吉木萨尔凹陷吉32井区芦草沟组致密油2022年开发建设工程(吉木萨尔县)

环境影响报告书

（征求意见稿）

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：新疆泰施特环保科技有限公司

编制时间：二〇二一年八月

目　录

1 概述 1
1.1 建设项目背景 1
1.2 环境影响评价的工作过程 2
1.3 项目分析判定相关情况 3
1.4 关注的主要环境问题及环境影响 4
1.5 环境影响报告书的主要结论 4
2 总则 6
2.1 评价目的和原则 6
2.2 编制依据 6
2.3 环境影响因素与评价因子筛选 11
2.4 环境功能区划与评价标准 13
2.5 评价工作等级和评价范围 19
2.6 环境保护目标 27
2.7 评价时段和评价重点 29
3 建设项目工程分析 30
3.1 工程开发现状与环境影响回顾 30
3.2 建设项目概况 36
3.3 主要工程内容 43
3.4 依托工程及可行性分析 52
3.5 工程分析 58
3.6 清洁生产分析 77
3.7 污染物排放总量控制分析 89
3.8 项目产业政策与相关规划协调性分析 90
4 环境现状调查与评价 101
4.1 自然环境概况 101
4.2 环境质量现状调查与评价 105
5 环境影响预测与评价 129
5.1 生态环境影响评价 129
5.2 环境空气影响分析与评价 139
5.3 水环境影响分析 148

5.4 声环境影响分析 158
5.5 固体废弃物环境影响分析 162
5.6 环境风险评价 164
6 环境保护措施及可行性论证 170
6.1 生态环境保护措施 170
6.2 大气污染防治措施 179
6.3 水环境保护措施 184
6.4 噪声污染防治措施 186
6.5 固体废物处置措施 187
6.6 环境风险防范措施 189
7 环境影响经济损益分析 194
7.1 经济效益分析 194
7.2 社会效益分析 195
7.3 环境经济损益分析 195
7.4 环境经济分析结论 197
8 环境管理与监控计划 198
8.1 环境管理制度 198
8.2 环境管理计划 201
8.3 环境监测计划 206
8.4 环保设施竣工验收管理 208
9 评价结论与建议 211
9.1 工程概况 211
9.2 环境质量现状评价结论 211
9.3 环境影响评价结论 212
9.4 综合评价结论 215
9.5 建议 216

1 概述

1.1 建设项目背景

吉木萨尔凹陷芦草沟组致密油油藏位于新疆准噶尔盆地东部，位于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州吉木萨尔县境内，项目距南侧吉木萨尔县县城约 16km，距西南侧乌鲁木齐市约 115km。项目区域附近有简易公路通过，交通条件较为便利。油区油气配套系统具有良好的依托条件。项目所在区域属中国石油新疆油田分公司吉庆油田作业区管辖。

吉木萨尔凹陷吉 32 井区芦草沟组致密油 2022 年开发建设工程（吉木萨尔县）（以下简称“本工程”）总体部署 25 口采油井，分布在吉木萨尔县区域。工程主要建设内容包括部署采油井 25 口、计量站 3 座、单井拉油点 1 座，集油干线 1688m，道路 2125m，单井设计产能 35.9t/d，新建产能 32.0×10^{4}t/a，配套建设集油管线、道路等辅助工程。本工程属石油开采建设项目，其建设将提高区域整体开发效益，带动地区经济的发展和人民生活水平提高，具有明显的社会经济效益。

根据新疆生态环境厅发布的《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），要求对油田开发区域情况划分一张图（即：老区块范围），本项目在“一张图”范围内，故按照老区块进行环境影响评价，报地州环保局审批。本项目与“一张图”位置关系见图 1.1-1。

图 1. 1-1　　本项目与“一张图”位置关系图

1.2 环境影响评价的工作过程

根据《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》中的“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）”，应编制环境影响报告书。

根据《中华人民共和国环境影响评价法》和《建设项目环境保护管理条例》（国务院令第 253 号）中有关规定，2021 年 8 月中国石油新疆油田分公司吉庆油田作业区委托新疆泰施特环保科技有限公司对本工程进行环境影响评价。

评价单位接受委托后，组织专业人员，进行了现场踏勘和资料收集，结合当地和项目区有关规划及当地环境特征，按国家、新疆维吾尔自治区环境保护政策以及环评技术导则、规范的要求，对本工程进行初步的工程分析，同时开展初步的环境状况调查，识别本工程的环境影响因素，筛选主要的环境影响评价因子，明确评价重点和环境保护目标，确定环境影响评价的范围、评价工作等级和评价标准，根据污染源强和环境现状资料进行环境影响预测及评价，提出减少环境污染和生态影响的环境管理措施和工程措施。从环境保护的角度确定项目建设的可行性，给出评价结论和提出进一步减缓环境影响的建议，并最终完成《吉木萨尔凹陷吉 32 井区芦草沟组致密油 2022 年开发建设工程(吉木萨尔县)环境影响报告书》。

环境影响评价工作一般分为三个阶段，即调查分析和工作方案制定阶段，分析论证和预测评价阶段，环境影响报告书（表）编制阶段见图 1.2-1（环境影响评价工作程序图）。

报告书编制完成后呈报相关的环境保护行政主管部门，经专家审查、修改完善后，可以作为项目建设期、运营期的环境保护管理依据。

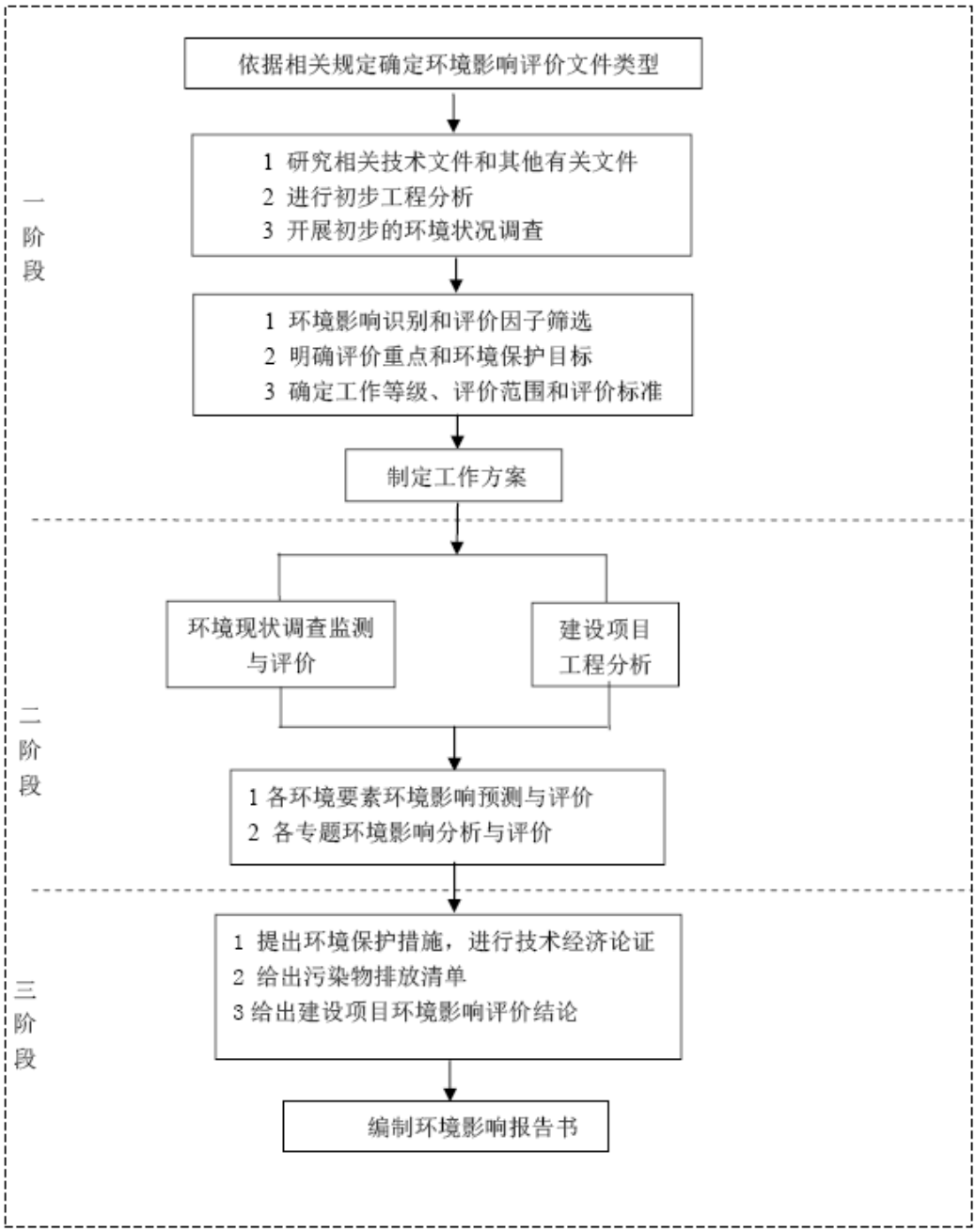

图 1.2-1　　环境影响评价工作程序图

1.3 项目分析判定相关情况

本工程属于石油开采项目，根据《产业结构调整指导目录》（2019 年），将“石油、天然气勘探及开采”列入“鼓励类”项目。可知，石油天然气开发属于国家重点鼓励发展的产业，本项目的建设符合国家的相关政策。

本项目属于中国石油新疆油田分公司吉庆油田作业区产能开发项目，符合《中华人民共和国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》的相关要求。

根据现场调查，本项目区距离北侧的卡拉麦里自然保护区约 56km（项目与保护区位置图见图 2.6-2），项目不在自然保护区范围内。本项目建设符合《新疆卡拉麦里山有蹄类野生动物自然保护区管理条例》、《新疆卡拉麦里山有蹄类野生动物自然保护区总体规划（2017-2026）》相关要求。

本项目符合国家相关法律法规及产业政策，符合新疆经济发展规划、环保规划及矿产资源开发相关规划，无重大环境制约因素。

1.4 关注的主要环境问题及环境影响

油田开发期废气、施工临时占地及生态破坏对周围环境的影响；运营期拉油过程中非甲烷总烃无组织挥发、含油污泥、落地油、钻井平台和站场永久占地等对周围环境的影响。针对该项目特点，本工程关注的主要环境问题为项目产生的废气、废水、固体废物、噪声、风险以及生态破坏对周围环境的影响，并论证采取的防范措施及处理处置方式的可行性。

1.5 环境影响报告书的主要结论

本报告书的主要结论为：本项目的建设符合相关国家产业政策及规划。钻井期间采用符合国家标准的柴油，加强车辆的管理可减少对大气环境的影响；钻井采用泥浆不落地工艺，钻井液循环使用不外排；开发期生活污水收集后拉运至吉木萨尔县污水处理厂；产噪设备合理布局，对周边环境影响甚微；产生的钻井岩屑、泥浆、生活垃圾、施工土方均能得到有效处置，对环境影响较小；运营期油气集输及处理采用全密闭流程，可减少非甲烷总烃的无组织排放，集输率达到96%；采出水经处理后回注油藏，不外排进入环境；落地油 100%回收，回收后的落地油、含油污泥、钻井岩屑（油基）委托有资质的单位（克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司）进行处置；产噪设备合理布局，采用降噪控制。本项目施工和运营期重点保护项目区及周边野生动物及其栖息地。

综上所述，项目采用的各项污染防治措施切实可行，项目建成后，在落实各项污染防治措施及确保达标排放的前提下，项目污染物能够达标排放，区域环境质量基本保持现状，对区域环境影响较小；环境风险水平可以接受；清洁生产水平较高，项目社会效益较好。从环境保护角度考虑，该项目建设可行。

2 总则

2.1 评价目的和原则

2.1.1 评价目的

（1）通过实地调查与现状监测，了解工程区域的自然环境、社会环境和经济状况、自然资源及土地利用情况，掌握油田所在区域的环境质量和生态现状。

（2）通过工程分析，明确本工程开发期、运营期和服役期满主要污染源、污染物种类、排放强度，分析环境污染的影响特征，预测和评价本工程开发期、运营期及服役期满对环境的影响程度，并提出采取的污染防治和生态保护措施。

（3）对工程开发过程中拟采取的环境保护措施进行论证，提出油田开发建设开发期、运营期和服役期满污染防治措施及生态保护措施对策及建议。

（4）评价本工程对国家产业政策、相关规划、清洁生产、达标排放和污染物放总量控制的符合性；

（5）分析本工程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。

2.1.2 评价原则

（1）严格执行国家和地方有关环保法律、法规、标准和规范，结合地方经济、社会和环境发展规划以及生态建设规划等开展评价；评价工作坚持政策性、针对性、科学性和实用性原则，实事求是和客观公正地开展评价工作。

（2）贯彻“清洁生产”、“循环经济”、“节约用水”的原则；针对拟建项目存在的环境问题提出污染防治和生态保护补救措施及建议。

（3）尽量利用现有有效资料，避免重复工作，结合类比调查和现状监测进行评价。

（4）在环境影响评价过程中，鼓励和支持公众参与，充分考虑社会各方面利益和意见；

2.2 编制依据

2.2.1 国家法律法规与条例

(1) 《中华人民共和国环境保护法》（2020 年 1 月 1 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 1 月 1 日）；

(5) 《中华人民共和国环境噪声污染防治法》（2018 年 12 月 29 日）；

(6) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020 年 9 月 1 日）；

(7) 《中华人民共和国土壤污染防治法》（2019 年 1 月 1 日）；

(8) 《国务院关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》（国令第 682 号，2017 年 10 月 1 日）；

(9) 《中华人民共和国水土保持法》(2011 年 3 月 1 日）；

(10) 《中华人民共和国清洁生产促进法》（2012 年 7 月 1 日）；

(11) 《中华人民共和国节约能源法》（2018 年 10 月 26 日）；

(12) 《中华人民共和国野生植物保护条例》（2017 年 10 月 7 日）；

(13) 《中华人民共和国野生动物保护法》（2017 年 1 月 1 日）；

(14) 《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（2021 年 1 月 1 日）；

(15) 《国家危险废物名录（2021 年版）》（2021 年 1 月 1 日）；

(16) 《危险废物污染防治技术政策》（2001 年 12 月 17 日）；

(17) 《产业结构调整指导目录（2019 年本）》（2020 年 1 月 1 日）；

(18) 《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》（2012 年 7 月 3 日）；

(19) 《关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知》（2012 年 8 月 7 日）；

(20) 《突发环境事件应急预案管理暂行办法》（环发〔2010〕113 号，2010 年 9 月 28 日）；

(21) 《环境影响评价公众参与办法》（2019 年 1 月 1 日）；

(22) 《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》（2013 年 5 月 24 日）；

(23) 《中华人民共和国矿产资源法》（1997 年 1 月 1 日）；

(24) 《中华人民共和国石油天然气管道保护法》（2010 年 10 月 1 日）；

(25) 《石油天然气开采业污染防治技术政策》（2012 年 3 月 7 日）；

(26) 《中华人民共和国防沙治沙法》（2018 年 10 月 26 日）；

(27) 《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）；

(28) 《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）；

(29)《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》（2009 年 2 月 19 日）。

2.2.2 地方法律、法规及文件

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

(2) 《新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案》（新政发〔2016〕21 号）；

(3) 《新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案》（新政发〔2014〕35 号）；

(4) 《新疆维吾尔自治区人民政府办公厅转发贯彻落实〈全国生态环境保护纲要〉实施意见的通知》（新政办〔2001〕147 号，2001 年 9 月 30 日）；

(5) 《新疆维吾尔自治区野生植物保护条例》（2006 年 9 月 29 日）；

(6)《关于修改〈自治区实施中华人民共和国野生动物保护法办法〉的决定》（新疆维吾尔自治区人大常委会，1997 年 1 月 22 日）；

(7) 《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国土地管理法〉办法》（1999 年 10 月 1 日）；

(8) 《新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案》（2017 年 3 月 7 日）；

(9) 《关于全疆水土流失重点预防保护区、重点监督区、重点治理区划分的公告》（2000 年 10 月 31 日）；

(10) 《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》；

(11) 《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）；

(12) 《新疆生态功能区划》（新政函〔2005〕96 号，2005 年 7 月 14 日）；

(13) 《新疆水环境功能区划》（新政函〔2002〕194 号，2002 年 11 月 16 日；

(14) 《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录（第一批）》（新政办发〔2007〕175 号）；

(15) 《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国节约能源法〉办法》（2013 年 11 月 28 日新疆维吾尔自治区第十二届人民代表大会常务委员会第五次会议通过）；

(16) 《新疆维吾尔自治区地下水资源管理条例》（2017 年 7 月 1 日）；

(17) 《新疆污染环维吾尔自治区危险废物环境防治办法》（2010 年 5 月 1 日）；

(18)《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〕》（2018 年 9 月 21 日）；

(19) 《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）；

(20) 《新疆维吾尔自治区林业厅关于印发〈进一步加强防沙治沙工作方案〉的通知》（新林造字〔2012〕763 号）；

(21)《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〔2020〕138 号）；

(22)《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 21 日）；

(23)《昌吉回族自治州“三线一单”生态环境分区管控方案》（2021 年 6 月 30 日）；

(24)《新疆十四五规划和 2035 年远景目标纲要》（2021 年 2 月 5 日）；

(25) 《关于加强乌鲁木齐、昌吉、石河子、五家渠区域环境同防同治的意见》（新政发[2016]140 号）。

2.2.3 技术标准及规范

(1) 《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）；

(2) 《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）；

(3) 《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）；

(4) 《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2009）；

(5) 《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）；

(6) 《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2011）；

(7) 《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）；

(8)《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》（HJ612-2011）；

(9) 《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）；

(10) 《建设项目危险废物环境影响评价指南》（2017 年 10 月 1 日）；

(11) 《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ/T349-2007）；

(12) 《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》(DB65/T3999-2017)；

(13)《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB 65/T3997-2017）。

2.2.4 委托书及相关技术资料

(1)《吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油 2022 年钻井工程方案》（2021 年 7 月）；

(2) 《2022 年页岩油原油产能建设地面工程-环评版方案》（2020 年 7 月）；

(3)《吉木萨尔凹陷吉 32 井区芦草沟组致密油 2022 年开发建设工程(吉木萨尔县)》委托书；

(4) 《吉木萨尔凹陷芦草沟组致密油吉 303-吉 305 井区 2018 年开发试验红旗农场辖区地面建设工程》及环评批复（兵环审【2018】175 号）；

(5) 《吉木萨尔凹陷芦草沟组油藏吉 305-吉 17-吉 37 井区开发地面工程环评报告书》及环评批复（兵环审【2019】14 号）；

(6)《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环境影响报告表》及环评批复（师环监函【2019】27 号）；

(7)《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环境影响评价》及环评批复（师环监函【2019】38 号）。

2.3 环境影响因素与评价因子筛选

2.3.1.环境影响因素识别

本工程主要建设内容包括新建采油井场 25 座、计量站 3 座、单井拉油点 1 座，新建集油干线 1688m，新建道路 2125m，其中干线道路 1389m，平台连接道路 736m。开发期建设项目包括井场、单井拉油点、集油管线、油区道路的建设；施工临时生活营地依托周边已建营地，运营期新增人员生活污水依托页岩油联合站和吉祥公寓；本次不新建营地。

（1）管线和道路建设

集油管线敷设，油区道路建设，这些过程将破坏管道和道路沿线的植被，主要的环境影响是对生态环境和水土保持的影响，以及施工扬尘。

（2）站场建设

本工程建设单井拉油点 1 座（位于 J10042 井场内），3 个平台井（JHW71A、JHW71B 和 JHW72A）及 JHW71-11 井 1 和 J10042 井井场内的构筑物建设的主要环境影响是施工占地和对生态环境的扰动。

此外，开发期间各种机械、车辆排放的废气和噪声、施工产生的固体废物等，也将对环境产生一定的影响。

本工程开发的各个阶段，环境影响因子不同，根据工程分析和油田开发工艺特征，对油田开发过程中的开发期、运营期期和服务期满废弃阶段环境影响因子识别见下表。

表 2.3-1　　环境影响因素识别一览表

序号	时段	主要影响因素	主要环境影响因子	分析结果
1	开发期	井场、站场	永久性占地、动植物影响	
		管线和道路建设	破坏土壤和植被	-
			引起水土流失	-
			影响土地利用	-
			声环境	-
			改变自然景观	-
		生活污水	COD、BOD_5、NH_3-N	-

		管道试压废水	SS，用于施工降尘	-
		施工机械柴油废气、车辆尾气	NO_2、CO、SO_2、烃类挥发	-
		钻井泥浆、岩屑	污染土壤环境	——
		生活垃圾	集中收集后拉运至吉木萨尔县垃圾填埋场	-
		施工机械和车辆噪声	影响声环境质量	-
2	运营期（正常工况）	单井拉油点火炬燃烧放空	烟尘、NO_X、SO_2	-
		拉油点和管线集输过程产生的无组织挥发	非甲烷总烃	-
		采油过程废洗井液、井下作业废水	SS、石油类、COD 等，送页岩油联合站进行处置	——
		生活污水	COD、BOD_5、NH_3-N	-
		设备噪声	影响声环境质量	-
		落地油、含油污泥	石油类等，交有资质单位处置（克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司）	
		生活垃圾	集中收集后拉运至吉木萨尔县垃圾填埋场	-
		原油产生	对当地社会经济的拉动、使用地区大气环境的改善	++
3	运营期（事故工况）	集输管线破损泄漏	污染土壤、火灾爆炸危险	-
		拉油点储罐泄漏	污染土壤、火灾爆炸	——

注：“——”为负影响较大；“-”为负影响较小；“+ +”正影响较大；“+”为正影响较小。

2.3.2 评价因子

根据本工程环境影响要素识别、环境影响因子表征和环境影响程度，筛选的评价因子见表 2.3-2。

表 2.3-2　　环境影响评价因子筛选表

环境要素	现状评价因子	影响评价因子
生态环境	调查评价区域土地利用类型、植被类型、野生动物种类及分布、土壤类型、生态景观	（1）分析油田开发建设对土地利用结构的影响。 （2）对油田建设可能造成植被破坏影响分析。 （3）油田开发建设对评价区域野生动物的影响分析。 （4）油田开发建设对生态景观的影响。
土壤	pH、石油烃、砷、镉、铬、铜、铅、汞、镍、	石油烃

	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、聚乙烯、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、䓛、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘	
地表水	水温、pH、溶解氧、悬浮物、氨氮、高锰酸盐指数、化学需氧量、五日生化需氧量、挥发酚、总磷、氟化物、硫化物、氰化物、石油类、铬（六价）、铜、锌、镉、铅、砷、汞	石油类、悬浮物、化学需氧量、挥发酚
地下水	K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^+、CO_3^{2-}、HCO_3^-、pH、溶解性总固体、挥发酚、氨氮、氰化物、氟化物、硝酸盐、亚硝酸盐、硫酸盐、氯化物、菌落总数、总大肠菌群、铬（六价）、汞、锰、铁、硒、砷、石油类	石油类
环境空气	SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、O_3、CO、非甲烷总烃和硫化氢	非甲烷总烃、H_2S
噪　声	Leq(dB(A))	Leq(dB(A))
固体废物	-	钻井岩屑（油基）、落地油、含油污泥、废洗井液、生活垃圾
环境风险	-	（1）结合当地的气象条件，对油田运营期间输油管道可能发生的泄漏事故进行预测分析； （2）对拉油点可能发生的储罐泄漏、火灾爆炸事故燃烧烟气进行影响预测分析。

2.4 环境功能区划与评价标准

2.4.1 环境功能区划

本项目油田所在地位于准噶尔盆地的东部荒漠区，地势较为平坦，总的地势为东高西低的平缓斜坡。项目所在区域的环境功能区划如下：

2.4.1.1 环境空气

本工程油田所在地位于准噶尔盆地东部，按照《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单的规定，该区域的环境空气质量功能区划属于二类功能区。

2.4.1.2 水环境

项目区域内 5km 范围内地表水体为位于项目区东侧的下新湖水库（距项目约 2km）。水库主要汇集吉木萨尔县沙河子水系和东大龙口的春季融雪洪水。按照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）的规定，该水库水质为Ⅲ类水体；地下水水质执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准。

2.4.1.3 声环境

本工程开发建设的噪声影响仅在开发期较大，进入生产期后，整个开发建设区噪声源数量相对较少，主要集中在采油平台和单井拉油点。项目位于吉木萨尔县，根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）的声环境功能区划分类，属于 2 类声环境功能区要求。

2.4.1.4 生态环境

根据《新疆生态功能区划》，本工程所在区域属于准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区，准噶尔盆地南部荒漠绿洲农业生态亚区，阜康—木垒绿洲农业、荒漠草地保护生态功能区。

2.4.2 评价标准

2.4.2.1 环境质量标准

根据项目所在区域的自然环境特点，采用以下环境标准。

（1）环境空气质量标准

环境空气质量评价中 SO_2、NO_2、$PM_{2.5}$、PM_{10} 、CO、O_3 六项指标执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准。对于未作出规定的非甲烷总烃参照执行参照执行《大气污染物综合排放标准详解》2000μg/m 的标准，H_2S 参考执行《环境影响评价技术导则　大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的 1h 平均浓度限值 10μg/m^3。指标标准取值见表 2.4-1。

表 2.4-1　　环境空气质量标准限值

序号	评价因子	标准限值 μg /Nm³			标准来源
		年平均	日平均	1 小时平均	
1	SO_2	60	150	500	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准
2	NO_2	40	80	200	
3	$PM_{2.5}$	35	75	/	

4	PM_{10}	70	150	/	
5	CO	/	4	10	
6	O_3	/	160	200	
7	非甲烷总烃	/	/	2000	参考《大气污染物综合排放标准》详解
8	H_2S	/	/	10	参考执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的 1h 平均浓度限值

（2）水环境评价标准

下新湖水库水质执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类水质标准。具体标准见表 2.4-2。

表 2.4-2 地表水环境质量标准Ⅲ类标准限制 单位：mg/L（pH 无量纲）

项目	标准限值	项目	标准限值
水温，℃	/	硫化物，mg/L	≤0.2
pH（无量纲）	6~9	氰化物 mg/L	≤0.2
溶解氧（以 O_2 计），mg/L	≥5	石油类，mg/L	≤0.05
悬浮物（SS），mg/L	/	铬 （六价），mg/L	≤0.05
高锰酸盐指数（COD_{Mn}），mg/L	≤6	铜，mg/L	≤1.0
化学需氧量（COD_{Cr}），mg/L	≤20	锌，mg/L	≤1.0
五日生化需氧量（BOD_5），mg/L	≤4	镉，mg/L	≤0.005
挥发酚（以苯酚计），mg/L	≤0.005	铅，mg/L	≤0.05
氨氮（以 N 计），mg/L	≤1.0	砷，mg/L	≤0.05
总磷（以 P 计），mg/L	≤0.05	汞，mg/L	≤0.0001
氟化物（以 -计），mg/L	≤1.0		

项目区地下水水质评价执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类水质标准，具体标准值见表 2.4-3。

表 2.4-3 地下水质量标准值 单位：mg/L

项目	标准限值	项目	标准限值
K^+	/	氯化物，mg/L	≤250
Na^+	/	硫酸盐，mg/L	≤250
Ca^{2+}	/	硝酸盐（以 N 计） ，mg/L	≤20.0
Mg+	/	亚硝酸盐氮（以 N 计），mg/L	≤1.00
CO_3^{2-}	/	菌落总数，CFU/mL	≤100

HCO^{3-}	/	总大肠菌群， N/100mL	≤3.0
pH（无量纲）	6.5~8.5	铬（六价），mg/L	≤0.05
溶解性总固体，mg/L	≤1000	汞 mg/L	≤0.001
挥发性酚类，mg/L	≤0.002	锰，mg/L	≤0.10
氨氮，mg/L	≤0.50	铁，mg/L	≤0.3
氰化物，mg/L	≤0.05	硒，m /L	≤0.01
石油类，mg/L	≤0.05	砷，mg/L	≤0.01
氟化物，mg/L	≤1.0		

（3）声环境质量标准

声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准，标准值：昼间 60dB（A），夜间 50dB（A）。

（4）土壤环境

项目区土壤执行《土壤环境质量标准-建设用地土壤污染风险管控标准》（试行）（GB36600-2018）中第二类用地筛选值，标准要求见表 2.4-4。项目区外周边耕地（撂荒地）土壤执行《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 基本项目中其他-风险筛选值要求，标准要求见表 2.4-5。

表 2.4-4 建设用地土壤污染环境风险管控标准限值

序号	监测项目	单位	第二类筛选值	序号	监测项目	单位	第二类筛选值
1	pH	无量纲	-	25	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	0.5
2	砷	mg/kg	60	26	氯乙烯	mg/kg	0.43
3	镉	mg/kg	65	27	苯	mg/kg	4
4	铬（六价）	mg/kg	5.7	28	氯苯	mg/kg	270
5	铜	mg/kg	18000	29	1,2-二氯苯	mg/kg	560
6	铅	mg/kg	800	30	1,4-二氯苯	mg/kg	20
7	汞	mg/kg	38	31	乙苯	mg/kg	28
8	镍	mg/kg	900	32	苯乙烯	mg/kg	1290
9	四氯化碳	mg/kg	2.8	33	甲苯	mg/kg	1200
10	氯仿	mg/kg	0.9	34	间二甲苯+对二甲苯	mg/kg	570
11	氯甲烷	mg/kg	37	35	邻二甲苯	mg/kg	640
12	1,1-二氯乙烷	mg/kg	9	36	硝基苯	mg/kg	76
13	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	37	苯胺	mg/kg	260

14	1,1-二氯乙烯	mg/kg	66	38	2-氯酚	mg/kg	2256
15	顺 1,2-二氯乙烯	mg/kg	596	39	苯并[a]蒽	mg/kg	15
16	反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	54	40	苯并[a]芘	mg/kg	1.5
17	二氯甲烷	mg/kg	616	41	苯并[b]荧蒽	mg/kg	15
18	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	42	苯并[k]荧蒽	mg/kg	151
19	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	10	43	䓛	mg/kg	1293
20	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	6.8	44	二苯并[a、h]蒽	mg/kg	1.5
21	四氯乙烯	mg/kg	53	45	茚并[1、2、3-cd]芘	mg/kg	15
22	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	840	46	萘	mg/kg	70
23	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	2.8	47	石油烃	mg/kg	4500
24	三氯乙烯	mg/kg	2.8				

表 2.4-5　　农用地土壤污染环境风险管控标准限值

序号	监测项目	单位	其他 风险筛选值	序号	监测项目	单位	其他 风险筛选值
1	砷	无量纲	25	25	汞	mg/kg	3.4
2	镉	mg/kg	0.6	26	镍	mg/kg	190
3	六价铬	mg/kg	250	27	石油烃	mg/kg	4500
4	铜	mg/kg	100	28	pH	mg/kg	＞7.5
5	铅	mg/kg	170	29			

2.4.2.3 污染物排放标准

（1）废气

采油、集输过程中无组织排放的非甲烷总烃执行《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要求。单井拉油站场界参照执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求。拉油点站场内非甲烷总烃排放执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）。具体标准限值见下表。

表 2.4-6　　大气污染物排放标准值

污染物	项目	最高允许排放浓度 mg/m^3	标准来源
NMHC	采油、集输 无组织排放监控浓度	4.0	《大气污染物综合排放标准》 （GB16297-1996）
NMHC	拉油站	4.0	《陆上石油天然气开采工业大气

	无组织排放监控浓度		污染物排放标准》(GB39728-2020）
NMHC 拉油站内	监控点处 1h 平均浓度值	10	《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）
	监控点处任意一次浓度值	30	

（2）废水

本工程产生的采出水、井下作业废水、废洗井液均经页岩油联合站处理后达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后，优先用于复配压裂液，剩余部分转输至吉 7 井区，用于回注，不向外环境排放，标准限值详见表 2.4-7。

本项目开发期临时生活营地依托周边已建营地，本次不新建生活营地，开发期生活污水收集后拉运至吉木萨尔县污水处理厂；运营期新增人员生活污水依托页岩油联合站和吉祥公寓，其中页岩油联合站生活污水进入化粪池，达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）三级标准要求后，定期清运运至吉木萨尔县污水处理厂；吉祥公寓位于吉木萨尔县城内，生活污水进入下水管网，排入吉木萨尔县污水处理厂。本项产生的废水均不外排。

表 2.4-7　　碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法（SY/T 5329-2012）

注入层平均空气渗透率，μm^2		≤0.01	＞0.01-≤0.05	＞0.05-≤0.5	＞0.5-≤1.5	＞1.5
控制指标	悬浮固体含量，mg/L	≤1.0	≤2.0	≤5.0	≤10.0	≤30.0
	悬浮物颗粒直径中值，μm	≤1.0	≤1.5	≤3.0	≤4.0	≤5.0
	含油量，mg/L	≤5.0	≤6.0	≤15.0	≤30.0	≤50.0
	平均腐蚀率，mm/a	≤0.076				
	SRB,个/Ml	≤10	≤10	≤25	≤25	≤25
	IB，个/mL	$n\times10^2$	$n\times10^2$	$n\times10^3$	$n\times10^4$	$n\times10^4$
	TGB,个/mL	$n\times10^2$	$n\times10^2$	$n\times10^3$	$n\times10^4$	$n\times10^4$

注：①1<n<10；②清水水质指标中去掉含油量；

（3）噪声

开发期执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011），具体标砖见表 2.4-8；运营期噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类标准要求，标准限值要求见下表 2.4-9。

表 2.4-8　　建筑施工场界环境噪声排放标准　　单位：dB(A)

昼间	夜间
70	55

表 2.4-9　　运营期厂界噪声评价执行标准　　单位：dB(A)

类别	昼间	夜间	备注
2 类	60	50	井场或站场边界

（4）固体废物

固体废物处置执行：

①《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001 及 2013 年修改单）；

②《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）及《危险废物转移联单管理办法》要求；

③《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）；

④《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）；

⑤《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》（DB65/T3999-2017）；

⑥《新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案》（新疆维吾尔自治区人民政府办公厅，2017 年 3 月 7 日印发）；

⑦《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环办发〔2018〕20 号）相关要求。

2.5 评价工作等级和评价范围

2.5.1 生态环境评价等级和评价范围

2.5.1.1 评价等级

评价区域内不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区等特殊敏感区和重要敏感区，属于一般区域。本工程井场、管线、道路、拉油点等工程总占地面积 0.315km^2，集输管线和道路等线性工程总长度 3.813km，依据《环境影响评价技术导则　生态影响》(HJ19-2011)的有关要求，具体见表 2.5-1。

表 2.5-1　　生态评价等级判定

影响区域生态敏感性	工程占地（水域范围）		
	面积≥20km^2 或长度≥100km	面积 2-20km^2 或长度 20-100km	面积≤2km^2 或长度≤50km
特殊生态敏感性	一级	一级	一级
重要生态敏感性	一级	二级	三级
一般区域	二级	三级	三级

从工程占地面积来看，项目总占地面积 0.315km^2，占地类型为中覆盖度草地，占地范围＜2.0km^2；且影响区域生态敏感性属于一般区域，因此生态环境评价工作等级定为三级。

从线性工程长度来看，本工程集输管线和道路等线性工程总长度 3.813km，小于 50km，且影响区域生态敏感性属于一般区域，因此生态环境评价工作等级定为三级。

根据《环境影响评价技术导则　生态影响》（HJ19—2011），确定本工程生态环境评价工作等级为三级。

2.5.1.2 评价范围

本项目油田开发工程 JHW71-11 井与 3 个平台分布相对集中，J10042 井相对位置较远，因此基本呈点状、面状分布，故其对环境影响仅限于各站场及内部输送管线较近的范围。考虑油田整体开发对生态环境的影响，确定生态环境评价范围为油田开发区域及区域边界向外扩展 500m 范围。评价范围见图 2.5-1。

图 2.5-1　　本项目环境影响评价范围示意图

2.5.2 环境空气评价等级和评价范围

2.5.2.1 评价等级

本项目废气排放源主要为油田非甲烷总烃的无组织排放，评价依据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中 5.3 节评价工作等级的判定方法，结合工程分析结果，选择正常排放的主要污染物及排放参数，采用附录 A 推荐模型中的 AERSCREEN 模型计算污染源的最大环境影响，然后按评价工作分级判据进行分级。

根据项目污染源初步调查结果，分别计算项目排放主要污染物的最大地面空气质量浓度占标率 Pi（第 i 个污染物，简称“最大浓度占标率”），及第 i 个污染物的地面空气质量浓度达到标准值的 10%时所对应的最远距离 $D_{10\%}$。

其中 *Pi* 定义见公式：

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

式中：Pi——第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

Ci——采用估算模式计算出的第 i 个污染物的最大 1h 地面空气质量浓度，μg/m^3；

C_{oi}——第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准，μg/m^3。

评价等级按评价等级按表 2.5-2 的分级的分级判据进行划分。

表 2.5-2　　评价等级判别表

评价工作等级	评价工作分级判据
一级评价	P_{max}≥10%
二级评价	1%≤P_{max}＜10%
三级评价	P_{max}＜1%

本项目评价因子和评价标准见表 2.5-3。

表 2.5-3　　评价因子和评价标准

评价因子	平均时段	标准值（μg/m^3）	标准来源
非甲烷总烃	1h 平均浓度	2000	参考《大气污染物综合排放标准详解》中“非甲烷总烃”环境浓度选用值，确定环境空气中非甲烷总烃浓度限值 2.0mg/m^3

本次估算模型参数选取单井拉油站的面源参数，具体见表 2.5-4。

表 2.5-4　　估算模型参数表

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/℃		40.8
最低环境温度/℃		-36.6
土地利用类型		荒漠
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	√是 □否
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	□是 √否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

预测结果见表 2.5-5。

表 2.5-5　　大气污染物最大落地浓度及占标率估算结果一览表

参数名称	单位	非甲烷总烃
下风向最大质量浓度	mg/m^3	0.39010

最大浓度出现距离	m	203
P_{max}	%	9.75
$D_{10\%}$	m	/

由上表结果表明：污染源所排放的污染物最大地面浓度均不超过其环境质量标准，油气集输无组织排放的非甲烷总烃最大落地浓度占标率 P_i 为 9.75%，根据《环境影响评价技术导则　大气环境》（HJ2.2-2018）中评价工作等级确定方法，最大占标率 P_{max}＜10%，因此确定本次大气环境影响评价工作等级为二级。

2.5.2.2 评价范围

根据《环境影响评价技术导则—大气环境》(HJ2.2-2018)的规定，并结合本工程特点，考虑油田整体开发对大气环境的区域影响，最终确定以油区边界为起点，外扩 2.5km 的范围为大气环境评价范围。评价范围见图 2.5-1。

2.5.3 水环境评价等级和评价范围

2.5.3.1 评价等级

本工程距东侧下新湖水库约 2.0km，区域地势南高北低，高差约 2m。井场采出液经管输或罐车拉运至页岩油联合站进行处理，采出水、井下作业废水、废洗井液进入页岩油联合站进行处理后，处理后废水优先用于复配压裂液，剩余部分转输至吉祥联合站，用于吉 7 井区注水开发。本工程排水与下新湖水库无水力联系。本次环评仅对下新湖水库进行水质调查和评价。

本工程属于石油开采，按照《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）中附录 A 判断，属于Ⅰ类项目。

按照地下水环境评价等级划分中地下水环境敏感程度划分（具体划分要求见表 2.5-6），地下水环境影响评价工作等级划分见表 2.5-7。

表 2.5-6　　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他保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。
较敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区以外的补给径流区；未划定准保护区的集中式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地；特殊地下水资源（如矿泉

	水、温泉等）保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区。
不敏感	上述地区以外的其他地区
注：a“环境敏感区”是指《建设项目环境影响评价分类管理名录》中所界定的涉及地下水的环境敏感区。	

表 2.5-7　　地下水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

由于项目区内无集中式饮用水水源准保护区及补给径流区，无分散式饮用水水源地，无特殊地下水资源保护区，地下水环境敏感特征为不敏感。依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本项目属于Ⅰ类建设项目，地下水环境敏感特征为不敏感，由此判定本项目地下水评价等级为二级。

2.5.3.2 评价范围

按照《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）中地下水调查评价范围确定方法，用查表法确定地下水环境现状调查评价范围，具体见表 2.5-8。

表 2.5-8　　地下水环境现状调查评价范围参照表

评价等级	调查评价面积（km^2）	备注
一级	≥20	应包括重要的地下水环境保护目标，必要时适当扩大范围。
二级	6-20	
三级	≤6	

本工程地下水环境影响评价工作等级为二级，项目地下水环境现状调查范围 6-20km^2，具体范围包括本次项目开发范围，并适当向外扩大，调查评价面积不小于 20km^2。评价范围见图 2.5-1。

2.5.4 声环境评价等级和评价范围

2.5.4.1 评价等级

根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）及《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ 2.4-2009）的规定，项目区属于 2 类功能区，开发建设的噪声影响仅

在建设施工期较大，进入生产期后，整个开发建设区噪声源数量相对较少，主要集中在井场，且噪声影响范围内无固定人群居住。根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ 2.4-2009）的有关要求，确定本项目声环境评价等级为二级。

2.5.4.2 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2009）要求，“满足一级评价的要求，一般以建设项目边界向外 200m 作为评价范围；二、三级评价范围可根据建设项目所在区域和相邻区域的声环境功能区划类别及敏感目标等实际情况适当缩小”。根据项目特征，本次噪声评价以井场及其他工程场地向外 200m 作为噪声评价范围。

2.5.5 环境风险评价等级和评价范围

2.5.5.1 评价等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169－2018）评价工作等级划分要求，建设项目环境风险潜势划分为 I、II、III、IV 级。

根据建设项目涉及的物质和工艺系统的危险行及其所在地的环境敏感程度，结合事故情形下环境影响途径，对本项目潜在环境危害程度进行概化分析，按照表 2.5-9 确定环境风险潜势。

表 2.5-9　　环境风险评价等级划分

环境敏感程度（E）	危险物质及工艺系统危险性（P）			
	极高危害（P1）	高度危害（P2）	中度危害（P3）	轻度危害（P4）
环境敏感程度（E1）	IV^+	IV	III	III
环境敏感程度（E2）	IV	III	III	II
环境敏感程度（E3）	III	III	II	I
注：IV^+为极高环境风险				

环境风险评价工作等级划分为一级、二级、三级。根据建设项目涉及的物质及工艺系统危险性和所在地的环境敏感性确定环境风险潜势，按照表 2.5-10 确定评价工作等级。

表 2.5-10　　评价等级判定表

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

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

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）规定，本工程突发环境事件风险物质主要是油类物质（矿物油类，如石油、汽油、柴油等，生物柴油等），临界量 2500t。本工程设 1 座单井拉油点共有 2 座 60m^3 拉油罐，最大存储量 91.2t，管线集输长度 1.688km，最大存储量 47.4t。

根据本工程环境风险潜势判定结果（详见环境风险评价章节 5.6），本工程环境风险评价等级为简单分析。

2.5.5.2 评价范围

结合本工程特点，考虑油田整体开发对区域的影响，各环境要素风险评价范围如下：

大气环境风险评价范围：以油区边界为起点，外扩 2.5km 的范围。

地下水环境风险评价范围：与地下水评价范围相同。

2.5.6 土壤环境评价等级和评价范围

2.5.6.1 评价等级

本工程为石油开采项目，属于Ⅰ类项目，从项目建设对土壤环境的影响途径来看，属于污染类项目。工程永久占地 19.03hm^2，属于中型项目。项目周边存在耕地，土壤敏感程度为敏感。

根据表 2.5-11 壤污染类项目评价工作等级划分表，本工程土壤评价等级为一级。

表 2.5-11　　土壤污染类项目评价工作等级划分表

占地规模 / 敏感程度 / 评价等级	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	-	-

2.5.6.2 评价范围

根据评价工作等级，并结合本工程特点，考虑油田整体开发对区域的影响，确定土壤评价范围为油田开发区域及区域边界向外扩展 1.0 范围。

2.6 环境保护目标

本工程位于吉木萨尔县，占地类型为中覆盖度草地。项目区无自然保护区、风景名胜区等敏感点分布，本工程距离北侧的卡拉麦里自然保护区约56km，不占用耕地。评价范围内主要环境保护目标见表2.6-1及图2.6-1，项目与卡拉麦里自然保护区位置关系见图2.6-2。

表 2.6-1　　环境保护目标一览表

序号	环境要素	环境特征说明	最近距离	环境功能区划	环境质量保护要求
1	环境空气	大东沟村	J10042 井西南侧 3.0km	二类	满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准
2	水环境	地表水下新湖水库	JHW71A 平台东侧 2.0km	Ⅲ类	满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅲ类标准
		区域地下水水质不受项目建设影响		Ⅲ类	满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准
3	生态环境	井场、道路、管线		中覆盖度草地	防治生态破坏和土壤污染，保护野生动植物
		土壤环境			《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
		JHW71A 平台东侧外约 140m 耕地（撂荒地）			《土壤环境质量标准 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）
		野生植被、动物			生境不被破坏，禁止捕杀野生动物

图 2.6-1　　本项目环境保护目标分布示意图

图 2.6-2　　本工程与卡拉麦里山自然保护区位置关系图

2.7 评价时段和评价重点

评价时段包括开发建设期、运营期、退役期三个时段。

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

（1）工程分析

（2）生态环境影响评价。

（3）大气环境影响评价

（4）环境风险影响评价及风险管理。

（5）环境保护措施技术经济及可行性论证。

3 建设项目工程分析

3.1 工程开发现状与环境影响回顾

3.1.1 开发历程

吉木萨尔凹陷芦草沟组油藏预测石油地质储量 6115×10^{4}t。区域原油密度 0.8758g/cm^3~0.9321g/cm^3，平均 0.8924g/cm^3；50℃粘度 31.0mPa s~489.9mPa s，平均 103.5mPa s；含蜡量 3.7%~24.1%，平均 8.8%；凝固点 1.9℃~37.0℃，平均 15.6℃；初馏点 86.3℃~167.5℃，平均 122.0℃。

该区域隶属中国石油新疆油田分公司吉庆油田作业区管理，位于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州吉木萨尔县境内。项目距南侧吉木萨尔县县城约 16km。项目区域附近有简易公路通过，交通条件较为便利。油区油气配套系统具有良好的依托条件。

3.1.2 开发现状

项目所在区域现有工程情况见下表。

表 3.1-1　项目所在区域现有工程组成表

分类		内容
主体工程	采油井	投产 97 口井，日产液量 2425.5m^3/d，实现产能约 45×10^{4}t/a
	地面设施	计量站 3 座，单井计量装置 66 套；单井管线 7.0km，集油支线 16.0km，集油干线 19km；道路 95.59km，其中油区干线公路 13.3km、平台间支线道路 67.89km、平台连接道路 14.4km；多功能处理器 2 座，加热功率为 3000kW，烟囱高 15m；导热油炉 2 座，功率 2300kW，烟囱高 12m
	原油、天然气、压裂液	依托页岩油联合站进行处理
公用工程	供水	注水水源采用页岩油联合站处理后的合格污水，优先用于复配压裂液，剩余部分输至吉 7 井区作为注水水源
	供配电	依托油区已建 110kV 变电站
	道路	油区道路就近与油区已建道路相连接，厂外道路为砂砾简易路面
环保工程	废气	油气集输非甲烷总烃为无组织排放；拉油点（站）火炬燃烧放空；加热炉有组织排放
	废水	污水处理依托页岩油联合站处理
	固体废物	落地油 100%回收；含油污泥、落地油交克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置
	噪声	选用低噪声设备，安装基础减振垫

（1）油区集输现状

项目所在区域单井采出液经管输或罐车拉运至页岩油联合站，该区域密闭集输率达 97%，剩余 3%由于单井远离集输管网，受距离和地形条件限制，采用拉油方式生产。集输工艺流程：采油井口→混输站（集中拉油站、单井拉油点）→联合站的二级布站工艺流程。处理合格的原油与吉 7 井区净化油混合输至北三台油库；采出水（压裂返排液）进入页岩油联合站返排液装置进行处理后，优先用于复配压裂液，剩余部分输至吉 7 井区作为注水水源；集输井场伴生气在联合站经处理成合格商品气后优先用于站内自用气多余部分外输，拉油井场伴生气采用火炬燃烧。

（2）拉油点（站）

油井井口出气、液混合物经管道电加热器升温后管输至单井计量拉油站分离器，分离出的伴生气输至放空火炬燃烧放空，分离器分出的液相进入拉油罐储存、定期拉运。储液罐布置于站区最小风频的上风侧，火炬布置于站区储液罐和分离器的最小风频下风侧。

每座拉油点设生产分离器 1 座、60m^3 自吸式多功能储液罐 1 座、60m^3 拉油方罐 1-2 座、3m^3 脱硫加药撬若干，放空火炬 1 座（放空火炬规格为 DN50，高度为 10m）。拉油井场脱硫工艺流程为：在井口设脱硫橇，将脱硫剂注入采出液中，与采出液中硫化氢快速反应生成硫化盐，溶解于采出液中，有效控制硫化氢的析出，可使管道中 H_2S 的含量控制在 20ppm 以下后通过火炬燃烧。脱硫剂主要成分为乙二胺、三乙醇胺、氢氧化钠、EDTA、二钠盐及表面活性剂。

（3）混输站

混输站转液量规模按 150×10^4t/a 设计，正常生产时油区来气液直接进入油气混输泵增压混输至页岩油联合站。混输站混输泵选用单螺杆泵。事故状态时来液进入混输站分离器，气液分离后，伴生气放空，采出液进入事故罐储存，事故罐满足 4~24h 储液时间要求。设放空火炬 1 座（放空火炬规格为 DN100，高度为 15m）。

（4）集输管线

该区域集油管线 42km，其中集油干线 19.0km、集油支线 16.0km、单井出油管道 7.0km，保温埋地敷设，管底埋深-1.70m，地面设管道标志桩。

集油干线采用 3.5MPa 玻璃钢管道，其中 DN300 14.0km、DN250 5.0km；集油支线采用 3.5MPa 玻璃钢管道，其中 DN200 5.0km、DN150 3.0km、DN100 8.0km；单井出油管道采用 DN65 2.5MPa 柔性复合管。

（5）道路

该区域油区道路 95.59km，其中油区干线公路 13.3km、平台间支线道路 67.89km、平台连接道路 14.4km。

干线公路 13.3km，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，采用单面层沥青混凝土路面。

平台间支线道路 67.89km，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（拉油点）。路基宽 6.5m，路面宽 4.0m，采用撒铺式沥青表面。

平台连接道路 14.4km，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。

（6）原油处理

该区域原油处理依托页岩油联合站，处理工艺如下：

油区页岩油联合站原油处理系统设计规模 100×10^4t/a（2 列装置，最大处理能力可达 140×10^4t/a），采用“热电化学沉降脱水”工艺，油区来液（T=35~40℃，含水 50%）首先进入三相分离器进行油气水分离，脱出游离水的原油（含水 40%）进入多能处理器进行加热、沉降、分离、电脱水，处理合格的净化油（T=60℃，含水 0.5%）与吉 7 来油混合后进入压力缓冲罐，加热至 70℃后进行外输至北三台油库。

（7）天然气处理

该区域天然气处理依托页岩油联合站，处理工艺如下：

油区页岩油联合站天然气处理系统设计处理规模 $10\times10^4Nm^3/d$，采用“干法脱硫+分子筛脱水+浅冷脱烃”工艺。油区来气（0.25MPa、20~25℃），经脱硫装置脱除 H_2S 后经进站分离器预分离后，进入分子筛脱水系统进行气体深度脱水，脱水后的气体水露点为常压下-60℃。经过分子筛深度脱水后的气体进入换热器进行预冷，将气体温度降至-8℃。降温后的气体进入丙烷制冷橇将气体进一步降

温至-35℃，降温后的低温气体进入低温分离器进行气液分离。分离出的气体返回到换热器升温后进入往复式外输压缩机增压到 6MPa 后管输至东三线阀室。

从低温分离器分离出来的轻烃（0.24MPa、-35℃）节流至 600kPa 后进入凝析油稳定塔顶部进行轻烃回收。回收后的轻烃经过换热器与凝析油稳定塔气体进行换热，再进入空冷器进一步降温，降温后的轻烃输送至带压轻烃卧式储罐，单罐容积 19m³，稳定轻烃定期进行拉运，升温后的塔顶气体返回压缩机前端。系统排污进入排污管，定期装车外运。

（8）压裂返排液（采出水）处理

该区域压裂返排液（采出水）处理依托页岩油联合站，处理工艺如下：

油区页岩油联合站压裂返排液处理系统设计处理规模为 4800m^3/d，采用“高级氧化-混凝沉降-过滤”工艺。压裂返排液在储存池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℃、油≤200mg/L、悬浮物≤300mg/L、COD≤10000mg/L）经提升泵输送至高级氧化橇，污水经氧化降粘处理后，出水（T＞10℃、油≤200mg/L、悬浮物≤300mg/L、COD≤3000mg/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℃、油≤20mg/L、悬浮物≤20mg/L、COD≤3000mg/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℃、油≤5mg/L、悬浮物≤2mg/L、COD≤3000mg/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^3 净化水罐储存，通过电解盐杀菌后，回注吉 7 井区。

3.1.3 区块开发环境影响回顾分析

（1）环保手续履行情况

项目所在区块开展的环保手续情况见下表。

表 3.1-1　　现有项目环评手续履行情况统计表

项目名称	环评审批单位	批复文号	环评审批时间	环境保护竣工验收情况
吉木萨尔凹陷芦草沟组致密油吉 303-吉 305 井区 2018 年开发试验红旗农场辖区地面建设工程报告书	新疆生产建设兵团环境保护局	兵环审【2018】175 号	2018.12.25	2019.6.23 完成自主验收

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环境影响报告表	新疆兵团第六师五家渠市环境保护局	师环监函【2019】27 号	2019.3.29	2020.12 委托中堪冶金勘察设计研究院有限责任公司开展环保竣工验收工作，目前工作正在进行中
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环境影响评价报告表	新疆兵团第六师五家渠市环境保护局	师环监函【2019】38 号	2019.6.17	
吉木萨尔凹陷芦草沟组油藏吉 305-吉 17-吉 37 井区开发地面工程环评报告书	新疆生产建设兵团环境保护局	兵环审【2019】14 号	2019.9.18	尚未进行验收

（2）现有污染源影响分析及防治措施调查

①大气污染源影响分析及防治措施

现有工程废气主要为采油、集输、拉油点（站）过程中非甲烷总烃无组织排放；联合站内加热炉及拉油点（站）火炬放空产生的废气，主要污染物为烃类、NO_X、SO_2、烟尘等。

区块内进行合理优化，结合区域地形及油田管线走向，实现密闭集输率达97%；加热炉采用处理后的伴生气为燃料，同时加热炉采用低氮燃烧技术，有效降低氮氧化物产生量，废气通过 8m 高排气筒排放，排放的污染物能满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 大气污染物排放浓度限值（$SO_2$50mg/m³、NO_X200mg/m³）；拉油点（站）伴生气经井口脱硫撬装置处置后，确保硫化氢浓度控制在 20ppm 以下，方可通过火炬燃烧放空，火炬采用 DN50，高 8m-10m，伴生气充分燃烧后可满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表 2 标准限值要求（即排气筒高度 15m，SO_2 排放速率限值 2.6kg/h，NOx 排放速率限值 0.77kg/h，烟尘排放速率限值 3.6kg/h）；排放浓度低于 SO_2 排放浓度限值 550mg/m^3，NOx 排放浓度限值 240mg/m^3，烟尘排放浓度限值 120mg/m^3 的要求。

②水污染源影响分析及防治措施

现有工程废水主要为压裂返排液（采出水）、井下作业废水和生活污水。

区块产生的压裂返排液（采出水）和井下作业废水均交由页岩油联合站处置，处理后水质足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）

标准要求后，优先用于复配压裂液，剩余部分输至吉 7 井区作为注水水源。生活污水主要为公寓，公寓设有污水收集池，定期清至吉木萨尔县污水处理厂。

③噪声污染源及防治措施

现有工程噪声主要为井场机泵噪声、混输站、拉油点（站）火炬噪声、拉油车辆运输噪声。噪声源在 80-120dB（A）。

从工艺上尽量减少噪声源，选用低噪声设备；对噪声强度较大的设备进行减噪处理。给进站操作员工配戴隔音耳塞等。定时保养设备，避免设备转动部件在无润滑条件下运转。通过采取上述措施，井场厂界、混输站、拉油点（站）厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准要求。

④固体废物污染源及防治措施

现有工程固体废物主要为油泥（砂）、落地油、储罐底泥和生活垃圾。

油泥（砂）、落地油、储罐底泥均先在页岩油联合站污泥贮存场暂存，委托具有处置危险废物资质单位-克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司进行处置。生活垃圾集中收集在垃圾箱中，定期运至吉木萨尔县垃圾填埋场，现场无遗留固废。

⑤生态环境影响回顾

现有工程建设过程严格控制施工占地，埋设管线避开植被密集区，管沟开挖分层堆放、分类回填，临时占地及时恢复原貌，井场永久占地、道路永久占地均以砾石硬化等措施保护生态环境。管线、井场等占地无超出设计及施工控制范围。

根据调查，现有井场、混输站、拉油点（站）、道路的永久占地范围内已无植被，地表进行了平整硬化及用砾石压实，在主要设备区和通道铺垫了砂砾石层；临时占地进行了迹地平整和清理，植被正在恢复中。现有管线两侧施工迹地基本恢复平整，管线临时占地区域内的植被自然恢复中。

（3）J10033 井情况回顾

J10033 井为直井，井深 3530m，井身结构为三开。该井于 2018 年 3 月 22 日通过吉木萨尔县环境保护局审批“关于对《吉木萨尔凹陷致密油 J10041 等控制井钻试工程环境影响报告表》的批复”，文号：吉环项发【2018】8 号；2019 年 3 月 25 日开钻，同年 7 月 9 日完钻，9 月 6 日开始试油，11 月 19 日完成试油；

2020 年 6 月 6 日完成自主验收。该井目前处于生产状态，产量较低，井口采出物经管线集输至联合站进行处置。

该井钻试过程产生的废液及井下作业废水均全部回收至井场专用废液收集罐中运至吉 7 集中拉油注水站处理，现场无废水泼洒痕迹。该井严格控制井场占地面积；运输车辆严格按照划定路线行驶，现场无乱碾乱轧痕迹。井场现场无固废遗留，井场平整，钻井期生活污水防渗池已覆土填平，地表已逐渐自然恢复。该井在钻井、试油期均未收到环境污染方面的投诉，未对临时占地以外的土壤进行扰动，未发生环境风险事故。

（4）存在问题及整改措施

①存在问题

现有工程中有单井拉油工艺，尚未配套地面集输管线，有火炬放空，同时无组织排放非甲烷总烃较高。

②整改措施

建议在后续开发过程，优化管线及站点设置，尽量将单井拉油井场接入集输管线网，降低无组织挥发非甲烷总烃排放量，同时减少火炬放空，对伴生气进行回收。

3.2 建设项目概况

3.2.1 工程基本情况

3.2.1.1 项目名称和性质

项目名称: 吉木萨尔凹陷吉32井区芦草沟组致密油2022年开发建设工程(吉木萨尔县)。

建设单位：中国石油新疆油田分公司吉庆油田作业区。

项目性质：改扩建。

3.2.1.2 建设地点

本项目位于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州吉木萨尔县境内，属于中国石油新疆油田分公司吉庆油田作业区管辖；项目距南侧吉木萨尔县县城约 16km，距东侧下新湖水库约 2.0km；项目区域附近有简易公路通过，交通条件较为便利。油区油气配套系统具有良好的依托条件。

本项目地理位置图见图 3.2-1。

3.2.1.3 项目投资及劳动定员

本工程总投资 55000 万元，运营期采用巡检制，新增员工 8 人（采油、维护、管理、技术），生活设施依托页岩油联合站和吉祥公寓。

图 3.2-1　　本项目地理位置图

3.2.1.4 建设规模及组成

本项目建设内容包括主体工程-钻井工程、地面工程、辅助工程、公用工程、依托工程，工程内容详见下表。

项目本次建设 3 座平台和 1 座单井拉油站，总计部署 25 口井，计量站 3 座位于 3 座平台，单井拉油站 1 座位于单井 J10042 井，集油干线 1688m，道路 2125m，单井设计产能 35.9t/d，建成年产油规模 32.0×10^4t。

表 3.2-1　　项目建设内容一览表

名称		建设规模及建设内容
主	一、钻井工程	

体工程	钻井工程	项目新建 1 座单井拉油站和 3 座钻井平台，共部署 25 口井，单井设计产能 35.9t/d，建成年产油规模 32.0×10^4t。 新钻 25 口井，即 3 个平台井和 2 口单井，**JHW71A 平台**（JHW71-15、JHW71-35、JHW71-14、JHW71-34、JHW71-13、JHW71-33、JHW71-12、JHW71-32、JHW71-31)；**JHW71B 平台**（JHW71-110、JHW71-310、JHW71-19、JHW71-39、JHW71-18、JHW71-38、JHW71-16、JHW71-37、JHW71-36、JHW71-17）、**JHW72A 平台**（JHW72-12、JHW72-32、JHW72-11、JHW72-31）；JHW71-11 和 J10042。
	井口	钻井循环设施-设置在每座井场靠近井口位置，控制钻井液注入和循环使用
		地面安全阀-防止突发事故，在管道爆裂或其他情况下控制钻井液注入
	地面设施	井口控制面板-设置在每座井场井口，控制地面各安全阀门，防止突发事故
		防喷装置-设置在每座井场井口，用于防止地下承压水和深层油气喷出；每口井防喷装置包括：双闸板防喷器 2 套、节流管汇 1 套、压井管汇 1 套、控制装置 1 套
		储存装置-发电机柴油罐（1 个）、油基岩屑罐（2 个）、各类罐体罐基础和应急放喷池（1 个，容积 $300m^3$）
	二、地面工程	
	井场	新建井口装置 25 座，采用 DN65 105MPa 采油井口，配套电机功率 15kW。
	计量站	新建计量站 3 座位于 3 座平台，其中 JHW71A 和 JHW71B 平台分别设 1 座 10 井式液量含水自动计量装置；JHW72A 平台设 1 座 8 井式液量含水自动计量装置
	拉油站	新建 1 座单井拉油站（位于 J10042 井），站内设 40kW 电加热器 1 台、计量装置 1 座、生产分离器 1 台（LE0.8×2.4-1.6），2 座拉油方罐（$60m^3$），放空火炬 1 座（高 8m）
	管线	新建配套集油干线长 1688m，DN200 3.5MPa 玻璃钢管（30mm 厚聚氨酯泡沫塑料），耐温 90℃，埋地敷设
辅助工程	道路	新建道路长度 2125m，包含油区干线道路（1389m）及平台连接道路（长度 736m），其中油区干线道路采用四级公路的标准进行设计，路基宽 6.50m，路面宽 4.0m；平台连接道路建设标准拟采用等外简易道路，路基、路面同宽均为 4.5m
公用工程	供电	项目用电依托油区已建供电系统
	供水	项目用水水源来自红旗农场水管所指定的水源点进行拉水
	供暖	项目冬季不施工，不涉及供热；运营期井口采用电加热
依托工程	页岩油联合站	项目采出液、井下作业废水、废洗井液依托该联合站原油处理系统、返排液处理系统进行处置
	克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司	本项目产生的油基钻井岩屑、含油污泥、落地油交克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司进行处置

	吉木萨尔县生活垃圾填埋场	项目产生的生活垃圾由吉木萨尔县生活垃圾填埋场处置
	吉木萨尔县污水处理厂	项目产生的生活污水由吉木萨尔县污水处理厂进行处置

3.2.2 油气资源概况

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，芦草沟组缺乏构造圈闭。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，接受了较厚的井井子沟组沉积，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草沟组烃源岩，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。

（1）原油物性

芦草沟组二段 $P_2l_2^{2-2}$ 油藏有 7 口井 42 个原油分析样品，地面原油密度 0.8768t/m^3～0.9012t/m^3，平均 0.8895t/m^3，50℃地面原油粘度 22.5mPa.s～121.42mPa.s，平均 56.52mPa.s，含蜡量 7.4%～19%，平均 9.42%，凝固点 14.0℃～30.0℃，平均 17.51℃。芦草沟组二段 $P_2l_2^{2-3}$ 油藏有 10 口井 59 个原油分析样品，地面原油密度 0.8702t/m^3～0.9012t/m^3，平均 0.8881t/m^3，50℃地面原油粘度 20.21mPa.s～121.42mPa.s，平均 51.23mPa.s，含蜡量 7.4%～19%，平均 10.4%，凝固点 14.0℃～30.0℃，平均 18.49℃。芦草沟组一段 $P_2l_1^{2-2}$ 油藏部署区有 17 口井 86 个原油分析样品，地面原油密度 0.8774t/m^3～0.9277/m^3，平均 0.9036t/m^3，50℃地面原油粘度 16.91mPa.s～410.36mPa.s，平均 103.52mPa.s，含蜡量 1.7%～8.4%，平均 4.8%，凝固点-6℃～20℃，平均 4.9℃。

从纵向上原油性质看，芦草沟组二段 $P_2l_2^2$ 层油密度、粘度、初馏点较芦草沟组一段 $P_2l_1^2$ 层原油小，$P_2l_2^2$ 层原油含蜡量、凝固点较 $P_2l_1^2$ 层原油高。从平面上看，自西向东方向随着构造抬升，原油粘度呈增大趋势。项目所在区域原油物性详见下表。

表 3.2-2　　吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组油藏原油性质参数表

层位	密 度（g/cm^3）	50℃粘度（mPa s）	含蜡（%）	凝固点（℃）	初馏点（℃）
$P_2l_2^{2-2}$	0.8895	56.52	9.42	17.51	117.60
$P_2l_2^{2-3}$	0.8881	51.23	10.4	18.49	117.60
$P_2l_1^{2-2}$	0.9036	103.52	4.8	4.9	115.49
平均	0.8937	70.42	8.21	13.63	116.90

（2）伴生气物性

根据地质方案，芦草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，2019 年采油现场检测硫化氢浓度为 0~200ppm（吉 33 井生产一年以后，贴近取样口实测硫化氢浓度为 190ppm），因此本次方案设计考虑脱硫工艺。伴生气组分见下表。

表 3.2-3　　伴生气物性分析结果表

层位	相对密度	甲烷(%)	乙烷(%)	丙烷(%)	异丁烷(%)	正丁烷(%)	异戊烷(%)	正戊烷(%)	己烷(%)	二氧化碳(%)	氮(%)

P_2l_2	0.750	71.07	10.53	9.81	1.45	1.96	0.35	0.29	0.04	1.00	4.08
P_2l_1	0.843	66.3	13.35	14.86	2.18	2.19	0.21	0.38	0.01	0.36	2.08

（3）采出水物性

根据开发方案，对已返排的试验井的采出水做水质分析，结果见下表。

表 3.2-4　　采出水水质分析结果表　　单位：mg/L

井号	层位	HCO_3^-	Cl^-	SO_4^{2-}	Ca^{2+}	Mg^{2+}	矿化度	PH 值	水型
J10012_H	$P_2l_1^2$	3764.69	2874.55	342.43	25.25	3.06	11834.4	8.1	$NaHCO_3$
J10014_H	$P_2l_1^2$	1634.12	2397.66	400.05	14.79	0	6792.75	8.2	
J10022_H	$P_2l_1^2$	3655.34	1857.4	199.2	12.63	7.66	9358.5	8.3	
JHW001	$P_2l_2^2$	2644.85	2531.13	581.14	20.2	3.06	8668.8	8.0	
JHW003	$P_2l_2^2$	2438.31	5151.59	136.64	29.82	6.03	15726.23	8.8	
JHW015	$P_2l_2^2$	3553.32	4415.65	197.55	24.85	3.01	12565.41	8.1	
JHW036	$P_2l_2^2$	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	

3.2.3 开发方案和总体布局

3.2.3.1 开发方案

根据地质方案，2022 年计划在 J10033-J10044 井区共框架部署水平采油井 105 口、开发控制井 1 口，共计 106 口采油井，其中上甜点 38 口，下甜点 68 口。2022 年计划实施 77 口产能井，1 口开发控制井，其中上甜点 28 口，下甜点 50 口；剩余 28 口作为后备井位。部署采油井分布在 5 个大采油平台，14 个小采油平台，每个小平台井数 4~10 口；各小采油平台由 1 个或多个 2~5 井井组组成，共 27 个采油井组，井组上采油井间距为 10m，井组之间间距为 65~160m。

本次环评仅部署 25 口井，分布在 3 个小平台和 1 座单井拉油站，平台井合计 23 口井，平台号为：JHW71A（9 口井）、JHW71B（10 口井）和 JHW72A（4 口井）；1 座单井拉油站位于单井 J10042 井场内；JHW71-11 井接入 J10033 井（老井），采用单井计量后管输联合站。采油井单井设计产能 35.9t/d，新建产能 32.0×10^4t。

表 3.2-5　　2022 年实施采油井指标预测表

时间	开井数	年产油	年产液	年产气	含水率	气油比

（年）	（口）	（10^4t）	（10^4t）	（10^4m^3）	（%）	（m^3/t）
2022	25	32	107	320	70.0	10

3.2.3.2 总体布局

本项目建设内容包括新建 3 座平台（23 口井）、1 座拉油站（单井 1 口）、单井接入老井 1 口，总计部署 25 口井；计量站 3 座均位于 3 座平台，拉油站 1 座（位于 J10042 井），新增 JHW71-11 井接入老井 J10033 井，集油干线 1688m，道路 2125m，单井设计产能 35.9t/d，建成年产油规模 32.0×10^4t。本项目总平面布置见图 3.2-2。

图 3.2-2　　本项目总平面布置图

3.3 主要工程内容

本项目包括钻井工程、采油工程、地面集输工程及配套工程等。

3.3.1 钻井工程

本项目新钻 25 口井，基本情况见下表。

表 3.3-1　新建井基本情况

序号	井号	设计井深　米	井身结构	井型	功能	平台号
1	JHW72-12	6200	二开	水平井	采油井	72A
2	JHW72-32	6200	二开	水平井	采油井	
3	JHW72-11	6200	二开	水平井	采油井	
4	JHW72-31	6200	二开	水平井	采油井	
5	JHW71-110	6200	二开	水平井	采油井	71B
6	JHW71-310	6200	二开	水平井	采油井	
7	JHW71-19	6200	二开	水平井	采油井	
8	JHW71-39	6200	二开	水平井	采油井	
9	JHW71-18	6200	二开	水平井	采油井	
10	JHW71-38	6200	二开	水平井	采油井	
11	JHW71-16	6200	二开	水平井	采油井	
12	JHW71-37	6200	二开	水平井	采油井	
13	JHW71-36	6200	二开	水平井	采油井	
14	JHW71-17	6200	二开	水平井	采油井	
15	JHW71-15	6200	二开	水平井	采油井	71A
16	JHW71-35	6200	二开	水平井	采油井	
17	JHW71-14	6200	二开	水平井	采油井	
18	JHW71-34	6200	二开	水平井	采油井	
19	JHW71-13	6200	二开	水平井	采油井	
20	JHW71-33	6200	二开	水平井	采油井	
21	JHW71-12	6200	二开	水平井	采油井	
22	JHW71-32	6200	二开	水平井	采油井	
23	JHW71-31	6200	二开	水平井	采油井	
24	JHW71-11	6200	二开	水平井	采油井	接入 J10033 集输
25	J10042	3500	二开	直井	采油井	单井拉油
合计		152300	-	-	-	-

（1）井身结构

本次新钻井中 24 口井为水平井，1 口为直井，均采用二开井身结构设计。

水平井井身结构：

一开采用 Φ381mm 钻头钻至齐古组底界，下入 Φ273.1mm 表层套管，采用内管注水泥固井工艺，水泥浆返至地面，封隔地表疏松地层。

二开采用 Φ215.9mm 钻头钻至完钻井深，采用双凝水泥浆体系单级有控固井，水泥浆返至造斜点以上 200m。

直井井身结构：

一开采用 Φ381mm 钻头钻至齐古组底界，下入 Φ273.1mm 表层套管，采用内管注水泥固井工艺，水泥浆返至地面，封隔地表疏松地层。

二开采用 Φ215.9mm 钻头钻至完钻井深，录测井评价上、下甜点含油性，注水泥回填至预计侧钻点以上 50m。

本项目井身结构示意图详见图 3.3-1。

图 3.3-1　　井身结构示意图

（2）井场设备

井场设备包括提升系统、循环系统、钻井动力系统、发电机组、钻井控制系统、固控系统、井控系统、仪器仪表等。钻井设备详见下表。

表 3.3-2　　单井钻机选型及主要设备表

序号	名称		型号	载荷(kN)	功率(kW)	备注
一	钻机		ZJ70	4500		1 台
二	井架		JJ450/45-K8	4500		1 台
三	提升系统	绞车	JC-70-09		1470	1 套
		天车	TC450-1	4500		1 套
		游动滑车	YC450	4500		1 套
		大钩	DG450	4500		1 个
		水龙头	SL-450-H	4500		1 个
四	顶部驱动装置		DQ70BS	4500		
五	转盘		ZP375			1 套
六	循环系统配置	钻井泵 1#	F1600HL		1180	1 台
		钻井泵 2#	F1600HL		1180	1 台
		钻井泵 3#	F1600HL		1180	1 台
		钻井液罐	13000×3000×2500			总容量：400m^3
		搅拌器	NJ-7.5			12 个
七	钻机动力系统	柴油机 1#	G12V190PILG-3		1022	1 台
		柴油机 2#	G12V190PILG-3		1022	1 台
		柴油机 3#	G12V190PILG-3		1022	1 台
		柴油罐				1 个，30m^3
八	发电机组	发电机 1#	G12V190ZLD1		400	3 台
		MCC 房				1 座
九	钻机控制系统	自动压风机	SPE306X			1 台 6.5m^3/min
		电动压风机	SPE306X			1 台 6.5m^3/min
十	固控系统	振动筛 1#	HS270-4P-PTS		2.2	3 台，处理量 210m^3/h
		振动筛 2#				
		振动筛 3#				
		除 砂 器	ZQJ254×2		55	1 套
		除 泥 器	ZQG125×8		3	1 套
		离 心 机	LW600×1000-N		24	2 台，处理量 40m^3/h
十一	加重装置	加重漏斗	150NSP			1 套
		电动加重泵				1 套
		气动下灰装置				1 套

十二	井控系统	双闸板防喷器	2FZ35-35			2 套
		控制装置	FKQ3204			1 套
		节流管汇	JG-35			1 套
		压井管汇	YG-35			1 套
		除气器	ZCQ1/4		11	1 套
十三	仪器仪表	钻井参数仪表	八参数仪 ZCJY			1 套
		测斜仪	自浮式单点测斜仪			1 套
		硫化氢监测仪	便携式			≥3 套
十四	液压大钳		ZQ203/125			1 套
十五	不落地系统					1 套

（3）钻井液体系

根据钻井工程设计，单井钻井液使用量约 884.2m^3，钻井液循环利用率＞90%。本项目新建 25 口钻井液最大用量 22105m^3，其中水基钻井液用量 9340m^3，油基钻井液用量 12765m^3。

一开钻井液：

1）钻井液体系：钾钙基有机盐/复合盐/ BH-NAT 钻井液体系

2）配方提示：4%坂土+0.2%Na2CO3+0.5%NaOH+0.5%~0.7%PMHA-2+0.5%复配铵盐+0.5%~0.7% SP-8+1%~2% HY-2+12%NaCl+7%KCl+8%有机盐+0.2%~0.5% CaO+ 3%阳离子乳化沥青+0.5%液体润滑剂+重晶石。

二开钻井液：

1）钻井液体系：白/柴油基钻井完井液体系

2）配方提示：80:20（白/柴油:30%$CaCl_2$ 水溶液）+2%~2.5%主乳化剂+2%~3%辅乳化剂+1%润湿剂+2.5%~3.0%有机土+2.5%降滤失剂+1.5%CaO+3%氧化沥青+重晶石

主控性能指标：钻井液性能指标见表 3.3-3 和表 3.3-4。

表 3.3-3　　钻井液性能指标（直井）

密度 (g/cm^3)	粘度 (s)	HTHP 失水 (ml)	塑性粘度 (mPa·s)	动切力 (Pa)	静切力 (Pa)	破乳电压（V）
1.40~1.55	45~90	≤3	20~45	5~12	1~5/2~12	≥400

表 3.3-4　　钻井液性能指标（水平井）

密度	粘度	HTHP 失水	塑性粘度	动切力	静切力	破乳电压

(g/cm^3)	(s)	(ml)	(mPa·s)	(Pa)	(Pa)	（V）
1.40~1.58	45~90	≤3	25~50	5~15	2~7/3~15	≥400

（4）钻井井场平面布置

井场平面布置本着结构简单、流程合理的原则进行。单井场布置有值班房、录井房、配电房、罐区、不落地设备区等。井场平面布置图详见图 3.3-2。

图 3.3-2　　井场平面布置示意图

3.3.2 采油工程

（1）采油井口

本项目新建采油井采用 DN65 105MPa 采油井口。井口采用投捞式电潜螺杆泵，配套电机功率 15kW，井口均设管道电加热器，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。采油井口采用新疆油田标准化设计。

本项目部署 25 口井，除 J10042 井为单井拉油，JHW71-11 井接入 J10033 老井单井计量集输外，其余均为平台井，其中 JHW71A 平台部署 9 口井，即：JHW71-15、JHW71-35、JHW71-14、JHW71-34、JHW71-13、JHW71-33、JHW71-12、JHW71-32、JHW71-31；JHW71B 平台部署 10 口井，即 JHW71-110、JHW71-310、JHW71-19、JHW71-39、JHW71-18、JHW71-38、JHW71-16、JHW71-37、JHW71-36、JHW71-17；JHW72A 平台部署 4 口井，即：JHW72-12、JHW72-32、JHW72-11、JHW72-31。

（2）举升工艺

新建采油井采用投捞式电潜螺杆泵进行生产，配套电机功率为 22kW。

（3）清蜡方式：自喷期在未下入生产管柱时，采用连续油管清蜡；如已经下入生产管柱，采用机械清蜡；抽油期采用周期热洗或化学清防蜡方式，可根据油井结蜡情况对清蜡周期及清蜡深度进行调整，以不影响油井正常生产为原则。。

表 3.3-5　　采油工程量表

序号	项目名称	数量	单位	备注
1	采油井口装置	25	座	DN65 105MPa
2	投捞式电潜螺杆泵	25	台	
3	电加热器	25	台	71A 和 71B 平台上每口井采用 80kW，合计 19 台；单井及单井拉油站和 72A 平台上每口井采用 40kW，合计 6 台

3.3.3 地面集输工程

根据新建采油井的井位分布情况，本次新建 J10042 采油井较为偏远，采用单井计量、单井拉油方式进行生产；新建 JHW71-11 采油井距 71A 采油平台其它井较远，且利旧采油井 J10033 产量较低，为兼顾 J10033 采油井集输，该 2 口采油井采用单井计量的一级布站方式进行生产，即：采油井→联合站的集输工艺流程；其余 23 口采油井采用二级布站方式进行集输，即：采油井→计量站→联合站的集输工艺流程。本次新建单井拉油站 1 座，新建计量站 3 座。

（1）计量站

新建 71A 和 71B 采油平台计量站分别设 1 座 10 井式液量含水自动计量装置，其余 72A 采油平台及单井拉油站内分别设 1 座 8 井式液量含水自动计量装置。

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，在装置内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集油干支线输至页岩油联合站进行处理。

在 71A 采油平台计量站内设 1 座破乳剂加药橇，实现集油干线端点加药，破乳剂加药橇规格为：2.5m^3 加药罐 1 座、加药泵（Q=30L/h　P=2.5MPa）2 台。

表 3.3-6　　计量站工程量表

序号	项目名称	数量	单位
1	10 井式液量含水自动计量装置	2	座
2	8 井式液量含水自动计量装置	2	座

3	破乳剂加药橇	1	座

（2）单井拉油站

为 J10033 采油井新建 1 座单井拉油站，站内设 40kW 电加热器 1 台、单井计量装置 1 座、LE0.8×2.4-1.6 生产分离器 1 台、60m^3 拉油方罐 2 座、DN50 H=8m 放空火炬 1 座。

工艺流程：油井井口出气、液混合物经管道电加热器升温后管输至单井计量装置，计量后进生产分离器进行气液分离，分离出的伴生气输至放空火炬燃烧放空，分离器分出的液相进入拉油罐储存、定期拉运。

新建单井拉油站平面布置遵循《石油天然气工程设计防火规范》GB50183-2004 中的有关规定。单井计量装置、40kW 电加热器、生产分离器、60m^3 拉油方罐、放空火炬 1 座均在井场内设置，各设施满足安全间距要求，放空火炬位于站场全年最小风频的上风侧。单井拉油点平面布置图见图 3.3-3。

图 3.3-3　　本项目单井拉油站平面布置图

表 3.3-7　　拉油站工程量表

序号	项目名称	数量	单位
1	电加热器（40kW）	1	台
2	8 井式液量含水自动计量装置	1	座

3	生产分离器（LE0.8×2.4-1.6）	1	台
4	方罐（60m^3）	2	座
5	火炬（H=8m；DN50）	1	座

单井拉油站工艺流程见下图。

图 3.3-4　　单井拉油点流程简图

本次设计考虑如单井（J10042 井）伴生气含硫量变大，井场增加脱硫工艺，单井拉油点设除硫剂加药撬预留区，一旦检测含硫量增加，立即采取加药除硫处理后再放空。单井拉油站脱硫工艺流程为：在井口设脱硫橇，将脱硫剂注入采出液中，与采出液中硫化氢快速反应生成硫化盐，溶解于采出液中，后期由联合站内进行脱硫，有效控制硫化氢。管道中伴生气 H_2S 的含量控制在 20ppm 以下后通过火炬燃烧。脱硫剂主要成分为乙二胺、三乙醇胺、氢氧化钠、EDTA、二钠盐及表面活性剂。

（3）集输管线

本项目新建集油管线 1688m，采用 DN250/200 3.5MPa 高压玻璃纤维管线管（耐温 90℃），管道保温后埋地敷设，保温层为 30mm 厚聚氨酯泡沫塑料，防护层采用 3mm 厚聚乙烯塑料，管底埋深-1.9m。

集输管线管沟回填后地面设标志桩、转角桩和里程桩。为避免陌生人闯入井场，在井场、计量站和拉油站边设置空腹方钢围栏。

3.3.4 配套工程

3.3.4.1 道路工程

本项目新建道路长度 2125m，包含油区干线道路（1389m）及平台间连接道路（长度 736m）。道路起点为油区范围内已建道路，终点为平台计量站、拉油站，道路走向基本呈由南向北。

（1）油区干线道路

本项目油区干线道路采用四级公路的标准设计，路基宽 6.5m，路面宽 4.0m。路基均为填方，采用机运天然砂砾分层填筑，路基平均填土高度 1.0m，路基土方为 7292.25m^3。

（2）平台间连接道路

平台连接道路建设标准拟采用等外简易道路，路基、路面同宽均为 4.5m，路面铺筑采用满铺的型式，路基平均填土高度 0.5m，路基土方为 1656m^3。

3.3.4.2 管线防腐及保温

本项目配套集油干线长度 1688m，该管线采用 DN250/200 3.5MPa 高压玻璃纤维管线管（耐温 90℃），管道保温后埋地敷设，保温层为 30mm 厚聚氨酯泡沫塑料，防护层采用 3mm 厚聚乙烯塑料，管底埋深-1.9m。为避免陌生人闯入井场，在井场、计量站和拉油站边设置空腹方钢围栏。

3.3.4.3 供水工程

本项目用水主要为开发期施工人员生活用水、钻井液配比用水和运营期井下作业用水和新增人员用水，水源来自红旗农场水管所指定的水源点进行拉水使用，其中开发期生活用水量总计 875m^3，钻井液配比用水约为钻井液用量的 90%，钻井液配比用水总计 19894.5m^3，井下作业用水量总计 100 万 m^3，井下作业用水优先使用污水处理系统处理后的净化水，不足部分从供水水源拉至作业点。运营期新增人员用水量 58.4m^3/a。

3.3.4.4 供配电

本项目用电电源引自油区已建 110kV 变电站供电系统。

3.3.4.5 采暖通风

本项目冬季不施工，开发期不涉及供热，运营期采用电加热。

3.4 依托工程及可行性分析

本项目井场采出液经管输或罐车拉运至页岩油联合站，处理合格的原油与吉7井区净化油混合输至北三台油库；采出水、井下作业废水、废洗井液进入页岩油联合站返排液装置进行处理后，处理合格后优先用于复配压裂液，剩余部分输至吉7井区作为注水水源；伴生气在联合站经处理成合格商品气后优先用于站内自用气多余部分外输。含油污泥、落地油委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置；生活垃圾送至吉木萨尔县生活垃圾填埋场处置，生活污水送至吉木萨尔县污水处理厂进行处置。

3.4.1 页岩油联合站

3.4.1.1 项目基本概况

本项目原油、伴生气、采出水、井下作业废水、废洗井液依托油区页岩油联合站处理，该联合站单独进行环评，于2019年3月29日通过第六师生态环境局批复（批复文号师环监函[2019]27号），后因方案发生变更，该联合站环评已重新上报至第六师生态环境局进行审批，于2019年6月17日通过审批（批复文号师环监函[2019]38号），计划2020年3月建成已投产，目前正在验收中。

根据环评批复，该联合站工艺主要为原油处理设计规模为100×10^4t/a，采用“热电化学沉降脱水”工艺；天然气处理站设计处理规模10×10^4Nm^3/d，采用“干法脱硫+分子筛脱水+浅冷脱烃”工艺；压裂返排液处理系统设计处理规模4800m^3/d，采用“高级氧化-混凝沉降-过滤”工艺。

（1）原油处理系统

油区页岩油联合站原油处理系统设计规模100×10^4t/a（2列装置，最大处理能力可达140×10^4t/a），采用“热电化学沉降脱水”工艺，油区来液（T=35~40℃，含水50%）首先进入三相分离器进行油气水分离，脱出游离水的原油（含水40%）进入多能处理器进行加热、沉降、分离、电脱水，处理合格的净化油（T=60℃，含水0.5%）与吉7 来油混合后进入压力缓冲罐，加热至70℃后进行外输至北三台油库。页岩油联合站原油处理系统工艺流程见图3.4-1，原油外输流向见图3.4-2。

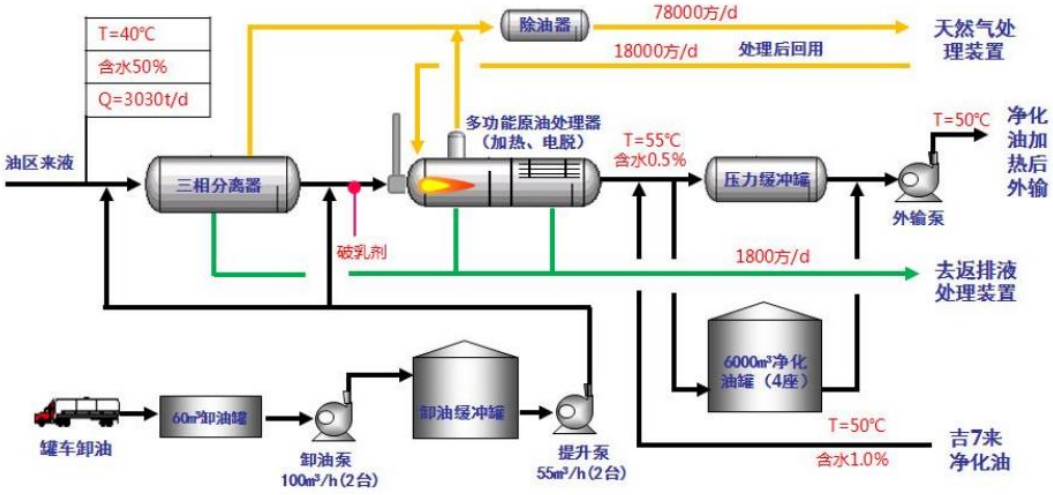

图 3.4-1　　页岩油联合站原油处理工艺路程示意图

图 3.4-2　　原油外输流向示意图

（2）压裂返排液处理系统

油区页岩油联合站压裂返排液处理系统设计处理规模为 4800m^3/d，采用“高级氧化-混凝沉降-过滤”工艺。压裂返排液在储存池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℃、油≤200mg/L、悬浮物≤300mg/L、COD≤10000mg/L）经提升泵输送至高级氧化橇，污水经氧化降粘处理后，出水（T＞10℃、油≤200mg/L、悬浮物≤300mg/L、COD≤3000mg/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℃、油≤20mg/L、悬浮物≤20mg/L、COD≤3000mg/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℃、油≤5mg/L、悬浮物≤2mg/L、COD≤3000mg/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^3 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 3.4-3。

图 3.4-3　　压裂返排液处理系统处理工艺流程示意图

（3）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 10×10^4Nm^3/d，采用“干法脱硫+分子筛脱水+浅冷脱烃”工艺。油区来气（0.25MPa、20~25℃），经脱硫装置脱除 H_2S 后经进站分离器预分离后，进入分子筛脱水系统进行气体深度脱水，脱水后的气体水露点为常压下-60℃。经过分子筛深度脱水后的气体进入换热器进行预冷，将气体温度降至-8℃。降温后的气体进入丙烷制冷橇将气体进一步降温至-35℃，降温后的低温气体进入低温分离器进行气液分离。分离出的气体返回到换热器升温后进入往复式外输压缩机增压到 6MPa 后管输至东三线阀室。

从低温分离器分离出来的轻烃（0.24MPa、-35℃）节流至 600kPa 后进入凝析油稳定塔顶部进行轻烃回收。回收后的轻烃经过换热器与凝析油稳定塔气体进

行换热，再进入空冷器进一步降温，降温后的轻烃输送至带压轻烃卧式储罐，单罐容积 19m³；稳定轻烃定期进行拉运，升温后的塔顶气体返回压缩机前端。系统排污进入排污管，定期装车外运。

天然气处理系统工艺流程见图 3.4-4。

图 3.4-4　　天然气处理系统工艺流程示意图

3.4.1.2 依托可行性

页岩油联合站原油处理设计规模为 100×10^4t/a，压裂返排液处理系统设计处理规模 4800m^3/d，天然气处理站设计处理规模 10×10^4Nm^3/d。根据调查，页岩油联合站已于 2020 年 7 月建成投产，目前实际原油处理能力 40×10^4t/a，压裂返排液处理能力 2000m^3/d，天然气处理站处理规模 $2.83\times10^4$$m^3$/d，建设单位已于 2020 年 12 月委托中勘冶金勘察设计研究院进行环保竣工验收工作，截止本次环评编制，页岩油联合站环保竣工验收工作正在进行中。

本项目部署采油井 25 口，年产液 107×10^4t，年产油量 32×10^4t，年产气量 $320\times10^4$$m^3$（8988$m^3$/d），年产水量（含井下作业废水、废洗井液）$75.097\times10^4$$m^3$（2109.47$m^3$/d），页岩油联合站剩余处理量可以满足本项目需求，依托可行。

吉 7 井区注水系统：吉 7 井区注水系统位于吉祥联合站，目前注水系统设计注水能力为 2592m^3/d。站内建有注水泵房 2 座，1#注水泵房设 Q=15m^3/h P=25MPa 注水泵 3 台（配 2 套变频，2 用 1 备）；2#注水泵房（2014 年）设 Q=39m3/h P=25MPa 注水泵 3 台（配 2 套变频，2 用 1 备）。根据调查，吉祥联合站注水系统进行改扩建，注水能力由目前的 2592m^3/d 扩建至 4200m^3/d。该工程包含在吉 7 井区梧桐沟组油藏未动用区地面工程中，其环境影响评价工作由新疆泰施特环保科技有限公司承担，并于 2019 年 5 月 7 日通过昌吉州生态环境局审批（昌州环评[2019]34 号）。

本工程 2022 年产水量产水量 75.097×l0^{4}m^3（2109.47m^3/d），复配用水量 50.237×l0^{4}m^3（1411.15m^3/d），剩余 24.86×l0^{4}m^3（698.31m^3/d）转输至吉 7 井区作为注水水源。吉 7 井区注水系统扩建后设计规模 4200m^3/d，目前吉 7 井区注水量约 2400m^3/d，剩余注水量可满足本项目废水回注需求，吉 7 井区注水系统能够满足本工程开发需求。

3.4.2 克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司

3.4.2.1 基本情况

本项目产生的含油污泥、油基钻井岩屑、落地油均委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司进行处理，该公司具有处置含油污泥的危险废物经营许可证。

克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司于 2006 年开始建设，有《危险废物经营许可证》（6502040007）、《道路运输经营许可证》（新交运管许可克市字 650203002309 号），具有油田污油泥运输及处置的资质，符合国家对危险废物的处置、转运要求。

克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司原设计处理能力为 100m^3/d，追加投资将处理规模扩大至 300m^3/d，并委托中勘冶金勘察设计研究院有限责任公司对其进行了环境影响评价，克拉玛依市环保局于 2007 年 4 月以克环保函[2007]28 号文件对项目进行了批复。2007 年 11 月，克拉玛依市环境科研监测中心站对现有工程进行了竣工环境保护验收监测，克拉玛依市环保局进行了竣工环保验收。2010 年由于生产的需要，建设单位在厂区北侧扩建 2 座 50m×70m×6m 的污水沉降池，作为含油污水进入厂区的预处理分离油水，并于 2010 年 9 月报克拉玛依市环境保护局以克环保函[2010]127 号文件进行了批复，于 2011 年 4 月建设投入使用，2011 年 8 月，克拉玛依市环境科研监测中心站对污水储池扩量工程进行了竣工环境保护验收监测，克拉玛依市环保局进行了竣工环保验收。验收监测报告认为，落地油及清罐油泥治理及扩量工程，立项、环评、初步设计及试生产报批手续齐全，环保设施与主体工程同时设计，同时施工，同时投入使用，环保设施运行基本正常，对环评和初步设计的要求落实到位。

为将油田废弃物这些废弃物进行无害化和资源化处理，克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司污油泥处置装置位于克拉玛依石化工业园南二路以北、东六街以西之间地块，经过近 8 年生产运行，已累计为克拉玛依油田回收处理污油

泥近 50 万吨。为了达到节能减排，提高生产效率和降低生产运行成本的目的，博达环保公司在污油泥处置装置原址多次进行提升改造，于 2018 年将设备升级改造、优化工艺，处理能力提升至 52 万 t/a。

3.4.2.2 依托可行性

克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司具有自治区环保厅颁发的《危险废物经营许可证》（编号 6502040047）（有效期 2019 年 8 月 30 日至 2024 年 8 月 29 日，危险废物经营类别 HW08），年处理能力 52 万 t/a。本项目 25 口采油井全部投产后预计年含油污泥最大产生量为 2904.32t/a，落地油 2.5t/a，油基岩屑 10044.24m^3，完全在博达公司的处理能力范围内，故项目依托可行。

3.4.3 吉木萨尔县生活垃圾填埋场

3.4.3.1 基本情况

吉木萨尔县生活垃圾填埋场位于吉木萨尔县新地乡，距吉木萨尔县城西南约9.5km，北距乌奇南路约2km处，中心地理坐标为：东经89°04′15.8″，北纬43°59′10.1″。整个卫生填埋场占地面积约21.94×10^4m^2，其中近期为7.0×10^4m^2，远期约10.5×10^4m^2。管理站区0.64×10^4m^2，绿化面积3.8×10^4m^2。近期工程设计规模：生活垃圾清运处理量100t/d，总库容63×10^4m^3，服务年限11年。远期工程设计规模：生活垃圾清运处理量130t/d，总库容94.5×10^4m^3，服务年限12年。主要由填埋场、生产管理区、道路、垃圾收集系统等组成。填埋场主要处置城镇生活垃圾，不作为工业固体废物和危险废弃物处置场所。

垃圾填埋场总投资2352.81万元。主要采用卫生填埋工艺，推进式填埋法，工艺过程主要包括机械卸料、铺平、压实、覆土、喷水降尘、灭虫等。渗滤液经场底收集系统排至渗滤液收集池，经处理后回喷垃圾堆体；填埋气经导气石笼收集后导出。填埋场底部和边坡采取严格防渗的设计方案。

3.4.3.2 依托可行性

目前该垃圾填埋场日处理量约40t左右，因此，吉木萨尔县生活垃圾填埋场可以满足本工程垃圾处理的需求，可以依托。该垃圾填埋场已于2008年12月取得原新疆维吾尔自治区环保厅《关于吉木萨尔县生活垃圾处理工程环境影响报告书的批复》（新环监函[2008]537号）。本次环评，开发期产生生活垃圾量为21.88t，运营期产生生活垃圾量为1.46t/a，依托可行。

3.4.4 吉木萨尔县污水处理厂

3.4.4.1 基本情况

吉木萨尔县污水处理厂工程位于吉木萨尔县城东北 15km 处，占地面积 139384.9m^2。实际建设规模为处理污水量 3.0×$10^4$$m^3$/d 及部分公用工程及辅助工程。污水处理工艺采用“强化脱氮改良 A^2/O+絮凝沉淀滤布滤池工艺”，污泥处理工艺采用带式压榨脱水一体机浓缩脱水，消毒工艺采用紫外线消毒（环评批复文号：昌州环评[2015]48 号，2015 年 6 月 1 日）。工程于 2015 年 6 月动工开建，2017 年 10 月初建成，2017 年 10 月 16 日进入试运行。2017 年 12 月 8 日由新疆绿格洁瑞环境检测技术有限公司完成项目环境保护竣工验收监测报告。

吉木萨尔县污水处理厂在验收监测期间，污水处理厂排口的废水中，各项污染物日均值浓度均符合《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）中的一级 A 标准的要求。出水水质各项指标均满足设计标准要求。各项主要污染物 SS、COD、BOD_5、NH_3-N、TP 平均去除率均满足设计要求。

3.4.4.2 依托可行性

吉木萨尔县污水处理厂处理能力3万m^3/d，实际处理量6000m^3/d，目前仍有余量（2.4万m^3/d），本项目开发期新增生活污水量700m^3，运营期新增生活污水量46.72m^3/a，新增污水量较小，未达到污水厂满负荷量，本项目生活污水依托可行。

3.5 工程分析

3.5.1 工艺流程

3.5.1.1 开发期工艺流程

（1）钻井施工

钻井是采用旋转的钻头给所钻的地层一定的压力，使钻头的牙齿嵌入地层，然后旋转钻头，利用旋转钻头的扭矩来切削地层，并用循环的钻井液将钻屑带出井眼，以保证持续钻井。钻井施工作业流程及排污节点见下图。

图 3.5-1　　钻井施工作业流程及排污节点示意图

钻井时井筒排出的钻井液及岩屑进入钻井液不落地循环系统，该系统设置振动筛、除砂器、除泥器、离心机四级处理，经四级处理后，岩屑与钻井液完全分离，钻井液返回井筒，岩屑排至井场储罐暂存。

本项目一开钻井过程中使用水基钻井液，使用井场泥浆不落地系统进行处理。工艺流程如下：

①钻井井口产生的钻井液、岩屑混合物经振动筛、除砂器、除泥器、离心机四级实现初步分离，分离出的液相进入废水收集罐，用于钻井液配制。

②经不落地系统进一步固液分离，液相回用于钻井液配制，固相进入储存罐。

③经检测达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）要求后，用于油田内井场铺筑等。

④钻井结束后剩余钻井液由钻井液公司回收，不外排；防渗膜由钻井队回收利用。

泥浆不落地处理系统工艺流程见下图。

图 3.5-2　　泥浆不落地处理系统工艺流程图

本项目二开钻井过程中使用油基钻井液，钻井过程产生的油基钻井液及岩屑经井口振动筛、清洁器、离心机等设备进行初步分离后，液相回用于钻井，固相为油基钻井液及岩屑，属于 HW08 类危险废物（废物代码：071-002-08），采用专用装置收集，并由具备处置危废资质单位（克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司）进行转运、处置。

（2）地面配套设施施工

①管线施工

根据施工图坐标点施工放线，打百米桩和转角桩并撒白灰线作为施工作业带边界。项目管线施工作业带宽 12m，管线底埋深-1.9m。设计交桩后施工单位采用与管道轴线等距平行移动的方法移桩，移桩位置在施工作业带边界线内 1m 处。最后清理施工现场，以便施工人员、车辆、管材等进入施工场地。

管道运输和布管在管沟堆土的另一侧进行，要求堆放地点地势平整、无水、无尖硬物的地方。布管过程不允许地面拖拉，以防损坏。

根据管道稳定性和安全要求，综合考虑沿线地形气象条件冻土深度为 1.8m，管线顶埋深为冻土层以下（管底埋深-1.9m）。

清管应符合有关输气道线路工程施工及验收规定。管道下沟回填土后要求进行强度和严密性试压，其力值、允许降稳时间应满足相规范要求，对于不合格的管段查出原因及时泄压修补后重新试压直至合格。

②道路施工

在完成线路勘测、工程设计并获得施工许可后，施工人员进驻现场，进行清场，清除施工场地内杂草等植物残体，然后采用挖掘机自上而下开挖路基、并用振动压路机进行碾压；按施工工艺进行路面施工，摊铺碎石基层，压路机压实，摊铺沥青混凝土路面、进行养护等；同步进行配套工程施工。

③施工营地

本项目钻井期不新建施工营地，依托周围已完钻井已建的生活营地；依托的生活营地设有防渗收集池（60m^3），污水定期清运至吉木萨尔县污水处理厂处置；同时生活营地设生活垃圾箱若干，生活垃圾集中收集至垃圾箱中，定期拉至吉木萨尔县生活垃圾填埋场处置。

图 3.5-3　　地面配套设施施工作业流程及排污节点示意图

3.5.1.2 运营期工艺流程

（1）井下作业

井下作业是进行采油生产的重要手段之一。一般在采油井投产前及投产以后进行，主要包括射孔、酸化、压裂、下泵、试油、洗井、修井、除砂、清蜡等一系列工艺过程。在钻井、测井后要进行射孔，将射孔枪下入井管中油层部位，用射孔弹或射孔液将井管射成蜂窝状孔，使原油流入井管并用抽油泵采出。酸化、压裂作业是用不同的化学和物理方法对低渗透的油层进行处理，进一步提高原油产量；洗井、修井、除砂和清蜡作业均是在采油井使用一段时间后，因腐蚀、结垢、机具磨损和损坏等而采取的工艺措施。

（2）采油

采油就是借助油层的自身压力或者抽油泵等工艺方法，使原油从地下储油层中产出的工艺过程。一般来说依靠油层自身压力进行采油的方法称为自喷采油法，而需要用抽油泵等方法进行采油的则叫机械采油法。

（3）油气集输

71A 平台、71B 平台和 72A 平台上单井采出物经平台上设置的计量站计量后，管输至页岩油联合站进行采出物处置。

（4）单井拉油

本项目 J10042 采油井井位较为偏远，因此采取单井计量、单井拉油方式进行生产，井场设有电加热器、计量装置、生产分离器以及拉油方罐和放空火炬。单井采出物经单井计量后，通过生产分离器分离，分离出的气相通过火炬放空，分离出的液相进入井场设置的 2 个储油方罐暂存，定期由罐车拉运至页岩油联合站进行处置。

（5）单井接入老井

JHW71-11 井接入 J10033 采油井采用单井计量方式进行生产。井口采用投劳式电潜螺杆泵，配套电加热器，井口采用保温盒保温，保温盒内设防爆电加热器，同时设置热洗清蜡接口及安全标识牌。

3.5.2 环境影响因素分析

本工程建设可分为开发期、生产运营期和服役期满三个阶段。

开发建设期环境影响的特点是持续时间短，对地表的破坏性强，在地面建设结束后，可在一定时期消失；但如果污染防治和生态保护措施不当，可能持续很长时间，并且不可逆转，例如对生态环境的破坏。生产运营期环境影响持续时间长，并随着产能规模的增加而加大，贯穿于整个运营期。服役期满后，如果封井和井场处置等措施得当，环境影响将很小；反之若出现封井不严，可能导致地下残余油水外溢等事故发生，产生局部环境污染。

本项目包括钻井、地面工程建设、采油、油气集输等施工作业内容，基本属于开发期和生产运营期的建设活动。环境影响因素主要来源于油井及与其相关的钻井、采油、井下作业、油气集输等各工艺过程，主要包括生态影响，以及排放的污染物质导致的环境污染。本项目建设生产过程环境影响因素及污染物排放流程见下表及下图。

表 3.5-1　　环境影响因素识别表

建设活动	主要环境影响因素	环境影响因素主要受体	备注
井场、站场、管线敷设、道路建设	油田建设施工、车辆碾压等	土壤、植被	开发期
	施工设备、车辆行驶	环境空气	
	柴油机设备、车辆产生噪声	声环境	
	施工固体废物 钻井岩屑（水基、油基） 生活垃圾	土壤	
	生活污水	土壤、地下水	
	占用土地	土壤、植被	
	无组织挥发	环境空气	运营期
	设备噪声	声环境	
	含油污泥、落地油、废洗井液	土壤环境	
油气集输	管线泄漏	土壤、地下水	事故
	无组织挥发	环境空气	运营期
	设备噪声	声环境	
井下作业	井下作业废水	土壤、地表水	运营期
	作业废气	环境空气	
	设备噪声	声环境	
单井拉油	放空火炬、无组织挥发	环境空气	
	含油污泥、落地油、废洗井液	土壤环境	
	储罐、管线泄漏	土壤、地下水	事故

图 3.5-1　本工程开发过程污染物排放流程图

3.5.3 开发期污染源及污染物分析

3.5.3.1 生态影响情况

本工程地面工程主要包括新建采油井场 25 座、计量站 3 座，单井拉油站 1 座、新建集油干线长度 1688m、新建油区干线道路 1389m、平台连接道路长度 736m。

地面工程建设影响特征为生态影响，即为生态资源（包括植被、土壤、野生动植物资源生境）的占用和破坏。

本工程总占地面积 315230.63m^2，其中永久占地面积 190341.63m^2，临时占地面积 124889m^2，占地类型为中覆盖度草地。具体内容见下表。

表 3.5-2　　项目占地情况一览表

序	工程内容	占地面积（m^2）	合计	备注	占地

号		永久占地	临时占地	（m^2）		类型
1	平台井场	156000	67557	223557.00	3 个平台井，共计 23 口，即 71A 平台永久占地占地 60000m^2, 71B 平台永久占地 66000m^2, 72A 平台永久占地 30000m^2。	中覆盖度草地
2	单井井场	12000	10800	22800.00	单井井场 1 座（JHW71-11 井），井场永久占地 120m×100m	
3	单井拉油点	10000	10800	20800.00	拉油点 1 座，位于 J10042 井场内，永久占地 120m×100m	
4	放喷管线	0	560	560.00	放喷管线 5 根，71A 平台放喷管线占地 140m^2；71B 平台放喷管线占地 210m^2；72A 平台、JHW71-11 和 J10042 井放喷管线占地均为 70m^2	
5	集油管线	0	20256	20256.00	集油管线 1688m，施工宽度 12m	
6	油区干线道路	9028.5	9026	18054.50	长 1389m，路基宽 6.5m，施工宽度 13m	
7	平台连接道路	3313.13	5890	9203.13	长 736m，路基、路面同宽，均为 4.5m，施工宽度 13m	
合计		190341.63	124889.00	315230.63		

3.5.3.2 废气

本项目在开发期对环境空气的影响主要来自两个方面：一是施工钻井过程中产生的废气，主要来自于钻机（柴油机）和发电机运转时产生的烟气，其主要污染物为 NOx、SO_2 等；二是地面工程建设过程中可能产生扬尘，如细小的建筑材料的飞扬，或土壤被扰动后导致的尘土飞扬。

（1）扬尘

建设期运输车辆产生扬尘，采用洒水降尘，在施工场地实施每天洒水抑尘作业 4 次~5 次，其扬尘造成的污染距离可缩小到 20m~50m 范围，由此车辆产生的扬尘对周围环境影响较小。从影响时间、范围和程度来看，钻井废气对周围大气环境质量影响是有限的。

由于主要进行钻井、管线敷设等施工，项目区内大量出入中型车辆，因此项目区内道路主要为石子路，车辆行驶的扬尘污染较重，先应合理规划、选择最短的工区道路运输路线，对使用频繁的道路路面进行洒水处理，减少路面沙尘的扬起和对公路两旁土地的扰动。再者，在道路两旁植被受扰动范围内种植根系发达、耐干旱、抗风沙和枝叶茂盛的优良植被，运输车辆进入施工区域，应以中、

低速行驶（速度小于 40km/h），特别是路过村庄等人群居住地时，速度小于 20km/h。另外，运输车辆拉运材料等物资需加盖蓬布。

（2）柴油机烟气

开发期井场动力系统为柴油发电机，柴油机为钻机及井场提供动力、电力和照明，根据设计资料，本项目开发期柴油消耗量总计 2500t。

本项目使用的柴油硫含量不大于 0.05%，SO_2 产生量可按照下式进行计算：

$$\mathbf{Q_{SO2}=2000\times B\times S}$$

其中：Q_{SO2}--SO_2 排放量，kg；B--耗油量，t；S--燃油全硫分含量，%。

另根据《大气环境工程师实用手册》，柴油燃烧的产污系数为：NO_x3.36kg/t，烟尘 2.2kg/t。

本项目开发期柴油废气大气污染物排放情况详见下表。

表 3.5-3　　柴油废气大气污染物排放统计表

污染源	柴油消耗量（t）	污染物排放量(t)		
		SO_2	NO_x	烟尘
柴油机、发电机钻井期	2500	2.5	8.4	5.5

柴油机组所使用的燃料为符合国家标准的柴油，其燃料属性符合《普通柴油（GB252-2015）》的标准要求，对大气环境的影响较小，大气污染物随钻井试油的结束而消失。

3.5.3.3 废水

开发期废水主要为钻井废水、管道试压废水和生活污水。

（1）钻井废水

本项目在钻井施工过程中采用“钻井泥浆不落地技术”，产生的钻井废水经处理达标后循环使用，废水不外排，钻井废水不会对地下水产生影响。

（2）管道试压废水

本项目新建集油干线长 1688m，铺设完成后，对管道进行注水试压，将会产生一定量的废水，管道试压时采用的介质为洁净的新鲜水。试压一次用水大约 53m^3，因管道中含有泥沙、杂质等，故试压废水中的污染物主要是 SS，试压废水污染因子单一。废水循环利用，用于施工现场降尘。

（3）生活污水

本项目不新建施工营地，依托利用周边已建生活营地，钻井期生活用水量约875m^3，排水系数0.8，生活污水产生量约为700m^3，其排水水质与居民生活污水相近似，CODcr浓度350mg/L、NH_3-N浓度30mg/L、SS浓度200mg/L，污染物排放量分别为：0.245t、0.021t、0.14t。依托生活营地的生活污水排入生活区设置的防渗废水收集池暂存，该收集池容积满足储污需求，容积不小于60m^3，定期拉运至吉木萨尔县污水处理厂。

3.5.3.4 噪声

钻井过程中的噪声源主要是钻机、钻井液循环泵和柴油发电机以及运输车辆，其源强分别为：钻机：100dB（A）～110dB（A）；泥浆泵：95dB（A）～100dB（A）；柴油发电机：100dB（A）～105dB（A）；运输车辆：60dB（A）～90dB（A）。管道、道路施工机械设备产生噪声源强为80-100dB（A）。

项目开发期噪声源主要包括钻机、柴油发电机、柴油机、泥浆泵，运输车辆及道路、管线施工机械设备等。通过采取选用低噪声设备、基础减震等措施减少噪声对周围声环境的影响。

由于施工区域周边200m范围无声环境敏感目标，周围无集中固定人群居住，不会出现扰民现象。施工噪声贯穿整个施工过程，待所有施工工程结束后影响随即消失。

3.5.3.5 固体废物

本项目施工过程固体废弃物主要为钻井作业时产生的钻井泥浆、岩屑、生活垃圾、施工土方。

（1）钻井泥浆

钻井泥浆的排放量依井的深度而增加，其排放量计算采用《油田开发环境影响评价文集》中的经验公式：

$$V=\frac{1}{8}\pi D^2 h+18(\frac{h-1000}{500})+116$$

式中：V－排到地面上的泥浆量（m^3）；

D－井眼的平均直径（m）；

h－井深（m）。

计算得知：本工程单井水基泥浆约 238.06m^3，单井油基泥浆 177.73m^3-324.33m^3，项目部署 25 口井共产生水基泥浆 5951.47m^3、油基泥浆 7961.65m^3。水基泥浆全部进入泥浆不落地系统处理后回收入罐，用于后续钻井配液等环节使用；油基泥浆（HW08-071-002-08）在储备罐暂存，随钻井队用于后续钻井使用。

（2）钻井岩屑

钻井过程中，岩石经钻头和钻井液的研磨而破碎成岩屑，随钻井液排出井口，进入钻井液不落地系统，处理后岩屑与钻井液分离，钻井液返回井下，岩屑排入收集罐。钻井岩屑的产生与井身结构有关，可按以下公式进行计算：

$$W=1/4\times\pi\times D^2\times h\times k$$

式中：W—产生的岩屑量，m^3；

D—井眼平均内径，m；

h—裸眼长度，m；

k—膨胀系数，水基取 2.2，油基取 2.5。

根据各井井身结构和上述岩屑经验公式，本工程单井钻井水基岩屑约 426.18m^3，油基岩屑为 164.66m^3-411.65m^3，项目新钻 25 口井共产生水基岩屑 10654.45m^3，油基岩屑 10044.24m^3。水基岩屑经不落地系统收集、压滤脱水后，暂存在水基岩屑储罐中，经检测合格完井后进行资源化利用；油基岩屑（HW08-071-002-08）在振动筛后经钢罐集中收集，交由具备危废处置资质的单位（克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司进行处置）进行处置。

（3）生活垃圾

本项目现场不新建生活营地，生活营地依托周边已建营地。按每人每日垃圾产生量 0.5kg 计算，项目开发期产生生活垃圾总计 21.88t。生活营地设有生活垃圾箱若干个，集中收集后定期拉至吉木萨尔县生活垃圾填埋场处置。

（4）施工土方

本项目施工土方主要由埋地敷设管线开挖和道路修建产生。项目路基土方用料从吉木萨尔县料场拉运。本项目土石方平衡见下表。

表 3.5-4　　项目土石方平衡表

工程类别	挖方量　m^3	填方量　m^3	借方量　m^3	弃方量　m^3
管道	2790.26	2790.26	0	0

道路	1773.6	8948.25	7174.65	0
合计	4563.86	11738.51	7174.65	0

3.5.3.6 开发期污染物排放情况

本项目开发期污染物产排情况见下表。

表 3.5-5　　本项目开发期污染物产排情况表

项目	工程	污染源	污染物	产生量	排放量	主要处理措施及排放去向
废气	井场道路管线	施工机械设备	扬尘	因为钻井过程对施工地表采取洒水措施，施工材料进行篷布遮盖，有效控制作业起尘		
	井场	钻井机械废气	SO_2	2.5t	2.5t	使用国家合格柴油及设备，废气达标排放周围环境
			NO_x	8.4t	8.4t	
			烟尘	5.5t	5.5t	
废水	管线	管道试压废水	SS	53m^3	0m^3	用于施工现场降尘
	依托生活营地	生活污水	废水量	700m^3	0m^3	排入防渗废水收集池暂存，定期清运至吉木萨尔县污水处理厂
			CODcr	0.245t	0t	
			NH_3-N	0.021t	0t	
			SS	0.14t	0t	
噪声	井场	钻机	/	100～110dB（A）	100～110dB（A）	选用低噪声设备、基础减震等措施，项目区 200m 范围无声环境敏感目标，对周围声环境影响小
		泥浆泵	/	95～100dB（A）	95～100dB（A）	
		柴油发电机	/	100～105dB（A）	100～105dB（A）	
		运输车辆	/	60～90dB（A）	60～90dB（A）	
	管线道路	施工机械设备	/	80～105dB（A）	80～105dB（A）	
固体废物	井场	钻井泥浆	水基泥浆	5951.47m^3	0m^3	全部进入泥浆不落地系统处理后回收入罐，用于后续钻井配液等环节使用
			油基泥浆	7961.65m^3	0m^3	经不落地系统处置后在储备罐暂存，随钻井队用于后续钻井使用
		钻井岩屑	水基岩屑	10654.45m^3	0m^3	经不落地系统处理暂存岩屑暂存区，经检

						测合格后资源化利用
			油基岩屑	10044.24m^3	0m^3	经不落地系统处理后经钢罐集中收集，交具备危废处置资质单位（克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司）进行处理
	依托生活营地	生活垃圾	日常垃圾	21.88t	0m^3	集中排入垃圾箱，定期拉至吉木萨尔县生活垃圾填埋场处置
	管线道路	施工土方	弃土	0m^3	0m^3	挖方量再利用，无弃土

3.5.4 运营期污染源及污染物分析

3.5.4.1 废气

本项目在油气集输和单井拉油过程中大气污染物主要是无组织泄漏烃类气体，以及单井拉油站站内伴生气通过火炬放空产生的燃烧废气；废气中主要污染物为烃类、NO_X、SO_2、烟尘。

（1）单井拉油站内伴生气放空废气

本项目部署 1 座单井拉油站，该单井拉油站设生产分离器，伴生气分离后经火炬放空燃烧（DN50，H=8m）。

伴生气是一种与石油共生的天然气，开采初期产生量较大，之后逐年递减，本区区块油层中本身不含硫化氢，由于项目开发，压入油层的压裂液和原油中含硫物质发生反应生成少量的硫化氢。该单井拉油站内设有除硫剂加药撬预留区，如检测硫含量较高，可通过井口设脱硫橇，可使管道中 H_2S 的含量控制在 20ppm 以下后通过火炬燃烧。拉油站脱硫工艺流程为：在井口设脱硫橇，将脱硫剂注入采出液中，与采出液中硫化氢快速反应生成硫化盐，溶解于采出液中，有效控制硫化氢的析出。因此，通过火炬燃烧产生二氧化硫的量不会太高。

本项目单井拉油站内有单井 1 座，即 J10042 井，年产气量约 $3.83\times10^4m^3$（107.7m^3/d）。根据《排污申报登记实用手册》第 231 页的计算实例，完全燃烧 1m^3 的天然气产生的废气量为 10.89m^3，每燃烧 10000m^3 的天然气产生的 SO_2 为 1.5kg，每燃烧 10000m^3 的天然气产生的 NOx 为 6.3kg。

根据上述系数计算：本项目拉油站单井伴生气放空燃烧产生废气量41.71×10^{4}m^3/a，NO_x的排放量为0.024t/a（0.003kg/h），排放浓度57.91mg/m^3，SO_2排放量为0.006t/a（0.0007kg/h），排放浓度13.79mg/m^3。

本项目单井拉油站火炬高度8m，通过火炬燃烧产生的污染排放速率和排放浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表2标准限值要求（火炬高度不足15m，排放速率标准值按外推法计算结果再严格50%执行，即SO_2排放速率限值0.58kg/h，NO_x排放速率限值0.17kg/h；SO_2排放浓度限值550mg/m^3，NO_x排放浓度限值240mg/m^3）。

建设单位应根据开发过程中伴生气的实际情况，提高油气生产密闭集输率或采取天然气回收装置进行回收。

（2）油气集输及处理过程的烃类挥发

在油气集输环节产生的挥发性有机物（VOCs）主要包括非甲烷总烃（烷烃、烯烃、芳香烃、炔烃等）、含氧有机化合物（醛、酮、醇、醚、酯、酚等）、卤代烃，含氮有机化合物，含硫有机化合物等，对本工程而言，VOCs主要为非甲烷总烃。本项目新建产能32.0×10^{4}t/a，部署的25口采油井中，24口井采用密闭集输，1口井采用单井拉油。本次评价按照密闭集输井场和单井拉油站分别进行核算VOCs排放量。

①密闭集输井场VOCs排放量

本项目24口井采用密闭集输，涉及产能30.72×10^{4}t/a，参照《环境影响评价试用技术指南（第二版）》（机械化工出版社）中提供的无组织排放源强估算系数，VOCs产生量为原料年用量或产品年产量的0.1‰~0.4‰。本项目24口井油气集输全程密闭，可有效减少VOCs的产生，故产污系数取0.1‰，则VOCs排放量为30.72t/a，其中JHW71A平台VOCs排放量为11.52t/a，JHW71B平台VOCs排放量为12.80t/a，JHW72A平台VOCs排放量为5.12t/a，单井JHW71-11井场VOCs排放量为1.28t/a。

②单井拉油站VOCs排放量

本项目1口井采用单井拉油方式生产，涉及产能1.28×10^{4}t/a，参照《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南》（试行）中工艺过程源—石油化工业—油品储存—原油排污系数0.123g/kg油品，工艺过程源—石油化工业—油品运输—原油

排污系数1.6036g/kg油品，根据计算，拉油站原油储存过程VOCs排放量为1.57t/a，原油运输过程VOCs排放量为20.53t/a，因此拉油井场VOCs排放量合计22.10t/a。

3.5.4.2 废水

本项目运营期废水主要包括采出水、井下作业废水和生活污水。

（1）采出水

本项目采出液中平均含水率为 70%，新增产能为 32×10^4t/a。采出水产生量及水中各种污染物产生量根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中 07 石油与天然气开采行业系数手册进行核算，具体计算参数及产生量见下表。

表 3.5-6　　与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数一览表

原料名称	类型	单位	产污系数		年平均产油量	产生量 t/a
低渗透油田＜80%	采出水	t/t 产品	A/（1-A）	2.33	32.0×10^4 t/a	75.0×10^4
	化学需氧量	g/t 产品	647A/（1-A）	1509.67		0.483
	氨氮	g/t 产品	11.12A/（1-A）	25.95		0.008
	总氮	g/t 产品	8.91A/（1-A）	20.79		0.007
	挥发酚	g/t 产品	0.83A/（1-A）	1.94		0.001
	石油类	g/t 产品	116.56A/（1-A）	271.97		0.087

本项目采出液在页岩油联合站内进行脱水处理，处理后的废水优先用于复配压裂液，剩余部分输至吉 7 井区作为注水水源，不外排。

（2）井下作业废水

井下作业废水的主要来源洗井时产生的洗井废水，其产生量按照《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。具体计算参数及产生量见下表。

表 3.5-7　　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）	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	34679.3	回收回注	0
				石油类	克/井次-产品	6122.1	回收回注	0

吉木萨尔凹陷芦草沟组油藏为低渗透油藏，根据上表计算井下作业废水产生

量为 27.13t/井次，化学需氧量产生量为 34679.3g/井次，石油类产生量为 6122.1g/井次。按井下作业每 2 年 1 次计算，则单井每年产生井下作业废水 13.565t、化学需氧量 17339.65g、石油类 3061.05g，则本项目 25 口采油井井下作业时产生的井下作业废水、化学需氧量、石油类分别为 339.13t/a、0.43t/a、0.08t/a，新疆油田公司要求井下作业必须采取带罐作业，井下作业废水全部回收，采用专用废液收集罐收集后运至页岩油联合站处理。

（3）生活污水

本工程新增劳动定员 8 人，年产生生活污水量约 46.72m^3/a，生活设施依托页岩油联合站和吉祥公寓。页岩油联合站生活污水排入化粪池处理达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）三级标准要求后，定期清运运至吉木萨尔县污水处理厂；吉祥公寓位于吉木萨尔县城内，生活污水进入下水管网，排入吉木萨尔县污水处理厂。

3.5.4.3 固体废物

本项目运营期固体废物主要为含油污泥、落地油、废洗井液和生活垃圾。含油污泥和废洗井液产生量按照《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。落地油和生活垃圾参照经验值计算得出。具体产生情况如下：

（1）含油污泥（HW08-071-001-08）

含油污泥是被原油及其它有机物污染了的泥、沙、水的混合物，其排放量与油井的出砂情况有关，其产生量根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》-07 石油与天然气开采行业系数手册中非稠油产污系数（90.76t/万 t 产品）进行核算。本项目新增产能 32.0×10^4t/a，由此计算出含油污泥产生量为 2904.32t/a。含油污泥属于《国家危险废物名录》（2021 版）HW08 废矿物油和含矿物油废物，先在页岩油联合站污泥贮存场暂存，委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置，减少运输过程环境污染。

（2）落地油（HW08-071-001-08）

落地油主要产生于油井采油树的阀门、法兰等处正常及事故状态下得泄漏、管线破损以及井下作业产生的落地油。按照单井落地油产生量约 0.1t/a 计算，本项目 25 口油井落地油总产生量约 2.5t/a。

根据新疆油田公司环境保护管理制度规定，项目井下作业时带罐作业，落地油 100%回收，回收后的落地油运至页岩油联合站污泥贮存场暂存，委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置。

（3）废洗井液（HW08-900-249-08）

本项目运营期对单井进行修井过程会产生一定废洗井液，不产生废压裂返排液和酸化返排液，根据《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，井下作业每 2 年 1 次；具体产污系数及产生量见下表。

表 3.5-8　　本项目废洗井液产生量一览表

污染物名称	产污系数	产生量
废洗井液	25.29t/井	632.25t

本项目产生的废洗井液均集中收集入罐，拉至页岩油联合站进行处置。

（4）生活垃圾

本工程新增劳动定员 8 人，产生生活垃圾 1.46t/a，生活垃圾集中收集至垃圾箱内，定期清运至吉木萨尔县垃圾填埋场。

（5）废润滑油（HW08-900-214-08）

井下作业时各类机械设备需要定期保养和维护，会产生一定量的废润滑油，类比同类井场废润滑油的产生量可知，单井井场产生的废润滑油量为 0.02t/a，本项目废润滑油的产生量约为 0.5t/a。废润滑油属于《国家危险废物名录》（2021 版）HW08 废矿物油和含矿物油废物，集中收集后临时运至页岩油联合站污泥贮存场暂存，后交克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置。

（6）沾染矿物油废物（HW08-900-249-08）

修井作业在作业时会产生一些沾染废物（含油抹布、劳保用品，废防渗膜），产生量较小，类比同类油井，每口井每次产生沾油废物约 0.01t，修井一般一年平均一次，沾油废物总产生量约为 0.25t/a。沾油废物属于《国家危险废物名录》（2021 版）HW08 废矿物油和含矿物油废物，集中收集后临时运至页岩油联合站污泥贮存场暂存，后交克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置。

3.5.4.4 噪声

运营期噪声污染源主要为井场噪声、单井拉油站火炬噪声，单井拉油站至页

岩油联合站采用汽车拉运，产生交通噪声。噪声排放情况见下表。

表 3.5-9　　运营期噪声排放情况

序号	位置	噪声源	源强 dB（A）
1	井场	机泵	80～90
		井下作业（压裂、修井等）	80～120
2	拉油站	火炬放空燃烧	80~100
3	运输车辆	车辆发动行驶	90-100

3.5.4.5 运营期污染物排放

本项目运营期污染物产排情况见下表。

表 3.5-10　　本项目运营期污染物产排情况表

项目	工程	污染源	污染物	产生量	排放量	主要处理措施及排放去向
大气污染物	采油集输单井拉油	无组织挥发	VOCs	52.82 t/a	52.82 t/a	无组织排放
		伴生气放空	废气量	41.71 万 m^3/a	41.71 万 m^3/a	单井井口设生产分离器，液相通过管线进入单井拉油站内方罐，气相通过站内DN50、高 8m 火炬燃烧放空；如检测伴生气硫含较高，则在井口设置脱硫撬装置，使 H_2S 含量控制在 20ppm 后再燃烧放空
			SO_2	0.006 t/a	0.006 t/a	
			NOx	0.024 t/a	0.024 t/a	
废水	井场	采出水	废水量	75 万 t/a	0 t/a	进入页岩油联合站返排液装置进行处理后优先用于复配剩余部分输至吉 7 井区作为注水水源
			化学需氧量	0.483 t/a	0 t/a	
			氨氮	0.008 t/a	0 t/a	
			总氮	0.007 t/a	0 t/a	
			挥发酚	0.001 t/a	0 t/a	
			石油类	0.087 t/a	0 t/a	
	井场	井下作业废水	废水量	339.13 t/a	0 t/a	井下作业废水全部回收，采用专用废液收集罐收集后运至页岩油联合站处理
			COD	0.43 t/a	0 t/a	
			石油类	0.08 t/a	0 t/a	
	生活公寓	生活污水	COD、SS、氨氮等	46.72 m^3/a	0 m^3/a	生活设施依托页岩油联合站和吉祥公寓。页岩油联合站生活污水排入化粪池处理达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）三级标准要求后，定期清运运至吉木萨尔县污水处理厂；吉祥公寓位于吉木萨尔县城内，生活污水进入下水管网，排入吉木萨尔县污水处理厂

固体废物	含油污泥 HW08、071-001-08	2904.32 t/a	0 t/a	收集后暂存至页岩油联合站污泥贮存场，委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置
	落地油 HW08、071-001-08	2.5 t/a	0 t/a	
	废洗井液 HW08、900-249-08	632.25 t/a	0 t/a	
	废润滑油 HW08、900-214-08	0.5t/a	0 t/a	
	沾染矿物油废物 HW08、900-249-08	0.25t/a	0 t/a	
	生活垃圾	1.46 t/a	0 t/a	集中收集后拉运至吉木萨尔县垃圾填埋场。

3.5.4.6 污染物排放“三本账”

污染物排放“三本账”详见下表。

表 3.5-11　　污染物排放“三本账”

项目	工程	污染源	污染物	现有排放量	本项目产生量	本项目排放量	建设后总排放量	排放增减量
废气	加热炉火炬		Nox　t/a	26.52	0.024	0.024	26.544	+0.024
			SO_2　t/a	4.61	0.006	0.006	4.616	+0.006
	无组织挥发		烃类　t/a	382.51	52.82	52.82	435.33	+52.82
废水	井场	采出水	废水量　万 t/a	0	75	0	0	0
			化学需氧量 t/a	0	0.483	0	0	0
			氨氮　t/a	0	0.008	0	0	0
			总氮　t/a	0	0.007	0	0	0
			挥发酚　t/a	0	0.001	0	0	0
			石油类　t/a	0	0.087	0	0	0
	井场	井下作业废水	废水量　t/a	0	339.13	0	0	0
			COD　t/a	0	0.43	0	0	0
			石油类　t/a	0	0.08	0	0	0
	生活公寓	生活污水	SS、COD 动植物油 m^3/a	0	46.72	0	0	0
固体废物	含油污泥　t/a			0	2904.32	0	0	0
	落地油　t/a			0	2.50	0	0	0
	废洗井液　t/a			0	632.25	0	0	0
	废润滑油　t/a			0	0.50	0	0	0

	沾染矿油废物　t/a	0	0.25	0	0	0
	生活垃圾　t/a	0	1.46	0	0	0

3.5.5 服役期满环境影响分析

服役期满后，对完成采油的废弃井进行封堵内外井眼，拆除井口装置，清理场地工作，基本无废水产生，仅在土壤回填过程中有部分扬尘产生。

井场拆除的抽油机、集输设施、井构筑物等为钢制材料，清洗油污后可回收利用。通过采取以上措施，可使退役期生态环境影响降到最低。

3.6 清洁生产分析

3.6.1 产品的清洁性分析

本项目的产品为原油和天然气。石油、天然气与煤相比，是一种洁净能源，热值高，燃烧产生的污染物少。天然气代替燃煤可明显减少二氧化硫、氮氧化物、二氧化碳等污染物质的排放，采用天然气作为煤炭等替代燃料可有效减少酸雨形成和温室效应。在一次能源消费煤炭占 70％的中国，发展石油、天然气洁净能源对改善一次能源消费结构和大气污染物减排具有重要意义。

3.6.2 集输工艺清洁生产分析

（1）采用全自动控制系统对主要采油和集输工艺参数进行控制，能够提高管理水平，尽量简化工艺过程，减少操作人员，同时使集输系统的安全性、可靠性得到保证，实现集输生产过程少放空，减少天然气燃烧对环境的污染。

（2）井下作业起下油管时，安装自封式封井器，避免原油、污水喷出。

（3）对施工中的运输车辆采取防渗漏、防溢流和防散落措施。

（4）井下作业过程中，对产生的散落原油和废液采用循环作业罐（车）收集。在井场设有应急池，收集的废油等非正常情况下的排污，运至联合站进入原油预处理流程。

（5）井下作业过程中铺防渗土工膜防止原油落地。

（6）优化布局，减少建设用地。为了尽量减少对当地地形地貌的破坏和扰动，充分利用已建道路解决道路交通问题。按工艺流程进行优化组合，布置紧凑。

管线、水、电、道路等沿地表自然走向敷设，最大限度地减少了对自然环境和景观的破坏，土方量也大大减少。

3.6.3 节能及其它清洁生产措施

（1）优化简化单井集输管网，对单井 JHW71-11 井采取接入 J10033 井，单井计量后集输至联合站，降低生产运行时间；

（2）25 口井均采用井口电加热工艺；

（3）管线均进行保温，减少热量损失；

（4）采用节能型变压器；

（5）采用高效加热设备，合理利用能量，降低生产运行能耗损失。

3.6.4 建立有效的环境管理制度

除了技术、设备等物化因素外，生产活动离不开人的因素，这主要体现于运行操作和管理上。将环境管理和环境监测纳入油田质量安全环保部门负责，采用 HSE 管理模式，注重对员工进行培训，使员工自觉遵守 HSE 管理要求，保护自身的安全和健康。

主要采取的环境管理措施有：

（1）落实环保目标责任制，坚持环保指标考核，推行清洁生产。

（2）在钻井生产过程中，防止泥浆、污水外溢，发生外溢设置防渗的应急池，并及时清理。泥浆药品按照标准化管理规定妥善存放，如在装卸过程中发生散落要及时清理回收。

（3）井下作业系统积极推行“铺膜”等无污染作业法；加强管理，对管线及井口设施定期检查，维修，减少或杜绝生产过程中的“跑、冒、滴、漏”现象发生。

本工程开发以此为依据，认真落实清洁生产技术和措施，可以最大限度地降低开发建设对环境造成的污染影响。

3.6.5 清洁生产技术指标

（1）原油采收率

根据本项目开发方式：先衰竭式开采，后转机采生产。

（2）井场占地面积

本项目部署井场 25 座，单井拉油点 1 座。在满足工艺安装和检修需要的同时，井场设备相对集中，布置紧凑，以减少占地面积。项目总占地面积 315230.63m^2，其中永久占地面积 190341.63m^2，临时占地面积 124889m^2。

（3）落地油产生量

根据现场调查，新疆油田分公司在落地油处理中采取了得力的措施，井下作业必须带罐(车)操作，进入临时设置的贮油罐，本项目产生量约 2.5t/a，交克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置。

3.6.6 清洁生产水平

参照《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系》（试行）中的石油天然气开采业有关的清洁生产水平技术指标进行对比分析，以此来说明本工程的清洁生产水平。

（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。

① 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就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了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”、“否”或完成程度两种选择来评定

② 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。

③ 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。

不同类型油气勘探开发企业清洁生产评价指标体系的各评价指标、评价基准值和权重值见下表。

表 3.6-1　　钻井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	本项目指标	得分
（1）资源和能源消耗指标	30	占地面积	hm^2	15	符合行业标准要求	31.52	15
		新鲜水消耗	t/100m 标准进尺	15	≤25	13.01	15
（2）生产技术特征指标	5	固井质量合格率	%	5	≥95	98	5
（3）资源综合利用指标	30	钻井液循环率	井深 2000m 以下	10	≥40%	本工程单井井深 3500~6200m：钻井液循环率 90%	10
			井深 2000-3000m		≥50%		
			井深 3000m 以上		≥60%		
		柴油机效率	%	10	≥80	90	10
		污油回收率	%	10	≥90	100	10
（4）污染物产生指标	35	钻井废水产生量	t/100m 标准进尺	10	甲类区：≤30 乙类区：≤35	0	7
		废弃钻井液产生量	m^3/100m 标准进尺	10	≤10	0	7
		柴油机烟气排放浓度	-	5	符合排放标准要求	符合《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中新污染源无组织排放监控点浓度限值	5
		石油类排放浓度	mg/l	5	≤10	项目废水不外排	7
		COD 排放浓度	mg/l	5	甲类区：≤100 乙类区：≤150	项目废水不外排	7

定性指标					本项目	
一级指标	指标分值	二级指标		指标分值	本项目指标	得分
（1）资源和能源	15	钻井液毒性	可生物降解或无毒钻井液	10	本项目一开钻井液	10

消耗指标					为环保水基泥浆，二开钻井液为油基泥浆，钻井液循环使用	
		柴油消耗	具有节油措施	5	具有节油措施	5
（2）生产技术特征指标	30	钻井设备	国内领先	5	国内领先	5
		压力平衡技术	具备欠平衡技术	5	具备欠平衡技术	5
		钻井液收集设施	配有收集设施，且使钻井液不落地	5	井配备专用储罐收集，且井场配有不落地系统装置	5
		固控设备	配备振动筛、除气器、除泥器、除砂器、离心机等固控设备	5	配备振动筛、除气器、除泥器、除砂器、离心机等固控设备	5
		井控措施	具备	5	具备	5
		有无防噪措施	有	5	有	5
（3）管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系		10	作业区已建有 HSE 管理体系	10
		开展清洁生产审核，并通过验收		20	已开展清洁生产审核工作	20
		定制节能减排工作计划		5	制定有节能减排工作计划	5
（4）贯彻执行环境保护法规符合性	20	废弃钻井泥浆处置措施满足法规要求		10	采用泥浆不落地工艺，泥浆循环使用，完井后剩余泥浆回收入罐，用于后续钻井配液等环节使用	10

		污染物排放总量控制与减排措施情况	5	污染和排放满足总量控制和减排要求	5
		满足其他法律法规要求	5	满足其他法律法规要求	5

表 3.6-2　　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	项目指标	得分
（1）资源和能源消耗指标	30	作业液消耗	m^3/井次	10	≤5.0	＜5	10
		新鲜水消耗	m^3/井次	10	≤5.0	＜5	10
		单位能耗	-	10	行业基本水平	符合	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	落地原油回收率	%	10	100	100	10
		生产过程排出物利用率	%	10	100	100	10
（4）污染物产生指标	30	作业废液量	m^3/井次	10	≤3.0	0	10
		石油类	mg/l	5	甲类区：≤10 乙类区：≤50	0	5
		COD	mg/l	5	甲类区：≤100 乙类区：≤150	0	5
		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	符合	5
定性指标						本项目	
一级指标	指标分值	二级指标			指标分值	本项目指标	得分
（1）生产工艺及	40	防喷措施	具备		5	具备	5

设备要求		地面管线防刺防漏措施	按标准试压	5	按标准试压	5
		防溢设备（防溢池设置）	具备	5	具备	5
		防渗范围	废水、使用液、原油等可能落地处	5	废水、使用液、原油等可能落地处	5
		作业废液污染控制措施	集中回收处理	10	井下作业时带罐作业	10
		防止落地原油产生措施	具备原油回收设施	10	井下作业时带罐作业，落地油运至页岩油联合站进行处理	10
(2)环境管理体系建设及清洁生产审核	40	建立 HSE 管理体系并通过认证		15	作业区已建有 HSE 管理体系	15
		开展清洁生产审核		20	已开展清洁生产审核工作	20
		制定节能减排工作计划		5	制定有节能减排工作计划	5
(3)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	满足其他法律法规要求	20

表 3.6-3　采油（气）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	权重值	评价基准值	本项目指标	得分
（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：≤65 稠油：≤160	＜64	30
（2）资源综合利用指标	30	余热余能利用率	%	10	≥60	-	10
		油井伴生气回收利用率	%	10	≥80	96	10

		含油污泥资源化利用率	%	10	≥90	100	10
（3）污染物产生指标	40	石油类	mg/L	5	≤10	0	5
		COD	mg/L	5	甲类区：≤100 乙类区：≤150	0	5
		落地原油回收率	%	7.5	100	100	7.5
		采油废水回用率	%	7.5	≥60	100	7.5
		油井伴生气外排率	%	7.5	≤20	4	7.5
		采出废水达标排放率	%	7.5	≥80	100	7.5

定性指标									**本项目**	
一级指标	**指标分值**	**二级指标**						**指标分值**	**本项目指标**	**得分**
（1）生产工艺及设备要求	45	井筒质量			井筒设施完好			5	设施完好	5
		采气	采气过程醇回收设施	10	采油	套管气回收装置		10	24 口井集输 1 口井单井拉油	9
			天然气净化设施先进、净化效率高	10		防止落地原油产生措施		10	井场及拉油站地表硬化处置，临时施工采取铺设防渗膜	10
		采油方式				采油方式经过综合评价确定		10	注水采油	10
		集输流程				全密闭流程，并具有轻烃回收装置		10	24 口井密闭集输	8
(2)环境管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过认证						10	作业区已建有 HSE 管理体系	10
		开展清洁生产审核，并通过验收						20	已开展清洁生产审核工作	20

		制定节能减排工作计划	5	制定有节能减排工作计划	5
(3)贯彻执行环境保护政策法规的执行情况	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况	5	已按要求执行	5
		建设项目环境影响评价制度执行情况	5	已按要求执行	5
		老污染源限期治理项目完成情况	5	已完成	5
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况	5	污染和排放满足总量控制和减排要求	5

（2）评价指标体系计算

①定量评价指标的考核评分计算

企业清洁生产定量评价指标的考核评分，以企业在考核年度（一般以一个生产年度为一个考核周期，并与生产年度同步）各项二级指标实际达到的数据为基础进行计算，综合得出该企业定量评价指标的考核总分值。在计算各项二级指标的评分时，应根据定量评价指标的类别采用不同的计算公式计算。

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。如采用手工计算时，其值取小数点后两位；

S_{xi}—第 i 项评价指标的实际值（考核年度实际达到值）；

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，但当其实际数值远小于（或远大于）评价基准值时，计算得出的 Si 值就会较大，计算结果就会偏离实际，对其它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 Si＞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），取该 Si 值为 k/m。

定量评价考核总分值的计算公式为：

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

式中：

P_1—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_i—第 i 项评价指标的单项评价指数；

K_i—第 i 项评价指标的权重值。

由于企业因自身统计原因值所造成的缺项，该项考核分值为零。

② 定性评价指标的考核评分计算

定性评价指标考核总分值的计算公式为：

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

式中：

P_2—定性评价二级指标考核总分值；

F_i—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

为了综合考核油气勘探开发企业清洁生产的总体水平，在对该企业进行定量和定性评价考核评分的基础上，将这两类指标的考核得分按不同权重（以定量评价指标为主，以定性评价指标为辅）予以综合，得出该企业的清洁生产综合评价指数。

综合评价指数计算公式为：

$$P=0.6P_1+0.4P_2$$

式中：P—清洁生产综合评价指数；

P_1—定量评价指标考核总分值；

P_2—定性评价指标考核总分值。

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标见表 3.6-4。

表 3.6-4　　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≥90
清洁生产企业	75≤P＜90

3.6.7 清洁生产结论

根据清洁生产综合评价指数判定：

钻井作业定量指标 98 分、定性指标 100 分，综合评价 98.8 分；

井下作业定量指标 100 分、定性指标 100 分，综合评价 100 分；

采油（气）作业定量指标 100 分、定性指标 97 分，综合评价 98.8 分。

综上，项目属于清洁生产先进水平。

3.6.8 持续改进清洁生产的建议

本项目 1 口井采用单井拉油方式生产，建设方应根据开发过程中伴生气的实际情况，提高油气生产密闭集输率或采取天然气回收装置进行回收。

3.7 污染物排放总量控制分析

3.7.1 总量控制原则

对污染物排放总量进行控制的原则是：将给定区域内污染源的污染物排放负荷控制在一定数量之内，使环境质量可以达到规定的环境目标。污染物总量控制方案的确定，在考虑污染物种类、污染源影响范围、区域环境质量、环境功能以及环境管理要求等因素的基础上，结合项目实际条件和控制措施的经济技术可行性进行。

3.7.2 总量控制因子

目前国家对化学需氧量、氨氮、二氧化硫、氮氧化物实行总量控制。

（1）废气污染物

本项目运营期大气污染物主要来自单井拉油站伴生气放空燃烧产生的烟气及项目采油、集输、单井拉油过程产生的无组织烃类挥发。

（2）废水污染物

本项目生产过程产生的废水主要为采出水、井下作业废水和生活污水；其中采出水和井下作业废水均由页岩油联合站进行处置，处理合格后优先用于压裂液的复配，剩余部分输送至吉 7 井区作为注水水源；生活污水排入化粪池，处理达标后进入污水管网，由吉木萨尔县污水处理厂处置。

3.7.3 总量控制建议指标

（1）开发期

由于开发期的钻井作业集中于较短时间内，钻井期间排放的污染物将随钻井工程的结束而消亡，故不考虑对钻井期间产生的污染物进行总量控制。

（2）运营期

目前，国家对化学需氧量、氨氮、二氧化硫和氮氧化物实行总量控制。本项目产生的废气为油气集输过程中无组织挥发的非甲烷总烃和单井拉油站内火炬燃烧放空废气，废水主要为采出水、井下作业废水和生活污水，其中采出水和井下作业废水均由页岩油联合站进行处置，达标后用于压裂液复配和吉 7 井区回注水水源；生活污水由吉木萨尔县污水处理厂进行处理，不外排；故本项目不对二氧化硫、氮氧化物、化学需氧量、氨氮进行总量控制。

本项目无组织挥发-非甲烷总烃的排放量为 52.82t/a；单井拉油站火炬 1 座，伴生气燃烧烟气排放 SO_2 0.006t/a，NO_x 0.024t/a。

3.8 项目产业政策与相关规划协调性分析

3.8.1 与国家产业政策协调性分析

石油天然气勘探是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录（2019 年本）》，“七、石油、天然气-常规石油、天然气勘探与开采”为“鼓励类”项目。石油天然气开发属于国家重点鼓励发展的产业，本项目的建设符合国家的相关政策。

3.8.2 与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的符合性分析

《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》中第八条规定：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；

第十条 煤炭、石油、天然气开发项目实行环境监理，其大气、水体、固体废物等污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。

第二十八条 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。

本项目位于昌吉回族自治州吉木萨尔县，项目占地为中覆盖度草地，项目周边2.5km范围无人群居民点。项目占地范围内无水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域；项目设计阶段已经对大气、水体、固体废物等污染防治进行了设计，环评要求项目按照“三

同时”，要求项目大气、水体、固体废物等污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用；单井拉油站对分离出的伴生气采取火炬燃烧放空，如检测硫含量高时，采取井口脱硫，去除硫化氢（低于20ppm）后再通过火炬燃烧达标排放。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》的要求。

3.8.3 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

《石油天然气开采业污染防治技术政策》提出：在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到100%。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。在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。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。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。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。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；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；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；建立环境保护人员培训制度；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

本项目大部分井场采用平台井形式生产，减少占地对生态环境的影响；采出水经处理后优先用于复配压裂液，剩余部分输至吉 7 井区作为注水水源；伴生气在联合站经处理成合格商品气后优先用于站内自用气多余部分外输；井下作业时带罐作业，落地油 100%回收，产生含油污泥、落地油等危险固废先在页岩油联合站污泥贮存场暂存，委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置。项目部署的 25 口采油井中，24 口井采用密闭集输，1 口井采用单井拉油，单井拉油站伴生气采取火炬燃烧放空，伴生气回收利用率 96%。项目实施过程中，

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），项目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，应将项目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。本项目建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》要求。

3.8.4 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》（环办环评函[2019]910 号）的符合性分析

本项目与《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》相符性见下表。

表 3.8-1　　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》相符性分析

序号	要求	本项目	相符性
1	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），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。	本次位于“一张图”范围内，主要建设 3 座平台和 1 座单井拉油站，总计部署 25 口井，计量站 3 座及配套集输管线、道路等地面工程。	符合
2	项目环评应当深入评价项目建设、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。	项目环境影响及风险评价详见后文“环境影响分析”章节与环境风险评价。	符合
3	依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性。	本项目依托工程及其可行性分析详见“3.4 依托工程及可行性分析”。	符合
4	涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，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。	本项目运营期采出水基井下作业废水均由页岩油联合站进行处置，处理后废水用于复配压裂液和吉 7 井区回注；生活污水由吉木萨尔县污水处理厂处置，不外排；依托可行性详见 3.4 小节。本项目采取了地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染，详见报告第 6 章环保措施章节。	符合
6	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、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。	本项目钻井时产生油基岩屑，运营期含油污泥、落地油、废洗井液委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置。	符合
7	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	施工期严格控制占地面积，施工单位在占地范围内施工，严格控制和管理运输车辆及重型机械施工作业	符合

	护措施，降低生态环境影响。	范围。具体详见环境保护措施章节。	
8	油气企业应当切实落实生态环境保护主体责任，进一步健全生态环境保护管理体系和制度，充分发挥企业内部生态环境保护部门作用，健全健康、安全与环境（HSE）管理体系，加强督促检查，推动所属油气田落实规划、建设、运营、退役等环节生态环境保护措施。	建设单位设置安全环保科室及人员，建有 HSE 管理体系，监督落实建设、运营及退役期各项生态环境保护措施。	符合

3.8.5 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）相符性分析

本工程与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）相符性分析详见下表。

表 3.8-2　　与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》相符性分析

序号	规范内容		本工程	是否相符
1	总则	矿山企业应遵守国家法律法规和相关产业政策，依法办矿	本工程符合国家产业政策，依法办理相关勘探开发手续	符合
2	基本要求	矿区功能分区布局合理，生产、运输和储存等管理规范有序	功能分区清晰、合理，各分区均按照 SHE 要求规范管理	符合
3	矿容矿貌	矿区按生产区、管理区、生活区等功能区，应运行有序，管理规范	各分区运行有序，按照 SHE 要求规范管理	符合
		矿区地面道路、供水、供电、卫生、环保等基础配套设施完善，道路平整规范，标识清晰、标牌统一。 在生产区设置操作提示牌、说明牌、线路示意图等标识牌	吉木萨凹陷芦草沟组区域各项供水、供电、依托环保基础设施较为完善；道路、生产区均设置有各类操作提示牌、说明牌、警示牌等	符合
4	资源开发方式	因矿制宜选择开采工艺和装备，符合清洁生产要求	根据矿区油藏地质情况，选用适宜的开采工艺及装备，符合清洁生产要求，清洁生产分析详见 3.6 小节	符合
		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	边开采，边治理，钻井期临时用地及时平整、恢复	符合
5	绿色开发	应遵循油气资源赋存状况，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	根据油藏勘探情况及地质特征，合理制定区块开发方案，选用先进的开采工艺和技术，未使用淘汰的技术工艺及装备	符合
		合理确定场址、站址、管网、路网建设占地规模	根据油藏分布及环境情况合理布置各井场、站场、	符合

			道路、集输管线的分布，合理确定占地规模，不扰动占地范围外土地	
		实施绿色钻井技术体系，科学选择钻井方式、环境友好型钻井液及井控措施，配套完善的固控系统，及时妥善处置钻井泥浆	钻井采用水基和油基钻井液；钻井期配备了完善的固井设施；钻井采用泥浆不落地工艺，钻井泥浆（水基和油基）循环使用	符合
		对伴生有硫化氢气体的油气藏，硫化氢气体含量未达到工业综合利用要求的，应采取有效的处置方案	本项目伴生气不含硫化氢	符合
6	矿区生态环境保护	认真落实矿山地质环境保护与土地复垦方案的要求；应对矿区及周边生态环境进行监测监控，积极配合属地政府环境保护部门的工作	钻井期、运营期、退役期落实各项环境保护和生态恢复措施；制定了运营期环境监测方案，建设单位积极配合各级生态环境主管部门监督管理	符合
7	资源综合利用	按照减量化、再利用、资源化的原则，综合开发利用油气藏共伴生资源，综合利用固体废弃物，废水等，发展循环经济	钻井期泥浆（水基和油基）循环利用；采出水、井下作业废水均处理达标后回注油藏，不外排；含油污泥等危险固废交由有资质的单位无害化处置	符合
		中高渗透油藏伴生气综合利用指标不低于 90%，低渗透-特低渗透油藏不低于 70%	项目区属于低渗透油田，运营期 24 口井采用集输方式生产，J10042 井采取单井拉油，伴生气回收率达 96%，综合利用率不低于 70%	符合
8	节能减排	“三废”排放符合生态环境保护部门的有关标准、规定和要求	各类污染物排放符合环境保护标准	符合
		生产主要环境选用高效节能的新技术、新工艺、新设备和新材料，及时淘汰高能耗、高污染、低效率的工艺和装备	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	符合
		废液、废气、固体废物分类管理，并清洁化、无害化处置，处置率应达到 100%	无组织挥发烃类达标排放；采出水、井下作业废水均处理达标后回注油藏，不外排；含油污泥等危险固废交由有资质的单位无害化处置，处置率 100%	符合
		油气开采过程中产生的落地原油应及时全部回收	落地油 100%回收	符合
		油气开采过程中产生的含油污泥，采取技术措施进行原油回收处理和利用	落地油 100%回收	符合

3.8.6 与《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）符合性分析

本项目运营期采取的各项环保措施与《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中要求的相符性分析详见下表。

表 3.8-3　　与《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》相符性分析

序号	要求	本项目	相符性
1	油气田采出水、原油稳定装置污水、天然气凝液及其产品储罐排水、原油储罐排水应采用密闭管道集输，接入口和排出口采取与环境空气隔离的措施。	本项目 24 口井采出液经管线集输至联合站进行处置；J10042 井采取单井拉油方式将采出液拉至联合站进行处置，密闭集输率达 96%。	符合
2	油气集中处理站、涉及凝析油或天然气凝液的天然气处理厂、储油库边界非甲烷总经浓度不应超过 4.0mg/m^3。	项目 24 口井在采取密闭集输，J10042 井井口采出液管输至拉油站储罐内，在加强运营期管理等措施情况下，厂界非甲烷总烃可满足标准限值。	符合

3.8.7“三线一单”符合性分析

（1）与《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》的符合性分析

根据《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》，自治区共划定 1323 个环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类，实施分类管控。

优先保护单元 465 个，主要包括生态保护红线区和生态保护红线区以外的饮用水水源保护区、水源涵养区、防风固沙区、土沙化防控区、水土流失防控区等一般生态空间管控区。生态保护红线区执行生态保护红线管理办法的有关要求；一般生态空间管控区应以生态环境保护优先为原则，开发建设活动应严格执行相关法律、法规要求，严守生态环境质量底线，确保生态功能不降低。

重点管控单元 699 个，主要包括城镇建成区、工业园区和开发强度大、污染物排放强度高的工业聚集区等。重点管控单元要着力优化空间布局，不断提升资源利用效率，有针对性地加强污染物排放管控和环境风险防控，解决生态环境质量不达标、生态环境风险高等问题。

一般管控单元 159 个，主要包括优先保护单元和重点管控单元之外的其它区域。一般管控单元主要落实生态环境保护基本要求，推动区域环境质量持续改善。

本项目所在区域位于重点管控单元，项目与自治区环境管控单元位置关系见下图。

图 3.8-1　　本项目与自治区环境管控单元位置关系图

（2）与《昌吉回族自治州“三线一单”生态环境分区管控方案》的符合性分析

根据《昌吉州“三线一单”生态环境分区管控方案》，昌吉州共划定 119 个环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类，实施分类管控。

优先保护单元共 31 个：主要包括生态保护红线区和生态保护红线区以外的饮用水水源保护区、水源涵养区、防风固沙区、水土保持区、生物多样性维护区、土地沙化防控区、水土流失防控区等一般生态空间管控区。生态环境分区管控要求：优先保护单元包括生态保护红线区和一般生态空间管控区。生态保护红线区执行生态保护红线管理办法的有关要求；一般生态空间管控区应以生态环境保护优先为原则，开发建设活动应严格执行相关法律、法规要求，严守生态环境质量底线，确保生态功能不降低。

重点管控单元共 81 个：主要包括城镇建成区、工业园区和工业聚集区等。重点管控单元要着力优化空间布局，不断提升资源利用效率，有针对性地加强污

染物排放管控和环境风险防控，解决生态环境质量不达标、生态环境风险高等问题。

一般管控单元共 7 个：主要包括优先保护单元和重点管控单元之外的其它区域。一般管控单元主要落实生态环境保护基本要求，推动区域环境质量持续改善。

本项目所在区域位于重点管控单元，项目与昌吉州环境管控单元位置关系见下图。

图 3.8-2　　本项目与昌吉州环境管控单元位置关系图

（3）环境质量底线

本项目为石油天然气开采项目，运营期项目采出水依托页岩油联合站处理，处理后污水用于返排液配置，多余水量输送至吉 7 井区作为注水水源，不会对周围地下水环境造成影响。

项目所在区域的声环境、地下水、土壤的环境质量均较好，均可达到相应的环境功能区划要求。评价区 SO_2、NO_2、CO 和 O_3 的年评价指标达到《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准，PM_{10} 和 $PM_{2.5}$ 的年评价指标未达到《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）二级标准要求，项目所在评价区域为不达标区。本项目 25 口井井口加热采用电加热方式，其中 24 口井油气采用全密闭集输流程，1 口单井采取单井拉油方式生产，伴生气硫含量控制在 20ppm 以下进行火炬燃烧放空，如含硫量增高，则在井口采取脱硫措施，使其硫量降至 20ppm 以下方可放空，故项目建设对区域环境质量现状影响小。

（4）资源利用上线

项目的建设占用土地资源相对区域资源利用较少。项目采出液处理依托页岩油联合站进行处置，耗水环节为井下作业用水和生活用水，用水量较少，同时项目产生的采出水经处理后用于压裂液复配，剩余部分输送至吉 7 井区作为注水水源，资源再利用。项目用地不占用耕地、园地等。各项资源用量在区域的可承受范围内，不逾越资源利用上线。

（5）生态环境准入清单

本项目属于《产业结构调整指导目录》（2019 本）中的鼓励类，符合国家产业政策。本项目建设符合《昌吉回族自治州生态环境总体准入清单》要求，同时符合吉木萨尔县重点管控单元准入要求。

3.8.8 与相关规划协调性分析

3.8.8.1 与《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》的符合性分析

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。

根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，吉木萨尔县属于国家层面重点开发区域。其功能定位是：我国面向中亚、西亚地区对外开放的陆路交通枢纽和重要门户，全国重要的能源基地，我国进口资源的国际大通道，西北地区重要的国际商贸中心、物流中心和对外合作加工基地，石油天然气化工、煤电、煤化工、机电工业及纺织工业基地。

新疆国家层面和自治区层面禁止开发区域分别为 44 处和 63 处。其中卡拉麦里山自然保护区、吉木萨尔县青松森林公园属于自治区级禁止开发区域。

本项目不在卡拉麦里山自然保护区范围内，不属于主体功能区划中确定的自治区层面的禁止开发区域，所进行的石油开采活动符合“全国重要的能源基地”定位。本项目所在区域不在国家级和自治区级禁止开发区域内，不在生态红线区内。项目位于天山北坡吉木萨尔县属于国家层面重点开发区域，且不在新疆重点生态功能区范围内。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重点保护野生动物，维护自然生

态环境，落实本次环评提出的各项生态环境保护措施，因此，本项目的建设符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》。

3.8.8.2 与《新疆十四五规划和 2035 年远景目标纲要》的符合性分析

《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》提出“建设国家大型油气生产加工和储备基地。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。加快中石油玛湖、吉木萨尔、准噶尔盆地南缘以及中石化顺北等大型油气田建设，促进油气增储上产。加强成品油储备，提升油气供应保障能力。”，本项目符合规划要求。

3.8.8.3 与《关于加强乌鲁木齐、昌吉、石河子、五家渠区域环境同防同治的意见》（新政发[2016]140 号）的符合性分析

2016 年自治区人民政府下发《关于加强乌鲁木齐、昌吉、石河子、五家渠区域环境同防同治的意见》，该区域范围包括乌鲁木齐市七区一县、昌吉市、阜康市、石河子市、五家渠市、玛纳斯县、呼图壁县、沙湾县、生产建设兵团第六师、第八师、第十二师，总面积 6.9 万平方公里。区域内建设区及周边敏感区域为重点区域，总面积 1.7 万平方公里。

本工程位于昌吉回族自治州吉木萨尔县，不属于同防同治区域。项目与《关于加强乌鲁木齐、昌吉、石河子、五家渠区域环境同防同治的意见》见下图。

图 3.8-3　　本项目与同防同治区位置关系示意图

3.8.9 井位选址环境合理性分析

本项目符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》、《新疆煤炭石油天然气开发环境保护条例》中的相关要求，根据现场调查，本项目共有 25 口产能井，占地类型为中覆盖度草地，项目区占地均在规划的油区内，行政区划属昌吉回族自治州吉木萨尔县管辖，不占用公益林，距离北侧的卡拉麦里自然保护区约 56km。项目周边无自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产、饮用水保护区，无地质公园、重要湿地等。

本项目在对平台、单井及单井拉油站的选址以及道路和管线的选线设计中，考虑现场地表植被及土壤分布情况，尽量避开野生植被及保护植物较丰富的区域，减小对野生植物的破坏。严格控制井场、道路、管线临时占地面积，不随意增加临时占地面积，不随意增加道路修建长度和宽度；在满足施工和运营生产要求的前提下，尽量减少占地；道路不允许绕弯增加修建长度。同时，选址原则项目距铁路、高速公路不小于 200m，距离高压线及其他永久性设施不小于 75m；根据项目影响预测分析，项目对周边产生的环境影响在可接受范围内，井位选址合理。

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境概况

4.1.1 地理位置

吉木萨尔凹陷芦草沟组油藏位于新疆准噶尔盆地东部，本项目距南侧吉木萨尔县县城约16km，距东侧下新湖水库约2.0km，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，属中国石油新疆油田分公司吉庆油田作业区管辖。

本工程主要建设内容包括新建采油井场 25 座、单井拉油点 1 座，计量站 3 座，新建产能 32.0×l0^{4}t/a，配套建设集油管线、道路等辅助工程。

4.1.2 地形地貌

吉木萨尔县地势南高北低。地貌南部为高山雪岭，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。南部山区面积为 436km^2，以云杉为主的针叶林，四季常青。中部平原面积为 2828km^2，占县城面积的 22%，是吉木萨尔县主要农作物种植区。北部属古尔班通古牧沙漠，面积达 6719.9km^2，占全县面积的 53%，区域内气候干旱，植物群落较为单一，主要是由木碱蓬、琵琶柴、假木贼和猪毛菜等组成的小半灌木荒漠植被。大部分区域植被稀疏、覆盖度为 5%～15%。

4.1.3 气候、气象

项目所在区域属温带大陆性干旱气候，冬季长而寒冷，夏季短而炎热，春秋季节不明显，干旱少雨，昼夜温差大。平均年日照时数为 2861.1 小时，年平均气温 7.0℃。平原无霜期 170 天，山区无霜期 145 天左右。

吉木萨尔气象站近 20 年气象资料统计气象参数如下：

年平均气温	7.8℃
年平均气压	93.4KPa
年平均降水量	199.0mm
年平均蒸发量	1885.2mm
年平均风速	1.48m/s
全年主导风向	WNW
最大冻土深度	141.0cm。

4.1.4 水文及水文地质

4.1.4.1 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。吉木萨尔县河流特征见表 4.1-1。

表 4.1-1　　吉木萨尔县河流特征一览表

河名	站名	集水面积（km^2）	所属县（市）	径流量（亿m^3）	备注
西大龙口河	西大龙口	371.0	吉木萨尔县	0.6662	
大东沟	渠首	57.0	吉木萨尔县	0.0843	
新地沟	渠首	80.0	吉木萨尔县	0.2483	
渭户沟	渠首	62.0	吉木萨尔县	0.2426	
东大龙口河	东大龙口	163.0	吉木萨尔县	0.6413	
牛圈子沟	渠首	29.0	吉木萨尔县	0.0270	
吾塘沟	渠首	33.0	吉木萨尔县	0.2390	
小东沟	渠首	33.0	吉木萨尔县	0.0156	
二工河	渠首		吉木萨尔县	0.1584	
白杨河	五圣宫	162.0	吉木萨尔县	0.6706	奇台、吉木萨尔县界

本工程位于准噶尔盆地东部，与下新湖水库最近距离 2.0km。

4.1.4.2 水文地质

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

在山前坳陷区，由于受山前深大断裂的影响，坳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。坳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。

本工程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＞150m，乌奇公路沿线潜水位埋深在 90m 左右，单井涌水量 2000-3000m^3/d，饱水带厚度＞100m，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 500-1000m^3/d；北部贫水带单井涌水量 100-500m^3/d。潜水含水层底板埋深 50-100m，渗透系数 2-5m/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 1000-3000m^3/d，渗透系数 5-13m/d。在 300m 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 50-100m，第二承压含水层组顶板埋深 70-140m，第三承压含水层组顶板埋深 110-220m。

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。

4.1.5 地质构造与地层岩性

本工程位于准噶尔盆地东部隆起吉木萨尔凹陷，芦草沟组地层在整个凹陷内均有分布，呈南厚北薄、西厚东薄的趋势，平均厚度约 200-350m。

二叠系芦草沟组自下而上划分为芦草沟组一段 P_2l_1 和二段 P_2l_2 两套致密型砂泥岩正旋回储盖组合，芦草沟组二段和一段又各分为 2 个层组，共 4 个单元，分别为 $P_2l_2^1$、$P_2l_2^2$，$P_2l_1^1$、$P_2l_1^2$。芦一段二层组（$P_2l_1^2$）地层厚度 63-129m，平均 104m；芦一段一层组（$P_2l_1^1$）地层厚度 28-75m，平均 53.3m；芦二段二层组（$P_2l_2^2$）地层厚度 50-120m，平均 90.5m；芦二段一层组（$P_2l_2^1$）地层厚度 8-34m，平均 17.4m。芦草沟组一段和二段顶面构造形态整体上表现为一东高西低的西倾单斜，主体部位地层倾角 3-5°，断裂不发育。

芦草沟组岩性多变，组成岩石的矿物成分多样，储层岩性主要为一套沉积于咸化湖泊中，受机械沉积作用、化学沉积作用及生物沉积作用沉积的粉细砂、泥、碳酸盐的混积岩。芦草沟组优势岩性初步可分为两大类六小类：碎屑岩类以细粒级沉积为主，主要为泥岩、云质粉细砂岩、岩屑长石粉细砂岩和云屑粉细砂岩。碳酸盐岩类主要为同生（准同生）的微晶、泥晶云岩及砂屑云岩。芦

草沟组储层主要发育四种储集岩类型：云质（泥质）粉细砂岩、云屑砂岩、砂屑云岩、微晶云岩，占比分别为 73%、12%、8%、7%。芦草沟组致密油发育上、下 2 个“甜点体”储层，芦草沟组致密油地震波阻抗属性与甜点体储层岩性体电性之间有很好的对应性。“上甜点体”储层主要发育在凹陷中东部，厚度 0-45m，厚度＞5m 的范围 398km^2，平均厚度 24.8m，位于芦草沟组二段二层组 $P_2l_2^2$，岩性以灰色砂屑云岩、长石岩屑粉砂岩、云屑砂岩为主，夹有灰色泥岩、云质泥岩，厚度 13.4-43.0m，平均 33m。“下甜点体”储层在全凹陷均有发育，厚度 5-65m，厚度＞20m 的范围 871km^2，平均厚度 34.8m，大部分位于芦草沟组一段二层组 $P_2l_1^2$，岩性主要为灰色（含）云质粉砂岩，夹有灰色泥岩或者灰色（含）云质粉砂岩、泥质粉砂岩与灰色泥岩互层，厚度 17.5-67.5m，平均 42.8m。

4.1.6 地震

按《中国地震动参数区划图》(GB18306-2015)确定：项目区范围地震烈度均为Ⅶ度，地震动峰值加速度值均为 0.15g。

4.2 环境质量现状调查与评价

4.2.1 生态环境质量现状

4.2.1.1 生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》，项目区域属于准噶尔盆地南部灌木半灌木荒漠绿洲农业生态亚区，阜康-木垒绿洲农业荒漠草地保护生态功能区。

项目区生态功能见下表。

表 4.2-1　　项目区生态功能区划

生态功能分区单元			隶属行政区	主要生态服务功能	主要生态环境问题	主要生态敏感因子、敏感程度	主要保护目标
生态区	生态亚区	生态功能区					
准噶尔盆地温带干旱荒漠与绿洲生态功能区	准噶尔盆地南部灌木半灌木荒漠绿洲农业生态亚区	阜康-木垒绿洲农业荒漠草地保护生态功能区	阜康市、吉木萨尔县、奇台县、木垒县	农牧业产品生产、人居环境、荒漠化控制	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	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	保护基本农田、保护荒漠植被、保护土壤环境质量

4.2.1.2 区域生态类型及特征

项目区地处天山东端北麓、准噶尔盆地东南缘。项目区位于吉木萨尔县中部平原区，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，土壤以盐土及草甸土为主，土层较薄。根据现场调查，项目区主要为荒漠草地，为中覆盖度草地。

项目区域主要生态环境类型属于荒漠草地生态系统及人工绿洲生态系统，异质性程度低，结构单一，其稳定性差，抗外界干扰能力弱。因而在项目开发过程中的保护重点为井区开发区域及外部道路沿线地表植被。

项目区土地利用现状图见图 4.2-1。

图 4.2-1　　本项目所在区域土地利用现状图

本工程新建产能 32.0×l0^{4}t/a，共部署 25 口采油井，计量站 3 座，单井拉油点 1 座，新建集油干线 1688m，道路 2125m。

根据本工程的环境特征，结合工程特点将项目区生态单元划分如下表。

表 4.2-2　　生态单元划分

序号	工程内容	土壤类型	植被类型	土地利用类型

1	JHW71A 平台、JHW71B 平台、JHW71-11 井、集输管线、道路	草甸土	樟味藜、短叶假木贼，植被覆盖度约 5-15%	中覆盖度草地
2	JHW72A 平台、道路	草甸土	木碱蓬、琵琶柴，植被覆盖度约 5-10%	
3	J10042 井、道路	草甸土	琵琶柴、多枝柽柳，其中多枝柽柳灌木层高度 50-100cm，冠幅宽度约 60-80cm，盖度 5-10%；	

4.2.1.3 植被类型

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—奇台州。

区域内植被类型分布有樟味藜、短叶假木贼、多枝柽柳、琵琶柴、木碱蓬、芨芨草。在油田周围有农业区分布，农作物以玉米、油葵等为主。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 种野生高等植物及其在荒漠草地和人工绿洲的分布状况列表 4.2-3。

根据现场调查，项目占地范围附近耕地为撂荒地，无种植物。

表 4.2-3　　评价区域内常见高等植物种类及遇见频度

中 文 名	学　　名	分　　布	
		荒漠草地	人工绿洲
一、禾本科	*Gramineae*		
羽状三芒草	*Aristida pennata*	+	
二、杨柳科	*Salicaceae*		
白柳	*Sect alba*		++
三、藜科	*Chenopodiaceae*		
盐节木	*Halocnemum strobilaceum*	++	
盐穗木	*Halostachys caspica*	-	
猪毛菜	*Salsola collina*	+	+
盐爪爪	*Kalidium cuspidatum*	-	-
角果碱蓬	*Suaeda corniculate*	-	-
驼绒藜	*Ceratoides ewersmanniana*	++	+
盐生草	*Halogeton glomeratus*	++	+
叉毛蓬	*Petrosimonia sibirica*	++	++
盐生假木贼	*Anabasis salsa*	++	

中 文 名	学　　名	分　　布	
		荒漠草地	人工绿洲
短叶假木贼	*Anabasis brevifolia*	++	
小蓬	*Nanophyton erinaceum*	++	
四、十字花科	*Cruciferae*		
荒漠庭荠	*Alyssum desertorum*	++	+
五、蒺藜科			
西伯利亚白刺	*Nitraria sibirica*	+	+
六、大戟科	*Euphorbiacea*		
沙生大戟	*Euphorbia turazaninovii*	+	
七、菊科	*Compsitae*		
苦艾蒿	*Artemisia santolina*	+	+
地白蒿	*Areemisia terrae-ablae*	+	+
沙地千里光	*Senecio subdentatus*	++	
八、莎草科			
囊果苔草	*Carex physodes*	+	+
九、柽柳科	*Tamaricacene*		
琵琶柴	*Reaumuria soongorica*	++	
多枝柽柳	*Tamarix ramosissima*	+	+

注：++多见，+少见，-偶见

项目区所在地生态环境属于荒漠草地生态系统；按照新疆维吾尔自治区畜牧厅资源办公室制定的有关新疆草场分类原则，评价区内草场类型属于荒漠草地。荒漠草地在新疆分布很广，包括温性草原化荒漠、温性荒漠和高寒荒漠三大草地类。项目区所在地为温性荒漠类草地-土质温性荒漠亚类。它是新疆地带性草地的典型类型。评价区域内草地类型简单，草地资源等级评价的原则及标准遵循中国北方《重点牧区草场资源调查大纲和技术规程》，项目区属于四等七级草场，平均鲜草量1500 kg/hm^2。

项目区植被类型图见图 4.2-2。

4.2.1.4 野生动物

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，如荒漠麻蜥、快步麻蜥、变色沙蜥等，东方沙蟒、游蛇、

花脊游蛇，多出现在绿洲和戈壁。鸟类中毛腿沙鸡、小嘴乌鸦、寒鸦、原鸽、斑鸠、凤头百灵、漠即鸟、红尾伯劳、沙百灵、粉红椋鸟等较为常见。在绿洲中，喜近人类的麻雀、楼燕、家燕、戴胜、杜鹃、斑鸠等很易见到，有时如紫翅椋鸟等可形成数百只的庞大群体。

该区域野生脊椎动物种类 35 种，其中爬行类 6 种，鸟类 19 种，哺乳类 10 种，具体见表 4.2-4。

图 4.2-2　　本项目所在区域植被类型图

表 4.2-4　　评价区常见野生脊椎动物种类及遇见频度

中　名		学　名	分　布	
			荒漠草原	农田
爬行类（含两栖类）				
1	变色沙蜥	*Phrynocephalus Versicolor*	++	
2	东疆沙蜥	*P.grumgrizimaloi*	+	
3	快步麻蜥	*Eryx tataricus*	+	+
4	东方沙蟒	*Eryx tataricus*	+	
5	黄脊游蛇	*Coluber spinalis*	+	-
6	塔里木蟾蜍（原绿蟾蜍）	*Bufo pewzowi*	+	++
鸟类				

中　名		学　名	分　布	
			荒漠草原	农田
7	长耳鸮	*Asio otus*	+	+
8	雀鹰	*Accipiter nisus*	++	+
9	草原鹞	*Circus macrourus*	+	+
10	棕尾鵟	*Buteo rufinus*	+	+
11	毛脚沙鸡	*Syrrhaptes paradoxus*	+	-
12	黑腹沙鸡	*Pterocles orientalis*	+	-
13	小鸨	*Otis tetrax*	+	-
14	家燕	*Hirundo rustica*	+	++
15	麻雀	*Passer domesticus*	++	++
16	斑鸠	*Streptopelia decaocta*		++
17	乌鸦	*Corvus Spp.*	+	++
18	戴胜	*Upupa epops*	+	++
19	短趾沙百灵	*Calandrella cinerea*	+	
20	小沙百灵	*C.rufescens*	++	+
21	凤头百灵	*Galerida cristata*	+	++
22	云雀	*Alauda arvensis*	++	+
23	沙即鸣	*Oenanthe isabellina*	+	-
24	红尾伯劳	*Lanius cristatus*	+	++
25	黑尾地鸦	*Podoces hendersoni*	+	
哺乳类				
26	大耳猬	*Hemiechinus auritus*	-	+
27	狼	*Canis lupus*	+	-
28	兔狲	*Felis mamul*	-	-
29	草兔	*Lepus capensis*	+	++
30	小五趾跳鼠	*Allactage elater*	+	+
31	西伯利亚五趾跳鼠	*A.sibirica*	+	
32	小家鼠	*Mus musculus*	+	++
33	毛脚跳鼠	*Dipus sagitta*	+	-
34	大沙鼠	*Rhombomys opimus*	+	-
35	子午沙鼠	*Meriones meridianus*	+	-

注：++多见，+少见，-偶见

由于准噶尔盆地严酷的气候条件，野生动物分布种类少，没有区域特有种。

4.2.1.5 区域环境敏感目标调查及评价

根据现场和资料收集，项目区无自然保护区、风景名胜区、水源保护区等敏感目标，主要生态敏感目标为耕地（撂荒地）。

项目区 JHW71A 平台和 JHW71-11 井附近有耕地分布，但根据现场调查，该耕地为撂荒地，耕地内无作物种植。

4.2.2 土壤环境质量现状调查与评价

4.2.2.1 评价等级

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 A.1，本工程为石油开采项目，属于Ⅰ类项目，从项目建设对土壤环境的影响途径来看，属于污染类项目，工程永久占地 190341.63m^2，属于中型项目（5-50hm^2）；项目 JHW71A 平台东侧周边存在耕地（撂荒地），土壤敏感程度为敏感，因此根据导则 6.2.2.3 中表 4 判定，本项目评价等级为一级。

4.2.2.2 土壤类型

本工程所在区域土壤类型主要为灌淤土、盐土、草甸土；项目占地范围土壤类型为草甸土。项目区土壤类型图见图 4.2-3。

图 4.2-3　　本项目所在区域土壤类型图

（1）灌淤土

灌淤土的主要特征是剖面性状均匀。同一土壤剖面，颜色没有明显变异。土壤质地一般为壤质土，垂直方向的变化很小，上下两自然层次之间，粒级分选不

明显。土壤有机质及 N、P、K 养分含量以灌淤耕层较高，平均值分别在 12g/kg，0.8g/kg，0.7g/kg 及 18g/kg 左右；自灌淤耕层向下缓慢递减，相邻两自然层次之间，相差不超过 40%；灌淤心土层有机质含量最低不小于 5g/kg。碳酸钙含量因灌淤物质来源不同而异，一般含量为 12%左右，同一剖面的垂直变化很小，相邻两自然层次之间，相差不超过 15%。

（2）盐土

盐土含水溶性盐类较多的低产土壤。表面有盐霜或盐结皮；pH 值一般不超过 8.5。盐土中常见的水溶性盐类有钠、钾、钙、镁的氯化物、硫酸盐、碳酸盐和碳酸氢盐等。根据成土过程及土壤形态特点，可分为草甸盐土、滨海盐土、沼泽盐土、洪积盐土、残余盐土、碱化盐土 6 个亚类。

水溶性盐类在土壤表层或土体内逐渐积聚的过程，即盐化过程是导致盐土形成的主要原因。气候干旱和地下水位高是盐化发生的必要条件。在干旱、半干旱地区，溶有各种盐类的地下水因蒸发作用而沿土壤毛管孔隙上升至地表，其中的液态水分子汽化，水中的各种盐类则残留于土壤表面及土体，久而久之，土壤即因水溶性盐类日益增多而盐化成为盐土。这种完全因自然因素引起的土壤盐化过程称原生盐化过程，形成的盐土称原生盐土。盐土须经过改良，消除对植物的危害，才能利用。

（3）草甸土

草甸土属较肥沃土壤，其所处地形平坦，地下水位较高，土壤水分充足，成土母质含有相当丰富的矿质养分，土体较深厚，适宜多种作物和牧草生长，并能获得较高产量，是中国北方重要的农牧业土壤资源。盐化草甸土盐分含量高低不一，是限制生物产量的主要因素。在干旱区，结合旱灌淋盐；在半湿润区，修建条、台田，配合其它农业技术措施综合治理，或改种水稻，或作放牧用地。碱化草甸土多数碱化层均含有苏打，碱性强，土壤物理性质差，改良难度大，宜于牧用。

4.2.2.3 土壤现状监测

（1）土壤环境质量现状监测

本项目土壤环境质量现状采取现场监测的方法。本次共设 5 个柱状样，6 个表层样，采样点具体情况见下表。土壤监测布点图见图 4.2-4。

监测单位：新疆泰施特环保科技有限公司。

监测时间：2021 年 8 月 3 日。

图 4.2-4　　本项目土壤监测布点图

表 4.2-5　　本项目监测点具体情况一览表

序号	点号	监测点名称	监测项目
1	柱状样	拟建 JHW72A 平台	汞、砷、六价铬、镉、铅、镍、铜、石油烃、pH
2		拟建 JHW71B 平台	1.表层样（0~0.5m）测 GB36600-2018 中 45 项、pH、石油烃共 47 项 2.其余 2 个样测特征项：汞、砷、六价铬、镉、铅、镍、铜、石油烃、pH
3		拟建 JHW71A 平台	汞、砷、六价铬、镉、铅、镍、铜、石油烃、pH
4		拟建 JHW71-11 井	
5		拟建 J10042 拉油站	
6	表层样占地内	拟建 J10042 拉油站	镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃、pH
7		拟建 JHW71A 平台	
8	表层样占地外	拟建 JHW72A 平台外	
9		拟建 JHW71B 平台外	
10		拟建 JHW71B 平台外耕地（撂荒地）	
11		拟建 J10042 拉油站外	

（2）评价标准

JHW71B 平台附近耕地（撂荒地）监测点土壤质量评价执行《土壤环境质量标准-农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018），其中石油烃参照《土壤环境质量标准-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；其余监测点土壤质量评价执行《土壤环境质量标准-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。

（3）监测结果与评价

本次土壤环境质量监测结果见下表。

表 4.2-6　　土壤监测与评价结果（1）

序号	监测项目	监测结果-表层样			标准限值（mg/kg）
		单位	JHW71B 平台	是否达标	
1	砷	mg/kg	0.164	达标	60
2	镉	mg/kg	0.30	达标	65
3	六价铬	mg/kg	＜0.5	达标	5.7
4	铜	mg/kg	31	达标	18000
5	铅	mg/kg	25	达标	800
6	汞	mg/kg	0.086	达标	38
7	镍	mg/kg	27	达标	900
8	四氯化碳	mg/kg	<0.03	达标	2.8
9	氯仿	mg/kg	<0.02	达标	0.9
10	氯甲烷	mg/kg	<0.003	达标	37
11	1,1-二氯乙烷	mg/kg	<0.02	达标	9
12	1,2-二氯乙烷	mg/kg	<0.01	达标	5
13	1,1-二氯乙烯	mg/kg	<0.01	达标	66
14	顺-1,2-二氯乙烯	mg/kg	<0.008	达标	596
15	反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	<0.02	达标	54
16	二氯甲烷	mg/kg	<0.02	达标	616
17	1,2-二氯丙烷	mg/kg	<0.008	达标	5
18	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	<0.02	达标	10
19	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	<0.02	达标	6.8
20	四氯乙烯	mg/kg	<0.02	达标	53
21	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	<0.02	达标	840
22	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	<0.02	达标	2.8
23	三氯乙烯	mg/kg	<0.009	达标	2.8
24	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	<0.02	达标	0.5
25	氯乙烯	mg/kg	<0.02	达标	0.43
26	苯	mg/kg	<0.01	达标	4

27	氯苯	mg/kg	<0.005	达标	270
28	1,2-二氯苯	mg/kg	<0.02	达标	560
29	1,4-二氯苯	mg/kg	<0.008	达标	20
30	乙苯	mg/kg	<0.006	达标	28
31	苯乙烯	mg/kg	<0.02	达标	1290
32	甲苯	mg/kg	<0.006	达标	1200
33	间二甲苯+对二甲苯	mg/kg	<0.009	达标	570
34	邻二甲苯	mg/kg	<0.02	达标	640
35	硝基苯	mg/kg	<0.09	达标	76
36	苯胺	mg/kg	<0.08	达标	260
37	2-氯酚	mg/kg	<0.06	达标	2256
38	苯并〔a〕蒽	mg/kg	<0.1	达标	15
39	苯并〔a〕芘	mg/kg	<0.1	达标	1.5
40	苯并〔b〕荧蒽	mg/kg	<0.2	达标	15
41	苯并〔k〕荧蒽	mg/kg	<0.1	达标	151
42	䓛	mg/kg	<0.1	达标	1293
43	二苯并〔a,h〕蒽	mg/kg	<0.1	达标	1.5
44	茚并〔1,2,3-cd〕芘	mg/kg	<0.1	达标	15
45	萘	mg/kg	<0.007	达标	70
46	石油类	mg/kg	37	达标	4500
47	pH	无量纲	6.01	/	/

说明：执行《土壤环境质量标准-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。

表 4.2-6　　土壤监测与评价结果（2）

序号	监测项目	监测结果-柱状样-JHW72A 平台							标准限值（mg/kg）
		单位	0-0.5m	是否达标	0.5-1.5m	是否达标	1.5-3m	是否达标	
1	砷	mg/kg	0.192	达标	0.106	达标	0.123	达标	60
2	镉	mg/kg	0.3	达标	0.26	达标	0.27	达标	65
3	六价铬	mg/kg	＜0.5	达标	＜0.5	达标	＜0.5	达标	5.7
4	铜	mg/kg	32	达标	30	达标	28	达标	18000
5	铅	mg/kg	29.3	达标	27.7	达标	24.3	达标	800
6	汞	mg/kg	0.091	达标	0.105	达标	0.10	达标	38
7	镍	mg/kg	28	达标	33	达标	26	达标	900
8	石油类	mg/kg	40	达标	28	达标	33	达标	4500
9	pH	无量纲	7.42	/	7.18	/	7.03	/	/

说明：执行《土壤环境质量标准-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。

表 4.2-6　　土壤监测与评价结果（3）

序号	监测项目	监测结果-柱状样-JHW71A 平台							标准限值（mg/kg）
		单位	0-0.5m	是否达标	0.5-1.5m	是否达标	1.5-3m	是否达标	

1	砷	mg/kg	3.07	达标	3.69	达标	3.22	达标	60
2	镉	mg/kg	0.32	达标	0.29	达标	0.25	达标	65
3	六价铬	mg/kg	＜0.5	达标	＜0.5	达标	＜0.5	达标	5.7
4	铜	mg/kg	34	达标	28	达标	29	达标	18000
5	铅	mg/kg	24.3	达标	23.4	达标	20.4	达标	800
6	汞	mg/kg	0.087	达标	0.118	达标	0.132	达标	38
7	镍	mg/kg	33	达标	33	达标	31	达标	900
8	石油类	mg/kg	30	达标	81	达标	69	达标	4500
9	pH	无量纲	6.23	/	5.79	/	6.24	/	/

说明：执行《土壤环境质量标准-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。

表 4.2-6　　土壤监测与评价结果（4）

序号	监测项目	监测结果-柱状样-JHW71-11 井							标准限值（mg/kg）
		单位	0-0.5m	是否达标	0.5-1.5m	是否达标	1.5-3m	是否达标	
1	砷	mg/kg	3.54	达标	3.51	达标	3.55	达标	60
2	镉	mg/kg	0.33	达标	0.29	达标	0.31	达标	65
3	六价铬	mg/kg	＜0.5	达标	＜0.5	达标	＜0.5	达标	5.7
4	铜	mg/kg	32	达标	26	达标	28	达标	18000
5	铅	mg/kg	21.6	达标	38.7	达标	18.9	达标	800
6	汞	mg/kg	0.089	达标	0.078	达标	0.091	达标	38
7	镍	mg/kg	31	达标	29	达标	30	达标	900
8	石油类	mg/kg	176	达标	60	达标	55	达标	4500
9	pH	无量纲	6.41	/	6.25	/	6.31	/	/

说明：执行《土壤环境质量标准-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。

表 4.2-6　　土壤监测与评价结果（5）

序号	监测项目	监测结果-柱状样-J10042 拉油站							标准限值（mg/kg）
		单位	0-0.5m	是否达标	0.5-1.5m	是否达标	1.5-3m	是否达标	
1	砷	mg/kg	4.32	达标	3.35	达标	3.20	达标	60
2	镉	mg/kg	0.32	达标	0.29	达标	0.30	达标	65
3	六价铬	mg/kg	＜0.5	达标	＜0.5	达标	＜0.5	达标	5.7
4	铜	mg/kg	31	达标	31	达标	29	达标	18000
5	铅	mg/kg	18.5	达标	21.7	达标	20.2	达标	800
6	汞	mg/kg	0.080	达标	0.095	达标	0.066	达标	38
7	镍	mg/kg	31	达标	32	达标	27	达标	900
8	石油类	mg/kg	31	达标	35	达标	54	达标	4500
9	pH	无量纲	6.14	/	6.12	/	6.11	/	/

说明：执行《土壤环境质量标准-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。

表 4.2-6　　土壤监测与评价结果（6）

序号	监测项目	监测结果-柱状样- JHW71B 平台					标准限值（mg/kg）
		单位	0-0.5m	是否达标	0.5-1.5m	是否达标	
1	砷	mg/kg	0.192	达标	0.223	达标	60
2	镉	mg/kg	0.29	达标	0.28	达标	65
3	六价铬	mg/kg	＜0.5	达标	＜0.5	达标	5.7
4	铜	mg/kg	26	达标	26	达标	18000
5	铅	mg/kg	26.7	达标	27.8	达标	800
6	汞	mg/kg	0.074	达标	0.073	达标	38
7	镍	mg/kg	27	达标	28	达标	900
8	石油类	mg/kg	40	达标	35	达标	4500
9	pH	无量纲	6.09	/	6.07	/	/

说明：执行《土壤环境质量标准-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。

表 4.2-6　　土壤监测与评价结果（7）　　单位：mg/kg，pH 除外

序号	监测项目	监测结果-表层样										标准限值（mg/kg）
		J10042 拉油站内	是否达标	JHW71A 平台内	是否达标	JHW72A 平台外	是否达标	JHW71B 平台外	是否达标	J10042 拉油站外南侧 5m 处	是否达标	
1	砷	4.0	达标	4.18	达标	0.113	达标	3.28	达标	3.30	达标	60
2	镉	0.24	达标	0.22	达标	0.26	达标	0.22	达标	0.26	达标	65
3	六价铬	＜0.5	达标	＜0.5	达标	＜0.5	达标	＜0.5	达标	＜0.5	达标	5.7
4	铜	33	达标	34	达标	34	达标	25	达标	31	达标	18000
5	铅	19.4	达标	16.0	达标	24.5	达标	18.3	达标	19.7	达标	800
6	汞	0.090	达标	0.117	达标	0.091	达标	0.072	达标	0.071	达标	38
7	镍	32	达标	30	达标	30	达标	24	达标	33	达标	900
8	石油类	133	达标	34	达标	95	达标	31	达标	56	达标	4500
9	pH	7.76	/	6.88	/	6.69	/	6.11	/	6.07	/	/

说明：执行《土壤环境质量标准-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。

表 4.2-6　　土壤监测与评价结果（8）　　单位：mg/kg，pH 除外

序号	监测项目	监测结果-表层样		标准限值（mg/kg）
		JHW71B 平台外东南侧 5m 处	是否达标	
1	砷	4.64	达标	25
2	镉	0.23	达标	0.6
3	六价铬	＜0.5	达标	250
4	铜	31	达标	100
5	铅	17.1	达标	170
6	汞	0.098	达标	3.4

7	镍	32	达标	190
8	石油类	33	达标	4500
9	pH	8.12	/	pH＞7.5

说明：该点位为耕地（撂荒地）；执行《土壤环境质量标准-农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）。

由上表监测结果得：JHW71B 平台东南侧 5m 处土壤监测因子满足《土壤环境质量标准-农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018），其余监测点土壤监测因子满足《土壤环境质量标准-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，土壤污染风险低。

4.2.3 环境空气质量现状调查与评价

4.2.3.1 项目所在区域达标判断

本项目位于吉木萨尔县，本次评价收集吉木萨尔县环境监测站 2019 年的监测数据，作为本项目环境空气现状评价基本污染物 SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO 和 O_3的数据来源可行。区域环境空气质量达标区判定结果详见表 4.2-7。

表 4.2-7　　吉木萨尔环境空气质量达标区判定结果

污染物	年评价指标	现状浓度 μg/m³	标准值 μg/m³	占标率 %	达标情况
SO_2	年平均质量浓度	8	60	13.33	达标
	日平均第 98 百分位数	37	150	24.67	达标
NO_2	年平均质量浓度	15	40	37.50	达标
	日平均第 98 百分位数	42	80	52.50	达标
PM_{10}	年平均质量浓度	83	70	118.57	超标 0.18 倍
	日平均第 95 百分位数	266	150	177.33	超标 0.77 倍
$PM_{2.5}$	年平均质量浓度	48	35	137.14	超标 0.37 倍
	日平均第 95 百分位数	211	75	281.33	超标 1.81 倍
CO	日平均第 95 百分位数	2.4mg/m³	4mg/m³	60.00	达标
O_3	最大8h平均第90百分位数	122	160	76.25	达标

根据评价结果：区域基本污染物 SO_2、NO_2、CO、O_3的现状浓度均符合《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准要求。$PM_{2.5}$、PM_{10} 的现状浓度超标，年平均浓度超标率分别为 18.57%、37.14%，主要与风沙季有一定关系。项目所在评价区域为不达标区。

4.2.3.2 大气环境质量现状调查

本次对项目特征污染物环境质量现状采取现场实测，监测因子为非甲烷总烃、硫化氢。

（1）监测点位

本次设置 2 个监测点位：J10042 拉油站、JHW71A 平台东南侧。

监测单位：新疆泰施特环保科技有限公司

监测时间及频率：连续 7 天监测，每天 4 次，监测时间 2021 年 8 月 3 日-8 月 9 日。

监测布点图见图 4.2-5。

图 4.2-5　　本项目大气监测布点图

（2）采样及分析方法

各监测项目的采样方法按国家环保总局颁布的《环境空气监测技术规范》的规定执行；分析方法按《空气和废气监测分析方法》和《环境空气质量标准》（GB3095-2012）引用标准的有关规定执行。具体见表 4.2-8。

表 4.2-8　　环境空气监测分析方法

监测项目	分析方法	方法来源	最低检出浓度 mg/m^3

非甲烷总烃(NMHC）	气相色谱法	HJ/T 38-1999	0.04
硫化氢	亚甲基蓝分光光度法	GB 11742-1989	0.001

（3）监测结果

大气环境质量现状监测结果见表 4.2-9。

表 4.2-9　　环境空气质量现状监测结果统计表

监测点位	监测指标	监测项目	
		H_2S	非甲烷总烃
J10042 井场	浓度范围（mg/m^3）	ND	0.95-1.16
	最大浓度占标率（%）	0	58
	超标率（%）	0	0
	达标情况	达标	达标
JHW71A 平台东南侧	浓度范围（mg/m^3）	ND	0.97-1.12
	最大浓度占标率（%）	0	56
	超标率（%）	0	0
	达标情况	达标	达标
标准值（mg/m^3）		0.01	2.0
说明：ND 表示低于方法检出限，即＜0.005mg/m^3			

由上表结果得：非甲烷总烃小时浓度值在 0.95-1.16mg/m^3 之间，符合《大气污染物综合排放标准详解》中“非甲烷总烃”2.0mg/m^3，硫化氢均未检出，满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 其它污染物空气质量浓度参考限值 10$\mu g/m^3$ 的要求，未出现超标现象，评价区域环境空气质量较好。

4.2.4 水环境质量现状调查与评价

4.2.4.1 地表水环境质量现状调查与评价

本项目东侧有地表水体，即下新湖水库，项目距该水库约 2.0km，故本次评价对地表水环境质量进行现状监测。

（1）监测点位、时间

监测点位：设置 1 个监测点，即：下新湖水库；

监测时间：2021 年 8 月 3 日；

监测单位：新疆泰施特环保科技有限公司。

本次水环境监测布点图见图 4.2-6。

（2）监测项目

水温、pH、溶解氧、悬浮物、氨氮、高锰酸盐指数、化学需氧量、五日生化需氧量、挥发酚、总磷、氟化物、硫化物、氰化物、石油类、铬（六价）、铜、锌、镉、铅、砷、汞共 21 项。

图 4.2-6　　本项目水环境监测布点图

（3）评价方法

采用单因子指数法对监测结果进行评价。其单项水质参数 i 在第 j 点的标准指数为：

$$S_{i,j}=C_{i,j}/C_{s,i}$$

DO 的标准指数为：

$$S_{DO,j}=\frac{|DO_f-DO_j|}{DO_f-DO_s},DO_j\geq DO_s$$

$$S_{DO,j}=10-9\frac{DO_j}{DO_s},DO_j<DO_s$$

$$DO_f=468/(31.6+T)$$

式中：$S_{DO,j}$——溶解氧浓度指数；

T　——　水温，℃；

DO_j——所测溶解氧浓度，mg/L；

DO_f——饱和溶解氧浓度，mg/L；

DO_s——溶解氧的地表水水质标准，mg/L；

对于以评价标准为区间值的水质参数（如 pH 为 6-9）时，

其单项指数式为：pHj≤7.0 时；$S_{pH,j}=\frac{7.0-pH_j}{7.0-pH_{sd}}$

pHj>7.0 时；$S_{pH,j}=\frac{pH_j-7.0}{pH_{su}-7.0}$

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

Csi—i 因子的评价标准，mg/L；

$SpH_{,j}$—pH 标准指数；

pH_j—j 点实测 pH 值；

pH_{sd}—标准中的 pH 值的下限值；

pH_{su}—标准中的 pH 值的上限值。

（4）评价标准

下新湖水库主要汇集吉木萨尔县沙河子水系和东大龙口的春季融雪洪水。按照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）的规定，该水库为Ⅲ类水体。

（5）评价及分析结果

水质监测结果及统计分析结果见表 4.2-10。

表 4.2-10　　地表水水质监测数据与评价结果一览表

监测项目及单位	标准限值	监测值	评价指数	达标情况
水温，℃	/	23.1	/	/
pH（无量纲）	6~9	8.6	0.800	达标
溶解氧（以 O_2 计），mg/L	≥5	6	0.719	达标
悬浮物（SS），mg/L	/	24	/	达标
高锰酸盐指数（COD_{Mn}），mg/L	≤6	4.8	0.800	达标
化学需氧量（COD_{Cr}），mg/L	≤20	10	0.500	达标
五日生化需氧量（BOD_5），mg/L	≤4	3.8	0.950	达标
挥发酚（以苯酚计），mg/L	≤0.005	0.0003	0.060	达标
氨氮（以 N 计），mg/L	≤1.0	0.149	0.149	达标

总磷（以 P 计），mg/L	≤0.05	0.01	0.200	达标
氟化物（以-计），mg/L	≤1.0	0.21	0.210	达标
硫化物，mg/L	≤0.2	0.070	0.350	达标
氰化物 mg/L	≤0.2	0.003	0.015	达标
石油类，mg/L	≤0.05	0.04	0.800	达标
铬（六价），mg/L	≤0.05	＜0.004	0.080	达标
铜，mg/L	≤1.0	0.01	0.010	达标
锌，mg/L	≤1.0	0.08	0.080	达标
镉，mg/L	≤0.005	0.0007	0.140	达标
铅，mg/L	≤0.05	0.0118	0.236	达标
砷，mg/L	≤0.05	0.0056	0.112	达标
汞，mg/L	≤0.0001	0.00009	0.900	达标

由上表结果得：下新湖水库地表水监测各监测因子单因子指标小于 1，满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准的要求。

4.2.4.2 地下水环境质量调查与评价

（1）监测点位

本项目对项目区域地下水进行现场实测，根据当地地下水由南向北流向，在项目区上、中、下游选取监测点位 5 个，即：HW71B 平台东南侧 3.2km、JHW71B 平台东南侧 1.4km、JHW71B 平台东侧 800m、JHW71B 平台东北侧 850m、JHW71B 平台东北侧 1.2km。

监测单位：新疆泰施特环保科技有限公司

监测时间：2021 年 8 月 3 日

本次水环境监测布点图见图 4.2-6。

表 4.2-11　　地下水检测点位坐标、井深

检测点位	采样深度（m）
HW71B 平台东南侧 3.2km	40
JHW71B 平台东南侧 1.4km	40
JHW71B 平台东侧 800m	100
JHW71B 平台东北侧 850m	120
JHW71B 平台东北侧 1.2km	120

（2）监测项目

K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg+、CO_3^{2-}、HCO^{3-}、pH、溶解性总固体、挥发酚类、氨氮、氰化物、氟化物、硝酸盐、亚硝酸盐、硫酸盐、氯化物、菌落总数、总大肠菌群、铬（六价）、汞、锰、铁、硒、砷、石油类；共计 25 项。

（3）评价方法

采用单因子指数法评价，评价因子即现状监测因子。具体计算公式同地表水评价单因子指标相同。

（4）评价标准

项目区域地下水执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准。

（5）评价及分析结果

水质监测结果及统计分析结果见表 4.2-12。

表 4.2-12　　地下水水质监测数据与评价结果一览表

监测项目	标准限值	JHW71B 平台东南侧 3.2km			JHW71B 平台东南侧 1.4km		
		监测值	评价值	达标情况	监测值	评价值	达标情况
K^+	/	1.44	/	/	0.65	/	/
Na^+	≤200	73.6	0.37	达标	19.2	0.10	达标
Ca^{2+}	/	54.8	/	/	25.2	/	/
Mg+	/	18.5	/	/	7.69	/	/
CO_3^{2-}	/	0.00	/	/	0.00	/	/
HCO^{3-}	/	187	/	/	94.3	/	/
pH（无量纲）	6.5~8.5	8.1	0.73	达标	8.2	0.80	达标
溶解性总固体，mg/L	≤1000	508	0.51	达标	254	0.25	达标
挥发酚类（以苯酚计），mg/L	≤0.002	＜0.0003	0.15	达标	＜0.0003	0.15	达标
氨氮（以 N 计），mg/L	≤0.50	＜0.025	0.05	达标	＜0.025	0.05	达标
氰化物，mg/L	≤0.05	0.002	0.04	达标	0.001	0.02	达标
氟化物（以 F^- 计），mg/L	≤1.0	0.22	0.22	达标	0.24	0.24	达标
氯化物（以 Cl^- 计），mg/L	≤250	58	0.23	达标	21	0.08	达标
硫酸盐（以 SO_4^{2-} 计），mg/L	≤250	102	0.41	达标	42	0.17	达标
硝酸盐（以 N 计），mg/L	≤20	＜0.08	0.004	达标	＜0.08	0.004	达标
亚硝酸盐氮（以 N 计），mg/L	≤1.00	＜0.003	0.003	达标	＜0.003	0.003	达标

菌落总数，CFU/mL	≤100	100	1.0	达标	50	0.5	达标
总大肠菌群，MN/100mL	≤3.0	0	/	达标	0	/	达标
铬（六价），mg/L	≤0.05	＜0.004	0.08	达标	＜0.004	0.08	达标
汞 mg/L	≤0.001	0.00047	0.47	达标	0.00031	0.31	达标
锰，mg/L	≤0.10	＜0.01	0.10	达标	＜0.01	0.10	达标
铁，mg/L	≤0.3	0.21	0.70	达标	0.12	0.40	达标
硒，m/L	≤0.01	＜0.0004	0.04	达标	＜0.0004	0.04	达标
砷，mg/L	≤0.01	0.0059	0.59	达标	0.007	0.70	达标
石油类，mg/L	≤0.05	0.01	0.20	达标	0.01	0.20	达标
监测项目	标准限值	JHW71B 平台东侧 800m			JHW71B 平台东北侧 850m		
		监测值	评价值	达标情况	监测值	评价值	达标情况
K^+	/	0.51	/	/	0.55	/	/
Na^+	≤200	20.8	0.10	达标	19.2	0.10	达标
Ca^{2+}	/	25.5	/	/	24.3	/	/
Mg+	/	7.80	/	/	7.24	/	/
CO_3^{2-}	/	0.00	/	/	0.00	/	/
HCO^{3-}	/	110	/	/	109	/	/
pH（无量纲）	6.5~8.5	8.2	0.80	达标	8.2	0.80	达标
溶解性总固体，mg/L	≤1000	240	0.24	达标	248	0.25	达标
挥发酚类（以苯酚计），mg/L	≤0.002	＜0.0003	0.15	达标	＜0.0003	0.15	达标
氨氮（以 N 计），mg/L	≤0.50	＜0.025	0.05	达标	＜0.025	0.05	达标
氰化物，mg/L	≤0.05	0.001	0.02	达标	＜0.001	0.02	达标
氟化物（以 F^- 计），mg/L	≤1.0	0.24	0.24	达标	0.22	0.22	达标
氯化物（以 Cl^- 计），mg/L	≤250	11	0.04	达标	11	0.04	达标
硫酸盐（以 SO_4^{2-} 计），mg/L	≤250	46	0.18	达标	45	0.18	达标
硝酸盐（以N计），mg/L	≤20	＜0.08	0.004	达标	＜0.08	0.004	达标
亚硝酸盐氮（以 N 计），mg/L	≤1.00	＜0.003	0.003	达标	＜0.003	0.003	达标
菌落总数，CFU/mL	≤100	100	1.0	达标	100	1.0	达标
总大肠菌群，MN/100mL	≤3.0	0	/	达标	0	/	达标

铬（六价），mg/L	≤0.05	＜0.004	0.08	达标	＜0.004	0.08	达标
汞 mg/L	≤0.001	0.00025	0.25	达标	0.00028	0.28	达标
锰，mg/L	≤0.10	＜0.01	0.10	达标	＜0.01	0.10	达标
铁，mg/L	≤0.3	0.12	0.40	达标	0.20	0.67	达标
硒，m/L	≤0.01	＜0.0004	0.04	达标	0.0054	0.54	达标
砷，mg/L	≤0.01	0.0086	0.86	达标	0.0025	0.25	达标
石油类，mg/L	≤0.05	0.01	0.20	达标	0.01	0.20	达标

监测项目	标准限值	JHW71B 平台东北侧 1.2km		
		监测值	评价值	达标情况
K^+	/	0.56	/	/
Na^+	≤200	20.5	0.10	达标
Ca^{2+}	/	24.6	/	/
Mg+	/	8.38	/	/
CO_3^{2-}	/	0.00	/	/
HCO^{3-}	/	110	/	/
pH（无量纲）	6.5~8.5	8.2	0.80	达标
溶解性总固体，mg/L	≤1000	244	0.24	达标
挥发酚类(以苯酚计),mg/L	≤0.002	＜0.0003	0.15	达标
氨氮（以 N 计），mg/L	≤0.50	＜0.025	0.05	达标
氰化物，mg/L	≤0.05	0.001	0.02	达标
氟化物（以 F^-计），mg/L	≤1.0	0.23	0.23	达标
氯化物（以 Cl^-计），mg/L	≤250	12	0.05	达标
硫酸盐（以 SO_4^{2-}计），mg/L	≤250	50	0.20	达标
硝酸盐（以 N 计），mg/L	≤20	＜0.08	0.004	达标
亚硝酸盐氮(以 N 计),mg/L	≤1.00	＜0.003	0.003	达标
菌落总数，CFU/mL	≤100	100	1.0	达标
总大肠菌群，MN/100mL	≤3.0	0	/	达标
铬（六价），mg/L	≤0.05	＜0.004	0.08	达标
汞 mg/L	≤0.001	0.0003	0.30	达标
锰，mg/L	≤0.10	＜0.01	0.10	达标
铁，mg/L	≤0.3	0.18	0.60	达标
硒，m/L	≤0.01	0.0028	0.28	达标
砷，mg/L	≤0.01	0.0032	0.32	达标

石油类，mg/L	≤0.05	＜0.01	0.30	达标

由上表结果得：区域各地下水监测点的各监测项目均能够满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准的要求，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准；区域地下水环境质量良好。

4.2.5.声环境现状调查与评价

（1）监测点位及项目

本项目对区域进行现场监测，监测点共 5 个：JHW72A 平台、JHW71B 平台、JHW71A 平台、JHW71-11 井、J10042 拉油站。

声环境质量现状监测项目为连续等效 A 声级（Leq（A））。

监测单位：新疆泰施特环保科技有限公司

本次声环境监测布点图见图 4.2-7。

图 4.2-7　　本项目声环境监测布点图

（2）监测时间和频次及方法

监测时间：2021 年 8 月 4 日-8 月 5 日进行监测，昼间两次，夜间一次。

监测方法按照《声环境质量标准》（GB3096-2008）和《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中规定执行，监测仪器使用 AWA6221A 型噪声统计分析仪。

（3）评价标准及方法

声环境质量现状评价标准执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类声环境功能区环境噪声限值。本次声环境质量现状评价采用将噪声监测值与噪声标准值直接进行比较的方法进行评价。

（4）监测及评价结果

声环境质量现状监测及评价结果见表 4.2-13。

表 4.2-13　　声环境质量现状监测及评价结果一览表

监测点位	监测时间	评价标准（2 类）	监测结果[dB(A)]	评价结果	监测结果[dB(A)]	评价结果
			2021 年 8 月 4 日		2021 年 8 月 5 日	
JHW72A 平台	昼间	60	42	达标	41	达标
	昼间		40	达标	42	达标
	夜间	50	38	达标	38	达标
JHW71B 平台	昼间	60	40	达标	41	达标
	昼间		40	达标	40	达标
	夜间	50	36	达标	37	达标
JHW71A 平台	昼间	60	40	达标	40	达标
	昼间		42	达标	41	达标
	夜间	50	36	达标	37	达标
JHW71-11 井场	昼间	60	42	达标	41	达标
	昼间		41	达标	41	达标
	夜间	50	37	达标	36	达标
J10042 井拉油站	昼间	60	41	达标	42	达标
	昼间		41	达标	43	达标
	夜间	50	36	达标	36	达标

由上表结果得：各监测点位昼间、夜间的环境噪声监测值均符合《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准限值的要求。

5 环境影响预测与评价

5.1 生态环境影响评价

5.1.1 开发期生态环境影响评价

5.1.1.1 占地影响分析

（1）占地情况

本工程占地分永久占地、临时占地；永久占地主要是井场、站场、道路占地，临时占地主要为管道作业带占地等占地。

本工程地面工程主要包括新建采油井场25座、单井拉油点1座，新建集油干线1688m，新建道路2125m，其中油区干线道路1389m，平台连接道路736m。

地面工程建设影响特征为生态影响，即为生态资源（包括植被、土壤、野生动植物资源生境）的占用和破坏。

本工程占用的土地利用类型和面积见表5.1-1。

表 5.1-1　　占地面积表　　单位：m^2

类型	工 程 内 容		占地面积及土地利用类型	
			占地面积	土地利用类型
永久占地	平台井场	3 个平台，总计 23 口井	156000	中覆盖度草地
	单井井场	1 口井：JHW71-11 井	12000	中覆盖度草地
	单井拉油点	位于单井井场内：J10042 井	10000	中覆盖度草地
	道路	干线道路	9028.5	中覆盖度草地
		平台连接道路	3313.13	中覆盖度草地
	小计		190341.63	
临时占地	平台井场	3 个平台，总计 23 口井	67557	中覆盖度草地
	单井井场	1 口井：JHW71-11 井	10800	中覆盖度草地
	单井拉油点	单井拉油站	10800	中覆盖度草地
	放喷管线	5 根	560	中覆盖度草地
	管线	集油管线	20256	中覆盖度草地
	道路	干线公路	9026	中覆盖度草地
		平台连接道路	5890	中覆盖度草地
	小计		124889	

经估算，新增永久占地面积 190341.63m²；临时占地面积 124889m²；项目施

工总占地面积 315230.63m^2。

（2）占地影响分析

钻井、运输、地面工程建设要侵占土地、破坏植被，改变原有生态系统结构和功能。

开发期间工程建设对生态环境的影响属于高强度、低频率的局地性破坏。钻井施工、管线铺设作业本身要占用大面积的土地，机械、运输车辆碾压、人员践踏、材料占地、土体翻出埋放地表等活动占用的土地面积远远超过工程本身。这些占地属暂时性影响，使植被遭到破坏、被铲除，野生动物受惊吓和驱赶，破坏了原有生态环境的自然性。

油田工程施工完成后，高强度的临时性占地和影响将消除，如井区安全防护距离以外（永久占地以外）可进行植被恢复重建，使被破坏的生态环境逐步恢复。而井场、场站、道路等地面建设属永久性占地，将会在原来连续分布的生态环境中形成生态斑点，产生地表温度、水分等物理异常，以及干扰地面植被和野生动物繁殖、迁移和栖息，长久影响生态环境的类型和结构。

（3）污染物排放对生态环境的影响

油田开发是一个复杂的系统工程，由于各环节的工作内容多、工序差别大、施工情况多样、设备配置不同，所形成的污染源类型和源强也不同，其情形较为复杂。主要污染源集中在钻井工程、油田开采工程、井下作业工程、油气集输和处理工程，其污染源分布广、排放源强小，污染因子简单，具有影响的全方位性、综合性的特点，其对生态环境影响的途径和程度取决于水环境、空气环境、声环境被污染的程度和固废的产生量及处置方式。

油田开发工程在改变原有自然生态环境的同时，有可能再造一个兼原有生态环境与油田生态环境并存的、稳定的人工生态系统，较之原有生态环境更为适合人们的生产和生活活动，同时有利于当地及周边地区的发展，有利于人类生存环境的改善。

5.1.1.2 对植被的影响分析

（1）占地对植被的影响

本项目区地处准噶尔盆地东南缘，位于吉木萨尔县中部平原区，地表为第四系黄土覆盖，地面海拔 580-660m，地形开阔平坦；植被樟味藜、短叶假木贼、多枝柽柳、琵琶柴、木碱蓬、芨芨草。

本项目 JHW71A 平台、JHW71B 平台、JHW71-11 井、集输管线和道路范围植被主要分布樟味藜、短叶假木贼，植被覆盖度约 5-15%；JHW72A 平台和道路范围植被主要分布木碱蓬、琵琶柴，植被覆盖度约 5-10%；J10042 井和道路范围植被主要分布琵琶柴、多枝柽柳，其中多枝柽柳灌木层高度 50-100cm，冠幅宽度约 60-80cm，盖度 5-10%。

本工程选址选线避绕茂密植被，主要占用植被类型为中覆盖度草地，临时占地中主要是影响项目分布区的植被影响较大。

（2）生物量损失

本工程永久占地面积190341.63m^2，临时占地面积124889.00m^2，项目区属于四等七级草场，平均鲜草量1500kg/hm^2，在油田开发初期的3～5a中，地表植被破坏后不易恢复，草地基本没有植物初级生产力，当临时性占地的植被得到初步恢复后，这种损失将会逐渐减少。永久性占地年生物损失量28.55t，临时性占地年生物损失量18.73t。

（3）污染物对植物的影响

①扬尘对植被的影响

工程开发建设中的扬尘是对植物生长产生影响的因素之一，但由于该区域多风、地形开阔的自然条件使得大气中扬尘易扩散，因此在正常情况下扬尘浓度低，工期短，对植被影响很小。

②开发期废水对植被影响

开发期由于不新建生活营地，施工人员依托周边已建井生活营地，同时污水采取集中收集，定期清运至吉木萨尔县污水处理厂，且产生少量生活废水，不产生含油污水，所以不会对植被产生影响。

（4）人为活动对植被的影响

人为活动对植被的影响主要表现为施工人员和作业机械对草本植物的践踏、碾压等，主要有以下几种途径。

①由于开发及施工过程中人类践踏形成的小面积局部地段的次生裸地，多集中在临时性占地外围 50m 范围内，这种影响一般为短期性影响，且强度不大，施工结束，这一影响也逐渐消除。

②施工作业中机械碾压和翻动地表土壤，造成地表原有结构的破坏，改变了十分脆弱的原有自然生态型，造成施工区外缘区域沙漠化。其影响范围同工程临

时占地面积相同，这一破坏需经较长时段才能完全恢复。

（5）事故状态下对植被的影响

在采油和井下作业过程中均可能发生井喷事故。随井喷进入外环境的原油量不同，造成的污染范围、影响程度随不同地层压力而变化。井喷发生时，井场周围半径 500m 范围内的植被将全部由于石油类污染而使其呼吸受阻，不能进行正常光合作用而死亡；原油进入土壤后与土壤结合，渗入土壤孔隙，使土壤透气性和呼吸作用减弱，改变了土壤质地和结构，影响到土壤的生物功能，进而造成生长其上的植物和土壤动物的死亡，这种影响会导致污染地段多年无法生长植物或长势减弱，甚至使这一区域变为裸地。由于这一影响使土壤结构受石油类污染而发生变化，因此，被污染区域的植被不易恢复。若井喷时发生火灾，结果将使燃烧范围内的植被全部死亡。必须采取严格有效的风险防范措施，防止、降低井喷事故风险发生。

5.1.1.3 对野生动物的影响分析

井场构筑物建设、管道敷设及道路修建过程中，由于机械设备的轰鸣惊扰，人群活动的增加，荒漠型鸟类和大型哺乳类动物将远离施工现场，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类动物的干扰不大。一些伴人型鸟类如麻雀、乌鸦等，一般在离作业区 50m 以外活动，待无噪声干扰时较常见于人类生活区附近。因此，随着钻井、开发各个过程的变化，该区域内野生动物的种类和数量将发生一定的变化，原有的荒漠型鸟类和大型哺乳类将逐渐避开人类活动的干扰迁至其它区域，而常见的伴人型野生动物种类有所增加。地面建设工程后期，随着开发建设进入正常生产阶段，施工人员撤离作业区域，仅少量巡检人员在油田开发区域及管道区域定期活动，区域内的人为活动逐步减少，野生动物将逐步回归原有生境，主要的影响范围仅限于场站和生活基地等人员活动较多的区域。

近年来油气田勘探开发，油田公路修建，人为活动频繁，所以野生动物种类分布较少，大型哺乳动物种类更少，基本上没有区域特有种分布。因此，本项目运营期不会对野生动物产生明显影响。

5.1.1.4 管线建设对生态环境的影响

根据设计资料，本工程新建集油干线 1688km，从管线途径区域两侧各 500m 评价范围的现状调查结果来看，沿线土地利用类型为中覆盖度草地，植被主要为

樟味藜、短叶假木贼，植被覆盖度约 5-15%；在管道敷设过程中，开挖和回填对土壤的影响主要为：破坏土壤原有结构，混合土壤层次、改变土壤质地；影响土壤养分；影响土壤紧实度；土壤污染；影响土壤物理性质。

在管线开发期间，管线两侧 12.0m 范围的土体将被扰动、植被遭到破坏，土壤侵蚀模数和侵蚀量增大。管线临时占地约 20256m^2，由于管道埋设复原后，绝大部分植被还可以恢复，因此生物量的损失整体看是较小的，并可恢复。

5.1.1.5 道路建设对生态环境的影响

工程道路建设总长度约为 2125m，其中油区干线道路 1389m，平台连接道路 736m，从道路途径区域两侧各 500m 评价范围的现状调查结果来看，沿线土地利用类型主要是中覆盖度草地，植被主要为短叶假木贼、木碱蓬、琵琶柴等，植被覆盖度在 5-15%。

在道路施工过程中，沿线两侧 4m 范围的植被和土体不可避免地遭到破坏和扰动，增大该区域的土壤侵蚀模数和侵蚀量。项目道路总计永久占地 12341.63m^2，临时占地 14916m^2，从植被受破坏的面积看共计 27257.63m^2，初略统计，道路工程造成的生物损失量大约有 4.09t，生物损失从整个项目建设的评价区域来看可以接受。

5.1.1.6 对荒漠生态景观变化的影响分析

本工程开发过程中永久性占用中覆盖度草地 190341.63m^2。该面积占地被永久性地构筑物占用，由荒漠生态景观变为人工景观。也就是说，区域内作为基质组成部分的荒漠草地生态景观中减少了 190341.63m^2。对于整个油田开发区来讲，占原有荒漠草地生态景观的比例极小，因而油田开发建设不会改变区域内荒漠景观生态系统的稳定性及完整性。

5.1.2 运营期生态环境影响评价

运营期不新增占地，临时占地正在进行自然恢复。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的活动和分布范围将恢复。油田生产运营期正常的巡检等活动也会对野生动物的生存及栖息造成影响，但是由于作业区加强对环境保护的宣传工作，员工的环保意识，特别是对野生动物的保护意识不断加强，对野生动物不会产生太大影响。

5.1.3 退役期生态环境影响评价

退役期内，对完成采油的废弃井，封堵内外井眼，拆除井口装置，截去地下1m 管头，清理场地，清除、填埋各种固体废弃物，并立警示标志。

占地范围具备植被恢复条件的，应将井场水泥平台或砂砾石铺垫清理，不具备植被恢复条件的区域，建议保留井口水泥底座，以防止沙化，起到防沙固沙作用。同时将井口水泥底座改造成牲畜的饮水槽，既防止沙化，又可以给野生动物提供饮水渠道。

通过采取以上措施，可使退役期生态环境影响降到最低。

5.1.4 生态影响小结

本工程对生态环境的影响主要来自开发期占地的影响，总占地面积315230.63m^2，其中永久占地面积190341.63m^2，临时占地面积124889.00m^2，占地类型为中覆盖度草地。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，且经过现有油田设施运营，已经少有大型野生动物在本区域出现，项目对野生动物的影响较小。因此总体上看本工程建设对生态环境影响较小。

5.2 土壤环影响评价

5.2.1 开发期土壤环境影响评价

5.2.1.1 人为扰动对土壤环境的影响

油田开发过程中，不可避免地要对土壤进行人为扰动，主要是管道沟埋大面积开挖和填埋土层，翻动土壤层次并破坏土壤结构。

在自然条件下，土壤形成了层状结构，表层是可以生长适宜的植被。土壤层次被翻动后，表层土被破坏，改变土壤质地。管道开挖和回填过程中，会对其土壤原有层次产生扰动和破坏，影响原有熟化土的肥力。在开挖的部位，土壤层次变动最为明显。

根据国内外有关资料，管道工程对土壤养分的影响与土壤的理化性质和施工作业方式密切相关。在实行分层堆放，分层覆土的措施下，土壤的有机质将下降30%～40%，土壤养分将下降30%～50%，其中全氮下降43%左右，磷素下降40%，钾素下降43%。这说明即使是对表土层实行分层堆放和分层覆土，管道工程也难以保障覆土后表层土壤养分不被流失。

本工程新建集油管线 1688m，管线开挖临时占地面积共 20256m^2。其主要土

壤类型为草甸土，占地类型为中覆盖度草地。在管道敷设过程中，开挖和回填对土壤的影响主要为：

①破坏土壤原有结构

土壤结构是经过较长的历史时期形成的，管沟开挖和回填必将破坏土壤的结构。尤其是土壤中的团粒结构，一旦遭到破坏，必须经过较长的时间才能恢复。

②混合土壤层次、改变土壤质地

土壤质地因地形和土壤形成条件的不同而有较大的变化，即使同一土壤剖面，表层土壤质地与底层的也截然不同。管道的开挖和回填，必定混合原有的土壤层次，降低土壤的蓄水保肥能力，易受风蚀，从而影响土壤的发育，植被的恢复。

③影响土壤养分

土体构型是土壤剖面中各种土层的组合情况。不同土层的特征及理化性质差异较大。就养分而言，表土层远较心土层好，其有机质、全氮、速效磷、钾等含量高，紧实度、孔隙状况适中，适耕性强。施工对原有土体构型势必扰动，使土壤养分状况受到影响，严重者使土壤性质恶化，并波及其上生长的植被，甚至难以恢复。

根据有关资料统计，管道工程对土壤养分的影响与土壤的理化性状密切相关。在实行分层堆放，分层覆土的措施下，土壤中有机质将下降30~40%，土壤养分将下降30~50%，其中全氮下降43%左右，磷素下降40%，钾素下降43%。这表明即使在管道施工过程中实行分层堆放和分层覆土等保护措施，管道工程对土壤养分仍有明显的影响，事实上，在管道施工过程中，难以严格保证对表土实行分层堆放和分层覆土，因而管道施工对土壤养分的影响更为明显，最后导致土地生物生产量的下降。

④影响土壤紧实度

管道铺设后的回填，一般难以恢复原有的土壤紧实度，施工中机械碾压，人员践踏等都会影响土壤的紧实度。土层过松，易引起水土流失，土体过紧，又会影响作物生长。

⑤土壤污染

施工过程中将产生施工垃圾以及焊渣、废弃外涂层涂料等废物。这些固体垃圾可能含有难于分解的物质，如不妥善管理，回填入土，将影响土壤质量。另外施工过程中，各种机器设备的燃油滴漏也可能对土壤造成一定的影响。

⑥土壤物理性质的影响

在施工中由于打乱土层，改变土壤容重，地表植被受到破坏，使得地表填筑物由于太阳热能的吸收量增加。类比调查表明：管道在运营期间，地表土壤温度比相邻地段高出1℃~3℃，蒸发量加大，土壤水分减少，冬季土表积雪提前融化，将可能形成一条明显的沟带。

5.2.1.2 车辆行驶和机械施工对土壤环境的影响

在施工中，车辆行驶和机械作业时机械设备的碾压、施工人员的踩踏等都会对土壤的紧实度产生影响。机械碾压的结果使土壤紧实度增高，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）在荒漠上行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，甚至退化为沙地。井场和管道的施工场地、临时施工营地等都存在这种影响。

5.2.1.3 各种废弃物对土壤环境的影响

施工废物也会对土壤环境产生影响，包括建筑垃圾、管道防腐材料等。这些残留于土壤的固体废物，难于分解，被埋入土壤中会长期残留，影响土壤和植物生长。

5.2.2 运营期土壤环境影响评价

5.2.2.1 正常工况下对土壤环境的影响

本项目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。如果发生井喷、管线及储罐泄漏等事故，泄漏的原油会对土壤环境产生一定的影响，泄漏的石油覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响地表植被的生长。根据环境风险分析可知，本项目风险潜势很低，发生泄漏事故的可能性很小，且发生事故后及时采取相应的治理措施，将受污染的土壤及时收集、处理，不会对土壤环境产生明显影响。

5.2.2.2 非正常工况下对土壤环境的影响

（1）井喷

井喷是油田开发过程中的意外事故，钻井和井下作业中均可能发生井喷。一次井喷可抛洒大量的天然气和原油，其中的轻组分挥发，而重组分油对土壤有一

定的影响。井喷会造成大量原油覆盖在土壤表层，使土壤表层的土壤透气性下降，理化性状发生变化，对影响范围内的土壤表层造成严重的污染。

井喷持续时间越长，对土壤造成的污染越严重。但根据已有的相关资料，井喷事故主要影响事故区域内的表层土壤，对地表 20cm 以下深度的土壤影响不大。

（2）集输管线泄漏

若本项目集输管道发生泄漏，泄漏点周围土壤将会遭受污染影响。泄漏时间越长，污染面积越大，对土壤的污染越严重。

当管线穿孔发生泄漏后，在泄漏初期由于泄漏的量少不易被发现；等查漏发现后，可能已造成大面积土壤环境的污染。泄漏物进入土壤环境中，会影响土壤中微生物生存，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物。

根据类比调查结果：泄漏事故发生后，非渗透性的基岩及粘重土壤上污染（扩展）面积较大，而疏松土质上影响扩展范围较小；粘重土壤多为耕作土，原油覆于地表会使土壤透气性下降，降低土壤肥力，影响植被的生长和恢复。在泄漏事故发生的初期，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内部 20cm 左右范围内积聚）。

5.2.2.3 污染物影响途径

本项目重点预测管线泄漏对土壤环境影响。

（1）预测评价范围

与现状调查评价范围一致。

（2）预测评价时段

重点预测时段为运营期。

（3）主要评价因子

本次预测评价因子为石油类。

（3）预测评价方法

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），污染影响型建设项目，其评价工作等级为一级、二级的，预测方法可参见附录 E 或进行类比分析，本次评价采用类比分析。

非正常情况下，考虑持续注入非饱和带土层中 10min、20min、1h、2h 后，污染物在垂直方向上的超标扩散距离和包气带底部石油类浓度，详见下表。

表 5.2-1　　非正常情况下污染物在非饱和带中的超标扩散距离预测结果表

污染物种类	计算值	污染物运移的超标扩散深度			
		10min	20min	1h	2h
石油类	影响深度（m）	全部包气带深度			
	包气带底部石油类浓度（mg/L）	515.1569	769.3116	875.3160	942.9776

从上表中看出，原油发生泄漏 2h 的情况下，随着时间的增加，污染物很快将非饱和带中垂直方向上贯穿，包气带底部石油类浓度越来越大。

从土壤环境污染现状调查可知，在纵向上石油的渗透力随土质有很大的差别，质地越粗，下渗力越强。落地油一般富集在 0cm~20cm 的土层中，石油在土表的蒸发量与时间呈负指数相关，开始 5h 内石油蒸发强烈，24h 后石油在土壤表面多呈粘稠状。落地油积存于表层会影响表层土壤通透性，影响土壤养分的释放，降低土壤动物及微生物的活性，使土壤的综合肥力下降，最终影响植物根系的呼吸作业和吸收作用。

因此，在项目建设过程中须做好相关防渗措施，以及原油收集、输送和暂存等区域的防腐、防渗措施，运营期须定期检查防渗层及管道的破损或破裂情况，若发现有破损或破裂部位须及时进行修补；故在项目运营期间，需加强管理和监督检查，减少非正常情况的发生，避免污染物进入土壤及地下水含水层中。在工程做好防渗、定期监测、严格执行本次环评提出的污染防治措施的前提下本项目对土壤环境影响可接受。

5.2.2.4 土壤环境影响评价自查表

本项目土壤环境影响评价自查表见下表。

表 5.2-2　　土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况	备注
影响识别	影响类型	污染影响型 √；生态影响型口；两种兼有口	
	土地利用类型	建设用地口；农用地 √；未利用地口	中覆盖度草地
	占地规模	（31.52）hm^2	
	敏感目标信息	敏感目标（ 无 ）、方位（　　）、距离（　　）	
	影响途径	大气沉降；地面漫流口；垂直入渗 √；地下水位口；其他（　）	
	全部污染物	石油烃	
	特征因子	石油烃	
	所属土壤环境影响评价项目类别	Ⅰ类 √；Ⅱ类口；Ⅲ类口；Ⅳ类口	

	敏感程度	敏感 √；较敏感口；不敏感口				
评价工程等级		一级 √；二级口；三级口				
现状调查内容	资料收集	a）√；b）口；c）口；d）口				
	理化特性					
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	见图 4.2-4
		表层样点数	2	4	0-20cm	
		柱状样点数	5	0	在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样	
	现状监测因子	GB36600-2018 中 45 项、pH、石油烃，共计 47 项				见表 4.2-5
现状评价	评价因子	石油烃				
	评价标准	GB15618 √；GB 36600 √；表 D.1 口；表 D.2 口；其他(　　)				
	现状评价结论	各监测点监测因子均满足 GB15618 和 GB36600 中第二类筛选值要求				
影响预测	预测因子	石油烃				
	预测方法	附录 E 口；附录 F 口；其他(类比法)				
	预测分析内容	影响范围(落地油一般富集在 0cm~20cm 的土层中)；影响程度(石油在土表的蒸发量与时间呈负指数相关，开始 5h 内石油蒸发强烈，24h 后石油在土壤表面多呈粘稠状)。				
	预测结论	达标结论：a)口；b)口；c)口 不达标结论：a)口；b)口				
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障 √；源头控制 √；过程防控 √；其他(　)				
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次		
		6 个	砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍、石油烃	1 次/3 年		
	信息公开指标					
评价结论		采取环评提出的措施，影响可接受				

5.3 环境空气影响评价

5.3.1 区域地面污染气象特征分析

本工程距南侧吉木萨尔县县城约16km，因此本项目地面污染气象特征根据吉木萨尔县2017年全年逐日一日4次（02时、08时、14时、20时）观测数据进行统计分析。

5.3.1.1 风速

吉木萨尔县全年平均风速为 1.48m/s，全年各风向下的平均风速在 0.88-2.55m/s 之间。以西北偏西风（WNW）风向下风速最大，为 2.55m/s；以西北风（NW）和东北风（NE）次之，分别为 1.59m/s 和 1.58m/s。全年四季均以西北偏西风（WNW）风速较大；全年最大月平均风速出现在 7 月西北偏

西风风向，为 2.96m/s。区域各月平均风速统计见表 5.3-1，平均风速的全年各月变化曲线见图 5.3-1。

表 5.3-1　　吉木萨尔县全年及各月平均风速统计表

月份	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	平均
一月	0.97	0.00	0.86	1.20	1.47	0.93	1.53	1.03	1.09	0.92	0.53	0.58	1.45	2.19	1.07	2.13	1.18
二月	0.78	1.10	1.69	0.00	0.84	1.63	0.93	1.25	0.75	0.76	0.73	0.60	1.31	1.60	1.14	1.30	1.17
三月	1.50	1.77	2.00	1.70	2.08	1.72	1.16	1.04	1.37	1.30	1.02	0.80	2.96	2.28	2.10	1.52	1.84
四月	1.06	1.40	1.95	1.46	1.86	1.50	1.06	1.28	0.96	1.31	1.06	1.05	2.74	3.43	1.92	1.90	1.85
五月	1.40	1.93	1.78	0.67	2.20	1.60	1.55	1.20	1.22	1.79	1.25	1.28	2.40	3.14	2.21	2.23	1.90
六月	1.10	1.98	2.18	1.60	2.90	1.07	0.65	0.87	1.99	1.51	1.40	1.01	2.25	2.87	1.60	1.72	1.93
七月	1.80	1.50	1.20	0.00	2.07	1.59	1.20	1.40	1.64	1.49	1.02	0.90	1.94	2.96	0.85	2.17	1.73
八月	1.25	1.02	1.77	1.50	1.78	1.65	0.00	1.23	1.78	1.19	1.02	0.67	1.83	2.81	1.73	1.73	1.71
九月	1.50	1.48	1.90	0.93	1.27	0.95	0.00	1.23	0.75	0.98	0.89	0.45	1.67	2.87	2.05	1.54	1.41
十月	1.30	1.70	1.40	1.06	1.00	0.00	0.63	0.85	0.77	0.68	0.47	0.65	1.49	1.50	1.25	1.05	0.83
十一月	1.73	0.45	1.08	1.65	2.45	1.20	0.73	0.88	0.89	0.75	0.56	1.10	1.40	1.68	1.68	1.23	1.08
十二月	1.25	0.00	0.58	1.50	1.10	1.63	0.86	1.00	0.73	0.64	0.53	0.77	1.58	1.58	1.57	1.24	1.12
春季	1.23	1.76	1.89	1.31	2.02	1.68	1.22	1.13	1.18	1.57	1.14	1.10	2.71	2.87	2.05	1.91	1.86
夏季	1.40	1.45	1.93	1.51	2.11	1.47	1.02	1.17	1.81	1.40	1.16	0.91	2.03	2.87	1.46	1.83	1.79
秋季	1.47	1.21	1.49	1.18	1.62	1.14	0.68	0.99	0.83	0.82	0.66	0.86	1.51	2.41	1.57	1.25	1.10
冬季	0.98	1.10	1.12	1.26	1.08	1.50	1.01	1.10	0.82	0.82	0.61	0.63	1.48	1.81	1.18	1.43	1.16
全年	1.23	1.46	1.58	1.29	1.78	1.49	1.03	1.09	1.15	1.21	0.88	0.88	1.93	2.50	1.59	1.55	1.48

图 5.3-1　　吉木萨尔县全年各月风速变化曲线

5.3.1.2 风向、风频

大气污染物的传输与扩散受地面风向风速的影响，风向决定了污染物被输送的方向以及被污染区域的方位，而风速的大小则影响大气污染物的扩散稀释速度。一般在风向频率较大的方位其下风向的轴线区域污染物浓度较大。

吉木萨尔全年及各季节的风向、风速分布有以下特点：全年的主导盛行风向突出，连续风向频率相加最大风向范围为西风（W）—西北偏西风（WNW），达到了 30.27%；其次是南风（S）—西南偏南风（SSW），达到 20.96%，因此该地区主导风向为西风—西北偏西风范围。吉木萨尔县各季及全年的风向玫瑰图见图 5.3-2，各季及全年的风向频率统计情况见表 5.3-2。

图 5.3-2　吉木萨尔县全年及各季风向频率玫瑰图

表 5.3-2　　吉木萨尔县全年及各季风向频率（%）

月份	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C
一月	4.84	0.00	4.03	3.23	2.42	2.42	2.42	3.23	5.65	12.10	3.23	4.84	16.13	16.94	5.65	2.42	10.48
二月	4.46	1.79	6.25	0.00	4.46	3.57	6.25	7.14	3.57	4.46	7.14	2.68	10.71	21.43	7.14	5.36	3.57
三月	1.61	2.42	3.23	2.42	4.84	10.48	7.26	9.68	5.65	0.81	4.03	1.61	17.74	19.35	1.61	4.03	3.23
四月	6.67	1.67	6.67	4.17	4.17	1.67	4.17	5.00	6.67	12.50	5.83	5.00	11.67	15.00	8.33	0.83	0.00
五月	4.03	3.23	7.26	2.42	1.61	1.61	3.23	0.81	7.26	16.13	8.87	4.03	15.32	12.10	5.65	4.84	1.61

六月	2.50	3.33	4.17	0.83	1.67	2.50	1.67	2.50	10.00	15.00	5.00	5.83	22.50	16.67	0.83	4.17	0.83
七月	2.42	0.81	0.81	0.00	5.65	5.65	3.23	2.42	8.87	28.23	4.03	0.81	19.35	11.29	1.61	2.42	2.42
八月	1.61	4.03	2.42	4.84	3.23	1.61	0.00	3.23	7.26	19.35	4.03	2.42	14.52	21.77	3.23	3.23	3.23
九月	0.83	3.33	5.83	3.33	2.50	1.67	0.00	5.00	6.67	15.83	7.50	1.67	15.00	15.00	3.33	4.17	8.33
十月	4.03	0.81	3.23	5.65	0.81	0.00	3.23	4.84	7.26	14.52	5.65	1.61	13.71	4.03	6.45	4.84	19.35
十一月	2.50	1.67	5.00	3.33	1.67	5.00	3.33	5.00	15.83	6.67	5.83	4.17	17.50	4.17	5.00	6.67	6.67
十二月	3.23	0.00	4.03	0.81	0.81	7.26	5.65	7.26	14.52	5.65	5.65	2.42	20.97	10.48	2.42	5.65	3.23
春季	4.08	2.45	5.71	2.99	3.53	4.62	4.89	5.16	6.52	9.78	6.25	3.53	14.95	15.49	5.16	3.26	1.63
夏季	2.17	2.72	2.45	1.90	3.53	3.26	1.63	2.72	8.70	20.92	4.35	2.99	18.75	16.58	1.90	3.26	2.17
秋季	2.47	1.92	4.67	4.12	1.65	2.20	2.20	4.95	9.89	12.36	6.32	2.47	15.38	7.69	4.95	5.22	11.54
冬季	4.17	0.56	4.72	1.39	2.50	4.44	4.72	5.83	8.06	7.50	5.28	3.33	16.11	16.11	5.00	4.44	5.83
全年	3.22	1.92	4.38	2.60	2.81	3.63	3.36	4.66	8.29	12.67	5.55	3.08	16.30	13.97	4.25	4.04	5.27

5.3.1.3 污染系数

污染系数综合反映了风向和风速对污染源下风向受污染程度的共同影响，污染系数越大，表示该方位受污染的程度越大。吉木萨尔县全年及各季污染系数统计情况见表 5.3-3。

表 5.3-3　　全年及各季风向污染系数统计

月份	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	平均
一月	4.99	0.00	4.69	2.69	1.65	2.60	1.58	3.14	5.18	13.15	6.09	8.34	11.12	7.74	5.28	1.14	4.96
二月	5.72	1.63	3.70	0.00	5.31	2.19	6.72	5.71	4.76	5.87	9.78	4.47	8.18	13.39	6.26	4.12	5.49
三月	1.07	1.37	1.62	1.42	2.33	6.09	6.26	9.31	4.12	0.62	3.95	2.01	5.99	8.49	0.77	2.65	3.63
四月	6.29	1.19	3.42	2.86	2.24	1.11	3.93	3.91	6.95	9.54	5.50	4.76	4.26	4.37	4.34	0.44	4.07
五月	2.88	1.67	4.08	3.61	0.73	1.01	2.08	0.68	5.95	9.01	7.10	3.15	6.38	3.85	2.56	2.17	3.56
六月	2.27	1.68	1.91	0.52	0.58	2.34	2.57	2.87	5.03	9.93	3.57	5.77	10.00	5.81	0.52	2.42	3.61
七月	1.34	0.54	0.68	0.00	2.73	3.55	2.69	1.73	5.41	18.95	3.95	0.90	9.97	3.81	1.89	1.12	3.70
八月	1.29	3.95	1.37	3.23	1.81	0.98	0.00	2.63	4.08	16.26	3.95	3.61	7.93	7.75	1.87	1.87	3.91
九月	0.55	2.25	3.07	3.58	1.97	1.76	0.00	4.07	8.89	16.15	8.43	3.71	8.98	5.23	1.62	2.71	4.56
十月	3.10	0.48	2.31	5.33	0.81	0.00	5.13	5.69	9.43	21.35	12.02	2.48	9.20	2.69	5.16	4.61	5.61
十一月	1.45	3.71	4.63	2.02	0.68	4.17	4.56	5.68	17.79	8.89	10.41	3.79	12.50	2.48	2.98	5.42	5.70
十二月	2.58	0.00	6.95	0.54	0.74	4.45	6.57	7.26	19.89	8.83	10.66	3.14	13.27	6.63	1.54	4.56	6.10
春季	3.32	1.39	3.02	2.28	1.75	2.75	4.01	4.57	5.53	6.23	5.48	3.21	5.52	5.40	2.52	1.71	3.67
夏季	1.55	1.88	1.27	1.26	1.67	2.22	1.60	2.32	4.81	14.94	3.75	3.29	9.24	5.78	1.30	1.78	3.67
秋季	1.68	1.59	3.13	3.49	1.02	1.93	3.24	5.00	11.92	15.07	9.58	2.87	10.19	3.19	3.15	4.18	5.08
冬季	4.26	0.51	4.21	1.10	2.31	2.96	4.67	5.30	9.83	9.15	8.66	5.29	10.89	8.90	4.24	3.10	5.34
全年	2.62	1.32	2.77	2.02	1.58	2.44	3.26	4.28	7.21	10.47	6.31	3.50	8.45	5.59	2.67	2.61	4.19

该区域的污染系数逐月平均和年平均均为 4.19。由上表可以看出，该区域年污染系数以西南偏南风(SSW)为最大，其值为 10.47；西风(W)次之，其值为 8.45。污染系数最小风向方位是东北偏北风(NNE)，其值为 1.32。各季污染系数最大方位基本与风向频率保持一致。

5.3.2 开发期环境空气影响评价

本项目在开发期对环境空气的影响主要来自两个方面：一是开发期钻井过程中产生的废气，主要来自于柴油发电机运转时产生的烟气，其主要污染物为 NOx、SO_2、烃类等；二是在管线敷设、道路建设、车辆运输等在建设过程中产生的扬尘，如细小的建筑材料的飞扬，或土壤被扰动后导致的尘土飞扬等。

（1）钻井作业柴油发电机烟气排放环境影响分析

钻井作业柴油发电机烟气排放集中在钻井施工期的短暂时段，且平均日排放量不大，加之评价区范围内地域辽阔扩散条件较好。类比其它相似钻井井场，场界外各项污染物浓度均小于《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中新污染源无组织排放监控点浓度限值。因此，钻井作业柴油发电机烟气排放及总烃挥发对周围环境影响较小。

（2）施工扬尘

本工程在开发期对环境空气的影响主要来自管线敷设、道路建设和地面工程建设过程中可能产生扬尘，如细小的建筑材料的飞扬，或土壤被扰动后导致的尘土飞扬。在开发期内，在地面平整及设备拉运产生的扬尘，如沙土的飞扬，及其土壤被扰动后导致的尘土，施工运输车辆排放的少量尾气和运输中产生的扬尘等，对环境空气会造成一定的影响。

根据建设高速公路时砂石路面运输施工扬尘实测结果进行类比，可以类比得出规划实施期间，车辆行驶扬尘的影响范围，在距离车辆 1.0km 时，TSP 度可以达到《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准限值要求。

根据以上估算结果可以看出，车辆在砂石路面行驶时产生的扬尘，在距离下风向 1.0km 以外，可以达到《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准限值要求，即 1.0km 以外的扬尘对环境的影响在可接受的范围之内。建议建设单位在项目实施过程中，运输车辆必须加盖篷布，减少运输过程的起尘，采取降尘

措施是减速慢行，同时进行定期洒水措施，从而减少运输过程中运输车辆对其扬尘影响。施工扬尘污染属于阶段性局部污染，随着工程结束，其影响也相应消失。

5.3.3 运营期环境空气影响评价

本项目生产运营期的大气污染源主要是采油、油气集输过程和单井拉油站产生的无组织烃类挥发对大气环境的影响。

（1）预测模式

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）预测因子和预测源强

在油气集输环节产生的挥发性有机物（VOCs）主要包括非甲烷总烃（烷烃、烯烃、芳香烃、炔烃等）、含氧有机化合物（醛、酮、醇、醚、酯、酚等）、卤代烃，含氮有机化合物，含硫有机化合物等，对本工程而言，VOCs主要为非甲烷总烃。本工程新建产能32.0×10^{4}t/a，部署的25口采油井中，24口井采用密闭集输，1口井采用单井拉油。本次评价按照密闭集输井场和拉油井场分别进行核算VOCs排放量。

根据前小节（3.5.4.1）计算，本项目 24 口井油气集输全程密闭，VOCs 排放量为 30.72t/a，其中 71A 平台 VOCs 排放量为 11.52t/a，71B 平台 VOCs 排放量为 12.80t/a，72A 平台 VOCs 排放量为 5.12t/a，JHW71-11 井 VOCs 排放量为 1.28t/a；J10042 拉油站 VOCs 排放量为 22.10t/a；因此，本工程油气集输 VOCs 排放量为 52.82t/a。

根据《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）的相关规定，本次环境影响预测采用估算模式 AERSCREEN。污染源参数如下：

表 5.3-4　　大气污染源参数表-面源

污染源名称	坐标(°)		海拔高度(m)	矩形面源		年排放小时数(h)	污染物排放速率(kg/h)
	经度	纬度		长度(m)	宽度(m)		NMHC
71A 平台			620	163	81	8544	1.35
71B 平台			615	165	95		1.50

72A 平台			612	150	40		0.60
JHW71-11			621	40	60		0.15
J10042 拉油站			626	40	60		2.59

按照估算模式 AIRSCREEN 计算无组织排放最大地面浓度，预测结果见下表。

表 5.3-5　　废气排放（非甲烷总烃）预测结果一览表

距源中心下风向距离(m)	71A 平台面源		71B 平台面源		72A 平台面源		JHW71-11		J10042 拉油站	
	下风向预测浓度（mg/m^3）	占标率（%）	下风向预测浓度（mg/m^3）	占标率（%）	下风向预测浓度（mg/m^3）	占标率（%）	下风向预测浓度（mg/m^3）	占标率（%）	下风向预测浓度（mg/m^3）	占标率（%）
100	0.23780	5.95	0.22460	5.61	0.19710	4.93	0.16990	4.25	0.36120	9.03
200	0.30040	7.51	0.29150	7.29	0.24470	6.12	0.15690	3.92	0.39000	9.75
300	0.29990	7.50	0.29220	7.30	0.24480	6.12	0.11860	2.96	0.38300	9.58
400	0.31640	7.91	0.30840	7.71	0.23680	5.92	0.08929	2.23	0.35490	8.87
500	0.30210	7.55	0.29380	7.35	0.20540	5.14	0.06825	1.71	0.36830	9.21
600	0.27680	6.92	0.27110	6.78	0.17320	4.33	0.05349	1.34	0.34700	8.68
700	0.24890	6.22	0.24760	6.19	0.14590	3.65	0.04300	1.08	0.31440	7.86
800	0.22310	5.58	0.22530	5.63	0.12450	3.11	0.03569	0.89	0.28160	7.04
900	0.19990	5.00	0.20460	5.11	0.10750	2.69	0.03017	0.75	0.25160	6.29
1000	0.17960	4.49	0.18580	4.65	0.09374	2.34	0.02592	0.65	0.22520	5.63
1100	0.16220	4.05	0.16930	4.23	0.08269	2.07	0.02260	0.57	0.20290	5.07
1200	0.14710	3.68	0.15480	3.87	0.07366	1.84	0.01996	0.50	0.18360	4.59
1300	0.13390	3.35	0.14180	3.55	0.06605	1.65	0.01775	0.44	0.16690	4.17
1400	0.12240	3.06	0.13030	3.26	0.05965	1.49	0.01593	0.40	0.15230	3.81
1500	0.11240	2.81	0.12020	3.01	0.05422	1.36	0.01440	0.36	0.13970	3.49
1600	0.10350	2.59	0.11110	2.78	0.04951	1.24	0.01309	0.33	0.12860	3.21
1700	0.09567	2.39	0.10300	2.58	0.04541	1.14	0.01195	0.30	0.11880	2.97
1800	0.08876	2.22	0.09584	2.40	0.04184	1.05	0.01098	0.27	0.11010	2.75
1900	0.08255	2.06	0.08939	2.23	0.03872	0.97	0.01013	0.25	0.10250	2.56
2000	0.07708	1.93	0.08362	2.09	0.03600	0.90	0.00938	0.23	0.09568	2.39
2100	0.07238	1.81	0.07865	1.97	0.03366	0.84	0.00876	0.22	0.08974	2.24
2200	0.06813	1.70	0.07417	1.85	0.03156	0.79	0.00820	0.20	0.08442	2.11
2300	0.06426	1.61	0.07006	1.75	0.02968	0.74	0.00769	0.19	0.07963	1.99
2400	0.06075	1.52	0.06634	1.66	0.02798	0.70	0.00724	0.18	0.07528	1.88
2500	0.05757	1.44	0.06296	1.57	0.02644	0.66	0.00683	0.17	0.07133	1.78

最大地面浓度	0. 31690	0.30880	0.24750	0.17680	0.39010
最大地面浓度占标率	7. 92	7.72	6.19	4.42	9.75
最大地面浓度距源距离	385	384	330	133	203

根据以上计算结果可知：

由上表预测结果得：本项目无组织非甲烷总烃挥发 71A 平台面源 Pmax 为 7.92%，71B 平台面源 Pmax 为 7.72%，72A 平台面源 Pmax 为 6.19%，JHW71-11 井场面源 Pmax 为 4.42%，J10042 拉油站面源 Pmax 为 9.75%。根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）分级判定，选择其中最大地面浓度占标率为 9.75%＜10%，故为大气环境影响评价工作等级为二级。

本工程正常工况下排放的各种大气污染物下风向地面浓度均低于《环境空气质量标准》二级标准限值，项目正常排放的各污染物对评价区域大气环境质量均不会产生明显影响。

本项目可采取对储罐罐体保温，减少罐内温差的变化，从而大大地降低了气体的蒸发损耗，罐体外表使用浅色涂层，来控制和减少 VOCs 的挥发排放。

本项目运营期 VOCs 无组织排放会对区域大气环境质量造成一定影响。类比其他油田，运营期油田内的 VOCs 一般满足环境质量标准要求，影响在可接受范围内。

5.3.4 环境防护距离核算

本工程为油田开发项目，项目建设涉及采油井、管线、单井拉油站多种设施，本次评价对项目单井拉油站无组织挥发的非甲烷总烃的环境防护距离进行核定。

在此根据《石油化工企业卫生防护距离》（SH3093-1999）中的相关规定，将本工程单井拉油站的防护距离参照该标准确定为 150m，即从各站场边界向外 150m 距离。

就目前本区域的现状布局而言，单井拉油站向外 150m 距离内空旷无物，其间无居民区存在，亦不存在建设居民区的可能性，故各拉油站 150m 的环境防护距离可以得以保证。

5.3.5 环境空气影响评价结论

（1）本工程在开发期对环境空气的影响主要来自井场、管线敷设、道路建设和地面工程建设过程中可能产生扬尘，如细小的建筑材料的飞扬，或土壤被扰动后导致的尘土飞扬。运输车辆必须加盖篷布，减少运输过程的起尘和遗撒，减速慢行，而且要采取一定洒水降尘措施，减少运输过程中运输车辆对其扬尘影响。施工扬尘污染属于阶段性局部污染，随着工程结束，其影响也相应消失。

（2）运营期项目对大气环境的影响主要来自油气集输过程中产生一定量的烃类挥发和单井拉油站通过火炬燃烧的伴生气产生废气污染物。经预测，本工程正常工况下排放的各大气污染物下风向地面浓度均低于《环境空气质量标准》二级标准限值，项目正常排放的各污染物对评价区域大气环境质量均不会产生明显影响。

（3）项目单井拉油站周围环境可以满足 150m 防护距离的要求。

综上所述，项目在开发期和运营期对大气环境的影响在影响时间和影响范围上各不相同，开发期是暂时性小范围影响，随施工的结束而消失，运行时期为持续的长期影响，但各废气污染物均可以得到较好扩散，对大气污染物浓度贡献值小，并不会使区域环境空气质量发生显著改变，且项目区地域空旷，单井拉油站 150m 防护距离基本可以保障，项目的建设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。

5.3.6 污染物排放量核算

本项目运营期，在各类环保设施正常运行的情况下，污染物排放量见下表。

表 5.3-6　　本工程大气污染物年排放量核算表

污染源	序号	污染物	年排放量/（t/a）
单井拉油站火炬	1	SO_2	0.006
	2	NO_X	0.024
采油、集输、单井拉油过程无组织挥发	4	VOCs	52.82

5.3.7 大气环境影响评价自查表

本工程大气环境影响评价自查表见下表。

表 5.3-7　　建设项目大气环境影响评价自查表

工作内容		吉木萨尔凹陷吉 32 井区芦草沟组致密油 2022 年开发建设工程(吉木萨尔县)		
评价等级与范围	评价等级	一级□	二级√	三级 □
	评价范围	边长=50km □	边长 5~50km □	边长 5km√

评价因子	SO_2+NO_x 排放量	≥2000t/a 口			500~200t/a 口				<500t/a			
	评价因子	基本污染物（SO_2、NO_x） 其他污染物（非甲烷总烃）							包括二次 $PM_{2.5}$ 口 不包括三次 $PM_{2.5}$ √			
评价标准	评价标准	国家标准 √			地方标准 口			附录 D √				其他标准√
现状评价	环境功能区	一类区 口				二类区√					一类区和二类区口	
	评价基准年	（2019）年										
	环境空气质量现状调查数据来掘	长期例行监测数据 口				主管部门发布的数据 √					现状补充监视√	
	现状评价	达标区 口						不达标区√				
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源√ 本项目非正常排放源口 现有污染源口				拟替代的污染源 口		其他在建、拟建项目污染源 口			区域污染源口	
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD √		ADMS 口		AUSTAL2000 口		EDMS/AEDT 口		CALPUFF 口	网格模型 口	其他 口
	预测范围	边长≥50k 口				边长 5~50km 口					边长＝5km√	
	预测因子	预测因子（SO_2、NO_x、非甲烷总烃）						包括二次 $PM_{2.5}$ 口 不包括三次 $PM_{2.5}$ √				
	正常排放短期浓度贡献值	$C_{本项目}$最大占标率≤100% √						$C_{本项目}$最大占标率＞100% 口				
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	$C_{本项目}$最大占标率≤10%口						$C_{本项目}$最大标率＞10%口			
		二类区	$C_{本项目}$最大占标率≤30%口						$C_{本项目}$最大标率＞30%口			
	非正常排放 lh 浓度贡献值	非正常持续长（1）h			$C_{非正常}$占标率≤100%口				$C_{非正常}$占标率＞100%口			
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	$C_{叠加}$达标口					$C_{叠加}$不达标 口					
	区域环境质量的整体变化情况	k≤-20%口					k＞-20% 口					
环境监测计划	污染源监测	监测因子：(SO_2、NO_x、非甲烷总烃)				有组织废气监测口 无组织废气监测√			无监测 口			
	环境质量监测	监测因子：（SO_2、NO_x、非甲烷总烃)）				监测点位数（3）			无监测口			
评价结论	环境影响	可以接受√ 不可以接受 口										
	大气环境防护距离	距（各）厂界最远（0）m										
	污染源年排放量	SO_2：（0.006）t/a			NO_x：（0.024）t/a			颗粒物：（/）t/a			VOC_s：（52.82）t/a	

注：“ 口”为勾选项 ，填“√”；“（ ）”为内容填写项

5.4 水环境影响评价

5.4.1 地表水环境影响评价

5.4.1.1 开发过程对地表水环境影响评价

（1）钻井废水

本项目钻井过程采用“钻井泥浆不落地技术”，产生的钻井废水在井场经处理达标后循环使用，废水综合利用，不外排，井场设有专用罐进行储存，同时储存罐体与地表接触面，均采取铺设防渗膜措施。项目 71A 平台距离地表水-下新

湖水库最近，距离约 2.0km；本项目废水采取有效措施处置，与区域地表水水体无水力联系，故不对地表水环境产生影响。

（2）管道试压废水

本项目铺设完成后，对管道进行注水试压，管道试压时采用的介质为洁净的新鲜水。试压结束后产生少量废水，其废水中主要含有泥沙、杂质等，污染因子较为单一，试压结束后，废水循环利用，用于施工现场降尘，与区域地表水水体无水力联系，故不对地表水环境产生影响。

（3）生活污水

本工程开发建设期间，废水主要为施工拌料、地面、机械设备及车辆清洗废水和施工人员的生活污水。其中施工废水主要污染物为泥沙悬浮颗粒物；施工现场不设施工营地，依托周边其他井已建生活营地，生活营地污水集中收集并最终拉至吉木萨尔县污水处理厂，污水不外排。因此，施工过程不会对项目区地表水造成影响。

5.4.1.2 运营期对地表水环境影响评价

在运营期内，项目产生的采出水、井下作业废水经页岩油联合站处理后，水质达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）要求后，优先用于复配压裂液，剩余部分输送至吉 7 井区回注用于生产，废水不外排，不与地表水产生水力联系。

运营期新增工作人员生活设施依托页岩油联合站和吉祥公寓，其中页岩油联合站生活污水排入化粪池处理达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）三级标准要求后，定期清运运至吉木萨尔县污水处理厂；吉祥公寓位于吉木萨尔县城内，生活污水进入下水管网，排入吉木萨尔县污水处理厂。

综上所述，正常情况下本工程废水不会对地表水产生不利影响。

5.4.1.3 事故状态下地表水环境影响

对于本工程来说，可能对地表水环境产生影响的事故为原油泄漏。对地表水的影响一般有两种途径：

一种是泄漏的油品直接进入地表水体。项目区周围主要地表水体为下新湖水库，位于项目区东侧约 2.0km 处，且水库地势高于项目区，故不存在泄漏的油品直接进入地表水的可能。

另一种是油品或含油污水泄漏于地表，由降雨形成的地表径流将落地油或受污染的土壤带入水体。本区域降水较少，通过对泄漏油品及受污染土壤的及时、彻底回收，可截断这一污染途径。该区域发生洪水的可能性极小，且已采取了防洪措施并制订防洪防汛应急预案，不会因洪水将油类带入地表水造成污染。

如发生油品泄漏事故，应立即对泄漏点采取措施。由于本工程的单井集输管道受自动控制系统监控，一旦发生泄漏能够及时发现，通过关闭阀门，可减少泄漏油量，并且根据油田公司的环保要求，井下作业带罐作业，落地油 100%回收，通过采取各种措施，可最大限度防止泄漏事故的发生，使事故后的影响降至最低程度。

5.4.2 地下水环境影响评价

5.4.2.1 评价区水文地质条件

（1）含水层结构

评价区属于准噶尔盆地东南部细土平原区，受地貌、地层岩性与构造控制，准噶尔盆地含水层结构由山区向平原呈有规律分布。山区以裂隙含水层为主，盆地南部以孔隙含水层为主，盆地北部以上部为孔隙含水层、下部为孔隙—裂隙含水层的混合结构为主。受沉积规律和基底构造的控制，盆地南部以单一结构的孔隙含水层和双层或多层结构的孔隙含水层为主，单一结构的含水层主要分布在环准噶尔盆地南缘的天山山前地带；双层或多层结构的孔隙含水层主要分布于古尔班通古特沙漠南缘以南至天山北麓潜水溢出带以北的大部分地区。

评价区内从南向北分布多层结构的潜水—承压水含水层，纵向上，上部为潜水含水层，埋深＜80m，经调查了解，丰水期潜水埋深为 2m 左右；下部为承压含水层，埋深 80-300m 之间。

上部潜水含水层，颗粒由山前向下游由粗变细，岩性由山前溢出带的砂砾石向下游渐变为砂，至汇流中心为亚砂土，厚度由上游向下游逐渐变薄，含水底板标高则由东向西逐渐变低，富水性逐渐变弱，地下水径流速度迟缓，富水性强区单位涌水量为 6.2L/s ㎡，富水性中等区分布于天山北麓细土平原区的大部分地段，单位涌水量为 1.6-2.4L/s ㎡，近沙漠一带为富水性极弱区，单位涌水量为 0.17L/s ㎡。潜水含水层底板埋深 150-100m，渗透系数 5-50m/d。

下部承压含水层，由上游向下游，含水层厚度和单层厚度逐渐变薄，弱透水层增厚，含水层颗粒变细；含水层顶底板标高总体呈现东部和南部高、西部和北

部低得趋势；弱透水层岩性主要以亚粘土、粘土为主，部分地段为亚砂土。根据埋藏深度将承压含水层划分为 3 层：第一层埋藏深度＜100m，第二层埋藏深度 100-200m 之间；第二层埋藏深度 200-300m 之间。

（2）渗透系数的变化

评价区内上部潜水含水层渗透性普遍较弱，渗透系数一般＜1m/d，下伏承压含水层渗透性由溢出带向下游减弱，溢出带以北，渗透系数一般＜10m/d，至沙漠前缘，渗透性变弱，渗透系数＜2m/d，部分地段为 0.8m/d。

（3）给水度与弹性释水系数

给水度与承压水弹性释水系数变化与含水层岩性和结构变化规律相对应，盆地南部大于北部，环盆地山前地带大于盆地细土平原和沙漠地带，河床带大于河床两侧地带，冲洪积扇轴部向两侧逐渐减小。该区内给水度一般＜0.12，弹性释水系数为 0.008。

（4）地下水的补径排特征

评价区地下水的补给、径流、排泄条件以山区分水岭到平原、沙漠构成了一个完整的水文地质单元，地下水由南向北流向，按区域地下水的运动规律，基岩山区为补给区，倾斜平原为径流区，红土平原及沙漠为排泄区，各区的地下水因地处不同的气象、水文、地质、地貌、构造条件，再加上人类开采活动的影响，各有其不同的特征。

区内地表水源主要发源于高、中山区的河流，低山区的洪沟及泉水、南部天山山脉中蕴藏着丰富的冰雪资源，充沛的降水和冰雪消融，其中区内发源于高山区的河流有 4 条，以冰雪消融为主要补给来源，由西向东排列分别是新地沟河、东大龙口河、吾塘沟河和白杨河。上覆潜水含水层为细颗粒或弱含水层，地下水径流条件差，以垂向交替运动为主；下伏承压水属于滞流型，溢出带附近主要以水平径流为主，在细土平原中部及以北区域为垂向交替运动。

（5）地下水动态

① 地下水水质动态

根据吉木萨尔县 2011 年地下水动态监测年报资料表明：地下水矿化度多年变幅均呈上升趋势，上升幅度 69.6mg/L，上升幅度最大的区域位于吉木萨尔县北侧。目前项目所在区域地下水矿化度水质良好。

② 地下水水位动态

根据吉木萨尔县多年浅层地下水水位监测结果表明，项目区地下水水位多年变化呈下降趋势，平均下降速率 0.12m/a，目前地下水水位年平均下降值＜0.15m。

项目区水文地质见图 5.4-1。

图 5.4-1　　项目区水文地质图

5.4.2.2 正常运行情况下对地下水环境的影响评价

本工程运营期废水主要是产生的采出水、井下作业废水，经罐车拉运或管输至页岩油联合站进行处理，废水进入页岩油联合站返排液装置进行处理达标后，

优先用于复配压裂液，剩余部分转输至吉祥联合站，用于吉 7 井区注水开发，不向外环境排放。

新建油田公司要求井下作业必须采取带罐作业，井下作业废水全部回收，采用专用废液收集罐收集后运至页岩油联合站处理。

评价区内从南向北分布多层结构的潜水—承压水含水层，纵向上，上部为潜水含水层，埋深＜80m，经调查了解，丰水期潜水埋深为 2m 左右；下部为承压含水层，埋深 80-300m 之间。吉 7 作业区回注地层为 1600m 左右，可见，污水回注层与地下水处于不同层系，远远超出地下水含水层深度。油田注水不会对地下水产生影响。

本工程新增劳动定员 8 人，年产生生活污水量约 233.6m^3/a，生活设施依托页岩油联合站和吉祥公寓。页岩油联合站生活污水排入化粪池处理达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）要求后，拉运至吉木萨尔县污水处理厂；吉祥公寓位于吉木萨尔县城内，生活污水进入下水管网，排入吉木萨尔县污水处理厂，不会对区域地下水产生不利影响。

（3）落地油对地下水污染分析

本工程钻井过程中产生的落地油及时回收，并根据油田环境保护的要求，对落地油进行 100%回收。本工程地处干旱少雨的荒漠地带，地表干燥，落地油主要污染表层土壤。由于土壤对石油分子的吸附作用，土壤中石油类污染物大多集中在 0-20cm 的表层，最大下渗一般不会超过 1m，油田区域的气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用，因此，落地油没有进入地下水层的途径，不存在污染地下水的可能。本工程产生的含油污泥、落地油、废润滑油等危险固废均委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置，因而不会对当地地下水产生影响。

综上所述，正常生产状况下，油田开发期和生产运行过程中废水不会对地下水环境产生影响。

5.4.2.3 事故对地下水环境的影响评价

（1）集输管道原油泄漏对地下水的影响

一般泄漏于土壤中的原油可以同时向表面溢出和向地下渗透，并选择疏松位置运移。如果有足够多的原油泄漏到疏松的土体中，就有可能下渗至潜水带并在潜水带顶面扩展而形成“油饼”。

（2）井喷事故对地下水的影响

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。根据测算，井喷发生后，喷出的液量平均为 120m^3/d，一般需要 1-2d 才能得以控制。据类比资料显示，井喷污染范围在半径 300m 左右时，井喷持续时间 2d，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。但从事故井区土壤剖面分析，井喷事故后石油类污染物主要聚集在土壤剖面 1m 以内，石油类污染物很难下渗到 2m 以下，对地下水体的影响概率不大，及时采取有效措施治理污染，井喷不会造成地下水污染。

（3）原油泄漏事故对地下水的影响

一般泄漏于土体中的原油可以同时向表面溢出和向地下渗透，并选择疏松位置运移。如果有足够多的原油泄漏到疏松的土体中，就有可能下渗至潜水带并在潜水带顶面扩展而形成“油饼”。

原油属疏水性有机污染物，难溶于水且容易被土壤吸附。泄漏后首先被表层的土壤吸附截留，进入到潜水后，原油将随着地下水运移和衰减。由于油品泄漏为偶然事故，符合自然衰减规律，油溢出的最大浓度按 8.895×10^5mg/L 计，并成为污染地下水的源强浓度。

根据相关研究资料，本次采用解析法，按照一级衰减动力学方程分析石油中有机污染物的衰减规律。

$$ei=C_0\ e^{-kt}$$

$$t_{1/2}=0.693/k$$

式中：

e_i——预测浓度（被降解后的浓度），按 0.3mg/L 计；

C_0——污染源强（mg/l），按 8.895×10^5mg/L 计；

k——有机物的降解速率常数（/d），根据相关研究，按 0.015 计；

t——降解发生的时间（d）；

$t_{1/2}$——有机物的半衰期（d）；

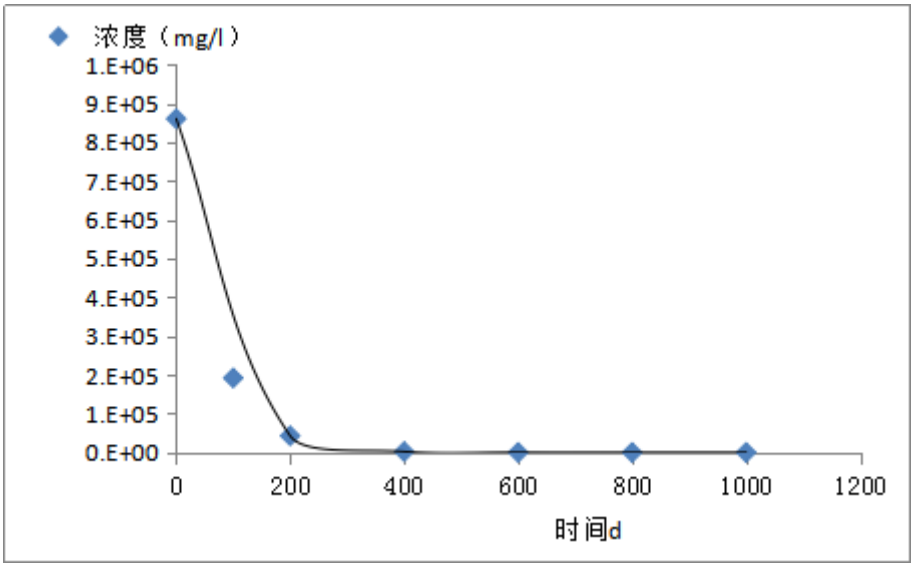

图 5.4-2　　有机污染物的一级衰减曲线

由计算结果可以看出，石油类污染物的半衰期约为 46d 左右，经过 991 天的自然降解，污染物浓度才可达到地下水中石油类浓度的标准值 0.3mg/L。因此单井拉油站的油罐和输油管道必须采取必要的防渗和防腐措施，并加强巡检，防止其泄漏进而污染到周边区域内的地下水。由于管线泄漏事故为短期大量排放，污染物的泄漏以地表扩展为主，一般能及时发现，并可很快加以控制，石油烃多属疏水性有机污染物，难溶于水而容易被土壤有机质吸附，当土壤中有机质含量较高时，石油烃等污染物在其中迁移的阻滞作用较强，迁移及衰减速度较慢，其影响范围不大，对地下水环境不易产生不利影响。

管线和单井拉油站的石油发生泄漏的原因有如下几种：误操作、机械故障、外力作用和腐蚀，这几种因素的产生都是人为的或人为操控程度很高，发生污染的危害程度也取决于操作人员的处置和控制。贮污设施的泄漏是由基座渗漏引起的，污染危害取决于防污工程质量，因此这类污染发生的可控性很高，故一般发生在局部，可以预防为主。且事故发生后，由于各种土壤的不同土层对石油类均有吸附能力，石油类污染物主要集中在表层，随着时间的推移，包气带土壤对石油类物质的吸附将趋向饱和，吸附能力将逐渐降低。一般来讲，土壤表层 0~20cm 的滞留石油类物质的含量至少是下层（1m 以下）石油类物质含量的 35 倍；且石油类多在地表 1m 以内积聚，1m 以下土壤中含油量甚少。本工程输油管线一旦发生泄漏，建设单位需组织专门力量进行污染物的清除工作，将在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质。

综上，在加强日常对管道的防护、检修的情况下，出现泄漏事故的概率较小，当泄漏事故发生时及时采取有效措施治理污染，泄漏事故对地下水体的影响概率不大，不易对区内地下水造成污染。

本工程的单井管道受自动控制系统监控，若管道破裂发生泄漏事故，可通过关闭阀门，减少泄漏油量。由于本工程油田区域气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用。因此，管道原油泄漏事故中泄漏原油进入地下水环境的可能性较小。

建设单位应做好日常环境监测工作，并制定应急方案。若事故发生，建设单位需组织专门力量进行对污染物的控制工作，在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，使石油类污染物进入地下潜水的可能性减到最低程度。

（3）井漏事故的泥浆对地下水的影响

井漏事故对地下水的污染是钻井泥浆漏失于地下水含水层中，由于其含 Ca、Na 等离子，且 pH、盐分较多，易造成地下含水层水质污染。

项目区内从南向北分布多层结构的潜水—承压水含水层，纵向上，上部为潜水含水层，埋深＜80m，经调查了解，丰水期潜水埋深为 2m 左右；下部为承压含水层，埋深 80-300m 之间。根据资料收集，地下水水井柱状图见图 5.4-3，由该图可知：本项目区第四系厚度约 300m，第四系以下的新近系、古近系地层岩性为泥岩与泥质粉砂岩互层、细砾岩等，在一定程度上构成了隔水层，厚度约为 700m。

本工程采油目的层深约 3500-6200m，采油目的层与地下水处于不同层系，远远超出本区域地下水含水层深度。钻井施工过程中采用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，可以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内泥浆的交换，有效保护地下水层。因此不存在污染地下水的可能，不会对地下水产生影响。

因此，严格要求套管下入深度等措施，可以有效控制钻井液在地层中的漏失。

图 5.4-3　　地下水水井柱状图

5.4.3 水环境影响评价结论

（1）项目落地油 100%进行回收，落地油没有进入地下水层的途径，不存在污染地下水的可能。

（2）本项目施工期依托生活设施内的生活污水排入防渗收集池，定期拉运至吉木萨尔县污水处理厂；管道试压废水用于施工现场降尘。施工期对水环境影响较小。

（3）本工程采油目的层与地下水处于不同层系，远远超出本区域地下水含水层深度。项目在施工过程中采用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，有效保护地下水层。不会对所在区域地下水产生影响。

（4）项目运营期废水主要是产生采出水和井下作业废水，经页岩油联合站处理达标后，优先用于复配压裂液，剩余部分转输至吉祥联合站，用于吉 7 井区注水水源，不向外环境排放。井下作业废水全部回收，采用专用废液收集罐收集后运至页岩油联合站处理。

本工程运营期新增人员的生活设施依托页岩油联合站和吉祥公寓，其中页岩油联合站生活污水排入化粪池处理达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）三级标准要求后，拉运至吉木萨尔县污水处理厂；吉祥公寓位于吉木萨尔县城内，生活污水进入下水管网，排入吉木萨尔县污水处理厂，不会对区域地下水产生不利影响。

（5）地表水环境保护目标位于项目区东侧约 2km，地势高于项目区，项目开发期、运营期都无废水进入，不会对下新湖水库水质产生影响。

（6）井喷及管线泄漏事故对地下水体的影响概率不大，若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影响。

综上所述，正常生产状况下，开发期和运营期废水均得到了有效的处理处置，不会对地下水环境产生不利影响。

5.5 声环境影响评价

5.5.1 开发建设期声环境影响评价

（1）钻井工程施工噪声

开发期的噪声主要为钻井过程中钻机、柴油机、泥浆泵和柴油发电机等发出的噪声，发电机、泥浆泵、钻机和柴油发电机的声压级一般在 80~110dB(A)，地面工程建设过程中推土机、挖掘机等机械噪声，声压级一般在 80~100dB(A)。

在环境噪声预测中各噪声源作为点声源处理，选用“无指向性点声源几何发

散衰减”预测模式，具体计算公式如下：

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

式中：Lp(r)—距离声源 r 处的倍频带声压级；

Lp(r0)—参考位置 r0 处的倍频带声压级；

r—预测点距离声源的距离（m）；

r0—参考位置距离声源的距离（m）；

预测结果见下表。

表 5.5-1　　距钻井井场场界不同距离处的噪声预测值

距场界距离 / 方位	1m	10m	20m	30m	50m	100m	150m	200m
东侧	80.67	60.67	54.65	51.13	46.69	40.67	37.15	34.65
西侧	80.67	60.67	54.65	51.13	46.69	40.67	37.15	34.65
南侧	88.18	68.18	62.16	58.63	54.2	48.18	44.66	42.16
北侧	75.92	55.92	49.90	46.38	41.94	35.92	32.40	29.90
《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）标准：昼间 70dB(A)，夜间 55dB(A)。								

由预测结果得：

①钻井过程中所产生的噪声会对周围一定区域内造成影响。昼间距离井场 10m 处噪声值可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）中昼间 70dB(A)的要求。

②昼间施工噪声在 30m 外满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求。根据现场调查，本工程 J10042 井西南侧约 3.0km 处有大东沟村，基本不会对村民造成明显影响。钻井噪声对局部环境的影响是暂时的，钻井期间产生的噪声对周围环境的影响是可以接受的。开发期噪声的影响主要是对钻井队的施工人员的影响，因此，必须要做好劳动防护措施。

（2）地面工程施工噪声

本工程地面工程在建设施工过程中，由于运输、平整场地、管沟开挖及回填、建筑物修建等要使用各种车辆和机械，其产生的噪声对施工区周围的环境将产生一定的影响。表 5.5-2 为地面工程建设过程中主要施工机械在不同距离的噪声影响水平类比调查结果。

表 5.5-2　　施工主要机械噪声值及衰减情况表

距离（m）	强度	10	20	40	80	100	200	400	800	1000
挖掘机	92	80	74	68	62	60	54	48	42	40
推土机	90	78	72	66	60	58	52	46	40	38
混凝土搅拌机	95	83	77	71	65	63	57	51	45	43
混凝土翻斗车	90	78	72	66	60	58	52	46	40	38
柴油发电机	100	88	82	76	70	68	62	56	50	48

通过类比分析可知，运输、平整场地、管沟开挖及回填、建筑物修建等过程中，昼间施工场地 50m 以外均不超过建筑施工场界噪声限值（昼间 75dB(A)），夜间不施工。昼间施工场地 300m 外可以达到《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准限值要求。本工程 J10042 井西南侧约 3.0km 处有大东沟村，基本不会对村民造成明显影响。开发期的这些噪声源均为暂时性的，只在短时期对局部环境和施工人员造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。开发期噪声对周围环境造成的影响属可接受范围。

5.5.2 运营期声环境影响评价

运营期噪声污染源主要包括场中的各类机泵以及井下作业设备噪声，天然气撬装回收装置压缩机、电动压缩机、各类机泵、火炬放空等噪声。噪声源强详见表 3.5-7。

选用点源模式，根据噪声衰减特性，分别预测其在评价范围内产生的噪声声级。

（1）噪声随距离衰减模式

采用预测模式为点声源几何发散衰减模式：

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

式中：LA（r）—距点声源 r 处的 A 声级（dB）；

r0，r —离点声源的距离（m）；

Lw—参考位置噪声源声功率级（dB）。

（2）多声源叠加模式

$$L_0 = 10\lg(\sum_{i=1}^{n} 10^{L_i/10})$$

式中：L0—叠加后总声压级，dB(A)；

N—声源级数；

Li—各声源对某点的声压值，dB(A)。

预测结果：

各噪声源对各站场厂界影响的等效连续声级，见下表。

表 5.5-3　　厂界噪声影响预测结果 单位： dB(A)

预测站场	预测厂界	昼间			夜间		
		现状值	贡献值	叠加值	现状值	贡献值	叠加值
71A 平台	东厂界	42	47	48	37	47	47
	南厂界		41	44		41	42
	西厂界		46	47		46	46
	北厂界		42	45		42	43
71B 平台	东厂界	41	46	47	37	46	46
	南厂界		41	44		41	42
	西厂界		47	47		47	47
	北厂界		40	43		40	41
72A 平台	东厂界	42	47	48	38	47	47
	南厂界		43	45		43	44
	西厂界		46	47		46	46
	北厂界		42	45		42	43
JHW71-11 井场	东厂界	42	45	46	37	45	45
	南厂界		43	45		43	43
	西厂界		44	46		44	44
	北厂界		43	45		43	43
J10042 井拉油站	东厂界	43	46	47	36	46	46
	南厂界		45	47		45	45
	西厂界		45	47		45	45
	北厂界		44	46		44	44
2 类标准限值		60			50		

由预测结果得：生产运营期井场正常生产时噪声很小，运营期噪声主要来自井场抽油机泵等产生的噪声，对背景噪声的贡献较小，且本项目周边 200m 范围内无固定居民居住，距离项目最近的声环境敏感目标大东沟村位于 J10042 井西南侧约 3.0km；根据上述预测各站场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，同时项目拉运原油过程中，运输途径不穿过大东沟村，因此本工程实施后不会对周围声环境产生明显影响。

5.5.3 噪声环境影响评价结论

本工程开发期钻井过程中产生的噪声昼间距离井场 10m 处噪声值可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）中昼间 70dB(A)的要求；昼间施工噪声在 30m 外满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求。运输、平整场地、管沟开挖及回填、建筑物修建等过程中，昼间施工场地 50m 以外均不超过建筑施工场界噪声限值（昼间 75dB(A)），夜间不施工。昼间施工场地 300m 外可以达到《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准限值要求。开发期噪声源均为暂时性的，只在短时期对局部环境和施工人员造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。

本项目生产运营期，各站场正常生产时噪声很小，对背景噪声的贡献较小。经预测，昼间施工场地 300m 外可以达到《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准限值要求。

本工程井区周围最近的居民点位于 J10042 井西南侧约 3.0km 处，基本不会对居民造成明显影响。在拉运原油过程中，不穿越村庄（大东沟村），不产生扰民现象，故本工程实施后不会对周围声环境产生明显影响。

5.6 固体废物环境影响评价

5.6.1 固体废物分类

本项目在开发期和运营期产生的固体废物排放情况见下表。

表 5.6-1　　固体废物排放情况汇总

开发阶段	固废种类	污染源	废物特征	产生量	排放量	主要处理措施及排放去向
开发期	泥浆	水基泥浆	一般废物	5951.47m^3	0	经泥浆不落地系统处理后回收入罐，用于后续钻井配液等环节使用
		油基泥浆	危险废物 HW08-071-002-08	7961.65m^3	0	经不落地系统处置后在储备罐暂存，随钻井队用于后续钻井使用
	岩屑	水基岩屑	一般废物	10654.45m^3	0	经不落地系统处理暂存岩屑暂存区，经检测合格后资源化利用

		油基岩屑	危险废物 HW08-071-002-08	10044.24m^3	0	交克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置
	生活垃圾	生活垃圾	/	21.88t	0	清运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场处置
	土方	弃土	一般废物	0m^3	0	挖方量再利用，无弃土
运营期	含油污泥		危险废物 HW08-071-001-08	2904.32 t/a	0	交克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置
	落地油		危险废物 HW08-071-001-08	2.5 t/a	0	
	废洗井液		危险废物 HW08-900-249-08	632.25 t/a	0	
	废润滑油		危险废物 HW08-900-214-08	0.5t/a	0	
	沾染矿物油废物		危险废物 HW08-900-249-08	0.25t/a	0	
	生活垃圾		/	1.46 t/a	0	清运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场处置

5.6.2 开发期固体废物环境影响评价

本项目施工过程固体废弃物主要为钻井作业时产生的钻井泥浆、岩屑、生活垃圾、施工土方。

钻井泥浆：水基泥浆全部进入泥浆不落地系统处理后回收入罐，用于后续钻井配液等环节使用；油基泥浆在储备罐暂存，随钻井队用于后续钻井使用。

钻井岩屑：水基岩屑经不落地系统收集、压滤脱水后，暂存在水基岩屑暂存区，经检测符合《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）中要求，完井后进行资源化利用；油基岩屑在振动筛后经钢罐集中收集，交由具备危废处置资质的单位（克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司进行处置）进行处置。

生活垃圾：本次生活营地不新建，依托周边钻井已建生活设施，生活营地设有生活垃圾箱若干个，集中收集后定期拉至吉木萨尔县生活垃圾填埋场处置。

施工土方：本项目施工土方主要由埋地敷设管线开挖和道路修建产生，项目不产生弃土，挖方土全部用于回填。

开发期固体废物得到有效收集、处置，严禁外排。

5.6.3 运营期固体废物环境影响评价

本工程生产过程中产生的固体废物主要是含油污泥、落地油、废洗井液、废润滑油、沾染矿物油废物和生活垃圾。其中含油污泥产生量为 2904.32t/a，落地

油产生量为 2.5t/a，废洗井液产生量为 632.25t/a，废润滑油 0.5t/a，沾染矿物油废物 0.25t/a。项目产生的危险固废均委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司进行处置。生活垃圾产生 1.46t/a，集中收集后运至吉木萨尔县垃圾填埋场处理。

通过采取以上措施，本工程产生的固体废物能够得到妥善的处置，不外排，故不会对周围环境产生大的不利影响。

5.6.4 固体废弃物环境影响评价结论

综上所述，本项目开发期及运营期产生的固体废物根据其废物属性，按照一般固废和危险固废要求分类安全处置，不会对区域环境造成大的不利影响。

5.7 环境风险评价

5.7.1 评价依据

（1）环境风险调查

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B 进行识别，本项目涉及的危险物质主要是柴油、天然气和采出液（含原油），本项目涉及的主要危险物料天然气、柴油和原油均属于甲 A 类火灾易燃易爆危险物质，但其毒性较低，对人体健康的急性影响主要是吸入性头晕、呕吐，浓度较高时会引起窒息。

（2）环境风险潜势初判

建设项目环境风险潜势划分为Ⅰ、Ⅱ、Ⅲ、Ⅳ/Ⅳ+级。本次评价根据项目涉及的物质和工艺系统的危险性及其所在地的环境敏感程度，结合事故情形下环境影响途径，对建设项目潜在环境危害程度进行概化分析，建设项目环境风险潜势划分，见下表。

表 5.7-1　　建设项目环境风险潜势划分

环境敏感程度（E）	危险物质及工艺系统危险性（P）			
	极高危害（P1）	高度危害（P2）	中度危害（P3）	轻度危害（P4）
环境高度敏感区（E1）	Ⅳ+	Ⅳ	Ⅲ	Ⅲ
环境中度敏感区（E2）	Ⅳ	Ⅲ	Ⅲ	Ⅱ
环境低度敏感区（E3）	Ⅲ	Ⅲ	Ⅱ	Ⅰ
注：Ⅳ+为极高环境风险。				

①危险物质数量与临界量比值（Q）

计算本项目所涉及的每种危险物质在厂界内的最大存在总量与其在 HJ169-2018 附录 B 中对应临界量的比值 Q。

根据 HJ169-2018 附录 C，按下式计算物质总量与其临界量比值（Q）：

$$Q = \frac{q_1}{Q_1} + \frac{q_2}{Q_2} + \cdots \frac{q_n}{Q_n}$$

式中：q_1，q_2，...，qn-每种危险物质的最大存在总量，t；Q_1，Q_2，...，Qn-每种危险物质的临界量，t。当 Q＜1 时，该项目环境风险潜势为Ⅰ。当 Q≥1 时，将 Q 值划分为：（1）1≤Q＜10；（2）10≤Q＜100；（3）Q≥100。

本项目 Q 值计算结果，见下表。

表 5.7-2　　Q 值计算结果表

序号	危险物质名称	最大存在总量 q_n/t	临界量 Q_n/t	该种危险物质 Q 值
1	单井钻井期柴油	20	2500	0.008
2	原油-管线	47.37	2500	0.019
3	原油-拉油站	107.25	2500	0.043
4	伴生气-拉油站	0.000013	10	0.0000013
项目 Q 值 Σ				0.070001

从表 3-2 中可以看出，本项目涉及危险物质的 Q 值＜1，根据 HJ169-2018 环境风险潜势判定条件，当 Q＜1 时，该项目环境风险潜势为Ⅰ。

②评价工作等级划分

风险评价工作级别，见下表。

表 5.7-3　　风险评价工作级别

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

[a]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的说明。见附录A

由上表可知，本项目风险潜势为Ⅰ，风险评价等级为简单分析。

5.7.2 环境敏感目标

本项目井场、单井拉油点及管线周围无自然保护区、风景旅游区、文物古迹等特殊敏感目标。项目主要环境敏感目标见下表。

表 5.7-4　　环境风险敏感目标一览表

本工程	敏感目标
J10042 井拉油点	西南侧　大东沟村　距离约 3.0km
71A 平台	东侧　下新湖水库　距离约 2.0km

5.7.3 环境风险识别

5.7.3.1 危险物质识别

依据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）识别出本项目危险物质为柴油、原油和天然气，详见下表。

表 5.7-5　　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	危险性	燃烧爆炸特性参数	危险级别
1	原油	有各种烃类和非烃类化合物所组成的复杂混合物	原油本身无明显毒性。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 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	伴生气中主要包括天然气，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
3	柴油	复杂烃类（碳原子数约 10～22）混合物	柴油的毒性类似于煤油，但由于添加剂(如硫化酯类)的影响，毒性可能比煤油略大。主要有麻醉和刺激作用。柴油的雾滴吸入后可致吸入性肺炎。皮肤接触柴油可致接触性皮炎。多见于两手、腕部与前臂。	热值为 3.3×10^{7}J/L 沸点范围有 180～370℃和 350～410℃ 两类闪点：38℃	属于高闪点液体

5.7.3.2 生产设施风险识别

根据工程内容，结合油田项目的风险经验分析，项目可能发生风险事故的单元为井场、管线、地面站场。

（1）井场危险性识别

单井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，井下作业是可能引发油水窜层，污染地下水。井喷主要是在井下作业中发生的事故。本项目中，在钻井和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，天然气、原油和地层水一同冲出井口，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天然气溢出，对周围环境造成直接污染，而且泄漏的油品遇到明火还可能产生火灾、爆炸事故。

外输管线除管线自身老化或运行操作不当等因素外，还有可能受其他工程施工等因素导致管线泄漏，从而发生火灾、爆炸等事故。

（3）储罐危险性识别

储罐设计、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。发生的事故主要为储罐发生破裂造成的油品泄漏，事故发生时会有大量的油品溢出，对周围环境造成直接污染，而且泄漏的油品遇到明火还可能产生火灾、爆炸事故。

（4）罐车泄漏

因车辆本身的设计、制造、操作、管理等各环节有存在缺陷的可能性，拉运过程有泄漏事故发生的风险。事故发生时罐车内采出物（原油）溢出，对周围环境造成直接污染。

5.7.3.3 风险类型识别

根据工程分析中本项目可能涉及的危险物质及危险场所，分析工程的危险特性，主要包括泄漏、火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。

5.7.3.4 危险物质向环境转移的可能途径和影响方式

管线、储罐发生破损造成油品（原油、柴油）和天然气泄漏，污染土壤、地下水和大气，泄漏油品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。

5.7.4 环境风险分析

5.7.4.1 对大气环境的影响分析

对大气环境的影响，主要考虑柴油储罐、采出液储罐、外输管线泄漏的影响，发生泄漏事故后，大量的天然气进入环境空气，可能造成局部地区浓度过高，极易造成小范围的缺氧，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速，严重时可窒息死亡。天然气及油品若遇明火，可发生火灾、爆炸，其伴生/次生污染物可能对环境空气产生一定的影响，会造成土壤污染。

本项目评价范围内无自然保护区、风景名胜区、水源保护区、学校、医院、集中居住区等环境敏感点，即使发生泄漏造成周围居民点发生急性中毒和慢性中毒的危险性较小，因吸入中毒引起生命危险的可能性就更小。

本项目单井拉油站伴生气经井口生产分离器处置后，管输至火炬（高 8m）进行燃烧放空，其主要组分为甲烷，属于清洁能源，排放量小，对周围大气环境影响小。

5.7.4.2 对土壤的影响分析

本项目柴油罐和井下作业废液储罐发生泄漏，管线输送过程发生泄漏，单井拉油站储罐泄漏，均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）。

5.7.4.3 对地下水的影响分析

本项目各类储罐及管线发生泄漏时可能造成油品下渗，进而导致地下水污染风险的发生。发生泄漏事故后，及时发现、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，送至主体装置区进行处理，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：土壤尽管颗粒较粗、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。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，不会对地下水体环境质量产生大的影响。

5.7.4.4 对植物的影响分析

本项目储罐及管线的泄漏对植被的影响主要分为三种途径，一是泄漏油品直接粘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性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份挥发，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。

5.7.5 分析结论

本项目设计中严格执行各种安全标准、规范，采取完善的安全措施，可有效地防止火灾、爆炸、泄漏、井喷等事故的发生。本项目的环境风险在可接受范围之内。

本项目环境风险评价等级为简单分析，项目环境风险简单分析内容表见下表。

表 5.7-6　　建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	吉木萨尔凹陷吉 32 井区芦草沟组致密油 2022 年开发建设工程(吉木萨尔县)			
建设地点	新疆维吾尔自治区	昌吉回族自治州	吉木萨尔县	南距县城 16km
地理坐标	经度		纬度	
主要危险物质及分布	原油和伴生气，分布在采油井场及集输管线； 柴油，分布在单井钻井井场储罐。			
环境影响途径及危害后果	井喷、管线、储罐破损发生油品（柴油、原油）和天然气泄漏，污染土壤、地下水和大气			
风险防范措施要求	井场井控严格执行相关规定，防止井喷、井喷失控和井喷着火，安装防喷器和井控装置（封井器等），采用随时调整泥浆密度，采用清水循环压井等技术，以最大限度地降低井喷事故的发生；井队配备便携式硫化氢监测仪（司钻或坐岗人员随身携带）做好硫化氢检测工作；井场设立风向标及划定紧急集合点；对储油罐内外表面、油罐区地面、输油管线外表面做“六胶两布”防渗防腐处理；站场设置“危险、禁止烟火”等标志；加强设备维护、保养；加强员工教育培训，实行上岗证制度；运输车辆严格按照当地道路限速行车，严禁超速；制定井喷事故应急措施、管道事故应急措施、运输罐车泄漏事故应急措施以及制定应急预案。			
结论：在采取严格安全防护和风险防范措施后，环境风险处于可接受的水平。				

6 环境保护措施及可行性论证

6.1 生态环境保护措施

本工程生态环境影响集中在开发期永久占地和临时占地范围内对自然植被和野生动物的影响，生态环境保护措施的重点在于避免、消减和补偿施工活动对生态环境的影响和破坏，以及施工结束后对生态环境的恢复。

6.1.1 开发期的保护措施

6.1.1.1 井场、站场工程生态保护措施要求

（1）对油田区域内采油井场、单井拉油站的永久性占地合理规划，严格控制施工区域，将临时占地面积控制在最低。站场、井场、管线及道路尽量选择在植被稀少的区域布点。

——平台井永久占地控制在：71A 平台 200m×300m、71B 平台 200m×330m、72A 平台 150m×200m；

——水平井井场永久占地控制在：120m×100m；

——直井井场（单井拉油站位于 J10042）永久占地控制在：100m×100m；

——管线施工宽度不大于 12m；

——油区干线道路和平台连接道路施工宽度不大于 13m。

（2）严格控制施工车辆、机械及施工人员活动范围，尽量减小便道占地和对地表植被的影响，临时便道应严格控制宽度，并应指定车辆的行驶路线，尽量减小便道占地和对地表植被的影响。

（3）对于施工过程中破坏的中地表植被，要制定补偿措施，进行补偿。

（4）站场施工在开挖地表、平整土地时，临时堆土必须进行拦挡，施工完毕，应尽快整理施工现场，防护工程平面图见 6.1-1。

图 6.1-1　　临时堆土场防护工程平面布置图

对井场、单井拉油站地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失，具体见图 6.1-2。

图 6.1-2　　井场、单井拉油站砾石压盖措施典型设计图

6.1.1.2 管线工程生态保护措施要求

（1）按设计标准规定，严格控制施工占地，不得超过作业标准规定。管道开挖时严格按照设计路线施工，严禁乱挖、多挖。施工中要作到分段施工，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。

（2）管沟开挖，尽可能做到土壤的分层堆放，分类回填，特别是表层土壤应分层堆放，在施工完毕后回铺于地表，减轻对土壤的破坏，以利于植被的恢复和生长。严格控制工程施工临时占地，根据管径的大小尽可能少占地。

（3）尽量避免在大风天气下取土，对于施工挖出的土方，应原地回填并做表面压实处理。

（4）在施工过程中，应加强施工人员的管理，禁止施工人员对野外植被滥砍滥伐，破坏沿线地区的生态环境。

（5）从管理上对作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识和自觉性；强化对职工的行为管理，建立严格的生态保护制度。在道路边和油区，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌。防止捕猎野生动物、滥采天然植被的情况发生。

6.1.1.3 道路工程生态保护措施要求

（1）对油田内的道路合理规划，巡检道路严格控制施工作业带（开挖）面积，并尽量沿道路纵向平行布设，以减少地表破坏，减少土方的暴露面积。

（2）尽量利用原有公路，沿已有车辙行驶，严格执行先修路，后开钻的原则进行勘探。杜绝车辆乱碾乱轧的情况发生。不随意开设便道。

（3）施工机械在不得在道路以外的行驶和作业，保持地表不被扰动。

（4）施工结束后，临时用地一律平整土地，清除用地范围内的一切固体废弃物。

（5）开发期临时用地禁止扩大面积，禁止在周边耕地（撂荒地）内临时施工作业。

（6）道路施工不得随意取弃土，严格按设计要求，在指定地点堆放工程弃渣。

（7）开发期清理的表土层土壤单独堆放，后期用于临时占地的生态恢复。

6.1.1.4 对植被、耕地（撂荒地）的生态保护措施要求

（1）设计选线过程中，避免破坏地表植被及占用耕地（撂荒地），在符合开发条件下，尽量减少占地。

（2）本工程 23 口采油井采用平台井方式，严格控制井场永久占地，尽量减小永久占地，剩余 2 口单井采取单井建设，其中 J10042 井为单井拉油站，占地面积在满足生产条件允许下，不扩大占地面积，拉油站位于单井井场内。井场表层土壤集中堆放，用于临时占地复垦；管沟开挖，做到土壤的分层堆放，分类回填，在施工完毕后回铺于地表。

（3）施工过程中严格规定各类工作人员活动范围，使之限于在各工区和生活区范围内活动，最大限度减少对地表植被生存环境的践踏破坏。

（4）确保各环保设施正常运行，污水进罐、落地油回收、固体废物交处置单位处理，严禁外排，避免各种污染物对土壤环境的影响，并进一步影响其地表植被。

（5）强化风险意识，制订切实可行的风险防范与应急预案，最大限度降低风险概率，避免事故泄漏和火灾爆炸事故可能对地表植物的破坏。

（6）加强施工人员对《中华人民共和国野生动物保护法》、《中华人民共和国自然保护区条例》等内容的学习，加强宣传教育工作。施工区周边设立宣传牌，简明扼要书写以保护自然为主题的宣传口号和有关法律法规，如有关爱护野生动植物和自然植被、处罚偷捕偷猎和举报电话等内容。

6.1.1.5 其它生态保护措施要求

（1）严禁施工人员进行非石油生产的其它活动，如：狩猎、采集动植物、破坏动物巢穴、有意骚扰野生动物、砍柴等，减少对野生动、植物的影响。

（2）合理安排施工作业时间，降低夜间车辆出入频率。车辆在有野生动物的地区行驶时，禁鸣喇叭。

（3)加强对大气质量的保护力度,在运输易飞扬的物料时用篷布覆盖严密。配备专用洒水车，对施工现场和运输道路经常进行洒水湿润，减少扬尘。

（4）制定合适的工作计划和车辆加油计划，减少沿线行驶次数和油料泄漏机会，定期检查所有车辆的泄漏情况，被污染的土壤要清除，并进行适当处理，不得向车外乱扔废弃物。

6.1.2 运营期的保护措施

6.1.2.1 地面工程生态保护措施要求

本工程对于地面工程建设临时扰动的地表要及时进行植被恢复工作，恢复原有生态环境，减少地表裸露面积，防止水土流失。管道开挖回填时，尽量按原有土壤层次进行回填，以使植被得到有效恢复。对管沟回填后多余的土严禁大量集中弃置，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度，不得形成汇水环境，防止水土流失。管线所经地段的原始地表存在的局部凹地，若有集水的可能，需采用管沟多余土或借土填高，以防地表水汇集。对敷设在较平坦地段的管道，应在地貌恢复后使管沟与附近地表自然过渡，回填土与周围地表坡向保持一致。加强管理工作，对车辆和人员践踏、碾压应严格管理，要严格行驶在已建的道路上。

本项目井场及单井拉油站永久占地采取戈壁土压实或砾石覆盖，以减少风蚀量。定期检查管线，如发生管线老化、接口断裂，及时更换管线。定时巡查井场、单井拉油站及管线等，做到及时发现和清理落地原油，以降低对土壤的污染。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。提高车辆拉运驾驶人员技术素质、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以及减少交通事故的发生，避免污染周围环境。在油区和站场设置宣传牌，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。

6.1.2.2 加强土壤环境质量监控

制定土壤跟踪监测计划、建立跟踪监测制度，以便及时发现问题，采取补救措施，避免对土壤造成污染。

在 3 个平台（71A、71B、72A）、单井拉油站（J10042）和单井 JHW71-11 井场各设置 1 个土壤监测点，监测因子为砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍、石油烃，每 3 年监测 1 次，监测标准执行《土壤环境质量标准-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；在 71A 平台东侧耕地（撂荒地）设置 1 个土壤监测点，监测因子为镉、汞、砷、铅、总铬、铜、镍、锌、石油烃，每 3 年监测 1 次，监测标准执行《土壤环境质量标准-农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）；石油烃参照《土壤环境质量标准-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。

6.1.2.3 其它生态保护措施要求

（1）提高拉运人员技术素质、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。一切作业尽量利用原有公路，按原有车辙行驶，要严格执行先修道路，后施工的原则。不得随意开设便道，杜绝车辆乱碾乱轧的情况发生。

（2）加强环境保护宣传工作，提高环保意识，提高对野生动物和自然植被的保护。严禁在施工场地外砍伐植被，严禁捕杀任何野生动物并在施工现场设置宣传牌，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。

（3）在道路边、油田区，设置“保护生态环境”等警示牌，并从管理上对作业人员加强宣传教育，强化保护荒漠植物的观念，不得随意砍伐野生植物，不得将荒漠植物作为薪柴使用，切实提高保护生态环境的意识。

6.1.3 生态修复方案

（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（实行）》（HJ651-2013）的相关要求，本工程生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：禁止在依法划定的自然保护区、风景名胜区、森林公园、饮用水水源保护区、文物古迹所在地、地质遗迹保护区、基本农田保护区等重要生态保护地以及其他法律法规规定的禁采区域内开采。禁止在重要道路、航道两侧及重要生态环境敏感目标可视范围内进行对景观破坏明显的露天开采;油藏开发活动应符合国家和区域主体功能区规划、生态功能区划、生态环境保护规划的要求，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；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。

（2）生态环境恢复治理范围

本项目所有施工范围需进行生态环境恢复治理。

（3）生态环境恢复治理措施

①井场、站场生态恢复

本工程主要建设内容包括新建采油井场 25 座、单井拉油站 1 座（位于单井井场内），站场总占地面积 315230.63m^2，其中永久占地面积 190341.63m^2，临时占地面积 124889.00m^2，占地类型为中覆盖度草地。项目施工结束后，应对井场、单井拉油站、道路和管线的临时占地进行平整，恢复原有地貌。充分利用工程施工前期收集的表土覆盖于井场、单井拉油站、道路和管线表层，覆盖厚度根据植被恢复类型和场地用途确定。施工结束初期，对井场、站场永久占地范围内的地表进行硬化，以减少侵蚀量。临时占地范围不具备植被恢复条件的，应采用砂石等材料覆盖临时占地面积，以防止侵蚀加剧。工程施工结束后临时占地内植被在未来 3-5 年时间内通过植物生长季节和气象条件等因素自然恢复。井场、站场临时占地区恢复后的植被覆盖度不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖度，植被类型应与原有类型相似、并与周边自然景观协调。不得使用外来有害物种进行井场、站场植被恢复。

②管线生态恢复

本项目新建集油干线1688m，总占地面积20256m^2，均为临时占地。施工过程中注意保护土壤成分和结构。在施工结束后，分层回填管沟，覆土压实，管沟回填后多余土方应作为修路用土，不得随意丢弃。施工结束后应对临时占地内地貌进行恢复，尽可能保持植物原有的生存环境，以利于植被恢复。

③道路生态恢复

本项目新建油区干线道路1389m、平台连接道路736m，总占地面积27257.63m^2，其中永久占地面积12341.63m^2，临时占地面积14916m^2。开挖路基及取弃土工程均应根据道路施工进度有计划地进行表土剥离并保存。工程结束后，取弃土应及时回填、平整、压实，并利用堆存的表土对临时占地进行植被和景观恢复，与原有地貌和景观协调。

6.1.4 水土保持方案

井场、单井拉油站、道路、管线施工扰动，将使站场、道路、管线周围的土壤结构和植被遭到破坏，降低水土保持功能，加剧水土流失。不但造成弃土弃渣的直接水土流失加剧，还可能将加剧地表直接破坏区的水土流失，对区域的水土流失有加剧的趋势。

本环评将从开发建设过程中扰动地表地貌、破坏植被等不利水土保持的因素制订合理可行的水土保持措施，防止砾幕层破坏造成的土壤沙化，尤其是防止在风力作用下形成的风沙流对邻近区域造成危害。项目建设过程中应严格参照水土保持措施执行，防止区域水土流失的加剧。

（1）防治目标

预防和治理水土流失防治责任范围内的水土流失，减少和控制新增水土流失危害，维持工程施工、运营安全及项目区生态环境的良性循环。为此，在自然环境调查的基础上，根据工程实际设计合理可行的水土保持工程，达到恢复植被，减少水土流失，改善生态环境的目的，同时也为主体工程安全运行提供环境保障。

（2）水土流失防治责任范围

结合《开发建设项目水土保持方案技术规范》（GB50433-2008）中的有关规定，根据工程特点和总体布局，确定本项目水土流失防治责任范围包括工程建设区和直接影响区。防治责任范围主体属于吉木萨尔县管辖。

项目建设区：指开发建设单位工程建设征用、占用、租用及管辖等的土地范

围，是建设项目直接造成的损坏和扰动的区域。其中用地范围包括井场、单井拉油站、管线及道路区。

直接影响区：项目建设区以外因开发建设活动而造成的水土流失及其直接危害的范围，包括施工过程可能造成践踏、碾压的周边地带，以及因工程建设改变原地貌汇流路径，对周边地区带来潜在水土流失危害的区域。

（3）水土保持措施

根据水土流失防治分区，在分析评价主体工程中具有水土保持功能措施的基础上，针对项目建设施工活动引发水土流失的特点和危害程度，将水土保持工程措施和植物措施有机结合在一起，合理确定水土保持措施的总体布局。对主体工程中具有水土保持功能工程，纳入到方案的水土保持措施体系当中，使之与方案新增水土保持措施一起，形成一个完整、严密、科学的水土流失防治措施体系。

①站场区

——为保护土地资源，在施工前，对井场所处位置进行表土剥离，剥离的表土作为后期生态恢复；在井场周边修筑地边梗；钻井作业结束后，将井场进行平整，并覆土压实覆盖一层砾石，防止风蚀现象发生。

——植物措施：项目采油井口及井场、道路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，避让植被覆盖密集区，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。

②道路区

新建道路选线尽量选已有便道或简单道路，若无此条件，对天然植被生长良好的地段采用避让方案，迂回绕道。开发期要完善开辟的临时便道，要严格控制占地面积，指定开发期车辆行驶路线，严禁道外行驶。

路基填料尽量利用处理达标的钻井岩屑及场地平整产生的施工弃方。路基边坡人工洒上一次水后进行“封育”，利用当地的降水进行自然恢复。在有灌溉条件的路段两侧进行人工绿化。

③管线区

本项目水土流失主要发生在开发期，本次环评建议对此采用工程措施与植物措施相结合的方式。在工程措施中，要限制施工作业扰动范围，开挖出的土按表层及深层分开堆放。下管后深层土填入下层，表层土覆于上层，然后洒水“封育”。

④植物措施草树种优选及质量要求

本着“因地制宜、适地适树适草”的原则，根项目自身特点和所处地区的气候特点，选择假木贼、琵琶柴、木碱蓬等地方植被。

6.1.5 防沙治沙方案

根据《国家林业局关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见》（林沙发[2013]136 号）：沙区开发建设项目是指在沙漠、戈壁、沙地、沙化土地和潜在沙化土地上实施的开发建设项目，主要包括在沙区范围内开发的工业、农业、畜牧业、能源、水利、交通、城市建设、旅游、自然资源等建设项目。按照《防沙治沙法》的规定，“沙区开发建设项目都应当包括具有防沙治沙内容的环境影响评价”。

（1）防治目标

开展沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的主要目的，是对开发建设项目实施后可能造成对沙区植被、生态的影响和土地沙化趋势变化进行综合分析、预测和评估，提出预防或者减轻不良影响的对策和措施，为沙区开发建设项目的立项决策提供生态承载能力等方面的科学依据。

本项目区块开发涉及到区域内植被类型分布有樟味藜、短叶假木贼、多枝柽柳、琵琶柴、木碱蓬、芨芨草。植被覆盖度在 5%-15%之间。总体防治目标为：维持生态环境现状，预防遏制新的沙化形成，保护沙区植被。根据工程实际设计合理可行的防沙治沙工程，达到恢复植被，遏制沙化，改善生态环境的目的，同时也为主体工程安全运行提供环境保障。

（2）防沙治沙措施

在防沙、治沙方面，要坚持“因地制宜、因害设防、保护优先、综合治理”的原则，坚持宜乔则乔、宜灌则灌、宜草则草，采取以林草植被建设为主的综合措施，加强地表覆盖，减少尘源。具体措施有：

①严禁在荒漠结皮地段随意踩踏、占用，破坏地表植被和稳定的结皮层。施工结束后，对施工场地及时进行清理、平整，减少沙物质来源。

②项目所在区域表层基本都为砾石构成的砾幕。为保护土地资源，在施工前，对井场所处位置进行表土剥离，剥离的表土作为后期生态恢复；在井场周边修筑地边梗；钻井作业结束后，将井场进行平整，并覆土压实覆盖一层砾石，防止风蚀现象发生。禁止随意剥离工程占地以外的剥离砾石。

③植物措施：项目采油井场、单井拉油站、道路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。

④工程项目所在地采取风沙防护工程，治理结束后，恢复期应在充分利用既有防沙治沙措施的基础上，进一步采取机械治沙和生物治沙等综合整治措施，控制土地沙漠化的扩展。

6.1.6 退役期的环境保护措施

由于油田单井长期开采，其储量将逐年降低，最终进入闭井期。当开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，井场和集输等设施陆续被拆卸、转移，原有的大气污染物、生产废水、生活污水、噪声及固体废物等对环境的影响将会逐渐减弱甚至消失。

（1）站场、井场退役

项目退役时，在各类站场首先尽量回收利用各种设备，同时清理、放空各种污染源，不遗留下明显的环境问题。

所有井场拆除采油设施，实施井筒安全封闭，完好的井管和经过固化的井壁可以保证井筒内的污染物不会影响周边地下水和土壤环境。

（2）集输管线退役

集输管线在退役后，应将管线进行吹扫，清除管线内采出液，管线留在原地，使管线所在地的生态环境保持稳定。

（3）做好闭井期的地表恢复工作。

（4）拆卸、迁移场站设备，对受影响已清除污染物区域进行换土（拉运并填埋具有原来特性的土质），恢复原有生态机能。

（5）在对原有设备拆卸、转移过程中会产生一定扬尘，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，避免对周围空气环境造成污染。

（6）项目退役，井场拆除无用的采油设施含油，按照危废进行管理处置。

6.2 大气污染防治措施

6.2.1 开发期大气污染防治措施

（1）钻井工程

钻井期间定期对柴油机及柴油发电机等设备进行维护，严禁设备“带病”运行；燃料柴油使用符合国家柴油标准的合格产品。

（2）地面工程

地面施工过程中对于扬尘，针对不同的产生原因，应采取相应的防治措施。

①首先应合理规划、选择最短运输路线，尽量依托油田现有公路网络；其次是对使用频率较高，且未做硬化处理的道路进行洒水处理；运输车辆进入施工区域，应以低速行驶（速度＜20km/h）。

②粉状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。

③优化施工组织，道路和管线分段施工，缩短施工时间。

④施工结束后尽快对施工场地进行恢复平整，减少风蚀量。

⑤合理安排工期，避免在大风天气施工作业，施工区域设置围栏；井场场地平整时，禁止利用挖掘机进行抛洒土石方作业，定期洒水，作业面要保持一定湿度；

⑥用标识带或者围栏，标识出站场施工布置，并禁止在施工作业范围外进行作业。

上述防治措施，简单可行，具有可操作性，施工扬尘影响能够减缓到可以接受的程度，以上抑尘措施是可行的。

6.2.2 运营期大气污染控制措施

本工程运营期的废气排放源主要为单井拉油站伴生气燃烧废气和无组织排放源。无组织排放的污染物主要为井口、管线接口、阀门、单井拉油站储罐等处产生的无组织挥发烃类。运营期大气污染控制措施如下：

（1）单井拉油站伴生气放空

单井拉油站站内油井井口出气、液混合物经管道电加热器升温后管输至单井计量装置，计量后进生产分离器进行气液分离，分离出的伴生气输至放空火炬燃烧放空，分离器分出的液相进入拉油罐储存、定期拉运至页岩油联合站。井场对伴生气进行检测，H_2S 的含量控制在 20ppm 以下后通过火炬燃烧，如 H_2S 量增加，则立即采取加药除硫处理后再输至火炬燃烧放空。

（2）挥发性有机物无组织排放控制措施

本工程采油、集输和单井拉油过程中无组织排放的非甲烷总烃执行《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要求；单井拉油站场界参照执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求；拉油点站场内非甲烷总烃排放执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）。

①储存无组织排放控制要求

拉油站储罐应保持完好，不应有孔洞、缝隙；储罐附件开口（孔），除采样、计量、维护、例行检查和其他正常活动外，应密闭；定期检查呼吸阀的定压是否符合设定要求。若储罐不符合上述要求，应记录并在 90d 内修复或排空储罐停止使用。如延迟修复或排空储罐，应将相关方案报生态环境主管部门确定。

②转移和输送无组织控制要求

集输井场应采用密闭管道输送，拉油井场应采用密闭容器、罐车。拉运过程应采用底部装载方式；若采用顶部浸没式装载，出油管口距离罐底部高度应小于 200mm。

拉油过程采用密闭装车工艺。完整的密闭装卸过程应该是全密闭、全压力状态，通过装(卸)车泵从油罐车(车载油罐)底部注入(抽出)，车载油罐与油储罐(卸油罐)通过气相平衡线实现两者之间的压力平衡。车载油罐、油储罐、卸油罐均为压力罐，在装车、卸车和运输过程中为全密闭、全压力状态，从而保证轻油与大气之间的全过程、全方位隔离，避免油气散发，同时防止空气进入油储运设施中，实现清洁生产和安全生产。拉油车辆安装 GPS 全程定位，并保存相关影像资料。

③泄漏与管线组件 VOCs 泄漏控制要求

Ⅰ、管控范围

当设备与管线组件的密封点≥2000 个时，应开展泄漏检测与修复工作。设备与管线组件包括：泵、压缩机、搅拌器（机）、阀门、开口阀或开口管线、法兰及其他连接件、泄压设备、取样连接系统、其他密封设备。

Ⅱ、泄漏认定

出现下列情况之一，则认定发生了泄漏：

a）密封点存在渗液、滴液等可见的泄漏现象；

b）设备与管线组件密封点的 VOCs 泄漏检测值超过表 6.2-1 规定的泄漏认定浓度。

表 6.2-1　　设备与管线组件密封点的 VOCs 泄漏认定浓度　　单位：μmol/mol

适用对象		泄漏认定浓度
气态 VOCs 物料（伴生气）		5000
液态 VOCs 物料	挥发性有机液体（原油）	5000
	其他	2000
说明：表中数据源来自《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）中表 1。		

III、泄漏检测

企业应按下列频次对设备与管线组件的密封点进行 VOCs 泄漏检测：

a）对设备与管线组件的密封点每周进行目视观察，检查其密封处是否出现可见泄漏现象。

b）泵、压缩机、阀门、开口阀或开口管线、泄压设备、取样连接系统至少 6 个月检测一次；

c）法兰及其他连接件、其他密封设备至少每 12 个月检测一次。

d）对于直接排放的泄压设备，在非泄压状态下进行泄漏检测。直接排放的泄压设备泄压后，应在泄压之日起 5 个工作日之内，对泄压设备进行泄漏检测。

e）设备与管线组件初次启用或检维修后，应在 90d 内进行泄漏检测。

设备与管线组件符合下列条件之一，可免于泄漏检测：

a）正常工作状态，系统处于负压状态；

b）采用屏蔽泵、磁力泵、隔膜泵、波纹管泵、密封隔离液所受压力高于工艺压力的双端面机械密封泵或具有同等效能的泵；

c）采用屏蔽压缩机、磁力压缩机、隔膜压缩机、密封隔离液所受压力高于工艺压力的双端面机械密封压缩机或具有同等效能的压缩机；

d）采用屏蔽搅拌机、磁力搅拌机、密封隔离液所受压力高于工艺压力的双端面机械密封搅拌机或具有同等效能的搅拌机；

e）采用屏蔽阀、隔膜阀、波纹管阀或具有同等效能的阀，以及上游配有爆破片的泄压阀；

f）陪伴密封失效检测和报警系统的设备与管线组件；

g）浸入式（半浸入式）泵等因浸入或埋于地下以及管道保温等原因无法测量的设备与管线组件；

h）安装了 VOCs 废气收集处理系统，可捕集、输送泄漏的 VOCs 至处理设施；

i）采取了其他等效措施。

Ⅳ泄漏源修复

当检测到泄漏时，对泄漏源应予以标识并及时修复。发现泄漏之日起 5d 内应进行首次修复，除下条规定外，应在发现泄漏之日起 15d 内完成修复。

符合下列条件之一的设备与管线组件可延迟修复。企业应将延迟修复方案报生态环境主管部门备案，并于下次停车（工）检修期间完成修复。

a）装置停车（工）条件下才能修复；

b）立即修复存在安全风险；

c）其他特殊情况。

④记录要求

泄漏检测应建立台账，记录检测时间、检测仪器读数、修复时间、采取的修复措施、修复后检测仪器读数等。台账保存期限不少于 3 年。

⑤污染监控要求

在单井拉油站（J10042 井场）、JHW71A 平台、JHW71B 平台、JHW72A 平台和 JHW71-11 井场的下风向周界外 10m 内设置非甲烷总烃监控点；单井拉油站场界参照执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求。其余平台无组织排放的非甲烷总烃执行《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要求。企业可采用便携式仪器进行自行监测，监控点浓度限值要求为 4mg/m^3。监测结果存档备查，并定期向社会公开。

在单井拉油站距离地面 1.5m 以上位置设置厂区内非甲烷总烃监控点，企业可采用便携式仪器进行自行监测，监控点浓度限制要求见表 6.2-2。监测结果存档备查，并定期向社会公开。

表 6.2-2　　厂区内非甲烷总烃无组织排放限值　　单位：mg/m^3

污染物项目	排放限值	限值含义	标准来源
非甲烷总烃	10	监控点处 1h 平均浓度值	《挥发性有机物无组织排放控制标

	30	监控点处任意一次浓度值	准》（GB37822-2019）

（3）定期跟踪单井拉油站内伴生气中硫化氢的含量，控制在 20ppm 以下，减少含硫物质的排放。

（4）单井拉油站伴生气密闭输至火炬系统燃烧后排放，严禁不经燃烧直接排入大气。

6.3 水环境保护措施

6.3.1 开发期水环境保护措施

（1）废水处置

本项目在钻井施工过程中采用“钻井泥浆不落地技术”，产生的钻井废水经处理达标后循环使用，废水不外排。

开发期废水主要有管道试压废水，管道试压废水产生量较小，主要污染物为 SS，试压结束后，废水循环利用，用于施工现场降尘，可起到改善生态环境作用。

施工现场不设施工营地，施工人员依托施工单位现有生活基地，生活污水依托生活基地污水处理设施处理，施工现场不新增生活污水产生，依托生活基地污水拉至吉木萨尔县污水处理厂处置。

（2）井喷地下水保护措施

虽然本项目钻井期间发生井喷的可能性极小，但应切实做好防止井喷的落实工作。主要措施是安装防喷器和井控装置（简易封井器等），同时随时调整泥浆密度，修井采用清水循环压井等技术，以最大限度地降低井喷事故的发生。

①制定具体井控措施及防止井喷预案。

②开钻前由建设方地质监督或受委托的相关单位地质员，对相应的停注、泄压等措施进行检查（检查结果记录在井队井控专用本上）落实，直到相应层位套管固井候凝完为止。

③钻井液密度及其它性能符合设计要求，并按设计要求储备压井液、加重剂、堵漏材料和其它处理剂，对储备加重钻井液定期循环处理，防止沉淀。

④送至井场的防喷器有试压曲线和试压合格证。安装防喷器前要检查闸板心尺寸是否与使用钻杆尺寸相符，液控系统功能是否齐全、可靠，液控管线有无刺漏现象。

⑤钻开油、气层后，每次起下钻（活动时间间隔超过 5d）对闸板防喷器及手动锁紧装置开关活动一次，定期对井控装置进行试压。

⑥测井、固井、完井等作业时，要严格执行安全操作规程和井控措施，避免发生井下复杂情况和井喷失控事故。

⑦要严格控制提下钻速度，防止抽汲压力过大造成井涌、井喷，激动压力过大造成井漏。提钻按规定灌好钻井液，下钻过程中注意观察井口返出钻井液情况并安排中间洗井，起下钻过程中操作要连续，减少钻具静止时间。

⑧要求做好固井前的通井、循环钻井液、调整钻井液性能等工作。控制下套管速度，以防蹩漏地层。

⑨下套管要操作平稳，严禁猛刹、猛放，防止溜钻、顿钻，按规程下套管，双大钳紧扣，以保证套管连接强度。

⑩目的层钻进时预防井漏和井喷，并做好油气层保护工作。

（3）地下水保护措施

本项目油井在钻井过程中采用下套管注水泥方式进行了固井。在保证固井质量的前提下，可有效隔离含水层与井内泥浆的交换，有效保护地下水层。

从原料产品储存、生产、运输、污染处理设施等全过程控制各种有害材料、产品泄漏，同时对有害物质可能泄漏到的区域采取防渗措施，要从源头到末端全方位采取防控措施。

6.3.2 运营期水环境保护措施

（1）采出水、井下作业废水经页岩油联合站处理后，水质达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准要求后，优先用于复配压裂液，剩余部分处理达到输至吉 7 井区作为注水水源，不向外环境排放。采出液拉运车辆安装 GPS 全程定位，并保存相关影像资料。

（2）按照油田公司环境保护规定要求，井下作业必须采取带罐作业，井下作业废水全部回收，采用专用废液收集罐收集后运至页岩油联合站处理，需对转移车辆全程 GPS 定位，并保存相关影像资料。井下作业过程需建立完善的运行台账，严禁废水随意倾倒。

（3）生活设施依托页岩油联合站和吉祥公寓。页岩油联合站生活污水排入化粪池处理达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）三级标准后，定期拉运至吉木萨尔县污水处理厂；吉祥公寓位于吉木萨尔县城内，生活污水进入下水管网，排入吉木萨尔县污水处理厂。

（4）落实地下水分区防控。

根据《环境影响技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），根据每个生产装置、以及布置相应的辅助设施和公用工程设施，将项目区分为污染防治区和非污染防治区，其中污染防治区分为重点污染防治区和一般污染防治区。

重点污染防治区为单井拉油站油罐区、输油管线。对储油罐内表面、油罐区地面、输油管线外表面做“六胶两布”防渗防腐处理，防火堤采用钢筋混凝土结构，防渗技术要求达到等效黏土防渗层≥6m，防渗层渗透系数≤10^{-10}cm/s。一般污染防治区为井场基础、提升泵基础，基础采用混凝土结构，防渗技术要求达到等效黏土防渗层≥1.5m，防渗层渗透系数≤10^{-7}cm/s。

非污染防治区为油区道路等区域，采用一般地面硬化。

（5）采用高质量的油气输送管道，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。

（6）落实地下水污染监控计划和风险防范措施，制定应急预案，避免对地下水环境造成污染。根据重点污染防治区平面布置、地下水流向、环境保护目标及地下水现状监测情况，在油区地下水流向上游、下游分别设置 1 个地下水环境影响跟踪监测点，监测频率不少于每年一次。当发生泄漏事故时，须加密监测。

6.4 噪声污染防治措施

6.4.1 开发期噪声污染防治措施

（1）选用低噪声施工机械和设备，加强施工机械的维修、管理。

（2）合理安排高噪声施工作业的时间，对强噪声施工机械的作业时间严格控制。

（3）加强现场运输车辆出入的管理，车辆进入现场禁止鸣笛，不得随意扔、丢、抛、倒，减少金属件的碰击声。

（4）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。

6.4.2 运营期噪声污染防治措施

（1）选择先进可靠的低噪音设备，对震动较大的设备安装消声器和基础减震措施。

（2）实行工人巡检制，减少工人在岗停留时间，同时提供一定劳动保护，给进站操作员工配戴隔音耳塞等。

（3）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。

在采取以上降噪措施后，平台厂界、单井井场、单井拉油站厂界噪声能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准要求。

6.5 固体废物处置措施

6.5.1 开发期固体废物处置措施

（1）钻井采用“泥浆不落地工艺”，泥浆循环利用，完井后剩余泥浆回收后用于后续钻井液配制。

（2）水基岩屑经不落地系统收集、压滤脱水后，暂存在水基岩屑暂存区，经检测合格完井后进行资源化利用；油基岩屑在振动筛后经钢罐集中收集，交由具备危废处置资质的单位（克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司进行处置）进行处置。

（3）施工现场不设施工营地，施工人员依托周边已建生活营地，生活垃圾经收集后运输至吉木萨尔县生活垃圾填埋场处置。

（4）项目新建管线施工产生的土方在管线施工结束后回填在管堤上，并实施压实平整水土保持措施，不产生集中弃土。

6.5.2 运营期固体废物处置措施

（1）井下作业时应带罐作业，且在作业井场地面辅设防渗膜，使油泥砂回收率达到 100%。

（2）油区内产生的含油污泥、落地油、废润滑油、沾染矿物油废物委托有资质的单位进行收集，转运至页岩油联合站污泥临时贮存场暂存，定期委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司进行回收处理；建立完善的危险废物收集、贮存、转运台帐，并存档备查。危险废物须严格按照《危险废物收集、贮存、运

输技术规范》（HJ2025-2012）及《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）（2013 年修正）的相关要求进行收集、贮存、转运。建设单位和处置单位必须加强对危险废物转移的有效管理，按照《危险废物转移联单管理办法》要求，实施危险废物转移联单制度。危险废物转移转移过程中，需对转移车辆全程 GPS 定位，并保存相关影像资料。

（3）生活垃圾收集后运输至吉木萨尔县生活垃圾填埋场处置。

（4）服役后期，各井场完成封井措施后，应清理场地，清除、填埋各种固体废物。

6.6 土壤环境保护措施

（1）应严格控制开发期临时占地面积，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）施工过程对井口、罐区、不落地系统等区域采取铺设防渗膜措施，严禁油品污染施工地表。

（4）单井拉油罐车严格按照拉运路线行驶，不得因乱碾乱压破坏土壤结构。

（5）井下作业按照“带罐上岗”的作业模式，加强站场及管线巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”或泄漏事故发生造成油品进入土壤，发生泄漏事故时应及时清理落地油，受污染的土壤应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，降低对土壤环境质量的影响程度。

场地防渗措施见下表。

表 6.6-1　　场地防渗措施一览表

防渗位置	防渗分区	污染物类型	防渗措施
发电柴油罐区	重点防渗区	石油烃	高密度聚乙烯防渗膜（厚度不小于1.5mm）；防渗膜渗透系数≤1.0×10^{-10}cm/s
钻井施工作业区	重点防渗区	石油烃	施工作业区域下垫高密度聚乙烯防渗膜（厚度不小于 1.5mm）；防渗膜渗透系数≤1.0×10^{-10}cm/s
井下作业区	重点防渗区	石油烃	井下作业废液带罐回收，施工作业区域下垫高密度聚乙烯防渗膜（厚度不小于1.5mm）；防渗膜渗透系数≤1.0×10^{-10}cm/s

井场其余区域	一般防渗区	/	防渗层渗透系数≤1.0×10^{-7}cm/s

6.7 环境风险防范措施

6.7.1 风险事故防范及应急处理措施

6.7.1.1 风险事故防范措施

井场井控严格执行《新疆油田公司石油与天然气钻井井控实施细则》，防止井喷、井喷失控和井喷着火，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》（GB50183-2004）、《石油化工企业设计防火规范》(GB 50160-2008)、《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/T5225-2005）。

（1）井场

本工程应在预防措施上切实做好防止井喷的各项措施，严格执行各类管理制度。主要措施是安装防喷器和井控装置（封井器等），同时采用随时调整泥浆密度，采用清水循环压井等技术，以最大限度地降低井喷事故的发生。

（2）硫化氢防护技术要求

①施工井队应至少配 1 套便携式硫化氢监测仪（司钻或坐岗人员随身携带）做好硫化氢检测工作，制定防硫化氢应急预案。

②工作区间保持通风。

③在井场大门口、钻台、振动筛、坐岗房、防喷器液控房等五处设立风向标（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。

（3）罐区风险防范措施

①对储油罐内外表面、油罐区地面、输油管线外表面做“六胶两布”防渗防腐处理。

②站区严禁存放火种和油脂、易燃易爆物，远离热源。设置“危险、禁止烟火”等标志。

③备有一定数量灭火器材并保持有效状态以及防毒面具等气防设备。

④加强设备（包括各种安全仪表）的维修、保养，杜绝由于设备劳损、折旧带来的事故隐患。

⑤加强对职工的教育培训，实行上岗证制度，增强职工风险意识，提高事故自救能力，制定和强化各种安全管理、安全生产的规程，减少人为风险事故（如误操作）的发生。

⑥明确运输路线，加强运输过程的全程跟踪，一旦发生环境风险事故，立即启动环境应急预案。

⑦管道设计均要符合《输油管道工程设计规范》（GB50253-2003）的要求。按规定进行设备维修、保养，及时更换老化部件，防止致密油泄漏事故的发生。

（4）拉油运输风险防范措施

①明确运输路线，加强运输过程的全程跟踪，一旦发生环境风险事故，立即启动环境应急预案。

②运输车辆严格按照当地道路限速行车，严禁超速，防范运输过程中环境风险事故发生。

6.7.1.2 风险事故应急处理措施

（1）井喷事故应急措施

一旦发生井喷，绝大多数井都能通过防喷器关闭，然后采取压井措施控制井喷；最后还可用向事故井打定位斜井等方法处理井喷，并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，需要对井喷的油泥等污染物进行收集，并委托有资质单位进行处理。

事故状态下泄漏的落地油 100%进行回收，收集的废油运至页岩油联合站处理。

（2）管道事故应急措施

管道事故风险不可能绝对避免，这就要求在预防事故的同时，为可能发生的事故制定应急措施，使事故造成的危害减至最小程度。

① 按顺序停泵或关井

在管道发生断裂、漏油事故时，按顺序停泵或关井。抢修队根据现场情况及时抢修，做好安全防范工作，把损失控制在最小范围内。

② 回收泄漏原油

首先限制地表污染的扩大。油受重力和地形的控制，会流向低洼地带，应尽量防止泄漏石油移动。在可能的情况下应进行筑堤，汇集在低洼坑中的地表油，用车及时进行收集，将严重污染的土壤委托有资质单位进行处理。

③ 挖坑应急

因地制宜地采取有效措施清除土壤油浸润体中的残油，减轻土壤污染。

——挖坑撇油：在漏油点附近挖坑进行撇油。

——挖沟截油：根据原油以漏油点为点源向下游迁移扩散为主的特点，在漏油点下游的 10m～30m 处，根据漏油量的大小挖 2-3m 深的两条水平截油沟，一撇二排，以加速土壤油浸润体中残油的外泄，减小事故影响范围。

（3）待泄漏物质得到有效控制后，通过物资供应保障组，调用挖掘机、运输车辆等设备，由应急救援组成员尽快清除防火隔离沟内石油类泄漏物，并委托有资质单位进行进行处置。

（4）出现运输罐车泄漏情况，应启动以下应急措施：

①现场运输司机及时上报生产调度室，后勤保障组调集挖掘机、推土机、抽油泵和铁锹物资，由救援组人员使用挖掘机、铲车在事故现场低洼处挖收集池（尽量防渗），将泄漏物收集至池内，用抽油泵将池内泄漏物质抽至拉运车辆内拉走，防止扩散。

②救援组人员使用铁锹、铲车、挖掘机挖出引流渠道，将泄漏物引流集中至收集池内，减少影响范围。

③救援组人员对现场集油区域周围进行围堵（利用麻袋、沙土、铁丝等），限制影响范围扩大。

④待围堵区域内无泄漏物质后，救援组人员使用挖掘机、铲车、铁锹清除被污染地表土层。

⑤将清除的污染物用运输车辆转移至当地环保部门指定地点。

⑥对受影响已清除污染物区域进行填土、压实，恢复原有表层地貌。

6.7.2 应急预案

制定应急响应方案，建立应急反应体系，当事故一旦发生时可迅速加以控制，使危害和损失降低到尽可能低的程度。定期开展环境风险应急培训和演练，落实各项应急环境管理措施以及各项风险防范措施，确保风险事故得到有效控制。制定突发环境事件应急预案，并报环境保护主管部门备案。

作为事故风险防范和应急对策的重要组成部分，应急组织机构应制定应急计划，其基本内容应包括应急组织、应急设施（设备器材）、应急通讯联络、应急监测、应急安全保卫、应急撤离措施、应急救援、应急状态终止、事故后果评价、应急报告等。

根据导则要求，相关环境保护应急预案应包括内容见下表。

表 6.7-1　　本工程环境风险应急预案内容一览表

序号	项目	主要内容
1	应急计划区	井场、集输管线、拉油站、运输路线
2	应急组织结构	应急组织机构分级，各级别主要负责人为应急计划、协调第一人，应急人员必须为培训上岗熟练工；区域应急组织结构由当地政府、相关行业专家、卫生安全相关单位组成，并由当地政府进行统一调度。
3	预案分级响应条件	根据事故的严重程度制定相应级别的应急预案，以及适合相应情况的处理措施
4	报警、通讯联络方式	逐一细化应急状态下各主要负责单位的报警通讯方式、地点、电话号码以及相关配套的交通保障、管制、消防联络方法，涉及地方的还应与相关区域环境保护部门和上级环保部门保持联系，及时通报事故处理情况，以获得区域性支援。
5	应急环境监测	组织专业队伍负责对事故现场进行侦察监测，对事故性质、参数与后果进行评估，专为指挥部门提供决策依据
	抢险、救援控制措施	严格规定事故多发区、事故现场、邻近区域、控制防火区域设置控制和清除污染措施及相应设备的数量、使用方法、使用人员
6	人员紧急撤离、疏散计划	事故现场、罐区邻近区、受事故影响的区域人员及公众对有毒有害物质应急剂量控制规定，制定紧急撤离组织计划和救护，医疗救护与公众健康
7	事故应急救援关闭程序	制定相关应急状态终止程序，事故现场、受影响范围内的善后处理、恢复措施，邻近区域解除事故警戒及善后恢复措施
8	事故恢复措施	制定有关的环境恢复措施（包括生态环境），组织专业人员对事故后的环境变化进行监测，对事故应急措施的环境可行性进行后影响评价
9	应急培训计划	定期安排有关人员进行培训与演练
10	公众教育和信息	对邻近地区职工及公众开展教育、培训和发布有关信息

本工程应急预案包括的单井拉油站、集输管线、采油井、运输路线等，在生产运行中有发生原油等危化品泄漏、着火、爆炸的风险，一旦发生，可能造成财产损失及环境污染事故，给作业区造成严重经济损失和社会影响。预案适用于本工程单井拉油站和单井管道、井场、运输过程中原油泄漏、着火、爆炸突发事件的应急处置工作。

（1）泄漏、着火、爆炸突发事件处置要点：

①救人优先原则：单井拉油站、集油管线、采油井和运输过程中发生原油泄漏、着火、爆炸突发事件，应及时组织人员撤离危险区域，必要时立即组织周边

人员疏散；在事发区域有毒有害气体检测合格前，进入人员应配戴正压式呼吸器，落实相应安全措施。

②能量隔离原则：发生原油泄漏、着火、爆炸突发事件，应立即进行紧急停车或流程切换，对事故点或区域进行能量隔离，必要时立即通过火炬放空燃烧。

③灭火、稀释、降温原则：发生泄漏、着火、爆炸突发事件，应立即启动消防系统实施灭火，对泄漏区域进行喷淋稀释，对周边设施进行喷淋降温作业。

④控制污染原则：原油泄漏、着火、爆炸突发事件，应立即采取控制措施，防止污染扩大；若原油进入农灌渠，应立即实施围油等控制措施，避免扩散。

（2）井控抢险原则

抢险中每个步骤实施前，均应进行技术交底，使有关人员心中有数；做好人身安全防护，避免烧伤、中毒、噪音伤害等；

抢险作业尽量不在夜间进行，施工时，不能在施工现场同时进行可能干扰施工的其它作业。

①井喷井控事件处置

A 组织专业人员佩戴安全防护器具，对井场周围进行监测，确定是否存在有毒有害气体；必要时，通知周围施工作业人员和井场、公寓切断电源、杜绝明火；

B 根据现场地形及监测结果，在上风方向地势较高的地方确定现场指挥点和医疗点，并尽快组织消防和医护人员到现场；

C 做好井口冷却工作，防止着火；有条件的，应尽快组织由四通向井口连续注水，冷却井口；

D 根据上级部门要求做好现场储水、供水及压井泥浆、压井设备的准备工作；

E 根据上级部门要求组织清障，准备更换井口部件。

（3）应急演练情况

应急演练的目的是进一步熟练掌握应急预案，熟悉应急抢险程序，增强小组之间的配合能力，加深各抢险小组的职责意识，进一步提高应急抢险能力，从而保证以最短的时间、最快的速度处理事故事件。

定期开展应急演练，针对管道泄漏、着火、爆炸现场处置应急演练等。

本工程归中国石油新疆油田分公司吉庆油田作业区管辖范围，目前作业区已制定了完善的应急预案。

7 环境影响经济损益分析

一个项目的开发建设，除对国民经济的发展起着促进作用外，同时也在一定程度上影响着项目拟建地区环境的变化。社会因子、经济因子、环境因子是一个系统的三要素，最终以提高人类的生活质量为目的。它们之间既互相促进，又互相制约，必须通过全面规划、综合平衡、正确地把全局利益和局部利益、长远利益和近期利益结合起来，对环境保护和经济发展进行协调，实现社会效益、经济效益、环境效益的三统一。

本工程的建设投产，对本地区的经济和社会发展都具有非常重要的意义，主要体现在以下几个方面。

（1）大力开发石油工程是贯彻和落实西部大开发战略的重要举措，是把西部地区资源优势转变为经济优势的有力保证，作为主力油源的准噶尔盆地蕴藏了丰富的石油资源，石油资源的开发及石油产品的发展，将把新疆地区丰富的地下资源变为实实在在的经济收益。同时，资源的开发建设伴随着基础设施的完善，这给新疆地区经济带来了良好的发展机遇。

（2）为加快新疆地区经济发展，保持新疆地区政治和社会稳定具有重大的战略意义。原油的开发建设对拉动新疆地区的经济发展将起到重要作用，另外，原油开发和管道运营每年还要按规定向新疆当地政府上缴税费；原油工程的实施还可带动当地原油副产品加工利用和相关产业的发展，势必成为拉动经济发展新的突破口。总之，本工程在实施促进新疆地区的经济发展，保持边疆民族团结和社会稳定等方面，具有特别重要的意义。

近年来随着石油资源的开发利用，促进当地就业，改善油地关系，保持民族团结和社会稳定等方面都起到积极的作用，不但有重要的经济意义，而且有深远的政治意义。

7.1 经济效益分析

本工程总投资为 55000 万元，其中钻井投资 50000 万元，地面工程投资 5000 万元。环保投资 1779 万元，约占总投资的 3.23%。经过建设项目投资估算分析，在经济上可行。

7.2 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。

本项目开发是对新疆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，提高当地税收有着显著的作用。因此，本项目具有良好的社会效益。

7.3 环境经济损益分析

7.3.1 环境损失分析

（1）开发建设期环境效益分析

油田开发建设对环境造成的损失主要表现在：

①工程占地造成的环境损失；

②突发事故状态污染物对土壤、植被的污染造成的环境损失；

③其他环境损失。

工程占地主要为井场建设和集输（输油、天然气管线）管道占地以及道路建设占地。工程施工与占地对植被、土壤、生态环境都有不利影响。本项目地面建设工程区域主要影响是生态影响，包括破坏原有地表砾幕结构，地表裸露导致水土流失。但在加强施工管理和采取生态恢复等措施后，施工影响是可以接受的。

本项目开发期短，施工“三废”和噪声影响比较轻。不涉及当地居民搬迁，无大量弃土工程。而且建设期的各种污染物排放均属于短期污染，会随着施工的结束而消失。因此，在正常情况下，基本上不会对周围环境产生影响。但在事故状态下，将对人类生存环境产生影响。如由于自然因素及人为因素的影响，引起管道、井场区泄漏事故，将对周围环境造成较为严重的影响。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项补偿费用来体现。

7.3.2 环保投资分析

在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于保护环境、污染防治和恢复地貌等，环保措施贯穿于油田开采及生产的全过程，从钻井至地面设施建设、生产

运营期及退役期。经估算该项目环境保护投资约 1779 万元，环境保护投资占总投资的 3.23%。环保投资估算见表 7.3-1。

表 7.3-1　　环保投资估算

阶段		环保设施/措施	投资 万元
开发期	废气	粉状材料及临时土方等在井场堆放应采取覆盖防尘布	25
	废水	依托生活营地污水拉运至吉木萨尔县污水处理厂处置	3
		井场及重点防渗区域的防渗	25
	固体废物	泥浆不落地装置	750
		危险固废委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司	50
		施工人员生活垃圾运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场处置	3
	生态	施工迹地清理平整、压实，临时占地恢复原始地貌，永久占地砾石覆盖、硬化处置	150
	环境风险	钻井防喷器、井控装置	375
	环境管理	设立宣传牌、标志牌加强生态保护宣传	5
		施工环境监理	15
运营期	大气	单井拉油站伴生气火炬燃烧放空	1
	水环境	采用专用废液、废水收集罐收集，集中收集至罐中后拉运至页岩油联合站处置	15
		新增人员生活污水最终排入吉木萨尔县污水处理厂处置	1
	固体废物	危险废物委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司	50
		新增人员生活垃圾运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场处置	1
	生态	站场地表平整、土壤环境质量监测、防沙治沙	100
	环境风险	风险预案及演习	25
	环境管理	环境影响评价	30
		环境保护竣工验收	30
		环境监测	50
退役期	生态	设施拆除后进行地表清理、平整、地貌恢复	75

在上述环保措施得到妥善落实后，能够确保本工程所产生的废水、固体废物不会对土壤和地下水造成污染；同时，在生态保护措施和水土保持措施有效落实后，能够使项目对生态环境和水土保持能力的破坏降至最低。这种由环保投资挽回环境和生态损失而产生的经济效益是巨大的，目前难以估价。

7.4 环境经济分析结论

综上所述，项目经分析具有良好的经济效益和社会效益。该项目建设符合国家产业政策要求，同时具备油气资源可靠。产品市场前景良好和产品价格竞争能力较强的行业优势，加上该项目具有良好的外部条件和采用可靠的工艺技术，可以确保项目实施后的经济效益和环境效益良好，项目可行。

8 环境管理与监控计划

环境管理是企业管理的一项重要内容，加强环境监督管理力度，尽可能的减少“三废”排放数量及提高资源的合理利用率，把对环境的不良影响减小到最低限度，是企业实现环境、生产、经济协调持续发展的重要措施。环境监测是环境管理的重要组成部分，是工业污染防治的依据和环境监督管理工作的哨兵，加强环境监测是了解和掌握项目排污特征，研究污染发展趋势及防治对策的重要依据与途径。

本章针对本工程在开发期和运营期的生态破坏和环境污染特征，提出了开发期和运营期的环境管理、施工环境监理、HSE（健康、安全与环境）管理和环境监测计划的内容。

8.1 环境管理制度

开展企业环境管理的目的是在项目施工阶段和运营阶段履行监督与管理职责，确保项目在各阶段执行并遵守有关环保法规，协助地方环保管理部门做好监督监测工作，了解项目明显与潜在的环境影响，制定针对性的监督管理计划与措施。环境管理包括机构设置及职责、管理制度、管理计划、环保责任制等内容。

本工程建成后由新疆油田公司统一管理，在本次开发建设项目的实施过程中，将依托新疆油田公司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），减少开发期和运营期对周围环境的影响，落实各项环保和安全措施。中国石油新疆油田公司依据《健康安全与环境管理体系第一部分：规范》（Q/SY1002）和对照《中国石油天然气集团公司 HSE 管理体系管理手册》及《中国石油天然气股份公司勘探与生产分公司 HSE 管理体系管理手册》的要求，2008年 9 月 25 日批准了《新疆油田公司健康、安全与环境管理体系管理手册》。

吉庆油田作业区所属的中国石油新疆油田公司目前已建立了完善的健康、安全与环境管理体系，为减少运营井和退役井对周围环境的影响，落实各项环保和安全措施，起到了积极作用。

8.1.1 机构设置

中国石油新疆油田公司在环境管理机构设置上实行逐级负责制油田公司管理体系最高管理者负责制定环境方针和环境目标，为环境管理方案的执行提供必要的支持和物质保障等；日常环境管理工作由安全环保科负责，在环境管理中行

使职权，监督体系的建立和实施等；公司安全环保科负责环境标准的贯彻实施，确保所有有关管理体系方面要求和管理文件能正确、完全的执行；各单位安全环保负责人负责解决油田开发过程中出现的各类环境问题以及发生污染事故的处理等。

新疆油田公司环境管理机构设置见图 8.1-1。

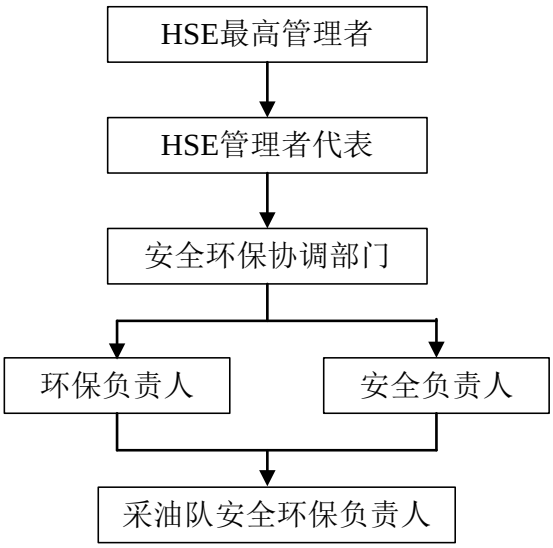

图 8.1-1　新疆油田公司环境管理机构设置

8.1.2 机构职责

主要职责是在本单位组织实施 HSE 管理体系程序文件相关规定，编写相关作业指导书，保障 HSE 管理体系在本单位的有效运行。本工程在开发期与运营期对环境造成一定的影响，特别是开发期对周边的生态环境影响较大。为了最大限度地减轻开发期作业活动对沿线生态环境的不利影响，最大限度地减轻项目建设对沿线地区环境的影响，建设单位除自身实施 HSE 管理外，还应完善环境监理制度。

8.1.3 生产区环境管理

8.1.3.1 日常环境管理

（1）搞好环境监测，掌握污染现状

定时定点监测站场环境，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，油田采出水、井下作业废水经页岩油联合站处理达标后用于回注于油田；开发期、运营期生活污水集中收

集后，运至吉木萨尔县生活污水处理厂处置。

废气污染源的控制是重点加强对单井拉油站和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

建立环保设备台帐，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。

8.1.3.2 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、财力等方面能够解决的，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

由于本工程程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，不断改进识别到的不利影响因素，从而将工程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。

8.1.4 本工程 HSE 管理工作内容

应结合本工程环评识别的开发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：

（1）工艺流程分析；

（2）污染生态危害和影响分析；

（3）泄漏事故危害和风险影响分析；

（4）建立预防危害的防范措施；

（5）制定环境保护措施；

（6）建立准许作业手册和应急预案。

8.2 环境管理计划

8.2.1 开发期环境管理

为确保各项环保措施的落实，最大限度地减轻施工作业对环境的影响，本工程在开发期间要实施 HSE 管理。开发期 HSE 管理主要工作是施工现场环境监察，主要任务为：

（1）宣传国家和地方有关环境方面的法律、法规；负责制定拟建管道施工作业的环境保护规定，并根据施工中各工段的作业特点分别制定相应的环境保护要求；

（2）落实环评报告书及施工设计中的环保措施，如保护生态环境、防止水土流失等；

（3）及时发现施工中新出现的环境问题，提出改善措施；

（4）记录施工中环境工作状况，建立环保档案，为竣工验收提供基础性资料；负责协调与项目所在地环保、水利、土地、交通等部门的关系；负责有关环保文件、技术资料的收集建档；

（5）制定发生事故的应急计划，监督各项环保措施的落实及环保工程的检查和预验收。

8.2.2 地面工程建设的环境管理

要求施工单位对地面工程施工前、施工、以及施工结束进行环保自查，开发公司环境监理进行监督检查，并做好记录，内容见表 8.2-1。

表 8.2-1　　地面工程施工环境保护自检自查及环境监理检查内容

地面工程施工准备阶段环保检查指导表		
序号	项目	技术要求
1	资料	施工组织设计内环保措施及设施应与环评及批复要求相符。
2		委托清运处置协议。
3	固废防治	场站应设置垃圾存储设施。上加遮盖防止风吹飘散，严禁抛洒、焚烧、掩埋。
4	废液防治	防渗生活污水收集池
5	生态保护	严禁施工车辆随意开道，碾压植被、扰动土壤。
6		施工环境保护符合环境影响评价报告及批复要求。
7		施工管线占地宽度符合环境影响评价报告及批复要求。
8	“三同时”制度	环保设施必须与主体工程同时设计。
地面工程日常环保检查指导表		
1	固废防治	管沟回填后多余土方应作为管廊覆土，不得随意丢弃。
2		施工垃圾应分类存储，严禁现场抛洒、掩埋。
3		生活垃圾应运往吉木萨尔县生活垃圾填埋场。
4	废液防治	严禁生活污水乱排乱放。
5		严禁施工废液乱排乱放。
6	废气防治	进场道路和工程永久占地应平整、防尘。
7		严禁焚烧各类废弃物。
8	生态保护	开挖土方应回填整平。
9		严禁破坏植被、捕杀野生动物。
10		严禁施工车辆随意开道，碾压植被、扰动土壤。
12		施工占地符合环境影响评价报告及批复要求。
13	“三同时”制度	环保设施必须与主体工程同时施工。
地面工程竣工验收环保检查指导表		
1	生态保护	施工结束后，场站应整洁、平整、卫生，无油污，无固废。留存相应影像资料
3		施工结束后，应对临时驻地恢复地貌。
4	“三同时”制度	环保设施必须与主体工程同时投入使用。

8.2.3 开发期环境监理

按照《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，油气田开发项目在建设过程中需开展开发期环境监理，是协助建设单位落实开发期间的各项环境保护要求和施工合同中的环保规定，确保本工程的建设符合有关环保法律法规的要求。因此建议建设单位外聘环保专业人员，对各作业段进行环境监理工作。

8.2.4 运营期、闭井期环境管理

为确保各项环保措施的落实，最大限度地减轻施工作业对环境的影响，本工程在运营期管理的主要内容是：

（1）定期进行环保安全检查和召开有关会议，对领导和职工特别是兼职环保人员进行环保安全方面的培训；

（2）制订完备的岗位责任制，明确规定各类人员的职责，有关环保职责及安全、事故预防措施应纳入岗位责任制中；

（3）制定各种可能发生事故的应急计划，定期进行演练；配备各种必要的维护、抢修器材和设备，保证在发生事故时能及时到位；

（4）主管环保的人员应参加生产调度和管理工作会议，针对生产运行中存在的环境污染问题，向主管领导和生产部门提出建议和技术处理措施。

环境管理工作重点是：环境管理除了应抓好日常站场各项环保设施的运行和维护工作之外，工作重点应针对管道破裂、油气泄漏着火爆炸事故排放、着火爆炸等重大事故的预防和处理。重大环境污染事故不同于一般的环境污染，它没有固定的排放方式和排放途径，具有发生突然、危害严重等特点。为此，必须制订相应的应急预案。

8.2.4.1 日常环境管理

（1）搞好环境监测，掌握污染现状

定时定点监测站场环境，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“总体规划”原则，在生产过程中，油田采出水处理后优先用于复配压裂液，剩余部分用于吉 7 注水。

废气污染源的控制是重点加强对油气集输过程中无组织排放源、火炬的管理，以加强管理作为控制手段，减轻环境污染，达到污染物排放控制和环境保护目标。

（2）制订必要的规章制度和操作规程，主要包括：

生产过程中安全操作规程；

设备检修过程中安全操作规程；

正常运行过程中安全操作规程；

各种特殊作业（危险区域用火、进入设备场地等）中的安全操作规程；

不同岗位的规程和管理制度，如输油操作岗位、计量操作岗位、自动控制操作岗位、油田区、站场区工作岗位及巡线、抢维修岗位等；

环境保护管理规程。

（3）加强环保设备的管理

建立环保设备台帐，制定主要环保设备的操作规程及安排专门操作人员，建立重点处理设备的“环保运行记录”等。

（4）落实管理制度

除加强环保设备的基础管理外，尚需狠抓制度的落实，制定环保经济责任制考核制度，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。

（5）员工的培训

培训工作包括上岗前培训和上岗后的定期培训，培训的方式可采用理论培训和现场演练两种方式，培训的内容包括基础培训、技能培训和应急培训三部分。

8.2.4.2 重大环境污染事故的预防与管理

（1）对事故隐患进行监护

对事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效措施，防止事故发生。根据国内外油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、财力等方面能够解决的，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，收看国内外事故录象资料，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。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。

（3）加强风险管理

由于本工程在运行过程中，不确定潜在事故因素多且无法预测，因此有必要制定相应的风险对策，不断改进识别到的不利影响因素，从而将工程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。

（4）制定事故应急预案建立应急系统

首先根据本工程性质、国内外油田开发事故统计与分析，制定突发事故的应急预案；建立起由治安、消防、卫生、交通、邮电、环保、工程抢险等部门参加的重大恶性污染事故救援指挥中心，救援指挥中心的任务是掌握了解事故现状，向上级报告事故动态，制定抢险救援的实施方案，组织救援力量，并指挥具体实施。一旦接到事故报告便可全方位开展救援和处置工作。其次是利用已有通讯设备，建立重大恶性事故快速报告系统，保证在事故发生后，在最短的时间内，报告事故救援指挥中心，使抢救措施迅速实施。

开发期、运营期、闭井期环境管理计划见表 8.2-2、表 8.2-3 和表 8.2-4。

表 8.2-2　　开发期环境管理和监督计划

序号	影响因素	环保措施
1	生态环境	严格控制占地面积，划定施工活动范围，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。严禁破坏植被、捕杀野生动物。对于开挖管道产生的土方，回填在管垄处，土方不集中产生。
2	声环境	加强对施工机械和车辆的维修，保持较低噪声水平。
3	大气环境	对施工地表采取洒水措施，施工材料进行篷布遮盖；使用国家合格柴油机设备。
4	水环境	钻井期节约用水；严禁施工废液乱排乱放。依托生活营地产生的生活污水排入防渗收集池，定期拉运至吉木萨尔县污水处理厂；管线试压废水用于施工现场降尘。
5	固体废物	管沟回填后多余土方应作为廊覆，不得随意丢弃。施工垃圾应分类存储，严禁现场抛洒、掩埋；依托生活营地产生的生活垃圾集中收集运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场处置；水基岩屑经不落地系统收集、压滤脱水后，暂存在水基岩屑暂存区，经检测合格完井后进行资源化利用；油基岩屑在振动筛后经钢罐集中收集，交由具备危废处置资质的单位（克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司进行处置）进行处置。

表 8.2-3　　运营期环境管理和监督计划

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	继续做好施工迹地的地表恢复工作，利用冬季融雪和夏季少量的降水使景观慢慢得以自然恢复。培训巡线人员相关的水土保护知识，使之在保护沿线植被的同时，随	中国	运	昌吉	纳入

		时观察沿线的水土流失状况，以便能及时的采取补救措施。定期维护管线设施的地面压实。临时占地的生活恢复措施。	石油新疆油田分公司吉庆油田作业区	行期	回族自治州生态环境局 昌吉回族自治州环境监察总队 吉木萨尔县生态环境局	工程费用
2	声环境	对单井拉油站的厂界噪声进行定期监测，在噪声超标点位采取必要的隔声降噪措施。				
3	大气环境	对井区环境空气质量定期检测。				
4	水环境	对污水处理设施进行定期维护。				
5	景观保护	对项目区域内的环境保护和生态恢复措施的执行和落实情况进行监督。				
6	管线保护	在施工结束、投入运行之前，单井管线要完成永久性标志的设置，并对易遭车辆碰撞破坏的局部管道采取防护措施，设置安全标志。对管线设施定期巡查，及时维修保养。制定事故应急预案，对安全运行的重大隐患和重大事故能够作出快速反应并及时处理。				
7	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				纳入运行期运行管理费用中
8	固体废物	事故状态产生的落地原油委托具备相应危废处理资质的单位进行接收、转运和无害化处理。				

表 8.2-4　　闭井期环境管理及监督计划

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	做好闭井期的地表恢复工作，人工种植地表原有植物，拆卸、迁移场站设备，对受影响已清除污染物区域进行换土（拉运并填埋具有原来特性的土质），恢复原有生态机能。	中国石油新疆油田分公司吉庆油田作业区	闭井期	昌吉回族自治州生态环境局 昌吉回族自治州环境监察总队 吉木萨尔县生态环境局	纳入闭井期管理费用中
2	声环境	闭井期间采用低噪声设备，操作周期为短期，对周围环境产生间歇式影响，伴随闭井期工作结束而终止。				
3	大气环境	在对原有设备拆卸、转移过程产生一定扬尘，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，避免对周围空气环境造成污染。				
4	水环境	设备排出的废水采用罐车拉走，不排入周围环境，避免对周围环境造成影响。				

8.3 环境监测计划

本工程在施工和运营期间，施工机械和生产设备均投入使用，故在各个阶段需对生产过程产生的三废和生态影响进行严格监管，定期对各个阶段产生的三

废和生态影响进行监测，减少对周围环境影响。本工程在运营期的监测应根据项目开发运行实际情况确定监测项目、频率，并委托具有计量认证资质和环境监测资质的监测单位监测。

各污染物监测和分析方法按照《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）执行。排污单位自行监测信息公开内容及方式按照《企业事业单位环境信息公开办法》（环境保护部令第 31 号）执行。

本项目在运营期的排污主要集中在平台井井场和单井拉油站，其监测应根据项目开发运行实际情况确定监测项目、频率，并委托具有计量认证资质和环境监测资质的监测单位监测。

环境监测计划见表 8.3-1。

表 8.3-1　　环境监测计划

监测对象		监测频率	实行监测时间	监测项目	监测地点	执行标准	监测方式
施工期	生态	在开发期按施工进展情况确定		临时占地范围	施工现场	临时占地恢复	委托监测或建设单位自行监测
运营期	噪声	4 次/年	竣工验收后开始	等效连续声级	单井拉油站各井场厂界四周	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类标准	
	大气	1 次/年		非甲烷总烃	单井拉油站及各井场下风向周界外 10m	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）	
				非甲烷总烃	单井拉油站距离地面 1.5m 以上位置设置站区内	《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）	
				NO_2、SO_2	单井拉油站下风向 2km 处	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准	
	地下水	1 次/年		pH、溶解性总固体、挥发酚、氨氮、氰化物、氟化物、氯化物、硫酸盐、硝酸盐、亚硝酸盐、菌落总数、总大肠菌群、铬（六价）、汞、锰、铁、硒、砷、石油类	项目区上游、下游各 1 个监测点	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类水质标准	
	土壤	1 次/3 年		砷、镉、六价铬、铜、铅、	平台井场及单井、单井拉	《土壤环境质量标准-建设用地土壤污染	

				汞、镍、石油烃	油站200m内范围	风险管控标准》（试行）（GB36600-2018）中第二类用地筛选值	
				镉、汞、砷、铅、总铬、铜、镍、锌、石油烃	71A平台东侧耕地（撂荒地）	《土壤环境质量标准-农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018），石油烃参照《土壤环境质量标准-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	

8.4 环保设施竣工验收管理

8.4.1 环境工程设计

（1）必须按照本环评文件及其批复要求，落实项目环境工程设计，确保“三废”稳定达标排放；按要求制定环境风险事故应急预案。

（2）建立健全环境管理组织机构、各项环保规章制度，开发期实行环境监理。

（3）项目污染防治设施必须与主体工程“三同时”；如需进行试生产，其配套的环保设施也必须与主体工程同时建设投入运行。

8.4.2 环境设施验收建议

根据《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）要求，建设单位或生产经营单位按规定开展建设项目竣工环境保护验收，并录入全国建设项目竣工环境保护验收信息平台。分期建设、分期投入生产或者使用的建设项目，其相应的环境保护设施应当分期验收。

（1）环境工程设计

①必须按照本环评文件及批复要求，落实项目环境工程设计，按要求制定环境风险事故应急预案。

②建立健全环境管理组织机构、各项环保规章制度，施工期实行环境监理。

③项目污染防治设施必须与主体工程“三同时”：其配套的环保设施也必须与主体工程同时建设投入运行。

（2）环境保护设施验收建议

应按照《关于规范建设单位自主开展建设项目竣工环境保护验收的通知（征

求意见稿）》中要求进行自主验收。

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环境影响报告书及其批复文件和有关设计文件规定应采取的环保措施。

2）验收工作流程

①建设项目竣工后，建设单位或委托的相关技术机构应当依照国家有关法律法规、建设项目竣工环境保护验收技术规范、本环境影响报告书和审批决定等要求，如实查验、监测、记载建设项目环境保护设施的建设和调试情况，同时还应如实记载其他环境保护对策措施“三同时”落实情况，编制竣工环境保护验收报告。验收报告编制人员对其编制的验收报告结论终身负责，不得弄虚作假。

②验收报告编制完成后，建设单位应组织成立验收工作组。验收工作组由建设单位、设计单位、施工单位、环境影响报告书（表）编制机构、验收报告编制机构等单位代表和专业技术专家组成。

③验收工作组应当严格依照国家有关法律法规、建设项目竣工环境保护验收技术规范、建设项目环境影响报告书和审批决定等要求对建设项目配套建设的环境保护设施进行验收，形成验收意见。验收意见应当包括工程建设基本情况，工程变更情况，环境保护设施落实情况，环境保护设施调试效果和工程建设对环境的影响，验收存在的主要问题，验收结论和后续要求。

④建设单位应当对验收工作组提出的问题进行整改，合格后方可出具验收合格的意见。建设项目配套建设的环境保护设施经验收合格后，其主体工程才可以投入生产或者使用。

⑤验收报告存档备查。

3）建设项目环境保护“三同时”验收内容

根据建设单位项目“三同时”原则，在项目建设过程中，环境污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用。

本工程环境保护验收建议清单见表 8.4-1。

表 8.4-1　　环保设施验收清单（建议）

治理项目	污染源	位置	验收清单治理措施	验收标准
废气	无组织	单井拉油站	密闭装车系统	《挥发性有机物无组织排放控制

	挥发	站内油罐		标准》（GB37822-2019）
	无组织挥发	单井拉油站场界	单井拉油	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）
	无组织挥发	平台井井场	全密闭集输	《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
	火炬	单井拉油站	拉油站火炬 DN50、H=8m，伴生气燃烧后放空，1 座	燃烧后放空
废水	采出水、井下作业废水	页岩油联合站	保持正常运行，处理达标后优先用于复配压裂液，剩余部分用于吉 7 井区回注	处理达标后优先用于复配压裂液，剩余部分用于吉 7 井区回注
噪声	各类机泵等	井场、站场	低噪声设备	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类区标准要求
固废	落地油	井场	保证原油不落地，回收率达 100%	井场无落地油痕迹
	钻井岩屑	井场	水基岩屑经不落地系统处理暂存岩屑暂存区，经检测合格后资源化利用；油基岩屑经不落地系统处理后经钢罐集中收集，交具备危废处置资质单位（克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司）进行处理	《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)；《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》(DB65/T3999-2017)；
	含油污泥	井场	收集后暂存至页岩油联合站污泥贮存场，委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置	应符合危险废物暂存、处置的相关要求
	废润滑油	井场		
	沾染矿物油废物	井场		
生态恢复	植被破坏	临时占地范围	植被恢复情况：种类、优势物种、数量、覆盖度	《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》HJ 612-2011
	工程占地	井场、集油管线、单井拉油站、道路	严格控制占地范围施工迹地恢复	
环境管理	成立环保领导小组，安排专职环保管理工作人员 1 人			
	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；施工人员是否保留必要的影像资料			

9 评价结论与建议

9.1 工程概况

吉木萨尔凹陷芦草沟组油藏位于新疆准噶尔盆地东部，位于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州吉木萨尔县境内，项目距南侧吉木萨尔县县城约 16km，属中国石油新疆油田分公司吉庆油田作业区管辖。

本工程新建产能 32.0×10^{4}t/a，建设 3 座平台和 1 座单井拉油站，总计部署 25 口井，计量站 3 座位于 3 座平台，单井拉油站 1 座位于单井 J10042 井，集油干线 1688m，道路 2125m，单井设计产能 35.9t/d。

本工程总投资为 55000 万元，环保投资 1779 万元，约占总投资的 3.23%。

9.2 环境质量现状评价结论

9.2.1 生态环境质量现状

项目区域属于准噶尔盆地南部灌木半灌木荒漠绿洲农业生态亚区，阜康-木垒绿洲农业荒漠草地保护生态功能区。项目区域主要生态环境类型属于荒漠草地生态系统及人工绿洲生态系统，区域土壤类型主要为灌淤土、盐土、草甸土，监测结果表明，JHW71B 平台外东南侧 5m 处土壤监测因子满足《土壤环境质量标准-农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018），其余监测点监测因子满足《土壤环境质量标准-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，土壤污染风险低。

评价区主要植被类型为荒漠植被，属于四等七级草场。区域内植被类型分布有樟味藜、短叶假木贼、多枝柽柳、琵琶柴、木碱蓬、芨芨草，大部分区域植被稀疏、覆盖度为 5%～15%不等。在油田周围有农业区分布，农作物以玉米、油葵为主。在项目区域尚未发现国家和自治区已颁布的保护植物物种。

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，在绿洲中，喜近人类的麻雀、楼燕、家燕、戴胜、杜鹃、斑鸠等很易见到。

9.2.2 环境空气质量现状

项目所在区域环境空气质量属于不达标区，超标污染物为 PM_{10}、$PM_{2.5}$。项目区各监测点位大气环境中 SO_2、NO_2、CO、O_3浓度满足《环境空气质量标准》

（GB3095-2012）中的二级标准要求；特征污染因子非甲烷总烃小时值浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中的一次浓度限值（2000μg /m^3）要求；硫化氢浓度满足《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）中附录 D 10μg/m^3 限值要求。

9.2.3 水环境质量现状

下新湖水库地表水监测的各监测因子单因子指标均小于 1，满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准的要求。

区域各地下水监测点的各监测项目均能够满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准的要求，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准，区域地下水环境质量良好。

9.2.4 声环境质量现状

根据监测结果，项目区环境噪声均达到《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准限值要求，声环境质量良好。

9.3 环境影响评价结论

9.3.1 生态影响评价结论

本工程对生态环境的影响主要来自开发期占地的影响，总占地面积315230.63m^2，其中永久占地面积190341.63m^2，临时占地面积124889.00m^2，占地类型为中覆盖度草地。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，且经过现有油田设施运营，已经少有大型野生动物在本区域出现，项目对野生动物的影响较小。因此总体上看本工程建设对生态环境影响较小。

9.3.2 环境空气影响结论

（1）本工程在开发期对环境空气的影响主要来自井场、管线敷设、道路建设和地面工程建设过程中可能产生扬尘，如细小的建筑材料的飞扬，或土壤被扰动后导致的尘土飞扬。运输车辆必须加盖篷布，减少运输过程的起尘和遗撒，减速慢行，而且要采取一定洒水降尘措施，减少运输过程中运输车辆对其扬尘影响。施工扬尘污染属于阶段性局部污染，随着工程结束，其影响也相应消失。

（2）运营期项目对大气环境的影响主要来自油气集输过程中产生一定量的烃类挥发和单井拉油站通过火炬燃烧的伴生气产生废气污染物。经预测，本工程正常工况下排放的各大气污染物下风向地面浓度均低于《环境空气质量标准》二级标准限值，项目正常排放的各污染物对评价区域大气环境质量均不会产生明显影响。

（3）项目单井拉油站周围环境可以满足 150m 防护距离的要求。

综上所述，项目在开发期和运营期对大气环境的影响在影响时间和影响范围上各不相同，开发期是暂时性小范围影响，随施工的结束而消失，运行时期为持续的长期影响，但各废气污染物均可以得到较好扩散，对大气污染物浓度贡献值小，并不会使区域环境空气质量发生显著改变，且项目区地域空旷，单井拉油站 150m 防护距离基本可以保障，项目的建设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。

9.3.3 水环境影响评价结论

（1）项目落地油 100%进行回收，落地油没有进入地下水层的途径，不存在污染地下水的可能。

（2）本项目开发期依托生活设施内的生活污水排入防渗收集池，定期拉运至吉木萨尔县污水处理厂；管道试压废水用于施工现场降尘。开发期对水环境影响较小。

（3）本工程采油目的层与地下水处于不同层系，远远超出本区域地下水含水层深度。项目在施工过程中采用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，有效保护地下水层。不会对所在区域地下水产生影响。

（4）项目运营期废水主要是产生的采出水和井下作业废水以及废洗井液，经页岩油联合站处理达标后，优先用于复配压裂液，剩余部分转输至吉祥联合站，用于吉 7 井区注水水源，不向外环境排放。井下作业废水全部回收，采用专用废液收集罐收集后运至页岩油联合站处理。

本工程运营期新增人员的生活设施依托页岩油联合站和吉祥公寓，其中页岩油联合站生活污水排入化粪池处理达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）三级标准要求后，拉运至吉木萨尔县污水处理厂；吉祥公寓位于吉木萨尔县城内，生活污水进入下水管网，排入吉木萨尔县污水处理厂，不会对区域地下水产生不利影响。

（5）地表水环境保护目标位于项目区东侧约 2km，地势高于项目区，项目开发期、运营期都无废水进入，不会对下新湖水库水质产生影响。

本工程开发期和运营期无废水排入外环境，项目开发、运营对项目区域水环境影响不大。

9.3.4 声环境影响评价结论

本工程开发期钻井过程中产生的噪声昼间距离井场 10m 处噪声值可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）中昼间 70dB(A)的要求；昼间施工噪声在 30m 外满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求。运输、平整场地、管沟开挖及回填、建筑物修建等过程中，昼间施工场地 50m 以外均不超过建筑施工场界噪声限值（昼间 75dB(A)），夜间不施工。昼间施工场地 300m 外可以达到《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准限值要求。开发期噪声源均为暂时性的，只在短时期对局部环境和施工人员造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。

本项目生产运营期，各站场正常生产时噪声很小，对背景噪声的贡献较小。经预测，昼间施工场地 300m 外可以达到《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准限值要求。

本工程井区周围最近的居民点位于 J10042 井西南侧约 3.0km 处，基本不会对居民造成明显影响。在拉运原油过程中，不穿越村庄，不产生扰民现象，故本工程实施后不会对周围声环境产生明显影响。

9.3.5 固体废物影响评价结论

本工程施工过程产生的固体废物主要为钻井泥浆、岩屑、生活垃圾、施工土方；生产过程产生的固体废物主要是含油污泥、落地油、废润滑油、沾染矿物油废物及生活垃圾。其中开发期水基岩屑经不落地系统收集、压滤脱水后，暂存在水基岩屑暂存区，检测符合《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）要求后进行资源化利用；油基岩屑在振动筛后经钢罐集中收集，交由具备危废处置资质的单位（克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司进行处置）进行处置。施工土方全部用于回填，不产生弃土。生产过程产生的含油污泥、落地油、废润滑油、沾染矿物油废物暂存至页岩油联合站注水站污泥贮存场，交克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置。开发期和生产过程产生

的生活垃圾集中收集后运至吉木萨尔县垃圾填埋场。

项目开发期及运营期产生的固体废物根据其废物属性，按照一般固废和危险固废要求分类安全处置，不会对区域环境造成大的不利影响。

9.3.6 环境风险分析评价结论

本工程发生风险事故的类型主要为井喷、管线及储罐泄漏等几种类型。在采取有效的风险防范措施后，项目的环境风险水平可以接受。工程发生风险事故的可能性很小，建设单位也不能因此而忽视安全生产，而是要严格遵守油田开发建设、生产过程中的有关安全规定和环境管理要求，防止发生风险事故。

9.3.7 总量控制结论

本项目 VOC_S 均为无组织排放，故本项目不设总量控制指标。

9.3.8 清洁生产评价结论

本项目钻井作业定量指标 98 分、定性指标 100 分，综合评价 98.8 分；井下作业定量指标 100 分、定性指标 100 分，综合评价 100 分；采油（气）作业定量指标 100 分、定性指标 97 分，综合评价 98.8 分。综上，项目属于清洁生产先进水平。

本项目 1 口井采用单井拉油方式生产，建设方应根据开发过程中伴生气的实际情况，提高油气生产密闭集输率或采取天然气回收装置进行回收。

9.3.9 公参意见采纳情况

本环评根据《中华人民共和国环境影响评价法》、《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第 4 号）等法律、法规及有关规定，建设单位利用网络、报纸等方式就项目建设的意义、项目情况、对环境可能造成的影响、预防或减轻不良环境影响的对策和措施等问题向公众发布信息，并进行了环境影响评价简本的公示，供公众查阅。

在公示期间，未收到任何反馈信息。

9.4 综合评价结论

本工程的建设符合国家产业政策，符合新疆油田分公司整体布局，虽然项目开发对当地环境将会产生一定影响，但对于大区域能源结构调整则具有明显的环境效益。建设单位各项管理制度和措施比较完备、有效，通过合理选择施工机

械、合理设置施工场地等措施对生态破坏、废水、废气、噪声、固体废物进行有效控制。对环境的影响预测分析表明：本工程建设对各环境要素有一定影响，在采取相应的环境保护措施后，可使本工程对环境造成的不利影响减缓到最低，使工程开发活动与环境保护协调发展。公众参与调查结果也表明，本工程的建设得到了当地政府和公众的支持。因此，从环境保护角度，项目建设可行。

9.5 建议

（1）在实际开发过程中，1 口拉油井须结合油区滚动开发部署情况和开发中实际产生气量，适时启动项目密闭集输工艺或采取伴生气回收装置进行回收利用，减少无组织废气排放。

（2）采出液拉运车辆、拉油车辆、油泥转运车辆及井下作业废水拉运车辆安装 GPS 全程定位，并保存相关影像资料，并存档备查。

（3）危险固体废物应严格按照《危险废物贮存污染控制标准》等相关标准进行贮存、处置，及时交送有资质单位进行处理。