

目 录

1.概述	1
1.1 建设项目特点	1
1.2 环境影响评价的工作过程	2
1.3 分析判定相关情况	5
1.4 关注的主要环境问题和环境影响	6
1.5 环境影响评价的主要结论	6
2.总则	7
2.1 评价目的与原则	7
2.2 编制依据	8
2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选	13
2.4 环境功能区划及评价标准	18
2.5 评价等级和评价范围	23
2.6 污染控制目标与环境保护目标	30
2.7 评价时段和评价重点	32
2.8 评价方法	33
3.建设项目工程分析	34
3.1 区块开发现状及环境影响回顾	34
3.2 工程概况	45
3.3 工程分析	65
3.4 清洁生产分析	91
3.5 污染物排放总量控制	101
3.6 选址、选线合理性分析	101
3.7 与相关法律法规、规划符合性分析	102
4.环境现状调查与评价	124
4.1 自然环境概况	124
4.2 生态环境现状调查与评价	128
4.3 环境空气质量现状调查与评价	148
4.4 水环境现状调查与评价	152
4.5 声环境现状调查与评价	162
4.6 土壤环境现状调查与评价	164
5.环境影响预测与评价	172
5.1 生态环境影响分析	172
5.2 大气环境影响分析	183
5.3 水环境影响分析	191
5.4 声环境影响分析	201
5.5 固体废物影响分析	206
5.6 土壤环境影响分析	212
6.环境保护措施及其可行性论证	218
6.1 设计期环境保护措施	218
6.2 施工期环境保护措施	219

6.3 运营期环境保护措施	229
6.4 退役期环境保护措施	240
7.环境风险评价	247
7.1 评价依据	247
7.2 环境敏感目标概况	248
7.3 环境风险识别	248
7.4 环境风险分析	255
7.5 环境风险防范措施及应急预案	256
7.6 风险评价结论	265
7.7 风险自查表	266
8.环境管理与监测计划	268
8.1 环境管理	268
8.2 企业环境信息公开	273
8.3 污染物排放清单	274
8.4 环境及污染源监测	274
8.5 环保设施“三同时”验收一览表	277
9.环境影响评价结论	281
9.1 项目概况	281
9.2 产业政策及规划符合性	281
9.3 污染物排放情况	282
9.4 环境质量现状	283
9.5 环境影响预测与分析	284
9.6 主要环境保护措施	287
9.7 公众意见采纳情况	290
9.8 环境影响经济损益分析	291
9.9 环境管理与监测计划	291
9.10 总体评价结论	291

附件：

- 1 委托书
- 2 《关于雅克拉-大涝坝气田开发建设工程环境影响报告书的批复》.新环自函【2005】273 号
- 3 《关于对中石化西北分公司雅克拉-大涝坝气田开发建设工程竣工环境保护验收意见》阿地环函字【2007】20 号
- 4 《关于西北油田分公司天山南片区环境影响后评价报告书备案意见的函》新环环评函【2021】157 号
- 5 《关于对雅克拉油气藏 2022 年第一期产能建设项目环境影响报告书的批复》阿地环函字【2021 年】570 号
- 6 《关于雅克拉一二八台油气藏 2022 年产能建设项目（变更）环境影响报告书的批复》阿地环审【2023 年】297 号
- 7 雅克拉采气厂应急预案 023]297 号
- 8 检测报告

1.概述

1.1 建设项目特点

中国石油化工股份有限公司西北油田分公司(以下简称“西北油田分公司”)是中国石化上游第二大原油生产企业,油田主体位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区、巴音郭楞蒙古自治州境内,部分分布在和田地区境内。总部设在自治区首府乌鲁木齐市,并在巴音郭楞蒙古自治州轮台县建立了前线指挥基地。

西北油田分公司目前投入开发的有塔河油田、西达里亚油田、巴什托油田、雅克拉凝析气田、大涝坝气田、轮台气田、顺北油气田 7 个油气田。

雅克拉凝析气田是近年来国内发现的中大型凝析油气藏之一,其为一高压气田。1984~1995 年,在雅克拉构造上相继钻探了 SC2、S4、S5、S6、S7、S15、YK2 等井,发现了下奥陶统、中寒武统及下白垩统等 3 个凝析气藏,在上震旦统及下侏罗统有 3 口井产工业油气流,并在上第三系苏维依组发现良好的油气显示,从而证明雅克拉凝析气田为一多油气层、多类型的复合型油气田

自 2021 年陆续滚动开发了 S8 井区中的 S8-1、S8-2、S8-3、S8-4 井等。截至目前,雅克拉凝析气田已建成雅克拉集气处理站 1 座,雅克拉装车末站 1 座,生产井 39 口,已封井 11 口。集输管线 81.21km。气田内部道路以及辅助配套的防腐、自控、通信、供配电、给排水与消防、建筑结构、采暖通风、总图与运输等。截止 2020 年,雅克拉凝析气田天然气产量 $8.1 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$,凝析油产量 15 万 t/a。

为维持 S8 井区区块生产能力,保障区域整体开发效益,西北油田分公司拟在新疆阿克苏地区库车市和巴音郭楞蒙古自治州轮台县的雅克拉凝析气田内实施“雅克拉断凸 S8 井区白垩系油气藏 2024 年产能建设项目”。建设内容主要为:①新钻 3 口采油井(S8-5 井、S8-6 井、S8-7 井),并新建井场 3 座;②新建 S8-5 井至 S8-3 阀组集输管线 0.8km,S8-6 井至 S8-7 井集输管线 2.15km,S8-7 井至 S8-2 井 5.2km,共新建管线 8.15km;③S8-6、S8-7 井新建单井计量装置 2 台,新建井场道路约 7km;④配套建设土建、通信、电气、自控等。

项目建成后单井日产油 20t/d，日产气 15000m³/d。

1.2 环境影响评价的工作过程

项目区位于库车市和轮台县，地处雅克拉断凸 S8 井区已开发区块内，属于石油天然气开采项目。根据新水水保（2019）4 号文，工程所在区域属于塔里木河流域重点治理区。根据《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》，本项目属于“五、石油和天然气开采业-7、陆地石油开采 0711”中“涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）”工程，应编制环境影响报告书。根据现场调查及相关资料，本项目涉及塔里木流域水土流失重点治理区，本项目设涉及阿克苏地区及巴音郭楞蒙古自治州，所以本项目审批权限在新疆维吾尔自治区生态环境厅。

根据《中华人民共和国环境影响评价法》和《国务院关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》中有关规定，2023 年 10 月，中国石油化工股份有限公司西北油田分公司（以下简称“建设单位”）委托新疆天合环境技术咨询有限公司（以下简称“天合公司”）编制《雅克拉断凸 S8 井区白垩系油气藏 2024 年产能建设项目》（见附件）。

天合公司接受委托后，即进行了现场踏勘和资料收集，结合有关资料和当地环境特征，按国家、新疆环境保护政策以及环评技术导则、规范的要求，开展本项目的环境影响评价工作。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，确定环境影响评价工作等级、评价范围、评价标准，最后制订工作方案。2023 年 12 月天合公司委托新疆广宇众联环境监测有限公司对本项目区域环境要素进行了现状监测。在工程分析、环境质量现状评价的基础上进一步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措施，并最终完成环境影响报告书编制工作。报告书经生态环境主管部门批准后，可以作为本项目建设期、运营期、退役期的环境保护管理依据。

在环评报告编制期间，建设单位于 2023 年 12 月 6 日在新疆维吾尔自治区生

生态环境保护产业协会网站对本工程进行了第一次网络信息公示，并开展项目区域环境质量现状监测工作。在上述工作基础上，天合公司完成了环境影响报告书征求意见稿，随后西北油田分公司按照《环境影响评价公众参与办法》（部令第 4 号）要求，于 2023 年 12 月 15 日在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站对本工程环评信息进行了第二次公示，同时在项目所在地公示栏张贴了环评信息第二次公示材料。建设单位于 2023 年 12 月 21 日及 2023 年 12 月 22 日在新疆法治报对项目的环评信息进行了两次公告。建设单位于 2024 年 1 月 2 日在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站上进行了环境影响评价报批前公示，公开拟报批的环境影响报告书全文和公众参与说明。载体选择符合《环境影响评价公众参与办法》要求。根据西北油田分公司反馈情况，公示期间未收到反馈意见。

环境影响评价工作一般分为三个阶段，第一阶段包括资料收集、工程分析和影响识别等工作，第二阶段包括生态环境现状监测、现状调查与评价、环境影响预测与评价等工作，第三阶段包括提出预防或减缓不利影响的环境保护措施、制定环境监测计划、从生态环境影响的角度给出工程建设项目是否可行的结论等工作，环境影响评价工作程序见图 1.2-1。

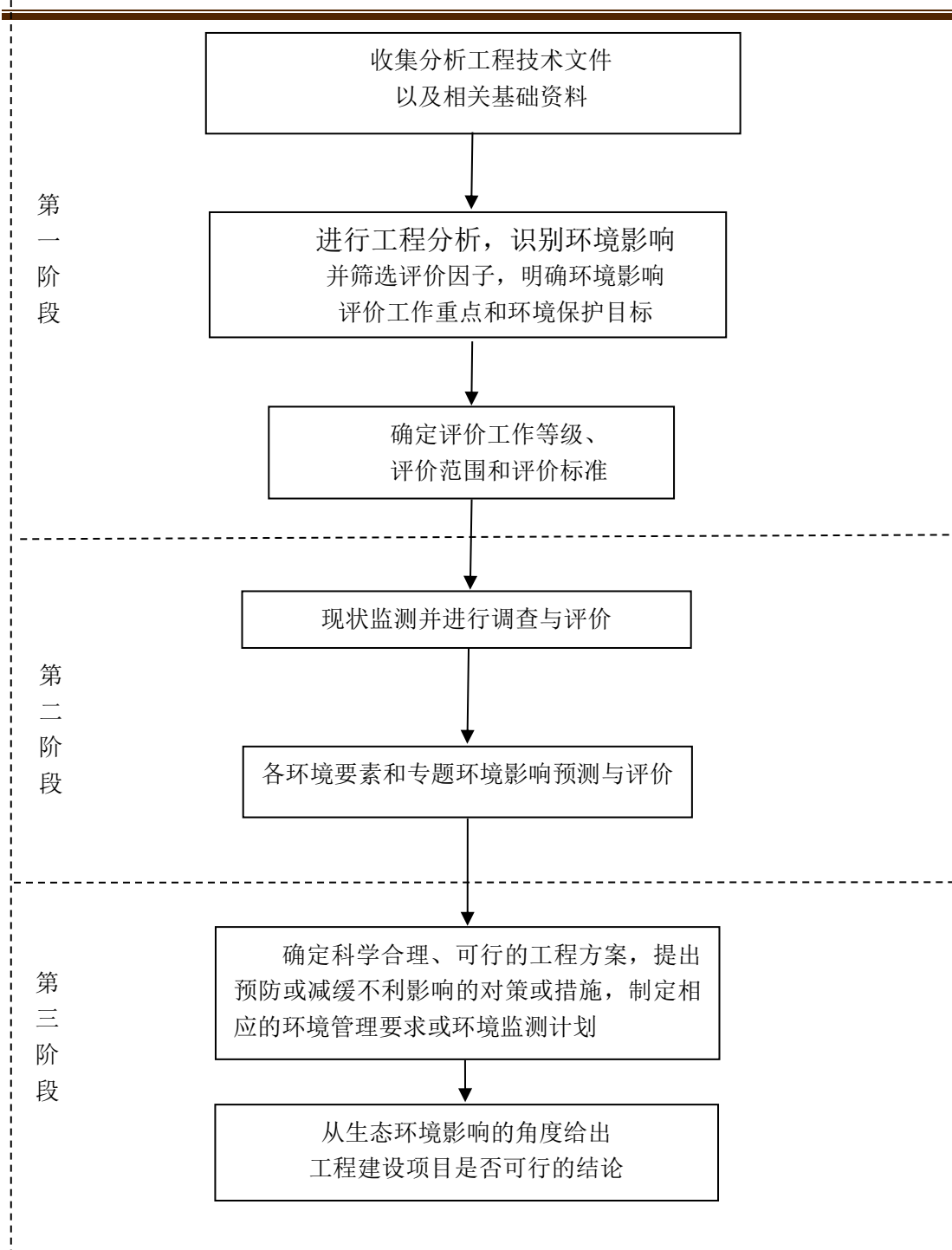


图 1.2-1 环境影响评价工作程序图

1.3 分析判定相关情况

(1) 政策、法规符合性分析

本项目为石油天然气开采项目，对照《产业结构调整指导目录(2019 年本)》(2021 年修改)，本项目属于第一类“鼓励类”第七条“石油、天然气”中第一款“常规石油、天然气勘探与开采”项目，符合国家当前产业政策要求。

本项目选址选线不涉及依法划定的国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境、自然公园、生态保护红线等生态保护区。运营期工艺流程全密闭，废水、固废处置措施得当。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》《石油天然气开采业污染防治技术政策》《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》等相关政策、法律法规相关要求。

(2) 规划符合性分析

本项目的建设有助于推进雅克拉凝析气田的油气开发，加大塔里木盆地油气开发力度。符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《阿克苏地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》《巴音郭楞蒙古自治州国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划》等的相关要求。

(3) “三线一单”符合性判定

本项目方案设计基于雅克拉凝析气田概念设计，合理布置井场、站场、管线及道路等，在满足生产需求的前提下，控制永久占地面积，拟建道路及管线均未穿越生态保护红线，所部署井场也不在生态保护红线范围内；运营期工艺流程全密闭，有效减少废气排放，不会导致区域环境空气质量下降；废水、固废处置措施得当，不会对外环境产生明显不利影响；工程在正常状况下不会造成土壤环境质量超标，不会增加土壤环境风险。本项目满足生态环境准入清单中空间布局约束、污染物排放管控、环境风险管控及资源利用效率的相关要求，符合“三线一单”生态环境分区管控方案要求。

1.4 关注的主要环境问题和环境影响

本项目重点关注施工过程中产生的生态影响，施工过程中产生的扬尘、钻井废水、生活污水、钻井固体废物、建筑垃圾等污染问题；运营期井场及站场无组织挥发的非甲烷总烃、 H_2S ，以及井下作业废水、采出水、含油污泥等对环境产生的影响。

本项目为石油天然气开采项目，工程实施产生的主要环境影响包括施工期和运营期污染物排放造成的环境污染，以及工程占地及施工造成的生态影响。根据资料收集和现场调查，本项目不涉及依法划定的国家公园、自然保护区、世界自然遗产、自然公园、生态保护红线等生态保护区，除油区工作人员外，项目区无人居住。评价范围内主要环境敏感保护目标为野生动植物、公益林、塔里木河流域水土流失重点治理区。

1.5 环境影响评价的主要结论

本项目符合国家产业政策、符合相关规划、“三线一单”要求，工程选址不涉及依法划定的国家公园、自然保护区、世界自然遗产、自然公园、生态保护红线等生态保护区。

项目总体布局合理，在严格执行国家和自治区的环境保护要求，坚持“三同时”原则的基础上，切实落实报告书中提出的各项环保措施后，污染物可以实现达标排放，工程所在区域的环境功能不会发生明显改变。

从生态环境保护角度看，本项目选址合理，建设是可行的。

2.总则

2.1 评价目的与原则

2.1.1 评价目的

(1) 通过实地调查与现状监测，了解项目区的自然环境、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环境现状。

(2) 通过工程分析，明确本项目施工期、运营期和退役期主要污染源、污染物种类、排放强度，分析环境污染的影响特征，预测和评价本项目施工期、运营期及退役期对环境的影响程度，并提出采取的污染防治和生态保护措施。

(3) 对油田开发过程中拟采取的环境保护措施进行论证，提出油田开发建设施工期、运营期和退役期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、区域总体发展规划、环境保护规划、清洁生产、达标排放和污染物排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。

通过上述评价，论证工程在环境方面的可行性，给出环境影响评价结论，为本项目的设计、施工、验收及建成投产后的环境管理提供技术依据，为生态环境主管部门提供决策依据。

2.1.2 评价原则

突出环境影响评价的源头预防作用，坚持保护和改善环境质量。

(1) 依法评价

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

(2) 科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响。

(3) 突出重点

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

2.2 编制依据

2.2.1 国家及地方法律、法规、条例、规章

国家和地方法律法规一览表见表 2.2-1。

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 年修正）	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 年修正）	12 届人大第 28 次会议	2018-01-01
5	中华人民共和国噪声污染防治法	中华人民共和国主席令第一〇四号	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 年修正）	12 届人大第 21 次会议	2016-09-01
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 年修正）	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 年修正）	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 年修正）	13 届人大第 12 次会议	2020-01-01
12	中华人民共和国城乡规划法（2019 年修正）	13 届人大第 10 次会议	2019-04-23
13	中华人民共和国野生动物保护法（2022 年修订）	13 届人大第 38 次会议	2023-05-01
14	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
15	中华人民共和国防沙治沙法（2018 年修正）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
16	中华人民共和国土壤污染防治法	13 届人大第 5 次会议	2019-01-01
17	中华人民共和国石油天然气管道保护法	11 届人大第 15 次会议	2010-10-01
18	中华人民共和国矿产资源法（2009 年修正）	8 届人大第 21 次会议	2009-08-27
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 年修正）	国务院令 第 682 号	2017-10-01
2	中华人民共和国野生植物保护条例（2017 年修正）	国务院令 第 687 号	2017-10-07
3	危险化学品安全管理条例（2013 年修正）	国务院令 第 645 号	2013-12-07
4	中华人民共和国土地管理法实施条例（2021 年修订）	国务院令 第 743 号	2021-09-01

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
5	国务院关于加强环境保护重点工作的意见	国发〔2012〕35号	2011-10-17
6	关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战的意见	中发〔2018〕17号	2018-06-16
7	排污许可管理条例	国务院令 第736号	2021-03-01
8	中华人民共和国水土保持法实施条例（2011年修订）	国务院令 第120号	2011-01-08
9	地下水管理条例	国务院令 748号	2021-12-01
三	部门规章与部门发布的规范性文件		
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	国家危险废物名录（2021年版）	生态环境部 国家发展和改革委员会 公安部 交通运输部 国家卫生健康委员会部令 第15号	2021-01-01
4	产业结构调整指导目录（2019本）（2021年修改）	国家发展和改革委员会令 第49号	2021-12-30
5	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	2021-09-08
6	国家重点保护野生动物名录	国家林业和草原局 农业农村部公告 2021年 第3号	2021-02-01
7	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
8	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
9	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
10	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
11	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
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	关于发布《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》的公告	国环规环评〔2017〕4号	2017-11-20
15	建设项目环境影响后评价管理办法（试行）	环境保护部令 第37号	2016-01-01
16	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

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
17	关于进一步加强建设项目全过程环保管理的通知	中国石化能评（2020）1 号	2020-03-19
18	挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策	环境保护部公告 2013 年第 31 号	2013-05-24
19	关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知	环办环评（2017）84 号	2017-11-14
20	关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知	环环评（2016）150 号	2016-10-26
21	关于印发建设项目竣工环境保护验收现场检查及审查要点的通知	环办（2015）113 号	2015-12-30
22	关于印发<建设项目环境保护事中事后监督管理办法（试行）>的通知	环发（2015）163 号	2015-12-10
23	石油天然气开采业污染防治技术政策	环境保护部公告 2012 年第 18 号	2012-03-07
24	工矿用地土壤环境管理办法（试行）	生态环境部令第 3 号	2018-08-01
25	关于发布《重点监管单位土壤污染隐患排查指南（试行）》的公告	生态环境部公告 2021 年第 1 号	2021-01-04
26	污染地块土壤环境管理办法（试行）	环境保护部令第 42 号	2017-07-01
27	关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知	环大气（2021）65 号	2021-08-04
28	关于印发《重点行业挥发性有机物综合治理方案》的通知	环大气（2019）53 号	2019-06-26
29	建设项目危险废物环境影响评价指南	环境保护部公告 2017 年第 43 号	2017-10-01
30	突发环境事件应急管理办法	环境保护部令第 34 号	2015-06-05
31	关于落实大气污染防治行动计划严格环境影响评价准入的通知	环办（2014）30 号	2014-03-25
32	关于规范临时用地管理的通知	自然资规（2021）2 号	2021-11-04
33	危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采	生态环境部公告 2021 年第 74 号	
34	国家级公益林管理办法	林资发（2017）34 号	2017-05-08
35	建设项目使用林地审核审批管理办法	林资规（2021）5 号	2021-09-13
四	地方法规及通知		
1	新疆维吾尔自治区环境保护条例（2018 年修正）	自治区 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 年修正）	自治区 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 年修正）	自治区 13 届人大第 6 次会议	2018-09-21

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
4	新疆维吾尔自治区大气污染防治条例	自治区 13 届人大第 7 次会议	2019-01-01
5	新疆维吾尔自治区地下水资源管理条例（2017 年修订）	自治区 12 届人大第 29 次会议	2017-05-27
6	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	2019-01-21
7	新疆国家重点保护野生植物名录	自治区林业和草原局与农业农村厅 2022 年修订	2022-03-09
8	新疆国家重点保护野生动物名录	自治区林业和草原局与农业农村厅 2021 年修订	2021-07-28
9	新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录	新政发（2022）75 号	2022-09-18
10	新疆生态功能区划	新政函（2005）96 号	2005-07-14
11	新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件（修订）	新环发（2017）1 号	2017-01-01
12	转发《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》	新环办发（2018）80 号	2018-03-27
13	关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知	新环发（2018）133 号	2018-09-06
14	转发《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》的通知	新环评价发（2020）142 号	2020-07-29
15	关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知	新环环评发（2020）162 号	2020-09-11
16	关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知	新环环评发（2020）138 号	2020-09-04
17	新疆维吾尔自治区实施<中华人民共和国水土保持法>办法	2013 年 7 月 31 日修订	2013-10-01
18	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	2012-10
19	关于印发《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》的通知	新政发（2021）18 号	2021-02-21
20	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》（2021 年版）的通知	新环环评发（2021）162 号	2021-07-26
21	关于印发《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》的通知	阿行署发（2021）81 号	2021-07-10
22	关于印发《巴音郭楞蒙古自治州“三线一单”生态环境分区管控方案》的通知	巴政办法（2021）32 号	2021-06-30
23	新疆维吾尔自治区生态环境保护“十四五”规划	自治区党委、自治区人民政府	2021-12-24
24	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及 2023 年远景目标	自治区 13 届人大第 4 次会议	2021-2-5

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
25	新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025年）	新疆维吾尔自治区人民政府	2022-08-28
26	新疆维吾尔自治区国家级公益林管护办法	新林规（2021）3号	2021-12-01

2.2.2 环评有关技术规定

环评有关技术规定见表 2.2-2。

表 2.2-2 环评技术导则依据一览表

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 土壤环境（试行）	HJ964-2018	2019-07-01
8	建设项目环境风险评价技术导则	HJ169-2018	2019-03-01
9	危险化学品重大危险源辨识	GB18218-2018	2018-11-19
10	环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目	HJ349-2023	2024-01-01
11	石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）	国家发展和改革委员会公告 2009 年第 3 号	2009-02-19
12	石油天然气工业健康、安全与环境管理体系	SY/T6276-2014	2015-03-01
13	石油天然气开采业污染防治技术政策	2012 年 第 18 号	2012-03-07
14	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
15	油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制技术规范	DB65/T3999-2017	2017-05-30
16	油气回收处理设施技术标准	GB/T50759-2022	2023-01-01
17	石油天然气工业套管和油管的维护和使用	GB/T 17745-2011	2011-10-01
18	石油化工工程防渗技术规范	GB/T 50934	2014-06-01
19	石油化工企业环境保护设计规范	SH/T3024-2017	2018-01-01
20	陆上石油天然气生产环境保护推荐作法	SY/T6628-2005	2005-11-01
21	废弃井及长停井处置指南	SY/T6646-2017	2018-03-01

序号	依据名称	标准号	实施时间
22	非常规油气开采污染控制技术规范	SY/T7482-2020	2021-02-01
23	矿山生态修复技术规范 第 7 部分：油气矿山	TD/T1070.7-2022	2022-11-01
24	生物多样性观测技术导则	HJ710.1~13-2014	2015-01-01
25	污染源源强核算技术指南 准则	HJ884-2018	2018-03-17
26	排污单位自行监测技术指南 总则	HJ819-2017	2017-06-01
27	排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业	HJ1248-2022	2022-07-01

2.2.3 相关文件和技术资料

- (1) 环评工作委托书；
- (2) 雅克拉断凸 S8 井区白垩系油气藏 2024 年产能建设项目开发方案；
- (3) 工程其他相关资料。

2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选

2.3.1 环境影响因素识别

本项目主要包括钻井工程、井场配套地面工程、开采集输工程等作业内容，对环境的影响主要表现在施工期和运营期。施工期以井场、管线等地面工程建设过程中造成的生态影响为主，运营期以油气开采和集输过程中产生的污染为主。

(1) 施工期

施工期建设工程包括钻井工程、井场配套地面工程、管道工程以及道路工程等，环境影响以生态影响为主。

① 钻井工程

本项目共部署钻井 3 口。钻井期间主要环境影响为工程占地产生的生态扰动，另外钻井时产生的机械废气、钻井废水、机械噪声、钻井泥浆及岩屑等也可能对环境产生一定的不利影响。

② 井场建设

本项目新建井场 3 座。这些构筑物建设的主要环境影响是施工占地和施工活动对生态环境的扰动。此外，施工期间各种机械、车辆排放的废气和噪声、施工丢弃的固体废物等，将对环境产生一定的影响。

③管线和道路建设

本项目新建新建单井集输管道 8.15km，单井进场道路 7km。管线和道路建设主要环境影响表现为生态扰动以及水土流失，另外还有施工过程中产生的扬尘等污染影响。

(2) 运营期

运营期环境影响因素主要体现在油气开采、集输过程中无组织排放的挥发性有机物，废水主要为采出水、井下作业废水等，固体废物主要为含油废物。

(3) 退役期

退役期，对完成油气开采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，主要污染物包括建筑垃圾以及在设备和基础拆除、建筑垃圾清理运输过程产生的扬尘。

油田开发的各个阶段，环境影响因子不同，根据工程分析和油气开发工艺特征，对油气开发过程中的施工期、运营期和退役期环境影响因子识别见表 2.3-1。

表 2.3-1 影响因素识别

影响 因素	施工期					运营期					退役期		
	生态影响	废气	废水	固体废物	噪声	废气	废水	固体废物	噪声	环境风险	废气	固体废物	生态影响
环境 因素	钻前工程和油气集输地表扰动、植被破坏等	施工机械和车辆施工扬尘、测试放喷、钻井及储层改造过程非甲烷总烃等废气	钻井废水、压裂返排液、酸化废液等废水；试压废水、生活污水；	钻井固废、生活垃圾、建筑垃圾、工程弃土	钻机、压裂及测试放喷噪声	无组织废气（重点关注硫化氢、挥发性有机物等），温室气体排放	采出水、井下作业废液、生活污水等污（废）水	井下作业、采油、石油集输等环节产生落地油、含油清管废渣等	设备噪声	石油、天然气等危险物质泄漏，以及火灾、爆炸、井喷等事故引发的伴生/次生污染物	构筑物拆卸扬尘	地面设施拆除、井场清理等环节产生的废弃管道和设备、建筑垃圾、含油污泥等	土地复垦
地表水	○	○	+	+	○	○	+	○	○	+	○	○	○
地下水	○	○	+	+	○	○	++	++	○	+	○	+	+
大气环境	○	+	○	+	○	++	○	+	○	+	+	+	○
声环境	○	○	○	○	+	○	○	○	++	+	○	○	○
土壤环境	++	+	+	+	○	+	+	+	○	++	+	+	+
陆声动物	++	+	○	+	+	++	○	+	+	+	+	+	+
水栖动物													
陆生植被	++	+	+	+	○	+	○	+	○	++	+	+	+
水生植被													
水土流失	++	+	+	+	○	+	○	+	○	++	+	+	+
生态敏感区													

注：○：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

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，筛选的评价因子见表 2.3-2。

表 2.3-2 评价因子筛选表

环境要素	主要污染源（或影响途径）	现状评价因子	影响评价或预测因子	
生态环境	施工期钻前工程、油气集输工程等施工过程的地面开挖、占地、施工方式、施工时序等对土地利用现状、动植物、重要物种、生态系统完整性、生物多样性的影响途径、范围和程度	物种：分布范围、种群数量、种群结构、行为； 生境：生境面积、质量、连通性； 生态群落：物种组成、群落结构等； 生态系统：植被覆盖度、生产力、生物量； 生态敏感区：主要保护对象、生态功能； 自然景观：景观多样性和完整性	施工期	地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性
			运营期	生物多样性、生态系统完整性
地下水环境	钻井工程等工程套管破损、防渗措施失效导致的渗漏等对地下水的影响	pH、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、钠、总大肠菌群、细菌总数、氰化物、亚硝酸盐氮、硝酸盐（以氮计）、氟化物、汞、砷、镉、六价铬、铅、钾、钙、镁、碳酸盐、重碳酸盐、石油类； K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-}	施工期	石油类
			运营期	石油类
声环境	施工钻井噪声、压裂噪声，运营期站场设备噪声；交通噪声	昼间等效声级（ L_d ）、夜间等效声级（ L_n ）	施工期	昼间等效声级（ L_d ）、夜间等效声级（ L_n ）
			运营期	昼间等效声级（ L_d ）、夜间等效声级（ L_n ）
大气环境	施工机械和车辆施工扬尘、测试放喷废气；运营期井场集输工程等无组织废气；温室气体排放	SO_2 、 NO_x 、 PM_{10} 、 $PM_{2.5}$ 、 CO 、 O_3 、硫化氢、非甲烷总烃	施工期	SO_2 、 NO_x 、非甲烷总烃、TSP
			运营期	硫化氢、非甲烷总烃、二氧化碳

土壤环境	钻井工程对土壤影响	《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 项基本因子：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；表 2 中石油烃；pH、土壤盐分含量；《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中 pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌，pH、土壤盐分含量。	施工期	石油烃
			运营期	石油烃
固体废物	施工钻井固废、生活垃圾、建筑垃圾、工程弃土等；运营期井下作业、采油气、集输等环节产生落地油、含油污泥、含油清管废渣等；退役期地面设施拆除、井场清理等环节产生的废弃管道和设备、建筑垃圾、含油污泥等	/	施工期	钻井固废、生活垃圾、建筑垃圾、工程弃土
			运营期	落地油、含油污泥、含油清管废渣
			退役期	废弃管道、设备、建筑垃圾和含油污泥
环境风险	石油、天然气等危险物质泄漏，以及火灾、爆炸、井喷等安全生产风险事故引发的伴生/次生污染物对生态环境的影响。	/	风险物质：天然气、原油、硫化氢。 石油、天然气等危险物质泄漏； 火灾、爆炸、井喷等安全生产风险事故引发的伴生/次生污染物对生态环境的影响	

2.4 环境功能区划及评价标准

2.4.1 环境功能区划

2.4.1.1 环境空气

本项目位于库车市和轮台县境内。项目区远离库车市、轮台县城镇规划区，没有划分环境空气功能区。按照《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单的规定，该区域应属于环境空气二类功能区。

2.4.1.2 水环境

项目区评价范围内无天然地表水体。

根据《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中地下水分类标准，该区域地下水划分为Ⅲ类。

2.4.1.3 声环境

项目区远离库车市、轮台县城镇规划区，没有划分声环境功能区。按照《声环境质量标准》（GB3096-2008）的规定，油田开发区执行 2 类声环境功能区要求。

2.4.1.4 生态环境

根据《新疆生态功能区划》（2005 版），项目区属于塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区(IV)，塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区(IV1)，渭干河三角洲绿洲农业盐渍化敏感生态功能区（71）。工程所在区域内的油气资源丰富，油田勘探开发工作已开展多年。

根据新水水保〔2019〕4 号文，工程所在区域属于塔里木河流域水土流失重点治理区。

2.4.2 环境质量标准

2.4.2.1 环境空气

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》 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的标准， H_2S 参考执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的 1h 平均浓度限值 $10\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。标准取值见表 2.4-1。

表 2.4-1 环境空气质量标准

序号	评价因子	标准限值 $\mu\text{g}/\text{m}^3$			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	$\text{PM}_{2.5}$	35	75	/	
4	PM_{10}	70	150	/	
5	CO	/	4000	10000	
6	O_3	/	160	200	
7	非甲烷总烃	/	/	2000	参考《大气污染物综合排放标准详解》
8	H_2S	/	/	10	参考执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的 1h 平均浓度限值

2.4.2.2 水环境

本项目评价范围内无天然地表水体。

项目区地下水水质评价执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中 III 类水质标准，具体标准值见表 2.4-2。

表 2.4-2 地下水质量标准值 单位：mg/L，pH 等除外

序号	项目	标准限值	序号	项目	标准限值
1	pH（无量纲）	6.5~8.5	20	总大肠菌群（MPN/100mL）	≤ 3.0
2	色（度）	≤ 15	21	细菌总数（CFU/mL）	≤ 100
3	嗅和味	无	22	氰化物	≤ 0.05
4	肉眼可见物	无	23	亚硝酸盐氮	≤ 1.0
5	总硬度	≤ 450	24	硝酸盐（以氮计）	≤ 20
6	溶解性总固体	≤ 1000	25	氟化物	≤ 1.0
7	硫酸盐	≤ 250	26	碘化物	≤ 0.08
8	氯化物	≤ 250	27	汞	≤ 0.001
9	铁	≤ 0.3	28	砷	≤ 0.01
10	锰	≤ 0.10	29	硒	≤ 0.01
11	铜	≤ 1.00	30	镉	≤ 0.005
12	锌	≤ 1.00	31	六价铬	≤ 0.05
13	铝	≤ 0.20	32	铅	≤ 0.01
14	挥发酚	≤ 0.002	33	三氯甲烷	≤ 0.06
15	阴离子表面活性剂	≤ 0.3	34	四氯化碳	≤ 0.002
16	耗氧量	≤ 3.0	35	苯	≤ 0.01
17	氨氮	≤ 0.50	36	甲苯	≤ 0.7
18	硫化物	≤ 0.02	37	石油类	≤ 0.05

19	钠	≤200			
----	---	------	--	--	--

注：石油类标准参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准

2.4.2.3 声环境

项目区声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准，即昼间 60dB(A)，夜间 50dB(A)。

2.4.2.4 土壤环境

工程占地范围内土壤环境质量执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值，见表 2.4-3。占地范围外土壤参照执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 筛选值标准，见表 2.4-4。

表 2.4-3 建设用地土壤污染风险筛选值

序号	监测项目	单位	标准值	序号	监测项目	单位	标准值
1	砷	mg/kg	60	24	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	0.5
2	镉	mg/kg	65	25	氯乙烯	mg/kg	0.43
3	铬（六价）	mg/kg	5.7	26	苯	mg/kg	4
4	铜	mg/kg	18000	27	氯苯	mg/kg	270
5	铅	mg/kg	800	28	1,2-二氯苯	mg/kg	560
6	汞	mg/kg	38	29	1,4-二氯苯	mg/kg	20
7	镍	mg/kg	900	30	乙苯	mg/kg	28
8	四氯化碳	mg/kg	2.8	31	苯乙烯	mg/kg	1290
9	氯仿	mg/kg	0.9	32	甲苯	mg/kg	1200
10	氯甲烷	mg/kg	37	33	间二甲苯+对二甲苯	mg/kg	570
11	1,1-二氯乙烷	mg/kg	9	34	邻二甲苯	mg/kg	640
12	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	35	硝基苯	mg/kg	76
13	1,1-二氯乙烯	mg/kg	66	36	苯胺	mg/kg	260
14	顺-1,2-二氯乙烯	mg/kg	596	37	2-氯酚	mg/kg	2256
15	反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	54	38	苯并（a）蒽	mg/kg	15
16	二氯甲烷	mg/kg	616	39	苯并（a）芘	mg/kg	1.5
17	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	40	苯并（b）荧蒽	mg/kg	15
18	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	10	41	苯并（k）荧蒽	mg/kg	151
19	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	6.8	42	蒾	mg/kg	1293
20	四氯乙烯	mg/kg	53	43	二苯并（a、h）蒽	mg/kg	1.5
21	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	840	44	茚并（1、2、3-cd）芘	mg/kg	15

22	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	2.8	45	萘	mg/kg	70
23	三氯乙烯	mg/kg	2.8	46	石油烃	mg/kg	4500

表 2.4-4 农用地土壤污染风险筛选值

序号	项目	单位	风险筛选值 (pH>7.5)	
1	砷	mg/kg	25	
2	镉	mg/kg	0.6	
3	铜	mg/kg	100	
4	铅	mg/kg	170	
5	汞	mg/kg	3.4	
6	镍	mg/kg	190	
7	铬	mg/kg	250	
8	锌	mg/kg	300	

2.4.3 污染物排放标准

2.4.3.1 废气

本项目施工期及退役期无组织排放扬尘执行《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中的新污染源无组织排放监控浓度限值。

油气开采过程中井场、站场边界无组织非甲烷总烃排放执行《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,硫化氢执行《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)中改扩建项目二级标准。具体标准限值要求见表 2.4-5。

表 2.4-5 大气污染物排放标准

时段	污染物	浓度限值 (mg/m ³)	标准来源
施工期 退役期	颗粒物	1.0	《大气污染物综合排放标准》 (GB16297-1996)
运营期	非甲烷 总烃	4.0	《陆上石油天然气开采工业大气污 染物排放标准》(GB39728-2020)
	H ₂ S	0.06	《恶臭污染物排放标准》 (GB14554-93)

2.4.3.2 废水

按照《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)规定:在相关行业污染无可指标准发布前,回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》等相关标准要求回注,同步采取切实可行措施防治污染。

项目运营期产生的采出水在雅克拉集气处理站处理达标后回注油层，不向外环境排放，回注水满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》

(SY/T5329-2022) 储层空气渗透率 $\geq 2.0\mu\text{m}^2$ 的标准，不向外环境排放，回注水执行《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022) 中相关要求，标准值见表 2.4-6。

表 2.4-6 《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)

储层空气渗透率 μm^2		<0.01	[0.01, 0.05]	[0.05, 0.5]	[0.5, 2.0]	≥ 2.0
水质标准分级		I	II	III	IV	V
控制 指标	悬浮固体含量 (mg/L)	≤ 8.0	≤ 15.0	≤ 20.0	≤ 25.0	≤ 35.0
	悬浮物颗粒直径中值 (μm)	≤ 3.0	≤ 5.0	≤ 5.0	≤ 5.0	≤ 5.5
	含油量 (mg/L)	≤ 5.0	≤ 10.0	≤ 15.0	≤ 30.0	≤ 100.0
平均腐蚀率 mm/a		≤ 0.076				

2.4.3.3 噪声

施工期执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011) 中噪声排放限值；运营期执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 中 2 类区标准。

噪声限值见表 2.4-7。

表 2.4-7 环境噪声排放标准

标准来源	类别	噪声限值 dB(A)	
		昼间	夜间
《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)	/	70	55
《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)	2 类	60	50

2.4.3.4 固体废物

根据工程产生的各种固体废物的性质和去向，生活垃圾执行《生活垃圾填埋场污染控制标准》(GB16889-2008)；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)；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) 和《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) 中相关要求；危险废物贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)。危险废物鉴别执行《危险废物鉴别标准》(GB5085.1-2007)，危险废物的转移依

照《危险废物转移管理办法》及《危险废物收集、贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）进行监督和管理。

2.5 评价等级和评价范围

2.5.1 环境空气评价等级和评价范围

（1）评价等级

本项目运营期废气排放物主要为井场无组织排放非甲烷总烃和硫化氢。根据工程特点、污染特征及周围环境状况，采用《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 A 推荐的估算模型 AERSCREEN 计算项目污染源的最大环境影响，选取非甲烷总烃（NMHC）和硫化氢（H₂S）为评价因子核算，计算出其最大地面浓度占标率 P_i （第 i 个污染物，简称“最大浓度占标率”）及其地面浓度达标准值 10% 时所对应的最远距离 $D_{10\%}$ 。其中 P_i 定义为：

$$P_i = \frac{\rho_i}{\rho_{0i}} \times 100\%$$

式中： P_i ——第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

ρ_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， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ；

ρ_{0i} ——第 i 个污染物的环境空气质量标准， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。一般选用 GB3095 中 1h 平均质量浓度的二级浓度限值，如项目位于一类环境空气功能区，应选择相应的一级浓度限值；对该标准中未包含的污染物，使用 5.2 确定的各评价因子 1h 平均质量浓度限值。对仅有 8h 平均质量浓度限值、日平均质量浓度限值或年平均质量浓度限值的，可分别按 2 倍、3 倍、6 倍折算为 1h 平均质量浓度限值。

大气评价工作级别详见表 2.5-1。

表 2.5-1 评价工作等级

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	$P_{max} < 1\%$

估算模式所用参数见表 2.5-2。

表 2.5-2 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（城市人口数）	--
最高环境温度/°C		40.8
最低环境温度/°C		-23.7
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	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否
	地形数据分辨率（m）	90
是否考虑海岸线熏烟	考虑海岸线熏烟	<input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

估算结果详见表 2.5-3。

表 2.5-3 P_{\max} 及 $D_{10\%}$ 预测及计算结果一览表

序号	污染源名称	评价因子	C_i ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	评价标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	P_i (%)	P_{\max} (%)	最大浓度出现距离 (m)	$D_{10\%}$ (m)
1	S8-5 井	非甲烷总烃	3.6347	2000	0.18	0.18	84	-
		硫化氢	0.002947	10	0.03			
2	S8-6 井	非甲烷总烃	3.6348	2000	0.18			
		硫化氢	0.002947	10	0.03			
3	S8-7 井	非甲烷总烃	3.6347	2000	0.18			
		硫化氢	0.002947	10	0.03			

(2) 评价工作等级判定

根据上述计算结果，本项目无组织废气污染物 $P_{\max}=0.18\%<1\%$ ，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）中评价工作分级判据，本项目大气环境影响评价工作等级为三级，可不设置评价范围。

2.5.2 地表水环境影响评价等级和评价范围

按照《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018），工程属于水污染影响型建设项目，在油田正常开采及油气集输过程中，本项目产生的含油污水、井下作业废水不外排，与地表水无水力联系，工程地表水环境影响评价等级为三级 B。

本次地表水环境影响评价重点论证所依托的污水处理设施的环境可行性。

2.5.3 地下水环境评价等级和评价范围

(1) 建设项目类别

本项目属于石油天然气开采工程，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。

(2) 地下水环境敏感程度

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中的地下水环境敏感程度分级表（表 2.5-4）和《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》，项目区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。

表 2.5-4 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；为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	上述地区之外的其他地区。

注：“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。

(3) 工作等级划分

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，地下水环境敏感程度为不敏感，依据表 2.5-5，评价等级为二级。

表 2.5-5 地下水环境影响评价工作等级划分

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

(4) 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），地下水环境评价范围可采用公式计算法、查表法、自定义法等确定。本次评价结合项目特点，主要采用公式计算法和自定义法进行评价范围的确定。

①公式法

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），计算公式如下：

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

式中：L—下游迁移距离，m；

α —变化系数， $\alpha\geq 1$ ，一般取 2；

K—渗透系数，m/d；根据区内潜水含水层主要由塔河冲积形成，含水层的岩性为细砂，渗透系数 0.39~4.34m/d；

I—水力坡度，根据区域水文地质条件，区内水力坡度很小，为 0.28‰~0.809‰，本次计算按最大值 0.809‰计；

T—质点迁移天数，取值 5000d；

n_e —有效孔隙度，无量纲，依据《水文地质手册》（第二版）中表 2-3-2 及区内已有勘察资料，细砂孔隙度为 0.42。

经计算，L 为 83.6m。

②自定义法

按照导则要求，调查评价范围应能说明地下水环境现状，反映调查评价区地下水的基本流场特征，满足地下水环境影响预测与评价为基本原则。

因此判定本项目地下水环境评价范围为项目区地下水流向上游 1km，下游 2km，两侧外扩 1km 的区域以及道路、管线两侧向外延伸 200m 的范围，约 18.12km²，评价范围见图 2.5-1。

2.5.4 声环境评价等级和评价范围

本项目涉及的噪声源可分为连续稳定噪声源和流动噪声源。噪声源主要包括施工期内机械噪声、生产运营期场站机泵噪声和井场井下作业噪声。

本项目所在功能区适用于《声环境质量标准》（GB3096-2008）中规定的 2 类区标准，且噪声源周围 200m 没有固定集中的人群活动。依据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中的规定，本项目声环境影响评价工作等级定为二级。

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及敏感目标等实际情况适当缩小”，根据项目特点，本次声环境评价范围为各井场边界向外扩 200m 范围。评价范围见图 2.5-1。

2.5.5 生态环境评价等级和评价范围

（1）评价等级

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），判定等级如下：

表 2.5-6 生态环境评价等级判定

序号	生态评价等级判定要求	本项目情况	生态影响评价等级
a	涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境时，评价等级为一级；	不涉及	/
b	涉及自然公园时，评价等级为二级；	不涉及	/
c	涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级；	不涉及	/
d	根据 HJ2.3 判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目，生态影响评价等级不低于二级；	不涉及	/
e	根据 HJ610、HJ964 判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目，生态影响评价等级不低于二级；	涉及公益林	二级
f	当工程占地规模大于 20km ² 时（包括永久和临时占用陆域和水域），评价等级不低于二级；改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定；	本项目占地面积为 0.1402km ² < 20km ²	/
g	除本条 a~f 以外的情况，评价等级为三级；	/	/
h	当评价等级判定同时符合上述多种情况时，应采用其中最高的评价等级	/	/

由上表可见，本项目占地全部位于公益林区，生态环境影响评价工作等级确定为二级。

（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，故其对环境影响仅限于各站场及内部输送管线较近的范围。考虑油田整体开发对生态环境的影响，确定生态环境评价范围为井场、站场边界向外扩展 50m 范围；集输管线、道路两侧各 1000m 带状区域的范围。生态评价范围见图 2.5-1。

2.5.6 环境风险评价等级和评价范围

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原油、天然气(甲烷)、H₂S等,分别属于《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169—2018)附录B中的油类物质(矿物油类,如石油、汽油、柴油等)。本项目主要风险单元为密闭集输单元。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)中的判定方法,当存在多种危险物质时,按照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: q₁, q₂, …, q_n--每种危险物质的最大存在总量, t;

Q₁, Q₂, …, 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≥1 时, 将 Q 值划分为: (1) 1≤Q<10; (2) 10≤Q<100; (3) Q≥100。

本项目新建 DN80 单井管线 8.15km。各站场和开发井均有控制(截断)阀, 发生泄露时, 可通过控制(截断)阀进行紧急切断。根据集输走向, 本项目单井管线最长为 5.2km (DN100) 计算。

原油密度按照 0.7982t/m³、天然气平均相对密度 0.66kg/m³, 天然气中硫化氢平均含量约 1400mg/m³。

根据克拉伯龙方程, 计算管道带压运行状态下的气体质量:

$$pV=nRT$$

p: 气体压强, 标况压强 0.101325Mpa, 管线压力 5Mpa;

V: 气体体积, 管道体积;

n: 气体的物质的量, 单位 mol;

T: 绝对温度, 293.15K;

R: 气体常数。

表 2.5-7 本项目运营期危险物质储存量核算

储存装置	危险物质	管线长度	管径	密度	压力	储存量 (t)
集输管线	原油	5.2km	100mm	0.7982t/m ³	5.0MPa	32.58
	天然气	5.2km	100mm	0.66kg/m ³	5.0MPa	0.30

	硫化氢	5.2km	100mm	1400mg/m ³	5.0MPa	0.0007
--	-----	-------	-------	-----------------------	--------	--------

本项目危险物质辨识结果详见表 2.5-9。

表 2.5-8 本项目危险物质 Q 值一览表

序号	物质名称	临界量 (t)	最大储存量 (t)	Q
1	原油	2500	32.58	0.013
2	天然气	10	0.30	0.03
3	硫化氢	2.5	0.0007	0.0003
合计				0.0433

根据上表计算结果，本项目 $Q=0.0433$ ， $Q<1$ 。判断项目风险潜势为 I。根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018) 相关要求，本次评价仅对项目可能存在的环境风险进行简单分析。不设置环境风险评价范围。

2.5.7 土壤环境评价等级和评价范围

(1) 土壤环境影响评价项目类别

根据导则附表 A.1，项目属于“采矿业”中的“石油开采”项目，项目类别为 I 类。

(2) 环境影响类型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》(HJ964-2018)，本项目主要通过垂直入渗的形式对土壤造成影响，不属于会造成土壤酸化、盐化、碱化的生态影响型项目，土壤环境的影响类型为“污染影响型”。

(3) 占地规模

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》(HJ964-2018) 中“建设项目占地规模分为大型 ($\geq 50\text{hm}^2$)、中型 ($5\sim 50\text{hm}^2$) 和小型 ($\leq 5\text{hm}^2$)”，本项目永久占地面积约 4.23hm^2 ，占地规模为小型。

(4) 土壤环境敏感程度

本项目周边为荒漠，井场 1km 范围内、管线 200m 范围内存在其他草地、公益林，不存在耕地、园地、饮用水水源地或村庄、学校等敏感点及其他土壤环境敏感目标，土壤环境敏感程度为“较敏感”。

(5) 评价工作等级判定

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》(HJ964-2018)，土壤环境影响评价工作等级划分见表 2.5-9。

表 2.5-9 污染影响类项目评价工作等级划分表

评价工作等级 敏感程度	I类			II类			III类		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-	-

注：“—”表示可不开展土壤环境影响评价工作。

由上表可见，本项目土壤环境影响评价工作等级为二级。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，本项目土壤环境影响评价范围确定为：井场及集输管线边界外扩 1000m 范围。见图 2.5-1。

2.6 污染控制目标与环境保护目标

2.6.1 污染控制目标

根据开发建设和运营中对环境可能造成的污染与生态破坏，确定污染控制目标如下：

(1) 项目区属于塔里木河流域重点治理区。因此要控制建设项目在开发建设过程中的各种施工活动，尽量减少对地表的扰动，做好施工迹地恢复、水土保持和防沙治沙工作。

(2) 保证工程建成后，废气达标排放，废水达标回注，固体废物得到合理利用及无害化处置，主要污染物总量符合国家和地方控制要求。

(3) 保证评价区域空气质量、地下水质量基本维持现有水平；将工程对生态环境的不利影响降低到最小程度，使受影响区域的整体生态环境无明显破坏。

2.6.2 环境保护目标

本项目位于库车市和轮台县境内。根据资料收集和现场调查，本项目不涉及依法划定的国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境、自然公园、生态保护红线等生态保护区。除油区工作人员外，项目区无人居住。评价范围内主要保护目标为野生动植物、塔里木河流域水土流失重点治理区。

本项目环境保护目标见表 2.6-1。

表 2.6-1 环境保护目标

序号	环境要素	环境保护目标和生态保护敏感区	与敏感点最近的工程及距离	敏感点环境质量保护要求
1	大气环境	-	-	满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012)二级标准，不因本项目建设降低区域环境空气质量
2	地下水环境	评价区地下水潜水	项目区及周边	满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)中Ⅲ类标准，不因本项目建设降低区域地下水环境质量
3	声环境	-	-	满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)中 2 类区标准
4	生态环境	塔里木河流域水土流失重点治理区	评价范围内	不造成新的水土流失
		野生动植物		控制占地面积，禁止捕杀野生动物，禁止对占地范围外的植被造成破坏
		荒漠草场		严格控制施工范围，严禁随意砍伐植被。
		保护动、植物		尽量减少因施工对植被的破坏、严禁猎杀野生动物
公益林等天然林	避免占用林地茂密区，按有关规定进行征占和补偿；施工区设置明显的作业区域标志，加强管理，把施工作业严格控制在作业区内。			
5	环境风险	项目区土壤、地下水	项目区及周边	发生风险事故时，可快速采取环境风险防范措施，确保风险事故对土壤、地下水等环境的影响程度可控

2.7 评价时段和评价重点

评价时段包括施工期、运营期、退役期三个时段。

根据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) 生态环境影响评价及水土保持；

- (3) 环境风险影响评价及风险管理；
- (4) 地下水环境影响评价；
- (5) 环境保护措施技术经济及可行性论证。

2.8 评价方法

本项目环境影响评价采用定量评价与定性评价相结合的方法，以量化评价为主。采用环境影响评价技术导则规定的评价方法予以分析。本次评价采用了类比法、产污系数法、排污系数法、数学模式法等。本次环境评价使用的评价方法见表 2.8-1。

表 2.8-1 评价方法一览表

序号	项目	采用方法
1	环境影响因素识别方法	矩阵法
2	环境现状调查	收集资料法、现场调查法
3	工程分析	类比分析法、查阅参考资料法、产污系数法、排污系数法
4	影响评价	数学模式法、预测模式

3.建设项目工程分析

3.1 区块开发现状及环境影响回顾

雅克拉凝析气田是近年来国内发现的中大型凝析油气藏之一，其为一高压气田。1984~1995 年，在雅克拉构造上相继钻探了 SC2、S4、S5、S6、S7、S15、YK2 等井，发现了下奥陶统、中寒武统及下白垩统等 3 个凝析气藏，在上震旦统及下侏罗统有 3 口井产工业油气流，并在上第三系苏维依组发现良好的油气显示，从而证明雅克拉凝析气田为一多油气层、多类型的复合型油气田。

为维持区块生产能力，保障区域整体开发效益，西北油田分公司拟在新疆阿克苏地区库车市和巴音郭楞蒙古自治州轮台县的雅克拉凝析气田内实施“雅克拉断凸 S8 井区白垩系油气藏 2024 年产能建设项目”。建设内容主要为：①新钻 3 口采油井（S8-5 井、S8-6 井、S8-7 井），并新建井场 3 座；②新建 S8-5 井至 S8-3 阀组集输管线 0.8km，S8-6 井至 S8-7 井集输管线 2.15km，S8-7 井至 S8-2 井 5.2km，共新建管线 8.15km；③S8-6、S8-7 井新建单井计量装置 2 台，新建井场道路约 7km；④配套建设土建、通信、电气、自控等。

3.1.1 区块开发现状

雅克拉凝析气田位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市境内，岩性主要为岩屑长石砂岩、长石岩屑砂岩、砾质长石砂岩等，总体表现为上、下两个砂岩层，中部夹一层薄的泥岩层。整个气藏为一背斜构造、孔隙型砂岩、层状、无油环未饱和的边水凝析气藏，探明含气面积 47.7km²，探明天然气地质储量 264.01×10⁸m³，凝析油地质储量 538.63×10⁴t。区块设计天然气产量 9.935×10⁸m³/a，凝析油产量 17.27 万 t/a。

截至目前，雅克拉凝析气田已建成雅克拉集气处理站 1 座，雅克拉装车末站 1 座，生产井 39 口，已封井 11 口，集输管线 81.21km。气田内部道路以及辅助配套的防腐、自控、通信、供配电、给排水与消防、建筑结构、采暖通风、总图与运输等。2020 年，雅克拉凝析气田天然气产量 8.1×10⁸m³/a，凝析油产量 15 万 t/a。

本项目所在 S8 井区目前生产井有 S8-1（已建），S8-2（在建）、S8-3（在建）、S8-4（在建）4 口井，S8-3 阀组站一座（在建，设计接头 6 个），集输管线约 35km，油田道路约 20km。

3.1.2 环保手续履行情况

雅克拉凝析气田相应的环评批复和验收手续履行情况如表 3.1-1 所示。

表 3.1-1 雅克拉凝析气田环保手续履行情况一览表

序号	建设项目名称	环评文件			验收文件		
		审批单位	批准文号	批准时间	验收单位	验收文号	验收时间
1	雅克拉-大涝坝气田开发工程	原新疆维吾尔自治区环境保护局	新环自函[2005]273 号	2005.6	原阿克苏地区环境保护局	阿地环函字[2007]20 号	2007.1
2	天山南片区环境影响后评价报告书	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环环评函[2021]157 号	--	--		
3	雅克拉油气藏 2022 年第一期产能建设项目	阿克苏地区生态环境局	阿地环函字[2021]570 号	2021.12	正在建设中		
4	雅克拉一二八台油气藏 2022 年产能建设项目（变更）环境影响报告书	阿克苏地区生态环境局	阿地环审[2023]297 号	2023.5	正在建设中（包括本项目依托的 S8-2 井和 S8-3 阀组站）		

3.1.3 环境影响评价回顾

根据现场踏勘情况及调查结果，并结合《天山南片区环境影响后评价报告书》，对雅克拉凝析气田分别从大气环境影响、水环境影响、声环境影响、固废环境影响、土壤环境影响、生态环境影响、环境风险进行回顾性评价。

3.1.3.1 生态环境影响回顾评价

1、植被环境影响回顾分析

油气田开发建设工程对植被的影响主要表现在钻井期，根据油气田开发特点，对植被产生重要影响的阶段为施工期的占地影响、油气田公路修建及管道敷设产生的影响、人类活动产生的影响，其次污染物排放也将对天然植被产生一定的不利影响。雅克拉凝析气田经过了多年的开发后，现在已占用了一定面积的土地，使永久占地范围内的植被受到一定程度的破坏。整个自然环境中的植被覆盖

度减少，地表永久性构筑物增多。

油气田进入正式生产运营期后，不会再对区域内的自然植被产生新的和破坏的影响，除了永久性建筑设施、面积较小的井场以及道路的路基和路面占地外，其它临时性占地区域将被自然植物逐步覆盖，随着时间的推移，被破坏的植被将逐渐恢复到原有自然景观。

(1) 永久占地植被影响回顾

永久占地是指井场、站场和道路占地。根据现场调查情况，雅克拉凝析气田的道路地面均进行了硬化处理，井场永久性占地范围内进行砾石铺垫处理，站场有护栏围护。油气田内部永久占地范围的植被完全清除，主要为怪柳、芦苇等，西北油田分公司已严格按照有关规定办理建设用地审批手续。

废弃油气井按照《废弃井封井回填技术指南(试行)》、《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范(试行)》(HJ651-2013)要求，对永久停用、拆除或弃置的各类井及时实施封井，油田公司督促相关方落实相关协议与责任，保证其做好场地恢复工作，对关停、搬迁和退役生产设施采取防止土壤和地下水污染的措施，对油气生产和储运等设施要制定退出方案，实施清除设施内残存物料、清理遗留污染等措施。

(2) 临时占地植被影响回顾

①井场临时占地的恢复情况

本次评价就井场占地类型、井场平整情况和井场附近植被状况进行了调查。

井场施工期临时占地均为油气田开发规划用地，占地类型以盐土为主，所占土地完钻后进行了迹地清理和平整。

②道路和管线

公路和管线建设对植被的影响主要是通过施工机械、施工人员对地表的践踏、碾压、开挖，改变了土壤坚实度的同时，损伤和破坏了植被。施工结束后，植被可以不同程度地进行恢复。

施工结束后管沟回填，除管廊上方覆土高于地表外，管线两侧施工迹地基本恢复平整，临时占地区域内的原始植被已基本恢复，恢复较好，对周围植被和地表的影响不大。

所减少。但是，由于油气田的井场较多，开发活动使得区域内自然植被的覆盖度降低，影响了爬行类及鼠类动物生存及栖息的基本环境条件。动物在没有植被的裸地得不到食物及水分，也就不会在此生存。

综上所述，施工期和运营期对野生动物的负面影响不大，没有发生捕猎野生保护动物的现象。

3、生态保护措施回顾

(1) 井场

钻井工程结束后，对井场永久占地范围内地表结合区块地表特点，铺设了水泥板，采取了必要的硬化措施，以减少侵蚀量。井场永久性占地面积为 60m×60m，符合施工设计要求。施工完成后，地面均进行了砾石铺垫处理。

(2) 管线和道路

项目区临时占地的植被恢复以自然恢复为主，人工植树为辅。项目区自然植被恢复缓慢，种子萌发和幼苗生长主要依赖雨水，因此植被的恢复需要时间长。通过现场调查，被扰动的区域水分条件好的已恢复植被，水分条件不好的区域有零星植物恢复生长。油气管线占地因各自所在区域水分条件不同，自然恢复程度有所不同。油区主干路为沥青路面，至各单井为独立的探临路，砂石路面，路面宽约 5m。所有的施工车辆都是在已建道路上行驶，禁止车辆乱碾乱轧的情况发生，不得随意开设便道。

综上所述，雅克拉凝析气田井场永久性占地范围内进行砾石铺垫处理，站场有护栏围护。油气田内部永久占地范围的植被完全清除，井场内临时性占地的地表基本裸露，植被正在自然恢复。区域道路和管线两侧植被自然恢复。站场内地表均用水泥硬化处理，站外有人工绿化种植植被。油气开采在施工期和运营期对野生动物的负面影响不大，也没有发生捕猎保护动物的现象，对周边生态环境影响可接受。

3.1.3.2 大气环境影响回顾评价

雅克拉凝析气田目前主要分布有 1 座集气站和 39 口生产井，大气污染源主要为加热炉燃烧的天然气、检修或紧急状态下放空火炬燃烧天然气产生的废气以及井场、地面工程无组织排放废气。加热炉均使用净化后的天然气作燃料，天然

气气质稳定。井场集输均为密闭集输过程，各站场及井场之间间隔一定距离，各污染源所产生的污染到达其它污染源附近时基本已完全扩散，区域内的现有开发活动对大气环境质量没有造成较大影响，其影响属于可接受范围。

2020 年 6 月 10 日，西北油田分公司雅克拉采气厂采油气管理一区雅克拉集气处理站申领了排污许可证(证书编号：91650000742248144Q031X)，有效期限自 2020 年 6 月 10 日至 2025 年 6 月 9 日止。

根据区域例行监测的结果显示，站场加热炉废气排放满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表 2 新建锅炉大气污染物排放浓度限值要求，各场站无组织排放的硫化氢满足《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-93)中表 1 新扩改建项目二级标准；无组织排放非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)企业边界污染物控制要求。因此，油气田开发对区域环境空气质量影响不大。

3.1.3.3 水环境影响回顾评价

雅克拉凝析气田采出原油及天然气依托雅克拉集气处理站处理，分离出的采出水依托回注水处理系统处理，水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准要求后，根据井场注水需要回注地层。根据现场踏勘及咨询企业现场管理人员，出水水质可稳定达标。

回注水回注层为原石油开采层，经处理达标后的含油污水通过密闭的注水管线输送至回注井和注水替油井，注入地下，不外排，由于回注井回注层位在 5000m 左右并设有套管，深层地下水基本得不到补给和循环，径流和排泄处于停滞状态，正常情况下基本不会对地下水产生不利影响。

结合区域各阶段地下水环境质量现状监测数据，与历史监测数据对比：从监测结果可知，石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)III类标准限值，除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、钠、氟化物外其余监测因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)III类标准要求，超标的主要原因与当地水文地质条件有关，其天然背景值较高。

雅克拉凝析气田在实施油气开发的过程中基本落实了环评及验收中提出的地下水污染防治措施，结合水环境质量监测结果，从整体区域看历年来雅克拉区

块地下水污染物浓度没有显著变化，油气田开发未对该区块主要供水层的地下水环境产生不良影响。

3.1.3.4 声环境影响回顾评价

雅克拉凝析气田现有噪声源主要来自雅克拉集气处理站、各井场，雅克拉区块评价范围无居民区分布，不存在噪声扰民现象。油气田开发时间较长，已进入开发后期，工业活动较少，影响较小。

根据区域例行监测结果。区域各声环境敏感点均满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)中 2 类区标准限值，声环境质量较好。

3.1.3.5 固体废物环境影响回顾评价

固体废物产生源主要为施工期的钻井废弃物、生活垃圾；运营期主要来自于集输过程中产生的落地油、生活垃圾等。钻井废弃物影响集中在井场内，各阶段均按照相关的环保规范进行了管理，现场未发现废弃泥浆遗留。

钻井井场设置岩屑池，其池底和池体压实，采取 HJHY 系列二布一膜环保型防渗膜进行防渗，水基废弃泥浆和岩屑排入岩屑池。施工过程中后，岩屑池中的一开、二开上部的废弃泥浆和岩屑在单井废液池中干化后综合利用，二开下部含磺化的钻井废弃物应用不落地达标处理技术，进行固液分离，分离出的磺化泥浆岩屑现场处理后，达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB 65/T3997-2017)标准中相应指标要求后用于铺垫油区内的井场、道路等；生活垃圾合理处置。

落地油、废矿物油等危险废物均第一时间委托阿克苏塔河环保工程有限公司(塔河油田一号固废液处理站，危险废物经营许可证编号：6529230040)接收并进行达标处理。落地油、废矿物油收集、贮存、运送、处置过程中，严格执行《危险废物转移管理办法》(生态环境部部令第 23 号)。雅克拉凝析气田生活垃圾合理处置。

总体来说，雅克拉凝析气田内生产活动和生活产生的固体废物基本得到妥善的处置，固体废物环境保护措施基本有效。

3.1.3.6 土壤环境影响回顾评价

根据油气田开发建设的特点分析,雅克拉凝析气田开发建设对土壤环境的影响主要是地面建设施工如井场、道路、管线等占用土地和造成地表破坏。工程占地改变了原有土壤结构和性质,使表层土内有机质含量降低,并且使土壤的富集过程受阻,土壤生产力下降。在进行地面构筑物施工时,将对施工范围内的土壤表层进行干扰和破坏,土壤表层结构、肥力将受到影响,尤其是在敷设管线时,对地表的开挖将对开挖范围内土壤剖面造成破坏,填埋时不能完全保证恢复原状,土壤正常发育将受到影响,土壤易沙化风蚀。

此外,营运期过程中,来自井场、集气站产生的污染物对土壤环境可能产生一定的影响,如废水和固废进入土壤造成土壤的污染,但这些影响主要是发生在事故条件下,如单井管线爆管泄漏致使污油进入土壤。另外各类机械设备也可能出现跑、冒、漏油故障,对外环境造成油污染。这些污染主要呈点片状分布,在横向上以发生源为中心向四周扩散,距漏油点越远,土壤中含油量越少,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。进入土壤的油污一般富集在 0~20cm 的土层中,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。

根据现场调查及收集相关资料,雅克拉采气厂针对雅克拉凝析气田主要采取了以下措施防治土壤污染:

1、“大气沉降”途径阻断措施

井场油气集输基本全部实现了密闭集输工艺,选用先进的生产工艺及设备,在正常生产情况下尽可能地减少非甲烷总烃逸散排放。

2、“地面漫流”途径阻断措施

(1) 采出水在雅克拉集气处理站处理后,直接回注单井。

(2) 重点罐区、设置了围堰、地面硬化等措施。

3、“垂直入渗”途径阻断措施

(1) 站场内储罐区、原辅料储藏区、加热装置区等区域均采取了防渗措施,油气密闭集输。

(2) 对管线刺漏造成的土壤污染进行了及时清运,减少扩散范围,降低土

壤污染风险。

(3) 雅克拉凝析气田产生的含油污泥、压滤泥饼、废矿物油等危险废物均第一时间转运至阿克苏塔河环保工程有限公司(塔河油田绿色环保站, 危险废物经营许可证编号: 6529230040) 和中石化西南石油工程有限公司巴州分公司(西北油田分公司一号固废液处理站西北侧, 危险废物经营许可证编号: 6529230053) 接收并进行达标处理。含油污泥收集、贮存、运送、处置过程中, 严格执行《国家危险废物转移管理办法》(生态环境部部令第 23 号)。通过采取上述措施, 大大降低了含油污泥暂存对土壤的污染风险。

结合雅克拉凝析气田历年的土壤监测数据分析, 区域土壤环境质量保持稳定, 土壤中的石油烃和重金属的含量并未因雅克拉凝析气田的开发建设而明显增加。

3.1.3.7 环境风险回顾评价

雅克拉凝析气田隶属于雅克拉采气厂管理。雅克拉采气厂于 2020 年 6 月取得《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司雅克拉采气厂突发环境事件应急预案》的备案证明, 备案编号为 652923-2020-019-L。雅克拉凝析气田采取了有效的环境风险防范和应急措施, 建立了应急管理体系, 开展了应急培训和应急演练, 具备处置突发环境事件的能力, 应急物资储备充足, 应急保障措施完善。

3.1.3.8 环境管理回顾评价

(1) 环保设施运行记录

评价期调查发现, 早期勘探开发阶段环保设施运行记录不规范、不完整, 随着国家和自治区环境保护法律法规和政策的调整与规范, 油田废气、废水、固体废物及危险废物污染防治设施运行记录较为规范、完整。

(2) 排污许可手续

2020 年 6 月 10 日, 西北油田分公司雅克拉采气厂采油气管理一区雅克拉集气处理站申领了排污许可证(证书编号: 91650000742248144Q031X), 有效期限自 2020 年 6 月 10 日至 2025 年 6 月 9 日止;

(3) 排污口规范化管理

根据《排污口规范化整治技术要求(试行)》、《〈环境保护图形标志〉实施细则》、《排污单位自行监测技术指南 总则》，雅克拉采气厂建立并逐步完善自行监测制度及排污口规范化管理制度，并严格执行。

(4) 自行监测

雅克拉采气厂制定了自行监测方案，为履行排污单位自行监测的职责，自行监测手段为自动监测和手工监测相结合。

(5) 档案管理

随着国家、自治区环境管理要求的提高，雅克拉采气厂围绕 QHSE 制度体系，逐步健全了环境保护法律法规汇编、建设项目环境管理、污染防治设施运行管理、固体废弃物处置利用管理、环境安全隐患治理与风险管控、环境管理依法合规情况检查与整改等环境管理档案。根据《环境保护档案管理规范 环境监察》《排污单位环境管理台账及排污许可证执行报告技术规范 总则》，雅克拉采气厂建立并完善了环境管理文件和档案管理制度，明确责任部门、人员、流程、形式、权限及各类环境管理档案及保存要求等，确保企业环境管理规章制度和操作规程编制、使用、评审、修订符合有关要求。

3.1.4 区块污染源达标情况

根据区域例行监测数据，区域内各污染源均可达标排放，本次选取代表性的集气站、井场加热炉、无组织废气、噪声进行分析。

表3.1-2 代表性井场及站场污染物排放情况汇总一览表

项目	位置	污染源	污染物	排放速率/ 浓度	主要处理措施及去向	标准	达标情况
废气	雅克拉集气处理站	站场无组织废气	非甲烷总烃	0.72~0.78mg/m ³	日常维护，做好密闭措施	《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	达标
			硫化氢	未检出~0.005mg/m ³	日常维护，做好密闭措施	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)中表1新扩改建项目二级标准	达标
	YK13井场	无组织废气	非甲烷总烃	0.74~0.77mg/m ³	日常维护，做好密闭措施	《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	达标

		气	硫化氢	未检出	日常维护,做好密闭措施	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)中表 1 新扩改建项目二级标准	达标
S45 井	真空加热炉烟气		颗粒物	9.3~9.5mg/m ³	燃料为净化后的天然气	《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表 2 新建锅炉大气污染物排放限值要求	达标
			SO ₂	未检出			达标
			NO _x	45~56mg/m ³			达标
			烟气黑度	<1 级			达标
雅克拉集气处理站	1 号炉		颗粒物	8.0~8.8mg/m ³	燃料为净化后的天然气	《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表 2 新建锅炉大气污染物排放限值要求	达标
			SO ₂	未检出			达标
			NO _x	45~56mg/m ³			达标
			烟气黑度	<1 级			达标
废水	采出水	采出水	石油类	15.7~19.2mg/L	经雅克拉集气处理站处理达标后回注地层	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)	达标
			悬浮物	25~29mg/L			达标
噪声	YK15 井场	噪声	昼间	48~54	基础减振	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类昼间、夜间标准要求	达标
			夜间	37~41			
	雅克拉集气处理站	噪声	昼间	49~53			
			夜间	37~40			
固废	基地及生活区	生活垃圾	--	--	送至填埋场填埋处理	--	不外排
	井场	岩屑	--	--	井场设不落地系统,处理达标后用于铺路等	--	不外排
	井场、处理站	落地油	--	--	委托塔河油田绿色环保站处理	--	妥善处置

3.1.5 现有区块污染物排放量

目前雅克拉凝析气田已根据开采区块和集输情况,按照《固定污染源排污许

可分类管理名录》，于2020年完成了固定污染源(锅炉)的排污许可证的登记管理，登记编号91650000742248144Q029Z。根据区域例行监测数据，雅克拉凝析气田现有污染物年排放情况见表3.1-3。

表3.1-3 现有区块污染物排放情况一览表 单位：t/a

类别	废气					废水	固废
	颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	非甲烷总烃	硫化氢		
雅克拉凝析气田现有污染物排放量	1.8	0.26	12.38	90.23	0.10	0	0

3.1.6 存在环保问题及整改措施

对于S8-3井场遗留有废弃设施，需及时清理。永久征地范围内的地表可以保持现状，永久征地范围外的临时征地范围内，应进行场地恢复。



整改方案：目前存在的问题已纳入西北油田分公司整改计划中，已落实到具体的责任部门，并明确了资金来源。西北油田分公司已制定整改方案，具体如下：

清理S8-3井场遗留废弃设施及弃渣；对井场两侧遗留的钻井期间的放喷池及应急池，定期清理池内的废弃物。

3.2 工程概况

3.2.1 工程基本情况

(1) 工程名称和性质

工程名称：雅克拉断凸 S8 井区白垩系油气藏 2024 年产能建设项目

建设性质：改扩建。

(2) 建设地点

本项目在新疆阿克苏地区库车市和巴音郭楞蒙古自治州轮台县的雅克拉凝析气田内实施，西侧距离库车市约 67km，东北距轮台县 27km，其中 S8-5 井位于库车市，S8-6 井和 S8-7 井位于轮台县。项目区中心地理坐标为：东经 83°52'18.195"，北纬 41°40'11.604"。地理位置图见图 3.2-1。

(3) 建设内容及规模

本项目主要建设内容包括：①新钻 3 口采油井（S8-5 井、S8-6 井、S8-7 井），并新建井场 3 座；②新建 S8-5 井至 S8-3 阀组集输管线 0.8km，S8-6 井至 S8-7 井集输管线 2.15km，S8-7 井至 S8-2 井 5.2km，共新建管线 8.15km；③S8-6、S8-7 井新建单井计量装置 2 台，新建井场道路约 7km；④配套建设土建、通信、电气、自控等。

单井设计产油 13t/d，产气 $0.5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

(4) 工程投资

工程总投资 16950 万元，经估算该项目环境保护投资约 655 万元，环境保护投资占总投资的 3.86%。

(5) 劳动组织及定员

运行管理由雅克拉采气厂负责，本项目不新增劳动定员。

(6) 工程进度

钻井工程按年度进行部署，单井钻井周期为 120 天，具体部署时间见表 3.2-1。井场配套地面工程和管道工程在钻井工程结束后开始，平均施工周期 1 个月。项目预计开工时间为 2024 年 2 月，施工工期 5 个月。

表 3.2-1 井场工程部署年度计划表

序号	井号	经度	纬度	井深 (m)	部署年度
1	S8-5	83°48'48.9560"	41°39'34.9067"	5282	2024
2	S8-6	83°56'59.7005"	41°40'25.4829"	5222	2024
3	S8-7	83°56'00.0137"	41°40'08.5221"	5222	2024

(7) 工程组成

工程组成见表 3.2-2。

表 3.2-2 工程组成一览表

工程名称		工程内容及规模	备注
主体工程	井场工程	新钻井	新钻井 3 口，包括 S8-5 井、S8-6 井、S8-7 井，均为直井；并新建井场 3 座。钻井井场建设内容基本一致，井场内建设井口装置区、采油树等设备。
	集输管道	单井集输管线	新建 S8-5 井至 S8-3 阀组集输管线 0.8km；新建 S8-6 井至 S8-7 井集输管线 2.15km；管径均为 DN80，采用低压柔性复合管。新建 S8-7 井至 S8-2 井集输管线 5.2km，管径为 DN100，采用低压柔性复合管。集输管线共 8.15km，
	井场道路	井场道路	拟建井场道路约 7km，宽 5m，砂石路面
辅助工程	供配电		直接从附近电网引入。柴油发电机作为备用电源。区域电网可以满足钻井工程用电需求。
	加热方式		采用不加热集输
	通信		井口参数采集及上传、井口设置摄像头和远程喊话设备，视频、音频信号及 RTU 数据通过视频光端机，经光缆上传相应的站场。压力检测信号包括油压、套压、回压等，温度检测信号包括油温、回温、套温、炉体温度、出口温度等。本次共敷设光缆长度 8.15km。
	消防		采油井场、接转站均属于五级站场，可不设消防给水设施，配备一定数量的移动式消防器材即可满足消防要求。
环保工程	废气		施工期：废气包括施工扬尘、测试放喷废气、焊接烟尘、车辆尾气等；施工扬尘采取进出车辆减速慢行、物料苫盖的措施；试油放喷阶段采取疏散周边作业人员，控制放喷时间的措施； 营运期：密闭输送； 闭井期：废气主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施
	废水		施工期：施工期废水包括钻井废水、酸化压裂废水、管线试压废水及生活污水。钻井废水连同钻井泥浆、钻井岩屑进入不落地系统进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，不对外排放；酸化压裂作业结束后返排的压裂废水收集在酸液罐内，拉运至塔河油田绿色环保站处理；管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于区域降尘；生活污水排入一体化污水处理装置，采用“生化+过滤”处理工艺，处理达标后用于荒漠灌溉； 营运期：营运期废水包括采出水和井下作业废水，采出水随采出液经集输管线输送至雅克拉集气处理站处理，达标后回注地层，井下

工程名称	工程内容及规模	备注
	<p>作业废水送塔河油田绿色环保站处理； 闭井期：无废水产生</p>	
噪声	<p>施工期：选用低噪施工设备，合理安排作业时间； 运营期：选用低噪声设备、基础减振； 闭井期：选用低噪施工设备，合理安排作业时间。</p>	
固废	<p>施工期：固废主要为施工土方、岩屑、含油废物、废烧碱包装袋、废防渗材料、施工废料、撬装式污水处理站产生污泥和施工人员生活垃圾。施工土方全部用于管沟和井场回填；岩屑随泥浆一同进入不落地系统，分离后的液相回用于钻井液配制，分离后的固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中污染物限值要求后用于铺垫油区内的井场、道路等，处理达标后用于铺垫油区内的井场、道路等；含油废物和废防渗材料均属危险废物，收集后暂存在井场撬装式危废暂存间内，完井后将由井队联系持有危险废物经营许可证的单位回收处理；施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托周边有资质的工业固废填埋场合规处置；撬装式污水处理站产生污泥经脱水装置脱水处理后，与生活垃圾一共由库车城乡建设投资（集团）有限公司拉运处置。钻井施工过程中配制钻井泥浆时会产生少量废烧碱包装袋，收集后委托周边有资质工业固废填埋场合规处置。</p> <p>运营期：运营期固废主要为落地油、废防渗材料及井下作业废液。落地油、废防渗材料收集后委托有资质单位接收处置，井下作业废液桶装收集后送至塔河油田绿色环保站处理；</p> <p>闭井期：闭井期废弃建筑残渣等收集后送塔河油田绿色环保站妥善处置；</p>	
环境风险	<p>施工期：每座井场各设置 2 座放喷池。</p> <p>运营期：管线上方设置标识，定期巡检，对管线壁厚进行超声波检查，井场设置可燃气体报警仪和硫化氢检测仪。纳入雅克拉采气厂环境风险应急预案。</p>	
生态保护	<p>施工期：严格控制施工作业带宽度；填埋所需土方充分利用挖方，做到土方平衡，减少弃土；临时堆土防尘网苫盖；设置限行彩条旗；洒水降尘等。</p> <p>运营期：管线上方设置标志，定时巡查井场、站场、管线。</p> <p>退役期：洒水降尘，地面设施拆除、水泥条清理，恢复原有自然状况。</p>	
依托工程	<p>S8-3 阀组站</p> <p>站内设备主要为井口装置区、采油树、三相分离器、自动选井阀组等，周边井场的采出液通过管线输送至 S8-3 阀组站，低压井油气通过三相分离器分离后，经集输管线最终输至雅克拉集气处理站处理。S8-3 阀组目前正在建设中，待建成运营后剩余 1 个接口，可满足本项目油气集输计量需求。</p>	
	<p>雅克拉集气站</p> <p>本项目采出液输至雅克拉集气处理站处理。</p>	

工程名称	工程内容及规模	备注
塔河油田绿色环保站	本项目井下作业废水和落地原油运至塔河油田绿色环保站处理。	

3.2.2 油（气）藏特征及流体性质

(1) 原油

雅克拉凝析气藏原油相对密度为 0.7976~0.8093g/cm³，平均 0.7982g/cm³；运动粘度为 1.73~3.0mm²/s，平均 2.09mm²/s；含硫量为 0.11%~0.50%，平均 0.15%；含蜡量为 0.96%~3.67%，平均 3.7%，属低密度、低粘度、低含硫、高含蜡的轻质原油。

(2) 天然气

天然气 C₁ 平均含量 85.45%，C₂ 平均含量 5.31%，C₃ 平均含量 2.07%，平均相对密度 0.66；CO₂ 含量为 1.81%~3.11%，平均含量 2.33%，硫化氢平均含量为 1400mg/m³。

(3) 采出水

水样分析结果显示氯离子含量在 6.38~9.47×10⁴mg/L 之间，平均 7.89×10⁴mg/L；总矿化度在 10.38×10⁴mg/L~15.51×10⁴mg/L 之间，平均 12.934×10⁴mg/L；地层水密度 1.091g/cm³，pH 值 5.9，呈弱酸性，属封闭环境下高矿化度地层水。

3.2.3 产能指标预测

根据建设单位提供资料本项目单井设计产油 13t/d，产气 0.5×10⁴m³/d，气油比 350 方/吨。

3.2.4 主体工程

本工程主体工程为：①新钻 3 口采油井（S8-5 井、S8-6 井、S8-7 井），并新建井场 3 座；②新建 S8-5 井至 S8-3 阀组集输管线 0.8km，S8-6 井至 S8-7 井集输管线 2.15km，S8-7 井至 S8-2 井 5.2km，共新建管线 8.15km；③S8-6、S8-7 井新建单井计量装置 2 台，新建井场道路约 7km；④配套建设土建、通信、电气、自控等。

2	钻井平台	--	套	1	新建
3	主放喷池	100m ³	座	1	测试放喷过程中放喷出来的污水进行集中存放；新建，“环保防渗膜+水泥压边”防渗
	副放喷池	100m ³	座	1	测试放喷中放喷出来的污水进行集中存放；新建，“环保防渗膜+水泥压边”防渗
4	撬装式污水处理站	处理规模 20m ³ /d	座	1	包括 1 套微生物处理系统，1 座调节反应池、1 套生物降解反应器、1 套曝气系统、1 套杀菌装置、1 套脱色装置
	活动房	--	座	42	人员居住；撬装装置
钻井工程					
钻井设备安装		钻井成套设备搬运、安装、调试			
钻井作业		采用常规旋转钻井工艺，钻井进入目的层后完钻			
录井、测井		记录钻井过程中的所有地质参数；并对岩层孔度等进行测量			
完井		进行完井作业后，拆除井场设备，安装采油树，其余设备将拆除搬迁，并进行测试放喷；若该井不产油气或所产气量无工业开采价值，则进行水泥塞封井			
钻后工程					
完井		钻井设备拆卸、搬运			
井场平整恢复		井场平整、恢复，做到工完、料净、场地清			
测试放喷					
设备安装		设备搬运、安装采油树、安全阀、计量管汇、压井管汇、地面加热器、三相或两相分离器、计量罐、储液罐(油罐)、油气水进出口管线、放喷管线等设备			
测试放喷		项目放喷目为证实可能油气层的储性			

(3) 设备搬运及安装

进场道路及井场修建完成后，由运输车辆将各类设备逐步运至井场，并按井场平面布置所示位置进行安装，通过检查满足钻井要求时开始进行钻井工程。

3.2.4.2 钻井工程

本次新钻井 3 口（S8-5 井、S8-6 井、S8-7 井），钻井情况见表 3.2-4。

表 3.2-4 本项目新钻井情况及井场设备一览表

名称	井型	层系	井深(m)	拟进站
S8-5 井	直井	白垩系	5282	S8-3 阀组
S8-6 井	直井	白垩系	5222	S8-7 井
S8-7 井	直井	白垩系	5222	S8-2 井

开钻次序	井深 m	钻头尺寸 mm	套管尺寸 mm	钻井液体系
二开下部	3000-4900	311.2	224.5	KCl 聚磺体系
三开	4900~5282 (5222)	215.9	139.7	KCl 聚磺体系

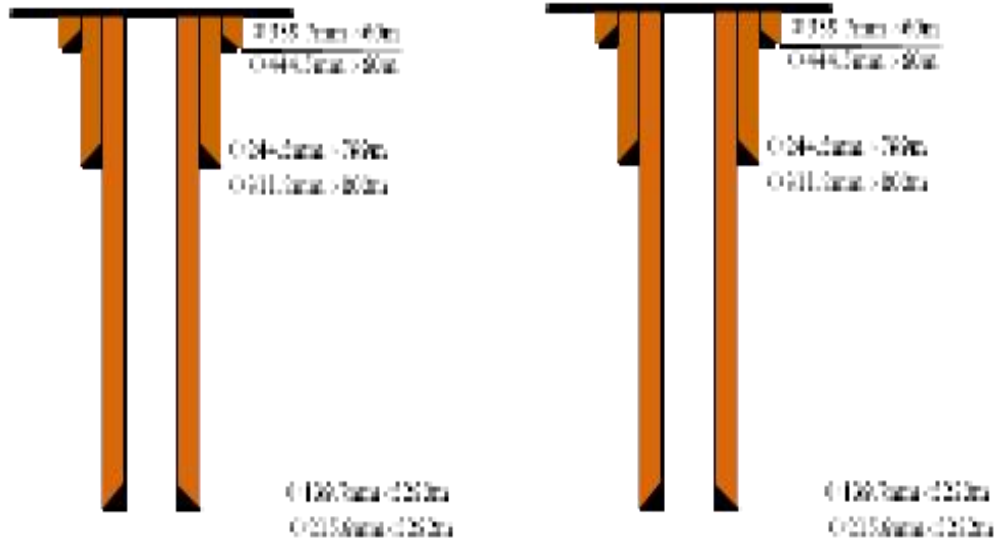


图 3.2-4 井身结构示意图

(2) 钻井设备

钻井设备包括钻机、提升系统、循环系统、动力系统、控制系统等。均采用 ZJ70 钻机，见表 3.2-6。

钻井工程原辅材料消耗主要为钻井液调配、钻井、固井等工艺消耗的水、水泥及防塌润滑剂等，钻井期用电通过附近电网引入，柴油发电机作为备用电源。各材料均为袋装，由汽车拉运进场，堆存于场内原辅材料存放区内。原材料消耗情况见表 3.2-7。

表 3.2-6 新钻井单井井场设备一览表

项目组成	设备或部件名称	规格型号	主参数	单位	数量
钻前工程	装载机	—	—	辆	3
	挖掘机	—	—	辆	3
钻井工程	机械钻机	ZJ70 钻机	—	—	1 套
	井架	JJ450/45-X	4500	kN	1 套
	底座	DZ450/10.5-X	4500	kN	1 套
	绞车	JC70LDB	1470	kW	1 套
	天车	TC450	4500	kN	1 套

	游车/大钩	YC450/DG450	4500	kN	1 套
	水龙头	SL450-5	4500	kN	1 套
	转盘	ZP375	5850	kN	1 套
	柴油发电机	—	800	kW	4 台
	柴油罐	--	8	m ³	2 个
	泥浆泵	3NB-1600F	1600	HP	2 台
	循环罐	—	60	m ³	7 个
	振动筛	—	—	m ³ /h	2 台
	除气器	ZCQ220	240	m ³ /h	1 台
	钻井液清洁器	CS-250×3/CN100×16	250	m ³ /h	1 台
	离心机	GW458-842/GL255-1250	50	m ³ /h	1 台
	液气分离器	NQF1200/0.7	5000	m ³ /h	1 台
	钻台紧急滑道	—	—	—	按标准配套
	环形防喷器	FH35-35	35	MPa	5 台
	单闸板防喷器	FZ35-70	70	MPa	5 台
	双闸板防喷器	2FZ35-70	70	MPa	10 台
	压井管汇	YG78/103-70	70	MPa	5 台
	节流管汇	JG78/103-70	70	MPa	5 台
钻后工程	运输车辆	—	—	辆	50
	装载机	—	—	辆	10
测试放喷	采油树	—	—	—	1 套
	三相计量分离器	—	—	—	1 套
	原油储罐	—	50	m ³	2 个
	放空管	—	—	—	2 个

表 3.3-7 单井井场工程原材料消耗一览表

序号	材料名称	单位	数量(总)	理化特性	用途
1	水	m ³	951	--	配制泥浆
3	水泥+硅粉	t	665	硅石提炼硅铁后的排放物，为粉状物料，外观颜色为灰绿色，硅粉成分相对稳定，烧失量小，属纯度较高的硅质物料；水泥的主要原料为石灰或硅酸钙，硬化后能够抵抗淡水或含盐水的侵蚀	用于固井
4	基础材料(膨润土)	t	31	也叫坂土，是一种胶性黏土，具有良好的吸附性、膨胀性以及悬浮性	用于配制泥浆

5	基础材料(Na_2CO_3)	t	5	纯碱, 具有高腐蚀性的强碱, 一般为白色片状或颗粒, 能溶于水生成碱性溶液, 也能溶解于甲醇及乙醇	用于调节钻井液 pH 值
6	烧碱/ NaOH	t	5	烧碱是一种重要的化工基本原料。易溶于水, 其水溶液呈碱性。为无色晶体, 结晶水不稳定, 易风化, 为强电解质, 具有盐的通性和热稳定性	用于调节钻井液 pH 值
7	大分子聚合物 /80A51/NM1-4 等	T	3	丙烯酰胺与丙烯酸钠共聚物, 易溶于水, 其水溶液呈弱酸性	钻井液处理剂、防塌剂和增稠剂
8	羧甲基纤维素 /CMC-LV 等	t	2	羧甲基纤维素钠, 白色或灰白色粉末, 无毒, 不溶于乙醇、甲醇等有机溶剂, 溶于水, 水溶液为透明粘稠液体, 具有较好耐盐性	钻井液增粘和降滤失剂
9	中分子聚合物 /LP++ 等	t	1	低粘度乳液聚合物, 钻井液稳定剂、增粘和降滤失剂	钻井液降滤失剂
10	小分子聚合物/双聚铵盐 NP-2 等	t	1	聚丙烯腈复配铵盐	钻井液降滤失剂
11	抗温降滤失剂 /HX-E/TSH-2 等	t	1	树脂类物质, 钻井液降滤失剂, 可改善泥饼质量, 具有抗盐和抗高温特点	钻井液降滤失剂
12	磺化酚醛树脂 /SMP-2/3	t	34	水溶性树脂, 玫瑰红透明色粘稠液体, 耐高温降失水, 同时有防塌、控制粘度的作用, 抗盐性能好	钻井液处理剂
13	磺化褐煤树脂 /SPNH	t	24	酚醛树脂和腐植酸缩合物	钻井液抗高温抗盐降滤失剂
14	加重剂/重晶石粉	t	230	主要成分 BaSO_4 , 白色粉末, 可将钻井液密度配至 $2.0\text{g}/\text{cm}^3$	钻井液加重剂
15	防塌剂(胶体)/SY-A01 等	t	86	黑色胶状物、均匀分散, 无漂浮固状物	钻井液絮凝剂、页岩抑制剂防塌剂
16	防塌剂(粉剂)/FT-1A/KH-N/DYFT-2	t	2	磺化沥青, 粉状, 可吸附在黏土上组织页岩颗粒分散, 吸附在页岩微缝上阻止水渗入, 改善井壁泥饼润滑性, 抗盐性好	钻井液防塌剂
17	润滑剂 /PRH-1/TRH-1 等	t	16	仿烃类衍生物复配, 棕褐色液体	钻井液润滑剂

(3) 钻井液体系

本项目钻井液体系见表 3.2-8。

表 3.2-8 钻井液体系

开次	钻井液体系	选择依据
一开	膨润土-聚合物体系	表层疏松、易垮塌，采用高粘度钻井液；上部地层易造浆，聚合物体系抑制性强
二开上部	KCl 聚合物体系	地层易造浆，聚合物体系抑制性强
二开下部	KCl 聚磺体系	体系具有较强抑制性，封堵防塌性和高温稳定性
三开	KCl 聚磺体系	体系具有较强抑制性，封堵防塌性和高温稳定性

(4) 固井方式

一开采用常规密度水泥浆单级全封固井方式。二开采用套管+筛管。三开完井或裸眼完井。

3.2.4.3 油气集输工程

(1) 井场工程

本项目新建采油井场 3 座，井场永久占地面积为 10800m²（单井永久面积 3600m²），井场内安装采油树等生产设施，采用不加热集输工艺流程。井口采出液经节流后通过集输管线输送至阀组/集气处理站。采油树上设有地面安全截断阀，该阀在压力超高或超低时可自动关闭，具备远传接口，可实现远程关井(该阀由采油树自带)；井场设置有 RTU 控制器，井口采集数据通过 RTU 控制器无线传输至区域站场集中监控；井场均无人值守，定期巡检。

本项目地面工程涉及的主要设备见表 3.2-9，井场平面布置示意图 3.3-5。

表 3.2-9 本项目单井油气集输主要设备表

分类	序号	设备名称	型号	单位	数量	备注
单井井场	1	采油树	--	座	1	--
	2	高压节流阀	DN75, 16MPa	套	1	抗硫
	3	智能压力变送器	--	台	6	--
	4	流量控制仪	--	台	1	--
	5	可燃气体检测报警仪	--	台	2	检测可燃气体泄漏情况
	6	硫化氢检测报警仪	--	台	2	检测硫化氢气体泄漏情况

(2) 集输管线

3.2.4.4 道路工程

本项目新建单井进场道路共计 7.0km，道路走向与管线走向一致，路基宽度 4.5m，砂石粒路面，道路建设所需天然砂砾等就近商业料场购买拉运。

3.2.5 辅助工程

3.2.5.1 供配电

钻井期钻机动力、生活、办公等用电以及测试放喷期井场设备直接从附近电网引入。柴油发电机作为备用电源。区域电网可以满足钻井工程用电需求。

运营期本项目电源就近 T 接 10kV 架空线路，架空线路长约 6.6km，变压器共 3 台。

3.2.5.2 自控

为满足“无人值守、远程监控”运行模式下的高可靠及低时延生产监控需求，便于雅克拉采气厂自动化系统监控集成及运维。

3 座采油井场新设远程终端单元（RTU——Remote Terminal Unit），传输至雅克拉集气站 DCS 系统作为站场生产过程控制系统。

RTU 和 DCS 作为上述井站的生产过程控制系统，同时作为集输系统全线监控和数据采集系统的远方控制单元，是保证系统正常运行的基础，为雅克拉采气厂调控中心调度、管理与控制命令的远方执行单元，是系统中最重要监控级。DCS、RTU 不但能独立完成对所在工艺站场的数据采集和控制，而且将有关信息传送给调度控制中心并接受其下达的命令。

另外，井场及站场均设置独立的气体检测报警系统，有毒气体探测器和可燃气体探测器完成井场和站场的有毒气体和可燃气体浓度检测及就地报警的功能。

3.2.5.3 通信

井口参数采集及上传、井口设置摄像头和远程喊话设备，视频、音频信号及 RTU 数据通过视频光端机，经光缆上传相应的站场。压力检测信号包括油压、套压、回压等，温度检测信号包括油温、回温、套温、炉体温度、出口温度等。

3.2.5.4 暖通

井场仪表配电间采用电暖器供暖，通风采用机械通风和自然通风相结合的复合通风方式，机械通风设备采用低噪声轴流风机。

3.2.5.5 防腐工程

本项目集输管线采用埋地敷设，采用耐腐蚀性好的柔性复合管，不需要额外采取防腐措施，外做保温。

3.2.6 依托工程

本项目依托工程包括 S8-3 阀组、雅克拉集气处理站及塔河油田绿色环保站。依托工程环保手续见表 3.2-11。

表 3.2-11 依托工程环保手续情况一览表

序号	包含内容	建设项目名称	环评文件			验收文件		
			审批单位	批准文号	批准时间	验收单位	验收文号	验收时间
1	S8-3 阀组	雅克拉一二八台油气藏 2022 年产能建设项目(变更)	阿克苏地区生态环境局	阿地环函字[2023]297 号	2023.5	正在建设中		
2	雅克拉集气处理站	雅克拉-大涝坝气田开发工程	原新疆维吾尔自治区环境保护局	新环自函[2005]273 号	2005.6	原阿克苏地区环境保护局	阿地环函字[2007]20 号	2007.1
		排污许可	《雅克拉采气厂采油管理一区雅克拉集气处理站排污许可证》(证书编号: 91650000742248144Q031X)					
3	塔河油田绿色环保站	塔河油田一号固废液处理站改(扩)建工程	原阿克苏地区环境保护局	阿地环函字[2015]397 号	2015.9	原阿克苏地区环境保护局	阿地环函字[2015]501 号	2015.12
		塔河油田污油泥处理工程	原阿克苏地区环境保护局	阿地环函字[2012]297 号	2012.6	原阿克苏地区环境保护局	阿地环函字[2015]209 号	2015.5
		排污许可	《新疆阿克苏地区库车市中石化西北油田分公司塔河油田绿色环保工作站排污许可证》(证书编号: 91652923778950680R001V)					

3.2.6.1 S8-3 阀组

S8-3 阀组站中心坐标为东经 83°49'26.296"，北纬 41°39'38.720"，站内设备主要为井口装置区、采油树、三相分离器、自动选井阀组等，周

边井场的采出液通过管线输送至 S8-3 阀组站，低压井油气通过三相分离器分离后，经集输管线最终输至雅克拉集气处理站处理。S8-3 阀组目前正在建设中，设计接头 6 个，待建成运营后剩余 3 个接口，可满足本项目油气集输计量需求。

3.2.6.2 雅克拉集气处理站

(1) 基本情况

雅克拉集气站为“雅克拉-大涝坝气田开发建设工程”的附属工程，于 2005 年 6 月 14 日取得新疆维吾尔自治区环保厅批复（新环自函[2005]275 号）。2007 年 1 月 29 日通过原阿克苏地区环境保护局竣工环境保护验收意见（阿地环函字[2007]20 号）。截至目前，雅克拉气田累计产凝析油 333.2 万吨，原油采出程度 46.64%，累计采气 151.9 亿方，天然气采出程度 48.21%。雅克拉气田地层压力保持较好，气田采用衰竭式开采，设计稳产 10 年，目前已稳产 15 年，现有进站高压井 22 口，低压井 4 口，区块日产气 220~240 万方。雅克拉集气处理站于 2005 年投产，设计天然气处理量为 $260 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，凝析油设计处理量为 515t/d，液化气产量 130t/d，轻烃产量 61t/d，目前日处理气 $220 \sim 240 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

流程描述：油气井流物进入处理站装置区的计量和生产分离系统进行气液分离，气相与天然气增压后的低压不凝气作为天然气凝液回收装置的原料天然气，首先进入分子筛入口分离器，除去液态和固体杂质后，分离器的气相进入分子筛脱水系统，采用两塔分子筛脱水工艺脱除天然气中含有的饱和水，防止在低温系统中生成水合物。

料，液化气塔顶产品为液化气，送入到液化气储罐；塔底产品为轻油，经液化气塔进料换热器降温后进入轻油储罐。

计量分离系统凝析油进入三相分离器，完成油、气、水的分离。凝析油再经过凝析油稳定塔进料换热器升温后，进入凝析油稳定塔；三相分离器的气相与凝析油稳定塔回流罐的不凝气汇合，然后进入压缩机入口分离器，分离掉夹带的液体杂质后，离开分离器的气相经过压缩、空气冷却后进入压缩机出口分离器，进一步分离掉液体杂质。离开压缩机出口分离器的气相与计量生产分离系统的原料天然气汇合，然后一并进入天然气处理系统，以回收凝析油稳定过程产生闪蒸气。

(2) 污水处理站流程

雅克拉污水处理站 2008 年建成投产，负责雅克拉、单井的污水处理与外输。最大处理能力 640m³/d，该站目前日处理采气污水 590m³/d。污水处理站流程示意图见图 3.2-10。

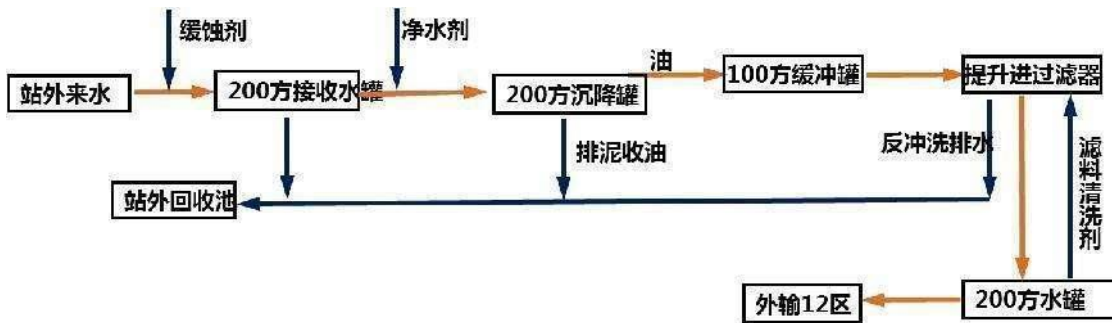


图 3.2-8 污水处理工艺流程图

(3) 依托可行性分析

本项目单井采出液输至雅克拉集气处理站处理，雅克拉集气处理站富余情况如表 3.2-12 所示。

表 3.2-12 雅克拉集气处理站依托可行性分析一览表

雅克拉集气处理站情况			本项目需处理量	依托可行性
分类	设计最大处理规模	现状富余量		
原油(t/d)	515	235	60	可依托
采出水(m ³ /d)	640	48	5.75	
天然气(万 m ³ /d)	260	29.8	4.5	

综上所述，雅克拉集气处理站富余量可以满足本项目采出液处理要求，本项目油气水依托现有雅克拉集气处理站处理可行。

3.2.6.3 塔河油田绿色环保站

(1) 基本情况

2019 年初，西北油田分公司成立了西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站，该站包含了原塔河油田一号固废液处理站和塔河油田污油泥处理站，仅进行了整合和更名，未进行规模、地点、工艺等变化。

塔河油田一号固废液处理站位于库车市与轮台县交界处，行政区划隶属阿克苏地区库车市，距轮台县约 51km，距轮南镇 23.5km，东侧 15km 为沙漠公路，东南侧 3.75km 为塔河油田采油一厂基地。塔河油田一号固废液处理站主要处理塔河油田废液、洗井废液、压裂酸化液及生活垃圾、含油废物等。距离本项目新建 S8-4H 井约 35km。

(2) 含油污泥处理系统

塔河油田绿色环保站内含油污泥处理系统(主要处理对象为含油量 $>5\%$ 油泥)，目前，塔河油田绿色环保站运行的含油污泥处置装置有 4 套，主要处理流体油污泥(含油量 $>5\%$)，每套处理能力为 $50\text{m}^3/\text{d}$ ，处理设施年运行有效天数约 300 天，日处理量约为 200m^3 ，年处理含油污泥的量为 6 万 m^3 ，现状年处理含油污泥的量为 3.9 万 m^3 ，本项目落地油产量为 $0.1\text{t}/\text{a}$ ，含油污泥处理系统满足本项目落地油处理需求，依托处理设施可行。

(4) 废液处理系统

塔河油田绿色环保站作业废液处理系统承担着西北油田分公司勘探开发作业生产过程中产生的废水、酸压废液、部分磺化泥浆滤出液等的处理，其中作业酸压废液占 80%。塔河油田废液处理系统主要处理塔河油田废液、洗井废液、压裂酸化液及含油废物等固体废物以及生活垃圾。站场内对各单位产生的一般固废和危险废物进行集中分类存放处置。主工艺流程为：接收、隔油、调节、加药、沉降、过滤，废液处理系统出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T 5329-2022)回注至 TK512 井。

目前，塔河油田绿色环保站废液处理规模为 $65\text{m}^3/\text{h}$ ，现状处理量为 $9.2\text{m}^3/\text{h}$ ，富余处理能力 $55.8\text{m}^3/\text{h}$ ，本项目井下作业废水产生量为 $114.06\text{m}^3/\text{a}$ （折合 $0.0013\text{m}^3/\text{h}$ ）、井下作业废液产生量 $257.7\text{m}^3/\text{a}$ ，因此塔河油田绿色环保站处理废

液装置处理能力可满足本项目需求。

表 3.2-13 塔河油田绿色环保站依托可行性分析一览表

序号	单元名称	设计规模	实际处理量	富余能力	本项目需处理量	依托可行性
1	废液处理系统(m ³ /h)	65	9.2	55.7	0.013	可行
2	含油污泥处理系统(m ³ /a)	6×10 ⁴	3.9×10 ⁴	2.1×10 ⁴	257.7	可行

3.3 工程分析

3.3.1 工艺流程及产排污节点

3.3.1.1 施工期

1、钻井工程

钻井作业主要分为钻前工程(进场道路建设、井场平整、设备搬运及安装等)、钻井工程(钻井、录井、测井等)和测试放喷三部分。

(1) 钻前工程

①进场道路建设

根据工程设计图纸,结合区块道路建设情况,按照选定线路进行进场道路的修建,本次拟建单井进场道路共计 7km,采用砂石路面,路宽 4.5m。

②井场建设

根据井场平面布置图,首先对井场进行初步平整,然后采用挖掘机进行放喷池等池体开挖作业,并利用放喷池等的挖方进行填方作业,对场地进行平整。场地平整作业结束后,进行设备基础、池体防渗层的建设。

③设备搬运及安装

进场道路及井场修建完成后,由运输车辆将各类设备逐步运至井场,并按井场平面布置所示位置进行安装,通过检查满足钻井要求时开始进行钻井工程。

钻前工程施工过程及产污环节见图 3.3-1。

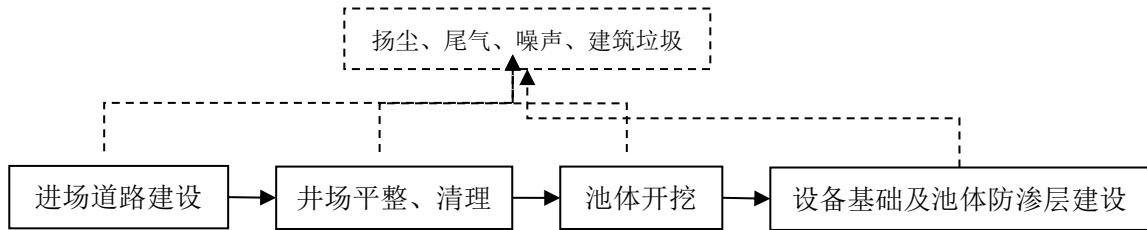


图 3.3-1 钻前工程施工过程及产污环节示意图

(2) 钻井工程

工程钻井作业采用电钻机，通过钻机、转盘、钻杆、带动钻头切削地层，同时泥浆由泥浆泵经钻杆向井内注入井筒冲刷井底，利用其粘性将岩屑带至地面，整个过程重复进行，使井不断加深，直至目的层井深。钻井中途需要停钻，以便起下钻具更换钻头、下套管、固井、替换钻井液和检修设备。若工程施工期为冬季，为防止泥浆罐内泥浆结冰冻结，需对泥浆罐进行保温，工程施工期泥浆罐保温采用电伴热，电源由区域电网提供。钻井作业流程及产污环节见图 3.3-2。

固井是在已钻成的井筒内下入套管，然后在套管与井壁之间环空内注入水泥浆将套管和地层固结在一起的工艺过程，以保证安全继续钻进下一开井筒或保证顺利水泥浆由水泥罐运至井场存储。

钻井至设计井深中段开始进行录井以记录钻井过程中的所有地质参数，录井主要包括钻时录井、气测录井、钻井液录井、岩屑录井、岩心录井和压力录井，其中岩屑录井是获取井下地层岩石样品的重要手段。录井时，要随钻井进尺每隔 1 米左右从返出的钻井液中捞一包砂样，洗净晒干，进行岩性观察描述，并挑选出相对应地层的岩样。砂岩岩屑多而且呈棕褐色，有油味，可能显示钻遇油气层，而钻遇非含油气砂岩层时则多是白色、灰白色砂岩岩屑。

本项目使用放射源用于测井，提供服务的主要为西北油田分公司服务的乙方单位，均已编制了测井用密封型放射源项目环境影响报告表，取得环评批复及新疆维吾尔自治区生态环境厅《辐射安全许可证》的单位。

钻井作业施工过程中废水污染源主要为生活污水、钻井废水及酸化压裂废水，根据目前油气田钻井实际情况，钻井废水由临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段用于配制相应体系泥浆，在钻井期间综合利用，不外排；酸化压裂作

业结束后返排的压裂废水收集在酸液罐内，拉运至塔河油田绿色环保站处理；生活污水经井场撬装式污水处理站处理后，用于荒漠灌溉；噪声污染源主要为泥浆泵及钻机噪声，采取基础减振等降噪措施；固体废物主要为钻井岩屑、钻井泥浆、含油废物、撬装式污水处理站产生污泥及生活垃圾，钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，在井口采用“振动筛+除砂器+处理器+离心分离机”工艺分离出岩屑和泥浆，分离后的液体回用于钻井液配备，膨润土泥浆岩屑干化后经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求进行综合利用；磺化泥浆岩屑在井场使用无害化处理装置进行就地无害化处理，固相经检测各污染物满足《油气田钻井固体废弃物综合利用污染物控制要求》（DB65/T3997-2017）中的相关限值要求后用于铺垫油区内的井场、道路等，一次处理后检测不合格，现场进行二次处理，达标后用于铺垫油区内的井场、道路等。含油废物桶装密闭收集，暂存于井场撬装式危废暂存间内，定期委托有资质单位接收处置。撬装式污水处理站产生污泥收集、合规暂存，和生活垃圾一同由库车城乡建设投资(集团)有限公司拉运处置。

检查套管通径及变形、破损情况；检查固井后形成的人工井底是否符合测试放喷要求；同时调整井内压井液使之符合射孔的要求，防止在地层打开后，污水进入油层造成地层污染。

检验井底、套管、井口装置密封性。随后用射孔枪射穿油层套管和管外水泥环及近井地层，在地层和井筒之间建立流体通道，保证地层流体进入井筒。

诱喷用一定的技术手段，降低井内液柱压力，在井筒和地层间造成负压，诱使地层流体喷出。诱喷后通过地面分离器计量产量。自喷井测取开井井底流压、关井静压及井口油压、套压，了解产层能量大小，并为储层改造提供依据。

测试放喷阶段主要污染物为三相(或两相)分离器产生气体(或天然气)在放喷池放空。产生的液体(或原油)由液体罐收集后，原油送临近的计转站；如为不含油的采出液，则送塔河油田绿色环保站进行处理。

测试放喷过程废气污染源主要为放空天然气燃烧废气，燃烧废气直接排放。废水污染源主要为施工人员生活污水，经井场撬装式污水处理站处理后，用于荒漠灌溉。噪声污染源主要为放喷气流噪声和机械设备运行噪声，采取机械设备基础减振的降噪措施。固体废物主要为施工人员生活垃圾和废防渗材料，生活垃圾现场集中收集，由库车城乡建设投资(集团)有限公司拉运处置，废防渗材料暂存于井场撬装式危废暂存间内，定期委托有资质单位进行处置。

(4) 完井

完井后需换装井口装置（安装采油树），其余设施将拆除、搬迁。钻井液材料全部进行回收，钻井过程中产生的各类废物需进行清理，确保井场无遗留。临时占地区域应及时进行恢复。

2、井场和站场建设

本项目新建采油井场 3 座，新建集输管线 8.15km。井场、建筑物和管线施工内容主要为建构物基础建设、设备安装及管线连接、设备调试等。

施工结束后，及时清除建筑垃圾，并对施工场地临时占地进行平整恢复。

该过程废气污染源主要为施工车辆尾气，设备及建筑材料等运输和装卸时产生的扬尘，可通过洒水等措施减少扬尘产生量；噪声污染源为施工机械产生的噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声；固体废物主要为

生活垃圾及建筑废料等，生活垃圾收集后由库车城乡建设投资(集团)有限公司拉运处置，施工废料集中收集后运至周边有资质的工业固废填埋场处置。

井场和站场建设流程及产污环节如图 3.3-3 所示。

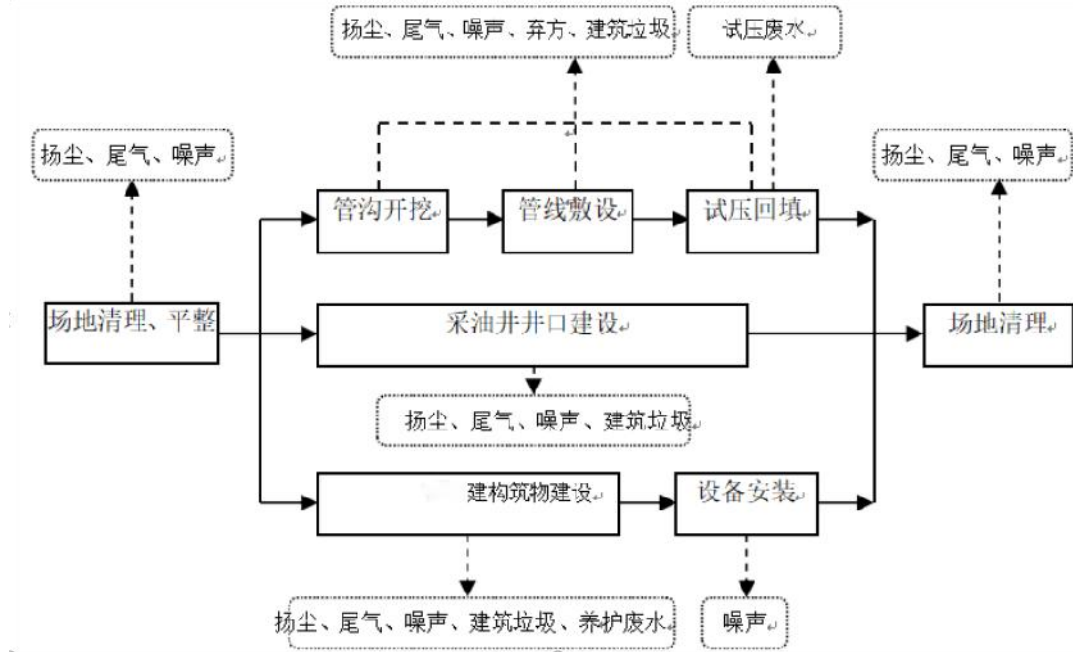


图 3.3-3 井场和站场建设流程及产污环节示意图

(3) 管道建设

本项目管道施工方案内容为集输管线建设、通信光缆敷设及井场配套设备安装，其中井场集输管线和通信光缆同沟并行敷设，管线主要施工内容包括施工准备、管沟开挖及下管、管道连接与试压、连头、配套设备安装、收尾工序等。管道工程施工阶段工艺流程及产污环节见图 3.3-4。

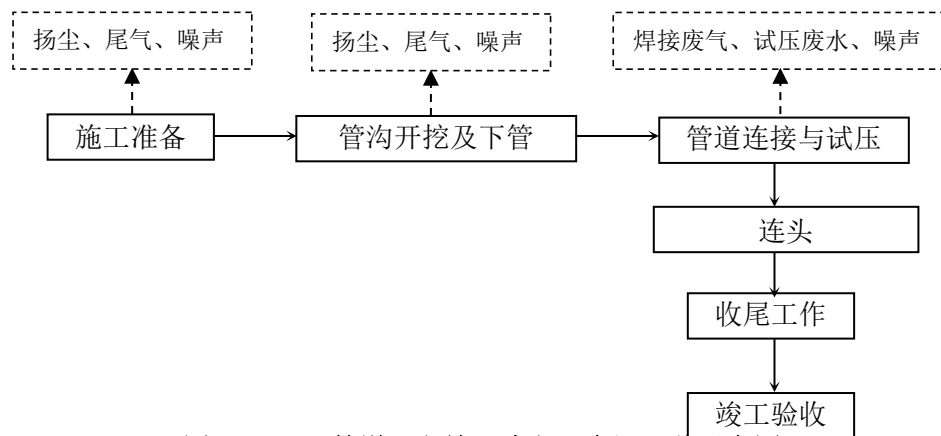


图 3.3-4 管道工程施工流程及产污环节示意图

① 施工准备

施工前需对场地进行平整，设置施工车辆临时停放场地。施工期间根据不同管线沿设计的管线走向设置一定宽度的作业带并取管沟一侧作为挖方存放点，在合适地点设置车辆临时停放场地。

②管沟开挖及下管

开挖管沟前，应根据管道施工用地宽度清理其中的杂物，平整沟、坎，以便施工机具通行，同时清除管线中心线两侧以及附近斜坡上危及管道安全的崩塌堆积物。施工前应按照设计图纸要求及各个区域的地质情况向施工人员作好管沟断面开挖要求（开挖深度及边坡比）、堆土位置及技术要求等的交底工作。管沟开挖可采用机械开挖与人工开挖相结合的方式，有地下障碍物时，障碍物两侧 5m 范围内，应采用人工开挖。对于重要设施，开挖前应征得其管理方的同意，并应在其监督下开挖管沟。施工机械在纵坡上挖沟，必须根据坡度的大小、土壤的类别、性质及状态计算施工机械的稳定性，并采取相应的措施，确保安全操作。

③管道连接与试压

管道连接应在自然状态下进行，不得强迫对应，钢管焊接必须按规定进行坡口加工。管道在组焊或者连接前，应对管内、管端进行清理，应达到管内无砂、无尘，同时应对坡口及其内表面用手工或机械进行清理，清除管道边缘 100mm 范围内的油、漆、锈、毛刺等污物。焊接施工时，应根据连接件的材质，先进行试焊选择适当的焊条。

连接完成后的对管道采用压缩空气进行吹扫，保持管道内清洁。管线经过连接、防腐补口，进行注水试压。除输气管线强度试验及严密性试验使用空气为试验介质；其他集输管线强度试验及严密性试验均以中性洁净水为试验介质。

④井场配套设备安装及连头

将配套设备拉运至井场，并完成安装工作。管线施工完成后在井场将管线与采油树阀门连接，并安装 RTU 室等辅助设施；采出液通过单井集输管线输送至各对应接转站，然后再通过新建和已建集输管线输送至联合站处理。

⑤收尾工作

收尾工作包括管沟回填、场地平整和临时场地恢复。管线连接成功并检验合格后进行管沟回填。对管沟实施土方回填，回填时分二次回填，回填土应与管沟

自然土相似，首先距管壁 300mm 范围先用较小粒径的原土进行小回填，最大回填粒径不超过 10mm，然后采用原土进行回填，管顶距自然地坪不小于 1.2m 且管沟回填土高出自然地面 300mm，沿管线铺设方向形成垄，作为自管道上方土层自然沉降富裕量，且可以作为巡视管线的地表标志，剩余土方用于场地平整和临时施工场地土地恢复。第一次回填采用人工回填，第二次回填可采用机械回填，机械回填时，严禁施工机械碾压管道。管沟回填后，在管线沿线设置管道标识、里程碑、转角桩、标志桩、警示牌和警示带等标识。

施工过程中废气污染源为施工扬尘、焊接废气和施工车辆尾气；土方开挖和倾卸时产生的扬尘，通过控制倾卸高度减少扬尘产生量；废水污染源主要为试压废水，由管内排出后循环使用，试压结束后用于区域降尘；噪声污染源为施工机械产生的噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声；固体废物为管沟开挖产生的土方，施工结束后用于回填管沟及场地平整；施工废料(S2)应首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托周边有资质工业固废填埋场合规处置。

施工期污染源及环境影响减缓措施情况见表 3.3-1。

表 3.3-1 施工期污染源及减缓措施情况汇总一览表

工程	项目	污染源	排放方式	主要污染物	环境影响减缓措施	排放去向
井场	废气	设备运输和装卸扬尘、施工扬尘、车辆行驶扬尘、土方开挖和倾斜扬尘、施工扬尘	间断	粉尘	对土石方临时堆场及建筑材料(如水泥、砂石等)修建围护设施，并合理堆放物料，减少迎风面积，同时定时洒水，减少风对料堆表面细小颗粒物的侵蚀引起的扬尘量；开挖的土方在遇大风天气时，应用篷布遮盖，减少扬尘产生量	环境空气
		施工机械、运输车辆尾气及焊接烟气	间断	颗粒物、SO ₂ 、NO ₂ 、C _m H _n	机械、车辆定期检修，状况良好，燃烧合格油品，不超负荷运行；运输土石方等车辆，车厢遮盖严密后方可运出场外	环境空气
		测试放喷废气	间断	SO ₂ 、NO ₂ 、H ₂ S、C _m H _n	在修建地面放喷池内放喷，采用防喷器组等先进的井控装置，防止和控制井喷事故发生	环境空气
	废水	钻井废水	间断	COD、SS、石油类	与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统处理，处理后的液相回用于钻井液配制	不外排天然地表水体

	生活污水	间断	COD、BOD、NH ₃ -N、SS	经“生化+过滤”一体化装置处理后水质达到《农村生活污水处理排放标准》(DB65 4275-2019)表二的B级标准，达标处理后中水主要用于荒漠灌溉	不外排天然地表水体
	酸化压裂废水	间断	COD、SS、石油类	酸化压裂作业结束后返排的压裂废水收集在酸液罐内，拉运至塔河油田绿色环保站处理	不外排天然地表水体
	管道试压废水	间断	COD、SS	试压结束后用于区域洒水降尘	不外排天然地表水体
固体废物	钻井泥浆	间断	钻井泥浆	进入泥浆罐循环使用，完井后拉运至下一口井再利用	综合利用或妥善处置
	钻井岩屑	间断	钻井岩屑	钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，在井口采用“振动筛+除砂器+处理器+离心分离机”工艺分离出岩屑和泥浆，分离后的液体回用于钻井液配备，膨润土泥浆岩屑干化后经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中综合利用污染物限值要求后进行综合利用；磺化泥浆岩屑在井场使用无害化处理装置进行就地无害化处理，固相经检测各污染物满足《油气田钻井固体废弃物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中的相关限值要求后用于铺垫油区内的井场、道路等，一次处理后检测不合格，现场进行二次处理，达标后用于铺垫油区内的井场、道路等	妥善处置
	含油废物	间断	含油废物	采用桶装密闭收集，暂存于井场撬装式危废暂存间内，定期委托有资质单位接收处置	妥善处置
	废防渗材料	间断	含油废物	折叠打包后，暂存于井场撬装式危废暂存间内，定期委托有资质单位接收处置	妥善处置
	废烧碱包装袋	间断	一般固废	收集后委托周边有资质工业固废填埋场合规处置。	妥善处置
	生活垃圾	间断	生活垃圾	生活垃圾现场集中收集，由库车城乡建设投资(集团)有限公司拉运处置	妥善处置
	施工废料	间断	管道吹扫产生的废渣	部分回收利用，剩余现场收集、合规暂存，委托周边有资质工业固废填埋场合规处置	综合利用或妥善处置

			间断	弃土弃渣	施工结束后用于回填管沟及场地平整	
井场	固体废物	撬装式污水处理站产生污泥	间断	污泥	收集、合规暂存，由库车城乡建设投资(集团)有限公司拉运处置	妥善处置
	噪声	施工机械、运输车辆噪声	间断	噪声	运输设备等车辆沿固定路线行驶，尽量减少鸣笛；合理布置施工现场，避免在同一地点安排大量施工机械，以防止局部声级过高；尽量使用对讲机等现代通讯设备，按规程操作机械设备，减少人为噪声；采用基础减震、距离衰减的降噪措施	声环境
	生态	占用土地、破坏植被	临时	植被、动物、土地沙化、水土流失	见“6.5.1 施工期生态环境保护措施”章节	生态影响最小化

3.3.1.2 运营期

本项目采用自喷采油方式，采出液通过井口模块一级节流后，由新建集输管线油气混输至 S8-3 阀组，最终输至雅克拉集气处理站。总体流向框图见图 3.3-5。

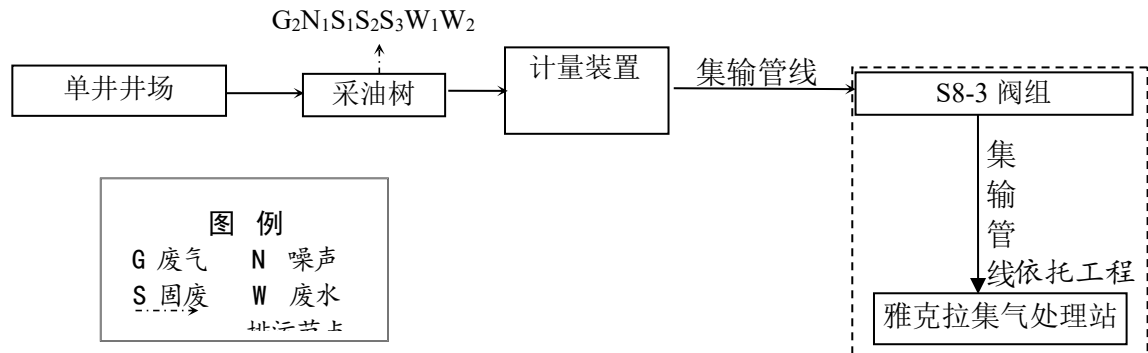


图 3.3-5 油气开采及集输工艺流程图

油井开采一定年限后，需进行修井作业，周期大概为 2~3 年 1 次。运营期依据单井产能情况，当产量下降，判断是井孔地层堵塞，则需进行修井等井下作业。在油井投入生产后，油井中的套管可能会出现堵塞、内径变小等各种状况，这会导致有些生产工具无法通过套管下入油井内，从而导致油井无法正常生产。在这种情况下就需要进行修井作业，也即是进行修复油井套管的作业。在修井作业中需要利用钻具对套管进行磨铣，以解除套管堵塞，从而保证生产工具能够通过套管下入油井内。

油气开采及集输过程中废气污染源主要为井场无组织废气，油气采取管道密闭输送，通过加强检修和维护从源头减少阀门等泄漏挥发；废水污染源主要为采出水和井下作业废水，其中采出水随采出液经集输管线输送至雅克拉集气处理站处理，达标后回注地层，井下作业废水送至塔河油田绿色环保站处理；噪声污染源主要为采油树设备运行产生的噪声，采取基础减振的降噪措施。固体废物主要为井下作业、采油环节和集输环节产生的油泥沙、落地原油及修井作业产生的废防渗材料属于危险废物，由有危废处置资质单位接收处置，井下作业废液桶装收集后送至塔河油田绿色环保站处理。

本项目运营期污染源及治理措施一览表见表 3.3-2。

表 3.3-2 本项目运营期污染源及治理措施一览表

类别	污染源	主要污染物	产生特点	治理措施
废气	井场无组织废气	H ₂ S、非甲烷总烃	连续	密闭输送
废水	采出水	石油类、SS	连续	采出水随采出液经集输管线输送至雅克拉集气处理站处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后通过回注地层
	井下作业废水	石油类、COD	间歇	送至塔河油田绿色环保站处理
噪声	采油树	L _{Aeq, T}	连续	选用低产噪设备、基础减振
固废	落地油	含油废物	间歇	委托有资质单位接收处置
	废防渗材料	含油废物	间歇	
	井下作业废液	废压裂液、废酸化液、废洗井液	间歇	桶装收集后送至塔河油田绿色环保站处理

3.3.1.3 退役期

随着石油开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入退役期。

严格按照《废弃井封井回填技术指南(试行)》(环办土壤函[2020]72 号)及《废弃井封井处置规范》(Q/SH0653-2015)要求进行施工作业，首先对井场进行环境风险评估，根据评估等级分别采用不同的固井、封井方式，确保固井、封井措施的有效性，首先采用清水清洗注水通道，然后将固化堵剂和水泥浆从井口平推挤入地层并充满井筒、后凝固化，完成封层和封井，避免发生油水串层。

闭井期废气污染源主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施；噪声污染源主要为车辆噪声，要求合理安排作业时间，控制车辆速度等措施；固体废物主要

为闭井过程中产生的废弃建筑垃圾等，现场收集、合规暂存，委托周边有资质工业固废填埋场合规处置。

3.3.2 施工期生态影响及污染源分析

工程施工内容主要包括钻井工程、管道建设、设备基础建设、设备安装等，主要污染工序包括场地平整清理，钻井，管沟开挖和回填，井场及站场土方开挖及回填，机械设备运转，运输车辆行驶等。施工过程中因占用土地及施工活动，对地表植被及土壤环境造成一定的扰动，同时施工期间将产生废气、废水、噪声、固废等，对区域大气环境、声环境等产生一定的不利影响。

3.3.2.1 生态影响因素

生态影响主要体现在站场、管线建设阶段，如占用土地、施工对地表植被的影响、土壤扰动等。集输管道开挖产生的弃土及时回填至管沟上方，基本可做到土石方挖填平衡。

占用土地包括临时占地和永久占地，将暂时或永久改变土地原有使用功能。临时占地包括管线施工便道的临时占地，施工结束后临时占地可恢复原有使用功能。永久占地主要为采气井场的永久占地。

地面工程施工作业包括站场场地平整、管线敷设等，施工作业直接破坏了地面植被，造成了土壤扰动，容易导致水土流失。

根据估算，各项工程的永久性占地面积为永久占地 4.23hm²、临时占地 9.79hm²，详见表 3.3-3。工程占地类型主要为灌木林地、稀疏草地及盐碱地。

表 3.3-3 占地面积统计表

序号	工程内容		占地面积 (m ²)			说明
			永久	临时	总占地	
1	新建 3 口井场		10800	22200	33000	单井永久占地 (60m×60m)。钻井期井场总占地面积为 100m×110m
2	集输 管线	S8-5 井至 S8-3 阀组集输管线	0	6400	6400	0.8km, DN80, 作业带宽 8m
		S8-6 井至 S8-7 井集输管线	0	17200	17200	2.15km, DN80, 作业带宽 8m
		S8-7 井至 S8-2 井集输管线	0	41600	41600	5.2km, DN100, 作业带宽 8m
3	伴行道路		31500	10500	42000	道路长度 7km, 道路宽度为 4.5m, 作业带范围按 6m 计算

合计	42300	97900	140200	
----	-------	-------	--------	--

3.3.2.2 施工期污染源分析

1、废气

本项目施工期废气包括施工扬尘、焊接废气、运输车辆及机械尾气以及测试放喷废气。

(1) 施工扬尘

施工扬尘主要产生于管沟开挖、场地平整、池体开挖、车辆运输等过程。由于施工过程中池体开挖、管沟开挖（分段开挖）周期较短，且作业点较分散，采取洒水抑尘，避开大风天气，运输车辆减速慢行和苫盖防尘等措施后，可有效降低扬尘对周围大气环境的不利影响。

(2) 焊接烟气

金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为颗粒物。本项目管线施工分段进行，作业点分散而且管线焊接时间一般都较短，污染物排放量较小，从影响范围和程度来看，焊接烟气对外环境影响很小。

(3) 运输车辆和施工机械尾气

在油田各类工程施工中需使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有 SO_2 及 NO_x 等；施工机械和运输车辆作业点分散，污染物产生后很快扩散，从影响范围和程度来看，尾气对周围大气环境的影响是有限的。

(4) 测试放喷废气

钻井至目的层后，对油气应进行油气测试。测试放喷前安装井口放喷专用管线、计量设备、油气两相分离设备、原油罐等。测试放喷期间，产出液经两相分离器分离后，原油进入原油罐，天然气经管线引至放喷池点燃，充分燃烧后排放。测试放喷时间依据具体情况确定。

测试放喷废气为天然气燃烧废气，主要污染物包括烟尘、 SO_2 、 NO_x 等。一般情况下，测试放喷时间较短，污染物排放为短暂性排放。

2、施工废水

本项目施工期产生的废水包括钻井废水、酸化压裂废水、管线试压废水及生

生活污水。

(1) 钻井废水

钻井废水是钻井液等物质被水高倍稀释的产物，其组成、性质及危害与钻井液类型、处理剂的组成有关，主要污染物有悬浮物、石油类、COD 等。废水中的 pH 值高，多在 8.5~9.0 之间；悬浮物含量多在 2000~2500mg/L 之间，COD 多在 3000~4000mg/L 之间，石油类多在 60~70mg/L 之间。

根据《工业源产排污核算方法和系数手册（2021 年版）》中石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册，普通油井（ $\geq 3.5\text{km}$ 进尺）产污系数 29.73t/100m 进行估算。本项目新钻 3 口井，钻井总进尺为 15726m，则钻井废水产生总量为 4675.34m³。钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相拉运至其他新钻井回用于钻井液配制，不外排。

(2) 管道试压废水

管道工程分段试压以测试管道的强度和严密性，本项目管道采用无腐蚀性洁净水作为试压介质，管道试压废水中主要污染物为 SS。产生的试压废水按照每千米 2.5m³ 计算，本项目集输管线长 8.15km，试压废水产生约为 20.375m³。管道试压分段进行，试压水排出后进入下一段管线循环使用，试压结束后用于场地洒水降尘。

(3) 生活污水

本项目单井钻井期间建设 1 座撬装式污水处理站，采用“生化+过滤”处理工艺，经污水处理站处理后，出水可达到 COD 60mg/L、BOD₅ 为 20mg/L、NH₃-N 为 15mg/L、SS 为 20mg/L，可满足《农村生活污水处理排放标准》(DB65 4275-2019) 表二的 B 级标准，用于荒漠灌溉。

单井的钻井周期均为 120 天，井场常驻人员均约 50 人。钻井期生活污水产生量按 80L/人·d 计，则本次 3 口新钻井在钻井期共产生生活污水约 1440m³。

配套地面工程施工人数约 50 人，施工时间约 30 天，生活污水产生量 20L/人·d 计，其产生量约 30m³。

本项目生活污水共产生 1470m³。

3、施工噪声

项目施工期噪声主要包括钻井、土方施工、建构筑物结构施工、设备吊运安装、道路修建、管沟开挖、管线铺设等过程中各种机械和设备产生的噪声，物料运输车辆交通噪声，以及钻井工程钻机、泥浆泵等机械设备运转过程产生的噪声。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ 2034-2013）中表 A.2 和类比油田开发工程中井场、内部道路、管线铺设和钻井工程实际情况，项目施工期拟采用的各类施工设备产噪值见表 3.3-4。

表 3.3-4 主要施工设备噪声源不同距离声压级 单位：dB（A）

序号	设备名称	噪声值/距离[dB（A）/m]	序号	设备名称	噪声值/距离[dB（A）/m]
1	装载机	88/5	5	吊装机	84/5
2	挖掘机	90/5	6	钻机	95/5
3	运输车辆	90/5	7	泥浆泵	95/5
4	压路机	90/5	8	振动筛	90/5

4、固体废物

本项目施工过程中产生的固体废物主要包括钻井泥浆、岩屑、含油废物、施工土方、施工废料和生活垃圾。

（1）钻井固体废物

①钻井泥浆

本项目钻井期间所用的泥浆为非磺化体系泥浆和聚磺体系泥浆。返排泥浆利用不落地系统进行两相分离，液相进入泥浆罐循环使用，完井后拉运至下一口井再利用。返排泥浆产生量采用以下公式计算：

$$V = \frac{1}{8} \pi D^2 h + 132 \left(\frac{h - 1000}{1000} \right) + 1116$$

式中：V——排到地面上的泥浆量（m³）；

D——井眼的平均直径（m）；

h——井深（m）。

计算得本项目钻井泥浆产生量共计约 2198.57m³。其中非磺化体系泥浆产生量为 1241.01m³，聚磺体系泥浆产生量为 957.56m³。

②岩屑

钻井过程中，岩石经钻头和泥浆的研磨而破碎成岩屑，并经泥浆携带至地面，进入不落地系统。钻井岩屑产生量按下列公式计算：

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

式中：W——钻井岩屑产生量，m³；

D——井的直径，m；

h——井深，m。

计算得本项目岩屑产生量共计约 1344.88m³。其中非磺化体系钻井岩屑产生量约为 873.99m³，聚磺体系钻井岩屑产生量约为 470.89m³。

本项目泥浆及岩屑统计详见表 3.3-5。

表 3.3-5 钻井泥浆、岩屑估算表

结构	D 井眼直径 (m)	h 深度 (m)	泥浆量 (m ³)	W 岩屑量 (m ³)	钻井液体系
一开	0.4445	800	170.84	124.08	非磺化类钻井液
二开上部	0.3112	2200	242.83	167.25	
二开下部	0.3112	1900	220.62	144.44	磺化类钻井液
三开	0.2159	382 (322)	100.74 (97.48)	13.98 (11.78)	
单口井小计		5282 (5222)	735.03 (731.77)	449.76 (447.56)	
3 口井总计		15726	2198.57	1344.88	

根据目前西北油田分公司钻井工程的要求，钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，在井口采用“振动筛+除砂器+处理器+离心分离机”工艺分离出岩屑和泥浆，分离后的液体回用于钻井液配备，膨润土泥浆岩屑干化后经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中综合利用污染物限值要求后进行综合利用；磺化泥浆岩屑在井场使用无害化处理装置进行就地无害化处理，固相经检测各污染物满足《油气田钻井固体废物综合利用污染物控制要求》(DB65/T3997-2017)中的相关限值要求后用于铺垫油区内的井场、道路等，一次处理后检测不合格，现场进行二次处理，达标后用于铺垫油区内的井场、道路等。

(2) 危险废物

钻井施工过程中机械检修时会产生少量含油废物 (HW08 900-249-08)，检修期间地面应铺设防渗膜，采用钢制铁桶收集后暂存于撬装式危废暂存间中，防

止含油废物落地污染土壤和地下水。类比同类钻井工程，钻井期间每口井产生的含油废物量约为 0.2t，共 0.6t。收集后由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

钻井期间会产生少量废防渗材料（HW08 900-249-08），类比同类钻井工程，钻井期间每口井产生的废防渗材料量约为 0.1t，共 0.3t。收集后由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

（3）施工土方

本项目施工期开挖土方主要产生于站场设备基础建设、放喷池建设、管沟开挖、路基开挖等环节。根据工程初步设计，本项目挖方总量为 6580m³，填方总量为 6930m³，借方总量为 350m³，没有弃方。土石方平衡表见表 3.3-6。

表 3.3-6 土石方平衡表 单位：万 m³

工程分区	挖方	填方	借方量		弃方量	
			数量	来源	数量	去向
井场工程	0.258	0.288	0.03	区域井场 还原土	0	—
道路工程	0.05	0.055	0.005		0	—
管道工程	0.35	0.35	0	0	0	—
合计	0.658	0.693	0.035	—	0	—

本项目施工材料在轮台县购买，为商品料，至工地平均运距 27km。

（4）施工废料

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等。根据类比调查，施工废料的产生量约为 0.05t/km，本项目新建管线 8.15km，本项目施工废料产生量约为 0.41t。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托周边有资质工业固废填埋场合规处置。

钻井施工过程中配制钻井泥浆时会产生少量废烧碱包装袋，属类比同类钻井工程，钻井期间每口井产生的废烧碱包装袋约为 0.1t，共 0.3t。收集后委托周边有资质工业固废填埋场合规处置。

（5）生活垃圾

单井钻井周期为 120 天，井场常驻人员约 50 人。钻井期生活垃圾产生量按 1kg/人·d 计算，则本次 3 口新钻井在钻井期共产生生活垃圾约 18t。

配套地面工程施工人员约 50 人，施工时间约 30 天，平均每人每天产生生

活垃圾 0.5kg，产生的生活垃圾为 0.75t。

生活垃圾共产生 18.75t 集中收集后，由库车城乡建设投资(集团)有限公司拉运处置。

(6) 撬装式污水处理站产生污泥

撬装式污水处理站处置过程中产生的污泥经污泥脱水装置，脱到 60%含水率后，由库车城乡建设投资(集团)有限公司拉运处置。生活污水 SS 产生浓度为 200mg/L，经污水处理站处理后 SS 浓度为 20mg/L，井场污水产生量为 1470m³/a，则井场污泥产生量为 0.653t。

3.3.2.3 施工期污染物排放情况汇总

本项目施工期污染物排放情况汇总见表 3.3-7。

表 3.3-7 施工期污染物排放情况汇总表

项目	工程	污染源	主要污染物及排放量		排放去向
大气污染物	井场进场道路	扬尘机械、车辆尾气放喷伴生气燃烧废气	CO	阶段性排放	大气
			NO ₂	阶段性排放	
			SO ₂	阶段性排放	
			烃类	阶段性排放	
水污染物	井场	钻井废水	SS、COD、石油类、挥发酚、硫化物	4675.34m ³	钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排。
		生活污水	COD、NH ₃ -N、SS	1470m ³	进入井场的撬装式污水处理站，采用“生化+过滤”处理工艺，经污水处理站处理后，满足《农村生活污水处理排放标准》（DB65 4275-2019）表二的 B 级标准，用于荒漠灌溉。
		管道试压水	SS	20.375m ³	管道试压分段进行，试压水排出后进入下一段管线循环使用，试压结束后用于场地洒水降尘。
固体废物	井场	钻井岩屑	岩屑	1344.88m ³	钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，在井口采用“振动筛+除砂器+处理器+离心分离机”工艺分离出岩屑和泥浆，分离后的液体回用于钻井液配备，膨润土

		钻井废弃泥浆	钻井废弃泥浆	2198.57m ³	泥浆岩屑干化后经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中综合利用污染物限值要求进行综合利用；磺化泥浆岩屑在井场使用无害化处理装置进行就地无害化处理，固相经检测各污染物满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中的相关限值要求后用于铺垫油区内的井场、道路等，一次处理后检测不合格，现场进行二次处理，达标后用于铺垫油区内的井场、道路等。
		生活垃圾	/	18.75t	集中收集后运至库车城乡建设投资(集团)有限公司处置
		施工废料	/	0.41t	集中收集后运至周边有资质的工业固废填埋场处置
		危险废物	含油废物	0.6t	定期由钻井队联系有危险废物处置资质的单位回收处理。
			废防渗材料	0.3t	
		一般固废	烧碱包装袋	0.3t	集中收集后运至库车城乡建设投资(集团)有限公司处置
		撬装式污水处理站产生污泥	SS	0.653t	库车城乡建设投资(集团)有限公司拉运处置。
噪声	井场	钻机	/	98	声环境
		泥浆泵	/	90	

3.3.3 运营期污染源分析

3.3.3.1 废气污染源

本项目运营期产生的废气主要为井场、站场阀门和法兰等位置无组织挥发的非甲烷总烃、少量 H₂S 以及油气开采过程中排放的温室气体。本项目新建 3 口单井。

(1) 无组织非甲烷总烃

本项目无组织非甲烷总烃排放量参照《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》(HJ853-2017)中“挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物年许可排放量”计算公式进行计算：

$$E_{\text{设备}} = 0.003 \times \sum_{i=1}^n \left(e_{\text{TOC},i} \times \frac{WF_{\text{VOCs},i}}{WF_{\text{TOC},i}} \times t_i \right)$$

式中： $E_{\text{设备}}$ ——设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物年许可排放量，kg/a；

n ——挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数；

$e_{\text{TOC},i}$ ——密封点 i 的总有机碳 (TOC) 排放速率，kg/h，取值见表 3.3-7；

$WF_{\text{VOCs},i}$ ——流经密封点 i 的物料中挥发性有机物平均质量分数（根据设计文件取值），%；

$WF_{\text{TOC},i}$ ——流经密封点 i 的物料中总有机碳 (TOC) 平均质量分数（根据设计文件取值），%；

t_i ——密封点 i 的年运行时间，h/a。

表 3.3-8 密封点 TOC 泄漏排放速率 e_{TOC} 取值

类型	设备类型	排放速率 e_{TOC} / (kg/h 排放源)
石油化学工业	气体阀门	0.024
	开口阀或开口管线	0.03
	有机液体阀门	0.036
	法兰或连接件	0.044
	泵、压缩机、搅拌器、泄压设备	0.14
	其他	0.073

根据上述公式计算得本项目阀门、法兰等位置无组织排放的非甲烷总烃量，详见表 3.3-9。

表 3.3-9 本项目单座井场无组织排放的非甲烷总烃量

污染源	设备类型	设备数量 (个)	单个设备排放速率 (kg/h)	排放速率 (kg/h)	年运行时间(h)	年排放量 (t)
单座井场	阀	20	0.036	0.0022	8760	0.019
	法兰	40	0.044	0.0052	8760	0.046
小计				0.0074	/	0.065

综上，本项目 3 口井无组织非甲烷总烃排放量共计约 0.195t/a。

(2) 无组织 H_2S

无组织排放 H_2S 计算思路为：通过无组织排放的非甲烷总烃推算出无组织排放的天然气排放量，根据天然气中硫化氢的浓度，计算出硫化氢的排放量，计算

过程如下：

根据区块天然气样分析可知甲烷含量为 85.45%，故非甲烷总烃在天然气中的比例为 14.55%，由上文计算可知单座井场非甲烷总烃排放量为 0.065t/a，那么无组织的天然气排放量分别为 $0.065 \div 14.55\% = 0.447$ (t/a)；

折算成体积为：标况下，本区块油藏天然气密度为 0.66kg/m^3 ，故单座井场无组织排放的天然气体积分别为 $0.447 \times 1000 \div 0.66 = 676.87$ (m^3)；

本区块油藏天然气中硫化氢密度为 1400mg/m^3 ，计算可得本项目单座井场无组织硫化氢的排放量分别为： $676.87 \times 1400 \div 10^9 = 0.00095$ (t/a)。

本项目运营期无组织硫化氢的排放量为：**0.0028t/a (0.0003kg/h)**，可采用密闭集输，并设置腐蚀检测装置，防止 H_2S 的泄漏。

(3) 温室气体排放

本项目运营期无燃料燃烧和工艺放空装置，主要排放的温室气体为原油开采过程中井口装置和接转站逃逸排放的 CH_4 。本次参照《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》（发改办气候〔2014〕2920 号）中“油气开采业务 CH_4 逃逸排放”计算公式进行计算：

$$E_{\text{CH}_4\text{开采逃逸}} = \sum_j (\text{Num}_{\text{oil},j} \times EF_{\text{oil},j}) + \sum_j (\text{Num}_{\text{gas},j} \times EF_{\text{gas},j})$$

式中： $E_{\text{CH}_4\text{开采逃逸}}$ ——原油开采或天然气开采中所有设施类型（包括原油 5 开采的井口装置、单井储油装置、接转站、联合站及天然气开采中的井口装置、集气站、计量/配气站、储气站等）产生的 CH_4 逃逸排放，单位为吨 CH_4 ；

j ——不同的设施类型；

$\text{Num}_{\text{oil},j}$ ——原油开采业务所涉及的泄漏设施类型数量,单位为个；

$EF_{\text{oil},j}$ ——原油开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH_4 逃逸排放因子，单位为吨 $\text{CH}_4/(\text{年} \cdot \text{个})$ ；井口装置为 0.23，接转站为 0.18；

$\text{Num}_{\text{gas},j}$ ——天然气开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为

个； $EF_{\text{gas},j}$ ——天然气开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH_4 逃逸排

放因子，单位为吨 CH₄/（年·个）。

根据上述公式计算可得本项目开采逃逸的 CH₄ 为 0.87t。

（4）非正常排放

拟建工程非正常排放主要包括井口压力过高时的放喷和集输管线刺漏等情况。拟建工程油气集输过程中，若井口压力过高，采出液通过放喷管道直接进入放喷池。本次评价将井口压力异常情况作为非正常排放考虑。拟建工程非正常排放见表 3.3-10。

表 3.3-10 拟建工程非正常排放情况一览表

项目	持续时间（min）	污染物排放速率（kg/h）		
		放喷口	10	非甲烷总烃
			硫化氢	0.001

拟建工程集输管线刺漏时，采出液从刺漏处泄漏，会对周边土壤造成一定的污染。刺漏处修复后，将周围污染的土壤收集置于密闭容器中，先进行监测，超标后委托持有危险经营许可证的单位进行接收处置。

3.3.3.2 废水污染源

（1）采出水

采出水主要来源于油藏本身的底水、边水，且随着开采年限的增加呈逐渐增加上升状态。根据开发方案预测，区块开发前期采出水水量较小，随着开采年限的增长采出水量逐渐增加。根据建设单位提供资料，后期开采含水量最大约 700m³/a·井（合计 2100m³/a），项目核算采出水量按最大产生量考虑。采出水中主要污染物为石油类、SS，经类比区域采出水处理装置出水监测数据，污染物浓度分别为 100mg/L、500mg/L，则污染物的年产生量分别为 0.21t、1.05t。采出水随采出液经集输管线输送至雅克拉集气处理站处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层，可保持油层压力，使油藏有较强的驱动力，以提高油藏的开采速度和采收率。

（2）井下作业废水

井下作业主要包括油井维修、大修、酸化、压裂等，井下作业废水的主要来源为修井过程产生的压井水和压井液、修井时的循环水及洗井时产生的洗井废水。根据《生态环境部已发布的排放源统计调查制度排（产）污系数清单》（公

告 2021 年第 16 号) 中与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数 (见表 3.3-11), 计算井下作业废水的产生量。

表 3.3-11 与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数一览表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称	排污系数
井下作业	洗井液(水)	非低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	吨/井次-产品	76.04	回收回注	0
				化学需氧量	克/井次-产品	104525.3	回收回注	0
				石油类	克/井次-产品	17645	回收回注	0
		低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	吨/井次-产品	27.13	回收回注	0
				化学需氧量	克/井次-产品	34679.3	回收回注	0
				石油类	克/井次-产品	6122.1	回收回注	0

本项目油藏储层为非低渗透储层, 根据表 3.1-11 计算井下作业废水产生量为 76.04t/井次, 化学需氧量产生量为 104525.3g/井次, 石油类产生量为 17645g/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 38.02t (共 114.06t)、化学需氧量 52262.7g (共 156788.1g)、石油类 8822.5g (共 26467.5g)。集中收集进入绿色环保工作站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022) 中的有关标准后回注油层。

表 3.3-12 井下作业废液产生量一览表

产品名称	原料名称	工艺名称	污染物指标项	产物系数	末端治理技术	排放量
井下作业	压裂液	非低渗透油井加砂压裂	废压裂液(压裂返排液)	119.94m ³ /井	无害化处理/处置/利用	0
	酸化液	非低渗透油井酸化压裂	废酸化液(酸化返排液)	26.56m ³ /井	无害化处理/处置/利用	0
	洗井液	修井	废洗井液	25.29t/井	无害化处理/处置/利用	0

每 2 年进行 1 次井下作业, 经计算本项目油井废压裂返排液产生量为 179.91m³/a, 废酸化返排液产生量为 39.84m³/a, 废洗井液产生量为 37.935t/a。

井下作业废液采用带罐作业, 集中收集进入塔河油田绿色环保站处理, 废水处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022) 标准中指标后回注油层。

(3) 生活污水

运营期新增工作人员由内部调剂解决, 故不新增生活污水。

3.3.3.3 噪声污染源

本项目主要噪声源是井场机泵等设备噪声，以及井下作业噪声等。噪声排放情况见表 3.3-13。

表 3.3-13 主要噪声源

位置	噪声源	声源强 dB(A)	排放规律	治理措施
井场	采油树	90-100	连续	消声
	井下作业	85-105	间歇	偶发噪声
	电加热炉橇	70-85	连续	减振

3.3.3.4 固体废物

本项目运营期产生的固体废物主要为井下作业废液、落地油及废防渗材料。

(1) 井下作业废液

本项目运营期井下作业为压裂作业、酸化作业和洗井作业，此过程会产生一定量的井下作业废液，包括废压裂液、废酸化液和废洗井液。根据《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》（环保部公告 2021 年第 16 号）中与石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册中产排污系数，计算井下作业废液的产生量。

表 3.3-14 与石油和天然气开采专业及辅助性活动产排污系数一览表

污染物类别	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数
废水	压裂液	非低渗透油井加砂压裂	所有规模	废压裂液	立方米/井	119.94
	酸化液	非低渗透油井酸化压裂		废酸化液	立方米/井	26.56
	洗井液	洗井		废洗井液	吨/井	25.29

本项目油藏储层为非低渗透储层，按井下作业每 2 年 1 次计算，经计算本项目油井废压裂液产生量为 179.91m³/a，废酸化液产生量为 39.84m³/a，废洗井液产生量 37.935t/a，共产生井下作业废液约 257.7m³/a。

井下作业废液罐装拉运至塔河油田绿色环保站处理。

(2) 落地油

落地油主要为阀门、法兰等设施油品渗漏及井下作业油品溅溢产生的落地油。按照单井落地原油产生量约 0.1t/a（共 0.3t/a）计算，桶装收集后有危废处置资质单位接收处置。

(3) 废防渗材料

工程运行期油井井下作业时，作业场地下方铺设防渗布，产生的落地油直接落在防渗布上，目前油田使用的防渗布均可重复利用，平均重复利用 3 年左右。单块防渗布重约 250kg (12m*12m)，每口井作业用 2 块，则本项目油井作业 1 次共产生废弃防渗布约 1.5t，油井作业频次为 2 年/次，产生废防渗材料约 0.75t/a，属于危险废物。作业结束后集中收集，由持有危险废物经营许可证的单位接收处置。

表 3.3-15 主要固体废物及治理措施一览表

序号	污染源名称	固废类别	处置措施	排放量(t/a)
1	井下作业废液	一般工业固体废物	罐装拉运至塔河油田绿色环保站处理	全部妥善处置或综合利用，不外排
2	落地油	危险废物(HW08 071-001-08)	桶装收集后，由有危废处置资质单位接收处置	
3	废防渗材料	危险废物(HW08 900-249-08)		

3.3.3.5 运营期污染物排放情况汇总

本项目运营期污染物排放情况见表 3.3-16。

表 3.3-16 运营期污染物排放汇总

项目	污染源	主要污染物	产生量	排放量	排放去向
废气	无组织排放	非甲烷总烃	0.195t/a	0.195t/a	大气
		硫化氢	0.01t/a	0.01t/a	大气
	温室气体	CH ₄	0.87t	0.87t	大气
废水	采出水	石油类、SS 等	2100m ³ /a	0	采出水进入雅克拉集气处理站采出水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注油层。
	井下作业废水	井下作业废水量	114.06t	0	井下作业废水进入塔河油田绿色环保站含油污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注油层
		石油类	0.21t	0	
		SS	1.05t	0	
废压裂返排液	石油类	179.91m ³ /a	0	进入塔河油田绿色环保站含油污水处理系统处理达	

	废酸化返排液	石油类	39.84m ³ /a	0	到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注油层
	废洗井液	石油类	37.935t/a	0	
固体废物	落地油	石油类	0.3t/a	0	委托持有危险废物经营许可证的单位
	废防渗材料	石油类	0.75t/a	0	
	井下作业废液	压裂液、酸化液、洗井液	257.7m ³ /a	0	送至塔河油田绿色环保站处理

3.3.4 退役期污染源及其防治措施

退役期废气污染源主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施；噪声污染源主要为车辆噪声，采取合理安排作业时间，控制车辆速度等措施；固废污染源主要为废弃管线、废弃建筑残渣等，均属于一般工业固体废物，废弃管线、废弃建筑残渣等收集后送塔河油田绿色环保站妥善处置。

3.3.5 污染物排放“三本账”

本项目为老区块滚动开发项目，建成前后污染物排放变化情况见表 3.3-17。

表 3.3-17 运营期主要污染物排放变化情况表 单位：t/a

类别	废气					废水	固废
	颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	非甲烷总烃	硫化氢		
现有工程排放量	1.8	0.26	12.38	90.23	0.10	0	0
本项目排放量	0	0	0	0.195	0.01	0	0
以新带老削减量	0	0	0	0	0	0	0
本项目实施后排放量	1.8	0.26	12.38	90.425	0.11	0	0
本项目实施后增减量	0	0	0	+0.195	+0.01	0	0

3.4 清洁生产分析

3.4.1 清洁水平分析

3.4.1.1 工艺技术与装备清洁生产分析

(1) 钻井工艺与装备

①钻采方案的设计技术先进、实用成熟，具有良好的可操作性。井身结构设计能够满足开发和钻井作业的要求；科学地进行了钻井参数设计；钻井设备和泥

浆泵均能够保证安全施工的需要。

②钻井过程中，选用无铬的无毒、无害、无污染或少污染的原材料和化学处理剂，井场采用“钻井废弃物不落地达标处理技术”，最大限度减少污染物排放量。

③完井后，井场废物进行全部清理、回收处理，恢复原地貌，做到“工完、料尽、场地清”。

④优化水泥浆设计和注水泥浆工艺，以保证良好的水泥胶结和水层的隔离，防止固井中水泥浆的漏失，有效地防止对地下水的污染。

(2) 采油（气）、集输工艺技术与装备

①机泵均采用高效、节能的新产品，提高了电能的利用率。

②对输送或储存热介质的管线和设备保温，减少了热能损失。

③采用先进可靠的自动控制系统技术，提高生产运行参数的准确性。

④工艺过程为全密闭式，除站场加热炉和无组织排放外，各区块基本没有大气污染物排放。

⑤采用高效节能设备、材料和密封性好的阀门，集输管道采用内防腐层和阴极保护技术，提高设备利用率和安全性，充分减少伴生气在管线中的损失。

⑥采用已在国内外油气田得到广泛应用的 SCADA 监控与数据采集系统，完成整个作业区生产数据采集、管理、分析处理等工作。

⑦计量站控制系统采用远程终端测控单元（RTU）；计量转油站控制系统采用可编程控制器（PLC）；集中处理站控制系统采用分散控制系统（DCS）。作业区信息中心完成油田生产数据采集、数据管理、数据分析处理等工作。

3.4.1.2 资源能源利用

本项目设计在以下几个方面采取节能措施：

(1) 机泵均采用高效、节能的新产品，提高了电能的利用率。

(2) 对输送或储存热介质的管线和设备保温，减少了热能损失。

(3) 采用先进可靠的自动控制技术，提高生产运行参数的准确性。

(4) 工艺过程为全密闭式，没有油气排出。

(5) 选用低损耗变压器，以降低电能损失。

(6) 利用油田自产的伴生气作为生产、生活区的燃料，节省其他能源的消

耗。

3.4.1.3 产品指标分析

本项目产品主要为原油和伴生气，伴生气属于清洁能源，在使用过程中污染物产生量少。

3.4.1.4 污染物产生指标分析

(1) 废水

钻井过程采用“钻井废弃物不落地达标处理技术”，钻井废水循环利用，不外排。油藏采出水是油田开发过程中的主要废水，本项目区块的采出液集中到雅克拉集气处理站污水处理系统处理后用于回注。井下作业产生的废液、废水和废油，严格按照中石化西北油田分公司的要求，带罐作业，最终运送至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站处理，处理后回注油层。

(2) 废气

该工程采用密闭集输流程工艺方案，使烃类泄漏控制在较低的水平之内。供热设备选用高效节能的全自动燃气加热炉，使用的燃料为伴生气，属清洁燃料，可有效地控制大气污染物排放量。

(3) 固体废物

对开发过程中的试油、修井、洗井、压裂及其他作业，通过加强管理可防止和减小井喷事故的发生及污染物泄漏，严格控制落地油的排放量，使落地油产生量为零。钻井过程采用“钻井废弃物不落地达标处理技术”，钻井泥浆和水做到闭路循环使用。生产过程中落地原油、油泥（砂）等固体废物运往塔河油田绿色环保站处理。

(4) 噪声

除各种钻机、发电机采取消音措施，将噪声较大的发电机等布置在有隔声墙、吸音壁的房间内外，站场机泵选用变频调速装置，避免了无谓的电力消耗，抽油机采用永磁电机配变频调速装置，提高功率因素，减少噪声。

(5) 生态保护及水土保持措施

本项目在井场选址、建设和管线的选线、敷设过程中，尽可能地选在植被较为稀少的荒地上，最大限度地避开珍惜保护植被。严格遵守各项规程、规范、施

工时限和范围，施工结束后立即对地表等环境景观进行恢复，使油田开发与生态环境保护协调发展。通过以上技术方案及措施的运用，可有效减少生产过程中污染物的排放和对环境的影响，符合清洁生产要求。

3.4.1.5 废物回收利用指标分析

本项目为达到节能增效、综合利用的目的，钻井过程中完善并加强了废液的循环利用系统，加强作业废液的处理和综合利用。

(1) 钻井过程采用“钻井废弃物不落地达标处理技术”，对于废弃物尽可能回收利用。

(2) 废机油、洗件油及其他油品全部回收利用。

(3) 钻井完井后，井筒替出泥浆排入泥浆池统一回收处理。

(4) 井场用水实行管制冲洗砂样在容器中进行，机泵冷却水循环利用，且冲洗设备不用清水。

(5) 选用操作灵活、密封性能好的阀门，减少天然的漏损量。

(6) 采用节能型电气设备，如节能型变压器和高效节能灯具等。

(7) 备用发电机组选用先进、节能的发电机组，减少能耗。

(8) 合理提高用电设备功率因数，合理选择电动机、变压器容量，降低电能损耗。

3.4.1.6 环境管理要求

在油气开发的生产管理过程中，建立健全各项规章制度，以法规、行政、经济等手段，规范油田生产行为，对钻井生产、井下作业、施工方案、作业工序等方面提出明确的污染防治措施和规定，使钻井队、作业队实施清洁生产有法可依、有章可循，规范企业及职工的生产行为。

(1) 把环保工作纳入企业生产管理之中，建立健全雅克拉凝析气田开发生产、防治污染的一系列环保规章制度，层层落实环保目标责任制，坚持环保指标考核，推行清洁生产，重视环保宣传教育和培训，依靠广大职工搞好污染防治，清洁生产工作。

(2) 在治理方法上从提高对原材料和资源的利用率入手，采用清洁生产工艺，在生产过程中控制污染物的产生，达到控制与削减污染物排放总量的目的。

(3) 钻井生产施工过程中, 防止泥浆、污水外溢, 发生外溢时及时清理, 并恢复原貌。泥浆药品按照标准化管理规定妥善存放, 如在装卸中发生失散及时清理回收。

(4) 在雨季和汛期, 加强对井场泥浆池的容量和围堤高度的设计与施工, 使其在雨季和汛期防止外溢有足够的保证。

(5) 井下作业积极推行无污染作业法, 采油过程中加强生产管理, 对单井管线、输气管线及井口装置定期进行检查和维修, 减少或杜绝生产过程中跑、冒、滴、漏现象的发生。本项目将与清洁生产同步规划、同步实施、同步发展, 达到污染控制、节约能源、降低能耗与生产技术相结合, 采用国内外最先进技术, 推行清洁生产综合利用, 尽可能充分利用资源、能源、减少或消除污染物的产生, 使废弃物在生产过程中转化为可利用资源, 消除污染。同时在污染治理上水污染防治以节水和污水资源化为核心; 大气污染防治以节能为核心; 防治固体废物污染以减量化和资源化为核心。

另外, 本项目在污染防治战略上, 从侧重污染末端治理逐步转化为生产全过程控制; 在污染物排放控制上, 由重浓度控制转变为浓度控制与总量控制相结合; 在污染治理上, 由重分散的点源治理转变为分散治理与集中控制相结合。

3.4.2 清洁生产结论

本项目新增的 3 口油井位于雅克拉采气厂管辖范围内, 从设计角度充分考虑了清洁生产的要求, 注重从源头控制污染物的产生, 充分利用了能源和资源。在生产工艺方面, 采用了目前国内先进技术, 符合目前油田开发的一般清洁生产要求, 可以达到清洁生产先进水平。本评价参照《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系》(试行) 中的石油天然气开采业有关的清洁生产水平技术指标进行对比分析, 以此来说明本项目的清洁生产水平。

(1) 评价指标体系

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

① 评价依据

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

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

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

——定量评价指标体系的评价基准值代表了行业清洁生产的平均先进水平。

——在定性评价指标体系中，衡量该项指标是否贯彻执行国家有关政策、法规的情况，按“是”、“否”或完成程度两种选择来评定

②权重分值

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

③评价指标

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

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

不同类型油气勘探开发企业清洁生产评价指标体系的各评价指标、评价基准值和权重值见表 3.4-1、表 3.4-2 及表 3.4-3。

表 3.4-1 钻井作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标

一级指标	权重值	二级指标	单位	权重 分值	评价基准 值	估算值	得分
(1) 资源和能源消耗指标	30	占地面积	hm ²	15	符合行业标准要求	2.9935	15
		新鲜水消耗	t/100m 标准进尺	15	≤25	≤30	5
(2) 生产技术特征指标	5	固井质量合格率	%	5	≥95	100%	5
(3) 资源综合利用指标	30	钻井液循环率	井深 2000m 以下	10	≥40%		
			井深 2000-3000m		≥50%		
			井深 3000 以上		≥60%	95%	10
		柴油机效率	%	10	≥80%	90%	10
		污油回收率	%	10	≥90%	100%	10
(4) 污染物指标	35	钻井废水产生量	t/100m 标准进尺	10	甲类区: ≤30; 乙类区: ≤35	≤15	10
		废弃钻井液产生量	m ³ /100m 标准进尺	10	≤10	≤15	5
		石油类	mg/L	5	≤10	≤10	5
		COD	mg/L	5	甲类区: ≤100; 乙类区: ≤150	≤150	5
		柴油机烟气排放浓度	-	5	符合排放标准要求	符合	5
定性指标							
一级指标	权重值	二级指标		指标分值	本项目		
(1) 资源和能源消耗指标	15	钻井液毒性	可生物降解或无毒钻井液	10	10		
		柴油消耗	具有节油措施	5	5		
(2) 生产技术特征指标	30	钻井设备	国内领先	5	5		
		压力平衡技术	具备欠平衡技术	5	5		
		钻井液收集设施	配有收集设施, 且使钻井液不落地	5	5		
		固控设备	配备振动筛、除气器、除泥器、除砂器、离心机等固控设备	5	5		
		井控措施	具备	5	5		

		有无防噪措施	有	5	5
(3) 管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系		10	10
		开展清洁生产审核, 并通过验收		20	20
		制定节能减排工作计划		5	5
(4) 贯彻执行环境保护法规符合性	20	废弃钻井泥浆处置措施满足法规要求		10	10
		污染物排放总量控制与减排措施情况		5	5
		满足其他法律法规要求		5	5

表 3.4-2 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本项目	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	得分
(1) 资源和能源消耗指标	30	作业液消耗	m ³ /井次	10	≤5	76.04	0
		新鲜水消耗	m ³ /井次	10	≤5	5	10
		单位能耗		10	行业基本水平	基本符合	10
(2) 生产技术特征指标	20	压裂放喷返排入罐率	%	20	100	100%	20
(3) 资源综合利用指标	20	落地原油回收利用率	%	10	100	100%	10
		生产过程排出物利用率	%	10	100	98%	8
(4) 污染物产生指标	20	作业废液量	m ³ /井次	10	≤5	76.04	0
		石油类	mg/L	5	甲类区: ≤10; 乙类区: ≤50	50	0
		COD	mg/L	5	甲类区: ≤100; 乙类区: ≤150	≤150	5
		含油污泥	kg/井次	5	甲类区: ≤50; 乙类区: ≤70	0.01	5
		一般固体废物(生活垃圾)	kg/井次	5		0.9	5
定性指标							
一级指标	权重值	二级指标		指标分值	本项目		
(1) 生产工艺及设备要求	40	防喷措施	具备	5	5		
		地面管线防刺防漏措施	按标准试压	5	5		
		防溢设备(防溢池设置)	具备	5	5		
		防渗范围	废水、使用液、原油等可能落地处	5	5		
		作业废液污染控制措施	集中回收处理	10	8		
		防止落地原油产生措施	具备原油回收设施	10	10		

(2)管理体系建设及清洁生产审核	40	建立 HSE 管理体系并通过认证	15	15
		开展清洁生产审核	20	20
		制定节能减排工作计划	5	5
(3)贯彻执行环境保护法规符合性	20	满足其他法律法规要求	20	20

表 3.4-3 采油（气）作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标								
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	清洁生产审核		
						实际值	得分	
(1) 资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 天然气	30	天然气: ≤50	0.5	30	
(2) 资源综合利用指标	30	余热余能利用率	%	10	≥60	0	0	
		油井伴生气回收利用率	%	10	≥80	100	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	60	0	
		COD	mg/L	5	乙类区: ≤150	5000	0	
		落地原油回收率	%	10	100	100	10	
		采油废水回用率	%	10	≥60	90	10	
		油井伴生气外排率	%	10	≤20	0	10	
		采油废水有效利用率	%	10	≥80	80	10	
定性指标								
一级指标	指标分值	二级指标				指标分值	清洁生产审核得分	
(1) 生产工艺及设备要求	45	井筒质量		井筒设施完好		5	5	
		采气	采气过程醇回收设施	10	采油	套管气回收装置	10	10
			天然气净化设施先进、净化效率高	20		防止落地原油产生措施	10	10
		采油方式		采油方式经过综合评价确定		10	10	
		集输流程		全密闭流程,并具有轻烃回收装置		10	10	
(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	10	
		开展清洁生产审核,并通过验收				20	20	
		制定节能减排工作计划				5	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	5	
		建设项目环境影响评价制度执行情况				5	5	
		老污染源限期治理项目完成情况				5	5	
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况				5	5	

(2) 评价指标体系计算

①定量评价指标的考核评分计算

定量评价考核总分值的计算公式为：

$$P1 = \sum_{i=1}^n S_i K_i$$

式中：

P1——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。

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：

$$P2 = \sum_{i=1}^N F_i$$

式中：

P2——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

综合评价指数计算公式为：

$$P = 0.6P1 + 0.4P2$$

式中：

P——清洁生产综合评价指数；

P1——定量评价指标考核总分值；

P2——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数见表 3.4-4。

表 3.4-4 石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

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

由表 3.4-2、表 3.4-3 及表 3.4-4 计算得出：本项目综合评价指数得分 92 分，介于 $75 \leq P < 90$ 之间，属于清洁生产企业。

3.5 污染物排放总量控制

3.5.1 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。

3.5.2 污染物总量控制因子

本项目运营期主要废气污染物为油气开采、集输过程无组织挥发的非甲烷总烃和 H_2S 。

本项目运营期废水不对外排放。

建议本项目控制指标：非甲烷总烃。

3.5.3 总量控制建议指标

根据工程分析可知，本项目运营期无组织非甲烷总烃排放量为：0.195t/a。因此建议本项目总量控制指标为：无组织非甲烷总烃 0.195t/a。

3.6 选址、选线合理性分析

本项目组成包括新钻井 3 口，新建集输管道 8.15km，以及配套的供配电、自控、通信等工程，本项目区全部位于公益林区，无法避让。根据现场调查和资料搜集，工程区内不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园等自然保护地，不涉及生态保护红线。

（1）井场选址分析

本项目钻井 3 口井井场占地土地类型主要为其他草地和灌木林地。由于资源开发工程具有特定地域的特殊性，因此本项目从选址分析，整体上具有唯一性。建设单位需要在施工前根据相关要求，办理临时占地手续并进行征地补偿。

（2）管线选线合理性分析

本项目新建集输管道 8.15km。工程区地势平坦，没有不良工程地质区；远

离河流无洪水威胁，远离人群居住区，管道临时占用其他草地和灌木林地。工程区内不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园等自然保护地，不涉及生态保护红线。本项目均在公益林区，无避让条件，但区域植被覆盖度较低，管线可尽量避开植被茂盛区域，本次环评提出合理优化油气集输管线选线，避免选在植被茂密区域，尽可能依托现有油田道路进行管沟开挖，减少对原生地表植被的破坏。严格界定施工活动范围，尽可能缩小施工作业带宽度。本项目不存在环境制约地域和因素，项目选址选线基本合理。

3.7 与相关法律法规、规划符合性分析

3.7.1 与国家产业政策协调性分析

本项目位于国土资源部批准的雅克拉凝析气田开采区域内，有助于推进雅克拉凝析气田的油气开发，加大油气开发力度。石油天然气开发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）》（2021 年修改），将“石油、天然气勘探及开采”列入“鼓励类”项目。因此，本项目的建设符合国家的相关政策。

3.7.2 与相关政策、法规符合性分析

本项目属于西北油田分公司石油天然气开发项目，相关的政策、法规有：《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》《石油天然气开采业污染防治技术政策》《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《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）《国家级公益林管理办法》、《建设项目使用林地审核审批管理办法》、《新疆维吾尔自治区国家级公益林管护办法》等，符合性见表 3.7-1。由表 3.7-1 分析可知，工程建设符合上述油气开采政策法规的相关规定。

表 3.7-1 与相关的政策、法规符合性分析

文件名称	文件要求	实际建设情况	符合性
《石油天然气开采业污染防治技术政策》	要遏制重大、杜绝特别重大环境污染和生态破坏事故的发生。要逐步实现对行业排放的石油类污染物进行总量控制。	本项目运营期废水主要为采出水和井下作业废水。采出水随采出液一起进入雅克拉集气处理站处理达标后回注地层；井下作业废水采用专用废	符合

策》		水回收罐收集,酸碱中和后运至塔河油田绿色环保站处理,无石油类污染物排放。	
	油气田建设应总体规划,优化布局,整体开发,减少占地和油气损失,实现油气和废物的集中收集、处理处置。	本项目位于雅克拉凝析气田,采用单井密闭集输方式,油气依托已建的雅克拉集气处理站。	符合
	在油气集输过程中,应采用密闭流程,减少烃类气体排放。	本项目油气集输过程为密闭流程。	符合
	在油气开发过程中,应采取措施减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复。	本评价已提出生态环境影响减缓措施。	符合
	位于湿地自然保护区和鸟类迁徙通道上的油田、油井,若有较大的生态影响,应将电线、采油管线地下敷设。在油田作业区,应采取措施,保护零散自然湿地。	本项目不涉及湿地自然保护区和鸟类迁徙通道,集输管线采用埋地敷设。	符合
	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。	本项目运营期采出水随采出液一起进入雅克拉集气处理站处理达标后回注地层;井下作业废水采用专用废水回收罐收集,酸碱中和后运至塔河油田绿色环保站处理。	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》	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。	本项目不涉及水源涵养区、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。	符合
	煤炭、石油、天然气开发单位应当制定生态保护和恢复治理方案,并予以实施。生态保护和恢复治理方案内容应当向社会公布,接受社会监督。	本项目已提出生态保护和生态恢复治理方案,并要求油田公司进行公示和接受社会监督。	符合
	开发单位应当对污染物排放及对周围环境的影响进行环境监测,接受环境保护主管部门的指导,并向社会公布监测情况。	本评价已制定监测方案。	符合
	煤炭、石油、天然气开发单位应当使用先进技术、工艺和设备,实行清洁生产。禁止使用国家和自治区明令淘汰的技术、工艺和设备。	本项目集输过程采用先进技术、工艺和设备。	符合
	散落油和油水混合液等含油污染物应当回收处理,不得掩埋。	本项目运行营期固体废物为落地油和废防渗材料,分别桶装收集后委托持有危险废物经营许可证的单位接收处理。	符合
	煤炭、石油、天然气开发单位应当加强	本项目运行营期固体废物为落地油	符合

	危险废物的管理。危险废物的收集、贮存、运输、处置，必须符合国家 and 自治区有关规定；不具备处置、利用条件的，应当送交有资质的单位处置。煤炭、石油、天然气开发单位堆放、储存煤渣、含油固体废弃物和其他有毒有害物，应当采取措施防止污染大气、土壤、水体	和废防渗材料，分别桶装收集后委托持有危险废物经营许可证的单位接收处理。	
新疆维吾尔自治区	第三十七条规定：各级人民政府应当加强对建设工程施工、矿产资源开采、物料运输的扬尘和沙尘污染的治理，保持道路清洁、控制料堆和渣土堆放，科学合理扩大绿地、水面、湿地、地面铺装和防风固沙绿化面积，防治扬尘污染。	本项目施工期通过洒水抑尘等措施减少扬尘产生量。	符合
大气污染防治条例	第四十四条 矿山开采产生的废石、废渣、泥土等应当堆放到专门存放地，并采取围挡、设置防尘网或者防尘布等防尘措施；施工便道应当硬化。	本项目施工土方全部用于回填管沟及场地平整；施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至周边有资质的工业固废填埋场合规处置；退役期地面设施拆除、井场清理等工作中产生的废弃建筑残渣等收集后周边有资质的工业固废填埋场合规处置。	符合
《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》（环办环评函〔2019〕910号）、转发《关于进一步加强石油	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。未确定产能建设规模的陆地油气开采新区块，建设勘探井应当依法编制环境影响报告表。海洋油气勘探工程应当填报环境影响登记表并进行备案。确定产能建设规模后，原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的，可以纳入区块环评。	本项目以区块为单位开展环评，在报告中对工程施工期、运营期环境影响和环境风险进行了分析，并提出有效的环境保护措施、污染防治措施和环境风险防范措施，并分析了依托工程可行性和有效性；同时对现有工程也进行了回顾性评价，对相关生态环境问题提出有效防治措施。	符合
天然气行业环境影响评价管理的通知》（新环评价发〔2020〕142	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。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应	本项目属于涉及塔里木流域水土流失重点治理区的石油和天然气开采项目，开展区块环评。本次环评对现有工程进行了影响回顾评价，并对存在的环境问题提出整改措施。	

号)	当论证其可行性和有效性。		
	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。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。建设项目环评文件中应当包含钻井液、压裂液中重金属等有毒有害物质的相关信息，涉及商业秘密、技术秘密等情形的除外。	项目运营期产生的采出水在雅克拉集气处理站处理达标后回注油层，不向外环境排放，回注水执行《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的有关标准。	符合
	涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应当采用先进高效硫磺回收工艺，减少二氧化硫排放。井场加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备，应当优先使用清洁燃料，废气排放应当满足国家和地方大气污染物排放标准要求。	本项目不属于高含硫油井，本项目不包含天然气净化厂。井场加热采用电加热	符合
	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。鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》（2017 年 10 月 1 日）要求评价。	本项目钻井采用泥浆不落地系统，钻井期钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，分离后的固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求后用于铺垫油区内的井场、道路等，一次处理后检测不合格，现场进行二次处理，达标后用于铺垫油区内的井场、道路等。	符合
	未确定产能建设规模的陆地油气开采新区块，建设勘探井应当依法编制环境影响报告表。海洋油气勘探工程应当填报环境影响登记表并进行备案。确定产	生态环境部环境影响评价与排放管理司有关负责人就《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》答记者问中提到：“《通知》	符合

	<p>能建设规模后，原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的，可以纳入区块环评。自 2021 年 1 月 1 日起，原则上不以单井形式开展环评。过渡期间，项目建设单位可以根据实际情况，报批区块环评或单井环评。在本通知印发前已经取得环评批复、不在海洋生态环境敏感区内、未纳入油气开采区块产能建设项目环评且排污量未超出原环评批复排放总量的海洋油气开发工程调整井项目，实施环境影响登记表备案管理。</p>	<p>未对区块大小和界定原则作出统一规定。政策施行后，企业可以根据生产或管理需要、按照油（气）藏分布情况等，自行确定开展环评的区块范围和包括的建设内容。本项目由西北油田分公司单独立项，单独编制设计方案，确定了本项目的开发范围和建设内容。根据油田公司反馈，为维持雅克拉凝析气田区块生产能力，保障区域整体开发效益，建设单位委托天合公司开展本次环评。在报告中对工程施工期、运营期环境影响和环境风险进行了分析，并提出有效的环境保护措施、污染防治措施和环境风险防范措施，并分析了依托工程可行性和有效性；同时对现有工程也进行了回顾性评价，对相关生态环境问题提出有效防治措施。</p> <p>本项目部署了 3 口井，新建 3 座标准化井场，新建集输管线 8.15km，配套建设电气、自控、通信、防腐、消防等工程。本项目是以雅克拉凝析气田为背景进行的环境影响评价，属于区块环评。</p>	
<p>《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）</p>	<p>施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁能源，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施。</p>	<p>本项目施工周期较短，报告中已提出施工过程中严格控制作业带，减少施工占地的措施，要求施工结束后及时进行恢复清理，落实报告中提出的生态保护措施，避免对区域生态环境造成影响。</p>	<p>符合</p>
	<p>涉及自然保护地和生态保护红线的，应当说明工程实施的合法合规性和对自然生态系统、主要保护对象等的实际影响，接受生态环境主管部门依法监管。</p>	<p>本项目不涉及生态保护红线区。</p>	<p>符合</p>
	<p>油气企业应按照企事业单位环境信息公开办法、环境影响评价公众参与办法等有关要求，主动公开油气开采项目环境信息，保障公众的知情权、参与权、表达权和监督权。各级生态环境主管部门应当按要求做好环评审批、监督执法</p>	<p>建设单位作为责任主体，按照《环境影响评价公众参与办法》（2019 年 1 月 1 日）等相关规定，开展了本项目信息公示和公众意见调查等工作，公示期间未收到公众反馈意见。</p>	<p>符合</p>

	等有关工作的信息公开。		
转发《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》的通知（新环评价发〔2020〕142号）	请各有关单位加快推进油气发展（开发）相关规划编制，并依法开展规划环境影响评价工作。对已经批准的油气发展（开发）规划在实施范围、适用期限、规模、结构和布局等方面进行重大调整或修订的，应当依法重新或补充进行环境影响评价。油气开发规划实施满5年的应当及时开展规划环境影响跟踪评价。	西北油田分公司已编制西北油田分公司“十四五”规划，并委托河北省众联能源环保科技有限公司编制完成《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划环境影响报告书》，并于2022年7月25日取得审查意见（新环审〔2022〕147号）。	符合
	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）。未确定产能建设规模的陆地油气开采新区块，建设勘探井应当依法编制环境影响报告表。确定产能建设规模后，原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的，可以纳入区块环评。 2021年1月1日起，原则上不以单井形式开展环评。过渡期间，项目建设单位可以根据实际情况，报批区块环评或单井环评。	本项目以S8井区为单位开展环评，在报告中对项目施工期、运营期环境影响和环境风险进行了分析，并提出有效的环境保护措施、污染防治措施和环境风险防范措施，并分析了依托工程可行性和有效性；同时对现有项目也进行了回顾性评价，对相关生态环境问题提出有效防治措施。	符合
《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）	因矿制宜选择开采工艺和装备，符合清洁生产要求。应贯彻“边开采，边治理，边恢复”的原则，及时治理恢复矿区地质环境，复垦矿区压占和损毁土地。	项目提出施工期结束后，恢复井场周边及管线临时占地。	符合
	应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理确定开发方案，选择与油气藏类型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。	本项目开发方案设计考虑了雅克拉凝析气田油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，所选用的技术和工艺均成熟、先进。	符合
	集约节约利用土地资源，土地利用符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模	项目井场、管线永久占地和临时占地规模均从土地资源节约方面考虑，尽可能缩小占地面积和作业带宽度	符合
《新疆维吾尔自治区环境保护条例》	建设单位对水利、交通、电力、化工、冶金、轻工、核与辐射和矿产资源开发等施工周期长、生态环境影响大的建设项目，以及环境影响评价批复文件要求开展环境监理的建设项目，应当自行或者委托具备相应技术条件的机构依法实施环境监理。	本项目为油气开发项目，为了全面控制和减缓项目造成的环境影响，在建设过程中应在实施工程监理的同时开展环境监理。	符合

《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》	对于受理的涉及沙区的建设项目环评文件,严格按照《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2011)要求,强化建设项目的环境可行性、环境影响分析预测评估的可靠性和防沙治沙生态环境保护措施的可行性、有效性评估。	本项目同步制定并落实生态保护和修复方案;综合考虑了防沙治沙等相关要求;本项目已提出一系列生态环境保护措施。	符合
《关于规范临时用地管理的通知》(自然资源规(2021)2号)	县(市)自然资源主管部门负责临时用地审批,其中涉及占用耕地和永久基本农田的,由市级或者市级以上自然资源主管部门负责审批。不得下放临时用地审批权或者委托相关部门行使审批权。城镇开发边界内使用临时用地的,可以一并申请临时建设用地规划许可和临时用地审批,具备条件的还可以同时申请临时建设工程规划许可,一并出具相关批准文件。油气资源探采合一开发涉及的钻井及配套设施建设用地,可先以临时用地方式批准使用,勘探结束转入生产使用的,办理建设用地审批手续;不转入生产的,油气企业应当完成土地复垦,按期归还。	项目施工过程中严格控制施工占地,井场建设和管线敷设完成后,采取措施及时恢复临时占地,尽可能减少对区域生态环境的影响。	符合
《关于加强历史遗留废弃磺化泥浆规范化环境管理的通知》(新环固体函(2022)675号)	历史遗留废弃磺化泥浆可由具备相应能力的危险废物集中处置设施,或专业废弃磺化泥浆集中处置设施进行规范化处置;历史遗留磺化泥浆采取填埋方式进行处置的,需开展危险废物鉴别,根据鉴别结论按照《危险废物填埋污染控制标准》(GB18598-2019)或《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB 18599-2020)要求开展填埋处置;综合利用历史遗留废弃磺化泥浆的,应满足《固体废物再生利用污染防治技术导则》(HJ1091-2020)等相关要求。 历史遗留废弃磺化泥浆经鉴别属于危险废物的,应严格按照危险废物全过程管理。新产生的废弃磺化泥浆按照项目现有环评文件和批复要求进行管理,无相关要求的参照第一条执行。国家有新规定新要求时按照新规定新要求执行。	本项目新建及现有井场均不涉及历史遗留废弃磺化泥浆;本项目钻井工程产生的磺化泥浆在井口采用“振动筛+除砂器+处理器+离心分离机”工艺分离出岩屑和泥浆,磺化岩屑在井场使用无害化处理装置进行就地无害化处理,固相经检测各污染物满足《油气田钻井固体废物综合利用污染物控制要求》(DB65/T3997-2017)中的相关限值要求后用于铺垫油区内的井场、道路等,一次处理后检测不合格,现场进行二次处理,达标后用于铺垫油区内的井场、道路等。	符合
《关于建设项目主	严格落实污染物排放总量控制制度,把主要污染物排放总量指标作为建设项	本项目不涉及总量控制指标。	符合

<p>要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法的通知》</p>	<p>目环境影响评价审批的前置条件。排放主要污染物的建设项目，在环境影响评价文件（以下简称环评文件）审批前，须取得主要污染物排放总量指标。</p>		
<p>《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划》</p>	<p>雅克拉凝析气田持续开展技改增效、系统配套、节能和隐患治理工作。</p>	<p>本项目实施后，可有效增加开采效率，保证区域开采系统稳定运行。</p>	<p>符合</p>
<p>《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划环境影响报告书》及审查意见（新环审〔2022〕147号）</p>	<p>（一）严守生态保护红线，加强空间管控。坚持以习近平生态文明思想为指导，严守生态保护红线，严格维护区域主导生态功能，积极推动绿色发展，促进人与自然和谐共生。主动对接国土空间规划，进一步做好与“三线一单”生态环境分区管控方案、主体功能区划、生态功能区划等有关要求的有序衔接和细化分解，严格落实各项生态环境保护要求，协同推进石油天然气开发和生态环境保护相协调，切实维护区域生态系统的完整性和稳定性。</p>	<p>本项目不在生态保护红线范围内；本项目符合新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案、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及阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案相关要求；本项目严格落实生态保护措施要求，与生态环境保护相协调，切实维护了区域生态系统的完整性和稳定性。</p>	<p>符合</p>
<p>《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划环境影响报告书》及审查意见（新环审〔2022〕147号）</p>	<p>（二）合理确定开发方案，优化开发布局。根据区域主体功能定位，结合区域资源环境特征、生态保护红线等相关管控要求，依据生态环境影响评价结果，进一步优化石油天然气开采规模、开发布局和建设时序。总结石油天然气开发过程对生态环境影响和保护经验，及时进行优化调整。</p>	<p>本项目符合西北油田分公司整体开发方案布局，项目建设进一步优化了石油天然气开采规模、开发布局和建设时序，及时对生态环境保护措施进行了优化调整。</p>	<p>符合</p>
<p>《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划环境影响报告书》及审查意见（新环审〔2022〕147号）</p>	<p>（三）严格生态环境保护，强化各类污染防治。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平。油气开采、输送、储存、净化等过程及非正常工况应加强挥发性有机物等污染物排放控制，确保满足区域环境空气质量要求。加强开采废水污染控制，涉及回注的应经处理满足</p>	<p>本项目废气主要为井场燃烧废气和无组织废气，采取密闭集输，定期巡检措施；废水主要为采出水及井下作业废水，采出水随采出液经集输管线输送至雅克拉集气处理站处理，达标后回注地层，井下作业废水采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至塔河油田绿色环保站处理，废水均不向外环境排放；固废主要为落地油、废</p>	<p>符合</p>

	《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329)等相关标准要求,采取切实可行的地下水污染防治和监控措施,防止造成地下水污染。油气开采过程中产生的固体废物,应当遵循减量化、资源化、无害化原则,合规处置。加强伴生气、落地油、采出水等回收利用,提高综合利用水平。	防渗材料等,收集后委托持有危险废物经营许可证的单位接收处置。	
	(四)加强生态环境系统治理,维护生态安全。坚持节约优先、保护优先、自然恢复为主,统筹推进山水林田湖草沙一体化保护和系统治理,守住自然生态安全边界。严格控制油气田开发扰动范围,加大生态治理力度,结合油气开采绿色矿山建设等相关要求,落实各项生态环境保护措施,保障区域生态功能不退化。油气开发应同步制定并落实生态保护和修复方案,综合考虑防沙治沙等相关要求,因地制宜开展生态恢复治理工作。	本项目同步制定并落实生态保护和修复方案;综合考虑了防沙治沙等相关要求;本项目已提出一系列生态环境保护措施。	符合
	(五)加强油气开发事中事后环境管理。油气企业应切实落实生态环境保护主体责任,进一步健全生态环境管理和应急管理体系,确保各项生态环境保护和应急防控措施落实到位。建立环境空气、水环境、土壤环境、生态等监测体系,开展长期跟踪监测。根据监测结果,及时优化开发方案,并采取有效的生态环境保护措施。	本项目环境管理由雅克拉采气厂负责,本项目日常环境管理工作纳入雅克拉采气厂现有 QHSE 管理体系,并长期开展跟踪监测,根据监测结果及时优化开发方案并采取有效的生态环境保护措施。	符合
《国家级公益林管理办法》林资发〔2017〕34号	“一级国家级公益林原则上不得开展生产经营活动,严禁打枝、采脂、割漆、剥树皮、掘根等行为。国有一级国家级公益林,不得开展任何形式的生产经营活动。”第十三条规定“二级国家级公益林在不影响整体森林生态系统功能发挥的前提下,可以按照第十二条第三款相关技术规程的规定开展抚育和更新性质的采伐。在不破坏森林植被的前提下,可以合理利用其林地资源,适度开展林下种植养殖和森林游憩等非木质资源开发与利用,科学发展林下经济。”	本项目占用国家二级公益林及地方公益林,建设单位施工前根据《国家级公益林管理办法》的相关要求,根据施工进展情况,一次或者分批次经林业主管部门审批,办理占地手续后开工建设。施工完成后及时对占用临时进行恢复,符合《国家级公益林管理办法》中相关要求。	符合

《建设项目使用林地审核审批管理办法》林资规(2021)5号	“建设项目占用林地，经林业主管部门审核同意后，建设单位和个人应当依照法律法规的规定办理建设用地审批手续。建设项目需要使用林地的，用地单位或者个人应当向林地所在地的县级人民政府林业主管部门提出申请。公路、铁路、输电线路、油气管线和水利水电、航道建设项目临时占用林地的，可以根据施工进度情况，一次或者分批次由具有整体项目审批权限的人民政府林业主管部门审批临时占用林地。”	本项目占用国家二级公益林及地方公益林，建设单位施工前根据《国家级公益林管理办法》的相关要求，根据施工进度情况，一次或者分批次经林业主管部门审批，办理占地手续后方开工建设。施工完成后及时对占用临时进行恢复，符合《建设项目使用林地审核审批管理办法》中相关要求。	符合
《新疆维吾尔自治区国家级公益林管护办法》新林规(2021)3号	“勘查、开采矿藏和修建道路、水利、电力、通讯等工程需要占用征收国家级公益林地的，应当依法办理占用征收林地审核审批手续；占用征收国家级公益林地的单位，必须按国家和自治区相关规定缴纳相关费用。森林植被恢复费用于国家级公益林森林植被恢复，确保国家级公益林面积不减少”。	本项目占用国家二级公益林及地方公益林，建设单位施工前根据《国家级公益林管理办法》的相关要求，根据施工进度情况，一次或者分批次经林业主管部门审批，办理占地手续后方开工建设。施工完成后及时对占用临时进行恢复，符合《新疆维吾尔自治区国家级公益林管护办法》中相关要求。	符合

3.7.3 与相关规划协调性分析

根据评价区块的地理位置，项目区位于库车市和轮台县，所在地涉及的相关地方规划包括：《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》《新疆生态功能区划》《新疆生态环境保护“十四五”规划》等。本项目与上述相关规划的协调性分析结果参见表 3.7-2。由表 3.7-2 分析可知，工程建设符合上述规划。

表 3.7-2 本项目与相关规划的协调性分析

规划名称	规划要求	本项目	协调性
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	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。	本项目属于塔里木盆地能源资源勘查开发区。	符合
新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025 年）	塔里木能源资源勘查开发区内重点加强塘古坳陷、柯坪断隆带、库车凹陷、西南坳陷等新区新层系石油、天然气勘查，提供 5-8 个油气远景区，圈定 10-15 处油气区块，支撑塔河、塔中、和田、拜城—库车等大型油气田基地建设。	本项目属于已开发的雅克拉凝析气田范围内。	符合
《关于<新疆维吾尔自治区矿产资源	生态保护红线作为保障和维护区域生态安全的底线，应进一步优化	本项目属于塔里木能源资源勘查开发区，不在	符合

<p>总体规划 (2021-2025 年) 环境影响报告书> 的审查意见》(环审 (2022) 124 号)</p>	<p>矿业权设置和空间布局,依法依规对生态空间实施严格保护。与生态保护红线存在空间重叠的 6 个能源资源基地、24 个国家规划矿区、22 个重点勘查区、32 个重点开采区等,后续设置矿业权时,应进一步优化布局,确保满足生态保护红线管控要求。与大气环境优先保护区(自然保护区、森林公园、世界遗产地等)存在空间重叠的 90 个勘查规划区块、25 个开采规划区块,以及与水环境优先保护区存在空间重叠的 462 个勘查规划区块、153 个开采规划区块和与农用地优先保护区存在空间重叠的 28 个勘查规划区块、8 个开采规划区块等,后续设置矿业权时,应进一步优化布局、强化管控措施,确保满足生态环境分区管控及相关环境保护要求</p>	<p>生态保护红线范围内,属于库车市、轮台县一般管控单元,项目建设过程中以生态环境保护优先为原则,开发建设过程中严格执行相关法律、法规要求,严守生态环境质量底线,生态功能不会降低。</p>	
<p>新疆维吾尔自治区 主体功能区规划</p>	<p>《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》以《全国主体功能区规划》为依据,结合新疆实际编制的第一个国土空间开发规划,是战略性、基础性、约束性的规划。该规划将新疆国土空间划分为重点开发区域、限制开发区域和禁止开发区域三类主体功能区,按层级分为国家和自治区级两个层面。重点开发区域是指有一定经济基础,资源环境承载能力较强,发展潜力较大,集聚人口和经济条件较好,从而应该重点进行工业化城镇化开发的城市化地区,国家层面重点开发区域主要指天山北坡城市或城区以及县市城关镇和重要工业园区,自治区层面重点开发区域主要指点状分布的承载绿洲经济发展的县市城关镇和重要工业园区,共涉及 59 个县市。限制开发区域是指应该限制进行大规模高强度工业化与城镇化开发的农产品主产区和重点</p>	<p>本项目行政区隶属新疆库车市和轮台县管辖,项目所在区域属于限制开发区域,但项目区及周边以荒漠为主,项目占地不涉及农田以及自然保护区、重要水源地等需要特殊保护的区域。限制开发区域可在资源环境可承载范围内,发展优势产业或特色经济,项目区位于塔里木盆地北部油气构造的中心地区,油气开发已形成一定规模且开发前景良好。</p>	<p>符合</p>

	生态功能区，其中新疆国家级农产品主产区包括天山北坡主产区和天山南坡主产区，共涉及 23 个县市；新疆重点生态功能区包括 3 个国家级重点生态功能区（涉及 29 个县市）和 9 个自治区级重点生态功能区（涉及 24 个县市）。禁止开发区域是指依法设立的各级各类自然文化资源保护区，以及其他禁止进行工业化城镇化开发、需要特殊保护的重点生态功能区，其中国家层面禁止开发区域共 44 处，自治区级禁止开发区域共 63 处。		
新疆生态环境保护“十四五”规划	“坚决遏制“两高”项目盲目发展，严格执行能源、矿产资源开发自治区人民政府“一支笔”审批制度、环境保护“一票否决”制度，落实“三线一单”生态环境分区管控要求，守住生态保护红线、环境质量底线和资源利用上线，实施生态环境准入清单管控。”	本项目位于库车市和轮台县，不属于“两高”项目以及不符合产业准入标准和政策的落后项目，符合阿克苏地区生态环境分区管控要求。因此，本项目符合《新疆生态环境保护“十四五”规划》要求。	符合
阿克苏地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	石油天然气化工产业。深入推进油气体制改革，继续支持社会资本参与国家油气区块“招拍挂”工作并进入油气资源勘探领域，争取地区内拍卖区块资源全部实现就地转化利用，鼓励油气资源开采企业本地化注册。积极支持两大油田公司加大油气资源勘探开发力度，推动顺北、塔河主体、博孜—大北等区块油气开采取得重要成果，新增油气资源全部留用当地加工转化，加大地区天然气管网、储备和运营设施建设及互联互通工作，重点联通博孜、克深、英买力等气田至温宿产业园区及西部县（市）天然气管网，集中在温宿发展天然气化工产业，辐射至阿克苏市、柯坪县。	雅克拉凝析气田是塔里木盆地石油天然气勘探开发的主力区块之一，大部分位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市境内。	符合

	<p>以石化、化工等行业为重点，加快实施 VOCs 治理工程建设。石化、化工行业全面推进储罐改造，使用高效、低泄漏的浮盘和呼吸阀，推进低泄漏设备和管线组件的更换，中石化塔河炼化有限责任公司对火车装卸设施开展改造，新建油气回收装置和 VOCs 在线监控设施；中石油、中石化、中曼石油等针对储罐、装载、污水集输储存处置和生产工艺过程等环节建设适宜高效的 VOCs 治理设施，对采油作业区采出水罐、工艺池、卸油台、晾晒池等开展 VOCs 治理，加快更换装载方式</p>	<p>本项目运营期采取的废气污染防治措施可有效减少有组织废气、无组织非甲烷总烃和 H₂S 的排放，减轻对大气环境的影响。</p>	<p>符合</p>
<p>阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划</p>	<p>持续开展地下水环境状况调查评估，以傍河型地下水饮用水水源为重点，防范受污染河段对地下水造成污染。统筹区域地表水、地下水生态环境监管。加强化学品生产企业、工业聚集区、矿山开采区等污染源地表、地下协同防治与环境风险管控。划定地下水型饮用水水源补给区并强化保护措施，开展地下水污染防治重点区划定及污染风险管控。健全分级分类的地下水环境监测评价体系。实施水土环境风险协同防控。在地表水、地下水交互密切的典型地区开展污染综合防治试点。杜绝污水直接排水雨水管网，推进城镇污水管网全覆盖，落实土壤污染和地下水污染的协同防治，切实保障地下水生态环境安全</p>	<p>运营期产生的废水依托雅克拉集气处理站处理。废水均不向外环境排放；严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）“11.2.2 分区防控措施”相关要求，进行分区防渗；制定完善的地下水监测计划；切实保障地下水生态环境安全</p>	<p>符合</p>

	<p>加强油气资源开发集中区域土壤环境风险管控。以塔里木油田等油气资源开发强度较大地区为重点，开展油气资源开发区土壤环境质量专项调查，建立油气资源开发区土壤污染清单，对列入土壤污染清单中的区域，编制风险管控方案。加强油气田废弃物的无害化处理和资源化利用，开展油气资源开发区历史遗留污染场地治理，对历史遗留油泥坑进行专项排查，建立整治清单、制定治理与修复计划</p>	<p>本项目运行营期固体废物为落地油和废防渗材料，分别桶装收集后委托持有危险废物经营许可证的单位接收处理。</p>	<p>符合</p>
<p>巴音郭楞蒙古自治州生态环境“十四五”规划</p>	<p>促进大气污染物与温室气体协同控制。实施污染物和温室气体协同控制，实现减污降碳协同效应。强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制氢氟碳化物、甲烷、氧化亚氮等温室气体。加强节约能源与大气污染防治协同有效衔接，促进大气污染防治协同增效。</p> <p>加强重点行业 VOCs 协同控制。深入实施《自治州重点行业挥发性有机物综合治理方案》，切实推进重点行业 VOCs 污染治理。重点推进石化、化工、包装印刷、工业涂装等重点行业以及机动车、油品储运销等交通源 VOCs 污染防治，加强芳香烃、烯烃、炔烃、醛类等活性强的 VOCs 排放控制，持续削减重点企业 VOCs 排放量。建立健全以改善环境空气质量为核心的 VOCs 污染防治管理体系，加强石化、煤化工、表面处理、印刷、油气储罐等重点排放行业的精细化管控，持续实施 LARD 治理。强化新增污染物排放控制，推进 VOCs 与 NOx 等的协同减排，改善环境空气质</p>	<p>本项目运营期采取的废气污染防治措施可有效减少有组织废气、无组织非甲烷总烃和 H₂S 的排放，减轻对大气环境的影响。</p>	<p>符合</p>

	量。		
--	----	--	--

根据表 3.6-2 的分析，本项目与新疆的相关规划协调一致。

3.7.4 “三线一单”符合性分析

“三线一单”，是指生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和生态环境准入清单，是推进生态环境保护精细化管理、强化国土空间环境管控、推进绿色发展高质量发展的一项重要工作。

根据《关于印发〈新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案〉的通知》（新政发〔2021〕18号），将拟建工程与生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和生态环境准入清单相关要求对比分析，见表 3.7-3。

表 3.7-3 相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本项目	符合性	
《关于印发〈新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案〉的通知》（新政发〔2021〕18号）	生态保护红线	按照“生态功能不降低、面积不减少、性质不改变”的基本要求，对划定的生态保护红线实施严格管控，保障和维护国家生态安全的底线和生命线。	根据《新疆维吾尔自治区生态保护红线划定方案》，本项目选址不在生态保护红线范围内。	符合
	环境质量底线	全区水环境质量持续改善，受污染地表水体得到优先治理，饮用水安全保障水平持续提升，地下水超采得到严格控制，地下水水质保持稳定；全区环境空气质量有所提升，重污染天数持续减少，已达标城市环境空气质量保持稳定，未达标城市环境空气质量持续改善，沙尘影响严重地区做好防风固沙、生态环境保护修复等工作；全区土壤环境	本项目运营期产生的废水依托现有雅克拉集气处理站处理；本项目所在区域属于大气环境质量不达标区域，项目建设过程中将采取有效的防尘抑尘措施以及水土保持措施，本项目废气排放涉及 VOCs 排放，报告中已提出相应措	符合

		质量保持稳定，污染地块安全利用水平稳中有升，土壤环境风险得到进一步管控。	施；项目在正常状况下不会造成土壤环境质量恶化。	
	资源利用上线	强化节约集约利用，持续提升资源能源利用效率，水资源、土地资源、能源消耗等达到国家、自治区下达的总量和强度控制目标。加快区域低碳发展，积极推动乌鲁木齐市、昌吉市、伊宁市、和田市等 4 个国家级低碳试点城市发挥低碳试点示范和引领作用。	本项目生产过程中不用水，不会对区域水资源造成较大影响；油气田开发区，占地面积较小。	符合
	环境管控单元	自治区共划定 1323 个环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类，实施分类管控。以环境管控单元为基础，从空间布局约束、污染物排放管控、环境风险防控和资源利用效率四个方面严格环境准入。	本项目选址不在生态保护红线范围内，属于一般生态管控区。项目实施后通过采取有效的污染治理措施，不会对周围大气环境、水环境、声环境、土壤环境产生明显影响。	符合
《关于印发<阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案>的通知》（阿行署发〔2021〕81号）	生态保护红线	按照“生态功能不降低、面积不减少、性质不改变”的基本要求，对划定的生态保护红线实施严格管控，保障和维护地区生态安全的底线和生命线。	根据《新疆维吾尔自治区生态保护红线划定方案》，本项目选址不在生态保护红线范围内。	符合
	环境质量底线	水环境质量持续改善，河流水质优良断面比例保持稳定，饮用水安全保障水平提升，地下水水质保持良好；环境空气质量有所提升，重污染天数持续减少，持续做好防风固沙、生态环境保护修复等工作；土壤环境质量保持稳定，土壤环境风险得到进一步管控。	本项目运营期产生的废水依托雅克拉集气处理站处理；本项目所在区域属于大气环境质量不达标区域，项目建设过程中将采取有效的防尘抑尘措施以及水土保持措施，废气排放涉及 VOCs 和硫化氢排放，报告中已提出相应措施；项目在正常状况下不会造成土壤环境质量恶化。	符合
	资源利用上线	推进低碳发展，强化节约集约利用，持续提升资源能源利用效率，水资源、土地资源、能源消耗等达到自治区下达的总量和强度控制目标。	本项目生产过程中不用水，不会对区域水资源造成较大影响；项目选址位于雅克拉油气田，占地面积较小。	符合

	环境 管控 单元	阿克苏地区共划分 99 个环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元、一般管控单元三类，实施分类管控。以环境管控单元为基础，从空间布局约束、污染物排放管控、环境风险防控和资源利用效率四个方面严格生态环境准入。	本项目选址不在生态保护红线范围内，属于一般生态管控区。项目实施后通过采取有效的污染治理措施，不会对周围大气环境、水环境、声环境、土壤环境产生明显影响。	符合
	环境 管控 单元 准入 要 求 (库 车市 一般 管控 单元	<p>空间布局约束</p> <p>1.执行阿克苏地区总体管控要求中空间布局约束的要求。2.任何单位和个人不得擅自占用基本农田。禁止在基本农田内从事非农业生产的活动。除法律规定的重点建设项目选址确实无法避让外，其他任何建设不得占用。</p> <p>3.对违反资源环境法律法规、规划，污染环境、破坏生态、乱采滥挖的露天矿山，依法整治；对污染治理不规范的露天矿山，依法责令停产整治，对拒不停产或擅自恢复生产的依法强制关闭；对责任主体灭失的露天矿山，要加强修复绿化、减尘抑尘。4.严格控制在优先保护类耕地集中区域新建土壤环境监管重点行业项目。</p>	对照《产业结构调整指导目录（2019 年本）》（2021 年修改），本项目属于“鼓励类”项目，符合国家的产业政策；对照《市场准入负面清单》（2022 年版），本项目不属于禁止准入类项目；项目不占用基本农田，项目建设符合主体功能区规划、国民经济规划等相关规划；本项目所在区域属于水土流失重点治理区，项目环评已针对施工期生态影响提出了针对性的生态保护措施，建设单位也已委托第三方单位编制水土保持方案报告。	符合
ZH6 5290 2300 01)	污染物排放管控	<p>1.执行阿克苏地区总体管控要求中关于污染物排放管控的准入要求。</p> <p>2.强化畜禽养殖粪污资源化利用，提高畜禽粪污综合利用率，减少恶臭气体挥发排放。</p> <p>3.严格控制林地、草地、园地农药使用量，禁止使用高毒、高残留农药。4.加强农村生活垃圾的清运、收集、处置。严禁将城镇生活垃圾、污泥、工业废物直接用作肥料。5.鼓励和支持散养密集区实行畜禽粪污分户收集、集中处理。</p>	本项目工程内容不涉及。	符合

		<p>环境风险防控</p> <p>1.执行阿克苏地区总体管控要求中关于环境风险防控的准入要求。2.加强对矿山、油田等矿产资源开采影响区域内未利用地的环境监管，发现土壤污染问题的，要坚决查处，并及时督促有关单位采取有效防治措施消除或减轻污染。3.加强油（气）田勘探、开发、运行过程中及排放产生的废弃物对土壤的污染。开展油（气）资源开发区历史遗留污染场地治理。</p>	<p>本项目施工期及运营期产生的固体废物处置措施得当，地下水及土壤污染防治措施切实可行有效，正常情况下不会对土壤造成污染；雅克拉采气厂已制定突发环境事件应急预案，并已报生态环境主管部门备案。</p>	<p>符合</p>
		<p>资源利用效率</p> <p>1.执行阿克苏地区总体管控要求中关于资源利用效率的准入要求。2.全面推进秸秆综合利用，鼓励秸秆资源化、饲料化、肥料化利用，推动秸秆还田与离田收集。3.减少化肥农药使用量，增加有机肥使用量，逐步实现化肥农药使用量零增长。4.推进矿井水综合利用，煤矿废水全部处理达标后用于补充矿区生产用水和生态用水，加强洗煤废水循环利用。5.推广渠道防渗、管道输水、喷灌、微灌等节水灌溉技术，完善灌溉用水计量设施。推进规模化高效节水灌溉，推广农作物节水抗旱技术。建立灌区墒情测报网络，提高农业用水效率。</p>	<p>本项目生产过程中不用水。</p>	<p>符合</p>
<p>《关于印发〈巴音郭楞蒙古自治州“三线一单”生态环境分区管控方案〉的通知》（巴政办发〔2021〕32号</p>	<p>生态保护红线</p>	<p>按照“生态功能不降低、面积不减少、性质不改变”的基本要求，对划定的生态保护红线实施严格管控，保障和维护地区生态安全的底线和生命线。</p>	<p>根据《新疆维吾尔自治区生态保护红线划定方案》，本项目选址不在生态保护红线范围内。</p>	<p>符合</p>
	<p>环境质量底线</p>	<p>全州水环境质量持续改善，开都河、塔里木河、迪那河、车尔臣河、黄水沟 5 条河流 13 个监测断面稳定达到 II 类水（塔里木河氟化物不参与考核，其他指标均为 II 类），孔雀河 4 个监测断面达到 III 类水，博斯腾湖 17 个重点点位中 1、7、14 监测点均值 III 类，其余监测点</p>	<p>本项目运营期产生的废水依托雅克拉集气处理站处理；本项目所在区域属于大气环境质量不达标区域，项目建设过程中将采取有效的防尘抑尘措施以及水土保持</p>	<p>符合</p>

	<p>均值 IV 类；受污染地表水体得到有效治理，饮用水安全保障水平持续提升，地下水超采得到严格控制，地下水水质保持稳定。全州环境空气质量有所提升，SO₂、NO₂ 浓度长期维持在较低水平，达到环境空气质量一级标准；逐步减少颗粒物排放，PM₁₀、PM_{2.5} 平均浓度分别低于 81 μg/m³、31.5μg/m³（库尔勒市，扣除沙尘天气影响），空气优良天数比例大于 75.2%（库尔勒市），重污染天数持续减少，沙尘影响严重地区做好防风固沙、生态环境保护修复等工作；全州土壤环境质量保持稳定，受污染耕地安全利用率达到 98%以上，污染地块安全利用率不低于 93%，土壤环境风险得到进一步管控。</p>	<p>措施，废气排放涉及 VOCs 和硫化氢排放，报告中已提出相应措施；项目在正常状况下不会造成土壤环境质量恶化。</p>	
资源利用上线	<p>强化节约集约利用，持续提升资源能源利用效率，水资源、土地资源、能源消耗等达到国家、自治区下达的总量和强度控制目标。加快低碳发展，提高碳汇能力，做好碳达峰和碳中和工作。</p>	<p>本项目生产过程中不用水，不会对区域水资源造成较大影响；项目选址位于雅克拉油气田，占地面积较小。</p>	符合
环境管控单元	<p>自治州划定 125 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等三个管控类别。优先保护类单元 37 个。重点管控单元 79 个。一般管控单元共 9 个。</p>	<p>本项目选址不在生态保护红线范围内，属于一般生态管控区。项目实施后通过采取有效的污染治理措施，不会对周围大气环境、水环境、声环境、土壤环境产生明显影响。</p>	符合
环境管控单元准入要求	<p>空间布局约束 1.执行自治区七大片区天山南坡管控要求和巴州总体管控要求中关于一般管控单元的空间布局约束准入要求。</p>	<p>本项目选址不在生态保护红线范围内，属于一般生态管控区。</p>	符合
（轮台县一般管控单元 ZH652822300	<p>污染物排放管控 1.执行自治区七大片区天山南坡管控要求和巴州总体管控要求中关于一般管控单元的污染物排放管控要求。</p>	<p>项目实施后通过采取有效的污染治理措施，不会对周围大气环境、水环境、声环境、土壤环境产生明显影响。</p>	符合
	<p>环境风险防控 1.执行自治区七大片区天山南坡管控要求和巴州总体管控要求中关</p>	<p>项目实施后通过采取有效的污染治理措施，不会对周围大气环境、水</p>	符合

	01)	于一般管控单元的环境风险防控要求。	环境、声环境、土壤环境产生明显影响。	符合
		资源利用效率 1.执行自治区七大片区天山南坡管控要求和巴州总体管控要求中关于一般管控单元的资源利用效率要求。	项目实施后通过采取有效的污染治理措施，不会对周围大气环境、水环境、声环境、土壤环境产生明显影响。	

综上所述，本项目位于库车市一般管控单元（环境管控单元编码为 ZH65290230001）和轮台县一般管控单元（环境管控单元编码为 ZH65282230001），项目区环境质量可以达到功能区要求，可以满足阿克苏地区和巴音郭楞蒙古自治州生态环境准入清单一般管控单元的空间布局约束、污染物排放管控、环境风险防控和资源利用效率的要求，符合“三线一单”要求。

“三线一单”分区管控图见图 3.7-1。本项目与生态红线位置关系图见图 3.7-2。

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

本工程所在区域行政区划跨越阿克苏地区库车市和巴音郭楞蒙古自治州轮台县，库车市地处东经 82°35'~84°17'，北纬 40°46'~42°35'之间，东与轮台县接壤，西与拜城县、新和县相邻，南与沙雅县、尉犁县毗邻，北隔天山山脉与和静县相望。市境南北最大长度 193km，东西最大宽度 164km，总面积为 15379km²。轮台县地处新疆巴音郭楞蒙古自治州西部、天山南麓、塔里木盆地北缘，是古西域都护府所在地，314 国道、南疆铁路、塔克拉玛干沙漠公路与县境相连。距库尔勒 187 公里，直线距乌鲁木齐 360 公里。轮台县总面积 14789km²。

本工程 S8-6 井及 S8-7 井及部分管线位于巴音郭楞蒙古自治州轮台县，S8-5 井及部分管线位于阿克苏地区库车市境内。本次工程距离轮台县最近距离 25km，距离库车市最近距离 68km。本次区块中心点坐标为东经 83°52'18.195"，北纬 41°40'11.604"。本工程地理位置见图 4.1-1。

4.1.2 地形、地貌

工程所在区域位于塔里木盆地的边缘，在自然区域上属西北区塔里木盆地副区，地处天山山前洪泛平原，南临塔里木河与塔克拉玛干大沙漠相望。受迪那河支流喀拉塔勒河等山前洪水的影响，地貌类型为洪积扇群，由第四纪砂砾最新的沉积物构成。工程所涉及内容均在塔里木河以北 62km 以上，地势平坦开阔，向南微倾，坡降在千分之一左右，平均海拔 920~940m。

4.1.3 气象和气候

评价区域属暖温带干旱大陆性气候。气候干燥，降雨稀少，夏季炎热；冬季干冷；春季升温快而不稳，多风沙浮尘天气；秋季降温迅速。年温差和日温较差大。光照充足，热量丰富，蒸发强烈，无霜期较长，风沙活动频繁。全年盛行东北风，其次为北风，年均风速 2.3m/s，风沙、沙尘暴天气较多，平均为 13 天/年。

气象资料见表 4.1-1。

表 4.1-1 项目区气象资料

序号	项 目		单 位	数 量
1	风速	年平均风速	m/s	2.3
		最大风速	m/s	34
2	最大风频风向			
3	气温	年平均气温	°C	10.6
		年平均最低气温	°C	-6.0
		极端最高气温	°C	41.4
		极端最低气温	°C	-25.5
4	降水量	年平均降水量	mm	65.6
		一日最大降水量	mm	45.7
		最长连续无降水日	d	185
5	相对湿度	%	46	
6	冻土 深度	一般冻土深度	cm	80
		最大冻土深度	cm	120
7	日照	年平均日照时间	h	2658
		年日照百分率	%	63
8	年平均蒸发量		mm	2070
9	最大积雪厚度		cm	21
10	年平均无霜期		d	192

4.1.4 水文概况

4.1.4.1 地表水

本工程所在区域行政区划跨越阿克苏地区库车市和巴音郭楞蒙古自治州轮台县，库车市境内主要河流主要为库车河，轮台县境内主要河流为迪娜河。

库车河又名“苏巴什河”，整个流域在库车市境内，径流形成区面积 2946km²，河流总长 121.6km，库车河水资源可利用量 2.83×10⁸m³，为冰雪融水及降雨补给型河流。库车河多年平均径流量为 3.48×10⁸m³/a，年均流量 11.04m³/s，实测最大流量 1940m³/s，最小流量 0.62m³/s。库车河水质经多年长期监测，水质较好，矿化度为 0.4439g/L，总硬度 118mg/L(以 CaO 计)，属微硬水，氯离子和硫酸盐含量多年平均值都小于 100mg/L。河水的 pH 值在 7.5~8.5，略偏碱性，水化学

类型为 $\text{HCO}_3\text{-Ca}$ 型，枯水季节会出现硫酸盐钠型或氯化物钠型水。库车河流域的离子径流量为 21.85 万 t。

迪那河发源于天山巴什迪那山区，由北向南流下，沿途汇合喀尔库尔沟、阿散沟、亚喀迪那沟等支流。出山后进入轮台绿洲群巴克乡北部，又分出喀拉塔勒河和克孜勒沟，穿过阿克布拉克乡、轮台镇、哈尔巴克乡和大道南乡，进入南草湖地区，全长 120 公里，流域面积约为 4000 平方公里，灌溉耕地 18 万亩，草场 15 万亩。迪那河主要受北部高山地带山区降水和融水补给，冰川和积雪调节相当于河流年径流量 33.9% 左右，高山和中低山区降水补给占 53.2%，地下水径流补给占 12.9%。据迪那河山口水文站多年统计资料，迪那河河水流量年际变化不大，最丰、最枯年水量变化幅度不超过 2.26 倍，其多年平均径流量 3.36 亿 m^3/a ，最大径流量 5.71 亿 m^3/a ，最小 2.53 亿 m^3/a ，一年有 2 个洪水期，春洪 4-5 月，属山区融雪性洪水，夏洪出现在 6-8 月，属暴雨和暴雨融雪型洪水。

本项目周边临近区域地表水体为库车河和迪娜河，项目距库车河最近约 25km，距离迪娜河最近距离为 26km。

4.1.4.1 地下水

本工程所在的雅克拉气田位于渭干河—库车河冲洪积平原前缘与却勒塔格山(库车河—迪那河之间的小河流域)山前冲洪积平原交汇处，南部多属塔里木河冲积平原与北部山前倾斜平原上渭干河、库车河冲洪积扇前缘的交汇部位，垂向上成层状分布的细砂、粉砂与粉土互层结构为赋存第四系松散岩类孔隙潜水和承压含水提供了基础条件。

(1) 地下水类型与含水层的特征

地下水含水层岩性主要为第四系上更新统中砂、细砂及粉细砂多层结构，根据含水层特征可划分为潜水含水层和承压含水层，其中，承压水又根据赋存深度的不同可划分为浅层承压水和深层承压水。潜水与承压水二者间以粉土、粉质粘土相隔，开采条件下通过越流作用，具微弱水力联系。

①潜水含水层特征

潜水含水层岩性均为细砂、粉砂，夹薄层粉土，含水层富水性为 100~1000 m^3/d ，含水层的渗透系数为 2.38~6.78 m/d ，水位埋深 2.5~10.5m，补给来

源主要为渭干河洪积扇侧向补给，其次为渠水、田间水等入渗补给。以垂直蒸发和水平径流方式排泄。

雅克拉凝析油气田的潜水水质差，矿化度 0.42~72.58g/L，溶解性总固体含量在 1g/L 以上，多为 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4^{-}\text{Na}$ 、 $\text{Cl}-\text{Na}$ 型咸水，不适合生活用水。

②承压含水层特征

第四系沉积厚度在调查区为 200~300m。赋存浅层、中层、深层多层结构的承压水含水层，单层厚度最大的为 35m，单层最小厚度为 10m。承压水的主要补给来源为东北部地下水的侧向流入，地下水径流方向为自东北向西南。

承压水含水层岩性以细砂、粉砂为主，开采目的层的埋藏深度在 75m~200m。钻孔的单位涌水量为 62~111 $\text{m}^3/\text{d}\cdot\text{m}$ ，富水性为中等(100~1000 m^3/d)，含水层的渗透系数 1.30~3.71 m/d 之间，承压水含水层的富水性为水量中等。溶解性总固体含量小于 1g/L，水化学类型为 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4-\text{Na}$ 及 $\text{SO}_4\cdot\text{Cl}-\text{Na}(\text{Ca})$ 型水。

(2) 地下水的补、径、排特征

雅克拉凝析油气田所处地带，含水层为多层结构，地下水具多层结构特征。潜水可接受人工渠系、田间灌溉和大气降水的入渗补给以及上游潜水的侧向径流补给，受地表平坦、地下水水力坡度小(千分之一左右)、含水层颗粒细的控制，地下水径流运移十分缓慢，以潜水面蒸发、植被蒸腾、人工排碱渠排水等方式排泄；承压水主要从上游地段地下水侧向径流为补给来源，水平径流运移十分缓慢，为弱径流—停滞状态，区域径流方向为西南方向。目前，人工开采深层地下水也是其排泄的另一种方式。

4.1.5 土壤

评价区土壤类型较为简单，主要以漠境盐土为主。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。漠境盐土除含大量的可溶性盐外，还含有大量的碱土金属碳酸盐和石膏。

4.2 生态环境现状调查与评价

4.2.1 生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》，本项目属于渭干河三角洲绿洲农业盐渍化敏感生态功能区，本项目主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态问题和主要保护目标见表 4.2-1 和图 4.2-1。

表 4.2-1 工程区生态功能区划

生态功能分区单元			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	发展方向
生态区	生态亚区	生态功能区					
塔里木盆地暖温带极干旱沙漠、戈壁及绿洲农业生态区	塔里木盆地西部和北部荒漠、绿洲农业生态亚区	渭干河三角洲绿洲农业盐渍化敏感生态功能区	农产品生产、荒漠化控制、油气资源	土壤盐渍化、洪水灾害、油气开发造成环境污染	生物多样性及其生境中度敏感，土地沙漠化中度敏感、土壤盐渍化高度敏感	保护农田、保护荒漠植被、保护水质、防止洪水危害	发展棉花产业、特色林果业和农区畜牧业，建设石油和天然气基地

由表 4.2-1 可知，项目位于“渭干河三角洲绿洲农业盐渍化敏感生态功能区”，主要服务功能为“农产品生产、荒漠化控制、油气资源”，主要保护目标“保护农田、保护荒漠植被、保护水质、防止洪水危害”。

项目类型属于油气开采项目，与生态功能区划发展方向相一致，符合区域生态服务功能定位。本项目占地面积小、管线占地为临时占地，施工具有临时性、短暂性特点，通过控制占地范围和严格施工期环境管理、做好生态保护工作，项目永久占地和临时占地现状为其他草地、灌木林地，不涉及农田，建设的过程中大力保护地表植被，减少水土流失，工程结束后及时对临时占地进行恢复，对占地区域土壤环境影响可接受。

4.2.2 生态单元划分

本次建设主要内容主要为：①新钻 3 口采油井（S8-5 井、S8-6 井、S8-7 井），并新建井场 3 座；②新建 S8-5 井至 S8-3 阀组集输管线 0.8km，S8-6 井至 S8-7 井集输管线 2.15km，S8-7 井至 S8-2 井 5.2km，共新建管线 8.15km；③新建井场道路约 7km；

根据项目区生态环境特征和工程特点，将其生态单元划分如表 4.2-2。

表 4.2-2 生态单元划分

序号	工程内容		土地利用类型	植被类型	土壤类型
1	井场	标准化采油井场 S8-5 井	其他草地 (地方公益林 00010034 林斑)	以疏叶骆驼刺为主的荒漠草地，植被覆盖度 2%-5%	漠境盐土
		标准化采油井场 S8-6 井、S8-7 井	灌木林地(国家二级公益林 00010033 林斑)	占地为灌木林地，地表为荒漠植被(多枝柽柳灌丛)，植被覆盖度 5%-10%	漠境盐土
2	管线	S8-5 井至 S8-3 阀组集输管线 0.66km、S8-7 井至 S8-2 井 5.2km	稀疏草地、盐碱地 (管线占地方公益林 0.66km00010034 林斑)	以疏叶骆驼刺为主的荒漠草地，植被覆盖度 2%-5%	漠境盐土
		S8-6 井至 S8-7 井集输管线 1.63km	稀疏林 (国家二级公益林 00010033 林斑)	占地为灌木林地，地表为荒漠植被(多枝柽柳灌丛)，植被覆盖度 5%-10%	漠境盐土
4	井场道路	单井井场道路 7km;	稀疏草地、盐碱地	以疏叶骆驼刺为主的荒漠草地，植被覆盖度 2%-5%	漠境盐土

4.2.3 生态系统类型调查

根据估算各项工程的永久性占地面积为永久占地 4.23hm²、临时占地 9.79hm²，总面积 14.02hm²，根据实地调查和遥感影像判读解译，工程评价范围有其他草地、灌木林地、盐碱地及一般草地，因此本项目区生态系统类型为草地生态系统、灌木林地生态系统及荒漠生态系统，工程评价范围内草地占评价区面积的 38%，灌木林地生态系统占评价范围的 59.3%，荒漠系统占评价范围的 2.7%。各类生态系统统计见表 4.2-3。评价区生态系统分布见图 4.2-2。

表 4.2-3 评价区生态系统类型及特征

序号	生态系统类型	面积 (hm ²)	比例
1	草地生态系统	5.27	38%
2	荒漠生态系统	0.38	2.7%
3	灌木林生态系统	8.37	59.3%
合计		14.02	100%

4.2.4 土地利用现状调查

根据遥感调查结果,采用图形叠加法对评价范围内的生态现状进行分析,即将遥感影像与线路进行叠加,并参照《土地利用现状分类》(GBT21010-2017),以确定评价区内的土地利用类型,并统计各类土地利用类型的面积,将成果绘制成土地利用现状图。根据项目区土地利用现状图(见图 4.2-3),本项目占用的土地利用类型主要为林地、盐碱地、草地三种类型。项目区内景观生态体系较为脆弱,虽有一定的生产能力但受到干扰以后的恢复能力较弱。

4.2.5 区域植被现状调查

4.2.5.1 区域自然植被区域类型

(1) 区域植被区系

依据《新疆植被及其利用》中植物地理区划的划分标准,拟建项目所在的植被区划属新疆荒漠区。具体内容见表 4.2-4。

表 4.2-4 评价区植被地理区划

植被区	植被亚区	植被省	植被亚省	植被州
(二)新疆荒漠区(亚非荒漠区的一部分)	B.东疆-南疆荒漠亚区(亚中荒漠亚区的一部分)	VII.塔里木荒漠省	b.塔克拉玛干荒漠亚省	15.阿克苏-库尔勒洲

按中国植被自然地理区划,项目区属暖温带灌木、半灌木荒漠地带,塔里木盆地沙漠、稀疏灌木、半灌木荒漠区。区域内生态环境条件较差,荒漠景观决定了该区域植被组成较为简单,类型较单一,种类贫乏等特点,植被多为耐旱型,主要为多枝怪柳群系,整个区域植被覆盖度在 10-20%左右。植被区划见图 4.2-3。

(2) 评价区植物种类

根据《国家重点保护野生植物名录》、《新疆国家重点保护野生植物名录》和《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》(第一批),项目区域无国家重点保护野生植物。在项目区及影响区的植物区系地理成分组成主要有中亚成分:如多枝怪柳(*Tamarix ramosissima*)、短穗怪柳(*T.laxa*)、刚毛怪柳(*T.hispida*)、骆驼刺(*Alhagi pseudalhagi*)等是吐加依林、盐生草甸的优势种;古地中海成分:如盐穗木(*Halostachys caspica*)、盐节木(*Halocnemum strobilaccum*)盐爪爪(*Kalidium foliatam*)等盐化荒漠草地的主要种类;还有世界广布成份的芦苇(*phragmitas australis*),既是沼泽化草甸的建群种,又是低地盐生草甸、水泛地草甸的主要植物种。项目区天然植物种类贫乏,仅分布有 4 科 7 属 10 种,以旱生、耐盐碱的荒漠植物占优势,项目区植被类型图见 4.2-3。植物名录列于表 4.2-5。

表 4.2-5 项目区主要植物名录

科	种名	拉丁名	地方保护	国家保护
蓼科 Polygonaceae	盐穗木	Halostachys caspica	—	—
藜科 Chenopodiaceae	圆叶盐爪爪	Kalidium schrenkianum	—	—
	刺蓬	Salsola pestifer	—	—
	猪毛菜	Salsolacollina Pall	—	—
豆科 Fabaceae	铃铛刺	Halimodendron halodendron	—	—
	疏叶骆驼刺	Alhagi sparsifolia	—	—
列当科 Orobanchaceae	肉苁蓉	Cistanche tubulosa	I 级	二级
蒺藜科 Zygophyaceae	骆驼蓬	Peganum barmlat	—	—
	西伯利亚白刺	Nitraria sibirica	—	—
怪柳科 Tamaricaceae	琵琶柴	Reaumuria songonica	—	—
	多枝怪柳	Tamarix ranosissima	—	—
	刚毛怪柳	Tamarix hispida Willd	—	—
怪柳科 Tamaricaceae	短穗怪柳	Tamarix laxa Willd	—	—
	长穗怪柳	Tamarix elongata Ledeb	—	—
菊科 Compositae	花花柴	Karelinia caspica	—	—
禾本科 Gramineae	芦苇	Phragmites communis	—	—

根据《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》(第一批)及《国家重点保护野生植物名录》(国家林业和草原局 农业农村部公告 2021 年第 15 号),区域内分布的国家二级保护植物、自治区 I 级保护植物肉苁蓉,项目占地范围及周边主要植被为多枝怪柳、盐穗木、骆驼刺等,工程占地范围内无保护植物。

由于项目区处在山前平原洪冲积扇扇缘地带,地形平坦,土地盐渍化比较严重,调查统计结果表明主要群落类型以荒漠盐(碱)生灌草丛为主,主要有怪柳灌丛、盐穗木灌丛。本次新建 S8-6-S8-7 段植被覆盖度相对较高(10%-20%),其余段落植被覆盖度均较低。

4.2.5.2 项目区内主要植被类型

(1) 项目区内主要植物群落的分布情况如下:

本项目区主要以柽柳灌丛群系为主。这类灌丛柽柳为优势种，本次 S8-6-S8-7 段两侧都属这一群系类型，由于水分贫乏，生长势较差，灌丛高 40-60cm，覆盖度 15-20%左右。其次是盐穗木，还有少量的盐节木，是油田分布比较多的一种灌丛，覆盖度 5%-10%左右。

(2) 植被群落样方分析

A. 布设原则

为了获取评价区植被类型及其生长状况信息(覆盖度、生物量、分布特征等)，评价人员采取了遥感影像解译、实地踏勘、样方分析、查阅资料等多种方法。下面着重说明样方调查情况。

评价人员于 2023 年 12 月 9 日-10 日对评价区进行了现场踏勘，根据《环境影响评价技术导则-生态影响》(HJ19—2022)要求，选取的典型生境为荒漠灌木。

B. 样方调查内容

样方调查选择纵贯评价区的调查线路，使调查结果能充分代表评价区内的植被现状。布设天然植被调查样方的方法和纪录内容如下所述：

灌木植物样方调查：设置 5m×5m 的灌木植被样方 3 个，10m×10m 的灌木植被样方 2 个，记录该样方的 GPS 坐标和周围地形，同时记录样方内的植物种名称、株数、平均高、各物种盖度、生物量等信息。

C. 样方信息统计

本次评价主要样方情况见表 4.2-5-表 4.2-7。根据样内和样外记录，结合以往有关研究等资料进行分析，由此对调查区植被及植物资源状况获得初步认识。

①样方 1

调查地点：S8-3 阀组间附近

土壤类型：漠境盐土



样方大小：5m×5m 总盖度：10%，样方调查统计表见 4.2-6，统计结果见表 4.2-7 (1) (2) (3) (4) (5)。

表 4.2-6 本项目样方调查统计表

编号	位置	经度 (°E)	纬度 (°N)	海拔 (m)	样方面积	群系
01#	S8-3 阀组间附近	83° 49'16.1500"	41° 39'34.4000"	952	5×5m	多枝柽柳群系

编号	位置	经度 (°E)	纬度 (°N)	海拔 (m)	样方面积	群系
02#	已建 S8-2 井附近	83° 53'22.2400"	41° 39'01.5500"	950	5×5m	盐穗木群系
03#	管线附近	83° 54'42.8109"	41° 39'31.0987"	951	10×10m	盐穗木群系
04#	拟建 S8-6 井附近	83° 56'59.7005"	41° 40'25.4829"	950	5×5m	多枝怪柳群系
05#	拟建 S8-7 井附近	83° 56'00.0137"	41° 40'08.5221"	951	10×10m	多枝怪柳群系

表 4.2-7 (1) 样方 1 统计表

群落名称	多枝怪柳群系			样方号	01	
样方照片			建群种照片			
						
位置	S8-3 阀组间附近	样方面积	5×5m	时间	12月25日	
经度	83° 49'16.1500"	纬度	41° 39'34.4000"	海拔高度(m)	952	
坡向	-	坡位	-	坡度	-	
土壤类型	漠境盐土	地貌	平原	珍稀植物	-	
建群植物	多枝怪柳	样方总盖度	10%	样方外植物	-	
灌木层	名称	学名	株(丛)数	平均高度(m)	平均冠幅(cm)	盖度(%)
建群种	多枝怪柳	Tamarix nosissima	6	1.2	10	5
伴生种	盐穗木	Halostachys caspica	3	0.38	30	5


②样方 2

调查地点：已建 S8-2 井附近

土壤类型：漠境盐土

样方大小：5m×5m 总盖度：10%

表 4.2-7 (2) 样方 2 统计表

群落名称	盐穗木群系			样方号	02	
样方照片			建群种照片			
						
位置	已建 S8-2 井	样方面积	5×5m	时间	12 月 25 日	
经度	83° 53'22.2400"	纬度	41° 39'01.5500"	海拔高度(m)	950	
坡向	-	坡位	-	坡度	-	
土壤类型	漠境盐土	地貌	平原	珍稀植物	-	
建群植物	盐穗木	样方总盖度	5%	样方外植物	-	
灌木层	名称	学名	株(丛)数	平均高度(cm)	平均冠幅(cm)	盖度(%)
建群种	盐穗木	<i>Halostachys caspica</i>	5	15	20	5
伴生种	多枝怪柳	<i>Tamarixanossissima</i>	2	12	10	5



③样方 3

调查地点：拟建管线附近

土壤类型：漠境盐土

样方大小：10m×10m 总盖度：10%

表 4.2-7 (3) 样方 3 统计表

群落名称	盐穗木群系			样方号	02	
样方照片			建群种照片			
						

位置	已建 S8-2 井	样方面积	5×5m	时间	12 月 25 日	
经度	83° 53'22.2400"	纬度	41° 39'01.5500"	海拔高度(m)	950	
坡向	-	坡位	-	坡度	-	
土壤类型	漠境盐土	地貌	平原	珍稀植物	-	
建群植物	盐穗木	样方总盖度	5%	样方外植物	-	
灌木层	名称	学名	株(丛)数	平均高度(cm)	平均冠幅(cm)	盖度(%)
建群种	盐穗木	Halostachys caspica	3	15	20	5
伴生种	多枝桤柳	Tamarixanosissima	1	12	10	5

④样方 4 调查地点：拟建 S8-6 井

土壤类型：漠境盐土

样方大小：5m×5m 总盖度：20%。

表 4.2-7 (4) 样方 4 统计表



群落名称	多枝桤柳群系			样方号	01	
样方照片			建群种照片			
						
位置	拟建 S8-6 井附近	样方面积	5×5m	时间	12 月 25 日	
经度	83° 56'59.7005"	纬度	41° 40'25.4829"	海拔高度(m)	950	
坡向	-	坡位	-	坡度	-	
土壤类型	漠境盐土	地貌	平原	珍稀植物	-	
建群植物	多枝桤柳	样方总盖度	20%	样方外植物	-	
灌木层	名称	学名	株(丛)数	平均高度(cm)	平均冠幅(cm)	盖度(%)
建群种	多枝桤柳	Tamarixanosissima	6	12	10	15
伴生种	盐穗木	Halostachys caspica	2	0.38	30	5

⑤样方 5 调查地点：拟建 S8-6 井附近

土壤类型：漠境盐土

样方大小：5m×5m 总盖度：15%。

表 4.2-7 (5) 样方 5 统计表

群落名称	多枝桤柳群系			样方号	01	
样方照片			建群种照片			
						
位置	拟建 S8-7 井附近	样方面积	5×5m	时间	12 月 25 日	
经度	83° 56'00.0137"	纬度	41° 40'08.5221"	海拔高度(m)	950	
坡向	-	坡位	-	坡度	-	
土壤类型	漠境盐土	地貌	平原	珍稀植物	-	
建群植物	多枝桤柳	样方总盖度	25%	样方外植物	-	
灌木层	名称	学名	株(丛)数	平均高度(cm)	平均冠幅(cm)	盖度(%)
建群种	多枝桤柳	Tamarixanosisissima	4	12	10	10
伴生种	盐穗木	Halostachys caspica	1	0.38	30	5

经过对评价区进行详细的植被调查，由植物样方调查以及现场踏勘，其中广泛分布的种类是多枝桤柳，其他植物物种在样方中基本呈均匀分布，属多度小频率也小的类型。评价区属典型荒漠生态系统，植物组成结构简单，多数都具有耐旱和耐盐碱的特性。该区域植被覆盖度较低，整体利用价值不大。

4.2.6 区域动物现状调查

按中国动物地理区划，评价区域动物区系属古北界、蒙新区、西部荒漠亚区、塔里木盆地省、天山南麓平原州。见图 4.2-6 从有关资料调查中得知，本项目区栖息分布着野生动物。区域评价范围内野生动物情况见表 4.2-8。

表 4.2-8 区域评价范围内野生动物情况一览表

中文名	学名	居住特性	分布及频度
			荒漠戈壁
两栖、爬行类	4 种		
绿蟾蜍	<i>Bufo viridis</i>		++
南疆沙蜥	<i>Phrynocephalus forsythi</i>		++

中文名	学名	居住特性	分布及频度
			荒漠戈壁
密点麻蜥	<i>Eremias multiocellata</i>		++
荒漠麻蜥	<i>Eremias przewalskii</i>		++
鸟类	17 种		
环颈雉	<i>Phasianus colchicus</i>	R	
凤头麦鸡	<i>Vanellus vanellus</i>	B	±
毛脚沙鸡	<i>Syrrhates paradoxus</i>	R	+
原鸽	<i>Columba livia</i>	R	+
沙百灵	<i>Calandrella rufescens</i>	R	++
凤头百灵	<i>Galerida cristata</i>	R	++
角百灵	<i>Eremophila alpestris</i>	R	+
云雀	<i>Alauda arvensis</i>	B	±
白鹡鸰	<i>Motacilla alba</i>	B	+
红尾伯劳	<i>Lanius cristatus</i>	B	±
喜鹊	<i>Pica pica</i>	R	
黑尾地鸦	<i>Podoces hendersoni</i>	S	++
寒鸦	<i>Corvus monedula</i>	W	±
小嘴乌鸦	<i>Corvus corone</i>	B	±
树麻雀	<i>Passer montanus</i>	R	
黑顶麻雀	<i>Passer ammodendri</i>	R	
漠雀	<i>Rhodopechys githagineus</i>	B	+
哺乳类	5 种		
塔里木兔	<i>Lepus yarkandensis</i>	—	
长耳跳鼠	<i>Euchoreutes naso</i>	—	+
褐家鼠	<i>Rattus novegicus</i>	—	
子午沙鼠	<i>Meriones meridianus</i>	—	+

注：(1)R——留鸟 B——繁殖鸟 W——冬候鸟 S——夏候鸟

(2)±：偶见种类 +：常见种 ++：多见种

根据《国家重点保护野生动物名录》(国家林业和草原局 农业农村部公告 2021 年第 3 号)及《新疆国家重点保护野生动物名录(修订)》，该区域共有国家二级重点保护动物及自治区Ⅱ级重点保护动物 3 种，分别为塔里木兔、云雀、黑尾地鸦，地区特有种塔里木兔被列入保护名录。

域土地荒漠化现状。项目区域地势平坦，主要土地利用类型为沙地和盐碱地。植被主要是柽柳灌丛，盖度 10%-30%。一般大风风速就可引起风蚀和扬沙作用，主要水土流失类型为中度风蚀。

4.2.7.2 公益林

重点公益林是指生态区位极为重要或生态状况极为脆弱，对国土生态安全、生物多样性保护和经济社会可持续发展具有重要作用，以提供森林生态和社会服务产品为主要经营目的重点防护林和特种用途林。包括水源涵养林、水土保持林、防风固沙林和护岸林、自然保护区的森林和国防林等。本工程涉及库车市地方公益林（林班号 00010034），轮台县国家二级公益林（林班号 00010033）及地方公益林（林班号 00010036）。具体涉及公益林情况见表 4.2-9，本工程和公益林关系见图 4.2-7。

表 4.2-9 项目占用公益林面积表（具体以林草部门核查为准） 单位：hm²

序号	工程内容	占地面积			国家二级公益林（轮台县）		地方公益林			
							库车市		轮台县	
		永久	临时	总占地	永久	临时	永久	临时	永久	临时
1	井场	1.08	2.22	3.3	0.72	2.64	0.36	1.32	0	0
2	集输管线	0	6.52	6.52	0	4.76	0	1.76	0	0
3	井场道路	3.15	1.05	4.2	2.34	0.78		0.20	0.56	0.2
合计		4.23	9.79	14.02	3.06	8.18	0.36	3.28	0.56	0.2

（1）库车市公益林

根据《新疆维吾尔自治区库车县重点公益林区划界定成果报告》，库车市共有林业用地 4272390 亩。其中公益林 3887490 亩，占林业用地的 90.99%，重点公益林面积为 2562398 亩，占公益林面积的 65.91%。

从重点公益林林种结构分析，库车市重点公益林共有 2 个二级林种，其中水源涵养林 638113 亩，占重点公益林面积的 24.9%；防风固沙林 1924285 亩，占 75.1%。其重要原因是库车市为一个荒漠化、沙化严重的市，且处在塔克拉玛干沙漠边缘，而防风固沙林是库车市工农业生产的天然屏障，是库车市绿洲农业及社会经济的发展的基础和保证。

本次工程在库车市境内涉及占用地方公益林 3.64hm²，其中永久占用 0.36hm²，临时占用 3.28hm²；林班号 00010034。

(2) 轮台县公益林

根据《新疆维吾尔自治区轮台县森林资源二类补充调查报告》国家级公益林(地)按保护等级划分,一级保护面积 41591.49 hm^2 ,占国家级公益林(地)面积的 21.06%;二级保护面积 155866.42 hm^2 ,占国家级公益林(地)面积的 78.94%。地方公益林(地)按林地使用权划分,均为国有,其面积为 24765.42 hm^2 。

本次工程在轮台县占用国家二级公益林(林班号 00010033) 11.24 hm^2 ,其中永久占用 3.06 hm^2 ,临时占用 8.18 hm^2 ;轮台县占用地方公益林(林班号 00010036) 0.76 hm^2 ,其中永久占用 0.56 hm^2 ,临时占用 0.2 hm^2 。

4.2.8 土地沙化现状

新疆沙化土地类型多样,分布地域特征明显。从广阔无垠的沙漠到瀚海戈壁乃至风蚀残丘、风蚀劣地,沙化土地种类齐全,类型各异。沙漠集中分布在高山相夹的两大盆地中,戈壁主要分布在山间盆地的山前洪积倾斜平原;盆地的边缘多为绿洲,众多的小绿洲被沙漠和戈壁包围,面临风沙的直接危害。戈壁是新疆仅次于沙漠的沙化土地类型,主要分布在阿尔泰山南麓、天山南北麓、昆仑山北麓、吐哈盆地和一些山间盆地的山前洪积倾斜平原,戈壁面积 30622798.73 公顷,占沙化土地面积的 40.99%。沉积物以卵砾石为主。新疆分布较广的大戈壁有塔里木盆地边缘戈壁、准噶尔盆地边缘戈壁、噶顺戈壁、十三间房南湖戈壁和老爷庙戈壁等,其中噶顺戈壁是新疆最大的戈壁。

根据《新疆防沙治沙规划》(2011-2020 年),本项目区属于“塔克拉玛干沙漠周边及绿洲治理区”中的“塔里木盆地北缘治理小区”,本工程评价区域位于非沙化土地。根据现场调查及全疆土壤类型图,本项目土壤类型主要为漠境盐土,无风沙土分布,项目区地标植被为灌木林地及稀疏荒漠草地。

4.2.9 生态环境现状小结

根据现场调查及资料收集，项目区无国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境等生态敏感区，不涉及生态保护红线管控区域。项目区所属的库车市及轮台县均属于自治区级塔里木河流域重点治理区。主要生态敏感目标为库车市及轮台县的重点公益林及项目区内的动植物。项目位于冲洪积扇、低山丘陵地貌单元，河流和冲沟较发育，项目区土地利用类型主要为为稀疏灌木林地、盐碱地、稀疏草地三种类型，生态系统为草地生态系统、灌木林地生态系统及荒漠生态系统，生态系统较为简单。该区域植被组成较为简单，类型较单一，种类贫乏等特点，植被多为耐旱型，盐生灌丛植被为主，整个区域植被覆盖度在植被盖度约 5-20%，区域内除受油田开发影响外，其它人为干扰较小，基本保持原自然荒漠生态环境。区域土壤属于碱性土壤，土壤未受到油田开发的污染。区域土壤现状质量一般。评价区内植被种类单一，郁闭度小，分布不均匀，生物量低，植被多样性单一，种群集群分布，项目区生态系统稳定性维持在一定水平，生态系统具有一定的稳定性。

4.3 环境空气质量现状调查与评价

4.3.1 区域大气环境质量达标判定

本项目地处阿克苏地区库车市和巴音郭楞蒙古自治州轮台县，根据《环境影响评价技术导则·大气环境》(HJ.2.2-2018)对环境质量现状数据的要求，本工程引用生态环境部环境工程评估中心公布的全国环境空气质量达标区判定，采用阿克苏地区和巴州 2022 年的监测数据，作为本工程环境空气质量现状评价基本污染物 SO₂、NO₂、CO、O₃、PM₁₀ 和 PM_{2.5} 的数据来源，对区域环境空气质量现状进行分析（浓度单位为 μg/m³），区域环境空气质量现状评价表详见表 4.3-1。

表 4.3-1 区域空气质量现状评价结果一览表

阿克苏地区					
污染物	年评价指标	标准值 (μg/m ³)	现状浓度 (μg/m ³)	占标率 (%)	达标 情况
SO ₂	年平均	60	6	10	达标
NO ₂	年平均	40	24	60	达标
CO	第 95 百分位数日平均	4000	2000	50	达标

O ₃	第 90 百分位数日平均	160	133	83.1	达标
PM _{2.5}	年平均	35	41	117.1	超标
PM ₁₀	年平均	70	94	134.3	超标
巴音郭楞蒙古自治州					
污染物	年评价指标	标准值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)	达标 情况
SO ₂	年平均	60	5	8.33	达标
NO ₂	年平均	40	20	50.00	达标
CO	第 95 百分位数日平均	4000	0.7	0.02	达标
O ₃	第 90 百分位数日平均	160	122	76.25	达标
PM _{2.5}	年平均	35	27	77.14	超标
PM ₁₀	年平均	70	81	115.71	超标

由表 4.3-1 可知，项目所在区域 PM₁₀、PM_{2.5} 年均浓度值超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单（环境保护部公告 2018 年第 29 号）中二级标准要求，即项目所在区域为不达标区。

根据《关于在南疆四地州深度贫困地区实施<环境影响评价技术导则 大气环境（HJ2.2-2018）>差别化政策有关事宜的复函》（环办环评函〔2019〕590 号）要求，对阿克苏地区实行环境影响评价差别化政策，可不进行颗粒物区域削减。本项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施，改善区域环境空气质量。

4.3.2 特征因子补充监测

（1）监测点位

本次环境空气特征污染物现状数据为现场监测，引用《雅克拉一二八台油气藏 2022 年产能建设项目环境影响报告书》编制期间开展的 1 个大气环境质量现状监测数据。引用监测点位与项目区域地形相同，气候条件一致，区域污染源情况类似，引用监测点监测数据可以代表项目区域大气环境现状。监测点位基本信息见表 4.3-2 和图 4.3-1。监测报告单见附件。

表 4.3-2 补充监测点位基本信息

监测点名称	监测点坐标	监测因子	监测时段	相对厂址方位	相对厂界 距离/m
		1 小时平均			
S8-2 井下风向 2km 处	N:41°40'11.604" E:83°52'18.195"	H ₂ S、非甲烷 总烃	2022 年 12 月 18 日 ~2022 年 12 月 24 日	依托该井场	0

(2) 数据代表性

数据的采样方法按国家环保总局颁布的《环境空气监测技术规范》的规定执行、分析方法按《空气和废气监测分析方法》和《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 引用标准的有关规定执行, 满足要求。

(3) 评价标准

非甲烷总烃参考《大气污染物综合排放标准详解》, 以 $2000\mu\text{g}/\text{m}^3$ 作为环境质量标准限值; H_2S 参照《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ2.2-2018) 附录 D 中的浓度限值 ($10\mu\text{g}/\text{m}^3$)。

(4) 评价方法

采用最大值占标率法进行评价区环境空气质量现状评价, 计算公式如下:

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

式中: P_i ——污染物 i 的占标率;

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

C_{oi} ——污染物 i 的评价标准, $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

(5) 监测及评价结果

监测结果见表 4.3-3。

表 4.3-3 大气特征因子监测结果统计一览表 单位: $\mu\text{g}/\text{m}^3$

监测点位	监测点坐标	污染物	平均时间	评价标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	监测浓度范围 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	最大浓度占标率/%	超标频率/%	达标情况
S8-2 井下风向 2km 处	N:41°40'11.604" E:83°52'18.195"	非甲烷总烃	1 小时平均	2000	210~350	17.5	—	达标
		硫化氢	1 小时平均	10	未检出	—	—	达标

备注: “L”为低于检出限

根据监测数据, 监测期间评价区 NMHC 1 小时平均浓度未超过《大气污染物综合排放标准详解》中参考限值, H_2S 1 小时平均浓度未超过《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 附录 D 中的浓度限值。

4.4 水环境现状调查与评价

4.4.1 地表水环境现状调查

本项目区周边无常年地表水体。工程施工期试压废水用于降尘，不外排，生活污水采用“生化+过滤”处理工艺，经污水处理站处理后，出水可达到 COD 60mg/L、BOD₅ 为 20mg/L、NH₃-N 为 15mg/L、SS 为 20mg/L，可满足《农村生活污水处理排放标准》(DB65 4275-2019) 表二的 B 级标准，用于荒漠灌溉。运营期采出水采出液经集输管线输送至雅克拉集气处理站处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022) 标准后回注地层，井下作业废水井下作业废液采用带罐作业，集中收集进入塔河油田绿色环保站处理达标后回注地层，均不对外排放。因此，本评价不进行地表水环境质量现状评价，仅分析所依托的污水处理设施的环境可行性。

4.4.2 地下水环境现状调查与评价

本次引用《雅克拉油气藏 2022 年第一期产能建设项目环境影响报告书》、《雅克拉一二八台油气藏 2022 年产能建设项目环境影响报告书》、《轮古西奥陶系油藏注水提采地面工程》编制期间开展的 5 个潜水质量现状监测数据。

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)，地下水环境现状监测点应主要布设在建设项目场地、周围环境敏感点、地下水污染源以及对于确定边界条件有控制意义的地点。区域地下水流向总体北向南，周边无地下水环境敏感点，结合区域地下水井分布情况，在区域东北侧、东南侧及南侧各设置 1 口潜水水井、西南侧设置 2 口潜水水井，西南侧设置 2 口承压水井，引用点位与本项目处于同一水文地质单元，整体布置符合《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016) 要求。

4.4.2.1 监测点位及因子

地下水具体监测点位及因子见表 4.4-1，监测点具体位置见监测点位图。

表 4.4-1 地下水监测点及监测因子一览表

序号	监测点名称	与项目关系(km)	坐标	监测对	所处境	监测与调查项目		备注
						检测分析	监测因子	

				象	能	因子		
					区			
1	1#地下水点	S8-7 井东北侧约 15.8km 处 (项目区上游)	83°54'51.65"E 41°48'43.01"N	潜水	III 类	K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻ , 共计 8 项	色、嗅和味、浊度、肉眼可见物、pH、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、铜、锌、铝、挥发性酚类、阴离子表面活性剂、耗氧量、氨氮、硫化物、钠、总大肠菌群、菌落总数、亚硝酸盐氮、氰化物、氟化物、碘化物、汞、砷、硒、镉、铬(六价)、铅、三氯甲烷、四氯化碳、苯、甲苯、石油类共计 38 项	《雅克拉—二八台油气藏 2022 年产能建设项目环境影响报告书》，2022 年 12 月 18 日；区域现有跟踪监测水井
2	2#地下水点	S8-5 井南侧约 7.09km 处 (项目区下游)	83°50'51.84"E 41°35'58.18"N					《雅克拉油气藏 2022 年第一期产能建设项目环境影响报告书》，2021 年 10 月 15 日；区域现有跟踪监测水井
3	3#地下水点	S8-5 井西侧约 24km 处	83°31'29.34"E 41°37'32.70"N					《轮古西奥陶系油藏注水提采地面工程》，2022 年 2 月；区域现有跟踪监测水井
4	LG-08	S8-6 井西南侧约 18km 处	E84°3'51.00", N41°31'6.84"					
5	新疆天运化工有限公司监测井	S8-7 井北侧约 14.04km (项目区上游)	E83°57'26.45", N41°48'10.66N					

4.4.2.2 监测时间及频率

引用监测点监测时间分别为 2022 年 12 月、2021 年 10 月、2021 年 3 月、2020 年 11 月。监测 1 天，采样 1 次。

4.4.2.3 监测及分析方法

采样按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)执行，监测分析方法按照《地下水环境监测技术规范》(HJ164-2020)、《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)、《环境水质监测质量保证手册》(第二版)有关标准和规范执行，并给出各监测因子的分析方法及其检出浓度。分析方法、各因子检出限等详细情况见表 4.4-2。

表 4.4-2 地下水各监测因子分析方法和检出限一览表单位: mg/L(pH 除外)

序号	检测项目	检测方法	检出限/ 最低检出浓度
1	色度	《生活饮用水标准检验方法 感官性状和物理指标》 (GB/T 5750.4-2006) 1.1 铂-钴标准比色法	5 度
2	嗅和味	《生活饮用水标准检验方法 感官性状和物理指标》 (GB/T 5750.4-2006) 3.1 嗅气和尝味法	——
3	浑浊度	《水质 浊度的测定 浊度计法》 (HJ 1075-2019)	0.3 NTU
4	肉眼可见物	《生活饮用水标准检验方法 感官性状和物理指标》 (GB/T 5750.4-2006) 4.1 直接观察法	——
5	pH 值	《水质 pH 值的测定 玻璃电极法》 (GB 6920-86)	——
6	耗氧量	《生活饮用水标准检验方法 有机物综合指标》 (GB/T 5750.7-2006) 1.2 碱性高锰酸钾滴定法	0.05 mg/L
7	硝酸盐氮	《水质 硝酸盐氮的测定 紫外分光光度法(试行)》 (HJ/T 346-2007)	0.08 mg/L
8	氨氮	《水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法》 (HJ 535-2009)	0.025 mg/L
9	亚硝酸盐氮	《水质 亚硝酸盐氮的测定 分光光度法》(GB 7493-87)	0.003 mg/L
10	氟化物	《水质 氟化物的测定 离子选择电极法》(GB 7484-87)	0.05 mg/L
11	溶解性总固体	《生活饮用水标准检验方法 感官性状和物理指标》 (GB/T 5750.4-2006) 8.1 称量法	——
12	挥发酚	《水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法》 (HJ 503-2009)	0.0003 mg/L
13	阴离子表面活性剂	《生活饮用水标准检验方法 感官性状和物理指标》 (GB/T 5750.4-2006) 10.1 亚甲蓝分光光度法	0.050 mg/L
14	硫化物	《水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法》 (GB/T 16489-1996)	0.005 mg/L
15	碘化物	《地下水水质检验方法 淀粉比色法测定碘化物》 (DZ/T 0064.56-93)	0.025 mg/L
16	氰化物	《生活饮用水标准检验方法 无机非金属指标》 (GB/T 5750.5-2006) 4.1 异烟酸-吡唑酮分光光度法	0.002 mg/L
17	铁	《水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法》 (GB 11911-89)	0.03 mg/L
18	锰		0.01 mg/L
19	铜	《水质 铜、锌、铅、镉的测定 原子吸收分光光度法》(GB 7475-87) 第一部分 直接法	0.05 mg/L

20	锌	《水质 铜、锌、铅、镉的测定 原子吸收分光光度法》(GB 7475-87) 第一部分 直接法	0.05 mg/L
21	铝	《生活饮用水标准检验方法金属指标》 (GB/T 5750.6-2006) 1.3 无火焰原子吸收分光光度法	1.0×10 ⁻² mg/L
序号	检测项目	检测方法	检出限/ 最低检出浓度
22	镉	《水质 铜、锌、铅、镉的测定 原子吸收分光光度法》(GB 7475-87) 第二部分 螯合萃取法	0.001 mg/L
23	铅		0.01 mg/L
24	总硬度	《生活饮用水标准检验方法感官性状和物理指标》 (GB/T 5750.4-2006) 7.1 乙二胺四乙酸二钠滴定法	1.0 mg/L
25	汞	《水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法》 (HJ 694-2014)	4×10 ⁻⁵ mg/L
26	砷		3×10 ⁻⁴ mg/L
27	硒		4×10 ⁻⁴ mg/L
28	铬(六价)	《生活饮用水标准检验方法 金属指标》 (GB/T 5750.6-2006) 10.1 二苯碳酰二肼分光光度法	0.004 mg/L
29	三氯甲烷	《水质 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》(HJ 639-2012)	0.4 μg/L
30	四氯化碳		0.4 μg/L
31	苯		0.4 μg/L
32	甲苯		0.3 μg/L
33	石油类	《水质 石油类的测定 紫外分光光度法(试行)》 (HJ 970-2018)	0.01 mg/L
34	钾离子	《水质 可溶性阳离子(Li ⁺ 、Na ⁺ 、NH ₄ ⁺ 、K ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺)的测定 离子色谱法》 (HJ 812-2016)	0.02 mg/L
35	钠离子		0.02 mg/L
36	钙离子		0.03 mg/L
37	镁离子		0.02 mg/L
38	碳酸根	《地下水水质检验方法 滴定法测定碳酸根、重碳酸根和氢氧根》(DZ/T 0064.49-93)	1.25 mg/L
39	碳酸氢根		1.25 mg/L
40	氯离子	《水质 无机阴离子(F ⁻ 、Cl ⁻ 、NO ₂ ⁻ 、Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻)的测定 离子色谱法》(HJ 84-2016)	0.007 mg/L
41	硫酸根离子		0.018 mg/L
42	总大肠菌群	《生活饮用水标准检验方法 微生物指标》 (GBT 5750.12-2006) 2.1 多管发酵法	—

43	菌落总数	《生活饮用水标准检验方法 微生物指标》 (GB/T 5750.12-2006) 1.1 平皿计数法	—
----	------	--	---

4.4.2.4 地下水质量现状评价

(1) 评价方法

①采用单因子标准指数法，其计算公式为：

$$P_i = \frac{C_i}{C_{oi}}$$

式中：P_i——第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i——第 i 个水质因子的监测浓度值，mg/L；

C_{oi}——第 i 个水质因子的标准浓度值，mg/L。

②对于 pH 值，评价公式为：

$$P_{pH} = (7.0 - pH_i) / (7.0 - pH_{sd}) \quad (pH_i \leq 7.0)$$

$$P_{pH} = (pH_i - 7.0) / (pH_{su} - 7.0) \quad (pH_i > 7.0)$$

式中：P_{pH}—pH 的标准指数，无量纲；

pH_{i-i} 监测点的水样 pH 监测值；

pH_{sd}—评价标准值的下限值；

pH_{su}—评价标准值的上限值。

评价标准：各监测因子执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)III类标准；石油类参照执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)III类标准。

(2) 水质监测及评价结果

①地下水质量现状监测与评价

地下水质量现状监测与评价结果见表 4.4-3。

表 4.4-3 地下水质量现状监测及评价结果一览表 单位：mg/L

检测项目	标准值		潜水含水层				
			1#地下水监测点	2#地下水监测点	3#地下水监测点	新疆天运化工有限公司监测井	LG-08
色度	≤15 度	监测值(度)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--
嗅和味	--	监测值	无	无	无	无	无
		标准指数	--	--	--	--	--

浑浊度	≤3	监测值 (NTU)	0.9	0.8	1.6	--	--
		标准指数	0.30	0.27	0.53	--	--
肉眼可见物	--	监测值	无	无	无	无	无
		标准指数	--	--	--	--	--
pH 值	6.5~8.5	监测值	8.4	8.5	8.3	7.6	6.5
		标准指数	0.93	1.00	0.87	0.84	0.72
总硬度	≤450	监测值	560	452	196	273	4.64×10 ⁴
		标准指数	1.24	1.00	0.44	0.42	71.38
溶解性总固体	≤1000	监测值	1010	874	948	784	3.27×10 ⁴
		标准指数	1.01	0.87	0.95	0.39	16.35
硫酸盐	≤250	监测值	307	270	154	273	1.31×10 ⁴
		标准指数	1.23	1.08	0.62	0.78	37.43
氯化物	≤250	监测值	335	264	376	107	1.0×10 ⁴
		标准指数	1.34	1.06	1.50	0.31	28.57
铜	≤1.0	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--
锌	≤1.0	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--
挥发性酚类	≤0.002	监测值	未检出	未检出	未检出	<0.0005	<0.0005
		标准指数	--	--	--	0.05	0.05
阴离子表面活性剂	≤0.3	监测值	未检出	未检出	未检出	<0.5	1.30
		标准指数	--	--	--	0.05	0.13
耗氧量	≤3.0	监测值	0.72	0.42	1.60	<0.5	1.30
		标准指数	0.24	0.14	0.53	0.05	0.13
氨氮	≤0.5	监测值	0.104	0.142	0.030	0.03	1.00
		标准指数	0.21	0.28	0.06	0.02	0.67
硫化物	≤0.02	监测值	未检出	未检出	未检出	<0.005	<0.005
		标准指数	--	--	--	0.05	0.05
钠	≤200	监测值	218	133	267	142	9.33×10 ³
		标准指数	1.09	0.67	1.34	0.355	233.25

总大肠菌群	≤ 3MPN/100mL	监测值	未检出	未检出	未检出	<2	<2
		标准指数	--	--	--	0.02	0.02
菌落总数	≤ 100CFU/mL	监测值	50	44	60	61	77
		标准指数	0.50	0.44	0.60	0.061	0.077
亚硝酸盐氮	≤1.0	监测值	未检出	未检出	未检出	0.002	0.105
		标准指数	--	--	--	0.0004	0.0219
硝酸盐氮	≤20.0	监测值	1.12	1.06	未检出	1.54	1.02
		标准指数	0.056	0.053	--	0.051	0.034
氰化物	≤0.05	监测值	未检出	未检出	未检出	<0.001	<0.001
		标准指数	--	--	--	0.01	0.01
氟化物	≤1.0	监测值	0.49	0.44	1.80	0.32	0.86
		标准指数	0.49	0.44	1.80	0.16	0.43
汞	≤0.001	监测值	未检出	未检出	未检出	<0.00004	<0.00004
		标准指数	--	--	--	0.02	0.02
砷	≤0.01	监测值	0.0016	0.0014	未检出	0.00079	0.00641
		标准指数	0.16	0.14	--	0.0158	0.1382
镉	≤0.005	监测值	0.0014	0.0006	0.003	<0.00001	0.00010
		标准指数	0.28	0.12	0.6	0.001	0.01
六价铬	≤0.05	监测值	未检出	未检出	未检出	<0.004	<0.004
		标准指数	--	--	--	0.04	0.04
铅	≤0.01	监测值	0.0082	0.009	0.004	<0.00009	<0.00009
		标准指数	0.82	0.90	0.4	0.0009	0.0009
石油类	≤0.05	监测值	未检出	未检出	0.01	<0.025	<0.025
		标准指数	--	--	0.2	0.5	0.5

由表 4.4-3 分析可知, 监测期间区域潜水监测点中除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、钠、氟化物外, 承压水监测点中除溶解性总固体、氟化物外, 其余监测因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)III类标准要求, 石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)III类标准要求。总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、钠、氟化物超标与区域水文地质条件有关, 区域潜水

蒸发量大、补给量小，潜水中上述因子日积月累浓度逐渐升高等。

②地下水离子检测结果与评价

地下水离子检测结果见表 4.4-4。

表 4.4-4 地下水检测分析因子分析结果一览表 单位：mg/L

项目		1#地下水监测点	2#地下水监测点	3#地下水监测点	TK527	TK622
监测值(mg/L)	K ⁺⁺ Na ⁺	222.66	136.64	269.13	7720.1	4359.9
	Ca ²⁺	115	89.9	44.8	482	555
	Mg ²⁺	59.6	53.2	19.7	1330	578
	CO ₃ ²⁻	2	2	5	0	6.78
	HCO ₃ ⁻	84	85	118	180	118
	Cl ⁻	335	264	376	10500	5400
	SO ₄ ²⁻	307	270	154	6220	3610
毫克当量百分比(%)	K ⁺⁺ Na ⁺	84.82	80.73	94.06	71.33	71.40
	Ca ²⁺	29.29	32.56	13.51	5.12	10.45
	Mg ²⁺	15.18	19.27	5.94	23.55	18.14
	CO ₃ ²⁻	0.27	0.32	0.77	0.00	0.05
	HCO ₃ ⁻	11.54	13.69	18.07	0.69	0.84
	Cl ⁻	46.02	42.51	57.58	69.06	66.32
	SO ₄ ²⁻	42.17	43.48	23.58	30.25	32.79

根据地下水离子检测结果，评价区 1#、2#、TK527、TK622 地下水井阴离子以 Cl⁻、SO₄²⁻为主，阳离子以 Na⁺、Ca²⁺为主，水化学类型为 Cl·SO₄·Na·Ca 型为主；3#地下水井阴离子以 Cl⁻为主，阳离子以 Na⁺为主，水化学类型为 Cl-Na 型。

(3) 地下水质量现状监测结果统计分析

潜水监测井及承压水监测井各监测因子最大值、最小值、均值、标准差、检出率和超标率见表 4.4-5。

表 4.4-5 地下水监测统计分析结果一览表

潜水							
项目	标准值	最大值	最小值	均值	标准差	检出率(%)	超标率(%)
pH 值	6.5~8.5	8.5	7.72	8.26	0.277	100	0
总硬度	≤450	5600	196	2009.60	2108.149	100	80

溶解性总固体	≤1000	27812	874	9060.40	10775.832	100	60
硫酸盐	≤250	6220	154	2112.20	154	100	80
氯化物	≤250	10500	264	3375.00	264	100	100
铜	≤1.0	0	0	0	0	0	0
锌	≤1.0	0	0	0	0	0	0
铝	≤0.2	0.084	0.018	0.05	0.018	100	0
挥发性酚类	≤0.002	0	0	0	0	0	0
阴离子表面活性剂	≤0.3	0.181	0.133	0.16	0.024	0	0
耗氧量	≤3.0	2.24	0.42	1.22	0.42	100	0
氨氮	≤0.5	0.142	0.03	0.08	0.043	100	0
硫化物	≤0.02	0	0	0	0	0	0
钠	≤200	7660	133	2515.60	3021.949	100	80
总大肠菌群	≤3MPN/100mL	2	2	2	2	20	0
菌落总数	≤100CFU/mL	76	44	56.00	11.243	100	0
亚硝酸盐氮	≤1.0	0	0	0	0	0	0
硝酸盐氮	≤0.0	1.12	0.28	0.82	0.383	60	0
氰化物	≤0.05	0	0	0	0	0	0
氟化物	≤1.0	1.8	0.44	1.08	0.44	100	60
碘化物	≤0.08	0.072	0.059	0.0655	0.0065	40	0
汞	≤0.001	0	0	0	0	0	0
砷	≤0.01	0.0016	0.0014	0.0015	0.0001	40	0
硒	≤0.01	0.0007	0.0006	0.0007	0.0006	40	0
镉	≤0.005	0.003	0.0006	0.0017	0.0010	60	0
六价铬	≤0.05	0.004	0.004	0.0040	0.004	20	0
铅	≤0.01	0.009	0.004	0.0071	0.004	60	0
三氯甲烷	≤0.06	0	0	0	0	0	0
四氯化碳	≤0.002	0	0	0	0	0	0
苯	≤0.01	0	0	0	0	0	0
甲苯	≤0.7	0	0	0	0	0	0
石油类	≤0.05	0.01	0.01	0.0100	0.01	40	0
承压水							
项目	标准值	最大值	最小值	均值	标准差	检出率(%)	超标率(%)
pH 值	6.5~8.5	8.15	8.12	8.14	0.015	100	0

总硬度	≤450	440	99	269.50	170.500	100	0
溶解性总固体	≤1000	2370	626	1498.00	872.000	100	50
硫酸盐	≤250	40.7	15.5	28.10	12.600	100	0
氯化物	≤250	37.1	29	33.05	4.050	100	0
铜	≤1.0	0.00081	0.00023	0.0005	0.0003	100	0
锌	≤1.0	0.0078	0.0078	0.0039	0	50	0
铝	≤0.2	0.0388	0.028	0.03	0.005	100	0
挥发性酚类	≤0.002	0	0	0	0	0	0
阴离子表面活性剂	≤0.3	0	0	0	0	0	0
耗氧量	≤3.0	1	0.5	0.75	0.250	100	0
氨氮	≤0.5	0.245	0.152	0.20	0.047	100	0
硫化物	≤0.02	0	0	0	0	0	0
钠	≤200	191	134	162.50	28.500	100	0
总大肠菌群	≤3MPN/100mL	0	0	0	0	0	0
菌落总数	≤100CFU/mL	64	38	51.00	13.000	100	0
亚硝酸盐氮	≤1.0	0.005	0.004	0.005	0.001	100	0
硝酸盐氮	≤20.0	0	0	0	0	0	0
氰化物	≤0.05	0	0	0	0	0	0
氟化物	≤1.0	1.96	1.71	1.84	0.125	100	100
碘化物	≤0.08	0	0	0	0	0	0
汞	≤0.001	0.00027	0.00023	0.0003	0.00002	100	0
砷	≤0.01	0.0021	0.0007	0.0014	0.0007	100	0
硒	≤0.01	0	0	0	0	0	0
镉	≤0.005	0	0	0	0	0	0
六价铬	≤0.05	0	0	0	0	0	0
铅	≤0.01	0.00033	0.00017	0.00025	0.0001	100	0
三氯甲烷	≤0.06	0	0	0	0	0	0
四氯化碳	≤0.002	0	0	0	0	0	0
苯	≤0.01	0	0	0	0	0	0
甲苯	≤0.7	0	0	0	0	0	0
石油类	≤0.05	0.03	0.03	0.02	0	50	0

4.4.2.5 包气带监测

(1) 监测布点

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），对于一、二级的改扩建项目，应在可能造成地下水污染的主要装置或设施附近开展包气带污染现状调查，对包气带进行分层取样。

根据现场调查，本项目可能造成地下水污染的主要工程为区块内已建井场和已建场站，因此本次调查选取已建大北处理站占地内及同种类型占地外 200m 处进行包气带分层取样调查；监测布点见表 4.4-6。

表 4.4-6 包气带现状监测点位置

调查点位	采样深度	备注
S8-3 阀组占地范围内	0-0.5m 1.5-3m	污染控制点
S8-3 阀组占地范围外	0~20cm	清洁对照点

(2) 监测因子、时间与频次

监测因子：石油类。

监测时间：2023 年 12 月，监测一天，采样一次。

(3) 监测分析方法

监测项目分析方法具体见表 4.4-7。

表 4.4-7 包气带监测项目分析方法一览表

序号	分析项目	监测方法	方法来源及标准号	检出限
1	石油烃	《土壤和沉积物石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)的测定 气相色谱法》	HJ 1021-2019	6mg/kg

(4) 监测结果

包气带监测结果见表 4.4-8。

表 4.4-8 包气带现状监测结果一览表 单位：mg/L, pH 无量纲

监测点位		监测项目	监测值 (mg/kg)		标准限值 (mg/kg)	达标情况
			0-0.5m	1.5-3m		
S8-3 阀组占地范围内	占地范围内 (柱状样)	石油烃	10	8	4500	达标
	监测点位		0.2m			

S8-3 阀组占地 范围外	占地范围内 (表层样)		6L		
------------------	----------------	--	----	--	--

从表 4.4-8 调查结果可知,评价区域内已建站场永久占地内外的油田特征污染物石油类监测数值相差不大,因此,评价区域内已建工程的包气带未受到油田开发的污染影响。

4.5 声环境现状调查与评价

(1) 监测点布设

本次噪声现状数据为现场监测,由新疆广宇众联环境监测有限公司完成监测。根据项目特点,分别对 S8-2 井场厂界、S8-3 阀组站井场厂界, S8-5 井背景噪声进行了监测。监测点位见图 4.3-1。

(2) 监测时间

声环境质量现状监测时间为 2023 年 12 月 21 日~12 月 22 日,连续监测 2 天,分昼间和夜间两个时段进行。

(3) 监测方法

按照《声环境质量标准》(GB3096-2008)的要求进行测量。噪声测量值为 A 声级,采用等效连续 A 声级 L_{eq} 作为评价量。

(4) 评价标准

声环境质量执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)中 2 类区标准:昼间 60dB(A)、夜间 50dB(A)。

(5) 评价方法

评价方法采用直接对标法。

(6) 监测及评价结果

监测及评价结果统计见表 4.5-1。

表 4.5-1 声环境现状监测统计结果一览表

序号	监测点位		监测日期	昼间			夜间		
				实测值	标准值	达标情况	实测值	标准值	达标情况
1	S8-2 井场 厂界	北侧	第一天	41	60	达标	40	50	达标
			第二天	42		达标	41		达标

		西侧	第一天	42		达标	40		达标			
			第二天	44		达标	43		达标			
		南侧	第一天	41		达标	39		达标			
			第二天	43		达标	42		达标			
		东侧	第一天	41		达标	40		达标			
			第二天	42		达标	41		达标			
2	S8-3 阀组 站厂界	北侧	第一天	40	60	达标	39	50	达标			
			第二天	40		达标	39		达标			
		西侧	第一天	41		达标	39		达标			
			第二天	43		达标	42		达标			
		南侧	第一天	41		达标	40		达标			
			第二天	43		达标	42		达标			
		东侧	第一天	42		达标	41		达标			
			第二天	44		达标	42		达标			
		3	S8-5 井场背景噪声	第一天		40	60		达标	39	50	达标
				第二天		41			达标	39		达标

从上表可以看出，在监测期内，各监测点位噪声值均未超出标准值，声环境现状满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准要求。

4.6 土壤环境现状调查与评价

4.6.1 土壤概况

4.6.1.1 土壤类型

项目区域土壤类型为漠境盐土。项目区土壤类型图见图 4.6-1。

漠境盐土通常由草甸盐土和盐化土壤进一步积盐，盐生植被取代草甸植被，生草过程进一步削弱而来。其地面起伏不平，并被 5~15cm 的盐结皮或盐结壳所覆盖，盐类组成以氯化物为主，生物累积少，有机质含量及其它养分含量均较低。植被以稀疏的盐生灌丛为主，常见的有怪柳、骆驼刺、盐穗木等，盖度 10~20%。

4.6.1.2 土壤理化性质

本项目为污染影响型项目，根据工程分析情况，针对工程占地的土壤理化性质进行分析，主要包括土体结构、土壤结构、土壤质地、阳离子交换量、氧化还原点位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度等。取样点位为表层样。分析结果如表 4.6-1 所示。

表 4.6-1 土壤理化特性调查表

采样点位		S8-5 井占地范围内	S8-7 井占地范围内
采样深度/层次		表层	表层
现场记录	颜色	浅黄色	浅黄色
	土壤结构	疏粒状	疏粒状
	土壤质地	壤土	壤土
	砂砾含量	0%	%
	其他异物	无	无
实验室测定	pH 值（无量纲）	8.12	8.06
	阳离子交换量 cmol ⁺ /kg	4.6cmol ⁺ /kg	3.9cmol ⁺ /kg
	氧化还原电位（mV）	402mv	422mv
	饱和导水率 cm/s	3.02mm/min	2.84 mm/min
	土壤容重 g/cm ³	1.4 g/cm ³	1.4g/cm ³
	孔隙度%	47%	47%
	含盐量	16.6 g/kg	11.3 g/kg
	含水率	4.4%	9.6%

4.6.2 土壤环境质量现状监测

本项目属于采矿业的石油开采活动，根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》（HJ 964-2018）规定，为 I 类建设项目。项目属于土壤污染影响型项目，占地规模为中型，环境敏感程度为敏感，因此评价工作等级为一级。

4.6.2.1 监测点位

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》（HJ 964-2018）规定，本次布设 11 个监测点位，占地范围内共布设 5 个柱状样、2 个表层样，占地范围外共布设 4 个表层样。现状布点符合导则要求。采样时间为 2023 年 12 月 21~22 日监测点位信息见表 4.6-2。

表 4.6-2 土壤采样点位一览表

序号	监测点位		监测频率/要求	监测因子
1	S8-3 阀组站	占地范围内	柱状样：0-0.5m；监测 1 次	GB36600-2018 中 45 项、pH、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）共 47 项。
			柱状样：0.5-1.5m、1.5-3m 分别取样；监测 1 次	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）
2	S8-5 井场	占地范围内	柱状样：0-0.5m、0.5-1.5m、1.5-3m 分别取样；监测 1 次	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）
3	S8-7 井场	占地范围内	柱状样：0-0.5m、0.5-1.5m、1.5-3m 分别取样；监测 1 次	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）
4	S8-6 井场	占地范围内	柱状样：0-0.5m、0.5-1.5m、1.5-3m 分别取样；监测 1 次	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）
5	S8-2 井场	占地范围内	柱状样：0-0.5m、0.5-1.5m、1.5-3m 分别取样；监测 1 次	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）
6	S8-6 井场	占地范围内	表层样：0-0.2m；监测 1 次	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）
7	S8-5 井场	占地范围内	表层样：0-0.2m；监测 1 次	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）
8	S8-5 井场	占地范围外	表层样：0-0.2m；监测 1 次	pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）
9	S8-7 井场	占地范围外	表层样：0-0.2m；监测 1 次	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）
10	S8-6 井场	占地范围外	表层样：0-0.2m；监测 1 次	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）
11	S8-3 阀组站	占地范围外	表层样：0-0.2m；监测 1 次	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）

4.6.2.2 采样方法

参照相应国标或《环境监测分析方法》《土壤元素的近代分析方法》《土壤环境监测技术规范》的有关章节的要求进行采样及分析。每个表层样在 0-20cm 取 1 个土样；每个柱状样在 0-0.5m、0.5-1.5m、1.5-3m 分别取 1 个土样。

4.6.2.3 监测因子

占地范围内基本因子：《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地的 45 项基本因子：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、蔡。占地范围外基本因子:《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018), 监测项目: pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌。特征因子: 石油烃(C10-C40)。

4.6.2.4 评价标准

执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)第二类用地筛选值及《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)相关标准要求。

4.6.2.5 评价方法

采用标准指数法:

$$P_i = \frac{C_i}{S_i}$$

式中: C_i ——i 污染物的监测值;

S_i ——i 污染物的评价标准值;

P_i ——i 污染物的标准指数。

4.6.2.6 监测结果与评价

土壤现状监测与评价结果见表 4.6-3、4.6-4、4.6-5、4.6-6、4.6-7。

由监测结果可知:项目区占地范围内土壤的挥发性有机物和半挥发性有机物均未检出。土壤中石油烃含量较低,满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)第二类用地风险筛选值要求。重金属元素含量相对较低,占地范围内土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表 1 第二类用地筛选值标准要求。

项目区占地范围外土壤中重金属元素含量相对较低,小于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中“表 1 农用地土壤污染风险筛选值(基本项目)”的 $pH>7.5$ 所列标准;土壤中石油烃含量较低,

满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求。

表 4.6-3 占地范围内表层样土壤监测结果表（S8-3 阀组站）

序号	项目	标准值及单位		监测数据	Pi	序号	项目	标准值及单位		监测数据	Pi
1	砷	60	mg/kg	12.1	0.20	25	氯乙烯	0.43	mg/kg	$1.0 \times 10^{-3}L$	/
2	镉	65	mg/kg	0.15	0.002	26	苯	4	mg/kg	$1.9 \times 10^{-3}L$	/
3	六价铬	5.7	mg/kg	0.5L	/	27	氯苯	270	mg/kg	$1.2 \times 10^{-3}L$	/
4	铜	18000	mg/kg	9	0.0005	28	1,2-二氯苯	560	mg/kg	$1.5 \times 10^{-3}L$	/
5	铅	800	mg/kg	8.2	0.01	29	1,4-二氯苯	20	mg/kg	$1.5 \times 10^{-3}L$	/
6	汞	38	mg/kg	0.239	0.006	30	乙苯	28	mg/kg	$1.2 \times 10^{-3}L$	/
7	镍	900	mg/kg	18	0.02	31	苯乙烯	1290	mg/kg	$1.1 \times 10^{-3}L$	/
8	四氯化碳	2.8	mg/kg	$1.3 \times 10^{-3}L$	/	32	甲苯	1200	mg/kg	$1.3 \times 10^{-3}L$	/
9	氯仿	0.9	mg/kg	$1.1 \times 10^{-3}L$	/	33	间/对二甲苯	570	mg/kg	$1.2 \times 10^{-3}L$	/
10	氯甲烷	37	mg/kg	$1.0 \times 10^{-3}L$	/	34	邻二甲苯	640	mg/kg	$1.2 \times 10^{-3}L$	/
11	1,1-二氯乙烷	9	mg/kg	$1.2 \times 10^{-3}L$	/	35	硝基苯	76	mg/kg	0.09L	/
12	1,2-二氯乙烷	5	mg/kg	$1.3 \times 10^{-3}L$	/	36	苯胺	260	mg/kg	0.09L	/
13	1,1-二氯乙烯	66	mg/kg	$1.0 \times 10^{-3}L$	/	37	2-氯酚	2256	mg/kg	0.06L	/
14	顺-1,2-二氯乙烯	596	mg/kg	$1.3 \times 10^{-3}L$	/	38	苯并[a]蒽	15	mg/kg	0.1L	/
15	反-1,2-二氯乙烯	54	mg/kg	$1.4 \times 10^{-3}L$	/	39	苯并[a]芘	1.5	mg/kg	0.1L	/
16	二氯甲烷	616	mg/kg	$1.5 \times 10^{-3}L$	/	40	苯并[b]荧蒽	15	mg/kg	0.2L	/
17	1,2-二氯丙烷	5	mg/kg	$1.1 \times 10^{-3}L$	/	41	苯并[k]荧蒽	151	mg/kg	0.1L	/
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10	mg/kg	$1.2 \times 10^{-3}L$	/	42	蒽	1293	mg/kg	0.1L	/
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	mg/kg	$1.2 \times 10^{-3}L$	/	43	二苯并[a,h]蒽	1.5	mg/kg	0.1L	/
20	四氯乙烯	53	mg/kg	$1.4 \times 10^{-3}L$	/	44	茚并[1,2,3-cd]芘	15	mg/kg	0.1L	/
21	1,1,1-三氯乙烷	840	mg/kg	$1.3 \times 10^{-3}L$	/	45	萘	70	mg/kg	0.09L	/
22	1,1,2-三氯乙烷	2.8	mg/kg	$1.2 \times 10^{-3}L$	/	46	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	4500	mg/kg	10	0.002

23	三氯乙烯	2.8	mg/kg	$1.2 \times 10^{-3}L$	/	47	pH	-	无量纲	8.51	
24	1,2,3-三氯丙烷	0.5	mg/kg	$1.2 \times 10^{-3}L$	/						

备注：“L”为低于检出限

表 4.6-4 占地范围内表层样土壤监测结果一览表 [单位: mg/kg]

监测点	监测项目	筛选值 (第二类用地)	0~0.5m		0.5~1.5m		1.5~3m	
			监测数据	P _i	监测数据	P _i	监测数据	P _i
S8-5 井场	石油烃	4500	6L	/	6L	/	6L	/
S8-7 井场	石油烃	4500	6L	/	6L	/	6L	/
S8-6 井场	石油烃	4500	6L	/	6L	/	6L	/
S8-2 井场	石油烃	4500	6L	/	6L	/	6L	/

表 4.6-5 占地范围外表层样土壤监测及评价结果 [单位: mg/kg]

监测点位				S8-5 井场		
采样深度				0-20cm		
序号	检测项目	单位	筛选值 (pH>7.5)	监测结果	P _i	达标情况
1	pH 值	无量纲	-	8.40		-
2	镉	mg/kg	0.6	0.14	0.23	达标
3	(总) 汞	mg/kg	3.4	0.138	0.04	达标
4	(总) 砷	mg/kg	25	16.3	0.652	达标
5	铅	mg/kg	170	10.6	0.06	达标
6	铬	mg/kg	250	35	0.14	达标
7	铜	mg/kg	100	16	0.16	达标
8	镍	mg/kg	190	31	0.16	达标
9	锌	mg/kg	300	60	0.2	达标
10	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	mg/kg	4500	6L	/	达标

表 4.6-6 占地范围内表层样土壤监测及评价结果 [单位: mg/kg]

监测点位占地范围外 (表层样) 0.2m	监测项目	标准限值 (mg/kg)	监测值 (mg/kg)	达标情况
S8-5 井场	石油烃	4500	6L	达标
S8-6 井场			6L	

表 4.6-7 占地范围外表层样土壤监测及评价结果 [单位: mg/kg]

监测点位占地范围外 (表层样) 0.2m	监测项目	标准限值 (mg/kg)	监测值 (mg/kg)	达标情况
S8-7 井场	石油烃	4500	6L	达标
S8-6 井场			6L	
S8-3 阀组站			6L	

5.环境影响预测与评价

5.1 生态环境影响分析

5.1.1 生态环境影响特征

从工程特点和所处区域的环境特征出发分析工程建设过程中和工程建成运营中对生态环境影响的特点。

(1) 油田开发建设工程对生态环境影响具有区域性环境影响特征。

(2) 在工程开发范围内各具体环境影响组份呈点块状（如井场、站场等）和线状（如集输管线、道路等）分布，在对生态各具体要素（如土壤、植被、野生动物等）产生影响的同时，也对区内原有景观结构和生态体系完整性产生一定影响。

(3) 影响行为主要发生在施工期，施工结束后可逐步恢复。

5.1.2 施工期生态环境影响分析

工程所在区域位于塔里木盆地的边缘，在自然区域上属西北区塔里木盆地副区，地处天山山前洪泛平原，南临塔里木河与塔克拉玛干大沙漠相望。受迪那河支流喀拉塔勒河等山前洪水的影响，地貌类型为洪积扇群，由第四纪砂砾最新的沉积物构成。

本项目主要建设内容包括：新钻 3 口采油井（S8-5 井、S8-6 井、S8-7 井），并新建井场 3 座；新建 S8-5 井至 S8-3 阀组集输管线 0.8km，S8-6 井至 S8-7 井集输管线 2.15km，S8-7 井至 S8-2 井 5.2km，共新建管线 8.15km；新建井场道路约 7km；各项工程的永久性占地面积为永久占地 4.23hm²、临时占地 9.79hm²，

5.1.2.1 占地影响分析

本工程占地分永久占地、临时占地；永久占地主要是井场占地，临时占地主要为管道作业带占地，本工程占用植被、土壤和土地情况见表 5.1-2。工程占地类型主要为灌木林地、稀疏草地及盐碱地。本工程涉及库车市地方公益林（林班号 00010034），轮台县国家二级公益林（林班号 00010033）及地方公益林（林班

号 00010036)。本项目均在公益林区，无避让条件，管线尽量避开植被茂盛及区域。

表 5.1-1 本工程占用植被和土壤情况表 单位：hm²

序号	工程内容		占地面积(hm ²)		占用植被类型		占用土壤类型	占用土地类型
			永久占地	临时占地	永久占地	临时占地		
1	新建井	S8-5 井	0.36	0.74	植被稀疏，覆盖度低，植被类型以疏叶骆驼刺为主	—	漠境盐土	天然其他草地
2		S8-6 井	0.36	0.74	植被类型以柽柳为主，伴有骆驼刺等荒漠植被	—	漠境盐土	灌木林地
3		S8-7 井	0.36	0.74	植被类型以柽柳为主，伴有骆驼刺等荒漠植被	—	漠境盐土	灌木林地
4	集输管线	S8-5 井至 S8-3 阀组集输管线	0	0.64	—	植被稀疏，覆盖度低，植被类型以疏叶骆驼刺为主	漠境盐土	天然其他草地
5		S8-6 井至 S8-7 井集输管线	0	1.72	—	植被类型以假木贼、琵琶柴为主	漠境盐土	灌木林地
6		S8-7 井至 S8-2 井集输管线	0	0.69	—	植被类型以柽柳为主，伴有骆驼刺等荒漠植被	漠境盐土	灌木林地
			0	2.94	—	植被类型以疏叶骆驼刺为主	漠境盐土	天然其他草地
			0	0.38	—	稀疏荒漠植被	漠境盐土	盐碱地
			0	0.15	—	稀疏荒漠植被	漠境盐土	一般草地
7	S8-5 井-S8-3	0.22	0.07	—	植被类型以疏叶骆驼刺为主	漠境盐土	天然其他草地	
8	井场道路	S8-6 井至 S8-7 井	1.17	0.39	—	植被类型以柽柳为主，伴有骆驼刺等荒漠植被	漠境盐土	灌木林地
9	S8-7 井至 S8-2	1.76	0.59	—	植被类型以疏叶骆驼刺为主	漠境盐土	天然其他草地	
合计			4.23	9.79				

永久占地使原先土壤—植被复合体构成的自然地表被各类人工构造物长期

取代；临时占地伴随着永久性占地的工程建设而发生，也不可避免地对原有地表造成破坏，使原有土壤-植被自然体系受到影响或瓦解，在扰动结束后，临时占地影响区的土壤-植被体系的恢复能力与程度取决于临时占地影响程度的大小及原先的生态背景状况。施工活动和工程占地在油气田区范围内并呈点线状分布，对土壤、植物、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响，同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。

由于临时占地的扰动、破坏，将增加土壤风蚀量，油气田所在区域为稀疏植被区，植被的防风固沙作用相对较弱。但地表保护层砾幕或盐壳层具有很强的防风沙的生态功能，其作用不容忽视。这种盐壳的形成是由于长期的风蚀或土壤中的盐碱沉积作用，使地表原有的细砂及细粉物质被吹蚀，由于雨水的作用，使砾石与土层紧密地结合，形成了致密而稳定的保护结构，它保护着地下的粉细物质，对区域由于风蚀引起的水土流失起着很好的抑制作用。由于机械、运输车辆及施工人员的活动，可使地表砾幕和盐壳层受到破坏，这些保护层一旦被破坏，又得经过一年、二年甚至三到五年的吹蚀，使地表粉细物质全部被吹蚀后才能处于稳定状态。因而在近几年内，区域内的风蚀量会有所增加，影响空气环境质量。

当气田转入正常运营期后，人群的活动范围缩小，受到破坏的临时占地逐渐地得到恢复，工程占地影响也会逐步减弱。

5.1.2.2 对土壤环境的影响

本工程施工过程中最直接的环境影响是施工期开挖管沟及管沟敷设临时占地，电力工程、通讯光缆工程施工对土壤环境的影响。电力工程、通讯光缆工程临时占地主要土壤类型为棕漠土。施工过程对土壤的影响主要为：

(1) 对土壤结构和质地影响

土体结构是土壤剖面中各种土层组合情况，不同土层的特征及理化性质差异较大。就养分状况而言，表土层（腐殖质层）远较心土层好，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。土壤上层的团粒结构一经破坏将需要长时间培育才能恢复和发展。改变土壤质地。上层和下层土壤的质地不尽相同，管沟下挖回填改变了土壤层次和质地。

(2) 对土壤密实度的影响

管道埋设后的回填，一般难以恢复其原有的密实度。表层过松时降水易造成水分下渗，使土层明显下陷形成凹沟；过密实时，会影响植物根系的下扎。管道施工期间，车辆和重型机械也会造成管道两侧表层过于紧实，给植物生长造成不良环境。

(3) 固体废弃物对土壤的影响

管道的施工除了开挖与回填影响地表形态外，施工废物对土壤的影响也是值得注意的，有可能把固体废物残留于土壤中。这些残留于土壤中的固体废物难以分解，被埋于土壤中长时期残留，易造成地形的起伏，在风力作用易产生扬尘。因此管道施工以后必须要求把残留的固体废物清除干净，不得埋入土壤中。

(4) 对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，使得表层填筑物对太阳热能的吸收量增加。类比调查表明：管道在运行期间，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。

本工程在管道施工过程中实行分层堆放和分层覆土等保护措施，但仍对土壤结构、肥力、物理性质等产生一定的影响。

总体而言，在严格控制施工作业范围的条件下，本工程的实施不会使区域生态系统的结构和功能产生明显影响，不会造成植被和土壤的退化。同时，在尽可能减少工程扰动范围的同时，本工程建成后应及时对临时占地实施土壤和植被恢复，使本工程施工带来的不良生态影响逐渐得以消除，将本工程对生态环境的影响降至最小。

5.1.2.3 水土流失影响分析

本工程对水土流失的影响主要发生在施工期，主要表现在：

(1) 管沟开挖过程及回填土方的堆放等活动，破坏了原有地貌及地表结皮，使原来相对稳定的表土层收到不同程度的扰动和破坏，在降雨作用下，加剧水土流失，还可能加剧区域风灾天气，增加空气中粉尘含量；

(2) 管道临时占地导致施工区域地表植被减少、造成植物的生物量损失，使土壤结构疏松，并产生一定面积的裸露地面。对原地貌的扰动降低了本工程临

时占地范围内的土壤抗侵蚀能力，扩大侵蚀面积，诱发土壤侵蚀危害，加剧了水土流失。

本工程所在区域库车市和轮台县属于塔里木河中上游水土流失重点治理区，区域以地表植被分布较少，土壤侵蚀强度以轻度为主，生态环境质量较差，应加强水土保持综合治理工作，减小因本工程的建设而产生的水土流失。

5.1.2.4 对植被的影响分析

本工程对植被的影响主要在施工期的占地影响及井区内管道敷设产生的影响、人类活动产生的影响。其次污染物排放也将对植被产生一定的影响。

本区块经过了多年的勘探开发后，现已具备了一定的规模，占用了一定面积的土地，使其上的荒漠植被消失，整个自然环境中的植被覆盖度减少，地表永久性构筑物增多。具体的影响方式及影响程度表现在以下几个方面：

(1) 占地影响

由影响因素分析和气田建设的特点决定了在诸多对自然植被的影响因素中，施工期的建设占地等行为最严重。

在投入运营后，临时占地 9.79hm² 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大的变化：地表保护层被破坏，稳定性下降，防止水土流失的能力也随之下降，并且地表植被不复存在。

(2) 生物量损失

本工程永久占地面积 4.23hm²，临时占地 9.79hm²，永久占地和临时用地都会导致生物量损失。生物量损失按下式计算：

$$Y = S_i \cdot W_i$$

式中，Y——永久性生物量损失，t；S_i——占地面积，hm²；W_i——单位面积生物量，t/hm²。

本工程站场、管线施工区域植被覆盖度约为 10-20%，平均生物量 0.45t/hm²，将造成 1.9t 永久植被损失和 3.59t 临时植被损失。加强施工管理，认真做好施工结束后的迹地恢复工作，工程建设对植被的环境影响是可以接受的。

(3) 管线修建对植被的影响

本工程新建管线 3 条，共新建管线 8.15km；管线扰动宽度均为 4-8m。管道

建设中管沟部分的植被将被彻底清除，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，草本植物会逐渐恢复。

（4）石油类污染对植被的影响

在油田开发过程中石油类对植被的污染途径主要有两种：一是先污染土壤，改变其结构和性状，使生长其上的植被间接的受到影响；二是生产过程中不慎将石油类溅落在植物体上，影响其生理功能，使植物生长发育受阻，严重时导致植物的死亡。

根据对以往油田资料的分析及实地勘察，石油类在土壤中 0~20cm 土层中残留量最大，污染源对植被影响范围在 50m 左右，50m 以外植物体内石油类含量接近背景值，植被生长良好。该区植物极为稀少，所以地表石油类污染不会使植被受到明显伤害。

（5）人类活动对植被的影响

油田开发建设过程中大量人员、机械进入荒漠区，使荒漠环境中人类活动频率大幅度增加。对植被的影响主要表现在人类和机械对植物的践踏、碾压和砍伐，使原生植被生境发生较大变化。荒漠区单位面积上人口密度的增加将导致工程开发范围内及边缘区域地表土壤被践踏、自然植被减少，使规划区域内局部地带荒漠化的可能性增加，从而形成次生荒漠化。但评价区植被密度极低，植被覆盖度很小，因此，人类活动对该区域天然植被产生的不良影响非常有限。

（6）事故排放对植被的影响

油田开发建设中对生态环境造成严重破坏的主要事故类型为凝析油和采出水泄漏，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。植被体上附着的油质越多，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。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，且可通过对石油和采出水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。

5.1.2.5 对野生动物的影响分析

油田开发建设对野生动物生存环境、分布范围和种群数量的影响主要分为直接影响和间接影响两个方面。直接影响主要表现为建设工程占地，使野生动物的原始生存环境被破坏或改变；间接影响主要表现为由于植被的减少或污染破坏而引起野生动物食物来源减少。本项目所在区域重点保护野生动物有塔里木兔、鹅喉羚、沙狐等，现场调查期间，在项目占地区域未发现其踪迹，且由于评价区域不是动物的唯一栖息地，故该建设项目对动物区域性生境不产生明显影响。

在施工生产过程中，由于油田机械设备的轰鸣声惊扰，大多数野生脊椎动物种类将避行远离，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、喜鹊等，一般在离作业区 50m 以远处活动，待无噪声干扰时较常见于人类生活区附近。因此，随着本项目钻井、站场建设的各个过程，油田内野生动物的种类和数量发生一定的变化，原有的荒漠型鸟类和大型哺乳类将逐渐避开人类活动的干扰迁至其它区域，而常见的伴人型野生动物种类有所增加。

油田已开发多年，因而大型的野生脊椎动物早已离开此地，因而此次油田开发所影响的只是一些爬行类和鸟类。

5.1.2.6 水土流失影响分析

(1) 土壤粗粒化

在土壤沙化过程中，当风力作用地表产生风蚀时，便产生风选作用，细粒物质被带走，粗粒物质大部分原地保留下来，从而使土壤颗粒变粗，将未沙化的原始土壤和“就地起沙”形成的风沙土颗粒粒级加以比较，沙化后的风沙土较之原始土壤粗砂和细砂粒显著增加，而粉砂和粘粒粒级减少。

(2) 土壤贫瘠及含盐量变化

沙化引起土壤贫瘠化的原因，一是积累土壤有机质的表层被风吹蚀；二是在风沙化发展过程中，土壤干旱并在高温影响下，有机物质矿化加强，使原来积累的有机物大量分解；三是土壤粗粒化结果。从未沙化原始土壤与沙化地段土壤肥力对比看，土壤有机质和全氮含量随沙漠化增加有所降低，特别是土壤有机质随

沙化强度的变化十分明显。磷素和钾素随沙化程度增加，含量无明显差异。土壤中的易溶性盐分是随土壤水分发生移动的，并随着土壤水分蒸发而在地表聚积。由于沙土毛管上升高度低，因此，通过毛管上升水流到达地表而产生的积盐很微弱，另外在土壤受到风蚀沙化时，表土层的盐分有的被吹蚀，有的和含盐轻的底土层发生混合，因而也降低了风沙土壤的盐分含量，据调查，随沙化增强，盐分含量降低。

(3) 对油区公路、管线、井场的危害

项目对水土流失的影响主要发生在施工期，主要表现在：

①管沟开挖过程及回填土方的堆放等活动，破坏了原有地貌及地表结皮，使原来相对稳定的表土层收到不同程度的扰动和破坏，在降雨作用下，加剧水土流失，还可能加剧区域风灾天气，增加空气中粉尘含量；

②管道临时占地导致施工区域地表植被减少、造成植物的生物量损失，使土壤结构疏松，并产生一定面积的裸露地面。对原地貌的扰动降低了项目临时占地范围内的土壤抗侵蚀能力，扩大侵蚀面积，诱发土壤侵蚀危害，加剧了水土流失。

拟建工程所在区域属于塔里木河流域水土流失重点治理区范围，区域以地表植被分布较少，土壤侵蚀强度以轻度为主，生态环境质量较差，应加强水土保持综合治理工作，减小因项目的建设而产生的水土流失。

项目建设过程中对原地貌的扰动将降低项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，造成土地沙化；此外，由于项目地处内陆地区，风沙较大，空气干燥，加上地表植被覆盖度低，若项目土石方堆存过程中未采取防尘网苫盖、洒水抑尘等措施，地表沙化的土壤及废土等遇大风天气易产生严重的扬尘，形成沙尘天气。

项目施工期主要包括站场工程和管线工程，包括管沟开挖等。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)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。

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。

5.1.2.7 道路建设对生态环境的影响

道路建设工程总长度大约为 7km。从道路途径区域两侧各 200m 评价范围的现状调查结果来看，沿线土地利用类型主要是灌木林地和其他草地，植被类型主要为多枝桤柳、盐穗木；沿线土壤侵蚀以轻度侵蚀为主。在道路施工过程中，占地范围内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，但是从整个项目建设的评价区域来看可以接受。

5.1.2.8 对公益林影响分析

本次工程在库车市境内涉及占用地方公益林 3.64hm²，其中永久占用 0.36hm²，临时占用 3.28hm²；林班号 00010034。本次工程在轮台县占用国家二级公益林(林班号 00010033)11.24hm²，其中永久占用 3.06hm²，临时占用 8.18hm²；轮台县占用地方公益林（林班号 00010036）0.76hm²，其中永久占用 0.56hm²，临时占用 0.2hm²。具体以林草部门核查为准。

管道、井场占地范围内的林地征用应按照地方有关工程征地补偿标准进行，可研设计中工程征地费用已对上述情况进行了综合考虑。管道施工穿越林地所造成的林业损失与管线选线密切相关。因此，要求管线在选线设计、施工作业时尽量避开灌木茂密区域，在条件允许时，减少砍伐林木的数量，最大程度地保护沿线的林业生态环境，建设单位须取得当地公益林主管部门许可后方可开工。开挖管沟缩短施工作业范围，应将作业带宽度控制在 8m 范围内，在规范施工以及严格按照林草部门的要求对占用重点公益林采取相应补偿措施后，本项目的建设对区域重点公益林的影响在可接受范围内。

5.1.3 运营期生态环境影响分析

本项目运营期对生态环境的影响主要表现在对野生动物、植被等的影响，生态系统完整性影响以及生态景观影响。

(1) 对野生动物的影响分析

运营期车辆运输和机械噪声相对施工期有所减小，人为活动相对施工也有所减少，通过加强管理禁止油气田职工对野生动物的猎杀，本项目运营期的噪声和人为活动对野生动物的影响也相对减小。

运营期道路行车主要是油气田巡线的自备车辆，车流量很小，夜间无车行

驶，一般情况下，野生动物会自行规避或适应，不会对野生动物产生明显影响。

（2）植被影响分析

运营期由于占地活动的结束，工程基本不会对植被产生影响，临时占地的植被开始自然恢复，一般在 2~3 年内开始发生向原生植被群落演替，并逐渐得到恢复。但事故状态如管线泄漏或火灾均会致使泄漏或火灾处局部范围内植被死亡。但事故造成的植被破坏是小范围的，在荒漠地带植被损失量很小。

（3）特殊生态敏感区和重要生态敏感区影响分析

运营期影响主要集中在井场内，运营期采出水、井下作业废谁等均不外排，落地油妥善处理；同时加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。因此不会对特殊生态敏感区和重要生态敏感区产生明显影响。

（4）生态系统完整性影响评价

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意义。

在井场、道路、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。

综上所述，本项目区域生态完整性受项目影响较小，项目区生态完整性变化主要受区域自然环境变化影响。油田开发加大了评价区人为干扰的力度，同时也加剧局部区域有自然荒漠生态系统向人工生态系统演替的趋势；但是由于项目占地面积有限，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因此对于评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显影响。

5.1.4 退役期生态环境影响分析

退役期内，对完成采油气的废弃井，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；对工业垃圾填埋场，及时清理覆土填埋、压实，并立警示标志。

通过采取以上措施，可使退役期生态环境影响降到最低。

5.1.5 生态影响小结

本工程不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区等敏感区域。项目对生态环境的影响主要来自施工期占地的影响，各项工程的永久性占地面积为永久占地 4.23hm²、临时占地 9.79hm²，工程占地类型主要为灌木林地、稀疏草地及盐碱地。本工程涉及库车市地方公益林（林班号 00010034），轮台县国家二级公益林（林班号 00010033）及地方公益林（林班号 00010036），本工程站场、管线施工区域植被覆盖度约为 10-20%，平均生物量 0.45t/hm²，将造成 1.9t 永久植被损失和 3.59t 临时植被损失。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。因此总体上看本工程建设对生态环境影响较小。

生态影响评价自查表见表 5.1-1。

表 5.1-1 生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响识别	生态保护目标	重要物种□；国家公园□；自然保护区□；自然公园□；世界自然遗产□；生态保护红线□；重要生境□；其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域□；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	影响方式	工程占用 <input checked="" type="checkbox"/> ；施工活动干扰 <input checked="" type="checkbox"/> ；改变环境条件□；其他□
	评价因子	物种 <input checked="" type="checkbox"/> （分布范围、种群结构） 生境□（ 生物群落 <input checked="" type="checkbox"/> （物种组成、群落结构） 生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> （生物量、生态系统功能） 生物多样性 <input checked="" type="checkbox"/> （ 生态敏感区□（ 自然景观□（ 自然遗迹□（ 其他□（
评价等级		一级□ 二级□ 三级 <input checked="" type="checkbox"/> 生态影响简单分析□
评价范围		陆域面积：（0.14）km ² ；水域面积：（0）km ²
生态现状调查	调查方法	资料收集 <input checked="" type="checkbox"/> ；遥感调查 <input checked="" type="checkbox"/> ；调查样方、样线□；调查点位、断面□；专家和公众咨询法□；其他□
	调查时间	春季□；夏季 <input checked="" type="checkbox"/> ；秋季□；冬季□

与评价		丰水期 <input type="checkbox"/> ；枯水期 <input type="checkbox"/> ；平水期 <input checked="" type="checkbox"/>
	所在区域的生态问题	水土流失 <input checked="" type="checkbox"/> ；沙漠化 <input type="checkbox"/> ；石漠化 <input type="checkbox"/> ；盐渍化 <input type="checkbox"/> ；生物入侵 <input type="checkbox"/> ；污染危害 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
	评价内容	植被/植物群落 <input checked="" type="checkbox"/> ；土地利用 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> ；生物多样性 <input checked="" type="checkbox"/> ；重要物种 <input type="checkbox"/> ；生态敏感区 <input checked="" type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
生态影响预测与评价	评价方法	定性 <input checked="" type="checkbox"/> ；定性和定量 <input type="checkbox"/>
	评价内容	植被/植物群落 <input checked="" type="checkbox"/> ；土地利用 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> ；生物多样性 <input checked="" type="checkbox"/> ；重要物种 <input type="checkbox"/> ；生态敏感区 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
生态保护对策措施	对策措施	避让 <input checked="" type="checkbox"/> ；减缓 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态修复 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态补偿 <input type="checkbox"/> ；科研 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
	生态监测计划	全生命周期 <input type="checkbox"/> ；长期跟踪 <input type="checkbox"/> ；常规 <input type="checkbox"/> ；无 <input checked="" type="checkbox"/>
	环境管理	环境监理 <input type="checkbox"/> ；环境影响后评价 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
评价结论	环境影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/> 不可行 <input type="checkbox"/>
注：“ <input type="checkbox"/> ”为勾选项，填“ <input checked="" type="checkbox"/> ”；“（）”为内容填写项		

5.2 大气环境影响分析

5.2.1 施工期环境空气影响分析

(1) 施工过程中扬尘的影响分析

施工扬尘污染主要来自：①井场的地基开挖、路基、管线开挖、土地平整及地基、路基填筑等施工过程，遇大风天气，会造成粉尘、扬尘等大气污染；②水泥、砂石、混凝土等建筑材料的运输、装卸等过程不可避免会产生一定的泄漏，产生扬尘污染；③灰土拌和、混凝土拌和加工都会产生扬尘和粉尘；④物料运输车辆在施工场地运行过程中将产生大量尘土。

施工期扬尘最大产生时间将出现在土方开挖阶段，由于该阶段裸露浮土较多，产生量较大。由于本项目的土方运输量较大，比较容易造成物料沿路撒落后风吹起尘，同时随着大型车辆的行驶和碾压，在项目区内和道路上较易带起扬尘，污染环境。因此必须做到施工现场及场外道路泥土及时清理，减少二次扬尘。

(2) 施工机械和运输车辆燃料废气

本工程的废气主要来源于施工机械及运输车辆燃料燃烧废气，排放时段较为集中，属于阶段性排放源，随着施工的结束而停止。由于使用符合国家标准的燃料，且周边无居民区、地域空旷，扩散条件良好，燃料废气对环境空气影响较小。

(3) 钻井工程废气影响分析

本项目钻井期间用电优先由区域现有供电系统提供，柴油发电机作为备用电源。柴油发电机燃料燃烧废气中主要污染物为颗粒物、NO_x、SO₂、烃类等，柴油发电机的使用情况具有不确定性，其污染物的排放具有排放时间短等特点，对环境的影响是暂时的、不连续的、可接受的。

(4) 焊接废气影响分析

本工程管线施工分段进行，管道连接过程产生的焊接废气的排放具有排放量小且较分散等特点，对环境影响较小。

5.2.2 运营期大气环境影响分析

5.2.2.1 区域地面污染气象特征分析

本项目大气环境影响评价等级为三级，按《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）要求只分析常规地面气象资料统计特征量。本项目位于阿克苏地区库车市境内。本次收集了库车市近 20 年的地面观测数据进行统计分析。

(1) 温度

区域内近 20 年各月平均气温变化情况见表 5.2-1。

表 5.2-1 近 20 年各月平均温度变化统计表 单位：°C

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	平均
温度	-7.7	-0.9	7.7	15.4	19.9	23.4	24.9	23.7	18.8	10.9	2.7	-5.5	11.1

由表 5.2-1 分析可知，区域近 20 年平均温度为 11.1°C，4~10 月月平均温度均高于多年平均值，其它月份均低于多年平均值，7 月份平均气温最高，为 24.7°C，1 月份平均气温最低，为 -7.7°C。

(2) 风速

区域内近 20 年各月平均风速变化情况见表 5.2-2。

表 5.2-2 近 20 年各月平均风速变化统计表 单位：m/s

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	平均
风速	1.3	1.7	2.1	2.3	2.3	2.2	2.1	2.0	1.7	1.5	1.4	1.2	1.8

由表 5.2-2 分析可知，区域近 20 年平均风速为 1.8m/s，4~5 月份平均风速最大为 2.3m/s，12 月份平均风速最低，为 1.2m/s。

和岸边熏烟等特殊条件下最大地面落地浓度。估算模式中嵌入了多种预测的气象组合条件，包括一些最不利的气象条件，在某个地区有可能发生，也有可能没有此种不利气象条件。所以经估算模式计算出的是某一污染源对环境空气重量的最大影响程度和影响范围的保守计算结果。估算模型参数见表 5.2-4。

表 5.2-4 估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市人口数）	--
最高环境温度/°C		40.8
最低环境温度/°C		-23.7
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	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否
	地形数据分辨率（m）	90
是否考虑海岸线熏烟	考虑海岸线熏烟	<input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

(4) 污染源参数

根据工程分析确定，无组织废气源强详见表 5.2-5。

表 5.2-5 运营期无组织废气源强一览表

面源名称	面源起点坐标/m		面源海拔高度/m	面源长度/m	面源宽度/m	与正北向夹角/°	面源有效排放高度/m	年排放小时数/h	排放工况	评价因子	排放速率/(kg/h)
	经度(°)	纬度(°)									
S8-5 井无组织废气	83.81359888	41.65969630	952	60	60	0	6	8760	正常	非甲烷总烃	0.0074
										H ₂ S	0.0011
S8-6 井无组织废气	83.94991681	41.67374526	953	60	60	0	6	8760	正常	非甲烷总烃	0.0074
										H ₂ S	0.0011
S8-7 井无组织	83.93333713	41.66903392	951	60	60	0	6	8760	正常	非甲烷总烃	0.0074

废气										H ₂ S	0.0011
----	--	--	--	--	--	--	--	--	--	------------------	--------

(5) 无组织废气估算及评价

本项目大气环境影响评价等级为三级。根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)的相关规定：“三级评价项目不进行进一步预测”。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。本次井场的油气开采、集输过程中无组织排放的非甲烷总烃和硫化氢估算结果见表 5.2-6。

表 5.2-6 无组织挥发废气污染物的占标率和落地浓度一览表

序号	污染源名称	评价因子	C _i (μg/m ³)	评价标准 (μg/m ³)	P _i (%)	P _{max} (%)	最大浓度出现距离 (m)	D _{10%} (m)
1	S8-5 井	非甲烷总烃	3.6347	2000	0.18	0.18	84	-
		硫化氢	0.002947	10	0.03			
2	S8-6 井	非甲烷总烃	3.6348	2000	0.18		84	-
		硫化氢	0.002947	10	0.03			
3	S8-7 井	非甲烷总烃	3.6347	2000	0.18		84	-
		硫化氢	0.002947	10	0.03			

根据上表可知，废气中非甲烷总烃最大落地浓度为 3.6347μg/m³、占标率为 0.18%；H₂S 最大落地浓度为 0.002947μg/m³、占标率为 0.03%，D_{10%}均未出现。

井场、站场无组织排放的非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)厂界无组织排放监控限值 4.0mg/m³的要求，硫化氢浓度满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)改扩建项目厂界二级标准限值(0.06mg/m³)要求。无组织排放源对区域环境空气的影响主要集中在污染源下风向近距离范围内，项目区周边无敏感点，说明井场、站场正常运行期间无组织排放的非甲烷总烃和硫化氢对周围环境空气影响较小。

5.2.2.3 大气污染物核算

本项目井场工程废气排放量核算结果具体见表 5.2-7 和 5.2-8。

表 5.2-6 大气污染物无组织排放量核算结果

产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量 (t/a)
			标准名称	浓度限值 (mg/m ³)	

产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量 (t/a)
			标准名称	浓度限值 (mg/m ³)	
井场 (3 座)	非甲烷总烃	工艺流程全密闭；做好日常维护	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》 (GB39728-2020)	边界 4.0	0.195
	硫化氢		《恶臭污染物排放标准》 (GB14554-93)	厂界 0.06	0.03

表 5.2-7 大气污染物年排放量核算结果

序号	污染物	年排放量 (t/a)
1	非甲烷总烃	0.195
2	硫化氢	0.03

5.2.2.4 大气环境影响评价结论

(1) 大气环境影响评价结论

本项目运营期主要大气污染物为非甲烷总烃、硫化氢，污染物最大浓度占标率 $P_{\max}=0.18\% < 1\%$ ，对大气环境影响可接受。

(2) 污染控制措施可行性

本项目采用全密闭流程，符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)、《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019)等的相关要求，可减少无组织废气污染物的排放。从技术、经济角度来讲，上述措施具有可行性。

(3) 大气环境防护距离

本项目大气环境影响评价等级为三级，且估算结果表明本项目不存在无组织排放超标点，因此不需要设置大气环境防护距离。

5.2.3 非正常排放影响分析

5.2.3.1 污染源强

拟建工程非正常排放主要包括井口压力过高时的放喷和集输管线刺漏等情

况。拟建工程油气集输过程中，若井口压力过高，采出液通过放喷管道直接进入放喷池。本次评价将井口压力异常情况作为非正常排放考虑。拟建工程非正常排放见表 5.2-8。

表 5.2-8 拟建工程非正常排放情况一览表

项目	持续时间 (min)	污染物排放速率 (kg/h)	
放喷口	10	非甲烷总烃	0.1
		硫化氢	0.001

拟建工程集输管线刺漏时，采出液从刺漏处泄漏，会对周边土壤造成一定的污染。刺漏处修复后，将周围污染的土壤收集置于密闭容器中，先进行监测，超标后委托持有危险经营许可证的单位进行接收处置。

由以上分析可知，本项目非正常排放对环境空气影响较大，建议做好定期巡检工作，确保井场远传数据系统处于正常工作状态，减少非正常排放的发生。

5.2.4 退役期大气环境影响分析

油井退役后各种相关辅助工作均停止，采油（气）造成的环境空气污染源将消失，油井停止后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、封井、井场清理等，将会产生少量扬尘。与当地自然条件导致的风沙相比较，清理过程中扬尘造成的环境影响是暂时的，且该区域内活动人群较少，主要为井场清理的油田工作人员。

5.2.5 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表 5.2-8。

表 5.2-8 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目			
评价等级与范围	评价等级	一级 <input type="checkbox"/>	二级 <input type="checkbox"/>	三级 <input checked="" type="checkbox"/>	
	评价范围	边长=50km <input type="checkbox"/>	边长5~50km <input checked="" type="checkbox"/>	边长=5km <input type="checkbox"/>	
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥2000t/a <input type="checkbox"/>	500~2000t/a <input type="checkbox"/>	<500t/a <input checked="" type="checkbox"/>	
	评价因子	基本污染物 (PM _{2.5} 、PM ₁₀ 、SO ₂ 、NO ₂ 、CO、O ₃) 其他污染物(硫化氢、非甲烷总烃)		包括二次PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不含二次PM _{2.5} <input checked="" type="checkbox"/>	
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/>	地方标准 <input type="checkbox"/>	附录D <input checked="" type="checkbox"/>	其他标准 <input type="checkbox"/>
现状评价	环境功能区	一类区 <input type="checkbox"/>	二类区 <input checked="" type="checkbox"/>	一类区和二类区 <input type="checkbox"/>	
	评价基准年	(2022) 年			

	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 <input type="checkbox"/>	主管部门发布的数据 <input checked="" type="checkbox"/>	现状补充监测 <input checked="" type="checkbox"/>					
	现状评价	达标区 <input type="checkbox"/>		不达标区 <input checked="" type="checkbox"/>					
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源 <input checked="" type="checkbox"/> 本项目非正常排放源 <input checked="" type="checkbox"/> 现有污染源 <input checked="" type="checkbox"/>	拟替代的污染源 <input type="checkbox"/>	其他在建、拟建项目污染源 <input type="checkbox"/> 区域污染源 <input type="checkbox"/>					
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD <input type="checkbox"/>	ADMS <input type="checkbox"/>	AUSTAL2000 <input type="checkbox"/>	EDMS/AEDT <input type="checkbox"/>	CALPUF <input type="checkbox"/>	网格模型 <input type="checkbox"/>	其他 <input type="checkbox"/>	
	预测范围	边长 ≥ 50km <input type="checkbox"/>		边长 5 ~ 50km <input type="checkbox"/>		边长 = 5km <input type="checkbox"/>			
	预测因子	预测因子 ()				包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/>			
	正常排放短期浓度贡献值	C _{本项目} 最大占标率 ≤ 100% <input type="checkbox"/>				C _{本项目} 最大占标率 > 100% <input type="checkbox"/>			
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C _{本项目} 最大占标率 ≤ 10% <input type="checkbox"/>			C _{本项目} 最大占标率 > 10% <input type="checkbox"/>			
		二类区	C _{本项目} 最大占标率 ≤ 30% <input type="checkbox"/>			C _{本项目} 最大占标率 > 30% <input type="checkbox"/>			
	非正常排放 1h 浓度贡献值	非正常持续时间 (0.5)h	C _{本项目} 占标率 ≤ 100% <input type="checkbox"/>			C _{非正常} 占标率 > 100% <input type="checkbox"/>			
保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	C _{叠加} 达标 <input type="checkbox"/>				C _{叠加} 不达标 <input type="checkbox"/>				
区域环境质量的整体变化情况	k ≤ -20% <input type="checkbox"/>				k > -20% <input type="checkbox"/>				
环境监测计划	污染源监测	监测因子: (非甲烷总烃、硫化氢)		有组织废气监测 <input type="checkbox"/> 无组织废气监测 <input checked="" type="checkbox"/>		无监测 <input type="checkbox"/>			
	环境质量监测	监测因子: ()		监测点位数 ()		无监测 <input checked="" type="checkbox"/>			
评价结论	环境影响	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/> 不可以接受 <input type="checkbox"/>							
	大气环境保护距离	距 () 厂界最远 () m							
	污染源年排放量	SO ₂ : (0)t/a	NO _x : (0)t/a	颗粒物: (0)t/a		非甲烷总烃: (0.195)t/a 硫化氢: (0.03)t/a			
注: “ <input type="checkbox"/> ”为勾选项, 填“√”;“()”为内容填写项									

5.2.6 小结

本项目施工期、退役期废气的排放均是暂时性的, 随工程结束影响即消失; 运营期非甲烷总烃和硫化氢属于持续性长期无组织排放, 但由于排放量较小, 贡献浓度值较低, 对环境空气影响不大, 不会使区域环境空气质量出现明显下降。

5.3 水环境影响分析

5.3.1 地表水环境影响评价

按照《环境影响评价技术导则·地表水环境》(HJ2.3-2018)中表 1 水污染影响型建设项目评价等级判定,判定本项目地表水环境评价等级为三级 B。

5.3.1.1 水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价

运营期采出水采出液经集输管线输送至雅克拉集气处理站处理,达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层,井下作业废水井下作业废液采用带罐作业,集中收集进入塔河油田绿色环保站处理达标后回注地层,均不对外排放。本项目水污染控制和水环境影响减缓措施有效。

5.3.1.2 依托污水处理设施的环境可行性评价

(1) 采出水处理单元

本项目建成投运后,采出水随采出液经集输管线输送至雅克拉集气处理站处理。处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层。处理后净化污水经高压注水泵增压,通过注水系统回注,可保持油气层压力,使油气藏有较强的驱动力,以提高油气藏的开采速度和采收率。

雅克拉污水处理站 2008 年建成投产,最大处理规模 640m³/d,现状日处理污水富余能力 590m³/d,本项目预计进入雅克拉污水处理站采出水量 5.75m³/d,采出水处理单元满足本项目采出水处理需求,依托处理设施可行。

(2) 塔河油田绿色环保站

塔河油田绿色环保站处理站现有 1 座 9000m³ 废液接收池(包括 2 个接液池、1 个沉降池和 1 个隔油池)、1 套处理能力 1430m³/d 的一体化设备配套处理设施(包括缓冲沉降池、二次调节池、加药调节池)、一体化气浮处理设备及相应的公用设施。

塔河油田绿色环保站废液处理规模为 65m³/h,现状处理量为 9.2m³/h,富余处理能力 55.8m³/h,本项目井下作业废水产生量为 114.06m³/a(折合 0.013m³/h),因此塔河油田绿色环保站处理废液装置处理能力可满足本项目需求。

综上，本项目采出水、井下作业废水不外排，故本项目实施对地表水环境可接受。

表 5.3-1 地表水环境影响评价自查表

工作内容		自查项目	
影响识别	影响类型	水污染影响型 <input checked="" type="checkbox"/> ；水文要素影响型 <input type="checkbox"/>	
	水环境保护目标	饮用水水源保护区 <input type="checkbox"/> ；饮用水取水口 <input type="checkbox"/> ；涉水的自然保护区 <input type="checkbox"/> ；重要湿地 <input type="checkbox"/> 重点保护与珍稀水生生物的栖息地 <input type="checkbox"/> ；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场等渔业水体 <input type="checkbox"/> ；涉水的风景名胜区 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>	
影响识别	影响途径	水污染影响型	水文要素影响型
		直接排放 <input type="checkbox"/> ；间接排放 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>	水温 <input type="checkbox"/> ；径流 <input type="checkbox"/> ；水域面积 <input type="checkbox"/>
影响识别	影响因子	持久性污染物 <input type="checkbox"/> ；有毒有害污染物 <input type="checkbox"/> ；非持久性污染物 <input type="checkbox"/> ；pH值 <input type="checkbox"/> ；热污染 <input type="checkbox"/> ；富营养化 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>	水温 <input type="checkbox"/> ；水位(水深) <input type="checkbox"/> ；流速 <input type="checkbox"/> ；流量 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
		水污染影响型	水文要素影响型
评价等级		一级 <input type="checkbox"/> ；二级 <input type="checkbox"/> ；三级A <input type="checkbox"/> ；三级B <input checked="" type="checkbox"/>	一级 <input type="checkbox"/> ；二级 <input type="checkbox"/> ；三级 <input type="checkbox"/>

5.3.2 地下水环境影响评价

5.3.2.1 调查区域水文地质条件概况

(1) 地下水类型、赋存分布规律及含水层空间分布特征

地下水含水层岩性主要为第四系上更新统中砂、细砂及粉细砂多层结构，根据含水层特征可划分为潜水含水层和承压含水层，其中，承压水又根据赋存深度的不同可划分为浅层承压水和深层承压水。潜水与承压水二者间以粉土、粉质粘土相隔，开采条件下通过越流作用，具微弱水力联系。

(2) 含水层的富水性

潜水含水层岩性均为细砂、粉砂，夹薄层粉土，含水层富水性为 100~1000m³/d，含水层的渗透系数为 2.38~6.78m/d，水位埋深 2.5~10.5m，补给来源主要为渭干河洪积扇侧向补给，其次为渠水、田间水等入渗补给。以垂直蒸发和水平径流方式排泄。

承压水含水层岩性以细砂、粉砂为主，开采目的层的埋藏深度在 75m~200m。钻孔的单位涌水量为 62~111m³/d·m，富水性为中等(100~1000m³/d)，含水层的渗透系数 1.30~3.71m/d 之间，承压水含水层的富水性为水量中等。溶解性总固体含量小于 1g/L，水化学类型为 Cl·SO₄-Na 及 SO₄·Cl-Na(Ca)型水。

(3) 地下水的补、径、排条件

雅克拉凝析油气田处于渭干河冲洪积平原前缘地带，含水层为多层结构，地下水具多层结构特征。潜水可接受人工渠系、田间灌溉和大气降水的入渗补给以及上游潜水的侧向径流补给，受地表平坦、地下水水力坡度小(千分之一左右)、含水层颗粒细的控制，地下水径流运移十分缓慢，以潜水面蒸发、植被蒸腾、人工排碱渠排水等方式排泄；承压水主要从上游地段地下水侧向径流为补给来源，水平径流运移十分缓慢，为弱径流—停滞状态，区域径流方向为西南方向。目前，人工开采深层地下水也是其排泄的另一种方式。

区域水文地质分布见图 5.3-1。

5.3.2.2 区域地下水污染源调查

根据现状监测结果，监测期间区域潜水监测点中除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、钠、氟化物外，承压水监测点中除溶解性总固体、氟化物外，其余监测因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)III类标准要求，石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)III类标准要求。总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、钠、氟化物超标与区域水文地质条件有关，区域潜水蒸发量大、补给量小，潜水中上述因子日积月累浓度逐渐升高等。

5.3.2.3 地下水环境影响评价

(1) 正常状况

① 废水

本项目营运期产生的废水主要有采出水、井下作业废水，其中采出水随采出液经集输管线输送至雅克拉集气处理站处理，采出水处理工艺采用“沉降+过滤”，该工艺利用重力沉降工艺去除采出水中油类，再通过过滤器进一步去除采出水中的悬浮物、控制粒径中值，使处理后污水达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集运至塔河油田绿色环保处理站处理。正常情况下不会对地下水产生污染影响。

② 落地油

采油过程中产生的落地油，转移到下层的量很少。根据《采气废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》(岳战林等, 2009), 土壤中原油基本上不随土壤水上下移动, 毛细管作用也不活跃。石油对土壤的污染仅限于 20cm 表层, 只有极少量的石油类最多可下渗到 20cm。由于项目区气候干旱少雨, 无地表径流, 无大量降水的淋滤作用, 即无迁移原油从地表到地下水的动力条件。落地油一旦产生须及时、彻底进行回收, 在措施落实、管理到位的前提下, 可最大限度减少落地油量, 正常情况下不会对地下水产生污染影响。

③集输管道

本项目正常状况下, 集输管道采用无缝钢管, 采取严格的防腐防渗措施, 不会对区域地下水环境产生污染影响。

(2) 非正常状况

①油水窜层对地下水的污染影响

钻井完井后油气窜层污染(包括生产井的窜层)的主要原因是: ①下入的表层套管未封住含水层; ②固井质量差; ③工艺措施不合理或未实施。因此, 为预防污染的发生和污染源的形, 表层套管必须严格封闭含水层, 固井质量应符合环保要求。由废弃的油井、套管被腐蚀破坏而污染到地下水的现象, 在前期不会发生, 待油气田开发到中后期时, 废弃的油井、套管被腐蚀破坏, 可能对地下水有影响: 废弃油井在长期闲置过程中, 在地下各种复合作用下, 固井水泥被腐蚀, 套管被腐蚀穿孔, 加上只封死井口, 油气物质失去了释放通道, 会通过越流管道进入潜水含水层, 参与地下水循环。虽然此时油气层几乎没有多少压力, 油气不大可能进入到含水层污染地下水, 但这一现象仍应引起重视, 评价区内的废弃井应全部打水泥塞, 并经严格的试压以防窜漏污染地下水。

②集输管道泄漏事故对地下水的影响

井场管道与法兰连接处泄漏事故对地下水的影响, 一般泄漏于土体中的原油可以同时向表面溢出和向地下渗透, 并选择疏松位置运移。如果有足够多的原油泄漏到疏松的土体中, 就有可能下渗至潜水带并在潜水带顶面扩展而形成“油饼”。

通常管道泄漏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。因而管道泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于采出液的物理性质、泄漏量、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等因素。

本项目非正常状况下，采油树管线连接和阀门处出现破损泄漏，如不及时修复，原油可能下渗对地下水造成影响。本次评价对非正常状况下阀门泄漏情景运用解析模型进行模拟预测，以评价对地下水环境的影响。

(3) 预测因子筛选

本项目污染物主要为石油类，本评价选取特征污染物石油类作为代表性污染物进行预测，石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中的III类标准。评价因子检出限及评价标准见表 5.3-2。

表 5.3-2 评价因子及评价标准一览表

评价因子	评价标准(mg/L)	检出下限值(mg/L)	现状监测值最大值(mg/L)
石油类	0.05	0.01	0.03

(4) 预测源强

根据雅克拉油气田实际操作经验，考虑非正常状况下，管线连接和阀门处泄漏，发生 1 小时后发现并关闭阀门，则采出液渗漏量 0.1m³。

5.3.2.4 预测模型

非正常状况下，污染物运移通常可概化为两个相互衔接的过程：①污染物由地表垂直向下穿过包气带进入潜水含水层的过程；②污染物进入潜水含水层后，随地下水流进行迁移的过程。考虑原油属疏水性有机污染物，难溶于水且容易被土壤吸附。泄漏后首先被表层的土壤吸附截留，进入到潜水后，原油将随着地下水运移和衰减。由于油品泄漏为偶然事故，符合自然衰减规律，同时本项目所在区域地下水埋深大于 5m，因此预测考虑泄漏原油 1%进入潜水含水层，其余则石油类进入地下水的量为 0.8kg。

然后污染物在潜水含水层中随着水流不断扩散，根据本项目非正常状况下污染源排放形式与排放规律，本次模型可概化为一维稳定流动二维水动力弥散问题的瞬时注入污染物—平面瞬时点源的预测模型，其主要假设条件为：

a.假定含水层等厚，均质，并在平面无限分布，含水层的厚度、宽度和长度比可忽略；

- b.假定定量的定浓度的污水，在极短时间内注入整个含水层的厚度范围；
c.污水的注入对含水层内的天然流场不产生影响。

根据《环境影响评价技术导则·地下水环境》(HJ610-2016)，一维稳定流动二维水动力弥散问题的瞬时注入示踪剂—平面瞬时点源的预测模型为：

$$C(x, y, t) = \frac{mM}{4.52u \sqrt{DL \cdot DT}} \exp\left[-\frac{y^2}{4DT}\right] \exp\left[-\frac{(x-ut)^2}{4DLt}\right] \exp\left[-\frac{z^2}{4M^2}\right]$$

式中：

x, y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

C(x,y,t)—t时刻点 x,y 处的污染物浓度，mg/L；

M—含水层厚度，m，评价区域潜水含水层平均厚度约 50m；

mM—长度为 M 的线源瞬时注入污染物的质量，kg。本项目线源瞬时注入的污染物质量石油类 0.8kg；

u—地下水流速度，m/d；潜水含水层岩性为细砂、粉砂，根据《环境影响评价技术导则·地下水环境》(HJ610-2016)附录 B，渗透系数取 5m/d。水力坡度 I 为 2.1‰。因此地下水的渗透流速 $u=K \times I/n=5\text{m/d} \times 2.1\% / 0.32=0.03\text{m/d}$ ；

n—有效孔隙度，无量纲；含水层岩性主要为细砂、粉砂，参照相关资料，其有效孔隙度 $n=0.32$ ；

DL—纵向弥散系数， m^2/d ；根据资料，纵向弥散度 $\alpha_m=0.29\text{m}$ ，纵向弥散系数 $DL=0.02\text{m}^2/\text{d}$ ；DT—横向 y 方向的弥散系数， m^2/d ；横向弥散系数 $DT=0.005\text{m}^2/\text{d}$ ；

π —圆周率。

5.3.2.5 预测内容

在非正常状况下，污染物进入含水层后，在水动力弥散作用下，瞬时注入的污染物将产生呈椭圆形的污染晕，污染晕中污染物的浓度由中心向四周逐渐降低。随着水动力弥散作用的进行，污染晕将不断沿水流方向运移，污染晕的范围也会发生化。本次预测在研究污染晕运移时，选取石油类的检出下限值等值线作

为影响范围，取《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中Ⅲ类标准值等值线作为石油类的超标范围，预测污染晕的运移距离和影响范围。预测结果见表 5.3-3。

表 5.3-3 非正常状况下石油类在潜水含水层中运移情况一览表

预测时间	超标范围 (m ²)	影响范围 (m ²)	背景浓度 (mg/L)	贡献浓度 (mg/L)	叠加浓度 (mg/L)	污染晕最 大运移距 离(m)	超标范围 是否出场 界	超出场界 最远距离 (m)
100d	14.6	21.8	0.03	3.83	3.86	9.2	否	—
365d	18.5	46.7	0.03	1.05	1.08	22.3	否	—
1000d	--	89.9	0.03	0.38	0.41	47.5	否	—

注：背景浓度取各监测点最大值。

综上分析可知，在非正常状况下，由预测结果可以看出，石油类污染物泄漏 100d 后污染超标范围为 14.6m²，影响范围为 21.8m²，污染物最大贡献浓度为 3.83mg/L，叠加背景值后的浓度为 3.86mg/L，污染物最大迁移距离为 9.2m，超标范围未出场界；石油类污染物泄漏 365d 后污染超标范围为 18.5m²，影响范围为 46.7m²，污染物最大贡献浓度为 1.05mg/L，叠加背景值后的浓度为 1.08mg/L，污染物最大迁移距离为 22.3m，超标范围未出场界；石油类污染物泄漏 1000d 后无超标范围，污染物最大贡献浓度为 0.38mg/L，叠加背景值后的浓度为 0.41mg/L。

在假定情景预测期限内，污染物的泄漏将会对泄漏点附近的地下水环境产生一定影响，但超标范围未出场界，并且在企业做好源头控制措施、完善分区防渗措施、管道刺漏防范措施的前提下，本项目对地下水环境影响可以接受。以上假定非正常情况下管线连接和阀门处泄漏情形，均可由总控室发现压力异常，从而切断阀门，由巡线职工及时赶往泄漏发生地点，组织相关人员进行清污，可以从源头上可以得到控制。

本项目严格按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)的要求采取源头控制和分区防控措施。正常状况下在采取源头控制、分区防控措施后，结合地下水污染监控及应急措施，场界内石油类能满足相应标准要求；非正常状况下，由地下水污染预测结果可知，存在泄漏污染物污染晕运移出场界的现象，但厂界外污染晕未超标，地下水环境影响满足相应标准要求。综上，依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)10.4.1 内容，可得出，本项目各个不同阶段，地下水中石油类能满足 GB/T14848 或国家相关标准的要求。

5.3.2.6 地下水环境保护措施与对策

地下水环境保护措施与对策应符合《中华人民共和国水污染防治法》和《中华人民共和国环境影响评价法》的相关规定，按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”，重点突出饮用水水质安全的原则确定。

(1) 源头控制措施

①输送原油的介质可根据具体条件和重要性确定密封形式。

②集输管线采用地下敷设，对工艺要求必须地下走管的管道、阀门设专用防渗管沟，管沟上设活动观察顶盖，以便出现泄漏问题及时观察、解决，将污染物跑、冒、滴、漏降至最低限度。

③对集输管线、阀门严格检查，有质量问题的及时更换，管道、阀门都应采用优质耐腐蚀材料制成的产品。

(2) 分区防控措施

为防止污染地下水，针对工程工艺特点，严格执行《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610 - 2016)“11.2.2 分区防控措施”相关要求，本评价确定防渗要求见表 5，3-4 及图 5.3-2。

表 5.3-4 分区防渗要求一览表

站场	防渗分区			防渗要求
营运期井场	S8-5 井、S8-6 井、 S8-7 井	一般防渗区	井口装置区	等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5m$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7}cm/s$ ；或参照 GB16889 执行

④一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过 0.15MPa/min 时，由 SCADA 系统发出指令，远程自动关闭阀门。

(4) 地下水环境监测与管理

根据本项目特点建立和完善区域地下水环境监测制度和环境管理体系，制定完善的监测计划，环境监测工作可委托当地有资质的环境监测机构承担。根据《环境影响评价技术导则·地下水环境》(HJ610-2016)及《地下水环境监测技术规范》(HJ164-2020)的要求、地下水流向、项目的平面布置特征及地下水监测布点原则，利用区域现有地下水井为本项目地下水水质监测井，地下水监测计划见表 5.3-5。

表 5.3-5 地下水监测点布控一览表

编号	监测层位	功能	井深	监测因子	方位
J1	潜水含水层	跟踪监测井	≤50m	石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、砷、六价铬	上游地下水井
J2					下游地下水井
J3					下游地下水井

5.3.2.7 地下水环境评价结论

(1) 环境水文地质现状

潜水含水层岩性均为细砂、粉砂，夹薄层粉土，含水层富水性为 100~1000m³/d，含水层的渗透系数为 2.38~6.78m/d，水位埋深 2.5~10.5m。承压水含水层岩性以细砂、粉砂为主，开采目的层的埋藏深度在 75m~200m。钻孔的单位涌水量为 62~111m³/d·m，富水性为中等(100~1000m³/d)，含水层的渗透系数 1.30~3.71m/d 之间。潜水可接受人工渠系、田间灌溉和大气降水的入渗补给以及上游潜水的侧向径流补给，受地表平坦、地下水水力坡度小(千分之一左右)、含水层颗粒细的控制，地下水径流运移十分缓慢，以潜水面蒸发、植被蒸腾、人工排碱渠排水等方式排泄；承压水主要从上游地段地下水侧向径流为补给来源，水平径流运移十分缓慢，为弱径流—停滞状态。

(2) 地下水环境影响

本项目严格按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)的要求采取源头控制和分区防控措施。正常状况下在采取源头控制、分区防控措施后，结合地下水污染监控及应急措施，场界内因子能满足相应标准要求；非正常状况下，由地下水污染预测结果可知，除井场场界内小范围以外地区，地下水环境满

足相应标准要求。综上，依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)10.4.1 内容，可得出，本项目各个不同阶段，地下水中评价因子能满足国家相关标准的要求。

(3) 地下水环境污染防控措施

本评价建议本项目依据“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”原则，采取严格的地下水环境污染防控措施。

①通过加强管线内的压力、流量传感器检修维护，保障发生管线阀门连接处泄漏及时切断阀门，减少泄漏量；加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。

②严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610 - 2016)“11.2.2 分区防控措施”相关要求进行分区防渗。防渗措施的设计使用年限不应低于本项目主体工程的设计使用年限。

③建立和完善本项目的地下水环境监测制度和环境管理体系，对集输管线、阀门定期进行严格检测，有质量问题的及时更换，管道、阀门都应采用优质耐腐蚀材料制成的产品。

④在制定雅克拉采气厂全厂环保管理体制的基础上，制订针对地下水污染事故的应急措施，并应与其它应急预案相协调。

(4) 地下水环境影响评价结论

综上所述，在做好源头控制措施、完善分区防渗措施、地下水污染监控措施和地下水污染应急处置的前提下，本项目对地下水环境影响可以接受。

5.4 声环境影响分析

5.4.1 施工期声环境影响分析

本项目在建设施工过程中，由于钻井、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 5.4-1 为本项目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 5.4-1 施工主要机械噪声值及衰减情况表

机械名称	离施工点不同距离的噪声值 (dB(A))					
	10m	50m	60m	100m	150m	200m
钻机	85	71	69	65	61	59
挖掘机	78	64	62	58	54	52
推土机	80	66	64	60	56	54
电焊机	67	53	51	47	43	41
轮式装载车	84	70	68	64	60	58
吊管机	75	61	59	55	51	49

通过类比分析可知，本项目在钻井、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 60m 以外均不超过《建筑施工场界环境噪声排放标准》（昼间 70dB(A)），而在夜间则会超标（夜间 55dB(A)）。项目区周边无居民，并且施工期噪声源均为暂时性的，只在短时期对局部环境和施工人员造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。施工期噪声对周围环境造成的影响属可接受范围。

5.4.2 运营期声环境影响分析

5.4.2.1 预测评价方案

(1) 各井场及站场周边 200m 范围内无声环境敏感点，因此，本次评价不进行声环境敏感点的噪声影响评价。

(2) 本项目运营期噪声源稳定，假设全部噪声源均为持久性连续声源，预测方案将分别预测正常运行条件下项目井场及站场边界的昼间和夜间噪声。

(3) 根据井场及站场平面布置情况，分别在代表性井场场界设置噪声预测点进行预测。

(5) 本项目所涉及的 3 座井场均为新建井场，井场平面布置图基本一致，本次对代表性井场场界噪声贡献值进行评价。

(6) 本项目各井场及站场之间距离均大于 200m，本次不考虑井场及站场噪声叠加影响。

5.4.2.2 评价标准

本项目所在区域执行 2 类声环境功能区标准限值，即昼间 60dB(A)，夜间 50dB(A)。

5.4.2.3 主要噪声源

本项目运营期噪声源主要为井场的各类机泵，其噪声源强大致在 40~90dB(A) 之间。项目主要噪声源调查清单详见表 5.4-2。

表 5.4-2 代表性井场主要噪声源调查清单

序号	声源名称	型号	空间相对位置/m			声源源强 [dB(A)]	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
1	采油树	--	20	30	1	85	基础减振	昼间/夜间 8760h/a

注：井场坐标原点设在井场中心处，正东向为 X 轴正方向，正北向为 Y 轴正方向。

5.4.2.4 预测模式

噪声预测模式采用《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中推荐模式。

(1) 对于室外点声源，可根据声源声功率级或参考位置处的声压级、户外声传播衰减，计算预测点的声级，计算公式为：

$$L_p(r) = L_w + D_C - (A_{div} + A_{atm} + A_{gr} + A_{bar} + A_{misc})$$

或

$$L_p(r) = L_p(r_0) + D_C - (A_{div} + A_{atm} + A_{gr} + A_{bar} + A_{misc})$$

式中： $L_p(r)$ ——预测点处声压级，dB；

$L_p(r_0)$ ——参考位置 r_0 处的声压级，dB；

L_w ——点声源产生的声功率级，dB；

D_C ——指向性校正，dB；

A_{div} ——几何发散引起的衰减，dB；

A_{gr} ——地面效应引起的衰减，dB；

A_{atm} ——大气吸收引起的衰减，dB；

A_{bar} ——障碍物屏蔽引起的衰减，dB；

A_{misc} ——其他多方面效应引起的衰减，dB。

(2) 项目存在多个声源时，设第 i 个室外声源在预测点产生的 A 声级为 L_{Ai} ，在 T 时间内该声源工作时间为 t_i ；第 j 个等效室外声源在预测点产生的 A 声级为 L_{Aj} ，在 T 时间内该声源工作时间为 t_j ，则拟建项目声源对预测点产生的贡献值 (L_{eqg}) 为：

$$L_{eqg} = 10 \lg \left[\frac{1}{T} \left(\sum_{i=1}^N t_i 10^{0.1L_{Ai}} + \sum_{j=1}^M t_j 10^{0.1L_{Aj}} \right) \right]$$

式中： L_{eqg} ——建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值，dB；

T ——用于计算等效声级的时间，s；

N ——室外声源个数；

t_i ——在 T 时间内 i 声源工作时间，s；

M ——等效室外声源个数；

t_j ——在 T 时间内 j 声源工作时间，s。

(3) 噪声预测值计算

预测点的贡献值和背景值按能量叠加方法计算得到的声级。

噪声预测值计算公式为：

$$L_p = 10 \lg (10^{0.1L_{eqg}} + 10^{0.1L_{bg}})$$

式中： L_p ——预测点的噪声预测值，dB；

L_{eqg} ——建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值，dB；

L_{bg} ——预测点的背景噪声值，dB。

5.4.2.5 预测与评价内容

本项目包含 3 座新建井场，以场界噪声贡献值作为评价量，执行标准均为《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类区标准。

5.4.2.6 预测结果与评价小结

井场场界噪声预测结果及达标情况见表 5.4-3。

表 5.4-3 井场场界噪声预测结果与达标分析表

场地	场界	坐标	贡献值	标准值	结论

单井井场 (以 S8-5 井为代表)	东场界	(60, 30)	44.6	昼间	60	达标
				夜间	50	达标
	南场界	(30, 0)	46.3	昼间	60	达标
				夜间	50	达标
	西场界	(0, 30)	47.5	昼间	60	达标
				夜间	50	达标
	北场界	(30, 60)	43.0	昼间	60	达标
				夜间	50	达标

本项目噪声预测结果显示：在采取了项目可研及环评提出的降噪措施后，正常工况下，项目运营期各井场场界昼、夜间噪声均可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类区标准要求，不会使项目区声环境质量明显降低。

井下作业及放空作业均为不定时作业，其产生的噪声属于不连续排放，对外环境影响为短时影响。本项目各井场及站场周边均无声环境敏感点，因此井下作业及放空作业噪声影响均不大。

5.4.3 退役期声环境影响分析

油井进入退役期后，噪声源主要源自井场及站场设备拆卸以及场地清理等过程，由于区内声环境影响评价范围内没有居民点，因此，不会产生噪声扰民问题。

5.4.4 声环境影响评价小结

综上所述，本项目各井场周边 200m 范围内没有声环境敏感点，施工期、运营期以及退役期噪声源对环境影响较小。

表 5.4-4 声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目					
评价等级 与范围	评价等级	一级 <input type="checkbox"/>		二级 <input checked="" type="checkbox"/>		三级 <input type="checkbox"/>	
	评价范围	200m <input checked="" type="checkbox"/>		大于 200m <input type="checkbox"/>		小于 200m <input type="checkbox"/>	
评价因子	评价因子	等效连续 A 声级 <input checked="" type="checkbox"/>		最大 A 声级 <input type="checkbox"/>	计权等效连续感觉噪声级 <input type="checkbox"/>		
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/>		地方标准 <input type="checkbox"/>		国外标准 <input type="checkbox"/>	
现状评价	环境功能区	0 类区 <input type="checkbox"/>	1 类区 <input type="checkbox"/>	2 类区 <input checked="" type="checkbox"/>	3 类区 <input type="checkbox"/>	4a 类区 <input type="checkbox"/>	4b 类区 <input type="checkbox"/>
	评价年度	初期 <input type="checkbox"/>		近期 <input type="checkbox"/>	中期 <input type="checkbox"/>		远期 <input type="checkbox"/>
	现状调查方法	现场实测法 <input checked="" type="checkbox"/>		现场实测加模型计算法 <input type="checkbox"/>			收集资料 <input type="checkbox"/>
	现状评价	达标百分比		100%			
噪声源调查	噪声源调查方法	现场实测 <input type="checkbox"/>		已有资料 <input checked="" type="checkbox"/>		研究成果 <input type="checkbox"/>	

声环境影响预测与评价	预测模型	导则推荐模型 <input checked="" type="checkbox"/>		其他 <input type="checkbox"/>
	预测范围	200m <input checked="" type="checkbox"/>	大于 200m <input type="checkbox"/>	小于 200m <input type="checkbox"/>
	预测因子	等效连续 A 声级 <input checked="" type="checkbox"/> 最大 A 声级 <input type="checkbox"/> 计权等效连续感觉噪声级 <input type="checkbox"/>		
	厂界噪声贡献值	达标 <input checked="" type="checkbox"/>		不达标 <input type="checkbox"/>
	声环境保护目标处噪声值	达标 <input type="checkbox"/>		不达标 <input type="checkbox"/>
环境监测计划	排放监测	厂界监测 <input type="checkbox"/> 固定位置监测 <input type="checkbox"/> 自动监测 <input type="checkbox"/> 手动监测 <input type="checkbox"/> 无监测 <input checked="" type="checkbox"/>		
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子：（ ）	监测点位数：（ ）	无监测 <input checked="" type="checkbox"/>
评价结论	环境影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/>		不可行 <input type="checkbox"/>
注：“□”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项。				

5.5 固体废物影响分析

5.5.1 施工期固体废物影响分析

本项目施工期产生的固体废物主要包括钻井泥浆、岩屑、含油废物、施工土方、施工废料和生活垃圾等。

根据目前西北油田分公司钻井工程的要求，钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，在井口采用“振动筛+除砂器+处理器+离心分离机”工艺分离出岩屑和泥浆，分离后的液体回用于钻井液配备，膨润土泥浆岩屑干化后经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求后进行综合利用；磺化泥浆岩屑在井场使用无害化处理装置进行就地无害化处理，固相经检测各污染物满足《油气田钻井固体废弃物综合利用污染物控制要求》（DB65/T3997-2017）中的相关限值要求后用于铺垫油区内的井场、道路等，一次处理后检测不合格，现场进行二次处理，达标后用于铺垫油区内的井场、道路等。

钻井施工过程中机械检修时会产生少量含油废物（HW08 900-249-08），检修期间地面应铺设防渗膜，采用钢制铁桶收集后暂存于撬装式危废暂存间中，防止含油废物落地污染土壤和地下水。类比同类钻井工程，钻井期间每口井产生的含油废物量约为 0.2t，共 0.6t。收集后由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

钻井期间会产生少量废防渗材料（HW08 900-249-08），类比同类钻井工程，钻井期间每口井产生的废防渗材料量约为 0.1t，共 0.3t。收集后由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

钻井施工过程中配制钻井泥浆时会产生少量废烧碱包装袋，属类比同类钻井工程，钻井期间每口井产生的废烧碱包装袋约为 0.1t，共 0.3t。收集后委托周边有资质工业固废填埋场合规处置。

施工土方用于周边场地平整。本项目施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托周边有资质工业固废填埋场合规处置。生活垃圾和撬装式污水处理站处置过程中产生的污泥经污泥集中收集后，由库车城乡建设投资(集团)有限公司拉运处置。

施工期固体废物处置措施得当，在加强管理的前提下，不会对外环境产生明显不利影响。

5.5.2 运营期固体废物影响分析

本项目运营期产生的固体废物包括落地原油、废防渗材料、井下作业废液。根据《国家危险废物名录》（2021 年版）、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》，本项目运营期产生的落地原油、废防渗材料均属于危险废物，需委托有相应资质的单位进行处置。井下作业废液罐装拉运至塔河油田绿色环保站处理。

本项目危险废物类别、主要成份及污染防治措施见表 5.5-1。

表 5.5-1 运营期危险废物产生、处置及防治措施情况一览表

危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量 (t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
落地油	HW08	071-001-08	0.3	油气开采、管道集输	固态	油类物质、泥砂	油类物质	/	T, I	收集后，由有危废处置资质单位接收处置
废防渗材料	HW08	900-249-08	0.75	场地清理环节	固态	废矿物油	油类物质	/	T, I	

(1) 危险废物收集及贮存

本项目产生的危险废物按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021 年 第 74 号)中相关管理要求并根据《危险废物识别标志

设置技术规范》(HJ1276-2022), 落实危险废物识别标志制度, 对危险废物的容器和包装物以及收集、运输危险废物的设施设置危险废物识别标志。填写危险废物的收集记录、转运记录表, 并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。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。危险废物收集和运输过程的污染控制执行《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)等有关规定。

根据《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023), 危险废物贮存设施应做到:

①贮存设施应根据危险废物的形态、物理化学性质、包装形式和污染物迁移途径, 采取必要的防风、防晒、防雨、防漏、防渗、防腐以及其他环境污染防治措施, 不应露天堆放危险废物;

②贮存设施应根据危险废物的类别、数量、形态、物理化学性质和污染防治等要求设置必要的贮存分区, 避免不相容的危险废物接触、混合。

③贮存设施或贮存分区内地面、墙面裙脚、堵截泄漏的围堰、接触危险废物的隔板和墙体等应采用坚固的材料建造, 表面无裂缝。

④贮存设施地面与裙脚应采取表面防渗措施; 表面防渗材料应与所接触的物料或污染物相容, 可采用抗渗混凝土、高密度聚乙烯膜、钠基膨润土防水毯或其他防渗性能等效的材料。贮存的危险废物直接接触地面的, 还应进行基础防渗, 防渗层为至少 1m 厚黏土层 (渗透系数不大于 10^{-7}cm/s), 或至少 2 mm 厚高密度聚乙烯膜等人工防渗材料 (渗透系数不大于 10^{-10}cm/s), 或其他防渗性能等效的材料。

⑤同一贮存设施宜采用相同的防渗、防腐工艺 (包括防渗、防腐结构或材料), 防渗、防腐材料应覆盖所有可能与废物及其渗滤液、渗漏液等接触的构筑物表面; 采用不同防渗、防腐工艺应分别建设贮存分区。贮存设施应采取技术和管理措施防止无关人员进入。

收集危险废物的硬质桶应按要求设置明显的标明危险废物相关信息的标签, 标签信息应填写完整详实。具体要求如下:

图 5.5-2 危险废物相关信息标签

d、装载液体、固体的危险废物的硬质桶内必须留足够的空间，硬质桶顶部与液体表面之间保留 100mm 以上的空间。

(2) 危险废物运输过程影响分析

本项目产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021 年 第 74 号)中相关要求，运输危险废物，应当采取防止污染环境的措施，并遵守国家有关危险货物运输管理的规定；按照危险废物污染防治和危险货物运输相关规定运输危险废物，记录运输轨迹，防范危险废物丢失、包装破损、泄漏或者发生突发环境事件。

本项目产生的危险废物运输过程由危废处置单位委托有资质单位进行运输，运输过程中全部采用密闭容器收集储存，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上，危险废物运输过程符合《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)中的相关要求。

(3) 危险废物委托处置环境影响分析

本项目产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021 年 第 74 号)中相关要求，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。

本项目含油废物全部委托塔河油田绿色环保站进行处置，塔河油田绿色环保站处理资质及处置类别涵盖了本项目 HW08 危险废物，处置能力能够满足项目要求，目前塔河油田绿色环保站已建设完成并投入运行，设计处置含油污泥 6

万 m³/a，富余处理能力 2.1 万 m³/a。因此，本项目危险废物全部委托塔河油田绿色环保站接收处置可行。

(4) 减缓环境影响的其他措施要求

为防止危险废物在站内临时贮存过程中对环境产生污染影响，根据《危险废物转移管理办法》《危险废物产生单位管理计划制定指南》《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)及《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)等文件中的相关要求，本评价要求：

①危险废物转移过程应采取防扬散、防流失、防渗漏措施，不得擅自倾倒、堆放、丢弃、遗撒；制定危险废物突发环境事件的防范措施和应急预案，发生危险废物突发环境事件时，采取有效措施消除或者减轻对环境的污染危害；制定危险废物管理计划，结合自身的实际情况，与生产记录相衔接，建立危险废物管理台账记录，如实记载产生危险废物的种类、数量、流向、贮存、利用处置等信息，并填写、运行危险废物转移联单。

②建设单位在借鉴同行业发展水平和经验的基础上，提出减少危险废物产生量和危害性的计划，明确改进原料、工艺、技术、管理等方面的具体措施。

③危险废物转移应遵从《危险废物转移管理办法》及其他有关规定的要求。

综合以上分析，本项目产生的固体废物全部妥善处置或综合利用，在落实本项目提出的控制措施的情况下不会对周围环境造成二次污染。

5.5.3 退役期固体废物影响分析

本项目退役期，在井场、站场清理过程中会产生诸如废弃管线、废弃建筑残渣等，均属于一般工业固体废物，废弃管线、废弃建筑残渣等收集后送塔河油田绿色环保站处置。运输过程注意采取防散落等措施，以减轻环境影响。

5.5.4 小结

本项目施工期、运营期、退役期产生的各种固体废物均可得到妥善处置，只要严格管理，不会对环境产生较大不利影响。

5.6 土壤环境影响分析

5.6.1 施工期土壤环境影响分析

施工期对土壤环境的影响主要为人为扰动、车辆行驶和机械施工等行为产生的影响。

(1) 人为扰动对土壤的影响

油田开发过程中，不可避免地要对土壤进行人为扰动，一方面是场站建设、道路建设、管线敷设过程中，车辆行驶和机械施工碾压和踩踏改变土壤的紧实度，另一方面是施工作业使工程占地范围内地表生长的植被受到彻底破坏。

各种车辆(尤其是重型卡车)在地表上行驶将使经过的区域土壤紧实度增高，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。严重的经过多次碾压后植物很难再生长，导致沙化加重。

(2) 线路工程施工对土壤环境的影响

管沟的开挖将破坏原先的土壤结构，加之机械及车辆的碾压、施工人员的踩踏等将使土壤表面压实，通透性变差，影响植被恢复，进而导致沙化加重。

(3) 水土流失影响分析

油田工程建设对当地水土流失影响的方式包括扰动、损坏、破坏原地貌、地表土壤结构及植被。工程施工及占地呈点线状分布，所造成的水土流失因管线所经过的区域不同而不同。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，使风蚀荒漠化的过程加剧；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。本项目建设内容主要为井场建设、管线工程、道路等工程的建设等。临时占地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。永久占地范围内的地表彻底改变，地表经过砾石铺垫或者其它硬化措施，风蚀量很少，不易发生水土流失。

5.6.2 运营期土壤环境影响分析

5.6.2.1 土壤影响分析

本项目不涉及在土壤中使用酸性、碱性、盐类物质，不会造成区域地下水水位上升导致土壤盐化，也不会造成土壤酸化、碱化。因此，本项目土壤影响类型为污染影响型。

本项目运营期废气污染物主要为非甲烷总烃、硫化氢，这两种废气污染物均达标排放；废水主要为采出水、井下作业废水，未向外环境排放污水，不会造成废水地面漫流影响；非正常状况集输管线连接处破裂及设备泄漏下渗造成油类污染土壤，可能通过垂直入渗的形式对土壤造成影响。本项目土壤影响类型与途径见表 5.6-1，影响因子见表 5.6-2。

表 5.6-1 建设项目土壤环境影响类型与影响途径表

不同时段	污染影响型				生态影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他	盐化	碱化	酸化	其他
建设期								
运营期			√					
退役期								

注：在可能产生的土壤影响类型出打“√”，列表未涵盖的可自行设计。

表 5.6-2 污染影响型建设项目土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程	污染途径	特征因子	备注
输油管线	/	垂直入渗	石油类	/

根据工程对土壤环境可能产生的影响主要为管线垂直下渗造成的土壤污染。故将本项目土壤环境影响类型划分为污染影响型，主要影响方式为垂直下渗。

5.6.2.2 正常工况下土壤环境影响分析

运营期正常工况下，本项目管线采为全密闭管路连接，且在管线上做好标识；油罐位于地面，实现可视可控，不会出现溢出和泄露情况，因此本项目正常状况下不会对土壤环境产生影响。

5.6.2.3 非正常工况下土壤环境影响分析

(1) 项目污染物产生情况

成“油饼”。原油继续下渗量很少，基本不会对具有良好隔水顶板的各类承压水产生影响。

(3) 预测方法

采用类比分析法进行预测。

(4) 预测情景设定

类比数据来自同类型集输管线在非正常工况下，输油管线事故泄漏情况，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。

(5) 污染物预测评价因子

污染物预测评价因子为石油类，考虑原油中石油类浓度为 1000mg/L。

(6) 预测结果

非正常情况下，考虑持续注入非饱和带土层中 10min、20min、1h、2h 后，落地油一般富集在 0-20cm 的土层中，石油在土壤中的迁移深度较浅。石油在土壤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，运营期须定期检查管线的破损或破裂情况，若发现有破损或破裂部位须及时进行修补。因此在项目运行期间，需加强管理和监督检查，杜绝非正常情况的发生，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。

综上，本项目采用密闭集输的生产方式，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。如果发生管线泄漏等事故，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，在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免工程项目实施对土壤环境产生污染影响。

5.6.3 土壤环境影响自查表

本项目土壤环境影响评价自查表，见表 5.6-3。

表 5.6-3 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 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态影响型 <input type="checkbox"/> ；两种兼有 <input type="checkbox"/>				
	土地利用类型	建设用地 <input checked="" type="checkbox"/> ；农用地 <input type="checkbox"/> ；未利用地 <input checked="" type="checkbox"/>				土地利用类型图
	占地规模	(4.23) hm ²				
	敏感目标信息	敏感目标 ()、方位 ()、距离 ()				
	影响途径	大气沉降 <input type="checkbox"/> ；地面漫流 <input type="checkbox"/> ；垂直入渗 <input checked="" type="checkbox"/> ；地下水位 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>				
	全部污染物	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)				
	特征因子	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)				
	所属土壤环境影响评价项目类别	I类 <input checked="" type="checkbox"/> ；II类 <input type="checkbox"/> ；III类 <input type="checkbox"/> ；IV类 <input type="checkbox"/> ；				
	敏感程度	敏感 <input checked="" type="checkbox"/> ；较敏感 <input type="checkbox"/> ；不敏感 <input type="checkbox"/> ；				项目范围内有其他草地
评价工作等级		一级 <input checked="" type="checkbox"/> ；二级 <input type="checkbox"/> ；三级 <input type="checkbox"/>				
现状调查内容	资料收集	a) <input checked="" type="checkbox"/> ；b) <input checked="" type="checkbox"/> ；c) <input checked="" type="checkbox"/> ；d) <input checked="" type="checkbox"/> ；				
	理化特性	土壤结构、土壤质地等				同附录 C
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	点位布置图
		表层样点数	2	4	0-0.2m	
现状监测因子	柱状样点数	5	-	0-0.5m 0.5-1.5m 1.5-3m		
	《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 45 项基本项目、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）； 《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中基本项目					
现状评价	评价因子	同现状监测因子				
	评价标准	GB15618 <input checked="" type="checkbox"/> ；GB36600 <input checked="" type="checkbox"/> ；表 D.2 <input type="checkbox"/> ；其他 ()				
	现状评价结论	占地范围内土壤监测因子满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求； 占地范围外土壤监测因子满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中“表 1 农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）”的风险筛选值要求（pH>7.5）。				
影	预测因子	石油烃				

工作内容		完成情况			备注
响 预 测	预测方法	附录 E□; 附录 F□; 其他 (类比分析法)			
	预测分析内容	影响范围 (事故状态下管线原油泄漏进入土壤的 0-3m 土层) 影响程度 (较小)			
	预测结论	达标结论: a) □; b) □; c) <input checked="" type="checkbox"/> 不达标结论: a) □; b) □			
防 治 措 施	防控措施	土壤环境质量现状保障 <input checked="" type="checkbox"/> ; 源头控制 <input checked="" type="checkbox"/> ; 过程防控 <input checked="" type="checkbox"/> ; 其他 ()			
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次	
		3	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	每 5 年 1 次	
信息公开指标	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)				
评价结论	在工程做好定期监测、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。				
注 1: “□”为勾选项, 可√; “()”为内容填写项; “备注”为其他补充内容。					
注 2: 需要分别开展土壤环境影响评级工作的, 分别填写自查表。					

6.环境保护措施及其可行性论证

本项目实施过程中，会对评价区内的生态环境、环境空气、水环境、声环境、土壤环境等造成不同程度的影响。本章分别对工程在建设期、运营期和退役期拟采取的措施及各专题评价提出的措施进行分析和论证。

6.1 设计期环境保护措施

6.1.1 站场选址

结合本项目所在区域的地形地貌、工程地质等自然条件，在满足建设单位的要求的同时，井场选址主要依据以下原则：

(1) 已建井场、阀组站早期设计严格遵守国家或行业标准《石油天然气工程设计防火规范》(GB 50183-2015)、《油田油气集输设计规范》(GB 50350-2015)、《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》(SY/T 6276-2014)等的相关要求。

(2) 尽量靠近和利用现有油区公路，方便施工及运行管理，利于将来管线的管理与维护，做到经济合理，安全可靠。

(4) 井场、阀组站早期选址、设计已避开不良工程地质区，保证运行安全可靠。

(5) 合理选择井场占地，应避开公益林和植被茂盛的地带，减少占地及施工扰动范围。施工前建设单位须取得公益林主管部门的许可后方可开工。

6.1.2 管道路由选择

结合本项目管道所经地区的地形地貌、交通及工程地质条件，在满足建设单位的要求的同时，采用合理的工程技术，并将工程费用和运行费用控制在合理的范围之内。线路走向的选择中主要依据以下原则：

(1) 线路设计严格遵守国家或行业标准《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014)、《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004)、《油

气输送管道穿越工程设计规范》（GB50423-2013）、《油气输送管道跨越工程设计标准》（GB/T50459-2017）等的相关要求。

（2）线路总体走向力求顺直，线路总体走向确定以后，局部线路走向应根据井场和站场的位置作相应调整。

（3）尽量靠近和利用现有油区公路，方便施工及运行管理，利于将来管线的管理与维护，做到经济合理，安全可靠。

（4）线路在无人区穿越，不涉及拆迁。

（5）线路应尽量避免不良工程地质区，保证管道运行安全可靠。

（6）合理选择管线、道路走向，应避开植被茂盛的区段，尽量避免砍伐野生植物；道路敷设尽量取直，考虑距离最短，减少施工扰动范围。

6.1.3 道路路线选择

一般路基设计最大限度地降低路堤高度，以减少对沿线生态的影响，保护环境，使公路融入自然，路基填高设计顺地形地势控制。沿线地层土质为风积相成因的粉细砂，松散的表层土不宜直接作为路基基底土，为了消除积沙土对路面结构的不良影响，采用聚丙烯编织布加固技术，以减少砂砾土用量和厚度，降低工程造价。

类比本区域已开发工程所采取的环保措施可知，项目的设计期保护措施是可行的。

6.2 施工期环境保护措施

本项目开发建设期环境影响的特点是持续时间短，对地表的破坏性强，在地面建设结束后，可在一定时期消失；但如果污染防治和生态保护措施不当，可能持续很长时间，并且不可逆转，例如对生态环境的破坏。

6.2.1 生态环境影响减缓措施

根据区域后评价、相关工程环验收以及现场踏勘，本项目周边同区域同类型开发项目，采取的生态环境影响减缓措施主要有：划定了钻井施工队和管线开挖施工作业范围，严格控制施工车辆的运行线路；钻井施工结束后，施工单位对井场进行了清理平整；管线作业也及时对管线进行土方回填和平整。总体而言，

原始植被覆盖度较高区域植被恢复较快，井场周边 5-10m 外植被基本恢复，植被覆盖度低的区域地表土壤结皮层极易被破坏，经扰动后植被不易恢复。管线线路可尽量绕避林带，或是从林间空地穿越，严格控制施工作业宽度，以减少对林地的扰动。现场除管廊上方覆土高于地表外，管线两侧施工迹地基本恢复平整，临时占地区域内的原始植被已基本恢复，植被恢复程度和距管廊的距离成反比。在堆土比较松散，植被盖度较低的、地形起伏稍大点的管廊外侧 3-8m 范围内植被尚未恢复。

区块勘探开发时间长，依托设施完善，至各单井为独立的探临路，砂石路面，路面宽约 4.5m。施工车辆基本是在已建道路上行驶，没有随意碾轧的情况发生，尽量减少和避免了对区内地表的扰动和破坏。本工程道路施工对路基两侧沿线的植被影响范围一般在 5m~10m。

根据本项目对生态环境可能产生的不利影响，评价提出如下防范措施：

6.2.1.1 井场和站场

(1) 井场、站场区域主要占地类型为灌木林地、其他草地、盐碱地、城镇村及工矿用地，施工过程中须严格控制井场占地面积，使单井临时占地面积不大于 $100 \times 110 \text{m}^2$ ，运营期占地不大于 $60 \times 60 \text{m}^2$ ，减少扰动面积，减少林木砍伐。

(2) 钻井过程中严格执行钻井生产环境保护管理规定，岩屑、废弃泥浆处置应符合《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制技术规范》(DB65/T3999-2017) 要求。采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，固相拉运至塔河油田绿色环保站处置。污油、药品回收利用，防止污水、污油、泥浆、药品的随意乱丢乱放。

(3) 加强井区的野生动物保护，对施工人员进行野生动物保护法的宣传教育，严禁施工人员猎杀野生动物。

(4) 尽量减少因施工对植被的破坏，施工前对施工人员进行环保培训，要求施工人员能识别保护植物，井场、站场和管线尽量避开项目区保护植物密集分布区，施工中大量建筑材料的调运及人员的流动，会增加作业区内的拥挤度，施工区设置明显的作业区域标志，加强管理，把施工作业严格控制在作业区内。本环评要求，井场在施工过程中，减少对灌木的碾压破坏。尤其对占有灌木的井场，

要严格控制扰动面积，施工过程中严格按照施工场地界线范围内施工，并安排专人监察。

(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 6.1-1。

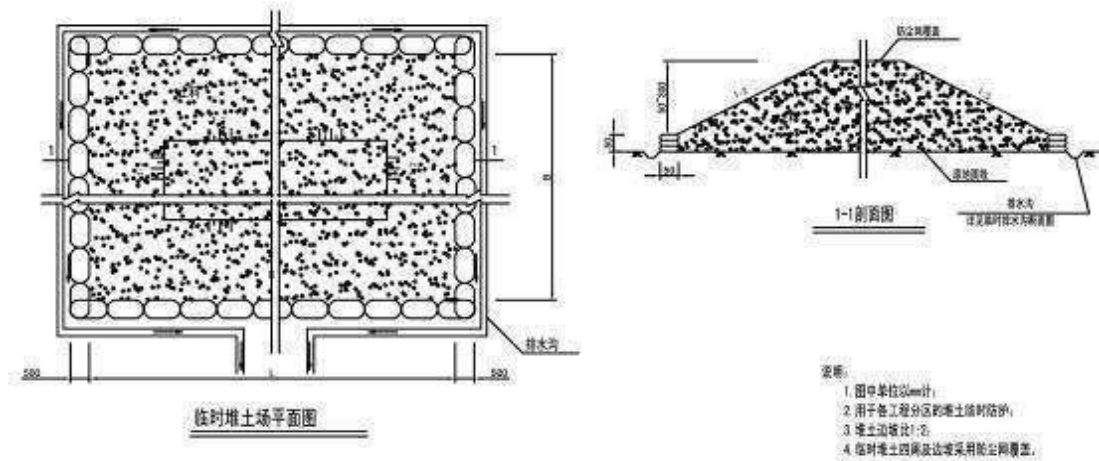


图 6.1-1 临时堆土场防护工程平面布置图

(6) 对井场和站场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失。

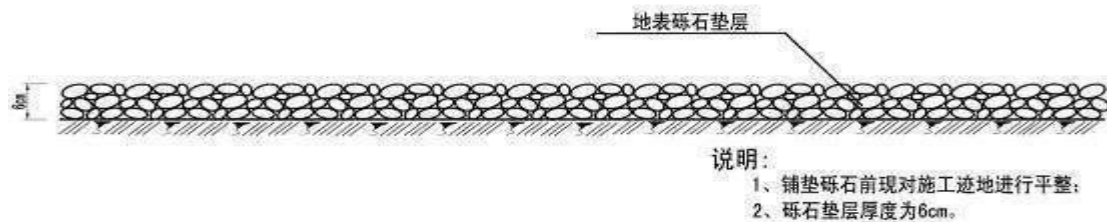


图 6.1-2 井场、站场砾石压盖措施典型设计图

6.2.1.2 管线

(1) 管线单元主要占地类型为其他草地、灌木林地、盐碱地，影响呈线状，施工过程中须根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量。

(2) 管线采用埋地敷设，埋设深度为管顶 1.5m。

(3) 项目管道施工作业带宽度控制在 8m 范围内。

(4) 施工结束后，应恢复地貌原状。施工时对管沟开挖的土壤做分层堆放，分层回填压实，以保护植被生长层，降低对土壤养分的影响，尽快使土壤恢复生产力，同时减少水土流失。

(5) 对管沟回填后多余的土严禁大量集中弃置，应均匀分散在管线中心两侧，并使管沟与周围自然地表形成平滑过度，不得形成汇水环境，防止水土流失。管线所经地段的原始地表存在局部凹地时，若有集水的可能，需采用管沟多余土或借土填高以防地表水汇集。对敷设在较平坦地段的管道，应在地貌恢复后使管沟与附近地表自然过渡，回填土与周围地表坡向保持一致，严禁在管沟两侧有集水环境存在。

(6) 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。

(7) 禁止施工人员对野生动物尤其是珍稀动物的滥捕滥杀，作好野生动物的保护工作。

(8) 在设计阶段优化地面管线的走向，减小施工作业带宽度等公益林保护措施，占用公益林前建设单位须取得公益林主管部门的许可后方可开工。

6.2.1.3 道路

道路单元主要占地类型为其他草地、其他草地、灌木林地、盐碱地、沙地等，施工期道路依托井区现有道路，禁止随意增设临时施工道路，各种机动车辆固定线路，禁止随意增开便道，践踏和破坏植被，注意施工过程中地貌的恢复，挖掘管沟时，将表层土与底层土分开堆放，复土回填要保持土壤的基本层次，管沟回填时要分层回填在表面，以恢复原来的土层；回填后多余的土方不随便丢弃，弃土用于平整井场，防止水土流失。对破坏和占用的植被及时恢复。

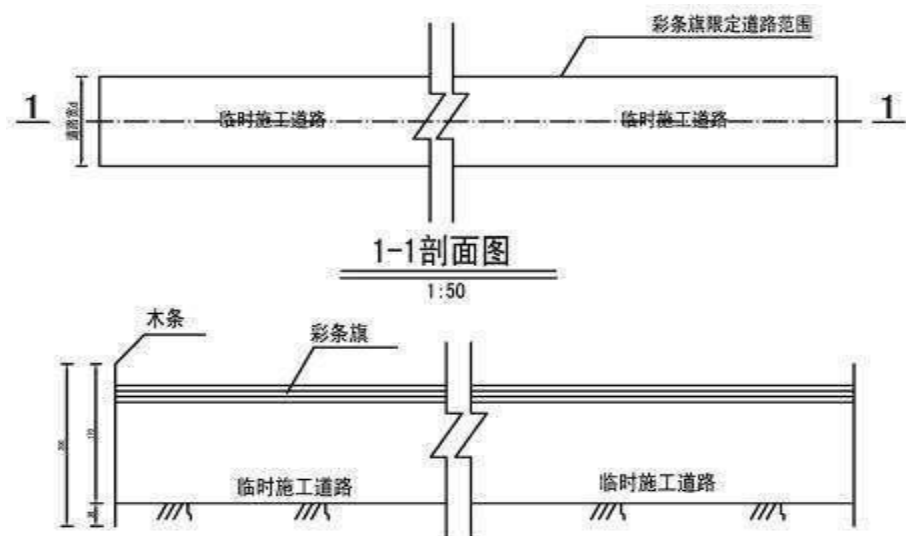


图 6.1-3 彩条旗拦挡典型设计图

6.2.1.4 敏感区段的生态保护措施

(1) 项目施工占用公益林前，应向林草主管部门办理相关手续，应按《森林法》和《新疆维吾尔自治区建设项目使用林地审核审批管理办法(试行)》(新林资字[2015]497号)及阿行署办[2008]27号文件<印发《阿克苏地区境内石油天然气勘探开发建设管理办法(暂行)》的通知>、阿地油区委[2009]3号文件等有关规定，办理建设项目使用林地手续后施工建设。

(2) 项目占用国家二级公益林，应遵守以下规定：

①《国家级公益林管理办法》(林资发[2017]34号)第十二条规定：“一级国家级公益林原则上不得开展生产经营活动，严禁打枝、采脂、割漆、剥树皮、掘根等行为。国有一级国家级公益林，不得开展任何形式的生产经营活动。”第十三条规定“二级国家级公益林在不影响整体森林生态系统功能发挥的前提下，可以按照第十二条第三款相关技术规程的规定开展抚育和更新性质的采伐。在不破坏森林植被的前提下，可以合理利用其林地资源，适度开展林下种植养殖和森林游憩等非木质资源开发与利用，科学发展林下经济。”。占用国家二级公益林应按《国家级公益林管理办法》第十八条、第十九条的规定实行占补平衡。

(3) 项目井位选址时尽量减少林地占用，避开植被茂盛的区域，减少公益林占用和对植被的破坏，重点公益林等生态敏感区段施工过程中，严格限定施工范围，管道施工带范围严格控制在 8m 之内，严禁自行扩大施工用地范围。

(4) 采用小型施工机具或必要时考虑采用人工开挖回填管沟等一系列手段，缩减施工作业带宽度。

(5) 在重点公益林分布区域施工过程中，加强施工人员的管理，确保施工人员和车辆在规定范围内作业，严禁砍伐公益林作燃料，做好森林火灾的防范工作。

6.2.1.5 水土流失保护措施

(1) 工程措施

管道工程区管沟回填后需先进行严格的整治，对局部高差较大处，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表，防

治水土流失。

(2) 场地平整

站场工程区场地平整：针对井场除砾石压盖面积外的施工场地，施工结束后需要进行场地平整，对局部高差较大处，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表，防治水土流失。

(3) 限行彩条旗

严格控制和管理施工期间车辆行驶的范围，减轻对周边区域的扰动，在施工作业区两侧拉彩条旗以示明车辆行驶的边界，以避免增加对地表的扰动和破坏。

6.2.1.6 防沙治沙措施

(1) 施工期间应划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行线路和范围，不得离开运输道路及随意行驶，由专人负责，以防破坏土壤和植被，加剧土地荒漠化。

(2) 施工结束，对施工场地进行清理、平整，防止土壤沙漠化；

(3) 施工期间严格执行生态保护措施，杜绝破坏植被、造成沙化的行为。

6.2.1.7 生态恢复措施

(1) 生态环境保护与恢复治理的一般要求

根据《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）的相关要求，进行生态环境保护与恢复治理：采取有效预防和保护措施，避免或减轻矿产资源开发活动造成的生态破坏和环境污染。坚持“预防为主、防治结合、过程控制”的原则，将生态环境保护与恢复治理贯穿开采的全过程。

(2) 井场及站场生态恢复

工程施工结束后，应对临时占地进行平整，恢复原有地貌。充分利用工程施工前期收集的表土覆盖于井场及站场表层，覆盖厚度根据植被恢复类型和场地用途确定。施工结束初期，对井场、站场永久占地范围内部分占地进行地表硬化，以减少侵蚀量。临时占地范围不具备植被恢复条件的，应采用砂石等材料覆盖临

时占地面积，以防止侵蚀加剧。工程施工结束后临时占地内植被通过植物生长季节和气象条件等因素自然恢复。

(3) 管道生态恢复

本项目施工过程中应注意保护土壤成分和结构。在施工结束后，回填管沟，覆土压实，管沟回填后多余土方应作为铺垫井场用土，不得随意丢弃。施工结束后应对临时占地内地貌进行恢复，尽可能保持植物原有的生存环境，以利于植被恢复，以防止侵蚀加剧。

6.2.1.8 其他生态保护措施要求

(1) 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，以便自然植被后期自然恢复。

(2) 工程结束后，做好施工场地的恢复工作，并按相关规定对植被损失进行生态经济补偿。

(3) 加强施工期环境监理，监理的重点内容：管道施工临时占地施工结束后的植被恢复，野生动物保护，以及材料堆放、施工方式等环境保护内容。

通过对本区域同类型生态保护措施调查，工程提出的生态保护措施较易实施且效果良好，生态保护措施可行有效。

6.2.2 大气污染防治措施

(1) 钻井过程大气污染防治措施

① 钻井期间优先使用网电，将柴油机作为备用。定期对柴油机、柴油发电机等设备进行维护，并且采用高品质的柴油、添加柴油助燃剂等措施，在很大程度上可降低柴油燃烧污染物的排放，减轻对大气环境的影响，使其污染物达标排放。

② 钻井中发现地层有可燃或有害气体，应立即采取有效措施防止井涌井喷，并把可能产生的气体引入燃烧装置烧掉。

③ 若钻遇硫化氢，硫化氢安全与防护工作必须严格按照相关标准、规范与规定执行。

④ 井场内严禁燃烧可能产生严重烟雾或刺鼻臭味的材料。

⑤ 井场应采用密闭下料系统，防止粉尘污染井场环境。

⑥ 针对油藏含硫化氢特征，钻井过程中目的层钻进安装剪切闸板，完井期间

三开安装钻采一体化四通，以减少硫化氢的无组织挥发。

⑦钻井过程中，加强深井钻具的管理，严格执行钻具检查和倒换使用制度，及时发现钻具事故隐患，避免发生因钻具不合格导致井喷事故，致使硫化氢泄漏。

(2) 地面施工大气污染防治措施

①避免在大风季节施工，尽可能缩短施工时间，提高施工效率，减少裸地暴露时间。

②施工单位必须加强施工区的规划管理。挖方堆放应定点定位，并采取防尘、抑尘措施（洒水、遮盖等措施）。

③合理规划、选择最短的运输路线，充分利用油气田现有公路网络，禁止随意开辟道路，运输车辆应以中、低速行驶，减少车辆行驶动力起尘。

④合理规划临时占地，控制临时占地范围，对工作区域外的场地严禁机械及车辆进入、占用，避免破坏植被和造成土地松动。

⑤管沟开挖深度不宜过深，及时开挖，及时回填，遇大风天气应停止土方作业。

⑥加强对施工机械、车辆的维修保养，禁止以柴油为燃料的施工机械超负荷工作，减少烟尘和尾气的排放。

⑦加强施工工地环境管理，提倡文明施工，积极推进绿色施工，严防人为扬尘污染。

以上的大气污染防治措施可使本项目建设对环境空气影响减小，是可行和有效的。

6.2.3 废水污染防治措施

项目钻井过程水环境污染源为钻井废水、酸化压裂废水和施工队生活污水。

(1) 钻井废水

根据目前油气田钻井实际情况，钻井废水临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段用于配制相应体系泥浆，在钻井期间综合利用，不外排；钻井阶段结束后以废弃泥浆的形式产生，根据类型不同采取不同措施妥善处置。

(2) 管道试压废水

管道工程分段试压以测试管道的强度和严密性，本项目管道采用无腐蚀性洁

净水作为试压介质，管道试压废水中主要污染物为 SS。产生的试压废水按照每千米 2.5m^3 计算，本项目集输管线长 8.15km ，试压废水产生约为 20.375m^3 。管道试压分段进行，试压水排出后进入下一段管线循环使用，试压结束后用于场地洒水降尘。

(3) 施工队生活污水

本项目生活污水产生量为 1470m^3 。生活污水经井场撬装式污水处理站处理后，用于荒漠灌溉。

各井场均建设一座撬装化污水处理站，采用“生化+过滤”工艺，生活污水经过“格栅+调节池+厌氧池+生物接触氧化池+二沉池+MBR 膜池+消毒池”处理达到《农村生活污水处理排放标准》(DB65 4275-2019)表二的 B 级标准后，主要用于荒漠灌溉。撬装化污水处理站采用“生化+过滤”工艺，使接触氧化法和活性污泥法有效地结合起来，可将生活污水中所含的主要污染物进行达标处理。该技术属于主流生活污水处理技术，工艺成熟可靠，可确保污水处理达标。

撬装化污水处理站设计处理规模 $20\text{m}^3/\text{d}$ ，实际井场污水产生规模 $4\text{m}^3/\text{d}$ ，可满足井场生活污水处理需求。

(4) 结论

上述措施是具有技术成熟、经济节约、应用普遍的特点。生活污水排入污水，不外排至周边环境；钻井废水以泥浆的形式产生和处置，不外排至环境；综上所述，上述措施可行。

6.2.4 噪声防治措施

(1) 建设单位应要求施工单位使用低噪声、低振动的机械设备类型，并在施工中设专人对其进行保养维护，对设备使用人员进行培训，严格按操作规范使用各类机械；

(2) 施工单位可合理安排施工时间，避免长时间使用高噪声设备，使本项目在施工期造成的噪声污染降到最低；

(3) 运输车辆进出工地时应低速行驶，少鸣笛或不鸣笛。

以上措施可有效减轻施工期噪声影响，是可行的。

6.2.5 固体废物污染防治措施

(1) 本项目各钻井井场均配套设置钻井废弃物不落地系统，钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，在井口采用“振动筛+除砂器+处理器+离心分离机”工艺分离出岩屑和泥浆，分离后的液体回用于钻井液配备，膨润土泥浆岩屑干化后经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中综合利用污染物限值要求后进行综合利用；磺化泥浆岩屑在井场使用无害化处理装置进行就地无害化处理，固相经检测各污染物满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中的相关限值要求后用于铺垫油区内的井场、道路等，一次处理后检测不合格，现场进行二次处理，达标后用于铺垫油区内的井场、道路等。

(2) 含油废物、废防渗材料等集中收集后暂存于钻井井场危废暂存间，钻井结束后交由区域具有危废处置资质的公司接收处置。。本工程产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021 年 第 74 号)、《危险废物转移管理办法》(生态环境部令 第 23 号)中相关要求，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。

危险废物暂存间满足《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)要求，有效避免二次污染。

(3) 施工土方用于周边场地平整。

(4) 本项目施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托周边有资质工业固废填埋场合规处置。

(5) 钻井施工过程中配制钻井泥浆时会产生少量废烧碱包装袋，收集后委托周边有资质工业固废填埋场合规处置。

生活垃圾和撬装式污水处理站处置过程中产生的污泥经污泥集中收集后，由库车城乡建设投资(集团)有限公司拉运处置。

6.2.6 土壤污染防治措施

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

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

(3) 施工产生的建筑垃圾不得随意抛洒，应集中收集并及时清运，防止污染物进入土壤环境造成污染。

(4) 项目区处于风蚀区，需要严格采取各项水土流失防治措施，施工完毕后通过对临时占地采取土地平整和防沙治沙措施，地表基本可免受水土流失。

采取上述措施后可有效减缓土壤环境影响，措施可行。

6.3 运营期环境保护措施

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。

6.3.1 生态环境保护措施

(1) 监督和管理措施

①针对本项目的建设，西北油田分公司安全环保部负责工程建设及运营期间对生态环境的保护工作，落实本项目环保措施的实施并与各施工单位签定详细的环境保护协议，明确各方的责任以及奖惩规定。

②选择信誉良好、素质较高的施工队伍，保证工程建设的质量，避免因质量问题对环境带来不利影响；同时，通过培训和发放宣传手册强化施工人员的环境保护意识，明确施工人员的行为和奖惩制度。

③针对已经发生的破坏生态环境的问题必须认真、及时的解决，并对正在和即将建设的工程提出具体、可行的整改和防治措施。

④针对本项目所在区域遗留的生态环境问题需按要求整改完成，如 TH12181 等井遗留有弃渣没有及时的清运、老井临时占地内的水泥块未清理或综合利用等，需尽快组织工作人员按期将井场遗留固废清运或综合利用，并纳入本项目环保投资。

(2) 运营期生态保护措施

①加强管理，确保各项环保措施落实。对主干道路采取沥青或水泥硬化，对施工迹地表面覆以砾石，以减少风蚀量。

②在道路边、油田区，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。

③加强对管线、设备的管理和检查，及时发现问题，及时解决，防止泄漏事故的发生；对泄漏的落地油应及时清理，彻底回收，防止污染扩大蔓延。

④在管线上方设置各种标志，防止各类施工活动对管线的破坏。

⑤为保护管道不受深根系植被的破坏，在对集输管道的日常巡查中，应将管道上覆土壤中会对管道构成破坏的深根系植被及时清理，确保管道的安全运行。

管道维修二次开挖回填时，应尽量按原有土壤层次进行回填。

⑦本项目事故状态下对生态环境影响较大，因此必须对事故风险严加防范和控制。加强日常生产监督管理和安全运行检查工作，制定安全生产操作规程，加强职工安全意识教育和安全生产技术培训。一旦发现事故，及时采取相应补救措施，尽量减少影响和损失。

(3) 生态修复方案

油田运营期开展生态修复目标为油田污染得到安全处置，生态环境质量明显改善；植被破坏区域覆盖率稳步增长，站场和生活区绿化率逐步提高，环境风险发生率得到有效控制，杜绝跑冒滴漏危害；油田区生态功能基本稳定；油田区主要运输道路硬化达到 100%，生物多样性呈上升趋势；公众生态环保意识得到提高；油田区生态环境监测范围达到 100%，建立生态安全应急系统。

项目井场和管线临时占用的草地和灌木林地等植被生长较好的区域，管线施工完毕后可进行植被恢复，植被恢复以自然恢复为主，根据实地调查，管线施工完毕后的 3-5 年内 90% 的区域自然植被可恢复至施工前状态，对于难以恢复的区域应人工辅助恢复，人工恢复植被种类以本土柽柳等灌木植被为主。

综上，本项目采取的生态环境保护措施可行。

6.3.2 废气污染防治措施

本项目运营期的废气排放源主要为无组织排放源和温室气体排放源。无组织排放的污染物主要为井场的阀门、法兰等组件处产生的无组织挥发非甲烷总烃和硫化氢，温室气体的污染物主要为井场、站场开采过程中产生的甲烷逃逸。针对以上污染源，油田拟采取以下大气污染治理措施：

(1) 采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵。

(2) 在油气集输过程中，为减轻集输过程中烃类的损失，油田开发采用密闭集输流程，井场、站场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和《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）中厂区内非甲烷总烃排放限值要求，硫化氢无组织排放达到《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中改扩建项目厂界二级标准要求。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废气污染物的排放量。

(3) 对各井场的设备、阀门等进行定期的检查、检修，以减少跑、冒、滴、漏的发生。加强油气井管理，做好压力检测，并按要求备齐应急设施。

(4) 定期对油气集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄漏进入大气环境。

(5) 采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，加强油气技术管道密闭性能，并定期进行检查、检修，减少温室气体在油气集输过程中的逃逸量。

(6) 进一步开展节能减排工作，加强质量控制和技术研发，降低抽油机井工作能耗，大力推广应用零散天然气回收和电力系统无功补偿级新能源利用等开采技术，开发清洁能源替代现有能源，从而减少温室气体排放。

采取上述措施后可有效减缓环境空气环境影响，措施可行。

6.3.3 废水污染防治措施

(1) 采出水

本项目采出水随采出液经集输管线输送至雅克拉集气处理站处理。处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层。要求日常加强油气开采和集输过程的动态监测，油气集输过程中避免事故泄漏污染土壤和地下水。

(2) 井下作业废水

井下作业废液采用带罐作业，集中收集进入塔河油田绿色环保站处理，废水处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准中指标后回注油层。

6.3.4 噪声污染防治措施

（1）对声源强度较大的设备进行减噪处理，根据各种设备类型所产生噪声的特性，采用不同的控制手段。

（2）提高工艺过程自动化水平，尽量减少操作人员在噪声源的停留时间。设备采用巡检的方式，由操作人员定期对装置区进行检查，尽量减少人员与噪声的接触时间。

采取上述措施后可有效减缓声环境影响，措施可行。

6.3.5 地下水污染防治措施

按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全方位进行控制。

6.3.6.1 源头控制措施

选择先进、成熟、可靠的工艺技术，对产生的废物进行合理的回用和治理，尽可能从源头上减少污染物排放；严格按照国家相关规范要求，对井场、管道、阀组、露点控制站等采取相应措施，以防止和降低污染物的跑、冒、滴、漏，降低风险事故，以尽量减少由于埋地管道泄漏而可能造成的地下水污染。

①输送介质可根据具体条件和重要性确定密封型式。

②输送管道采用地下敷设，对工艺要求必须地下走管的管道、阀门设专用防渗管沟，管沟上设活动观察顶盖，以便出现泄漏问题及时观察、解决，将污染物跑、冒、滴、漏降至最低限度。

③对输送管道、阀门、站场各装置进行严格检查，定期检修，有质量问题的及时更换，管道、阀门都应采用优质耐腐蚀材料制成的产品。

严格按照油田公司的管理要求做好井控、固井及完井等工作，按要求做好油管及表层套管的安装及维护工作，同时加强勘探、开发过程中对井身结构的定期检查，确保表层套管固井质量合格，发现异常情况及时处理，防止污染地下水；发现异常情况及时处理，防止污染地下水。

⑤《参照废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函[2020]72号）对完成采气的废弃井封堵，保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，污染地下水资源。

6.3.5.2 区防治措施

对井场、站场可能泄漏污染物的污染区地面进行防渗处理，并及时将泄漏/渗漏的污染物收集起来进行处理，可有效防治洒落地面的污染物渗入地下。根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ 610-2016）中“11.2.2 分区防控措施”，本项目分区防控方案如下：

油气开采行业未颁布防渗技术规范，本次根据预测结果和场地包气带特征及其防污性能，提出防渗技术要求或根据建设项目场地天然包气带防污性能、污染控制难易程度和污染物特性，提出防渗技术要求。

根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ 610-2016）中表5污染控制难易程度分级参照表、表6天然包气带防污性能分级参照表、表7地下水污染防渗分区参照表，本工程包气带厚度大于1m，故包气带岩(土)层单层厚度 $Mb \geq 1.0m$ ，连续、稳定分布，垂直渗透系数大于 $10^{-4}cm/s$ ，包气带岩土防污性能按“弱”；本工程废水主要污染物为石油类等非持久性污染物。根据可能泄漏至地面的污染物的性质和生产设施的构建方式，结合总平面布置情况，可将本项目运营期各设施划分为一般防渗区和简单防渗区。

分区防渗方案如下：

一般防渗区：根据项目特点，结合水文地质条件，对可能会产生一定程度的污染，划为一般防渗区，包括主要指井场、站场永久占地等一般区域或部位。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），一般防渗区防渗层的防渗性能不应低于1.5m厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7}cm/s$ 的黏土层的防渗性能。

简单防渗区：不会对地下水环境造成污染的区域，主要包括配电箱等区域，不采取专门针对地下水污染的防治措施，进行简单的地面硬化即可。

6.3.5.3 污染监控措施

本项目应建立地下水环境监控体系，包括科学、合理地设置地下水污染监控井，建立完善的监测制度，配备相应的检测仪器和设备，以便及时发现并及时控

制。结合工程区所在区域的水文地质条件和《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ 610-2016）中要求，本项目需在区块的上游、下游、区块内布设不少于一眼水质监测井，根据项目区已有监测井的完井报告，各监测井由新疆地质工程勘察院完钻，各井终孔孔径350mm，管径159mm，井壁为无缝钢制井管，均为单管单层监测井，各监测井的钻探工艺及钻进参数满足水文地质钻探规程的要求，钻孔验收后孔口安装了孔口保护装置，可充分依托其进行例行监测，在监测水质的同时监测地下水水位。监测计划、孔深、监测井结构、监测层位、监测项目、监测频率等详见表6.3-1。上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向采油厂安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开。

表 6.3-1 地下水监测计划

孔号	区位/坐标	监测层位	监测频率	主要监测项目
1#地下水点	83°54'51.65"E 41°48'43.01"N	孔隙潜水	每年采样2次。发生事故时加大取样频率。	石油类
2#地下水点	83°50'51.84"E 41°35'58.18"N			
3#地下水点	83°31'29.34"E 41°37'32.70"N			
LG-08	E84°3'51.00", N41°31'6.84"			
新疆天运化工有限公司监测井	E83°57'26.45", N41°48'10.66N			

(3) 监测数据管理

上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向采油厂安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开。如发现异常或发生事故，加密监测频次，改为每周监测一次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

为保证地下水监测工作巧效有序运行，须明确职责、制定相关规定进行管理；具体管理措施和技术措施如下：

①管理措施

1) 预防地下水污染的管理工作是环保管理部门的职责之一，各采油厂环境保护管理部门应指派专人负责预防地下水污染的管理工作；

2) 采油厂环境保护管理部门应委托具有监测资质的单位按时、按质、按量完成地下水监测工作，并按要求分析整理原始资料、编写监测报告；

3) 建立与工程区环境管理系统相联系的地下水监测信息管理系统；

4) 按突发事件的性质、类型、影响范围、后果严重性分等级制订相应的应急预案，在制定预案时要根据环境污染事故潜在威胁的情况，认真细致地考虑各项影响因素，并组织有关部门、人员进行适时演练、不断补充完善预案内容。

②技术措施：

1) 定期对法兰、阀门、管道等进行检查。

2) 在日常例行监测中，一旦发现地下水水质监测数据异常，应尽快核查数据，确保数据的正确性，并将核查过的监测数据通告安全环保部门，由专人负责对数据进行分析、核实，并密切关注生产设施的运行情况。具体内容如下：了解全井场、站场生产是否出现异常情况，出现异常情况的装置、原因；加大监测密度，如监测频率临时加密为每天一次或更多，连续多天，分析变化动向。

6.3.5.4 地下水污染应急预案及处理

(1) 应急预案内容

在制定井场、站场安全管理体制的基础上，制订专门的地下水污染事故应急措施，并应与其它类型事故的应急预案相协调，并纳入到采油厂应急预案中。地下水应急预案的具体内容如下：

① 应急预案的日常协调和指挥机构；

② 各部门在应急预案中的职责和分工；

③ 确定地下水环境保护目标和对目标采取的紧急处置措施，评估潜在污染可能性；

④ 特大事故应急救援组织状况、人员和装备情况，平常的训练和演习。

(2) 污染事故处理

在发现异常或者事故状态下，建议采取如下污染治理措施。

① 如发现异常或发生事故，加密监测频次，改为每周监测一次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

② 一旦发生地下水污染事故，应立即启动应急预案。

- ③ 查明并切断污染源。
- ④ 探明地下水污染深度、范围和污染程度。
- ⑤ 依据探明的地下水污染情况，合理布置浅井，并进行试抽工作。

⑥ 依据抽水设计方案进行施工，抽取被污染的地下水，并依据各井孔出水情况进行调整。可采用阻断污染物向周边环境迁移扩散的技术，如泥浆墙、灌浆墙、土工膜阻断、板桩、原位土壤搅拌阻断、可渗透反应墙等，通过在污染源周围构筑低渗透屏障，来隔离污染物，同时操控地下水的流场。

- ⑦ 将抽取的地下水进行集中收集处理，并送实验室进行化验分析。

⑧ 当地下水中的特征污染物浓度满足地下水功能区划的标准后，逐步停止抽水，并进行土壤修复治理工作。

综上，本项目采取的地下水污染防治措施可行。

6.3.6 固体废物污染防治措施

本项目运营期产生的固体废物包括落地油以及废防渗材料，收集后交由有危险废物处置资质的单位处置。根据《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》、《排污许可证申请与核发技术规范 工业固体废物（试行）》（HJ1200-2021）和《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ1259-2022），项目对运营期固体废物处置过程提出如下管理要求：

（1）危险废物收集及贮存

本项目建成运行后，运营单位应严格按照《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）中的相关要求对危险废物进行收集。

收集危险废物的硬质桶应按要求设置明显的表明危险废物相关信息的标签，标签信息应填写完整翔实。具体要求如下：

a. 危险废物标签规格颜色说明：规格：正方形，40×40cm；底色：醒目的橘黄色；字体：黑体字；字体颜色：黑色。

b. 危险废物类别：按危险废物种类选择，危险废物标签样式示意图如图 6.3-1 所示。

运输过程中全部采用密闭容器收集储存。内部转运采用专用的工具，并填写内部转运记录表，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上。

外部运输由有相应资质的单位进行，运输过程应按照危险废物污染环境防治和危险货物运输相关规定运输危险废物，记录运输轨迹，防范危险废物丢失、包装破损、泄漏或者发生突发环境事件。

（3）危险废物的处置

本项目运营期产生的危险废物最终交由持有危险废物经营许可证的单位进行处置。本项目运营单位应对处置单位的主体资格和技术能力进行核实，依法签订书面合同，并在合同中约定利用、处置危险废物的污染防治要求及相关责任，合同期内及时了解接受人贮存、利用或者处置相关危险废物情况，确保本项目运营期产生的危险废物得到妥善处置，避免对外环境产生不利影响。

（4）减缓环境影响的其他措施要求

根据《危险废物转移管理办法》《危险废物产生单位管理计划制定指南》《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）及《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）中的相关要求，本评价要求：

①危险废物转移过程应采取防扬散、防流失、防渗漏措施，不得擅自倾倒、堆放、丢弃、遗撒；制定危险废物突发环境事件的防范措施和应急预案，发生危险废物突发环境事件时，采取有效措施消除或者减轻对环境的污染危害；制定危险废物管理计划，结合自身的实际情况，与生产记录相衔接，建立危险废物管理台账记录，如实记载产生危险废物的种类、数量、流向、贮存、利用处置等信息，并填写、运行危险废物转移联单。

②建设单位在借鉴同行业发展水平和经验的基础上，提出减少危险废物产生量和危害性的计划，明确改进原料、工艺、技术、管理等方面的具体措施。

③危险废物内部转运作业还应满足以下要求：综合考虑区块实际情况确定转运路线；转运结束后，及时对转运工具进行清洗。

综上，工程产生的固体废物全部妥善处置，采取上述措施后可有效减缓环境影响，措施可行，在落实本项目提出的控制措施的情况下不会对周围环境造成二次污染。

6.3.7 土壤环境保护措施

结合本项目特点与调查评价范围内的土壤环境质量现状，在分析土壤污染途径的基础上，根据环境影响预测与评价结果，按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，提出合理、可行、操作性强的土壤环境影响防控措施。

6.3.7.1 源头控制措施

从生产过程入手，在工艺、设备、集输管道等方面尽可能地采取泄漏控制措施，从源头最大限度降低采出液和井下作业废水泄漏的可能性和泄漏量，使项目区污染物对土壤的影响降至最低，一旦出现泄漏等即可由区域内的各种配套措施进行收集、处置。

(1) 定期派人检查井场、管线，是否有采出液泄漏的现象发生。

(2) 工程选用耐腐蚀性能好、抗老化性能、耐热性能好、抗冻性能好、耐磨性能好的管材作为集输管线，可有效的防止管线腐蚀穿孔，降低管线环境风险事故的发生。

(3) 对管道定期检修，将事故发生的概率降至最低，可有效保护土壤和地下水环境不受污染。

(4) 由于发生管线泄漏时管线的压力变化明显比较容易发现，可及时采取必要的处理措施，使造成的污染控制在局部环境。

(5) 如果发生井下作业废水渗漏、集输管道的采出液渗漏，建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，委托具有相应 HW08 危废处理资质单位对污染土壤进行转运处置，因而，石油类污染物进入土壤和地下潜水的可能性较小。

具体步骤为：

1) 按顺序停泵或关井

在管道发生断裂、漏油事故时，按顺序停泵或关井。抢修队根据现场情况及时抢修，做好安全防范工作，把损失控制在最小范围内。

2) 回收泄漏原油

首先限制地表污染的扩大。油受重力和地形的控制，会流向低洼地带，应尽量防止泄漏石油移动。在可能的情况下应进行筑堤，汇集在低洼坑中的地表油，用车及时进行收集，将严重污染的土壤集中处理，交由有资质单位进行处置。

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。

①坑撇油：在漏油点附近挖坑进行撇油。

②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。

6.3.7.2 过程控制措施

巡检车辆严格按照油田巡检路线行驶，不得因乱碾乱压破坏土壤结构。严格执行地下水章节分区防控措施要求。防渗措施的设计，使用年限不应低于本项目主体工程的设计使用年限。根据本项目特点，从垂直入渗途径，采取过程阻断、污染物削减和分区防控措施保护土壤环境。

6.3.7.3 跟踪监测

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）土壤二级评价的跟踪监测要求，制定跟踪监测计划，发生事故泄漏时对井场、管线泄漏点可能影响区域跟踪监测，在占地范围内设 1 个表层样、1 个柱状样、占地范围外设 1 个表层样，每 5 年监测 1 次。

综上所述，正常情况下，本项目的各项工程不会污染土壤环境，非正常情况下，采取有效措施后可减轻对土壤环境的影响。在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免工程实施对土壤环境产生污染影响。

6.4 退役期环境保护措施

6.4.1 退役期大气环境保护措施

(1) 运输车辆使用符合国家标准的油品。

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

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

6.4.2 退役期水环境保护措施

《参照废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）对完成采油的废弃井封堵，保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，污染地下水资源。

6.4.3 退役期噪声污染防治措施

- (1) 选用低噪声机械和车辆。
- (2) 加强设备检查维修，保证其正常运行。
- (3) 加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

6.4.4 退役期固废及土壤污染防治措施

(1) 地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣，应集中清理收集。管线外运清洗后可回收利用，废弃建筑残渣外运至建筑垃圾填埋场填埋处理，不得遗留在场地内影响土壤环境质量。

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

(3) 运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

6.4.5 退役期生态保护措施

单井进入开采后期，油气储量逐渐下降，最终井区进入闭井期。后期按照要求对井口进行封堵，并对井场生态恢复至原貌。根据《废弃井封井回填技术指南(试行)》和《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范(试行)》，项目针对闭井期生态恢复提出如下措施：

(1) 闭井后要拆除井架、井台，并对井场土地进行平整，清除地面上残留的污染物如原油等。经治理井口装置及相应设施应做到不漏油、不漏气、不漏电，井场无油污、无垃圾。

(2) 闭井期井场集输管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成

二次破坏。管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。

(3) 各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

(4) 井场水泥平台和砂砾石路面维持现状，避免因拆除作业对区域表层土的扰动，引起土地沙化。

6.5 环境经济损益分析

6.5.1 环境损失分析

油气开发建设对环境造成的损失主要表现在：

- (1) 工程占地造成的环境损失；
- (2) 突发事故状态污染物对土壤、植被的污染造成的环境损失；
- (3) 其他环境损失。

本项目永久占地主要为井场、站场占地和道路占地。项目永久占地的损失量分为经济损失和生态效益损失两部分，经济损失即为项目土地征购费及复垦费。生态效益损失难以确定，工程施工与占地对植被、土壤、生态环境都会造成不利影响。

本项目对区域的主要影响是生态影响，包括植被破坏后由于地表裸露导致水土流失和土壤环境质量下降。但在加强施工管理和采取生态恢复等措施后，施工影响是可以接受的。

本项目建设期短，施工“三废”和噪声影响比较轻。不涉及当地居民搬迁，无大量弃土工程。而且建设期的各种污染物排放均属于短期污染，会随着施工的结束而消失。因此，在正常情况下，基本上不会对周围环境产生影响。但在事故状态下，将对人类生存环境产生影响。如由于自然因素及人为因素的影响，引起管道泄漏事故，将对周围环境造成较为严重的影响。由于事故程度不同，对环境造成的损失也不同，损失量的估算只能在事故发生后通过各项补偿费用来体现。

6.5.2 项目环保投资估算

工程总投资 16950 万元，在项目开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算该项目环境保护投资约 655 万元，环境保护投资占总投资的 3.86%。具体环保投资估算见表 6.5-1。

表 6.5-1 环保投资估算

阶段	类别	项目	环保措施	投资 (万元)	
施工期	生态	生态修复	对占地造成的生态破坏进行经济补偿，完工后及时进行迹地清理并平整恢复	50	
		水土保持	水土保持措施	纳入水土保持方案投资	
	废气	站场、管线等施工产生的施工扬尘治理	运输车辆应加盖篷布，临时土方覆盖，防尘布（或网）等	6	
	废水	施工废水	沉淀池	3	
		生活污水	生活污水罐	45	
		固井工程	下套管+注水泥浆	60	
		酸化压裂废水	专用废液收集罐	30	
	固体废物	生活垃圾	生活垃圾清运、填埋处置	3	
		建筑垃圾	建筑垃圾清运、填埋处置	3	
		废油	废油罐、危险废物临时贮存间	36	
		钻井泥浆、岩屑 事故状态下的废泥浆岩屑	随钻不落地系统、岩屑罐 应急池，采用“防渗膜+混凝土”防渗结构	200 90	
	运营期	废水	井下作业废水	井下作业废水清运、处置	9
		地下水环境防护	井场、站场防渗	井场、站场进行分区防渗	36
噪声		井场噪声	基础减振等措施	6	
固体废物		油泥（砂）、清管废渣等	委托处置	21	
退役期	固体废物	建筑垃圾	建筑垃圾清运、填埋处置	3	
	生态	生态恢复	恢复原貌	42	
环境风险	环境风险	可燃气体报警器	35		
环境管理	环境监理	严格监督各项环保措施落实情况，确保各项污染防治措施有效实施	12		
合计				655	

6.6 碳排放影响评价

为贯彻落实中央和生态环境部关于“碳达峰、碳中和”相关决策部署和文件

精神，充分发挥环境影响评价的源头防控、过程管理中的基础性作用，本评价按照相关政策及文件要求，根据《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》核算方法，计算拟建工程实施后碳排放量及碳排放强度，提出碳减排建议，并分析减污降碳措施可行性及碳排放水平。

6.6.1 碳排放分析

6.6.1.1 碳排放影响因素分析

根据《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，石油天然气开采企业碳排放源主要包括：燃料燃烧 CO₂ 排放、火炬燃烧排放、工艺放空排放、CH₄ 逃逸排放、CH₄ 回收利用量、CO₂ 回收利用量、净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放。

拟建工程生产工艺流程中涉及二氧化碳的产排节点表 6.6-1 所示。

表 7.1-1 二氧化碳产排污节点汇总一览表

序号	类别	产污环节	碳排放因子	排放形式
1	火炬燃烧排放	各井场测试放喷期间火炬燃烧	CO ₂ 和 CH ₄	有组织
2	CH ₄ 逃逸排放	井场法兰、阀门等处逸散的废气	CH ₄	无组织
3	净购入电力和热力隐含的 CO ₂ 排放量	电力隐含排放	CO ₂	--

6.6.2 减污降碳措施

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

6.6.2.1 工艺技术减污降碳措施

拟建工程井场开采采用无人值守井场，计转站采用自动控制技术，减少人工干预和经常整定调节参数，实现全自动过程。定期组织人员对计转站进行 LDAR 检测，及时更换存在故障的阀门、法兰等部件，减少无组织泄漏量。同时加强工艺系统的优化管理，降低系统超压安全阀起跳等事故情形次数，减少进入火炬中的放空气量。

6.6.2.2 电气设施减污降碳措施

拟建工程在电气设备设施上采用多种节能措施，从而间接减少了电力隐含的 CO₂ 排放量。具体措施主要有：

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

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

(3) 选用节能型干式变压器，能效等级为 1 级，具有低损耗（空载和负载损耗相对较低）、维护方便等显著特点。

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

(5) 负载变化较大的泵类采用变频器调速控制，进一步降低能耗。

6.6.2.3 减污降碳管理措施

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

6.6.3 碳排放评价结论及建议

6.6.3.1 碳排放评价结论

拟建工程实施后，在工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了较完善的减污降碳措施，有利于减少二氧化碳排放。

6.6.3.2 碳排放建议

(1) 加强企业能源管理，减少甲烷逸散损耗，定期进行 LDAR 检测，并定期开展能源及碳排放管理培训，提升管理水平；

(2) 积极开展源头控制，优先选择绿色节能工艺、产品和技术，降低化石燃料消费量；

(3) 积极开展碳捕获、利用与封存（CCUS）技术，进一步挖掘和提升减

污降碳潜力。

7.环境风险评价

7.1 评价依据

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原油、天然气(甲烷)、H₂S等,分别属于《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录B中的油类物质(矿物油类,如石油、汽油、柴油等)。本项目主要风险单元为密闭集输单元。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)中的判定方法,当存在多种危险物质时,按照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: q₁, q₂, …, q_n--每种危险物质的最大存在总量, t;

Q₁, Q₂, …, 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≥1 时, 将 Q 值划分为: (1) 1≤Q<10; (2) 10≤Q<100; (3) Q≥100。

本项目新建 DN80、DN100 单井管线 8.15km。各站场和开发井均有控制(截断)阀, 发生泄露时, 可通过控制(截断)阀进行紧急切断。根据集输走向, 本项目单井管线最长为 5.2km (DN100) 计算。

原油密度按照 0.7982t/m³、天然气平均相对密度 0.66kg/m³, 天然气中硫化氢平均含量约 1400mg/m³。

根据克拉伯龙方程, 计算管道带压运行状态下的气体质量:

$$pV=nRT$$

p: 气体压强, 标况压强 0.101325Mpa, 管线压力 5.0Mpa;

V: 气体体积, 管道体积;

n: 气体的物质的量, 单位 mol;

T: 绝对温度, 293.15K;

R: 气体常数。

表 7.1-1 本项目运营期危险物质储存量核算

储存装置	危险物质	管线长度	管径	密度	压力	储存量 (t)
集输管线	原油	5.4km	100mm	0.7982t/m ³	5.0MPa	32.58
	天然气	5.4km	100mm	0.66kg/m ³	5.0MPa	0.30
	硫化氢	5.4km	100mm	1400mg/m ³	5.0MPa	0.007

本项目危险物质辨识结果详见表 7.1-2。

表 7.1-2 本项目危险物质 Q 值一览表

序号	物质名称	临界量 (t)	最大储存量 (t)	Q
1	原油	2500	32.58	0.013
2	天然气	10	0.30	0.03
3	硫化氢	2.5	0.0007	0.0003
合计				0.0433

根据上表计算结果，本项目 $Q=0.0433$ ， $Q<1$ 。判断项目风险潜势为 I。根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018) 相关要求，本次评价仅对项目可能存在的环境风险进行简单分析。不设置环境风险评价范围。

7.2 环境敏感目标概况

根据现场踏勘结果表明，本项目区周边无居民区、学校等环境敏感点，也不涉及饮用水水源保护区、饮用水取水口、涉水的自然保护区等水环境保护目标。故本项目评价范围内不存在环境风险敏感目标。

7.3 环境风险识别

7.3.1 危险物质风险识别

对照《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018) 附录 B，本项目所涉及的危险物质主要包括原油、天然气（主要成分为甲烷）、H₂S。危险物质主要存在于外输管道内。

本项目所涉及的危险物质的危险性分析如下：

(1) 天然气

天然气中甲烷、乙烷属单纯窒息性气体，对人体基本无毒。其它组分如丙烷、异丁烷、正丁烷、异戊烷、正戊烷等都为微毒或低毒物质。天然气除气态烃外，

还有少量二氧化碳、氮气等非烃气体。天然气理化性质、危险危害特性及防护措施见表 7.3-1。

表 7.3-1 天然气理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品名称	化学品中文名称	天然气		
	化学品英文名称	Natural gas dehydration		
成分/组成信息	主要有害成分		甲烷	
	分子式	CH ₄	分子量	16.05
危险性	<p>危险性类别：第 2.1 类 易燃气体。</p> <p>侵入途径：吸入。</p> <p>健康危害：空气中甲烷浓度过高，能使人窒息。当空气中甲烷达 25%~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调。若不及时脱离，可致窒息死亡。皮肤接触液化气体可致冻伤。</p> <p>环境危害：对环境有害。</p> <p>燃爆危险：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物。</p>			
急救措施	<p>皮肤接触：如果发生冻伤，将患部浸泡于保持在 38~42℃的温水中复温。不要涂擦。不要使用热水或辐射热。使用清洁、干燥的敷料包扎。如有不适感，就医。</p> <p>吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。呼吸、心跳停止，立即进行心肺复苏术。就医。</p>			
消防措施	<p>危险特性：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氧化氧及其它强氧化剂接触发生剧烈反应。</p> <p>有害燃烧产物：一氧化碳。</p> <p>灭火方法：用雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉灭火。切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。消防人员必须佩戴空气呼吸器、穿全身防火防毒服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。</p>			
泄漏应急处理	<p>消除所有点火源。根据气体扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的设备应接地。禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。若可能翻转容器，使之逸出气体而非液体。喷雾状水抑制蒸气或改变蒸气云流向，避免水流接触泄漏物。禁止用水直接冲击泄漏物或泄漏源。防止气体通过下水道、通风系统和限制性空间扩散。隔离泄漏区直至气体散尽。</p>			
操作处置与储存	<p>操作注意事项：密闭操作，全面通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止气体泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。在传送过程中，钢瓶和容器必须接地和跨接，防止产生静电。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。</p> <p>储存注意事项：钢瓶装本品储存于阴凉、通风的易燃气体专用库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃。应与氧化剂等分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、</p>			

	通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备。			
接触控制/个人防护	<p>工程控制：生产过程密闭，全面通风。</p> <p>呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，但建议特殊情况下，佩戴过滤式防毒面具（半面罩）。</p> <p>眼睛防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可戴安全防护眼镜。</p> <p>身体防护：穿防静电工作服。</p> <p>手防护：戴一般作业防护手套。</p> <p>其他防护：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入限制性空间或其它高浓度区作业，须有人监护。</p>			
理化特性	外观与性状	无色无味气体	饱和蒸气压	53.32kPa/-168.8℃
	沸点	-161.4℃	闪点	-218℃
	熔点	-182.6℃	溶解性	微溶于水，溶于乙醇、乙醚、苯、甲苯等。
	密度	相对密度（水=1）：0.42（-164℃）； 相对蒸汽密度（空气=1）：0.6	稳定性	稳定
	爆炸极限	5~15%（V%）	引燃温度	537℃
稳定性和反应活性	稳定性：稳定；禁配物：强氧化剂、强酸、强碱、卤素；避免接触的条件：高热，火源和不相容物质；聚合危害：不发生；分解产物：一氧化碳、二氧化碳。			
毒理学资料	LD50：LC50：50%（小鼠吸入，2h）。 LC50：无资料。			
生态学资料	其它有害作用：温室气体。应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。			
废弃处置	<p>废弃物性质：危险废物。</p> <p>废弃处置方法：建议用焚烧法处置。</p> <p>废弃注意事项：处置前应参阅国家和地方有关法规。把倒空的容器归还厂商或在规定场所掩埋。</p>			
运输信息	<p>运输注意事项：采用钢瓶运输时必须戴好钢瓶上的安全帽。钢瓶一般平放，并将瓶口朝同一方向，不可交叉；高度不得超过车辆的防护栏板，并用三角木垫卡牢，防止滚动。</p> <p>运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。严禁与氧化剂等混装混运。夏季应早晚运输，防止日光曝晒。中途停留时应远离火种、热源。公路运输时要按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。</p>			

（2）原油

原油理化性质、危险危害特性及防护措施见表 7.3-2。

表 7.3-2 原油理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品	化学品中文名称	原油
-----	---------	----

名称	化学品英文名称	Grudl oil
组成/组分信息	烷烃、环烷烃、芳香烃和烯烃等多种液态烃的混合物。主要成分是碳和氢两种元素，分别占 83~87%和 11~14%；还有少量的硫、氧、氮和微量的磷、砷、钾、钠、钙、镁、镍、铁、钒等元素。	
危险特性	危险性类别：第 3.2 类中闪点液体。侵入途径：吸入、食入、经皮吸收。健康危害：液体有强烈刺激性。食入可引起恶心、疼痛和呕吐，引起黏膜水肿和溃疡症状，包括口腔和咽喉灼烧感；较大的剂量可引起恶心、呕吐、麻醉、无力、头晕、呼吸表浅、腹痛、抽搐和意识丧失；可引起心律失常、室颤和心电图改变；可发生中枢神经系统抑制。眼睛接触本品可引起刺激，长期接触引起炎症。皮肤长期或持续接触液体可引起脱脂，伴随干燥、破裂、刺激和皮炎。蒸气对上呼吸道有刺激性。高温时吸入伤害加重。吸入高浓度蒸气的急性影响是肺部刺激症状，包括咳嗽伴有恶心；中枢神经抑制表现为头痛、头晕、兴奋、视力模糊、反应迟钝、疲乏和共济失调。长时间暴露于高浓度蒸气中可导致麻醉、神志不清，甚至昏迷和死亡。吸入高浓度的油雾可引起油性肺炎。慢性影响：长时接触可引起支气管炎和肺水肿。长期皮肤接触可造成皮肤干燥、皸裂和发红。影响神经系统、骨髓机能等。环境危害：造成大气，河流，湖泊，海洋，土壤等污染。燃爆危险：易燃。遇到高热，火星或火苗极易引起燃烧爆炸。	
急救措施	皮肤接触：立即脱去污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。如有不适感，就医。 眼睛接触：立即提起眼睑，用大量流动清水或生理盐水冲洗。如有不适感，就医。眼睛受伤后，应由专业人员取出隐形眼镜。 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。静卧、保暖。开始急救前，取出假牙等，防止阻塞气道。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。呼吸、心跳停止，立即进行心肺复苏术。就医。 食入：饮水，禁止催吐。保持呼吸道通畅，防止吸入呕吐物。禁止给嗜睡症状或知觉降低即正在失去知觉的病人服用液体。如有不适感，就医。	
消防措施	危险特性：易燃，其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热极易燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。流速过快，容易产生和积聚静电。其蒸气比空气重，沿地面扩散并易积存于低洼处，遇火源会着火回燃。 有害燃烧产物：一氧化碳、二氧化碳。 灭火方法：用泡沫、干粉、二氧化碳、砂土灭火。	
泄漏应急处理	消除所有点火源。根据液体流动和蒸气扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的设备应接地。禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。防止泄漏物进入水体、下水道、地下室或限制性空间。小量泄露：用砂土或其他不燃材料吸收。使用洁净的无火花工具收集吸收材料。大量泄露：构筑围堤或挖坑收容。用泡沫覆盖，减少蒸发。喷水雾能减少蒸发，但不能降低泄漏物在限制性空间内的易燃性。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。	

操作处置与储存	<p>操作注意事项：密闭操作，注意通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴过滤式防毒面具，穿防静电工作服。远离火种、热源。工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止蒸气泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。灌装时应控制流速，且有接地装置，防止静电积聚。在清除液体和蒸气前不能进行焊接、切割等作业。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。配备相应品种和数量的消防器材和泄露应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物。</p> <p>储存注意事项：储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃，保持容器密封。应与氧化剂分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设备。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄露应急处理设备和合适的收容材料。</p>			
接触控制/个体防护	<p>工程控制：工作现场严禁吸烟，避免长期反复接触，进入罐、限制性空间或其他区作业，须有人监护。</p> <p>呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可佩戴过滤式防毒面具（半面罩）。</p> <p>眼睛防护：一般不需要特殊防护，但建议在特殊情况下，戴化学安全防护眼镜。</p> <p>身体防护：穿防静电工作服。【工程控制】：生产过程密闭，加强通风。提供安全淋浴和洗眼设备。</p> <p>手防护：戴一般作业防护手套。</p> <p>其他防护：工作现场禁止吸烟、进食和饮水。工作完毕，淋浴更衣。</p>			
理化特性	外观与性状	黑色的可燃性黏稠液体	蒸气压	无资料
	沸点	自常温至 500℃以上	闪点	-6~155℃
	熔点	-60℃	溶解性	不溶于水，溶于苯、乙醚、三氯甲烷、四氯化碳等有机溶剂
	密度	相对密度（水=1） 0.7365-0.917	稳定性	稳定
	爆炸极限	1.1%~8.7%（V%）	自燃温度	280℃~380℃
稳定性和反应活性	<p>稳定性：稳定。</p> <p>禁配物：氧化剂。</p> <p>避免接触的条件：高热，火源和不相容物质。</p> <p>聚合危害：不聚合。</p> <p>分解产物：一氧化碳、二氧化碳、氮氧化物、硫氧化物等有毒烟雾。</p>			
毒理学资料	<p>有毒。原油中芳香烃以及杂原子化合物具有一定的毒性。</p> <p>LD50：>4300mg/kg(大鼠经口)</p> <p>LC50：无资料</p>			
生态学资料	<p>生态毒理毒性：原油中的芳香族化合物以及杂原子具有一定的毒性。</p> <p>生物降解性：自然界中的部分厌氧菌，硫化菌以及部分绿色植物能将原油的大部分物质降解。</p> <p>非生物降解性：原油中的沥青质等高分子物质具有很难得生物降解性。</p>			

	生物富集或生物积累性：/。 其它有害作用：温室气体。应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。
废弃物处置	废弃物性质：危险废物。 废弃处置方法：若本产品成为废品，必须由取得许可证的专业工厂进行处理。 废弃注意事项：处置前应参阅国家和地方有关法规。本产品不可排放与下水道，河流，湖泊，大海等。
运输信息	运输注意事项：环境密封放置，放置热源和日光暴晒，与强氧化剂隔离。
法规信息	《危险化学品安全管理条例》中华人民共和国国务院令第 591 号（自 2011 年 12 月 1 日起施行），中华人民共和国国务院令第 645 号修订（自 2013 年 12 月 7 日起施行）、《危险化学品目录（2015 版）》（自 2015 年 5 月 1 日起施行）。
其他信息	表格内数据来源于本项目方案提供的物料特性数据、《危险化学品目录（2015 版）》和《危险化学品安全技术全书》。

(3) H₂S

H₂S 主要理化性质及毒性情况见表 7.3-3。H₂S 气体对人体危害详细情况见表 7.3-4。

表 7.3-3 H₂S 主要物质理化性质及毒性情况

名称	简述	毒性	燃烧爆炸特性参数	危险级别
硫化氢	可燃性无色气体，属于甲类火灾、爆炸危险物质	硫化氢是强烈的神经毒物，对神经、呼吸道、粘膜具有明显刺激作用，属于高度危害毒性物质，最高允许浓度为 10mg/m ³ ，职业危害程度为 II 级，具有臭鸡蛋味。 LC ₅₀ (半致死浓度): 618mg/m ³	易溶于水 沸点：-60.3℃ 爆炸极限：4.3%-45.5% 自燃温度：260℃ 燃烧热：15104.6kJ/kg 相对密度：1.19	属于中易燃气体 (5.1 类)

表 7.3-4 硫化氢气体对人体危害详细情况

浓度 (mg/m ³)	接触时间	毒性反应
1400	立即	昏迷并呼吸麻痹而死亡，除非立即人工呼吸急救。于此浓度时嗅觉立即疲劳，其毒性与氢氰酸相似
1000	数秒钟	很快引起急性中毒，出现明显的全身症状。开始呼吸加快，接着呼吸麻痹而死亡
760	10-60 分钟	可能引起生命危险—发生肺水肿、支气管炎及肺炎。接触时间更长者，可引起头痛、头昏、兴奋、步态不稳、恶心、呕吐、鼻和咽喉发干及疼痛、咳嗽、排尿困难等
300	1 小时	可引起严重反应—眼和呼吸道粘膜强烈刺激症状，并引起神经系统抑制，6-8 分钟即出现急性眼刺激症状。长期接触可引起肺水肿
70-150	1-2 小时	出现眼及呼吸道刺激症状。长期接触可引起亚急性或慢性结膜炎。吸入 2-15 分钟即发生嗅觉疲劳

浓度 (mg/m ³)	接触时间	毒性反应
30-40	—	虽臭味强烈，仍然忍耐，这是可能引起局部刺激及全身性症状的阈浓度
4-7	—	中等强度难闻臭味
0.4	—	明显臭味
0.035	—	嗅觉阈

7.3.2 管道危险性识别

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道破裂造成的油气泄漏。

天然气属于甲 A 类火灾易燃易爆危险物质，在空气中爆炸极限为 5~15%（体积百分含量），当事故性释放的天然气浓度达到爆炸极限时，遇到明火便会引起火灾或爆炸；可能立即着火，形成喷射燃烧，对周围造成热辐射危害，不完全燃烧产物 CO、颗粒物将会周边环境造成一定不利影响，使一定范围内污染物浓度超标。另外由于本项目所在区域天然气中 H₂S 浓度较高，若发生天然气泄漏事故，H₂S 的扩散不仅会污染环境空气，而且可能使附近人员中毒，若遇降水天气，还可能随雨水进入土壤，污染土壤环境。

如果发生管道破裂事故，管道中输送的原油将直接污染周围土壤，还可能对区域地下水造成污染。

7.3.3 井场危险性识别

（1）井喷事故风险

井喷为井场常见事故。当地下油、气压力平衡控制不当，不能及时控制溢流，会造成油、水或其他混合物迅速喷到地面，即发生井喷。井喷会引发油气泄漏及火灾爆炸，对空气环境、水环境及生态环境造成危害，致使人员伤亡、财产损失。本项目井喷的可能性很小，但也不并非绝对不可能，从最不利的角度，本次评价依然将其作为一种风险事故考虑。

（2）井漏事故风险

钻井施工表层套管下入深度不够或固井质量不好可能引发污染地下水事故，

如油气上窜造成地下水污染等。

7.3.4 环境风险类型识别

根据本项目所涉及的危险物质及生产系统危险性识别结果,判断本项目可能发生的环境风险主要包括:油气泄漏、井喷、井漏,以及火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物(CO、烟尘、SO₂等)排放。

7.4 环境风险分析

7.4.1 天然气泄漏影响分析

天然气本身毒性较低,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,但由于本项目采出天然气中 H₂S 含量较高,发生泄漏事故时可能造成毒性 H₂S 气体的蔓延。而且,由于 H₂S 气体比空气重,能在较低处扩散到相当远的地方。由于油气泄漏时 H₂S 的持续排放,随着时间推移,将在下风向形成稳定的污染带。

另外,因天然气属于甲 A 类火灾易燃易爆危险物质,在空气中爆炸极限为 5~15% (体积百分含量),当事故性释放的天然气浓度达到爆炸极限时,遇到明火便会引起火灾或爆炸。

事故性释放的天然气,在扩散过程中可能发生的情况如下:事故性释放的天然气可能立即着火,形成喷射燃烧,对周围造成热辐射危害;也可能在扩散稀释过程中着火或爆炸,对周围造成冲击波危害;或者经扩散稀释低于爆炸极限下限,未着火,仅污染周围环境空气环境。

本项目天然气泄漏引发火灾事故时,不完全燃烧产物 CO、SO₂、烟尘将会周边环境造成一定不利影响,使一定范围内污染物浓度超标。

7.4.2 原油泄漏影响分析

原油泄漏则易对土壤环境造成不良影响。泄漏的油品进入土壤后,易与土壤成分结合,渗入到土壤空隙,使土壤透气性和呼吸作用减弱,从而使土壤质地和结构发生改变,影响局部的生态环境。管线及设备泄漏一般为非连续性行为,泄漏事故发生后,石油类污染物主要聚积在土壤表层 20cm 以内,最大影响深度不

超过 2m，对地下水体直接影响不大。由于发生油气泄漏时管线及设备压力变化比较明显，比较容易发现，可及时采取必要的处理措施，使造成的污染控制在局部环境而不会造成大面积的区域性污染。

原油泄漏后挥发出的石油气若与空气形成爆炸性混合物，当遇到明火、高热时会引发火灾、爆炸事故，石油气不完全燃烧产生的 CO、烟尘将会周边环境造成一定不利影响，使一定范围内污染物浓度超标。

7.4.3 井喷事故影响分析

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，据类比资料显示，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的原油喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。由于项目区人烟稀少，所以井喷对人员的伤害有限，对项目区及周边土壤环境、大气环境、地下水产生影响。

井喷事故发生时对地下水环境的影响主要是原油以面源的形式渗漏进入包气带土壤并污染地下水。污染物迁移途径为地表以下的包气带和含水层，然后随地下水流动而污染地下水。石油类污染物主要聚积在土壤表层 1m 以内，一般很难渗入到 2m 以下。同时油田区域气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用。因此，井喷事故中的泄漏原油不会进入地下含水层污染地下水。

7.4.4 井漏事故影响分析

本项目井漏事故主要为运营期油水窜层。

井漏事故对地下水的污染是采出液漏失于地下水含水层中，由于采出液中含石油类，会造成地下含水层水质污染。

本项目采用多层套管，表层套管完全封闭各含水层，固井水泥均上返地面，这样，在各含水层与井筒间形成多层套管、水泥环的保护措施，将事故风险降低到最低。

7.5 环境风险防范措施及应急预案

各种事故无论是人为因素引起的，还是自然因素所致，都可以采取必要的预防措施，以减少事故的发生或使事故造成的危害降低到最低限度。对于人为因素引起的事故可以通过提高人员技术素质、加强责任心以及采取技术手段和管理手

段等方法来避免；而对于自然因素引起的事故则主要靠采取各种措施来预防。雅克拉采气厂于 2020 年 6 月取得《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司雅克拉采气厂突发环境事件应急预案》的备案证明，备案编号为 652923-2020-019-L。定期按照应急预案内容进行应急演练，应急物资配备齐全，出现风险事故时能够及时应对。

本评价建议将本次区块建设内容突发环境事件应急预案纳入雅克拉采气厂现有突发环境事件应急预案中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。

7.5.1 井下作业事故风险防范措施

(1) 生产中采取有效预防措施，严格遵守井下作业的安全规定，在井口安装防喷器和控制装置，杜绝井喷的发生。

(2) 井场设置风向标，以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散。

(3) 井场严格按防火规范进行平面布置，井场内的电气设备及仪表按防爆等级不同选用不同的设备。井场内所有设备、管线均应做防雷、防静电接地。

(4) 在油气可能泄漏和积聚的场所设置可燃气体浓度检测报警装置。

(5) 井下作业之前，在井场周围划分高压区和低压区，高压泵、高压汇管、井口装置等高压设备均布置于高压区内，施工过程中，高压区无关人员全部撤离，并设置安全警戒岗。

(6) 每一次井下作业施工前，必须对高压汇管进行试压，试压压力大于施工压力 5MPa，施工后必须探伤，更换不符合要求的汇管。

7.5.2 集输事故风险防范措施

(1) 施工阶段的事故防范措施

①管道敷设前，应加强对管材质量的检查，严禁使用不合格产品。在施工过程中加强监理，确保施工质量。

②建立施工质量保证体系，提高施工检验人员水平，加强检验手段。

③按施工验收规范进行水压及密闭试验，排除更多的存在于焊缝和母材的缺陷。

④选择有丰富经验的单位进行施工，并对其施工质量进行监理。

(2) 运行阶段的事故防范措施

①井场设置现场检测仪表，并由 RTU 箱中的控制系统实现井场内的生产运行管理和控制，并与所属的集气站 SCADA 管理系统通信，上传井场的重要生产运行数据，接收上位系统的控制指令，设置现场监控系统，随时通过监控系统观察井场内生产情况。

②在集输系统运营期间，严格控制输送油气的性质，定期清管，排除管内的积水和污物，以减轻管道内腐蚀；定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对集输管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理，在管道破裂时能够及时截断上下游管段，以减少事故时油气的释放量，使危害影响范围减小到最低程度。

③利用管线的压力、流量监控系统，发现异常立即排查，若出现问题，立即派人现场核查，如有突发事情启动应急预案。

④加强对集输管线沿线重点敏感地段的环保管理，定期进行环境监测。

⑤建立腐蚀监测系统，随时监测介质的腐蚀状况，了解和掌握区域系统的腐蚀原因，有针对性地制定、调整和优化腐蚀控制措施。

⑥在集输管线的敷设线路上应设置永久性标志，包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等，以防附近的各类施工活动对管线的破坏。定期检查管线，并配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

(3) 管理措施

①在管道系统投产运行前，应制订出供正常、异常或紧急状态下的操作手册和维修手册，并对操作、维修人员进行培训，持证上岗。

②制订应急操作规程，在规程中说明发生管道事故时应采取的操作步骤。

③规定抢修进度，限制事故的影响，说明与人员有关的安全问题。

④定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。

⑤提高职工安全意识，识别事故发生前异常状态，并采取相应措施。

⑥对重要的仪器设备有完善的检查项目和维护方法；按计划进行定期维护；有专门档案(包括维护记录档案)，文件齐全。

(4) 油气泄漏事故防范措施

①加强《中华人民共和国石油天然气管道保护法》的宣传力度，普及油气管道输送知识，发现问题及时报告。

②按规定进行设备维修保养，及时更换易损及老化部件，防止泄漏事故的发生。

③完善站场的环境保护工程，及时清除、处理各种污染物。

④按规定配置齐全各类消防设施，并定期进行检查，保持完好可用。

⑤操作中必须使用防爆工具，严禁用铁器敲打管线、阀门、设备。

⑥制定事故应急预案，配备适当的抢修、灭火及人员抢救设备。

7.5.3 硫化氢泄漏的监控与预防措施

——硫化氢监测与安全防护

硫化氢监测与安全防护应按照《硫化氢环境人身防护规范》（SY/T 6277-2017）和《硫化氢环境天然气采集与处理安全规范》（SY/T6137-2017）要求进行。

①作业人员巡检时应携带硫化氢监测仪（第 1 级预警阈值应设置为 $15\text{mg}/\text{m}^3$ （或 10ppm ），第 2 级报警阈值应设置为 $30\text{mg}/\text{m}^3$ （或 20ppm ），进入上述区域应注意是否有报警信号。

②作业人员在检修和抢险作业时应携硫化氢监测仪和正压式空气呼吸器。

③当监测到空气中硫化氢的浓度达到 $15\text{mg}/\text{m}^3$ （或 10ppm ）时，作业人员应检查泄漏点，准备防护用具，迅速打开排风扇，实施应急程序。

④当监测到空气中硫化氢的浓度达到 $30\text{mg}/\text{m}^3$ （或 20ppm ）时，作业人员应该迅速打开排风扇，疏散人员。作业人员应戴上防护用具，进入紧急状态，立即实施应急方案。

⑤当监测到空气中硫化氢浓度达到 $150\text{mg}/\text{m}^3$ （或 100ppm ）时，应组织周边危险区域内的作业人员有秩序地迅速向上风向撤离到安全区域。

——预防措施

在含硫化氢环境中的作业人员上岗前都应接受 H_2S 危害及人身防护措施的培训，经考核合格后方可持证上岗。

①为避免无风和微风情况下硫化氢的积聚，可以使用防爆通风设备将有毒

气体吹往期望的方向。

②应特别注意低洼的工作区域，比如井口方井，由于较重的硫化氢或二氧化硫在这些地点的沉积，可能会达到有害的浓度。

③当人员在达到硫化氢危险临界浓度〔 $150\text{mg}/\text{m}^3$ （ 100ppm ）〕的大气环境中执行任务时，应有接受过救护技术培训的值班救护人员，同时应备有必要的救护设备，包括适用的呼吸器具。

7.5.4 管线安全运行措施

为了尽量避免管线破裂事故的发生，减轻管线破裂、泄漏事故对环境的影响，应采取以下安全环保措施：

（1）管线敷设过程中应严格按设计要求进行，确保埋设深度、防腐和保温质量，防止腐蚀管道。管线敷设线路上方设置永久性标志，提醒人们在管线两侧活动，保护管线的安全。

（2）为了减轻管线的内外腐蚀，每年定期用超声波检测仪，测量 1-2 次管线内外防腐情况，若管壁厚度减薄，应及时更换管段。

（3）为保护管道不受深根系植被破坏，在管道上部土壤中可复耕一般农作物及种植浅根系植被。在对集输管道的日常巡线检查过程中，应将管道上覆土壤中会对管道构成破坏的深根系植被进行及时清理，以确保管道的安全运行。

（4）机械失效及施工缺陷是导致事故的重要原因之一。根据我国的经验，管道焊接是最关键的工艺，焊工应接受专门培训，持证上岗。

（5）加强日常生产监督管理和安全运行检查工作，对各种设备、管线、油罐、阀门定期进行检查，防止跑、冒、滴、漏，及时巡查管线，消除事故隐患。

（6）加强职工安全意识教育和安全生产技术培训，制定安全生产操作规程。

（7）集输管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生；按规定进行管道的定期检验、保养，及时更换易损及老化部件，防止原油泄漏事故的发生。当有风险事故发生时，立即启动应急预案，使事故带来的损失降低到最小。

7.5.5 井喷事故的风险防范措施

（1）由于硫化氢气体的特殊性质，作好空气中硫化氢含量的监测，及时得

到井喷的预警信息，采取必要手段预防井喷。

(2) 在井场醒目处悬挂一份井场周边环境的地图和表格，列示离开井场不同距离范围内的公路等其他公共设施。

(3) 建立一份紧急电话联系表，其中应包括井场负责人、技术人员或安全管理人员以及上级主管部分应急指挥人和当地管理部门协调人、医院、消防、环境部门的联系电话。

(4) 制定一份详实的可操作的应急预案，包括医疗保健措施、个人防护设备、人员培训要求、监测、警报与人员撤离等一系列工作详细地列出具体要求，以此保证井场作业人员的生命安全，特别应明确井口喷出的 H_2S 浓度计距井口下风向不同距离监测的 H_2S 浓度，来确定井场工作人员的撤离范围。

(5) 应对工作人员普及预防 H_2S 中毒，避免伤亡的个人防护知识，以防止事故发生后的人员伤亡。

(6) 在发生井喷后，可通过放喷池对天然气进行燃烧。

(7) 发生事故时，要求井场排放清水及处理水全部进入现场事故池，不得随意外排，并立即启动重大环境事件环境应急监测预案，在应急监测人员不受 H_2S 危害影响的前提下，对井场周边大气中的 H_2S 及甲烷浓度进行监控，随时掌握扩散分布情况，以指导对井场周边人员的撤离工作已经安全线的划定工作，在事件处理过程中，应及时将井场排放清水及处理水全部清运至指定地点进行处理。

(8) 在人员不受 H_2S 危害影响的前提下，组织人员对井喷喷出的采出液进行封堵，可截留至现场事故池内，防止其流入井场周边环境敏感区，尽可能减少其危害和影响，在事件处理过程中，应及时将采出液全部清运至雅克拉集气站进行处理。

(9) 由于井喷和处理井喷的过程中（井喷、压井及恢复正常钻井）产生的污水量较多，为确保事故池能储存所产生的污水，应及时对事故池储存的污水进行处理。若废水产生量较大，又无法对污水进行及时处理，可能造成污水池装满而外溢污染环境时，应及时启动备用事故池，防止污染物的扩散。

(10) 事件处理过程中必须持续执行重大环境事件环境应急监测预案，对井场周边空气中的 H_2S 、 SO_2 、 CO_2 及甲烷浓度进行监控，如果已达到空气质量

标准，则可上报相关决策部门下达返回指令，对周边地下水水质进行监测。

(11) 清理井场的各种环境污染物，按分级堆放处理原则进行处置、恢复正常的废水处理工作。

(12) 完成环境应急监测工作报告，对相关环境污染情况进行评估。

(13) 在相关部分的指导下，对相关环境污染损失情况进行赔偿。

(14) 对井喷的环境污染防治工作进行总结。

(15) 日常工作中严格遵守钻井的安全规定，在井口安装有效的井控装置，杜绝井喷的发生；随时观察、定期记录，及时发现溢流、井漏，并根据多年井喷事故井控装置失灵经验总结，井控作业中的一些错误做法，应尽量避免，杜绝井喷的发生；井场设置明显的禁止烟火标志；井场设备及电器设备、照明灯具符合防火防爆的安全要求，安装探照灯，以备井喷时钻台照明；按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其它消防器材；制订应急操作规程，在规程中说明发生井喷事故时应采取的操作步骤；井场设置事故池，按照最大可能性设计，降低环境风险。

井喷及井喷失控事故一旦发生，特别是含 H_2S 气井的井喷及失控，不仅将会造成巨大的经济损失，而且将会造成较严重的环境污染和危害及一定的社会负面影响。如何尽可能减轻井喷及井喷失控事故所带来的环境污染和危害，认真贯彻集团公司《石油与天然气钻井井控规定》是十分重要的，特别应按要求执行在发生井喷事故后的抢险方案制订及实施，要把环境保护同时考虑，同时实施，防止出现次生环境事故。

7.5.6 危险废物运输风险防范措施

危险废物运输的事故隐患主要是从泄漏开始的。因此，行车途中要勤于检查。当行驶一定时间后要查看一下车箱底部四周有无泄漏液体，若有液体泄漏，应查找泄漏点，采取相应的应急措施，防止液体继续泄漏，将受到污染的土壤要全部回收，送至具备相应危废处理资质的单位进行无害化处理。

危险废物运输过程中主要风险防范措施如下：

①运输时应当采取密闭、遮盖措施防止渗漏。

②对运输危险废物的设施和设备应当加强管理和维护，保证其正常运行和使

用。

③不能混合运输性质不相容而又未经安全性处置的危险废物。

④转移危险废物时，必须按照规定填危险废物转移联单，并向危险废物移出地和接受地的县级以上地方人民政府生态环境行政主管部门报告。

⑤禁止将危险废物与旅客在同一运输工具上载运；

⑥运输危险废物的设施和设备在转作他用时，必须经过消除污染的处理，方可使用。

⑦运输危险废物的人员，应当接受专业培训；经考核合格后，方可从事运输危险废物的工作。

⑧运输危险废物的单位应当制定在发生意外事故时采取的应急措施和防范措施。

⑨运输时，发生突发性事故必须立即采取措施消除或者减轻对环境的污染危害，及时通报给附近的单位和居民，并向事故发生地县级以上人民政府环境保护行政主管部门和有关部门报告，接受调查处理。

7.5.7 重视和加强管理

除采取上述安全预防措施外，还应通过提高人员素质，加强责任心教育，完善有关操作条例等方法来防止人为因素引发的事故。

(1) 对生产操作的工人必须培训经考核后上岗，使其了解工艺过程，熟悉操作规程，对各种情况能进行正确判断。

(2) 加强各级干部、职工风险意识和环境意识教育，增强安全、环保意识。建立健全各种规章制度、规程，使制度落实到实处，严格遵守，杜绝违章作业。

(3) 经常对职工进行爱岗教育，使职工安心本职工作，遵守劳动纪律，避免因责任心不强、操作中疏忽大意、擅离职守等原因造成的事故。

7.5.8 环境风险应急预案

雅克拉采气厂于 2020 年 6 月取得《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司雅克拉采气厂突发环境事件应急预案》的备案证明，备案编号为 652923-2020-019-L，定期按照应急预案内容进行应急演练，应急物资配备齐全，出现风险事故时能够及时应对。本评价建议将本次区块建设内容突发环境事件应

急预案纳入雅克拉采气厂现有突发环境事件应急预案中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。

本项目生产过程中存在的事故类型主要为：井场事故以及油气管道泄漏。雅克拉采气厂现有应急预案基本可以满足风险应急的需求。

本项目应急预案应急处置措施如下：

（1）井场泄漏处置

1) 伴有甲烷、H₂S 等有害气体逸散时

①应迅速封闭事故现场，抢救现场窒息人员，发出甲烷、H₂S 报警信号，进行交通管制，禁止外人进入现场，控制事态发展；

②监测有害气体浓度，根据现场风向，协调当地政府部门疏散现场及周边无关人员；

③现场人员生命受到威胁、撤离现场无望时，现场应急指挥应立即发出点火指令。

2) 引发火灾、爆炸时

①现场发生火灾、爆炸，应立即阻断引火源，并组织灭火；

②确定警戒范围，撤离无关人员。

3) 伴有甲烷、H₂S 等有毒有害气体逸散时

①应迅速封闭事故现场，抢救现场窒息人员，发出甲烷、H₂S 报警信号，进行交通管制，禁止外人进入现场，控制事态发展；

②监测有害气体浓度，根据现场风向，协同当地政府部门疏散现场及周边无关人员。

③现场人员生命受到威胁、撤离现场无望时，现场应急指挥应立即发出点火指令。

（2）管道泄漏处置

①在管道发生断裂、泄漏事故时，按顺序关井；

②组织专业医疗救护小组抢救现场受伤人员；

③组织现场消防力量进行灭火；

④组织力量对泄漏管道进行封堵、抢修，做好环境污染防范工作，把损失控制在最小范围内；

- ⑤采取筑堤等措施对污染物进行隔离，对泄漏的油品进行回收；
- ⑥将严重污染的土壤集中收集，由有危废处置资质的公司接收处置；
- ⑦采取隔离、警戒和疏散措施，避免无关人员进入事发区域，并合理布置消防和救援力量；
- ⑧当重点要害部位存在有毒有害气体泄漏时，应进行有毒有害气体监测；
- ⑨迅速将受伤、中毒人员送医院抢救，并根据需要配备医疗救护人员、治疗药物和器材；
- ⑩当重点要害部位可燃物料存量较多时，尽量采取工艺处理措施，转移可燃物料，切断危险区与外界装置、设施的连通，组织专家组和相关技术人员制定方案；
- ⑪火灾扑救过程中，专家组应根据危险区的危害因素和火灾发展趋势进行动态评估，及时提出灭火指导意见；
- ⑫灭火完毕后，立即清理火灾现场，组织力量对泄漏点封堵抢险。

7.5.9 现有环境风险防范措施的有效性分析

雅克拉采气厂目前采用的环境风险防范措施较为齐全，雅克拉采气厂于 2020 年 6 月取得《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司雅克拉采气厂突发环境事件应急预案》的备案证明，备案编号为 652923-2020-019-L。配备有应急物资，定期开展应急演练，与当地政府建立了应急联动机制，因此，在严格执行应急预案和应急处置的基础上，现有环境风险防范措施是有效的。

7.6 风险评价结论

本项目所涉及的危险物质包括天然气、原油、H₂S，主要危险单元为密闭集输单元，可能发生的风险事故包括油气泄漏、井喷、井漏，以及火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物（CO、烟尘、SO₂等）排放。

天然气泄漏导致 H₂S 扩散可能使附近人员中毒，而泄漏引发的火灾产生的 CO、SO₂ 等伴生/次生污染物会使附近大气环境中污染物超出质量标准限值；原油泄漏可能会对土壤环境、地下水环境产生一定的影响。虽然风险事故发生的概率较低，但建设单位在管理上仍不可掉以轻心，应严格落实各项风险防范措施，

定期检测和实时监控，力争通过系统地管理、合理的风险防范措施以及积极有效的应急预案，使得风险事故发生概率降至最低。

本项目环境风险属于可防控风险，在做好风险防范措施的前提下，可使风险发生概率降低，使事故发生对环境的影响控制在可接受水平。

7.7 风险自查表

本项目风险自查表见表 7.7-1。

表 7.7-1 环境风险评价自查表

工作内容			完成情况						
风险调查	危险物质	名称	原油	天然气	H ₂ S				
		存在总量/t	32.58	0.3	0.007				
	环境敏感性	大气	500m 范围内人口数_____人			5km 范围内人口数_____人			
			每公里管段周边 200m 范围内人口数（最大）			_____人			
		地表水	地表水功能敏感性	F1□		F2□		F3 <input checked="" type="checkbox"/>	
			环境敏感目标分级	S1□		S2□		S3 <input checked="" type="checkbox"/>	
	地下水	地下水功能敏感性	G1□		G2□		G3 <input checked="" type="checkbox"/>		
		包气带防污性能	D1 <input checked="" type="checkbox"/>		D2□		D3□		
	物质及工艺系统危险性	Q 值	Q<1 <input checked="" type="checkbox"/>		1≤Q<10□		10≤Q<100□		Q>100□
		M 值	M1□		M2 <input checked="" type="checkbox"/>		M3□		M4□
P 值		P1□		P2□		P3□		P4□	
环境敏感程度	大气	E1□		E2□		E3 <input checked="" type="checkbox"/>			
	地表水	E1□		E2□		E3 <input checked="" type="checkbox"/>			
	地下水	E1□		E2 <input checked="" type="checkbox"/>		E3□			
环境风险潜势	IV ⁺ □	IV□		III□		II□		I <input checked="" type="checkbox"/>	
评价等级	一级□			二级□		三级□		简单分析 <input checked="" type="checkbox"/>	
风险识别	物质危险性	有毒有害 <input checked="" type="checkbox"/>			易燃易爆 <input checked="" type="checkbox"/>				
	环境风险类型	泄漏 <input checked="" type="checkbox"/>			火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放 <input checked="" type="checkbox"/>				
	影响途径	大气 <input checked="" type="checkbox"/>			地表水□		地下水 <input checked="" type="checkbox"/>		
事故情形分析	源强设定方法	计算法□		经验估算法□		其他估算法□			

风险预测与评价	大气	预测模型	SLAB <input type="checkbox"/>	AFTOX <input type="checkbox"/>	其他 <input type="checkbox"/>
		预测结果	大气毒性终点浓度-1 最大影响范围____m		
	大气毒性终点浓度-2 最大影响范围____m				
	地表水	最近环境敏感目标____，到达时间____h			
地下水	下游厂区边界到达时间____d				
	最近环境敏感目标____，到达时间____d				
重点风险防范措施	<p>①生产中采取有效预防措施，严格遵守井下作业的安全规定，在井口安装防喷器和控制装置，杜绝井喷的发生；②制定安全生产方针、政策、计划和各种规范，完善安全管理制度和安全操作规程，建立健全环境管理体系和监测体系，完善各种规章制度标准；③定期对管线及站场进行巡视，定期进行管道、设备壁厚和防腐情况检测；④井下作业时要求带罐操作，最大限度避免落地油产生。按消防规定配备消防器材。⑤本项目环境风险应急预案依托雅克拉采气厂编制的《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司雅克拉采气厂突发环境事件应急预案》（备案编号：652923-2020-019-L），定期演练。</p>				
评价结论与建议	<p>本项目所涉及的危险物质包括天然气、原油、H₂S，主要危险单元为密闭集输单元，可能发生的风险事故包括油气泄漏、井喷、井漏，以及火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物（CO、烟尘、SO₂等）排放。</p> <p>天然气泄漏导致 H₂S 扩散可能使附近人员中毒，而泄漏引发的火灾产生的 CO、SO₂ 等伴生/次生污染物会使附近大气环境中污染物超出质量标准限值；原油泄漏可能会对土壤环境、地下水环境产生一定的影响。虽然风险事故发生的概率较低，但建设单位在管理上仍不可掉以轻心，应严格落实各项风险防范措施，定期检测和实时监控，力争通过系统地管理、合理的风险防范措施以及积极有效的应急预案，使得风险事故发生概率降至最低。</p> <p>本项目环境风险属于可防控风险，在做好风险防范措施的前提下，可使风险发生概率降低，使事故发生对环境的影响控制在可接受水平。</p>				
注：“ <input type="checkbox"/> ”为勾选项，“____”为填写项。					

8.环境管理与监测计划

8.1 环境管理

管理是对人类生产、生活和社会活动实行控制性的影响，使外界事物按照人们的决策和计划方向进行和发展。随着我国环保法规的完善及严格执法，环境污染问题将极大地影响着企业的生存与发展。因此，环境管理应作为企业管理工作中的重要组成部分，企业应积极并主动地预防和治理，提高全体职工的环境意识，避免因管理不善而造成的环境污染风险。

8.1.1 管理机构及职责

8.1.1.1 管理机构

本项目日常环境管理工作纳入雅克拉采气厂现有 QHSE 管理体系。

雅克拉采气厂建立了三级环境保护管理机构，形成了环境管理网络。环境保护管理委员会及其办公室为一级管理职能机构，基层单位环境保护管理领导小组及其办公室为二级管理职能机构，班组为三级管理职能机构。

雅克拉采气厂设置有 QHSE(质量、健康、安全和环境)管理科，负责采油厂工业现场“三标”、QHSE 管理体系执行、环境保护、工业动火、防暑降温、交通安全、工伤、特种设备、防雷防静电、井控管理、劳动保护等工作的管理，为采油厂有效的开展环保工作提供了依据。

8.1.1.2 职责

(1) 西北油田分公司雅克拉采气厂 QHSE 管理委员会

——贯彻并监督执行国家关于环境保护的方针、政策、法令。

——作为最高管理部门负责组织制定 QHSE 方针、目标和管理实施细则。

——每季召开一次 QHSE 例会，全面掌握 QHSE 管理工作动态，研究、部署、布置、总结、表彰本单位的 QHSE 工作，讨论、处理本单位 QHSE 工作中存在的重大问题。

——组织本单位 QHSE 工作大检查，每季度至少一次。

——负责对方案和体系进行定期审核,并根据审核结果对方案进行修正和改进。

——组织开展本单位清洁文明生产活动。

——组织开展本单位环境宣传、教育工作。

——直接领导开发公司管理委员会。

(2) 下辖管理区 QHSE 管理委员会职责

——负责运行期间 QHSE 管理措施的制定、实施和检查。

——对运行期间出现的问题加以分析,监督生产现场对 QHSE 管理措施的落实情况。

——协助上级主管部门宣传贯彻国家和地方政府有关环境保护方面的法律、法规,地方政府关于自然保护区方面的法律、条例,环境保护方面的法律、法规及中国石油化工股份有限公司西北油田分公司的 QHSE 方针。

——配合上级主管部门组织全体员工进行环境保护知识的教育和培训。

——及时向上级主管部门汇报 QHSE 管理现状,提出合理化建议,为环境审查和改进提供依据。

(3)QHSE 兼职管理人员和全体人员

——QHSE 兼职管理人员和全体人员应清楚意识到环境保护的重要性。

——严格执行 QHSE 管理规程和标准。

——了解工程建设对环境的影响和可能发生的事故。

——严格按规章制度操作,发现问题及时向上面汇报,并提出改进意见。

8.1.2 施工期的环境管理任务

(1) 建立和实施施工作业队伍的 QHSE 管理体系。

(2) 工程建设单位应将项目建设计划表呈报环境管理部门,以便对工程建设全过程进行环境保护措施和环境保护工程的监督和检查。

(3) 实施施工作业环境监理制度,以确保施工作业对生态环境造成的破坏降到最低限度。

(4) 工程建设结束后,会同当地环保主管部门共同参与检查验收。

8.1.3 运营期的环境管理任务

(1) 本项目运行期的 QHSE 管理体系纳入西北油田分公司雅克拉采气厂 QHSE 系统统一管理。

(2) 协助有关环保部门进行环境保护设施的竣工验收工作，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) 负责原油集输管线的日常环境保护管理工作及定期进行环保安全检查，如生态恢复、环境监测等。

(4) 编制各种突发事故的应急计划。

(5) 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，对全体员工组织开展环境保护培训。

(6) 强化基础工作，建立完整、规范、准确的环境基础资料，环境统计报表和环境保护技术档案。

(7) 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的措施，并监督实施。

8.1.4 环境管理计划

为了最大限度地减轻施工期作业活动对沿线生态环境的不利影响，减少运营期事故的发生，确保管道安全运行，建立科学有效的环境管理体制，落实各项环保和安全措施显得尤为重要。根据 QHSE 管理体系及清洁生产的要求，结合区域环境特征，分施工期和运营期提出本项目的环境管理计划。各个阶段环境管理/监理的内容、实施部门及监督机构见表 8.1-1。

表 8.1-1 本项目环境管理和监督计划

阶段	影响因素		防治措施建议	实施机构	监督管理机构
施工期	生态保护	永久占地	严格控制施工占地面积，严格控制井位外围作业范围，施工现场严格管理；井场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失	施工单位、环境监理单位及建设单位	环境监理单位、建设单位相关部门及当地生态环境主管部门
		临时占地	设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域；在管线施工作业区两侧拉彩条旗以示明车辆行驶的边界，以避免增加对地表的扰动和破坏；工程结束后，建设单位应承担恢复生态的责任，及时对临时占地区域进行平整、恢复		

		动物	加强施工人员的管理，强化保护野生动物的观念，禁止捕猎		
		植被	施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，严禁破坏占地范围外的植被		
生态保护	水土保持		①工程措施：井场采取砾石压盖，施工结束后进行场地平整。 ②临时措施：对临时堆土区采取防尘网苫盖的方式进行防护；在施工作业带两侧拉彩条旗以示明车辆行驶的边界；定时洒水，减少施工过程中因风蚀造成的水土流失，在风季施工期内，增加洒水防护措施	施工单位、环境监理单位及建设单位	环境监理单位、建设单位相关部门及当地生态环境主管部门
		防沙治沙	主体工程与防沙治沙措施同时施工，并加强临时防护措施，做好防护措施等		
	施工扬尘	施工现场洒水降尘避免大风天作业等；施工结束后尽快对施工场地进行恢复平整，减少风蚀量			
施工期	污染防治	废水	钻井废水临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段用于配制相应体系泥浆，在钻井期间综合利用；酸化压裂作业结束后返排的压裂废水收集在酸液罐内，拉运至塔河油田绿色环保站处理；生活污水经井场撬装式污水处理站处理后，用于荒漠灌溉；试压结束后，试压废水就地泼洒抑尘	施工单位、环境监理单位及建设单位	环境监理单位、建设单位相关部门及当地生态环境主管部门
		固体废物	施工土方全部用于管沟和井场回填；钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，在井口采用“振动筛+除砂器+处理器+离心分离机”工艺分离出岩屑和泥浆，分离后的液体回用于钻井液配备，膨润土泥浆岩屑干化后经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求后进行综合利用；磺化泥浆岩屑在井场使用无害化处理装置进行就地无害化处理，固相经检测各污染物满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中的相关限值要求后用于铺垫油区内的井场、道路等，一次处理后检测不合格，现场进行二次处理，达标后用于铺垫油区内的井场、道路等；含油废物和废防渗材料均属危险废物，		

		收集后暂存在井场撬装式危废暂存间内，完井后将由井队联系有危险废物处置资质的单位回收处理；施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托周边有资质工业固废填埋场合规处置；撬装式污水处理站产生污泥经脱水装置脱水处理后，与生活垃圾一同由库车城乡建设投资(集团)有限公司拉运处置。委托周边有资质工业固废填埋场合规处置。			
	噪声	选用低噪声的设备、保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等			
运营期	正常工况	废水	采出水随采出液经集输管线输送至雅克拉集气处理站处理，满足标准后回注地层，井下作业废水送至塔河油田绿色环保站处理	建设单位	建设单位相关部门及当地生态环境主管部门
		废气	密闭集输		
	固体废物	落地油、废防渗材料收集后委托有资质单位接收处置，井下作业废液桶装收集后送至塔河油田绿色环保站处理	建设单位	建设单位相关部门及当地生态环境主管部门	
	噪声	选用低噪声设备、基础减振措施			
	事故风险	事故预防及油气泄漏应急预案		当地生态环境主管部门	
闭井期	施工扬尘	施工现场洒水抑尘	施工单位及建设单位	建设单位相关部门及当地生态环境主管部门	
	固体废物	废弃建筑垃圾等现场收集、合规暂存，委托周边有资质工业固废填埋场合规处置。			
	噪声	选用低噪声的设备、保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等			
	生态恢复	闭井后要拆除井架、井台，并对井场土地进行平整，清除地面上残留的污染物			

8.1.5 施工期环境监理

本项目施工期对周边环境造成一定影响，在施工期阶段应积极开展环境监理工作。建设单位应在项目实施之前与监理单位签订合同，并要求监理单位按照合同文件要求在施工期介入环境监理。可采取巡视、旁站等环境监理方式对施工期污染防治措施、项目建设内容、配套环保设施、生态保护措施、环境管理制度、环境敏感目标等与环评及批复文件的符合性进行监理。现场应重点对管线工程、井场各类放喷池、撬装式危废暂存间等防腐、防渗内容进行环境监理，确保施工

期废气、废水达标排放，固废妥善处置，减少对区域土壤、地下水环境和生态环境的影响。

8.1.6 开展环境影响后评价工作相关要求

根据《中华人民共和国环境影响评价法》、《建设项目环境影响后评价管理办法(试行)》(环境保护部 部令第 37 号)、《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》(新环发[2018]133 号)、《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》(环办环评函[2019]910 号)、《关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知》(新环环评发[2020]162 号)要求，油气田开发业主单位对区域内通过环境影响评价审批并通过环境保护设施竣工验收且稳定运行满 5 年的建设项目，须组织开展环境影响后评价工作。

目前雅克拉凝析气田已于 2020 年完成环境影响后评价工作。本项目实施后，区域井场、管线、道路等工程内容发生变化，应在 3~5 年内以区块为单位继续开展环境影响后评价工作，落实相关补救方案和改进措施，接受生态环境部门的监督检查。

8.2 企业环境信息公开

8.2.1 公开内容

(1) 基础信息

企业名称：中国石油化工股份有限公司西北油田分公司

法人代表：王世洁

生产地址：新疆阿克苏地区库车市和巴音郭楞蒙古自治州轮台县的雅克拉凝析油气田内。

主要产品及规模：①新钻 3 口采油井（S8-5 井、S8-6 井、S8-7 井），并新建井场 3 座；②新建 S8-5 井至 S8-3 阀组集输管线 0.8km，S8-6 井至 S8-7 井集输管线 2.15km，S8-7 井至 S8-2 井 5.2km，共新建管线 8.15km；③S8-6、S8-7 井新建单井计量装置 2 台，新建井场道路约 7km；④配套建设土建、通信、电气、自控等。

单井设计产油 13t/d，产气 $0.5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

(2) 排污信息

本项目拟采取的环境保护措施、排放的污染物种类、排放浓度见表 3.3-16。

本项目污染物排放标准见表 2.4-5-2.4-7。

(3) 环境风险防范措施

本项目环境风险防范措施见雅克拉采气厂现行突发环境风险应急预案。

(4) 环境监测计划

本项目环境监测计划见表 8.4-1。

8.2.2 公开方式及时间要求

公开方式：通过公司网站、信息公开平台或当地报刊等便于公众知晓的方式公开。

公开时间要求：环境信息有新生成或者发生变更情形的，应当自环境信息生成或者变更之日起三十日内予以公开。法律、法规另有规定的，从其规定。

8.3 污染物排放清单

本项目污染物排放清单见表 8.3-1。

8.4 环境及污染源监测

8.4.1 监测目的

环境监测是企业环境管理体系的重要组成部分，也是环境管理规范化的主要手段，通过对企业主要污染物进行分析、资料整理、编制报表、建立技术文件档案，可以为上级环保部门和地方环保部门进行环境规划、管理和执法提供依据。环境监测是环境保护的基础，是进行污染源治理及环保设施管理的依据，因而企业应定期对环保设施及废水、噪声等污染源情况进行监测、对固体废物处置按照法规文件规范进行记录。

通过对本项目运行中环保设施进行监控，掌握废气、废水、噪声等污染源排放是否符合国家或地方排放标准的要求，做到达标排放，同时对废水、噪声防治设施进行监督检查，保证正常运行。

表 8.3-1 污染物排放清单一览表

类别	工程组成	产污环节	环境保护措施及主要运行参数		污染物种类	排放情况			排污口信息		总量指标(t/a)	执行标准(mg/m³)	环境监测要求
			环境保护措施	主要运行参数		排放时段h/a	标况烟气量(Nm³/h)	排放浓度(mg/m³)	排气筒高度(m)	内径(m)			
废气	井场	井场无组织废气	采取管道密闭输送,加强阀门的检修与维护,从源头减少泄漏产生的无组织废气	—	非甲烷总烃	8760	—	—	—	—	VOCs: 0.195	厂界非甲烷总烃≤4.0	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求
			—	硫化氢	厂界硫化氢≤0.06mg/m³							《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)中表1新扩改建项目二级标准	
类别	噪声源	污染因子			治理措施	处理效果	执行标准		环境监测要求				
噪声	采油树	L _{Aeq,T}			基础减振	降噪 10dB(A)	厂界 昼间≤60dB(A); 夜间≤50dB(A)		按照《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中规定执行				
类别	污染源	污染因子	处理措施		处理后浓度(mg/L)	排放去向	总量控制指标(t/a)	执行标准(mg/L)		环境监测要求			
废水	采出水	石油类、SS	采出水随采出液经集输管线输送至雅克拉集气处理站处理,满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层		—	—	—	悬浮固体含量≤35 含油量≤100		《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准			
类别	污染源	污染因子	处理措施		处理后浓度(mg/L)	排放去向	总量控制指标(t/a)	执行标准(mg/L)		环境监测要求			
废	井下作业	COD、石油类	井下作业废水采用专用废水回收罐收		—	—	—	—		—			

水	废水		集, 运至塔河油田绿色环保站处理				
序号	污染源名称	固废类别	处理措施	处理效果	监测要求		
固废	落地油、 废防渗材料	含油物质(危险废物HW08)	收集后定期由有危废处置 资质单位接收处置	全部妥善处置	严格按照《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)相关规定进行		
	井下作业废液	一般工业固体废物	收集后送至塔河油田绿 色环保站处理	全部妥善处置, 不外排	《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》 (GB18599-2020)相关规定进行		
环境风险防范措施		严格按照风险预案中相关规定执行					

8.4.2 环境监测机构及设备配置

环境监测是环境保护的基础，是进行污染治理和监督管理的依据。本项目的环境监测工作可委托当地有资质的环境监测机构承担，也可由西北油田分公司的质量检测中心承担。

8.4.3 监测计划

根据本项目生产特征和污染物的排放特征，依据《排污单位自行监测技术指南陆上石油天然气开采工业》(HJ1248-2022)、《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)、《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-93)、《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610 - 2016)、《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)、《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ 19-2022)、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ 1248-2022)等标准规范及地方生态环境主管部门的要求，制定本项目的监测计划。

本项目投入运行后，各污染源监测因子、监测频率情况见表 8.4-1。

表 8.4-1 本项目监测计划一览表

监测类别		监测项目	监测点位置	监测频率
废气	井场无组织废气	非甲烷总烃、硫化氢	下风向场界外 10m 范围内	每年 1 次
地下水	潜水含水层	石油类、石油烃(C ₆ ~C ₉)、石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)、砷、六价铬	地下水下游	每半年一次
土壤环境	土壤环境质量	石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、砷、六价铬	井场采油树管道接口处	每年一次
生态				

8.5 环保设施“三同时”验收一览表

本项目投产后环保设施“三同时”验收一览表见表 8.5-1-8.5-3。

表 8.5-1 施工期环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源	环保措施	台(套)	治理效果	验收标准
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖	--	--	落实环保措施
废水	1	钻井废水	钻井废水连同钻井泥浆、钻井岩屑进入不落地系统进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备	--	--	不外排

	2	生活污水	生活污水经井场撬装式污水处理站处理后,用于荒漠灌溉	--	--	
	3	酸化压裂废水	酸化压裂作业结束后返排的压裂废水收集在酸液罐内,拉运至塔河油田绿色环保站处理	--	--	
	4	管道试压废水	循环使用,试压结束后就地泼洒抑尘	--	--	
噪声	1	钻机、吊机、装载机、运输车辆	选用低噪声设备、合理安排施工作业时间	--	--	《建筑施工现场环境噪声排放标准》(GB12523-2011)
固废	1	钻井泥浆	井口采用“振动筛+除砂器+处理器+离心分离机”分离岩屑后,进入泥浆罐循环使用。钻井结束后用于下一口钻井使用	--	--	妥善处置
	2	岩屑	不落地无害化处理装置处理,经检测达标后用于铺垫油区内的井场、道路等,一次处理后检测不合格,现场进行二次处理,达标后用于铺垫油区内的井场、道路等	--	--	妥善处置
固废	3	含油废物	采用桶装密闭收集,暂存于井场撬装式危废暂存间内,定期委托有资质单位接收处置	--	妥善处置,不外排	经有资质单位处置
	4	废防渗材料				
	5	废烧碱包装袋	委托周边有资质工业固废填埋场合规处置。	--	妥善处置,不外排	经有资质单位处置
	6	施工废料	不可回收利用部分委托周边有资质工业固废填埋场合规处置	--	--	妥善处置
	7	污泥	经脱水装置脱水后由库车城乡建设投资(集团)有限公司拉运处置	--	--	妥善处置
	8	生活垃圾	现场集中收集,由库车城乡建设投资(集团)有限公司拉运处置	--	--	妥善处置
生态	生态恢复	严格控制作业带宽度		--	临时占地恢复到之前状态	恢复原有地貌
		管道填埋所需土方利用管沟挖方,做到土方平衡,减少弃土				
	水土保持	防尘网苫盖、限行彩条旗、洒水降尘		--	防止水土流失	落实水土保持措施
		防沙治沙		--	防止土地沙化	落实防沙治沙措施
环境 监理		开展施工期环境监理		--	--	—

表 8.5-2 施工期环保设施“三同时”验收一览表(运营期)

类别	序号	污染源	环保措施	台(套)	治理效果	验收标准
废	1	井场无组织	密闭加强管道、阀门的	—	场界非甲烷总烃	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排

气		废气	检修和维护		$\leq 4.0\text{mg}/\text{m}^3$	排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求
				--	场界硫化氢 $\leq 0.06\text{mg}/\text{m}^3$	《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-93)中表1 新扩改建项目二级标准
废水	1	营运期采出水	采出水随采出液经集输管线输送至雅克拉集气处理站处理, 达标后回注地层	--	--	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)
废水	2	营运期井下作业废水	收集后送至塔河油田绿色环保站处理	--	--	不外排
噪声	1	采油树	基础减振	—	厂界达标: 昼间 $\leq 60\text{dB}$ (A) 夜间 $\leq 50\text{dB}$ (A)	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类排放限值
固废		落地油、废防渗材料	由有危废处置资质单位接收处置	--	--	严格按照《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)、《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)、《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)相关规定进行固体废物的收集、暂存和储运
		井下作业废液	收集后送至塔河油田绿色环保站处理	--	妥善处置	
防渗		将井口装置区划分为一般防渗区	防渗层防渗性能不应低于1.5m厚渗透系数为 $1 \times 10^{-7}\text{cm}/\text{s}$ 黏土层的防渗性能	—	渗透系数小于 $1.0 \times 10^{-7}\text{cm}/\text{s}$	—
环境监测		废气、土壤、地下水	按照监测计划, 委托有资质单位开展监测	--	污染源达标排放	--
后评价			本项目实施后, 应在5年内以区块为单位开展环境影响后评价工作	--	对存在问题提出补救方案	--

风险防范措施	井场	设置可燃气体检测报警仪和硫化氢检测报警仪、消防器材、警戒标语标牌	--	风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求设置	—
--------	----	----------------------------------	----	------------------------	---

8.5-3 环保设施“三同时”验收一览表（退役期）

类别	序号	污染源	环保措施	台(套)	治理效果	验收标准
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘	--	--	--
噪声	1	车辆	合理安排作业时间	--	--	--
固废	1	废弃建筑垃圾	现场收集、合规暂存，委托周边有资质工业固废填埋场合规处置。	--	妥善处置	--
生态	1	生态恢复	地面设施拆除、水泥条清理，恢复原有自然状况	--	恢复原貌	--
合计					—	—

9.环境影响评价结论

9.1 项目概况

本项目在新疆阿克苏地区库车市和巴音郭楞蒙古自治州轮台县的雅克拉凝析气田内实施，西侧距离库车市约 67km，东北距轮台县 27km，其中 S8-5 井位于库车市，S8-6 井和 S8-7 井位于轮台县。项目区中心地理坐标为：东经 83°52'18.195"，北纬 41°40'11.604"。

本项目主要建设内容包括：①新钻 3 口采油井（S8-5 井、S8-6 井、S8-7 井），并新建井场 3 座；②新建 S8-5 井至 S8-3 阀组集输管线 0.8km，S8-6 井至 S8-7 井集输管线 2.15km，S8-7 井至 S8-2 井 5.2km，共新建管线 8.15km；③S8-6、S8-7 井新建单井计量装置 2 台，新建井场道路约 7km；④配套建设土建、通信、电气、自控等。

本项目总投资估算为 16950 万元，其中环境保护投资约 655 万元，环境保护投资占总投资的 3.86%。

9.2 产业政策及规划符合性

（1）政策、法规符合性分析

本项目为石油天然气开采项目，对照《产业结构调整指导目录（2019 年本）》（2021 年修改），本项目属于第一类“鼓励类”第七条“石油、天然气”中第一款“常规石油、天然气勘探与开采”项目，符合国家当前产业政策要求。

本项目选址不涉及依法划定的国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境、自然公园、生态保护红线等生态保护区。运营期工艺流程全密闭，废水、固废处置措施得当。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》《石油天然气开采业污染防治技术政策》《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》等相关政策、法律法规相关要求。

（2）规划符合性分析

本项目的建设有助于推进的雅克拉凝析气田油气开发，加大塔里木盆地油气开发力度。符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》等的相关要求。

(3) “三线一单”符合性判定

本项目方案设计基于雅克拉断凸 S8 井区概念设计，合理布置井场、管线及道路等，在满足生产需求的前提下，控制永久占地面积，拟建道路及管线均未穿越红线，所部署井场、站场也不在生态保护红线范围内；运营期工艺流程全密闭，有效减少废气排放，不会导致区域环境空气质量下降；废水、固废处置措施得当，不会对外环境产生明显不利影响；工程在正常状况下不会造成土壤环境质量超标，不会增加土壤环境风险。本项目满足生态环境准入清单中空间布局约束、污染物排放管控、环境风险管控及资源利用效率的相关要求，符合“三线一单”生态环境分区管控方案要求。

9.3 污染物排放情况

本项目运营期污染物产生及排放情况详见表 9.3-1。

表 9.3-1 运营期污染物排放汇总

项目	污染源	主要污染物	产生量	排放量	排放去向
废气	无组织排放	非甲烷总烃	0.195t/a	0.195t/a	大气
		硫化氢	0.01t/a	0.01t/a	大气
	温室气体	CH ₄	0.87t	0.87t	大气
废水	采出水	石油类、SS 等	2100m ³ /a	0	采出水进入雅克拉集气处理站采出水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注油层。
	井下作业废水	井下作业废水量	114.06t	0	井下作业废水进入塔河油田绿色环保站含油污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注油层
		石油类	0.21t	0	
		SS	1.05t	0	
废压裂返排液	石油类	179.91m ³ /a	0	进入塔河油田绿色环保站含油污水处理系统处	

	废酸化返排液	石油类	39.84m ³ /a	0	理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注油层
	废洗井液	石油类	37.935t/a	0	
固体废物	落地油	石油类	0.3t/a	0	委托持有危险废物经营许可证的单位
	废防渗材料	石油类	0.75t/a	0	
	井下作业废液	压裂液、酸化液、洗井液	257.7m ³ /a	0	送至塔河油田绿色环保站处理

9.4 环境质量现状

(1) 环境空气质量现状

本项目位于环境空气质量不达标区。特征因子监测结果表明，评价范围内监测点非甲烷总烃 1 小时平均浓度未超过《大气污染物综合排放标准详解》中参考限值，H₂S 1 小时平均浓度未超过《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ.2-2018)附录 D 中的浓度限值。

(2) 水环境质量现状

监测期间区域潜水监测点中除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、钠、氟化物外，承压水监测点中除溶解性总固体、氟化物外，其余监测因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)III类标准要求，石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)III类标准要求。总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、钠、氟化物超标与区域水文地质条件有关，区域潜水蒸发量大、补给量小，潜水中上述因子日积月累浓度逐渐升高。

(3) 声环境质量现状

声环境质量监测结果表明，各监测点位噪声值均未超出标准值，声环境现状满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)中 2 类区标准要求。

(4) 土壤环境质量现状

土壤环境质量监测结果表明，土壤各监测点监测因子监测值均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)第二类建设用地筛选值及《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)相关标准。

(5) 生态环境质量现状

根据现场调查及资料收集，项目区无国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境等生态敏感区，不涉及生态保护红线管控区域。项目区所属的库车市及轮台县均属于自治区级塔里木河流域重点治理区。主要生态敏感目标为库车市及轮台县的重点公益林及项目区内的动植物。项目位于冲洪积扇、低山丘陵地貌单元，河流和冲沟较发育，项目区土地利用类型主要为稀疏灌木林地、盐碱地、稀疏草地三种类型，生态系统为草地生态系统、灌木林地生态系统及荒漠生态系统，生态系统较为简单。该区域植被组成较为简单，类型较单一，种类贫乏等特点，植被多为耐旱型，盐生灌丛植被为主，整个区域植被覆盖度在植被盖度约 5-20%，区域内除受油田开发影响外，其它人为干扰较小，基本保持原自然荒漠生态环境。区域土壤属于碱性土壤，土壤未受到油田开发的污染。区域土壤现状质量一般。评价区内植被种类单一，郁闭度小，分布不均匀，生物量低，植被多样性单一，种群集群分布，项目区生态系统稳定性维持在一定水平，生态系统具有一定的稳定性。

9.5 环境影响预测与分析

9.5.1 生态环境影响分析

本项目永久占地范围内生物损失量为 1.9t/a，临时占地范围内生物损失量为 4.95t/a。由于工程位于荒漠，地表植被覆盖率低，仅部分地下水埋深浅的地方分布有怪柳、骆驼刺等稀疏植被，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，工程对野生动物的影响较小。项目区属于塔里木流域水土流失重点治理区，但占地面积较小，采取环评提出的水土流失防治措施后，对环境的影响可以接受。

因此总体上看本项目建设对生态环境影响可以接受。

9.5.2 大气环境影响分析

本项目施工期废气主要包括井场、管线作业带等施工场地平整清理、管沟开挖、回填、建材运输、露天堆放、装卸等过程产生的扬尘，施工机械及运输车辆产生的燃油废气等，随着工程结束，其影响也相应消失。

本项目运营期间产生的大气污染物主要为油气集输过程中的烃类挥发。烃类无组织排放是影响油气田区域环境空气的主要污染源之一，本项目油气开采、集输采用密闭流程，井口密封并设紧急切断阀，可有效减少烃类气体的排放量。根据现状监测结果，区域环境空气中非甲烷总烃、硫化氢满足标准限值要求。本项目实施后，各场站废气污染源污染物的贡献浓度较低，占标率较小，不会对大气环境产生明显影响。

9.5.3 水环境影响分析

施工期产生的废水主要是钻井废水、酸化压裂废水、管线试压废水及生活污水。钻井废水随钻井固废一同进入不落地系统，分离后循环利用，不外排。管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于场地降尘用水。生活污水进入撬装式污水处理站，采用“生化+过滤”处理工艺，经污水处理站处理后，出水可满足《农村生活污水处理排放标准》(DB65 4275-2019)表二的 B 级标准。

本项目运营期的采出水依托雅克拉集气处理站处理，井下作业废水采用专用废液收集罐收集后拉运至塔河油田绿色环保站处理，均达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准中指标后，回注油层。

项目区地下水循环条件差，径流、排泄基本处于停滞状态，为密闭型地下水。正常状况下，污染源从源头上可以得到控制；非正常状况下，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，其影响范围不大，对地下水环境不易产生不利影响，因此，事故情况对地下水环境产生的影响也非常有限。本项目需采取地下水污染防治措施按照“源头控制、分区防渗、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，并定期开展地下水跟踪监测，在严格按照地下水污染防治措施后，本项目对区域地下水环境影响可接受。

9.5.4 声环境影响分析

项目区 200m 范围内没有声环境敏感点，施工期、退役期噪声影响均是暂时性的，待工程结束后影响也随之消失。

工程运营期各噪声源噪声源强较低，对周围声环境的影响较小。

9.5.5 固体废物影响分析

本项目施工期产生的固体废物主要包括钻井泥浆、岩屑、含油废物、施工土方、施工废料和生活垃圾。

钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，在井口采用“振动筛+除砂器+处理器+离心分离机”工艺分离出岩屑和泥浆，分离后的液体回用于钻井液配备，膨润土泥浆岩屑干化后经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求后进行综合利用；磺化泥浆岩屑在井场使用无害化处理装置进行就地无害化处理，固相经检测各污染物满足《油气田钻井固体废弃物综合利用污染物控制要求》（DB65/T3997-2017）中的相关限值要求后用于铺垫油区内的井场、道路等，一次处理后检测不合格，现场进行二次处理，达标后用于铺垫油区内的井场、道路等。含油废物集中收集后暂存于钻井井场危废暂存间，钻井结束后交由有资质的单位进行处置。施工土方用于周边场地平整。本项目施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托周边有资质工业固废填埋场合规处置。生活垃圾和撬装式污水处理站处置过程中产生的污泥经污泥集中收集后，由库车城乡建设投资(集团)有限公司拉运处置。钻井施工过程中配制钻井泥浆时会产生少量废烧碱包装袋，收集后委托周边有资质工业固废填埋场合规处置。

本项目运营期产生的固体废物包括落地原油、废防渗材料、井下作业废液。根据《国家危险废物名录》（2021年版）、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》，本项目运营期产生的落地原油、废防渗材料均属于危险废物，需委托有相应资质的单位进行处置。井下作业废液罐装拉运至塔河油田绿色环保站处理。

退役期废气污染源主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施；噪声污染源主要为车辆噪声，采取合理安排作业时间，控制车辆速度等措施；固废污染源主要为废弃管线、废弃建筑残渣等，均属于一般工业固体废物，废弃管线、废弃建筑残渣等收集后送塔河油田绿色环保站妥善处置。

本项目各阶段产生的固体废物均可得到妥善处置，只要严格管理，不会对环境产生较大影响。

9.5.6 环境风险分析

本项目所涉及的危险物质包括天然气、原油、H₂S，主要危险单元为井场和密闭集输单元，可能发生的风险事故包括油气泄漏、井喷、井漏，以及火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物（CO、烟尘、SO₂等）排放。

天然气泄漏导致 H₂S 扩散可能使附近人员中毒，而泄漏引发的火灾产生的 CO、SO₂ 等伴生/次生污染物会使附近大气环境中污染物超出质量标准限值；原油泄漏可能会对土壤环境、地下水环境产生一定的影响。虽然风险事故发生的概率较低，但建设单位在管理上仍不可掉以轻心，应严格落实各项风险防范措施，定期检测和实时监控，力争通过系统地管理、合理的风险防范措施以及积极有效的应急预案，使得风险事故发生概率降至最低。

本项目环境风险属于可防控风险，在做好风险防范措施的前提下，可使风险发生概率降低，使事故发生对环境的影响控制在可接受水平。

9.6 主要环境保护措施

本项目的�主要环境保护措施如下：

（1）生态保护措施

①施工过程中须严格控制井场占地面积，运营期占地不大于 60×60m²，减少扰动面积，减少林木砍伐。

②严格界定施工活动范围，尽可能缩小施工作业带宽度，管线施工临时占地作业宽度不得超过征地范围，减少对地表的碾压。

③施工期充分利用现有油田道路，尽可能减少道路临时占地，降低对地表和植被的破坏，施工机械在不得在道路以外行驶和作业，保持地表不被扰动，不得随意取弃土。

④挖掘管沟时，将表层土与底层土分开堆放，复土回填要保持土壤的基本层次，管沟回填时要分层回填在表面，以恢复原来的土层；回填后多余的土方不随便丢弃，弃土用于平整周边场地，防止水土流失。对破坏和占用的植被及时恢复。

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。对站场地表进行砾石压盖。

⑥加强野生动物保护，对施工人员进行宣传教育，禁止捕杀野生动物。

⑦在道路边、油田区，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。

⑧及时清理施工现场，做到“工完、料净、场地清”。

(2) 大气环境保护措施

①施工单位必须加强施工区的规划管理。挖方堆放应定点定位，并采取防尘、抑尘措施（洒水、遮盖等措施）。

②避免在大风季节施工，尽可能缩短施工时间，提高施工效率，减少裸地暴露时间。

③合理规划、选择最短的运输路线，利用油气田现有公路网络，禁止随意开辟道路，运输车辆应以中、低速行驶（速度小于 20km/h），减少车辆行驶动力起尘。

④采用密闭集输流程，非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求和《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）中厂区内非甲烷总烃无组织排放监控点浓度限值要求。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废气的排放量。定期对油气集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄漏进入大气环境。

(3) 水环境保护措施

①施工期钻井废水随钻井固废一同进入不落地系统，分离后循环利用，不外排。

②生活污水由生活污水进入撬装式污水处理站，采用“生化+过滤”处理工艺，经污水处理站处理后，可满足《农村生活污水处理排放标准》（DB65 4275-2019）表二的 B 级标准，用于荒漠灌溉。

③采出水依托雅克拉集气处理站污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的有关标准后回注油层。

④井下作业废水采用专用废液收集罐收集后拉运至塔河油田绿色环保站处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准中指标后，回注油层。

（4）噪声污染防治措施

①施工单位可合理安排施工时间，避免长时间使用高噪声设备，使本项目在施工期造成的噪声污染降到最低。

②施工设备选型时，在满足施工需要的前提下，尽可能选取噪声低、振动小、能耗小的先进设备。

③加强施工机械的维护保养，避免由于设备性能差而使机械噪声增大的现象发生。

④对声源强度较大的设备进行减噪处理，根据各种设备类型所产生噪声的特性，采用不同的控制手段。

（5）固体废物污染防治措施

①本项目各钻井井场均配套设置钻井废弃物不落地系统，钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，在井口采用“振动筛+除砂器+处理器+离心分离机”工艺分离出岩屑和泥浆，分离后的液体回用于钻井液配备，膨润土泥浆岩屑干化后经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求后进行综合利用；磺化泥浆岩屑在井场使用无害化处理装置进行就地无害化处理，固相经检测各污染物满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中的相关限值要求后用于铺垫油区内的井场、道路等，一次处理后检测不合格，现场进行二次处理，达标后用于铺垫油区内的井场、道路等。

②含油废物集中收集后暂存于钻井井场危废暂存间，钻井结束后交由有资质的单位进行处置。本项目施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托周边有资质工业固废填埋场合规处置。生活垃圾和撬装式污水处理站处置过程中产生的污泥经污泥集中收集后，由库车城乡建设投资(集团)有限公司拉运处置。

③本项目运营期产生的固体废物包括落地油以及废防渗材料，收集后交由有危险废物处置资质的单位处置。危险废物由专用运输车辆进行运输、转移，并严格按照

《危险废物转移管理办法》，实施危险废物转移管理制度。

(6) 土壤污染防治措施

①施工机械及运输车辆应按规定的道路行驶，减少对土壤的碾压，减少碾压造成的土壤紧实度增加及养分流失。

②施工产生的建筑垃圾不得随意抛洒，应集中收集并及时清运，防止污染物进入土壤环境造成污染。

③定期对油气集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止“跑、冒、滴、漏”事故的发生。

(7) 环境风险防范措施

①在油气可能泄漏和积聚的场所设置可燃气体浓度检测报警装置。

②井场和站场严格按防火规范进行平面布置，电气设备及仪表按防爆等级不同选用不同的设备。所有设备、管线均应做防雷、防静电接地。

③严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。集输管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。

④按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生。

⑤在集输系统运营期间，严格控制输送油气的性质，定期清管，排除管内的积水和污物，以减轻管道内腐蚀；定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对集输管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理，在管道破裂时能够及时截断上下游管段，以减少事故时油气的释放量，使危害影响范围减小到最低程度

⑥在集输管线的敷设线路上应设置永久性标志，包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等。

9.7 公众意见采纳情况

建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》的要求，采用网络公告、报纸刊登等形式开展公众参与调查，调查期间未收到公众对本项目的相关建议。

9.8 环境影响经济损益分析

本项目实施后所带来的经济效益、社会效益和环境效益，比本项目施工过程中所造成的直接环境、经济损失要大得多。工程环保措施的落实可使工程实施的经济效益、社会效益和环境效益得以协调统一。

9.9 环境管理与监测计划

针对本项目建设过程中产生的负面环境影响所提出的防治或减缓措施，在该项目的设计、施工和营运中逐步得到落实，从而使得环境建设和管道建设符合国家同步设计、同步实施和同步投产使用的“三同时”制度要求。为环境保护措施得以有计划的落实和地方生态环境管理部门对其进行监督提供依据。通过环境管理计划的实施，将本项目对沿线环境带来的不利影响减缓到相应法规和标准限值要求之内，使项目的建设经济效益和环境效益得以协调、持续和稳定发展。

9.10 总体评价结论

本项目属于《产业结构调整指导目录（2019 年本）》（2021 年修改）中鼓励类“七、石油、天然气”“1、常规石油、天然气勘探与开采”项目，项目建设符合国家产业政策；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》《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《石油天然气开采业污染防治技术政策等》等法规和政策要求；符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》等要求；项目不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园等环境敏感区；项目符合“三线一单”要求；中国石油化工股份有限公司西北油田分公司按照《环境影响评价公众参与办法》，在本项目环评过程中开展了公众参与调查，至信息公告的截止日期没有收到相关反馈信息。

评价认为：本项目符合国家产业政策和新疆经济发展规划，公众认同性较好。只要在建设和运营过程中认真落实各项污染防治措施、生态修复措施、风险防范

措施及应急措施，各项污染物均能够做到达标排放，其生态破坏可降至最低，环境风险可以接受，从环境保护角度看，本项目选址选线合理，建设是可行的。