

吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油 2023 年开发建设工程

环境影响报告书

(送审稿)

中国石油新疆油田分公司吉庆油田作业区

二〇二三年一月

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	1
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	10
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 区块现有开发工程环境影响回顾评价	30
3.2 建设项目概况	39
3.3 主要工程内容	48
3.4 依托工程及可行性分析	58
3.5 工程分析	69
3.6 清洁生产分析	90
3.7 污染物排放总量控制分析	98
3.8 项目产业政策与相关规划符合性分析	99
4 环境现状调查与评价	110
4.1 自然环境概况	110
4.2 环境质量现状调查与评价	114
5 环境影响预测与评价	137
5.1 生态环境影响评价	137
5.2 土壤环影响评价	147
5.3 环境空气影响评价	152

5.4 水环境影响评价.....	158
5.5 声环境影响评价.....	165
5.6 固体废物环境影响评价.....	168
5.7 环境风险评价.....	172
5.8 服役期满环境影响分析.....	180
6 环境保护措施及可行性论证.....	181
6.1 生态环境保护措施及可行性论证.....	181
6.2 大气污染防治措施及可行性论证.....	192
6.3 水环境保护措施及可行性论证.....	195
6.4 噪声污染防治措施及可行性论证.....	197
6.5 固体废物处置措施及可行性论证.....	197
6.6 土壤环境保护措施及可行性论证.....	199
6.7 环境风险防范措施及可行性论证.....	201
7 环境影响经济损益分析.....	209
7.1 社会效益和经济效益.....	209
7.2 环境效益分析.....	209
7.3 环境经济分析结论.....	211
8 环境管理与监控计划.....	212
8.1 环境管理制度.....	212
8.2 环境管理计划.....	215
8.3 环境监测计划.....	218
8.4 企业环境信息公开.....	220
8.5 环保设施验收建议.....	221
9 评价结论与建议.....	224
9.1 工程概况.....	224
9.2 环境质量现状评价结论.....	224
9.3 环境影响评价结论.....	225
9.4 综合评价结论.....	228
9.5 建议.....	228

附件:

1.项目环评工作委托书;

- 2.相关环保手续;
- 3.排污许可手续;
- 4.第三方污水处理单位营业执照;
- 5.吉庆油田作业区应急预案备案登记表;
- 6.钻井岩屑、含油污泥处置合同;
- 7.页岩油联合站返排液处理情况说明;
- 8.第三方处理污水水质监测报告;
- 9.第三方污水处理合同;
- 10.监测报告单。

1 概述

1.1 建设项目背景

吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油油藏位于新疆准噶尔盆地东部，位于新疆生产建设兵团第六师红旗农场境内，项目距南侧吉木萨尔县县城约 17km，距西南侧乌鲁木齐市约 127km。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。

吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油 2023 年开发建设工程（以下简称“本项目”）总体部署 82 口采油井，分布在新疆生产建设兵团第六师红旗农场区域。工程主要建设内容包括建设 12 座平台、5 座单井（钻试转产能）、1 座单井拉油站，总计部署采油井 82 口井，页岩油联合站站内新建压裂返排液除油预处理系统 1 套，新建管线 7382.9m，新建道路 2738.89m，新建产能 $68.2 \times 10^4 \text{t}$ 。

本项目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，具有明显的社会效益。

1.2 环境影响评价的工作过程

依据《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，2022 年 9 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项目进行环境影响评价。

评价单位接受委托后，组织专业人员，进行资料收集及现场勘查，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，对本项目进行初步的工程分析，同时开展初步的环境状况调查，识别本项目的环境影响因素，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《吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油 2023 年开发建设工程环境影响报告书》。

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生态环境主管部门，经专家审查、修改完善后，可以作为项目建设期、运营期、服役期满的环境保护管理依据。

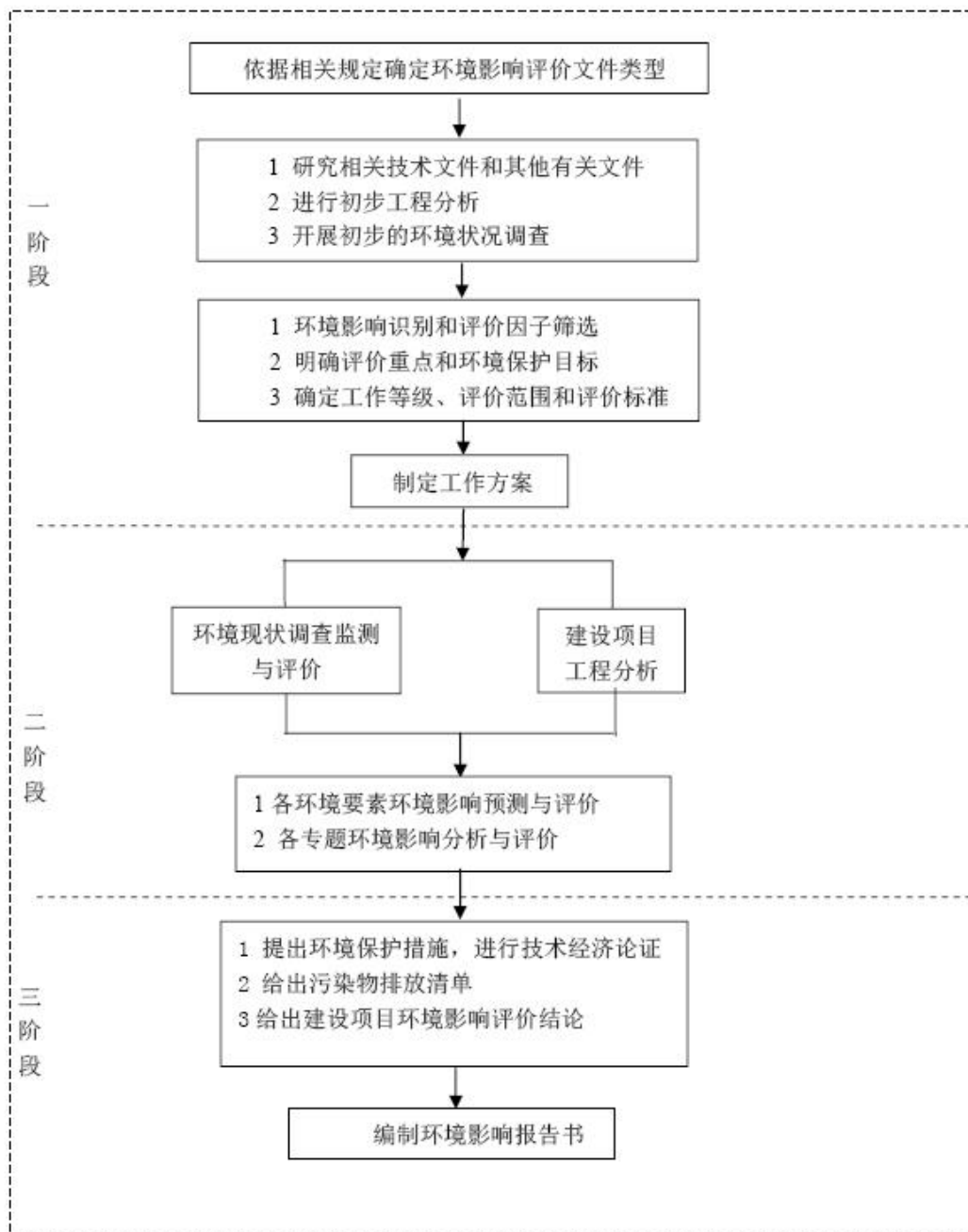


图 1.2-1 环境影响评价工作程序图

1.3 项目分析判定相关情况

本项目属于石油开采项目，根据《产业结构调整指导目录（2019 年本）》（2021 年修订），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，本项目位于新疆兵团第六师红旗农场，属于红旗农场一般管控单元（ZH65761230001），项目距离北侧的卡拉麦里自然保护区约 49km（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，符合地方主体功能区规划，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

油田建设期废气、施工临时占地及生态破坏对周围环境的影响；运营期采油集输和单井拉油过程中非甲烷总烃无组织挥发、伴生气放空、压裂返排液（采出水）、井下作业废水、含油污泥、废洗井液及废润滑油、采油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，本项目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柴油，加强车辆的管理可减少大气环境的影响；钻井采用泥浆不落地工艺，钻井液循环使用不外排；建设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，对周边环境的影响甚微；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，对环境的影响较小；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 99%；压裂返排液（采出水）、井下作业废水依托页岩油联合站处理，经联合站站站内预处理后管输站外交第三方处置单位处理合格后用于单井压裂液复配水。

源，不外排进入环境；含油污泥、钻井岩屑（油基）等危险废物委托有资质的单位（克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司/克拉玛依金鑫油田环保工程有限公司）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，项目的建设符合相关国家产业政策及规划。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，区域环境质量基本保持现状，对区域环境影响较小；项目在运行过程中存在一定的环境风险，但采取相应的环境风险防范措施后，其影响是可防可控的，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，该项目建设是可行。

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，明确本项目建设期、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，预测和评价本项目建设期、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，提出油田开发建设建设期、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) 评价本项目对国家产业政策、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) 分析本项目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 法律法规与条例

国家和地方法律法规一览表见下表。

表 2.2-1 国家和地方法律法规一览表

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
一	环境保护相关法律		
1	中华人民共和国环境保护法（2014 年修订）	12 届人大第 8 次会议	2015-01-01
2	中华人民共和国环境影响评价法（2018 年修订）	13 届人大第 7 次会议	2018-12-29
3	中华人民共和国大气污染防治法（2018 年修正）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
4	中华人民共和国水污染防治法（2017 年修订）	12 届人大第 28 次会议	2017-06-27
5	中华人民共和国噪声污染防治法（2021 年修订）	13 届人大第 32 次会议	2022-06-05
6	中华人民共和国固体废物污染环境防治法（2020 年修订）	13 届人大第 17 次会议	2020-09-01
7	中华人民共和国水法（2016 年修订）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02
8	中华人民共和国水土保持法（2010 年修订）	11 届人大第 18 次会议	2011-03-01
9	中华人民共和国清洁生产促进法（2012 年修订）	11 届人大第 25 次会议	2012-07-01
10	中华人民共和国节约能源法（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
11	中华人民共和国土地管理法（2019 年修订）	13 届人大第 12 次会议	2020-01-01
12	中华人民共和国草原法（2013 年修订）	12 届人大第 3 次会议	2013-06-29
13	中华人民共和国野生动物保护法（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
14	中华人民共和国石油天然气管道保护法	11 届人大 15 次会议	2010-10-01
15	中华人民共和国突发事件应对法	10 届人大第 29 次会议	2007-11-01
16	中华人民共和国防沙治沙法	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
17	中华人民共和国土壤污染防治法	15 届人大第 5 次会议	2019-01-01
18	关于深入打好污染防治攻坚战的意见	中共中央、国务院	2021-11-08
二	行政法规与国务院发布的规范性文件		
1	建设项目环境保护管理条例（2017 年修订）	国务院令 682 号	2017-10-01
2	中华人民共和国野生植物保护条例（2017 年修订）	国务院令 687 号	2017-10-07
3	危险化学品安全管理条例（2013 年修订）	国务院令 645 号	2013-12-07
4	中华人民共和国土地管理法实施条例（2014 年修订）	国务院令 653 号	2014-07-29
5	国务院关于加强环境保护重点工作的意见	国发〔2011〕35 号	2011-10-17
6	国务院关于印发水污染防治行动计划的通知	国发〔2015〕17 号	2015-04-02
7	国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知	国发〔2013〕37 号	2013-9-10
8	国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知	国发〔2016〕31 号	2016-05-28
9	关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战实施方案	中发〔2018〕17 号	2018-06-16
三	部门规章与部门发布的规范性文件		

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
1	建设项目环境影响评价分类管理名录（2021年版）	生态环境部令第16号	2021-01-01
2	环境影响评价公众参与办法	生态环境部令第4号	2019-01-01
3	关于印发《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》的通知	环发[2015]4号	2015-01-08
4	国家危险废物名录（2021版）	生态环境部令第15号	2021-01-01
5	产业结构调整指导目录（2019年本）2021年修订	国家发展和改革委员会令 第29号	2020-01-01
6	关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知	环发〔2012〕77号	2012-07-03
7	关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知	环发〔2012〕98号	2012-08-07
8	关于加强国家重点生态功能区环境保护和管理的意见	环发〔2013〕16号	2013-01-22
9	关于印发《建设项目环境影响评价政府信息公开指南（试行）》的通知	环办〔2013〕103号	2014-01-01
10	国家重点保护野生植物名录（2021年）	国家林业和草原局农业农村部公告 2021年第15号	2021-09-07
11	国家重点保护野生动物名录（2021年）	国家林业和草原局农业农村部公告 2021年第3号	2021-02-01
12	关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见	环环评〔2018〕11号	2018-01-25
13	关于印发地下水污染防治实施方案的通知	环土壤〔2019〕25号	2019-03-28
14	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	2019-12-13
15	陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范	DZ/T0317-2018	2018-10-1
16	危险废物转移管理办法	部令第23号	2022-01-01
17	一般固体废物分类与代码（GB/T39198—2020）	国家市场监督管理总局、国家标准委	2021-05-01
18	关于发布《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》的公告	生态环境部公告 2021年第24号	2021-06-11
四	地方法规及通知		
1	新疆维吾尔自治区环境保护条例（2018年修订）	13届人大第6次会议	2018-09-21
2	新疆维吾尔自治区野生植物保护条例（2018年修订）	13届人大第6次会议	2018-09-21
3	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）	13届人大第6次会议	2018-09-21
4	新疆维吾尔自治区自然保护区管理条例（2018年修订）	13届人大第6次会议	2018-09-21
5	关于全疆水土流失重点预防保护区、重点治理区、重点治理区划分的公告	新疆维吾尔自治区人民政府	2000-10-31
6	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	2007-08-01
7	新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录（修订）	新政发〔2022〕75号	2022-9-18
8	新疆国家重点保护野生植物名录	新林护字〔2022〕8号	2022-03-08
9	新疆维吾尔自治区水环境功能区划	新政函〔2002〕194号	2002-11-16
10	新疆生态功能区划	新政函[2005]96号	2005-07-14

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
11	关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知	新政发[2014]35 号	2014-04-17
12	关于印发新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案的通知	新政发[2016]21 号	2016-01-29
13	关于印发新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案的通知	新政发[2017]25 号	2017-03-01
14	新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件（修订）	公告[2019]23 号	2019-09-29
15	新疆维吾尔自治区主体功能区规划	自治区发展和改革委员会	2016-10-24
16	新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要	新疆维吾尔自治区第十三届人民代表大会第四次会议	2021-2-5
17	新疆环境保护规划（2018-2022 年）	自治区人民政府常务会议	2018-2-1
18	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	2021-2-21
19	关于印发<新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求>的通知	新环环评发[2021]162 号	2021-7-26
20	自治区严禁“三高”项目进新疆 推动经济高质量发展实施方案	新政办发（2017）148 号	2017-8-2
21	第六师五家渠市“三线一单”生态环境分区管控方案	师市发[2021]4 号	2021-4-14
22	关于含油污泥处置有关事宜的通知	新环发（2018）20 号	2018-12-20
23	自治区党委、自治区人民政府印发《关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战实施方案》的通知	新党发（2018）23 号	2018-10-12

2.2.2 技术标准及规范

有关技术规定及规范见下表。

表 2.2-2 环评技术标准及规范一览表

序号	依据名称	标准号	实施时间
1	建设项目环境影响评价技术导则 总纲	HJ2.1-2016	2017-01-01
2	环境影响评价技术导则 大气环境	HJ2.2-2018	2018-12-01
3	环境影响评价技术导则 地表水环境	HJ2.3-2018	2019-03-01
4	环境影响评价技术导则 声环境	HJ2.4-2021	2022-07-01
5	环境影响评价技术导则 生态影响	HJ19-2022	2022-07-01
6	环境影响评价技术导则 地下水环境	HJ610-2016	2016-01-07
7	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	2007-08-01
8	建设项目环境风险评价技术导则	HJ169-2018	2019-03-01
9	环境影响评价技术导则 土壤影响（试行）	HJ964-2018	2019-07-01
10	生产建设项目水土保持技术标准	GB50433-2018	2019-04-01
11	危险化学品重大危险源辨识	GB18218-2018	2018-11-19
12	石油和天然气开采行业清洁生产评价体系指标（试行）	/	2009-02-19
13	石油天然气工业健康、安全与环境管理体系	SY/T6276-2014	2015-03-01
14	石油天然气开采业污染防治技术政策	2012 年第 18 号	2012-03-17
15	油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求	DB65/T3997-2017	2017-05-30

16	陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求	SY/T 7301-2016	2017-05-01
17	陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准	GB39728-2020	2021-01-01

2.2.3 相关技术资料

- (1) 《吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油 2023 年钻井工程方案》(2022 年 10 月)；
- (2) 《2023 年页岩油原油产能建设地面工程方案》(2022 年 10 月)；
- (3) 《吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油 2023 年开发建设工程环境影响报告书》委托书。

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

本项目主要建设内容包括建设 12 座平台、5 座单井（钻试转产能）、1 座单井拉油站，总计部署采油井 82 口井，页岩油联合站站内新建压裂返排液除油预处理系统 1 套，新建管线 7382.9m，新建道路 2738.89m。建设项目包括采油平台井场、单井拉油点、管线、道路的建设；施工临时新建 1 座临时钻井公寓，运营期不新增劳动人员。

(1) 管线和道路建设

集输管线敷设、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

本项目建设单井拉油点 1 座（位于 JHW85-71 井）、12 个平台井（76 口井）、钻试转产能井（5 口井）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，建设期间各种机械、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。

本项目开发的各个阶段，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建设期、运营期和服役期满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	建设期	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	-
		施工废气、车辆尾气	扬尘、NO ₂ 、CO、SO ₂ 、烃类	-
		钻井泥浆（水基、油基）、岩屑（水基、油基）	污染土壤环境 钻井泥浆（水基、油基）回收用于后续钻井配液使用 油基岩屑交由有资质单位处置 水基岩屑交岩屑处置公司处理	--
		生活垃圾	集中收集后拉运至吉木萨尔县垃圾填埋场	-
2	运营期 （正常工况）	施工机械和车辆噪声	影响声环境质量	-
		单井拉油点火炬燃烧放空	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	-
		压裂返排液（采出水） 井下作业废水	SS、石油类、COD 等，交由页岩油联合站站外第三方单位处置	--
		设备噪声	影响声环境质量	-
		含油污泥等危险废物	石油类等，交由有资质单位处置 （克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司/克拉玛依金鑫油田环保工程有限公司）	
3	运营期 （事故工况）	原油生产	对当地社会经济的拉动、使用地区大气环境的改善	++
		集输管线破损泄漏	污染土壤、火灾爆炸危险	-
4	服役期满	拉油点储罐泄漏	污染土壤、火灾爆炸	--
		封堵井眼，拆除井口装置	拆除物综合利用	-
4	服役期满	拆除场地恢复	场地恢复	+

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

根据本项目环境影响要素识别、环境影响因子表征和环境影响程度，筛选的评价因子见下表。

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。 (5)油田开发建设对土壤环境质量的影响。
土壤	pH、砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺 1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻-二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒽、二苯并[a、h]蒽、茚并[1、2、3-cd]芘、萘、石油烃、铬、锌	石油烃
地表水	水温、pH、溶解氧、氨氮、化学需氧量、五日生化需氧量、挥发酚、氟化物、硫化物、氰化物、石油类、铬（六价）、铜、锌、镉、铅、砷、汞、高锰酸盐指数	石油类
地下水	pH、总硬度、溶解性总固体、耗氧量、氨氮、六价铬、挥发酚、氰化物、石油类、氟化物、氯化物、硫酸盐、硝酸盐（氮）、亚硝酸盐氮、总大肠菌群、汞、砷、铅、镉、镍、铁、苯、钾、钙、钠、镁	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
噪 声	Leq(dB(A))	Leq(dB(A))
固体废物	-	钻井岩屑（油基）、含油污泥、废洗井液、废润滑油
环境风险	-	(1)结合当地的气象条件，对油田运营期间可能发生的油气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

本项目位于第六师红旗农场，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

（1）地表水

项目区域内 5km 范围内地表水体为位于项目区南侧的下新湖水库（距项目约 2.0km）。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。

（2）地下水

按照《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的规定，该区域地下水属III类功能区划。

2.4.1.3 声环境

本项目区块位于准噶尔盆地东部荒漠，为戈壁荒漠，以无人区为主，参照《声环境质量标准》（GB3096-2008）的有关要求，该区域属 2 类声环境功能区。

2.4.1.4 生态环境

根据《新疆生态功能区划》，本项目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。

根据《新疆生产建设兵团生态功能区划简表》，本项目所在区域属于II兵团准噶尔盆地温带干旱荒漠与绿洲生态区，II3 六、七、八十二师准噶尔盆地南部灌木、半灌木荒漠绿洲农业生态亚区，13 六师土墩子-奇台人工绿洲农业生态功能区。

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 SO₂、NO₂、PM_{2.5}、PM₁₀、CO、O₃ 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《大气污染物综合排放标准详解》2000μg/m³的标准，H₂S 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/m³。指标标准取值见下表。

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 /Nm ³			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	/	4000	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 ₂ S	/	/	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。具体标准见下表。

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, °C	/	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
氨氮 (以 N 计), mg/L	≤1.0	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
氟化物（以 F ⁻ 计），mg/L	≤1.0	砷，mg/L	≤0.05
汞，mg/L	≤0.0001		

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，具体标准值见下表。

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 ⁺	/	硝酸盐（以 N 计），mg/L	≤20.0
Na ⁺	/	亚硝酸盐氮（以 N 计），mg/L	≤1.00
Ca ²⁺	/	总大肠菌群，N/100mL	≤3.0
Mg ⁺	/	铬（六价），mg/L	≤0.05
pH（无量纲）	6.5~8.5	汞 mg/L	≤0.001
溶解性总固体，mg/L	≤1000	铁，mg/L	≤0.3
挥发性酚类，mg/L	≤0.002	砷，mg/L	≤0.01
氨氮，mg/L	≤0.50	总硬度，mg/L	≤450
氰化物，mg/L	≤0.05	耗氧量，mg/L	≤3.0
石油类，mg/L	≤0.05	铅，mg/L	≤0.01
氟化物，mg/L	≤1.0	镉，mg/L	≤0.005
氯化物，mg/L	≤250	镍，mg/L	≤0.02
硫酸盐，mg/L	≤250	苯，μg/L	≤10.0

（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	1,2-二氯丙烷	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	蒎	mg/kg	1293
20	1,1,1,2,2-五氯乙烷	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 单位：mg/kg

序号	监测项目	标准限值		
		5.5<pH≤6.5	6.5<pH≤7.5	pH>7.5
1	镉	0.3	0.3	0.6
2	汞	1.8	2.4	3.4
3	砷	40	30	25

4	铅	90	120	170
5	铬	150	200	200
6	铜	50	100	100
7	镍	70	100	190
8	锌	200	250	300

2.4.2.2 污染物排放标准

(1) 废气

①建设期

施工期过程产生的颗粒物执行《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)

表 2 无组织排放监控浓度限值要求。

②运营期

采油及集输过程中无组织排放的非甲烷总烃参照执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中企业边界污染物控制要求；单井拉油站火炬燃烧废气中二氧化硫、氮氧化物执行《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表 2 中标准限值。标准限值详见下表。

表 2.4-6 大气污染物排放标准值

阶段	污染物	内容环节	标准值 mg/m ³	标准来源
建设期	颗粒物	施工作业过程	1.0	《大气污染物综合排放标准》 (GB16297-1996)表 2 无组织排放监控浓度 限值要求
运营期	NMHC	采油及集输过程， 边界无组织	4.0	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排 放标准》(GB39728-2020)企业边界污染物 控制要求
	SO ₂	单井拉油站火炬	0.4	《大气污染物综合排放标准》 (GB16297-1996)表 2 无组织排放监控浓度 限值要求
	NO _x		0.12	

(2) 废水

①施工期

施工期施工人员产生的生活污水排入临时生活污水收集防渗池，施工结束后由吸污车清运至吉木萨尔县污水处理厂处理。污水排放标准执行《污水综合排放标准》（GB8978-1996）中表 4 三级标准。

②运营期

本项目压裂返排液（采出水）经站内压裂返排液除油预处理系统处理后管输交由页岩油联合站站外第三方处置单位处理；井下作业废水进罐收集后拉运至页岩油联合站站外第三方处置单位处理；经第三方处置单位处理后废水水质达到《油田注入水分级水质指标》（Q/SY XJ 0030-2015）及《压裂酸化返排液处理技术规范》（Q/SY 02012-2016）（原名《返排液用于配制压裂酸化工作液推荐水质指标》）中的有关标准后，贮存在六十万方池，用于单井压裂液复配水源，不向外环境排放；结合吉庆油田作业区地层物性及联合站出口指标，标准限值详见表 2.4-7。运营期不新增劳动定员，故无新增生活污水。

表 2.4-7 本项目生产废水处理后水质标准限值要求

名称	单位	标准限值
含油量	mg/L	≤3
悬浮物	mg/L	≤10
腐蚀率	mm/年	≤0.076
硫酸盐还原菌	个/mL	<25
腐生菌	个/mL	≤10000
铁细菌	个/mL	≤10000

（3）噪声

①施工期

施工期场界噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011），标准限值见下表。

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

②运营期

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，标准限值要求见下下表。

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
2 类	60	50

(4) 固体废物

固体废物处置执行：

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

②危险废物环境管理执行《危险废物转移管理办法》（部令第 23 号）及《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ2025-2012）进行监督和管理；

③一般工业固体废物贮存执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）；

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

⑤钻井固体废物执行《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含油污泥执行《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）、《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》（SY/T7301-2016）及《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环办发〔2018〕20 号）。

⑦生活垃圾执行《生活垃圾填埋污染控制标准》（GB16889-2008）。

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

评价区域内不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、自然公园、生态保护红线、湿地等，项目占地规模（0.4km²）小于 20km²，项目占用公益林-特殊灌木林地，根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）中 6.1 的有关要求，本项目生态环境影响评价工作等级确定为二级。

2.5.1.2 评价范围

油田开发工程具有分布面积广的特点，且基本呈点状、线状分布，根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）中 6.2 的有关要求，本次生态环境评价范围为各井场、站场、管线和道路施工总占地范围。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井场/平台边界外扩 1km 范围，管线两侧各 300m 区域。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 P_i （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 P_i 定义见公式：

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

式中： P_i ——第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

C_i ——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， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ；

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

评价等级按下表分级判据进行划分。

表 2.5-1 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	$P_{\max} \geq 10\%$
二级评价	$1\% \leq P_{\max} < 10\%$
三级评价	$P_{\max} < 1\%$

本项目评价因子和评价标准见下表。

表 2.5-2 评价因子和评价标准

评价因子	平均时段	标准值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	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 《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 二级标准
SO ₂	1h 平均浓度	500	
NO _x	1h 平均浓度	250	

本次估算模型参数选取见下表。

表 2.5-3 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/℃		38.9
最低环境温度/℃		-26.0
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/°	/

预测结果见下表。

表 2.5-4 本项目污染源排放估算结果一览表

污染源	污染物	下风向最大落地浓度/($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	下风向最大质量浓度出现距离/m	Pmax/%	D _{10%} /m
79 号平台	非甲烷总烃	12.1680	130	0.61	/
64 号平台	非甲烷总烃	6.5934	100	0.33	/
63 号平台	非甲烷总烃	10.5420	123	0.53	/
62C 号平台	非甲烷总烃	4.4305	75	0.22	/
61C 号平台	非甲烷总烃	5.7598	94	0.29	/
60B 号平台	非甲烷总烃	3.0992	75	0.15	/
58C 号平台	非甲烷总烃	9.7551	113	0.49	/
57C 号平台	非甲烷总烃	8.9448	109	0.45	/
单井拉油站 (JHW85-71)	非甲烷总烃	71.8960	296	3.59	/
J10039-H	非甲烷总烃	1.7596	73	0.09	/
调储罐	非甲烷总烃	22.4350	50	1.12	/
单井拉油站 (JHW85-71)	SO ₂	1.5018	32	0.30	/
	NO _x	20.2040	32	8.08	/
	PM ₁₀	1.2004	32	0.27	
	NMHC	7.5024	32	0.38	

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，单井拉油站（JHW85-71）NO_x 最大落地浓度占标率 P_i 为 8.08%，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 $1\% \leq P_{\max} = 8.08\% < 10\%$ ，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,并结合本项目特点,考虑油田整体开发对大气环境的区域影响,最终确定以项目单井拉油站、平台井边界为起点,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

本项目距南侧下新湖水库约 2.0km,区域地势南高北低,高差约 2m。井口采出液经管输或罐车拉运至页岩油联合站进行处理,压裂返排液(采出水)在站内进行预处理后管输交由站外第三方处置单位进行处理,井下作业废水进罐收集后拉运至页岩油联合站站外交第三方处置单位进行处理,处理后废水用于单井压裂液复配水源,不外排。本项目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。

本项目属于石油开采,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 2.5-5),地下水环境影响评价工作等级划分见表 2.5-6。

表 2.5-5 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 2.5-6 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，具体见下表。

表 2.5-7 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	

本项目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 6-20km²，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 12km²。根据地下水流向为从南至北，选取地下水下游 3.0km，两侧各 1.5km，上游 1.0km 的范围，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 2.4-2021）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 2.4-2021）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》（HJ2.4-2021）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 作为声环境影响评价范围。

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，按照下表确定环境风险潜势。

表 2.5-8 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，按照下表确定评价工作等级。

表 2.5-9 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，本项目突发

环境事件风险物质主要是油类物质（矿物油类，如石油、柴油等），临界量 2500t，甲烷（天然气），临界量 10t。本项目设 1 座单井拉油点共有 2 座 60m³ 拉油罐，最大存储量 43.6t，管线集输长度 7382.9m，油类物质最大存储量 14.9t，天然气最大存储量 0.2t。单井钻井柴油最大存储量 20t。单井油基钻井液中白油最大存储量 84.8t。

根据本项目环境风险潜势判定结果（详见环境风险评价章节 5.7） $Q < 1$ ，本项目环境风险评价等级为简单分析。

2.5.5.2 评价范围

结合本项目特点，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

本项目为石油开采项目，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 13.78hm²，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《环境影响评价技术导则·土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中评价工作等级划分表，本项目土壤评价等级为一级。

表 2.5-10 土壤污染类项目评价工作等级划分表

敏感程度 评价等级	占地规模	I 类			II 类			III 类	
		大	中	小	大	中	小	大	中
敏感		一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级
较敏感		一级	一级	二级	二级	二级	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，并结合本项目特点，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 1.0km 范围。

2.6 环境保护目标

本项目位于新疆生产建设兵团第六师红旗农场，占地类型为特殊灌木林地-公益林、灌木林地、其他林地、天然牧草地、盐碱地、其他草地、采矿用地等。项目区无自然保护区、风景名胜区等敏感点分布，本项目距离北侧的卡拉麦里自然保护区约49km，不占用耕地。评价范围内主要环境保护目标见下表及图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	姬家桥		约 1.5km	二类	满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准
		张家庄		约 1.5km		
		一分场五队		约 1.3km		
		一分场二小队		约 0.6km		
		杨家庄		约 1.1km		
		毛家庄		约 0.8km		
		一分场四小队		约 0.9km		
		知青点		约 0.6km		
2	水环境	地表水	下新湖水库	约 1.8km	Ⅲ类	满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅲ类标准
			下新湖总干渠	约 0.12km		
		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	土壤环境-项目占地范围			《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	
		公益林-项目占地范围			严格落实项目占地范围内生态环境保护措施	
		野生植被、动物				
		项目距离东侧最近农田约 0.15km			《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准》（试行）（GB15618-2018）	
		水土流失重点治理区			天山北坡诸小河流域重点治理区	

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、服务期满三个时段。

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 区块现有开发工程环境影响回顾评价

3.1.1 开发现状

页岩油井区已建采油井 187 口、混输站 1 座、页岩油联合站 1 座，井区油气水处理均依托已建页岩油联合站。目前开井 145 口，日产液量为 2574t/d，日产油量为 1243t/d，日产气量为 $1.25 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，井区内一部分采油井产气、液通过管输至页岩油联合站进行处理，另一部分采油井多数为探井或评价井转产能井，因部署分散采用单井计量、加热后进拉油罐单井拉油生产，拉运至页岩油联合站。

（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 52.4%，剩余 47.6% 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；压裂返排液（采出水）、井下作业废水进入页岩油联合站站外污水池中，交由第三方机构进行处置，处理水质达标后用于单井压裂液复配水源；天然气由页岩油联合站进行处置。

（2）拉油点（站）现状

油井井口气、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，放空火炬 1 座（放空火炬规格为 DN50，高度为 8m）。拉油井场工艺流程为：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。

（3）混输站现状

混输站转液量规模按 $100 \times 10^4 \text{t/a}$ 设计，设计外输压力 1.8MPa。油区来气液进入进站汇管，汇管出液进入一体化加热接转装置，通过一体化加热接转装置加热缓冲后油温升后，经一体化加热接转装置上的混输泵增压混输，通过混输管道混输至页岩油联合站。页岩油投产前期混输站来液通过装车泵装车后拉运至页岩油联合站。一体化加热接转装置加热缓冲罐分离出的伴生气经除油器进一步处理后分离出的伴生气作为加热缓冲罐燃料气用，剩余的伴生气进入混输泵增压外输。

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）集输管线现状

该区域集油管线 62.16km，包括集油干线、集油支线、单井出油管道，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，规格为 DN300、DN250；集油支线采用 3.5MPa 玻璃钢管道，规格为 DN200、DN150、DN100；单井出油管道采用 DN65 2.5MPa 柔性复合管。

（5）道路现状

该区域油区道路 100.52km，包括油区干线公路、平台间支线道路、平台连接道路。

干线公路采用三级公路的标准进行设计，设计行车速度 40km/h；路基宽 8.50m，路面宽 6.0m，采用单面层沥青混凝土路面。

平台间支线道路采用四级公路的标准进行设计，设计行车速度 20km/h，支线公路主要连接油区平台计量间（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）原油处理及外输系统

原油处理采用热化学沉降脱水和电化学脱水相结合的工艺，原油处理系统设计规模 $100 \times 10^4 \text{t/a}$ （2 列装置，最大处理能力可达 $140 \times 10^4 \text{t/a}$ ），目前处理量为 $40 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

原油处理及外输系统主要工艺流程：集油区密闭集输来气液混合物（ $40^\circ\text{C} \sim 45^\circ\text{C}$ ， 0.4MPa ）与卸油缓冲罐来液（ $40^\circ\text{C} \sim 45^\circ\text{C}$ ， 0.4MPa ）在进站管汇混合后，先进三相分离器，分离出来的低含水原油（ $40^\circ\text{C} \sim 45^\circ\text{C}$ ）添加破乳剂后进入多功能处理装置。原油在多功能处理装置内经加热（ 60°C ）、化学脱水和电脱水后出净化油进入外输系统。三相分离器及多功能处理油气水分离段分离出的伴生气经除油器除油、天然气处理装置处理后供站内使用。三相分离器分离出的水去压裂返排液处理装置，处理合格后用于单井压裂液复配水源，废水不外排；多功能处理装置分离出的水与卸油台来液在卸油缓冲罐混合后回掺至进站管汇。

页岩油联合站处理后净化油和吉祥联合站净化原油混合后通过管道输送至北三台油库，净化油外输系统规模为 $260 \times 10^4 \text{t/a}$ ，目前外输量为 $83 \times 10^4 \text{t/a}$ 。页岩油联合站至北三台油库的外输管道规格为 $\text{D}273 \times 7.1/\text{L}450\text{M}$ ，长度为 35km 。

外输系统主要流程为：页岩油联合站多功能处理装置处理后净化油与吉祥联合站来净化油混合进入压力缓冲罐进行缓冲，然后经外输泵增压、换热器换热、计量后输送至北三台油库。

（7）压裂返排液处理及外输系统

井区产生的压裂返排液（采出水）及井下作业废水处理委托第三方单位进行处置，第三方单位主要为辽宁华孚环境工程股份有限公司。处理规模为 $4500\text{m}^3/\text{d}$ ，目前处理量为 $1800\text{m}^3/\text{d}$ ，处理工艺流程如下：

压裂返排液（采出水）及井下作业废水通过设置在 15 万方池内的水泵进行提升，输送至废水处理区域的主反应撬的化学反应槽内，主反应撬设置有简易隔油池，进行初步除油，上部的经过分离的浮油收集至浮油收集槽内贮存，经过初步除油的压裂返排液进行到化学反应槽内，向化学反应槽内投加药剂，与压裂返排液进行化学反应，经过化学反应后的压裂返排液废水自流进入到后端氧化槽进

行二次反应。氧化槽内设置有多点的曝气装置用于对经过化学反应后的压裂返排液进行臭氧催化氧化供气。

经过氧化槽反应后的压裂液进入到气浮撬进行固液分离。气浮撬设置有混凝槽和絮凝槽，用于投加混凝剂 PAC 和絮凝剂 PAM，将已经反应完成后的压裂返排液中所生成的悬浮颗粒和浮油进行聚集，然后通过浮选的方式将悬浮物和浮油进行去除。经过浮洗后气浮机表面所产生浮渣，通过顶部的刮渣设备收集至浮渣槽内，送入到污泥处理撬进行脱水处理。经过脱水后的污泥干化后送入指定的污泥收集地。

经过去除悬浮物的压裂返排液自流进入到收集水槽进行收集，利用设置在底部的离心泵将处理水送入后端的过滤撬内进行过滤，过滤撬内设置有装有石英砂和无烟煤的三层过滤器和核桃壳过滤器，经过过滤后的压裂返排液即可达到预期的处理目标。直接排入到清水池贮存备用。

在整个处理系统过程中，包含药剂的配制水、过滤撬内的过滤器反洗水用水均为系统自身所产出的处理水，不需要外接水源。在运行过程中，过滤撬的反冲洗排水回到反应撬前端进行再处理，污泥撬的脱水过程中产生的滤后液回到反应撬前端进行再处理，系统不外排任何其它废液。整个系统对外接口只有两个，一个是压裂返排液原水的接入，二是经过处理后的合格处理水。

利用预处理单元、气浮分离单元、过滤器装置等，对压裂返排液井下处置，针对返排液特性制定返排液水质净化处理，对净化水处理过程进行跟踪（含油、悬浮物、腐生菌、铁细菌、硫酸盐还原菌）、及时根据预处理单元进口水质情况调整药剂用量浓度、调控预处理单元出水、气浮分离单元出水水质，保证过滤器出水（各节点含油、含悬浮物指标符合返排液处理设计指标要求）水质达标，进行处理效果分析并出具分析报告。处理后出水口水质要求：《油田注入水分级水质指标》（Q/SY XJ 0030-2015）、《压裂酸化返排液处理技术规范》（Q/SY 02012-2016），结合吉庆油田作业区地层物性及联合站稀油污水出口指标，要求装置出口水质达到以下要求：含油 $\leq 3\text{mg/L}$ 、悬浮物 $\leq 10\text{mg/L}$ 、腐蚀率 $\leq 0.076\text{mm/年}$ 、硫酸盐还原菌 < 25 个/mL、腐生菌 ≤ 10000 个/mL、铁细菌 ≤ 10000 个/mL。处理合格的废水贮存在六十万方池，用于单井压裂液复配水源，废水不外排。

（8）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 $10 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，目前实际处理气量约为 $2.83 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。采用“分子筛脱水+丙烷外冷”工艺。

天然气处理系统主要工艺流程：页岩油联合站来伴生气（ $0.15 \sim 0.25 \text{MPa}$ ， $20 \sim 40^\circ\text{C}$ ）经进站分离器分离出所携带液滴后，进入螺杆压缩机进行增压，增压后的伴生气依次进入脱硫撬、分子筛脱水撬进行脱硫脱水处理，脱水后的干气进混烃回收撬与低温干气换热，进丙烷外冷撬制冷后进入混烃回收撬低温分离器进行气液分离，分离出的低温干气与分子筛出口原料气换热，复热后的干气去自用气计量调压撬计量调压后供站内自用。

混烃回收撬内低温分离器分离出来的液相进入撬内脱乙烷塔，塔顶富气去自用气调压计量撬，与调压后的自用气汇合，经计量去站内自用气装置，塔底混烃进混烃储罐撬，定期经定量装车撬装车外运。

目前，因天然气处理系统来气仅能满足站内自用，无多余净化气输至东三线天然气管道，待后期气量大后，处理后净化气首先供联合站内使用，剩余部分通过管道输送至东三线 11 号阀室。东三线的设计能力为 $200 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，实际输量为 $100 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 。

联合站已建 1 条至东三线 11 号阀室天然气外输管道 $\text{D}114 \times 6/20\text{G}$ ，长 8km，设计压力 6.3MPa，起输压力 4.0MPa。

伴生气处理部分装置检修排污等均减压排至已建排污罐撬（ 5m^3 ），排污罐撬定期用自吸泵排污至联合站内 1000m^3 卸油缓冲罐或装车外运。

伴生气处理部分混烃进混烃储罐撬，定期经定量装车撬装车外运。

3.1.2 区块开发环境影响回顾分析

（1）环保手续履行情况

根据调查及资料统计，吉木萨尔凹陷芦草沟组油藏已开展了环境影响评价工作，目前区块现有环评手续和验收情况见下表。

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
中石油新疆油田分公司昌吉油田致密油先	兵团建设局（环保局）	兵环审（2014）337 号	2014.11.21	2018.6.25 完成第一批

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
导试验区项目环境影响报告书				验收
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	2021.10.28 完成环境保护竣工验收
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
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	昌吉回族自治州生态环境局	昌州环评〔2021〕152 号	2021.11.12	尚未进行验收

（2）现有污染源影响分析及防治措施调查

①废气

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；联合站内加热炉和相变炉及拉油点（站）火炬放空产生的废气，主要污染物为烃类、NO_x、SO₂。

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；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、8.5m、10m、12m 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（SO₂50mg/m³、NO_x200mg/m³）；拉油点（站）伴生气通过火炬燃烧放空，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 无组织排放监控浓度要求。

废气主要为导热油炉和无组织废气。导热油炉采用清洁燃料天然气，污染物主要为二氧化硫、氮氧化物及颗粒物，页岩油联合站已进行了固定污染源排污登记，登记编号：91650200715597998M057Z。

根据《新疆油田公司吉庆油田作业区 2021 年自行监测》，页岩油联合站无组织非甲烷总烃监测结果见下表。

表 3.1-2 无组织废气排放监测结果

监测点位		监测时间	监测结果 mg/m³	浓度最高值 mg/m³	标准限值	达标情况
页岩油 联合站	上风向	2021.8.17	0.54-0.55	0.55	4.0	达标
	下风向		0.62-0.68	0.68		达标
			0.61-0.64	0.64		达标
			0.62-0.68	0.68		达标
			0.63-0.66	0.66		达标
			0.62-0.70	0.70		达标

根据自行监测结果：页岩油联合站监测无组织非甲烷总烃最高浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）4.0mg/m³ 要求。

根据《吉庆油田作业区 1 月、2 月、3 月锅炉监测》监测报告，页岩油联合站站内 1#、2#、3#、4#锅炉进行监测，监测结果见下表。

表 3.1-3 有组织废气排放监测结果

时间及炉号		2022年1月22日			标准限值		达标情况
因子		1#	2#	3#	排放浓度	mg/m³	
氮氧化物		56	63	61	200		达标
		56	61	59			达标
		57	62	61			达标
		2022年2月18日					-
		90	103	79			达标
		90	100	84			达标
		92	99	84			达标

	2022年3月22日				-
	102	97	125		达标
	104	118	127		达标
	106	123	128		达标

由上表结果得：页岩油联合站站内导热油炉废气中各污染物满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中表 2 大排放限值要求。

②废水

废水主要为压裂返排液（采出水）、井下作业废水。压裂返排液（采出水）和井下作业废水均交第三方机构在页岩油联合站站外进行处置，处理后水质满足《油田注入水分级水质指标》（Q/SY XJ 0030-2015）、《压裂酸化返排液处理技术规范》（Q/SY 02012-2016）要求后，用于单井压裂液复配水源，废水不外排。

根据《页岩油联合站压裂返排液污水处理站出水废水检测项目》（报告编号：R2022579-06），废水监测结果见下表。

表 3.1-4 废水监测结果

监测类别	监测时间	监测结果 mg/L				达标情况
		悬浮物		石油类		
		监测结果	标准值	监测结果	标准值	
辽宁华孚-废水	2022.4.28	8	≤10mg/L	1.97	≤3mg/L	达标

根据监测结果得：项目所在区域现有污水经第三方处置单位处理后，能够满足返满足《油田注入水分级水质指标》（Q/SY XJ0030-2015）、《压裂酸化返排液处理技术规范》（Q/SY 02012-2016）要求。

③噪声

噪声主要为站内各类机泵、导热油炉等产生的噪声。根据《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竣工环境保护验收调查报告》，2021 年 1 月 25 日-26 日在页岩油联合站厂界四周进行厂界噪声监测，监测结果见下表。

表 3.1-5 噪声监测结果

监测 点位	昼间				夜间			
	1 月 25 日	1 月 26 日	标准限值	达标情况	1 月 25 日	1 月 26 日	标准限值	达标情况
1	36	44	60	达标	34	35	50	达标
2	34	40	60	达标	32	34	50	达标
3	36	39	60	达标	32	34	50	达标
4	37	37	60	达标	32	34	50	达标

根据监测结果得：项目所在区域现场场界昼间、夜间监测结果均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准要求。

④固体废物

固体废物主要为油泥（砂）、储罐底泥和生活垃圾；其中油泥（砂）、储罐底泥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/克拉玛依金鑫油田环保工程有限公司进行处置。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。

3.1.3 五口钻试转产能井情况回顾

本次将 5 口钻试井转产能，即 J10038_H、J10039_H、J10027_H、JHW07121 和 J10018_H。各单井基本情况见下表。

表 3.1-6 5 口钻试井基本情况

井号	JHW07121	J10027_H	J10038_H	J10039_H	J10018_H
井深 m	5755	5728	5718	4120	5130
井身结构	三开	二开	二开	二开	二开
井型	水平井	水平井	水平井	水平井	水平井

该 5 口井已完成钻井、试油工程，并完成了竣工环境保护验收工作；各井场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。各井环保手续见下表。

表 3.1-7 5 口井环保手续情况一览表

序号	井号	名称	环评批复	环评 批复部门	环评 批复时间	验收 批复时间
----	----	----	------	------------	------------	------------

1	J10018_H	吉木萨尔凹陷致密油第二批控制井试钻工程	师环监函〔2018〕19号	原新疆兵团第六师五家渠市环境保护局	2018年6月29日	2020年6月6日完成验收
2	J10027_H					
3	J10038_H	吉木萨尔凹陷致密油第三批控制井试钻工程	师环监函〔2018〕20号	原新疆兵团第六师五家渠市环境保护局	2018年6月29日	2020年6月6日完成验收
4	J10039_H					
5	JHW07121	吉木萨尔凹陷芦草沟组油藏吉305-吉17-吉37井区JHW07112等第五批控制井试钻工程	师环监函〔2019〕14号	原新疆兵团第六师五家渠市环境保护局	2019年3月27日	2021年1月6日完成验收

3.1.4 环境问题及整改措施

(1) 环境问题

目前，页岩油联合站压裂返排液处理系统因三相分离器出水（含油量 $\leq 1000\text{mg/L}$ ）直接进入15万方压裂返排液池，造成池面上存有0.2~0.4m厚的原油。由于页岩油凝固点较高，冬季气温较低，导致收油装置冬季无法回收池面上原油，造成现场原油蒸发损失、存在VOC排放等相关安全环保风险，此外，在收油回脱过程中，还会因原油老化、含有杂质等，造成原油处理困难、含水超标。

(2) 整改措施

为降低冬季运行期间压裂返排液储存池内油层厚度，减少隔油池内老化油含量，原油系统三相分离器出压裂返排液进行除油预处理后，再进入压裂返排液储存池，本次在已建页岩油联合站站内预留压裂返排液处理装置区内新建压裂返排液除油预处理系统，用以解决该问题。

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：吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油2023年开发建设工程。

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

本项目位于新疆生产建设兵团第六师红旗农场,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 18km,距南侧下新湖水库约 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。

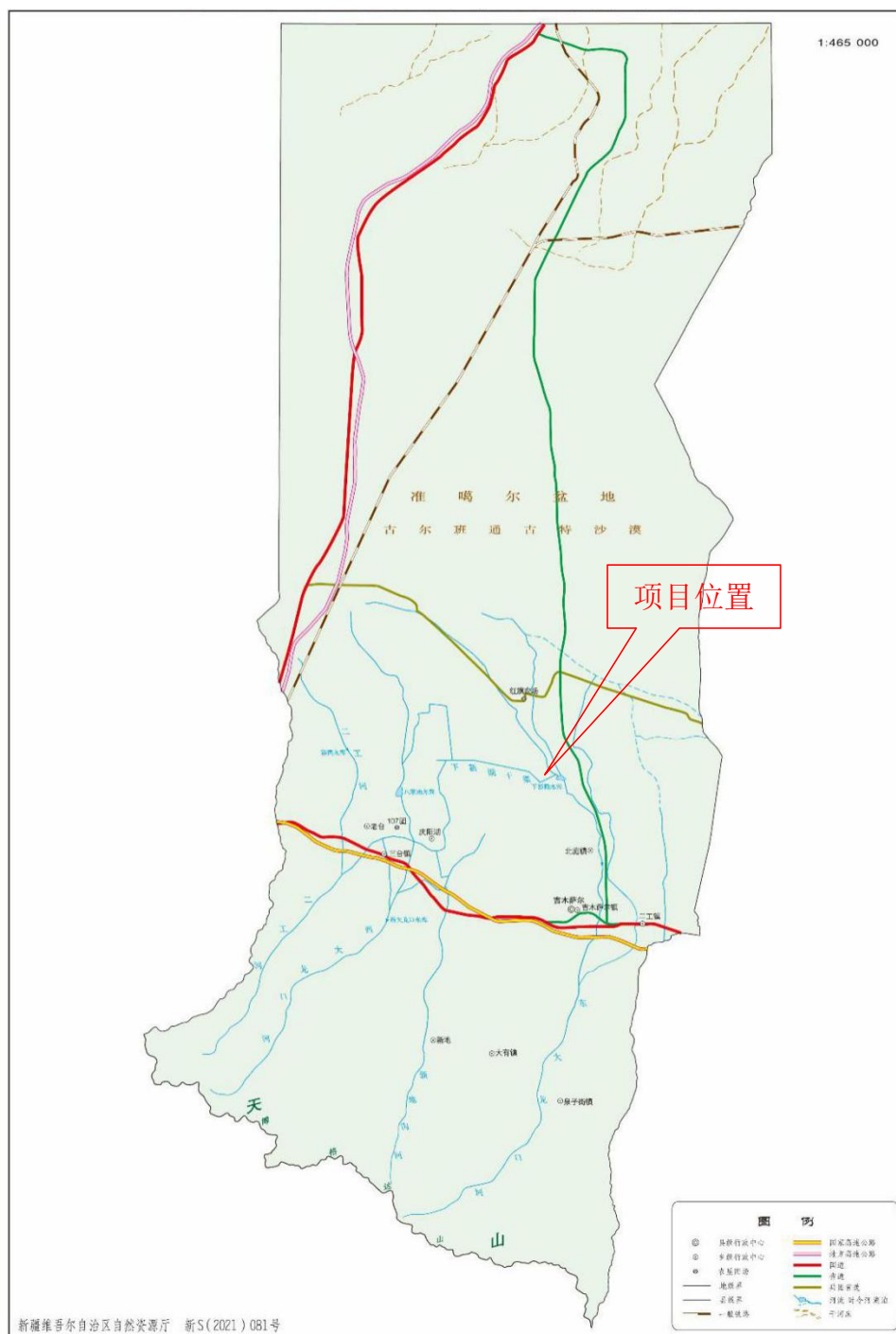


图 3.2-1 本项目地理位置图

3.2.1.3 项目投资及劳动定员

本项目总投资 149602.6 万元，其中钻井投资 138122.6 万元，地面投资 11480 万元；项目实施后由吉庆油田作业区现有工作人员负责运营管理，不新增劳动定员。

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、公用工程、依托工程，工程内容详见表 3.2-1。

项目本次建设 12 座平台、5 座单井（钻试转产能）、1 座单井拉油站，总计部署采油井 82 口井，页岩油联合站站内新建压裂返排液除油预处理系统 1 套，新建管线 7382.9m，新建道路 2738.89m，新建产能 $68.2 \times 10^4 \text{t}$ 。

表 3.2-1 项目建设内容一览表

名称		建设规模及建设内容	
主体工程	一、钻井工程		
	钻井工程	本项目部署 82 口采油井，其中 5 口井钻试转产能，钻井工程已完成；新钻 77 口采油井，平均井深 5787m，钻井总进尺 445599m，井型均为水平井，均为二开井身结构。新钻 77 口采油井，即 12 个平台井和 1 座单井拉油，57C 平台 8 口井，57D 平台 8 口井，58C 平台 9 口井，60B 平台 2 口井，61C 平台 4 口井，62C 平台 3 口井，62B 平台 5 口井，63 号平台 10 口井，64 号平台 5 口井，75 号平台 2 口井，78 号平台 8 口井，79 号平台 12 口井；JHW85-71 为单井拉油	
	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、节流管汇、压井管汇、控制装置	
		储存装置-发电机柴油罐、岩屑罐、钻井液罐等各类罐体和应急放喷池	
		钻井公寓-临时占地，采用多个板房拼接而成，用于项目钻井施工人员生活	
二、地面工程			
采油井场	新建井口装置 82 座，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 22kW，井口均设管道电加热器，井口采用		

名称		建设规模及建设内容
		电伴热带+保温套保温形式，同时设置热洗清蜡接口及安全标示牌
	计量站	新建计量站 9 座位于 9 座平台中，其中 79 号平台、63 号平台、61C 平台、58C 平台采用 12 井式液量含水自动计量装置；其余 5 个平台分别设 1 座 8 井式液量含水自动计量装置
	单井拉油站	新建 1 座单井拉油站（位于 JHW85-71 井），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），均采用碳钢材质
	2 井式采油平台	75 号平台采用单井计量、集中加热的方式，每口井新建 1 座单井计量装置，采油平台上新建 1 座 80kW 电加热器
	管线	新建配套集输管线总长 7382.9m，耐温 70℃，埋地敷设
	阀池	新建阀池 13 个，每个阀池规格为 1.8m×1.8m×2.6m，混凝土结构
	页岩油联合站	新建 2 座 1000m ³ 调储罐；新建输水泵 2 台，1 用 1 备，泵型为离心泵；新建污油泵 2 台，1 用 1 备，泵型为螺杆泵
公用工程	供电	项目建设期及运营期用电均依托油区已建供电系统
	供水	建设期：生活用水、管道试压用水水源来自红旗农场供水点 运营期：井下作业用水水源来自红旗农场供水点
	供暖	项目冬季不施工，不涉及供热；运营期采油井平台、计量站、单井拉油点均采用电加热
	道路	新建道路长 2738.89m
依托工程	页岩油联合站	项目采出液、伴生气依托该联合站处理；压裂返排液（采出水）先在站内进行预处理后管输交站外第三方处置单位处理；井下作业废水进罐收集后拉运至页岩油联合站站外交第三方处置单位处理
	克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司	本项目产生的危险废物油基钻井岩屑和含油污泥交克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司/克拉玛依金鑫油田环保工程有限公司进行处置
	克拉玛依金鑫油田环保工程有限公司	
	吉木萨尔县生活垃圾填埋场	项目施工阶段的生活垃圾交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	项目施工阶段的生活污水交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 0.876 8t/m³~0.9012t/m³，平均 0.8895t/m³，50℃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/m³~0.9012t/m³，平均 0.8881t/m³，50℃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 P₂l₁²⁻² 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/m³~0.9277t/m³, 平均 0.9036t/m³, 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℃。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地面原油性质参数表

层位	密度 (t/m ³)	40℃粘度 (mPa·s)	50℃粘度 (mPa·s)	含蜡 (%)	凝固点 (℃)	初馏点 (℃)
地质方案中原油物性参数						
P ₂ l ₂	0.8854	37.5~202.3	20.21~121.42	7.4~19	14~26	123.30
P ₂ l ₁	0.9033	24.8~603.5	16.91~410.36	1.7~14.8	-6~20	115.49
地面跟踪原油物性参数						
P ₂ l ₂	0.8884	81~112	51~60	12.7~13.4	26	120.4
P ₂ l ₁	0.9066	101~248	64~145	4.1~5.2	8~14	116.2

(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 H₂S, 详见下表。

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 ₂ l ₂	0.750	71.07	10.53	9.81	1.45	1.96	0.35	0.29	0.04	1.00	4.08
P ₂ l ₁	0.843	66.3	13.35	14.86	2.18	2.19	0.21	0.38	0.01	0.36	2.08

(3) 压裂返排液(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, 详见下表。

表 3.2-4 压裂返排液(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 ₂ l ₁ ²	3764.69	2874.55	342.43	25.25	3.06	11834.4	8.1	NaHCO ₃
J10014_H	P ₂ l ₁ ²	1634.12	2397.66	400.05	14.79	0	6792.75	8.2	
J10022_H	P ₂ l ₁ ²	3655.34	1857.4	199.2	12.63	7.66	9358.5	8.3	
JHW001	P ₂ l ₂ ²	2644.85	2531.13	581.14	20.2	3.06	8668.8	8.0	
JHW003	P ₂ l ₂ ²	2438.31	5151.59	136.64	29.82	6.03	15726.23	8.8	

JHW015	P ₂ l ₂ ²	3553.32	4415.65	197.55	24.85	3.01	12565.41	8.1
JHW036	P ₂ l 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,2023 年计划在页岩油井区共部署采油井 82 口,新建产能 68.2 ×10⁴t。本次环评部署 82 口井,其中 5 口井钻试转产能,采用单井计量密闭进集输系统;77 口井为新钻井,12 个平台井和 1 座单井拉油,其中 57C 平台 8 口井,57D 平台 8 口井,58C 平台 9 口井,60B 平台 2 口井,61C 平台 4 口井,62C 平台 3 口井,62B 平台 5 口井,63 号平台 10 口井,64 号平台 5 口井,75 号平台 2 口井,78 号平台 8 口井,79 号平台 12 口井;JHW85-71 较为偏远,采用单井拉油方式进行生产。

每个采油平台井数 2~12 口;各采油平台由 1 个或多个 1~5 井式井组组成,井组上采油井间距为 10m,井组之间间距为 100m。采取采油井→计量站→联合站的集输工艺;2 井式采油平台采取单井计量、一级布站方式进行生产。

表 3.2-5 2023 年实施采油井指标预测表

时间 (年)	开井数 (口)	年产油 (10 ⁴ t)	年产液 (10 ⁴ t)	年产气 (10 ⁴ m ³)	含水率 (%)	气油比 (m ³ /t)
2023	77 (新钻井)	63.3	140.6	759.3	55.0	12
	5 (钻试转产能)	4.9	10.9	58.8		
合计	82	68.2	151.5	818.1	-	-

根据油田公司 2023 年产能计划安排及现场征地、环评等情况,对新钻 77 口井进行分批实施,具体实施顺序见下表。在不影响分批投产的前提下,可根据实际钻机运行情况对实施顺序做出调整。

表 3.2-6 新钻 77 口采油井分批实施情况一览表

实施批次	实施井号	井数/口
第一批	JHW57-19、JHW57-110、JHW57-111、JHW57-112、JHW57-113、JHW57-114、JHW57-31、JHW57-32、JHW57-33、JHW57-34、	55

实施批次	实施井号	井数/口
	JHW57-35、JHW57-410、JHW57-411、JHW57-412、JHW57-413、JHW58-16、JHW58-17、JHW58-18、JHW58-19、JHW58-34、JHW58-35、JHW58-36、JHW58-37、JHW58-38、JHW60-18、JHW60-44、JHW61-41、JHW61-42、JHW61-43、JHW61-44、JHW62-17、JHW62-31、JHW62-41、JHW62-44、JHW62-45、JHW62-46、JHW63-11、JHW63-12、JHW63-13、JHW63-14、JHW63-15、JHW63-31、JHW63-32、JHW63-33、JHW63-34、JHW75-41、JHW75-42、JHW78-42、JHW78-43、JHW78-44、JHW79-41、JHW79-42、JHW79-43、JHW79-44、JHW85-71	
第二批	JHW57-49、JHW62-42、JHW62-43、JHW78-41、JHW63-35、JHW64-11、JHW64-12、JHW64-13、JHW64-14、JHW64-15、JHW78-11、JHW78-12、JHW78-13、JHW78-14、JHW79-11、JHW79-12、JHW79-13、JHW79-14、JHW79-15、JHW79-16、JHW79-45、JHW79-46	22

3.2.3.2 总体布局

本项目建设内容包括新建 12 座平台（76 口井）、新建 1 座单井拉油站（JHW85-71）、5 口井钻试转产能（J10038_H、J10039_H、J10027_H、JHW07121、J10018_H），总计部署 82 口井；新建计量站 9 座；页岩油联合站站内预留区域新建压裂返排液除油预处理系统 1 套；新建管线 7382.9m，新建道路 2738.89m，新建产能 68.2×10^4 t。本项目总平面布置见下图。

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

本项目总计部署 82 口井，其中 5 口井钻试转产能，新钻 77 口采油井，平均井深 5787m，钻井总进尺 445599m，均为水平井，井身结构均为二开。

表 3.3-1 新钻井基本情况

平台号		井号	井数/口
85	85	JHW85-71	1
79	79	JHW79-46、JHW79-16、JHW79-45、JHW79-15、JHW79-44、JHW79-14、JHW79-43、JHW79-13、JHW79-42、JHW79-12、JHW79-41、JHW79-11	12
78	78	JHW78-44、JHW78-14、JHW78-43、JHW78-13、JHW78-42、JHW78-12、JHW78-41、JHW78-11	8
75	75	JHW75-42、JHW75-41	2
64	64	JHW64-15、JHW64-14、JHW64-13、JHW64-12、JHW64-11	5
63	63	JHW63-15、JHW63-35、JHW63-14、JHW63-34、JHW63-13、JHW63-33、JHW63-12、JHW63-32、JHW63-11、JHW63-31	10
62	62B	JHW62-46、JHW62-45、JHW62-44、JHW62-17、JHW62-31	5
	62C	JHW62-43、JHW62-42、JHW62-41	3
61	61C	JHW61-44、JHW61-43、JHW61-42、JHW61-41	4
60	60B	JHW60-18、JHW60-44	2
58	58C	JHW58-38、JHW58-19、JHW58-37、JHW58-18、JHW58-36、JHW58-17、JHW58-35、JHW58-16、JHW58-34	9
57	57C	JHW57-111、JHW57-411、JHW57-32、JHW57-110、JHW57-410、JHW57-31、JHW57-19、JHW57-49	8
	57D	JHW57-114、JHW57-35、JHW57-113、JHW57-413、JHW57-34、JHW57-112、JHW57-412、JHW57-33	8
合计			77

(1) 井身结构

本次新钻井 77 口，均为水平井，均采用二开井身结构设计。

水平井井身结构：

一开采用Φ311.2mm 钻头钻至齐古组中部，钻穿上部砂岩段、进入褐色稳定泥岩段表完（井深约 1500m），下入Φ244.5mm 表层套管，水泥浆返至地面，封隔上部疏松易塌地层。

二开采用Φ215.9mm 钻头钻至完钻井深，下入Φ139.7mm 油层套管，水泥浆返至表套鞋以上 200m。

本项目井身结构示意图详见图 3.3-1。

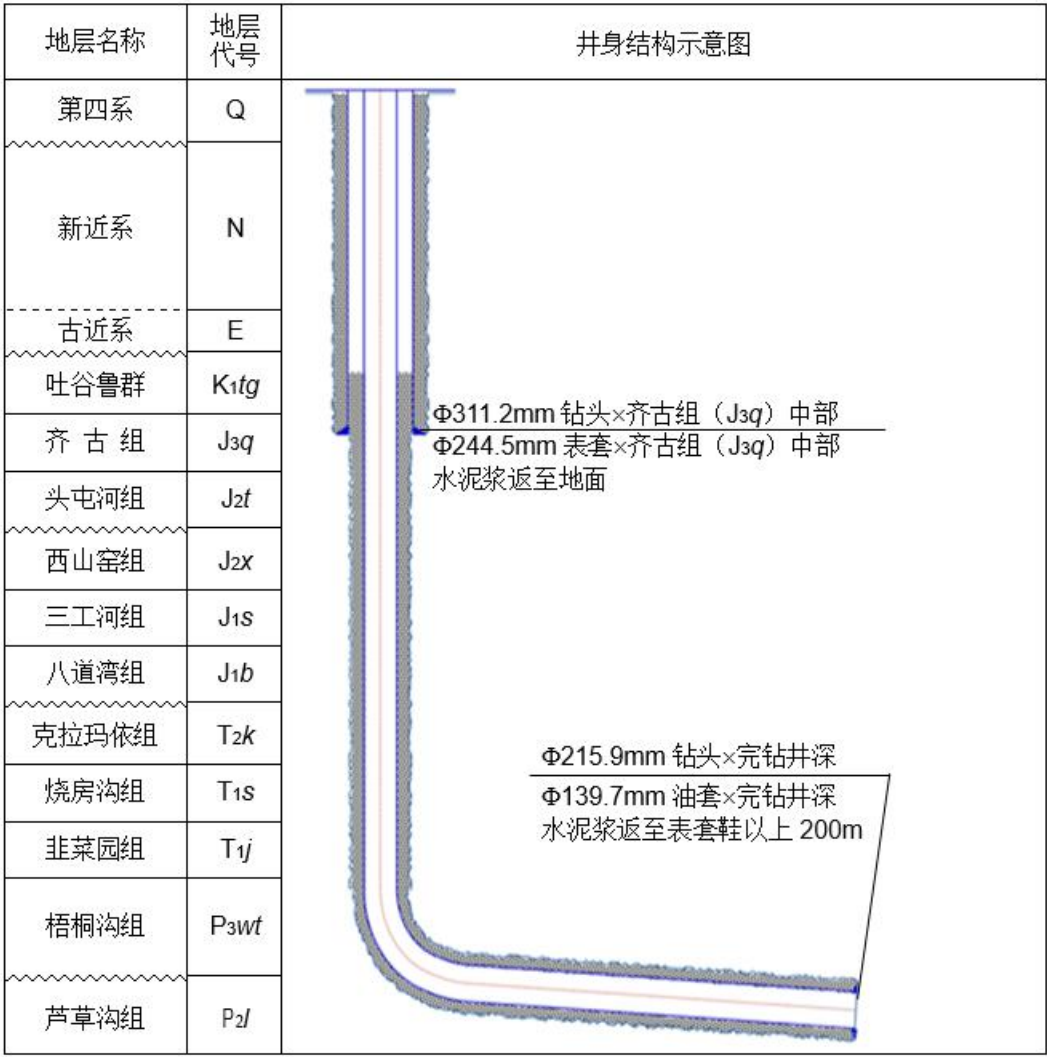


图 3.3-1 井身结构示意图

（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（备用电源，停电时使用）、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		净空高度≥7m
二	井架		JJ450/45-K8	4500		1 台
三	提升系统	绞车	JC-70-09			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		DQ70D	4500		
五	转盘		ZP375			开口直径 952.5mm
六	循环系统配置	钻井泵 1#	F1600HL		1193	1 台
		钻井泵 2#	F1600HL		1193	1 台
		钻井泵 3#	F1600HL		1193	1 台
		钻井液罐				循环罐总容积 350m ³ 储备罐总容积 240m ³
		搅拌器	NJ-15	叶片直径 600mm		12 个
七	钻机动力系统	柴油机 1#	G12V190PILG-3		810	1 台
		柴油机 2#	G12V190PILG-3		810	1 台
		柴油机 3#	G12V190PILG-3		810	1 台
		柴油罐				1 个, 30m ³
八	发电机组	发电机 1#	C15		320	1 台
		发电机 2#	G12V190ZLD1		700	1 台
		发电机 3#	G12V190ZLD1-2		500	1 台
		MCC 房	HH70LDB			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 40m³/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	二开	环形防喷器	FH35-35		1套
			单闸板防喷器	FZ35-35		1套
			双闸板防喷器	2FZ35-35		2套
			节流管汇	JG-35		1套
			压井管汇	YG-35		1套
		控制装置		FKQ3204		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			≥1套
十四	液压大钳		ZQ203/125			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 789m³, 钻井液循环利用率>90%。本项目新建 77 口井钻井液用量总计 60753m³, 其中水基钻井液用量 19635m³, 油基钻井液用量 41118m³。

一开钻井液:

1) 钻井液体系: 钾钙基有机盐钻井液体系

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

二开钻井液:

1) 钻井液体系: 白油基钻井完井液体系

2) 配方提示: 75:25 (白油:30%CaCl₂ 水溶液)+2%~2.5%主乳化剂+2%~2.5%辅乳化剂+1%~1.5%润湿剂+2%~3%有机土+2.5%降滤失剂+1.5%CaO +2%封堵剂+1%絮凝剂+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（一开钻井液）

密度 (g/cm ³)	粘度 (s)	API 失水 (ml)	泥饼 (mm)	pH	塑性粘度 (mPa·s)	动切力 (Pa)	静切力 (Pa)
1.10~1.42	40~90	≤5	≤1	8~11	10~45	5~15	1~5/2~10

表 3.3-4 钻井液性能指标（二开钻井液）

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)
1.40~1.58	45~90	≤3	25~50	5~15	2~7/3~15	≥400

（4）钻井井场平面布置

本项目新建 77 口采油井，采用单井和平台井的方式进行部署，即：1 口单井和 12 个平台（76 口井）。泥浆不落地系统及泥浆罐位于井场内，井场采用砂石料铺垫。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下图。

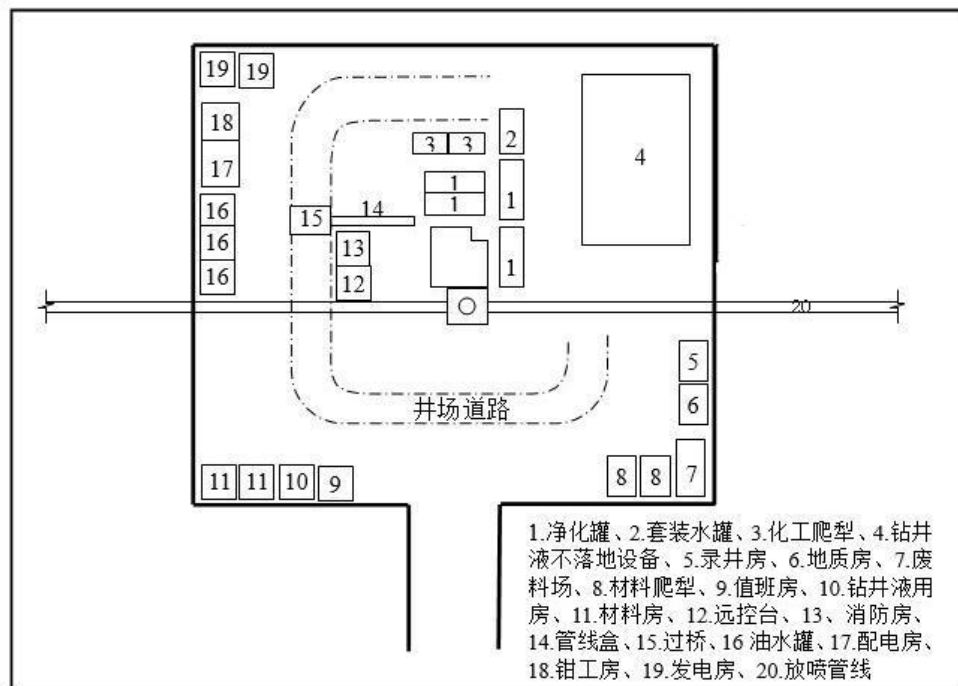


图 3.3-2 井场平面布置示意图

（5）钻井公寓-临时

本项目配套建设临时钻井公寓 1 座，用于项目钻井施工人员生活，占地面积为 34225m²，公寓配有生活污水防渗收集池及若干生活垃圾桶，用于生活污水和生活垃圾集中收集。

3.3.2 采油工程

(1) 采油井口

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 22kW，井口均设管道电加热器，井口采用电伴热带+保温套保温形式，同时设置热洗清蜡接口及安全标示牌。

本项目部署 82 口井，JHW85-71 井为单井拉油，5 口钻试转产能井（J10038_H、J10039_H、J10027_H、JHW07121、J10018_H）为单井密闭集输，其余 76 口井为平台井，其中 57C 平台 8 口井，57D 平台 8 口井，58C 平台 9 口井，60B 平台 2 口井，61C 平台 4 口井，62C 平台 3 口井，62B 平台 5 口井，63 号平台 10 口井，64 号平台 5 口井，75 号平台 2 口井（2 井式采油平台），78 号平台 8 口井，79 号平台 12 口井。

2 井式采油平台：75 号平台为 2 井式采油平台，采油平台有 2 口井，即：JHW75-42 井和 JHW75-41 井；采用单井计量、集中加热的方式，每口采油井新建 1 座单井计量装置，采油平台上新建 1 座 80kW 电加热器。采油井出液先经计量装置计量后混合进入 80kW 电加热器，经加热后进入集输系统。

(2) 完井及投产工艺

本项目水平井选用套管注水泥固井完井。采用 $\Phi 139.7\text{mm}$ 套管注水泥固井完井，采用 KY105/78-65 井口，生产管柱采用 $\Phi 73\text{mm} \times 5.51\text{mm}$ N80 平式油管。

(3) 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。

(4) 清蜡方式

自喷期在未下入生产管柱柱时，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周期期及清蜡深度进行调整，以不影响油井正常生产为为原则。

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	82	座	DN65 105MPa
2	投捞式电潜螺杆泵	82	台	
3	电加热器	82	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 JHW85-71 采油井较为偏远，采用单井拉油方式进行生产；剩余 76 口采油井为平台井，其中 74 口平台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；2 口平台井，即 75 号平台（JHW75-41 井、JHW75-42）因井数较少，采用单井计量、一级布站方式进行生产，即：采油井→联合站的集输工艺流程；5 口钻试转产能井（J10038_H、J10039_H、J10027_H、JHW07121、J10018_H）采用单井计量密闭进集输系统；页岩油联合站站内新建压裂返排液除油预处理系统 1 套。

（1）计量站

本项目新建 9 座计量站均位于 9 座采油平台内，其中新建 79 号平台、63 号平台、61C 平台和 58C 平台计量站分别设 1 座 12 井式液量含水计量装置，78 号平台、64 号平台、62B 与 62C 平台、57C 平台、57D 平台计量站分别设 1 座 8 井式液量含水计量装置。

在新建每座计量站上设 1 台电加热装置进行集中加热，根据水力、热力计算，需将计量装置来液从 20℃加热至 33℃，单口井需要加热负荷 27.3kW。

计量站内工艺流程为：单井来气液先进多通阀撬/液量含水自动计量装置，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加热装置进行加热，加热后通过集油干支线输至页岩油联合站进行处理。

表 3.3-6 计量站工程量表

序号	项目名称	数量	单位
1	12 井式液量含水自动计量装置（316L 不锈钢材质）	4	座
2	8 井式液量含水自动计量装置（316L 不锈钢材质）	5	座

（2）单井拉油站

JHW85-71 采油井新建 1 座单井拉油站，站内设 LE0.8×2.4-1.6 生产分离器 1 台、60m³ 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进入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。生产分离器、60m³ 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。

表 3.3-7 单井拉油站工程量表

序号	项目名称	数量	单位
1	生产分离器（LE0.8×2.4-1.6）	1	台
2	方罐（60m³）	2	座
3	火炬（H=8m；DN50）	1	座

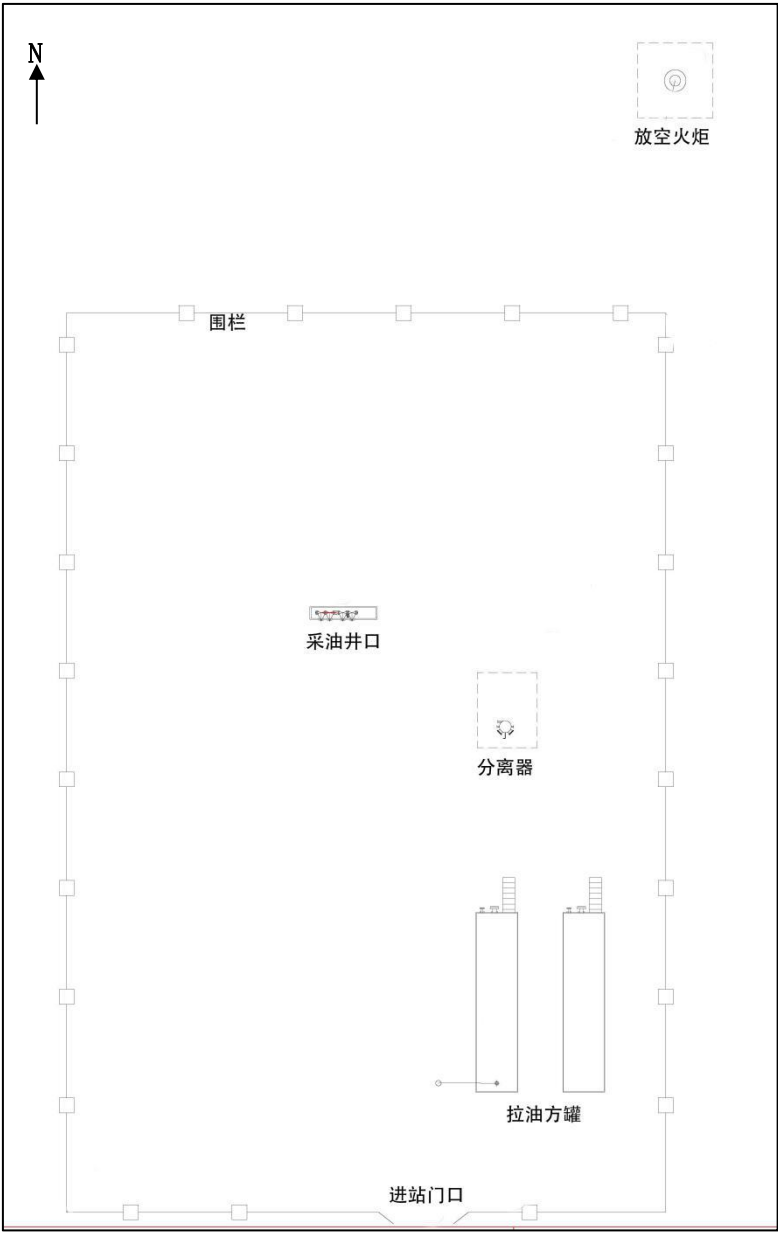


图 3.3-3 本项目单井拉油站平面布置图

单井拉油站工艺流程见下图。

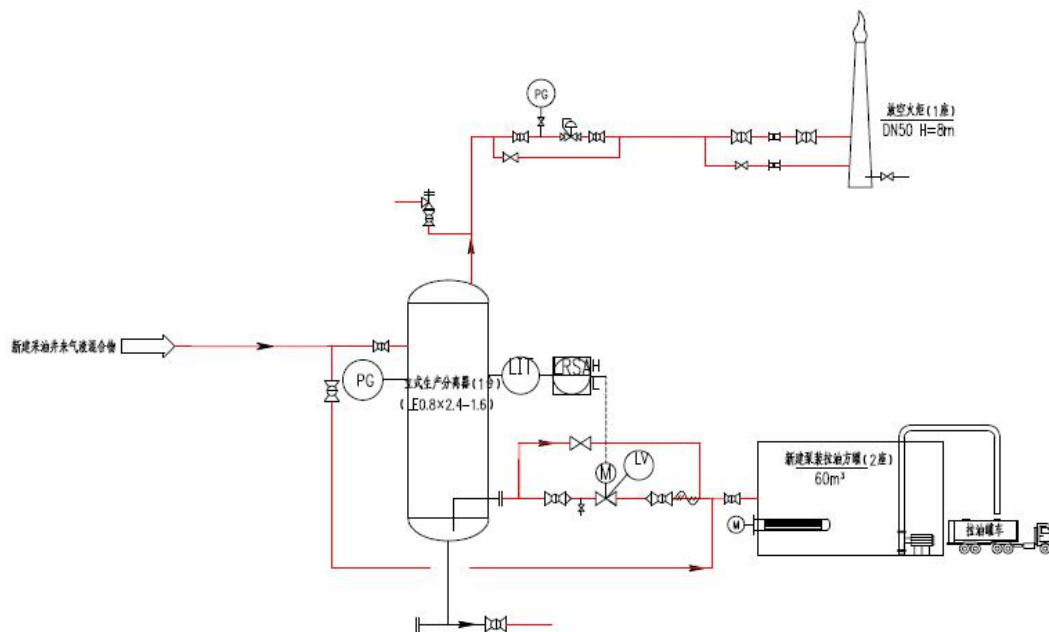


图 3.3-4 单井拉油点流程简图

(3) 集输管线

本项目新建管线总长管线 7382.9m。

新建采油井场内单井出油管道采用 D76×4/316L 无缝钢管，管道保温后埋地敷设，保温层采用 30mm 厚聚氨酯泡沫塑料，防护层采用高密度聚乙烯塑料，管底埋深-1.7m。

新建采油井场外单井出油管道采用 DN65 2.5MPa 柔性复合管（II型），要求热洗温度 $\leq 90^{\circ}\text{C}$ ，热洗时间 < 5 小时，管道自带保温层，埋地敷设，管底埋深-1.7m。

新建集油干支线采用 DN100/150/200 3.5MPa 高压玻璃纤维管线管（耐温 70°C ），管道保温后埋地敷设，保温层为 30mm 厚聚氨酯泡沫塑料，防护层采用高密度聚乙烯塑料，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。

(4) 页岩油联合站压裂返排液除油预处理

①工艺流程

为降低冬季运行期间压裂返排液储存池内油层厚度，减少隔油池内老化油含量，原油系统三相分离器出压裂返排液进行除油预处理后，再进入压裂返排液储

存池，本次在已建页岩油联合站站内预留压裂返排液处理装置区内新建压裂返排液除油预处理系统 1 套。

新建压裂返排液除油预处理系统规模为 2100m³/d，压裂返排液除油预处理工艺流程见下图。

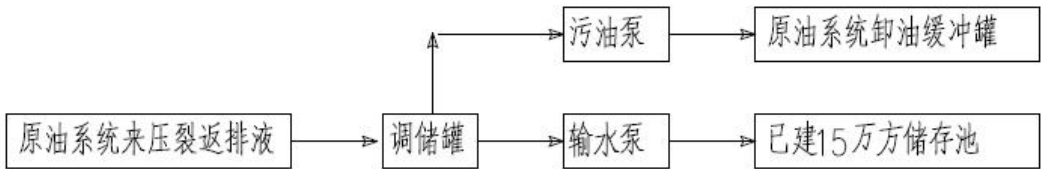


图 3.3-5 压裂返排液除油预处理工艺流程

原油系统来压裂返排液（ $T>30^{\circ}\text{C}$ 、油 $\leq 1000\text{mg/L}$ 、悬浮物 $\leq 300\text{mg/L}$ ）进入新建调储罐，在装置内经除油集配水装置均匀布水，沉降分离，通过油水界面仪检测上部油层厚度，装置内上部浮油经收油槽收集后，油层厚度不超过 0.8m，污油定期通过污油泵提升至原油系统卸油缓冲罐，重力沉降分离出浮油和部分悬浮物的压裂返排液（ $T>30^{\circ}\text{C}$ 、油 $\leq 200\text{mg/L}$ 、悬浮物 $\leq 150\text{mg/L}$ ）经集水装置集水后通过新建输水泵提升至站外已建 15 万方压裂返排液储存池池内压裂返排液经第三方水处理装置处理后用于单井压裂液复配水源，废水不外排。

②主要工艺设备

A、调储除油装置

新建 2 座 1000m³ 调储罐，进行水质水量调节，并具有一定的除油除悬浮物功能，2 座调储罐正常情况下并联使用。新建调储罐罐内设集配水、除油、排泥等内构件，罐内采用导热油伴热保温。主要参数如下：

罐直径 D=11.3m	进水含油 $\leq 1000\text{mg/L}$	进水悬浮物 $\leq 300\text{mg/L}$
罐高 H=10.9m	出水含油 $\leq 200\text{mg/L}$	出水悬浮物 $\leq 150\text{mg/L}$

B、机泵

新建输水泵 2 台，1 用 1 备，泵型为离心泵，单台参数 $Q=80\text{m}^3/\text{h}$ ， $H=40\text{m}$ ， $N=18.5\text{kW}$ 。

新建污油泵 2 台，1 用 1 备，泵型为螺杆泵，单台参数 $Q=5\text{m}^3/\text{h}$ ， $H=60\text{m}$ ， $N=1.5\text{kW}$ 。

3.3.4 配套工程

3.3.4.1 管线防腐及保温

本项目新建采油井场内单井出油管道采用 D76×4/316L 无缝钢管，管道保温后埋地敷设，保温层采用 30mm 厚聚氨酯泡沫塑料，防护层采用高密度聚乙烯塑料，管底埋深-1.7m。

新建采油井场外单井出油管道采用 DN65 2.5MPa 柔性复合管（II型），管道自带保温层，埋地敷设，管底埋深-1.7m。

新建集油干支线采用 DN100/150/200 3.5MPa 高压玻璃纤维管线管，管道保温后埋地敷设，保温层为 30mm 厚聚氨酯泡沫塑料，防护层采用高密度聚乙烯塑料，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。

3.3.4.2 供水工程

本项目用水主要为建设期施工人员生活用水及管道试压用水，运营期井下作业用水；其中建设期生活用水量总计 2102.1m³，管道试压用水 905m³，水源来自红旗农场供水点；运营期井下作业用水量总计 3690m³，井下作业用水（压裂液复配用水）使用页岩油联合站站外第三方处置单位处理后的净化污水。

3.3.4.3 供配电

本项目建设期钻井及运营期用电电源引自油区已建 110kV 变电站供电系统，钻井井场柴油机为备用电源，用于停电应急使用。

3.3.4.4 采暖通风

本项目冬季不施工，建设期不涉及供热，运营期采用电加热。

3.3.4.5 道路

本项目新建道路总长 2738.89m，包含油区干线道路及平台间连接道路。道路起点为油区范围内已建道路，终点为采油平台、计量站、单井拉油站和单井，道路走向基本呈由南向北。

3.4 依托工程及可行性分析

本项目平台井及单井井口采出液经管输输送至页岩油联合站，单井拉油站井口采出液由罐车拉运至页岩油联合站，采出液均由联合站进行处理，处理合格的原油与吉 7 井区净化油混合输至北三台油库；井下作业废水及废洗井液均集中收

集在专用储罐中，由罐车拉运至页岩油联合站站外第三方单位处置场地内进行处理；压裂返排液（采出水）经站内压裂返排液除油预处理系统处置后管输至站外第三方单位处置场地内进行处理，处理达标后用于单井压裂液复配水源；平台井伴生气在页岩油联合站站内进行处置，单井拉油站伴生气在拉油站内通过火炬燃烧放空处置；含油污泥等危险废物委托克拉玛依博达环保科技有限公司/克拉玛依金鑫油田环保工程有限公司处置；施工过程产生的生活垃圾送至吉木萨尔县生活垃圾填埋场处置，施工过程产生的生活污水送至吉木萨尔县污水处理厂进行处置。废润滑油采用专用收集桶收集后，拉至页岩油联合站进行处置。

3.4.1 页岩油联合站依托可行性分析

3.4.1.1 项目基本概况

本项目原油、伴生气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），2020年11月建成已投产，2021年10月28日完成环境保护竣工验收。

页岩油联合站工艺主要为原油处理系统、压裂返排液处理系统、伴生气处理系统和外输系统。其中原油处理设计规模为 $100 \times 10^4 \text{t/a}$ ，实际处理规模 $40 \times 10^4 \text{t/a}$ ，采用“热电化学沉降脱水”工艺；天然气处理站设计处理规模 $10 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，实际处理规模 $2.83 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，采用“分子筛脱水+丙烷外冷”工艺；压裂返排液（采出水）及井下作业废水依托页岩油联合站站外第三方处置单位进行处理，主要采用预处理单元、气浮分离单元、过滤器装置进行处置，设计处理规模 $4500 \text{m}^3/\text{d}$ ，实际处理规模 $1800 \text{m}^3/\text{d}$ 。原油外输系统设计规模 $260 \times 10^4 \text{t/a}$ ，实际外输规模 $83 \times 10^4 \text{t/a}$ ；

（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 $100 \times 10^4 \text{t/a}$ （2列装置，最大处理能力可达 $140 \times 10^4 \text{t/a}$ ），目前处理量为 $40 \times 10^4 \text{t/a}$ 。采用“热电化学沉降脱水”工艺，集油区密闭集输来气液混合物（ $40^\circ\text{C} \sim 45^\circ\text{C}$ ， 0.4MPa ）与卸油缓冲罐来液

（ $40^\circ\text{C} \sim 45^\circ\text{C}$ ， 0.4MPa ）在进站管汇混合后，先进三相分离器，分离出来的低含水原油（ $40^\circ\text{C} \sim 45^\circ\text{C}$ ）添加破乳剂后进入多功能处理装置。原油在多功能处理装

置内经加热（60℃）、化学脱水和电脱水后出净化油进入外输系统。三相分离器及多功能处理油气水分离段分离出的伴生气经除油器除油、天然气处理装置处理后供站内使用。三相器分离出的水去压裂返排液处理装置，处理合格后用于压裂液复配；多功能处理装置分离出的水与卸油台来液在卸油缓冲罐混合后回掺至进站管汇。

页岩油联合站处理后净化油和吉祥联合站净化原油混合后通过管道输送至北三台油库，净化油外输系统规模为 $260\times 10^4\text{t/a}$ ，目前外输量为 $83\times 10^4\text{t/a}$ 。页岩油联合站至北三台油库的外输管道规格为 $D273\times 7.1/L450\text{M}$ ，长度为 35km。外输系统主要流程为：页岩油联合站多功能处理装置处理后净化油与吉祥联合站来净化油混合进入压力缓冲罐进行缓冲，然后经外输泵增压、换热器换热、计量后输送至北三台油库。

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。

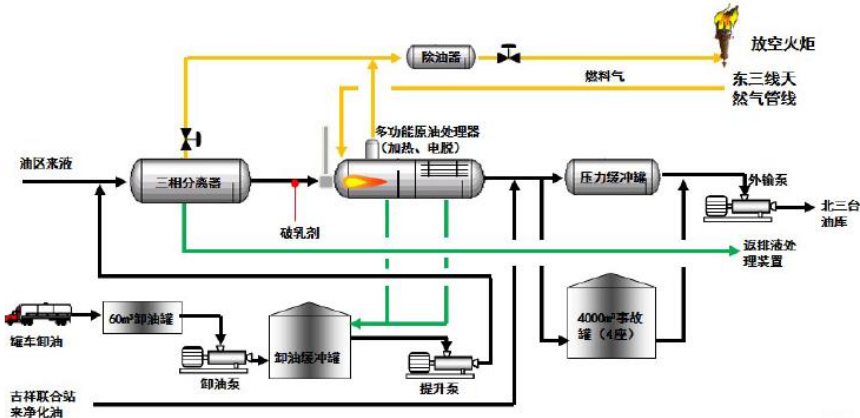


图 3.4-1 页岩油联合站原油处理工艺路程示意图



图 3.4-2 原油外输流向示意图

原油处理及外输系统主要设备见下表。

表 3.4-1 页岩油联合站原油处理及外输系统主要设备一览表

序号	设备名称	单位	数量
原油处理系统主要设备			
1	D3m×16.8m-0.6 三相分离器橇	座	2
2	D1.6m×6.4m-0.6 天然气除油器橇	座	2
3	D4m×30m-0.6 多功能处理装置橇（3000kW）	座	2
4	4000m ³ 事故罐	座	4
5	1000m ³ 卸油缓冲罐	座	2
6	4 车位卸油台	座	1
7	60m ³ 卸油罐	座	2
8	卸油泵 Q=120m ³ /h H=60m N=37kW	台	2
9	提升泵 Q=120m ³ /h H=60m N=37kW	台	2
10	回脱泵 Q=60m ³ /h H=60m N=15kW	台	2
11	污油泵 Q=30m ³ /h H=60m N=11kW	台	1
12	加药装置	座	1
13	放空系统	套	1
14	排污池 200m ³	座	1
15	2300kW 导热油炉	台	2
原油外输系统主要设备			
16	外输泵：双螺杆泵 Q=120m ³ /h，P=8.0MPa	台	4
17	U 型管换热器 DN800 PN 16/100 A=125m ²	台	2
18	原油外输管道：D273×7.1/L450M	km	35

（2）天然气处理系统

油区页岩油联合站天然气处理系统设计处理规模 $10 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，目前实际处理气量约为 $2.83 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。采用“分子筛脱水+丙烷外冷”工艺。页岩油联合站来伴生气（0.15~0.25MPa，20~40℃）经进站分离器分离出所携带液滴后，进入螺杆压缩机进行增压，增压后的伴生气依次进入脱硫橇、分子筛脱水橇进行脱硫脱水处理，脱水后的干气进混烃回收橇与低温干气换热，进丙烷外冷橇制冷后进入混烃回收橇低温分离器进行气液分离，分离出的低温干气与分子筛出口原料气换热，复热后的干气去自用气计量调压橇计量调压后供站内自用。

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

目前，因天然气处理系统来气仅能满足站内自用，无多余净化气输至东三线天然气管道，故往复式压缩机橇及外输气计量橇暂未投运。

天然气处理系统主要设备见下表。

表 3.4-2 页岩油联合站天然气处理系统主要设备一览表

序号	设备名称	规格	单位	数量
1	进站分离橇	$3 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ；进气压力 0.15~0.35MPa（G）	座	1
2	螺杆压缩机橇	$3 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ；操作弹性 10%~120% P 进=0.15~0.35 MPa（G）；P 出=1.0~1.2 MPa（G）	座	1
3	脱硫橇	$3 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ； 脱硫后的天然气（伴生气）中硫化氢含量 $\leq 6\text{mg}/\text{m}^3$	座	1
4	分子筛脱水橇	$3 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ； 脱水后产品气在 4.0MPa 下水露点 $\leq -5^\circ\text{C}$	座	1
5	混烃回收橇	$3 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ； 精馏后混烃：37.8℃下，混烃蒸气压 $\leq 1.38\text{MPa}$	座	1
6	丙烷外冷橇	$3 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ；进气压力 1.0~1.2MPa（G）	座	1
7	往复压缩机橇	$3 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ；操作弹性 10%~100% P 进=1.0~1.2 MPa（G）；P 出=2.5~4.0 MPa（G）	座	1
8	混烃储罐橇	19m^2	座	2
9	定量装车橇	灌装能力 $10\text{m}^3/\text{h}$ ；设计压力 1.8 MPa（G）	座	1
10	排污罐橇	5m^3	座	1
11	自用气调压计量橇	2 路 $0.1 \sim 2.0 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ；P 出=0.2~0.3MPa（G）	座	1
12	外输气计量橇	$0.5 \sim 3.0 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$	座	1

（3）压裂返排液处理及外输系统

吉庆油田作业区目前委托第三方在页岩油联合站 15 万方压裂返排液池子旁开展返排液处理试验，处理规模为 $4500\text{m}^3/\text{d}$ ，目前处理量为 $1800\text{m}^3/\text{d}$ ，处理后净化水储存在联合站外 15 万方压裂返排液池和租用联合站旁当地 1 座 60 万方水池进行储存，处理后净化水进行复配压裂液水源，页岩油联合站至吉祥联合站净化水外输规模为 $4500\text{m}^3/\text{d}$ 。工艺流程如下：

原油系统压裂返排液来水→本次在联合站站内预留处新建压裂返排液除油预处理装置→本次新建输水泵提升→站外已建 15 万方压裂返排液池→污水提升泵→第三方处理装置→净化水罐→净化水提升泵→压裂配液。

本项目产生的井下作业废水、压裂返排液（采出水）依托页岩油联合站站外第三方处置单位——辽宁华孚环境工程股份有限公司（简称辽宁华孚）。第三方机构服务地点为吉庆油田作业区所辖区域。

辽宁华孚环境工程股份有限公司（简称辽宁华孚）：该公司成立于 1998 年 12 月 23 日，统一社会信用代码 912111000122450843E，经营范围主要为环保产品开发、研制、生产、销售与技术转让；污水处理相关产品销售及技术服务、工业废水处理甲级、污水处理设备维修；钻井泥浆、压裂返排液处理设备制造、服务；环境污染治理设施运营；污水处理相关产品销售及技术服务等业务（营业执照见附件）；该公司为中国石油新疆油田分公司市场准入单位（市场准入证件附件）。该公司设计处理规模为 3500m³/d, 127×10⁴m³/a, 实际处理能力为 1500m³/d, 54.3×10⁴m³/a。主要设备见下表。

表 3.4-3 主要设备清单

位置	设备名称	型号	数量	单位
加药间	加药泵减变速机	UOYB1.5-C1/2.5-80F	3	台
	兴龙单螺杆泵加药泵	XGO35BO1JM -2.4M3/N	3	台
	加药泵电机	YB3-90J-4 1.5KW	3	台
	加药罐		6	个
	搅拌机减速器	V0TB1.5-C1/2.5-80F	6	台
	搅拌机电机	TYPE YB2-100L 1-4 2.2KW	4	台
	压力表	1.6	4	块
	配电柜	CBP51-5K25XXG,CBP51-3K80XXG	4	组
气浮设备	溶气泵		1	台
	溶气泵电机	TYPB YB2-132S2-2W 7.5KW	1	台
	来水提升泵电机	YBX3-132S1-2 55KW	1	台
	来水提升泵、离心泵	LSW100-100	1	台
	压力表	0~1.6Mpa	1	台
	气浮机	ADNF-500	1	台
	刮渣机减速器	MB04B0.25/LP55-120-1-11	1	台

位置	设备名称	型号	数量	单位
	刮渣机电机	YB3 71M-4 0.25KW	1	台
	防暴动力配电箱	BSC-T	4	台
过滤系统	过滤提升泵、离心泵	LSW100-200	1	台
	过滤提升泵电机	YBX3-180M-4 22kw	1	台
	反洗提升泵	LSW200-315L	1	台
	反洗提升泵电机	YBX3-25M-4 55KW	1	台
	过滤吸水箱	50m ³	1	座
	压滤机	YLH15-03	1	座
	螺丝风机电机	YB3-180-4	1	台
	多介质过滤器	3200X4800	2	台
	双滤料过滤器	3200X4800	1	台
	螺杆泵	YBX3-132M-4	1	台
	压滤机	YB2-160M-4	1	台
混凝沉降	搅拌电机器	YB3-80M2-4 0.75KW	6	台
	混凝沉降箱	不详	3	组

利用预处理单元、气浮分离单元、过滤器装置等，对压裂返排液井下处置，针对返排液特性制定返排液水质净化处理，对净化水处理过程进行跟踪（含油、悬浮物、腐生菌、铁细菌、硫酸盐还原菌）、及时根据预处理单元进口水质情况调整药剂用量浓度、调控预处理单元出水、气浮分离单元出水水质，保证过滤器出水（各节点含油、含悬浮物指标符合返排液处理设计指标要求）水质达标，进行处理效果分析并出具分析报告。处理后出水口水质要求：《油田注入水分级水质指标》（Q/SY XJ 0030-2015）、《压裂酸化返排液处理技术规范》（Q/SY 02012-2016），结合吉庆油田作业区地层物性及联合站稀油污水出口指标，要求装置出口水质达到以下要求：含油≤3mg/L、悬浮物≤10mg/L、腐蚀率≤0.076mm/年、硫酸盐还原菌<25 个/mL、腐生菌≤10000 个/mL、铁细菌≤10000 个/mL。水质取样及化验方法按照《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）方法执行。处理后合格污水用于单井压裂液复配水源。

3.4.1.2 依托可行性

页岩油联合站原油处理设计规模为 100×10⁴t/a，天然气处理站设计处理规模 10×10⁴Nm³/d；第三方压裂返排液处理规模 4500m³/d。根据调查，页岩油联合站

已于 2020 年 11 月建成投产，目前实际原油处理能力 $40 \times 10^4 \text{t/a}$ ，天然气处理站处理规模 $2.83 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ；第三方压裂返排液实际处理能力合计约 $1800 \text{m}^3/\text{d}$ 。2021 年 10 月 28 日完成环境保护竣工验收。

本项目部署采油井 82 口，年产液 $151.5 \times 10^4 \text{t}$ ，年产油量 $68.2 \times 10^4 \text{t}$ ，年产气量 $808.2 \times 10^4 \text{m}^3$ ($24490.9 \text{m}^3/\text{d}$)，年产水量（包含井下作业废水、压裂返排液-采出水和废洗井液） $83.57 \times 10^4 \text{m}^3$ ($2532.42 \text{m}^3/\text{d}$)，页岩油联合站及第三方处置单位处理能力可以满足本项目需求；本项目原油处理后外输至北三台油库，天然气经处理后外输，压裂返排液处理后用作该区域范围内单井压裂液复配水源，进行综合利用，不外排；因此依托可行。

3.4.2 克拉玛依博达环保科技有限公司依托可行性分析

3.4.2.1 基本情况

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

克拉玛依博达环保科技有限公司于 2006 年开始建设，有《危险废物经营许可证》、《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。

克拉玛依博达环保科技有限公司原设计处理能力为 $100 \text{m}^3/\text{d}$ ，追加投资将处理规模扩大至 $300 \text{m}^3/\text{d}$ ，并委托中勘冶金勘察设计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 $50\text{m} \times 70\text{m} \times 6\text{m}$ 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生态环境厅颁发的《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 82 口采油井全部投产后预计年含油污泥最大产生量为 6189.83t/a，油基岩屑 30196.32m³，完全在博达公司的处理能力范围内，该公司将危废中废油分离出来，残渣综合利用用于油区内部道路、铺垫井场等，废油进行回收利用；因此项目依托可行。

3.4.3 克拉玛依金鑫油田环保工程有限公司依托可行性分析

3.4.3.1 基本情况

克拉玛依金鑫油田环保工程有限公司（简称金鑫环保），是由四川仁智油田技术服务股份有限公司与克拉玛依市金鑫科技有限公司共同注资成立的合资公司，于 2015 年 1 月 22 日正式注册成立，该公司将金鑫科技在钻井液领域与仁智油服在环保领域 11 年经验及技术优势充分融合，形成了具有自身优势的一体化环保服务技术，是一家集油气田固废、液废专业处理与工艺设计、建设施工、运营管理于一体的技术能力服务公司；并与国内相关污油泥无害化处理的科研院所、企业在技术开发方面建立起了合作关系，对污油泥无害化处理技术进行了深入的调查研究，并一直针对不同地区、不同种类、不同组成的油田岩屑、污油泥做不断的无害化处理试验，在基于以上研究成果的基础上提出 8 万吨/年热脱附法处理含油岩屑（污泥）项目，最大化地发挥企业技术特长，以发挥公司的技术、装备优势，为油田生产及环保治理赢得更好的社会效益和环境效益，推动油田生产的全过程清洁生产进步。

2015年11月金鑫环保委托新疆化工设计院有限责任公司承担《克拉玛依金鑫油田环保工程有限公司8万吨/年热脱附法处理含油岩屑（污泥）项目环境影响报告书》的环境影响评价工作，2016年8月31日，获得原新疆维吾尔自治区环境保护厅的审批，批复文号：新环函〔2016〕1268号，2016年12月建成，2017年2月正式投入试生产。2019年11月25日，完成竣工环境保护验收，文号：新环审〔2019〕302号。

金鑫环保建设规模为年处理8万吨含油岩屑（污泥）撬装生产线，采用间接热脱附（OSTDS）技术，属于热解析处理，主要通过加热蒸发的物料过程实现油与固体的分离。

3.4.3.2 依托可行性

克拉玛依金鑫油田环保工程有限公司具有自治区生态环境厅颁发的《危险废物经营许可证》（编号6502030052）（有效期2021年8月6日至2026年8月5日，危险废物经营类别HW08），年处理能力8万t/a。本项目82口采油井全部投产后预计年含油污泥最大产生量为6189.83t/a，油基岩屑30196.32m³，完全在金鑫环保的处理能力范围内，该公司将危废中废油分离出来，残渣综合利用于油区内部铺垫井场等，废油进行回收利用；因此项目依托可行。

3.4.4 吉木萨尔县生活垃圾填埋场依托可行性分析

3.4.4.1 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21.94×10⁴m²，其中近期为7.0×10⁴m²，远期约10.5×10⁴m²，管理站区0.64×10⁴m²，绿化面积3.8×10⁴m²。近期工程设计规模：生活垃圾清运处理量100t/d，总库容63×10⁴m³，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94.5×10⁴m³，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。

3.4.4.2 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项目垃圾处理的需求，可以依托。该垃圾填埋场已于2010年8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》（新环函评价[2010]452号），2015年9月29日昌吉回族自治州环境保护局（现昌吉回族自治州生态环境局）以昌州环函〔2015〕358号文对吉木萨尔县生活垃圾处理工程作出竣工环境保护意见，同意通过竣工环境保护验收。本次环评，施工期产生生活垃圾量为52.6t（1.35t/d），运营期不新增劳动定员故不新增生活垃圾，依托可行。

3.4.5 吉木萨尔县污水处理厂依托可行性分析

3.4.5.1 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 139384.9m²。实际建设规模为处理污水量 3.0×10⁴m³/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 A²/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、BOD₅、NH₃-N、TP 平均去除率均满足设计要求。

3.4.5.2 依托可行性

吉木萨尔县污水处理厂处理能力3.0×10⁴m³/d，实际处理量6000m³/d，目前仍有余量（2.4万m³/d），本项目施工期新增生活污水量1681.68m³（43.12m³/d），运营期不新增劳动定员无新增生活污水，由于新增生活污水量较小，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 建设期工艺流程

(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。

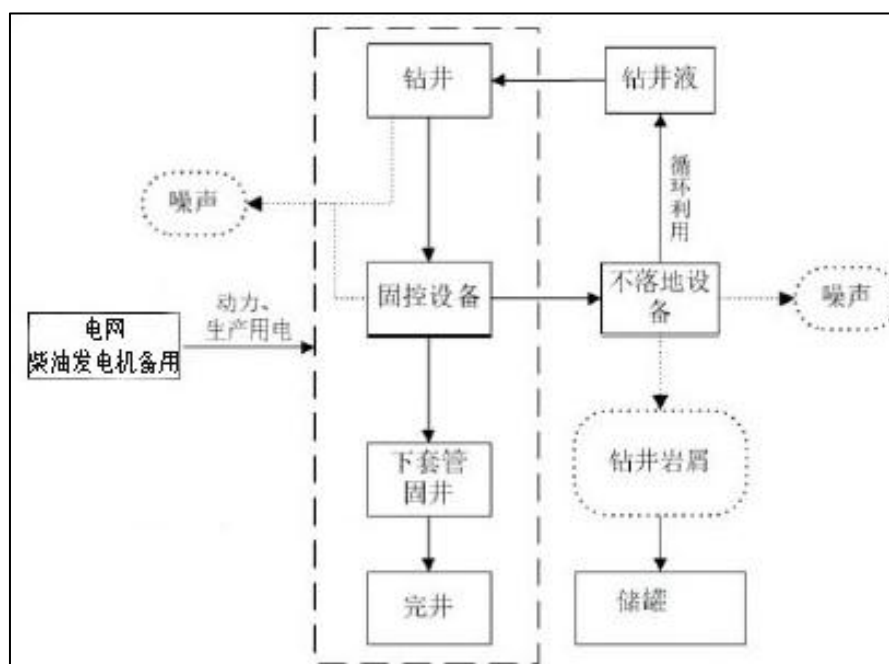


图 3.5-1 钻井施工作业流程及排污节点示意图

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钻井井口产生的水基钻井液及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经不落地系统分离的固相进入储存罐收集后交岩屑处置公司进行处理。

③经岩屑处置公司处理后的水基岩屑检测达到《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，可综合利用。

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。

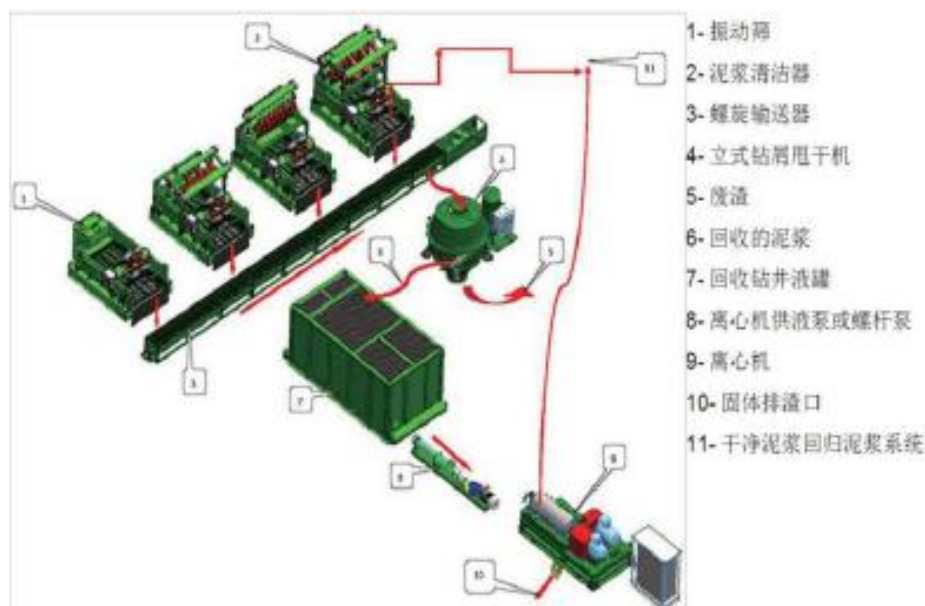


图 3.5-2 泥浆不落地处理系统工艺流程图

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，液相进罐收集回用于钻井，固相油基钻井岩屑，属于 HW08 类危险废物（废物代码：071-002-08），井场设专用收集罐收集后，交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/克拉玛依金鑫油田环保工程有限公司）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-1.7m、-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、无尖锐物的地方。布管过程不允许地面拖拉，以防损坏。

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钻井公寓建设

本项目钻井期新建 1 座钻井公寓，用于钻井施工人员住宿，属临时性营地；该钻井公寓位于页岩油联合站西侧，采用多个板房拼接而成。该公寓设有污水防渗收集池，污水定期清运至吉木萨尔县污水处理厂处置；同时公寓内设生活垃圾箱若干，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。

③页岩油联合站压裂返排液除油预处理

在页岩油联合站站内预留压裂返排液处理装置区新建 2 座 1000m³ 调储罐，增加输水泵 2 台，污油泵 2 台。

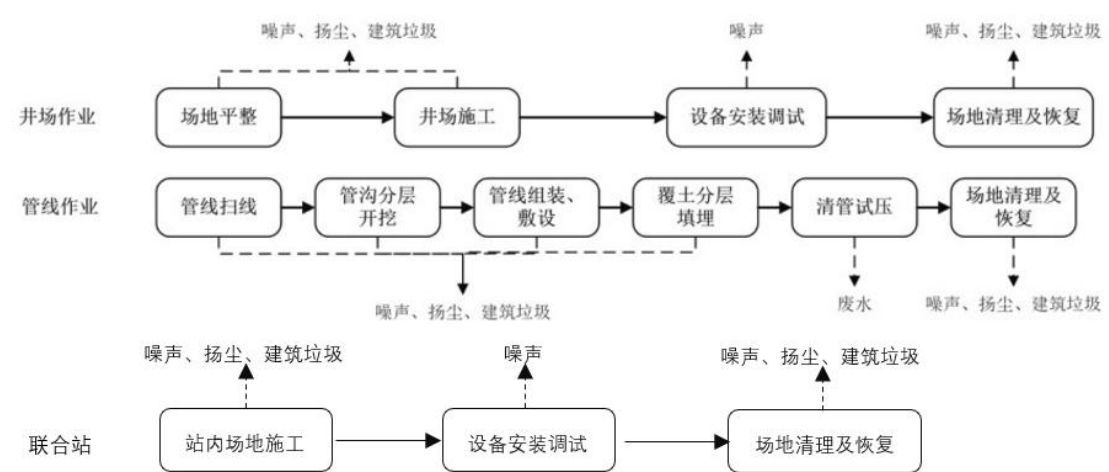


图 3.5-3 地面配套设施施工作业流程及排污节点示意图

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

根据新建采油井的井位分布情况，81 口井采取集输工艺，1 口井采取单井拉油工艺。其中，本次 1 口井，即：JHW85-71 采油井较为偏远，采用单井拉油方式进行生产；74 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。2 口井，即 75 号平台（JHW75-41 井、JHW75-42）因井数较少，采用单井计量、一级布站方式进行生产，即：采油井→联合站的集输工艺流程；5 口钻试转产能单井（J10038_H、J10039_H、J10027_H、JHW07121、J10018_H）接入本次新建的集油管线。

（4）单井拉油

根据新建采油井的井位分布情况，本次新建 JHW85-71 采油井较为偏远，采用单井拉油方式进行生产。

井场设有生产分离器、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）页岩油联合站新建压裂返排液除油预处理系统

为降低冬季运行期间压裂返排液储存池内油层厚度，减少隔油池内老化油含量，原油系统三相分离器出压裂返排液进行除油预处理后，再进入压裂返排液储存池，本次在已建页岩油联合站预留压裂返排液处理装置区内新建压裂返排液除油预处理系统 1 套。

原油系统来压裂返排液进入新建调储罐，在装置内经除油集配水装置均匀布水，沉降分离，通过油水界面仪检测上部油层厚度，装置内上部浮油经收油槽收集后，油层厚度不超过 0.8m，污油定期通过污油泵提升至原油系统卸油缓冲罐，重力沉降分离出浮油和部分悬浮物的压裂返排液经集水装置集水后通过新建输

水泵提升至站外已建 15 万方压裂返排液储存池池内压裂返排液经第三方水处理装置处理后用于单井压裂液复配水源，废水不外排。

3.5.2 环境影响因素分析

本项目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，基本属于建设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	建设施工、车辆碾压等	土壤、植被	建设期
	施工设备、车辆行驶	环境空气	
	施工设备、车辆运输	声环境	
	钻井岩屑（水基、油基）、生活垃圾、施工土方	土壤	
	生活污水、管道试压废水	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、废洗井液、清管废渣	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
	设备噪声	声环境	
	废润滑油	土壤	
单井拉油	放空火炬、无组织挥发	环境空气	运营期
	含油污泥、废洗井液	土壤环境	
	储罐、管线泄漏	土壤、地下水	事故

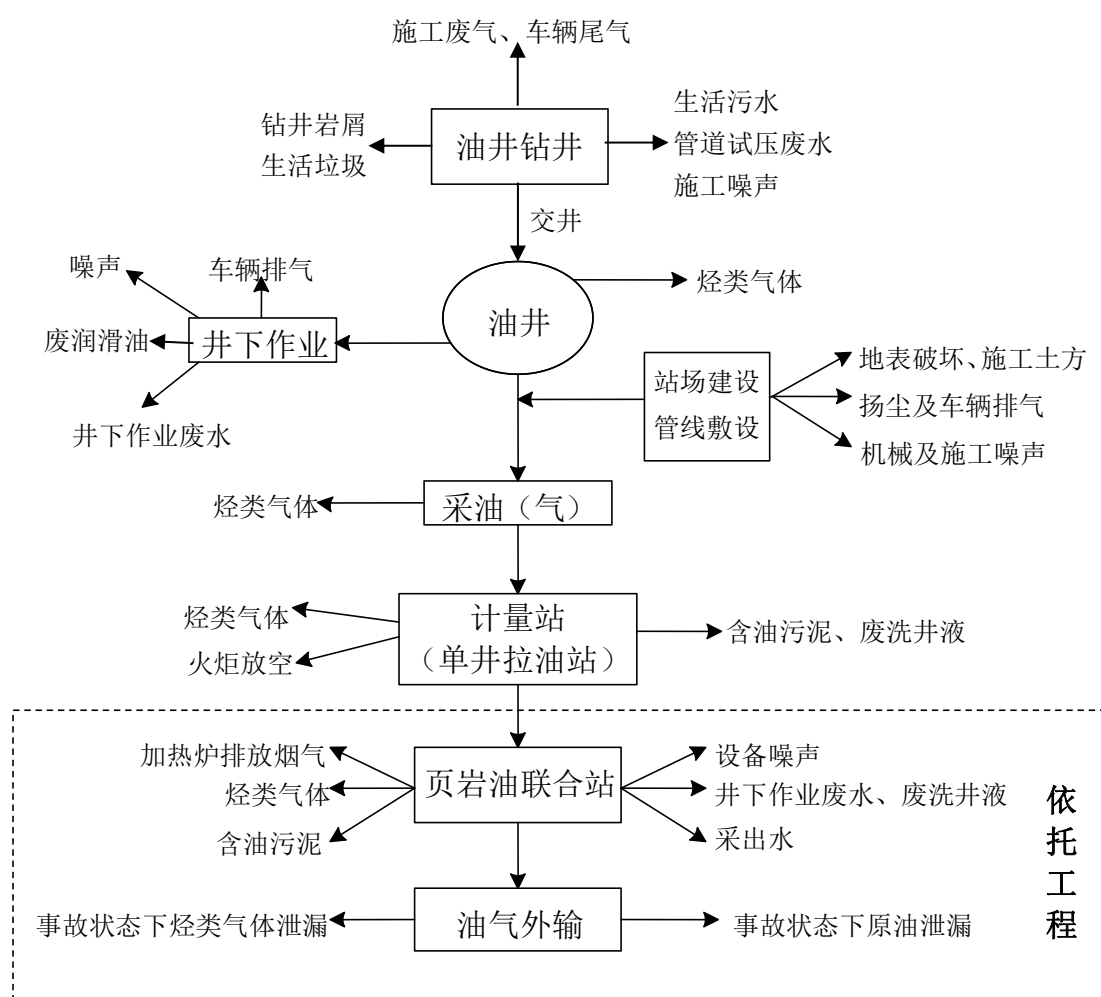


图 3.5-4 本项目开发过程污染物排放流程图

3.5.3 建设期污染源及污染物分析

3.5.3.1 生态影响情况

本项目地面工程主要包括新建采油平台井场 12 座、1 座单井拉油点、5 个钻试转产能井场、新建管线 7382.9m，新建道路 2738.89m 等工程。由于页岩油联合站压裂返排液除油预处理系统位于站内预留地，故不计入本次占地范围。

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。

本项目总占地面积 397094.07m²，其中永久占地面积 137844.91m²，临时占地面积 259249.17m²。项目考虑了工程设计、地理位置、管线及道路走向以及周围环境情况，确定最终占地范围。本项目占地详见下表。

表 3.5-2 项目占地情况一览表

序号	工程内容	占地面积 (m ²)		合计 (m ²)	备注	占地类型
		永久占地	临时占地			
1	采油平台井场、单井井场	120000.00	130688.00	250688.00	12 个采油平台井场, 1 座单井拉油点、5 个钻试转产能井场, 共 82 口井; 79 号平台永久占地 15600m ² ; 78 号平台永久占地 10800m ² ; 75 号平台永久占地 3600m ² ; 64 号平台永久占地 7200m ² ; 63 号平台永久占地 13200m ² ; 62B 号平台永久占地 7200m ² ; 62C 号平台永久占地 4800m ² ; 61C 号平台永久占地 6000m ² ; 60B 号平台永久占地 3600m ² ; 58C 号平台永久占地 12000m ² ; 57C 号平台永久占地 10800m ² ; 57D 号平台永久占地 10800m ² ; JHW85-71 井场永久占地 2400m ² ; JHW07121、J10027-H、J10038-H、J10039-H、J10018-H, 每个井场永久占地 2400m ² 。	特殊灌木林地-公益林、天然牧草地、其他草地、沟渠、农村道路、盐碱地
2	道路	17802.79	5477.72	23280.50	道路长 2738.89m, 宽 6.5m	特殊灌木林地-公益林、灌木林地、其他林地、天然牧草地、其他草地、农村道路、沟渠
3	钻井公寓	0.00	34225.00	34225.00	1 座公寓, 临时占地 185m×185m	天然牧草地
4	阀池	42.12	263.65	305.77	13 个, 永久占地 1.8m×1.8m	特殊灌木林地-公益林、灌木林地、天然牧草地、其他草地、采矿用地
5	管线	0.00	88594.80	88594.80	管线长 7.3829km, 施工宽度 12m	特殊灌木林地-公益林、灌木林地、其他草地、天然牧草地、农村道路、沟渠、盐碱地、采矿用地
合计		137844.91	259249.17	397094.07	-	-

3.5.3.2 废气

本项目建设期产生的废气主要为施工作业产生的扬尘。

本项目井场、站场、管线施工过程中将产生扬尘，主要来自于场地的清理、平整，井场、站场修建中土方的开挖、堆放、回填，施工建筑材料的装卸、运输等过程产生扬尘。

本项目在施工期产生的扬尘将对井场及沿线区域环境造成一定的影响，按起尘的原因可分为风力起尘和动力起尘，其中风力起尘主要是由于裸露的施工区表层浮尘因天气干燥及大风，产生风尘扬尘；而动力起尘，主要是在车辆运输及材料的装卸过程中，由于外力而产生的尘粒再悬浮而造成，其中施工及装卸车辆造成的扬尘最为严重。据有关文献资料介绍，车辆行驶产生的扬尘占总扬尘的 60% 以上。车辆行驶产生的扬尘，在完全干燥情况下，可按下列经验公式计算：

$$Q=0.123(QV/5)/(W6.8)0.85/(0.5P)0.75$$

式中：Q—汽车行驶的扬尘，Kg/km 辆；V—汽车速度，km/hr；

W—汽车载重量，吨；P—道路表面粉尘量，kg/m²。

下表为一辆 10 吨卡车，通过一段长度为 1km 的路面时，不同路面清洁程度，不同行驶速度情况下的扬尘量。由此可见，在同样路面清洁程度条件下，车速越快，扬尘量越大；而在同样车速情况下，路面越脏，则扬尘量越大。因此限速行驶及保持路面的清洁是减少汽车扬尘的有效手段。

表 3.5-3 在不同车速和地面清洁程度的汽车扬尘 单位：kg/辆·km

P 车速	0.1 (kg/m²)	0.2 (kg/m²)	0.3 (kg/m²)	0.4 (kg/m²)	0.5 (kg/m²)	1.0 (kg/m²)
5 (km/hr)	0.0511	0.0859	0.1164	0.1444	0.1707	0.2871
10(km/hr)	0.1021	0.1717	0.2328	0.2888	0.3414	0.5742
15 (km/hr)	0.1532	0.2576	0.3491	0.4332	0.5121	0.8613
25 (km/hr)	0.2558	0.4293	0.5819	0.7220	0.8536	1.4355

施工期扬尘的另一个主要原因是露天堆场和裸露场地的风力扬尘。由于管道施工的需要，一些建材需露天堆放；一些施工点表层土壤需人工开挖、堆放，在气候干燥又有风的情况下，会产生扬尘，其扬尘可按堆场起尘的经验公式计算：

$$Q=2.1(V_{50}-V_0)^3e^{-1.023P}$$

其中：Q——起尘量，kg/吨·年；

V₅₀——距地面 50m 处风速，m/s；

V_0 ——起尘风速，m/s；

W ——尘粒的含水率，%。

V_0 与粒径和含水率有关，因此，减少露天堆放和保证一定的含水率及减少裸露地面是减少风力起尘的有效手段。

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，同时对土方及车辆拉运材料加盖篷布，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，扬尘对周围大气环境质量影响是有限的。

3.5.3.3 废水

建设期废水主要为管道试压废水和生活污水。

(1) 管道试压废水

本项目新建管线7382.9m，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278m³，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。

(2) 生活污水

本项目建设钻井公寓1座，钻井期生活用水量约2102.1m³，排水系数0.8，生活污水产生量约为1681.68m³，其排水水质与居民生活污水相近似，COD_{Cr}浓度350mg/L、NH₃-N浓度30mg/L、SS浓度200mg/L，污染物排放量分别为：0.59t、0.05t、0.34t。钻井公寓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，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）；运输车辆：60dB（A）~90dB（A）。管道、站场等各施工机械设备产生噪声源强为80-100dB（A）。

项目建设期噪声源主要包括钻机、泥浆泵，运输车辆及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。

井场占地施工区域周边 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、钻井岩屑、生活垃圾、施工土方、机械设备废油和含油废弃物。

(1) 钻井泥浆

钻井废弃泥浆的性质由使用的钻井泥浆决定，其产生量随井深改变而变。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：

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

式中：V—排到地面上的泥浆量（m³）；

D—井眼的平均直径（m）（一开：0.3112m，二开：0.2159m）；

h—井深（m）（一开：1500m，二开：4287m）。

计算得知：本项目单井水基泥浆约 191.02m³，单井油基泥浆 312.76m³，本项目部署 82 口井，其中 5 口井钻试转产能，不涉及钻井工程，剩余 77 口井为新钻井，共产生水基泥浆 14708.54m³、油基泥浆 24082.52m³。

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。水基泥浆可用于 2 口及以上井进行循环使用，油基泥浆可用于 3 口及以上井进行循环使用。

(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，m³；

D—井眼平均内径，m（一开：0.3112m，二开：0.2159m）；

h—裸眼长度，m（一开：1500m，二开：4287m）；

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，本项目单井钻井水基岩屑约 250.8 m³，油基岩屑为 392.16m³，本项目部署 82 口井，其中 5 口井钻试转产能，不涉及钻井工程，剩余 77 口井为新钻井，共产生水基岩屑 19317.76m³，油基岩屑 30196.32m³。

水基岩屑经不落地系统处理后，水基岩屑暂存在水基岩屑储罐中，待储罐即将装满时，交由岩屑处置单位进行处理，经处理满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）后综合利用；

油基岩屑经不落地系统处理后，油基岩屑暂存在油基岩屑储罐中，该岩屑属于危险废物（HW08-071-002-08），待储罐即将装满时，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/克拉玛依金鑫油田环保工程有限公司进行处置）进行处置。

（3）生活垃圾

施工期生活垃圾按每人每天产生量 0.5kg/d 计，本项目施工期生活垃圾产生量为 52.6t。钻井公寓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）施工土石方

本项目施工土方主要由埋地敷设管线开挖、井场和道路建设产生；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
井场	24000	31200	7200	0
管线	14028	14028	0	0
道路	548	685	137	0
合计	38576	45913	7337	0

（5）机械设备废油和含油废弃物

施工期间使用的机械设备运行过程中需进行维护、保养、维修等工作，以使其能正常运转，此过程中将产生少量的废油，如废润滑油、废机油、含油废弃物等，按单井一个钻井施工期产生量不足 0.1t 计算，本项目施工期最大产生量总计

7.7t，委托具有危险废物运输及处理资质的单位进行处置，拉运过程中应使用专车清运。

3.5.3.6 建设期污染物排放情况

本项目建设期污染物产排情况见下表。

表 3.5-5 本项目建设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		
废水	管线	管道试压废水	SS	278m ³	0m ³	用于施工现场降尘
	钻井公寓	生活污水	废水量	1681.68m 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	0.59t	0t	
			NH ₃ -N	0.05t	0t	
			SS	0.34t	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，项目区除 63 号采油平台外，其余井场边界外 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)	
		运输车辆	/	60~90dB (A)	60~90dB (A)	
	管线站场	施工机械设备	/	80~100dB (A)	80~100dB (A)	
固体废物	井场	钻井泥浆	水基泥浆	14708.54m 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	24082.52m 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	19317.76m ³	0m ³	经不落地系统处理后，暂存在水基岩屑储罐中，待储罐即将装满时，交由岩屑处置单位进行处理
			油基岩屑	30196.32m ³	0m ³	经不落地系统处理后，暂存在油基岩屑储罐中，待储罐即将装满时，交由具备危废处置资质的单位（克拉玛依

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
						博达生态环保科技有限责任公司/克拉玛依金鑫油田环保工程有限公司进行处置)进行处置
	钻井公寓	生活垃圾	日常垃圾	52.6t	0t	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
	管线站场	施工土方	弃土	0m ³	0m ³	挖方量再利用，无弃土
	井场站场	机械设备废油、含油废弃物		7.7t	0t	交有危险废物运输及处理资质单位进行处置

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、单井拉油和压裂返排液除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、SO₂。

(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）。

项目单井拉油站位于 JHW85-71 井场内，年产气量约 9.86×10⁴m³（298.8m³/d）。根据《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》（HJ853-2017）火炬运行的排放系数，具体核算方法详见下表。

表 3.5-6 各污染物排放量核算方法一览表

污染物	核算方法	各参数代表的含义
氮氧化物	$E_{\text{氮氧化物}} = Q \times \alpha \times t$	$E_{\text{氮氧化物}}$: 氮氧化物的排放量 (kg/a) ; Q: 火炬气流量 (m ³ /h) ; α : 排污系数, 取 0.054kg/m ³ ; t: 火炬年运行时间, (h/a) 。
总烃	$E_{\text{总烃}} = Q \times \alpha \times t$	$E_{\text{总烃}}$: 总烃的排放量 (kg/a) ; Q: 火炬气流量 (m ³ /h) ; α : 排污系数, 取 0.002kg/m ³ ; t: 火炬年运行时间, (h/a) 。
二氧化硫	$E_{\text{二氧化硫}} = 2 \times (S \times Q \times t)$	$E_{\text{二氧化硫}}$: 二氧化硫的排放量 (kg/a) ; Q: 火炬气流量 (m ³ /h) ; S: 火炬气中的硫含量 (kg/m ³) , 取 0.0002kg/m ³ ; t: 火炬年运行时间, (h/a) 。

根据《排污申报登记实用手册》第 231 页的计算实例，完全燃烧 1m³ 的天然气产生的废气量为 10.89m³，本项目拉油站伴生气放空燃烧产生废气量约为 107.38×10⁴m³/a。伴生气燃烧产生的颗粒物参考《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》中表 F.3 燃气工业锅炉的废气产污系数，可知伴生气燃烧颗粒物产生系数为 2.86kg/万 m³-燃料。

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 107.38×10⁴m³/a，NO_x 的产生量为 5.324t/a，产生速率 0.672kg/h，总烃的产生量为 0.197t/a，产生速率 0.025kg/h，SO₂ 产生量为 0.039t/a，产生速率 0.005kg/h。颗粒物的产生量为 0.028t/a，产生速率 0.004kg/h。

(2) 油气集输及处理过程的烃类无组织挥发

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，对本项目而言，VOCs 主要为非甲烷总烃。

本项目部署 82 口井，新建产能 68.2×10⁴t/a，部署 81 口采油井采用密闭集输生产工艺，1 口井采油井采用单井拉油生产工艺；页岩油联合站压裂液返排液除油预处理装置 2 座调储罐。

本次评价按照密闭集输井场及计量站、单井拉油站和调储罐分别进行核算 VOCs 排放量。

① 密闭集输过程无组织挥发 VOCs 排放量（井场及计量站）

油气集输过程中的无组织挥发废气无相应的污染源强核算技术指南，其产生量参考《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》中设备动静密封点泄漏平均排放系数法进行核算。

石油炼制工业密封点 TOC 排放速率：

$$e_{TOC} = F_A \times \frac{WF_{TOC}}{WF_{TOC} - WF_{\text{甲烷}}} \times WF_{TOC} \times N$$

式中：e_{TOC}——某类密封点的 TOC 排放速率，kg/h；

F_A——某类密封点排放系数；

WF_{TOC}——物料流中含 TOC 的平均质量分数；（采出液中含油率，取 45%）

$WF_{\text{甲烷}}$ ——物料流中甲烷的平均质量分数，最大取 10%；

N ——某类密封点的个数（单个井场：阀门数取 8，法兰连接数取 20；单个计量站：阀门数取 15，法兰连接数取 30）。

计算 VOCs 的排放速率：

$$e_{\text{VOCs}} = e_{\text{TOC}} \times \frac{WF_{\text{VOCs}}}{WF_{\text{TOC}}}$$

式中： e_{VOCs} ——物料流中 VOCs 排放速率，kg/h；

e_{TOC} ——物料流中 TOC 排放速率，kg/h；

WF_{VOCs} ——物料流中 VOCs 的平均质量分数；

WF_{TOC} ——物料流中 TOC 的平均质量分数。

根据上述公式计算油气集输过程中的无组织挥发性废气产生量见下表。

表 3.5-7 排放系数、设备类型数量及污染物排放量

设备类型	排放系数	污染物排放量（kg/h/排放源）	
		单个井场	单个计量站
阀门	0.00023	0.0011	0.0020
法兰、连接件	0.00025	0.0029	0.0043

设备类型	井场 (座)	计量站 (座)	污染物排放量 合计（t/a）	
			井场	计量站
阀门	81	9	0.7057	0.1426
法兰、连接件	81	9	1.8604	0.3065
合计	/	/	2.5661	0.4491
总计			3.0152	

根据上述计算结果，本项目采油集输过程中 VOCs 排放量为 3.0152t/a。

②单井拉油站无组织挥发VOCs排放量（单井拉油站）

单井拉油站无组织VOCs产生分两部分：一部分为拉油站储罐产生的大小呼吸，另一部分为采出液装车时产生的无组织挥发性有机物。

A、储罐大小呼吸

储油罐均采用固定顶罐，储罐因大小呼吸作用排放无组织非甲烷总烃，小呼吸排放是由于温度和大气压力的变化引起蒸气的膨胀和收缩而产生的蒸气排出，它出现在罐内液面无任何变化的情况，是非人为干扰的自然排放方式；大呼吸排放是由于人为的装料与卸料而产生的损失。因装料时罐内压力超过释放压力，蒸

气从罐内压出，而卸料损失发生于液面排出，空气被抽入罐体内，因空气变成有机蒸气饱和的气体而膨胀，因而超过蒸气空间容纳的能力。

本次采用中国石油化工系统编制的经验公式计算大小呼吸损失，经验公式如下：

i 大呼吸：

$$L_{DW}=4.35 \times 10^{-5} \times P \times \rho \times V \times K_T \times K_E$$

式中： L_{DW} —拱顶罐的年大呼吸损耗量，kg/a；

P —储罐内平均温度下油品真实蒸汽压，Pa（原油真实蒸汽压取32kPa）；

ρ —储存油品的平均密度，t/m³，（取0.8975t/m³）；

V —油品年泵送入罐体积，m³/a；

K_T —周转系数，（取决于油罐的年周转系数 N ，当 $36 < N < 220$ 时，按 $K_T=11.467 \times N^{-0.7026}$ 计算，项目单井拉油站油罐年周转平均76次，则 $K_T=0.55$ ）；

K_E —油品系数，（原油取0.75）。

ii 小呼吸：

$$L_{DS}=12.751 \times 10^{-3} \times K_E \times \left[P_y / (P_a - P_y) \right]^{0.68} \times \rho \times D^{1.73} \times H^{0.51} \times \Delta T^{0.5} \times K_p \times C$$

式中： L_{DS} —拱顶罐的年小呼吸损耗量，kg/a；

ρ —储存油品的平均密度，t/m³；

K_E —油品系数，取0.58；

P_a —当地大气压，mmHg；

P_y —油品本体温度下的真实蒸汽压，mmHg；

D —储罐直径，m；

H —储罐内气相空间的高度，包括罐顶部分的相当高度，m；

ΔT —每日大气温度变化的年平均值，℃；

K_p —涂层因子或涂料系数（铅漆为1.39，白漆为1.02）；

C —小罐修正系数。

根据上述公示计算得出：项目单井拉油站储罐的大呼吸损耗量为0.298t/a，小呼吸损耗量为0.177t/a，总计0.475t/a。

B、采出液装车时产生的无组织挥发性有机物

本项目新钻1口井采用单井拉油方式生产，涉及产能0.82×10⁴t/a，参照《石化行业VOCs污染源排查工作指南》中有机液体装卸挥发损失VOCs排放量计算方法

中的系数法进行核算，原油采用公路装载损耗排放因子为 $0.276\text{kg}/\text{m}^3$ ，原油密度为 $0.8975\text{t}/\text{m}^3$ 。

根据上述系数计算得出：本项目单井拉油站采出液装车时产生的无组织挥发性有机物为 $2.52\text{t}/\text{a}$ 。

③调储罐无组织挥发VOCs排放量（压裂返排液除油预处理调储罐）

本次在已建页岩油联合站预留压裂返排液处理装置区内新建压裂返排液除油预处理系统1套：新建2座 1000m^3 调储罐，原油系统来压裂返排液（油 $\leq 1000\text{mg}/\text{L}$ ）进入新建调储罐，对水质水量进行调节，除油除悬浮物，处理规模为 $2100\text{m}^3/\text{d}$ ，通过预处理后，压裂返排液（油 $\leq 200\text{mg}/\text{L}$ ）通过新建输水泵提升至站外已建15万方压裂返排液储存池交第三方水处理单位进行处置。

根据原油系统来压裂返排液浓度计算得出调储罐年周转油品约 $693\text{t}/\text{a}$ 。参照“②单井拉油站无组织挥发VOCs排放量（单井拉油站）中A、储罐大小呼吸”计算方法计算得出调储罐无组织挥发VOCs排放量，本项目调储罐储存过程产生无组织挥发VOCs量为 $0.296\text{t}/\text{a}$ 。

3.5.4.2 废水

本项目运营期废水主要包括压裂返排水（采出水）和井下作业废水。

（1）压裂返排液（采出水）

本项目采出液中平均含水率为55%，新增产能为 $68.2 \times 10^4\text{t}/\text{a}$ 。联合站分离的污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 3.5-8 与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数一览表

原料名称	类型	单位	产污系数		本项目 年产油量	本项产生量 t/a
低渗透油田 <80%	采出水	t/t 产品	A/(1-A)	1.22	$68.2 \times 10^4\text{t}/\text{a}$	83.36×10^4
	化学需氧量	g/t 产品	$647A/(1-A)$	790.78		539.31
	氨氮	g/t 产品	$11.12A/(1-A)$	13.59		9.27
	总氮	g/t 产品	$8.91A/(1-A)$	10.89		7.43
	挥发酚	g/t 产品	$0.83A/(1-A)$	1.01		0.69
	石油类	g/t 产品	$116.56A/(1-A)$	142.46		97.16

说明：A 为含水率。

本项目采出液在页岩油联合站内进行脱水处理，分离出的污水排入站内本次新建压裂返排液除油预处理系统的调储罐中，在装置内经除油集配水装置均匀布水，沉降分离，通过油水界面仪检测上部油层厚度，装置内上部浮油经收油槽收集后，污油定期通过污油泵提升至原油系统卸油缓冲罐，重力沉降分离出浮油和部分悬浮物的压裂返排液经集水装置集水后通过新建输水泵提升至站外已建 15 万方压裂返排液储存池池内，交由第三方单位进行处理，处理后水质必须满足《油田注入水分级水质指标》（Q/SY XJ 0030-2015）、《压裂酸化返排液处理技术规范》（Q/SY 02012-2016）中要求，达标后污水用于单井压裂液复配水源，废水不外排。

（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 3.5-9 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	回收回注	0
				石油类	克/井次-产品	6122	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 34679g/井次，石油类产生量为 6122g/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 17339.5g、石油类 3061g，则本项目 82 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 1112.33t/a、1.42t/a、0.25t/a，吉庆油田作业区要求井下作业必须采取带罐作业，井下作业废水全部回收，现场采用专用废液收集罐收集后运至页岩油联合站站外污水池，交由第三方处理单位对废水进行处理，处理达标后综合利用，用于单井压裂液复配水源，废水不外排。

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、废洗井液、废润滑油。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》中的产排污系数进行核算。废润滑油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）

本项目部署 82 口井，其中 1 口井为单井拉油，采出液通过罐车拉至页岩油联合站处理，剩余 81 口井采出液通过管线密闭集输至页岩油联合站进行处理，经过油水分离后产生含油污水先经本次新建压裂返排液除油预处理装置进行处理，再经新建输水泵提升至站外已建 15 万方压裂返排液储存池内，交站外第三方处置单位进行处理，处理过程中会产生一定量的含油污泥。此外联合站站内检修清罐、单井拉油站清罐等工艺也会产生含油污泥。

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 $68.2 \times 10^4 \text{t/a}$ ，由此计算出含油污泥产生量为 6189.83t/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，含油污泥采用专用收集罐收集，先在吉祥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/克拉玛依金鑫油田环保工程有限公司，采取车辆拉运的方式对其进行清运，最终进行处置，减少运输过程环境污染。项目实际生产过程中含油污泥产生量比上述计算量小。

（2）废洗井液（900-999-99）

本项目运营期对单井进行修井过程会使用洗井液来冲洗井壁，从而产生一定量废洗井液，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 3.5-10 本项目废洗井液产生量一览表

污染物名称	产污系数	本次计算系数	产生量
废洗井液	25.29t/井	12.645t/井	1036.89t

本项目运营期产生的废洗井液采用专用收集罐收集后拉至页岩油联合站站外污水池内，交由第三方处理单位对废水进行处理，处理达标后综合利用，用于单井压裂液复配水源。

（3）废润滑油

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 1.64t/a。废润滑油采用专用收集桶收集后，拉至页岩油联合站原油处理系统进行处置，不外排。

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 3.5-11 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（修井等）	80~95
2	拉油站	火炬放空燃烧	80~90
3	运输车辆	车辆发动行驶	60-90

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 3.5-12 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	6.3062 t/a	6.3062 t/a	无组织排放
		伴生气放空	废气量	107.38 万 m ³ /a	107.38 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
			NO _x	5.324 t/a	5.324 t/a	
			总烃	0.197t/a	0.197t/a	
			SO ₂	0.039 t/a	0.039 t/a	
			颗粒物	0.028t/a	0.028t/a	
废水	井场	压裂返排液（采出水）	废水量	83.36 万 t/a	0 t/a	压裂返排液（采出液）经联合站内本次新建压裂返排液除油预处理系统的调储罐处理后通过新建输水泵提升至站外已建 15 万方压裂返排液储存池内，交由第三方单位
			化学需氧量	539.31 t/a	0 t/a	
			氨氮	9.27 t/a	0 t/a	
			总氮	7.43 t/a	0 t/a	

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
			挥发酚	0.69 t/a	0 t/a	进行处理；井下作业废水进罐收集后拉至页岩油联合站站外污水池，交第三方单位进行处置；处理合格后用于单井压裂液复配水源，综合利用，不外排
			石油类	97.16 t/a	0 t/a	
	井场	井下作业废水	废水量	1112.33t/a	0 t/a	
			COD	1.42t/a	0 t/a	
			石油类	0.25t/a	0 t/a	
固体废物	含油污泥 HW08、071-001-08			6189.83 t/a	0 t/a	收集后暂存至吉祥联合站污泥贮存场，委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司/克拉玛依金鑫油田环保工程有限公司处置
	废洗井液 900-999-99			1036.89 t/a	0 t/a	采用专用收集罐收集后拉至页岩油联合站站外污水池内，交由第三方处理单位处理，处理达标后综合利用，用于单井压裂液复配水源
	废润滑油			1.64t/a	0 t/a	采用专用收集桶收集后，拉至页岩油联合站原油处理系统进行处置

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 3.5-13 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		NO _x t/a	367.356	5.324	5.324	372.68	+5.324
			SO ₂ t/a	2.691	0.039	0.039	2.730	+0.039
			颗粒物 t/a	1.932	0.028	0.028	1.960	+0.028
	无组织挥发		烃类 t/a	443.93	6.3062	6.3062	450.2362	+6.3062
废水	井场	压裂返排液（采出水）	废水量 万 t/a	0	83.36	0	0	0
			化学需氧量 t/a	0	539.31	0	0	0
			氨氮 t/a	0	9.27	0	0	0
			总氮 t/a	0	7.43	0	0	0
			挥发酚 t/a	0	0.69	0	0	0
			石油类 t/a	0	97.16	0	0	0
	井场	井下作业废水	废水量 t/a	0	83.36	0	0	0
			COD t/a	0	539.31	0	0	0
			石油类 t/a	0	9.27	0	0	0

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
固体废物		含油污泥	t/a	0	6189.83	0	0	0
		废洗井液	t/a	0	1036.89	0	0	0
		废润滑油	t/a	0	1.64	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，可使服役期满生态环境影响降到最低。

3.6 清洁生产分析

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

清洁生产是一种新的、创造性的思维方式，它以节能、降耗、减污、增效为目标，以技术和管理为手段，通过对生产全过程的排污审核、筛选并实施污染防治措施，以消除和减少工业生产对人类健康与生态环境的影响，达到防治污染、提高经济效益的双重目的。

3.6.1 清洁生产水平技术指标对比分析

参照《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系》（试行）和《陆上石油天然气开采绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）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，以此来说明本项目的清洁生产水平。

《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系》（试行）

（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定量评价指标

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

②定性评价指标

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

（2）评价依据

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

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

——凡国家或行业对该项指标尚无明确要求值的，则选用国内重点大中型油气勘探开发企业近年来清洁生产所实际达到的中上等以上水平的指标值。

——定量评价指标体系的评价基准值代表行业清洁生产的平均先进水平。

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

（3）权重分值

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

（4）评价指标

评价指标分为定量指标和定性指标。定量指标和定性指标又分为一级指标和二级指标。一级指标为普遍性、概括性的指标；二级指标为反映油气勘探开发企

业清洁生产各方面具有代表性的、易于评价考核的指标。定量评价的二级指标从其数值情况来看，可分为两类情况：一类是该指标的数值越低（小）越符合清洁生产要求（如物料消耗量、取水量、综合能耗、污染物产生量等指标）；另一类是该指标的数值越高（大）越符合清洁生产要求（如清罐底泥资源化利用率、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。

表 3.6-1 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	<65	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	99	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	1.2	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	81 口井集输 1 口井单井拉油	8
			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		10	已通过综合	10

			确定		评价确定	
		集输流程	全密闭流程，并具有轻 烃回收装置	10	81 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

（5）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 S_i 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 $S_i > k/m$ 时（其中 k 为该类一级指标的权重值， m 为该类一级指标中实际参与考核的二级指标的项目数），取该 S_i 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下表。

表 3.6-2 石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

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

《陆上石油天然气开采绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）

结合该规范中相关内容对本项目清洁生产水平进行评价。

（1）按照减量化、再利用、资源化的原则，综合开发利用油气藏共生资源，综合利用固体废弃物，废水等，发展循环经济。

本项目钻井期泥浆（水基和油基）循环利用；压裂返排液（采出水）、井下作业废水均处理达标后用于单井压裂液复配水源，不外排；含油污泥等危险固废交由有危险废物处置资质的单位无害化处置。

(2) 油田伴生气综合利用率最低指标要求：中高渗油藏不低于 90%，低渗-特低渗油藏不低于 70%。

项目区属于低渗透油田，运营期 81 口井采用集输方式生产，JHW85-71 井采取单井拉油，伴生气回收率达 99%，综合利用率不低于 70%。

(3) “三废”排放符合生态环境保护部门的有关标准、规定和要求。

本项目各类污染物排放符合环境保护标准。

(4) 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。

本项目选用了先进的工艺、设备，未使用淘汰的、高污染的工艺和装备。

(5) 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%。

本项目无组织挥发烃类达标排放；压裂返排液（采出水）、井下作业废水均处理达标后用于单井压裂液复配水源，不外排；含油污泥等危险固废交由有危废处置资质的单位进行处理，处置率 100%。

(6) 油气开采过程中产生的落地原油应及时全部回收。

本项目正常生产情况下不产生落地油。

(7) 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。

本项目产生的含油污泥 100%回收。

3.6.2 清洁生产结论

《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系》（试行）

根据清洁生产综合评价指数判定：

采油（气）作业定量指标 100 分、定性指标 96 分，综合评价 98.4 分。

综上，本项目清洁生产水平达到先进水平。

《陆上石油天然气开采绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）

通过上述与规范要求比较，本项目符合资源综合利用、节能减排的要求。

3.6.3 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，建设方应根据后期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

目前国家十四五对化学需氧量、氨氮、氮氧化物、VOCs 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压裂返排液（采出水）、井下作业废水，均由页岩油联合站站外第三方处理单位进行处置，处理合格后用于单井压裂液复配水源。

3.7.3 总量控制建议指标

(1) 建设期

由于建设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

本项目产生的废气为油气集输过程及单井拉油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；废水主要为压裂返排液（采出水）、井下作业废水，均由页岩油联合站站外第三方单位进行处置，达标后用于单井压裂液复配水源；故本项目不对化学需氧量、氨氮进行总量控制。

本项目挥发性有机物-非甲烷总烃的排放量为 6.5032t/a；单井拉油站火炬 1 座，伴生气燃烧烟气排放 NO_x 5.324t/a。

3.8 项目产业政策与相关规划符合性分析

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。

本项目位于新疆生产建设兵团第六师红旗农场。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。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；压裂返排液（采出水）及井下作业废水经第三方处置单位处理合格后用于单井压裂液复配水源；伴生气由页岩油联合站进行处置；项目产生含油污泥、油基钻井岩屑属于危险废物先在吉祥联合站污泥贮存场暂存，后委托克拉玛依博达环保科技有限公司/克拉玛依金鑫油田环保工程有限公司处置。项目部署的82口采油井中，81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99%。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	是否相符
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。	本次建设 12 座平台、5 座单井(钻试转产能)、1 座单井拉油站和 9 个计量站,总计部署 82 口井及配套集输管线等地面工程;页岩油联合站站内新建压裂返排液除油预处理系统 1 套。	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。	本项目运营期压裂返排液(采出水)及井下作业废水均由页岩油联合站站外第三方处置单位进行处理,处理合格后废水用于单井压裂液复配水源;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
5	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,运营期含油污泥委托克拉玛依博达生态环保科技有限公司/克拉玛依金鑫油田环保工程有限公司处置。	符合
6	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施,降低生态环境影响。	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范围。具体详见环境保护措施章节。	符合
7	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、运营及服役期满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

本项目与《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		本项目	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	本项目符合国家产业政策，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 HSE 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 HSE 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	项目区域各项供水、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	本项目开发过程中采取边开采，边治理措施，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、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	符合
		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，	钻井采用水基和油基钻井液；钻井期配备了完善的	符合

序号	规范内容		本项目	是否相符
		配套完善的固控系统，及时妥善处置钻井泥浆	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	本项目伴生气基本不含硫	
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、服役期满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；压裂返排液（采出水）、井下作业废水均处理达标后用于单井压裂液复配水源，不外排；含油污泥和油基钻井岩屑属于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 81 口井采用集输方式生产，JHW85-71 井采取单井拉油，伴生气回收率达 99%，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；压裂返排液（采出水）、井下作业废水均处理达标后用于单井压裂液复配水源，不外排；含油污泥等危险固废交由有危废处置资质的单位进行处理，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	不产生落地油	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	含油污泥 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	是否相符
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 81 口井采出液经管线集输至联合站进行处置；JHW85-71 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 99%。	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烃浓度不应超过 4.0mg/m ³ 。	项目 81 口井在采取密闭集输，JHW85-71 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 与《第六师五家渠市“三线一单”生态环境分区管控方案》（师市发〔2021〕4 号）符合性分析

根据《第六师五家渠市“三线一单”生态环境分区管控方案》（师市发〔2021〕4 号），师市共划定 57 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 10 个，占师市总面积的 13.3%。主要包括生态保护红线、一般生态空间，水环境优先保护区，环境空气一类功能区等区域。该区域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 33 个，占师市总面积的 14.74%。主要包括五家渠市城区和团场场部区域、五家渠经济技术开发区和开发强度大、污染物排放强度高及存在环境风险的其他区域。该区域应优化空间布局，加强污染物排放控制和环境风险防控，不断提升资源利用效率，重点解决突出生态环境问题，切实推动生态环境质量持续改善。

一般管控单元共 14 个，占师市总面积的 71.96%。主要指优先保护单元和重点管控单元之外的区域。该区域以经济社会可持续发展为导向，生态环境保护与适度开发相结合，开发建设应落实现行生态环境保护基本要求。

本项目位于红旗农场一般管控单元，管控单元编号 ZH65761230001，详见图 3.8-1。本项目与一般管控单元管控要求相符性分析详见下表。

表 3.8-4 管控要求相符性分析

管控要求			符合性分析
一般 管 控 单 元	空间 布局 约束	(1) 执行一般生态空间-生物多样性/防风固沙相关要求。 (2) 将保护现有荒漠植被作为防沙治沙的首要任务，持续开展防沙治沙工作，保护绿洲边缘荒漠林，避免营造高耗水的人工速生林。	本项目永久占地面积 137844.91m ² ，临时占地面积 259249.17m ² ，项目建设会造成占地范围内植被生物量损失，通过采取本环评提出的生态恢复措施后，临时占地内植被在完工后 3~5 年内可恢复原貌，不会对生物多样性、防风固沙治沙工作产生影响。本项目符合空间布局约束要求。
	污染 物排 放管 控	(1) 合理使用化肥农药，鼓励使用配方肥。加强废弃农膜回收利用，提高农膜质量，严厉打击违法生产和销售不合格农膜的行为。	本项目不使用化肥农药，无废弃农膜产生。本项目符合空间布局约束要求。本项目符合污染物排放管控要求。
	环境 风险 防控	(1) 对耕地面积减少或土壤环境质量下降的团场要进行预警提醒，并依法采取环评限批等限制性措施。	本项目不占用耕地，采取分区防渗、跟踪监测等土壤环境保护措施后，不会使土壤环境质量下降。本项目符合环境风险防控及资源利用要求。
	资源 利用 要求	(1) 推行秸秆还田、增施有机肥、少耕免耕、粮豆轮作、化肥农药减量、农膜减量与回收利用等措施，切实保护耕地土壤环境质量。	

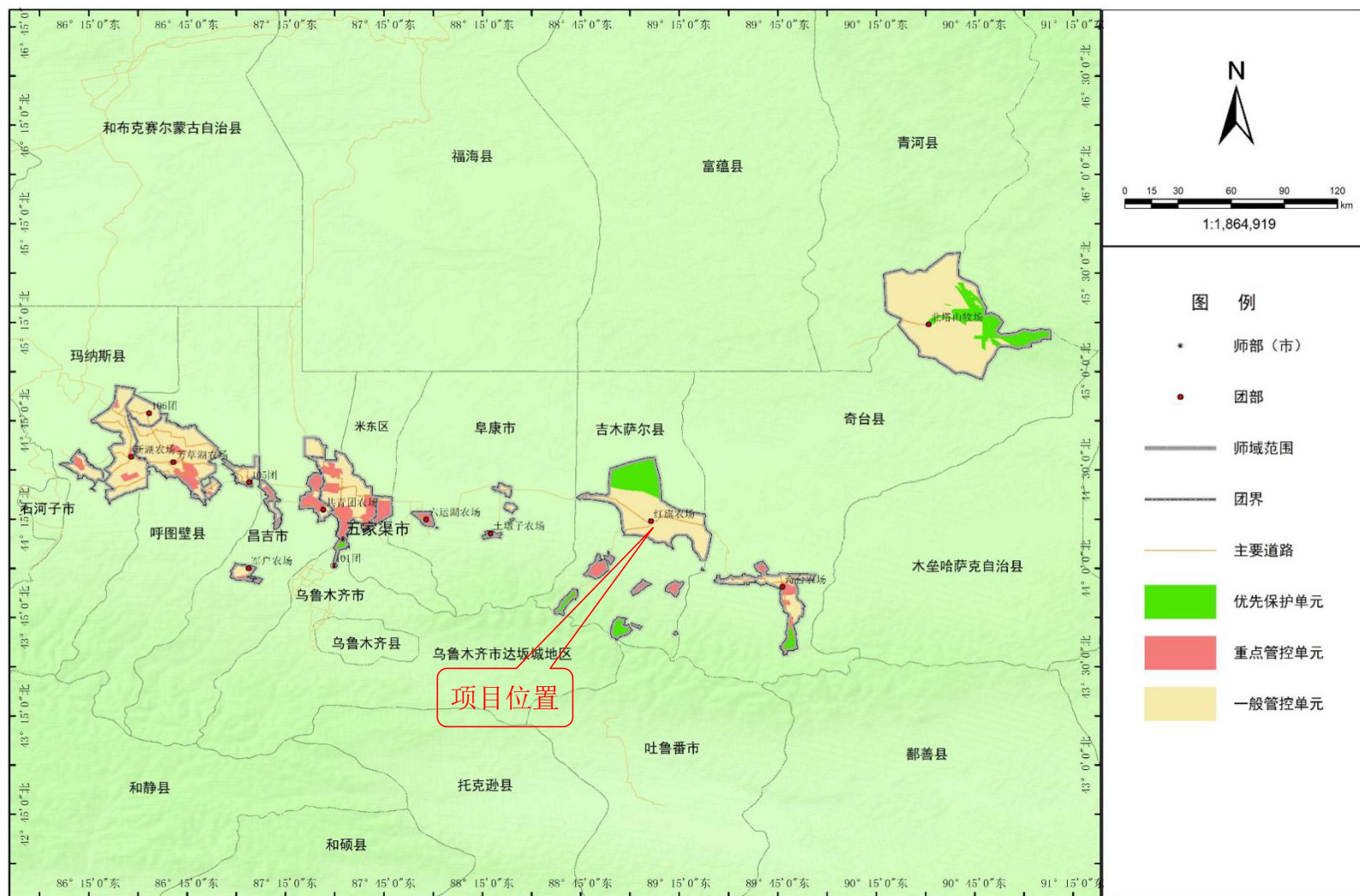


图 3.8-1 本项目与第六师五家渠市环境管控单元位置关系图

3.8.8 与相关规划符合性分析

3.8.8.1 与《新疆生产建设兵团主体功能区规划》的符合性分析

兵团重点开发区域包括：国家层面重点开发区域——天山北坡垦区，涉及 2 个市、6 个师部城区、9 个团场、6 个团场场部、兵团直属单位和霍尔果斯经济开发区兵团分区，国土面积 3406.3 平方公里，占兵团 4.6%；人口 76.2 万人，占兵团 29.2%。兵团层面重点开发区域——天山南坡垦区，涉及 2 个市城区、4 个师部城区和喀什经济开发区兵团分区，国土面积 205.1 平方公里，占兵团 0.3%；人口 17.8 万人，占兵团 6.8%。

兵团限制开发区域（农产品主产区）：兵团农产品主产区全部为国家层面，主要分为：天山北坡农产品主产区和天山南坡农产品主产区，共涉及 126 个团场和 3 个单位，国土面积 4.9 万平方公里，占兵团 65.7%；人口 131.9 万人，占兵团 50.5%。兵团限制开发区域（重点生态功能区）：兵团重点生态功能区分为国家层面和兵团层面，其中：国家层面的重点生态功能区是按照 3 个国家级重点生态功能区——阿尔金草原荒漠化防治生态功能区、阿尔泰山地森林草原生态功能区、塔里木河荒漠化防治生态功能区所覆盖的团场来划定的，包括 2 个市、33 个团场、1 个单位，国土面积为 1.4 万平方公里，占兵团 18.8%；人口 30.9 万人，占兵团 11.8%。兵团层面的重点生态功能区是按照 5 个自治区层面重点生态功能区——天山西部森林草原生态功能区、夏尔西里山地森林生态功能区、准噶尔西部荒漠草原生态功能区、天山南坡中段山地草原生态功能区、准噶尔东部荒漠草原生态功能区所覆盖的团场来划定的，包括 8 个团场和 1 个师部，国土面积 0.7 万平方公里，占兵团 9.4%；人口 4.6 万人，占兵团 1.8%。

兵团禁止开发区域分为国家层面和兵团层面，其中：国家层面的禁止开发区域是按照 5 个国家级禁止开发区域——罗布泊野骆驼国家级自然保护区、托木尔峰国家级自然保护区、西天山国家级自然保护区、艾比湖湿地国家级自然保护区、天山天池风景名胜区所覆盖的团场部分区域来划定的，共包括 8 个团场的部分区域，国土面积 673.7 平方公里，占兵团 0.9%。兵团层面的禁止开发区域是按照 1 个自治区层面禁止开发区域——北鲢温泉自然保护区所覆盖的团场部分区域来划定的，包括 2 个团场的部分区域，国土面积 147.4 平方公里，占兵团 0.2%。

本项目不在禁止开发区和限制开发区，符合该主体功能区规划。

3.8.8.2 与《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《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2020-2025 年）》的符合性分析

《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2020-2025 年）》中规划的空间布局中，按照“深化北疆东疆，加快南疆勘查”的总体思路，将矿产资源勘查开发区域布局划分为环准噶尔、环塔里木、阿尔泰、东准噶尔、西准噶尔、东天山、西天山、西南天山、西昆仑、东昆仑—阿尔金十个勘查开发区。其中，环准噶尔能源资源勘查开发区，行政区主要包括阿勒泰地区南部、昌吉回族自治州、塔城地区东部山前及沙漠腹地。

区内重点加强准噶尔南缘、准东冲断带等地区石油、天然气勘查，提供 3-5 个油气远景区，圈定 8-10 个油气区块；加快玛湖、吉木萨尔、准噶尔盆地南缘等大型油气田建设，促进增储上产，支撑克拉玛依、吉木萨尔油气能源资源基地建设。开展准噶尔南缘页岩气、油砂、油页岩等非常规能源勘查，加强非常规能源开发利用，提供勘查开发基地 3~4 处。有序开发准东、淮南等地区煤炭、煤层气资源，形成煤层气勘查开发基地 3~5 处。

本项目属于油气开发项目，地理位置位于新疆生产建设兵团第六师红旗农场—吉木萨尔县，工程所在区域位于《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2020-2025 年）》中的环准噶尔能源资源勘查开发区。本项目符合规划的相关要求。

3.8.9 项目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 82 口产能井，项目区占地均在规划的油区内，行政区划属新疆生产建设兵团第六师红旗农场，不占用公益林，距离北侧的卡拉麦里自然保护区约 49km。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。

本项目在对平台井、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，项目选址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。同时严格控制井场、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；减少对区域生态环境的破坏，减少土地沙化或退化，适度占用土地。项目站场选址原则距铁路、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，项目站场选址合理。

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 18km，距南侧下新湖水库约 2.0km，行政区划属新疆生产建设兵团第六师红旗农场，属中国石油新疆油田分公司吉庆油田作业区管辖。

本项目中心坐标：东经 E ，北纬 N ；

地理位置见图3.2-1。

4.1.2 地形地貌

红旗农场由东南向北呈锐角三角形状，东西平均长约 50km，南北平均长约 25km。地形南高北低，由东南向西北倾斜，东西略有起伏。海拔高度 550m-665 m 之间，相对高差约 115m，平均自然坡降 3.33%。

红旗农场地貌由南而北为山地、冲积平原、沙漠，各地貌类型所占面积比例为：山地 32.1%、冲积平原 49.9%、沙漠 18.9%。是棉花、粮食、甜菜、西瓜、哈密瓜、油料、玉米和水产、禽蛋、肉类的主产地。东部的奇台农场为山前冲积洪积扇戈壁平原，地势南高北低，由东南向北倾斜，坡降 1‰~3‰，局部地区坡降较大，土层 0.3~1.5m，中下部是主要农田，适种小麦、甜菜、大麦、油菜等；吉木萨尔北部的红旗农场海拔 560~1220 米，土壤含盐量较大，部分地区有泉水溢出，是小麦、红花的主产地。北塔山北段和东北的山地，海拔 1031~3290m。山体小，无终年积雪，四周被戈壁围绕，辐射强，干旱缺水，草场多为干荒漠，级低等劣，以畜牧业为主。

4.1.3 气候、气象

第六师属中温带大陆性气候，深居亚欧大陆腹地，干旱、低温，光照时数多，昼夜温差大，气温变化剧烈。春秋季节不明显，冬寒夏热，具有显著的大陆性特征。垦区大致可分为 3 个气候区。即南部山区、北部沙漠和中部平原。山区特点是温凉多雨，差异分明；平原区地域辽阔，夏季炎热，冬季寒冷，降水量少，蒸发强烈，光照充足，热量丰富，春秋季节气温变化剧烈，温习大，完霜期较长，冬季有稳定的积雪；沙漠区气候干旱，降水量少，冬季严寒，夏季酷热，昼夜温差

大，多风沙，差异明显；中部平原区年均气温 6℃~7℃，最高气温 40℃~42℃，最低气温-38℃~-43℃，年均降水量 200 毫米，年蒸发量 2000 毫米，无霜期 15 天，日照 2600~3200 小时/年。

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下表。

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

本项目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

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

本项目区域位于中部平原区。

① 地下水赋存条件及分布规律

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

——单一结构潜水含水层

主要分布在河流出山口至老台-三台-吉木萨尔县城一线，该带第四纪堆积物巨厚，含水层岩性以卵砾石、砂砾石为主，并由南向北颗粒逐渐变细，潜水位埋深由南向北逐渐变浅。南部潜水位埋深 $>150\text{m}$ ，乌奇公路沿线潜水位埋深在 90m 左右，单井涌水量 $2000-3000\text{m}^3/\text{d}$ ，饱水带厚度 $>100\text{m}$ ，属地下水强富水带。

——多层结构潜水-承压含水层

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

本项目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 398km²，平均厚度 24.8m，位于芦草沟组二段二层组 P₂l₂²，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 871km²，平均厚度 34.8m，大部分位于芦草沟组一段二层组 P₂l₁²，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 生态环境现状调查与评价

4.2.1.1 生态功能区划

（1）新疆生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》，项目区域属于Ⅱ准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区，Ⅱ₅准噶尔盆地南部荒漠绿洲农业生态亚区、28. 阜康—木垒绿洲农业、荒漠草地保护生态功能区。

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	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
---------------------	-------------------	-----------------------	-------------------	--------------------	--------------------------------------	--	------------------------

(2) 新疆生产建设兵团生态功能区划

根据《新疆生产建设兵团生态功能区划简表》，本项目所在区域属于Ⅱ兵团准噶尔盆地温带干旱荒漠与绿洲生态区—Ⅱ₃ 六、七、八十二师准噶尔盆地南部灌木、半灌木荒漠绿洲农业生态亚区—13 六师土墩子-奇台人工绿洲农业生态功能区。具体的生态功能见下表。

表 4.2-2 项目所属兵团生态功能区具体情况

生态功能分区单元			隶属师团场	主要生态服务功能	主要生态环境问题	主要保护目标	主要保护措施	主要发展方向
生态区	生态亚区	生态功能区						
Ⅱ兵团准噶尔盆地温带干旱荒漠与绿洲生态区	Ⅱ ₃ 六、七、八十二师准噶尔盆地南部灌木、半灌木荒漠、绿洲农业生态亚区	13 六师土墩子-奇台人工绿洲农业生态功能区	农六师的土墩子农场、红旗农场、107~110 团、奇台农场的平原区	农牧产品生产、土壤保护	水资源不足、荒漠草场退化	保护荒漠植被、保护绿洲生态环境	荒漠草场禁牧或休牧，节水灌溉，完善防护林体系	发展节水农业和以番茄酱、红花为代表的特色农业；同时稳定粮、油生产

4.2.1.2 区域生态类型及特征

项目区地处天山东端北麓、准噶尔盆地东部。项目区位于吉木萨尔凹陷北部，地表为第四系黄土覆盖，属于冲洪积平原细土带，地面海拔 580-660m，地形开阔平坦。项目区所处区域属于荒漠草地生态系统，主要由荒漠灌木、半灌木、小灌木、荒漠草本植物，荒漠野生动物及其栖息地，戈壁砾幕层、裸土地构成。土壤以草甸土为主。

该区域干旱、缺乏水分，异质性程度低，结构单一，其稳定性差，抗外界干扰能力弱。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的农田及地表植被及灌丛。

本项目区位于第六师红旗农场地方公益林地 10 林班的 546 小班的部分林地，13 林班的 19 小班的部分林地，14 林班的 19 小班的部分林地；国家级二

级公益林地 10 林班 517 小班的林地，共涉及 3 个林班 4 个小班的部分林地。地貌为荒漠戈壁区，地势平坦，生长荒漠植被，项目区分布的灌木树种主要为梭梭、怪柳；草本植物主要有芦苇、羊茅。灌木分布不均，盖度多在 40-60%，高度 0.5-1.5m。项目使用林地范围内无古树名木，优势树种为梭梭、怪柳。

项目建设中尽量利用林间空地施工，尽量不占或者少占林地，拟使用林地中均不涉及采伐。项目建设拟使用林地面积占红旗农场林地面积比例较小，对森林资源的影响是局部面积的减少，总体上对森林资源不会造成大的破坏，产生的影响较小。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

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—奇台县。区域内植被类型分布有樟味藜、短叶假木贼荒漠、多枝怪柳灌丛、盐节木盐漠、芨芨草草甸及农田。

根据现场调查，项目占地范围周边有农田，农作物以玉米、油葵等为主。项目占地范围植被类型主要有盐节木盐漠和樟味藜、短叶假木贼荒漠、梭梭。评价区域野生高等植物估算在近 20 科 90 种以上，这里仅将油区主要分布的 9 科 22 种野生高等植物分布状况见下表。本项目植被类型图见图 4.2-2。

图 4.2-2 本项目所在区域植被类型图

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
一、禾本科	<i>Gramineae</i>	
羽状三芒草	<i>Aristida pennata</i>	+
二、杨柳科	<i>Salicaceae</i>	
白柳	<i>Sect alba</i>	+
三、藜科	<i>Chenopodiaceae</i>	
盐节木	<i>Halocnemum strobilaceum</i>	++
盐穗木	<i>Halostachys caspica</i>	-
猪毛菜	<i>Salsola collina</i>	++
盐爪爪	<i>Kalidium cuspidatum</i>	-
角果碱蓬	<i>Suaeda corniculata</i>	-
驼绒藜	<i>Ceratoides ewersmanniana</i>	++
盐生草	<i>Halogeton glomeratus</i>	++
叉毛蓬	<i>Petrosimonia sibirica</i>	++
盐生假木贼	<i>Anabasis salsa</i>	++
短叶假木贼	<i>Anabasis brevifolia</i>	++
小蓬	<i>Nanophyton erinaceum</i>	++
梭梭	<i>Haloxylon ammodendron</i>	+
四、十字花科	<i>Cruciferae</i>	
荒漠庭荠	<i>Alyssum desertorum</i>	++
五、蒺藜科		
西伯利亚白刺	<i>Nitraria sibirica</i>	+
六、大戟科	<i>Euphorbiaceae</i>	
沙生大戟	<i>Euphorbia turazaninovii</i>	+
七、菊科	<i>Compositae</i>	
苦艾蒿	<i>Artemisia santolina</i>	+
地白蒿	<i>Artemisia terrae-ablae</i>	+
沙地千里光	<i>Senecio subdentatus</i>	++
八、莎草科		
囊果苔草	<i>Carex physodes</i>	+
九、怪柳科	<i>Tamaricaceae</i>	
琵琶柴	<i>Reaumuria soongorica</i>	++
多枝怪柳	<i>Tamarix ramosissima</i>	+

注：++多见，+少见，-偶见

本项目区有梭梭分布，根据《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》（第一批），梭梭属于新疆维吾尔自治区I级保护植物。

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，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、斑鸠等较为常见。在绿洲中，喜近人类的麻雀、家燕、斑鸠等很易见到。子午沙鼠、大沙鼠、小家鼠等啮齿动物在该区分布很广，数量较大。

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

4.2.1.5 水土流失及沙化现状

根据新疆维吾尔自治区水利厅于2022年4月13日发布的《新疆维吾尔自治区2020水土保持公报》中的水土流失动态监测数据，吉木萨尔县水土流失类型主要是风力侵蚀，其中轻度侵蚀面积2223.74km²，占县域面积的41.79%，根据2020年自治区土壤侵蚀现状图，本项目位于中度侵蚀范围内。

水土流失总面积变化趋势总体上呈略微上升趋势。全县水土流失面积变化区域差异明显，呈现“北增南减”的特点，今后要加大北部绿洲与荒漠区过渡带、南部山区10条山河沟的治理力度，同时继续做好南部高山区和北部荒漠区的预防保护工作，体现出“北防南治”的保护格局。

根据《新疆生产建设兵团水土保持规划》（2015-2030年）第六师红旗农场位于准噶尔盆地南缘人居环境农田防护区，属于准噶尔盆地南缘兵团级水土流失重点治理区。结合项目区地理位置、地形地貌和气候环境特点，确定项目区水土流失类型主要为风力侵蚀。

根据《新疆维吾尔自治区水土保持区划(2018-2030年)》，项目所在地属于天山北坡国家级水土流失重点预防区。此外，根据《关于印发自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4号），项目所在地属于II2天山北坡诸小河流域重点治理区。

本项目位于红旗农场，紧邻吉木萨尔县。由于《新疆维吾尔自治区第五次沙化土地监测报告》（2015 年 3 月）中未表明红旗农场的沙化相关情况，因此以吉木萨尔县的沙化土地变化情况作为项目区的土地沙化现状调查内容。

吉木萨尔县监测区范围内，沙化土地总面积 821446.62 公顷，较第四次监测减少 763.26 公顷。其中：流动沙地 0.73 公顷；半固定沙地 23715.44 公顷，较第四次监测增多 482.41 公顷；固定沙地 215379.97 公顷，较第四次监测增加 704.27 公顷；沙化耕地 1275.21 公顷，较第四次监测增加 1275.21 公顷；非生物治沙工程地 0 公顷；风蚀残丘 0 公顷；风蚀劣地 9633.12 公顷，较第四次监测减少 2370 公顷；戈壁 145758.41 公顷，较第四次监测减少 827.88 公顷；有明显沙化趋势的土地 13064.09 公顷，较第四次监测增加 5385.62 公顷；其他土地类型 412619.65 公顷，较第四次监测减少 5413.62 公顷。

本项目区为非沙化土地，详见图 4.2-3。



图 4.2-3 本项目沙化土地现状

4.2.2 土壤环境质量现状调查与评价

4.2.2.1 土壤类型及分布

本项目所在区域土壤类型主要为盐土、草甸土和漠境盐土；项目占地范围土壤类型为草甸土。项目区土壤类型图见图 4.2-4。

(1) 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细管孔隙上升至地表，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。

(2) 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。

(3) 漠境盐土

漠境盐土分布地区气候异常干旱，少雨多风蒸发强烈。山地母岩和成土母质含有大量的可溶性盐，并有几乎纯质的盐分结晶，这些盐类，无法被雨水淋洗，往往溶解于天山雪水或山洪中，使流经盐岩的径河和河水矿化度增高，径流流至平原地区，流速减缓，受强烈干燥气候蒸发的影响，大量盐分富积地表。但也有部分径流补充入地下水，因而在高矿化度地下水的影响下，土壤大量积盐，全剖面可见白色的盐结晶，往往形成盐壳，盐盘或盐晶簇。

漠境盐土土体干燥，由于气候极端干旱，强烈蒸发而聚积了大量盐分，在地表形成起伏不平的盐结皮或结壳。地面植被稀疏，覆盖率不及 10%；主要植被是盐生灌丛。有的地表光秃，只见少量枯死灌丛而呈现荒漠景观。漠境盐土的盐分

组成比较复杂，既有以中性盐为主形成的氯化物、硫酸盐氯化物、氯化物硫酸盐、硫酸盐盐土；也有受当地植被影响而形成的硝酸盐盐土。

图 4.2-4 本项目所在区域土壤类型图

4.2.2.2 土壤现状监测

（1）土壤环境质量现状监测

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）的要求布设监测点。在占地范围内布设表层样 2 个、柱状样 5 个，在占地范围外布设 4 个

表层样；其中占地范围内土壤采取实测，占地范围外土壤监测数据引自《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（红旗农场）环境影响报告表》中占地范围外 4 个表层样。

监测时间：占地范围内土壤采样时间为 2022 年 12 月 15 日，占地范围外土壤采样时间为 2021 年 8 月 6 日。

监测频率：监测一天，每天 1 次。

采样要求：①表层样：在 0~0.2m 处取样；②柱状样：在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 处分别采样。

监测分析方法：①占地范围内建设用地：按《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 3 中的土壤污染物分析方法执行；②占地范围外调查范围内：按照《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准》（试行）（GB15618-2018）表 4 中的土壤污染物分析方法执行。详见见下表。土壤监测布点情况见图 4.2-5。

表 4.2-4 土壤监测点具体情况一览表

编号	样品类别		监测点/井号	监测项目
T1	项目占地范围内	柱状样	JHW85-71	汞、砷、六价铬、镉、铅、镍、铜、石油烃、pH
T2			JHW78 号平台	
T3			JHW79 号平台	
T4			JHW75-41	
T5			JHW63A 号平台	
T6	项目占地范围内	表层样	JHW60B 号平台	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 中 45 项因子和 pH、石油烃
T7			JHW57C 号平台	汞、砷、六价铬、镉、铅、镍、铜、石油烃、pH
T8	项目占地范围外	表层样	JHW58-48 东侧农田	镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃、pH
T9			JHW57-25 东侧农田	
T10			JHW72-38 西侧 300m	
T11			JHW72-41 南侧 300m	

（2）评价标准

T1-T7 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）表 2 中第二类用地风险筛选值标准；T8-T11 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）表 1 中其他农用地对应的风险筛选值标准。

图 4.2-5 本项目监测布点图

(3) 监测结果与评价

本次土壤环境质量监测结果见下表。

表 4.2-5 土壤监测与评价结果 (1)

序号	监测项目	监测结果-表层样 (占地范围内)		标准限值 (mg/kg)
		单位	T6	
1	砷	mg/kg	8.59	60
2	镉	mg/kg	0.23	65
3	六价铬	mg/kg	ND	5.7
4	铜	mg/kg	32	18000
5	铅	mg/kg	10.4	800
6	汞	mg/kg	1.88	38
7	镍	mg/kg	30	900
8	四氯化碳	mg/kg	ND	2.8
9	氯仿	mg/kg	ND	0.9
10	氯甲烷	mg/kg	ND	37
11	1,1-二氯乙烷	mg/kg	ND	9
12	1,2-二氯乙烷	mg/kg	ND	5
13	1,1-二氯乙烯	mg/kg	ND	66
14	顺-1,2-二氯乙烯	mg/kg	ND	596
15	反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	ND	54
16	二氯甲烷	mg/kg	ND	616
17	1,2-二氯丙烷	mg/kg	ND	5
18	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	ND	10
19	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	ND	6.8
20	四氯乙烯	mg/kg	ND	53
21	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	ND	840
22	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	ND	2.8
23	三氯乙烯	mg/kg	ND	2.8
24	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	ND	0.5
25	氯乙烯	mg/kg	ND	0.43
26	苯	mg/kg	ND	4
27	氯苯	mg/kg	ND	270
28	1,2-二氯苯	mg/kg	ND	560
29	1,4-二氯苯	mg/kg	ND	20
30	乙苯	mg/kg	ND	28
31	苯乙烯	mg/kg	ND	1290
32	甲苯	mg/kg	ND	1200
33	间二甲苯+对二甲苯	mg/kg	ND	570
34	邻二甲苯	mg/kg	ND	640
35	硝基苯	mg/kg	ND	76
36	苯胺	mg/kg	ND	260
37	2-氯酚	mg/kg	ND	2256
38	苯并(a)蒽	mg/kg	ND	15

39	苯并（a）芘	mg/kg	ND	1.5
40	苯并（b）荧蒽	mg/kg	ND	15
41	苯并（k）荧蒽	mg/kg	ND	151
42	蒽	mg/kg	ND	1293
43	二苯并（a,h）蒽	mg/kg	ND	1.5
44	茚并（1,2,3-cd）芘	mg/kg	ND	15
45	萘	mg/kg	ND	70
46	石油烃	mg/kg	51	4500
47	pH	无量纲	7.20	/

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 4.2-5 土壤监测与评价结果（2）

序号	监测项目	监测结果-柱状样（占地范围内）T1				标准限值 (mg/kg)
		单位	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	
1	砷	mg/kg	8.52	8.70	8.39	60
2	镉	mg/kg	0.14	0.17	0.13	65
3	六价铬	mg/kg	ND	ND	ND	5.7
4	铜	mg/kg	30	25	27	18000
5	铅	mg/kg	10.6	8.13	9.21	800
6	汞	mg/kg	1.80	1.80	1.70	38
7	镍	mg/kg	26	27	27	900
8	石油烃	mg/kg	8	9	8	4500
9	pH	无量纲	7.19	7.21	7.17	/

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 4.2-5 土壤监测与评价结果（3）

序号	监测项目	监测结果-柱状样（占地范围内）T2				标准限值 (mg/kg)
		单位	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	
1	砷	mg/kg	7.16	7.60	7.35	60
2	镉	mg/kg	0.08	0.10	0.11	65
3	六价铬	mg/kg	ND	ND	ND	5.7
4	铜	mg/kg	32	30	31	18000
5	铅	mg/kg	11.2	13.7	10.7	800
6	汞	mg/kg	1.98	2.07	1.92	38
7	镍	mg/kg	24	22	25	900
8	石油烃	mg/kg	18	22	16	4500
9	pH	无量纲	7.17	7.19	7.22	/

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 4.2-5 土壤监测与评价结果（4）

序号	监测项目	监测结果-柱状样（占地范围内）T3	标准限值
----	------	-------------------	------

		单位	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	(mg/kg)
1	砷	mg/kg	8.45	8.48	8.74	60
2	镉	mg/kg	0.08	0.11	0.07	65
3	六价铬	mg/kg	ND	ND	ND	5.7
4	铜	mg/kg	38	37	23	18000
5	铅	mg/kg	13.9	12.3	8.67	800
6	汞	mg/kg	1.83	1.93	1.84	38
7	镍	mg/kg	28	29	20	900
8	石油烃	mg/kg	19	24	24	4500
9	pH	无量纲	7.21	7.21	7.20	/

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 4.2-5 土壤监测与评价结果（5）

序号	监测项目	监测结果-柱状样（占地范围内）T4				标准限值 (mg/kg)
		单位	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	
1	砷	mg/kg	8.08	8.06	7.64	60
2	镉	mg/kg	0.11	0.09	0.11	65
3	六价铬	mg/kg	ND	ND	ND	5.7
4	铜	mg/kg	32	31	33	18000
5	铅	mg/kg	14.5	10.8	9.29	800
6	汞	mg/kg	1.62	1.63	1.63	38
7	镍	mg/kg	27	27	30	900
8	石油烃	mg/kg	8	6	9	4500
9	pH	无量纲	7.14	7.25	7.21	/

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 4.2-5 土壤监测与评价结果（6）

序号	监测项目	监测结果-柱状样（占地范围内）T5				标准限值 (mg/kg)
		单位	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	
1	砷	mg/kg	7.98	8.07	8.37	60
2	镉	mg/kg	0.10	0.09	0.09	65
3	六价铬	mg/kg	ND	ND	ND	5.7
4	铜	mg/kg	31	34	31	18000
5	铅	mg/kg	10.9	10.4	17.7	800
6	汞	mg/kg	2.23	2.16	2.14	38
7	镍	mg/kg	22	30	24	900
8	石油烃	mg/kg	15	18	12	4500
9	pH	无量纲	7.16	7.21	7.20	/

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 4.2-5 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（占地范围内）T7	标准限值 (mg/kg)
		T7	
1	砷	7.54	60
2	镉	0.24	65
3	六价铬	ND	5.7
4	铜	30	18000
5	铅	10.2	800
6	汞	1.75	38
7	镍	28	900
8	石油烃	45	4500
9	pH	7.17	/

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 4.2-5 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（占地范围外）T8-T11				标准限值 (mg/kg)
		T8	T9	T10	T11	
1	砷	0.016	0.019	0.014	0.023	25
2	镉	0.17	0.16	0.22	0.27	0.6
3	铬	40	51	20	52	250
4	铜	26	36	20	33	100
5	铅	18.3	16.6	0.22	0.27	170
6	汞	4.99	6.33	5.48	7.17	3.4
7	镍	68	76	63	78	190
8	石油烃	27	28	19	22	4500
9	pH	8.66	8.44	8.51	8.70	pH>7.5
10	锌	18	20	13	24	300

说明：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）中表 1 风险筛选值。

表 4.2-5 土壤监测与评价结果（9）--土壤理化特性结果

监测点位		JHW63A 号平台占地范围内	时间	2022 年 12 月 16 日
经度		89° 5' 42.912"	纬度	44° 12' 28.392"
实验室测定	阳离子交换量(cmol+/kg)	9.5		
	氧化还原电位 (mV)	561		
	饱和导水率/ (mm/min)	0.09		
	土壤容重/ (g/cm ³)	0.88		
	孔隙度 (%)	51.4		
监测点位		JHW58C 号平台占地外 500m	时间	2022 年 12 月 16 日
经度		89° 6' 49.42205"	纬度	44° 10' 27.96276"
实验室测定	阳离子交换量(cmol+/kg)	7.8		
	氧化还原电位 (mV)	538		
	饱和导水率/ (mm/min)	2.16		
	土壤容重/ (g/cm ³)	1.41		
	孔隙度 (%)	34.8		

由上表监测结果得：T1-T7 监测点土壤中各监测因子均满足《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；T8-T11 监测点土壤中各监测因子均满足《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）表 1 中其他农用地对应的风险筛选值标准。项目所在区域土壤环境良好。

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

本项目位于第六师红旗农场，距离本项目最近的大气环境质量监测站城市点位吉木萨尔县环境监测站，该监测站 2020 年的基本污染物监测数据见下表。

表 4.2-6 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 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	标准值 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	占标率 %	达标情况
SO ₂	年平均质量浓度	6	60	10	达标
NO ₂	年平均质量浓度	16	40	40	达标
PM ₁₀	年平均质量浓度	88	70	126	超标 0.26 倍
PM _{2.5}	年平均质量浓度	51	35	146	超标 0.46 倍
CO	日平均第 95 百分位数	1.2mg/m ³	4mg/m ³	30	达标
O ₃	最大 8h 平均第 90 百分位数	79	160	49	达标

根据评价结果：区域基本污染物 SO₂、NO₂、CO、O₃ 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}、PM₁₀ 的现状浓度超标，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

本项目对大气其他污染物环境质量现状进行实测，监测因子为非甲烷总烃、硫化氢。

（1）监测点位

监测点位 2 个：项目区及项目区下风向 2km 处。

监测时间及频率：连续 7 天监测，每天 4 次，监测时间 2022 年 12 月 15 日-12 月 21 日。

大气监测布点情况见图 4.2-5。

（2）采样及分析方法

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。具体见下表。

表 4.2-7 环境空气监测分析方法

监测项目	分析方法	方法来源	检出浓度 mg/m ³
非甲烷总烃(NMHC)	气相色谱法	HJ604-2017	0.07
硫化氢	亚甲基蓝分光光度法	GB 11742-1989	0.005

(3) 监测结果

大气环境质量现状监测结果见下表。

表 4.2-8 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 ₂ S	非甲烷总烃
项目区	浓度范围 (mg/m ³)	ND-0.007	0.48-0.76
	最大浓度占标率 (%)	0	38
	超标率 (%)	0	0
	达标情况	达标	达标
项目区下风向 2km 处	浓度范围 (mg/m ³)	ND-0.005	0.58-0.70
	最大浓度占标率 (%)	0	35
	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/m³

由上表结果得：非甲烷总烃小时浓度值在 0.48-0.76mg/m³ 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/m³，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 10μg/m³ 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

本项目南侧有地表水体，即下新湖水库，项目距该水库约 2.0km，本次对地表水环境质量评价采取引用监测数据，引自《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（红旗农场）环境影响报告表》中数据。

（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 6 日；

监测单位：新疆天熙环保科技有限公司。

本次水环境监测布点情况见图 4.2-5。

（2）监测项目

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

（3）评价方法

本次水环境质量评价方法采用单因子指数法对监测结果进行评价。

一般水质因子的标准指数计算公式：

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

式中： $S_{i,j}$ ——评价因子 i 的水质指数，大于 1 表明该水质因子超标；

$C_{i,j}$ ——评价因子 i 在 j 点的实测统计代表值，mg/L；

$C_{s,i}$ ——评价因子 i 的水质评价标准限值，mg/L。

溶解氧（DO）的标准指数计算公式：

$$S_{DO,j} = DO_s / DO_j \quad DO_j \leq DO_f$$
$$S_{DO,j} = \frac{|DO_f - DO_j|}{DO_f - DO_s} \quad DO_j > DO_f$$

式中： $S_{DO,j}$ ——溶解氧的标准指数，大于 1 表明该水质因子超标；

DO_j ——溶解氧在 j 点的实测统计代表值，mg/L；

DO_s ——溶解氧的水质评价标准限值，mg/L；

DO_f ——饱和溶解氧浓度，mg/L，对于河流， $DO_f = 468 / (31.6 + T)$ ，对于盐度比较高的湖泊、水库及入海河口、近岸海域， $DO_f = (491 - 2.65S) / (33.5 + T)$ ；

S——实用盐度符号，量纲一；

T——水温，℃。

pH 值的指数计算公式：

$$S_{\text{pH},j} = \frac{7.0 - \text{pH}_j}{7.0 - \text{pH}_{\text{sd}}} \quad \text{pH}_j \leq 7.0$$

$$S_{\text{pH},j} = \frac{\text{pH}_j - 7.0}{\text{pH}_{\text{su}} - 7.0} \quad \text{pH}_j > 7.0$$

式中：S_{pH, j}——pH 值的指数，大于 1 表明该水质因子超标；

pH_j——pH 值实测统计代表值；

pH_{sd}——评价标准中 pH 值的下限值；

pH_{su}——评价标准中 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下表。

表 4.2-9 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，℃	/	26	/	/
pH（无量纲）	6~9	8.5	0.75	达标
溶解氧（以 O ₂ 计），mg/L	≥5	7.5	0.67	达标
高锰酸盐指数（COD _{Mn} ），mg/L	≤6	15.3	2.55	超标
化学需氧量（COD _{Cr} ），mg/L	≤20	82	4.1	超标
五日生化需氧量（BOD ₅ ），mg/L	≤4	15.6	3.9	超标
挥发酚（以苯酚计），mg/L	≤0.005	0.0004	0.08	达标
氨氮（以 N 计），mg/L	≤1.0	0.48	0.48	达标
氟化物（以-计），mg/L	≤1.0	0.46	0.46	达标
硫化物，mg/L	≤0.2	0.048	0.24	达标
氰化物 mg/L	≤0.2	ND	/	达标
石油类，mg/L	≤0.05	0.04	0.8	达标
铬（六价），mg/L	≤0.05	ND	/	达标
铜，mg/L	≤1.0	ND	/	达标

锌, mg/L	≤1.0	ND	/	达标
镉, mg/L	≤0.005	ND	/	达标
铅, mg/L	≤0.05	ND	/	达标
砷, mg/L	≤0.05	0.0062	0.124	达标
汞, mg/L	≤0.0001	0.00006	0.6	达标

监测及评价结果表明：下新湖水库地表水监测各监测因子中除高锰酸盐指数、COD_{Cr}、BOD₅有超标外，其余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。高锰酸盐指数、COD_{Cr}、BOD₅超标的原因可能是周围村庄存在生活污染源造成的。

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评价采取引用数据进行评价，引自《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（红旗农场）环境影响报告表》中数据。

监测时间：2021年8月6日

本次水环境监测布点情况见图4.2-5。

表 4.2-10 地下水检测点位、井深

编号	井位	坐标
D1	下新湖水库北侧自流井	
D2	天山五场3队	
D3	红旗农场九连八队	
D4	红旗农场农1连1队	
D5	红旗农场农三连3队	
D6	红旗农场农七连1队	
D7	红旗农场农九连2队	
D8	红旗农场东侧	
D9	红旗农场一分厂4小队	
D10	项目区南侧水井	

(2) 监测项目

D1-D5监测点监测项目为水位、pH、总硬度、溶解性总固体、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、耗氧量、氯化物、硫酸盐、氟化物、氰化物、挥发酚、六价铬、

铁、汞、砷、铅、镉、镍、苯、石油类和总大肠菌群、 K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- ，D6-D11 监测点监测项目为水位。

(3) 评价方法

本项目地下水水质现状评价采用标准指数法，标准指数 >1 ，表明该水质因子已超标，标准指数越大，超标越严重。

(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；石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）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下表。

表 4.2-11 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	D1	D2	D3	D4	D5
K^+	/	2.01	3.11	4.54	2.94	1.31
Na^+	≤ 200	37.8	598	541	206	217
Ca^{2+}	/	24.6	313	133	115	49.0
Mg^{+}	/	8.12	124	66.9	25.9	7.33
总硬度, mg/L	≤ 450	140	1380	598	424	174
pH (无量纲)	6.5~8.5	8.0	8.1	8.1	8.0	8.1
溶解性总固体, mg/L	≤ 1000	218	2887	1549	581	277
耗氧量, mg/L	≤ 3.0	0.53	1.34	1.01	0.65	0.57
挥发酚类 (以苯酚 计), mg/L	≤ 0.002	0.0004	0.0010	0.0006	0.0007	0.0010
氨氮 (以 N 计), mg/L	≤ 0.50	0.126	0.179	0.146	0.156	0.138
氰化物, mg/L	≤ 0.05	ND	ND	ND	ND	ND
氟化物 (以 F ⁻ 计), mg/L	≤ 1.0	0.172	0.365	0.310	0.226	0.206
氯化物 (以 Cl ⁻ 计), mg/L	≤ 250	18.6	680	169	123	32.6
硫酸盐 (以 SO_4^{2-} 计), mg/L	≤ 250	47.1	756	501	128	67.3
硝酸盐 (以 N 计), mg/L	≤ 20	0.825	0.280	0.813	0.740	0.732
亚硝酸盐氮 (以 N 计), mg/L	≤ 1.00	ND	ND	ND	ND	ND
铅, mg/L	≤ 0.01	ND	ND	ND	ND	ND

总大肠菌群, M N/100mL	≤3.0	ND	ND	ND	ND	ND
铬 (六价), mg/L	≤0.05	0.011	ND	ND	0.010	0.021
汞 mg/L	≤0.001	0.00026	0.00026	0.00021	0.00029	0.00018
镍, mg/L	≤0.02	ND	ND	ND	ND	ND
铁, mg/L	≤0.3	ND	ND	ND	ND	ND
镉, m/L	≤0.005	ND	ND	ND	ND	ND
砷, mg/L	≤0.01	0.0010	0.0010	0.0013	0.0012	0.0019
石油类, mg/L	≤0.05	0.03	0.03	0.02	0.03	0.02
苯, μg/L	≤10.0	ND	ND	ND	ND	ND
编号	水位埋深 m		编号		水位埋深 m	
D1	60		D6		35	
D2	40		D7		40	
D3	45		D8		40	
D4	40		D9		20	
D5	60		D10		26	

由上表结果得：监测项目溶解性总固体、总硬度、硫酸盐、氯化物、钠有超标现象，其余监测项目能够满足满足《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；溶解性总固体、总硬度、硫酸盐、氯化物、钠超标原因为当地水文地质条件所致。

4.2.5.声环境质量现状调查与评价

为评价项目区域声环境质量现状，本次对区域进行现场监测。

（1）监测点位及项目

监测点位：共 8 个，即 1#-8#；监测项目：连续等效 A 声级（Leq（A））。

表 3.4-1 噪声监测点布置一览表

标号	监测点位	坐标
1#	JHW64 号平台	
2#	JHW63B 号平台	
3#	JHW63A 号平台	
4#	张家庄	
5#	知青点	
6#	毛家庄	

标号	监测点位	坐标
7#	杨家庄	
8#	一分厂四小队	

本次声环境监测布点情况见图 4.2-5。

(2) 监测时间和频次及方法

监测时间：2022 年 12 月 16 日，监测 1 天，昼夜各监测 1 次。

测量方法采用《环境监测技术规范》（噪声部分）对项目区背景噪声进行声压级测量（以 A 声级计）；测量仪器：AWA6221A 型多功能声级计。

(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下表。

表 4.2-12 声环境质量现状监测及评价结果一览表

编号	井号	监测时段		评价结果
		昼间	夜间	
1#	JHW64 号平台	44	43	达标
2#	JHW63B 号平台	45	44	达标
3#	JHW63A 号平台	46	44	达标
4#	张家庄	43	42	达标
5#	知青点	42	42	达标
6#	毛家庄	46	46	达标
7#	杨家庄	44	43	达标
8#	一分厂四小队	45	43	达标
标准限值		60	50	-

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。无超标现象，说明区域声环境质量较好。

5 环境影响预测与评价

5.1 生态环境影响评价

5.1.1 建设期生态环境影响评价

5.1.1.1 占地影响分析

(1) 占地情况

本项目占地分永久占地、临时占地；永久占地主要是采油平台井场、站场、道路占地，临时占地主要为场站施工及道路、管线作业带占地以及钻井公寓占地。

本项目地面工程主要新建12座平台、5座单井（钻试转产能）、1座单井拉油站，总计部署采油井82口井，页岩油联合站内新建压裂返排液除油预处理系统1套，新建管线7382.9m，新建道路2738.89m。

本项目为减少占地，采取单井与平台井相结合的方式进行部署，部署的82口井中有76口井分布在12个平台，1口采油井（JHW85-71）由于偏远，采用单井拉油方式进行部署，5口井钻试转产能进集输管网的方式进行部署。

经核算，新增永久占地面积137844.91m²，临时占地面积259249.17m²，施工总占地面积为397094.07m²，具体占地面积及土地利用类型见下表。

表 5.1-1 占地面积及土地利用类型一览表 单位：m²

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	采油平台井、单井井场	12个采油平台、1座单井拉油点、5个钻试转产能井，共计82口井	120000.00	特殊灌木林地-公益林、天然牧草地、其他草地、沟渠、农村道路、盐碱地
	道路	共计长度2738.89m	17802.79	特殊灌木林地-公益林、灌木林地、其他林地、天然牧草地、其他草地、农村道路、沟渠
	阀池	共计13个	42.12	特殊灌木林地-公益林、灌木林地、天然牧草地、其他草地、采矿用地
	小计		137844.91	
临时占地	采油平台井、单井井场	12个采油平台、1座单井拉油点、5个钻试转产能井，共计82口井	130688.00	特殊灌木林地-公益林、天然牧草地、其他草地、沟渠、农村道路、盐碱地
	道路	道路长2738.89m	5477.72	特殊灌木林地-公益林、灌木林地、其他林地、天然牧草地、其他草地、农村道路、沟渠

阀池	共计 13 个	263.65	特殊灌木林地-公益林、灌木林地、天然牧草地、其他草地、采矿用地
钻井公寓	1 座	34225.00	天然牧草地
管线	共计长度 7382.9m	88594.80	特殊灌木林地-公益林、灌木林地、其他草地、天然牧草地、农村道路、沟渠、盐碱地、采矿用地
小计		259249.17	

（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。

建设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、排放源弱小，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

油田开发过程中的占地包括井场、道路、管道等占地，对植被的影响主要表现在施工期，主要影响形式是对土地的占用以及施工阶段清场过程中对地表植被的清理及施工过程中的碾压。

根据现场勘查，项目所在区域自然植被主要以荒漠植被为主，区域植被覆盖度在 5%~15%之间；项目评价区植被多为盐节木、短叶假木贼。本项目施工会对永久占地及临时占地的野生植物产生影响，在完井后的 2~3 年中，将影响占地范围之内的植被初级生产力。当临时性占地的植被得到初步恢复后，这种损失将逐渐减少。且施工结束后，钻井设施及施工人员撤出，临时占地内的植被依靠自然恢复。本项目选址选线避绕茂密植被，减少单井占地，将 76 口井采取平台井形式部署，有效减少占地及生态环境的扰动。

(2) 生物量损失

本项目永久占地面积137844.91m²，临时占地面积259249.17m²。项目占有特殊灌木林地-公益林、灌木林地、其他林地、天然牧草地、盐碱地、其他草地等土地类型，本项目对开发区域植物生物量损失量影响见下表。

表 5.1-2 评价区域占地情况及生物量损失

工程内容	占地类型	占地面积 (m ²)	生物生产量 (t/hm ² •a)	生物量损失 (t/a)
采油平台井场、单井井场	特殊灌木林地-公益林	98598.28	2.9	28.59
	天然牧草地	131205.18	1.2	15.74
	其他草地	17853.65	1.0	1.79
	沟渠	2370.85	0	0.00
	农村道路	439.85	0	0.00
	盐碱地	219.83	0.9	0.02
道路	特殊灌木林地-公益林	14439.99	2.9	4.19
	灌木林地	925.88	2.5	0.23
	其他林地	322.43	2.0	0.06
	天然牧草地	7266.29	1.2	0.87
	其他草地	115.49	1.0	0.01
	沟渠	68.14	0	0.00

工程内容	占地类型	占地面积 (m ²)	生物生产量 (t/hm ² •a)	生物量损失 (t/a)
	农村道路	142.31	0	0.00
钻井公寓	天然牧草地	34225	1.2	4.11
阀池	特殊灌木林地-公益林	75	2.9	0.02
	灌木林地	25	2.5	0.01
	天然牧草地	154.85	1.2	0.02
	其他草地	25	1.0	0.00
	采矿用地	25.92	0	0.00
管线	特殊灌木林地-公益林	15305.8	2.9	4.44
	灌木林地	15318.69	2.5	3.83
	其他草地	7982.61	1.0	0.80
	天然牧草地	45457.88	1.2	5.45
	农村道路	208.19	0	0.00
	沟渠	747.24	0	0.00
	盐碱地	487	0.9	0.04
	采矿用地	3087.39	0	0.00
合计				70.22

在油田开发过程中土地被扰动，地表植被基本被毁。在投入运营后，其中有一部分地表土地被永久占用，地表被各种构筑物或砾石覆盖。其余土地重新回到原来的自然状态，但地表植被及地表结构却发生了变化。地表保护层被破坏后，其稳定性下降，防止水土流失的能力也随之下降。本项目在油田开发过程中临时占地面积为 259249.17m²，永久占地面积为 137844.91m²。在油田开发初期的 3~5 年中，荒漠植被破坏后不易恢复，因而使得 397094.07m² 荒漠土地基本没有植物初级生产能力，生物损失量约为 70.22t/a。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。

建设单位正在严格按照有关规定办理建设用地审批手续，按照正式征地文件对所占用地、草地进行经济补偿。随着施工期的结束，被开挖部分将覆土回填，可以减少临时占地对植被的破坏程度。本次环评要求施工结束后即对占地进行植被恢复；运输车辆沿道路行驶，禁止乱压乱碾；通过加强环保宣传教育，普及野生动物保护相关法律法规，以及严格的环境保护管理措施，可以有效的避免施工

及人员活动对保护植物的破坏。只要加强施工管理项目实施不会对项目区的生态环境造成太大影响。

（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建设期废水对植被影响

建设期新建钻井公寓 1 座，公寓内设有防渗废水收集池，生活污水集中在废水池中收集，定期清运至吉木萨尔县污水处理厂，生活污水不外排，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

在钻井作业过程中可能发生井喷事故。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。

(6) 对公益林及保护植物的影响

①项目建设过程中的占地包括平台井场、道路、管线等占地，对公益林及野生植物的影响主要表现在建设期，主要影响形式是对土地的占用以及建设阶段清场过程中对地表植被的清理及施工过程中的碾压。

②本项目建设过程中需修建油区道路，在道路修建过程中，除了路基永久性占用原有荒漠外，主要影响的是道路两侧的植被。施工完成后，由于区域内有冬季降雪，在融雪季节道路两侧有积水产生，有利于植被的自然恢复。

③项目集输管线的建设对公益林及野生植物的破坏包括管沟宽度和施工场地宽度两部分。管道建设中管沟部分的植被被彻底清除，而施工带地面上的植被破坏则因施工方式的不同而异。项目油田内部的集输管线管径较小，管线施工完成后，由于很少再次进行干扰，其地表进行平整后，植物会逐渐自然恢复。

④项目建设过程中大量人员、机械进入项目区，使项目区环境中人类活动频率大幅度增加。工程建设过程中临时性占地范围内的植被，在施工过程中虽然会受到不同程度的影响，施工结束后，则会逐渐恢复。自然条件较好的地段会在较短的时期内逐渐恢复，在自然条件恶劣的地段，植被的自然恢复则需要较长的时间。

⑤项目建设中对生态环境造成严重破坏的主要事故类型为管道泄漏，其产生的污染物排放均会对评价范围内的植被造成不同程度的影响，影响程度与发生事故时泄漏的油量及是否发生火灾有很大关系。植被体上附着的原油越多，植物死亡率就越高，而且草本植被比乔、灌木更敏感，更易受到致命的影响。如果发生火灾，则植被的地上部分会完全被毁，但如果土壤环境未被破坏，第二年植被将会重新生长。交通事故通常发生在道路两旁，发生的概率及影响范围均极小，仅对路边很小范围的植被产生严重污染。

5.1.1.3 对野生动物的影响分析

站场构筑物建设、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，原有的荒漠型动物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

根据开发方案，本项目新建管线 7382.9m，占地类型有特殊灌木林地-公益林、灌木林地、其他草地、天然牧草地、农村道路、沟渠、盐碱地及采矿用地。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。在管线施工期间，管沟开挖 12m 范围的土体将被扰动，土壤侵蚀模数和侵蚀量增大。管线临时占地约 88594.80m²，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。

管线的建设对植被的破坏包括管沟宽度和施工场地宽度两部分。管道建设中管沟部分的植被被彻底清除，而施工带地面上的植被破坏则因施工方式的不同而异。项目油田内部的集输管线管径较小，管线施工完成后，由于很少再次进行干扰，其地表进行平整后，植物会逐渐自然恢复。

5.1.1.5 道路建设对生态环境的影响

本项目道路建设总长度 2738.89m，从道路途径区域两侧的现状调查结果来看，沿线土地利用类型有特殊灌木林地、灌木林地、其他林地、天然牧草地、农村道路、沟渠以及其他草地；植被主要为短叶假木贼、盐节木等，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 17802.79m²，临时占地 5477.72m²，从植被受破坏的面积看共计 23280.50m²，初略统计，道路

工程造成的生物损失量大约有 5.37t，生物损失从整个项目建设的评价区域来看可以接受。

交通事故通常发生在道路两旁，发生的概率及影响范围均极小，仅对路边很小范围的植被产生严重污染。相对于整个开发区域而言，事故均发生于一个较小的范围内，且可通过对原油的及时清理而减轻其影响，不会对整个区域植被产生明显不利影响。

5.1.1.6 对荒漠生态景观变化的影响分析

本项目开发过程中永久性占地 137844.91m²。该面积占地被永久性构筑物占用，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 137844.91m²。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。

5.1.1.7 水土流失影响分析

本项目建设将对地表造成扰动，增大风蚀量。施工作业范围内的土壤地表表层遭到破坏，下层的粉细物质暴露在地层表面，在风力的作用下，风蚀量会明显加大，这种影响在短时间内不会完全恢复。但随着时间的推移，风蚀量会随着地表新保护层的逐渐形成而减弱。

本项目所在区域为中度侵蚀，根据《土壤侵蚀分类分级标准》（SL190-2007）中风力侵蚀的强度分级判定，中度风力侵蚀模数为2500-5000t/km²·a，本项目按3750t/km²·a计算，本项目永久性占地水土流失量517t，临时性占地水土流失量为972t。

5.1.1.8 土地沙化影响分析

本项目土壤侵蚀强度以风蚀为主，项目位于中度风力侵蚀范围，应加强水土保持综合治理盖章，减少因工程建设而产生的水土流失。

本项目永久占地面积 137844.91m²，临时占地面积 259249.17m²，施工总占地面积为 397094.07m²，项目所在区域为非沙化土地；项目场地平整、管沟开挖作业、道路修筑、车辆碾压等工程将扰动原有地貌，施工过程中对地表的大面积碾压，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏，使风蚀荒漠化的过程加剧，降低项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，造成局部土地沙化。

由于项目所在区域气候干燥，若施工过程对粉状材料未采取防尘网覆盖、洒水降尘等措施，地表的土壤遇大风天气易产生严重的扬尘、形成沙尘天气。项目场地平整及井场道路施工过程中，对原有地表土壤造成扰动，造成地表原有结构的破坏。管沟开挖过程中，若未采取分层开挖、分层回填措施，可能导致土壤的蓄水保肥能力降低，影响区域植被生长，造成土壤逐渐沙化。此外，在施工过程中，各种车辆（尤其是重型卡车）如乱碾压行驶，将使经过的土壤变得紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，甚至退化为沙地。

上述施工作业过程中，对原地貌的扰动大大降低了项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，若未采取相应的防护措施，遇大风天气，极易加重区域沙尘天气。因此，项目建设过程应认真落实防沙治沙措施，严格控制施工占地范围，遵守各项施工规定要求，在施工结束后对占地范围进行平整、恢复，可有效控制土地沙化趋势。

5.1.2 运营期生态环境影响评价

5.1.2.1 对植被的影响

本项目永久占地 137844.91m²，永久占地主要是采油平台井场、单井井场、阀池及道路占地。永久占地内的植被完全被清除。

（1）正常工况下植被影响分析

管线采用埋地敷设，管底埋深约-1.7m~-1.9m，管线施工结束，施工迹地及管线填埋迹地植被受到破坏，形成裸地，此带与周围植被没有明显的隔离作用，管线两侧一般在 3-5 年内开始发生向原生植被群落演替，并逐渐得到恢复。

运行期正常工况情况下，项目对植被的影响不大。井场、站场、道路等永久占地范围内的植被清除，不可恢复。

（2）事故状态下污染物排放对植被的影响

事故状态如在井下作业时发生井喷，导致原油散落地面会有原油直接附着在植物体上，造成局部范围内植被死亡。根据对一些事故现场的调查，井喷事故原油泄漏造成的植被破坏是小范围的，植被损失量很小。

5.1.2.2 对野生动物的影响分析

正常生产期间对野生动物的影响不大。项目区域的野生动物组成以爬行类、鸟类为主，本区域人类开发活动频繁，许多鸟类可能受到人类或机械的干扰而飞离该区域。但是由于本区的动物属于伴人种，数量多，适应能力强，很快能在邻

近区域建立新的栖息地，所以对其种群生存不会造成影响。

5.1.2.3 生态系统完整性和稳定性评价

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

本项目开发区的生态景观稳定性较差，异质化程度低，生态体系的稳定性和必要的抵御干扰的柔韧性差。在油田开发如采油平台井场、单井井场、管线等建设中，新设施的增加及永久性构筑物的作用，不但不会使区域内异质化程度降低，反而在一定程度上会增加区域的异质性。区域的异质性越大，抵抗外界干扰的能力就越大。因而油田开发建设不会改变区域内景观生态的稳定性及完整性。目前由于油田开发活动，对区域生态系统的完整性和稳定性产生一定影响，只有很好地控制破坏影响范围，并做好生态恢复和后期管理，才能控制生态进一步恶化。

5.1.3 服役期满生态环境影响评价

服役期满后，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，可使服役期满生态环境影响降到最低。

5.1.4 生态影响小结

本项目对生态环境的影响主要来自建设期占地的影响，总占地面积 397094.07m²，其中永久占地面积 137844.91m²，临时占地面积 259249.17m²，占地类型为特殊灌木林地、其他林地、天然牧草地、盐碱地、其他草地等类型。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。因此总体上看本项目建设对生态环境影响较小。

5.2 土壤环境影响评价

5.2.1 建设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。

本项目新建管线 7382.9m，管线开挖临时占地面积共 88594.80m²。其主要土壤类型为草甸土。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,包括钻井泥浆、钻井岩屑、施工材料等。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。

5.2.1.4 水土流失及沙化影响分析

工程施工及占地呈点线状分布,对土壤的影响包括扰动、损坏、破坏原地貌、

地表土壤结构及植被，可能会对项目区造成水土流失及土地沙化影响。

本项目建设对区域水土流失影响的程度因管线所经过的区域不同而不同。本项目建设内容主要为站场、管线等工程的建设等。建设期间，施工车辆对地表的大面积碾压，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏，会使风蚀荒漠化的过程加剧，从而造成水土流失，严重时会导致沙化，这种影响在短时间内不会完全恢复；在地面构筑物建设中，最直接而且易引起水土流失的是施工过程中使影响范围内的地表保护层变得松散，增加风蚀量，但场站硬化措施可有效防止风蚀造成水土流失，从而避免土地沙化。

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，石油在土壤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□；两种兼有□				
	土地利用类型	建设用地√；农用地□；未利用地√				
	占地规模	(13.78) hm ²				
	敏感目标信息	敏感目标（ ）、方位（ ）、距离（ ）				
	影响途径	大气沉降；地面漫流□；垂直入渗√；地下水水位□；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□；Ⅲ类□；Ⅳ类□				
	敏感程度	敏感√；较敏感□；不敏感□				
评价工程等级		一级√；二级□；三级□				
现状调查内容	资料收集	a) √；b) □；c) □；d) □				
	理化特性					
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	
		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 47 项				见表 4.2-5
		GB15618-2018 中表 1 基本项目、pH、石油烃，共 10 项				见表 4.2-5
现状	评价因子	石油烃				
	评价标准	GB15618 √；GB 36600 √；表 D.1 □；表 D.2 □；				

评价		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	
		5 个	砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍、石油烃	1 次/3 年	
		1 个	镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃		
	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 建设期环境空气影响评价

本项目在建设期对环境空气的影响主要来自施工扬尘及车辆尾气。

(1) 施工扬尘

本项目在建设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。在建设期内，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。

(2) 车辆尾气

车辆行驶过程，对该区域产生间断性、不连续排放，并且汽车油料为国家合格产品，车辆车况通过有关部门检验合格，其尾气排放的污染物均符合国家标准，对周围环境不产生不利影响。

5.3.2 运营期环境空气影响评价

根据工程分析内容，本项目的废气污染物主要为油气集输、处理及储存过程无组织排放的烃类气体和伴生气燃烧废气。

(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

①油气集输及处理过程的烃类挥发-非甲烷总烃

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，对本项目而言，VOCs主要为非甲烷总烃。本项目新建产能 $68.2 \times 10^4 \text{t/a}$ ，部署的82口采油井中，81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81口井油气集输全程密闭，无组织VOCs排放量为 3.0152t/a ，1口单井拉油站无组织VOCs排放量为 2.995t/a ，页岩油联合站压裂返排液除油预处理调储罐无组织VOCs排放量为 0.296t/a ；因此，本项目产生无组织VOCs排放量总计 6.3062t/a 。

②单井拉油站伴生气放空废气- SO_2 、 NO_x

本项目单井拉油站位于JHW85-71井场，年产气量约 $9.86 \times 10^4 \text{m}^3$ ，伴生气放空燃烧产生废气量 $107.38 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ， NO_x 的排放量为 5.324t/a （ 0.672kg/h ）， SO_2

排放量为 0.039t/a (0.005kg/h)，颗粒物 (PM10) 的排放量为 0.028t/a (0.004kg/h)，总烃的排放量为 0.197t/a (0.025kg/h)。

(3) 污染源参数

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 5.3-1 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
79 号平台			585	150	104	7920	0.0564
64 号平台			584	100	72		0.0235
63 号平台			588	132	100		0.0470
62C 号平台			593	80	60		0.0141
61C 号平台			594	100	60		0.0188
60B 号平台			598	60	60		0.0094
58C 号平台			601	120	100		0.0423
57C 号平台			608	108	100		0.0376
JHW85-71 拉油站			589	60	40		0.3782
J10039-H			588	60	40		0.0047
调储罐			606	65	35		0.0374

表 5.3-2 大气污染源参数表-点源（火炬源）

编号	排放口名称	污染物种类	排放口地理坐标°		火炬等效高度 (m)	海拔高度 (m)	排气筒出口内径 (m)	烟气温度 (°C)	烟气流速 (m/s)	总热释放速率 (cal/s)	年排放小时数/h	污染物排放速率/(kg/h)
			经度	纬度								
1	单井拉油站 (JHW85-71)	NO _x			8	589	0.05	100	19.2	5690	7920	0.672
2		SO ₂										0.005
3		PM ₁₀										0.004
4		NMHC										0.025

(4) 预测结果

按照估算模式 AIRSCREEN 计算无组织排放最大地面浓度，结果见下表。

表 5.3-3 NMHC 无组织排放估算结果一览表

污染源名称	评价因子	评价标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	C_{max} ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	P_{max} (%)	$D_{10\%}$ (m)	最大落地点距离 (m)
79 号平台	NMHC	2000.0	12.1680	0.61	/	130
64 号平台	NMHC	2000.0	6.5934	0.33	/	100
63 号平台	NMHC	2000.0	10.5420	0.53	/	123
62C 号平台	NMHC	2000.0	4.4305	0.22	/	75
61C 号平台	NMHC	2000.0	5.7598	0.29	/	94
60B 号平台	NMHC	2000.0	3.0992	0.15	/	75
58C 号平台	NMHC	2000.0	9.7551	0.49	/	113
57C 号平台	NMHC	2000.0	8.9448	0.45	/	109
单井拉油站 (JHW85-71)	NMHC	2000.0	71.8960	3.59	/	296
J10039-H	NMHC	2000.0	1.7596	0.09	/	73
调储罐	NMHC	2000.0	22.4350	1.12	/	50

由上表得出结果：非甲烷总烃无组织排放占标率 P_{max} 为 3.59%，来自单井拉油站（JHW85-71）。

单井拉油站（JHW85-71）伴生气燃烧排放的 SO_2 和 NO_x 筛选结果见下表。

表 5.3-4 估算模型计算结果表

污染源名称	评价因子	评价标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	C_{max} ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	P_{max} (%)	$D_{10\%}$ (m)	最大落地点距离 (m)
单井拉油站 (JHW85-71)	SO_2	500	1.5018	0.30	/	32
	NO_x	250	20.2040	8.08	/	32
	PM_{10}	450	1.2004	0.27	/	32
	NMHC	2000	7.5024	0.38	/	32

由上表得出结果：单井拉油站（JHW85-71）排放的 NO_x 最大占标率为 8.08%。

综上所述：根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）分级判定要求，选择单井拉油站（JHW85-71） NO_x 占标率 $P_{\text{max}}=8.08\%$ 判定等级，最大地面浓度占标率 $1\% \leq 8.08\% < 10\%$ ，故为大气环境影响评价工作等级为二级。

本项目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。同时，对单井拉油站内储罐加强罐体保温，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 and 减少 VOCs 的挥发排放。

5.3.3 环境空气影响评价结论

综上所述，项目在建设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，建设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，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。

5.3.4 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 5.3-5 本项目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	0.039
	2	NO _x	5.324
	3	NMHC	0.197
	4	颗粒物	0.028
采油、集输、单井拉油过程无组织挥发	5	NMHC	6.3062

5.3.5 大气环境影响评价自查表

本项目大气环境影响评价自查表见下表。

表 5.3-6 建设项目大气环境影响评价自查表

工作内容		吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油 2023 年开发建设工程								
评价等级与范围	评价等级	一级口			二级√			三级 口		
	评价范围	边长=50km 口			边长 5~50km√			边长 5km 口		
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 、PM ₁₀ ） 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 口		
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	(2020) 年								
	环境空气质量现状调查数据来源	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	预测模型	AERM OD √	ADMS 口	AUSTAL2000 口	EDMS/AE DT 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（非甲烷总烃、SO ₂ 、NO _x ）					包括二次 PM _{2.5} 口			

与评价		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% □
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C _{本项目} 最大占标率≤10%□	C _{本项目} 最大占标率>10% □
		二类区	C _{本项目} 最大占标率≤30%□	C _{本项目} 最大占标率>30% □
	非正常排放1h浓度贡献值	非正常持续长 () h	C _{非正常} 占标率≤100%□	C _{非正常} 占标率>100% □
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	C _{叠加} 达标□		C _{叠加} 不达标 □
环境监测计划	区域环境质量的整体变化情况	k≤-20%□		k>-20% □
	污染源监测	监测因子:(非甲烷总烃、SO ₂ 、NO _x)	有组织废气监测□ 无组织废气监测 √	无监测 □
评价结论	环境质量监测	监测因子: ()	监测点位数 ()	无监测□
	环境影响	可以接受√ 不可以接受 □		
	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 : (0.039) t/a	NO _x : (5.324) t/a	颗粒物: (0.028) t/a VOCs: (6.5032) t/a

注: “□”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 建设期对地表水环境影响评价

(1) 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。

(2) 生活污水

本项目开发建设期间,钻井公寓设有生活污水防渗收集池,将污水集中收集后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,项目产生的压裂返排液(采出水)、井下作业废水经页岩油联合站站外第三方处置单位处理后,水质达到《油田注入水分级水质指标》(Q/SY XJ 0030-2015)、《压裂酸化返排液处理技术规范》(Q/SY 02012-2016)中要求后用于单井压裂液复配水源,废水不外排,不与地表水产生水力联系。正常情况下本项目产生的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

对于本项目来说,可能对地表水环境产生影响事故为原油泄漏。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,位于项目区南侧约 2.0km 处,以及位于 62 号采油平台东侧 0.12km 处的下新湖总干渠;由于水库地势高于项目区,管线采用高压玻璃纤维管线管,管线保温后地埋敷设,防护层采用高密度聚乙烯塑料,管底埋深-1.7m~-1.9m,管线采用国家合格产品;因此,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较小,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。由于本项目的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,通过关闭已设置的各阀池中的阀门,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,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 水文地质条件

(1) 区域水文地质概况

第四系松散岩地层沉积厚度数十米至上百米不等,含水层为一套冲积—湖积的双层结构,上部为潜水,下部为承压水,含水层岩性以粗砂为主,承压含水顶板埋深多大于 100m,潜水位埋深较大(10~50m),矿化度 $>10\text{g/l}$,水化学类型主要以 CaCl_2 型为主;水量小,无开采利用价值。

第三系碎屑岩类孔隙—裂隙水广泛分布于准噶尔盆地广大地区,为主要的生产用水开采水源。其含水层岩性主要是砂岩和泥质砂岩,承压水顶板埋深在 50~100m 以下,矿化度 3~10g/L,水化学类型主要以 CaCl_2 型为主;富水性极不均匀,单井涌水量 90~500m³/d。

油田区域地层岩性为:表层为第四系干燥松散的风成沙沉积,厚约 200m 左右;向下为第三系,地层由以泥岩、砂岩、粉砂岩为主的碎屑沉积物组成,含水

层以砂岩为主，厚度在 50~150m；底部为第三系的粉砂岩、泥岩沉积。地下水主要为第三系碎屑岩类承压水，顶板埋深大于 100m。本区主要含水层水文地质特征如下：

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

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

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

（2）补径排条件

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

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

本项目区域地层水的水型为 CaCl_2 型，地下水径流方向基本由南向北。项目区水文地质见图 5.4-1。

图 5.4-1 本项目所在区域水文地质示意图

5.4.2.2 正常运行情况下对地下水环境的影响评价

本项目运营期废水主要为压裂返排液（采出水）、井下作业废水，其中压裂返排液（采出水）来源于采出液，采出液管输至页岩油联合站，在站内进行油水分离，压裂返排液（采出水）进入本次在页岩油联合站站内新建压裂液返排液除

油预处理系统处置后交站外第三方污水处理单位进行处理，废水处理达标后用于单井压裂液复配水源，不向外环境排放。

吉庆油田作业区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站外交第三方处置单位进行处理。

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<50m；下部为承压含水层，第一层埋深在 100m 左右。

综上所述，正常生产状况下，油田建设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，喷出的液量较大，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 200m 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

本项目运行过程中会出现输油管线泄漏事故，通常泄漏事故产生的污染物以点源形式通过土壤表层下渗进入地下含水层。因而管线泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于油气混合物的物理性质、泄漏量、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等因素。

油气混合物中的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，油污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，油溢出的浓度按 $8.98 \times 10^5 \text{mg/L}$ 计，并成为污染地下水的源强浓度。

根据相关研究资料，本次采用指数法，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。

$$e_i = C_0 \cdot e^{-kt}$$

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

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 8.98×10^5 mg/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）；

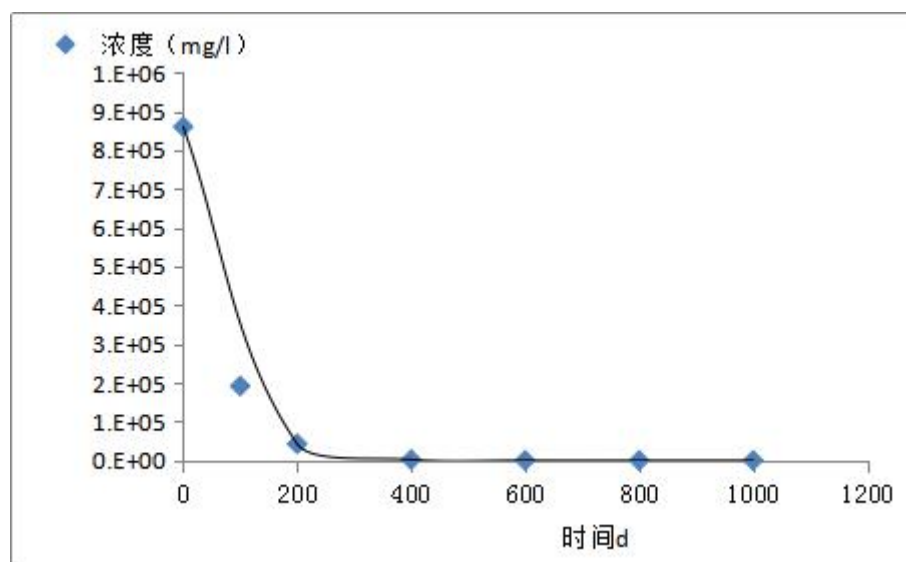


图 5.4-2 有机污染物的一级衰减曲线

由计算结果可以看出，石油类污染物的半衰期约为 46d 左右，经过约 400 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。根据地下水流速，可计算出原油泄漏后的影响范围为泄漏点的地下水下游方向 200m 以内。

因此集输管线必须采取必要的防腐措施，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。

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。

本项目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。由于本项目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的天性减到最低程度。

（4）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。

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<50m；下部为承压含水层，第一层埋深在 100m 左右。

本项目采油目的层深约 5787m，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天性，不会对地下水产生影响。

因此，在采取严格要求套管下入深度、严格执行固井设计等措施后，可以有效控制钻井液在地层中的漏失。

5.4.3 水环境影响评价结论

（1）本项目施工期钻井公寓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；管道试压废水用于施工现场降尘。施工期对水环境影响较小。

（2）本项目运营期废水主要为压裂返排液（采出水）和井下作业废水。压裂返排液（采出水）经页岩油联合站及站外第三方处置单位处理达标后，用于单

井压裂液复配水源，废水不向外环境排放。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站外第三方处置单位处理。

(3) 本项目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。

本项目建设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。

5.5 声环境影响评价

5.5.1 建设期声环境影响评价

(1) 钻井工程施工噪声

建设期的噪声主要为钻井过程中钻机、泥浆泵等发出的噪声，泥浆泵、钻机的声压级一般在 95~110dB(A)，地面工程管线、站场建设过程中机械噪声，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昼间施工噪声在大于等于 30m 外满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求。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。建设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

本项目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

由上表可知，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)）。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。本项目建设期的这些噪声源均为暂时性的，只在短时期对声敏感点、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。建设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

本项目运营期噪声污染源主要为井场和站场的各类机泵。

（1）声源强

项目噪声源为井场机泵，本次评价以平台井为例，对运营期井场厂界噪声进行预测。单井机泵噪声源强在 80~90dB（A）之间，设备选用低噪设备，并采取基础减振等措施，衰减量按 25dB（A）计，其运行噪声不高于 70dB（A）。项目工程主要噪声源强见下表。

表 5.5-3 项目运营期主要噪声源强

序号	位置	声源名称	声源源强 dB (A)	声源控制措施	衰减后源强 dB (A)	运行时段
1	井场	螺杆泵	80-90	选用低噪声设备, 减振垫、定期维护保养	65	连续
2	井场	井下作业 (修井等)	80~95	选用低噪声设备	70	偶发
3	交通噪声	巡检 车辆	60~90	限制车速、定期维 维护保养和禁止鸣 笛等	65	间断

(2) 评价标准

项目所在区域声环境功能区属于 2 类区。项目厂界噪声均执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类标准, 即昼间 60dB(A), 夜间 50dB (A)。

(3) 预测模式

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

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

式中: $L_A(r)$ —距声源 r 处的 A 声级;

$L_A(r_0)$ —参考位置 r_0 处的 A 声级;

r —预测点距声源距离, m;

r_0 —参考位置距离声源距离, m。

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

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

式中:

T ——计算等效声级的时间;

N ——为室外声源个数;

M——为等效室外声源个数。

预测点的预测等效声级(L_{eq})计算公式:

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

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

L_{eqb} ——预测点的背景值, dB(A)。

(4) 预测结果

项目建成后, 正常工况下, 井场场界噪声预测结果见下表。

表 5.5-4 厂界噪声影响预测结果 单位: dB(A)

类型	预测厂界	预测值		标准值	
		昼间	夜间	昼间	夜间
厂界噪声	东厂界	42	40	60	50
	南厂界	39	37		
	西厂界	42	40		
	北厂界	39	37		

由预测结果可知, 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。因此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

项目区施工期的这些噪声均为暂时性的, 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。施工期噪声对周围环境造成的影响属可接受范围。

项目运营期噪声污染源主要为各类机泵及运输车辆噪声。经预测, 运营期项目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, 周边 200m 范围内无固定居民居住, 故在运营期间本项目不会产生扰民现象, 运营期噪声影响属于可接受范围内。

5.6 固体废物环境影响评价

5.6.1 固体废物分类

本项目在建设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
建设期	泥浆	水基泥浆	一般废物	14708.54m ³	0	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	危险废物 HW08-071-002-08	24082.52m 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	19317.76m ³	0	经不落地系统处理后，暂存在水基岩屑储罐中，待储罐即将装满时，交由岩屑处置单位进行处理
		油基岩屑	危险废物 HW08-071-002-08	30196.32m ³	0	经不落地系统处理后，暂存在油基岩屑储罐中，待储罐即将装满时，交由具备危废处置资质的单位（克拉玛依博达环保科技有限公司/克拉玛依金鑫油田环保工程有限公司进行处置）进行处置
	生活垃圾	生活垃圾	/	52.6t	0	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
	土方	弃土	一般废物	0m ³	0	挖方量再利用，无弃土
	机械设备废油、含油废弃物		危险废物 HW08-900-214-08	7.7t	0	交由危险废物运输及处理资质单位进行处置
运营期	含油污泥		危险废物 HW08-071-001-08	6189.83 t/a	0	收集后暂存至吉祥联合站污泥贮存场，委托克拉玛依博达环保科技有限公司/克拉玛依金鑫油田环保工程有限公司处置
	废洗井液		900-999-99	1036.89 t/a	0	采用专用收集罐收集后拉至页岩油联合站站外交由第三方处理单位处置
	废润滑油		危险废物 HW08-900-214-08	1.64t/a	0	采用专用收集桶收集后拉至页岩油联合站原油处理系统进行处置

5.6.2 建设期固体废物环境影响评价

(1) 固体废物影响分析

本项目施工过程中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、机械设备废油和含油废弃物。

钻井泥浆：水基（油基）泥浆全部进入泥浆不落地系统处理后回收入水基（油基）收集罐，用于后续水基（油基）钻井配液等环节使用。

钻井岩屑：水基（油基）岩屑经不落地系统收集暂存在水基（油基）岩屑暂存罐内，其中水基岩屑交岩屑处置单位处理，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，可进行综合利用；油基岩屑交由具备危废处置资质的单位（克拉玛依博达环保科技有限公司/克拉玛依金鑫油田环保工程有限公司进行处置）进行处置。

生活垃圾：本项目钻井公寓设有生活垃圾箱若干个，生活垃圾集中收集在垃圾箱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、道路、井场建设产生，项目不产生弃土，挖方土全部用于回填。

机械设备废油和含油废弃物：施工期间使用的机械设备运行过程中需进行维护、保养、维修等工作，以使其能正常运转，此过程中将产生少量的废油，如废润滑油、废机油、含油废弃物等，委托具有危险废物运输及处理资质的单位进行处置，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线。

施工期固体废物均得到有效收集、处置，严禁外排，因此对周围环境影响小。

(2) 固废综合利用可行性分析

水基（油基）钻井泥浆进罐收集后，用于后续水基（油基）钻井配液等环节使用；根据《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）规定，达到本标准污染物限值的钻井固体废物作为可利用资源。本项目水基钻井岩屑经岩屑处置公司处理后检测达到该标准要求后综合利用。油基钻井岩屑交由具备危废处置资质的单位（克拉玛依博达环保科技有限公司/克拉玛依金鑫油田环保工程有限公司进行处置）进行无害化处置。

综上，只要加强管理，并严格按照本评价提出的防范措施妥善处置施工期产生的固体废物，不会对周围环境产生明显影响。

5.6.3 运营期固体废物环境影响评价

(1) 运营期固废环境影响分析

本项目运营期产生的固体废物主要包括含油污泥、废洗井液、废润滑油。

含油污泥：该废物来自单井拉油站储罐、联合站站内压裂返排液除油预处理装置以及检修清罐等工艺；该废物属于危险废物，采用专用收集罐收集，先在吉祥联合站污泥贮存场暂存，后委托克拉玛依博达环保科技有限公司/克拉玛依金鑫油田环保工程有限公司进行清运及处置。

废洗井液：对单井进行修井过程会使用洗井液来冲洗井壁，从而产生一定量废洗井液。采用专用收集罐收集后拉至页岩油联合站站外污水池内，交由第三方处理单位对废水进行处理，处理达标后综合利用，用于单井压裂液复配水源。

废润滑油：井下作业和采油过程中机械设备维修中产生少量废润滑油，采用专用收集桶收集后，拉至页岩油联合站原油处理系统进行处置，不外排。

(2) 危废处置依托可行性分析

克拉玛依博达环保科技有限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。

克拉玛依金鑫油田环保工程有限公司具有自治区环保厅颁发的《危险废物经营许可证》（编号 6502030052）（有效期 2021 年 8 月 6 日至 2026 年 8 月 5 日，危险废物经营类别 HW08），年处理能力 8 万 t/a。

本项目 82 口采油井全部投产后预计年含油污泥最大产生量为 6189.83t/a，油基岩屑 30196.32m³，完全在博达公司和金鑫环保的处理能力范围内，两个处理公司将危废中废油分离出来，残渣综合利用用于油区内部道路、铺垫井场等，废油进行回收利用；依托可行。

通过采取以上措施，本项目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 固体废物环境影响评价结论

综上所述，本项目建设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、白油、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、白油、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）：

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

式中： $q_1, q_2, \dots, q_n$ -每种危险物质的最大存在总量，t； $Q_1, Q_2, \dots, Q_n$ -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 $Q \geq 1$ 时，将 Q 值划分为：（1） $1 \leq Q < 10$ ；（2） $10 \leq Q < 100$ ；（3） $Q \geq 100$ 。

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	单井钻井期油基钻井液中白油	84.8	2500	0.034
3	原油-管线	14.9	2500	0.006
4	原油-拉油站	43.6	2500	0.017
5	天然气-管线	0.2	10	0.020
项目 Q 值 Σ				0.085

从上表看出：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

根据现场调查，本项目评价范围没有自然保护区、水源保护区、文物保护单位等其它特殊敏感目标，环境风险敏感目标见下表。

表 5.7-4 环境风险敏感目标一览表

序号	环境要素	保护目标	保护内容	环境功能区划	环境质量保护要求
1	环境空气	姬家桥	村民，约 26 户	二类	满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准
		张家庄	村民，约 26 户		
		一分场五队	村民，约 18 户		
		一分场二小队	村民，约 10 户		
		杨家庄	村民，约 28 户		
		毛家庄	村民，约 13 户		
		一分场四小队	村民，约 30 户		
		知青点	村民，约 44 户		
2	水环境	地表水	下新湖水库	III类	满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中III类标准
			下新湖总干渠		

		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	土壤环境-项目占地范围	《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	
		公益林-项目占地范围	严格落实项目占地范围内生态环境保护措施	
		野生植被-梭梭、动物		
		项目东侧农田	《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准》(试行)(GB15618-2018)	

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、白油和天然气,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
4	白油	饱和的环烷烃与链烷烃混合物	一般接触和使用矿物油对人类通常是安全的,FDA 也批准矿物油在个人护理和化妆品方面的使用,也可以作为食品的添加剂,不超过 10mg/kg。世界卫生组织将矿物油定义为“未处理或低级处理的工业品形态”,作为 1 号致癌物的一类。	闪点 220℃	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。

集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

本项目建设期井场设置柴油储罐、钻井液储罐等罐体，运营期单井拉油站设有储液罐，由于储罐设计、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罐体内液体泄漏事故发生，对周围地下水、土壤、大气等环境造成污染。

（4）运输风险识别

本项目建设期钻井液采用罐车拉运至井场，运营期单井拉油站采出液拉运及井下作业过程采用罐车将井下作业废水拉至页岩油联合站进行处置。因车辆本身的设计、制造、操作、管理等各环节，罐体可能因腐蚀过薄甚至穿孔、焊缝开裂、密封损坏、附件失灵等原因，在拉运过程有泄漏事故发生的风险。事故发生时罐车内储存物溢出，对周围环境造成直接污染。

5.7.4 环境风险分析

5.7.4.1 钻井期环境风险分析

（1）井喷事故影响分析

①对土壤环境影响分析

井喷是油田开发过程中的意外事故，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。

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，据类比资料显示，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的原油喷散物，井喷的影响范围主要集中在 200m×200m 范围内，所以井喷对人员的伤害有限，对项目区及周边土壤环境、水环境产生一定影响。钻井期井场进行了分区防渗，井口采取重点防渗，一旦发生事故，可减缓对地表土壤环境的影响。

②对水环境影响分析

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，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，喷出的液量较大，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 200m 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对植被及公益林的影响分析

井喷发生时，原油中的轻组份挥发，在对空气环境产生影响的同时，也对周围公益林及植物产生影响，井场周围半径 500m 范围内的公益林及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。

(2) 储罐泄漏环境影响分析

①对大气环境影响分析

柴油储罐、钻井液（油基）储罐发生泄漏后，油类物质进入环境空气，其中非甲烷总烃可能会对周围环境空气产生影响，若遇明火，可发生火灾、爆炸，火灾、爆炸产生的伴生/次生污染物可能对环境空气产生一定的影响。由于项目区地域空旷，扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响。

②对土壤环境影响分析

泄漏的油类物质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，进而影响项目区植被的生长，并可影响局部的生态环境。

储罐发生泄漏时，相当于向土壤中直接注入油类物质，泄漏的油类物质进入土壤中后，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。

钻井期井场采取分区防渗措施，各储罐采用钢制材料，同时在储罐与地表接触面，均采用铺设防渗膜进行防渗，储罐位于室内，一旦发生泄漏，可及时清理，尽可能回收，发生事故后，及时采取应急救援措施，不会对周围土壤环境产生明显影响。

③对地下水环境影响分析

储罐泄漏的油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。发生泄漏事故后，及时维修处理，即使有少量的污染物泄漏，也很难通过防渗层渗入包气带。

项目施工期单井井场施工期柴油最大储量为 20t，作为停电应急备用电源燃料，柴油采用专用清洁储罐储存，储罐采用钢制材质且密封性较好；柴油储罐在室内储存，室内地表采取防渗措施，柴油储罐底部与室内地面接触处再次铺设防渗膜，防止发生泄漏污染地表；如柴油罐体发生泄漏，底部铺设的防渗膜可有效保护地表，防止油品污染储罐区域，因此发生渗漏污染地下水的风险事故概率较低。

5.7.4.2 运营期环境风险分析

依据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 F 中液体泄漏公式计算集输管线泄漏事故状态的泄漏量。

（1）事故源强计算

本项目管线原油泄漏速度 Q_L 用柏努利方程计算：

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

式中： Q_L —液体泄漏速度，kg/s；

C_d —液体泄漏系数，取 0.62；

A —裂口面积；

ρ —泄漏液体密度；

P —容器内介质压力，3.5MPa；

P_0 —环境压力，0.101MPa；

g —重力加速度，9.8m/s²；

h —裂口之上液位高度，m。

本项目集输管线 7382.9m，采用 DN200、DN150、DN100，本次评价分析管线发生断裂情况，计算管径取最大 DN200 管线发生孔径（200mm）泄漏情况下的泄漏量。

根据上述公示，石油化工企业泄漏时间一般要控制在 10min 内，据此计算项目管线泄漏量 28.86t。

（2）对水环境的影响

当集输管线泄漏事故发生时，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》（岳战林文）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，石油烃很难在土壤剖面中随水下渗迁移，基本上被截留在 0~10cm 或 0~20cm 表层土壤中，其中表层 0~5cm 土壤截留了 90%以上的泄漏原油。因此，如发生输油管线泄漏事故，做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，不会对当地地下水环境产生大的影响。项目对管线采取防腐措施，定期对管线进行巡检，加强管输压力监控，可有效控制泄漏事故带来的不利影响。

（3）对土壤的影响

管线腐蚀会造成管线内采出液泄漏，这种情况相当于向土壤中直接注入原油。泄漏的大量油品进入土壤环境中后，会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的含量。

根据类比调查结果可知，泄漏事故发生后，在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；粘重土壤多为表层土，覆于地表会使土壤透气性下降，降低土壤肥力。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（落地油一般在土壤表层20cm以上深度内积聚）。项目对管线采取防腐措施，同时加强对管线的巡检及管输压力监控，可及时发现事故发生时间，有效降低事故对周围环境产生的影响。

（4）对公益林及植被的影响

运营期项目各站场占地范围内无植被分布，永久占地范围已进行了硬化或砾石铺垫。井下作业时对作业区域采取铺设防渗膜进行防渗，要求带罐作业；井场分区进行防渗，管线外部进行防腐措施。对站场设备进行维修、保养，防止油气泄漏事故发生。加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡，可有效降低发生事故的概率，因此，不会对周围植被产生影响。

（5）对大气环境的影响

在管道压力下，加压集输油品泄漏时，油品从裂口流出后遇明火燃烧，发生火灾爆炸事故，燃烧产生的次生CO引发周围人员CO中毒事件。一旦管道发生泄漏事故，井场内设置有流量控制仪及压力变送器，当检测到压力降速率超0.15MPa/min时，由生产控制系统发出指令，远程自动关闭阀门，有效控制管道泄漏量，对大气环境的影响较小。

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	吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油 2023 年开发建设工程			
建设地点	新疆维吾尔自治区	新疆生产建设兵团	第六师红旗农场	南距吉木萨尔县城 18km
地理坐标	经度		纬度	
主要危险物质及分布	原油和伴生气，分布在井场、站场及集输管线；柴油，油基钻井液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、白油、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），采取随时调整泥浆密度等技术，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；井下作业时要求带罐操作，井场设置明显的禁止烟火标志；在井架上、井场路口等处设置风向标；严禁在管线两侧各 5m 范围内修筑工程；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；项目纳入吉庆油田作业区突发环境事件应急预案中。
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。	

5.8 服役期满环境影响分析

随着油田开采年限的增加，储量逐渐下降，最终将进入服役期满。服役期满后，各种机械设备停用，工作人员陆续撤离，大气污染物、废水、噪声及固体废物等对环境的影响将会逐步消失。

服役期满的清理工作包括地面设施拆除、井筒用水泥灌注封井、设水泥标桩、井场清理等。项目封井水泥全部由混凝土供应商提供，现场不设置搅拌点。封井期间，将会产生少量扬尘和固体废物。井场、站场清理等工作还会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃管线、残渣等进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用，废弃建筑残渣运至当地建筑垃圾填埋场填埋处理。地面设施拆除、井场清理等工作过程中被原油污染的防渗膜或油渣等危险固废，交由有资质的单位进行无害化处置，不会对周围环境产生影响。固体废物均妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

井场及站场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫被清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。油田设施退役后，人员撤离，区域内没有了人为的扰动，井场范围内的自然植被会逐渐得以恢复，有助于区域生态环境的改善。

6 环境保护措施及可行性论证

6.1 生态环境保护措施及可行性论证

本项目生态环境影响集中在建设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 建设期的环境保护措施

6.1.1.1 井场、站场工程生态保护措施要求

(1) 对油田区域内的临时占地和永久占地合理规划，严格控制临时占地面积。井场、站场、管线及道路尽量选择在植被稀少的区域布点，避开植被生长茂密区，减少对地表植被的破坏。

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

(3) 在满足设计要求的前提下进行适当的调整，以减少破坏野生植被。井场选址及井场布置严格按照《钻前工程及井场布置技术要求》(SY/T 5466-2013)中要求执行。

(4) 施工结束后，对井场进行地面硬化处理，以减少风蚀量。

(5) 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，防护工程平面图见下图。

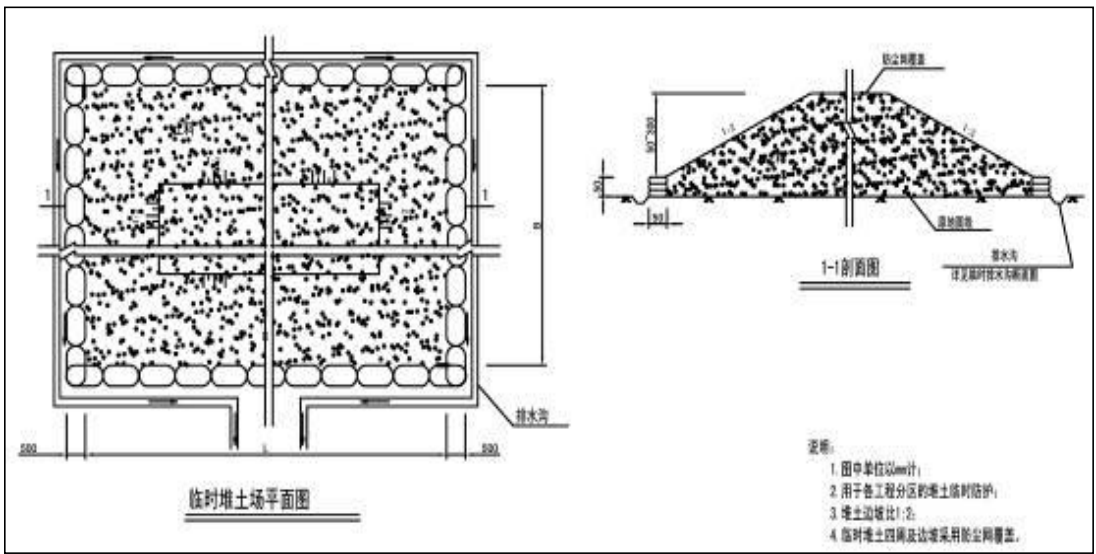


图 6.1-1 临时堆土场防护工程平面布置图

对井场、单井拉油站、道路地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失，具体见下图。

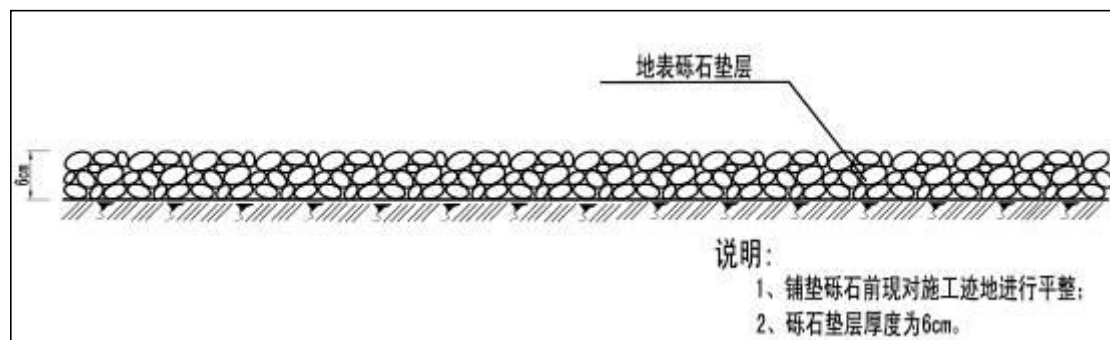


图 6.1-2 井场、单井拉油站砾石压盖措施典型设计图

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) 穿越渠道、公路的防护和恢复措施

本项目管线穿越下新潮总干渠 1 处，穿越公路 2 处；管线穿越采用顶管穿越方式，同时设套管保护，套管伸出道路边沟外 2m，套管内每 3m 加套管内支架 1 个，套管两侧用丝麻、沥青封堵。

在实施穿越施工前，应与渠道、公路主管部门达成协议，征得渠道、公路主管部门的许可。在穿越施工期间，应遵守渠道及公路管理部门的有关规定。为预防可能发生的危险，在穿越施工区域设置警告标志、闪光信号装置。穿越渠道施工时，应尽量避免渠道有水期；整个施工作业活动仅限于征地边界以内，各类施工设备与车辆必须在施工作业带内通行，严禁超范围作业。将地表土剥离，并与地下土分开堆放。回填时先使用地下土，再恢复地表土。回填完的管沟进行压实、整形，平整恢复地貌。

(5) 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。

(6) 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，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) 尽量利用原有道路及设施，沿已有车辙行驶，严格执行先修路，后开钻的原则进行开发。杜绝车辆乱碾乱轧的情况发生，不随意开设便道。

(3) 施工机械不得在道路作业范围以外的区域行驶和作业，保持地表不被扰动。

(4) 施工结束后，临时用地一律平整土地，清除用地范围内一切固体废物。

(5) 建设期临时用地禁止扩大面积，禁止在周边范围内临时施工作业。

(6) 道路施工过程不设置取土场和弃土场，道路修筑砂石料来自当地商品砂石料场购买；现场严格按设计要求，将施工土方回填再利用。

(7) 建设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、公益林的生态保护措施要求

(1) 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。

(2) 确保各环保设施正常运行，废液进罐、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。

(3) 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。

(4) 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。

(5) 根据新疆维吾尔自治区林业和草原局“关于印发《新疆维吾尔自治区

国家级公益林管护办法》的通知（新林规〔2021〕3号）”等相关文件要求，提出对公益林生态保护的相关措施：

①工程施工占用公益林，应向林业主管部门办理相关手续，按照相关法律法规进行补偿和恢复。

②项目设计时尽量避免植被密集区域，减少林地的占用。管线敷设施工宽度应控制在设计标准范围内，并尽量沿已有道路纵向平行布设。在满足有关安全规范的基础上，减少占用土地。

③道路和管线施工时，注意保护公益林，划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围。

④施工过程中，加强施工人员的管理，严禁施工人员进行非石油生产的其它活动，禁止施工人员对公益林滥砍滥伐，严格限制人员的活动范围，破坏沿线的生态环境。

（6）林地补偿措施：依据《关于公布实施自治区征地统一年产值标准的通知》（新国土资发〔2011〕号）、《自治区重点建设项目征地拆迁补偿标准》的通知（新国土资发〔2009〕131号）、《关于调整森林植被恢复费征收标准引导节约集约利用林地的通知》（财税〔2015〕122号）和新疆生产建设兵团财政局、林业局《关于调整兵团森林植被恢复费征收标准等有关问题的通知》（兵财综〔2016〕51号）中的有关规定，缴纳林地植被补偿费用。

6.1.1.5 钻井时生态保护措施要求

（1）钻井时严格按照《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T 5466-2013）中要求布置井场设施。

（2）钻井时严格按设计要求控制井场占地范围，严禁超范围占地，有效减少对周围土壤环境的影响。

（3）钻井时对井场内进行分区防渗，防止发生泄漏对区域内土壤和地下水造成不利影响。

（4）项目钻井时采用水基和油基钻井液，尽量使用环保材料，使用危险材料时，应做好防污染措施，减少对周围环境污染。

（5）钻井时产生的钻井泥浆、岩屑进入泥浆不落地装置，进行固液分离，液相循环使用，固相集中收集后，其中水基固相交岩屑处置公司进行处理，油基固相交由有危险废物处置资质单位进行处理，对产生的废物进行了有效处置。

6.1.1.6 其它生态保护措施要求

(1) 根据《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018)及《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范(试行)》(HJ651-2013)相关要求,项目应贯彻“边开采、边治理、边恢复”的原则,及时治理和恢复矿区的地质环境,恢复损毁土地。井场、站场、管线及道路应平整、回填后进行自然生态恢复,并与周边地表景观相协调。

(2) 项目临时占地范围采用播撒草种,使其自然恢复的方式对区域植被进行恢复,该范围植被在未来3年~5年时间内通过自然降水及温度等因素得以恢复;恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率。

(3) 钻井结束后施工现场禁止遗留废物,固体废物全部回收,平整井场;在工程施工过程中和施工结束后,及时对施工场地进行平整,尽量利用井场及临时道路施工时产生的表层弃土对临时占地进行覆盖。

(4) 施工过程中要做到随挖、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。

(5) 在临时使用林地期满后(使用期限2年),对临时占用林地,依法拆除临时建筑物、清理场地,清除废弃材料,结合地形恢复场地并进行复垦,原址恢复林业生产条件,采取栽植或撒种等方式恢复等植被,林木盖度/郁闭度达到原有水平,保证植被恢复面积不减少。恢复完成后自觉接受区林草行政主管部门组织的验收,并对植被恢复效果开具验收合格证明书。

6.1.1.7 用地要求

根据《中华人民共和国民法典》、《中华人民共和国土地管理法》等现行法律法规,以及《关于同意自治区征地统一年产值标准的批复》(新林资字〔2011〕161号)、《关于进一步做好建设用地报批工作的通知》(新国土资电〔2011〕140号)和《自治区重点建设项目征地拆迁补偿标准》的通知(新国土资发〔2009〕131号)等规定,建设单位需对项目占用林地进行用地补偿。

按照《关于公布实施自治区征地统一年产值标准的通知》(新国土资发〔2011〕号)、《自治区重点建设项目征地拆迁补偿标准》的通知(新国土资发〔2009〕131号)、《关于调整森林植被恢复费征收标准引导节约集约利用林地的通知》(财税〔2015〕122号)和《关于调整兵团森林植被恢复费征收标准等有关问题的通知》(兵财综〔2016〕51号)中的有关规定,进行核算补偿费用。

目前，新疆油田分公司已向建设单位下达项目征地费用（新油计〔2022〕91号），见附件。

6.1.2 运营期的环境保护措施

6.1.2.1 地面工程生态保护措施要求

（1）在管线上方设置标志，以防止附近的各类施工活动对管线的破坏；定期检查管线，如发现管线刺漏，需采取补救措施，并对受浸土壤回收处理。

（2）定时巡查井场、管线等，严防跑、冒、滴、漏，避免泄漏油品污染周围生态环境。

（3）日常巡检时应控制车速，减少对野生动物的惊扰。

（4）加强作业人员宣传教育工作，严禁捕杀野生动物，在道路边和井区内，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等环境保护警示牌。

（5）井场及单井拉油站永久占地采取戈壁土压实或砾石覆盖，减少风蚀量。

（6）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。

6.1.2.2 对植被、公益林的生态保护措施要求

（1）地表要及时进行植被恢复工作，防止水土流失。管道维修二次开挖回填时，尽量按原有土壤层次进行回填。

（2）确保井场、站场各设施正常运行，避免污染物对土壤环境的影响，并进一步影响其上部生长的荒漠植被。

（3）提高拉运人员技术素质、加强责任心，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。车辆行驶在已建道路上，不得随意开设便道，杜绝车辆乱碾乱轧情况发生。

（4）加强环境保护宣传工作，提高环保意识，强化公益林建设保护意识，提高对野生动物和自然植被的保护。

（5）在道路边、油田区，设置“保护生态环境、保护野生植物、保护公益林”等警示牌，从管理上对工作人员加强宣传，提高保护生态环境的意识。

6.1.2.3 其它生态保护措施要求

（1）加强环境保护宣传工作，提高环保意识，特别是注意对野生动物、自然植被、公益林的保护。

(2) 在道路边、油田区，设置保护生态环境的警示牌，并从管理上对工作人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。

(3) 在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏；定时进行巡查，避免发生事故对周围环境产生影响。

(4) 加强对管线、井场、站场内设备的维护和管理，及时发现问题，及时解决，防止泄漏事故的发生；如产生泄漏，对泄漏物应及时清理，彻底回收，防止污染扩大蔓延。

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，本项目生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

①禁止在依法划定的自然保护区、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。

②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。

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

(2) 生态环境恢复治理范围

本项目部署采油井 82 口，管线 7382.9m，道路 2738.89m，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

本项目新建 12 座采油平台（共计 76 口井）、5 座单井（钻试转产能，JHW07121、J10027-H、J10038-H、J10039-H、J10018-H）、1 座单井拉油站（JHW85-71），总计 82 口井。新增永久占地面积 120000m²，临时占地面积 130688m²，总占地面积 250688m²，工程结束后，对井场、站场的临时占地内的土地进行平整；对井场、站场的永久占地范围内地表进行硬化，以减少侵蚀量。

②管线生态恢复

本项目新建管线 7382.9m，占地面积 88594.8m²，为临时占地，施工作业带宽度 12m。施工结束后，管沟开挖土方用于回填，施工迹地平整恢复。

③道路生态恢复

本项目新建道路 2738.89m，路面宽 6.5m，临时占地面积 23280.5m²，其中永久占地面积 17802.79m²，临时占地面积 5477.72m²。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。

④植被恢复

对临时使用林地的，自使用期满之日起一年内完成恢复植被和林业生产条件的施工；恢复植被树种为梭梭；恢复植被和林业生产条件，以恢复林地土壤、恢复原有植被为主要目标，实行原地、同面积、等质量恢复，防止水土流失，避免立地条件恶化。严格参照《裸露坡面植被恢复技术规范》（GB / T38360-2019）确定恢复植被的植物选择、工序要求、质量标准等。在临时使用林地期满之后（使用期限 2 年），对临时占用林地，依法拆除临时建筑物、清理场地，清除废弃材料，结合地形恢复场地并进行复垦，原址恢复林业生产条件，采取栽植或撒种等方式恢复梭梭等植被，灌木盖度达到原有水平，保证植被恢复面积不减少。

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。

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，包括施工过程中可能造成践踏、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埂；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（6cm）或戈壁料，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。

——井场范围采取彩条旗县界措施，控制施工边界减少扰动地表面积；采取洒水措施，降低施工场地扬尘，减少施工期新增水土流失量。

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。建设期要完善开辟的临时便道，要严格控制占地面积，指定建设期车辆行驶路线，严禁道外行驶。

路基填料尽量利用处理达标的钻井水基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。

进井道路修筑采取彩条旗县界措施，控制施工边界减少扰动地表面积；运输道路定期进行洒水措施，降低施工场地扬尘，减少施工期新增水土流失量。

③管线区

本项目水土流失主要发生在施工期，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。此外，建议在集输管线施工结束后，在管线覆土上方设置草方格防风固沙、涵养水分。

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，根据项目自身特点和所处地区的气候特点，选择耐寒、耐旱、抗盐碱沙生植物种作为场内恢复绿化和造林的骨干植物种，如当地适生的优势耐旱植物为多枝柽柳、琵琶柴等。当地有灌溉条件的地方可人工种植的乔木选择适于当地生长的广布种。

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。

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埂；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 服役期满的环境保护措施

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、噪声及固体废物等对环境的影响将会逐渐减弱甚至消失。

根据《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）中的相关要求，对项目服役期满提出以下环境保护措施：

（1）严格按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》中要求进行封井回填工作；按照该技术规范中要求进行生态环境保护与恢复治理。

（2）油田停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等，在这期间，将会引起扬尘。在闭井施工操作中应注意采取洒水降尘措施，文明施工，防止水泥等的洒落与飘散。

(3) 井场清理等工作还会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃管线、残渣等进行分类集中清理收集，其中管线外运经清洗后可回收再利用，废弃建筑残渣外运至指定处理场填埋处理。运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

(4) 临时占地范围具备植被恢复条件的，应将永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。临时占地范围不具备植被恢复条件的，建议保留井口水泥底座，以防止沙化，起到防沙固沙作用。

(5) 项目退役时，拆除井场、站场无用的设施带油，应按危险废物处理措施及管理办法进行处置管理。

(6) 加强环保宣传教育：要求通过宣传教育的形式，使施工工作人员对于保护区动植物有基本的认识与了解。在服役期满施工过程中，如遇到保护植物应进行避让，严禁踩踏破坏；遇到保护动物时，应主动避让，不得惊扰、伤害野生动物，不得破坏保护动物的生息繁衍地，禁止妨碍野生动物生息繁衍的施工活动。

6.2 大气污染防治措施及可行性论证

6.2.1 建设期大气污染防治措施

(1) 对施工场地及道路采取洒水降尘，降尘率可达 80%；使用合格钻机等设备，并定期对设备进行保养维护，严禁带病作业。

(2) 划定施工区及施工营地范围界限，严格控制施工区范围，减小占地；合理规划运输道路线路，尽量利用油田现有的公路网，施工车辆严格按照规定线路行驶，严禁乱碾乱压；运输车辆应加盖篷布，不能超载过量；严禁车辆在行驶中沿途振漏建筑材料及建筑废料；装卸器材应文明作业，防止沙尘飞扬。

(3) 优化施工组织，管线分段施工，缩短施工时间。场地平整时，禁止利用挖掘机进行抛洒土石方的作业。

(4) 避免在多风季节施工，粉状材料及临时土方等在井场堆放应采取覆盖防尘布（或网），逸散性材料运输采用苫布遮盖。

(5) 施工现场用标识带或者围栏，标识出站场施工布置，并禁止在施工作业范围外作业。

(6) 施工结束后尽快对施工场地进行整理和平整，减少风蚀量。

(7) 加强对施工人员的环保教育，提高全体施工人员的环保意识，坚持文明施工、科学施工，减少施工期的大气污染。

以上施工期大气污染防治措施，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，以上防治措施是可行的。

6.2.2 运营期大气污染控制措施

本项目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) 单井拉油站伴生气密闭输至火炬（高 8m）燃烧后放空，严禁不燃烧直接放空。

(2) 挥发性有机物无组织排放控制措施

①项目采用技术质量合格的设备、仪表控制、阀门等设施。

②本项目 81 口井采用密闭集输工艺，油气集输过程废气主要为无组织挥发性有机物。油气集输采用密闭混合输送工艺，井口密封并设紧急截断阀，可有效减少烃类气体的挥发量。非甲烷总烃无组织排放达到《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。一旦发生泄漏事故，紧急切断油、气源，实施关井，从而最大限度地减少油气集输过程中烃类及油的排放量。

③对各井场的设备、阀门等设施进行定期检查、检修，以减少跑、冒、滴、漏的发生。定期对油气集输管线进行巡检，便于及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄漏进入大气环境。

(3) 单井拉油站（JHW85-71）无组织排放控制措施

①储存：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：拉油站井口至储罐采取密闭集输工艺，拉油过程应采用密闭容器、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。

③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：

——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。

——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；

——法兰及其他连接件、其他密封设备至少每 12 个月检测一次。

——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。

——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。

——装置停车（工）条件下才能修复；

——立即修复存在安全风险；

——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（JHW85-71）井场的下风向周界外 10m 设置非甲烷总烃监控点。企业可采用便携式仪器进行自行监测，监控点浓度限值要求为 4mg/m³。监测结果存档备查，并定期向社会公开。

表 6.2-1 厂区内非甲烷总烃无组织排放限值 单位：mg/m³

污染物项目	排放限值	限值含义	无组织批复监控位置
非甲烷总烃	10	监控点处 1h 平均浓度值	JHW85-71 单井拉油站
	30	监控点处任意一次浓度值	

6.3 水环境保护措施及可行性论证

6.3.1 建设期水环境保护措施

(1) 废水处置措施

项目建设期废水主要有管道试压废水和生活污水，其中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。

项目建设期建设临时钻井公寓 1 座，该公寓设有生活污水防渗收集池，产生的污水排入该池暂存，定期清运至吉木萨尔县污水处理厂处置。

(2) 地下水保护措施

施工期钻井液不落地设备分离出的液相全部回用于钻井。由于本项目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，在施工过程中采用下套管注水泥方式进行固井、完井方式进行水泥固井；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。

项目在钻井过程中产生的污染物不与区域水体发生水力联系，同时对产生的污染物排放进行严格管理，因此基本不会对所在区域地下水产生影响。

(3) 地下水分区防渗措施

根据《环境影响技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中要求，施工过程对井场进行分区防渗，将井口、钻井液不落地系统、油水罐、放喷罐设为重点防渗区，铺设防渗膜进行防渗，防渗要求为等效粘土防渗层 $M_b \geq 6.0m$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$ ；将井场内废料场、发电房（停电备用应急电源）、材料房、方罐及生活污水储集池设为一般防渗区，采用防渗膜进行防渗，防渗要求为等效粘土防渗层 $M_b \geq 1.5m$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$ ；其余地表为非防渗区；

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。

采取上述措施后，可对土壤及包气带起到良好的防护，避免对区域地下水产生影响。施工结束后，由施工单位对防渗膜进行回收再利用。

6.3.2 运营期水环境保护措施

(1) 压裂返排液(采出水)、井下作业废水经页岩油联合站站外第三方处置单位处理后,水质达到《油田注入水分级水质指标》(Q/SY XJ 0030-2015)、《压裂酸化返排液处理技术规范》(Q/SY 02012-2016)中要求后综合利用,主要用于单井压裂液复配水源,废水不外排。

(2) 按照吉庆油田作业区环境保护规定要求,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站外第三方处置单位进行处理,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) 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,防渗技术要求达到等效黏土防渗层 $\geq 6\text{m}$,防渗层渗透系数 $\leq 10^{-10}\text{cm/s}$ 。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 $\geq 1.5\text{m}$,防渗层渗透系数 $\leq 10^{-7}\text{cm/s}$ 。

非污染防治区为油区道路等区域,采用一般地面硬化。

(4) 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;定期对管线进行检查,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。

(5) 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,在项目区、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对区域地下水水质进行监控,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 噪声污染防治措施及可行性论证

6.4.1 建设期噪声污染防治措施

在施工现场，高噪声污染源主要是泥浆泵、振动筛，钻机等设备产生的噪声。主要隔声降噪措施如下：

- (1) 泥浆泵做好基础减振和设置隔声罩；
- (2) 定期维护泥浆泵、钻机及动力机组等高噪声设备；
- (3) 钻井期应特别注意钻井设备噪声影响问题，对影响大的区域，应在井场周边设置临时围挡屏障；
- (4) 管道的施工设备和机械要限制在施工作业带范围内；
- (5) 现场如发生噪声投诉，现场 HSE 工程师要听取群众的意见，及时向上级汇报，及时调整施工方案，并向群众反馈采取的措施，确保他们可以接受；做好机械设备组织，尽量避免高噪声设备同时操作；
- (6) 管线施工时，要做好良好的施工管理和采取必要的降噪措施以符合《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）相关标准。
- (7) 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) 提高工艺过程的自动化水平，尽量选用低噪声设备。
- (2) 对噪声较大的设备设置消音设施和隔声设备。
- (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。
- (4) 配备必要的防噪设施，如耳塞等，供操作人员在泵房巡视检测时使用，以保护操作人员的身体健康。

在采取以上降噪措施后，平台井场、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 固体废物处置措施及可行性论证

6.5.1 建设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处理后，液相回用，固相进罐集中收集后交岩屑处置公司处理，处理后经检测合格可综合利用；油基岩屑经不落地系统收集后，液相回用，固相进罐收集后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/克拉玛依金鑫油田环保工程有限公司进行处置）处置。

(3) 施工人员生活垃圾经收集后拉运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。

(5) 机械设备废油和含油废弃物委托具有危险废物运输及处理资质的单位进行处置。

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，且在作业井场地面铺设防渗膜。

(2) 项目产生的含油污泥收集后暂存至吉祥联合站污泥贮存场，委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司/克拉玛依金鑫油田环保工程有限公司处置。

(3) 定期对井场进行巡检，减少跑冒滴漏，使危害影响范围降至最低程度。

(4) 加大巡井频率，提高巡井有效性，发现对井场安全有影响的行为，及时制止、采取相应措施并向上级报告。

(5) 项目产生的废洗井液采用专用收集罐收集后拉至页岩油联合站站外交由第三方处理单位处理，处理达标后综合利用，用于单井压裂液复配水源。产生的废润滑油采用专用收集桶收集后拉至页岩油联合站原油处理系统进行处置。

(6) 本次环评提出，建设单位运营过程中应该对本项目的危险废物从收集、运输、利用、处置各环节进行全程的监督，各环节管理严格执行《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》、《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）（2013年修正）、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》、《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ 1259-2022）、《陆上石油天然气开采含油污泥处理处置及污染控制技术规范》（SY/T7300-2016）的相关要求。具体危险废物环境管理要求如下：

①落实污染环境防治责任制度，建立健全工业危险废物产生、收集、贮存、运输、利用、处置全过程的污染环境防治责任制度。

②落实危险废物识别标志制度，按照《环境保护图形标志固体废物贮存（处置）场》（GB15562.2）等有关规定，对危险废物的容器和包装物以及收集、贮存、运输、利用、处置危险废物的设施、场所设置危险废物识别标志。

③落实危险废物管理计划制度，按照《危险废物产生单位管理计划制定指南》等有关要求制定危险废物管理计划，并报所在地生态环境主管部门备案。

④落实危险废物管理台账及申报制度，建立危险废物管理台账，如实记录有关信息，并通过国家危险废物信息管理系统向所在地生态环境主管部门申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、处置等有关资料。

⑤落实危险废物经营许可证制度，禁止将危险废物提供或委托给无危险废物经营许可证的单位或者其他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。

⑥落实危险废物转移联单制度，转移危险废物的，应当按照《危险废物转移管理办法》的有关规定填写、运行危险废物转移联单。

⑦产生工业危险废物的单位应当落实排污许可制度；已经取得排污许可证的，执行排污许可管理制度的规定。

⑧落实环境保护标准制度，按照国家有关规定和环境保护标准要求贮存、利用、处置危险废物，不得将其擅自倾倒处置；禁止混合收集、贮存、运输、处置性质不相容或未经安全性处置的危险废物。

根据以上处理措施，只要加强管理，确保措施能够得到落实，该工程运行后的固体废物将不会给环境带来危害。

6.6 土壤环境保护措施及可行性论证

6.6.1 建设期土壤环境保护措施

（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。

（2）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，减轻对土壤的破坏，以利于植被的恢复和生长。

（3）确保施工过程各环保设施正常运行，废液进罐、泥浆岩屑进入不落地系统处理后，液相再利用，固相交相关处置单位进行处理，避免各种污染物对土壤环境的影响，并进一步影响其上部生长的植被。

(4) 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。

(5) 单井拉油罐车严格按照拉运路线行驶，不得乱碾乱压破坏周边土壤环境。

6.6.2 运营期土壤环境保护措施

(1) 加强工程生产运行管理，严防井喷事故发生。强化源头控制措施，定期检查井口和集输管线，是否有采出液跑冒滴漏的现象发生。

(2) 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。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。

(3) 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，把对土壤的不利影响控制在最小范围内。

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。

(4) 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，避免井喷、管线泄漏等事故可能对植物和周边环境的破坏。

(5) 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。在项目区内设土壤跟踪监测点，监测因子为石油烃及重金属因子，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。

6.7 环境风险防范措施及可行性论证

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》（GB50183-2015）、《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/T5225-2019）。

（1）井喷事故防范措施

虽然本项目钻井期间发生井喷的可能性极小，但在预防措施上还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），同时采用随时调整泥浆密度，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在钻井泥浆循环时，如果泥浆液面快速上升，应立即停泵，在阻流管线打开的情况下立即关井，然后慢慢关闭阻流器。如发现泥浆罐液面在慢速上升，且在一次起下钻之后发生溢流时，应采用旋转头和橡胶阻流器继续钻进，防止井喷发生。

②起下钻时，当发现井内液体流出，而钻杆在井内时，应立即接上回压阀或管内防喷器并关井。若发现流体流出而钻铤正位于防喷器处时，立即接上回压阀或管内防喷器，用多效万能防喷器关井；在突然发生井内液体大量流出的情况下，应将井内钻具下过钻铤，在钻杆处关闭全密封闸板。如果不下过钻铤，则可用万能防喷器关井。当钻头从井眼中起出后发现井内液体流出时，要立即关闭全封闭闸板。

③作业班应按钻进、起下钻杆、起下钻铤和空井发生溢流四种工况，按“逢五逢十”防喷演习制度进行防喷演习。作业班每月不少于一次不同工况的防喷

演习。二开前应进行四种工况的防喷演习。换班人员应在第一次提下钻作业中进行四种工况的防喷演习，演习不合格不得进行下步作业。

（2）钻井、井下作业事故防范措施

①在生产中采取有效预防措施，严格遵守钻井的安全规定，在井口安装防喷器和控制装置，杜绝井喷的发生。

②井控操作实行持证上岗，各岗位的钻井人员有明确的分工，并且应经过井控专业培训。在油层钻进过程中，每班进行一次防喷操作演习。

③井场设置明显的禁止烟火标志；井场钻井设备及电器设备、照明灯具符合防火防爆的安全要求，井场安装探照灯，以备井喷时钻台照明。

④在井架、井场路口等处设风向标，发生事故时人员迅速向上风向疏散。

⑤按消防规定配备灭火器、消防铁锹和其它消防器材。

⑥钻开目的层后提下钻操作要平稳，减小井底压力激动，避免井漏及井喷事故发生。快速钻穿目的层，提高裸眼井段电测一次成功率，快速完井。

⑦钻井、井下作业时要求带罐操作，最大限度避免落地油产生，而泄漏物料和落地原油应及时回收、妥善处置。

（3）井场、站场事故防范措施

①本项目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平面布置中尽量将火灾危险性相近的设施集中布置，并保持规定的防火距离；将全场内的明火点控制到最少，并布置在油气生产区场地边缘部位。

③按规定配置齐全各类消防设施，并定期进行检查，保持有效性及完好可用。

④加强设计单位相互间的配合，做好衔接，减少设计失误；站场内的装置区、泵房等均为爆炸火灾危险区域，区域内的配电设备均应采用防爆型；根据各建筑物的不同防爆等级采取相应的防爆措施。

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。

（4）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。

（5）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）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。

③加强运输监管，承运方必须有道路危险货物准运证，驾驶员和押运人员必须有危险货物运输资格证；车辆应设有明显的化学危险品运输警示标志，提醒过往车辆注意安全；携带“道路危险货物运输安全卡”。

④从事运输的车辆、容器等，必须符合国家标准的要求，运输企业要制定车辆检查检验制度，严格执行车辆技术状况的日常和定期的检查检验。

⑤运送车辆应配备应急物品和器材，主要包括驾驶人员配发呼吸器、消防服等器材，配备堵漏物品，社会报知装置(如手机、高音喇叭等)。

⑥对驾驶员和押运人员进行技能培训和安全意识培训,包括事故发生后的个人防护,向有关应急部门和主管单位报告的方法、警告事故地点周围人群的方法、封堵泄漏部位的方法、现场灭火的方法等。同时,应加大安全运输的宣传力度,把事故的危害减到最低限度。

⑦运输途中,严禁与不相容物混装混运,同时保持车距,避免追尾事故。

⑧运输途中发生泄漏时,在确保安全情况下设法止漏。承运及押运人员立即向当地公安、环保、消防等部门报告,并采取一切可能的警示措施和安全措施,禁止无关人员进入,禁止火源,迅速通知泄漏污染区域居民撤离至上风向。

⑨对运输危险废弃物的配套设施和机器设备理应进一步加强管理方法和维护保养,确保其一切正常运作和安全使用。

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,交由页岩油联合站进行处理。

(2) 泄漏事故应急措施

泄漏事故风险不可能绝对避免,这就要求在预防事故的同时,为可能发生的事制定应急措施,使事故造成的危害减至最小程度。

① 发现管线、阀门、法兰等泄漏,应立即佩戴安全防护装备对泄漏点进行紧固或带压非焊堵漏,并立即切断油气来源。容器内部有压力时,对于容器和其连接的进出口管线、接口和第一道阀以内,不得进行修理、焊接、紧固,特殊情况需要带压紧固等必须由使用单位经现场评价后制定检修方案和应急方案,现场请示应急指挥小组并落实好安全措施后,方可作业。

② 泄漏事故发生时,在岗人员必须佩戴正压呼吸器及安全防护装备,划定危险区域。

③ 事故发生后,应根据现场实际状况和风向划定警戒区域,用警戒绳圈定,警戒线内人员必须都佩戴安全防护用具。

④ 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。

⑤ 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。

⑥ 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

本项目投产后归属中国石油新疆油田分公司吉庆油田作业区管理，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。

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 本项目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、站场、管线、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
7	人员紧急撤离、疏散计划	事故现场、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
8	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
9	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
11	应急培训计划	定期安排有关人员进行培训与演练
12	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

本项目应急预案包括单井拉油站、集输管线、采油井（平台井）、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。预案适用于本项目单井拉油站和集输管线、采油井（平台井）、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、集输管线、采油井（平台井）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。

（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。

本项目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，已在吉木萨尔县应急管理局进行备案，备案号：（吉）预案备字【2020】第 5 号，备案手续见附件。

7 环境影响经济损益分析

7.1 社会效益和经济效益

本项目的建设投产，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，作为主力油源的新疆油田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，本项目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。。

7.2 环境效益分析

7.2.1 环保投资

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、生产运营期及服役期满。经估算该项目环境保护投资约 4785.8 万元，环境保护投资占总投资的 3.2%。环保投资估算见下表。

表 7.2-1 环保投资估算

阶段		环保设施/措施	投资 万元
建设期	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	82
	废水	钻井公寓设生活污水防渗收集池暂存污水，定期拉运至吉木萨尔县污水处理厂处置	77

阶段		环保设施/措施	投资 万元
		井场及重点防渗区域的防渗	77
	固体废物	泥浆不落地装置	2310
		水基岩屑委托岩屑处置单位处理	77
		危险固废委托克拉玛依博达环保科技有限公司/ 克拉玛依金鑫油田环保工程有限公司	77
		钻井公寓配备生活垃圾箱若干，生活垃圾运至吉木萨尔县 生活垃圾填埋场处置	77
	生态	施工土方回填，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、生态补偿	164
	环境风险	钻井防喷器、井控装置	1155
	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	77
运营期	废气	单井拉油站伴生气火炬燃烧放空	1
		选用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门、管线；定期 对井场、管线、阀池进行检修、维护	41
	废水	采用专用废液、废水收集罐收集，集中收集至罐中后拉至 页岩油联合站及交站外由第三方处置单位处理	82
	固体废物	危险废物委托克拉玛依博达环保科技有限公司/ 克拉玛依金鑫油田环保工程有限公司	82
	生态	站场地表平整、土壤环境质量监测、防沙治沙措施、水土 保持措施、公益林恢复补偿	164
	环境风险	井场、站场进行区域防渗；设置灭火器	41
	环境管理	环境保护竣工验收、环境监理、环保培训、应急预案演练	41
		环境监测	32.8
服役期 满	生态	设施拆除完工后迹地清理、平整压实、施工临时占地和原 来井场、站场的永久占地进行地貌恢复	82
	固体废物	截去地下 1m 内管头；井口封堵，清理已拆除设施等固废	41

在上述环保措施得到妥善落实后，能够确保本项目所产生的废水、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。

7.2.2 环保措施效益分析

本项目在设计中充分考虑了环境保护的要求，严格执行各项环境保护标准。同时还针对在生产运行过程中产生的“三废”，从实际出发采取多种相应的治理措施。如将采出水经联合站内压裂返排液除油预处理系统的调储罐处理后通过输

水泵提升至站外 15 万方压裂返排液储存池内，交由第三方单位进行处理，处理合格后用于单井压裂液复配水源，综合利用，不外排。

由此看来，本项目采取的环保措施既保护环境又带来了一定的经济效益。

7.2.2.1 环保措施的环境效益

(1) 废气

油气集输及处理采用全密闭流程，集输率达 99%，井口密封并设紧急截断阀，有效减少烃类气体的挥发量，减少对大气的污染。

(2) 废水

井下作业废水采用专用废液收集罐收集后运至页岩油联合站站外交由第三方单位进行处理，处理合格后用于单井压裂液复配水源，综合利用，不外排。

(3) 固体废物

项目产生的含油污泥、油基钻井岩屑为危险废物，依托有危险废物处置资质单位进行处置，不乱丢弃。

(4) 噪声

通过采取选用低噪声设备、减振等措施，减低了噪声污染。

(5) 生态

在施工期间，采取严格控制地表扰动范围，严格控制乙方单位在施工作业中的占地；钻井结束后清理井场废弃物，平整场地。

本项目各项环保措施通过充分有效的实施，可以使污染物的排放在生产过程中得到有效的控制。

本项目选用先进、成熟、可靠、具有节能和环保效果的技术，使各种污染物在排放前得以尽可能大的削减。在生产过程中充分、有效地利用了资源，减少各种资源的损失，大大减低其对周围环境的影响。

7.2.2.2 环保措施的经济效益

本项目通过采用多种环保措施，不仅有重要的环境效益，而且在保证环境效益的前提下，一些设施的经济效益也很可观。

7.3 环境经济分析结论

综上所述，本项目建设符合国家产业政策，工程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。

本章针对本项目在建设期和运营期的生态破坏和环境污染特征，提出了建设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。

本项目建成后由新疆油田公司吉庆油田作业区统一管理，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），减少建设期和运营期对周围环境的影响，落实各项环保和安全措施。

中国石油新疆油田分公司吉庆油田作业区《质量、健康、安全与环境管理手册》依据 GB/T 19001-2016、ISO9001:2015《质量管理体系要求》、GB/T 24001-2016、ISO 14001:2015《环境管理体系要求及使用指南》、GB/T 45001-2020《职业安全健康管理体系要求》、Q/SY 1002.1-2013《健康、安全与环境管理体系 第一部分：规范》和中国石油天然气集团公司《HSE 管理体系管理手册》《新疆油田公司综合管理体系管理手册》新疆油田分公司《质量管理手册》、《HSE 管理体系管理手册》的要求，结合吉庆油田作业区生产经营实际编制。2020 年 5 月 28 日发布《吉庆油田作业区质量、健康、安全与环境管理体系管理手册》（版本号：A/O）的要求，2020 年 6 月 8 日开始实施。

吉庆油田作业区建立了完善的健康、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

中国石油新疆油田分公司吉庆油田作业区在环境管理机构设置上实行逐级负责制，作业区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；作业区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。

吉庆油田作业区组织机构图见下图。

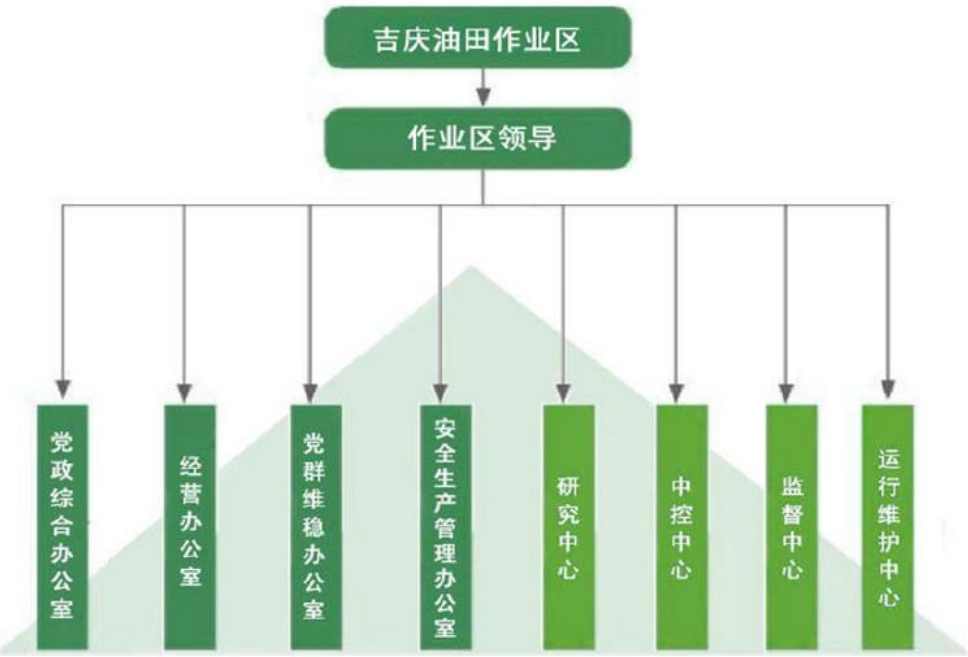


图 8.1-1 吉庆油田作业区组织机构图

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。本项目在建设期与运营期对环境造成一定的影响，特别是建设期对周边的生态环境影响较大。为了最大限度地减轻建设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，压裂返排液（采出水）、井下作业废水经页岩油联合站及站外第三方处置单位处理达标后用于单井压裂液复配水源；建设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。

(4) 排污许可

本项目由新疆油田公司吉庆油田作业区管理，该作业区已于2020年4月23日进行了固定污染源排污登记，登记编号：91650200715597998M025X，登记有效期为2020年4月23日至2025年4月22日。固定污染源排污登记回执见附件。

(5) 自行监测情况

新疆油田公司吉庆油田作业区2021年自行监测工作已开展，委托新疆新能源（集团）环境检测有限公司针对地下水、土壤、无组织废气、有组织废气（加热炉、液相炉、相变炉）进行检测。检测报告编号：XHC21498。检测时间：地下水2021年8月19日-20日；土壤2021年8月23日-8月24日；无组织废气2021年8月23日；有组织废气2021年8月17日-8月24日。

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

由于本项目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 本项目 HSE 管理工作内容

结合本项目施工期和运营期工艺流程、污染和风险源项、危害和影响程度识别和评价的结果，侧重在以下方面开展工作：工艺流程分析、污染生态危害和影响分析、泄漏事故危害和风险影响分析、建立预防危害的防范措施、制定环境保护措施以及建立准许作业手册和应急预案。

8.2 环境管理计划

8.2.1 建设期环境管理计划

建设单位在本项目施工期应加强对施工单位环境保护工作的监督与管理，施工单位应遵守相关环境保护法律法规，并严格落实本报告以及环评批复中提出的施工期环境保护要求；建立环境保护档案，对施工期采取的环境保护工作进行

记录，保留施工前后施工区域的影像资料，便于建设单位进行监督检查。建设期环境管理和监督计划见下表。

表 8.2-1 建设期环境管理和监督计划

序号	影响因素	环保措施	实施机构	监督单位
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，回填在管堑处，土方不集中产生。	施工单位及建设单位	所在行政区生态环境主管部门
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。		
4	水环境	钻井期节约用水；严禁施工废液乱排乱放。钻井公寓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；钻井公寓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处理后进罐收集后交岩屑处置公司处理，处理后经检测合格可综合利用；油基岩屑经不落地系统处理后进罐收集交由具备危废处置资质的单位（克拉玛依博达环保科技有限公司/克拉玛依金鑫油田环保工程有限公司进行处置）进行处理。		

8.2.2 运营期环境管理计划

（1）建立和实施井区运营期的健康、安全与环境（HSE）管理体系。

（2）贯彻执行国家、地方及上级部门有关环境保护方针、政策、法律法规。

（3）加强环保管理人员的培训、教育，学习先进的环保管理理念，提高管理人员的技术水平与业务能力，定期对运营期环境保护工作进行总结和分析，根据环保水平的发展进步持续改进、强化运营期的环境保护与管理要求。

（4）组织开展环境保护宣传教育、技术和经验交流活动，推广先进技术和科研成果；参加调查、分析、处理环境污染事故，并负责统计上报事故的基本情况 & 处理结果，协同有关部门制定防治污染事故措施，并监督实施。

（5）项目运行后 3 至 5 年内，须组织开展环境影响后评价工作，对项目实际产生的环境影响以及污染防治、生态保护和风险防范措施的有效性进行跟踪监测和验证评价，对存在问题提出补救方案或者改进措施，不断完善和提高建设项目环境影响评价的有效性，切实落实各项环境保护措施。

为确保项目环保实施的落实，最大限度地减轻生产开发对环境的影响，运

营期环境管理和监督计划见下表。

表 8.2-2 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	监督单位
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。	建设单位	所在行政区生态环境主管部门
2	声环境	定期对设备进行检修和维护，使其处于运行良好的状态。对井场厂界噪声进行定期监测。		
3	大气环境	采出物采用管线密闭集输，加强对各井场的设备和管线的巡检，定期对设备及管线组件的密封点进行泄漏检测。		
4	水环境	井下作业均带罐作业，井下作业废水由罐车拉运至页岩油联合站站外交由第三方单位进行处理，处理合格后用于单井压裂液复配水源，综合利用，不外排。		
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	管线配备永久性标志，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。		
8	固体废物	危险废物交具有危险废物处置资质的单位进行接收、转运和无害化处理。		

8.2.3 服役期满环境管理计划

表 8.2-3 服役期满环境管理及监督计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	监督单位
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。	建设单位	所在行政区生态环境主管部门
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。		
5	固体废物	固体废弃物分类收集，及时清运。		

8.2.4 污染物排放的管理要求

本项目污染物排放清单见下表。

表 8.2-4 污染物排放清单

类别			环保措施		污染源源强	污染物	排放标准
废气	挥发性有机物废气		无组织	选用质量可靠的管线、设备、仪表、阀门，定期进行检修	6.3062t/a	NMHC	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）
	伴生气燃烧放空废气		井口设生产分离器，气相通过站内 DN50、高 8m 火炬燃烧放空		0.197t/a	NMHC	
					5.324t/a	NO _x	《大气污染物综合排放标准》GB16297-1996
					0.039t/a	SO ₂	
					0.028t/a	颗粒物	
废水	压裂返排液（采出水）		委托页岩油联合站站外第三方处置单位处理，		83.36 万 t/a	/	不外排
	井下作业废水		处理达标后用于单井压裂液复配水源		1112.33t/a	/	不外排
噪声	设备、车辆噪声		采用低噪声设备、基础减振，加强车辆维护保养等		80-95dB（A）	等效连续 A 声级	GB12348-2008 中 2 类标准
固体废物	危险废物	含油污泥	收集后暂存至吉祥联合站污泥贮存场，委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司/克拉玛依金鑫油田环保工程有限公司处置		6189.83 t/a	矿物油	妥善处置
	一般固废	废洗井液	采用专用收集罐收集后拉至页岩油联合站站外污水池内，交由第三方处理单位处理，处理达标后综合利用，用于单井压裂液复配水源		1036.89 t/a	/	不外排
	危险废物	废润滑油	采用专用收集桶收集后，拉至页岩油联合站原油处理系统进行处置		1.64t/a	/	不外排

8.3 环境监测计划

本项目在施工和运营期间，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。本项目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。

8.3.1 建设期开展环境工程现场监理建议

为减轻建设项目对环境的影响，将环境管理制度从事后管理转变为全过程管理，建议本项目充分借鉴同类相关项目工程环境监理经验，实施工程环境监理。

由于建设单位聘请相关环境监理机构对施工单位、承包商、供应商和中国石油新疆油田分公司环保法律、法规、制度、标准、规范的情况依法进行监督检查，特别是加强施工现场的环境监理检查工作，目的是协助建设单位落实施工期间的各项环境保护要求和施工合同中的环保规定，确保本项目的建设符合有关相关要求。因此建议建设单位外聘环保专业人员，对各作业阶段进行环境监理工作。

（1）环境监理人员要求

①环境监理人员必须具备环保专业知识，精通国家环境保护相关法律、法规、标准和政策，了解当地生态环境行政主管部门的环保要求。

②必须接受过 HSE 专门培训，有较长的从事环保工作经历。

③具有一定的油气田开发和输油气管道建设的现场施工经验。

（2）环境监理人员主要职责

①监督施工现场对“环境管理方案”的落实。

②协助 HSE 部门负责人汇报环境管理现状，并根据发现的问题提出合理化建议。

③协助 HSE 部门负责人宣传贯彻国家和当地政府有关环境方面的法律、法规和政策。

④对 HSE 工作的真实性、合法性、效益性进行审查，评价其责任，并提出改进意见。

环境监理工作计划及重点见下表。

表 8.3-1 现场环境监理工作计划

序号	场地	监督内容	监理要求
1	各站场、井场建设现场	1) 施工作业是否超越了限定范围，施工结束后，施工现场是否进行了及时清理； 2) 站场、井场硬化是否达到要求； 3) 废气、废水、固体废物、噪声等污染是否达标排放和妥善处理； 4) 防渗措施是否满足要求。	环评中各项环保措施落实到位
2	管线敷设及道路建设现场	1) 管线及道路选线是否满足环评要求； 2) 管线及道路施工作业是否超越了施工宽度； 3) 挖土方放置是否符合要求，管沟开挖是否做到挖填平衡。土方是否进行了及时回填，管沟开挖过程中是否采取的有效可行的扬尘污染防治措施；	

		4) 施工人员是否按操作规程及相关规定作业; 5) 施工完成后是否进行了清理、临时占地是否恢复植被。	
3	保护动物和保护植物	1) 是否有滥捕和滥挖保护动物和植物行为; 2) 是否严格施工作业带宽度, 减少占地。	
4	其它	1) 施工结束后是否及时清理现场、恢复地貌, 是否及时采取了生态恢复和水土保持措施; 2) 有无砍伐、破坏施工区以外的植被, 有无伤害野生动物等行为。	

8.3.2 运营期环境保护监测计划

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。

环境监测计划见下表。

表 8.3-2 运营期环境监测计划

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
运营期	噪声	1 次/季度	等效连续声级	井场及站场厂界四周	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类标准	委托监测或运营单位自行监测
	污染源	1 次/年	非甲烷总烃	项目区下风向周界外 10m	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)	
	大气		NO ₂ 、SO ₂ 、PM ₁₀	单井拉油站下风向 10m 处	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中表 2 无组织排放限值要求	
	地下水		pH、砷、汞、镉、铬(六价)、铅、挥发酚、石油类	利用项目区附近环境质量现状监测的水井, 一般监测井数不少于 3 个	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)中 III 类水质标准; 石油类参照 GB3838-2002 中 III 类水质标准	
	土壤	1 次/3 年	石油烃	井场、站场、管线占地范围内	《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 企业环境信息公开

本项目实施后由中国石油新疆油田分公司吉庆油田作业区运营管理, 该作

业区应参照《企业环境信息依法披露格式准则》（环办综合〔2021〕32号）规定，并结合新疆的相关要求，可通过政府网站、报刊、广播、电视等便于公众知晓的方式公布。公司应公开以下内容：

（1）企业基本信息，包括中文名称、法定代表人、注册地址、生产地址、行业类别、企业联系人及联系方式、企业性质、以及属于重点排污单位、实施强制性清洁生产审核的企业等情况，还包括主要产品与服务、生产工艺的名称，以及生产工艺属于国家、地方等公布的鼓励类、限制类或淘汰类目录（名录）的情况。

（2）环境管理信息，主要为有效期内或正在申请核发或变更的全部生态环境行政许可（包括但不限于排污许可、建设项目环境影响评价、危险废物经营许可证、废弃电器电子产品处理资格许可等）的相关信息；还包括环境保护税缴纳信息、依法投保环境污染责任保险信息、环保信用评价等级等情况。

（3）污染物产生、治理与排放信息，包括主要污染防治设施的名称、对应的产污环节、处理的污染物、对应排污口的名称、编号、年度非正常运行的设施名称、排放的污染物、次数、日期及时长、主要原因；污染防治设施由第三方负责运行维护的应当提供运维方信息。

（4）企业应当就排污许可、建设项目环境影响评价、危险废物经营许可证、废弃电器电子产品处理资格许可等生态环境行政许可新获得、变更、撤销等情况，披露变更事项、批复机关、批复文件文号、批复时间、批复原文内容等信息。

（5）突发环境事件应急预案。

（6）其他应当公开的环境信息。

8.5 环保设施验收建议

（1）验收范围

①与项目有关的各项环保设施，包括为防治污染和保护环境所配套建成的治理工程、设备和装置，以及各项生态保护设施等。

②环境影响报告书及批复文件和有关设计文件规定应采取的环保措施。

2）验收内容

按照《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》中有关规定开展验收。环保验收建议清单见下表。

表 8.5-1 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
环保手续	/	/	项目进行了环境影响评价	项目环评及审批手续完备、环境保护档案资料齐全；验收时建设现场无建设遗留问题
废气	无组织挥发	单井拉油站	单井拉油	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）
		采油平台井场、单井井场	全密闭集输	
	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	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表 2 无组织排放限值要求
废水	压裂返排液（采出水）	页岩油联合站内及站外	经页岩油联合站内压裂返排液除油预处理系统处理后管输至站外交第三方处置单位处理，处理达标后污水用于单井压裂液复配水源	《油田注入水分级水质指标》（Q/SY XJ 0030-2015）、《压裂酸化返排液处理技术规范》（Q/SY 02012-2016）
	井下作业废水		进罐收集后拉运至页岩油联合站站外交第三方处置单位处理，处理达标后污水用于单井压裂液复配水源	
噪声	各类机泵等	采油平台井场、单井井场、单井拉油站	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	钻井岩屑	井场	水基岩屑经不落地系统处理后进罐收集交岩屑处置单位处理合格后综合利用；油基岩屑经不落地系统处理后进罐收集，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/克拉玛依金鑫油田环保工程有限公司）进行处理	水基岩屑执行《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）；油基岩屑执行《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）；水基岩屑、油基岩屑处理协议
	含油污泥	井场	收集后暂存至吉祥联合站污泥贮存场，委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司/克拉玛依金鑫油田环	《陆上石油天然气开采含油污泥处理处置及污染控制技术规范》（SY/T7300-2016）、危险废物环境管理执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）（2013 年修正）和《危险废物环境管理指南 陆上石

			保工程有限公司处 置	油天然气开采》的相关要求；危废 处置协议
	废洗 井液		采用专用收集罐收 集后拉至页岩油联 合站站外污水池 内，交由第三方处 理单位处理，处理 达标后综合利用， 用于单井压裂液复 配水源	不外排
	废润 滑油		采用专用收集桶收 集后，拉至页岩油 联合站原油处理系 统进行处置	不外排
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	单井井场、平 台井井场、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			
	防渗措施落实情况；环境管理制度是否建立并完善，环保机构及人员是否设置到位；施 工期是否有环境监理报告或施工环保检查记录，是否保留必要的影像资料。			

9 评价结论与建议

9.1 工程概况

本项目位于新疆生产建设兵团第六师红旗农场，距南侧吉木萨尔县县城约18km，距南侧下新湖水库约2.0km；项目区域附近有简易公路通过，交通条件较为便利，属中国石油新疆油田分公司吉庆油田作业区管辖范围。

本项目新建产能 $68.2 \times 10^4 \text{t/a}$ ，本次建设12座平台、5座单井（钻试转产能）、1座单井拉油站，总计部署采油井82口井，页岩油联合站站内新建压裂返排液除油预处理系统1套，新建管线7382.9m，新建道路2738.89m。本项目总投资为149602.6万元，环保投资4785.8万元，约占总投资的3.2%。

9.2 环境质量现状评价结论

9.2.1 生态环境质量现状

本项目所在区域属于《新疆生态功能区划》中Ⅱ准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区，Ⅱ₅准噶尔盆地南部荒漠绿洲农业生态亚区、28. 阜康—木垒绿洲农业、荒漠草地保护生态功能区。属于《新疆生产建设兵团生态功能区划简表》中Ⅱ兵团准噶尔盆地温带干旱荒漠与绿洲生态区—Ⅱ₃。六、七、八十二师准噶尔盆地南部灌木、半灌木荒漠绿洲农业生态亚区—13 六师土墩子-奇台人工绿洲农业生态功能区。项目占地范围土壤类型为草甸土，土壤现状监测各因子均满足《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）和《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）标准限值要求。

评价区主要植被类型为荒漠植被，区域内植被类型分布有樟味藜、短叶假木贼荒漠、多枝怪柳灌丛、盐节木盐漠、芨芨草草甸及农田，覆盖度为5%~15%。在油田周围有农业区分布，农作物以玉米、油菜为主。本项目不占用耕地。

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、家燕、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PM₁₀、PM_{2.5}。项目区各监测点位大气环境中SO₂、NO₂、CO、O₃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($2000\mu\text{g}/\text{m}^3$)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 $10\mu\text{g}/\text{m}^3$ 限值要求。

9.2.3 水环境质量现状

新湖水库地表水监测各监测因子中除高锰酸盐指数、COD_{Cr}、BOD₅有超标外,其余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。

区域各地下水监测点的各监测项目中溶解性总固体、总硬度、硫酸盐、氯化物、钠有超标现象,其余监测项目能够满足满足《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。

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

本项目对生态环境的影响主要来自建设期占地的影响,总占地面积 397094.07m^2 ,其中永久占地面积 137844.91m^2 ,临时占地面积 259249.17m^2 ,占地类型为特殊灌木林地、其他林地、天然牧草地、盐碱地、其他草地等类型。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。因此总体上看本项目建设对生态环境影响较小。

9.3.2 环境空气影响结论

本项目在建设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,建设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，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）本项目施工期钻井公寓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；管道试压废水用于施工现场降尘。施工期对水环境影响较小。

（2）本项目运营期废水主要为压裂返排液（采出水）和井下作业废水。压裂返排液（采出水）经页岩油联合站站内预处理系统处置后管输至站外第三方处置单位处理达标后，用于单井压裂液复配水源，废水不向外环境排放。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站外第三方处置单位处理。

（3）本项目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。

本项目建设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

本项目区施工期的这些噪声均为暂时性的，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。施工期噪声对周围环境造成的影响属可接受范围。

项目运营期噪声污染源主要为各类机泵及运输车辆噪声。经预测，运营期噪声源对背景噪声的贡献较小，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，周边200m范围内无固定居民居住，故在运营期间本项目不会产生扰民现象，运营期噪声影响属于可接受范围内。

9.3.5 固体废物影响评价结论

本项目施工过程产生的固体废物主要为钻井泥浆、岩屑、生活垃圾、施工土方及机械设备废油、含油废弃物；生产过程产生的固体废物主要是含油污泥、废润滑油及废洗井液。建设期水基岩屑经不落地系统处理后进罐收集交岩屑处置公司处理，处理后的岩屑经检测符合《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要

求》(DB65/T 3997-2017)要求后,综合利用;油基岩屑经不落地系统处置后进罐收集交由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/克拉玛依金鑫油田环保工程有限公司)进行处置。钻井泥浆经不落地系统处置后进罐收集,随钻井队用于后续钻井使用;生活垃圾集中收集在垃圾箱内,定期拉至吉木萨尔县生活垃圾填埋场处置。施工土方全部用于回填,不产生弃土。运营期生产过程产生的含油污泥暂存至吉祥联合站污泥贮存场,后交由克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司/克拉玛依金鑫油田环保工程有限公司处置。废洗井液采用专用收集罐收集后拉至页岩油联合站站外交由第三方处理单位处理,处理达标后综合利用,用于单井压裂液复配水源;废润滑油采用专用收集桶收集后,拉至页岩油联合站原油处理系统进行处置,不外排。

项目建设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

本项目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

本项目投产后氮氧化物排放量不得超过 NO_x 5.324t/a、无组织挥发 VOCs(以非甲烷总烃表征) 6.5032t/a。

9.3.8 政策和规划符合性结论

本项目为鼓励类项目,符合国家产业政策;符合国家相关法律法规及产业政策,符合地方主体功能区规划,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。

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

本项目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：本项目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，可使本项目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，本项目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，减少无组织废气排放。

（2）单井拉油站采出液拉运车辆、危险废物转运车辆及井下作业废水拉运车辆均安装GPS全程定位，保存相关影像资料，并存档备查。

（3）在各井场、站场阀门等设备以及集输管线进行定期检查、维修，及时发现问题，防止油气跑、冒、滴、漏的发生。