

建设项目环境影响报告表

(生态影响类)

项目名称: 辽东作业公司天然气综合利用项目

建设单位: 中海石油(中国)有限公司天津分公司

编制日期: 2023年8月

中华人民共和国生态环境部制

016590

打印编号: 1686842447000

编制单位和编制人员情况表

项目编号	c90gc1		
建设项目名称	辽东作业公司天然气综合利用项目		
建设项目类别	54--150海洋矿产资源勘探开发及其附属工程		
环境影响评价文件类型	报告表		
一、建设单位情况			
单位名称 (盖章)	中海石油 (中国) 有限公司天津分公司		
统一社会信用代码	91120116718249438Q		
法定代表人 (签章)	夏庆龙		
主要负责人 (签字)	阎洪涛		
直接负责的主管人员 (签字)	原佳甲		
二、编制单位情况			
单位名称 (盖章)	海油环境科技 (北京) 有限公司		
统一社会信用代码	91110114MA01Q7HP1A		
三、编制人员情况			
1. 编制主持人			
姓名	职业资格证书管理号	信用编号	签字
范丽丽	11351143511110587	BH009521	范丽丽
2. 主要编制人员			
姓名	主要编写内容	信用编号	签字
王志新	生态环境影响分析、生态环境保护措施监督检查清单、附件	BH021141	王志新
范丽丽	建设项目基本情况、建设内容、结论、附表、附图	BH009521	范丽丽
张聪	生态环境现状、保护目标及评价标准、主要生态环境保护措施、附录	BH008847	张聪

**关于《辽东作业公司天然气综合利用项目环境影响报告表》
全本公示删减内容及理由的说明**

根据环境保护部《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令 第4号）相关要求，我对《辽东作业公司天然气综合利用项目环境影响报告表》予以公示。

在此次公示中，我按要求删除或模糊处理其中涉及公司技术秘密、商业秘密等内容。现将删除或模糊处理内容说明如下：

1、删除或模糊处理工程具体位置，删除相关平台坐标、具体位置图。

原因：此部分内容属于工程项目的涉密部分。

2、删除或模糊处理本项目投资、产能、规模、负荷能力、井身结构、原油性质、天然气组成、管道能力等主要经济指标。

原因：此部分内容属于项目的涉密部分。

3、删除或模糊处理污染物接收处理单位资质、合同、协议等

原因：影响第三方商业利益。

4、公示内容不包含环境监测详细数据，保留评价结果。

原因：现状调查详细数据涉及监测单位和评价单位商业秘密。

5、删除地质性溢油风险分析和浅层气风险分析整节内容。

原因：此部分内容属于商业秘密和工程涉密内容。

6、删除附件附图

原因：此部分内容属于商业秘密和工程涉密内容。

目 录

一、建设项目基本情况	1
二、建设内容	12
三、生态环境现状、保护目标及评价标准	39
四、生态环境影响分析	62
五、主要生态环境保护措施	89
六、生态环境保护措施监督检查清单	103
七、结论	106
附录	107
附表	151
附图	171
附件	172

一、建设项目基本情况

建设项目名称	辽东作业公司天然气综合利用项目		
项目代码	2306-000000-60-01-494754		
建设单位联系人	原佳甲	联系方式	[REDACTED]
建设地点	海上主体工程位于中国渤海中部海域, 营口天然气处理厂适应性改造工程位于辽宁省营口市仙人岛能源化工区营口天然气处理厂内		
地理坐标	JZ25-1S WHPD 平台: [REDACTED]; JZ25-1S WHPE 平台: [REDACTED]; 营口天然气处理厂中心坐标: [REDACTED]		
建设项目行业类别	五十四、海洋工程—150—海洋矿产资源勘探开发及其附属工程, 其他	用地(用海)面积(m ²)/长度(km)	海上主体工程位于辽东作业公司现有海上平台上, 不新增用海面积; 营口天然气处理厂适应性改造工程位于营口天然气处理厂预留场地内, 不新征地
建设性质	<input type="checkbox"/> 新建(迁建) <input checked="" type="checkbox"/> 改建 <input checked="" type="checkbox"/> 扩建 <input type="checkbox"/> 技术改造	建设项目申报情形	<input checked="" type="checkbox"/> 首次申报项目 <input type="checkbox"/> 不予批准后再次申报项目 <input type="checkbox"/> 超五年重新审核项目 <input type="checkbox"/> 重大变动重新报批项目
项目审批(核准/备案)部门(选填)	/	项目审批(核准/备案)文号(选填)	/
总投资(万元)	总投资: [REDACTED]	环保投资(万元)	[REDACTED]
环保投资占比(%)	1.2	施工工期	14个月
是否开工建设	<input checked="" type="checkbox"/> 否 <input type="checkbox"/> 是:		
专项评价设置情况	本项目属于海上石油和天然气开采工程, 对照“建设项目环境影响报告表编制技术指南(生态影响类)(试行)”中表1的专项评价设置原则表的相关类别和涉及项目类别, 设置“环境风险”专项评价。		
规划情况	1. 海上主体工程: 无规划。 2. 营口天然气处理厂适应性改造工程(下文简称“陆地终端适应性改造工程”): 位于营口仙人岛能源化工区, 其规划名称为《营口仙人岛能源化工区总体规划》; 审批机关为辽宁省人民政府; 审批文号为“辽政(2008)53号文件”。		
规划环境影响评价情况	1. 海上主体工程: 无规划环境影响评价。 2. 陆地终端适应性改造工程: 规划环评文件名称为“营口仙人岛能源化工区总体规划环境影响报告书”; 审查机关为辽宁省环境保护厅; 审查文件名称及文号为《辽宁省环境保护厅关于营口仙人岛能源化工区总体规划环境影响报告书审查意见的函》(辽		

环函〔2014〕255号)。

1. 与营口仙人岛能源化工区总体规划符合性

根据《营口仙人岛能源化工区总体规划》(辽政〔2008〕53号)，营口仙人岛能源化工区规划将整个营口仙人岛能源化工区的主体部分分为四大功能片区，分别为仙人岛港区配套片区、仙人岛能源化工片区、白沙湾新城片区和白沙湾新城东侧的生态涵养区。四大功能片区，分片开发，功能整合，互相促进，引导仙人岛更合理的用地结构。从而集聚大型物流产业和石化产业，集中打造高端的港区物流区和能源产业园区，发挥空间集聚效应。

本工程位于营口天然气处理厂内的预留空地，工程位于仙人岛能源化工片区，原天然气处理厂于2012年获得主管部门批复，本次属于适应性改造工程，不新增用地，故项目选址符合《营口仙人岛能源化工区总体规划》相关要求。

2. 规划环境影响评价符合性分析

本项目与营口仙人岛能源化工区总体规划环评符合性分析详见下表，本项目的建设符合营口仙人岛能源化工区总体规划环评相关内容。

表 1-1 本项目与仙人岛能源化工区规划环评符合性分析

项目	仙人岛能源化工区 规划环评	本项目	符合性
水污染减缓措施	对工业区集中布置，实施水污染物集中控制和分散治理相结合的原则，确保水环境保护目标的实现。	采用雨、污分流制，厂区内生活污水、生产废水经预处理后，部分生活污水与生产废水合并排入盖州市第二污水处理厂处理，满足园区入网标准。	符合
大气污染减缓措施	通过优化能源结构，推行清洁能源，最大限度减少燃煤污染物的产生。	本项目的主要燃料为天然气，属于清洁能源。	符合
噪声减缓措施	加强企业厂界噪声达标管理，对拥有噪声设备的企业，必须配备降噪设备和措施，严格控制其厂界噪声水平，并定期检查。	营口天然气处理厂对厂界噪声定期进行监测，监测频率为1次/季。本项目投产后，营口天然气处理厂昼间、夜间噪声值均符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中的3类标限值要求。	符合
危险废物管理及生活垃圾污染防治措施与对策	危险废物送有资质的单位处理；生活垃圾采取分类收集、集中处置的控制对策。	本项目危险废物送有资质的单位处理；生活垃圾外委处置。	符合

3. 规划环境影响评价审查意见符合性分析

本项目与规划环评审查意见的相符性见下表，本项目的建设符合园区规划环境影响

规划及规划环境影响评价符合性分析

评价审查意见的要求。

表 1-2 本项目与规划环评审查意见符合性分析

序号	规划环评审查意见要求	本项目情况	符合性
1	根据规划区域内产业发展特点对内部区域及周边环境的影响,进一步按照报告书建议 优化调整园区内规划布局,确保本规划与相关规划及环境功能要求相符。报告书建议规划区环境敏感点控制距离为工业区界外 1500m,仓储区界外 200m,北侧均不能超过熊岳河南岸,并在熊岳河南北两侧各设置 500m 绿化隔离带;规划区域白沙湾之间蓝西河两侧设置 1500m 绿化隔离带。按照营口仙人岛能源化工区管委会“关于严格落实营口仙人岛能源化工区总体规划环境影响评价建议的承诺函”(营仙管函字〔2014〕39 号),在上述环境敏感点控制距离内,对现有的居民区等环境敏感目标应结合规划、项目实施要求搬迁并妥善安置,在该范围内今后不得再规划、审批、建设任何居民区、学校、医院等环境敏感目标,将来由此引发的环境问题,由营口能源化工区管委会负责妥善解决。	本项目为改扩建项目,主要功能为天然气处理,位于营口工程天然气处理厂预留空地内,不新增用地,厂外 1500m 范围内不涉及居民区等环境敏感目标,符合园区总体发展规划。	符合
2	园区引进的项目必须依法办理建设项目环评手续,按照国家有关行业准入条件严格审查项目,禁止不符合国家产业政策和行业发展规划的项目入驻。入驻园区项目必须全部满足清洁生产一级以上指标要求建设成生态型循环产业园区。 园区内现有项目必须严格按照国家相关规定进行认真检查核实,确保项目建设依法履行环评手续,满足规划要求,做好现有项目环境保护日常监督管理工作。	现有厂区于 2012 年获得主管部环评批复(国海环字〔2012〕34 号),于 2015 年取得竣工验收批复(国海环字〔2015〕14 号),建设单位开展了环境保护日常监督管理工作。本项目属于提供清洁能源的项目,项目符合产业政策,项目将在取得环评审批手续后开工。	符合
3	园区应按照清污分流、雨污分流原则规划建设区域排水系统,禁止在规划外设排污水口。园区污水经管线依托盖州市第二污水处理厂、第三污水处理厂处理后优先再生回用,其余部分在满足《辽宁省污水综合排放标准》(DB21/1627-2008)和《污水综合排放标准》(GB8978-1996)水质限值要求标准后,经管线通过与营口港仙人岛港区共用排污口深海排放。园区应按照《关于熊岳河及近岸海域水环境综合整治的承诺函》(营仙管字〔2014〕41 号)做好熊岳河及近岸海域环境保护工作,确保该规划实施后,近岸海域实现其环境功能要求,满足规划实施所需的环境容量。	本项目排入盖州市第二污水处理厂的水质满足污水处理厂进水标准(,满足园区环境功能要求,同时满足规划实施所需的环境容量。	符合

	4	<p>加强园区环境风险防范。要结合园区发展状况、排水系构成和污染源分布情况，严格按照《关于加强产业园区规划环境影响评价有关工作的通知》(环发〔2011〕14号)、《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》(环发〔2012〕77号)和《关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知》(环发〔2012〕98号)文件要求，在园区内规划设计建设事故池及配套自流管网系统等完备的环境风险防范体系，制定完善可行的环境风险应急预案，建立风险防范管理工作的长效机制，建立覆盖面广的可视化监控系统和集污染源监控、环境质量监控和图像监控一体化数字化在线监控中心，建设信号传输系统和共享的应急监测设施，健全环境风险单位数据库、做好园区的环境风险防范工作，确保园区事故状态下污水全部排入事故池，不污染外环境。你委应按照国家要求定期发布园区环境状况公告，园区企业应建立化学品环境管理台账和信息档案，依法向社会公开相关信息。</p>	<p>本项目设有大气环境风险防范措施、水污染风险防范措施、地下水风险防范措施、应急监测系统等，可对环境风险事故进行有效的预防、监控和响应。</p>	符合
	5	<p>园区生产、生活用汽用热依托仙人岛热电厂，在该热电厂及配套热管网建成投入生产运行后，按照《关于营口仙人岛能源化工区热电发展规划环境影响报告书审查意见的函》(辽环函〔2014〕23号)要求，拆除园区现有全部燃煤锅炉，不得自建其他燃煤热源。</p>	<p>本项目供热依托营口天然气处理厂内导热油炉进行供热，燃料为天然气，无燃煤锅炉等设施。</p>	符合
	6	<p>园区产生的工业固废应实行分类管理，进行减量化、无害化、资源化处理，优先综合利用。综合利用率、无害化处理率和处置率应达到国家规定标准。</p>	<p>本项目固废将分类收集处理，生活垃圾和一般固废外委处理，危废交有资质单位处理。</p>	符合

其他符合性分析	<p>一、产业政策符合性分析</p> <p>本项目为海洋油气勘探开采及其配套附属工程,属于《产业结构调整指导目录(2019年本)》(2021年修正)中鼓励类“常规石油、天然气勘探与开采”,因此,本项目的建设符合国家产业政策。</p> <p>二、其他规划符合性分析</p> <p>1. 与海洋功能区划符合性分析</p> <p>根据《全国海洋功能区划(2011-2020)》,本项目海上主体工程位于《全国海洋功能区划(2011-2020)》的“渤海中部海域”;陆地终端适应性改造工程位于《全国海洋功能区划(2011-2020)》之外。</p> <p>(1) 相关要求</p> <p>该海域主要功能为矿产与能源开发、渔业、港口航运。矿产与能源区重点保障油气资源勘探开发的用海需求,支持海洋可再生能源开发利用。严格执行海洋油气勘探、开采中的环境管理要求,防范海上溢油等海洋环境突发污染事件。油气区执行不劣于现状海水水质标准。</p> <p>(2) 符合性分析</p> <p>本工程属于海洋矿产资源勘探开发及其附属工程,海上主体工程为依托现有天然气管道进行反输及实施调整井工程,与“渤海中部海域”矿产与能源开发功能相符合。施工期的油层段钻井液、油层段钻屑、生活垃圾、工业垃圾全部运回陆地进行处理,非油层段钻井液、非油层段钻屑、生活污水处理达标后排海;运营期含油生产水处理达标后全部注入地层,不排海,本项目建设对工程所在海域影响较小。建设单位已经制定《锦州 25-1 南油气田及锦州 25-1 油田溢油应急计划》,并在生态环境部海河流域北海海域生态环境监督管理局备案。综上分析,本项目的建设与《全国海洋功能区划(2011-2020)》对工程所在海域的功能定位相符合。</p> <p>2. 与海洋主体功能区规划符合性分析</p> <p>根据国务院发布的《全国海洋主体功能区规划》(国发〔2015〕42号),本项目海上主体工程所在位置属于《全国海洋主体功能区规划》的“内水和领海主体功能区”中重点开发区域。</p> <p>(1) 相关要求</p> <p>重点开发区域包括城镇建设用海区、港口和临港产业用海区、海洋工程和资源开发区。海洋工程和资源开发区是指国家批准建设的跨海桥梁、海底隧道等重大基础设施以及海洋能源、矿产资源勘探开发利用所需海域。海洋工程建设和资源勘探开发应认真做好海域使用论证和环境影响评价,减少对周围海域生态系统的影响,避免发生重大环境污染事件。</p> <p>(2) 符合性分析</p>
---------	---

原有油田开发已开展了海域使用论证和环境影响评价工作，本工程开展了环境影响评价工作。施工期，油层段钻井液、油层段钻屑、生活垃圾、工业垃圾部运回陆地进行处理，非油层段钻井液、非油层段钻屑、生活污水处理达标后排海；运营期含油生产水处理达标后全部注入地层。通过采取上述措施后，本项目对工程所在海域影响较小。因此，本项目符合《全国海洋主体功能区规划》的要求。

3. 与辽宁省“三线一单”的符合性分析

2021年2月17日，辽宁省人民政府发布《辽宁省人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（辽政发〔2021〕6号）（下文简称“意见”），根据《意见》，辽宁省环境管控单元分为优先保护、重点管控和一般管控三类。优先保护单元主要包括生态保护红线、自然保护地、饮用水水源保护区等，应依法禁止或限制大规模、高强度的工业和城镇建设活动，确保生态环境功能不降低、面积不减少、性质不改变。重点管控单元主要包括人口密集的中心城区、产业园区和开发强度大、污染物排放强度高的区域等，主要推进产业布局优化、转型升级，不断提高资源利用效率，加强污染物排放控制和环境风险防控，解决生态环境突出问题。一般管控单元指优先保护单元和重点管控单元之外的其他区域，主要落实生态环境保护基本要求，加强生活污染和农业面源污染治理，推动区域环境质量持续改善。

本项目海上主体工程位于辽宁省环境管控单元之外。陆地终端适应性改造工程位于辽宁省营口仙人岛经济开发区，属于辽宁省环境管控单元中的重点管控单元。

（1）相关要求

重点管控单元主要推进产业布局优化、转型升级，不断提高资源利用效率，加强污染物排放控制和环境风险防控，解决生态环境突出问题。

（2）符合性分析

陆地终端适应性改造工程的污染物均得到妥善处置，导热油炉废气污染物满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表3燃气锅炉排放限值；生产废水和部分生活污水经厂内污水处理系统处理后排入盖州市第二污水处理厂，部分生活污水经处理后用于厂区绿化；建设单位已编制了营口天然气处理厂突发环境事件应急预案，并在营口仙人岛经济开发区管委会环境保护局进行了备案；本项目建成后将按照规定对应急预案进行修编。

本项目的建设符合《辽宁省人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》相关要求。

4. 与《营口市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》的符合性分析

根据“营口市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见”（营政发〔2021〕2号），本项目陆地终端适应性改造工程所在环境管控单元类型为重点管控区，

环境管控单元为“营口仙人岛经济开发区”，编码为ZH21088120036（见附件5）。本项目与“营口市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见”（营政发〔2021〕2号）符合性分析详见下表。经分析，本项目符合《营口市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》相关要求。

表1-3 与营口市三线一单符合性分析表

管控类别	管控重点要求	本项目基本情况	符合性
空间布局约束	<ol style="list-style-type: none"> 1.严格“两高”项目及生产工艺的生态环境准入要求，推进园区绿色低碳发展。新建、改建、扩建“两高”项目须符合生态环境保护法律法规和相关法定规划，满足生态环境准入清单、相关规划环评和相应行业建设项目环境准入条件、环评文件审批原则要求。 2.明确禁建区和限建区，并在实施中严格执行。 	<p>本项目不属于两高项目，满足生态环境准入清单、相关规划环评和相应行业建设项目环境准入条件。</p> <p>本项目陆地终端适应性改造工程在营口天然气处理厂内预留空地内建设，不属于禁建区和限建区。</p>	符合
污染物排放管控	<ol style="list-style-type: none"> 1.区域集中供热的实施，将减轻低空散源排放，污染易于集中治理。严格控制煤炭的含硫量和灰分含量。 2.选择雨污分流制，降低污水处理厂的治污负荷。处理后污水首先考虑再生水回用，不能回用的废水再考虑外排。 3.新建、改建、扩建“两高”项目须满足重点污染物排放总量控制、碳排放达峰目标。 	<ol style="list-style-type: none"> 1.本项目陆地终端适应性改造工程采用导热油炉供热，燃料为天然气。 2.本项目陆地终端适应性改造工程实行雨污分流。 3.本项目不属于“两高”项目。 	符合
环境风险防控	<ol style="list-style-type: none"> 1.建立三级事故应急预案系统，即企业、规划区、市级事故应急系统，各级应急系统各司其职，分级响应，协调配合。 2.按要求落实辖区内化工企业安全生产和环境保护主体责任，提升突发环境事件风险防控能力，加强重点企业突发环境事件风险评估和环境应急预案备案工作，加强环境风险源邻近海域环境监测和区域环境风险防范，完成区域突发环境事件风险评估和政府环境应急预案修订。 	<p>建设单位已编制了营口天然气处理厂突发环境事件应急预案，并在营口仙人岛经济开发区管委会环境保护局进行了备案；本项目建成后将按照相关规定对应急预案进行修编。</p>	符合

5. 与辽宁省“三区三线”的符合性分析

根据《自然资源部办公厅关于辽宁等省启用“三区三线”划定成果作为报批建设项

目用地用海依据的函》（自然资办函〔2022〕2341号），辽宁省按照《全国国土空间规划纲要（2021-2035年）》确定的耕地和永久基本农田保护红线任务和《全国“三区三线”划定规则》，完成了“三区三线”划定工作，划定成果符合质检要求，从即日起正式启用，作为建设项目用地用海组卷报批的依据。

根据辽宁省“三区三线”的划定，本工程位于生态红线区外，工程不占用辽宁省生态红线。

6. 与《“十四五”海洋生态环境保护规划》的符合性分析

生态环境部、发展改革委、自然资源部、交通运输部、农业农村部、中国海警局联合印发《“十四五”海洋生态环境保护规划》，对“十四五”期间海洋生态环境保护工作作出了统筹谋划和具体部署。

（1）相关要求

该规划提到“有效应对海洋突发环境事件和生态灾害，加强海洋环境风险源头防范，全面摸排重大海洋环境风险源，构建分区分类的海洋环境风险防控体系，加强应急响应能力建设”。

（2）符合性分析

本项目建设单位已编制了溢油应急计划并进行了备案，原有溢油应急计划满足本项目溢油应急的需要，建设单位根据溢油应急计划开展好各种溢油应急准备和响应工作，以防范海上溢油等海洋环境突发污染事故。同时，建设单位制定了相应的管道保护和检测程序，定期对平台、油气管线进行不定期局部检测和定期全面检测，对油田生产风险源进行全面排查。

综上，本项目符合《“十四五”海洋生态环境保护规划》要求。

7. 与《辽宁省“十四五”海洋生态环境保护规划》的符合性分析

本项目与《辽宁省“十四五”海洋生态环境保护规划》符合性详见下表，经分析，本项目的建设符合《辽宁省“十四五”海洋生态环境保护规划》相协调。

表 1-4 与《辽宁省“十四五”海洋生态环境保护规划》符合性

文件要求	项目情况	符合性
加强海洋生态系统保护。严守海洋生态保护红线，开展海洋生态保护红线勘界定标，实现红线精准落地。	本项目不占用海洋生态红线。	相协调
防范海上溢油风险。加强预案建设，修订合并《船舶污染海域应急预案》和《船舶载运危险化学品事故应急预案》；完善溢油、危化品泄漏等应急响应和指挥体系。	建设单位已经制定《锦州 25-1 南油气田及锦州 25-1 油田溢油应急计划》，并在生态环境部海河流域北海海域生态环境监督管理局备案。	相协调

8. 与《重点海域综合治理攻坚战行动方案》的符合性分析

生态环境部、发展改革委、自然资源部、住房和城乡建设部、交通运输部、农业农村部、中国海警局于 2022 年 1 月 29 日印发实施《重点海域综合治理攻坚战行动方案》

(1) 相关要求

根据《重点海域综合治理攻坚战行动方案》“二、重点任务”中的“（十三）加强海洋环境风险防范和应急监管能力建设”规定：“以渤海为重点，加强海洋石油勘探开发环境风险源排查整治和溢油风险监控。指导督促沿海省（市）有关部门和相关企业等加强海洋突发环境事件应急预案制修订，推进沿海地方应急船舶装备、物资保障、监测预警预报、监督执法等能力建设。”

(2) 符合性分析

本工程建设单位已编制了溢油应急计划并进行了备案，原有溢油应急计划满足本项目溢油应急的需要，建设单位根据溢油应急计划开展好各种溢油应急准备和响应工作，以防范海上溢油等海洋环境突发污染事故。同时，建设单位制定了相应的管道保护和检测程序，定期对平台、油气管线进行不定期局部检测和定期全面检测，对油田生产风险源进行全面排查。

综上，本项目建设符合《重点海域综合治理攻坚战行动方案》的相关要求。

9. 与《辽宁省“十四五”生态环境保护规划》的符合性分析

本项目涉及的海上主体工程位于辽宁省海洋功能区划之外，本项目涉及的陆地终端适应性改造工程位于辽宁省营口市仙人岛化工园区，工程与《辽宁省“十四五”生态环境保护规划》符合性详见下表，经分析，本项目的建设符合《辽宁省“十四五”生态环境保护规划》。

表 1-5 与《辽宁省“十四五”生态环境保护规划》符合性

文件要求	项目情况	符合性
建立生态环境分区管控机制。强化“三线一单”生态环境分区管控的约束和政策引领，应用于相关专项规划编制、产业政策制定、城镇建设、资源开发、建设项目选址、执法监管等方面，健全完善“三线一单”分区管控、规划环评审查和建设项目环评审批联动机制各市“三线一单”实施方案印发实施，依法依规推行规划环评清单式管理，实现重点产业园区规划环评全覆盖 2022 年底前，完成产业园区规划环评措施落实情况检查，加快推进园区环境基础设施建设 2024 年底前，逐步健全“三线一单”配套的规章制度和管理政策 2025 年底前，形成基本完善的区域生态环境空间管控体系。	陆地终端适应性改造工程位于辽宁省营口市仙人岛能源化工区营口天然气处理厂厂区内，根据“营口市人民政府关于实施三线一单生态环境分区管控的意见”，项目所在环境管控单元类型为重点管控区。2014 年 8 月 11 日辽宁省环境保护厅出具《辽宁省环境保护厅关于营口仙人岛能源化工区总体规划环境影响报告书审查意见的函》（辽环函〔2014〕255 号），本项目用地性质为工业用地，符合营口仙人岛能源化工区规划及规划环评要求。符合生态环境分区管控机制。	符合

<p>健全完善宏观环境政策。依法依规开展全省重大经济、技术政策的生态环境影响分析和重大生态环境政策的社会经济影响评估。深化生态环境领域“放管服”改革，推进环评审批和监督执法“两个正面清单”制度化、规范化，规范执法自由裁量权，逐步健全环保激励、约束分类管理制度。为新型基础设施、新型城镇化以及交通水利等重大工程建设开辟绿色通道。按规定强化能耗强度约束，增加能耗总量管理弹性，加强煤炭消费总量和污染物排放总量控制。出台高耗能、高排放建设项目环境管理制度，严格控制“两高”项目盲目发展。出台加强新能源建设项目环评管理技术规范。严格实施节能审查制度，加强节能审查事中事后监管。</p>	<p>陆地终端适应性改造工程位于辽宁省营口市仙人岛能源化工区，本项目不属于两高项目，生产过程中产生的污染物均采取了全过程控制；对照国家发展改革委、商务部印发《市场准入负面清单（2022年版）》（发改体改规〔2022〕397号），本项目不在禁止准入类。</p>	<p>符合</p>	
<p>10. 与挥发性有机物污染防治与削减工作实施方案符合性</p>			
<p>根据《辽宁省“十三五”挥发性有机物污染防治与削减工作实施方案》、《营口市“十三五”挥发性有机物污染防治与削减工作实施方案》（营环发〔2018〕278号），本项目符合其挥发性有机物污染防治与削减工作实施方案的相关要求。</p>			
<p>表 1-6 与《辽宁省“十三五”挥发性有机物污染防治与削减工作实施方案》符合性</p>			
<p>文件要求</p>		<p>项目情况</p>	<p>符合性</p>
<p>1.加大产业结构调整力度</p>	<p>严格建设项目环境准入。提高VOCs排放重点行业环保准入门槛，严格执行我省相关产业的环境准入指导意见，控制新增污染物排放量。逐步提高石化、化工、工业涂装、包装印刷等高VOCs排放建设项目的环保准入门槛，实行严格的控制措施。未纳入《石化产业规划布局方案》的新建化项目一律不得建设。新建涉VOCs排放的重点工业企业应进入园区。新建化工项目进入符合区域规划和规划环评要求的化工园区或化工集聚区块。</p>	<p>本项目涉及的陆地终端适应性改造工程位于辽宁省营口市仙人岛能源化工区营口天然气处理厂，处于能源化工区内，符合区域规划要求。</p>	<p>符合</p>

2.深入 推进工 业源 VOCs 减排	加快推进化工行业VOCs综合治理。加强无组织废气排放控制，含VOCs物料的储存、输送、投料、卸料，涉及VOCs物料的生产及含VOCs产品分装等过程应密闭操作。反应尾气、蒸馏装置不凝尾气等工艺排气，工艺容器的置换气、吹扫气、抽真空排气等应进行收集处理。加强精细化管理，实施排污许可制，通过源头预防、过程控制和末端治理等综合措施，推动行业改造升级，实现达标排放	为了有效控制营口天然气处理厂生产装置中挥发性有机物（VOCs）的无组织排放，生产工艺采取了密闭操作；厂区内产品储罐采用压力罐，丙烷、丁烷和轻烃的装载采用了气相平衡系统，营口天然气处理厂定期开展生产装置泄漏检测与修复（LDAR）工作。目前营口天然气处理厂实行排污许可登记管理，拟建项目投产前将按照排污许可管理要求变更排污登记管理内容。	符合
3.建立 健全 VOCs管 理体系	建立健全监测监控体系。加强环境质量和污染源排放VOCs自动监测工作，开展VOCs重点排污单位的监督性监测，强化VOCs执法能力建设，全面提升VOCs环保监管能力	营口天然气处理厂定期开展生产装置泄漏检测与修复（LDAR）工作。	符合
表 1-7 与营口市《“十三五”挥发性有机物污染防治与削减工作实施方案》相符性			
文件要求		项目情况	符合性
严格建设项目环境准入。新、改、技改排放VOCs的项目，应从源头加强控制，使用低(无)VOCs含量的原料材料，加强废气收集，配套安装高效收集治理设施		本项目只有营口天然气处理厂生产装置的少量动静密封点无组织排放以及锅炉燃烧废气中的极少量有组织排放的挥发性有机物，建设单位定期开展生产装置泄漏检测与修复（LDAR）工作。	符合

二、建设内容

地理位置	<p>辽东作业公司天然气综合利用项目包括海上主体工程和陆地终端适应性改造工程，海上建设工程位于 JZ25-1S WHPD、JZ25-1S WHPE 平台，陆地终端适应性改造工程位于营口天然气处理厂内。</p> <p>JZ25-1S WHPD、JZ25-1S WHPE 属于锦州 25-1/25-1 油田海上平台。锦州 25-1/25-1 南油田位于渤海中部海域，东北距锦州 20-2 凝析气田（中北平台）约 [REDACTED]，西南距绥中 36-1 油田（中心处理平台）约 [REDACTED]，油田范围内水深在 22.3m~24.9m。地理位置见附图 1。</p> <p>营口天然气处理厂位于辽宁省营口仙人能源化工区，紧邻渤海湾东岸，属盖州市九垄地镇和归州镇辖区内。厂区北侧隔纬七路为中海油油气利用公司重交沥青用地，南侧隔路为规划的海油乙烯炼化工程用地，西侧为污水处理厂，东侧为中海油气电集团锦州 25-1 南油田天然气接收站。地理位置见附图 2，厂区周边关系见附图 3。</p>
项目组成及规模	<p>一、项目由来</p> <p>由于绥中-锦州岸电项目的投产，中海石油（中国）有限公司天津分公司辽东区域海上平台发电机消耗天然气将减少，为实现辽东区域天然气综合利用，避免天然气资源放空浪费问题，中海石油（中国）有限公司天津分公司拟对辽东作业公司海上油气田富裕天然气进行综合调配，利用现有输气管道（JZ25-1SCEP 至水下三通至 SZ36-1WHPM）实行天然气反输，将辽东区域多余天然气经 JZ25-1SCEP 输往营口天然气处理厂；同时随着锦州 25-1 南油田多年开采产能下降、为提高产量，辽东作业公司计划在 JZ25-1S WHPD、WHPE 平台新增 15 口调整井；由于输往营口天然气处理厂的气量将大幅增加，故需对营口天然气处理厂进行适应性改造。</p> <p>二、项目组成</p> <p>本项目主要工程内容包括：依托现有输气管道（JZ25-1SCEP 至水下三通至 SZ36-1WHPM）进行天然气反输（也即输气管道由 JZ25-1SCEP 平台经水下三通输送到 SZ36-1WHPM 平台变为由 SZ36-1WHPM 平台经水下三通输送至 JZ25-1SCEP 平台），同时在 JZ25-1S WHPD、WHPE 平台新增 15 口调整井，并对 JZ25-1S WHPD、JZ25-1SWHPE 平台和营口天然气处理厂进行适应性改造。</p> <p>本项目总体开发示意图见图 2-1。项目组成主要包括：</p> <p>（1）为实现辽东作业公司海上油气田富裕天然气进行综合调配，依托现有输气管道 JZ25-1SCEP 至水下三通至 SZ36-1WHPM 进行天然气反输。</p> <p>（2）在 JZ25-1S WHPD、WHPE 平台新增 15 口调整井，并对 JZ25-1S WHPD、JZ25-1SWHPE 平台适应性改造。</p> <p>（3）营口天然气处理厂进行适应性改造。</p>

图 2-1 项目总体开发方案示意图

2.1 天然气管道反输方案

2.1.1 辽东作业公司天然气集输管网现状

辽东作业公司海上油气田根据区域部署划分为锦州区域、旅大区域、绥中区域，区域关联两个天然气处理终端（营口天然气处理厂、锦州 20-2 天然气分离厂）。辽东作业公司天然气集输管网现状详见下图。

图 2-2a 辽东作业公司天然气集输管网现状示意图

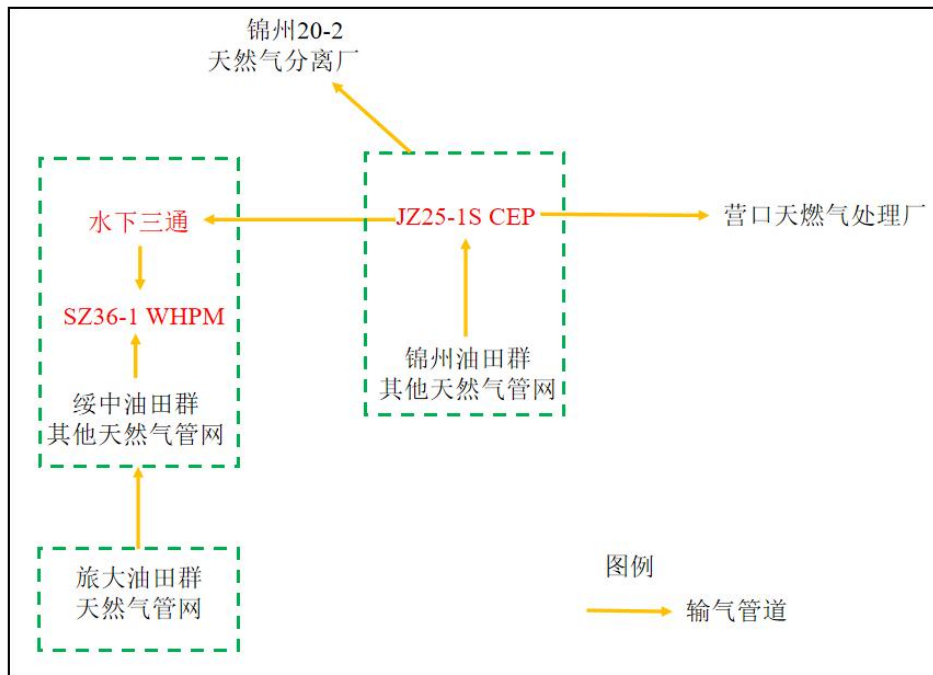


图 2-2b 辽东作业公司天然气集输管网现状示意简图

(1) 锦州油田群

锦州油田群包括锦州 9-3 区域（包含锦州 9-3 油田和锦州 20-2 凝析气田）和锦州 25-1 南区域（包括锦州 25-1 油田、锦州 25-1 南油田和金县 1-1 油田）。

目前，锦州 9-3 区域产生的伴生气经处理后作为燃料供透平使用，用气缺口由锦州 20-2 凝析气田补充。锦州 25-1 南区域气井气、伴生气经处理后作为燃料气供区域内透平使用并补充绥中 36-1 油田用气缺口，剩余产气分别输送至锦州 20-2 天然气分离厂、营口天然气处理厂两个天然气处理终端供下游用户使用。

(2) 绥中油田群

绥中油田群现服役平台设施包括 4 座中心处理平台()
16 座井口平台()。

目前，绥中区域各平台伴生气经处理后作为燃料供透平使用，透平用气缺口由旅大区域和锦

州 25-1 南区域补充。

(3) 旅大油田群

旅大油田群现服役平台设施包括 2 座中心处理平台 ()、8 座井口平台 () 和 1 座生产辅助平台 ()。

目前，旅大区域各平台伴生气经处理后作为燃料在旅大区域内并部分输至绥中区域供透平使用，因存在输气瓶颈富裕气通过火炬放空，2022 年富裕气量约为 $65 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

(4) 旅大 32-2/27-2 油田群

旅大 32-2/27-2 油田群现服役平台设施包括 1 座生产储油平台 ()，2 座井口平台 ()。目前旅大 32-2/27-2 油田群各平台伴生气经处理后作为燃料供透平、锅炉使用，富裕气通过火炬进行放空。

(5) 实施天然气综合利用项目的原因

LD4-2WHPC 至 SZ36-1WHPM 输气海管投产后 (2022 年)，旅大油田、绥中油田、锦州油田实现了气管网连通 (旅大 32-2/27-2 为独立物流区域)，使得旅大油田富裕天然气可以输往绥中油田，但目前遇到的问题如下：

- ① 辽东区域近年投产的油田开发效果较好，气量增加导致大量放空 (约 65 万方/天)。
- ② 锦州 31-1 水下井口投产后 (2022 年)，辽东区域天然气产能进一步上升。
- ③ 绥中-锦州岸电项目投用后 (2024 年)，辽东区域多台透平将退出，燃料用气大幅降低。

如果将剩余天然气全部就地排放，从环保方面和安全管理方面都会面临极大的挑战，同时还导致天然气资源的浪费。目前辽东作业公司两个天然气终端已达运行最大负荷，加之本项目拟新增调整井工程的实施，后续天然气产量继续上升，为解决富裕天然气放空问题，需启动辽东作业公司天然气综合利用项目。

2.1.2 本项目实施后辽东作业公司天然气集输管网情况

本项目实施后辽东作业公司根据实际情况将旅大油田群产生的富裕天然气输送至绥中油田群，与绥中油田群的富裕天然气通过锦州 25-1 南油田输送至营口天然气处理厂。

图 2-3a 辽东作业公司天然气综合利用项目天然气集输示意图

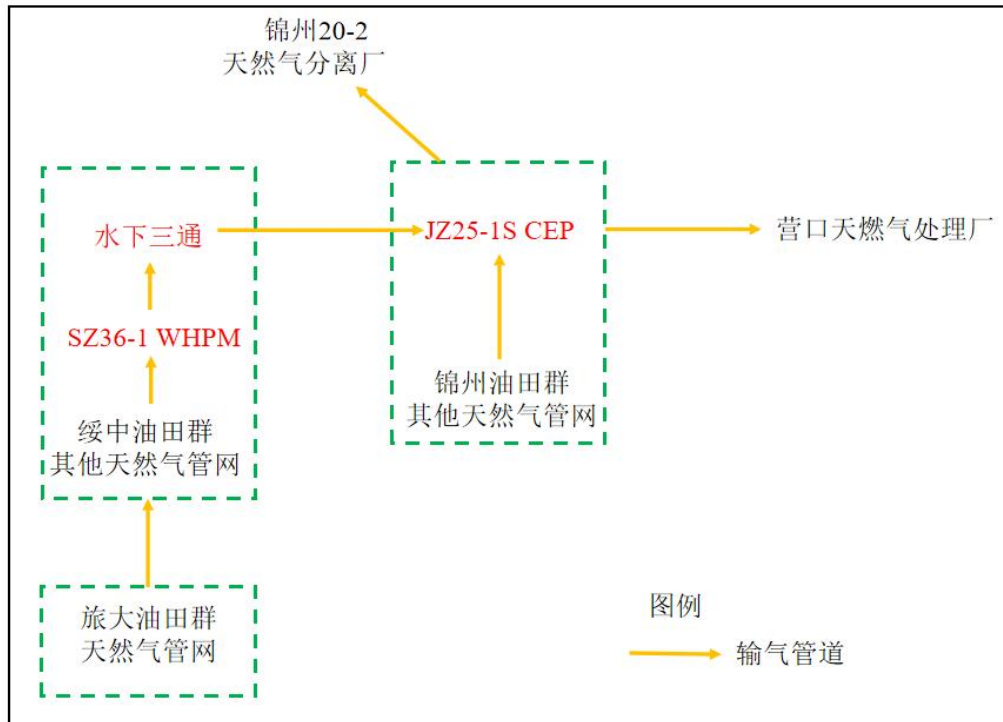


图 2-3b 辽东作业公司天然气综合利用项目天然气集输示意简图

本项目投产后，辽东作业公司天然气气平衡详见下表。

表 2-1 辽东作业公司天然气平衡一览表 单位：10⁴m³/d

时间 (年)	本项目新增调整井 (伴生气)	辽东作业 公司天然 气合计	辽东自用 气	注入注气 井	输往锦州 20-2 天然气 分离厂	输往营口 天然气处 理厂	备注
2023	■	■	■	■	■	■	2023/11-2024/12 注气
2024	■	■	■	■	■	■	
2025	■	■	■	■	■	■	营口终端完成适 应性改造
2026	■	■	■	■	■	■	
2027	■	■	■	■	■	■	
2028	■	■	■	■	■	■	
2029	■	■	■	■	■	■	
2030	■	■	■	■	■	■	
2031	■	■	■	■	■	■	
2032	■	■	■	■	■	■	需新增补充气
2033	■	■	■	■	■	■	

本项目投产后，辽东作业公司富裕天然气将通过锦州 25-1 南油田利用营口天然气处理厂实现天然气综合利用。

2.2 调整井及平台适应性改造工程

本项目拟在 JZ25-1S WHPD、JZ25-1S WHPE 平台共部署 15 口调整井，其中包括生产井 11 口、先期排液注水井 4 口；同时对 JZ25-1S WHPD、JZ25-1S WHPE 平台进行适应性改造，平台适应性改造内容主要是配套新增计量生产管汇与原计量生产管汇的连接，新增仪表设备，不改变物流生产工艺集输流程。

本项目调整井及平台适应性改造工程位于 JZ25-1S WHPD、JZ25-1S WHPE 平台，隶属于锦州 25-1 南油田海上工程设施。

2.2.1 锦州 25-1 南油田海上工程现状

(1) 已建工程设施

锦州 25-1 南油田已建工程设施主要包括 7 座海上平台及海底管道电缆（见附图 5），共分两期开发建设。I 期于 2012 年投产，建有 2 座井口平台（JZ25-1S WHPA、JZ25-1S WHPB）、1 座中心处理平台（JZ25-1S CEP）及海底管道电缆。II 期于 2015 年投产，建有 3 座井口平台（JZ25-1S WHPA、JZ25-1S WHPD、JZ25-1S WHPE）、1 座中心处理平台（JZ25-1S CEPF）及海底管道电缆。

本项目海上工程建设内容位于 JZ25-1S WHPD、JZ25-1S WHPE 平台，依托工程主要为 JZ25-1S CEPF 和 JZ25-1S CEP 两座中心处理平台及海底管道电缆。本项目所在平台及依托工程概况组成概况见下表。

表 2-2 本项目所在平台及依托工程组成表

项目	平台名称	规模	
本项目所在平台	JZ25-1S WHPD	JZ25-1S WHPD 是一座 8 腿井口平台，共设四层甲板，分别是直升机甲板、上层甲板、中层甲板、下层甲板。其上设有 135 人生活楼、模块钻机设施等。	
	JZ25-1S WHPE	JZ25-1S WHPE 是一座 4 腿无人井口平台。JZ25-1SWHPE 通过栈桥与 JZ25-1SCEPF 相连。共设三层甲板，分别是上层甲板、中层甲板和下层甲板。	
依托工程	JZ25-1S CEPF	JZ25-1SCEPF 平台是一座集生产及生活为一体的 8 腿导管架中心平台。共设五层甲板，分别是直升机甲板、上层甲板、中层甲板、下层甲板及工作甲板。其上设有透平发电机系统、原油生产处理设施、天然气生产处理设施、注水系统设施和污水处理设施等。设置能够容纳 130 人的生活楼。	
	JZ25-1S CEP	JZ25-1S CEP 是一座集油气处理、集输及生活为一体的 8 腿综合平台，平台共设四层甲板，分别是上层甲板、中层甲板、下层甲板及工作甲板，其上设有发电机系统、原油处理设施、天然气处理设施、注水系统和生产水处理设施等。	
	海底管道	JZ25-1S WHPD 至 JZ25-1S CEPF 混输管道	
		JZ25-1S CEP 至 SZ36-1 终端原油管道	
		JZ25-1S CEP 至营口天然气处理厂天然气管道	
		JZ25-1S CEPF 至 JZ25-1S WHPD 注水管道	

(2) 公用工程及环保工程

JZ25-1S WHPD、JZ25-1S WHPE 平台调整井生产物流以及生产污水处理均依托现有设施。本项目所在平台及依托平台的现有环保设施详见下表。

表 2-3 本项目所在平台及依托平台主要环保设施一览表

设施名称	环保设施	数量
JZ25-1S WHPD	开式/闭式排放系统	1 套
	生活污水处理设施，处理能力：75.6 m ³ /d	1 套
JZ25-1S	开式/闭式排放系统	1 套

WHPE		
JZ25-1S CEP	生产水处理系统，最大处理能力：7200m ³ /d	1套
	生活污水处理装置，处理能力：102m ³ /d	1套
	开式/闭式排放系统	1套
JZ25-1S CEPF	生产水处理系统，最大处理能力：8640 m ³ /d	1套
	生活污水处理装置，处理能力：75.6m ³ /d	1套
	开式/闭式排放系统	1套

(3) 物流集输工艺现状

锦州 25-1 南油田物流集输工艺现状见下图。

图 2-4 锦州 25-1 南油田物流集输示意图

锦州 25-1 南油田已建工程设施主要包括 7 座海上平台及海底管道电缆，其中 2 座中心平台 JZ25-1S CEP 和 JZ25-1S CEPF 分别设计有原油处理、污水处理系统、天然气处理系统，井口平台 JZ25-1S WHPC 设计有原油及生产水处理系统。原油处理流程中各级分离器分离出的生产水直接进入生产水处理系统，经过三级设备处理后达到回注标准后注入地层；经中心平台处理合格后的原油通过 JZ25-1S CEP 至绥中 36-1 终端的原油外输海底管道输往已建绥中 36-1 终端储存，并利用绥中 36-1 码头外输；脱水天然气输送到营口天然气处理厂。

JZ25-1S WHPA、JZ25-1S CEP 与 JZ25-1S WHPE、JZ25-1S CEPF 通过栈桥连接；JZ25-1S CEP 与 JZ25-1S CEPF 两座中心平台可实现油、气、水、电力、通讯互联互通；同时，JZ25-1S WHPB 与 JZ25-1S WHPD 栈桥相连，相互依托，实现油、气、注水的互联互通。

本项目位于 JZ25-1S WHPD 和 JZ25-1S WHPE 平台，JZ25-1S WHPD、JZ25-1S WHPE 平台不单独设油气水处理设施，油气水的处理、储存均依托中心平台 JZ25-1S CEPF。

①原油处理工艺流程

本项目依托 JZ25-1S CEPF 进行原油处理，其工艺流程见附图 13。

JZ25-1S CEPF 设置一套两级原油脱水和稳定处理工艺流程。JZ25-1S WHPC 平台和 JZ25-1S WHPD 平台的来液输送到 JZ25-1S CEPF 平台后，首先进入段塞流捕集器进行气液分离，气相去往天然气处理系统，液相与通过栈桥输送来的 JZ25-1S WHPE 平台物流混合，进入原油一级分离器进行油气水三相分离。分离出的气相进入天然气处理系统中压缩机入口，分离出的水进入生产水处理系统，分离出的含水原油进入原油二级分离器进行脱水、脱气、稳定处理。原油二级分离器分离出的气进入天然气处理系统，分离出的水由生产水回掺泵输送至原油一级分离器入口管线，以实现热量回收，分离出的合格原油进入原油缓冲罐进一步脱气，经原油外输泵增压后先与原油一级分离器出口原油换热，然后通过栈桥经 JZ25-1S WHPE 和 JZ25-1S WHPA 输送到 JZ25-1S CEP，再通过 JZ25-1S CEP 至绥中 36-1 终端的外输海管输送到绥中 36-1 终端。

②伴生气处理工艺流程

本项目依托 JZ25-1S CEPF 平台进行伴生气处理工艺，其工艺流程见附图 14。

JZ25-1S CEPF 平台伴生气处理工艺分为两部分内容：一是原油二级分离器分离出的低压气体经一级压缩后，与一级分离器分离出的气体混合，经中压气一级压缩后，与段塞流捕集器分离出的气体混合，经高压气一级压缩和高压气二级压缩后，进入高压气出口洗涤器，其中，从高压气二级气涤器出的气体部分用于气举气，部分进入高压气二级压缩系统，最终高压气体进入三甘醇脱水系统。二是湿天然气进入入口过滤分离器中除去游离液体和固体杂质后进入三甘醇脱水塔的底部，由下向上与贫三甘醇溶液逆向接触，使气体中的水蒸气被三甘醇溶液所吸收。离开吸收塔顶部的干气进入干气/贫三甘醇换热器中，与来自 TEG 再生系统的三甘醇贫液进行冷却换热后，通过海底管道输送到 JZ25-1S CEP，并通过 JZ25-1S CEP 的外输海管输送到营口终端。

③水处理工艺流程

本项目生产水依托 JZ25-1S CEPF 平台进行处理，其工艺流程见附图 15。。

JZ25-1S CEPF 平台生产废水的处理采用斜板撇油器、紧凑式气浮选器、核桃壳过滤器三级处理流程。从一级分离器分离出的污水直接进入斜板撇油器，之后进入紧凑式气浮选机，气浮选处理后的生产水进入生产水缓冲罐缓冲，再经核桃壳增压泵增压输送至核桃壳过滤器，经核桃壳过滤器处理后的生产废水与水源井水汇合后进入双介质过滤器，经处理后进入注水缓冲罐，作为注水和反冲洗水源，不外排。

2.2.2 调整井工程

2.2.2.1 调整井基本参数

本项目共部署 15 口调整井，分布在 JZ25-1S WHPD 和 JZ25-1S WHPE 平台。其中 JZ25-1S WHPD 平台部署 8 口调整井，包括 6 口生产井、2 口先期排液注水井，均为预留井槽；JZ25-1S WHPE 平台部署 7 口调整井，包括 5 口生产井、2 口先期排液注水井，均为预留井槽。

本项目实施前后，JZ25-1S WHPD、JZ25-1S WHPE 平台井口概况详见下表。

表 2-4 本项目实施前后井口概况一览表

平台	本项目实施前 井数	本项目			本项目实施后 井数
		井别	井号	井数	
JZ25-1S WHPD	生产井：■ 注水井：■ 水源井：■	生产井	D26H、D27H、 D28H、D29H、 D30H、D31H	6	生产井：■ 注水井：■ 水源井：■
		先期排液 注水井	D32、D33	2	先期排液井：■
	小计：■	小计		8	小计：■
JZ25-1S WHPE	生产井：■ 注水井：■ 水源井：■ 注气井：■	生产井	E43H、E44H、 E45H、E46H、E47H	5	生产井：■ 注水井：■ 水源井：■
		先期排液 注水井	E39、E48H	2	先期排液井：■ 注气井：■
	小计：■	小计		7	小计：■
合计	■	/		15	■

本项目调整井基本情况详见下表。

表 2-5 拟建调整井基本情况

油田	平台	井号	井型	井别	备注
锦州 25-1 南	JZ25-1S WHPD	D26H	水平井	生产井	预留井槽
		D27H	水平井	生产井	预留井槽
		D28H	水平井	生产井	预留井槽
		D29H	水平井	生产井	预留井槽
		D30H	水平井	生产井	预留井槽
		D31H	水平井	生产井	预留井槽
		D32	定向井	先期排液注水井	预留井槽
		D33	定向井	先期排液注水井	预留井槽
	JZ25-1S WHPE	E39	定向井	先期排液注水井	预留井槽
		E43H	水平井	生产井	预留井槽
		E44H	水平井	生产井	预留井槽
		E45H	水平井	生产井	预留井槽
		E46H	水平井	生产井	预留井槽
		E47H	水平井	生产井	预留井槽
E48H	水平井	先期排液注水井	预留井槽		

拟建调整井井身结构详见下表，本次调整井表层套管下入深入为 13-3/8" 套管下入深度。

表 2-6 拟建调整井井身结构一览表

序号	井名	井别	钻头尺寸 (in)	井深 (m)	水平段长 (m)	套管尺寸 (in)	套管下深
							(m)
1	JZ25-1S-D26H	生产井					
2	JZ25-1S-D27H	生产井					
3	JZ25-1S-D28H	生产井					
4	JZ25-1S-D29H	生产井					
5	JZ25-1S-D30H	生产井					
6	JZ25-1S-D31H	生产井					
7	JZ25-1S-D32	先期排液注水井					
8	JZ25-1S-D33	先期排液注水井					
9	JZ25-1S-E43H	生产井					
10	JZ25-1S-E44H	生产井					

11	JZ25-1S-E45H	生产井	■
12	JZ25-1S-E46H	生产井	■
13	JZ25-1S-E47H	生产井	■
14	JZ25-1S-E48H	先期排液 注水井	■
15	JZ25-1S-E39	先期排液 注水井	■

本项目典型井身结构详见下图。

图 2-5a 水平井井身结构示意图 (D26H)

图 2-5b 水平井井身结构示意图 (E43H)

图 2-5a 定向井井身结构示意图 (D32)

图 2-5b 定向井井身结构示意图 (E39)

本次调整井钻井作业选用水基环保钻井液，钻井液主要成分详见下表。

表 2-7 钻井液体系组成表

井段	体系类型	主要成分
16" 井眼	海水/膨润土浆	烧碱、纯碱、膨润土
12-1/4" 井眼	水基环保钻井液 (PEM)	烧碱、纯碱、聚阴离子纤维素、石墨、大斜度井提粘提切剂
8-1/2" 水平段	水基环保钻井液 (EZFLOW)	提粘剂，除保型淀粉降虑失剂
8-1/2" 井眼	水基环保钻井液 (PEM)	烧碱、纯碱、聚阴离子纤维素、石墨

锦州 25-1 南油田地面原油密度大，原油粘度较高，胶质沥青质含量中等，含蜡量较低，凝固点较低，属于中轻质原油。根据已批复的《锦州 25-1 南油气田 38 口调整井工程环境影响报告表》（2018 年），调整井产出原油、天然气性质见下表。

表 2-8 锦州 25-1 南油田原油性质

序号	项 目		数 据
1	析蜡起始点，℃		■
2	析蜡高峰点，℃		■
3	凝点，℃		■
4	密 度 Kg/m ³	20℃	■
		50℃	■
5	倾点 ℃		■
6	闪点(闭口) ℃		■
7	含蜡量 m%		■

8	胶质	m%	■
9	沥青质	m%	■
10	残炭	m%	■
11	灰分	m%	■
12	比热	kJ/kg·°C	■
13	低热值	kJ/kg	■

表 2-9 锦州 25-1 南油田天然气组分

组分	CO ₂	N ₂	C ₁	C ₂	C ₃	iC ₄	nC ₄	iC ₅	iC ₅	nC ₆	C ₇	C ₈	C ₉	C ₁₀	C ₁₁ ⁺
沙河街 (mol%)	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
太古界 (mol%)	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

2.2.2.2 产能预测

根据建设单位提供的资料，本项目投产前后 JZ25-1WHPD、JZ25-1WHPE 平台产能预测详见附表 1。

本项目投产后，新增调整井最大产油量 ■ m³/a（2026 年），最大产气量 ■ m³/a（2026 年），最大产水量 33.57×10⁴m³/a（2028 年）。

表 2-10 本项目新增调整井产能

年	日产量			年产量		
	(油、水: m ³ /d, 气: 10 ⁴ m ³ /d)			(油、水: 10 ⁴ m ³ /a, 气: 10 ⁸ m ³ /a)		
	油	气	水	油	气	水
2025	■	■	■	■	■	■
2026	■	■	■	■	■	■
2027	■	■	■	■	■	■
2028	■	■	■	■	■	■
2029	■	■	■	■	■	■
2030	■	■	■	■	■	■
2031	■	■	■	■	■	■
2032	■	■	■	■	■	■
2033	■	■	■	■	■	■

表 2-11 JZ25-1S WHPD 新增调整井产能

年	日产量			年产量		
	(油、水: m ³ /d, 气: 10 ⁴ m ³ /d)			(油、水: 10 ⁴ m ³ /a, 气: 10 ⁸ m ³ /a)		
	油	气	水	油	气	水
2025	■	■	■	■	■	■
2026	■	■	■	■	■	■
2027	■	■	■	■	■	■
2028	■	■	■	■	■	■
2029	■	■	■	■	■	■
2030	■	■	■	■	■	■
2031	■	■	■	■	■	■
2032	■	■	■	■	■	■
2033	■	■	■	■	■	■

备注：计划 2025 年 4 月投产

表 2-12 JZ25-1S WHPE 新增调整井产能

年	日产量			年产量		
	(油、水: m ³ /d, 气: 10 ⁴ m ³ /d)			(油、水: 10 ⁴ m ³ /a, 气: 10 ⁸ m ³ /a)		
	油	气	水	油	气	水
2025	■	■	■	■	■	■
2026	■	■	■	■	■	■
2027	■	■	■	■	■	■
2028	■	■	■	■	■	■
2029	■	■	■	■	■	■
2030	■	■	■	■	■	■
2031	■	■	■	■	■	■
2032	■	■	■	■	■	■
2033	■	■	■	■	■	■

备注: 计划 2025 年 3 月投产

2.2.2.4 依托可行性分析

(1) 依托平台校核

本项目新增调整井产出物流依托 JZ25-1S CEPF 平台进行处理, 处理合格的生产水进入锦州 25-1/25-1 南油田的注水系统, 全部注入地层, 不排海; 处理合格的原油依托绥中 36-1 终端进行储存; 分离出的天然气依托营口天然气进行处理。

本项目调整井生产物流依托 JZ25-1S CEPF 平台的原油生产工艺进行处理。本项目投产后, JZ25-1S CEPF 物流处理量详见下表。

表 2-13 本项目投产后 JZ25-1S CEPF 物流处理一览表

年	日产量			年产量		
	(油、水: m ³ /d, 气: 10 ⁴ m ³ /d)			(油、水: 10 ⁴ m ³ /a, 气: 10 ⁸ m ³ /a)		
	油	气	水	油	气	水
2025	■	■	■	■	■	■
2026	■	■	■	■	■	■
2027	■	■	■	■	■	■
2028	■	■	■	■	■	■
2029	■	■	■	■	■	■
2030	■	■	■	■	■	■
2031	■	■	■	■	■	■
2032	■	■	■	■	■	■
2033	■	■	■	■	■	■

经校核, JZ25-1S CEPF 依托可行, 详见下表。

表 2-14 调整井实施后 JZ25-1S CEPF 油气水处理能力校核

依托平台	设计处理能力 (m ³ /d)		本项目投产后最大处理量 (m ³ /d)	依托是否可行
JZ25-1S CEPF	油	■	■	可行
	气	■	■	可行
	水	■	■	可行

(2) 依托管道校核

本项目投产后依托管道能力概况详见下表, 经校核, 本项目投产后, 现有管道依托可行。

表 2-15 依托管道能力校核

依托管道名称	设计压力	设计温度	本项目投产后运行压力	本项目投产后运行温度	依托可行性
SZ36-1 WHPM 至 WYE (水下三通) 输气管道	██████	██████	██████	██████	可行
WYE (水下三通) 至 JZ25-1S CEP 输气管道	██████	██████	██████	██████	可行
JZ25-1S WHPD 至 JZ25-1S CEPF 混输管道	██████	██████	██████	██████	可行
JZ25-1S CEP 至 SZ36-1 终端原油管道	██████	██████	██████	██████	可行
JZ25-1S CEP 至营口天然气处理厂天然气管道	██████	██████	██████	██████	可行
JZ25-1S CEPF 至 JZ25-1S WHPD 注水管道	██████	██████	██████	██████	可行

(3) 依托终端校核

本项目投产后，合格原油依托绥中 36-1 终端进行储存，天然气依托营口天然气处理厂进行处理。

① 营口天然气处理厂依托校核

本项目投产后，辽东作业公司天然气富裕天然气最大量为 ██████ m³/d。营口终端天然气设计处理能力为 110×10⁴m³/d（操作弹性 60%~120%），本次陆地终端适应性改造工程新增 1 套 110×10⁴m³/d 的天然气处理装置，营口天然气处理厂天然气处理装置设计能力为 110×10⁴m³/d（操作弹性 60%~120%），本工程实施后辽东作业公司将依托营口天然气处理实现天然气综合利用。

② 绥中 36-1 终端依托校核

本项目所产物流经依托设施 JZ25-1S CEPF 平台处理后，所产合格原油经现有 JZ25-1S CEP 平台至绥中 36-1 终端输油管道输送上岸。

绥中 36-1 终端原油终端总罐容积 ██████ m³。绥中 36-1 终端原油终端能力主要受海管输送能力制约，海管设计输油量 ██████ m³/d，本项目投产后原油输送量为 ██████（2025 年），依托可行。

2.3 陆地终端适应性改造工程

2.3.1 陆地终端现状

营口天然气处理厂于 2013 年 9 月建成投产，是锦州 25-1/25-1 南油田开发的下游工程，主要功能是生产高附加值的丙烷、丁烷和轻油产品，并为下游用户提供合格天然气。现建有 1 套天然气处理系统，其设计规模为 110×10⁴m³/d（操作弹性为 60%~120%）。

2.3.1.1 现有工程主要设施

营口天然气处理厂内目前主要工程包括：1 套天然气处理系统、储罐系统、装车系统、燃料气系统，并伴有消防、供电、供热、自控、通讯、化验分析、生活办公及配套的公用设施。现有

工程总平面布置图详见附图 6。现有工程主要设施详见下表。

表2-16 营口天然气处理厂现有工程主要设备组成

现有工程类别		装置或设施名称		规模	备注
主体工程	天然气处理装置	主要生产工 艺设备	段塞流捕集器	4 台	■
			凝液分离器	4 台	■
			凝液稳定单元	1 套	■
				1 套	■
			分子筛干燥器	2 台	/
			丙烷制冷机组	1 套	/
			低温分离器	1 台	/
			吸收塔	1 台	/
			绕管式换热器	2 台	■
膨胀机同轴压缩机	1 台	■			
储运工程	储罐	丙烷储罐	2 个	■	
		丁烷储罐	2 个	■	
		轻油储罐	3 个	■	
		甲醇罐	1 个	■	
	装车	装车区	6 鹤位	/	
公用工程	消防系统	消防水罐	2 座	/	
		消防泵房	1 座	/	
	供电系统	10KV 高压开关室	1 座	/	
		10/0.4Kv 变配电室	1 座	■	
	供热系统	导热油加热炉	2 套	■	
	自控系统	DCS	1 套	/	
	通信系统	电话/电视系统	1 套	/	
		计算机办公网络系统	1 套	/	
有线广播系统		1 套	/		
配套工程	综合办公楼	1800m ²	/		
	中控室、化验室、维修间	685 m ²			
	公寓楼	3350 m ²			
环保工程	生活污水处理设施	1 座	■		
	含油污水处理站	1 座	■		
	事故水池	1 座	■		
	初期雨水池	1 座	■		
	危废贮存间	1 座	■		
	噪声处理装置	/	隔声、消声装置		
	火炬	1 座	火炬排放高度 70m		
依托工程	污水深度处理	1 座	盖州市第二污水处理厂		

2.3.1.2 现有工程主要工艺流程

营口天然气处理厂主要生产工艺流程为：海上来气首先进入天然气进站预处理单元，分离出气相和凝液，凝液进凝析油稳定单元，生产稳定轻油；气相进入天然气脱水单元，脱水天然气进

入天然气制冷单元及天然气分馏单元，生产干气、丙烷、丁烷、稳定轻烃（轻油）；干气增压计量后与下游用户实现交接，分离出的丙烷、丁烷、液化气、轻油汽车拉运外销，液态产品进罐储存，装车外销。

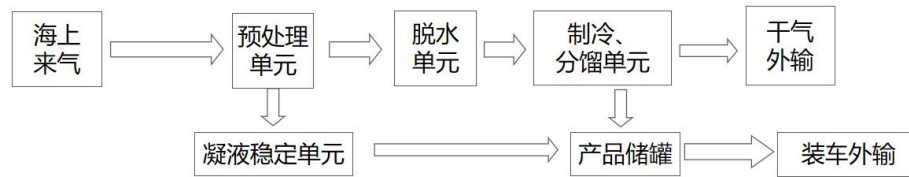


图2-6 现有工程主要生产工艺流程示意图

2.3.2 陆地终端适应性改造工程

本次陆地终端适应性改造工程拟在营口天然气处理厂内预留区域扩建一套天然气处理系统，并对储运及公用工程等辅助设施进行改扩建。同时为进一步增加丙烷收率，将一期装置进行改造，主要内容包括：

- (1) 新建天然气处理装置：新建 1 套 $110 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 的天然气处理装置，位于原有工艺装置区北侧预留地内。
- (2) 新建天然气处理装置区配电室：建筑面积为 37 平方米，位于原有配电室东侧空地内。
- (3) 新增 1 具储罐：新增 1 具 1000m^3 LPG 储罐，储罐类型为球罐，位于储罐区预留位置。
- (4) 新建 1 座初期雨水池：新建 1 座容积 200m^3 初期雨水池及配套雨水提升泵，位于污水处理区。
- (5) 新增 1 台导热油炉：新增 1 台 5000kW 导热油炉。
- (6) 一期改造工程：增加天然气主冷箱 II，更换天然气副冷箱，更换重接触塔塔底泵。

本项目陆地终端适应性改造工程在营口天然气处理厂区内的位置见附图 6。

2.3.2.1 陆地终端适应性改造工程组成

陆地终端适应性改造工程组成详见下表。

表2-17 陆地终端适应性改造工程组成一览表

工程内容	名称	主要建设内容	备注
主体工程	天然气处理装置	新建 1 套 $110 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 的天然气处理装置(操作弹性为 60%~120%)	新建
		为进一步增加丙烷收率，对一期天然气处理装置进行改造。主要包括增加天然气主冷箱 II，更换天然气副冷箱，更换重接触塔塔底泵	改造
辅助工程	配电室	新建 1 间天然气处理装置区配电室	新建
储运工程	LPG 储罐	1 具， 1000m^3 ，球罐	新建
	装车系统	在丁烷装车系统增加一台流量计	新建
公用工程	导热油炉	新增 1 套， 5000kW	新建
	供电系统	在一期 10KV 配电室，利用 10KV 二段中压盘预留位置新增中压配电盘为本项目新增丙烷压缩机供电。本项目拟通过对一期低压配电室新增盘柜以及在附近新增低压配电室，	依托现有工程改造

			为本次改造的新增用电设备提供电源。	
	仪表风/工厂风系统		新增一台排量 550m ³ /h 空压机（与一期形成两用一备的运行状态）以及一个处理能力 550m ³ /h 空气干燥器撬。	依托现有工程改造
	其他		本项目需为新建 LPG 球罐和工艺装置区增加消防工艺管线及配套。	依托现有工程改造
环保工程	排水系统		新增有效容积 V=200m ³ 初期雨水池，新增初期雨水提升泵 2 台（Q=5m ³ /h，H=30m）和少量排水管道及配套阀门、检查井、水封井等。	依托现有工程改造
依托工程	给水系统		厂区内生活及生产用水水源来自站外市政管网，通过 DN400 的给水管道接入天然气处理厂内，提供生产及生活用水。	现有工程
	生活污水处理系统		本项目新增生活污水依托已建的生活污水处理系统，设计规模 60.5m ³ /d。	现有工程
	生产水处理系统		本项目新增生产水依托已建的生产水处理系统，设计规模 5m ³ /h。	现有工程
	闭式排放系统		闭式排放系统收集来自段塞流捕集器、生产过程中排放的含油污水。闭式排放罐内设 2m 高的堰板，起到油水两相分离的效果，分离出的轻油经过闭式排放罐输液泵输往轻油储罐进行回收或脱丁烷塔进行处理，污水排往污水处理系统。	现有工程
	储运系统		现有工程储运系统主要包括 2 具 1000m ³ 丙烷储罐、2 具 1000m ³ 丁烷储罐、1 具 1000m ³ 轻油储罐、2 具 400m ³ 轻油储罐。	现有工程
	装车系统		6 鹤位，丙、丁烷及轻油均采用密闭装车，各产品分别通过各自相应的装车泵到装车区，通过鹤管装车外运，不合格的丙烷、丁烷通过液化气回炼泵进入脱丙烷塔回炼。	现有工程
	火炬放空系统		已建火炬放空系统设两套火炬：营口天然气处理厂放空火炬和气电集团放空火炬，两火炬共用 1 个火炬塔架，火炬高度 70m。营口天然气处理厂放空火炬最大放空量为 5.5×10 ⁴ Nm ³ /h，气电集团放空火炬最大放空量为 2.8×10 ⁴ Nm ³ /h。	现有工程
	事故水池		在厂区罐区北部污水处理区隔油池西侧已建事故水池 1 座，有效容积为 550m ³ ，池内设事故水提升泵 2 台，单台 Q=130m ³ /h，H=30m。	现有工程
	消防设施		营口天然气处理厂现有工程主要消防设施包括 2 座 3000m ³ 消防水罐（有效容积 6450m ³ ）、4 台消防冷却水泵（Q=150L/s，H=100m，2 电 2 柴）、2 台泡沫消防泵（Q=160L/s，H=120m，1 电 1 柴）、1 套平衡式泡沫比例混合装置（Q=17~160L/s，3%，V=12m ³ ）和 1 套消防稳压装置（Q=5L/s，H=100m）。	现有工程
	盖州市第二污水处理厂		位于营口仙人岛能源化工区西北部（盖州市九垄地镇厢红旗村西部）。污水设备处理规模为 5000m ³ /d，采用 CWSBR 法处理工艺。经过处理的废水达到《城镇污水处理厂污染物	外部依托工程

排放标准》(GB18918-2002)中的一级 A 标准后,部分回用于仙人岛规划区内的绿化、道路洒水冲刷、部分工业补充水、热电厂冷却水,其余通过管道深海排入渤海。

(1) 主体工程

本项目拟在营口天然气处理厂扩建 1 套处理气量为 $110 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ (操作弹性为 60%~120%) 的天然气处理设施,以满足上游天然气增加的需要,本工程投产后,营口天然气处理厂处理量设计规模将达到 $220 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ (操作弹性为 60%~120%)。

为进一步提高丙烷收率,本次工程将对现有天然气处理装置进行改造,改造的工程内容主要包括:

①增加天然气主冷箱II,进一步降低天然气制冷温度,原料气经丙烷蒸发器温度降低至 -35°C 后,通过主冷箱II与来自重接触塔顶气相、低温分离器液相继续换热降温至 -45°C 。

②更换天然气副冷箱,新增副冷箱采用三股流换热,回收重接触塔底液冷量后进入脱乙烷塔。

③由于原料气的冷却温度降低,重接触塔塔底液量增加,将 2 台已建 $15 \text{m}^3/\text{h}$ 的重接触塔塔底泵更换为 $35 \text{m}^3/\text{h}$,扬程为 195m。

(2) 辅助工程

本项目需新建一低压配电室,位于原有配电室东侧空地内,建筑物平面呈矩形,东西宽 4.2 米,南北长 8.7 米,建筑高度 6 米,建筑面积为 37 平方米,平面布置功能为低压配电室。

(3) 储运工程

为满足本项目投产后的厂区产品储运需求,本项目新增 1 具 1000m^3 LPG 储罐,储罐类型为球罐,位于储罐区预留位置。本项目投产后,营口天然气处理厂产品储罐将包括 2 具 1000m^3 丙烷储罐、2 具 1000m^3 丁烷储罐、1 具 1000m^3 轻油储罐、2 具 400m^3 轻油储罐,1 具 1000m^3 LPG 储罐,均为球罐。

因现有丁烷装车系统两个鹤管对应一台流量计,为增加装车的灵活性,本项目在丁烷装车系统增加一台流量计。

(4) 公用工程

① 导热油炉

为保证工艺装置正常运行,本项目增加 1 台 5000kW 导热油炉,配套设施包括新增 1 台高温导热油循环泵和 1 台低温导热油循环泵。本工程投产后,营口天然气处理厂导热油炉共计 3 台 (2 用 1 备)。

② 供电

本项目新增负荷约 862kW ,其中 10kV 负荷为 425kW ,低压用电负荷为 437kW ,用电设备负荷电压等级为 $10 \text{kV}/380 \text{V}/220 \text{V}$ 。

本项目新增一个低压配电间,利用本项目低压盘实现空压机、导热油炉及高低温热媒泵第二路电源以及满足本项目其它负荷的供电需求。

③仪表风/工厂风系统

本项目新增一台排量 550m³/h 空压机（与一期形成两用一备的运行状态）以及一个处理能力 550m³/h 空气干燥器撬。

④其他

本项目为新建 LPG 球罐和工艺装置区增加消防工艺管线及配套。

(5) 环保工程

本项目新增初期雨水池一座，有效容积V=200m³，新增初期雨水提升泵2台，Q=5m³/h，H=30m。本工程投产后，营口天然气处理厂初期雨水池有效容积V=430m³。

2.3.2.2 主要产品及产能

营口天然气处理厂现有工程产品包括：天然气、丙烷、丁烷、轻油，今后根据需要生产液化石油气（目前暂时不产生）。除天然气管输直销外，丙烷、丁烷、轻油产品均储存销售。本项目投产后，产品种类不变，仍为天然气、丙烷、丁烷、轻油，液化石油气根据需要产生。

表 2-18 本项目产品方案表

产品名称	单位	产品产量			备注
		现有工程设计规模	本项目设计规模	本项目投产后规模	
天然气	10 ⁸ m ³ /a				操作弹性为 60%~120%
丙烷	10 ⁴ t/a				
丁烷	10 ⁴ t/a				
轻油	10 ⁴ t/a				

(1) 干气产品

本项目干气产品需符合《天然气》（GB 17820-2018）中一类气的相关要求，质量要求详见下表。

表 2-19 干气产品质量要求

序号	项目	质量指标
1	高位发热值，MJ/m ³	≥34.0
2	总硫（以硫计），mg/m ³	≤20
3	硫化氢，mg/m ³	≤6
4	二氧化碳，%（V/V）	≤3.0

(2) 丙烷、丁烷、液化石油气产品

本项目丙烷、丁烷、液化石油气产品需符合《液化石油气》（GB 11174-2011）的相关要求，质量要求详见下表。

表 2-20 丙烷、丁烷、液化石油气产品质量要求

序号	项 目	质量指标			
		商品丙烷	商品丁烷	商品丙、丁烷混合物	
1	37.8°C时蒸汽压（表压），kPaA	≤1430	≤485	≤1380	
2	组分（φ） %	丙烷组分	≥95	-	-
		丁烷及以上组分	≤2.5	-	-
		（丙烷+丁烷）组分	-	≥95	≥95

	戊烷及以上组分	-	≤2.0	≤3.0
3	密度 (15°C) kg/m ³		-	
4	铜片腐蚀, 级 不大于		1	
5	总硫含量ω (mg/m ³)		≤343	

(3) 轻油产品

本项目轻油产品需符合《稳定轻烃》(GB 9053-2013)中1号稳定轻烃的相关要求,质量指要求详见下表。

表 2-21 轻油产品质量要求

序号	项 目	质量指标
1	饱和蒸汽压, kPa,	74~200
2	馏程 90%蒸发温度, °C 终馏点, °C 60°C蒸发率, %	不高于 135 不高于 190 实测
3	硫含量, %	不大于 0.05
4	机械杂质及水分	无
5	铜片腐蚀, 级	不大于 1 级
6	颜色, 赛波特颜色号	+25

2.2.2.3 主要生产单元及主要工艺

本项目拟建的天然气处理设施,其进站预处理单元、天然气外输及越站外输单元利用现有工程,根据不同功能划分为进站预处理单元(利用现有工程)、天然气脱水单元、天然气冷凝分离单元、凝液分馏单元、天然气外输及越站外输单元(利用现有工程)。

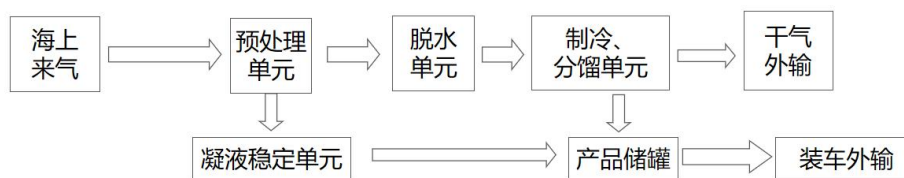


图2-7 主要生产工艺流程图示意图

主要工艺: 进入营口天然气处理厂的天然气经段塞流捕集器后采用油气分离、分子筛脱水,丙烷辅助制冷、膨胀机制冷、重吸收、轻烃产品分馏等工艺进行处理。处理后的天然气经膨胀压缩机增压端增压、计量后管输至下游天然气站销售;分离出的丙烷、丁烷、液化气、轻油汽车拉运外销。

(1) 天然气脱水单元

天然气脱水装置采用分子筛脱水,段塞流捕集器出口的天然气进入聚结过滤分离器后进入天然气脱水装置。分子筛脱水工艺主要由吸附、再生和冷吹三个过程组成。

天然气脱水采用两塔流程,其中一塔吸附,一塔再生、冷吹,经脱水后的天然气经粉尘过滤器过滤吸附剂粉尘后进入冷凝分离部分,分子筛干燥器的再生气和冷吹气引自粉尘过滤器出口,经再生气增压机压缩后进入吸附塔床层,再生时经再生气加热器加热后进入吸附塔床层加热再生分子筛,冷吹时,冷吹气不经加热,直接进入吸附塔床层冷却分子筛,再生气和冷吹气经冷却、

分水后进入聚结过滤分离器的进口。

图 2-8 天然气脱水单元工艺流程示意图

(2) 天然气冷凝、分馏单元

脱水后的天然气进入主冷箱与来自副冷箱的输干气和低温分离器分出的凝液换热后，进入丙烷主蒸发器冷却至-35℃，冷却后的气相天然气继续进入主冷箱冷却至-45℃，进入低温分离器。

低温分离器出口的气相进入膨胀机的膨胀端，膨胀后进入重接触塔的底部，与脱乙烷塔来的经副冷箱冷却的天然气及凝液充分接触，提高重组分的收率，塔顶天然气经副冷箱、主冷箱回收冷量后进入膨胀机压缩端增压外输。

低温吸收塔塔底回收的凝液经重接触塔底泵提升，在副冷箱中换热后进脱乙烷塔顶部，低温分离器分出的凝液经主冷箱回收冷量后也进入脱乙烷塔，脱乙烷塔塔底设再沸器，在该塔内进行分馏，塔顶气相去副冷箱，塔底液相进入脱丙烷塔，脱丙烷塔塔底设再沸器，在脱丙烷塔内分离出的丙烷经塔顶空冷器冷凝后进入塔顶回流罐，一部分用于塔顶回流，另一部分经丙烷辅助蒸发器冷却后进丙烷储罐，塔底分离出的液相进入脱丁烷塔，脱丁烷塔塔底设再沸器，在脱丁烷塔内分离出的丁烷经塔顶空冷器冷凝后进入塔顶回流罐，一部分用于塔顶回流，一部分经丁烷辅助蒸发器冷却后去丁烷储罐，塔底分离出的稳定轻烃与一期脱丁烷塔的塔底液混合后去凝液轻油换热器换热，与凝液稳定塔塔底液混合后换热进入轻油储罐。

脱丙烷塔和脱丁烷塔均采用塔顶全冷凝、强制回流的方式。不合格丙烷、丁烷产品经液化气回炼泵打入脱丙烷塔重新进行分馏处理。

图 2-9 天然气制冷单元流程示意图

(3) 丙烷制冷部分

采用丙烷制冷系统，选用螺杆式压缩机，通过封闭系统内丙烷循环为装置提供冷量。丙烷制冷系统除了用于冷却进站主天然气外，还用于产品（丙烷、丁烷）进罐前的冷却，设置主蒸发器、丙烷辅助蒸发器、丁烷辅助蒸发器各一组。其中丙烷主蒸发器蒸发温度为-35℃，辅助蒸发器用于丙烷、丁烷产品进罐前冷却，蒸发温度为 25℃。主蒸发器负荷约为 460kW，辅助蒸发器负荷约为 50kW。丙烷辅助制冷系统总制冷负荷为 510kW。

图 2-10 天然气丙烷制冷部分流程示意图

(4) 天然气外输部分

天然气干气经过膨胀机增压端出口外输，计量后外输至气电集团。本工程不对外输部分进行改造。

(5) 越站流程

站内主工艺流程出现故障或低于装置最低处理量，不能够正常生产时，进站天然气经段塞流

捕集器进行捕集后，进越站换热器进行换冷后，经节流阀进行降压节流，节流后的天然气和凝液一起经露点分离器分离后，凝液去闭式排放罐，天然气经越站换热器与越站来天然气换热升温后，去外输压缩机进行增压，或经压缩机旁通，计量后，外输至气电集团。

本项目投产后营口天然气处理厂工艺流程见下图。

图 2-11 本项目投产后全厂工艺流程图

陆地终端适应性改造工程主要设备详见下表。

表 2-22 主要工程设施一览表

序号	设备位号	设备名称	数量	设备规格	备注
一	凝液稳定单元				
一	泵				
1	TF-P-2012A/B	凝液增压泵	2	Q=2.5m ³ /h, H=220m	更换
二	天然气脱水单元				
一	塔器				
1	V-1301A/B	分子筛干燥器	2	DN1800×8700	
二	容器				
1	V-1302	再生气分水罐	1	DN1000×5450, 立式	
三	换热器				
1	E-1301	再生气换热器	1	405kW	
2	E-1302	再生气加热器	1	395kW	
3	AC-1301	再生气空冷器	1	350kW	
四	过滤器				
1	FT-1301A/B	过滤分离器	2	DN600×3300, 立式	一用一备
2	FT-1302A/B	分子筛出口过滤器	2	DN600×2140	一用一备
五	压缩机				
1	C-1301A/B	再生气压缩机	2	吸入压力: 3.95MPa(g) (入口), 4.25MPa(g) (出口);	一用一备
三	天然气制冷单元				
一	塔器				
1	TW-1401	重接触塔	1	DN1500 H=17340	
2	TW-1402	脱乙烷塔	1	DN1200 H=19800	
二	容器				
1	V-1401	低温分离器	1	DN1600×7300, 卧式	
2	V-1402	丙烷分离器	1	DN2000×4600(T/T), 立式	
3	V-1403	丙烷缓冲罐	1	DN1600×7000(T/T), 卧式	
三	换热器				
1	E-1403	丙烷蒸发器	1	450kW	
1	E-1404	脱乙烷塔底再沸器	1	914kW	
2	AC-1401	丙烷空冷器	1		
四	泵				
1	P-1401A/B	重接触塔底泵	2	Q=35m ³ /h H=195m	一用一备
2	TF-P-2033A/B	重接触塔底泵	2	Q=35m ³ /h H=195m	一期改造
五	撬装设备				
1	TBC-1401A/B	膨胀/压缩机	2	膨胀端压力: 3.92MPa(g) (入口), 1.4MPa(g) (出口); 压缩端压力: 1.29MPa(g) (入口),	一用一备

				1.65MPa(g) (出口)	
2	E-1401	天然气主冷箱	1	撬装	
3	E-1402	天然气副冷箱	1	撬装	
4	TF-E-2031B	天然气主冷箱 II	1	撬装	一期改造
5	TF-E-2033	天然气副冷箱	1	撬装	一期改造
6	C-1402	丙烷压缩机	1	吸入压力: 0.04MPa(g)	
四	天然气分馏单元				
一	塔器				
1	TW-1501	脱丙烷塔	1	DN1000 H=26800	填料塔
2	TW-1502	脱丁烷塔	1	DN1000 H=26800	填料塔
二	容器				
1	V-1501	脱丙烷塔顶回流罐	1	(DN1200×4300)	卧式
2	V-1502	脱丁烷塔顶回流罐	1	(DN800×2860)	卧式
三	换热器				
1	E-1501	脱丙烷塔底重沸器	1	1050kW	
2	E-1502	脱丁烷塔底重沸器	1	340kW	
4	AC-1501	脱丙烷塔顶冷却器	1	970kW	
5	AC-1502	脱丁烷塔顶冷却器	1	470kW	
6	E-1503	脱丙烷塔顶蒸发器	1	25kW	
7	E-1504	脱丁烷塔顶蒸发器	1	25kW	
四	泵				
1	P-1501A/B	脱丙烷塔顶回流泵	2	Q=24m³/h, H=75m	一用一备
2	P-1502A/B	脱丁烷塔顶回流泵	2	Q=10m³/h, H=70m	一用一备

2.3.2.4 主要原辅材料及燃料

(1) 原料

本项目原料主要为天然气，来源于辽东作业公司海上平台，拟新增 1 套处理气量为 $110 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ （操作弹性为 60%~120%）的天然气处理设施，本工程投产后，营口天然气处理厂处理量设计规模将达到 $220 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ （操作弹性为 60%~120%）。

根据可研，段塞流捕集器气相出口组分化验数据及进站混合组分详见下表。

表 2-23 段塞流捕集器气相出口组分化验数据

组分	摩尔百分数, %	组分	摩尔百分数, %
N ₂		C ₆	
CO ₂		C ₇	
C ₁		C ₈	
C ₂		C ₉	/
C ₃		C ₁₀	/
iC ₄		C ₁₁	/
nC ₄		C ₁₂	/
iC ₅		H ₂ S	mg/m ³

nC ₅			
-----------------	--	--	--

进站全组分数据见下表。

表 2-24 进站混合组分

组分	进站混合组分摩尔百分数, %	组分	进站混合组分摩尔百分数, %
N ₂			
CO ₂		iC ₅	
C ₁		nC ₅	
C ₂		C ₆	
C ₃		C ₇	
iC ₄		C ₈	
nC ₄		C ₉	

(2) 辅料

本项目消耗的辅料主要为分子筛和导热油，公用工程消耗的材料主要为燃料气（天然气）和电，燃料气的成分参照2022年8月的监测结果，详见附件9。辅料消耗情况详见下表。

表2-25 本项目辅料消耗表

项目	内容	消耗量	来源
辅料消耗	分子筛	30t/2~3年	外购
	导热油	20m ³ /3~5年	外购
公用工程消耗	燃料气（天然气）	248×10 ⁴ m ³ /a	来自膨胀机压缩端出口的天然气
	电	724.08×10 ⁴ 千瓦时/a	/

表2-26 本项目物料平衡表

入方			出方		
序号	物料名称	数量（万 t/a）	序号	物料名称	数量（万 t/a）
1	海上来料	33.00	1	天然气	26.61
			2	丙烷	2.68
			3	丁烷	1.75
			4	轻油	1.78
			5	燃料气	0.18
			6	损失	0

2.3.2.5 水平衡分析

(1) 给水

本工程水源由市政供水管网提供，新增用水包括新增定员生活用水、生产用水及消防用水等。

①生活用水

营运期本项目拟新增定员 14 人，按照设计提供数据新增生活用水量 2.8m³/d（1022m³/a）。

②生产用水

生产用水主要包括储罐冲洗水和地面冲洗水。本项目新增储罐冲洗用水为 25m³/次（每年约 1 次），地面冲洗水约 10m³/次（每年约 12 次）。

③消防用水

根据可研，本项目运营后一次火灾最大消防用水量为丙丁烷和液化气球罐区，最大消防用水

量约为 6221m³。

(2) 排水

①生活污水

生活污水排放量按用水量的90%计算，则本项目新增生活排放量为2.52m³/d（919.8m³/a）。

②生产废水

本工程排放的生产废水主要来自天然气分离脱水单元产生的生产污水约 1m³/d，储罐冲洗废水约 25m³/次（1次/年），地面冲洗水约 10m³/次（每年约 12次）。

③初期雨水

按营口暴雨强度计算公式估算。

$$q = \frac{1686(1 + 0.77 \lg p)}{(t + 8)^{0.72}}$$

式中：q—暴雨强度（升/秒·公顷）；P—设计重现期（年）；t—降雨历时（分）。

计算时设计重现期取 1 年，降雨时间取 15 分钟。计算得 q=176.37 升/秒·公顷。

$$\text{初期雨污水量：} Q (\text{m}^3/\text{a}) = t \times q \times S \times R$$

式中：t—初期雨污水汇流时间（秒）；q—暴雨强度（m³/秒·公顷）；S—汇水面积（公顷）；R—径流系数，取值 0.9。

本工程新增汇水面积约 1.008 公顷，主要包括工艺装置区与导热油炉区、储罐区，经计算，本项目新增初期雨水量约 144m³/次（2448m³/a）。

营口天然气处理厂改扩建后汇水总面积为 2.4954 公顷，经计算，本项目投产后每次初期雨水量为 356.5m³/次，一年约为 6060m³。

一期已建初期雨水池容积 V=230m³，本项目新增初期雨水池一座，有效容积 V=200m³，初期雨水经含油雨水提升泵进入生产污水处理系统处理。

表2-27 本工程水平衡一览表

用水类别	进水	消耗	出水	备注
新增储罐冲洗水	25m ³ /次	/	25m ³ /次	间断，1次/年
新增工艺装置产生水量（m ³ /d）	/	/	1	连续
新增地面冲洗水（m ³ /次）	10	/	10	间断，12次/年
新增生活用水（m ³ /d）	2.8	0.28	2.52	连续
初期雨水（m ³ /次）	0	0	144	17次/年
未预见用水量及管网漏失水量（m ³ /d）	3.8	3.8	/	10%最高日用水量（不包括消防补水量）
合计（m ³ /d）	41.6		38.52	不包括初期雨水

表2-29 本工程投产后全厂水平衡一览表

用水类别	进水			消耗	出水			备注
	现有工程	本项目	小计		现有工程	本项目	小计	
储罐冲洗水	25m ³ /次, 3次/年	25m ³ /次, 1次/年	25m ³ /次, 4次/年	/	25m ³ /次	25m ³ /次	25m ³ /次	间断, 4次/年
工艺装置产生水量 (m ³ /d)	0	0	0	/	1	1	2	连续
场地冲洗用水 (m ³ /次)	10	10	20	/	10	10	20	间断, 12次/年
生活用水 (m ³ /d)	26.2	2.8	29	2.9	23.58	2.52	26.1	连续
浇洒道路用水 (m ³ /d)	64	0	64	64	0	0	0	间歇用水
绿化用水 (m ³ /d)	41	0	41	41	0	0	0	间歇用水
初期雨水 (m ³ /次)	0	0	0	0	212.5	144	356.5	间断, 17次/年
未预见用水量及管网漏失水量 (m ³ /d)	14.2	3.8	18	18	0	0	0	10%最高日用水量
合计 (m ³ /d)	155.4	41.6	197	124.9	59.85	38.52	73.1	不包括初期雨水

本项目生活污水经处理达标后，部分废水排到厂内绿化管线，用于厂内绿化，多余的生活污水排放盖州市第二污水处理厂，本项目水平衡详见下图。

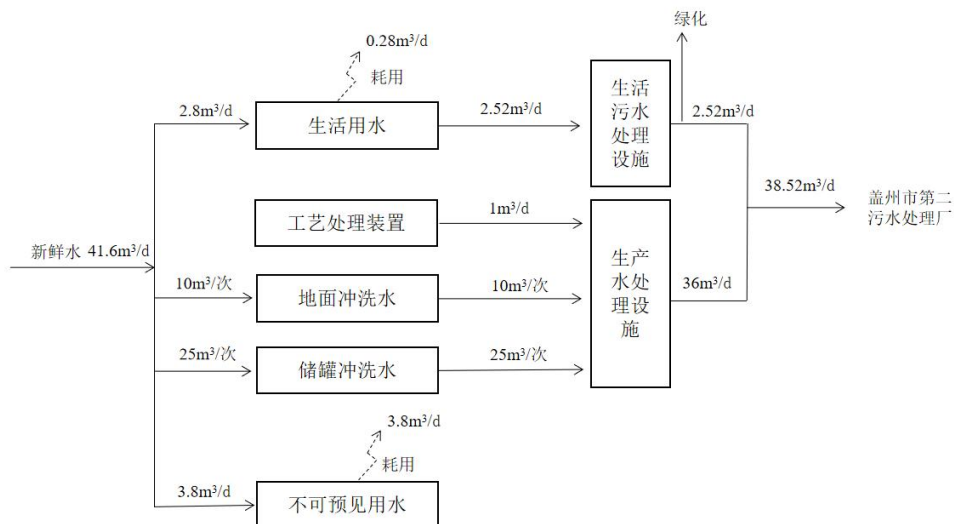


图 2-12 本项目水平衡图

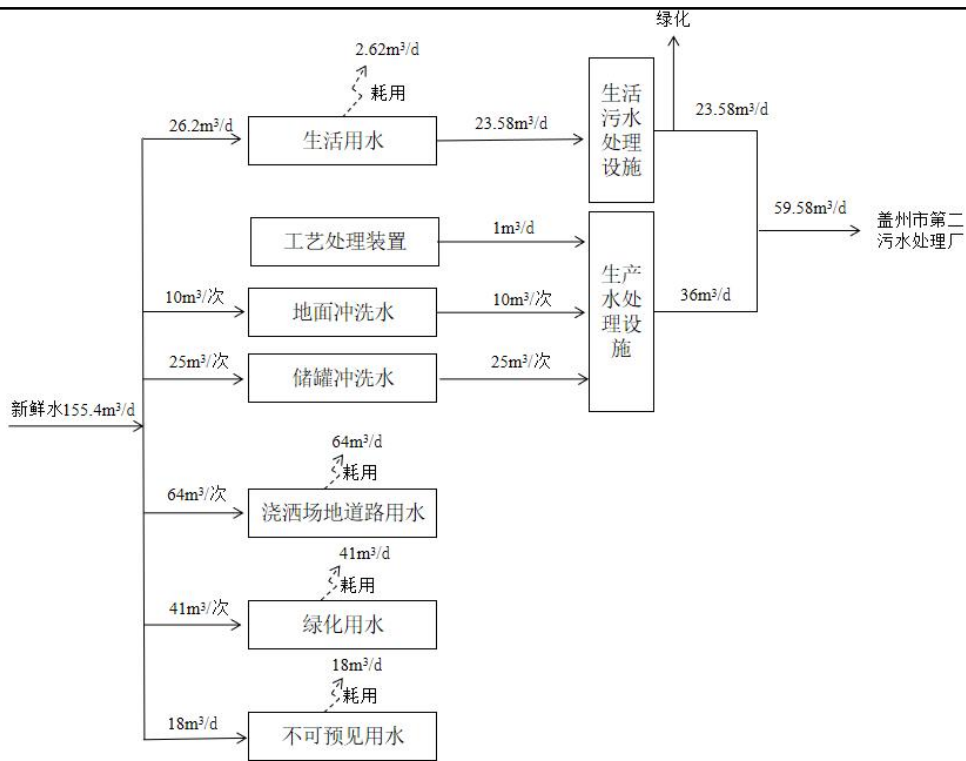


图 2-13 现有工程水平衡图

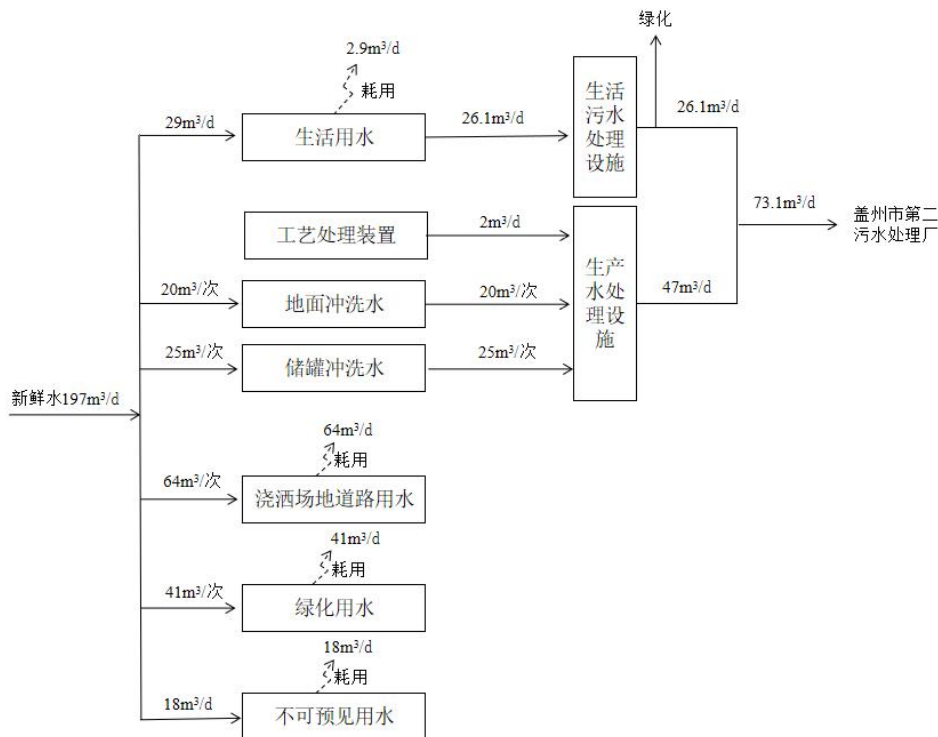


图 2-14 本项目投产后全厂水平衡图

2.3.2.6 劳动定员及工作制度

JZ25-1SWHPD 及 JZ25-1SWHP 平台调整井工程及适应性改造工程不新增定员；营口天然气适应性改造工程新增定员 14 人，设计年运行天数为 330 天。

<p>总平面及现场布置</p>	<p>辽东作业公司天然气综合利用项目建设内容包括海上工程和陆地终端适应性改造工程，天然气反输依托现有输气管道 SZ36-1WHPM 至 SYM（水下三通）至 JZ25-1S CEP 进行天然气反输，本次海上工程新增的 15 口调整井分布于 JZ25-1S WHPD、JZ25-1S WHPE 平台；陆地终端适应性改造工程位于营口天然气处理厂，其总平面布置详见图 2-1。</p> <p>JZ25-1S WHPD 和 JZ25-1S WHPE 新增调整井，均利用预留井槽，其井槽平面布置见附图 7。陆地终端适应性改造工程位于营口天然气处理厂，其平面布置图详见附图 6。</p> <p>（1）新增天然气处理装置位于压缩机房东侧，罐区西侧（其中新增导热油炉和热油循环泵及丙烷压缩机位于原装置区预留位置），布置满足生产工艺流程及使用功能需求。</p> <p>（2）新增轻油储罐区位于罐区预留位置，污水处理装置南侧，汽车装车区西侧。</p> <p>（3）新增初期雨水池位于过滤操作间东侧，罐区北侧。</p> <p>（4）新增天然气处理装置区配电室位于原有配电室东侧空地内。</p> <p>（5）新增管廊位于新建天然气处理装置区，用于连接新增天然气处理装置区和其他功能区，管线布置符合有关设计规范的要求，并有利厂容美观。</p>																					
<p>施工方案</p>	<p>本项目天然气管道反输不涉及施工；平台适应性改造主要是配套新增计量生产管汇与原计量生产管汇的连接，新增仪表设备，在现有平台上进行施工；调整井施工方案如下：</p> <p>（1）钻井设备：采用平台上模块钻机进行钻完井作业。</p> <p>（2）钻井方式：采用批钻。</p> <p>（3）完井方式：生产井完井方式采用裸眼完钻+优质筛管防砂；先期排液注水井完井方式采用套管射孔+优质筛管防砂。</p> <p>（4）固井方式：水平井采用边钻边完的形式，裸眼段钻完后直接进行完井作业。定向井采用射孔完井形式，批钻完成后分批完井。钻井完成后下套管固井作业，首先注入前置液，隔离液，然后注入固井水泥浆，最后利用钻井液顶替固井水泥浆进行碰压作业。</p> <p>（5）开发方式：天然能量开发。</p> <p>本项目陆地终端适应性改造工程在营口天然气处理厂内施工，主要工程内容包括：场地清理平整、基础开挖及回填、构筑物建设、大件运输、设备吊（安）装与调试等。</p> <p>本项目施工计划详见下表，各施工阶段有所交叉，合计施工时间约 14 个月，具体施工时间视审批情况进行相应调整。</p> <p style="text-align: center;">表 2-28 本项目调整井施工计划一览表</p> <table border="1" data-bbox="244 1697 1420 1975"> <thead> <tr> <th colspan="2">项目</th> <th>节点</th> <th>时间</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="4">调整井及平台适应性改造</td> <td rowspan="2">JZ25-1S WHPD</td> <td>计划施工时间</td> <td>2024 年 6 月</td> </tr> <tr> <td>计划投产时间</td> <td>2025 年 4 月</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">JZ25-1 S WHPE</td> <td>计划施工时间</td> <td>2024 年 6 月</td> </tr> <tr> <td>计划投产时间</td> <td>2025 年 3 月</td> </tr> <tr> <td colspan="2" rowspan="2">营口天然气处理厂适应性改造</td> <td>计划施工时间</td> <td>2024 年 3 月</td> </tr> <tr> <td>计划投产时间</td> <td>2025 年 1 月</td> </tr> </tbody> </table>	项目		节点	时间	调整井及平台适应性改造	JZ25-1S WHPD	计划施工时间	2024 年 6 月	计划投产时间	2025 年 4 月	JZ25-1 S WHPE	计划施工时间	2024 年 6 月	计划投产时间	2025 年 3 月	营口天然气处理厂适应性改造		计划施工时间	2024 年 3 月	计划投产时间	2025 年 1 月
项目		节点	时间																			
调整井及平台适应性改造	JZ25-1S WHPD	计划施工时间	2024 年 6 月																			
		计划投产时间	2025 年 4 月																			
	JZ25-1 S WHPE	计划施工时间	2024 年 6 月																			
		计划投产时间	2025 年 3 月																			
营口天然气处理厂适应性改造		计划施工时间	2024 年 3 月																			
		计划投产时间	2025 年 1 月																			

其他	无
----	---

三、生态环境现状、保护目标及评价标准

生态环境现状

辽东天然气综合利用项目建设内容包括海上工程和陆地终端适应性改造工程，生态环境现状按照海上工程和陆地终端适应性改造工程分别介绍。

3.1 海上工程生态环境现状

3.1.1 调查资料来源

(1) 海洋环境质量现状资料来源

海洋环境现状调查资料引自《 》。

调查单位： 。

调查时间：2020年4月26日至5月19日。

调查站位：水质调查站位30个，沉积物站位18个，生物生态站位18个，详见附图8。

(2) 渔业资源现状资料来源

渔业资源调查资料引自《 》。

调查单位： 。

调查时间：2020年5月15日至5月30日。

调查站位：16个，详见附图9。

3.1.2 评价结果

(1) 海水水质评价结果

评价因子：pH、溶解氧、化学需氧量、无机氮、活性磷酸盐、石油类、铜、铅、锌、镉、总铬、汞、砷、挥发性酚和硫化物。

评价标准：本项目海上工程位于辽宁省海洋功能区划范围之外，全部站位按照一类海水水质标准要求评价，针对超一类海水水质标准评价因子，进一步采用第二类、第三类或第四类标准评价，评价至符合某类标准为止。

评价结果：pH、溶解氧、化学需氧量、无机氮、石油类、铜、镉、总铬、砷、挥发性酚和硫化物均符合一类海水水质标准。活性磷酸盐、铅、锌、汞的部分调查站位超过一类海水水质标准，但均符合二类海水水质标准。

(2) 沉积物评价结果

评价因子：汞、铜、铅、镉、锌、铬、砷、石油类、硫化物及有机碳。

评价标准：本项目海上工程位于辽宁省海洋功能区划范围之外，全部站位按照一类沉积物标准要求进行评价。针对超一类沉积物标准评价因子，进一步采用第二类、第三类标准评价。

评价结果：调查因子均符合一类海洋沉积物质量标准，调查海域沉积物环境总体较好。

(3) 生物生态评价结果

①叶绿素 a 与初级生产力

2020年春季,调查海域的表层叶绿素 a 变化范围为(0.47~3.36) ug/L,平均值为 1.75ug/L。共在调查海域的 8 个站位进行了 10m 层叶绿素 a 的调查,变化范围为(1.41~3.32) ug/L,平均值为 2.43ug/L。调查海域的底层叶绿素 a 变化范围为(1.05~3.43) ug/L,平均值为 2.13ug/L。调查结果表明:本次调查中各层次叶绿素 a 浓度正常,各水层叶绿素分布相对较为均匀,整体表现出中部低周围高的分布趋势。本次调查,共在调查海域的 7 个站位进行了初级生产力的调查,变化范围为(79.25~572.97) mg·C/m²·d,平均值为 279.12 mg·C/m²·d。调查结果表明:调查海域初级生产力水平整体处于正常状态。

②浮游植物

2020年春季,调查海域共鉴定浮游植物 50 种(类),调查海域的浮游植物总密度变化范围为(7.11~317.81) ×10⁴ 个/m³,平均值为 65.40×10⁴ 个/m³。浮游植物优势种类包括密联角毛藻(*Chaetoceros densus* (Cleve) Cleve)、印度翼根管藻(*Rhizosolenia alata f.indica* Hustedt)、圆筛藻(*Coscinodiscus* sp.)和具槽帕拉藻(*Paralia sulcata* (Ehrenberg)Cleve),其密度分别占浮游植物总密度的 42.35%、13.13%、11.59%和 9.19%,其中密联角毛藻为绝对的优势种。调查结果表明:调查海域浮游植物种类 50 种,多样性指数平均为 2.37,群落结构较稳定。

③浮游动物

2020年春季,调查海域浅水I型网所获浮游动物共有 22 种(类),调查海域浮游动物生物量(湿重)变化范围在(149.4~1348) mg/m³之间,平均生物量为 457.49 mg/m³。调查海域浮游动物生物密度变化范围在(175.1~3635.0) 个/m³之间,平均生物密度为 1059.8 个/m³。调查海域浮游动物中占优势的种类为腹针胸刺水蚤(*Centropages abdominalis* Sato)和中华哲水蚤(*Clalnus sinicus* Brodsky),其密度分别占浮游动物总密度的 58.16%和 22.92%。调查结果表明:调查海域浮游动物多样性指数平均为 1.45,表明该海域大型浮游动物群落结构稳定性较差。

④底栖生物

2020年春季,调查海域共鉴定底栖生物 88 种(类)。调查海域的底栖生物总生物量变化范围为(0.40~35.95) g/m²,平均值为 6.37 g/m²。调查结果表明:调查海域底栖生物的多样性指数、均匀度及丰度均较高,优势度较低,表明该海域底栖生物群落结构稳定,底质环境质量状况优良。

(4) 生物质量评价结果

评价因子:本次调查通过拖网采集 18 个站位样品,共监测 30 个生物体内铜、铅、锌、镉、铬、砷、汞和石油烃的含量。

评价标准:鱼类、甲壳类和软体类(非双壳类)生物体内污染物质(除石油烃外)含量评价标准采用《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》中规定的生物质量标准,石油烃含量的评价标准采用《第二次全国海洋污染基线调查技术规程》(第二分册)中规定的生物质量标

准。鱼类、甲壳类和软体类（非双壳类）没有铬和砷的评价标准，不予以评价。

评价结果：非双壳软体动物、鱼类和甲壳类体内铜、铅、镉、锌、汞和石油烃的含量均未超标。

（5）渔业资源

①鱼卵、仔稚鱼

2020年5月份调查共采集到鱼卵和仔稚鱼12种，隶属于6目8科12属，5月份调查鱼卵优势种类为鳀。2020年5月份调查在垂直采样中，鱼卵平均密度为0.937 ind/m³，仔稚鱼平均密度为0.0248 ind/m³。

②鱼类

2020年春季捕获鱼类27种，隶属于4目17科25属，春季鱼类优势种有6种，分别是短吻红舌鳎、黄鲫、叫姑鱼、小黄鱼、六丝矛尾虾虎鱼和矛尾虾虎鱼。平均渔获密度为14988 ind/km²，161.46 kg/km²。根据幼体比例计算，春季鱼类成体平均渔获密度为9678 ind/km²，104.25 kg/km²；幼体平均渔获密度为5310 ind/km²，57.20 kg/km²。

③头足类

2020年春季，调查海域捕获4种头足类，排名前2位的分别为长蛸和火枪乌贼。平均渔获密度为972 ind/km²，17.56 kg/km²。根据幼体比例计算，春季头足类成体平均渔获密度为676 ind/km²，12.21 kg/km²；幼体平均渔获密度为296 ind/km²，5.35 kg/km²。

④甲壳类

2020年春季，捕获甲壳类29种，平均渔获密度为41177 ind/km²，214.10 kg/km²。其中虾类平均渔获密度为30803 ind/km²，200.76 kg/km²；蟹类平均渔获密度为10374 ind/km²，13.34 kg/km²。根据幼体比例计算，春季虾类成体平均渔获密度为20191 ind/km²，131.60 kg/km²；幼体平均渔获密度为10612 ind/km²，69.16 kg/km²。蟹类成体平均渔获密度为6553 ind/km²，8.43 kg/km²；幼体平均渔获密度为3821 ind/km²，4.91 kg/km²。

3.2 陆地终端生态环境现状

3.2.1 环境空气质量现状调查

本项目陆地终端适应性改造工程位于营口仙人岛能源化工区，环境空气质量功能区类别为二类区，执行《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及修改单中的二级标准。

根据营口市生态环境局网站发布的《营口市2022年1-12月环境空气质量状况》，2022年1-12月，营口市环境空气质量指数(AQI)不同级别天数分别为：优为108天，良为196天，轻度污染为52天，中度污染为6天，重度污染为2天，严重污染为1天，达标率为83.3%。环境空气中各项污染物浓度分别为：PM_{2.5}浓度均值为32μg/m³，PM₁₀浓度均值为55μg/m³，SO₂浓度均值为11μg/m³，NO₂浓度均值为25μg/m³，O₃日最大8小时滑动平均值的第90百分

位数为 159 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，CO₂₄ 小时平均第 95 百分位数为 1.6 mg/m^3 。

表 3-1 营口市 2022 年环境空气监测结果汇总表 单位： $\mu\text{g}/\text{m}^3$

污染物	年评价指标	现状浓度	标准值	占标率 (%)	达标情况
PM _{2.5}	年平均	32	35	91.4	达标
PM ₁₀	年平均	55	70	78.6	达标
SO ₂	年平均	11	60	18.3	达标
NO ₂	年平均	25	40	62.5	达标
O ₃	日最大 8 小时平均值 第 90 百分位数	159	160	99.4	达标
CO	24 小时平均第 95 百分 位数	1600	4000	40.0	达标

根据上表可以判定，营口市属于环境空气质量达标区域。

3.2.2 声环境质量现状

根据调查，营口天然气处理厂项目厂界外周边 50m 范围内无声环境保护目标，本项目不进行敏感目标声环境质量现状监测。

3.2.3 生态环境现状

本项目位于营口天然气处理厂内，无新增用地。新增生产装置区属于厂区内预留用地，占地范围内无生态环境保护目标，因此本项目不进行生态环境现状调查。

3.2.4 地下水、土壤环境现状

拟建项目新增天然气处理装置及 LPG 储罐等设施，存在污染土壤、地下水的可能，本项目土壤、地下水现状背景值参照《营口天然气处理厂土壤和地下水环境自行监测报告》（2022 年）（下文简称“自行监测报告”）。

监测点位：营口天然气处理厂布设 6 个土壤监测点位和 6 个地下水监测点，见附图 10。

监测时间：2022 年 9 月 24 日

监测单位：██████████

（1）土壤现状

①土壤现状监测因子

根据“自行监测报告”，土壤监测项目共 48 项，包括《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》GB 36600-2018 中表 1 的基本项目及 pH 和 TPH 等特征因子，具体监测因子如下：

砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍、pH 值、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧

蒽、蒾、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘、C6-C9、C10-C40。

②土壤现状评价标准

项目用地为工业用地，工程范围内土壤环境质量执行《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中筛选值的第二类用地标准限值。

③土壤现状监测结果

本项目土壤监测结果中，pH 值的结果范围在 7.43~8.37 之间，在正常范围内。

本项目土壤监测结果中，所有点位的六价铬均未检出，所有点位的汞、砷、铜、镍、铅、镉等重金属项目全部检出，检出项目均未超过《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值。

本项目土壤监测结果中，所有点位的挥发性有机物（VOC）、半挥发性有机物（SVOC）项目均未检出；石油烃 C10~C40 全部检出，结果范围在 29~77mg/kg 之间；石油烃 C6~C9 部分点位有检出，结果范围在 0.06~0.08mg/kg 之间。挥发性有机物（VOC）、半挥发性有机物（SVOC）及石油烃 C10~C40 均未超过《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准（试行）》GB36600-2018 中第二类用地筛选值。石油烃 C6~C9 目前暂无对应的国家标准，不进行对标评价。

（2）地下水现状

①地下水现状监测因子

根据“自行监测报告”，地下水监测项目共 57 项，包括《地下水质量标准》GB/T 14848-2017 中表 1 常规指标（微生物指标、放射性指标除外）以及《地下水环境监测技术规范》（HJ 164-2020）附录 F 中对应行业的特征项目，具体监测因子为：

色度、嗅和味、浑浊度、肉眼可见物、pH 值、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、铜、锌、铝、挥发酚、阴离子表面活性剂、耗氧量、氨氮、硫化物、钠、亚硝酸盐氮、硝酸盐氮、氰化物、氟化物、碘化物、汞、砷、硒、镉、六价铬、铅、三氯甲烷、四氯化碳、苯、甲苯、C6-C9、C10-C40、石油类、烷基汞、总铬、镍、钒、乙苯、二甲苯（总量）、苯乙烯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、三氯苯（总量）、蒽、荧蒽、苯并[b]荧蒽、苯并[a]芘、萘。

②地下水现状评价标准

本项目厂区用地属工业用地，地下水指标依据《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的 III 类限值进行评价。其中石油类、C6~C9、C10~C40、烷基汞、乙基汞、总铬、钒等项目在《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中无对应的质量标准，本次评价，石油类因子参考《地表水环境质量标准》（GB3838—2002）III 类标准限值进行评价，C6~C9、C10~C40、烷基汞、乙基汞、总铬、钒本次不做评价。

③地下水现状评价结果

所有点位的石油类、色度、臭和味、肉眼可见物、挥发酚、阴离子表面活性剂、硫化物、氰化物、碘化物、汞、硒、六价铬、三氯甲烷、四氯化碳、苯、甲苯、烷基汞、乙基汞、乙苯、二甲苯（总量）、苯乙烯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、三氯苯（总量）、蒽、荧蒽、苯并[b]荧蒽、苯并[a]芘、萘等项目均未检出。

所有点位的 pH 值、总硬度、溶解性总固体、铁、铜、锌、铝、耗氧量、氨氮、钠、亚硝酸盐氮、硝酸盐氮、镉、铅、镍均满足《地下水质量标准》GB/T 14848-2017 的 III 类限值。

硫酸盐有一个监测点位(MW5)超过《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的 III 类限值，超标倍数为 0.22，超标率为 17%，满足 IV 类限值要求；锰有一个监测点位(MW5)超过《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的 III 类限值，超标倍数为 0.66，超标率为 17%，满足 IV 类限值要求。氟化物监测点位均超过《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的 III 类限值，超标倍数为 0.17~0.95，满足 IV 类限值要求。

结合区域水文地质条件、区域开发情况等，硫酸盐、锰、氟化物等因子超标原因与区域水文地质条件有关，本区临近海岸线，近海浅层水为咸水，从而造成硫酸盐、锰、氟化物等因子超标。

与项目有关的原有环境污染和生态破坏

3.3 现有工程环保手续执行情况

(1) 现有工程环保手续执行情况

与本项目相关的现有工程环评及批复情况情况详见下表，本项目建设内容所在平台及依托工程均履行了相关的环保手续。

表 3-3 与本项目相关的环评及批复情况

现有工程	环评名称	环评批复的工程内容	环评批复情况	竣工验收情况
JZ25-1S CEP 至 SZ36-1 CEPK 天然气管道	《SZ36-1 油田 I 期及 LD5-2 油田调整工程环境影响报告书》	新建 1 座综合平台(SZ36-1CEPK)、3 座井口平台（SZ36-1WHPK、SZ36-1WHPL、LD5-2WHPB）、1 座电脱水平台（SZ36-1EDP）以及相应的海底管道和电缆，并对 5 座老平台进行适应性改造。	国海环字（2010）262 号	国海环字（2013）74 号
水下三通至 SZ36-1WHPM 的天然气管道	《绥中 36-1 油田 II 期综合调整工程环境影响报告书》	新建 2 座井口平台（SZ36-1WHPM/N）、1 座油气处理平台（SZ36-1CEPN）、1 座生产水处理平台（SZ36-1CEPO）以及相应的海底管道和电缆，并对 6 座老平台进行适应性改造。	国海环字（2012）699 号	国海环字（2014）388 号
营口天然气处理厂、JZ25-1S CEP 平台至营口天然气终端的天然气管道	《锦州 25-1 南油田天然气田天然气管道及陆上终端环境影响报告书》	新建 1 条 JZ25-1S CEP 平台至营口天然气终端的天然气管道，新建 1 座陆上终端（营口终端）。	国海环字（2012）34 号	国海环字（2015）14 号

问题	管道				
	JZ25-1S WHPD、JZ25-1S WHPE、JZ25-1S CEPF	《锦州 25-1/25-1 南油气田 II 期开发工程环境影响报告书》	新建 3 座井口平台（JZ25-1S WHPC、JZ25-1S WHPD、JZ25-1S WHPE）、1 座中心平台（JZ25-1S CEPF）	国海环字（2014）40 号	环验（2018）8 号
	绥中 36-1 终端	《绥中 36-1 油田整体开发工程环境影响报告书》	绥中 36-1 油田海上平台、绥中 36-1 终端	环函（1999）361 号	国海环字（2005）38 号
		《锦州 25-1/锦州 25-1 南油（气）田开发工程及绥中 36-1 终端码头扩建工程环境影响报告书》	新建 3 座井口平台（JZ25-1S WHPA、JZ25-1S WHPB、JZ25-1WHPA）、2 座中心平台（JZ25-1S CEP、JZ25-1CEP）以及相应的海底管道和电缆，并对绥中 36-1 终端码头进行扩建。	国海环字（2010）460 号、国海环字（2012）4 号	国海环字（2013）247 号、国海环字（2013）281 号
	《绥中 36-1 原油处理厂新增原油储罐项目环境影响报告表》	新建 2 座 50000 m ³ 原油储罐	国海环字（2013）208 号	/	

(2) 营口天然气处理厂环保手续执行情况

营口天然气处理厂所在的环评名称为《锦州 25-1 南油气田天然气管道及陆上终端环境影响报告书》，2012 年 5 月由中海油研究总院编制完成环评，2012 年 9 月 14 日取得环评批复（国海环字〔2012〕634 号），2015 年取得竣工验收批复（国海环字〔2015〕14 号）。根据《固定污染源排污许可分类管理名录（2019 年版）》，营口天然气处理厂实行排污许可证登记管理（锅炉通用工序），建设单位已进行了排污许可登记管理。

表3-4 现有工程履行环保手续概况

现有工程名称	环保手续名称	履行情况
营口天然气处理厂	环境影响报告书	该工程环境影响报告书于2012年5月由中海油研究总院编制完成；2012年9月14日取得环评批复（国海环字〔2012〕634号）。
	竣工环境保护验收	2015 年取得竣工验收批复（国海环字〔2015〕14 号）。
	排污许可手续	根据《固定污染源排污许可分类管理名录（2019年版）》，营口天然气处理厂实行排污许可证登记管理（锅炉通用工序），建设单位已进行了排污许可登记管理。

3.4 海上工程环保设施运行情况

与本项目相关海上工程环保设施主要是 JZ25-1S WHPD 平台生活污水处理设施、依托平台 JZ25-1SCEPF、JZ25-1S CEP 的生活污水和生产废水处理设施。

根据 2022 年生活污水例行环境监测报表，JZ25-1S WHPD、JZ25-1S CEPF、JZ25-1S CEP 生活污水经处理后 COD 含量 ≤ 300mg/L，符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）中的一级标准。根据 2022 年生产水例行环境监测报表，JZ25-1S CEPF、JZ25-1S

CEP 平台含油生产水出水中石油类含量 $\leq 30\text{mg/L}$ ，符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2022）中石油类 $\leq 30\text{mg/L}$ 的标准要求。

综上，与本项目相关的海上平台含油生产水和生活污水处理设施运行正常。

表 3-5 生活污水（COD）月平均监测值 单位：mg/L

时间	JZ25-1S WHPD	JZ25-1S CEPF	JZ25-1S CEP
2022 年 1 月	27.0	28.0	43.0
2022 年 2 月	34.5	78.0	43.5
2022 年 3 月	79.0	30.0	91.5
2022 年 4 月	118.5	28.5	82.5
2022 年 5 月	167.5	109.0	88.0
2022 年 6 月	55.0	64.5	71.0
2022 年 7 月	35.0	99.0	62.0
2022 年 8 月	46.2	69.0	63.5
2022 年 9 月	17.5	69.9	63.6
2022 年 10 月	24.3	16.6	21.6
2022 年 11 月	15.6	72.7	52.8
2022 年 12 月	48.0	21.3	35.5

表 3-6 含油生产水月平均监测结果 单位：mg/L

时间	JZ25-1S CEP	JZ25-1S CEPF
2022 年 1 月	4.71	6.65
2022 年 2 月	4.85	6.04
2022 年 3 月	4.93	6.71
2022 年 4 月	4.44	6.70
2022 年 5 月	5.51	8.93
2022 年 6 月	4.98	7.39
2022 年 7 月	4.78	6.06
2022 年 8 月	4.48	6.77
2022 年 9 月	3.98	5.73
2022 年 10 月	3.62	6.17
2022 年 11 月	3.48	5.74
2022 年 12 月	3.88	6.1

3.5 陆地终端环保设施运行情况

3.5.1 废气

营口天然气处理厂现有工程废气排放源主要包括导热油炉燃料废气，罐区静置损耗与工作损耗无组织排放的VOCs，以及设备与管线组件密封件泄漏无组织排放的VOCs，火炬气排放口。

3.5.1.1 有组织排放废气

营口天然气处理厂现有2个导热油炉废气排放口和1个火炬排放口，导热油炉废气排放口高度为15m，火炬排放口高度约70m。

(1) 导热油炉废气

①达标排放分析

谱尼测试科技（天津）有限公司于2022年对营口天然气处理厂导热油炉烟气开展了监测，监测因子为二氧化硫、氮氧化物、颗粒物、烟气黑度。监测结果表明烟气黑度（林格曼）<1级，颗粒物实测浓度<1mg/m³，氮氧化物最大排放浓度为141mg/m³，二氧化硫最大排放浓度为8mg/m³，均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表3燃气锅炉排放限值。氮氧化物和二氧化硫监测结果见下表。

表 3-7 有组织废气达标判定情况

监测时间	导热油炉标号	氮氧化物			二氧化硫		标干烟气 (×10 ³ m ³ /h)	是否达标
		实测浓度 (mg/m ³)	折算浓度 (mg/m ³)	排放速率 (kg/h)	实测浓度 (mg/m ³)	折算浓度 (mg/m ³)		
2022.1	A	70	80	0.234	<3	<3	3.34	达标
2022.2	A	97	106	0.270	<3	<3	2.77	达标
2022.4	A	24	27	0.117	7	8	4.86	达标
2022.5	A	127	141	0.440	<3	<3	3.42	达标
2022.6	B	108	119	0.250	<3	<3	2.32	达标
2022.7	A	90	94	0.328	<3	<3	3.64	达标
2022.8	A	113	129	0.260	<3	<3	2.27	达标
2022.10	A	120	132	0.400	<3	<3	3.04	达标
2022.11	B	82	86	0.297	<3	<3	3.62	达标
2022.12	B	123	129	0.517	<3	<3	4.20	达标
标准限值		/	150	/	/	50	/	/
执行标准		《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表3燃气锅炉排放限值						

备注：2022年3月和9月因疫情原因未进行监测。

b. 导热油炉废气污染物排放量

①氮氧化物

现有工程设置2台5000kW导热油炉（1用1备），根据2022年谱尼测试科技（天津）有限公司对营口天然气处理厂的监测结果（见表3-7），氮氧化物最大排放速率为0.517kg/h，年生产天数365天，2022年导热油炉废气中氮氧化物排放量约4.53t/a。

②颗粒物

根据建设单位统计数据，2020~2023年导热油炉天然气消化量分别为243.9万m³/a、222.5万m³/a、256.3万m³/a。参照《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》（HJ953-2018），锅炉燃料消耗量按照前三年平均值，本项目现有导热油炉天然气消耗量取2020~2023年平均值，即现有导热油炉天然气平均消耗量为240.9万m³/a。本项目烟气排放口基准烟气量为14.13Nm³/m³，颗粒物浓度保守取《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表3规定的大气污染物特别排放限值（20mg/m³），现有工程导热油炉废气中颗粒物排放量为0.68t/a。

③二氧化硫

现有导热油炉天然气平均消耗量为 240.9 万 m³/a，根据营口天然气处理厂 2022 年 8 月份燃气检测报告，总硫为 3.2mg/m³，考虑到气田总硫含量有波动，保守考虑以产品质量要求总硫（以硫计）≤20mg/m³ 计带入，现有工程导热油炉废气中二氧化硫的排放量为 0.10t/a。

④挥发性有机物

现有导热油炉天然气平均消耗量为 240.9 万 m³/a，参考二污普燃气锅炉系数（1.68kg/万 m³ 天然气），核算其燃烧烟气中挥发性有机物产生和排放量。现有工程导热油炉废气中挥发性有机物的排放量为 0.40t/a。

（2）火炬气

营口天然气处理厂现有 1 套火炬系统，参照《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》（环办〔2015〕104 号）中火炬总烃排放系数，以及《污染源源强核算技术指南 石油炼制工业》（HJ 982-2018）中火炬二氧化硫和氮氧化物核算方法，二氧化硫采用物料衡算法，氮氧化物采用产污系数法（取值 0.054kg/m³）。

① 长明灯

根据建设单位统计数据，长明灯燃料消耗量约为 78840m³/a。经核算，长明灯产生的氮氧化物排放量为 4.26t/a，二氧化硫排放量为 0.0032t/a，VOCs 排放量为 0.18t/a。

②非正常工况

非正常工况主要指停产检修或出现事故，以及管道、设备中天然气超压，需将一部分天然气通过火炬放空燃烧。根据建设单位统计数据，非正常工况火炬气流量为 43139m³/a，经核算，非正常工况火炬气产生的氮氧化物排放量为 2.33t/a，二氧化硫排放量为 0.0017t/a，VOCs 排放量为 0.10t/a。

3.4.1.2 无组织排放废气

（1）厂界达标分析

为了有效控制营口天然气处理厂生产装置中挥发性有机物（VOCs）的无组织排放，营口天然气处理厂 2022 年委托中海油节能环保服务有限公司开展了生产装置泄漏检测与修复（LDAR）工作。

谱尼测试科技（天津）有限公司于 2022 年 12 月 11~15 日对营口天然气处理厂边界的非甲烷总烃进行了监测，监测点位见“附件 7 中的（4）厂界无组织废气达标分析报告摘选”。监测结果表明，非甲烷总烃浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）中对企业边界非甲烷总烃浓度控制要求。

表 3-8 厂界非甲烷监测结果

监测时间	监测点位	监测浓度	排放限值	执行标准
2022.12.11	上风向 O1	0.32~0.45	4.0	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标
	下风向 O2	0.45~0.58		

	下风向 O3	0.51~0.68	准》(GB39728—2020)
	下风向 O4	0.41~0.68	
2022.12.12	上风向 O1	0.36~0.79	
	下风向 O2	0.48~0.94	
	下风向 O3	0.43~0.88	
	下风向 O4	0.43~1.05	
2022.12.13	上风向 O1	0.36~0.43	
	下风向 O2	0.40~0.56	
	下风向 O3	0.40~0.56	
	下风向 O4	0.49~0.60	
2022.12.14	上风向 O1	0.34~0.36	
	下风向 O2	0.36~0.59	
	下风向 O3	0.37~0.41	
	下风向 O4	0.37~0.53	
2022.12.14	上风向 O1	0.39~0.50	
	下风向 O2	0.41~0.72	
	下风向 O3	0.40~1.01	
	下风向 O4	0.41~0.63	

(2) 无组织污染物核算

参考《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》(环办[2015]104 号)要求, 现有工程挥发性有机物 (VOCs) 污染源主要包括设备动静密封点泄漏, 废水集输、储存、处理处置过程逸散和燃烧烟气排放。

①设备与管线组件密封点泄漏

现有工程设备的泵、阀门、法兰和连接件等设备动静密封点流经挥发性有机液体、气体时, 会存在一定量的挥发性有机物 (VOCs) 的泄漏排放, 主要成分为甲烷, 另外还有极少量的非甲烷总烃。泄漏的 VOCs 参照《排污许可申请与核发技术规范 石化工业》(HJ853-2017) 中下列公式进行计算, 现有工程动静密封点挥发性有机物 (VOCs) 泄漏量为 7.40t/a, 其核算过程见附表 4。

②废水集输、储存、处理处置过程逸散

营口天然气处理厂有一套污水收集系统, 主要收集生产废水、初期雨水, 经由密闭管线输送至污水收集池, 达到一定液位后输送至污水处理厂处理。参照《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》(环办〔2015〕104 号), 污水收集系统及油水分离、其他污水处理设施 VOCs 单位排放强度分别为 0.6kg/m³ 和 0.005kg/m³。现有工程污水集输、储存、处理处置过程挥发性有机物产生量共 2.50t/a。

表 3-9 现有工程废水处理过程挥发性有机物排放量

序号	污染源	排放系数 (kg/m ³)	排水量 (m ³ /a)	排放量 (t/a)
1	收集系统	0.6	4137	2.48
2	处理系统	0.005	4137	0.02
合计				2.50

③取样系统

营口天然气处理厂现场装置有 17 个开放式采样口，营口处理厂按照排放系数法核算 VOCs，排放系数参照石油炼制行业“取样连接系统”和“开口管线”排放系数，即分别为 0.015kg/h、0.0023kg/h，营口天然气处理厂采样口 VOCs 排放量为 0.11t/a。

④有机液体储存与调和挥发损失甲醇罐产生的 VOCs

营口天然气处理厂现有甲醇罐 1 个（固定顶罐），容积为 21m³，甲醇罐在存储过程中会产生部分挥发性有机物，主要来自于存储过程中蒸发静置损失（俗称小呼吸）和接受物料过程中产生的工作损失（俗称大呼吸）。

参照《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》（HJ 853-2017）中挥发性有机液体储罐排放的挥发性有机物（VOCs）计算公式进行计算。营口天然气处理厂现有甲醇储罐储存过程中挥发性有机物排放量最大为 0.10t/a。

3.5.1.3 废气排放量汇总

营口天然气处理厂现有工程废气污染物排放总量见下表。现有工程二氧化硫、氮氧化物、颗粒物、挥发性有机物排放总量分别为 0.11t/a、11.12t/a、0.68t/a、10.79t/a。

表 3-10 废气污染物排放量汇总 单位：t/a

类型	污染源	二氧化硫	氮氧化物	颗粒物	挥发性有机物
有组织废气	导热油炉废气排放口	0.10	4.53	0.68	0.40
无组织废气	设备与管线组件密封点泄漏	/			7.40
	污水集输、储存、处理处置过程逸散	/			2.50
	取样系统	/			0.11
	甲醇储罐	/			0.10
	小计	/	/	/	10.11
火炬	长明灯	0.0032	4.26	0.00	0.18
	非正常工况火炬气	0.0017	2.33	0.00	0.10
总计		0.11	11.12	0.68	10.79

3.5.2 废水

营口天然气处理厂废水主要为职工生活污水、生产废水、初期雨水等。生活污水经处理后，部分废水排到厂内绿化管线，用于厂内绿化，多余的生活污水排放盖州市第二污水处理厂；生产废水、初期雨水等污水经收集排入厂内含油污水处理系统，处理达标后与生活污水合并排入盖州市第二污水处理厂进行深度处理。

经统计，现有工程废水排放量约 12744m³/a。结合营口天然气处理厂近一年的废水出口水质监测结果，现有工程废水污染物排放量分别为：化学需氧量为 0.242t/a，氨氮为 0.019t/a，五日生化需氧量为 0.033t/a，石油类为 0.004t/a。

表 3-11 废水总出口水质监测结果

监测项目	单位	日期				浓度取值	限值
		2022.4	2022.8	2022.11	2023.1		
五日生化需氧量	mg/L	1.4	1.2	2.6	1.7	2.6	≤250
化学需氧量	mg/L	8	7	19	15	19	≤300
悬浮物	mg/L	<4	<4	<5	8	8	≤300
氨氮（以 N 计）	mg/L	未检出	1.50	<0.01	<0.01	1.5	30
石油类	mg/L	0.24	0.27	0.19	0.28	0.28	≤20.0

3.5.3 噪声

谱尼测试科技（天津）有限公司于 2022 年 4 月 27 日对营口天然气处理厂厂界噪声开展监测，监测期间项目正常生产。

表 3-12 2022 年 4 月噪声监测结果 Leq (dB (A))

	监测时段	测点位置	测量值	背景值	结果值	排放限值	评价
昼间	10:11~10:12	1	54.4	—	54	65	合格
	10:18~10:19	2	52.0	—	52	65	合格
	10:26~10:27	3	50.3	—	50	65	合格
	10:37~10:28	4	53.1	—	53	65	合格
	10:44~10:45	5	54.7	—	55	65	合格
	10:58~10:59	6	54.3	—	54	65	合格
	11:11~11:12	7	53.3	—	53	65	合格
	11:20~11:21	8	52.8	—	53	65	合格
夜间	22:05~22:06	1	44.3	—	44	55	合格
	22:16~22:17	2	40.6	—	41	55	合格
	22:29~22:30	3	43.2	—	43	55	合格
	22:38~22:39	4	41.5	—	42	55	合格
	22:47~22:48	5	42.5	—	43	55	合格
	22:57~22:58	6	42.7	—	43	55	合格
	23:09~23:10	7	40.7	—	41	55	合格
	23:21~23:22	8	39.8	—	40	55	合格

图 3-1 2022 年 4 月噪声监测点位示意图

监测结果表明，营口天然气处理厂现有工程厂界昼间、夜间噪声值均符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 3 类标限值要求。

3.5.4 固废

营口天然气处理厂现有工程固体废物产生情况如下：

- (1) 生活垃圾，产生量约 108t/a，外委处置。
- (2) 一般工业固体废物：天然气脱水干燥单元设备产生的废分子筛，每 2~3 年更换一次，产生量约为 30t/次，其他一般工业固体废物，产生量约 14.4t/a，委托处置。

(3) 危废废物：含油废物及废油桶等，产生量约 48t/a，含有或沾染试剂废物的废弃包装物、容器、过滤吸附介质等，产生量约 3.2t/a，交有资质单位处理。

表 3-13 现有工程固体废物产生及处置概况

废物名称		废物代码	废物类别	物理性状	危险特性	2022 年实际产生量 (吨)	处置去向
危险废物	含油废物及废油桶	900-249-08、 900-201-08、 900-219-08、 900-217-08	HW08	液体	T, I	48	交有资质单位处理
	含有或沾染试剂废物的废弃包装物、容器、过滤吸附介质等	900-041-49	HW49	固体	T/In	3.2	交有资质单位处理
一般工业固体废物		/	废分子筛	固态	/	30	外委处置
		/	其他一般工业固体废物	固体	/	14.4	外委处置
生活垃圾		/	生活垃圾	固体	/	108	外委处置

3.5.5 现有工程污染物排放量汇总

营口天然气处理厂现有工程主要污染物排放情况汇总见下表。

表 3-14 现有工程主要污染物产生量及排放量情况 单位：t/a

污染源		主要污染物	治理措施	排放量 (固体废物产生量)	排放去向
废气	有组织 导热油炉 燃烧烟气	二氧化硫	清洁低硫燃料	0.10	环境空气
		氮氧化物		4.53	
		颗粒物		0.68	
		挥发性有机物		0.4	
	无组织排放源	挥发性有机物	定期开展泄漏检测与修复 (LDAR) 工作	10.11	
	火炬	二氧化硫	/	0.0049	
		氮氧化物		6.59	
挥发性有机物		0.28			
废水	生产废水+生活污水	石油类	平流式隔油池, 双滤料过滤器	0.004	经处理后排入盖州市第二污水处理厂
		COD	化粪池、调节池、一体化污水处理装置	0.242	
		氨氮		0.019	
		BOD ₅		0.033	
固废	生活垃圾	纸、塑料等	—	108	外委处置
	一般工业固体废物	废分子筛	—	30t/次	委托处置
		其他一般工业固体废物	—	14.4	委托处置
	危险废物	含油废物及废油桶	—	48	委托有资质单

		含有或沾染试剂废物的废弃包装物、容器、过滤吸附介质等	贮存在危废贮存间	3.2	位处理																																					
<p>综上，现有工程未发现环保问题。</p>																																										
生态环境 保护 目标	<p>本项目建设内容包括海上工程和陆地终端适应性改造工程两部分，因此生态环境保护目标按照海上工程和陆地终端适应性改造工程分别介绍。</p> <p>1. 海上工程生态环境保护目标</p> <p>参考《海洋工程环境影响评价技术导则（GB/T 19485-2014）》中海洋生态环境影响三级评价范围（5km），本次评价海域环境仅识别本项目调整井工程周边 5km 内敏感目标，经识别，本项目周边 5km 内的敏感目标主要为辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区（实验区），最近距离约 4.5km；本项目位于小黄鱼、蓝点马鲛产卵场内，位于鲹、鲷、黄姑鱼、中国毛虾的索饵场内，距离中国对虾产卵场的最近距离约 8.9km；本项目与其他敏感目标的相对距离均在 10km 以上，正常工况下均不会对其产生影响。</p> <p>本项目海上工程附近的主要环境敏感目标分布见附图 11。</p> <p style="text-align: center;">表 3-15 海上工程主要环境敏感目标分布表</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th rowspan="2">敏感区类型</th> <th rowspan="2">敏感目标名称</th> <th rowspan="2">保护对象/保护期</th> <th colspan="2">位置关系</th> </tr> <tr> <th>方位</th> <th>最近距离（km）</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>水产种质资源保护区</td> <td>辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区（实验区）</td> <td>中国明对虾、小黄鱼等及其物种多样性、水质。核心区特别保护期为 4 月 25 日-6 月 15 日</td> <td>西</td> <td>4.5km（JZ25-1S WHPD）</td> </tr> <tr> <td rowspan="6">重要渔业水域——三场一通道</td> <td>小黄鱼</td> <td>黄鱼及其生境；产卵期 5 月到 6 月，浮性卵</td> <td colspan="2">位于其产卵场内</td> </tr> <tr> <td>蓝点马鲛</td> <td>蓝点马鲛及其生境；产卵期 5 月中旬至 6 月上旬，浮性卵</td> <td colspan="2">位于其产卵场内</td> </tr> <tr> <td>鲹</td> <td>鲹及其生境；产卵期 6 月，浮性卵境</td> <td colspan="2">位于其索饵场内</td> </tr> <tr> <td>鲷</td> <td>鲷及其生境；产卵期 5 月到 6 月，浮性卵</td> <td colspan="2">位于其索饵场内</td> </tr> <tr> <td>黄姑鱼</td> <td>黄姑鱼及其生境；产卵期 5 月到 6 月，浮性卵</td> <td colspan="2">位于其索饵场内</td> </tr> <tr> <td>中国毛虾</td> <td>中国毛虾及其生境；产卵期 5~6 月，6 月为产卵盛期，浮性卵</td> <td colspan="2">JZ25-1S WHPE 位于其索饵场内</td> </tr> </tbody> </table>					敏感区类型	敏感目标名称	保护对象/保护期	位置关系		方位	最近距离（km）	水产种质资源保护区	辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区（实验区）	中国明对虾、小黄鱼等及其物种多样性、水质。核心区特别保护期为 4 月 25 日-6 月 15 日	西	4.5km（JZ25-1S WHPD）	重要渔业水域——三场一通道	小黄鱼	黄鱼及其生境；产卵期 5 月到 6 月，浮性卵	位于其产卵场内		蓝点马鲛	蓝点马鲛及其生境；产卵期 5 月中旬至 6 月上旬，浮性卵	位于其产卵场内		鲹	鲹及其生境；产卵期 6 月，浮性卵境	位于其索饵场内		鲷	鲷及其生境；产卵期 5 月到 6 月，浮性卵	位于其索饵场内		黄姑鱼	黄姑鱼及其生境；产卵期 5 月到 6 月，浮性卵	位于其索饵场内		中国毛虾	中国毛虾及其生境；产卵期 5~6 月，6 月为产卵盛期，浮性卵	JZ25-1S WHPE 位于其索饵场内	
	敏感区类型	敏感目标名称	保护对象/保护期	位置关系																																						
				方位	最近距离（km）																																					
	水产种质资源保护区	辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区（实验区）	中国明对虾、小黄鱼等及其物种多样性、水质。核心区特别保护期为 4 月 25 日-6 月 15 日	西	4.5km（JZ25-1S WHPD）																																					
	重要渔业水域——三场一通道	小黄鱼	黄鱼及其生境；产卵期 5 月到 6 月，浮性卵	位于其产卵场内																																						
		蓝点马鲛	蓝点马鲛及其生境；产卵期 5 月中旬至 6 月上旬，浮性卵	位于其产卵场内																																						
		鲹	鲹及其生境；产卵期 6 月，浮性卵境	位于其索饵场内																																						
		鲷	鲷及其生境；产卵期 5 月到 6 月，浮性卵	位于其索饵场内																																						
		黄姑鱼	黄姑鱼及其生境；产卵期 5 月到 6 月，浮性卵	位于其索饵场内																																						
		中国毛虾	中国毛虾及其生境；产卵期 5~6 月，6 月为产卵盛期，浮性卵	JZ25-1S WHPE 位于其索饵场内																																						
<p>2. 陆地终端适应性改造工程生态环境保护目标</p> <p>营口天然气处理厂所在区域周边敏感目标详见附图 12。</p> <p>（1）大气环境</p>																																										

	<p>本项目建设地点位于营口仙人岛能源化工区，根据调查，本项目厂界外500m范围内无自然保护区、风景名胜区、居住区、文化区和农村地区中人群较集中的区域等保护目标。</p> <p>(2) 声环境</p> <p>根据调查，本项目厂界外50m范围内无声环境保护目标。</p> <p>(3) 地下水环境</p> <p>根据调查，本项目厂界外500m范围内无地下水集中式饮用水源和热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源。</p> <p>(4) 生态环境</p> <p>根据调查，本项目厂界外 500m 评价范围内无风景旅游区、森林及国家、省、市级重点文物保护单位等环境敏感目标。</p>																																		
评价标准	<p>本项目建设内容包括海上工程和陆地终端适应性改造工程两部分，因此评价标准按照海上工程和陆地终端适应性改造工程分别介绍。</p> <p>3.6 海上工程评价标准</p> <p>3.6.1 环境质量标准</p> <p>本项目海上工程环境质量标准详见下表。</p> <p style="text-align: center;">表 3-16 环境质量标准</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 15%;">类别</th> <th style="width: 60%;">采用标准</th> <th style="width: 25%;">等级</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>海水水质</td> <td>《海水水质标准》（GB3097-1997）</td> <td rowspan="2" style="text-align: center;">不劣于现状</td> </tr> <tr> <td>海洋沉积物</td> <td>《海洋沉积物质量》（GB18668-2002）</td> </tr> <tr> <td rowspan="3" style="text-align: center;">海洋生物生态</td> <td style="text-align: center;">贝类（双壳）</td> <td>《海洋生物质量》（GB18421-2001）</td> <td style="text-align: center;">一类</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">软体动物、鱼类、甲壳类（重金属）</td> <td colspan="2" style="text-align: center;">《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">软体动物、鱼类、甲壳类（石油烃）</td> <td colspan="2" style="text-align: center;">《第二次全国海洋污染基线调查技术规程》（第二分册）</td> </tr> </tbody> </table> <p>3.6.2 污染物排放标准</p> <p>本项目运营期不新增排海污染物，海上工程污染物执行标准详见下表。</p> <p style="text-align: center;">表 3-17 污染物执行标准</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 10%;">污染物</th> <th style="width: 25%;">采用标准</th> <th style="width: 10%;">等级</th> <th style="width: 10%;">污染因子</th> <th style="width: 15%;">标准值</th> <th style="width: 30%;">适用对象</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2" style="text-align: center;">非钻井油层水基钻井液、非钻井油层水基钻井液钻屑</td> <td>《海洋石油勘探开发污染物生物毒性分级》（GB18420.1-2009）</td> <td style="text-align: center;">一级</td> <td></td> <td style="text-align: center;">≥30000mg/L</td> <td rowspan="2" style="text-align: center;">海上钻井完井作业过程中排放的非钻井油层水基钻井液和非钻井油层水基钻井液钻屑</td> </tr> <tr> <td>《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》</td> <td style="text-align: center;">一级</td> <td style="text-align: center;">石油类</td> <td style="text-align: center;">禁止排放钻井油层钻屑和钻井油层钻井液</td> </tr> </tbody> </table>	类别	采用标准	等级	海水水质	《海水水质标准》（GB3097-1997）	不劣于现状	海洋沉积物	《海洋沉积物质量》（GB18668-2002）	海洋生物生态	贝类（双壳）	《海洋生物质量》（GB18421-2001）	一类	软体动物、鱼类、甲壳类（重金属）	《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》		软体动物、鱼类、甲壳类（石油烃）	《第二次全国海洋污染基线调查技术规程》（第二分册）		污染物	采用标准	等级	污染因子	标准值	适用对象	非钻井油层水基钻井液、非钻井油层水基钻井液钻屑	《海洋石油勘探开发污染物生物毒性分级》（GB18420.1-2009）	一级		≥30000mg/L	海上钻井完井作业过程中排放的非钻井油层水基钻井液和非钻井油层水基钻井液钻屑	《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》	一级	石油类	禁止排放钻井油层钻屑和钻井油层钻井液
类别	采用标准	等级																																	
海水水质	《海水水质标准》（GB3097-1997）	不劣于现状																																	
海洋沉积物	《海洋沉积物质量》（GB18668-2002）																																		
海洋生物生态	贝类（双壳）	《海洋生物质量》（GB18421-2001）	一类																																
	软体动物、鱼类、甲壳类（重金属）	《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》																																	
	软体动物、鱼类、甲壳类（石油烃）	《第二次全国海洋污染基线调查技术规程》（第二分册）																																	
污染物	采用标准	等级	污染因子	标准值	适用对象																														
非钻井油层水基钻井液、非钻井油层水基钻井液钻屑	《海洋石油勘探开发污染物生物毒性分级》（GB18420.1-2009）	一级		≥30000mg/L	海上钻井完井作业过程中排放的非钻井油层水基钻井液和非钻井油层水基钻井液钻屑																														
	《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》	一级	石油类	禁止排放钻井油层钻屑和钻井油层钻井液																															

	(GB4914-2008)		Hg (重晶石中最大值)	≤1mg/kg	屑
			Cd (重晶石中最大值)	≤3mg/kg	
钻井油层水基钻井液、钻井油层水基钻井液屑	《海洋石油勘探开发污染物生物毒性分级》(GB18420.1-2009)	不得排放入海			
工业及生活垃圾	《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)	一级	禁止排放或弃置入海		施工期海上平台生产垃圾、生活垃圾的处置,运营期海上平台新增生产垃圾的处置
生活污水	《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)	一级	COD	300mg/L 粪便经消毒和粉碎等处理	施工期海上平台生活污水排放
含油生产污水	《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2022)	注入层平均空气渗透率: > 0.5μm ² ~≤ 1.55μm ²	石油类	≤30mg/L	运营期含油生产污水注入地层

3.7 陆地终端适应性改造工程评价标准

3.7.1 环境质量标准

(1) 大气环境质量标准

陆地终端适应性改造工程所在地区为营口仙人岛经济开发区,所在区域环境空气功能区划为二类区,基本污染物 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、O₃、CO 执行《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及其修改单(生态环境部 2018 年 29 号)的二级标准;特征因子非甲烷总烃(NMHC)浓度参照执行《大气污染物综合排放标准详解》中的标准限值。

表 3-18 环境空气质量标准限值

污染物	取值时间	浓度限值(二级)	单位	备注
SO ₂	年平均	60	μg/m ³	《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及其修改单(生态环境部 2018 年 29 号)
	24 小时平均	150		
	1 小时平均	500		
NO ₂	年平均	40		
	24 小时平均	80		
	1 小时平均	200		
CO	24 小时平均	4	mg/m ³	

	1 小时平均	10		《大气污染物综合排放标准详解》
O ₃	日最大 8 小时平均	160	μg/m ³	
	1 小时平均	200		
PM ₁₀	年平均	70		
	24 小时平均	150		
PM _{2.5}	年平均	35		
	24 小时平均	75		
NMHC	1 小时平均	2.0	mg/m ³	

(2) 声环境质量标准

陆地终端适应性改造工程用地为工业用地，根据《声环境质量标准》(GB3096-2008)，项目所在地以工业生产为主要功能，为 3 类区，声环境质量标准执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)中的 3 类声环境功能区限值，即昼间 65dB(A)，夜间 55dB(A)。

表 3-19 声环境质量标准一览表

标准名称	类别	参数名称	标准限值 dB (A)	
《声环境质量标准》 (GB3096-2008)	3 类	等效连续 A 声级	昼间	夜间
			65	55

(3) 生态环境风险管控标准

陆地终端适应性改造工程用地为工业用地，工程范围内土壤污染风险管控标准执行《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中筛选值的第二类用地标准限值。

表 3-20 建设用地土壤污染风险筛选值（单位：mg/kg）

序号	污染物项目	CAS 编号	筛选值（第二类用地）	环境标准
重金属和无机物				GB36600-2018
1	砷	7440-38-2	60	
2	镉	7440-43-9	65	
3	铬（六价）	18540-29-9	5.7	
4	铜	7440-50-8	18000	
5	铅	7439-92-1	800	
6	汞	7439-97-6	38	
7	镍	7440-02-0	900	
8	钒	7440-62-2	752	
9	氰化物	57-12-5	135	
挥发性有机物				
10	四氯化碳	56-23-5	2.8	
11	氯仿	67-66-3	0.9	
12	氯甲烷	74-87-3	37	
13	1,1-二氯乙烷	75-34-3	9	

14	1,2-二氯乙烷	107-06-2	5
15	1,1-二氯乙烯	75-35-4	66
16	顺-1,2-二氯乙烯	156-59-2	596
17	反-1,2-二氯乙烯	156-60-5	54
18	二氯甲烷	75-09-2	616
19	1,2-二氯丙烷	78-87-5	5
20	1,1,1,2-四氯乙烷	630-20-6	10
21	1,1,2,2-四氯乙烷	79-34-5	6.8
22	四氯乙烯	127-18-4	53
23	1,1,1-三氯乙烷	71-55-6	840
24	1,1,2-三氯乙烷	79-00-5	2.8
25	三氯乙烯	79-01-6	2.8
26	1,2,3-三氯丙烷	96-18-4	0.5
27	氯乙烯	75-01-4	0.43
28	苯	71-43-2	4
29	氯苯	108-90-7	270
30	1,2-二氯苯	95-50-1	560
31	1,4-二氯苯	106-46-7	20
32	乙苯	100-41-4	28
33	苯乙烯	100-42-5	1290
34	甲苯	108-88-3	1200
35	间二甲苯+对二甲苯	108-38-3,106-42-3	570
36	邻二甲苯	95-47-6	640
半挥发性有机物			
37	硝基苯	98-95-3	76
38	苯胺	62-53-3	260
39	2-氯酚	95-57-8	2256
40	苯并[a]蒽	56-55-3	15
41	苯并[a]芘	50-32-8	1.5
42	苯并[b]荧蒽	205-99-2	15
43	苯并[k]荧蒽	207-08-9	151
44	蒽	218-01-9	1293
45	二苯并[a, h]蒽	53-70-3	1.5
46	茚并[1,2,3-cd]芘	193-39-5	15
47	萘	91-20-3	70
石油烃类			
48	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	-	4500

(3) 地下水环境质量标准

陆地终端适应性改造工程地下水评价执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)中Ⅲ类标准,对标准中未涉及的石油类指标参照执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)Ⅲ类标准。

表 3-21 地下水环境质量标准

项目	量纲	标准限值	备注
色度	度	≤15	GB/T 14848-2017
嗅和味	无量纲	无	
肉眼可见物	无量纲	无	
pH	无量纲	6.5~8.5	
总硬度	mg/L	≤450	
溶解性总固体	mg/L	≤1000	
硫酸盐	mg/L	≤250	
氯化物	mg/L	≤250	
铁	mg/L	≤0.3	
锰	mg/L	≤0.10	
铜	mg/L	≤1.0	
锌	mg/L	≤1.0	
挥发性酚类(以苯酚计)	mg/L	≤0.002	
耗氧量(COD _{Mn} 法, 以 O ₂ 计)	mg/L	≤3.0	
氨氮(以 N 计)	mg/L	≤0.50	
硫化物	mg/L	≤0.02	
钠	mg/L	≤200	
亚硝酸盐(以 N 计)	mg/L	≤1	
硝酸盐(以 N 计)	mg/L	≤20	
氰化物	mg/L	≤0.05	
氟化物	mg/L	≤1	
碘化物	mg/L	≤0.08	
汞	mg/L	≤0.001	
硒	mg/L	≤0.01	
砷	mg/L	≤0.01	
镉	mg/L	≤0.005	
铬(六价)	mg/L	≤0.05	
铅	mg/L	≤0.01	
三氯甲烷	μg/L	≤60	
四氯化碳	μg/L	≤2	
苯	μg/L	≤10	
甲苯	μg/L	≤700	
镍	mg/L	≤0.02	
乙苯	μg/L	≤300	
二甲苯(总量)	μg/L	≤500	
苯乙烯	μg/L	≤20	
氯苯	μg/L	≤300	
1,2-二氯苯	μg/L	≤1000	
1,4-二氯苯	μg/L	≤300	
三氯苯(总量)	μg/L	≤20	
蒽	μg/L	≤1800	

荧蒽	μg/L	≤240	GB3838-2002
苯并(b)荧蒽	μg/L	≤4	
苯并(a)芘	μg/L	≤0.01	
石油类	mg/L	≤0.05	

3.7.2 污染物排放标准

(1) 废气排放标准

运营期，营口天然气处理厂导热油炉以天然气为燃料，排气筒高度为15m，排气筒废气污染物执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表3规定的燃气锅炉大气污染物特别排放限值，详见下表。

表 3-22 导热油炉大气污染物排放限值

污染物项目	限值 mg/m ³	污染物排放监控位置	执行标准
	导热油炉		
颗粒物	20	烟囱或烟道	《锅炉大气污染物排放标准》 (GB13271-2014) 表 3 标准
二氧化硫	50		
氮氧化物	150		
烟气黑度（林格曼黑度，级）	≤1	烟囱排放口	

运营期，营口天然气处理厂的厂界无组织非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）中企业边界污染物控制要求，详见下表。

表 3-23 厂界无组织排放限值

污染物	企业边界污染物控制要求	执行标准
非甲烷总烃	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）

(2) 废水排放标准

运营期，营口天然气处理厂生活污水经处理后部分和生产废水合并排入盖州市第二污水处理厂，部分用于厂区绿化，废水总排放口执行盖州市第二污水处理厂接管标准，废水接管标准值见下表。

表 3-24 废水总排放口执行标准

污染因子	单位	标准值	执行标准
COD _{cr}	mg/L	≤300	盖州市第二污水处理厂接管标准
氨氮	mg/L	≤30	
BOD ₅	mg/L	≤250	
石油类	mg/L	≤20.0	
SS	mg/L	≤300	
pH	/	6~9	

厂区生活污水经处理后绿化用水水质标准参照《城市污水再生利用城市杂用水水质》（GB/T18920—2020）表1“城市绿化、道路清扫、消防、建筑施工”标准值，参照标准值如下。

表 3-25 厂区生活污水经处理后绿化用水水质标准

项目指标	单位	参照标准值	参照标准
pH 值	无量纲	6.0-9.0	《城市污水再生利用城市杂用水水质》 (GB/T18920—2020)表 1“城市绿化、道路清扫、消防、建筑施工”标准值
色度	铂钴色度单位	≤30	
嗅	无量纲	无不快感	
浊度	NTU	≤10	
BOD ₅	mg/L	≤10	
氨氮	mg/L	≤8	
阴离子表面活性	mg/L	0.5	
铁	mg/L	—	
锰	mg/L	—	
溶解性总固体	mg/L	≤2000	
溶解氧	mg/L	≥2.0	
总氯	mg/L	0.2~2.5	
大肠埃希氏菌	MPN/100mL	无	

(3) 噪声排放标准

陆地终端适应性改造工程施工期噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523—2011）；运营期厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 3 类区标准。

表 3-26 噪声排放标准限值

标准名称	类别	标准限制 dB (A)		评价对象
		昼间	夜间	
《工业企业厂界环境噪声排放标准》 (GB12348-2008)	3 类	65	55	运营期厂界噪声
《建筑施工场界环境噪声排放标准》 (GB12523—2011)	/	70	55	施工期场界噪声

(4) 固体废物

陆地终端适应性改造工程产生的工业固体废物包括一般工业固体废物和危险废物。

危险废物执行《国家危险废物名录》（2021 版）、《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）、《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ1276-2022）、《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ 2025-2012）相关要求。

一般工业固体废物参照《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）。

运营期，本项目海上工程生产水经处理达标后注入地层，海上平台不新增定员，不新增生活污水排放量。

其他

营口天然气处理厂总量控制概况如下。

1. 营口天然气处理厂污染物排放总量控制情况

根据《辽宁省生态环境厅关于进一步加强建设项目主要污染物排放总量指标审核和管理的通知》（辽环综函[2020]380 号）、《建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法》

(环发[2014]197号)和“辽宁省人民政府办公厅关于印发辽宁省“十四五”生态环境保护规划的通知”,结合本项目营口天然气污染物排放情况,确定本项目陆地终端适应性改造工程总量控制因子为化学需氧量、氨氮、氮氧化物和 VOCs。

2. 营口天然气处理厂现有工程污染物总量指标

根据“关于锦州 25-1 南油气田营口终端项目污染物排放总量指标的批复”(营仙环临发【2012】2号)(2012年5月),污染物批复指标如下:氮氧化物为 12.93 吨/年;项目产生的废水进入盖州市第二污水处理厂,不直接排入地表水。因此,COD 排放量 0.535 吨/年,氨氮排放量 0.053 吨/年,计入盖州市第二污水处理厂总量控制指标中,不单独分配总量控制指标。

营口天然气处理厂现有工程申请总量时,尚未对挥发性有机物总量进行控制。现有工程挥发性有机物主要来源于设备动静密封点泄漏、废水集输储存及处理处置过程逸散、有机液体储存与调和挥发损失、取样排放口、导热油炉烟气、火炬气等。经核算,营口天然气处理厂现有工程挥发性有机物产生总量为 10.79 吨/年。

3. 本项目投产后污染物总量指标

(1) 本项目实施后营口天然气处理厂主要污染物排放总量

化学需氧量排放量: 0.953 吨/年

氨氮排放量: 0.081 吨/年

氮氧化物排放量: 18.19 吨/年

挥发性有机物排放量: 15.40 吨/年

(2) 本项目新增污染物排放总量

正常工况下,本项目投产后新增主要污染物排放总量为:

化学需氧量排放量: 0.418 吨/年

氨氮排放量: 0.028 吨/年

氮氧化物排放量: 5.26 吨/年

挥发性有机物排放量: 4.71 吨/年

4. 总量指标来源

营口市辖区内建设项目所需替代主要污染物总量指标实行等量替代。

本项目新增化学需氧量、氨氮指标来源于盖州市第二污水处理厂,本项目新增氮氧化物、挥发性有机物指标来源于营口市仙人岛化工园区。

四、生态环境影响分析

本项目建设内容包括海上工程和陆地终端适应性改造工程两部分，因此施工期生态环境影响分析按照海上工程和陆地终端适应性改造工程分别介绍。

4.1 海上工程施工期生态环境影响分析

4.1.1 施工期产污环节及污染源分析

本项目海上工程施工期的主要污染物包括钻屑、钻井液、生产垃圾、生活垃圾和生活污水。

(1) 钻井液

本项目钻井采用水基钻井液体系，采用批钻方式进行钻完井，钻井液循环使用。据建设单位提供的数据，钻井作业期间共产生钻井液约[]，其中非油层段钻井液产生量约为[]，油层段钻井液产生量约为[]。

表 4-1 钻井液源强核算一览表

平台	批钻次数 (次)	水基钻井液 产生总量 (m ³)	非油层段 水基钻井 液 (m ³)	油层段水 基钻井液 (m ³)	一次性 排放量 (m ³)	平均最大 排放速率 (m ³ /h)
JZ25-1S WHPD	2	D26H/D27H/ D28H/D29H	[]	[]	[]	210
		D30H/D31H/ D32/D33	[]	[]	[]	210
JZ25-1S WHPE	2	E39/E43H/ E44H/E45H	[]	[]	[]	210
		E46H/E47H/ E48H	[]	[]	[]	210
总计	4	[]	[]	[]	210	

本工程钻井施工期间产生的油层段钻井液平时储存在平台泥浆池里（容量约为 210m³），回收时平台利用泵将钻井液打到船舶上专用泥浆罐并运回码头，到码头后由有资质单位接收处理/处置，非油层段钻井液在满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级标准和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性分级》（GB18420.1-2009）一级标准的要求后排海，最高排放速率出现在钻井结束后的一次性排放过程中，排放量为 210m³，通过阀门控制其平均最大排放速率为 35m³/h。排放位置位于调整井所在平台位置，水面以上排放。

(2) 钻屑

本项目在JZ25-1S WHPD、JZ25-1S WHPE平台共布置15口调整井。根据建设单位提供的数据，本项目钻井作业期间共产生钻屑约7961.5m³，其中非油层段钻屑产生量约为[]，油层段钻屑产生量约为[]。

施
工
期
生
态
环
境
影
响
分
析

表 4-2 本项目钻屑量统计

平台	井名	钻井时间 (天)	钻屑总量 (m ³)	油层段钻 屑 (m ³)	非油层段 钻屑 (m ³)	非油层钻屑平均 排放速率 (m ³ /d)
JZ25-1S WHPD	D26H	20				17.1
	D27H	29				17.0
	D28H	29				17.6
	D29H	28				17.5
	D30H	26				18.0
	D31H	24				18.2
	D32	28				16.2
	D33	31				16.6
JZ25-1S WHPE	E39	26				18.0
	E43H	26				17.0
	E44H	26				17.1
	E45H	24				17.7
	E46H	30				17.9
	E47H	29				17.6
	E48H	27				16.2
总计	15 口	403				平均最大：18.2

本工程施工期产生的油层段钻屑采用岩屑箱回收，岩屑箱装满后再运回码头，同时及时更换空岩屑回收箱备用。到码头后由有资质单位接收处理/处置。非油层段钻屑在满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级标准和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性分级》（GB18420.1-2009）一级的要求后排放。非油层段钻屑排放方式为随钻随排，钻井期间连续排放。排放位置位于调整井所在平台，水面以上排放。

(3) 生活垃圾、生活污水

本项目海上工程施工作业天数为 547 天，施工作业人数为 120 人。施工人员生活污水产生量按照人均 350L/d 计，生活垃圾按每人 1.5kg/d 进行核算。本工程施工期产生的生活污水和生活垃圾见下表。

表 4-3 施工期生活污水产生量及处理措施

平台	工期 (天)	人数 (人)	产生负荷 (m ³ /人.d)	产生量 (m ³)	排放量 (m ³)	处理方式
JZ25-1S WHPD	291	120	0.35	12222	12222	依托现有海上平台 的生活污水处理设 施处理达标后排海。
JZ25-1S WHPE	256	120	0.35	10752	10752	
合计	547	120	0.35	22974	22974	

表 4-4 施工期生活垃圾产生量及处理措施

平台	工期 (天)	人数 (人)	产生负荷 (kg/人.d)	产生量 (t)	处理方式
JZ25-1S WHPD	291	120	1.5	52.38	运回陆上处理
JZ25-1S WHPE	256	120	1.5	46.08	
合计	547	120	1.5	98.46	

海上工程施工期间施工人员产生的生活污水（22974m³）依托JZ25-1S WHPD、JZ25-1SCEPF、JZ25-1S CEP平台现有生活污水处理设施处理，满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级标准后排海，生活垃圾（98.46t）运回陆地处理。

（4）生产垃圾

本工程共实施调整井15口，按单井作业期间大约产生0.5t生产垃圾计算，则调整井工程产生生产垃圾为7.5t，主要是剩余的工程废料、吸油毛毡和油抹布等，运回陆地交由有资质单位进行处理（目前交由[]处理）。

（5）洗井废水

本工程4口先期排液井采用处理达标的生产水进行洗井，单口井产生洗井水约300m³，主要污染因子为石油类等；其产生洗压井废水约为1200m³。产生的洗压井废水经海底管线进入JZ25-1SCEPF平台上海油污水处理系统处理合格后回注地层，不外排。

4.1.2 施工期环境影响分析

4.1.2.1 水质环境影响分析

（1）钻屑排放的水质影响分析

钻屑主要是指钻井过程中钻头将地层研磨、切削破碎后，由钻井液从井内带至平台的岩石碎块。钻屑对海洋环境污染的主要物质是指非油层段钻屑。本工程建设过程中，钻井产生的非油层段钻屑在满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级标准和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性分级》（GB18420.1-2009）一级标准的要求排海，若不符合排放要求，将随油层段钻井液和钻屑一起运回陆上处理。

根据工程分析，本工程涉及钻完井作业的平台为JZ25-1S WHPD、JZ25-1S WHPE平台。本工程非油层段钻屑JZ25-1S WHPD平台的排放量为3707.8m³，JZ25-1S WHPE平台的排放量为3265m³，平均排放速率范围为16.2~18.2m³/d，水质影响分析类比已批复的《锦州25-1/25-1南油气田II期开发工程环境影响报告书》（环评批复文号（国海环字（2014）340号））中JZ25-1S WHPE平台污染物排放的预测结果。本工程与类比对象为距离较近的平台，水深及水动力条件一致，具有可比性。类比环境条件见下表。

表 4-5 类比条件一览表

对象	类比对象	本项目
水文动力	潮流性质：正规半日潮流 潮流运动形式：往复流性质 海流的主流向在 WSW 最大可能流速：110.3cm/s	潮流性质：正规半日潮流 潮流运动形式：往复流性质 海流的主流向在 WSW 最大可能流速：110.3cm/s
水深	22~25m	22~25m

位置	JZ25-1SWHPE 平台 ()	JZ25-1SWHPD 平台 () JZ25-1SWHPE 平台 ()
JZ25-1SWHPD 距 JZ25-1SWHPE 约 6.6km, 同属于锦州 25-1 南油田所在海域。		
非油层段 钻屑源强	JZ25-1SWHPE 平台共排放钻屑约 (), 钻屑排放方式为短期连续排 放, 平均钻屑排放速度约 22m ³ /d。	JZ25-1S WHPD 平台非油层段钻屑 量为 (), 平均最大排放速率为 18.2m ³ /d; JZ25-1S WHPE 平台非油层段钻屑 量为 (), 平均最大排放速率为 18m ³ /d。
非油层段 钻井液源 强	JZ25-1SWHPE 平台钻井结束后的一次 性排放时间约 6h, 共排放钻井液约 210 m ³ , 排放速率为 35m ³ /h。	JZ25-1SWHPE 平台钻井结束后的一 次性排放时间约 6h, 共排放钻井液 约 210 m ³ , 排放速率为 35m ³ /h。

根据《锦州 25-1/25-1 南油气田 II 期开发工程环境影响报告书》钻屑排放的预测结果: 钻屑对水质的影响主要在平台附近, 超一(二)类水质海域的包络线面积最大约为 0.228km², 离排放点的最大距离为 0.37km, 恢复到一(二)类水质所需最大时间为 3.9h, 超三、四类水质海域的包络线面积最大为 0.005km²和 0.002km²。钻屑覆盖厚度大于 2cm 的面积 0.07km², 距平台最大距离 0.23km。

表 4-6 JZ25-1S WHPE 平台排放钻屑预测结果

项目	超一类水质最大面积 (km ²)	超三类水质 包络面积 (km ²)	超四类水质包 络面积 (km ²)	超一类水质最 大距离 (km)	恢复到一类水 质所需时间 (h)
表层	0.228	0.005	0.002	0.37	3.9

表 4-7 JZ25-1SWHPE 平台钻屑排放表层悬浮物超标面积(km²)

浓度区间 (mg/L)	10~20	20~50	50~100	≥100
包络线面积	0.118	0.087	0.017	0.005

本工程的钻屑单平台排放量和平均最大排放速率均小于类比对象, 可引用原报告书的预测结果。因此, 本工程钻屑排放对海水水质的影响范围、程度和覆盖 2cm 厚度的面积不会超过以上预测结果。

(2) 钻井液排放的水质影响分析

非油层段钻井液在满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008) 一级标准和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性分级》(GB18420.1-2009) 一级标准的要求后排放。本工程的非油层段钻井液钻井结束后的一次性排放量最大为 210m³, 排海速率通过阀门限定为 35m³/h。本工程施工期非油层段钻井液排放的水质影响分析类比已批复的《锦州 25-1/25-1 南油气田 II 期开发工程环境影响报告书》(环评批复文号(国海环字(2014) 340 号)) 中 JZ25-1S WHPE 平台污染物排放的预测结果进行分析。

根据《锦州 25-1/25-1 南油气田II期开发工程环境影响报告书》钻井液排放的预测结果：泥浆对水质的影响主要在表层，超一（二）类水质海域的包络线面积最大约为 1.077km²，离排放点的最大距离为 1.09km。恢复到一类水质所需最大时间为 15.4h。超三、四类水质海域的包络线面积最大为 0.129km² 和 0.071km²。

表 4-8 JZ25-1S WHPE 平台排放钻井液预测结果（表层）

项目	超一类水质最大包络面积 (km ²)	超三类水质包络面积 (km ²)	超四类水质包络面积 (km ²)	超一类水质最大距离 (km)	恢复到一类水质所需时间 (h)
高潮时开始排放	0.881	0.115	0.063	1.01	15.4
落潮中间时开始排放	1.016	0.069	0.035	0.89	14.5
低潮时开始排放	0.926	0.129	0.071	1.09	14.6
涨潮中间时开始排放	1.077	0.075	0.037	0.95	14.3

表 4-9 JZ25-1S WHPE 平台排放泥浆表层悬浮物超标面积(km²)

浓度 (mg/L)	10~20	20~50	50~100	≥100
包络线面积	0.432	0.424	0.186	0.13

本次调整井工程各平台非油层段钻井液最大排放速率均为 35 m³/h，一次性排放量均为 210m³，与《锦州 25-1/25-1 南油气田II期开发工程环境影响报告书》中 JZ25-1S WHPE 平台的钻井液排放速率、排放量一致，因此其影响范围、影响时间和面积都不会超过原有的预测结果。钻井液排放停止后，海水水质将很快恢复。因此，非油层段钻井液排海对海洋环境的影响是短期的、可恢复的，对海水水质的影响较小。

4.1.2.2 沉积物环境影响分析

（1）钻屑、钻井液对沉积物的影响分析

钻屑和钻井液入海后，在海水运动的作用下，会在海底一定的范围内聚集。钻屑和钻井液的沉积及分布范围受排放量、海流、水深等因素的影响。一般来说，当钻屑停止排放后，由于受海水、海流、水深等多种因素影响，对底质的影响会逐渐削弱，并在短期内得到恢复。根据《锦州 25-1/25-1 南油气田II期开发工程环境影响报告书》中钻屑排放的预测结果：钻屑覆盖厚度大于 2cm 的面积 0.07km²，距平台最大距离 0.23km。

类比分析可知，本次调整井工程各平台钻屑排放量对沉积物影响范围均不会超过原报告书的预测结果，对沉积物影响范围仅集中在钻井附近很小的距离内，在此范围内将覆盖一部分原海底，造成对以贝类为主的底栖生物的淹没效应，尤其是滤食性的底栖贝类生物短期内将受到一定影响。同时，钻屑排放将覆盖井位附近一部分原海底，使该部分海底沉积物的类型、粒径等物理性状发生改变，可能造成沉积物中有机质等污染物的含量略有升高。由于非

油层段钻屑排放仅在施工期，影响是暂时的，对海洋沉积环境的影响较小。

4.1.2.3 海洋生物生态环境影响分析

本工程对生态环境的影响主要表现为施工期钻井作业非油层段钻屑、非油层段钻井液排放对浮游生物、底栖生物、渔业资源造成的损害。

(1) 对海洋生态环境影响分析

悬浮物对浮游植物的影响表现在：由于悬浮物的含量增高，增大了水体的消光系数降低光线射深度，可降低海水的透光率，一方面影响浮游植物的光合作用，在一定程度上影响水体的浮游植物的生长与繁殖；另一方面，由于悬浮物快速下沉，部分浮游植物被携带而随之下沉，使水体中浮游植物遭受一定的损害。

悬浮物对浮游动物的影响可表现在：一是海水悬浮物浓度的增加，可导致海水透明度和光照下降，将对浮游动物的繁殖和生长造成一定的影响，进而造成浮游动物的生物量降低；二是悬浮物含量增多对浮游动物的存活和繁殖有明显的抑制作用，过量悬浮固体使其食物过滤系统和消化器官受到阻塞。当水中悬浮物浓度突然增高时，浮游动物无法逃避高浓度悬浮物的影响，在超标区域内的浮游动物会受到一定损害。

由于本工程钻井所采用钻井液属于环保无毒的水基钻井液，非油层段钻屑、非油层段钻井液的排放对于底栖生物的影响主要是对其掩埋作用。一般来讲，泥沙覆盖厚度越厚，对贝类等行动缓慢的底栖生物的危害也越大。底上动物，如日本鼓虾、鲜明鼓虾等被覆盖后多数将死亡，浅海底生物通常无法从 1cm 的掩埋层逃离（Kranz, 1972）；而底内动物如各种沙蚕、单壳动物和双壳动物等若覆盖厚度不大仍能生存。大多数底栖生物具有移动能力，具备垂直向上迁移的条件，但真正能够穿过覆盖层而存活下来的生物可能只有部分底内生物（Nnia, 1978）。

根据前节中对本工程造成的海洋沉积物影响分析，钻井过程中钻屑排海对井位周边存在一定水质影响，但其影响范围不大，钻屑排海后沉积覆盖不小于 2cm 厚度范围不超过 0.07km²，距平台最大距离不超过 0.23km，且其影响随着施工期的结束而消失，海水水质将很快地恢复到原状态。因此，本工程钻屑排放对平台周围底栖生物的影响很小。

根据春季调查结果，工程周边海域底栖生物生物量平均为 6.37g/m²。根据钻屑类比分析，本工程 2 个平台钻屑排放沉降厚度 2cm 及以上的范围不超过 0.14km²，损失率按 100%计，则 2 个平台钻井施工引起的底栖生物损失估算不超过 0.89t。

(2) 对渔业资源的影响分析

海域悬浮物含量超标，对渔业资源的影响是多方面的，它不仅影响鱼类的存活和生长，而且会对鱼卵和仔稚鱼造成损害。由于悬浮性泥沙颗粒粘附在鱼卵的表面，会妨碍鱼卵的呼吸，阻碍与水体之间氧与二氧化碳的充分交换，可能导致鱼卵大量死亡；影响幼体的发育，

发育不健康的仔稚鱼生存能力大大降低；悬浮物含量超标能使浮游植物繁殖受阻，导致水域基础生产力下降，减少鱼类的饵料生物，从而影响到鱼类的正常索饵；另外，悬浮物超标还会改变鱼类的洄游和摄食行为。

本项目生物资源密度根据 2020 年春季渔业资源现状调查结果进行取值，详见下表。

表 4-10 生物资源密度取值

种类	单位	数量
鱼卵	粒/m ³	0.937
仔稚鱼	尾/m ³	0.0248
鱼类成体	kg/km ²	104.25
头足类成体	kg/km ²	12.21
蟹类成体	kg/km ²	8.43
虾类成体	kg/km ²	131.6
幼鱼	尾/km ²	5310
虾类幼体	尾/km ²	10612
蟹类幼体	尾/km ²	3821
头足类幼体	尾/km ²	296

本工程 2 个平台非油层段钻屑排放产生的悬浮物对渔业资源的影响类比《锦州 25-1/25-1 南油气田 II 期开发工程环境影响报告书》中 JZ25-1S WHPE 平台排海钻屑扩散情况；由于钻井液、钻屑对水质的影响主要在表层海域，因此，选用表层水深（5m）核算相应的资源损失量。根据工程分析，本次调整井排放时间较短，且停止排放后 15.4 小时即可恢复一类海水水质，排放批次总计 4 次。钻井总计 403 天，非油层段钻屑排放对渔业资源的影响以 15 天为一个周期进行类比分析，钻屑排放周期取值 27。

表 4-11 钻井液排放（单次）造成的生物资源损失量

生物资源	钻井液影响面积 (km ²)		生物量 (ind/m ³ 或 kg/km ² 或 ind/km ²)	损失率 (%)	损失量 (ind 或 kg)
	Bi≤1	1<Bi≤4			
鱼卵	Bi≤1	0.432	0.937	5%	101196
	1<Bi≤4	0.424	0.937	10%	198644
	4<Bi≤9	0.186	0.937	30%	261423
	Bi>9	0.13	0.937	50%	304525
小计					865788
仔稚鱼	Bi≤1	0.432	0.0248	5%	2678
	1<Bi≤4	0.424	0.0248	10%	5258
	4<Bi≤9	0.186	0.0248	30%	6919
	Bi>9	0.13	0.0248	50%	8060
小计					22915
鱼类成体	Bi≤1	0.432	104.25	1%	0.45
	1<Bi≤4	0.424	104.25	5%	2.21
	4<Bi≤9	0.186	104.25	10%	1.94
	Bi>9	0.13	104.25	20%	2.71
小计					7.31
头足类成体	Bi≤1	0.432	12.21	1%	0.05

	1 < Bi ≤ 4	0.424	12.21	5%	0.26
	4 < Bi ≤ 9	0.186	12.21	10%	0.23
	Bi > 9	0.13	12.21	20%	0.32
	小计				0.86
虾类成体	Bi ≤ 1	0.432	131.6	1%	0.57
	1 < Bi ≤ 4	0.424	131.6	5%	2.79
	4 < Bi ≤ 9	0.186	131.6	10%	2.45
	Bi > 9	0.13	131.6	20%	3.42
	小计				9.23
蟹类成体	Bi ≤ 1	0.432	8.43	1%	0.04
	1 < Bi ≤ 4	0.424	8.43	5%	0.18
	4 < Bi ≤ 9	0.186	8.43	10%	0.16
	Bi > 9	0.13	8.43	20%	0.22
	小计				0.59
幼鱼	Bi ≤ 1	0.432	5310	5%	115
	1 < Bi ≤ 4	0.424	5310	10%	225
	4 < Bi ≤ 9	0.186	5310	30%	296
	Bi > 9	0.13	5310	50%	345
	小计				981
虾类幼体	Bi ≤ 1	0.432	10612	5%	229
	1 < Bi ≤ 4	0.424	10612	10%	450
	4 < Bi ≤ 9	0.186	10612	30%	592
	Bi > 9	0.13	10612	50%	690
	小计				1961
蟹类幼体	Bi ≤ 1	0.432	3821	5%	83
	1 < Bi ≤ 4	0.424	3821	10%	162
	4 < Bi ≤ 9	0.186	3821	30%	213
	Bi > 9	0.13	3821	50%	248
	小计				706
头足类幼体	Bi ≤ 1	0.432	296	5%	6
	1 < Bi ≤ 4	0.424	296	10%	13
	4 < Bi ≤ 9	0.186	296	30%	17
	Bi > 9	0.13	296	50%	19
	小计				55

表 4-12 钴屑排放（单次）造成的生物资源损失量

生物资源	钴屑影响面积 (km ²)	生物量 (ind/m ³ 或 kg/km ² 或 ind/km ²)	损失率 (%)	损失量 (ind 或 kg)	
鱼卵	Bi ≤ 1	0.118	0.937	5%	27642
	1 < Bi ≤ 4	0.087	0.937	10%	40760
	4 < Bi ≤ 9	0.017	0.937	30%	23894
	Bi > 9	0.005	0.937	50%	11713
	小计			104007	
仔稚鱼	Bi ≤ 1	0.118	0.0248	5%	732
	1 < Bi ≤ 4	0.087	0.0248	10%	1079
	4 < Bi ≤ 9	0.017	0.0248	30%	632

	Bi>9	0.005	0.0248	50%	310
	小计				2753
鱼类成体	Bi≤1	0.118	104.25	1%	0.12
	1<Bi≤4	0.087	104.25	5%	0.45
	4<Bi≤9	0.017	104.25	10%	0.18
	Bi>9	0.005	104.25	20%	0.10
	小计				0.86
头足类成体	Bi≤1	0.118	12.21	1%	0.01
	1<Bi≤4	0.087	12.21	5%	0.05
	4<Bi≤9	0.017	12.21	10%	0.02
	Bi>9	0.005	12.21	20%	0.01
	小计				0.10
虾类成体	Bi≤1	0.118	131.6	1%	0.16
	1<Bi≤4	0.087	131.6	5%	0.57
	4<Bi≤9	0.017	131.6	10%	0.22
	Bi>9	0.005	131.6	20%	0.13
	小计				1.08
蟹类成体	Bi≤1	0.118	8.43	1%	0.01
	1<Bi≤4	0.087	8.43	5%	0.04
	4<Bi≤9	0.017	8.43	10%	0.01
	Bi>9	0.005	8.43	20%	0.01
	小计				0.07
幼鱼	Bi≤1	0.118	5310	5%	31
	1<Bi≤4	0.087	5310	10%	46
	4<Bi≤9	0.017	5310	30%	27
	Bi>9	0.005	5310	50%	13
	小计				118
虾类幼体	Bi≤1	0.118	10612	5%	63
	1<Bi≤4	0.087	10612	10%	92
	4<Bi≤9	0.017	10612	30%	54
	Bi>9	0.005	10612	50%	27
	小计				236
蟹类幼体	Bi≤1	0.118	3821	5%	23
	1<Bi≤4	0.087	3821	10%	33
	4<Bi≤9	0.017	3821	30%	19
	Bi>9	0.005	3821	50%	10
	小计				85
头足类幼体	Bi≤1	0.118	296	5%	2
	1<Bi≤4	0.087	296	10%	3
	4<Bi≤9	0.017	296	30%	2
	Bi>9	0.005	296	50%	1
	小计				7

表 4-13 本项目生物资源损失量汇总 (ind 或 kg)

损失类别	钻井液			钻屑			合计
	单次排放损失	排放周期	损失总量	单次排放损失	排放周期	损失总量	
底栖生物(t)	■	■	■	■	■	■	■
鱼卵 (粒)	■	■	■	■	■	■	■
仔稚鱼(尾)	■	■	■	■	■	■	■
鱼类成体 (kg)	■	■	■	■	■	■	■
头足类成体 (kg)	■	■	■	■	■	■	■
虾类成体 (kg)	■	■	■	■	■	■	■
蟹类成体 (kg)	■	■	■	■	■	■	■
幼鱼(尾)	■	■	■	■	■	■	■
虾类幼体 (尾)	■	■	■	■	■	■	■
蟹类幼体 (尾)	■	■	■	■	■	■	■
头足类幼体 (尾)	■	■	■	■	■	■	■

本项目所造成的环境影响损失，主要是钻屑、钻井液排放产生的悬浮物对渔业资源造成的损失。本评价根据海上污染物扩散数值模拟结果和中华人民共和国水产行业标准《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T 9110-2007），估算本项目在建设、生产过程中对海洋生物资源可能造成的损害。

本项目对海洋渔业生物资源的影响主要表现在施工期钻屑、钻井液排放产生的悬浮物对渔业生物资源损害，造成的渔业损失价值补偿金额约 35.62 万元。详见下表。

表 4-14 渔业损失补偿金额估算一览表

损失类别	损失量 (ind 或 kg)	折算鱼苗损失量 (ind 或 kg)	单价		经济损失 (万元)	补偿倍数	金额(万元)
底栖生物(t)	■	■	12000	元/t	■	3	■
鱼卵 (粒)	■	■	1	元/尾	■	3	■
仔稚鱼(尾)	■	■	1	元/尾	■	3	■
鱼类成体 (kg)	■	■	12	元/kg	■	3	■
头足类成体 (kg)	■	■	12	元/kg	■	3	■
虾类成体 (kg)	■	■	12	元/kg	■	3	■
蟹类成体	■	■	12	元/kg	■	3	■

(kg)							
幼鱼(尾)	■	■	1	元/尾	■	3	■
虾类幼体 (尾)	■	■	30	元/kg	■	3	■
蟹类幼体 (尾)	■	■	50	元/kg	■	3	■
头足类幼体 (尾)	■	■	20	元/kg	■	3	■
合计							35.62

(3) 对敏感目标的影响分析

本项目海上工程位于小黄鱼、蓝点马鲛产卵场内，非油层段钻屑和非油层段钻井液的排放尽量避开工程所在海域主要经济鱼类的产卵盛期（5月），最大限度地减少对海洋生物的影响对周边环境的影响。

本工程距辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区（实验区）最近距离 4.5km，距离其他敏感目标较远。

据类比分析，非油层段钻屑、钻井液排海后对海域的影响主要集中在平台附近 1.09km 范围以内。因此，施工期对周边敏感目标影响较小。

综上，本次调整井项目投产后，其影响范围不会超过《锦州 25-1/25-1 南油气田 II 期开发工程环境影响报告书》中评价的影响范围，不会对作业区以外的海域造成新的不良影响。

4.1.2.4 水文动力与地形地貌影响分析

本项目 15 口调整井均利用预留井槽进行作业，不新增占用海域，调整井建成后不改变海洋原有地形和地貌，所以该工程的建设对工程附近海域的水动力状况（包括潮汐、海流、波浪、余流等）和泥沙输移不会产生影响。工程不会对邻近海域的海底地形地貌以及冲淤环境造成明显的不良影响。

4.1.2.5 施工期环境风险影响分析

本项目对施工期和运营期的环境风险开展了环境风险专项分析，本报告表仅填写风险识别及影响结果的概要。

本项目施工阶段的环境风险主要是井喷/井涌、平台火灾或者爆炸。

本项目钻井期存在火灾爆炸风险，但由于项目钻井期较短，且钻台和泥浆池区为敞开区，自然通风极佳，不易形成烃类物质的积聚。在落实安全施工的前提下发生钻井期火灾爆炸的概率很小。

针对施工期可能发生的风险，建设单位制定了相应的风险防范措施和溢油应急计划，最大可能减少各类事故发生的概率，制定具有针对性的溢油应急计划减小溢油事故对环境造成的影响。

4.2 陆地终端适应性改造工程

4.2.1 施工期产污分析

陆地终端适应性改造工程在营口天然气处理厂内施工，施工内容主要包括：场地清理平整、基础开挖及回填、构筑物建设、大件运输、设备吊（安）装与调试等。

废气：施工期的大气污染物主要是施工扬尘、施工机械废气、焊接烟尘及少量的有机废气。

废水：施工废水主要为施工人员生活污水、储罐试压废水、设备和车辆冲洗废水等。

噪声：施工噪声源主要是设备噪声、机械和运输车辆噪声等。

固废：施工期固体废弃物主要为建筑垃圾和施工人员生活垃圾等。

生态：施工期主要的生态环境影响为场地平整及施工过程中地表扰动及土石方堆放造成的水土流失等。

4.2.2 施工期环境影响分析

4.2.2.1 地表水环境影响分析

施工期废水主要包括施工人员生活污水、储罐试压废水、设备和车辆冲洗废水等。

（1）生活污水

按施工期 200 人计算，预计施工期生活污水排放量约 13.5m³/d。主要污染因子为有机污染物，浓度为：BOD₅ 100-200mg/L，COD 200-400mg/L，SS 200-3000mg/L，NH₄-N 30-50mg/L。

陆地终端适应性改造工程施工期施工单位依据工程周边情况，合理选择施工人员驻地，若租住民房则依托当地生活污水处理系统；若施工单位自建驻地，施工现场应设置化粪池或移动厕所。采取上述措施后对地表水环境影响较小。

（2）冲洗废水

施工现场设备和车辆洗涤产生的废水主要污染物为 SS，其产生量约为 1.5m³/d，施工期加强现场管理，设备和车辆冲洗废水可就地浇洒路面。储罐试压废水，主要污染物为 SS，预计产生量 25m³，可用水施工场地洒水抑尘，对地表水环境影响影响较小。

4.2.2.2 大气环境影响分析

本项目施工期对环境空气的影响主要来自施工扬尘和施工机械废气等。

（1）施工扬尘

施工期开挖、回填、土石堆放等产生的扬尘为无组织面源排放，施工机械和汽车运输所导致的扬尘为线形排放。不同气象条件下，产生的地面扬尘浓度也不相同，而且随距离的增加，扬尘浓度逐渐降低，因此，施工期产生的扬尘仅在近距离有一定的影响。据类比调查，在大风情况下，施工现场下风向 1m 处扬尘浓度可达 3mg/m³ 以上，25m 处为 1.5mg/m³，下风向 100m 范围内 TSP 浓度超标。此外，施工阶段汽车要运输管道、其它辅助材料及弃土，

在运输过程中,也会产生扬尘,其扬尘量、粒径大小与路面状况、天气状况等多种因素有关。

当地风速较大,为减少施工扬尘的影响,施工单位应采取在施工现场设置围挡、对砂石料、水泥等易产生扬尘的建筑材料应进行遮盖等措施(详见“5.2.1 施工废气防治措施”),将扬尘对当地大气环境的影响降到最低。施工期对大气环境的影响是短暂的,随着施工活动的结束,对当地大气环境的影响也将消失。

(2) 施工机械废气

由于废气的产生量较小,且施工现场均在开阔的野外,有利于废气的扩散,同时废气污染源具有间歇性和流动性,故对环境空气影响较小。

4.2.2.3 噪声环境影响分析

施工噪声主要来源于施工现场的各类机械设备和物料运输的交通噪声。施工期各种机械设备声压级强度 85~100 dB (A) (见表 4-15)。

施工机械可视为固定点声源,不考虑遮挡、空气吸收等因素的影响,点声源随距离增加引起衰减的预测模式如下:

$$L_2 = L_1 - 20\lg(r_2/r_1)$$

式中: r_1 、 r_2 —为距声源的距离, m;

L_1 、 L_2 —分别为距离声源 r_1 、 r_2 处的噪声声级, dB (A)。

由上式计算出陆地终端适应性改造工程机械噪声对环境的影响范围见下表。

表 4-15 施工噪声随距离的变化情况

主要施工机械	源强	距声源不同距离处的噪声值 dB (A)					
	1m 处	10m	20m	40m	80m	100m	200m
挖掘机	92	72	66	60	53.9	52	46
电焊机	85	65	59	53	46.9	45	39
推土机	90	70	64	58	51.9	50	44
混凝土搅拌机	95	75	69	63	56.9	55	49
混凝土翻斗车	90	70	64	58	51.9	50	44
混凝土振捣棒	100	80	74	68	61.9	60	54
切割机	95	75	69	63	56.9	55	49
柴油发电机	100	80	74	68	61.9	60	54

由上表可见,距离施工 200m 处各施工机械的噪声值昼夜间能够满足噪声排放要求。

营口天然气处理厂周边均为工业区或空地,200m 范围内没有噪声敏感目标,施工噪声具有间断性和暂时性,其影响是暂时的,随着施工作业结束而消除。

4.2.2.4 固体废物影响分析

施工期固体废物主要包括施工人员生活垃圾、建筑垃圾、废油漆桶与漆渣和废机油。

(1) 生活垃圾

	<p>本项目施工人数按 200 人核算，施工人员生活垃圾产生量按 1.5kg/（人·日）计算，施工期的生活垃圾产生量约为 300 kg/d。施工人员生活垃圾由环卫部门定期收集统一处理或外委处理。</p> <p>（2）建筑垃圾：</p> <p>项目施工过程中产生的施工垃圾主要是少量的废包装物、边角料、焊头等金属类废弃物，分类收集，包装材料、木材边角料、金属类等可回收利用废物回收利用；碎砖、碎瓷片、混凝土块等不可回收废物定期清运至当地管理部门指定的建筑垃圾堆放场集中堆存。</p> <p>（3）废油漆桶、废油漆及废机油</p> <p>喷漆过程中产生的废油漆桶（HW49 其他废物，900-041-49，T）、废油漆（HW12 染料、涂料废物，900-252-12，T，I），施工机械维修、保养期间产生的废机油（HW08 废矿物油与含矿物油废物，900-214-08，T，I），均属于危险废物，按照危险废物相关管理要求，收集后暂存于厂内现有的危废贮存间，定期委托有资质的单位处理。</p> <p>经过上述处理措施，本项目施工期产生的固体废物不会对环境造成危害影响。</p> <p>4.2.2.5 生态环境影响分析</p> <p>营口天然气处理厂用地性质为工业用地，施工活动集中在营口天然气处理厂内，无新增占地，对生态环境影响很小。</p>
运营期生态环境影响分析	<p>本项目建设内容包括海上工程和陆地终端适应性改造工程，因此运营期生态环境影响按照海上工程和陆地终端适应性改造工程分别介绍。</p> <p>4.3 海上工程运营期生态环境影响分析</p> <p>4.3.1 海上工程运营期产污环节及污染源分析</p> <p>（1）含油生产水</p> <p>本工程投产后含油生产水经原有流程进入 JZ25-1S CEPF 生产水处理系统，处理合格（含油量≤30mg/L）后作为注入水回注，不外排。</p> <p>（2）其他含油废水</p> <p>本项目在现有平台上实施调整井工程，运营期不新增其他含油废水。</p> <p>（3）生活污水和生活垃圾</p> <p>本项目投产后，JZ25-1S WHPD 平台不新增定员，JZ25-1S WHPE 平台仍为无人值守平台，因此不新增生活污水和生活垃圾。</p> <p>（4）生产垃圾</p> <p>油田生产作业过程中会产生少量边角料、包装材料等生产垃圾，本工程共 15 口调整井，全部利用预留井槽新增钻井，平台新增调整井每口井生产垃圾产生量约为 1t/a。因此，运营期 JZ25-1S WHPD、JZ25-1S WHPE 平台生产垃圾新增产生量为 15t/a，一般生产垃圾收集后</p>

运回陆上处理，危险废物收集后运回陆上交由有资质单位处理。

4.3.2 运营期环境影响分析

运营期锦州 25-1 南油田群新增含油生产水处理合格后回注地层，不外排；JZ25-1S WHPD 平台不新增定员，JZ25-1S WHPE 平台为无人值守平台，不新增生活污水和生活垃圾，因此，本项目运营期对海洋环境影响较小。

4.3.3 运营期环境风险影响分析

针对本项目运营期可能发生的风险事故开展了专项分析，根据《建设项目环境风险评价导则》（HJ 169-2018），本项目海上工程风险评价等级为简要分析。

本项目在锦州 25-1 南油田群 2 个平台实施 15 口调整井，施工和运营阶段有可能发生的事事故类型主要包括井涌/井喷、海上设施起火爆炸、海底管线破裂、地质性溢油事故等。

建设单位针对运营期可能产生的溢油风险，制定了相应的风险防范措施和溢油应急计划，溢油应急计划已备案，详见附件 3。建设单位在运营期需要予以足够重视，在生产过程中，务必加强管理，杜绝各类风险事故的发生。一旦发生事故建议应充分利用现有的溢油应急设施，使溢油得以有效控制、回收。

4.4 陆地终端适应性改造工程

4.4.1 陆地终端适应性改造工程运营期产污分析

4.4.1.1 主体工程

本项目拟建的天然气处理设施，其进站预处理单元、天然气外输及越站外输单元利用现有工程，根据不同功能划分为进站预处理单元（利用现有工程）、天然气脱水单元、天然气冷凝分离单元、凝液分馏单元、天然气外输及越站外输单元（利用现有工程）。

本项目投产后主体工程排污节点见下图。

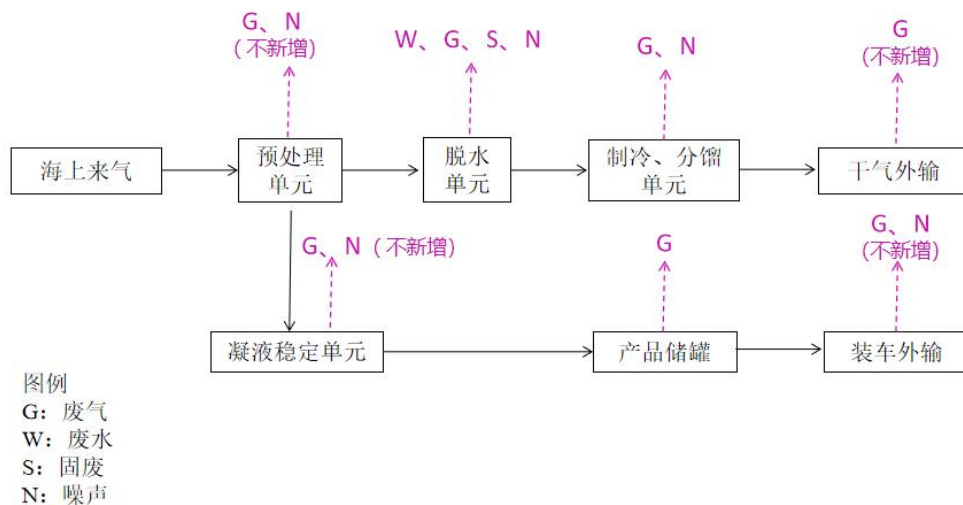


图 4-1 本项目工程工艺流程及排污节点

(1) 天然气脱水单元

天然气脱水装置采用分子筛脱水，段塞流捕集器出口的天然气进入聚结过滤分离器后进入天然气脱水装置。分子筛脱水工艺主要由吸附、再生和冷吹三个过程组成。

产排污分析如下：

废水：天然气脱水产生的含油污水，进入污水处理系统。

废气：通过装置及管线的阀门等挥发的非甲烷总烃。

固废：干燥器中的干燥剂--分子筛固体废物，外委处置。

噪声：空冷器、压缩机等噪声源产生的噪声。

(2) 天然气冷凝、分馏单元

产污环节主要包括废气和噪声。

废气：通过装置及管线的阀门等挥发产生的 VOCs。

噪声：工艺设备等噪声源产生的噪声。

(3) 丙烷制冷部分

采用丙烷制冷系统，选用螺杆式压缩机，通过封闭系统内丙烷循环为装置提供冷量。产污环节主要包括废气和噪声。

废气：通过装置及管线的阀门等挥发产生的 VOCs。

噪声：工艺设备等噪声源产生的噪声。

4.4.1.2 其他工程

本项目陆地终端适应性改造工程新增 1 具 1000m³LPG 储罐，新增 1 台 5000kW 导热油炉，新增定员 14 人，产污环节主要包括：

新增导热油炉燃烧产生的烟气，经 15m 高排气筒有组织排放，主要污染物为颗粒物、SO₂、NO_x。新增储罐动静密封点产生的挥发性有机物，主要污染物为 VOCs。新增定员产生的生活污水和生活垃圾。

4.4.1.3 产排污汇总

陆地终端适应性改造工程运营期新增产污环节汇总如下：

(1) 废气：有组织废气主要为导热油炉燃烧产生的烟气，经 15m 高排气筒有组织排放，主要污染物为颗粒物、SO₂、NO_x。无组织废气主要来源于新增生产装置及储罐的动静密封点，主要污染物为 VOCs。

(2) 废水：本工程新增定员 14 人，生活污水经生活污水处理装置处理后进入盖州市第二污水处理厂；生产废水经生产水处理系统处理后与生活污水一并进入盖州市第二污水处理厂。废水主要污染物为 COD、氨氮、石油类和悬浮物。

(3) 噪声：主要为生产过程中各设备、泵、压缩机等运转产生的噪声。

(4) 固废：新增定员产生生活垃圾和一般工业固体废物，外委处置；新增危险废物主要包括含油废物、各类油桶、吸附过滤介质等，交有资质单位处理。

4.4.2 陆地终端适应性改造工程运营期环境影响

本项目投产后，建设项目污染物排放量情况详见附表 8。

4.4.2.1 废气

(1) 废气源强核算

本项目新增有组织废气主要为导热油炉燃烧产生的烟气，经 15m 高排气筒有组织排放；新增无组织废气主要来源于新增生产装置及储罐的动静密封点。

1) 有组织废气

本项目新增有组织废气排放口主要为导热油炉废气排放口，其废气排放口基本情况见下表。

表 4-16 废气排放口基本情况

名称	位置	高度 m	内径 m	温度℃	类型
新增热导热油炉排气筒	导热油炉区	15	0.6	160	主要排放口

根据设计资料，新增导热油炉燃气量为 313Nm³/h，烟气排放量为 4424Nm³/h。

本次评价导热油炉污染物参考《污染源源强核算技术指南 锅炉》（HJ991-2018）及《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（生态环境部公告 2021 年第 24 号）—4430 工业锅炉（热力供应）行业系数手册中燃气工业锅炉的产污系数进行计算。

①氮氧化物

类比现有工程，导热油炉最大排放浓度 141mg/m³，保守核算，导热油炉排放浓度按照《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 3 规定的大气污染物特别排放限值中排放限值要求（150mg/m³）进行核算，导热油炉废气中氮氧化物的排放量为 0.66kg/h。

②颗粒物

颗粒物参照《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（生态环境部公告 2021 年第 24 号）—4430 工业锅炉（热力供应）行业系数手册中燃气工业锅炉的产污系数进行计算，参考《4411 火力发电、4412 热电联产行业系数手册》的天然气锅炉/燃机的颗粒物的产污系数为 103.90 毫克/立方米-原料”，颗粒物排放量为 0.032kg/h，排放浓度 7.23mg/m³。

③二氧化硫

根据营口天然气处理厂 2022 年 8 月份燃气检测报告，总硫为 3.2mg/m³，考虑到气田总硫含量有波动，保守考虑以产品质量要求总硫（以硫计）≤20mg/m³ 计带入，通过物料衡算法计算二氧化硫排放量为 0.0063kg/h，排放浓度 1.42mg/m³。

④挥发性有机物

参考《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（生态环境部公告 2021 年 第 24 号）中燃烧烟气锅炉挥发性有机物产污系数表产污系数（燃料气：1.68kg/10⁴m³-燃料），核算其燃烧烟气中挥发性有机物产生和排放量。导热油炉废气中挥发性有机物排放量为 0.053t/a，排放浓度为 11.98mg/m³。

新建导热油炉污染物产生及排放情况详见下表。

表 4-17 导热油炉污染物产生及排放概况

污染物	核算方法	污染物产生			治理措施		污染物排放			
		烟气量 (Nm ³ /h)	浓度 (mg/m ³)	产生量 (kg/h)	工艺	效率	浓度 (mg/m ³)	排放量 (kg/h)	排放时间 (h)	排放量 (t/a)
氮氧化物	类比法	4424	150	0.66	清洁燃料	/	150	0.66	7920	5.26
颗粒物	产污系数法		7.23	0.25		/	7.23	0.25		0.25
二氧化硫	物料衡算法		1.42	0.0063		/	1.42	0.0063		0.05
挥发性有机物	产污系数法		11.98	0.053		/	11.98	0.053		0.42

2) 无组织废气

①动静密封点泄漏

本项目新增设备的泵、阀门、法兰和连接件等设备动静密封点流经挥发性有机液体、气体时，会存在一定量的挥发性有机物（VOCs）的泄漏排放，主要成分为甲烷，另外还有极少量的非甲烷总烃。泄漏的非甲烷总烃参照《排污许可申请与核发技术规范 石化工业》（HJ853-2017）中的公式进行计算。

根据本项目可研中段塞流捕集器气相出口组分化验数据，换算出非甲烷总烃的占比约为 27.6%，罐区取值 1。

表 4-18 设备与管线组件（eTOC，i）取值参数表

密封点类型	排放速率 eTOC,i/ (kg/h/排放源)
连接件	0.028
开口阀或开口管线	0.03
阀门	0.064
压缩机、搅拌器、泄压设备	0.073
泵	0.074
法兰	0.085
其他	0.073

经计算，新增挥发性有机物（VOCs）泄漏量为 2.52t/a，其核算过程见附表 5。

②废水集输、储存、处理处置过程逸散

本项目投产后，新增废水处理量约 2923m³/a（其中包括生产废水 475m³/a、初期雨水量

2448m³/a)，参照《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》（环办〔2015〕104 号），污水收集系统及油水分离、其他污水处理设施 VOCs 单位排放强度分别为 0.6kg/m³ 和 0.005kg/m³。核算现有工程污水集输、储存、处理处置过程挥发性有机物产生量共 1.77t/a。

综上，拟建工程无组织 VOCs 排放量为 4.29t/a。

表 4-19 本项目无组织 VOCs 排放量一览表

序号	源项	VOCs 排放量 (t/a)
1	设备与管线组件密封点泄漏	2.52
2	污水集输、储存、处理处置过程逸散	1.77
总计		4.29

3) 非正常工况

营口天然气处理厂行现有项目设有放空火炬系统，火炬高度 70m，最大放空量为 5.5×10⁴Nm³/h。

在天然气加工处理过程中，当停产检修或出现事故，以及管道、设备中天然气超压，需将一部分天然气通过火炬放空燃烧，以减轻烃类直排对大气环境的影响。本项目新建工艺装置非正常工况，包括生产装置或设施启动、停车或设备检修状况，以及管道、设备中天然气超压的情况下释放的天然气等可燃气体。

火炬气污染物核算参照《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》（环办〔2015〕104 号）中火炬总烃排放系数，以及《污染源源强核算技术指南 石油炼制工业》（HJ 982-2018）中火炬二氧化硫和氮氧化物核算方法，二氧化硫采用物料衡算法，氮氧化物采用产污系数法（取值 0.054kg/ m³））。

生产装置或设施启动、停车或设备检修状况出现频次平均约为 1 次/年，持续时间 2h/次，火炬气排放约为 44000m³/a，其中污染物的排放量分别为氮氧化物 2.33t/a，二氧化硫 0.0017t/a，VOCs0.10t/a。

4) 新增废气污染物排放量汇总

本项目新增废物污染物排放量详见下表。

表 4-20 本项目新增废气污染物排放量汇总 单位：t/a

类型		污染源	二氧化 硫	氮氧化 物	颗粒物	挥发性有机 物
正常工况	有组织废气	导热油炉废气排放口	0.05	5.26	0.25	0.42
	无组织废气	设备与管线组件密封点泄漏	/			2.52
		污水集输、储存、处理处置过程逸散	/			1.77
	新增废气污染物总计			0.05	5.26	0.25
非正常工况	火炬气		0.0017	2.33	/	0.10

(2) 大气环境影响分析

有组织废气环境影响分析：本项目新建导热油炉采用清洁、低硫的天然气为燃料，从源头上减少了二氧化硫和颗粒物的产生；同时，类比近2年谱尼测试和中国海洋石油集团有限公司节能减排监测中心对现有两台5000kW导热油炉排放废气的监测结果，本项目新建5000kW燃气导热油炉排放废气颗粒物、二氧化硫、氮氧化物排放浓度可满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表3规定的大气污染物特别排放限值中排放限值要求。

无组织废气环境影响分析：为了有效控制营口天然气处理厂生产装置中挥发性有机物（VOCs）的无组织排放，营口天然气处理厂生产工艺采取了密闭操作；厂区内产品储罐采用压力罐，丙烷、丁烷和轻烃的装载采用了气相平衡系统；生产工艺中分离的生产废水经密闭管道集输至生产水污水处理系统；厂内定期开展生产装置泄漏检测与修复（LDAR）工作；本项目挥发性有机物的排放符合《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）相关管控要求。

目前营口天然气处理厂实行排污许可登记管理，拟建项目投产前将按照排污许可管理要求变更排污登记管理内容。

综上，本项目对周边大气环境影响较小。

(3) 废气监测要求

详见“五、主要生态环境保护措施”章节中的“其他”。

4.4.2.2 废水

营口天然气处理厂新增定员14人，生活污水经生活污水处理装置处理后进入盖州市第二污水处理厂；生产废水主要为工艺装置生产废水、地面冲洗水、储罐冲洗水，经生产水污水处理系统处理后与生活污水一并进入盖州市第二污水处理厂。废水排放口依托现有工程废水排放口，位于现有在厂区北侧围墙外。

表 4-21 废水排放口基本情况

名称	位置	类型	备注
废水排放口	厂区北侧围墙外	间接排放口	依托现有排放口

拟建工程新增废水污染物产生、排放及处理措施详见附表6。

(1) 废水源强分析

① 生活污水

本项目新增定员14人，按照设计数据，新增生活用水量为2.8m³/d，生活污水排放量按用水量的90%计算，则本项目新增生活排放量为2.52m³/d（919.8m³/a）。

保守核算，污染物排放浓度参照接管标准，即COD浓度为300mg/L，BOD₅浓度为250mg/L，氨氮浓度为30mg/L，经核算，本项目生活污水新增COD为0.276t/a、BOD₅0.23t/a、氨氮0.028t/a。

②生产废水

本工程排放的生产废水主要来自天然气分离脱水单元产生的生产废水、地面冲洗废水、储罐冲洗废水，产生量约为 475m³/a。

保守核算，主要污染物石油类和 COD 排放浓度参照接管标准，即石油类浓度为 20mg/L，COD 浓度为 300mg/L，经核算，生产废水新增石油类为 0.031t/a，COD 为 0.143t/a。

③初期雨水

按营口暴雨强度计算公估算：

$$q = \frac{1686(1 + 0.77 \lg p)}{(t + 8)^{0.72}}$$

式中：q—暴雨强度（升/秒·公顷）；P—设计重现期（年）；t—降雨历时（分）。

计算时设计重现期取 1 年，降雨时间取 15 分钟。计算得 q=176.37 升/秒·公顷。

初期雨污水量：Q（m³/a）=t×q×S×R

式中：t—初期雨污水汇流时间（秒）；q—暴雨强度（m³/秒·公顷）；S—汇水面积（公顷）；R—径流系数，取值 0.9。

本工程新增汇水面积约 1.008 公顷，主要包括工艺装置区与导热油炉区、储罐区，经计算，本项目新增初期雨水量约 144m³/次（2448m³/a）。

主要污染物石油类排放浓度参照接管标准，即石油类浓度为 20mg/L，COD 浓度为 300mg/L，经核算，生产废水新增石油类为 0.031t/a，COD 为 0.143t/a。

④废水污染物统计

本项目新增废水污染物排放情况详见下表。

表 4-22 废水污染物排放情况

污染源	污染物	排放量	排放浓度	排放时间	年排放量
		m ³ /d	mg/L	d/年,次/年	t/a
生活污水	COD	2.52	300	365	0.276
	BOD ₅		250		0.230
	SS		200		0.276
	氨氮		30		0.028
生产装置废水	COD	1	300	330	0.099
	石油类		20		0.007
	SS		100		0.099
地面冲洗废水	COD	10	300	12	0.036
	石油类		20		0.024
	SS		100		0.036
储罐冲洗废水	COD	25	300	1	0.008
	石油类		20		0.001
	SS		100		0.008
初期雨水	石油类	144（m ³ /次）	5	17	0.049
	SS		30		0.734
废水污染物合计			COD		0.418

	BOD ₅	0.230
	氨氮	0.028
	石油类	0.080
	SS	1.145

(2) 地表水环境影响分析

本项目新增生活污水依托现有生活污水处理设施处理合格后排入盖州市第二污水处理厂或用于厂内绿化,本项目新增含油废水经处理合格后与处理达标的生活污水合并排入盖州市第二污水处理厂。营口天然气处理厂生活污水、生产废水处理措施及措施可行性详见“5.4.2 废水污染防治措施”章节。

本项目对周边地表水环境影响较小。

(3) 监测要求

详见“五、主要生态环境保护措施”章节中的“其他”。

4.4.2.3 噪声

(1) 噪声源强

本项目运营期陆地终端适应性改造工程的主要噪声源包括:

①导热油炉区域: 导热油循环泵。

②生产工艺装置区: 各类泵、再生气压缩机、膨胀压缩机、脱丁烷塔顶空冷器、脱丙烷塔顶空冷器、丙烷压缩机等。其中丙烷压缩机布置在现有丙烷压缩机房内。

经消声器、阻尼材料、隔声、减震等降噪措施处理后, 项目噪声源声功率级约为75~90dB(A)。

表 4-23 拟建工程噪声源强(室外)一览表

设施名称	声源名称	噪声产生源强		降噪措施	噪声排放值		运行时段	距地高度(m)	运行数量(台)	数量(台)	
		核算方法	噪声源强声功率级 dB(A)		核算方法	噪声排放值 dB(A)				总数	备注
导热油炉	导热油循环泵	类比法	90	低噪声设备	类比法	75	连续	0.3	2	2	/
	导热油炉鼓风机	类比法	100		类比法	80	连续	0.3	1	2	1用1备
生产工艺装置区	泵	类比法	95		类比法	75	连续	0.3	5	10	5用5备
	再生气空冷器	类比法	95		类比法	76	连续	3	1	2	1用1备
	再生气压缩机	类比法	95		类比法	85	连续	1	1	2	1用1备
	膨胀压缩机	类比法	100		类比法	90	连续	1	1	2	1用1备
	脱丁烷	类比	85		类比	75	连续	3	1	1	/

塔顶空冷器	法			法							
脱丙烷塔顶空冷器	类比法	85		类比法	75	连续	3	1	1	/	

表 4-24 拟建工程噪声源强（室内）一览表

建筑物名称	声源名称	噪声产生源强		降噪措施	距室内边界距离 (m)	运行时段	噪声排放值		距地高度 (m)	运行数量 (台)	总数	备注
		核算方法	噪声源强声功率级 dB (A)				核算方法	建筑物外噪声声压级 dB (A)				
丙烷压缩机房	丙烷压缩机	类比法	110	低噪设备、布置于室内	3m	连续	类比法	85	0.5	1	2	1用1备

表 4-25 拟建工程噪声源坐标一览表

声源名称	空间相对位置/m	
	X	Y
导热油循环泵	■	■
导热油炉鼓风机	■	■
泵	■	■
再生气空冷器	■	■
再生气压缩机	■	■
膨胀压缩机	■	■
脱丁烷塔顶空冷器	■	■
脱丙烷塔顶空冷器	■	■
丙烷压缩机	■	■

注：本项目以厂界西南点位（■）为 0, 0 点

(2) 噪声预测模式

预测时段：昼间、夜间。

预测点位：在项目厂界四周外 1m 处。

预测方法：预测方法采用数学模式法，模式按照《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ 2.4—2021）中的有关规定选取。

(3) 噪声影响分析

本项目为改扩建项目，正常工况下，对项目噪声源（现有工程噪声源、新增噪声源）进行预测，厂界噪声贡献值统计表见下表。

表 4-26 厂界噪声影响预测结果单位: dB (A)

时段	位置	贡献值	标准值	达标情况
昼间	东厂界	37.93	65	达标
	西厂界	41.51		
	南厂界	38.10		
	北厂界	46.92		
夜间	东厂界	37.93	55	达标
	西厂界	41.51		
	南厂界	38.10		
	北厂界	46.92		

经预测, 厂界噪声最大贡献值为 46.92dB, 昼间、夜间厂界贡献值均可达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 3 类排放标准要求, 对周围声环境影响较小。

(4) 噪声监测要求

详见“五、主要生态环境保护措施”章节中的“其他”。

4.4.2.4 固体废物

营口天然气处理厂产生的固体废弃物产生及处置情况详见附表 7。

(1) 生活垃圾: 新增定员 14 人, 生活垃圾产生量约 7.7t/a, 外委处置。

(2) 一般工业固体废物: 新增天然气处理设备产生废分子筛, 分子筛每 2~3 年更换一次, 产生量约为 30t/次 (平均 15t/a), 外委处理; 其他一般工业固体废物, 包括生活污水等, 预计产生量约 1t/a, 外委处理。

(3) 危险废物: 新增含油污泥 (水) 废矿物油等, 预计产生量约 2t/a, 交有资质单位处理; 设备检修产生的含油检修废物及废油桶, 预计产生量约 3t/a, 交有资质单位处理; 含有或沾染试剂废物的废弃包装物、容器、过滤吸附介质等, 预计产生量约 3t/a, 交有资质单位处理; 导热油炉产生的换热器管束废油, 通常 3~5 年产生一次, 预计产生量约 20t/次 (平均 5t/a), 交有资质单位处理。

本项目产生危险废物依托现有工程危险废物贮存间, 危废贮存间及危险废物储存容器设置应满足《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023 相关规定)。

表 4-27 现有工程危险废物贮存间符合性分析

序号	《危险废物贮存污染控制标准》 (GB18597-2023) 要求	现有工程危废贮存间	符合性
1	贮存设施应根据危险废物的形态、物理化学性质、包装形式和污染物迁移途径，采取必要的防风、防晒、防雨、防漏、防渗、防腐以及其他环境污染防治措施，不应露天堆放危险废物。	贮存间为四周密封结构，满足防风、防晒、防雨、防漏、防渗、防腐以及其他环境污染防治措施。	符合
2	贮存设施或贮存分区内地面、墙面裙脚、堵截泄漏的围堰、接触危险废物的隔板和墙体等应采用坚固的材料建造，表面无裂缝。	贮存间地面、墙面裙脚、堵截泄漏的围堰、接触危险废物的隔板和墙体等采用坚固的材料建造，表面无裂缝。	符合
3	贮存设施地面与裙脚应采取表面防渗措施；表面防渗材料应与所接触的物料或污染物相容，可采用抗渗混凝土、高密度聚乙烯膜、钠基膨润土防水毯或其他防渗性能等效的材料。贮存的危险废物直接接触地面的，还应进行基础防渗，防渗层为至少 1m 厚黏土层（渗透系数不大于 10^{-7} cm/s），或至少 2mm 厚高密度聚乙烯膜等人工防渗材料（渗透系数不大于 10^{-10} cm/s），或其他防渗性能等效的材料。	危险废物贮存间基础防渗层为至少 1m 厚粘土层（渗透系数 $\leq 10^{-7}$ cm/s），或 2mm 厚高密度聚乙烯，或至少 2mm 厚的其它人工材料，渗透系数 $\leq 10^{-10}$ cm/s。同时，地面与裙脚要用坚固、防渗的材料建造，建筑材料必须与危险废物相容。	符合
4	同一贮存设施宜采用相同的防渗、防腐工艺（包括防渗、防腐结构或材料），防渗、防腐材料应覆盖所有可能与废物及其渗滤液、渗滤液等接触的构筑物表面；采用不同防渗、防腐工艺应分别建设贮存分区。	贮存间采用相同的防渗、防腐工艺（包括防渗、防腐结构或材料），防渗、防腐材料覆盖所有可能与废物及其渗滤液、渗滤液等接触的构筑物表面。	符合
5	贮存库内不同贮存分区之间应采取隔离措施。隔离措施可根据危险废物特性采用过道、隔板或隔墙等方式。	贮存间内不同贮存分区之间采取隔离措施。隔离措施可根据危险废物特性采用过道、隔板或隔墙等方式。	符合
6	在贮存库内或通过贮存分区方式贮存液态危险废物的，应具有液体泄漏堵截设施，堵截设施最小容积不应低于对应贮存区域最大液态废物容器容积或液态废物总储量 1/10（二者取较大者）；用于贮存可能产生渗滤液的危险废物的贮存库或贮存分区应设计渗滤液收集设施，收集设施容积应满足渗滤液的收集要求。	贮存间设置泄漏液体收集装置，堵截泄漏的裙脚与地面所围成的容积不低于堵截最大容器的最大储量或总储量的 1/5。危险废物的贮存库或贮存分区设计渗滤液收集设施，收集设施容积满足渗滤液的收集要求。	符合

本项目运营期产生的固体废物均得到妥善处理，对周边环境影响较小。

4.4.2.5 地下水环境影响

根据《建设项目环境影响报告表编制技术指南（污染影响类）（试行）》的要求，本次

评价分析地下水污染源、污染物类型和污染途径，按照分区防控要求提出相应的防控措施。

(1) 正常工况

本项目严格按照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T 50934-2013）进行地表分区防渗处理，物料及污水输送管线、依托的污废水处理装置等也经过防渗防腐处理，正常状况下不应有废污水处理装置或其它物料暴露而发生渗漏至地下水的情景发生。

(2) 非正常状况

非正常状况指建设项目的工艺设备或地下水环境保护措施因系统老化、腐蚀等原因不能正常运行或保护效果达不到设计要求时的运行状况。在生产运营期，当装置单元、储罐、依托的储运工程、公用工程中废污水管网以及环保工程中水工构筑物的分区防渗措施等出现破损或施工质量存在问题的情况下，如处置不当，污染物可能下渗影响地下水环境。

针对可能发生的地下水污染，本项目污染防治措施“源头控制、分区防渗、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全方位进行防控，详见“5.4.5 地下水污染防治措施”章节。采取相应的地下水污染防治措施后，本项目对地下水环境影响较小。

4.4.2.6 土壤环境影响分析

根据《建设项目环境影响报告表编制技术指南（污染影响类）（试行）》的要求，本次评价分析土壤污染源、污染物类型和污染途径，按照分区防控要求提出相应的防控措施。为有效防治土壤环境污染，本项目结合《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）的要求，坚持“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，采取从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全阶段进行控制的措施。

(1) 土壤污染源

本项目废气、废水、固体废物等可能会对土壤造成污染。

(2) 土壤污染物途径

①正常工况下对土壤的影响

本项目天然气处理系统、导热油炉系统等设备设施密闭运行同时地面进行了硬化处理，因此正常运营情况下，对土壤环境影响较小。

②非正常工况下对土壤的影响

在非正常情况下，天然气处理系统中的设备设施老化腐蚀泄漏，含油污水“跑、冒、滴、漏”通过垂直入渗进入土壤，对土壤环境产生一定的影响；依托含油污水管道和闭式排放罐等设备设施老化腐蚀泄漏，含油污水“跑、冒、滴、漏”通过垂直入渗进入土壤，对土壤环境产生一定的影响；依托污水处理站内污水调节池、中间缓冲池等设备设施老化腐蚀泄漏，含油污水“跑、冒、滴、漏”通过垂直入渗进入土壤，对土壤环境产生一定的影响。

	<p>非正常工况下，因设备腐蚀老化造成的“跑、冒、滴、漏”，污染物主要是通过垂直入渗进入厂区内的土壤环境；营口天然气处理厂内地势平坦，且设有实体围墙，跑冒滴漏的污染物对周边土壤环境影响较小。</p> <p>4.4.3 运营期环境风险影响分析</p> <p>针对本项目施工期和运营期可能发生的风险事故开展了专项分析，根据《建设项目环境风险评价导则》（HJ 169-2018），本项目陆地终端适应性改造风险评价等级为二级。</p> <p>本项目拟在营口天然气处理厂内部预留区域扩建一套天然气处理系统，并对储运公用等辅助设施改扩建。主要危险单元包括生产装置中的天然气处理装置，储运工程中的罐区，项目的主要危险因素为危险物质的泄漏和火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。</p> <p>中海石油(中国)有限公司天津分公司营口天然气处理厂已于 2020 年 10 月编制完成《中海石油(中国)有限公司天津分公司营口天然气处理厂突发环境事件应急预案(2020 年第 3 版)》，并于 2020 年 11 月 3 日在营口仙人岛经济开发区管委会环境保护局(备案编号：210881-2020-006-M)，见附件 4。</p> <p>本项目设有大气环境风险防范措施、水污染风险防范措施、地下水风险防范措施、应急监测系统等，可对环境风险事故进行有效的预防、监控和响应。</p> <p>建设单位应按照国家、地方和相关部门要求对现有突发环境事件应急预案进行及时修订、完善，为控制本工程可能发生的各类、各级环境风险事故，降低并最终消除其环境影响，提供有效的技术和应急保障。</p>
<p>选 址 选 线 环 境 合 理 性 分 析</p>	<p>本项目海上主体工程在辽东作业公司现有海上平台上进行施工，不涉及选址合理性分析；陆地终端适应性改造在营口天然气处理厂内进行施工，不涉及选址合理性分析。</p>

五、主要生态环境保护措施

施工期生态环境保护措施	<p>本项目建设内容包括海上工程和陆地终端适应性改造，因此施工期生态环境保护措施按照海上工程和陆地终端适应性改造工程分别介绍。</p> <p>5.1 海上工程施工期生态环境保护措施</p> <p>5.1.1 污染防治对策措施</p> <p>本项目海上工程施工期的主要污染物包括调整井施工过程中产生的钻屑、钻井液、生产垃圾、生活垃圾和生活污水、洗井废水。</p> <p>(1) 钻井液、钻屑污染防治措施</p> <p>① 钻井液</p> <p>本项目采用水基钻井液，钻井液平时储存在各平台泥浆池中，JZ25-1S WHPD、JZ25-1S WHPE 平台泥浆池容积均为 210m³。</p> <p>非油层段水基钻井液：本次调整井工程钻井过程中向海中排放非油层段水基钻井液，其生物毒性容许值达到《海洋石油勘探开发污染物生物毒性分级》（GB18420.1-2009）标准中一级海区标准的要求，即钻井液生物毒性容许值不低于 30000mg/L，同时满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）中一级标准要求，即 Hg（重晶石中最大值）≤1mg/kg，Cd（重晶石中最大值）≤3mg/kg。水基钻井液钻井结束后经检测达标一次性排放（最大排放速率通过阀门控制在 35m³/h 以下），若不符合排放要求，将随油层段钻井液和钻屑一起运回陆上处理。</p> <p>油层段水基钻井液：油层段水基钻井液及不满足排放标准的非油层段钻井液泵输到船舶上的专用泥浆罐（单个容积 10m³，约 15 个循环使用）运至码头（周转周期 10 天左右）交有资质单位处理。</p> <p>② 钻屑</p> <p>非油层段钻屑：本次调整井工程钻井过程中向海中排放的非油层段钻屑，其生物毒性容许值达到《海洋石油勘探开发污染物生物毒性分级》（GB18420.1-2009）标准中一级海区标准的要求，即钻屑的生物毒性容许值不低于 30000mg/L，同时满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）中一级标准要求，即 Hg（重晶石中最大值）≤1mg/kg，Cd（重晶石中最大值）≤3mg/kg。</p> <p>油层段钻屑：油层段钻屑及不符合排放标准的非油层段钻屑在平台上采用带盖的岩屑回收箱（容积 3.3m³/个）收集存储，然后将岩屑回收箱吊装至船舶运至码头（周转周期 10 天左右），交由有资质单位接收处理/处置，同时及时更换空岩屑箱到平台备用（约 20 个循环使用）。</p> <p>(2) 生活污水</p> <p>本项目 JZ25-1S WHPD 平台施工生活污水依托 JZ25-1S WHPD 平台现有生活污水处理设施进行处理，满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级标准（COD</p>
-------------	--

含量 $\leq 300\text{mg/L}$) 后排海。JZ25-1S WHPD 平台上现有生活污水处理能力为 $75.6\text{ m}^3/\text{d}$ ，本项目 JZ25-1S WHPD 平台施工期高峰期，施工人员约 120 人，期间 JZ25-1S WHPD 平台生产人员不超过 80 人，JZ25-1S WHPD 平台上现有生活污水处理能力依托可行。

本项目 JZ25-1S WHPE 平台施工生活污水依托 JZ25-1S CEPF、JZ25-1S CEP 平台生活污水处理设施进行处理，满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级标准后排海。JZ25-1S WHPE 通过栈桥与 JZ25-1S CEPF、JZ25-1S CEP 相连，JZ25-1S CEPF 平台上生活污水处理能力为 $75.6\text{ m}^3/\text{d}$ ，JZ25-1S CEP 平台上生活污水处理能力为 $102\text{ m}^3/\text{d}$ 。本项目 JZ25-1S WHPE 平台施工期高峰期，施工人员约 120 人，期间 JZ25-1S CEPF 期间 JZ25-1S WHPE 平台生产人员不超过 200 人，JZ25-1S CEPF、JZ25-1S CEP 现有生活污水处理能力依托可行。

根据 2022 年生活污水例行环境监测报表，JZ25-1S WHPD、JZ25-1S CEPF、JZ25-1S CEP 生活污水经处理后 COD 含量 $\leq 300\text{mg/L}$ ，符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）中的一级标准。

综上，本项目施工期生活污水处置措施可行。

（4）生活垃圾

施工期生活垃圾运回陆地处理，不排海。

（5）生产垃圾

生产垃圾全部运回陆地，交由资质单位处理，目前交 [REDACTED] 处理。

（4）洗井废水

本工程 4 口先期排液井采用处理达标的生产水进行洗压井，单口井产生洗井水约 300 m^3 ，主要污染因子为石油类等；其产生洗压井废水约为 1200 m^3 。产生的洗压井废水经海底管线进入 JZ25-1S CEPF 平台上含油污水处理系统处理合格后回注地层，不外排。

5.1.2 生态保护对策措施

（1）污染物源头控制

施工期油层段钻屑、油层段钻井液、生产垃圾和生活垃圾均运回陆地处理，洗井废水处理合格后回注地层，尽量减少污染物排海，最大限度降低对海洋环境的影响。

钻屑排放在非油层钻进期间持续排放，钻井液循环使用，间断性排放。钻井过程中应严格控制非油层段钻屑和非油层段钻井液的排放速率，从而减少对渔业资源的影响。

（2）生态保护措施

非油层段钻屑和非油层段钻井液的排放避开工程所在海域主要经济鱼类的产卵盛期（5 月），最大限度地减少对海洋生物的影响。

针对施工期的生物资源损失核算金额，对海洋生物资源损失进行补偿，补偿金额为 35.62 万元，并纳入环保投资。在后续生产过程中建设单位采取相应生态补偿措施，从而维持海洋生物资源可持续利用。

5.1.3 风险防范措施

(1) 钻井期井喷和火灾爆炸防范措施

为防止钻井阶段火灾和井喷事故的发生，油田作业者拟采取如下措施降低相应风险：

- ①严格实施钻井作业规程；
- ②在钻台、泥浆池和泥浆工艺室等场所设置通风系统和烃类气体探测器，自动探测可能聚集的烃类气体；
- ③油管强度设计采用较高的安全系数；
- ④井口控制安全屏蔽由机械或液压控制的监测装置组成，用来控制井喷；
- ⑤选择优质封隔器并及时更换损坏元件；
- ⑥在开钻之前制定周密的钻井计划；
- ⑦配备安全有效的防喷设备和良好的压井材料及井控设备；
- ⑧对关键岗位的操作人员进行专业技术培训，坚持持证上岗，建立健全井控管理体系；
- ⑨加强钻时观测，及时发现先兆，按正确的关井程序实行有效控制，并及时组织压井作业；
- ⑩制定严密的溢油应急计划，一旦发生井喷便采取相应的应急措施。

(2) 平台改造风险防范措施

- ①严格执行联合作业安全审核制度，作业前进行必要的安全分析，严格编制与执行作业计划，严格实施作业安全监督。
- ②合理布置，确保油气生产区与施工场地保持安全距离。
- ③对施工作业人员进行安全培训与教育，严格明火源控制等。
- ④根据新增设备设施及物流的接入，完善相应的安全管理制度和操作规程。

5.2 陆地终端适应性改造施工期生态保护措施

5.2.1 施工废气防治措施

(1) 施工扬尘

为尽可能减少项目施工期的废气排放，避免有害气体和粉尘在工程区及周围环境中的扩散，施工单位主要防治措施有：

- ①施工工地围挡外围醒目位置设置公示栏，公示扬尘污染防治措施、负责人、扬尘监督管理主管部门、举报电话、工期等信息；
- ②施工工地分别设置硬质、连续密闭围挡或者围墙，设置警示牌，并采取有效防尘措施；
- ③车辆驶出施工工地前将车轮、车身清洗干净，不得带泥上路，工地出口外不得有泥浆、泥土和建筑垃圾；施工工地出入口配备车辆冲洗设备和沉淀过滤设施；
- ④施工工地出入口、材料堆放和加工区、生活区、主干道等区域的地面进行硬化，并辅以洒水等措施；
- ⑤建筑土方、工程渣土、建筑垃圾和散装物料以密闭方式及时清运出施工工地；在工地

内设置临时堆放场，并采用密闭式防尘网遮盖；

⑥施工工地内的裸露地面采取定时洒水等措施；

⑦建筑施工脚手架外侧设置符合标准的密目式防尘安全网，拆除时采取洒水、喷雾等措施；

⑧实施土石方、地下工程等易产生扬尘的工程作业时，采取洒水、喷雾等措施。

(2) 施工机械、车辆产生的废气

①施工单位在施工过程中尽量使用低污染排放的设备，日常注意设备的检修和维护，保证设备在正常工况条件下运转。

②喷涂采取源头控制措施，对于必须在现场涂刷的设备、容器、管材等，应采用水性涂料或环保型涂料，从源头降低 VOCs 的排放。

5.2.2 施工废水防治措施

施工期废水主要包括施工人员生活污水、储罐试压废水、设备和车辆冲洗废水等。

(1) 生活污水：依据工程周边情况，建议合理选择施工人员驻地，若租住在当地民居则依托当地生活污水处理系统；若自建驻地，施工现场应设置化粪池或移动厕所。

(2) 储罐试压废水、施工现场设备和车辆洗涤产生的废水主要污染物为 SS，施工期加强现场管理，设备和车辆冲洗废水可就地浇洒路面。

(3) 在施工过程中施工单位加强对施工机械、车辆的维护与管理，防止漏油事故发生，同时规范施工人员的操作，杜绝施工机械“跑、冒、滴、漏”现象的发生。

5.2.3 施工噪声防治措施

(1) 合理安排施工时间，制订施工计划时应尽可能避免大量的高噪声设备同时施工。

(2) 施工现场合理布局，避免同一地点安排大量动力机械设备，以免局部声级过高。

(3) 降低设备声级，设备选型上尽量采用低噪声设备，如以液压机械代替燃油机械，振捣器采用高频型等。

(4) 降低人为噪声，按规定操作机械设备，模板、支架拆卸吊装过程中，遵守作业规定，减少碰撞噪音。尽量少用哨子等指挥作业，而代以现代化设备，如用无线对讲机等。

(5) 加强运输车辆的管理，按规定组织车辆运输，合理规定运输通道。进出居民区集聚区施工工地时，车辆应限速行驶，减少鸣笛。

5.2.4 施工固废防治措施

(1) 施工人员生活垃圾：及时收集清扫，定点存放，统一外委处置。

(2) 建筑垃圾：分类收集，包装材料、木材边角料、金属类等可回收利用废物回收利用，碎砖、碎瓷片、混凝土块等不可回收废物定期清运至当地管理部门指定的建筑垃圾堆放场集中堆存。

(3) 施工过程中废油漆涂料包装桶和少量擦洗储罐和沾过涂料的破布等危险废物，交有资质单位处理。

	<p>5.2.5 施工期生态保护措施</p> <p>(1) 加强施工期环境管理，强化施工人员环保意识，规范施工。</p> <p>(2) 划定适宜的堆管（料）场，严禁施工材料乱堆乱放。</p> <p>(3) 合理安排施工进度，提高工程施工效率，缩短施工时间；施工中要尽量减少裸地的暴露时间。</p> <p>(4) 施工结束后，施工单位应负责清理现场。</p> <p>(5) 合理利用弃土，无法利用的弃土按照当地主管部门指定地点堆砌。</p>
运营期生态环境保护措施	<p>本项目建设内容包括海上工程和陆地终端适应性改造，因此运营期生态环境保护措施按照海上工程和陆地终端适应性改造分别介绍。</p> <p>5.3 海上工程运营期生态环境保护措施</p> <p>5.3.1 生态保护措施</p> <p>本项目投产后 JZ25-1S WHPD、JZ25-1S WHPE 不新增定员，不新增生活污水排放量。含油生产水经生产水处理系统处理满足石油类$\leq 30\text{mg/L}$的要求后回注地层，不外排；生产垃圾运回陆上委托有相应资质的单位进行处理（目前交 ██████████），不会对海洋环境产生影响。</p> <p>5.3.1 风险防范措施</p> <p>建设单位已针对油田作业区海上石油开采开发作业编制《锦州 25-1 南油气田及锦州 25-1 油田溢油应急计划（2021 年版）》并在生态环境部海河流域北海海域生态环境监督管理局进行了备案。本项目受该溢油应急计划管控，需严格按照溢油应急计划开展好各种溢油应急准备和响应工作。</p> <p>5.4 陆地终端适应性改造运营期生态环境保护措施</p> <p>5.4.1 废气污染防治措施</p> <p>5.4.1.1 废气防治措施</p> <p>(1) 源头控制：采用清洁、低硫的天然气为燃料，从源头上减少了二氧化硫和颗粒物的产生。</p> <p>(2) 为了有效控制营口天然气处理厂生产装置中挥发性有机物（VOCs）的无组织排放，生产工艺采取了密闭操作；厂区内产品储罐采用压力罐，丙烷、丁烷和轻烃的装载采用了气相平衡系统，厂内定期开展生产装置泄漏检测与修复（LDAR）工作。有效控制营口天然气处理厂生产装置中挥发性有机物（VOCs）的无组织排放。</p> <p>5.4.1.2 废气污染防治技术可行性分析</p> <p>(1) 导热油炉废气污染防治措施</p> <p>新建导热油炉采用清洁、低硫的天然气为燃料，从源头上减少了二氧化硫和颗粒物的产生。本项目建成后，营口天然气处理厂现有及新建导热油炉以外输天然气产品为燃料，参考</p>

现有天然气检测报告，总硫的质量浓度为 $3.2\text{mg}/\text{Nm}^3$ ，通过物料衡算法计算新建导热油炉燃烧烟气经余热导热油炉余热利用并排放后二氧化硫的排放浓度约为 $0.26\text{mg}/\text{Nm}^3$ ，可从源头控制二氧化硫的产生。

本项目新建的导热油炉与营口天然气处理厂现有的2台导热油炉规模及使用的燃料均一致，类比现有两台 5000kM 导热油炉排放废气的监测结果，颗粒物浓度 $<1\text{mg}/\text{m}^3$ ，二氧化硫的排放浓度小于 $8\text{mg}/\text{m}^3$ ，氮氧化物排放浓度小于 $141\text{mg}/\text{m}^3$ 。因此，本项目新建 5000kW 燃气导热油炉排放废气颗粒物、二氧化硫、氮氧化物排放浓度可满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表3规定的大气污染物特别排放限值中排放限值要求。

（2）无组织废气排放可行性分析

为了有效控制营口天然气处理厂生产装置中挥发性有机物（VOCs）的无组织排放，营口天然气处理厂生产工艺采取了密闭操作；厂区内产品储罐采用压力罐，丙烷、丁烷和轻烃的装载采用了气相平衡系统；生产工艺中分类的生产废水经密闭管道集输至生产水污水处理系统；厂内定期开展生产装置泄漏检测与修复（LDAR）工作；符合《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）相关管控要求。目前营口天然气处理厂实行排污许可登记管理，拟建项目投产前将按照排污许可管理要求变更排污登记管理内容。

（3）火炬气控制措施可行性

在天然气加工处理过程中，当停产检修或出现事故，以及管道、设备中天然气超压，需将一部分天然气通过火炬放空燃烧，以减轻烃类直排对大气环境的影响，本项目非正常工况火炬气依托现有工程火炬系统。VOCs和天然气进入火炬能及时点燃并充分燃烧，可连续监测火炬及其引燃设施的工作状态，现有工程火炬系统符合《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）相关管控要求。

综上，本项目营口天然气处理厂新增工程废气污染防治可行。

5.4.2 废水污染防治措施

5.4.2.1 废水处理措施

营口天然气处理现有设施建有雨水排水系统、初期雨水池、事故废水收集池、生活污水处理系统和生产废水处理系统。

（1）生活污水：经收集后依托厂区内生活污水处理装置，经处理达标后部分与处理达标的生产废水合并排入进入盖州市第二污水处理厂；部分用于厂内绿化。

（2）生产废水：依托营口天然气处理厂现有生产污水处理装置进行处理，处理合格后最终排入厂外已建排水管网，进入盖州市第二污水处理厂统一处理。

（2）雨水：本次改造新增工艺装置区、罐区和导热油炉区等区域内未受污染雨水通过雨水管线收集，最终排入市政雨排水系统。

（4）初期雨水：本次改造新增工艺装置区、罐区和导热油炉区等区域的初期雨水通过收水口收集排至初期雨水池暂存，之后经雨水提升泵打入生产污水处理系统处理。

(5) 消防水：目前罐区已建防火堤有效容积为 7075m³，已建事故水池容积 550m³，合计 7625m³，大于最不利一次火灾事故废水量，可将一次最大消防中的消防废水完全收集。消防废水含油时依次进入隔油池、双滤料过滤器等污水处理系统进行处理或运至有资质第三方处理，不含油时排入盖州市第二污水处理厂，从而防止其对外界环境造成的污染。

5.4.2.2 废水污染治理设施可行性分析

(1) 生产水处理系统

营口天然气处理厂已建生产水处理系统设计规模 5m³/h，工艺系统排水和罐区、工艺装置区及装车区初期雨水通过排水管流入平流式隔油池，然后通过双滤料过滤器，处理合格后最终排入厂外已建排水管网，进入盖州市第二污水处理厂统一处理。如果经在线监测仪检测不合格，则过滤器停止过滤（过滤器中的不合格污水通过反冲洗排水管重新打回到平流式隔油池），同时对过滤器进行反冲洗后重新再进行过滤处理流程，处理达标后进入盖州市第二污水处理厂统一处理。隔油池隔出的污油进入储油池，通过提升泵装车外运。

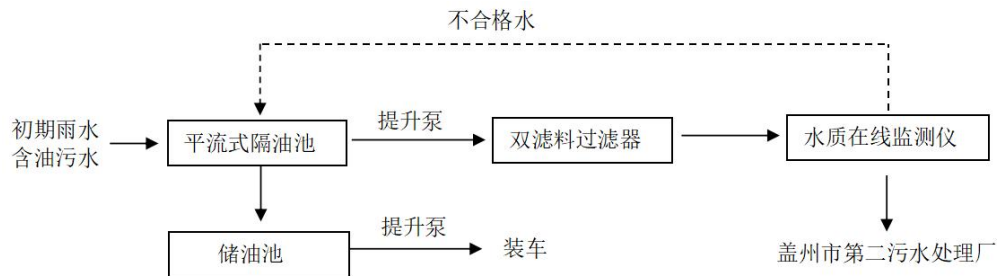


图5-1 营口天然气处理厂生产水处理系统处理流程示意图

(2) 生活污水处理系统

营口天然气处理厂生活污水处理系统设计规模60.5m³/d，生活污水经生活区化粪池均质均量后，重力流入一体化污水处理装置内，经初沉接触氧化，再经二次沉淀、消毒，由装置自带的污水提升泵提升进入总调节池，再提升至一体化反应池，经电解池处理后，达标废水进入电解水箱，部分废水经提升泵排放至站外排水管道，最终排放盖州市第二污水处理厂，部分废水排到厂内绿化管线，用于厂内绿化。

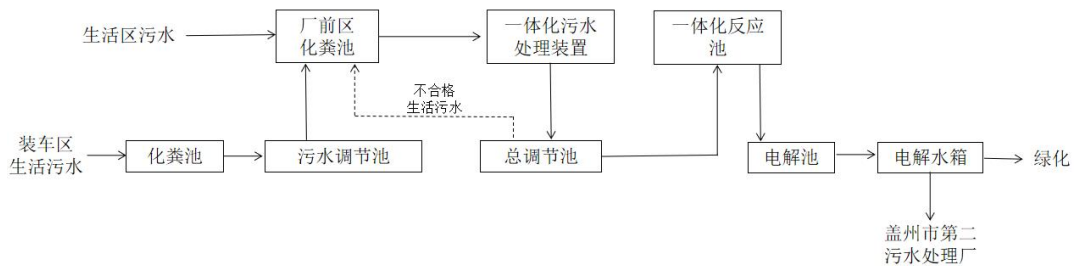


图5-2 营口天然气处理厂生活污水处理流程示意图

(3) 废水污染物达标排放情况

2014年6月24-30日，中国海洋石油总公司节能减排监测中心（以下简称监测中心）组织有关监测技术人员对营口天然气处理厂进行了验收监测和环境管理检查。监测结果表明，

营口天然气处理厂处理后的生活污水和含油污水中污染物浓度最大值分别为：化学需氧量 80.2mg/L，氨氮 7.21mg/L，石油类 10.2mg/L，悬浮物 60mg/L，符合《辽宁省污水综合排放标准》（DB21/1627-2008）表 2 中排入城镇污水处理厂收集管网的水污染物最高允许排放浓度要求，满足接管标准要求。

营口天然气处理厂近一年的废水出口水质监测结果详见下表，监测单位为谱尼测试科技（天津）有限公司，监测结果表明营口天然气处理厂 pH、五日生化需氧量、化学需氧量、悬浮物、氨氮（以 N 计）、石油类均能满足盖州市第二污水处理厂的接管标准。

表 5-1 废水出口监测结果

监测项目	单位	日期				限值	是否满足接管标准
		2022.4	2022.8	2022.11	2023.1		
pH 值	无量纲	6.8	7.3	6.8	6.5	6.0~9.0	满足
五日生化需氧量	mg/L	1.4	1.2	2.6	1.7	≤250	满足
化学需氧量	mg/L	8	7	19	15	≤300	满足
悬浮物	mg/L	<4	<4	<5	8	≤300	满足
氨氮（以 N 计）	mg/L	未检出	1.50	<0.01	<0.01	30	满足
石油类	mg/L	0.24	0.27	0.19	0.28	≤20.0	满足

谱尼测试科技（天津）有限公司于 2023 年 6 月对经处理后的生活污水进行了监测，监测结果表明，监测因子均满足《城市污水再生利用城市杂用水水质》（GB/T18920—2020）表 1 “城市绿化、道路清扫、消防、建筑施工”标准值。

表 5-2 生活污水出口水质监测结果

项目指标	单位	监测值	参照标准值	参照标准
pH 值	无量纲	6.78	6.0-9.0	《城市污水再生利用城市杂用水水质》（GB/T18920—2020）表 1 “城市绿化、道路清扫、消防、建筑施工”标准值
色度	铂钴色度单位	15	≤30	
嗅	无量纲	无异臭、无异味	无不快感	
浊度	NTU	<0.5	≤10	
BOD ₅	mg/L	4.9	≤10	
氨氮	mg/L	4.67	≤8	
阴离子表面活性	mg/L	<0.050	0.5	
溶解性总固体	mg/L	653	≤2000	
溶解氧	mg/L	8.1	≥2.0	
总氯	mg/L	0.5	0.2~2.5	
大肠埃希氏菌	MPN/100mL	未检出	无	

（4）依托污水处理厂可行性分析

本项目依托盖州市第二污水处理厂进行进一步处理。盖州市第二污水处理厂选址于营口仙人岛能源化工区西北部(盖州市九垄地镇厢红旗村西部)。污水处理构设备处理规模为 5000m³/d，采用 CWSBR 法处理工艺。经过处理的废水达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》(GB18918-2002)中的一级 A 标准后，部分回用于仙人岛规划区内的绿化、道路洒水冲刷、

部分工业补充水、热电厂冷却水，其余通过管道深海排入渤海。

盖州市第二污水处理厂污水处理工艺包括预处理、一级处理、二级处理和三级处理(深度处理)，具体见下图。

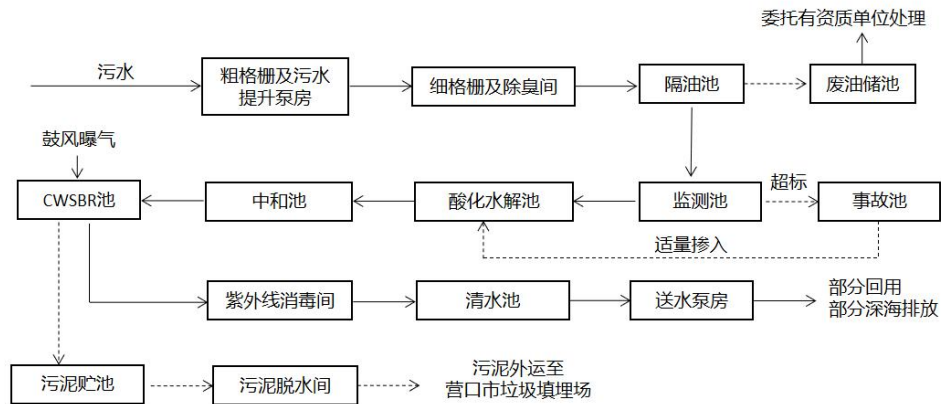


图 5-3 盖州市第二污水处理厂污水处理工艺流程图

设计进、出水水质指标及去除率见下表。

表 5-3 盖州市第二污水处理厂设计参数 单位: mg/L(pH 除外)

指标	pH	COD _{Cr}	BOD ₅	SS	NH ₃ -N	TN	TP	石油类	硫化物	挥发酚
进水	6-9	300	250	300	30	50	5.0	20	1.0	2.0
出水	6-9	50	10	10	5 (8)	15	0.5	1	1.0	0.5
去除率	-	83.33	96	96.67	83.3	70	90	95	0	75

本项目排放的废水能够达到污水处理厂进水标准，废水中不含重金属等有毒有害、可能对生化处理系统造成冲击的特征因子，符合盖州市第二污水处理厂进水水质要求，新增生产水处理系统新增废水处理量约 3887.8m³/a (10.7m³/d)，进水对污水处理厂处理系统不会产生冲击，在水质、水量上能够接受。

5.4.3 噪声防治措施

- (1) 项目单位在选购设备时，膨胀压缩机等高噪声设备应尽可能选用低噪声设备。
- (2) 对产生高噪声的设备进行降噪，减振处理，如刚性接触处安装减振垫等，并提高机械化和自动化程度，施行封闭生产，减少源强，确保设备噪声达标排放。
- (3) 在生产过程中并要求对设备进行定期检修，加强保养和润滑作用，保持设备良好的运转状态，尽量降低噪声。

综上，落实上述噪声防治措施后，本项目运营过程中厂界各侧的噪声预测值均能达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中3类区域要求(昼间≤65dB(A)，夜间≤55dB(A))，项目运营过程中对周围声环境无影响。

5.4.4 固废防治措施

为减少和妥善处理陆上终端产生的固体废弃物，本项目要采取以下措施：

- (1) 生活垃圾

本项目新增定员产生的生活垃圾外委处置。

(2) 一般工业固体废物

本项目产生的废分子筛等一般工业固体废物外委处置。

(3) 危险废物

本项目产生的危险废物主要包括油污泥（水）废矿物油（HW08）、各类油桶（滑油桶、柴油桶、导热油、油漆桶）（HW49）、吸附过滤介质（HW49），交有资质危废单位处理。

a. 危险废物收集过程

危险废物在收集时，应清楚废物的类别及主要成分，以方便委托单位处理，根据危险废物的性质和形态，采用不同大小和不同材质的容器进行包装，所有包装容器应足够安全，并经过周密检验，严防在装载、搬移或运输途中出现渗漏、溢出、抛洒或挥发等情况。最后按照对危险废物交换和转移管理工作的要求，对危险废物进行安全包装，并在包装的明显位置附上危险废物标签。

b. 危险废物贮存过程

本项目产生危险废物依托营口天然气处理厂现有危险废物贮存间，危废贮存间及危险废物储存容器设置应满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）和《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ1276-2022）相关规定。

c. 运输过程

本项目危险废物厂内运输过程中应做到以下几点：

- ①承载危险废物的车辆须有明显的标志或适当的危险符号，以引起注意；
- ②组织危险废物的运输单位，在事先需作出周密的运输计划和行驶路线，其中包括有效的废物泄漏情况下的应急措施。

委托具有相应资质的单位转移危险废物时，还应遵守《危险废物转移管理办法》（2021年部令 第23号）规定，通过国家危险废物信息管理系统填写、运行危险废物电子转移联单，并依照国家有关规定公开危险废物转移相关污染防治信息。

d. 处置过程

营口天然气处理厂产生的危险废物均外委有资质单位处置。目前营口天然气处理厂危险固体废物主要委托[]进行处置，其处置协议及危废资质详见附件8。

5.4.5 地下水污染防治措施

针对项目可能发生的地下水污染，本项目地下水污染防治措施按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全方位进行控制。

(1) 源头控制

主要包括在工艺、管道、设备、污水储存及处理构筑物采取相应措施，防止和降低污染物跑、冒、滴、漏，将污染物泄漏的环境风险事故降到最低程度，管线敷设尽量采用“可视

化”原则，即管道尽可能地上敷设，做到污染物“早发现、早处理”，减少由于埋地管道泄漏而造成的地下水污染。

a. 防泄漏

①本项目设计为密闭系统，工艺物料在操作条件下处于密闭的设备和管道中。根据介质特性和操作条件，合理选择设备材质，防止设备因超温、超压、腐蚀等原因引起的泄漏。设计考虑必要的操作裕度和弹性，以适应加工负荷变化的需要。根据物料特性选用符合要求的优质垫片，以减少管道、设备密封泄漏。

②受压元件所用的材料应符合《固定式压力容器安全技术监察规程》（TSG 21-2016）、《压力容器》（GB/T150.1~150.4-2011）、《压力管道安全技术监察规程 工业管道》（TSG D0001）、《工艺管道》（ASME B31.3）等国家强制性法规和标准的要求，防止因腐蚀、超压等原因引起的泄漏。对输送易燃、易爆介质的管线，尽量采用焊接连接型式。合理选用法兰、螺栓（母）垫片、阀门的形式和等级，严防泄漏。设备、储罐、管道、阀门及其它管件的质量应符合要求，确保设备的高度密封性，杜绝管线、法兰、阀门等泄漏。

③在设备和管线的排放口、采样口等排放阀设计时，通过加装盲板、丝堵、管帽、双阀等措施，减少泄漏的可能性。公用工程管道与可燃气体、可燃液体的管道或设备连接时，在间歇使用的公用工程管道上设两道切断阀，并在两阀间设检查阀。

④新建装置各设备所排放的污水均密闭进入含油污水管道，汇集后进污水处理系统。

⑤本项目设计中选用成熟可靠的工艺流程，并在装置操作的关键部位设置事故报警、安全泄放设施及液位高低限报警等系统。危险化学品储存装置采取相应的安全技术措施，如高、低液位报警和高高、低低液位联锁以及紧急切断装置等。

⑥按安全控制要求设置自动化控制系统、安全联锁或紧急停车系统和可燃及有毒气体泄漏检测报警系统。紧急停车系统、安全联锁保护系统要符合功能安全等级要求。

⑦按照设计规范设置必要的安全泄放阀，有毒、可燃气体的安全泄压排放采取密闭措施设计。可燃气体设备安全阀出口泄放至火炬系统。

⑧在有可能发生物料倒流造成事故的管道、设备处设置单向阀。

b. 防腐蚀

埋地管道、地面管道及设备均进行外表面防腐，地面管道及设备外防腐蚀涂料同时具有有耐潮湿、耐“盐雾”腐、耐日晒的特点。埋地管道、地面管道及设备防腐符合《石油化工设备和管道涂料防腐蚀设计标准》（SH/T3022-2019）。

(2) 分区防控

根据厂区各生产功能单元可能泄漏至地面区域的污染物性质和生产单元的构筑方式，参照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T 50934-2013），将厂区划分为重点污染防治区、一般污染防治区和非污染防治区；重点污染防治区：其防渗层的防渗性能不应低于 6.0m 厚渗透系数为 $1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能。一般污染防治区：其防渗层的防渗性能不应低于

1.5m 厚渗透系数为 $1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能。非污染防治区：对于基本上不产生污染物的简单防渗区，不采取专门针对地下水污染的防治措施，只是对地面进行一般的硬化处理。

表 5-4 本项目污染防治分区划分表

序号	装置、单元名称	污染防治区域及部位	污染防治区类别
1	工艺装置区	工艺装置区界内地面	一般
2	LPG 罐区	防火堤内地面及防火堤	一般
3	地下管道	地下含油污水管道	重点

(3) 污染监控

结合厂区含水层系统和地下水径流系统特征、项目平面布置和潜在污染源位置等因素，营口天然气处理厂在厂址区周边共设置了 6 眼监测孔，能够监控整个厂区的地下水污染情况。

(4) 应急响应

本项目事故废水依托已建容积为 550m^3 的事故水池暂存，减少对区域地下水的影响。

一旦发现地下水发生异常情况，必须按照应急预案马上采取紧急措施。当通过监测发现对周围地下水造成污染时，根据观测井的反馈信息，对污染区地下水进行人工抽采形成地下水降落漏斗，控制污染区地下水流场，防止污染物扩散。

(5) 跟踪监测

必要时开展土壤、地下水动态监测。

5.4.5 土壤污染防治措施

(1) 源头控制措施

- ①加强生产运营管理，提高设备、池体等检修频率，防止跑冒滴漏。
- ②危险废物、生活垃圾等可能存在污染土壤风险的物质做好各环节的防雨、防渗措施，避免有害物质流失，禁止随意弃置、堆存、填埋。
- ③天然气处理装置、LPG 罐等设备设施设置尽量采用“可视化”原则，即尽可能地上敷设，做到污染物“早发现、早处理”，从而减小土壤环境污染。

(2) 过程防控措施

- ①严格按照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）等要求进行防渗，对不同分区采取相应的主动防渗措施、进行防渗系统设计施工，详见“地下水污染措施”。
- ②收集事故废水及物料、受污染的初期雨水，可防止地面漫流对土壤环境的影响。

(3) 事故风险应急措施及应急监测

①处理处置措施

发现泄漏污染后首先切断泄漏位置污染源，阻止污染源进一步对土壤的污染；其次以污染源泄漏点为中心调查确定土壤污染的空间范围；再次对污染土壤进行收集，并进行环保、无害化处理；最后，开展土壤污染监测，确保被污染的土壤全部被清理干净。

②土壤应急监测

事故发生后，根据事故位置设置土壤的监测点，监测周期需要从事故发生至其后的半年

	<p>至一年的时间内，定期监测土壤中石油烃含量，了解事故对土壤的污染情况。</p> <p>(4) 跟踪监测</p> <p>必要时可开展跟踪监测。</p> <p>5.4.6 风险防治措施</p> <p>本项目设有大气环境风险防范措施、水污染风险防范措施、地下水风险防范措施、应急监测系统等，可对环境风险事故进行有效的预防、监控和响应，详见附录“辽东作业公司天然气综合利用项目环境风险专项评价”中的“3.7 3.7 环境风险管理”章节。</p>																							
其他	<p>本项目建设内容包括海上工程和陆地终端适应性改造两部分，因此以下按照海上工程和陆地终端适应性改造分别介绍其监测计划。</p> <p>5.5 海上工程跟踪监测计划</p> <p>本项目海上工程主要为在锦州 25-1 南油田群现有海上平台新增调整井工程，本项目海上跟踪监测计划，建议纳入锦州 25-1 南油田现有跟踪监测计划，定期对海洋环境开展跟踪监测，实时掌握开发区域的环境质量现状。</p> <p>5.6 营口天然气处理厂污染源监测计划</p> <p>本项目建成投产后，为了全面掌握污染物排放状况，应根据排污口设置及污染物排放情况，设定监测点位和监测项目。根据本项目污染排放和环境影响特点，污染源监测计划主要包括对本项目的运营期废水、废气、厂界噪声的定期监测。</p> <p>根据《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248-2022）、《排污许可证申请与核发技术规范 总则（HJ942-2018）》要求，营口天然气处理厂污染物源的监测点位、监测项目、监测频次见下表。</p> <p style="text-align: center;">表 5-5 污染源监测计划</p> <table border="1" data-bbox="284 1422 1377 2011"> <thead> <tr> <th>监测项目</th> <th>监测点位</th> <th>监测因子</th> <th>监测频率</th> <th>标准/备注</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>厂界噪声</td> <td>厂界外 1m</td> <td>昼夜等效 A 声级</td> <td>1 次/季</td> <td>《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3 类标准</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">废气</td> <td>导热油炉排放筒（3 个）</td> <td>氮氧化物、二氧化硫、颗粒物、林格曼黑度</td> <td>1 次/年</td> <td>《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271—2014）的表 3 标准</td> </tr> <tr> <td>火炬</td> <td>火炬气流量、火炬火焰温度、火种气流量、火种温度</td> <td>连续</td> <td>《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728—2020）</td> </tr> <tr> <td>企业边界（上风向、下风向）</td> <td>非甲烷总烃</td> <td>1 次/年</td> <td>《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）</td> </tr> </tbody> </table>	监测项目	监测点位	监测因子	监测频率	标准/备注	厂界噪声	厂界外 1m	昼夜等效 A 声级	1 次/季	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3 类标准	废气	导热油炉排放筒（3 个）	氮氧化物、二氧化硫、颗粒物、林格曼黑度	1 次/年	《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271—2014）的表 3 标准	火炬	火炬气流量、火炬火焰温度、火种气流量、火种温度	连续	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728—2020）	企业边界（上风向、下风向）	非甲烷总烃	1 次/年	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）
监测项目	监测点位	监测因子	监测频率	标准/备注																				
厂界噪声	厂界外 1m	昼夜等效 A 声级	1 次/季	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3 类标准																				
废气	导热油炉排放筒（3 个）	氮氧化物、二氧化硫、颗粒物、林格曼黑度	1 次/年	《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271—2014）的表 3 标准																				
	火炬	火炬气流量、火炬火焰温度、火种气流量、火种温度	连续	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728—2020）																				
	企业边界（上风向、下风向）	非甲烷总烃	1 次/年	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）																				

	设备与管线组件密封点	泵、压缩机、搅拌器（机）、阀门、开口阀或开口管线、泄压设备、取样连接系统	泄漏检测值	1次/半年	注1：应同步监测气象参数。 注2：泄漏检测值的监测要求按照GB39728的规定执行。 注3：满足GB37822中豁免条件的，可免于泄漏检测。
		法兰及其他连接件、其他密封设备	泄漏检测值	1次/年	
废水	废水总排放口（间接排放）	流量、化学需氧量、氨氮		1次/月	盖州市第二污水处理厂接管标准
		pH值、悬浮物、五日生化需氧量、石油类、总有机碳、硫化物、总磷		1次/季	
		挥发酚、阴离子表面活性剂		1次/半年	
	生活污水排放口	pH、色度、嗅、浊度、五日生化需氧量、氨氮、阴离子表面活性剂、溶解性总固、溶解氧、总氯、大肠埃希氏菌		1次/季（作为绿化用水使用期间）	水质标准值参照《城市污水再生利用城市杂用水水质》（GB/T18920—2020）表1“城市绿化、道路清扫、消防、建筑施工”标准值
	雨水排放口	化学需氧量、石油类		季度	注：有流动水排放时按季度监测，如监测一年无异常情况，可放宽至每年开展一次监测。

本项目的环境保护投资主要包括生物资源量损失补偿、污染物处理及处置，营口天然气处理厂地面硬化及防渗处理，初期雨水池及配套管网的建设，经核算本项目环保投资约为 [] 万元，详见下表。

表 5-6 环境保护投资估算（万元）

环境保护投资及生态补偿		总投资额	折合比率	折合环保投资	
海上工程	生物资源量损失补偿		[]	[]	[]
	污染物处理/处置	施工期油层段钻屑、钻井液的处置	[]	[]	[]
		施工期生活垃圾、生产垃圾的处置	[]	[]	[]
	小计		[]	[]	[]
营口天然气处理厂适应性改造	地面硬化及防渗处理		[]	[]	[]
	初期雨水池及配套管网		[]	[]	[]
	小计		[]	[]	[]
合计		/	/	[]	

六、生态环境保护措施监督检查清单

内容 要素	施工期		运营期	
	环境保护措施	验收要求	环境保护措施	验收要求
陆生生态	不涉及	不涉及	不涉及	不涉及
水生生态	油层段钻屑、油层段钻井液、生产垃圾、生活垃圾全部回收运回陆上处理，不排海；施工期施工人员生活污水经海上平台生活污水处理设施处理达标后排海。	《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级、《海洋石油勘探开发污染物生物毒性分级》（GB18420.1-2009）一级标准	运营期海上平台不新增定员，不新增生活污水和生活垃圾，生产垃圾运回陆上处理。	《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）
	非油层段钻屑和非油层段钻井液的排放避开工程所在海域主要经济鱼类的产卵盛期（5月）。	非油层段钻屑和非油层段钻井液的排放避开5月	含油生产水处理达标后回注地层，不排海。	《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2022）
地表水环境	本项目陆地终端适应性改造工程依据工程周边情况，建议合理选择施工人员驻地，若租住在当地民居则依托当地生活污水处理系统；若自建驻地，施工现场应设置化粪池或移动厕所。	/	本项目营口天然气处理厂适应性改造工程运营期经处理达标的生活污水（部分）和经处理的生产废水合并盖州市第二污水厂。	废水总排放口水质标准值执行污水处理厂接管标准
			本项目营口天然气处理厂适应性改造工程运营期经处理达标的生活污水（部分）用于厂内绿化。	生活污水经处理后用于厂区绿化的水质标准参照《城市污水再生利用城市杂用水水质》（GB/T18920—2020）表1“城市绿化、道路清扫、消防、建筑施工”标准值
地下水及土壤环境	/	/	本项目营口天然气处理厂适应性改造工程源头控制：工艺、管道、设备等采取相应措施，防止和 （1）降低污染物跑、冒、滴、漏：管线敷设尽量采用“可视化”。 （2）分区防渗：厂区做好分区防渗，杜绝渗漏事故的发生。 （3）跟踪监测：必	/

			要时开展土壤、地下水动态监测。 (4) 应急响应：一旦发现地下水或土壤污染事故,立即启动应急预案、采取应急措施控制地下水及土壤污染,并使污染得到治理。	
声环境	营口天然气处理厂的场界噪声达标	《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523—2011)	营口天然气处理厂的厂界噪声达标	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中的3类标限值
振动	/	/	/	/
大气环境	/	/	营口天然气处理厂的导热油炉燃料废气达标排放	《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表3规定的大气污染物特别排放限值
	/	/	营口天然气处理厂的厂界内无组织非甲烷总烃达标排放	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728—2020)中企业边界污染物控制要求
固体废物	海上工程生活垃圾及生产垃圾运回陆地处理	相关接收手续	海上工程不新增定员,不新增生活垃圾;生产垃圾运回陆地处理	固废相关接收手续
	营口天然气处理厂:生活垃圾由环卫部门定期收集统一处理或外委处理;建筑垃圾经收集后进行回收利用,不可回收废物定期清运至当地管理部门指定的建筑垃圾堆放场集中堆存;危险废物交有资质单位处理	相关接收手续	营口天然气处理厂:生活垃圾和一般固废外委处置,危险废物交有资质单位处理	固废相关接收手续。
电磁环境	/	/	/	/
环境风险	施工时做好通航安全保障措施;一旦发生溢油按照溢油应急计划开展溢油应急工作	《锦州25-1南油气田及锦州25-1油田溢油应急计划》及备案证明	运营期各项风险防范措施(具体详见附件“辽东作业公司天然气综合利用项目环境风险专项评价”)	《锦州25-1南油气田及锦州25-1油田溢油应急计划》、《营口天然气处理厂突发环境事件应急预案》及备案证明
环境监测	/	/	海上工程不单独设跟踪监测计划,纳入锦州25-1南油油气田群现有跟踪监测	/

			计划中	
	/	/	营口天然气处理厂 厂界噪声	《工业企业厂界环境 噪声排放标准》 (GB12348-2008)3类 标准
	/	/	营口天然气处理厂 导热油炉排放筒废 气	《锅炉大气污染物排 放标准》(GB13271— 2014)的表3标准
	/	/	营口天然气处理厂 厂界非甲烷总烃	《陆上石油天然气开 采工业大气污染物排 放标准》(GB39728— 2020)
	/	/	营口天然气处理厂 设备与管线组件密 封点 VOCs 监测	《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)
	/	/	营口天然气处理厂 废水总排放口监测	污水处理厂接管标准
其他	/	/	/	/

七、结论

辽东作业公司天然气综合利用项目，依托现有 JZ25-1S CEP 至 WYE（水下三通）至 SZ36-1 WHPM 输气管道进行天然气反输，并在 JZ25-1S WHPD 和 JZ25-1S WHPE 平台上新增 15 口调整井并对平台和营口天然气处理厂进行适应性改造，由于锦州 25-1 油田群已批复的泥浆、钻屑总量不足，同时对 JZ25-1S WHPD 和 JZ25-1S WHPE 和营口天然气处理厂进行适应性改造，根据《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》要求，需编制环境影响报告表。

1、产业政策及区划规划符合性

本项目属于海洋油气勘探开发的附属工程，属于《产业结构调整指导目录（2019 年本）》（2021 年修正）中的“鼓励类”，本项目位于辽宁省生态保护红线范围之外，本项目建设和正常生产情况下均不会对辽宁省“三区三线”造成影响。经分析，本项目符合《全国海洋主体功能区规划》和《全国海洋功能区划（2011~2020 年）》、《“十四五”海洋生态环境保护规划》、《营口仙人岛能源化工区总体规划》、《辽宁省人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》等相关要求。

2、环境可行性

本项目建设内容包括海上工主体程和陆地终端适应性改造工程，其中海上主体工程位于渤海中部海域，项目所在海域的敏感目标主要为辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区（实验区），最近距离约 4.5km；本项目海上工程位于小黄鱼、蓝点马鲛产卵场内，位于鲢、鳙、黄姑鱼、中国毛虾的索饵场内，距离中国对虾产卵场的最近距离约 8.9km；距离其他敏感目标均在 10km 以上。本项目陆地终端适应性改造位于营口天然气处理厂，厂界外 500m 范围内无自然保护区、风景名胜区、居住区、文化区和农村地区中人群较集中的区域等保护目标。

本项目施工期和运营期污染物均得到妥善处理，非油层段钻屑和非油层段钻井液的排放尽量避开工程所在海域主要经济鱼类的产卵盛期（5 月），最大限度地减少对海洋生物的影响对周边环境的影响。建设单位针对海上工程已经制定《锦州 25-1 南油气田及锦州 25-1 油田溢油应急计划》，并在生态环境部海河流域北海海域生态环境监督管理局备案，本项目的施工和运营均受锦州 25-1 南/25-1 油田溢油应急计划的管控；建设单位针对营口天然气处理厂已经制定了《营口天然气处理厂突发环境事件应急预案》并在营口仙人岛经济开发区管委会环境保护局进行了备案，本项目投产前应按照《中华人民共和国环境保护法》、《中华人民共和国突发事件应对法》、《突发事件应急预案管理办法》等的相关要求，修订、完善营口天然气处理厂现有应急预案。

建设单位在施工和运营过程中严格落实本报告中提出的各项环境保护措施、溢油风险防范措施、溢油应急计划、营口天然气处理厂突发环境事件应急预案的基础上，从环境保护角度讲，本项目建设可行。

附录

辽东作业公司天然气综合利用项目 环境风险专项评价

1 风险评价专题概述

本项目属于海上石油和天然气开采工程，对照“建设项目环境影响报告表编制技术指南（生态影响类）（试行）”中表1的专项评价设置原则表的相关类别和涉及项目类别，设置“环境风险”专项评价。

依据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），结合辽东作业公司天然气综合利用项目的情况，本项目建设内容包括海上工程和陆地终端适应性改造工程，本专题分别对海上工程和陆地终端适应性改造工程在建设阶段和生产阶段可能存在的事故风险进行识别，并对事故源项、事故规模和概率进行分析。根据假定事故状态下的影响方向和范围，结合事故防范措施和应急预案，分析应急设施的数量和能力，为项目的正常生产做好环境风险防范准备。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），环境风险评价级别划分为一级、二级、三级。根据建设项目涉及的物质及工艺系统危险性和所在地的环境敏感性确定环境风险潜势，确定环境风险分析评价工作等级。

表 1.2-1 环境风险分析评价工作等级划分

环境风险潜势	IV、IV+	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析

根据本专题第 2.3 节分析可知，本项目海上工程风险潜势为 I，确定本项目海上工程环境风险评价等级为简要分析。

根据本专题第 3.3 小节分析可知，本项目营口天然气处理厂适应性改造（陆地终端适应性改造）的大气环境、地下水环境风险评价等级均为二级，确定本项目陆地终端适应性改造工程环境风险综合评价等级为二级。

2 海上工程环境风险分析

2.1 风险调查

2.1.1 风险源调查

参考《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018），风险源调查主要包括调查建设项

目危险物质数量和分布情况、生产工艺特点，收集危险物质安全技术说明书等基础资料。

本项目海上工程为海洋油气开发类项目，涉及的危险物质主要为油类（原油）和天然气，危险物质分布于海底管道及平台海上设施中。油田投产至今，未发生过溢油事故。《SZ36-1 油田 I 期及 LD5-2 油田调整工程环境影响报告书》（评批文“国海环字〔2010〕262 号”）、《绥中 36-1 油田 II 期综合调整工程环境影响报告书》（环评批文“国海环字〔2012〕699 号”）及《锦州 25-1 南油气田 38 口调整井工程环境影响报告表》（环评批文“环审〔2018〕94 号”）风险分析与评价章节已经考虑了井喷、火灾和爆炸、（船舶）燃料油泄漏、海底管道泄漏等风险。

2.1.2 环境敏感目标调查

本项目位于小黄鱼、蓝点马鲛产卵场内，位于鲢、鲮、黄姑鱼、中国毛虾的索饵场内，距离中国对虾产卵场的最近距离约 []；本项目距离辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区（实验区）约 []，距其核心区约 []；本项目距离辽宁大连斑海豹国家级自然保护区约 []，距离辽宁觉华岛国家海洋公园约 []，距离辽东湾北部重要渔业海域约 []，距离六股河口海洋保护区约 []，距离绥中天龙寺滨海旅游区约 []；本项目与其他环境风险敏感目标的相对距离均在 [] 以上。

本项目海上工程环境风险敏感目标详见下表及附图 11。

表 2.1-1 环境风险敏感目标分布表

类别	敏感区名称	生态保护目标	位置关系	
			方位	距离 (km)
渔业三场一通道	小黄鱼三场一通道	小黄鱼及其生境；产卵期 5 月到 6 月，浮性卵	位于产卵场内	
	蓝点马鲛三场一通道	蓝点马鲛及其生境；产卵期 5 月中旬至 6 月上旬，浮性卵	位于产卵场内	
	鲢三场一通道	鲢及其生境；产卵期 6 月，浮性卵	位于索饵场内	
	鲮三场一通道	鲮及其生境；产卵期 5 月到 6 月，浮性卵	位于索饵场内	
	黄姑鱼三场一通道	黄姑鱼及其生境；产卵期 5 月到 6 月，浮性卵	位于索饵场内	
	中国毛虾三场一通道	中国毛虾及其生境；产卵期 5~6 月，6 月为产卵盛期，浮性卵	JZ25-1S WHPE 位于其索饵场内	
	中国对虾	中国对虾及其生境；产卵盛期 6 月，浮性卵	西	■
辽宁省生态红线	辽宁大连斑海豹国家级自然保护区	斑海豹	东南	■
	大辽河口生态系统	河口生态系统	东北	■
	辽东湾北部重要渔业海域	水产种质资源	东北	■
	大辽河口省级自然保护区	河口生态系统	东北	■
	辽宁辽河口国家级自然保护区	河口生态系统	东北	■
	辽宁锦烟大笔架山国家海洋公园	自然历史遗迹、生物资源、滨海旅游资源	北	■
	辽宁觉华岛国家海洋公园	重要海岛、滨海旅游资源	北	■
	六股河口海洋保护区	河口生态系统	西	■
	绥中天龙寺滨海旅游区	滨海旅游资源	西	■
止锚湾滨海旅游区	滨海旅游资源	西南	■	
河北省生态红线	山海关海域水产种质保护区	保护砂质岸滩、近岸海域生态环境以及地貌、植被、沙滩等海岛景观	西南	■
	北戴河旅游区	保护基岩岸滩、砂质岸滩、近岸海域生态环境	西南	■
	北戴河国家级海洋自然公园	海洋生态系统	西南	■

	南戴河海域水产种质保护区		保护海底地形地貌和栉江珧、魁蚶、毛蚶、竹蛭等水产种质资源，保护海洋环境质量	西南	■
水产种质资源保护区	辽东湾渤海莱州湾国家级水产种质资源保护区	核心区	主要保护物种为小黄鱼、蓝点马鲛、银鲳等主要经济物种及三疣梭子蟹	北	■
		实验区		北	■
	山海关海域国家级水产种质资源保护区		主要保护对象为石鲮、魁蚶、褐牙鲆，其他保护对象包括蓝点鲷、玉筋鱼、小黄鱼、鲉、口虾蛄、三疣梭子蟹、魁蚶、短蛸和日本枪乌贼等物种	西南	■
	秦皇岛海域国家级水产种质资源保护区		主要保护对象为褐牙鲆、红鳍东方鲀、刺参，其他保护对象包括三疣梭子蟹、日本蟳、长蛸、短蛸、黑鲷、文蛤等	西南	■
	南戴河海域国家级水产种质资源保护区		主要保护对象为栉江珧和魁蚶，其他保护对象包括毛蚶、竹蛭等	西南	■
	滦河口水产种质资源保护区		重点保护三疣梭子蟹、花鲈、假睛东方鲀等水产种质资源	西南	■
	昌黎海域国家级水产种质资源保护区		主要保护对象是三疣梭子蟹、花鲈和假睛东方鲀	西南	■
国家级自然保护区	辽宁大连斑海豹国家级自然保护区		斑海豹及其栖息生境	东南	■
	辽宁辽河口国家级自然保护区		丹顶鹤、黑嘴鸥等多种珍稀水禽和河口湿地生态系统	东北	■
	河北昌黎黄金海岸国家级自然保护区		保护文昌鱼及其栖息地、自然砂质岸滩	西南	■
	山东长岛国家级自然保护区		主要保护对象为鹰、隼等猛禽及候鸟栖息地	东南	■
国家级海洋特别保护区	锦州大笔架山海洋特别保护区		大笔架山天桥陆连堤、动力环境及生态环境	东北	■
	滦河口海洋特别保护区		保护河口湿地、潟湖-沙坝生态系统、自然砂质岸滩	西南	■
国家级海洋公园	觉华岛国家级海洋公园		磨盘山天桥贝壳滩、龙脖子与怪石崖海蚀地貌、龙头古城遗址、八角琉璃井与大碑阁碑石历史遗迹、菲律宾蛤仔种质资源	北	■
	辽宁绥中碣石国家级海洋公园		岩礁生态系统、原生沙质海岸和岛礁景观和海洋生物多样性	西	■
	大连仙浴湾国家级海洋公园		湿地、海岛、沙滩及周围海域的生态系统及生物多样性	东南	■

2.2 风险识别

2.2.1 物质危险性识别

本项目施工及生产过程中所涉及的危险物质主要为原油和天然气，理化性质及危险特性如下。

表 2.2-1 原油理化及危险性质

标识	中文名：原油		英文名：Crude Oil
	危规号：32003	UN 编号：1267	CAS 号：8030-30-6
理化特性	外观与性状：红色、红棕色或黑色有绿色荧光的稠厚性油状液体		溶解性：不溶于水，溶于多数有机溶剂
	凝点（℃）：-6℃		禁忌物：强氧化剂
	稳定性：稳定		聚合危害：不聚合
危险特性	危险性类别：第 3.2 类中闪点易燃液体		引燃温度（℃）：350
	闪点（℃）：44		燃烧（分解）产物：CO、CO ₂
	爆炸下限（v%）：1.1		爆炸上限（v%）：8.7
	危险特性：其蒸汽与空气形成爆炸性混合物，遇明火、高热或极易燃燃烧爆炸，与氧化剂能发生强烈反应，若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。		
	灭火方法：泡沫、干粉、二氧化碳、砂土		
毒理性质	LD ₅₀ ：500-5000mg/kg（哺乳动物吸入）		毒性判别：低毒类
健康危害	侵入途径：吸入、食入、皮肤吸收		
	健康危害：其蒸汽可引起眼及上呼吸道刺激症状，如浓度过高，几分钟即可引起呼吸困难、紫绀等缺氧症状。		
急救	皮肤接触：脱去污染的衣着，用肥皂水及清水彻底冲洗		
	眼睛接触：立即提起眼睑，用流动清水冲洗		
	吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处，注意保暖，呼吸困难时给输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸，就医。		
	食入：误服者给充分漱口、饮水，就医		
泄漏处理	疏散泄漏区人员至安全区，禁止无关人员进入污染区，切断电源。 建议应急处理人员戴自给式呼吸器，穿一般消防防护服。在确保安全情况下堵漏。喷水雾可以减少蒸发，但不能降低泄漏物在受限制空间内的易燃性。用沙土、蛭石或其它惰性材料吸收，然后收集运至空旷的地方掩埋、蒸发或焚烧。如大量泄漏，应利用围堤收容，然后收集、转移、回收或无害化处理后废弃。		
储运	远离火种、热源。仓温不宜超过 30℃。配备相应品种和数量的消防器材。要有防火防爆技术措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。灌装时应注意流速（不超过 3m/s），且要有接地装置，防止静电积聚。		

表 2.2-2 天然气理化及危险性质

标识	中文名：天然气		英文名：natural gas
	危规号：21007	UN 编号：1971	CAS 号：74-82-8
理化特性	外观与性状：无色无臭易燃易爆气体		溶解性：微溶于水，溶于乙醇、乙醚
	熔点（℃）：-182		沸点（℃）：-161.49
	相对密度：（水=1）0.45（液化）		相对密度：0.600~0.896

	饱和蒸气压 (kPa) 53.32 (-168.8℃)	禁忌物: 强氧化剂、卤素
	临界压力 (MPa) :4.59	临界温度 (℃) : -82.3
	稳定性: 稳定	聚合危害: 不聚合
危险性特性	危险性类别: 第 2.1 类易燃气体	燃烧性: 易燃
	引燃温度 (℃) : 482~632	闪点 (℃) : -188
	爆炸下限 (v%) : 5.0	爆炸上限 (%) : 15.0
	最小点火能 (MJ) : 0.28	最大爆炸压力 (kPa) : 680
	燃烧热 (MJ/mol) :889.5	火灾危险类别: 甲 B
	燃烧 (分解) 产物: CO、CO ₂ 、水	
	危险特性: 与空气混合能形成爆炸性混合物、遇火星、高热有燃烧爆炸危险	
	灭火方法: 切断气源。若不能切断气源, 则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器, 可能的话将容器从火场移至空旷处。	
	灭火剂: 泡沫、二氧化碳、雾状水、干粉。	
	工作场所最高容许浓度 MAC: 300 (mg/m ³)	
毒理性质	毒性判别: 微毒类, 多为窒息损害。毒性危害分级 IV 类	
	侵入途径: 吸入	
健康危害	健康危害: 当空气中浓度过高时, 使空气中氧气含量明显降低, 使人窒息。皮肤接触液化甲烷可致冻伤。	
	急性中毒: 当空气中浓度达到 20~30%时, 可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加快, 若不及时逃离, 可致窒息死亡。	
急救	吸入: 迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难, 给输氧。如呼吸停止, 立即进行人工呼吸, 就医。	
泄漏处理	迅速撤离泄漏污染区人员至安全处, 并立即隔离, 严格限制出入。切断火源, 戴自给式呼吸器, 穿一般消防防护服。合理通风, 禁止泄漏物进入受限制的空间 (如下水道), 以避免发生爆炸。切断气源, 喷洒雾状水稀释, 抽排 (室内) 或强力通风 (室外)。如有可能, 将残余气或漏出气用排风机送至空旷地方, 或装设适当喷头烧掉。也可将漏气的容器移至空旷处, 注意通风。漏气容器要妥善处理, 修复、检验后再用。	
储运	储运于阴凉、通风仓间内。仓温不宜超过 30℃。远离火种、热源。防止阳光直射。应与氧气、压缩空气、卤素 (氟、氯、溴) 等分开存放。切忌混储混运。储存间内的照明、通风等设施应采用防爆型。开关设在仓外。配备相应品种和数量的消防器材。罐储时要有防火防爆技术措施。露天储罐夏天要有降温措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。运输按规定路线行驶。勿在居民区和人口稠密区停留。	

2.2.2 油气泄漏风险识别

本工程在施工和生产阶段有可能发生的事故包括井涌/井喷、平台火灾/爆炸、船舶碰撞燃料油泄漏、平台工艺管线泄漏、依托海底管道泄漏以及地质性溢油事故等。

(1) 井喷/井涌

在钻井期间, 存在发生井喷的可能性。而发生井喷的主要原因是由于地层压力过高、钻井液比重失调以及防井喷措施不当等。一旦发生井喷, 将会有大量原油和天然气物质喷出, 对周围生态环境及人群生命健康产生严重威胁。

(2) 火灾/爆炸

设备故障以及人员操作失误有可能造成火灾和爆炸。在钻井作业期间若地层中的可燃流体伴

随着钻井液进入泥浆池，聚集到爆炸浓度时遇到诸如静电起火、机械撞击起火等明火便会酿成火灾和爆炸。

(3) 船舶燃料油泄漏

本项目钻完井阶段，采用平台上模块钻机进行钻完井作业，施工阶段和运营期不新增船舶，因此施工期和运营期船舶溢油风险不属于本项目新增的风险。

(4) 平台工艺管线泄漏

平台适应性改造及运营过程中，平台油气输送管件失效（三通管、弯头、法兰、螺栓、螺母、垫片等）、腐蚀、材料失效（管子、管件、容器破裂）、操作错误、仪表和控制失效等原因可能引发泄漏，泄漏后处理和收集不当，可能导致溢油入海。

(5) 依托海底管线油气泄漏

海底管道与立管可能因穿孔、破裂等事故导致油气泄漏。研究表明，导致海底管道与立管事故的外部原因包括海面失落重物的撞击、渔船拖网或误抛锚、自然灾害等；内部原因有管道腐蚀、材料缺陷等；此外还有人员误操作等原因。本项目物流输送均依托现有海底管线，不超过管道设计输送流量，不会增加现有海底管线泄漏风险。

(6) 地质性溢油风险事故

对于断裂系统十分复杂的油田，不恰当注入会造成储层压力高压异常，如储层附近恰好存在着连通海床的自然地质断层，储层压力可能使储层流体沿附近的地质断层自储层段运移至海床而造成油气泄漏事故。此外，如油田表层套管下深不足或固井质量较差，在钻遇异常高压油气层时，也可能产生地质性油气泄漏事故。

2.2.3 危险物质向环境转移的途径识别

危险物质包括油类（原油）和天然气，向环境转移的途径主要通过水体污染（海水污染），环境风险类型为危险物质泄漏，具体分析见下表。

表 2.2-3 危险物质向环境转移的途径识别

危险物质	危险物质特性	环境风险类型	危险物质影响环境的途径和影响方式
油类（原油、柴油）	易燃易爆、有毒有害	物质泄漏	水体（海水）
天然气	易燃易爆、有毒有害	物质泄漏	水体（海水）

2.3 评价等级

本项目涉及的主要危险物质为油类和天然气。根据《建设项目环境风险评价技术导则》附录 B “重点关注的危险物质及临界量”中表 B.1 中规定的临界量，油类物质的临界量为 2500t，天然气（甲烷）的临界量为 10t。

根据建设单位资料，本项目天然气管道反输方案依托现有天然气管道，不超过现有管道输送能力，不进行施工改造，本项目在 JZ25-1S WHPD、JZ25-1S WHPE 的 2 个平台新增 15 口调整井，

新增危险物质在线量主要位于新增调整井对应的工艺管线，在线油量约 2.5t，在线甲烷量约 0.08t，经计算 $Q=Q_{\text{原油}}+Q_{\text{天然气}}=2.5/2500+0.08/10=0.009$ ，远小于 1。根据《建设项目环境风险评价导则》（HJ 169-2018）可判断本项目风险评价等级为简要分析。

本专题主要对项目施工期、运营期的风险进行识别，对本项目的地质性溢油风险进行分析，对项目浅层气风险进行排查并提出相应防范措施，针对项目的环境风险提出针对性的风险防范措施，并对项目能利用的溢油应急物资进行梳理和分析。

2.4 风险事故情形分析

2.4.1 风险事故概率分析

由于海上油田工程开发作业过程中引发溢油事故的因素复杂，加上已掌握的统计数据有限，要对所有事故的发生概率做定量分析是十分困难的，本节事故概率分析主要参考国际油气生产商协会（OGP）编制的《风险评估数据指南》（2010年3月版）。《风险评估数据指南》归纳整理了挪威科学工业研究基金会（SINTEF）、挪威船级社（Det Norske Veritas）等机构统计的海油工程事故数据。主要数据涵盖了英国大陆架、北海、墨西哥湾等海域石油开采工程中的井涌、井喷、储罐泄漏、海底管道与立管泄漏、船舶碰撞等事故概率。本节借助于《风险评估数据指南》中的数据，结合本油田工程特点对开发生产过程中可能导致较严重溢油的事故可能性进行定量定性分析。

（1）井喷或井涌

根据《风险评估数据指南》常规油井井涌和井喷的统计概率，本项目共实施 15 口调整井，11 口生产井，4 口先期排液转注水井，经计算，发生井喷的概率为 3.9×10^{-5} 次/a；发生井涌的概率为 4.35×10^{-5} 次/a。

表 2.4-1 常规油井井涌和井喷事故概率

井别	事故频率		
	井涌	井喷	单位
生产井	2.9×10^{-6}	2.6×10^{-6}	次/（井·a）
注水井	-	2.4×10^{-6}	次/（井·a）

（2）生产期间海上生产设施起火爆炸

参考 S.Fjeld 和 T.Andersen 等人通过对北海油田的事故分析，海上生产设施各区的火灾事故发生频率如下：

- 井口区，约为 1.0×10^{-3} 次/年
- 油气处理区，约为 4.0×10^{-3} 次/年
- 油气输送区，约为 3.0×10^{-4} 次/年

本项目在 JZ25-1S WHPD 和 JZ25-1S WHPE 的 2 个平台新增 15 口调整井，均使用现有平台预留井槽，不增加区域风险概率。

(3) 钻井期起火爆炸

本项目钻井期钻台和泥浆池区为敞开区，自然通风不易形成烃类物质积聚；而且这些地方又绝对禁止明火作业和吸烟。加之钻井期较短，钻井结束后此风险即消失。因此，由于烃类物质的释放和聚集引起火灾和爆炸的可能性应远低于井口区火灾事故发生频率。

(4) 船舶碰撞

本项目钻完井阶段，采用平台上模块钻机进行钻完井作业，不新增船舶，因此施工期和运营期船舶溢油风险不属于本项目新增的风险。

(5) 平台容器和工艺管道泄漏

项目处理平台上设置有开式/闭式排放系统，可收集设备容器和工艺管道泄漏油品。当开式排放罐达到一定的液位时，由开式排放泵将原油打入闭式排放罐进入原油处理流程，平台容器和工艺管道泄漏导致原油入海的可能性很小。

(6) 海底油气物流管线泄漏

根据莫特麦克唐（Mott McDonald）公司、挪威船级社（Det Norske Veritas, DNV）等的统计数据，海底管道（开阔海域）事故概率如下：

- 井流管线，以及输送未处理流体的小管线： 5.0×10^{-4} 次/km·a
- 输送处理后的油气，钢管管径 ≤ 24 英寸： 5.1×10^{-5} 次/km·a
- 输送处理后的油气，钢管管径 > 24 英寸： 1.4×10^{-5} 次/km·a

本项目海上工程依托现有海底管道，考虑到海底管道现场作业的特殊困难和高额费用，设计时通常对海底管道留有较大的腐蚀裕量，因而海底管道由于材料缺陷和腐蚀原因引起烃类物质泄漏的可能性极小。另外，建设单位制定了相应的管线保护和检测程序，由值班船对管线沿途进行巡视，驱散在安全区范围内作业的渔船，对海底管道进行不定期局部检测和定期全面检测，确保海底管道的安全性。

本项目海上工程不涉及新建管道，根据产能预测量，本项目投产后依托的海底管道的输送压力、输送温度均未超过原管线的设计/校核能力，没有增加所依托管道溢油的风险，故不属于本工程新增的环境风险。

2.4.2 风险分析小结

根据前序章节分析，本项目主要风险事故类型为井喷/井涌、钻井设施起火爆炸等。

(1) 本项目钻井期存在火灾爆炸风险，但由于项目钻井期较短，且钻台和泥浆池区为敞开区，自然通风极佳，不易形成烃类物质的积聚。在落实安全施工的前提下发生钻井期火灾爆炸的概率很小。

(2) 项目施工期和运营期存在井喷/井涌的风险。《SZ36-1 油田 I 期及 LD5-2 油田调整工程环境影响报告书》（评批文“国海环字〔2010〕262 号”）、《绥中 36-1 油田 II 期综合调整工程环境影响报告书》（环评批文“国海环字〔2012〕699 号”）及《锦州 25-1 南油气田 38 口调整井

工程环境影响报告表》（环评批文“环审〔2018〕94号”）风险分析与评价章节已经考虑了井喷、火灾和爆炸、（船舶）燃料油泄漏、海底管道泄漏等风险。《锦州 25-1 南油气田 38 口调整井工程环境影响报告表》确定海管破裂事故为最大可信事故，选取 JZ25-1SWHPD 至 JZ25-1SCEPF 混输管道计算最大溢油量为 200m³ 进行了风险预测。预测结果显示，距离本项目最近的为辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-辽东湾水产种质资源保护区实验区，一旦发生溢油事故而又没有任何应对措施，油膜在风和潮流的共同作用下将会对敏感区并造成严重污染，需要工程建设单位予以足够重视，在施工和生产过程中，务必加强管理，杜绝事故的发生。应配备足够的溢油应急反应设施，并保持高效、可用性，使溢油在抵达附近环境敏感区域之前得以有效控制、回收。

本项目环境风险没有超过《锦州 25-1 南油气田 38 口调整井工程环境影响报告表》的风险范围。此外，本次设专节进行地质性溢油风险分析，详见专题章节 2.5。

本项目海上工程环境风险评价主要结论如下：工程从设计阶段采用了国际国内先进标准，在建设和生产阶段采取了各类风险事故的防范性措施，通过这些措施使得发生油气泄漏事故的概率非常小；为了应对油气泄漏事故的发生，建设单位制定了《锦州 25-1 南油气田及锦州 25-1 油田溢油应急计划（2021 年版）》（下文简称“锦州 25-1 南/25-1 油田溢油应急计划”），并在生态环境部海河流域北海海域生态环境监督管理局进行了备案。锦州 25-1 南/25-1 油田溢油应急计划从组织机构、资源配备、处理程序等进行了详细规定，企业的溢油应急计划与政府的分级响应机制相衔接。本项目的施工和运营均受锦州 25-1 南/25-1 油田溢油应急计划的管控，最大程度地预防海上作业期间溢油事故的发生，确保在发生溢油事故能及时、有效、正确、科学和系统地实施溢油应急响应措施，最大可能地保护海洋环境。建设单位应按照法律法规要求采取切实有效措施，防范溢油风险事故，一旦发生溢油污染事故，应当立即启动溢油应急计划，采取有效措施控制和消除污染。

2.5 地质性溢油风险分析

2.6 浅层气风险分析

2.7 环境风险防范对策措施和应急方法

2.7.1 施工期风险防范措施

2.7.1.1 钻井期井喷和火灾爆炸防范措施

为防止钻井阶段火灾和井喷事故的发生，油田作业者拟采取如下措施降低相应风险：

- ①严格实施钻井作业规程；
- ②在钻台、泥浆池和泥浆工艺室等场所设置通风系统和烃类气体探测器，自动探测可能聚集

的烃类气体；

③油管强度设计采用较高的安全系数；

④井口控制安全屏蔽由机械或液压控制的监测装置组成，用来控制井喷，防喷器组压力级别为 5000psi。套管头及油管四通压力级别为 5000psi；

⑤选择优质封隔器并及时更换损坏元件；

⑥在开钻之前制定周密的钻井计划；

⑦配备安全有效的防喷设备和良好的压井材料及井控设备；

⑧对关键岗位的操作人员进行专业技术培训，坚持持证上岗，建立健全井控管理体系；

⑨加强钻时观测，及时发现先兆，按正确的关井程序实行有效控制，并及时组织压井作业；

⑩制定严密的溢油应急计划，一旦发生井喷便采取相应的应急措施。

2.7.1.2 平台改造风险防范措施

①严格执行联合作业安全审核制度，作业前进行必要的安全分析，严格编制与执行作业计划，严格实施作业安全监督。

②合理布置，确保油气生产区与施工场地保持安全距离。

③对施工作业人员进行安全培训与教育，严格明火源控制等；

④根据新增设备设施及物流的接入，完善相应的安全管理制度和操作规程。

2.7.2 运营期风险防范措施

针对本项目运营期的井喷/井涌等泄漏风险，建设单位制定了以下风险防范措施：

(1) 针对运营期可能发生的地质性溢油事故，建设单位制定了一系列风险防范措施，设置通风系统和烃类气体探测器，自动探测可能聚集的烃类气体；配备安全有效的防喷设备和良好的压井材料及井控设备等。

(2) 开关井时要严格遵守阀门开关顺序和互锁逻辑，保持开关井压力平衡；当阀门前后压力不平衡时，通过注入甲醇，在阀门前后压力平衡后，方可打开阀门。

(3) 油气传输系统中的主要设备和管道均设置相应的压力、液位和温度报警系统与安全泄压保护装置，对于易发生泄漏的管路全部根据最大压力和最高温度设计，重要位置设置相应的应急关断系统。

(4) 设施人员应关注海面，通知守护船按时沿设施巡视，并把巡视情况汇报中控记录，发现油膜、气泡及油带立即报告。

2.7.3 溢油事故应急处理措施

2.7.3.1 溢油应急预案

建设单位已针对油田作业区海上石油开采开发作业编制《锦州 25-1 南油气田及锦州 25-1 油田

溢油应急计划（2021年版）》并在生态环境部海河流域北海海域生态环境监督管理局进行了备案。本项目的施工和运营均受《锦州 25-1 南油气田及锦州 25-1 油田溢油应急计划（2021年版）》的管控，最大程度地预防海上作业期间溢油事故的发生，确保在发生溢油事故能及时、有效、正确、科学和系统地实施溢油应急响应措施，最大可能地保护海洋环境。

(1) 天津分公司应急指挥中心

天津分公司建立了公司应急组织机构，主要由：应急指挥中心、应急协调办公室、兴城应急分中心、蓬莱应急分中心，应急状态下成立技术专家组、通讯保障组、资金保险组、服务支持组、秘书组。

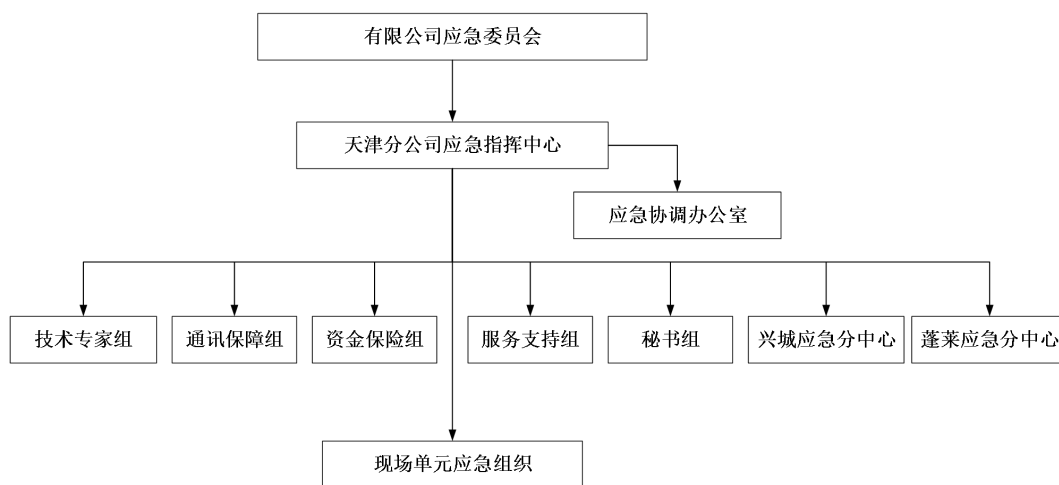


图 2.7-1 天津分公司应急组织机构

(2) 油田现场应急组织机构

一旦发生溢油，事故油田总监为总指挥，另一油田总监任副总指挥协助其协调相关资源。锦州 25-1 南油田及锦州 25-1 油田溢油应急小组组织机构如下图所示。

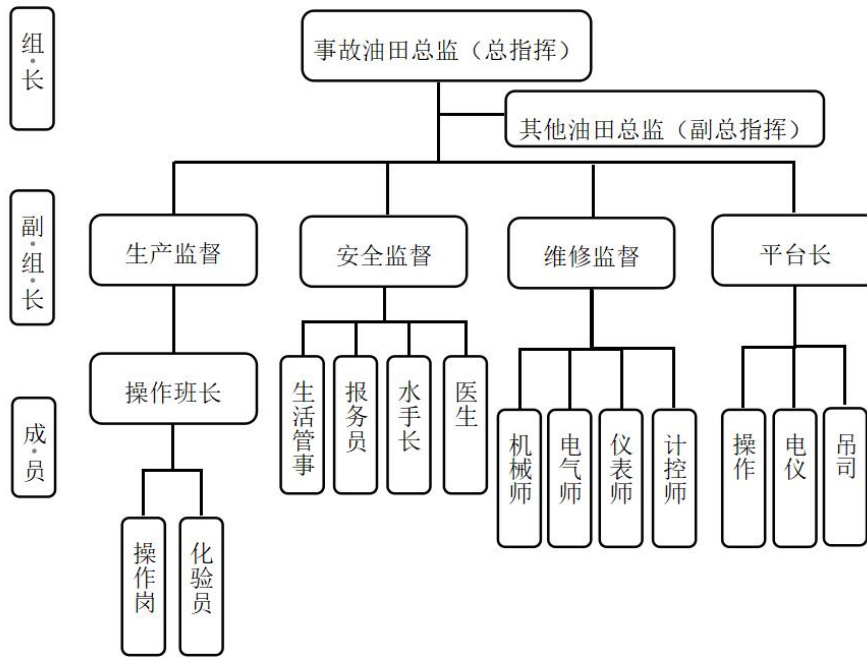


图 2.7-2 锦州 25-1 南油田及锦州 25-1 油田溢油应急小组组织机构图

2.7.3.2 溢油事故响应策略

(1) 报告程序

发生溢油事故后，无论事故大小，均必须第一时间按要求向上级汇报。在现场溢油事故发生后第一时间内，现场总监应立刻报告给分公司应急值班室，同时向作业公司汇报，应急值班室依据分公司程序进行报告，溢油事故报告程序见下图。

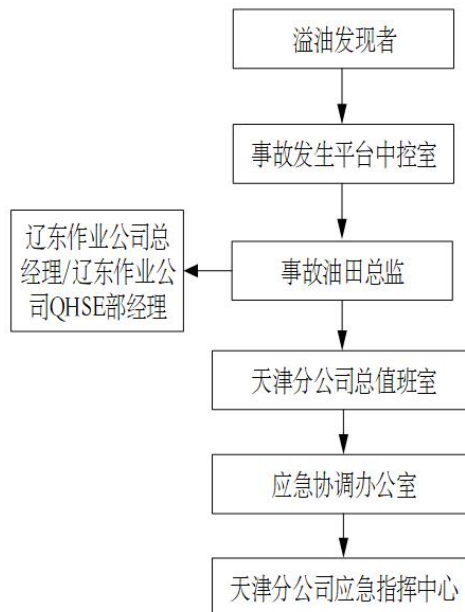


图 2.7-3 溢油事故报告程序图

(2) 海面溢油的处理

发生溢油事故后，立即启动现场级溢油应急计划。发生溢油量 1 吨以下的溢油事故后，天津

分公司应急指挥中心进入预警状态，密切跟踪事故事态及应急进展；发生溢油量 1 吨（含）以上的溢油事故或经研判可能达到 1 吨（含）以上溢油事故时，由应急指挥中心主任立即启动天津分公司级《溢油应急计划》。海上溢油处置流程见下图。

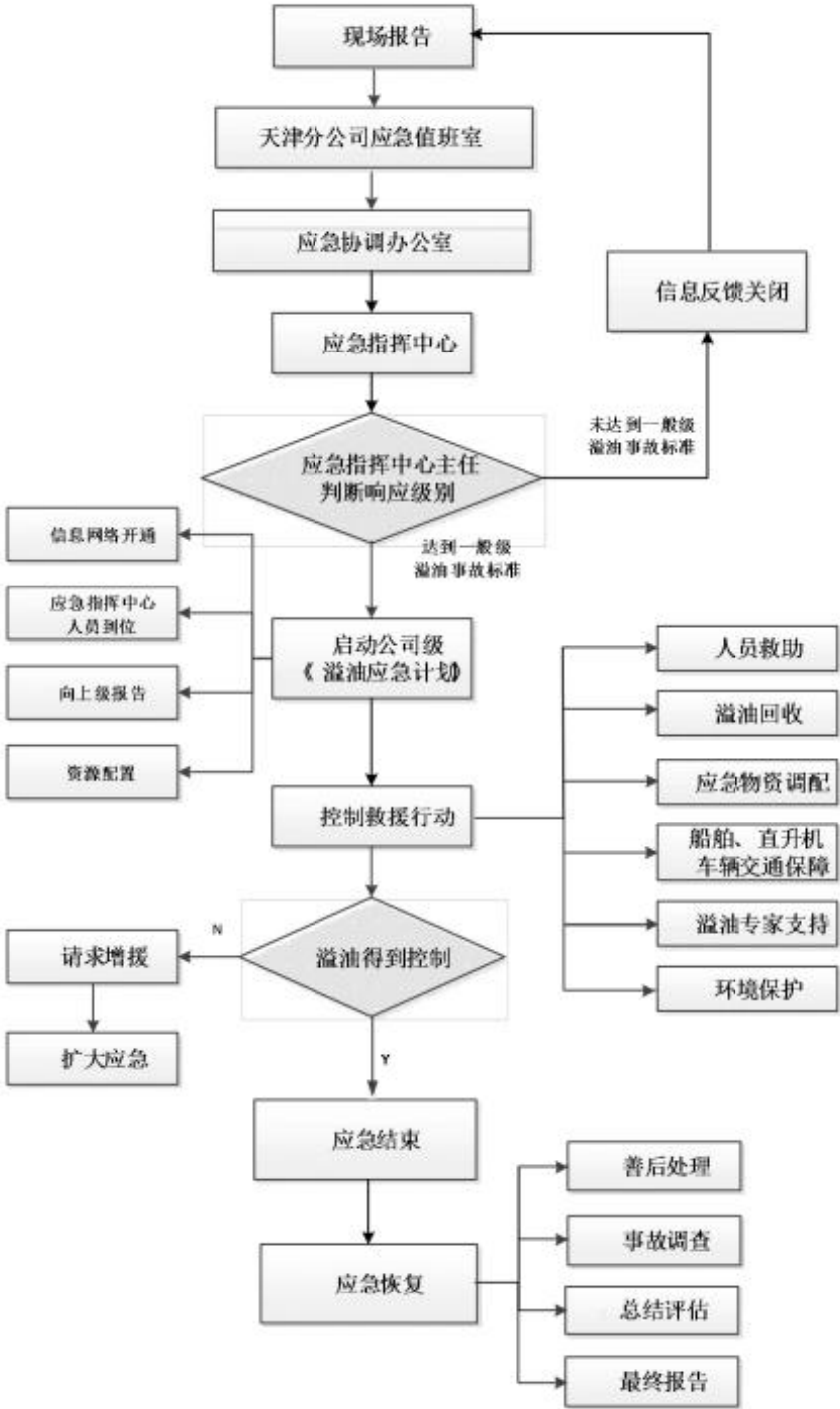


图 2.7-4 溢油应急处理流程示意图

2.7.4 溢油应急措施有效性分析

2.7.4.1 溢油应急资源

一旦发生海上溢油事故，首先做好溢油源的控制工作，对溢油源进行监控，同时立刻调用自身溢油应急设备就地进行海面溢油的围控和回收作业，在超出油田/平台自身溢油应急能力时，通过应急协调办公室的调配和指挥，周边油田/平台的应急资源前往事故现场，共同清理海上油污，尽可能减小海洋环境的破坏。

锦州 25-1 南油田及锦州 25-1 油田在 JZ25-1S CEP 平台配置了溢油应急设备，详见下表。

表 2.7-1 锦州 25-1/25-1 南油田溢油应急设备一览表

序号	名称	型号	数量	备注
1	充气式橡胶围油			JZ25-1S CEP
2	围油栏充气机			
3	围油栏动力站			
4	撇油器			
5	撇油器动力站			
6	浮式储油囊			
7	消油剂喷洒装置			
8	高压清洗机			
9	围油栏集装箱			
10	辅助集装箱			
11	化学消油剂			锦州 25-1 南油气田（24 桶，其中 WHPC 平台 6 桶、WHPD 平台 6 桶、CEPF 平台 6 桶、CEP 平台 6 桶）和锦州 25-1 油田（12 桶）
12	吸油毛毡			锦州 25-1 南油气田和锦州 25-1 油田

一旦发生溢油事故，锦州 25-1 南油田及锦州 25-1 油田将立足于海上现场的溢油应急处置第一时间实现有效拦截与回收。

当溢油事故发展到油田自身应急能力无法应对时，可借助外部力量与内部应急力量相结合共同应急。除锦州 25-1 南油田及锦州 25-1 油田配备溢油应急物资外，辽东作业公司在金县 1-1 油田、绥中 36-1 油田、锦州 9-3 油田、旅大 10-1 油田、旅大 32-2 油田等均配有溢油应急物资。

中海石油环保服务（天津）有限公司（COES）北方片区以塘沽基地为中心，绥中基地和龙口基地为辅助，共同负责渤海湾内各油田发生的溢油应急反应作业。

2.7.4.2 溢油应急措施有效性分析

(1) 防范措施有效性

前文对本项目施工期与运营期的风险进行了识别，作业方针对这些风险制定了相应的防范措施，并对地质性溢油及浅层气制定了一系列防范措施。经采取上述措施后，可以最大可能减少风险事故发生概率。

(2) 本项目溢油应急能力

本工程依托锦州 25-1/25-1 南油田现有的溢油应急设备，一旦发生溢油事故，油田群海上人员首先做好溢油源的控制工作，同时做好溢油源监控，本着就近调用应急资源的原则，优先利用油田群内部溢油应急资源进行溢油初期处理。船舶航行速度按 11 节算（约 20 公里/小时），海上油田动员时间为 1.5 小时，陆地溢油应急基地动员时间为 2 小时，本项目调用的外部应急资源及到达现场时间概况详见下表。

表 2.7-4 外部应急资源调用概况

优先调用次序	应急资源所有者	动员时间	距离	航行时间	到达现场时间
1	金县 1-1 油田	1.5 h	30 km	1.5 h	3 h
2	绥中 36-1 油田	1.5 h	40 km	2 h	3.5 h
3	锦州 9-3 油田	1.5 h	60 km	3 h	4.5 h
4	旅大 10-1 油田	1.5 h	120 km	6 h	7.5 h
5	旅大 32-2 油田	1.5 h	130 km	6.5 h	8 h
6	溢油应急绥中基地	2 h	90 km	4.5 h	6.5 h

渤海海域共有五艘值守环保船，分别为海洋石油 230、231、252、253、257，各环保船到达的时间范围为 1.5-15 小时。其中海洋石油 231 属于辽东作业公司区域，该船目前位于绥中 36-1 油田，到达本油田大约需要 0.8 小时。

(3) 应急响应时间符合性分析

根据溢油预测结果，一旦发生溢油，环保船可以在 0.8 小时抵达，锦州 25-1 南油田自身的溢油应急设备，可以在 1.5 小时内抵达油田现场开始溢油响应工作。若发生更大溢油事故超出油田自身已有应急能力，可借助周边油田及中海石油环保服务有限公司（COES）的基地等外部力量，外部力量可在 3h 至 7.5h 内抵达油田现场，有效回收油污，最大程度减小对周边敏感目标产生影响。

2.7.4.3 小结

本项目所在海区溢油应急能力建设较为完善，本次调整井事故溢油量不超过《锦州 25-1 南油田气田 38 口调整井工程环境影响报告表》（环评批文（环审〔2018〕94 号））溢油量 200m³，项目可利用的应急物资能够满足本项目的溢油应急需求。

油田自身溢油应急资源能在接到应急通知后溢油事故时 1.5h 内可到达，环保船可以在 0.8 小

时抵达，外部力量可在 3h 至 7.5h 内抵达油田现场。上述资源将在溢油现场指挥下展开应急联动，在统一调配、联合行动的情况下尽快控制住溢油扩散并将溢油影响降至最低。

2.8 结论与建议

本次评价风险事故情形主要包括井喷/井涌、火灾/爆炸等，本项目海上工程事故溢油量不超过《锦州 25-1 南油气田 38 口调整井工程环境影响报告表》溢油量 200m³。根据应急响应时间分析，油田自身的溢油应急资源可以在接到通知后 1.5h 内到达，环保船可以在 0.8 小时抵达，周边油田溢油应急资源可以在 3~7.5h 到达，目前可利用的溢油应急物资配备满足本项目需求。

建设单位已针对油田作业区海上石油开采开发作业编制《锦州 25-1 南油气田及锦州 25-1 油田溢油应急计划（2021 年版）》并在生态环境部海河流域北海海域生态环境监督管理局进行了备案。本项目的施工和运营均受该溢油应急计划管控，需严格按照溢油应急计划开展好各种溢油应急准备和响应工作。

在落实好本报告提出的各项防范工作、落实溢油应急计划中各项规定的前提下，本项目风险可控。

3 陆地终端适应性改造环境风险评价

3.1 风险调查

3.1.1 风险源调查

本项目陆地终端适应性改造内容为营口天然气处理厂适应性改造工程，涉及的易燃易爆物质主要为天然气、丙烷、丁烷、液化石油气（LPG）等。营口天然气处理厂现有工程中的一套天然气装置和装车区未新增风险物质类别，同时未增加产能，故本次评价对上述现有工程不再评价。

3.1.2 环境敏感目标调查

本项目陆上终端适应性改造工程环境风险保护目标详见表 3.3-1。

表 3.1-1 环境风险敏感目标一览表

类别	环境敏感特征					
	厂址周边 5 公里范围内					
环境空气	序号	敏感目标名称	相对方位	距离 (km)	属性	常驻人口 (人)
	1	仙人岛村	NW	2.38	居住区	1600
	2	正红旗村	NE	3.06	居住区	2750
	3	西杨屯村	NE	3.75	居住区	210
	4	大房身村	NE	2.36	居住区	1100

	5	南营村	E	3.06	居住区	1060
	6	厢红旗村	E	1.69	居住区	1500
	7	联合村	SE	2.91	居住区	1500
	8	三家子村	SE	4.08	居住区	1200
	9	厢蓝旗村	S	1.80	居住区	2960
	10	西坡村	SE	4.96	居住区	430
	11	小房身村	S	3.67	居住区	1760
	12	杨屯堡村	S	4.25	居住区	540
	13	九垄地村	E	4.50	居住区	200
	14	团瓢村	S	4.79	居住区	160
	15	化工区管委会	N	2.69	行政区	40
	16	烽火台	N	2.71	风景区	/
	17	白沙湾	S	4.32	风景区	/
	厂址周边 500m 范围内人口数小计					0
	厂址周边 5km 范围内人口数小计					17010
	大气环境敏感程度 E 值					E2
地下水	序号	环境敏感区名称	环境敏感特征	水质目标	包气带防污性能	与下游厂界距离/m
	1	/	G3	/	D1	/
	地下水环境敏感程度 E 值					E2

3.2 环境风险潜势判定

3.2.1 危险物质及工艺系统危险性（P）判定

（1）危险物质数量与临界量比值（Q）

运营期涉及大气环境风险的危险物质质量与临界量比值（ $Q_{气}$ ）总和为 $399.92 \geq 100$ ，涉及地下水环境风险的危险物质质量与临界量比值（ $Q_{水}$ ）总和为 $105.3 \geq 100$ 。

（2）行业及生产工艺（M）

本项目新建一套天然气处理装置与现有天然气处理装置位于独立的风险单元，新建 1 座 LPG 储罐位于现有罐区，与现有罐区位于同一风险单元，故仅考虑新建装置及扩建后罐区的 M 值。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 C“危险物质及工艺系统危险性（P）的分级”中表 C.1，根据本项目生产工业特点，M 值计算见表 3.2-1。

表 3.2-1 建设项目 M 值确定表

行业	工艺单元名称	生产工艺	M 值	数量	M 值
其他	天然气装置（新建）	其他高温或高压，且涉及危险物质的工艺过程	5	1	5
	罐区	危险物质贮存罐区	5	1	5
合计					10

注：本项目新建天然气处理装置位于独立的风险单元，故仅考虑 1 套新建装置的 M 值，新建储罐位于现有罐区风险单元，故评价时罐区整体考虑。

根据导则附录 C 中表 C.2，判断本项目危险物质及工艺系统危险性等级为 P2，见表 3.2-2。

表 3.2-2 危险物质及工艺系统危险性等级判断

序号	M 值	Q 值	P
1	10 (M3)	≥100	P2

3.2.2 环境敏感程度 (E) 判定

3.2.2.1 大气环境

项目周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数为 17010 人，周围 500m 范围内 0 人，项目大气环境敏感程度为环境中度敏感区 (E2)。

3.2.2.2 地下水环境

根据现场踏勘，本项目位于营口港仙人岛能源化工区，无集中式饮用水水源，地下水敏感性为 G3 不敏感；本项目场地包气带岩性为粉质粘土，厚度最大为 0.5~4.1m，且分布连续、稳定，渗透系数一般在 10^{-5} ~ 10^{-6} cm/s 之间，则本项目区域包气带防污性能分级为 D1。本项目地下水环境敏感程度分级属于 E2 环境中度敏感区。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018)，结合本项目生产设施危险性 & 环境风险潜势分析结果，本项目环境风险潜势判定为 III，具体评价工作级别判断见表 3.2-3。

表 3.2-3 环境风险潜势判定

敏感程度分级	敏感程度分级结果	危险物质及工艺系统危害性	环境风险潜势判定
大气环境	E2	P2	III
地下水	E2	P2	III

3.3 风险识别

3.3.1 物质识别

本项目原料及产品中大部分物料为易燃易爆、有毒有害物质，本项目生产过程涉及危险物质情况见下表。

表 3.3-1 本项目危险性物质分布情况表

序号	装置/场所名称	主要风险物质
一		生产装置
1	天然气处理装置	天然气、丙烷、丁烷、LPG、轻油
二		储运工程
1	产品罐区	液化石油气 (LPG)、丙烷、丁烷、轻油
三		环保工程
1	危废贮存间	含油废物及废油桶，含有或沾染试剂废物的废弃包装物、容器、过滤吸附介质

本项目原料、辅助材料及产品中大部分物料为易燃易爆、有毒有害物质，其中，天然气、丙烷、丁烷属于《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B 中重点关注的危险物质；天然气、丙烷、丁烷、液化石油气（LPG）等物质被列入《危险化学品目录（2015 版）》；其他易燃易爆危险化学品包括轻油。

本项目危险物质中“火灾危险级别”参考《石油化工企业防火设计规范》（GB50160-2008）识别；“毒性识别”参考《职业性接触毒物危害程度分级》（GBZ230-2010）毒物危害程度分级，职业接触毒物危险程度分级是以毒物的急性毒性、扩散性等为基础的定级标准，共分为 I 级（极度危害）、II 级（高度危害）、III 级（中度危害）、IV 级（轻度危害）四个级别；各危险物质的大气毒性终点浓度值选取参见《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 H。

表 3.3-2 主要物质危险性识别表

序号	名称	易燃危险性识别				毒性识别			毒性终点浓度-1/ (mg/m ³)	毒性终点浓度-2/ (mg/m ³)
		沸点℃	闪点℃	爆炸极限 (体积 比%)	火灾危险 级别	LD ₅₀ (大 鼠经 口) mg/kg	LD ₅₀ (大 鼠经 皮) mg/kg	LC ₅₀ mg/ m ³		
1	天然气	-161.4	-190	5.0~15.0	甲	/	/	/	260000	150000
2	丙烷	-42.1	-104	2.1~9.5	甲 A	/	/	LC ₅₀ : 8.6~30mg/L (96h)(鱼)	59000	31000
3	丁烷	-0.5	-60	1.9~8.5	甲 A	/	/	658000ppm (大鼠吸 入, 4h)	130000	40000
4	液化石油气	/	-74	1.5~9.5	甲 A	/	/	/	720000	410000
5	轻油	/	/	/	/	/	/	/	/	/
6	CO	-191.5	<-50	12.5~74.2	甲 B	/	/	LC ₅₀ : 1807ppm (大鼠吸 入, 4h)	380	95

同时，在发生火灾爆炸事故情况下，各装置及储运系统主要气态伴生/次生有害物质为含可燃物质燃烧、不完全燃烧所产生的 CO 及挥发性油类等。

项目物料主要具有以下危害特性：

(1) 易燃性

天然气、丙烷、丁烷、液化石油气（LPG）等属于甲类火灾危险物质，甲类火灾危险物质闪点低，挥发性强，在空气中只要有很小的点燃能量就会着火燃烧，而且燃烧速率快，是燃烧危险性较大的货种。

(2) 易爆性

石化产品挥发出来的蒸气与空气混合后，当浓度处于爆炸极限范围时，遇有一定能量的点火

源，容易发生爆炸，爆炸极限范围越宽，爆炸下限越低，爆炸危险性就越大。从上表中可以看出，本项目存在部分相关危险物质爆炸极限范围较宽，爆炸下限浓度较低，如丙烷、丁烷、液化石油气爆炸下限均在 1.4~2.1%区间，一旦发生泄漏，并遇火源，发生火灾爆炸的危险性较大。

3.3.2 生产系统危险性识别

3.3.2.1 生产装置风险识别

本项目危险单元主要包括新建的天然气处理装置，扩建的储运工程产品罐区，现有的一套天然气装置位于单独的风险单元，且仅对部分设备进行改造，改造后不新增环境风险，故本项目不对已建天然气装置进行评价。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B.1 突发环境事件风险物质及临界量表并参考《企业突发环境事件风险分级方法》（HJ 941-2018）确定本项目危险单元划分和单元内涉气风险物质的最大存储量及 Q 值计算情况见下表。

表 3.3-3 天然气处理装置危险物质 Q 值

序号	类别	风险单元	风险源	危险物质名称	最大存在总量 (t)	临界量 (t)	涉气风险物 Q 值	涉水风险物 Q 值
1	生产装置区	天然气处理装置	设备、管线等	天然气、丙烷、丁烷、LPG、轻油	498.2	10	49.82	/
合计							49.82	/

注：轻油参照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B.1 中戊烷的临界量 10t。

3.3.2.2 储运系统风险单元识别

产品罐区类型为压力球罐，主要为天然气分离产品，危险物质、存在量及 Q 值识别结果见下表。

表 3.3-4 产品罐区危险物质 Q 值

类别	介质名称	单罐容积 /m ³	存储压力 (MPa)	密度 t/m ³	装填系数	储量/t	临界量	Qi	数量	涉气∑Qi	涉水∑Qi
丙烷储罐	丙烷	1000	0.397	0.52	0.9	468	10	46.8	2	93.6	/
丁烷储罐	丁烷	1000	1.02	0.58	0.9	522	10	52.2	2	104.4	/
轻油储罐	轻油	1000	0.229	0.65	0.9	585	10	58.5	1	58.5	58.5
轻油储罐	轻油	400	0.229	0.65	0.9	234	10	23.4	2	46.8	46.8
液化气储气罐	液化气	1000	1.51	0.52	0.9	468	10	0	1	46.8	/
合计										350.1	105.3

注：轻油参照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B.1 中戊烷的临界量

10t。

3.3.2.3 Q 值识别结果

综上，本项目涉气各危险物质数量与临界值比值总和最大为 399.92，涉水危险物质数量与临界值比值总和最大为 105.3。

3.3.2.4 风险源分析

(1) 生产装置

本项目主要的生产装置为天然气处理装置，生产所涉及的原料、产品、辅料等化学品大多具有易燃、易爆、有毒、有害特性，本项目生产过程多处于高压、低温、负压等特殊条件下，生产装置的反应器、塔等具有高压特点，对设备及相应管道的承压、密封和耐腐蚀的要求较高，存在着因设备腐蚀或密封件破裂而发生毒物泄漏及燃烧爆炸的可能性。因此，潜在风险事故主要包括因材质设备、操作失误或控制方面出现的问题而造成的容器破裂、物料泄漏、火灾爆炸等风险事故，有毒有害物质在转移过程或累积过程中对大气环境、水环境、生态环境和人体健康具有潜在危险性，产生较大环境风险。

(2) 储运系统

本项目设计储罐及配套管线，存储量较大，储存的物料多为易燃易爆物质，且需设置原料泵和产品泵输送原辅料及产品。在生产运行中存在着由于静电积聚、设备失修、管道接口/阀门/机泵等泄漏、误操作和明火引起火灾爆炸事故的可能性以及由于设备故障、失效等造成有毒物料泄漏的可能性，从而引发环境事故，一旦发生事故，事故后果严重。在物料装卸过程中，如管理、操作不当，就可能发生软管脱落、断裂，造成物料大量泄漏，引发中毒、火灾、爆炸事故。

图 3.3-1 厂区危险单元分布图

3.3.3 环境风险类型及危害分析

经对本项目涉及的危险物质进行物质危险性识别后，项目涉及的易燃易爆物质主要为天然气、丙烷、丁烷、液化石油气（LPG）、轻油等。

本项目毒害物质扩散途径主要有以下几个方面：

大气扩散：有毒有害物质泄漏后直接进入大气环境或挥发进入大气环境，或者易燃易爆物质泄漏发生火灾爆炸事故时伴生污染物进行大气环境，通过大气扩散对项目周围环境造成危害。

地表水环境扩散：拟建项目易燃易爆物质发生泄漏时事故废液以及火灾事故时产生的消防废水、混合泄漏物料的消防水或事故液未能得到有效收集而进入清净下水系统或雨排系统，存在通过排水系统排放入外环境并造成水体污染的风险。本项目建立了水体污染事故预防与控制体系，从源头上切断事故废水进入外部地表水体的途径，一旦发生事故废水及消防废水由排水系统进入事故池，并开启厂区排水截断阀，确保事故废水不外流。

地下水扩散：本项目化学品事故状态下渗入土壤/地下含水层，对土壤环境/地下水环境造成环境风险事故。

3.4 评价等级及评价范围

3.4.1 评价等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018），结合本项目生产设施危险性及环境风险潜势分析结果，本项目环境风险潜势判定为III，大气环境风险评价等级为二级，地下水环境风险等级为二级，具体评价工作级别判断见表 3.4-1。

表 3.4-1 环境风险评价等级判定

敏感程度分级	敏感程度分级结果	危险物质及工艺系统危害性	环境风险潜势判定	各要素评价等级	项目评价等级
大气环境	E2	P2	III	二级	二级
地下水	E2	P2	III	二级	

3.4.1.1 评价范围

(1) 大气环境风险评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）的规定，大气毒性终点浓度预测到达距离均小于 5km，因此确定大气环境风险的评价范围厂址边界外 5km 的区域。



图 3.4-1 大气环境风险评价范围图

(2) 地表水

终端设置事故废水环境风险防范措施，可有效控制事故废水不外排，涉及的危险物质无泄漏到周边水体的环境影响途径和排放点。本专题仅评价陆地终端部分，故不涉及地表水环境风险。

(3) 地下水风险评价范围

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）要求，地下水环境影响评价宜以同一地下水水文地质单元为调查评价范围，且包含重要的地下水环境保护目标。建设项目地下水环境现状调查评价的范围可采用公式计算法、查表法和自定义法确定。

首先考虑采用公式计算法确定评价区范围，采用如下公式进行计算：

$$L = \alpha \times K \times I \times T / n_e$$

式中： L —下游迁移距离，m； α —变化系数， $\alpha \geq 1$ ，一般取 2； K —渗透系数，取 2.5m/d； I —水力坡度，无量纲；根据水位等值线确定，根据本次水文地质调查结果，取值 0.5‰； T —质点迁移大数，取值不小于 5000d；本次取值 5000d； n_e —有效孔隙度，无量纲，本次取值 0.15。

采用公式法计算得到下游迁移距离 L 约为 83m。结合项目场地所在区域地下水流向（由东西方向）和敏感点分布情况，将调查评价范围确定为厂区向两侧及上游延伸 500m，下游延伸至海岸线，评价区域面积约为 3km²。地下水评价范围见下图。

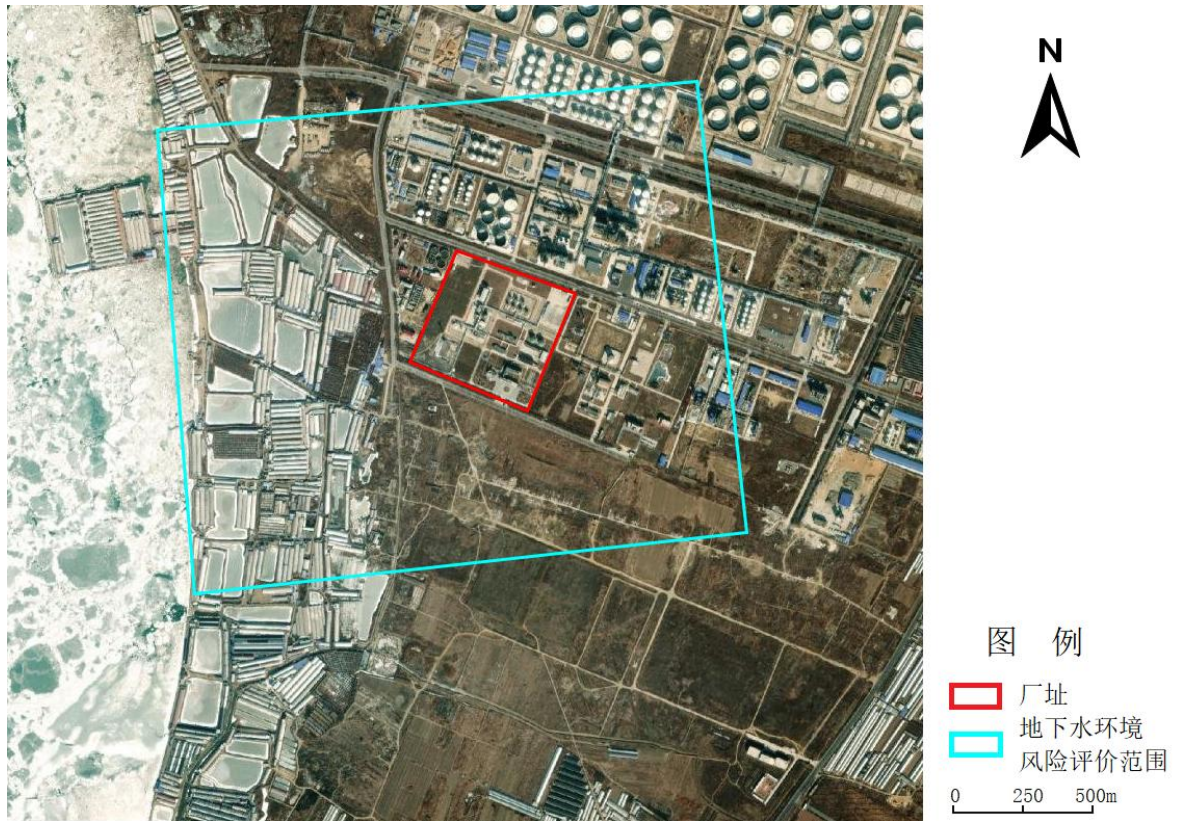


图 3.4-2 地下水环境风险评价范围图

3.5 风险事故情形分析

3.5.1.1 风险事故情形设定

3.5.1.1.1 风险事故统计资料分析

目前国内外缺乏针对终端工程的专项统计，因此本次评价将类比石油化工业事故统计资料开展事故分析。根据“世界石油化工业企业 30 年特大事故”资料按照事故发生原因划分，发生事故的比例情况见下表。

表 3.5-1 100 起特大事故按事故原因分布情况

序号	事故原因	发生次数	所占百分率/%
1	操作失误	15	15.5
2	泵设备故障	18	18.6
3	阀门管道泄漏	34	35.1
4	雷击自然灾害	8	8.2
5	仪表电器失灵	12	12.4
6	突沸反应失控	10	10.4

由上表可知，造成火灾爆炸事故原因中，阀门管道泄漏比率很大，占 35.1%，其次是泵设备故障，占 18.6%。另外，因仪表电气失控导致消防报警失灵，引发事故发生的比率为 12.4%，也是造成严重事故后果的主要原因。

3.5.1.1.2 最大可信事故

本项目生产过程中涉及的天然气、液化石油气（LPG）、丙烷、丁烷、轻油等属于易燃易爆物质，发生火灾爆炸的危险性相对较高，属于安全评价范畴，因此，此次环境风险评价不对易燃易爆物质的火灾爆炸影响范围进行定量模拟预测。但易燃易爆物质储罐发生燃烧时次生污染物 CO 的环境影响范围和程度较大，除火灾爆炸性物质外，本项目涉及的丁烷和丙烷等有毒有害物质，其发生泄漏危害后，受影响范围和程度较大，因此需对以上风险事故类型的环境影响范围及程度进行定量预测。经过物质危险性识别，丙烷和一氧化碳毒性终点浓度较小，故此次环境风险评价筛选出丙烷和一氧化碳作为评价因子，根据生产系统危险性识别及风险事故统计资料分析，确定本项目最大可信事故见下表。

表 3.5-2 最大可信事故及发生概率

序号	事故装置	事故类型	污染物/ 次生污染物	最大可信事故	发生概率
1	丙烷储罐	泄漏	丙烷	储罐底部与管线连接处发生泄漏	1.0×10 ⁻⁴ /年
2	轻油储罐	火灾引发的伴生/ 次生污染物排放	CO	储罐全破裂后发生火灾， 燃烧过程中产生的 CO	5×10 ⁻⁶ /年

3.5.1.2 源项分析

3.5.1.2.1 丙烷储罐泄漏

本项目罐区 1000m³ 的丙烷储罐，按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），储罐底部与管线连接处发生泄漏的频率为 1.00×10⁻⁴/a，可作为最大可信事故情形，因此，此处以丙烷储罐底部与管线（管径 DN150）连接处发生泄漏为最大可信事故情形开展丙烷泄漏后在大气环境中的影响分析工作。

由于管道运行压力为 1.51MPa，介质温度为 40℃，因此泄漏为气相泄漏过程。

$$Q_G = Y C_d A P \sqrt{\frac{M \gamma}{R T_G} \left(\frac{2}{\gamma + 1} \right)^{\frac{\gamma + 1}{\gamma - 1}}}$$

式中： Q_G ——气体泄漏速率，kg/s； P ——容器压力，Pa；本项目丙烷储罐运行压力为 1.51×10⁶Pa。
 C_d ——气体泄漏系数；本项目丙烷储罐与管线接口断裂，裂口为圆形，取 1。 M ——物质的摩尔质量，kg/mol；丙烷物质的摩尔质量为 44g/mol。 R ——气体常数，J(mol/K)；取 8.314。 T_G ——气体温度，K；取 313K。 A ——裂口面积，m²；取 1.766×10⁻²m²。 Y ——流出系数，取 1。 γ ——气体比热容比，1.142。

根据上述公式，计算得到 $Q_G = 76.08$ (kg/s)，计算得到理查德森数 $Ri = 5.15$ ， $Ri \geq 1/6$ ，为重

质气体。扩散计算建议采用 SLAB 模式。

在最不利气象条件下丙烷储罐底部与管线（管径 DN150）连接处泄漏后丙烷气体扩散的源强见下表。

表 3.5-3 储罐泄漏计算参数

气体参数	最不利气象
大气稳定度	F
气体热容比	1.142 (40°C)
环境温度	20°C (293K)
风速/m/s	1.5
气体常数/J/(mol·K)	8.314
喷射流的初始流速 (m/s)	160.9
泄漏出口气体密度 (kg/m ³)	2.02
出口气体温度 (°C)	-8.7
气体泄漏速率 (/kg·s ⁻¹)	76.08

表 3.5-4 储罐泄漏丙烷扩散源强

风险事故情形	危险物质	释放速率 (kg/s)	释放时间 (hr)	释放高度 (m)
储罐底部与管线连接处发生泄漏	丙烷	76.08 (最不利气象)	1	2

3.5.1.2.2 轻油储罐泄漏后发生火灾次生污染物

本项目现有 1 座 1000m³ 的轻油球罐，假设该球罐发生储罐全破裂后发生火灾，轻油中主要组分为戊烷，以下计算均按照戊烷理化性质取值。

(1) 泄漏量

泄漏事故发生后，由于罐区周围有防火堤，底部有防渗措施。罐组防火堤内进行了硬化处理，物料泄漏后皆可控制在防火堤范围内，考虑轻油储罐全破裂后，全部物料泄漏至防火堤内，泄漏量为 585t (900m³)。本项目罐组防火堤尺寸见下表。

表 3.5-5 罐组防火堤参数

罐区名称	防火堤尺寸/m	防火堤内有效容积/m ³
轻油罐区	长×宽×高=25.7×33×1.25	954

以防火堤最大等效半径作为液池面积，等效半径为 16.43m。

(2) 燃烧速度

轻油产品储罐单位面积燃烧速度可根据下式进行计算：

$$m_f = \frac{0.001H_c}{C_p(T_b - T_a) + H_v}$$

式中： m_f ——液体单位表面积燃烧速度，kg/(m²·s)； H_c ——液体燃烧热，J/kg； C_p ——液体的比定压热容，J/kg·K； T_b ——液体的沸点，K； T_a ——环境温度，K； H_v ——液体在常压沸点下的蒸发热（气化热），J/kg。

表 3.5-6 燃烧速度计算结果

Hc——液体燃烧热, J/kg	4.91×10 ⁷
Cp——液体的比定压热容, J/kg·K	2339
Tb——液体的沸点, K	309
Ta——环境温度, K	298.15
Hv——液体在常压沸点下的蒸发热(气化热), J/kg	2.62×10 ⁴
m _f ——液体单位表面积燃烧速度, kg/(m ² ·s);	0.95

根据上表计算可得戊烷的单位面积燃烧速度为 0.95kg/(m²·s), 池火面积取防火堤面积, 为 848.1m², 则戊烷燃烧速度为 805.98kg/s。

(3) CO 释放源强

CO 释放源强的计算方法如下:

$$G_{CO} = 2330qCQ$$

式中: G_{CO} ——一氧化碳的产生量, kg/s; C——物质中碳的质量百分比含量, %; 根据分子式取 83.3%; q——化学不完全燃烧值, %, 本次取 1.5%; Q——参与燃烧的物质质量, t/s。

发生火灾时戊烷不完全燃烧所产生的 CO 源强为 23.46kg/s。

(3) 火焰高度

$$h = 84r \left[\frac{V_m}{\rho_0 (2gr)^{0.5}} \right]^{0.6}$$

式中: h ——为火焰高度, m; r ——为液池半径, m, 取防火堤内面积 848.1m²核算, 取 16.43m; ρ_0 ——为周围空气的密度, 取 1.29kg/m³; g ——为重力加速度, 取值 9.8m/s²。 V_m ——燃烧速度, kg/(m²·s), 取值 0.95kg/(m²·s)

注: 此处公式参考刘博等《池火灾热辐射计算及模拟》, 安全健康和环境, 2009 年第 9 卷第 1 期。

火焰高度为: 198.06m。

通过上述方法对 CO 释放源强进行模式计算, 得到本项目火灾引起的二次污染事故源强及污染物排放量, 详见下表。

表 3.5-7 轻油储罐火灾事故二次污染源强

风险事故情形	危险物质	释放速率 (kg/s)	释放时间 (hr)	释放高度 (m)
轻油储罐火灾事故	CO	23.46	0.2	99

注: 此处释放高度取火焰高度的 1/2, 取 99 米。

3.6 大气环境风险影响预测与分析

3.6.1 计算模式与参数选择

(1) 模型选取

计算模式采用《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录 G 中推荐的模型计算。SLAB 模型适用于平坦地形下重质气体排放的扩散模拟, AFTOX 模型适用于平坦地形下中性气体和轻质气体排放以及液池蒸发气体的扩散模拟。

1) 丙烷储罐泄漏

本项目中最近的受体点为厢红旗村,距事故点最近距离为 1.69km, T 最不利气象(风速为 1.5m/s) =1127s, 丙烷储罐泄漏, 泄漏时间 T_d 为 3600s, $T_d > T$, 事故源为连续排放。

丙烷泄漏为气相泄漏, 排入大气的初始密度为 2.02kg/m^3 , 经计算, 最不利气象(风速为 1.5m/s) $R_i=5.15$, $R_i \geq 1/6$, 为重质气体, 选用 SLAB 模式进行预测, 泄漏源选用高于地面的水平射流。

2) 轻油储罐泄漏后池火次生污染物

轻油储罐火灾事故产生次生污染物 CO 烟团为轻气体, 此处扩散采用 AFTOX 模型进行预测, 其中, 火灾次生污染物的释放方式选用持续浮力烟筒。

(2) 计算模型参数选取

按照 HJ169-2018 要求选择气象条件见下表。

表 3.6-1 大气风险预测模型主要参数表

参数类型	选项	丙烷储罐泄漏	轻油储罐泄漏后发生火灾
基本情况	事故源经度/(°)	122.02342	122.02386
	事故源纬度/(°)	40.160816	40.160423
	事故源类型	危险物质泄漏, 以及火灾次生污染物排放	
气象参数	气象条件类型	最不利气象	
	风速/(m/s)	1.5	
	环境温度/°C	25	
	相对湿度/%	50	
	稳定度	F	
其他参数	地表粗糙度/cm	5	
	事故考虑地形	否	
	地形数据精度/m	/	

3.6.2 评价标准

本项目环境风险预测评价标准为各危险物质的大气毒性终点浓度, 大气毒性终点浓度值选取参见《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录 H。各危险物质大气毒性终点浓度值见下表。

表 3.6-2 评价因子及评价标准

序号	危险物质名称	CAS 号	毒性终点浓度-1/ (mg/m ³)	毒性终点浓度-2/ (mg/m ³)
1	丙烷	74-98-6	59000	31000
2	一氧化碳	630-08-0	380	95

3.6.3 预测结果

3.6.3.1 丙烷储罐泄漏

丙烷储罐泄漏对大气环境的影响分析见下表。

表 3.6-3 丙烷储罐泄漏扩散预测结果

风险事故情形分析					
代表性风险事故情形描述	丙烷储罐泄漏				
环境风险类型	泄漏				
泄漏设备类型	储罐	操作温度/°C	40	操作压力/MPa	1.51
泄漏危险物质	丙烷	最大存在量/t	468	泄漏孔径/mm	150 (与罐底连接的管线全管径断裂)
泄漏速率/(kg/s)	76.08	泄漏时间/min	60	泄漏量/t	273.89
泄漏高度/m	2			泄漏频率	1×10 ⁻⁴ /年
事故后果预测					
大气	危险物质	最不利气象条件下大气环境影响			
		指标	浓度值/(mg/m ³)	最远影响距离/m	到达时间/min
		大气毒性终点浓度-1	59000	90	5
		大气毒性终点浓度-2	31000	240	18
		敏感目标名称	超标时间/min	超标持续时间/min	最大浓度/(mg/m ³)
		厢红旗村	/	/	1620.86
		大房身村	/	/	1368.95
		南营村	/	/	1269.73
		正红旗村	/	/	1935.51
		西杨屯村	/	/	638.90
		化工园区管委会	/	/	1751.19
		烽火台	/	/	2369.18
		仙人岛村	/	/	470.83
		九垄地村	/	/	182.70
		三家子村	/	/	1018.21
		联合村	/	/	1828.21
		厢蓝旗村	/	/	2249.74
		西坡村	/	/	134.78
		小房身村	/	/	860.0
	团瓢村	/	/	436.51	
	杨屯堡村	/	/	431.53	
	白沙湾	/	/	954.26	

由上表计算结果可知，丙烷储罐泄漏扩散后，在最不利气象条件下，丙烷大气毒性终点浓度-1的影响范围为90m，大气毒性终点浓度-2的影响范围为240m，在此范围内，无大气环境敏感点。



图 3.6-1 丙烷泄漏大气环境影响范围图（最不利气象）

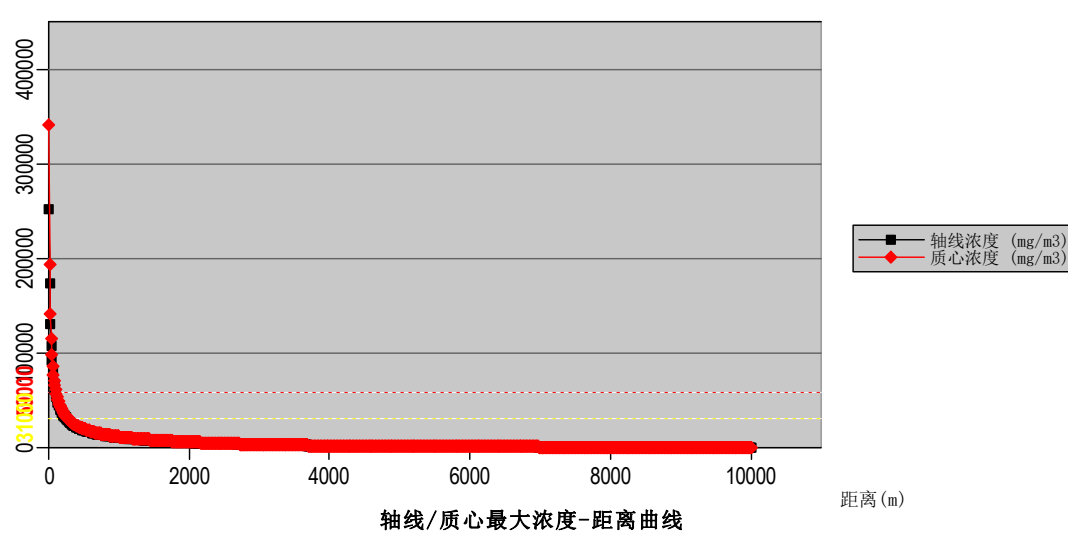


图 3.6-2 丙烷泄漏下风向不同距离处最大浓度变化曲线（最不利气象）

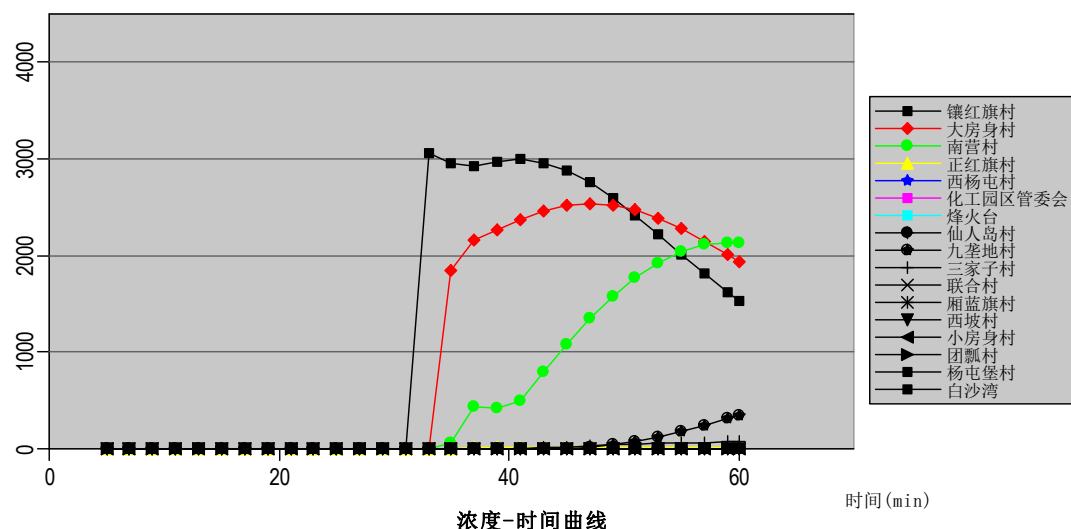


图 3.6-3 丙烷泄漏关心点浓度随时间变化曲线（最不利气象，风向 W）

3.6.3.2 轻油储罐泄漏引发池火次生污染物 CO 扩散影响

轻油储罐火灾次生污染物 CO 扩散影响对大气环境的影响分析见下表。

表 3.6-4 轻油储罐火灾次生污染物 CO 扩散预测结果

风险事故情形分析					
代表性风险事故情形描述	轻油储罐罐顶火灾次生污染物 CO				
环境风险类型	火灾次生污染物 CO 排放				
泄漏设备类型	储罐	操作温度/°C	40	操作压力/MPa	0.3
泄漏危险物质	戊烷	最大存在量/t	585	泄漏孔径/mm	/
CO 释放速率/(kg/s)	23.46	释放时间/min	12	释放量/m³	/
泄漏高度/m	99	泄漏液体蒸发速度/(kg/s)	/	泄漏频率	5.0×10 ⁻⁶ /年
事故后果预测					
大气	危险物质	最不利气象条件下大气环境影响			
	一氧化碳	指标	浓度值/(mg/m³)	最远影响距离/m	到达时间/min
		大气毒性终点浓度-1	380	/	/
		大气毒性终点浓度-2	95	/	/
		敏感目标名称	超标时间/min	超标持续时间/min	最大浓度/(mg/m³)
		厢红旗村	/	/	/
		大房身村	/	/	/
		南营村	/	/	/
		正红旗村	/	/	/
		西杨屯村	/	/	/
化工园区管委会	/	/	/		
烽火台	/	/	/		

	仙人岛村	/	/	/
	九垄地村	/	/	/
	三家子村	/	/	/
	联合村	/	/	/
	厢蓝旗村	/	/	/
	西坡村	/	/	/
	小房身村	/	/	/
	团瓢村	/	/	/
	杨屯堡村	/	/	/
	白沙湾	/	/	/

由上表计算结果可知，轻油储罐火灾次生污染物 CO 扩散，在最不利气象条件下，CO 扩散均未出现大气毒性终点浓度-1 和大气毒性终点浓度-2。

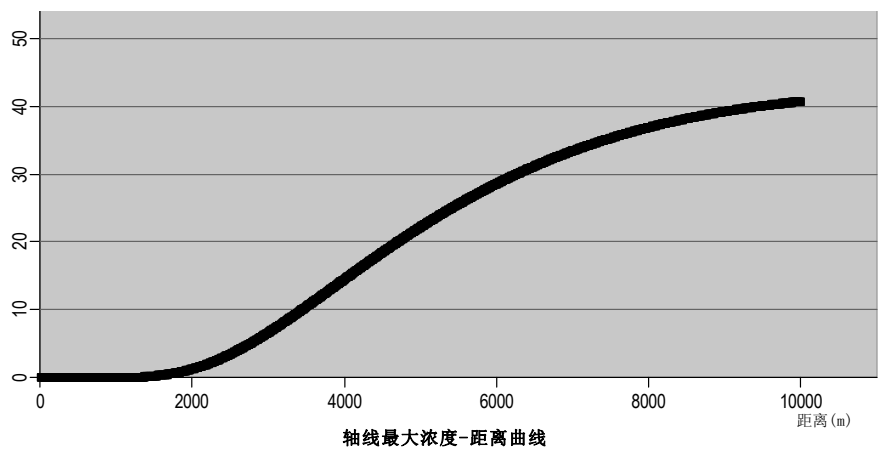


图 3.6-4 火灾次生污染物 CO 释放下风向不同距离处最大浓度变化曲线（最不利气象）

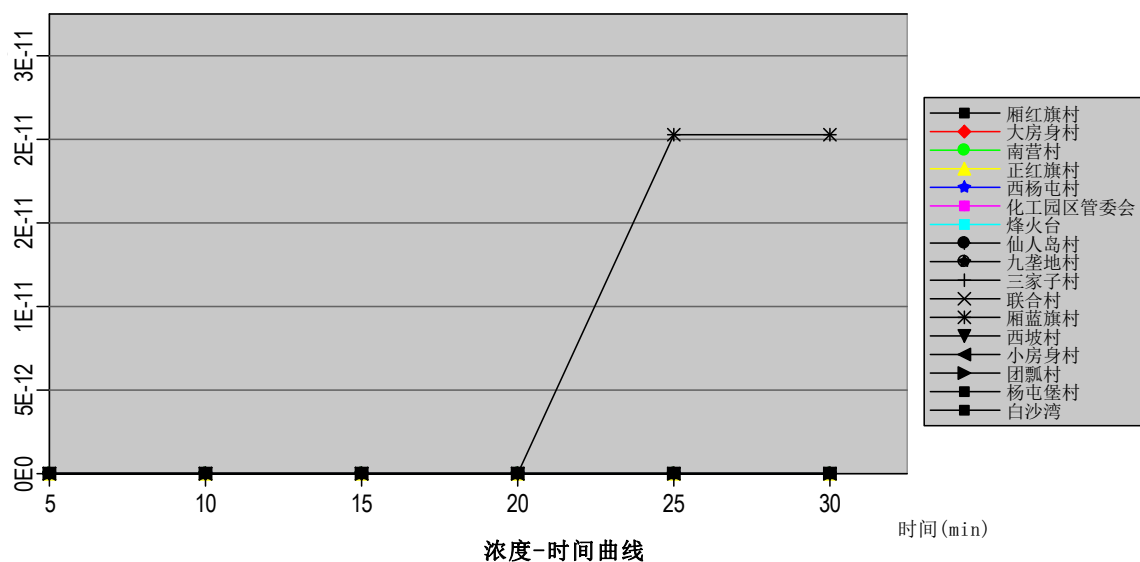


图 3.6-5 火灾次生污染物 CO 释放关心点浓度随时间变化曲线（最不利气象）

3.7 地下水环境风险影响分析

3.7.1 风险事故情形和源项分析

3.7.1.1 情形确定

天然气、丙烷、丁烷、液化石油气等在常压下是一种无色气体，几乎不溶于水。在事故状态下，泄漏后将挥发至大气环境中，泄漏天然气等对下水水质无影响；本项目轻油储罐如发生环境风险事故，事故泄漏的轻油通过防火堤内破损的地面向地下渗透，从而造成地下水环境污染。

3.7.1.2 地下水环境风险事故源项分析计算

本次评价类比同类项目，假设泄漏量为 1t，即为事故排放量。

3.7.2 地下水环境风险预测

3.7.2.1 预测模型

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）附录 D（常用地下水评价预测模型）中 D.1.2.1 一维稳定流动一维水动力弥散问题所给出的解析法求解公式 D.1 预测。

一维半无限长多孔介质柱体，示踪剂瞬时注入：

$$C(x, t) = \frac{m/W}{2n_e\sqrt{\pi D_L t}} e^{-\frac{(x-ut)^2}{4D_L t}}$$

式中： x —距注入点的距离，m； t —时间，d； $C(x, t)$ — t 时刻 x 处的示踪剂浓度，g/L； m —注入的示踪剂质量，kg； W —横截面面积， m^2 ； u —水流速度，m/d； n_e —有效孔隙度，无量纲； D_L —纵向弥散系数， m^2/d ； π —圆周率。

3.7.2.2 模型参数选取

①浅层孔隙潜水赋存于粘性土和淤泥质粘性土层中，根据《辽宁海化石油化工有限公司生产储运罐区项目环境影响报告书》，评价区潜水含水组渗透系数取抽水试验结果的较大值约 2.5m/d。

②按《水文地质手册》的经验值给出厂区潜水含水层的平均有效孔隙度 $n_e=0.15$ 。

③通过地下水位监测数据绘制流场，评价区水力坡度取 0.5‰。

④水流速度按公式 $u = K \cdot I / n$ 计算，计算得水流速度 u 约为 0.0083m/d。

⑤纵向弥散系数按公式 $D_L = u \alpha_L$ 计算，参考 Gelhar 等人关于纵向弥散度与观测尺度关系的理论，结合评价区地下水流速较缓的实际情况，纵向弥散度选用 10m。由此计算评价区的纵向弥散

系数： $D_L=0.083\text{m}^2/\text{d}$ 。

⑥横截面面积假设为 100m^2 。

3.7.3 评价标准

本项目轻油以戊烷为主要成分，环境质量标准中无相关限值要求，本次评价以石油类为表征。石油类的标准值参考《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）中的III类标准限值要求，检出限参考常规仪器检测限。评价因子及评价标准见下表。

表 3.7-1 评价因子及评价标准

序号	评价因子	质量标准（mg/L）	检出限（mg/L）
1	石油类	0.05	0.01

3.7.4 预测结果与分析

根据预测可知，轻油储罐事故泄漏后，石油类预测结果为：泄漏后 100 天，石油类在含水层的超标距离（按照 GB 3838-2002 的III类限值 0.05mg/L 计）为下游 20m，影响距离（按石油类检出限 0.01mg/L 计）为下游 21m；泄漏后 1000 天，石油类的超标距离为下游 67m，影响距离为下游 72m；泄漏后 10 年，石油类的超标距离为下游 140m，影响距离为下游 148m；泄漏后 20 年，石油类的超标距离为下游 213m，影响距离为下游 225m；西厂界处（约 370m）石油类在模拟时段内（20 年）均未检出。预测结果详见下表。

表 3.7-2 轻油储罐事故泄漏污染范围表

预测因子	污染源源强（kg）	模拟时间（d）	最大浓度（mg/L）	超标距离（m）	影响距离（m）
石油类	1000	100	6527.77	20	21
		1000	2064.26	67	72
		10 年	1080.48	140	148
		20 年	764.02	213	225

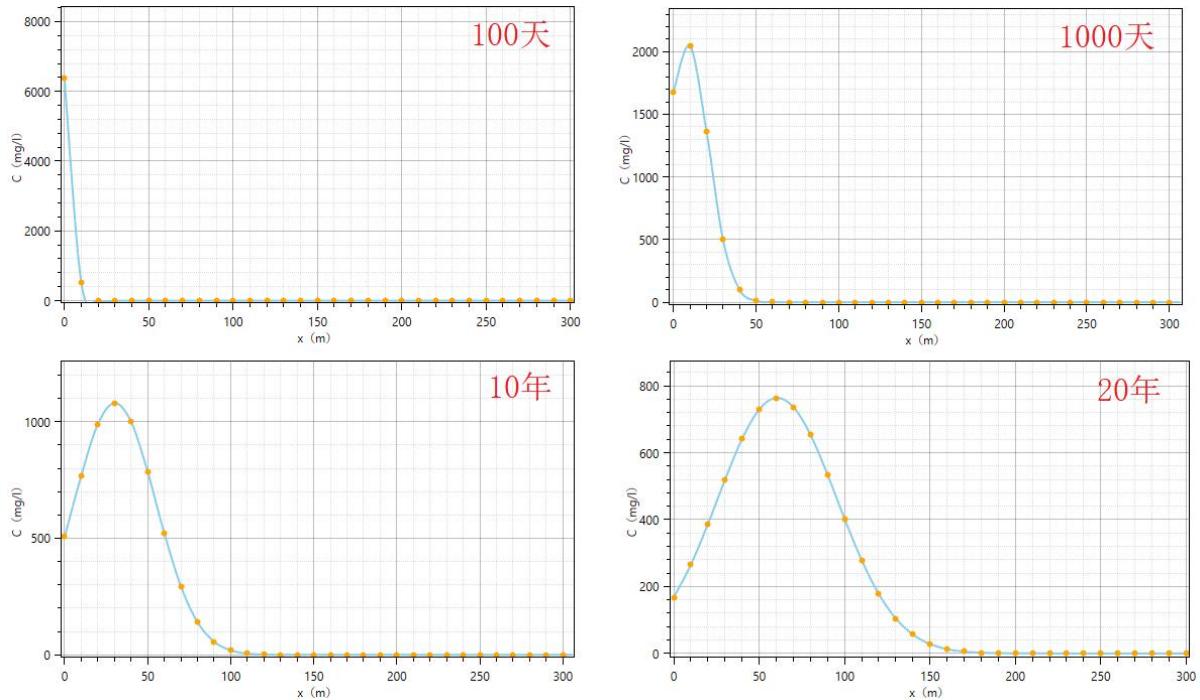


图 3.7-1 轻油储罐事故泄漏污染曲线图

轻油储罐事故泄漏对下游厂界（西厂界）及地下水敏感目标的地下水影响分析见下表。

表 3.7-3 轻油储罐破裂污染物预测基本信息表

风险事故情形分析					
代表性风险事故情形描述	轻油储罐破裂，轻油泄漏				
环境风险类型	有毒有害物质扩散				
泄漏设备类型	储罐	操作温度/°C	40°C	操作压力/MPa	0.3
泄漏危险物质	戊烷	最大存在量/t	585	泄漏量/t	1
事故后果预测					
地下水	危险物质	地下水环境影响			
	戊烷	厂区边界	到达时间/d	超标时间/d	超标持续时间/d
		西厂界	20年内未到达	20年内未超标	/
		敏感目标名称	到达时间/d	超标时间/d	超标持续时间/d
/	/	/	/	/	

3.8 环境风险管理

3.8.1 总图及工艺设计措施

(1) 工艺技术设计安全防范措施

1) 营口天然气处理厂设计考虑了安全防火距离，并配置紧急关断系统、消防系统、探测报警系统，一旦发现异常情况发生，安全设施即可自动投入使用。

2) 球罐区外围设有长 97m，宽 74m，高度 1.25m（围堰内壁净高度实测值）的混凝土防火堤，

轻油球罐与丙烷、丁烷、液化石油气球罐之间采用隔堰相隔。各围堰均有独立的闸阀井（设手动阀门），一旦发生泄漏，可将泄漏出的液体围在一定范围内，防止进入雨水系统。罐区、工艺装置区初期雨水通过排水管重力流入平流式隔油池，然后通过双滤料过滤器，处理合格后最终排入厂外市政排水管网。

3) 在防火堤内雨水沟穿堤处，设防止含油废水流出堤外的措施。管道穿堤处应采用非燃烧材料严密封闭。

4) 采用密闭输送和装卸工艺，所有介质均通过密闭管道输送，管道内轻油和轻烃的流速，控制在规定的流速范围内。

(2) 可燃/有毒气体检测系统

自动化监控系统包括中控系统、火气寻址盘、CCTV 视频监控系统、音波测漏监测系统、网络通讯系统等，其中中控系统主要由 PCS 系统、ESD 系统、FGS 系统三套组成，火气寻址盘为独立监测系统。FGS 系统负责生产区及生活区厨房火气监测，火气探头共计 79 个，现场设有 14 个手动火报警警站；火气寻址盘负责生活区及生产区房间火气监测，火气探头共计 85 个，设有 32 个消防手动报警站；视频监控摄像头系统分布全厂，监控摄像头总数量 54 台；中央控制室值班人员 24 小时值守，一旦生产系统发生泄漏事故 ESD 和 FGS 系统能够实现报警关断并且启动消防系统，分段隔离设施，迅速切断天然气原料来源。PCS 系统负责监控生产流程工艺参数，实现流程压力、温度、液位、流量调节控制。

3.8.2 事故废水环境风险防范措施

3.8.2.1 水体污染三级防控体系构成

按照对事故状态下事故废水能够有效收集、确保最终不直接排入水体环境的原则，结合本天然气处理厂的实际情况，建设了消防废水防控措施，具体防控措施如下：

一级防控：装置围堰和罐区防火堤。

主装置区和轻油、液化石油气等储存区域各自独立并用围堰与外界隔离，围堰内设排污管道，并连接于厂区的污水收集池（平流式隔油池和应急事故池）。此外，工艺装置区和罐区均有独立的闸阀井（设手动阀门），一旦发生泄漏，可将泄漏出的液体（例如消防废水）围在一定范围内，防止进入雨水系统。

二级防控：应急事故池。储罐区北侧已建有 550m³ 应急事故池 1 个，该应急事故池主要用于收集事故废水（罐区、工艺装置区内的事故废水经人工开启闸阀井的阀门后，通过排水管重力流入应急事故池），池内设事故水提升泵 2 台（单台 Q=130m³/h，H=30m），可根据收集的事故废水的水质情况进行相应处理（事故废水含油时，依次进入平流式隔油池、双滤料过滤器等污水处理系统进行处理，不含油时可在 24 小时内全部外排至污水处理厂），从而防止其对外界环境产生的污染。同时与事故池相连的初期雨水池和隔油池在紧急情况下可以与事故池联通，提升事故水的受纳能力。

三级防控：由于园区暂未设置公用事故池，建议本项目与污水处理厂建立联合防控体系，将本项目事故池与污水处理厂污水池相连接，确保极端事故状态下事故水的受纳能力，同时建议园区加快推进建设公共事故池。

图 3.8-1 污水管网、雨水管网及封堵示意图

图 3.8-2 本项目雨水与事故水阀门井切换示意图

3.8.2.2 事故水防控体系能力分析

在发生事故情况下，污染消防水、储罐或装置或单元内最大工艺设备可能泄漏的工艺物料及消防期间可能产生的雨水进入事故水预防与控制体系，依据《石油化工环境保护设计规范》（SH/T3024-2017）和消防水设计历时计算的事故水量，事故水水量的估算及本项目的事故水环境风险防范措施的有效性分析如下。

（1）事故水量估算依据

事故废水量估算按《石油化工环境保护设计规范》（SH/T3024-2017）中计算公式：

$$V_{\text{总}} = (V_1 + V_2 - V_3)_{\text{max}} + V_4 + V_5$$

式中： $V_{\text{总}}$ —事故储存设施总有效容积； V_1 —收集系统范围内发生事故的一个罐组或一套装置的物料量； V_2 —发生事故的储罐或装置的消防水量， m^3 ；

$$V_2 = \sum Q_{\text{消}} t_{\text{消}}$$

式中： $Q_{\text{消}}$ —发生事故的储罐或装置的同时使用的消防设施给水流量， m^3/h ； $t_{\text{消}}$ —消防设施对应的设计消防历时， h ； V_3 —发生事故时可以转输到其他储存或处理设施的物料量， m^3 ； V_4 —发生事故时仍必须进入该收集系统的生产废水量， m^3 ； V_5 —发生事故时可能进入该收集系统的降雨量， m^3 ；

$$V_5 = 10qF$$

$$q = q_a / n$$

式中： q —降雨强度， mm （按平均日降雨量）； q_a —年平均降雨量， mm ，营口市年降雨量为 650mm ； n —年平均降雨日数，取 50 天； F —必须进入事故废水收集系统的雨水汇水面积， ha 。取全厂总占地面积 2.4954ha 。

（2）事故水量核算

1) 物料量 V_1

本项目各装置和罐区间的物料量见下表。

表 3.8-1 物料量 V_1

序号	装置名称	最大物料量 V_1/m^3		
		反应器或储罐名称	物质	V_1/m^3
1	天然气处理装置	/	/	/
2	罐区	轻油储罐	轻油	1000

注：单套装置物料量以存留最大物料量的一台反应器计；罐区以最大储罐计；天然气装置区泄漏物料主要为气态物质，故泄漏物料量为 0。

2) 最大消防水量 V_2

本项目总占地面积约 2.4954 公顷，根据设计文件及《石油化工企业设计防火规范》（GB50160-2008）第 8.4.2 条，占地面积小于 1000000m²，同一时间内火灾次数按 1 处考虑。消防水量见下表。

表 3.8-2 消防水量 V_2

区域	消防历时 (h)	消防水量 (m ³)
天然气装置区	2	324
罐区	6	6221

3) 物料量 V_3

保守考虑，不计可以转输到其他储存或处理设施的物料量，取值为 $V_3=0$ 。

4) 生产废水量 V_4

事故水池平时保持空置，不接纳其他生产废水，取值为 $V_4=0$ 。

5) 降雨量 V_5

营口天然气处理厂改扩建后汇水总面积为 2.4954 公顷，其中罐区面积 0.7178 公顷；工艺装置区与导热油炉区面积 1.7380 公顷，装车区面积 0.0396 公顷，事故状态下进入事故水收集系统的雨水的汇水面积取上述三者之和 2.4594 公顷，经计算发生事故时可能进入收集系统的降雨量为 324.4m³。

6) 事故水总量 $V_{总}$

根据以上计算结果，在事故状况遇上降雨的情况下各事故区可能产生的事故水量 $V_{总}$ 见下表。

表 3.8-3 主要风险源事故水计算一览表

序号	装置名称	物料量 V_1 (m ³)	最大消防水量 V_2 (m ³)	降雨量 V_5 (m ³)	$V_{总}$ (m ³)
1	天然气处理装置	/	324	324.4	648.4
2	罐区	1000	6221	324.4	7545.4
3	装车区	50	108	324.4	482.4

本项目现有 1 座总有效容积为 550m³ 事故水池及现有 1 座 230m³ 的初期雨水池、1 座 60m³ 的隔油池，且本次新建 1 座有效容积为 200m³ 的初期雨水池；发生事故时，事故水首先进入初期污染雨水池，初期污染雨水池收集满后，事故水自流至事故水池进行储存。此外，事故水池与雨水监控池间设有闸门，必要时可以联通使用，扩大事故水收集能力。

全厂事故水总防控能力见下表。

表 3.8-4 全厂故水防控设施规模 单位：m³

序号	装置名称	事故水/V _总	防控设施及能力				是否满足要求
			围堰/防火堤容积	事故水池	初期雨水池（现有+新建）和隔油池	合计	
1	天然气处理装置	648.4	/	550	490	1040	满足
2	罐区	7545.4	7075	550	490	8115	满足

依据《石油化工环境保护设计规范》（SH/T3024-2017）的核算结果，项目配建的围堰和防火堤、初期雨水池、隔油池、事故水池防控体系构建的设施，在设施设备完好的情况下，可将厂区的事事故水进行有效防控。同时，本项目需加强对事故水池的日常管理，事故水池应保持空置状态，以保证事故水池和雨水监控池的储存能力。

环境风险事故应急终止后，应对事故池以及初期雨水池、隔油池、雨水监控池的事故废水进行及时有效处置，尽快排空事故水池以及雨水监控池。

综上，本项目环境风险防范措施基本有效，建议事故池与园区污水处理厂污水池或事故池相联通确保极端事故情况下事故水不外溢，建议园区加快推进建设园区事故池。

3.8.3 厂内危险化学品及危险废物储运风险防控措施

1) 厂内危险化学品运输风险防控措施

- a.危险化学品运输车辆、驾驶员、押运员应取得危险化学品运输相关资质。
- b.如委托运输，应委托具有危险化学品运输资质的单位承运，制定严格的运输管理制度。必须向承运人提供危险化学品安全技术说明书或其品名、危险特性、应急处置措施、应急电话以及托运单位名称和联系人、联系方式等材料。
- c.运输、装卸作业时，必须正确使用劳动防护用品。

2) 厂内危险废物储运风险防控措施

- a.做好职业危害告知，张贴 MSDS。
- b.配备适量的黄沙、干粉灭火器等，用于易燃易爆物料泄漏引发火灾时灭火。
- c.储存的危险废物应严格按储存要求进行分类储存，不得混存，不得露天堆放。
- d.做好危险废物暂存场的地面防渗措施，地面硬化，不单独在地面堆放危险废物，确保地下水不受污染。
- e.危险废物的转移严格按照规定操作，交给具有相关资质的单位处理。

3.8.4 地下水环境风险防范措施

(1) 根据厂区各生产功能单元可能泄漏至地面区域的污染物性质和生产单元的构筑方式，参照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T 50934-2013），将厂区划分为重点污染防治区、一般污染防治区和非污染防治区；重点污染防治区：其防渗层的防渗性能不应低于 6.0m 厚渗透系数为 $1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能。一般污染防治区：其防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系

数为 $1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能。非污染防治区：对于基本上不产生污染物的简单防渗区，不采取专门针对地下水污染的防治措施，只是对地面进行一般的硬化处理。

(2) 本项目事故废水依托已建容积为 550m^3 的事故水池暂存，减少对区域地下水的影响。

(3) 结合厂区含水层系统和地下水径流系统特征、项目平面布置和潜在污染源位置等因素，在厂址区周边共设置了 6 眼监测孔，能够监控整个厂区的地下水污染情况。

(4) 一旦发现地下水发生异常情况，必须按照应急预案马上采取紧急措施。当通过监测发现对周围地下水造成污染时，根据观测井的反馈信息，对污染区地下水进行人工抽采形成地下水降落漏斗，控制污染区地下水流场，防止污染物扩散。

3.8.5 应急监测体系

(1) 营口天然气处理厂安装有由可燃气体探测器、烟雾探测器、火焰探测器等，一旦监测到可燃气体浓度超标、烟雾、火焰等，中控室产生马上报警。

(2) 营口天然气处理厂建设有工业电视监控系统，中控室值班人员通过闭路电视大屏发现现场异常情况，可马上发出警报。

(3) 营口天然气处理厂中控室实时监控油气管道各项参数，发现压力、流量异常立即查找原因，并根据具体情况发出警报。

(4) 营口天然气处理厂制定了严格的现场巡检制度，定时派人现场巡检，一旦发现问题，巡检人员可以立即向中控报警。

(5) 营口天然气处理厂定期开展环境监测，环境监测发现异常情况，总监和安全监督及时处理。

一线生产人员或自动监测系统发现污染事件时须马上启动内部上报，通过启动应急报警按钮、使用防爆对讲机及拨打应急报警电话等方式将事件信息报告给当班班长或当班监督；当班班长或当班监督确认事件信息后，通过使用防爆对讲机及拨打应急报警电话向总监汇报。总监根据相关信息和厂内应急能力，对事件态势进行分析研判，与当班监督确定应对方案，启动应急预案。

3.8.6 项目应急预案

中海石油（中国）有限公司天津分公司营口天然气处理厂已于 2020 年 10 月编制完成《中海石油（中国）有限公司天津分公司营口天然气处理厂突发环境事件应急预案（2020 年第 3 版）》，并于 2020 年 11 月 3 日在营口仙人岛经济开发区管委会环境保护局备案（备案编号：210881-2020-006-M）。上述应急预案已包括预案适用范围、环境事件分类与分级、组织机构与职责、监控和预警、应急响应、应急保障、善后处置、预案管理与演练等内容；已体现了分级响应、区域联动的原则，并与地方政府突发环境事件应急预案相衔接，明确了分级响应程序。

本项目应按照《中华人民共和国环境保护法》、《中华人民共和国突发事件应对法》等法律法规以及国务院办公厅印发的《突发事件应急预案管理办法》及《建设项目环境风险评价技术导

则》（HJ169-2018）、《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》（环发〔2012〕77号）的相关要求，修订、完善现有应急预案，明确本项目与化工区环境应急预案的联动方式和应急响应程序，并报行政主管部门进行备案。突发环境事件应急预案应包括（但不限于）以下内容：预案适用范围、环境事件分类与分级、组织机构与职责、监控和预警、应急响应、应急保障、善后处置、预案管理与演练等。

本项目需依据最大突发环境事件应急处置的需求，建立健全以应急物资储备为主，社会救援物资为辅的物资保障体系，建立应急物资动态管理制度。企业在修编、完善应急预案过程中，应调查企业第一时间可调用的环境应急队伍、装备、物资、场所等应急资源状况和可请求援助或协议援助的应急资源状况，建立健全重点环境应急资源信息库，加强环境应急资源储备管理，促进环境应急预案质量和环境应急能力提升。

3.9 结论与建议

3.9.1 项目危险因素

本项目生产过程中涉及的原料、辅助材料及产品中部分具有有毒、有害、易燃、易爆等特点，本项目运行过程中涉及主要的危险物质为丙烷、丁烷、天然气、液化石油气、轻油等。主要危险单元包括生产装置中的天然气处理装置，储运工程中的罐区，项目的主要危险因素为危险物质的泄漏和火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。

3.9.2 环境敏感性及事故环境影响

3.9.2.1 大气

项目所在区域的大气环境风险敏感目标主要为周边的居住区等，本项目厂址周边 5 km 范围内人口总数为 17010 人，厂址周边 500 m 范围内无人口分布。项目评价区无地表水和地下水环境敏感区。

根据对大气环境风险最大可信事故的预测结果，丙烷储罐泄漏扩散后，在最不利气象条件下，丙烷大气毒性终点浓度-1 的影响范围为 90m，大气毒性终点浓度-2 的影响范围为 240m，在此范围内，无大气环境敏感点。

轻油储罐火灾次生污染物 CO 扩散，在最不利气象条件下，CO 扩散均未出现大气毒性终点浓度-1 和大气毒性终点浓度-2。

3.9.2.2 地下水

污染途径及对应措施分析可知，项目对可能产生地下水影响的途径主要是渗漏。项目对可能产生地下水影响的各项途径均进行有效预防，在确保各项防渗措施得以落实，并加强维护和厂区环境管理的前提下，可有效控制厂区内的液体物料污染物下渗现象，避免污染地下水。

根据预测可知，在风险事故状况下，轻油储罐发生泄漏，第100天影响距离为21m，第1000天影响距离为72m；模拟时段内（20年）西厂界处（约370m）石油类均未检出。

3.9.3 环境风险防范措施和应急预案

本项目设有大气环境风险防范措施、水污染风险防范措施、地下水风险防范措施、应急监测系统等，可对环境风险事故进行有效的预防、监控和响应。

建设单位按照国家、地方和相关部门要求对现有突发环境事件应急预案进行修编、完善，建议与周边企业建立联合防控机制，采取联通事故池等措施，确保发生超出事故企业自身解决能力突发环境事件时可进行有效的应急联动，为控制本工程可能发生的各类、各级环境风险事故，降低并最终消除其环境影响，提供有效的技术和应急保障。

3.9.4 结论与建议

在严格落实报告书提出的环境风险防范措施，建立有效的突发环境事件应急预案，加强环境风险管理的条件下，本项目的环境风险可防可控。

环境风险评价自查表

工作内容		完成情况					
风险调查	危险物质	名称	天然气	丙烷	丁烷	LPG	轻油
		存在总量/t	498.2	468	522	819	468
	环境敏感性	大气	500m 范围内人口数 <u>0</u> 人			5km 范围内人口数 <u>17010</u> 人	
			每公里管段周边 200m 范围内人口数 (最大) <u> </u> / <u> </u> 人				
		地表水	地表水功能敏感性	F1 <input type="checkbox"/>	F2 <input type="checkbox"/>	F3 <input type="checkbox"/>	
			环境敏感目标分级	S1 <input type="checkbox"/>	S2 <input type="checkbox"/>	S3 <input type="checkbox"/>	
地下水	地下水功能敏感性	G1 <input type="checkbox"/>	G2 <input type="checkbox"/>	G3 <input checked="" type="checkbox"/>			
	包气带防污性能	D1 <input checked="" type="checkbox"/>	D2 <input type="checkbox"/>	D3 <input type="checkbox"/>			
物质及工艺系统危险性	Q 值	Q<1 <input type="checkbox"/>	1≤Q<10 <input type="checkbox"/>	10≤Q<100 <input type="checkbox"/>	Q>100 <input checked="" type="checkbox"/>		
	M 值	M1 <input type="checkbox"/>	M2 <input type="checkbox"/>	M3 <input checked="" type="checkbox"/>	M4 <input type="checkbox"/>		
	P 值	P1 <input type="checkbox"/>	P2 <input checked="" type="checkbox"/>	P3 <input type="checkbox"/>	P4 <input type="checkbox"/>		
环境敏感程度	大气	E1 <input type="checkbox"/>	E2 <input checked="" type="checkbox"/>	E3 <input type="checkbox"/>			
	地表水	E1 <input type="checkbox"/>	E2 <input type="checkbox"/>	E3 <input type="checkbox"/>			
	地下水	E1 <input type="checkbox"/>	E2 <input checked="" type="checkbox"/>	E3 <input type="checkbox"/>			
环境风险潜势	IV ⁺ <input type="checkbox"/>	IV <input type="checkbox"/>	III <input checked="" type="checkbox"/>	II <input type="checkbox"/>	I <input type="checkbox"/>		
评价等级	一级 <input type="checkbox"/>		二级 <input checked="" type="checkbox"/> (大气、地下水)	三级 <input type="checkbox"/>	简单分析 <input type="checkbox"/>		
风险识别	物质危险性	有毒有害 <input checked="" type="checkbox"/>		易燃易爆 <input checked="" type="checkbox"/>			
	环境风险类型	泄漏 <input checked="" type="checkbox"/>		火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放 <input checked="" type="checkbox"/>			
	影响途径	大气 <input checked="" type="checkbox"/>		地表水 <input type="checkbox"/>	地下水 <input checked="" type="checkbox"/>		
事故情形分析	源强设定方法	计算法 <input checked="" type="checkbox"/>	经验估算法 <input type="checkbox"/>	其他估算法 <input type="checkbox"/>			
风险预测与评价	大气	预测模型	SLAB <input checked="" type="checkbox"/>	AFTOX <input checked="" type="checkbox"/>	其他 <input type="checkbox"/>		
		预测结果	大气毒性终点浓度-1 最大影响范围 <u>90</u> m				
	大气毒性终点浓度-2 最大影响范围 <u>240</u> m						
	地表水	/					
地下水	下游厂区边界到达时间 <u> </u> / <u> </u> d						
	最近环境敏感目标 <u> </u> / <u> </u> , 到达时间 <u> </u> / <u> </u> d						
重点风险防范措施	<p>本项目在设计上充分考虑了环境风险防范,包括平面布置、自动控制和仪表安全系统、可燃/有毒气体检测系统、火灾报警系统等方面的风险防范措施。本项目设置有水体污染事故预防与控制体系,防止事故情况下事故废水进入厂外水体。建议本项目与周边污水处理厂或其他企业建立联防联控体系,将本项目事故池与污水处理厂污水池或其他企业事故池相连接,确保极端事故状态下事故水的受纳能力。</p>						
评价结论与建议	<p>在严格落实报告书提出的环境风险防范措施,建立有效的突发环境事件应急预案,加强环境风险管理的条件下,本项目的环境风险可防可控。</p>						
注:“□”为勾选项,“_____”为填写项。							

附表

附表 1 产能预测表

表 1a JZ25-1S WHPD 新增调整井指标预测

年	现有工程产能						新增调整井产能						调整后产能					
	日产量			年产量			日产量			年产量			日产量			年产量		
	(油、水: m ³ /d, 气: 10 ⁴ m ³ /d)			(油、水: 10 ⁴ m ³ /a, 气: 10 ⁸ m ³ /a)			(油、水: m ³ /d, 气: 10 ⁴ m ³ /d)			(油、水: 10 ⁴ m ³ /a, 气: 10 ⁸ m ³ /a)			(油、水: m ³ /d, 气: 10 ⁴ m ³ /d)			(油、水: 10 ⁴ m ³ /a, 气: 10 ⁸ m ³ /a)		
	油	气	水	油	气	水	油	气	水	油	气	水	油	气	水	油	气	水
2023	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2024	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2025	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2026	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2027	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2028	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2029	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2030	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2031	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2032	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2033	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

表 1b JZ25-1S WHPD 新增调整井指标预测

年	现有工程产能						新增调整井产能						调整后产能					
	日产量			年产量			日产量			年产量			日产量			年产量		
	(油、水: m ³ /d, 气: 10 ⁴ m ³ /d)			(油、水: 10 ⁴ m ³ /a, 气: 10 ⁸ m ³ /a)			(油、水: m ³ /d, 气: 10 ⁴ m ³ /d)			(油、水: 10 ⁴ m ³ /a, 气: 10 ⁸ m ³ /a)			(油、水: m ³ /d, 气: 10 ⁴ m ³ /d)			(油、水: 10 ⁴ m ³ /a, 气: 10 ⁸ m ³ /a)		
	油	气	水	油	气	水	油	气	水	油	气	水	油	气	水	油	气	水
2023	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2024	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2025	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2026	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2027	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2028	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2029	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2030	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2031	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2032	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2033	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

表 1c 本项目新增调整井指标预测 (JZ25-1S WHPD+JZ25-1S WHPE)

年	现有工程产能						新增调整井产能						调整后产能					
	日产量			年产量			日产量			年产量			日产量			年产量		
	(油、水: m ³ /d, 气: 10 ⁴ m ³ /d)			(油、水: 10 ⁴ m ³ /a, 气: 10 ⁸ m ³ /a)			(油、水: m ³ /d, 气: 10 ⁴ m ³ /d)			(油、水: 10 ⁴ m ³ /a, 气: 10 ⁸ m ³ /a)			(油、水: m ³ /d, 气: 10 ⁴ m ³ /d)			(油、水: 10 ⁴ m ³ /a, 气: 10 ⁸ m ³ /a)		
	油	气	水	油	气	水	油	气	水	油	气	水	油	气	水	油	气	水
2023	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2024	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2025	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2026	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2027	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2028	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2029	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2030	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2031	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2032	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2033	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

表 1d 本项目投产前后 JZ25-1S CEPF 指标预测

年	现有工程产能						新增调整井产能						调整后产能					
	日产量			年产量			日产量			年产量			日产量			年产量		
	(油、水: m ³ /d, 气: 10 ⁴ m ³ /d)			(油、水: 10 ⁴ m ³ /a, 气: 10 ⁸ m ³ /a)			(油、水: m ³ /d, 气: 10 ⁴ m ³ /d)			(油、水: 10 ⁴ m ³ /a, 气: 10 ⁸ m ³ /a)			(油、水: m ³ /d, 气: 10 ⁴ m ³ /d)			(油、水: 10 ⁴ m ³ /a, 气: 10 ⁸ m ³ /a)		
	油	气	水	油	气	水	油	气	水	油	气	水	油	气	水	油	气	水
2023	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2024	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2025	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2026	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2027	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2028	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2029	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2030	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2031	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2032	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2033	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

表 1e 本项目投产前后 JZ25-1S CEPF+JZ25-1S CEP 指标预测

年	现有工程产能						新增调整井产能						调整后产能					
	日产量			年产量			日产量			年产量			日产量			年产量		
	(油、水: m ³ /d, 气: 10 ⁴ m ³ /d)			(油、水: 10 ⁴ m ³ /a, 气: 10 ⁸ m ³ /a)			(油、水: m ³ /d, 气: 10 ⁴ m ³ /d)			(油、水: 10 ⁴ m ³ /a, 气: 10 ⁸ m ³ /a)			(油、水: m ³ /d, 气: 10 ⁴ m ³ /d)			(油、水: 10 ⁴ m ³ /a, 气: 10 ⁸ m ³ /a)		
	油	气	水	油	气	水	油	气	水	油	气	水	油	气	水	油	气	水
2023	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2024	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2025	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2026	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2027	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2028	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2029	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2030	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2031	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2032	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2033	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

表 1f 本项目投产后 JZ25-1S CEPF+JZ25-1S CEP 产注水情况

年度	JZ25-1S CEP						JZ25-1S CEPF						全油田产水量		全油田注水量	
	日产量			年产量			日产量			年产量			日产量	年产量	日注量	年注量
	(油、水: m ³ /d, 气: 10 ⁴ m ³ /d)			(油、水: 10 ⁴ m ³ /a, 气: 10 ⁸ m ³ /a)			(油、水: m ³ /d, 气: 10 ⁴ m ³ /d)			(油、水: 10 ⁴ m ³ /a, 气: 10 ⁸ m ³ /a)			m ³ /d	10 ⁴ m ³ /a	m ³ /d	10 ⁴ m ³ /a
	油	气	水	油	气	水	油	气	水	油	气	水	水	水	水	水
2023	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2024	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2025	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2026	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2027	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2028	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2029	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2030	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2031	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2032	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2033	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

附表2 海水水质评价结果

表层水质要素评价结果（按一类水质标准评价）

站位	pH	DO	COD	磷酸盐	无机氮	油类	铜	铅	锌	镉	铬	汞	砷	硫化物	挥发酚
J1	0.26	0.18	0.45	1.23	0.84	0.28	0.18	0.83	0.70	0.30	0.02	0.55	0.04	0.003	0.06
J2	0.26	0.20	0.36	0.87	0.66	0.17	0.28	1.81	0.49	0.25	0.03	0.42	0.04	0.003	0.06
J3	0.54	0.09	0.41	0.42	0.18	0.44	0.34	1.50	0.32	0.24	0.04	0.26	0.04	0.003	0.06
J4	0.34	0.07	0.40	0.81	0.44	0.42	0.35	0.95	0.70	0.18	0.04	0.07	0.04	0.003	0.06
J5	0.31	0.10	0.57	0.56	0.29	0.32	0.26	2.18	0.66	0.18	0.02	0.23	0.05	0.003	0.06
J6	0.26	0.18	0.38	0.76	0.70	0.19	0.48	1.79	0.64	0.15	0.07	0.52	0.04	0.003	0.06
J7	0.23	0.21	0.53	0.80	0.67	0.33	0.22	0.93	0.21	0.17	0.04	0.50	0.05	0.003	0.06
J8	0.23	0.15	0.50	0.41	0.23	0.68	0.08	0.82	0.65	0.09	0.04	0.74	0.04	0.003	0.06
J9	0.23	0.14	0.54	0.48	0.33	0.29	0.23	2.09	0.68	0.33	0.05	0.47	0.04	0.003	0.06
J10	0.26	0.13	0.55	0.62	0.39	0.35	0.26	1.62	0.70	0.25	0.04	0.28	0.05	0.003	0.06
J11	0.23	0.22	0.52	0.75	0.69	0.30	0.26	0.79	0.25	0.32	0.06	0.61	0.03	0.003	0.06
J12	0.23	0.20	0.51	0.85	0.70	0.30	0.30	0.57	0.37	0.23	0.03	0.54	0.04	0.003	0.06
J13	0.37	0.17	0.47	0.52	0.32	0.49	0.18	1.44	0.58	0.17	0.04	0.23	0.05	0.011	0.06
J14	0.23	0.11	0.40	0.43	0.19	0.13	0.21	1.74	0.69	0.21	0.05	0.63	0.05	0.003	0.06
J15	0.20	0.09	0.35	0.30	0.27	0.31	0.36	2.21	1.48	0.27	0.04	0.58	0.04	0.003	0.06
J16	0.06	0.15	0.52	0.37	0.59	0.20	0.18	0.60	0.38	0.36	0.09	0.32	0.06	0.003	0.06
J17	0.06	0.21	0.57	0.33	0.25	0.61	0.23	0.28	0.19	0.39	0.03	0.59	0.03	0.003	0.06
J18	0.14	0.09	0.36	0.31	0.15	0.39	0.14	0.61	0.55	0.17	0.03	0.19	0.04	0.011	0.06
J19	0.17	0.06	0.34	0.40	0.26	0.34	0.19	1.20	0.42	0.37	0.04	0.35	0.05	0.003	0.06
J20	0.26	0.00	0.33	0.26	0.36	0.52	0.80	1.91	0.68	0.33	0.05	0.50	0.05	0.003	0.06
J21	0.03	0.15	0.53	0.37	0.51	0.32	0.48	1.36	0.17	0.28	0.04	0.44	0.06	0.003	0.06
J22	0.09	0.17	0.55	0.40	0.29	0.62	0.17	1.56	0.19	0.15	0.03	0.42	0.05	0.003	0.06
J23	0.26	0.00	0.44	0.32	0.24	0.37	0.46	1.12	1.67	0.27	0.06	0.44	0.04	0.003	0.06
J24	0.31	0.00	0.48	0.27	0.22	0.40	0.21	1.37	0.66	0.32	0.05	0.32	0.04	0.003	0.25
J25	0.37	0.05	0.80	0.47	0.66	0.38	0.57	0.80	0.62	0.18	0.03	0.33	0.04	0.011	0.25
J26	0.09	0.08	0.56	0.28	0.68	0.16	0.15	0.75	0.25	0.23	0.05	0.36	0.04	0.003	0.06
J27	0.06	0.06	0.54	0.22	0.75	0.16	0.40	1.96	1.27	0.15	0.06	0.33	0.05	0.003	0.06

站位	pH	DO	COD	磷酸盐	无机氮	油类	铜	铅	锌	镉	铬	汞	砷	硫化物	挥发酚
J28	0.17	0.06	0.43	0.48	0.43	0.34	0.29	1.61	0.34	0.15	0.05	0.27	0.05	0.003	0.06
J29	0.17	0.08	0.47	0.52	0.50	0.62	0.35	1.27	0.48	0.20	0.04	0.20	0.04	0.003	0.25
J30	0.37	0.06	0.77	0.27	0.53	0.44	0.19	0.99	0.10	0.10	0.04	0.44	0.04	0.003	0.30
L1			0.55			0.21									
L2			0.47			0.17									
L3			0.47			0.49									
L4			0.44			0.25									
L5			0.36			0.35									
L6			0.34			0.29									
L7			0.33			0.26									
L8			0.38			0.36									
最小值	0.03	0.00	0.33	0.22	0.15	0.13	0.08	0.28	0.10	0.09	0.02	0.07	0.03	0.003	0.06
最大值	0.54	0.22	0.80	1.23	0.84	0.68	0.80	2.21	1.67	0.39	0.09	0.74	0.06	0.011	0.30
检出率%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	96.7	100	10.0	13.3
超标率%	0	0	0	3.3	0	0	0	60.0	10.0	0	0	0	0	0	0

注：表中站位 L1~L8 空格表示未监测相关项目，故无相应评价价值。

中层水质要素评价结果（按一类水质标准评价）

站位	pH	DO	COD	磷酸盐	无机氮	铜	铅	锌	镉	铬	汞	砷	硫化物	挥发酚
J1	0.26	0.26	0.36	1.06	0.79	0.19	0.73	0.48	0.25	0.05	0.50	0.04	0.003	0.06
J2	0.26	0.27	0.39	0.77	0.59	0.21	1.32	0.25	0.29	0.03	0.50	0.03	0.003	0.06
J3	0.43	0.15	0.39	0.63	0.36	0.53	1.64	0.40	0.23	0.02	0.07	0.05	0.003	0.06
J4	0.29	0.15	0.38	1.15	0.78	0.46	1.52	0.09	0.20	0.13	0.37	0.04	0.003	0.06
J6	0.23	0.26	0.42	0.69	0.62	0.20	0.49	0.97	0.21	0.06	0.88	0.04	0.003	0.06
J7	0.20	0.26	0.37	0.48	0.34	0.13	0.36	0.17	0.21	0.03	0.58	0.04	0.003	0.06
J8	0.23	0.20	0.40	0.75	0.35	0.27	2.58	1.21	0.18	0.04	0.88	0.04	0.003	0.06
J9	0.20	0.19	0.41	0.40	0.25	0.35	2.51	0.60	0.25	0.04	0.34	0.04	0.003	0.06
J11	0.20	0.28	0.40	0.60	0.42	0.47	1.07	0.22	0.20	0.04	0.42	0.06	0.003	0.06
J12	0.17	0.26	0.38	0.66	0.41	0.19	0.87	0.16	0.19	0.04	0.35	0.05	0.003	0.06
J13	0.31	0.20	0.44	0.75	0.40	0.37	1.49	0.64	0.22	0.05	0.65	0.04	0.003	0.06
J14	0.20	0.17	0.53	0.41	0.32	0.30	2.56	0.17	0.22	0.04	0.51	0.04	0.003	0.06
J17	0.09	0.27	0.44	0.20	0.14	0.25	3.55	0.17	0.26	0.06	0.54	0.04	0.003	0.06
最小值	0.09	0.15	0.36	0.20	0.14	0.13	0.36	0.09	0.18	0.02	0.07	0.03	0.003	0.06
最大值	0.43	0.28	0.53	1.15	0.79	0.53	3.55	1.21	0.29	0.13	0.88	0.06	0.003	0.06
检出率%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	92.3	100	0	0
超标率%	0	0	0	15.4	0	0	69.2	7.7	0	0	0	0	0	0

底层水质要素评价结果（按一类水质标准评价）

站位	pH	DO	COD	磷酸盐	无机氮	铜	铅	锌	镉	铬	汞	砷	硫化物	挥发酚
J1	0.23	0.30	0.26	0.93	0.66	0.26	1.60	0.59	0.24	0.04	0.32	0.04	0.011	0.06
J2	0.23	0.32	0.28	1.02	0.55	0.27	0.90	0.27	0.30	0.03	0.62	0.04	0.011	0.06
J3	0.37	0.21	0.29	0.68	0.41	0.35	0.60	0.49	0.24	0.03	0.07	0.05	0.003	0.06
J4	0.29	0.21	0.32	1.43	0.82	0.74	2.96	1.02	0.38	0.04	0.45	0.05	0.003	0.06
J5	0.31	0.17	0.40	0.79	0.38	0.22	2.22	0.44	0.33	0.03	0.25	0.04	0.011	0.06
J6	0.26	0.29	0.27	0.81	0.74	0.35	3.15	0.92	0.17	0.05	0.69	0.04	0.011	0.06
J7	0.20	0.32	0.30	0.29	0.27	0.50	1.79	0.26	0.20	0.02	0.33	0.06	0.003	0.06
J8	0.23	0.25	0.30	0.61	0.21	0.36	2.00	1.78	0.38	0.06	0.80	0.04	0.003	0.06
J9	0.20	0.25	0.32	0.49	0.26	0.20	2.09	0.29	0.22	0.04	1.06	0.04	0.003	0.06
J10	0.26	0.22	0.38	0.69	0.37	0.50	2.48	0.83	0.15	0.03	1.02	0.04	0.003	0.06
J11	0.20	0.30	0.37	0.24	0.22	0.28	0.88	1.70	0.16	0.02	0.84	0.05	0.003	0.06
J12	0.20	0.29	0.33	0.54	0.42	0.46	3.09	1.64	0.19	0.02	0.39	0.05	0.003	0.06
J13	0.31	0.22	0.26	0.62	0.36	0.56	2.94	1.30	0.30	0.08	0.71	0.05	0.011	0.06
J14	0.20	0.18	0.29	0.45	0.22	0.15	0.76	0.10	0.18	0.05	0.51	0.04	0.003	0.06
J15	0.20	0.14	0.29	0.23	0.21	0.16	1.13	0.16	0.14	0.05	0.97	0.04	0.003	0.06
J16	0.03	0.22	0.31	0.33	0.56	0.21	1.16	0.25	0.30	0.03	0.32	0.04	0.011	0.06
J17	0.11	0.32	0.36	0.48	0.18	0.34	0.32	0.32	0.14	0.03	0.33	0.04	0.011	0.06
J18	0.09	0.18	0.27	0.27	0.08	0.10	0.77	0.74	0.20	0.04	0.25	0.04	0.003	0.06
J19	0.11	0.11	0.29	0.32	0.11	0.19	1.56	0.38	0.21	0.05	0.27	0.04	0.003	0.06
J20	0.20	0.06	0.30	0.34	0.35	0.22	1.40	0.40	0.38	0.04	0.53	0.04	0.003	0.06
J21	0.03	0.22	0.30	0.32	0.49	0.50	1.47	0.39	0.27	0.06	0.49	0.05	0.011	0.06
J22	0.11	0.27	0.32	0.44	0.19	0.41	1.98	0.52	0.14	0.02	0.45	0.04	0.003	0.06
J23	0.20	0.13	0.53	0.29	0.16	0.23	1.38	0.33	0.22	0.05	0.35	0.04	0.003	0.06
J24	0.29	0.11	0.58	0.33	0.31	0.19	1.48	0.73	0.27	0.05	0.22	0.04	0.003	0.06
J25	0.34	0.10	0.40	0.39	0.52	0.52	2.84	1.08	0.13	0.06	0.29	0.04	0.003	0.06
J26	0.11	0.21	0.40	0.21	0.55	0.75	1.26	1.61	0.39	0.03	0.47	0.04	0.011	0.06
J27	0.11	0.14	0.38	0.08	0.53	0.49	1.44	1.62	0.15	0.07	0.24	0.03	0.003	0.06
J28	0.20	0.13	0.36	0.33	0.25	0.49	2.88	0.12	0.16	0.05	0.29	0.04	0.003	0.06

站位	pH	DO	COD	磷酸盐	无机氮	铜	铅	锌	镉	铬	汞	砷	硫化物	挥发酚
J29	0.23	0.13	0.35	0.30	0.34	0.20	0.64	0.16	0.16	0.06	0.81	0.04	0.003	0.06
J30	0.31	0.06	0.40	0.28	0.50	0.66	0.81	0.48	0.11	0.04	0.20	0.04	0.003	0.25
L1			0.31											
L2			0.34											
L3			0.28											
L4			0.33											
L5			0.29											
L6			0.32											
L7			0.26											
L8			0.30											
最小值	0.03	0.06	0.26	0.08	0.08	0.10	0.32	0.10	0.11	0.02	0.07	0.03	0.003	0.06
最大值	0.37	0.32	0.58	1.43	0.82	0.75	3.15	1.78	0.39	0.08	1.06	0.06	0.011	0.25
检出率%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	96.7	100	30.0	3.3
超标率%	0	0	0	6.7	0	0	73.3	26.7	0	0	6.7	0	0	0

注：表中站位 L1~L8 空格表示未监测相关项目，故无相应评价值。

附表3 海洋沉积物评价结果

(按一类沉积物质量标准评价)

站号	油类	铜	铅	镉	铬	锌	汞	砷	硫化物	有机碳
J1	0.07	0.51	0.31	0.18	0.22	0.11	0.18	0.68	0.13	0.15
J3	0.02	0.65	0.35	0.17	0.26	0.13	0.15	0.61	0.06	0.21
J4	0.07	0.53	0.31	0.32	0.29	0.12	0.17	0.39	0.09	0.21
J5	0.05	0.56	0.50	0.30	0.30	0.14	0.17	0.49	0.06	0.21
J7	0.05	0.47	0.37	0.22	0.22	0.11	0.17	0.50	0.14	0.15
J11	0.10	0.47	0.30	0.23	0.22	0.11	0.20	0.76	0.12	0.14
J12	0.08	0.47	0.22	0.18	0.29	0.11	0.20	0.62	0.12	0.15
J13	0.07	0.51	0.23	0.20	0.26	0.14	0.18	0.49	0.16	0.18
J14	0.06	0.51	0.18	0.23	0.27	0.18	0.17	0.36	0.12	0.30
J18	0.13	0.52	0.18	0.23	0.27	0.20	0.25	0.37	0.11	0.18
J19	0.04	0.59	0.28	0.31	0.29	0.16	0.23	0.31	0.11	0.20
J21	0.21	0.47	0.16	0.18	0.27	0.14	0.23	0.58	0.12	0.16
J22	0.09	0.49	0.35	0.19	0.24	0.11	0.18	0.46	0.13	0.16
J24	0.13	0.54	0.20	0.35	0.28	0.17	0.36	0.34	0.13	0.18
J27	0.14	0.46	0.23	0.24	0.27	0.13	0.22	0.43	0.15	0.17
J28	0.43	0.59	0.20	0.47	0.30	0.16	0.34	0.26	0.17	0.22
J29	0.67	0.62	0.21	0.60	0.29	0.18	0.50	0.41	0.18	0.24
J30	0.16	0.59	0.36	0.74	0.28	0.21	0.46	0.41	0.09	0.23
最大值	0.67	0.65	0.50	0.74	0.30	0.21	0.50	0.76	0.18	0.30
最小值	0.02	0.46	0.16	0.17	0.22	0.11	0.15	0.26	0.06	0.14
平均值	0.14	0.53	0.27	0.30	0.27	0.15	0.24	0.47	0.12	0.19
超标率%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

附表 4 现有工程动静密封点挥发性有机物的核算过程表

污染源	动静密封点类型	数量 (个)	排放系数 (kg/h/ 排放源)	$\frac{WF_{VOCs,i}}{WF_{TOC,i}}$	系数	排放速率 (kg/h)	年排放时间 (h)	年排放量 (t/a)
预处理区	连接件	147	0.028	0.318	0.003	0.00	8760	0.03
	开口阀或开口管线	11	0.03		0.003	0.00	8760	0.00
	阀门	385	0.064		0.003	0.02	8760	0.21
	压缩机、搅拌器、泄压设备	9	0.073		0.003	0.00	8760	0.01
	泵	0	0.074		0.003	0.00	8760	0.00
	法兰	572	0.085		0.003	0.05	8760	0.41
	其他	0	0.073		0.003	0.00	8760	0.00
主装置区	连接件	2919	0.028	0.276	0.003	0.07	8760	0.58
	开口阀或开口管线	19	0.03		0.003	0.00	8760	0.00
	阀门	1301	0.064		0.003	0.06	8760	0.56
	压缩机、搅拌器、泄压设备	43	0.073		0.003	0.00	8760	0.02
	泵	4	0.074		0.003	0.00	8760	0.00
	法兰	1687	0.085		0.003	0.10	8760	0.97
	其他	0	0.073		0.003	0.00	8760	0.00
天然气外输、越站单元	连接件	2012	0.028	0.1608	0.003	0.03	8760	0.24
	开口阀或开口管线	3	0.03		0.003	0.00	8760	0.00
	阀门	219	0.064		0.003	0.01	8760	0.06

污染源	动静密封点类型	数量 (个)	排放系数 (kg/h/ 排放源)	$\frac{WF_{FOCS_i}}{WF_{TOC_i}}$	系数	排放速率 (kg/h)	年排放时间 (h)	年排放量 (t/a)
	压缩机、搅拌器、泄压设备	10	0.073		0.003	0.00	8760	0.00
	泵	0	0.074		0.003	0.00	8760	0.00
	法兰	522	0.085		0.003	0.02	8760	0.19
	其他	0	0.073		0.003	0.00	8760	0.00
罐区	连接件	271	0.028	1	0.003	0.02	8760	0.20
	开口阀或开口管线	3	0.03		0.003	0.00	8760	0.00
	阀门	547	0.064		0.003	0.11	8760	0.92
	压缩机、搅拌器、泄压设备	28	0.073		0.003	0.01	8760	0.05
	泵	10	0.074		0.003	0.00	8760	0.02
	法兰	731	0.085		0.003	0.19	8760	1.63
	其他	0	0.073		0.003	0.00	8760	0.00
装车区	连接件	139	0.028	1	0.003	0.01	8760	0.10
	开口阀或开口管线	16	0.03		0.003	0.00	8760	0.01
	阀门	245	0.064		0.003	0.05	8760	0.41
	压缩机、搅拌器、泄压设备	10	0.073		0.003	0.00	8760	0.02
	泵	0	0.074		0.003	0.00	8760	0.00
	法兰	368	0.085		0.003	0.09	8760	0.82
	其他	0	0.073		0.003	0.00	8760	0.00

污染源	动静密封点类型	数量 (个)	排放系数 (kg/h/ 排放源)	$\frac{WF_{FOCS_i}}{WF_{TOC_i}}$	系数	排放速率 (kg/h)	年排放时间 (h)	年排放量 (t/a)
火炬放空区	连接件	31	0.028	0.16	0.003	0.00	8760	0.00
	开口阀或开口管线	8	0.03		0.003	0.00	8760	0.00
	阀门	89	0.064		0.003	0.00	8760	0.02
	压缩机、搅拌器、泄压设备	0	0.073		0.003	0.00	8760	0.00
	泵	0	0.074		0.003	0.00	8760	0.00
	法兰	155	0.085		0.003	0.01	8760	0.06
	其他	0	0.073		0.003	0.00	8760	0.00
合计	连接件	5519	0.028	/	0.003	0.13	8760	1.15
	开口阀或开口管线	60	0.03	/	0.003	0.00	8760	0.02
	阀门	2786	0.064	/	0.003	0.24	8760	2.12
	压缩机、搅拌器、泄压设备	100	0.073	/	0.003	0.01	8760	0.10
	泵	14	0.074	/	0.003	0.00	8760	0.02
	法兰	4035	0.085	/	0.003	0.45	8760	3.98
	其他	0	0.073	/	0.003	0.00	8760	0.00
	小计					0.84	/	7.40

附表5 拟建工程动静密封点挥发性有机物的核算过程表

污染源	动静密封点类型	数量 (个)	排放系数 (kg/h/ 排放源)	$\frac{WF_{VOCs_i}}{WF_{TOC_i}}$	系数	排放速率 (kg/h)	年排放时间 (h)	年排放量 (t/a)
主装置区	连接件	2840	0.028	0.276	0.003	0.07	8760	0.58
	开口阀或开口管线	15	0.03		0.003	0.00	8760	0.00
	阀门	1150	0.064		0.003	0.06	8760	0.53
	压缩机、搅拌器、泄压设备	40	0.073		0.003	0.00	8760	0.02
	泵	4	0.074		0.003	0.00	8760	0.00
	法兰	1520	0.085		0.003	0.11	8760	0.94
	其他	0	0.073		0.003	0.00	8760	0.00
罐区	连接件	35	0.028	1	0.003	0.00	8760	0.03
	开口阀或开口管线	1	0.03		0.003	0.00	8760	0.00
	阀门	70	0.064		0.003	0.01	8760	0.12
	压缩机、搅拌器、泄压设备	4	0.073		0.003	0.00	8760	0.01
	泵	0	0.074		0.003	0.00	8760	0.00
	法兰	130	0.085		0.003	0.03	8760	0.29
	其他	0	0.073		0.003	0.00	8760	0.00
合计	连接件	2875	0.028	/	0.003	0.07	8760	0.60

污染源	动静密封点类型	数量 (个)	排放系数 (kg/h/ 排放源)	$\frac{WF_{FOCSj}}{WF_{FOCi}}$	系数	排放速率 (kg/h)	年排放时间 (h)	年排放量 (t/a)
	开口阀或开口管线	16	0.03	/	0.003	0.00	8760	0.00
	阀门	1220	0.064	/	0.003	0.07	8760	0.65
	压缩机、搅拌器、泄压设备	44	0.073	/	0.003	0.00	8760	0.03
	泵	4	0.074	/	0.003	0.00	8760	0.00
	法兰	1650	0.085	/	0.003	0.14	8760	1.23
	其他	0	0.073	/	0.003	0.00	8760	0.00
	小计					0.29	/	2.52

附表 6 拟建工程废水污染物一览表

编号	污染源	污染物	污染物产生						治理措施	污染物排放						
			核算	废水产量	浓度	产生量	产生时间	年产生量		工艺	废水排量	浓度	排放量	排放时间	年排水量	年排放量
			方法	m ³ /d	mg/L	kg/d	d/年,次/年	t/年			m ³ /d	mg/L	kg/d	d/年,次/年	t/a	t/a
W ₁	生活污水	COD	类比法	2.52	500	1.26	365	0.460	经生活污水 处理装置 处理后 排至盖州 市第二污 水处理厂 (或厂区 绿化)	2.52	300	0.756	365	919.8	0.276	
		BOD ₅			300	0.76		0.276			250	0.63			0.230	
		SS			200	0.50		0.184			300	0.756			0.276	
		氨氮			35	0.09		0.032			30	0.076			0.028	
W ₂	生产装置 废水	COD	类比法	1	600	0.60	330	0.198	经生产水 处理系统 处理后 排入盖州 市第二污 水处理厂	1	300	0.300	330	330	0.099	
		石油类			200	0.2		0.066			20	0.020			0.007	
		SS			300	0.3		0.099			300	0.300			0.099	
W ₂	地面 冲洗 废水	COD	类比法	10	600	6.00	12	0.072	经生产水 处理系统 处理后 排入盖州 市第二污 水处理厂	10	300	3.000	12	120	0.036	
		石油类			200	2		0.024			20	0.200			0.024	
		SS			300	3		0.036			300	3.000			0.036	
W ₃	储罐 冲洗 废水	COD	类比法	25	600	15	1	0.015	经生产水 处理系统 处理后 排入盖州 市第二污 水处理厂	25	300	7.500	1	25	0.008	
		石油类			200	5		0.005			20	0.500			0.001	
		SS			300	7.5		0.008			300	7.500			0.008	
W ₄	初期 雨水	石油类	类比法	144 (m ³ / 次)	200	28.8	17	0.490	经生产水 处理系统 处理后 排入盖州 市第二污 水处理厂	144 (m ³ / 次)	20	2.88	17	2448	0.049	
		SS			300	43.2		0.734			300	43.2			0.734	

附表7 拟建工程固体废物污染物一览表

产生环节	名称	属性	危废类别	危废代码	主要成分	物理性状	危险特性	产生量 t/a	贮存方式	处置方式去向	处置量 t/a
职工生活	生活垃圾	生活垃圾	/	/	/	固态	/	7.7	垃圾桶	外委处置集	7.7
化粪池	生活污水	一般固废	/	/	/	固态	/	1	化粪池	外委处置	1
储油池	含油废物	危险废物	HW08	900-249-08	废矿物油	液态	T, I	2	储油池	外委处置	2
设备维护、检修等	含油检修废物及废油桶	危险废物	HW08	900-249-08、 900-201-08、 900-219-08、 900-217-08	废矿物油、废柴油、废机油、废润滑油	固体、液态	T, I	3	危废贮存间	外委处置	3
设备维护	含有或沾染试剂废物的废弃包装物、容器、过滤吸附介质等。	危险废物	HW49	900-041-49	化学试剂瓶、过滤吸附介质等	固态	T/In	3	危废贮存间	外委处置	3
天然气脱水装置	废分子筛	一般固废	/	/	废分子筛	固态	/	15(30/2~3a)	不贮存	外委处置	15(30/2~3a)
导热油炉	废矿物油	危险废物	HW08	900-249-08	换热器管束废油	液态	T, I	5(20t/3~5年)	危废贮存间	外委处置	5(20t/3~5年)

附表 8 建设项目污染物排放量汇总表（营口天然气处理厂）

分类	项目	污染物名称	现有工程 排放量（固体废物 产生量）①	现有工程 许可排放量 ②	在建工程 排放量（固体废物 产生量）③	本项目 排放量（固体废物 产生量）④	以新带老削减量 （新建项目不填）⑤	本项目建成后 全厂排放量（固体废物产 生量）⑥	变化量 ⑦
废气		氮氧化物	8.35	12.93	0	5.26	0	13.29	5.26
		挥发性有机物	10.69	—	0	4.71	0	15.40	4.71
		颗粒物	0.68	—	0	0.25	0	0.93	0.25
		二氧化硫	0.11	—	0	0.05	0	0.16	0.05
废水		COD	0.242	0.535	0	0.418	0	0.660	0.418
		氨氮	0.019	0.053	0	0.028	0	0.047	0.028
一般工业 固体废物		生活垃圾	108	—	0	7.7	0	115.7	7.7
		废分子筛	15	—	0	15	0	30	15
		其他	10.8	—	0	1	0	11.8	1
危险废物		含油废物油 及废油桶	48	—	0	5	0	53	5
		含有或沾染 试剂废物的 废弃包装物、 容器、过滤吸 附介质等。	3.2	—	0	3	0	6.2	3

注：⑥=①+③+④-⑤；⑦=⑥-①

附图

附图 1 本项目地理位置示意图

附图 2 营口天然气处理厂地理位置示意图

附图 3 营口天然气处理厂周边设施位置示意图

附图 4 营口天然气处理厂所在仙人岛能源化工区位置示意

附图 5 锦州 25-1/25-1 南油田已建设施示意图

附图 6 本项目在厂区内的位置示意图

附图 7 井槽布置图

附图 8 海洋环境现状调查调查站位示意图

附图 9 渔业调查调查站位示意图

附图 10 地下水及土壤监测点位示意图

附图 11a 海上工程所在区域周边敏感目标示意图（保护区）

附图 11b 海上工程所在区域周边敏感目标示意图（生态红线）

附图 11c 海上工程所在区域周边敏感目标示意图（三场一通道）

图 12 营口天然气处理厂所在区域周边敏感目标示意图

附图 13 JZ25-1SCEPF 工艺系统流程示意图

附图 14 JZ25-1SCEPF 伴生气处理工艺流程示意图

附图 15 JZ25-1SCEPF 生产水处理工艺流程示意图

附件

附件 1: 环评委托书

辽东作业公司天然气综合利用项目 环评委托书

海油环境科技（北京）有限公司：

中海石油（中国）有限公司天津分公司计划实施辽东作业公司天然气综合利用项目，为满足本项目环评需求，特委托贵公司按照国家有关法律法规、部门规章及有关标准、规范的相关要求，开展辽东作业公司天然气综合利用项目环评影响评价工作，编制辽东作业公司天然气综合利用项目环境影响报告。

特此委托。

中海石油（中国）有限公司
天津分公司辽东作业公司
2023年4月21日



附件 2：相关工程环评批复

附件 3：海洋石油勘探开发溢油应急计划备案登记表

附件 4：企业事业单位突发环境事件应急预案备案表（营口天然气处理厂）

附件 5：三线一单管控单元查询申请及回执（营口天然气处理厂）

附件 6：海洋环境现状调查 CMA 报告封面

附件 7：陆地终端适应性改造现状监测报告 CMA 封面

附件 8：危废处置合同及危废单位资质

附件 9：燃料气成分监测报告（2022 年 8 月）