

长庆油田页岩油开发分公司
西十转返排液处理站等工程建设项目
竣工环境保护验收监测报告

建设单位：长庆油田页岩油开发分公司

编制单位：宁夏环境科学研究院（有限责任公司）

二零二六年五月

建设单位法人代表：

编制单位法人代表：

项目负责人：

报告编写人：

建设单位：长庆油田页岩油开发分公司

电话：188 0817 0900

传真：/

邮编：745100

地址：甘肃省庆阳市庆城县庆城基地

编制单位：宁夏环境科学研究院（有限
责任公司）

电话：187 9527 3677

传真：/

邮编：750000

地址：宁夏回族自治区/银川市

目 录

1 验收项目概况	1
1.1 验收项目概况	1
1.2 项目建设背景	1
1.3 项目由来	2
2 验收依据	4
2.1 环境保护相关法律、法规、规章	4
2.2 竣工环境保护验收技术规范	4
2.3 与项目相关的其他依据	4
3 工程建设情况	6
3.1 地理位置及选址选线	6
3.1.1 地理位置	6
3.1.2 选址选线	6
3.1.3 环境保护目标	8
3.1.4 防护距离	11
3.2 建设内容	11
3.3 工程设计方案	13
3.3.1 站场工程设计方案	13
3.3.2 管线工程设计方案	17
3.4 原辅料消耗及物料平衡	20
3.4.1 原辅料消耗	20
3.4.2 水平衡	22
3.4.3 油平衡	22
3.5 生产工艺	23
3.6 项目变动情况	25
4 环境保护设施	30
4.1 污染防治措施	30
4.1.1 废水污染物及污染防治措施	30

4.1.2 废气污染物及污染防治措施	33
4.1.3 噪声源及防治措施	34
4.1.4 固废污染物及防治措施	35
4.1.5 风险防范措施	38
4.2 环保设施投资及“三同时”落实情况	39
4.2.1 环保投资落实情况	39
4.2.2 环评批复落实情况	40
4.2.3 施工期环保措施落实情况	41
4.2.4 验收清单落实情况	44
5 环评结论与建议及审批部门审批决定	48
5.1 环评结论与建议	48
5.1.1 建设项目概况	48
5.1.2 产业政策及规划相符性	48
5.1.3 环境质量现状	48
5.1.4 污染物排放情况及环境保护措施	49
5.1.5 主要环境影响	51
5.1.6 环境影响经济损益	53
5.1.7 环境管理与监测计划	53
5.1.8 总量控制	54
5.1.9 公众参与情况说明	54
5.1.10 总结论	54
5.1.11 要求与建议	54
5.2 环评批复	55
6 验收执行标准	58
6.1 环境质量标准	58
6.2 污染物排放标准	61
7 验收监测内容	64
7.1 废气监测方案	64
7.2 废水监测方案	64
7.3 噪声监测方案	64

7.4 地下水监测方案	65
7.5 土壤监测方案	65
8 验收监测结果与评价	66
8.1 生产工况	66
8.2 质量保证及质量控制	66
8.2.1 监测分析方法	66
8.2.2 质量保证及质量控制	70
8.3 监测结果与评价	71
8.3.1 有组织废气	71
8.3.2 无组织废气	73
8.3.3 噪声	73
8.3.4 地下水	74
8.3.5 土壤	76
9 验收监测结论及建议	80
9.1 结论	80
10.1.1 项目概况	80
10.1.2 环保设施落实情况	80
10.1.3 环保设施调试运行效果	81
10.1.4 环境保护执行情况	81
10.1.5 总结论	82
9.2 建议	82

1 验收项目概况

1.1 验收项目概况

(1) 项目名称：长庆油田页岩油开发分公司西十转返排液处理站等工程建设项目

(2) 建设单位：长庆油田页岩油开发分公司

(3) 建设地点：庆阳市庆城县三十里铺镇，华池县王咀子乡

(4) 建设性质：改扩建。

(5) 主要建设内容：

①在蔡38-1平台新建西十转措施返排液处理站1座，处理规模1000m³/d，配套建设1条措施返排液处理站至西十转的输水管线，长度530m；

②在蔡38-1平台新建卸油台1座，设计规模500m³/d，配套建设1条卸油台至西十转的输油管线和一条供气管线，管线长度530m，与输水管线同沟敷设；

③在华H105平台内新建危废贮存点1座，有效容积150m³；该工程未建，不在本次验收范围内，后期该工程建成后补充验收。

④在华H90平台内建设岭67增脱水系统；

⑤更换华H26至岭34增输油管线1条，长度2.8km，管径为D76mm，设计压力4.0MPa。

(6) 建设投资：1500万元。

(7) 环保投资：161.5万元。

验收范围：对长庆油田页岩油开发分公司西十转返排液处理站等工程建设项目（华H105平台内尚未建设危废贮存点，该工程内容除外）的废气、废水、噪声、固废及其他全部污染防治措施进行验收。

1.2 项目建设背景

长庆油田自2010年开始页岩油的开发试验，针对陇东油区黄土沟壑纵横的地貌特点，先后开展了大斜度井定点多级压裂和直井井筒再造试验，探索形成了水平井优化布井技术、页岩油水平井钻完井技术、注水吞吐补充能量开发技术等技术体系，为页岩油长远开发提供了技术保障。长庆油田页岩油开发分公司以建设国家级页岩油开发示范基地为目标，在陇东地区进行大规模页岩油开发，矿区主要位于庆城、华池、合水3县，矿权面积1173平方公里，地质储量5.67亿吨，开发目的层位为

长7层位，截至目前共投运联合站4座、增压站31座，接转站4座、伴生气回收处理站2座，采油平台131个，日产原油4000吨以上，年度达到百万吨原油生产能力。

目前由于玄马中心站区域无返排液处理站，返排液均拉运至庆城联合站措施返排液处理站、岭八转措施返排液处理站、板32区措施返排液处理站等处理站进行处理，由于拉运距离较远，环境风险隐患及拉运成本较高。运营过程中清管扫线作业、钻井试油作业和抢险作业产生的污油和含水油采用罐车收集拉运至卸油台回收原油，但目前页岩油开发分公司有卸油台1处，项目产生的污油和含水油拉均运至华H44卸油台至卸油台处理，环境风险隐患及拉运成本较高。因岭二联接入负荷较高，脱水处理压力较大，且岭二联上游岭25脱临时系统、配套管网还未完成建设，上游华H18平台，华H19平台投产后仍需接入岭二联系统，岭二联进站含水原油压力较大，需对上游岭67增进行前端脱水。长庆油田页岩油开发分公司现有危废贮存点2处，均位于华池县境内，运营期产生的危险废物均依托这2处危废贮存点，庆城县范围内部分区域拉运距离较远，且属于跨区域拉运，环境风险隐患及拉运成本较高。H26平台~岭34增输油管线原管道采用停用注水管道塑料合金管，目前运行时间较久，运行过程中存在较大安全隐患。

为了保障页岩油开发安全生产，更好的落实环境保护措施，减少项目开发对环境的污染、降低生产过程中的环境风险及运输成本，页岩油开发分公司质量健康安全环保委员会下达了《关于实施安全环保整治提升项目的通知》，计划在庆阳市庆城县三十里铺镇李家峁蔡38-1平台内建设措施返排液处理站一座，处理玄马中心站区域内的措施作业返排液，在蔡38-1平台内建设卸油台1座。在华池县王咀子乡H90平台建设岭67增前端脱水系统1套，缓解下游岭二联进站采出液分离压力；更换H26平台~岭34增输油管线2.8km。配套新建西十转返排液处理站至西十转输油管线1条、供气管线1条、输水管线1条及相关附属工程，3条管线同沟布设，站外管线长度均为0.53km。

在此基础上，长庆油田页岩油开发分公司于2024年9月12日委托陕西博厚建设环保工程有限公司承担该项目环境影响评价工作，并于2025年11月10日取得了该项目的环评批复文件（庆环规划发[2025]103号），项目于2025年11月开工，2026年3月建成投入试运行。

1.3 项目由来

根据《中华人民共和国环境保护法》、《建设项目竣工环境保护验收管理办法》、《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》（国环规环评〔2017〕4号文）、《建设项目环境保护管理条例》等相关规定，项目试运行后应编制竣工环境保护验收监测报告。宁夏环境科学研究院（有限责任公司）受长庆油田页岩油开发分公司委托，承担本项目的竣工环境保护验收监测报告的编制工作。接受委托后，我单位安排专业技术人员于2026年3月对项目区域进行了现场勘查和资料收集，编制了验收监测实施方案，同时我单位委托第三方检测单位甘肃华鼎环保科技有限公司于2026年3月对项目进行了现场监测，根据监测结果和现场检查结果编制了《长庆油田页岩油开发分公司西十转返排液处理站等工程建设项目竣工环保验收监测报告》。

2 验收依据

2.1 环境保护相关法律、法规、规章

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》（2015.01.01）；
- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法》（2018.12.29）；
- (3) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020.4.29）；
- (4) 《中华人民共和国水污染防治法》（2018.01.01）；
- (5) 《中华人民共和国噪声污染防治法》（2022.6.5）；
- (6) 《中华人民共和国大气污染防治法》（2018.10.26）；
- (7) 《中华人民共和国土地管理法》（2019.4.28）；
- (8) 《中华人民共和国水土保持法》（2011.03.01）；
- (9) 《建设项目环境保护管理条例》（2017.10.01）；
- (10) 《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》（国环规环评[2017]4号）。
- (11) 《关于印发环评管理中部分行业建设项目重大变动清单的通知》，环办[2015]52号文件；
- (12) 关于印发《污染影响类建设项目重大变动清单（试行）》的通知，环办环评函[2020]688号；
- (13) 《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）；

2.2 竣工环境保护验收技术规范

- (1) 《建设项目竣工环境保护验收技术指南 污染影响类》；
- (2) 《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ 819-2017）；
- (3) 《固定污染源监测质量保证与质量控制技术规范（试行）》（HJ/T 373-2007）；
- (4) 《输气管道工程设计规范》（GB 50251-2015）；
- (5) 《石油天然气工程设计防火规范》（GB 50183-2004）；
- (6) 《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ 2025-2012）；

2.3 与项目相关的其他依据

- (1) 《长庆油田页岩油开发分公司西十转返排液处理站等工程建设项目环境影响报告书》，陕西博厚建设环保工程有限公司，2024年9月；

(3) 《长庆油田页岩油开发分公司西十转返排液处理站等工程建设项目环境影响报告书批复》，庆阳市生态环境局，庆环规划发[2025]103号；

(4) 《长庆油田页岩油开发分公司西十转返排液处理站等工程建设项目竣工环保验收检测报告》，甘肃华鼎环保科技有限公司，2026年3月26日。

(5) 中国石油天然气股份有限公司长庆油田页岩油开发分公司突发环境事件应急预案备案表。

(6) 中国石油天然气股份有限公司长庆油田页岩油开发分公司（全站点）排污许可证。

3 工程建设情况

3.1 地理位置及选址选线

3.1.1 地理位置

项目位于庆阳市庆城县三十里铺镇，华池县王咀子乡。经现场调查，项目实际建设位置与环评一致，未发生变化。

3.1.2 选址选线

1、工程总体布局合理性分析

本项目是现有工程开发的优化配套工程建设，有利于既有油田产能的正常开发，主要在蔡 38-1 平台内建设西十转措施返排液处理站和卸油台、在华 H105 平台内建设 1 座危废贮存点、在华 H90 平台内建设岭 67 增脱水系统，各站场建设内容均位于现有平台内，不涉及新增永久占地。拟建工程不在庆城、华池县城镇规划范围内，不涉及自然保护区、风景名胜区、生态保护红线、国家公益林、文物保护单位、饮用水源地保护区等环境敏感区。

项目整体上不改变现有的油气集输系统，不改变现有的管线、道路等环节，优化了危险废物拉运、措施废液拉运等环节。鉴于项目现有平台、站场均履行了环境影响评价制度，也在其区域环评对油气集输系统、管线、道路、危险废物拉运、措施废液拉运等环节进行了分析论证。现有的油气集输系统、管线、道路、危险废物拉运、措施废液拉运等环节均满足环保要求。

2、站场选址合理性分析

本项目拟建站场均在现有平台内建设，不涉及新增永久占地，现有平台为工业用地，不设计生态保护红线及永久基本农田。本次重点对占用的现有平台周围敏感目标进行调查，见表3.1-1。

表3.1-1 项目拟建站场选址可行性分析

序号	拟建站场	方案描述	环境条件分析
1	新建措施返排液处理站及卸油台	位于庆城县三十里铺镇李家崾现有蔡 38 平台内，不涉及新增永久占地	现有平台最近居民点为东北侧 77m，高差 7m 的李家崾居民
2	岭 67 增前端脱水系统	位于华池县王咀子乡甘掌下庄现有 H90 平台内，不涉及新增永久占地	现有平台最近居民为东侧 52m，高差 37m 的甘掌下庄居民

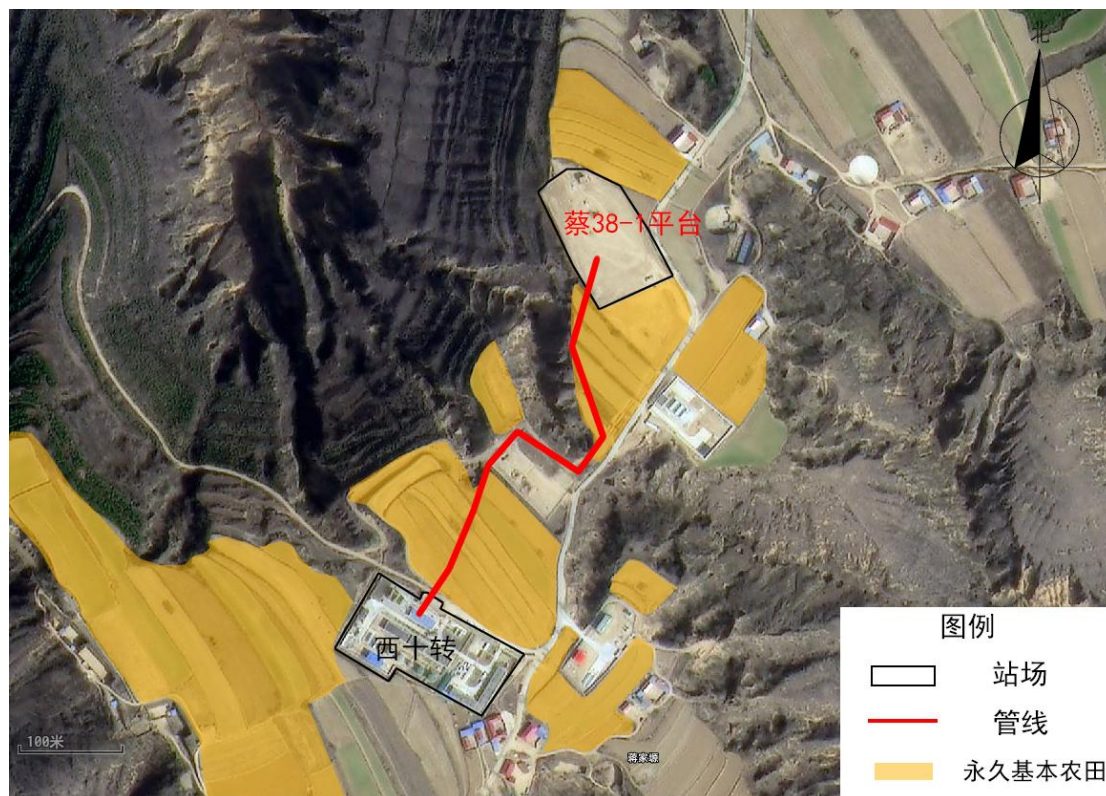
根据现场调查，本项目站点所处平台50m环境防护距离内无居民，不涉及环保搬

迁。同时，根据项目建设用地与白龙江引水工程占地范围关系识别情况的函可知，本项目建设用地均与白龙江引水工程占地范围不冲突。评价认为本项目拟建站场选址基本合理。

3、管线选线合理性分析

本次建设工程严格按照设计方案进行布置，主要建设1条0.53km输油管线（与净化水外输管线、供气管线同沟），更换华H26~岭34增出油管线1条，2.8km。更换工程按照原路由敷设，因此，本次评价主要新建蔡38-1平台~西十转输油管线（与净化水外输管线、供气管线同沟）选线的合理性进行分析。根据现场调查及“三线一单”、“永久基本农田查询平台”核对，管线临时占地不涉及国家公园、自然保护区、风景名胜区、世界自然遗产、重要生境、自然公园、重要湿地、饮用水水源保护区等生态敏感目标。由于站场周边分布有永久基本农田及公益林，管线选线将不可避免的涉及永久基本农田，为临时占地，评价要求开工前，办理相关临时用地手续。

本项目永久基本农田不可避免分析，详见下图。



蔡38-1平台~西十转输油管线（与净化水外输管线、供气管线同沟）与基本农田位置关系

4、道路选址合理性分析

本项目在现有平台内建设，不涉及新增占地，交通运输均依托原有道路，不新建道路工程。

5、小结

综上所述，评价认为本项目建设评价范围内无水源保护区、城镇规划区、森林公园等需特殊保护目标。项目在满足相关设计技术规范要求的基础上，工程部署站场、井场、管线的选址、选线方案总体可行。

3.1.3环境保护目标

据调查，项目不占用自然保护区、风景名胜区、水源保护区等需要特殊保护的环境敏感区，目标主要包括村庄、河流、环境空气、声环境、地下水、土壤及生态环境等，与环评文件相一致，未发生变化。各环境要素的环境保护目标情况如下：

本项目总体环境保护目标见表3.1-2。

表3.1-2 总体环境保护目标

环境要素	保护对象	相对位置	保护内容	保护目标
环境空气	评价范围内的居民点	周围环境保护目标 详见表 3.1-3	人群健康、环境空气质量	《环境空气质量标准》 (GB3095-2026) 二级标准
地下水	第四系黄土层潜水、白垩系环河组、华池县王咀子乡东沟水源地	评价范围内的具有供水意义的含水层	地下水水质	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017) III类标准，水质不恶化，供水的可靠性与安全性不受影响
地表水	柔远河、元城川	评价范围内无地表水体	地表水水质	《地表水环境质量标准》 (GB3838-2002) III类标准
	马莲河及其他支流			《地表水环境质量标准》 (GB3838-2002) IV类标准
环境噪声	站场、管线 200m 范围内的居民点等敏感点	站场、管线 200m 范围内的环境保护目标	声环境质量	《声环境质量标准》 (GB3096-2008) 中 2 类标准
土壤环境	站场周边 2km 及管线两侧 0.2km 的耕地、居民区、学校等敏感目标		土壤环境	建设用地及农用地土壤污染风险管控标准
环境风险	站场、管线周边居民		环境空气	《环境空气质量标准》 (GB3095-2026) 二级标准
	开发范围所在区地表水流域河流		地表水	《地表水环境质量标准》 (GB3838-2002) III类标准
	开发范围内潜水、承压水		地下水	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017) III类标准
生态环境	水土流失重点治理区	评价范围内	减少施工风蚀、水蚀等造成水土流失，保护耕地、草地和灌木林地	管线施工场地及其周围为重点
	二级国家级公益林	评价范围内	施工前完成林地用地手续办理，占补平衡	按照《国家级公益林管理办法》进行管理

永久基本农田	管线评价范围内	严格控制非农建设占用，保护利用好永久基本农田	按照《基本农田保护条例》进行管理
评价范围内（站场 50m、管线 300m）土壤、土地利用、植被、动植物、景观、水土流失、生态系统等		生态环境	控制水土流失，维持生态系统完整性与稳定性
子午岭自然保护区	距离最近工程为保护区实验区西侧 7km 的危废贮存点	工程选址远离自然保护区	工程选址远离自然保护区

(1) 环境空气保护目标

项目各站场环境空气环境保护目标分布情况见表3.1-3。

表3.1-3 拟建场址周边评价范围内环境空气保护目标

站场名称	保护对象	坐标（经纬度）°	保护内容	环境功能区	相对方向	相对选址最近距离/m	
返排液处理站（与卸油台合建）	蔡38-1平台	陈家庄	107.758545466,36.094203938	环境空气、人群健康	二类区	NE	77
		蒋家庄	107.758012123,36.089337522			S	375
		上河湾	107.772662416,36.094541012			NE	1300
		朱家沟	107.780712583,36.101315035			NE	1715
		刘家台子	107.779421583,36.084348618			E	2090
		珍子咀	107.773631551,36.080211414			SE	1952
		井坳子	107.770713307,36.073945774			SE	2360
		卅铺小学	107.781871297,36.097034229			E	2083
		李家咀	107.760907151,36.072465195			S	2270
		阳光崾峁	107.739889361,36.080758585			SW	2060
		大湾	107.736885287,36.08384849			SW	2110
		苏家山	107.741219737,36.093332781			W	1410
		马连崾峁	107.737571933,36.102151884			NW	1862
脱水系统	华H90平台	甘掌下庄	107.791645094,36.274520870	环境空气、人群健康	二类区	E	52
		烧锅坪	107.780856814,36.273841410			W	945
		唐老庄	107.778453555,36.277961283			W	1050
		何家台	107.772016253,36.286115198			NW	2104
		杜梨咀	107.780256000,36.290406733			NW	1817
		盖板梁	107.790212359,36.282510309			N	800
		康家畔	107.790126529,36.291694193			N	1378
		枣树湾	107.787809100,36.297273188			N	2353
		林塄北峁	107.805747714,36.288690119			NE	1887
		小崾峁	107.809095111,36.282681971			NE	1590
		赵家湾	107.810210910,36.270129233			E	1627
		庄山	107.801713672,36.266781836			SE	1240

		王家塬	107.809524264,36.263691931			SE	1945
		杨掌	107.803687778,36.256053000			SE	2350
		长渠	107.800855365,36.261374502			SE	1692
		鱼尾梁	107.791950431,36.260344534			S	1400
返排液处理站~ 西十转管线		蒋家塬	107.757818587,36.089139120	环境 空气、 人群 健康	二 类 区	E	94
		李家峁	107.759191878,36.092529432			E	174
H26平台~岭34 增管线	李家河		107.778927980,36.213766159			E	16
			107.777812181,36.213825167			W	80
			107.779303489,36.212725462			S、SE	31
	君王寨子	107.780757247,36.200580419			W	56	

(2) 声环境保护目标

项目各站场及管线环境保护目标分布情况见表3.1-4。

表3.1-4 拟建站场及管线周边200m范围内噪声环境保护目标

序号	名称	200m内环 保目标名 称	坐标	相对厂 址方向	相对厂界 最近距离 /m	高差	200m内 户数
1	返排液处理站 (与卸油台合 建)	陈家庄李 家峁	107.758545466,36.094203938	NE、N	77	7	7户
2	脱水系统	甘掌下庄	107.791645094,36.274520870	E、NE	52	33	13户
3	返排液处理站~ 西十转管线	蒋家塬	107.757818587,36.089139120	E	94	2	2户
4		李家峁	107.759191878,36.092529432	E	174	5	1户
5	H26平台~岭34 增管线	李家河	107.778927980,36.213766159	E	16	2	1户
6			107.777812181,36.213825167	W	80	10	7户
7			107.779303489,36.212725462	S、SE	31	11	13户
8		君王寨子	107.780757247,36.200580419	W	56	14	7户

(3) 地下水环境保护目标

本项目距离最近的饮用水源地保护区共有1处，为王咀子东沟水源地保护区。通过核实，工程建设内容均未进入饮用水源保护区范围内，距离最近的工程内容为华H26平台至岭34增输油管线，位于王咀子乡东沟水源地二级保护区下游南侧210m处，不在补给径流区，其他工程内容均远离水源地保护区。

本项目拟建站场场址周边单户居民分散式饮用水源井主要分布在沟谷及较大的支流两侧，取水层位为第四系潜水。根据调查，拟建站场50m范围内无分散式水源井分布，分散式饮用水源地取水口周边50m范围内也无本次工程内容分布，满足《分散式饮用水源地环境保护指南（试行）》中取水口周边30m~50m的保护范围要

求。

(4) 地表水环境保护目标

项目评价区域涉及的地表水主要为柔远河、元城川执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III类标准；马莲河及其他支流执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) IV类标准。项目评价范围内无地表水饮用水源保护区。

3.1.4 防护距离

本项目各平台环评时均设置50m的大气环境防护距离，本次工程扩建不改变现有的大气环境防护距离。

经验收现场调查，卫生防护距离内未新建居住区、医院、学校等环境空气敏感目标，符合原环评及批复要求。

3.2 建设内容

建设内容包括西十转返排液处理站1座、卸油台1座、岭67增新增脱水系统1套，西十转返排液处理站至西十转输油管线1条、供气管线1条、输水管线1条，更换H26平台~岭34增输油管线。项目组成及建设内容组成见表3.2-1。

表3.2-1 项目组成一览表

类别	工程名称	环评建设内容		验收实际建设内容	与环评文件一致性
主体工程	站场工程	措施返排液处理站	在蔡 38-1 平台新建西十转措施返排液处理站 1 座，处理规模 1000m ³ /d	在蔡 38-1 平台新建西十转措施返排液处理站 1 座，处理规模 1000m ³ /d	一致
		卸油台	在蔡 38-1 平台新建卸油台 1 座，设计规模 500m ³ /d	在蔡 38-1 平台西南侧 215m 处新建卸油台 1 座，设计规模 500m ³ /d	基本一致
		危废贮存点	在华 H105 平台内新建危废贮存点 1 座，有效面积 150m ²	未建危废贮存点	尚未建设
		脱水系统	在华 H90 平台内建设岭 67 增脱水系统	在华 H90 平台内建设岭 67 增脱水系统	一致
	管线工程	输水管线	建设 1 条措施返排液处理站至西十转的输水管线，长度 530m	建设 1 条措施返排液处理站至西十转的输水管线，长度 530m	一致
		输油管线	建设 1 条卸油台至西十转的输油管线，长度 530m，与输水管线同沟敷设	建设 1 条卸油台至西十转的输油管线，长度 230m，与输水管线同沟敷设	基本一致
			建设 1 条 H26 平台至岭 34 增输油管线，长度 2800m	建设 1 条 H26 平台至岭 34 增输油管线，长度 2800m	一致

		供气管线	建设 1 条卸油台至西十转的供气管线，长度 530m，与输水管线同沟敷设	建设 1 条卸油台至西十转的供气管线，长度 230m，与输水管线同沟敷设	基本一致
辅助工程	道路		均利用既有平台及站场道路，不涉及新建道路	均利用既有平台及站场道路，不涉及新建道路	一致
公用工程	供电系统		接自油区电网	接自油区电网	一致
	供热系统		卸油台设 400kW 水套加热炉 2 台；H90 平台增设 600kW 自能热洗清蜡装置 1 套，燃料均为伴生气。	卸油台设 400kW 水套加热炉 2 台；H90 平台增设 600kW 自能热洗清蜡装置 1 套，燃料均为伴生气。	一致
	供水系统		利用现有水源井	利用现有水源井	一致
环保工程	废水治理		蔡 38-1 平台设置防渗旱厕 1 座，供值班人员使用，定期清掏用作农家肥。	蔡 38-1 平台设置防渗旱厕 1 座，供值班人员使用，定期清掏用作农家肥。	一致
	废气治理		原油运输、卸油及外输均为密闭设施	原油运输、卸油及外输均为密闭设施	一致
			加热炉、热洗清蜡装置均采用油田伴生气作为燃料，卸油台加热炉燃气来自西十转，热洗清蜡装置燃气来自岭 67 增，排气筒不低于 8m。	加热炉、热洗清蜡装置均采用油田伴生气作为燃料，卸油台加热炉燃气来自西十转，热洗清蜡装置燃气来自岭 67 增，排气筒 8m。	一致
			危废贮存点暂存的污泥由带衬复合塑料编织袋密封包装后袋暂存在站内，暂存过程产生的少量非甲烷总烃，通过风机换气排放，暂存间内设置壁式轴流风机进行机械排风。	未建	尚未建设
	噪声治理		选用低噪声设备，对设备、泵类采取隔声、基础减振、柔性连接等措施	选用低噪声设备，对设备、泵类采取隔声、基础减振、柔性连接等措施	一致
	固废治理		危废贮存点地面采取防渗措施，应按照《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)中的防渗要求。即防渗层至少为 1m 厚粘土层(渗透系数 $<10^{-7}$ 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 $<10^{-10}$ cm/s。	未建	不一致
依托工程	生态		管线管沟开挖采取分层开挖、分别堆放、分层回填，管线敷设完成后立即进行生态恢复。	管线管沟开挖采取分层开挖、分别堆放、分层回填，管线敷设完成后立即进行生态恢复。	一致
			西十转措施返排液处理站处理后水经密闭管线输送至西十转回注。	西十转措施返排液处理站处理后水经密闭管线输送至西十转回注。	一致
			岭 67 增脱水系统脱出的采出水经	岭 67 增脱水系统脱出的采出水经	一致

	管道密闭输送至西 251-84 措施返排液处理站处理达标后回注。	管道密闭输送至西 251-84 措施返排液处理站处理达标后回注。	
--	----------------------------------	----------------------------------	--

3.3 工程设计方案

3.3.1 站场工程设计方案

1、西十转措施返排液处理站

(1) 建设地点及建设背景

玄马中心站区域无返排液处理站，返排液均拉运至庆城联合站措施返排液处理站、岭八转措施返排液处理站、板 32 区措施返排液处理站处理，拉运距离较远，环境风险隐患及拉运成本较高，需新建返排液处理站 1 座。因此，页岩油开发分公司下达了项目实施计划单，决定在庆阳市庆城县三十里铺镇李家崮蔡 38-1 平台内建设措施返排液处理站一座，处理玄马中心站及周边南庄、高楼中心站部分返排液，降低长距离拉运潜在的环境风险及运输成本。

(2) 建设规模及主要建设内容

本次新建措施返排液处理站主要处理玄马中心站及周边南庄、高楼中心站部分返排液，涉及油井 280 口。按照最大需求计算预计处理量约为 700m³/d。本项目在蔡 38-1 平台新建西十转措施返排液处理站 1 座，处理规模 1000m³/d，主要处理井下作业过程中产生的措施废液，处理达标的净化水经管道外输至西十转进行回注。

(3) 工艺流程

本项目采取“预处理+混凝沉降+过滤+固相脱水”组合工艺，处理达标后回注油层，废水不外排。处理工艺流程见图3.3-1。

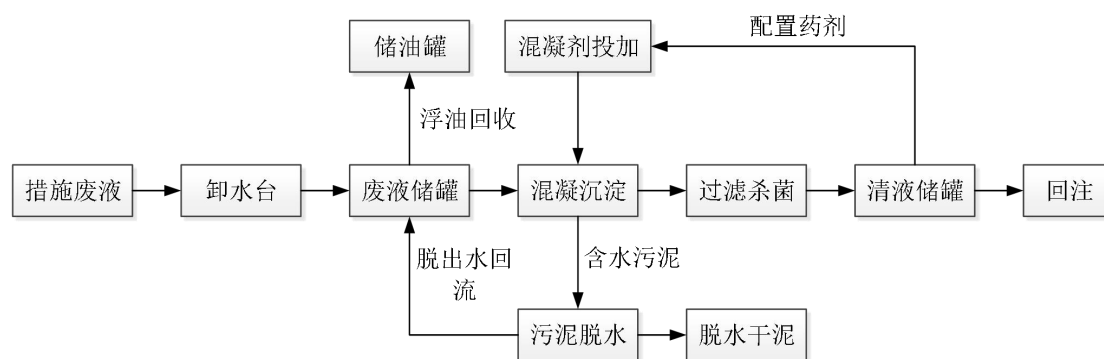


图 3.3-1 措施返排液处理站工艺流程图

(3) 进水来源

措施返排液通过罐车拉运方式进场，主要来自油田井下作业过程产生的返排液，包括修井、洗井、压裂废液等，水质成分复杂，其中既有从地层带出的粘土颗

粒和岩屑，也含有油及压裂液中的有机和无机添加剂。其中有机物多以环状结构为主，包含酮、酯、羧酸、醛等多种官能团，分子量主要在 500~1000 之间。

(4) 措施返排液中各种废液水质指标

目前，长庆油田页岩油开发分公司措施返排液处理站已建成运行 4 座，均采取“预处理+混凝沉降+过滤+固相脱水”组合工艺，处理工艺包含完整的预处理单元、气浮单元、混凝沉降单元（含加药及分离过程）、过滤单元、污泥脱水单元及自动化控制系统单元。现有措施返排液处理站出水水质能够满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准限值指标。根据多年的运营数据及实践经验数据，陇东区块措施返排液处理系统进水水质如下。

表 3.3-1 措施返排液处理系统各种水质指标

废液类型 指标	压裂废液	洗井废液	修井废液
pH 值	6~9	6~9	6~9
含油量 (mg/L)	20~50	225~500	200~500
悬浮物 (mg/L)	200~1000	50~1000	50~800
悬浮物粒径中值 (μm)	10	23	21
矿化度 (mg/L)	5000~10000	1000~3000	3000~8000
色度 (度)	500~2000	50~3000	100~500
粘度 (mPa·s)	2~15	2~3	2~3
溶解氧 (mg/L)	1~3	1~3	1~3
平均腐蚀率 (mm/a)	0.0089~0.1547	0.009~0.0353	0.012~0.0453
镉 (mg/L)	0.006	0.006	0.006
铅 (mg/L)	0.01ND	0.01ND	0.01ND
铬 (六价) (mg/L)	0.222~0.228	0.222~0.228	0.222~0.228
镍 (mg/L)	0.05ND	0.05ND	0.05ND
汞 (mg/L)	0.00004ND	0.00004ND	0.00004ND

(5) 设计出水水质指标

依据《环境影响评价技术导则-陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）中提出回注井运行过程中，应持续对回注井井口压力、套管压力、环空压力、回注流体的流量、水质等指标进行监测，油田注水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的相关要求。

按照甘肃省生态环境厅《关于反馈执行《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）有关意见的函》（甘环便法规[2024]73 号）及 HJ349 标准要求，本次评价要求措施返排液回注水质应满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的相关要求。

当注水井配注率大于或等于 100%时，水质满足注入要求，保持现有水处理工艺流程不变，确保注入水水质稳定。随着注水井运行，当注水井配注率介于 80%~<100%时，按照储层空气渗透率，执行《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中水质主要控制指标，若不满足标准，调整水处理工艺流程，改善注入水水质，提高注水井配注率。企业注水水质应按照“一站一策、一井一方案”原则，根据长庆油田页岩油开发分公司提供的《长庆油田页岩油开发分公司储层空气渗透率统计表》执行相关标准要求。

表 3.3-2 回注水主要控制指标

标准名称	储层空气渗透率 μm^2	<0.01	[0.01, 0.05)	[0.05, 0.5)	[0.5, 2.0)	≥ 2.0
《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》SY/T 5329-2022	水质标准分级	I	II	III	IV	V
	悬浮物固体含量 mg/L	≤ 8.0	≤ 15.0	≤ 20.0	≤ 25.0	≤ 35.0
	悬浮物颗粒直径 中值 μm	≤ 3.0	≤ 5.0	≤ 5.0	≤ 5.0	≤ 5.5
	含油量 mg/L	≤ 5.0	≤ 10.0	≤ 15.0	≤ 30.0	≤ 100.0
	平均腐蚀率 mm/a	≤ 0.076				

(6) 废水处理后的去向

根据《长庆油田分公司“十四五”发展规划（陇东油区）环境影响报告书》及审查意见要求，坚持集中处理与分散就地处置相结合的原则，对辖区内的作业返排水进行集中回收，定点处置，完善回注管网，确保处理后的尾水就地处理、有效回注。

本项目处理达标后的措施返排液，依托西十转现有的 13 口回注井进行回注，注入层位主要为富县层和延₁₀油层进行驱油，处理达标后的措施返排液回注地层驱油属于工艺用水、资源化利用。本项目投入后可取代西十转清水注入量。

(7) 主要设备

主要工程量见表 3.3-3。

表3.3-3 西十转措施返排液处理站主要工程量

序号	名称	规格	数量
1	措施返排液处理装置	30m×20m 规模：1000m ³ /d	1 套
2	卸水箱	6m×2m×2.2mm，每具卸水箱配套 2 台卸车泵（1 用 1 备）	3 具
3	调节水箱	容积 100m ³	10 具

4	净化水箱	容积 100m ³	2 具
5	污泥池	4m×4m×4m	1 座
6	危废贮存库	10m×6m	1 座
7	配电间	6.6m×4.2m	1 座
8	药品间	5m×3m	1 座
9	值班室	5m×3m	1 座
10	卸车场地	315m ²	1 座
11	外输泵	Q=80m ³ /h, H=40m, N=22kW	2 台 (1 用 1 备)

(8) 工作制度

措施返排液处理站年运行 240 天。

2、卸油台

(1) 建设地点及项目背景

西十转卸油台主要服务于玄马中心站及周边南庄、高楼中心站部分，包含油井 280 口。主要用于日常扫线清管、试油、措施及应急抢险原油回收。目前页岩油开发分公司有卸油台 1 处，项目产生的污油或含水油拉均运至华 H44 卸油台至卸油台处理，为缓解部分站点拉运距离远，页岩油开发分公司计划在庆阳市庆城县三十里铺镇李家岭蔡 38-1 平台内新建卸油台 1 座。

(2) 建设内容及规模

本项目卸油台设计规模 500m³/d，设计两车位，含水油经管道输送至西十转进行回收处理。西十转卸油台为五级站场，按不同的功能和特点分为四个区，分别是储罐区、集输区、供热区、卸车区。主要工程内容见表 3.3-4。

表3.3-4 新建卸油台主要工程量

序号	名称	规格	数量
1	高架储油箱	30m ³	8 具
2	密闭卸油箱	30m ³	2 具
3	提升泵	CQ60-06J Q=60m ³ /h P=0.6MPa N=15kW	2 台
4	外输泵	FDYD46-7×50 Q=46m ³ /h H=350m N=90kW	2 台
5	常压立式水套炉	400kW	2 台
6	循环水泵	Q=2.8~5.2m ³ /h H=33~31m N=1.5kW	2 台
7	补水泵	Q=2.8~5.2m ³ /h H=33~31m N=1.5kW	1 台
8	水箱	V=5m ³	1 具
9	卸油台	2 车位	1 座

3、岭 67 增脱水系统

(1) 建设地点及项目背景

岭 67 增主要对周边平台 22 口井来油进行计量、加热、外输，设计规模 600m³/d，目前液量 447m³/d，原油经管道混输至岭二联进行脱水处理。

因下游站场岭二联接入负荷较高，脱水处理压力较大，且岭二联上游岭 25 脱临时系统、配套管网还未完成建设，华 H18 平台，华 H19 平台投产后仍需接入岭二联系统，岭二联进站含水原油压力较大，因此需对上游岭 67 增进行前端脱水，减少进入岭二联的含水原油。经预脱水后的净化油进入岭二联，脱除的采出水经华 H90 平台~西 251-84 措施返排液处理站输水管线输送至西 251-84 措施返排液处理站处理达标后回注油层。

(2) 建设规模及建设内容

本次在岭 67 增所处 H90 平台新增岭 67 增进行前端脱水装置设计规模 600m³/d，脱水后的原油含水率约为 5%。同时站场配套建设热洗清蜡装置一套，采用岭 67 增含水原油分离出的伴生气作为燃料。主要工程内容见表 3.3-5。

表3.3-5 岭67增脱水系统主要工程内容

序号	名称	规格	数量
1	井场返排液一体化处理装置	CTEC-CO-TR/DE-300/2.5	2 座
2	地理罐	30m ³	2 具
3	提升泵	Q=80m ³ /h H=20m N=7.5KW	2 具
4	外输泵	Q=25m ³ /h H=350m N=55KW	1 具
5	600kW 自能热洗清蜡装置	600kW	1 座

3.3.2 管线工程设计方案

(1) 工程内容

本项目新建管线 3 条，更换管线 1 条，总长 4.39km，其中输油管线 2 条，共计 3.33km，供气管线 1 条 0.53km（与出油管线同沟敷设），输水管线 1 条 0.53km（与出油管线同沟敷设）。管线施工不设施工营地和材料场地，施工期管线开挖土石方沿线堆放在管线两侧作业带内，不设取、弃土场，作业带宽 4m。下管后土石方加固回填。经调查，项目新建管线工程均不涉及水源保护区。

表3.3-6 管线工程内容

序号	类型	管线起止点	输送介质	规格	压力 /MPa	设计长度/km	备注
1	输水管线	西十转措施返排液处理站~西十转	净化水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管 Φ150	2.5	0.53	/

2	供气 管线	西十转~卸油台	伴生气	Φ48×4.0	4.0	0.53	与输水管 线同沟
3	出油 管线	卸油台~西十转	含水油	L245N-Φ114×5.0	4.0	0.53	与输水管 线同沟
4		华 H26~岭 34 增	含水油	Φ76×5.0	4.0	2.8	更换
合计						4.39	

(2) 施工方式

① 管线敷设方式

集输管线采用沟埋敷设方式，开挖方式为机械开挖与人工开挖结合，埋深见表 3.3-7。

表3.3-7 管线基本埋深设计

类型		黄土梁峁	河谷阶地	公路穿越
沟管挖深 (m)	DN≤80	1.30	1.30	1.30
	DN>80	1.40	1.40	1.40
管顶埋深 (m)		1.10	1.10	1.10

② 作业带宽度

根据设计资料，本项目管线作业带按4m计，物料运输利用现有油区道路，施工人员活动的道路主要布置在施工作业带内。管线施工作业带平面布置见图3.3-2。

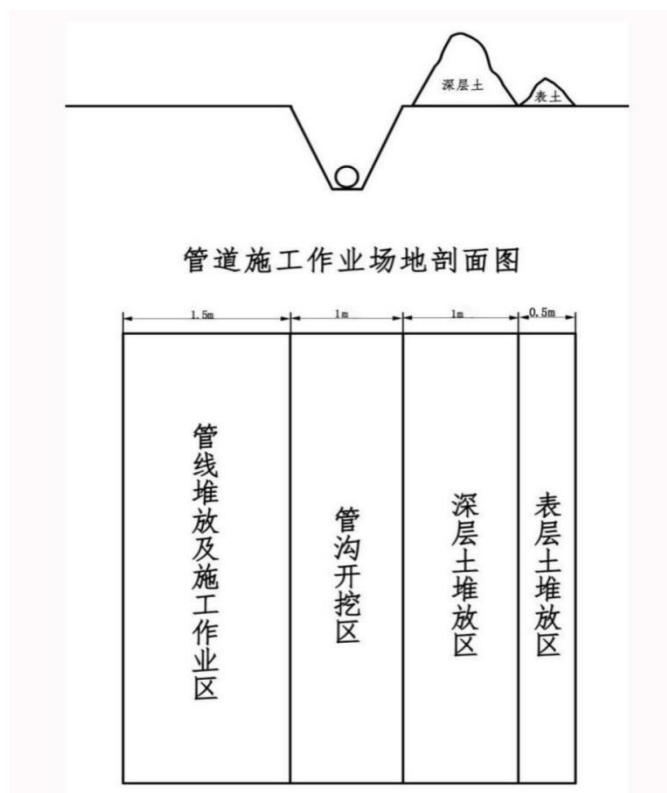


图3.3-2 管道施工作业场地平面布置图

(3) 管沟断面

管沟断面设计见表3.3-8。

表3.3-8 管沟断面设计表

地貌类型		黄土梁峁	河谷阶地
边坡坡度（高:宽）		1:0.33	1:0.67
沟底加宽度（m）	人工开挖	0.5	0.7
	机械开挖	≥0.5	≥0.7

(4) 管道试压

本项目管道试验介质采用洁净水。

(5) 管线防腐

管线采用环氧粉末普通级结构外防腐、硬质聚氨酯泡沫塑料黄夹克结构保温。

(6) 无损检测

管道焊缝采用100%射线探伤100%超声波探伤，确保焊口质量。射线和超声波探伤时，焊缝验收标准采用《石油天然气钢质管道对接焊缝射线照相及质量分级》（SY4109-2013），根据《油气田集输管道施工技术规范》（GB 50819-2013），焊口经焊缝外观质量检验合格后，管道焊缝先进行超声波探伤，合格后再进行射线复查，弯头、连头段、穿越段的管道应进行100%超声波及100%射线探伤，合格级别应为II级。

进行现场射线探伤时，应采用剂量测试设备测定环境的辐射剂量，按照规定划定控制区和管理区，设置警告标志。

射线探伤过程中应注意以下几点：

- a.现场检测应委托有资质的单位进行射线探伤；
- b.现场检测的控制是确保检测结果质量的重要环节，现场检测环境符合控制的要求，保证现场检测结果的有效性，保障人身设备安全；
- c.检测人员应自觉遵守现场检测安全管理制度，熟悉现场检测环境的控制要求，优质安全完成检测任务；
- d.进入检测现场时，应穿戴好个人安全防护用品，进行射线探伤时还必须佩戴好辐射防护用具，仪器设备应有可靠的防滑落措施；
- e.严格按照操作规程使用仪器设备，做好维护保养。发生故障应及时上报；
- f.检测中应注意观察和记录环境条件的变化情况。当检测条件超出规定要求时，检测项目负责人应责令停止检测，直至环境条件恢复至符合要求。

(7) 穿跨越工程

本项目管线工程量少，管线设计时充分考虑了避让措施，穿跨越工程主要为当地乡村水泥路、柏油路及土路，不涉及等级公路穿越，以及冲沟1处（属干沟，无地表水体功能），本项目穿跨越情况见表3.3-9。

表3.3-9 管道穿、跨越工程统计表

管线名称	穿（跨）越对象	穿（跨）越方式	数量（m/次）	穿跨越编号
西十转措施返排液处理站~西十转输水管线、卸油台~西十转输油管线、供气管线	乡村水泥路	顶管+套管	6/1	CY01
华 H26~岭 34 增出油管线	冲沟	大开挖	10/1	CY02
	乡村柏油路	顶管+套管	10/1	CY03
	乡村水泥路	顶管+套管	6/1	CY04
	乡村土路	大开挖	10/2	CY05~06

(8) 旧管线的无害化处理

按照《报废油气长输管道处置技术规范》（SY/T7413-2018）：“5.2下列管段应拆除：

- a)地上管段及其附属设施。
- b)裸露管段。

按照《报废油气长输管道处置技术规范》（SY/T7413-2018）：“5.3下列管段宜拆除：

- a)土地纳入政府开发规划且有明确拆除需求的管段。
- b)国家基本农田段的管段。
- c)环境、生态敏感区的陆地部分管段。
- d)埋深不符合要求的河流穿越段。
- e)穿越铁路，公路且具备拆除条件的管段。
- f)便于拆除的其他管段。

本项目更换的华H26至岭34增输油管线位于华池县王咀子乡，属于华池县水土流失重点治理区，项目废弃旧管线2.8km，全部为埋地管道。本次环评要求对所有管线予以拆除。

3.4 原辅料消耗及物料平衡

3.4.1原辅料消耗

本项目措施返排液处理过程中需投加的药剂主要包括片碱、混凝剂、絮凝剂、杀菌剂、破乳剂等。各种药剂储存量与药剂使用量有关。

根据《危险化学品目录（2022调整版）》，上述化学品均不属于危险化学品，以上助剂应由专人负责保管发放、在药品间内分堆存放，下垫上盖，严禁在强光下暴晒。本项目原辅材料种类及数量见表3.4-1。

表3.4-1 措施返排液处理站主要原辅料消耗一览表

名称	用量	最大储存量	成分	作用
混凝剂	12t/a	5t	聚合氯化铝	分离单元混凝沉淀
絮凝剂	4.8t/a	1t	聚丙烯酰胺	分离单元絮凝沉淀
破乳剂	24t/a	1t	聚氧乙烯聚氧丙烯聚醚	预处理单元破胶降粘、分离油水
杀菌剂	2t/a	0.5t	季铵盐	抑制、杀灭硫酸盐还原菌、腐生菌、铁细菌

表 3.4-2 主要药剂的组成及性质

名称	物质组成及性质
混凝剂（聚合氯化铝）	<p>聚合氯化铝（Poly aluminum Chloride）代号 PAC。通常也称作净水剂或混凝剂，它是介于 $AlCl_3$ 和 $Al(OH)_3$ 之间的一种水溶性无机高分子聚合物，化学通式为 $[Al_2(OH)_nCl_{6-n}L_m]$ 其中 m 代表聚合程度，n 表示 PAC 产品的中性程度。颜色呈黄色或淡黄色、深褐色、深灰色树脂状固体。该产品有较强的架桥吸附性能，在水解过程中，伴随发生凝聚，吸附和沉淀等物理化学过程。聚合氯化铝与传统无机混凝剂的根本区别在于传统无机混凝剂为低分子结晶盐，而聚合氯化铝的结构由形态多变的多元羧基络合物组成，絮凝沉淀速度快，适用 pH 值范围宽，对管道设备无腐蚀性，净水效果明显，能有效支除水中色质 SS、COD、BOD 及砷、汞等重金属离子，该产品广泛用于饮用水、工业用水和污水处理领域。</p>
絮凝剂（聚丙烯酰胺）	<p>聚丙烯酰胺（PAM）是一种线型高分子聚合物，产品主要分为干粉和胶体两种形式。按其平均分子量可分为低分子量(<100 万)、中分子量(200~400 万)和高分子量(>700 万)三类。按其结构又可分为非离子型、阴离子型和阳离子型。阴离子型多为 PAM 的水解体(HPAM)。聚丙烯酰胺的主链上带有大量的酰胺基,化学活性很高,可以改性制取许多聚丙烯酰胺的衍生物,产品已广泛应用于造纸、选矿、采油、冶金、建材、污水处理等行业。聚丙烯酰胺作为润滑剂、悬浮剂、粘土稳定剂、驱油剂、降失水剂和增稠剂,在钻井、酸化、压裂、堵水、固井及二次采油、三次采油中得到了广泛应用,是一种极为重要的油田化学品。</p>
破乳剂（聚氧乙烯聚氧丙烯聚醚）	<p>聚氧乙烯聚氧丙烯嵌段共聚物又称聚醚。非离子表面活性剂。根据聚内烯段的聚合度不同和环氧乙烷的加成分子量不同，以制得一系列非离子表面活性剂，其分子量，亲水亲油平衡值，以及物化特性可在广泛的范围内变化，是液体、膏状或固体。一般分子量大于 25 为固体。不易吸潮，制成片状长久曝露于空气中，也不会胶结。此化学品为低泡、低毒性物质。由环氧丙烷和环氧乙烷在催化加温条件下嵌段共聚制得。可用作乳化剂、消泡剂、分散剂。</p>
杀菌剂（季铵盐）	<p>四级铵盐又称季铵盐，英文名 Quaternary Ammonium Salt。为铵离子中的四个氢原子都被烃基取代而生成的化合物，通式 R_4NX，其中四个烃基 R 可以</p>

相同，也可不同。X 多是卤素负离子(F、Cl、Br、I)，也可能是酸根（如 HSO₄、RCOO 等）。具有强烈的杀菌和抑霉防蛀性能。季铵盐分子中的两个烷基是长链烷基的产品，对各种纤维具有良好的柔软作用，能使纤维膨胀柔软，外观美观而平滑，富有良好手感，是一种常用的纤维柔软剂。季铵盐还可作防水剂、缓染剂、石油破乳剂。

3.4.2 水平衡

本项目工程用水量主要为水套加热炉用水、过滤系统反冲洗水和少量生活用水。结合同类项目给排水情况给出本工程实施后水平衡，见表3.4-3及图3.4-1。

表3.4-3 项目给排水统计表 单位m³/a

序号	项目	废水量	损耗量	回用量	排水量	备注
1	作业返排液	300000	15000	285000	0	处理后全部回注油层
2	系统反冲洗水	343	0	343	0	回到废水处理系统处置
3	锅炉用水	363	357	0	6	收集后进入措施废液处理站处理
4	脱水系统	87120	4356	82764	0	处理后全部回注油层
合计		387826	19713	368107	6	

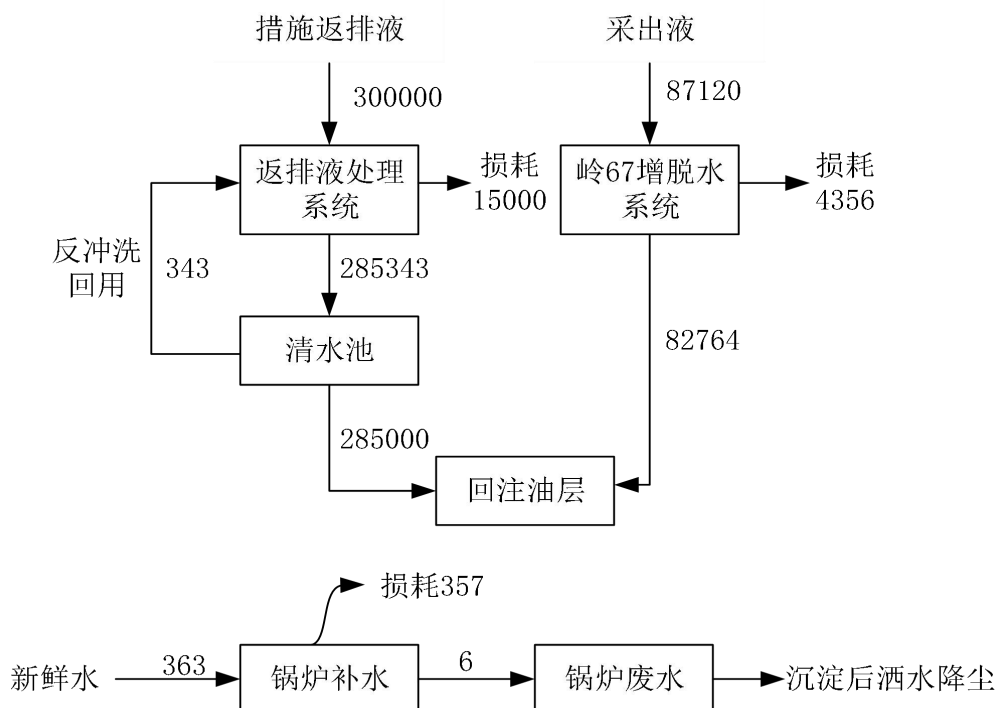


图 3.4-1 本项目水平衡图

3.4.3 油平衡

本项目重点针对措施返排液处理站进行油平衡分析；污油包括调节水箱上层污油回收及气浮装置污油，措施返排液处理系统油水分离单元首先对预处理单元来水

进行絮凝搅拌，将颗粒及油滴聚结，装置内的分离填料采用侧向流斜管技术和斜管浅池理论，实现固、油的高效分离，分离集水槽采用下进水上出水外部封闭式，保证浮油被集水槽隔与外部，浮油不会和水一起进入集水槽内。根据本项目措施返排液处理规模（1000m³/d）及含油量数据（措施返排液最大含油量浓度为500mg/L），本项目污油处理量为0.5t/d、120t/a。根据本项目工艺特点，每个处理环节对浮油处理效率均不一样，本项目油平衡详见下图。

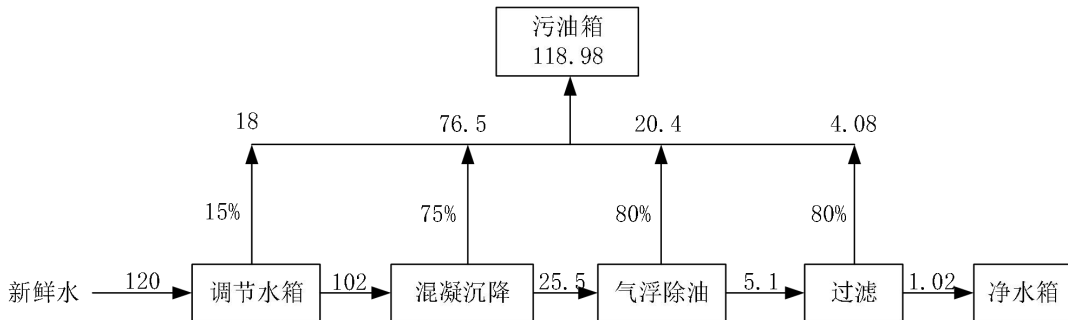


图3.4-2 措施返排液处理站油平衡

3.5 生产工艺

1、措施返排液处理站

本项目在蔡 38-1 平台新建西十转措施返排液处理站 1 座，主要处理钻井过程中产生的废弃泥浆上清液及井下作业过程中产生的措施废液，处理达标的净化水经管道外输至西十转进行回注。运行期工艺流程及产污环节见图 3.5-1，产污环节主要为废水储存与处理过程产生的废气与噪声，污泥脱水与暂存过程产生的废气与噪声。

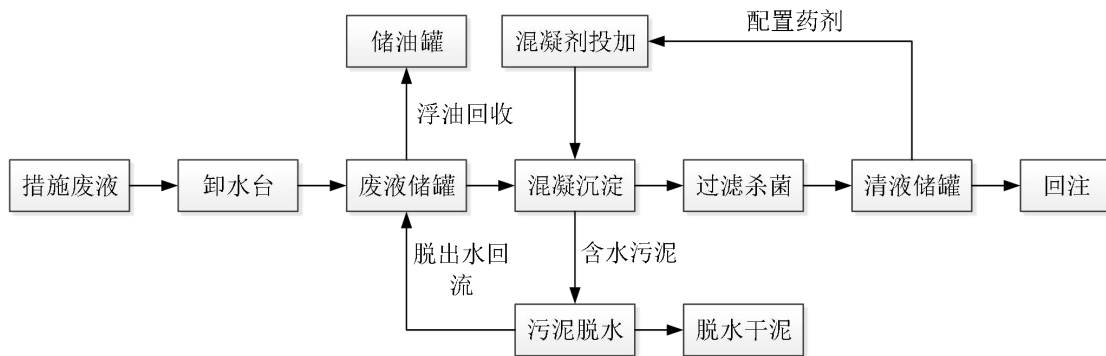


图 3.5-1 措施返排液处理站工艺流程及产污环节图

产污环节：

废气：卸水箱、废液储罐等设备运行过程中产生的无组织非甲烷总烃。

废水：水处理过滤工艺产生反冲洗废水，污泥脱出水。

噪声：卸车泵、外输泵等机泵及设备运行噪声、运输车辆噪声。

固废：返排液处理站产生的含油污泥、废滤料、设备运行过程中产生的废润滑油及其包装桶；

2、卸油台

本项目在蔡38-1平台新建卸油台1座，设计规模500m³/d。运营期主要污染物为无组织非甲烷总烃排放、污油泥、加热炉烟气以及生产设备噪声。其工艺流程和产排污环节见图3.5-2。

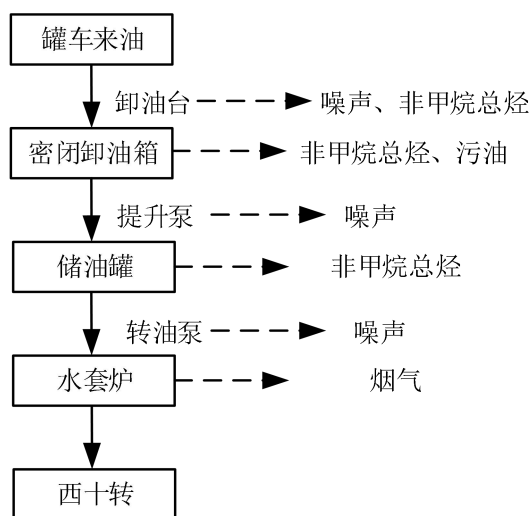


图3.5-2 卸油台工艺流程及产污环节图

产污环节：

废气：卸油箱、储油罐产生的无组织非甲烷总烃、加热炉烟气；

废水：加热炉定期排污水；

噪声：卸车泵、提升泵、外输泵等机泵运行噪声、运输车辆噪声；

固废：池底油泥、设备运行过程中产生的废润滑油及其包装桶。

3、岭67增脱水系统

本项目在华H90平台内建设岭67增脱水系统，主要污染物为设备运行噪声及热洗清蜡装置加热炉产生的燃烧烟气以及站场设备的无组织废气。具体工艺流程见图3.5-

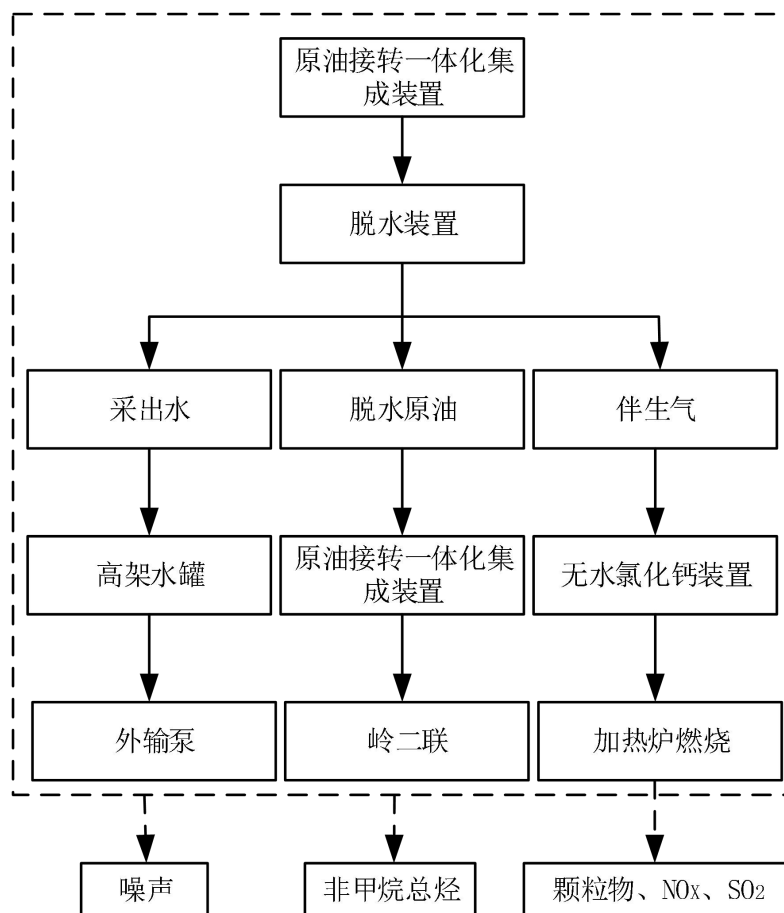


图3.5-3 岭67增脱水系统工艺流程及产污环节图

产污环节：

废气：设备运行产生的无组织非甲烷总烃、导热油炉烟气；

废水：采出水；

噪声：外输泵等设备运行噪声；

固废：废导热油、废润滑油及包装桶。

3.6 项目变动情况

(1) 是否属于重大变动的判定依据

根据项目行业特点，本次验收对照《污染影响类建设项目重大变动清单（试行）》的通知（环办环评函[2020]688号）中的相关规定进行判定。

(2) 是否属于重大变动的判定

通过现场踏勘、查阅相关资料等文件，项目主体工程实际建设内容与环评、批复的建设内容相一致，项目周围环境敏感保护目标主要为居民点，未发生变化，防护距离内也未新增敏感点。但卸油台项目地点发生了变动，但经判定分析，变动内容不属于重大变动。

根据现场调查结果，以及项目组成表、设备表等对比分析，本项目变化情况如下表3.6-1所示。

表3.6-1 项目变动情况一览表

类别	重大变动清单要求	环评	实际	是否属于重大变动
性质	建设项目开发、使用功能发生变化的	计划在现有蔡 38-1 平台内新建西十转返排液处理站 1 座、卸油台 1 座（与西十转返排液处理站合建）、华 H105 平台内新建危废贮存点 1 座、在华 H90 平台新建岭 67 增前端脱水系统 1 套；配套新建西十转返排液处理站至西十转输油管线 1 条、供气管线 1 条、输水管线 1 条，长度均为 0.53km；更换 H26 平台~岭 34 增输油管线 1 条，长度 2.8km	在现有蔡 38-1 平台内新建西十转返排液处理站 1 座、卸油台 1 座、在华 H90 平台新建岭 67 增前端脱水系统 1 套；配套新建西十转返排液处理站至西十转输油管线 1 条、供气管线 1 条、输水管线 1 条，长度均为 0.53km；更换 H26 平台~岭 34 增输油管线 1 条，长度 2.8km，未建危废贮存点。	不属于
规模	<p>(1) 生产、处置或储存能力增大 30%及以上的。</p> <p>(2) 生产、处置或储存能力增大，导致废水第一类污染物排放量增加的。</p> <p>(3) 位于环境质量不达标区的建设项目生产、处置或储存能力增大，导致相应污染物排放量增加的（细颗粒物不达标区，相应污染物为二氧化硫、氮氧化物、可吸入颗粒物、挥发性有机物；臭氧不达标区，相应污染物为氮氧化物、挥发性有机物；其他大气、水污染物因子不达标区，相应污染物为超标污染因子）；位于达标区的建设项目生产、处置或储存能力增大，导致污染物排放量增加 10%及以上的。</p>	计划在现有蔡 38-1 平台内新建西十转返排液处理站 1 座、卸油台 1 座（与西十转返排液处理站合建）、华 H105 平台内新建危废贮存点 1 座、在华 H90 平台新建岭 67 增前端脱水系统 1 套；配套新建西十转返排液处理站至西十转输油管线 1 条、供	<p>(1) 建成西十转返排液处理站 1 座、卸油台 1 座，岭 67 增前端脱水系统 1 套；配套新建西十转返排液处理站至西十转输油管线 1 条、供气管线 1 条、输水管线 1 条，长度均为 0.53km；更换 H26 平台~岭 34 增输油管线 1 条，长度 2.8km；</p> <p>(2) 处置能力未变化。</p> <p>(3) 项目位于达标区，且处置能力未增大。</p>	不属于

		气管线 1 条、输水管线 1 条，长度均为 0.53km；更换 H26 平台~岭 34 增输油管线 1 条，长度 2.8km		
地点	项目重新选址；在原厂址附近调整（包括总平面布置变化）导致防护距离内新增敏感点。	计划在现有蔡 38-1 平台内新建西十转返排液处理站 1 座、卸油台 1 座（与西十转返排液处理站合建）、华 H105 平台内新建危废贮存点 1 座、在华 H90 平台新建岭 67 增前端脱水系统 1 套；配套新建西十转返排液处理站至西十转输油管线 1 条、供气管线 1 条、输水管线 1 条，长度均为 0.53km；更换 H26 平台~岭 34 增输油管线 1 条，长度 2.8km	经现场调查与资料核实，卸油台 1 座（与西十转返排液处理站未合建，在西十转返排液处理站西南侧 215m 新建，防护距离范围内未新增敏感点。	不属于
生产工艺	新增产品品种或生产工艺（含主要生产装置、设备及配套设施）、主要原辅材料、燃料变化，导致以下情形之一： （1）新增排放污染物种类的（毒性、挥发性降低的除外）； （2）位于环境质量不达标区的建设项目相应污染物排放量增加的； （3）废水第一类污染物排放量增加的； （4）其他污染物排放量增加 10%及以上的。	本项目为返排液处理站项目。生产工艺流程描述详见 3.5 小节。	经对比分析，项目产品和生产工艺均未发生变化，因此也未导致上述情形发生。	不属于
	物料运输、装卸、贮存方式变化，导致大气污染物	项目采用密闭生产工	项目采用密闭生产工艺流程和储	不属于

	<p>无组织排放量增加 10%及以上的。</p>	<p>艺流程</p>	<p>罐，实际未发生无组织排放量增大的情况。</p>	
<p>环境保护措施</p>	<p>废气、废水污染防治措施变化，导致第 6 条中所列情形之一（废气无组织排放改为有组织排放、污染防治措施强化或改进的除外）或大气污染物无组织排放量增加 10%及以上。 新增废水直接排放口；废水由间接排放改为直接排放；废水直接排放口位置变化，导致不利环境影响加重的。 新增废气主要排放口（废气无组织排放改为有组织排放的除外）；主要排放口排气筒高度降低 10%及以上的。 噪声、土壤或地下水污染防治措施变化，导致不利环境影响加重的。 固体废物利用处置方式由委托外单位利用处置改为自行利用处置的（自行利用处置设施单独开展环境影响评价的除外）；固体废物自行处置方式变化，导致不利环境影响加重的。</p>	<p>①措施返排液经处理达标后管输至西十转，回注油层；岭 67 增前端脱水装置为油水分离设施，分离出的采出水经管道输送至下游西 251-84 措施返排液处理站处理，处理达标后回注油层；卸油台加热炉定期排污水收集进入返排液处理站处理。 ②项目加热炉配套 8m 高排气筒；本项目原油及措施返排液集输全部采用管线集输，各站场采用密闭生产工艺。 ③优选低噪声设备，基础减振、安装隔声罩及消声设施等；分离器、汇管采取放大管径，降低流速措施。 ④生活垃圾交当地环卫部门统一处置。 ⑤危险废物暂存危废贮存库，定期委托有资质单位进行处置。</p>	<p>①措施返排液经处理达标后管输至西十转，回注油层；岭 67 增前端脱水装置为油水分离设施，分离出的采出水经管道输送至下游西 251-84 措施返排液处理站处理，处理达标后回注油层；卸油台加热炉定期排污水收集进入返排液处理站处理。 ②项目导热油炉配套 8m 高排气筒；本项目原油及措施返排液集输全部采用管线集输，各站场采用密闭生产工艺。 ③优选低噪声设备，基础减振、安装隔声罩及消声设施等；分离器、汇管采取放大管径，降低流速措施。 ④生活垃圾交当地环卫部门统一处置。 ⑤危险废物暂存危废贮存库，定期委托有资质单位进行处置。</p>	<p>不属于</p>

4 环境保护设施

经调查了解，项目运行期主要污染物产生情况如下表所示，现场均采取了各环境要素方面的保护措施。

表4-1 项目运行期主要污染源统计表

类型	污染源	污染因子	污染物
大气污染源	设备散溢	无组织挥发烃类气体	无组织挥发非甲烷总烃
	加热炉	SO ₂ 、NO _x 、烟尘	加热炉烟气
水污染源	措施返排液	SS、石油类	含油污水
	办公生活	COD、BOD、氨氮	生活污水
噪声污染源	各类设备	噪声	连续噪声
固体废物	措施返排液处理装置	危险废物	污油
	污泥脱水装置	危险废物	含油污泥
	过滤系统	危险废物	废滤料
	设备维护	危险废物	废防渗布、废润滑油及其包装桶等
	导热油炉	危险废物	废导热油

4.1 污染防治措施

4.1.1 废水污染物及污染防治措施

本项目不新增劳动定员，不新增生活污水。

运营期生产废水主要包括措施返排液处理站系统反冲洗水、岭67增脱水装置脱出的采出水以及卸油台加热炉定期排污水。

本项目措施返排液处理站为措施返排液处理设施，措施返排液经处理达标后管输至西十转，回注油层；岭67增前端脱水装置为油水分离设施，分离出的采出水经管道输送至下游西251-84措施返排液处理站处理，处理达标后回注油层；卸油台加热炉定期排污水收集进入返排液处理站处理。

1、措施返排液处理站

(1) 工艺可行性

本项目新建西十转措施返排液处理站，设计处理规模为1000m³/d，处理后的净化水满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）中要求后外输至西十转进行回注。

新建西十转措施返排液处理站处理工艺为“预处理+混凝沉降+过滤+固相脱水”组

合工艺，处理工艺包含完整的预处理单元、混凝沉降单元（含加药及分离过程）、过滤单元、污泥脱水单元及自动化控制系统单元。处理装置采用撬装集成装置形式，在组成的四单元中，工艺运行（调节pH、破胶降粘、混凝沉淀、过滤运行控制等）均包括在水处理装置工艺中。

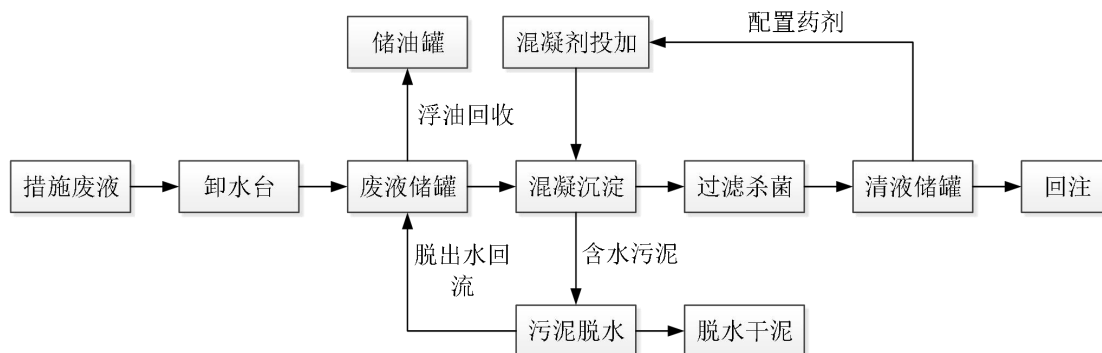


图4.1-1 措施返排液处理站工艺流程图

A、预处理单元（破胶降粘、pH值调节）

措施返排液经卸水罐泵入污水罐中，根据措施废液情况，加入破胶降粘剂与pH调节剂，使返排液中高分子物质氧化分解为小分子物质，将废液粘度调整至 $\leq 3\text{mPa}\cdot\text{s}$ ，pH值调节至6~9，降低废液粘度，提高传质效率，增加水处理药剂的分散与分解，同时由于油水密度差，在静置过程中出现油水分层，废液中的油颗粒上浮在水面形成一层浮油层，经过污水罐静置除油，可除去大部分的重油和浮油，除油效率达98%，浮油暂存于污油罐中，由采油厂定期回收。部分大颗粒悬浮物比重较大，在污水罐中也得到一定程度的去除。

B、混凝沉降单元

经预处理后的措施废液泵入管道混合器，同时投加已配置好的絮凝药剂，絮凝剂和废水在旋转的管道中充分混合。混合液进入混凝搅拌罐，在搅拌过程中，颗粒物、胶体等在絮凝剂的作用下脱稳，相互碰撞絮凝形成大的污泥絮体。静止后，污泥絮体沿着罐壁沉降到底部锥形储泥漏斗，实现泥水相分离。

C、过滤与杀菌单元

过滤器与杀菌装置串联，混凝沉降罐内上清液通过过滤杀菌单元除去细小杂质，杀灭细菌，存储于清水罐中回注。过滤采用滤袋与滤芯两级过滤。

D、污泥脱水单元

污泥浓缩及脱水主要用于收集混凝沉降装置底部污泥并污泥脱水，进行泥水分

离后的固相进入污泥脱水单元，由于措施返排液的悬浮物含量可能较高，本站仅考虑污泥减量化工艺，即将污泥脱水至含水率 $\leq 75\%$ 可拉运即可。脱水后的污泥暂存于站内危废贮存点，定期拉运至有资质单位统一处理、处置。

(2) 出水水质

根据验收监测结果，措施返排液处理站出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准限值要求，处理措施可行。

(3) 不同措施返排液混合处理可行性分析

本项目措施返排液来源于压裂、酸化、修井、洗井等油田措施作业环节，具体见表4.1-1。

表4.1-1 各类措施返排液来源

序号	废水类型	来源
1	修井	修井作业分大修井、小修井。大修包括复杂打捞、套管修复、套管内侧钻等；小修包括冲砂检泵、清蜡检泵、打捞简单落物、更换管柱或井下工具、注水泥、测压、卡堵水、注水井测试、调配等。上述作业环节产生的废水统称修井废水。
2	洗井	在修井作业过程中，将洗井介质由泵注设备经井筒或钻杆注入，把井筒内的物质（液相、固相、气相）携带至地面的废洗井液称洗井废水。
3	酸化	酸化作业的剩余酸液和酸化后的返排液。
4	压裂	压裂施工后剩余的液体和压裂设备、设施的清洗废水。

除石油类外，修井、洗井废水中的成分主要是从地层带出的粘土颗粒和岩屑，压裂废水主要成分包括有机和无机添加剂，其中有机物以酮、酯、羧酸、醛等环状结构官能团为主。措施返排液的特点是成分复杂、矿化度高、机杂高、易结垢，但通过破胶沉降和预处理后，可满足混合处理要求。

验收监测结果表明，措施返排液处理站出水污染物浓度可以满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）中要求。

2、岭67增脱水系统

岭67增主要对周边平台来原油进行计量、加热、外输，本次在岭67增建设600m³/d脱水系统一套，进行前端脱水，减少进入岭二联的含水原油。经预脱水后的含水油进入岭二联，脱除的采出水经华H90平台~西251-84措施返排液处理站输水管线输送至西251-84措施返排液处理站处理达标后回注油层。

本项目的建设完成后，原本由岭二联处理的采出水转移至西251-84措施返排液处理站处理，因此本次重点分析依托西251-84措施返排液处理站处理的可行性。

(1) 环保手续履行情况

西 251-84 措施返排液处理站属于《长庆油田陇东油气开发分公司 2023 年页岩油产能建设工程环境影响报告书》中工程内容，已取得庆阳市生态环境局的批复，批复文号为庆环规划发【2023】60 号，此工程已通过环保验收。

(2) 工艺可行性

西 251-84 措施返排液处理与西十转措施返排液处理站处理工艺相同，根据前文分析，处理工艺可行。

(3) 规模

西 251-84 措施返排液处理站设计规模为 1000m³/d，本项目脱水系统废水最大产生量为 300m³/d，处理余量能够满足本项目需求。

本项目已按环评要求建设，措施可行。

4.1.2 废气污染物及污染防治措施

1、加热设备烟气

本项目卸油台加热炉及热洗清蜡装置加热炉使用清洁燃料伴生气作为燃料，燃烧烟气通过 8m 高排气筒排放，主要污染物 SO₂、NO_x 及颗粒物排放量小，对环境影响不大。

验收监测结果表明，加热炉废气污染物排放可以满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建锅炉限值标准要求。

2、无组织非甲烷总烃

本项目原油及措施返排液集输全部采用管线集输，各站场采用密闭生产工艺。卸油台内设 30m³ 高架储油箱 8 具、30m³ 密闭卸油箱 2 具，项目不涉及罐容 75m³ 及以上原油储罐。评价结合《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中挥发性有机物排放控制要求，提出项目无组织排放控制措施如下：

(1) 设备与管线组件泄漏排放控制要求

对泵、阀门、法兰等易发生泄漏的设备与管线组件定期检查密封性，防止或减少跑、冒、滴、漏现象，通过源头控制无组织排放。运行过程出现下列情况之一，则认定设备或管线组件发生了泄漏，应开展修复工作：

①密封点存在渗液、滴液等可见的泄漏现象

②密封点泄漏检测值超过 GB39728-2020 表 4 规定的泄漏认定浓度（2000μmol/mol）。

(2) 卸油台原油装载排放控制要求

- ①采用底部装载或顶部浸没式装载方式；
- ②采用顶部浸没式装载的，出料管口距离罐（槽）底部高度应小于200mm；
- ③对装载排放的废气进行收集处理，非甲烷总烃去除效率不低于80%；
- ④采用气相平衡系统。

(3) 其他排放控制要求

①措施返排液处理站污泥污水池采取了加盖密闭措施，减少污泥污水存储过程中无组织废气的排放。

- ②优化操作规程，减少操作环节，合理安排储运作业。
- ③加强油气计量器具管理维护，降低计量误差，减少损耗。
- ④定期检查储油设施的密封状态及底部，防止储油设施底板泄漏。

验收监测结果表明，项目厂界无组织排放的非甲烷总烃能够满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728 -2020）限值要求。

4.1.3 噪声源及防治措施

1、站场噪声控制措施

- (1) 站场选址时应尽可能远离居民点；
- (2) 新建站场合理安排设备布局，针对站场周边居民点分布情况调整设备布局，使主要噪声源远离居民分布一侧；
- (3) 设备选型尽可能选择低噪声设备，并采取基础减振措施；对电动机安装隔声罩；管道进行隔声包扎；
- (4) 将高噪声泵类设置在泵房内，在泵房的墙壁和顶面上安置吸声板或吸声材料；
- (5) 加强站场外绿化，通过树木、草坪的遮挡和吸收起到一定的降噪作用。

采取以上措施后，可有效降低噪声影响，各站场噪声均可做到达标排放，噪声污染控制措施可行。

2、交通噪声控制措施

运行期交通噪声主要是油区作业车辆对周围环境的影响，具体防治措施有：油区拉运车辆尽量安排在白天进行，加强安全教育及管理，减少车辆鸣笛，严格限制车速、加强巡查，树立文明驾驶的习惯和安全意识。

根据现场监测，项目厂界外噪声均达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》

(GB12348-2008)2类标准要求。

4.1.4 固废污染物及防治措施

1、固废处置措施

本项目运营期不新增劳动定员，不新增生活垃圾。固废主要为污油、含油污泥、废滤料、废导热油以及废防渗布、废润滑油及其包装桶等，根据《国家危险废物名录（2025年版）》，以上固废均属于危险废物。

（1）污油

本项目回收污油量为118.98t/a，暂存于措施返排液处理站站污油箱内，定期由作业区安排罐车统一进行原油回收处置。

（2）含油污泥

本次新建西十转措施返排液处理站含油污泥经污泥脱水装置脱水处理后，装袋暂存于站内危废贮存点，定期由作业区统一收集后送甘肃金圣洁环保能源科技有限公司进行处置。

（3）废滤料

西十转措施返排液处理站过滤系统滤料每2年更换一次，每次更换量为2~4t，产生的废滤料属危险固废（HW49其他废物，危险废物代码为900-041-49），更换时直接交甘肃金圣洁环保能源科技有限公司处置。

（4）热洗清蜡装置废导热油

根据类比调查，热洗清蜡装置每3年更换一次导热油，600kW的更换1次产生废导热油1.5t。废导热油更换时直接交甘肃金圣洁环保能源科技有限公司处置。

（5）其他危废

本项目运营期其他危废主要是设备维护产生的废防渗布、废润滑油及其包装桶等，产生量约0.5t/a。废润滑油及含油棉纱手套抹布统一收集后，就近运至危废贮存点暂存，定期委托有资质的单位进行处置。最终交甘肃金圣洁环保能源科技有限公司处置。

表4.1-2 运行期危废产生、暂存、处置情况及相关要求

序号	名称	产生量 (t/a)	废物类别	代码	产生工序及装置	形态	主要成分	危险特性	污染防治措施

1	污油	118.98	HW08 废矿物油	900-210-08	措施返排液处理过程	半固态	石油类	T, I	1、危险废物贮存设施按照《危险废物贮存污染控制标准》的要求采取防渗漏、防雨、防流失措施。 2、最终送至甘肃金圣洁环保能源科技有限公司处理。 3、严格执行危险废物转移联单制。
2	含油污泥	702	与含矿物油废物	900-210-08	措施返排液处理过程, 各种容器和构筑物等	半固态	石油类、泥砂	T, I	
3	废滤料	2~4t/2a	HW49 其他废物	900-041-49	措施返排液处理过程	半固态	石油类	T	
4	热洗清蜡装置废导热油	1.5t/3a	HW08 废矿物油	900-249-08	热洗清蜡装置定期更换	半固态	石油类	T, I	
5	废防渗布、废润滑油及其包装桶	0.5	与含矿物油废物	900-249-08	设备检修维护	固态	石油类	T, I	

(6) 废包装袋

项目运行过程中添加药剂产生的废包装袋产生量约0.05t/a, 属于一般固废, 废包装袋暂存药品区, 购进新药剂时, 废包装袋交由生产厂家回收处置。

(7) 生活垃圾

本项目不新增劳动定员, 不新增生活垃圾。

2、危险废物贮存设施

本项目西十转措施返排液处理站建设危废贮存点1座, 用于贮存措施返排液处理站经脱水后的含油污泥。

危废贮存点及危废贮存点严格按照《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)的要求, 采取防风、防晒、防雨、防漏、防渗、防腐以及其他环境污染防治等措施, 基础必须防渗, 防渗层至少为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。

危险废物暂存严格按照《危险废物贮存污染控制标准》要求进行分类分区存放, 危险废物的收集容器应在醒目的位置贴有危险废物标签。贮存液态危险废物的应具有液体泄漏堵截设施, 可能产生渗滤液的应设置渗滤液收集设施, 收集设施容积应满足渗滤液的收集要求。

3、危废暂存、运输及处置措施和要求

(1) 危险废物暂存及处置措施

危险废物应实行减量化、资源化和无害化，即首先通过清洁生产减少废弃物的产生，在无法减量化的情况下优先进行废物资源化利用，最终对不可利用废物进行无害化处置。本项目在实行减量化、资源化后产生的危险废物相对较少，均依托现有油污泥贮存点暂存，最终定期交由有资质单位安全处置。页岩油开发分公司2026年已与甘肃金圣洁环保能源科技有限公司签订了危废处置合同。

(2) 危险废物运输污染防治措施

①危险废物转移过程应按严格《危险废物转移联单管理办法》（2021年11月30日生态环境部、公安部、交通运输部令第23号公布）执行，报批危险废物转移计划，填制转运联单；转运前应检查危险废物转移联单，核对品名、数量和标志；

②含油污泥在转运前应检查盛装容器、转运设备的稳定性、严密性，确保运输途中不会破裂、倾倒、溢流；

③转运车辆均需装配GPS定位仪，车辆应根据《道路运输危险废物车辆标志》（GB13392）设置明显标志。

④建设单位应合理规划原料运输路线，禁止经过水源保护等敏感目标；

⑤运输人员应进行专项的业务培训（包括事故应急处理措施），转运过程中应设专人看护，运输车辆采用厢式货车；运输车辆的车厢、底板必须平坦完好，周围栏板必须牢固，防止在运输过程中渗漏、溢出、扬散；

⑥建设单位应根据《危险废物经营单位编制应急预案指南》制定原料运输的事故应急处理预案，一旦发生事故，及时采取相应措施进行处理。

(3) 日常管理要求

要求企业履行申报的登记制度、建立危废台账管理制度，及时登记各种危废的产生、转移、处置情况。应按照当地危险废物转移联单申报程序进行申报转移，经环保行政管理部门批准后才可实施，禁止私自处置危险废物。对危险废物的转移运输要实行《危险废物转移联单管理办法》，实行五联单制度，运出单位及当地环保部门、运输单位、接受单位及当地环保部门进行跟踪联单。

综上，本项目产生的落地油、含油污泥等危险废物经收集后暂存于危废贮存点，定期运送有资质单位安全处置，降低了环境危害，并使资源得到充分回收利用，评价认为污染防治措施可行。

综上所述，项目运营期固体废弃物去向明确，均得到了妥善处置，对周围环境影响较小。

4.1.5 风险防范措施

1、站场运行环境风险防控与应急措施

(1) 截流及事故收集措施

①各联合站、接转站内部进行雨、污分流，站内建设雨水和污水管网，对雨水和污水进行分流收集，防止污水及初期雨水外流出站外；

②站内生产区域地面全部硬化处理，原油储罐区设置防火堤，防火堤容积可容纳单罐泄漏的最大量，保证防火堤密封和防渗，防火堤设置排水口，雨水较大的情况下可及时排空雨水。正常作业情况下，雨水阀门处于关闭状态。

③原油进站管线和出站管线均设置手动阀门，可以手动控制，储罐区进料口和出料口全部设置截止阀，确保事故状态下第一时间切断泄漏源。

④各站设置有污水污泥池并采取防渗处理，设置提升装置，保证池内液体能及时回收。

⑤站内设置安全环保岗位，对截流设施，截断阀，防火堤雨水阀门等进行专人管理。

(2) 泄漏预警与防护措施

站场内部设置有有毒有害气体泄漏监控预警系统及紧急切断阀门，能在紧急情况下关闭阀门，起到预警与切断的应急措施。

2、管线运行环境风险防控与应急措施

(1) 原油集输管线严格按照管道规范进行铺设，在穿跨越河流等敏感地点处对管线进行加厚处理或加设保护套管，全面预防管线泄漏。

(2) 管道穿越公路、沟道、河流两侧设置明显标志，防止第三方施工意外损坏管道。管线两端安装截止阀以及压力检测系统，确保发生泄漏事故时第一时间响应并启动截断阀，将原油泄漏量控制到最小。

(3) 定期对管线进行巡视，按照中石油输油管道检修标准定期对管道进行防腐维护、运行情况检查。

(4) 若发现管道漏油事故的发生，第一时间启动应急预案，启动管线两端截断阀、明确泄漏点，控制污染源，若泄漏点应派人立即收集泄漏到土壤表层的含油土壤，并送往有资质的单位进行处理。

根据现场调查并咨询当地生态环境主管部门，现有工程运行至今未发生过环境风险事故，企业目前采取的环境风险防范措施有效可行。

3、应急预案

本项目应编制危险废物环境风险应急预案，并纳入《页岩油开发分公司突发环境事件应急预案》整体内容中，并定期进行预案演练。突发环境事件应急预案于2023年11月14日在庆阳市生态局华池分局备案，备案编号6210232023023M，2023年11月7日在庆阳市生态局庆城分局备案，备案编号6210212023045L（附件）。

4.2 环保设施投资及“三同时”落实情况

4.2.1 环保投资落实情况

本项目工程总投资1500万元，其中环保投资161.5万元，占总投资的10.77%。

项目实际总投资1500万元，环保投资169.5万元，环保投资占比11.3%。主要用于废气、废水、噪声、固废等污染防治的环保投资及环境管理等方面。

环保投资情况见表4.2-1。

表4.2-1 环保设施及污染防治投资估算表 单位：万元

类别	污染源	治理措施、设施	数量	环评预算投资	实际投资	
施工期	废气	运输车辆遮盖篷布、道路洒水降尘	/	2	2	
		施工场地围栏，道路临时硬化	/	2	2	
	废水	试压废水	移动式收集罐收集并循环利用	/	0.5	1
		生活污水	设移动环保厕所	4	2	2
	固体废物及土壤	废防渗布、废润滑油及其包装桶	送有资质单位处置	/	1	1
		生活垃圾	生活垃圾收集桶	若干	0.5	0.5
生态	生态修复、补偿	生态保护、恢复与补偿等费用	/	48	50	
运营期	废气	加热炉烟气	燃用伴生气，不低于8m高排气筒	3套	12	15
		无组织非甲烷总烃	密闭集输系统，加强储油罐等运行控制	若干	纳入主体工程投资	/
	噪声	输油泵、燃烧器、循环水泵等	低噪声设备、基础减振、隔声罩等	若干	纳入主体工程投资	/
	废水	措施返排液处理站	新建1000m ³ /d措施返排液处理站，出口安装在线监测装置	1套	纳入主体工程投资	/

固体废物	含油污泥、废滤料	送有资质单位进行处置		20	20
	热洗清蜡装置废导热油	送有资质单位进行处置	/	3	5
	废防渗布、废润滑油及其包装桶	送有资质单位处置	/	0.5	1
	/	建设危废贮存点	1座	纳入主体工程投资	/
地下水、土壤	分区防渗、跟踪监测	各站场采取分区防渗措施，落实运营期跟踪监测	/	50	50
环境风险	各站场建设风险防范设施，管线穿跨越处设置明显标志，落实环境风险防范措施；根据本项目建设内容对现有风险应急预案进行修编，并定期组织演练，防止管线泄漏污染土壤和地下水		/	20	20
合计				161.5	169.5

4.2.2 环评批复落实情况

表4.2-2 环评批复落实情况

序号	环评批复要求	实际情况	落实情况
1	严格落实施工期各项污染防治措施。按照《报告书》要求，加快现有环保问题整改，消除环境隐患，有效防控环境风险。科学制定施工方案，加强施工队伍管理和环保宣传，尽可能选用带隔声、消声设备的低噪音施工机械，合理安排作业时间，严格控制作业面及施工期。对施工现场和建筑体分别采取围栏、设置工棚、覆盖遮蔽等措施，阻隔施工扬尘污染。	经调查，项目施工通过合法招投标确定最优施工队伍，施工队制定有科学合理的施工组织方案，现场注重环保管理工作，机械设备全部符合环保要求。施工现场严格控制临时占地面积，围墙建立之前场地四周设置有硬质围挡，开挖土方和物料均采取及时遮盖措施，并适时进行洒水抑尘工作。场地内还设置有临时沉淀池用于收集施工废水和地表雨水。	已落实
2	加强大气污染防治措施。加热炉和热洗清蜡装置采用伴生气作为燃料，烟气处理达到《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)后经不低于8m高的排气筒排放；储油箱、原油储罐、污油箱、卸水箱等均加盖密闭，污泥装袋密封，确保厂区废气排放满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019)要求，厂界无组织废气排放满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)标准限值要求。按照《报告书》要求，各站点设置50m的环境防护距离。	经调查，现场已建加热炉和热洗清蜡装置采用伴生气作为燃料，烟气处理达到《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)后经不低于8m高的排气筒排放；储油箱、原油储罐、污油箱、卸水箱等均加盖密闭，污泥装袋密封，根据验收监测结果，厂界无组织排放的非甲烷总烃能够符合《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)限值要求。项目50m大气环境防护距离范围内无居民等环境敏感点。	已落实
3	落实废水污染防治措施。措施返排液、过滤装置反冲洗水等采用“预处理+混凝沉降+过滤+固相脱水”工艺对废水进行处理，确保满足《碎屑岩油藏注水水	经调查，项目措施返排液、过滤装置反冲洗水等采用“预处理+混凝沉降+过滤+固相脱水”工艺对废水进行处理，根据验收监测结果，措施返排液处理后满足《碎屑	已落实

	质指标及分析方法》(SY/T5329-2022)后回注油层,不外排。加强西十转措施返排液处理站水处理设施运行管理,安装自动监测监控设备并和市级监控系统联网,对采出水量进行记录,建立台账信息,确保采出水全部达标回注采油层。	岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2022)的标准限值要求后回注油层,不外排。西十转措施返排液处理站安装自动监测监控设备并和市级监控系统联网,对采出水量进行记录,建立台账信息,确保采出水全部达标回注采油层。	
4	落实土壤、地下水污染防治措施。按照《报告书》要求,污泥池、污泥贮存点、储油箱及危废贮存点等区域进行重点防渗。装置区、卸车场地、水箱、泵区等区域进行一般防渗,门房等其他区域进行简单防渗。	经调查,项目已落实土壤、地下水污染防治措施。按照《报告书》要求,污泥池、污泥贮存点、储油箱及危废贮存点等区域进行重点防渗。装置区、卸车场地、水箱、泵区等区域进行一般防渗,门房等其他区域进行简单防渗。	已落实
5	落实声环境保护措施。优化厂区平面布置,优先选用低噪设备,高噪声设备设置隔声或减震等设施,确保厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类标准要求。	经调查,站内平面布置合理,产噪设备按照时采用基础减振措施,根据验收监测结果,厂界噪声排放情况符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类标准要求。	已落实
6	做好固体废物分类处置。污油暂存于站内的污油箱,含油污泥、废滤料、废矿物油等危险废物收集暂存于危废贮存点,定期委托有资质单位安全处置。危废贮存点严格按照《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)的要求设计,做好防风、防雨、防晒、防渗漏,防止二次污染。危险废物暂存、转移、运输必须执行相关规章制度,规范建立危险废物转运台账。	经调查,项目已做好固体废物分类处置措施,项目建设了一座危废贮存库,防渗和标识符合现行的《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)要求,危险废物收集后暂存,最终交甘肃金圣洁环保能源科技有限公司处置;生活垃圾统一收集后定期交环卫部门处置。	已落实
7	强化各项环境风险防范措施。修编突发环境事件应急预案,将本项目相关工程纳入页岩油开发分公司突发环境事件应急预案修编工作,并定期进行演练,并严格落实页岩油开发分公司应急预案中提出的各项风险防范措施,定期排查事故隐患,配备应急物资,组织应急演练,有效防控环境风险。	据调查,项目已落实各项环境风险防范措施,站内配备消防水罐、消防水泵,以及若干小型灭火器、消防沙等应急消防设施,并按设计要求配备可燃气体泄漏报警器。另外,将本项目应急预案已纳入长庆油田分公司页岩油开发分公司应急预案范畴,站内工作人员定期组织演练。	已落实

4.2.3 施工期环保措施落实情况

环境监理对项目施工组织设计中的环保设施进行核查比对,情况见下表。

表4.2-3 施工组织设计中环保措施具体落实情况

污染影响	环评要求	批复要求	施工组织设计	核查结果
水染治施污防措	<p>施工单位应严格执行《建设工程施工工地文明施工及环境管理暂行规定》,对污水的排放进行组织设计,严禁乱排污染环境;</p> <p>(2)对施工时产生的砂石骨料加工冲洗废水、混凝土拌和系统废水及施工机械车辆维修冲洗废水等应设置临时沉淀池,经沉淀池沉淀后全部回用;施工场地设</p>	<p>落实施工期各项污染防治措施。科学制定施工方案,加强施工队伍管理和环保宣传,尽</p>	<p>配备旱厕,施工废水及生活污水经沉淀用于场地周围道路降尘。</p>	基本符合环评要求

		<p>置移动环保厕所，施工人员产生的少量洗漱类生活污水经沉淀池沉淀后用于场地洒水。</p> <p>(3)对施工场地设置的临时沉淀池要按照规范进行修建，地面要进行硬化，防止对地下水造成污染。</p> <p>(4)严格控制施工范围，应尽量控制作业面，以免对河流造成大面积的破坏，影响河流下游的水质。</p> <p>(5)水泥等建筑材料不准堆放在水体附近，并应设篷盖和围拦，防止雨水冲刷进入水体。</p> <p>(6)严禁在水体附近清洗施工器具、机械等；加强施工机械维护，防止施工机械漏油，若有漏油现象应及时收集，并用专门容器盛装后统一处理。</p>	<p>可能选用带隔声、消声设备的低噪音施工机械，严格控制作业面。</p> <p>对临时挖方应覆盖遮挡，干燥天气厂区应及时洒水降尘，场地四周修建硬质围挡，场内设置雨污导排及临时沉淀池，雨污水经沉淀后回用</p>		
<p>大气 污染 防治 措施</p>	<p>施工 扬尘</p>	<p>地表开挖过程中，应洒水使作业面保持一定的湿度；对施工场地内松散、干涸的表土，也应经常洒水防尘；回填土方时，对干燥表土适当洒水，防止粉尘飞扬。</p> <p>对施工现场和建筑体分别采取围栏、设置工棚、覆盖遮蔽等措施，阻隔施工扬尘污染；遇4级以上大风天气应停止施工，并采取有效的防尘措施，以达到防风降尘的目的，减轻施工扬尘对周围环境空气的影响。</p> <p>运输建筑材料和设备的车辆严禁超载，运输沙土、水泥、土方的车辆必须采取加盖篷布等防尘措施，防止物料沿途抛撒导致二次扬尘。</p> <p>土石方挖掘完后，要及时回填，剩余土方应及时运到指定地点处置；</p> <p>站场施工场地出入口，配备专门的清洗设备和人员，及时冲洗运输车辆；同时，对施工场地出入口、施工区路面、主要施工点周围应采取地面临时硬化措施。</p> <p>施工过程应及时清理堆放在场地上的弃土、弃渣和道路上的抛撒料、渣，不能及时清运的，必须适时采取洒水灭尘等措施，防止二次扬尘。</p> <p>施工场地和施工道路配备洒水车，定期洒水抑尘，同时对主要道路采取硬化措施，减小起尘量。</p> <p>(8)施工机械、运输车辆采用低含硫量的优质柴油，执行《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法》(GB20891-2014)。</p> <p>(9)必须强化施工期环境管理，加强环保</p>	<p>粉状施工材料进行苫盖，适时洒水降尘；</p> <p>施工场地出入口，配备专门的清洗设备和人员；</p> <p>施工场地和施工道路配备洒水车，定期洒水抑尘</p>	<p>基本 符合 环 评 要 求</p>	

		宣传和教育工作，努力提高施工人员的环保意识，杜绝粗放式施工。 (10)施工过程中必须做到施工工地周边100%围挡、物料堆放100%覆盖、出入车辆100%冲洗、施工现场地面100%硬化、拆迁工地和土方外运100%湿法作业、渣土车辆100%密闭运输等“六个百分百”标准要求。			
噪声控制措施	施工噪声	要求夜间禁止施工，同时加强运输管理，减少夜间运输量。 2、昼间使用高噪声设备应提前告之附近居民，并尽量缩短高噪声设备使用时间。		加强施工机械的维修与保养，降低运行噪声，禁止夜间施工	基本符合环评要求
固体废弃物防治	生活垃圾	生活垃圾由施工队设置临时生活垃圾收集筒，统一收集后运至环保部门指定地点处置，		设生活垃圾桶进行收集，收集后运往环卫部门指定地点。	基本符合环评要求
	建筑垃圾	砂土、碎砖、水泥等建筑垃圾可回填于场地地基处理或道路铺设，废钢筋、废铁丝等建筑垃圾将运往当地建筑垃圾场处置		砂石等用作场地回填及道路铺设，废钢筋、废铁丝等建筑垃圾将运往当地建筑垃圾场处置	基本符合环评要求
生态、水土流失保护措施	生态保护措施	①强化施工管理，努力增强施工人员的环境保护意识，杜绝因对施工人员的流动管理不善及作业方式不合理而产生对植被和土地资源的人为影响和破；应划定施工区域界限，在保证施工顺利进行的前提下，严格控制施工范围； ②施工人员和施工机械的活动范围；尽可能缩小施工作业面和减少破土面积；努力压缩开挖土方量，并尽量做到挖填平衡和减少弃土量，以最大限度地降低工程开挖造成的水土流失。		1、应划定施工区域界限，在保证施工顺利进行的前提下，严格控制；2、施工人员和施工机械的活动范围；尽可能缩小施工作业面和减少破土面积；努力压缩开挖土方量，并尽量做到挖填平衡和减少弃土量，以最大限度地降低工程开挖造成的水土流失。	基本符合环评要求
	水土流失保护措施	基础开挖时即应对施工范围进行土方开挖、回填，修成平台。在本方案中根据施工工艺在平台坡脚设装土编织袋进行拦挡，稳定填筑边坡；施工前将占用农地的部分表土进行剥离；基础开挖、管沟开挖后等基础浇筑、埋线完成后进行回填，对其余空地地进行土地整治；其余在坡面、平台种草，进行植物防护。		填平衡和减少弃土量，以最大限度地降低工程开挖造成的水土流失。 基础开挖时即应对施工范围进行土方开挖、回填，修成平台，在平台坡脚设装土编织袋进行拦挡，稳定填筑边坡，施工前将占用农地的部分表土进行剥离；基础开挖、管沟开挖后等基础浇筑、埋线完成后进行回填，对其余空地地进行土地整治；	基本符合环评要求

				其余在坡面、平台种草，进行植物防护。
--	--	--	--	--------------------

4.2.4 验收清单落实情况



表4.2-4 竣工验收清单落实情况

环评建设内容					实际建设情况	验收标准	符合性
类别	位置	污染源或污染物	污染防治设施	数量			
废气	卸油台	加热炉烟气	燃用伴生气+不低于8m高排气筒排放	2套	按环评要求建设	《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)新建燃气锅炉排放浓度限值	符合
	热洗清蜡装置	加热炉烟气		1套	按环评要求建设		符合
	西十转措施返排液处理站(与卸油台合建)、危废贮存点、脱水系统	非甲烷总烃	采取密闭集输、加强设备运行管理	/	按环评要求建设	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)油气集中处理站边界污染物控制要求	符合
废水	措施返排液		新建西十转措施返排液处理站，处理规模1000m ³ /d，出水口安装在线自动监测装置，并与环保部门联网。	1套	按环评要求建设	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T 5329-2022)限值要求	符合
噪声	站场	泵类、生产设备等	选用低噪声设备、泵类采用隔声、基础减振措施，站外进行绿化等	/	按环评要求建设	《工业企业厂界环境噪声排放标准》2类标准	符合
固废	各站场	含油污泥、浮渣、废滤料、污油	送危废贮存点暂存		按环评要求建设	暂存设施符合《危险废物贮存污染控制标准》要求	符合
		废导热油	更换时交有资质单位处置	/	按环评要求建设	交有资质单位处置	符合

	废防渗布、废润滑油及包装桶	送危废贮存点暂存，定期委托有资质单位处置	/	按环评要求建设	暂存设施符合《危险废物贮存污染控制标准》要求	符合
	废包装袋	暂存药品区，购进新药剂时，废包装袋交由生产厂家回收处置。	/	按环评要求建设	暂存设施符合《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》要求	符合
地下水、土壤	各站场按照重点防渗区、一般防渗区和简单防渗区的相关要求做好分区防渗		/	按环评要求建设	符合《石油化工工程防渗技术规范》、GB18597-2023要求	符合
环境风险	站场建设风险防范设施，管线穿跨越处设置明显标志，落实环境风险防范措施；根据本项目建设内容对现有风险应急预案进行修编，并定期组织演练，防止管线泄漏污染土壤和地下水。			按环评要求建设		符合
生态环境	对管线工程、站场等工程占地进行平整、生态恢复、边坡防护、绿化等，临时占地生态恢复面积约1.332hm ² ，站场绿化不低于可绿化面积的80%			按环评要求建设		符合
环境管理		建立健全施工期环境保护各项管理制度		按环评要求建设		符合

由上表可以看出，本工程废气、废水、噪声、固废污染防治设施能规范化建设且运行情况良好，建设单位编制应急预案并做好生态恢复工作，本次验收要求建设单位加强日常监管，确保污染防治措施正常运行。

4.2.5 现场环保设备照片

	
措施返排液站全景	预处理单元



气浮单元



过滤单元



原水罐



加药装置



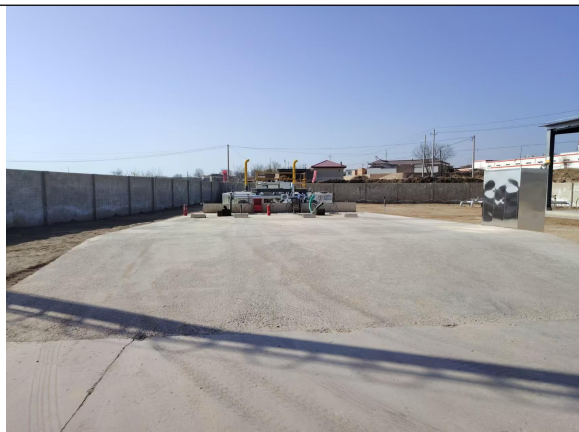
注水泵



危废库



污泥压滤装置



卸油台



卸油台加热炉



岭67增脱水系统装置



岭67脱水系统加热炉



华H90平台

5 环评结论与建议及审批部门审批决定

5.1 环评结论与建议

5.1.1 建设项目概况

为了保障页岩油开发安全生产，更好的落实环境保护措施，页岩油开发分公司计划在现有蔡38-1平台内新建西十转返排液处理站1座、卸油台1座（与西十转返排液处理站合建）、华H105平台内新建危废贮存点1座、在华H90平台新建岭67增前端脱水系统1套；配套新建西十转返排液处理站至西十转输油管线1条、供气管线1条、输水管线1条，长度均为0.53km；更换H26平台~岭34增输油管线1条，长度2.8km。项目建设地点位于庆阳市庆城县三十里铺镇及玄马镇、华池县王咀子乡，工程总投资1500万元，其中环保投资161.5万元，占总投资的10.77%。

5.1.2 产业政策及规划相符性

本项目属于《产业结构调整指导目录（2024年本）》鼓励类中“七、石油天然气——1、石油天然气开采：常规石油、天然气勘探与开采，页岩气、页岩油、致密油（气）、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发；2、油气管网建设：原油、天然气、液化天然气、成品油的储存和管道输送设施、网络和液化天然气加注设施建设、技术装备开发与应用”；3、油气勘探开发技术与应用：油气伴生资源综合利用，油气田提高采收率技术、安全生产保障技术、生态环境恢复与污染防治工程技术开发利用，挥发或放空石油、天然气自动监控、回收利用技术、装备开发与应用，天然气分布式能源技术开发与应用，液化天然气技术、装备开发与应用，油气与新能源融合发展项目及技术开发与应用，液化天然气装置不凝气提取高纯氨气技术、成套设备开发及应用。符合国家产业政策。

5.1.3 环境质量现状

5.1.3.1 环境敏感目标

根据现场调查，本项目评价范围内无自然保护区、风景名胜区、森林公园及饮用水保护区等重要环境敏感区。不涉及包括法定生态保护区域、重要生境以及其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域。不涉及受影响的重要物种、生态敏感区以及其他需要保护的物种、种群、生物群落及生态空间等。

5.1.3.2 环境质量现状

(1) 环境空气

根据庆阳市生态环境局官方网站2025年2月25日公开发布的《庆阳市2024年1-12月份环境空气质量状况》中空气质量数据，华池县、庆城县2024年六项基本污染物因子均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值要求。经判定，评价区为环境空气质量达标区域。

本次评价在开发区域内设环境空气监测点3个，监测项目包括特征监测因子非甲烷总烃、硫化氢、TSP。根据监测结果，评价区各监测点非甲烷总烃1小时浓度，满足《大气污染物综合排放标准详解》中的一次值 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 浓度限值。硫化氢各监测点1小时平均值均满足《环境影响评价技术导则 大气环境》附录D。TSP日平均值均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准。总体看，各监测因子均符合相关标准限值要求。说明当地环境空气质量总体状况良好。

（2）地下水

本次评价共布设地下水监测点位11个，其中本次实测水质+水位监测点位5个、引用水质+水位监测点位6个。根据监测结果可知，各监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）中III类标准限值要求，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类水质要求。

（3）声环境

根据监测结果，现有平台厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类标准要求，环境敏感目标的背景噪声值均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类标准要求。评价区声环境质量现状良好。

（4）土壤质量现状调查

根据监测结果，评价区项目建设用地土壤环境质量满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类建设用地土壤污染风险筛选值标准，周边农用地土壤环境质量均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中其他农用地风险筛选值标准要求。

（5）包气带污染现状调查

本次评价选择2个站场，共设4个包气带污染现状监测点。通过监测数据对比，可以看出现有工程内包气带监测值与背景值无明显差异，说明已建工程对包气带产生的影响较小。

5.1.4 污染物排放情况及环境保护措施

5.1.4.1 废气

(1) 施工期废气

项目施工期产生废气主要包括施工扬尘、施工机械车辆排放的尾气、管道焊接烟气等。车辆尾气防治措施主要是加强运输车辆维护和保养；施工扬尘控制措施主要包括合理组织、控制作业面积，加盖篷布，适量洒水等。

(2) 运行期废气

本项目运行期废气主要为加热炉燃烧废气、无组织排放的烃类气体。

本项目卸油台加热炉及热洗清蜡装置使用清洁燃料伴生气作为燃料，燃烧烟气通过不低于8m高排气筒排放。原油集输及返排液采用密闭管线集输流程，减少烃类的无组织排放。

5.1.4.2 废水

(1) 施工期废水

施工期废水主要包括管道试压废水和施工人员生活污水。试压采用清水试压，管线较短，试压水经过罐车收集沉淀后重复利用，试压废水产生量很少，试压废水中仅含少量悬浮物。试压结束后，用罐车运至现有措施废液处理站处理达标后回注油层驱油，不外排；施工期生活污水主要为盥洗水，由于施工点较为分散产生量较少，主要用于施工场地内的降尘洒水。

(2) 运行期废水

运营期生产废水主要包括措施返排液处理站系统反冲洗水、卸油台加热炉排污水及岭67增脱水装置脱出的采出水。措施返排液经处理达标后管输至西十转回注油层；岭67增前端脱水装置为油水分离设施，分离出的采出水经管道输送至下游西251-84措施返排液处理站处理，处理达标后回注油层，卸油台加热炉排污水收集进入返排液处理站处理。危废贮存点运营期不产生废水。

5.1.4.3 噪声

(1) 施工期噪声

项目施工期噪声源主要为挖掘机、推土机、电焊机等设备产生的噪声，声级在85~105dB(A)。施工期间选用低噪声机械设备或自带隔声、消声的设备，降低设备声级；合理安排施工作业时间，严禁在夜间（22：00~06：00）进行高噪声施工作业。

(2) 运行期噪声

运行期噪声主要来自站场，站场内产噪设备主要是外输泵、卸车泵、提升泵等

各类泵类、加热炉、工艺设备等。主要采取厂房隔声、吸声、基础减振等措施，从源头上进行控制，设备选型尽可能选择低噪声设备；在站场周围栽种树木进行绿化，阻挡和吸收一定噪声。

5.1.4.4 固体废弃物

(1) 施工期固废

施工期固体废弃物主要包括施工过程中产生的建筑垃圾，施工人员产生的生活垃圾以及施工机械设备产生的废润滑油及其包装桶等。

建筑垃圾全部用于回填施工场地或回收利用。废润滑油及其包装桶等其他含油危废最终交有资质单位处置。生活垃圾集中收集，交到环卫部分指定地点集中处理。

(2) 运行期固废

本项目运营期不新增劳动定员，不新增生活垃圾。固废主要为含油污泥、废滤料、废导热油以及废防渗布、废润滑油及其包装桶等，根据《国家危险废物名录（2025年版）》，以上固废均属于危险废物。在危废贮存点暂存后最终交有资质单位处置。

5.1.5 主要环境影响

5.1.5.1 大气环境的影响

(1) 施工期大气环境影响

施工期机械车辆尾气由于作业场地分散，距离环境敏感点较远，对大气环境影响小；施工期道路扬尘影响范围主要集中在道路两侧50m的范围内，在采取避让措施、洒水抑尘以及必要的管理措施后对大气环境的影响可降到最小，施工结束后影响随即消失。

(2) 运行期大气环境影响

站场加热炉采用伴生气作为燃料，通过预测加热炉烟气中污染物 NO_x 、 SO_2 和颗粒物在下风向0~2500m均未超标，各站场下风向0~2500m范围内非甲烷总烃落地浓度均符合《大气污染物综合排放标准详解》中环境质量参考值 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ ，污染物最大落地浓度占标率均小于10%，运营期废气对环境空气影响小。项目建设对区域大气环境的影响程度可以接受。

5.1.5.2 地表水环境的影响

对地表水体产生影响的主要污染源为施工期和运行期产生的各类废水以及固体废弃物，根据污染物排放情况的汇总，各类生产废水、生活污水、固体废弃物、生

活垃圾均不外排，对地表水环境影响小。

5.1.5.3地下水环境的影响

本项目正常施工过程中产生的生活污水、试压废水，以及运行过程中处理后的返排液、固体废弃物和集输管线均不会对地下水造成影响，但在事故状态下会对地下水产生一定的影响。

正常状况下，站场和集输管线等，不会对地下水水质环境造成污染。在非正常状况下，地下水水质有局部受到一定污染的可能，但在采取积极防治、及时采取地下水监测、应急响应、地下水污染修复和治理等措施下，可将污染限制在较小范围，最终基本不会影响到区内的地下水环境。

5.1.5.4声环境的影响

(1) 施工期声环境影响

施工期的主要噪声源为各类施工机械及施工车辆产生的噪声，根据噪声预测结果，施工场界噪声在噪声昼间在80m处达标，夜间在400m处方可达标，在采取避让、采用低噪声设备以及必要的管理措施后噪声影响较小，可以满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》要求，随着施工结束，影响消失，噪声控制措施可行。

(2) 运行期声环境影响

运行期的噪声源主要为站场内各种泵类及工艺设备等，根据预测，各站场厂界噪声贡献值昼、夜间厂界噪声贡献值均达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准；评价认为，在采取隔声、减振等降噪措施后，噪声源对周围声环境及其他敏感目标影响小。

5.1.5.5固体废物环境影响

项目施工期和运行期产生的危险废物全部收集在依托危险废物贮存点暂存，定期委托甘肃金圣洁环保能源科技有限公司处置，不外排。施工期生活垃圾全部收集后交由当地环卫部门指定地点进行处置，不外排。因此，项目产生的固体废物经过合理处置对环境影响较小。

5.1.5.6生态环境的影响

本项目各站场选址均在现有平台内，不新增永久占地。项目新增工程总占地面积1.3324hm²，其中临时占地1.332hm²，永久占地4m²（主要为管线三桩用地），占地类型主要为耕地、草地、林地等。工程不同阶段对生态环境的影响略有不同，施工期主要体现在土地利用、土壤、动物及植被、景观、水土流失等方面，其中对土

壤、水土流失及植被的影响相对较大；运行期主要体现在土壤、动物及植被、景观、水土流失等方面，但影响相对较小。通过采取相应的生态保护与恢复措施后，本井区的开发建设对生态环境的影响可以得到有效减缓，对生态环境的影响小，在生态系统可接受范围内。

5.1.5.7土壤环境影响

正常情况下，在落实相应的污染防治措施后，项目施工期及运营期不会对土壤环境造成污染；非正常情况下，原油、返出液等污染物泄漏可能会对土壤环境造成污染。遇降雨条件，还可能对地下水造成污染。根据土壤环境影响分析内容，采取源头控制措施、过程控制措施、跟踪监测等措施，可有效降低对土壤环境的影响，措施可行。

5.1.5.8环境风险

本项目涉及的主要危险物质为原油、伴生气，可能存在风险的单元包括站场、输油管线、供气管线等，主要事故类型包括火灾、爆炸事故、输油管道、输气管道泄漏和设备、设施渗漏事故等。通过采取可靠的风险防范措施，并严格按照规范进行设计、正确操作，可有效防止泄漏、火灾、爆炸等事故的发生，一旦发生事故，依靠装置内的安全防护设施和事故应急措施也能及时控制事故，防止事故蔓延，减少事故带来的人员伤亡、财产损失和环境影响，项目风险水平可以接受。

5.1.6环境影响经济损益

本项目为油田开发配套工程，项目措施返排液处理站的建设，可满足页岩油开发分公司油田开发产生的措施返排液的处理，减少拉运处理风险；危废贮存点的建设，可有效收集贮存油田开发产生的危废。项目的实施，对环境的影响相对较小，环境成本低，效益明显。

虽然项目建设对环境保护产生一定程度的不利影响，但对环境污染影响和生态破坏损失在可接受程度和范围之内，在保证各项环境保护措施实施的情况下，项目的经济效益、社会效益和环境效益将得到协调发展，因此从环境经济角度来看，本项目是合理可行的。

5.1.7环境管理与监测计划

根据QHSE管理体系标准和中国石油天然气集团公司建立QHSE管理体系的规定和要求，参照公司的安全环境管理机构设置情况，页岩油开发分公司建立了QHSE管理组织机构，长庆油田分公司对基层组织QHSE权利和责任作出了明确规定，长庆油

田分公司各采油部门均已建立了基本的环境管理规章制度。组织的完善以及制度的落实能够对环境保护起到重要的作用。

本项目在运行期对排放的废气、废水、噪声进行定期监测，并对项目周边的地下水、土壤环境等环境质量进行跟踪监测，并提出了运行期的监测计划。

5.1.8总量控制

综合考虑本工程排污特点，确定项目总量控制指标为氮氧化物、非甲烷总烃。根据工程分析，项目建成运行后新增污染物总量分别为：氮氧化物2.1335t/a，非甲烷总烃：1.6804t/a。应纳入长庆油田页岩油开发分公司的排污许可管理。

5.1.9公众参与情况说明

按照《环境影响评价公众参与办法》的相关规定，建设单位环评委托后在庆阳市门户网站“印象庆阳网”发布了项目环境影响评价信息一次公示；项目环境影响报告书征求意见稿形成后，在“印象庆阳网”发布了项目环境影响评价信息二次公示，公开了报告书征求意见稿，同时在涉及的主要乡镇通过张贴公告的方式进行公示，二次公示期间分别于2024年12月27日和12月30日分两次在《陇东报》上进行了登报公示。在上报审批前进行了报告书全文公示。整个公示期间建设单位和环评单位均未收到关于本工程的反馈意见。

5.1.10总结论

本项目属于《产业结构调整指导目录（2024年本）》鼓励类项目，符合相关规划要求。在按照“三同时”制度认真落实工程设计、环评报告提出的环保措施并强化环境管理后，各项污染防治、生态保护及环境风险防范与应急措施基本可行，工程对环境的污染较小，满足环境质量目标的要求；生态环境影响得到有效控制、恢复、补偿，并降低到当地环境能够容许的程度；实现经济效益、社会效益和环境效益的协调统一。从环境保护角度分析，本项目环境影响可行。

5.1.11要求与建议

1、要求

（1）项目环境污染治理措施/设施和生态保护措施建设完成后，建设单位必须按照《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》规定的程序和标准，组织建设项目竣工环境保护自主验收，验收合格后，方可正式运行；

（2）为防止项目施工噪声产生扰民现象，本次环评要求禁止夜间进行高噪声施工。

(3) 将本项目应急预案纳入页岩油开发分公司的应急预案体系，定期进行演练，各站场配备相应的应急物资，采取有效的防范和应急措施。

2、建议

(1) 及时按程序修订并完善突发环境事件应急预案及环境风险评估，并定期演练。

(2) 加强企业管理，防止原油的“跑、冒、滴、漏”，从源头上根治和减少污染。

(3) 按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597—2023）、《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ1276-2022）、《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ 1259—2022）相关要求，规范危险废物的暂存、处置管理。

5.2 环评批复

中国石油天然气股份有限公司长庆油田页岩油开发分公司：

你单位报送的《长庆油田页岩油开发分公司西十转返排液处理站等工程建设项目环境影响报告书》(以下简称《报告书》)收悉，庆阳市生态环境局评估中心组织专家进行了技术审查并出具了《报告书》技术评估报告(庆环评估发[2025]85号)。经研究，现对《报告书》批复如下：

一、项目建设位于庆城县三十里铺镇、玄马镇以及华池县王咀子乡，建设内容包括西十转返排液处理站1座、卸油台1座、危废贮存点1座、岭67增新增脱水系统1套，西十转返排液处理站至西十转输油管线1条、供气管线1条、输水管线1条，更换H26平台~岭34增输油管线。项目总投资1500万元，其中环保投资161.5万元，占总投资的10.77%。

二、该项目采取各项污染防治、生态保护和环境风险控制措施后，工程建设对环境的不利影响能够得到减缓和控制，同意你公司按照《报告书》中所列的建设项目性质、规模、地点、环境保护措施建设。《报告书》可作为工程环境保护设计、建设与环境管理的依据。

三、工程建设应按照国家生态环保法律法规要求，做到污染物达标排放，严格执行环保“三同时”制度，做到环保投资及时足额到位，认真落实《报告书》提出的各项生态环保与污染防治、环境风险等控制措施，确保环保设施安全运行，发挥环保投资效益，改善和保护环境。

四、项目建设与运行管理中应重点做好的工作

(一)严格落实施工期各项污染防治措施。按照《报告书》要求，加快现有环保问题整改，消除环境隐患，有效防控环境风险。科学制定施工方案，加强施工队伍管理和环保宣传，尽可能选用带隔声、消声设备的低噪音施工机械，合理安排作业时间，严格控制作业面及施工期。对施工现场和建筑体分别采取围栏、设置工棚、覆盖遮蔽等措施，阻隔施工扬尘污染。

(二)加强大气污染防治措施。加热炉和热洗清蜡装置采用伴生气作为燃料，烟气处理达到《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)后经不低于8m高的排气筒排放;储油箱、原油储罐、污油箱、卸水箱等均加盖密闭，污泥装袋密封，确保厂区废气排放满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019)要求，厂界无组织废气排放满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)标准限值要求。

按照《报告书》要求，各站点设置50m的环境防护距离。

(三)落实废水污染防治措施。措施返排液、过滤装置反冲洗水等采用“预处理+混凝沉降+过滤+固相脱水”工艺对废水进行处理，确保满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2022)后回注油层，不外排。

加强西十转措施返排液处理站水处理设施运行管理，安装自动监测监控设备并和市级监控系统联网，对采出水量进行记录，建立台账信息，确保采出水全部达标回注采油层。

(四)落实土壤、地下水污染防治措施。按照《报告书》要求，污泥池、污泥贮存点、储油箱及危废贮存点等区域进行重点防渗。装置区、卸车场地、水箱、泵区等区域进行一般防渗，门房等其他区域进行简单防渗。

(五)落实声环境保护措施。优化厂区平面布置，优先选用低噪设备，高噪声设备设置隔声或减震等设施，确保厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类标准要求。

(六)做好固体废物分类处置。污油暂存于站内的污油箱，含油污泥、废滤料、废矿物油等危险废物收集暂存于危废贮存点，定期委托有资质单位安全处置。

危废贮存点严格按照《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)的要求设计，做好防风、防雨、防晒、防渗漏，防止二次污染。危险废物暂存、转移、运输必须执行相关规章制度，规范建立危险废物转运台账。

(七)强化各项环境风险防范措施。修编突发环境事件应急预案，将本项目相关工程纳入页岩油开发分公司突发环境事件应急预案修编工作，并定期进行演练，并严格落实页岩油开发分公司应急预案中提出的各项风险防范措施，定期排查事故隐患，配备应急物资，组织应急演练，有效防控环境风险。

五、以上审批意见仅限于本《报告书》确定的建设内容，若建设项目的性质、规模、地点、采用的工艺或者防治污染、防止生态破坏的措施发生重大变动的，建设单位应当重新报批建设项目的环评文件。国家相关法规、政策、标准有新变化的，按新要求执行。

六、你单位须配备环境管理专职人员，依据《报告书》要求制定环境管理与监控计划，建立污染源、危险废物管理台账，开展污染物监测，定期向公众公布污染物排放监测结果。

七、项目建设必须严格执行环境保护设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产的环境保护“三同时”制度。请市生态环境局庆城分局负责该项目的事中事后监管。

八、项目建成后，按照原环保部《建设项目竣工环境保护验收暂行办法的公告》(国环规环评[2017]4号)有关规定，及时开展环保专项验收。验收合格后，方可正式投入运营。项目在发生实际排污行为之前，应按照规定申请核发排污许可证。

九、建设单位是建设项目选址、建设、运营全过程落实环境保护措施、公开环境信息的主体，应按照《建设项目环境影响评价信息公开机制方案》等要求依法依规公开建设项目环境保护措施、制度、执行情况和主要污染物排放等情况，畅通公众参与和社会监督渠道，保障可能受建设项目环境影响的公众环境权益。

十、《报告书》审批后十五日内，建设单位应将《报告书》及其审批意见分别送交庆阳市生态环境保护综合行政执法队和市生态环境局庆城分局、华池分局。请庆阳市生态环境保护综合行政执法队、庆阳市生态环境局庆城分局、华池分局加强项目的生态环境监督管理工作。你单位必须按规定接受各级生态环境行政主管部门的监督检查。

6 验收执行标准

6.1 环境质量标准

(1) 环境空气质量标准

基本因子执行《环境空气质量标准》（GB3095-2026）二级标准；特征因子非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准》详解，标准值见表6.1-1。

表6.1-1 环境空气评价因子及评价标准

评价因子	评价时段	标准值/($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	标准来源
SO ₂	年平均	60	《环境空气质量标准》 (GB3095-2026) 二级标准
	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	4mg/m ³	
	1小时平均	10mg/m ³	
O ₃	日最大8小时平均	160	
	1小时平均	200	
TSP	24小时平均	300	
PM ₁₀	年平均	60	
	24小时平均	120	
PM _{2.5}	年平均	30	
	24小时平均	60	
NO _x	年平均	50	
	24小时平均	100	
	1小时平均	250	
非甲烷总烃	1小时平均	2.0mg/m ³	《大气污染物综合排放标准》详解
H ₂ S	1小时平均	10	《环境影响评价技术导则 大气环境》附录 D

(2) 地表水环境质量标准

本项目调查范围内的柔远河、元城川执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准；马莲河及其他支流执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）IV类标准；标准值见表6.1-2。

表6.1-2 地表水环境质量标准

标准名称及级（类）别	项目	单位	标准限值	
			III类标准	IV类标准

《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)	pH 值	无量纲	6~9	6~9
	COD	mg/L	≤20	≤30
	BOD5		≤4	≤6
	氨氮		≤1.0	≤1.5
	总磷		≤0.2	≤0.3
	硫化物		≤0.2	≤0.5
	挥发酚		≤0.005	≤0.01
	石油类		≤0.05	≤0.5
	阴离子表面活性剂		≤0.2	≤0.3
	汞		≤0.0001	≤0.001
	六价铬		≤0.05	≤0.05
	镉		≤0.005	≤0.005
	砷		≤0.05	≤0.1
	镍		≤0.02	≤0.02
	铅		≤0.05	≤0.05
	SS		/	/
总铬	/		/	
氟化物	≤1.0	≤1.5		

(3) 地下水环境质量标准

评价区地下水水质执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准, 石油类参照执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III类标准限值, 见表6.1-3。

表6.1-3 地下水质量标准

标准名称	污染物名称	标准限值	单位
《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)III类	pH	6.5~8.5	无量纲
	钠	≤200	mg/L
	硫酸盐	≤250	
	氯化物	≤250	
	氨氮(以 N 计)	≤0.50	
	总硬度(以 CaCO ₃ 计)	≤450	
	硝酸盐(以 N 计)	≤20.0	
	亚硝酸盐	≤1.00	
	溶解性总固体	≤1000	
	耗氧量(COD _{Mn} 法, 以 O ₂ 计)	≤3.0	
	氰化物	≤0.05	
	氟化物	≤1.0	
	挥发性酚类	≤0.002	

	砷	≤0.01	
	汞	≤0.001	
	铬(六价)	≤0.05	
	铅	≤0.01	
	镉	≤0.005	
	铁	≤0.3	
	锰	≤0.10	
	硫化物	≤0.02	
	石油类*	≤0.05	
	总大肠菌群	≤3.0	MPN/100mL
*注：石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)III类标准执行。			

(4) 声环境质量标准

根据项目区声功能区划，声环境质量执行《声环境质量噪声标准》（GB3095-2008）中2类，见表6.1-4。

表6.1-4 声环境质量标准 单位：dB(A)

标准名称	2类	
	昼间	夜间
《声环境质量标准》（GB3096-2008）	60	50

(5) 土壤环境质量标准

建设用地土壤环境质量执行《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）中第二类用地指标筛选值；农用地执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）中风险筛选值，具体见表6.1-5和表6.1-6。

表6.1-5 建设用地土壤环境执行标准限值 单位：mg/kg

序号	项目	筛选值	序号	项目	筛选值
基本项目					
重金属和无机物			23	三氯乙烯	2.8
1	砷	60	24	1,2,3-三氯丙烷	0.5
2	镉	65	25	氯乙烯	0.43
3	铬（六价）	5.7	26	苯	4
4	铜	18000	27	氯苯	270
5	铅	800	28	1,2-二氯苯	560
6	汞	38	29	1,4-二氯苯	20
7	镍	900	30	乙苯	28
挥发性有机物			31	苯乙烯	1290

8	四氯化碳	2.8	32	甲苯	1200
9	氯仿	0.9	33	间二甲苯+对二甲苯	570
10	氯甲烷	37	34	邻二甲苯	640
11	1,1-二氯乙烷	9	半挥发性有机物		
12	1,2-二氯乙烷	5	35	硝基苯	76
13	1,1-二氯乙烯	66	36	苯胺	260
14	顺-1,2-二氯乙烯	596	37	2-氯酚	2256
15	反-1,2-二氯乙烯	54	38	苯并[a]芘	15
16	二氯甲烷	616	39	苯并[a]芘	1.5
17	1,2-二氯丙烷	5	40	苯并[b]荧蒽	15
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10	41	苯并[k]荧蒽	151
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	42	蒎	1293
20	四氯乙烯	53	43	二苯并[a,h] 蒎	1.5
21	1,1,1-三氯乙烷	840	44	茚并[1,2,3-cd]芘	15
22	1,1,2-三氯乙烷	2.8	45	萘	70
其他项目					
石油烃		4500			

表6.1-6 农用地土壤环境执行标准限值 单位mg/kg

序号	污染物项目	风险筛选值			
		pH≤5.5	5.5<pH≤6.5	6.5<pH≤7.5	7.5<pH
1	镉	0.3	0.3	0.3	0.6
2	汞	1.3	1.8	2.4	3.4
3	砷	40	40	30	20
4	铅	70	90	120	240
5	铬	150	150	200	350
6	铜	50	50	100	200
7	镍	60	70	100	190
8	锌	200	200	250	300
9	石油烃*	500（参照《农用地土壤环境风险评价技术规定(试行)》附表）			

6.2 污染物排放标准

(1) 大气排放标准

本项目大气排放标准见表6.2-1。

表6.2-1 大气污染物排放标准

标准名称及级(类)别	评价因子	标准值	
		单位	限值

《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）		非甲烷总烃	无组织排放监控浓度限值 mg/m ³	4.0		
《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）		非甲烷总烃	场区内非甲烷总烃无组织排放限值 mg/m ³	10		
《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中二级标准		颗粒物	无组织排放监控浓度限值 mg/m ³	1.0		
《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014） 新建燃气锅炉排放浓度限值		颗粒物	mg/m ³	20		
		二氧化硫		50		
		氮氧化物		200		
		烟气黑度	（林格曼黑度，级）	1		
非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值						
阶段	额定净功率 (P _{max}) (kW)	CO (g/kWh)	HC (g/kWh)	NO (g/kWh)	HC+NO _x (g/kWh)	PM (g/kWh)
第三阶段	P _{max} > 560	3.5	—	—	6.4	0.20
	130 ≤ P _{max} ≤ 560	3.5	—	—	4.0	0.20
	75 ≤ P _{max} < 130	5.0	—	—	4.0	0.30
	37 ≤ P _{max} < 75	5.0	—	—	4.7	0.40
	P _{max} < 37	5.5	—	—	7.5	0.60
第四阶段	P _{max} > 560	3.5	0.40	3.5, 0.67 ⁽¹⁾	—	0.10
	130 ≤ P _{max} ≤ 560	3.5	0.19	2.0	—	0.025
	75 ≤ P _{max} < 130	5.0	0.19	3.3	—	0.025
	56 ≤ P _{max} < 75	5.0	0.19	3.3	—	0.025
	37 ≤ P _{max} < 56	5.0	—	—	4.7	0.025
	P _{max} < 37	5.5	—	—	7.5	0.60
(1) 适用于可移动式发电机组用 P _{max} > 900kW 的柴油机						

(2) 污废水处理标准

项目施工期生活依托沿线居民及井场、站场；管线施工人员可依托井场旱厕，生活污水均不外排；管道试压废水依托现有的措施废液处理站处理达标后回注油层驱油，不外排。本项目不新增劳动定员，不新增生活污水；项目运营期措施返排液处理装置出水满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）相关要求后依托现有回注井回注油层驱油，不外排。

依据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）中提出回注井运行过程中，应持续对回注井井口压力、套管压力、环空压力、回注流体的流量、水质等指标进行监测，油田注水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）中的相关要求。因此，本项目措施返排液处理装置出水执行《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY-T5329-2022)中相关要求。

当注水井配注率大于或等于100%时，水质满足注入要求，保持现有水处理工艺流程不变，确保注入水水质稳定。随着注水井运行，当注水井配注率介于80%~<100%时，按照储层空气渗透率，执行《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）表2.3.2-8中水质主要控制指标，若不满足标准，调整水处理工艺流程，改善注入水水质，提高注水井配注率。企业注水水质应按照“一站一策、一井一方案”原则，根据近三年真实气测渗透率执行相关标准要求。本项目回注井涉及回注层位为富县层、延10层，储层空气渗透率介于16.226~17.206 μm^2 之间。

表6.2-2 回注技术指标

标准名称	储层空气渗透率 μm^2	<0.01	[0.01, 0.05)	[0.05, 0.5)	[0.5, 2.0)	≥ 2.0
《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》SY/T 5329-2022	水质标准分级	I	II	III	IV	V
	悬浮物固体含量 mg/L	≤ 8.0	≤ 15.0	≤ 20.0	≤ 25.0	≤ 35.0
	悬浮物颗粒直径中值 μm	≤ 3.0	≤ 5.0	≤ 5.0	≤ 5.0	≤ 5.5
	含油量 mg/L	≤ 5.0	≤ 10.0	≤ 15.0	≤ 30.0	≤ 100.0
	平均腐蚀率 mm/a	≤ 0.076				

因此本项目废水回注应执行《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）V级标准限值。

(3) 噪声排放标准

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）2类标准；施工噪声执行《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）相应标准，标准值见表6.2-3。

表6.2-3 噪声排放标准

标准名称及级(类)别	评价因子	标准值		
		单位	限值	
《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）	噪声 dB(A)	昼间	70	
		夜间	55	
《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准	噪声 dB(A)	一般厂界	昼间	60
			夜间	50

(4) 固体废物

本项目施工期及运营期危险废物贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）和《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》中有关规定。

7 验收监测内容

验收期间根据本项目环评及批复的要求，及项目具体情况，结合现场调查，编制了验收监测实施方案，我公司委托第三方检测单位于2026年3月~4月对项目环境质量和污染源进行了现场检测工作。

7.1 废气监测方案

根据项目污染源排放情况，本次验收废气监测内容为有组织废气和无组织废气，见表7.1-1。

表7.1-1 项目废气监测内容

类别	监测项目	污染物	监测点	监测频率	控制指标
有组织废气	NO _x 、颗粒物、SO ₂ 、林格曼黑度	卸油台加热炉烟气	卸油台加热炉排气筒	连续监测2天，每天监测3次	《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271--2014）
	NO _x 、颗粒物、SO ₂ 、林格曼黑度	热洗清蜡装置烟气	热洗清蜡装置排气筒	连续监测2天，每天监测3次	《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271--2014）
无组织废气	非甲烷总烃	无组织烃类	西十转措施返排液处理站厂界	连续监测2天，每天监测3次	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）油气集中处理站边界污染物控制要求
	非甲烷总烃	无组织烃类	卸油台厂界		
	非甲烷总烃	无组织烃类	岭67增脱水系统厂界		

7.2 废水监测方案

根据项目污染源排放情况，本次验收废水监测内容见表7.2-1。

表7.2-1 项目废水监测内容

类别	监测项目	污染物	监测点	监测频率	控制指标
废水	PH、悬浮固体含量、悬浮物颗粒直径中值、含油量、平均腐蚀率	措施返排液	处理设施出口	连续监测2天，每天监测3次	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）限值要求

7.3 噪声监测方案

根据项目污染源排放情况，本次验收噪声监测内容见表7.3-1。

表7.3-1 项目噪声监测内容

类别	监测项目	污染物	监测点	监测频率	控制指标
噪声	Leq(A)	环境噪声	西十转措施返排液处理站厂界	连续监测2天，每天监测2次	《工业企业厂界环境噪声排放标准》中2类标准
			卸油台厂界		
			岭67增脱水系统厂界		

7.4 地下水监测方案

本次验收对地下水进行监测，见表7.4-1。

表7.4-1 项目地下水监测内容

类别	监测项目	监测点		监测频率	控制指标
地下水	石油类、石油烃（C6~C9）、石油烃（C10~C40）、砷、六价铬等	西十转措施返排液处理站	厂界周边下游	每天监测2次，连续监测2天	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准
		卸油台	厂界周边下游		
		岭67增脱水系统	厂界周边下游		

7.5 土壤监测方案

本次验收对土壤进行监测，见表7.4-1。

表7.5-1 项目土壤监测内容

类别	监测项目	监测点		监测频率	控制指标	
土壤环境	GB36600表1基本项目+石油类、石油烃（C6~C9）、石油烃（C10~C40）、砷、六价铬	西十转措施返排液处理站	污泥池附近	深层土壤	监测一次	《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准(试行)》（GB36600-2018）
				表层土壤（0~0.5m）	监测一次	
			污泥贮存点附近	深层土壤	监测一次	
				表层土壤（0~0.5m）	监测一次	
		卸油台	储油箱附近	深层土壤	监测一次	
				表层土壤（0~0.5m）	监测一次	
		岭67增脱水系统	热洗清蜡装置区附近	深层土壤	监测一次	
				表层土壤（0~0.5m）	监测一次	

8 验收监测结果与评价

8.1 生产工况

本次现场验收监测工作于2026年3月-4月进行，据调查了解，验收监测期间，站内生产状况良好。

8.2 质量保证及质量控制

8.2.1 监测分析方法

无组织废气检测分析方法见表 8.2-1；

有组织废气检测分析方法见表 8.2-2；

地下水检测分析方法见表 8.2-3；

污水检测分析方法见表 8.2-4；

土壤检测分析方法见表 8.2-5；

噪声检测分析方法见表 8.2-6。

表 8.2-1 无组织废气检测分析方法一览表

序号	项目	单位	检测分析方法	检测依据	检出限	测定仪器	仪器编号	溯源有效期
1	非甲烷总烃	mg/m ³	环境空气 非甲烷总烃、甲烷、总烃的测定直接进样-气相色谱法	HJ 604-2017	0.07	气相色谱仪 GC9790II	HD-015-A	2026.6.3

表 8.2-2 有组织废气检测分析方法一览表

序号	检测项目	分析方法	仪器型号	方法检出限
1	颗粒物	《固定污染源废气 低浓度颗粒物的测定 重量法》HJ 836-2017	电子天平 EX125DZH	1.0 mg/m ³
2	二氧化硫	《固定污染源废气 二氧化硫的测定 定电位电解法》HJ/T 57-2017	自动烟尘(气)测试仪 3012H	3 mg/m ³
3	氮氧化物	《固定污染源废气 氮氧化物的测定 定电位电解法》HJ 693-2014	自动烟尘(气)测试仪 3012H	3 mg/m ³
4	烟气黑度	《固定污染源排放 烟气黑度的测定 林格曼烟气黑度图法》HJ/T 398-2007	林格曼黑度计 TC-LP	/

表 8.2-3 地下水检测分析方法一览表

序	项目	单位	检测分析方法	检测依据	检出限	测定仪器	仪器编号	溯源
---	----	----	--------	------	-----	------	------	----

号								有效期
1	石油类	mg/L	水质 石油类的测定 紫外分光光度法	HJ 970-2018	0.01	紫外可见光光度计 T6 新世纪	HD-050-B	2026.9.29
2	石油烃 (C10-C40)	mg/L	水质 可萃取性石油烃(C10-C40)的测定 气相色谱法	HJ 894-2017	0.01	气相色谱仪 7820A	HD-015-B	2026.6.3
3	砷	mg/L	水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法	HJ 694-2014	0.0003	原子荧光分光光度计 AFS-8220	HD-013-A	2026.5.6
4	铬(六价)	mg/L	水质 六价铬的测定 二苯碳酰二肼分光光度法	GB/T 7467-1987	0.004	可见分光光度计 7230G	HD-049-A	2026.5.6
5	石油烃 (C6-C9)		《水质挥发性石油烃 (C6-C9) 的测定 吹扫捕集/气相色谱法》	HJ 893-2017	0.02	GC-2010 Pro 气相色谱仪	YQ-118	2026.3.8

表 8.2-4 污水检测分析方法一览表

序号	项目	单位	检测分析方法	检测依据	检出限	测定仪器	仪器编号	溯源有效期
1	pH	—	水质 pH 值的测定 电极法	HJ 1147-2020	—	便携式 pH 计 PHBJ-260	HD-010-D	2026.6.2
2	含油量	mg/L	碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法	SY/T 5329-2022	—	紫外可见光光度计 T6 新世纪	HD-050-B	2026.9.29
3	悬浮固体含量	mg/L	碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法	SY/T 5329-2022	—	电子天平 PTX-FA210S	HD-011-F	2026.9.29
4	悬浮物颗粒直径中值	μm	碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法	SY/T 5329-2022	—	BT-9300S 激光粒度仪	BT-9300S	2027.03.11

表 8.2-5 土壤检测分析方法一览表

序号	项目	单位	检测分析方法	检测依据	检出限	测定仪器	仪器编号	溯源有效期
1	砷	mg/kg	土壤和沉积物 汞、砷、硒、铋、锑的测定 微波消解/原子荧光法	HJ 680-2013	0.01	间歇泵快速进样原子荧光光度计 AFS-10B	HD-013-B	2026.5.6
2	汞	mg/kg	土壤和沉积物 汞、砷、硒、铋、锑的测定 微波消解/原子荧光法	HJ 680-2013	0.002	间歇泵快速进样原子荧光光度计 AFS-10B	HD-013-B	2026.5.6
3	铅	mg/kg	土壤和沉积物 12 种金属元素的测定 王水提取-电感耦合等离子体质谱法	HJ 803-2016	2	电感耦合等离子体质谱仪 iCAP RQ	HD-015-D	2026.5.6
4	镉	mg/kg	土壤和沉积物 12 种金属元素的测定 王水提取-电感耦合等离子体质谱法	HJ 803-2016	0.07	电感耦合等离子体质谱仪 iCAP RQ	HD-015-D	2026.5.6
5	铜	mg/kg	土壤和沉积物 12 种金属元素的测定 王水提取-电感耦合等离子体质谱法	HJ 803-2016	0.5	电感耦合等离子体质谱仪 iCAP RQ	HD-015-D	2026.5.6
6	镍	mg/kg	土壤和沉积物 12 种金属元素的测定 王水提取-电感耦合等离子体质谱法	HJ 803-2016	2	电感耦合等离子体质谱仪 iCAP RQ	HD-015-D	2026.5.6

7	铬(六价)	mg/kg	土壤和沉积物 六价铬的测定 碱溶液提取/火焰原子吸收分光 光度法	HJ 1082- 2019	0.5	原子吸收光谱 仪 ICE-3500	HD-012-A	2026.6.3
8	四氯化 碳	mg/kg	土壤和沉积物 挥发性有机物的 测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱 法	HJ 605-2011	0.0013	气相色谱质谱 联用仪 7820- 5977	HD-015-C	2027.5.6
9	氯仿	mg/kg	土壤和沉积物 挥发性有机物的 测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱 法	HJ 605-2011	0.0011	气相色谱质谱 联用仪 7820- 5977	HD-015-C	2027.5.6
10	氯甲烷	mg/kg	土壤和沉积物 挥发性有机物的 测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱 法	HJ 605-2011	0.0010	气相色谱质谱 联用仪 7820- 5977	HD-015-C	2027.5.6
11	1,1-二氯 乙烷	mg/kg	土壤和沉积物 挥发性有机物的 测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱 法	HJ 605-2011	0.0012	气相色谱质谱 联用仪 7820- 5977	HD-015-C	2027.5.6
12	1,2-二氯 乙烷	mg/kg	土壤和沉积物 挥发性有机物的 测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱 法	HJ 605-2011	0.0013	气相色谱质谱 联用仪 7820- 5977	HD-015-C	2027.5.6
13	1,1-二氯 乙烷	mg/kg	土壤和沉积物 挥发性有机物的 测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱 法	HJ 605-2011	0.0010	气相色谱质谱 联用仪 7820- 5977	HD-015-C	2027.5.6
14	顺-1,2- 二氯乙 烯	mg/kg	土壤和沉积物 挥发性有机物的 测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱 法	HJ 605-2011	0.0013	气相色谱质谱 联用仪 7820- 5977	HD-015-C	2027.5.6
15	反-1,2- 二氯乙 烯	mg/kg	土壤和沉积物 挥发性有机物的 测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱 法	HJ 605-2011	0.0014	气相色谱质谱 联用仪 7820- 5977	HD-015-C	2027.5.6
16	二氯甲 烷	mg/kg	土壤和沉积物 挥发性有机物的 测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱 法	HJ 605-2011	0.0015	气相色谱质谱 联用仪 7820- 5977	HD-015-C	2027.5.6
17	1,2-二氯 丙烷	mg/kg	土壤和沉积物 挥发性有机物的 测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱 法	HJ 605-2011	0.0011	气相色谱质谱 联用仪 7820- 5977	HD-015-C	2027.5.6
18	1,1,1,2- 四氯乙 烷	mg/kg	土壤和沉积物 挥发性有机物的 测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱 法	HJ 605-2011	0.0012	气相色谱质谱 联用仪 7820- 5977	HD-015-C	2027.5.6
19	1,1,2,2- 四氯乙 烷	mg/kg	土壤和沉积物 挥发性有机物的 测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱 法	HJ 605-2011	0.0012	气相色谱质谱 联用仪 7820- 5977	HD-015-C	2027.5.6
20	四氯乙 烯	mg/kg	土壤和沉积物 挥发性有机物的 测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱 法	HJ 605-2011	0.0014	气相色谱质谱 联用仪 7820- 5977	HD-015-C	2027.5.6
21	1,1,1-三 氯乙烷	mg/kg	土壤和沉积物 挥发性有机物的 测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱 法	HJ 605-2011	0.0013	气相色谱质谱 联用仪 7820- 5977	HD-015-C	2027.5.6
22	1,1,2-三 氯乙烷	mg/kg	土壤和沉积物 挥发性有机物的 测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱 法	HJ 605-2011	0.0012	气相色谱质谱 联用仪 7820- 5977	HD-015-C	2027.5.6
23	三氯乙 烯	mg/kg	土壤和沉积物 挥发性有机物的 测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱 法	HJ 605-2011	0.0012	气相色谱质谱 联用仪 7820-	HD-015-C	2027.5.6

			法			5977		
24	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	0.0012	气相色谱质谱联用仪 7820-5977	HD-015-C	2027.5.6
25	氯乙烯	mg/kg	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	0.0010	气相色谱质谱联用仪 7820-5977	HD-015-C	2027.5.6
26	苯	mg/kg	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	0.0019	气相色谱质谱联用仪 7820-5977	HD-015-C	2027.5.6
27	氯苯	mg/kg	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	0.0012	气相色谱质谱联用仪 7820-5977	HD-015-C	2027.5.6
28	1,2-二氯苯	mg/kg	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	0.0015	气相色谱质谱联用仪 7820-5977	HD-015-C	2027.5.6
29	1,4-二氯苯	mg/kg	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	0.0015	气相色谱质谱联用仪 7820-5977	HD-015-C	2027.5.6
30	乙苯	mg/kg	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	0.0012	气相色谱质谱联用仪 7820-5977	HD-015-C	2027.5.6
31	苯乙烯	mg/kg	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	0.0011	气相色谱质谱联用仪 7820-5977	HD-015-C	2027.5.6
32	甲苯	mg/kg	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	0.0013	气相色谱质谱联用仪 7820-5977	HD-015-C	2027.5.6
33	间+对二甲苯	mg/kg	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	0.0012	气相色谱质谱联用仪 7820-5977	HD-015-C	2027.5.6
34	邻二甲苯	mg/kg	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	0.0012	气相色谱质谱联用仪 7820-5977	HD-015-C	2027.5.6
35	硝基苯	mg/kg	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法	HJ 834-2017	0.09	气相色谱质谱联用仪 GCMS-QP2010SE	HD-015-E	2027.5.6
36	苯胺	mg/kg	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法	HJ 834-2017	—	气相色谱质谱联用仪 GCMS-QP2010SE	HD-015-E	2027.5.6
37	2-氯酚	mg/kg	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法	HJ 834-2017	0.06	气相色谱质谱联用仪 GCMS-QP2010SE	HD-015-E	2027.5.6
38	苯并[a]蒽	mg/kg	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法	HJ 834-2017	0.1	气相色谱质谱联用仪 GCMS-QP2010SE	HD-015-E	2027.5.6

39	苯并[a]芘	mg/kg	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法	HJ 834-2017	0.1	气相色谱质谱联用仪 GCMS-QP2010SE	HD-015-E	2027.5.6
40	苯并[b]荧蒽	mg/kg	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法	HJ 834-2017	0.2	气相色谱质谱联用仪 GCMS-QP2010SE	HD-015-E	2027.5.6
41	苯并[k]荧蒽	mg/kg	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法	HJ 834-2017	0.1	气相色谱质谱联用仪 GCMS-QP2010SE	HD-015-E	2027.5.6
42	二苯并[a、h]蒽	mg/kg	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法	HJ 834-2017	0.1	气相色谱质谱联用仪 GCMS-QP2010SE	HD-015-E	2027.5.6
43	蒽	mg/kg	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法	HJ 834-2017	0.1	气相色谱质谱联用仪 GCMS-QP2010SE	HD-015-E	2027.5.6
44	茚并[1,2,3-cd]芘	mg/kg	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法	HJ 834-2017	0.1	气相色谱质谱联用仪 GCMS-QP2010SE	HD-015-E	2027.5.6
45	萘	mg/kg	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法	HJ 834-2017	0.09	气相色谱质谱联用仪 GCMS-QP2010SE	HD-015-E	2027.5.6
46	石油烃(C10~C40)	mg/kg	土壤和沉积物 石油烃(C10-C40)的测定 气相色谱法	HJ 1021-2019	6	气相色谱仪 7820A	HD-015-B	2026.6.3
47	石油类	mg/kg	土壤 石油类的测定 红外分光光度法	HJ 1051-2019	4	红外分光测油仪 OIL460	HD-016-A	2026.5.6

表 8.2-6 噪声检测分析方法一览表

序号	项目	单位	检测分析方法	检测依据	测定仪器	仪器编号	溯源有效期
1	噪声	dB (A)	工业企业厂界环境噪声排放标准	GB 12348-2008	AWA6228+多功能声级计	HD-003-B	2026.11.17

8.2.2 质量保证及质量控制

为了确保检测数据的代表性、完整性、可比性、精密性和准确性，本次检测对检测的全过程（包括布点、采样、样品贮运、实验室分析、数据处理等）进行质量控制。具体质控措施如下：

- (1) 检测人员具备相应的检测能力，持证上岗；
- (2) 严格按照检测方案及相关检测技术规范的要求，合理布设检测点位，保证检测频次；
- (3) 采样人员严格遵照采样技术规范进行采样工作，填写采样记录，按规定保

存、运输样品，保证样品的完整性和有效性；

(4) 为保证检测质量，检测分析方法采用国家有关部门颁布的标准（或推荐）分析方法；

(5) 检测所用的采样和分析仪器经计量部门检定或校准合格；

(6) 检测过程中的原始记录及相关打印条，检测数据经过三级审核后生效，检测报告经三级审核。

8.3 监测结果与评价

8.3.1 有组织废气

2026年04月07日~04月08日，甘肃亿源环境检测科技有限公司对本项目卸油台加热炉烟气和岭67增脱水系统热洗清蜡装置烟气有组织废气进行现场监测，数据结果如下。

表 8.3-1 有组织废气监测结果

采样日期	检测点位	检测频次	标干流量 (m ³ /h)	颗粒物			二氧化硫			氮氧化物			含氧量 (%)	烟气黑度 (级)
				排放浓度 (mg/m ³)	折算浓度 (mg/m ³)	排放速率 (kg/h)	排放浓度 (mg/m ³)	折算浓度 (mg/m ³)	排放速率 (kg/h)	排放浓度 (mg/m ³)	折算浓度 (mg/m ³)	排放速率 (kg/h)		
2026.04.07	卸油台加热炉排气筒 1#	第一次	382	4.6	5.6	1.76 ×10 ⁻³	4	5	1.53 ×10 ⁻³	22	27	8.40 ×10 ⁻³	6.5	< 1
		第二次	394	5.4	6.6	2.13 ×10 ⁻³	4	5	1.58 ×10 ⁻³	26	32	0.010	6.7	
		第三次	366	5.7	6.7	2.09 ×10 ⁻³	6	7	2.20 ×10 ⁻³	21	25	7.69 ×10 ⁻³	6.2	
		均值	381	5.2	6.3	1.98 ×10 ⁻³	5	6	1.90 ×10 ⁻³	23	28	8.76 ×10 ⁻³	/	
	卸油台加热炉排气筒 2#	第一次	396	5.5	6.5	2.18 ×10 ⁻³	5	6	1.98 ×10 ⁻³	22	26	8.71 ×10 ⁻³	6.2	< 1
		第二次	414	6.1	7.3	2.53 ×10 ⁻³	4	5	1.66 ×10 ⁻³	23	28	9.52 ×10 ⁻³	6.4	
		第三次	387	5.2	6.1	2.01 ×10 ⁻³	5	6	1.94 ×10 ⁻³	25	29	0.010	6.1	
		均值	399	5.6	6.6	2.23 ×10 ⁻³	5	6	2.00 ×10 ⁻³	23	28	9.18 ×10 ⁻³	/	

	岭67增脱水系统	第一次	278	3.1	3.8	8.62×10^{-4}	ND	/	/	18	22	5.00×10^{-3}	6.6	<1
		第二次	251	3.8	4.7	9.54×10^{-4}	ND	/	/	20	25	5.02×10^{-3}	6.8	
		第三次	303	4.3	5.2	1.30×10^{-3}	ND	/	/	21	26	6.36×10^{-3}	6.6	
		均值	277	3.7	4.6	1.02×10^{-3}	/	/	/	20	24	5.54×10^{-3}	/	
2026.04.08	卸油台加热炉排气筒1#	第一次	378	5.1	6.2	1.93×10^{-3}	ND	/	/	25	30	9.45×10^{-3}	6.6	<1
		第二次	399	5.7	7.0	2.27×10^{-3}	ND	/	/	24	29	9.58×10^{-3}	6.7	
		第三次	381	5.8	7.0	2.12×10^{-3}	ND	/	/	26	31	9.91×10^{-3}	6.4	
		均值	386	5.5	6.7	2.39×10^{-3}	/	/	/	25	30	9.65×10^{-3}	/	
	卸油台加热炉排气筒2#	第一次	406	6.0	7.2	2.44×10^{-3}	3	4	1.22×10^{-3}	27	33	0.011	6.5	<1
		第二次	414	5.8	6.9	2.40×10^{-3}	5	6	2.07×10^{-3}	29	35	0.012	6.3	
		第三次	392	5.6	6.7	2.20×10^{-3}	4	5	1.57×10^{-3}	26	31	0.010	6.4	
		均值	404	5.8	7.0	2.34×10^{-3}	4	5	1.62×10^{-3}	27	33	0.011	/	
	岭67增脱水系统	第一次	287	3.3	4.1	9.47×10^{-4}	3	4	8.61×10^{-4}	21	26	6.03×10^{-3}	6.9	<1
		第二次	316	4.5	5.5	1.42×10^{-3}	4	5	1.26×10^{-3}	21	26	6.64×10^{-3}	6.7	
		第三次	332	3.7	4.5	1.23×10^{-3}	4	5	1.33×10^{-3}	19	23	6.31×10^{-3}	6.7	
		均值	312	3.8	4.7	1.19×10^{-3}	4	5	1.25×10^{-3}	20	25	6.24×10^{-3}	/	
备注	卸油台加热炉排气筒1#、2#、岭67增脱水系统燃料类型均为：天然气													

由数据可知，卸油台加热炉和岭67增脱水系统热洗清蜡装置烟气中颗粒物、SO₂、NO_x和林格曼黑度排放浓度均能够满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表2中新建燃气锅炉的限值要求，污染物达标排放。

8.3.2无组织废气

2026年3月7日-10日，甘肃华鼎环保科技有限公司对本项目厂界无组织废气进行现场监测，结果如下。

表 8.3-2 厂界无组织废气监测结果 单位：mg/m³

检测点位	检测项目	单位	检测结果及日期(2026年)						标准 限值	评价
			3月7日			3月8日				
1#西十转措施返排液处理站东侧	非甲烷总烃	mg/m ³	1.14	1.13	1.18	1.06	1.04	1.03	4.0	达标
2#西十转措施返排液处理站南侧	非甲烷总烃	mg/m ³	1.32	1.34	1.38	1.24	1.29	1.26	4.0	达标
3#西十转措施返排液处理站西侧	非甲烷总烃	mg/m ³	0.97	0.91	0.92	1.03	1.05	1.06	4.0	达标
4#西十转措施返排液处理站北侧	非甲烷总烃	mg/m ³	1.51	1.59	1.53	1.53	1.55	1.50	4.0	达标
5#卸油台东侧	非甲烷总烃	mg/m ³	1.25	1.20	1.23	1.23	1.26	1.20	4.0	达标
6#卸油台南侧	非甲烷总烃	mg/m ³	1.31	1.33	1.36	1.36	1.34	1.39	4.0	达标
7#卸油台西侧	非甲烷总烃	mg/m ³	1.17	1.19	1.11	0.91	0.94	0.98	4.0	达标
8#卸油台北侧	非甲烷总烃	mg/m ³	1.50	1.46	1.53	1.46	1.48	1.43	4.0	达标
备注	依据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）5.9条企业边界污染物控制要标准限值进行评价，执行标准由委托方提供。									

表 8.3-2(续) 无组织废气检测结果表

检测点位	检测项目	单位	检测结果及日期(2026年)						标准 限值	评价
			3月9日			3月10日				
9#岭 67 增脱水系统东侧	非甲烷总烃	mg/m ³	1.20	1.24	1.26	1.25	1.27	1.23	4.0	达标
10#岭 67 增脱水系统南侧	非甲烷总烃	mg/m ³	1.51	1.59	1.52	1.58	1.53	1.55	4.0	达标
11#岭 67 增脱水系统西侧	非甲烷总烃	mg/m ³	0.90	0.99	0.92	1.02	1.07	1.01	4.0	达标
12#岭 67 增脱水系统北侧	非甲烷总烃	mg/m ³	1.43	1.42	1.49	1.38	1.40	1.37	4.0	达标
备注	依据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）5.9条企业边界污染物控制要标准限值进行评价，执行标准由委托方提供。									

由监测数据可知，西十转措施返排液处理站、卸油台和岭 67 增脱水系统项目厂界上风向和下风向非甲烷总烃排放浓度值满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）油气集中处理站边界污染物控制要求。

8.3.3噪声

2026年3月7日-10日，甘肃华鼎环保科技有限公司对本项目厂界噪声进行现场监测，结果如下。

表 8.3-3 厂界噪声监测结果 单位：dB(A)

序号	检测点位名称	结果单位	检测结果及日期(2026年)			
			3月7日		3月8日	
			昼间	夜间	昼间	夜间
1#	西十转措施返排液处理站东侧厂界外 1m	dB (A)	54.7	47.1	54.1	46.0
2#	西十转措施返排液处理站南侧厂界外 1m	dB (A)	51.0	45.4	53.4	43.9
3#	西十转措施返排液处理站西侧厂界外 1m	dB (A)	56.2	46.2	54.3	48.5
4#	西十转措施返排液处理站北侧厂界外 1m	dB (A)	56.0	45.1	52.8	43.3
5#	卸油台东侧厂界外 1m	dB (A)	51.6	42.9	53.7	45.7
6#	卸油台南侧厂界外 1m	dB (A)	54.9	45.8	54.5	46.2
7#	卸油台西侧厂界外 1m	dB (A)	55.0	45.9	54.4	44.6
8#	卸油台北侧厂界外 1m	dB (A)	55.5	44.0	56.1	45.6
标准限值		dB (A)	60	50	60	50
评价		/	达标	达标	达标	达标
备注	依据《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008)表1中的2类声功能区标准限值进行评价，执行标准由委托方提供。					

表 8.3-3(续) 噪声检测结果表

序号	检测点位名称	结果单位	检测结果及日期(2026年)			
			3月9日		3月10日	
			昼间	夜间	昼间	夜间
9#	岭 67 增脱水系统东侧厂界外 1m	dB (A)	53.0	44.0	55.1	46.2
10#	岭 67 增脱水系统南侧厂界外 1m	dB (A)	55.2	43.4	55.3	45.2
11#	岭 67 增脱水系统西侧厂界外 1m	dB (A)	54.3	45.0	55.0	44.3
12#	岭 67 增脱水系统北侧厂界外 1m	dB (A)	56.4	43.4	55.4	47.6
标准限值		dB (A)	60	50	60	50
评价		/	达标	达标	达标	达标
备注	依据《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008)表1中的2类声功能区标准限值进行评价，执行标准由委托方提供。					

根据监测结果，西十转措施返排液处理站、卸油台和岭67增脱水系统项目厂界的昼间、夜间噪声监测值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008)中2类标准限值要求。

8.3.4地下水

2026年3月7日-10日，甘肃华鼎环保科技有限公司本项目区地下水（石油类、石油烃（C10~C40）、砷、铬(六价)）进行现场监测，2026年3月8日-11日，甘肃众仁检验检测中心本项目区地下水（石油烃（C6~C9））进行现场监测，结果如下。

表 8.3-4 地下水监测结果

序号	检测项目	单位	检测结果及日期(2026年)						标准 限值	评价
			1#西十转措施返排液处理站下游地下水			2#卸油台下游地下水				
			3月7日		3月8日		3月7日			
1	石油类	mg/L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	/	/
2	石油烃(C10-C40)	mg/L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	/	/
3	砷	mg/L	0.0052	0.0051	0.0051	0.0050	0.0056	0.0055	0.01	达标
4	铬(六价)	mg/L	0.026	0.022	0.035	0.030	0.029	0.033	0.05	达标

1.检出限加 L 表示未检出；
备注2.依据《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）表 1 中的 III 类标准限值进行评价，执行标准由委托方提供。

表 8.3-4(续) 地下水检测结果表

序号	检测项目	单位	检测结果及日期(2026年)						标准 限值	评价
			2#卸油台下游地下水		3#岭 67 增脱水系统下游地下水					
			3月8日		3月9日		3月10日			
1	石油类	mg/L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	/	/
2	石油烃(C10-C40)	mg/L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	/	/
3	砷	mg/L	0.0054	0.0055	0.0139	0.0138	0.0141	0.0139	0.01	达标
4	铬(六价)	mg/L	0.043	0.040	0.024	0.020	0.025	0.022	0.05	达标

1.检出限加 L 表示未检出；
备注2.依据《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）表 1 中的 III 类标准限值进行评价，执行标准由委托方提供。

表 8.3-5 地下水检测结果表

序号	检测点位	样品编号	检测结果
			石油烃（C6-C9） （mg/L）
1	西十转措施返排液处理站下游地下水	W2603003-S02- 1- 1- 1 （DX-26-03-08-389）	0.02L
2		W2603003-S02- 1-2- 1 （DX-26-03-09-474）	0.02L
3		W2603003-S02- 1- 1-2 （DX-26-03- 10-523）	0.02L
4		W2603003-S02- 1-2-2 （DX-26-03- 10-524）	0.02L

5	卸油台下游地下水	W2603003-S02-2- 1- 1 (DX-26-03-08-390)	0.02L
6		W2603003-S02-2-2- 1 (DX-26-03-09-475)	0.02L
7		W2603003-S02-2- 1-2 (DX-26-03- 10-525)	0.02L
8		W2603003-S02-2-2-2 (DX-26-03- 10-526)	0.02L
9	岭 67 增脱水系统下游地下水	W2603003-S02-3- 1- 1 (DX-26-03- 10-527)	0.02L
10	岭 67 增脱水系统下游地下水	W2603003-S02-3- 1-2 (DX-26-03- 10-528)	0.02L
11		W2603003-S02-3-2- 1 (DX-26-03- 11-606)	0.02L
12		W2603003-S02-3-2-2 (DX-26-03- 11-607)	0.02L
备注：未检出时以检出限加“L”表示。			

根据监测结果，项目区地下水监控井监测值均满足《地下水质量标准》

(GB/T14848-2017) III 类标准限值要求。

8.3.5 土壤

2026年3月23日-25日，甘肃华鼎环保科技有限公司本项目区土壤（砷、汞、铅、镉、铜、镍、铬(六价)、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、蒽、二苯并[a, h]蒽、茚并[1, 2, 3-cd]芘、萘、石油烃（C₁₀-C₄₀）石油类）进行现场监测，2026年3月26日，甘肃众仁检验检测中心本项目区土壤（石油烃（C₆~C₉））进行现场监测，结果如下。

表 8.3-6 土壤监测结果

序号	检测项目	单位	检测结果及日期(2026年)							
			3月25日				3月23日		3月25日	
			1#西十转措施返排液处理站污泥池附近		2#西十转措施返排液处理站污泥贮存点附近		3#岭 67 增脱水系统热洗清蜡装置区附近		4#卸油台储油箱附近	
			表层	深层	表层	深层	表层	深层	表层	深层
1	砷	mg/kg	12.4	12.4	11.6	12.3	13.5	14.0	12.2	12.0
2	汞	mg/kg	0.098	0.068	0.055	0.071	0.050	0.089	0.050	0.052
3	铅	mg/kg	21	19	19	20	22	21	20	23

长庆油田页岩油开发分公司西十转返排液处理站等工程建设项目竣工环境保护验收

4	镉	mg/kg	0.20	0.16	0.17	0.17	0.23	0.17	0.23	0.19
5	铜	mg/kg	18.2	18.2	16.8	17.4	19.3	18.6	17.8	19.9
6	镍	mg/kg	30	26	26	27	31	29	26	31
7	铬(六价)	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
8	氯甲烷	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
9	氯乙烯	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
10	1,1-二氯乙烯	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
11	二氯甲烷	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
12	反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
13	1,1-二氯乙烷	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
14	顺-1,2-二氯乙烯	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
15	氯仿	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
16	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
17	四氯化碳	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
18	苯	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
19	1,2-二氯乙烷	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
20	三氯乙烯	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
21	1,2-二氯丙烷	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
22	甲苯	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
23	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
24	四氯乙烯	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
25	氯苯	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
26	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
27	乙苯	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
28	间+对二甲苯	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
29	邻二甲苯	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
30	苯乙烯	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
31	1,1,1,2,2-五氯乙烷	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
32	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
33	1,4-二氯苯	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
34	1,2-二氯苯	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
35	硝基苯	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
36	苯胺	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
37	2-氯酚	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND

38	苯并[a]蒽	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
39	苯并[a]芘	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
40	苯并[b]荧蒽	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
41	苯并[k]荧蒽	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
42	蒽	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
43	二苯并[a、h]蒽	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
44	茚并[1,2,3-cd]芘	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
45	萘	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
46	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
47	石油类	mg/kg	12	5	8	4	9	4	7	5
备注	ND 表示未检出									

表 8.3-7 土壤检测结果表

序号	检测点位	样品编号	检测结果
			石油烃 (C6-C9) (mg/kg)
1	3#岭 67 增脱水系统热洗清蜡装置区附近 (表层)	W2603003-T-3- 1- 1 表层 (TR-26-03-25-755)	未检出
2	3#岭 67 增脱水系统热洗清蜡装置区附近 (深层)	W2603003-T-3- 1-2 深层 (TR-26-03-25-756)	未检出
3	1#西十转措施返排液处理站污泥池附近 (表层)	W2603003-T- 1- 1- 1 表层 (TR-26-03-26-773)	未检出
4	1#西十转措施返排液处理站污泥池附近 (深层)	W2603003-T- 1- 1-2 深层 (TR-26-03-26-774)	未检出
5	2#西十转措施返排液处理站污泥贮存点附近 (表层)	W2603003-T-2- 1- 1 表层 (TR-26-03-26-775)	未检出
6	2#西十转措施返排液处理站污泥贮存点附近 (深层)	W2603003-T-2- 1-2 深层 (TR-26-03-26-776)	未检出
7	4#卸油台储油箱附近 (表层)	W2603003-T-4- 1- 1 表层 (TR-26-03-26-777)	未检出
8	4#卸油台储油箱附近 (深层)	W2603003-T-4- 1-2 深层 (TR-26-03-26-778)	未检出
备注: “未检出”表示检测结果低于表 2-1 方法检出限。			

根据监测结果, 西十转措施返排液处理站污泥池和污泥贮存点附近、卸油台储油箱附近、岭 67 增脱水系统热洗清蜡装置区附近表层和深层样监测值均满足《土壤环境质量 建设用土壤污染风险管控标准 (试行)》(GB36600-2018) 第二类用地标准 (筛选值) 限值要求。

8.3.6 废水

2026 年 3 月 7 日-8 日, 甘肃华鼎环保科技有限公司对本项目西十转措施返排液

处理站出水进行现场监测，结果如下。

表 8.3-8 废水监测结果

序号	检测项目	单位	检测结果及日期(2026年)					
			西十转措施返排液处理站设施出口					
			3月7日			3月8日		
1	pH	—	7.4	7.5	7.4	7.5	7.6	7.6
2	含油量	mg/L	4.08	4.30	3.70	4.68	4.94	4.45
3	悬浮固体含量	mg/L	24	23	21	26	25	28

表 8.3-9 废水监测结果

检测项目	样品编号	送检样品名称/编号	送检样品检测结果	单位
悬浮物颗粒直径 中值	2603952S0101	S03- 1- 1- 1	5.755	μ m
	2603952S0201	S03- 1- 1- 2	5.552	μ m
	2603952S0301	S03- 1- 1- 3	5.060	μ m
	2603952S0401	S03- 1- 2- 1	3.845	μ m
	2603952S0501	S03- 1- 2- 2	3.295	μ m
	2603952S0601	S03- 1- 2- 3	3.481	μ m
备注	报告中检测结果仅适用于本次送检样品。			

根据监测结果，西十转措施返排液处理站废水浓度满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY-T5329-2022)中相关要求。

9 验收监测结论及建议

9.1 结论

10.1.1 项目概况

页岩油开发分公司计划在现有蔡38-1平台内新建西十转返排液处理站1座、卸油台1座（与西十转返排液处理站合建）、华H105平台内新建危废贮存点1座、在华H90平台新建岭67增前端脱水系统1套；配套新建西十转返排液处理站至西十转输油管线1条、供气管线1条、输水管线1条，长度均为0.53km；更换H26平台~岭34增输油管线1条，长度2.8km。项目建设地点位于庆阳市庆城县三十里铺镇及玄马镇、华池县王咀子乡，工程总投资1500万元，其中环保投资161.5万元，占总投资的10.77%。

10.1.2 环保设施落实情况

（1）废气

项目废气污染物主要有卸油台加热炉烟气和岭67增脱水系统热洗清蜡装置烟气，经8m排气筒有组织排放。另有无组织排放的烃类气体（以非甲烷总烃表征）。验收监测结果表明，排放浓度均能够满足相应限值标准，大气污染物对周围环境影响较小。

（2）废水

运营期生产废水主要包括措施返排液处理站系统反冲洗水、卸油台加热炉排污水及岭67增脱水装置脱出的采出水。措施返排液经处理达标后管输至西十转回注油层；岭67增前端脱水装置为油水分离设施，分离出的采出水经管道输送至下游西251-84措施返排液处理站处理，处理达标后回注油层，卸油台加热炉排污水收集进入返排液处理站处理。

（3）噪声

运行期噪声主要来自站场，站场内产噪设备主要是外输泵、卸车泵、提升泵等各类泵类、加热炉、工艺设备等。主要采取厂房隔声、吸声、基础减振等措施，从源头上进行控制，设备选型尽可能选择低噪声设备；在站场周围栽种树木进行绿化，阻挡和吸收一定噪声。

（4）固废

本项目运营期不新增劳动定员，不新增生活垃圾。固废主要为含油污泥、废滤料、废导热油以及废防渗布、废润滑油及其包装桶等，根据《国家危险废物名录

（2025年版）》，以上固废均属于危险废物。在危废贮存点暂存后最终交甘肃金圣洁环保能源科技有限公司处置。

10.1.3 环保设施调试运行效果

验收期间，各环保设施均正常运行，废气、废水和噪声均得到有效治理，对各污染源进行监测均满足排放标准。符合环境影响报告书及其审批部门审批决定。

（1）废气

①本次验收对卸油台加热炉烟气和岭67增脱水系统热洗清蜡装置烟气排放情况进行了监测，结果表明，废气排放浓度能够满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表2新建锅炉限值要求。

②验收期间对厂界无组织排放的非甲烷总烃进行了监测，结果表明，排放浓度符合《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728 -2020）限值要求。

（2）废水

验收期间对西十转措施返排液处理站出水情况进行了监测，根据监测结果，西十转措施返排液处理站废水浓度满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY-T5329-2022）中相关要求。

（3）噪声

验收期间对项目厂界噪声排放情况进行了监测，结果表明，厂界噪声排放能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的2类区排放标准要求。

（4）地下水

验收期间对项目区地下水监控井进行了监测，结果表明，项目区地下水监控井监测值均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准限值要求。

（5）土壤

验收期间对项目储罐区附近表层土壤进行了监测，结果表明，项目区附近土壤表层样监测值均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地标准（筛选值）限值要求。

10.1.4 环境保护执行情况

项目执行环境影响评价制度和“三同时”制度，履行了环保审批手续，建立了较为完善的环境保护管理制度，管理机构健全，环境保护档案资料齐全。

项目已落实了环评批复中各项污染物达标排放、取得排污许可登记回执、编制了应急预案并进行备案，并设置事故应急池和消防设施等一系列要求。

10.1.5 总结论

长庆油田页岩油开发分公司西十转返排液处理站等工程建设项目在建设中能按照国家有关建设项目环境保护管理的规定，履行各项申报审批手续，各项污染防治措施基本落实到位，污染物能够达标排放。项目具备了竣工验收条件，验收组同意通过该项目竣工环保验收。

9.2 建议

- 1、建设单位应按照环评和验收要求定期进行应急演练工作，提高应急响应能力，降低环境事故风险，并设置台账进行记录。
- 2、建设单位应按要求委托资质单位定期进行例行监测工作，监测报告留档备查。
- 3、加强环境保护设施的运行管理和维护，确保废气、厂界噪声、地下水和土壤等各类污染物能够稳定达标排放，固体废物能够合理处置。

建设项目竣工环境保护“三同时”验收登记表

填表单位（盖章）：

填表人（签字）：

项目经办人（签字）：

建设项目	项目名称	长庆油田页岩油开发分公司西十转返排液处理站等工程建设项目				项目代码	/		建设地点	甘肃省庆阳市庆城县三十里铺镇，华池县王咀子乡				
	行业类别（分类管理名录）	五、石油和天然气开采业 7、陆地石油开采 0711				建设性质	<input checked="" type="checkbox"/> 新建 <input type="checkbox"/> 改扩建 <input type="checkbox"/> 技术改造		项目厂区中心经度/纬度	东经107°53'51.694"，北纬36°21'10.215"				
	设计生产能力	西十转措施返排液处理站1座，处理规模1000m³/d，卸油台1座，设计规模500m³/d，危废贮存点1座，有效容积150m³，岭67增脱水系统				实际生产能力	西十转措施返排液处理站1座，处理规模1000m³/d，卸油台1座，设计规模500m³/d，岭67增脱水系统		环评单位	陕西博厚建设环保工程有限公司				
	环评文件审批机关	庆阳市生态环境局				审批文号	庆环规划发[2025]103号		环评文件类型	环境影响报告书				
	开工日期	2025年11月				竣工日期	2026年3月		排污许可证申领时间	2025年5月25日				
	环保设施设计单位	大庆油田设计院有限公司				环保设施施工单位	/		本工程排污许可证编号	91621021MA71PC9X7E012Q				
	验收单位	宁夏环境科学研究院（有限责任公司）				环保设施监测单位	甘肃华鼎环保科技有限公司		验收监测时工况	生产负荷85%				
	投资总概算（万元）	1500				环保投资总概算（万元）	161.5		所占比例（%）	10.77				
	实际总投资	1500				实际环保投资（万元）	169.5		所占比例（%）	11.3				
	废水治理（万元）	3	废气治理（万元）	19	噪声治理（万元）	/	固体废物治理（万元）	27.5		绿化及生态（万元）	50	其他（万元）	70	
新增废水处理设施能力	/				新增废气处理设施能力	/		年平均工作时	8000h					
运营单位	长庆油田页岩油开发分公司		运营单位社会统一信用代码（或组织机构代码）				91621021MA71PC9X7E		验收时间		2026年4月			
污染物排放达标与总量控制（工业建设项目详填）	污染物	原有排放量(1)	本期工程实际排放浓度(2)	本期工程允许排放浓度(3)	本期工程产生量(4)	本期工程自身削减量(5)	本期工程实际排放量(6)	本期工程核定排放总量(7)	本期工程“以新带老”削减量(8)	全厂实际排放总量(9)	全厂核定排放总量(10)	区域平衡替代削减量(11)	排放增减量(12)	
	废水				0.1783	0.1783	0	0		0			-0.1783	
	化学需氧量													
	氨氮													
	石油类													
	废气													
	二氧化硫				0.0872		0.0872	0.0872			0.0872			+0.0872
	烟尘				0.1789		0.1789	0.1789			0.1789			+0.1789
	工业粉尘													
	氮氧化物				2.1335		2.1335	2.1335			2.1335			+2.1335
与项目有关的其他特征污染物														

注：1、排放增减量：（+）表示增加，（-）表示减少。2、(12)=(6)-(8)-(11)，(9)=(4)-(5)-(8)-(11)+(1)。3、计量单位：废水排放量——万吨/年；废气排放量——万标立方米/年；工业固体废物排放量——万吨/年；水污染物排放浓度——毫克/升