

徐深9天然气净化厂三期工程建设项目 竣工环境保护验收监测报告

建设单位：大庆油田有限责任公司天然气分公司

编制单位：黑龙江省合壹环保科技有限公司

2026年05月

建设单位：大庆油田有限责任公司天然气分公司

法人代表人：丁建元

项目负责人：张哲



编制单位：黑龙江省合壹环保科技有限公司

法人代表人：王云霞

项目负责人：李亚和



建设单位：大庆油田有限责任公司天然气分公司 (盖章)

电话：13499072573

传真：

邮编：166400

地址：黑龙江省大庆市肇州县徐深9天然气净化厂南侧



编制单位：黑龙江省合壹环保科技有限公司 (盖章)

电话：13836859955

传真：

邮编：163011

地址：黑龙江省大庆市龙凤区东城领秀居住小区 D-D 座商服楼 0 单元商服 05 室



目录

一、验收项目概况.....	1
二、验收监测依据.....	3
2.1 法律、法规.....	3
2.2 规章、规范.....	3
2.3 验收执行标准.....	4
2.4 其他文件.....	5
三、建设项目工程概况.....	6
3.1 地理位置及平面布置.....	6
3.2 建设内容.....	6
3.3 水源及水平衡.....	105
3.4 工艺流程及产污环节.....	108
3.5 项目变动情况.....	120
四、环境保护设施.....	124
4.1 污染物治理设施.....	124
4.2 其他环境保护措施.....	127
4.3 环保设施投资.....	135
4.4 环保审批手续及“三同时”执行情况.....	137
五、环评报告结论及审批决定.....	147
5.1 环评报告结论与建议.....	147
5.2 审批决定.....	160
六、验收执行标准.....	165
6.1 废水验收标准.....	165
6.2 废气验收标准.....	165
6.3 地下水验收标准.....	166
6.4 噪声验收标准.....	167
6.5 固体废物验收标准.....	167
6.5 污染物总量控制指标.....	169
七、验收监测内容.....	171

7.1 废水验收监测内容	171
7.2 废气验收监测内容	171
7.3 噪声验收监测内容	172
7.4 地下水验收监测内容	172
八、验收监测数据的质量控制和质量保证	172
8.1 监测分析方法及仪器	173
8.2 人员资质	174
8.3 水质监测分析过程中的质量保证和质量控制	177
8.4 噪声监测分析过程中的质量保证和质量控制	178
8.5 气体监测分析过程中的质量保证和质量控制	178
九、验收监测结果	179
9.1 生产工况	179
9.2 废水验收监测结果	179
9.3 废气验收监测结果	180
9.4 厂界噪声验收监测结果	183
9.5 地下水验收监测结果	184
9.6 固体废物处置及综合利用情况	185
9.7 污染物排放总量核算	190
十、验收监测结论	194
10.1 验收监测结论	194
10.2 建议	197
十一、建设项目工程竣工环境保护“三同时”验收登记表	198

一、验收项目概况

(1) 项目名称：徐深9天然气净化厂三期工程建设项目

(2) 建设性质：扩建

(3) 建设单位：大庆油田有限责任公司天然气分公司

(4) 建设地点：黑龙江省大庆市肇州县徐深9天然气净化厂南侧

2024年04月，受大庆油田有限责任公司天然气分公司委托，大庆经略环保科技有限公司承担该项目的环评工作。评价单位接受委托后于2024年07月完成了《徐深9天然气净化厂三期工程项目环境影响报告书》。2024年11月06日，大庆市生态环境局庆环审〔2024〕106号文对环境影响报告书进行了批复。

项目选址于黑龙江省大庆市肇州县徐深9天然气净化厂南侧，三期项目新增占地面积28487m²，占地类型为基本农田，不涉及基本草原，项目建成后全厂占地面积100388.5m²；改造二期集配气单元、新增接收肇深16区块来气，新建120×102m²/d脱碳装置1套、100×10⁴m²/d三甘醇脱水装置1套和18×10m²/d尾气回收设施1套、20×10t/a二氧化碳液化装置1套、液体二氧化碳储运设施1套，对现有35/10kV变电站进行扩容，新建10kV橇装变电站1座，新建导热油炉1座，对现有自控系统进行扩建，新增净化风设施2套。

本项目项目总投资40671万元，环保投资460万元，占工程总投资的1.13%。该项目于2025年05月开工建设，2025年10月进行调试，各项环保设施的建设均已按设计要求与主体工程同时建设并投入运行，运行情况良好，具备验收监测条件。2025年11月18日取得排污许可证，排污许可证编码为912306076063361236001W。

2025年10月竣工，受大庆油田有限责任公司天然气分公司委托，黑龙江省合壹环保科技有限公司承担该项目的竣工环境保护验收监测报告，根据《建设项

目竣工环境保护验收暂行办法》的有关要求，黑龙江省合壹环保科技有限公司于2025年11月对该工程进行了现场勘察，主要针对建设环保措施、实际建设内容与环评进行对比，是否与环评申请要求建设内容一致（现场照片见附件6），在对工程现场勘察和资料调研基础上，编写了《徐深9天然气净化厂三期工程建设项目竣工环境保护验收监测方案》。黑龙江省合壹环保科技有限公司委托黑龙江省吉瑞达检测科技有限公司根据《徐深9天然气净化厂三期工程建设项目竣工环境保护验收监测方案》进行验收监测，黑龙江省吉瑞达检测科技有限公司于2025年11月11日~2025年11月12日对该工程项目进行了竣工验收现场监测，于2025年11月27日出具了检测报告（报告编号：JRD-BG-202509078）。黑龙江省合壹环保科技有限公司根据检测结果及实际建设情况，按照《建设项目竣工环境保护验收技术指南污染影响类》编写了《徐深9天然气净化厂三期工程建设项目竣工环境保护验收监测报告》。

二、验收监测依据

2.1 法律、法规

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》（2015.1.1）；
- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法》（2018.12.29 修订）；
- (3) 《中华人民共和国水污染防治法》（2018.1.1）；
- (4) 《中华人民共和国大气污染防治法》（2018.10.26 修正）；
- (5) 《中华人民共和国环境噪声污染防治法》（2022 年 6 月 5 日）；
- (6) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020 年 9 月 1 日）；
- (7) 《建设项目环境保护管理条例》（国务院令 第 682 号，2017.10.1）。
- (8) 《国家危险废物名录》（2025 版）

2.2 规章、规范

- (1) 《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》（国环规环评[2017]4 号，环境保护部，2017 年 11 月 20 日）；
- (2) 《黑龙江省环境保护厅关于建设项目环境保护设施验收的工作指引（试行）》（环保厅函[2018]284 号，黑龙江省环境保护厅，2018 年 8 月 22 日）；
- (3) 《建设项目竣工环境保护验收技术指南污染影响类》（公告 2018 年第 9 号，生态环境部，2018.05.15）；
- (4) 《污染影响类建设项目重大变动清单（试行）》的通知（中华人民共和国生态环境部办公厅，环办环评函（2020）688 号，2020.12.13）；
- (5) 《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SY DQ0639-2015）；
- (6) 《黑龙江省环境保护条例》（2009 年 10 月 10 日）；
- (7) 《黑龙江省工业污染防治条例》（2009 年 10 月 12 日发布）；
- (8) 《关于印发〈黑龙江省建设项目竣工环境保护验收管理意见〉的通知》（黑环发[2007]18 号，2007 年 4 月 26 日）；

(9) 《关于进一步加强建设项目竣工环境保护验收工作的通知》（黑环办[2003]22号，2003年2月12日）；

(10) 《关于印发〈黑龙江省环境保护厅关于建设项目环境保护设施验收的工作指引（试行）〉的通知》（黑环函〔2018〕284号）；

(11) 《大庆市人民政府关于印发大庆市加强水污染防治工作实施方案的通知》（庆政办发〔2015〕55号）；

(12) 《大庆市人民政府关于印发大庆市声环境功能区划分、大庆市环境空气质量功能区划分、大庆市地表水环境功能区划分的通知》（庆政发〔2019〕11号）。

(13) 《黑龙江省大气污染防治条例》（2019年11月13日发布）；

2.3 验收执行标准

(1) 《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）；

(2) 《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）；

(3) 《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）；

(4) 《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）；

(5) 《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）。

(6) 《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表2燃气锅炉大气污染物排放限值；

(7) 《工业炉窑大气污染物排放标准》（GB9078-1996）表2非金属加热炉二级标准限值；

(8) 《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）；

(9) 《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值；

(10) 《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准；

(11) 《环境空气质量标准》（GB 3095—2026）二级标准要求；

2.4 其他文件

(1) 《徐深9天然气净化厂三期工程项目环境影响报告书》（大庆经略环保科技有限公司，2024年07月）；

(2) 《徐深9天然气净化厂三期工程项目环境影响报告书的批复》
(2024年11月06日，大庆市生态环境局庆环审〔2024〕106号)

(3) 排污许可证编号：912306076063361236001W。

三、建设项目工程概况

3.1 地理位置及平面布置

3.1.1 地理位置

项目位于黑龙江省大庆市肇州县徐深9天然气净化厂南侧，项目所在区域不涉及国家公园、自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、饮用水水源保护区；也不涉及除上述敏感区以外的生态保护红线管控范围，自然公园（森林公园、地质公园、海洋公园等）、重要湿地、天然林，重点保护野生动物栖息地，重点保护野生植物生长繁殖地，重要水生生物的自然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道，天然渔场，水土流失重点预防区及重点治理区，沙化土地封禁保护区、封闭及半封闭海域等，也不在生态保护红线内。

黑龙江省大庆市肇州县徐深9天然气净化厂南侧，中心坐标为北纬45°50'21.915"，东经125°25'51.0525"。徐深9天然气净化厂西北侧为采气分公司第一作业区徐深9集气站，其余方向为空地。距离厂区最近的敏感点为东北侧450米处的李学房屯。

本项目所在区域具体地理位置见图3-1。

3.1.2 平面布置

三期项目新增占地面积28487m²，占地类型为基本农田，不涉及基本草原，项目建成后全厂占地面积100388.5m²。具体厂区平面布置图3-2。

3.2 建设内容

三期项目新增占地面积28487m²，占地类型为基本农田，不涉及基本草原，项目建成后全厂占地面积100388.5m²；改造二期集配气单元、新增接收肇深16区块来气，新建120×10⁴m³/d脱碳装置1套、100×10⁴m³/d三甘醇脱水装置1套和18×10⁴m³/d尾气回收设施1套、20×10⁴t/a二氧化碳液化装置1套、液体二氧化碳储运设施1套，对现有35/10kV变电站进行扩容，新建10kV橇装变电站1

座，新建导热油炉1座，对现有自控系统进行扩建，新增净化风设施2套。

本项目工程组成及建设内容见表3-1。

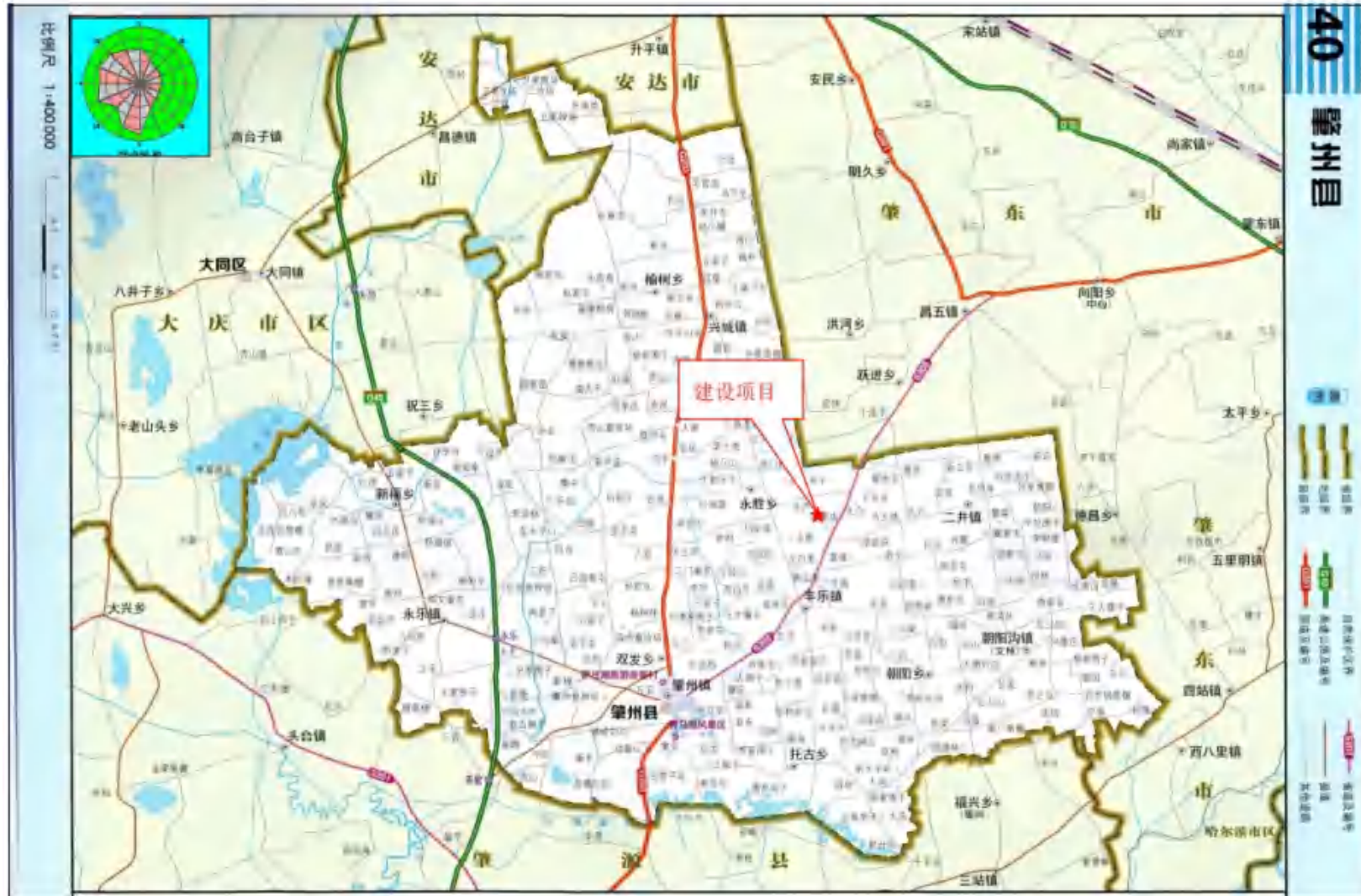
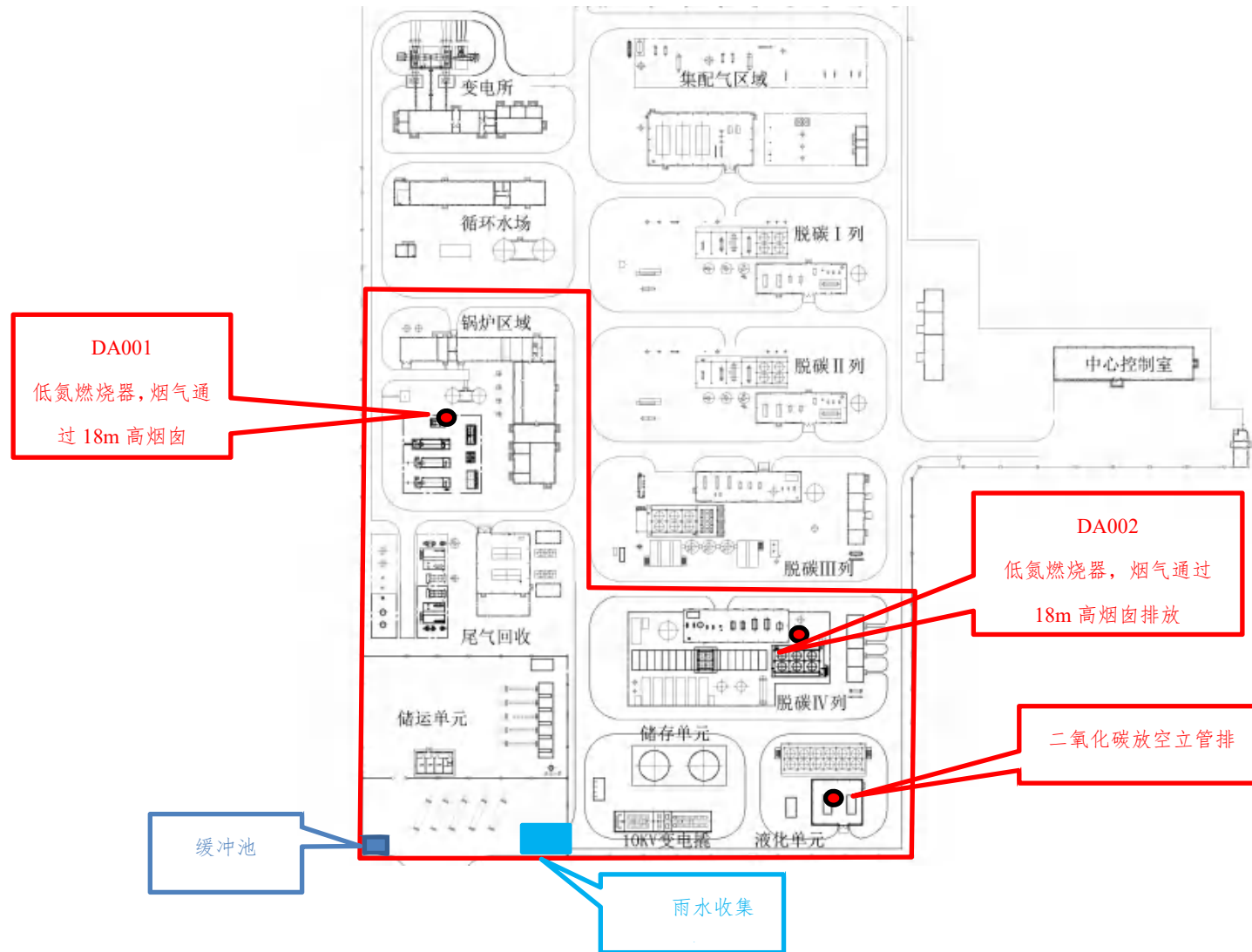
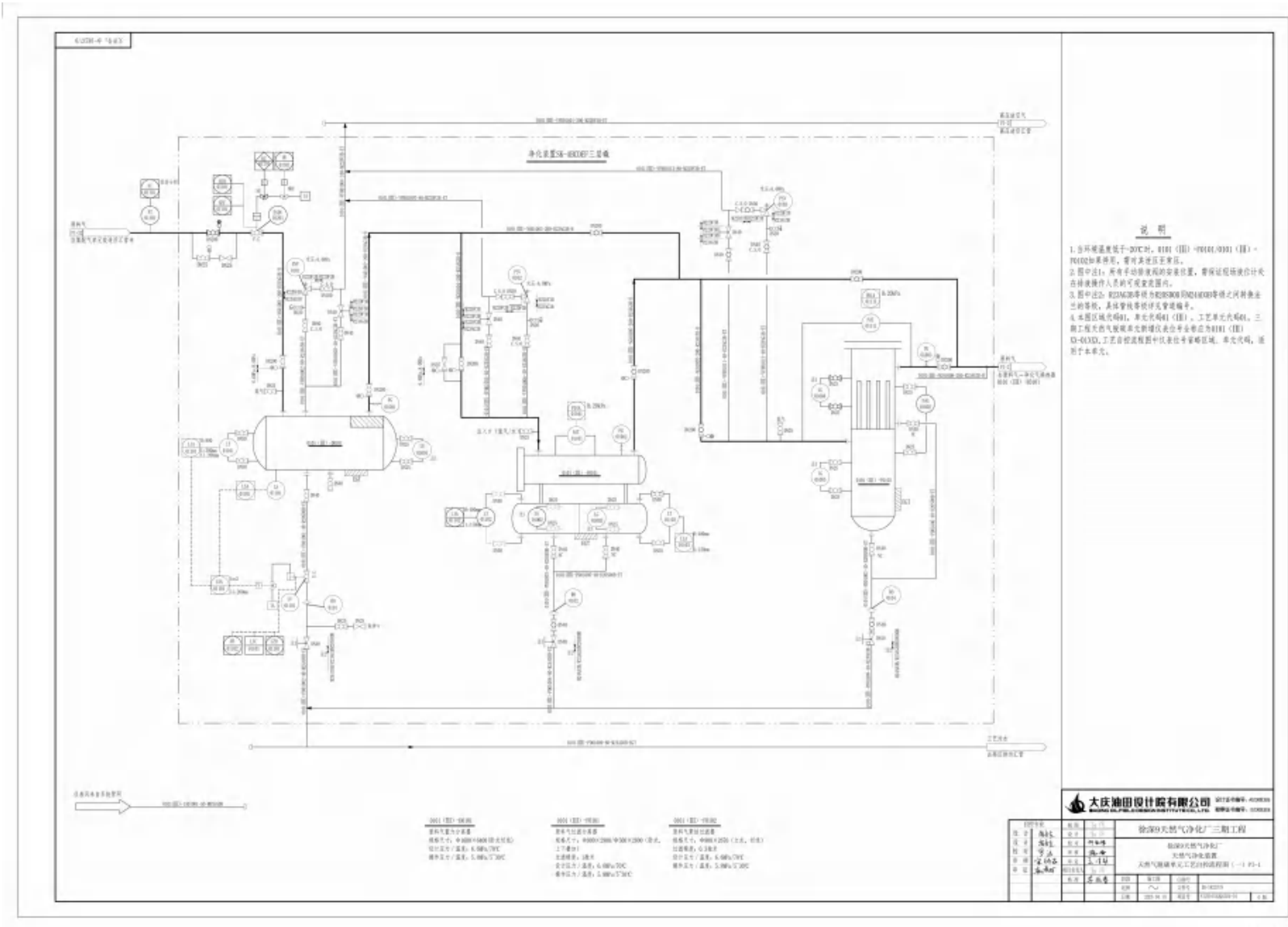


图 3-1 项目地理位置图







净化装置 SK-ABCDEF 三层橇



净化装置 SK-ABCDEF 三层橇



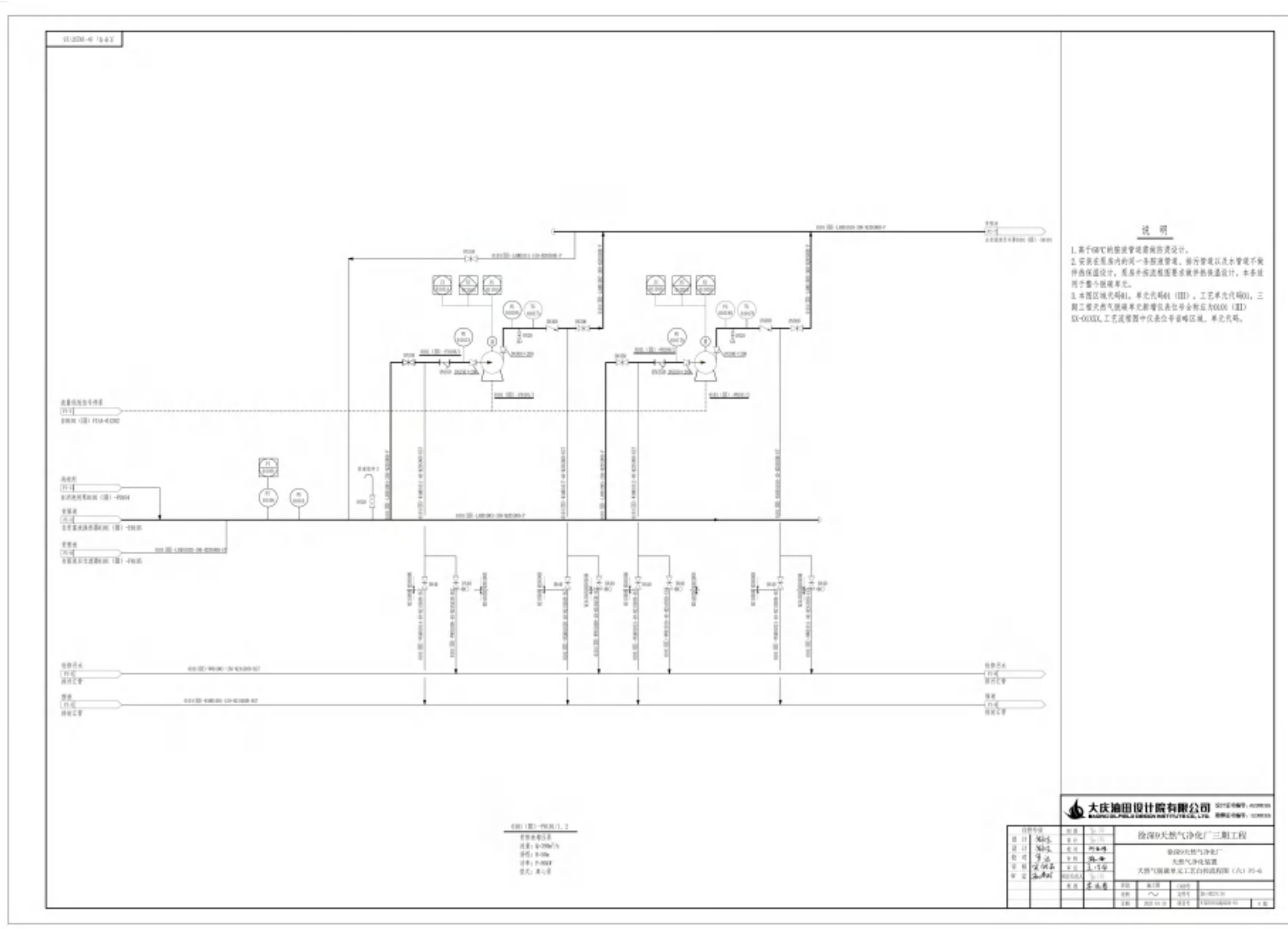
吸收塔



闪蒸



换热器

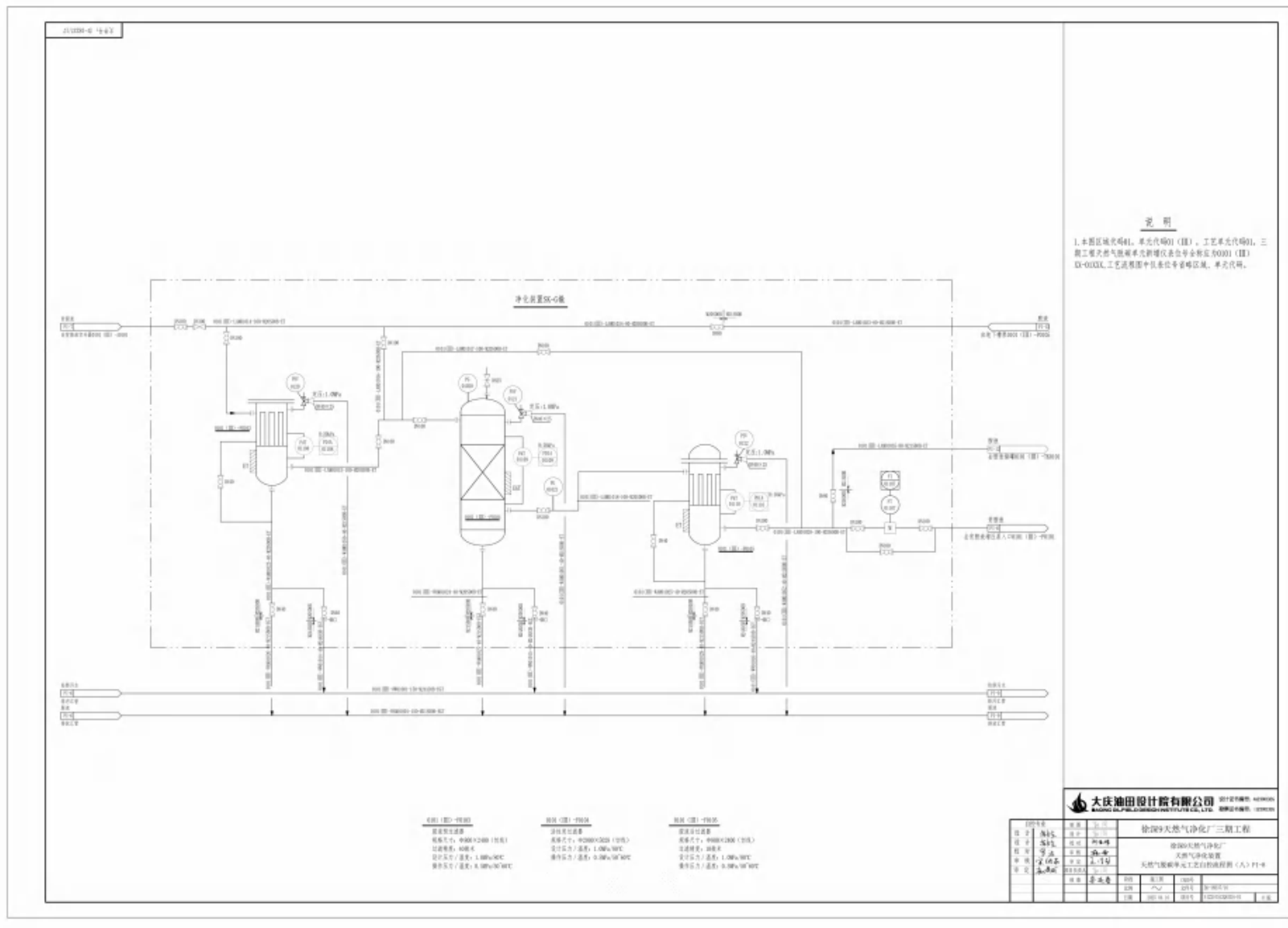




增加泵

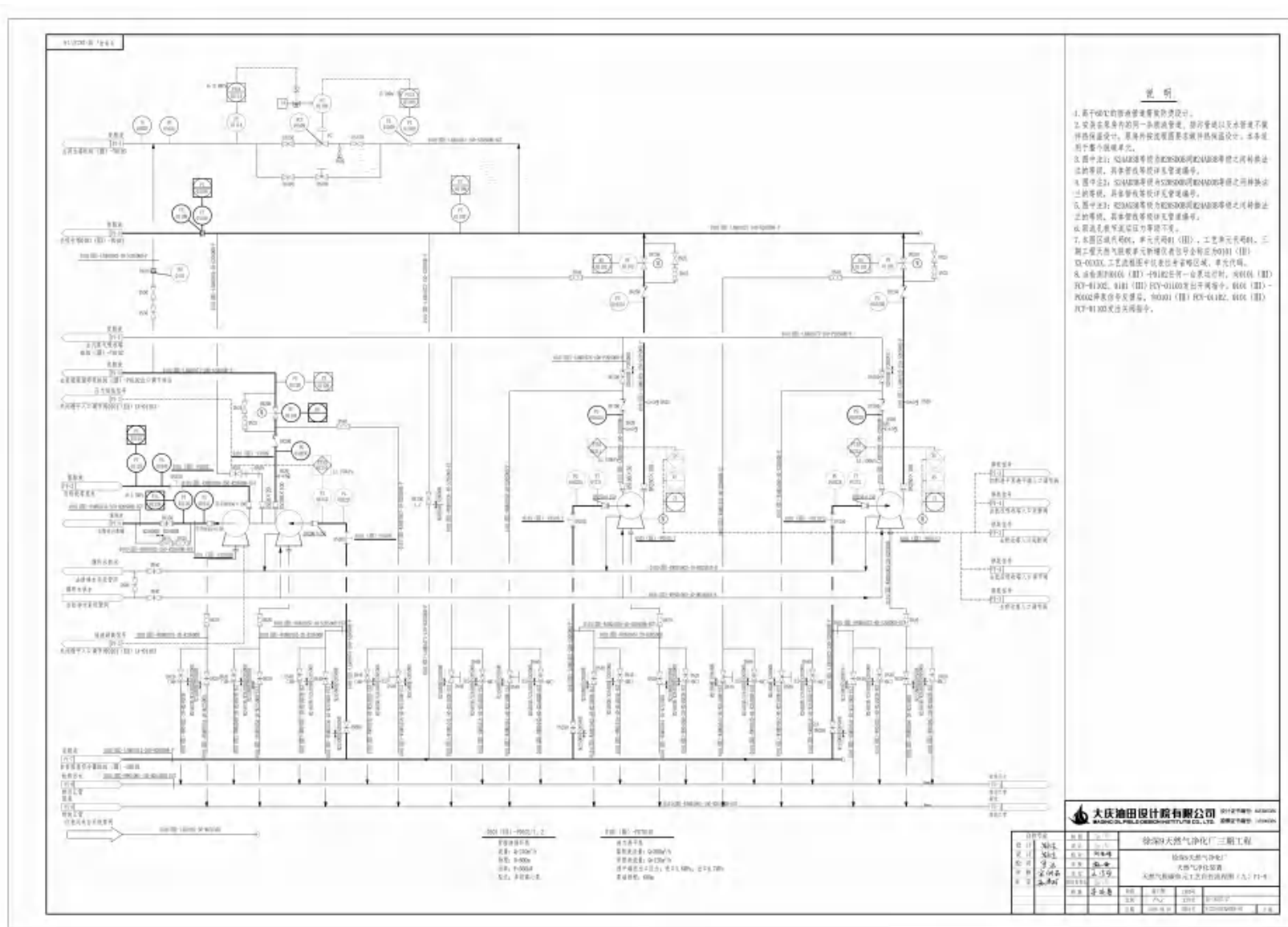


空冷器



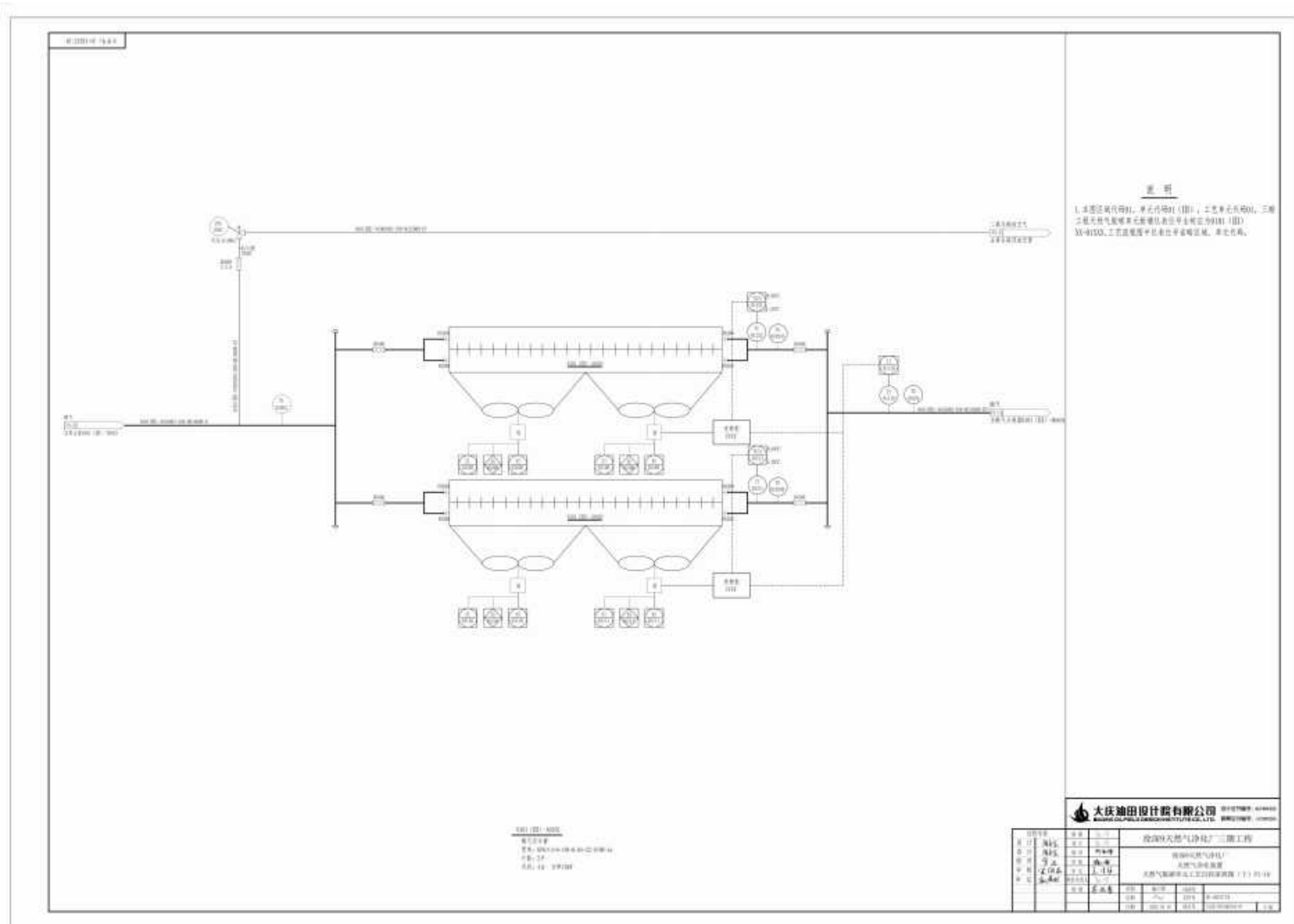


过滤器





循环泵



CHL-1001-1000
 设计阶段
 设计人: 王XX
 审核人: 李XX
 日期: 2024.10.10

大庆油田设计有限公司
 DQK OILFIELD DESIGN CO., LTD.

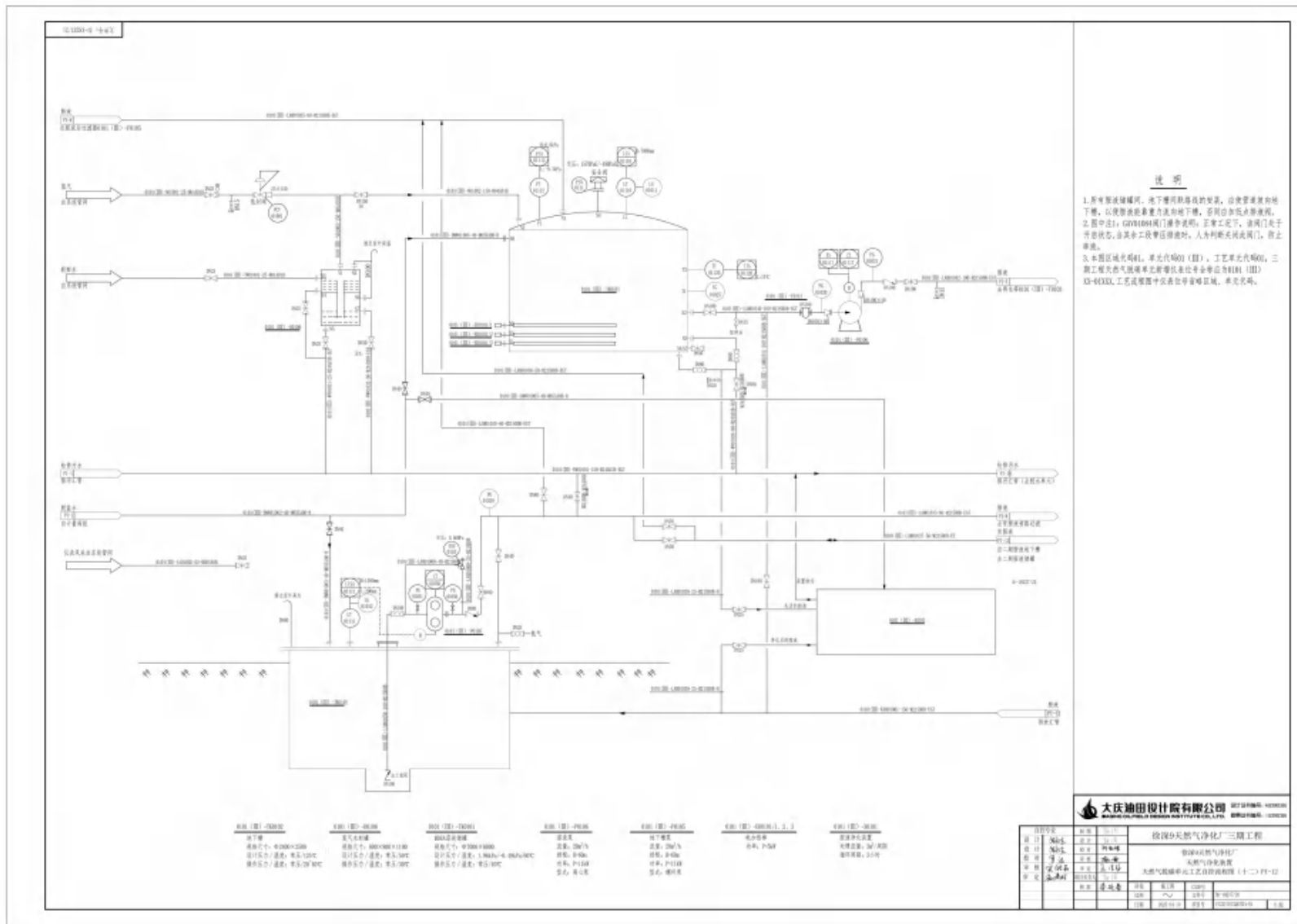
项目名称	徐深9天然气净化厂三期工程
建设单位	大庆油田有限责任公司
设计单位	大庆油田设计有限公司
设计日期	2024.10.10
设计阶段	设计阶段
设计人	王XX
审核人	李XX
日期	2024.10.10



空冷器

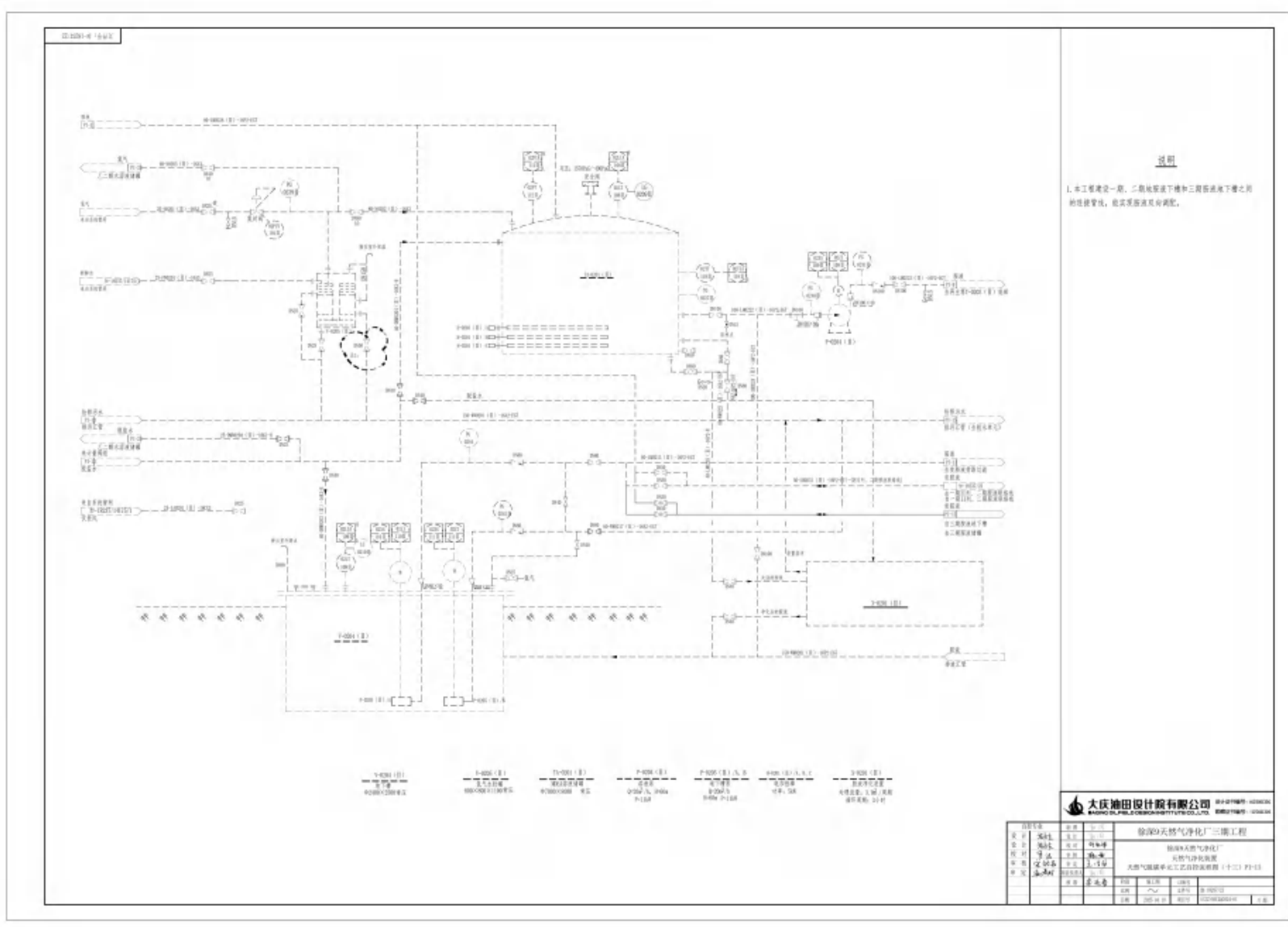


储罐、分离器



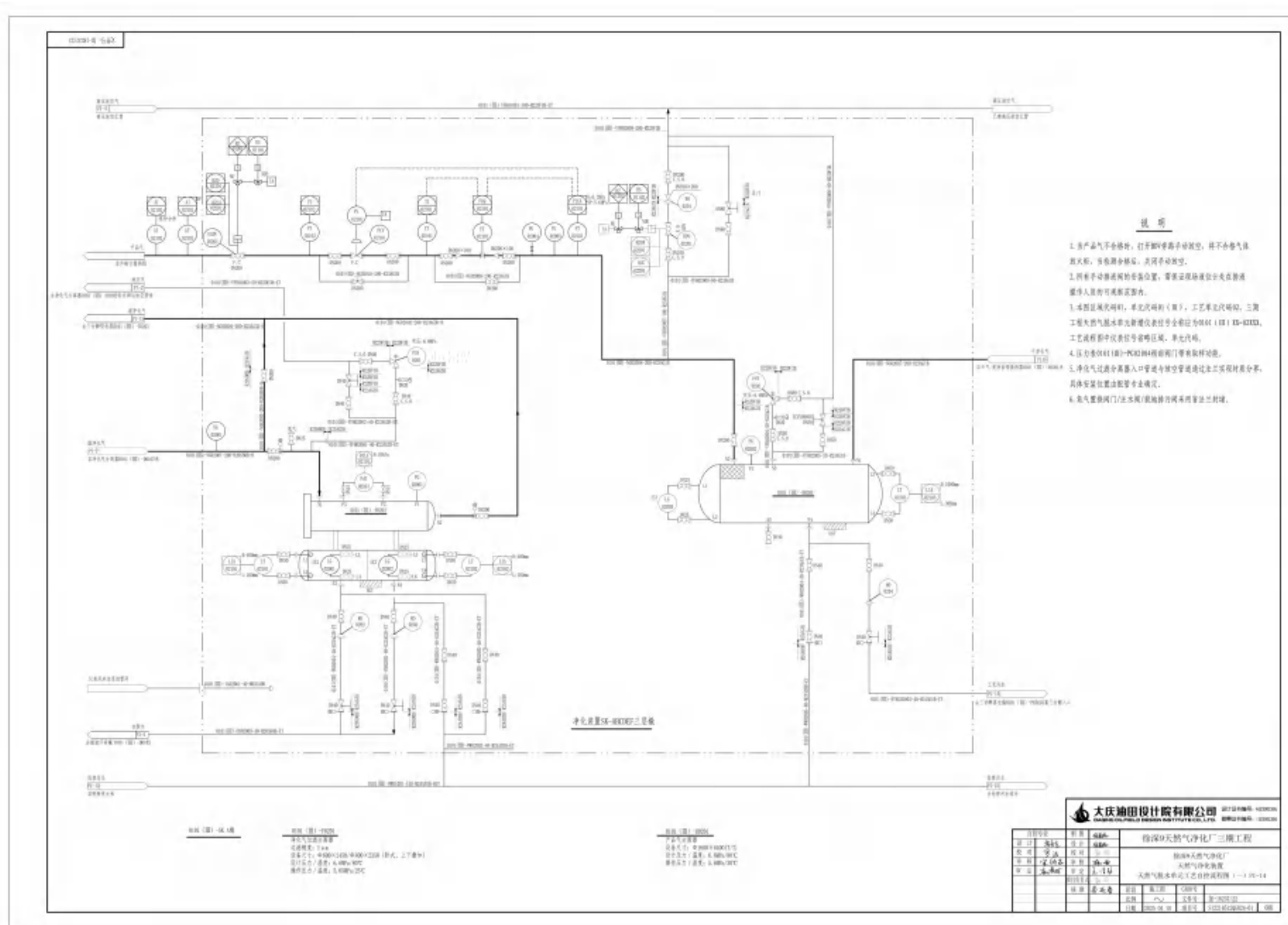


溶液储罐



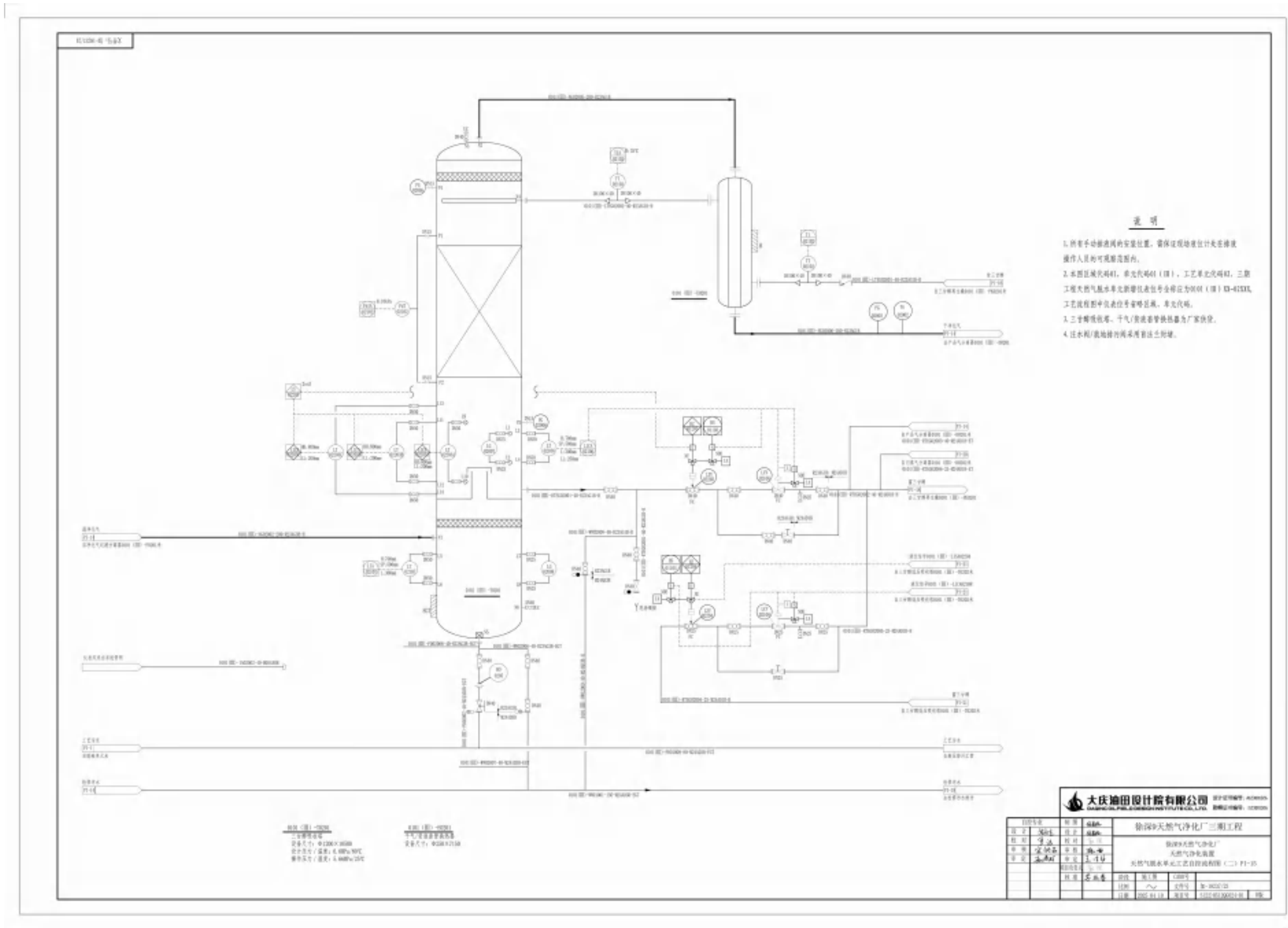


地下槽



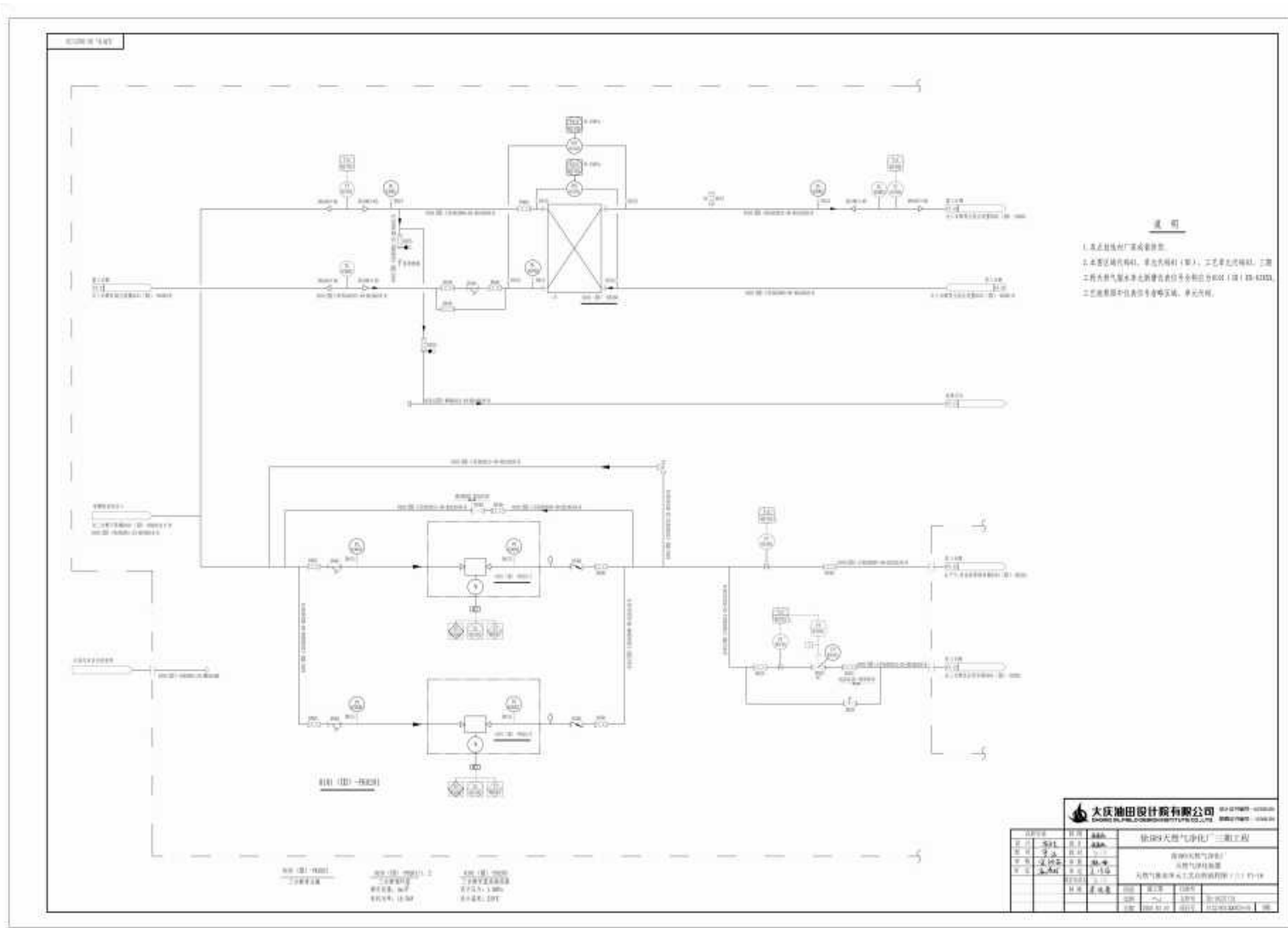


过滤分离器



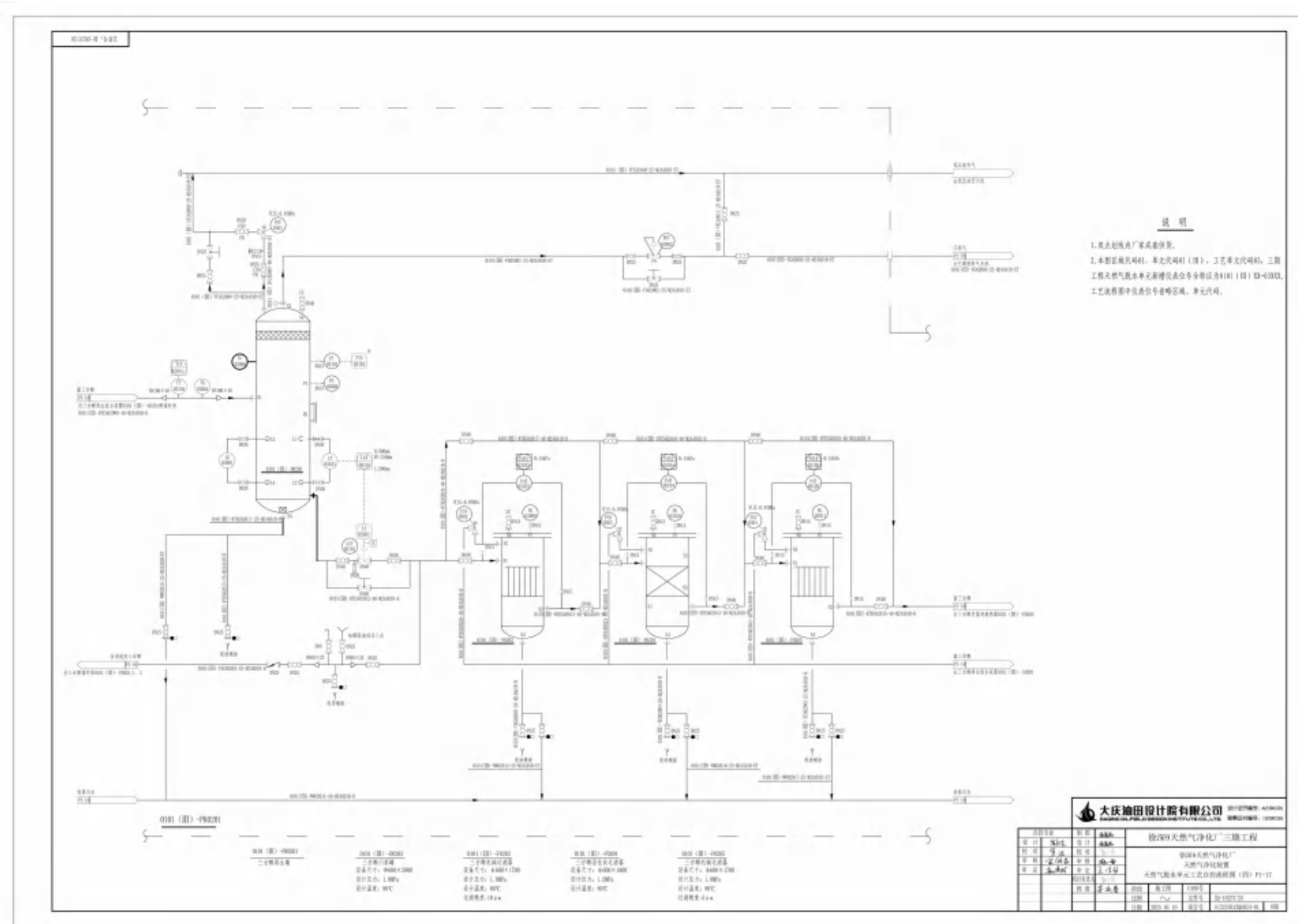


吸收塔、换热器



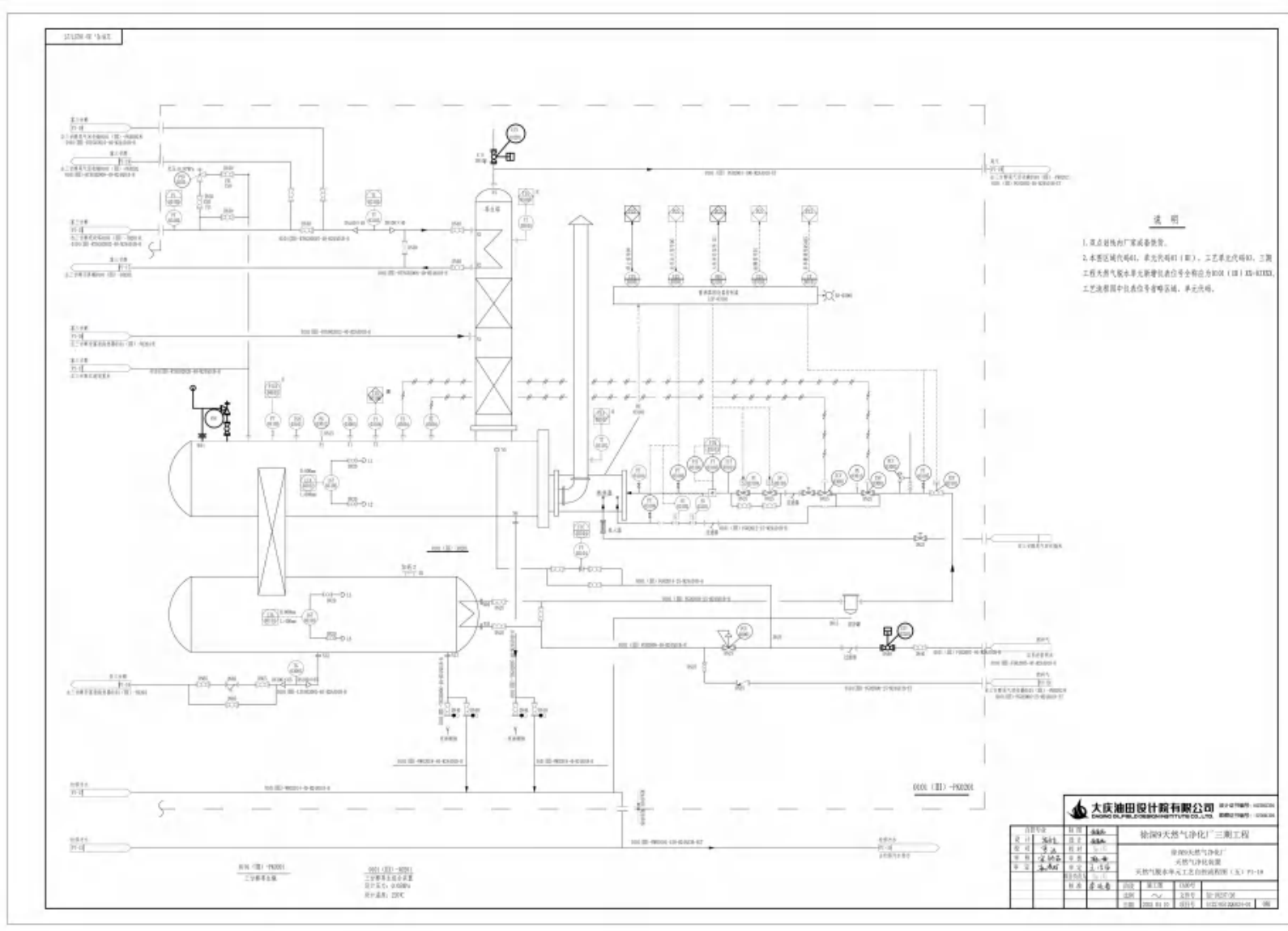


循环泵、换热器



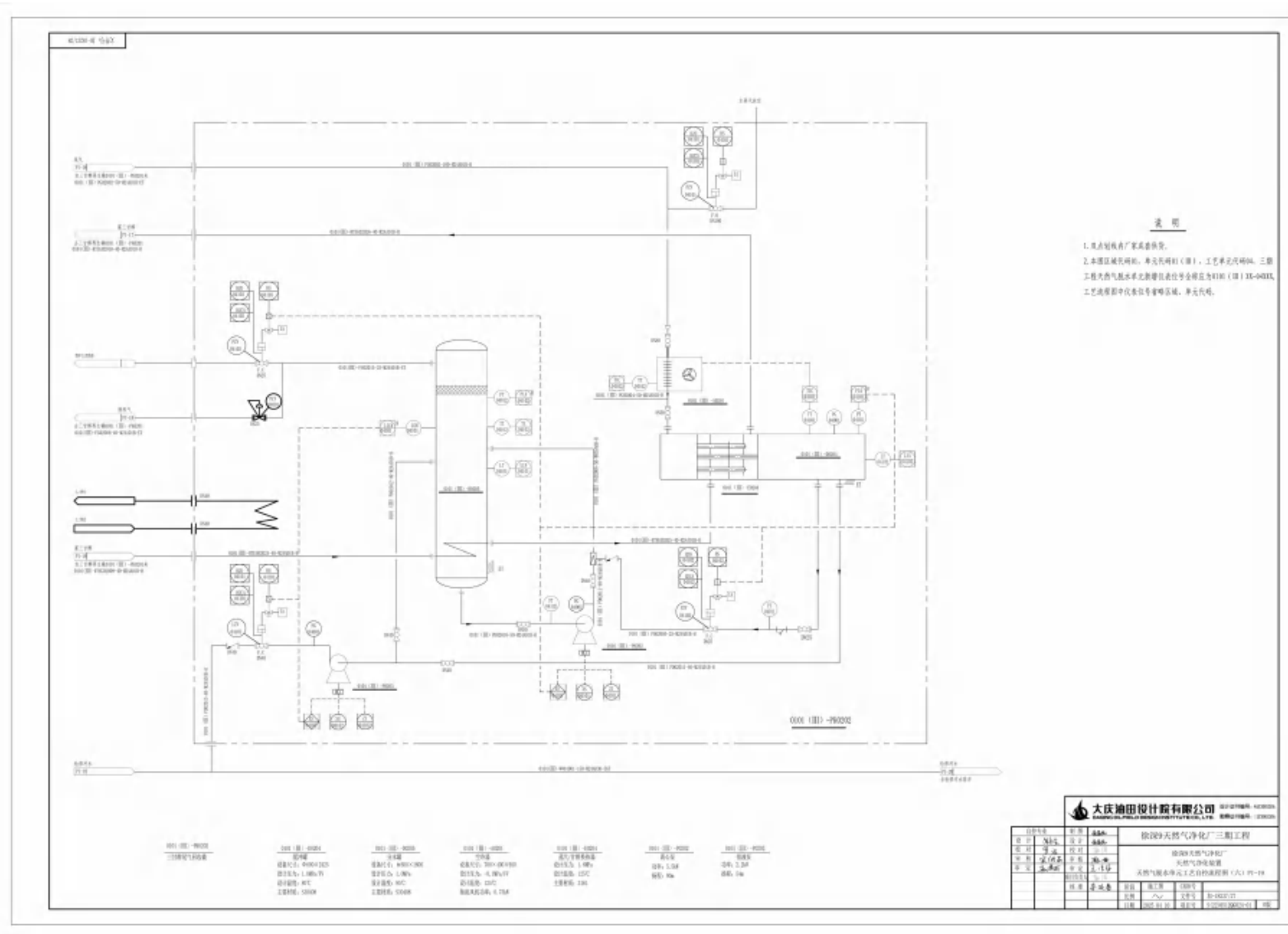


闪蒸罐、过滤器



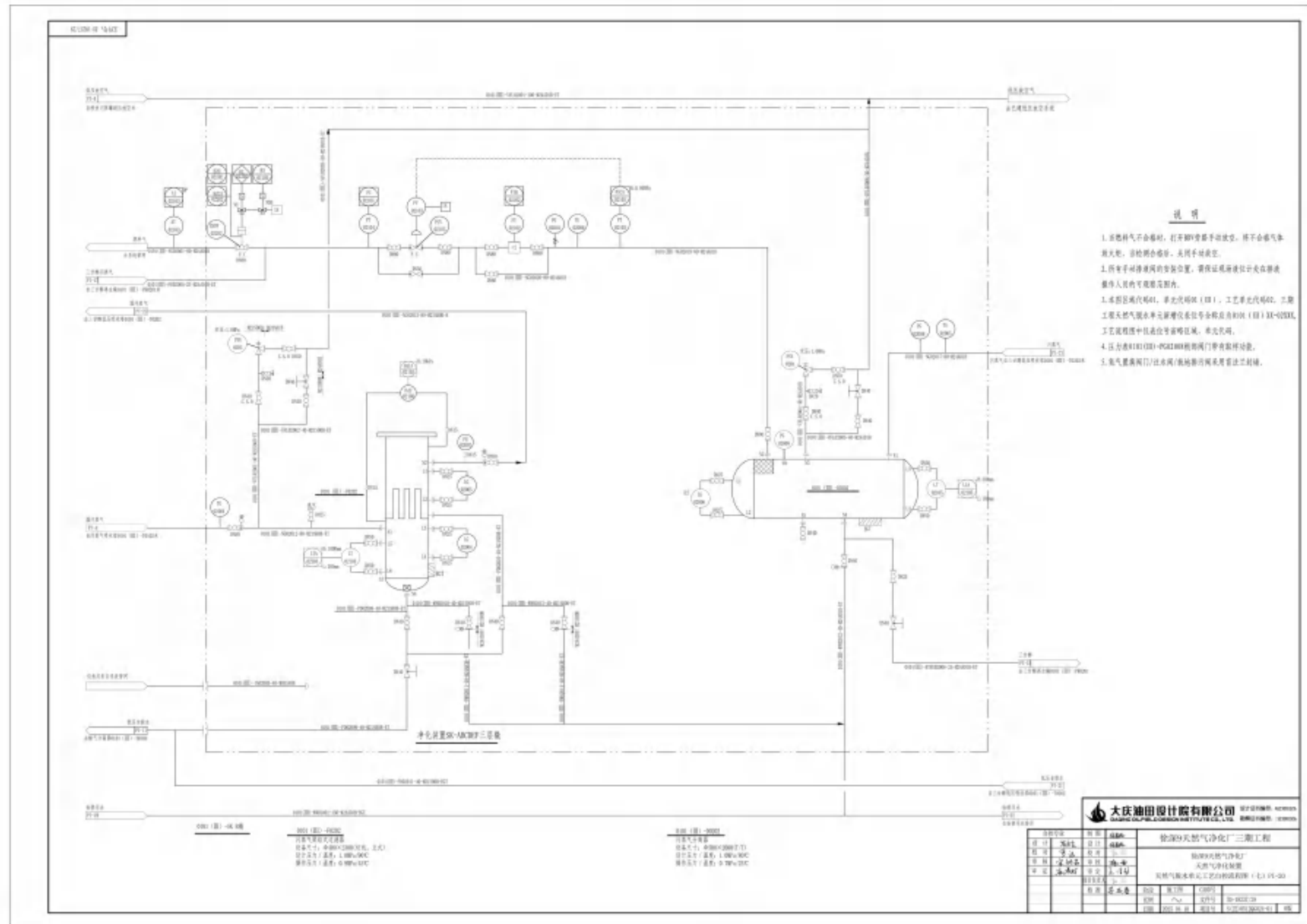


再生撬



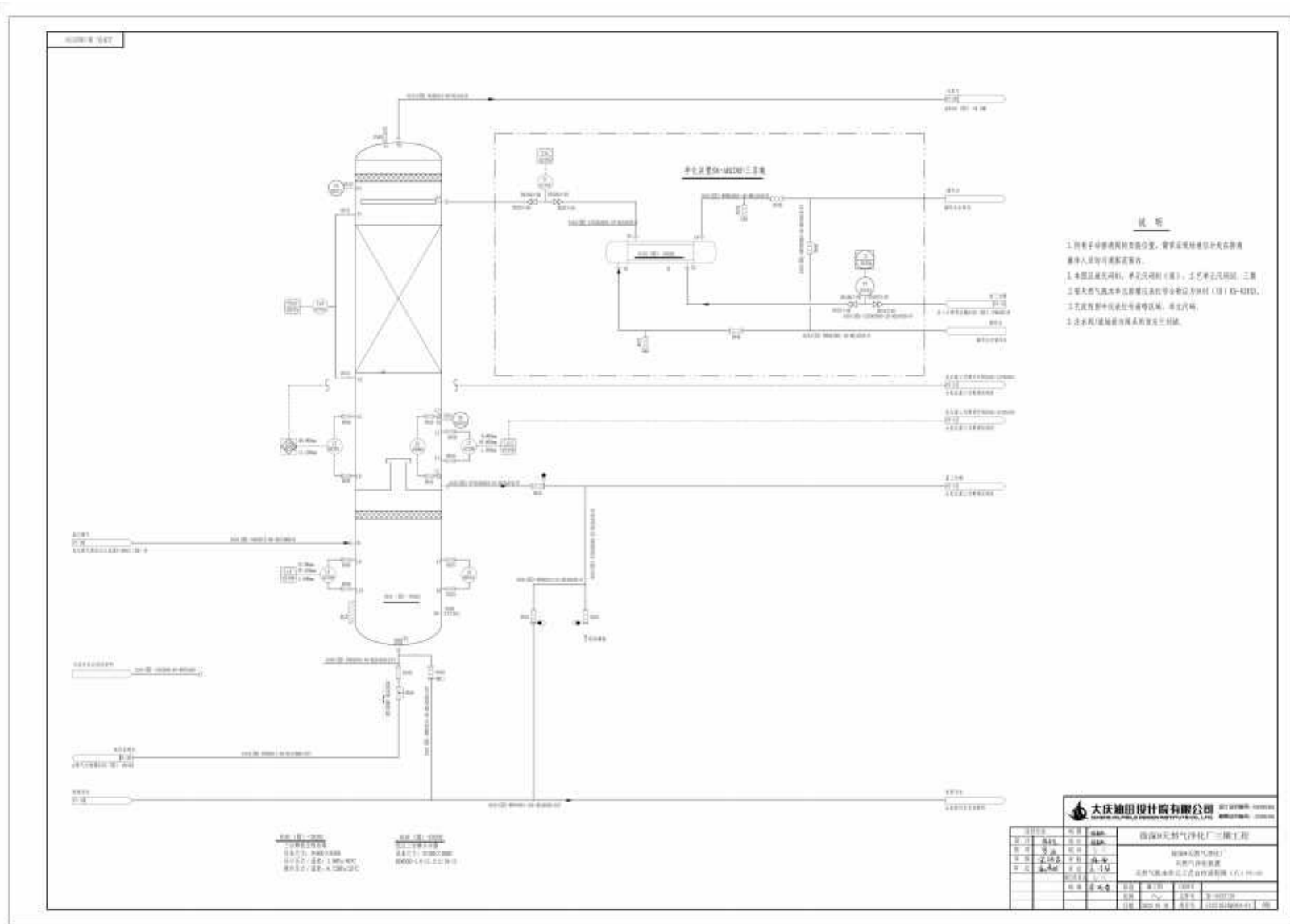


尾气回收撬





闪蒸分离器



说明

1. 所有分子均按国际单位制表示，计量单位按国际单位制表示，附件八另行说明。
2. 本图以流程图、单元流程图（单元）、工艺单元流程图、三期三期天然气脱水单元流程图及单元流程图（单元）(U) (S) (D) (M)。
3. 工艺流程图按流程图表示，并出汽嘴。
4. 注水流程图按流程图表示。

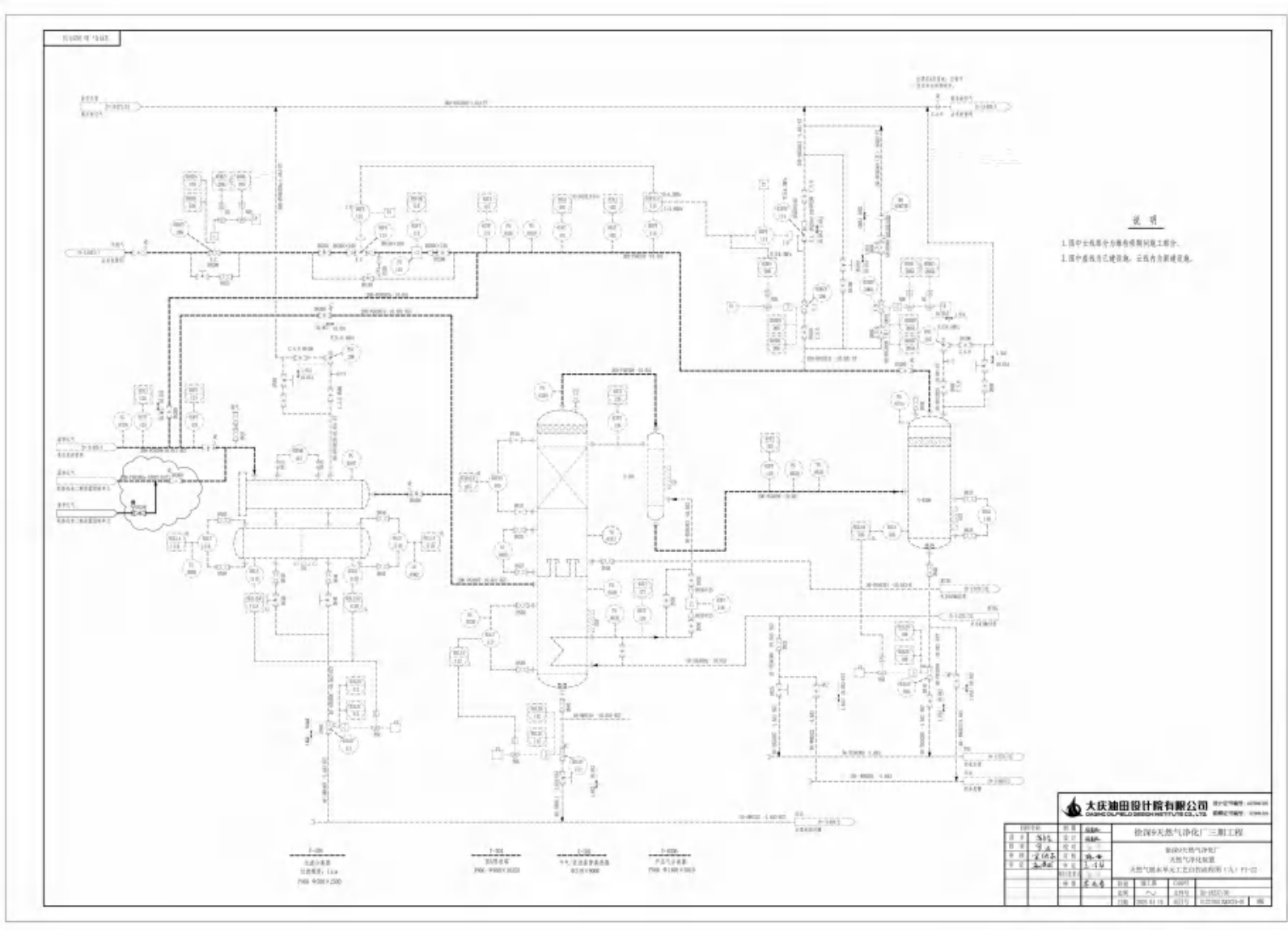
设计单位：大庆油田设计院
 设计日期：2010年10月
 设计人：王...
 审核人：李...
 批准人：张...
 设计号：...
 图号：...

大庆油田设计院有限公司
 Daqing Oilfield Design Institute Co., Ltd.

项目名称	徐深9天然气净化厂三期工程
建设单位	大庆油田有限责任公司
设计单位	大庆油田设计院有限公司
设计日期	2010年10月
设计人	王...
审核人	李...
批准人	张...
设计号	...
图号	...

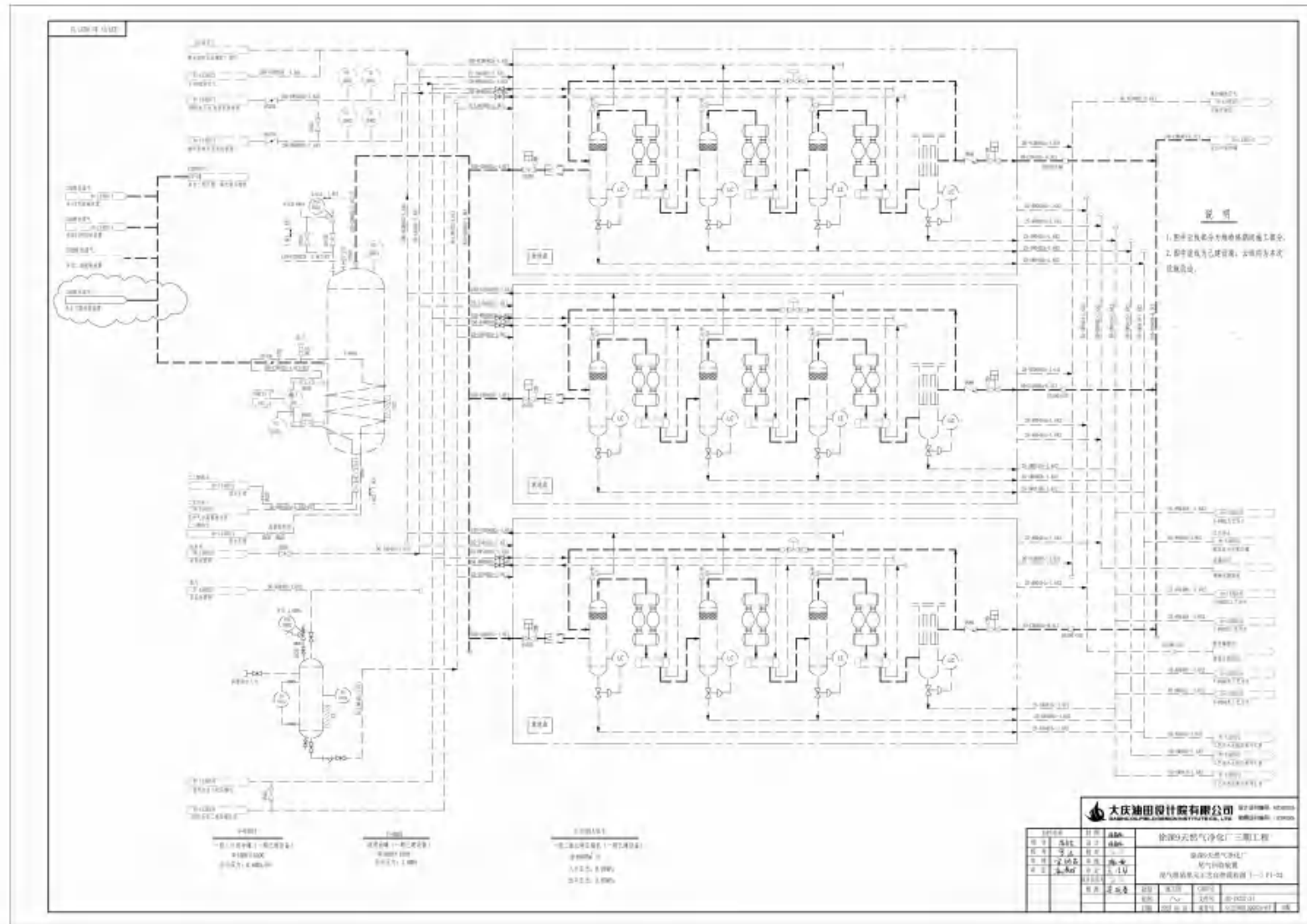


吸收塔、冷凝器



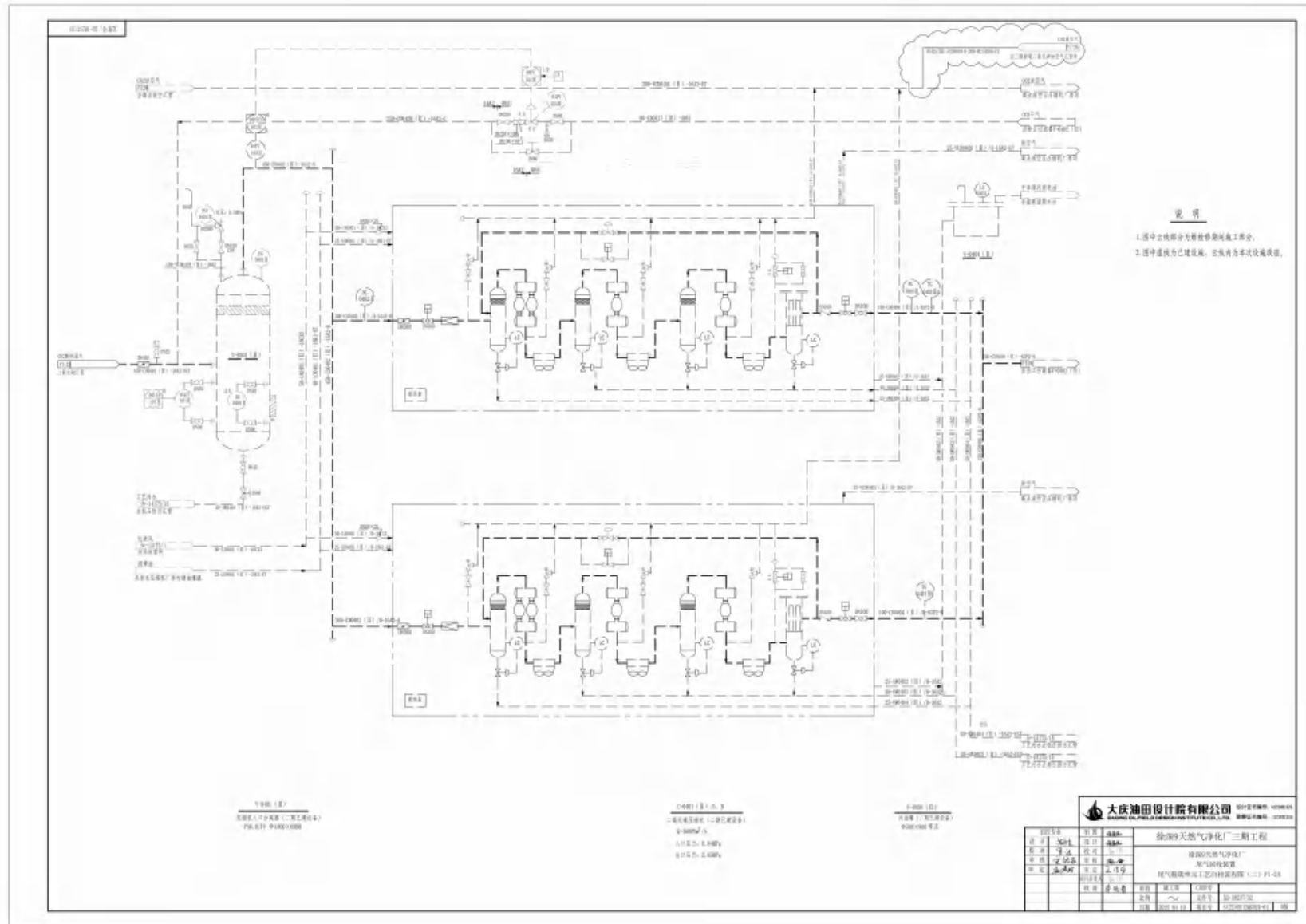


分离器





油罐、压缩机





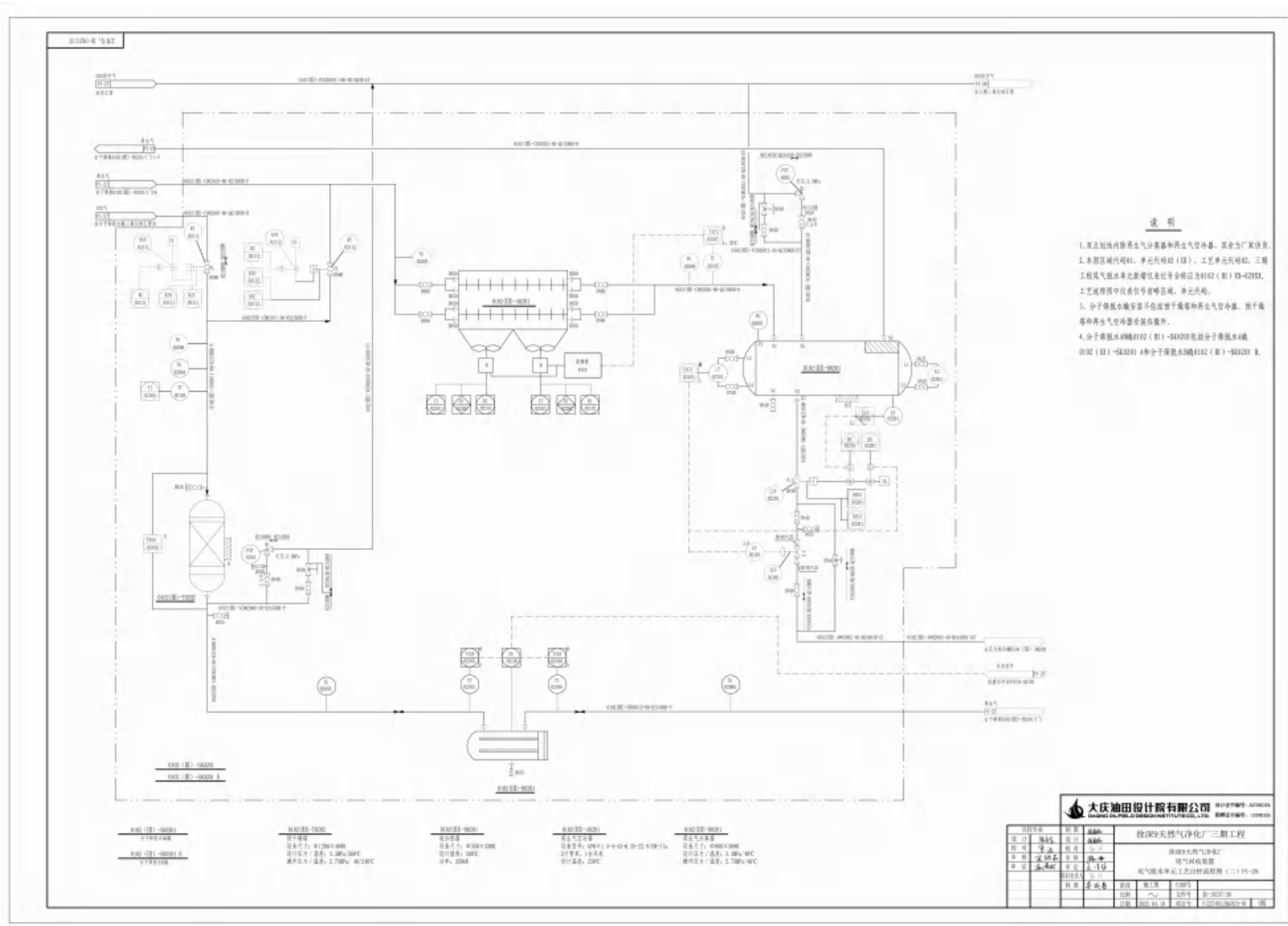
压缩机



脱硫塔



干燥塔



说明

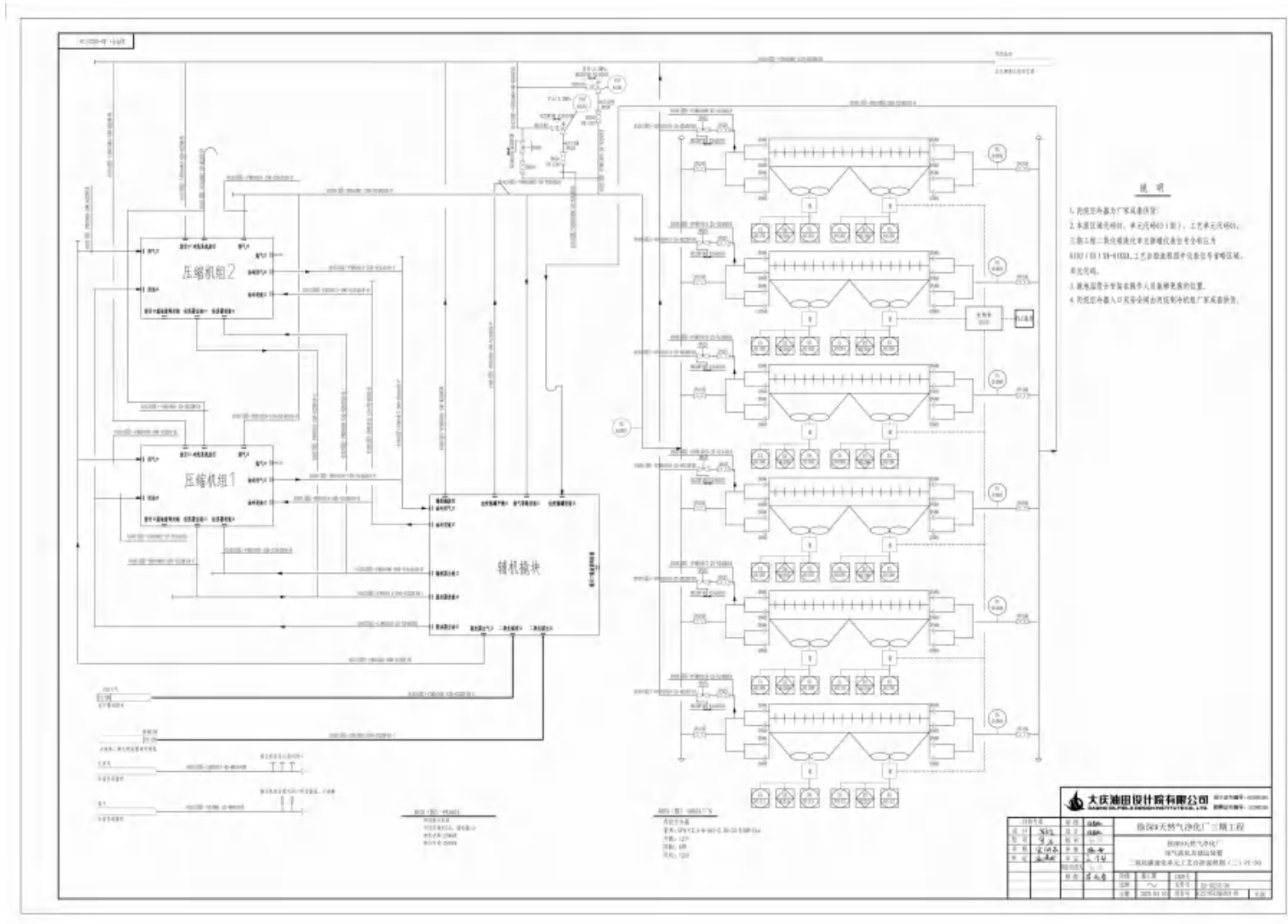
1. 双反吸收塔内除天然气分离器外其余均为厂家供货。
2. 本期区域线内塔、单元代码以 (II) 为前缀，工艺单元代码以 (III) 为前缀，三期工程天然气脱水单元新增比本比号前缀为 (IV) 为前缀，工艺流程图中心表符号省略区域、单元代码。
3. 分子筛脱水单元不仅包括干燥塔和再生气空气冷却器、再生气和再生气空气冷却器在图中。
4. 分子筛脱水塔编号 (II) - S0201 包括分子筛脱水塔 (II) - S0201 和 (II) - S0201 1 和 (II) - S0201 2 和 (II) - S0201 3。

设备名称	规格型号	生产厂家	备注
压缩机
吸收塔
分离器
干燥塔
空气冷却器

设计		校核		审核		批准	
姓名	日期	姓名	日期	姓名	日期	姓名	日期
张某某	2023.10.15	李某某	2023.10.15	王某某	2023.10.15	赵某某	2023.10.15

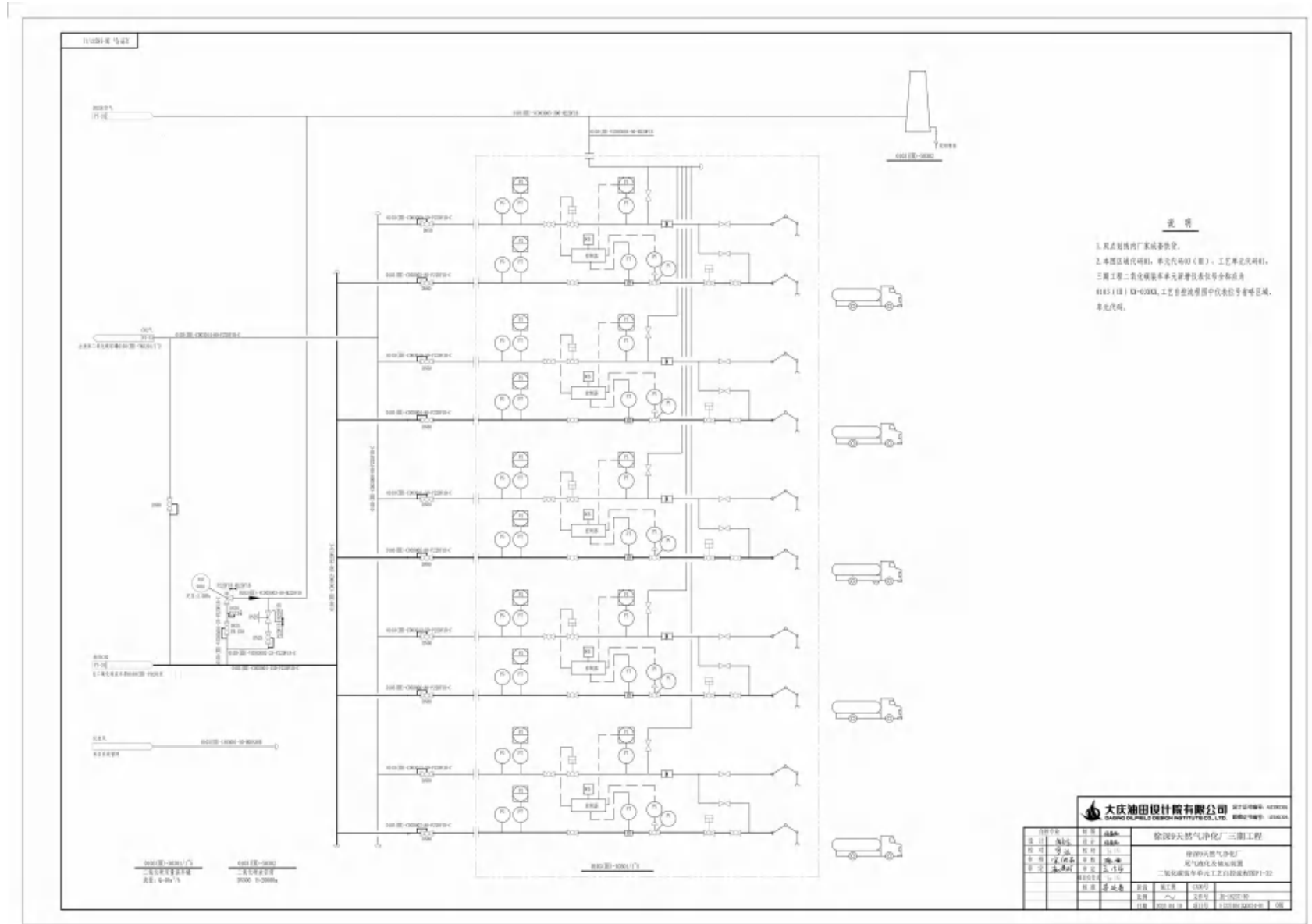


分离器



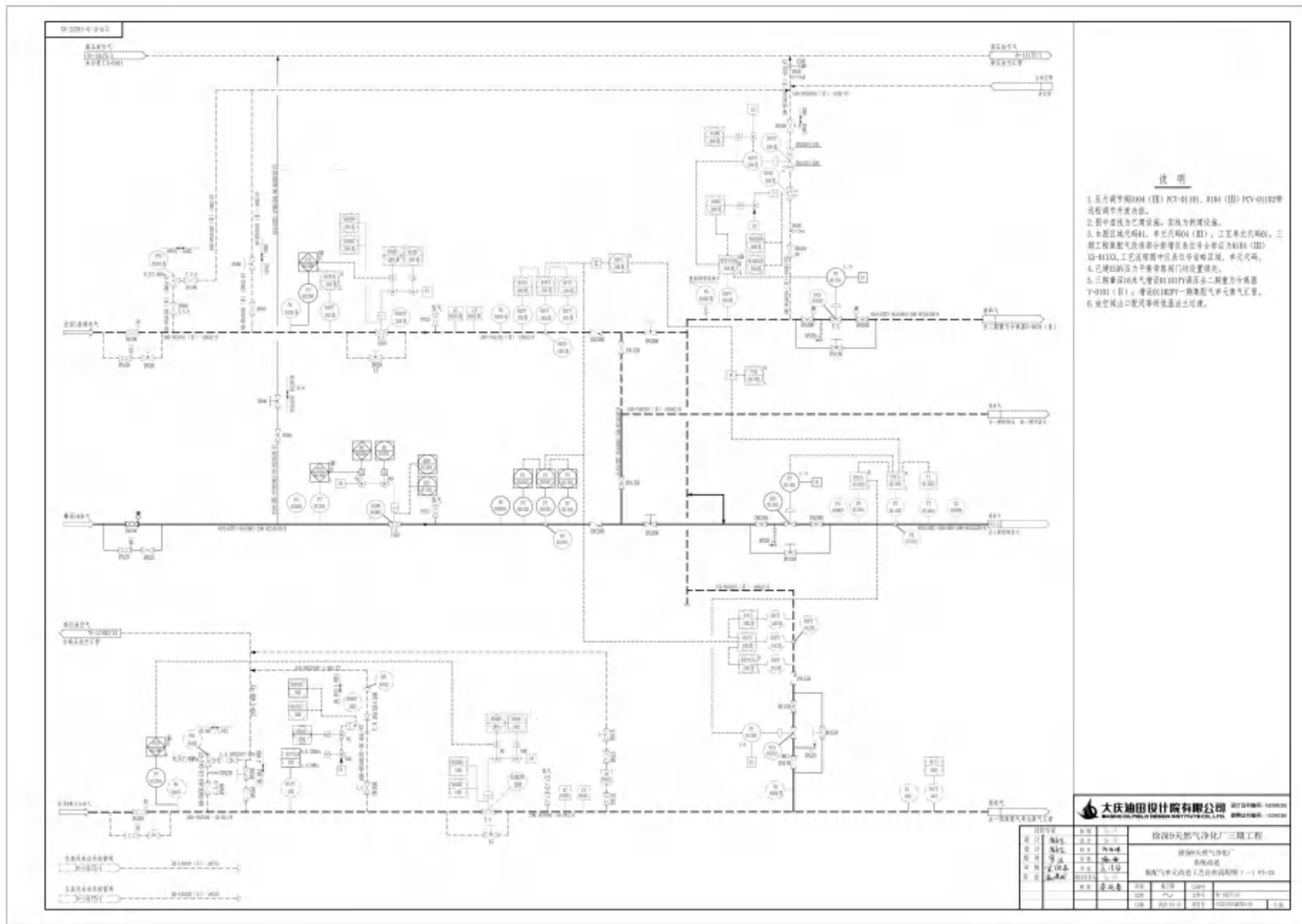


冷凝器





装车撬



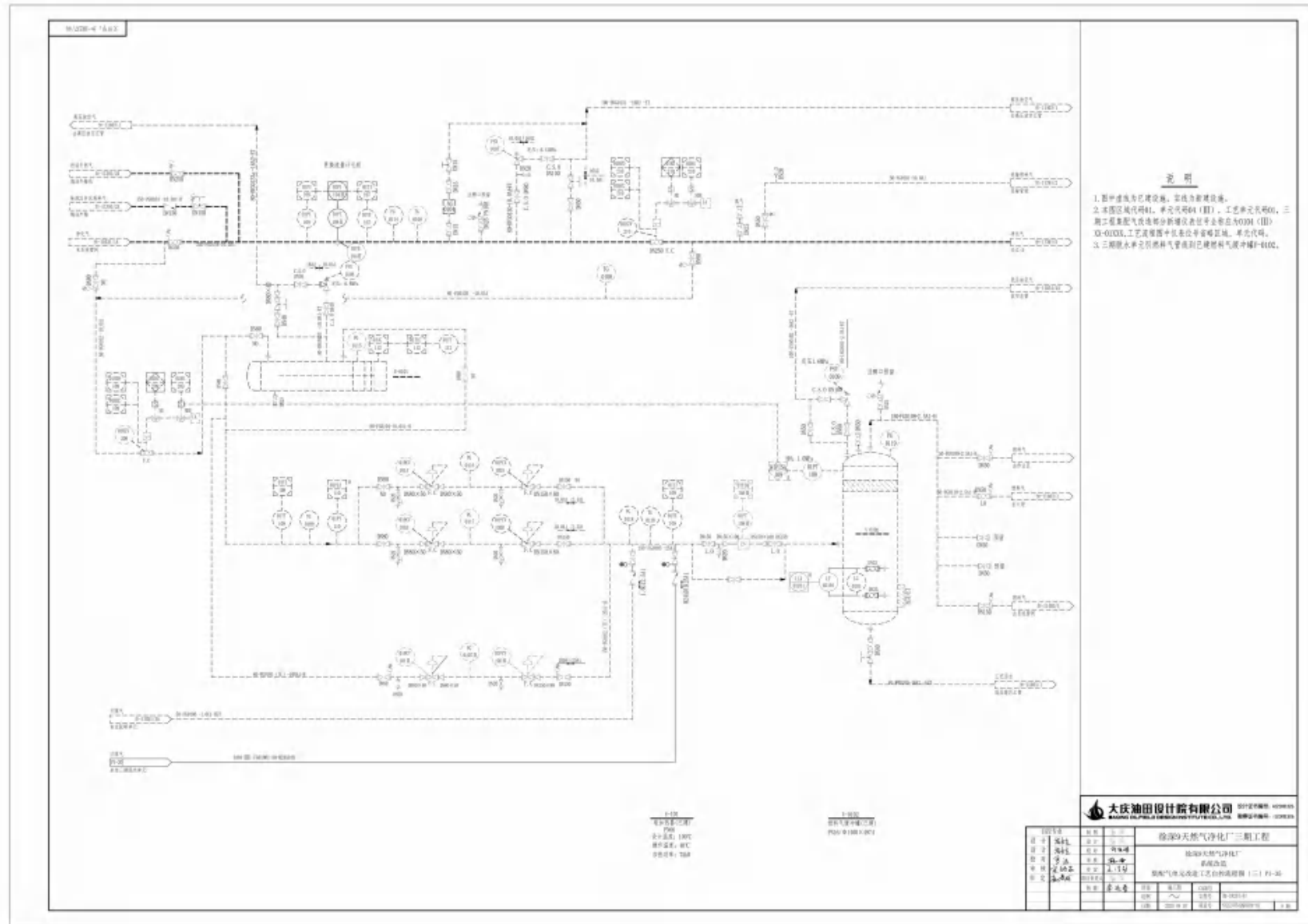
说明

1. 五方调节阀004 (注) PCV-01101、0104 (注) PCV-01102等 远程调节开闭设备。
2. 图中虚线设备为预留站、空冷等新建设备。
3. 本图与地质图(附)、井位图(附)、工艺单元图(附)、二期工程天然气液体部分新增设备安全数据表(附)0104 (注) 0104-0110、工艺说明图中仪表位号区域、单元代码。
4. 已建站的压力平衡旁路阀门均设置锁闭。
5. 三期新增16吨气增设01101PV调压站二期重力的分装置 Y-0101 (注)、增设01102PV一期集配气单元集气装置。
6. 放空阀出口放空旁路均设置止回阀。

大庆油田设计股份有限公司 Daqing Oilfield Design Institute Co., Ltd.	
项目名称	徐深9天然气净化厂三期工程
建设单位	大庆油田天然气净化厂
设计单位	大庆油田设计股份有限公司
监理单位	大庆油田设计股份有限公司
编制日期	2023.11.15
编制人	张某某
审核人	李某某
批准人	王某某
编制日期	2023.11.15
编制地点	大庆油田设计股份有限公司
编制人	张某某
审核人	李某某
批准人	王某某



压力调节阀



说明

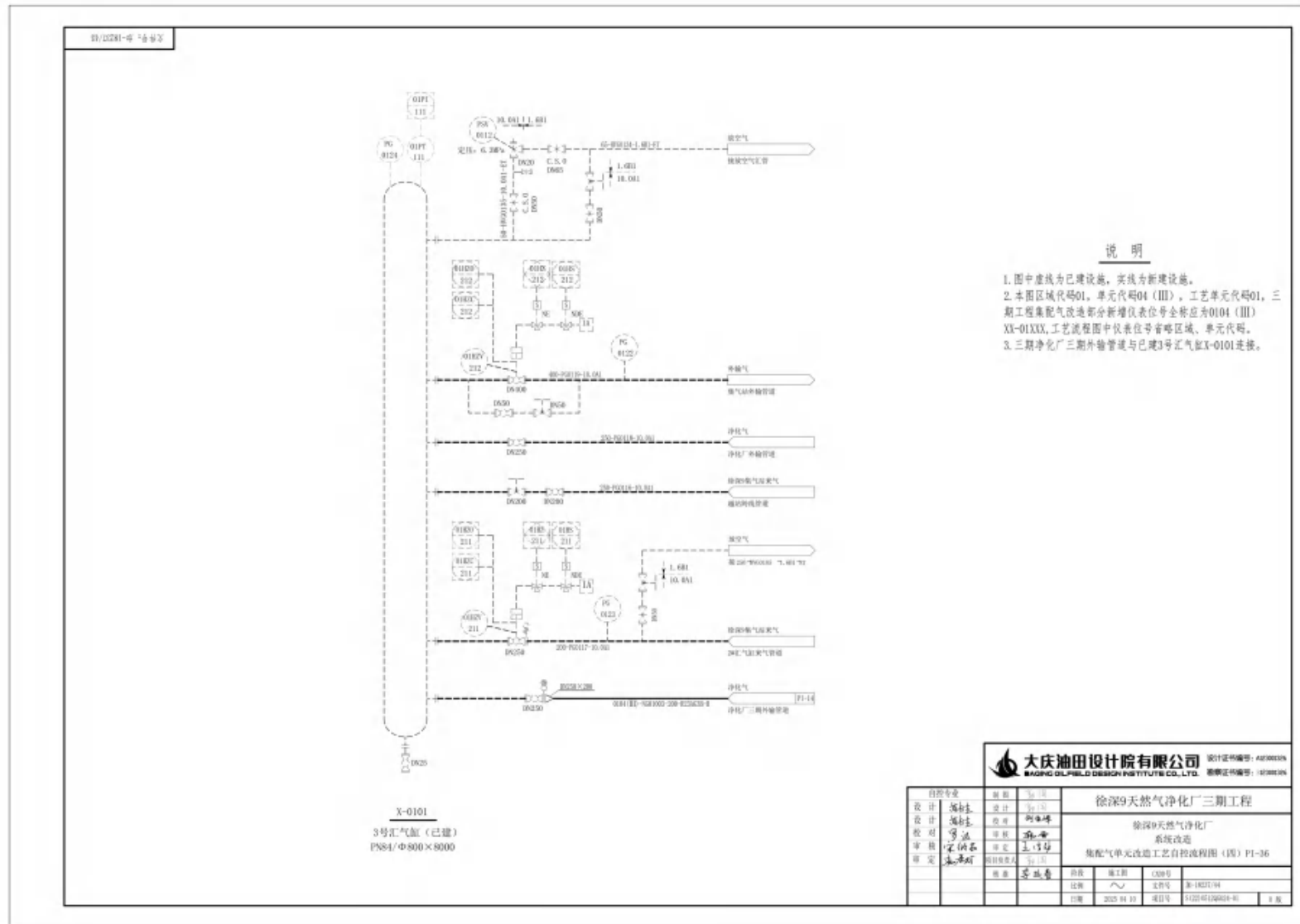
1. 图中虚线为已建设施，实线为新建设施。
2. 本图区域代码为：单元代码04（Ⅱ），工艺单元代码03，三期工程天然气液相分离单元代码为0304（Ⅱ）。
3. 三期工程天然气液相分离单元代码为0304（Ⅱ）。
4. 三期工程天然气液相分离单元代码为0304（Ⅱ）。

大庆油田设计有限公司 设计文件编号：KJ201505
DAQING OILFIELD DESIGNING COMPANY LTD. 设计文件编号：150505

项目名称	徐深9天然气净化厂三期工程
建设单位	大庆油田有限责任公司
设计单位	大庆油田设计有限公司
设计日期	2015年5月
设计阶段	施工图设计
设计内容	天然气液相分离单元
设计比例	1:100
设计人员	王立军
审核人员	王立军
批准人员	王立军
设计日期	2015年5月
设计阶段	施工图设计
设计内容	天然气液相分离单元
设计比例	1:100
设计人员	王立军
审核人员	王立军
批准人员	王立军

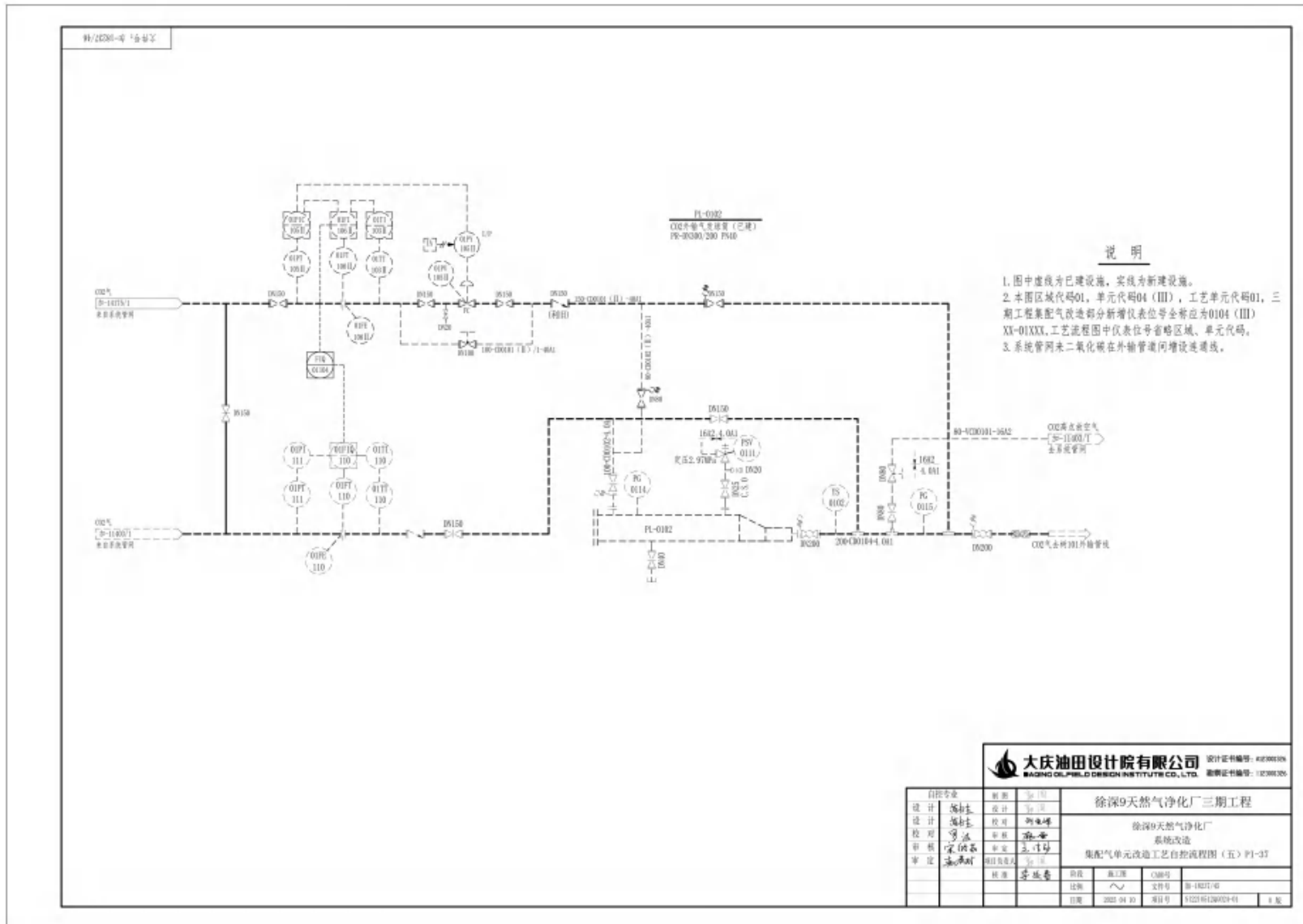


电加热器



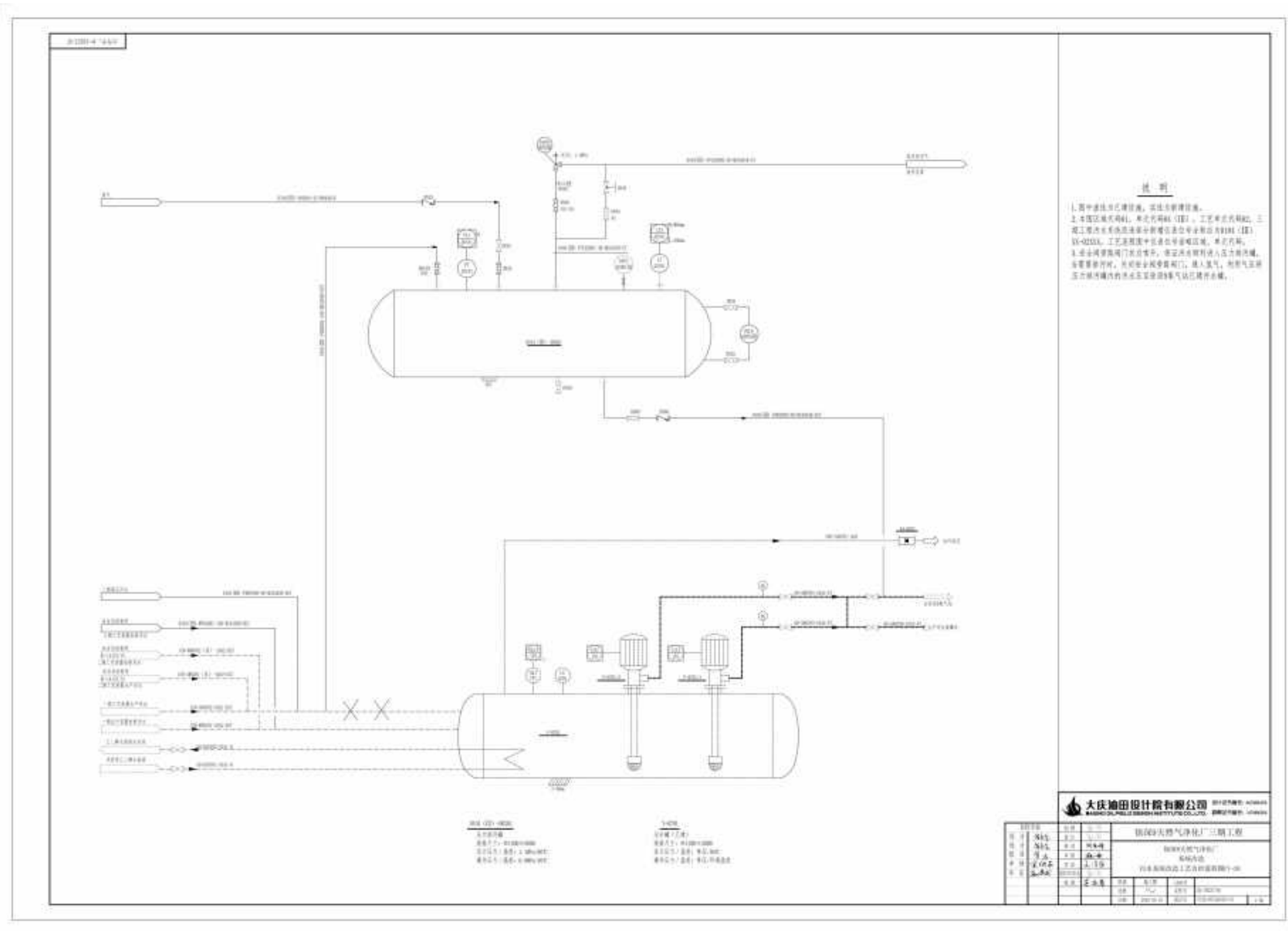


汇气缸





外输气

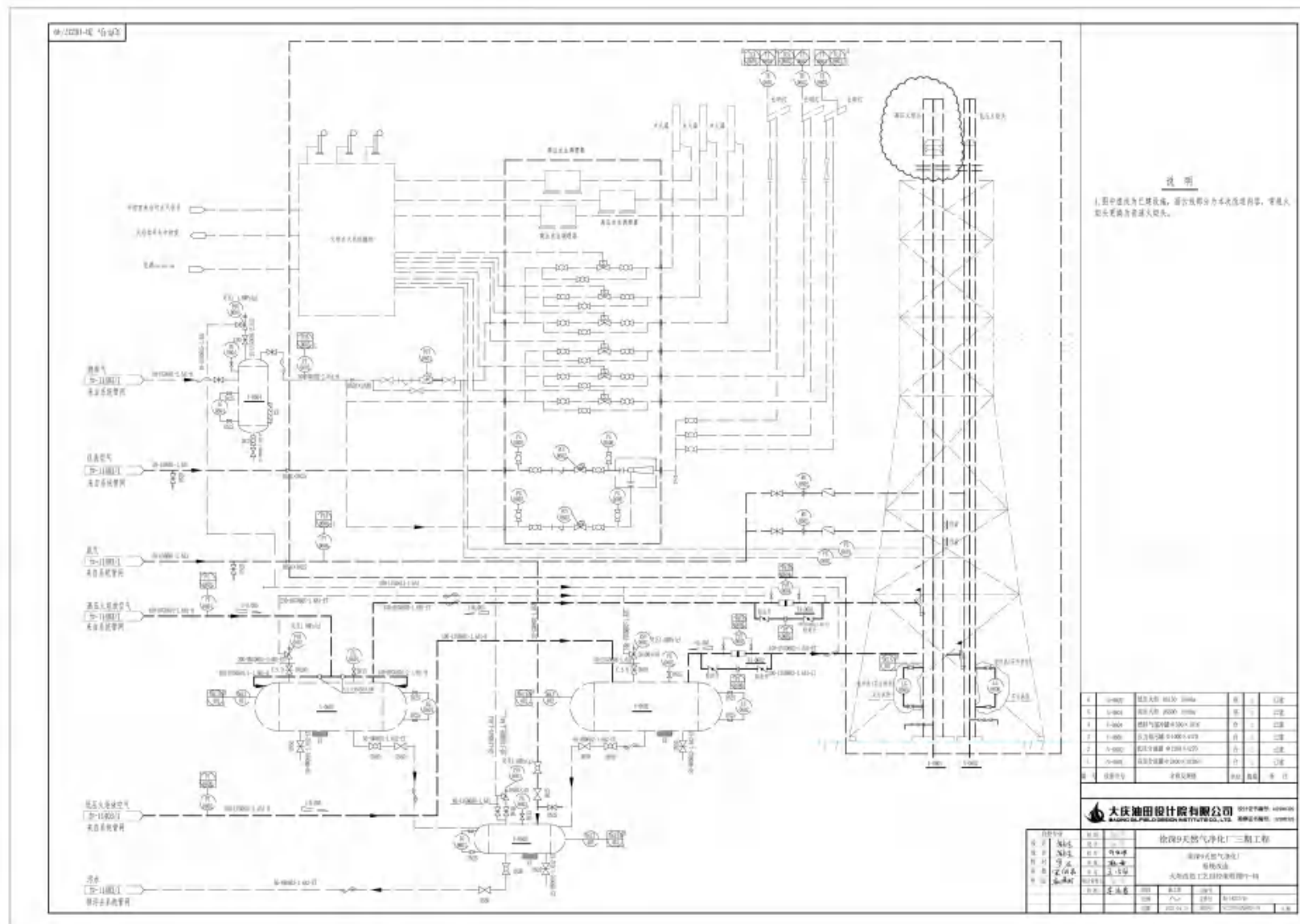




排污罐

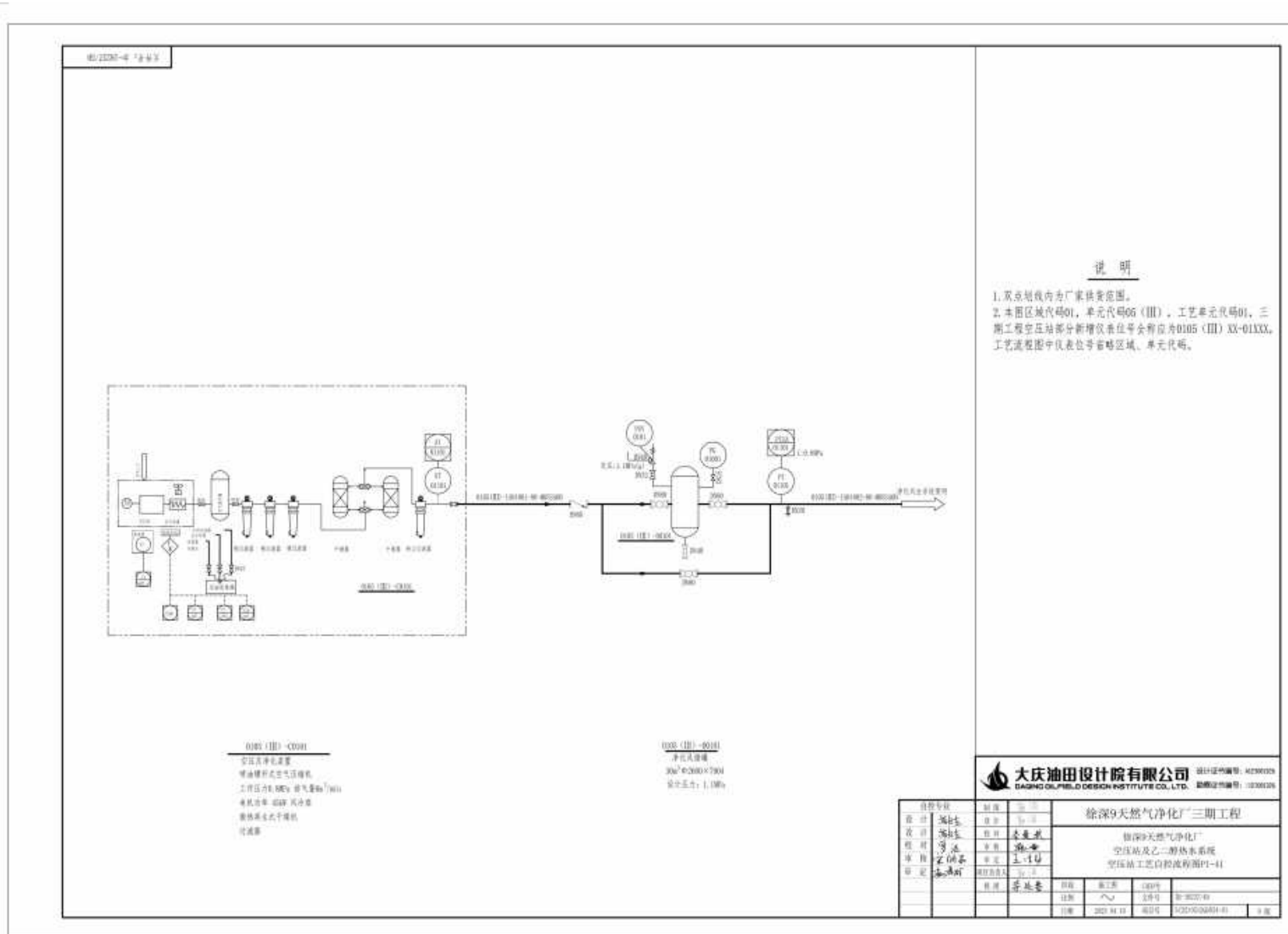


空冷、换热器





火炬





压缩机、储罐



储罐、换热器

图 3-2 平面布置图



表 3-1 项目设计组成一览表

工程名称	建设规模及内容		备注	
	环评设计情况	实际建设情况		
主体工程	集配气单元	改造二期集配气单元，装置规模扩大至 $210 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。	<p>根据现场调查，集配气单元装置规模已扩大至 $210 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$。</p> 	与环评一致
		对二期集配气单元阀组进行改造，新增接收肇深16区块来气，改造后徐深8、汪深1及芳深6来气与肇深16来气汇合后，分成两路气源，按装置规模分配分别进入第III套和第IV套脱碳装置。	<p>根据现场调查，对二期集配气单元阀组已新增接收肇深16区块来气，目前徐深8、汪深1及芳深6来气与肇深16来气汇合后，分成两路气源，按装置规模分配分别进入第III套和第IV套脱碳装置。</p> 	与环评一致
		对二期集配气汇管进行改造，由原 DN200 扩大至 DN300。	<p>根据现场调查，二期集配气汇管已由原 DN200 扩大至 DN300。</p> 	与环评一致
		在支路增加流量调节功能。	<p>根据现场调查，已在支路增加流量调节功能。</p>	与环评一致

			致
脱碳装置	新建脱碳装置1套, 装置规模 $120 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$; 位于净化装置区, 占地面积 2284m^2 , 形状不规则。	根据现场调查, 已建设脱碳装置1套, 装置规模 $120 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$; 位于净化装置区, 占地面积 2284m^2 , 形状不规则。 	与环评一致
	新建原料气重力分离器1座、过滤器分离器2台、聚结过滤器2台、吸收、再生塔各1座, 贫液增压泵2台、贫液循环泵3台, 闪蒸气压缩机2台、贫液空冷器1台, 酸气空冷器1台及其它配套设施。	根据现场调查, 已建设原料气重力分离器1座、过滤器分离器2台、聚结过滤器2台、吸收、再生塔各1座, 贫液增压泵2台、贫液循环泵3台, 闪蒸气压缩机2台、贫液空冷器1台, 酸气空冷器1台及其它配套设施。 	与环评一致
三甘醇脱水装置	新建三甘醇脱水装置1套, 装置规模 $100 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$; 位于净化装置区, 占地面积 650m^2 , 形状不规则。	根据现场调查, 已建设三甘醇脱水装置1套, 装置规模 $100 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$; 位于净化装置区, 占地面积 650m^2 , 形状不规则。	与环评一致

				
		<p>新建成套设备，包括三甘醇吸收塔、再生橇等。</p>	<p>根据现场调查，已建设成套设备，包括三甘醇吸收塔、再生橇等。</p> 	<p>与环评一致</p>
<p>尾气回收设施</p>		<p>新建尾气回收设施1套，装置规模$18 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$；尾气脱水区占地面积$252 \text{m}^2$（$21 \text{m} \times 12 \text{m}$），尾气脱硫区占地面积$192 \text{m}^2$（$24 \text{m} \times 8 \text{m}$），共计$444 \text{m}^2$。</p>	<p>根据现场调查，已建设尾气回收设施1套，装置规模$18 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$；尾气脱水区占地面积$252 \text{m}^2$（$21 \text{m} \times 12 \text{m}$），尾气脱硫区占地面积$192 \text{m}^2$（$24 \text{m} \times 8 \text{m}$），共计$444 \text{m}^2$。</p> 	<p>与环评一致</p>
		<p>新建尾气脱硫装置1套、分子筛脱水装置1套。</p>	<p>根据现场调查，已建设尾气脱硫装置1套、分子筛脱水装置1套。</p>	<p>与环评一致</p>

				致
二氧化碳 液化装置	新建二氧化碳液化装置1套,装置规模20×10 ⁴ t/a;新建丙烷压缩机厂房占地面积360m ² (20m×18m),新建二氧化碳液化设备框架区占地面积324m ² (27m×12m),共计684m ² 。	根据现场调查,已建设二氧化碳液化装置1套,装置规模20×10 ⁴ t/a;新建丙烷压缩机厂房占地面积360m ² (20m×18m),已建设二氧化碳液化设备框架区,占地面积324m ² (27m×12m),共计684m ² 。		与环评一致
		新建丙烷压缩机2台、辅机橇2座、空冷器4台。	根据现场调查,已建设丙烷压缩机2台、辅机橇2座、空冷器4台。 	与环评一致
辅助工程	中控室扩建	1座,1层,占地面积151.2m ² (12.6m×12m),建筑面积151.2m ² ,高度3.3m。设置ESD系统I/O机柜,对已建的紧急停车系统(ESD)进行扩容,以实现扩建部分在工艺非正常或紧急情况下	根据现场调查,已建设中控室扩建1座,1层占地面积151.2m ² (12.6m×12m),建筑面积151.2m ² ,高度3.3m。已安装ESD系统I/O机柜,对已建的紧急停车系统(ESD)进行扩容,以实现扩	与环评一致

		进行停车。	建部分在工艺非正常或紧急情况下进行停车。	
				
胺液泵房	新建, 1座, 1层, 占地面积 504m ² (42m×12m), 建筑面积 504m ² , 高度 5m。		根据现场调查, 已建设胺液泵房 1座, 1层, 占地面积 504m ² (42m×12m), 建筑面积 504m ² , 高度 5m。 	与环评一致
丙烷压缩机厂房	新建, 1座, 1层, 占地面积 360m ² (20m×18m), 建筑面积 360m ² , 高度 8m。		根据现场调查, 已建设丙烷压缩机厂房 1座, 1层, 占地面积 360m ² (20m×18m), 建筑面积 360m ² , 高度 8m。 	与环评一致
门岗房	新建, 1座, 1层, 占地面积 21.6m ² (6m×3.6m), 建筑面积 21.6m ² , 高度 2.7m。		根据现场调查, 已建设门岗房 1座, 1层, 占地面积 21.6m ² (6m×3.6m), 建筑面积 21.6m ² , 高度 2.7m。	与环评一致

			
机柜间	新建, 1座, 1层, 占地面积 54.9m ² (9m×6.6m), 建筑面积 54.9m ² , 高度 4.2m。	根据现场调查, 已建设机柜间 1座, 1层, 占地面积 54.9m ² (9m×6.6m), 建筑面积 54.9m ² , 高度 4.2m。 	与环评一致
空压站	新建, 1座, 1层, 占地面积 49.5m ² (7.5m×6.6m), 建筑面积 49.5m ² , 高度 4.2m。	根据现场调查, 已建设空压站 1座, 1层, 占地面积 49.5m ² (7.5m×6.6m), 建筑面积 49.5m ² , 高度 4.2m。 	与环评一致
工具间	新建, 1座, 1层, 占地面积 27.72m ² (4.2m×6.6m), 建筑面积 27.72m ² , 高度 4.2m。	根据现场调查, 已建设工具间 1座, 1层, 占地面积 27.72m ² (4.2m×6.6m), 建筑面积 27.72m ² , 高度 4.2m。 	与环评一致
装置值班	新建, 1座, 1层, 占地面积 39.6m ²	根据现场调查, 已建设装置值班	与环

室	(6m×6.6m), 建筑面积 39.6m ² , 高度 4.2m。	室 1 座, 1 层, 占地面积 39.6m ² (6m×6.6m), 建筑面积 39.6m ² , 高度 4.2m。	评一 致
			
空氮站	在现有空氮站内新建 2 套 6Nm ³ /min 的空压及净化设备, 不新建制氮装置。	根据现场调查, 已建设 2 套 6Nm ³ /min 的空压及净化设备。	与环 评一 致
			
吊装及检修场地	新建, 1 处, 占地面积 180m ² (15m×12m)。	根据现场调查, 已建设吊装及检修场地 1 处, 占地面积 180m ² (15m×12m)。	与环 评一 致
			
排污罐区	新建, 1 处, 围堰内面积 28m ² (7m×4m), 设置一座排污罐。	已建设 1 处围堰, 面积 28m ² (7m×4m), 已设置一座排污罐。	与环 评一 致
			
放空立管	新建 DN300, H=20m 二氧化碳放空立管 1 座。	根据现场调查, 已建设放空立管 DN300, H=20m 二氧化碳放空立管 1 座。	与环 评一 致


					
储运工程	液体二氧化碳储运设施	新建液体二氧化碳储运设施1套；占地面积134m ² 。	根据现场调查，已建设液体二氧化碳储运设施1套；占地面积134m ² 。	与环评一致	
					
	液体二氧化碳储运设施	新建1000m ³ 二氧化碳球罐2座、定量装车橇5座、80t地衡1座。	根据现场调查，已建设1000m ³ 二氧化碳球罐2座、定量装车橇5座、80t地衡1座。		与环评一致
公用工程	供水系统	新建1套处理能力2t/h全自动二级脱盐水装置，与一期及二期原有两套脱盐水装置互为备用。	根据现场调查，已建设1套处理能力2t/h全自动二级脱盐水装置，与一期及二期原有两套脱盐水装置互为备用。	与环评一致	

				
排水系统	采用雨污分流制；新增污水排放依托现有。	根据现场调查，厂区内采用雨污分流制；污水排放依托现有。		与环评一致
	项目无生活污水，新增生产废水经污水提升站提升后，管输至徐深9集气站内的污水罐，再经徐深9集气站内的污水提升泵提升后管输至升一联污水处理站，处理达标后回注；综上，项目废水不排入外环境。	根据现场调查，项目无生活污水，生产废水经污水提升站提升后，管输至徐深9集气站内的污水罐，再经徐深9集气站内的污水提升泵提升后管输至升一联污水处理站，处理达标后回注；废水不排入外环境。 根据现场调查，徐深9集气站内的污水罐涉及到多家单位，无法准确确定，但通过试运的实际情况，目前生产排污的能力可以满足装置运行。		与环评一致
供热系统	新建1台7MW导热油炉，配套建设高低储油橇一座，橇内设50m ³ 储油罐及30m ³ 膨胀油罐各1台；	根据现场调查，已建设1台7MW导热油炉，配套建设高低储油橇一座，橇内设50m ³ 储油罐及30m ³ 膨胀油罐各1台；		与环评一致

				
		<p>改建1座供热能力2.5MW供暖换热站，利用二期工程的装置值班室及工具间改建而成，换热站内设2台50m²管壳式汽—水换热器、2台流量100m³/h循环水泵及2台除污器。该换热站建成后，全厂共有2处热源，热源1为一期锅炉房内2.5MW橇装供暖热水机组，热源2为2.5MW改建换热站。热源1承担一期第1路管网供热范围，即厂区外生活及办公区单体，供暖负荷1.29MW；一至三期工程厂区内单体供暖由热源2供给，供热负荷为1.508MW。2.5MW改建换热站采用双热源供暖，首先利用二期压缩机厂房内2台压缩机尾部余热，通过压缩机尾部换热器将新建换热站供暖回水进行加热，并与换热站蒸汽换热系统并联运行。压缩机尾部余热可为换热站提供最大换热量1.1MW，压缩机尾部余热换热系统供热不足时由蒸汽换热系统补充。</p>	<p>根据现场调查，已改建1座供热能力2.5MW供暖换热站，换热站内设2台50m²管壳式汽—水换热器、2台流量100m³/h循环水泵及2台除污器。全厂共有2处热源，热源1为一期锅炉房内2.5MW橇装供暖热水机组，热源2为2.5MW改建换热站。热源1承担一期第1路管网供热范围，即厂区外生活及办公区单体，供暖负荷1.29MW；一至三期工程厂区内单体供暖由热源2供给，供热负荷为1.508MW。2.5MW改建换热站采用双热源供暖。</p>	与环评一致
		<p>新建三期工程配套单体供暖管网及调整部分已建供暖管网。</p>	<p>根据现场调查，已完成三期工程配套单体供暖管网及调整部分已</p>	与环评一致

		建供暖管网。	致
供电系统	项目用电由采油八厂油田电网提供。	根据现场调查，项目用电由采油八厂油田电网提供。	与环评一致
	对现有 35/10kV 变电站扩容，将容量 2×8000kVA 扩容至 2 容量 2×10000kVA，在 10KV 开关室中新增 2 面高压开关柜，用于新建 10KV 高压配电室的出线。	根据现场调查，已对现有 35/10kV 变电站扩容，将容量 2×8000kVA 扩容至 2 容量 2×10000kVA，在 10KV 开关室中新增 2 面高压开关柜，用于新建 10KV 高压配电室的出线。	与环评一致
			
新建 10KV 橇装变电站 1 座，变电站尺寸为 40m×8.2m×4.35m，10kV 配电系统，电容补偿、10/0.4 变配电系统集中布置在橇体中。 新建低压橇设干式变压器 10/0.4kV2000kVA2 台，设低压抽出式配电柜 22 面，其中进线柜 2 面，母联柜 1 面，电容补偿柜 4 面，一拖一变频控制柜 7 面及馈线柜 8 面。	根据现场调查，已建设 10KV 橇装变电站 1 座，变电站尺寸为 40m×8.2m×4.35m，10kV 配电系统，电容补偿、10/0.4 变配电系统集中布置在橇体中。低压橇设干式变压器 10/0.4kV2000kVA2 台，设低压抽出式配电柜 22 面，其中进线柜 2 面，母联柜 1 面，电容补偿柜 4 面，一拖一变频控制柜 7 面及馈线柜 8 面。	与环评一致	
消防系统	新建新增钢制阀门保护筒 10 座、消防栓保护筒 20 座、消防水炮 2 个、室外消防栓箱 20 套。	根据现场调查，已建设钢制阀门保护筒 10 座、消防栓保护筒 20 座、消防水炮 2 个、室外消防栓箱 20 套	与环评一致
			

	通讯系统	<p>扩建区域新建视频监控系统（增设室内网络防爆定焦枪型摄像机4套、室外网络防爆球型摄像机3套、室内网络定焦枪型摄像机1套、室外红外网络定焦枪型摄像机3套、室外红外网络球型摄像机9套）、应急广播系统（增设4个室外防水/防爆音箱），新建配电所通信系统。</p>	<p>根据现场调查，已扩建区域新建视频监控系统（增设室内网络防爆定焦枪型摄像机4套、室外网络防爆球型摄像机3套、室内网络定焦枪型摄像机1套、室外红外网络定焦枪型摄像机3套、室外红外网络球型摄像机9套）、应急广播系统（增设4个室外防水/防爆音箱），新建配电所通信系统。</p> 	与环评一致
依托工程	化验室	<p>依托现有，现有项目设有化验室1座，1层，占地面积12m²，建筑面积12m²，高度5m。分析化验项目主要包括原料天然气组份、露点分析；净化后产品天然气组份、露点分析；MDEA溶液浓度、铁含量、pH值测定等；同时对进厂的润滑油等辅助原料进行不定期分析。</p>	<p>依托现有，现有项目设有化验室1座，1层，占地面积12m²，建筑面积12m²，高度5m。分析化验项目主要包括原料天然气组份、露点分析；净化后产品天然气组份、露点分析；MDEA溶液浓度、铁含量、pH值测定等；同时对进厂的润滑油等辅助原料进行不定期分析。</p> <p>新建三期装置后，只是取样、化验的频次进行了增加。原有化验室可满足使用要求。</p>	与环评一致
	空氮站	<p>依托现有空氮站，一期项目设有空氮站1座，1层，占地面积144m²，建筑面积144m²，高度5m，设置2台13.8m³/min空压机，1套102m³/h制氮装置及储罐等配套设施；二期项目设有空压站一座，1层，占地面积56m²，建筑面积56m²，高度5m，设置两套</p>	<p>依托现有空氮站，一期项目设有空氮站1座，1层，占地面积144m²，建筑面积144m²，高度5m，设置2台13.8m³/min空压机，1套102m³/h制氮装置及储罐等配套设施；二期项目设有空压站一座，1层，占地面积56m²，建筑面积56m²，高度5m，设置两套</p>	与环评一致

	6Nm ³ /min的净化风系统成套设备。	6Nm ³ /min的净化风系统成套设备。可满足三期依托，三期装置仅在系统充压和氮封使用，用量不大。	
门卫及安全教室	依托现有，现有项目设有门卫及安全教室1座，1层，占地面积79.38m ² ，建筑面积79.38m ² ，高度3.5m。	依托现有，现有项目设有门卫及安全教室1座，1层，占地面积79.38m ² ，建筑面积79.38m ² ，高度3.5m。	与环评一致
生活辅助设施	依托现有，现有项目设有生活辅助设施1座，3层，建筑面积6281m ² ，高度13m。	依托现有，现有项目设有生活辅助设施1座，3层，建筑面积6281m ² ，高度13m。	与环评一致
料库I	依托现有，1座，1层，建筑面积172m ² ，高度6.2m。	依托现有，1座，1层，建筑面积172m ² ，高度6.2m。目前使用约100平方米，剩余面积满足使用需求。	与环评一致
料库II	依托现有，1座，1层，建筑面积98m ² ，高度6.2m。	<p>依托现有，1座，1层，建筑面积98m²，高度6.2m。目前使用约37平方米，剩余面积满足使用需求。</p> 	与环评一致
料库III	依托现有，1座，1层，建筑面积165m ² ，高度6.2m。	依托现有，1座，1层，建筑面积165m ² ，高度6.2m。目前使用约74平方米，剩余面积满足使用需求。	与环评一致
危险废物贮存库	依托现有，1座，建筑面积56m ² 。	依托现有，1座，建筑面积56m ² 。目前使用约21平方米，剩余面积满足使用需求。	与环评一致
供水系统	依托现有供水系统。水源由厂内2眼自备井提供，给水处理规模600m ³ /d，设置有两座200m ³ 缓冲水罐（同时作为消防储水罐）。	依托现有供水系统。水源由厂内2眼自备井提供，给水处理规模600m ³ /d，设置有两座200m ³ 缓冲水罐（同时作为消防储水罐）。根据环评分析，本项目取水量不变，新增新鲜水量仅为	与环评一致

徐深9天然气净化厂三期工程项目竣工环境保护验收监测报告

			18.754m ³ /d, 供水能力能够满足项目需求。	
	排水系统	新增生产废水经污水提升站提升后, 管输至徐深9集气站内的污水罐, 再经徐深9集气站内的污水提升泵提升后管输至升一联污水处理站, 处理达标后回注。	根据现场调查, 新增生产废水经污水提升站提升后, 管输至徐深9集气站内的污水罐, 再经徐深9集气站内的污水提升泵提升后管输至升一联污水处理站, 处理达标后回注。	与环评一致
	循环冷却水系统	依托现有。现有项目已建循环水厂的循环冷却水设计水量为600m ³ /h, 包含循环水泵3套(2用1备), 加药装置2套, 方形组合逆流式玻璃钢冷却塔2套, 全自动盘式过滤器1套, 高效水垢控制器1套。	依托现有。现有项目已建循环水厂的循环冷却水设计水量为600m ³ /h, 包含循环水泵3套(2用1备), 加药装置2套, 方形组合逆流式玻璃钢冷却塔2套, 全自动盘式过滤器1套, 高效水垢控制器1套。	与环评一致
	消防系统	依托现有消防水站, 包含2座500m ² 消防储罐(Φ8.92×8.92, 消防水量容积为500m ² , 缓冲容积为530m ²), 消防水泵1套, 备用柴油机消防水泵1套, 全自动气压给水设备1套。	依托现有消防水站, 包含2座500m ² 消防储罐(Φ8.92×8.92, 消防水量容积为500m ² , 缓冲容积为530m ²), 消防水泵1套, 备用柴油机消防水泵1套, 全自动气压给水设备1套。 	与环评一致
	放空火炬单元	依托现有, 现有项目设有DN500×60000高压放空火炬1套, DN150×60000低压火炬1套, 高低压火炬共塔架。	依托现有, 现有项目设有DN500×60000高压放空火炬1套, DN150×60000低压火炬1套, 高低压火炬共塔架。新建装置的放空通过管线连接至火炬系统	与环评一致
环保工程	废水治理	采用雨污分流制; 污水排放依托现有。	采用雨污分流制; 污水排放依托现有。	与环评一致
		项目运营期无新增生活污水。	根据现场调查, 项目运营期无新增生活污水。	

	含油生产废水收集于新建排污罐,提升泵提升。	管输至徐深9集气站内的污水罐,再经徐深9集气站内的污水提升泵提升后管输至升一联污水处理站,处理达标后回注;综合上,项目废水不排入外环境。	含油生产废水收集于新建排污罐,提升泵提升。		
	其余生产废水依托现有生产废水提升泵站(1座,设计流量为240m ³ /d)提升。		其余生产废水依托现有生产废水提升泵站(1座,设计流量为240m ³ /d)提升。		
	初期雨水新建初期雨水事故废水收集系统、182m ³ 缓冲池1座、1080m ³ 初期雨水收集池1座。		根据现场调查,已建设初期雨水事故废水收集系统、182m ³ 缓冲池1座、1080m ³ 初期雨水收集池1座。		
废气治理	新建导热油炉烟气,选用清洁燃料天然气,配套低氮燃烧器,烟气通过18m高烟囱排放(编号DA001)		根据现场调查,已建设导热油炉烟气,选用清洁燃料天然气,配套低氮燃烧器,烟气通过18m高烟囱排放(编号DA001)		与环评一致
	新建三甘醇再生装置加热炉烟气,选用清洁燃料天然气,配套低氮燃烧器,烟气通过18m高烟囱排放(编号DA002)		根据现场调查,已建设三甘醇再生装置加热炉烟气,选用清洁燃料天然气,配套低氮燃烧器,烟气通过18m高烟囱排放(编号DA002)		

			
	高压放空废气，依托现有DN500×60000 高压放空火炬燃烧后排放。	高压放空废气，依托现有DN500×60000 高压放空火炬燃烧后排放。新建装置的放空通过管线连接至火炬系统	
	低压放空废气，依托现有DN150×60000 低压火炬燃烧后排放。	低压放空废气，依托现有DN150×60000 低压火炬燃烧后排放。新建装置的放空通过管线连接至火炬系统	
	二氧化碳放空气，通过1座新建DN300，H=20m 二氧化碳放空立管排放。	根据现场调查，已建设1座DN300，H=20m 二氧化碳放空立管排放。使用管线输送至放空立管。	
	项目吸收剂 MDEA、三甘醇和制冷剂丙烷存在于密闭设备、管线中；无组织废气主要为泵、阀门、法兰等动静密封点放散的 VOCs；厂区绿化。	根据现场调查，厂区绿化。	
噪声	选用低噪声设备，产噪设备基础减震、消声及隔声等。	根据现场调查，已选用低噪声设备，产噪设备基础减震、消声及隔声等。	与环评一致
固废	定期更换的废分子筛、循环冷却水旁滤系统及脱盐水装置定期更换的废滤芯、废离子交换树脂更换时直接送天然气分公司一般固废填埋场填埋。	根据现场调查，定期更换的废分子筛、循环冷却水旁滤系统及脱盐水装置定期更换的废滤芯、废离子交换树脂更换时直接送天然气分公司一般固废填埋场填埋。	项目采用无油式变压器，
	生产装置废滤芯、废活性炭、废滤袋，压缩机定期更换的废润滑油，定期更换的废脱硫剂，废碱液，定期更换的废离子交换树脂、定期更换的废导热油、化验废液、维修检修过程产生的废润滑油、	根据现场调查，生产装置废滤芯、废活性炭、废滤袋，压缩机定期更换的废润滑油，定期更换的废脱硫剂，废碱液，定期更换的废离子交换树脂、定期更换的废导热油、化验废液、维修检修过程	无废变压器油因此未建设泄

	<p>废油桶、废含油沾染物、变压器定期更换</p> <p>的废铅酸蓄电池、废变压器油，除定期更换的废脱硫剂、定期更换的废导热油更换时直接由有资质单位拉运处理外，其余危险废物于现有危险废物贮存库（1座，建筑面积56m²）暂存，定期委托有资质单位处理。</p>	<p>产生的废润滑油、废油桶、废含油沾染物、变压器定期更换的废铅酸蓄电池、除定期更换的废脱硫剂、定期更换的废导热油更换时直接由有资质单位拉运处理外，其余危险废物于现有危险废物贮存库（1座，建筑面积56m²）暂存，定期委托有资质单位处理。</p>	<p>漏收集装置；</p>
地下水及土壤保护	<p>厂区分区防渗，其中三期脱碳装置区、三期三甘醇脱水装置区（含TEG再生撬、TEG尾气回收装置区）、三期胺液泵房、三期尾气回收区（含三期尾气脱水区、三期尾气脱硫区、压缩机厂房扩建预留区）、吊装及检修场地、排污罐区、缓冲池、初期雨水收集池、事故池为一般防渗区，采用P6抗渗混凝土150mm或其他等效措施，等效黏土防渗层Mb≥1.5m、K≤1.0×10⁻⁷cm/s；本项目占地中除一般防渗区和绿化用地外的其它区域为简单防渗区，一般地面硬化。并留存相关的影像资料。新增1眼地下水跟踪监测井、2个土壤环境跟踪监测点。</p>	<p>根据现场调查，三期脱碳装置区、三期三甘醇脱水装置区（含TEG再生撬、TEG尾气回收装置区）、三期胺液泵房、三期尾气回收区（含三期尾气脱水区、三期尾气脱硫区、压缩机厂房扩建预留区）、吊装及检修场地、缓冲池、初期雨水收集池、事故池已采取一般防渗区，采用P6抗渗混凝土150mm或其他等效措施，等效黏土防渗层Mb≥1.5m、K≤1.0×10⁻⁷cm/s；本项目占地中除一般防渗区和绿化用地外的其它区域为简单防渗区，一般地面硬化。并留存相关的影像资料。新增1眼地下水跟踪监测井、2个土壤环境跟踪监测点。</p> <p>已建设1处围堰，面积28m²（7m×4m），已设置一座排污罐，采取一般防渗区，采用P6抗渗混凝土150mm或其他等效措施，等效黏土防渗层Mb≥1.5m、K≤1.0×10⁻⁷cm/s；</p>	<p>与环评一致</p>
环境风险防控措施	<p>（1）项目设计委托正规设计单位设计，确保设计安全性。并请有资质的单位进行安全评价；防火间距满足相关要求。（2）新建机柜室内设置一套自控系统，由四套基本功能不同、相互独立的系</p>	<p>根据现场调查，项目已委托正规设计单位设计，确保设计安全性。并请有资质的单位进行安全评价；防火间距满足相关要求。已设置新建机柜室内设置一套自控系统，由四套基本功能不同、相</p>	<p>项目采用无油式变压器，无废</p>

	<p>统组成，即基本过程控制系统（BPCS）、安全仪表系统（SIS）、火灾报警系统（FAS）和可燃气体报警系统（GDS）。基本过程控制系统用于工艺设备的数据采集及过程控制，该系统采用集散控制系统（DCS）。紧急关断系统用于人员及生产设施的保护，在出现异常工况时执行对生产装置的紧急关断。火灾报警系统用于对生产设施的火灾进行探测、报警。可燃气体报警系统用于对生产设施的可燃、CO₂和H₂S气体泄漏进行探测、报警。（3）配套设置防火防爆安全设施，防雷防静电设施。（4）新建压缩机厂房、丙烷压缩机厂房、工具间、值班室等均配备不同规格、数量的移动式灭火器，用以扑救初期火灾。在三期脱碳装置区四周布置管径为DN200的消防环网，采用螺旋缝焊接钢管；管网中每30m设置1座消火栓，每3个消火栓设置1座截断井，另外在装置区内吸收塔和再生塔附近处设置2个消防水炮，消防管网接至厂区已建DN200消防环网上。配套设置火灾报警系统。（5）制定污染事故应急处置及预防预案、应急操作手册、配套规章制度、相关人员人手一册。（6）设置警示牌、专人管理；配套应急物资，如砂土、干燥石灰、泡沫或干粉灭火器等；119火警电话、120急救电话及应急通讯装置；配套防护器材及设施；视频监控系统、应急广播系统。（7）项目区域分区防渗；液态物料装置区、罐区新建围堰（其</p>	<p>互独立的系统组成，即基本过程控制系统（BPCS）、安全仪表系统（SIS）、火灾报警系统（FAS）和可燃气体报警系统（GDS）。已配套设置防火防爆安全设施，防雷防静电设施。各个区域均配备灭火器。在三期脱碳装置区四周布置管径为DN200的消防环网，采用螺旋缝焊接钢管；管网中每30m设置1座消火栓，每3个消火栓设置1座截断井，另外在装置区内吸收塔和再生塔附近处设置2个消防水炮，消防管网接至厂区已建DN200消防环网上。配套设置火灾报警系统。已经制定污染事故应急处置及预防预案、应急操作手册、配套规章制度、相关人员人手一册。已设置警示牌、专人管理；配套应急物资，项目区域已进行分区防渗；液态物料装置区、罐区已设置围堰（其中脱碳脱水单元装置区围堰尺寸为长90m×宽38.5m×高0.2m，导热油炉罐区围堰尺寸为长31m×宽27.6m×高0.2m；已建设初期雨水事故废水收集系统、182m³缓冲池1座、1080m³初期雨水收集池1座、576m³事故池（加盖）1座。已制定应急环境监测计划，包括监测因子、监测点位、监测频次等。已修订突发环境事件应急预案，配备应急救援技术人员，对职工风险意识、安全意识及一般急救措施的培训等。定期进行应急预案训练及演习，并有培训演习记录。</p>	<p>变压器油因此未建设泄漏收集装置；</p>
--	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------

	<p>中脱碳脱水单元装置区围堰尺寸为长 90m×宽 38.5m×高 0.2m，导热油炉罐区围堰尺寸为长 31m×宽 27.6m×高 0.2m，排污罐区域围堰尺寸为长 7m×宽 4m×高 0.3m)；橇装变电站配套容积 7.56m³ 不锈钢变压器油泄露收集装置 1 座，加强巡查，非事故状态下保持变压器油泄露收集装置空置；新建初期雨水事故废水收集系统、182m³ 缓冲池 1 座、1080m³ 初期雨水收集池 1 座、576m³ 事故池（加盖）1 座。（8）制定应急环境监测计划，包括监测因子、监测点位、监测频次等。（9）修订突发环境事件应急预案，配备应急救援技术人员，对职工风险意识、安全意识及一般急救措施的培训等。定期进行应急预案训练及演习，并有培训演习记录。</p>		
--	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	--	--

3.3 水源及水平衡

3.3.1 水源

项目所需管理与操作人员均依托现有职工，内部调剂解决，不新增定员，无新增生活用水。项目新增用水包括循环冷却系统补水、脱盐水泵房用水、绿化用水，其中循环冷却水场补水、脱盐水泵房用水、绿化用水为新鲜水，水源由现有给水站提供（引自2口水源井）。

3.3.2 用水

①根据《徐深9天然气净化厂三期工程可行性研究报告》，项目新增循环冷却水量 $10\text{m}^3/\text{h}$ ，依托现有项目已建循环水场。

已建循环水场循环冷却水设计水量为 $600\text{m}^3/\text{h}$ ，采用敞开式流程，已建装置循环水总耗量为 $532.4\text{m}^3/\text{h}$ 。已建循环水场余量满足本次扩建需求，无需扩建。

综上，项目循环冷却系统补充水量为 $0.106\text{m}^3/\text{h}$ 、 $2.544\text{m}^3/\text{d}$ 、 $839.52\text{m}^3/\text{a}$ ，补水为新鲜水。

②脱盐水泵房用水

根据《徐深9天然气净化厂三期工程可行性研究报告》，项目新建1套处理能力 $2\text{t}/\text{h}$ 全自动二级脱盐水装置，项目正常生产新增脱盐水用量为 $0.252\text{m}^3/\text{h}$ 、 $6.048\text{m}^3/\text{d}$ 、 $1995.84\text{m}^3/\text{a}$ ，产水率约60%，则新鲜水用量为 $0.42\text{m}^3/\text{h}$ 、 $10.08\text{m}^3/\text{d}$ 、 $3326.40\text{m}^3/\text{a}$ ，补水为新鲜水。

项目建成后依托现有化验室，新增化验用脱盐水量约为 $0.001\text{m}^3/\text{d}$ 、 $0.33\text{m}^3/\text{a}$ ，则新鲜水用量为 $0.0017\text{m}^3/\text{d}$ 、 $0.55\text{m}^3/\text{a}$ ，补水为新鲜水。

项目正常每年一次的检修使用脱盐水对设备清洗和胺液净化，消耗量约为 $13.2\text{m}^3/\text{a}$ （折合 $0.04\text{m}^3/\text{d}$ ），则新鲜水用量为 $22\text{m}^3/\text{a}$ （折合 $0.067\text{m}^3/\text{d}$ ），补水为新鲜水。

综上，项目新增脱盐水用量为 $2009.37\text{m}^3/\text{a}$ 、 $6.089\text{m}^3/\text{d}$ ，对应新鲜水用量为

3348.95m³/a、10.149m³/d，补水为新鲜水。

③绿化用水

根据黑龙江省地方标准《用水定额》（DB23/T727-2021）N784绿化管理-绿化用水标准 1.0m³/(m²·a)，项目新增绿化面积 2000m²，则绿化用水量为 2000m³/a（折合 6.061m³/d），水源为新鲜水。

3.3.3 排水

项目新增废水主要为循环冷却系统排污水、脱盐水泵房排污水、工艺分离废水、检修清洗及胺液净化废水。

①循环冷却系统排污水

循环冷却水在循环使用过程中由于蒸发损失，循环水不断的浓缩，为保证循环水的水质要定期向外排放一定量的循环水，并且适量的补充新鲜水。项目新增循环冷却系统排污水量为 0.011m³/h、0.264m³/d、87.12m³/a，通过现有生产废水提升泵房管输至徐深9集气站内污水罐，再经徐深9集气站内的污水提升泵提升后管输至升一联污水处理站进行处理。

②脱盐水泵房排污水

项目新增脱盐水泵房排污水量为 1339.8m³/a、4.06m³/d，通过现有生产废水提升泵房管输至徐深9集气站内污水罐，再经徐深9集气站内的污水提升泵提升后管输至升一联污水处理站进行处理。

③工艺分离废水

由物料平衡可知，项目新增工艺分离废水包含原料气预处理过程分离废水、脱水单元过滤分离废水、尾气回收单元分离废水，其中原料气预处理过程分离废水量为 1.25kg/h、0.03m³/d、9.9m³/a，脱水单元过滤分离废水量为 0.16kg/h、0.004m³/d、1.267m³/a，尾气回收单元分离废水量为 282.1kg/h、6.770m³/d、2234.232m³/a，综上，项目工艺分离废水共计 283.51kg/h、6.804m³/d、2245.399m³/a，

进入新建压力排污罐，管输至徐深9集气站内污水罐，再经徐深9集气站内的污水提升泵提升后管输至升一联污水处理站进行处理。

④检修设备清洗及胺液净化废水

项目新增检修设备清洗及胺液净化废水量为 $11.88\text{m}^3/\text{a}$ (折合 $0.036\text{m}^3/\text{d}$)，进入新建压力排污罐，管输至徐深9集气站内污水罐，再经徐深9集气站内的污水提升泵提升后管输至升一联污水处理站进行处理。

本项目水量平衡见图 3-3。

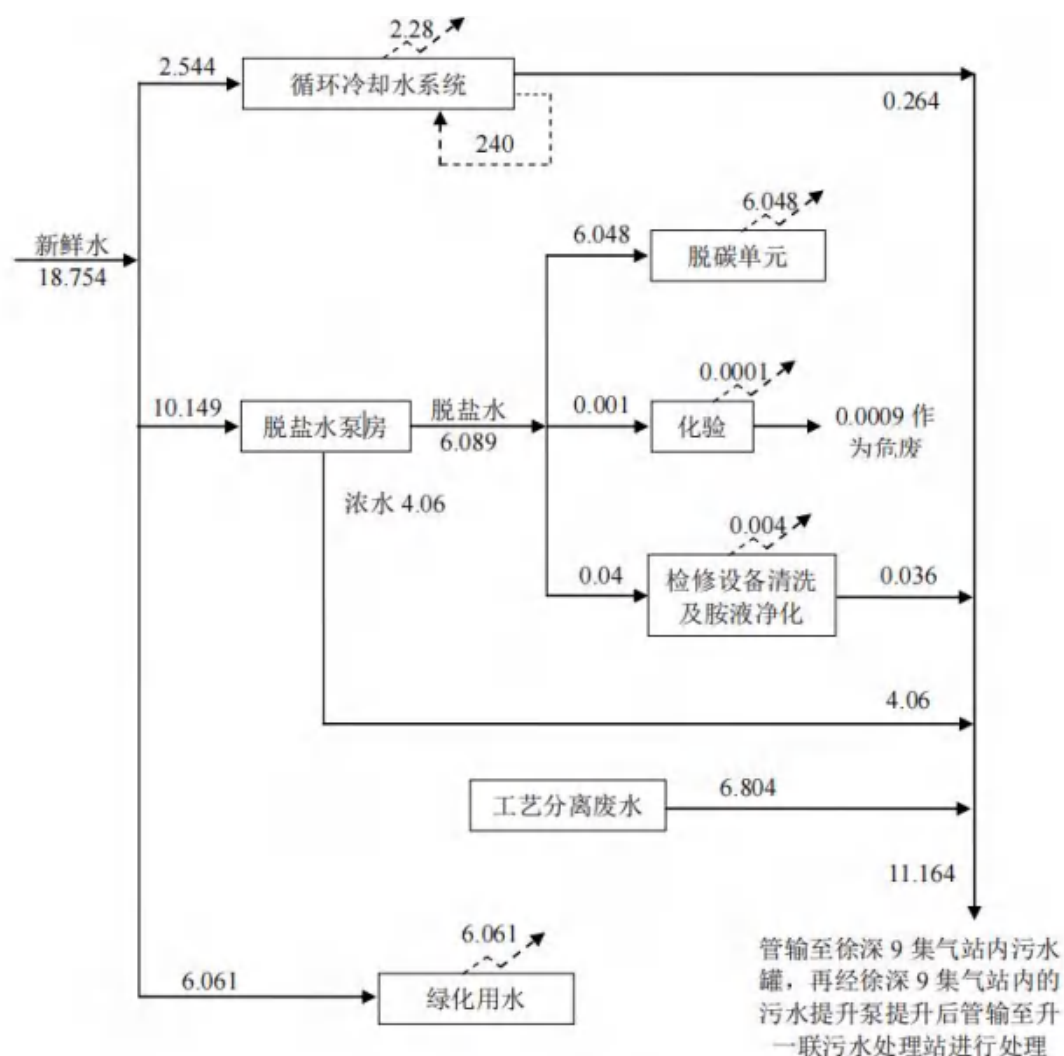


图 3-3 水量平衡图单位: t/d

3.4 工艺流程及产污环节

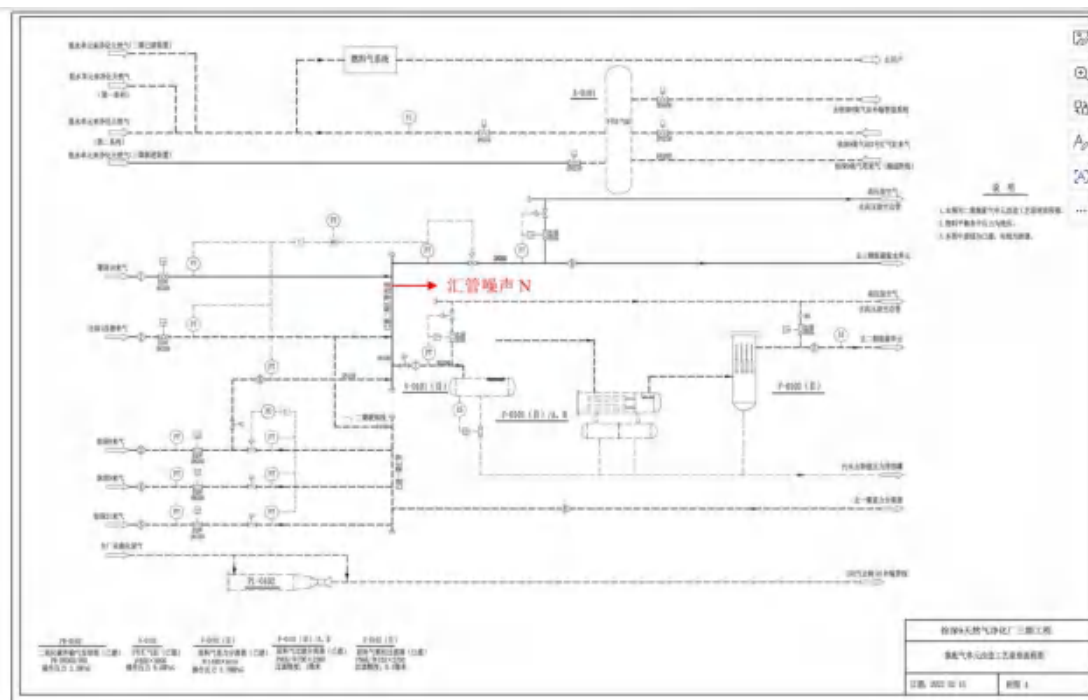


图 3-4 集配气单元改造工艺流程图

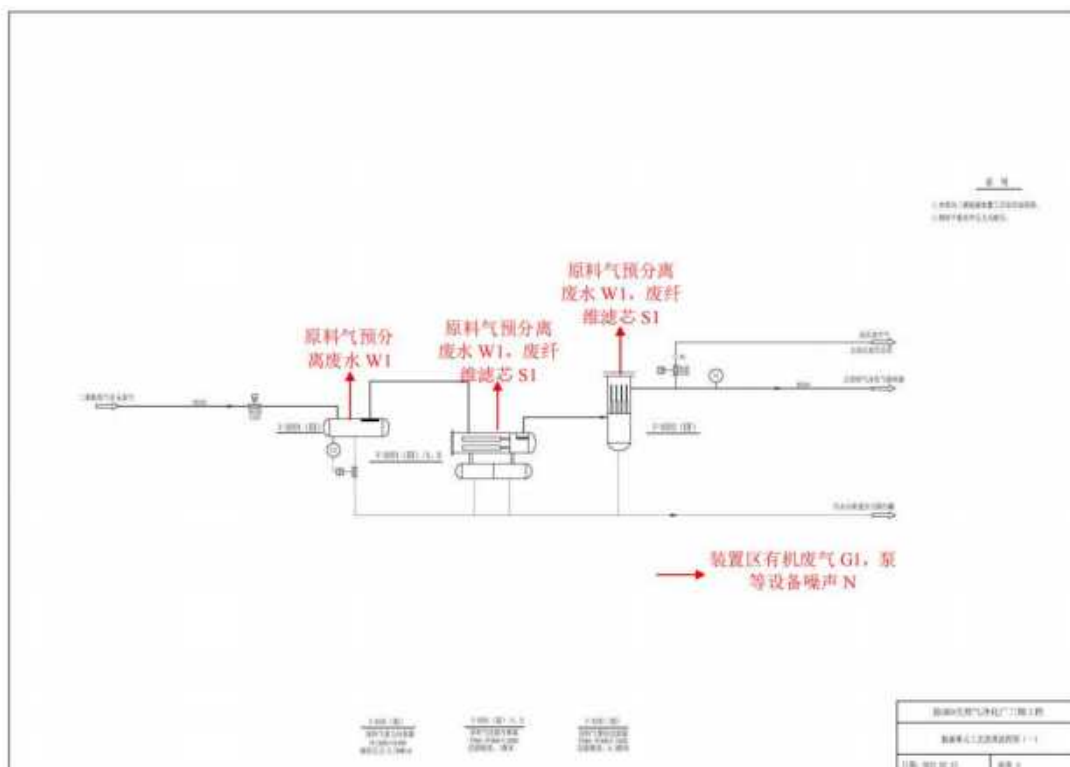


图 3-5 原料气预分离工艺流程图

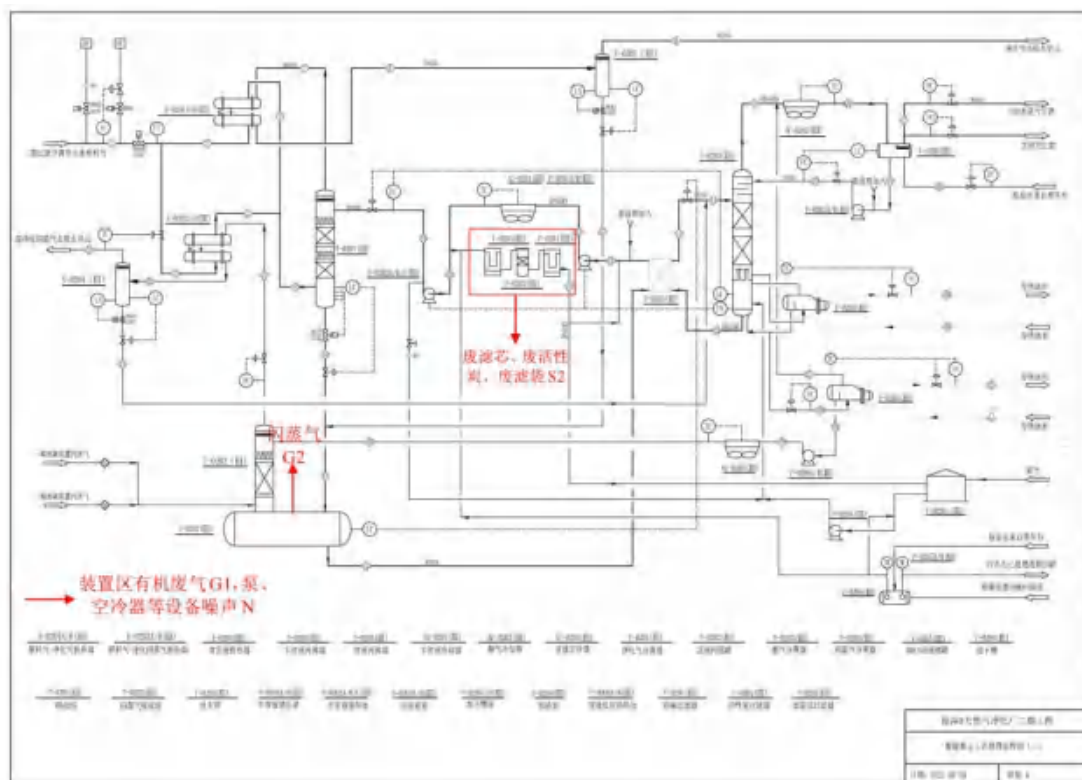


图 3-6 脱碳工艺流程图

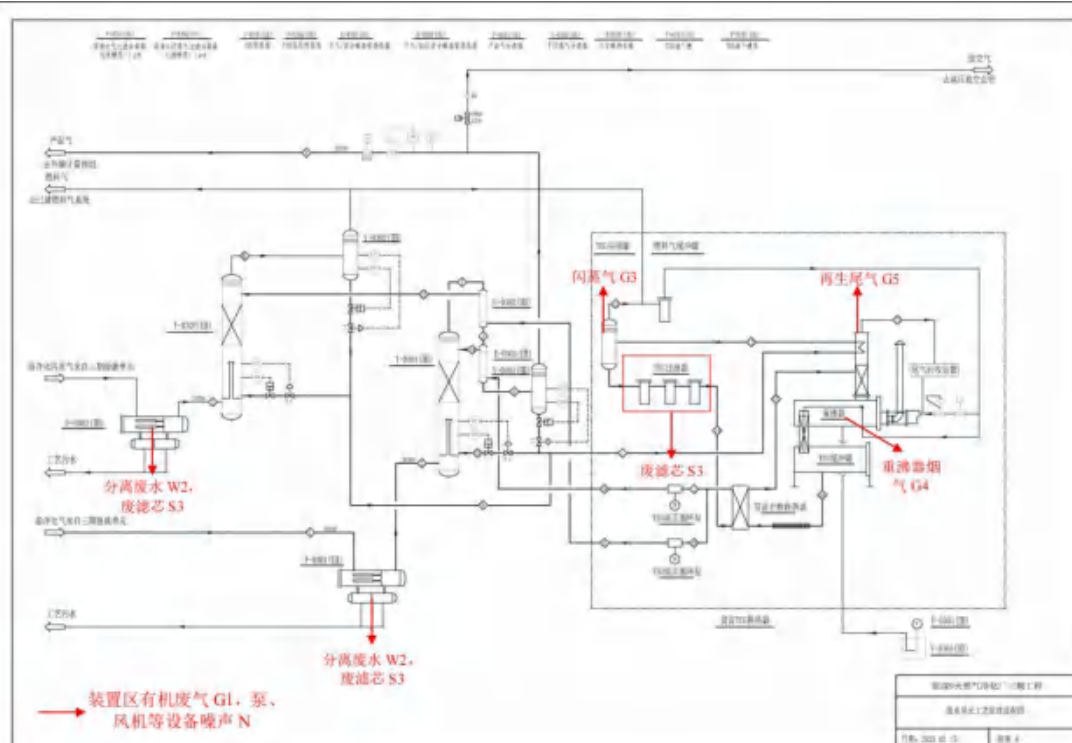


图 3-7 脱水工艺流程图

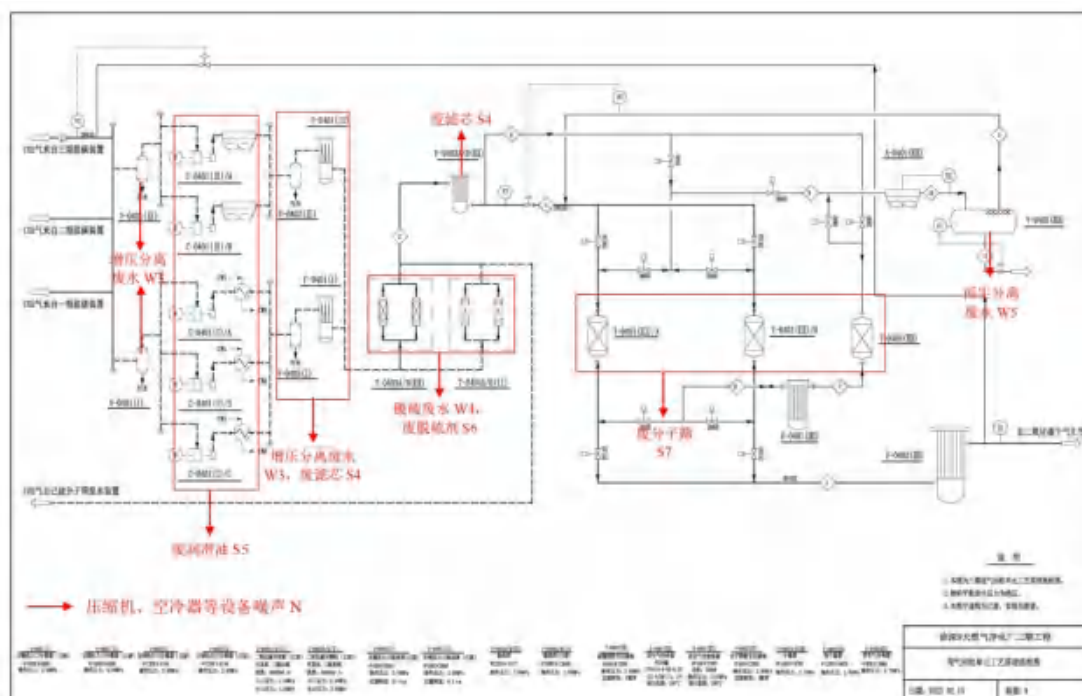


图 3-8 尾气回收工艺流程图

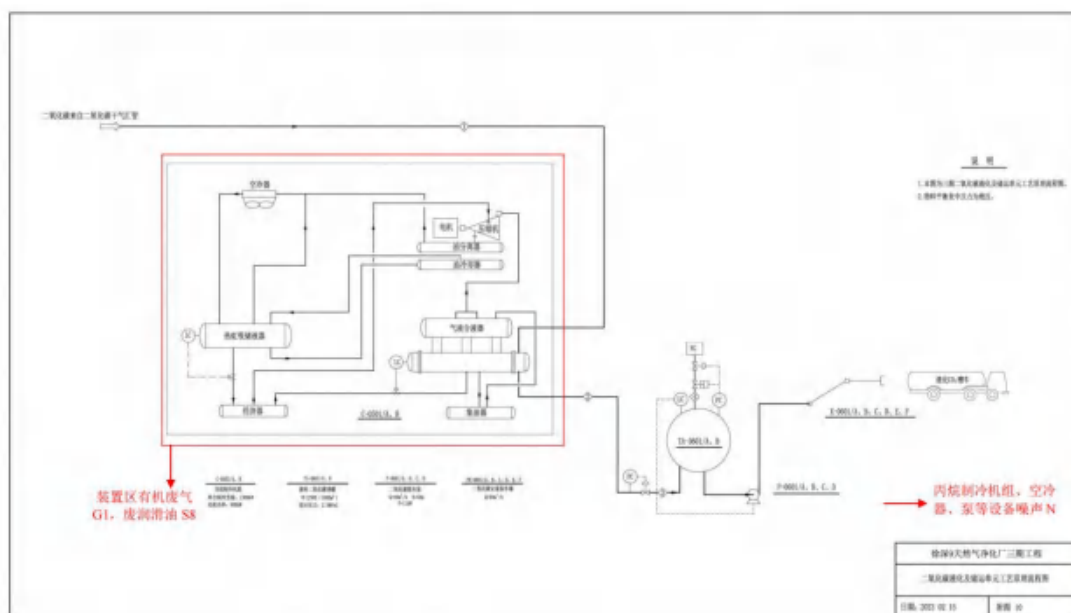


图 3-8 二氧化碳液化及储运工艺流程图

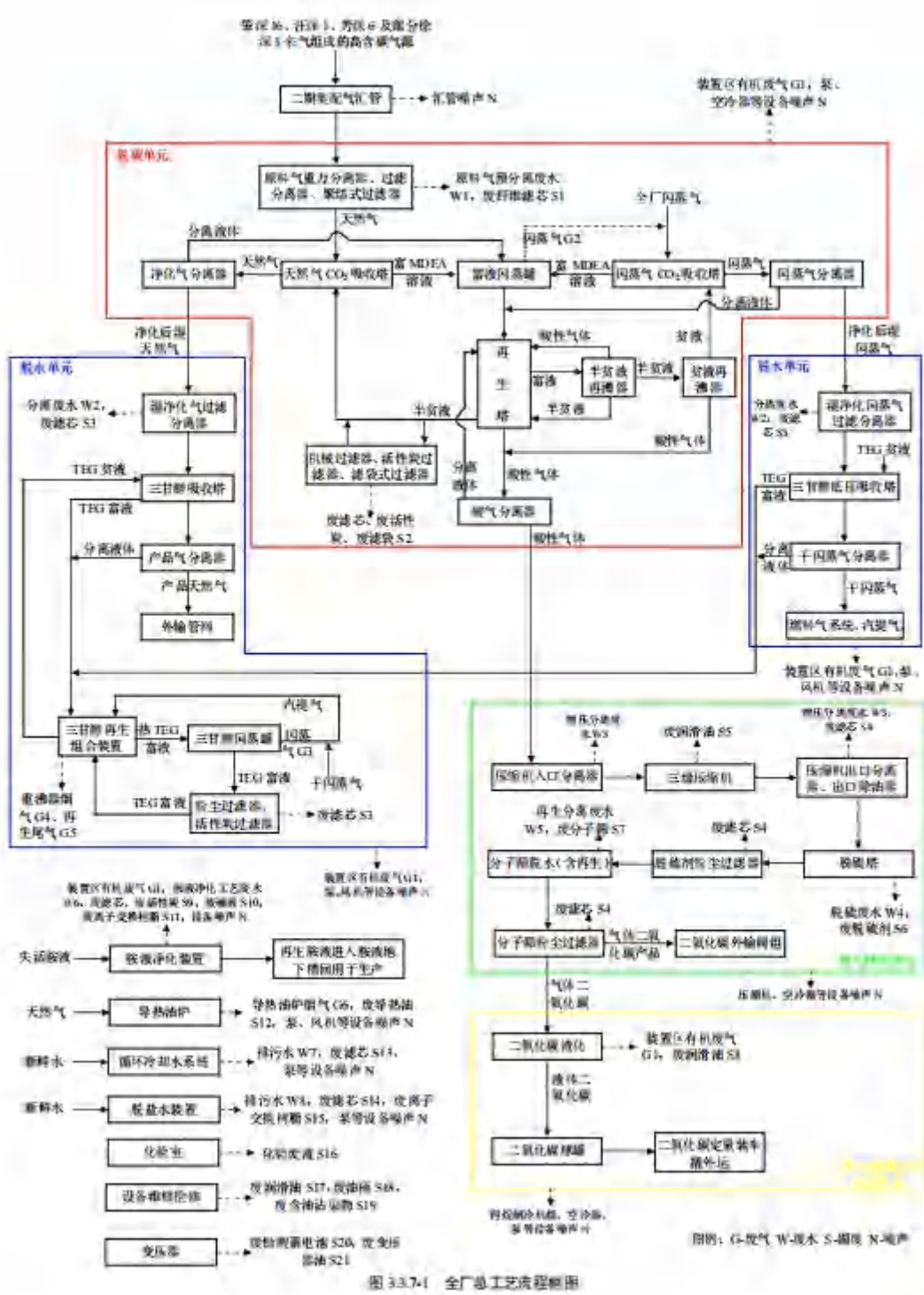


图 3-9 全厂工艺流程以及产污节点图

3.4.1 生产工艺流程简述:

集配气单元

本期工程新增肇深 16 区块来气进入二期已建的集配气单元后，设置手动及进站紧急关断阀，进站紧急关断阀采用气动开关阀，经计量后，进入原料气汇管汇集。本次对二期集配气汇管进行改造，由原 DN200 扩大至 DN300。肇深 16 区块来气与汪深 1 及芳深 6 及部分徐深 8 等高含碳区块来原料气混合后，共同组成高含碳气源，进入第Ⅲ套和第Ⅳ套处理装置。届时已建的第Ⅲ套装置与新建的第Ⅳ套装置共同处理高含碳气源，并通过汇管后的流量调节阀组控制 2 套装置的气量分配。为满足未来开发接替的需要，集配气单元进气阀组适当预留接口。

脱碳单元

脱碳单元分为原料气预分离、二氧化碳吸收、MDEA 再生。

①原料气预分离

经集配气单元调配后的原料气进入原料气重力分离器（V-0201（Ⅲ）），分离出大于 100 μm 的液滴和固体颗粒，再进入原料气过滤分离器（F-0201（Ⅲ）/A、B，纤维滤芯，过滤精度 1 μm ）和聚结式过滤器（F-0202（Ⅲ），纤维滤芯，过滤精度 0.3 μm ），分离出大于 0.3 μm 的粉尘及液滴后，进入脱碳装置。

②二氧化碳吸收

预分离后的含碳天然气（5.75MPa，5 $^{\circ}\text{C}$ ）经流量调节后，进入原料气-净化气换热器（E-0201A/B（Ⅲ））与净化后天然气换热，换热后进入吸收塔（T-0201（Ⅲ））底部，由下部向上流动，与塔内自上而下的活化 MDEA 溶液逆流接触，MDEA 溶液吸收 CO_2 而变为富液，净化后天然气（ CO_2 含量小于 3%）（5.71MPa、60.9 $^{\circ}\text{C}$ ），经原料气-净化气换热器（E-0201（Ⅲ）/A、B）冷却后（5.68MPa，22.6 $^{\circ}\text{C}$ ）进入净化气分离器（V-0201（Ⅲ））分出凝结水后进入三甘醇脱水装置进行脱水干燥，净化气分离器（V-0201（Ⅲ））分出水进入富液闪蒸罐（V-0202（Ⅲ））。全厂闪蒸气进入闪蒸气吸收塔（T-0202（Ⅲ））底部，由下部向上流动，与塔内自上而下的活化 MDEA 溶液逆流接触，MDEA 溶液吸收 CO_2 而变为

富液，净化后闪蒸气经原料气-净化闪蒸气换热器（E-0202A/B（III））冷却后进入闪蒸气分离器（V-0204（III））分出凝结水后，进入三甘醇脱水装置进行脱水干燥，闪蒸气分离器（V-0204（III））分出水进入再生塔（T-0203（III））上段再生。

③MDEA 再生

吸收二氧化碳后的富 MDEA 溶液（5.72MPa，70.3℃）由吸收塔（T-0201（III））底流出，经塔底液位调节阀调压至 0.8MPa，进富液闪蒸罐（V-0202（III）），闪蒸气吸收塔（T-0202（III））底流出富 MDEA 溶液进富液闪蒸罐（V-0202（III）），闪蒸解析出烃类气体，0.8MPa、70.1℃的闪蒸气中非烃气组分含量有 40%左右，经闪蒸罐顶部设置的闪蒸气吸收塔（T-0202（III）），重新与塔顶贫胺液逆向接触，二次吸收后闪蒸气中 CO₂ 被脱除至 5%以下，进入三甘醇脱水装置。富液闪蒸罐（V-0202（III））底部出口富 MDEA 液经塔顶设置的液位调节阀调节到 90kPa 进入再生塔（T-0203（III））上段进行微正压解析再生，MDEA 溶液沿再生塔向下流动，在再生塔中部抽出的 MDEA 富液进入半贫液再沸器（E-0204（III））加热至 70℃，加热后的 MDEA 溶液一部分返回再生塔下段继续闪蒸，进入再生塔塔底的 MDEA 溶液得到再生，再生塔底部流出的 MDEA 半贫液一部分进入贫富液换热器（E-0203（III））与富液换热，换热后经半贫液增压泵（P-0201A/B（III））增压至 0.5MPa 后进入半贫液冷却器（AC-0201（III））冷却至 58℃，然后经半贫液循环泵（P-0202A/B/C（III））打入吸收塔顶部。其余半贫液再沸器加热后的 MDEA 溶液继续进入贫液再沸器（E-0205（III）），进一步加热至 100℃，加热后的 MDEA 贫液经贫液低压循环泵（P-0206A/B（III））增压至 1.2MPa，进入贫液空冷器（AC-0203（III））冷却至 50℃后再进入闪蒸气吸收塔（T-0202（III））顶循环吸收。半贫液再沸器 E-0204（III）、贫液再沸器 E-0205（III）用导热油（0.6MPa、180℃导热油）间接加热。在半贫液进吸收塔（T-0201（III））

前设旁路小流量调节，根据实际气量调节 MDEA 半贫液流量，控制天然气二氧化碳含量，提高了生产适应性、灵活性及半贫液泵的操作稳定性。为了滤除脱二氧化碳系统内产生的腐蚀产物和天然气中带入的重烃等，避免胺液起泡泛塔，在半贫液冷却器（AC-0201（III））出口设置了旁滤流程，部分半贫液经机械过滤器（F-0201（III））、活性炭过滤器（F-0202（III））和滤袋式过滤器（F-0203（III））过滤除去上述杂质。再生塔顶闪蒸出的气体（0.08MPa，64.8℃）含约 82.4%的 CO₂ 和 17%的水份及极少量烃类物质，经过酸气冷却器（AC-0202（III）），空冷器）冷却，再经酸气分离器（V-0203（III））分离后的酸气（0.06MPa，45℃）送至尾气回收单元。再生塔顶设洗涤段以减少塔顶馏出气中的 MDEA 损失。脱二氧化碳系统水量平衡通过脱盐水管线上液位控制阀自动补充到酸气分离器（V-0203（III））中，为减少脱盐水补充量，酸气分离器（V-0203（III））分出水经回流液泵（P-0203A/B（III））循环回再生塔顶部。脱二氧化碳单元设有 MDEA 溶液储罐（TA-0201（III）），用于储存事故时接收系统内排出的 MDEA 溶液。为防止 MDEA 氧化，溶液储罐设有氮封；考虑溶液加注和事故排液，脱二氧化碳单元设有地下槽（V-0204（III）），MDEA 溶液通过地下槽泵（P-0205A/B（III））加注到再生塔或储存到溶液罐中。为了保证二氧化碳的有效脱除，溶液循环量和再生程度需要保证。当装置负荷降低时，可通过降低相应的贫液循环量、降低热量来实现节能降耗。

脱水原理

呈水饱和状态的净化后天然气（温度 22.6℃、压力 5.68MPa）进入湿净化气过滤分离器（F-0301（III）），过滤精度 1μm）分离出大于 1μm 的液滴后进入三甘醇吸收塔（T-0301（III））下部。湿天然气在经过三甘醇吸收塔的上升过程中，通过填料与从塔上部进入的贫三甘醇充分接触，气液传质交换，脱除掉天然气中的水份后，经塔顶捕雾丝网除去大于 5μm 的三甘醇液滴后由塔顶部出塔，经干

气/贫甘醇套管换热器（E-0301（III））换热，降低贫三甘醇进塔温度。换热后化天然气进入产品气分离器（V-0301（III））除去大于100 μm 的液滴，在经调节阀调节控制吸收塔运行压力，然后出装置，进入外输气管网。产品气分离器分离出来的液体与三甘醇吸收塔出口富甘醇混合。湿净化闪蒸气进入湿净化闪蒸气过滤分离器（F-0302（III）），过滤精度1 μm ）分离出大于1 μm 的液滴后进入三甘醇低压吸收塔（T-0302（III））下部。湿净化闪蒸气在经过三甘醇低压吸收塔的上升过程中，通过填料与从塔上部进入的贫三甘醇充分接触，气液传质交换，脱除掉闪蒸气中的水份后，经塔顶捕雾丝网除去大于5 μm 的三甘醇液滴后由塔顶部出塔，经干气/低压贫甘醇套管换热器（E-0302（III））换热，降低低压贫三甘醇进塔温度。换热后净化闪蒸气进入干闪蒸气分离器（V-0302（III））除去大于100 μm 的液滴，在经调节阀调节控制吸收塔运行压力，然后出装置，进入燃料气系统。产品气分离器分离出来的液体与三甘醇低压吸收塔出口富甘醇混合。

吸收水份的富甘醇（浓度96%）做为驱动三甘醇循环泵动力源。从循环泵出来的富甘醇至TEG重沸器上部精馏柱内盘管换热到60 $^{\circ}\text{C}$ 后进入TEG闪蒸罐，闪蒸罐的压力通常控制在0.5MPa，闪蒸出TEG里的烃类，闪蒸后的TEG富液经液位控制阀后依次进入粉尘过滤器（金属烧结滤芯）及活性炭过滤器，过滤掉富甘醇中5 μm 以上的固体杂质和富甘醇溶液中的部分重烃及三甘醇再生时的降解物质。然后进入TEG贫富液换热器与热的TEG贫液换热升温到100 $^{\circ}\text{C}$ 后，进入TEG富液精馏柱。在TEG再生系统中，TEG溶液通过加热到198 $^{\circ}\text{C}$ 被提浓到99%。通过汽提气的作用将TEG溶液浓度提高到99.6%，完成TEG溶液的再生。完成再生的常压TEG贫液经TEG贫富液换热器降温到110 $^{\circ}\text{C}$ ，一部分进入TEG高压循环泵升压，再经干气/贫甘醇套管换热器（E-0301（III））进一步冷却至32 $^{\circ}\text{C}$ 左右进入三甘醇吸收塔（T-0301（III））上部进行天然气的脱水。其余降温

到 110°C 的 TEG 贫液进入 TEG 低压循环泵升压,再经干气/低压贫甘醇套管换热器 (E-0302 (III)) 进一步冷却后进入三甘醇低压吸收塔 (T-0302 (III)) 上部进行闪蒸气的脱水。循环完成 TEG 的吸收、再生过程。从燃料气系统来的燃料气,经压力调节阀节流并稳压至 0.15MPa,进入三甘醇再生重沸器燃烧器作燃料气。从燃料气缓冲罐引出另一股气,经流量计进入三甘醇再生重沸器加热后引入至贫液汽提柱下部,做为贫液汽提气。三甘醇再生尾气(主要为甲烷和水蒸气)进入燃料气系统,避免尾气放空造成环境污染及能源浪费。

尾气回收单元

①增压

从脱碳装置来的原料二氧化碳气约 50~60kPa,先经压缩机入口分离器 (V-0401 (I)、V-0401 (II)) 过滤机械杂质及油滴,在进入二氧化碳三级压缩机 (C-0401A/B/C (I)、C-0401A/B (II)) 增压至 2.85MPa,经压缩机出口分离器 (V-0402 (I)、V-0402 (II))、压缩机出口除油器 (F-0401 (I)、F-0401 (II)) 过滤机械杂质及油滴,然后进入尾气脱硫装置。

②脱硫

脱硫装置采用双塔串联运行,每台设备均设有跨线,可随时拆卸脱硫塔更换脱硫剂。压缩后的二氧化碳气体自下而上依次进入脱硫塔 A、B (T-0403A/B (III)、T-0404A/B (II)) 进行脱硫,脱硫后的净化气自 B 塔顶部引出进入脱硫剂粉尘过滤器 (F-0403 (III)),除去粉化的脱硫剂。脱硫后的 CO₂ 气体进入脱水单元。脱硫成套设备进、出口设置 H₂S 在线分析仪。

③脱水

等压变温吸附分子筛脱水系统由 2 个干燥塔 (T-0401A/B (III)) 和 1 个预干燥塔 (T-0402 (III)) 组成,1 个干燥塔进行吸附脱水、1 个干燥塔进行再生操作。一部分脱硫后含水的二氧化碳气进入 1 个干燥塔进行吸附脱水,干燥后的

二氧化碳气进入分子筛粉尘过滤器（F-0402（III））过滤粉尘后一部分进入下游二氧化碳液化装置，另一部分进入已建集配气单元二氧化碳外输阀组，与已建二氧化碳尾气回收单元干燥处理后的二氧化碳尾气一起经稳压计量后输往树101液化站。

另1个干燥塔进行再生操作，再生气取自原料气，其余脱硫后含水的二氧化碳气先经预干燥塔脱除水分，然后用再生气电加热器（E-0401（III））升温至200~240℃，进入到正在进行再生的干燥塔，干燥剂中吸附的水分随再生气带出，经过再生气空冷器（A-0401（III））冷却至45℃后进入再生气分离器（V-0403（III））除去水分后，返回到正在工作的干燥塔进行脱水，完成一次循环。

二氧化碳液化及储运单元

（1）工艺流程

二氧化碳经分子筛脱水后，饱和含水量降低至10ppm以下，满足-20℃液化条件下的水露点要求。脱水后的二氧化碳压力2.7MPa、温度45℃，进入丙烷制冷机组（C-0501/A、B）丙烷蒸发器管程，与蒸发器壳程-25℃的饱和液体丙烷换热，壳程丙烷蒸发过程中吸收大量热量，将二氧化碳温度降低至-20℃后，二氧化碳变为液态，液化率达到100%。液体二氧化碳进入球罐（TA-0601/A、B）存储后，定期由二氧化碳装车泵（P-0601/A、B、C、D）装入二氧化碳定量装车撬（PK-0601/A、B、C、D）外运。

丙烷制冷系统采用2台压缩机组，主机和辅助系统分别独立成撬，主电机功率为800kW；丙烷压缩机、驱动电机、经济器、润滑油系统等组成主机撬置于压缩机厂房内，气液分离器、满液蒸发器、虹吸罐和贮液器组成辅机撬置于设备框架一层，空冷器独立安装在框架平台上。

丙烷制冷系统由螺杆式压缩机将气相丙烷压缩至1.5MPa、70.5℃，经出口空冷器冷却至45℃成为液态丙烷。液体丙烷依次进入丙烷虹吸罐、贮液罐，然

后进入经济器，通过引出一小股丙烷进行节流制冷，将液体丙烷过冷至 3.6℃，节流换热气化的小股丙烷在 0.325MPa 下返回丙烷压缩机的中间级。经济器过冷后的液体丙烷，经节流阀节流至 0.102MPa、-25℃，进入满液式蒸发器/气液分离器，气化为气态丙烷，并将管程 CO₂ 冷却至-20℃。气态丙烷进入压缩机入口气液分离器，分离出游离液滴后进入丙烷压缩机，完成丙烷制冷系统的循环。

胺液净化装置

失活胺液从胺液储罐出口进入净化装置，通过胺液泵升压后依次通过 1#机械过滤器、活性炭过滤器、2#机械过滤器，除去悬浮杂质，部分重烃。然后进入离子交换罐，在离子交换罐中热稳定盐阴离子与树脂的 OH⁻离子交换，胺液获得再生，在胺液出口设有取样口以便检测净化后胺液组成。净化后合格的胺液进入胺液地下槽，在胺液出口与进口之间设置旁路以便在胺液不合格时返回净化装置入口。树脂交换饱和后，碱液通过仪表空气压入树脂罐再生树脂，树脂可重复使用，碱液在橇上碱液罐配制。再生后的树脂残留碱液用脱盐水洗涤，以免将碱液带入胺液。

产污环节：

1、废水

项目所需管理与操作人员均依托现有职工，内部调剂解决，不新增定员，运营期无新增生活污水。项目新增废水主要为循环冷却系统排污水、脱盐水泵房排污水、工艺分离废水、检修清洗及胺液净化废水。

①循环冷却系统排污水

项目新增循环冷却系统排污水管输至徐深9集气站内污水罐，再经徐深9集气站内的污水提升泵提升后管输至升一联污水处理站进行处理。

②脱盐水泵房排污水

项目新增脱盐水泵房排污水管输至徐深9集气站内污水罐，再经徐深9集气

站内的污水提升泵提升后管输至升一联污水处理站进行处理。

③工艺分离废水

由物料平衡可知，项目新增工艺分离废水包含原料气预处理过程分离废水、脱水单元过滤分离废水、尾气回收单元分离废水。管输至徐深9集气站内污水罐，再经徐深9集气站内的污水提升泵提升后管输至升一联污水处理站进行处理。

④检修设备清洗及胺液净化废水

项目新增检修设备清洗及胺液净化废水。管输至徐深9集气站内污水罐，再经徐深9集气站内的污水提升泵提升后管输至升一联污水处理站进行处理。

2、废气

(1) 有组织废气

项目配套建设1台7MW燃气导热油炉，以清洁能源天然气为燃料，耗气量750m³/h，年运行时间3030d、7920h，天然气消耗量为594万m³/a。新建导热油炉烟气主要污染物为颗粒物、SO₂、NO_x、烟气黑度，配套低氮燃烧器，通过18m高烟囱排放，编号为DA001。

项目新建三甘醇再生装置加热炉以清洁能源天然气为燃料，耗气量120m³/h，年运行时间330d、7920h，天然气消耗量为95.04万m³/a。新建三甘醇再生装置加热炉烟气主要污染物为烟（粉）尘、SO₂、NO_x、烟气黑度，配套低氮燃烧器，通过18m高烟囱排放，编号为DA002。

(2) 无组织废气

项目无组织废气主要为生产装置区及配套设施泵、阀门、法兰等动静密封点放散的有机废气，主要污染物为VOCs（以非甲烷总烃计）、硫化氢。项目吸收剂MDEA、三甘醇和制冷剂丙烷存在于密闭设备、管线中；无组织废气主要为泵、阀门、法兰等动静密封点放散的VOCs；厂区绿化。

3、噪声

本项目噪声主要来源于汇管、空冷器、压缩机、胺液在线净化装置、泵、风机、空压机等设备，单机噪声值一般在75~90dB(A)。该项目生产设备均选用低噪声设备，采用隔声、设备安装时加防振垫，对部分高噪声设备加装消声器或隔音罩，风管包扎消声材料等降噪措施。生产设备机械噪声经以上措施治理后，噪声值可降低20~30dB(A)

4、固体废弃物

项目所需管理与操作人员均依托现有职工，内部调剂解决，不新增定员，运营期无新增生活垃圾。

项目新增固体废物包括生产装置废滤芯、废活性炭、废滤袋(S1、S2、S3、S4、S9)、压缩机定期更换的废润滑油(S5、S8)、定期更换的废脱硫剂(S6)、废碱液(S10)、定期更换的废离子交换树脂(S11)、定期更换的废导热油(S12)、化验废液(S16)、维修检修过程产生的废润滑油(S17)、废油桶(S18)、废含油沾染物(S19)、变压器定期更换的废铅酸蓄电池(S20)、新增一般固体废物包括定期更换的废分子筛(S7)、循环冷却水旁滤系统及脱盐水装置定期更换的废滤芯(S13、S14)、废离子交换树脂(S15)。

3.5 项目变动情况

根据关于印发《污染影响类建设项目重大变动清单(试行)》的通知(环办环评函〔2020〕688号)有关规定，根据现场调查，本项目建设性质、规模、地点、生产工艺和环境保护措施均没有发生变动，本工程无重大变动情况。

表3-2重大变动对照表

序号	要求	本项目
1	建设项目开发、使用功能发生变化的。	本项目开发、使用功能为陆地天然气开采，未发生变化。
2	生产、处置或储存能力增大30%及以上的。	本项目项目建成后高碳天然气处理规模为 $120 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，生产合格天然气 $98.4 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 、液体二氧化碳 $20 \times 10^4 \text{t/a}$ 。项目建成后全厂天然气处理规模为 $394 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，生产合格天然气 $343 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 、二氧化碳 $30 \times 10^4 \text{t/a}$ (其中液体二氧化碳 $20 \times 10^4 \text{t/a}$ 、气体二氧

		化碳 $10 \times 10^4 \text{t/a}$), 生产、处置、储存能力未发生变化。
3	生产、处置或储存能力增大, 导致废水第一类污染物排放量增加的。	本项目处置能力未发生变化。无废水排放。
4	位于环境质量不达标区的建设项目生产、处置或储存能力增大, 导致相应污染物排放量增加的(细颗粒物不达标区, 相应污染物为二氧化硫、氮氧化物、可吸入颗粒物、挥发性有机物; 臭氧不达标区, 相应污染物为氮氧化物、挥发性有机物; 其他大气、水污染物因子不达标区, 相应污染物为超标污染因子); 位于达标区的建设项目生产、处置或储存能力增大, 导致污染物排放量增加 10% 及以上的。	本项目项目建成后高碳天然气处理规模为 $120 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$, 生产合格天然气 $98.4 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 、液体二氧化碳 $20 \times 10^4 \text{t/a}$ 。项目建成后全厂天然气处理规模为 $394 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$, 生产合格天然气 $343 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 、二氧化碳 $30 \times 10^4 \text{t/a}$ (其中液体二氧化碳 $20 \times 10^4 \text{t/a}$ 、气体二氧化碳 $10 \times 10^4 \text{t/a}$), 生产、处置、储存能力未发生变化, 无新增污染物以及污染物排放量无增加。
5	重新选址; 在原厂址附近调整(包括总平面布置变化)导致环境防护距离范围变化且新增敏感点的。	本项目位于黑龙江省大庆市肇州县徐深9天然气净化厂南侧, 中心坐标为北纬 $45^\circ 50' 21.915''$, 东经 $125^\circ 25' 51.0525''$ 。选址未发生变化。
6	新增产品品种或生产工艺(含主要生产装置、设备及配套设施)、主要原辅材料、燃料变化, 导致以下情形之一: (1) 新增排放污染物种类的(毒性、挥发性降低的除外); (2) 位于环境质量不达标区的建设项目相应污染物排放量增加的; (3) 废水第一类污染物排放量增加的; (4) 其他污染物排放量增加 10% 及以上的。	本项目生产工艺为集配气单元、脱碳单元、脱水原理、尾气回收单元、二氧化碳液化及储运单元、胺液净化装置, 未发生变化。
7	物料运输、装卸、贮存方式变化, 导致大气污染物无组织排放量增加 10% 及以上的。	本项目物料运输、装卸、贮存方式未发生变化。
8	废气、废水污染防治措施变化, 导致第 6 条中所列情形之一(废气无组织排放改为有组织排放、污染防治措施强化或改进的除外)或大气污染物无组织排放量增加 10% 及以上的。	本项目废气、废水污染防治措施未发生变化。 根据现场调查, 已建设导热油炉烟气, 选用清洁燃料天然气, 配套低氮燃烧器, 烟气通过 18m 高烟囱排放(编号 DA001), 已建设三甘醇再生装置加热炉烟气, 选用清洁燃料天然气, 配套低氮燃烧器, 烟气通过 18m 高烟囱排放(编号 DA002), 高压放空废气, 依托现有 DN500×60000 高压放空火炬燃烧后排放。低压放空废气, 依托现

		有 DN150×60000 低压火炬燃烧后排放。厂区绿化。已建设 1 座 DN300, H=20m 二氧化碳放空立管排放。根据现场调查,项目运营期无新增生活污水。含油生产废水收集于新建排污罐,提升泵提升。其余生产废水依托现有生产废水提升泵站(1 座,设计流量为 240m ³ /d)提升。
9	新增废水直接排放口;废水由间接排放改为直接排放;废水直接排放口位置变化,导致不利环境影响加重的。	本项目无直接排放口。
10	新增废气主要排放口(废气无组织排放改为有组织排放的除外);主要排放口排气筒高度降低 10%及以上的。	无新增废气主要排放口。排放口排气筒高度与环评一致。
11	噪声、土壤或地下水污染防治措施变化,导致不利环境影响加重的。	噪声、土壤或地下水污染防治措施未发生变化。根据现场调查,三期脱碳装置区、三期三甘醇脱水装置区(含 TEG 再生撬、TEG 尾气回收装置区)、三期胺液泵房、三期尾气回收区(含三期尾气脱水区、三期尾气脱硫区、压缩机厂房扩建预留区)、吊装及检修场地、缓冲池、初期雨水收集池、事故池已采取一般防渗区,采用 P6 抗渗混凝土 150mm 或其他等效措施,等效黏土防渗层 Mb≥1.5mK≤1.0×10 ⁻⁷ cm/s; 本项目占地中除一般防渗区和绿化用地外的其它区域为简单防渗区,一般地面硬化。并留存相关的影像资料。新增 1 眼地下水跟踪监测井、2 个土壤环境跟踪监测点。已建设 1 处围堰,面积 28m ² (7m×4m),已设置一座排污罐。采取一般防渗区,采用 P6 抗渗混凝土 150mm 或其他等效措施,等效黏土防渗层 Mb≥1.5m、K≤1.0×10 ⁻⁷ cm/s;
12	固体废物利用处置方式由委托外单位利用处置改为自行利用处置的(自行利用处置设施单独开展环境影响评价的除外);	项目采用无油式变压器,无废变压器油产生,因此未建设泄漏收集装置;其余固体废物利用处置方式与环评一

	<p>固体废物自行处置方式变化,导致不利环境影响加重的。</p>	<p>致。根据现场调查,生产装置废滤芯、废活性炭、废滤袋,压缩机定期更换的废润滑油,定期更换的废脱硫剂,废碱液,定期更换的废离子交换树脂、定期更换的废导热油、化验废液、维修检修过程产生的废润滑油、废油桶、废含油沾染物、变压器定期更换的废铅酸蓄电池、除定期更换的废脱硫剂、定期更换的废导热油更换时直接由有资质单位拉运处理外,其余危险废物于现有危险废物贮存库(1座,建筑面积56m²)暂存,定期委托有资质单位处理。</p>
13	<p>事故废水暂存能力或拦截设施变化,导致环境风险防范能力弱化或降低的。</p>	<p>事故废水暂存能力未发生变化。已建设初期雨水事故废水收集系统、182m³缓冲池1座、1080m³初期雨水收集池1座。</p>

四、环境保护设施

4.1 污染物治理设施

4.1.1 废水

根据现场调查，本项目生产废水管输至徐深 9 集气站内污水罐，初期雨水进入初期雨水收集池，管输至徐深 9 集气站内的污水罐，再经徐深 9 集气站内的污水提升泵提升后管输至升一联污水处理站，出水水质达到《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中表 2 大庆油田水驱注水水质主要控制指标及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中表 1 水质主要控制指标（悬浮固体含量 $\leq 3.0\text{mg/L}$ 、悬浮物颗粒直径中值 $\leq 2.0\mu\text{m}$ 、石油类 $\leq 8.0\text{mg/L}$ 、平均腐蚀率 $\leq 0.076\text{mm/a}$ 、SBR 菌 ≤ 25 个/mL、腐生菌 $\leq n \times 10^2$ 个/mL、铁细菌 $\leq n \times 10^2$ 个/mL）后回注地下油层。

4.1.2 废气

（1）生产废气

1) 燃气导热油炉烟气

根据现场调查，项目已建设燃气导热油炉，燃气导热油炉以清洁能源天然气为燃料，配套低氮燃烧器，主要污染物为颗粒物、 SO_2 、 NO_x 、烟气黑度，通过 18m 高烟囱排放，编号为 DA001。导热油炉烟气污染物排放浓度满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 中燃气锅炉大气污染物排放限值：颗粒物： 20mg/m^3 ， SO_2 ： 50mg/m^3 ， NO_x ： 200mg/m^3 ，烟气黑度 ≤ 1 级。

2) 燃气三甘醇再生装置加热炉烟气

根据现场调查，项目已建设燃气三甘醇再生装置加热炉，以清洁能源天然气为燃料，配套低氮燃烧器，主要污染物为烟（粉）尘、 SO_2 、 NO_x 、烟气黑度，通过 18m 高烟囱排放，编号分别为 DA002。

根据验收监测结果可知，烟（粉）尘排放浓度、烟气黑度均满足《工业炉窑

《大气污染物排放标准》（GB9078-1996）表 2 非金属加热炉二级标准限值要求（烟（粉）尘浓度、烟气黑度分别不高于 200mg/Nm³、1 级（林格曼黑度）），二氧化硫、氮氧化物排放浓度和排放速率满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表 2 二级标准限值要求（SO₂、NO_x 排放浓度分别不高于 550mg/Nm³、240mg/Nm³，排放速率分别不高于 2.6kg/h、0.77kg/h）。

3) 无组织排放废气治理措施可行性论证

根据现场调查，项目已经计划进行厂区绿化，待植物长成，可有效减少无组织废气排放，根据验收监测结果可可知，厂界非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求限值（非甲烷总烃：4mg/m³），厂界达标。项目硫化氢厂界最大贡献浓度为 0.19083μg/m³，叠加现有厂界监测最大值后为 4.19083μg/m³，厂界硫化氢浓度满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 二级新扩改建标准限值（硫化氢：0.06mg/m³），厂界达标。厂区内监控点处非甲烷总烃 1h 平均浓度值、监控点处任意一次浓度值满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）附录 A.1 厂区内 VOCs 无组织排放限值。

废气排放及防治措施见表 4-1。

表 4-1 废气排放及防治措施

排放形式	废气名称	主要污染物	治理措施
不外排	MDEA 富液闪蒸罐闪蒸气 (G2)	甲烷、二氧化碳、非甲烷总烃	经闪蒸气吸收塔脱碳、三甘醇低压吸收塔及干闪蒸气分离器脱水后作为燃料气、三甘醇再生汽提气使用，不外排
	TEG 富液闪蒸罐闪蒸气 (G3)	甲烷、二氧化碳、非甲烷总烃	进入燃料气系统，不外排
	三甘醇再生尾气 (G5)	甲烷、水蒸气、二氧化碳、非甲烷总烃	进入燃料气系统，不外排
有组织	新建三甘醇再生装置加热炉烟气 (G4)	烟(粉)尘、SO ₂ 、NO _x 、烟气黑度	配套低氮燃烧器，通过 18m 高烟囱排放 (编号 DA002)

	新建导热油炉烟气 (G6)	颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、 烟气黑度	配套低氮燃烧器，通过 18m 高烟囱排放 (编号 DA001)
无组织	装置区有机废气 (G1、 G6)	VOCs (非甲烷总烃)	密闭，无组织排放；厂区绿化。

4.1.3 噪声

根据现场调查，项目选用低噪设备、目产生噪声较大的设备均设减震基座并采用室内布置。在厂区总体布置中统筹规划、合理布局、注重防噪声间距。设置了监管、维修制度，由专人对设备及管道进行监管，及时维修、更换坏损部件，防止机械噪声及空气动力学噪声的升高。

根据验收监测结果可知，厂界噪声监测点昼间监测结果为昼间噪声最大值为 55dB (A)，夜间监测结果为夜间噪声最大值为 46dB (A)，符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 中 2 类标准。

4.1.4 固体废物处理工艺

根据现场调查，项目不新增定员，运营期无新增生活垃圾。原料气预分离产生的废纤维滤芯(HW49)、胺液旁滤净化系统产生的废滤芯(HW49)、废活性炭(HW49)、废滤袋 (HW49), TEG 富液过滤系统、尾气回收单元产生的废滤芯 (HW49)、压缩机、丙烷制冷系统定期更换的废润滑油 (HW08)、脱硫塔产生的废脱硫剂 (HW49)、胺液净化过程产生的废滤芯 (HW49)、废活性炭 (HW49)、废碱液 (HW35)、废离子交换树脂 (HW13), 导热油炉产生的废导热油 (HW08), 化验室产生的化验废液 (HW49)、设备维护、维修过程产生的废润滑油 (HW08)、废油桶 (HW08)、废含油污染物 (HW49)、变压器定期更换的废铅酸蓄电池 (HW31)、除脱硫塔产生的废脱硫剂 (HW49)、导热油炉产生的废导热油 (HW08) 直接由有资质单位拉运处理外，其余危险废物分类、分区暂存于现有危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理。分子筛干燥塔定期更换的废分子筛、循环冷却水旁滤系统及脱盐水装置定期更换的废滤芯、废离子交换树脂，送天然气分公司一般固废填埋场

填埋。

固体废物处置措施见表 4-4。

表 4-4 危险废物暂存方法

序号	贮存场所（设施）名称	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	占地面积	贮存方式	贮存能力 (t)	贮存周期
1	现有危险废物贮存库	生产装置废滤芯、废活性炭、废滤袋	HW49 其他废物	900-041-49	56m ²	密闭桶装	2.51	6 个月
		废碱液	HW35 废碱	900-399-35		密闭桶装	2	6 个月
		废离子交换树脂	HW13 有机树脂类废物	900-015-13		密闭桶装	0.81	6 个月
		化验废液	HW49 其他废物	900-047-49		密闭桶装	0.223	3 个月
		维修检修过程产生的废润滑油	HW08 废矿物油与含矿物油废物	900-214-08		密闭桶装	0.55	6 个月
		废油桶	HW08 废矿物油与含矿物油废物	900-249-08		包装桶密闭	0.15	6 个月
		废含油沾染物	HW49 其他废物	900-041-49		密闭桶装	0.6	6 个月
		废铅酸蓄电池	HW31 含铅废物	900-052-31		/	3.5	6 个月

4.2 其他环境保护措施

4.2.1 地下水

根据评价区环境水文地质条件，建设项目特点，环境影响预测及评价结果，确定污染物的运移方向及影响范围，在预测结果的基础上，地下水环境保护措施与对策应符合《中华人民共和国水污染防治法》和《中华人民共和国环境影响评价法》的相关规定，按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”，重点突出饮用水水质安全的原则确定。

根据现场调查，项目三期脱碳装置区、三期三甘醇脱水装置区（含 TEG 再生撬、TEG 尾气回收装置区）、三期胺液泵房、三期尾气回收区（含三期尾气脱水区、三期尾气脱硫区、压缩机厂房扩建预留区）、吊装及检修场地、缓冲池、初期雨水收集池、事故池已经采取《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中一般防渗区要求措施。已建设 1 处围堰，面积 28m²（7m×4m），已设置一座排污罐，采取一般防渗。本项目占地中除一般防渗区和绿化用地外的其它区域为简单防渗区，已进行一般地面硬化，防渗性能满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中简单防渗区要求。项目厂区不同功能区防渗措施见表 4-5。

表 4-5 厂区不同防渗分区防渗一览表

防渗分区	功能分区	分区依据	防渗措施	防渗技术要求
一般防渗区	三期脱碳装置区、三期三甘醇脱水装置区（含 TEG 再生撬、TEG 尾气回收装置区）、三期胺液泵房、三期尾气回收区（含三期尾气脱水区、三期尾气脱硫区、压缩机厂房扩建预留区）、吊装及检修场地、排污罐区	天然包气带防污性能“中”、污染控制难易程度“易”、污染物类型“重金属、其他类型”	P6 抗渗混凝土 150mm 或其他等效措施	等效粘土防渗层 Mb≥1.5m, K≤1×10 ⁻⁷ cm/s; 或参照 GB16889 执行; 渗透系数 ≤1.0×10 ⁻⁷ cm/s。
	缓冲池、初期雨水收集池、事故池	天然包气带防污性能“中”、污染控制难易程度“难”、污染物类型“其他类型”		
简单防渗区	本项目占地中除一般防渗区和绿化用地外的其它区域为简单防渗区	天然包气带防污性能“中”、污染控制难易程度“易”、污染物类型“其他类型”	一般地面硬化	一般地面硬化

注：根据《地下水污染防治中防渗材料渗透系数研究》（河南科技，张海黎），P6 抗渗混凝土 150mm 满足一般防渗区防渗技术要求。

采取上述防渗措施后，能够有效预防拟建项目对地下水环境的影响，从技术、经济上都是可行的。

（3）地下水环境监测与管理

①监测井布设

现有项目已设置4眼跟踪监测井，本项目于扩建后厂区西南角（坐标：125°25'43.36"E、45°50'19.79"N）已新增1眼地下水跟踪监测井。

②监测频率、因子

监测频率：每年一次。

监测因子：pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、六价铬、总硬度、铅、氟、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氯化物、总大肠菌群、菌落总数、石油类、石油烃（C6~C9）、石油烃（C10~C40）、硫化物、钡。

③管理措施

a 防止地下水污染管理的职责属于环境保护管理部门的职责之一。环保管理部门指派专人负责防止地下水污染管理工作。

b 环保管理部门应委托具有监测资质的单位负责地下水监测工作，按要求及时分析整理原始资料、监测报告的编写工作。

c 建立地下水监测数据信息管理系统，与当地环保管理系统相联系。

d 根据实际情况，按事故的性质、类型、影响范围、严重后果分等级地制订相应的预案。在制定预案时要根据环境污染事故潜在威胁的情况，认真细致地考虑各项影响因素，适当的时候组织有关部门、人员进行演练，不断补充完善。

④技术措施

a 按照《地下水环境监测技术规范》（HJ/T164-2020）要求，及时上报监测数据和有关表格。

b 在日常例行监测中，一旦发现地下水水质监测数据异常，应尽快核查数据，确保数据的正确性。并将核查过的监测数据通告公司及当地环保部门，由专人负责对数据进行分析、核实，并密切关注生产设施的运行情况，为防止地下水污染采取

措施提供正确的依据。应采取的措施如下：

了解项目生产是否出现异常情况，出现异常情况的装置、原因，加大监测密度，分析变化动向。

c 周期性地编写地下水动态监测报告。

(4) 应急预案

在制定项目环境安全管理体制的基础上，企业制订专门的地下水污染事故的应急措施，并应与其它应急预案相协调。地下水应急预案应包括以下内容：

a 应急预案的日常协调和指挥机构；

b 相关部门在应急预案中的职责和分工；

c 地下水环境保护目标确定，采取紧急处置措施和潜在污染可能性评估；

d 特大事故应急救援组织状况和人员、装备情况，平常的训练和演习；e 特大事故的社会支持和援助，应急救援的经费保障。

地下水应急预案见下表。

表 4-6 地下水污染应急预案内容

序号	项目	内容及要求
1	总则	
2	污染源概况	详述污染源类型、数量、浓度、危害特征和分布情况
3	应急计划区	列出保护目标：包括评价范围内水井
4	应急组织	应急指挥部—负责现场全面指挥；专业救援队伍—负责事故控制、救援、善后处理；专业监测队伍负责对监测站的支援；地方医院负责收治受伤、中毒人员；
5	应急状态分类及应急响应程序	规定地下水污染事故的级别及相应的应急分类响应程序。按照突发环境事件严重性和紧急程度，该预案将突发环境事件分为特别重大环境事件（I级）、重大环境事件（II级）、较大环境事件（III级）和一般环境事件（IV级）四级。
6	应急设施、设备与材料	防有毒有害物质外溢、扩散的应急设施、设备与材料。
7	应急通讯和交通	规定应急状态下的通讯方式、通知方式和交通保障、管制。
8	应急环境监测及事故后评估	由环境监测站进行现场地下水环境进行监测。对事故性质与后果进行评估，为指挥部门提供决策依据。

9	应急防护措施、清除泄漏措施方法和器材	事故现场：控制事故、防止扩大、蔓延及连锁反应。清除现场泄漏物，降低危害，相应的设施器材配备。邻近区域：控制污染区域，控制和清除污染措施及相应设备配备。
10	应急浓度、排放量控制、撤离组织计划、医疗救护与公众健康	事故现场：事故处理人员制定污染物的应急控制浓度、排放量，现场及邻近装置人员撤离组织计划及救护。环境敏感目标：受事故影响的邻近区域人员及公众对污染物应急控制浓度、排放量规定，撤离组织计划及救护。
11	应急状态终止与恢复措施	规定应急状态终止程序。事故现场善后处理，恢复措施。邻近区域解除事故警戒及善后恢复措施。建立重大环境事故责任追究、奖惩制度。
12	人员培训与演练	应急计划制定后，平时安排人员培训与演练。
13	公众教育和信息	对邻近地区开展公众教育、培训和发布有关信息。
14	记录和报告	设置应急事故专门记录，建档案和专门报告制度，设专门部门和负责管理。
15	附件	与应急事故有关的多种附件材料的准备和形成。

一旦发现地下水水质发生异常情况，必须按照应急预案马上采取紧急措施：

a 当确定发生地下水异常情况时，按照制订的地下水应急预案，在第一时间尽快上报主管领导，通知当地生态环境局、附近居民等地下水用户，密切关注地下水水质变化情况。

b 组织专业队伍对事故现场进行调查、监测，尽量将紧急事件局部化，如可能应采取包括切断交通与供水等措施，防止事故的扩散、蔓延及连锁反应，尽量缩小地下水污染事故对人和财产的影响。

c 当通过监测发现周围地下水造成污染时，根据观测井的反馈信息，立即启动应急预案，采取措施，抑制污染物向下游扩散量，控制污染范围，使地下水质量得到尽快恢复。

d 对事故后果进行评估，并制定防止类似事件发生的措施。

e 如果自身力量无法应对污染事故，应立即请求社会应急力量协助处理。

4.2.2 土壤

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）、《排污单

位自行监测技术指南陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）要求，提出本项目土壤环境跟踪监测计划。具体内容见表4-7。

表4-7 土壤环境跟踪监测计划

要素	监测点	类型	取样深度	监测指标	监测频率
土壤	导热油炉区域西南侧1m处、排污罐西南侧1m处	柱状样	0~0.5m、0.5~1.5m、1.5m~3m分别取样	砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍；pH、石油类、石油烃（C6~C9）、石油烃（C10~C40）	年

跟踪监测建议委托有资质的监测单位开展，监测结果需向社会公开。

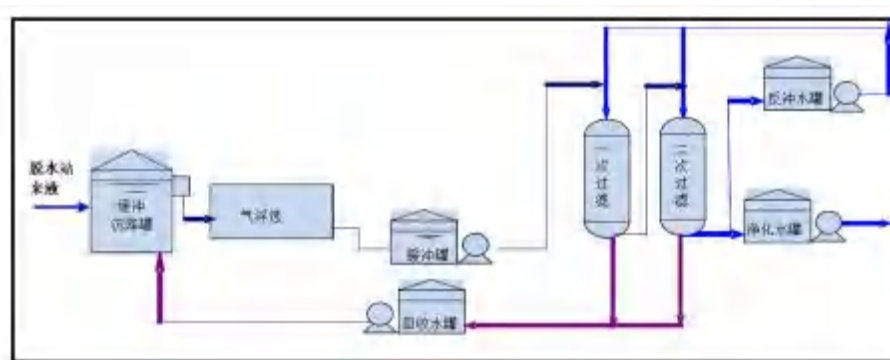
4.2.3 风险

根据现场调查，项目已委托正规设计单位设计，确保设计安全性。并请有资质的单位进行安全评价；防火间距满足相关要求。已设置新建机柜室内设置一套自控系统，由四套基本功能不同、相互独立的系统组成，即基本过程控制系统（BPCS）、安全仪表系统（SIS）、火灾报警系统（FAS）和可燃气体报警系统（GDS）。已配套设置防火防爆安全设施，防雷防静电设施。各个区域均配备灭火器。在三期脱碳装置区四周布置管径为DN200的消防环网，采用螺旋缝焊接钢管；管网中每30m设置1座消火栓，每3个消火栓设置1座截断井，另外在装置区内吸收塔和再生塔附近处设置2个消防水炮，消防管网接至厂区已建DN200消防环网上。配套设置火灾报警系统。已经制定污染事故应急处置及预防预案、应急操作手册、配套规章制度、相关人员人手一册。已设置警示牌、专人管理；配套应急物资，项目区域已进行分区防渗；液态物料装置区、罐区已设置围堰（其中脱碳脱水单元装置区围堰尺寸为长90m×宽38.5m×高0.2m，导热油炉罐区围堰尺寸为长31m×宽27.6m×高0.2m；已建设初期雨水事故废水收集系统、182m³缓冲池1座、1080m³初期雨水收集池1座、576m³事故池（加盖）1座。已制定应急环境监测计划，包括监测因子、监测点位、监测频次等。已修订突发环境事件应急预案，配备应急救援技术人员，对职工风险意识、安全意识

及一般急救措施的培训等。定期进行应急预案训练及演习，并有培训演习记录。

4.2.4 废水排入升一联污水处理站的可行性

本项目选址于黑龙江省大庆市肇州县徐深9天然气净化厂南侧，现有项目生产废水管输至徐深9集气站内污水罐，再经徐深9集气站内的污水提升泵提升后管输至升一联污水处理站进行处理。本项目属于扩建项目，位于升一联污水处理站收水范围内。升一联污水处理站设计处理规模为 $3500\text{m}^3/\text{d}$ ，目前处理水量 $1800\text{m}^3/\text{d}$ ，尚有富余能力 $1700\text{m}^3/\text{d}$ ，可满足本项目新增生产废水 $11.164\text{m}^3/\text{d}$ 处理需求。本项目生产废水主要污染物为COD、SS、石油类、全盐量，水质与现有项目生产废水水质类似，不会对升一联污水处理站处理工艺造成冲击。升一联污水处理站采用“调储缓冲→气浮→缓冲→两级过滤”处理工艺，出水水质达到《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中表2大庆油田水驱注水水质主要控制指标及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中表1水质主要控制指标后回注地下油层。升一联污水处理站工艺流程见图。



升一联污水处理站工艺流程图

根据大庆石油管理局环境监测中心站出具的《2310天然气分公司天然气十大队采油八厂升一联污水监测检测报告》（报告编号：DQWE-RE1-2311-019）、黑龙江永青环保科技有限公司出具的《大庆油田天然气分公司检测报告》（报告编号：YQ23121517），升一联污水处理站处理后出水达到《大庆油田地面工程

建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)中表 2 大庆油田水驱注水水质主要控制指标及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)中表 1 水质主要控制指标(悬浮固体含量 $\leq 3.0\text{mg/L}$ 、悬浮物颗粒直径中值 $\leq 2.0\mu\text{m}$ 、石油类 $\leq 8.0\text{mg/L}$ 、平均腐蚀率 $\leq 0.076\text{mm/a}$ 、SBR 菌 ≤ 25 个/mL、腐生菌 $\leq n \times 10^2$ 个/mL、铁细菌 $\leq n \times 10^2$ 个/mL), 达标后回注地下油层, 综上, 项目生产废水依托升一联污水处理站处理可行。

4.2.5 循环水场依托可行性

已建循环水场循环冷却水设计水量为 $600\text{m}^3/\text{h}$, 已建装置循环水总耗量为 $532.4\text{m}^3/\text{h}$ 。扩建后, 新增循环冷却水量为 $10\text{m}^3/\text{h}$, 总耗水量为 $542.4\text{m}^3/\text{h}$, 已建部分满足本次扩建需求, 无需扩建。

4.2.6 消防系统依托可行性

扩建后整个净化站站场等级仍属于三级站场, 站场等级不变。已建 2 座 500m^3 消防储罐, 消防水量容积为 500m^3 , 缓冲容积为 500m^3 。消防容积满足站内消防水量要求, 缓冲容积满足站内反冲洗及其它用水量需求, 无需改造。

4.2.7 危废暂存场依托可行性

项目危险废物中定期更换的废脱硫剂、定期更换的废导热油更换时直接由有资质单位拉运处理外, 其余危险废物依托现有危险废物贮存库暂存。现有危险废物贮存库总建筑面积 56m^2 , 设计储存量为 25t , 现有项目需暂存的危险废物共计 10.514t/a , 其中化验废液每天产生、压缩机废润滑油半年产生一次, 扩建项目与现有项目废滤芯、废活性炭、废滤袋、压缩机废润滑油、废离子交换树脂/变压器定期更换的废铅酸蓄电池、废变压器油等错峰更换, 设备错峰维修检修, 扩建后现有危险废物贮存库最大贮存量约为 17.773t (扩建项目、现有项目变压器错峰更换废铅酸蓄电池、废变压器油), 仅为临时贮存、及时清运, 因此现有危险废物贮存库能够满足扩建后全厂危险废物贮存需求。

4.3 环境保护目标

本项目厂址未发生变化，根据验收期间保护目标调查，本项目周边保护目标与环评期间保护目标未发生变化。

表 4-8 环境空气保护目标

名称	坐标/°		保护对象	保护内容	人口(人)	环境功能区	相对厂址方位	相对厂界距离/m
	经度	纬度						
李学房屯	125.435342	45.845681	居住区	人群	200	二类	NE	450
种子队	125.447981	45.859715	居住区	人群	100	二类	NE	2266
巴家窝堡	125.456671	45.850449	居住区	人群	120	二类	NE	1950
建胜村	125.442531	45.838925	居住区	人群	400	二类	E	530
孙永和屯	125.459096	45.842729	居住区	人群	350	二类	E	1580
马家店屯	125.438416	45.828321	居住区	人群	350	二类	SE	1210
汪家屯	125.451398	45.817719	居住区	人群	170	二类	SE	2775
于家粉坊屯	125.423960	45.823394	居住区	人群	150	二类	SW	1610
王宝顺屯	125.414960	45.823332	居住区	人群	340	二类	SW	1750
建全村	125.413751	45.834132	居住区	人群	400	二类	SW	955
于生屯	125.411802	45.845930	居住区	人群	400	二类	NW	1110
七家子屯	125.410783	45.861695	居住区	人群	400	二类	NW	2590

表 4-9 地下水环境保护目标

保护目标	相对厂址方位	相对厂界距离/m	功能	保护级别
区域潜水	项目厂区向上游外扩 0.5km，并包含李学房屯及建胜村；向下游外扩 1.5km（包含建全村）；向东南侧向外扩 0.83km 至平行于建胜村，向西北侧向外扩 1.1km 至平行于于生屯，并包含于生屯；面积约为 6.00km ² 的区域。		无开发利用价值	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017) III 类
区域承压水			饮用为主	
李学房屯水井	NE	450	饮用水来自建胜村集中供水井；30 口独立水井分散在村民家中，井深 15~120m，主要用于灌溉。	
建胜村水井	E	510	1 口集中供水井，井深约 120m，供约 900 人饮用；30 口独立水井分散在村民家中，井深 15~120m，主要用于灌溉。	

于家粉坊水井	SW	1635	饮用水来自王宝顺屯集中供水井； 20口独立水井分散在村民家中，井深15~120m，主要用于灌溉。
建全村水井	SW	1050	饮用水来自王宝顺屯集中供水井； 25口独立水井分散在村民家中，井深15~120m，主要用于灌溉。
于生屯水井	NW	1110	1口集中供水井，井深约100m，供约400人饮用；30口独立水井分散在村民家中，井深15~120m，主要用于灌溉。

表 4-10 其余因素环境保护目标

环境要素	保护目标	与项目方位关系	与项目距离(m)		保护对象	人口(人)	保护级别	
			厂址	风险源				
环境风险	王警长村	N	2815	2820	居民、师生	300	人群、财产不受损害	
	李学房屯	NE	450	475		200		
	种子队	NE	2266	2355		100		
	巴家窝堡	NE	1950	2135		120		
	大合村	NE	2485	2660		700		
	建胜村	E	530	735		400		
	孙永和屯	E	1580	1775		350		
	邹德成屯	E	2600	2810		400		
	马家店屯	SE	1210	1260		350		
	汪家屯	SE	2775	2850		170		
	于家粉坊屯	SW	1610	1630		150		
	王宝顺屯	SW	1750	1780		340		
	建全村	SW	955	1035		400		
	邹立堂屯	SW	2675	2710		200		
	李树怀屯	W	2435	2450		350		
	于生屯	NW	1110	1260		400		
	七家子屯(丰产村)	NW	2420	2460		850		
	厂区周边地下水	—	—	—	地下水	/	地下水不受污染	
土壤环境	厂区及评价范围内第二类建设用地	-	1	—	土壤	/	第二类用地筛选值标准	《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准》(试行)

						(GB36600-2018)
	评价范围内农用地	-	1	—	土壤	/ 《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准》(试行)(GB 15618-2018)
生态环境	评价范围内生态环境	—	—	—	生态环境	/ 生态环境质量不恶化,保持原有的生态状况

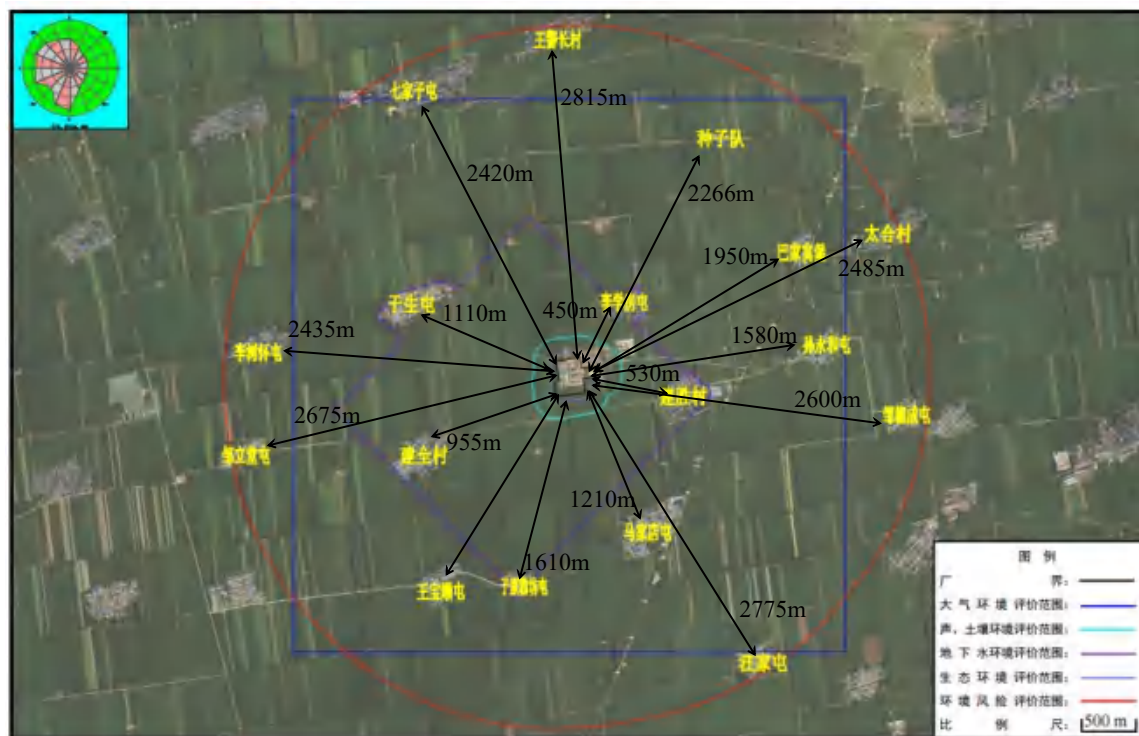


图 4-3 环境保护目标

4.4 环保设施投资

本项目环保投资为 460 万元, 变压器采用无油变压器, 故废变压油收集装置不进行建设, 实际建设过程中废水处理费用增加, 总环保投资不变, 占工程总投资的 1.13%。

环保投资明细详见表 4-11。

表 4-11 环保投资明细表

单位: 万元

投资项目	环评设计内容	实际建设内容	环评设计投资	实际投资	
工	大气环	施工现场出入口设洗车设备; 设置施	施工现场出入口设洗车设备; 设置	15	15

徐深9天然气净化厂三期工程建设项目竣工环境保护验收监测报告

境保护 措施	工围挡, 施工现场道路、作业场地硬化; 洒水设备、防尘遮布; 密闭式运输。		施工围挡, 施工现场道路、作业场地硬化; 洒水设备、防尘遮布; 密闭式运输。			
	选用环保型设备, 加强对燃油施工机械设备的维护和修养等。		选用环保型设备, 加强对燃油施工机械设备的维护和修养等。	6	6	
	水环境 保护措 施	设简易沉淀池(采用 P6 抗渗混凝土 100mm 或其他等效措施), 回用于混凝土的养护、设备车辆的冲洗、施工场地的洒水抑尘; 施工人员生活污水排入现有一体化地埋式污水处理装置处理达标后的生活污水排至防渗集水池, 在池内自然蒸发。		设简易沉淀池(采用 P6 抗渗混凝土 100mm 或其他等效措施), 回用于混凝土的养护、设备车辆的冲洗、施工场地的洒水抑尘; 施工人员生活污水排入现有一体化地埋式污水处理装置处理达标后的生活污水排至防渗集水池, 在池内自然蒸发。	3	3
		低噪声设备、施工围挡, 施工设备降噪, 合理安排时间, 进出车辆减速, 做好机械及车辆的保养及更新等。		低噪声设备、施工围挡, 施工设备降噪, 合理安排时间, 进出车辆减速, 做好机械及车辆的保养及更新等。	15	15
	固体废物	施工垃圾及生活垃圾的收集、清运及处置。		施工垃圾及生活垃圾的收集、清运及处置。	5	5
	生态	基本农田异地补偿, 尽量减少施工作业范围、施工围挡, 临时堆土采取遮盖等措施, 绿化面积 2000m ² 。		基本农田异地补偿, 尽量减少施工作业范围、施工围挡, 临时堆土采取遮盖等措施, 绿化面积 2000m ² 。	200	200
小计				244	244	
运营 期	大气环 境保护 措施	新建导热油炉烟气	选用清洁燃料天然气, 配套低氮燃烧器, 烟气通过 18m 高烟囱排放(编号 DA001)	选用清洁燃料天然气, 配套低氮燃烧器, 烟气通过 18m 高烟囱排放(编号 DA001)	11	11
		新建三甘醇再生装置加热炉烟气	选用清洁燃料天然气, 配套低氮燃烧器, 烟气通过 18m 高烟囱排放(编号 DA002)	选用清洁燃料天然气, 配套低氮燃烧器, 烟气通过 18m 高烟囱排放(编号 DA002)	1	1
		高压放空废气	依托现有 DN500×60000 高压放空火炬燃烧后排	依托现有 DN500×60000 高压放空火炬燃烧后排	/	/

			放。				
		低压放空废气	依托现有 DN150×60000 低压火炬燃烧后排放。	依托现有 DN150×60000 低压火炬燃烧后排放。		/	/
		二氧化碳放空空气	通过 1 座新建 DN300, H=20m 二氧化碳放空立管排放。	通过 1 座新建 DN300, H=20m 二氧化碳放空立管排放。		3	3
		无组织	项目吸收剂 MDEA、三甘醇和制冷剂丙烷存在于密闭设备、管线中；无组织废气主要为泵、阀门、法兰等动静密封点放散的 VOCs；厂区绿化。	项目吸收剂 MDEA、三甘醇和制冷剂丙烷存在于密闭设备、管线中；无组织废气主要为泵、阀门、法兰等动静密封点放散的 VOCs；厂区绿化。		10	10
水环境保护措施	含油生产废水	收集于新建排污罐，提升泵提升	管输至徐深 9 集气站内的污水罐，再经徐深 9 集气站内的污水提升泵提升后管输至升一联污水处理站，处理达标后回注；综上，项目废水不排入外环境。	收集于新建排污罐，提升泵提升			
	其余生产废水	依托现有生产废水提升泵站（1 座，设计流量为 240m ³ /d）提升		依托现有生产废水提升泵站（1 座，设计流量为 240m ³ /d）提升	管输至徐深 9 集气站内的污水罐，再经徐深 9 集气站内的污水提升泵提升后管输至升一联污水处理站，处理达标后回注；综上，项目废水不排入外环境。	30	34
	初期雨水	新建初期雨水事故收集系统、182m ³ 缓冲池 1 座、1080m ³ 初期雨水收集池 1 座		新建初期雨水事故废水收集系统、182m ³ 缓冲池 1 座、1080m ³ 初期雨水收集池 1 座			
声环境	采用低噪声设备，并采取减震、隔声、					30	30

保护措施	消声等降噪措施。			
固体废物	一般固废厂区内不暂存,定期更换的废分子筛、循环冷却水旁滤系统及脱盐水装置定期更换的废滤芯、废离子交换树脂更换时直接送天然气分公司一般固废填埋场填埋。	一般固废厂区内不暂存,定期更换的废分子筛、循环冷却水旁滤系统及脱盐水装置定期更换的废滤芯、废离子交换树脂更换时直接送天然气分公司一般固废填埋场填埋。		
	生产装置废滤芯、废活性炭、废滤袋,压缩机定期更换的废润滑油,定期更换的废脱硫剂,废碱液,定期更换的废离子交换树脂、定期更换的废导热油、化验废液、维修检修过程产生的废润滑油、废油桶、废含油沾染物、变压器定期更换的废铅酸蓄电池、废变压器油,除定期更换的废脱硫剂、定期更换的废导热油更换时直接由有资质单位拉运处理外,其余危险废物于现有危险废物贮存库(1座,建筑面积56m ²)暂存,定期委托有资质单位处理。	生产装置废滤芯、废活性炭、废滤袋,压缩机定期更换的废润滑油,定期更换的废脱硫剂,废碱液,定期更换的废离子交换树脂、定期更换的废导热油、化验废液、维修检修过程产生的废润滑油、废油桶、废含油沾染物、变压器定期更换的废铅酸蓄电池、废变压器油,除定期更换的废脱硫剂、定期更换的废导热油更换时直接由有资质单位拉运处理外,其余危险废物于现有危险废物贮存库(1座,建筑面积56m ²)暂存,定期委托有资质单位处理。	/	/
地下水及土壤保护	厂区分区防渗,其中三期脱碳装置区、三期三甘醇脱水装置区(含TEG再生撬、TEG尾气回收装置区)、三期胺液泵房、三期尾气回收区(含三期尾气脱水区、三期尾气脱硫区、压缩机厂房扩建预留区)、吊装及检修场地、排污罐区、缓冲池、初期雨水收集池、事故池为一般防渗区,采用P6抗渗混凝土150mm或其他等效措施,等效黏土防渗层Mb≥1.5m、K≤1.0×10 ⁻⁷ cm/s;本项目占地中除一般防渗区和绿化用地外的其它区域为简单防渗区,一般地面硬化。并留存相关的影像资料。	厂区分区防渗,其中三期脱碳装置区、三期三甘醇脱水装置区(含TEG再生撬、TEG尾气回收装置区)、三期胺液泵房、三期尾气回收区(含三期尾气脱水区、三期尾气脱硫区、压缩机厂房扩建预留区)、吊装及检修场地、排污罐区、缓冲池、初期雨水收集池、事故池为一般防渗区,采用P6抗渗混凝土150mm或其他等效措施,等效黏土防渗层Mb≥1.5m、K≤1.0×10 ⁻⁷ cm/s;本项目占地中除一般防渗区和绿化用地外的其它区域为简单防渗区,一般地面硬化。并留存相关的影像资料。	40	36
	布设1眼地下水跟踪监测井、2个土	布设1眼地下水跟踪监测井、2个	1	1

	壤环境跟踪监测点。	土壤环境跟踪监测点。		
风险防范措施	<p>(1) 项目设计委托正规设计单位设计, 确保设计安全性。并请有资质的单位进行安全评价; 防火间距满足相关要求。(2) 机柜室内设置一套自控系统, 由四套基本功能不同、相互独立的系统组成, 即基本过程控制系统(BPCS)、安全仪表系统(SIS)、火灾报警系统(FAS)和可燃气体报警系统(GDS)。基本过程控制系统用于工艺设备的数据采集及过程控制, 该系统采用集散控制系统(DCS)。紧急关断系统用于人员及生产设施的保护, 在出现异常工况时执行对生产装置的紧急关断。火灾报警系统用于对生产设施的火灾进行探测、报警。可燃气体报警系统用于对生产设施的可燃、CO₂和H₂S气体泄漏进行探测、报警。(3) 设置防火防爆安全设施, 防雷防静电设施。(4) 压缩机厂房、丙烷压缩机厂房、工具间、值班室等均配备不同规格、数量的移动式灭火器, 用以扑救初期火灾。依托现有2座500m³消防储罐; 在三期脱碳装置区四周布置管径为DN200的消防环网, 采用螺旋缝焊接钢管; 管网中每30m设置1座消火栓, 每3个消火栓设置1座截断井, 另外在装置区内吸收塔和再生塔附近处设置2个消防水炮, 消防管网接至厂区已建DN200消防环网上。设置火灾报警系统。(5) 依托天然气分公司原应急机构, 制定污染事故应急处置及预防预案、应急操作手册、配套规章制度、相关人员人手一册。(6) 设置警示牌、专人管</p>	<p>(1) 项目设计委托正规设计单位设计, 确保设计安全性。并请有资质的单位进行安全评价; 防火间距满足相关要求。(2) 机柜室内设置一套自控系统, 由四套基本功能不同、相互独立的系统组成, 即基本过程控制系统(BPCS)、安全仪表系统(SIS)、火灾报警系统(FAS)和可燃气体报警系统(GDS)。基本过程控制系统用于工艺设备的数据采集及过程控制, 该系统采用集散控制系统(DCS)。紧急关断系统用于人员及生产设施的保护, 在出现异常工况时执行对生产装置的紧急关断。火灾报警系统用于对生产设施的火灾进行探测、报警。可燃气体报警系统用于对生产设施的可燃、CO₂和H₂S气体泄漏进行探测、报警。(3) 设置防火防爆安全设施, 防雷防静电设施。(4) 压缩机厂房、丙烷压缩机厂房、工具间、值班室等均配备不同规格、数量的移动式灭火器, 用以扑救初期火灾。依托现有2座500m³消防储罐; 在三期脱碳装置区四周布置管径为DN200的消防环网, 采用螺旋缝焊接钢管; 管网中每30m设置1座消火栓, 每3个消火栓设置1座截断井, 另外在装置区内吸收塔和再生塔附近处设置2个消防水炮, 消防管网接至厂区已建DN200消防环网上。设置火灾报警系统。(5) 依托天然气分公司原应急机构, 制定污染事故应急处置及预防预案、应</p>	87	87

	<p>理；配套应急物资，如砂土、干燥石灰、泡沫或干粉灭火器等；119火警电话、120急救电话及应急通讯装置；配套防护器材及设施；视频监控系統、应急广播系统。（7）项目厂区分区防渗；液态物料装置区、罐区新建围堰（其中脱碳脱水单元装置区围堰尺寸为长90m×宽38.5m×高0.2m，导热油炉罐区围堰尺寸为长31m×宽27.6m×高0.2m，排污罐区域围堰尺寸为长7m×宽4m×高0.3m）；橇装变电站配套容积7.56m³不锈钢变压器油泄露收集装置1座，加强巡查，非事故状态下保持变压器油泄露收集装置空置；新建初期雨水事故废水收集系统、182m³缓冲池1座、1080m³初期雨水收集池1座、576m³事故池（加盖）1座。（8）制定应急环境监测计划，包括监测因子、监测点位、监测频次等。（9）编制突发环境事件应急预案，配备应急救援技术人员，对职工风险意识、安全意识及一般急救措施的培训等。定期进行应急预案训练及演习，并有培训演习记录。</p>	<p>急操作手册、配套规章制度、相关人员人手一册。（6）设置警示牌、专人管理；配套应急物资，如砂土、干燥石灰、泡沫或干粉灭火器等；119火警电话、120急救电话及应急通讯装置；配套防护器材及设施；视频监控系統、应急广播系统。（7）项目厂区分区防渗；液态物料装置区、罐区新建围堰（其中脱碳脱水单元装置区围堰尺寸为长90m×宽38.5m×高0.2m，导热油炉罐区围堰尺寸为长31m×宽27.6m×高0.2m，排污罐区域围堰尺寸为长7m×宽4m×高0.3m）；新建初期雨水事故废水收集系统、182m³缓冲池1座、1080m³初期雨水收集池1座、576m³事故池（加盖）1座。（8）制定应急环境监测计划，包括监测因子、监测点位、监测频次等。（9）编制突发环境事件应急预案，配备应急救援技术人员，对职工风险意识、安全意识及一般急救措施的培训等。定期进行应急预案训练及演习，并有培训演习记录。</p>		
排污口规范化	<p>①废气排放口：要按国家有关规定规范整治排气筒数量、高度，此外，还要按《污染源监测技术规范》要求对现场监测条件规范，搭设监测平台，废气净化系统前、后预留监测孔；采样口位置无法满足“规范”要求的，其监测孔位置由当地环境监测部门确认。②固定噪声排放源：在固定噪声源厂界噪声敏感、且对外界影响最大处设置该噪声源的监测点，并设立标志牌。③排污口立标要求：一</p>	<p>①废气排放口：要按国家有关规定规范整治排气筒数量、高度，此外，还要按《污染源监测技术规范》要求对现场监测条件规范，搭设监测平台，废气净化系统前、后预留监测孔；采样口位置无法满足“规范”要求的，其监测孔位置由当地环境监测部门确认。②固定噪声排放源：在固定噪声源厂界噪声敏感、且对外界影响最大处设置该噪声源的监测点，并设立标志牌。③排</p>	3	3

	切排污单位的污染物排放口(源)和固体废物贮存、处置场,必须按照国家标准《环境保护图形标志》(GB15562.1-1995)(GB15562.2-1995)的规定进行规范化整治,设置与之相适应的环境保护图形标志牌。	污口立标要求:一切排污单位的污染物排放口(源)和固体废物贮存、处置场,必须按照国家标准《环境保护图形标志》(GB15562.1-1995)(GB15562.2-1995)的规定进行规范化整治,设置与之相适应的环境保护图形标志牌。		
小计			215	215
合计			460	460

4.5 环保审批手续及“三同时”执行情况

该项目自立项以来,按照《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》和《中华人民共和国环境保护法》以及环境保护主管部门的要求和规定,前期进行了环境影响评价及环保设计,环保审批手续齐全;建设期间基本按设计要求进行了环保设施的建设。工程环评批复意见落实情况见表4-7。

表4-7 环评批复意见落实情况对照表

序号	环评审批意见	落实情况	备注
1	施工期,施工废水沉淀后回用于混凝土的养护、设备车辆的冲洗、施工场地的洒水抑尘等。生活污水生经已建一体化地埋式污水处理装置处理达标后排入防渗集水池,在池内自然蒸发。运营期,工艺分离废水、检修设备清洗及胺液净化废水、循环冷却系统排污水、脱盐水泵房排污水、初期雨水管输至徐深9集气站内污水罐暂存后,管输至升一联污水处理站处理,废水处理应同时满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)限值要求后回注油层。	施工废水沉淀后回用于混凝土的养护、设备车辆的冲洗、施工场地的洒水抑尘等。生活污水生经已建一体化地埋式污水处理装置处理达标后排入防渗集水池,在池内自然蒸发。运营期,工艺分离废水、检修设备清洗及胺液净化废水、循环冷却系统排污水、脱盐水泵房排污水、初期雨水管输至徐深9集气站内污水罐暂存后,管输至升一联污水处理站处理,废水处理应同时满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)限值要求后回注油层。	无变化

2	<p>地下水和土壤污染防治措施。地下水实施分区防控，三期脱碳装置区、三甘醇脱水装置区（含TEG再生撬、TEG尾气回收装置区）、胺液泵房、尾气回收区（含尾气脱水区、尾气脱硫区、压缩机厂房扩建预留区）、吊装及检修场地、排污罐区、缓冲池、初期雨水收集池、事故池采用150mm厚、抗渗系数P6的抗渗混凝土构筑防渗层或采取其他等效措施，防渗性能应满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中一般防渗区要求。除一般防渗区和绿化用地外的其它区域进行一般地面硬化，防渗性能满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中简单防渗区要求。保留防渗工程施工期影像资料备查。加强防渗设施的日常维护，对出现破损的防渗设施应及时修复和加固，确保防渗设施牢固安全，防止污染地下水和土壤。建立完善的地下水和土壤监测制度。设置5口跟踪监测井，定期进行监测，发现问题及时处理。严格落实地下水和土壤监测计划。一旦出现土壤和地下水污染，立即采取应急措施，减少对水体和土壤的不利环境影响。</p>	<p>地下水实施分区防控，三期脱碳装置区、三甘醇脱水装置区（含TEG再生撬、TEG尾气回收装置区）、胺液泵房、尾气回收区（含尾气脱水区、尾气脱硫区、压缩机厂房扩建预留区）、吊装及检修场地、排污罐区、缓冲池、初期雨水收集池、事故池采用150mm厚、抗渗系数P6的抗渗混凝土构筑防渗层或采取其他等效措施，防渗性能应满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中一般防渗区要求。除一般防渗区和绿化用地外的其它区域进行一般地面硬化，防渗性能满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中简单防渗区要求。保留防渗工程施工期影像资料备查。加强防渗设施的日常维护，对出现破损的防渗设施应及时修复和加固，确保防渗设施牢固安全，防止污染地下水和土壤。建立完善的地下水和土壤监测制度。设置5口跟踪监测井，定期进行监测，发现问题及时处理。严格落实地下水和土壤监测计划。一旦出现土壤和地下水污染，立即采取应急措施，减少对水体和土壤的不利环境影响。</p>	无变化
3	<p>大气环境保护措施。施工期，施工场地设置围挡，定期洒水抑尘，建材应定位定点堆放，并采取防尘、抑尘措施。建筑垃圾及时清运，合理规划道路运输路线，运输车辆采用密闭式运输方法。施工场界颗粒物应满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表2无组织排放监控浓度限值要求。运营期，导热油炉烟气：导热油炉以天然气为燃料，设置低氮燃烧器，烟气通过</p>	<p>施工场地设置围挡，定期洒水抑尘，建材应定位定点堆放，并采取防尘、抑尘措施。建筑垃圾及时清运，合理规划道路运输路线，运输车辆采用密闭式运输方法。施工场界颗粒物应满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表2无组织排放监控浓度限值要求。运营期，导热油炉烟气：导热油炉以天然气为燃料，设置低氮燃烧器，烟气通过18m高烟囱排放，SO₂、NO_x、颗粒</p>	无变化

	<p>18m高烟囱排放,SO₂、NO_x、颗粒物、烟气黑度应满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表2排放限值要求。三甘醇再生装置加热炉烟气:三甘醇再生装置加热炉以天然气为燃料,设置低氮燃烧器,烟气通过18m高烟囱排放,烟气中烟(粉)尘排放浓度、烟气黑度应满足《工业炉窑大气污染物排放标准》(GB9078-1996)表2非金属加热炉二级标准限值要求,二氧化硫、氮氧化物排放浓度和排放速率应满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中表2二级标准限值要求。MDEA富液闪蒸罐闪蒸气经闪蒸气吸收塔脱碳、三甘醇低压吸收塔及干闪蒸气分离器脱水后作为燃料气、三甘醇再生汽提气使用。TEG富液闪蒸罐闪蒸气、三甘醇再生尾气进入燃料气系统。厂区内非甲烷总烃应满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019)限值要求。厂界非甲烷总烃应满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)控制要求。厂界硫化氢应满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表1二级新扩改建标准要求。</p>	<p>物、烟气黑度应满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表2排放限值要求。三甘醇再生装置加热炉烟气:三甘醇再生装置加热炉以天然气为燃料,设置低氮燃烧器,烟气通过18m高烟囱排放,烟气中烟(粉)尘排放浓度、烟气黑度应满足《工业炉窑大气污染物排放标准》(GB9078-1996)表2非金属加热炉二级标准限值要求,二氧化硫、氮氧化物排放浓度和排放速率应满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中表2二级标准限值要求。MDEA富液闪蒸罐闪蒸气经闪蒸气吸收塔脱碳、三甘醇低压吸收塔及干闪蒸气分离器脱水后作为燃料气、三甘醇再生汽提气使用。TEG富液闪蒸罐闪蒸气、三甘醇再生尾气进入燃料气系统。厂区内非甲烷总烃应满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019)限值要求。厂界非甲烷总烃应满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)控制要求。厂界硫化氢应满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表1二级新扩改建标准要求。</p>	
4	<p>声环境保护措施。施工期,选用低噪声设备,合理布局施工现场,高噪声设备布置在远离敏感点的位置,定期对设备进行保养和维护,合理安排施工时间。施工场界噪声应满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)要求。运营期,选用低噪声设备,噪声较大的设备设置减震基座并采用室内布置,注意对设备的维护保养。厂界噪声</p>	<p>施工期,选用低噪声设备,合理布局施工现场,高噪声设备布置在远离敏感点的位置,定期对设备进行保养和维护,合理安排施工时间。施工场界噪声应满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)要求。运营期,选用低噪声设备,噪声较大的设备设置减震基座并采用室内布置,注意对设备的维护保养。厂界噪声应满足《工业企业厂</p>	无变化

	应满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准要求。	界环境噪声排放标准》 （GB12348-2008）2类标准要求。	
5	<p>固体废物污染防治措施。施工期，建筑垃圾拉运至建筑垃圾消纳场处理。生活垃圾拉运至肇州县和平垃圾处理有限公司处理。运营期，原料气预分离产生的废纤维滤芯（HW49），胺液旁滤净化系统产生的废滤芯（HW49），废活性炭（HW49），废滤袋（HW49），TEG富液过滤系统、尾气回收单元产生的废滤芯（HW49），压缩机、丙烷制冷系统定期更换的废润滑油（HWO8），脱硫塔产生的废脱硫剂（HW49），胺液净化过程产生的废滤芯（HW49），废活性炭（HW49），废碱液（HW35），废离子交换树脂（HW13），导热油炉产生的废导热油（HW08），化验室产生的化验废液（HW49），设备维护、维修过程产生的废润滑油（HWO8），废油桶（HWO8），废含油沾染物（HW49），变压器定期更换的废铅酸蓄电池（HW31），废变压器油（HWO8）属于危险废物，脱硫塔产生的废脱硫剂（HW49）、导热油炉产生的废导热油（HWO8）直接由有资质单位拉运处理，其余危险废物暂存于现有危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理。分子筛干燥塔定期更换的废分子筛、循环冷却水旁滤系统及脱盐水装置定期更换的废滤芯、废离子交换树脂，送天然气分公司一般固废填埋场填埋处理。</p>	<p>施工期，建筑垃圾拉运至建筑垃圾消纳场处理。生活垃圾拉运至肇州县和平垃圾处理有限公司处理。运营期，原料气预分离产生的废纤维滤芯（HW49），胺液旁滤净化系统产生的废滤芯（HW49），废活性炭（HW49），废滤袋（HW49），TEG富液过滤系统、尾气回收单元产生的废滤芯（HW49），压缩机、丙烷制冷系统定期更换的废润滑油（HWO8），脱硫塔产生的废脱硫剂（HW49），胺液净化过程产生的废滤芯（HW49），废活性炭（HW49），废碱液（HW35），废离子交换树脂（HW13），导热油炉产生的废导热油（HW08），化验室产生的化验废液（HW49），设备维护、维修过程产生的废润滑油（HWO8），废油桶（HWO8），废含油沾染物（HW49），变压器定期更换的废铅酸蓄电池（HW31），脱硫塔产生的废脱硫剂（HW49）、导热油炉产生的废导热油（HWO8）直接由有资质单位拉运处理，其余危险废物暂存于现有危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理。分子筛干燥塔定期更换的废分子筛、循环冷却水旁滤系统及脱盐水装置定期更换的废滤芯、废离子交换树脂，送天然气分公司一般固废填埋场填埋处理。</p>	项目采用无油式变压器，无废变压器油产生。

五、环评报告结论及审批决定

5.1 环评报告结论与建议

一、评价结论

1. 建设项目概况

项目名称：徐深9天然气净化厂三期工程

建设性质：扩建

建设地点：黑龙江省大庆市肇州县徐深9天然气净化厂南侧

项目投资：40671万元。

工程规模与建设内容：三期项目新增占地面积28487m²，占地类型为基本农田，不涉及基本草原，项目建成后全厂占地面积100388.5m²；改造二期集配气单元、新增接收肇深16区块来气，新建120×10⁴m³/d脱碳装置1套、100×10⁴m³/d三甘醇脱水装置1套和18×10⁴m³/d尾气回收设施1套、20×10⁴t/a二氧化碳液化装置1套、液体二氧化碳储运设施1套，对现有35/10kV变电站进行扩容，新建10kV橇装变电站1座，新建导热油炉1座，对现有自控系统进行扩建，新增净化风设施2套。

2 环境质量现状评价结论

(1) 环境空气质量现状评价结论

环境空气质量现状监测结果显示评价区非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》（国家环境保护局科技标准司）中P244中推荐的质量标准值，硫化氢满足《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录D其他污染物空气质量浓度参考限值，监测期间项目周边大气环境状况总体较好。

(2) 土壤环境质量现状评价结论

项目厂区及周边第二类建设用地各监测点各层土壤中各监测因子标准指数均小于1，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）中第二类用地筛选值标准；项目周边第一类建设用地监测点

各层土壤中各监测因子标准指数均小于1，满足《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准》（试行）（GB36600-2018）中第一类用地筛选值标准；厂区周边农用地监测点各层土壤中各监测因子标准指数均小于1，满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准》（试行）（GB15618-2018）筛选值标准。

（3）声环境质量现状评价结论

从声环境现状监测统计和评价情况可知，厂界现状噪声昼间、夜间均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准要求。

（4）地下水质量现状评价结论

浅层水各监测点除锰超标外，其余各因子均符合《地下水质量标准》

（GB/T14848-2017）III类标准，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准；深层水各监测点各因子均符合《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准。

（5）生态环境现状评价结论

项目生态环境评价范围为项目厂界范围，经查询徐深9天然气净化厂现有项目用地为采矿用地，属于城镇生态系统；新增占地面积28487m²，新增占地为基本农田（旱地，太合村），属于农田生态系统。

评价区农田生态系统结构简单，农作物种类较单一，主要为玉米，单位经济产量约为500kg/亩。占较大比例的农作物群落与其它生物群落相互作用，共同生存。受人类活动的强烈干扰，农田生态系统系统具有高度开放性，系统内能量流动和物质循环量较大。

3 污染物排放情况

根据本项目的特点，本项目相关污染物排放量汇总见表3-1。

表 5-1 本项目污染物排放情况汇总表

污染源名称		特征污染物	环保措施	去除效率 %	排放量		排污口信息		执行标准
					浓度 mg/m ³ 或 mg/L	总量 t/a	内径 m	类型	
废气	有组织	新建燃气导热油炉烟气	清洁燃料天然气，配套低氮燃烧器，通过18m高烟囱排放	/	20	1.2801	0.72	主要排放口	《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表2中燃气锅炉大气污染物排放限值
		颗粒物		/	3	0.1920			
		SO ₂		/	64.7	4.1402			
		NO _x		/	<1（级）	/			
	有组织	新建三甘醇再生装置加热炉烟气	清洁燃料天然气，配套低氮燃烧器，通过18m高烟囱排放	/	20	0.2048	0.38	主要排放口	《工业炉窑大气污染物排放标准》（GB9078-1996）表2非金属加热炉二级标准限值
		烟（粉）尘		/	<1（级）	/			
		SO ₂		/	3	0.0307			
	无组织废气	装置区	项目吸收剂MDEA、三甘醇和制冷剂丙烷存在于密闭设备、管线中；无组织废气主要为泵、阀门、法兰等动静密封点放散的VOCs；厂区绿化	/	/	14.9564	—	—	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求限值、《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）附录A.1厂区内VOCs无组织排放限值
		非甲烷总烃		/	/	0.0043	—	—	
	废水	工艺分离废水	pH	管输至徐深9集气站内污水罐，再经徐深9集气站内的污水提升泵提升后管输至升一联污水处理站进行处理，出水水质达到《大庆油田地面工程建设设计规定》（	6~7.5（无量纲）	/	/	—	—
COD			700		1.5717				
石油类			27		0.0606				
SS			150		0.3368				
硫化物			2		0.0045				
挥发酚			0.1		0.0002				

	氨氮 六价铬 钡	Q/SYDQ0639-2015)中	40	0.0898			Q/SYDQ0639-2015)中	
		表2大庆油田水驱注水	0.004	8.98×10^{-6}				
		水质主要控制指标及《	0.07	1.57×10^{-4}				
	检修设 备清洗 及胺液 净化废 水	pH	碎屑岩油藏注水水质指	8~10				/
		COD	标技术要求及分析方法	2800				0.0333
		石油类	》(SY/T5329-2022)中	230				0.0027
		SS	表1水质主要控制指标	200				0.0024
		硫化物	(悬浮固体含量	5				0.0001
		挥发酚	≤3.0mg/L、悬浮物颗粒	6.5				0.0001
		氨氮	直径中值≤2.0μm、石油	200				0.0024
	六价铬	类≤8.0mg/L、平均腐蚀	0.52	6.18×10^{-6}				
	钡	率≤0.076mm/a、SBR菌	0.7	8.32×10^{-6}				
	循环冷 却系统 排污水	pH	≤25个/mL、腐生菌	8~9 (/
			≤n×102个/mL、铁细菌	无量纲				
			≤n×102个/mL)后回注)				
			地下油层。	50				0.0044
	脱盐水 泵房排 污水	pH	≤n×102个/mL)后回注	80				0.0070
地下油层。			3000	0.2614				
7~9 (无量纲	/				
80			0.1072					
	SS		80	0.1072				
		COD		80	0.1072			
			全盐量	2000	2.6796			
		固废	一般固 体废物	一般固废厂区内不暂存，定期更换的废分子筛、循环冷却水旁滤系统及脱盐水装置定期更换的废滤芯、废离子交换树脂更换时直接送天然气分公司一般固废填埋场填埋。	—	0	—	—
生产 危险废 物	生产装置废滤芯、废活性炭、废滤袋，压缩机定期更换的废润滑油，定期更换的废脱硫剂，废碱液，定期更换的废离子交换树脂、定期更换的废导热油、化验废液、维修检修过程产生的废润滑油、废油桶、废含油沾染物、变压器定期更换的废铅酸蓄电池、废变压器油，除定期更换的废脱硫剂、定期更换的废导热油更换时直接由有资质单位拉运处理外，其余危险废物于现有危险废物贮存库(1座，建筑面积56m ²)暂存，定期委托有资		—	0	—	—	《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)	

		质单位处理。					
噪声	设备噪声	选用低噪声设备、隔声、减振、消声等降噪措施	—	—	—	—	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2类

4 主要环境影响

(1) 环境空气

1) 燃气导热油炉烟气

项目新建导热油炉以清洁能源天然气为燃料，配套低氮燃烧器，主要污染物为颗粒物、SO₂、NO_x、烟气黑度，通过18m高烟囱排放，编号为DA001。

项目新建导热油炉烟气中颗粒物、SO₂、NO_x、烟气黑度排放浓度分别取20mg/m³、3mg/m³、64.7mg/m³、<1（级），颗粒物、SO₂、NO_x排放速率分别为0.1616kg/h、0.0242kg/h、0.5228kg/h，排放量分别为1.2801t/a、0.1920t/a、4.1402t/a。新建导热油炉烟气污染物排放浓度满足《锅炉大气污染物排放标准》

(GB13271-2014)表2中燃气锅炉大气污染物排放限值：颗粒物：20mg/m³，SO₂：50mg/m³，NO_x：200mg/m³，烟气黑度≤1级。

2) 三甘醇再生装置加热炉烟气

项目新建三甘醇再生装置加热炉以清洁能源天然气为燃料，配套低氮燃烧器，主要污染物为颗粒物、SO₂、NO_x、烟气黑度，通过18m高烟囱排放，编号为DA002。

项目新建三甘醇再生装置加热炉烟气中烟（粉）尘、SO₂、烟气黑度排放浓度分别取20mg/m³、3mg/m³、<1（级），计算得烟（粉）尘、SO₂排放速率分别为0.0259kg/h、0.0039kg/h，排放量分别为0.2048t/a、0.0307t/a，氮氧化物产生量、产生速率、产生浓度分别为0.6624t/a、0.0836kg/h、64.7mg/m³，烟（粉）尘排放浓度、烟气黑度均满足《工业炉窑大气污染物排放标准》（GB9078-1996）表2非金属加热炉二级标准限值要求（烟（粉）尘浓度、烟气黑度分别不高于200mg/Nm³、1级（林格曼黑度）），二氧化硫、氮氧化物排放浓度和排放速率满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表2二级标准限值要求（SO₂、NO_x排放

浓度分别不高于 $550\text{mg}/\text{Nm}^3$ 、 $240\text{mg}/\text{Nm}^3$ ，排放速率分别不高于 $2.6\text{kg}/\text{h}$ 、 $0.77\text{kg}/\text{h}$ 。

3) 无组织废气

本项目生产区无组织放散的VOCs（以非甲烷总烃计）、硫化氢主要来源于生产装置区及配套设施泵、阀门、法兰等动静密封点的放散，VOCs（以非甲烷总烃计）、硫化氢无组织排放量分别为 $14.9564\text{t}/\text{a}$ 、 $0.0043\text{t}/\text{a}$ 。

项目非甲烷总烃厂界最大贡献浓度为 $712.1509\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，叠加现有厂界监测最大值后为 $1552.1509\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，厂界非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求限值（非甲烷总烃： $4\text{mg}/\text{m}^3$ ），厂界达标。项目硫化氢厂界最大贡献浓度为 $0.19083\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，叠加现有厂界监测最大值后为 $4.19083\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，厂界硫化氢满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表1二级新扩改建标准限值（硫化氢： $0.06\text{mg}/\text{m}^3$ ），厂界达标。厂区内监控点处非甲烷总烃1h平均浓度值、监控点处任意一次浓度值满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）附录A.1厂区内VOCs无组织排放限值。

4) 大气环境影响分析

①新增污染源正常排放下污染物短期浓度贡献值的最大浓度占标率

新增污染源正常排放下 SO_2 、 NO_2 、非甲烷总烃、硫化氢小时平均浓度贡献值的最大浓度占标率分别为0.055%、3.083%、34.996%、1.703%，均小于100%；

SO_2 、 NO_2 、 PM_{10} 、 $\text{PM}_{2.5}$ 日均浓度贡献值的最大浓度占标率分别为0.062%、2.579%、0.415%、0.830%，均小于100%。

②新增污染源正常排放下污染物年均浓度贡献值的最大浓度占标率

新增污染源正常排放下 SO_2 、 NO_2 、 PM_{10} 、 $\text{PM}_{2.5}$ 年均浓度贡献值的最大浓度占标率分别为0.015%、0.483%、0.084%、0.168%，均小于30%。

③区域环境质量达标情况及变化趋势

项目实施后基本污染物中SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}叠加现状浓度后的保证率日均浓度、年均浓度均达标，叠加现状浓度后区域网格点SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}保证率日平均预测浓度占标率相对现状最大增加比例分别为0.033%、1.307%、0.180%、0.360%，SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}保年平均预测浓度占标率相对现状最大增加比例分别为0.015%、0.483%、0.084%、0.168%。

其他污染物非甲烷总烃、硫化氢叠加现状浓度后的小时平均浓度均达标，叠加现状浓度后区域网格点非甲烷总烃、硫化氢小时平均预测浓度占标率相对现状最大增加比例分别为34.996%、1.703%。

(2) 地表水环境

项目不新增定员，运营期无新增生活污水。项目新增废水主要为循环冷却系统排污水、脱盐水泵房排污水、工艺分离废水、检修清洗及胺液净化废水，项目生产废水管输至徐深9集气站内污水罐，再经徐深9集气站内的污水提升泵提升后管输至升一联污水处理站进行处理，出水水质达到《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)中表2大庆油田水驱注水水质主要控制指标及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)中表1水质主要控制指标(悬浮固体含量 $\leq 3.0\text{mg/L}$ 、悬浮物颗粒直径中值 $\leq 2.0\mu\text{m}$ 、石油类 $\leq 8.0\text{mg/L}$ 、平均腐蚀率 $\leq 0.076\text{mm/a}$ 、SBR菌 ≤ 25 个/mL、腐生菌 $\leq n \times 10^2$ 个/mL、铁细菌 $\leq n \times 10^2$ 个/mL)后回注地下油层，不排入地表水体，项目运营期不会对地表水造成不利影响。

(3) 生态环境影响分析

项目位于黑龙江省大庆市肇州县徐深9天然气净化厂南侧，新增永久占地面积28487m²，新增永久占地为基本农田(旱地，太合村)。

项目为徐深9天然气净化厂三期工程项目，项目对高碳区块高含碳原料气净化，

同时二氧化碳尾气得到有效回收利用，属于油田产能配套项目，项目依托现有厂区建设，项目建设单位按照占多少、垦多少的原则，按照省、自治区、直辖市的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。

项目不涉及临时占地，项目实施过程中尽量减少施工作业范围；项目新增绿化面积 2000m²，项目建设对区域生态环境的影响较小。

(4) 声环境影响分析

项目生产过程中噪声主要来源于汇管、空冷器、压缩机、胺液在线净化装置、泵、风机、空压机等设备，单机噪声值一般在 75~90dB(A)。该项目生产设备均选用低噪声设备，采用隔声、设备安装时加防振垫，对部分高噪声设备加装消声器或隔音罩，风管包扎消声材料等降噪措施。生产设备机械噪声经以上措施治理后，噪声值可降低 20~30dB(A)。

(5) 固体废物影响分析

项目不新增定员，运营期无新增生活垃圾。项目新增危险废物包括生产装置废滤芯、废活性炭、废滤袋，压缩机定期更换的废润滑油，定期更换的废脱硫剂，废碱液，定期更换的废离子交换树脂，定期更换的废导热油，化验废液，维修检修过程产生的废润滑油、废油桶、废含油沾染物，变压器定期更换的废铅酸蓄电池、废变压器油，新增一般固体废物包括定期更换的废分子筛、循环冷却水旁滤系统及脱盐水装置定期更换的废滤芯、废离子交换树脂。

项目危险废物中定期更换的废脱硫剂、定期更换的废导热油更换时直接由有资质单位拉运处理外，其余危险废物于现有危险废物贮存库（1座，建筑面积 56m²）分类、分区暂存。一般工业固体废物更换时直接送天然气分公司一般固废填埋场填埋处理，全部妥善处置，厂区内不堆存。

(6) 环境风险影响分析

项目危险物质为天然气（含甲烷、乙烷、丙烷、丁烷、异丁烷、戊烷等，各组分临界量均为 10t，本次评价以主要成分甲烷表征）、硫化氢（含于天然气、尾气内）、制冷剂丙烷、导热油、润滑油、变压器油、危险废物等， $Q=7.3866$ ，属

于 $1 \leq Q < 10$ 的情况，项目环境风险评价等级确定为三级。最大可信事故发生后有有毒有害物质将对环境造成一定的影响。项目通过制定风险防范措施，制定安全生产规范，通过加强员工的安全、环保知识和风险事故安全教育，提高职工的风险意识，掌握本职工作所需的安全知识和技能，严格遵守安全规章制度和操作规程，了解其作业场所和工作存在的危险有害因素以及企业所采取的防范、减缓措施和突发环境事件应急措施，以降低风险事故发生的概率。

年后厂区及周边土壤环境保护目标土壤环境未受到污染。拟建项目生产工艺、产品方案、污染物种类、防治措施等与现有项目基本相同，并且拟建项目处理规模小、污染物产生量小，对土壤环境的潜在风险小于现有项目；拟建项目采取严格的分区防渗措施，不新增一般固体废物和危险废物储存场所。类比现有项目运营情况可知，项目运营期间对土壤环境影响较小，可以接受。

(7) 土壤环境影响分析

通过类比分析方法分析项目运营对土壤环境的影响。现有项目连续运行10年后厂区及周边土壤环境保护目标土壤环境未受到污染。拟建项目生产工艺、产品方案、污染物种类、防治措施等与现有项目基本相同，并且拟建项目处理规模小、污染物产生量小，对土壤环境的潜在风险小于现有项目；

5 公众意见采纳情况

根据大庆油田有限责任公司天然气分公司提供的《徐深9天然气净化厂三期工程项目环境影响评价公众参与说明》，公众参与对该项目无反对意见。

6 环境保护措施结论

(1) 废气污染防治措施

1) 燃气导热油炉烟气

项目新建导热油炉以清洁能源天然气为燃料，配套低氮燃烧器，主要污染物为颗粒物、SO₂、NO_x、烟气黑度，通过18m高烟囱排放，编号为DA001。

项目新建导热油炉烟气中颗粒物、SO₂、NO_x、烟气黑度排放浓度分别取20mg/m³、3mg/m³、64.7mg/m³、<1（级），颗粒物、SO₂、NO_x排放速率分别为

0.1616kg/h、0.0242kg/h、0.5228kg/h，排放量分别为1.2801t/a、0.1920t/a、4.1402t/a。

新建导热油炉烟气污染物排放浓度满足《锅炉大气污染物排放标准》

(GB13271-2014)表2中燃气锅炉大气污染物排放限值：颗粒物：20mg/m³，SO₂：50mg/m³，NO_x：200mg/m³，烟气黑度≤1级。

2) 三甘醇再生装置加热炉烟气

项目新建三甘醇再生装置加热炉以清洁能源天然气为燃料，配套低氮燃烧器，主要污染物为颗粒物、SO₂、NO_x、烟气黑度，通过18m高烟囱排放，编号为DA002。

项目新建三甘醇再生装置加热炉烟气中烟(粉)尘、SO₂、烟气黑度排放浓度分别取20mg/m³、3mg/m³、<1(级)，计算得烟(粉)尘、SO₂排放速率分别为0.0259kg/h、0.0039kg/h，排放量分别为0.2048t/a、0.0307t/a，氮氧化物产生量、产生速率、产生浓度分别为0.6624t/a、0.0836kg/h、64.7mg/m³，烟(粉)尘排放浓度、烟气黑度均满足《工业炉窑大气污染物排放标准》(GB9078-1996)表2非金属加热炉二级标准限值要求(烟(粉)尘浓度、烟气黑度分别不高于200mg/Nm³、1级(林格曼黑度))，二氧化硫、氮氧化物排放浓度和排放速率满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中表2二级标准限值要求(SO₂、NO_x排放浓度分别不高于550mg/Nm³、240mg/Nm³，排放速率分别不高于2.6kg/h、0.77kg/h)。

3) 无组织废气

本项目生产区无组织放散的VOCs(以非甲烷总烃计)、硫化氢主要来源于生产装置区及配套设施泵、阀门、法兰等动静密封点的放散，VOCs(以非甲烷总烃计)、硫化氢无组织排放量分别为14.9564t/a、0.0043t/a。

项目非甲烷总烃厂界最大贡献浓度为712.1509μg/m³，叠加现有厂界监测最大值后为1552.1509μg/m³，厂界非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)企业边界污染物控制要求限值(非甲烷总烃：4mg/m³，厂界达标。项目硫化氢厂界最大贡献浓度为0.19083μg/m³，叠加现有厂界监测最大值后为4.19083μg/m³，厂界硫化氢满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表1二级新扩改建标准限值(硫化氢：0.06mg/m³)，厂界达标。厂区

内监控点处非甲烷总烃 1h 平均浓度值、监控点处任意一次浓度值满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）附录 A.1 厂区内 VOCs 无组织排放限值。

（2）地表水污染防治措施

项目不新增定员，运营期无新增生活污水。项目新增废水主要为循环冷却系统排污水、脱盐水泵房排污水、工艺分离废水、检修清洗及胺液净化废水，项目生产废水管输至徐深9集气站内污水罐，再经徐深9集气站内的污水提升泵提升后管输至升一联污水处理站进行处理，出水水质达到《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中表2大庆油田水驱注水水质主要控制指标及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中表1水质主要控制指标（悬浮固体含量 $\leq 3.0\text{mg/L}$ 、悬浮物颗粒直径中值 $\leq 2.0\mu\text{m}$ 、石油类 $\leq 8.0\text{mg/L}$ 、平均腐蚀率 $\leq 0.076\text{mm/a}$ 、SBR菌 ≤ 25 个/mL、腐生菌 $\leq n \times 10^2$ 个/mL、铁细菌 $\leq n \times 10^2$ 个/mL）后回注地下油层，不排入地表水体，项目运营期不会对地表水造成不利影响。

项目采取严格的防渗措施，正常状况下污染物下渗的可能性较小，不会对地下水环境产生污染影响。当非正常工况下排污罐泄露含油废水渗漏进入潜水含水层，造成地下水污染，污染程度与含水层的渗透性能、源强浓度、污水泄漏时间等有关；石油类最大超标距离为73.32m，预测范围内超标面积为2362m²，厂界、地下水环境敏感目标均为超标；六价铬预测结果均未超标。从地下水环境保护角度看，其影响是可以接受的。

（3）生态污染防治措施

项目位于黑龙江省大庆市肇州县徐深9天然气净化厂南侧，新增永久占地面积28487m²，新增永久占地为基本农田（旱地，太合村）。

项目为徐深9天然气净化厂三期工程项目，项目对高碳区块高含碳原料气净化，同时二氧化碳尾气得到有效回收利用，属于油田产能配套项目，项目依托现有厂区建设，项目建设单位按照占多少、垦多少的原则，按照省、自治区、直辖市的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。

项目不涉及临时占地，项目实施过程中尽量减少施工作业范围；项目新增绿化

面积 2000m²，项目建设对区域生态环境的影响较小。

(4) 噪声污染防治措施

项目生产过程中噪声主要来源于汇管、空冷器、压缩机、胺液在线净化装置、泵、风机、空压机等设备，单机噪声值一般在 75~90dB(A)。该项目生产设备均选用低噪声设备，采用隔声、设备安装时加防振垫，对部分高噪声设备加装消声器或隔音罩，风管包扎消声材料等降噪措施。生产设备机械噪声经以上措施治理后，噪声值可降低 20~30dB(A)。由噪声预测结果可知昼间厂界噪声贡献值介于 35.75~55.61dB(A) 之间，预测值介于 53.55~57.24dB(A) 之间；夜间厂界噪声贡献值介于 35.66~48.33dB(A) 之间，预测值介于 44.25~49.45dB(A) 之间；均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 中的 2 类功能区限值要求(昼间 60dB(A)、夜间 50dB(A))，故本项目噪声防治措施可行。

(5) 固废污染防治措施

项目不新增定员，运营期无新增生活垃圾。项目新增危险废物包括生产装置滤芯、废活性炭、废滤袋，压缩机定期更换的废润滑油，定期更换的废脱硫剂，废碱液，定期更换的废离子交换树脂，定期更换的废导热油，化验废液，维修检修过程产生的废润滑油、废油桶、废含油沾染物，变压器定期更换的废铅酸蓄电池、废变压器油，新增一般固体废物包括定期更换的废分子筛、循环冷却水旁滤系统及脱盐水装置定期更换的废滤芯、废离子交换树脂。

项目危险废物中定期更换的废脱硫剂、定期更换的废导热油更换时直接由有资质单位拉运处理外，其余危险废物于现有危险废物贮存库(1 座，建筑面积 56m²) 分类、分区暂存。一般工业固体废物更换时直接送天然气分公司一般固废填埋场填埋处理，全部妥善处置，厂区内不堆存。综上，本项目固体废物全部得到了妥善处置，处置措施可行。

(6) 土壤环境污染防治措施

通过类比分析方法分析项目运营对土壤环境的影响。现有项目连续运行 10 年后厂区及周边土壤环境保护目标土壤环境未受到污染。拟建项目生产工艺、产品方案、污染物种类、防治措施等与现有项目基本相同，并且拟建项目处理规模小、污染物产生量小，对土壤环境的潜在风险小于现有项目；拟建项目采取严格的

分区防渗措施，不新增一般固体废物和危险废物储存场所。类比现有项目运营情况可知，项目运营期间对土壤环境影响较小，可以接受。

(7) 风险环境

在采取了本次评价中提出的各项风险防范措施后，项目发生泄露事故的概率较小；最不利气象条件下最大可信事故 MDEA 吸收塔 10min 内泄漏完、火灾事故情形下后果最严重，此情形下伴生/次生污染物 CO 毒性终点浓度-1 最大出现距离为 390m，最大半宽 6m，最大半宽对应距离为下风向 240m，该区域内无大气环境风险保护目标。毒性终点浓度-2 最大出现距离为 1140m，最大半宽 24m，最大半宽对应距离为下风向 560m；该区域内有个别敏感点（李学房屯、建胜村、健全村）；大气环境风险较小、可以接受。危险物质不会进入地表水体，对地表水环境影响较小。项目采取严格的防渗措施，对地下水影响较小。

综上，项目环境风险较小，可以接受。

7 环境影响经济损益分析

本项目环保投资为 460 万元，占工程总投资的 1.13%，环保治理措施和投资额度可以满足生产过程中清洁生产及污染物达标排放的要求，投资比例适宜。

项目建成后对高含碳原料气净化，提高了徐深9天然气净化厂脱碳装置处理高含碳天然气的能力，加快了高含碳区块气田资源的开发利用，缓解了向下游用户供求不平衡的矛盾，同时解决了高含碳区块气井长期不生产存在的安全隐患。项目所产二氧化碳产品可缓解页岩油开发对二氧化碳的需求压力，同时满足大庆油田注二氧化碳的需求，减少二氧化碳外购量，节约成本。同时二氧化碳尾气得到有效回收利用，减少了碳排放污染，符合国家节能减排的要求，有利于推动减污降碳协同增效、促进经济社会发展全面绿色转型目标的实现，有利于推动碳达峰碳中和的实现，具有良好的环境效益。该项目投产后在给企业带来经济效益的同时，也可促进当地经济的发展，增加大庆市的税收收入。

综合分析，拟建项目具有良好的社会效益、环境效益的同时，也具有一定的

经济效益，实现社会效益、环境效益、经济效益的协调发展，从经济损益角度分析该项目可行。

8 环境管理与监测计划

本项目对废气、废水、噪声、地下水、土壤等设置了合理的环境管理目标，并对大气环境、环境噪声、地表水、地下水设置了合理的环境监测计划。

9 环境影响可行性结论

综合环境空气、地表水环境、地下水、声环境和固体废物影响评价结论，以及公众参与调查结论，项目在严格落实本报告提出的环境保护措施的前提下，对环境的影响较小，可以被周围环境和公众所接受，因此，从环境保护角度分析，本项目建设是可行的。

5.2 审批决定

大庆油田有限责任公司天然气分公司：你单位报送的《关于申请审批徐深9天然气净化厂三期工程项目环境影响评价文件的函》及相关材料收悉。经研究，批复如下：

一、项目基本情况

该项目建设性质属于扩建，项目代码为2312-230621-04-01-164088，建设地点位于黑龙江省大庆市肇州县徐深9天然气净化厂南侧，项目新增占地面积28487m²，建成后总占地面积为100388.5m²。该项目对二期集配气单元阀组、集配气汇管进行改造，改造后集配气单元规模扩大至210×10⁴m³/d。新建1套120×10⁴m³/d脱碳装置，1套100×10⁴m³/d三甘醇脱水装置，1套18×10⁴m³/d尾气回收设施，1套20×10⁴t/a二氧化碳液化装置。中控室扩建151.2m²，新建1座504m²胺液泵房，1座360m²丙烷压缩机厂房，1座21.6m²门岗房，1座54.9m²机柜间，1座49.5m²空压站，1座27.72m²工具间，1座39.6m²值班室，1处180m²吊装及检修场地，1处围堰内面积28m²排污罐区。已建空氮站内新建2套

6Nm³/min 的空压及净化设备。新建二氧化碳放空立管 1 座。新建液体二氧化碳储运设施 1 套，主要包括 1000m³ 二氧化碳球罐 2 座、定量装车橇 5 座、80t 地衡 1 座。新建 1 套处理能力 2t/h 全自动二级脱盐水装置。新建 1 台 7MW 导热油炉，配套建设储罐。建设 1 座供热能力 2.5MW 供暖换热站。现有变电站扩容至 2x10000kVA，新建 1 座 10KV 橇装变电站及配套设施。新建 1 座 182m³ 缓冲池、1 座 1080m³ 初期雨水收集池，1 座 576m³ 事故池。其它均依托现有工程。项目总投资 40671 万元，其中环保投资 460 万元。

在全面落实《徐深 9 天然气净化厂三期工程项目环境影响报告书》（以下简称《报告书》）和本批复提出的各项生态环境保护措施后，对环境的不利影响可以得到缓解和控制。我局原则同意该《报告书》的环境影响评价总体结论和各项生态环境保护措施。

二、项目建设的主要生态环境保护措施

（一）水环境保护措施。施工期，施工废水沉淀后回用于混凝土的养护、设备车辆的冲洗、施工场地的洒水抑尘等。生活污水生经已建一体化地埋式污水处理装置处理达标后排入防渗集水池，在池内自然蒸发。运营期，工艺分离废水、检修设备清洗及胺液净化废水、循环冷却系统排污水、脱盐水泵房排污水、初期雨水管输至徐深 9 集气站内污水罐暂存后，管输至升一联污水处理站处理，废水处理应同时满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。（二）地下水及土壤污染防治措施。地下水实施分区防控，三期脱碳装置区、三甘醇脱水装置区（含 TEG 再生橇、TEG 尾气回收装置区）、胺液泵房、尾气回收区（含尾气脱水区、尾气脱硫区、压缩机厂房扩建预留区）、吊装及检修场地、排污罐区、缓冲池、初期雨水收集池、事故池采用 150mm 厚、抗渗系数 P6 的抗渗混凝土构筑防渗层或采取其他等效措施，防渗性能应满足《环

境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016)中一般防渗区要求。除一般防渗区和绿化用地外的其它区域进行一般地面硬化,防渗性能满足《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016)中简单防渗区要求。保留防渗工程施工期影像资料备查。加强防渗设施的日常维护,对出现破损的防渗设施应及时修复和加固,确保防渗设施牢固安全,防止污染地下水和土壤。建立完善的地下水和土壤监测制度。设置 5 口跟踪监测井,定期进行监测,发现问题及时处理。严格落实地下水和土壤监测计划。一旦出现土壤和地下水污染,立即采取应急措施,减少对水体和土壤的不利环境影响。

(三)大气环境保护措施。施工期,施工场地设置围挡,定期洒水抑尘,建材应定位定点堆放,并采取防尘、抑尘措施。建筑垃圾及时清运,合理规划道路运输路线,运输车辆采用密闭式运输方法。施工场界颗粒物应满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中表 2 无组织排放监控浓度限值要求。运营期,导热油炉烟气:导热油炉以天然气为燃料,设置低氮燃烧器,烟气通过 18m 高烟囱排放,SO₂、NO_x、颗粒物、烟气黑度应满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表 2 排放限值要求。三甘醇再生装置加热炉烟气:三甘醇再生装置加热炉以天然气为燃料,设置低氮燃烧器,烟气通过 18m 高烟囱排放,烟气中烟(粉)尘排放浓度、烟气黑度应满足《工业炉窑大气污染物排放标准》(GB9078-1996)表 2 非金属加热炉二级标准限值要求,二氧化硫、氮氧化物排放浓度和排放速率应满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中表 2 二级标准限值要求。MIDEA 富液闪蒸罐闪蒸气经闪蒸气吸收塔脱碳、三甘醇低压吸收塔及干闪蒸气分离器脱水后作为燃料气、三甘醇再生汽提气使用。TEG 富液闪蒸罐闪蒸气、三甘醇再生尾气进入燃料气系统。厂区内非甲烷总烃应满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019)限值要求。厂界非甲烷总烃应满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)

控制要求。厂界硫化氢应满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表1二级新扩改建标准要求。

（四）声环境保护措施。施工期，选用低噪声设备，合理布局施工现场，高噪声设备布置在远离敏感点的位置，定期对设备进行保养和维护，合理安排施工时间。施工场界噪声应满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）要求。运营期，选用低噪声设备，噪声较大的设备设置减震基座并采用室内布置，注意对设备的维护保养。厂界噪声应满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准要求。

（五）固体废物污染防治措施。施工期，建筑垃圾拉运至建筑垃圾消纳场处理。生活垃圾拉运至肇州县和平垃圾处理有限公司处理。运营期，原料气预分离产生的废纤维滤芯（HW49），胺液旁滤净化系统产生的废滤芯（HW49），废活性炭（HW49），废滤袋（HW49），TEG富液过滤系统、尾气回收单元产生的废滤芯（HW49），压缩机、丙烷制冷系统定期更换的废润滑油（HWO8），脱硫塔产生的废脱硫剂（HW49），胺液净化过程产生的废滤芯（HW49），废活性炭（HW49），废碱液（HW35），废离子交换树脂（HW13），导热油炉产生的废导热油（HW08），化验室产生的化验废液（HW49），设备维护、维修过程产生的废润滑油（HWO8），废油桶（HWO8），废含油沾染物（HW49），变压器定期更换的废铅酸蓄电池（HW31），废变压器油（HWO8）属于危险废物，脱硫塔产生的废脱硫剂（HW49）、导热油炉产生的废导热油（HWO8）直接由有资质单位拉运处理，其余危险废物暂存于现有危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理。分子筛干燥塔定期更换的废分子筛、循环冷却水旁滤系统及脱盐水装置定期更换的废滤芯、废离子交换树脂，送天然气分公司一般固废填埋场填埋处理。

（六）环境风险防控措施。设计上充分考虑选址、总图布置、建筑安全、爆

炸、火灾、工艺技术及自动控制设计、消防及火灾报警系统等方面的风险防范措施。设置环境风险事故水三级防控体系，防止事故情况下事故废水排出厂外。发生事故时，事故废水收集到事故池，待事故结束后再处理。建立应急管理组织机构，在生产运营前应重新进行环境风险评估、重新修订突发环境事件应急预案并到建设项目所在地生态环境主管部门备案。加强风险防控预警体系建设，定期开展应急演练，提高突发事件的应急处理能力。

三、应建立企业内部生态环境管理机构和制度，明确人员和职责，加强生态环境管理。项目实施必须严格执行环境保护设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用的环境保护"三同时"制度。项目建成后，应按规定程序实施竣工环境保护验收。四、环境影响评价文件经批准后，项目的性质、规模、工艺、地点或者防治污染的措施发生重大变动的，应当重新报批该项目的环境影响评价文件。自本批复文件发布之日起超过五年，方决定该项目开工建设的，其环境影响评价文件应当报我局重新审核。

五、由大庆市生态环境保护综合执法局组织开展该项目"三同时"监督检查和管理工作。

大庆市生态环境局

2024年11月6日

六、验收执行标准

6.1 废水验收标准

项目运营期无新增生活污水；新增生产废水经污水提升站提升后，管输至徐深9集气站内的污水罐，再经徐深9集气站内的污水提升泵提升后管输至升一联污水处理站；综上，项目废水不排入外环境。

6.2 废气验收标准

项目燃气导热油炉烟气执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表2中燃气锅炉大气污染物排放限值。三甘醇脱水加热炉烟气中烟（粉）尘、烟气黑度排放执行《工业炉窑大气污染物排放标准》（GB9078-1996）表2非金属加热炉二级标准限值，二氧化硫、氮氧化物排放执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表2二级标准限值。厂界非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求限值，厂区内监控点处非甲烷总烃1h平均浓度值、监控点处任意一次浓度值满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）附录A.1厂区内VOCs无组织排放限值；厂界硫化氢满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表1二级新扩改建标准。

表 6-1 废气验收监测执行标准

时段	类型	污染物名称	标准值		标准来源
施工期	无组织	颗粒物	周界外浓度最高点	1.0mg/m ³	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表2
运营期	导热油炉烟气	颗粒物	燃气允许排放浓度	20mg/m ³	《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表2燃气锅炉大气污染物排放限值
		SO ₂		50mg/m ³	
		NO _x		200mg/m ³	
		烟气黑度		≤1级	
	三甘	烟（粉）尘	允许排放浓度	200mg/m ³	《工业炉窑大气污染物排放标

	醇脱水加	烟气黑度	允许排放浓度	≤1级	准》(GB9078-1996)表2非金属加热炉二级标准限值
	热炉烟气	SO ₂	允许排放浓度	550mg/m ³	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表2中二级标准
			最高允许排放速率	2.6kg/h	
		NO _x	允许排放浓度	240mg/m ³	
			最高允许排放速率	0.77kg/h	
	无组织	非甲烷总烃	企业边界允许排放浓度	4.0mg/m ³	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)
			监控点1h平均浓度值	10mg/m ³	《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019)附录A.1
			监控点任意一次浓度值	30mg/m ³	
		硫化氢	厂界浓度限值	0.06mg/m ³	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表1二级新扩改建标准

6.3 地下水验收标准

地下水水质验收监测执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准,地下水验收监测执行标准见表6-2。

表6-2 地下水验收监测执行标准

序号	污染物	标准限值	单位	标准来源
1	K ⁺	--	mg/L	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准
2	Na ⁺	--	mg/L	
3	Ca ²⁺	--	mg/L	
4	Mg ²⁺	--	mg/L	
5	CO ₃ ²⁻	--	mg/L	
6	HCO ₃ ⁻	--	mg/L	
7	SO ₄ ²⁻	--	mg/L	
8	Cl ⁻	--	mg/L	
9	pH值	6.5~8.5	无量纲	
10	氨氮	0.5	mg/L	
11	硝酸盐	20.0	mg/L	
12	亚硝酸盐	1.0	mg/L	
13	挥发酚	0.002	mg/L	

14	氟化物	0.05	mg/L
15	砷	0.01	mg/L
16	汞	0.001	mg/L
17	铬（六价）	0.05	mg/L
18	总硬度	450	mg/L
19	耗氧量	3.0	mg/L
20	溶解性总固体	1000	mg/L
21	氟化物	1.0	mg/L
22	锰	0.1	mg/L
23	镉	0.005	mg/L
24	铅	0.01	mg/L
25	铁	0.3	mg/L
26	总大肠菌群	3.0	MPN/100mL
27	菌落总数	100	CFU/mL

6.4 噪声验收标准

厂界噪声验收监测执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类标准。标准限值见表6-3。

表6-3 噪声验收监测执行标准

项目	单位	标准限值		标准来源
		昼间	夜间	
厂界噪声	dB (A)	60	50	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类区标准

6.5 固体废物验收标准

1、一般固体废物执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）；

2、危险废物执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）。

6.6 土壤废物验收标准

厂区及周边第二类用地土壤各监测点位的监测值符合《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准》（试行）GB36600-2018）中第二类用地筛选值标准，

厂区周边农用地土壤环境质量执行《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准》（试行）（GB15618-2018）筛选值标准。

表 6-4 厂区及周边土壤环境质量标准

序号	污染物	单位	筛选值	标准来源
			第二类用地	
1	砷	mg/kg	60	《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准》（试行）（GB36600-2018）
2	镉	mg/kg	65	
3	铬（六价）	mg/kg	5.7	
4	铜	mg/kg	18000	
5	铅	mg/kg	800	
6	汞	mg/kg	38	
7	镍	mg/kg	900	
8	四氯化碳	mg/kg	2.8	
9	氯仿	mg/kg	0.9	
10	氯甲烷	mg/kg	37	
11	1, 1-二氯乙烷	mg/kg	9	
12	1, 2-二氯乙烷	mg/kg	5	
13	1, 1-二氯乙烯	mg/kg	66	
14	顺-1, 2-二氯乙烯	mg/kg	596	
15	反-1, 2-二氯乙烯	mg/kg	54	
16	二氯甲烷	mg/kg	616	
17	1, 2-二氯丙烷	mg/kg	5	
18	1, 1, 1, 2-四氯乙烷	mg/kg	10	
19	1, 1, 2, 2-四氯乙烷	mg/kg	6.8	
20	四氯乙烯	mg/kg	53	
21	1, 1, 1-三氯乙烷	mg/kg	840	
22	1, 1, 2-三氯乙烷	mg/kg	2.8	
23	三氯乙烯	mg/kg	2.8	
24	1, 2, 3, -三氯丙烷	mg/kg	0.5	
25	氯乙烯	mg/kg	0.43	
26	苯	mg/kg	4	
27	氯苯	mg/kg	270	
28	1, 2-二氯苯	mg/kg	560	
29	1, 4-二氯苯	mg/kg	20	

30	乙苯	mg/kg	28
31	苯乙烯	mg/kg	1290
32	甲苯	mg/kg	1200
33	间二甲苯+对二甲苯	mg/kg	570
34	邻二甲苯	mg/kg	640
35	硝基苯	mg/kg	76
36	苯胺	mg/kg	260
37	2-氯酚	mg/kg	2256
38	苯并[a]蒽	mg/kg	15
39	苯并[a]芘	mg/kg	1.5
40	苯并[b]荧蒽	mg/kg	15
41	苯并[k]荧蒽	mg/kg	151
42	蒽	mg/kg	1293
43	二苯并[a, h]蒽	mg/kg	1.5
44	茚并[1, 2, 3, -cd]芘	mg/kg	15
45	萘	mg/kg	70
46	石油烃 (C10~C40)	mg/kg	4500

表 6-5 厂区周边农田土壤环境质量标准

污染物	单位	风险筛选值 (>7.5)	标准来源
镉 (其他)	mg/kg	0.6	《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准》(试行) (GB15618-2018) 筛选值标准
汞 (其他)	mg/kg	3.4	
砷 (其他)	mg/kg	25	
铅 (其他)	mg/kg	170	
铬 (其他)	mg/kg	250	
铜 (其他)	mg/kg	100	
镍	mg/kg	190	
锌	mg/kg	300	

6.5 污染物总量控制指标

项目新增主要污染物排放量为：SO₂：0.2227t/a、NO_x：4.8023t/a、VOCs：14.9564t/a；COD：0t/a、NH₃-N：0t/a。环评中对本项目提出的总量指标见表 6-6。

表 6-6 环评提出的总量指标

项目		现有工程 量	以新带老工 程削减量	扩建项目 排放量	扩建项目完成 后全厂总量	扩建项目完 成后增减量	
废气	颗粒物	有组织	2.5297	0	1.4849	4.0146	+1.4849
	SO ₂	有组织	0.5262	0	0.2227	0.7489	+0.2227
	NO _x	有组织	33.9175	0	4.8023	38.7198	+4.8023
	VOCs	无组织	37.1781	0	14.9564	52.1345	+14.9564
	硫化氢	无组织	0.0098	0	0.0043	0.0141	+0.0043
废水 (委托处 置量)	COD		4.0880	0	1.7192	5.8072	+1.7192
	石油类		0.1152	0	0.0633	0.1785	+0.0633
	SS		1.5435	0	0.4508	1.9943	+0.4508
	硫化物		0.0083	0	0.0046	0.0129	+0.0046
	挥发酚		0.0005	0	0.0003	0.0008	+0.0003
	氨氮		0.1676	0	0.0922	0.2598	+0.0922
	六价铬		2.76×10 ⁻⁵	0	1.52×10 ⁻⁵	4.28	+1.52×10 ⁻⁵
	钡		0.0003	0	0.0002	0.0005	+0.0002
	全盐量		37.3464	0	2.9410	40.2874	+2.9410
固体废物(产 生量)	危险废 物	生产装置废滤芯、废 活性炭、废滤袋	2.51	0	1.255	3.765	+1.255
		压缩机定期更换的 废润滑油	1	0	2.38	3.38	+2.38
		废碱液	2	0	1	3	+1
		废离子交换树脂	0.06	0	0.75	0.81	+0.75
		化验废液	0.594	0	0.297	0.891	+0.297
		维修检修过程产生 的废润滑油	0.35	0	0.2	0.55	+0.2
		废油桶	0.1	0	0.05	0.15	+0.05
		废含油污染物	0.4	0	0.2	0.6	+0.2
		废导热油	110t/5a	0	110t/5a	220t/5a	+110t/5a
		废脱硫剂	70	0	70	140	+70
变压器定期更换的	3.5t/4a	0	3.5t/4a	7t/4a	+3.5t/4a		

七、验收监测内容

7.1 废水验收监测内容

项目运营期无新增生活污水；新增生产废水经污水提升站提升后，管输至徐深9集气站内的污水罐，再经徐深9集气站内的污水提升泵提升后管输至升一联污水处理站；综上，项目废水不排入外环境。

7.2 废气验收监测内容

(1) 有组织废气检测点位为导热油炉废气排气筒 DA001、三甘醇再生装置加热炉废气排气筒 DA002，共计 2 个点；检测项目：颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、烟气黑度；检测频次：检测 2 天，每天 3 次。

(2) 无组织废气检测点位为厂界上风向 1#、厂界下风向 2#、厂界下风向 3#、厂界下风向 4#，共计 4 个点；检测项目：非甲烷总烃、硫化氢；检测频次：检测 2 天，每天 3 次；

(3) 厂区内检测项目：非甲烷总烃；检测频次：检测 2 天，每天 3 次；

表 7-1 废气验收监测内容

监测项目	监测点位	监测频次	标准
NMHC、硫化氢	厂界厂界上风向 1 个点，下风向设 3 个点	两天、每天三次	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)、《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93) 表 1 二级新扩改建标准
VOCs	厂区内		厂区内无组织非甲烷总烃执行《挥发性有机物无组织排放标准》(GB37822-2019) 中表 A.1 无组织排放限值
颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、烟气黑度	DA001	两天、每天三次	《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014) 表 2 中燃气锅炉大气污染物排放限值

烟尘、烟气黑度、二氧化硫、氮氧化物	DA002	两天、每天三次	烟尘、烟气黑度均满足《工业炉窑大气污染物排放标准》（GB9078-1996）表2非金属加热炉二级标准限值要求，二氧化硫、氮氧化物排放浓度和排放速率满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表2二级标准限值要求。
-------------------	-------	---------	--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

7.3 噪声验收监测内容

按照国家环保部关于噪声环境检测布点原则的规定，结合当地的实际情况，在本项目边界共布设4个噪声检测点位。

厂界噪声监测内容见表7-2。

表 7-3 噪声验收监测内容

监测项目	监测位置	监测频次
厂界噪声 (▲1~▲4)	东、南、西和北侧厂界外共设4个监测点	连续监测2天，每天昼间监测2次，夜间监测2次

7.4 地下水验收监测内容

本项目地下水监测点布设在厂区，地下水监测项目及频次见表7-3。

表 7-3 地下水监测内容

监测项目	监测点位	监测频次	标准	备注
pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、六价铬、总硬度、铅、氟、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氯化物、总大肠菌群、菌落总数、石油类、石油烃（6-9）、石油烃（C10-C40）、硫化物、钡。	厂区西南角	两天、每天二次	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准	/

7.5 土壤验收监测内容

本项目土壤监测点布设在厂区，地下水监测项目及频次见表7-4。

表 7-4 土壤监测内容

监测项目	监测点位	监测频次	标准	备注
砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍、pH、石油类、石油烃（6~9）、石油烃（C10-C40）	导热油炉区域西南侧 1m 处	0~0.2m 取样 一天一个样	《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地风险筛选值。	/
	排污罐西南侧 1m 处			

本项目监测点位图见图 7-1。



图 7-1 监测点位图

八、验收监测数据的质量控制和质量保证

8.1 监测分析方法及仪器

监测分析方法及仪器见表 8-1。

表 8-1 监测分析方法及仪器

类别	检测项目	分析方法名称及方法标准号	分析仪器、型号及编号
有组织 废气	二氧化硫	固定污染源废气二氧化硫的测定 定电位电解法 HJ57-2017	自动烟尘（气）测试仪 GH-60E JRD-073 大流量低浓度烟尘/气测试仪 崂应 3012H-D JRD-074
	低浓度颗粒物	固定污染源废气低浓度颗粒物的测定重量 法 HJ836-2017	电子天平 PT-104/55SY JRD-011
	氮氧化物	固定污染源废气氮氧化物的测定 定电位电解法 HJ693-2014	自动烟尘（气）测试仪 GH-60E JRD-073 大流量低浓度烟尘/气测试仪 崂应 3012H-D JRD-074
	烟气黑度	固定污染源排放烟气黑度的测定 林格曼烟气黑度图法 HJ/T398-2007	林格曼烟气黑度图 ZJL-LG30 JRD-174 林格曼烟气黑度图 ZJL-LG30 JRD-175
无组织 废气	非甲烷总烃	环境空气总烃、甲烷和非甲烷总烃的测定气相 色谱法 HJ604-2017	气相色谱仪 GC9600 JRD-019
	硫化氢	环境空气硫化氢亚甲基蓝分光光度法《空气和 废气监测分析方法》（第四版）国家环境保护 总局（2003年）	紫外可见分光光度计 752 JRD-017
地下水	pH 值	水质 pH 值的测定 电极法 HJ1147-2020	便携式 pH 计 pHB-4 JRD-054

溶解性固体总量	地下水水质分析方法第9部分：溶解性固体总量的测定重量法 DZ/T0064.9-2021	电子天平 FA2004 JRD-010
钙和镁总量 (总硬度)	水质钙和镁总量的测定 EDTA 滴定法 GB7477-87	滴定管 25mL
无机阴离子	水质无机阴离子 (F ⁻ 、Cl ⁻ 、NO ₂ ⁻ 、Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻) 的测定离子色谱法 HJ84-2016	离子色谱仪 MH6210E JRD-185
铁、锰	水质铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法 GB11911-89	原子吸收分光光度计 A3AFG-12 JRD-128
挥发酚	水质挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法 (方法1 萃取分光光度法) HJ503-2009	紫外可见分光光度计 752 JRD-017
高锰酸盐指数 (耗氧量)	水质高锰酸盐指数的测定 GB11892-89	滴定管 25mL
氨氮	水质氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法 HJ535-2009	紫外可见分光光度计 752 JRD-017
汞、砷	水质汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法 HJ694-2014	原子荧光光度计 RGF-6800 JRD-015
铅、镉	水质铜、锌、铅、镉的测定 原子吸收分光光度法 GB7475-87 第二部分螯合萃取法	原子吸收分光光度计 A3AFG-12 JRD-128
六价铬	水质六价铬的测定 二苯碳酰二肼分光光度法 GB7467-87	紫外可见分光光度计 752 JRD-017
氰化物	生活饮用水标准检验方法第5部分：无机非金属指标 (7.1 氰化物异烟酸-吡唑啉酮分光光度法) GB/T5750.5-2023	紫外可见分光光度计 752 JRD-017
总大肠菌群	总大肠菌群多管发酵法《水和废水监测分析方法》(第四版)	电热恒温培养箱 DHP-360 型

		国家环境保护总局（2002年）	JRD-003
细菌总数	水质细菌总数的测定 平皿计数法 HJ1000-2018		电热恒温培养箱 DHP-360型 JRD-003
石油类	水质石油类的测定 紫外分光光度法（试行） HJ970-2018		紫外可见分光光度计 752 JRD-017
钡	生活饮用水标准检验方法第6部分：金属和类金属指标（（19.1钡无火焰原子吸收分光光度法） GB/T5750.6-2023		原子吸收分光光度计 A3AFG-12 JRD-128
硫化物	水质硫化物的测定亚甲基蓝分光光度法 HJ1226-2021		紫外可见分光光度计 752 JRD-017
石油烃（6-9）	水质挥发性石油烃（C ₆ -C ₉ ）的测定吹扫捕集/气相色谱法 HJ893-2017		气相色谱仪 8860 JRD-140
石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	水质可萃取性石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）的测定气相色谱法 HJ894-2017		气相色谱仪 8860 JRD-140
土壤	pH值	土壤pH值的测定 电位法 HJ962-2018	精密酸度计 pHS-2F JRD-006
	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	土壤和沉积物石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）的测定气相色谱法 HJ1021-2019	气相色谱仪 8860 JRD-140
	汞	土壤质量总汞、总砷、总铅的测定 原子荧光法第1部分：土壤中总汞的测定 GB/T22105.1-2008	原子荧光光度计 RGF-6800 JRD-015
	砷	土壤质量总汞、总砷、总铅的测定 原子荧光法第2部分：土壤中总砷的测定 GB/T22105.2-2008	原子荧光光度计 RGF-6800 JRD-015
	铅、镉	土壤质量铅、镉的测定	原子吸收分光光度计

		石墨炉原子吸收分光光度法 GB/T17141-1997	A3AFG-12 JRD-128
	铜、镍	土壤和沉积物铜、锌、铅、镍、铬的测定火焰原子吸收分光光度法 HJ491-2019	原子吸收分光光度计 A3AFG-12 JRD-128
	六价铬	土壤和沉积物六价铬的测定碱溶液提取-火焰原子吸收分光光度法 HJ1082-2019	原子吸收分光光度计 A3AFG-12 JRD-128
	石油烃(C ₆ -C ₉)	土壤和沉积物石油烃(C ₆ -C ₉)的测定吹扫捕集/气相色谱法 HJ1020-2019	气相色谱仪 8860 JRD-140
	石油类	土壤石油类的测定红外分光光度法 HJ1051-2019	红外分光测油仪 OIL450 JRD-018
噪声	厂界噪声	工业企业厂界环境噪声排放标准 GB12348-2008	多功能声级计 AWA5688 JRD-169 声校准器 AWA6021A JRD-066

8.2 人员资质

参与本次验收人员均经过公司及外部培训，监测人员经过相关考核并持有合格证书，熟悉相关仪器的操作与使用，保证检测结果的准确性。

8.3 水质监测分析过程中的质量保证和质量控制

(1) 监测分析方法采用国家有关部门颁布的标准（或推荐）方法。废水分析仪器均经计量部门检定，并在有效使用期内。

(2) 水样的采集、运输、保存、实验室分析和数据计算的全过程均按《环境水质监测质量保证手册》（第四版）的要求进行，即废水采集 10%以上的现场平行样；实验室分析过程中进行质控样分析。

8.4 噪声监测分析过程中的质量保证和质量控制

噪声测量仪器性能均通过国家计量部门检定合格，测量前、后均用声级校准器（AWA6022A）对所使用的噪声统计分析仪进行声学校准，灵敏度相差小于0.5dB（A）。

8.5 气体监测分析过程中的质量保证和质量控制

（1）分析仪器避免被测排放物中共存污染物对分析的交叉干扰；被测排放物的浓度在仪器测量程的有限范围内（即30%~70%之间）。

（2）废气采样/分析仪器经计量部门检定、并在有效使用期内。

（3）及时了解工况情况，保证监测过程中工况负荷满足验收监测要求。

（4）合理布设监测点位，保证各监测点位布设的科学性和可比性。

（5）监测分析方法采用国家有关部门颁布的标准（或推荐）方法，监测人员经过考核并持有合格证书。

（6）保证验收监测分析结果的准确性和可靠性。

（7）测量数据严格实行三级审核制度，经过校对和校核，最后由技术负责人审定。

九、验收监测结果

9.1 生产工况

验收监测期间，项目生产设备及环保设施运行正常、稳定。

9.2 废水验收监测结果

项目运营期无新增生活污水；新增生产废水经污水提升站提升后，管输至徐深9集气站内的污水罐，再经徐深9集气站内的污水提升泵提升后管输至升一联污水处理站；
综上，项目废水不排入外环境。

9.3 废气验收监测结果

(1) 有组织废气验收监测结果表明：新建导热油炉废气排气筒 DA001 烟气污染物排放浓度为颗粒物：12.4~15.3mg/m³，SO₂：3~5mg/m³，NO_x：111~124mg/m³，烟气黑度≤1 级，满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 中燃气锅炉大气污染物排放限值：颗粒物：20mg/m³，SO₂：50mg/m³，NO_x：200mg/m³，烟气黑度≤1 级。新建三甘醇再生装置加热炉废气排气筒 DA002 烟气烟（粉）尘排放浓度为 10.4~11.2mg/m³，烟气黑度≤1 级，均满足《工业炉窑大气污染物排放标准》（GB9078-1996）表 2 非金属加热炉二级标准限值要求（烟（粉）尘浓度、烟气黑度分别不高于 200mg/Nm³、1 级（林格曼黑度））。二氧化硫排放浓度为未检出、氮氧化物排放浓度 37.6~44.3mg/m³，排放浓度和排放速率满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表 2 二级标准限值要求（SO₂、NO_x 排放浓度分别不高于 550mg/Nm³、240mg/Nm³，排放速率分别不高于 2.6kg/h、0.77kg/h）。

(2) 验收监测结果见表 9-2。

表 9-2 有组织废气验收监测结果

采样日期	检测点位	检测项目	检测结果			《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 燃气锅炉大气污染物排放限值
			第一次	第二次	第三次	
2025.11 .11	导热油炉废气排气筒 DA001	废气排放量 (Nm ³ /h)	7939	8142	8105	/
		实测低浓度颗粒物排放浓度 (mg/m ³)	12.4	13.2	12.8	20
		折算后低浓度颗粒物排放浓度 (mg/m ³)	13.2	14.2	13.5	/
		实测 SO ₂ 排放浓度 (mg/m ³)	5	4	3	50
		折算后 SO ₂ 排放浓度 (mg/m ³)	5	4	3	/
		实测 NO _x 排放浓度 (mg/m ³)	121	124	119	200
		折算后 NO _x 排放浓度 (mg/m ³)	128	133	125	/

徐深9天然气净化厂三期工程建设项目竣工环境保护验收监测报告

		O ₂ 含量 (%)	4.5	4.7	4.4	/
		气压 (kPa)	99.83	99.86	99.87	/
		烟气黑度 (级)	<1	<1	<1	/
2025.11 .12	导热油 炉废气 排气筒 DA001	废气排放量 (Nm ³ /h)	8253	8221	8307	/
		实测低浓度 颗粒物排放 浓度(mg/m ³)	14.8	15.3	13.9	20
		折算后低浓 度颗粒物排 放浓度 (mg/m ³)	15.5	16.3	14.4	/
		实测 SO ₂ 排 放浓度 (mg/m ³)	4	3	5	50
		折算后 SO ₂ 排放浓度 (mg/m ³)	4	3	5	/
		实测 NO _x 排 放浓度 (mg/m ³)	123	114	111	200
		折算后 NO _x 排放浓度 (mg/m ³)	129	122	115	/
		O ₂ 含量 (%)	4.3	4.6	4.1	/
		气压 (kPa)	99.82	99.85	99.92	/
				烟气黑度 (级)	<1	<1
采样 日期	检测 点位	检测项目	检测结果			《工业炉窑大气污染物排放标准》(GB9078-1996)表2非金属加热炉二级标准限值
			第一次	第二次	第三次	
2025.11 .11	三甘醇 再生装 置加热 炉废气 排气筒 DA002	废气排放量 (Nm ³ /h)	484	437	456	/
		实测低浓度 颗粒物排放 浓度(mg/m ³)	11.2	10.9	10.5	200
		折算后低浓 度颗粒物排 放浓度 (mg/m ³)	11.0	10.8	10.1	/
		实测 SO ₂ 排 放浓度 (mg/m ³)	3L	3L	3L	/
		折算后 SO ₂ 排放浓度 (mg/m ³)	3L	3L	3L	/
		实测 NO _x 排 放浓度	44.3	37.6	39.2	/

		(mg/m ³)				
		O ₂ 含量 (%)	8.46	8.53	8.22	/
		烟温 (°C)	106.1	104.8	105.2	/
		气压 (kPa)	98.58	98.64	98.61	/
		烟气黑度 (级)	<1	<1	<1	1
2025.11 .12	三甘醇再生装置加热炉废气排气筒 DA002	废气排放量 (Nm ³ /h)	462	443	471	/
		实测低浓度颗粒物排放浓度(mg/m ³)	11.1	10.7	10.4	200
		折算后低浓度颗粒物排放浓度(mg/m ³)	11.1	10.6	10.0	/
		实测 SO ₂ 排放浓度(mg/m ³)	3L	3L	3L	/
		折算后 SO ₂ 排放浓度(mg/m ³)	3L	3L	3L	/
		实测 NO _x 排放浓度(mg/m ³)	40.7	42.1	38.3	/
		O ₂ 含量 (%)	8.67	8.58	8.19	/
		烟温 (°C)	105.7	104.1	106.2	/
		气压 (kPa)	98.60	98.63	98.59	/
		烟气黑度 (级)	<1	<1	<1	1

(3) 废气无组织排放验收监测结果表明：厂界非甲烷总烃浓度为 0.4~12.28mg/m³，满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 企业边界污染物控制要求限值（非甲烷总烃：4mg/m³），厂界达标。厂界硫化氢浓度为 0~0.004mg/m³，满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93) 表 1 二级新扩改建标准限值（硫化氢：0.06mg/m³），厂界达标。厂区内监控点处非甲烷总烃 1h 平均浓度值为 1.23~1.37mg/m³，监控点处任意一次浓度值为 1.29~1.43mg/m³ 满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019) 附录 A.1 厂区内 VOCs 无组织排放限值。废气无组织排放验收监测结果见表 9-3。

表 9-3 无组织废气排放监测结果

徐深9天然气净化厂三期工程建设项目竣工环境保护验收监测报告

采样时间	检测点位	检测项目	检测结果			《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表1二级新扩改建标准
2025.11.11	厂界上风向1#	非甲烷总烃(mg/m ³)	0.50	0.52	0.58		/
		硫化氢(mg/m ³)	0.001L	0.001L	0.001L	/	0.06
	厂界下风向2#	非甲烷总烃(mg/m ³)	0.76	0.79	0.81		/
		硫化氢(mg/m ³)	0.003	0.003	0.002	/	0.06
	厂界下风向3#	非甲烷总烃(mg/m ³)	0.97	0.91	0.93		/
		硫化氢(mg/m ³)	0.003	0.003	0.002	/	0.06
	厂界下风向4#	非甲烷总烃(mg/m ³)	1.07	1.11	1.05		/
		硫化氢(mg/m ³)	0.002	0.002	0.003	/	0.06
采样时间	检测点位	检测项目	检测结果			挥发性有机物无组织排放标准》(GB37822-2019)中表A.1无组织排放限值	
2025.11.11	厂区内(小时值)	非甲烷总烃(mg/m ³)	1.26	1.23	1.28	10	
	厂区内(任意浓度值)	非甲烷总烃(mg/m ³)	1.30	1.29	1.34	30	
采样时间	检测点位	检测项目	检测结果			《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表1二级新扩改建标准
2025.11.12	厂界上风向1#	非甲烷总烃(mg/m ³)	0.47	0.45	0.40		
		硫化氢(mg/m ³)	0.001L	0.001L	0.001L	/	0.06
	厂界下风向2#	非甲烷总烃(mg/m ³)	0.84	0.87	0.82		/
		硫化氢(mg/m ³)	0.003	0.003	0.003	/	0.06
	厂界下	非甲烷总烃(mg/m ³)	1.20	1.23	1.28		/

	风向 3#	硫化氢 (mg/m ³)	0.003	0.003	0.003	/	0.06
	厂界下 风向 4#	非甲烷总烃 (mg/m ³)	1.14	1.19	1.17		/
		硫化氢 (mg/m ³)	0.004	0.002	0.003	/	0.06
采样 时间	检测 点位	检测项目	检测结果			挥发性有机物无组织排放标准》 (GB37822-2019) 中表 A.1 无组织排放限值	
2025 .11.1 2	厂区内 (小时 值)	非甲烷总烃 (mg/m ³)	1.32	1.37	1.33	10	
	厂区内 (任意 浓度 值)	非甲烷总烃 (mg/m ³)	1.43	1.39	1.38	30	

9.4 厂界噪声验收监测结果

厂界噪声验收监测结果表明：验收监测期间，厂界噪声监测点昼间监测结果为昼间噪声最大值为 55dB (A)，夜间监测结果为夜间噪声最大值为 46dB (A)，符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 中 2 类标准。厂界噪声验收监测结果见表 9-4。

表 9-4 厂界噪声监测结果单位：dB (A)

监测时间	检测点位	检测结果				《工业企业厂界环境 噪声排放标准》 (GB12348-2008) 2 类 标准
		时间	测量值	时间	测量值	
2025.11.11	厂界东侧 1m 处	14: 39	55	22: 03	45	昼间：60 夜间：50
	厂界南侧 1m 处	14: 47	52	22: 12	12	
	厂界西侧 1m 处	14: 55	54	22: 20	15	
	厂界北侧 1m 处	15: 07	53	22: 32	43	
2025.11.12	厂界东侧 1m 处	10: 56	54	22: 01	42	
	厂界南侧 1m 处	11: 08	54	22: 11	46	
	厂界西侧 1m 处	11: 16	52	22: 22	44	
	厂界北侧	11: 35	53	22: 37	44	

	1m处				
--	-----	--	--	--	--

9.5 地下水验收监测结果

监测结果表明：验收监测期间，pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、六价铬、总硬度、铅、氟、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氯化物、总大肠菌群、菌落总数、石油类、石油烃（6~9）、石油烃（C10-C40）、硫化物、钡浓度均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准要求。表明本项目的建设对项目所在地的地下水环境质量无影响，具体内容见表9-5。

表9-5地下水监测结果

采样日期	检测项目	检测结果		《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017)III类标准 准
		厂区西南角	厂区西南角	
		DX251111X010 1	DX251111X010 2	
2025.11.11	pH值 (无量纲)	7.2	7.1	6.5-8.5
	钙和镁总量 (总硬度, mg/L)	330	338	≤450mg/L
	溶解性固体总量 (mg/L)	654	662	≤1000mg/L
	Cl ⁻ (mg/L)	20.1	19.9	≤250mg/L
	NO ₂ ⁻ (mg/L)	0.016L	0.016L	≤1.00mg/L
	NO ₃ ⁻ (mg/L)	16.5	17.3	≤20.0mg/L
	SO ₄ ²⁻ (mg/L)	65.8	64.4	≤250mg/L
	铁 (mg/L)	0.03L	0.03L	≤0.3mg/L
	锰 (mg/L)	0.05	0.08	≤0.10mg/L
	挥发酚 (mg/L)	0.0003L	0.0003L	≤0.002mg/L
	高锰酸盐指数 (耗氧量, mg/L)	1.8	1.9	≤3.0mg/L
	氨氮 (mg/L)	0.439	0.453	≤0.50mg/L
	铅 (μg/L)	10L	10L	≤0.01mg/L

徐深9天然气净化厂三期工程建设项目竣工环境保护验收监测报告

	汞 ($\mu\text{g/L}$)	0.04L	0.04L	$\leq 0.001\text{mg/L}$
	砷 ($\mu\text{g/L}$)	0.3L	0.3L	$\leq 0.01\text{mg/L}$
	镉 ($\mu\text{g/L}$)	1L	1L	$\leq 0.005\text{mg/L}$
	六价铬 (mg/L)	0.004L	0.004L	$\leq 0.05\text{mg/L}$
	F^- (mg/L)	0.809	0.846	$\leq 1.0\text{mg/L}$
	氰化物 (mg/L)	0.002L	0.002L	$\leq 0.05\text{mg/L}$
	总大肠菌群 (MPN/100mL)	<2	<2	$\leq 2.0\text{MPN}/100\text{mL}$
	细菌总数 (CFU/mL)	40	30	$\leq 100\text{CFU}/\text{mL}$
	石油类 (mg/L)	0.01L	0.01L	/
	石油烃 ($\text{C}_6\text{-C}_9$, mg/L)	0.02L	0.02L	/
	石油烃 ($\text{C}_{10}\text{-C}_{40}$, mg/L)	0.01L	0.01L	/
	钡 ($\mu\text{g/L}$)	10L	10L	$\leq 0.70\text{mg/L}$
	硫化物 (mg/L)	0.003L	0.003L	$\leq 0.02\text{mg/L}$
采样 日期	检测项目	检测结果		《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017)III类标准
		厂区西南角	厂区西南角	
		DX251112X010 1	DX251112X010 2	
2025.11.12	pH值 (无量纲)	7.3	7.2	6.5-8.5
	钙和镁总量 (总硬度, mg/L)	320	324	$\leq 450\text{mg/L}$
	溶解性固体总量 (mg/L)	648	643	$\leq 1000\text{mg/L}$
	Cl^- (mg/L)	20.7	21.8	$\leq 250\text{mg/L}$
	NO_2^- (mg/L)	0.016L	0.016L	$\leq 1.00\text{mg/L}$
	NO_3^- (mg/L)	19.5	18.2	$\leq 20.0\text{mg/L}$

SO ₄ ²⁻ (mg/L)	67.6	65.6	≤250mg/L
铁 (mg/L)	0.03L	0.03L	≤0.3mg/L
锰 (mg/L)	0.05	0.07	≤0.10mg/L
挥发酚 (mg/L)	0.0003L	0.0003L	≤0.002mg/L
高锰酸盐指数 (耗氧量, mg/L)	2.0	1.8	≤3.0mg/L
氨氮 (mg/L)	0.426	0.442	≤0.50mg/L
铅 (μg/L)	10L	10L	≤0.01mg/L
汞 (μg/L)	0.04L	0.04L	≤0.001mg/L
砷 (μg/L)	0.3L	0.3L	≤0.01mg/L
镉 (μg/L)	1L	1L	≤0.005mg/L
六价铬 (mg/L)	0.004L	0.004L	≤0.05mg/L
F ⁻ (mg/L)	0.870	0.842	≤1.0mg/L
氰化物 (mg/L)	0.002L	0.002L	≤0.05mg/L
总大肠菌群 (MPN/100mL)	<2	<2	≤2.0MPN/100mL
细菌总数 (CFU/mL)	40	50	≤100CFU/mL
石油类 (mg/L)	0.01L	0.01L	/
石油烃 (C ₆ -C ₉ , mg/L)	0.02L	0.02L	/
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀ , mg/L)	0.01L	0.01L	/
钡 (μg/L)	10L	10L	≤0.70mg/L
硫化物 (mg/L)	0.003L	0.003L	≤0.02mg/L

9.6 土壤验收监测结果

监测结果表明：验收监测期间，砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍、pH、石油类、石油烃（6~9）、石油烃（C₁₀-C₄₀）浓度均满足《土壤环境质量建设用地区域土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地风险筛

选值。表明本项目的建设对项目所在地的土壤环境质量无影响，具体内容见表9-6。

表 9-6 土壤检测结果表

采样日期	检测项目	单位	检测结果		《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地风险筛选值
			导热油炉区域西南侧1m处（0-0.2m）	排污罐西南侧1m处（0-0.2m）	
2025.11.11	pH 值	无量纲	8.12	7.89	/
	砷	mg/kg	6.24	6.97	60
	镉	mg/kg	0.73	0.92	65
	六价铬	mg/kg	未检出	未检出	5.7
	铜	mg/kg	19	24	18000
	铅	mg/kg	10.2	8.6	800
	汞	mg/kg	0.092	0.087	38
	镍	mg/kg	24	23	900
	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	mg/kg	22	355	4500
	石油烃（C ₆ -C ₉ ）	mg/kg	未检出	未检出	/
	石油类	mg/kg	47.7	606	/

9.7 固体废物处置及综合利用情况

项目不新增定员，运营期无新增生活垃圾。

本项目调试后立即验收，目前无生产固废产生量，生产固废产生工序尚未进行更换滤芯、活性炭等废物。故根据实际建设的生产工序对产生的污染物种类进行统计。

本单位生产固废种类主要为：

（1）原料气预分离产生的废纤维滤芯（HW49-900-041-49）、胺液旁滤净化系统产生的废滤芯（HW49-900-041-49）、废活性炭（HW49-900-041-49）、

废滤袋（HW49-900-041-49）；

（2）TEG富液过滤系统、尾气回收单元产生的废滤芯（HW49-900-041-49）、压缩机、丙烷制冷系统定期更换的废润滑油（HW08-900-219-08）、脱硫塔产生的废脱硫剂（HW49-900-041-49）、胺液净化过程产生的废滤芯（HW49-900-041-49）、废活性炭（HW49-900-041-49）、废碱液（HW35-900-399-35）、废离子交换树脂（HW13-900-015-13）；

（3）导热油炉产生的废导热油（HW08-900-214-08），化验室产生的化验废液（HW49-900-047-49）、设备维护、维修过程产生的废润滑油（HW08-900-214-08）、废油桶（HW08-900-249-08）、废含油沾染物（HW49-900-041-49）、变压器定期更换的废铅酸蓄电池（HW31-900-052-31）、除脱硫塔产生的废脱硫剂（HW49-900-041-49）、导热油炉产生的废导热油（HW08-900-214-08）直接由有资质单位拉运处理外，其余危险废物分类、分区暂存于现有危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理。

（4）分子筛干燥塔定期更换的废分子筛、循环冷却水旁滤系统及脱盐水装置定期更换的废滤芯、废离子交换树脂，送天然气分公司一般固废填埋场填埋。处置情况见下表9-7。

表 9-7 固体废物处置贮存能力情况

序号	贮存场所（设施）名称	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	占地面积	贮存方式	贮存能力（t）	贮存周期
1	现有危险废物贮存库	生产装置废滤芯、废活性炭、废滤袋	HW49 其他废物	900-041-49	56m ²	密闭桶装	2.51	6个月
		压缩机定期更换的废润滑油	HW08 废矿物油与含矿物油废物	900-219-08		密闭桶装	2.38	6个月
		废碱液	HW35 废碱	900-399-35		密闭桶装	2	6个月
		废离子交换树脂	HW13 有机树脂类废物	900-015-13		密闭桶装	0.81	6个月
		化验废液	HW49 其他废物	900-047-49		密闭桶装	0.223	3个月
		维修检修过程产生的废润滑油	HW08 废矿物油与含矿物油废物	900-214-08		密闭桶装	0.55	6个月
		废油桶	HW08 废矿物油与含矿物油	900-249-08		包装桶密闭	0.15	6个月

		废物				
	废含油沾染物	HW49 其他废物	900-041-49	密闭桶装	0.6	6个月
	废铅酸蓄电池	HW31 含铅废物	900-052-31	/	3.5	6个月

由表 9-7 可知，本项目固体废物处置率为 100%，做到了固体废物资源化、减量化、无害化，达到了环评批复要求。

9.8 污染物排放总量核算

废气：

核定总量计算

根据锅炉烟气各污染物核定排放量参照《排污许可证申请与核发技术规范锅炉》(HJ953-2018)下式计算：

$$E_{\text{年许可}} = \sum_{i=1}^n C_i \times V_i \times R_i \times 10^{-3}$$

式中：E_{年许可}—锅炉排污单位污染物年许可排放量，吨；

C_i—第 i 个主要排放口污染物排放标准浓度限值，毫克/立方米；

V_i—第 i 个主要排放口基准烟量，标立方米/千克或标立方米/立方米；

R_i—第 i 个主要排放口所对应的锅炉前三年年平均燃料使用量（未投运或投运不满一年的锅炉按照设计年燃料使用量进行选取，投运满一年但未满三年的锅炉按运行周期年平均燃料使用量选取，当前三年或周期年平均燃料使用量超过设计燃料使用量时，按设计燃料使用量选取），吨或万立方米；

本项目新增主要污染物排放量为：有组织颗粒物、SO₂、NO_x，无组织 VOCs。

项目燃气导热油炉烟气执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 中燃气锅炉大气污染物排放限值，颗粒物 20mg/m³、SO₂50mg/m³、NO_x200mg/m³。三甘醇脱水加热炉烟气中烟（粉）尘、烟气黑度排放执行《工业炉窑大气污染物排放标准》（GB 9078-1996）表 2 非金属加热炉二级标准限值，二氧化硫、氮氧化物排放执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 二级标准限值，颗粒物 200mg/m³、SO₂550mg/m³、NO_x240mg/m³。

项目配套建设 1 台 7MW 燃气导热油炉，以清洁能源天然气为燃料，耗气量 750m³/h，年运行时间 3030d、7920h，废气量为 8081.475m³/h，总废气量为 64×10⁶m³/a

颗粒物核定排放量：64×10⁶m³/a×20mg/m³÷1000000000=1.28t/a

二氧化硫核定排放量：64×10⁶m³/a×50mg/m³÷1000000000×0.8=2.56t/a

氮氧化物核定排放量： $64 \times 10^6 \text{m}^3/\text{a} \times 200 \text{mg}/\text{m}^3 \div 1000000000 = 12.8 \text{t}/\text{a}$

项目新建三甘醇再生装置加热炉以清洁能源天然气为燃料，耗气量 120 m³/h，年运行时间 330 d、7920 h。废气量为 1293.036 m³/h，总废气量为 10.24 × 10⁶ m³/a

颗粒物核定排放量： $10.24 \times 10^6 \text{m}^3/\text{a} \times 200 \text{mg}/\text{m}^3 \div 1000000000 = 2.048 \text{t}/\text{a}$

二氧化硫核定排放量： $10.24 \times 10^6 \text{m}^3/\text{a} \times 550 \text{mg}/\text{m}^3 \div 1000000000 \times 0.8 = 5.632 \text{t}/\text{a}$

氮氧化物核定排放量： $10.24 \times 10^6 \text{m}^3/\text{a} \times 240 \text{mg}/\text{m}^3 \div 1000000000 = 2.458 \text{t}/\text{a}$

实际排放量计算

项目配套建设 1 台 7MW 燃气导热油炉，以清洁能源天然气为燃料，耗气量 750 m³/h，年运行时间 3030 d、7920 h，天然气消耗量为 594 万 m³/a。新建导热油炉烟气主要污染物为颗粒物、SO₂、NO_x、烟气黑度，配套低氮燃烧器，通过 18m 高烟囱排放，编号为 DA001。

根据附件 3 验收监测报告，新建导热油炉废气排气筒 DA001 烟气污染物排放浓度为颗粒物：12.4~15.3 mg/m³，SO₂：3~5 mg/m³，NO_x：111~124 mg/m³，烟气黑度 ≤ 1 级，满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 中燃气锅炉大气污染物排放限值：颗粒物：20 mg/m³，SO₂：50 mg/m³，NO_x：200 mg/m³，烟气黑度 ≤ 1 级，具体见截图。

		废气排放量 (Nm ³ /h)	7919	8142	8105	
2025.11.11	导热油炉废气排气筒 DA001	实际低浓度颗粒物排放浓度 (mg/m ³)	12.4	13.2	12.8	
		折算后低浓度颗粒物排放浓度 (mg/m ³)	13.2	14.2	13.5	20 mg/m ³
		实测 SO ₂ 排放浓度 (mg/m ³)	5	4	3	
		折算后 SO ₂ 排放浓度 (mg/m ³)	5	4	3	50 mg/m ³
		实测 NO _x 排放浓度 (mg/m ³)	121	124	119	
		折算后 NO _x 排放浓度 (mg/m ³)	128	133	125	200 mg/m ³
		O ₂ 含量 (%)	4.5	4.7	4.4	
		温度 (℃)	75.3	76.2	75.1	
		气压 (kPa)	99.83	99.86	99.87	
		烟气黑度 (级)	<1	<1	<1	≤1 级
2025.11.12	导热油炉废气排气筒 DA001	废气排放量 (Nm ³ /h)	8253	8221	8307	
		实际低浓度颗粒物排放浓度 (mg/m ³)	14.8	15.3	15.9	
		折算后低浓度颗粒物排放浓度 (mg/m ³)	15.5	16.3	14.4	20 mg/m ³
		实测 SO ₂ 排放浓度 (mg/m ³)	4	3	5	
		折算后 SO ₂ 排放浓度 (mg/m ³)	4	3	5	50 mg/m ³
		实测 NO _x 排放浓度 (mg/m ³)	123	114	111	
		折算后 NO _x 排放浓度 (mg/m ³)	129	122	115	200 mg/m ³

燃气导热油炉平均烟气量8162Nm³/h，颗粒物平均浓度为13.73mg/m³，SO₂平均浓度为4mg/m³，NO_x平均浓度为122.33mg/m³，颗粒物实际排放量为0.89t/a，SO₂实际排放量为0.259t/a，NO_x实际排放量为7.91t/a。

项目新建三甘醇再生装置加热炉以清洁能源天然气为燃料，耗气量120m³/h，年运行时间330d、7920h，天然气消耗量为95.04万m³/a。新建三甘醇再生装置加热炉烟气主要污染物为烟（粉）尘、SO₂、NO_x、烟气黑度，配套低氮燃烧器，通过18m高烟囱排放，编号为DA002。

根据附件3验收监测报告，新建三甘醇再生装置加热炉废气排气筒DA002烟气烟（粉）尘排放浓度为10.4~11.2mg/m³，烟气黑度≤1级，均满足《工业炉窑大气污染物排放标准》（GB9078-1996）表2非金属加热炉二级标准限值要求（烟（粉）尘浓度、烟气黑度分别不高于200mg/Nm³、1级（林格曼黑度））。二氧化硫排放浓度为未检出、氮氧化物排放浓度37.6~44.3mg/m³，排放浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表2二级标准限值要求（SO₂、NO_x排放浓度分别不高于550mg/Nm³、240mg/Nm³），具体见截图。

		检测结果			国家标准值		
2023.11.11	三甘醇再生装置加热炉废气排气筒DA002	废气排放量 (Nm ³ /h)	464	477	456	?	?
		实测最高颗粒物排放浓度 (mg/m ³)	11.2	10.9	10.5	?	?
		实测最低颗粒物排放浓度 (mg/m ³)	11.0	10.8	10.1	200mg/m ³	?
		O ₂ 含量 (%)	8.46	8.53	8.22	?	?
		烟温 (℃)	106.1	104.8	105.2	?	?
		气压 (kPa)	98.28	98.84	98.61	?	?
		SO ₂ 排放浓度 (mg/m ³)	31	31	31	?	550mg/m ³
		NO _x 排放浓度 (mg/m ³)	44	38	39	?	240mg/m ³
		烟气黑度 (级)	<1	<1	<1	<1级	?
		2023.11.12	三甘醇再生装置加热炉废气排气筒DA002	废气排放量 (Nm ³ /h)	462	443	471
实测最高颗粒物排放浓度 (mg/m ³)	11.1			10.7	10.6	?	?
实测最低颗粒物排放浓度 (mg/m ³)	11.1			10.6	10.0	200mg/m ³	?
O ₂ 含量 (%)	8.67			8.56	8.19	?	?
烟温 (℃)	103.8			104.7	106.0	?	?
气压 (kPa)	98.60			98.61	98.59	?	?
SO ₂ 排放浓度 (mg/m ³)	31			31	31	?	550mg/m ³
NO _x 排放浓度 (mg/m ³)	40.7			42.1	43.3	?	240mg/m ³
烟气黑度 (级)	<1			<1	<1	<1级	?

根据验收监测，三甘醇再生装置加热炉平均烟气量458.83m³/h，颗粒物平均浓度为10.8mg/m³，SO₂平均浓度为1.5mg/m³，NO_x平均浓度为40.38mg/m³，颗粒物实际排放量为0.04t/a，SO₂实际排放量为0.005t/a，NO_x实际排放量为0.147t/a。

对比表格见下表。

表9-8核定排放量与实际排放量对对比表

	颗粒物	SO ₂	NO _x	VOC（无组织）
环评燃气导热油炉	1.28	2.56	12.8	14.9564
环评三甘醇再生装置加热炉	2.048	5.632	2.458	
实际燃气导热油炉	0.89	0.259	7.91	14.9564
实际三甘醇再生装置加热炉	0.04	0.005	0.147	

综上所述，本单位排放量小于本项目排放核定总量。

综上所述，本单位烟气颗粒物排放量颗粒物实际排放量为0.93t/a，SO₂实际排放量为0.264t/a，NO_x实际排放量为8.057t/a。VOCs：14.9564t/a。

废水：

项目无生活污水，项目新增循环冷却系统排污水量为0.264m³/d；项目新增脱盐水泵房排污水量为4.06m³/d，原料气预处理过程分离废水量为0.03m³/d，脱水单元过滤分离废水量为0.004m³/d，尾气回收单元分离废水量为6.770m³/d，项目新增检修设备清洗及胺液净化废水量为0.036m³/d，提升站提升后，管输至徐深9集气站内的污水罐暂存，待贮存量满足提升量后（目前本项目调试后立即验收，产生废水量较少，未提升至升一联污水处理站），再经徐深9集气站内的污水提升泵提升后管输至升一联污水处理站，处理达标后回注；废水不排入外环境。

噪声：

厂界噪声验收监测结果表明：验收监测期间，厂界噪声监测点昼间监测结果为昼间噪声最大值为55dB（A），夜间监测结果为夜间噪声最大值为46dB（A），符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类标准。

固废：

项目不新增定员，运营期无新增生活垃圾。

本项目调试后立即验收，目前无生产固废产生量，生产固废产生工序尚未进行更换滤芯、活性炭等废物。故根据实际建设的生产工序对产生的污染物种类进行统计。

本单位生产固废种类主要为：

（5）原料气预分离产生的废纤维滤芯（HW49-900-041-49）、胺液旁滤净化系统产生的废滤芯（HW49-900-041-49）、废活性炭（HW49-900-041-49）、废滤袋（HW49-900-041-49）；

(6) TEG富液过滤系统、尾气回收单元产生的废滤芯(HW49-900-041-49)、压缩机、丙烷制冷系统定期更换的废润滑油(HW08-900-219-08)、脱硫塔产生的废脱硫剂(HW49-900-041-49)、胺液净化过程产生的废滤芯(HW49-900-041-49)、废活性炭(HW49-900-041-49)、废碱液(HW35-900-399-35)、废离子交换树脂(HW13-900-015-13)；

(7) 导热油炉产生的废导热油(HW08-900-214-08)，化验室产生的化验废液(HW49-900-047-49)、设备维护、维修过程产生的废润滑油(HW08-900-214-08)、废油桶(HW08-900-249-08)、废含油沾染物(HW49-900-041-49)、变压器定期更换的废铅酸蓄电池(HW31-900-052-31)、除脱硫塔产生的废脱硫剂(HW49-900-041-49)、导热油炉产生的废导热油(HW08-900-214-08)直接由有资质单位拉运处理外，其余危险废物分类、分区暂存于现有危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理。

分子筛干燥塔定期更换的废分子筛、循环冷却水旁滤系统及脱盐水装置定期更换的废滤芯、废离子交换树脂，送天然气分公司一般固废填埋场填埋。

由表9-7可知，本项目固体废物处置率为100%，做到了固体废物资源化、减量化、无害化，达到了环评批复要求。

十、验收监测结论

10.1 验收监测结论

10.1.1 废水验收监测结论

项目运营期无新增生活污水；新增生产废水经污水提升站提升后，管输至徐深9集气站内的污水罐，再经徐深9集气站内的污水提升泵提升后管输至升一联污水处理站；综上，项目废水不排入外环境。

10.1.2 废气验收监测结论

(1) 有组织废气验收监测结果表明：验收监测期间，新建导热油炉废气排气筒DA001烟气污染物排放浓度为颗粒物：12.4~15.3mg/m³，SO₂：3~5mg/m³，NO_x：111~124mg/m³，烟气黑度≤1级，满足《锅炉大气污染物排放标准》

(GB13271-2014)表2中燃气锅炉大气污染物排放限值：颗粒物：20mg/m³，SO₂：

50mg/m³, NO_x: 200mg/m³, 烟气黑度≤1级。

(2) 新建三甘醇再生装置加热炉废气排气筒 DA002 烟气烟(粉)尘排放浓度为 10.4~11.2mg/m³, 烟气黑度≤1级, 均满足《工业炉窑大气污染物排放标准》(GB9078-1996)表2非金属加热炉二级标准限值要求(烟(粉)尘浓度、烟气黑度分别不高于 200mg/Nm³、1级(林格曼黑度))。二氧化硫排放浓度为未检出、氮氧化物排放浓度 37.6~44.3mg/m³, 排放浓度和排放速率满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中表2二级标准限值要求(SO₂、NO_x排放浓度分别不高于 550mg/Nm³、240mg/Nm³, 排放速率分别不高于 2.6kg/h、0.77kg/h)。

(2) 废气无组织排放验收监测结果表明: 验收监测期间, 厂界非甲烷总烃浓度为 0.4~12.28mg/m³, 满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)企业边界污染物控制要求限值(非甲烷总烃: 4mg/m³), 厂界达标。厂界硫化氢浓度为 0~0.004mg/m³, 满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表1二级新扩改建标准限值(硫化氢: 0.06mg/m³), 厂界达标。厂区内监控点处非甲烷总烃 1h 平均浓度值为 1.23~1.37mg/m³, 监控点处任意一次浓度值为 1.29~1.43mg/m³ 满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019)附录 A.1 厂区内 VOCs 无组织排放限值。

10.1.3 厂界噪声验收监测结论

厂界噪声验收监测结果表明: 验收监测期间, 厂界噪声验收监测结果表明: 验收监测期间, 厂界噪声监测点昼间监测结果为昼间噪声最大值为 55dB(A), 夜间监测结果为夜间噪声最大值为 46dB(A), 符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中2类标准。

10.1.4 土壤验收监测结论

监测结果表明: 验收监测期间, pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、六价铬、总硬度、铅、氟、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氯化物、总大肠菌群、菌落总数、石油类、石油烃(6~9)、石油烃(C10-C40)、硫化物、钡浓度均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)III类标准要求。表明本项目的建设对项目所在地的地下水环境质量无影响,

10.1.4 地下水验收监测结论

监测结果表明: 验收监测期间, pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚

类、氰化物、砷、汞、六价铬、总硬度、铅、氟、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氯化物、总大肠菌群、菌落总数、石油类、石油烃（6~9）、石油烃（C10-C40）、硫化物、钡浓度均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准要求。表明本项目的建设对项目所在地的地下水环境质量无影响。

10.1.4 固体废物处置情况结论

项目不新增定员，运营期无新增生活垃圾。

项目不新增定员，运营期无新增生活垃圾。

本项目调试后立即验收，目前无生产固废产生量，生产固废产生工序尚未进行更换滤芯、活性炭等废物。故根据实际建设的生产工序对产生的污染物种类进行统计。

本单位生产固废种类主要为：

（8）原料气预分离产生的废纤维滤芯（HW49-900-041-49）、胺液旁滤净化系统产生的废滤芯（HW49-900-041-49）、废活性炭（HW49-900-041-49）、废滤袋（HW49-900-041-49）；

（9）TEG富液过滤系统、尾气回收单元产生的废滤芯（HW49-900-041-49）、压缩机、丙烷制冷系统定期更换的废润滑油（HW08-900-219-08）、脱硫塔产生的废脱硫剂（HW49-900-041-49）、胺液净化过程产生的废滤芯（HW49-900-041-49）、废活性炭（HW49-900-041-49）、废碱液（HW35-900-399-35）、废离子交换树脂（HW13-900-015-13）；

（10）导热油炉产生的废导热油（HW08-900-214-08），化验室产生的化验废液（HW49-900-047-49）、设备维护、维修过程产生的废润滑油（HW08-900-214-08）、废油桶（HW08-900-249-08）、废含油沾染物（HW49-900-041-49）、变压器定期更换的废铅酸蓄电池（HW31-900-052-31）、除脱硫塔产生的废脱硫剂（HW49-900-041-49）、导热油炉产生的废导热油（HW08-900-214-08）直接由有资质单位拉运处理外，其余危险废物分类、分区暂存于现有危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理。

分子筛干燥塔定期更换的废分子筛、循环冷却水旁滤系统及脱盐水装置定期更换的废滤芯、废离子交换树脂，送天然气分公司一般固废填埋场填埋。

10.1.5 总量控制结论

本单位烟气颗粒物排放量颗粒物实际排放量为0.93t/a，SO₂实际排放量为0.264t/a，NO_x实际排放量为8.057t/a。VOCs: 14.9564t/a。小于核定总量控制指标。

10.1.6 环境管理检查结论

- (1) 本工程的固体废物全部得到妥善处置。
- (2) 建立和制定了环境管理制度和应急预案。

10.2 建议

进一步加强生产和环保管理，做好环保设施维护与运行管理，确保污染治理设施稳定运行及污染物稳定达标排放。

十一、建设项目工程竣工环境保护“三同时”验收登记表

填表单位（盖章）：

填表人（签字）：

项目经办人（签字）：

建设项目	项目名称	徐深9天然气净化厂三期工程建设项目	项目代码	/	建设地点	黑龙江省大庆市肇州县徐深9天然气净化厂南侧
	行业类别（分类管理名录）	五、石油和天然气开采业 07——8 陆地天然气开采 0721——新区块开发；年生产能力1亿立方米及以上的煤层气开采；涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）	建设性质	(新建 <input type="checkbox"/> 改扩建 <input checked="" type="checkbox"/> 技术改造)		
	设计生产能力	高碳天然气处理规模为 120×10 ⁴ m ³ /d，生产合格天然气 98.4×10 ⁴ m ³ /d (32472×10 ⁴ m ³ /d)、液体二氧化碳 20×10 ⁴ t/a。	实际生产能力	高碳天然气处理规模为 120×10 ⁴ m ³ /d，生产合格天然气 98.4×10 ⁴ m ³ /d (32472×10 ⁴ m ³ /d)、液体二氧化碳 20×10 ⁴ t/a。	环评单位	大庆经略环保科技有限公司
	环评文件审批机关	大庆市生态环境局	审批文号	庆环审〔2024〕106号	环评文件类型	报告书
	开工日期	2025.05	竣工日期	2025.10	排污许可证申领时间	2025.11
	环保设施设计单位	大庆油田有限责任公司天然气分公司	环保设施施工单位	大庆油田有限责任公司天然气分公司	本工程排污许可证编号	912306076063361236001W
	验收单位	黑龙江省合壹环保科技有限公司	环保设施监测单位	黑龙江省吉瑞达检测科技有限公司	验收监测时工况	/
	投资总概算（万元）	40671	环保投资总概算（万元）	460	所占比例（%）	1.13

徐深9天然气净化厂三期工程建设项目竣工环境保护验收监测报告

	实际总投资 (万元)	40671					实际环保投资(万 元)	460		所占比例 (%)	1.13			
	废水治理(万 元)	36	废气治理 (万元)	40	噪声治理 (万元)	45	固体废物治理(万 元)	5		绿化及生 态(万元)	其他(万 元)	334		
	新增废水处理 设施能力	/					新增废气处理设 施能力	/		年平均工 作时间	7920			
运营单位		大庆油田有限责任公司天然气分公 司				运营单位社会统一信用代 码(或组织机构代码)			大庆油田有限责任公 司天然气分公司		验收时间	2025年11月11-12日		
污 染 物 排 放 达 标 与 总 量 控 制 (工 业 建 设 项 目 详 填)	污 染 物	原有 排 放 量 (1)	本期工 程实际 排 放 浓 度 (2)	本期工 程允许 排 放 浓 度 (3)	本期工 程产生 量 (4)	本期 工程 自身 削 减 量 (5)	本期工 程实际 排 放 量 (6)	本期工 程核定 排 放 总 量 (7)	本期工程“以新带老” 削减量(8)	全厂 实际 排 放 总 量 (9)	全厂核 定排 放 总 量 (10)	区域平衡 替代削 减量 (11)	排放增 减量 (12)	
	废水	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	
	化学需氧量	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	
	氨氮	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	
	石油类	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	
	废气	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	
	二氧化硫	0.526	0.264	/	0.264	/	0.264	/	0	/	7.393	/	/	
	烟尘	2.53	0.93	/	0.93	/	0.93	/	0	/	2.777	/	/	
	挥发性有机废 气	37.178	14.9564	/	14.9564	/	14.9564	/	0	/		/	/	
	氮氧化物	33.918	8.057	/	8.057	/	8.057	/	0	/	36.966	/	/	
工业固体废物	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/		

徐深9天然气净化厂三期工程建设项目竣工环境保护验收监测报告

与项目有关的其他特征污染物	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
---------------	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

注：1、排放增减量：(+)表示增加，(-)表示减少。2、(12) = (6) - (8) - (11)，(9) = (4) - (5) - (8) - (11) + (1)。3、计量单位：废水排放量——万吨/年；废气排放量——万标立方米/年；

工业固体废物排放量——万吨/年；水污染物排放浓度——毫克/升

附件1营业执照



大庆市生态环境局文件

庆环审〔2024〕106号

关于徐深9天然气净化厂三期工程项目 环境影响报告书的批复

大庆油田有限责任公司天然气分公司：

你单位报送的《关于申请审批徐深9天然气净化厂三期工程项目环境影响评价文件的函》及相关材料收悉。经研究，批复如下：

一、项目基本情况

该项目建设性质属于扩建，项目代码为2312-230621-04-01-164088，建设地点位于黑龙江省大庆市肇州县徐深9天然气净化厂南侧，项目新增占地面积28487m²，建成后总占地面积为100388.5m²。该项目对二期集配气单元阀组、集配气汇管进行改造，改造后集配气单元规模扩大至210×

10⁴m³/d。新建1套120×10⁴m³/d脱碳装置,1套100×10⁴m³/d三甘醇脱水装置,1套18×10⁴m³/d尾气回收设施,1套20×10⁴t/a二氧化碳液化装置。中控室扩建151.2m²,新建1座504m²胺液泵房,1座360m²丙烷压缩机厂房,1座21.6m²门岗房,1座54.9m²机柜间,1座49.5m²空压站,1座27.72m²工具间,1座39.6m²值班室,1处180m²吊装及检修场地,1处围堰内面积28m²排污罐区。已建空氮站内新建2套6Nm³/min的空压及净化设备。新建二氧化碳放空立管1座。新建液体二氧化碳储运设施1套,主要包括1000m³二氧化碳球罐2座、定量装车机5座、80t地衡1座。新建1套处理能力2t/h全自动二级脱盐水装置。新建1台7MW导热油炉,配套建设储罐。建设1座供热能力2.5MW供暖换热站。现有变电站扩容至2×10000kVA,新建1座10KV橇装变电站及配套设施。新建1座182m³缓冲池、1座1080m³初期雨水收集池,1座576m³事故池。其它均依托现有工程。项目总投资40671万元,其中环保投资460万元。

在全面落实《徐深9天然气净化厂三期工程项目环境影响报告书》(以下简称《报告书》)和本批复提出的各项生态环境保护措施后,对环境的不利影响可以得到缓解和控制。我局原则同意该《报告书》的环境影响评价总体结论和各项生态环境保护措施。

二、项目建设的主要生态环境保护措施

(一)水环境保护措施。施工期,施工废水沉淀后回用于混

凝土的养护，设备车辆的冲洗、施工场地的洒水抑尘等。生活污水生经已建一体化埋式污水处理装置处理达标后排入防渗集水池，在池内自然蒸发。**运营期**，工艺分离废水、检修设备清洗及胺液净化废水、循环冷却系统排污水、脱盐水泵房排污水、初期雨水管输至徐深9集气站内污水罐暂存后，管输至升一联污水处理站处理，废水处理应同时满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。

（二）地下水和土壤污染防治措施。地下水实施分区防控，三期脱碳装置区、三甘醇脱水装置区（含TEG再生撬，TEG尾气回收装置区）、胺液泵房、尾气回收区（含尾气脱水区，尾气脱硫区、压缩机厂房扩建预留区）、吊装及检修场地、排污罐区、缓冲池、初期雨水收集池、事故池采用150mm厚、抗渗系数P6的抗渗混凝土构筑防渗层或采取其他等效措施，防渗性能应满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中一般防渗区要求。除一般防渗区和绿化用地外的其它区域进行一般地面硬化，防渗性能满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中简单防渗区要求。保留防渗工程施工期影像资料备查。加强防渗设施的日常维护，对出现破损的防渗设施应及时修复和加固，确保防渗设施牢固安全，防止污染地下水和土壤。

建立完善的地下水和土壤监测制度。设置5口跟踪监测井，定期进行监测，发现问题及时处理。严格落实地下水和土壤监测

计划，一旦出现土壤和地下水污染，立即采取应急措施，减少对水体和土壤的不利环境影响。

(三) 大气环境保护措施。施工期，施工场地设置围挡，定期洒水抑尘。建材应定位定点堆放，并采取防尘、抑尘措施。建筑垃圾及时清运，合理规划道路运输路线，运输车辆采用密闭式运输方法。施工场界颗粒物应满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中表2无组织排放监控浓度限值要求。**运营期，导热油炉烟气：**导热油炉以天然气为燃料，设置低氮燃烧器，烟气通过18 m高烟囱排放，SO₂、NO_x、颗粒物、烟气黑度应满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表2排放限值要求。**三甘醇再生装置加热炉烟气：**三甘醇再生装置加热炉以天然气为燃料，设置低氮燃烧器，烟气通过18 m高烟囱排放，烟气中烟(粉)尘排放浓度、烟气黑度应满足《工业炉窑大气污染物排放标准》(GB 9078-1996)表2非金属加热炉二级标准限值要求，二氧化硫、氮氧化物排放浓度和排放速率应满足《大气污染物综合排放标准》(GB 16297-1996)中表2二级标准限值要求。MDEA富液闪蒸罐闪蒸气经闪蒸气吸收塔脱碳，三甘醇低压吸收塔及干闪蒸气分离器脱水后作为燃料气，三甘醇再生汽提气使用。TEG富液闪蒸罐闪蒸气，三甘醇再生尾气进入燃料气系统。厂区内非甲烷总烃应满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB 37822-2019)限值要求。厂界非甲烷总烃应满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB

39728-2020)控制要求。厂界硫化氢应满足《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-93)表1二级新扩改建标准要求。

(四) 声环境保护措施。施工期,选用低噪声设备,合理布局施工现场,高噪声设备布置在远离敏感点的位置,定期对设备进行保养和维护,合理安排施工时间。施工场界噪声应满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)要求。**运营期**,选用低噪声设备,噪声较大的设备设置减震基座并采用室内布置,注意对设备的维护保养。厂界噪声应满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类标准要求。

(五) 固体废物污染防治措施。施工期,建筑垃圾拉运至建筑垃圾消纳场处理。生活垃圾拉运至肇州县和平垃圾处理有限公司处理。**运营期**,原料气预分离产生的废纤维滤芯(HW49)、胺液旁滤净化系统产生的废滤芯(HW49)、废活性炭(HW49)、废滤袋(HW49)、TEG富液过滤系统、尾气回收单元产生的废滤芯(HW49)、压缩机、丙烷制冷系统定期更换的废润滑油(HW08)、脱硫塔产生的废脱砵剂(HW49)、胺液净化过程产生的废滤芯(HW49)、废活性炭(HW49)、废碱液(HW35)、废离子交换树脂(HW13)、导热油炉产生的废导热油(HW08)、化验室产生的化验废液(HW49)、设备维护、维修过程产生的废润滑油(HW08)、废油桶(HW08)、废含油污染物(HW49)、变压器定期更换的废铅酸蓄电池(HW31)、废变压器油(HW08)属于危险废物,脱硫塔产生的废脱砵剂(HW49)、导热油炉产

生的废导热油（HW08）直接由有资质单位拉运处理，其余危险废物暂存于现有危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理。分子筛干燥塔定期更换的废分子筛、循环冷却水旁滤系统及脱盐水装置定期更换的废滤芯、废离子交换树脂，送天然气分公司一般固废填埋场填埋处理。

（六）环境风险防控措施。设计上充分考虑选址、总图布置、建筑安全、爆炸、火灾、工艺技术及自动控制设计、消防及火灾报警系统等方面的风险防范措施。设置环境风险事故水三级防控体系，防止事故情况下事故废水排出厂外。发生事故时，事故废水收集到事故池，待事故结束后再处理。建立应急管理组织机构，在生产运营前应重新进行环境风险评估，重新修订突发环境事件应急预案并到建设项目所在地生态环境主管部门备案。加强风险防控预警体系建设，定期开展应急演练，提高突发事件的应急处理能力。

三、应建立企业内部生态环境管理机构和制度，明确人员和职责，加强生态环境管理。项目实施必须严格执行环境保护设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用的环境保护“三同时”制度。项目建成后，应按规定程序实施竣工环境保护验收。

四、环境影响评价文件经批准后，项目的性质、规模、工艺、地点或者防治污染的措施发生重大变动的，应当重新报批该项目的环境影响评价文件。自本批复文件发布之日起超过五年、方决定该项目开工建设的，其环境影响评价文件应当报我局重新审

核。

五、由大庆市生态环境保护综合执法局组织开展该项目“三同时”监督检查和管理工作。

大庆市生态环境局
2024年11月6日

抄送：大庆市生态环境保护综合执法局。

大庆市生态环境局办公室

2024年11月6日印发

-7-

附件3 检测报告

IMA
230812050624

报告编号: JRD-BG-202509078



检测报告

报告名称 : 大庆油田有限责任公司天然气分公司
徐深9天然气净化厂三期工程项目检测报告

委托单位 : 大庆油田有限责任公司天然气分公司

检测类别 : 委托检测

样品类型 : 有组织废气、无组织废气、
噪声、地下水、土壤

黑龙江省吉瑞达检测科技有限公司
2025年11月27日 签发



报告编号: JRD-BG-202509078

说 明

- 1、本报告未加盖本公司检测报告专用章、骑缝章、资质认证章及无本公司防伪标识视为无效。
- 2、本报告无审核人及授权签字人签字无效，涂改、增删、部分复印无效。
- 3、委托检测结果仅对当时工况及环境状况负责，委托单位自行送样仅对送检样品检测结果负责，不对样品来源负责。
- 4、本报告未经同意不得用于商业宣传。
- 5、对本报告如有异议，请于收到报告之日起十日内向本公司查询，来函来电请注明报告编号，逾期不予受理。

黑龙江省吉瑞达检测科技有限公司

地址：黑龙江省大庆市高新区安萨路 9-1

邮政编码：163000

联系电话：13836766965

联系人：宋喜晶

一、检测信息

委托方: 大庆油田有限责任公司天然气分公司	
受检单位: 大庆油田有限责任公司天然气分公司	
地址: 黑龙江省大庆市肇州县徐深9天然气净化厂南侧	
联系人: 张总	联系电话: 13199072573
采样时间: 2025年11月11-12日	采样人员: 张磊、历伟、周雨、王德庆、姜智搏、李宇健
样品状态: /	分析地点: 黑龙江省吉瑞达检测科技有限公司实验室
样品分析时间: 2025年11月12-27日	分析人员: 张磊、历伟、周雨、王德庆、姜智搏、李宇健、陈雨欣、盛雪源、梁安琪、徐畅、张爽、魏晶莹、高德宇、殷婷婷

二、检测内容

- 1、有组织废气
 - 检测点位: 导热油炉废气排气筒 DA001、三甘醇再生装置加热炉废气排气筒 DA002, 共计2个点;
 - 检测项目: 颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、烟气黑度;
 - 检测频次: 检测2天, 每天检测3次。
- 2、无组织废气
 - (1) 检测点位: 厂界上风向1#、厂界下风向2#、厂界下风向3#、厂界下风向4#, 共计4个点;
 - 检测项目: 非甲烷总烃、硫化氢;
 - 检测频次: 检测2天, 每天检测3次;
 - (2) 检测点位: 厂区内(小时值);
 - 检测项目: 非甲烷总烃、硫化氢;
 - 检测频次: 检测2天, 每天检测3次;
 - (3) 检测点位: 厂区内(任意浓度值);
 - 检测项目: 非甲烷总烃;
 - 检测频次: 检测2天, 每天检测3次;
- 3、噪声
 - 检测点位: 厂界东侧1m处、厂界南侧1m处、厂界西侧1m处、厂界北侧1m处, 共计4个点位;
 - 检测项目: 噪声;
 - 检测频次: 检测2天, 昼夜各检测1次。

报告编号: JRD-BG-202509078

4、地下水

检测点位: 厂区西南角;

检测项目: 硝酸盐 (NO₃)、亚硝酸盐 (NO₂)、pH 值、总硬度、高锰酸盐指数 (耗氧量)、溶解性固体总量、挥发酚、氰化物、氨氮、六价铬、氟 (F)、砷、铅、铁、汞、锰、镉、钡、石油类、总大肠菌群、细菌总数、硫化物、硫酸盐 (SO₄²⁻)、氯化物 (Cl⁻)、石油烃 (C₆-C₉)、石油烃 (C₁₀-C₄₀);

检测频次: 检测 2 天, 每天检测 2 次。

5、土壤

检测点位: 导热油炉区域西南侧 1m 处 (0-0.2m)、排污罐西南侧 1m 处 (0-0.2m), 共计 2 个点位;

检测项目: pH 值、砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍、石油类、石油烃 (C₁₀-C₄₀)、石油烃 (C₆-C₉);

检测频次: 检测 1 天, 检测 1 次。

三、检测项目、分析方法及分析仪器

检测项目、分析方法及分析仪器信息见表 1。

表 1 检测项目、分析方法及分析仪器信息

类别	检测项目	分析方法名称及方法标准号	分析仪器、型号及编号
有组织 废气	二氧化硫	固定污染源废气 二氧化硫的测定 定电位电解法 HJ 57-2017	自动烟尘 (气) 测试仪 GH-60E JRD-073 大流量低浓度烟尘/气测试仪 鹤壁 3012H-D JRD-074
	低浓度颗粒物	固定污染源废气低浓度颗粒物的测定 重量法 HJ 836-2017	电子天平 PT-104/55SY JRD-011
	氮氧化物	固定污染源废气 氮氧化物的测定 定电位电解法 HJ 693-2014	自动烟尘 (气) 测试仪 GH-60E JRD-073 大流量低浓度烟尘/气测试仪 鹤壁 3012H-D JRD-074
	烟气黑度	固定污染源排放烟气黑度的测定 林格曼烟气黑度图法 HJ/T 398-2007	林格曼烟气黑度图 ZJL-LG30 JRD-174 林格曼烟气黑度图 ZJL-LG30 JRD-175
无组织 废气	非甲烷总烃	环境空气 总烃、甲烷和非甲烷总烃的测定 气相色谱法 HJ 604-2017	气相色谱仪 GC9600 JRD-019

报告编号: JRD-BG-202509078

	硫化氢	环境空气 硫化氢 亚甲基蓝分光光度法 《空气和废气监测分析方法》(第四版) 国家环境保护总局(2003年)	紫外可见分光光度计 752 JRD-017
	pH值	水质 pH值的测定 — 电极法 HJ 1147-2020	便携式pH计 pHB-4 JRD-054
	溶解性固体 总量	地下水水质分析方法 第9部分: 溶解性固体 总量的测定 重量法 DZ/T 0064.9-2021	电子天平 FA2004 JRD-010
	钙和镁总量 (总硬度)	水质 钙和镁总量的测定 EDTA 滴定法 GB 7477-87	滴定管 25mL
	无机阴离子	水质 无机阴离子(F ⁻ 、Cl ⁻ 、NO ₂ ⁻ 、Br ⁻ 、 NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₄ ²⁻ 、SO ₃ ²⁻)的测定 离子色谱法 HJ 84-2016	离子色谱仪 MH6210E JRD-185
	铁、锰	水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法 GB 11911-89	原子吸收分光光度计 A3AFG-12 JRD-128
	挥发酚	水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分 光光度法(方法1 萃取分光光度法) HJ 503-2009	紫外可见分光光度计 752 JRD-017
	高锰酸盐指 数(耗氧量)	水质 高锰酸盐指数的测定 GB 11892-89	滴定管 25mL
地下水	氨氮	水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法 HJ 535-2009	紫外可见分光光度计 752 JRD-017
	汞、砷	水质 汞、砷、硒、铋和铊的测定 原子荧光法 HJ 694-2014	原子荧光光度计 RGF-6800 JRD-015
	铅、镉	水质 铜、锌、铅、镉的测定 原子吸收分光光度法 GB 7475-87 第二部分螯合萃取法	原子吸收分光光度计 A3AFG-12 JRD-128
	六价铬	地下水水质分析方法 第17部分: 总铬和 六价铬量的测定 二苯碳酰二肼分光光 度法 DZ/T 0064.17-2021	紫外可见分光光度计 752 JRD-017
	氰化物	生活饮用水标准检验方法 第5部分: 无 机非金属指标(7.1 氰化物 异烟酸-吡 啶酮分光光度法) GB/T 5750.5-2023	紫外可见分光光度计 752 JRD-017
	总大肠 菌群	总大肠菌群 多管发酵法 《水和废水 监测分析方法》(第四版) 国家环境保护总局(2002年)	电热恒温培养箱 DHP-360型 JRD-003
	细菌总数	水质 细菌总数的测定 平皿计数法 HJ 1000-2018	电热恒温培养箱 DHP-360型 JRD-003
	石油类	水质 石油类的测定 紫外分光光度法(试行) HJ 970-2018	紫外可见分光光度计 752 JRD-017

报告编号: JRD-BG-202509078

	钡	生活饮用水标准检验方法 第6部分: 金属和类金属指标 (19.1 钡 无火焰原子吸收分光光度法) GB/T 5750.6-2023	原子吸收分光光度计 A3AFG-12 JRD-128
	硫化物	水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法 HJ 1226-2021	紫外可见分光光度计 752 JRD-017
	石油烃 (C ₆ -C ₉)	水质 挥发性石油烃(C ₆ -C ₉)的测定 吹扫捕集/气相色谱法 HJ 893-2017	气相色谱仪 8860 JRD-140
	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	水质 可萃取性石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)的测定 气相色谱法 HJ 894-2017	气相色谱仪 8860 JRD-140
	pH值	土壤 pH值的测定 电位法 HJ 962-2018	精密酸度计 pHS-2F JRD-006
	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	土壤和沉积物 石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)的测定 气相色谱法 HJ 1021-2019	气相色谱仪 8860 JRD-140
	汞	土壤质量 总汞、总砷、总铅的测定 原子荧光法 第1部分: 土壤中总汞的测定 GB/T 22105.1-2008	原子荧光光度计 RGF-6800 JRD-015
	砷	土壤质量 总汞、总砷、总铅的测定 原子荧光法 第2部分: 土壤中总砷的测定 GB/T 22105.2-2008	原子荧光光度计 RGF-6800 JRD-015
土壤	铅、镉	土壤质量 铅、镉的测定 石墨炉原子吸收分光光度法 GB/T 17141-1997	原子吸收分光光度计 A3AFG-12 JRD-128
	铜、镍	土壤和沉积物 铜、锌、铅、镉、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法 HJ 491-2019	原子吸收分光光度计 A3AFG-12 JRD-128
	六价铬	土壤和沉积物 六价铬的测定 碱溶液提取-火焰原子吸收分光光度法 HJ 1082-2019	原子吸收分光光度计 A3AFG-12 JRD-128
	石油烃 (C ₆ -C ₉)	土壤和沉积物 石油烃(C ₆ -C ₉)的测定 吹扫捕集/气相色谱法 HJ 1020-2019	气相色谱仪 8860 JRD-140
	石油类	土壤 石油类的测定 红外分光光度法 HJ 1051-2019	红外分光测油仪 OIL450 JRD-018
噪声	厂界噪声	工业企业厂界环境噪声排放标准 GB 12348-2008	多功能声级计 AWA5688 JRD-169 声校准器 AWA6021A JRD-066

报告编号: JRD-BG-202509078

四、检测结果

检测结果见表 2-表 6。

表 2 有组织废气检测结果表

采样日期	检测点位	检测项目	检测结果			《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表 2 燃气锅炉大气污染物排放限值
			第一次	第二次	第三次	
			YF2511 11X010 1	YF2511 11X010 2	YF2511 11X010 3	
2025. 11.11	导热油 炉废气 排气筒 DA001	废气排放量 (Nm ³ /h)	7939	8142	8105	/
		实测低浓度颗粒物排放浓度 (mg/m ³)	12.4	13.2	12.8	/
		折算后低浓度颗粒物排放浓度 (mg/m ³)	13.2	14.2	13.5	20mg/m ³
		实测 SO ₂ 排放浓度 (mg/m ³)	5	4	3	/
		折算后 SO ₂ 排放浓度 (mg/m ³)	5	4	3	50mg/m ³
		实测 NO _x 排放浓度 (mg/m ³)	121	124	119	/
		折算后 NO _x 排放浓度 (mg/m ³)	128	133	125	200mg/m ³
		O ₂ 含量 (%)	4.5	4.7	4.4	/
		烟温 (°C)	75.3	76.2	75.1	/
		气压 (kPa)	99.83	99.86	99.87	/
		烟气黑度 (级)	<1	<1	<1	≤1 级
采样日期	检测点位	检测项目	检测结果			《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表 2 燃气锅炉大气污染物排放限值
			第一次	第二次	第三次	
			YF2511 12X010 1	YF2511 12X010 2	YF2511 12X010 3	
2025. 11.12	导热油 炉废气 排气筒 DA001	废气排放量 (Nm ³ /h)	8253	8221	8307	/
		实测低浓度颗粒物排放浓度 (mg/m ³)	14.8	15.3	13.9	/

第 5 页 共 15 页

报告编号: JRD-BG-202509078

		折算后低浓度颗粒物排放浓度 (mg/m ³)	15.5	16.3	14.4	20mg/m ³	
		实测 SO ₂ 排放浓度 (mg/m ³)	4	3	5	/	
		折算后 SO ₂ 排放浓度 (mg/m ³)	4	3	5	50mg/m ³	
		实测 NO _x 排放浓度 (mg/m ³)	123	114	111	/	
		折算后 NO _x 排放浓度 (mg/m ³)	129	122	115	200mg/m ³	
		O ₂ 含量 (%)	4.3	4.6	4.1	/	
		烟温 (°C)	75.8	76.7	76.9	/	
		气压 (kPa)	99.82	99.85	99.92	/	
		烟气黑度 (级)	<1	<1	<1	≤1 级	
采样日期	检测点位	检测项目	检测结果			《工业炉窑大气污染物排放标准》(GB 9078-1996) 表 2 非金属加热炉二级标准限值	《大气污染物综合排放标准》GB 16297-1996
			第一次	第二次	第三次		
			YF2511 11X010 4	YF2511 11X010 5	YF2511 11X010 6		
2025.11.11	三甘醇再生装置加热炉废气排气筒 DA002	废气排放量 (Nm ³ /h)	484	437	456	/	/
		实测低浓度颗粒物排放浓度 (mg/m ³)	11.2	10.9	10.5	/	/
		折算后低浓度颗粒物排放浓度 (mg/m ³)	11.0	10.8	10.1	200mg/m ³	/
		O ₂ 含量 (%)	8.46	8.53	8.22	/	/
		烟温 (°C)	106.1	104.8	105.2	/	/
		气压 (kPa)	98.58	98.64	98.61	/	/
		SO ₂ 排放浓度 (mg/m ³)	3L	3L	3L	/	550mg/m ³
		NO _x 排放浓度 (mg/m ³)	44	38	39	/	240mg/m ³
		烟气黑度 (级)	<1	<1	<1	≤1 级	/

报告编号: JRD-BG-202509078

采样日期	检测点位	检测项目	检测结果			《工业炉窑大气污染物排放标准》(GB 9078-1996)表 2 非金属加热炉二级标准限值	《大气污染物综合排放标准》GB 16297-1996
			第一次	第二次	第三次		
			YF2511 12X010 4	YF2511 12X010 5	YF2511 12X010 6		
2025.11.12	三甘醇再生装置加热炉废气排气筒 DA002	废气排放量 (Nm ³ /h)	462	443	471	/	/
		实测低浓度颗粒物排放浓度 (mg/m ³)	11.1	10.7	10.4	/	/
		折算后低浓度颗粒物排放浓度 (mg/m ³)	11.1	10.6	10.0	200mg/m ³	/
		O ₂ 含量 (%)	8.67	8.58	8.19	/	/
		烟温 (℃)	105.9	104.7	106.0	/	/
		气压 (kPa)	98.60	98.63	98.59	/	/
		SO ₂ 排放浓度 (mg/m ³)	3L	3L	3L	/	550mg/m ³
		NO _x 排放浓度 (mg/m ³)	40.7	42.1	38.3	/	240mg/m ³
		烟气黑度 (级)	<1	<1	<1	≤1 级	/

注: 1. 当测定结果在检出限以上时, 报实际测定结果值;

2. 当测定结果低于检出限时, 报所用方法的检出限值, 并加标志 "L" 或 "G";

表 3 无组织废气检测结果表

采样时间	检测点位	检测项目	检测结果			《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表 1 二级新扩改建标准
			WF25111 1X0101	WF25111 1X0102	WF25111 1X0103		
			WF25111 1X0201	WF25111 1X0202	WF25111 1X0203		
2025.11.11	厂界上风向 1#	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.50	0.52	0.58	4.0mg/m ³	/
		检测项目	检测结果			《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表 1 二级新扩改建标准
		WF25111 1X0201	WF25111 1X0202	WF25111 1X0203			
	硫化氢 (mg/m ³)	0.001L	0.001L	0.001L	/	0.06mg/m ³	
检测点位	检测项目	检测结果			《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表 1 二级新扩改建标准	
WF25111 1X0104	WF25111 1X0105	WF25111 1X0106					

报告编号: JRD-BG-202509078

厂界下风向2#	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.76	0.79	0.81	4.0mg/m ³	/
	检测项目	检测结果			《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表1 二级新扩改建标准
		WF25111 1X0204	WF25111 1X0205	WF25111 1X0206		
硫化氢 (mg/m ³)	0.003	0.003	0.002	/	0.06mg/m ³	
检测点位	检测项目	检测结果			《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表1 二级新扩改建标准
		WF25111 1X0107	WF25111 1X0108	WF25111 1X0109		
厂界下风向3#	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.97	0.91	0.93	4.0mg/m ³	/
	检测项目	检测结果			《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表1 二级新扩改建标准
		WF25111 1X0207	WF25111 1X0208	WF25111 1X0209		
硫化氢 (mg/m ³)	0.003	0.003	0.002	/	0.06mg/m ³	
检测点位	检测项目	检测结果			《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表1 二级新扩改建标准
		WF25111 1X0110	WF25111 1X0111	WF25111 1X0112		
厂界下风向4#	非甲烷总烃 (mg/m ³)	1.07	1.11	1.05	4.0mg/m ³	/
	检测项目	检测结果			《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表1 二级新扩改建标准
		WF25111 1X0210	WF25111 1X0211	WF25111 1X0212		
硫化氢 (mg/m ³)	0.002	0.002	0.003	/	0.06mg/m ³	
检测点位	检测项目	检测结果			挥发性有机物无组织排放标准》(GB37822-2019) 中表 A.1 无组织排放限值	
		WF25111 1X0113	WF25111 1X0114	WF25111 1X0115		
厂区内(小时值)	非甲烷总烃 (mg/m ³)	1.26	1.23	1.28	10mg/m ³	
	检测项目	检测结果			《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表1 二级新扩改建标准	
		WF25111 1X0213	WF25111 1X0214	WF25111 1X0215		
硫化氢 (mg/m ³)	0.003	0.003	0.002	0.06mg/m ³		

第 8 页 共 15 页

徐深9天然气净化厂三期工程建设项目竣工环境保护验收监测报告

报告编号: JRD-BG-202509078

检测点位	检测项目	检测结果			挥发性有机物无组织排放标准 (GB37822-2019) 中表 A.1 无组织排放限值		
		WF25111 1X0116	WF25111 1X0117	WF25111 1X0118			
厂区内 (任意 浓度 值)	非甲烷总烃 (mg/m ³)	1.30	1.29	1.34	30mg/m ³		
采样 时间	检测 点位	检测项目	检测结果			《陆上石油天然 气开采工业大气 污染物排放标准》 (GB39728-2020)	《恶臭污染物排 放 标准》 (GB14554-93)表 1 二级新扩改建标准
			WF25111 2X0101	WF25111 2X0102	WF25111 2X0103		
2025. 11.12	厂界上 风向 1#	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.47	0.45	0.40	4.0mg/m ³	/
		检测项目	检测结果			《陆上石油天然 气开采工业大气 污染物排放标准》 (GB39728-2020)	《恶臭污染物排 放 标准》 (GB14554-93)表 1 二级新扩改建标准
		WF25111 2X0201	WF25111 2X0202	WF25111 2X0203			
	硫化氢 (mg/m ³)	0.001L	0.001L	0.001L	/	0.06mg/m ³	
	检测 点位	检测项目	检测结果			《陆上石油天然 气开采工业大气 污染物排放标准》 (GB39728-2020)	《恶臭污染物排 放 标准》 (GB14554-93)表 1 二级新扩改建标准
	WF25111 2X0104	WF25111 2X0105	WF25111 2X0106				
	厂界下 风向 2#	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.84	0.87	0.82	4.0mg/m ³	/
		检测项目	检测结果			《陆上石油天然 气开采工业大气 污染物排放标准》 (GB39728-2020)	《恶臭污染物排 放 标准》 (GB14554-93)表 1 二级新扩改建标准
		WF25111 2X0204	WF25111 2X0205	WF25111 2X0206			
	硫化氢 (mg/m ³)	0.003	0.003	0.003	/	0.06mg/m ³	
	检测 点位	检测项目	检测结果			《陆上石油天然 气开采工业大气 污染物排放标准》 (GB39728-2020)	《恶臭污染物排 放 标准》 (GB14554-93)表 1 二级新扩改建标准
	WF25111 2X0107	WF25111 2X0108	WF25111 2X0109				
厂界下 风向 3#	非甲烷总烃 (mg/m ³)	1.20	1.23	1.28	4.0mg/m ³	/	
	检测项目	检测结果			《陆上石油天然 气开采工业大气 污染物排放标准》 (GB39728-2020)	《恶臭污染物排 放 标准》 (GB14554-93)表 1 二级新扩改建标准	
WF25111 2X0207	WF25111 2X0208	WF25111 2X0209					

报告编号: JRD-BG-202509078

	硫化氢 (mg/m ³)	0.003	0.003	0.003	/	0.06mg/m ³
检测 点位	检测项目	检测结果			《陆上石油天然 气开采工业大气 污染物排放标准》 (GB39728-2020)	《恶臭污染物排放 标准》 (GB14554-93)表1 二级新扩改建标准
		WF25111 2X0110	WF25111 2X0111	WF25111 2X0112		
厂界下 风向 4#	非甲烷总烃 (mg/m ³)	1.14	1.19	1.17	4.0mg/m ³	/
	检测项目	检测结果			《陆上石油天然 气开采工业大气 污染物排放标准》 (GB39728-2020)	《恶臭污染物排放 标准》 (GB14554-93)表1 二级新扩改建标准
		WF25111 2X0210	WF25111 2X0211	WF25111 2X0212		
硫化氢 (mg/m ³)	0.004	0.002	0.003	/	0.06mg/m ³	
检测 点位	检测项目	检测结果			挥发性有机物无组织排放标准》 (GB37822-2019) 中表 A.1 无组织排放限值	
		WF25111 2X0113	WF25111 2X0114	WF25111 2X0115		
厂区内 (小时 值)	非甲烷总烃 (mg/m ³)	1.32	1.37	1.33	10mg/m ³	
	检测项目	检测结果			《恶臭污染物排放标准》 (GB14554-93)表1二级新扩改建标准	
		WF25111 2X0213	WF25111 2X0214	WF25111 2X0215		
硫化氢 (mg/m ³)	0.003	0.003	0.003	0.06mg/m ³		
检测 点位	检测项目	检测结果			挥发性有机物无组织排放标准》 (GB37822-2019) 中表 A.1 无组织排放限值	
		WF25111 2X0116	WF25111 2X0117	WF25111 2X0118		
厂区内 (任意 浓度 值)	非甲烷总烃 (mg/m ³)	1.43	1.39	1.38	30mg/m ³	

注: 1、当测定结果在检出限以上时, 报实际测定结果值;
2、当测定结果低于检出限时, 报所用方法的检出限值, 并加标志“L”;

报告编号: JRD-BG-202509078

表4 土壤检测结果表

采样日期	检测项目	单位	检测结果		《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地风险筛选值
			导热油炉区域西南侧1m处(0-0.2m)	排污罐西南侧1m处(0-0.2m)	
			TR251111X0101	TR251111X0102	
2025.11.11	pH值	无量纲	8.12	7.89	/
	砷	mg/kg	6.24	6.97	60
	镉	mg/kg	0.73	0.92	65
	六价铬	mg/kg	未检出	未检出	5.7
	铜	mg/kg	19	24	18000
	铅	mg/kg	10.2	8.6	800
	汞	mg/kg	0.092	0.087	38
	镍	mg/kg	24	23	900
	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	mg/kg	22	355	4500
	石油烃(C ₆ -C ₉)	mg/kg	未检出	未检出	/
	石油类	mg/kg	47.7	606	/

注: 1、当测定结果在检出限以上时, 报实际测定结果值;

2、当测定结果低于检出限时, 报“未检出”。

表5 地下水检测结果表

采样日期	检测项目	检测结果		《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)III类标准
		厂区西南角	厂区西南角	
		DX251111X0101	DX251111X0102	
2025.11.11	pH值 (无量纲)	7.2	7.1	6.5-8.5
	钙和镁总量 (总硬度, mg/L)	330	338	≤450mg/L
	溶解性固体总量 (mg/L)	654	662	≤1000mg/L
	Cl ⁻ (mg/L)	20.1	19.9	≤250mg/L

报告编号: JRD-BG-202509078

NO ₂ ⁻ (mg/L)	0.016L	0.016L	≤1.00mg/L
NO ₃ ⁻ (mg/L)	16.5	17.3	≤20.0mg/L
SO ₄ ²⁻ (mg/L)	65.8	64.4	≤250mg/L
铁 (mg/L)	0.03L	0.03L	≤0.3mg/L
锰 (mg/L)	0.05	0.08	≤0.10mg/L
挥发酚 (mg/L)	0.0003L	0.0003L	≤0.002mg/L
高锰酸盐指数 (耗氧量, mg/L)	1.8	1.9	≤3.0mg/L
氨氮 (mg/L)	0.439	0.453	≤0.50mg/L
铅 (μg/L)	10L	10L	≤0.01mg/L
汞 (μg/L)	0.04L	0.04L	≤0.001mg/L
砷 (μg/L)	0.3L	0.3L	≤0.01mg/L
镉 (μg/L)	1L	1L	≤0.005mg/L
六价铬 (mg/L)	0.004L	0.004L	≤0.05mg/L
F ⁻ (mg/L)	0.809	0.846	≤1.0mg/L
氰化物 (mg/L)	0.002L	0.002L	≤0.05mg/L
总大肠菌群 (MPN/100mL)	<2	<2	≤2.0MPN/100mL
细菌总数 (CFU/mL)	40	30	≤100CFU/mL
石油类 (mg/L)	0.01L	0.01L	/
石油烃 (C ₆ -C ₆ , mg/L)	0.02L	0.02L	/
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀ , mg/L)	0.01L	0.01L	/
钡 (μg/L)	10L	10L	≤0.70mg/L
硫化物 (mg/L)	0.003L	0.003L	≤0.02mg/L

报告编号: JRD-BG-202509078

采样日期	检测项目	检测结果		《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017)III类标准
		厂区西南角	厂区西南角	
		DX251112X0101	DX251112X0102	
2025.11.12	pH值 (无量纲)	7.3	7.2	6.5-8.5
	钙和镁总量 (总硬度, mg/L)	320	324	≤450mg/L
	溶解性固体总量 (mg/L)	648	643	≤1000mg/L
	Cl ⁻ (mg/L)	20.7	21.8	≤250mg/L
	NO ₂ ⁻ (mg/L)	0.016L	0.016L	≤1.00mg/L
	NO ₃ ⁻ (mg/L)	19.5	18.2	≤20.0mg/L
	SO ₄ ²⁻ (mg/L)	67.6	65.6	≤250mg/L
	铁 (mg/L)	0.03L	0.03L	≤0.3mg/L
	锰 (mg/L)	0.05	0.07	≤0.10mg/L
	挥发酚 (mg/L)	0.0003L	0.0003L	≤0.002mg/L
	高锰酸盐指数 (耗氧量, mg/L)	2.0	1.8	≤3.0mg/L
	氨氮 (mg/L)	0.426	0.442	≤0.50mg/L
	铅 (μg/L)	10L	10L	≤0.01mg/L
	汞 (μg/L)	0.04L	0.04L	≤0.001mg/L
	砷 (μg/L)	0.3L	0.3L	≤0.01mg/L
	镉 (μg/L)	1L	1L	≤0.005mg/L
	六价铬 (mg/L)	0.004L	0.004L	≤0.05mg/L
	F ⁻ (mg/L)	0.870	0.842	≤1.0mg/L
	氰化物 (mg/L)	0.002L	0.002L	≤0.05mg/L
	总大肠菌群 (MPN/100mL)	<2	<2	≤2.0MPN/100mL

报告编号: JRD-BG-202509078

细菌总数 (CFU/mL)	40	50	≤100CFU/mL
石油类 (mg/L)	0.01L	0.01L	/
石油烃 (C ₆ -C ₉ , mg/L)	0.02L	0.02L	/
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀ , mg/L)	0.01L	0.01L	/
钡 (μg/L)	10L	10L	≤0.70mg/L
硫化物 (mg/L)	0.003L	0.003L	≤0.02mg/L

注: 1、当测定结果在检出限以上时, 报实际测定结果值;
2、当测定结果低于检出限时, 报所用方法的检出限值, 并加标志“L”或“<”。

表6 噪声检测结果表

单位: dB (A)

监测时间	检测点位	样品编号	检测结果				《工业企业厂界环境噪声排放标准》 (GB12348-2008) 2类标准
			时间	测量值	时间	测量值	
2025.11.11	厂界东侧 1m 处	ZS251111X0101	14:39	55	22:03	45	昼间: 60 夜间: 50
	厂界南侧 1m 处	ZS251111X0102	14:47	52	22:12	42	
	厂界西侧 1m 处	ZS251111X0103	14:55	54	22:20	45	
	厂界北侧 1m 处	ZS251111X0104	15:07	53	22:32	43	
2025.11.12	厂界东侧 1m 处	ZS251112X0101	10:56	54	22:01	42	
	厂界南侧 1m 处	ZS251112X0102	11:08	54	22:11	46	
	厂界西侧 1m 处	ZS251112X0103	11:16	52	22:22	44	
	厂界北侧 1m 处	ZS251112X0104	11:35	53	22:37	44	

报告编号: JRD-BG-202509078

附表 1: 地下水井位信息

序号	监测点位置	井深 (m)	监测含水层	水井功能
1	厂区西南角	15	潜水	监测井

附表 2: 气象条件信息

采样日期	气压 (kPa)	气温 (℃)	天气	风向	风速 (m/s)
2025.11.11	98.66-100.11	5.8~10.8	晴	西风	0.76~1.64
2025.11.12	98.55-98.66	12.1~13.4	晴	西风	0.35~1.33

以下无正文

报告编写人:

审核人:

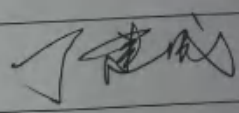
授权签字人:


签发日期: 2025年11月27日

附件4 排污许可



附件5 应急预案备案

企业事业单位突发环境事件应急预案备案表			
单位名称	大庆油田有限责任公司 天然气分公司	机构代码	912306076063361236
法定代表人	丁建成	联系电话	0459-5798825
联系人	张哲	联系电话	13199072573
传真	—	电子邮箱	—
地址	中心经度 124° 52' 27" 中心纬度 46° 33' 54"		
预案名称	大庆油田有限责任公司天然气分公司突发环境事件 风险应急预案		
风险级别	较大[较大-大气 (Q2-M1-E1) +一般-水 (Q2-M1-E3) +一般-土 (Q2-M1-E3)]		
<p>本单位于 2024 年 10 月 23 日签署发布了突发环境事件应急预案, 备案条件具备, 备案文件齐全, 现报送备案。 本单位承诺, 本单位在办理备案中所提供的相关文件及其信息均经本单位确认真实, 无虚假, 且未隐瞒事实。</p>			
预案签署人		报送时间	2024.10.23

<p>突发环境事件应急预案备案文件目录</p>	<p>1. 突发环境事件应急预案备案表; 2. 环境应急预案及编制说明; 环境应急预案(签署发布文件, 环境应急预案文本); 编制说明(编制过程概述, 重点内容说明, 征求意见及采纳情况说明, 评审情况说明); 3. 环境风险评估报告; 4. 环境应急资源调查报告; 5. 环境应急预案评审意见</p>
<p>备案意见</p>	<p>该单位的突发环境事件应急预案备案文件已于2024年10月23日收讫, 文件齐全, 予以备案。</p>
<p>备案编号</p>	<p>2306-2024-48-11</p>
<p>报送单位</p>	<p>大庆油田有限责任公司天然气分公司</p>
<p>受理部门负责人</p>	<p></p>
<p>经办人</p>	<p>曹波</p>

分
 为
 规及有
 全,
 10月
 并根
 应定
 请
 司



附件6 现场环保措施以及建设照片
依托门卫及安全教室



依托3层综合楼



配套低氮燃烧器，烟气通过18m高烟囱排放（编号DA001）



配套低氮燃烧器，烟气通过 18m 高烟囱排放（编号 DA002）



新建 DN300 、H=20m 二氧化碳放空立管排放；



噪声设备减震基础



危险废物贮存库



生产区围堰



吊装及检修场地；



三号导热油炉







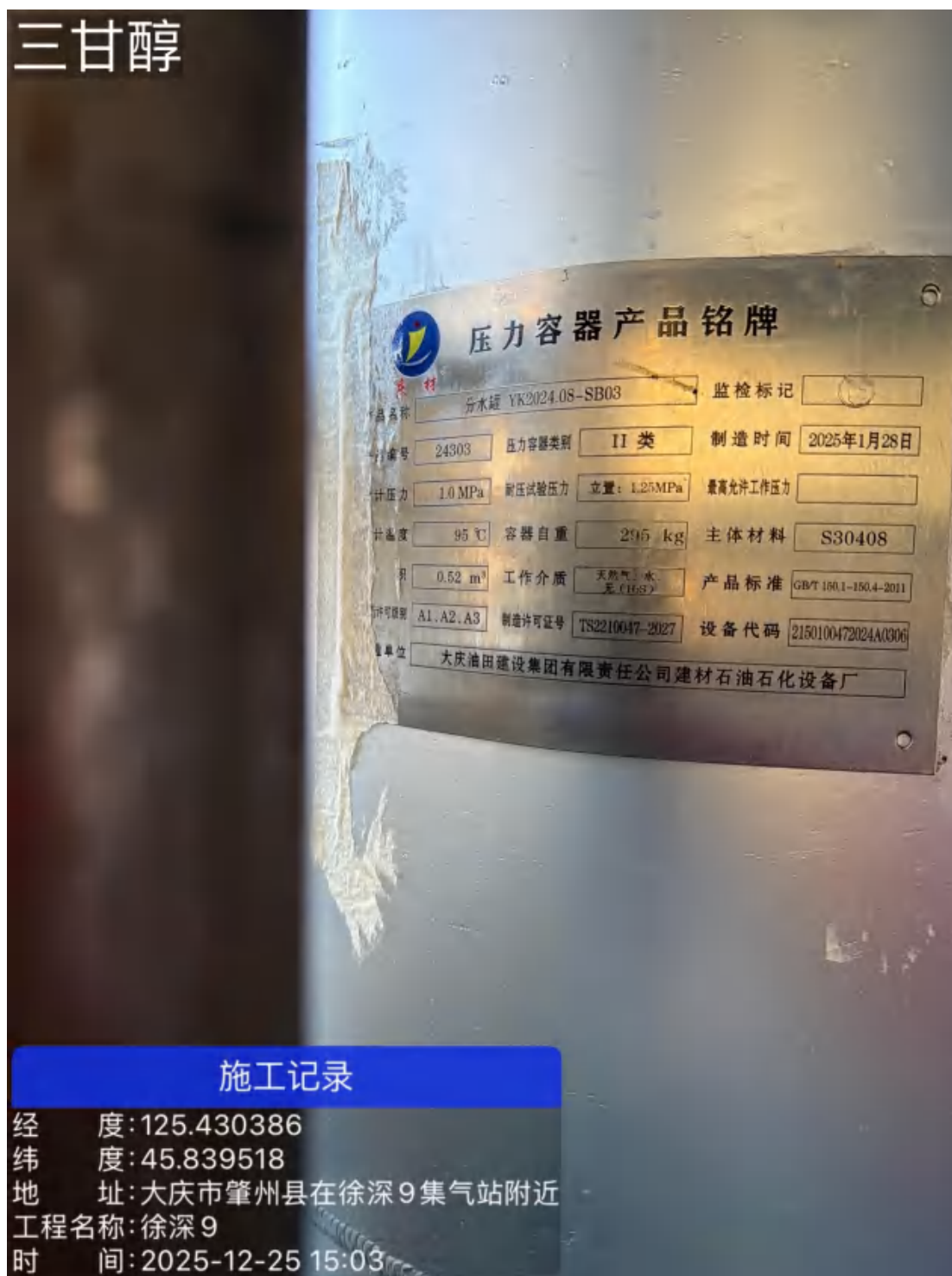
3号导热油炉







三甘醇设备照片



三甘醇

产品名称		型号		规格	
三甘醇		YK2024.03-3B04		GB 150	
产品编号	24302	设计压力	1.0 MPa	壳程(壳体)	0.06/0.07 MPa
压力容器类别	II类	筒体厚度	1.25 MPa	管程(管程)	0.125 MPa
制造日期	2025年1月21日	筒体材质			
容器直径	680 mm	设计温度	90 °C		120 °C
换热面积		工作介质	三甘醇, 天然气(带H ₂ S)		水蒸气, 天然气(无H ₂ S)
筒体厚度		主体材料	30408		30408
制造许可证	D	制造许可证号	TS1210047-2027	设备代号	2150104720240302
产品标准	GB/T150.1-150.4-2011(GB150-2011)				
制造单位	大庆油田装备制造集团有限公司石油装备分公司				

施工记录

经度: 125.430347
 纬度: 45.839568
 地址: 大庆市肇州县在徐深9集气站附近
 工程名称: 徐深9
 时间: 2025-12-25 15:03



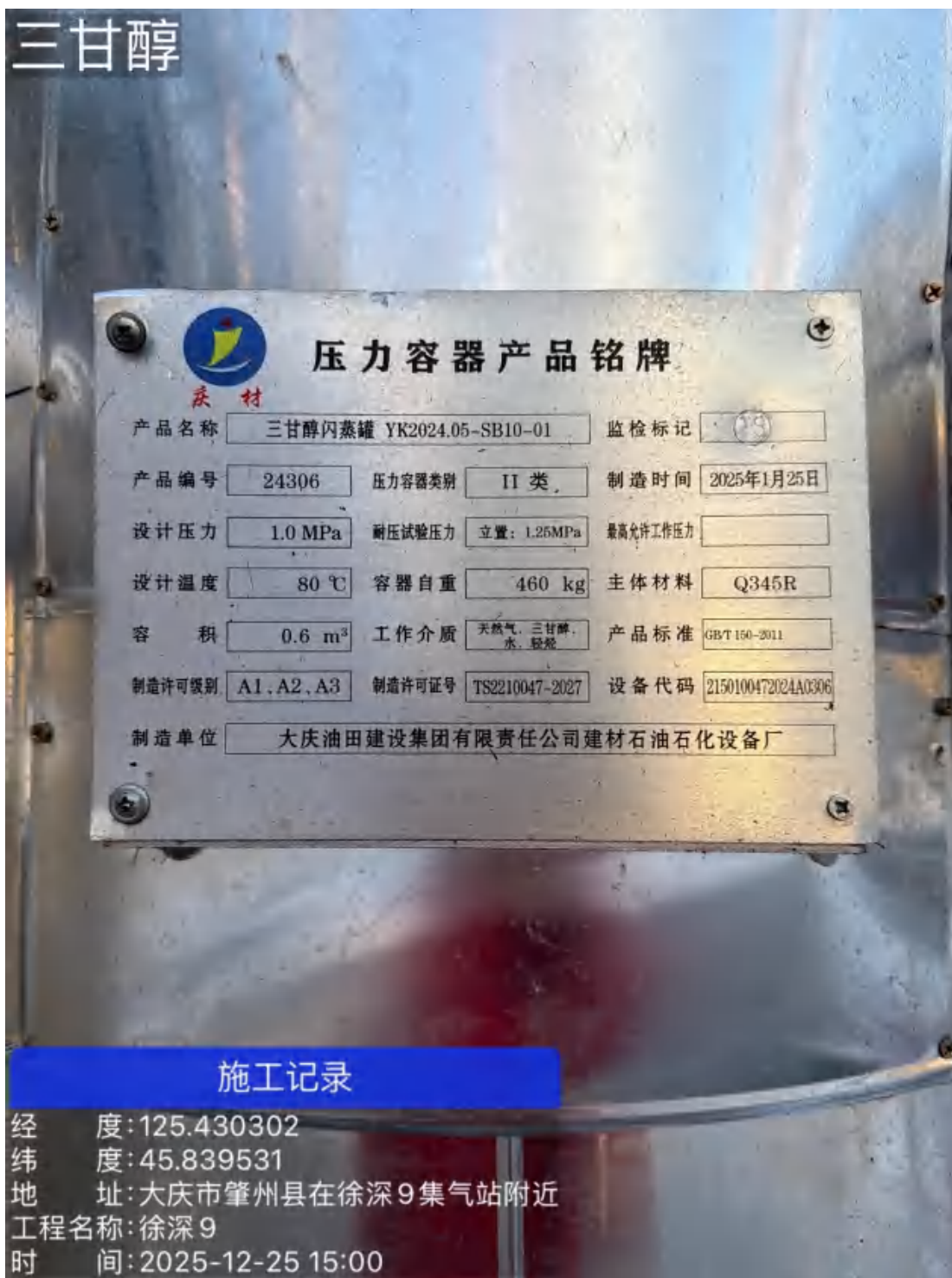




三甘醇



三甘醇















3号导热油炉



施工记录

经度: 125.428965
纬度: 45.840110
地址: 大庆市肇州县在徐深9集气站附近
工程名称: 徐深9
时间: 2025-12-25 15:12

附件7 开工报告

油气田地面建设工程开工报告

报告编号 大庆 2024-0170

工程类别 三类

工程名称 徐深9天然气净化厂三期工程

填报单位 天然气分公司

上报日期 2024年08月12日

2024A-K1307

工程项目名称	徐深9天然气净化厂三期工程		
工程项目建设地点	大庆市肇州县二井镇		
建设单位	天然气分公司	项目经理	车越(cheyue)
勘察设计单位	大庆油田设计院有限公司	项目负责人	
监理单位	大庆油田工程项目管理有限公司	总监理工程师	李波(libol)
施工单位	大庆油田建设集团有限责任公司油田工程	项目经理	杨洋(yangyang2c)
建设工期	2024年08月16日至2025年12月	拟开工日期	2024年08月16日
可研报告批准文号	油气新能源[2023]305号		
初步设计批准文号	油气新能源[2024]159号	批复概算	29125万元
环境影响评价	庆环审[2024]85号	安全预评价	恒23-AY007
职业病危害预评价	DQHA(职评)2023-(Y)007	土地许可	已完成
消防建审(备案)	已备案	建设工程施工许可证(城市规划用地项目)	无要求
国家或地方政府规定的其他开工前需要办理的前置性手续	无要求		
质量监督注册号	质监证字(2024)第0268号	监理合同编号	DQYT-0512003-2024-JSGC-2330
施工合同编号	DQYT-0512003-2024-JSGC-2412	无损检测合同编号	DQYT-0512003-2024-JSGC-2328
<p>建设规模(能力)及主要工程内容:</p> <p>本工程拟在已建徐深9天然气净化厂南侧新建一列天然气脱硫、脱水装置及配套的尾气回收和二氧化碳液化设施。新建和改造设施包括接收肇深16井来气、改造二期集配气单元、120×104m³/d天然气脱硫装置1列、100×104m³/d三甘醇脱水装置1列和18×104m³/d二氧化碳尾气回收设施(包括尾气脱硫和分子筛脱水两部分)1套、20×104t/a二氧化碳液化装置1套、液体二氧化碳储运设施1套、35kv/10kv变配电所扩建、10kv撬装变电站1座、新建导热油炉1座、自控系统扩建及新增净化风设施1套。</p>			

主要材料设备需用量、订货、到货情况： 主要设备、材料已定货，陆续进场。
总体部署、施工组织设计、质量计划、监理规划、HSE两书一表、“四通一平”等情况： 施工组织设计、质量计划、监理规划HSE两书一表已审批、备案，现场四通一平已完成。
施工、监理人员及机具等施工资源落实情况： 施工人员、机具、材料已落实，监理人员已到位。
施工图到位情况： 施工图已出图，并完成图纸会审及设计交底。

项目具体负责实施单位组织机构和制度建立情况： 建设单位项目组织机构已组建，管理制度已建立。	
建设单位主管部门意见： 同意	签字：  (公章) 
建设单位主管领导意见： 同意	签字：  (公章) 
审批部门意见： 已签署备案	签字：  (公章) 2024年08月14日

附件8 监测照片

















三甘醇排气筒烟气黑度





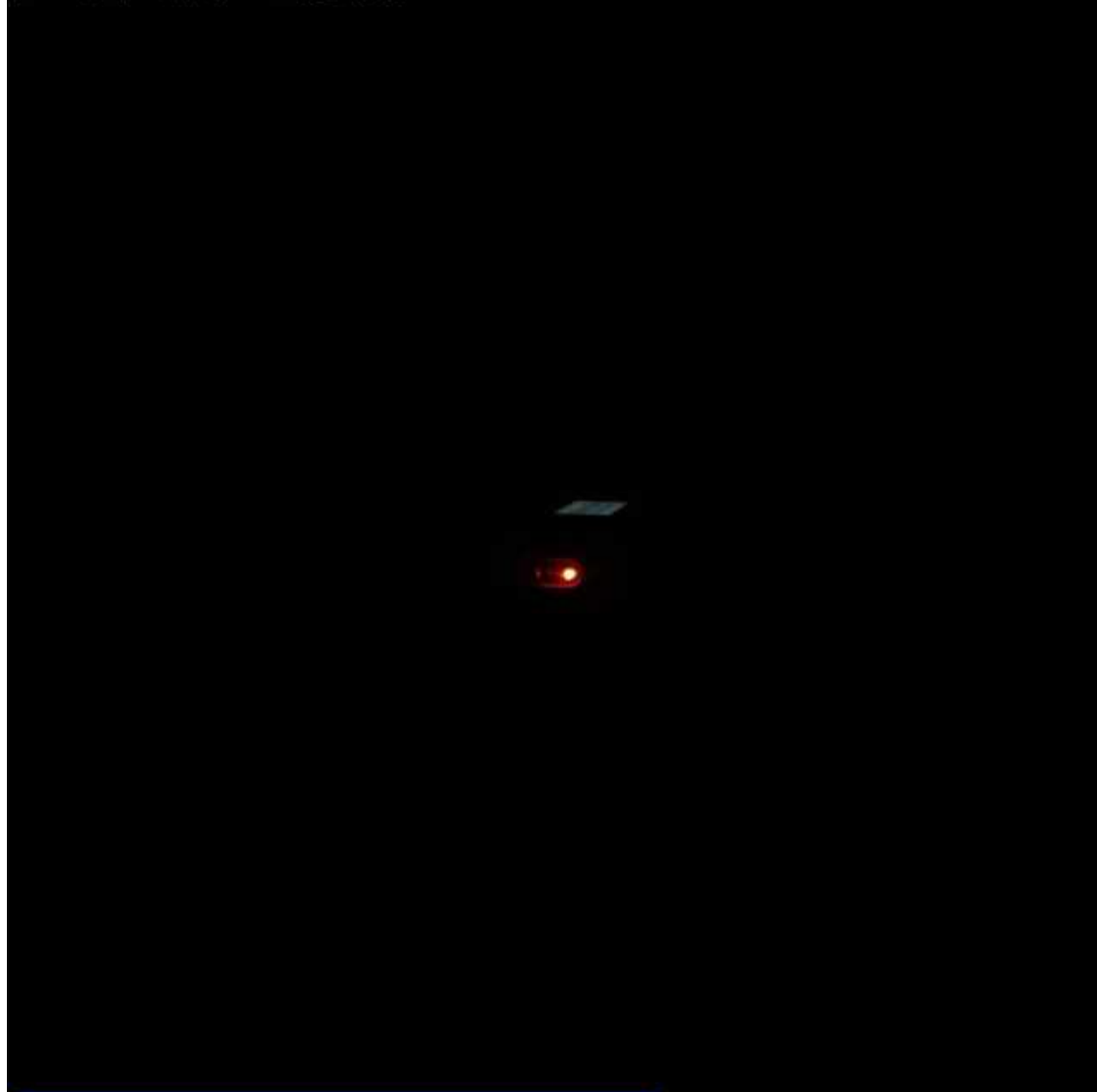








厂界噪声北侧



施工记录

经 度:125.432646
纬 度:45.842624
地 址:大庆市肇州县在徐深9集气站附近
工程名称:天然气分公司
时 间:2025-11-12 22:37

厂界噪声西侧



施工记录

经 度:125.428871
纬 度:45.839052
地 址:大庆市肇州县在徐深9集气站附近
工程名称:天然气分公司
时 间:2025-11-12 22:22

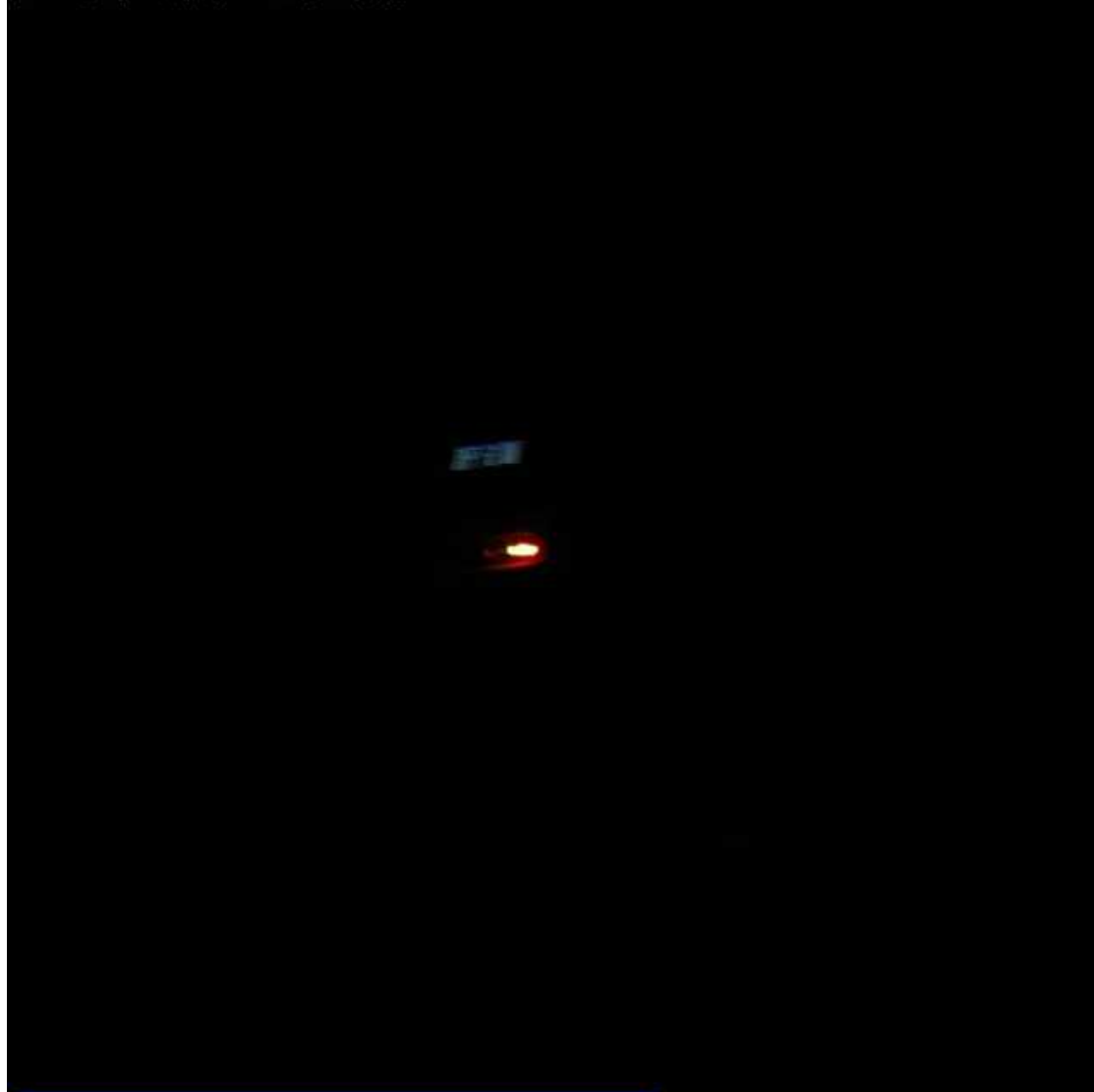
厂界噪声南侧



施工记录

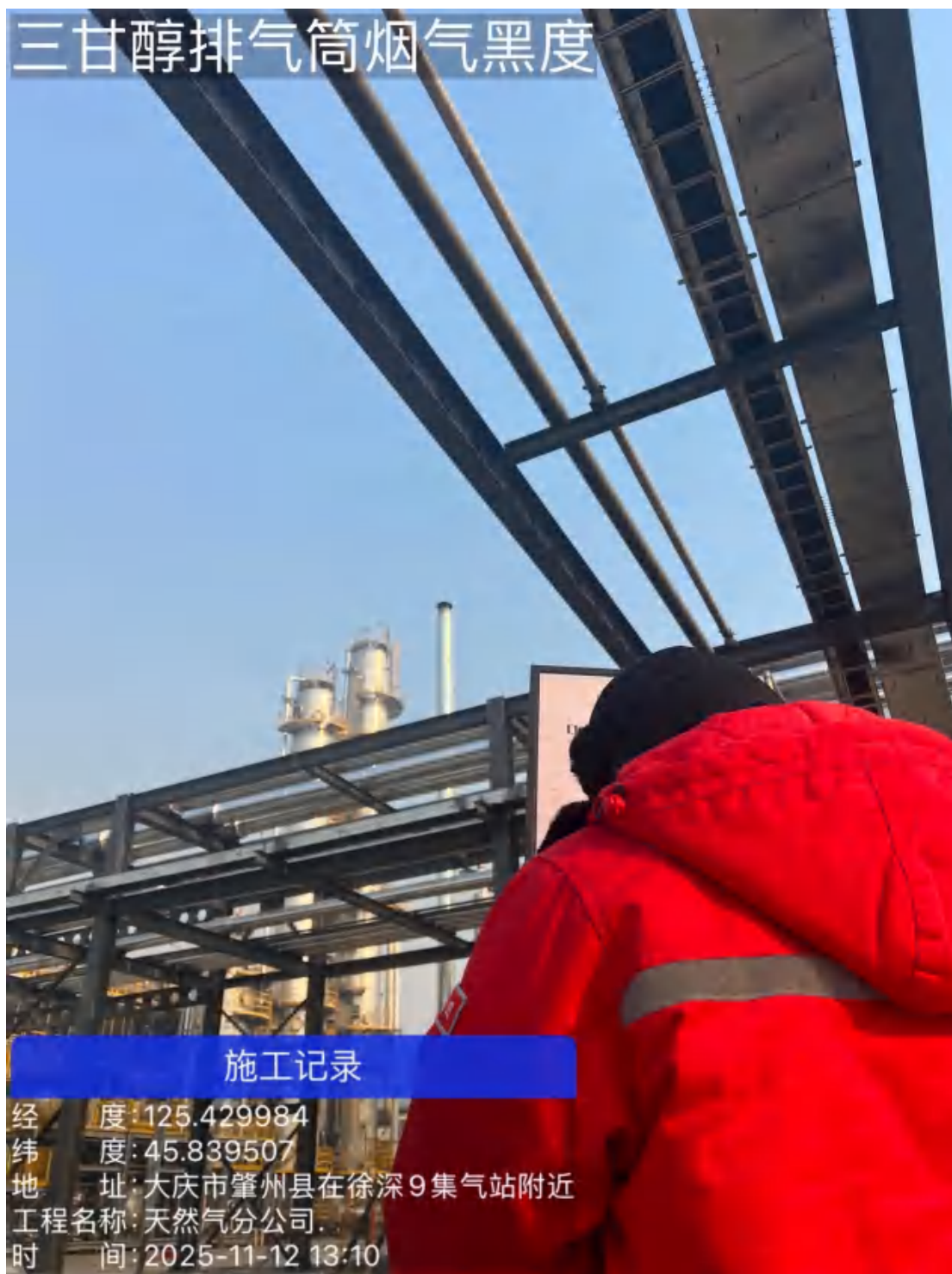
经 度:125.430166
纬 度:45.838774
地 址:大庆市肇州县在徐深9集气站附近
工程名称:天然气分公司
时 间:2025-11-12 22:11

厂界噪声东侧



施工记录

经 度:125.432875
纬 度:45.842026
地 址:大庆市肇州县在徐深9集气站附近
工程名称:天然气分公司
时 间:2025-11-12 22:01

















































附件9 危险服务处置合同

报审序号：2025-6095

危险废物处置合同

大庆油田有限责任公司天然气分公司

与

黑龙江红森林环保科技有限公司

2025年4月23日

本危险废物处置合同（以下简称“本合同”）由以下双方在_天然气分公司_签订。

委托方（以下简称“甲方”）：大庆油田有限责任公司天然气分公司

住所：___黑龙江省大庆市让胡路区乘风大街608号___

企业（法人）统一社会信用代码：___912306076063361236___

法定代表（负责）人：___丁建成___

受托方（以下简称“乙方”）：黑龙江红森林环保科技有限公司

住所：___哈尔滨市阿城区松峰山镇三委___

企业（法人）统一社会信用代码：___91230112MA1C24GH26___

法定代表（负责）人：___李文建___

甲方和乙方以下合称“双方”，单称“一方”。

根据《中华人民共和国民法典》《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》等有关法律法规的规定，本着自愿、平等、公平和诚实信用的原则，双方就 废脱硫剂、化验室过期药品和化验室废液、废滤芯、废油漆桶和含油包装物等危险废物，以下简称危险废物处置事宜，协商一致，签订本合同。

1. 危险废物处置的内容、标准和方式

乙方应根据甲方的委托，按照本条约定的内容、标准和方式处置有关危险废物。

1.1 处置内容：

待处置危险废物名称：___废脱硫剂、化验室过期药品和化验室废液、废滤芯、废油漆桶和含油包装物___；

暂估危险废物数量：___废脱硫剂 473 吨、化验室过期药品和化验室废液 2 吨、废滤芯、废油漆桶和含油包装物等危险废物 25 吨___；

该数量为暂估数量，实际处置量应按照本合同第 3.3.2 条确定。

1.2 处置标准：

1.2.1 乙方处置本合同项下的危险废物，应遵循以下标准：

(1) ___GB 18597 危险废物贮存污染控制标准___；

(2) ___HJ 2025 危险废物收集、贮存、运输技术规范___；

(3) _____。

1.2.2 如果第1.2.1条约定标准在本合同有效期内发生修订、废止、替代等情形，或出现新的应当适用于本合同危险废物处置工作的标准，则乙方应执行最新适用的标准；若各标准之间就同一事项要求不一致，则应执行技术要求最高的标准。

1.3 处置方式：收集、贮存、处置、利用。

2. 危险废物处置的期限、地点

2.1 处置单次接收的【**固体**】废物的期限：2025年4月25日至2025年12月31日。

2.2 处置地点：黑龙江红森林环保科技有限公司厂区。

3. 危险废物的接收、运输和处置

3.1 危险废物的接收

3.1.1 在合同有效期内，甲方有权在任何时间向乙方发出书面通知，要求乙方接收待处置危险废物（“接收需求通知”）。接收需求通知应当载明必要的信息以便乙方进行接收，这些信息包括：

- (1) 待处置危险废物的名称；
- (2) 待处置危险废物的质量；
- (3) 待处置危险废物的物理形态；
- (4) 待处置危险废物的包装或容器情况；
- (5) 待处置危险废物的名录代码；
- (6) 本次接收事宜的甲方经办人信息；
- (7) 其他：无。

3.1.2 乙方应当在收到接收需求通知后1日内对接收需求通知的内容予以确认，并以书面形式告知甲方其派车接收的相关信息，包括：

- (1) 人员信息，包括人员数量、人员名称、人员联系方式等；
- (2) 车辆信息，包括出车时间、到达时间、出车数量、车辆种类、车辆载重、使用年限、车牌号等；
- (3) 委托第三方运输的，还应包括受托的第三方运输单位的名称、运输资质等。运输危险废物的，运输单位应具有相应的危险货物道路

运输资质。

- 3.1.3 如乙方对接收需求通知的内容有异议的,就无异议部分,乙方应当按照本条约定进行接收;就有异议部分,乙方应在第3.1.2条约定的期限内书面通知甲方,双方应就有异议部分及时协商、共同确认。
- 3.1.4 除非双方另有约定,乙方应当在完成第3.1.2条约定的书面确认后 1 日内完成接收。
- 3.1.5 乙方应在 黑龙江红森林环保科技有限公司厂区 (接收地点) 或接收需求通知中另行指定的地点接收待处置危险废物。
- 3.1.6 甲方负责待处置危险废物在接收地点的过磅计量工作(以下简称“出场过磅”),乙方应根据甲方的要求提供协助。出场过磅单和危险废物转移联单应当依据出场过磅结果填写,但双方另行协商确定的除外。
- 3.1.7 如出场过磅结果与双方根据第3.1.2条和/或第3.1.3条确认的结果有差异的,应当以出场过磅结果为准,但双方另行协商确定的除外。
- 3.1.8 如甲方交付的待处置危险废物不符合本合同约定的,由乙方就不符合约定部分重新提出报价方案交甲方。如双方对新报价方案协商达成一致的,由乙方按照协商结果处置;如无法协商一致的,乙方应当将已由乙方接收的待处置危险废物退回甲方,退回费用由 甲 方承担。

3.2 危险废物的运输

3.2.1 本合同项下危险废物的运输将采用以下第 (2) 条约定的方式:

(1) 本合同项下待处置废物由甲方或其委托第三方安排运输,运输方式为【道路运输/水路运输/铁路运输/其他方式】。甲方或其委托的第三方运输企业应在接收地点将待处置【固体】废物交付给乙方,交付的时点为【甲方或其委托的第三方运输企业在接收地点完成卸货之时/_____】。

(2) 本合同项下待处置废物由乙方安排运输,运输方式为道路运输,费用由乙方承担。乙方应自行运输或委托具有相应运输资质的第三方运输企业代其运输。委托第三方运输企业运输的,乙方应自行承担运费,且应确保并促使其委托的第三方运输企业遵守本第3.2条的约定。甲方应在接收地点将待处置危险废物交付给乙方或其委托的第三方运输企业,乙方负责将待处置危险废物从接收地点运至处置地点,并负责装、卸车工作。交付的时点为乙方或其委托的第三方运输企业在接

收地点开始装车之时。甲方有权派遣人员跟车。

- 3.2.2 待处置危险废物交付前，任何与待处置危险废物（包括包装或容器）相关的环境、安全、健康义务和责任由甲方承担。待处置危险废物交付后，任何与待处置危险废物（包括包装或容器）相关的环境、安全、健康义务和责任由乙方承担。
- 3.2.3 在装车、运输、卸车等活动中，乙方或其委托的第三方运输企业应当严格遵守《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》《中华人民共和国道路运输条例》《道路危险货物运输管理规定》等有关法律法规的规定，并承担装车、运输或卸车过程中发生的有关环保、安全、交通事故的责任。
- 3.2.4 运输危险废物的，甲方/乙方或其委托的第三方运输企业应当根据废物特性，采用符合相应标准的包装物、容器和运输工具。
- 3.2.5 其他约定：无。

3.3 危险废物的处置

- 3.3.1 乙方应负责待处置危险废物在处置地点进行的过磅计量工作（以下简称“入库过磅”），在完成入库过磅后____1____日内向甲方提供书面计量结果。甲方有权派遣人员参与入库过磅。入库单和危险废物转移联单应当依据出场过磅结果填写，但双方另行协商确定的除外。
- 3.3.2 乙方在本合同项下实际处置的危险废物的数量（以下简称“实际处置量”）为入库过磅结果所示数量；但是，如果入库过磅结果与出场过磅结果有差异的，除非双方另有约定，实际处置量应当按照如下第____
 - (1) ____种方式确定：
 - (1) 以出场过磅结果为准；
 - (2) 以入库过磅结果为准；
 - (3) 如果过磅误差不超过____%(含)的，以计量结果较低者为准；如果过磅误差超过____%(不含)的，乙方应当在入库过磅完成____日内通知甲方进行诚信协商，并已经双方协商后最终确认的结果为准；
 - (4) 其他：无。
- 3.3.3 对于需要以浓度或含量来计价的危险废物，以双方交接时在接收地点现

场取样的浓度或含量为准，该样本送至双方认可的具有资质的机构进行检测。

3.3.4 乙方应严格按照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》等法律法规以及本合同第1条约定的方式、标准妥善处置待处置危险废物；如本合同任何约定与适用的法律法规或国家/环境/行业标准不一致的，应当以较严格者为准。

3.3.5 乙方收集、贮存、运输、利用及处置危险废物过程中，应遵守《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》的要求，并根据危险废物的成分和特性，选择符合相应国家标准和要求的方式和设施，严格按照环评批复处置，防止扬散、流失、渗漏和其他污染，不得擅自倾倒、堆放、丢弃、遗撒危险废物。

3.3.6 乙方应当自行处置本合同项下待处置危险废物。经甲方事先书面同意，乙方可以将部分或全部处置工作转委托给有资质的第三方实施；但是，乙方仍应当就转委托部分承担本合同项下的全部义务和责任，如同该部分处置工作是乙方自行实施的一样。

3.3.7 乙方不得将未经处理的危险废物及其附属物直接转卖。

3.3.8 乙方应按照本合同第2条约定的地点和期限处置甲方交付的危险废物。

3.3.9 乙方应在完成处置后__1__日内以书面形式向甲方提供已妥善处置危险废物相关证明，包括_处置台账_。甲方应在收到前述相关妥善处置危险废物的证明后__2__日内进行审核确认。

3.3.10 乙方完成处置后，甲方有权则要求对处置成果进行采样检测分析，乙方应当配合。检测分析结果不符合第1.2条约定的标准的，双方应按照第11.3条的约定处理。如检测分析结果符合第1.2条约定的标准的，则由甲方对处置结果进行验收。

3.3.11

4. 费用及支付

4.1 本合同项下处置服务费采用以下第__4.1.2__种计价方式，在本合同履行期间，若国家税率政策发生变更调整的，本合同的不含税价保持不变，含税价随之进行调整，已结算款项不调整。

4.1.1 固定总价

乙方完成全部【固体】废物处置并提供第3.3.9条约定的相关证明后
/【 /】日内通过（现金结算、转账结算、银行汇票、商业汇票）
方式支付。

4.2.3 按批次支付

乙方完成单批次【固体】废物处置并按照第3.3.9条的约定提供相关
证明后 / 日内支付该批次【含税/不含税】处置服务费。

4.2.4 其它约定：无。

4.3 如本合同采用现金转账方式付款，乙方收款账户信息如下，乙方应对上述账 户信息的真实性、安全性、准确性负责。

开户行： 兴业银行股份有限公司哈尔滨哈西支行

户名： 黑龙江红森林环保科技有限公司

账号： 562140100100042076

如果乙方的开户银行和/或账号发生变更，乙方应于本合同约定的付款期
限30日前，就该变化书面通知甲方。如因乙方未及时发现或通知有误而
影响甲方支付相应款项，甲方将不承担逾期付款的任何责任。

4.4 每次付款前，乙方应提交符合甲方财务要求的增值税专用发票及经甲方确认 的处置服务妥善完成的相关证明，否则甲方有权顺延付款，直至收到前述 资料，且不承担违约责任。乙方开具发票所需甲方信息如下：

单位名称： 大庆油田有限责任公司天然气分公司

纳税人识别号： 大庆油田有限责任公司天然气分公司

地址： 大庆市让胡路区乘风大街608号

电话： 0459-5297908

开户行及账号： 工行油田支行/0905060109221666615

5. 权利和义务

5.1 甲方权利和义务

除本合同其他条款约定以外，甲方还具有如下权利和义务：

5.1.1 有权不时审查乙方提供本合同项下服务所需的经营资质和处置能力、地方

行政主管部门出具的有关处置能力方面的认可资料(如有),包括但不限于危险废物经营资质、危险废物经营资质、环保批复文件;

- 5.1.2 有权审查乙方或其委托的第三方运输企业的危险废物道路运输资质;
- 5.1.3 告知乙方危险废物危害特性及安全注意事项;
- 5.1.4 为乙方提供与履行合同有关的工作便利;
- 5.1.5 按约定向乙方支付处置服务费用;
- 5.1.6 必要时甲方有权对本合同进行审计,乙方应予以配合;
- 5.1.7 其他:无。

5.2 乙方权利和义务

除本合同其他条款约定以外,乙方还具有如下权利和义务:

- 5.2.1 有权根据本合同约定收取处置服务费;
- 5.2.2 在本合同有效期内,就本合同项下待处置危险废物的收集、贮存、处置、利用等任何服务,乙方始终具备相应的经营资质和地方行政主管部门出具的环保批复或其他处置能力方面的认可资料(如有),涉及危险废物的,还应当具有相应危险废物经营资质,持有相应危险废物经营许可证;乙方或其委托的第三方负责危险废物运输的,应具有危险废物运输资质,并不得超越其经营许可范围和处置能力。前述资质及资料均应在有效期内;
- 5.2.3 应当根据待处置危险废物特性制定处置方案、事故应急预案及防范措施,并落实到位;
- 5.2.4 应当将待处置危险废物危害特性及安全注意事项告知其相关人员,并提供必要的安全防护措施;
- 5.2.5 合同履行过程中应及时处理、协调与其他相关方之间的工作关系,并按规定办理相关手续;
- 5.2.6 在进入甲方厂区时,应遵守甲方相关管理规定,并确保派来的接收人员充分做好自我防护工作,接收人员进入甲方厂区后的健康、安全责任由乙方承担。乙方委托第三方运输企业进行运输的,乙方应当促使其委托的第三方运输企业遵守本条约定;
- 5.2.7 协助甲方办理与本合同有关的审批、备案手续,包括但不限于为转移危险废物出省、自治区、直辖市行政区域贮存、处置或利用而需办理的

审批或备案；跨省、自治区、直辖市转移危险废物而需办理的审批等；

5.2.8 在本合同签署之日属于依据工业和信息化部、国家统计局、国家发展和改革委员会、财政部颁布的《中小企业划型标准规定》确定的中小企业；本合同有效期内，如乙方企业类型依据届时适用的中小企业划型标准发生任何变更，乙方应在类型变更后10日内以书面方式通知甲方；

5.2.9 乙方处置利用固体废物完毕后，应以书面形式向甲方说明，同时处置利用过程中接受甲方的监督和进度跟踪；

5.2.10 乙方负责处置危险废物处置中产生的残渣废物

5.2.11 其他：无。

6. 健康、安全生产及环境保护

双方应在签订本合同的同时，签订《危险废物处置HSE合同》(见附件一)，作为本合同的组成部分。

7. 保密

7.1 双方同意，当事人一方对在订立和履行合同过程中知悉的另一方的商业秘密、技术秘密、其他商业、技术、管理及财务信息(以下合称“保密信息”)负有保密责任，未经同意，不得对外泄露或用于本合同以外的目的。一方泄露或者在本合同以外使用该保密信息给另一方造成损失的，应向另一方支付含税服务费1%的违约金。如该方支付的违约金不足以弥补另一方损失的，还应继续承担另一方由此遭受的所有损失。

7.2 本合同约定的保密信息不包括以下信息：

7.2.1 在从对方获得前，已经掌握且对方不反对使用或披露的信息；

7.2.2 已经为公众所知的信息，但该等信息为公众所知是由于一方违反本合同约定的除外；

7.2.3 一方按照有管辖权的法院或其他有权机关的合法要求而披露的信息；

7.2.4 依一方的书面授权而向第三方披露的信息。

7.3 本合同的无效、变更、解除、履行完毕等不影响本条款的效力，在发生上述情形下，双方仍应履行保密义务。

7.4 保密期限为本合同有效期及本合同终止后__0__年。

8. 诚信合规

- 8.1 合同双方应坚持公平公正，诚实信用原则，严格遵守国家相关的法律法规，以及关于诚信、合规的各项规定，并严格执行合同文件。
- 8.2 双方（包括其关联方、代理商、供应商、服务商等，下同）声明，已从中国石油天然气集团有限公司门户网站（<http://www.cnpc.com.cn/cnpc/index.shtml>）上阅读《中国石油诚信合规手册》内容，并承诺在履行本合同以及因此开展的相关交易活动过程中遵守该手册阐明的诚信合规原则。
- 8.3 双方在履行本合同以及因此开展的相关交易活动过程中，不得为谋取不正当利益给予国家机关、国家工作人员财物贿赂和非财产性利益贿赂，或向国家工作人员介绍财物贿赂和非财产性利益贿赂；不得为下述目的向任何国家工作人员支付任何款项和报酬：（1）影响国家工作人员以职务身份作出的行为或决定；（2）诱使国家工作人员对政府机构开展的工作施加其影响；（3）诱使或奖励国家工作人员做出不当行为或发挥不当作用。
- 8.4 双方在履行本合同以及因此开展的相关交易活动过程中，应确保其行为符合有关国家法律法规，监管要求，商业惯例，行业准则及双方相关规章制度的规定，不得为谋取不正当利益违规行事，包括但不限于：（1）直接或间接给予对方工作人员及其近亲属任何好处，包括但不限于给予现金及现金等价物，礼金，贵重物品、有价证券、回扣；资助出国，房屋装修；免费提供通讯和交通工具、家电及高档办公用品等物品；报销或承担旅游、宴请、娱乐健身等费用；给予就业机会等非财产性利益；（2）擅自与对方工作人员就转让费、服务费、手续费等与合同履行相关事项进行私下商谈或者达成默契；（3）一方以任何形式向一方索要赞助、回扣，接受礼金、有价证券、贵重物品，收受交通和通讯工具、家电及高档办公用品等；（4）接受另一方提供的房屋装修或以考察、参观等名义参加另一方安排的国内外旅游活动；（5）一方参加可能影响其公正履职的宴请、高消费娱乐、婚丧嫁娶等活动；（6）在另一方报销任何应由其单位或个人支付的费用等。如一方发现另一方及其工作人员存在违规行为，应主动向另一方纪检监察部门报告。
- 8.5 因履行本合同需要，经一方书面同意，另一方将其部分工作分包的，应确保分包商与其承担同等合规义务。如分包商未履行该等义务，就其违约行为，该方承担连带责任。
- 8.6 双方应采取有效措施确保前述合规义务的履行，包括但不限于：（1）制定

合规管理制度，建立合规管理流程，开展合规教育培训，落实违规责任追究；（2）确保在其账簿和记录中准确地记录与本合同有关的所有交易，以便真实反映所涉及的业务活动。收到对方书面要求后2日内，任何一方应提供相应书面材料，证明其已采取相关措施。

8.7 如任何一方及其工作人员（以下简称“违规方”）未履行上述义务，另一方有权要求该方整改，该方应自行承担费用进行整改。因违规行为产生的后果，违规方应自行承担相关损失、赔偿、费用、罚金和罚款等，并保证另一方免责。同时，另一方有权视违规方违规程度同时或单独采取不同救济措施，包括要求违规方停止违规行为、要求违规方支付本合同项下含税服务费用1%的违约金、解除合同等；违规方支付的违约金不足以弥补另一方损失的，还应继续承担另一方由此遭受的所有损失。

8.8 其他约定：无。

9. 不可抗力

9.1 不可抗力事件是指合同当事人不能预见，不能避免且不能克服的客观情况，包括但不限于地震、水灾、火灾（非人为）、雷击、雪灾、瘟疫、流行性疾病、海啸、风暴潮、台风、泥石流、滑坡等自然灾害；战争、骚乱，戒严、暴动、恐怖袭击、罢工、内乱等社会事件及政府征用、征收、禁令等行为导致无法履行合同的情形。

9.2 由于不可抗力原因，使双方或任何一方不能履行或者不能完全履行合同义务时，受到不可抗力影响的一方应采取有效措施，尽量避免或减少损失，将损失降低到最低程度。在不可抗力发生后5小时以书面形式通知对方，并在其后2日内向对方提供有效证明文件。一方未尽通知义务或未采取措施避免、减少损失的，应就扩大的损失承担相应的赔偿责任。

9.3 因不可抗力不能履行或者不能完全履行本合同的，根据不可抗力的影响，受不可抗力影响的一方全部或部分免除责任，但法律另有规定的除外。如发生迟延履行，在迟延履行期间发生不可抗力事件导致迟延履行方无法履行其合同义务，迟延履行方不能就迟延履行期间的不可抗力事件免责。

9.4 在受不可抗力影响一方遵守法律规定及本合同约定（包括但不限于第9.2条和第9.3条）的前提下，因不可抗力致使合同无法按期履行或不能履行所造成的损失由双方各自承担（为避免疑问，由于任何一方过错引起的损失除外）。

9.5 如果因不可抗力的影响致使本合同中止履行 10 日以上时,双方应就继续履行本合同进行协商,在 2 日内协商不成的则任何一方均有权解除本合同。当一方因上述原因解除本合同时,应当以书面形式通知另一方。通知送达另一方时本合同终止。

10. 通知

10.1 与合同有关的批准、通知、证明、证书、指示、指令、要求、请求、意见、确定和决定等,均应采用书面形式或合同双方确认的其他形式,并应在合同约定的期限内送达接收人。

10.2 除非本合同另有约定,本合同项下双方之间的通知均可通过传真、快递、电子邮件或双方同意的其他方式送达以下地址:

(1) 甲方名称: 大庆油田有限责任公司天然气分公司

联系人: 张哲

联系电话: 0459-5688911

(2) 乙方名称: 黑龙江红森林环保科技有限公司

联系人: 徐云龙

联系电话: 18646228616

10.3 通知在下列日期视为送达被通知方:

(1) 由挂号信邮递,发出通知一方持有的挂号信回执所示日;

(2) 由传真传送,收到成功发送确认后的第一个工作日;

(3) 由特快专递发送,以收件人签收日为送达日,收件人未签收的,以寄出日后第四个工作日为送达日;

(4) 由电子邮件发送,以发出通知一方邮件系统显示已成功投递对方服务器(包括但不限于收到被通知一方阅后自动回执)的当日。

10.4 双方的通讯地址可作为法院、仲裁庭送达诉讼、仲裁文书的地址,一方的通讯地址或联系方式如发生变动,应在变动之日起 3 日内书面通知对方,因未及时通知而造成的损失由通讯地址或联系方式变动方自行承担。

10.5 双方应及时签收对方送达至约定地点和指定接收人的来往信函；如确有充分证据证明一方无正当理由拒不签收的，视为拒绝签收一方已签收。

11. 违约责任

11.1 甲方延迟支付处置服务费的，每逾期一日，向乙方支付该笔延迟支付金额的1%作为违约金，承担的逾期付款违约金上限不超过逾期支付部分含税服务费的1%；经乙方书面催告后10个工作日内不支付的，乙方有权在甲方支付相应合同价款前，中止为甲方提供服务。

11.2 乙方未按合同约定的期限接收、处置固体废物的，每逾期一日，应当承担含税处置服务费1%的违约金，且甲方有权从履约保证金中扣除违约金，承担的违约金上限不超过逾期部分对应含税服务费的1%；经甲方催告后10日，乙方仍未能接收固体废物的，甲方有权解除本合同或另行委托第三方处置，由此产生的额外费用应当由乙方承担。

11.3 乙方未按照合同约定的标准、方式处置危险废物的，应当承担含税服务费1%的违约金，并按照本合同约定的标准、方式重新处置。乙方重新处置仍不能达到本合同约定的标准或无法按照本合同约定的方式处置的，甲方可以选择：

(1) 要求乙方继续处置；

(2) 委托第三方按照本合同约定的标准、方式处置，相关费用由乙方承担；或

(3) 解除本合同，乙方应承担含税处置服务费1%的违约金，并自费退回已接收的危险废物至甲方指定的地点。

11.4 未经甲方书面同意，乙方擅自转委托的，应当承担含税服务费1%的违约金，并赔偿因此给甲方造成的损失，且甲方有权从履约保证金中扣除。经甲方通知后应立即纠正违约行为；乙方未执行甲方要求的，甲方有权单方解除本合同。

11.5 如乙方在接收、运输和处置废物过程中，因不可归责于甲方的原因造成环境污染或安全事故，导致任何第三方提出指控或诉讼的，乙方应负责交涉、应诉或协助甲方应诉，承担由此发生的律师费、赔偿费等所有费用，并向甲方支付含税服务费1%的违约金。如导致甲方受到政府监管部门处罚的，乙方应对此承担责任，包括但不限于行政罚款、治理污染等。

11.6 乙方在履行合同过程中，隐瞒其不再具备本合同项下服务内容相应的固体

废物（视情况，含危险废物、危险货物运输等）经营资质和处置能力，应当承担含税处置服务费1%的违约金，甲方有权单方解除本合同。

11.7 任何一方发生承担违约金或赔偿金情形的，应当在确定之日10日内予以支付。逾期未支付的，如是乙方违约，甲方事先书面告知乙方相关依据后有权从应支付给乙方的款项中直接扣除；如是甲方违约，则在甲方支付当期合同款时一并支付。

11.8 其他约定：无。

12. 合同变更与解除

12.1 经双方协商一致，可以变更合同条款或解除本合同，变更或解除合同应签订补充协议或解除协议。

12.2 出现下列情形之一的，一方有权单方解除本合同，但应向对方发出书面解除通知，合同解除并不影响各方依法应享有的权利和承担的义务：

(1) 乙方不再具备本合同项下服务内容相应的危险废物（视情况，含危险废物、危险货物运输等）经营资质和处置能力；

(2) 乙方给甲方造成损失拒不赔偿的；

(3) 乙方擅自转委托的；

(4) 甲方延迟支付乙方处置服务费，且经乙方催告后10个工作日内仍未支付的；

(5) 涉及危险废物跨省转移或危险废物跨省转移，但未能取得有关生态环境部门批准的；

(6) 其他：无。

12.3 合同变更或解除，不能免除违约方应承担的违约责任。一方行使解除权的，不影响该方对另一方有权主张的其他违约救济方式。

12.4 合同解除后，不影响双方在合同中约定的结算、保密和法律适用与争议解决等条款的效力。

13. 法律适用及争议解决

13.1 本合同适用中华人民共和国法律并依照其进行解释。

13.2 因本合同引起的或与本合同有关的任何争议，可通过协商解决；协商开始后7日内仍无法达成一致的，按以下第(1)种方式解决：

(1) 向__甲方所在地__法院提起诉讼。诉讼费用(包括但不限于律师费、案件受理费、鉴定费、交通食宿费和其他费用)由败诉方承担。

(2) 提交__\仲裁委员会,按照申请仲裁时该会现行有效的仲裁规则在__\进行仲裁。仲裁语言为中文。仲裁裁决是终局的,对双方均有约束力。仲裁费用(包括但不限于律师费、仲裁费、鉴定费、交通食宿费和其他费用)由败诉方承担。

(3) 提交双方共同上级协调解决。

13.3 在诉讼期间,本合同不涉及争议部分的条款仍须履行,双方均不得以解决争议为由拒不履行其在本合同项下的任何义务。

14. 合同效力及其他

14.1 本合同自双方加盖合同专用章之日起生效。本合同有效期为 2025-04-25 至 2025-12-31 自本合同生效之日起至 2025 年 12 月 31 日止。

14.2 本合同未尽事宜,由双方另行协商。对于本合同项下的任何修改、补充及变更,均应由双方协商一致并以书面形式做出,经双方加盖合同专用章之日起生效。该等修改、补充及变更的书面协议将构成本合同的组成部分,与本合同具有同等法律效力。

14.3 甲方指定__张哲__为本合同履行负责人,甲方授权其代表甲方在合同履行过程中交付、接收相关资料及在相关履行资料上签字,如无甲方书面明确授权,其他任何人无权代表甲方履行上述职责。

14.4 本合同附件是本合同不可分割的组成部分。

14.5 本合同一式 4 份,甲方执 2 份,乙方执 2 份,每份文本均具有同等法律效力。

14.6 其它约定:无。

附件一危险废物处置 HSE 合同

【以下无正文】

【本页为大庆油田有限责任公司天然气分公司与黑龙江红森林环保科技有限责任公司签订 2025 年危险废物处置合同签署页】



甲方：大庆油田有限责任公司天然气分公司
(公章或合同专用章)
法定代表人/负责人/授权代表签字：_____



乙方：黑龙江红森环保科技有限公司
(公章或合同专用章)
法定代表人/负责人/授权代表签字：_____



附件一 危险废物处置 HSE 合同

依照《中华人民共和国民法典》《中华人民共和国环境保护法》《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》等国家法律、法规的规定，鉴于甲乙双方签署了《危险废物处置合同》（以下简称“主合同”），为进一步明确双方在主合同履行过程中的安全环保生产的相关权利、义务及责任，保障人身安全、企业财产安全，保护环境，在平等自愿、协商一致的基础上，签订本危险废物处置 HSE 合同（以下简称“本合同”）。

一、定义及解释

1. 违约、违规、违章：指 HSE 合同当事人违反安全生产、环境保护、职业病防治等法律法规规定、标准规范、规章的行为。
2. 事故：指在 HSE 合同规定的范围内，由于当事人责任或不可抗力造成的工作暂停、有关财产、经济损失和人员伤亡、环境污染和生态破坏事件。
3. 健康安全环境例卷：指乙方对重要的、高度危险的设备或活动，描述其现存健康安全环境危险和危害，并将该等危险危害控制到国家、行业和企业标准规定水平内所采取的措施的文本，包括但不限于本合同附表及本合同履行过程中形成的相关文件。
4. 安全措施：指为了保障工程作业及生产工作安全进行，针对工程作业及生产过程中存在的不安全因素采取的具体预防性措施。

二、危险废物处置

1. 处置内容：___废脱硫剂、化验室过期药品和化验室废液、废滤芯、废油漆桶和含油包装物等危险废物，以下简称危险___
2. 处置标准：___GB 18597 危险废物贮存污染控制标准___
3. 处置方式：___收集、贮存、处置、利用___
4. 处置地点：___黑龙江红森林环保科技有限公司厂区___
5. 其他相关信息：___无___

三、合同期限

该 HSE 合同期限与主合同一致。主合同因工作实际需要而变更期限的，HSE 合同应随之变更至相同期限。

四、对乙方的 HSE 要求

1. 乙方应具备《中华人民共和国安全生产法》等有关法律、法规和国家标准、行业标准规定的安全生产条件和专业技术人员、资质、技术装备，建立健全全员安全生产责任制度和安全生产教育培训制度，制定安全生产规章制度和操作规程，保证本单位安全生产条件所需资金的投入，对所承担的危险废物处置工作进行定期和专项安全检查并做好安全检查记录，实现“零职业病、零事故、零污染”的安全生产业绩目标。
2. 乙方应遵照《中华人民共和国环境保护法》【《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》】等有关法律、法规和国家标准规范、行业标准规定，具备法律法规规定的环境保护条件和相应资质，建立环境保护责任制度和环境保护教育培训制度，健全环境保护组织机构，配备环境保护管理人员和技术人员，制定环境保护规章制度和操作规程，保证本单位环境保护条件所需资金的投入，落实各项环境保护措施、环境风险防控措施，制订《突发环境事件应急预案》，对所承担的危险废物处置工作进行定期和专项环保检查并做好检查记录。
3. 乙方应遵照《中华人民共和国职业病防治法》等有关法律、法规和国家标准、行业标准规定的职业卫生要求，预防、控制和消除职业危害，定期开展职业健康体检，保护员工健康，以确保危险废物处置的安全生产。
4. 乙方应当遵照有关法律、法规和国家标准、行业标准的有关规定设立安全生产、环境保护管理机构，配备专职HSE监督管理人员。乙方项目负责人、专职安全监督管理人员和特种作业人员应当按规定取得相应上岗资格。项目负责人应当落实安全生产和环境保护责任制度、安全生产和环境保护规章制度和操作规程，确保安全生产费用的有效使用，消除安全环保事故隐患，及时、如实报告生产安全事故和突发环境事件。
5. 乙方应当建立健全并有效运行HSE管理体系，评估危险废物处置过程中存在的安全风险，制定HSE作业计划书、HSE作业指导书和应急预案，自觉接受甲方审查监督，并配备相符的HSE设备设施、应急物资，确保HSE设备、设施完好，应急物资完备，并应定期对设施、设备进行检验，确保其持续合格有效。

五、危险废物处置过程中存在的可能危害

甲方郑重告知乙方，在危险废物处置期间，可能存在以下危险危害，乙方应积极采取有效的安全、环保措施（包括预防措施）消除这些可能存在的危险危害，并进行安全环保风险识别，制定HSE作业计划书、HSE作业指导书、安全技术措施、环境保护措施和应急预案，严格执行、实时管理、持续改进，防止发生任何安全环保事故。

六、HSE标准

乙方应在主合同的履行过程中执行相关的各项国家标准、行业标准等，包括但不限于附表所列标准。

如附表所列标准有任何调整或更新的，乙方须按已发布的新标准执行；对于附表所列标准中未列明但危险废物处置行为应适用的其他国家、行业标准，乙方也应严格遵守。

七、生产安全、健康与环保责任风险的承担

1. 在危险废物处置期间，因甲方强令乙方违章工作等原因造成乙方对本合同第五条所述的危害难以消除而带来的生产安全、健康与环保责任风险，给乙方和第三人造成人身伤害和财产损失的，由甲方承担赔偿责任。
2. 主合同签订后，整个危险废物处置在乙方管理和控制下，因乙方原因对本HSE合同第五条所述的危害未加以消除或因乙方未能按照本合同约定履行HSE相关承诺和义务而产生的安全生产、健康与环保责任风险，给甲方和第三人造成人身伤害和财产损失的，由乙方承担赔偿责任。
3. 乙方根据主合同约定转委托的，乙方应与转委托受托方签订HSE管理协议，明确双方之间安全生产职责和应当采取的安全措施及责任；由于事故责任，造成甲方人身伤害或财产损失的，由责任方承担损失赔偿责任，乙方对转委托受托方的安全生产和环保责任承担连带责任。
4. 由于乙方原因造成环境污染责任或事故或被行政部门处罚的，由乙方承担全部责任，乙方应赔偿受损害主体的全部经济损失，并赔偿甲方因此发生的费用和遭受的损失。
5. 因不可抗力导致危险废物处置事故，并导致生产损失、人身财产损害的，由甲乙双方各自承担。
6. 其它：无。

八、甲方的权利

1. 有权对乙方履行安全生产职责情况、环境保护情况、乙方自有或租赁使用的与HSE相关的设备、设施，乙方为HSE管理配备的人员及其资质情况，以及乙方做出的与HSE管理有关的承诺履行情况进行监督检查。
2. 有权要求乙方维护好相关的健康保护、安全生产和环境保护设施、设备和器材。
3. 有权对乙方的处置现场的安全作业情况进行监督检查，在监督过程中发现处置

情况不具备安全条件的，有权要求乙方停止处置，并书面通知乙方制定具体安全措施进行整改。甲方的检查不减免乙方的HSE管理责任。

4. 有权对乙方安全生产业绩、资质、健康安全环境例卷进行审查并备案。
5. 在可能造成危害生产操作人员安全与健康的不可抗拒的紧急情况下，有权停止危险作业或撤离人员至安全区域。
6. 有权禁止未经安全教育或安全教育考试不合格的乙方人员上岗。有权要求更换、调整身体条件和安全技能素质不具备岗位要求的乙方人员。
7. 由于乙方原因致使危险废物处置期间发生环境污染事故，有权要求乙方进行整改，并对乙方实施的污染治理、污染治理设施运行等情况进行监督检查，在监督过程中如发现污染治理设施不能稳定达标排放，或者不符合环保要求的，有权要求乙方停止处置，待防治污染措施到位后方可继续处置，由乙方承担所有损失。
8. 有权要求乙方保护处置地点及周边的河道、水源、动植物及生态环境。并在乙方处置结束后，对处置地点地貌恢复情况进行验收。在验收单上签署环境保护验收意见。现场环境保护验收不合格的，甲方有权不予结算或扣减相应费用，直至验收合格。
9. 有权要求乙方在甲方管辖范围内执行甲方制定的关于HSE的管理规定，对乙方HSE管理过程中任何偏差，要求乙方实施整改并进行跟踪验证；对乙方的HSE管理工作进行监督考核。
10. 有权要求乙方定期提交HSE工作总结、安全环保资料记录台账等原始资料。
11. 其他：无。

九、甲方的义务

1. 认真执行与安全生产、健康和环保有关的法律、法规、标准及有关的规章制度，贯彻落实“安全第一、预防为主、综合治理”的安全生产方针。
2. 向乙方提供相关的最新的危险废物资料、安全资料、职业健康资料、环境保护资料和HSE管理规定。
3. 将乙方纳入甲方应急救援体系，发生事故后积极协助乙方进行抢险和抢救，防止事故扩大，并按照规定报告。
4. 应建立与乙方协商、沟通的渠道，并及时向乙方传递有关安全管理信息。

5. 对乙方提供的具有保密性质的文件和资料予以保密。

6. 其他：无。

十、乙方的权利

1. 有权对甲方的HSE管理工作提出合理化建议和改进意见。

2. 有权要求甲方提供相关的危险废物资料，安全资料、职业健康资料，环境保护资料和HSE管理规定。

3. 在日常作业中，对甲方违章指挥，强令乙方冒险作业，有权拒绝执行。

4. 发生严重危及乙方人员生命安全的不可抗力紧急情况时，乙方有权采取必要的措施避险。

5. 有权对进入处置地点的甲方人员进行安全教育，有权禁止无相关危险废物处置或作业资质的甲方人员在施工作业现场作业。

6. 其他：无

十一、乙方的义务

1. 严格执行安全生产、环境保护和职业健康法律、法规、标准及安全操作规程，健全安全组织机构，具备安全生产责任制，建立健全并有效运行HSE管理体系，辨识、评估并控制危险源，制定重大危险源安全监控措施，针对危险废物处置工作制定健康安全环境例卷，配备必要的劳动保护用品，配置符合规定的专职HSE管理人员和有关工程技术人员。

2. 预防、控制和消除职业危害，保护员工健康，以确保危险废物处置的安全生产。乙方有义务杜绝将任何已知的医疗上证明患有职业禁忌症的人员安排到危险废物处置工作中。若发现乙方使用上述人员，甲方将追究乙方相应的责任；因此造成任何事故或责任的，由乙方承担全部损失赔偿责任。

3. 按规定组织好HSE检查，发现作业过程中的安全隐患、重大险情，应采取有效措施积极处理并报告甲方；乙方应对甲方所提出的任何质疑和建议进行回复和确认，并根据有关标准和甲方要求立即实施纠正和改进。

4. 对危险废物处置过程进行安全评估，消除隐患，制定预防措施和HSE计划书、HSE作业指导书及应急预案。

5. 发生事故时，应积极组织抢险，服从统一指挥，避免事故进一步扩大，并按要求报告甲方。

6. 应维护好相关的生产设施、设备和器材，使其处于安全生产状态，按相关规定进行定期检验。不得使用不符合国家、行业标准和甲方规定的原材料、设备、装置、防护用品、器材、安全检测仪等。
7. 危险废物处置使用的锅炉等特种设备应按国家特种设备管理规定进行登记和定期检验。
8. 应对所有作业人员进行安全生产教育培训，保证所有人员具备相应的安全意识和技能，明悉有关HSE规章制度和安全操作规程，掌握本岗位的安全操作技能；负责办理危险废物处置作业所必须的健康、安全与环境保护等有关证书，且保持其有效性；为作业人员配备适宜的作业防护用品。保证所有人员具有国家主管部门颁发的有效的危险废物处置/危险废物从业资质/资格；特种作业人员应具备相应的有效资格证书。
9. 危险废物处置作业应做好污染防治和生态保护工作，对作业过程中产生的污染物的处置、处理和排放应执行环境保护行政主管部门批准的处理处置方式、排放方式、排放去向。
10. 乙方在开始履行主合同之前，应当首先按国家、行业有关标准和安全管理规定，做好危险废物处置服务的准备工作，防止发生HSE事故。
11. 制定意外事故伤害、突发性疾病、急性中毒、急性传染病、自然灾害（风暴潮、地震、疫情），坠落、落水等突发事故处理应急计划，配备相应的器具，并组织演练。
12. 由于乙方责任造成火灾等事故，以及处理这些事故、拆除损坏物或其他原因而引起的环境污染等，造成甲方以及第三方的人身、财产损害的，应由乙方承担损害赔偿等全部责任。
13. 乙方应做好防暑降温、冬防保温等工作，对安全生产工作负责。
14. 乙方有义务为其所有员工和雇员购买意外伤害保险或工伤保险，严格执行国家关于安全生产相关法规中关于保险的要求。
15. 乙方履行主合同过程中所需要的设备、设施及材料的安全风险和由乙方负责和承担。乙方所控制或使用的甲方财产出现损坏、丢失等情况，乙方应及时报告甲方，并承担由此所造成的损失。
16. 其他：无。

十二、HSE检查与监督

1. 甲方依据国家、地方政府有关法律、法规、标准、规程及合同，对乙方受托的危险废物处置的下列事项进行监督检查。在检查过程中，若发现事故隐患或潜在的不安全行为、不安全状态，甲方HSE监督人员有权向乙方发出《隐患整改通知单》限期整改。
 - (a) 危险废物处置作业现场安全状况。
 - (b) 乙方执行安全生产规章制度、标准情况。
 - (c) 安全、健康、环保设施、设备的使用、维护情况。
 - (d) 特种作业人员持证上岗。
 - (e) 安全、环保技术措施(事故隐患整改)计划的制定和执行情况，事故事件应急处置方案(程序)及演练情况。
 - (f) 乙方员工劳动防护用品的配备和使用情况，健康、安全与环境警示标志的管理和使用情况。
 - (g) 消防设备、器材配备情况。
 - (h) 其他需要的监督检查项目。
2. 乙方应根据其制定的健康、安全与环境管理制度、标准，认真做好日常的安全生产检查监督工作，发现事故隐患和潜在的不安全因素，及时制定安全措施进行整改，并将整改情况在甲方限定的期限内通报给甲方HSE监督人员。
3. 其它：无

十三、事故的应急救援与调查处理

1. 乙方应制定安全、环境、健康事故应急救援预案，建立应急救援体系，配备应急救援设备、器材，并进行经常性维护、保养，保证正常运转。
2. 发生生产安全、环保事故后，事故现场乙方有关人员应当立即报告乙方单位负责人，单位负责人接到事故报告后，应迅速采取有效措施，组织抢险、抢救，防止事故扩大，减轻人员伤亡和财产损失。事故的处理应同时满足国家和甲方关于事故管理要求。重特大事故，应在事故发生当时立即报告甲方单位，不得拖延，不得故意破坏事故现场、毁灭有关证据。因乙方拖延或故意破坏事故现场、毁灭证据等行为而给甲方或第三方造成的损失，由乙方承担赔偿责任。
3. 乙方应负责组织事故的抢险、抢救工作，甲方应当支持、配合事故抢险、抢救，并提供便利条件。事故应急抢险、抢救费用由事故责任方承担。

4. 在主合同履行过程中发生的安全事故，应按照国家 and 甲方事故调查有关规定对事故进行调查和责任认定。
5. 乙方应配合政府相关部门进行人员死亡事故的调查处理工作，应在查清原因、分清责任的基础上，按照调查组提出的调查处理意见进行处理，并将《员工死亡事故调查报告书》抄送甲方。
6. 乙方发生诸如有毒气体泄漏等严重环境污染事故时，应立即疏散周边人员，并报告当地政府和甲方，进行紧急抢险。同时成立有甲方参加的联合事故调查组，对事故进行调查处理。
7. 甲方对乙方在危险废物处置过程中发生的事故进行调查，若发现乙方存在 HSE 问题或隐患，则有权勒令乙方停止危险废物处置，直至依法解除合同，并赔偿甲方相应的损失。
8. 发生环境污染事故时，乙方应尽快予以治理，必要时应暂停处置并进行治理被污染的环境，并将污染事故的原因及治理措施及治理效果报甲方审核。
9. 其它：无。

十四、 安全生产信息的报告

为了实现安全生产，加强对危险废物处置信息管理，乙方应向甲方汇报安全生产信息、环境保护等内容，具体工作内容、汇报时间由甲方另行确定。

十五、 违约责任

1. 甲乙双方中任何一方违反 HSE 合同要求，但未造成事故及经济损失的，违约方应及时整改或采取其他补救措施。
2. 若甲方未能履行 HSE 合同第九条约定的义务而导致发生事故，且影响危险废物处置进度的，应赔偿乙方因此发生的损失。
3. 乙方未按甲方发出的《隐患整改通知单》要求按期完成整改的，乙方每次应向甲方支付__500__元违约金，乙方支付违约金后仍未整改或整改不符合《隐患整改通知单》要求的，甲方可责令乙方暂停处置并进行整改，因此所造成的损失和整改支出由乙方承担。如暂停处置后，乙方仍未进行整改或整改仍不能符合《隐患整改通知单》的要求或合同约定的标准的，甲方可单方解除主合同，因此而导致的损失由乙方自行承担。
4. 由于乙方原因造成环境污染责任或事故或被行政部门处罚的，由乙方承担全部责任，乙方应赔偿受损害主体的全部经济损失，并赔偿甲方因此发生的费用和

遭受的损失。

5. 乙方发生事故后弄虚作假、隐瞒不报、迟报或谎报，经查证属实，乙方每次应向甲方支付违约金__500__元。情节严重的，取消其进入甲方市场的资格。
6. 如果乙方未按甲方安全生产及环保规定组织生产，或者未能及时按照本合同约定和甲方要求向甲方提供HSE报表、危险废物处置动态信息、安全生产信息等工程相关资料的，每出现一次，乙方应向甲方支付违约金__500__元。
7. 对于政府主管部门或甲方在检查中发现的安全隐患，乙方应及时整改，不得拖延。因安全环保隐患没有及时整改引发的后果由乙方承担，由国家政府主管部门开具的罚款和甲方开具的安全环保扣款在处置服务费结算时一并结清。
8. 其他：无。

十六、不可抗力

在本合同履行过程中发生不可抗力的，按双方签订的主合同约定的方式处理。

十七、争议的解决

在本合同履行过程中发生争议时，按双方签订的主合同约定的方式解决。

十八、通知

在本合同履行过程中的通知事宜，按双方签订的主合同约定的方式进行。

十九、合同效力及其他

1. **【本合同自双方法定代表人（负责人）或授权代表签字并加盖合同专用章或公章之日起生效/本合同自双方加盖合同专用章之日起生效】**
2. 本合同未尽事宜，双方可签订书面补充协议。补充协议与本合同内容不一致的，以补充协议为准。
3. 本合同一式__4__份，甲方执__2__份，乙方执__2__份，每份均具有同等法律效力。
4. 其它约定：无。

【以下无正文】

【本页为《大庆油田有限责任公司天然气分公司与黑龙江红森林环保科技有限公司签订2025年危险废物处置HSE合同》签署页】



甲方：大庆油田有限责任公司天然气分公司
(公章或合同专用章)
法定代表人/负责人/授权代表签字：_____



乙方：黑龙江红森林环保科技有限公司
(公章或合同专用章)
法定代表人/负责人/授权代表签字：_____



附表：HSE 标准

GB/T 19001-2016	《质量管理体系要求》
GB/T 24001-2016	《环境管理体系要求及使用指南》
GB/T 45001-2020	《职业健康安全管理体系要求及使用指南》
【GB 18599-2020】	【《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》】
GB 18597-2023	《危险废物贮存污染控制标准》

附件 10 转移联单

上报日期 2024 年 08 月 12 日

2024A-K1307

工程项目名称	徐深9 天然气净化厂三期工程		
工程项目建设地点	大庆市肇州县二井镇		
建设单位	天然气分公司	项目经理	车越(cheyue)
勘察设计单位	大庆油田设计院有限公司	项目负责人	
监理单位	大庆油田工程项目管理有限公司	总监理工程师	李波(libo1)
施工单位	大庆油田建设集团有限责任公司油田工程	项目经理	杨洋(yangyang2c)
建设工期	2024 年 08 月 16 日至 2025 年 12 月	拟开工日期	2024 年 08 月 16 日
可研报告批准文号	油气新能源[2023]305 号		
初步设计批准文号	油气新能源[2024]159 号	批复概算	29125 万元
环境影响评价	庆环审[2024]85 号	安全预评价	恒 23-AY007
职业病危害预评价	DQHA(职评)2023-(Y)007	土地许可	已完成
消防建审(备案)	已备案	建设工程施工许可证(城市规划用地项目)	无要求
国家或地方政府规定的其他开工前需要办理的前置性手续	无要求		
质量监督注册号	质监证字(2024)第 0268 号	监理合同编号	DQYT-0512003-2024-JSGC-2330
施工合同编号	DQYT-0512003-2024-JSGC-2412	无损检测合同编号	DQYT-0512003-2024-JSGC-2328
<p>建设规模(能力)及主要工程内容:</p> <p>本工程拟在已建徐深9 天然气净化厂南侧新建一列天然气脱碳、脱水装置及配套的尾气回收和二氧化碳液化设施。新建和改造设施包括接收肇深16 井来气、改造二期集配气单元、120×104m³/d 天然气脱碳装置1 列、100×104m³/d 三甘醇脱水装置1 列和18×104m³/d 二氧化碳尾气回收设施(包括尾气脱硫和分子筛脱水两部分)1 套、20×104t/a 二氧化碳液化装置1 套、液体二氧化碳储运设施1 套、35kv/10kv 变配电所扩建、10kv 撬装变电站1 座、新建导热油炉1 座、自控系统扩建及新增净化风设施1 套。</p>			

危险废物转移联单



联单编号: 2025230000035464

国家联单编号: 20252306014289

第一部分 危险废物移出信息 (由移出人填写)

单位名称: 大庆油田有限责任公司天然气分公司				应急联系电话: 13199072573				
单位地址: 黑龙江省大庆市市辖区黑龙江省大庆 (市)让胡路(区)乘风十四街608号								
经办人: 张智				联系电话: 13199072573		交付时间: 2025年07月16日 11时35分36秒		
序号	废物名称	废物代码	危险特性	形态	有害成分名称	包装方式	包装数量	移出量 (吨)
1	废油漆桶	900-252-12	毒性, 易燃性	固态	油漆	袋	10	1.0000

第二部分 危险废物运输信息 (由承运人填写)

第一承运人

单位名称: 黑龙江大秋货物运输有限公司		营运证件号: 黑龙江省危险货物运输许可证	
单位地址: 绥化市北林区绥化经济技术开发区长安物流A区二楼11号		联系电话: 15504552587	
驾驶员: 王贵		联系电话: 16268015555	
运输工具:		牌号: 黑MD4996	
运输起点: 黑龙江省大庆市市辖区黑龙江省大庆 (市)让胡路(区)乘风十四街608号		实际起运时间: 2025年07月16日 11时36分04秒	
经由地: 松峰山镇			
运输终点: 松峰山镇三委		实际到达时间: 2025年07月16日 15时25分10秒	

第三部分 危险废物接受信息 (由接受人填写)

单位名称: 黑龙江红森林环保科技有限公司				危险废物经营许可证编号: Z301120016			
单位地址: 松峰山镇三委							
经办人: 张海学				联系电话: 15114609966		接受时间: 2025年07月17日 09时27分24秒	
序号	废物名称	废物代码	是否存在重大差异	接受人处理意见	拟利用处置方式	接受量 (吨)	
1	废油漆桶	900-252-12	无	接受	04水泥窑共处置	1.0000	

附件 11 天然气分公司转移废脱硫剂过程资料

天然气分公司转移废脱硫剂过程资料

废脱硫剂废物：

32.04 吨，联单号 2025230000025759

共计 32.04 吨，1 份联单

转移日期：20250605

一、危险废物转出台账

序号	产生单位	出厂日期	转移数量(吨)	转移去向	接收单位名称	接收单位地址	接收单位电话	接收单位资质	接收单位经营范围	接收单位许可证编号	备注
1	大庆油田有限责任公司天然气分公司	20250604	32.0400	危险废物	黑龙江红森环保科技有限公司	黑龙江省大庆市让胡路区乘北十四街608号	13199072573	危险废物经营许可证	危险废物经营	2301120016	2025年6月4日
2	大庆油田有限责任公司天然气分公司	20250604	32.0400	危险废物	黑龙江红森环保科技有限公司	黑龙江省大庆市让胡路区乘北十四街608号	13199072573	危险废物经营许可证	危险废物经营	2301120016	2025年6月4日
3	大庆油田有限责任公司天然气分公司	20250604	32.0400	危险废物	黑龙江红森环保科技有限公司	黑龙江省大庆市让胡路区乘北十四街608号	13199072573	危险废物经营许可证	危险废物经营	2301120016	2025年6月4日
合计			96.1200								

二、外部转移联单

危险废物转移联单



联单编号: 2025230000025759 国家联单编号: 20252306009603

第一部分 危险废物移出信息 (由移出人填写)

单位名称: 大庆油田有限责任公司天然气分公司 应急联系电话: 13199072573

单位地址: 黑龙江省大庆市让胡路区乘北十四街608号

经办人: 张哲 联系电话: 13199072573 交付时间: 2025年06月04日 19时59分36秒

序号	废物名称	废物代码	危险特性	形态	有害成分名称	包装方式	包装数量	移出量(吨)
1	废脱蜡剂	900-041-49	毒性	固态	硫化物	其他	1	32.0400

第二部分 危险废物运输信息 (由承运人填写)

第一承运人

单位名称: 黑龙江大秋货物运输有限公司 营运证件号: 黑龙江省危险货物运输许可证

单位地址: 绥化市北林区绥化经济技术开发区长安物流A区二楼11号 联系电话: 15504552587

驾驶员: 王亮 联系电话: 16268015555

运输工具: 牌号: 黑M04996

运输起点: 黑龙江省大庆市让胡路区乘北十四街608号 实际起运时间: 2025年06月04日 20时00分13秒

经由地: 松峰山镇

运输终点: 松峰山镇三委 实际到达时间: 2025年06月05日 00时24分18秒

第三部分 危险废物接受信息 (由接受人填写)

单位名称: 黑龙江红森环保科技有限公司 危险废物经营许可证编号: 2301120016

单位地址: 松峰山镇三委

经办人: 张海学 联系电话: 15114609966 接受时间: 2025年06月05日 08时16分59秒

序号	废物名称	废物代码	是否存在重大差异	接受人处理意见	拟利用处置方式	接受量(吨)
1	废脱蜡剂	900-041-49	无	接受	C1水泥窑共处置	32.0400

三、现场运输车辆证件, 包括押运员、驾驶员、车辆证件



四、货车装货前、后的车辆照片



现场装车照片

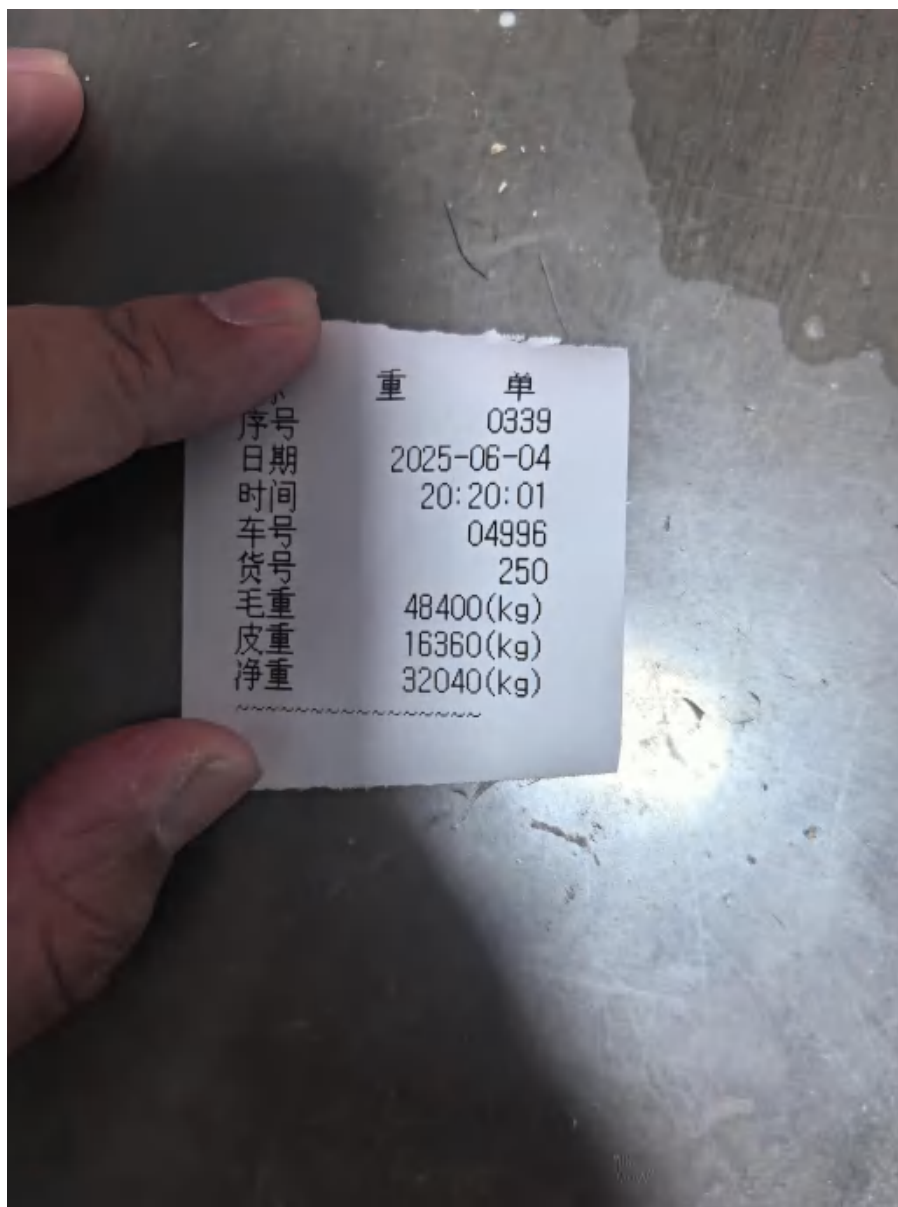


五、驾驶人员、押运员与货车现场照片



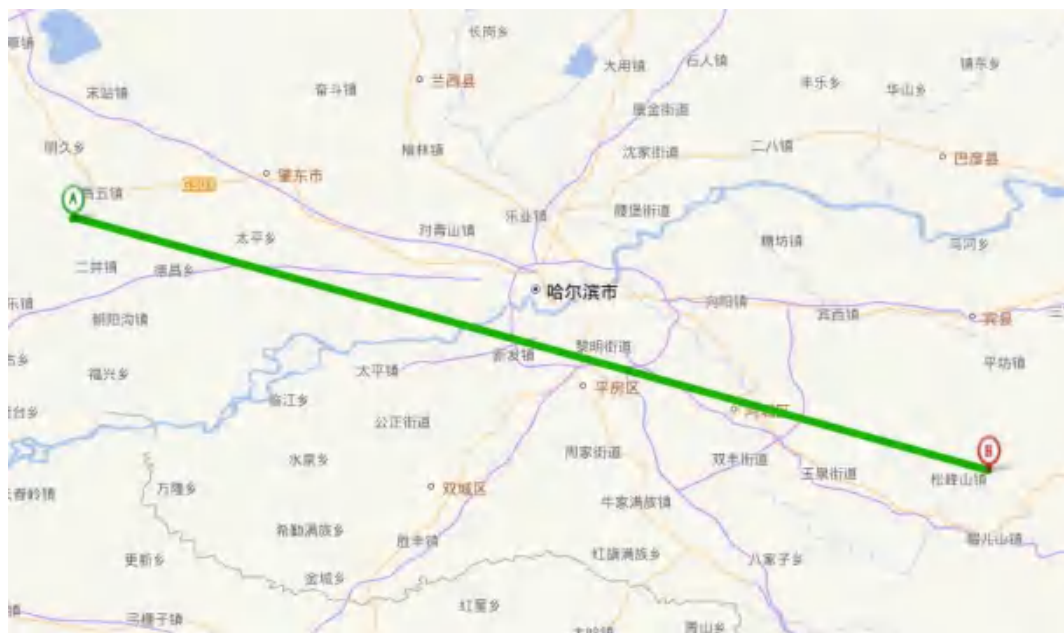
六、卸车、入库、接收台账照片

七、称重票据



八、轨迹运行情况

共计转移 32.04 吨废脱硫剂，运输 1 车次，共办结 1 份电子联单。其中有运输轨迹的电子联单 1 份，无运输轨迹的电子联单 0 份，有轨迹联单占比 100%。有运输轨迹的电子联单中，运输轨迹正常的有 1 份，占总量单比例 100%。”



天然气分公司转移废脱硫剂过程资料

废脱硫剂废物：

14.76 吨，联单号 2025230000025954

共计 14.76 吨，1 份联单

转移日期：20250606

一、危险废物转出台账



四、货车装货前、后的车辆照片



现场装车照片



六、驾驶人员、押运员与货车现场照片



六、卸车、入库、接收台账照片

七、称重票据



八、轨迹运行情况

共计转移 14.76 吨废脱硫剂，运输 1 车次，共办结 1 份电子联单。其中有运输轨迹的电子联单 1 份，无运输轨迹的电子联单 0 份，有轨迹联单占比 100%。有运输轨迹的电子联单中，运输轨迹正常的有 1 份，占总量单比例 100%。”



附件 12 防渗证明资料



240R01060130

大庆油田招标中心有限责任公司
混凝土抗渗性能检测报告

委托编号	202600049			检测编号	2026-TS-00005		
委托单位	大庆油田有限责任公司天然气分公司			委托日期	2026-01-07		
工程名称	徐深9天然气净化厂三期工程			检测日期	2026-01-07		
使用部位	围堰地面面层、集水坑、JF1、2、SF1底板			成型日期	2025-10-13		
设计抗渗等级	P6			龄期	86d		
配合比(质量比)	1: 1.50: 2.66: 0.03: 0.43			水泥品种强度等级	油龙牌P·F 32.5		
水灰(胶)比	0.43			砂子品种规格	中砂		
水泥用量(kg/m³)	430			石子品种规格	碎石16-31.5mm		
外加剂品种掺量	KF-16高效抗渗剂3%			坍落度(mm)	50		
掺合料品种掺量	—			养护条件	标准养护		
主要仪器设备	HP-4.0混凝土抗渗仪(LH-KS-111202)			渗透介质	水		
见证员	单位: 大庆油田工程项目管理有限公司			姓名: 闫显赫	编号: 232302199302211714		
执行标准	GB/T 50082-2024						
检测编号	1	2	3	4	5	6	
试件情况	完好	完好	完好	完好	完好	完好	
渗透压力(MPa)	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	
渗透情况	无渗漏	无渗漏	无渗漏	无渗漏	无渗漏	无渗漏	
试验结果	达到0.7MPa 持续8小时无渗漏						
结论	该组砼抗渗等级符合P6			备注	C30P6 见证送检		
检测人:	[Signature]		审核人:	[Signature]		批准人:	[Signature]
检测单位(章):	[Red Seal]			2026-01-10			

施工技术人员: _____ 监理工程师: _____
负责人: _____ (建设单位代表): _____

单位地址: 大庆市让胡路区乘风大街251号

邮政编码: 163457

联系人: 马云飞

联系电话: 0459-5721893

注: 此报告无检验检测专用章(或公章)无效, 涂改无效, 部分复制无效, 对报告若有异议, 应在收到报告起十五日内向检测单位提出, 或向上一级机构申请仲裁。



大庆油田招标中心有限责任公司
混凝土抗渗性能检测报告



委托编号	202600050					检测编号	2026-TS-00006				
委托单位	大庆油田有限责任公司天然气分公司					委托日期	2026-01-07				
工程名称	徐深9天然气净化厂三期工程					检测日期	2026-01-07				
使用部位	围堰JF1、2、SF1壁板、顶板					成型日期	2025-10-15				
设计抗渗等级	P6					龄期	84d				
配合比(质量比)	1: 1.50: 2.66: 0.03: 0.43					水泥品种强度等级	油龙牌P·F 32.5				
水灰(胶)比	0.43					砂子品种规格	中砂				
水泥用量(kg/m³)	430					石子品种规格	碎石16-31.5mm				
外加剂品种掺量	KF-16高效抗渗剂3%					坍落度(mm)	50				
掺合料品种掺量	—					养护条件	标准养护				
主要仪器设备	HP-4.0混凝土抗渗仪(LH-KS-111203)					渗透介质	水				
见证员	单位: 大庆油田工程项目管理有限公司					姓名: 闫昱赫	编号: 232302199302211714				
执行标准	GB/T 50082-2024										
检测编号	1	2	3	4	5	6					
试件情况	完好	完好	完好	完好	完好	完好					
渗透压力(MPa)	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7					
渗透情况	无渗漏	无渗漏	无渗漏	无渗漏	无渗漏	无渗漏					
试验结果	达到0.7MPa 持续8小时无渗漏										
结论	该组砼抗渗等级符合P6					备注	C30P6 见证送检				
	检测单位(章):						2026-01-10				
检测人:	[Signature]			审核人:	[Signature]		批准人:	[Signature]			

施工技术负责人: _____ 监理工程师(建设单位代表): _____

单位地址: 大庆市让胡路区乘风大街251号
 邮政编码: 163457 联系人: 马云飞 联系电话: 0459-5721893
 注: 此报告无检验检测专用章(或公章)无效, 涂改无效, 部分复制无效, 对报告若有异议, 应在收到报告起十五日内向检测单位提出, 或向上一级机构申请仲裁。

大庆油田招标中心有限责任公司
混凝土配合比试验报告

委托编号	202511496			试验编号	2025-TP-00332	
委托单位	大庆油田有限责任公司天然气分公司			委托日期	2025年12月27日	
工程名称	徐深9天然气净化厂三期工程			检测日期	2025年12月31日	
使用部位	基础及雨水事故池			设计强度等级	C30 P8 F200	
主要仪器设备	HJW-60型搅拌机 (100926)、WAW-2000D微机控制电液伺服压力机 (LH-LX-049)			设计坍落度	35mm-50mm	
见证员	单位: 大庆油田工程监理有限公司			姓名: 闫昱赫	编号: 232302199302211714	
执行标准	JGJ 55-2011 GB/T 50082-2024					
配合比	试配强度 (MPa)	配合比 (质量比)		水灰比/水胶比	实测坍落度 (mm)	
	38.2	1:1.00:2.75:0.00:0.00:4.09		0.43	40	
	材料名称	水泥	砂子	石子	水	掺合料
	品种规格	P.F32.5	中砂	碎石16mm-31.5mm	饮用水	
	用量 (kg/m ³)	409	690	1125	176	
	外加剂品种、掺量 (kg/m ³)		KF引气剂0.3% 1.227 KF-16高效抗渗剂3% 12.27 KF-4早强防冻剂0.9% 36.81			
抗压强度	龄期	试件尺寸 (mm)	强度代表值 (MPa)	尺寸折算系数	标准试件抗折强度 (MPa)	养护条件
	7d	150*150*150	29.20	1.0	29.20	标准养护
	28d	150*150*150	-	1.0	-	标准养护
结论	按该配合比制作的混凝土试件, 其7d标养标准试件抗压强度代表值达到试配强度等级的77%			备注	本报告为中间报告	
	试验单位(章):			2026年1月7日		
试验人:	审核人:		批准人:			
施工技术负责人:	监理工程师		(建设单位代表):			

单位地址: 大庆市让胡路区乘风大街251号

邮政编码: 163457

联系人: 马云飞

联系电话: 0459-5721983

注: 此报告无检测业务专用章(或公章)无效, 涂改无效, 部分复制无效, 对报告若有异议, 应在收到报告起十五日内向检测单位提出, 或向上一级机构申请仲裁。