

吉庆油田作业区 2023 年产能建设部署调整 80 号平台等  
5 个平台 21 口井建设项目（吉木萨尔区域）

# 环境影响报告书

（公示稿）

建设单位：中国石油新疆油田分公司吉庆油田作业区

编制单位：中勘冶金勘察设计研究院有限责任公司

编制时间：二〇二四年七月

## 目 录

<b>1 概述</b> .....	<b>1</b>
1.1 项目背景 .....	1
1.2 建设项目主要特点 .....	1
1.3 环境影响评价过程 .....	2
1.4 关注的主要环境问题及环境影响 .....	2
1.5 项目可行性分析判定 .....	3
1.6 报告书主要结论 .....	5
<b>2 总则</b> .....	<b>6</b>
2.1 编制依据 .....	6
2.2 评价目的与原则 .....	12
2.3 评价时段 .....	13
2.4 评价因子与标准 .....	13
2.5 评价等级与评价范围 .....	19
2.6 环境保护目标 .....	28
2.7 评价内容与重点 .....	28
2.8 环境功能规划 .....	29
2.9 相关规划及政策符合性分析 .....	29
<b>3 勘探开发历程</b> .....	<b>51</b>
3.1 区域位置 .....	51
3.2 油气资源概况 .....	52
3.3 现有工程建设影响回顾 .....	56
3.4 存在环境问题及整改措施 .....	66
<b>4 建设项目工程分析</b> .....	<b>68</b>
4.1 建设项目概况 .....	68

4.2	油气资源概况	74
4.3	建设内容	75
4.4	环境影响因素识别及污染源分析	87
4.5	总量控制指标	99
4.6	清洁生产分析	99
<b>5</b>	<b>环境质量现状调查与评价</b>	<b>107</b>
5.1	自然环境现状调查与评价	107
5.2	环境保护目标调查	112
5.3	环境质量现状调查与评价	112
5.4	生态环境现状调查与评价	142
<b>6</b>	<b>环境影响预测与评价</b>	<b>153</b>
6.1	施工期环境影响预测与评价	153
6.2	运营期环境影响预测与评价	159
6.3	退役期影响分析	174
6.4	环境风险分析	174
<b>7</b>	<b>环境保护措施论证分析</b>	<b>180</b>
7.1	施工期环境保护措施	180
7.2	运营期环境保护措施	185
7.3	退役期环境保护措施	198
7.4	环境风险防范措施及应急要求	200
7.5	环保投资分析	204
7.6	依托可行性分析	205
<b>8</b>	<b>环境管理与监测计划</b>	<b>209</b>
8.1	环境管理机构	209
8.2	生产区环境管理	209
8.3	企业环境信息公开	215

8.4 环境监测与监管 .....	215
<b>9 环境影响经济损益分析 .....</b>	<b>219</b>
9.1 环境效益分析 .....	219
9.2 社会效益分析 .....	219
9.3 环境经济损益分析结论 .....	220
<b>10 结论与建议 .....</b>	<b>221</b>
10.1 建设项目概况 .....	221
10.2 环境质量现状结论 .....	221
10.3 主要环境影响 .....	222
10.4 环境保护措施 .....	224
10.5 公众意见采纳情况 .....	226
10.6 经济损益性分析 .....	226
10.7 环境管理与监测计划 .....	227
10.8 总结论 .....	227
<b>附件 1 委托书 .....</b>	<b>错误！未定义书签。</b>
<b>附件 2 监测报告 .....</b>	<b>错误！未定义书签。</b>
<b>附件 3 大气环境影响评价自查表 .....</b>	<b>错误！未定义书签。</b>
<b>附件 4 声环境影响自查表 .....</b>	<b>错误！未定义书签。</b>
<b>附件 5 土壤环境影响评价自查表 .....</b>	<b>错误！未定义书签。</b>
<b>附件 6 生态环境影响自查表 .....</b>	<b>错误！未定义书签。</b>
<b>附件 7 现有工程环保手续 .....</b>	<b>错误！未定义书签。</b>
<b>附件 8 基础信息表 .....</b>	<b>错误！未定义书签。</b>

# 1 概述

## 1.1 项目背景

吉木萨尔凹陷页岩油层富集区位于新疆准噶尔盆地东部，距离乌鲁木齐市东北方向 150km，距离吉木萨尔县西北方向 22km，距离已开发的吉 7 井区西北方向 15km，行政隶属新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州吉木萨尔县和新疆生产建设兵团第六师红旗农场管辖。油区有多条公路穿过，交通较为便利。

本项目位于吉木萨尔凹陷芦草沟组，行政区划属新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州吉木萨尔县。为探索吉木萨尔凹陷芦草沟组油藏整体效益开发的技术路线，同时保障国家级陆相页岩油示范区建设指标任务顺利完成，中国石油新疆油田分公司吉庆油田作业区拟在吉木萨尔凹陷芦草沟组开展《吉庆油田作业区 2023 年产能建设部署调整 80 号平台等 5 个平台 21 口井建设项目（吉木萨尔区域）》，工程整体部署了 21 口采油井（评价井转产），新建采油井口装置 21 座，3 井式采油平台 1 座，2 井式采油平台 9 座，12 井式采油平台计量站 1 座，8 井式采油平台计量站 2 座，单井计量装置 5 座，3m<sup>3</sup>除硫加药撬 1 座，10m<sup>3</sup>除硫加药撬 4 座，新建集油支线 3.2km，单井采油管线 2.1km，配套建设给排水，供电、防腐、消防等工程，新建产能 11.3×10<sup>4</sup>t/a。

## 1.2 建设项目主要特点

（1）项目属于页岩油开采，拟部署井为评价井转为生产井，采用平台井布设；油气集输采用管线密闭集输工艺，减少了油气集输过程中的废气产生。

（2）钻井过程中未发现 H<sub>2</sub>S，压裂后压裂液中富含碳源有机质，促进硫酸盐还原菌的滋生，加速生物成因硫化氢的产生，本次在采油井井口建设除硫加药装置。

（3）本次在页岩油井区共部署 21 口采油井（评价井转产），建设内容包括采油井场、集输管线、采油平台计量站等的建设，主要特点为污染与生态影响并存，即因项目建设占地、地表扰动等产生的生态影响与污染物排放导致的环境污

染并存。

### 1.3 环境影响评价过程

本项目为页岩油开采项目，属于《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版）“五、石油和天然气开采业—7、陆地石油开采—石油开采新区块开发、页岩油开采、涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）”类别，应编制环境影响报告书。

环境影响评价工作分为三个阶段，第一阶段包括资料收集、工程分析和影响识别等工作，第二阶段包括生态环境现状监测、现状调查与评价、环境影响预测与评价等工作，第三阶段包括提出预防或减缓不利影响的环境保护措施、制定环境监测计划、从生态环境影响的角度给出工程建设项目是否可行的结论等工作，环境影响评价工作程序见图 1.3-1。中国石油新疆油田分公司吉庆油田作业区于 2024 年 3 月委托中勘冶金勘察设计研究院有限责任公司承担本项目的环境影响评价工作（附件 1）。环评单位接受委托后进行了现场踏勘并收集了有关资料，并按照环境影响评价技术导则的要求编制完成环境影响报告书，报告书经生态环境部门审批后将作为项目建设、运营过程中环境管理的技术依据。

### 1.4 关注的主要环境问题及环境影响

本次评价针对施工期和运营期产生的废气、噪声的达标排放情况，废水、固体废物的妥善处置情况以及提出的生态减缓措施是否将生态影响降至最低进行分析和论述，并针对以上环境影响所采取的环境保护及风险防范措施的可行性进行分析。

重点关注施工期产生的废气、废水、噪声、固体废物以及施工占地带来的生态影响，运营期油气集输过程中产生的无组织挥发非甲烷总烃、硫化氢、井下作业过程中产生的洗井废水、井下作业废液、废药剂包装物、废润滑油、沾油废防渗膜、废含油抹布和劳保用品以及事故状态下落地油及产生的含油污泥等危险废物对环境的影响分析。

综上所述，本项目环境影响评价以工程分析、大气、地下水、土壤、生态环

境影响分析与评价、拟采取的环境保护措施及环境风险防范措施分析作为本次评价的重点。

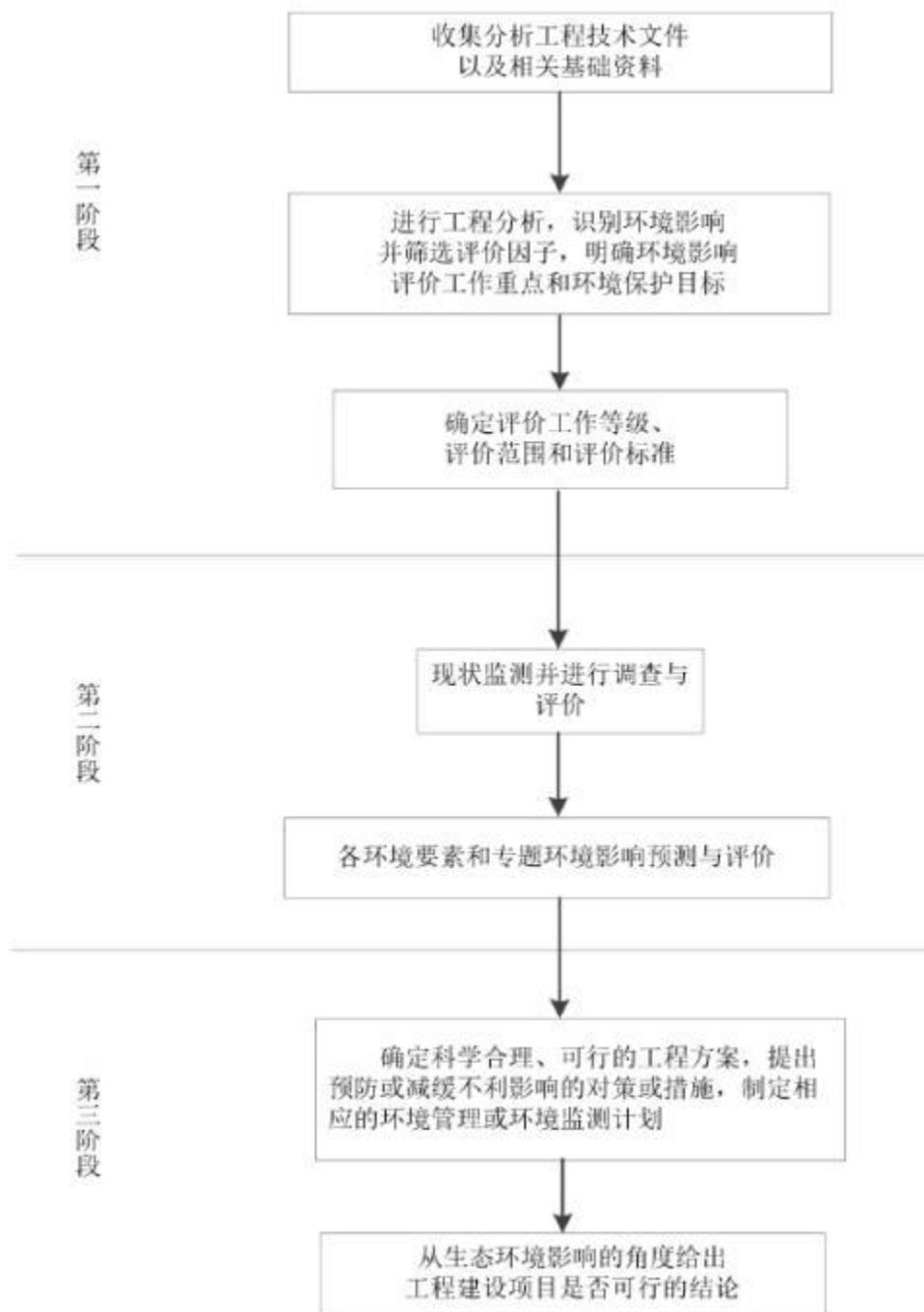


图 1.3- 1 环境影响评价工作程序图

## 1.5 项目可行性分析判定

### 1.5.1 产业政策相符性分析

根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，本工程属于“第一类 鼓励类——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”，符合国家产业政策。

### 1.5.2 选址选线合理性分析

采油平台计量站位于采油平台上，距各采油井井口装置的距离满足集输要求、距离最短；项目周围植被稀疏，野生动物较少，且各井场及计量站选址、各类管线沿线均位于植被比较稀疏区域，野生动物较少，对周围生态环境影响较小；管线力求线路顺直，缩短线路长度，减少管线占地；采油井井口处为空地，与高压线及其他永久性设施的距离大于 75m，周边 200m 内无铁路、高速公路、学校、医院和大型油库等人口密集性、高危性场所，选址符合《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T 5466-2013）的相关要求，评价范围内无自然保护区、风景名胜區、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、饮用水源保护区，无基本草原、地质公园、重要湿地、天然林，重点保护野生动物栖息地，重点保护野生植物生长繁殖地，不涉及生态保护红线。在切实落实报告书提出的环境保护措施和风险防控措施，并按规定办理征地手续的前提下，项目选址、选线合理，无重大环境制约因素。

### 1.5.3 相关规划及政策符合性分析

项目建设符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《昌吉回族自治州“十四五”生态环境保护规划》《新疆油田公司“十四五”发展规划》《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》《昌吉回族自治州“三线一单”生态环境分区管控方案》《石油天然气开采业污染防治技术政策》《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》《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》《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保

护条例》中的相关要求。

## 1.6 报告书主要结论

本项目符合国家相关产业政策、规划及“三线一单”的要求，选址合理。运营期废气能实现“达标排放”，废水不外排，固体废物实现“无害化”处置；建成后区域环境质量仍可以满足相应功能区要求；开发活动对生态环境的影响较小，不会对区域生态系统或生物多样性产生较大影响；运行过程中存在一定的环境风险，但采取相应的环境风险防范措施后，其影响是可防可控的。项目进行了 2 次网上公示、1 次张贴公告、2 次报纸公示，公示期间均未收到公众反馈意见。从生态环境保护角度论证建设可行。

## 2 总则

### 2.1 编制依据

#### 2.1.1 国家环保法律

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》，2015 年 01 月 01 日；
- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法》，2018 年 12 月 29 日；
- (3) 《中华人民共和国大气污染防治法》，2018 年 10 月 26 日；
- (4) 《中华人民共和国水污染防治法》，2018 年 01 月 01 日；
- (5) 《中华人民共和国土壤污染防治法》，2019 年 01 月 01 日；
- (6) 《中华人民共和国噪声污染防治法》，2022 年 06 月 05 日；
- (7) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020 年修订），2020 年 09 月 01 日；
- (8) 《中华人民共和国土地管理法》（2019 年修订），2020 年 01 月 01 日；
- (9) 《中华人民共和国土地管理法实施条例》（2021 年修订），2021 年 09 月 21 日；
- (10) 《中华人民共和国环境保护税法》（2018 年修订），2018 年 10 月 26 日；
- (11) 《中华人民共和国野生动物保护法》，（2022 年修正），2023 年 05 月 01 日；
- (12) 《中华人民共和国防沙治沙法》，2018 年 10 月 26 日；
- (13) 《中华人民共和国水土保持法》（2010 年修订），2011 年 03 月 01 日；
- (14) 《中华人民共和国水土保持法实施条例》（2011 年修订），2011 年 01 月 08 日；
- (15) 《中华人民共和国清洁生产促进法》（2012 年修订），2012 年 07 月 01 日；
- (16) 《中华人民共和国石油天然气管道保护法》，2010 年 10 月 01 日；
- (17) 《中华人民共和国野生植物保护条例》（2017 年修订），2017 年 10 月 07 日；
- (18) 《建设项目环境保护管理条例》，2017 年 10 月 01 日；

(19) 《排污许可管理条例》，2021 年 03 月 01 日。

### 2.1.2 环境保护规章

(1) 《排污许可管理办法（试行）》（2019 年修订），生态环境部部令第 7 号（6），2019 年 08 月 22 日；

(2) 《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》，生态环境部令第 16 号，2021 年 01 月 01 日；

(3) 《环境影响评价公众参与办法》，生态环境部令第 4 号，2019 年 01 月 01 日；

(4) 《国家危险废物名录（2021 年版）》，环保部令第 15 号，2021 年 01 月 01 日；

(5) 《产业结构调整指导目录（2024 本）》，国家发展和改革委员会令第 7 号，2024 年 2 月 1 日；

(6) 《石油天然气开采业污染防治技术政策》，2012 年第 18 号，2012 年 03 月 07 日；

(7) 《水污染防治行动计划》，国发〔2015〕17 号，2015 年 04 月 02 日；

(8) 《土壤污染防治行动计划》，国发〔2015〕31 号，2016 年 05 月 28 日；

(9) 《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，2019 年 12 月 13 日；

(10) 《国家重点保护野生植物名录》，国家林业和草原局、农业农村部公告，2021 年第 15 号，2021 年 09 月 07 日；

(11) 《关于印发〈2020 年挥发性有机物治理攻坚方案〉的通知》（环大气〔2020〕33 号），2020 年 06 月 23 日；

(12) 《关于印发〈重点行业挥发性有机物综合治理方案〉的通知》（环大气〔2019〕53 号），2019 年 06 月 26 日；

(13) 《关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知》（环办环评〔2017〕84 号），2017 年 11 月 15 日；

(14) 《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告 2017 第 43 号），2017 年 10 月 01 日；

(15) 《关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知》（环环评〔2016〕150 号），2016 年 10 月 26 日

(16) 《国家重点保护野生动物名录》，国家林业和草原局、农业农村部公告，2021 年第 3 号，2021 年 02 月 01 日；

(17) 《危险废物转移管理办法》（生态环境部、公安部、交通运输部 部令第 23 号），2022 年 01 月 01 日；

(18) 《企业环境信息依法披露管理办法》（生态环境部部令 第 24 号），2022 年 02 月 08 日；

(19) 《关于印发〈企业环境信息依法披露格式准则〉的通知》（环办综合〔2021〕32 号），2022 年 02 月 08 日；

(20) 《关于印发〈“十四五”噪声污染防治行动计划〉的通知》，（环大气〔2023〕1 号），2023 年 01 月 03 日；

(21) 《地下水管理条例》（国务院令第 748 号），2021 年 10 月 21 日；

(22) 《关于发布〈一般工业固体废物管理台账制定指南（试行）〉的公告》（生态环境部公告 2021 年第 82 号），2021 年 12 月 31 日；

(23) 《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》，生态环境部公告，2021 年第 74 号，2021 年 12 月 22 日；

(24) 《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，发改办气候〔2014〕2920 号，2014 年 12 月 03 日；

(25) 《石油天然气开采企业二氧化碳排放计算方法》，2017 年 05 月 01 日。

### 2.1.3 地方有关环保法律法规

(1) 《新疆维吾尔自治区环境保护条例》（修订），2018 年 9 月 21 日；

(2) 《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》，2019 年 1 月 1 日；

(3) 《新疆维吾尔自治区危险废物污染环境防治办法》，2010 年 5 月 1 日；

(4) 《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》，2018 年 9 月 21 日。

#### 2.1.4 地方环境保护相关文件

(1) 《转发〈关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知〉的通知》，2020 年 7 月 30 日；

(2) 《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》，2020 年 9 月 4 日；

(3) 《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》（新政发〔2021〕18 号），2021 年 2 月 22 日；

(4) 《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求（2021 年版）》（新政发〔2021〕162 号），2021 年 7 月 26 日；

(5) 《关于印发昌吉回族自治州“三线一单”生态环境分区管控方案的通知》（昌州政办发〔2021〕41 号），2021 年 6 月 30 日；

(6) 《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》，2019 年 1 月 21 日；

(7) 《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017），2017 年 5 月 30 日；

(8) 《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》（DB65/T 3998-2017），2017 年 5 月 30 日；

(9) 《新疆维吾尔自治区国家重点保护野生动物名录（修订）》，2022 年 09 月 21 日；

(10) 《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》，2024 年 01 月 18 日；

(11) 《新疆国家重点保护野生植物名录》，2022 年 03 月 08 日；

(12) 《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要 求》（SY/T7301-2016），2017 年 05 月 01 日；

(13) 《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环办发〔2018〕20 号），2018 年 12 月 20 日；

- (14) 《新疆生态功能区划》，2005 年 7 月 14 日；
- (15) 《新疆维吾尔自治区水环境功能区划》，2002 年 12 月。
- (16) 《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018—2030 年）》，2018 年 8 月；
- (17) 《昌吉回族自治州生态环境保护与建设“十四五”规划》（2021 年 11 月）；
- (18) 《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》，2021 年 6 月 4 日；
- (19) 《新疆生态环境保护“十四五”规划》，2021 年 12 月 24 日；
- (20) 《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025 年）》，2022 年 08 月；
- (21) 《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025 年）环境影响报告书》，2022 年 05 月；
- (22) 《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》；
- (23) 关于印发《新疆维吾尔自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4 号）；
- (24) 《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国防沙治沙法〉办法》（根据 2020 年 9 月 19 日新疆维吾尔自治区第十三届人民代表大会常务委员会第十八次会议修正），2020 年 9 月 19 日；
- (25) 昌吉州国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要，2021 年 7 月；
- (26) 《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例（2018 年修订）》（新疆维吾尔自治区第十三届人民代表大会常务委员会第六次会议），2018 年 9 月 21 日。

### 2.1.5 环评有关技术规范

- (1) 《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016），2017 年 1 月 1 日；

- (2) 《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），2018 年 12 月 1 日；
- (3) 《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021），2022 年 7 月 1 日；
- (4) 《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），2019 年 7 月 1 日；
- (5) 《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），2022 年 7 月 1 日；
- (6) 《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018），2019 年 3 月 1 日；
- (7) 《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），2016 年 1 月 7 日；
- (8) 《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），2019 年 3 月 1 日；
- (9) 《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ/T349-2023），2024 年 1 月 1 日；
- (10) 《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017），2017 年 6 月 1 日；
- (11) 《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（公告 2021 年第 24 号），2021 年 6 月 11 日；
- (12) 《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），2022 年 7 月 1 日；
- (13) 《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》，环办〔2015〕104 号，2015 年 11 月 18 日；
- (14) 《污染源源强核算技术指南 石油炼制工业》（HJ982-2018），2019 年 1 月 1 日；
- (15) 关于印发《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》等七项危险废物环境管理指南的公告（公告 2021 年第 74 号），2021 年 12 月 22 日；

- (16) 《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ 1259-2022），2022 年 10 月 1 日；
- (17) 《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ1276-2022），2023 年 07 月 01 日；
- (18) 《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018），2018 年 10 月 01 日；
- (19) 《“十四五”噪声污染防治行动计划》；
- (20) 《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》，2009 年 02 月；
- (21) 《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012），2013 年 03 月 01 日。

### 2.1.6 技术资料

- (1) 《吉庆油田作业区 2023 年产能建设部署调整 80 号平台等 5 个平台 21 口井建设项目（吉木萨尔区域）环评委托书》，中国石油新疆油田分公司吉庆油田作业区，2024 年 3 月；
- (2) 《吉庆油田作业区 2023 年产能建设部署调整 80 号平台等 5 个平台 21 口井建设项目（吉木萨尔区域）实施意见》，中油（新疆）石油工程有限公司，2024 年 3 月 27 日。
- (3) 《吉庆油田作业区 2023 年产能建设部署调整 80 号平台等 5 个平台 21 口井建设项目（吉木萨尔区域）环境质量现状检验检测报告》，2024 年 5 月。

## 2.2 评价目的与原则

### 2.2.1 评价目的

- (1) 通过现场调查和现状监测，了解建设项目所在地的自然环境、生态环境、自然资源及区域规划、产业政策情况，掌握区域的环境质量及生态现状。
- (2) 通过工程分析，明确施工期、运营期和退役期主要污染源、污染物种类、源强、排放强度、排放方式及排放去向，分析环境污染的影响特征，预测和

评价施工期、运营期及退役期对环境的影响程度，并对污染物达标排放进行分析。

（3）提出预防或者减轻不良环境影响的对策和措施，并论述拟采取的环境保护措施的可行性和合理性。

（4）分析可能存在的事故隐患，预测风险事故可能产生的环境影响程度，提出环境风险防范措施。

（5）通过上述评价，论证环境可行性，给出环境影响评价结论，为生态环境主管部门提供决策依据。

## 2.2.2 评价原则

突出环境影响评价的源头预防作用，坚持保护和改善环境质量。

### （1）依法评价

贯彻执行我国环境保护相关法律法规、标准、政策和规划等，优化项目建设，服务环境管理。

### （2）科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响。

### （3）突出重点

根据建设项目的工程内容及其特点，明确与环境要素间的作用效应关系，根据规划环境影响评价结论和审查意见，充分利用符合时效的数据资料及成果，对建设项目主要环境影响予以重点分析和评价。

## 2.3 评价时段

根据项目的建设规模和性质，确定评价时段为施工期、运营期和退役期，其中以施工期和运营期为主。

## 2.4 评价因子与标准

### 2.4.1 评价因子

环境影响因素包括：

施工期——对环境的影响主要来自施工扬尘、施工机械及车辆尾气、管线焊接废气、管道试压废水、混凝土养护废水、噪声及建筑垃圾及工程占地对环境的影响。

运营期——对环境的影响主要为无组织挥发排放的非甲烷总烃、硫化氢、洗井废水、井下作业废液（压裂返排液、酸化返排液、废洗井液）、噪声、废药剂包装物、废润滑油、沾油废防渗膜、废含油抹布和劳保用品以及事故状态含油污泥，各要素的影响程度见表 2.4-1。

表 2.4-1 环境影响因素识别一览表

时段	影响因素		环境要素									
			环境空气	地下水	声环境	土壤环境	物种	生境	生物群落	生态系统	生物多样性	自然景观
施工期	生态	占地	0	0	0	++	++	++	++	++	++	++
	废气	施工机械及车辆尾气、扬尘、管线焊接废气	+	0	0	0	0	+	0	+	0	0
	废水	管道试压废水、混凝土养护废水	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	固废	建筑垃圾	0	0	0	+	+	+	+	+	+	+
	噪声	施工车辆、施工设备	0	0	+	0	0	0	0	0	0	0
运营期	废气	无组织废气	++	0	0	0	+	+	+	+	+	+
	温室气体	二氧化碳、甲烷	++	0	0	0	0	0	++	0	0	0
	废水	洗井废水、井下作业废液	0	++	0	+	+	+	+	+	+	+
	固废	废药剂包装物、废润滑油、沾油废防渗膜、废含油抹布和劳保用品、事故状态含油污泥	0	+	0	++	+	+	+	+	+	+
	噪声	机泵、井下作业设备、巡检车辆	0	0	+	0	0	0	0	0	0	0
	风险事故	管线泄漏、井壁破裂泄漏	0	0	++	0	+	+	+	+	+	+
退役期	废气	施工扬尘、汽车尾气	+	0	0	+	+	+	+	+	+	0
	噪声	施工车辆及机械	0	0	+	0	0	+	0	+	0	0
	固废	拆卸后的建筑垃圾、废弃管线	0	0	0	+	0	+	+	+	0	+

注：0：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

根据项目环境影响因素和特征污染因子识别结果，结合区域环境质量状况，

筛选评价因子见表 2.4-2。

表 2.4-2 环境影响评价因子筛选一览表

环境要素 单项工程	时期	大气	地下水	土壤	生态	噪声
储层改造工程	运营期	非甲烷总烃、硫化氢	pH 值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等	pH 值、石油类、石油烃 (C <sub>6</sub> ~C <sub>9</sub> )、石油烃 (C <sub>10</sub> ~C <sub>40</sub> )、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等	/	昼间等效声级 (L <sub>d</sub> )、夜间等效声级 (L <sub>n</sub> )
油气集输工程	施工期	颗粒物	耗氧量、氨氮、石油类等	/	地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性等	/
	运营期	硫化氢、非甲烷总烃	耗氧量、氨氮、石油类等	/	土壤肥力、生物多样性、生态系统完整性等	昼间等效声级 (L <sub>d</sub> )、夜间等效声级 (L <sub>n</sub> )

## 2.4.2 评价标准

### (1) 环境质量标准

#### ①环境空气

环境空气质量评价中 SO<sub>2</sub>、NO<sub>2</sub>、PM<sub>10</sub>、PM<sub>2.5</sub>、CO、O<sub>3</sub> 六项指标执行《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 二级浓度限值；非甲烷总烃参照《〈大气污染物综合排放标准〉详解》中推荐值 2.0mg/m<sup>3</sup> 执行，H<sub>2</sub>S 执行《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ2.2-2018) 附录 D 中推荐值，各标准取值见表 2.4-3。

表 2.4-3 环境空气质量标准一览表

序号	污染物名称	取值时间	浓度限值	单位	标准来源
1	SO <sub>2</sub>	年平均	60	μg/m <sup>3</sup>	GB3095-2012 二级
		1 小时平均	500		
2	NO <sub>2</sub>	年平均	40		

		1 小时平均	200		
3	PM <sub>10</sub>	年平均	70		
		24 小时平均	150		
4	PM <sub>2.5</sub>	年平均	35		
		24 小时平均	75		
5	CO	24 小时平均	4	mg/m <sup>3</sup>	
6	O <sub>3</sub>	日最大 8 小时平均	160	μg/m <sup>3</sup>	
7	NMHC	一次浓度限值	2.0	mg/m <sup>3</sup>	GB16297-1996
8	H <sub>2</sub> S	1 小时平均	10	μg/m <sup>3</sup>	HJ2.2-2018 附录 D 中的 1h 平均浓度限值

### ②地下水

地下水执行《地下水质量标准》(GB/T14843-2017) III类标准，石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III类标准，具体标准值见表 2.4-4。

表 2.4-4 地下水质量标准值 [单位 mg/L, pH 无量纲]

序号	监测项目	标准值 (III类)	序号	监测项目	标准值 (III类)
1	水温 (°C)	/	17	总硬度	≤450
2	浑浊度/NTU	>10	18	铁	≤0.3
3	色度/度	>25	19	锰	≤0.1
4	溶解性总固体	≤1000	20	K <sup>+</sup>	/
5	高锰酸盐指数	/	21	Ca <sup>2+</sup>	/
6	氨氮 (以 N 计)	≤0.50	22	Na <sup>+</sup>	/
7	氟化物 (以 F 计)	≤1.0	23	Mg <sup>2+</sup>	/
8	氯化物 (以 Cl <sup>-</sup> 计)	≤250	24	汞	≤0.001
9	硝酸盐 (以 N 计)	≤20	25	砷	≤0.01
10	硫酸盐 (以 SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> 计)	≤250	26	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	/
11	亚硝酸盐氮 (以 N 计)	≤1.00	27	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	/
12	挥发酚类 (以苯酚计)	≤0.002	28	石油类	≤0.05
13	铬 (六价)	≤0.05	29	细菌总数 (CFU/mL)	≤100
14	氰化物	≤0.05	30	硫化物	≤0.02
15	总大肠菌群, MN/100mL	≤3.0	31	铅	≤0.01
16	总硬度	≤450	32	镉	≤0.005

### ③声环境

声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类限值，具体详见表 2.4-5。

表 2.4-5 声环境质量评价标准一览表

评价因子	标准值〔dB(A)〕		标准来源
	昼间	夜间	
等效连续 A 声级	60	50	GB3096-2008 2 类

## ④土壤环境

地面工程占地范围内土壤环境质量执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值，见表 2.4-6。地面工程场站外土壤参照执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 筛选值标准，见表 2.4-7。

表 2.4-6 建设用地土壤环境质量评价标准〔单位：mg/kg，pH 无量纲〕

序号	污染物项目	第二类用地筛选值 (mg/kg)	序号	污染物项目	第二类用地筛选值 (mg/kg)
重金属和无机物					
1	砷	60	5	铅	800
2	镉	65	6	汞	38
3	铬（六价）	5.7	7	镍	900
4	铜	18000	/	/	/
挥发性有机物					
8	四氯化碳	2.8	22	1, 1, 2-三氯乙烷	2.8
9	氯仿	0.9	23	三氯乙烯	2.8
10	氯甲烷	37	24	1, 2, 3-三氯丙烷	0.5
11	1, 1-二氯乙烷	9	25	氯乙烯	0.43
12	1, 2-二氯乙烷	5	26	苯	4
13	1, 1-二氯乙烯	66	27	氯苯	270
14	顺-1, 2-二氯乙烯	596	28	1, 2-二氯苯	560
15	反-1, 2-二氯乙烯	54	29	1, 4-二氯苯	20
16	二氯甲烷	616	30	乙苯	28
17	1, 2-二氯丙烷	5	31	苯乙烯	1290
18	1, 1, 1, 2-四氯乙烷	10	32	甲苯	1200
19	1, 1, 2, 2-四氯乙烷	6.8	33	间二甲苯+对二甲苯	570

20	四氯乙烯	53	34	邻二甲苯	640
21	1, 1, 1-三氯乙烷	840	/	/	/
半挥发性有机物					
35	硝基苯	76	41	苯并 (k) 荧蒽	151
36	苯胺	260	42	蒽	1293
37	2-氯酚	2256	43	二苯并 (a, h) 蒽	1.5
38	苯并 (a) 蒽	15	44	茚并 (1, 2, 3-cd) 芘	15
39	苯并 (a) 芘	1.5	45	萘	70
40	苯并 (b) 荧蒽	15	/	/	/
其他项目					
46	石油烃 (C <sub>10</sub> ~C <sub>40</sub> )	4500	/	/	/

表 2.4-7 农用地土壤污染风险筛选值

序号	项目	监测结果	标准限值 (mg/kg) pH>7.5
		单位	
1	pH	无量纲	/
2	砷	mg/kg	25
3	镉	mg/kg	0.6
4	铜	mg/kg	100
5	铅	mg/kg	170
6	汞	mg/kg	3.4
7	镍	mg/kg	190
8	铬	mg/kg	200
9	锌	mg/kg	300
10	石油烃 (mg/kg)	mg/kg	4500

\*石油烃参照《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值。

## (2) 污染物排放标准

### ① 废气

运营期油气集输过程中产生的无组织挥发有机物执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表 2 无组织排放监控浓度限值（周界外浓度最高点不应超过 4.0mg/m<sup>3</sup>），厂界无组织硫化氢均执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中的表 1 二级改扩建限值要求；详见表 2.4-8。

表 2.4-8 大气污染物排放标准

污染源	污染物	排放限值 (mg/m <sup>3</sup> )	标准来源
油气集输无组织废气	NMHC	4	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）

	H <sub>2</sub> S	0.06	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）
--	------------------	------	-------------------------

### ②废水

运营期废水主要为洗井废水和井下作业废液，由罐车拉运至页岩油联合站压裂返排液处理系统处理，经处理后出水水质满足《压裂酸化返排液处理技术规范》（Q/SY 02012-2016）中相关水质指标后用于压裂液复配，不外排。

### ③噪声

运营期各井场、计量站场界环境噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类限值，具体见表 2.4-9。

表 2.4-9 环境噪声排放标准一览表 [单位：dB (A)]

执行地点	昼间〔dB (A)〕	夜间〔dB (A)〕	标准来源
井场边界	60	50	GB12348-2008 2 类

### (3) 污染控制标准

危险废物的收集、贮存、运输须符合收集、贮存、运输须符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移管理办法》要求。

## 2.5 评价等级与评价范围

### 2.5.1 评价等级

#### (1) 环境空气评价等级

根据工程特点和污染特征，选取 NMHC、H<sub>2</sub>S 为预测因子，采用《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中推荐的 AERSCREEN 估算模式来计算污染物的最大地面空气质量浓度占标率（ $P_i$ ）， $P_i$ 定义如下：

$$P_i = \frac{C_i}{C_{0i}} \times 100\%$$

其中： $P_i$ ——第  $i$  种污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

$C_i$ ——采用估算模型计算出的第  $i$  个污染物的最大 1h 地面空气质量浓度， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ；

$C_{0i}$ ——第  $i$  个污染物的环境空气质量浓度标准， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

源强参数见环境影响因素识别及污染源分析章节，计算结果见表 2.5-1。

表 2.5-1 大气污染物最大落地浓度及占标率估算结果一览表

污染源	污染因子	最大落地浓度 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	占标率 (%)
2 井平台	NMHC	56.631	2.83
	H <sub>2</sub> S	0.0579	0.58
3 井平台	NMHC	84.959	4.25
	H <sub>2</sub> S	0.1792	1.79
8 井式计量站	NMHC	138.46	6.92
	H <sub>2</sub> S	0.2933	2.93
12 井式计量站	NMHC	156.25	7.81
	H <sub>2</sub> S	0.3296	3.30

由表 2.5-1 可知：本项目污染物的最大落地浓度占标率最高为 7.81%，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）分级判据（表 2.5-2），评价等级判定为二级。

表 2.5-2 评价工作等级判定依据表

评价工作等级	评价工作分级判据
一级	$P_{\max} \geq 10\%$
二级	$1\% \leq P_{\max} < 10\%$
三级	$P_{\max} < 1\%$

### （2）地表水评价等级

项目区东南侧 6.5km 处为下新湖水库，区域地势南高北低，高差约 3m，与下新湖水库无水力联系。由于水库地势高于项目区，因此，不存在事故状态下泄漏的油品直接进入地表水的可能。项目产生的各类废水均得到妥善处置，无废水外排。根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）要求，地表水环境影响评价等级为三级 B。

### （3）地下水评价等级

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中的评价工作等级划分，建设项目的地下水环境敏感程度可分为敏感、较敏感，不敏感三级，分级原则见表 2.5-3。

表 2.5-3 地下水环境敏感程度分级表

敏感程度	地下水环境敏感特征
敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区；除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环

	境相关的其它保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区
较敏感	集中式饮用水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区以外的补给径流区；未划定准保护区的集中水式饮用水水源，其它保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地；特殊地下水资源（如矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其它未列入上述敏感分级的环境敏感区 <sup>a</sup>
不敏感	上述地区之外的其它地区

注：a “环境敏感区”是指《建设项目环境影响分类管理名录》中所界定的涉及地下水的环境敏感区

项目评价范围内无“集中式水源区的准保护区、除集中水源地的国家或地方政府设定的地下水环境相关的保护区”，也无“集中式水源区的准保护区以外的补给径流区、分散式饮用水水源地、特殊地下水资源保护区”，敏感程度为“不敏感”。

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录 A 和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023），本项目采油井场和计量站属于 I 类建设项目，集输管道属于 II 类建设项目；根据表 2.5-4 判定采油井场和站场地下水评价等级为二级、各类管线地下水评价等级为三级。

表 2.5-4 评价工作等级分级表

项目类别 环境敏感程度	I 类项目	II 类项目	III 类项目
敏感	一	一	二
较敏感	一	二	三
不敏感	二	三	三

#### （4）声环境评价等级

项目区属于《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类功能区，井场及站场周边无声环境敏感目标，集输管线运营期无噪声排放。根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）的有关要求，确定声环境评价等级为二级。

#### （5）生态环境评价等级

《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）依据建设项目影响区域的生态敏感性和影响程度，将生态影响评价等级划分为一级、二级和三级。本项目生态环境影响评价等级为三级，具体判定情况见表 2.5-5。

表 2.5-5 生态环境影响评价等级判定表

序号	《环境影响评价技术导则 生态影响》 （HJ19-2022）评价等级判定依据	本项目	判定 结果

1	a) 涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产地，重要生境时，等级为一级	占地范围内不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境	/
2	b) 涉及自然公园时，评价等级为二级。	占地范围内不涉及自然公园	/
3	c) 涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级。	占地范围内不涉及生态保护红线	/
4	d) 根据HJ2.3判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目，生态环境影响评价等级不低于二级。	不属于水文要素影响型建设项目	/
5	e) 根据HJ610、HJ964判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目，生态影响评价等级不低于二级。	工程实施不影响地下水水位，土壤影响范围内无天然林、公益林、湿地等生态保护目标分布，建设项目生态影响主要是占地造成的土壤结构破坏和植被损失	/
6	f) 当工程占地规模大于20km <sup>2</sup> 时（包括永久和临时占用陆域和水域），评价等级不低于二级；改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定；	工程总占地面积约为1.035km <sup>2</sup> ，小于20km <sup>2</sup>	/
7	除本条a)、b)、c)、d)、e)、f)以外的情况，评价等级为三级；	属于《环境影响评价技术导则生态影响》(HJ19-2022)6.1.2评价等级确定原则a)、b)、c)、d)、e)、f)以外的情况	评价等级为三级
8	当评价等级判定同时符合上述多种情况时，应采用其中最高的评价等级。	仅符合上述第7条的情况	评价等级为三级
9	建设项目涉及经论证对保护生物多样性具有重要意义的区域时，可适当上调评价等级。	占地范围内不涉及对保护生物多样性具有重要意义的区域	无需上调评价等级

#### (6) 土壤环境评价等级

根据现状监测数据，项目区土壤盐分含量大于 2g/kg，属于土壤盐化区域。根据《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），土壤盐化区域应按照土壤污染影响型和生态影响型，按照相应等级分别开展评价工作。据此对项目土壤环境影响评价等级进行判定，结果如下：

##### ①土壤污染影响型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》（HJ964-2018）（试行）中附录 A 判定，石油开采为 I 类建设项目，土壤污染影响型，根据评价类别、占地规模与敏感程度划分评价等级，见表 2.5-6。

## 1) 占地规模

本项目永久占地面积约 9.694hm<sup>2</sup>，占地规模为中型。

表 2.5-6 土壤污染类项目评价工作等级划分表

敏感程度 评价等级	占地规模	I 类			II 类			III 类		
		大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感		一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感		一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-
不敏感		一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-	-

## 2) 土壤环境敏感程度

建设项目所在地周边的环境影响敏感程度分为敏感、较敏感、不敏感，判别依据详见表 2.5-7。

表 2.5-7 污染影响型敏感程度分级表

敏感程度	判别依据
敏感	建设项目周边存在耕地、园地、牧草地、饮用水水源地或居民区、学校、医院、疗养院、养老院等土壤环境敏感目标的
较敏感	建设项目周边存在其他土壤环境敏感目标的
不敏感	其他情况

本项目属于陆地石油开采行业，项目占地类型为天然牧草地，井场周围有污染影响型敏感程度为敏感，根据《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）规定采油井场和计量站为 I 类建设项目，单井采油管线和集油支线为 II 类建设项目，根据表 2.5-7 可知，采油井场和计量站土壤污染影响型评价等级为一级，单井采油管线和集油支线土壤污染影响型评价等级为二级。

## ②土壤生态影响型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），生态影响型敏感程度分级见表 2.5-8，生态影响型评价工作等级划分见表 2.5-9。

表 2.5-8 生态影响型敏感程度分级表

敏感程度	判别依据		
	盐化	酸化	碱化
敏感	建设项目所在地干燥度>2.5 且常年地下水位平均埋深<1.5m 的地势平坦区域，或土壤含盐量>4g/kg 的区域	pH≤4.5	pH≥9.0
较敏感	建设项目所在地干燥度>2.5 且常年地下水位平均埋深<1.5m 的地势平坦的，或 1.8<干燥度≤2.5 且常年地下	4.5<pH≤4.5	4.5≤pH<4.5

	水位平均埋深<1.8m 的地势平坦区域，建设项目所在地干燥度>2.5 或常年地下水位平均埋深<1.5m 的地平原区，或 4g/kg<土壤含盐量≤24g/kg 的区域		
不敏感	其他情况	5.5≤pH<8.5	

表 2.5-9 生态影响型土壤环境评价工作等级划分依据一览表

环境敏感程度 \ 项目类别	I 类项目	II 类项目	III 类项目
敏感	一	二	三
较敏感	二	二	三
不敏感	二	三	/

项目区土壤盐分含量>4g/kg，生态影响型敏感程度为敏感；本项目属于陆地石油开采行业，根据《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）规定采油井场和计量站为 I 类建设项目，单井采油管线和集油干支线为 II 类建设项目。根据表 2.5-9 可知，采油井场和计量站土壤生态影响型评价等级为一级，单井采油管线和集油干支线土壤生态影响型评价等级为二级。

#### （7）环境风险评价等级

依据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJT169-2018），建设项目环境风险评价工作级别按表 2.5-10 进行划分。

表 2.5-10 环境风险评价工作级别划分表

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

<sup>a</sup>是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性说明。

风险物质为原油、伴生气，风险单元为井场、计量站、单井采油管线、集油支线，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJT169-2018）附录 C 计算 Q 值，危险物质与临界量的比值  $Q < 1$ 。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJT169-2018）相关规定，判断风险潜势为 I，本次风险评价仅进行简单分析。

### 2.5.2 评价范围

根据各环境要素导则要求，结合周边环境，确定本项目各环境要素的评价范围见表 2.5-11、图 2.5-1。

表 2.5-11 各环境要素评价范围一览表

环境要素	范围
大气	以井场、计量站为中心，边长为 5km 矩形形成的包络线范围

地下水	井场、站场：以地下水流向为长轴，各井场和站场四周边界上游 1.5km、下游 2km，水流垂直方向分别外扩 1km 范围集输管道：管道两侧各向外延伸 200m 范围
声环境	井场、计量站边界外 200m 范围
土壤环境	生态影响型：井场、计量站边界向外延伸 5km，管线边界向外延伸 200m； 污染影响型：井场、计量站边界向外延伸 1km，管线边界向外延伸 200m
生态环境	生态影响主要是因占地造成的植被损失和野生动物减少，影响范围主要集中在占地范围内，故生态影响评价范围为项目占地范围内；管线工程生态评价范围为管线中心线两侧向外延 300m
环境风险	不设评价范围

图 2.5-1 大气、地下水、声环境、土壤环境、生态环境评价范围示意图

图 2.5-2 地下水、声环境、土壤环境、生态环境评价范围示意图

## 2.6 环境保护目标

根据现场调查，项目评价范围内无自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、饮用水源保护区，无基本草原、地质公园、重要湿地、天然林，重点保护野生动物栖息地，重点保护野生植物生长繁殖地。生态环境保护目标为保护区域野生动植物不被破坏，采取措施确保项目区沙化程度及水土流失程度不因本项目的实施而加剧，各环境要素及环境保护目标相关保护级别见表 2.6-1。

表 2.6-1 环境保护目标一览表

保护要素	环境保护目标	与项目区的位置关系	各要素保护级别及要求
环境空气	评价范围内的环境空气	/	GB3095-2012 二级
土壤环境	污染影响型评价范围内的天然牧草地、耕地	天然牧草地位于井场、站场周边，耕地位于项目区西南约 63m 处	(GB15618-2018) 农用地土壤污染风险筛选值标准要求
	评价范围内的土壤	/	(GB36600-2018) 二类用地筛选值和 (GB15618-2018) 农用地土壤污染风险筛选值标准要求
地下水环境	评价范围内的地下水	/	GB/T14848-2017 III类
声环境	评价范围内的声环境	/	GB3096-2008 2类
生态环境	野生动植物	项目区内	保护野生动植物生境不被破坏

## 2.7 评价内容与重点

### 2.7.1 评价内容

根据《建设项目环境影响评价技术导则》要求，结合建设项目具体特点、周围区域环境现状、环境功能区划，确定本次评价内容包括工程分析、环境现状调查与评价、环境影响预测与评价、环境保护措施及其可行性论证、环境影响经济损益分析、环境管理与监测计划、环境影响评价结论，见表 2.7-1。

表 2.7-1 评价内容一览表

序号	评价专题	评价内容
1	工程分析	项目概况、主体工程、公用工程、环保工程、依托工程，根据污染物产生环节、方式及治理措施，核算施工期、运营期的污染源强和排放强度，给出污染因子及其产生和排放的方式、浓度及数量等

2	环境现状调查与评价	自然环境、环境保护目标调查、环境质量现状调查（包括环境空气、地下水、声环境、土壤和生态环境）
3	环境影响预测与评价	分为施工期和运营期。对施工期扬尘、废水、噪声、固废、生态环境和土壤环境等进行分析，并提出切实可行的减缓措施。运营期对废气、废水、噪声、固体废物、土壤进行了影响预测和分析。根据项目特点开展了环境风险评价
4	环保措施及其可行性论证	针对废气、废水、噪声、固体废物、土壤污染防治及风险防范措施进行论证
5	环境影响经济损益分析	从社会效益、经济效益和环境效益等方面叙述
6	环境管理与环境监测计划	根据国家环境管理与监测要求，给出项目环境管理制度和日常监测计划，给出污染物排放清单、制定环保三同时验收一览表
7	结论与建议	根据上述各章节的相关分析结果，从环保角度给出项目可行性结论及建议

### 2.7.2 评价重点

根据工程特点及评价因子筛选的结果，结合区域环境状况，确定本次环境影响评价工作的重点为：

- （1）建设项目工程分析；
- （2）大气、地下水、土壤、生态环境影响评价及环境风险分析；
- （3）环境保护措施及环境风险防范措施分析论证。

## 2.8 环境功能规划

项目所在区域环境功能区划情况详见表 2.8-1。

表 2.8-1 环境功能区划一览表

环境要素	环境功能区划
环境空气	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二类功能区
地下水环境	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类功能区
声环境	《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类功能区
土壤环境	占地范围内执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地
生态环境	II 准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区—II <sub>5</sub> 。准噶尔盆地南部荒漠绿洲农业生态亚区—28。阜康—木垒绿洲农业、荒漠草地保护生态功能区

## 2.9 相关规划及政策符合性分析

### 2.9.1 相关规划符合性分析

### （1）区域发展规划符合性分析

《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》中指出：“加大准噶尔、吐哈、塔里木三大盆地油气勘探开发力度，提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度”。项目位于准噶尔盆地古尔班通古特沙漠西北缘，为油气开采项目，符合规划及纲要中的相关要求。

根据《昌吉州国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》中“三、推进油气资源开发利用”：加快推动油气田开发。按照“发展下游、支持中游、协调上游”的原则，加快推进阜康、吉木萨尔油田、奇台天然气田开发力度，延伸石油天然气下游产业链……推动关联深加工产业链规模化发展。本项目属于陆地页岩油开采建设项目，项目建成后将新建原油产能  $7 \times 10^4 \text{t/a}$ 。项目的开发建设与《昌吉州国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》相符。

### （2）主体功能规划相符性分析

#### ①文件要求

根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》：主体功能区按开发方式，分为优化开发区域、重点开发区域、限制开发区域和禁止开发区域四类；按开发内容，分为城市化地区、农产品主产区和重点生态功能区三类；按层级，分为国家和省级两个层面。

#### ②划分情况

对照《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》的划分，本项目位于吉木萨尔县境内，所在区域属于限值开发区域（国家级农产品主产区），为天山北坡主产区。

这些农产品主产区县市的城区或城关镇及其境内的重要工业园区是国家级重点开发区域，但这些县市以享受国家农产品主产区的政策为主。

其功能定位是：保障农牧产品供给安全的重要区域，农牧民安居乐业的美好家园，社会主义新农村建设的示范区。

其开发管制原则：要求位于农产品主产区的点状能源和矿产资源基地建设，必须进行生态环境影响评估，并尽可能减少对生态空间与农业空间的占用，同步

修复生态环境。其中，在水资源严重短缺、环境容量很小、生态十分脆弱、地震和地质灾害频发的地区，要严格控制能源和矿产资源开发。

### ③相符性分析：

本项目为页岩油开采项目，不在主体功能区划中确定的国家和自治区层面的禁止开发区域内，所进行的石油天然气勘探活动符合“全国重要的能源基地”定位。

项目所在区域不在生态红线区内，所占土地类型为天然牧草地，不占用林地、水库水域、河流水面、湖泊水面等。为了实现区域的生态功能，项目对开发活动严格控制，尽可能减少对生态系统的干扰；在项目实施过程中需要积极采取生态补偿措施，加强对荒漠生态功能区保护和恢复，高度注意保护荒漠植被，保护野生动物，保护地貌，维护自然生态环境，积极落实本次环评提出的各项生态环境保护措施。

综上，本项目的建设符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》对于项目区块的开发管制原则，与区域生态功能的保护是协调的。

### （3）与《新疆生态环境保护“十四五”规划》的符合性分析

项目建设符合《新疆生态环境保护“十四五”规划》中相关要求，相符性分析详见表 2.9-1。

表 2.9-1 本项目与《新疆生态环境保护“十四五”规划》的相符性分析

序号	规划中相关要求	本项目拟采取措施	符合性分析
1	支持企业实施智能化改造升级，推动石油开采、石油化工、煤化工、有色金属、钢铁、焦化、建材、农副产品加工等传统产业的重点企业改进工艺、节能降耗、提质增效，促进传统产业绿色化、智能化、高端化发展	井口采出物采用密闭集输工艺；生产过程中自动化程度较高，井口建设有自动化系统，可实现生产数据全过程自动化管理。	符合
2	加强重点行业 VOCs 治理。实施 VOCs 排放总量控制，重点推进石油天然气开采、石化、化工、包装印刷、工业涂装、油品储运销等重点行业排放源以及机动车等移动源 VOCs 污染防治，加强重点行业、重点企业的精细化管控	油气开采过程中的无组织废气通过选用质量可靠的设备和加强泄漏检测与修复工作进行防治；项目建成后交由吉庆油田作业区管辖。	符合
3	积极引导重点产废企业自建危险废物利用设施，支持大型企业集团内部共享危险废物利用处置设施，推进工业废盐、废催化剂、煤焦油、电解铝大修渣等利用处置设施建设，适度发展水泥窑协同处置危险废物，	运营期产生的危险废物为废润滑油、沾油废防渗膜、废含油抹布和劳保用品以及事故状态含油污泥，均委托有	符合

	引导推进有害废物处理处置能力建设，引导推进含油污泥处置、废矿物油回收利用能力过剩问题化解和布局优化。坚持兵地统筹、区域协同规划和建设危险废物利用处置设施，实现疆内危险废物处置能力与产废情况总体匹配。深入推进油气田开采历史遗留含油污泥、磺化泥浆、黄金选矿行业氰化尾渣、铜冶炼行业砷渣以及石棉矿选矿废渣等调查和污染治理	相应处置资质的单位进行处置；产生的危险废物分类收集，最终交由有相应资质的单位处置	
4	强化危险废物全过程环境监管。建立健全各类危险废物重点监管单位清单，全面实行危险废物清单化管理。督促各类危险废物产生单位和经营单位依法申报危险废物产生处置情况，报备管理计划，做好信息公开工作，规范运行危险废物转移联单	建成后交由吉庆油田作业区运营，吉庆油田作业区已建立了完善的危废管理计划，并定期向生态环境主管部门上报备案，项目建成后总体按照既定计划进行危废管理	符合
5	加强应急监测装备配置，定期开展应急演练，增强实战能力。	项目实施后由中国石油新疆油田分公司吉庆油田作业区运营管理，吉庆油田作业区已编制突发环境事件应急预案，进行了备案工作，并定期进行应急演练工作。	符合

(4) 与《昌吉回族自治州生态环境保护与建设“十四五”规划》符合性分析  
 项目建设符合《昌吉回族自治州生态环境保护与建设“十四五”规划》中的相关要求，具体分析见表 2.9-2。

表 2.9-2 项目与《昌吉回族自治州生态环境保护与建设“十四五”规划》的相符性分析

序号	规划中相关要求	拟采取措施	符合性分析
1	加快发展现代煤化工、新材料、有色金属、煤炭、煤电、矿产开采及加工等优势产业，培育壮大先进装备制造、页岩油气加工、节能环保、新型建材、新能源等新兴产业和生产性服务业。	本项目为陆地页岩油开采项目，产品主要为页岩油	符合
2	推进石化、化工、工业涂装、家具制造、塑料、橡胶、包装印刷、汽修等重点行业领域 VOCs 整治，加强 VOCs 源头、过程、末端全流程控制，重点加强对光化学反应活性强的 VOCs 物质控制，开展企业深度治理和精细化管控。	本项目集输采用密闭工艺，定期对站场设备、阀门、法兰等检查、维修。	符合
3	健全政府、企业和跨区域流域等突发环境事件应急预案体系，加强应急演练。	吉庆油田作业区编制了《中国石油新疆油田分公司吉庆油田作业区突发环境污染事件应急预案》，并在昌吉回族自治州生态环境局吉木萨尔县分局进行了备案（备案编号：652327-2023-016-L）。	符合

(5) 与《昌吉回族自治州矿产资源总体规划（2021-2025 年）》的符合性分

析

《昌吉回族自治州矿产资源总体规划（2021-2025 年）》取得新疆维吾尔自治区自然资源厅批复，审批文号（新自然资函〔2022〕467 号），该规划明确指出：鼓励勘查开采的矿种：石油、天然气、煤层气、页岩气、煤、地热、金、铜、饰面用花岗岩、石灰岩、天然石英砂、石墨等矿产和自治区紧缺及市场需求量较大的矿产。

本项目属于页岩油开发项目，实施后新建页岩油产能规模为  $11.3 \times 10^4 \text{t/a}$ ，开发建设符合该矿产资源总体规划。

（6）与《新疆油田公司“十四五”发展规划》及规划环评符合性分析

①与《新疆油田公司“十四五”发展规划》符合性分析

《新疆油田公司“十四五”发展规划》规定：“十四五”期间规划总体部署包括五大重点工程：玛湖 500 万吨上产工程、吉木萨尔页岩油建产工程、南缘建产工程、老区千万吨稳产工程（稠油 400 万吨稳产工程、常规稀油稳产工程）和天然气加快发展工程。本项目属于吉木萨尔凹陷，属于“吉木萨尔页岩油建产工程”，符合规划要求。

②与《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》符合性分析

《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》于 2022 年 12 月 1 日通过了新疆维吾尔自治区生态环境厅的审查，文号新环审〔2022〕252 号，项目建设符合《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》污染防治措施、结论及审查意见中的相关要求，具体见表 2.9-3、表 2.9-4、表 2.9-5。

表 2.9-3 项目与《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》符合性分析

序号	规划环评规定	拟采取的相关措施	相符性分析
1	井下作业带罐作业，产生的井下作业废水采用专用收集罐集中收集后送至就近已有或配套新建的联合站污水处理系统处理。井下作业过程中所使用的各种化学药剂严格控制落地，落地残液要彻底清理干净，不得向环境排放	本次环评要求井下作业带罐作业，洗井废水和井下作业废液集中收集后送至页岩油联合站压裂返排液处理系统处理，处理达标后用于压裂液复配，不外排	符合
2	根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）表7和《石油化工防渗工程技术规范》（GB/T50934-2013）对	本项目对井场、计量站进行了分区防渗，并提出了利用现有水井作为地下水监测井	符合

序号	规划环评规定	拟采取的相关措施	相符性分析
	项目区进行防渗分区，防渗应满足相应防渗等级的防渗要求，并布设一定数量的长期监测井		
3	含油污泥、废分子筛等危险废物交由有相应处理资质的单位进行无害化处置。危险废物贮存设施必须满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）的相关要求，并按照《环境保护图形标志—固体废物贮存（处置）场》《危险废物标志牌式样》设置明显标志。）工作人员的生活垃圾设置垃圾桶集中收集后交由当地的环卫部门及时清运	固体废物主要为沾油废防渗膜、废润滑油；沾油废防渗膜、废润滑油集中收集后最终交由有相应危险废物处理资质的单位进行回收处置	符合
4	井场清理等工作还会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃管线、残渣等进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用，废弃建筑残渣外运至指定处理场填埋处理。运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。	退役期地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣，应集中清理收集。管线外运清洗后可回收利用，废弃建筑残渣外运至当地建筑垃圾填埋场，不得遗留在场地内影响土壤环境质量。运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落	符合
5	采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏；在油气集输过程中，为减轻烃类的排放，油田开发采用管道密闭集输流程，一旦发生泄漏事故，紧急切断油、气源，实施关井，从而最大限度地减少油气集输过程中烃类及油的排放量。对各井场的设备、阀门等进行定期的检查、检修，以减少跑、冒、滴、漏的发生；设备或管线组件发生了泄漏，应开展修复工作	本次环评提出的大气污染防治措施为：选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对井场的设备、阀门等检查、检修；井口采出物汇集、输送及处理的全过程均采用密闭工艺流程	符合
6	尽量选用低噪声设备，对噪声强度较大的设备进行减噪处理；定期给机泵等设备加润滑油和减振垫，对各种机械设备定期保养	尽量选用低噪声设备，对噪声强度较大的设备进行减噪处理。定期给机泵等设备加润滑油和减振垫，对各种机械设备定期保养；加强噪声防范，做好个人防护工作	符合
7	合理规划占地，严格控制占地面积，尽量选择植被稀少或荒漠的区域布设，避让梭梭、白梭梭等保护植物；严格控制管线施工作业带宽度，管沟分层开挖、分层堆放、分层回填；施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，最大限度减少对荒漠植物生存环境的踩踏破坏，避免破坏荒漠植物；开展环境监理；永久占地进行砾石	对油田区域内的临时占地和永久占地合理规划，严格控制临时占地面积；施工结束后，对井场、计量站进行地面硬化处理；设计选线选址过程中，尽量避开植被密集的区域，避免破坏荒漠植物；管线敷设时，严格控制施工作业带宽度，管沟应分层开挖、分层堆放、分层回填；施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范	符合

序号	规划环评规定	拟采取的相关措施	相符性分析
	铺垫，定期检查管线、井场等	围，使之限于在施工区范围内活动，不随意踩踏砍伐野生植被，尽量不侵扰野生动物的栖息地；施工结束后，及时对施工场地进行平整，以便后期自然恢复。并按相关规定对植被损失进行生态经济补偿；加强施工期环境监理	

表 2.9-4 项目与《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》结论符合性分析

序号	规划环评结论	拟采取的相关措施	相符性分析
1	规划生产运营期废气主要各燃气设备产生的燃烧尾气，油气集输及各类储罐暂存过程中无组织逸散的烃类等，主要大气污染物为烟尘、SO <sub>2</sub> 和NO <sub>2</sub> 、非甲烷总烃。规划所用各燃气设备（燃气加热炉、相变炉、锅炉等）燃料均为天然气，为清洁能源。燃烧后污染物排放量少，对环境影响较小。燃气设备排放的SO <sub>2</sub> 、NO <sub>x</sub> 均可符合《锅炉大气污染物排放标准》标准限值，对周围环境造成的影响较小。油气集输过程及各类储罐暂存过程中产生的烃类挥发是影响规划区域环境空气的主要污染源。油气集输及处理采用全密闭流程，井口密封并设紧急截断阀，可有效减少烃类气体的挥发。严格按照GB39728 标准要求，对部分不符合标准的储罐、装载系统等进行改造。通过采取相应的污染防治措施，能够有效控制无组织烃类的污染，在运行过程中严格管理，确保废气控制措施正常运转，各站场场界浓度和最大落地浓度可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）的场界标准限值（4mg/m <sup>3</sup> ）	油气集输采用密闭集输，原油采用电加热，井场、计量站厂界无组织废气可满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表 2 无组织排放监控浓度限值（周界外浓度最高点不应超过 4.0mg/m <sup>3</sup> ）。	符合
2	生产运营期产生的废水主要包括井场产生的井下作业废水、站场产生少量含油废水。井下作业严禁废水外排，井下作业废水采用专用废液收集罐收集后拉运至各自区块污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》标准后，由各联合站统一调配，不外排进入环境，不会对地表水环境产生环境影响。生产运营期产生的采出水和井下作业废水拉运至各自区块污水处理系统处理，处理达标后回注地层	井下作业废液和洗井废水送至由罐车拉运至页岩油联合站压裂返排液处理系统处理，处理达到《压裂酸化返排液处理技术规范》（Q/SY 02012-2016）中相关水质指标后用于压裂液复配，不外排	符合

表 2.9-5 项目与《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》审查意见符合性分析

序号	规划环评审查意见	拟采取的相关措施	相符性分析
1	（一）严守生态保护红线，加强空间管控。坚持以习近平生态文明思想为指导，严守生态保护红线，严格维护区域主导生态功能，积极推动绿色发展，	本项目建设符合“三线一单”《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》要求；采取相关措施	符合

序号	规划环评审查意见	拟采取的相关措施	相符性分析
	<p>促进人与自然和谐共生。主动对接国土空间规划，进一步做好与“三线一单”生态环境分区管控方案、主体功能区划、生态功能区划等有关要求的有序衔接和细化分解，严格落实各项生态环境保护要求，协同推进石油天然气开发和生态环境保护相协调，切实维护区域生态系统的完整性和稳定性。加强规划区内环境敏感区和重要环境保护目标的生态环境保护工作，开展项目环评时应将油气开发对环境敏感区影响作为重点评价内容，并采取合理、有效的保护措施，确保规划涉及环境敏感区和重要环境保护目标不因油气开发而造成环境污染和生态破坏。</p>	<p>后，井场、计量站边界无组织非甲烷总烃均满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表 2 无组织排放监控浓度限值（周界外浓度最高点不应超过 4.0mg/m<sup>3</sup>）；厂界无组织硫化氢均满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中的表 1 限值要求，不会对区域环境空气产生明显不利影响</p>	
2	<p>（二）合理确定开发方案，优化开发布局。根据区域主体功能定位，结合区域资源环境特征、生态保护红线等相关管控要求，依据生态环境影响评价结果，从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面对规划建设油气长输管道工程及油气田内部集输管道工程选址选线提出要求，进一步优化石油天然气开采规模、开发布局和建设时序，优先避让环境敏感区，远离沿线居民。总结石油天然气开发过程对生态环境影响和保护经验，及时进行优化调整。</p>	<p>各站场选址、各类管线选线过程中尽量选取植被稀疏区域</p>	符合
3	<p>（三）严格生态环境保护，强化各类污染防治。针对规划实施可能出现的累积性、长期性生态环境问题，采取积极有效的生态复垦和生态恢复措施，确保实现《报告书》提出的各项生态恢复治理要求，有效减缓规划区生态环境退化趋势。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平，对油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，提出减量化的源头控制措施、资源化的利用路径、无害化的处理要求，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平。油气开采、输送、储存、净化等过程及非正常工况应加强挥发性有机物等污染物排放控制，确保满足区域环境空气质量要求。加强开采废水污染控制，涉及回注的应经处理满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染。油气开采过程中产生的固体废物，应当遵循减量</p>	<p>采取的生态恢复措施符合规划环评报告书的要求，建筑垃圾收集后送至当地建筑垃圾填埋场处理；废润滑油、沾油废防渗膜、废含油抹布和劳保用品以及事故状态含油污泥均委托有资质的单位处置，产生的各类固体废物均得到合规处置；选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对井场的设备、阀门等检查、检修；井口采出物汇集、输送及处理的全过程均采用密闭工艺流程；页岩油联合站压裂返排液处理系统出水水质满足《压裂酸化返排液处理技术规范》（Q/SY 02012-2016）中相关水质指标后用于压裂液复配；井场、计量站均采取了相应的防渗措施</p>	符合

序号	规划环评审查意见	拟采取的相关措施	相符性分析
	化、资源化、无害化原则，合规处置。加强伴生气、落地油、采出水等回收利用，提高综合利用水平。		
4	（四）加强生态环境系统治理，维护生态安全。坚持节约优先、保护优先、自然恢复为主，统筹推进山水林田湖草沙一体化保护和系统治理，守住自然生态安全边界。严格控制油气田开发扰动范围，加大生态治理力度，结合油气开采绿色矿山建设等相关要求，落实各项生态环境保护措施，保障区域生态功能不退化。油气开发应同步制定并落实生态保护和修复方案，综合考虑防沙治沙等相关要求，因地制宜开展生态恢复治理工作。	报告中提出了相应的生态环境保护措施，并制定了生态恢复治理方案	符合
5	（六）加强油气开发事中事后环境管理。油气企业应切实落实生态环境保护主体责任，进一步健全生态环境管理和应急管理体系，确保各项环境保护和应急防控措施落实到位。建立环境空气、水环境、土壤环境、生态等监测体系，开展长期跟踪监测。根据监测结果，及时优化开发方案，并采取有效的生态环境保护措施。	报告中提出了运营期监测计划和环境影响后评价的要求	符合

## 2.9.2 环保政策符合性分析

### （1）与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

本项目建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》中的相关规定，相符性分析详见表 2.9-6。

表 2.9-6 本项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的相符性分析

序号	《政策》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
1	在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到 100%	井下作业时带罐，防止产生落地原油。产生的落地原油后，及时回收，100%回收，交由具有相应危险废物处置资质的单位负责接收、转运和处置	符合
2	在开发过程中，适宜注水开采的油气田，应将采出水处理满足标准后回注	洗井废水、井下作业废液集中收集后由罐车拉运至页岩油联合站压裂返排液处理系统处理，洗井废水和井下作业废液经处理后出水水质满足《压裂酸化返排液处理技术规范》（Q/SY 02012-2016）中相关水质指标后用于压裂液复配，不外排	符合
3	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。新、改、扩建油气田油气集输损耗率不高于 0.5%	采用密闭集输工艺流程工艺，根据无组织废气排放量计算，油气损耗率在 0.5%以下。	符合

4	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排	洗井废水、井下作业废液由罐车拉运至页岩油联合站压裂返排液处理系统处理，经处理后出水水质满足《压裂酸化返排液处理技术规范》（Q/SY 02012-2016）中相关水质指标后用于压裂液复配，不外排	符合
5	在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到 80%以上；站场放空天然气应充分燃烧。燃烧放空设施应避开鸟类迁徙通道	油气全部密闭集输进站，不放空	符合
6	1) 油气田企业应制定环境保护管理规定，建立并运行健康、安全与环境管理体系；2) 加强油气田建设、勘探开发过程的环境监督管理。油气田建设过程应开展工程环境监理；3) 在开发过程中，企业应加强油气井套管的检测和维护，防止油气泄漏污染地下水；4) 建立环境保护人员培训制度；5) 油气田企业应对勘探开发过程进行环境风险因素识别，制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。开展特征污染物监测工作，采取环境风险防范和应急措施，防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故	本项目建设实施过程中，将依托中国石油新疆油田分公司吉庆油田作业区在环境管理上建立的健康、安全与环境管理体系（HSE 管理体系），建成后由中国石油新疆油田分公司吉庆油田作业区统一管理，应将实施区域纳入中国石油新疆油田分公司吉庆油田作业区突发环境污染事件应急预案，从而对环境风险进行有效防治。同时运营期间需对生产过程产生的“三废”进行严格管理，定期对“三废”进行监测	符合
7	应回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的油泥（砂）等中的油类物质，含油污泥资源化利用率应达到 90%以上，残余固体废物应按照《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别	井下作业时带罐作业，落地油 100%回收；事故状态下产生的含油污泥交由有相应处置资质的单位进行回收、处置	符合

## (2) 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》要求的相符性分析

本项目采取的各项环保措施符合《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》中相关要求，相符性分析详见表 2.9-7。

表 2.9-7 本项目与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》的相符性分析

序号	《规范》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
1	资源开发应与环境保护、资源保护、城乡建设相协调，最大限度减少对自然环境的扰动和破坏，选择资源节约型、环境友好型开发方式；因矿制宜选择开采工艺和装备，符合清洁生产要求；应贯彻“边开采、边治理、边恢复”的原则，及时治理恢复矿区地质环境，复垦矿区压占和损毁土地；应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理确定开发方案，选择与油气藏类型	建设符合相关规划，符合区域“三线一单”中相关管控要求；针对井型、油藏类型选用专用井控设备、开采设备，从采油及井下作业均符合清洁生产要求；报告提出，要按照规定对占地进行补偿，施工结束后临时占地要及时恢复，退役期要及时释放永久占地	符合

	相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备；集约节约利用土地资源，土地利用符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模		
2	建设数字化油气田，实现企业生产、经营、管理的信息化；结合生产实际分级建立监控平台，达到油气生产、计量、集输与处理等主要环节自动化、数字化远程监控管理；建立场站区监控系统，实时采集流量、压力、液位、可燃气体浓度等信息，录入生产运行中人工化验或记录数据，进行系统化实时监控管理；利用人工智能、网络信息等技术，实现对油气田矿区经营、生产决策、环境监测治理、设备控制和安全生产的信息化管理	吉庆油田作业区建有完备的自动化管控系统，本次新增井场自动化设备，实现全过程自动化管理	符合
3	油气开发全过程应采取措施防止地下水污染，建立动态监测评估、处理及报告机制	井下作业带罐作业；运营期设水质监测井，落实地下水监测计划	符合
4	防止油气生产、储存、转运过程中发生渗漏、泄漏，防止对矿区生态环境造成污染和破坏；应制定突发环境事件应急预案，配备相应的应急物资	建成后归属吉庆油田作业区管辖，吉庆油田作业区具备完善的应急管理体系，应对应急预案进行修编，将本项目实施范围纳入其应急预案	符合
5	按照减量化、资源化、再利用的原则，综合开发利用油气藏伴生资源，综合利用固体废弃物、废水等，发展循环经济；气田伴生资源综合利用：与甲烷气伴生的凝析油综合利用率不低于 90%；油气生产过程中产生的废液、废气、固体废物应建档分类管理，并清洁化、无害化处置，处置率应达到 100%；油气生产过程中的采出水应清洁处理后循环利用；不能循环利用的，应达标排放、回注或采取其它有效利用方式；油气开采过程中产生的落地原油，应及时全部回收	运营期井口采出物集输进页岩油联合站处理；井下作业过程中产生的洗井废水和井下作业废液进油田压裂返排液处理系统，处理后用于压裂液复配，不外排；井下作业带罐作业，防止落地油产生；事故状态下的含油污泥委托有资质的单位接收、转运和处置	符合

(3) 与《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》的相符性分析

本项目的建设与《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》的相关要求相符，相关符合性分析见表 2.9-8。

表 2.9-8 与《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》的符合性分析

序号	《通知》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
1	编制油气开发相关专项规划，应该依法同步编制规划环境影响报告书，报送生态环	中国石油新疆油田分公司编制了《新疆油田公司“十四五”发展规划》和	符合

	境主管部门依法召集审查。规划环评结论和审查意见，应当作为规划生态决策和相关项目环评的重要依据，规划环评资料和成果可与项目环评共享，项目环评可结合实际简化	《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》，规划环境影响报告书已取得自治区生态环境厅审查意见（新环函〔2022〕252号）	
2	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应以区块为单位开展环评，一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。项目环评应深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目，还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对相关生态环境问题提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应在环评中论证其可行性和有效性。	在报告中对施工期、运营期环境影响和环境风险进行了分析，并提出有效的环境保护措施、污染防治措施和环境风险防范措施，并分析了依托工程可行性和有效性；同时对现有工程也进行了回顾性评价，对相关生态环境问题提出有效防治措施	符合
3	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式综合处理和利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。相关部门及油气企业应加强固体废物处置的研究，重点关注固体废物产生类型、主要污染因子及潜在环境影响，分别提出减量化源头控制措施、资源化利用路径、无害化处理要求，促进固体废物合理利用和妥善处置。	废润滑油、沾油废防渗膜交由有相应危废处理资质的单位进行回收处置	符合
4	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施	建设符合相关规划及区域“三线一单”要求，选址选线合理；施工期严格按照既定方案施工，合理制定施工方案，加强施工管理，严禁施工人员和机械在施工范围外作业；电源自周边已建电网接入，各类机械均使用符合国家标准的油品；优先选用低噪声设备，高噪声设备采取基础减振措施，项目周边无声环境敏感目标，不会造成扰民现象；施工结束后应及时对施工场地进行平整、清理，恢复临时占地	符合
5	油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案	建成后归属吉庆油田作业区管辖，吉庆油田作业区具备完善的应急管理体系，应对其应急预案进行修编，将其纳入其应急预案	符合

6	<p>（一）油气田开发建设项目的建设运营单位（即项目业主单位）为油气田勘探开发活动环保责任单位，对在其作业区域内生产运营活动负有监督和管理责任。业主单位责任人为该油气田开发区域内环保第一责任人，要切实履行好监督管理的责任。</p>	<p>运行期由吉庆油田作业区运营管理。新疆油田分公司已经建立了环境保护指标体系，对各二级单位的环保指标完成情况按《新疆油田分公司环境保护管理规定》的各项指标进行考核。推行环境保护目标责任制，明确了各单位企业行政一把手为本单位环保第一责任人，并规定了应负的法律责任和行政责任。吉庆油田作业区属于新疆油田分公司的二级单位，其单位行政一把手是该单位的环保第一责任人，本次环评要求吉庆油田作业区行政一把手应按照《新疆油田分公司环境保护管理规定》及其他规定在本项目生产运营过程中负起相应法律责任和行政责任</p>	符合
7	<p>（二）严格落实油气田开发项目环评等级及权限。各油气田开发业主单位认真梳理区域内油气开发现状，明确环境影响已评价和开发范围（即老区块）、未评价和开发范围（即新区块）的范围坐标，整理形成油气田开发情况“一张图”报我厅环境影响评价处，凡属于环境影响评价文件批复区域内新增油气田开发建设行为，其增层开采、加密建井等均按照老区块开发建设编制环评文件，报地州市环保局审批；凡属于环境影响评价文件批复未涉及区域内的开发建设行为均按照新区块编报环评文件。未提交“一张图”的单位我厅暂不予受理其新申请项目环境影响评价审批文件。</p>	<p>新疆油田分公司已明确了区域内油气开发现状，明确了环境影响已评价和开发范围、未评价和开发范围的范围坐标，整理形成油气田开发情况“一张图”。通过对比“一张图”，本项目属于环境影响评价文件批复区域内新增油气田开发建设行为，本次按照老区块开发建设编制了环评文件，拟报项目所在新疆维吾尔自治区生态环境厅进行审批</p>	符合

（4）与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》要求的相符性分析

本项目建设符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的相关规定，相符性分析详见表 2.9-9。

表 2.9-9 本项目与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的相符性分析

序号	《条例》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
1	<p>禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发</p>	<p>区域内无水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区</p>	符合

2	开发单位应当对污染物排放及对周围环境的影响进行环境监测，接受环境保护主管部门的指导，并向社会公布监测情况	运营期排放的废气以及大气、地下水、土壤、生态环境提出了运营期监测计划，建设单位应接受自治区生态环境厅、昌吉回族自治州生态环境局及吉木萨尔县分局的监督与管理，并按照《企业环境信息依法披露管理办法》（部令第 24 号）等规定，公开运营期监测情况	符合
3	石油开发单位应当建设清洁井场，做到场地平整、清洁卫生，在井场内实施无污染作业，并根据需要在井场四周设置符合规定的挡水墙、雨水出口和防洪渠道。散落油和油水混合液等含油污染物应当回收处理，不得掩埋	井场施工结束后，均应对施工场地进行清理平整，由于项目所在区域的降水量很少，不需要在井场四周设置符合规定的挡水墙、雨水出口和防洪渠道。事故状态下产生的落地油集中收集后交由有相应处置资质的单位进行回收、处置	符合
4	石油、天然气开发单位应当定期对油气输送管线和油气储存设施进行巡查、检测、防护，防止油气管线或者油气储存设施断裂、穿孔，发生渗透、溢流、泄漏，造成环境污染	选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对井场和管线的设备、阀门等进行检查、检修，以防止“跑、冒、漏”现象的发生	符合
5	石油、天然气开发单位应当采取保护性措施，防止油井套管破损、气井泄漏，污染地下水体；运输石油、天然气以及酸液、碱液、钻井液和其他有毒有害物质，应当采取防范措施，防止渗漏、泄露、溢流和散落	选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对井场和管线的设备、阀门等进行检查、检修，以防止“跑、冒、漏”现象的发生	符合
6	煤炭、石油、天然气开发单位应当加强危险废物的管理。危险废物的收集、贮存、运输、处置，必须符合国家和自治区有关规定；不具备处置、利用条件的，应当送交有资质的单位处置	施工期产生废润滑油和沾油废防渗膜，集中收集后交由有相应危险废物处置资质的单位进行回收处置；运营期产生废润滑油、沾油废防渗膜、废含油抹布和劳保用品，收集后交由有相应危险废物处置资质的单位进行回收处置；危险废物的贮存期限应符合《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》。运输过程中应执行《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移管理办法》要求中有关运输的规定，运输过程中运输车辆应加盖篷布，以免散落，应按规定的行驶路线运输	符合
7	煤炭、石油、天然气开发过程中产生的伴生气、有毒有害气体或者可燃性气体应当进行回收利用；不具备回收利用条件的，应当经过充分燃烧或者采取其他防治措施，达到国家或者自治区规定的排放标准后排放	采用密闭集输工艺，伴生气全部回收利用	符合
8	煤炭、石油、天然气开发单位实施下列活动的，应当恢复地表形态和植被： （1）建设工程临时占地破坏腐殖质层、剥离土石的；（2）震裂、压占等	管线施工时土方应分层开挖、分层堆放、分层回填，临时占地均进行场地平整清理。井场均采取了地面硬化的措施，退役期场站内的水泥平台或沙砾石铺垫被清理，平整后依	符合

	造成土地破坏的；（3）占用土地作为临时道路的；（4）油气井、站、中转站、联合站等地面装置设施关闭或者废弃的	靠自然恢复	
9	煤炭、石油、天然气开发单位应当制定突发环境事件应急预案，报环境保护主管部门和有关部门备案。发生突发环境事件的，应当立即启动应急预案，采取应急措施，防止环境污染事故发生	投产后归属中国石油新疆油田分公司吉庆油田作业区管理，将实施区域纳入《中国石油新疆油田分公司吉庆油田作业区突发环境污染事件应急预案》	符合

（5）与《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境注入条件（2024 年）》符合性分析

项目建设符合《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境注入条件（2024 年）》中的相关要求，详见表 2.9-10。

表 2.9-10 项目与《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境注入条件（2024 年）》符合性分析

序号	条件规定	拟采取的相关措施	符合性分析
1	选址与空间布局 1. 石油、天然气开发项目的选址与布局应符合自治区或油气企业相关油气开发专项规划及规划环评要求,原则上应当以区块为单位开展环境影响评价工作。	项目建设符合《新疆油田公司“十四五”发展规划》和《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》的要求。	符合
2	施工期应当尽量减少施工占地、严格控制施工作业面积、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施,有效降低生态环境影响。	施工期严格控制施工作业面积,尽量减少施工占地、缩短施工时间,项目区周围无环境敏感区。	符合
3	污染防治与环境影响 陆地油气开发项目应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水集输和处理系统、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控,通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施,有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放,油气集输损耗率不得高于 0.5%;工艺过程控制措施、废气收集处理措施以及站场边界非甲烷总烃排放浓度应满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728)要求。炉、加热炉、压缩机等装置应优先使用清洁燃料或能源,燃煤燃气锅炉、加热炉废气排放应达到《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271)要求,有地方标准	井口采出物通过管线管输至页岩油联合站处理。选用质量可靠的设备、仪表、阀门等;定期对采油井场、阀门和管线等检查、检修;项目不涉及燃煤、燃气锅炉、加热炉,井口设有脱硫撬,对伴生气中的硫化氢进行脱硫;采取以上措施后井场厂界非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020),硫化氢排放浓度满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表 1 二级新改扩建浓度中的相关要求。	

序号	条件规定	拟采取的相关措施	符合性分析
	的按地方标准执行。涉及高含硫天然气开采的,应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。高含硫气田回注采出水,应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应采用先进高效的硫磺回收工艺,减少二氧化硫排放。		
4	油气开发产生的伴生气应优先回收利用,减少温室气体排放,开发区块伴生气整体回收利用率应达到 80%以上;边远井、零散井等产生的伴生气不能回收或难以回收的,应经燃烧后放空。鼓励油气企业将碳捕集、利用与封存(CCUS)技术用于油气开采,提高采收率、减少温室气体排放。	井口采出物通过管线管输至页岩油联合站处理。采出物中的伴生气送至页岩油联合站伴生气处理系统处理,伴生气可实现 100%回收。本项目不涉及碳捕集、利用与封存(CCUS)技术。	符合
5	陆地油气开发项目产生的废水应经处理后优先回用,无法回用的应满足国家和地方相关污染物排放标准后排放,工业废水回用率应达到 90%以上。钻井及储层改造应采用环境友好的油田化学助剂、酸化液、压裂液、钻井液,配备完善的固控设备,钻井液循环率应达到 95%以上,压裂废液、酸化废液等井下作业废水应 100%返排入罐。	井下作业废液和采出水均送至压裂返排液处理装置处理;不使用钻井液;储层改造使用环境友好的酸化液和压裂液。	符合
6	涉及废水回注的,应采取切实可行的地下水污染防治和监控措施,不得回注与油气开采无关的废水,严禁造成地下水污染;在相关行业污染控制标准发布前,回注水应满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329)《气田水注入技术要求》(SY/T6596)等相关标准要求。对于页岩油、稠油注汽开采,鼓励废水处理回用于注汽锅炉。	本项目不涉及废水回注,井下作业废液和采出水均送至压裂返排液处理装置处理。	符合
7	废弃钻井泥浆及岩屑应采取“泥浆不落地”工艺,勘探、开发过程产生的落地原油回收率应达到 100%。废弃水基钻井泥浆及岩屑经“泥浆不落地”设备处理后,固相优先综合利用,暂时不利用或者不能利用的,应按照《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599)处置;废弃油基钻井泥浆及岩屑、落地油、清罐底泥、含油污泥、	废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料和废含油抹布和劳保用品均交由有相应危险废物处理资质的单位回收处理;吉庆油田作业区已制定有危险废物管理计划,建立了危险废物管理台账,固体无害化处置率达到 100%。	符合

序号	条件规定	拟采取的相关措施	符合性分析
	含油清管废渣、油气处理厂过滤吸附介质、废脱汞剂等危险废物，应按照国家有关规定制定危险废物管理计划，建立危险废物管理台账，依法依规自行处置或委托有相应资质的单位无害化处置。固体废物无害化处置率应达到 100%。		
8	噪声排放应达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348) 要求。	尽量选用低噪声设备，对噪声强度较大的设备进行基础减振等减噪处理；定期给机泵等设备加润滑油和减振垫，对各种机械设备定期保养；合理布局使螺杆泵尽可能位于井场中心；采取以上措施后井场厂界能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类声功能区环境噪声限值要求。	符合
9	对拟退役的废弃井(站)场、管道、道路等工程设施应进行生态修复，生态修复前应对废弃油(气)井、管道进行封堵或设施拆除，确保无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物得到妥善处置。生态修复应满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范(试行)》(HJ651)、《废弃井封井回填技术指南(试行)》、《废弃井及长停井处置指南》(SY/T6646)、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317)等相关要求。	报告对拟退役的废弃井进行封井，拆除井场各类设备设施及管线的拆除、井区废弃管线的封堵等施工活动；根据《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范(试行)》(HJ651-2013)、《废弃井封井回填技术指南(试行)》的相关要求，提出了生态修复方案。	符合

### 2.9.3 与“三线一单”符合性分析

#### (1) 生态保护红线

项目区评价范围内无国家公园、自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地和饮用水水源保护区，也无永久基本农田、基本草原、森林公园、地质公园、重要湿地、天然林，重点野生保护动物栖息地，重点保护野生植物生长繁殖地，本项目位于重点管控单元（吉木萨尔油页岩开采区），不在划定的生态保护红线范围内，符合生态保护红线管控要求。

#### (2) 环境质量底线

项目运营期排放废气主要为无组织挥发有机废气、硫化氢，井场、计量站边

界无组织非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表 2 无组织排放监控浓度限值（周界外浓度最高点不应超过  $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ ）；硫化氢满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中的表 1 二级改扩建限值要求。运营期废水为洗井废水及井下作业废液，洗井废水及井下作业废液由罐车拉运至页岩油联合站压裂返排液处理系统处理，出水水质满足《压裂酸化返排液处理技术规范》（Q/SY 02012-2016）中相关水质指标后用于压裂液复配，不外排。噪声源主要为井下作业、场站机泵及巡检车辆噪声，采取相应措施后井场及计量站厂界噪声可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类区标准要求；固体废物主要为废防渗材料和废润滑油，集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位进行回收处置。

综上所述，本项目产生的废气、噪声均可实现达标排放，废水不外排，固体废物均得到妥善处置，不会突破区域环境质量底线。

### （3）资源利用上线

运营过程中会消耗少量的电能，工程资源消耗量相对区域资源利用总量较少，符合资源利用上线要求。

### （4）生态环境准入清单。

#### ①与《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》符合性分析

根据《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》，本项目属于乌昌石片区，该区除国家规划项目外，乌鲁木齐市七区一县、昌吉市、阜康市、玛纳斯县、呼图壁县、沙湾市建成区及周边敏感区域内不再布局建设煤化工、电解铝、燃煤纯发电机组、金属硅、碳化硅、聚氯乙烯（电石法）、焦炭（含半焦）等新增产能项目。具备风光电清洁供暖建设条件的区域原则上不新批热电联产项目。坚持属地负责与区域大气污染联防联控相结合，以明显降低细颗粒物浓度为重点，协同推进“乌-昌-石”同防同治区域大气环境治理。强化与生产建设兵团第六师、第八师、第十一师、第十二师的同防同治，所有新建、改建、扩建工业项目执行最严格的大气污染物排放标准，强化氮氧化物深度治理，确保区域环境空气质量持续改善。

强化挥发性有机物污染防治措施。推广使用低挥发性有机物原辅料，推动有

条件的园区（工业集聚区）建设集中喷涂工程中心，配备高效治污设施，替代企业独立喷涂工序。强化企业清洁生产改造，推进节水型企业、节水型工业园区建设，提高资源集约节约利用水平。积极推进地下水超采治理，逐步压减地下水超采量，实现地下水采补平衡。强化油（气）资源开发区土壤环境污染综合整治。加强涉重金属行业污染防控与工业废物处理处置。煤炭、石油、天然气开发单位应当制定生态保护和恢复治理方案，并予以实施。生态保护和恢复治理方案内容应当向社会公布，接受社会监督。

油气集输均采用密闭处理工艺，定期对管线、设备、阀门、法兰等检维修，可减少无组织非甲烷总烃的排放，厂界废气及噪声均可实现达标排放，废水及固体废物均可实现妥善处置；新建井场、采油平台计量站均采取了防渗措施，要求建设单位制定生态保护和恢复治理方案；项目资源能源消耗少，且能为区域经济发展提供助力，符合自治区“三线一单”的总体管控要求。

②与《昌吉回族自治州“三线一单”生态环境分区管控方案及生态环境准入清单》符合性分析

根据《昌吉回族自治州“三线一单”生态环境分区管控方案及生态环境准入清单》可知，本项目位于重点管控单元（环境管控单元编码：ZH65232720004），详见图 2.9-1），建设符合和吉木萨尔县生态环境准入清单的要求，符合性分析详见表 2.9-10。

表 2.9-10 本项目与和吉木萨尔县生态环境准入清单的符合性分析一览表

环境管控单元名称及编码	“三线一单”要求		本项目采取的相关措施	符合性分析
重点管控单元 (ZH652327200 04)	空间布局约束	执行自治区总体准入要求中关于重点管控单元空间布局约束的准入要求（表 2-3 A6.1）	本项目为陆地石油开采项目，属于《产业结构调整指导目录》中的鼓励类；不属于高污染、高环境风险产品，不属于“三高”项目	符合
	污染物排放管控	1、执行自治区总体准入要求中关于重点管控单元污染物排放管控的准入要求（表 2-3 A6.2）。	不涉及总量控制指标	符合
		2、在矿产资源开发利用过程中，坚持“矿产资源开发与矿山生态环境保护并重”的原则，坚持“预防为主、防治结合”的原则，坚持“谁开发，谁保护；谁破坏谁恢复；谁投资谁受益”，不断改善和提高矿山生态环境质量，实现矿业开发和生态环境保护的协调发展。	施工结束后及时对临时占地进行清理平整、植被自然恢复，满足矿业开发和生态环境保护的协调发展。	符合
		3、加强环境管理，使建设项目运行各种污染物排放达到国家相应标准或无害化处理；采取先进的污染物处理工艺和处理设施，提高项目污染物处理率；妥善处理施工期产生的各种废物、生活垃圾等、不得随意弃置，以免遇强降雨引起严重的水土污染。	运营期产生废润滑油、沾油废防渗膜、废含油抹布和劳保用品收集后交由有相应危险废物处置资质的单位进行回收处置；井下作业过程中产生的洗井废水和井下作业废液进油田压裂返排液处理系统，处理后用于压裂液复配，不外排。	符合
环境风险防控	1、执行自治区总体准入要求中关于重点管控单元环境风险防控的准入要求（表 2-3 A6.3）。	项目在实施过程中的环境管理执行中国石油新疆油田分公司已建立的健康、安全与环境管理体系（HSE 管理体系），纳入《中国石油新疆油田分公司吉庆油田作业区突发环境事件应急预案》，符合表 2-3 A6.3 中的相关要求。	符合	

		2、现有矿山企业必须依法履行地质环境保护与矿山环境恢复治理、土地复垦等义务。建立矿山地质环境、土地资源破坏监测、报告和监管制度，加强对采矿权人履行矿山地质环境治理义务情况的监督检查，对违反法律、法规和有关政策规定造成生态环境破坏和环境污染的，要依法查处，限期整改达标，并按照国家规定予以补偿，逾期不达标的，实行限产或关闭。因采矿活动引发地质灾害的，治理经费由责任单位解决。	本项目施工结束后及时对临时占地进行清理、平整，被破坏的野生植被自然恢复。永久占地进行硬化，建设单位正在办理用地手续并进行经济补偿。	符合
		3、建成州、县（市）、矿山三级矿山地质环境保护与恢复治理动态监测体系，制定完善的监测制度，以高新技术为支撑，构建面向地质矿产管理的行政管理信息系统和数据库。	建设单位按要求办理用地手续并进行经济补偿；不涉及该部分管控要求。	符合
	资源利用效率	1、执行自治区总体准入要求中关于重点管控单元资源利用效率的准入要求（表 2-3 A6.4）。	项目选用了先进的工艺、设备，未使用淘汰的、高污染的工艺和装备；项目使用的能源均为清洁能源。工业废水回用率大于 90%；落地油 100%回收。	符合
	2、引导和扶持矿山企业开展矿产资源利用技术的研发和创新，提高矿产资源综合利用水平，推动矿业循环经济发展；开展矿产的选矿、开采、新加工和新产品开发技术应用研究，不断提高资源利用效能、效率和效益。	本项目为陆地石油开采项目，不涉及该部分管控要求	符合	

图 2.9-1 项目区在昌吉回族自治州环境管控单元分布图中的位置

### 3 勘探开发历程

#### 3.1 区域位置

吉木萨尔凹陷页岩油层富集区位于新疆准噶尔盆地东部，距离乌鲁木齐市东北方向 150km，距离吉木萨尔县西北方向 23km，距离已开发的吉 7 井区西北方向 15km。本项目行政隶属新疆维吾尔自治区吉木萨尔县管辖。油区有多条公路穿过，交通较为便利。区域油气藏分布示意图见图 3.1-1。

图 3.1-1 区域油气藏分布示意图

吉庆油田作业区探矿权拐点坐标见表 3.1-1。

表 3.1-1 区块拐点坐标一览表

单位名称	序号	经纬度坐标	
		经度	纬度
吉庆油田作业区	1		
	2		
	3		
	4		

5		
6		
7		
8		
9		
10		
11		
12		
13		
14		
15		
16		
17		
18		
19		
20		
21		
22		

### 3.2 油气资源概况

#### (1) 勘探开发概况及开发进程

吉木萨尔页岩油勘探开发历经近 10 年不懈探索，走过了从实践到认识，再实践到再认识的曲折历程，主要经历了勘探及开发先导试验、评价及工业化试验、技术定型与规模化建产三个阶段。

##### ①第一阶段：勘探及开发先导试验阶段

2010 年针对二叠系芦草沟组部署实施了吉 25 井，2011 年 9 月在芦草沟组二段 3425~3403m 井段试油，压裂后抽汲平均日产油 18.3t，累产油 264.9t，从而发现了吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组页岩油。2011 年 10 月提交吉 25 井区二叠系芦草沟组预测石油地质储量  $6115 \times 10^4 \text{t}$ ，含油面积  $127 \text{km}^2$ 。

为了进一步落实页岩油资源，按照直井控面落实油层，掌控资源的思路，相继部署实施探井、评价井 20 口，其中 15 井（吉 151、吉 172、吉 174、吉 176、吉 28、吉 30、吉 301、吉 302、吉 303、吉 305、吉 31、吉 33、吉 36、吉 37、吉 38 井）20 层试油获油流，证实了芦草沟组地层广泛分布、满凹含油的特征，落实

井控资源量  $11.12 \times 10^8 \text{t}$ 。

由于页岩油储层物性差，直井产量低、平面差异大，不具备连续生产能力，难以实现经济有效动用。借鉴北美页岩油成功开发经验，2012 年开展了以提高单井产量为目的的水平井提产试验，采用“水平井+多级压裂”方式实施了吉 172\_H 水平井，该井钻探目的层 P2122，水平段长 1209m，15 级压裂，总压裂液量  $16030 \text{m}^3$ ，加砂量  $1798 \text{m}^3$ ，初期最高日产油 69.5t，第一年累产油 8156.0t，改造前累产油 17807.3t，平均日产油 7.6t，2019 年 8 月 12 日开始进行了重复压裂，目前机抽生产，日产油 4.0t，已累计生产 3197 天，累产油 23750t，平均日产油 7.4t，吉 172\_H 井的成功提产，坚定了页岩油动用信心。

吉 172\_H 井取得突破后，为探索页岩油降本提产对策，加快资源有效动用，确定经济有效开发方式，攻关形成配套技术，在股份公司大力支持下，开展了“工厂化、国产化、市场化、标准化”为目标的开发先导试验。2013~2014 年，在吉 172\_H 井附近，针对芦二段 P<sub>2</sub>1<sub>22</sub> 开辟试验区 1 块，按照水平井井距 300m 实施水平井 10 口（JHW001、JHW003、JHW005、JHW007、JHW015、JHW017、JHW019、JHW016、JHW018、JHW020），水平段长 1265~1806m。同时勘探外甩实施水平井 3 口（P2122 层 1 口：吉 32\_H；P2121 层 2 口：吉 251\_H、吉 36\_H）。13 口水平井，初期日产油 4.6~40.6t，目前累计产油 1523.1~24558.9t，平均 10140.96t，其中 8 口井单井累产油超过 8000t，平均 13972t，预测 EUR 平均  $1.3 \times 10^4 \text{t}$ 。

## ②第二阶段：评价及工业化试验阶段

2016 年在总结前期先导试验经验教训基础上，采用“水平井+细分切割体积压裂”技术，在吉 37 井区实施开发试验水平井 2 口（JHW023、JHW025），设计水平段长度均为 1200m，两口井油层钻遇率均在 90%以上。JHW023 井水平段长度 1237m，27 级 79 簇压裂，总压裂液量  $37407.9 \text{m}^3$ ，加砂  $2480 \text{m}^3$ ，初期最高日产油 75.1t，第一年累产油 14455.1t，目前机抽生产，日产油 5.3t，已累计生产 2058 天，累产油 36634.7t，平均日产油 21.2t；JHW025 井水平段长度 1240m，27 级 79 簇压裂，总压裂液量  $38097.4 \text{m}^3$ ，加砂量  $2475 \text{m}^3$ ，初期最高日产油 92.1t，第一年累产油 11341.1t，目前机抽生产，日产油 4.8t，已累计生产 1978 天，累产油

25961.8t，平均日产油 13.1t。

两口高产井证实了在优质甜点区，通过提高钻遇率和优化压裂改造措施可大幅度提高单井产量，坚定了水平井开发页岩油的信心，确立了页岩油水平井固井完井，桥塞细分切割、大排量、大砂量压裂的开发方式。

2017 年提交芦二段  $P_21_{22}$  探明储量  $2545.62 \times 10^4 t$ ，含油面积  $20.01 km^2$ 。

2018~2019 年，以“成熟区水平井规模试验、低井控区直井控面水平井提产、同步开展  $P_21_{12}$  攻关建产试验”的工作理念，整体部署控面探井、评价井及开发控制井 57 口，水平井 77 口。 $P_212$  完钻水平井 62 口，投产 61 口，生产效果差异较大，存在一定数量的低产井，反映出  $P_2122-2$  具有较强的平面非均质性。根据生产动态整体分为两类，东南部区域水平井 40 口，生产效果相对较好，初期日产油 12.4~116.8t，平均 36.3t，一年期产油 899~12266t，平均 5815t；深部区域生产效果差异大，初期日产 6.5~37.8t，平均 21.4t；一年期产油 642~7530t，平均 3279t，总体生产能力较弱。

$P_21_{12-2}$  完钻并投产水平井 15 口，平均油层钻遇率 64%，投产效果较好，普遍高产，初期平均单井峰值日产油 66.8t，一年期产油量 2350~13724t，平均 8632t，其中， $J10022\_H$  地层原油粘度大于 30mPa·s，年产油仅为 2350t，其余井年产均在 5000t 以上，展现出较大的开发建产潜力。

### ③第三阶段：示范区成立及规模化建产阶段

2021 年对  $P_21_{12-2}$  和  $P_21_{12-3}$  采用小井距（单层井距 200m）、立体式、长井段（水平段长 1800m）、小段距（45m）、多簇数（8 簇/段）、大液量、高砂比（ $4.0 m^3/m$ ）工艺，实施了 58 号平台 8 口水平井开发试验井组，平均水平段 1799m、油层钻遇率 92.2%，单井压裂 39 级 300 簇、总液量  $73214 m^3$ 、加砂  $7161 m^3$ 。预测单井 EUR 可达  $3.5 \times 10^4 t$  以上，取得较好试验效果，以  $P_21_{12}$  为主力层系的页岩油规模建产有序推进。

2020 年 10 月，吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油成功提交预测石油地质储量  $2.77 \times 10^8 t$ ，探明石油地质储量  $1.28 \times 10^8 t$ ，累计提交探明石油地质储量  $1.53 \times 10^8 t$ 。

2021 年持续开展立体开发合理井距规模试验，同步探索“水平井+密切割体积

压裂”基础上进一步提高单井生产能力的技术手段，在  $P_2l_1$  部署并完钻水平井 36 口，平均油层钻遇率 91%，新建产能  $34.45 \times 10^4 t$ ，投产 33 口，投产效果普遍较好，初期平均峰值日产油 40.6t，目前投产 122~505d，单井累产油 1962~18708t。

2022 年通过优化井距和  $CO_2$  前置压裂进一步提产技术，在  $P_2l_2$  和  $P_2l_1$  部署并完钻水平井 40 口，建产能 39.6 万吨，投产 8 口，初期平均峰值日产油 38.4t，投产 146~163d，单井累产油 3243.8~4029.8t，目前单井平均日产油 32.19t。

2023 年计划实施水平井 88 口，建产能 52.4 万吨。截至 2023 年 10 月初，完成压裂 49 口井，投产 38 口井，平均开井天数 70 天，平均日产油 14.1t/d，整体处于返排期；其中首轮压裂投产的 57 号平台 16 口井，平均生产时间 120 天，平均日产油 33.7t/d，展现良好的生产态势。区域共动用地质储量  $9021.82 \times 10^4 t$ ，累计建产能  $168.9 \times 10^4 t$ ；区块累计产油  $213.26 \times 10^4 t$ ，综合含水 43.5%。

### （3）地质构造、区带或层系

吉木萨尔凹陷是在中石炭统褶皱基底上沉积的一个东高西低呈箕状凹陷的二级构造单元，其周边边界特征明显，三面被断层封割。西以西地断裂和老庄湾断裂与北三台凸起相接，北以吉木萨尔断裂与沙奇凸起毗邻，南面为三台断裂，向东则表现为一个逐渐抬升的斜坡，最终过渡到古西凸起上，凹陷中心位于西地断裂附近。凹陷内构造活动相对较弱，芦苇沟组缺乏构造圈闭。凹陷经历了海西、印支、燕山、喜马拉雅等多期构造运动。

石炭纪末期，该区北部沙奇凸起、东部古西凸起表现为活动上升，吉木萨尔凹陷断裂开始形成，吉木萨尔凹陷与博格达山前凹陷、西部阜康凹陷水体相连。早二叠世局部接受了杂色碎屑岩沉积，称为金沟组。中二叠世早期，吉木萨尔凹陷发生强烈的构造沉降，并作为一个相对独立的沉积单元，接受了较厚井子沟组沉积，一般厚度在 50~750m 之间。中二叠世晚期，发育一套湖相沉积，形成了本区最重要的芦苇沟组烃源岩，最厚处约 400m，一般厚度约 200~350m。二叠纪晚期吉木萨尔凹陷作为博格达山前凹陷的东北斜坡，上二叠统梧桐沟组至下三叠统韭菜园组沉积稳定，厚度为 250~500m。

二叠纪末期~三叠纪，三台凸起隆升作用减弱，沉积水体将三台凸起自西向

东逐渐淹没，水体不断加深，地层沉积范围不断扩大，整体相对下降，发育一套三角洲～滨浅湖相沉积，此时吉木萨尔凹陷为一箕状凹陷。三叠纪末期的印支构造运动使凹陷东部沙奇凸起强烈上升，造成凹陷东斜坡三叠系、二叠系遭受不同程度的剥蚀，侏罗系与下伏地层不整合接触。

侏罗纪末期的燕山运动 II 幕使沙奇凸起快速强烈隆升，吉木萨尔断裂强烈活动，构造运动使侏罗系遭受严重剥蚀。白垩纪，独立的凹陷格局消失，受燕山 III 幕构造运动的影响，吉木萨尔凹陷东南部逐渐抬升，白垩系在吉 5～吉 15 井一线以东剥蚀尖灭。进入新生代，喜马拉雅构造运动造成凹陷整体由东向西掀斜，地层向东逐渐减薄。

### 3.3 现有工程建设影响回顾

#### 3.3.1 现有工程建设情况

##### (1) 区块开发现状

目前，页岩油井区已建采油井 207 口、混输站 1 座、页岩油联合站 1 座，并配套建设有单井采油管线、集油干支线、道路等工程，油区和页岩油联合站的采出水处理装置均依托页岩油联合站外的压裂返排液处理系统处理。目前日产液量为 4348t/d，日产油量为 1957t/d，日产气量为  $2.24 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。井区原油密度在  $0.8774 \text{t}/\text{m}^3 \sim 0.9277 \text{t}/\text{m}^3$ ，天然气密度在  $0.75 \text{kg}/\text{m}^3 \sim 0.843 \text{kg}/\text{m}^3$ ，该井区钻井过程中均未发现  $\text{H}_2\text{S}$ ，采油过程中多口井发现  $\text{H}_2\text{S}$ 。

井区内一部分采油井产气、液通过管输至页岩油联合站进行处理，另一部分采油井多数为探井或评价井转产能井，因部署分散采用单井计量、加热后进拉油罐单井拉油生产，拉运至页岩油联合站。现有工程建设情况见表 3.3-1。

表 3.3-1 现有工程一览表

类别	具体内容		
主体工程	采油井	207 口	其中报废井 1 口，关停井 16 口，生产井 190 口。
	集输管线	62.16km	主要包括集油干线（采用 3.5MPa 玻璃钢管道，规格为 DN300、DN250）、集油支线（采用 3.5MPa 玻璃钢管道，规格为 DN200、DN150、DN100）、单井采油管线（采用 DN652.5MPa 柔性复合管）。
	联合站	1 座	站内现有 2 列 $50 \times 10^4 \text{t}/\text{a}$ 的原油处理系统，总设计处理能力 $100 \times$

公用工程			<p>10<sup>4</sup>t/a，实际处理量为 71×10<sup>4</sup>t/a，处理工艺选用“油气分离及原油脱水采用密闭流程，脱水工艺选择热化学沉降脱水和电化学处理组合脱水工艺”，配套建设 4 座 4000m<sup>3</sup>的事故罐、2 座 1000m<sup>3</sup>的卸油缓冲罐、2 座 60m<sup>3</sup>卸油罐；原油加热采用锅炉系统，燃料为天然气。</p>
			<p>天然气处理规模 3×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>/d，实际处理规模为 1.2×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>/d，采用“分子筛脱水+丙烷外冷”工艺，主要处理装置包括脱硫橇、进站分离橇、往复压缩机橇、分子筛脱水橇、外冷橇、低温分离轻烃回收橇、混烃装车橇、干气调压橇。</p>
			<p>净化油外输系统设计规模为 260×10<sup>4</sup>t/a，外输至北三台油库，外输管道规格为 D273×7.1/L450M，长度为 35km。</p>
	混输泵站	1 座	<p>负责将页岩油井区东南部采油井来液混输至页岩油联合站，设计转液规模为 100×10<sup>4</sup>t/a，实际转液规模 21.6×10<sup>4</sup>t/a（591t/d）。</p>
	供配电		<p>页岩油井区内已建变电站 4 座，分别为 110kV 团场变、35kV 工业园变、35kV 红旗中心变和 110kV 孚远变；35kV 红旗中心变电站位于页岩油区块西北方约 3km 处，电压等级 35/10kV，建设规模为主变容量为 2×10MVA，最大供电能力约 18MW；110kV 孚远变电站位于页岩油联合站正南方向 300m 处，电压等级 110/35/10kV，建设规模为主变容量为 2×50MVA，最大供电能力约 90MW。</p>
			<p>页岩油联合站属于 110 孚远变的供电范围，站内建有中心变电室 1 座，内设 10kV 配电室 1 间、变压器室 3 间、低压配电室 1 间及直流室 1 间。</p>
	仪表自动化		<p>页岩油井区采油井已建自动化，井口配置“LoRa+”无线网关，采油平台无线仪表数据经无线网关汇聚后再通过 5.8GHz 无线网桥上传至页岩油联合站生产监控系统；页岩油井区已建 9 套“LoRa+”无线网关。</p>
			<p>页岩油联合站 2019 年已建 45m 通信塔 1 座，塔上已设置 3 套 5.8GHz 无线网桥 AP，实现了联合站周边约 5km~8km 范围内井站的覆盖。</p>
	通信	油区	<p>页岩油作业区已建有 48 芯主干光缆，光缆路由吉祥联合站-页岩油联合站-北三台油库-北十六联合站</p>
		页岩油联合站	<p>页岩油联合站已建 1 套 10GPTN 光传输设备，通过北三台油库接入数据公司已建通信系统最终接入数据公司已建多业务承载网。</p>
给排水		<p>页岩油井区和页岩油联合站清水水源由红旗农场已建的 10 口水源井和周边水库供给；油区井下作业废液、洗井废水和页岩油联合站内的采出水均送至压裂返排液处理系统处理，处理达标后由于压裂液的复配；油区无生活污水产生，页岩油联合站生活污水定期拉运至吉木萨尔县污水处理厂集中处理</p>	
道路		<p>油区道路约 100.52km，包括油区干线公路、平台间支线道路、平台连接道路；</p> <p>干线公路：采用三级公路的标准进行设计，设计行车速度 40km/h；路基宽 8.50m，路面宽 6.0m，采用单层沥青混凝土路面。</p> <p>平台间支线道路：采用四级公路的标准进行设计，设计行车速度 20km/h，支线公路主要连接油区平台计量间，路基 6.5m，路面宽 4.0m，采用撒铺式沥青表面。</p>	

		平台连接道路用于平台单井生产维修、计量的需要。采用等外简易道路，路基、路面同宽均为 4.5m，路面铺筑采用满铺的型式，路面结构层为厚 25cm 天然砂砾路面。
环保工程	废气	油气集输、处理过程中的油气无组织挥发废气通过选用质量合格的产品，加强对阀门、法兰、管线等连接件的检修进行防治；页岩油联合站内热媒炉、处理装置内置锅炉以天然气为燃料，废气通过 8m 高排气筒排放；拉油点伴生气通过放空火炬燃烧放空。
	噪声	选用低噪声设备，对高噪声设施采取基础减振；
	地下水	井场和页岩油联合站的防渗措施
	环境风险	页岩油联合站内的 4 座 4000m <sup>3</sup> 的事故罐、2 座 1000m <sup>3</sup> 的事故罐，罐区安装可燃气体检测仪，放空火炬；1 号混输泵站的 2 座 1500m <sup>3</sup> 事故罐，1 座 10m 高的放空火炬。

## (2) 工艺流程

### ①页岩油井区集输工艺

页岩油井区主体采用“采油井→1 号混输泵站/拉油站→页岩油联合站的二级布站集输工艺”和“采油井→计量站→1 号混输泵站→页岩油联合站”的三级布站集输工艺，少数探井或评价井转为产能井因部署分散采用单井计量、单井拉油方式生产。井区已建采油井均采用单井电加热的方式生产，井口添加除硫剂。

### ②页岩油联合站原油处理系统

页岩油联合站主要负责处理页岩油井区采出物，原油处理系统设计规模 100×10<sup>4</sup>t/a（有 1.2 倍的弹性系数，最大处理能力可达 120×10<sup>4</sup>t/a），目前处理量为 71×10<sup>4</sup>t/a。原油处理采用“热电化学沉降脱水”工艺，集油区气液密闭混输进站（40℃~45℃, 0.4MPa）与卸油缓冲罐来液（40℃~45℃, 0.4MPa）在进站管汇混合后，先进三相分离器，分离出来的低含水原油（40℃~45℃）添加破乳剂后进入多功能处理装置。原油在多功能处理装置内经加热（60℃）、化学脱水和电脱水后出净化油进入外输系统。三相分离器及多功能处理油气水分离段分离出的伴生气经除油器除油、天然气处理装置处理后供站内使用。三相器分离出的水去压裂返排液处理装置，处理合格后用于压裂液复配；多功能处理装置分离出的水与卸油台来液在卸油缓冲罐混合后回掺至进站管汇。

页岩油联合站处理后净化油和吉祥联合站净化原油混合后进入压力缓冲罐，经外输泵增压、换热器换热、计量后输送至北三台油库。净化油外输系统规模为 260×10<sup>4</sup>t/a，目前外输量为 107×10<sup>4</sup>t/a。页岩油联合站至北三台油库的外输管道

规格为 D273×7.1/L450M，长度为 35km。

### ③页岩油联合站伴生气处理系统

油区页岩油联合站天然气处理系统设计处理规模  $3 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，目前实际处理气量约为  $1.2 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，采用“分子筛脱水+丙烷外冷”工艺。原油处理系统三相分离器分离出的伴生气（0.15~0.25MPa，20~40℃）经分离器分离出所携带液滴后，进入螺杆压缩机进行增压，增压后的伴生气依次进入脱硫橇、分子筛脱水橇进行脱硫脱水处理，脱水后的干气进混烃回收橇与低温干气换热，进丙烷外冷橇制冷后进入混烃回收橇低温分离器进行气液分离，分离出的低温干气与分子筛出口原料气换热，复热后的干气优先去自用气计量调压橇计量调压后供站内自用；剩余部分通过已建天然气外输管道（D114×6/20G，长 8km）输送至东三线 11 号阀室。目前，因天然气处理系统来气仅能满足站内自用，无多余净化气输至东三线天然气管道，故往复式压缩机橇及外输气计量橇暂未投运。

混烃回收橇内低温分离器分离出来的液相进入橇内脱乙烷塔，塔顶富气去自用气调压计量橇，与调压后的自用气汇合，经计量去站内自用气装置，塔底混烃进混烃储罐橇，定期经定量装车橇装车外售。

### ④1 号混输泵站

油区来气液进入进站汇管，汇管出液进入一体化加热接转装置（分离、加热和接转），通过一体化加热接转装置加热、分离缓冲后，经一体化加热接转装置上的混输泵增压后通过混输管道混输至页岩油联合站。

一体化加热接转装置加热缓冲罐分离出的伴生气经除油器进一步处理后一部分作为一体化加热接转装置燃料气用，剩下的伴生气进入混输泵增压外输。

### （3）拟转产井概况

拟转产井行政隶属于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州吉木萨尔县，东南距吉木萨尔县县城约 20km、东北距页岩油联合站约 3km，区域位置见图 3.1-1。本次拟将 21 口评价井转为生产井，拟转产井设计完钻井深 5559.04m，采用二开水平井井身结构，一开采用水基非磺化钻井液、二开采用油基钻井液。拟转产 21 口井均为平台井，每口井井号及所属平台号见表 3.3-2。

表 3.3-2 每座采油平台包含井号及井数一览表

井区	平台号	井号	数量（口）
J10054 井区	70-2	JHW70-15、JHW70-16	2
	80	JHW80-11、JHW80-12、JHW80-13	3
	81	JHW81-11、JHW81-12、JHW81-13、JHW81-14、JHW81-31、JHW81-32、JHW81-33、JHW81-34	8
	82-1	JHW82-11、JHW82-12、JHW82-31、JHW82-32	4
	82-2	JHW82-13、JHW82-14、JHW82-33、JHW82-34	2
/	合计	/	21

### 3.3.2 现有工程环境影响回顾

#### （1）施工期环境影响回顾

井区部署的评价井和勘探井钻试过程中废气主要是施工扬尘、施工车辆及机械燃料燃烧废气，噪声主要是钻井用钻机、柴油发电机和泥浆泵噪声、井下作业噪声、机动车辆噪声等，对环境的影响是暂时的，影响时间短，钻试过程中产生的废气、噪声已随着钻试期的结束而消失；钻试过程中产生的试油废水均由罐车拉运至页岩油联合站压裂返排液处理系统进行了妥善处理；生活废水进入防渗污水收集池，施工结束生活污水清运至吉木萨尔县污水处理厂处理，防渗膜回收，防渗池覆土填埋。根据井区钻井实际情况，钻井期间钻井泥浆进入泥浆不落地系统配套的岩屑储存罐，钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统处理，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，完井后剩余泥浆由专业服务公司回收，分离出的钻井岩屑进入岩屑储存罐，委托第三方岩屑处置单位处理，检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）后综合利用。现有井场已进行平整，由砾石铺垫，井场岩屑堆放场地上部已经覆土，井场及周边均没有污油出现，井场周边也形成了较稳定的生态结构，野生植被得到了一定程度的恢复。根据验收结果知井场土壤主要监测指标符合《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）第二类用地的筛选值标准要求。

#### （2）运营期环境影响回顾

##### ①大气环境影响回顾评价

根据《吉木萨尔凹陷芦苇沟组油藏吉 305—吉 17—吉 37 井区开发地面工程

（第一批）竣工环境保护验收调查报告》（2021 年 10 月）和《新疆油田吉庆油田作业区环境监测》（2023 年 8 月），项目运营期大气污染源主要为无组织排放源。无组织排放的非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放监控浓度限值  $4.0\text{mg}/\text{m}^3$  的要求，厂界硫化氢无组织排放浓度满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-1993）中新改扩建项目厂界二级标准值限值要求。根据《吉木萨尔凹陷芦草沟组油藏吉 305-吉 17-吉 37 井区联合站建设工程重大变更竣工环境保护验收监测报告表》，验收期间监测数据（以热媒炉为例），页岩油联合站锅炉烟气中二氧化硫、颗粒物和氮氧化物排放浓度满足《锅炉大气污染物排放标准》表 2 大气污染物排放限值要求。现有工程对环境空气质量影响较小，在环境可接受范围内。

### ②水环境影响回顾

废水主要为压裂返排液、采出水、井下作业废水、废洗井液和生活污水。压裂返排液、采出水、废洗井液和井下作业废水均交第三方处置单位在页岩油联合站站外 15 万方污水池中进行处置，处理后水质进入 60 万方污水池中暂存，处理后污水水质满足《油田注入水分级水质指标》（Q/SYXJ 0030-2015）、《压裂酸化返排液处理技术规范》（Q/SY 02012-2016）要求后，用于井区单井压裂液复配水源，废水不外排；15 万方和 60 万方污水池中污水不长期储存，池子循环使用，边进废水处置，边将处理好后的污水调配用于压裂复配水源排出，池体无满池情况发生。生活污水来自页岩油联合站工作人员产生的，污水排入化粪池（ $6\text{m}^3$ ，有防渗措施）后定期拉至吉木萨尔县污水处理厂处置，生活污水水质达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）中表 4 三级标准。

### ③声环境影响回顾评价

噪声主要为站内各类机泵、导热油炉等产生的噪声。井区定期对井场、站场内机泵进行维护、检修保养，添加润滑油和减震垫。同时给现场工作人员配备耳塞设施。根据《吉木萨尔凹陷芦草沟组油藏吉 305-吉 17-吉 37 井区开发地面工程（第一批）竣工环境保护验收调查报告》（2021 年 10 月）和《新疆油田吉庆油田作业区环境监测》（2023 年 8 月），各站场边界噪声排放能够达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准。

#### ④固体废物环境影响回顾评价

固体废物主要为含油污泥、储罐底泥和生活垃圾；其中含油污泥、储罐底泥，均属于危险废物，暂存在吉祥联合站污泥暂存场，该暂存场约 2 个月进行清场 1 次，委托克拉玛依博达环保科技有限公司进行处置。生活垃圾集中收集在联合站垃圾箱中，定期运至吉木萨尔县垃圾填埋场，现场无遗留固废。

#### ⑤土壤和地下水

井区和站场产生的废水、固体废物均得到妥善处置，井场、页岩油联合站和 1 号混输泵站进行了分区防渗。《中国石油新疆油田分公司吉庆油田作业区土壤污染隐患排查报告》中对页岩油井区、页岩油联合站和 1 号混熟泵站内土壤的进行监测，根据监测结果可知，土壤中的各监测因子均满足《土壤环境质量建设用 地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求。根据吉庆油田作业区对附近现有地下水井例行监测数据可知，区域地下水中石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅲ类标准要求。

#### ⑥环境风险

根据现场调查及资料查阅，页岩油井区单井钻井、生产过程中，在预防措施上切实做好了防止井喷的各项措施，严格执行各类安全、环境保护管理制度。主要措施是安装井控装置（防喷器、简易封井器等），同时采用随时调整泥浆密度，做好固井质量等技术，严格做好管线、储罐的防腐、防渗措施，以最大限度地降低井喷、井漏以及管线、储罐的泄漏等突发环境事故的发生。经调查，该井区未发生井喷、井漏、管线和储罐泄漏事件。

### （3）生态影响回顾

井区开发建设项目总体开发过程中，对生态的影响主要为占地对生态环境造成的影响，占地分为临时占地和永久占地。主要生态影响包括，对生态景观格局的影响、对植被的影响以及对土壤的影响。

对景观生态格局的影响主要表现在油田道路、管线及各类场站的建设，对生态景观的切割，增大了区域景观生态格局的破碎化程度。对植被的影响主要表现为工程建设过程中，占地范围内的植被灭失，以及永久占地范围内植被生产力的减少。对土壤的影响主要是工程建设时对土壤（沙漠）的扰动、流失，以及落地

原油对土壤（沙漠）的污染。

根据资料和本次现场踏勘情况，油田区域内钻井工程结束后，基本对临时占地范围内及周边的场地进行了清理及平整，恢复了原貌。对井场永久占地范围内地表结合井区荒漠的特点，油田道路铺设了砂石，站场周围做了平整和压实，减少了侵蚀量。根据现场踏勘情况，区域内井场至计量站的集输管线均采用了地下敷设方式，施工结束后恢复了地表原状。计量站已完成地面硬化，现有井场均已平整，由砾石铺垫，井场周边也形成了较稳定的生态结构，根据完井时间不同，各井场恢复程度不同。

#### （4）拟转产井环境影响回顾

拟转产井的钻试工程已取得昌吉回族自治州生态环境局《关于 2023 年吉庆油田作业区 21 口井钻试工程环境影响报告表的批复》（昌州环评〔2024〕16 号），目前正在建设，建设过程中应严格落实环评文件及批复中的要求，具体要求见表 3.3-3。

表 3.3-3 环评文件及批复要求一览表

要素	环评文件及批复要求
生态环境	对施工区域内的临时占地合理规划，避开野生植被及保护植物较丰富的区域，严格控制临时占地范围，减少对周围土壤、植被的影响。敏感区周边施工方案、临时用地布设，应在开工前征求相关管理部门意见，确需占用的应按国家和地方有关规定依法履行占用手续和采取补偿措施，在环境敏感区内不得设置料场，严禁随意丢弃污染物，严禁施工人员捕猎野生动物。施工过程实施“分层开挖、分层堆放、分层回填”措施，施工结束后及时恢复地貌原状，减少水土流失。项目在建设过程中，严格落实各项管理规定，不得对项目所在区域生态环境和环境质量造成影响。
废气	施工现场运输车辆低速慢行，不得超载，易起尘物料在运输、存放时加盖遮盖物，最大限度防止扬尘扩散；钻井及试油期间定期对柴油机、柴油发电机等设备进行维护，采用高品质柴油，使用检测合格的设备等措施，污染排放浓度执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）无组织排放浓度限值要求。试油期伴生气通过气液分离器进行分离，并经排气管线燃放。试油期井场边界非甲烷总烃参照执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中边界浓度限值要求。
废水	钻井过程采用套管与土壤隔离，并在套管与地层之间注入水泥进行固井，水泥浆返至地面，封隔地层和水层，避免地下水环境污染。试油期洗井废水、压裂返排液采用专用储罐收集后拉运至页岩油联合站压裂返排液处理系统进行处理，达标后用于压裂液复配，不得外排；生活营地设临时防渗收集池，生活污水收集暂存后定期由吸污车清运至吉木萨尔县污水处理厂处理。
噪声	选用低噪声设备，对噪声较大的设备采取基础减振措施，加强检查、维护和保养机械设备。加强施工场地管理，合理疏导进入施工区的车辆，禁止运输车辆随意高声鸣笛，噪声须符合《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）要求。

固体废物	井场设钻井液不落地设备，水基钻井岩屑、油基钻井岩屑采用同一套不落地系统进行固液分离处理。分离出的液相回用于钻井，分离出的水基钻井岩屑暂存于专用储罐，由岩屑处置单位拉运进行处理，满足《油气田钻井固体废物综合利用污染物控制要求》（DB65/T3997-2017）相关要求后方可进行综合利用；油基岩屑属于危险废物，暂存于油基岩屑储罐，委托具有相应危废转运、处理资质的单位进行处理。钻井期间产生的少量落地原油及含油污泥、机械设备废油、废弃防渗膜等均由施工单位委托具有相应危废转运、处理资质的单位进行处理。本项目危险废物的收集、贮存及运输过程中应依据《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）相关要求进行管理，转移过程应按《危险废物转移管理办法》办理危险废物转移联单；生活垃圾集中收集，定期拉运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场处理。
------	---

### （5）环保手续履行情况

油田开发建设过程中，页岩油井区按照国家法律法规开展了环境影响评价工作，现有工程的“三同时”执行情况如下：

表 3.3-2 环保手续履行情况表

项目名称	环评批复机关、文号	环保竣工验收情况
吉木萨尔凹陷芦苇沟组致密油吉 303—吉 305 井区 2018 年开发试验吉木萨尔辖区地面建设工程	吉木萨尔县环境保护局 吉环项发（2018）4 号	2019 年 6 月 23 日通过企业自主验收
吉祥联合站至吉 305—吉 17 吉 37 井区联合站集输管线（吉木萨尔县境内）建设项目	昌吉回族自治州生态环境局 昌州环评（2018）31 号	2021 年 10 月 27 日通过企业自主验收
北三台油库扩建工程及吉 305—吉 17—吉 37 井区联合站至北三台油库输油管线（吉木萨尔县、阜康市境内）建设项目	昌吉回族自治州生态环境局 昌州环评（2019）32 号	2021 年 10 月 27 日通过企业自主验收
吉木萨尔凹陷芦苇沟组油藏吉 305—吉 17—吉 37 井区开发地面工程	新疆生产建设兵团生态环境局 兵环审（2019）14 号	2021 年 10 月 28 日通过企业第一批自主验收； 2023 年 9 月 6 日通过企业第二批自主验收
吉木萨尔凹陷芦苇沟组油藏吉 305—吉 17—吉 37 井区联合站建设工程重大变更项目	新疆兵团第六师五家渠市环保局 师环监函（2019）38 号	2021 年 10 月 28 日通过企业自主验收
吉 305—吉 17—吉 37 井区 JHW00421 等 22 口开发试验井建设工程	昌吉回族自治州生态环境局 昌州环评（2019）49 号	2021 年 10 月 28 日通过企业第一批自主验收
吉木萨尔凹陷芦苇沟组页岩油 2023 年开发建设工程	新疆生产建设兵团生态环境局 兵环审（2023）2 号	正在建设
吉木萨尔凹陷昌吉油田 2023 年芦苇沟组页岩油调整部署 18 号平台等 6 个平台产能建设	新疆生产建设兵团生态环境局 兵环审（2024）7 号	正在建设
2023 年吉庆油田作业区 21 口井钻试工程	昌吉回族自治州生态环境局 昌州环评（2024）16 号	正在建设

新疆油田昌吉油田吉 305-吉 17 井区芦草沟组页岩油产能建设项目（页岩油联合站二期扩建工程）	新疆生产建设兵团生态环境局，兵环审（2024）16 号，2024 年 6 月 14 日	正在建设
--	---	------

本次拟对《2023 年吉庆油田作业区 21 口井钻试工程》中的 21 口评价井转产，目前 21 口评价井正在进行钻试工程。

#### （6）环境管理现状

##### ①现有工程排污许可证执行情况

根据《固定污染源排污许可分类管理名录（2019 年版）》，页岩油联合站站内的热媒炉等固定污染源实行排污许可登记管理，作业区于已取得了固定污染源排污登记回执（登记编号：91650200715597998M057Z）。

##### ②环境应急预案及应急演练情况

现有工程由吉庆油田作业区统一管理，吉庆油田作业区已编制《新疆油田公司吉庆油田作业区突发环境事件专项应急预案》，在昌吉回族自治州生态环境局吉木萨尔县分局进行了备案（备案编号：652327-2023-016-L）。同时作业区制定有“突发环境事件应急演练计划”，每年进行 1 次突发环境事件应急演练，演练完成后编制了《突发环境事件应急评价总结》。

##### ③自行监测情况

吉庆油田作业区已制定了《新疆油田公司吉庆油田作业区 2024 年自行监测方案》，为履行排污单位自行监测的职责，自行监测手段为手动监测。目前，吉庆油田作业区已完成 2023 年度废气、生产废水、地下水等自行监测工作。

##### ④环境管理台账记录

吉庆油田作业区已经根据排污许可证中载明的台账记录要求，建立台账记录制度，并指定专人负责台账记录工作。记录形式包括电子和纸质台账两种。台账记录内容包括基本信息、监测记录信息、生产设施运行管理信息、污染治理措施运行管理信息和其他环境管理信息等。

#### （7）退役设施

页岩油井区油气开发始于 2010 年，2018 年开始规模开发，井区目前尚未产生退役设施，考虑到未来老井利用的可能性，井区现有未生产井按照关井管理，未

采取封井的措施，井场已平整，井场植被逐步自然恢复。

### 3.4 存在环境问题及整改措施

#### （1）现有工程存在的环境问题

根据现场调查结果可知：项目所在区域没有出现过套外返水、漏油、井喷等情况，区块内现有钻井工程井场及其他附属设施严格按照环评批复进行了占地和平面布置，未发生违规占地行为。现有井场已进行平整，由砾石铺垫，井场岩屑池已经覆土，井场及周边均没有污油出现。已完钻井的水基/油基岩屑已按照环评要求清理处置，现场踏勘时岩屑已全部清运完毕，井场未见遗留。但目前临时占地内植被尚未完全恢复。目前现有工程存在的环境问题为：

- ①井区部分地段有车辆乱碾乱轧的痕迹。
- ②页岩油联合站原油处理能力不能满足后续发展处理需求

页岩油联合站原油处理系统设计规模  $100 \times 10^4 \text{t/a}$ （有 1.2 倍的弹性系数，最大处理能力可达  $120 \times 10^4 \text{t/a}$ ），目前处理量已达  $71 \times 10^4 \text{t/a}$ 。根据区块产能预测数据，2024 年页岩井区总体产能将超  $140 \times 10^4 \text{t/a}$ ，现有原油处理系统将不能满足处理需求。

- ③第三方压裂返排液处理系统水质不稳定

页岩油联合站内分离出采出水、井区压裂返排液均进入第三方压裂返排液处理系统处理。在夏季压裂高峰期由于压裂返排液产生量大、含油量波动大，系统会超负荷运行，此外系统进入含油量超过设计指标时，装置多次被迫停运。处理工艺方面，由于超负荷运行，处理过程中需超量投加药剂，导致后端污泥量大、含水率高，存在运营成本增高、污泥处理难度增大等问题。亟需扩建。

- ④站内无危险废物暂存设施

页岩油联合站目前未建设危险废物暂存设施，现有工程危险废物暂存需要依托吉祥联合站危险废物暂存设施。吉祥联合站同属吉庆油田作业区，位于页岩油联合站东南方向 18km 处，含油污泥等危险废物转运过程存在环境风险。

- ⑤页岩油联合站未开展泄漏检测与修复工作

按照《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）中相关要求，载有气态/液态 VOCs 物料的设备与管线组件的密封点 $\geq 2000$  个，应开展泄漏检测与修复工作。页岩油联合站建有 2 列原油处理系统、1 套天然气处理系统，配套建有油气外输装置，设备与管线组件的密封点已经超 2000 个。但页岩油联合站未开展泄漏检测与修复工作。

## （2）整改措施

针对已开发区域遗留的环境问题，在本次开发建设过程中，要重点采取以下措施：

①拟建项目建设中应严格规定施工车辆、施工机械及施工人员的活动范围，不得乱碾乱轧，随意开设便道。

②为满足新增的原油处理需求，中国石油新疆油田分公司吉庆油田作业区计划实施《新疆油田昌吉油田吉 305-吉 17 井区芦草沟组页岩油产能建设项目（页岩油联合站二期扩建工程）》，该项目拟新建 1 列  $50 \times 10^4 \text{t/a}$  的原油处理系统，处理工艺与现有原油处理系统一致；在页岩油联合站内新建 1 套压裂返排液处理系统，设计处理规模为  $3000 \text{m}^3/\text{d}$ ，与第三方压裂返排液处理系统同时运行；新建 1 座占地  $1200 \text{m}^2$  的危险废物暂存设施，以满足作业区日常暂存需求。目前，《新疆油田昌吉油田吉 305-吉 17 井区芦草沟组页岩油产能建设项目（页岩油联合站二期扩建工程）环境影响报告书》已获得新疆生产建设兵团生态环境局出具的批复（兵环审〔2024〕16 号），正在建设。

③此外，吉庆油田作业区计划在 2024 年 5 月、10 月分别开展一次泄漏检测与修复工作。

## 4 建设项目工程分析

### 4.1 建设项目概况

#### （1）项目名称

吉庆油田作业区 2023 年产能建设部署调整 80 号平台等 5 个平台 21 口井建设项目（吉木萨尔区域）。

#### （2）建设单位

中国石油新疆油田分公司吉庆油田作业区

#### （3）项目性质

改扩建。

#### （4）建设地点

本项目位于吉木萨尔凹陷芦草沟组，行政区划属新疆维吾尔自治区吉木萨尔县管辖。距离吉木萨尔县中心城区西北方向 23km，距离已开发的吉 7 井区西北方向 15km。区域位置见图 4.1-1，对比中国石油新疆油田分公司按照《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》（新环发〔2018〕133 号）报送给自治区生态环境厅的已开发区块环评范围“一张图”，项目位于已开发的老区块内，与“一张图”的相对位置关系见图 4.1-2。

本次开发范围见图 4.1-3，拐点坐标见表 4.1-1。

表 4.1-1 开发范围拐点坐标一览表

序号	经纬度坐标	
	E	N
1		
2		
3		
4		
5		

#### （5）生产计划和劳动定员

年运行时间 8400h，建成后由吉庆油田作业区负责运行管理，不新增劳动定员。

### （6）工程投资

工程总投资 12056.4 万元，环保投资约 450 万元，占总投资的 3.73%。

### （7）建设内容

本次拟在吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油井区部署 21 口采油井（评价井转产），新建产能  $11.3 \times 10^4 \text{t/a}$ 。新建采油井口装置 21 座，3 井式采油平台 1 座，2 井式采油平台 9 座，共计 10 座采油平台。12 井式采油平台计量站 1 座，8 井式采油平台计量站 2 座，单井计量装置 5 座， $3 \text{m}^3$  除硫加药撬 1 座， $10 \text{m}^3$  除硫加药撬 4 座，新建集油支线 3.2km，单井采油管线 2.1km，配套建设给排水，供电、防腐、消防等工程。

### （8）开发方式及产能方案

#### ①开发方式

采用天然能量开发。

#### ②产能预测

本次共部署 21 口采油井，新建原油产能  $11.3 \times 10^4 \text{t/a}$ ，开发生产指标预测见表 4.1-1。

表 4.1-1 开发指标预测一览表

年份 (年)	开井数 (口)	年产油 ( $10^4 \text{t}$ )	年产液 ( $10^4 \text{t}$ )	年产气 ( $10^4 \text{m}^3$ )	年产 $\text{CO}_2$ ( $10^4 \text{m}^3$ )	累产油 ( $10^4 \text{t}$ )	累产液 ( $10^4 \text{t}$ )	累产气 ( $10^4 \text{m}^3$ )	累产 $\text{CO}_2$ ( $10^4 \text{m}^3$ )	采出程 度 (%)
2025										
2026										
2027										
2028										
2029										
2030										
2031										
2032										
2033										
2034										
2035										
2036										
2037										
2038										

2039	21	1.17	1.56	11.70	0.01	60.67	92.67	606.68	9.43	6.59
------	----	------	------	-------	------	-------	-------	--------	------	------

### ③产品方案

产品主要为原油和伴生气，产生量分别为  $11.3 \times 10^4 \text{t/a}$ 、 $100.98 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，原油管输至页岩油联合站原油处理系统处理，伴生气管输至页岩油联合站伴生气处理系统处理。

### （9）建设周期

#### ①施工组织

施工期主要为地面工程建设，整体建设周期约 24 个月，施工人员约 20 人，地面工程建设阶段不设生活营地，施工人员食宿在吉木萨尔县。

#### ②施工方式

单井采油管线、集油支线均采用埋地敷设。

#### ③施工时序

建设单位根据实际情况，可同步建设单井采油管线、集油支线及其他公用工程。施工组织方式主要为平行施工和流水施工相结合的组织方式。

#### ④施工布局

地面工程平面布置包括采油井场、计量站、单井采油管线、集油支线等。

施工现场布置主要为采油井场、计量站及集输管网的布置，井场在施工现场在项目区内点状分布；各类管线严格控制施工作业宽度，施工现场施工材料放置在管沟一侧，另一侧堆放管沟开挖产生的土方；计量站按照相应的平面布置图布置。

图 4.1-1 区域位置示意图

图 4.1-2 项目与中国石油新疆油田分公司报送给自治区生态环境厅的已开发区块环评范围“一张图”位置关系

图 4.1-3 项目开发范围示意图

## 4.2 油气资源概况

### 4.2.1 油藏地质特征

芦草沟组页岩的矿物成分多样，包括长石、石英、方解石、白云石、黄铁矿、菱铁矿、方沸石以及粘土矿物等多种矿物类型。整体上长石平均含量最高，石英与白云石平均含量相当，黏土矿物平均含量相对较低。不同深度段内各矿物成分相对含量差异较大，并且纵向上各矿物成分相对含量频繁发生变化，表明岩石类型及其组合规律极其复杂。

下甜点体  $P_21_1^{2-1}$ 、 $P_21_1^{2-2}$ 、 $P_21_1^{2-3}$  油层岩性主要为云质粉砂岩，隔层主要为粉砂质页岩和云质泥岩，油层和隔夹层呈高频互层，单个油层厚度较薄，一般都在 1.5m 以下。以吉 174 井下甜点 3 个典型岩性样品为例，其中 3261.0m 处隔夹层样品岩性为云质泥岩，长英质矿物含量为 39.6%（长石 16.8%，石英 22.8%），碳酸盐矿物含量为 46.6%（白云石 46.3%，方解石 0.3%），粘土矿物含量为 12.8%。3274.4m 处油层样品岩性为云质粉砂岩，长英质矿物含量为 63.4%（长石 34.3%，石英 29.1%），碳酸盐矿物含量为 29.2%（白云石 26.1%，方解石 3.1%），粘土矿物含量为 7.4%。3277.4m 处隔夹层样品岩性为粉砂质页岩，长英质矿物含量为 63.6%（长石 45.9%，石英 17.7%），碳酸盐矿物含量为 19.5%（白云石 18.4%，方解石 1.1%），粘土矿物含量为 12.8%，其余还含有 4.1% 的黄铁矿等其他矿物。

### 4.2.2 油气水性质

页岩油井区原油、伴生气及采出水性质分别见表 4.2-1、表 4.2-2 和表 4.2-3。

表 4.2-1 原油性质参数一览表

层位	密度 ( $t/m^3$ )	40℃粘度 (mPa·s)	50℃粘度 (mPa·s)	含蜡量 (%)	凝固点 (°C)	初馏点 (°C)	闪点 (°C)	析蜡点 (°C)
上甜点	0.8854	37.5~202.3	20.21~121.42	7.4~19	14~26	123.30	30	35.6
		平均: 94.20	平均: 48.90	平均: 10.8	平均: 20.03			
下甜点	0.9033	24.8~603.5	16.91~410.36	1.7~14.8	-6~20	115.49		33.2

		平均：152.23	平均：103.52	平均：4.8	平均：4.9			
--	--	-----------	-----------	--------	--------	--	--	--

表 4.2-2 伴生气性质参数一览表

层位	相对密度	天然气组分 (%)									
		甲烷	乙烷	丙烷	异丁烷	正丁烷	异戊烷	正戊烷	己烷以上	二氧化碳	氮
P <sub>2</sub> 1 <sub>2</sub>	0.750	71.07	10.53	9.81	1.45	1.96	0.35	0.29	0.04	1.00	4.08
P <sub>2</sub> 1 <sub>1</sub>	0.843	66.3	13.35	14.86	2.18	2.19	0.21	0.38	0.01	0.36	2.08

注：芦草沟组页岩油钻井过程中均未发现 H<sub>2</sub>S，压裂后压裂液中富含碳源有机质，促进硫酸盐还原菌的滋生，加速生物成因硫化氢的产生，采油现场检测硫化氢浓度为 0~254ppm，主体在 50~100ppm 区间。

表 4.2-3 采出水性质参数一览表

层位	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> (mg/L)	Cl <sup>2</sup> (mg/L)	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> (mg/L)	Ca <sup>2+</sup> (mg/L)	Mg <sup>2+</sup> (mg/L)	矿化度 (mg/L)	PH 值	水型
P <sub>2</sub> 1 <sub>1</sub> <sup>2</sup>	3764.69	2874.55	342.43	25.25	3.06	11834.4	8.1	NaHCO <sub>3</sub>
P <sub>2</sub> 1 <sub>1</sub> <sup>2</sup>	1634.12	2397.66	400.05	14.79	0	6792.75	8.2	
P <sub>2</sub> 1 <sub>1</sub> <sup>2</sup>	3655.34	1857.4	199.2	12.63	7.66	9358.5	8.3	
P <sub>2</sub> 1 <sub>2</sub> <sup>2</sup>	2644.85	2531.13	581.14	20.2	3.06	8668.8	8.0	
P <sub>2</sub> 1 <sub>2</sub> <sup>2</sup>	2438.31	5151.59	136.64	29.82	6.03	15726.23	8.8	
P <sub>2</sub> 1 <sub>2</sub> <sup>2</sup>	3553.32	4415.65	197.55	24.85	3.01	12565.41	8.1	
P <sub>2</sub> 1 <sub>2</sub> <sup>2</sup>	1432.99	4262.51	47.74	59.16	8.97	9055.01	7.9	
平均	2731.95	3355.78	272.11	26.67	4.54	10571.59	8.2	

## 4.3 建设内容

建设内容包括主体工程、公用工程、依托工程和环保工程四个部分。主体工程主要油气集输工程和储层改造工程。

### 4.3.1 主体工程

#### (1) 油气集输工程

##### ①采油工程

##### ①采油工程

※采油平台：3 井式采油平台 1 座，2 井式采油平台 9 座，每座采油平台包含井号及井数见表 4.3-1。

表 4.3-1 每座采油平台包含井号及井数一览表

井区	平台	计量站号	井号	坐标	井型	井深 (m)	数量
----	----	------	----	----	----	--------	----

	号			东经	北纬			(口)	
J10054 井区	80	/	JHW80-11			二开水平井	5559.04	3	
			JHW80-12				5559.04		
			JHW80-13				5559.04		
	81-1	81 号采油平台计量站	JHW81-11				5559.04	2	
			JHW81-31				5559.04		
	81-2		JHW81-12				5559.04	2	
			JHW81-32				5559.04		
	81-3		JHW81-13				5559.04	2	
			JHW81-33				5559.04		
	81-4		JHW81-14				5559.04	2	
			JHW81-34				5559.04		
	82-1		82-1 号采油平台计量站	JHW82-11				5559.04	2
				JHW82-31				5559.04	
	82-2	JHW82-12					5559.04	2	
		JHW82-32					5559.04		
	82-3	82-2 号采油平台计量站	JHW82-13				5559.04	2	
			JHW82-33				5559.04		
	82-3		JHW82-14				5559.04	2	
			JHW82-34				5559.04		
	70-2	/	JHW70-15				5559.04	2	
			JHW70-16				5559.04		
/	合计	/	/	/	/	116739.84	21		

### ※采油井口装置

新建采油井口装置 21 座，井口采用投捞式电潜螺杆泵，配套电机功率 22kW。井口采用保温盒保温，保温盒内设 300W 防爆电加热器，同时设置热洗清蜡接口及安全标示牌。

※除硫剂加药撬：根据采油方案，芦苇沟组页岩油钻井过程中均未发现  $H_2S$ ，采油过程中多口井发现  $H_2S$ ，根据油气物性，页岩油井区采油现场监测到  $H_2S$  浓度为 0~254ppm ( $385.3mg/m^3$ )。井口取样、修井时原油中  $H_2S$  泄漏对操作人员有  $H_2S$  中毒风险，故在采油井口设置除硫剂加药撬，通过地面加药装置向油井或地面出油管线中添加除硫剂达到防硫除硫的目的。本次新建  $3m^3$  除硫加药撬 1 座， $10m^3$  除硫加药撬 4 座。本项目采用三嗪类硫化氢处理剂作为除硫剂，该除硫剂及其脱硫产物均为水溶性液体，安全性高，而且不需回收，经页岩油联合站压裂返排液处理系统处理后用于压裂液复配。井场不储存除硫剂，由工作人员根据每个除硫剂加药装置除硫剂的使用情况

进行添加。

### ② 计量装置

#### ※ 单井计量装置

70-2 号采油平台（JHW70-15、JHW70-16）、80 号采油平台（JHW80-11、JHW80-12、JHW80-13）采用单井计量、集中加热的生产方式，每口采油井新建 1 座单井计量装置，每个采油平台设置 1 座 100kW 电加热器。

单井计量装置工艺流程：采油平台上新建采油井出液先经计量装置计量后进入加热装置加热，经加热后进入集输系统。

#### ※ 采油平台计量站

新建采油平台计量站 3 座（81 号采油平台计量站、82-1 号采油平台计量站、82-2 号采油平台计量站），81 号采油平台计量站设 1 座 12 井式一体化自动选井计量装置，该设备包含计量装置 1 座、多通阀装置 1 座和 1 台 300kW 电加热器。82-1 号采油平台计量站、82-2 号采油平台计量站各设 1 座 8 井式一体化自动选井计量装置，该设备包含计量装置 1 座、多通阀装置 1 座和 1 台 200kW 电加热器。

计量站工艺流程为：单井来气液先进液量含水自动计量装置，对需要计量的单井进行自动选井计量，将计量后的原油和天然气与未计量的油井来液混合后进入加热装置进行加热，加热后通过集油干支线输至页岩油联合站进行处理。

### ③ 集输管线

新建井口至采油平台计量站的单井采油管线共计 2.1km，采油井场内的单井采油管线采用 D76×5/20 无缝钢管，管道保温后埋地敷设，保温层采用 30mm 厚聚氨酯泡沫塑料，防护层采用高密度聚乙烯塑料，管底埋深-1.7m；采油井场外的单井采油管线采用 DN652.5MPa 柔性复合管（II 型），管道自带保温层，埋地敷设，管底埋深-1.7m。

新建采油平台计量站至拟建阀池的集油支线 3.2km，采用 DN100、DN150 3.5MPa 高压玻璃纤维管线管，耐温 70℃；集油支线与拟建阀池搭接，管线埋地保温敷设，管底标高-1.9m。

## （2）储层改造工程

储层改造是为了提高油气井产量而对储层采取的一系列工程技术措施的总称；主

要包括射孔、压裂。本项目单井压裂液（包括压裂液和酸化压裂液）用量为 36000m<sup>3</sup>，21 口井合计用量 756000m<sup>3</sup>。射孔、压裂的主要设备见表 4.3-2。

表 4.3-2 射孔、压裂工艺主要设备一览表

阶段	设备名称	主要型号	数量（台/座）
储层改造	压裂车	2500 型	20
	混砂车	/	2
	仪表车	/	1
	砂罐车	/	4
	连续输砂撬	/	1
	柔性储水罐	200m <sup>3</sup>	8
	地面储水池	800m <sup>3</sup>	1
射孔	射孔车	/	1
	射孔工具车	/	1
	BOP 井口防喷器	105MPa	1
	防喷管	105MPa	1

#### 4.3.2 公用工程

##### （1）供配电

根据井组的布置形式，采用单变压器带多井的配电方式。新建 10kV 架空线路根据井场分布情况架设，集油区 10kV 电网采用环网供电模式，开环运行；集油区电源引自就近的 10kV 线路。根据地方供电部门要求，主线导线截面 1×JKLGYJ-95/20，在线路“T”接处及每隔 2.0km 处和联络处设柱上真空断路器（附一体式隔离开关）、避雷器、短路故障指示器组。新建杆架式变电站电源引自就近的 10kV 架空线路，变压器采用 S13-M 节能型，杆变低压侧设置低压无功补偿装置，补偿后，功率因数在 0.9 以上。

##### （2）给排水

施工期给水主要为管道试压用水、混凝土养护用水，运营期用水主要为井下作业用水。井区位于荒漠地区，周围无成熟的供水管网，用水由罐车从吉庆油田作业区拉运至用水场地。

施工期排水主要为混凝土养护废水、管道试压废水，管道试压废水污染物主要为悬浮物，用于项目区的洒水抑尘；混凝土养护废水自然蒸发。运营期排水主要为洗井

废水、井下作业废液，洗井废水和井下作业废液由罐车拉运至页岩油联合站压裂返排液处理系统处理，经处理后出水水质满足《压裂酸化返排液处理技术规范》（Q/SY 02012-2016）中相关水质指标后用于压裂液复配，不外排。

### （3）仪表自动化

新增采油井井口仪表采用 ZigBee Pro 无线仪表，井场设置 RTU 和 5.8G 无线网桥从站；RTU 及三相电参模块安装在物联网抽油机电控箱内弱电仓预留位置。井场数据经 RTU 内配置的 Zigbee Pro 数据采集模块汇聚后通过新建 5.8G 无线网桥从站上传至吉庆油田作业区生产监控平台进行集中监控、管理。计量站设 PCL 控制箱，通过光缆接入油区 GPON 数据传输网络，最终传至吉庆油田作业区生产调度中心已建 SCADA 系统进行集中监控。

### （4）消防

各井场设置灭火器。单座平台计量站设置 4 具 MF/ABC8 手提式磷酸铵盐干粉灭火器、2 具 MT7 手提式二氧化碳灭火器。

### （5）道路

新建油田内部道路 4.3km，路面宽 6m，路基宽 6.5m，路面结构采用 25cm 厚天然砂砾。所需砂石料自周边料场购买。

## 4.3.3 依托工程

施工期建筑垃圾送至当地建筑垃圾填埋场填埋；废润滑油和沾油废防渗膜依托有相应危险废物处置资质的单位进行处置；运营期产生的洗井废水和井下作业废液依托页岩油联合站压裂返排液处理系统处理。废药剂包装物由厂家回收，废润滑油、沾油废防渗膜、废含油抹布和劳保用品以及事故状态下落地油交由具有相应危废处置资质的单位进行接收、转运和处置。

## 4.3.4 环保工程

环保工程主要为施工期材料及临时土方采用防尘布覆盖，逸散性材料运输采用苫布遮盖；运营期井口设置除硫剂加药装置；井场内投捞式电潜螺杆泵设置的基础减振，井下作业时各机泵设置的基础减振。井下作业时带罐作业；井场和计量站内的防

渗措施以及井下作业过程中铺设的防渗材料；安装防喷器和井控装置，配备的消防器材。

#### 4.3.5 工程组成

工程组成详见表 4.3-7。

表 4.3-7 工程组成一览表

工程类别	名称	工 程 量		备 注
主体工程	采油工程	采油平台	10 座	3 井式采油平台 1 座，2 井式采油平台 9 座；新建采油井口装置 21 座，井口采用投捞式电潜螺杆泵，配套电机功率 22kW。井口采用保温盒保温，保温盒内设 300W 防爆电加热器。
	集输工程	采油平台计量站	4 座	81 号采油平台计量站设 1 座 12 井式一体化自动选井计量装置，该设备包含计量装置 1 座、多通阀装置 1 座和 1 台 300kW 电加热器。82-1 号采油平台计量站、82-2 号采油平台计量站各设 1 座 8 井式一体化自动选井计量装置，该设备包含计量装置 1 座、多通阀装置 1 座和 1 台 200kW 电加热器
		单井采油装置	5 座	70-3 号采油平台（JHW70-15、JHW70-16）、80 号采油平台（JHW80-11、JHW80-12、JHW80-13）每口采油井新建 1 座单井计量装置
		除硫剂加药装置	5 座	新建 3m <sup>3</sup> 除硫加药撬 1 座，10m <sup>3</sup> 除硫加药撬 4 座
		单井采油管线	2.1km	新钻井单井采油管线共计 1.5km，采用 DN65 2.5MPa 柔性复合管（II 型），管线埋地保温敷设，保温采用 30mm 厚发泡保温橡塑海绵，防护层采用 2mm 厚聚乙烯胶粘带，管底标高-1.7m。
		集油支线	3.2km	采用 DN100、DN150 3.5MPa 高压玻璃纤维管线管，耐温 70℃，埋地保温敷设，管底标高-1.9m。
储层改造工程	主要工艺包括：射孔、压裂、酸化、洗井等工程。			
公用工程	供配电	新建杆架式变电站电源引自就近的 10kV 架空线路，变压器采用 S13-M 节能型，杆变低压侧设置低压无功补偿装置，补偿后，功率因数在 0.9 以上。		
	给排水	<p>施工期给水主要为管道试压用水、混凝土养护用水，运营期用水主要为井下作业用水。井区位于荒漠地区，周围无成熟的供水管网，用水由罐车从吉庆油田作业区拉运至用水场地。</p> <p>施工期排水主要为混凝土养护废水、管道试压废水，管道试压废水污染物主要为悬浮物，用于项目区的洒水抑尘；混凝土养护废水自然蒸发。运营期排水主要为洗井废水、井下作业废液，洗井废水和井下作业废液由罐车拉运至页岩油联合站压裂返排液处理系统处理，经处理后出水水质满足《压裂酸化返排液处理技术规范》（Q/SY 02012-2016）中相关水质指标后用于压裂液复配，不外排。</p>		

	仪表自动化	新增采油井井口仪表采用 ZigBee Pro 无线仪表，井场设置 RTU 和 5.8G 无线网桥从站；RTU 及三相电参模块安装在物联网抽油机电控箱内弱电仓预留位置。井场数据经 RTU 内配置的 Zigbee Pro 数据采集模块汇聚后通过新建 5.8G 无线网桥从站上传至吉庆油田作业区生产监控平台进行集中监控、管理。计量站设 PCL 控制箱，通过光缆接入油区 GPON 数据传输网络，最终传至吉庆油田作业区生产调度中心已建 SCADA 系统进行集中监控。
	巡检道路	新建油田内部道路 4.3km，路面宽 6m，路基宽 6.5m，路面结构采用 25cm 厚天然沙砾。
	消防	各井场设置灭火器。单座平台计量站设置 4 具 MF/ABC8 手提式磷酸铵盐干粉灭火器、2 具 MT7 手提式二氧化碳灭火器。
依托工程	废药剂包装物	厂家回收
	废润滑油、沾油废防渗膜、废含油抹布和劳保用品	依托相应危险废物处置资质的单位进行处置
	洗井废水、井下作业废液（压裂返排液、酸化返排液、废洗井液）	依托页岩油联合站压裂返排液处理系统处理
环保工程	防渗膜	井下作业及修井作业过程中井口设置收集罐，修井及井下作业过程铺设防渗膜
	废气	定期对井场、集输管线及站场的设备、阀门及密封点进行巡检；并进行 VOCs 泄漏检测。
	废水	井下作业废液、原油处理装置和压裂返排液处理装置排污水由页岩油联合站压裂返排液处理系统进行处理，不外排
	噪声	井场、站场各机泵采取基础减振措施。
	废药剂包装物	厂家回收
	废润滑油、沾油废防渗膜、废含油抹布和劳保用品	依托相应危险废物处置资质的单位进行处置

图 4.3-5 管网敷设示意图

#### 4.3.6 主要指标

项目主要经济技术指标见下表。

表 4.3-4 主要经济技术指标一览表

指标	内容
产能（×10 <sup>4</sup> t）	11.3
实际井数（口）	21
不同规模站场数（座）	新建 8 井式采油平台计量站 2 座；12 井式采油平台计量站 1 座；单井计量装置 5 座
管道长度（km）	新建单井管线 2.1km、集油支线 3.2km
工程临时占地（m <sup>2</sup> ）	56560
工程永久占地（m <sup>2</sup> ）	96940
工作制度	依托现有劳动定员，不新增
总投资（万元）	12056.4
环保投资（万元）	450

#### 4.3.7 生产工艺及环境影响因素分析

##### （1）施工期施工工艺及环境影响因素分析

##### ①油气集输工程

油气集输工程主要包括井口装置、计量站、单井采油管线、集油支线的建设，其施工工艺及产污节点见图 4.3-6。

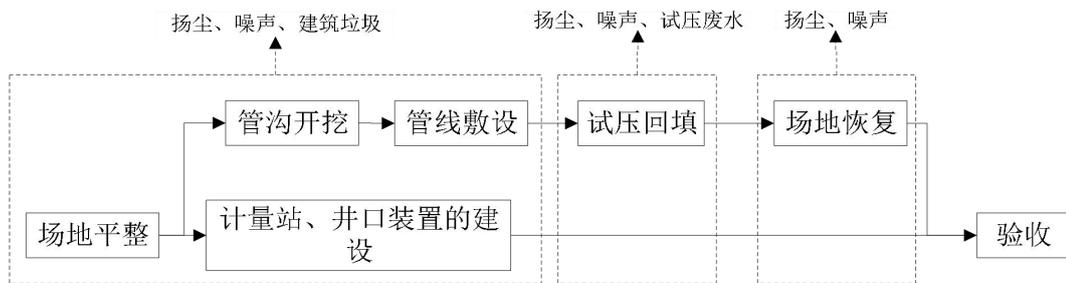


图 4.3-6 施工工艺及产污节点示意图

##### ②公用工程

公用工程施工工艺及产污节点见图 4.3-7。

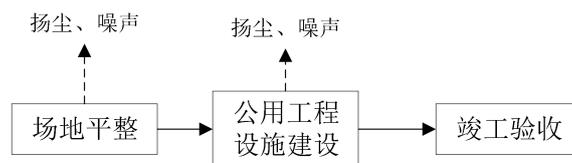


图 4.3-7 施工工艺及产污节点示意图

(2) 运营期工艺流程及环境影响因素分析

① 油气集输工艺

1) 油气集输

本项目油气全部密闭集输，采用“井口→处理站”的一级布站工艺和“井口→采油平台计量站→处理站”的二级布站工艺。采油井口采出气、液经单井计量装置/采油平台计量站计量后集输至页岩油联合站，在站内进行气液分离，分离出的采出液输送至原油处理系统进行处理，分离出的伴生气输送至天然气处理系统。工艺流程及产污环节见图 4.3-8。

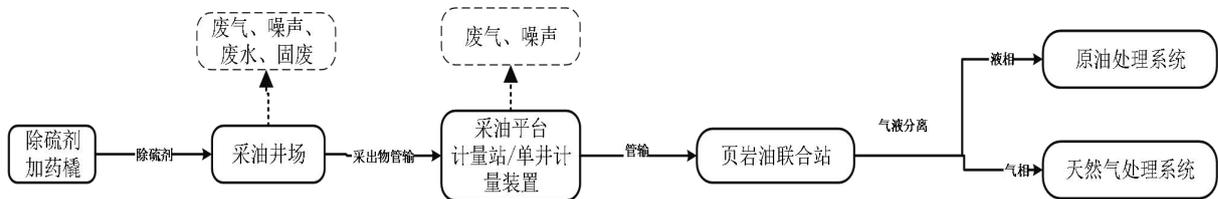


图 4.3-8 油气集输工艺流程及产污节点示意图

废气主要为无组织挥发的非甲烷总烃及硫化氢，废水主要为洗井废水及井下作业废液，固体废物主要为废药剂包装物、废润滑油、沾油废防渗膜、废含油抹布和劳保用品，噪声源主要为井场螺杆泵、井场井下作业各设备及巡检车辆。

2) 除硫工艺

除硫剂：本项目使用第三代三嗪类硫化氢处理剂。三嗪类硫化氢处理剂是一种非再生型新型高效硫化氢处理剂，通常为无色或淡黄色透明粘稠状液体，无刺激性气味。pH 值偏弱碱性，可解决硫化氢引起的安全和腐蚀问题。且硫化氢处理剂成分不影响后续原油处理过程中破乳剂、絮凝剂的效果。除硫剂主要技术指标见表 4.3-5。

表 4.3-5 硫化氢处理剂技术指标

项目	指标
外观	均匀液体
pH 值	6.0~9.0
密度 (20℃), g/cm <sup>3</sup>	1.00~1.20
残余硫化氢, mg/m <sup>3</sup>	≤5
可溶性硫化物去除率, %	≥95
硫容, mg/L	≥50

除硫原理：三嗪化合物是一种大分子活性剂，分子链上富含氮原子，并且含有活泼氢原子，能与  $H_2S$  里的  $S^{2-}$  发生不可逆化学反应生成噻二嗪，从而达到去除天然气中  $H_2S$  的目的。其脱硫产物均为水溶性液体，安全性高，而且不需回收，可直接回注地层。三嗪及其衍生物的合成示意图见图 4.3-9，三嗪脱硫剂和  $H_2S$  亲核取代反应见图 4.3-10。三嗪类硫化氢处理剂与硫化氢反应产物可以很好的溶解在水中，不会生成不溶性沉淀物。

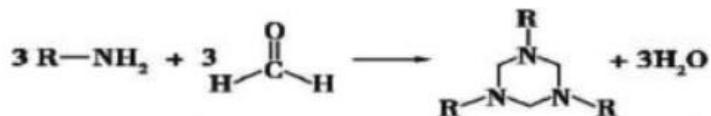


图 4.3-9 三嗪及其衍生物的合成示意图

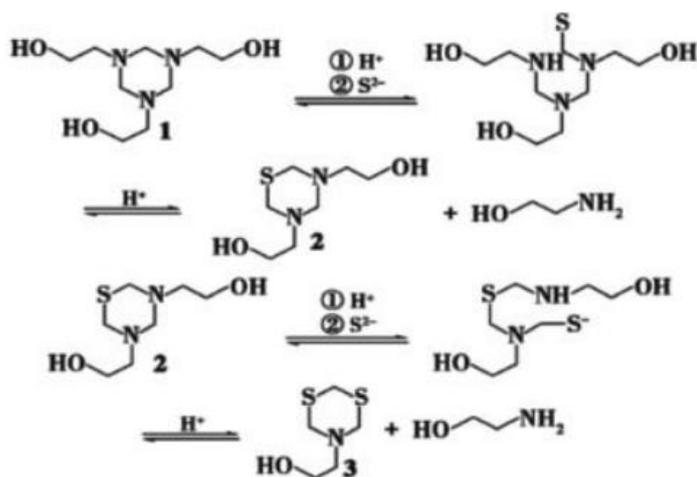


图 4.3-10 三嗪脱硫剂和  $H_2S$  亲核取代反应

除硫工艺：本项目采用连续加药除硫工艺，共设置 7 座除硫加药撬（JHW70-14 井场设置 1 座，JHW70-33 井和 JHW70-13 井共用 1 座，JHW70-32 井和 JHW70-12 井共用 1 座，JHW70-31 井和 JHW70-11 井共用 1 座，JHW69-31 井和 JHW69-13 井共用 1 座，JHW69-32 井和 JHW69-14 井共用 1 座，JHW69-11 井和 JHW69-12 井共用 1 座）。除硫剂通过加药撬加入井口采出物中，能够有效清除高硫化氢井的  $H_2S$  气体，井口  $H_2S$  浓度低于安全限值。含除硫剂的采出物管输至页岩油联合站。

三嗪类硫化氢处理剂及其脱硫产物均为水溶性液体，安全性高，而且不需回收，在页岩油联合站三相分离后，经页岩油联合站压裂液返排液处理装置处理达标后，用于压裂液的复配。

## ② 储层改造工艺

1) 射孔工艺：投产井基本采用电缆传输射孔，射孔设备为 DP-89 射孔枪；射孔参数为：孔密 16~20 孔/m；射孔前用泡沫或清水替出井筒内泥浆，使用稠油脱油热水做射孔液，射后均没有出现井口外溢等情况，该射孔工艺在稠油油田普遍使用，满足油藏需求。

2) 压裂工艺：笼统压裂采用光油管压裂，对于有分层压裂需求的直井，推荐采用油管+封隔器分层压裂工艺，储层跨度大于 70m 井采用投球暂堵工艺；压裂设备为：2000 型压裂车一组；压裂施工时，选用配伍性、降滤失性及返排性能好的低伤害有机硼水基胍胶压裂液体系，配方中加入 2%左右的氯化钾或防膨性能达到要求的其它防膨液。用泵车将压裂液挤入油层，当把油层压出许多裂缝后，加入支撑剂（如石英砂等）充填进裂缝，提高油气层的渗透能力，压力扩散后采用自喷+抽汲方式退液。

3) 酸化压裂工艺：对需要进行酸化压裂的井，用酸化压裂液清洗裂隙，以扩大裂隙，增加目的层的连通性。将酸化压裂液挤入油层，溶解石块后加入支撑剂填充裂缝。通过酸液和地层岩石矿物的反应，溶解部分岩石矿物或堵塞物质，从而扩大或沟通地层岩石的孔隙裂缝，改善地层近井地带渗透率，使含油层的油气资源通过裂隙采出。压力扩散后采用自喷+抽汲方式退液。

储层改造工程主要产生洗井废水、井下作业废液（压裂返排液、酸化返排液），产生后采用专用储罐收集后由专用罐车清运至页岩油联合站压裂返排液处理系统处理。

### （3）退役期

随着石油开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入退役期。

首先采用清水清洗注水通道，然后将固化堵剂和水泥浆从井口平推挤入地层并充满井筒、后凝固化，完成封层和封井。由于清洗后井筒中仍存在被油污、垢体和泥沙堵塞的区域，使固化堵剂和水泥浆无法进入这些区域，但是由于固化堵剂具有优良的胶结性能，且在凝固的过程中存在膨胀性，使该区域的堵塞物被挤压得更结实且能与固化堵剂胶合在一起，完成井筒的封固，使得地层的水在此井筒中无法形成窜流，达到了封井的目的。

退役期环境影响因素主要表现在井场、采油平台计量站及各类管线等设施的拆除、封井、井场清理等施工活动，退役期废气污染源主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施；噪声污染源主要为车辆噪声，要求合理安排作业时间，控制车辆速度等措施；固体废物主要为封井过程中产生的废弃管道、建筑垃圾等，建筑垃圾收集后送当地工业固体废物填埋场填埋处置。废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。产生的污染物主要为扬尘、噪声、废弃管线、建筑垃圾等。退役期工艺及产污节点见下图。

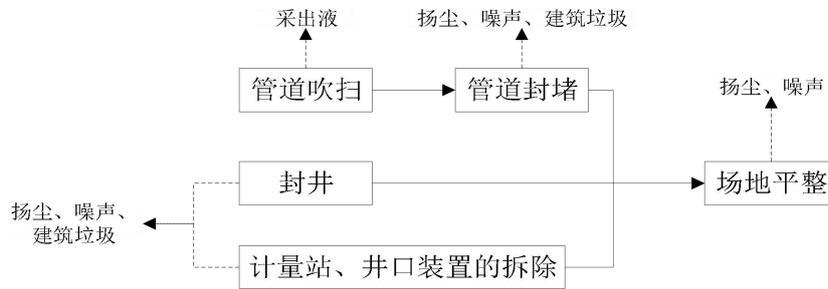


图 4.3-11 退役期工艺及产污节点示意图

#### （4）原辅材料消耗情况

项目运营期原辅材料消耗情况见下表。

表 4.3-6 主要原辅材料及能源用量一览表

物料/能源名称		单位	用量
主要辅助材料	压裂液	m <sup>3</sup> /a	756000
	除硫剂（三嗪类硫化氢处理剂）	m <sup>3</sup> /a	15480
能源消耗	耗电量	MW·h/a	529.5

## 4.4 环境影响因素识别及污染源分析

本项目分为施工期、运营期和退役期三个阶段。对环境的影响主要表现在施工期和运营期，影响结果包括生态影响和污染影响，退役期场地清理、设备拆除等施工活动也会对环境产生一定影响。

### 4.4.1 施工期环境影响因素识别及污染源分析

施工期环境影响因素主要表现在管线、道路及井场建设、场站建设、供电线

架设等施工活动中。废气主要来自管线、道路及井场建设、场站建设、供电线架设等施工活动中产生的扬尘，以及施工机械、施工车辆尾气等；废水主要为混凝土养护废水和管道试压废水；噪声主要为施工机械及施工车辆噪声；固体废物为建筑垃圾。此外，施工人员和相关施工活动会对施工范围内的生态环境造成一定影响。

### （1）废气

废气主要为柴油机、发电机组燃烧烟气，施工扬尘，施工机械及施工车辆尾气。

#### ①施工机械及施工车辆尾气

施工期各类机械及运输车辆较多，车辆排放的尾气会对大气环境造成一定污染

#### ②施工扬尘

扬尘主要来自施工场地的清理、平整，土方的开挖、堆放、回填，施工建筑材料的装卸、运输、堆放以及施工车辆运输。

#### ③管线焊接废气

无缝钢管管道组对连接过程中将产生一定量的焊接烟尘，对周围大气环境产生一定的影响。但由于施工期短暂，区域大气环境扩散条件好，管线焊接废气对环境空气质量影响不大。

### （2）废水

地面工程建设不设施工营地，废水主要为管道试压废水及混凝土养护废水。本次采用清水试压，试压完毕后产生少量的试压废水，主要污染物为悬浮物，浓度在 40~60mg/L，产生的废水用于施工区域内的洒水降尘。混凝土养护废水自然蒸发。

### （3）噪声

噪声源主要为施工机械噪声及施工车辆交通噪声，噪声级在 60~105dB（A）之间，各噪声源噪声排放情况见表 4.4-1。

表 4.4-1 施工期噪声排放情况一览表

噪声源名称	噪声源位置	声功率级（dB（A））	排放规律	噪声特性	降噪措施	运行时段
-------	-------	-------------	------	------	------	------

施工机械噪声级	井场	85~100	间歇	机械	要经常检查维修，对噪声较大的设备采取基础减振措施	施工期
施工车辆	交通噪声	60~90	间歇	机械	加强保养维修	

#### (4) 固体废物

施工期不施施工营地，无生活垃圾产生，施工产生的土石方全部回填，无弃方产生；固体废物主要为建筑垃圾，建筑垃圾主要为废边角料、废包装物等，产生量较少，集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场。

#### (5) 生态影响分析

##### ① 占地面积

本工程占地分为永久占地和临时占地，永久占地主要为井场、计量站和道路，临时占地为管线。根据估算，本工程总占地面积 15.35hm<sup>2</sup>，其中永久性占地面积为 9.694hm<sup>2</sup>，临时占地面积 5.656hm<sup>2</sup>，工程占地类型主要为天然牧草地，详见表 4.4-4。

表 4.4-4 占地概况一览表

序号	建设项目	面积 (m <sup>2</sup> )		备注
		永久占地	临时占地	
1	井场	66500	0	3 井式采油平台 1 座，单座永久占地面积 160m×50m；2 井式采油平台 9 座，单座永久占地面积 130m×50m
2	计量站	2250	0	计量站 3 座，单座占地面积 750m <sup>2</sup>
3	道路	27950	0	4.3km，砂石路面
4	单井采油管线	0	16800	单井采油管线长度共计 2.1km，施工作业带宽度 8m
5	集油支线	0	32000	集油支线长度共计 3.2km，施工作业带宽度 10m
6	输电线路	240	7760	新建 10kV 架空线路 4km
合计		96940	56560	/
总计		153500		/

##### ② 土石方

本项目土石方开挖主要为单井采油管线敷设过程，单井采油管线作业带宽 8m，采用埋地敷设方式，管底埋深-1.7m，管沟沟底宽度一般为管外径加 0.5m，管沟边坡比为 1: 0.75。集油支线作业带宽 10m，采用埋地敷设方式，管底埋深-

1.9m。管线作业时无弃方产生，全部回填或就地平整，多余土方敷设于管线上方作为管廊，无弃方产生。

土石方平衡见表 4.4-3。

表 4.4-3 土石方平衡表 (m<sup>3</sup>)

大开挖						
工程类别	埋深 (m)	施工方案	数量 (km)	挖方量	填方量	弃方量
单井采油管	-1.7	管沟坡比为 1:0.75, 沟底宽 0.8m	2.1	4691	4691	0
集油支线	-1.9	管沟坡比为 1:0.75, 沟底宽 1m	3.2	9894	9894	0

#### 4.4.2 运营期环境影响因素识别及污染源分析

运营期环境影响因素主要体现在油气集输过程中产生的无组织排放的挥发性有机物；废水主要为井下作业过程中产生的洗井废水和井下作业废液（压裂返排液、酸化返排液、废洗井液）；噪声源主要为井下作业及井下作业废水运输车辆；固体废物主要为废药剂包装物、废润滑油、沾油废防渗膜、废含油抹布和劳保用品。

##### (1) 废气

##### ①非甲烷总烃

运营期无组织废气主要为油气集输过程中的阀门、法兰等部位产生的油气挥发废气，该过程中的无组织挥发废气尚无相应的污染源强核算技术指南，其产生量参考《污染源强核算技术指南 石油炼制工业》（HJ982-2018）中设备动静密封点泄漏平均排放系数法进行核算，计算公式具体如下：

$$D_{\text{设备}} = \alpha \times \sum_{i=1}^n \left( e_{\text{TOC},i} \times \frac{WF_{\text{VOCs},i}}{WF_{\text{TOC},i}} \times t_i \right)$$

式中：

$D_{\text{设备}}$ ：一核算时段内设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物的量，kg；

$\alpha$ —设备与管线组件密封点的泄漏比例，本次取 0.003；

$WF_{\text{VOCs},i}$ —流经密封点  $i$  的物料中挥发性有机物平均质量分数，（根据采出物中天然气性质计算，取 24.43%）；

$WF_{TOC, i}$ —流经密封点  $i$  的物料中总有机碳（TOC）平均质量分数，（根据采出物中天然气性质计算，取 94.92%）；

$e_{TOC, i}$ —密封点  $i$  的总有机碳（TOC）排放速率（泄漏浓度大于 2000 $\mu\text{mol/mol}$ ）， $\text{kg/h}$ ；

$n$ —挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数；

$t_i$ —核算时段内密封点  $i$  的运行时间， $\text{h}$ ，本次取 8400 $\text{h}$ 。

根据上述公式计算油气集输处理过程中的无组织挥发性废气产生量见表 4.4-6。

表 4.4-6 排放系数、设备类型数量及污染物排放量

设备类型		$e_{TOC}$ (kg/h/排放源)	设备数量 (个/台)	污染物排放量 (t/a)	小计 (t/a)	总计 (t/a)
2 井平台	阀门	0.064	10	0.0416	0.3698	3.3282
	法兰	0.085	20	0.1102		
	连接件	0.028	120	0.218		
3 井平台	阀门	0.064	15	0.0624	0.5547	0.5547
	法兰	0.085	30	0.1653		
	连接件	0.028	180	0.3270		
8 井式计量站	阀门	0.064	20	0.0830	0.4851	0.9702
	法兰	0.085	40	0.2205		
	连接件	0.028	100	0.1816		
12 井式计量站	阀门	0.064	30	0.0830	0.6732	0.6732
	法兰	0.085	60	0.2205		
	连接件	0.028	120	0.1816		
合计	/	/	/	/	/	5.5263

## ②硫化氢

芦苇沟组页岩油钻井过程中均未发现  $\text{H}_2\text{S}$ ，压裂后压裂液中富含碳源有机质，促进硫酸盐还原菌的滋生，加速生物成因硫化氢的产生，采油现场检测硫化氢浓度为 0~254ppm，主体在 50~100ppm 区间，本次取 254ppm（385.3 $\text{mg/m}^3$ ）。根据各场站非甲烷总烃的排放量，计算各场站硫化氢的排放量。见表 4.4-7。挥发性有机物平均质量分数取 24.43%。

表 4.4-7 硫化氢排放量

设备类型	单座非甲烷总烃排放量 (t/a)	非甲烷总烃排总放量 (t/a)	单座天然气泄漏量 (t/a)	天然气泄漏总量 (t/a)	单座硫化氢排放量 (t/a)	硫化氢排放总量 (t/a)
2 井平台	0.3698	3.3282	1.5138	13.6242	$0.78 \times 10^{-3}$	$7.02 \times 10^{-4}$
3 井平台	0.5547	0.5547	2.2707	2.2707	$1.17 \times 10^{-3}$	$1.17 \times 10^{-3}$
8 井式计量站	0.4851	0.9702	1.9857	3.9714	$1.02 \times 10^{-3}$	$2.04 \times 10^{-4}$
12 井式计量站	0.6732	0.6732	2.7557	2.7557	$1.42 \times 10^{-3}$	$1.42 \times 10^{-3}$
合计	/	5.5263	/	22.622	/	$11.65 \times 10^{-4}$

新增 H<sub>2</sub>S 的排放量为  $11.65 \times 10^{-4}$  t/a。

### ③温室气体排放量核算

根据《石油天然气开采企业二氧化碳排放量计算方法》，石油天然气开采企业碳排放源主要包括：燃料燃烧 CO<sub>2</sub> 排放、火炬燃烧排放、工艺放空排放、CH<sub>4</sub> 逃逸排放、CH<sub>4</sub> 回收利用量、CO<sub>2</sub> 回收利用量、净购入电力和热力隐含的 CO<sub>2</sub> 排放，公式如下：

$$E_{GHG} = E_{CO_2\text{燃烧}} + E_{GHG\text{火炬}} + \sum_s (E_{GHG\text{工艺}} + E_{GHG\text{逃逸}})_s - R_{CH_4\text{回收}} \times GWP_{CH_4} - R_{CO_2\text{回收}} + E_{CO_2\text{净电}} + E_{CO_2\text{净热}}$$

就本工程而言，涉及温室气体排放的环节为页岩油开采过程中 CH<sub>4</sub> 排放和净购入电力隐含的 CO<sub>2</sub> 排放。

#### 1) 开采过程中 CH<sub>4</sub> 逃逸排放量

开采过程中 CH<sub>4</sub> 逃逸排放量按照下式计算：

$$E_{CH_4\text{开采逃逸}} = \sum_j (Num_{oil,j} \times EF_{oil,j}) + \sum_j (Num_{gas,j} \times EF_{gas,j})$$

式中：E<sub>CH<sub>4</sub>-开采逃逸</sub> 为原油开采或天然气开采中所有设施类型产生的 CH<sub>4</sub> 逃逸排放，单位为吨 CH<sub>4</sub>；

j 为不同的设施类型；

Num<sub>oil,j</sub> 为原油开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

EF<sub>oil,j</sub> 为原油开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH<sub>4</sub> 逃逸排放因子，单位为吨 CH<sub>4</sub>/（年·个）；

$Num_{gas,j}$  为天然气开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

$EF_{gas,j}$  为天然气开采业务中涉及的每种设施类型  $j$  的  $CH_4$  逃逸排放因子，单位为吨  $CH_4$ /（年·个）。

本项目为页岩油开采，涉及  $CH_4$  排放的设施主要为井口装置和计量站，相关参数取值及计算结果见表 4.4-8。

表 4.4-8 页岩油开采过程甲烷逃逸排放排放量计算参数及结果一览表

场所	逃逸设施	设施逃逸	个数	甲烷排放量 (t/a)
21 口采油井	井口装置	0.23 吨/年·个	21	4.83
3 座计量站	计量装置	0.18 吨/年·个	3	0.54

根据表中参数，结合公式计算可知， $CH_4$  逃逸排放量为 5.37t。

## 2) 净购入电力隐含的 $CO_2$ 排放量

购入电力生产的二氧化碳排放量按如下公式计算：

$$E_{CO_2\text{-净电}} = AD_{\text{电力}} \times EF_{\text{电力}}$$

式中： $E_{CO_2}$ ——净电为报告主体净购入电力隐含的  $CO_2$  排放量，单位为吨  $CO_2$ ；

$AD_{\text{电力}}$ ——为企业净购入的电力消费量，单位为兆瓦时（MWh）；

$EF_{\text{电力}}$ ——为电力供应的  $CO_2$  排放因子，单位为吨  $CO_2$ /MWh。

本工程电力消耗约 327.8MW·h，据此计算购入电力所产生的二氧化碳，详见表 4.4-9。

表 4.4-9 年净购入电力所产生的二氧化碳排放情况

净购入电量 (MW·h)	排放因子 (tCO <sub>2</sub> /MW·h)	排放量 (tCO <sub>2</sub> )
529.5	0.8922	472.5

备注：排放因子来源于生态环境部 2020 年 12 月 29 日发布的《2019 年度减排项目中国区域电网基准线排放因子》中规定的西北电网的排放因子

根据上述计算可知，本项目  $CH_4$  排放量为 5.37t/a， $CO_2$  排放量为 472.5t/a。

## (2) 废水

运营期废水主要为洗井废水、井下作业废液。

### ①洗井废水

洗井废水产生量参照《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中 1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册中的产排污系数进行核算。具体产生量见 4.4-8。

表 4.4-8 与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数一览表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称	排污系数
井下作业	洗井液（水）	非低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	吨/井次—产品	76.0	回收回注	0
				化学需氧量	克/井次—产品	104525	回收回注	0
				石油类	克/井次—产品	17645	回收回注	0
		低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	吨/井次—产品	27.13	回收回注	0
				化学需氧量	克/井次—产品	34679	回收回注	0
				石油类	克/井次—产品	6122	回收回注	0

J10054 井区为低渗透区，井下作业每年 1 次。采用表 4.3-9 低渗透油井洗井作业产污系数计算运营期洗井废水及废水中各污染物的产生量，计算结果详见表 4.4-9。

表 4.4-9 洗井废水产生量一览表

污染物指标	产污系数	产生量（t/a）
工业废水量	27.13t/井次—产品	569.73
化学需氧量	34679g/井次—产品	0.73
石油类	6122g/井次—产品	0.13

洗井废水由罐车拉运至页岩油联合站压裂返排液处理系统处理，经处理后出水水质满足《压裂酸化返排液处理技术规范》（Q/SY 02012-2016）中相关水质指标后用于压裂液复配，不外排。

### ②井下作业废液

井下作业废液主要包括压裂返排液、酸化返排液和废洗井液。井下作业进行酸化、压裂工序时，会产生一定的压裂返排液和酸化返排液，修井时会产生一定的废洗井液。上述物质的产生量根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中的《工业源产排污核算方法和系数手册》-1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册中的产排污系数进行核算，井下作业每 1 年 1 次，具体产污系数及产生量见表 4.4-10。

表 4.4-10 井下作业废液产生量一览表

污染物名称	产污系数	产生量
压裂返排液	153.21m <sup>3</sup> /井	3217.41m <sup>3</sup> /a
酸化返排液	150.49m <sup>3</sup> /井	3160.29m <sup>3</sup> /a
废洗井液	25.29t/井	531.09t/a

压裂返排液、酸化返排液及废洗井液收集至专用储罐中，由罐车拉运至页岩油联合站压裂返排液处理系统处理，处理达到《压裂酸化返排液处理技术规范》（Q/SY 02012-2016）中相关水质指标后用于压裂液复配，不外排。

### （3）噪声

噪声主要包括井下作业噪声和巡检车辆噪声等，噪声排放情况见表 4.4-11。

表 4.4-11 运营期噪声排放情况一览表

平台	名称	数量 (台)	空间相对位置 (m)			源强 dB (A)	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
2 井平台	投捞式电潜螺杆泵	2	50	30	-20	100	优化站场总图布置，采用低噪声设备、基础减振、加强保养维修	昼夜连续运行
3 井平台	投捞式电潜螺杆泵	3	55	30	-20	100		昼夜连续运行
采油平台计量站	计量装置	1	1	1	1	85		昼夜连续运行
	电加热器	1	2	3	1	85	昼夜连续运行	
巡检车辆	交通噪声	/	/	/	/	60~90	加强保养维修	间断

### （4）固体废物

井下作业时要求带罐作业，并安装接液盒防止产生落地油，井口排出物全部进罐，做到原油 100%回收；固体废物主要为废润滑油、沾油废防渗膜。

#### ①废药剂包装物

每座采油平台设井口脱硫橇，脱硫剂主要为三嗪类硫化氢处理剂，主要采用桶装，使用过程中会产生一定的废脱硫剂包装物，产生量约为 0.5t/a，直接由厂家回收利用。

#### ②废润滑油

设备维修会产生废润滑油，产生量约为 0.05t/a，则 21 口井合计产生量为 1.05t/a，属于《国家危险废物名录》（2021 年版）HW08 废矿物油和含矿物油废物，废物代码为 900-214-08，危险特性为 T、I，临时贮存在吉祥联合站危险废

物临时贮存点，最终交由有相应危险废物处理资质的单位处理。

### ③废润滑油桶

设备检维修过程中使用润滑油时会产生一定的废润滑油桶，根据润滑油的使用量计算出废润滑油桶的产生量为 0.1t/a，废润滑油桶属于《国家危险废物名录》（2021 年版）HW08 废矿物油和含矿物油废物，废物代码为 900-249-08，危险特性为 T、I，临时贮存在吉祥联合站危险废物临时贮存点，最终交由有相应危险废物处理资质的单位处理。

### ④沾油废防渗膜

采油井场日常巡检、检修过程中会产生一定的沾油废防渗膜，沾油废防渗膜属于 HW08 类危险废物（废物代码：900-249-08，危险特性为 T、I），根据作业区采油井场实际产生情况估算，其单井产生量约 0.07t/a，则 21 口井沾油废防渗膜产生量约为 1.47t/a，临时贮存在吉祥联合站危险废物临时贮存点，最终交由有相应危险废物处理资质的单位处理。

### ⑤废含油抹布和劳保用品

设备检维修过程中会产生一定的废含油抹布、劳保用品，产生量约为 0.1t/a。废含油抹布和劳保用品属于《国家危险废物名录》（2021 年版）HW49 其他废物，废物代码为 900-041-49，危险特性为 T/In，临时贮存在吉祥联合站危险废物临时贮存点，最终交由有相应危险废物处理资质的单位处理。

各类危险废物汇总情况见表 4.4-12。

表 4.4-12 危险废物汇总情况一览表

序号	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量 (t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	危险特性	污染防治措施
1	废润滑油	HW08	900-214-08	1.05t/a	设备检维修	液态	油类	油类	T, I	交由有相应危险废物处理资质的单位处理
2	废润滑油桶	HW08	900-249-08	0.1t/a	设备检维修	液态	油类	油类	T, I	
3	沾油废防渗材料	HW08	900-249-08	1.47t/a	井下作业	固态	油类	油类	T, I	
4	废含油抹布、	HW49	900-041-49	0.1t/a	设备检维修	固态	油类	油类	T/In	

劳保用品									
------	--	--	--	--	--	--	--	--	--

(5) 生态影响

运营期不新增占地，临时占地植被进行自然恢复，人类活动及巡检车辆可能对项目区及周边野生动物产生一定的影响。

(6) 污染物排放量汇总

运营期污染物排放情况见表 4.4-13。

表 4.4-13 运营期污染物产生及排放一览表

类别	污染源	污染物名称	污染因子	产生量	排放量	处理措施及排放去向
废气	采油井场油气集输过程中的阀门、法兰等	无组织挥发性有机物	非甲烷总烃	5.5263t/a	5.5263t/a	选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对井场、计量站的设备、阀门等检查排放至大气环境
		硫化氢	硫化氢	$11.65 \times 10^{-3}$ t/a	$11.65 \times 10^{-3}$ t/a	
废水	井下作业	压裂返排液	压裂返排液	3217.41m <sup>3</sup> /a	0	送至压裂返排液处理系统处理
	井下作业	酸化返排液	酸化返排液	3160.29m <sup>3</sup> /a	0	
	井下作业	废洗井液	废洗井液	531.09m <sup>3</sup> /a	0	
	井下作业	洗井废水	洗井废水	569.73m <sup>3</sup> /a	0	
噪声	各类机泵及巡检车辆	噪声	连续等效 A 声级	/	/	采用低噪声设备、基础减震
固体废物	设备检维修	废润滑油	废润滑油	1.05t/a	0	集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置
	设备检维修	废润滑油桶	废润滑油桶	0.1t/a	0	
	设备检维修	废含油抹布、劳保用品	废含油抹布、劳保用品	0.1t/a	0	
	井下作业	沾油废防渗材料	沾油废防渗材料	1.47t/a	0	
	除硫加药装置	废脱硫剂包装物	废脱硫剂包装物	0.5t/a	0	厂家回收利用

4.4.3 退役期环境影响因素分析

退役期的环境影响主要为井区停采后进行一系列的清理工作。计量站的橇装设备，拆除后可重复使用。井区内退役期施工内容包括地面设施的拆除、封井、井场清理等，将产生少量扬尘、地表废弃建筑、不可移动的废弃设施、废

弃管线等固体废物。在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，同时，将产生的建筑垃圾进行集中收集，运至当地建筑垃圾填埋场。

#### 4.4.4 事故状态环境影响因素分析

本项目开发建设可能出现的事故主要有井喷、井漏、管线泄漏事故。

##### （1）井喷事故

井喷主要是在油田钻井和井下作业过程中发生的事故。本项目中在井下作业过程中由于地层压力不稳、封井不严或者井控设备失灵，均可能发生井喷事故。发生井喷事故时，伴生气、采出水、原油和钻井液一同冲出井口，很容易发生爆炸和火灾事故。

##### （2）井漏事故

井漏事故一般发生在钻井过程或井下作业修井过程中，通常是由于套管破损或者固井质量不好，导致钻井液或修井液漏入地层。漏层的类型、井漏的严重程度，因漏失层位各不相同，变化很大，一旦发生井漏，使大量钻井液或修井液漏失，除造成经济损失外，还可能对地下含水层和油层造成一定的污染和危害。

##### （3）管道泄漏

由于腐蚀、误操作等原因，单井采油管线发生破裂，采出液泄漏，造成环境污染。

#### 4.4.5 污染物排放量汇总

本项目实施后，污染源包括现有工程和本次拟建工程，污染物排放情况汇总如表 4.4-14 所示。

表 4.4-14 本工程及现有工程排放量“三本账”一览表

类别	污染源	污染物名称	现有工程排放量	拟建工程排放量	以新带老削减量	总产生量	总排放量
废气	无组织排放	非甲烷总烃	458.504t/a	5.5362t/a	/	464.0402t/a	464.0402t/a
		硫化氢	$8.11 \times 10^{-3}$ t/a	$11.65 \times 10^{-3}$ t/a	/	$19.76 \times 10^{-3}$ t/a	$19.76 \times 10^{-3}$ t/a
废水	洗井废水	石油类、COD	1389.59t/a	569.73t/a	/	1959.32t/a	0
	井下作业废液	石油类、COD	14111.95t/a	6908.79t/a	/	21020.74t/a	0

噪声	采油井场、计量站	连续等效 A 声级	井下作业	/	80~105dB (A)	/	80~105dB (A)	80~105dB (A)
			各类机泵	/	85~100dB (A)	/	85~100dB (A)	85~100dB (A)
	巡检车辆	交通噪声	/	60~90dB (A)	/	60~90dB (A)	60~90dB (A)	
固体废物	废润滑油	石油类	2.6/a	1.05t/a	/	3.65/a	0	
	废润滑油桶	石油类	0.1t/a	0.1t/a	/	0.2t/a	0	
	废防渗材料	石油类	10.26t/a	1.47t/a	/	11.73t/a	0	
	废含油抹布、劳保用品	石油类	0.1t/a	0.1t/a	/	0.2t/a	0	
	废脱硫剂包装物	/	0.5t/a	0.5t/a	/	1t/a	0	

#### 4.5 总量控制指标

根据《“十四五”污染减排综合工作方案编制技术指南》，大气污染物减排因子为  $\text{NO}_x$ 、VOCs，水污染物减排因子为 COD 和氨氮。洗井废水由罐车拉运至页岩油联合站压裂返排液处理系统处理，井下作业废液集中收集后由罐车拉运至页岩油联合站处理，洗井废水和井下作业废液经处理后出水水质满足《压裂酸化返排液处理技术规范》（Q/SY 02012-2016）中相关水质指标后用于压裂液复配，不外排。故不对化学需氧量、氨氮进行总量控制；本项目无氮氧化物排放，非甲烷总烃为无组织排放，无有组织非甲烷总烃排放，故不设总量控制指标。

#### 4.6 清洁生产分析

所谓清洁生产是指不断采取改进设计、使用清洁的能源和原料、采用先进的工艺技术与设备、改善管理、综合利用等措施，从源头削减污染，提高资源利用效率，减少或者避免生产、服务和产品使用过程中污染物的产生和排放，以减轻或者消除对人类健康和环境的危害。

清洁生产是一种新的、创造性的思维方式，它以节能、降耗、减污、增效为目标，以技术和管理为手段，通过对生产全过程的排污审核、筛选并实施污染防

治措施，以消除和减少工业生产对人类健康与生态环境的影响，达到防治污染、提高经济效益的双重目的。

#### 4.6.1 清洁生产水平技术指标对比分析

石油天然气开采业建设项目清洁生产分析指标主要包括生产工艺与装备要求、资源能源利用指标、污染物产生指标、废物回收利用指标和环境管理要求等。根据国家发展改革委、工业和信息化部 2009 年联合发布的《石油天然气开采行业清洁生产评价指标体系》（试行）对本项目的清洁生产水平进行评价。

##### （1）评价指标体系

清洁生产评价指标体系由相互联系、相对独立、互相补充的系列清洁生产评价指标所组成的，是用于评价清洁生产绩效的指标集合。根据清洁生产的原则要求和指标的可度量性，评价指标体系分为定量评价和定性要求两大部分。

##### ——定量评价指标

选取有代表性的、能反映“节约能源、降低消耗、减轻污染、增加效益”等有关清洁生产最终目标的指标，建立评价模式；通过对比各项指标的实际达到值、评价基础值和指标权重值，经过计算和评分，综合考评清洁生产的状况和水平。

##### ——定性评价指标

根据国家有关推行清洁生产的产业发展和技术进步政策、资源环境保护政策规定以及行业发展规划选取，用于定性考核建设单位对有关政策、法规的符合性及清洁生产工作实施情况。

##### （2）评价依据

在定量评价指标体系中，各指标的评价基准值是衡量该项指标是否符合清洁生产基本要求的评价基准。本评价指标体系确定各定量评价指标的评价基准值的依据是：

——凡国家或行业在有关政策、规划等文件中对该项指标已有明确要求的，执行国家要求的数值。

——凡国家或行业对该项指标尚无明确要求值的，则选用国内重点大中型油

气勘探开发企业近年来清洁生产所实际达到的中上等以上水平的指标值。

——定量评价指标体系的评价基准值代表行业清洁生产的平均先进水平。

在定性评价指标体系中，衡量该项指标是否贯彻执行国家有关政策、法规的情况，按“是”或“否”两种选择来评定。

### （3）权重分值

清洁生产评价指标的权重值反映了该指标在整个清洁生产评价指标体系中所占的比重。它原则上是根据该项指标对油气勘探开发企业清洁生产实际效益和水平的影响程度大小及其实施的难易程度来确定的。

### （4）评价指标

评价指标分为定量指标和定性指标。定量指标和定性指标又分为一级指标和二级指标。一级指标为普遍性、概括性的指标；二级指标为反映油气勘探开发企业清洁生产各方面具有代表性的、易于评价考核的指标。定量评价的二级指标从其数值情况来看，可分为两类情况：一类是该指标的数值越低（小）越符合清洁生产要求（如物料消耗量、取水量、综合能耗、污染物产生量等指标）；另一类是该指标的数值越高（大）越符合清洁生产要求（如水的钻井液循环利用率、含油污泥资源化利用率、余热余能利用率等指标）。因此，对二级指标的考核评分，根据其类别采用不同的计算模式。

在行业评价指标项目、权重及基准值中未出现的指标，按照最高值进行确定，即清洁生产具有较高水平。

井下作业、采油和集输作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值见表 4.6-1～表 4.6-3。

### （5）评价指标考核评分计算

#### （1）定量评价考核总分值计算

##### ①单项评价指数计算

对指标数值越高（大）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

$$S_i = S_{xi} / S_{oi}$$

对指标数值越低（小）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

$$S_i = S_{oi} / S_{xi}$$

式中： $S_i$ —第  $i$  项评价指标的单项评价指数。

$S_{xi}$ —第  $i$  项评价指标的实际值

$S_{oi}$ —第  $i$  项评价指标的评价基准值

本评价指标体系各二级指标的单项评价指数的正常值一般在 1.0 左右，但当实际数值远小于（或远大于）评价基准值时，计算得出的  $S_i$  值就会越大，计算结果就会偏离实际，对其他评价指标的单项评价指数产生较大干扰。为了消除这种不合理影响，应对此进行修正处理。修正的方法是：当  $S_i > k/m$  时（其中  $k$  为该类一级指标的权重值， $m$  为该类一级指标中实际参与考核的二级指标的项目数），取  $S_i$  值为  $k/m$ 。

表 4.6-1 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本项目	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	评分
(1) 资源和能源消耗指标	30	作业液消耗	m <sup>3</sup> /井次	10	≤5.0	0	10
		新鲜水消耗	m <sup>3</sup> /井次	10	≤5.0	27.13	0
		单位能耗	-	10	行业基本水平	基本水平	10
(2) 生产技术特征指标	20	压裂放喷返排入罐率	%	20	100	100	20
(3) 资源综合利用指标	20	落地原油回收利用率	%	10	100	100	10
		生产过程中排出物利用率	%	10	100	100	10
(4) 污染物产生指标	30	作业废液量	m <sup>3</sup> /井次	10	≤3.0	27.13	0
		石油类	mg/L	5	甲类区：≤10；乙类区：≤50	219	0
		COD	mg/L	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	1429	0
		含油污泥	kg/井次	5	甲类区：≤50；乙类区：≤70	0	5
		一般固体废物（生活垃圾）	kg/井次	5	符合环保要求	0	5
定性指标							
一级指标	指标分值	二级指标			指标分值	本项目评分	
(1) 生产工艺及设备要求	40	防喷措施		具备	5	5	
		地面管线防刺防漏措施		按标准试压	5	5	
		防溢设备（防溢池设置）		具备	5	5	
		防渗范围		废水、使用液、原油等可能落地处	5	5	
		作业废液污染控制措施		集中回收处理	10	10	
		防止落地原油产生措施		具备原油回收设施	10	10	
(2) 管理体系建设及清洁生产审核	40	建立 HSE 管理体系并通过验证			15	15	
		开展清洁生产审核			20	20	
		制定节能减排工作计划			5	5	
(5) 贯彻执行环境保护法规的符合性	20	满足其他法律法规要求			20	20	

表 4.6-2 采油定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本项目		
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	评分	
(1) 资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 采出液	30	稀油: $\leq 65$ 稠油: $\leq 160$ 天然气: $\leq 50$	<160	30	
(2) 资源综合利用指标	30	余热利用率	%	10	$\geq 60$	0	0	
		油井伴生气回收利用率	%	10	$\geq 80$	100	10	
		含油污泥资源化利用率	%	10	$\geq 90$	100	10	
(3) 污染物产生指标	40	石油类	%	5	$\leq 10$	0	5	
		COD	%	5	甲类区: $\leq 100$ ; 乙类区: $\leq 150$	0	5	
		落地原油回收利用率	%	10	100	100	10	
		采油废水回用率	%	10	$\geq 60$	100	10	
		油井伴生气外排率	%	10	$\leq 20$	0	10	
定性指标								
一级指标	指标分值	二级指标				指标分值	本项目评分	
(1) 生产工艺及设备要求	45	井筒质量		井筒设施完好		5	5	
		采气	采气过程醇回收设施		10	套管气回收装置	10	10
			天然气净化设施先进、净化效率高		20		防止落地原油产生措施	20
		集输流程		全密闭流程, 并具有轻烃回收装置		10	10	
(2) 管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过验证				10	10	
		开展清洁生产审核				20	20	
		制定节能减排工作计划				5	5	
(3) 环保政策法规执行情况	20	建设项目“三同时”执行情况				5	5	
		建设项目环境影响评价制度执行情况				5	5	
		污染物排放总量控制与减排措施情况				5	5	
		老污染源限期治理项目完成情况				5	5	

## ②定量评价考核总分值计算

定量评价考核总分值计算的计算公式为：

$$P_1 = \sum_{i=1}^n S_i \cdot K_i$$

式中：P<sub>1</sub>—定量评价考核总分值；

n—参与定量评价考核的二级指标项目总数；

S<sub>i</sub>—第 i 项评价指标的单项评价指数；

K<sub>i</sub>—第 i 项评价指标的权重值。

## (2) 定性评级指标的考核评分计算

定性评级指标的考核总分值的计算公式为：

$$P_2 = \sum_{i=1}^n F_i$$

式中：P<sub>2</sub>—定性评价二级指标考核总分值；

F<sub>i</sub>—定性评价指标体系中第 i 项二级指标的得分值；

n—参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

## (3) 综合评价指数考核评分计算

综合评价指数考核总分值的计算公式为：

$$P=0.6P_1+0.4P_2$$

式中：P—清洁生产综合评价指数

P<sub>1</sub>—定量评价考核总分值；

P<sub>2</sub>—定性评价二级指标考核总分值。

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况，不同等级的清洁生产企业的综合评价指数见表 4.6-3。

表 4.6-3 石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

清洁生产企业等级	清洁生产综合评价指数
清洁生产先进企业	$P \geq 90$
清洁生产企业	$75 \leq P < 90$

由表 4.6-1、表 4.6-2 计算可得：

——井下作业：定量指标 70 分，定性指标 100 分，综合评价 82 分。

——采油和集输：定量指标 90 分，定性指标 100 分，综合评价 94 分。

#### 4.6.2 清洁生产水平结论

根据综合评价指数得分判定，本项目清洁生产企业等级为：清洁生产企业。

本项目在严格执行落实各项环保措施，节约高效利用资源能源，制定合理有效的废物管理方案的前提下符合现行的清洁生产要求，项目实施后，中国石油新疆油田分公司吉庆油田作业区仍为清洁生产先进企业。

## 5 环境质量现状调查与评价

### 5.1 自然环境现状调查与评价

#### 5.1.1 地理位置

本项目位于吉木萨尔凹陷芦草沟组，行政区划属新疆维吾尔自治区吉木萨尔县管辖。距离吉木萨尔县中心城区西北方向 23km，距离已开发的吉 7 井区西北方向 15km。地理位置见图 5.1-1。

#### 5.1.2 地形地貌

吉木萨尔县地势南北高、中间低，地貌可分为南部山区、中部平原、北部沙漠三种类型。南部山区为高山雪岭，北部为卡拉麦里山岭的低山残丘，两山之间是山前倾斜平原和低缓起伏的沙丘，最高点是二工河源头的雪峰，海拔 500m。

准噶尔盆地东部海拔为 1000m 左右，中部海拔在 600m 左右，西部艾比湖最低，海拔为 189m。中部是面积近  $5 \times 10^4 \text{km}^2$  的古尔班通古特沙漠，占盆地面积的 16.3%，是我国第二大沙漠。沙漠区海拔 360~400m，地表形态多表现为蜂窝状固定或半固定沙丘，其次为活动性链丘和新月形沙丘，沙丘链长度一般有百米至数公里不等，延伸方向随风向而异。准东地区地势由东南向西北倾斜，地形平坦宽阔，地质构造条件较好，自然坡度约为 3-8‰。

项目区地貌上属卡拉麦里山南坡前山丘陵地冲洪积平原，主要为荒漠戈壁地貌类型。准东地区地处天山纬向构造体系凸弧形构造带的东翼，南部中低山区属天山地槽区北天山褶皱带，总地势南高北低。北有卡拉麦里山，南部靠近天山山脉，中部地势由东南向西北倾斜，东西高差较大。东部、西部和南部均为沙漠区。

图 5.1-1 地理位置示意图

### 5.1.3 气候气象

吉木萨尔地处欧亚大陆的腹地，远离海洋属典型的温带大陆性干旱气候。其特点为：日照充足，热量丰富，气温变化大，降水少，蒸发大，气候干燥；春季增温快，此时多风，多冷空气入侵；夏季干热；秋季凉爽；冬季寒冷漫长。

春季通常在 3 月下旬开春。升温迅速而不稳，天气多变，平均每月有一到两次强冷空气入侵，使气温变化幅度较大，降水增多。夏季炎热干燥，空气湿度小，无闷热感，多阵性风雨天气，降水较多。秋季秋高气爽，晴天日数最多。平均每月有一到两次强冷空气入侵，使得气温下降迅速。冬季严寒而漫长，有稳定积雪，空气湿度明显加大。冬季上空多有逆温形成，平均风速为四季最小。

表 5.1-1 吉木萨尔气象站常规气象项目统计（2001-2020 年）

统计项目		统计值
多年平均气温（℃）		8.1
累年极端最高气温（℃）		38.9
累年极端最低气温（℃）		-26.0
多年平均气压（hPa）		933.8
多年平均水汽压（hPa）		6.3
多年平均相对湿度（%）		55.4
多年平均降雨量（mm）		193.5
灾害天气统计	多年平均沙暴日数（d）	1.0
	多年平均雷暴日数（d）	5.4
	多年平均冰雹日数（d）	0.0
	多年平均大风日数（d）	10.7
多年实测极大风速（m/s）、相应风向		24.4 WNW
多年平均风速		1.8
多年主导风向、风向频率（%）		WNW 12.6%
多年静风频率（风速≤0.2m/s）（%）		10.5

### 5.1.4 地表水

吉木萨尔县境内主要有河流 10 条及一个后堡子泉水系，河流由西而东依次是二工河、西大龙口河、大东沟河、新地沟河、渭户沟河、东大龙口河、牛圈子沟、吾塘沟、小东沟、白杨河。河流均发源于天山北坡，流域独立。

河流流向由南向北与山脉走向大体垂直，源头高程一般在 3000m 以上，出山

口高程在 1100m 以下，河流长一般不超过 50km，各河最终汇入平原绿洲为人类所利用。河流源头多接冰川，以山区降水量为主要补给源，河流径流具有明显的季节性变化。

### 5.1.5 地下水

吉木萨尔县东大龙口河流域，从南部山区—中部平原—北部沙漠，构成一个完整的流域体系。

#### （1）南部山区

南部山区主要由全新世至上新世的砂、页岩、泥岩、灰色变质碎屑岩及火成岩组成，岩相变化大，厚度从几十米到几千米不等；由于强烈的构造运动，使山区基岩裂隙发育，大气降水入渗后，以裂隙水形式大量出露补给河流和平原区的地下水。在低山带分布有较厚的第三系地层，由于第三系一般比较松软，易遭受暴雨的冲刷，从而增大了河流的含沙量。

#### （2）中部平原

在山前拗陷区，由于受山前深大断裂的影响，拗陷带内沉积了较厚的第四系松散沉积物，给地下水的赋存创造了巨大的空间，也是河水散失的主要去向。拗陷带内第四系沉积物厚度，一般为 400-600m。按水文地质分带，由南向北依次为山前冲洪积扇-扇缘潜水溢出带-细土平原，含水层颗粒也依次由卵砾石-砂砾石-中粗砂-中细砂-粉细砂-亚砂土、亚粘土，平原区地下水主要以潜水和承压水形式广泛分布。

本项目区域位于中部平原区。

#### ①地下水赋存条件及分布规律

该项目分析范围内地层岩性为第四系更新世-全新世的冲洪积相砾石、砂砾石、砂层和冲洪积-湖相和沼泽相粘质砂土、粘性土层。区内第四纪松散堆积物厚度超过 400m，为地下水的赋存、运移提供了良好空间，由于第四纪成因类型的多样性，使得含水层的岩性、粒度和组成结构复杂化。

#### ——单一结构潜水含水层

主要分布在河流出山口至老台-三台-吉木萨尔县城一线，该带第四纪堆积物

巨厚，含水层岩性以卵砾石、砂砾石为主，并由南向北颗粒逐渐变细，潜水位埋深由南向北逐渐变浅。南部潜水位埋深 $>150\text{m}$ ，乌奇公路沿线潜水位埋深在 $90\text{m}$ 左右，单井涌水量 $2000\text{--}3000\text{m}^3/\text{d}$ ，饱水带厚度 $>100\text{m}$ ，属地下水强富水带。

#### ——多层结构潜水-承压含水层

主要分布在老台-三台-吉木萨县城一线以北的广大平原区。上部为潜水含水层，岩性为砂砾石、中粗砂、中细砂，并由南向北颗粒逐渐变细，富水性逐渐变弱，南部富水带单井涌水量 $500\text{--}1000\text{m}^3/\text{d}$ ；北部贫水带单井涌水量 $100\text{--}500\text{m}^3/\text{d}$ 。潜水含水层底板埋深 $50\text{--}100\text{m}$ ，渗透系数 $2\text{--}5\text{m}/\text{d}$ 。下部为承压含水层，岩性主要为砂砾石、砾石、中细砂，单井涌水量 $1000\text{--}3000\text{m}^3/\text{d}$ ，渗透系数 $5\text{--}13\text{m}/\text{d}$ 。在 $300\text{m}$ 以内分布有三个承压含水层组：第一承压含水层组顶板埋深 $50\text{--}100\text{m}$ ，第二承压含水层组顶板埋深 $70\text{--}140\text{m}$ ，第三承压含水层组顶板埋深 $110\text{--}220\text{m}$ 。

项目区含水层类型为多层结构潜水-承压含水层，含水层岩性为砂砾石、中粗砂、中细砂，属地下水强富水带。

### ②地下水的补给、径流及排泄条件

#### ——地下水的补给

分析范围内地下水的补给来源主要有南部山区冰雪融水、降水一部分形成地表径流，一部分沿基岩裂隙、断裂破碎带及冰水沉积物孔隙垂直入渗，以潜流形式补给山前平原潜水和深层承压水。河流在出山口后，有相当一部分水渗漏于山前砾石带，补给平原区潜水和深层承压水。平原灌区渠系入渗，库（塘）入渗，雨、洪入渗等直接补给平原区潜水。

#### ——地下水的径流

项目区冲洪积松散层厚度大、粒径粗、坡度大、孔隙大、径流条件好，潜水位埋藏深、开采难度大。大部分地下水通过径流区流入下游细土平原区。

#### ——地下水的排泄

项目区域内地下水的排泄途径主要有为人为开采，在细土平原水位浅埋地区，潜水可通过蒸发垂直排泄，延径流方向以潜流方式排出区外，入北部沙漠。

## 5.2 环境保护目标调查

评价范围内无自然保护区、风景名胜区、饮用水水源保护、自然公园等环境敏感区、居民区、医院、学校等环境敏感目标。

## 5.3 环境质量现状调查与评价

### 5.3.1 大气环境质量现状调查与评价

据生态环境部环境工程评估中心“环境空气质量模型技术支持服务系统”发布的数据显示，昌吉回族自治州 2022 年  $PM_{2.5}$ 、 $PM_{10}$  的年均值不满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准，属于环境空气质量不达标区，具体数据见表 5.3-1。

表 5.3-1 大气质量及评价结果一览表

监测因子	年评价指标	现状浓度 ( $\mu g/m^3$ )	标准值 ( $\mu g/m^3$ )	占标率 (%)	达标情况
$SO_2$	年平均值	7	60	12	达标
$NO_2$	年平均值	32	40	80	达标
$PM_{10}$	年平均值	81	70	116	超标
$PM_{2.5}$	年平均值	50	35	143	超标
CO	24 小时平均第 95 百分位数	2300	4000	58	达标
$O_3$	最大 8 小时平均第 90 百分位数	133	160	83	达标

#### (2) 特征污染物环境质量现状评价

##### ① 监测因子及监测点位

监测因子：NMHC 和  $H_2S$ 。

监测点位：本次在评价范围内设 2 个监测点，编号分别为 G1、G2，点位分布见图 5.3-1，监测点坐标见表 5.3-2。

表 5.3-2 大气监测点坐标一览表

序号	井号	井位坐标
G1	项目区上风向	
G2	项目区下风向 0.7km	

##### ② 监测时间及监测单位

监测时间：2024 年 05 月 22 日~05 月 28 日。

监测单位：新疆环疆绿源环保科技有限公司。

## ③评价标准

NMHC 参照《〈大气污染物综合排放标准〉详解》中的推荐值  $2.0\text{mg}/\text{m}^3$  执行， $\text{H}_2\text{S}$  参照《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中附录 D 推荐值。

## ④评价方法

采用最大占标率法来评价大气污染物在评价区域内的环境质量现状，计算公式如下：

$$P_i = \frac{C_i}{C_{oi}} \times 100\%$$

$P_i$ —第  $i$  种污染物的最大地面质量浓度占标率，%；

$C_i$ —污染物  $i$  的实测浓度， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ；

$C_{oi}$ —污染物  $i$  的环境空气标准浓度， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

## ⑤评价结果

具体监测数据及评价结果详见表 5.3-3。

表 5.3-3 大气环境质量现状监测及评价结果一览表

监测点位	监测因子	评价指标	现状浓度 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	标准值 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	最大占标率 (%)	达标 情况
G1 点	NMHC	一次值	680~1070	2000	53.5	达标
	$\text{H}_2\text{S}$	一次值	未检出	10	/	达标
G2 点	NMHC	一次值	1000~1470	2000	73.5	达标
	$\text{H}_2\text{S}$	一次值	未检出	10	/	达标

根据表 5.3-3 可知，项目区 NMHC 监测浓度满足《〈大气污染物综合排放标准〉详解》中推荐值  $2.0\text{mg}/\text{m}^3$  要求，硫化氢满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中附录 D 推荐值。

图 5.3-1 大气、土壤、声环境质量现状监测布点示意图

图 5.3-2 地下水环境质量现状监测布点示意图

### 5.3.2 地下水环境质量现状调查与评价

#### （1）地表水

项目区东南方向 6.3km 处为下新湖水库，项目运营期废水全部回用，不外排，不与下新湖水库发生水力联系，因此本次不开展地表水环境质量现状评价。

#### （2）地下水

##### ①数据来源

本次评价采用资料收集的方法来说明区域地下水环境质量现状，引用《吉木萨尔凹陷芦苇沟组页岩油 J10054 井区 JHW69-11 等 13 口井开发建设工程环境影响报告书》中 5 口地下水井的水质和水位监测数据，采样时间为 2024 年 3 月 22 日；引用《吉木萨尔凹陷吉 32 井区芦苇沟组致密油 2022 年开发建设工程（红旗农场）环境影响报告表》中 1 口地下水井的水位监测数据，引用监测井位点位分布见图 5.3-2，各监测点位基本信息见表 5.3-4。引用地下水监测井与项目区处于同一水文地质单元，可代表区域地下水环境质量现状，引用数据可行。

表 5.3-4 地下水监测井基本信息

编号	坐标		水位 (m)	水井功能	层位	与项目区位置关系
	北纬	东经				
W1			24	农田灌溉	潜水层	项目区下游12km处
W2			27	农田灌溉	潜水层	项目区下侧10km处
W3			25	农田灌溉	潜水层	项目区侧向7km处
W4			30	农田灌溉	潜水层	项目区侧向5km处
W5			30	农田灌溉	潜水层	项目区侧向8km处
W6			60	农田灌溉	潜水层	项目区西北侧3km处

##### ②监测因子

监测因子： $K^+$ 、 $Na^+$ 、 $Ca^{2+}$ 、 $Mg^{2+}$ 、 $CO_3^{2-}$ 、 $HCO_3^-$ 、 $Cl^-$ 、 $SO_4^{2-}$  的浓度，pH、氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、铬（六价）、总硬度、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氯化物、石油类、总大肠菌群、细菌总数、色、浑浊度、肉眼可见物、钠、硫化物，水位、水温。

#### （3）评价标准

执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，石油类参照《地表水

环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准。

#### （4）评价方法及结果

采用单项标准指数法对地下水进行评价。

$$P_i = C_i / C_{si}$$

式中： $P_i$ ——水质单项标准指数；

$C_{i,j}$ ——水质评价因子  $i$  在第  $j$  取样点的浓度，mg/L；

$C_{si}$ —— $i$  因子的评价标准，mg/L；

pH 的单项标准指数表达式为：

$$\begin{aligned} \text{pH}_j \leq 7.0 \text{ 时: } S_{\text{pH},j} &= \frac{7.0 - \text{pH}_j}{7.0 - \text{pH}_{sd}} \\ \text{pH}_j > 7.0 \text{ 时: } S_{\text{pH},j} &= \frac{\text{pH}_j - 7.0}{\text{pH}_{su} - 7.0} \end{aligned}$$

式中： $S_{\text{pH},j}$ —pH 标准指数；

$\text{pH}_j$ — $j$  点实测 pH 值；

$\text{pH}_{sd}$ —标准中的 pH 值的下限值；

$\text{pH}_{su}$ —标准中的 pH 值的上限值。

地下水水质监测及评价结果见表 5.3-5，水质监测及评价结果表明，各点、各监测因子可满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准限值。

表 5.3-5 地下水现状监测数据一览表

（单位：mg/L，pH 无量纲）

序号	监测因子	标准限值 (III类)	W1			W2			W3			W4			W5			W6		
			监测结果	标准指数	达标情况															
1	pH																			
2	水温 (°C)																			
3	浑浊度/NTU																			
4	色度/度																			
5	溶解性总固体																			
6	高锰酸盐指数																			
7	氨氮 (以 N 计)																			
8	氟化物 (以 F 计)																			
9	氯化物 (以 Cl <sup>-</sup> 计)																			
10	硝酸盐 (以 N 计)																			
11	硫酸盐 (以 SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> 计)																			
12	亚硝酸盐氮 (以 N 计)																			
13	挥发酚类 (以苯酚																			

	计)																			
14	铬（六价）																			
15	氰化物																			
16	总大肠菌群， MN/100mL																			
17	总硬度																			
18	铁																			
19	锰																			
20	K <sup>+</sup>																			
21	Ca <sup>2+</sup>																			
22	Na <sup>+</sup>																			
23	Mg <sup>2+</sup>																			
24	汞																			
25	砷																			
26	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>																			
27	HCO <sub>3</sub>																			
28	石油类																			
29	细菌总数 (CFU/mL)																			
30	硫化物																			

31	铅																			
32	镉																			
33	肉眼可见物																			

### （5）包气带质量现状监测

根据现场踏勘及问询结果，井区运行至今，未发生包气带污染情况，综合考虑，本次在可能发生漏油概率较大的在已建 J10057-H 井井口、页岩油联合站压裂液池各布设 1 个包气带监测点，样品进行浸溶实验，包气带质量现状监测结果见表 5.3-6。根据监测结果，参照《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中 III 类标准，各项因子均达标，表明项目区包气带未受到现有工程油气开采活动的污染。

表 5.3-6 包气带质量现状监测结果一览表

监测点名称	采样点坐标	采样深度	监测因子	执行标准 (III类)	监测值	标准指数	评价结果
J10057-H 井		0.2m	石油类				达标
			pH				达标
			钡				达标
			汞				达标
			砷				达标
			六价铬				达标
页岩油联合站压裂液池		0.2m	石油类				达标
			pH				达标
			钡				达标
			汞				达标
			砷				达标
			六价铬				达标

### 5.3.3 声环境质量现状调查与评价

#### （1）监测点位

评价范围内无声环境敏感目标，在井场、站场共布设 12 个监测点，监测点坐标见表 5.3-7 和图 5.3-1。

表 5.3-7 噪声监测点坐标一览表

序号	井位坐标		备注
	E	N	
Z1			井场
Z2			井场
Z3			井场
Z4			井场
Z5			井场
Z6			井场

Z7			井场
Z8			井场
Z9			井场
Z10			计量站
Z11			计量站
Z12			计量站

### （2）监测单位及监测时间

监测时间：2024 年 05 月 22 日~24 日。

监测单位：新疆环疆绿源环保科技有限公司。

### （3）评价标准

执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类区标准限值。

### （4）评价方法

监测值与标准值直接比对，说明噪声源强是否超标。

### （5）评价结果

声环境现状监测结果见表 5.3-8，由监测结果可知，项目区现状噪声监测值昼间、夜间均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准要求。

表 5.3-8 声环境现状监测结果 [单位：dB (A)]

点位 编号	标准值		监测值				达标 情况
	昼间	夜间	2024 年 5 月 22 日	2024 年 5 月 23 日	2024 年 5 月 23 日	2024 年 5 月 24 日	
			昼间	夜间	昼间	夜间	
Z1	60	50					达标
Z2	60	50					达标
Z3	60	50					达标
Z4	60	50					达标
Z5	60	50					达标
Z6	60	50					达标
Z7	60	50					达标
Z8	60	50					达标
Z9	60	50					达标
Z10	60	50					达标
Z11	60	50					达标
Z12	60	50					达标

#### 5.3.4 土壤环境质量现状评价

根据国家土壤信息服务平台数据，项目区土壤类型为草甸土，土壤类型见图 5.3-3。本次采用现场实测的方法来评价项目区土壤环境质量现状。

#### （1）监测点位

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-02018）和《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）判定，本项目土壤污染影响为一级评价，土壤生态影响为一级评价。具体如下：

污染影响型评价等级判定：本项目土壤类型为草甸土，土地利用类型为天然牧草地，I 类项目，土壤敏感类型为敏感，永久占地 2.887hm<sup>2</sup>，占地规模为小型（<5hm<sup>2</sup>），污染影响型土壤环境评价工作等级为一级，应布设 11 个监测点（占地范围内 5 个柱状样，2 个表层样；占地范围外 4 个表层样）。

生态影响型评价等级判定：根据项目区周边土壤盐分实测数据，盐分 >2g/kg，敏感程度为敏感，土壤生态影响评价等级为一级，应布设 11 个监测点（占地范围内 5 个表层样；占地范围外 6 个表层样）。

综合考虑，本次共布设 16 个监测点，（占地范围内 5 个柱状样，5 个表层样，占地范围外 6 个表层样），监测点坐标见表 5.3-9 和图 5.3-1。

表 5.3-9 土壤监测点位

监测点位	井号/站号	经纬度坐标		采样性质
		E	N	
占地范围内				
占地范围外				


(2) 监测单位

新疆环疆绿源环保科技有限公司。

(3) 监测时间

2024 年 5 月 22 日。

(4) 监测因子及采样类型

S1~S5 均为柱状样，采样深度为 0m~0.5m，0.5m~1.5m，1.5~3m 各取一个样，分别取样，不混合。

S6~S16 均为表层样，采样深度为表层 0~20cm。

S6、S10 监测因子为：pH、砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、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、土壤含盐量，共计 48 项。

S1、S2、S3、S4、S5、S7、S8、S9 监测因子为：pH、砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、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、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、土壤含盐

量，共计 47 项。

S11、S12、S13、S14、S15、S16 监测因子为：pH、砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、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、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、土壤含盐量、锌、铬，共计 49 项。

### （3）评价标准

占地范围内执行《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值标准。

占地范围外 pH、镉、镍、铬、铜、铅、汞、砷、锌执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中“表.1 农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）”的 pH>7.5 所列标准；其余因子执行《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值标准参考《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值。

### （4）评价方法

采用单因子标准指数法，计算公式为： $S_{i,j}=C_{i,j}/C_{si}$

式中： $S_{i,j}$ —单项土壤参数 i 在 j 点的标准指数；

$C_{i,j}$ —土壤参数 i 在 j 点的监测浓度，mg/L；

$C_{si}$ —土壤参数 i 的土壤环境质量标准，mg/L。

### （5）评价结果

土壤环境质量监测及评价结果见表 5.3-10~表 5.3-20。

表 5.3-10 S1 监测点监测结果及评价结果一览表（柱状样）


































表 5.3-20 土壤剖面示意图

景观照片	土壤剖面照片	层次
		50cm 深度样颜色为黄色壤土，为块状结构，砂粒含量 40%。
		150cm 深度样颜色为黄色壤土，为块状结构，砂粒含量 30%。
		180cm 深度样颜色为黄色壤土，为块状结构，砂粒含量 40%。

## 5.4 生态环境现状调查与评价

### 5.4.1 生态功能区划

#### (1) 生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》，项目所在区生态功能区的主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态环境问题和主要保护目标见表 5.4-1。

表 5.4-1 项目区生态功能区划

生态功能分区单元	生态区	II 准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区
	生态亚区	II <sub>5</sub> 准噶尔盆地南部荒漠绿洲农业生态亚区
	生态功能区	28. 阜康—木垒绿洲农业、荒漠草地保护生态功能区
主要生态服务功能		农牧业产品生产、人居环境、荒漠化控制
主要生态环境问题		地下水超采、荒漠植被退化、沙漠化威胁、局部土壤盐渍化、河流萎缩、滥开荒地
主要生态敏感因子、敏感程度		生物多样性及其生境中度敏感，土壤侵蚀轻度敏感，土地沙漠化中度敏感，土壤盐渍化轻度敏感
主要保护目标		保护基本农田、保护荒漠植被、保护土壤环境质量
主要保护措施		节水灌溉、草场休牧、对坡耕地和沙化土地实施退耕还林（草），在水源无保障、植被稀少、生态脆弱地带禁止开荒、加强农田投入品的使用管理

适宜发展方向

农牧结合，发展优质、高效特色农业和畜牧业

## （2）区域生态类型及特征

项目区地处天山东端北麓、准噶尔盆地东部。项目区位于吉木萨尔凹陷北部，地表为第四系黄土覆盖，属于冲洪积平原细土带，地面海拔 580~660m，地形开阔平坦。项目区所处区域属于荒漠草地生态系统，主要由荒漠灌木、半灌木、小灌木、荒漠草本植物，荒漠野生动物及其栖息地，戈壁砾幕层、裸土地构成。土壤以草甸土为主。该区域干旱、缺乏水分，异质性程度低，结构单一，其稳定性差，抗外界干扰能力弱。

### 5.4.2 土地利用现状与评价

参照全国土地利用现状调查技术规程、全国土地利用现状分类系统，通过现场踏勘及收集资料绘制土地利用类型示意图，土地利用类型为低覆盖度草地，详见图 5.4-1。

### 5.4.3 区域土地沙化现状

根据《新疆维吾尔自治区第五次沙化土地监测报告》（2015 年 3 月）中表述，吉木萨尔县监测区范围内，沙化土地总面积 821446.62 公顷，较第四次监测减少 763.26 公顷。其中：流动沙地 0.73 公顷；半固定沙地 23715.44 公顷，较第四次监测增多 482.41 公顷；固定沙地 215379.97 公顷，较第四次监测增加 704.27 公顷；沙化耕地 1275.21 公顷，较第四次监测增加 1275.21 公顷；非生物治沙工程地 0 公顷；风蚀残丘 0 公顷；风蚀劣地 9633.12 公顷，较第四次监测减少 2370 公顷；戈壁 145758.41 公顷，较第四次监测减少 827.88 公顷；有明显沙化趋势的土地 13064.09 公顷，较第四次监测增加 5385.62 公顷；其他土地类型 412619.65 公顷，较第四次监测减少 5413.62 公顷。对照《新疆维吾尔自治区第五次沙化监测沙化土地分布图》（2015 年）可知，本项目临时占地属于非沙化土地。具体分布见下图 5.4-2。

### 5.4.4 水土流失

根据《新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州水土保持规划（2021-2030 年）》，本项目不涉及自治区级水土流失重点治理区和重点预防区，见图 5.4-3。

#### 5.4.5 土壤类型及特征

根据国家土壤信息服务平台数据，项目区土壤类型只有草甸土一种，详见图 5.4-4。

发育于地势低平、受地下水或潜水的直接浸润并生长草甸植物的土壤。属半水成土。其主要特征是有机质含量较高，腐殖质层较厚，土壤团粒结构较好，水分较充分。草甸土有腐殖质层、腐殖质过渡层和潜育层。草甸土可分为暗色草甸土、草甸土、灰色草甸土和林灌草甸土 4 个亚类。

图 5.4-1 土地利用类型示意图

图 5.4-2 沙化土地分布示意图

图 5.4-3 昌吉回族自治州水土保持两区划分图

图 5.4-4 土壤类型示意图

图 5.4-5 植被类型示意图

#### 5.4.6 植被现状调查与评价

项目区所在地生态环境属于荒漠草地生态系统，主要植被类型为荒漠植被，按中国植被自然地理区划划分，项目所在区域属新疆荒漠区、北疆荒漠亚区、准噶尔荒漠省、准噶尔荒漠亚省、乌苏—奇台县。区域内植被类型分布有樟味藜、短叶假木贼荒漠、多枝柽柳灌丛、盐节木盐漠、芨芨草草甸及农田。

根据现场调查，项目占地范围植被类型主要有盐节木盐漠和樟味藜、短叶假木贼荒漠、梭梭。评价区域野生高等植物估算在近 20 科 90 种以上，这里仅将油区主要分布的 9 科 22 种野生高等植物分布状况见表 5.4-3 和图 5.4-5。根据《新疆国家重点保护野生植物名录》（2022）、《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》（2024），评价范围内无受保护的野生植物分布。

表 5.4-3 区域内主要高等植物及分布一览表

序号	中文名	学名	分布
一、	禾本科	<i>Gramineae</i>	
1	羽状三芒草	<i>Aristida pennata</i>	++
二、	杨柳科	<i>Salicaceae</i>	
2	白柳	<i>Sect alba</i>	++
三、	藜科	<i>Chenopodiaceae</i>	
3	盐节木	<i>Halocnemum strobilaceum</i>	++
4	盐穗木	<i>Halostachyscaspica</i>	+
5	猪毛菜	<i>Salsola collina</i>	
6	盐爪爪	<i>Kalidium cuspidatum</i>	
7	角果碱蓬	<i>Suaedacorniculate</i>	+
8	驼绒藜	<i>Ceratoide sewersmanniana</i>	++
9	盐生草	<i>Halogeton glomeratus</i>	+
10	叉毛蓬	<i>Petrosimonia sibirica</i>	++
11	盐生假木贼	<i>Anabasis salsa</i>	++
12	短叶假木贼	<i>Anabasis brevifolia</i>	++
13	小蓬	<i>Nanophytonerinaceum</i>	+
14	梭梭	<i>Haloxylon ammodendron</i>	
四、	十字花科	<i>Cruciferae</i>	
15	荒漠庭芥	<i>Alyssum desertorum</i>	++
五、	蒺藜科	<i>Zygophyllaceae</i>	
16	西伯利亚白刺	<i>Nitraria sibirica</i>	
六、	大戟科	<i>Euphorbiacea</i>	
17	沙生大戟	<i>Euphorbia turazaninovii</i>	

七、	菊科	Compositae	
18	苦艾蒿	Artemisia santolina	
19	地白蒿	Areemisia terrae-ablae	
20	沙地千里光	Senecio subdentatus	
八、	莎草科	Compositae	
21	囊果苔草	Carexphysodes	++
九、	柽柳科	Tamaricacene	
22	琵琶柴	Reaumuria soongorica	+
23	多枝柽柳	Tamarix ramosissima	

注：++多见，+少见，-偶见。

#### 5.4.7 野生动物现状

本油田区的动物区系类型属古北界、中亚亚界、蒙新区、西部荒漠亚区、准噶尔盆地小区。主要分布有适于荒漠及荒漠草原和人工绿洲生活的动物。爬行动物的蜥脚类种数较多，如快步麻蜥、变色沙蜥等。鸟类中麻雀、斑鸠等较为常见。哺乳类大沙鼠、小家鼠等啮齿动物在该区分布很广，数量较大。

由于项目区所在准噶尔盆地边缘严酷的气候条件，野生动物分布种类少，主要为小型爬行类、啮齿类动物。根据《国家重点保护野生动物名录》（2021）及《新疆国家重点保护野生动物名录》（2021），项目区域内未发现国家重点保护野生动物及其生境。

野生动物种类详见表 5.4-6。

表 5.4-6 项目区及周围主要脊椎动物的种类

种 类		分布状况			保护级别
		多见种	少见种	偶见种	
爬 行 类					
1、变色沙蜥	<i>Phrynocephalus versicolor</i>		+		
2、东疆沙蜥	<i>P. grumgrizimaloi</i>	+			
3、快步麻蜥	<i>Eremias velox</i>	+			
4、黄脊游蛇	<i>Coluber spinalis</i>			+	
鸟 类					
5、家燕	<i>Hirundo rustica</i>		+		
6、麻雀	<i>Passer domesticus</i>		+		
7、斑鸠	<i>Streptopelia decaocta</i>		+		
8、乌鸦	<i>Corvus Spp.</i>		+		

9、黑尾地鸦	<i>Podoces hendersoni</i>			+	
哺 乳 类					
10、小五趾跳鼠	<i>Allactage elater</i>			+	
11、小家鼠	<i>Mus musculus</i>			+	
12、毛脚跳鼠	<i>Dipus sagitta</i>	+			
13、大沙鼠	<i>Rhombomys opimus</i>	+			
14、子午沙鼠	<i>Meriones meridixnus</i>	+			

#### 5.4.8 既有工程实际生态影响及采取的生态保护措施

##### （1）既有工程实际生态影响

本项目为改扩建项目，既有工程对生态的影响主要表现在占地对土壤结构破坏、植被损失、对景观格局的影响以及各种机械产生的噪声和人员活动对野生动物的影响。

既有工程对土壤的影响主要是工程建设时对土壤的扰动、流失，对植被的影响主要表现为工程建设过程中，占地范围内的植被灭失，以及永久占地范围内植被生产力的减小。对景观生态格局的影响主要表现在油田道路、管线及各类场站的建设，对生态景观的切割，增大了区域景观生态格局的破碎化程度。对野生动物的影响主要为占地范围内植被的灭失和减少对野生动物生境和食源的影响。既有工程已开发区域内植被状况恢复较好的地段，动物活动的痕迹较多，而在井场和站场附近则很少有活动的迹象，这主要是由于现有工程各类生产井数量多，开发活动使得区域内自然植被的覆盖度降低，影响了爬行类及鼠类动物生存及栖息的基本环境条件。

##### （2）既有工程实际采取的生态保护措施有效性评价

根据现场踏勘可知，既有工程已建井场永久性占地范围内进行了砾石铺垫，站场地面进行了水泥或砾石铺垫等硬化，有效的防止了因既有工程临时占地引起的水土流失和土地沙化。临时占地内的野生植被在自然缓慢恢复。既有工程不存在生态环境问题。

## 6 环境影响预测与评价

### 6.1 施工期环境影响预测与评价

#### 6.1.1 施工期大气环境影响分析

废气主要为施工扬尘、施工机械及施工车辆尾气、焊接烟尘。

##### （1）施工扬尘

在井场平整、铺垫以及其他设备进场及安装等钻前工程施工过程和管沟开挖、回填及井口装置、输电线敷设、道路建设等地面工程建设过程中都会产生扬尘，对环境空气造成一定的影响。类比同类工程，本项目施工过程中产生的扬尘不会对环境空气产生明显影响。

在油田区块开发前期，由于主要进行地面建筑、道路等施工，区块内大量出入中型车辆，因此区块内道路主要为砂石路，车辆行驶的扬尘污染较重，要求适当洒水降尘，减轻污染。随油气田开发进入产液期，区块道路面硬化，这部分扬尘影响大大减轻。

##### （2）施工燃油机械排放废气和汽车尾气

施工运输车辆燃料燃烧产生的汽车尾气会对环境空气造成影响，各施工机械及车辆均采用合格油品，对周围大气环境影响较小。

##### （3）焊接烟尘

管道组对连接过程中将有一定量的焊接烟尘产生，主要污染物为 CO、CO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub>、CH<sub>4</sub>，该废气排放量很少，施工场地位于开阔通风状况良好的户外，焊接烟尘易于扩散，对周围大气环境影响很小。

#### 6.1.2 施工期水环境影响分析

##### （1）管道试压废水及混凝土养护废水

管道试压采用清水，产生的废水中污染物主要为悬浮物，用于项目区的洒水抑尘，混凝土养护废水自然蒸发，对项目区地下水环境基本无影响。

##### （2）管线施工对地下水的影响

拟建单井采油管线、集油支线采用埋地敷设，在施工过程中的辅料、废料等在降水的淋滤作用下产生的浸出液，可能进入地下含水层，将对地下水造成不同程度的影响，其影响程度决定于下渗量及其饱和地带的厚度、岩性和对污染物的阻滞、吸附分解等自然净化能力。由于管线施工期短，发生降水淋滤的可能性很小，且管道沿线表层土壤有一定的自然净化能力，管线施工对地下水的影响很小。因此，正常的管线埋设不会对地下水造成不利影响。

### 6.1.3 施工期声环境影响分析

噪声源主要为施工机械及车辆，源强一般为 60~105dB（A）。根据现场调查，声环境评价范围内没有固定居住人群等声敏感目标，不会造成扰民现象，施工期的噪声仅对施工人员产生影响。通过类比调查可知，施工期场界外 200m 处可达到《建筑施工场界噪声排放标准》（GB12523-2011）中限值要求。

### 6.1.4 施工期固体废物环境影响分析

施工过程中的挖方全部回填，无弃方产生，固体废物主要为建筑垃圾，施工过程中使用材料产生的废边角料等尽量由施工单位统一回收利用，无法再利用的集中堆放，定期送至当地建筑垃圾填埋场填埋处理。固体废物均得到了妥善处置，正常情况下不会对周围环境产生不利影响。

### 6.1.5 施工期土壤环境影响分析

施工期对土壤质量的影响主要为人为扰动、车辆行驶和机械施工、各种废弃物污染影响。

#### （1）人为扰动对土壤的影响

项目实施过程中不可避免地会对土壤造成扰动，主要是井场建设、道路建设、管道敷设和输电线敷设等工程建设过程中对土壤的开挖，以及车辆行驶、机械施工碾压和踩踏破坏土壤结构。

在施工中，设备碾压、人员踩踏等都会对土壤的紧实度产生影响，而开挖作业则会改变土壤层次。机械碾压和人员踩踏致使土壤紧实度增高，地表水入渗减少，土壤团粒结构遭到破坏，土壤养分流失，不利于植物生长。各种车辆（尤其

是重型卡车）反复碾压后的土壤，植物很难再生长。井场和管道的施工场地都存在这种影响；土壤在形成过程中具有一定的分层特性，一般来说表层为腐殖质层，中层为淋溶积淀层，底层为成土母质层。腐殖质层是植物根系分布密集区，是土壤肥力、水分集中分布区。管道的开挖和回填过程中势必会对土壤原有层次产生扰动和破坏，若不同质地、不同层次的土壤混合，将直接影响植物的生长。

## （2）施工期污染影响分析

施工期各种原辅料堆放，如各类施工设备、原辅料堆放及各类施工废弃物暂存等，若遇防渗措施破损或大雨淋滤等情况，导致物料泄漏、废弃物渗滤液直接进入土壤，对土壤造成污染影响。

### 6.1.6 施工期生态环境影响分析

施工期生态影响主要表现为占地影响，临时占地主要为单井采油管线、集油支线、输电线等施工临时占用，永久占地主要为采油井场、计量站、道路占地。施工结束后，永久占地被永久性构筑物代替，这部分占地的土壤类型、土地利用类型和植被类型将发生彻底的改变，永久占地使原先土壤—植被复合体构成的自然地表被各类人工构造物长期取代；临时占地伴随着永久性占地的工程建设而发生，也不可避免地对原有地表造成破坏，使原有土壤—植被自然体系受到影响或瓦解，在扰动结束后，临时占地影响区的土壤—植被体系的恢复能力与程度取决于临时占地影响程度的大小及原先的生态背景状况。施工活动和工程占地在油区范围内并呈点线状分布，对土壤、植物、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响，同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。

#### （1）对植物影响分析

##### ①工程占地对植物的影响分析

工程占地类型为天然牧草地，各项施工作业对植被的主要影响是土地的占用和施工阶段清场过程中对地表植被的清理和碾压。场站施工过程中有一部分地表土地被各种构筑物或砾石覆盖，永久性地改变了原有土地的利用类型，对原有植被造成了永久的破坏。临时占地范围内地表植被及地表结构却发生了较大的变化，地表保护层被破坏后，稳定性下降，防止水土流失的能力也随之下降。在工程结束后，土地将不再受人为扰动，逐步自然恢复，重新回到原来的自然状态。

工程占地及施工人员、机械活动会对区域植物产生一定的影响，本项目位于天然牧草地，属于正在发展的荒漠化，在施工结束的 2a~3a 中，将影响占地范围内的植被初级生产力，当临时性占地的植被得到初步恢复后，这种损失将逐渐减少。

通过加强环保宣传教育，以及严格的环境保护管理措施，可以有效地避免施工及人员活动对保护植物的破坏。

### ②施工人员活动对植物的影响分析

井区开发建设过程中大量人员、机械进入项目区，使项目区环境中人类活动频率大幅度增加，对植物的影响主要表现在人类和机械对植物的踩踏和碾压，使原生植被生境发生较大变化。荒漠区单位面积上人口密度的增加将导致工程开发范围内及边缘区域地表土壤被践踏和自然植被覆盖率减少，使工程区域内局部地带沙漠化的可能性增加。

#### （2）对动物影响分析

地面工程施工和运营对陆栖动物的影响具体表现为破坏植被导致动物栖息地受到损害，道路和管线施工可能阻断动物活动路线，以及施工与运营噪声、废气对动物的不良影响等方面。

施工期对野生动物的影响分为直接影响和间接影响两个方面，主要表现在对生存环境、分布范围和种群数量的影响。直接影响主要表现为建设项目占地，使野生动物的原始生存环境被破坏或改变；间接影响主要表现为由于植被的减少或污染破坏而引起野生动物食物来源减少。钻井工程和地面工程等施工过程中，由于机械设备的轰鸣惊扰、人群活动的增加，使区域内单位面积上的动物种群数量下降。但此类影响对爬行类和小型啮齿动物的干扰不大，它们能很快适应当地的环境，并重建新栖息地。

本项目建成后人类活动降低，仅日常巡井和管线巡检等检查活动，对区域野生动物影响较小。

#### （3）对景观及生态系统结构、功能影响分析

##### ①景观影响分析

景观是指地表空间相对稳定的景物或景象，是一个空间高度异质性的区域，

由相互作用的景观元素或生态系统，按一定的空间组合规律及相似的形式重复出现而形成。

油田开发区属于景观生态等级自然体系和人工体系的复合体，它是由荒漠生态系统和道路等景观相间组成。本项目占地面积不大，实施后可以与现有的区域景观相协调。

### ②对生态系统结构、功能的影响

管线工程、场站工程、采油井场、道路及输电线等建设活动对原有生态系统结构的完整性有一定的影响，会降低生态系统的生产力，导致生态系统部分物质循环受阻，能量流动中断，因此将对区域内生物的栖息环境产生不良影响。同时项目区内系统自我调节能力减弱，受扰动后恢复能力降低，生态稳定性降低，生物种群、数量将受到一定程度的影响，但项目占地面积小，对生态系统结构和功能的影响较小，对评价范围内生态系统完整性影响亦较小，生态系统完整性变化主要受区域自然环境变化影响。项目建设加大了评价区人为干扰的力度，同时也加剧局部区域由自然荒漠生态系统向人工生态系统演替的趋势。项目占地类型为天然牧草地，地表植被稀疏，由工程造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降，加上占地面积有限，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因此对于评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显影响，项目实施造成的不利影响均在可接受的范围内。

### ③生态系统稳定性、完整性分析

项目区内的生态系统以荒漠生态系统为主，生态系统较为简单，由于区域地表较干燥，导致自然植被盖度较低，在 10%左右，植物种类少。从现场调查来看，目前项目所在区域内的人为干扰较小，基本保持自然荒漠生态环境，生态完整性较好。本项目建设施工过程中，由于机械设备的轰鸣惊扰，人群活动的增加，施工迹地植被将消失而形成裸地，会造成一定生态系统的破坏，但施工区域与周围植被没有明显的隔离，临时占地一般在 3~5 年或更长时间内将向原生植被群落演替。本项目开发建设过程中，临时占地和永久占地的影响范围相对较小，并且施工结束后，随着开发建设进入正常生产阶段，施工人员撤离作业区域，人类活动和占地都将减少，则建设项目对该区域生态系统稳定性及完整性的影响不大。

### 6.1.7 土地沙化环境影响分析

项目所在区域为非沙化土地，井场平整、管沟开挖、车辆碾压等工程将扰动原有地貌，施工过程中对地表的大面积碾压，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏，使风蚀荒漠化的过程加剧，降低项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，造成局部土地沙化。管沟开挖过程中，若未采取分层开挖、分层回填措施，可能导致土壤的蓄水保肥能力降低，影响区域植被生长，造成土壤逐渐沙化。此外，在施工过程中，各种车辆（尤其是重型卡车）如乱碾压行驶，将使经过的土壤变得紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，甚至退化为沙地。

施工结束后对永久占地进行地面硬化，以减少风蚀量，对临时占地范围内场地进行平整和清理，尽量利用施工时产生的表层弃土对临时占地进行覆盖，采用自然恢复的方式对区域植被进行恢复，建设过程中严格落实防沙治沙措施，严格控制施工占地范围。综上所述，本项目对区域土地沙化影响不大。

### 6.1.8 区域生态系统稳定性及完整性影响分析

生态系统完整性是资源管理和环境保护中一个重要的概念。生态系统完整性是生态系统在特定地理区域的最优化状态，在这种状态下，生态系统具备区域自然生境所应包含的全部本土生物多样性和生态学进程，其结构和功能没有受到人类活动胁迫的损害，本地物种处在能够持续繁衍的种群水平。它主要反映生态系统在外来干扰下维持自然状态、稳定性和自组织能力的程度。评价生态系统完整性对于保护敏感自然生态系统免受人类干扰的影响有着重要的意义。

本项目开发区的基质主要是荒漠生态景观，荒漠生态景观稳定性较差，异质化程度低，生态体系的稳定性和必要的抵御干扰的柔韧性差。在油田开发如井场、站场、管线、道路等建设中，新设施的增加及永久性构筑物的作用，不但不会使区域内异质化程度降低，反而在一定程度上会增加区域的异质性。区域的异质性越大，抵抗外界干扰的能力就越大。因而油田开发建设不会改变区域内景观生态的稳定性及完整性。

油田开发加大了评价区人为干扰的力度，同时也加剧局部区域有自然荒漠生态系统向人工生态系统演替的趋势；但是由于本项目占地面积较小，区域生态系

统仍保持开放、物质循环和能量流动。因此对于评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显影响。

根据项目区动物、植物影响分析，本项目的建设对区域陆生动植物的种群数量、物种丰富度、分布情况、群落结构不会产生较大影响；不会产生明显的生境分割、阻隔、破碎化，且在评价区周边分布有适宜野生动植物生存的替代生境，对生境的影响较小；通过植被恢复，将大大弥补生态功能损失，对区域生态系统结构和功能不会造成明显影响。综合上述对物种、生境及生态系统的影响程度，可判定本项目建设对区域生物多样性的影响较低。

## 6.2 运营期环境影响预测与评价

### 6.2.1 运营期大气环境影响预测与评价

#### （1）相关判定

本项目大气环境影响评价等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的相关规定：“二级评价项目不进行进一步预测，只对污染物排放量进行核算”。故本次只对采用 AERSCREEN 模式预测的结果进行评价，不进行进一步预测。

#### （2）模型选用

采用《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中推荐的估算模型 AERSCREEN 进行估算。

#### （3）估算模型使用数据来源

##### ①地形数据

估算模型使用的原始地形数据为美国 NASA 和 NIMA 联合测量并公布的全球 90×90m 地形数据，自 CSI 的 SRTM 网站获取（<http://srtm.csi.cgiar.org>），符合导则要求。

##### ②地表参数

大气评价范围占地类型为天然牧草地，地表特征参数为草地，该类型土地的经验参数，见表 6.2-1。

表 6.2-1 地表特征参数一览表

扇区	时段	正午反照率	BOWEN	粗糙度
0~360	全年	0.29	1.75	0.04025

## ③气象数据

以下资料为项目区内近 20 年气象数据统计分析，具体详见表 6.2-2。

表 6.2-2 气象数据一览表

统计时间	最低温度	最高温度	最小风速	测风高度
20 年	-26℃	38.9℃	0.5m/s	10

## (4) 估算模型参数

估算模型参数选择见表 6.2-3。

表 6.2-3 估算模型参数选择一览表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/℃		38.9
最低环境温度/℃		-26
土地利用类型		天然牧草地
区域湿度条件		干燥气候
是否考虑地形	考虑地形	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	<input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

## (5) 污染物源强

污染物源强及排放参数见表 6.2-4。

表 6.2-4 运营期大气污染物排放参数一览表

污染源	污染物	排放速率 (t/a)	排放形式	排放参数
2 井平台	NMHC	0.3698	无组织排放	130m×50m×5m
	H <sub>2</sub> S	0.378×10 <sup>-3</sup>	无组织排放	
3 井平台	NMHC	0.5547	无组织排放	160m×50m×5m
	H <sub>2</sub> S	1.17×10 <sup>-3</sup>	无组织排放	
8 井式计量站	NMHC	0.4815	无组织排放	25m×30m×5m
	H <sub>2</sub> S	1.02×10 <sup>-3</sup>	无组织排放	
12 井式计量站	NMHC	0.6732	无组织排放	25m×30m×5m
	H <sub>2</sub> S	1.42×10 <sup>-3</sup>	无组织排放	

## （6）预测结果

预测结果详见表 6.2-5。

表 6.2-5 预测结果一览表

污染源	污染因子	最大落地浓度 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	占标率 (%)
2 井平台	NMHC	56.631	2.83
	H <sub>2</sub> S	0.0579	0.58
3 井平台	NMHC	84.959	4.25
	H <sub>2</sub> S	0.1792	1.79
8 井式计量站	NMHC	138.46	6.92
	H <sub>2</sub> S	0.2933	2.93
12 井式计量站	NMHC	156.25	7.81
	H <sub>2</sub> S	0.3296	3.30

由预测结果可知，本项目油气集输过程中产生的无组织排放的非甲烷总烃及硫化氢占标率较小，其短期浓度贡献值小，不会使区域环境空气质量发生明显改变，且项目区地域空旷，周边无固定人群居住，对区域大气环境影响较小。

## （7）温室气体环境影响分析

项目实施后加强巡检、检维修，减少逸散 CH<sub>4</sub> 排放，采用节能设备，温室气体甲烷和二氧化碳排放量相对较小，区域空旷，扩散条件较好，不会对周围大气环境产生明显影响。

## （8）大气环境影响评价结论

运营期对大气的影 响为持续的长期影响，产生废气污染物虽为无组织排放，但项目区大气扩散条件较好，经预测对大气污染物浓度贡献值小，不会使区域环境空气质量发生显著改变，加上项目区地域空旷，无集中固定人群居住，运营期对区域大气环境的影响可以保持在环境可接受的范围之内。

### 6.2.2 运营期水环境影响分析

#### （1）区域水文地质条件

第四系松散岩地层沉积厚度数十米至上百米不等，含水层为一套冲积—湖积的双层结构，上部为潜水，下部为承压水，含水层岩性以粗砂为主，承压含水顶板埋深多大于 100m，潜水位埋深较大（10~50m），矿化度 > 10g/l，水化学类型主

要以  $\text{CaCl}_2$  型为主；水量小，无开采利用价值。

第三系碎屑岩类孔隙—裂隙水广泛分布于准噶尔盆地广大地区，为主要的生产用水开采水源。其含水层岩性主要是砂岩和泥质砂岩，承压水顶板埋深在 50~100m 以下，矿化度 3~10g/L，水化学类型主要以  $\text{CaCl}_2$  型为主；富水性极不均匀，单井涌水量 90~500m<sup>3</sup>/d。

油田区域地层岩性为：表层为第四系干燥松散的风成沙沉积，厚约 200m 左右；向下为第三系，地层由以泥岩、砂岩、粉砂岩为主的碎屑沉积物组成，含水层以砂岩为主，厚度在 50~150m；底部为第三系的粉砂岩、泥岩沉积。地下水主要为第三系碎屑岩类承压水，顶板埋深大于 100m。本区主要含水层水文地质特征如下：

①白垩系含水岩组：含水层为砂岩、砾岩，富水性为贫乏~中等，一般水质较差，为咸水。

②第三系含水岩组：岩性为中、粗粒砂岩、砾岩、泥岩互层，泥岩将含水的中粗粒砂岩、砾岩分隔成若干层，岩石颗粒越粗，相对富水性越好。因第三系地层在项目区内厚度很大，分布广泛，主要为承压水，为项目区内重要的含水岩组。

③第四系含水岩组：岩性主要为风成沙，该套岩层基本不含水，富水特征多为潜水性质。

## （2）补径排条件

本项目位于准噶尔古尔班通古特沙漠东南缘。山区以及丘陵区为中生界碎屑岩中孔隙裂隙潜水及层间水提供赋存条件。现代河流及间隙水山口外，呈扇形堆积，由洪积造成山麓带，为灰色砾石层，由各种变质岩及火成岩构成，近平原地带，则颗粒变细夹亚砂土层或砂质黏土层，厚度不等 10~210.4m；倾斜平原区砾石层为松散岩类孔隙裂隙水提供了良好地下水储存场所。

本项目区域上属于南部的天山水系地下水系统，从南部天山山区分水岭到平原、沙漠构成一个完整的水文地质单元。按区域地下水运动规律，南侧的博格达高山区是地下水的总发源地和补给区，中山带是地下水补给、径流、排泄交替带，山前倾斜砾质平原及细土平原区是地下水径流、排泄区，沙漠地带是以蒸发

为主的地下水排泄区。

本项目区域地层水的水型为  $\text{CaCl}_2$  型，地下水径流方向基本由南向北。本工程区域水文地质见图 6.2-1。

### （2）地下水运动规律

根据《新疆准噶尔盆地油田区地下水及其利用》资料，本规划所在区域地下水的补给主要由地表水渗透、大气降水以及地下潜流组成，以地表水的渗漏为主，其次是地下潜流和大气降水。

### （3）正常工况下对地下水环境影响分析

洗井废水、井下作业废液由罐车拉运至页岩油联合站压裂返排液处理系统处理，经处理后出水水质满足《压裂酸化返排液处理技术规范》（Q/SY 02012-2016）中相关水质指标后用于压裂液复配，不外排。处理达标后的净化水回注层位为开采油层，采出净化水回注层位与地下水处于不同层系，远远超出区域地下水含水层的深度，且回注井在钻井过程中对潜水所在的地层进行了水泥浆固井，在固井质量良好的情况下可以确保井壁不会发生侧漏，且固井深度远远超过了含水层埋深，有效隔离含水层与井内采出液的交换，有效保护地下水层。因此，运营期废水不会对地下水水质产生不利影响。项目硬化面积较小，不会对地下水的补给产生影响。

### （5）事故状态下对地下水的影响

#### ①井喷对地下水的影响分析

井喷事故主要在井下作业过程中发生。井喷随油藏地层压力的不同，其发生概率和强度有所不同，大多数情况下是难以估计的。据国内油田资料统计，井喷事故发生的概率为 0.1%~0.3%，根据现场调查，油区采用抽油机进行开采，随着开采年限的增加，区块地层压力逐渐减小，加上油井自喷能力弱，采取了严格的井控制度和井控措施，发生井喷的概率较小。

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，除造成重大经济损失外，还会造成严重的环境污染。井喷事故发生时对地下水环境的影响主要是原油以面源的形式渗漏进入包气带土壤并污染地下水。污染物迁移途径为地表以下的包气带和含水层，然后随地下水流动而污染地下水。类比新疆境内多个油

田的环境影响评价报告，石油类污染物主要聚积在土壤表层 1m 以内，一般很难渗入到 2m 以下。同时油田区域气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用。因此，井喷事故中的泄漏原油不会进入地下含水层污染地下水。

图 6.2-1 区域水文地质图

## ②油水窜层对地下水的污染影响

油水窜层一般是由于表层套管和油层套管的固井失误导致油气窜层使地下水受污染。生产井的窜层的主要原因是：下入的表层套管未封住含水层；固井质量差；工艺措施不合理或未实施。因此，为预防污染的发生和污染源的形成，表层套管必须严格封闭含水层，固井质量应符合环保要求。

根据井身结构，本项目采用二开井身结构，钻井过程中采用了下套管注水泥固井完井方式进行了水泥固井，对含水层进行了固封处理，可有效保护地下水层。

由废弃的油井、套管被腐蚀破坏而污染到地下水的现象，在前期不会发生，待油田开发到中后期时，废弃的油井、套管被腐蚀破坏，才可能会对地下水有影响：废弃油井在长期闲置过程中，在地下各种复合作用下，固井水泥被腐蚀，套管被腐蚀穿孔，加上只封死井口，油气物质失去了释放通道，会通过越流管道进入潜水含水层，参与地下水循环。虽然此时油层几乎没有多少压力，原油不大可能进入到含水层污染地下水，但这一现象仍应引起重视，评价区内的废弃井应全部打水泥塞，并经严格的试压以防窜漏污染地下水。

## ③管线泄漏对地下水的影响分析

### ※预测情景设定

据前节工程分析，本次评价针对单井采油管线、集油支线泄漏对地下水产生的影响进行预测。

### ※泄漏量预测

按最不利情况考虑假设条件，假设单井采油管线发生全管径泄漏，集油支线发生泄漏孔为 10% 的孔径泄漏，泄漏速度  $Q_L$  用伯努利方程计算：

$$Q_L = C_d A \rho \sqrt{\frac{2(P - P_0)}{\rho} + 2gh}$$

式中：

$Q_L$ ——液体泄漏速度，kg/s；

$C_d$ ——液体泄漏系数，取 0.65；

- A——裂口面积， $m^2$ ；  
 $\rho$ ——泄漏液体密度；  
P——容器内介质压力，Pa；  
 $P_0$ ——环境压力，Pa；  
g——重力加速度， $9.8m/s^2$ ；  
h——裂口之上液位高度，m。

经计算，在设定事故条件下污水的泄漏速率见表 6.2-6。

表 6.2-6 设定事故条件下管线的泄漏速率计算结果

泄漏	泄漏孔径 大小 (mm)	泄漏口 面积 ( $m^2$ )	泄漏口之 上液位高 度 (m)	底部压 力 (MPa)	环境压 力 (MPa)	液体密 度 ( $kg/m^3$ )	泄漏速度 (kg/s)
集油支线泄漏	10	0.0008	0	0.79	0.1	825	5.544
单井采油管线 泄漏	65	0.003	0	0.79	0.1	825	20.79

备注：液体密度为前文表 3.2-1 原油平均密度。

根据上表可知，单井采油管线、集油支线的泄漏速率分别为 20.79kg/s、5.544kg/s。假定发现泄漏后 30min 处理完毕，切断事故阀门，则单井采油管线、集油支线的泄漏量分别为 37.422t、9.997t。按照土壤表层对污染物截留率 90% 计算，单井采油管线、集油支线泄漏后可能进入含水层的物料分别为 3.7422t、0.9997t。

#### ※影响预测

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），采用解析法进行预测，预测模型选择导则推荐的地下水溶质运移解析法中的一维稳定流动二维弥散点源模型进行预测。

$$C(x, y, t) = \frac{m_M / M}{4\pi mt \sqrt{D_L D_T}} e^{-\left[ \frac{(x-ut)^2}{4D_L t} + \frac{y^2}{4D_T t} \right]}$$

式中：

x、y—计算点处的位置坐标；

t—时间（d）；

$C(x, y, t)$ — $t$  时刻点  $x, y$  处的示踪剂浓度 (g/L)；

$M$ —含水层厚度 (m)；

$m_M$ —瞬时注入的质量 (kg)；

$U$ —水流速度 (m/d)；

$n_e$ —孔隙度，无量纲；

$D_L$ —纵向弥散系数 ( $m^2/d$ )；

$D_T$ —横向  $y$  方向的弥散系数 ( $m^2/d$ )；

$\Pi$ —圆周率；

模型中所需参数见表 6.2-7。

表 6.2-7 模型所需参数一览表

序号	参数符号	参数名称	参考数值
1	$m_M$	瞬时注入的质量	3.7422t、0.9997t
2	$t$	时间	100d、500d、1000d
3	$M$	含水层厚度	80m
4	$u$	水流速度	0.33m/d
5	$D_L$	纵向弥散系数	$0.12m^2/d$
6	$D_T$	横向 $y$ 方向的弥散系数	$0.012m^2/d$
7	$n_e$	有效孔隙度	0.12

单井采油管线、集油支线发生泄漏时，石油类物质经过 100d、500d 和 1000d 后在地下水中的扩散结果见表 6.2-8。

表 6.2-8 地下水影响预测结果一览表

泄漏点名称	污染物	预测时间 (d)	最大浓度 (mg/L)	下游最大浓度对应距离 (m)	下游达标点对应距离 (m)	III类标准 (mg/L)
单井采油管线	石油类	100	8174.56	33	59	$\leq 0.05$
		500	1634.91	165	215	
		1000	817.45	330	399	
集油支线	石油类	100	2183.77	33	56	
		500	436.75	165	212	
		1000	218.37	330	394	

从预测结果可知：随着时间的增加，污染范围有所增加，单井采油管线发生泄漏后 100d、500d 和 1000d 下游石油类达标时对应的距离分别为 33m、165m 和 330m；集油支线发生泄漏后 100d、500d 和 1000d 下游石油类达标时对应的距离分

别为 33m、165m 和 330m；项目区土壤在消除土体裂隙和根孔影响的试验条件下，石油类下渗下移的深度不会超过 30cm，项目区地下水埋深约在 10~50m，泄漏的原油进入地下水的概率很小，并定期对设备进行检修，将事故发生的概率降至最低，发生泄漏后做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品及被污染的土壤。因此，发生泄漏后采取相应的措施后不会对地下水环境产生大的影响。

### 6.2.3 运营期声环境影响分析

#### (1) 噪声预测模型

噪声源主要为采油井场井下作业过程中机泵，井场四周未设围栏，是开放式的，故只考虑传播距离引起的衰减，鉴于声源到厂界预测点的传播距离远大于声源长度，各噪声源均按点源计。计算模式采用《环境影响评价技术导则—声环境》（HJ2.4-2021）中所推荐的预测模式，计算式如下：

$$L_A(r) = L_A(r_0) - 20 \lg(r/r_0)$$

式中： $L_A(r)$ —距声源  $r$  处的 A 声级；

$L_A(r_0)$ —参考位置  $r_0$  处的 A 声级；

$r$ —预测点距声源距离，m；

$r_0$ —参考位置距离声源距离，m。

设第  $i$  个室外声源在预测点产生的 A 声级为  $L_{Ain, i}$ ，在 T 时间内该声源工作时间为  $t_{in, i}$ ；第  $j$  个等效室外声源在预测点产生的 A 声级为  $L_{Aout, j}$ ，在 T 时间内该声源工作时间为  $t_{out, j}$ ，则预测点的总等效声级按照下列公式进行计算：

$$L_{eq} = 10 \lg \left( \frac{1}{T} \left[ \sum_{i=1}^N t_{in, i} 10^{0.1L_{Ain, i}} + \sum_{j=1}^M t_{out, j} 10^{0.1L_{Aout, j}} \right] \right)$$

式中：

T——计算等效声级的时间；

N——为室外声源个数；

M——为等效室外声源个数。

预测点的预测等效声级（ $L_{eq}$ ）计算公式：

$$L_{eq} = 10 \lg(10^{0.1L_{eqg}} + 10^{0.1L_{eqb}})$$

式中： $L_{eqg}$ ——建设项目声源在预测点的等效声级贡献值，dB(A)；

$L_{eqb}$ ——预测点的背景值，dB(A)。

(2) 噪声源源强及分布

噪声源主要为采油井场井下作业过程中的机泵等，本次评价以平台井为例，对运营期平台井井场厂界噪声进行预测，井场噪声不高于 55dB(A)。室外噪声源强在 78~95dB(A) 之间，设备选用低噪设备，并采取基础减振等措施，衰减量按 20dB(A) 计，其运行噪声不高于 58dB(A)~75dB(A)，噪声源强见表 4.4 污染源源强核算章节。噪声源强见表 6.2-9。

表 6.2-9 主要噪声源强

平台	名称	数量 (台)	空间相对位置 (m)			源强 dB (A)	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
2 井平台	投捞式电潜螺杆泵	2	50	30	-20	100	优化站场总图布置，采用低噪声设备、基础减振、加强保养维修	昼夜连续运行
3 井平台	投捞式电潜螺杆泵	3	55	30	-20	100		昼夜连续运行
采油平台计量站	计量装置	1	1	1	1	85		昼夜连续运行
	电加热器	1	2	3	1	85		
巡检车辆	交通噪声	/	/	/	/	60~90	加强保养维修	间断

(3) 预测结果

根据以上公式，预测项目建成后采油井井场厂界四周噪声贡献值，详见表 6.2-10。

表 6.2-10 厂界噪声贡献值预测结果 [单位：dB(A)]

预测点编号	预测点位置	贡献值	评价标准	评价结果
2 井平台	东厂界	43	昼间 60 夜间 50	达标
	南厂界	42		
	西厂界	46		
	北厂界	42		
3 井平台	东厂界	44		
	南厂界	42		
	西厂界	46		
	北厂界	46		
采油平台计量站	东厂界	45		
	南厂界	47		
	西厂界	47		

	北厂界	43	
--	-----	----	--

由预测结果可知，本项目井场、计量站厂界四周噪声值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准限值要求，且周边无声环境敏感点，因此工程实施后不会对周围声环境产生明显影响。

#### 6.2.4 运营期固体废物环境影响分析

固体废物主要为废药剂包装物、废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料、废含油抹布和劳保用品。废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗膜属于《国家危险废物名录》（2021 年版）HW08 废矿物油和含矿物油废物，废含油抹布和劳保用品属于《国家危险废物名录》（2021 年版）HW49 其他废物，临时贮存在吉祥联合站危险废物临时贮存点，最终交由有相应危险废物处理资质的单位处理。吉庆油田作业区已与克拉玛依市博达环保科技有限公司签订了危险废物处置协议，产生的危险废物可得到妥善处置。综上所述，固体废物均得到妥善处理，不会对周围环境造成不利影响。

#### 6.2.5 运营期土壤环境影响分析

##### （1）污染影响型

正常工况下无废水及固废等污染物外排，不会造成土壤环境污染。事故状态下可能对土壤环境产生一定的影响，根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018），事故状态下对土壤环境的影响主要为污染影响型，对土壤环境的影响主要为单井采油管线、集油干支线发生破裂泄漏的原油垂直入渗对土壤的影响，运营期土壤环境影响源及影响因子识别详见表 6.2-11。

表 6.2-11 运营期土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程/节点	污染途径	全部污染物指标	特征因子
单井采油管线、集油干支线	管道破损发生泄漏	垂直入渗	石油烃	石油烃

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-02018）8.7.3 污染影响型——评价工作等级为一级的建设项目，预测方法可参见附录 E 或类比分析进行预测。本次评价采用类比分析法预测项目实施对土壤环境的影响。

管线发生泄漏后，泄漏的采出液通过垂直入渗的方式进入管线、新增设备污染下方及周边土壤，使受浸染的土壤理化性状发生变化，对土壤产生一定的影响。

本次评价引用的《石西油田作业区石南 4 原油转输管线安全隐患治理工程》中发生过原油泄漏并进行过应急处置的管段土壤环境质量现状监测数据来进行类比分析说明本项目单井采油管线事故状态下原油泄漏对土壤环境的影响，监测数据详见表 6.2-12。

表 6.2-12 《石西油田作业区石南 4 原油转输管线安全隐患治理工程》土壤监测结果一览表

点位 编号	监测因子	(柱状样) 检测值 (mg/kg)						达标 情况
		0~0.5m		0.5~1.5m		1.5~3m		
		监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	
S1	pH	8.37	/	8.39	/	8.45	/	达标
	石油烃 (C <sub>10</sub> ~C <sub>40</sub> )	63	0.0140	35	0.0078	10	0.0022	达标
	镉	0.07	0.0011	0.05	0.0008	0.05	0.0008	达标
	镍	13	0.0144	15	0.0167	13	0.0144	达标
	铬	0.5L	/	0.5L	/	0.5L	/	达标
	铜	24	0.0013	25	0.0014	25	0.0014	达标
	铅	33	0.0413	34	0.0425	26	0.0325	达标
	汞	0.062	0.0016	0.062	0.0016	0.058	0.0015	达标
	砷	6.13	0.1022	6.22	0.1037	6.22	0.1037	达标
S2	pH	8.49	/	8.54	/	8.62	/	达标
	石油烃 (C <sub>10</sub> ~C <sub>40</sub> )	44	0.0098	15	0.0033	10	0.0022	达标
	镉	0.06	0.0009	0.05	0.0008	0.05	0.0008	达标
	镍	14	0.0156	12	0.0133	13	0.0144	达标
	铬	0.5L	/	0.5L	/	0.5L	/	达标
	铜	25	0.0014	23	0.0013	25	0.0014	达标
	铅	36	0.0450	34	0.0425	41	0.0513	达标
	汞	0.055	0.0014	0.06	0.0016	0.083	0.0022	达标
	砷	6.45	0.1075	6.42	0.1070	6.43	0.1072	达标
S3	pH	8.65	/	8.92	/	8.95	/	达标
	石油烃 (C <sub>10</sub> ~C <sub>40</sub> )	31	0.0069	18	0.0040	9	0.0020	达标
	镉	0.04	0.0006	0.04	0.0006	0.05	0.0008	达标
	镍	14	0.0156	15	0.0167	14	0.0156	达标
	铬	0.5L	/	0.5L	/	0.5L	/	达标
	铜	25	0.0014	25	0.0014	25	0.0014	达标
铅	37	0.0463	34	0.0425	37	0.0463	达标	

汞	0.121	0.0032	0.121	0.0032	0.129	0.0034	达标
砷	5.97	0.0995	5.86	0.0977	5.97	0.0995	达标

本次类比的石西油田作业区石南 4 原油转输管线已发生过数次泄漏事故，表 5.2-11 中 3 个监测点均为位于发生过原油泄漏并进行过应急处置的管段沿线的柱状样监测点，表 5.2-11 监测数据表明，发生过泄漏事件的管段土壤环境质量监测的柱状样点石油烃(C<sub>10</sub>~C<sub>40</sub>)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）中第二类用地筛选值要求，说明输油管线泄漏应急处置措施有效，应急处置措施具体如下：当发生管线泄漏后，快速做出响应，关闭单井采油管线物料来源，挖出管线破点，可回收原油回收至处理站原油处理系统；采用管卡对管线破点进行修复，挖出的含油污泥全部清理，交由具有相应危废处置资质的单位负责接收、转运和处置。应急处理完后，用外购砂土回填管沟。

本项目管线输送的介质与石南 4 井区已经完成原油泄漏事故治理的管段类似，均为含水原油，对土壤的污染途径均为垂直入渗，通过类比分析可知，即使本项目运营期发生了管线等泄漏事故，在继续落实吉庆油田作业区现有应急管理要求，建设单位及时响应，采取应急处置措施封堵泄漏点，并将泄漏油污和含油污泥全部清理的情况下，不会对项目区土壤环境产生不良影响。

## （2）生态影响型

正常工况下无废水及固废等污染物外排，不会造成土壤环境污染。事故状态下计量站设备、输油管线破裂后，泄漏的采出物中采出液进入土壤中，设备、输油管线设有压力和远传信号，假设当发生管道破裂时，可在 10 分钟内切断最近阀门，并在 2h 内排查到泄漏点并进行紧急封堵。初步估算，发生泄漏到封堵，预计从管线中泄漏的采出水量为 98m<sup>3</sup>，则采出液中氯根为 3355.78mg/L，则估算进入土壤中的盐分含量为 329966g。

本次预测采用 HJ964-2018 附录 E.1.3 中预测方法，预测公式如下：

### ①单位质量土壤中某种物质的增量

$$\Delta S = n(I_s - L_s - R_s) / (\rho_b \times A \times D)$$

式中：ΔS-单位质量表层土壤中某种物质的增量，g/kg；

$I_s$ -预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质的输入量，g；

$L_s$ -预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经淋溶排出的量，g；

$R_s$ -预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经径流排出的量，g；

$\rho_b$ -表层土壤容重， $\text{kg}/\text{m}^3$ ；

$A$ -预测评价范围， $\text{m}^2$ ；

$D$ -表层土壤深度，一般取 0.2m，可根据实际情况适当调整；

$n$ -持续年份，a。

## ②单位质量土壤中某种物质的预测值

$$S=S_b+\Delta S$$

式中： $S$ -单位质量土壤中某种物质的预测值， $\text{g}/\text{kg}$ ；

$S_b$ -单位质量土壤中某种物质的现状值， $\text{g}/\text{kg}$ 。

项目所处区域气候干燥，年降雨量较小，项目考虑最不利情况， $L_s$  和  $R_s$  取值均为 0，预测评价范围为以泄漏点为中心  $100\text{m}\times 100\text{m}$  范围，表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为  $1.19\times 10^3\text{kg}/\text{m}^3$ ，根据项目区土壤盐分监测结果，单位质量土壤中某种物质的现状值为  $5.7\text{g}/\text{kg}$ 。预测年份为 1a(365 天)。

根据上述计算结果，在 1 天内，单位质量土壤中盐分含量的增量为  $0.13\text{g}/\text{kg}$ ，叠加现状值后的预测值为  $5.83\text{g}/\text{kg}$ 。

从预测结果可知，发生泄漏后，导致泄漏点周边区域土壤中盐分含量有所升高，但在发生泄漏后，吉庆油田作业区会按照要求将泄漏点周围区域土壤进行清理，且随着雨水淋溶，区域土壤中增加的盐分含量将逐渐降低直至恢复至平均水平。

## 6.2.6 运营期生态环境影响分析

运营期不新增占地，临时占地随着施工作业结束将逐步自然恢复。施工人员撤离作业区域，人类活动和占地都将减少，野生动物对新环境适应后，活动和分布范围将恢复。运营期正常的巡检等活动会对野生动物的生存及其生境造成一定的影响，吉庆油田作业区通过加强对环境保护的宣传工作，增强员工的环保意识，特别强调对野生动物、受保护的野生植物的保护，可将野生动物的影响降至最低。

### 6.3 退役期影响分析

退役期内，各种机械设备停用，工作人员陆续撤离，废气、废水、噪声及固体废物等对环境的影响将会逐步消失。

退役期的清理工作包括地面设施拆除、地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等。在此过程中，将会产生少量扬尘、部分废弃管线和废弃建筑残渣等固体废物，退役期工程施工单位应编制建筑垃圾处理方案，并报地方人民政府环境卫生主管部门备案。工程施工单位应及时清运工程施工过程中产生的建筑垃圾，废弃建筑残渣运至当地建筑垃圾填埋场。废弃管线等进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

退役期各采油井均使用水泥灌注进行封井，将井筒与地下水含水层彻底隔离，有效避免了污染物进入地下水含水层造成水质污染，退役期对地下水环境没有不良影响。

井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台被清理，人员撤离，区域内没有了人为的扰动，井场及其他占地范围内的自然植被会逐渐得以恢复，有助于区域生态环境的改善。

### 6.4 环境风险分析

#### 6.4.1 评价依据

本项目涉及的风险物质为原油和伴生气。风险单元为井场、计量站、单井采油管线和集油支线，且为相互独立的风险单元，本次评价按照对环境最不利条件进行考虑，本次选取最长单井采油管线、集油支线来计算单井采油管线、集油支线危险物质最大存在量，据此计算该风险单元危险物质与临界量的比值（Q 值），计算结果详见表 6.4-1。

表 6.4-1 各风险单元 Q 值一览表

风险单元	危险物质在线量 (t)		危险物质临界量 (t)	Q 值	风险潜势等级
	原油				
单井采油管线	原油	2.736	2500	0.0011	I

	伴生气	0.070	10	0.0070	
集油支线	原油	50.04	2500	0.0200	I
	伴生气	0.037	10	0.0037	
计量站	原油	3.400	2500	0.0014	I
	伴生气	0.004	10	0.0004	

根据上表计算结果可知， $Q < 1$ ，判断风险潜势为 I，根据《建设项目环境影响评价技术导则》（HJ169-2018）相关要求，本次评价仅进行简单分析。

#### 6.4.2 环境敏感目标

简单分析不设评价范围，无环境敏感目标。

#### 6.4.3 环境风险识别

##### （1）物质危险性识别

施工期危险物质为柴油，运营期危险物质主要为原油、伴生气，其主要物化、毒理性质、危险等级划分见表 6.4-2。

表 6.4-2 柴油、原油、天然气的理化性质及危险级别分类情况

序号	名称	组分	毒性	燃烧爆炸特性参数	危险级别
1	原油	由各种烃类和非烃类化合物所组成的复杂混合物	本身无明显毒性。遇热分解出有毒的烟雾，吸入大量可引起危害：有刺激和麻痹作用，吸入急性中毒者有上呼吸道刺激症状。流泪，随之出现头晕、头痛、恶心、运动失调及酒醉样症状	热值：41870kJ/kg 火焰温度：1100℃ 沸点：300~325℃ 闪点：23.5℃ 爆炸极限 1.1%~6.4%（V） 自然燃点 380~530℃	属于高闪点液体
2	天然气	多种可燃性气体的总称，主要成分包括甲烷、乙烷等	天然气中含有的甲烷，是一种无毒气体，当空气中大量弥漫这种气体时它会造成人因氧气不足而呼吸困难，进而失去知觉、昏迷甚至残废	热值：50009kJ/kg 爆炸极限 5%~14%（V） 自然燃点 482~632℃	属于 5.1 类中易燃气体，在危险货物名表中编号 21007

##### （2）生产设施危险性识别

###### ①井场危险性识别

井场主要发生的风险事故为井漏和井喷。井漏主要由于生产井固井质量不好，导致井筒内物质进入地层，从而发生窜层污染事故。井喷主要是在井下作业中发生的事故。对本项目而言，在井下作业过程中由于地层压力不稳、封井不严

或者井控设备失灵，均可能发生井喷事故。发生井喷事故时，采出液和伴生气一同冲出井口，很容易发生爆炸和火灾事故。

#### ②管线危险性识别

管道输送是一种安全可行的输送方式，但存在于环境中的管道会受到各种环境因素的作用，同时管道本身的设计、管材制造、施工、操作运行和管理等各环节都可能存在着缺陷和失误，所有这些因素都可能导致事故的发生。发生的事故主要为管线破裂造成的油气泄漏，事故发生时会有大量的油品和伴生气溢出，对周围环境造成直接污染，而且泄漏的油品、伴生气等易燃物质遇到明火还可能产生火灾、爆炸事故。

#### ③井下作业废水（液）拉运过程危险性识别

井下作业废水（液）拉运过程中常见的事故主要是因腐蚀或者交通师傅造成罐车罐体发生破裂，造成井下作业废水（液）泄漏，泄漏后可能污染大气和土壤环境。

#### ④站场危险性识别

计量站设备、管线因本身设计、施工、操作运行和管理等各环节都可能存在着缺陷和失误，所有这些因素都可能导致事故的发生。发生的事故主要为设备、管线破裂造成的原油、伴生气泄漏，对周围环境造成直接污染，而且泄漏的伴生气遇到明火还可能发生火灾、爆炸事故。

### （3）风险类型识别

环境风险类型主要为原油、伴生气泄漏，火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。

#### （4）危险物质向环境转移的可能途径和影响方式

运营期管线、站场设备发生破损造成原油和伴生气发生泄漏，污染土壤和大气，泄漏原油可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏的油气若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境。

## 6.4.4 环境风险分析

### （1）井喷事故影响分析

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，据类比资料显示，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的原油喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。由于项目区人烟稀少，所以井喷对人员的伤害有限，对项目区及周边土壤环境、大气环境、地下水产生影响。井喷事故发生时对地下水环境的影响主要是原油以面源的形式渗漏进入包气带土壤并污染地下水。污染物迁移途径为地表以下的包气带和含水层，然后随地下水流动而污染地下水。石油类污染物主要聚积在土壤表层 1m 以内，一般很难渗入到 2m 以下。同时项目所在区域气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用。因此，井喷事故中的泄漏原油不会进入地下含水层污染地下水。事故性释放的伴生气可能立即着火，形成喷射燃烧对周围产热辐危害；也可能在扩散过程中着火或爆炸，产生的次污染物环境；或者经扩散稀释低于爆炸极限下限，未着火，仅污染周边环境空气。

## （2）泄漏事故环境影响分析

### ①对大气环境影响分析

单井采油管线、集油支线均为埋地敷设，泄漏事故对大气环境的影响较小；管线发生泄漏事故后，油气进入环境空气，其中的 NMHC 可能会对周围环境空气产生影响，若遇明火，可发生火灾、爆炸，火灾、爆炸产生的伴生/次生污染物可能对环境空气产生一定的影响。

### ②对土壤环境影响分析

站内管线及地面以上设备发生泄漏后及时将泄漏的物料进行清理，不会对土壤环境产生不利影响；单井采油管线、集油支线发生泄漏后相当于向土壤中直接注入油品，油品渗入土壤孔隙，则使土壤透气性和呼吸作用减弱，影响土壤中的微生物生存，造成土壤盐碱化，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物，造成土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响土壤正常的结构和功能，进而影响荒漠植被的生长，并可影响局部的生态环境。根据类比调查结果可知，油品泄漏事故发生后，在非渗透性的基岩及粘重土壤上污染（扩展）面积较大，而疏松土质上影响的扩展范围较小，在泄漏事故发生的最初，原油在土壤中下渗至一定深度，随泄漏历时的延长，下渗深度增加不大（落地原油一般在土壤表层 20cm 以上深度内积聚）。

### ③对植被的影响

计量站部分地面进行了硬化，植被比较稀少，事故状态下不会对植被产生明显影响；油区原油发生泄漏后可能对周围植被产生一定的影响，对植被的影响主要分为三种途径，一是泄漏油品直接黏附于植物体阻断植物的光合作用，使植物枯萎、死亡；二是原油污染土壤造成的土壤理化性状变化间接影响植物生长，严重时会导致植物死亡；三是泄漏的油品中的轻组分挥发，在对空气环境产生影响的同时，也对周围植物产生影响。发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围植被产生明显影响。

### ④对地下水环境的影响

拉运井下作业废水（液）的罐车装载液体量少，即使发生泄漏，可以及时发现，泄漏液体基本都在地表，加上表层土壤的拦截作用，几乎不会对地下水环境产生影响。

管线泄漏的油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。发生泄漏事故后，及时维修处理，即使有少量的污染物泄漏，也很难通过防渗层渗入包气带。故在正常工况下，加强检修力度，发生泄漏事故及时找到泄漏点，及时维修，并将受污染的土壤全部回收，交由有相应处置资质的单位进行回收处置。发污染物从源头和末端均得到控制，没有污染地下水的通道，污染物不会渗入地下污染地下水体。

当泄漏事故不可控时，泄漏的油品经土层渗漏，通过包气带进入含水层。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳占林文）中结论“风沙土尽管颗粒较粗、结构较松散、孔隙比较大，但对石油类物质的截留作用是非常显著的，石油类很难在土壤剖面中随水下渗迁移，基本上被截留在 0cm~10cm 或 0cm~20cm 表层土壤中，其中表层 0cm~5cm 土壤截留了 90%以上的泄漏原油。由此可以推断，油田环境非敏感区其他颗粒较细、之地比较粘重的土壤类型，如草甸土、林灌草甸土、龟裂土等，对石油类的截留作用更大，在相同实验条件下，石油类污染物在这些土壤中则更不易下渗迁移，其下渗迁移的范围也不超过 20cm；对于颗粒较粗、结构胶松散、空隙比较多的棕漠土，在消除土体裂隙和根孔影响的实验条件下，石油类下渗迁移的深度也不超过 30cm。在排除土体裂

隙和腐烂根孔影响的条件下，当 20mg/L 的含油污水（三级污水排放标准浓度）甚至更高浓度的含油污水持续排放于石油勘探开发的各类土壤上，石油类污染物在土体中下渗迁移程度有限，很难穿透包气带而进入地下水。”因此，即使发生输油管线泄漏事故，做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，不会对当地地下水环境产生大的影响。

#### ⑤酸化液及压裂液泄漏事故风险分析

酸化液和压裂液罐车发生泄漏后，泄漏的酸化液和压裂液可能对土壤和地下水产生一定的影响。采用质量合格的储罐；液体装车时检查罐体情况，确保罐体完好再装车；储罐设有液位装置，装车时及时观察液位装置，以免溢出；罐车司机驾驶技术娴熟，发生交通事故的概率较低；日常加强管理和维护，发生泄漏事故的概率很小。一旦发生泄漏事故，及时采取相应的措施，不会对周围环境产生明显影响。

#### ⑥洗井废水及井下作业废液拉运过程中泄漏事故风险分析

洗井废水及井下作业废液拉运由罐车拉运至页岩油联合站压裂返排液处理系统处理，事故状态下罐车发生泄漏，泄漏的各类废水可能对沿线土壤和地下水产生一定的影响。采用质量合格的储罐；液体装车时检查罐体情况，确保罐体完好再装车；储罐设有液位装置，装车时及时观察液位装置，以免溢出；罐车司机驾驶技术娴熟，发生交通事故的概率较低；日常加强管理和维护，发生泄漏事故的概率很小。一旦发生泄漏事故，及时采取相应的措施，不会对周围环境产生明显影响。

## 7 环境保护措施论证分析

### 7.1 施工期环境保护措施

#### 7.1.1 施工期大气环境保护措施

- (1) 定期对设备进行保养维护。
- (2) 合理规划运输道路线路，尽量利用现有的公路网，施工车辆严格按照规定线路行驶，严禁乱碾乱压。
- (3) 材料及临时土方等在井场堆放应采取覆盖防尘布，逸散性材料运输采用苫布遮盖，运输车辆在施工区域应尽量低速行驶，严禁超载。
- (4) 优化施工组织，管线分段施工，缩短施工时间。
- (5) 严格控制施工作业面积，施工区域定期洒水抑尘，避免在大风天气作业。
- (6) 施工结束后尽快对施工场地进行整理和平整。

#### 7.1.2 施工期废水污染防治措施

管道试压采用清水试压，应尽可能重复利用，试压结束后，就地洒水抑尘。

#### 7.1.3 施工期噪声污染防治措施

- (1) 在设备选型上要求采用低噪声的设备，施工设备要经常检查维修，对噪声较大的设备采取基础减振措施。
- (2) 加强施工场地管理，合理疏导进入施工区的车辆，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

#### 7.1.4 施工期固体废物防治措施

(1) 施工单位应严格按照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》的要求对建筑垃圾进行妥善处置，具体措施如下：

- ①编制建筑垃圾处理方案，采取污染防治措施，并报相关人民政府环境卫生主管部门备案。

②及时清运工程施工过程中产生的建筑垃圾等固体废物，并按照当地环境卫生主管部门的规定进行利用或者处置。施工建筑垃圾中的一部分如建筑废模块、建筑材料下脚料、废管材、断残钢筋头等可以回收利用的优先回收利用；另一部分无法回收利用的，施工单位办理建筑垃圾清运手续，并严格按照划定的运输路线清运当地建筑垃圾填埋场进行填埋处理。

③不得擅自倾倒、抛撒或者堆放工程施工过程中产生的建筑垃圾，做到及时处置，避免占用土地对周边景观造成不良影响。

(2) 运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

(3) 施工结束后，施工场地废物全部进行清理，对可回收物优先回收处理，做到“工完、料尽、场地清”。

综上所述，本项目施工期产生的固体废物均可得到妥善处置，对生态环境造成的影响较小。

#### 7.1.5 施工期土壤污染防治措施

(1) 应严格控制施工期临时占地面积，按设计及规划的施工范围进行施工作业，减少土壤扰动。

(2) 施工机械及运输车辆应按规定的道路行驶，减少对土壤的碾压，减少碾压造成的土壤紧实度增加及养分流失。

(3) 施工产生的建筑垃圾、废润滑油和沾油废防渗膜不得随意抛洒，应集中收集并及时清运，防止污染物进入土壤环境造成污染。

#### 7.1.6 施工期生态环境保护措施

(1) 井区建设工程施工期生态保护措施

①避让

施工过程中，尽量避开植被密集的区域，避免破坏野生植物，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

②减缓

在遵循避让原则进行选址后，应在设计中明确各井场、站场建设位置及占地面积，施工作业严格按照设计规定的位置进行建设，不得随意改变、调整施工区域。合理规划井场和计量站永久占地面积；

### ③修复

施工结束后，对井场永久占地进行地面硬化处理，以减少风蚀量。

#### (2) 管线及道路施工期生态保护措施

##### ①避让

设计选线过程中，尽量避开植被密集的区域，尽可能避免破坏自然植物。

##### ②减缓

1) 施工时严格按照既定方案施工，严格控制单井采油管线、集油支线和巡检道路施工作业带宽度，以减少工程占地；其中单井采油管线不得超过 8m，集油支线不得超过 10m，道路施工作业带宽度不得超过 6.5m。严禁毁坏占地范围外的自然植被。

2) 加强施工期管理，对施工人员宣讲生态环境保护相关保护措施，施工期禁止掩埋废弃污染物，应派专人监管。

3) 管沟应分层开挖、分层堆放、分层回填，特别是表层土壤分层堆放，以保护植被生长层，降低对土壤养分的影响，尽快使土壤恢复生产力，同时减少水土流失；土石方不得随意堆放，应集中堆置于管沟一侧，且不影响施工安全的距离内，施工完毕后全部用于回填并分层压实。并管线上方设置管线走向标志。

4) 根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量。

5) 管线施工过程中要做到分段施工、随挖、随运、随铺、随压，不留疏松地面，提高施工效率，尽可能缩短施工工期，减少裸地和土方的暴露面积。

6) 管线及道路施工中尽可能利用就近油田现有道路，减少对地表和植被的破坏。

### ③修复

施工结束后，及时对施工场地进行平整，以便后期野生植被的自然恢复。

##### ④恢复措施

施工结束后，对永久占地进行砾石铺垫等地面硬化处理，以减少风蚀量。尽

量利用施工时产生的表层土对临时占地进行覆盖，覆盖厚度根据植被恢复类型和场地用途决定；采用自然恢复的方式对区域植被进行恢复，临时占地内植被在未来 3~5 年时间内通过自然降水及温度等因素得以恢复；恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率。

#### ⑤补偿措施

施工结束后，及时对施工场地进行平整，以便后期野生植被的自然恢复，临时占地内植被在未来 3~5 年时间内通过自然降水及温度等因素得以恢复；恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率。建设单位作为责任主体，应按照《中华人民共和国土地管理法》《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国土地管理法〉办法》相关规定，依法办理占地手续，足额缴纳生态补偿费。因项目占地造成的植被损失应按规定进行经济补偿。本工程经济补偿费用由建设单位按规定向林业主管部门缴纳，具体补种及植被恢复由林业主管部门负责实施。

### （2）施工管理措施

①施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，不随意踩踏砍伐野生植被，不得毁坏占地范围外的植被，尽量不侵扰野生动物的栖息地。施工车辆和运输车辆应结合梭梭地分布情况，在限定的路线范围内行驶，禁止乱碾乱轧。

②确保各环保设施正常运行，避免各种污染物对土壤环境的影响，并进一步影响其上部生长的植被；避免强噪声环境的出现，避免对野生动物的惊扰。

③加强对施工人员和职工的教育，强化保护野生动植物的观念，严禁捕杀任何野生动物。

④加强施工期环境监理，监理对象为采油井场、计量站、管线等工程的施工、施工结束后的植被恢复，野生动物保护，以及施工过程中的环境管理等内容。

⑤在施工便道设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对施工作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。车辆行驶过程中不得鸣笛惊吓野生动物。

### （3）生态影响的治理

#### ①针对井场、管线工程生态治理措施

1) 管线施工时管沟回填后多余的土方禁止大量集中弃置，应均匀分散在管线中心两侧，并使管沟与周围自然地表形成平滑过渡，避免形成汇水环境，防止水土流失。

2) 及时清理施工现场，做到“工完、料净、场地清”。项目结束后，建设单位应承担恢复生态的责任，及时对临时占地区域进行平整、恢复原貌，使占地造成的影响逐步得以恢复。

#### ②针对野生动植物的生态治理措施

注意施工后的地表修复，管道回填时，应注意尽量恢复原有紧实度，或留足适宜的堆积层，防止因降水造成地表下陷形成积水洼地。管道回填后应注意恢复原有地表的平整度。

### 7.1.7 防沙治沙措施

建设单位应严格按照《中华人民共和国防沙治沙法》《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138号）中有关规定，执行以下防沙治沙防治措施：

（1）大力宣传《防沙治沙法》，使施工人员知法、懂法、守法，自觉保护林草植被，自觉履行防治义务。禁止在沙化土地上砍挖灌木、药材及其他固沙植物。

（2）施工结束后对占地进行平整，清运现场遗留的污染物，按照正式征地文件的规定对占地进行经济补偿。

（3）严格控制各项工程作业面积，井场永久占地范围内用砾石铺垫，所有车辆尽量走统一车辙，避免加行开辟新路，以减少风沙活动。

（4）加强对野生植物的保护，加强运营期管理，严禁随意开设巡检道路，防止因人为扰动而加剧项目区沙化程度。

（5）优化施工组织，避免在大风天气进行土方作业。缩短施工时间，管线施工作业时应分段作业，开挖的土方应分层开挖、分层堆放、分层回填，挖方全部

回填，管廊上方土方平整压实；管线施工产生的临时堆土采用防尘网苫盖。

（6）项目采油井场、计量站及集输管线在选址选线阶段尽量选择在植被稀少或荒漠的区域布点，尽可能避开植物分布密集区域，不占用、不破坏。采取少占地、少破坏植被的原则，缩小施工范围；工程施工结束后采取自然恢复的方式对区域植被进行恢复。

## 7.2 运营期环境保护措施

### 7.2.1 运营期大气环境保护措施

#### （1）无组织废气防治措施

根据《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）中的相关要求，针对废气提出如下防治措施：

①井口采出物采用密闭集输工艺。

②选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对井场的设备、阀门等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生。

③定期对单井采油管线及集油支线进行巡检，以便及时发现问题，防止采出液、伴生气泄漏进入环境中污染大气、土壤、地下水等。

④加强生产管理，减少烃类的跑、冒、滴、漏，做好采油井的压力监测，并准备应急措施。

⑤应加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏事故立即切断控制阀，切断油、气源，最大限度地减少油气集输过程中烃类的排放量。设备或管线组件发生了泄漏，应开展修复工作，并在 5 日内完成修复。

⑥井口设除硫剂加药装置，去除伴生气中的硫化氢。

在采取上述措施后，井场、计量站边界 NMHC 的浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表 2 无组织排放监控浓度限值（周界外浓度最高点不应超过  $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ ），硫化氢满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中的表 1 二级改扩建限值要求。

#### （2）碳减排措施

拟建工程从工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了一系列减污降碳措施，具体如下。

#### ①工艺技术减污降碳措施分析

拟建工程井场开采采用无人值守井场，减少人工干预和经常整定调节参数，实现全自动过程。定期组织人员对井场进行巡检，及时更换存在故障的阀门、法兰等部件，减少无组织泄漏量。同时加强工艺系统的优化管理，减少井场测试放喷作业时间。

#### ②电气设施减污降碳措施

本工程在电气设备设施上采用了多种节能措施，从而间接减少了电力隐含的 CO<sub>2</sub> 排放量。具体措施主要有：

1) 根据项目用电性质、用电容量等选择合理的供电电压和供电方式，有效减少电能损耗。

2) 选用高功率因数电气设备。采用无功功率补偿，为减少线路损失，设计采用高低压同时补偿的方式，补偿后功率因数达 0.95 以上。低压设置自动无功补偿电容器装置，高压采用高压并联电容器进行功率因数补偿，补偿后使功率因数在装置负荷正常运行时提高，有效减少无功损耗，从而减少电能损耗，实现节能运行。

3) 各种电力设备均选用能效等级为 1 级的节能产品，实际功率和负荷相适应，达到降低能耗，提高工作效率的作用。

#### ③碳排放控制管理

管理区建立有碳排放管理组织机构，对整个作业区能源及碳排放管理实行管理，并制定能源及碳排放管理制度，将碳排放管理工作作为重要事项纳入日常管理；能源及碳排放管理制度对各类能源的购入、贮存、使用、加工转换、输送分配以及最终使用等环节进行详细地规定，尽可能从管理上做到对各类能源高效使用，同时对碳排放情况进行有效管理。

### (3) 碳排放评价结论及建议

#### ①碳排放评价结论

本工程实施后，CH<sub>4</sub> 排放量为 3.53t/a，CO<sub>2</sub> 排放量为 292.5t/a。在工艺技术、

节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了较完善的减污降碳措施，有利于减少二氧化碳排放，对比同类企业碳排放水平，本工程吨产品 CO<sub>2</sub> 排放强度相对较低。

## ②碳排放评价建议

1) 在生产过程中加强企业能源管理，定期开展能源及碳排放管理培训，提升管理水平；

2) 再生产过程中积极探索新工艺、新方法。

## 7.2.2 运营期废水污染防治措施

### (1) 废水处置措施

井下作业均带罐作业，洗井废水、井下作业废液采用的专用收集罐集中收集后送至页岩油联合站压裂返排液处理系统处理，处理达标后回注油藏，不外排。洗井废水、井下作业废液在拉运过程中要加强其拉运罐车的全过程监管，实行台账管理，做好拉运和接收转运记录，保证洗井废水 100%进采出水处理系统进行达标处理。

### (2) 井区地下水保护措施

①定期对井场的设备、阀门及抽油机进行检查，一旦发现异常，及时采取措施，防止原油“跑、冒、滴、漏”的发生。

②采用高质量的油气输送管道，采用高质量的输送管道，防止油水泄漏；管线埋设严格遵守相关规定，埋至冻土层以下，并对管线进行防腐保温等保护措施；定期对输油管道进行检查，一旦发现异常，及时更换，尽量杜绝“跑、冒、滴、漏”的发生，并随时做好抢修准备，加强抢修队伍的训练和工作演练。

③定期对生产井的固井质量进行检查，若发现固井质量不合格，先查明固井质量不合格的原因，并及时采取一系列的修整措施，保证固井质量合格，防止发生油水窜层等事故。

### (3) 地下水污染防治措施

地下水污染防治按照“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源头控制措施

井下作业均带罐作业，采用专用收集罐集中收集后送至页岩油联合站压裂返排液处理系统处理，处理达标后回注油藏，不外排，从源头上减少污染物排放；严格按照国家相关规范要求，对管道、阀组采取相应措施，以防止和降低污染物的跑、冒、滴、漏，降低风险事故，以尽量减少由于埋地管道泄漏而可能造成的地下水污染。

### ②分区防治措施

对井场进行防渗处理，并及时将泄漏/渗漏的污染物收集起来进行处理，可有效防止洒落地面的污染物渗入地下。

项目主要污染物为石油类，属于持久性污染物，项目区防渗系数约为  $1.15 \times 10^{-5}$  cm/s，防污性能为“中”，根据《环境影响评价技术导则—地下水环境》（HJ610-2016）中表 5 污染控制难易程度分级参照表、表 6 天然包气带防污性能分级参照表、表 7 地下水污染防渗分区参照表，将井场、计量站划为一般防渗区。一般防渗区防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为  $1.0 \times 10^{-7}$  cm/s 的黏土层的防渗性能。

### ③污染监控

按照《环境影响评价技术导则 地下水》（HJ610-2016）中的相关规定，地下水监测点数量应不少于 3 个。结合工程实际情况，建设单位可利用油区已有水源井作为地下水监测井。

### ④应急响应

针对应急工作需要，参照相关技术导则，结合地下水污染治理的技术特点，成立应急指挥中心，负责编制应急方案，组建应急队伍，组织实施演习，协调各级、各专业应急力量支援行动。

### ⑤定期开展套管腐蚀和水泥环状况检测，检测周期不超过 3 年。

#### （3）洗井废水、井下作业废液处理依托可行性分析

##### ①依托设施环保手续履行情况

洗井废水和井下作业废水依托页岩油联合站的压裂返排液系统处理，处理后的出水水质满足《压裂酸化返排液处理技术规范》（Q/SY 02012-2016）中相关水

质指标后用于压裂液复配，不外排。依托工程的环保手续履行情况见表 7.2-1。

表 7.2-1 依托工程环保手续履行情况一览表

站场名称	项目名称	环评批复机关、批复文号及批复时间	竣工环境保护验收情况
页岩油联合站	吉木萨尔凹陷芦草沟油藏吉 305-吉 17-吉 37 井区联合站建设工程	原新疆生产建设兵团第六师五家渠市环境保护局，师环监函（2019）27 号，2019 年 3 月 29 日	方案变动，重新报批环评手续
	吉木萨尔凹陷芦草沟油藏吉 305-吉 17-吉 37 井区联合站建设工程重大变动项目	原新疆生产建设兵团第六师五家渠市环境保护局，师环监函（2019）38 号，2019 年 6 月 17 日	2021 年 10 月 28 日通过企业自主竣工环境保护验收
	新疆油田昌吉油田吉 305-吉 17 井区芦草沟组页岩油产能建设项目（页岩油联合站二期扩建工程）	新疆生产建设兵团生态环境局，兵环审（2024）16 号，2024 年 6 月 14 日	正在建设

页岩油联合站于 2021 年 10 月建成，目前该站处于正常运行状态，站内压裂返排液处理系统和站外储存池均交由第三方公司（辽宁华孚环境工程有限公司）建设并管理运行。夏季压裂高峰期由于压裂返排液产生量大、含油量波动大，系统会超负荷运行，此外系统进入含油量超过设计指标时，装置多次被迫停运。处理工艺方面，由于超负荷运行，处理过程中需超量投加药剂，导致后端污泥量大、含水率高，存在运营成本增高、污泥处理难度增大等问题。

为解决上述问题，中国石油新疆油田分公司吉庆油田作业区计划实施《新疆油田昌吉油田吉 305-吉 17 井区芦草沟组页岩油产能建设项目（页岩油联合站二期扩建工程）》，在页岩油联合站内新建 1 套压裂返排液处理系统，设计处理规模为 3000m<sup>3</sup>/d，与第三方压裂返排液处理系统同时运行。目前，《新疆油田昌吉油田吉 305-吉 17 井区芦草沟组页岩油产能建设项目（页岩油联合站二期扩建工程）环境影响报告书》已取得新疆生产建设兵团生态环境局出具的批复（兵环审（2024）16 号），正在建设。

## ②工艺流程

### 1) 新建压裂压裂返排液处理系统

原油系统分离出的采出水、井区压裂返排液（ $T \approx 50 \sim 65^{\circ}\text{C}$ 、油  $\leq 1000\text{mg/L}$ 、悬浮物  $\leq 300\text{mg/L}$ ）进入新建 2 座 3000m<sup>3</sup>重力除油罐（污水沉降罐），通过重力除

油、调储缓冲后，出水（ $T \approx 50 \sim 65^\circ\text{C}$ 、油  $\leq 150\text{mg/L}$ 、悬浮物  $\leq 200\text{mg/L}$ ）自留进 5 座电化学处理装置，经电化学高效破乳分离后，实现油水分离，出水（ $T \approx 50 \sim 65^\circ\text{C}$ 、油  $\leq 30\text{mg/L}$ 、悬浮物  $\leq 150\text{mg/L}$ ）自流进新建曝气罐，通过曝气除余氯后，出水经提升泵提升去换热器，与  $8000\text{m}^3$  生物曝气池（由已建 15 万方压裂返排液储存池中 1 格  $8000\text{m}^3$  隔油池改造）来水换热后，再与水源热泵换热（ $T \approx 30^\circ\text{C}$ 、油  $\leq 50\text{mg/L}$ 、悬浮物  $\leq 150\text{mg/L}$ ）进  $8000\text{m}^3$  生物曝气池，压裂返排液在池内经微生物降解后，经新建污水提升泵提升至换热器换热升温（ $T \approx 30^\circ\text{C}$ 、油  $\leq 25\text{mg/L}$ 、悬浮物  $\leq 120\text{mg/L}$ ）后去生物处理装置，该单元分为接触氧化段和固液分离段。来水首先进入接触氧化段，接触氧化段投加高效降解菌，水中污染物被微生物降解，进入固液分离段，经固液分离后，出水（含油  $\leq 20\text{mg/L}$ ，悬浮物  $\leq 30\text{mg/L}$ ）进 60 万方水池进行储存，池内净化水用于复配压裂液。

生物处理系统投运初期需投加特殊微生物菌群以及微生物所需的 N、P、K 等营养源，由生物处理装置厂家提供并负责投加。

压裂返排液处理系统排水主要包括污泥浓缩罐排水、污泥脱水机排水。根据工艺特点及设计参数估算，污泥浓缩罐排水量约  $71\text{m}^3/\text{d}$ ，水质特点为含污少、含油量高，排至内部集成的污水回收罐，经污水回收泵提升至重力储油罐；污泥脱水机排水产生量约  $70\text{m}^3/\text{d}$ ，经污水回收泵提升至压裂返排液处理系统前端，进系统处理。

污泥主要来自重力储油罐、电化学处理装置和生物处理装置，根据设计参数，污泥产生量约  $149\text{m}^3/\text{d}$ ，采用污泥浓缩+脱水工艺处理，新建 4 座污泥浓缩罐，交替使用；新建 1 座污泥脱水橇，内设污泥脱水机 2 台，单台处理量为  $Q=5 \sim 10\text{m}^3/\text{h}$ ，污泥脱水机主电机功率  $30\text{kW}$ ，副电机功率  $11\text{kW}$ ，配套建设污泥脱水剂配投装置 1 套；新建螺旋输送机 1 台，输送能力  $6\text{t/h}$ ， $N=3\text{kW}$ ，单台长  $10\text{m}$ ，污泥脱水机控制柜 1 台。压裂返排液处理系统工艺流程见图 7.2-1。

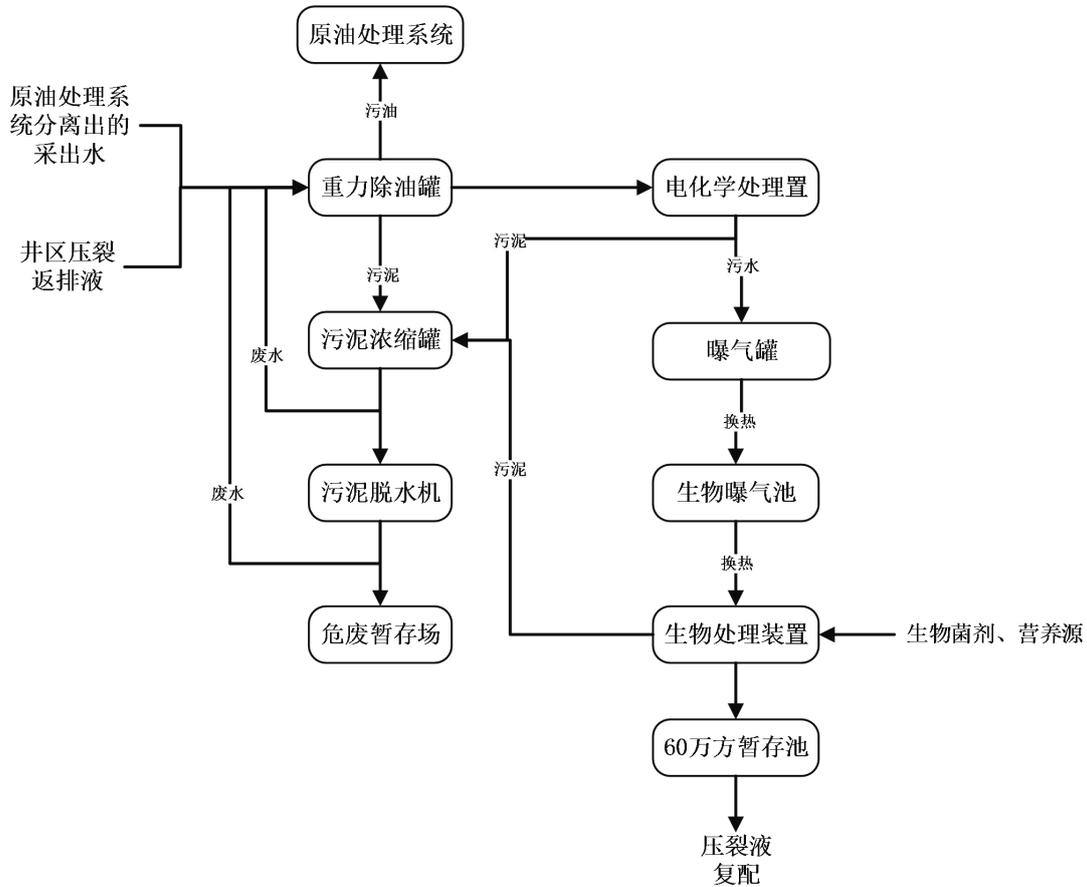


图 7.2-1 压裂返排液系统工艺流程示意图

## 2) 第三方压裂返排液处理系统

采用“高级氧化-混凝沉降-过滤”工艺。压裂返排液在储存池（3 座，每座容积 50000m<sup>3</sup>）储存一段时间经自然降解后（冬季直接排入调储罐），污水（ $T > 10^{\circ}\text{C}$ 、油 $\leq 200\text{mg/L}$ 、悬浮物 $\leq 300\text{mg/L}$ 、COD $\leq 10000\text{mg/L}$ ）经提升泵输送至高级氧化撬，污水经氧化降粘处理后，出水（ $T > 10^{\circ}\text{C}$ 、油 $\leq 200\text{mg/L}$ 、悬浮物 $\leq 300\text{mg/L}$ 、COD $\leq 3000\text{mg/L}$ ）经泵提升至混凝反应沉降装置，去除悬浮物和含油，出水（ $T > 10^{\circ}\text{C}$ 、油 $\leq 20\text{mg/L}$ 、悬浮物 $\leq 20\text{mg/L}$ 、COD $\leq 3000\text{mg/L}$ ）进过滤缓冲罐。一部分污水经外输泵提升至压裂井用于复配压裂液循环使用，一部分经过滤提升泵提升至一级双滤料过滤器和二级多介质过滤器，过滤器出水（ $T > 10^{\circ}\text{C}$ 、油 $\leq 5\text{mg/L}$ 、悬浮物 $\leq 2\text{mg/L}$ 、COD $\leq 3000\text{mg/L}$ ）去净化水罐储存，罐内净化水由外输泵转输至吉

7 井区吉祥联合站已建 2 座 500m<sup>3</sup> 净化水罐储存，通过电解盐杀菌后，回注吉 7 井区。压裂返排液处理系统处理工艺流程见图 7.2-2。

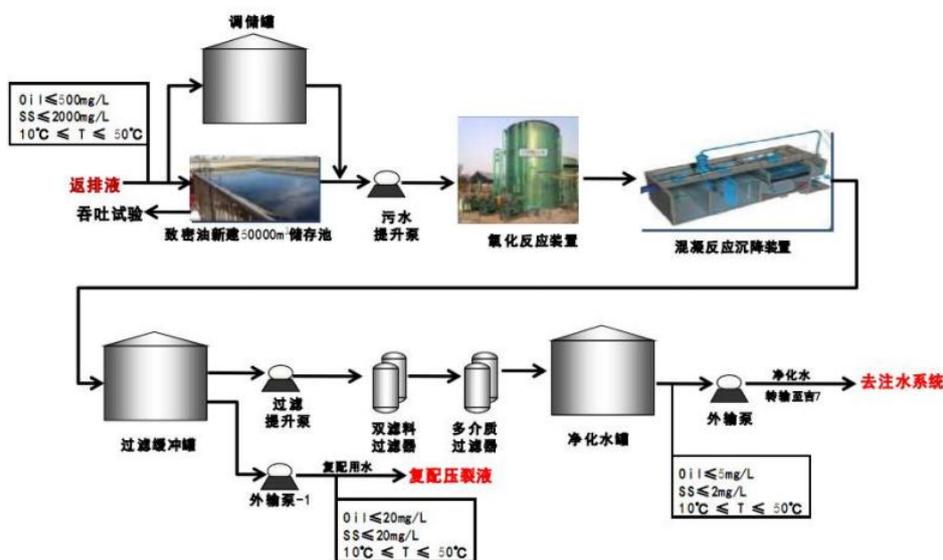


图 7.2-2 压裂返排液处理系统处理工艺流程示意图

压裂返排液处理系统设计处理规模共计 7500m<sup>3</sup>/d，压裂返排液储存池共 3 座，每座容积 50000m<sup>3</sup>。待“新疆油田昌吉油田吉 305-吉 17 井区芦苇沟组页岩油产能建设项目（页岩油联合站二期扩建工程）”建设完成后，本项目方可投入生产。

#### (4) 洗井废水、井下作业废液拉运处理可行性分析

洗井废水、井下作业废液采用专用储罐收集后由专用罐车负责拉运。采用质量合格的储罐；液体装车时检查罐体情况，确保罐体完好再装车；储罐设有液位装置，装车时及时观察液位装置，以免溢出；罐车司机驾驶技术娴熟，发生交通事故的概率较低；日常加强管理和维护，发生泄漏事故的概率很小。一旦发生泄漏事故，及时采取相应的措施，不会对周围环境产生明显影响。综上，洗井废水、井下作业废液拉运处理可行。运营单位因在拉运过程建立转运台账。

### 7.2.3 运营期噪声污染防治措施

- (1) 尽量选用低噪声设备，对噪声强度较大的设备进行减噪处理。
- (2) 定期给机泵等设备加润滑油和减振垫，对各种机械设备定期保养。
- (3) 加强噪声防范，做好个人防护工作。

经以上措施，各场站厂界能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》

（GB12348-2008）2 类声功能区环境噪声限值要求。

#### 7.2.4 运营期噪声污染防治措施

- （1）尽量选用低噪声设备，对噪声强度较大的设备进行减噪处理。
- （2）定期给机泵等设备加润滑油和减振垫，对各种机械设备定期保养。
- （3）加强噪声防范，做好个人防护工作。

经以上措施，各场站厂界能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类声功能区环境噪声限值要求。

#### 7.2.5 运营期固体废物污染防治措施

（1）固体废物主要为废脱硫剂包装物、废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料、废含油抹布和劳保用品。废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗膜属于《国家危险废物名录》（2021 年版）HW08 废矿物油和含矿物油废物，废含油抹布和劳保用品属于《国家危险废物名录》（2021 年版）HW49 其他废物，临时贮存在吉祥联合站危险废物临时贮存点，最终交由有相应危险废物处理资质的单位处理。吉庆油田作业区已与克拉玛依市博达生态环保科技有限责任公司签订了危险废物处置协议，产生的危险废物可得到妥善处置。

（2）废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗膜和废含油抹布和劳保用品的收集、贮存、运输须符合《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）、《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移管理办法》（生态环境部、公安部、交通运输部令第 23 号）要求，相关资料存档备查。具体如下：

##### ①危废收集过程污染防治措施

在危险废物收集过程中应采取以下防治措施：

※危险废物的收集应根据危险废物产生的工艺特征、排放周期、危险废物特性、废物管理计划等因素制定收集计划。收集计划应包括收集任务概述、收集目标及原则、危险废物特性评估、危险废物收集量估算、收集作业范围和方法、收集设备与包装容器、安全生产与个人防护、工程防护与事故应急、进度安排与组

织管理等。

※危险废物的收集应制定详细的操作规程，内容至少应包括适用范围、操作程序和方法、专用设备和工具、转移和交接、安全保障和应急防护等。

※危险废物收集和转运作业人员应根据工作需要配备必要的个人防护装备，如手套、防护镜、防护服、防毒面具或口罩等。

※在危险废物的收集和转运过程中，应采取相应的安全防护和污染防治措施，包括防爆、防火、防中毒、防感染、防泄漏、防飞扬、防雨或其它防止污染环境措施。

※危险废物收集时应根据危险废物的种类、数量、危险特性、物理形态、运输要求等因素确定包装形式，具体包装应符合如下要求：各类危险废物使用符合标准的容器盛装，装载危险废物的容器及材质要满足相应的强度要求，容器必须完好无损，材质和衬里要与危险废物相容（不相互反应）；性质类似的废物可收集到同一容器中，性质不相容的危险废物不应混合包装；危险废物包装应能有效隔断危险废物迁移扩散途径，并达到防渗、防漏要求；容器上必须粘贴符合标准的标签，标签信息填写完整详实；盛装危废后的废包装桶及时转运至处置场所进行处置；盛装过危险废物的包装袋或包装容器破损后应按危险废物进行管理和处置；在危险废物的收集和转运过程中，应采取相应的安全防护和污染防治措施，包括防爆、防火、防中毒、防感染、防泄漏、防飞扬、防雨等其他防治污染环境的措施。

②危险废物的收集作业应满足如下要求：设置作业界限标志和警示牌；收集时应配备必要的收集工具和包装物，以及必要的应急监测设备及应急装备；收集时应填写记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存；收集结束后应清理和恢复收集作业区域，确保作业区域环境整洁安全；收集过危险废物的容器、设备、场所及其他物品转作他用时，应消除污染，确保使用安全。

### ③危险废物贮存污染防治措施

本项目产生的危险废气临时贮存在吉祥联合站危险废物临时贮存点，该危险废物临时贮存点满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中的相关要求，危险废物暂存间运营管理要求：危险废物存入危险废物暂存场前应对危险

废物类别和特性与危险废物标签等危险废物识别标志的一致性进行核验，不一致的或类别、特性不明的不应存入；应定期检查危险废物暂存场状况，及时清理暂存场地面，更换破损泄漏的危险废物贮存容器和包装物，保证堆存危险废物的防雨、防风、防扬尘等设施功能完好；作业设备及车辆等结束作业离开危险废物暂存场时，应对其残留的危险废物进行清理，清理的废物或清洗废水应收集处理；贮存设施运行期间，应按国家有关标准和规定建立危险废物管理台账并保存。

#### ④危险废物的运输

危险废物运输应由持有危险废物经营许可证的单位按照其许可证的经营范围组织实施，承担危险废物运输的单位应获得交通运输部门颁发的危险货物运输资质；危险废物公路运输应按照《道路危险货物运输管理规定》（交通部令[2005 年]第 9 号）、JT617 以及 JT618 执行；运输单位承运危险废物时，应在危险废物包装上按照 GB18597 附录 A 设置标志；危险废物公路运输时，运输车辆应按 GB13392 设置车辆标志；危险废物运输时的中转、装卸过程应遵守如下技术要求：卸载区的工作人员应熟悉废物的危险特性，并配备适当的个人防护装备，装卸剧毒废物应配备特殊的防护装备；卸载区应配备必要的消防设备和设施，并设置明显的指示标志；危险废物装卸区应设置隔离设施，液态废物卸载区应设置收集槽和缓冲罐。

（3）按照《环境保护图形标志固体废物贮存（处置）场》（GB15562.2）等有关规定，对危险废物的容器和包装物设置危险废物识别标志。

（4）吉庆油田作业区已按照年度建立了完善的危险废物管理计划，并定期向生态环境主管部门上报备案，项目建成后总体按照既定计划进行危险废物管理。

（5）吉庆油田作业区已建立了污染环境防治责任制度，建立了危险废物产生、收集、贮存、处置等全过程的污染环境防治责任制度；

（6）吉庆油田作业区已按照《危险废物产生单位管理计划制定指南》有关要求制定，按年度建立了完善的危险废物管理计划，并定期向生态环境主管部门上报备案，项目建成后总体按照既定计划进行危险废物管理。

（7）运营单位应建立危险废物转移联单制度，转移危险废物的，应当按照《危险废物转移管理办法》的有关规定填写、运行危险废物转移联单。

(8) 运营单位应按照国家有关规定和环境保护标准要求贮存、利用、处置危险废物，不得将其擅自倾倒处置；禁止混合收集、贮存、运输、处置性质不相容或未经安全性处置的危险废物；危险废物收集、贮存应当按照其特性分类进行，禁止将危险废物混入非危险废物中贮存。

以上措施符合固体废物处置“减量化、资源化、无害化”原则。

(9) 运营期危废处置依托可行性分析

本项目可根据危险废物类型与下表所列处置单位或其他具有处置资质的单位签订危废处置合同。

表 7.2-2 危废处理单位一览表

序号	单位名称	经营设置地址	许可证编号	HW08 类危废处理规模 (t/a)	经营方式
1	克拉玛依顺通环保科技有限公司	克拉玛依市乌尔禾风城油田作业区重 32#区北侧	6502040039	300000	收集、贮存、处置
2	克拉玛依市克利达油脂化工公司	克拉玛依市五一区油田公路 6 号	6502040022	5000	收集、利用
3	克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司	克拉玛依市白碱滩区三坪镇石化工业园区平南二路 880 号	6502040047	300000	收集、贮存、处置
4	新疆科力新技术发展股份有限公司	塔城地区和布克赛尔县新疆油田陆梁油田作业区陆梁油田集中处理站西侧	6502040046	60000	收集、贮存、处置、利用

本项目发生事故的概率较小，且事故状态下产生的无法收集的原油及受侵染土壤的量相对于上述单位危险废物处理能力所占比例很小，故可满足本项目需求。

#### 7.2.6 运营期土壤环境保护措施

(1) 源头控制

井下作业按照“带罐上岗”的作业模式，洗井废水采用的专用收集罐集中收集后送至页岩油联合站处理。井下作业废液集中收集后由罐车拉运至页岩油联合站处理，经处理达标后回注油藏，不外排。

## （2）防渗措施

井场、计量站的具体防渗措施见“7.2.2 运营期废水污染防治措施”章节。

### 7.2.7 运营期生态环境保护措施

（1）管线上方设标示桩、警示桩，防止其他工程施工活动对管线造成破坏；定期检查管线，如发生管线老化、接口断裂，及时更换管线。

（2）定期检查管线，如发生管线老化、接口断裂，及时更换管线。

（3）定时巡查井场设备设施等，防止“跑冒滴漏”，降低土壤污染。

（4）加强环境保护宣传工作，增强环保意识，特别是对野生动物和自然植被的保护。严禁在场地外砍伐植被。

（5）提高驾驶人员技术素质、加强责任心，贯彻安全驾驶机动车辆的行为规定，严格遵守交通法规，杜绝疲劳驾车等行为，减少对道路两侧植被的破坏。

（6）加强对道路沿线生态环境的管理、保护、巡护工作。禁止道路维修和检查人员对动物栖息地产生新的破坏，实施维护工作时应尽力避免影响野生动物正常的活动。

（7）强化项目沿线的固体废弃物污染治理的监督检查工作，除向司乘人员加强宣传教育工作外，项目沿线的固体废弃物定期进行清理。强化道路沿线固体废弃物污染治理的监督检查工作，严禁过往车辆乱扔方便袋、饮料罐等固体垃圾。运输含尘物料的汽车要求加盖篷布。

（8）加强环境保护宣传工作，提高环保意识，特别是对野生动物和自然植被的保护，通过宣传和严格的检查管理措施，达到保护生态环境的目的。

（9）严禁捕杀任何野生动物，在井场设置宣传牌，通过宣传和严格的检查管理措施，达到保护生态环境的目的。

### 7.2.8 温室气体管控措施

（1）原油采用密闭集输工艺，减少了温室气体甲烷的产生。

（2）配电网设置了无功补偿装置，线路功率因数不低于 0.85，站区功率因数不低于 0.95。

## 7.3 退役期环境保护措施

### 7.3.1 退役期大气环境保护措施

(1) 运输车辆使用符合国家标准的油品。

(2) 在闭井施工操作中应做到文明施工，防止水泥等的洒落与飘散；尽量避开大风天气进行作业。

(3) 退役期封井施工过程中，应加强施工质量管理，避免出现封井不严等非正常工况的烃类泄漏。

### 7.3.2 退役期水环境保护措施

闭井期的清管废水由罐车拉运至页岩油联合站压裂返排液处理系统处理达标后回注地层，不外排。对废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，废弃井应根据《废弃井封井回填技术指南（试行）》中的相关要求封井回填，防止发生井漏事故，污染地下水资源。

### 7.3.3 退役期噪声污染防治措施

(1) 选用低噪声机械和车辆。

(2) 加强设备检查维修，保证其正常运行。

(3) 加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

### 7.3.4 退役期固废及土壤污染防治措施

(1) 退役期工程施工单位应编制建筑垃圾处理方案，并报地方人民政府环境卫生主管部门备案。工程施工单位应及时清运工程施工过程中产生的建筑垃圾，清运至当地建筑垃圾填埋场进行填埋处理。地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣，应集中清理收集。管线外运清洗后可回收利用，不得遗留在场地内影响土壤环境质量。

(2) 对完成采油的废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，最后清理场地，清除各种固体废弃物，自然植被区域自然恢复。

(3) 运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散

落。

（4）对进入退役期的设施进行土壤隐患排查，如发现污染场地，还应进行土壤污染修复。

### 7.3.5 退役期生态环境保护措施

随着井区开采时间的延长，其储量将逐年降低，最终进入退役期。当开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，井场和管线等设备设施陆续被拆卸、转移，原有的大气污染物、噪声及固体废物等对环境的影响将会逐渐减弱甚至消失。

井场经过清理后，永久性占地范围内的砂砾石铺垫应进行清理，然后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。

通过宣传教育的形式，使施工工作人员对于在项目区生存的野生动物及植物有基本的认识与了解。在退役期施工过程中，如遇到保护植物应进行避让，严禁随意踩踏破坏；遇到保护动物时，应主动避让，不得惊扰、伤害野生动物，不得破坏保护动物的生息繁衍地，禁止妨碍野生动物生息繁衍的施工活动。

加强对《中华人民共和国野生动物保护法》及《中华人民共和国野生植物保护条例》的普及、教育工作，强化保护野生动植物的观念，让施工人员明确破坏保护植物，捕猎、杀害保护动物的法律后果，理解保护野生动植物的重要意义。

通过采取以上生态保护措施，对于减少植被破坏、减缓水土流失、抵制荒漠化发展起到了一定的积极作用，可有效保护脆弱的荒漠生态环境。

### 7.3.6 生态恢复治理方案

#### （1）生态环境保护与恢复治理的一般要求

根据《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）、《废弃井回填技术指南》（试行）的相关要求，本项目生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

- ①禁止在依法划定的饮用水水源保护区内进行开采。
- ②采取有效预防和保护措施，避免或减轻矿产资源开发活动造成的生态破坏

和环境污染。

③坚持“预防为主、防治结合、过程控制”的原则，将生态环境保护与恢复治理贯穿开采的全过程。

④贯彻“边开采，边治理，边恢复”的原则，及时治理恢复生态环境。

⑤遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理地确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备。

### （2）井场生态恢复治理

各井封井时需拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，并按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》中的相关要求进行封井回填，防止发生油水窜层；拆除井场各项生产设施，清除地面硬化、砾石铺垫，释放永久占地。最后进行场地清理，清除各种固体废物，并对占地进行平整，避免影响植被自然恢复。

### （3）管线生态恢复

单井采油管线、集油支线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏。管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出物，管线两端使用盲板封堵。

### （4）植被恢复措施及恢复要求

工程施工结束后，应对井场和站场的临时占地内的土地进行平整，做到“工完、料净、场地清”。经治理井口装置及相应设施应做到不漏油、不漏气、不漏电，井场无油污、无垃圾。

## 7.4 环境风险防范措施及应急要求

### 7.4.1 井下作业事故风险防范措施

（1）井场井控严格执行《新疆油田钻井井控实施细则》，防止井喷、井喷失控井喷着火，设计、施工和生产各单位严格遵守《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2015）、《石油化工企业设计防火规范》（GB50160-2008）、《石油和天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产管理规定》（SY/T5225-2019）

(2) 设置专职安全环保管理人员，设计、生产中采取有效的预防措施，在生产中采取有效预防措施，严格遵守钻井的安全规定，在井口安装防喷器和控制装置，杜绝井喷的发生。

(3) 井控操作实行持证上岗，各岗位的钻井人员有明确的分工，并且应经过井控专业培训。

(4) 井场设置明显的禁止烟火标志；井场钻井设备及电器设备、照明灯具符合防火防爆的安全要求，井场安装探照灯，以备井喷时钻台照明。

(5) 在井架、井场路口等处设风向标，发生事故时人员迅速向上风向疏散。

(6) 按消防规定配备灭火器、消防铁锹和其它消防器材。井场设置明显的禁止烟火标志。井下作业时要求带罐操作，最大限度避免落地油产生，而泄漏物料和落地原油应及时回收、妥善处置。

(7) 一旦发生井喷，绝大多数井都通过防喷器关闭，再采取压井措施控制井喷；最后还可采用向事故井打定位斜井等方法尽快采取措施回收原油；事故处理中要有专人负责，管好电源、火源，以免火灾发生。井喷时，泄漏的落地油 100% 进行回收，收集的废油运至页岩油联合站处理。受污染的土壤需进行换填，交由具有相应危险废物处置资质单位收集、转运、处置。

(8) 硫化氢防范措施：井下作业时应至少配 1 套便携式硫化氢检测仪做好硫化氢检测工作，制定防硫化氢应急预案；在井场大门口、坐岗房、防喷器液控房等处设立风向标（风袋、风飘带、风旗或其它适用的装置），并在不同方向上划定两个紧急集合点，一旦发生紧急情况，作业人员可向上风方向疏散。

#### 7.4.2 集输管线泄漏事故风险防范措施

(1) 建立施工质量保证体系，提高施工检验人员水平，加强检验手段。选择有丰富经验的单位进行施工，并对其施工质量进行监理。

(2) 严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。

(3) 定期对单井采油管线、集油支线进行巡检，在集油支线敷设线路上应设

置永久性标志，包括里程桩、转角桩等。

（4）加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理。

（5）严禁在管线两侧各 5m 范围内修筑工程，在管线上方及近旁严禁动土开挖和修建超过管道负荷的建筑物。

#### （6）管理措施

对操作、维修人员进行培训，持证上岗。制订应急操作规程，在规程中说明发生管道事故时应采取的操作步骤。规定抢修进度，限制事故的影响，说明与人员有关的安全问题。运营期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。增强职工安全意识，识别事故发生前异常状态，并采取相应措施。

### 7.4.3 站场环境风险防范措施

（1）各设备采用质量合格的产品，定期进行巡检、维修及保养。

（2）对操作、维修人员进行培训，持证上岗。制订应急操作规程，在规程中说明发生管道事故时应采取的操作步骤。规定抢修进度，限制事故的影响，说明与人员有关的安全问题。运营期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。提高职工安全意识，识别事故发生前异常状态，并采取相应措施。

（3）设置硫化氢气体检测装置。

（4）加强管线接口的检查工作，防止腐蚀穿孔。定期进行壁厚检测，腐蚀余量低于规定的允许值时，要及时进行检修和更换。

（5）配备一定的消防设施，定期进行消防培训与实战演练，要求岗位工作人员具有较强的消防安全意识，加强巡检，确保无异常情况出现。

### 7.4.4 洗井废水及井下作业废水（液）运输风险防范措施

为有效减少洗井废水及井下作业废水（液）运输风险危险情况的发生，应事先计划好运输路线，并在装卸和拉运过程中采取以下防范措施：

(1) 罐车运输的驾驶员和押运员必须经过专门培训才能上岗作业。

(2) 出车前必须对车辆的安全技术状况进行认真检查，发现故障排除后方可投入运行。要特别注意检查罐车罐体的安全性能，逐个部位检查液位计、压力表、阀门、温度表、紧急切断阀、导静电装置等安全装置是否安全可靠，杜绝跑、冒、滴、漏。保持驾驶室干净，不得有发火用具。

(3) 参照《汽车运输危险货物规则》（JT617-2004）配装表中进行，车辆排气管应安装隔热和熄灭火星装置，并配装符合 JT230 规定的导静电橡胶拖地带装置。

(4) 行车要遵守交通、消防、治安等法律法规。控制车速，保持与前车安全距离，严禁违法超车，不能疲劳驾驶。

(5) 建立转运台账。

(6) 行车途中要勤于检查。当行驶一定时间后要查看一下车厢底部四周有无泄漏液体，若有泄漏，应查找泄漏点，采取相应的应急措施，防止液体继续泄漏，将受到污染的土壤要全部回收，交由具有相应危险废物处置资质的单位进行转运、接收和处置。

#### 7.4.5 环境风险应急处置要求

##### (1) 应急处置要求

发生事故时，如井喷、管线泄漏等事故时，应立即查询泄漏源，及时关闭截断阀，清除受污染的土壤；对于固井质量不合格的生产井，应及时采取有效措施进行修井，以减少井漏对区域地下水的污染。若发生不可控风险事故，应立即启动《中国石油新疆油田分公司吉庆油田作业区环境突发事件专项应急预案》，由应急领导小组对事故进行处理。

##### (2) 应急预案

本项目投产后归属中国石油新疆油田分公司吉庆油田作业区管理，将其纳入吉庆油田作业区现有应急预案—《中国石油新疆油田分公司吉庆油田作业区突发环境污染事件应急预案》，从而对环境风险进行有效防治。中国石油新疆油田分公司吉庆油田作业区应及时对《中国石油新疆油田分公司吉庆油田作业区突发环

境污染事件应急预案》进行修订。

本项目环境风险简单分析内容详见表 7.4-1。

表 7.4-1 环境风险简单分析一览表

建设项目名称	吉庆油田作业区 2023 年产能建设部署调整 80 号平台等 5 个平台 21 口井建设项目（吉木萨尔区域）
建设地点	位于吉木萨尔凹陷芦苇沟组，行政区划属新疆维吾尔自治区吉木萨尔县管辖。距离吉木萨尔县中心城区西北方向 23km，距离已开发的吉 7 井区西北方向 15km。
地理坐标	东经 89 度 01 分 16.77 秒，北纬 44 度 08 分 48.61 秒
主要危险物质及分布	运营期危险物质主要为原油、伴生气；原油和伴生气主要分布在单井采油管线、集油支线、计量站
环境影响途径及危害后果	运营期管线发生破损造成油品和伴生气泄漏，以及井下作业废水（液）拉运罐车破裂，导致井下作业废水（液）泄漏，污染土壤和大气，管线发生破损泄漏原油有可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏的油气若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境；事故发生概率较低，发生事故时及时采取相应的应急措施，不会对周围环境产生明显影响
环境风险防范措施要求	<p>(1) 井下作业时要求带罐操作；井场按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其他消防器材。</p> <p>(2) 管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品；定期对单井采油管线和集油支线进行巡检，对集输管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀等进行检查；严禁在管线两侧各 5m 范围内修筑工程。</p> <p>(3) 定期对计量站站内的设备进行巡检，发生破损及时进行维修；定期进行维修保养，配备一定的消防设施。</p>

## 7.5 环保投资分析

项目总投资 12056.4 万元，环保投资约 450 万元，占总投资的 3.73%，环保投资估算见表 7.5-1。

表 7.5-1 环境保护投资估算一览表

阶段	环境要素	名称	环保措施	工程量	投资（万元）
施工期	生态环境	临时占地	完工后迹地清理并平整压实、临时占地释放后植被和土壤的恢复	临时占地面积 56560m <sup>2</sup>	20
		临时占地和永久占地	按照正式征地文件的规定对占地进行经济补偿，对采油口地面进行 0.5m 厚夯实黏土+砂砾层铺垫	总占地面积 153500m <sup>2</sup>	120
	废气	井场和管线等施工产生的施工扬尘	运输车辆应加盖篷布，临时土方覆盖，防尘布（或网），逸散性材料运输采用苫布遮盖。	/	10

	施工机械尾气	使用达标油品，加强设备维护	/	20	
运营期	固体废物	建筑垃圾	送至当地建筑垃圾填埋场	/	20
		沾油废防渗膜	交由具有相应危险废物处置资质的单位进行接收、运输和处置	0.1t	2
	废润滑油	0.5t		2	
	废气	无组织废气	选用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门	/	20
废水	洗井废水、井下作业废液	采用专用废液收集罐收集，洗井废水及井下作业废液由罐车拉运至页岩油联合站压裂返排液处理系统处理	21 口井	70	
噪声	井场噪声	采用低噪声设备	/	10	
运营期	固体废物	废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料及含油废抹布、劳保用品	集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置	/	20
		废药剂包装物	由厂家回收处置	/	1
退役期	固体废物	井场及管线拆除的建筑垃圾	截去地下 1m 内管头；井口封堵，建筑垃圾按照环境卫生主管部门的规定进行利用或者处置	各井场及相关地面设施	20
	生态恢复	临时占地和永久占地	完工后迹地清理并平整压实、施工临时占地和原来井场的永久占地释放后植被和土壤的恢复	/	20
环境管理	环境监理	严格监督各项环保措施落实情况，确保各项污染防治措施有效实施	/	30	
环境监测	环境监测	按照监测计划开展环境监测	/	50	
地下水保护预防措施	井场永久占地防渗措施基层为 0.5m 厚夯实黏土+砂砾层			10	
风险防范措施	严禁在管线两侧各 5m 范围内修筑工程			5	
合计				450	

## 7.6 依托可行性分析

本工程的采出液依托页岩油联合站的原油处理系统处理，采出水依托页岩油联合站的压裂返排液系统处理，处理后的出水水质满足《压裂酸化返排液处理技术规范》（Q/SY 02012-2016）中相关水质指标后用于压裂液复配，不外排。依托工程的环保手续履行情况见表 7.2-1。

页岩油联合站于 2021 年 10 月建成，主要包括原油处理系统、天然气处理系统和压裂返排液处理系统。目前该站处于正常运行状态，站内压裂返排液处理系统和站外储存池均交由第三方公司（辽宁华孚环境工程有限公司）建设并管理运行。页岩油联合站原油处理系统设计规模  $100 \times 10^4 \text{t/a}$ （有 1.2 倍的弹性系数，最大处理

能力可达  $120 \times 10^4 \text{t/a}$ ），目前处理量已达  $71 \times 10^4 \text{t/a}$ 。根据区块产能预测数据，2024 年页岩井区总体产能将超  $140 \times 10^4 \text{t/a}$ ，现有原油处理系统将不能满足处理需求。页岩油联合站内分离出采出水、井区压裂返排液均进入第三方压裂返排液处理系统处理。在夏季压裂高峰期由于压裂返排液产生量大、含油量波动大，系统会超负荷运行，此外系统进入含油量超过设计指标时，装置多次被迫停运。处理工艺方面，由于超负荷运行，处理过程中需超量投加药剂，导致后端污泥量大、含水率高，存在运营成本增高、污泥处理难度增大等问题。

为满足新增的原油处理需求，中国石油新疆油田分公司吉庆油田作业区计划实施《新疆油田昌吉油田吉 305-吉 17 井区芦草沟组页岩油产能建设项目（页岩油联合站二期扩建工程）》，该项目拟新建 1 列  $50 \times 10^4 \text{t/a}$  的原油处理系统，处理工艺与现有原油处理系统一致；在页岩油联合站内新建 1 套压裂返排液处理系统，设计处理规模为  $3000 \text{m}^3/\text{d}$ ，与第三方压裂返排液处理系统同时运行。

#### （1）原油总体处理流程

集油区密闭集输来气液混合物（ $Q_{\text{油}}=3723.3 \text{t/d}$ ， $Q_{\text{气}}=34233 \text{Nm}^3/\text{d}$ ， $P=0.35 \sim 0.4 \text{MPa}$ ， $T=30^\circ\text{C} \sim 40^\circ\text{C}$ ，含水  $40\% \sim 45\%$ ）先进三相分离器，分离出来的低含水原油（含水  $\leq 35\%$ ）添加破乳剂（ $100 \text{mg/L}$ ）后进入加热装置进行加热，换热后（ $65 \sim 70^\circ\text{C}$ ）进入多功能处理装置。多功能处理装置主体为卧式容器结构，分为热化学沉降段和电脱段三部分，低含水原油首先进入热化学沉降段，热化学沉降段上层低含水原油（含水  $< 20\%$ ）通过上部堰板翻入油室，油室内低含水油通过底部联通管进入电脱段，电脱段出净化油（ $Q_{\text{油}}=3920.6 \text{t/d}$ ， $P=0.20 \sim 0.25 \text{MPa}$ ， $T=65 \sim 70^\circ\text{C}$ ，含水  $< 1\%$ ）与吉祥联合站来油混合，经掺混器使均匀混合，进压力缓冲罐进行缓冲，然后经外输泵输送至北三台油库。若下游交油不畅，或原油系统出故障停运，净化油/采出液进事故罐暂存。

三相分离器及多功能处理油气水分离段分离出的伴生气（ $Q_{\text{气}}=34233 \text{Nm}^3/\text{d}$ ， $P=0.2 \sim 0.25 \text{MPa}$ ）经除油器除油（液滴直径  $< 100 \mu\text{m}$ ）后，去往天然气处理装置，处理合格后的天然气部分作为站场燃料气，其余部分进入东三线天然气管道。

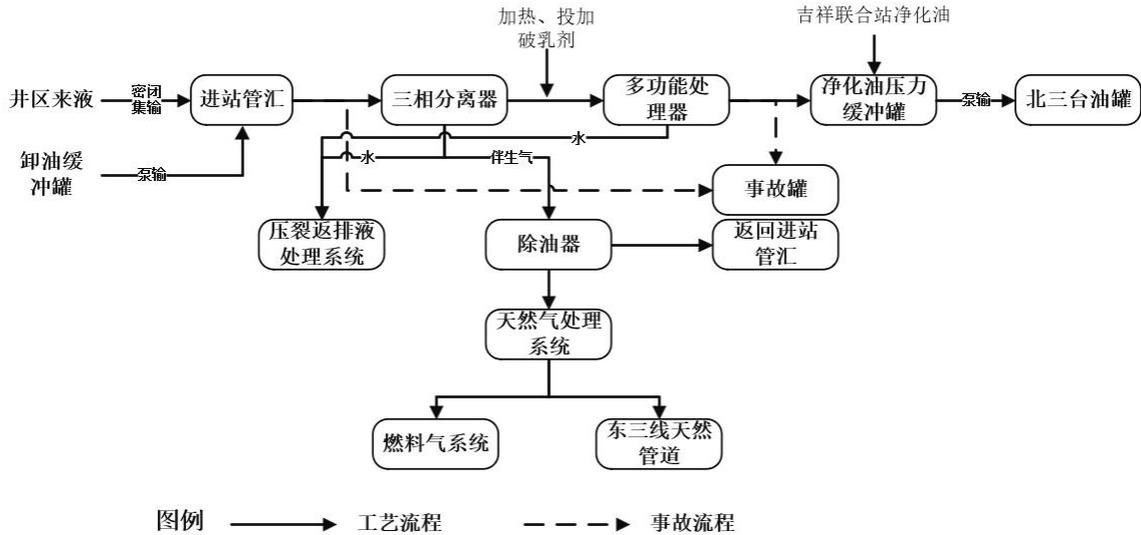


图 7.6-1 原油处理系统工艺流程示意图

三相分离器及多功能处理器分离出的水（ $Q_{\text{水}}=2722\text{m}^3/\text{d}$ ， $T=50\sim 65^{\circ}\text{C}$ ）去压裂返排液处理装置，处理合格后用于压裂液复配。项目建成后页岩油联合站原油总体处理流程见图 7.6-1。

## (2) 天然气处理系统

油区页岩油联合站天然气处理系统设计处理规模  $3\times 10^4\text{Nm}^3/\text{d}$ ，目前实际处理气量约为  $1.2\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ，采用“分子筛脱水+丙烷外冷”工艺。原油处理系统三相分离器分离出的伴生气（ $0.15\sim 0.25\text{MPa}$ ， $20\sim 40^{\circ}\text{C}$ ）经分离器分离出所携带液滴后，进入螺杆压缩机进行增压，增压后的伴生气依次进入脱硫橇、分子筛脱水橇进行脱硫脱水处理，脱水后的干气进混烃回收橇与低温干气换热，进丙烷外冷橇制冷后进入混烃回收橇低温分离器进行气液分离，分离出的低温干气与分子筛出口原料气换热，复热后的干气优先去自用气计量调压橇计量调压后供站内自用；剩余部分通过已建天然气外输管道（ $D114\times 6/20\text{G}$ ，长 8km）输送至东三线 11 号阀室。目前，因天然气处理系统来气仅能满足站内自用，无多余净化气输至东三线天然气管道，故往复式压缩机橇及外输气计量橇暂未投运。

混烃回收橇内低温分离器分离出来的液相进入橇内脱乙烷塔，塔顶富气去自用气调压计量橇，与调压后的自用气汇合，经计量去站内自用气装置，塔底混烃进混烃储罐橇，定期经定量装车橇装车外售。

本项目伴生气产生量分别约  $0.017\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ，页岩油联合站天然气处理系统富

余处理能力约  $1.8 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，可满足本项目处理需求，依托可行。

### （3）压裂返排液处理系统

压裂返排液处理系统处理工艺流程见 7.2.2 运营期废水污染防治措施——（洗井废水、井下作业废液处理依托可行性分析）。

压裂返排液处理系统设计处理规模共计  $7500 \text{m}^3/\text{d}$ ，压裂返排液储存池共 3 座，每座容积  $50000 \text{m}^3$ 。待“新疆油田昌吉油田吉 305-吉 17 井区芦苇沟组页岩油产能建设项目（页岩油联合站二期扩建工程）”建设完成后，本项目方可投入生产。

## 8 环境管理与监测计划

### 8.1 环境管理机构

#### 8.1.1 环境管理机构

中国石油新疆油田分公司下设质量安全环保处，负责中国石油新疆油田分公司范围内的环境保护工作，各二级单位下设环保科，各生产单位设专职环保员，负责生产单位的环保工作。

吉庆油田作业区的环保工作由新疆油田公司安全环保处领导，并全过程监督该建设工程的环境保护管理，环保设施建设工作。建设项目经理部设专职环境管理人员，全面负责该油田开发建设期的环境管理工作。本项目进入生产运行期后，油田主要管理工作均依托吉庆油田作业区完成，吉庆油田作业区负责本项目生产运行期的环境管理工作，吉庆油田作业区设一名专（兼）职环保工程技术人员负责本项目建设期的环保工作及井场内外环保设施的运行和检查工作，以及环境污染事故处理和报告。

#### 8.1.2 环境管理体制

新疆油田分公司已经建立了环境保护指标体系，对各二级单位的环保指标完成情况按《新疆油田分公司环境保护管理规定》的各项指标进行考核。推行环境保护目标责任制，明确各单位企业行政一把手为本单位环保第一责任人，并规定了应负的法律责任和行政责任，其他行政领导和机关处室也都有明确环保职责，初步形成了领导负责，部门参加，环境保护部门监督管理，分工合作，各负其责的环境管理体制。

### 8.2 生产区环境管理

#### 8.2.1 日常环境管理

(1) 搞好环境监测，掌握污染现状

定时定点监测井场环境，以便及时掌握环境状况的第一手资料，促进环境管

理的深入和污染治理的落实，消除发生污染事故的隐患。

废水管理应按达标排放的原则，在生产过程中，运营期洗井废水、井下作业废水由罐车拉运至页岩油联合站压裂返排液处理系统处理，经处理后出水水质满足《压裂酸化返排液处理技术规范》（Q/SY 02012-2016）中相关水质指标后用于压裂液复配，不外排。从废水排放方式看，用于生产回用是比较合理的油田废水排放途径，提高了生产用水的重复利用率，充分发挥污水的再次利用价值。防止了环境的再污染，获得污水处理与资源化的最佳效益，具有较高的环境效益、经济效益。

废气污染源的控制是重点加油气集输过程中无组织排放源的管理，以加强管理作为控制手段，减轻对周围环境产生的污染，达到污染物排放总量控制的环境保护目标。

#### （2）加强环保设备的管理

建立环保设备台账，制定主要环保设备和场所的操作规程及安排专门操作人员进行管理，建立重点处理设备的“环保运行记录”等。

#### （3）落实管理制度

除了加强环保设备的基础管理外，尚需狠抓制度的落实，制定环保经济责任考核制度，以提高各部门对环境保护的责任感。

日常工作的管理与调配，应明确机构，有专人负责与协调。要求做好废弃物的处理、场地的清理等每日例行的环保工作。

### 8.2.2 环境污染事故的预防与管理

#### （1）对事故隐患进行监护

对污染事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效措施，防止事故发生。对各类重大事故隐患，应本着治理与监护运行的原则进行处理。在目前技术、经济等方面能够解决的，要通过技术改造或治理，尽快消除事故隐患，防止事故发生；对目前消除事故隐患有困难的，应从管理和技术两方面对其采取严格的现场监护措施，在管理上要加强制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故应急预案。

## （2）强化专业人员培训和建立安全信息数据库

有计划、分期分批对环保人员进行培训，聘请专家讲课，收看国内外事故录像和资料，吸收这些事件中预防措施和救援方案的制定经验，学习借鉴此类事故发生后的救助方案。平时要经常进行人员训练和实践演习，锻炼队伍，以提高他们对事故的防范和处理能力。建立安全信息数据库或信息软件，使安全工程技术人员及时查询所需的安全信息数据，用于日常管理和事故处置工作。

## （3）加强风险管理

由于本项目不确定潜在事故因素无法预测，因此有必要制定相应的风险对策，不断改进识别不利影响因素，从而将运营期各类风险水平控制在合理的、可接收的范围内，以达到减少事故发生、经济合理地保证安全运行管理技术的目的。

### 8.2.3 HSE 管理工作内容

应结合本项目施工期和运营期工艺流程、污染和风险源项、危害和影响程度识别和评价的结果，侧重在以下方面开展工作：工艺流程分析、污染生态危害和影响分析、泄漏事故危害和风险影响分析、建立预防危害的防范措施、制定环境保护措施以及建立准许作业手册和应急预案。

### 8.2.4 环境监督机构

新疆维吾尔自治区生态环境厅审批本项目的环境影响报告书，昌吉回族自治州生态环境局、昌吉回族自治州生态环境局吉木萨尔县分局监督所辖行政区内该工程的环保竣工验收制度执行情况以及日常环境管理。

### 8.2.5 施工期环境管理

建设单位在施工期应加强对施工单位环境保护工作的监督与管理，施工单位应遵守相关环境保护法律法规，并严格落实本报告以及环评批复中提出的施工期环境保护要求；建立环境保护档案，对施工期采取的环境保护工作进行记录，保留施工前后施工区域的影像资料，便于建设单位进行监督检查。施工期相关的施工期环境保护行动计划见表 8.2-1。

表 8.2-1 施工期环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	实施时间	监督单位
1	生态环境	施工过程中严格控制占地面积，规定施工活动范围，减少临时占地和对地表的扰动。施工结束后，施工单位应负责及时清理现场，使之尽快自然恢复，将施工期对生态环境影响降到最低。严禁施工人员踩踏植被和猎捕野生动物，禁止侵扰野生动物栖息地。施工产生的土方，应合理规划，合理利用。对于开挖管线产生的土方，全部回填，对于拟永久使用的各井场建设完成后，应因地制宜地进行硬化或地表恢复。	工程承包商	施工期	环境监理公司及所在行政区环境保护行政主管部门
2	水环境	管线试压废水用于施工洒水抑尘			
3	土壤环境	按规定的施工范围进行作业，可有效减少土壤扰动，施工产生的建筑垃圾及时清运，可避免污染物进入土壤环境造成污染			
4	声环境	在管线敷设、道路建设、输电线敷设等地面工程施工过程中，选用效率高、噪声低的设备，并注意设备的正确使用和经常性维护，保持较低噪声水平。运输车辆限速、尽量减少鸣笛			
5	大气环境	定期对设备进行保养维护；合理规划运输道路线路，尽量利用油田现有的公路网，施工车辆严格按照规定线路行驶，严禁乱碾乱压。材料及临时土方等在井场堆放应采取覆盖防尘布，逸散性材料运输采用苫布遮盖；优化施工组织，管线分段施工，缩短施工时间；施工结束后尽快对施工场地进行整理和平整，减少风蚀量			
6	水土流失、土地沙化	合理安排时间，挖、填方尽量避开大风天气，堆放土方时，尽量减小土方坡度。管沟开挖、填方作业时应尽量做到互补平衡，避免土方堆积。严格按规划的施工范围进行施工作业，不得随意开辟施工便道。施工后期，及时做好施工迹地的清理工作。做好施工后期的迹地恢复工作，包括土地平整，创造局部小环境以利于植被的恢复等，防止水土流失及土地沙化			
7	固体废物	沾油废防渗膜和废润滑油集中收集后交由有相应处置资质的单位进行回收处置；工程施工单位应编制建筑垃圾处理方案，并报地方人民政府环境卫生主管部门备案。工程施工单位应及时清运工程施工过程中产生的建筑垃圾，将其清运至当地建筑垃圾填埋场进行填埋处理；			

### 8.2.6 运营期环境管理

- (1) 建立和实施井区运营期的健康、安全与环境（HSE）管理体系。
- (2) 贯彻执行国家、地方及上级部门有关环境保护方针、政策、法律及法规。
- (3) 加强环保管理人员的培训、教育，学习先进的环保管理理念，提高管理人员的技术水平与业务能力，定期对运营期环境保护工作进行总结和分析，根据

环保水平的发展进步持续改进、强化运营期的环境保护与管理要求。

（4）组织开展环境保护宣传教育、技术和经验交流活动，推广先进技术和科研成果；参加调查、分析、处理环境污染事故，并负责统计上报事故的基本情况 & 处理结果，协同有关部门制定防治污染事故措施，并监督实施。

为确保项目环保实施的落实，最大限度地减轻生产开发对环境的影响，运营期管理的主要内容见表 8.2-2。

表 8.2-2 运营期环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	实施时间	监督单位
1	生态环境	继续做好施工地的地表恢复工作，利用冬季融雪和夏季降雨使地貌慢慢得以自然恢复。培训巡检人员相关环境保护知识，更好的保护沿线植被	中国石油新疆油田分公司吉庆油田作业区	运营期	昌吉回族自治州生态环境局及吉木萨尔县分局
2	大气环境	采出物采用管线密闭集输，加强对各场站的设备和管线的巡检，定期对设备及管线组件的密封点进行泄漏检测			
3	声环境	定期对设备进行检修和维护，使其处于运行良好的状态。对场站的厂界噪声进行定期监测			
4	水环境	井下作业时铺设防渗膜，洗井废水、井下作业废水采用的专用收集罐集中收集后送至页岩油联合站压裂返排液处理系统处理，经处理达标后回注油藏，不外排			
6	环境管理	建立环境管理体系和事故应急体系，实施环境监测计划。			
7	风险防范措施	制定事故应急预案，对重大隐患和重大事故能够快速做出反应并及时处理			
8	固体废物处置	废药剂包装物由厂家回收，废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料及含油废抹布、劳保用品以及事故状态产生的含油污泥交由具有相应危废处置资质的单位进行接收、处置和转运			

### 8.2.7 排污许可管理

本项目属于陆地石油开采行业，根据《固定污染源排污许可分类管理名录》（2019 年版）只针对通用工序进行申请排污许可证。本次不新建锅炉、工业炉窑等通用工序，故本项目不需申请排污许可证。

### 8.2.8 退役期环境管理

退役期主要内容见表 8.2-3。

表 8.2-3 退役期的环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	实施时间	监督单位	资金保证
1	生态环境	做好退役期的地表恢复工作，拆卸、迁移井场设备，恢复地貌	中国石油新疆油田分公司吉庆油田作业区	退役期	昌吉回族自治州生态环境局、昌吉回族自治州生态环境局吉木萨尔县分局	纳入退役期闭井管理费用
2	声环境	退役期间加强施工设备维护保养，合理安排施工时间				
3	大气环境	在对原有的设备拆卸、转移过程中会产生一定的扬尘，故需采取洒水降尘措施，同时闭井工作避开大风等恶劣天气，避免对周围空气造成影响				
4	水环境	管线拆除排出的废液，由罐车拉运至页岩油联合站，不排入周围环境，避免对周围环境造成的影响				
5	固体废物处置	固体废弃物分类收集，及时清运				

### 8.2.9 事故风险的预防与管理

#### (1) 对风险事故隐患进行监护

对事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效的措施，防止事故的发生。根据国内外油气田开发过程中相关设施操作事故统计和分析，工程运行风险主要来自第三方破坏、管道腐蚀和失误操作。对以上已确认的重大事故隐患，应本着治理与监护运行的原则进行处理。在目前技术、经济等方面能够解决的，要通过技术改造或治理，尽快消除事故隐患，防止事故发生；对目前消除事故隐患有困难的，应从管理和技术两方面对其采取严格的现场监管措施，在管理上要加强制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查。

#### (2) 制定事故应急预案建立应急系统

强化专业人员培训，聘请专家讲课，收看国内外事故录像资料，吸收这些事件中预防措施和救援方案的经验，学习借鉴此类事故发生后的救助方案。在日常生活中要经常进行人员训练和实践演习，锻炼指挥队伍，以提高他们对事故的防范和处理能力。

建立安全信息数据库或信息软件，使安全工程技术人员能及时查询到所需的安全信息数据，用于日常管理和事故处置工作。

## 8.3 企业环境信息公开

吉庆油田作业区参照《企业环境信息依法披露管理办法》（部令第 24 号）等规定，并结合地方生态环境主管部门要求，依法披露企业环境信息。企业应公开以下内容：

- （1）企业基本信息，包括企业生产和生态环境保护等方面的基础信息；
- （2）企业环境管理信息，包括生态环境行政许可、环境保护税、环境污染责任保险、环保信用评价等方面的信息；
- （3）污染物产生、治理与排放信息，包括污染防治设施，污染物排放，有毒有害物质排放，工业固体废物和危险废物产生、贮存、流向、利用、处置，自行监测等方面的信息；
- （4）生态环境应急信息，包括突发环境事件应急预案、重污染天气应急响应等方面的信息；
- （5）生态环境违法信息；
- （6）本年度临时环境信息依法披露情况；
- （7）法律法规规定的其他环境信息。

## 8.4 环境监测与监管

### 8.4.1 施工期开展环境工程现场监理建议

为减轻建设项目对环境的影响，将环境管理制度从事后管理转变为全过程管理，建议充分借鉴同类相关项目环境监理经验，实施工程环境监理。

由于建设单位聘请相关环境监理机构对施工单位、承包商、供应商和中国石油新疆油田分公司环保法律、法规、制度、标准、规范的情况依法进行监督检查，特别是加强施工现场的环境监理检查工作，目的是协助建设单位落实施工期间的各项环境保护要求和施工合同中的环保规定，确保本项目的建设符合有关相关要求。因此建议建设单位外聘环保专业人员，对各作业阶段进行环境监理工作。

- （1）环境监理人员要求

①环境监理人员必须具备环保专业知识，精通国家环境保护相关法律法规、标准和政策，了解当地生态环境行政主管部门的环保要求。

②必须接受过 HSE 专门培训，有较长的从事环保工作经历。

③具有一定的油气田开发和输油气管道建设的现场施工经验。

#### （2）环境监理人员主要职责

①监督施工现场对“环境管理方案”的落实。

②协助 HSE 部门负责人汇报环境管理现状，并根据发现的问题提出合理化建议。

③协助 HSE 部门负责人宣传贯彻国家和当地政府有关环境方面的法律、法规和政策。

④对 HSE 工作的真实性、合法性、效益性进行审查，评价其责任，并提出改进意见。

环境监理工作计划及重点见表 8.4-1。

表 8.4-1 现场环境监理工作计划

序号	场地	监督内容	监理要求
1	各井场建设现场	1) 井位选址布设是否满足环评要求； 2) 各井场、计量站施工是否严格按设计方案执行，施工质量是否能达到要求； 3) 施工作业是否超越了限定范围，施工结束后，施工现场是否进行了及时清理； 4) 个场站硬化是否达到要求； 5) 废气、废水、固体废物、噪声等污染是否达标排放和妥善处理； 6) 地下水防渗措施是否达到要求	环评中环保措施落实到位
2	管线敷设现场	1) 管线选线是否满足环评要求。 2) 施工作业是否超越了施工宽度； 3) 挖土方放置是否符合要求，管沟开挖是否做到挖填平衡。土方是否进行了及时回填，管沟开挖过程中是否采取的有效可行的扬尘污染防治措施。 4) 施工人员是否按操作规程及相关规定作业； 5) 施工完成后是否进行了清理、临时占地是否恢复植被	
3	井场入场道路建设现场	1) 道路是否满足环评要求； 2) 施工作业是否超越了限定范围； 3) 临时堆放的土石方是否采取了防尘措施； 4) 施工人员是否按操作规程及相关规定作业	
4	其他	1) 施工结束后是否及时清理现场、恢复地貌，是否及时采取了生态恢复和水土保持措施；	

2) 有无砍伐、破坏施工区以外的植被，有无伤害野生动物等行为。

#### 8.4.2 运营期环境保护监测计划

运营期间需对生产过程生产的“三废”进行严格管理，根据《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）等标准规范，制定本工程的监测计划和工作方案。环境监测计划见表 8.4-2。

表 8.4-2 运营期环境监测计划

监测类别	监测因子	监测点位置	监测频率	执行标准/监测方法	监测时间
无组织废气	NMHC、H <sub>2</sub> S	采油平台厂界外	1 次/年	GB16297-1996	竣工验收后
地下水环境	石油类、石油烃（C <sub>6</sub> -C <sub>9</sub> ）、石油烃（C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> ）、砷、六价铬	地下水上游	1 次/年	GB/T14848-2017 III类；石油类参照 GB3838-2002 III类	
		地下水下游			
		地下水下游			
土壤环境	石油类、石油烃（C <sub>6</sub> -C <sub>9</sub> ）、石油烃（C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> ）、砷、六价铬	井场、计量站及集输管线沿线	1 次/3 年	GB36600-2018 第二类用地筛选值	
生态环境	对生态保护目标的实际影响、生态保护对策措施的有效性等	井场及单井采油管线沿线	1 次/五年	现场调查	

注：当地下水监测指标出现异常时，可按照 HJ164 的附录 F 中石油和天然气开采业特征项目开展监测；当土壤监测指标出现异常时，可按照 GB36600 的表 1 中的污染物项目开展监测。由于目前《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）和参照执行的《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中均未对石油烃（C<sub>6</sub>-C<sub>9</sub>）和石油烃（C<sub>10</sub>-C<sub>40</sub>）两个监测因子的标准限值做出规定，《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中未对石油烃（C<sub>6</sub>-C<sub>9</sub>）的标准限值做出规定，在新的质量标准发布前，运营期监测计划中地下水环境监测可先不开展石油烃（C<sub>6</sub>-C<sub>9</sub>）和石油烃（C<sub>10</sub>-C<sub>40</sub>）这两个监测因子的环境质量现状监测工作，土壤环境监测可先不开展石油烃（C<sub>6</sub>-C<sub>9</sub>）的环境质量现状监测工作，待石油烃（C<sub>6</sub>-C<sub>9</sub>）和石油烃（C<sub>10</sub>-C<sub>40</sub>）相应的新环境质量标准发布后，应严格按照表中所列监测因子进行运营期监测。吉庆油田作业区可根据现有工程及其他在建、拟建工程统筹考虑进行地下水监测点位的布设，但须满足本项目监测计划要求。

#### 8.4.3 环境设施验收建议

##### （1）验收范围

①与项目有关的各项环保设施，包括为防治污染和保护环境所配套建成的治理工程、设备、装置和监测手段，以及各项生态保护设施等。

②环境影响报告书及批复文件和有关设计文件规定应采取的环保措施。

(2) 验收内容

按照《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》中有关规定开展验收。环保验收建议清单见表 8.4-3。

表 8.4-3 “三同时”竣工验收调查建议清单

治理项目	污染源	污染因子	位置	防治措施	治理要求	验收标准
废气	无组织废气	NMHC、H <sub>2</sub> S	各井场、计量站	对设备进行定期检修和工艺运行管理	保持正常运行，减少无组织排放	NMHC: GB16297-1996; H <sub>2</sub> S: GB14554-93
废水	洗井废水、井下作业废液	COD、石油类	各井场	集中收集后由罐车拉运至页岩油联合站压裂返排液处理系统处理达标后用于压裂液复配	处理达标后回注油藏，不外排	查阅拉运记录
噪声	各类机泵	等效连续 A 声级	各井场、计量站	隔声、基础减震，采用低噪声设备	厂界噪声达标排放	GB12348-2008 2 类
固废	废药剂包装物	/	井场	由厂家回收处置		回收记录
	废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料及含油废抹布、劳保用品	HW08 类	井场、集输管线	由厂家回收交由具有相应危废处置资质的单位进行接收、转运和处置		签订危险废物处置协议，落实危险废物转移联单制度
生态环境	工程占地	植被破坏 土壤压覆 地表扰动 水土流失	各井场、计量站、集输管线沿线	严格控制占地范围，对临时占地进行平整恢复	生态保护措施落实情况；防沙治沙措施、水土保持措施落实情况；井场、井场周边及管线沿线植被恢复情况	
地下水污染防治措施	井场永久占地防渗措施基层为 0.5m 厚夯实黏土+砂砾层					采油井场防渗措施落实情况
环境管理			环境管理制度是否建立并完善，环保机构及人员是否设置到位；施工期是否有环境监理报告或施工环保检查记录，是否保留必要的影像资料			

## 9 环境影响经济损益分析

### 9.1 环境效益分析

项目开发建设对环境造成的损失主要表现在工程占地造成的环境损失；突发事故污染造成的环境损失和其他环境损失。

工程占地主要为井场、单井采油管线、集油支线、计量站、道路等工程占地，对生态环境的影响包括破坏原有地表构造，使地表裸露，加剧水土流失。但在加强施工管理和采取生态恢复措施后，对生态环境的影响是可以接受的。

本项目施工期较短，施工“三废”和噪声影响较小；临时性占地的植被得到初步恢复后，生物损失将会逐渐减少；施工期的各种污染物排放均属于短期污染，会随着施工期的结束而消失，不会对周边环境产生影响。

运营期废气、噪声均可实现达标排放，废水及固体废物均可实现妥善处置，正常情况下不会对周围环境产生明显影响。但在事故状态下，由于自然因素及人为因素的影响，引起管道泄漏、井壁破裂泄漏事故，将对周围环境造成一定的影响。由于事故程度不同，对环境造成的损失也不同，损失量的估算只能在事故发生后通过各种补偿费用来体现。

本项目建成投产后，对该地区的资源开发、经济结构的优化及其他相关产业的带动发展都具有非常重要的意义。

### 9.2 社会效益分析

本项目开发的社会效益主要体现在油田开发对当地工业和经济的发展以及人民生活水平的提高具有明显的促进作用，能够带动一批相关工业、第三产业的发展，给当地经济发展注入新的活力。本项目开发是支持地区经济发展的一项重大举措，对于提供就业机会，增加部分人员收入，提高当地的 GDP，提高当地税收有着积极的作用。

### 9.3 环境经济损益分析结论

综上所述，在建设过程中，由于井场、地面设施建设、管线敷设等都需要占用一定量的土地，因此带来一定的环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和生态恢复等，实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来双赢。

## 10 结论与建议

### 10.1 建设项目概况

本次拟在吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油井区部署 21 口采油井，新建产能  $11.3 \times 10^4 \text{t/a}$ 。新建采油井口装置 21 座，3 井式采油平台 1 座，2 井式采油平台 9 座，12 井式采油平台计量站 1 座，8 井式采油平台计量站 2 座，单井计量装置 5 座， $3\text{m}^3$  除硫加药撬 1 座， $10\text{m}^3$  除硫加药撬 4 座，新建集油支线 3.2km，单井采油管线 2.1km，配套建设给排水，供电、防腐、消防等工程。项目总投资 12056.4 万元，环保投资约 450 万元，占总投资的 3.73%。

### 10.2 环境质量现状结论

#### （1）环境空气

$\text{SO}_2$ 、 $\text{NO}_2$ 、 $\text{CO}$ 、 $\text{O}_3$ 、TSP 长期浓度均可满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值， $\text{PM}_{2.5}$ 、 $\text{PM}_{10}$  的年均值不满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准，属于环境空气质量不达标区；NMHC 满足《〈大气污染物综合排放标准〉详解》中推荐值  $2.0\text{mg}/\text{m}^3$  要求， $\text{H}_2\text{S}$  监测浓度满足《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中推荐值要求。

#### （2）地下水

水质监测及评价结果表明，除 W6 点外，各点、各监测因子可满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的 III 类标准限值。分析 W6 点溶解性总固体、总硬度因子超标原因，属于天然背景值超标。

#### （3）声环境

各噪声监测点位均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类声功能区标准限值，项目所在区域背景声环境质量现状较好。

#### （4）土壤

项目区占地范围内土壤各监测因子浓度均满足《土壤环境质量建设用地上

壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值标准。占地范围外的土壤土壤中重金属元素含量相对较低，小于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中“表.1 农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）”的  $pH > 7.5$  所列标准；土壤中石油烃含量较低，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）第二类用地风险筛选值要求。

### 10.3 主要环境影响

#### （1）生态环境

生态环境的影响主要表现在工程占地，施工活动和工程占地在项目区范围内呈点、线状分布，对土壤、野生植物和野生动物等各生态要素产生不同程度的影响，同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。由于项目区大部分区域地表植被稀疏，由工程造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降。由于本区域的野生动物种类少，对野生动物的影响较小。综上所述，项目建设对生态环境影响较小。

#### （2）大气环境

施工期废气主要为扬尘、施工机械及车辆尾气、焊接烟尘，施工期短暂，施工期的废气污染随施工的结束而消失；运营期废气主要为油气集输、处理过程中阀门、法兰等部位产生的无组织废气，井场、计量站厂界非甲烷总烃排放浓度可满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表 2 无组织排放监控浓度限值（周界外浓度最高点不应超过  $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ ），硫化氢排放浓度满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中的表 1 二级改扩建限值要求。项目区所处地域空旷，无组织废气可以得到较好扩散。预测结果表明对大气污染物浓度贡献值小，项目实施后不会对周围环境产生明显影响。

#### （3）水环境

施工期废水主要为管道试压废水、混凝土养护废水，管道试压废水产生量较小，主要污染物为 SS，管道试压废水应尽可能重复利用，试压结束后，洒水

抑尘；混凝土养护废水自然蒸发。运营期废水主要为洗井废水、井下作业废水，洗井废水、井下作业废水由罐车拉运至页岩油联合站压裂返排液处理系统处理，经处理后出水水质满足《压裂酸化返排液处理技术规范》（Q/SY 02012-2016）中相关水质指标后用于压裂液复配，不外排。

事故状态下对地下水的污染主要为管道泄漏、井漏等，管道泄漏是以点源形式污染地下水，其污染迁移途径为地表以下的包气带和含水层；井漏事故对水环境的污染是油气窜层，造成地下含水层水质污染。事故发生后，及时采取相应的措施，不会对地下水环境产生明显影响。

#### （4）噪声

施工期的噪声源主要为施工机械和施工车辆，施工短暂，只对局部环境造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失，施工期噪声仅对施工人员产生影响；运营期噪声主要为井场、计量站各类机泵产生的噪声，和井下作业各设备及巡检车辆等，源强 75~100dB（A），井场、计量站边界昼夜噪声均能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类区标准（昼间 60dB（A），夜间 50dB（A））。评价范围内无声环境敏感目标，不会出现扰民影响，对声环境质量影响不大。

#### （5）固体废物

施工期固体废物主要为废润滑油、沾油废防渗膜和建筑垃圾，建筑垃圾集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场进行填埋处理。沾油废防渗膜、废润滑油集中收集后交由有相应危险废物处置资质的单位进行回收处置。运营期废润滑油、废防渗材料和事故状态下含油污泥集中收集后交由有相应危废处置资质的单位负责转运、接收、无害化处理。本项目产生的固体废物均得以妥善处置，不会对区域环境造成不利影响。

#### （6）土壤环境

施工期按规定的施工范围进行作业，可有效减少土壤扰动，建筑垃圾及时清运，可避免污染物进入土壤环境造成污染。运营期巡检车辆按油田巡检道路行驶，井下作业采取“带罐上岗”的作业模式，加强井场及管线巡检，避免因

“跑、冒、滴、漏”或泄漏事故发生造成原油进入土壤，发生泄漏事故时应及时清理落地油，受浸染的土壤交由具备相应危废处理资质的单位进行回收处置，可降低对土壤环境质量的影响程度。

#### （7）环境风险

本项目涉及的危险物质为原油和伴生气，风险潜势为 I，可能发生的风险事故类型主要包括井场事故风险、油气管线破损导致油气泄漏事故、站内设备发生泄漏和拉运罐车破裂导致井下作业废水（液）泄漏。泄漏物对土壤、植被、地下水会产生一定的影响，发生事故后，在严格落实本报告提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；项目区包气带对石油类污染物的截留能力较强，泄漏事故发生时，及时、彻底清除被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。做好事故风险防范措施，将事故发生概率减少到最低。综上所述，本项目环境风险程度属于可以防控的。

### 10.4 环境保护措施

#### （1）生态环境

对油田区域内的临时占地和永久占地合理规划，严格控制临时占地面积；施工结束后，对装置区进行地面硬化处理；设计选线选址过程中，尽量避开植被密集的区域；管线敷设时，严格控制施工作业带宽度，各类集输管线宽度不得超过最小施工作业带宽度，施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，不随意踩踏砍伐野生植被，尽量不侵扰野生动物的栖息地；施工结束后，及时对施工场地进行平整，以便后期自然恢复，并按相关规定对植被损失进行生态经济补偿；加强施工期环境监理。

#### （2）大气环境

施工期定期对施工设备进行保养维护；合理规划运输道路线路，尽量利用油田现有的公路网，施工车辆严格按照规定线路行驶，严禁乱碾乱压。严禁在大风天气进行土方作业；逸散性材料运输采用苫布遮盖；优化施工组织，道路和管线分段施工，缩短施工时间；施工结束后尽快对施工场地进行整理和平

整，减少风蚀量。

运营期选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对井场、计量站的设备、阀门等检查、检修；井口采出物输送采用密闭工艺流程，定期对单井采油管线和集油支线进行巡检；加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏事故立即切断控制阀，切断油、气源。

### （3）水环境

施工期废水主要为管道试压废水和混凝土养护废水，管道试压废水产生量较小，主要污染物为 SS，试压结束后，管道试压废水洒水抑尘，混凝土养护废水自然蒸发处理。

运营期废水为洗井废水、井下作业废水，洗井废水、压裂返排液、废洗井液、酸化返排液由罐车拉运至页岩油联合站压裂返排液处理系统处理，经处理后出水水质满足《压裂酸化返排液处理技术规范》（Q/SY 02012-2016）中相关水质指标后用于压裂液复配，不外排。

井下作业均带罐作业，定期对采油井的固井质量进行检查，若发现固井质量不合格，先查明固井质量不合格的原因，并及时采取一系列的修整措施，保证固井质量合格。

### （4）噪声

施工期设备选型上采用低噪声的设备，施工设备要经常检查维修，对噪声较大的设备采取基础减振措施；加强施工场地管理，合理疏导进入施工区的车辆，禁止运输车辆随意鸣笛。

运营期尽量选用低噪声设备，对噪声强度较大的设备进行减噪处理；定期给机泵等设备加润滑油和减振垫，对各种机械设备定期保养；加强噪声防范，做好个人防护工作。

### （5）固体废物

施工期固体废物主要为建筑垃圾、废润滑油和沾油废防渗膜，建筑垃圾集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场进行填埋处理，废润滑油和沾油废防渗膜属于《国家危险废物名录》（2021 年版）HW08 废矿物油与含矿物油类危险废物，

集中收集后交由有相应危险废物处置资质的单位进行回收处置。

运营期废润滑油、废防渗材料以及事故状态下产生的含油污泥集中收集后交由有相应危废处置资质的单位负责转运、接收、无害化处置。

#### （6）土壤环境

施工期应严格控制施工期临时占地面积，按设计及规划的施工范围进行施工作业，减少土壤扰动；施工机械及运输车辆应按规定的道路行驶，减少对土壤的碾压，减少碾压造成的土壤紧实度增加及养分流失；施工产生的建筑垃圾不得随意抛洒，应集中收集并及时清运，防止污染物进入土壤环境造成污染。

井下作业按照“带罐上岗”的作业模式页岩油联合站分离出的采出水经站内采出水处理系统处理，经处理后出水水质满足《压裂酸化返排液处理技术规范》（Q/SY 02012-2016）中相关水质指标后用于压裂液复配，不外排；洗井废水、压裂返排液、废洗井液和酸化返排液由罐车拉运至页岩油联合站压裂返排液处理系统处理，处理达标后回注地层，不外排；废润滑油、沾油废防渗膜集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置。

#### （7）环境风险

管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品；定期对单井采油管线、集油支线进行巡检；井下作业时要求带罐操作，井场设置明显地禁止烟火标志；在井架上、井场路口等处设置风向标；严禁在管线两侧各 5m 范围内修筑工程，在管线上方及近旁严禁动土开挖和修建超过管道负荷的建筑物；纳入中国石油新疆油田分公司吉庆油田作业区突发环境应急预案。

### 10.5 公众意见采纳情况

建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》的要求，已进行了 3 次网上公示，2 次报纸公示，1 次张贴公告。公示期间没有收到反馈。

### 10.6 经济损益性分析

本项目在建设过程中，由于地面设施建设等都需要占用一定量的土地，因

此带来一定的环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和生态恢复等，实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来双赢。

## 10.7 环境管理与监测计划

本次评价根据工程的特点，提出了相关的环境管理要求和监测计划，要求建设单位务必按照环评要求落实各项措施。

## 10.8 总结论

项目符合国家相关规划、环保政策及“三线一单”的要求，选址选线合理。运营期废气能实现“达标排放”，工业废水不外排，固体废物实现“无害化”处置；建成后区域环境质量仍可以满足相应功能区要求；开发活动对生态环境的影响较小，不会对区域生态系统或生物多样性产生较大影响；项目在运行过程中存在一定环境风险，但采取相应环境风险防范措施后，其影响是可防可控的。从环境保护角度论证建设可行。

