (碳酸钙计)	mg/L	178	309	90.1	161	112	132	90.2
溶解性固体总量	mg/L	285	382	191	232	214	196	246
硫酸盐	mg/L	96.2	30.5	38.7	49.3	2.32	30	40.9
氯化物 (以氯离子计)	mg/L	52.5	1.79	1.28	18.9	10.5	3.51	13.5
铁	μg/L	3.42	ND	0.01	ND	2.03	0.02	0.03
锰	μg/L	0.53	0.26	0.05	0.03	0.09	0.01	0.14
铜	μg/L	0.00024	0.00054	0.00086	0.00032	0.00021	0.00158	0.00085
锌	μg/L	0.0458	0.00242	0.0128	0.00348	0.00527	0.0137	0.00379
铝	μg/L	0.035	0.042	0.035	0.028	0.051	0.025	0.027
挥发酚 (以苯酚计)	mg/L	ND	0.002	0.0004	ND	ND	ND	ND
阴离子表面活性剂	mg/L	ND						
高锰酸盐指数 (以 O ₂ 计)	mg/L	4.3	3.4	1.5	1.0	1.5	1.1	1.5
氨氮(以氮计)	mg/L	0.978	0.508	0.0134	ND	1.05	0.251	0.053
硫化物	mg/L	ND	ND	ND	0.06	ND	ND	ND
钠	μg/L	47.5	2.78	15.5	18.7	14.4	3.42	18.6
亚硝酸盐(以氮计)	mg/L	0.016	0.006	0.05	ND	ND	0.004	0.008
硝酸盐 (以氮计)	mg/L	ND	ND	ND	1.83	ND	0.407	0.873
氰化物 (以氰离子计)	mg/L	ND						
氟化物	mg/L	0.247	0.822	0.943	0.449	0.753	0.196	0.43
碘化物	mg/L	0.097	ND	ND	ND	ND	ND	0.032

检测项目	单位	KW4	MW3	NW1	OW1	PW2	RW1	SW3
		2025.10						
汞	μg/L	ND						
砷	μg/L	0.00102	0.00404	ND	0.00108	0.0008	ND	0.00042
硒	μg/L	ND	0.00065	ND	0.00166	ND	0.00054	ND
镉	μg/L	0.00008	ND	ND	ND	ND	ND	0.00021
六价铬	mg/L	ND						
铅	μg/L	0.00017	0.00011	0.00023	0.0009	0.00031	0.00013	0.00018
三氯甲烷(氯仿)	μg/L	ND						
四氯化碳	μg/L	ND						
苯	μg/L	ND						
甲苯	μg/L	ND						
三氯乙烯	μg/L	ND						
乙苯	μg/L	ND	ND	ND	ND	ND	ND	1.4
苯乙烯	μg/L	ND						
二甲苯	μg/L	ND						
石油烃(C ₆ -C ₉)	mg/L	ND						
可萃取性石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	mg/L	0.2	0.14	0.32	0.07	0.16	0.07	0.14
石油类	mg/L	0.12	ND	ND	0.01	ND	ND	0.01

表 8-14 第二次自行监测地下水点位监测结果表 (3/3)

检测项目	单位	SW4	UW1	VW2	详查 10	ZW4	化工区背景点	炼油区背景点 OW3
		2025.10						
色度	度	15	15	15	10	5	30	25
臭和味		无	无	无	无	无	无	无
浊度	NTU	81	36	71	697	170	169	53
肉眼可见物		有	有	有	有	有	有	有
pH 值	无量纲	7.1	6.9	6.9	6.6	6.1	6.5	6.9
总硬度(碳酸钙计)	mg/L	160	54.4	176	41.1	6.02	32.3	62.2
溶解性固	mg/L	225	213	919	112	126	155	346

检测项目	单位	SW4	UW1	VW2	详查 10	ZW4	化工区背景点	炼油区背景点 OW3
		2025.10	2025.10	2025.10	2025.10	2025.10	2025.10	2025.10
体总量								
硫酸盐	mg/L	17.2	0.991	309	21.4	3.73	13.5	28.3
氯化物(以氯离子计)	mg/L	2.56	33.6	89.4	7.76	6.30	1.90	21.5
铁	μg/L	0.05	19.4	9.64	ND	0.06	ND	ND
锰	μg/L	0.02	0.25	1.33	ND	0.05	ND	ND
铜	μg/L	0.00153	0.00023	0.00034	0.00086	0.0006	0.00054	0.00053
锌	μg/L	0.00225	0.0103	0.0095	0.0131	0.104	0.0144	0.0047
铝	μg/L	0.082	0.011	0.026	0.015	0.077	0.019	0.026
挥发酚(以苯酚计)	mg/L	ND	ND	0.0003	0.0018	0.002	ND	0.0011
阴离子表面活性剂	mg/L	ND						
高锰酸盐指数(以O ₂ 计)	mg/L	2.5	6.4	3.4	ND	1.4	3.8	1.2
氨氮(以氮计)	mg/L	0.251	2.25	ND	0.186	0.077	0.148	0.116
硫化物	mg/L	ND						
钠	μg/L	5.84	23.6	171	5.72	7.50	2.40	7.42
亚硝酸盐(以氮计)	mg/L	0.005	ND	0.005	0.004	0.018	ND	0.007
硝酸盐(以氮计)	mg/L	0.067	ND	ND	2.21	1.07	0.56	1.21
氰化物(以氰离子计)	mg/L	ND						
氟化物	mg/L	0.649	0.158	0.437	0.106	0.077	0.1	0.842
碘化物	mg/L	ND	0.171	0.062	ND	ND	ND	ND
汞	μg/L	ND						
砷	μg/L	0.00152	0.00122	0.00095	ND	0.0003	0.00013	0.00015
硒	μg/L	ND	ND	0.0005	0.00084	ND	ND	0.00139
镉	μg/L	0.00006	ND	0.00009	ND	0.0001	ND	ND
六价铬	mg/L	ND						
铅	μg/L	0.00022	ND	0.00009	0.00026	0.00011	ND	ND
三氯甲烷(氯仿)	μg/L	ND						
四氯化碳	μg/L	ND						
苯	μg/L	ND						

检测项目	单位	SW4	UW1	VW2	详查 10	ZW4	化工区背景点	炼油区背景点 OW3
		2025.10	2025.10	2025.10	2025.10	2025.10	2025.10	2025.10
甲苯	μg/L	ND						
三氯乙烯	μg/L	ND						
乙苯	μg/L	0.8	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯乙烯	μg/L	ND						
二甲苯	μg/L	ND						
石油烃 (C ₆ -C ₉)	mg/L	ND						
可萃取性石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	mg/L	0.11	0.29	0.22	0.11	0.12	0.12	0.11
石油类	mg/L	ND	0.1	ND	ND	0.08	ND	0.01

表 8-15 加密监测点位监测结果表

检测项目	单位	CW2 点位			
		2025.03	2025.05	2025.08	2025.10
pH	无量纲	6.6	5.8	5.3	11.4
苯	μg/L	899	404	281	66.6
甲苯	μg/L	360	213	183	25.6
乙苯	μg/L	10100	8590	6650	4230
对(间)二甲苯	μg/L	63.5	46.6	56.4	16.1
邻-二甲苯	μg/L	54.4	28.1	40.3	9
苯乙烯	μg/L	2910	3020	1680	166
可萃取性石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	mg/L	1.33	0.23	0.64	1.09
挥发性酚类(以苯酚计)	mg/L	0.0039	0.0024	0.0006	0.0043
溶解氧	mg/L	1.24	4.29	1.37	10.87
硝酸盐(以 N 计)	mg/L	0	0.284	0.251	0
锰(溶解态)	mg/L	0.12	0.05	0.07	0
硫酸盐	mg/L	17.7	33.4	50.4	42.4
铁(溶解态)	mg/L	2.74	1.7	2.93	0
浑浊度	NTU	78	42	287	33

水温	℃	27.6	26.7	29.3	29.2
----	---	------	------	------	------

8.2.3 监测结果分析

8.2.3.1 地下水数据分析

本项目调查地块的用地类型为工业用地，地下水的环境质量评估将参考以下标准：

地下水质量分类中，IV类水质指地下水化学组分含量中等，适用于农业和部分工业用水，适当处理后可作生活饮用水。鉴于广州石化厂区内地下水未有任何开采使用用途，本次地下水评价标准参考《地下水质量标准》(GB/T 14848-2017)IV类标准值进行对标。若目标污染物的检出浓度超出地下水质量IV类标准值或参考标准，则判定为地下水超标污染物。

地下水检测方法及对标限值一览表见表 8-16。

表 8-16 地下水检测方法及对标限值一览表

指标	类别	IV类标准限值	评价标准
色度	无机-感官性状和物理指标	≤25 度	[1]
高锰酸盐指数(以 O ₂ 计)	无机-无机及非金属参数	≤10.0mg/L	[1]
氯化物(以氯离子计)	无机-无机及非金属参数	≤350mg/L	[1]
氟化物	无机-无机及非金属参数	≤2.0mg/L	[1]
亚硝酸盐(以氮计)	无机-无机及非金属参数	≤4.80mg/L	[1]
阴离子表面活性剂	无机-无机及非金属参数	≤0.3mg/L	[1]
挥发酚(以苯酚计)	无机-感官性状和物理指标	≤0.01mg/L	[1]
氨氮(以氮计)	无机-无机及非金属参数	≤1.50mg/L	[1]
氰化物 (以氰离子计)	无机-无机及非金属参数	≤0.1mg/L	[1]
石油类	无机-无机及非金属参数	/	-
硝酸盐(以氮计)	无机-无机及非金属参数	≤30.0mg/L	[1]
总硬度(碳酸钙计)	无机-感官性状和物理指标	≤650mg/L	[1]
六价铬	无机-金属参数	≤0.10mg/L	[1]
碘化物	无机-感官性状和物理指标	≤0.50mg/L	[1]
硫酸盐	无机-感官性状和物理指标	≤350mg/L	[1]
溶解性固体总量	无机-感官性状和物理指标	≤2000mg/L	[1]
臭和味	无机-感官性状和物理指标	无	[1]
肉眼可见物	无机-感官性状和物理指标	无	[1]
硫化物	无机-无机及非金属参数	≤0.10mg/L	[1]
苯	挥发性有机物-单环芳烃类(MAH)	≤120μg/L	[1]
乙苯	挥发性有机物-单环芳烃类(MAH)	≤600μg/L	[1]
间-二甲苯和对-二甲苯	挥发性有机物-单环芳烃类(MAH)	≤1000μg/L	[1]
邻-二甲苯	挥发性有机物-单环芳烃类(MAH)	≤0.07mg/L	[1]

指标	类别	IV类标准限值	评价标准
苯乙烯	挥发性有机物-单环芳烃类 (MAH)	$\leq 40.0\mu\text{g}/\text{L}$	[1]
甲苯	挥发性有机物-单环芳烃类 (MAH)	$\leq 1400\mu\text{g}/\text{L}$	[1]
四氯化碳	挥发性有机物-卤代脂肪烃	$\leq 50.0\mu\text{g}/\text{L}$	[1]
三氯乙烯	挥发性有机物-卤代脂肪烃	$\leq 210\mu\text{g}/\text{L}$	[1]
三氯甲烷(氯仿)	挥发性有机物-三卤甲烷 (THM)	$\leq 300\mu\text{g}/\text{L}$	[1]
石油烃(C ₆ -C ₉)	有机物-总石油烃(TpH)	/	-
可萃取性石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	有机物-可萃取性石油烃	/	-
浊度	无机-感官性状和物理指标	$\leq 10\text{NTU}$	[1]
pH 值	无机-感官性状和物理指标	5.5~6.5 8.5~9.0	[1]
汞	金属-金属和主要阳离子	$\leq 0.002\text{mg}/\text{L}$	[1]
铝	金属-金属和主要阳离子	$\leq 0.50\text{mg}/\text{L}$	[1]
砷	金属-金属和主要阳离子	$\leq 0.05\text{mg}/\text{L}$	[1]
镉	金属-金属和主要阳离子	$\leq 0.01\text{mg}/\text{L}$	[1]
铜	金属-金属和主要阳离子	$\leq 1.50\text{mg}/\text{L}$	[1]
铁	金属-金属和主要阳离子	$\leq 2.0\text{mg}/\text{L}$	[1]
铅	金属-金属和主要阳离子	$\leq 0.10\text{mg}/\text{L}$	[1]
锰	金属-金属和主要阳离子	$\leq 1.50\text{mg}/\text{L}$	[1]
硒	金属-金属和主要阳离子	$\leq 0.1\text{mg}/\text{L}$	[1]
钠	金属-金属和主要阳离子	$\leq 400\text{mg}/\text{L}$	[1]
锌	金属-金属和主要阳离子	$\leq 5.00\text{mg}/\text{L}$	[1]

注: 1. “-” 代表无评价标准;

2. “[1]” 《地下水质量标准》(GB/T 14848-2017) IV类标准值。

(一) 第一次采样分析

由表 8-16 所示, 第一次自行监测共检出 33 项, 33 项检出项具体为:

(1) 无机非金属共检出 13 项, 具体情况为: 氨氮、硫酸盐、高锰酸钾指数、氯化物、总硬度、溶解性总固体、浊度检出率为 100%, 色度、硝酸盐检出率为 63.16%, 氟化物检出率为 68.41%, 亚硝酸盐检出率为 47.37%, 挥发酚检出率为 21.05%, 碘化物检出率为 42.11%。

(2) 重金属共检出 11 项, 具体情况为: 钠、锌检出率为 100%, 锰、铜检出率为 94.74%, 砷、铁、铅检出率为 68.42%, 铝检出率为 52.63%, 硒检出率为 36.84%, 镉检出率为 15.79%, 汞检出率为 10.53%。

(3) 挥发和半挥发性有机物共检出 3 项, 具体情况为: 苯检出率为 10.53%, 甲苯、氯仿检出率为 5.26%。

(4) 特征污染物共检出 6 项, 具体情况为: 可萃取性石油烃(C₁₀-C₄₀)检出率为

100%，乙苯检出率为 21.05%，石油烃(C₆-C₉)检出率为 10.53%，二甲苯、苯乙烯检出率为 5.26%。

地块内所有地下水样品 33 项检出项中超出其对应限值共计 12 项，具体为：

- (1) 无机非金属 6 项：浊度超标率 100%，色度、氨氮超标率 15.79%，挥发酚、碘化物、硫酸盐超标率 5.26%。
- (2) 重金属 1 项：铁超标率为 21.05%。
- (3) 挥发和半挥发性有机物 1 项：苯超标率为 5.26%。
- (4) 关注污染物超标 2 项：乙苯、苯乙烯超标率为 5.26%。

其余检出指标均检出值均低于其对应限值，各点位超标情况如下表所示。

表 8-17 自行监测第一次地下水检测汇总信息表

检测项目	检出最大值	检出最小值	检出个数	检出率	标准限值	超标点位数量	超标率	备注
色度	40	5	12	63.16%	≤25 度	3	15.79%	KW3 (40 度、0.6 倍)、VW2 (30 度、0.2 倍)、UW1 (30 度、0.2 倍)
高锰酸盐指数(以 O ₂ 计)	9.6	0.5	19	100%	≤10.0mg/L	0	0.00%	
氯化物(以氯离子计)	128	1.86	19	100%	≤350mg/L	0	0.00%	
氟化物	0.909	0.091	13	68.41%	≤2.0mg/L	0	0.00%	
亚硝酸盐(以氮计)	0.052	0.004	9	47.37%	≤4.80mg/L	0	0.00%	
阴离子表面活性剂	/	/	/	/	≤0.3mg/L	/	/	
挥发酚(以苯酚计)	0.0018	0.0006	4	21.05%	≤0.01mg/L	1	5.26%	ZW4 (0.018mg/L、0.8 倍)
氨氮(以氮计)	4.29	0.051	19	100%	≤1.50mg/L	3	15.79%	KW4 (3.48mg/L、1.32 倍)、UW1 (4.29mg/L、1.86 倍)、VW2 (1.97mg/L、0.31 倍)
氰化物(以氰离子计)	/	/	/	/	≤0.1mg/L	/	/	
石油类	/	/	/	/	/	/	/	
硝酸盐(以氮计)	2.83	0.238	12	63.16%	≤30.0mg/L	0	0.00%	
总硬度(碳酸钙计)	202	7.02	19	100%	≤650mg/L	0	0.00%	
六价铬	/	/	/	/	≤0.10mg/L	/	/	
碘化物	0.641	0.033	8	42.11%	≤0.50mg/L	1	5.26%	AW1 (0.641mg/L、0.28 倍)
硫酸盐	408	0.991	19	100.0%	≤350mg/L	1	5.26%	VW2 (408mg/L、0.17 倍)
溶解性固体总量	582	41	19	100.0%	≤2000mg/L	0	0.00%	

检测项目	检出最大值	检出最小值	检出个数	检出率	标准限值	超标点位数量	超标率	备注
臭和味	/	/	/	/	无	/	/	
肉眼可见物	/	/	/	/	无	/	/	
硫化物	/	/	/	/	$\leq 0.10 \text{mg/L}$	/	/	
苯	662	12.8	2	10.53%	$\leq 120 \mu\text{g/L}$	1	5.26%	CW2 (662 $\mu\text{g/L}$ 、4.52 倍)
乙苯	14400	1.4	4	21.05%	$\leq 600 \mu\text{g/L}$	1	5.26%	CW2 (14400 $\mu\text{g/L}$ 、23 倍)
间-二甲苯和对-二甲苯	113	113	1	5.26%	$\leq 1000 \mu\text{g/L}$	0	0.00%	
邻-二甲苯	54.6	54.6	1	5.26%				
苯乙烯	5840	5840	1	5.26%	$\leq 40.0 \mu\text{g/L}$	1	5.26%	CW2 (5840 $\mu\text{g/L}$ 、145 倍)
甲苯	466	466	1	5.26%	$\leq 1400 \mu\text{g/L}$	0	0.00%	
四氯化碳	/	/	/	/	$\leq 50.0 \mu\text{g/L}$	/	/	
三氯乙烯	/	/	/	/	$\leq 210 \mu\text{g/L}$	/	/	
三氯甲烷(氯仿)	2.1	2.1	1	5.26%	$\leq 300 \mu\text{g/L}$	0	0.00%	
石油烃(C6-C9)	32.2	0.27	2	10.53%	/	/	/	
可萃取性石油烃(C10-C40)	0.87	0.05	19	100.0%	/	/	/	
浊度	522	11	19	100.0%	$\leq 10 \text{NTU}$	19	100.0%	AW1(124NTU、11.4 倍)、CW2(408NTU、39.8 倍)、DW12(12NTU、0.2 倍)、EW2(42NTU、3.2 倍)、FW1(48NTU、3.8 倍)、KW4(364NTU、35.4 倍)、MW3(165NTU、15.5 倍)、NW1(256NTU、24.6 倍)、RW1(34NTU、2.4 倍)、OW1(11NTU、0.1 倍)、PW2(218NTU、20.8 倍)、SW3(522NTU、51.2 倍)、SW4(68NTU、5.8 倍)、UW1(91NTU、8.1 倍)、

检测项目	检出最大值	检出最小值	检出个数	检出率	标准限值	超标点位数量	超标率	备注
								VW2(305NTU、29.5 倍)、ZW4(321NTU、31.1 倍)、化工区背景点(163NTU、15.3 倍)、炼油区背景点(51NTU、4.1 倍)、详查 10 (352UTN、34.2 倍)。
pH 值	7.8	4.8	19	100.0%	5.5~6.5 8.5~9.0	6	31.58%	
汞	0.00031	0.00004	2	10.53%	≤0.002mg/L	0	0.00%	
铝	0.147	0.01	10	52.63%	≤0.50mg/L	0	0.00%	
砷	0.0107	0.00012	13	68.42%	≤0.05mg/L	0	0.00%	
镉	0.00013	0.00006	3	15.79%	≤0.01mg/L	0	0.00%	
铜	0.00129	0.00012	18	94.74%	≤1.50mg/L	0	0.00%	
铁	22.5	0.01	13	68.42%	≤2.0mg/L	4	21.05%	AW1 (10mg/L、4 倍)、CW2 (3.24mg/L、0.62 倍)、KW4 (11.6mg/L、4.8 倍)、UW1 (22.5mg/L、10.25 倍)
铅	0.00152	0.00009	13	68.42%	≤0.10mg/L	0	0.00%	
锰	1.22	0.02	18	94.74%	≤1.50mg/L	0	0.00%	
硒	0.00218	0.00047	7	36.84%	≤0.1mg/L	0	0.00%	
钠	70.2	0.99	19	100.0%	≤400mg/L	0	0.00%	
锌	0.0201	0.00134	19	100.0%	≤5.00mg/L	0	0.00%	

（二）第二次采样分析

由表 8-17 所示，第二次自行监测共检出 28 项，28 项检出项具体为：

（1）无机非金属共检出 15 项，具体情况为：氯化物、总硬度、硫酸盐、溶解性固体、浊度、pH 检出率为 100%，氨氮检出率为 95%，色度、高锰酸钾指数、氟化物检出率为 90%，亚硝酸盐、硝酸盐检出率为 70%，挥发酚检出率为 35%，碘化物检出率为 25%，硫化物检出率为 10%。

（2）重金属共检出 11 项，具体情况为：钠检出率为 100%，铝、锌检出率为 95%，铜检出率为 90%，砷检出率为 80%，铅、锰检出率为 75%，铁检出率为 55%，硒检出率为 45%，镉检出率为 30%，六价铬检出率为 5%。

（3）挥发和半挥发性有机物共检出 2 项，具体情况为：苯、甲苯检出率为 5%。

（4）特征污染物共检出 5 项，具体情况为：可萃取性石油烃(C₁₀-C₄₀)检出率为 100%，石油类检出率为 55%，乙苯检出率为 15%，二甲苯、苯乙烯检出率为 5%。

地下水指标超出其对应限值共计 11 项，具体为：

（1）无机非金属 7 项：浊度超标率 100%，色度、pH 超标率 15%，高锰酸钾指数、氨氮、总硬度、碘化物超标率 5%。

（2）重金属 2 项：铁超标率为 30%，铝超标率为 5%。

（3）特征污染物 2 项：乙苯、苯乙烯超标率为 5%。

其余检出指标均检出值均低于其对应限值，各点位超标情况如下表所示。

表 8-18 自行监测第二次地下水检测汇总信息表

检测项目	检出最大值	检出最小值	检出个数	检出率	标准限值	超标点位数量	超标率	备注
色度	90	5	18	90%	≤25 度	3	15%	AW1 (90 度、2.6 倍)、化工区背景点 (30 度、0.2 倍)、KW4 (40 度、0.6 倍)
高锰酸盐指数(以 O ₂ 计)	20.4	0.6	18	90%	≤10.0mg/L	1	5%	KW3 (20.3mg/L、1.04 倍)
氯化物(以氯离子计)	89.4	1.28	20	100.0%	≤350mg/L	0	0.00%	
氟化物	0.943	0.077	18	90%	≤2.0mg/L	0	0.00%	
亚硝酸盐(以氮计)	0.019	0.004	14	70%	≤4.80mg/L	0	0.00%	
阴离子表面活性剂	/	/	/	/	≤0.3mg/L	/	/	
挥发酚(以苯酚计)	0.02	0.0003	7	35%	≤0.01mg/L	0	0.00%	
氨氮(以氮计)	2.25	0.053	19	95%	≤1.50mg/L	1	5%	UW1 (2.25mg/L、0.5 倍)
氰化物(以氰离子计)	/	/	/	/	≤0.1mg/L	/	/	
石油类	0.36	0.01	11	55%	/	/	/	
硝酸盐(以氮计)	2.23	0.067	14	70%	≤30.0mg/L	0	0.00%	
总硬度(碳酸钙计)	1020	6.02	20	100.0%	≤650mg/L	1	5%	CW2 (1020mg/L、0.57 倍)
六价铬	0.019	0.019	1	5%	≤0.10mg/L	0	0.00%	
碘化物	2.63	0.032	5	25%	≤0.50mg/L	1	5%	KW3 (2.63mg/L、4.26 倍)
硫酸盐	309	0.991	20	100.0%	≤350mg/L	0	0.00%	
溶解性固体总量	919	22	20	100.0%	≤2000mg/L	0	0.00%	
臭和味	/	/	/	/	无	/	/	

检测项目	检出最大值	检出最小值	检出个数	检出率	标准限值	超标点位数量	超标率	备注
肉眼可见物	/	/	/	/	无	/	/	
硫化物	0.015	0.008	2	10%	$\leq 0.10 \text{mg/L}$	0	0.00%	
苯	6.6	6.6	1	5%	$\leq 120 \mu\text{g/L}$	0	0.00%	
乙苯	3730	0.8	3	15%	$\leq 600 \mu\text{g/L}$	1	5%	CW2 (3730 $\mu\text{g/L}$ 、5.22 倍)
二甲苯	29.1	29.1	1	5%	$\leq 1000 \mu\text{g/L}$	0	0.00%	
苯乙烯	272	272	1	5%	$\leq 40.0 \mu\text{g/L}$	1	5%	CW2 (272 $\mu\text{g/L}$ 、5.80 倍)
甲苯	9.2	9.2	1	5%	$\leq 1400 \mu\text{g/L}$	0	0.00%	
四氯化碳	/	/	0	0.00%	$\leq 50.0 \mu\text{g/L}$	0	0.00%	
三氯乙烯	/	/	0	0.00%	$\leq 210 \mu\text{g/L}$	0	0.00%	
三氯甲烷(氯仿)	/	/	0	0.00%	$\leq 300 \mu\text{g/L}$	0	0.00%	
石油烃(C ₆ -C ₉)	/	/	0	0.00%	/	/	/	
可萃取性石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	0.82	0.07	20	100.0%	/	/	/	
浊度	697	28	20	100.0%	$\leq 10 \text{NTU}$	20	100.0%	VW2(71NTU、6.10 倍)、详查 10 (697NTU、68.7 倍)、OW1(28NTU、1.8 倍)、DW12 (143NTU、13.3 倍)、PW2(69NTU、5.90 倍)、SW3(167NTU、15.7 倍)、NW1 (528NTU、51.8 倍)、KW4(413NTU、40.3 倍)、EW2(94NTU、8.40 倍)、RW1(71NTU、6.10 倍)、UW1(36NTU、2.60 倍)、ZW4(170NTU、16 倍)、炼油区背景点 (53NTU、4.3 倍)、MW3(595NTU、58.50 倍)、化工区背景点(169NTU、15.90 倍)、SW4(81NTU、7.10 倍)、KW3(59 NTU、4.90 倍)、CW2(52NTU、4.20 倍)、AW1(263NTU、25.30 倍)、BW1(30NTU、

检测项目	检出最大值	检出最小值	检出个数	检出率	标准限值	超标点位数量	超标率	备注
								2 倍)
pH 值	9.8	4.3	20	100%	5.5~6.5 8.5~9.0	3	15%	
汞	/	/	0	0.00%	≤0.002mg/L	0	0.00%	
铝	4.86	0.01	19	95%	≤0.50mg/L	1	5%	CW2 (4.86mg/L、8.72 倍)
砷	0.00409	0.00013	16	80%	≤0.05mg/L	0	0.00%	
镉	0.00021	0.00006	6	30%	≤0.01mg/L	0	0.00%	
铜	0.00337	0.00021	18	90%	≤1.50mg/L	0	0.00%	
铁	19.4	0.01	11	55%	≤2.0mg/L	6	30%	VW2 (9.64mg/L、3.82 倍)、PW2 (2.03mg/L、0.01 倍)、KW4 (3.42mg/L、0.71 倍)、UW1 (19.40mg/L、8.70 倍)、KW3 (5.34mg/L、1.67 倍)、AW1 (13.6mg/L、5.80 倍)
铅	0.00102	0.00009	15	75%	≤0.10mg/L	0	0.00%	
锰	1.33	0.01	15	75%	≤1.50mg/L	0	0.00%	
硒	0.00934	0.00044	9	45%	≤0.1mg/L	0	0.00%	
钠	171	1.65	20	100%	≤400mg/L	0	0.00%	
锌	0.104	0.00078	19	95%	≤5.00mg/L	0	0.00%	

(三) 加密监测

CW2 属于加密监测，每季度监测一次。CW2 点位进行了四个季度的监测，具体情况如下：

CW2 点位乙苯和苯乙烯检出率为 100%，超标率为 100%，超标的具体情况如下表所示。

表 8-19 2025 年度加密监测地下水检测汇总信息表

检测项目	检出个数	检出率	标准限值	超标点数量	超标率	备注
pH	4	100%	5.5-9	1	25%	CW2 (2025.08)
苯	4	100%	120	3	75%	CW2 (2025.03 6.49 倍)、CW2 (2025.05 2.37 倍)、CW2 (2025.08 1.34 倍)
甲苯	4	100%	1400	0	0.00%	
乙苯	4	100%	600	4	100%	CW2 (2025.03 15.83 倍)、CW2 (2025.05 13.32 倍)、CW2 (2025.08 10.08 倍)、CW2 (2025.10 6.05 倍)
二甲苯	4	100%	1000	0	0.00%	
苯乙烯	4	100%	40	4	100%	CW2 (2025.03 71.75 倍)、CW2 (2025.05 74.5 倍)、CW2 (2025.08 41 倍)、CW2 (2025.10 3.15 倍)
可萃取类石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	4	100%	/	/	/	
挥发性酚类 (以苯酚计)	4	100%	0.01	0	0.00%	
溶解氧	4	100%	/	/	/	
硝酸盐 (以 N 计)	2	50%	30	0	0.00%	
锰 (溶解态)	3	75%	1.5	0	0.00%	

硫酸盐	4	100%	350	0	0.00%	
铁（溶解态）	3	75%	2	2	50%	
浑浊度	4	100%	10	4	100%	
水温	4	100%	/	/	/	

根据 2025 年度自行监测情况和 CW2 点位的加密监测数据显示，仅 CW2 点位存在特征污染物苯、乙苯和苯乙烯超标。地下水第一次自行监测中，色度、氨氮、挥发酚、碘化物、硫酸盐、浊度指标在部分点位处超标，重金属仅有铁在部分点位超标。第二次地下水自行监测中，浊度、色度、pH、高锰酸钾指数、氨氮、总硬度、碘化物在部分点位超标，重金属铁和铝仅在部分点位超标。

其中浊度和 pH 在背景值处超标，可能是区域背景值过高引起；色度可能受腐殖酸分解或水中铁、锰沉淀影响；总硬度主要反映地下水中钙、镁离子含量，主要受自然溶滤影响；重金属铁易还原，主要受溶滤影响，并以离子形态存于地下水中，并受区域水文地质条件控制。

综上，根据 CW2 加密监测情况和 CW2 重金属铝超标情况，仍需加强对 CW2 点位的监测频次，此项工作结合双边工作开展。根据 KW3 点位碘化物和高锰酸钾指数超标、ZW4 点位处挥发酚含量超标和 AW1 点位处碘化物超标情况，**需对 ZW4、AW1、KW3 进行加密监测，加密频率提升为每季度一次。**

8.2.3.2 与化工区、炼油区背景点进行比对

第一次自行监测：

化工区背景点共检出 18 项，炼油区背景点 OW3 共检出 20 项，具体为：

一般理化性质共检出 12 项：色度、浊度、pH、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、挥发酚、高锰酸钾指数、氨氮、硝酸盐、氟化物，除浊度、pH 超标外，其余检测结果均低于《地下水质量标准》(GB/T 14848-2017)IV 类标准限值。

金属指标检出 8 项：铁、锰、铜、锌、铝、钠、砷、硒，均未超过《地下水质量标准》(GB/T 14848-2017)IV 类标准限值。

关注污染物检出 2 项：炼油区背景点 OW3 乙苯检出值为 1.4ug/L；化工区背景点可萃取类石油烃(C₁₀-C₄₀)检出值为 0.08mg/L，炼油区背景点 OW3 可萃取类石油烃(C₁₀-C₄₀)检出值为 0.09mg/L，小于厂区内的检测值。

第二次自行监测：

化工区背景点共检出 16 项，炼油区背景点 OW3 共检出 19 项，具体为：

一般理化性质共检出 13 项：色度、浊度、pH、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、挥发酚、高锰酸钾指数、氨氮、亚硝酸盐、硝酸盐、氟化物，除浊度超标外，其余检测结果均低于《地下水质量标准》(GB/T 14848-2017)IV 类标准限值。

金属指标检出 5 项：锌、铝、钠、砷、硒，均未超过《地下水质量标准》(GB/T 14848-2017)IV 类标准限值。

关注污染物检出 2 项：化工区背景点可萃取类石油烃(C₁₀-C₄₀)检出值为 0.12mg/L，炼油区背景点 OW3 可萃取类石油烃(C₁₀-C₄₀)检出值为 0.11mg/L；炼油区背景点 OW3 石油类检出值为 0.01mg/L，小于厂区内的检测值。

综上可知，pH 超标可能是区域特点，浊度超标可能受采样过程干扰，地块内地下水样品监测项检出浓度整体略高于背景点中的检出结果。

8.2.3.3 地下水监测数据与前次监测数据对比情况

地下水自行监测采样点共 22 个, 对 2025 年第一次和第二次自行监测结果与上次监测结果进行对比, 结果如下表所示。本次监测仅对两次监测都有数据的结果进行对比, 两次监测内均未检出的因子不进行对比。

表 8-20 第一次自行监测地下水点位监测结果表 (1/3)

检测项目	AW1	变化情况 2025.05	CW2	超标情况 (是否超 30%)	DW12	变化情 况 2025.05	EW2	变化情况 2025.05	FW1	变化情况 2025.05	KW4	变化情况 2025.05
	2025.05		2025.05		2025.05		2025.05		2025.05		2025.05	
三氯乙烯	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
乙苯	0.80	/	14400	1400%	ND	/	ND	/	ND	/	15.9	100%
苯乙烯	ND	/	5840	14684.81%	ND	/	ND	/	ND	/	1.7	100%
二甲苯	ND	/	168	100%	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
石油烃 (C ₆ -C ₉)	ND	/	32.2	16000%	ND	/	0.27	100%	ND	/	ND	-100%
可萃取性石 油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	0.10	-61.54%	0.87	42.62%	0.11	-31.25%	0.07	-63.16%	0.07	-78.13%	0.22	100%
石油类	ND	-100%	ND	-100%	ND	-100%	ND	-100%	ND	-100%	ND	-100%

表 8-21 第一次自行监测地下水点位监测结果表 (2/3)

检测项目	MW3	变化情 况 2025.05	NW1	变化情况 2025.05	OW1	变化情况 2025.05	PW2	变化情况 2025.05	RW1	变化情况 2025.05	SW3	变化情况 2025.05
	2025.05		2025.05		2025.05		2025.05		2025.05		2025.05	
三氯乙烯	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
乙苯	ND	/	ND	/	2.2	100%	ND	/	ND	/	ND	/
苯乙烯	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
二甲苯	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
石油烃	ND	-100%	ND	/								

检测项目	MW3	变化情况 2025.05	NW1	变化情况	OW1	变化情况	PW2	变化情况	RW1	变化情况	SW3	变化情况
	2025.05		2025.05		2025.05		2025.05		2025.05		2025.05	
(C ₆ -C ₉)												
可萃取性石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	0.13	100%	0.17	13.33%	0.14	100%	0.05	-44.44	0.09	-57.14%	0.07	-53.33%
石油类	ND	-100%	ND	-100%	ND	-100%	ND	-100%	ND	-100%	ND	-100%

表 8-22 第一次自行监测地下水点位监测结果表 (3/3)

检测项目	SW4	变化情况 2025.05	UW1	变化情况 2025.05	VW2	变化情况	详查 10	变化情况	ZW4	变化情况 2025.05
	2025.05		2025.05		2025.05		2025.05		2025.05	
三氯乙烯	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
乙苯	NDND	/	ND	/	ND	/	1.4	100%	ND	/
苯乙烯	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
二甲苯	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
石油烃(C ₆ -C ₉)	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
可萃取性石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	0.1	11.11%	0.16	33.33%	0.10	0.00%	0.07	-22.22%	0.12	33.33%
石油类	ND	-100%	ND	-100%	ND	-100%	ND	-100%	ND	-100%

表 8-23 第二次自行监测地下水点位监测结果表 (1/3)

检测项目	AW1	变化情况	CW2	变化情况	DW12	变化情况	EW2	变化情况	KW4	变化情况
	2025.10		2025.10		2025.10		2025.10		2025.10	
三氯乙烯	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
乙苯	0.8	100%	3730	-74.10%	ND	/	ND	/	ND	-100%
苯乙烯	ND	/	272	-95.34%	ND	/	ND	/	ND	-100%
二甲苯	ND	/	29.1	-82.68%	ND	/	ND	/	ND	/
石油烃(C ₆ -C ₉)	ND	/	ND	-100%	ND	/	ND	-100%	ND	/

检测项目	AW1	变化情况	CW2	变化情况	DW12	变化情况	EW2	变化情况	KW4	变化情况
	2025.10		2025.10		2025.10		2025.10		2025.10	
可萃取性石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	0.15	50%	0.82	-5.75%	0.15	36.36%	0.15	114.29%	0.2	9.09%
石油类	0.21	100%	0.29	100%	ND	/	0.1	100%	0.12	100%

表 8-24 第二次自行监测地下水点位监测结果表 (2/3)

检测项目	MW3	变化情况	NW1	变化情况	OW1	变化情况	PW2	变化情况	RW1	变化情况	SW3	变化情况
	2025.10		2025.10		2025.10		2025.10		2025.10		2025.10	
三氯乙烯	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
乙苯	ND	/	ND	/	ND	-100%	ND	/	ND	/	1.4	100%
苯乙烯	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
二甲苯	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
石油烃(C ₆ -C ₉)	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
可萃取性石油 烃(C ₁₀ -C ₄₀)	0.14	7.69%	0.32	88.24%	0.07	-50%	0.16	220%	0.07	-22.22%	0.14	100%
石油类	ND	/	ND	/	0.01	100%	ND	/	ND	/	0.01	100%

表 8-25 第二次自行监测地下水点位监测结果表 (3/3)

检测项 目	SW4	变化情况	UW1	变化情 况	VW2	变化 情况	详查 10	变化情况	ZW4	变化情 况	化工区背 景点	变化情 况	炼油区背景 点 OW3	变化情 况
	2025.10		2025.10		2025.10		2025.10		2025.10		2025.10		2025.10	
三氯乙 烯	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
乙苯	0.8	100%	ND	/	ND	/	ND	-100%	ND	/	ND	/	ND	-100%
苯乙烯	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
二甲苯	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
石油烃 (C ₆ -C ₉)	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/

检测项目	SW4	变化情况	UW1	变化情况	VW2	变化情况	详查 10	变化情况	ZW4	变化情况	化工区背景点	变化情况	炼油区背景点 OW3	变化情况
	2025.10		2025.10		2025.10		2025.10		2025.10		2025.10		2025.10	
可萃取性石油 烃 (C ₁₀ -C ₄ ₀)	0.11	10%	0.29	81.25%	0.22	120%	0.11	57.14%	0.12	0.00%	0.12	50%	0.11	22.22%
石油类	ND	/	0.1	100%	ND	/	ND	/	0.08	100%	ND	/	0.01	100%



由上表可知，2025 年地下水第一次自行监测较前次地下水自行监测而言，特征污染物苯乙烯(CW2 点位)、石油烃(C₆-C₉)(CW2 点位)、萃取性石油烃(C₁₀-C₄₀)(OW1、UW1、ZW4 点位)增长率较前次超过 30%，其余点位指标整体呈平稳和好转趋势。

2025 年地下水第二次自行监测较前次地下水自行监测而言，特征污染物挥发性石油烃(C₆-C₉) (CW2 点位)，可萃取石油烃(C₁₀-C₄₀) (AW1、EW2、DW12、NW1、PW2、UW1、SW3、UW1、VW2、详查 10、化工区背景点点位)，石油类 (CW2、EW2、KW4、OW1、SW3、UW1、ZW4、炼油区背景点点位)，乙苯 (AW1、SW3、SW4 点位) 增长率较上次监测数据超过 30%，其余点位指标整体呈平稳和好转趋势。背景值在石油类、可萃取性石油烃(C₁₀-C₄₀)较上次增长 30%，所以厂区内上述指标超标可能是地区背景值原因影响。

综上，挥发性石油烃(C₆-C₉)(CW2 点位)，乙苯(AW1 、SW3 、SW4 点位)，苯乙烯(CW2 点位)较前次监测超 30%。除 CW2 点位外，其余点位较前次监测浓度上升 30%指标浓度均未超标，本次监测与前次监测地下水水位存在偏差，可能是导致本次监测较前次监测部分指标浓度上升 30%的主要原因。需对 CW2 点位加密监测，加密监测随双边管控进行，另需对 AW1、SW3 、SW4 点位进行加密监测，提升监测频次为每季度一次，根据超标指标着重排查上述点位所在区域的上游及周边设备实施，查找隐患点。

8.2.3.4 2024、2025 年地下水关注污染变化趋势

根据《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南（试行）》(HJ 1209-2021)，地下水关注污染物为石油类、乙苯、二甲苯、苯乙烯、三氯乙烯、石油烃 (C₆-C₉)、石油烃(C₁₀-C₄₀)等七项，现根据表 8-26 至 8-29，分析历年地下水关注污染物变化趋势。

表 8-26 历年自行监测地下水关注污染物超标点位结果表 (1/4)

序号	超标指标	单位	AW1				CW2				DW12				EW2			
			2024 年第 一次	2024 年第 二次	2025 年第 一次	2025 年第 二次												
1	石油类	mg/L	0.02	0.52	ND	0.21	0.13	3.71	ND	0.29	0.2	0.06	ND	ND	0.71	0.21	ND	0.10
2	乙苯	ug/L	ND	ND	ND	0.8	483	960	1440 0	3730	ND							
3	二甲苯	ug/L	ND	ND	ND	ND	ND	ND	168	29.1	ND							
4	苯乙烯	ug/L	ND	ND	ND	ND	131	39.5	5840	272	ND							
5	三氯乙 烯	ug/L	ND															
6	石油烃 (C ₆ -C ₉)	mg/L	ND	ND	ND	ND	0.9	0.2	32.2	ND	0.27	ND						
7	可萃取 性石油 烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	mg/L	0.15	0.26	0.10	0.15	0.18	0.61	0.87	0.82	0.11	0.16	0.11	0.15	0.04	0.19	0.07	0.15

表 8-27 历年自行监测地下水关注污染物超标点位结果表 (2/4)

序号	超标指 标	单位	详查 10				KW4				MW3				NW1			
			2024 年第 一 次	2024 年第 二 次	2025 年第 一 次	2025 年第 二 次												

			一次	二次	次	次												
1	石油类	mg/L	0.29	0.02	ND	ND	0.26	0.06	ND	0.12	0.01	0.07	ND	ND	0.47	0.10	ND	ND
2	乙苯	ug/L	3.3	ND	1.4	ND	ND	ND	15.9	ND								
3	二甲苯	ug/L	19.6	ND														
4	苯乙烯	ug/L	ND	ND	ND	ND	ND	ND	1.7	ND								
5	三氯乙 烯	ug/L	ND															
6	石油烃 (C ₆ -C ₉)	mg/L	0.24	ND	ND	ND	ND	0.24	ND	ND	ND	0.09	ND	ND	ND	ND	ND	ND
7	可萃取 性石油 烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	mg/L	0.4	0.09	0.07	0.11	0.28	ND	0.22	0.20	0.04	ND	0.13	0.14	0.03	0.15	0.17	0.32

表 8-28 历年自行监测地下水关注污染物超标点位结果表 (3/4)

序号	超标指 标	单位	OW1				PW2				RW1				SW3			
			2024 年第 一 次	2024 年第 二 次	2025 年第 一 次	2025 年第 二 次												
1	石油类	mg/L	0.24	0.05	ND	0.01	0.02	0.2	ND	ND	0.07	0.4	ND	ND	0.08	0.17	ND	0.01
2	乙苯	ug/L	ND	ND	2.2	ND	1.4											
3	二甲苯	ug/L	ND															
4	苯乙烯	ug/L	ND															
5	三氯乙 烯	ug/L	ND															
6	石油烃		ND															

	(C ₆ -C ₉)	mg/L																
7	可萃取性石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	mg/L	0.05	0.07	0.14	0.07	0.05	0.09	0.05	0.16	0.05	0.21	0.09	0.07	0.05	0.15	0.07	0.14

表 8-29 历年自行监测地下水关注污染物超标点位结果表 (4/4)

序号	超标指标	单位	SW4				UW1				VW2				ZW4			
			2024年第一次	2024年第二次	2025年第一次	2025年第二次												
1	石油类	mg/L	0.05	0.05	ND	ND	0.10	0.10	ND	0.10	0.08	0.04	ND	ND	0.21	0.06	ND	0.08
2	乙苯	ug/L	ND	ND	ND	0.8	ND											
3	二甲苯	ug/L	ND															
4	苯乙烯	ug/L	ND															
5	三氯乙烯	ug/L	ND															
6	石油烃 (C ₆ -C ₉)	mg/L	ND															
7	可萃取性石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	mg/L	0.07	0.09	0.10	0.11	0.05	0.12	0.16	0.29	0.04	0.10	0.10	0.22	0.13	0.09	0.12	0.12

地下水监测点位主要特征污染物变化趋势分析：

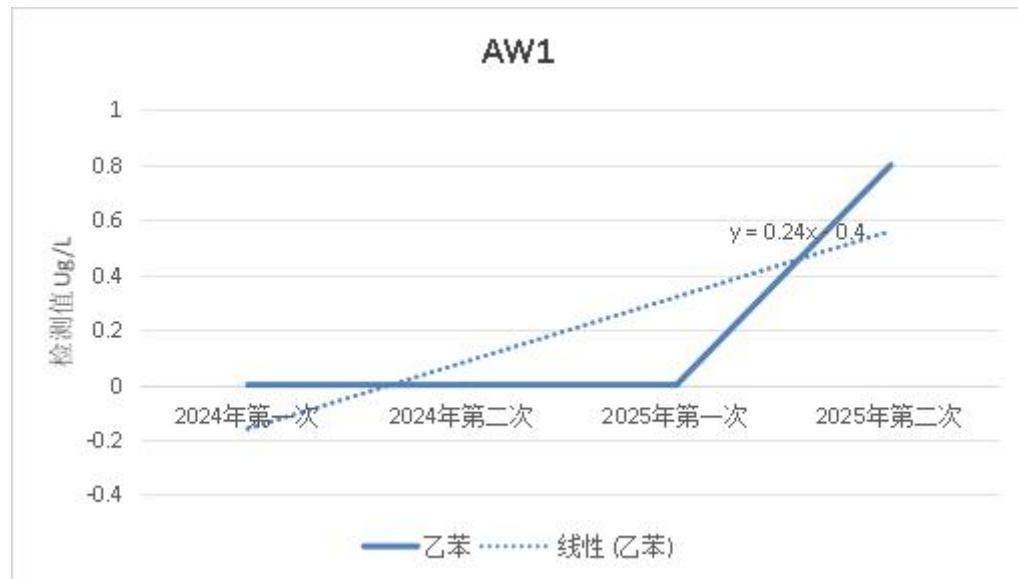

 图8-15 AW1点位石油类、石油烃(C₁₀-C₄₀)浓度监测值变化趋势预测


图8-16 AW1点位乙苯浓度监测值变化趋势预测

上图可知，AW1点位地下水监测井中，石油类、乙苯的浓度趋势线斜率 k 值均大于 0，这说明近年来，AW1点位地下水监测井中石油类、乙苯总体呈现上升趋势；石油烃(C₁₀-C₄₀)浓度趋势线斜率 k 值小于 0，这说明近年来，AW1点位地下水监测井中石油烃(C₁₀-C₄₀)总体呈现下降趋势。

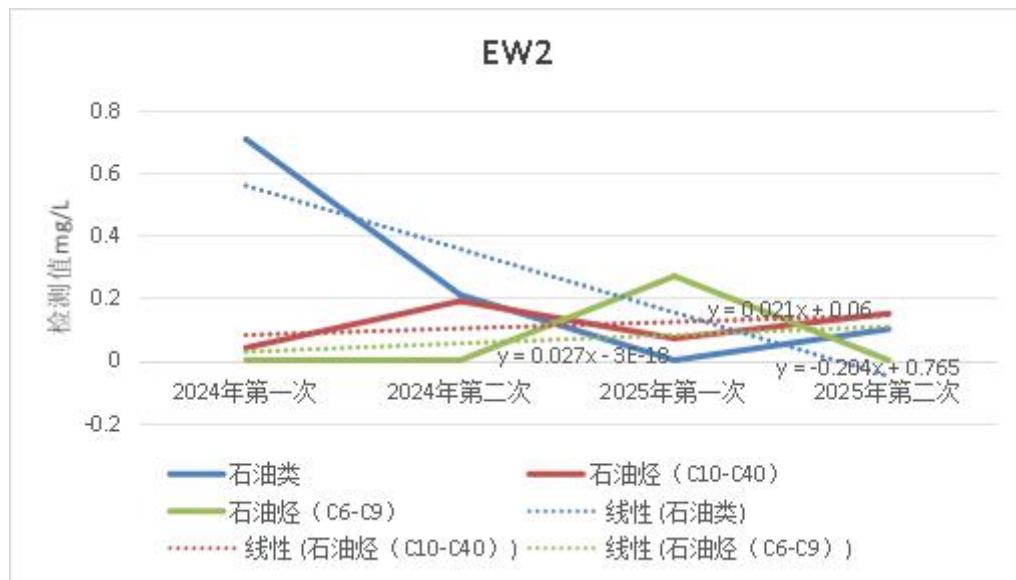

 图8-17 CW2点位石油类、石油烃(C₁₀-C₄₀)、石油烃(C₆-C₉)浓度监测值变化趋势预测


图8-18 CW2点位乙苯、苯乙烯、二甲苯浓度监测值变化趋势预测

上图可知, CW2点位地下水监测井中, 石油烃(C₆-C₉)、石油烃(C₁₀-C₄₀)、乙苯、苯乙烯、二甲苯的浓度趋势线斜率 k 值均大于 0, 这说明近年来, CW2点位地下水监测井中石油烃(C₆-C₉)、石油烃(C₁₀-C₄₀)、乙苯、苯乙烯、二甲苯总体呈现上升趋势; 石油类浓度趋势线斜率 k 值小于0, 这说明近年来, CW2点位地下水监测井中石油类总体呈现下降趋势。


 图8-19 DW12点位石油类、石油烃(C₁₀-C₄₀)浓度监测值变化趋势预测

上图可知, DW12点位地下水监测井中, 石油烃(C₁₀-C₄₀)的浓度趋势线斜率 k 值均大于0, 这说明近年来, DW12点位地下水监测井中石油烃(C₁₀-C₄₀)总体呈现上升趋势; 石油类浓度趋势线斜率 k 值小于0, 这说明近年来, DW12点位地下水监测井中石油类总体呈现下降趋势。


 图8-20 DW12点位石油类、石油烃(C₁₀-C₄₀)、石油烃(C₆-C₉)浓度监测值变化趋势预测

上图可知, EW2点位地下水监测井中, 石油烃(C₆-C₉)、石油类的浓度趋势线斜率 k 值均大于0, 这说明近年来, EW2点位地下水监测井中石油烃(C₆-C₉)、石油类总体呈现上升趋势; 石油烃(C₁₀-C₄₀)浓度趋势线斜率 k 值小于0, 这说明近年来, EW2点位地下水监测井中石油烃(C₁₀-C₄₀)总体呈现下降趋势。

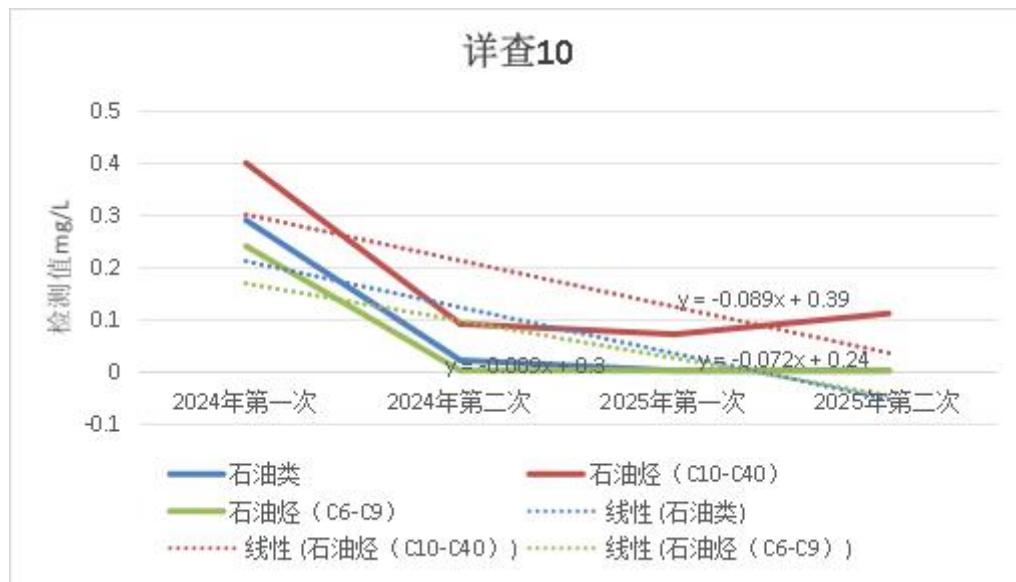
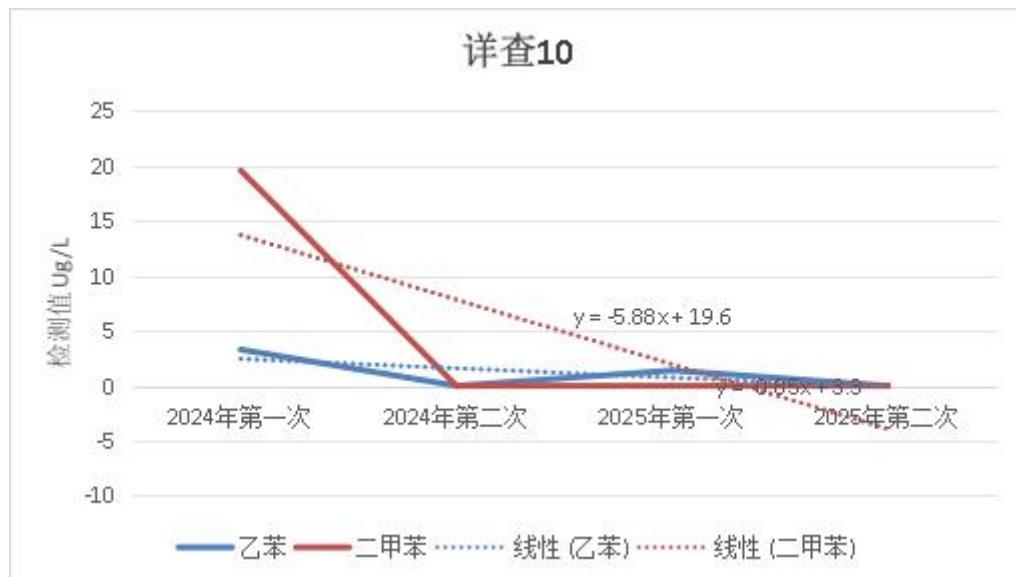

 图8-21 详查10点位石油类、石油烃(C₁₀-C₄₀)、石油烃(C₆-C₉)浓度监测值变化趋势预测


图8-22 详查10点位乙苯、二甲苯浓度监测值变化趋势预测

上图可知，详查10点位地下水监测井中，石油烃(C₆-C₉)、石油类、石油烃(C₁₀-C₄₀)、乙苯、二甲苯浓度趋势线斜率 k 值小于0，这说明近年来，详查10点位地下水监测井中石油烃(C₆-C₉)、石油类、石油烃(C₁₀-C₄₀)、乙苯、二甲苯总体呈现下降趋势。


 图8-23 KW4点位石油类、石油烃(C₁₀-C₄₀)、石油烃(C₆-C₉)浓度监测值变化趋势预测


图8-24 KW4点位乙苯、苯乙烯浓度监测值变化趋势预测

上图可知，KW4点位地下水监测井中乙苯、苯乙烯的浓度趋势线斜率 k 值均大于0，这说明近年来，KW4点位地下水监测井中乙苯、苯乙烯总体呈现上升趋势；石油烃(C₆-C₉)、石油类、石油烃(C₁₀-C₄₀)浓度趋势线斜率 k 值小于0，这说明近年来，KW4点位地下水监测井中石油烃(C₆-C₉)、石油类、石油烃(C₁₀-C₄₀)总体呈现下降趋势。

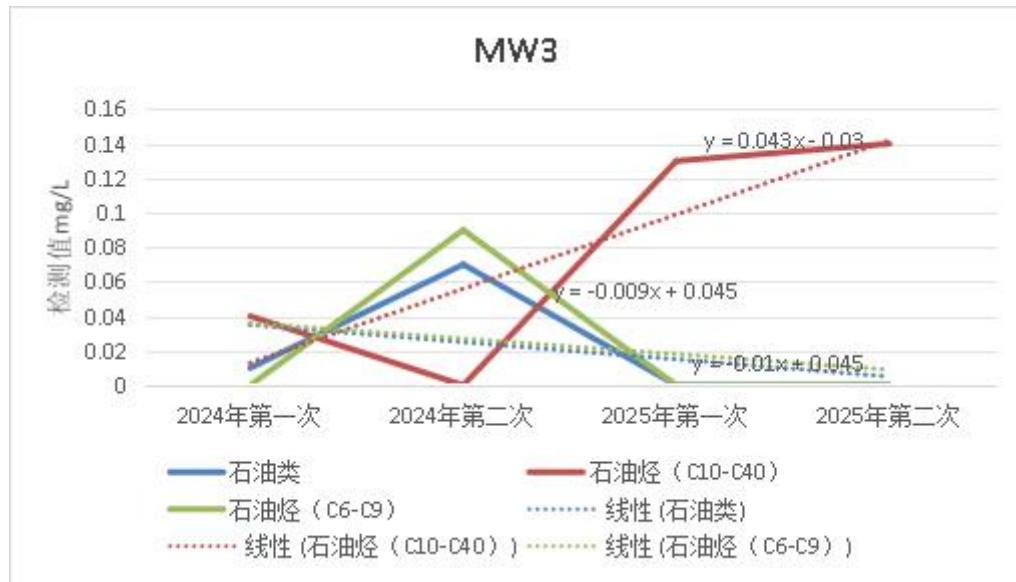


图8-25 MW3点位石油类、石油烃(C₁₀-C₄₀)、石油烃(C₆-C₉)浓度监测值变化趋势预测

上图可知，MW3点位地下水监测井中，石油烃(C₁₀-C₄₀)的浓度趋势线斜率 k 值均大于0，这说明近年来，MW3点位地下水监测井中石油烃(C₁₀-C₄₀)总体呈现上升趋势；石油烃(C₆-C₉)、石油类浓度趋势线斜率 k 值小于0，这说明近年来，MW3点位地下水监测井中石油烃(C₆-C₉)、石油类总体呈现下降趋势。

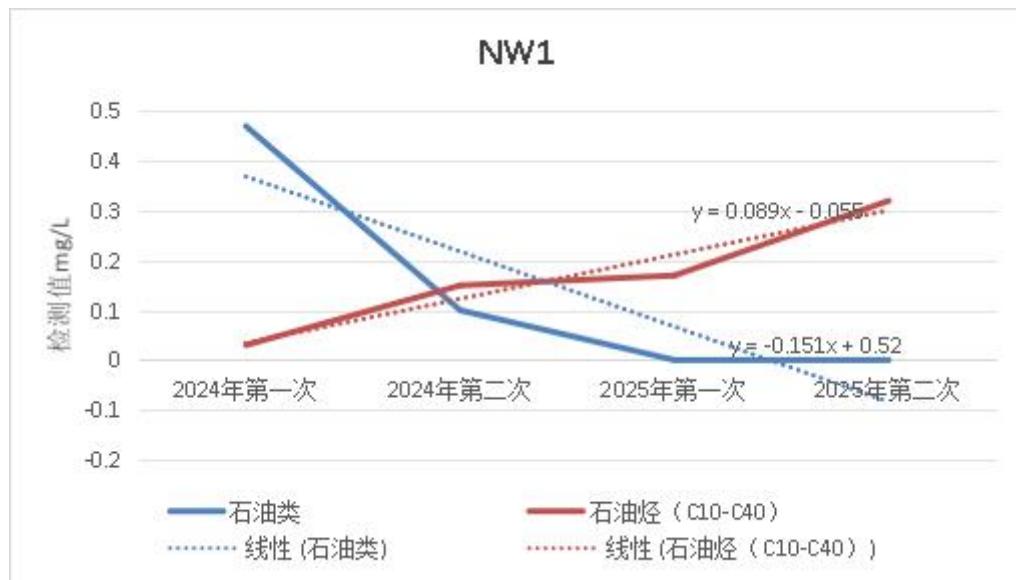


图8-26 NW1点位石油类、石油烃(C₁₀-C₄₀)浓度监测值变化趋势预测

上图可知，NW1点位地下水监测井中，石油烃(C₁₀-C₄₀)的浓度趋势线斜率 k 值均大于0，这说明近年来，NW1点位地下水监测井中石油烃(C₁₀-C₄₀)总体呈现上升趋势；石油类浓度趋势线斜率 k 值小于0，这说明近年来，NW1点位地下水监测井中石油类总体呈现下降趋势。


 图8-27 OW1点位石油类、石油烃(C₁₀-C₄₀)浓度监测值变化趋势预测


图8-28 OW1点位乙苯浓度监测值变化趋势预测

上图可知, OW1点位地下水监测井中, 石油烃(C₁₀-C₄₀)、乙苯的浓度趋势线斜率 k 值均大于0, 这说明近年来, OW1点位地下水监测井中石油烃(C₁₀-C₄₀)、乙苯总体呈现上升趋势; 石油类浓度趋势线斜率 k 值小于0, 这说明近年来, OW1点位地下水监测井中石油类总体呈现下降趋势。


 图8-29 PW2点位石油类、石油烃(C₁₀-C₄₀)浓度监测值变化趋势预测

上图可知, PW2点位地下水监测井中, 石油烃(C₁₀-C₄₀)的浓度趋势线斜率 k 值均大于0, 这说明近年来, PW2点位地下水监测井中石油烃(C₁₀-C₄₀)总体呈现上升趋势; 石油类浓度趋势线斜率 k 值小于0, 这说明近年来, PW2点位地下水监测井中石油类总体呈现下降趋势。


 图8-30 RW1点位石油类、石油烃(C₁₀-C₄₀)浓度监测值变化趋势预测

上图可知, RW2点位地下水监测井中, 石油烃(C₁₀-C₄₀)、石油类浓度趋势线斜率 k 值小于0, 这说明近年来, RW2点位地下水监测井中石油烃(C₁₀-C₄₀)、石油类总体呈现下降趋势。

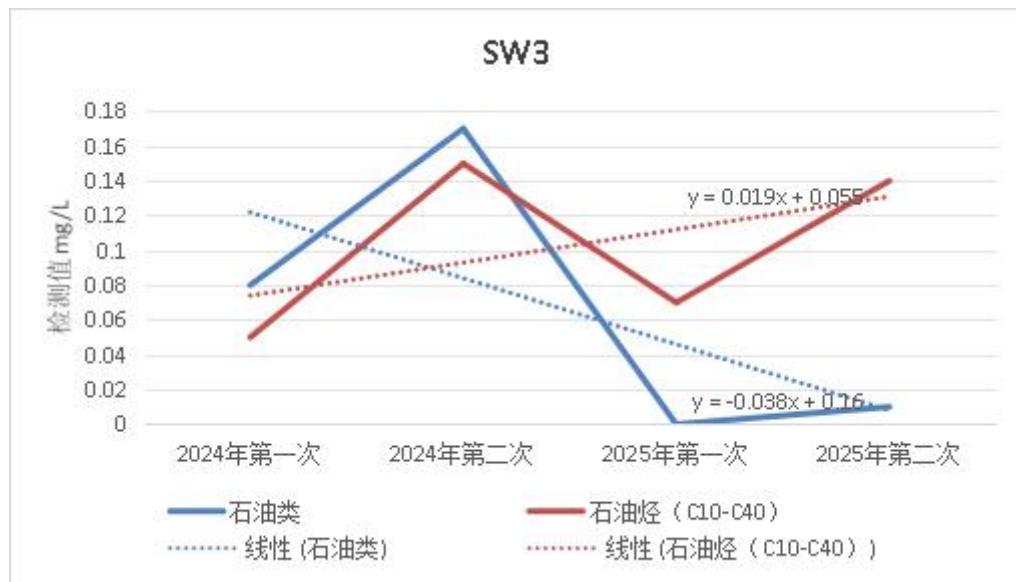

 图8-31 SW3点位石油类、石油烃(C₁₀-C₄₀)浓度监测值变化趋势预测

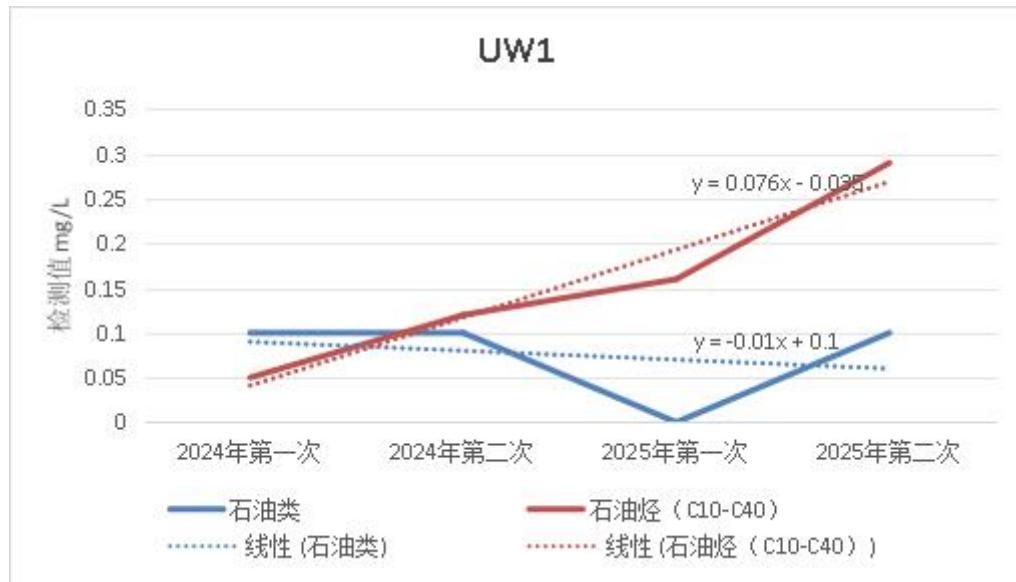

图8-32 SW3点位乙苯浓度监测值变化趋势预测

上图可知, SW3点位地下水监测井中, 石油烃(C₁₀-C₄₀)、乙苯的浓度趋势线斜率 k 值均大于0, 这说明近年来, SW3点位地下水监测井中石油烃(C₁₀-C₄₀)、乙苯总体呈现上升趋势; 石油类浓度趋势线斜率 k 值小于0, 这说明近年来, SW3点位地下水监测井中石油类总体呈现下降趋势。


 图8-33 SW4点位石油类、石油烃(C₁₀-C₄₀)浓度监测值变化趋势预测


图8-34 SW4点位乙苯浓度监测值变化趋势预测

上图可知, SW4点位地下水监测井中, 石油烃(C₁₀-C₄₀)、乙苯的浓度趋势线斜率 k 值均大于0, 这说明近年来, SW4点位地下水监测井中石油烃(C₁₀-C₄₀)、乙苯总体呈现上升趋势; 石油类浓度趋势线斜率 k 值小于0, 这说明近年来, SW4点位地下水监测井中石油类总体呈现下降趋势。


 图8-35 UW1点位石油类、石油烃(C₁₀-C₄₀)浓度监测值变化趋势预测

上图可知, UW1点位地下水监测井中, 石油烃(C₁₀-C₄₀)的浓度趋势线斜率 k 值均大于0, 这说明近年来, UW1点位地下水监测井中石油烃(C₁₀-C₄₀)总体呈现上升趋势; 石油类浓度趋势线斜率 k 值小于0, 这说明近年来, UW1点位地下水监测井中石油类总体呈现下降趋势。


 图8-36 VW2点位石油类、石油烃(C₁₀-C₄₀)浓度监测值变化趋势预测

上图可知, VW2点位地下水监测井中, 石油烃(C₁₀-C₄₀)的浓度趋势线斜率 k 值均大于0, 这说明近年来, VW2点位地下水监测井中石油烃(C₁₀-C₄₀)总体呈现上升趋势; 石油类浓度趋势线斜率 k 值小于0, 这说明近年来, VW2点位地下水监测井中石油类总体呈现下降趋势。



图8-37 ZW4点位石油类、石油烃(C₁₀-C₄₀)浓度监测值变化趋势预测

上图可知, ZW4点位地下水监测井中, 石油烃(C₁₀-C₄₀)的浓度趋势线斜率 k 值均大于0, 这说明近年来, ZW4点位地下水监测井中石油烃(C₁₀-C₄₀)总体呈现上升趋势; 石油类浓度趋势线斜率 k 值小于0, 这说明近年来, ZW4点位地下水监测井中石油类总体呈现下降趋势。

综上可知, 根据图8-15至8-37趋势分析结果, 仅有NW1、SW4、UW1点位的石油烃(C₁₀-C₄₀)指标呈连续四次持续上升趋势, 根据《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南(试行)》(HJ 1209-2021)中要求, 需对**NW1、SW4、UW1**进行加密监测。

8.2.4 综合分析

(1)根据2025年度自行监测情况和CW2点位的加密监测数据显示, CW2点位苯、乙苯和苯乙烯超标。地下水第一次自行监测中, 色度、氨氮、挥发酚、碘化物、硫酸盐、浊度在部分点位处超标, 重金属仅有铁在部分点位超标。第二次自行监测中, 浊度、色度、pH、高锰酸钾指数、氨氮、总硬度、碘化物在部分点位超标, 重金属铁和铝仅在部分点位超标。

(2)与化工区背景点和炼油区背景点进行对比, 除pH和浊度超标外, 地块内地下水样品监测项检出浓度整体略高于背景点中的检出结果, **pH超标可能是区域特点, 浊度超标可能受采样过程干扰**。

(3)挥发性石油烃(C₆-C₉)(CW2点位), 乙苯(AW1、SW3、SW4点位), 苯乙烯(CW2点位)较前次监测上升30%, 本次监测与前次监测地下水水位存在偏差, 可能是导致本

次监测较前次监测部分指标浓度上升30%的主要原因。

(4) 对2024、2025年地下水关注污染物变化趋势分析可知，仅有石油烃(C₁₀-C₄₀)点位NW1、SW4、UW1呈连续四次持续上升趋势，根据《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南（试行）》(HJ 1209-2021)中要求，后续需对NW1、SW4、UW1进行加密监测。

浊度和pH在背景值处超标，可能是区域背景值过高引起；色度可能受腐殖酸分解或水中铁、锰沉淀影响；地块内石膏层的析出会影响地下水硫酸盐含量，受地块影响。背景值在石油类、可萃取性石油烃(C₁₀-C₄₀)较上次增长30%，所以厂区上述指标超标可能是地区背景值原因影响。总硬度主要反映地下水中钙、镁离子含量，主要受自然溶滤影响，与生产活动无必然联系；重金属铁易还原，主要受溶滤影响，以离子形态存于地下水中；有机物的分解会影响地下水中氨氮含量。

综上，根据CW2加密监测情况和CW2重金属铝超标情况，需加强对CW2点位关注污染物的监测频次，此项工作结合双边工作开展。另，鉴于其他一般地下水指标较前次上升，需对AW1、SW3、SW4、ZW4、NW1、UW1、KW3点位进行加密监测，加密频率提升为每季度一次。

9 质量保证及质量控制

9.1 自行监测质量体系

作为自行监测的承担单位，本单位具备与监测任务相适应的工作条件，配备数量充足、技术水平满足工作要求的技术人员，并有适当的措施和程序保证监测结果准确可靠。根据工作需求，梳理监测方案制定与实施各环节中为保证监测工作质量应制定的工作流程、管理措施与监督措施，建立自行监测质量体系。

严格执行规范规程，并建立一整套的施工质量制度。建立工作质量管理制度和教育制度，确保各阶段工作开展过程的合理、顺利、可行；通过质量责任制和经济责任制确保工作质量达标；通过奖评工期效率，确保工程按期完工。

为规范工程施工，把质量落实到实处，根据有关施工规范、规定及文件，结合工地实际制定一整套的质检制度。

(1) 加强质量预控环节

加强预控环节，各阶段工程开工前，认真进行技术交底和技术复核工作，把疑难的

质量问题消化在现场作业之前，防微杜渐，未雨绸缪，有效地进行预控。

（2）规范资料管理工作

工程技术资料应由工程资料员专人管理，对工程质保资料、验收资料、质量工程资料及时进行收集、整理和归档。

（3）进度及质量保证措施

综合考虑自然因素、厂区装置特点、人为因素等各方面影响的前提下，结合自行监测地块特点，制定项目运行计划。为确保施工中各环节的有序组织，本单位组织人员对地块进行详细踏勘，在此基础上优化人员和设备投入。

①依据对地块的踏勘情况，提前制定计划。做好地块点位施工难度等级划分、找准施工组织的难点，通过提前制定计划，使工作处于有序的控制之下。合理安排人员、设备等资源在施工各环节的投入，提高施工效率。

②充分发挥现场钻探、检测设备的使用率，在充分考虑安全、质量、环保要求的前提下提高生产效率。同时提前做好与业主的协调工作，保证施工顺利进行。

③合理安排取样点位的施工顺序，根据在产企业特点，优化项目钻探取样点位的施工顺序。将责任落实到调查组和重要岗位，促进项目能按期完成。

④建立覆盖公司各级机关的通讯和信息反馈网络流程。

⑤加强与业主的沟通和密切联系，认真做好每一项协调配合工作，保证监测项目的顺利实施。

⑥充分收集调查区域的气象资料，密切关注气象变化趋势，提前作出科学安排，避免极端天气对人员和设备的损伤，影响施工。

项目各环节实施过程质量保证见以下内容。

9.2 监测方案制定的质量保证与控制

企业应自行对监测方案的适用性和准确性进行评估，评估内容包括但不仅限于：

a) 重点单元的识别与分类依据是否充分，是否已按照 HJ 1209-2021 的要求提供了重点监测单元清单及标记有重点单元及监测点/监测井位置的企业总平面布置图；

b) 监测点/监测井的位置、数量和深度是否符合 HJ 1209-2021 中 5.2 监测点位的要求；

c) 监测指标与监测频次是否符合 HJ 1209-2021 中 5.3 监测指标与频次的要求；

d) 所有监测点位是否已核实具备采样条件。

9.3 样品采集、保存、流转、制备与分析的质量保证与控制

9.3.1 施工准备阶段质量保证和质量控制措施

(1) 方案准备：安排具备专业能力的技术人员到现场进行实地踏勘，了解现场及周边环境，对即将开展的施工进场及施工做准备；制定施工工作方案，经施工方和委托方双方进行评审确认后方可开工。

(2) 组织准备：组织具有相关管理经验和技术能力的管理人员负责现场施工管理；建立健全的质量管理规章制度，并组织学习有关质量管理方面的方针政策、规程、规范等，提高全员质量意识；开始施工前对所有参与本项目的现场工作人员开展技术交底和现场培训及三级安全教育（企业、生产部、岗位），使所有现场工作人员掌握现场施工技术及安全要求。

(3) 现场仪器设备准备：对于需要使用的自有设备，包括但不限于：RD8000 探测设备、GPS 系统、PID 监测仪、XRF 监测仪、水质监测仪、水位仪等设备，提前进行维护、保养与校正，保证监测数据的有效性，使所需设备进场后既可以使用。对于需租赁的设备，如取芯钻机等，提前确定合格供应商并检查，做到所租设备随时可以租用，随时可以投入使用。

(4) 施工材料准备：根据材料计划，提前确定好材料供应，做到进场后材料可以随时进场。对于订货周期较长的材料提前准备。施工材料到场后进行验收，验收合格后方可使用。

9.3.2 现场采样阶段质量保证和质量控制措施

(1) 防止交叉污染：现场采集样品使用封口膜封口；重复使用的取样设备如钻机的钻筒、流量泵等，依照规范操作流程在使用前后进行清洗；接触样品取样耗材如手套、无扰动取样器、贝勒管等选用一次性耗材等。

(2) 样品标识和保存：在样品瓶的标签和瓶盖上同时明确标识样品编号、采样日期、采样深度等，避免样品混淆；所有现场采集的样品均放置于实验室提供的干净样品瓶中，现场采样标识后立即将样品容器置于装有蓝冰的样品保温箱中暂存，现场施工完毕后转移至冰箱中低温保存。

(3) 现场记录：根据现场情况如实完整填写土壤采样记录单、地下水采样记录单等相关记录；现场关键环节拍摄照片留存。

(4) 采样小组自检：每个土壤和地下水点位采样结束后及时进行采样样点检查，检查内容包括：样点位置、样品数量、样品标签及与记录的一致性、样品防沾污措施、记录完整性和准确性。相关记录和资料并报送至技术负责人。

(5) 现场施工作业由具有相关技术能力的人员承担。

9.3.3 实验室分析阶段质量保证和质量控制措施

为了保证分析样品的准确性，除了实验室已经过 CMA 认证，仪器按照规定定期校正外，在进行样品分析时还需对各环节进行质量控制，随时检查和发现分析测试数据是否受控（主要通过标准曲线、精密度、准确度等），具体情况见附件 3 和附件 5。

(1) 空白实验：实验过程中，需要以空白样品来反映实验室的基本状况和分析人员的技术水平，如纯水质量、试剂纯度、试剂配制质量、玻璃器皿洁净度、仪器的灵敏度及精密度、仪器的使用和操作、实验室内的洁净状况以及分析人员的操作水平和经验等。在正常情况下，实验室内的空白值通常在很小的范围内波动符合质控标准，且空白中的目标物定量检出不能超过方法检出限，如出现异常，则需停止整个分析流程，并查找实验流程中可能带来污染的原因。

(2) 准确度实验（空白加标）：通过对空白基质中添加含有一定浓度的挥发性有机物、半挥发性有机物、重金属的标准物质，按照分析方法的全流程分析测定，所得到的结果与最初添加的标准物质含量的比值即得到方法的回收率，以此来评估监测方法的准确度。每批样品按照样品量的 5~10% 的样本量进行空白加标检查，挥发性组分加标浓度为 0.2mg/kg，半挥发性组分加标浓度为 0.2mg/kg，重金属加标浓度为 0.005-25mg/kg。

(3) 平行双样：每批样品按照不少于样品量 10% 的样本量进行平行双样实验。平行样相对偏差应控制在 20% 范围内，具体内容见附录 2 所示。

地下水环境监测井建设技术要求参考《地下水环境监测技术规范》（HJ 164-2020）和《地下水监测井建设规范》（DZ/T 0270-2014）。

地下水监测以浅层地下水为主，钻孔深度以揭露潜水含水层且不穿透潜水含水层隔水底板为准。

10 结论与措施建议

10.1 监测结论

在此次现场调查采样过程中，广州石化处于正常生产运行状态，按照国家土壤污染调查相关技术规范的要求，在不影响企业正常生产、且不造成安全隐患或二次污染的情况下，监测点位首选在污染物迁移的下游方向尽可能靠近污染源的区域，由此不能排除未监测区域存在污染的可能性。

本次自行监测区域共布设土壤点位 26 个，全部为表层土壤点位，每个表层土壤监测点采集 1 个土壤样品，本次共采集土壤样品 29 个（含平行样 3 个）。地下水监测点位 22 个，每个地下水监测点每次采集 1 个地下水样。加密点位 CW2 每季度监测一次，2025 年第一次自行监测共采集地下水样品 25 个（含平行样 6 个），2025 年第二次自行监测共采集地下水样品 27 个（含平行样 7 个），本次共采集地下水样品 54 个（含平行样 13 个）送实验室进行检测。

（1）土壤

本年度土壤样品检测结果中，所有表层土及深层土样品均未超标，广州石化厂区土壤未受到企业生产运营明显影响。

（2）地下水

2025 年地下水第一次自行监测：

无机非金属共检出 12 项，其中 5 项超标，分别为：色度、氨氮超标率 15.79%，挥发酚、碘化物、硫酸盐超标率 5.26%，其余七项指标均有检出，未超标。重金属共检出 11 项，铁超标率为 21.05%，锰、铝、砷、镉、铜、铅、硒、钠、锌、六价铬共计 10 种指标有检出，未超标。挥发和半挥发性有机物 1 项：苯仅在 CW2 点超标，超标率为 5.26%。地下水特征污染物共检出 6 项，其中乙苯、苯乙烯在 CW2 点处超标，超标率为 5.26%，二甲苯、三氯乙烯、可萃取性石油烃(C₁₀-C₄₀)、石油烃(C₆-C₉)有检出，未超标。

2025 年地下水第二次自行监测：

无机非金属共检出 15 项，其中 7 项超标，具体为：浊度超标率 100%，色度、pH 超标率 15%，高锰酸钾指数、氨氮、总硬度、碘化物超标率 5%。其余七项指标均有检出，但未超标。重金属共检出 11 项，其中铁超标率为 30%，铝超标率为 5%，锰、砷、镉、铜、铅、硒、钠、锌、汞共计 9 种指标有检出，未超标。地下水特征污染物共检出

6 项，其中乙苯、苯乙烯 2 项在 CW2 点处超标，超标率为 5%。二甲苯、三氯乙烯、可萃取性石油烃(C₁₀-C₄₀)、石油类有检出，未超标。

综上，根据 CW2 加密监测情况和 CW2 重金属铝超标情况，仍需加强对 CW2 点位的监测频次，此项工作结合双边工作开展。根据 KW3 点位碘化物和高锰酸钾指数超标、ZW4 点位处挥发酚含量超标和 AW1 点位处碘化物超标情况，**需对 ZW4、AW1、KW3 进行加密监测，加密频率提升为每季度一次**

与化工区、炼油区背景点进行评估：

第一次自行监测，一般理化性质共检出 12 项，除浊度、pH 超标外，其余检测结果均低于《地下水质量标准》(GB/T 14848-2017)IV 类标准限值。金属指标检出 8 项，关注污染物检出 2 项，未超标。第二次自行监测，一般理化性质共检出 13 项，除浊度超标外，其余检测结果均低于《地下水质量标准》(GB/T 14848-2017)IV 类标准限值。金属指标检出 5 项，关注污染物检出 2 项，未超标。**pH 超标可能是区域特点，浊度超标可能受采样过程干扰，地块内地下水样品监测项检出浓度整体略高于背景点中的检出结果。**

与前次监测对比情况：

挥发性石油烃(C₆-C₉)(CW2 点位)，乙苯(AW1、SW3、SW4 点位)，苯乙烯(CW2 点位)，较前次监测超 30%，除 CW2 点位外，其余点位较前次监测浓度上升 30% 指标浓度均未超标，本次监测与前次监测地下水水位存在偏差，可能是导致本次监测较前次监测部分指标浓度上升 30% 的主要原因。需对 CW2 点位加密监测，加密监测随双边管控进行，另需对 AW1、SW3、SW4、ZW4、NW1、UW1、KW3 点位进行加密监测，提升监测频次为每季度一次，根据超标指标着重排查上述点位所在区域的上游及周边设备实施，查找隐患点。

2024 年和 2025 年污染物超标趋势分析：

仅有石油烃(C₁₀-C₄₀)点位 NW1、SW4、UW1 呈连续四次持续上升趋势，根据《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南(试行)》(HJ 1209-2021)中要求，**需对 NW1、SW4、UW1 进行加密监测。**

10.2 措施建议

(1) 对厂区内存在点位超标的区域调查了解该区域是否发生过物料泄漏或污水“跑、冒、滴、漏”的情况，若有，则需查明“跑、冒、滴、漏”的原因，并采取有针对性的措施防止污染的持续影响，加强隐患排查。

(2) 按照国家相关文件要求，持续对土壤地下水污染情况开展监测，以了解厂区内地土壤地下水污染的动态变化情况。

(3) 开展设备检维修时，着重关注初期雨水管线、含油污水管线、地下污油罐及污水池等埋地及半埋地设备设施是否发生泄漏，做好厂区排水的清污分流工作，防止含油污水进入雨水系统。

(4) 目前，CW2点位趋势有所好转，但部分指标仍超标。建议继续针对该地块开展双边管控的措施，并对CW2点位特征污染物进行持续的监测，直到CW2点位数据符合双边管控要求。

(5) 加强对AW1、SW3、SW4、ZW4、NW1、UW1、KW3点位碘化物、高锰酸钾指数、挥发酚、乙苯、石油烃(C₁₀-C₄₀)跟踪监测，提升监测频次为每季度一次，需对CW2(苯、乙苯、苯乙烯、铝、挥发性石油烃(C₆-C₉))加密监测，跟随双边管控工作进行，根据超标指标着重排查上述点位所在区域的上游及周边设备实施，查找隐患点。

附件：
附件 1 重点监测单元清单

企业名称		中国石油化工股份有限公司广州分公司			所属行业		石油化工				
填写日期				填报人员			联系方式				
生产区域	分区	单元内需要监测的重点场所/设施/设备名称	功能（即该重点场所/设施/设备涉及的生产活动）	涉及有毒有害物质清单	关注污染物	设施坐标（中心点坐标）	是否存在隐蔽性设施	单元类别（一类/二类）	单元面积	重点监测单元分区原因	该单元对应的监测点位编号及坐标
化工生产区	A区	1、化工碳五装置区域	处理混合碳五	碳五馏分、含油污水	石油类	113° 46' 58.9348" E 23° 14' 17.4444" N	是	一类单元	68555.6m ²	此区域为装置区域，存在地下储罐，地面统一硬化，防火堤连接在一起，不具备拆分条件。	表层土 AS1 113° 27' 38.22072" E 23° 08' 35.39824" N
		2、化工聚丙烯装置区域	生产聚丙烯	丙烯、乙烯、含油污水	砷、镉、铬(六价)、铅、汞、镍	113° 46' 71.4521" E 23° 14' 14.0586" N	是				AW1 113° 27' 38.74282" E 23° 08' 39.44188" N
		3、化工聚苯乙烯装置区域及装置配套储罐	生产聚苯乙烯	矿物油、苯乙烯、含油污水	石油烃(C10-C40)、苯乙烯、甲苯、乙苯、砷、镉、铬(六价)、铅、汞、镍	113° 46' 84.7184" E 23° 14' 19.9475" N	是				
	B区	1、化工聚乙烯装置区域	生产聚乙烯	丁烯、含油污水	砷、镉、铬(六价)、铅、汞、镍	113° 47' 27.9362" E 23° 14' 30.4966" N	否	二类单元	74591.3m ²	此区域为装置区域，物料均未气象，产品为固态，地面统一硬化，不具备拆分条件。	表层土 BS1 113° 27' 53.40248" E 23° 08' 40.68609" N
		2、化工聚丙烯1装置区域	生产聚丙烯	丙烯、乙烯、含油污水	砷、镉、铬(六价)、铅、汞、镍	113° 47' 07.2908" E 23° 14' 25.8124" N	否				BW1 113° 27' 56.68442" E 23° 08' 43.98710" N

企业名称		中国石油化工股份有限公司广州分公司			所属行业	石油化工						
填写日期				填报人员		联系方式						
生产区域	分区	单元内需要监测的重点场所/设施/设备名称	功能(即该重点场所/设施/设备涉及的生产活动)	涉及有毒有害物质清单	关注污染物	设施坐标(中心点坐标)	是否存在隐蔽性设施	单元类别(一类/二类)	单元面积	重点监测单元分区原因	该单元对应的监测点位编号及坐标	
C区	C区	1、化工干气制乙苯装置区域及装置配套罐区	生产乙苯	干气、苯	乙苯	113° 46' 86.7492" E 23° 13' 92.9992" N	是	一类单元	39178.1m ²	此区域为装置区域, 存在地下储罐, 地面统一硬化, 防火堤连接在一起, 不具备拆分条件。	表层土	CS2 113° 27' 48.66791" E 23° 08' 29.14985" N
		2、苯乙烯装置区域及装置配套罐区	生产苯乙烯	苯、乙烯、废液	苯、苯乙烯、铬	113° 46' 88.7825" E 23° 14' 04.2453" N	是				地下水	CW2 113° 27' 44.89056" E 23° 08' 33.23177" N
D区	D区	1、化工乙烯裂解装置	生产产聚合级乙烯、聚合级丙烯	石脑油、拔头油、加裂尾油、废酸水、废减水、污水	石油烃(C10-C40)	113° 47' 10.3916" E 23° 14' 05.5726" N	是	一类单元	99987.5m ²	此区域为装置区域, 存在地下储罐, 地面统一硬化, 防火堤连接在一起, 不具备拆分条件。		DW12/DS2 113° 27' 59.77184" E 23° 08' 31.60925" N
		2、化工裂解汽油加氢装置	主产品为加氢汽油C ₆ ~C ₈ 组分; 副产品有C ₅ 组分、洗油和C ₉₊ 组分	碳六、二甲苯、碳七、含油污水	石油烃(C6-C9)、石油烃(C10-C40)	113° 47' 22.3724" E 23° 14' 08.5026" N	否					
	3、化工丁二烯抽提装置	以乙烯装置的混合C4馏份为原料, 采用DMF(二	碳四馏分、含油污水	石油类、镍	113° 47' 29.0046" E 23° 14' 12.0384" N	是					地下水/表层土	

企业名称		中国石油化工股份有限公司广州分公司			所属行业	石油化工						
填写日期				填报人员		联系方式						
生产区域	分区	单元内需要监测的重点场所/设施/设备名称	功能(即该重点场所/设施/设备涉及的生产活动)	涉及有毒有害物质清单	关注污染物	设施坐标(中心点坐标)	是否存在隐蔽性设施	单元类别(一类/二类)	单元面积	重点监测单元分区原因	该单元对应的监测点位编号及坐标	
			甲基甲酰胺)为萃取剂,通过两级萃取普通精馏,从混合C4馏份中提取高纯度的1,3-丁二烯产品				是					
		4、化工芳烃抽提装置及配套罐区	生产高纯度的苯、甲苯、二甲苯	加氢汽油、烃、环丁砜、含油污水	苯、甲苯、二甲苯	113° 47' 32.1065" E 23° 14' 10.8460" N						
E区	1、化工储罐	负责分公司化工区原料、燃料、成品、酸碱的贮存、输转、对外装车、卸车,化工原料、化工产品、副产品等进出厂计量、两区管廊危化品的输送等任务	汽油、石脑油、拔头油、加裂尾油、废酸水、废减水、污油、含油污水	石油类、石油烃(C6-C9)、石油烃(C10-C40)	石油类、石油烃(C6-C9)、石油烃(C10-C40) 苯、甲苯、二甲苯	113° 47' 54.3555" E 23° 14' 25.2953" N	是	一类单元	113937.5m ²	此区域为储罐区域,存在地下污水池及接地储罐,防火堤连接在一起,不具备拆分条件。	表层土	ES1 113° 28' 09.06318" E 23° 08' 46.45392" N
	F区	1、化工污水处理装置	处理化工废水	污泥、污水	石油类、石油烃(C6-C9)、石油烃	113° 48' 04.1939" E 23° 14' 14.5011" N					地下水	EW2 113° 28' 13.21710" E 23° 08' 36.10794" N
												FW1 113° 28' 31.78500" E 23° 08' 37.62079" N

企业名称		中国石油化工股份有限公司广州分公司			所属行业	石油化工					
填写日期				填报人员		联系方式					
生产区域	分区	单元内需要监测的重点场所/设施/设备名称	功能(即该重点场所/设施/设备涉及的生产活动)	涉及有毒有害物质清单	关注污染物	设施坐标(中心点坐标)	是否存在隐蔽性设施	单元类别(一类/二类)	单元面积	重点监测单元分区原因	该单元对应的监测点位编号及坐标
				(C10-C40) 苯、甲苯、二甲苯						在地下池体及接地储罐,地面统一硬化,不具备拆分条件。	表层土 FS2 113° 28' 28.21315" E 23° 08' 37.24206" N
G区	1、化工火炬	燃烧化工废气	瓦斯气	/	113° 47' 83.0210" E 23° 14' 52.4567" N	否	二类单元	19326.5m ²	此区域为化工区火炬,不存在地下或半地下储存设施。	表层土 GS1 113° 28' 21.83640" E 23° 08' 54.09963" N	
H区	1、化工空分装置、化工塑料产品仓库	储存化工塑料产品	化工塑料产品	/	113° 47' 23.5516" E 23° 14' 46.1998" N	否	二类单元	78312.3m ²	此区域为化工区塑料产品仓库,不存在地下或半地下储存设施,地面统一硬化,不具备拆分条件。	表层土 HS1 113° 27' 56.93282" E 23° 08' 47.35871" N	
										地下水 HW2 113° 28' 04.95304" E 23° 08' 52.31835" N	
I区	1、化工循	提供冷却用水	循环水	/	113° 46' 67.5993" E	否	二类	57952.2m ²	此区域为	表层 IS1	

企业名称		中国石油化工股份有限公司广州分公司			所属行业	石油化工					
填写日期				填报人员		联系方式					
生产区域	分区	单元内需要监测的重点场所/设施/设备名称	功能(即该重点场所/设施/设备涉及的生产活动)	涉及有毒有害物质清单	关注污染物	设施坐标(中心点坐标)	是否存在隐蔽性设施	单元类别(一类/二类)	单元面积	重点监测单元分区原因	该单元对应的监测点位编号及坐标
		环水装置				23° 13' 94.3292" N		单元		化工区循环水装置, 不存在地下或半地下储存设施, 地面统一硬化, 不具备拆分条件。	土 113° 27' 43.82621" E 23° 08' 29.75229" N
炼油生产区	J区	1、炼油10号液态烃储运罐区	储存液态烃	液态烃	/	113° 47' 34.9851" E 23° 12' 71.8710" N	否	一类单元	81464.1m ²	此区域为储罐区域, 存在大量地下储罐及接地储罐, 防火堤连接在一起, 不具备拆分条件。	表层土 JS1 113° 28' 05.08828" E 23° 07' 44.13579" N
		2、炼油11石脑油储运罐区	储存石脑油	石脑油	石油烃(C10-C40)	113° 47' 29.5290" E 23° 12' 58.4615" N	否				地下水 KW3 113° 28' 06.25898" E 23° 07' 39.75729" N
		3、炼油13甲醇储运罐区	储存甲醇	甲醇	/	113° 47' 18.7253" E 23° 12' 58.2920" N	是				
	K区	1、重油催化裂化装置	生产汽油、轻柴油、液化气和油浆	蜡油、污油	石油烃(C10-C40)、镍	113° 47' 34.0192" E 23° 12' 23.9025" N	是	一类单元	121057.5m ²	此区域为装置区域, 存在地下储罐, 地面	表层土 KS2 113° 28' 09.10749" E 23° 07' 34.88139" N
		2、气体分馏一装置	生产生产戊烷发泡剂产品	拔头油	/	113° 47' 30.3301" E 23° 12' 41.9262" N	否				

企业名称		中国石油化工股份有限公司广州分公司			所属行业	石油化工						
填写日期				填报人员		联系方式						
生产区域	分区	单元内需要监测的重点场所/设施/设备名称	功能(即该重点场所/设施/设备涉及的生产活动)	涉及有毒有害物质清单	关注污染物	设施坐标(中心点坐标)	是否存在隐蔽性设施	单元类别(一类/二类)	单元面积	重点监测单元分区原因	该单元对应的监测点位编号及坐标	
L区		3、气体分馏二装置	生产精丙烯、丙烷、混碳四馏分	液化气	/	113° 47' 52.2040" E 23° 12' 44.1389" N	否		统一硬化, 不具备拆分条件。	地下水	KW4 113° 28' 00.69774" E 23° 07' 30.89250" N	
		4、气体分馏三装置	生产精丙烯、丙烷、乙烷及轻重碳四	液化气	/	113° 47' 52.6321" E 23° 12' 48.2341" N	否					
		5、炼油丁烯-1装置	生产丁烯-1	C4、氢气	/	113° 47' 20.3826" E 23° 12' 47.4301" N	否					
		6、催化重整装置	生产高辛烷值汽油调合组分(C7和C9+馏分油)、苯和混合二甲苯, 副产重整氢气和液化石油气等	石脑油	石油烃(C10-C40)、苯、二甲苯、砷	113° 47' 23.3234" E 23° 12' 34.9855" N	是					
		7、甲基叔丁基醚一装置	生产MTBE	C4、甲醇	/	113° 47' 20.4892" E 23° 12' 42.7413" N	否					
		8、甲基叔丁基醚二装置	生产MTBE	C4、甲醇	/	113° 47' 30.2236" E 23° 12' 47.7995" N	否					
		1、12号重整加氢原料罐区	储存渣油、柴油	渣油、柴油	石油烃(C10-C40)	113° 47' 27.9212" E 23° 12' 09.1122" N	是	一类单元	90816.4m ²	此区域为储罐区域, 存在地下污水收集池及接地储	地下水	MW3 113° 27' 59.05255" E 23° 07' 21.11828" N
		2、9号航煤中间罐区	储存航煤、柴油	航煤、柴油	石油烃(C10-C40)	113° 47' 45.1423" E 23° 12' 09.3632" N	是					
		3、2号蜡	储存蜡油、汽油、	蜡油、汽	石油烃	113° 47' 69.8494" E	是					

企业名称		中国石油化工股份有限公司广州分公司			所属行业	石油化工					
填写日期				填报人员		联系方式					
生产区域	分区	单元内需要监测的重点场所/设施/设备名称	功能(即该重点场所/设施/设备涉及的生产活动)	涉及有毒有害物质清单	关注污染物	设施坐标(中心点坐标)	是否存在隐蔽性设施	单元类别(一类/二类)	单元面积	重点监测单元分区原因	该单元对应的监测点位编号及坐标
M区		油、汽油中间罐区	混合二甲苯	油、混合二甲苯	(C6-C9)、石油烃(C10-C40)、二甲苯	23° 12' 08.8038" N				罐,防火堤连接在一起,不具备拆分条件。	
		1、加氢一装置	处理柴油,航空煤油,焦化汽油,通过对原料的加氢精制,以提高产品的质量	航煤、石脑油、轻质油	石油烃(C10-C40)	113° 47' 46.4245" E 23° 11' 90.1115" N	是	一类单元	187322.9m ²	此区域为装置区域,存在地下储罐,地面统一硬化,不具备拆分条件。	地下水
		2、加氢二装置	处理原料油,生产精致油	煤油、轻质油	石油烃(C10-C40)	113° 47' 27.1711" E 23° 11' 90.0632" N	是				
		3、常减压蒸馏一装置	生产干气、液化气、石脑油、航煤、柴油、减压蜡油和减压渣油	原油	石油类、石油烃(C6-C9)、石油烃(C10-C40)、汞	113° 47' 69.3132" E 23° 11' 87.4839" N	是				
		4、蜡油催化裂化装置	生产汽油、柴油、液化气和干气	渣油、蜡油、污油	石油类、石油烃(C6-C9)、石油烃(C10-C40)、镍	113° 47' 78.8318" E 23° 11' 85.4840" N	是				
		5、干气、液化气脱硫一、液化气脱硫醇一装置、汽油脱硫醇	处理轻催、重催、加氢一、加氢二、火炬气,生产催化汽油	干气、液化气、轻质油、汽油	石油烃(C6-C9)	113° 47' 54.9813" E 23° 11' 91.4707" N	是				MS3 113° 28' 10.38600" E 23° 07' 22.01077" N

企业名称		中国石油化工股份有限公司广州分公司			所属行业	石油化工					
填写日期				填报人员		联系方式					
生产区域	分区	单元内需要监测的重点场所/设施/设备名称	功能(即该重点场所/设施/设备涉及的生产活动)	涉及有毒有害物质清单	关注污染物	设施坐标(中心点坐标)	是否存在隐蔽性设施	单元类别(一类/二类)	单元面积	重点监测单元分区原因	该单元对应的监测点位编号及坐标
N区		一装置									
	N区	1、2万t/a制硫装置	生产硫磺	氢气、酸性气、用燃料气	/	113° 47' 65.8938" E 23° 12' 34.8733" N	否	此区域为装置区域, 存在地下储罐, 地面统一硬化, 不具备拆分条件。	140002.8m ²	地下水	NW1 113° 28' 16.46302" E 23° 07' 27.74561" N
		2、14万t/a制硫装置	生产硫磺、污水汽提	氢气、酸性气、用燃料气	砷	113° 47' 76.3755" E 23° 12' 38.6946" N	否				
		3、7万t/a制硫装置	生产硫磺	氢气、酸性气、用燃料气	/	113° 47' 73.1658" E 23° 12' 21.5282" N	是				
		4、干气及液化气脱硫、溶剂再生装置	处理焦化(二)干气及液化石油气、重油催化裂化干气及液化石油气、蒸馏(三)高压塔拔顶气及液化石油气、减粘干气及火炬气。	干气、汽油、液化气、富液	/	113° 47' 74.7707" E 23° 12' 31.5920" N	是				
		5、污水汽提三装置	处理加氢型酸性水	酸性水	砷	113° 47' 71.8834" E 23° 12' 36.5352" N	否				
		6、碱渣废水处理装置	处理碱渣废水	含盐污水	石油烃(C10-C40)	113° 47' 80.4385" E 23° 12' 21.5085" N	是				
		7、1号循环水	向炼油区生产装置提供冷却水	循环水	/	113° 47' 93.0584" E 23° 12' 21.0791" N	否				

企业名称		中国石油化工股份有限公司广州分公司			所属行业	石油化工					
填写日期				填报人员		联系方式					
生产区域	分区	单元内需要监测的重点场所/设施/设备名称	功能(即该重点场所/设施/设备涉及的生产活动)	涉及有毒有害物质清单	关注污染物	设施坐标(中心点坐标)	是否存在隐蔽性设施	单元类别(一类/二类)	单元面积	重点监测单元分区原因	该单元对应的监测点位编号及坐标
		8、2号循环水	向炼油区生产装置提供冷却水	循环水	/	113° 47' 58.1920" E 23° 12' 20.5814" N	否				
O区		1、1号原油三万、五万罐区	储存原油	原油	石油类、石油烃(C6-C9)、石油烃(C10-C40)、汞	113° 47' 78.4092" E 23° 12' 62.6745" N	是	一类单元	190680.2m ²	此区域为储罐区域,存在地下污水池及接地储罐,防火堤连接在一起,不具备拆分条件。	地下水
		2、20号航煤、石脑油罐区	储存航煤、石脑油	航煤、石脑油	石油烃(C10-C40)	113° 47' 91.9921" E 23° 12' 67.4739" N	是				表层土
P区		1、1号原油罐区	储存原油	原油	石油类、石油烃(C6-C9)、石油烃(C10-C40)、汞	113° 48' 04.9309" E 23° 12' 43.3542" N	是	一类单元	172168.3m ²	此区域为储罐区域,存在地下污水池及接地储罐,防火堤连接在一起,不具备拆分条件。	地下水
		2、4号柴油罐区	储存柴油	柴油	石油烃(C10-C40)	113° 48' 12.4158" E 23° 12' 26.7506" N	是				表层土
		3、8号汽油罐区	储存汽油	汽油	(石油烃(C6-C9)、石油烃(C10-C40)、苯	113° 48' 30.2751" E 23° 12' 29.6617" N	是				
Q区	1、溶剂脱沥青装置	生产脱沥青油以及调合道路沥青的原料(胶质和	碱渣	石油烃(C10-C40)	113° 48' 54.9766" E 23° 12' 20.7078" N	是	一类单元	92986.3m ²	此区域为装置区域,存在	地下水	SW4 113° 28' 49.40942" E 23° 07' 25.53692" N

企业名称		中国石油化工股份有限公司广州分公司			所属行业	石油化工					
填写日期				填报人员		联系方式					
生产区域	分区	单元内需要监测的重点场所/设施/设备名称	功能(即该重点场所/设施/设备涉及的生产活动)	涉及有毒有害物质清单	关注污染物	设施坐标(中心点坐标)	是否存在隐蔽性设施	单元类别(一类/二类)	单元面积	重点监测单元分区原因	该单元对应的监测点位编号及坐标
R区		半沥青)							96210.7m ²	地下储罐,地面统一硬化,不具备拆分条件。	
		2、污水汽提五装置	生产净化水、酸性水、粗氨气	酸性水	砷	113° 48' 43.2138" E 23° 12' 20.3466" N	是				表层土 QS2 113° 28' 42.10211" E 23° 07' 34.00454" N
		3、15号沥青罐区	储存沥青	沥青	石油烃(C10-C40)	113° 48' 64.9213" E 23° 12' 21.2715" N	是				
	R区	1、5号重油罐区	储存重油	重油	石油烃(C10-C40)	113° 49' 04.5916" E 23° 12' 26.2889" N	是	一类单元	96210.7m ²	此区域为储罐区域,存在地下污水池及接地储罐,防火堤连接在一起,不具备拆分条件。	地下水 RW1 113° 29' 11.51004" E 23° 07' 27.18457" N
		2、7号航煤罐区	储存航煤	航煤	石油烃(C10-C40)	113° 48' 82.4576" E 23° 12' 20.2337" N	是				表层土 RS2 113° 29' 02.84029" E 23° 07' 31.37964" N
		3、延迟焦化三装置(含产品精制单元)	生产净化干气、净化液化气、汽油、柴油、蜡油、石油焦、富液、碱渣和二硫化物	减渣、污水、半沥青	石油烃(C6-C9)、石油烃(C10-C40)	113° 48' 80.5336" E 23° 12' 30.8997" N	是				
	S区	1、航煤加氢精制装置	生产航空煤油	煤油	石油烃(C10-C40)	113° 48' 39.1494" E 23° 12' 08.6118" N	否	一类单元	210799.7m ²	此区域为装置区域,存在地下储罐,地面统一硬化,防火堤连接在一起,不具备拆分	地下水 SW3 113° 28' 34.48027" E 23° 07' 16.21481" N
		2、3.5万标立/时制氢装置	生产氢气,供加氢联合装置使用	干气	/	113° 48' 22.1460" E 23° 12' 04.0205" N	是				
		3、6.5万标立/时制氢装置	生产氢气,供加氢联合装置使用	石脑油、干气	/	113° 48' 20.2205" E 23° 11' 95.4381" N	是				
		4、制氢三	处理来自各加氢	干气	/	113° 48' 24.9258" E	是				

企业名称		中国石油化工股份有限公司广州分公司			所属行业	石油化工					
填写日期				填报人员		联系方式					
生产区域	分区	单元内需要监测的重点场所/设施/设备名称	功能(即该重点场所/设施/设备涉及的生产活动)	涉及有毒有害物质清单	关注污染物	设施坐标(中心点坐标)	是否存在隐蔽性设施	单元类别(一类/二类)	单元面积	重点监测单元分区原因	该单元对应的监测点位编号及坐标
		装置	装置的加氢尾气, 提纯制取氢气			23° 11' 95.2275" N				条件。	
		5、加氢裂化装置	生产航煤及柴油, 同时副产液化气、轻石脑油、重石脑油及尾油	蜡油、中质油	石油烃(C6-C9)、石油烃(C10-C40)	113° 48' 38.1861" E 23° 11' 94.9926" N	是				
		6、加氢处理装置	生产生产精制蜡油、柴油、石脑油	蜡油	石油烃(C10-C40)	113° 48' 38.6144" E 23° 12' 03.5792" N	是				
		7、加氢精制三装置	加氢精制采用固定床催化工艺, 在适当的温度、压力下, 原料油和氢气在催化剂作用下进行反应, 主要目的是脱除油品中的硫、氮、氧等杂元素和金属杂质	轻质油、中质油	石油烃(C6-C9)、石油烃(C10-C40)	113° 48' 39.2561" E 23° 12' 04.6631" N	是				
		8、3号污油汽油罐区	储存污油、汽油	污油、汽油	石油类、石油烃(C10-C40)	113° 47' 97.3351" E 23° 12' 02.6089" N	是				表层土
		9、17号航煤罐区	储存航煤	航煤	石油烃(C10-C40)	113° 48' 06.6393" E 23° 12' 02.3857" N	是				
		10、18号柴油罐区	储存柴油	柴油	石油烃(C10-C40)	113° 48' 06.8528" E 23° 11' 96.6599" N	是				

企业名称		中国石油化工股份有限公司广州分公司			所属行业	石油化工					
填写日期				填报人员		联系方式					
生产区域	分区	单元内需要监测的重点场所/设施/设备名称	功能(即该重点场所/设施/设备涉及的生产活动)	涉及有毒有害物质清单	关注污染物	设施坐标(中心点坐标)	是否存在隐蔽性设施	单元类别(一类/二类)	单元面积	重点监测单元分区原因	该单元对应的监测点位编号及坐标
		11、19号蜡油中间罐区	储存蜡油	蜡油	石油烃(C10-C40)	113° 48' 53.1574" E 23° 12' 01.8597" N	是				
		12、3号循环水	向炼油区生产装置提供冷却水	循环水	/	113° 48' 11.5593" E 23° 12' 12.2429" N	否				
T区	6号液态烃球罐区	储存液态烃	液态烃	/	113° 48' 92.6145" E 23° 12' 03.3249" N	否	二类单元	44947.5m ²	此区域为球罐区域，皆为离地储罐，防火堤连接在一起，不具备拆分条件。	表层土	TS1 113° 29' 04.01924" E 23° 07' 23.80636" N
U区	1、常减压蒸馏三装置	生产瓦斯、石脑油、航煤加氢料、柴油加氢料、蜡油、渣油	原油	石油类、石油烃(C6-C9)、石油烃(C10-C40)、汞	113° 48' 39.3618" E 23° 11' 86.5002" N	是	一类单元	167255.2m ²	此区域为装置区域，存在地下储罐，地面统一硬化，不具备拆分条件。	地下水	UW1 113° 28' 40.67467" E 23° 07' 08.36677" N
	2、柴油加氢改质装置	生产石脑油和精制柴油	中质油	石油烃(C10-C40)	113° 48' 23.5347" E 23° 11' 82.6952" N	是					
	3、焦化汽油加氢装置	加氢精制采用固定床催化工艺，在适当的温度、压力下，原料油和氢气在催化剂	轻质油	石油烃(C6-C9)	113° 48' 22.6781" E 23° 11' 66.6076" N	是				表层土	US2 113° 28' 50.85168" E 23° 07' 06.81405" N

企业名称		中国石油化工股份有限公司广州分公司			所属行业	石油化工					
填写日期				填报人员		联系方式					
生产区域	分区	单元内需要监测的重点场所/设施/设备名称	功能(即该重点场所/设施/设备涉及的生产活动)	涉及有毒有害物质清单	关注污染物	设施坐标(中心点坐标)	是否存在隐蔽性设施	单元类别(一类/二类)	单元面积	重点监测单元分区原因	该单元对应的监测点位编号及坐标
			作用下进行反应, 主要目的是脱除油品中的硫、氮、氧等杂元素和金属杂质				是		124144.6m ²		
		4、催化汽油吸附脱硫S-Zorb装置	基于吸附作用原理对汽油进行脱硫	轻质油	石油烃(C6-C9)、总镍	113° 48' 22.8925" E 23° 11' 73.2207" N					
		5、聚丙烯-2装置	生产聚丙烯	丙烯	砷、镉、铬(六价)、铅、汞、镍	113° 48' 62.3516" E 23° 11' 71.6279" N					
V区	1、炼油区1号污水处理装置	处理含油污水	含油污水	石油类、石油烃(C6-C9)、石油烃(C10-C40)	113° 48' 22.4634" E 23° 11' 53.7756" N	是	一类单元	此区域为污水处理装置, 存在地下池体及接地储罐, 地面统一硬化, 不具备拆分条件。	124144.6m ²	表层土	VS1 113° 28' 33.13625" E 23° 07' 04.42200" N
										地下水	VW2 113° 28' 45.20216" E 23° 07' 41.45834" N
W区	炼油锅炉区域	供电、供气	燃料煤	汞	113° 47' 59.2577" E 23° 11' 62.5369" N	否	二类单元	此区域为炼油区锅炉, 不存在地下或	210761.6m ²	表层土	WS2 113° 28' 08.80234" E 23° 07' 07.27184" N

企业名称		中国石油化工股份有限公司广州分公司			所属行业	石油化工					
填写日期				填报人员		联系方式					
生产区域	分区	单元内需要监测的重点场所/设施/设备名称	功能(即该重点场所/设施/设备涉及的生产活动)	涉及有毒有害物质清单	关注污染物	设施坐标(中心点坐标)	是否存在隐蔽性设施	单元类别(一类/二类)	单元面积	重点监测单元分区原因	该单元对应的监测点位编号及坐标
										半地下储存设施，地面统一硬化，不具备拆分条件。	
收转区域	Z区	成品油储罐	储存成品油	石脑油、汽油、柴油	石油烃(C6-C9)、石油烃(C10-C40)	113° 51' 31.2789" E 23° 08' 68.3844" N	是	一类单元	76244.8m ²	此区域为储罐区域，存在污水池及接地储罐，防火堤连接在一起，不具备拆分条件。	地下水
											表层土
厂界外	背景点	/	/	/	/	/	否	二类单元	/	此区域为厂外区域，不存在地下或半地下储存设施。	地下水/表层土
											炼油区背景点OW3/OS4(化工区厂界外下游点) 113° 28' 24.17253" E 23° 07' 53.93324" N



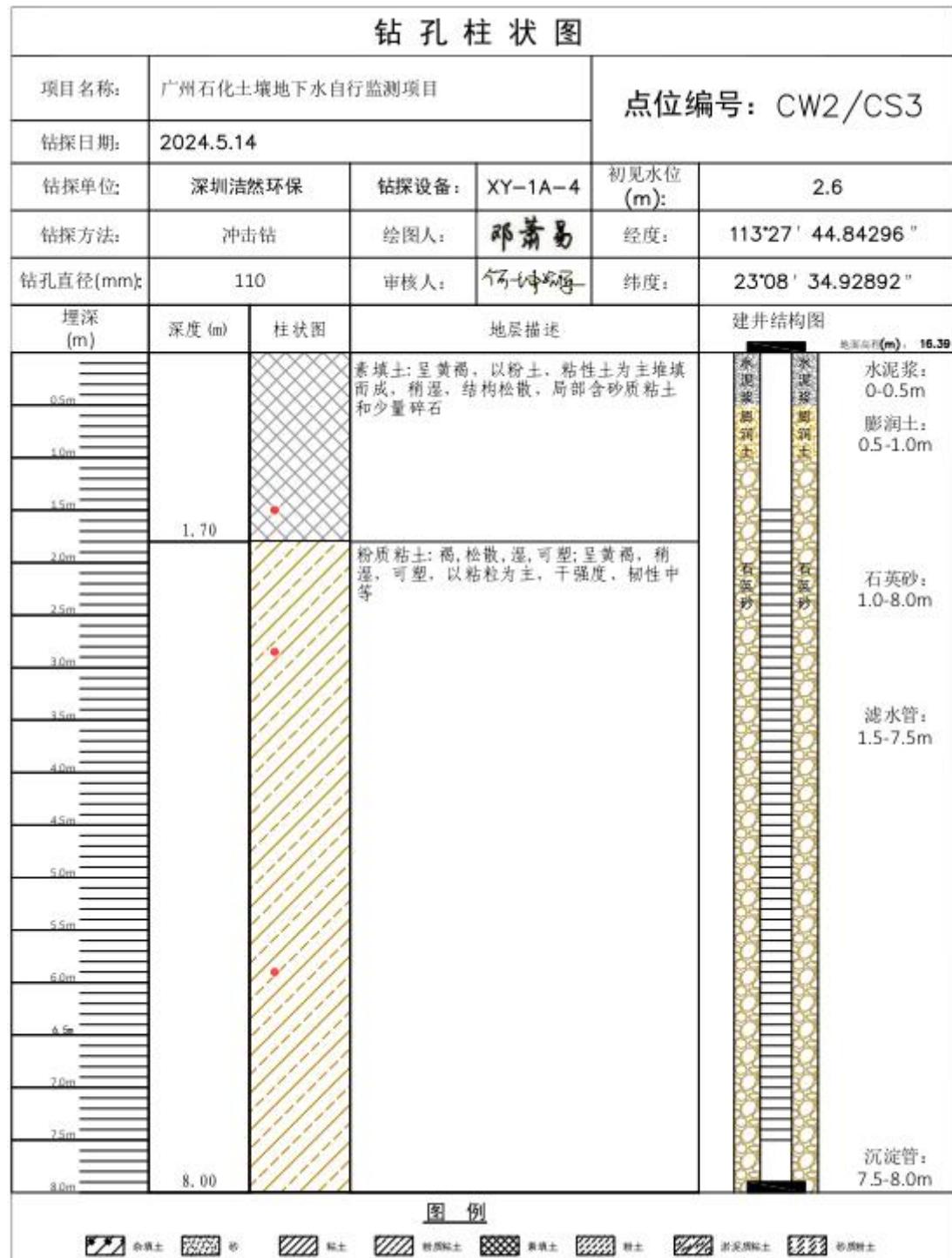
附件 2 实验室检测

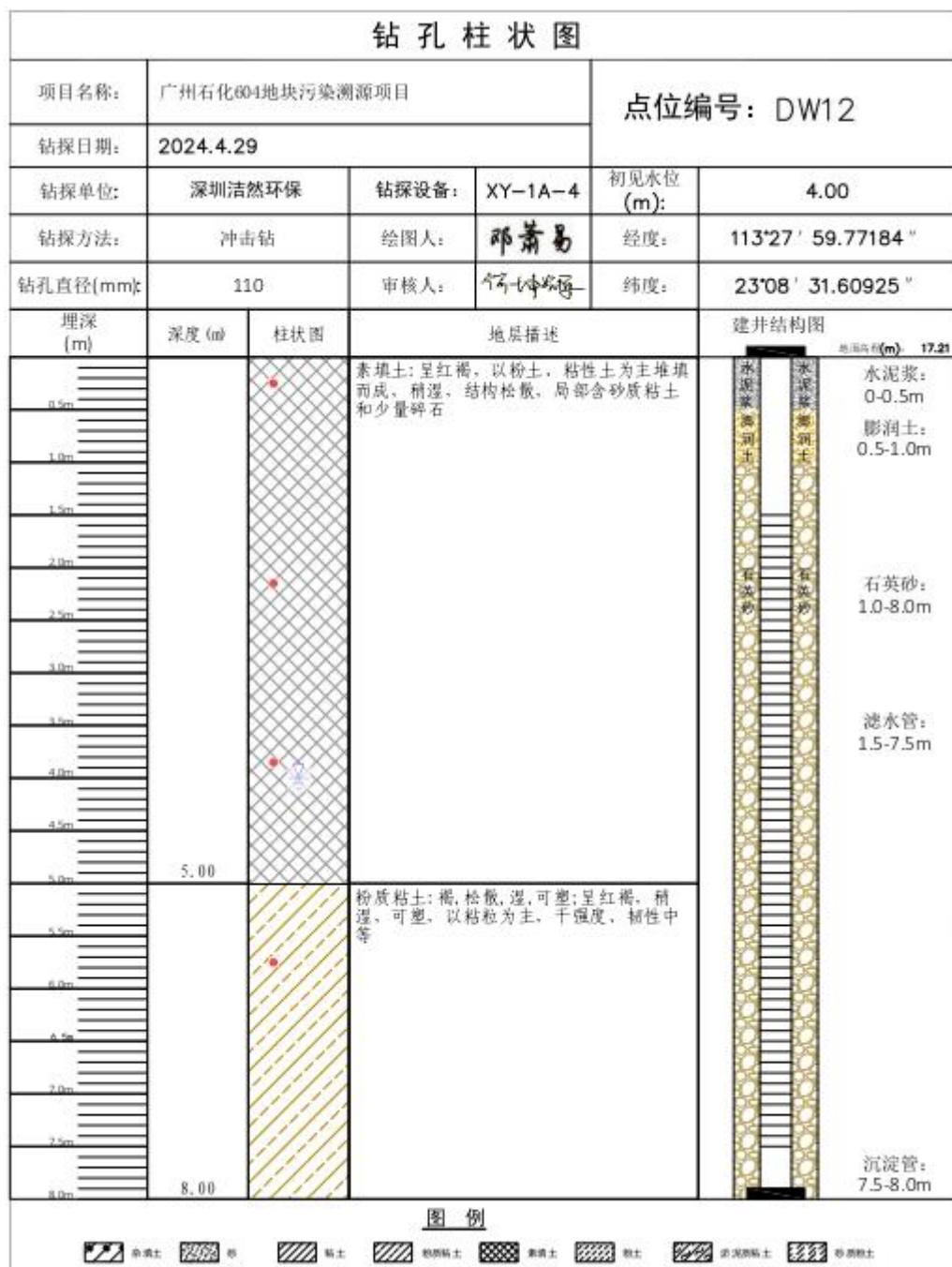
详见实验室检测(单独成册)。

附件 3 质控报告

详见质控报告正本(单独成册)。

附件 4 地下水监测井归档资料



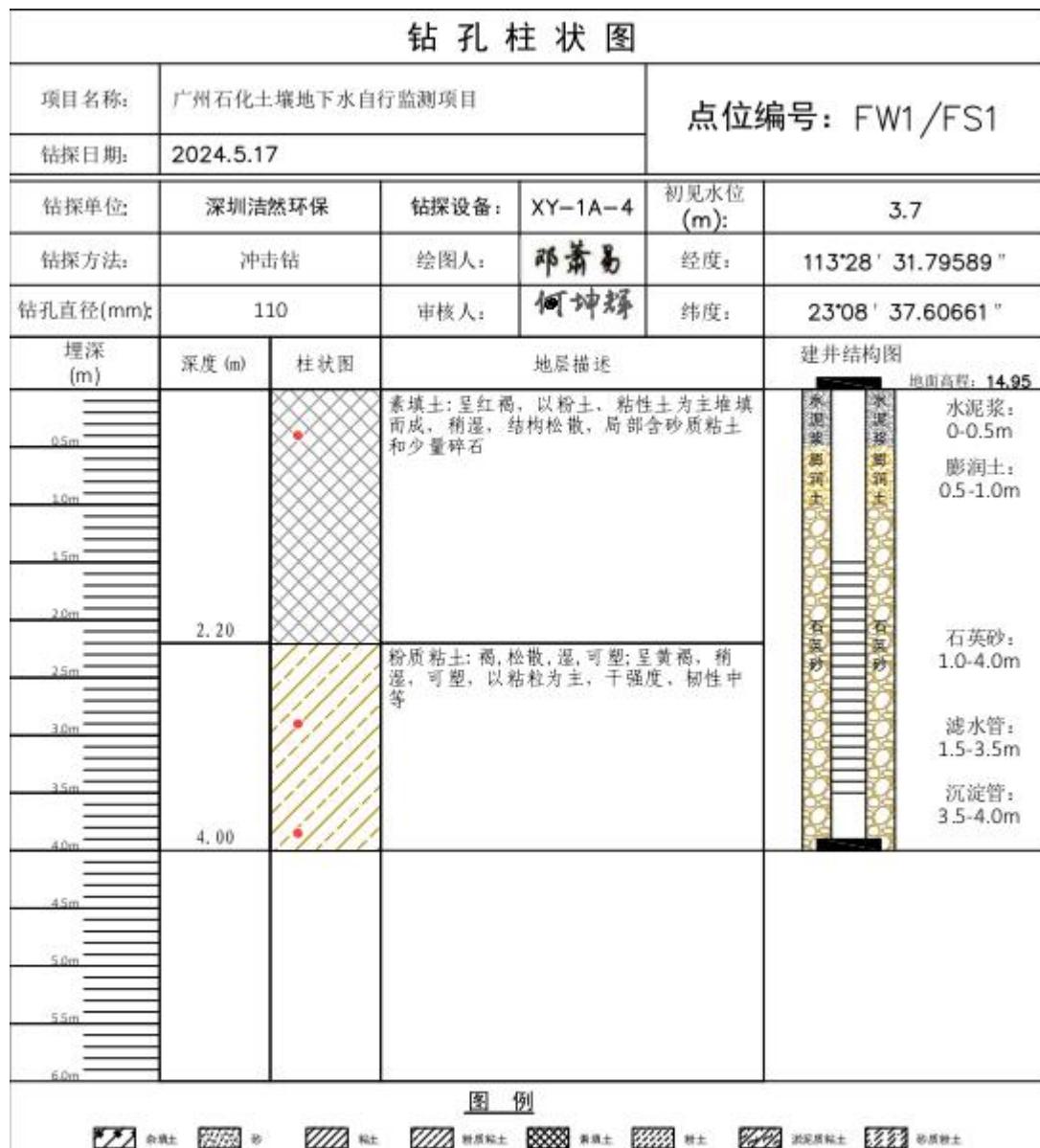




中国石化
SINOPEC

中国石油化工股份有限公司广州分公司 2025 年度土壤和地下水自行监测报告

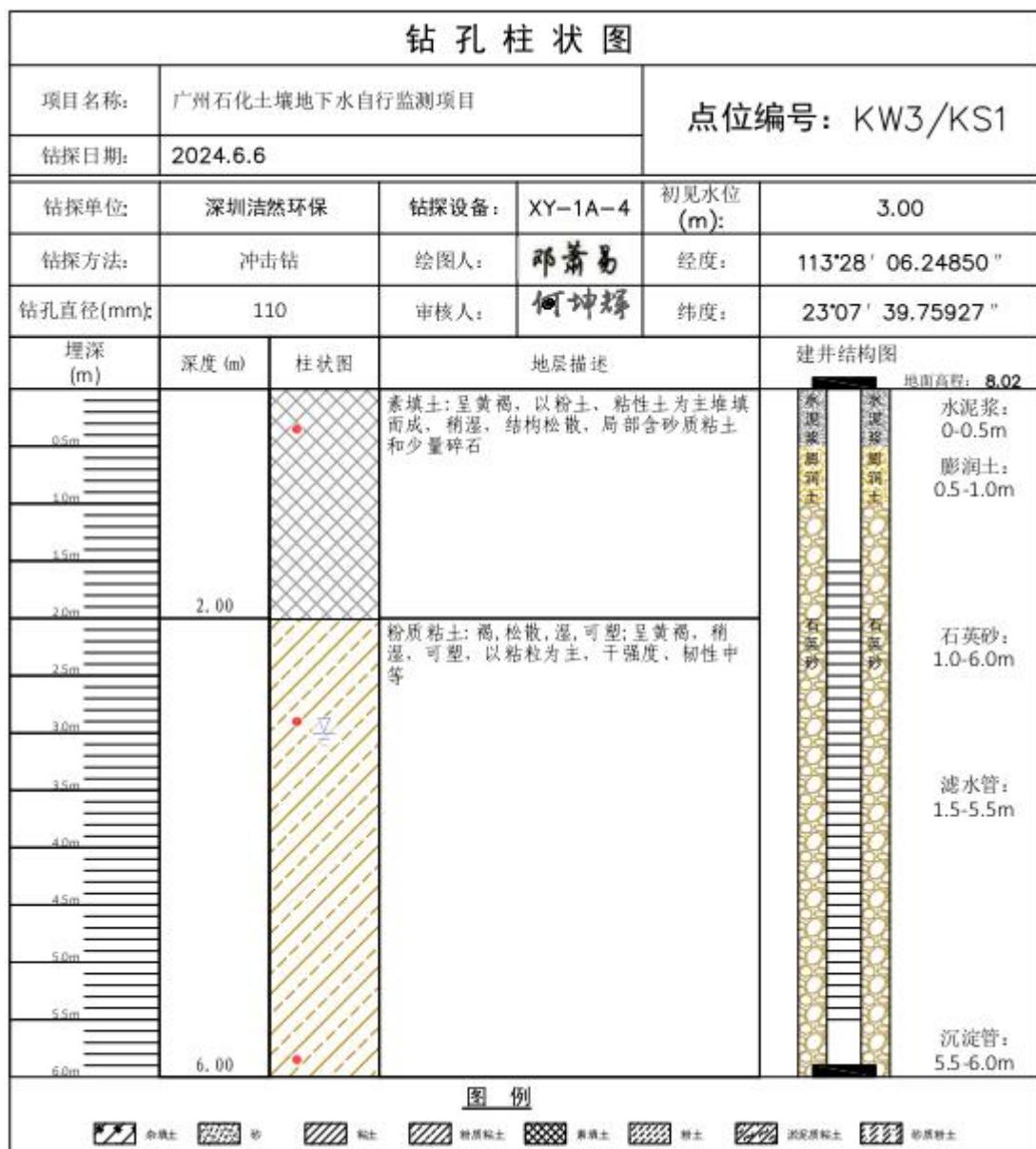
钻孔柱状图

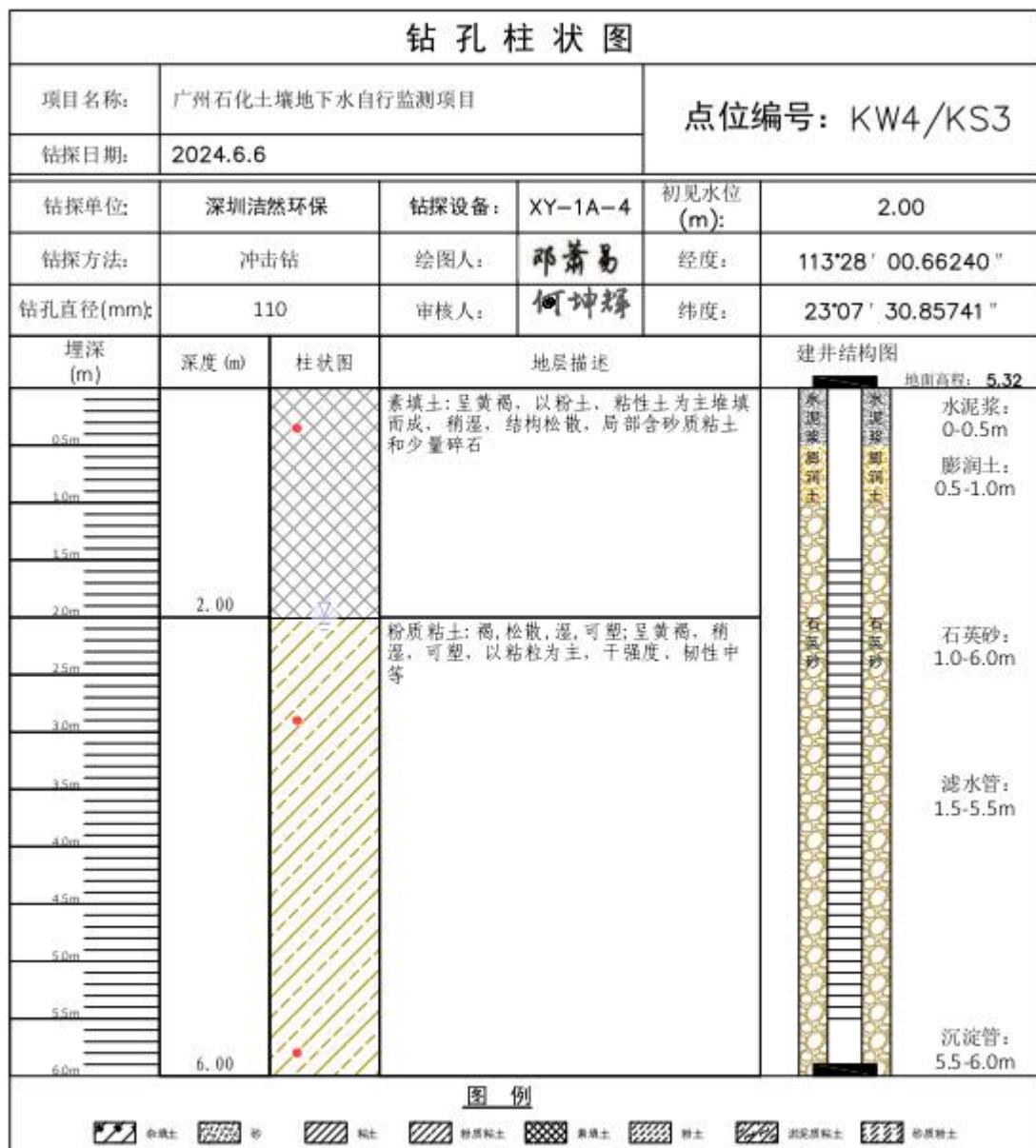


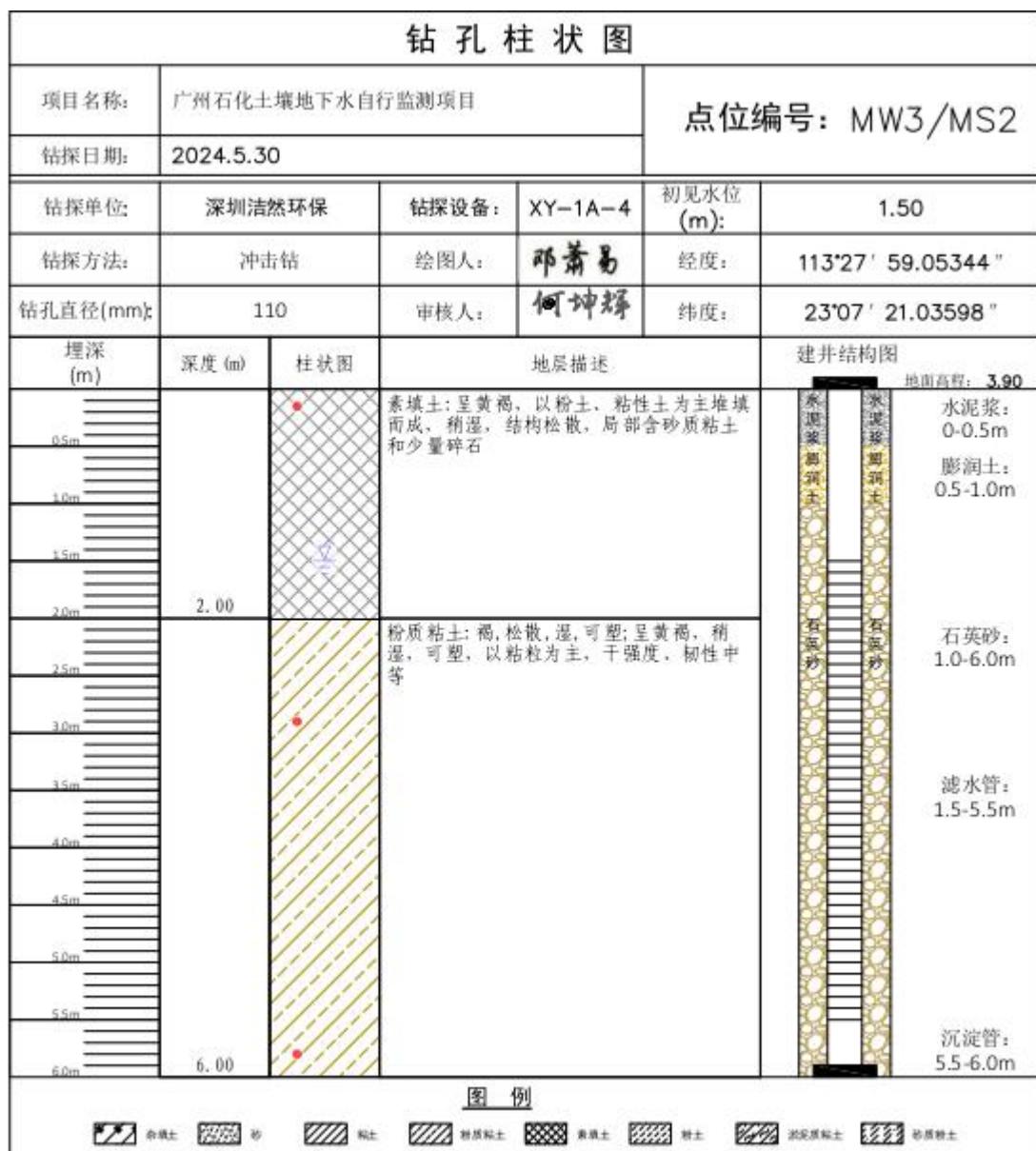


中国石化
SINOPEC

中国石油化工股份有限公司广州分公司 2025 年度土壤和地下水自行监测报告



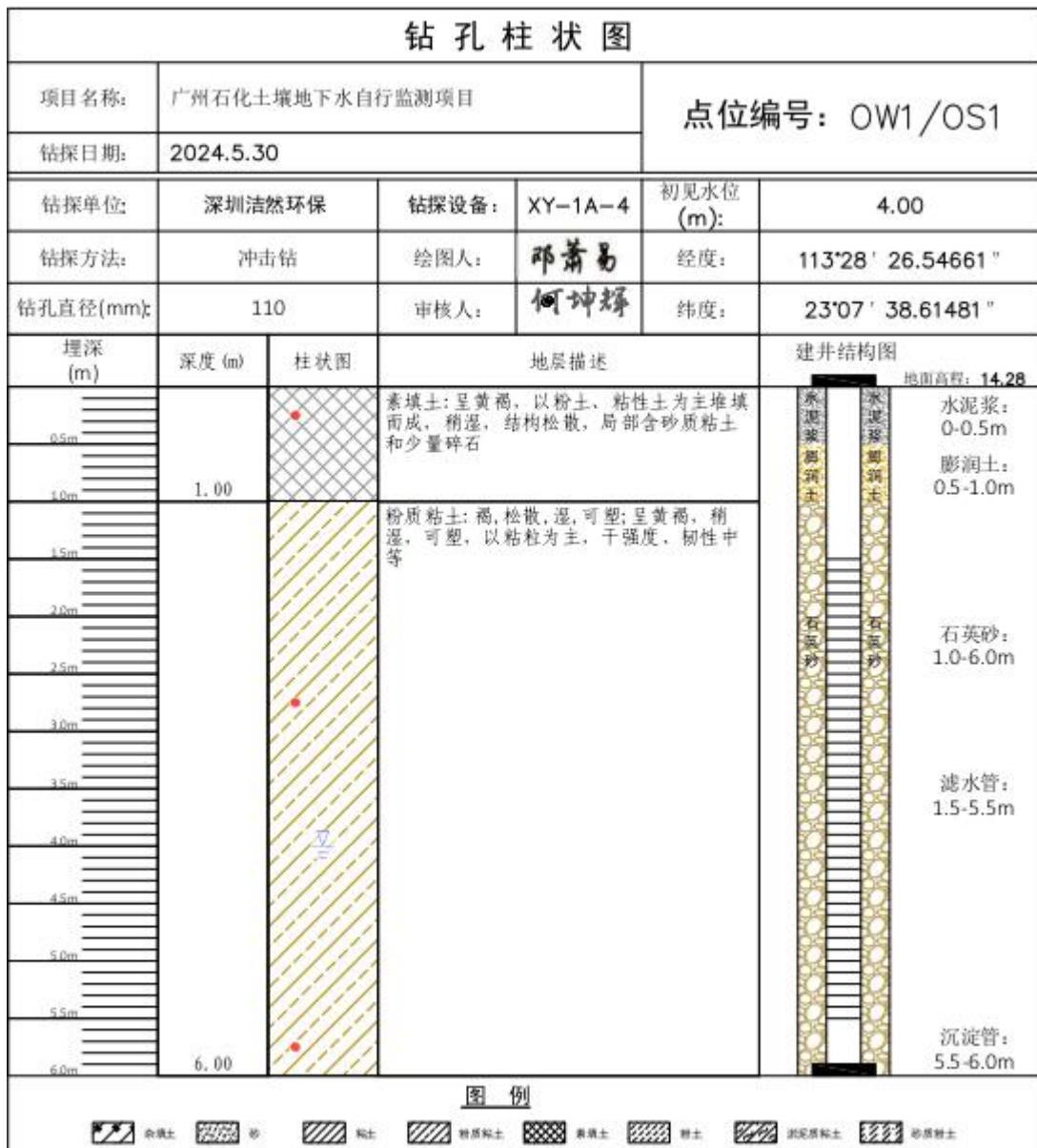


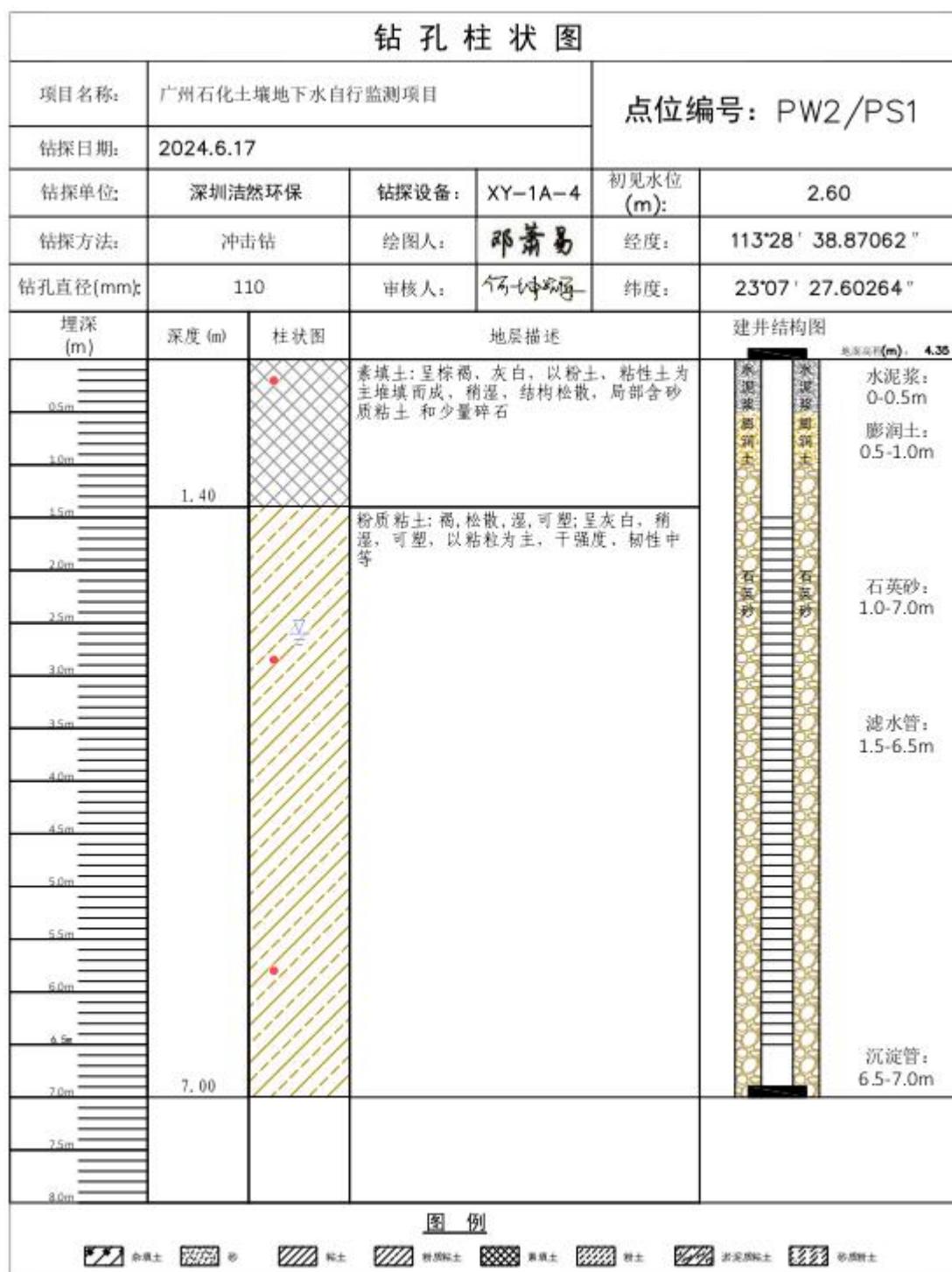


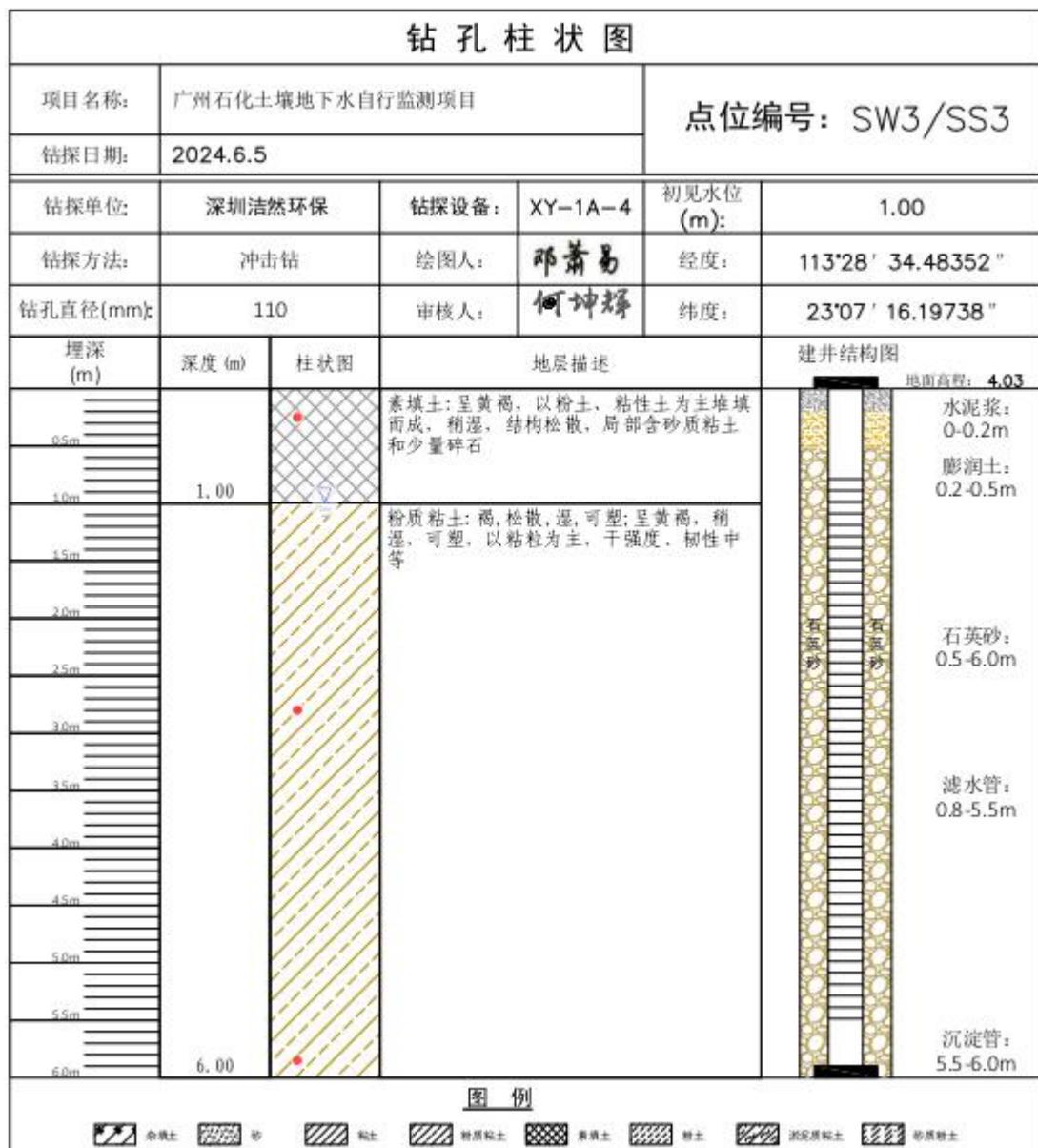


中国石化
SINOPEC

中国石油化工股份有限公司广州分公司 2025 年度土壤和地下水自行监测报告

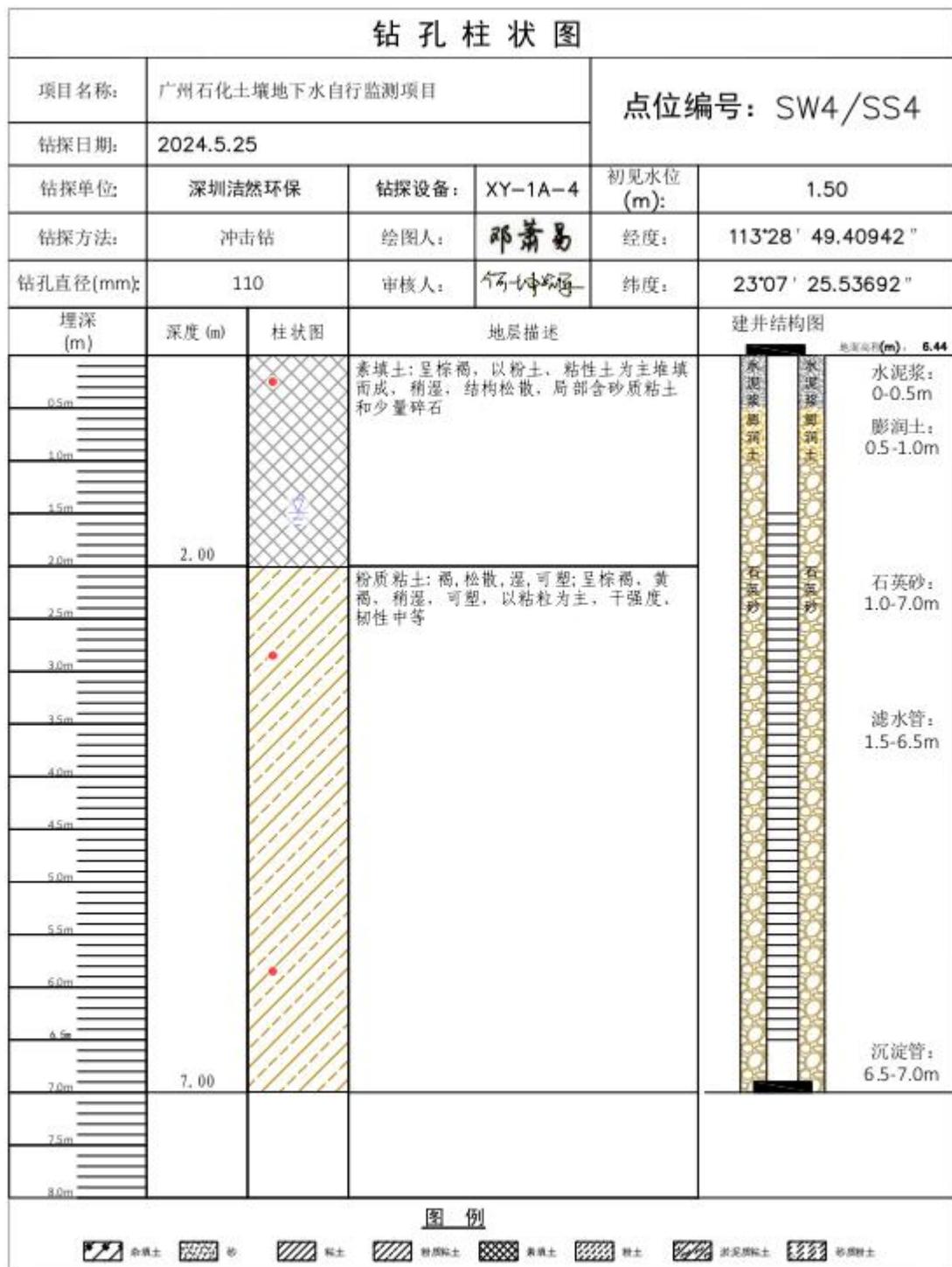








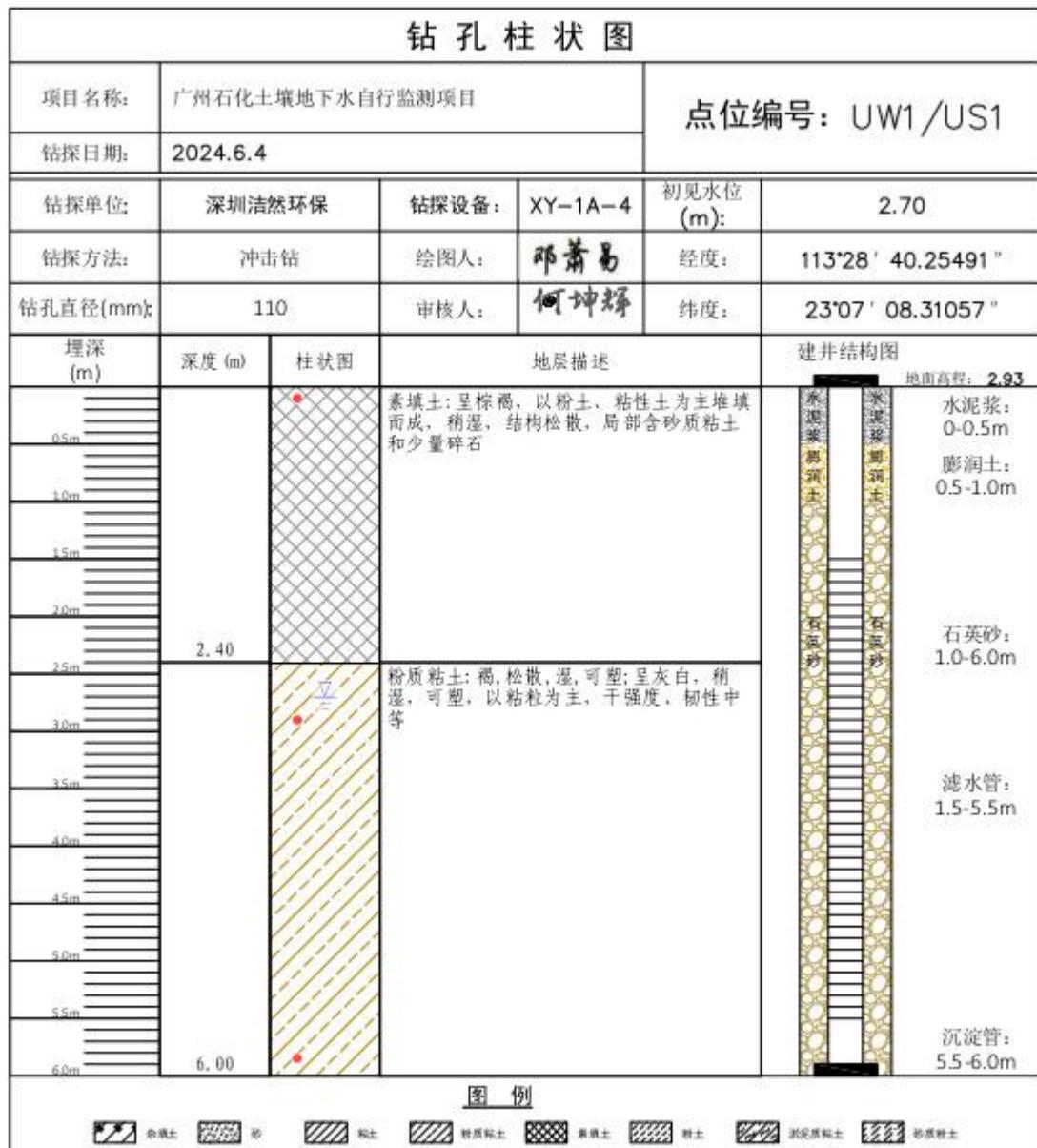
钻孔柱状图





中国石化
SINOPEC

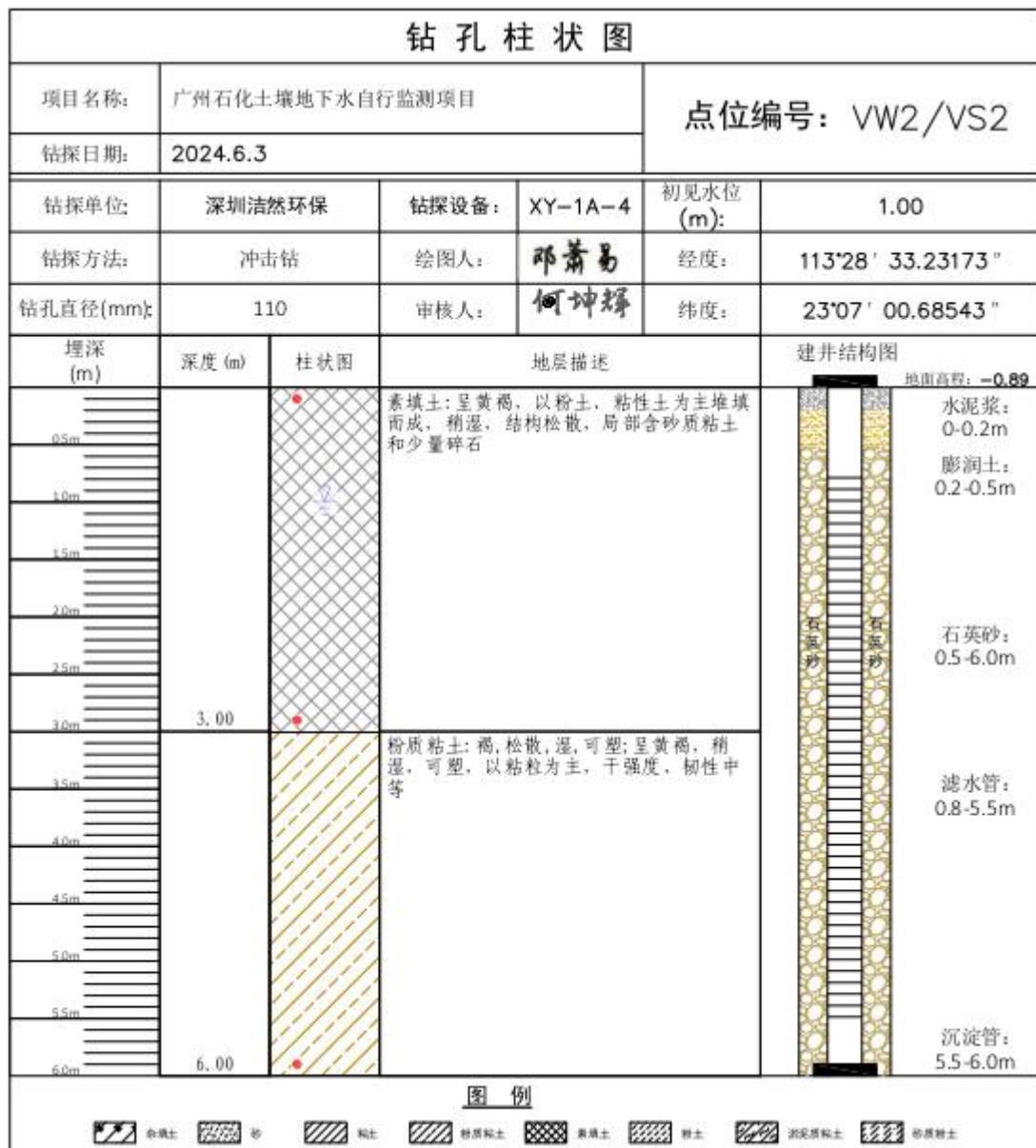
中国石油化工股份有限公司广州分公司 2025 年度土壤和地下水自行监测报告





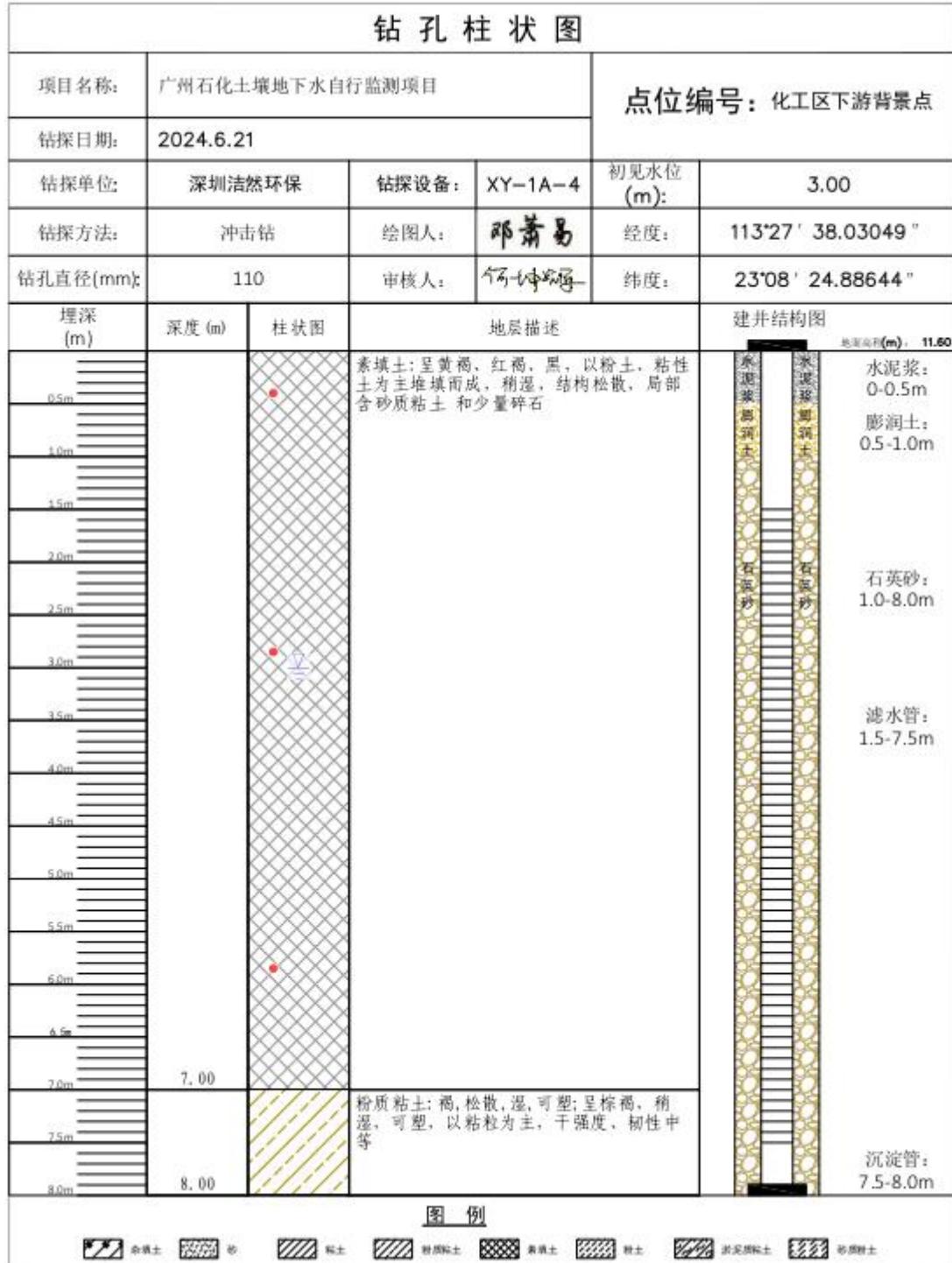
中国石化
SINOPEC

中国石油化工股份有限公司广州分公司 2025 年度土壤和地下水自行监测报告



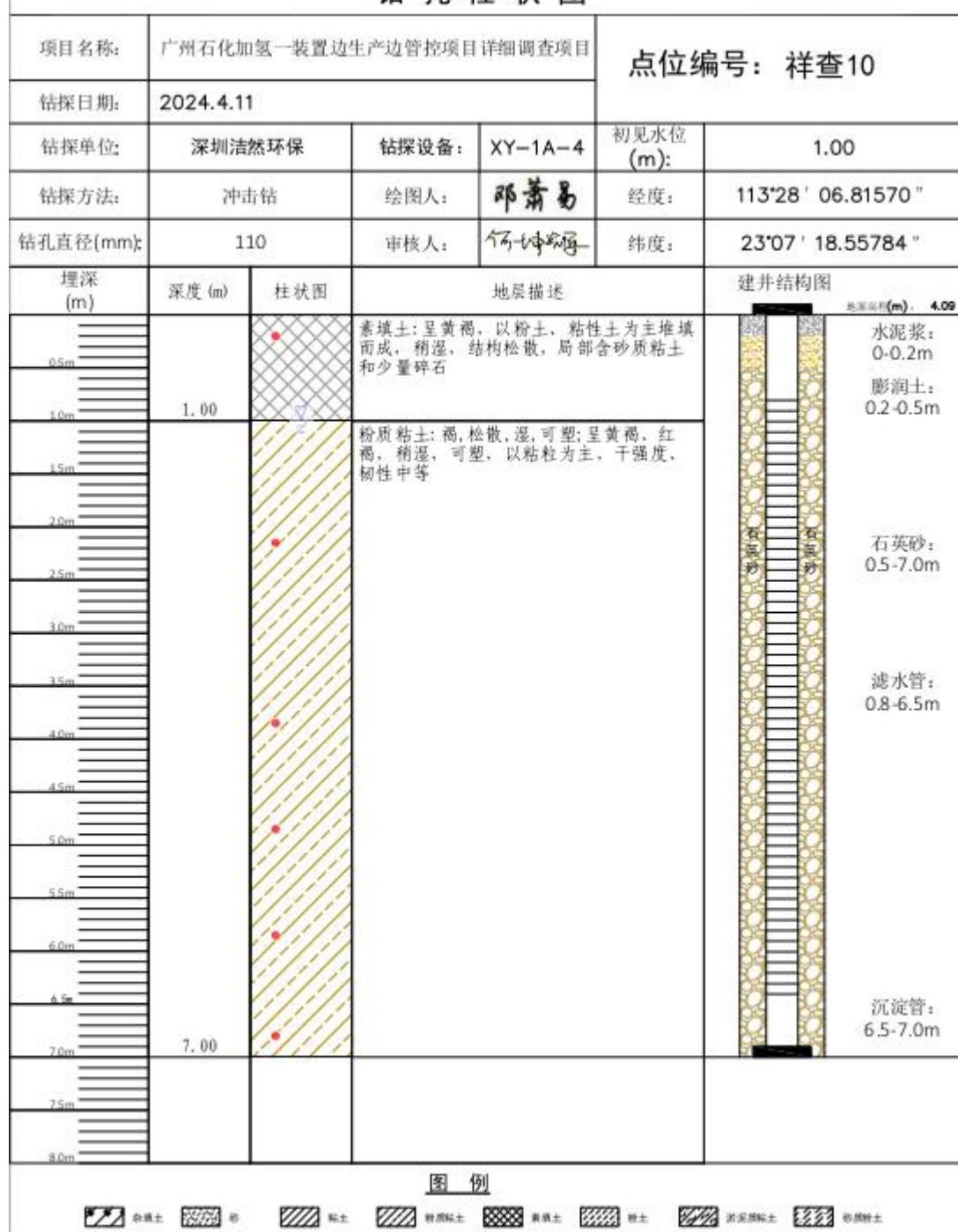


钻孔柱状图





钻孔柱状图



附件 5 资质附表



中国石化
SINOPEC

中国石油化工股份有限公司广州分公司 2025 年度土壤和地下水自行监测报告



检验检测机构 资质认定证书

证书编号：202319120601

名称：广州市华测品标检测有限公司

地址：广州市黄埔区博华一路 203 号 B1301、C1301 室

经审查，你机构已具备国家有关法律、行政法规规定的基本条件和能力，现予批准，可以向社会出具具有证明作用的数据和结果，特发此证。
资质认定包括检验检测机构计量认证。

检验检测能力（含食品）及授权签字人见证书附表

发证日期：2024 年 10 月 14 日

许可使用标志



202319120601

注：需要延续证书有效期的，应当在
证书届满有效期 3 个月前提出申请，
不再另行通知。

有效期至：2029 年 03 月 01 日

发证机关：



本证书由国家认证认可监督管理委员会监制，在中华人民共和国境内有效。
变更

附件 6 现场记录单

详见现场记录单正本(单独成册)。