

1 概述

1.1 项目由来

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、大捞坝气田、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。

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雅克拉凝析气田内实施“雅克拉—二八台油气藏 2022 年产能建设项目（变更）”。建设内容主要为：①新钻 4 口采气井（S8-2 井、S8-3 井、YD1-8 井、S49-1 井），老井侧钻 1 口（YD1-5CH 井），并新建井场 4 座；②新建 S8-2 井至 S8-3 井管线 6km、S8-1H 井至 S8-2 井管线 T 接点管线 1.3km、S49-1 井至 S8-3 井管线 12km、S8-3 井至 YD1 阀组管线 8.7km；YD1-8 井至 YD1 阀组集输管线 0.8km；YD1 阀组至雅克拉集气处理站集输管线 16.8km；③配套建设土建、通信、电气、自控等。

项目建成后单井日产气 $2 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ，日产油 10t/d。

1.2 环境影响评价工作过程

雅克拉—二八台油气藏 2022 年产能建设项目原建设内容为：①新钻 4 口采气井（S8-2 井、S8-3 井、YD1-8 井、S49-1 井），老井侧钻 1 口（YD1-5CH 井），并新建井场 4 座（S49-1 井：建设井口装置区、采气树、三相分离器、自动选井阀组等设备，S8-2 井、S8-3 井、YD1-8 井：建设井口装置区、采气树等设备）

；②新建 S8-2 井至 S8-1H 井集输管线 1.8km，S8-3 井至 S8-1H 井集输管线 4.7km，YD1-8 井至 YD1 阀组集输管线 0.8km；③S8-1H 井扩建 4 井式阀组 1 座、80m³ 多功能罐一座；④配套建设土建、通信、电气、自控等。该项目已于 2022 年 9 月委托河北省众联能源环保科技有限公司开展了环境影响评价工作，并于 2023 年 1 月 16 日取得《关于对雅克拉—二八台油气藏 2022 年产能建设项目环境影响报告书的批复》（阿地环审[2023]68 号）。

该项目取得环评批复后，西北油田分公司考虑更大程度地减少生产运营过程中污染物的产生，降低环境风险，并提高整体清洁生产水平，拟将 S49-1 井、S8-2 井、S8-3 井油气集输方式由拉油方式调整为管线集输方式，并完善区域管网集输系统。建设内容变动后管线总长度为 45.6km，增加长度（38.3km）达到原线路总长度的 30%（2.19km）以上。根据《关于印发环评管理中部分行业建设项目重大变动清单的通知》（环办[2015]52 号）附件中油气管道建设项目重大变动清单（试行），本项目属于“线路或伴行道路增加长度达到原线路总长度的 30% 及以上”，属重大变动，因此需重新进行环境影响评价。

本项目属于天然气开采项目，位于阿克苏地区库车市境内，根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》和《关于印发自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保[2019]4 号），项目所在区域属于塔里木河流域水土流失重点治理区。根据《中华人民共和国环境影响评价法（2018 年 12 月 29 日修正）》、《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（部令第 16 号），本项目属于分类管理名录“五 石油和天然气开采业 07 8 陆地天然气开采 0721”中的“涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）”，应编制环境影响报告书。

为此，西北油田分公司于 2023 年 4 月 4 日委托河北省众联能源环保科技有限公司开展本项目的环境影响评价工作。接受委托后，评价单位组织有关专业人员收集了区域自然环境概况、环境质量、污染源等资料，与建设单位和设计单位沟通了环保治理方案，随即开展环境影响报告书编制工作。在环评报告编制期间，建设单位于 2023 年 4 月 6 日在《阿克苏新闻网》对本项目进行第一次环评信息公示，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，

评价单位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 4 月 7 日至 4 月 20 日在《阿克苏新闻网》对本项目环评信息进行了第二次公示，在此期间在《阿克苏日报》（刊号：CN65-0012，2023 年 4 月 11 日、2023 年 4 月 12 日）对本项目环评信息进行了公示。在以上工作的基础上，评价单位按照《建设项目环境影响评价技术导则》的要求编制完成了本项目环境影响报告书。

1.3 分析判定相关情况

(1) 产业政策符合性判定

本项目为天然气开采项目，属于“常规石油、天然气勘探与开采”项目，结合《产业结构调整指导目录(2019 年本)》（国家发展改革委令第 29 号，2021 年修改），本项目属于第一类“鼓励类”第七条“石油、天然气”第一款“常规石油、天然气勘探与开采”，为鼓励类产业。

(2) 规划符合性判定

本项目属于西北油田分公司油气勘探开发项目，符合《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、《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》《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划》。本项目位于雅克拉凝析气田内，项目占地范围内不涉及生态保护红线、水源地、自然保护区及风景名胜区等环境敏感区，本项目不在新疆维吾尔自治区主体功能区规划划定的禁止开发区，符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相关要求。

(3) “三线一单”符合性判定

本项目距离生态保护红线区最近约 46km，建设内容均不在生态保护红线范围内；本项目采出水经集输管线输送至雅克拉集气处理站处理，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；本项目所在区域属于大气环境质量不达标区域，本项目已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求，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。本项目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；水资源消耗、土地资源、能源消耗等均不超过自治区下达的总量和强度控制目标；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。

(4) 评价工作等级

根据环境影响评价技术导则规定并结合项目特点，经判定，本次环境影响评价工作大气环境影响评价工作等级为二级、地表水环境影响评价工作等级为三级 B、地下水环境影响评价工作等级为三级、声环境影响评价等级为二级、土壤环境影响评价等级为三级、生态环境影响评价等级为三级、环境风险评价等级为简单分析。

1.4 关注的主要环境问题及环境影响

本评价重点关注项目实施后污染物对区域环境空气、地表水、地下水、土壤、生态的环境影响是否可接受，环境风险是否可防控，环保措施是否可行。

(1) 本项目各井场无组织废气非甲烷总烃可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求， H_2S 可满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)中表 1 二级新扩改建项目标准。项目实施对当地大气环境造成的影响可接受。

(2) 本项目废水主要为采出水和井下作业废水，采出水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及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注地层(SY/T5329-2012)标准后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后送至塔河油田绿色环保站处理。即本项目无废水排入地表水体，不会对地表水环境造成影响。

(3) 本项目采取严格的源头控制、过程防控措施，同时制定跟踪监测计划、建立跟踪监测制度，预测结果表明对地下水环境的影响可接受。

(4) 本项目选用低噪声设备，采取基础减振等措施，井场场界噪声值满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2 类标准限值要求。

(5) 本项目采取严格的源头控制、过程防控措施，同时制定跟踪监测计划、建立跟踪监测制度，类比同类天然气开采项目，表明对土壤环境的影响可接受。

(6) 本项目井场无人值守，营运期固体废物主要为落地油、废防渗材料，均属于危险废物，收集后委托有危废处置资质的单位接收处置。

(7) 本项目井场钻探、管线敷设及道路建设会对区域植被覆盖度造成一定的影响，施工完成后，对临时占地区域进行平整、恢复，植被可逐步自然恢复，工程的实施对生态环境影响是可以接受的。

(8) 本项目涉及的风险物质主要包括凝析油、硫化氢、天然气，在采取相应的风险防控措施后，环境风险可防控。

1.5 主要结论

综合分析，本项目符合国家及地方当前产业政策要求，选址和建设内容可满足国家和地方有关环境保护法律法规要求，满足“三线一单”的相关要求；项目通过采取完善的污染防治措施及生态恢复措施，污染物可达标排放，项目实施后环境影响可接受、环境风险可防控。根据西北油田分公司提供的雅克拉—二八台油气藏 2022 年产能建设项目（变更）公众参与说明书，本项目公示期间未收到反馈意见。为此，本评价从环保角度认为本项目建设可行。

本次评价工作得到了各级生态环境主管部门、西北油田分公司等诸多单位的大力支持和帮助，在此一并致谢！

2 总则

2.1 编制依据

2.1.1 环境保护法律

(1)《中华人民共和国环境保护法》(2014 年 4 月 24 日发布, 2015 年 1 月 1 日施行);

(2)《中华人民共和国环境影响评价法》(2003 年 9 月 1 日施行, 2018 年 12 月 29 日修正);

(3)《中华人民共和国大气污染防治法》(2016 年 1 月 1 日施行, 2018 年 10 月 26 日修正);

(4)《中华人民共和国水污染防治法》(修订)(2008 年 6 月 1 日施行, 2017 年 6 月 27 日修正);

(5)《中华人民共和国噪声污染防治法》(2021 年 12 月 24 日发布, 2022 年 6 月 5 日施行);

(6)《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》(2020 年 4 月 29 日修订, 2020 年 9 月 1 日施行);

(7)《中华人民共和国水法》(2016 年修订)(2002 年 10 月 1 日施行, 2016 年 7 月 2 日修正);

(8)《中华人民共和国土壤污染防治法》(2018 年 8 月 31 日审议通过, 2019 年 1 月 1 日施行);

(9)《中华人民共和国石油天然气管道保护法》(2010 年 6 月 25 日发布, 2010 年 10 月 1 日施行);

(10)《中华人民共和国防沙治沙法》(2002 年 1 月 1 日施行, 2018 年 10 月 26 日修正);

(11)《中华人民共和国水土保持法》(2010 年 12 月 25 日修订, 2011 年 3 月 1 日施行)。

2.1.2 环境保护法规、规章

2.1.2.1 国家环境保护法规和规章

(1)《中共中央办公厅、国务院办公厅关于印发在国土空间规划中统筹划定落实三条控制线的指导意见》(2019 年 7 月 24 日)；

(2)《中华人民共和国水土保持法实施条例》(2011 年 1 月 8 日修订，2011 年 1 月 8 日实施)；

(3)《国务院关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》(国务院令 682 号，2017 年 7 月 16 日公布，2017 年 10 月 1 日实施)；

(4)《国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知》(国发[2016]31 号，2016 年 5 月 28 日发布并实施)；

(5)《国务院关于印发水污染防治行动计划的通知》(国发[2015]17 号，2015 年 4 月 2 日发布并实施)；

(6)《国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知》(国发[2013]37 号，2013 年 9 月 10 日发布并实施)；

(7)《国务院关于印发全国主体功能区规划的通知》(国发[2010]46 号，2010 年 12 月 21 日)；

(8)《产业结构调整指导目录(2019 年本)》(国家发展改革委令第 29 号，2021 年修改)；

(9)《关于印发〈2020 年挥发性有机物治理攻坚方案〉的通知》(环大气[2020]33 号)；

(10)《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)；

(11)《中共中央 国务院 关于深入打好污染防治攻坚战的意见》(2021 年 11 月 2 日)；

(12)《环境影响评价公众参与办法》(部令第 4 号，2018 年 7 月 16 日发布，2019 年 1 月 1 日实施)；

(13)《建设项目环境影响评价分类管理名录(2021 年版)》(部令第 16 号，2020 年 11 月 30 日公布，2021 年 1 月 1 日施行)；

- (14)《关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知》(环办环评[2017]84 号, 2017 年 11 月 14 日发布并实施);
- (15)《关于加强和规范声环境功能区划分管理工作的通知》(环办大气函[2017]1709 号, 2017 年 11 月 10 日发布并实施);
- (16)《建设项目危险废物环境影响评价指南》(环境保护部公告 2017 第 43 号, 2017 年 8 月 29 日发布, 2017 年 10 月 1 日实施);
- (17)《工矿用地土壤环境管理办法(试行)》(生态环境部令 第 3 号, 2017 年 5 月 3 日发布, 2018 年 8 月 1 日实施);
- (18)《关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知》(环环评[2016]150 号, 2016 年 10 月 26 日发布并实施);
- (19)《国家危险废物名录(2021 年版)》(部令第 15 号, 2020 年 11 月 25 日发布, 2021 年 1 月 1 日实施);
- (20)《关于印发〈建设项目环境影响评价区域限批管理办法(试行)〉的通知》(环发[2015]169 号, 2015 年 12 月 18 日发布并实施);
- (21)《突发环境事件应急管理办法》(环境保护部令第 34 号, 2015 年 4 月 16 日发布, 2015 年 6 月 5 日实施);
- (22)《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 年 1 月 8 日发布并实施);
- (23)《关于建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法的通知》(环发[2014]197 号, 2014 年 12 月 30 日发布并实施);
- (24)《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 年 4 月 25 日发布并实施);
- (25)《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 年 8 月 8 日发布并实施);
- (26)《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 年 7 月 3 日发布并实施);
- (27)《突发环境事件应急预案管理暂行办法》(环发[2010]113 号, 2010 年 9 月 28 日发布并实施);

(28)《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》(环办环评函[2019]910 号, 2019 年 12 月 13 日发布并实施);

(29)《关于规范临时用地管理的通知》(自然资规[2021]2 号);

(30)《地下水管理条例》(中华人民共和国国务院令 第 748 号);

(31)《油气田开发生产井报废规定》(Q/SY36-2007);

(32)《废弃井及长停井处置指南》(SY/T6646-2017);

(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)《一般工业固体废物管理台账制定指南(试行)》(生态环境部公告 2021 年第 82 号);

(35)《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)。

2.1.2.2 地方环境保护法规和规章

(1)《新疆维吾尔自治区野生植物保护条例(2018 年修正)》(2018 年 9 月 21 日修正, 2006 年 12 月 1 日施行);

(2)《新疆维吾尔自治区环境保护条例(2018 年修正)》(2018 年 9 月 21 日修正, 2017 年 1 月 1 日施行);

(3)《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》(2015 年 3 月 1 日实施, 2018 年 9 月 21 日修正);

(4)《关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知》(新政发[2014]35 号, 2014 年 4 月 17 日发布并实施);

(5)《关于印发新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案的通知》(新政发[2016]21 号, 2016 年 1 月 29 日发布并实施);

(6)《关于印发新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案的通知》(新政发[2017]25 号, 2017 年 3 月 1 日发布并实施);

(7)《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 年 10 月 1 日实施);

(8)《关于印发〈自治区建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法〉的通知》(新环发[2016]126号,2016年8月24日发布并实施);

(9)《转发〈关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知〉的通知》(新环环评发[2020]142号);

(10)《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);

(11)《新疆维吾尔自治区生态环境功能区划》;

(12)《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》;

(13)《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年2月21日发布并实施);

(14)《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030年)》;

(15)《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)。

(16)《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》;

(17)《关于开展自治区 2021 年度夏秋季大气污染防治“冬病夏治”工作的通知》(新环大气发[2021]142号);

(18)《关于加快推广实施燃气锅炉间壁式烟气余热回收利用技术规范和燃气锅炉烟气再循环降氮技术规范两项地方标准的通知》(新市监标[2021]130号);

(19)《阿克苏地区大气污染防治行动计划实施方案》;

(20)《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》;

(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);

(22)《关于印发〈阿克苏地区水污染防治工作方案〉的通知》(阿行署办[2016]104号);

(23)《关于印发〈阿克苏地区土壤污染防治工作方案〉的通知》(阿行署发[2017]68号)；

(24)《阿克苏地区坚决制止耕地“非农化”行为工作方案》(阿行署办[2020]29号)。

2.1.3 环境保护技术规范

(1)《建设项目环境影响评价技术导则·总纲》(HJ2.1-2016)；

(2)《环境影响评价技术导则·大气环境》(HJ2.2-2018)；

(3)《环境影响评价技术导则·地表水环境》(HJ2.3-2018)；

(4)《环境影响评价技术导则·地下水环境》(HJ610-2016)；

(5)《环境影响评价技术导则·声环境》(HJ2.4-2021)；

(6)《环境影响评价技术导则·生态影响》(HJ19-2022)；

(7)《环境影响评价技术导则·土壤环境(试行)》(HJ 964-2018)；

(8)《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)；

(9)《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ/T 349-2007)；

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

(11)《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)；

(12)《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系(试行)》；

(13)《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)；

(14)《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》(DB65/T 3999-2017)；

(15)《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T 3997-2017)；

(16)《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)。

2.1.4 相关文件及技术资料

(1)《天山南片区环境影响后评价报告书》；

(2)《环境质量现状检测报告》；

(3)《中石化西北油田分公司雅克拉采气厂突发环境事件应急预案》及备案证明(备案编号：652923-2020-019-L)；

(4)《雅克拉采气厂采油气管理一区雅克拉集气处理站排污许可证》(证书编号：91650000742248144Q031X)；

(5)《设计方案》；

(6)环评委托书。

2.2 评价目的和评价原则

2.2.1 评价目的

(1)通过环境现状调查和监测,掌握项目所在地库车市的自然环境及环境质量现状。

(2)针对本项目特点和污染特征,确定主要环境影响要素及其污染因子。

(3)预测本项目对当地环境可能造成影响的程度和范围,从而制定避免和减轻污染的对策和措施,并提出总量控制指标。

(4)分析本项目可能存在的环境风险,预测风险发生后可能影响的程度和范围,对项目环境风险进行评估,并提出相应的风险防范和应急措施。

(5)从技术、经济角度分析本项目采取污染治理措施的可行性,从环境保护的角度对本项目的建设是否可行给出明确的结论。

(6)为环境管理主管部门决策、设计部门优化设计、建设单位环境管理提供科学依据。

2.2.2 评价原则

(1)坚持环境影响评价为项目建设服务,为环境管理服务,为保护生态环境服务。

(2)严格执行国家、地方环境保护相关法律、法规、规章,认真遵守标准、规划相关要求。

(3)全面贯彻环境影响评价导则、总纲,科学分析项目建设对环境质量的影

响。

(4)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,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。

(5) 严格贯彻执行“达标排放”、“总量控制”、“以新带老”、“排污许可”等环保法律、法规。

(6) 推行“清洁生产”，从源头抓起，实行生产全过程控制，最大限度节约能源，降低物耗，减少污染物的产生和排放。

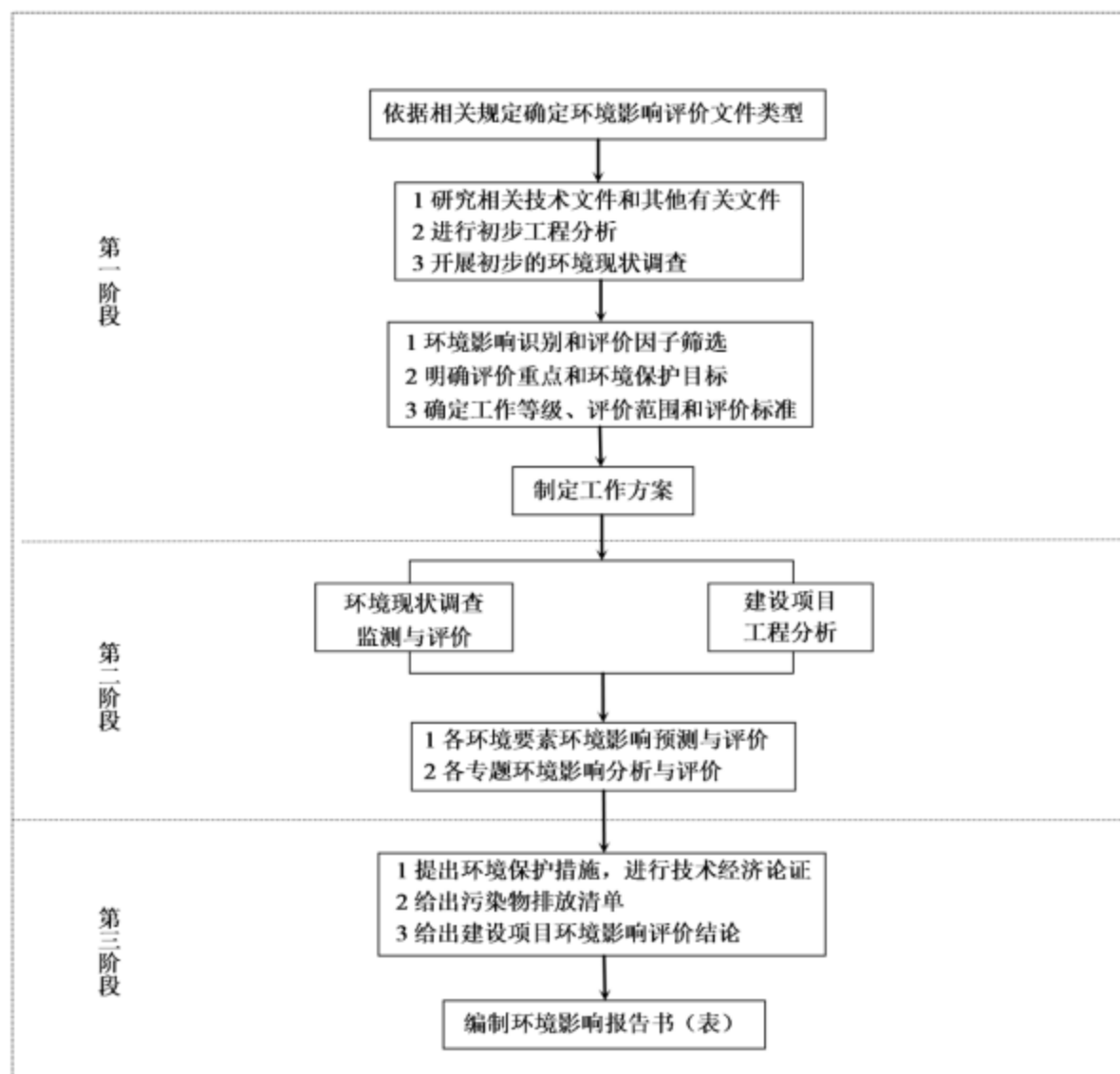


图 2.2-1 环评环境影响评价工作程序图

2.3 环境影响要素和评价因子

2.3.1 环境影响要素识别

根据本项目主要污染源污染因子及区域环境特征，对项目实施后的主要环

境影响要素进行识别，结果见表 2.3-1。

表 2.3-1 环境影响要素识别结果一览表

工程活动 环境因素		施工期				营运期	闭井期
		钻井	管道开挖、井场建设、道路	设备安装	材料、废弃物运输	天然气开采及集输	封井、井场清理
自然环境	环境空气	-1D	-2D	--	-1D	-1C	-1D
	地表水	--	--	--	--	--	--
	地下水	-1D	--	--	--	-1C	--
	声环境	-2D	-1D	-1D	-1D	-1C	-1D
	土壤环境	-1C	-1C	--	--	-1C	--
生态环境	物种	-1C	-1C	--	--	--	--
	生物群落	-1C	-1C	--	--	--	--
	生态系统	-2C	-2C	--	--	--	--

注：1、表中“+”表示正效益，“-”表示负效益；

2、表中数字表示影响的相对程度，“1”表示影响较小，“2”表示影响中等，“3”表示影响较大；

3、表中“D”表示短期影响，“C”表示长期影响。

由表 2.3-1 可知，本项目的建设对环境的影响是多方面的，存在短期或长期的负面影响。施工期主要表现在对自然环境要素中的环境空气、地下水环境、声环境、土壤环境、生态环境等产生一定程度的负面影响；营运期对环境的影响是长期的，最主要的是对自然环境中的环境空气、声环境、地下水、土壤等产生不同程度的长期负面影响。闭井期对环境的影响体现在对环境空气、声环境的短期影响。

2.3.2 评价因子

根据环境影响因素识别结果，结合区域环境质量现状，以及本项目特点和污染物排放特征，确定本项目评价因子见表 2.3-2。

表 2.3-2 本项目评价因子一览表

环境要素	项 目	评 价 因 子
环境空气	现状评价	PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃ 、NO ₂ 、SO ₂ 、H ₂ S、非甲烷总烃
	污染源	H ₂ S、非甲烷总烃
	影响评价	H ₂ S、非甲烷总烃

续表 2.3-2

本项目评价因子一览表

环境要素	项 目	评 价 因 子
地下水	现状评价	检测因子： K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} 基本水质因子：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、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 特征因子：石油类
	污染源	石油类
	影响评价	石油类
土壤环境	现状评价	基本因子：pH、砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒎、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒎、苯并[k]荧蒎、蒎、二苯并[a,h]蒎、茚并[1,2,3-cd]芘、萘 特征因子：石油烃($C_{10} \sim C_{40}$)
	污染源	垂直入渗：石油烃($C_{10} \sim C_{40}$)
	影响分析	垂直入渗：石油烃($C_{10} \sim C_{40}$)
固体废物	污染源	施工期：危险废物(含油废物、废烧碱包装袋、废防渗材料)，一般工业固废(钻井泥浆、施工土方、钻井岩屑、施工废料、撬装式污水处理站产生污泥)，生活垃圾； 运营期：危险废物(落地油、废防渗材料)
	影响分析	
声环境	现状评价	$L_{Aeq,T}$
	污染源	$L_{Aeq,T}$
	影响评价	$L_{Aeq,T}$
生态环境	现状评价	物种、生物群落、生态系统
	影响评价	
环境风险	风险识别	凝析油、硫化氢、天然气
	风险分析	大气 硫化氢、天然气、CO
		地下水 凝析油
		地表水 —

2.4 评价等级和评价范围

2.4.1 评价等级

2.4.1.1 环境空气影响评价工作等级

本评价依据《环境影响评价技术导则·大气环境》(HJ2.2-2018)中“5.3 评价等级判定”，选择项目污染源正常排放的主要污染物及排放参数，采用估算模型分别计算项目污染源的最大环境影响，然后按评价工作分级判据进行分级。

(1) $P_{\max}$ 及 $D_{10\%}$ 的确定

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

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

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

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

其中： P_i ——如污染物数 i 大于 1，取 P 值中最大者 $P_{\max}$ ；

$D_{10\%}$ ——项目排放的污染物地面空气质量浓度达到标准值的 10% 时所对应的最远距离。

(2) 城市农村选项确定

本项目周边 3km 范围内的用地布局详见图 2.4-1。

图 2.4-1 项目周边 3km 范围内土地利用类型分布示意图

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ 2.2-2018)附录 B 中模型计算设置说明：当项目周边 3km 半径范围内一半以上面积属于城市建成区或者规划区时，选择城市，否则选择农村。本项目井场周边 3km 半径范围内均无城市建成区和规划区，因此，本项目估算模式农村或城市的计算选项为“农村”。

(3) 模型参数和污染源及其预测结果

本项目估算模式参数取值见表 2.4-1；废气污染源参数见表 2.4-2 和表 2.4-3，坐标以井场中心为原点(0, 0)；相关污染物预测及计算结果见表 2.4-4。

表 2.4-1 估算模型参数一览表

序号	参数		取值
1	城市/农村选项	城市/农村	农村
		人口数(城市选项时)	/
2	最高环境温度/℃		40.8
3	最低环境温度/℃		-23.7
4	测风高度/m		10
5	允许使用的最小风速(m/s)		0.5
6	土地利用类型		沙漠化荒地

续表 2.4-1

估算模型参数一览表

序号	参数		取值
7	区域湿度条件		干燥气候
8	是否考虑地形	考虑地形	☒ 是 ☐ 否
		地形数据分辨率/m	90×90
9	是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	☐ 是 ☒ 否
		岸线距离/km	—
		岸线方向/°	—

表 2.4-2

主要废气污染源参数一览表(面源, 100%负荷)

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(°)									
S8-3 井无组织废气			952	6	6	0	5	8760	正常	H ₂ S	0.00003
										非甲烷总烃	0.0109
S8-2 井无组织废气			954	6	6	0	5	8760	正常	H ₂ S	0.00003
										非甲烷总烃	0.0066
S49-1 井无组织废气			949	6	6	0	5	8760	正常	H ₂ S	0.00003
										非甲烷总烃	0.0066
YD1-8 井无组织废气			954	6	6	0	5	8760	正常	H ₂ S	0.00003
										非甲烷总烃	0.0066
YD1-5CH 井无组织废气			954	6	6	0	5	8760	正常	H ₂ S	0.00003
										非甲烷总烃	0.0066

表 2.4-3

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 (μg/m ³)	P _i (%)	P _{max} (%)	最大浓度出现距离(m)	D _{10%} (m)
1	S8-3 井无组织废气	H ₂ S	0.17	1.68	3.06	10	—
		非甲烷总烃	61.115	3.06			
2	S8-2 井无组织废气	H ₂ S	0.17	1.68		10	—
		非甲烷总烃	37.011	1.85			

续表 2.4-3 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	$C_i(\mu\text{g}/\text{m}^3)$	$P_i(\%)$	$P_{max}(\%)$	最大浓度出现距离(m)	$D_{10\%}(\text{m})$
3	S49-1 井无组织废气	H_2S	0.17	1.68	3.06	10	—
		非甲烷总烃	37.011	1.85			
4	YD1-8 井无组织废气	H_2S	0.17	1.68		10	—
		非甲烷总烃	37.011	1.85			
5	YD1-5CH 井无组织废气	H_2S	0.17	1.68		10	—
		非甲烷总烃	37.011	1.85			

(4) 评价工作等级判定

根据上述计算结果，本项目外排废气污染物 $1\% < P_{max} = 3.06\% < 10\%$ ，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二级评价。

2.4.1.2 地表水环境影响评价工作等级

根据《环境影响评价技术导则·地表水环境》(HJ2.3-2018)，本项目废水主要为采出水、井下作业废水，采出水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及分析方法》(SY/T5329-2012) 标准后回注地层(SY/T5329-2012) 标准后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后送至塔河油田绿色环保站处理。本项目地表水环境影响评价工作等级为三级 B。

2.4.1.3 地下水环境影响评价工作等级

(1) 建设项目地下水环境影响评价行业分类

根据《环境影响评价技术导则·地下水环境》(HJ610-2016) 附录 A，本项目行业类别属于“F 石油、天然气”中的“38、天然气、页岩气开采(含净化)”，地下水环境影响评价项目类别为 II 类。

(2) 地下水环境敏感程度

根据《环境影响评价技术导则·地下水环境》(HJ610-2016)，建设项目的地下水环境敏感程度分级原则见表 2.4-4。

表 2.4-4 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它保护区,如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区
较敏感	集中式饮用水水源(包括已建成的在用、备用、应急水源,在建和规划的饮用水水源)准保护区以外的补给径流区;未划定准保护区的集中式饮用水水源,其保护区以外的补给径流区;分散式饮用水水源地;特殊地下水资源(如矿泉水、温泉等)保护区以外的分布区等其它未列入上述敏感分级的环境敏感区 [*]
不敏感	上述地区之外的其它地区

^{*}“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

本项目不在集中式饮用水水源(包括已建成在用、备用、应急水源,在建和规划的饮用水水源)准保护区;亦不在除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其它保护区,如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。同时亦不涉及集中式饮用水水源(包括已建成在用、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;不涉及未划定准保护区的集中式饮用水水源,其保护区以外的补给径流区;不涉及分散式饮用水水源地,不涉及特殊地下水资源(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。因此,本项目地下水环境敏感程度分级为不敏感。

(3) 评价工作等级判定

地下水评价工作等级划分依据见表 2.4-5。

表 2.4-5 地下水评价工作等级划分依据一览表

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

本项目为地下水环境影响评价 II 类项目,环境敏感程度为不敏感,根据表 2.4-7 判定结果,确定本项目地下水环境影响评价工作等级为三级。

2.4.1.4 声环境影响评价工作等级

(1) 声环境功能区类别

本项目位于雅克拉凝析气田，周边区域以油气开采为主要功能，根据《声环境质量标准》(GB3096-2008)，属于其规定的 2 类声环境功能区。

(2) 敏感目标噪声级增高量和受噪声影响人口数量

项目井场周围 200m 范围内现状无声环境敏感目标。

(3) 评价工作等级判定

综合以上分析，按照《环境影响评价技术导则·声环境》(HJ2.4-2021) 中声环境影响评价等级划分原则，确定本项目声环境影响评价工作等级为二级。

2.4.1.5 土壤环境影响评价工作等级

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，本项目不属于会造成土壤酸化、盐化、碱化的生态影响型项目，属于污染影响型项目，因此根据污染影响型建设项目类别判定评价等级。

(1) 建设项目类别

根据导则附表 A.1，本项目建设内容属于“采矿业”中的“天然气开采项目”，属于 II 类项目。

(2) 影响类型

本项目主要通过垂直入渗的形式对土壤造成影响，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 1.46hm^2 ($< 5\text{hm}^2$)，占地规模为小型。

(4) 建设项目敏感程度

本项目井场及管线 200m 范围内不存在耕地、园地、牧草地、饮用水水源地或村庄、学校等敏感点，因此，环境敏感程度为“不敏感”。

(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 2.4-6。

表 2.4-6 评价工作等级分级表

敏感程度 \ 占地规模	I 类			II 类			III 类		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	—
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	—	—

综上，本项目土壤环境评价工作等级为**三级**。

2.4.1.6 生态影响评价工作等级

根据《环境影响评价技术导则·生态影响》(HJ19-2022)中 6.1 评价等级判定，结合建设项目影响区域的生态敏感性和影响程度，生态评价等级划分为一级、二级和三级。根据以下原则确定评价等级：

(1) 本项目不涉及国家公园、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。

(2) 本项目地下水水位或土壤影响范围内无天然林、公益林、湿地等生态保护目标。

(3) 本项目不属于水文要素影响型建设项目。

(4) 本项目永久占地面积为 0.0146km^2 ，临时占地面积 0.4188km^2 ，总面积 $\leq 20\text{km}^2$ 。

综合以上分析，根据《环境影响评价技术导则·生态影响》(HJ19-2022)中划分依据，确定本项目生态环境评价工作等级为**三级**。

2.4.1.7 环境风险评价工作等级

2.4.1.7.1 危险物质及工艺系统危险性(P)的分级确定

本项目在生产、使用、储存过程中涉及有毒有害、易燃易爆物质，参照《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录 B 确定危险物质的临界量。定量分析危险物质数量与临界量的比值(Q)和所属行业及生产工艺特点(M)，按附录 C 对危险物质及工艺系统危险性(P)等级进行判断。

(1) 危险物质数量与临界量比值(Q)

本项目存在多种危险物质，则按式(1-1)计算物质总质量与其临界量比值(Q)：

$$Q = \frac{q_1}{Q_1} + \frac{q_2}{Q_2} + \frac{q_n}{Q_n} \dots \quad (\text{式 1-1})$$

式中： $q_1, q_2 \dots q_n$ 每种危险物质的最大存在总量，t；

$Q_1, Q_2 \dots Q_n$ 每种危险物质的临界量，t。

当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势为 I；

当 $Q \geq 1$ 时，将 Q 值划分为：(1) $1 \leq Q < 10$ ；(2) $10 \leq Q < 100$ ；(3) $Q \geq 100$ 。

本项目涉及的各项危险物质在厂界内的最大存在总量与其在环境风险评价导则 HJ169-2018 附录 B 中对应的临界量的比值 Q 计算结果见表 2.4-7。

表 2.4-7 建设项目 Q 值确定表

风险源	序号	危险物质名称	CAS号	最大存在总量 q/t	临界量 Q/t	该种危险物质Q值
集输 管线	1	天然气	74-82-8	8.21	10	0.82
	2	硫化氢	7783-06-4	0.016	2.5	0.0064
	3	凝析油	/	7.032	2500	0.0028
项目Q值Σ						0.8292

备注：本次计算选择 YD1 阀组至雅克拉集气处理站集输管线计算，管线长度 16.8km，管线直径 DN200，管线压力 6.4MPa

经计算，本项目 Q 值为 $0.8292 < 1$ ，风险潜势为 I。

2.4.1.7.2 评价工作等级的划分

根据导则规定，环境风险评价工作等级划分方法见表2.4-8。

表2.4-8 环境风险评价工作等级划分一览表

环境风险潜势	IV、IV+	III	II	I
评价工作等级	—	二	三	简单分析 ^a
^a 是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性的说明。				

对照表2.4-8可知，本项目环境风险潜势为 I，因此本项目环境风险评价等级为简单分析。

2.4.2 评价范围

根据本项目各环境要素确定的评价等级、本项目污染源排放情形，结合区域自然环境特征，按导则中评价范围确定的相关规定，各环境要素评价范围见表 2.4-9、附图 12。

表 2.4-9 各环境要素评价范围一览表

序号	环境要素	评价等级	评 价 范 围
1	环境空气	二级	以各井场为中心边长 5km 的矩形区域
2	地表水环境	三级 B	--
3	地下水环境	三级	井场地下水流向上游 1km，下游 2km，两侧外扩 1km 的矩形区域，及管线边界两侧向外延伸 200m
4	声环境	二级	井场边界外 200m 范围
5	土壤环境	三级	井场边界外扩 50m，管线边界两侧外延 200m 范围
6	生态环境	三级	井场边界外扩 200m，管线中心线两侧 300m
7	环境风险	简单分析	--

2.5 评价内容和评价重点

2.5.1 评价内容

根据本项目特点及周围环境特征，将本次评价工作内容列于表 2.5-1。

表 2.5-1 评 价 内 容 一 览 表

序号	项 目	内 容
1	概述	项目由来、环境影响评价工作过程、分析判定相关情况、关注的主要环境问题及环境影响、主要结论
2	总则	编制依据、评价目的及评价原则、环境影响要素和评价因子、评价等级与评价范围、评价内容及评价重点、评价标准、相关规划及环境功能区划分析、环境保护目标
3	工程分析	(1) 建设内容变动前后内容：建设内容变动前后内容对比、井场环境影响回顾。 (2) 区块开发现状及环境影响回顾：主要介绍区块开发现状、相关井场情况、区块“三同时”执行情况、区块回顾性评价、污染物年排放量、存在环保问题及整改措施等内容。 (3) 拟建工程：项目概况、油气水物性、技术经济指标、工程组成、闭井、工艺流程及产排污节点、施工期污染源及治理措施、营运期污染源及治理措施、闭井期污染源及其防治措施、非正常排放、三本账、污染物总量控制分析。 (4) 依托工程：本项目涉及依托的雅克拉集气处理站、塔河油田绿色环保站等基本情况及依托可行性分析。
4	环境现状调查与评价	自然环境概况、环境敏感区调查、环境质量现状监测与评价

续表 2.5-1 评价内容一览表

序号	项目	内容
5	环境影响预测与评价	施工期环境影响分析(施工废气影响分析、施工噪声影响分析、施工期固体废物影响分析、施工废水影响分析、施工期生态影响分析) 营运期环境影响评价(大气环境影响评价、地表水环境影响评价、地下水环境影响评价、声环境影响评价、固体废物影响分析、生态环境影响评价、土壤环境影响评价、环境风险评价)
6	环保措施可行性论证	针对本项目拟采取的污染防治、生态保护、环境风险防范等环境保护措施,分析论证其技术可行性、经济合理性、长期稳定运行和达标排放的可靠性、满足环境质量改善和排污许可要求的可行性、生态保护和恢复效果的可达性
7	环境影响经济损益分析	从项目实施后的环境影响的正负两方面,以定性定量相结合的方式,对工程的环境影响后果进行经济损益核算,估算建设项目环境影响的经济价值
8	环境管理与监测计划	按项目建设阶段、生产运行阶段,提出具体环境管理要求;给出污染物排放清单,明确污染物排放的管理要求;提出应向社会公开的信息内容;提出建立日常环境管理制度、组织机构和环境管理台账相关要求;提出环境监测计划
9	结论与建议	对建设项目环境影响评价各章节结论进行概括总结和综合分析,结合环境质量目标要求,明确给出建设项目的环境影响可行性结论

2.5.2 评价重点

结合本项目的排污特征及周围环境现状,确定本项目评价重点为工程分析、大气环境影响评价、生态影响评价和环保措施可行性论证。

2.6 评价标准

本次环境影响评价执行如下标准:

(1) 环境质量标准

环境空气:PM₁₀、PM_{2.5}、SO₂、NO₂、CO、O₃ 执行《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及其修改单(生态环境部公告 2018 年第 29 号)二级标准;非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m³ 的标准;H₂S 执行《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值 10μg/m³ 的标准;

地下水:项目所在区域地下水执行《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;

声环境:执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)2类区标准。

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

(2) 污染物排放标准

废气：厂界无组织排放非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求；无组织排放 H_2S 执行《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-93)中表 1 二级新扩改建项目标准。

噪声：施工噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)中相应限值；运营期井场边界执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中的 2 类标准。

上述各标准的标准值见表 2.6-1 至表 2.6-3。

(3) 控制标准

固体废物：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)；危险废物贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)。

表 2.6-1 环境质量标准一览表

环境要素	项目	取值时间	标 准	单位	标准来源				
环境空气	PM _{2.5}	年平均	35	μg/m ³	《环境空气质量标准》 (GB3095-2012)及其修改单二级标准				
		24小时平均	75						
	PM ₁₀	年平均	70			μg/m ³	《环境空气质量标准》 (GB3095-2012)及其修改单二级标准		
		24小时平均	150						
	SO ₂	年平均	60					μg/m ³	《环境空气质量标准》 (GB3095-2012)及其修改单二级标准
		24小时平均	150						
		1小时平均	500						
	NO ₂	年平均	40	μg/m ³	《环境空气质量标准》 (GB3095-2012)及其修改单二级标准				
		24小时平均	80						
		1小时平均	200						
	CO	24小时平均	4	mg/m ³		《环境空气质量标准》 (GB3095-2012)及其修改单二级标准			
		1小时平均	10						
	O ₃	日最大8小时平均	160	μg/m ³			《环境空气质量标准》 (GB3095-2012)及其修改单二级标准		
		1小时平均	200						
	非甲烷总烃	1小时平均	2.0	mg/m ³	《大气污染物综合排放标准详解》中的2.0mg/m ³ 的标准				

续表 2.6-1

环境质量标准一览表

环境要素	项目	取值时间	标 准	单位	标准来源
环境空气	H ₂ S	一次	10	μg/m ³	《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2. 2-2018) 附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值
环境要素	项目	标 准		单位	标准来源
地下水	色	≤15		铂钴色度单位	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017) 标 1 感官性状及一般化学指标中Ⅲ类
	嗅和味	无		—	
	浑浊度	≤3		NTU	
	肉眼可见物	无		—	
	pH	6.5~8.5		—	
	总硬度	≤450		mg/L	
	溶解性总固体	≤1000			
	硫酸盐	≤250			
	氯化物	≤250			
	铁	≤0.3			
	锰	≤0.1			
	铜	≤1.0			
	锌	≤1.0			
	铝	≤0.2			
	挥发性酚类	≤0.002			
	阴离子表面活性剂	≤0.3			
	耗氧量	≤3.0			
	氨氮	≤0.5			
	硫化物	≤0.02			
	总大肠菌群	≤3		CFU/100mL	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017)Ⅲ类微生物指标
	菌落总数	≤100		CFU/mL	
	亚硝酸盐	≤1.0		mg/L	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017)表 1 毒理学指标中Ⅲ类
	硝酸盐	≤20.0			
	氰化物	≤0.05			
	氟化物	≤1.0			

续表 2.6-1

环境质量标准一览表

环境要素	项目	标 准		单位	标准来源
地下水	碘化物	≤0.08		mg/L	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017)表1毒理学指标中Ⅲ类
	汞	≤0.001			
	砷	≤0.01			
	硒	≤0.01			
	镉	≤0.005			
	铬(六价)	≤0.05			
	铅	≤0.01			
	三氯甲烷	≤0.06			
	四氯化碳	≤0.002			
	苯	≤0.01			
	甲苯	≤0.7			
	石油类	≤0.05			参照执行《地表水环境质量标准》 (GB3838-2002)Ⅲ类标准
声环境	L _{Aeq,T}	昼间	60	dB(A)	《声环境质量标准》 (GB3096-2008)2类区标准
		夜间	50		

表 2.6-2

建设用地土壤污染风险筛选值一览表

序号	检测项目	第二类用地风险筛选值(mg/kg)	序号	检测项目	第二类用地风险筛选值(mg/kg)
1	砷	60	24	1, 2, 3-三氯丙烷	0.5
2	镉	65	25	氯乙烯	0.43
3	六价铬	5.7	26	苯	4
4	铜	18000	27	氯苯	270
5	铅	800	28	1, 2-二氯苯	560
6	汞	38	29	1, 4-二氯苯	20
7	镍	900	30	乙苯	28
8	四氯化碳	2.8	31	苯乙烯	1290
9	氯仿	0.9	32	甲苯	1200
10	氯甲烷	37	33	间/对二甲苯	570
11	1, 1-二氯乙烷	9	34	邻二甲苯	640
12	1, 2-二氯乙烷	5	35	硝基苯	76

续表 2.6-2 建设用地土壤污染风险筛选值一览表

序号	检测项目	第二类用地风险筛选值(mg/kg)	序号	检测项目	第二类用地风险筛选值(mg/kg)
13	1,1-二氯乙烯	66	36	苯胺	260
14	顺 1,2-二氯乙烯	596	37	2-氯酚	2256
15	反 1,2-二氯乙烯	54	38	苯并[a]蒽	15
16	二氯甲烷	616	39	苯并[a]芘	1.5
17	1,2-二氯丙烷	5	40	苯并[b]荧蒽	15
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10	41	苯并[k]荧蒽	151
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	42	蒽	1293
20	四氯乙烯	53	43	二苯并[a,h]蒽	1.5
21	1,1,1-三氯乙烷	840	44	茚并[1,2,3-cd]芘	15
22	1,1,2-三氯乙烷	2.8	45	萘	70
23	三氯乙烯	2.8	46	石油烃	4500

表 2.6-3 污染物排放标准一览表

类别	污染源	项 目	排放限值	单位	标准来源
废气	井场无组织废气	非甲烷总烃	4.0	mg/m ³	《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 《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)中表 1 新扩改建项目二级标准
		H ₂ S	0.06		
施工噪声	L _{等效,T}	昼间	70	dB(A)	《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)
		夜间	55		
场界噪声	L _{等效,T}	昼间	60	dB(A)	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类标准
		夜间	50		

2.7 相关规划及环境功能区划

2.7.1 主体功能区划

本项目位于阿克苏地区库车市境内，不涉及生态保护红线及水源地、风景名胜等，根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，本项目不在新疆维吾尔自治区主体功能区规划划定的禁止开发区，属于主体功能区中的限制开发区域。本项目主要建设单井和集输管线，报告中已提出相关生态环境减缓措施，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；同时选线过程中不

占用农田，减少对生态空间与农业空间的占用。综上所述，项目与区域主体功能区划目标相协调，符合主体功能区划。

2.7.2 生态环境保护

(1) 相关规划

本项目位于阿克苏地区库车市境内雅克拉凝析气田。西北油田分公司目前已完成《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划》，规划环评于 2022 年 7 月 25 日取得新疆维吾尔自治区生态环境厅审查意见（新环审[2022]147 号），雅克拉凝析气田属于西北油田分公司“十四五”规划内容，项目建设符合规划要求。

本项目与相关规划的符合性分析结果参见表 2.7-1。

表 2.7-1 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
《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油气开采项目	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》	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、博孜一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。	本项目属于西北油田分公司雅克拉凝析气田油气开发项目	符合
《新疆生态环境保护“十四五”规划》	加强企业自行监测管理。全面履行排污单位自行监测及信息公开制度，加强帮扶指导和调度监督，督促取得排污许可证的排污单位按要求开展监测。	报告中已提出环境监测计划，详见：“8.4.3 监测计划”	符合
	强化危险废物全过程环境监管。建立健全各类危险废物重点监管单位清单，全面实行危险废物清单化管理。督促各类危险废物产生单位和经营单位依法申报危险废物产生处置情况，报备管理计划，做好信息公开工作，规范运行危险废物转移联单。	本项目产生的危险废物严格落实《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）中相关管理要求	符合

续表 2.7-1 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
《新疆生态环境保护“十四五”规划》	加强重点行业 VOCs 治理。实施 VOCs 排放总量控制，重点推进石油天然气开采、石化、化工、包装印刷、工业涂装、油品储运销等重点行业排放源以及机动车等移动源 VOCs 污染防治，加强重点行业、重点企业的精细化管控；全面推进使用低 VOCs 含量涂料、油墨、胶粘剂、清洗剂等；加强汽修行业 VOCs 综合治理，加大餐饮油烟污染治理力度，持续削减 VOCs 排放量。	本项目井场无组织废气排放涉及 VOC ₃ 排放，报告中已针对无组织排放提出相应措施	符合
《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》	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。	本项目井场无组织废气排放涉及 VOC ₃ 排放，报告中已针对无组织排放提出相应措施	符合
《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》	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。	本项目采出水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；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；项目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。	符合

续表 2.7-1

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
《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》	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、塔河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域土壤环境质量专项调查，建立油气资源开发区域土壤污染清单，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域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。	本项目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达标后用于铺垫由区内的井场、道路等；含油废物、废烧碱包装袋和废防渗材料均属危险废物，收集后暂存在井场暂存间内，完工后将由井队联系有危险废物处置资质的单位回收处理；施工废油桶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	符合
	按照生态环境部统一部署，建立健全自然保护地生态环境监管制度。组织开展自然保护地人类活动遥感监测疑似问题实地核查，实现自然保护地类型全覆盖。加强自然保护地管理，严控自然保护地内各类开发建设活动	本项目不占用及穿越自然保护地	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塔陷、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	本工程属于塔里木盆地能源资源勘查开发区	符合
《关于〈新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025 年）环境影响报告书〉的审查意见》（环审[2022]124 号）	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	本项目油气集输管线采取埋地敷设方式，敷设管线未穿越红线，不在生态保护红线范围内，属于 ZH65290230001 库车市一般管控单元，不属于大气环境优先保护区（自然保护区、森林公园、世界遗产地等）、水环境优先保护区、农用地优先保护区存在空间重叠区块，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	符合

表 2.7-2 中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本项目	符合性
《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划》	塔河油田持续开展技改增效、系统配套、节能和隐患治理工作。	本工程实施后，可有效增加开采效率，保证区域开采系统稳定运行	符合
	（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。	本项目距离最近的生态保护红线约 46km，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	符合
	（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。	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	符合
《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	（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《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。	本工程废气主要为井场无组织废气，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、废防渗材料，收集后委托有资质单位接收处置。	符合

续表 2.7-2 中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划
符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本项目	符合性
《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	(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,详见 5.1.5.3 章节。	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

(2)本工程与相关文件符合性分析见表 2.7-3。

表 2.7-3 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)	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。对已批准的油气发展(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	中国石油化工股份有限公司西北油田分公司已按要求编制了“十四五”规划,目前《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》已取得自治区生态环境厅审查意见(新环审[2022]147号)	符合

续表 2.7-3

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）	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，应当论证其可行性和有效性	本项目已在报告中提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施，并在报告中对现有区块开发情况及存在的问题进行回顾性评价，同时针对废水、固废处置的依托进行了可行性论证	符合
	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	本项目井场内不设置加热炉、锅炉、压缩机等	符合
	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施	本项目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	符合
	油气长输管道及油气田内部集输管道应当优先避让环境敏感区，并从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面进行深入论证。高度关注项目安全事故带来的环境风险，尽量远离沿线居民	本项目油气集输管线采取埋地敷设方式，敷设管线未穿越红线，不在生态保护红线范围内，且周边无居民区分布，在采取严格完善的环境风险防范措施和应急措施后，环境风险可防控	符合
《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）	油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案	雅克拉采气厂已编制了《中石化西北油田分公司雅克拉采气厂突发环境事件应急预案》并进行了备案(备案编号：652923-2020-019-L)，后续应根据本项目生产过程存在的风险事故类型，完善现有的突发环境事件应急预案	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“边开采，边治理，边恢复”的原则	符合

续表 2.7-3

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
《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018)	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
《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》(新环评发[2020]138号)	对于位于沙化土地封禁保护区范围内或者超过生态环境承载能力或对沙区生态环境可能造成重大影响的建设项目，不予批准其环评文件，从源头预防环境污染和生态破坏	本项目不在沙化土地封禁保护区范围内，不属于对沙区生态环境可能造成重大影响的建设项目，项目在采取有效的生态保护、避让、减缓等措施，不会超过区域生态环境承载能力	符合
《石油天然气开采业污染防治技术政策》(公告 2012 年第 18 号)	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；井下作业废水委托塔河油田绿色环保站处理；危险废物委托有危废处置资质的单位接收处置；无石油类污染物排放	符合
	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。	本项目建设布局合理，已在设计阶段合理选址，合理利用区域现有道路，减少项目占地；油气输送至雅克拉集气处理站集中处理；危险废物直接委托有危废处置资质的单位接收处置	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

续表 2.7-3

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
《石油天然气开采业污染防治技术政策》 (公告 2012 年第 18 号)	在钻井和井下作业过程中，鼓励污水、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污水、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	运营期采出水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；井下作业废水委托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》 (新疆维吾尔自治区第十二届人民代表大会常务委员会公告第 7 号)	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，接受生态环境主管部门的指导，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	本项目运营期固体废物为落地油、废防渗材料，委托有危废处置资质单位接收处理	符合
《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)	煤炭、石油、天然气开发单位应当加强危险废物的管理。危险废物的收集、贮存、运输、处置，必须符合国家有关法规；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	本项目运营期固体废物为落地油、废防渗材料，委托有危废处置资质单位接收处理	符合
	其他行业企业中载有气态、液态 VOC ₃ 物料的设备与管线组件密封点大于等于 2000 个的，应开展 LDAR 工作。要将 VOC ₃ 收集管道、治理设施和与储罐连接的密封点纳入检测范围。按照相关技术规范要求，开展泄漏检测、修复、质量控制、记录管理等工作。鼓励企业加严泄漏认定标准；对在用泵、备用泵、调节阀、搅拌器、开口管线等密封点加强巡检	西北油田分公司雅克拉采气厂已开展 LDAR 工作，对泵、阀等密封点进行检测	符合

续表 2.7-3

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）	产生 VOCs 的生产环节优先采用密闭设备、在密闭空间中操作或采用全密闭集气罩收集方式，并保持负压运行	本项目采用密闭工艺流程	符合
《挥发性有机物无组织排放控制标准》	6.1.1—液态 VOCs 物料应采用密闭管道输送。采用非管道输送方式转移液态 VOCs 物料时，应采用密闭容器、罐车	本项目油气采用密闭集输管道输送	符合
	企业中载有气态 VOCs 物料、液态 VOCs 物料的设备与管线组件的密封点 ≥ 2000 个，应开展泄漏检测与修复工作	本项目制定有完善的监测计划，具体见“8.5.3 章节”	符合

2.7.3 “三线一单”分析

2021 年 2 月，新疆维吾尔自治区人民政府发布了《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》（新政发[2021]18 号）。为落实其管控要求，2021 年 7 月，新疆维吾尔自治区生态环境厅发布了《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》（新环环评发[2021]162 号）；2021 年 7 月，阿克苏地区行政公署发布了《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》（阿行署发[2021]81 号）。本项目与上述文件中“三线一单”分区管控要求的符合性分析见表 2.7-4 至表 2.7-11，本项目与“生态保护红线”位置关系示意图见附图 6，本项目与环境管控单元位置关系见附图 7。

表 2.7-4 本项目与《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》符合性分析一览表

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	本项目距离生态保护红线约 46km，敷设管线未穿越红线，不在生态保护红线范围内	符合

续表 2.7-4 本项目与《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》符合性分析一览表

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）	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	本项目采出水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，井下作业废水委托塔河油田绿色环保站处理，废水均不向外环境排放；本项目所在区域属于大气环境质量不达标区域。本项目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	符合
	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。	本项目采取节水措施，施工期用水工序产生的酸化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，处理达标后用于生态林、荒漠灌溉，运营期无用水工序。施工过程中节约了水资源；井场永久占地面积较小，管线埋地敷设，敷设完成后回填管沟，对土地资源占用较少，土地资源消耗符合要求；本项目开发符合资源利用上线要求	符合

续表 2.7-4 本项目与《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》符合性分析一览表

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）	环境管控单元 自治区划定环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类，实施分类管控。优先保护单元主要包括生态保护红线区和生态保护红线区以外的饮用水水源保护区、水源涵养区、防风固沙区、土地沙化防控区、水土流失防控区等一般生态空间管控区。生态保护红线区执行生态保护红线管理办法的有关要求；一般生态空间管控区应以生态环境保护优先为原则，开发建设活动应严格执行相关法律、法规要求，严守生态环境质量底线，确保生态功能不降低。重点管控单元主要包括城镇建成区、工业园区和开发强度大、污染物排放强度高的工业聚集区等。重点管控单元要着力优化空间布局，不断提升资源利用效率，有针对性地加强污染物排放管控和环境风险管控，解决生态环境质量不达标、生态环境风险高等问题。一般管控单元主要包括优先保护单元和重点管控单元之外的其它区域。一般管控单元主要落实生态环境保护基本要求，推动区域环境质量持续改善	本项目属于 ZH65290230001 库车市一般管控单元，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。本项目实施后通过采取完善的污染治理措施，可确保污染得到有效控制，不会对站址周围声环境产生明显影响，对站址周围大气环境、地表水环境、地下水环境、土壤环境影响可接受	符合

表 2.7-5 本项目与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

名称	管控要求	本项目	符合性
一般管控单元			
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A1 空间布局约束 【A1.1-1】禁止新建、扩建《产业结构调整指导目录（2019 年本）》中淘汰类项目。禁止引入《市场准入负面清单（2019 年版）》禁止准入类事项。除国家规划项目外，凡属于新增产能“三高”项目均不允许在全疆新（改、扩）建。	本项目为天然气开采项目，属于“常规石油、天然气勘探与开采”项目，属于《产业结构调整指导目录（2019 年本）》（国家发展改革委令第 29 号，2021 年修改）中的鼓励类项目；不属于《市场准入负面清单》中禁止准入类项目；不属于“三高”项目	符合

续表 2.7-5 本项目与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

名称	管控要求	本项目	符合性
一般管控单元			
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A1 空间布局约束	【A1.2-1】严格执行国家产业、环境准入和去产能政策，防止过剩或落后产能跨地区转移。符合国家煤电产业政策的新建煤电、热电联产项目烟气排放执行超低排放标准。除国家规划项目外，国家和自治区大气污染联防联控区域内不再布局建设煤化工、电解铝、燃煤纯发电机组、金属硅、碳化硅、聚氯乙烯（电石法）、焦炭（含半焦）等行业的新增产能项目，具备风光电清洁供暖建设条件的区域原则上不新批热电联产项目。重点控制区主要大气污染物排放须进行“倍量替代”，执行大气污染物相应标准限值，新增大气污染物排放量须在项目所在区域内实施总量替代，不得接受其他区域主要大气污染物可替代总量指标；一般控制区域内主要大气污染物排放须进行“等量替代”，执行大气污染物相应标准限值。严格执行钢铁、水泥、电解铝、平板玻璃等行业产能置换实施办法。	符合
		本项目为天然气开采项目，不属于《市场准入负面清单》中禁止准入类项目；不属于国家和自治区大气污染联防联控区域	
		【A1.3-1】列入《产业结构调整指导目录（2019 年本）》淘汰类的现状企业，制定调整计划。针对环保治理措施不符合现行环保要求、资源能源消耗高、涉及大量排放区域超标污染物或持续发生环保投诉的现有企业，制定整治计划。在调整过渡期内，应严格控制其生产规模，禁止新增产生环境污染的产能和产品。	符合
		【A1.3-2】任何单位和个人不得在水源涵养区、饮用水水源保护区内和河流、湖泊、水库周围建设重化工、涉重金属等工业污染项目；对已建成的工业污染项目，当地人民政府应当组织限期搬迁。	符合
		【A1.4-1】一切开发建设活动应符合国家、自治区主体功能区规划、自治区生态功能区划、国民经济和社会发展规划、产业发展规划、国土空间规划等相关规划及重点生态功能区负面清单要求，符合区域或产业规划环评要求。	符合
		本项目建设符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》等规划要求	

续表 2.7-5 本项目与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

名称	管控要求	本项目	符合性
一般管控单元			
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A1 空间布局约束	【A1.4-2】重大项目原则上布局在自治区主体功能区划中的优化开发区和重点开发区，并符合国土空间规划。 【A1.4-3】石化、化工、煤化工、制药、农药等挥发性有机物排放重点行业建设项目，以及工业涂装、包装印刷等涉 VOCs 排放的项目，在符合国家产业政策和清洁生产水平要求、满足污染物排放标准以及污染物排放总量控制指标的前提下，必须在依法设立、环境保护基础设施齐全并经规划环评的产业园区内布设。推进工业园区和企业集群建设涉 VOCs“绿岛”项目，统筹规划建设一批集中涂装中心、活性炭集中处理中心、溶剂回收中心等，实现 VOCs 集中高效处理。	本项目不属于重大项目 符合
	A2 污染物排放管控	【A2.1-1】PM_{2.5} 年平均浓度不达标城市禁止新（改、扩）建未落实 SO₂、NO_x、烟粉尘、挥发性有机物（VOCs）等四项大气污染物总量指标倍量替代的项目。 【A2.1-2】优化区域交通运输结构，加大货运铁路建设投入。推进多式联运型和干支衔接型货运枢纽（物流园区）建设，降低大宗货物公路运输比重，减少重型柴油车使用强度，推进重点工业企业和工业园区的原辅材料及产品由公路运输向铁路运输转移。钢铁、电解铝、电力、焦化等重点企业要加快铁路专用线建设，充分利用已有铁路专用线能力，大幅提高铁路运输比例。建设城市绿色物流体系，支持利用城市现有铁路货场物流货场转型升级为城市配送中心。	本项目所在区域属于 PM_{2.5}、PM₁₀ 年平均浓度不达标城市，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）的要求，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；按照总量替代原则，本项目挥发性有机物（VOCs）总量指标由中国石油化工股份有限公司西北油田分公司内部调剂解决 符合
		本项目不涉及相关内容	—

续表 2.7-5 本项目与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

名称	管控要求	本项目	符合性
一般管控单元			
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A2 污染物排放管控	【A2.1-3】推动实现减污降碳协同效应。优先选择化石能源替代、原料工艺优化、产业结构升级等源头治理措施，严格控制高耗能、高排放项目建设。加大交通运输结构优化调整力度，推动“公转铁”和多式联运，推广节能和新能源车辆。加强畜禽养殖废弃物污染治理和综合利用，强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制甲烷、氧化亚氮等温室气体。鼓励各县（市）积极探索协同控制温室气体和污染物排放的创新举措和有效机制。	符合
		【A2.1-4】到 2025 年，全区所有城镇（城市、县城）和重点镇具备污水收集处理能力，城市污水处理率达到 98%左右，县城污水处理率达到 95%左右。	符合
		【A2.1-5】加强生活垃圾处理。建设城镇生活垃圾综合处理设施，实现地级城市生活垃圾分类投放、分类收集、分类运输和分类处置，县级城市（县城）生活垃圾无害化处理设施全覆盖，区域中心城市及设区城市餐厨垃圾分类收运和处理。提高农村生活垃圾无害化处理水平。积极发展垃圾生物堆肥，统筹建设垃圾焚烧发电设施，促进生活垃圾资源化利用。	符合
		【A2.2-1】伊犁河流域、额尔齐斯河流域、博斯腾湖流域、额敏河流域等敏感区域城镇污水处理设施全面提高至一级 A 排放标准。乌鲁木齐市、喀什市、博乐市、石河子市、五家渠市等建成区水体水质达不到地表水Ⅳ类标准的城市，新扩改建城镇污水处理设施要执行一级 A 排放标准。城镇污水处理厂运行负荷率达到 75%以上。	—
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A3 环境风险管控	【A3.1-1】禁止在化工园区外新建、扩建危险化学品生产项目。严格危险化学品废弃处置。对城镇人口密集区现有不符合安全卫生防护距离要求的危险化学品生产企业，进行定量风险评估，就地改造达标、搬迁进入规范化工园区或关闭退出。	—
		【A3.1-2】全区受污染耕地安全利用率 2025 年达到 98%以上，2030 年保持 98%；污染地块安全利用率 2025 年不低于 90%，2030 年达到 95%以上。	—

续表 2.7-5 本项目与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

名称	管控要求	本项目	符合性
一般管控单元			
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A3 环境风险管控	【A3.1-3】到 2025 年，全区地下水水质基本稳定。到 2035 年，地下水污染风险得到有效防范。 【A3.2-1】建立重污染天气监测预警体系，建立地州（市）与县（市）之间上下联动、县级以上人民政府生态环境主管部门与气象主管机构等有关部门之间左右联动应急响应体系，实行联防联控。	本项目严格执行《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”和《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求，对井场进行分区防渗，地下水污染风险得到有效防范 符合
	A4 资源利用要求	【A4.1-1】实行最严格的水资源管理制度，严守水资源开发利用控制、用水效率控制和水功能区限制纳污“三条红线”，严格实行区域用水总量和强度控制，强化节水约束性指标管理。自治区用水总量 2025 年、2030 年分别控制在 536.15、526.74 亿立方米以内。	本项目采取节水措施，施工期用水工序产生的酸化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，处理达标后用于生态林、荒漠灌溉，运营期无用水工序。施工过程中节约了水资源； 符合
	A4 资源利用要求	【A4.1-2】严格实行用水总量控制和实施计划供水制度，坚决制止非法开荒。严格实施取水许可制度，对纳入取水许可管理的单位和其他用水大户实行计划用水管理。新建、改建、扩建项目用水要达到行业先进水平，节水设施应与主体工程同时设计、同时施工、同时投运。具备使用再生水条件但未充分利用的钢铁、火电、化工、制浆造纸、印染等项目，不得批准其新增取水许可。 【A4.1-3】严控地下水超采。严格控制开采深层承压水，地热水、矿泉水开发应严格实行取水许可和采矿许可。加强地下水超采区综合治理与修复，实行地下水开采量与水位双控制度。	本项目采取节水措施，施工期用水工序产生的酸化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，处理达标后用于生态林、荒漠灌溉，运营期无用水工序。施工过程中节约了水资源 符合
		【A4.1-3】严控地下水超采。严格控制开采深层承压水，地热水、矿泉水开发应严格实行取水许可和采矿许可。加强地下水超采区综合治理与修复，实行地下水开采量与水位双控制度。	本项目不涉及地下水的开采 —

续表 2.7-5 本项目与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

名称	管控要求	本项目	符合性
一般管控单元			
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A4 资源利用要求	【A4.1-4】2025 年、2030 年新疆维吾尔自治区地下水供水量控制指标分别为 688538 万 m ³ 、626527 万 m ³ 。	符合
		【A4.2-1】2025 年，全区永久基本农田保持在 4100 万亩以上。	—
		【A4.3-1】煤炭占一次能源消费比重持续下降。 【A4.3-2】加强能耗“双控”管理，严格控制能源消费增量和能耗强度。优化能源消费结构，对“乌—昌—石”“奎—独—乌”等重点乡镇域实施新建用煤项目煤炭等量或减量替代。 【A4.3-3】大力发展绿色建筑，城镇新建公共建筑全面执行 65% 强制性节能标准，新建居住建筑全面执行 75% 强制性节能标准。	—
		【A4.4-1】重点控制区实施燃煤总量控制。各城市结合本地实际划定和扩大高污染燃料禁燃区范围，逐步由城市建成区扩展到近郊。通过政策补偿等措施，逐步推行以天然气或电替代煤炭。 【A4.4-2】在禁燃区内，禁止销售、燃用高污染燃料；禁止新建、扩建燃用高污染燃料的设施。已建成的，应当在规定期限内改用清洁能源。	—
		【A4.5-1】实施全社会节水行动，推动水资源节约集约利用。	符合
		【A4.5-2】大力发展绿色矿业，提高矿产资源开采回采率、选矿回收率和综合利用率。	—

表 2.7-6 本项目与“七大片区总体管控”符合性分析

名称	管控要求	本项目	符合性
天山南坡片区总体管控要求	切实保护托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区内的托木尔峰自然景观、高山冰川、野生动物、森林和草原，合理利用天然草地，稳步推进草原减牧，加强保护区管理，维护自然景观和生物多样性。	本项目不在托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区	符合
	重点做好塔里木盆地北缘荒漠化防治。加强荒漠植被及河岸荒漠林保护，规范油气勘探开发作业，建立油田和公路扰动区域工程与生物相结合的防风固沙体系，逐步形成生态屏障。	本项目地处塔里木盆地北缘，属于天然气开采项目，施工过程中严格控制施工占地，井场建设和管道敷设完成后，采取措施及时恢复临时占地，对施工作业带进行生态恢复，尽可能减少对区域生态环境的影响。	符合
	推进塔里木河流域用水结构调整，维护塔里木河、博斯腾湖基本生态用水。	本项目周边无地表水体，不会对河流水质产生影响。	符合
	加强塔里木河流域水环境风险管控。加大博斯腾湖污染源头达标排放治理和监督力度，实施博斯腾湖综合治理。	本项目已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，详见“5.2.8.5 环境风险防范措施及应急要求”章节	符合
	加强油（气）资源开发区土壤环境污染综合整治。强化涉重金属行业污染防控与工业废物处理处置。	本项目运营期固体废物为落地油、废防渗材料，委托有危废处置资质单位接收处理。报告中已针对土壤污染提出相应防治措施	符合

表 2.7-7 本项目与《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》符合性分析一览表

名称	文件要求	本项目	符合性
《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》	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。	本项目距离生态保护红线约46km，敷设管线未穿越红线，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。	本项目采出水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，井下作业废水委托塔河油田绿色环保站处理，废水均不向外环境排放；本项目所在区域属于大气环境质量不达标区域。本项目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	符合

续表 2.7-7 本项目与《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》符合性分析一览表

名称	文件要求	本项目	符合性
《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》	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。	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。一般管控单元 9 个,主要指优先保护单元和重点管控单元之外的其它区域。一般管控单元主要落实生态环境保护及其它相关法律、法规要求,推动地区环境质量持续改善	符合

表 2.7-8 本项目与阿克苏地区总体管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求	本项目	符合性
阿克苏地区总体管控要求	空间布局约束 1.1 严格执行自治区总体准入要求中“A1 空间布局约束”管控要求及天山南坡片区总体管控要求。	本项目满足自治区总体准入要求中“A1 空间布局约束”管控要求及天山南坡片区总体管控要求	符合
阿克苏地区总体管控要求	空间布局约束 1.2 切实保护托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区内的托木尔峰自然景观、高山冰川、野生动物、森林和草原,合理利用天然草地,稳步推进草原减牧,加强保护区管理,维护自然景观和生物多样性。	本项目不在托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区	—

续表 2.7-8 本项目与阿克苏地区总体管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求	本项目	符合性
阿克苏地区总体管控要求	1.3阿瓦提县禁止类涉及国民经济1门类6大类10中类10小类；乌什县禁止类涉及国民经济2门类4大类8中类6小类；柯坪县禁止类涉及国民经济2门类6大类9中类9小类。	本项目建设内容不涉及阿瓦提县及柯坪县	—
	1.4阿瓦提县限制类涉及国民经济3门类8大类10中类11小类；乌什县限制类涉及国民经济7门类14大类18中类21小类；柯坪县限制类涉及国民经济7门类10大类16中类18小类。	本项目建设内容不涉及阿瓦提县及柯坪县	—
	1.5加强水源涵养区管控。加强温宿、拜城、库车市煤炭资源开采环境监管。禁止在冰川区进行一切开发建设活动；除关系国计民生的交通运输、电力输送等重要基础设施外，严禁在永久积雪区进行其他开发建设活动。	本项目建设内容不涉及煤炭资源开采，不涉及冰川区及永久积雪区	—
	1.6加强水土保持区管控。禁止开荒、采挖砍伐植物、乱弃各类固体废物，禁止在与地表水、地下水有水力联系的沟壑区域建设重金属等一类污染物的尾矿库、危险废物处置填埋场。禁止在地质不稳定的区域建设尾矿库。	项目施工期严格控制施工作业带宽度，施工期结束后恢复井场周边及管线临时占地，管沟回填，生态采取自然恢复措施、完善的防沙治沙及水土保持措施	符合
	1.7加强防风固沙区管控。规范工程施工作业行为，严格控制开发作业范围，不得扰动或破坏工程区外沙漠等各类地表形态，减少对荒漠土地的占用。	项目施工期严格控制施工作业带宽度，不占用作业带之外的用地	符合
	1.8塔里木盆地重点矿区内新建矿山必须符合国家和自治区产业政策和规划，达到国家有关矿山企业准入条件；矿山采矿规模不低于规划确定的矿山最低开采规模，矿山占有矿石资源储量与矿山开采规模及矿山服务年限相匹配，具备与矿山开采规模相配套的人才、资金、技术和管理资质条件。	本项目属于天然气开采项目，位于塔里木盆地北缘，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》	—
阿克苏地区总体管控要求	1.9 铁路、高速公路、国道、省道等重要交通干线两侧200米范围以内，重要工业区、大型水利工程设施、城镇市政工程设施所在区域，军事管理区、机场、国防工程设施圈定的区域，居民聚集区1公里以内禁止建设非金属矿采选项目。重要河流源头区、水环境功能区划为I、II类和具有饮用功能的III类水体岸边1000米以内，其它III类水体岸边200米以内，禁止新建或改扩建非金属矿采选工程，存在山体等阻隔地形或建设人工地下水阻隔设施的，可根据实际情况，在确保不会对水体产生污染影响的前提下适当放宽距离要求。	本项目不在铁路、高速公路、国道、省道等重要交通干线两侧200米范围以内，不在重要工业区、大型水利工程设施、城镇市政工程设施所在区域，军事管理区、机场、国防工程设施圈定的区域。本项目1km内不涉及居民聚集区；本项目周边无地表水体	符合

续表 2.7-8 本项目与阿克苏地区总体管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求		本项目	符合性
阿克苏地区总体管控要求	空间布局约束	1.10 在城市规划区边界外 2 公里（现有城市居民供气项目和钢铁生产企业厂区内配套项目除外）以内，主要河流两岸、高速公路两旁和其他严防污染的食品、药品等企业周边 1 公里以内禁止建设焦化项目，已在上述区域内投产运营的焦化企业，要根据该区域规划要求，在一定期限内，通过“搬迁、转产”等方式逐步退出。兰炭产能过剩地区不得批准新建兰炭项目，除了在原有基础上进行技改以及煤化工配套的兰炭项目以外，对新建设有后续产业的兰炭项目原则上一律不予审批。	本项目不在城市规划区边界外2公里以内，不属于焦化项目。	符合
		1.11 煤化工产业及其布局应满足国家、自治区相关要求，现代煤化工项目应布局在重点开发区，优先选择在水资源相对丰富、环境容量较好的地区布局，并符合环境保护规划。	本项目不属于煤化工产业	-
		1.12 科学布局，准确定位。结合县（市）园区发展实际，明晰园区产业项目规划布局，确定重点产业，推动关联产业项目合理流动，引导产业项目严格按照规划布局入园发展，促进产业项目向园区集中。	本项目不涉及产业园区	-
		1.13 提高 VOCs 排放重点行业环保准入门槛，严格控制新增污染物排放量。未纳入《石化产业规划布局方案》的新建炼化项目不得建设。	本项目实施后采用密闭措施，减少 VOCs 排放对大气环境的影响	符合
阿克苏地区总体管控要求	空间布局约束	1.14 按照地区统筹，上下联动、区域协同、兵地融合的原则，在地方布局的兵团企业应执行地区总体管控要求。	本项目建设单位不属于兵团企业	-
		1.15 新扩改建“两高”项目须符合生态环境保护法律法规和相关法定规划要求，满足重点污染物排放总量控制、碳排放达峰目标、生态环境准入清单、相关规划环评和相应行业建设项目环境准入条件、环评文件审批原则要求。新建“两高”项目应按照污染物区域削减有关规定，制定配套区域污染物削减方案。	本项目不属于“两高”项目	-
		1.16 依法设立各类工业园区、开发区在实施过程中严格执行规划环评及审查意见相关要求，引进项目应符合规划环评准入要求及产业定位、园区功能布局要求。	本项目不涉及工业园区及开发区	-

续表 2.7-8 本项目与阿克苏地区总体管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求		本项目	符合性
阿克苏地区总体管控要求	空间布局约束	1.17 温宿县、沙雅县享受财政转移支付的县（市）应当切实增强生态环境保护意识，将转移支付资金用于保护生态环境和改善民生，加大生态扶贫投入，不得用于楼堂馆所及形象工程建设和竞争性领域，同时加强对生态环境质量的考核和资金的绩效管理。	本项目不涉及财政转移支付	-
		1.18 在居民住宅区等人口密集区域和机关、医院、学校、幼儿园、养老院等其他需要特殊保护的区域及其周边，不得新建、改建和扩建石化、焦化、制药、油漆、塑料、橡胶、造纸、饲料等易产生恶臭气体的生产项目，或者从事其他产生恶臭气体的生产经营活动。已建成的，应当逐步搬迁或者升级改造。	本项目不属于石化、焦化、制药、油漆、塑料、橡胶、造纸、饲料等易产生恶臭气体的生产项目	-
	污染物排放管控	2.1 严格执行自治区总体准入要求中“A2 污染物排放管控”要求及天山南坡片区总体管控要求。	本项目满足自治区总体准入要求中“A2 污染物排放管控”要求及天山南坡片区总体管控要求	符合
阿克苏地区总体管控要求	污染物排放管控	2.2 主要大气污染物、水污染物排放量控制在自治区下达指标范围以内。加强工业污染源整治，实行采暖季重点行业错峰生产，推动工业污染源全面达标排放。强化老旧汽柴油车等移动污染源治理，严格城市施工工地、道路扬尘污染源控制监管，从源头上降低污染排放。实施清洁能源行动计划，加快城乡结合部、农村民用和农业生产散烧煤的清洁能源替代。加强空气质量监测，提升重污染天气应对能力。	本项目采出水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，井下作业废水委托塔河油田绿色环保站处理，废水均不向环境排放。大气污染物及水污染物排放量控制均在自治区下达指标范围以内	符合
		2.3 推进城市建成区、工业园区实行集中供热，使用清洁燃料。在集中供热管网覆盖区域内，禁止新建、改建、扩建燃煤供热锅炉，集中供热管网覆盖前，已建成使用的燃煤供热锅炉应当限期停止使用。在集中供热未覆盖的区域，鼓励使用清洁能源替代，推广使用高效节能环保型锅炉。城市人民政府应当限期淘汰不符合国家和自治区规定规模的燃煤锅炉。	本项目不在城市建成区、工业园区内	-
		2.4 新建涉工业炉窑的建设项目，原则上要入园，配套建设高效环保治理设施。加大落后产能和不达标工业炉窑淘汰力度。加快燃料清洁低碳化替代。对以煤、石油焦、渣油、重油等为燃料的工业炉窑，加快使用清洁低碳能源以及利用工厂余热、电厂热力等进行替代。推进工业炉窑全面达标排放。	本项目不涉及工业炉窑	-

续表 2.7-8 本项目与阿克苏地区总体管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求	本项目	符合性
阿克苏地区总体管控要求	2.5 新、改、扩建涉 VOCs 排放项目，应从源头加强控制，使用低（无）VOCs 含量的原辅材料，加强废气收集，安装高效治理设施。石油、化工等含挥发性有机物原料的生产、燃油、溶剂的储存、运输和销售等产生含挥发性有机物废气的生产和服务活动，应当按照国家规定在密闭空间或者设备中进行，并安装、使用污染防治设施；无法密闭的，应当采取措施减少废气排放。	本项目实施后采用密闭措施，对周边大气环境影响可接受	符合
	2.6 新建（含搬迁）钢铁项目原则上要达到超低排放水平，推动现有钢铁企业超低排放改造。新建燃煤发电机组大气污染物排放执行超低排放限值。	本项目不属于钢铁项目	-
阿克苏地区总体管控要求	2.7 各类工业集聚区不得以晾晒池、蒸发塘等替代规范的污水处理设施。到2025年，全地区所有城镇（城市、县城）和重点镇具备污水收集处理能力，城市污水处理率达到98%左右，县城污水处理率达到95%左右。规模化养殖场（小区）配套建设粪污处理设施比例达到100%。	本项目采出水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，井下作业废水委托塔河油田绿色环保站处理，废水均不向外环境排放	符合
	2.8 加强建设用地土壤环境风险管控和农用地安全利用。强化涉重金属行业监管，推动重金属污染减排和治理。农用地严格执行《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准》（试行）（GB15618）；建设用地严格执行《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准》（试行）（GB36600）。	本项目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；本项目运营后采取源头控制、过程防控措施；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）中第二类用地土壤污染风险筛选值	符合
	2.9 加强生活垃圾处理。建设城镇生活垃圾综合处理设施，实现地级城市生活垃圾分类投放、分类收集、分类运输和分类处置，县级城市（县城）生活垃圾无害化处置设施全覆盖，区域中心城市及设区城市餐厨垃圾分类收运和处理。提高农村生活垃圾无害化处理水平。积极发展垃圾生物堆肥，统筹建设垃圾焚烧发电设施，促进生活垃圾资源化利用。加强医疗废弃物综合治理。提升现有医疗废弃物集中处置能力，建立和完善医疗废弃物集中处置的区域协作和利益补偿机制，推进医疗卫生机构废弃物分类收集处理和回收利用，提升医疗废弃物规范化处理处置水平。	本项目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	符合

续表 2.7-8 本项目与阿克苏地区总体管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求		本项目	符合性
阿克苏地区总体管控要求	污染物排放管控	2.10加强尾矿库监督管理、加强油（气）资源开发区土壤环境污染综合整治、加强涉重金属行业污染防控、加强工业废物处理处置、合理使用化肥农药、加强废弃农膜回收利用、强化畜禽养殖污染防治、加强灌溉水水质管理。	本项目不涉及涉重金属行业污染防控与工业废物处理处置	符合
		2.11强化常态化生态环境风险管理，严控核辐射、重金属、尾矿库、危险废物、有毒有害化学物质等重点领域环境风险。	本项目已提出一系列环境风险防范措施及应急要求	符合
		2.12推动实现减污降碳协同增效。优先选择化石能源替代、原料工艺优化、产业结构升级等源头治理措施，严格控制高耗能、高排放项目建设。加大交通运输结构优化调整力度，推动“公转铁”和多式联运，推广节能和新能源车辆。加强畜禽养殖废弃物污染治理和综合利用，强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制甲烷、氧化亚氮等温室气体。鼓励各县（市）积极探索协同控制温室气体和污染物排放的创新举措和有效机制。	本项目不涉及相关内容	—
		2.13加快产业结构优化调整，加大落后产能淘汰力度，支持绿色技术创新，加快发展节能环保、清洁生产产业，推进重点行业和重点领域绿色化改造，促进企业清洁化升级转型和绿色工厂建设。制定碳排放达峰行动方案，加大温室气体排放控制力度，降低碳排放强度。大力发展绿色建筑，城镇新建公共建筑全面执行65%强制性节能标准，新建居住建筑全面执行75%强制性节能标准。开展超低能耗、近零能耗建筑试点，扩大地源热、太阳能、风能等可再生能源建筑应用范围。	本项目在生产工艺、设备的先进性、合理性，原材料及能量的利用以及生产管理和员工的素质提高等各方面均考虑了清洁生产的要求，将清洁生产的技术运用到了开发生产的全过程中	符合
		2.14按照地区统筹，上下联动、区域协同、兵地融合的原则，在地方布局的兵团企业应执行地区污染排放管控要求。	本项目建设单位不属于兵团企业	—
	环境风险防控	3.1严格执行自治区总体准入要求中“A3环境风险防控”要求及天山南坡片区总体管控要求。	本项目满足自治区总体准入要求中“A3环境风险防控”要求及天山南坡片区总体管控要求	符合

续表 2.7-8 本项目与阿克苏地区总体管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求		本项目	符合性
阿克苏地区总体管控要求	环境风险防控	3.2定期评估沿河湖库工业企业、工业集聚区环境和健康风险，加强预案管理，落实防控措施，排除水污染隐患，确保水环境安全。	本项目已提出一系列环境风险防范措施及应急要求	符合
		3.3加强重点乡镇域重污染天气监测预警，收到自治区发布的重污染天气区域预警信息或预测将出现重污染天气时，应启动监测预警会商机制，共同对重污染天气过程实行研判，联合发布污染天气预警信息。	本项目不涉及相关内容	符合
阿克苏地区总体管控要求	环境风险防控	3.4加大对工业集聚区、矿产资源开发集中区环境风险管控，编制环境风险应急预案并及时更新，加强与各级各类环境风险应急预案的联动，定期组织应急演练，逐步提高应急演练范围与级别。	雅克拉采气厂已编制了《中石化西北油田分公司雅克拉采气厂突发环境事件应急预案》并进行了备案（备案编号：652923-2020-019-L），后续应根据本项目生产过程存在的风险事故类型，完善现有的突发环境事件应急预案	符合
		3.5按照地区统筹，上下联动、区域协同、兵地融合的原则，在地方布局的兵团企业应执行地区环境风险管控要求。	本项目建设单位不属于兵团企业	—
	资源利用效率	4.1严格执行自治区总体准入要求中“A4资源利用效率”要求及天山南坡片区总体管控要求。	本项目满足自治区总体准入要求中“A4资源利用效率”要求及天山南坡片区总体管控要求	符合
		4.2把水资源作为产业发展、城镇建设的刚性约束，以水定产、以水定地、以水定城，推动经济社会发展与水资源水环境承载能力相适应。调整用水结构，降低农业用水总量，推广节水灌溉、循环用水技术，强化农业用水管理。严格控制开采深层承压水，地热水、矿泉水开发应严格实行取水许可和采矿许可。	本项目采取节水措施，施工期用水工序产生的酸化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，处理达标后用于生态林、荒漠灌溉，运营期无用水工序。施工过程中节约了水资源	符合
		4.3塔里木河干流等水资源开发利用量超过河流可开发量的流域，应合理降低取水总量，退还挤占的生态用水。	本项目不涉及相关内容	—

续表 2.7-8 本项目与阿克苏地区总体管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求	本项目	符合性
阿克苏地区总体管控要求	4.4 高污染燃料禁燃区，禁止销售、燃用高污染燃料；禁止新建、扩建燃用高污染燃料的项目和设施，已建成的应逐步或依法限期改用天然气、电或其他清洁能源。	本项目不涉及燃用高污染燃料的设施	—
	4.5 实施最严格的节约集约用地制度，加大闲置土地处置力度，盘活低效存量用地。	本项目各井场、管道等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
	4.6 大力发展绿色矿业，提高矿产资源开采回采率、选矿回收率和综合利用率。	本项目不涉及矿产资源开采回采、选矿回收及综合利用	—
	4.7 单位地区生产总值能源消耗降低水平、单位地区生产总值二氧化碳排放降低水平控制在国家及自治区下达指标内。	本项目不涉及相关内容	—
阿克苏地区总体管控要求	4.8 按照地区统筹，上下联动、区域协同、兵地融合的原则，在地方布局的兵团企业应执行地区资源利用效率要求。	本项目建设单位不属于兵团企业	—
ZH65290230001 库车市一般管控单元（一般管控单元）	1. 执行阿克苏地区总体管控要求中空间布局约束的要求。	本项目满足一般管控单元的空间布局约束准入要求	符合
	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。	本项目未占用基本农田	符合
	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。	本项目为天然气开采项目，不属于露天矿山	符合
	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。	本项目不占用耕地	符合
	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	本项目满足一般管控单元的污染物排放管控要求	符合
	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。	本项目不属于畜禽养殖项目	—
	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。	本项目不涉及使用农药	—
	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。	本项目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	符合

续表 2.7-8 本项目与阿克苏地区总体管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求	本项目	符合性
ZH6529023 0001 库车市一般管控单元（一般管控单元）	污染物排放管控	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。	本项目建设地点不涉及散养密集区
	环境风险防控	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	雅克拉采气厂已编制了《中石化西北油田分公司雅克拉采气厂突发环境事件应急预案》并进行了备案（备案编号：652923-2020-019-L），后续应根据本项目生产过程存在的风险事故类型，完善现有的突发环境事件应急预案
ZH6529023 0001 库车市一般管控单元（一般管控单元）	环境风险防控	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。	本项目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；本项目运营后采取源头控制、过程防控措施；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）中第二类用地土壤污染风险筛选值
		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。	本项目钻井期聚磺钻井液体系废弃泥浆及钻井岩屑经泥浆不落地系统处理，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）中的相关限值要求用于铺垫油区内的井场、道路等；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；营运期固体落地油、废防渗材料收集后直接委托有危废处置资质的单位接收处置
	资源利用效率	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	本项目满足一般管控单元的资源利用效率要求
		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。	本项目不涉及相关内容
		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。	本项目不涉及农药使用
		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。	本项目不涉及相关内容

续表 2.7-8 本项目与阿克苏地区总体管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求	本项目	符合性
ZH6529023 0001 库车市一般管控单元（一般管控单元）	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。	本项目不涉及相关内容	—

综上所述，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》、新疆维吾尔自治区总体管控要求、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、《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》、库车市一般管控单元管控要求。

2.7.4 选址选线合理性分析

（1）项目总体布局合理性分析

工程占地范围内无自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等敏感目标。井位严格按照勘探期测线设计方案进行布设，集输管线尽量沿现有管线敷设，总体布局合理。

（2）井场布置的合理性分析

根据现场调查钻井井场布置远离居民点等环境敏感目标，不涉及自然保护区、无风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等敏感目标；根据《关于印发自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保[2019]4号），项目位于塔里木河流域水土流失重点治理区，井场布置无法避让，通过采取严格的水土保持措施，可有效降低因项目引起的水土流失，维护项目区域的生态功能。综上所述，井场布置合理。

（3）管线选线可行性分析

①本项目管线避让城市规划区、自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等环境敏感点。管线敷设区域避开地质灾害易发区和潜发区，不占用基本农田；集输管线尽量沿现有管线敷设，施工结束后，对临时占地及时恢复植被，减少占地影响。

②本项目道路选线充分利用区域现有道路，井场道路从就近现有油气田道路引接，避让城市规划区、自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等环境敏感点，道路建设按节约用地的原则确定用地范围。

综上所述，本项目合理优化管线、道路选线方案，减少管线的长度。道路建设尽量利用现有油气田道路，减少对评价区植被的破坏和水土流失。管道两侧无居民等敏感目标，敷设区域无城市规划区、水源保护地、森林公园等敏感目标，管线占地类型为草地及裸地，属临时占地。从环境保护角度看，管道、道路选线可行。

2.7.5 环境功能区划

本项目位于雅克拉凝析气田，属于油气勘探开发区域，区域环境空气质量功能属于《环境空气质量标准》(GB3095-2012)二类区；区域尚无地下水功能区划，根据《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)地下水质量分类规定，区域地下水以工农业用水为主，属于《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)Ⅲ类区；项目区域以油气开采为主要功能，声环境属于《声环境质量标准》(GB3096-2008)2类功能区。

2.7.6 生态环境功能区划

根据《新疆生态功能区划》(新疆维吾尔自治区环境保护局 2003 年 9 月)，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 2.7-9 和附图 5。

表 2.7-9

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 2.7-5 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均为盐碱地，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。

2.8 环境保护目标

本项目评价区域内无自然保护区、风景名胜区和需要特殊保护的区域以及村庄、学校、医院等敏感点，故不设置环境空气保护目标；本项目周边无地表水体，且项目不外排废水，不设置地表水保护目标；将地下水评价范围内潜水含水层作为地下水保护目标；项目周边 200m 范围内无声环境敏感点，因此不再设置声环境保护目标；将井场边界外扩 50m，管线边界两侧外延 200m 范围内土壤作为土壤环境保护目标；将生态环境影响评价范围内植被、动物及塔里木河流域水土流失重点治理区作为生态环境保护目标，保护目的为不对区域生态环境及水土保持产生明显影响；将区域大气环境和区域潜水含水层分别作为环境空气风险保护目标和地下水风险保护目标。环境保护目标见表 2.8-1 至 2.8-4。

表 2.8-1 地下水环境保护目标一览表

编号	名称	与项目位置关系		供水人口(人)	井深(m)	备注	功能要求	备注
		方位	距离(m)					
G1	评价范围内潜水含水层	--	--	—	—	—	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类	对地下水污染影响可接受

表 2.8-2 土壤环境保护目标一览表

保护目标	保护对象	保护范围	环境功能要求	备注
评价范围内土壤	土壤	井场边界外 50m 及管线两侧 200m 范围内土壤	《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准》(试行)(GB36600-2018)	对土壤环境功能影响可接受

表 2.8-3 环境风险保护目标一览表

类别	环境敏感特征					
环境空气	井场周边 3km 范围内					
	序号	敏感目标名称	相对方位	距离/m	属性	人口数
	1	区域大气环境	—	—	—	—
井场周边 500m 范围内人口数小计						—
井场周边 3km 范围内人口数小计						—
管线周边 200m 范围内人口数小计						—
大气环境敏感程度 E 值						E3
类别	序号	环境敏感区名称	环境敏感特征	水质目标	包气带防污性能	与下游厂界距离(m)
地下水	1	调查评价范围内潜水含水层	—	III类	—	—
	地下水环境敏感程度 E 值					E3

表 2.8-4 生态环境保护目标一览表

环境要素	保护目标	保护范围	最近距离	功能要求
生态环境	植被和动物	井场占地范围外扩 200m 及管线中心线两侧 300m	—	不对区域生态环境产生明显影响
	塔里木河流域水土流失重点治理区		—	不对区域水土流失产生明显影响

3 建设项目工程分析

雅克拉—二八台油气藏 2022 年产能建设项目原建设内容为①新钻 4 口采气井（S8-2 井、S8-3 井、YD1-8 井、S49-1 井），老井侧钻 1 口（YD1-5CH 井），并新建井场 4 座（S49-1 井：建设井口装置区、采气树、三相分离器、自动选井阀组等设备，S8-2 井、S8-3 井、YD1-8 井：建设井口装置区、采气树等设备）；②新建 S8-2 井至 S8-1H 井集输管线 1.8km，S8-3 井至 S8-1H 井集输管线 4.7km，YD1-8 井至 YD1 阀组集输管线 0.8km；③S8-1H 井扩建 4 井式阀组 1 座、80m³ 多功能罐一座；④配套建设土建、通信、电气、自控等。该项目已于 2022 年 9 月委托河北省众联能源环保科技有限公司开展了环境影响评价工作，并于 2023 年 1 月 16 日取得《关于对雅克拉—二八台油气藏 2022 年产能建设项目环境影响报告书的批复》（阿地环审[2023]68 号）。

该项目取得环评批复后，西北油田分公司考虑更大程度地减少生产运营过程中污染物的产生，降低环境风险，并提高整体清洁生产水平，拟将 S49-1 井、S8-2 井、S8-3 井油气集输方式由拉油方式调整为管线集输方式，并完善区域管网集输系统。建设内容变动后管线总长度为 45.6km，增加长度（38.3km）达到原线路总长度的 30%（2.19km）以上。根据《关于印发环评管理中部分行业建设项目重大变动清单的通知》（环办[2015]52 号）附件中油气管道建设项目重大变动清单（试行），本项目属于“线路或伴行道路增加长度达到原线路总长度的 30% 及以上”，属重大变动，因此需重新进行环境影响评价。

项目变动后主要建设内容为：①新钻 4 口采气井（S8-2 井、S8-3 井、YD1-8 井、S49-1 井），老井侧钻 1 口（YD1-5CH 井），并新建井场 4 座；②新建 S8-2 井至 S8-3 井管线 6km、S8-1H 井至 S8-2 井管线 T 接点管线 1.3km、S49-1 井至 S8-3 井管线 12km、S8-3 井至 YD1 阀组管线 8.7km；YD1-8 井至 YD1 阀组集输管线 0.8km；YD1 阀组至雅克拉集气处理站集输管线 16.8km；③配套建设土建、通信、电气、自控等。

为便于说明，本次评价对原建设内容及本次建设内容方案进行比选，并对雅克拉凝析气田区块开发现状进行回顾；将本项目依托的雅克拉集气处理站、塔河

油田绿色环保站作为依托工程进行分析。本次评价工程分析章节结构见表 3-1。

表 3-1 工程分析内容结构一览表

序号	工程组成	主要内容
1	建设内容变动前后内容	建设内容变动前后内容对比、井场环境影响回顾
2	区块开发现状及环境影响回顾	主要介绍区块开发现状、相关井场情况、区块“三同时”执行情况、区块回顾性评价、污染物年排放量、存在环保问题及整改措施等内容
3	拟建工程	项目概况、油气水物性、技术经济指标、工程组成、闭井、工艺流程及产排污节点、施工期污染源及治理措施、营运期污染源及治理措施、闭井期污染源及其防治措施、非正常排放、三本账、污染物总量控制分析
4	依托工程	本项目涉及依托的雅克拉集气处理站、塔河油田绿色环保站等基本情况及依托可行性分析

3.1 建设内容变动前后建设内容

3.1.1 建设内容变动前后建设内容对比

表 3.1-1 建设内容变动前后建设内容对比一览表

项目			建设内容变动前建设内容	建设内容变动后建设内容
建设地点			新疆阿克苏地区库车市境内，雅克拉凝析气田内	新疆阿克苏地区库车市境内，雅克拉凝析气田内
总投资			项目总投资 15000 万元，其中环保投资 260 万元，占总投资的 1.73%	项目总投资 17630 万元，其中环保投资 320 万元，占总投资的 1.82%
工程内容	主体工程	站场	新钻 4 口采气井(S8-2 井、S8-3 井、YD1-8 井、S49-1 井)，老井侧钻 1 口(YD1-5CH 井)	新钻 4 口采气井(S8-2 井、S8-3 井、YD1-8 井、S49-1 井)，老井侧钻 1 口(YD1-5CH 井)(井位不变)
			并新建井场 4 座(S49-1 井：建设井口装置区、采气树、三相分离器、自动选井阀组等设备，S8-2 井、S8-3 井、YD1-8 井：建设井口装置区、采气树等设备)	并新建井场 4 座(S8-3 井建设 4 井式阀组、井口装置区、采气树、电磁加热器撬等设备，其它井场建设井口装置区、采气树、电磁加热器撬等设备)
			S8-1H 井扩建 4 井式阀组 1 座、80m ³ 多功能罐一座	—
		管线	新建 S8-2 井至 S8-1H 井集输管线 1.8km，S8-3 井至 S8-1H 井集输管线 4.7km	新建 S8-2 井至 S8-3 井管线 6km、S8-1H 井至 S8-2 井管线 T 接点管线 1.3km、
			YD1-8 井至 YD1 阀组集输管线 0.8km	YD1-8 井至 YD1 阀组集输管线 0.8km
			—	S49-1 井至 S8-3 井管线 12km、S8-3 井至 YD1 阀组管线 8.7km；YD1 阀组至雅克拉集气处理站集输管线 16.8km

续表 3.1-1 建设内容变动前后建设内容对比一览表

项目	建设内容变动前建设内容	建设内容变动后建设内容
公辅工程	配套建设土建、通信、电气、自控等	配套建设土建、通信、电气、自控等
产能	项目建成后单井日产气 $2 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，日产油 $10 \text{t}/\text{d}$	项目建成后单井日产气 $2 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，日产油 $10 \text{t}/\text{d}$
占地	项目总占地 12.7hm^2 ，其中永久占地 1.46hm^2 ，临时占地 11.24hm^2	项目总占地预计 43.34hm^2 ，其中永久占地 1.46hm^2 ，临时占地 41.88hm^2

项目建设内容变动前后项目组成示意对比见附图 3。

综合考虑更大程度地减少生产运营过程中污染物的产生，降低环境风险，并提高整体清洁生产水平，在满足油气集输的前提下，拟建设管线将 S8-2 井、S8-3 井、YD1-8 井、S49-1 井等采出液经集输管线输送至 YD1 阀组，最终输送至雅克拉集气处理站处理。

3.1.2 井场环境影响回顾

目前 S8-2 井及 S8-3 井正在实施钻前工程（井场平整、井场建设、设备搬迁等）；YD1-5CH 井、YD1-8 井钻前工程已完成，目前正在实施钻井工程（开钻时间分别为 2023 年 2 月、2023 年 3 月），S49-1 井及各单井集输工程均未实施。以上井位较变动前均未发生变化。

现对各井已进行的钻前工程及钻井工程进行回顾性分析。

(1) 钻前工程

钻前工程施工过程中废气污染源主要为运输车辆进出场区产生的扬尘，采取了进出车辆采取减速慢行、物料苫盖措施；废水污染源主要为施工人员盥洗废水，均排入一体化污水处理装置处置；噪声污染源主要为推土机、挖掘机等施工机械噪声，采取了选用低噪声设备、距离衰减措施；生态环境影响主要为井场建设占用土地、扰动地表及对植被的破坏，环保措施基本可行。

(2) 钻井工程

① 废气

根据现场踏勘，钻井过程对大气环境的影响为施工扬尘和施工车辆尾气。施工扬尘产生量较小，施工车辆运行时间较短，加之井区扩散条件良好，地势空旷，便于废气扩散，未对周边环境产生明显影响。

②废水

根据现场踏勘，钻井过程中目前产生的废水主要为生活污水，经撬装式污水处理站处理后用于生态林、荒漠灌溉，废水未随意排放。

③固体废物

根据现场踏勘，施工土方均用于井场回填；岩屑随泥浆一同进入不落地系统处置；危险废物暂存于撬装式危废暂存间，委托有处置资质的单位接收处置；撬装式污水处理站产生污泥经脱水装置脱水处理后，与生活垃圾一并由库车城乡建设投资（集团）有限公司拉运处置。综上，钻井现场固体废弃物均合理处置，无随意存放现象。

④噪声

根据现场踏勘，钻井噪声主要为钻机、泥浆泵等设备噪声。钻井过程为连续作业过程，钻井噪声处理难度较大，现场对噪声源采取噪声防治措施为：为泥浆泵、钻机安装减振基础，加装减振垫片。项目区域周边 200m 范围内无居民点，未对周边声环境造成明显影响。

⑤生态

根据现场踏勘，钻井工程建设区域无自然保护区、风景名胜区等生态环境敏感目标，项目对生态环境的影响主要来自井场及道路占地的影响，项目占地主要为荒漠，工程施工过程中造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性减少，工程建设对生态环境影响较小。

综上，本工程产生废气、废水、噪声、固废等均得到合理处置，现场无环保问题。

3.2 区块开发现状及环境影响回顾

3.2.1 区块开发现状及环境影响回顾

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 47.7km^2 ，探明天然气地质储量 $264.01 \times 10^8\text{m}^3$ ，凝析油地质储量 $538.63 \times 10^4\text{t}$ 。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。雅克拉凝析气田产能未超过设计产能。

3.2.2 雅克拉凝析气田主要地面设施情况

雅克拉凝析气田主要地面设施情况统计见表 3.2-1。

表 3.2-1 雅克拉凝析气田主要地面设施情况一览表

序号	区块名称	生产井	封井	管线	集气站名称	计转站总数	其它
1	雅克拉凝析气田	39 口	11 口	集输管线 81.21km	雅克拉集气处理站	1	各井天然气汇入阀组站后，最终依托雅克拉集气站处理

3.2.3 雅克拉凝析气田手续履行情况

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 3.2-2 所示。

表 3.2-2 雅克拉凝析气田环评及验收情况一览表

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	2005.6.14	原阿克苏地区环境保护局	阿地环函字[2007]20 号	2007.1.29
2	雅克拉气田 YK 区块产能建设项目	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函[2016]1717 号	2016.11.22	已于 2018 年 6 月进行自主验收		
3	雅克拉白垩系凝析气藏 2017 年产能建设项目	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函[2018]422 号	2018.4.10	已于 2020 年 4 月进行自主验收		
4	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	2021.12.31	正在建设中		
5	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	—	—		

3.2.4 雅克拉凝析气田回顾性评价

根据现场踏勘情况及调查结果，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。

3.2.4.1 生态环境影响回顾

(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。

② 临时占地植被影响回顾

a. 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。

b. 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。

项目区勘探开发时间长，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。所有的施工车辆都是在已建道路上行驶，没有车辆乱碾乱轧的情况发生，没有随意开设便道，尽量减少和避免了对项目区域地表的扰动和破坏。施工结束后平整恢复迹地，路面表层铺垫有砾石层，道路两侧植被正在恢复。

图 3.2-1 区域现有道路和管线周边恢复效果

(2) 野生动物影响回顾分析

① 破坏栖息环境

油气田开发建设，除各种占地直接破坏动物栖息环境外，各面、线状构筑物对栖息地造成分割，加上各种机械产生的噪声和人员活动，使原先相对完整的栖息地破碎化和岛屿化，连通程度下降，对物种的扩散和迁徙产生阻碍和限制。

② 人类活动对野生动物生存的干扰

在油气田钻前建设和油建等工程实施过程中，人为活动不断侵入野生动物活动领域，迫使一些对人为影响敏感的种类逃往邻近未影响区域。随着地面工程影响结束和油气田进入生产期，人为影响程度趋于平稳。同时会增加一些适应人类影响的种类。

根据油气田开发对野生动物的影响特征，对两栖类、爬行类及啮齿动物的

分布情况进行了调查。

结果表明：在油气田区域内植被状况恢复较好的地段，动物活动的痕迹较多，而在井场附近则很少有活动的迹象。在整个区域内的分布数量也较原始状态少。

主要原因：虽然油气田进入正常运营后人类密度及活动范围同开发期相比有所减少。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在 60m×60m，完全符合施工设计要求。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洪水，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 4.5m。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

生态环境影响较小。

3.2.4.2 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。

天山南片区环境影响后评价阶段监测的结果显示，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。

3.2.4.3 水环境影响回顾评价

雅克拉凝析气田采出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及分析方法》（SY/T5329-2012）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。

雅克拉凝析气田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。

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。

3.2.4.4 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。

后评价期间，对油气田区域内各生产单元进行了声环境质量监测，并且收集了历年环评报告中的监测数据及评价时段内的环境噪声的监测数据，从监测数据可知，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。

3.2.4.5 固体废物影响回顾评价

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）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。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。

3.2.4.6 土壤环境影响回顾

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。

以雅克拉凝析气田历年的土壤监测数据，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。

3.2.4.7 环境风险回顾

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。

3.2.4.8 与排污许可衔接情况

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《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》、《环境保护图形标志》、《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017），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。

3.2.5 区块污染源达标情况

根据“西北油田分公司天山南片区”后评价期间开展的污染源监测数据，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 3.2-3 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 新改扩建项目二级标准	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
			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 新改扩建项目二级标准	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
	雅克拉处理站	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
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及分析方法》(SY/T5329-2012)	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

3.2.6 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“西北油田分公司天山南片区”后评价期间开展的污染源监测，雅克拉凝析气田现有污染物年排放情况见表3.2-4。

表3.2-4 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	90.17	0.10	0	0

3.2.7 环境问题及“以新带老”改进意见

(1) 部分生产井井场临时占地未及时恢复

对于生产井场，有部分井场遗留有废弃设施及弃渣，需及时清理。永久征地区域内的地表可以保持现状，永久征地区域外的临时征地区域内，应进行场地恢复。

(2) 部分已退役的油气井未及时实施封井。

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：

①清理部分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。

②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。

3.3 拟建工程

3.3.1 项目概况

项目基本情况见表 3.3-1，钻井情况见表 3.3-2。

表 3.3-1 项目基本情况一览表

项目			基 本 情 况
项目名称			雅克拉—二八台油气藏 2022 年产能建设项目（变更）
建设单位			中国石油化工股份有限公司西北油田分公司
建设地点			新疆阿克苏地区库车市境内，雅克拉凝析气田内
总投资			项目总投资 17630 万元，其中环保投资 320 万元，占总投资的 1.82%
建设周期			建设周期 5 个月
工程内容	主体工程	井场	新钻 4 口采气井(S8-2 井、S8-3 井、YD1-8 井、S49-1 井)，老井侧钻 1 口(YD1-5CH 井)，并新建井场 4 座(S8-3 井建设 4 井式阀组、井口装置区、采气树、电磁加热器撬等设备，其它井场建设井口装置区、采气树、电磁加热器撬等设备)
		管线	新建 S8-2 井至 S8-3 井管线 6km、S8-1H 井至 S8-2 井管线 T 接点管线 1.3km、S49-1 井至 S8-3 井管线 12km、S8-3 井至 YD1 阀组管线 8.7km；YD1-8 井至 YD1 阀组集输管线 0.8km；YD1 阀组至雅克拉集气处理站集输管线 16.8km
	公辅工程		③配套建设土建、通信、电气、自控等。
	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，处理达标后用于生态林、荒漠灌溉； 营运期：营运期废水包括采出水 and 井下作业废水，采出水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，井下作业废水送塔河油田绿色环保站处理； 闭井期：无废水产生
		噪声	施工期：选用低噪施工设备，合理安排作业时间； 营运期：选用低噪声设备、基础减振； 闭井期：合理安排作业时间

续表 3.3-1 项目基本情况一览表

项目			基 本 情 况
工程内容	环保工程	固体废物	施工期：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田内的井场、道路等；含油废物、废烧碱包装袋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，与生活垃圾一共由库车城乡建设投资（集团）有限公司拉运处置； 营运期：营运期固体废物主要为落地油、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； 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；
		环境风险	施工期：井场设置 2 座放喷池； 营运期：管线上方设置标识，定期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
	穿越工程		本项目新建管线大开挖穿越砂石路 4 次
	产能		项目建成后单井日产气 $2\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ，日产油 $10\text{t}/\text{d}$
占地		项目总占地预计 43.34hm^2 ，其中永久占地 1.46hm^2 ，临时占地 41.88hm^2	
劳动定员		本项目依托雅克拉凝析气田现有巡检人员，不新增劳动定员	
工作制度		年工作 365d，年工作 8760h	
组织机构		新建井场依托现有的组织机构，统一管理	

3.3.2 油气水物性

雅克拉凝析气藏凝析油相对密度为 $0.7976 \sim 0.8093 \text{g}/\text{cm}^3$ ，平均 $0.7982 \text{g}/\text{cm}^3$ ；运动粘度为 $1.73 \sim 3.0 \text{mm}^2/\text{s}$ ，平均 $2.09 \text{mm}^2/\text{s}$ ；含硫量为 $0.11\% \sim 0.25\%$ ，平均 0.15% ；含蜡量为 $0.96\% \sim 3.67\%$ ，平均 3.7% ，属低密度、低粘度、低含硫、高含蜡的轻质原油。

天然气 C_1 平均含量 85.45% ， C_2 平均含量 5.31% ， C_3 平均含量 2.07% ，平均相对密度 0.66 ； CO_2 含量为 $1.81\% \sim 3.11\%$ ，平均含量 2.33% ，硫化氢平均含量为 $15000 \text{mg}/\text{m}^3$ 。天然气性质均属于凝析气。

水样分析结果显示氯离子含量在 $6.38 \sim 9.47 \times 10^4 \text{mg}/\text{L}$ 之间，平均 $7.89 \times 10^4 \text{mg}/\text{L}$ ；总矿化度在 $10.38 \times 10^4 \text{mg}/\text{L} \sim 15.51 \times 10^4 \text{mg}/\text{L}$ 之间，平均 $12.934 \times 10^4 \text{mg}/\text{L}$ 。

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。

3.3.3 主要技术经济指标

本项目主要技术经济指标见表 3.3-2。

表 3.3-2 本项目主要技术经济指标一览表

序号	项目	单位	数量
1	开发指标	新钻井数量	口
2		老井侧钻数量	口
3		单井产气量	万 m ³ /d
4		总产气量	万 m ³ /d
5		单井产油量	t/d
6		总产油量	t/d
7		集输管线	km
8		道路	km
9		年电耗量	10 ⁴ kWh/a
10	综合指标	总投资	万元
11		环保投资	万元
12		劳动定员	人
			无人值守

3.3.4 工程组成

本项目主要包括钻井工程、地面工程两部分内容，本次评价分别从钻井工程和地面工程两部分内容展开介绍。

3.3.4.1 钻井工程

3.3.4.1.1 工程建设内容

工程主要包括钻前工程、钻井工程、钻后工程和测试放喷四部分，其具体工程见表 3.3-3。

表 3.3-3 井场钻井工程主要内容和工程量一览表

序号	名称	规格参数	单位	数量	备注
钻前工程					
1	井场面积	长×宽(120m×90m)	m ²	54000	新建；钻井工程各井场临时占地面积 10800m ² ，4座井场共 54000m ²
2	钻井平台	—	套	5	新建
3	主放喷池	100m ³	座	5	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	5	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	5	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	210	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，安装采气树，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、安装采气树、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			

3.3.4.1.2 井位部署

本次共新钻 4 口采气井(S8-2 井、S8-3 井、YD1-8 井、S49-1 井)，老井侧钻 1 口(YD1-5CH 井)，并新建井场 4 座，钻井情况见表 3.3-4。

表 3.3-4 本项目新钻井情况一览表

名称		井型	层系	井深	拟进站
新钻采气井	S8-2 井	水平井	古近系	5390m	S8-3 井
	S8-3 井	水平井	古近系	5360m	YD1 阀组
	S49-1 井	水平井	古近系	5500m	S8-3 井
	YD1-8 井	水平井	古近系	5440m	YD1 阀组
老井侧钻	YD1-5CH 井	水平井	古近系	5833m	YD1 阀组

图 3.3-1 井场钻井期平面示意图

3.3.4.1.3 钻井泥浆体系

(1) 钻井液体系设计

一开采用膨润土-聚合物体系，膨润土(5%~8%)+烧碱(0.1%~0.3%)+大分子聚合物(0.1%~0.3%)+中分子聚合物(0.2%~0.4%)+小分子聚合物(0.2%~0.4%)+润滑剂(0.5%~1%)，设计密度 1.05~1.15g/cm³。

二开上部采用 KCl 聚合物体系，膨润土(3%~5%)+烧碱(0.1%~0.3%)+大分子聚合物(0.1%~0.3%)+中分子聚合物(0.2%~0.4%)+小分子聚合物(0.2%~0.4%)+润滑剂(0.5%~1%)+KCl(5%~7%)；二开下部(约 3000m 开始)转 KCl 聚磺体系，膨润土(2%~5%)+烧碱(0.2%~0.5%)+磺化酚醛树脂(2%~5%)+磺化褐煤树脂(2%~4%)+防塌剂(2%~5%)+润滑剂(1%~3%)+氯化钾(7%~10%)+加重剂，设计密度 1.10~1.30g/cm³。

(2) 固井方案

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+筛管完井或裸眼完井。

3.3.4.1.4 主要设备设施

项目钻前工程施工机械主要为装载机、挖掘机等；钻井工程主要施工设备为机械钻机及配套设施；钻后工程主要施工设备为运输车及装载机。井场各阶段所需设备设施情况见表 3.3-5。

表 3.3-5 井场施工所需设备设施一览表

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	15
	挖掘机	—	—	辆	15
钻井工程	机械钻机	ZJ70 钻机	—	—	5 套
	井架	JJ450/45-X	4500	kN	5 套
	底座	DZ450/10.5-X	4500	kN	5 套
	绞车	JC70LDB	1470	kW	5 套
	天车	TC450	4500	kN	5 套
	游车/大钩	YC450/DG450	4500	kN	5 套
	水龙头	SL450-5	4500	kN	5 套

续表 3.3-5 井场施工所需设备设施一览表

项目组成	设备或部件名称	规格型号	主参数	单位	数量
钻井工程	转盘	ZP375	5850	kN	5 套
	柴油发电机	—	800	kW	20 台
	柴油罐	—	8	m ³	10 个
	泥浆泵	3NB-1600F	1600	HP	10 台
	循环罐	—	60	m ³	35 个
	振动筛	—	—	m ³ /h	10 台
	除气器	ZOQ220	240	m ³ /h	5 台
	钻井液清洁器	CS-250×3/CN100×16	250	m ³ /h	5 台
	离心机	GW458-842/GL255-1250	50	m ³ /h	5 台
	液气分离器	NQF1200/0.7	5000	m ³ /h	5 台
	钻台紧急滑道	—	—	—	按标准配套
	环形防喷器	FH35-35	35	MPa	5
	单闸板防喷器	FZ35-70	70	MPa	5
	双闸板防喷器	2FZ35-70	70	MPa	10
	压井管汇	YG78/103-70	70	MPa	5
	节流管汇	JG78/103-70	70	MPa	5
钻后工程	运输车辆	—	—	辆	50
	装载机	—	—	辆	10
测试放喷	采气树	—	—	—	5 套
	三相计量分离器	—	—	—	5 套
	原油储罐	—	50	m ³	10 个
	放空管	—	—	—	10 个

3.3.4.1.5 原辅材料

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 3.3-6。

表 3.3-6 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	4755	—	配制泥浆
3	水泥+ 硅粉	t	3325	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	155	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 ₂ CO ₃)	t	25	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	25	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	15	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	10	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	5	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	5	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	5	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	170	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	120	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	1150	主要成分 BaSO ₄ ，白色粉末，可将钻井液密度配至 2.0g/cm ³	钻井液加重剂
15	防塌剂(胶体)/SY-A01 等	t	430	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	10	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

续表 3.3-6 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
17	润滑剂 /PRH-1/TRH-1 等	t	80	仿烃类衍生物复配，棕褐色液体	钻井液润滑剂
18	氯化钾	t	185	无色立方晶体或白色结晶，可抑制井壁泥饼页岩水化膨胀或坍塌	提高钻井液黏度和切力，抑制盐岩井段盐溶，钻井液防塌剂
19	超细碳酸钙	t	65	表面经过乳化剂和表面处理剂处理的超细碳酸钙	钻井液酸中和剂，调节泥浆 pH 值
20	固体润滑剂 /SHR-102 等	t	10	特种树脂，黑色粉末	钻井液抗盐抗高温降滤失剂
21	随钻堵漏剂 /TYS-1/TP-2 等	t	30	灰白色粉末，随钻堵漏剂改性植物纤维系改性天然植物高分子复合材料，具有良好的水溶胀桥接封堵动能，粘附性强，不受电解质污染影响，无毒，无害。	堵漏裂缝，性漏失，钻井液随钻堵漏剂
22	润滑剂	t	10	硫化脂肪酸皂，亚硝酸钠等，具有良好的抗磨阻性和降黏附性，无荧光干扰，不影响地质录井	改善钻井液润滑性，钻井液润滑剂

3.3.4.1.6 公辅工程

(1) 供电

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。

(2) 给排水

① 给水：工程用水主要包括钻井用水和生活用水。

工程钻井用水由罐车拉至井场，用水量约 4755m³，主要用于配制泥浆；生活用水由罐车拉至井场和生活区，井场工程井队人数约 60 人，新井施工天数 120d、老井侧钻施工天数 60d，按生活用水量 100L/d·人计，生活用水量总计约 3240m³。

② 排水：工程废水主要为生活污水。

生活污水主要为盥洗废水，产生量约 2592m³，每座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，达标处理后中水主要用于生态林、荒漠灌溉。

(3) 供热

若单井冬季施工，生活区供暖方式采取电采暖，测试放喷期井场设备伴热方式为电伴热。

(4) 道路

本项目新钻井钻前工程需修建井场道路，井场道路从就近道路引接。新建井场道路共 1km，道路宽约 5m，用砂石路面结构。

(5) 危废暂存间

本项目各钻井井场设置有一座撬装式危废暂存间，防渗性能不低于 6.0m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层防渗性能，危废暂存间内部及四周裙角采取防渗膜防渗，内部主要存放钻井期间产生的含油废物、废烧碱包装袋和废防渗材料，含油废物采取桶装形式密闭后存放在危废暂存间内，废烧碱包装袋和废防渗材料折叠后打包存放在危废暂存间内，并与含油废物存放有一定的界限。

3.3.4.2 地面工程

3.3.4.2.1 采气井井场

本项目新建采气井场 4 座（侧钻老井利用已建井场），井场永久占地面积为 9600m^2 ，井场内安装采气树、电磁加热器撬等生产设施，采用加热集输工艺流程。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。采气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（该阀由采气树自带）；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；各井场均无人值守，定期巡检。

本项目地面工程涉及的主要设备见表 3.3-7，井场平面布置示意图 3.3-2、图 3.3-3。

表 3.3-7 本项目油气集输主要设备一览表

分类	序号	设备名称	型号	单位	数量	备注
单井井场	1	采气树	—	座	5	—
	2	高压节流阀	DN75, 16MPa	套	5	抗硫

续表 3.3-7 本项目油气集输主要设备一览表

分类	序号	设备名称	型号	单位	数量	备注
单井井场	3	智能压力变送器	—	台	30	—
	4	流量控制仪	—	台	5	—
	5	可燃气体检测报警仪	—	台	10	检测可燃气体泄漏情况
	6	硫化氢检测报警仪	—	台	10	检测硫化氢气体泄漏情况
	7	电磁加热器撬	—	台	5	加热
	8	阀组	4 井式	座	1	S8-3 井

图 3.3-2 S8-3 井场运营期平面布置示意图

图3.3-2 其它井场运营期平面布置示意图

3.2.4.2.3 集输管线

本项目新建 S8-2 井至 S8-3 井管线 6km、S8-1H 井至 S8-2 井管线 T 接点管线 1.3km、S49-1 井至 S8-3 井管线 12km、S8-3 井至 YD1 阀组管线 8.7km；YD1-8 井至 YD1 阀组集输管线 0.8km；YD1 阀组至雅克拉集气处理站集输管线 16.8km。

表 3.3-8 集输管道一览表

管道名称	起点	终点	长度(km)	管径和材质	输送介质
集输管线	S8-2 井	S8-3 井	6	柔性连续复合管 DN100 6.4MPa	采出液
	S8-1H 井	S8-2 井	1.3		
	S49-1 井	S8-3 井	12		
	S8-3 井	YD1 阀组	8.7		
	YD1-8 井	YD1 阀组	0.8		
	YD1 阀组	雅克拉集气处理站	16.8	柔性连续复合管 DN200 6.4MPa	
合计			45.6	—	—

3.3.4.2.4 公辅工程

(1) 道路工程

地面工程不新建道路，利用雅克拉凝析气田区域现有道路及钻井期井场道路。

(2) 供电工程

本项目设置 50kVA 双杆杆上式变压器，电源就近 T 接 10kV 架空线路，架空线路长约 1000m，井场设低压配电柜 1 台。

(3) 通信工程

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、加热炉出口压力、炉体压力等，温度检测信号包括油温、回温、套温、炉体温度、出口温度等。

(4) 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。

3.3.5 闭井

随着天然气开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入闭井期。

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。

3.3.6 工艺流程及产排污节点

3.3.6.1 施工期

项目钻井工程基本作业程序主要包括钻前工程（确定井位、井场准备）、钻井工程（钻井、完井）和连接生产管线等主要步骤。工艺流程示意图见图 3.3-4。

图3.3-4 钻（完）井工艺流程图

3.3.6.1.1 钻前工程

新钻井钻前工程主要为在钻井井位确定后建设进场道路和井场建设；老井侧钻井场需要对现有设备进行拆除，井场四周围栏拆除堆放在周围，场地进行简单的平整；井场设施的安（钻机设备安装、撬装化危废暂存间的安、撬装生活污水处理设施的安、不落地系统安等）。

（1）道路建设

项目需修建井场道路，宽约5m，长度为1km。根据选定路线，由装载机推平、压实即可。

（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，然后利用挖掘机对岩屑池、放喷池由挖掘机进行开挖，并利用场地凸起处的挖方进行填方作业，对场地进行平整、对各撬装化装置基础进行硬化，由车辆拉运戈壁石对井场进行铺垫。

钻前工程废气污染源主要为施工扬尘和施工设备及车辆废气，土方施工时产生的扬尘，通过控制倾卸高度减少扬尘产生量；废水污染源主要为施工人员产生的少量生活污水，经处理达到《农村生活污水处理排放标准》(DB65 4275-2019)表二的B级标准后，用于生态林、荒漠灌溉；噪声污染源主要为施工及运输车辆噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声；固体废物主要为施工人员生活垃圾，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。

3.3.6.1.2 钻井作业

工程预计新井施工天数 120d、老井侧钻施工天数 60d，24h 连续作业。老井侧钻在原有井身结构基础上，在 5300m 处利用造斜工具控制钻头方向，采用裸眼侧钻的方式进行侧钻。

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。

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，用于生态林、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、废烧碱包装袋、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，岩屑经检测满足《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。含油废物桶装密闭收集，废烧碱包装袋折叠打包收集，均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。

3.3.6.1.3 测试放喷作业

当钻至目的层后，对油气进行测试。测试放喷阶段包括试压、射孔、诱喷、求产、测压 5 个程序。

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，用于生态林、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。

图 3.3-5 钻井过程中污染源及污染物产生节点图

3.3.6.1.4 地面工程

(1) 井场建设

井场设备安装首先需对占地进行场地平整，设置施工车辆临时停放场地，

将采气设备拉运至井场，进行安装调试。地面工程施工结束后，对施工场地临时占地进行平整恢复，清除井场临时占地内水泥基础等各类池体防渗层并进行平整。

地面工程废气污染源主要为施工车辆尾气，设备运输和装卸时产生的扬尘，通过洒水抑尘减少扬尘产生量；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，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；设备废弃包装、水泥基础现场收集、合规暂存，委托周边有资质工业固废填埋场合规处置。

(2) 集输管线

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见图 3.3-6。

图 3.3-6 施工阶段工艺流程图

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。施工期间可依托已有道路进行作业，沿设计的管线走向设置宽度约 8m 的作业带并取管沟一侧作为土方存放点，在合适地点设置车辆临时停放场地。

② 管沟开挖及下管

沿管线设计路线进行开挖管沟，并根据现场情况适当调整，保证新铺设管线与已建输送管线及天然气、集输管线保持一定距离：距离地下现有原油天然

气管线水平距离 $\geq 5\text{m}$ ，距离外输管线水平距离 $\geq 2\text{m}$ 。管沟底宽 0.8m ，沟深 1.6m ，管沟边坡比为 $1:1.5$ ，开挖过程中对管沟区挖方单侧堆放，以机械开挖为主，人工为辅。管线与电(光)缆交叉时，净距不小于 0.5m ，并对电(光)缆采取角钢围裹的保护措施；与管线交叉时，两管线之间净距不小于 0.3m ，并设置废旧轮胎等方法将管线隔离。开挖到设计深度位置，并对管沟底进行夯实、铺小颗粒原土、下管。本项目所有线路管道均采用外防腐保温层保护方案，集输管道补口和热煨弯管防腐保温结构为：无溶剂液体环氧涂料(厚度 $\geq 400\mu\text{m}$)+硬质聚氨酯泡沫塑料保温层+辐射交联聚乙烯热收缩带(套)。管线连接完毕后，将管线分段吊装至管沟内。管线下沟后，管道与沟底表面贴实且放置在管沟中心位置。本项目集输管线最小管顶埋深 1.2m 。管道施工示意图见图 3.3-7。

图 3.3-7 一般地段管道施工方式断面示意图

(3) 管道连接与试压

集输管线试压介质采用洁净水，管道试压分段进行，集输管线试压水由排出后进入下一段管线循环使用，试压结束后用于区域降尘。

(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气树阀门连接，并安装 RTU 室等辅助设施。

(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、里程桩、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 3.3-9。

表 3.3-9 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	SO ₂ 、NO ₂ 、C ₂ H ₆	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 ₂ H ₆	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

续表3.3-9 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	废水	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生态林、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	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	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
		废烧碱包装袋	间断	危险废物	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
		废防渗材料	间断	含油废物	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
		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	
		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
井场	生态	占用土地、破坏植被	临时	植被、动物、防沙治沙、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

3.3.5.2 运营期

(1) 油气开采工艺

本工程采用自喷采气方式，S49-1 井、S8-2 井、S8-3 井、YD1-8 井及 YD1-5CH 井将采出液通过井口模块一级节流后，均经集输管线输送至 YD1 阀组，最终输至雅克拉集气处理站。井场工艺流程见图 3.3-8。

图 3.3-8 油气开采及集输工艺流程图

气井开采一定年限后，需进行修井作业，周期大概为 2~3 年 1 次。营运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。在气井投入生产后，气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气井内，从而导致气井无法正常生产。在这种情况下就需要进行修井作业，也即是进行修复气井套管的作业。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气井内。

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(G_1)，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(W_1)和井下作业废水(W_2)，其中采出水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气树(N_1)、电磁加热器撬(N_2)等设备运行产生的噪声，采取基础减振的降噪措施。固体废物主要为含凝析油天然气藏的井下作业、采气环节和集输环节产生的落地油(S_1)及修井作业产生的废防渗材料(S_2)，属于危险废物，由有危废处置资质单位接收处置。

表 3.3-10 本项目污染源及治理措施一览表

类别	序号	污染源	主要污染物	产生特点	治理措施
废气	G_1	井场无组织废气	H_2S 、非甲烷总烃	连续	密闭输送
废水	W_1	采出水	—	连续	采出水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及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后通过回注地层
	W_2	井下作业废水	—	间歇	送至塔河油田绿色环保站处理
噪声	N_1	采气树	$L_{Aeq,T}$	连续	选用低产噪设备、基础减振
	N_2	电磁加热器撬	$L_{Aeq,T}$	连续	选用低产噪设备、基础减振
固废	S_1	落地油	含油废物	间歇	委托有资质单位接收处置
	S_2	废防渗材料	含油废物	间歇	

3.3.5.3 闭井期

随着天然气开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入闭井期。

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

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。

3.3.7 施工期污染源及其防治措施

本项目施工内容主要包括钻井工程、管沟开挖、设备安装、覆土回填等，施工过程中占用土地，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、地下水环境等产生一定的影响。

(1) 生态影响因素

施工过程中生态影响主要包括占用土地、对植被的破坏、对土壤的扰动等。

井场占地主要包括永久占地和临时占地，永久占地主要为井场和道路永久占地，将不可避免改变区域用地性质；临时占地主要包括管线临时占地、生活区临时占地，随着管线和井场施工的结束，临时占地可恢复原有使用功能。本项目要求管沟开挖时采取严格控制作业带宽度的措施。井场、管线施工过程中，不可避免地会对地表植被造成破坏，造成土壤扰动，容易导致水土流失。

(2) 废气

本项目施工过程中废气包括放喷废气、施工扬尘、焊接废气和施工车辆尾气。

① 放喷废气

本项目测试放喷期间分离出的天然气经管线引至放空火炬点燃。据此，测试放喷期间大气污染物主要来自放空天然气燃烧产生的废气。

测试放喷期间油气通过分离器分离，油水混合物进入油水罐储存，分离出的气体燃烧放空，当伴生气含有硫化氢时，通过燃烧转化成二氧化硫，可有效降低毒性气体的毒性。天然气放空产生的废气量取决于该井目的层天然气含量和测试放喷期间释放量，依据具体情况设定测试放喷时间，一般为 1~2d。

② 施工扬尘

施工扬尘主要来自于管沟开挖、场地平整、池体开挖、车辆运输过程中产生，井场施工过程中池体开挖、管沟开挖周期较短，且井场采取洒水抑尘，运输车辆采取减速慢行和苫盖措施，可有效降低扬尘对周围大气环境的不利影响。

③车辆尾气和焊接烟气

在油气田地面工程施工中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；金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为金属氧化物。施工机械和运输车辆运行时间和管线焊接时间一般都较短，从影响范围和程度来看，施工机械废气对周围大气环境的影响是有限的。

(3) 废水

①钻井废水

钻井废水由冲洗钻台、钻具、地面、设备用水及起下钻时的泥浆流失物、泥浆循环系统的渗透物组成。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的类型有关，其中主要污染物有悬浮物、COD、石油类等。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。

②酸化压裂废水

钻井固定完毕后，需进行射孔和酸压完井。在射孔和酸压过程中由于井筒压力小于地层压力，所以酸化压裂废水基本由管道排出。根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册系数，计算压裂液及酸化液的产生量分别为 $119.94\text{m}^3/\text{井次}$ 、 $26.56\text{m}^3/\text{井次}$ ，本项目共钻 5 口井，则施工期压裂液及酸化液的产生量为 732.5m^3 。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。

③生活污水

本项目新井施工天数 120d、老井侧钻施工天数 60d，按生活用水量 $100\text{L}/\text{d} \cdot \text{人}$ 计，生活用水量总计约 3240m^3 ，生活污水产生量按用水量的 80% 计算，则总产生量为 2592m^3 。生活污水中主要污染物为 COD、 BOD_5 、 $\text{NH}_3\text{-N}$ 、SS 等；类比区域内油气田现状，生活污水中主要污染物浓度 COD 为 $400\text{mg}/\text{L}$ 、 BOD_5 为 $200\text{mg}/\text{L}$ 、 $\text{NH}_3\text{-N}$ 为 $25\text{mg}/\text{L}$ 、SS 为 $220\text{mg}/\text{L}$ ；井场钻井期间建设 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。

④管线试压废水

集输管线试压介质采用中性洁净水，管道试压分段进行，试压水由罐车收集后，进入下一段管线循环使用，试压结束后就地泼洒抑尘。

(3) 噪声

在不同的施工阶段将使用不同的施工机械，如挖掘机、钻机、吊装机等，产噪声级在84~95dB(A)之间，对周围声环境产生一定的影响，工程采取选用低噪施工设备，合理控制施工作业时间，控制施工噪声对周围的不利影响。

(4) 固体废物

本项目施工期产生的固体废物主要为施工过程中产生的施工土方、钻井泥浆、钻井岩屑、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。

① 土石方

本项目共开挖土方 2.92 万 m³，回填土方 2.975 万 m³，借方 0.055 万 m³，无弃方，开挖土方主要为管沟开挖产生土方，回填土方主要为管沟回填。新建井场和道路工程区需进行压盖，借方主要来源于区域已完钻井场经“钻井废弃物不落地达标处理技术”处理达标后还原土，还原土满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T 3997-2017)中综合利用污染物限值要求后进行综合利用。本项目土石方平衡见下表 3.3-11。

表 3.3-11 土方挖填方平衡表 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	0.43	0.48	0.05	区域井场还原土	0	—
道路工程	0.05	0.055	0.005		0	—
管道工程	2.44	2.44	0	0	0	—
合计	2.92	2.975	0.055	—	0	—

② 钻井泥浆

工程使用膨润土泥浆和水基聚磺体系泥浆，泥浆在井口采用“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。工程泥浆使用过程中根据地层情况循环使用，泥浆钻井结束后回收，由罐车拉走用于下一口钻井使用。

③ 钻井岩屑

钻井过程中，岩石经钻头和泥浆的研磨而破碎成岩屑，岩屑经泥浆循环携带至井口，在地面经振动筛分离出来，送入井场内泥浆池中。

钻井岩屑产生量按以下经验公式计算：

$$W = \frac{1}{4} \times \pi \times D^2 \times h$$

式中：W——钻井岩屑产生量，m³；

D——井眼的平均直径，取0.30m；

h——井深m。

利用上述公式计算出钻井期内产生的岩屑量为 2700m³，其中膨润土泥浆钻井岩屑 1850m³，磺化泥浆钻井岩屑 850m³。

根据目前西北油田分公司钻井工程的要求，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。

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和吹扫产生的废渣等。根据类比调查，施工废料的产生量共约 0.2t。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 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，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，钻井期间产生的含油废物量约为0.2t/

口，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，类比同类钻井工程，钻井期间产生的废防渗材料量约为 0.1t/口，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，属于危险废物，及时回收废烧碱包装袋暂存于撬装式危废暂存间中。类比同类钻井工程，钻井期间产生的废烧碱包装袋约为 0.1t/口，收集后由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

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 2592m³/a，则井场污泥产生量为 1.152t。

⑦生活垃圾

本项目新井施工天数 120d、老井侧钻施工天数 60d，钻井期间，常住井场人员按 60 人计算，平均每人每天产生生活垃圾 1kg。施工期生活垃圾产生总量为 32.4t，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。

3.3.8 营运期污染源及其防治措施

3.3.8.1 废气污染源及其治理措施

结合《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》(HJ853-2017)、《污染源源强核算技术指南 准则》(HJ884-2018)等要求对源强进行核算，本项目实施后废气污染源及其治理措施见表 3.3-12。

表 3.3-12 本项目废气污染源及其治理措施一览表

序号	污染源名称	污染因子	产生浓度 (mg/m ³)	治理措施	排气筒高度 (m)	废气量 (m ³ /h)	排放浓度 (mg/m ³)	排放速率 (kg/h)	有效工作时间	年总排放量 (t/a)
1	S8-3 井无组织废气	非甲烷总烃 硫化氢	—	密闭输送	—	—	—	0.0109 0.00003	8760	0.095 0.0003
2	S8-2 井无组织废气	非甲烷总烃 硫化氢	—	密闭输送	—	—	—	0.0066 0.00003	8760	0.058 0.0003

续表 3.3-12 本项目废气污染源及其治理措施一览表

序号	污染源名称	污染因子	产生浓度 (mg/m ³)	治理措施	排气筒高度 (m)	废气量 (m ³ /h)	排放浓度 (mg/m ³)	排放速率(kg/h)	有效工作时间	年总排放量 (t/a)
3	S49-1 井无组织废气	非甲烷总烃 硫化氢	—	密闭输送	—	—	—	0.0066 0.00003	8760	0.058 0.0003
4	YD1-8 井无组织废气	非甲烷总烃 硫化氢	—	密闭输送	—	—	—	0.0066 0.00003	8760	0.058 0.0003
5	YD1-5CH 井无组织废气	非甲烷总烃 硫化氢	—	密闭输送	—	—	—	0.0066 0.00003	8760	0.058 0.0003

源强核算过程：**(1) 井场无组织非甲烷总烃核算**

在油气集输环节产生的挥发性有机物（VOCs）主要包括非甲烷总烃（烷烃等）、卤代烃，含氮有机化合物，含硫有机化合物等，对本项目而言，VOCs 主要为非甲烷总烃。本项目运营过程中井场无组织废气主要污染物为从阀门等部分逸散无组织非甲烷总烃，参照《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》（HJ853-2017）要求对本项目无组织废气进行核算。

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量按以下公式计算。

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

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；

t_i ——密封点*i*的年运行时间，h/a；

$e_{\text{TOC},i}$ ——密封点*i*的总有机碳排放速率，kg/h；

$WF_{\text{VOCs},i}$ ——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*的物料中总有机碳平均质量分数，根据设计

文件取值；

n ——挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数。

表 3.3-13 设备与管线组件 $e_{\text{TOC}, i}$ 取值参数表

类型	设备类型	排放速率 $e_{\text{TOC}, i}$ / (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

根据油气水物性参数，项目采出液中 $WF_{\text{VOCs}, i}$ 核算值为 68.6%， $WF_{\text{TOC}, i}$ 核算值为 91%， $WF_{\text{VOCs}, i}$ 和 $WF_{\text{TOC}, i}$ 比值取 0.754。根据设计单位提供的数据，项目井场涉及的液体阀门、法兰数量如表 3.3-14 所示。

表 3.3-14 本项目井场无组织废气核算一览表

序号	设备名称	密封点数量 (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)
S8-3 井场采出液流经的密封点						
1	有机液体阀门	80	0.036	0.0064	8760	0.056
2	法兰或连接件	60	0.044	0.0045	8760	0.039
合计			—	0.0109	—	0.095
其它井场采出液流经的密封点						
1	有机液体阀门	45	0.036	0.0036	8760	0.032
2	法兰或连接件	40	0.044	0.0030	8760	0.026
合计				0.0066	—	0.058

经过核算，本项目 S8-3 井场无组织排放废气中非甲烷总烃排放速率为 0.0109kg/h，YD1-5CH、YD1-8、S8-2、S49-1 井场无组织排放废气中非甲烷总烃排放速率均为 0.0066kg/h。按年有效工作时间 8760h 计算，S8-3 井场无组织非甲烷总烃年排放量为 0.095t/a，YD1-5CH、YD1-8、S8-2、S49-1 井场无组织非甲烷总烃年排放量均为 0.058t/a。本项目总排放量为非甲烷总烃 0.327t/a。

(2) 井场无组织硫化氢核算

本工程各井场无组织硫化氢主要通过阀门、法兰连接处泄漏，参照如下经验公式计算出气体泄漏速率后，根据硫化氢在气体中的比例折算。

$$G_e = KCV \times (M/T)^{0.5}$$

G_e 为设备或管道不严密处的散发量，kg/h；

K 为安全系数，一般取 1~2，本工程取 1；

C 压力系数，取 0.166；

V 为设备和管道内部容积， m^3 ，本工程核算值为 0.085；

M 为设备和管道内气体分子质量，本工程取 16；

T 为设备和管道内部气体绝对温度，K，本工程取 333。

经过核算， G_e 取值为 0.0031kg/h，硫化氢在天然气中占比约为 0.99%，则各井场无组织硫化氢排放速率为 $0.0031 \times 0.0099 = 0.000031 \text{ kg/h}$ ，年排放 0.0003t（总排放量 0.0015t/a）。

3.3.8.2 废水污染源及其治理措施

(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。根据项目设计，后期开采含水量最大约 $700 \text{ m}^3/\text{a} \cdot \text{井}$ （合计 $3500 \text{ m}^3/\text{a}$ ），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 0.35t、1.75t。采出水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及分析方法》（SY/T5329-2012）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《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册系数，计算井下作业废水的产生量约 76.0t/井次，化学需氧量产生量为 104525g/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 38m³、化学需氧量 0.052t、石油类 0.0088t，本项目建设单井 5 座，则每年产生井下作业废水 190m³、化学需氧量 0.26t、石油类 0.044t。井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至塔河油田绿色环保站处理。

本项目运营期废水主要包括采出水和井下作业废水，产生情况见表 3.3-16。

表 3.3-16 本项目井场废水情况一览表

类别	序号	污染源	产生量 (m ³ /a)	排放量 (m ³ /a)	主要污染物	产生特点	治理措施
废水	W ₁	采出水	3500	0	石油类、SS	连续	采出水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及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注地层
	W ₂	井下作业废水	190	0	石油类、SS、COD	间歇	送至塔河油田绿色环保站处理

3.3.8.3 噪声污染源及其治理措施

本项目实施后，各噪声污染源治理措施情况见表 3.3-17。

表 3.3-17 单座井场噪声污染源强一览表

序号	噪声源名称	数量/(台/套)	源强(dB(A))	降噪措施	降噪效果(dB(A))
1	采气树	1	85	基础减振	10
2	电磁加热器撬	1	80	基础减振	10

本项目单座井场产噪设备主要为采气树、电磁加热器撬等设备噪声，噪声值为 80~85dB(A)。项目采取基础减振降噪，控制噪声对周围环境的影响，降噪效果约 10dB(A)。

3.3.8.4 固体废物及其治理措施

根据《国家危险废物名录(2021 年版)》(部令第 15 号)、《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)，本项目运营期产生的危险废物主要为落地油、废防渗材料等，收集后有危废处置资质

单位接收处置。危险废物处理处置情况见表 3.3-18。

表 3.3-18 本项目危险废物产生、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	0.5	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	0.5	修井场地清理环节	固态	废矿物油	油类物质	/	T, I	

3.3.9 闭井期污染源及其防治措施

闭井主要是环境功能恢复时期，本节对闭井期环境保护措施进行介绍。

3.3.9.1 闭井期环境空气保护措施

(1) 闭井期废气主要是施工过程中产生的扬尘，要求闭井期作业时，采取洒水抑尘的降尘措施，同时要求严禁在大风天气进行作业。

(2) 运输车辆使用符合国家标准油品。

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

3.3.9.2 闭井期水污染防治措施

闭井期无废水污染物产生，要求在闭井作业过程中，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)要求进行施工作业，首先进行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，避免发生油水串层。

3.3.9.3 闭井期噪声防治措施

(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。

3.3.9.4 闭井期固体废物处置措施

(1) 地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃建筑残渣，应集中清理收集，收集后送塔河油田绿色环保站妥善处置。

(2) 对完成采气的废弃井应封堵，拆除井口装置，地下截去一定深度的表层

套管，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。

3.3.9.5 闭井期生态恢复措施

油气田单井进行开采后期，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。采取的生态恢复措施如下：

(1) 施工期间，施工车辆临时停放尽可能利用现有空地，并严格控制施工作业带，严禁人为破坏作业带以外区域植被；各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

(2) 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等。

(3) 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。

(4) 将井场占地范围内的水泥平台和砂砾石路面进行清理，使井场恢复到原有自然状况。

3.3.10 非正常排放

本项目非正常排放主要为井口压力过高时的放喷情况。本项目油气集输过程中，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。

表 3.3-19 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

3.3.11 清洁生产分析

3.3.11.1 钻井工艺清洁生产工艺

(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) 作业井场采用泥浆循环系统；钻井废水循环回收罐等环保设施，工业废水回用率达到 90%以上，钻井液循环率达到 95%以上，最大限度地减少了废泥浆的产生量和污染物的排放量。具体做法是：

①通过完善和加强作业废液的循环利用系统，将作业井场的钻井废液回收入罐，并进行集中处理。对泥浆类废液经过简单的沉淀、过滤等去除有机杂质后再进行利用，使其资源化。

②钻井过程中使用小循环，转换钻井泥浆及完井泥浆回收处理利用。

③完井后的泥浆药品等泥浆材料全部回收，废机油全部清理、回收处理，恢复地貌，做到“工完、料尽、场地清”。

④开钻前对井场池体等做防渗漏处理。

⑤配备先进完善的固控设备，并保证其运转使用率，努力控制钻井液中无用固相含量为最低，保证其性能优良，从而大大减少了废弃泥浆产生量。

(3) 采用低固相优质钻井液，尽量减少泥浆浸泡油层时间，保护储层。

(4) 设置井控装置（防喷器等），防止井喷事故对环境造成污染影响。

(5) 钻井废水、废钻井泥浆等钻井废物暂存均控制在井场范围内，采用泥浆不落地技术进行固液分离后，液相回用于钻井液配备。

(6) 钻井新鲜水使用量低于行业要求的清洁生产标准

(7) 先进性分析

西北油田分公司在各个油气田区块内新建钻井，不断总结前期钻井经验，形成了针对不同油气层、不同地层地质条件下的成熟、可靠的钻井技术，从钻机选型、钻井液选取与配置、油气层储层保护措施和固井方案等方面，积累了丰富的工作经验，从油气田开发钻井阶段横向对比，钻井深、难度大，钻井设备和工艺技术水平处于国内领先水平，具有一定的先进性。

3.3.11.2 运营期清洁生产工艺

(1) 集输及处理清洁生产工艺

①各单井采出液通过井口模块一级节流后经集输管线输送至 YD1 阀组，最终输至雅克拉集气处理站处理。全过程密闭措施，降低了损耗，减少烃类物质

的挥发量。

②采用全自动控制系统对主要采气和集输工艺参数进行控制，能够提高管理水平，尽量简化工艺过程，减少操作人员，同时使集输系统的安全性、可靠性得到保证，实现集输生产过程少放空，减少天然气燃烧对环境的污染。

③优化布局，减少建设用地。为了尽量减少对当地地形地貌的破坏和扰动，充分利用已建道路解决道路交通问题。按工艺流程进行优化组合，布置紧凑。管线、水、电、道路等沿地表自然走向敷设，最大限度地减少了对自然环境和景观的破坏，土方量也大大减少。

(2) 节能及其它清洁生产措施分析

①优化简单井集输管网及原油运输路线，降低生产运行及车辆运输时间；

②管线均进行保温，减少热量损失；

③选用节能型电气设备。井场的动力、供电等设备根据设计所确定的用电负荷，在保证安全要求的前提下，选择节能型的设备，防止造成大量能耗，从而降低生产成本；

④采气区采用自动化管理，提高了管理水平。

(3) 建立有效的环境管理制度

本项目将环境管理和环境监测纳入油气田安全环保部门负责，采用 QHSE 管理模式，注重对员工进行培训，使员工自觉遵守 QHSE 管理要求，保护自身的安全和健康。为减少和杜绝环境污染事故的发生，建立、健全管理规章制度，制定了详细的污染控制计划和实施方案，责任到人，指标到岗，实施监督；实行公平的奖惩制度，大力弘扬保护环境的行为。

本次评价采用《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》，分别对钻井作业、采气作业等油气田开发阶段进行清洁生产指标分析，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 3.3-20 及表 3.3-21。

表 3.3-20 钻井作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本项目评价	
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	20	占地面积	m ²	8	符合行业标准要求	符合	8
		新鲜水消耗	t/100m 标准进尺	12	≤25	≤25	12
(2) 生产技术特征指标	30	固井质量合格率	%	30	≥95	100%	30
(3) 资源综合利用指标	25	钻井液循环率	井深：3000 以上	15	≥75%	90%	10
		柴油机效率	%	5	≥90%	90%	5
		污油回收率	%	5	≥90%	100%	5
(4) 污染物指标	25	钻井废水	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	≤10	10
		柴油机烟气	-	2	符合排放标准要求	符合	2
		噪声	dB（A）	3	符合排放标准要求	符合	3
定性指标							
一级指标	权重值	二级指标			指标分值	本项目评价得分	
(1) 原辅材料	15	钻井液毒性	可生物降解或无毒钻井液		15	15	
(2) 生产工艺及设备要求	40	钻井设备先进性	国内领先		8	8	
		压力平衡技术	具备欠平衡技术		5	5	
		钻井液收集设施完整性	配有收集设施，且使钻井液不落地		5	5	
		固控设备完整性	配备振动筛、处理器、除砂器、离心机等固控设备		5	5	
		固井质量	固井质量合格		5	5	
		钻井效率	高		7	7	
		井控措施有效性	井控措施有效		5	5	
(3) 符合国家政策的生产规模	10	现行政策暂无生产规模限制要求			10	10	
(4) 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			10	10	
(5) 贯彻执行环境保护法规符合性	15	建设项目环保“三同时”执行情况			5	5	
		建设项目环境影响评价制度执行情况			5	5	
		污染物排放总量控制与减排措施情况			5	5	

表 3.3-21 采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	本工程	
						估算值	得分
(1) 资源和能源消耗指标	25	吨采出液综合能耗	kg 标煤/t 采出液	25	稀油: ≤65 稠油: ≤160	50	25
(2) 生产技术特征指标	30	密闭集输	—	30	—	密闭集输	30
(3) 资源综合利用指标	25	余热利用率	%	5	—	—	5
		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	—	95	10
(4) 污染物产生指标	20	落地原油回收率	%	5	—	100	5
		采油废水回用率	%	5	≥60	100	5
		油井伴生气外排率	%	5	≤20	0	5
		采出废水达标排放率	%	5	≥100	100	5
定性指标							
一级指标	指标分值	二级指标		指标分值	本工程评价		
					得分		
(1) 原辅材料	10	注水水质	采出水处理达标后回注	10	10		
(2) 生产工艺及设备要求	35	井筒设施完好		5	5		
		采气过程醇回收设施		5	5		
		天然气净化设施		5	5		
		集输流程	全密闭流程	5	5		
		采油(气) 方式	自喷	5	5		
(2) 生产工艺及设备要求	35	套管气回收装置		5	5		
		防止落地原油产生措施	定期巡检	5	5		
(3) 符合国家政策的生产规模	10	集输方式符合现行国家政策法规		10	10		
(4) 环境管理体系建设及清洁生产审核	20	建立 HSE 管理体系并通过认证		10	10		
		开展清洁生产审核		10	10		
(5) 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		

由表 3.3-20、3.3-21 计算得出：本项目钻井作业定量指标得分 100 分，定性指标得分 100 分，综合评价指数得分 100 分；采气作业定量指标得分 100 分，定性指标得分 100 分，综合评价指数得分 100 分；综合评价指数平均得分 100 分，属于清洁生产先进企业。

3.3.12 三本账

本项目“三本账”的排放情况见表 3.3-22。

表 3.3-22 本项目“三本账”的排放情况一览表 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		
现有工程排放量	1.8	0.26	12.38	90.17	0.10	0	0
本项目排放量	0	0	0	0.327	0.0015	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	90.497	0.1015	0	0
本项目实施后增减量	0	0	0	+0.327	+0.0015	0	0

3.3.13 污染物总量控制分析

3.3.13.1 总量控制因子

根据国家“十四五”总量控制水平，考虑本项目的排污特点，污染物排放总量控制因子如下：

废气污染物： VOC_s

废水污染物： COD 、 $\text{NH}_3\text{-N}$ 。

3.3.13.2 本项目污染物排放总量

(1) 废水

本项目在正常运行期间，井场采出水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，无废水外排。因此建议不对废水污染物进行总量控制。

(2) 废气

根据《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(VOC_s)是参与大气光化学反应的有机化合物，或者根据有关规定

确定的有机化合物。本项目采用密闭集输工艺，在油气集输环节产生的挥发性有机物（VOCs）主要为非甲烷总烃，故建议非甲烷总烃作为 VOCs 排放控制因子。根据计算，项目运营期井场无组织 VOCs（非甲烷总烃）排放量为 0.327t/a。

综上所述，本项目总量控制指标为：VOC_s 0.327t/a。按照总量替代原则和《西北油田分公司“十四五”期间大气污染物减排量核算说明》，挥发性有机物总量控制指标由内部减排量调剂解决。

3.4 依托工程

本项目依托工程包括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 3.4-1。

表 3.4-1 依托工程环评及验收情况一览表

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	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	2005.6.14	原阿克苏地区环境保护局	阿地环函字[2007]20号	2007.1.29
2	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	2015.9.8	原阿克苏地区环境保护局	阿地环函字[2015]501号	2015.12.17
		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	2012.6.12	原阿克苏地区环境保护局	阿地环函字[2015]209号	2015.5.13

3.4.1 雅克拉集气处理站

（1）基本情况

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m³。雅克拉集气处理站于2005年投产，设计天然气处理量为260×10⁴m³/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220~240×10⁴m³/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。

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。

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580m³/d。

(2) 依托可行性分析

本项目各单井采出液均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 3.4-2 所示。

表 3.4-2 依托工程可行性分析一览表

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	300	50	可依托
采出水 (m ³ /d)	640	60	9.59	
天然气 (万 m ³ /d)	260	40	10	

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。

3.4.2 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。

（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，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 $0.5\text{t}/\text{a}$ ，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。

（3）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推荐指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）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 $190\text{m}^3/\text{a}$ （折合 $0.022\text{m}^3/\text{h}$ ），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。

表 3.4-3 塔河油田绿色环保站运行情况一览表

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	55.8	0.022	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	0.5	可行

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

库车市位于天山中段南部，塔里木盆地北缘，位于阿克苏地区东部。县境位于东经 $82^{\circ} 35' \sim 84^{\circ} 17'$ ，北纬 $40^{\circ} 46' \sim 42^{\circ} 35'$ 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，北隔天山山脉与静县相望。市境南北最大长度 193km，东西最大宽度 164km，总面积为 15379km^2 。其中，南部平原占总面积的 53.8%，北部山地约占 46.2%。

本项目井场及集输管线建设内容位于阿克苏地区库车市，距离最近的村庄为北部 25.5km 处的雅克拉镇。区域以油气开采为主，现状占地类型为裸地及草地。工程选址区域周边及邻近区域无居民区、村庄等环境敏感点。本项目地理位置见附图 1，项目组成及周边关系示意图见附图 2。

4.1.2 地形地貌

库车市在大地构造上处于天山地槽褶皱带与塔里木台地两大构造单元的接触部位，沿东西走向，在乌（乌鲁木齐）喀（什）公路（314 道）以北 30km 范围内分布新构造运动第三系地层，却勒塔克背斜（低山）和亚肯背斜以北为第四纪沉积洼地，东路以南上部地层为第四纪地质结构的冲积、洪积和风积层，均为巨厚的松散堆积物。库车河冲洪积扇中下部，其北侧即为沿山前砾质平原隆起，东西向分布的亚肯背斜西部倾斜末端。库车市北部的天山山脉，东西走向，海拔 1400~4550m，后山呈高山地貌，海拔 4000m 以上为积雪带，为库车平原提供着水源；前山区海拔在 1400~2500m 之间，为风化作用强烈的低山带；低山带前局部有剥蚀残丘，海拔高程在 1300m 左右；低山带以南为山前洪积扇带和平原带。

本项目区块位于塔里木河冲积平原地带，地势平坦，地形简单，地貌单一。

4.1.3 水文地质

雅克拉凝析气田位于渭干河—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 $100\sim 1000\text{m}^3/\text{d}$ ，含水层的渗透系数为 $2.38\sim 6.78\text{m}/\text{d}$ ，水位埋深 $1.25\sim 10.5\text{m}$ ，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。

雅克拉凝析气田的潜水水质差，矿化度 $0.42\sim 72.58\text{g}/\text{L}$ ，溶解性总固体含量在 $1\text{g}/\text{L}$ 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 $200\sim 300\text{m}$ 。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 $75\text{m}\sim 200\text{m}$ 。钻孔的单位涌水量为 $62\sim 111\text{m}^3/\text{d}\cdot\text{m}$ ，富水性为中等（ $100\sim 1000\text{m}^3/\text{d}$ ），含水层的渗透系数 $1.30\sim 3.71\text{m}/\text{d}$ 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 $1\text{g}/\text{L}$ ，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。

4.1.5 地表水

雅克拉凝析气田所在区域河流主要为库车河。

库车河又名“苏巴什河”,整个流程在库车市境内,径流形成区面积 2946km²,河流总长 121.6km,库车河水资源可利用量 $2.83 \times 10^8 \text{m}^3$,为冰雪融水及降雨补给型河流。库车河多年平均径流量为 $3.48 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$,年均流量 $11.04 \text{m}^3/\text{s}$,实测最大流量 $1940 \text{m}^3/\text{s}$,最小流量 $0.62 \text{m}^3/\text{s}$ 。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。

本项目周边临近区域地表水体为库车河,项目拟建管线西南距库车河最近约 8.5km。

4.1.6 气候气象

库车市地处暖温带,热量丰富,气候干燥,降水稀少,夏季炎热,冬季干冷,年温差和日温差都很大,属暖温带大陆性干旱气候。据库车市气象站多年观测资料统计,库车市主要气象数据见表 4.1-1。

表 4.1-1 主要气候要素一览表

序号	项目	统计结果	序号	项目	统计结果
1	年平均风速 m/s	1.8	6	年平均水气压 hPa	7.1
2	年平均相对湿度 %	51	7	年平均蒸发量 mm	2012.3
3	年平均气温 ℃	11.1	8	年平均降水量 mm	82.2
4	年极端最高/最低气温 ℃	40.8/-23.7	9	年最多/最少降水量 mm	145.7/43.6
5	年平均气压 hPa	893.7	10	年日照时数 h	2863.7

4.1.7 土壤

评价区土壤类型较为简单，主要以干旱盐土和草甸盐土为主。典型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%。草甸土发育于地势低平、受地下水或潜水的直接浸润并生长草甸植物的土壤，属半水成土。其主要特征是有机质含量较高，腐殖质层较厚，土壤团粒结构较好，水分较充分。草甸土的形成有潜育过程和腐殖质积累过程，有腐殖质层、腐殖质过渡层和潜育层。

4.2 环境敏感区调查

环境敏感区包括需要特殊保护地区、生态敏感与脆弱区和社会关注区。根据调研，井场周边的环境敏感区主要包括生态保护红线区及水土流失重点治理区等。

4.2.1 生态保护红线

生态保护红线指在生态空间范围内具有特殊重要生态功能、必须强制性严格保护的区域，是保障和维护国家生态安全的底线和生命线，通常包括具有重要水源涵养、生物多样性维护、水土保持、防风固沙等功能的生态功能重要区域，以及水土流失、土地沙化、石漠化、盐渍化等生态环境敏感脆弱区域。

本项目 YD1-5CH 井南距生态保护红线最近为 46km，不在红线内。

4.2.2 水土流失重点治理区

(1) 水土流失重点防治分区

水土流失重点预防区指水土流失潜在危险较大的区域，水土流失重点治理区指水土流失严重的区域。根据《关于印发自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保[2019]4号），新疆共划分了 2 个自治区级重点预防区，4 个自治区级重点治理区。其中，重点预防区面积 19615.9km²，包括天山山区重点预防区、塔里木河中上游重点预防区；重点治理区面积 283963km²，包括额尔齐斯河流域重点治理区、天山北坡诸小河流域

重点治理区、塔里木河流域水土流失重点治理区、伊犁河流域重点治理区。

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030 年)》和《关于印发自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》(新水水保[2019]4 号)，项目位于塔里木河流域水土流失重点治理区。

(2) 水土保持基础功能类型

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030 年)》，项目所在区域的水土保持基础功能类型是农田防护、防风固沙与防灾减灾，水土保持主导功能类型是农田防护，为了实现水土保持主导功能，预防措施体系主要为塔里木河干流段加强对绿洲外围荒漠林草的封育保护等。水土流失治理措施主要依靠荒漠化治理工程、城郊清洁型小流域建设以及库-拜地区煤炭行业、石油天然气行业的水土保持综合治理工作。

(3) 水土流失预防范围

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030 年)》，水土流失治理范围与对象为：①国家级及自治区级水土流失重点治理区；②绿洲外围风沙防治区；③河流沿岸水蚀区、湖泊周边区；④水土流失严重并具有土壤保持、拦沙减沙、蓄水保水、防灾减灾等水土保持功能的区域；⑤城镇周边水土流失频发、水土流失危害严重的小流域；⑥生产建设项目，尤其是资源开发、农林开发、城镇建设、工业园建设；⑦其他水土流失较为严重，对当地或者下游经济社会发展产生严重影响的区域。

(4) 水土流失预防对象

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030 年)》，项目所在区域水土流失治理措施为：加强流域水资源统一管理、保证生态用水，在加强天然林草建设和管护的同时，对天然林草进行引洪灌溉，促进天然林草的恢复和更新，提高乔灌的郁闭度和草地的覆盖度，为区域经济的可持续发展提供保障。

本项目类型属于油气开采项目，项目以施工期为主，具有临时性、短暂性特点，施工期井场采取砾石压盖，能有效减少风力侵蚀，降低水土流失风险；对项目区域进行定时洒水抑尘；设置限行彩条旗，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；采取完善的防沙治沙及水土保持措施。

施工结束后，井场恢复和管沟回填，不会对区域的水土保持基础功能类型造成影响。

4.3 环境质量现状监测与评价

4.3.1 环境空气质量现状评价

4.3.1.1 基本污染物环境质量现状数据

根据中国环境影响评价网环境空气质量模型技术支持服务系统提供的数据，2021 年阿克苏地区例行监测点的监测数据现状评价结果见表 4.3-1 所示。

表 4.3-1 阿克苏地区环境空气质量现状评价一览表

污染物	年评价指标	评价标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)	达标情况
PM_{10}	年平均值	70	95	135.7	超标
$\text{PM}_{2.5}$	年平均值	35	39	111.4	超标
SO_2	年平均值	60	7	11.7	达标
NO_2	年平均值	40	28	70	达标
CO	24 小时平均第 95 百分位数	4000	1500	37.5	达标
O_3	最大 8 小时滑动平均值的第 90 百分位数	160	122	76.3	达标

由表 4.3-1 可知，项目所在区域 $\text{PM}_{2.5}$ 、 PM_{10} 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。

4.3.1.2 其他污染物环境质量现状数据

(1) 补充监测点基本信息

按照《环境影响评价技术导则·大气环境》(HJ2.2-2018)要求，结合项目所在区域地形特点以及当地气象特征，共设置 3 个大气环境质量现状补充监测点。监测点位基本信息见表 4.3-2，具体监测点位置见附图 4。

表 4.3-2 监测点位基本信息一览表

编号	监测点名称	监测点坐标	监测因子	环境功能区
			1 小时平均	
1	S8-2 井下风向 2km 处		H ₂ S、非甲烷总烃	二类区
2	S49-1 井下风向 1km 处			
3	YD1-5X 井南侧 500m 处			

(2) 监测时间及频率

监测时间分别为 2021 年 10 月 12 日~2021 年 10 月 18 日及 2022 年 12 月 18 日~2022 年 12 月 24 日。H₂S、非甲烷总烃 1 小时浓度每天采样 4 次，每次采样 45 分钟。

(3) 监测及分析方法

各监测因子检测方法及检出限表见表 4.3-3。

表 4.3-3 环境空气各监测因子分析及检出限一览表

序号	监测因子	检测方法	方法来源	单位	检出限
1	H ₂ S	《居住区大气中硫化氢卫生检验标准方法亚甲蓝分光光度法》	GB 11742-89	mg/m ³	0.005
2	非甲烷总烃	《环境空气 总烃、甲烷和非甲烷总烃测定 直接进样-气相色谱法》	HJ 604-2017	mg/m ³	0.07

4.3.1.3 各污染物环境质量现状评价

(1) 评价因子

评价因子为 H₂S、非甲烷总烃。

(2) 评价方法

采用最大占标百分比，计算公式为：

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

式中：P_i——i 评价因子最大占标百分比；

C_i——i 评价因子最大监测浓度 (mg/m³)；

C_{io}——i 评价因子评价标准 (mg/m³)。

(3) 评价标准

非甲烷总烃 1 小时平均浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的标准； H_2S 参照执行《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 中附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值。

(4) 其他污染物环境质量现状评价

根据监测点监测数据，其他污染物环境质量现状评价结果见表 4.3-4。

表 4.3-4 其他污染物环境质量现状评价表

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		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
S49-1 井下风向 1km 处		非甲烷总烃	1 小时平均	2000	220~340	17	—	达标
		硫化氢	1 小时平均	10	未检出	—	—	达标
YD1-5X 井南侧 500m 处		非甲烷总烃	1 小时平均	2000	200~370	18.5	—	达标
		硫化氢	1 小时平均	10	未检出	—	—	达标

根据监测结果，硫化氢 1 小时平均浓度满足《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值；非甲烷总烃 1 小时平均浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的标准。

4.3.2 地下水环境现状监测

本次评价共设置 3 个潜水地下水监测点及 1 个承压水监测点。

4.3.2.1 地下水质量现状监测

4.3.2.1.1 监测点位及因子

地下水具体监测点位及因子见表 4.3-5，监测点具体位置见附图 4。

表 4.3-5 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	监测对象	所处功能区	监测与调查项目	
						检测分析因子	监测因子
1	1#地下水点	S49-1 井东北侧约 7.6km 处		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、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
2	2#地下水点	S8-3 井东南侧约 7km 处					
3	3#地下水点	YD1-5CH 井西北侧约 16.1km 处					
4	雅克拉集气处理站水井	YD1-5CH 井西南侧约 15.3km 处		承压水			

4.3.2.1.2 监测时间及频率

监测时间为 2021 年 1 月 26 日、2021 年 10 月 28 日及 2022 年 12 月 18 日，监测 1 天，采样 1 次。

4.3.2.1.3 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 4.3-6。

表 4.3-6 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	—

续表 4.3-6 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
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

续表 4.3-6 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
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} L 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 μ g/L
30	四氯化碳		0.4 μ g/L
31	苯		0.4 μ g/L
32	甲苯		0.3 μ g/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》 (GB/T 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	—

4.3.2.2 地下水质量现状评价

4.3.2.2.1 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：

$$P_{\text{pH}} = (7.0 - \text{pH}_i) / (7.0 - \text{pH}_{\text{sd}}) \quad (\text{pH}_i \leq 7.0)$$

$$P_{\text{pH}} = (\text{pH}_i - 7.0) / (\text{pH}_{\text{su}} - 7.0) \quad (\text{pH}_i > 7.0)$$

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。

4.3.2.2.2 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 4.3-7。

表 4.3-7 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			承压水含水层
			1#地下水监测点	2#地下水监测点	3#地下水监测点	雅克拉集气处理站水井
色度	≤ 15 度	监测值(度)	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
		标准指数	--	--	--	--
浑浊度	≤ 3	监测值(NTU)	0.9	0.8	1.6	未检出
		标准指数	0.30	0.27	0.53	--
肉眼可见物	--	监测值	无	无	无	无
		标准指数	--	--	--	--
pH 值	6.5~8.5	监测值	8.4	8.5	8.3	8.15
		标准指数	0.93	1.00	0.87	0.77

续表 4.3-7

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			承压水含水层
			1#地下水监测点	2#地下水监测点	3#地下水监测点	雅克拉集气处理站水井
总硬度	≤ 450	监测值	560	452	196	440
		标准指数	1.24	1.00	0.44	0.98
溶解性总固体	≤ 1000	监测值	1010	874	948	2370
		标准指数	1.01	0.87	0.95	2.37
硫酸盐	≤ 250	监测值	307	270	154	40.7
		标准指数	1.23	1.08	0.62	0.16
氯化物	≤ 250	监测值	335	264	376	37.1
		标准指数	1.34	1.06	1.50	0.15
铁	≤ 0.3	监测值	0.05	0.11	0.09	0.00588
		标准指数	0.17	0.37	0.3	0.02
锰	≤ 0.1	监测值	0.04	0.03	未检出	0.00588
		标准指数	0.40	0.30	—	0.06
铜	≤ 1.0	监测值	未检出	未检出	未检出	0.00081
		标准指数	—	—	—	0.00081
锌	≤ 1.0	监测值	未检出	未检出	未检出	0.0078
		标准指数	—	—	—	0.0078
铝	≤ 0.2	监测值	0.024	0.018	0.064	0.028
		标准指数	0.12	0.09	0.32	0.14
挥发性酚类	≤ 0.002	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—
阴离子表面活性剂	≤ 0.3	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—
耗氧量	≤ 3.0	监测值	0.72	0.42	1.60	1.0
		标准指数	0.24	0.14	0.53	0.33
氨氮	≤ 0.5	监测值	0.104	0.142	0.030	0.152
		标准指数	0.21	0.28	0.06	0.30
硫化物	≤ 0.02	监测值	未检出	未检出	未检出	—
		标准指数	—	—	—	—

续表 4.3-7

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			承压水含水层
			1#地下水监测点	2#地下水监测点	3#地下水监测点	雅克拉集气处理站水井
钠	≤ 200	监测值	218	133	267	134
		标准指数	1.09	0.67	1.34	0.67
总大肠菌群	$\leq 3\text{MPN}/100\text{mL}$	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--
菌落总数	$\leq 100\text{CFU}/\text{mL}$	监测值	50	44	60	38
		标准指数	0.50	0.44	0.60	0.38
亚硝酸盐氮	≤ 1.0	监测值	未检出	未检出	未检出	0.005
		标准指数	--	--	--	0.005
硝酸盐氮	≤ 20.0	监测值	1.12	1.06	未检出	未检出
		标准指数	0.056	0.053	--	--
氰化物	≤ 0.05	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--
氟化物	≤ 1.0	监测值	0.49	0.44	1.80	1.96
		标准指数	0.49	0.44	1.80	1.96
碘化物	≤ 0.08	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--
汞	≤ 0.001	监测值	未检出	未检出	未检出	0.00027
		标准指数	--	--	--	0.27
砷	≤ 0.01	监测值	0.0016	0.0014	未检出	0.0007
		标准指数	0.16	0.14	--	0.07
硒	≤ 0.01	监测值	0.0007	0.0006	未检出	未检出
		标准指数	0.07	0.06	--	--
镉	≤ 0.005	监测值	0.0014	0.0006	0.003	未检出
		标准指数	0.28	0.12	0.6	--
六价铬	≤ 0.05	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--
铅	≤ 0.01	监测值	0.0082	0.009	0.004	0.00033
		标准指数	0.82	0.90	0.4	0.033

续表 4.3-7 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			承压水含水层
			1#地下水监测点	2#地下水监测点	3#地下水监测点	雅克拉集气处理站水井
三氯甲烷	≤ 0.06	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--
四氯化碳	≤ 0.002	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--
苯	≤ 0.01	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--
甲苯	≤ 0.7	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--
石油类	≤ 0.05	监测值	未检出	未检出	0.01	未检出
		标准指数	--	--	0.2	--

由表 4.3-7 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 4.3-8。

表 4.3-8 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
监测值 (mg/L)	$K^+ + Na^+$	222.66	136.64	269.13
	Ca^{2+}	115	89.9	44.8
	Mg^{2+}	59.6	53.2	19.7
	CO_3^{2-}	2	2	5
	HCO_3^-	84	85	118
	Cl^-	335	264	376
	SO_4^{2-}	307	270	154

续表 4.3-8 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
毫克当量百分比(%)	$K^+ + Na^+$	84.82	80.73	94.06
	Ca^{2+}	29.29	32.56	13.51
	Mg^{2+}	15.18	19.27	5.94
	CO_3^{2-}	0.27	0.32	0.77
	HCO_3^-	11.54	13.69	18.07
	Cl^-	46.02	42.51	57.58
	SO_4^{2-}	42.17	43.48	23.58

根据地下水离子检测结果,评价区 1#、2#地下水井阴离子以 Cl^- 、 SO_4^{2-} 为主,阳离子以 Na^+ 、 Ca^{2+} 为主,水化学类型为 $Cl \cdot SO_4 - Na \cdot Ca$ 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 4.3-9。

表 4.3-9 地下水监测统计分析结果一览表

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	8.3	8.4	0.082	100	0
总硬度	≤ 450	560	196	402.67	152.642	100	66.7
溶解性总固体	≤ 1000	1010	874	944	55.594	100	33.3
硫酸盐	≤ 250	307	154	243.7	65.178	100	66.7
氯化物	≤ 250	376	264	325	46.267	100	100
铁	≤ 0.3	0.11	0.05	0.08	0.025	100	0
锰	≤ 0.1	0.04	0.03	0.035	0.005	66.7	0
铜	≤ 1.0	0	0	0	0	0	0
锌	≤ 1.0	0	0	0	0	0	0
铝	≤ 0.2	0.064	0.018	0.035	0.020	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	1.6	0.42	0.91	0.501	100	0

续表 4.3-9 地下水监测统计分析结果一览表

项目	标准值	最大值	最小值	均值	标准差	检出率(%)	超标率(%)
氨氮	≤0.5	0.142	0.03	0.092	0.047	100	0
硫化物	≤0.02	0	0	0	0	0	0
钠	≤200	267	133	206	55.359	100	66.7
总大肠菌群	≤3MPN/100mL	0	0	0	0	0	0
菌落总数	≤100CFU/mL	60	44	51.3	6.600	100	0
亚硝酸盐氮	≤1.0	0	0	0	0	0	0
硝酸盐氮	≤20.0	1.12	1.06	1.09	0.030	66.7	0
氰化物	≤0.05	0	0	0	0	0	0
氟化物	≤1.0	1.8	0.44	0.91	0.630	100	33.3
碘化物	≤0.08	0	0	0	0	0	0
汞	≤0.001	0	0	0	0	0	0
砷	≤0.01	0.0016	0.0014	0.0015	0.00010	66.7	0
硒	≤0.01	0.0007	0.0006	0.00065	0.00005	66.7	0
镉	≤0.005	0.003	0.0006	0.0017	0.0010	100	0
六价铬	≤0.05	0	0	0	0	0	0
铅	≤0.01	0.009	0.004	0.007	0.002	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	0.01	0.01	0.01	0	33.3	0

4.3.3 声环境现状监测与评价

4.3.3.1 声环境质量现状监测

(1) 监测点布设

根据井场周边环境，在 S8-3 井、S49-1 井及 YD1-8 井各布设 1 个声环境质量现状监测点。具体布置情况见表 4.3-10 和附图 4。

表 4.3-10 声环境质量现状监测布置情况一览表

编号	监测点名称	监测点具体坐标	监测点位(个)	监测因子
1	S8-3 井		1	$L_{Aeq, T}$

续表 4.3-10 声环境质量现状监测布置情况一览表

编号	监测点名称	监测点具体坐标	监测点位(个)	监测因子
2	S49-1 井		1	$L_{Aeq, T}$
3	YD1-8 井		1	$L_{Aeq, T}$

(2) 监测因子

等效连续 A 声级($L_{Aeq, T}$)。

(3) 监测时间及频率

监测时间为 2022 年 12 月 19 日, 监测 1 天, 分昼夜进行监测, 昼间监测时段为 8:00~24:00, 夜间监测时段为 24:00~次日 08:00, 每次噪声监测时间不少于 1 分钟。

(4) 监测方法

按照《声环境质量标准》(GB3096-2008)中的规定进行。

4.3.4.2 声环境质量现状评价

(1) 评价方法

采用等效声级与相应标准值比较的方法进行, 项目所在区域井场边界执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)中 2 类区标准。

(2) 声环境现状监测及评价结果

各噪声监测点声环境现状监测及评价结果见表 4.3-11。

表 4.3-11 声环境质量现状监测及评价结果一览表 单位: dB(A)

序号	监测点位置	昼间			夜间		
		监测值	标准值	评价结果	监测值	标准值	评价结果
1	S8-3 井	39	60	达标	38	50	达标
2	S49-1 井	40	60	达标	38	50	达标
3	YD1-8 井	39	60	达标	37	50	达标

由表 4.3-11 分析可知, 井场场界噪声监测值昼间为 39~40dB(A), 夜间为 37~38dB(A), 满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类区标准要求。

4.3.4 土壤环境现状监测与评价

4.3.5.1 土壤环境现状监测

(1) 监测点位

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》(HJ964-2018)，本项目不属于会造成土壤盐化、酸化、碱化的生态影响型项目，属于污染影响型项目。根据项目位置和《环境影响评价技术导则 土壤环境》(HJ964-2018)布点要求，在本工程占地范围内设置 3 个表层样。

(2) 监测项目

各监测点主要监测因子见表 4.3-12。

表 4.3-12 监测点位及监测因子一览表

分类	序号	采样区名称	采样层位	监测因子
占地范围内	1#	YD1-5CH井井口南侧约20m处	表层样	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、pH、石油烃(C ₂₅ -C ₄₀) 共计 47 项因子
	2#	S8-3井拟建空地	表层样	石油烃(C ₂₅ -C ₄₀)
	3#	S49-1井拟建空地	表层样	石油烃(C ₂₅ -C ₄₀)

(3) 监测时间及频率

监测采样时间为 2022 年 12 月 19 日、2023 年 4 月 11 日。

(4) 采样方法

表层样采集表层样 0.2m。

(5) 监测及分析方法

土壤监测方法参照《土壤环境监测技术规范》(HJ/T166-2004)、《建设用地土壤污染状况调查技术导则》(HJ25.1-2019)、《建设用地土壤污染风险管控和修复监测技术导则》(HJ25.2-2019)要求进行。分析方法参照《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中有关要求进行。

检测分析及检出限见表 4.3-13。

表 4.3-13

检测分析及检出限一览表

序号	类别	检测项目	检测方法	主要仪器型号、名称	检出限/最低检出浓度 (mg/kg)
1	土壤	砷	《土壤和沉积物 汞、砷、硒、铋、锑的测定 微波消解/原子荧光法》(HJ 680-2013)	AFS-8520 原子荧光光度计	0.01
2		镉	《土壤质量 铅、镉的测定 石墨炉原子吸收分光光度法》(GB/T 17141-1997)	GCX-830 原子吸收分光光度计	0.01
3		铬(六价)	《土壤和沉积物 六价铬的测定 碱溶液提取-火焰原子吸收分光光度法》(HJ1082-2019)	GCX-830 原子吸收分光光度计	0.5
4	土壤	铜	《土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法》(HJ 491-2019)	GCX-830 原子吸收分光光度计	1
5		铅	《土壤质量 铅、镉的测定 石墨炉原子吸收分光光度法》(GB/T 17141-1997)		0.1
6		汞	《土壤和沉积物 汞、砷、硒、铋、锑的测定 微波消解/原子荧光法》(HJ 680-2013)	AFS-8520 原子荧光光度计	0.002
7		镍	《土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法》(HJ 491-2019)	GCX-830 原子吸收分光光度计	3
8		四氯化碳	《土壤和沉积物挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法》(HJ 605-2011)	8860/5977B 气相色谱-质谱联用仪	1.3×10^{-3}
9		氯仿			1.1×10^{-3}
10		氯甲烷			1.0×10^{-3}
11		1,1-二氯乙烷			1.2×10^{-3}
12		1,2-二氯乙烷			1.3×10^{-3}
13		1,1-二氯乙烯			1.0×10^{-3}
14		顺-1,2-二氯乙烯			1.3×10^{-3}
15		反-1,2-二氯乙烯			1.4×10^{-3}
16		二氯甲烷			1.5×10^{-3}
17		1,2-二氯丙烷			1.1×10^{-3}
18		1,1,1,2-四氯乙烷			1.2×10^{-3}

续表 4.3-13

检测分析及检出限一览表

序号	类别	检测项目	检测方法	主要仪器型号、名称	检出限/最低检出浓度 (mg/kg)
19	土壤	1,1,2,2-四氯乙烷	《土壤和沉积物挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法》(HJ 605-2011)	8860/5977B 气相色谱-质谱联用仪	1.2×10^{-3}
20		四氯乙烯			1.4×10^{-3}
21		1,1,1-三氯乙烷			1.3×10^{-3}
22		1,1,2-三氯乙烷			1.2×10^{-3}
23		三氯乙烯	《土壤和沉积物挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法》(HJ 605-2011)	8860/5977B 气相色谱-质谱联用仪	1.2×10^{-3}
24		1,2,3-三氯丙烷			1.2×10^{-3}
25		氯乙烯			1.0×10^{-3}
26		苯			1.9×10^{-3}
27		氯苯			1.2×10^{-3}
28		1,2-二氯苯			1.5×10^{-3}
29		1,4-二氯苯			1.5×10^{-3}
30		乙苯			1.2×10^{-3}
31		苯乙烯			1.1×10^{-3}
32		甲苯			1.3×10^{-3}
33		间-二甲苯+对-二甲苯			1.2×10^{-3}
34		邻-二甲苯			1.2×10^{-3}
35		硝基苯	《土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法》(HJ 834-2017)		0.09
36		苯胺			0.09
37		2-氯酚			0.06
38		苯并[a]蒽			0.1
39		苯并[a]芘			0.1
40		苯并[b]荧蒽			0.2
41		苯并[k]荧蒽			0.1
42		蒽			0.1

续表 4.3-13

检测分析及检出限一览表

序号	类别	检测项目	检测方法	主要仪器型号、名称	检出限/最低检出浓度 (mg/kg)
43	土壤	半挥发性有机物 二苯并[a,h]蒽	《土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法》 (HJ 834-2017)	8860/5977B 气相色谱-质谱联用仪	0.1
44		茚并[1,2,3-cd]芘			0.1
45		萘			0.09
46		石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	《土壤和沉积物 石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)的测定 气相色谱法》(HJ 1021-2019)	8860 气相色谱仪	6

4.3.5.2 土壤环境质量现状评价

(1) 评价方法：采用标准指数法，其计算公式为：

$$P_i = C_i / S_i$$

式中：P_i—土壤中污染物 i 的单因子污染指数；

C_i—监测点位土壤中污染物 i 的实测浓度，单位与 S_i 一致；

S_i—污染物 i 的标准值或参考值。

(2) 评价标准

建设用地的监测点执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》(GB36600-2018)表 1、表 2 第二类用地筛选值。

(3) 土壤环境现状监测结果与评价

本项目所在区域土壤环境现状监测数据及评价结果见表 4.3-14。

表 4.3-14 土壤环境现状监测数据及评价结果一览表 单位：mg/kg

监测因子			监测点 YD1-5CH 井井口 南侧约 20m 处	监测因子			监测点 YD1-5CH 井井口 南侧约 20m 处
			0.2m				0.2m
pH	—	监测值	7.73	砷	筛选值 ≤60	监测值	2.71
		标准指数	—			标准指数	0.045
镉	筛选值 ≤65	监测值	0.15	铬(六价)	筛选值 ≤5.7	监测值	未检出
		标准指数	0.0023			标准指数	—

续表 4.3-14

土壤现状监测数据及评价结果一览表

单位: mg/kg

监测因子			监测点 YD1-5CH井井口 南侧约20m处	监测因子			监测点 YD1-5CH井井口 南侧约20m处
			0.2m				0.2m
铜	筛选值 ≤18000	监测值	20	铅	筛选值 ≤800	监测值	16.2
		标准指数	0.0011			标准指数	0.020
汞	筛选值 ≤38	监测值	0.039	镍	筛选值 ≤900	监测值	28
		标准指数	0.0010			标准指数	0.031
四氯化碳	筛选值 ≤2.8	监测值	未检出	氯仿	筛选值 ≤0.9	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
氯甲烷	筛选值 ≤37	监测值	未检出	1,1-二氯 乙烷	筛选值 ≤9	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
1,2-二氯 乙烷	筛选值 ≤5	监测值	未检出	1,1-二氯 乙烯	筛选值 ≤66	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
顺-1,2-二 氯乙烯	筛选值 ≤596	监测值	未检出	反-1,2- 二氯乙烯	筛选值 ≤54	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
二氯甲烷	筛选值 ≤616	监测值	未检出	1,2-二氯 丙烷	筛选值 ≤5	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
1,1,1,2-四 氯乙烷	筛选值 ≤10	监测值	未检出	1,1,2,2- 四氯乙烷	筛选值 ≤6.8	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
四氯乙烯	筛选值 ≤53	监测值	未检出	1,1,1-三 氯乙烷	筛选值 ≤840	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
1,1,2-三氯 乙烷	筛选值 ≤2.8	监测值	未检出	三氯乙烯	筛选值 ≤2.8	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
1,2,3-三氯 丙烷	筛选值 ≤0.5	监测值	未检出	氯乙烯	筛选值 ≤0.43	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
苯	筛选值 ≤4	监测值	未检出	氯苯	筛选值 ≤270	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
1,2-二氯苯	筛选值 ≤560	监测值	未检出	1,4-二氯 苯	筛选值 ≤20	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
乙苯	筛选值 ≤28	监测值	未检出	苯乙烯	筛选值 ≤1290	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
甲苯	筛选值 ≤1200	监测值	未检出	间二甲苯 +对二甲 苯	筛选值 ≤570	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
邻二甲苯	筛选值 ≤640	监测值	未检出	硝基苯	筛选值 ≤76	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--

续表 4.3-14 土壤现状监测数据及评价结果一览表 单位: mg/kg

监测因子			监测点	监测因子			监测点
			YD1-5CH井井口 南侧约20m处 0.2m				YD1-5CH井井口 南侧约20m处 0.2m
苯胺	筛选值 ≤260	监测值	未检出	2-氯酚	筛选值 ≤2256	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
苯并[a]蒽	筛选值 ≤15	监测值	未检出	苯并[a]芘	筛选值 ≤1.5	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
苯并[b]荧蒽	筛选值 ≤15	监测值	未检出	苯并[k]荧蒽	筛选值 ≤151	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
蒽	筛选值 ≤1293	监测值	未检出	二苯并[a,h]蒽	筛选值 ≤1.5	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
茚并[1,2,3-c,d]芘	筛选值 ≤15	监测值	未检出	萘	筛选值 ≤70	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--

表 4.3-15 占地范围内土壤现状监测数据及评价结果一览表 单位: mg/kg

检测项目		检测结果		
		YD1-5CH井井口 南侧约20m处	S8-3井拟建空地	S49-1井拟建空地
采样深度		0.2m	0.2m	0.2m
石油烃(C ₂₅ -C ₄₀)	监测值	未检出	未检出	未检出
	筛选值	4500	4500	4500
	标准指数	--	--	--

根据监测结果,占地范围内各土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地筛选值限值。

4.3.5 生态环境调查与评价

4.3.5.1 生态背景调查范围

本评价根据区域生态环境特点,从维护生态系统完整性出发,确定生态环境现状调查范围与评价范围相同,为井场边界外扩200m,管线中心线两侧300m。

4.3.5.2 土地利用现状调查

本项目位于雅克拉凝析气田,新建井场、集输管线以及道路土地利用类型为裸地及草地。土地利用现状图见附图8。

4.3.5.3 生态背景调查

（1）区域生态环境特征

评价区自然生态系统主要为荒漠生态系统，荒漠生态系统是新疆面积最大的生态系统类型，分布非常广泛。评价区域属于新疆南部地区塔里木盆地，该区域自然生态系统由小半灌木多枝木本盐柴类植物、杂类草盐生草甸构成。土壤为盐土，属于典型的盐生荒漠。

雅克拉区块位于库车河、牙哈河的古冲积平原，由于近年的垦荒形成了农田绿洲区，由于土壤贫瘠且盐分含量高，地表土壤养分含量低，主要自然植被类型为柽柳、盐穗木等盐柴类植被，盖度约为 10%~20%。荒漠区野生动物种类及分布均很少，生态环境现状差，且十分脆弱。荒漠生态系统功能简单，结构脆弱。

（2）生态系统评价

雅克拉区块所在区域的生态系统具有以下一些特征：区域天然降水稀少；植被稀疏，生态服务功能受到限制；地表积盐，属于土壤盐渍化敏感地区；生态环境的结构脆弱，破坏后不易恢复。

①天然降水稀少

环境水分稀少是生态系统的最基本环境特征。在气候上，评价区处于干旱和极干旱地区，多年平均降水量仅 76.1mm，且降水随着季节不同分配不均匀，主要集中在冬季（非植物生长季）。由于降水稀少和蒸散十分强烈（年平均蒸发量 2612mm），少量天然降水远不能满足中生植物生长发育所需要的水分，只有耐干旱和耐盐碱的荒漠植物才能得以生存，由此形成内陆干旱荒漠生态景观。农田生态系统中农作物主要依靠渭干河、库车河进行灌溉。

②沙漠包围绿洲

评价区域外部沙漠面积大，且分布广，是一个典型的“沙漠广布，壤土隘狭，边缘相嵌分布”的地区。区域内绿洲面积受沙漠的影响，绿洲常面临着风沙危害和土壤侵蚀（风蚀）的威胁。

③植被稀疏，生态服务功能受到限制

植被是环境因素综合作用的产物，是生态系统的核心。受自然条件的制约，

评价区植被总体表现为低矮而稀疏，主要为灌木类植被和草本类植被，且分布不均匀。由低矮、稀疏植被所形成的生物保护层不健全且功能微弱，使地表物质易受侵蚀和搬运，所形成的强大有害物质流（风沙），威胁人类生存环境，同时对农林牧业生产潜在的灾害性影响。

④地表积盐，属于土壤盐渍化敏感地区

由于气候干旱，降水稀少，蒸发强烈，土壤的淋洗作用极其微弱，热力作用所造成的水分上行过程占优势，将土壤下层和地下水中的可溶性盐分随毛细管水运动被带至上层和地表，造成土壤不同程度盐渍化的现象。

⑤生态环境的结构脆弱，破坏后不易恢复

物种和生态系统类型是在长期发展进化的过程中，适应复杂条件和生存环境的产物，两者间已形成了相关的平衡关系。荒漠生态系统的植被稀少，物种贫乏，异质性较差，系统平衡关系的相关性极容易受到破坏，且破坏后很难恢复，这就是干旱地区生态环境的脆弱性。植被破坏后，在自然状况下经历几十年都难以恢复到原来的植被状况，甚至永远不能逆转。无植被或少植被覆盖的地表，易受到侵蚀、沙化，或成为沙尘暴的发源地。

(2)动植物

根据《新疆植被及其利用》，该区域属阿克苏-库尔勒州—塔克拉玛干荒漠亚省-塔里木荒漠省-东疆-南疆荒漠亚区-新疆荒漠区。本项目位于天山南麓、塔克拉玛干沙漠北部边缘，为塔里木河冲积平原，地势较为平坦。项目占地范围内主要群种为多枝怪柳和盐穗木，盖度多在 10%~20%左右，其植被分布及发育好坏随生境的土壤类型（水分和盐分条件）而变化。区域内风沙土的植被盖度小于 10%。土壤基质有不同程度的盐渍化，表层有 100cm 沙层，其下均为壤质土，灰色，有锈斑。

自然植被主要是多枝怪柳群系和盐穗木群系。多枝怪柳群系广泛分布在项目区，株高一般 1m，分布不均。土壤主要为盐土，建群种为多枝怪柳，伴生有盐穗木，在洪水退下时，地下持水逐渐降低，而因盐碱蒸出向耐盐碱化发展的植被类型。盐穗木群系主要分布于区内盐碱荒地中地下水位埋深较浅的地域。盐穗木株高一般不超过 2m，覆盖率较低。区域植被类型见附图 9。

项目评价范围内野生植物情况见表 4.3-16。

表 4.3-16 项目评价范围内野生植物情况一览表

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

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柽柳、盐穗木、芦苇等，工程占地范围内无保护植物。

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。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 4.3-17。

表 4.3-17 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>		++
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>Syrhates 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，地区特有种中塔里木兔被列入保护名录塔里木兔。

在油气田开发区域，因油气开发建设活动早已开展，人类活动频繁，使得对人类活动敏感的野生动物早已离去，已难见大中型的野生动物，偶尔可见到塔里木兔的踪迹。

4.3.5.4 主要生态问题调查

项目评价区域降水量少，植被覆盖率低，干旱和半干旱是生态环境的主要特征，生态环境较为脆弱。结合本次现场考察和资料分析，项目区目前主要的生态问题包括以下几方面：

（1）水土流失问题

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》和《关于印发自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4 号），项目位于塔里木河流域水土流失重点治理区。项目区气候干热，降雨少，蒸发量大，植被覆盖度较低，由于植被被破坏，加剧了土壤侵蚀，水土流失是评价范围内的主要生态环境问题之一。

（2）土地荒漠化问题

土地盐渍化和沙漠化主要是指在干旱多风的沙质和沙壤质地表土壤条件下，由于地下水位较高，人类强度活动破坏了脆弱生态系统的平衡，造成地表现以风沙活动为主要标志的土地退化和土壤盐渍化。从而引起地表土壤含盐量增加，沙质地表、沙丘等的活化，导致生物多样性减少、生物生产力下降、土地生产潜力衰退以及土地资源丧失，项目区荒漠化的形成主要是因风蚀所致。近年来，自治区实施了退耕还林还草、沙化土地封禁保护等措施，土地沙化趋势明显减缓，局部生态环境状况明显改善。

5 环境影响预测与评价

5.1 施工期环境影响分析

油气田开发过程中施工内容主要为钻井工程、集输管道敷设等，不同的施工阶段，除有一定量的施工机械进驻现场外，还伴有一定量物料运输作业，从而产生施工废气、施工废水、施工噪声和一定量的建筑垃圾。此外，物料运输也将对运输路线两侧一定范围内大气、声环境产生不利影响；油气田地面工程施工过程中除永久占地外，为了施工方便还将有一部分临时占地，新建井场呈点状分布在开发区块内，集输管线地下敷设，在生态影响方面表现为占用土地，改变土地利用类型，破坏占地区域植被，扰动占地区域周边或两侧生境。

5.1.1 施工废气影响分析

5.1.1.1 施工废气来源及影响分析

(1) 施工扬尘

在油气田钻井工程和地面工程施工过程中，不可避免地要占用土地、进行土方施工、物料运输、场地建设、管沟开挖和管线铺设，该过程中将产生一定的施工扬尘。主要来自施工和运输产生的粉尘、车辆运输二次扬尘以及地面物料堆放时的遇风扬尘，施工扬尘的产生及影响程度跟施工季节、施工管理和风力等气候因素有一定关系，如遇干旱大风天气扬尘影响则较为严重。管道工程的管道在焊接时有焊接烟气、连接好后试压时会产生试压废气。

施工期的扬尘产生量与施工现场条件、管理水平、机械化程度以及气象条件等诸多因素有关，难以进行量化，类比调查结果表明，施工扬尘以土壤颗粒为主。施工期对环境造成不利影响的污染因素持续时间短，对环境的影响较小。施工期只要严格按施工规范文明施工，采取有效的防尘措施，可将施工期污染影响减到最小，施工期结束后，所有施工影响即可消除。

(2) 焊接烟气、机械设备和车辆废气

在油气田钻井工程和地面工程施工中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；金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为金属氧化物。

施工机械和运输车辆运行时间和管线焊接时间一般都较短，从影响范围和程度来看，焊接烟气、机械设备和车辆废气对周围大气环境的影响是有限的，又因其排放量较小，其对评价区域空气环境产生的影响较小，可为环境所接受。

施工前期准备过程中应检修设备和车辆，保证设备正常稳定运行，燃用合格的燃料，设备和车辆不超负荷运行，从而从源头减少设备和车辆废气对环境的影响。

(3) 钻井工程废气

钻井结束时需进行油气测试，会产生测试放喷废气。

放喷期间油气通过分离器分离，凝析油进入罐储存，分离出的气体燃烧放空，当伴生气含有硫化氢时，通过燃烧转化成二氧化硫，可有效降低放空气的毒性。

(4) 环境影响分析

油气田开发阶段，钻井工程、地面工程和管道工程，呈现出分区域、分阶段实施的特点，施工期污染产生点分散在区块内，伴随着施工活动而产生和转移。经现场踏勘可知，本项目地面工程施工活动范围区域开阔，废气污染物气象扩散条件好。因此，施工扬尘、测试废气、焊接烟气、机械设备车辆尾气等对区域环境空气影响可接受，且这种影响是局部的，短期的，项目建设完成之后影响就会消失。

5.1.1.2 施工废气污染防治措施

(1) 施工扬尘污染防治措施

为有效控制施工期间的扬尘影响，结合建设单位实际情况，本评价要求建设单位严格执行《关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知》（新政发[2014]35号）及《新疆维吾尔自治区重污染天气应急预案》（新政办发[2017]108号）相关文件要求，同时结合《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》等采取的抑尘措施，对项目施工提出以下扬尘控制要求。通过采取以下抑尘措施后，可较大限度地降低施工扬尘对周围环境的影响。

表 5.1-1 施工期扬尘污染防治措施一览表

序号	防治措施	具体要求	依据
1	施工现场公示牌	在施工现场出入口明显位置设置公示牌，公示施工现场负责人、环保监督员、防尘措施、扬尘监督管理部门、举报电话等信息	《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》
2	密闭苫盖措施	①建筑材料采用密闭存储、设置围挡、采用防尘布苫盖等措施； ②建筑垃圾采用覆盖防尘布、防尘网、定期喷洒抑尘剂、定期喷水压尘等措施	《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》
3	物料运输车辆密闭措施	①进出工地的物料、渣土、垃圾运输车辆，应尽可能采用密闭车斗，并保证物料不遗撒外漏。若无密闭车斗，物料、垃圾、渣土的装载高度不得超过车辆槽帮上沿，车斗应用苫布遮盖严实； ②装卸和运输渣土、砂石、建筑垃圾等易产生扬尘污染物料的，应当采取完全密闭措施	《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》
4	洒水抑尘措施	遇到干燥、易起尘的土方工程作业时，应辅以洒水压尘，尽量缩短起尘操作时间，遇到四级及四级以上大风天气，应停止土方作业，同时作业处覆以防尘网 施工现场必须建立洒水清扫抑尘制度，配备洒水设备。非冰冻期每天洒水不少于 2 次，并有专人负责。重污染天气时相应增加洒水频次	《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》 《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》
5	重污染天气应急预案	Ⅲ级(黄色)预警：加大对施工场地、机动车排放、工业企业等重点大气污染源的执法检查频次，减少建筑垃圾、渣土、砂石等散装物料运输车上路行驶 Ⅱ级(橙色)预警：加大对施工场地、机动车排放、工业企业等重点大气污染源的执法检查频次，禁止建筑垃圾、渣土、砂石等散装物料运输车上路行驶 Ⅰ级(红色)预警：加大对施工场地、机动车排放、工业企业等重点大气污染源的执法检查频次，禁止建筑垃圾、渣土、砂石等散装物料运输车上路行驶；实施高排放车辆限行(应急及执行任务的特种车辆除外)；重点区域重点企业按照错峰运输方案减少柴油货车进出厂区，原则上不允许柴油货车进出厂区(保证安全生产运行、运输民生保障物资或特殊需求产品，以及为外贸货物、进出境旅客提供集疏运服务的国五及以上排放标准的车辆除外)。	《关于印发新疆维吾尔自治区重污染天气应急预案(修订版)的通知》(新政办发[2019]96号)

(2) 机械设备和车辆废气污染防治措施

对机械设备和车辆定期进行检测和保养维修，使其处于良好运行状态；不超过其设计能力超负荷运行；使用满足现行质量标准和环保标准的燃料。

5.1.2 施工噪声影响分析

5.1.2.1 噪声源及其影响预测

(1) 施工噪声影响分析

①施工噪声源强

项目施工期噪声主要包括土方施工、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、泥浆泵和发电机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 和类比油气田开发工程中井场、集气站、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 5.1-2。

表 5.1-2 施工期噪声源参数一览表(室外声源)

序号	声源名称	型号	空间相对位置/m			声压级/距离 [dB(A)/m]	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
1	运输车辆	—	40	50	1.0	90/5	—	昼间
2	吊装机	—	60	40	1.5	84/5	—	昼间
3	钻机	—	54	50	3.0	95/5	—	昼间/夜间
4	泥浆泵	—	60	82	1.2	95/5	—	昼间/夜间
5	振动筛	—	60	80	2.0	90/5	—	昼间/夜间

②施工噪声贡献值

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 ，则本项目声源对预测点产生的贡献值(L_{eqg})为：

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

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。

噪声预测值计算

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

式中： L_{eq} —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；

L_{eqb} —预测点的背景噪声值，dB。

按照噪声预测模式，结合噪声源到各预测点距离，通过计算，本项目施工期各噪声源对计转站四周场界的贡献声级值见表 5.1-3。

表 5.1-3 施工期噪声预测结果一览表 单位：dB(A)

序号	站场		噪声贡献值/dB(A)		噪声标准/dB(A)		超标和达标情况	
			昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
1	钻井井场	东场界	65.2	64.6	70	55	达标	超标
2		南场界	63.9	63.8	70	55	达标	超标
3		西场界	63.2	61.5	70	55	达标	超标
4		北场界	68.5	68.2	70	55	达标	超标

(3) 施工噪声影响分析

根据表 5.1-3 可知，施工期钻井过程各噪声源对厂界的噪声贡献值昼间为 63.2~68.5dB(A)，夜间为 61.5~68.2dB(A)，昼间满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)场界噪声限值要求，夜间超出《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)场界噪声限值要求。本项目各钻井井场周边均无村庄等声环境敏感目标且各钻井工程施工工期周期较短，施工期间通过采取对设备定期保养维护、基础减振等措施可减少噪声对周边环境的影响；本项目施工期噪声对周围环境的影响可以接受。

5.1.2.2 施工噪声污染防治措施

为最大限度避免和减轻施工对周围声环境的不利影响，本评价对施工期噪声控制提出以下要求和建议：

(1)建设单位应要求施工单位使用低噪声的机械设备，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)应合理安排施工作业，避免高噪设备集中施工造成局部噪声过高。

(3)运输车辆进出工地、路过村庄时应低速行驶，少鸣笛或不鸣笛。

采取以上措施后，施工噪声不会对周围声环境产生明显影响，且施工噪声

影响是短期的、暂时的，噪声影响将随着各工程施工的结束而消除。

综上所述，施工噪声分布在区块内，呈现出阶段性和散点状分布，在采取针对性降噪措施后，不会对周围声环境产生明显影响。

5.1.3 施工期固体废物影响分析

5.1.3.1 施工固废来源及影响分析

本项目施工期产生的固体废物主要为施工过程中产生的施工土方、钻井泥浆、钻井岩屑、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。

①土石方

本项目共开挖土方 2.92 万 m^3 ，回填土方 2.975 万 m^3 ，借方 0.055 万 m^3 ，无弃方，开挖土方主要为管沟开挖产生土方，回填土方主要为管沟回填。新建井场和道路工程区需进行压盖，借方主要来源于区域已完钻井场经“钻井废弃物不落地达标处理技术”处理达标后还原土，还原土满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T 3997-2017)中综合利用污染物限值要求后进行综合利用。

②钻井泥浆

工程使用膨润土泥浆和水基聚磺体系泥浆，泥浆在井口采用“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。工程泥浆使用过程中根据地层情况循环使用，泥浆钻井结束后回收，由罐车拉走用于下一口钻井使用。

③钻井岩屑

钻井期内产生的岩屑量为 2700 m^3 ，其中膨润土泥浆钻井岩屑 1850 m^3 ，磺化泥浆钻井岩屑 850 m^3 。根据目前西北油田分公司钻井工程的要求，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。

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和吹扫产生的废渣等。根据类比调查，施工废料的产生量共约 0.2t。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，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，钻井期间产生的含油废物量约为 0.2t/口，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，类比同类钻井工程，钻井期间产生的废防渗材料量约为 0.1t/口，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，属于危险废物，及时回收废烧碱包装袋暂存于撬装式危废暂存间中。类比同类钻井工程，钻井期间产生的废烧碱包装袋约为 0.1t/口，收集后由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

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 2592m³/a，则井场污泥产生量为 1.152t。

⑦生活垃圾

本项目新井施工天数 120d、老井侧钻施工天数 60d，钻井期间，常住井场人员按 60 人计算，平均每人每天产生生活垃圾 1kg。施工期生活垃圾产生总量为 32.4t，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。

5.1.3.2 施工固废污染防治措施

(1) 钻井废弃物不落地处理方案

严格执行《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T 3997-2017)标准。

①钻井液废弃物全部使用不落地分离及收集系统进行减量化处理；

②膨润土废弃物板框压滤机压滤后，井场暂存，然后用于铺垫油区内的井场、道路等；

③聚磺钻井液体系废弃物随钻处理后，经检查合格后。井场暂存，然后用于铺垫油区内的井场、道路等。

(2) 其它要求或方案

①妥善存放泥浆材料等化学品，不得失散在井场。废弃包装袋等应及时加以回收，废油必须使用废油罐(桶)储存，并回收。

②完井后，井场内废物必须全部进行清理、回收处理；废泥浆池等要求掩埋、填平、覆净土、压实，恢复原地貌。做到“工完、料尽、场地清”。

③所有固体废物必须进行规范处理。

(3) 落地油的控制与回收处理

对井口泄漏油、井下作业时产生的油，在源头上加以控制。井下作业时按照“铺设作业，带罐上岗”的作业模式，及时回收落地油等废物。

加强管理，对井口装置、集输管线等易发生泄漏的部位进行巡回检查，减少或杜绝井场跑、冒、滴、漏，以及泄漏事件的发生。

综上所述，按照本评价提出的防范措施妥善处置施工期产生的固体废物，对周围环境影响可接受。

5.1.4 施工废水影响分析

5.1.4.1 施工期废水环境影响分析

(1) 废水产生量分析

① 钻井废水

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。

② 酸化压裂废水

根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册系数，计算压裂液及酸化液的产生量分别为 119.94m³/井次、26.56m³/井次，本项目共钻 5 口井，则施工期压裂液及酸化液

的产生量为 732.5m³。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，做好污水出场进站的记录，禁止运输途中随意倾倒。

③生活污水

本项目生活污水产生量为 2592m³，生活污水排入井场撬装式污水处理站处理达标后，用于生态林、荒漠灌溉。

④管线试压废水

集输管线试压介质采用中性洁净水，管道试压分段进行，试压水由罐车收集后，进入下一段管线循环使用，试压结束后就地泼洒抑尘。

(2) 钻井过程对地表水的影响分析

钻井过程中的钻井废水、生活污水、酸化压裂废水、钻井泥浆和钻井岩屑等均可得到有效的处置，正常情况下不会形成地表径流或因雨水的冲刷而随地表径流漫流进地表水体，故钻井过程中的各种污染物质不存在进入地表水体，影响地表水水质的可能。

钻井过程对区域地表水的影响主要来自于非正常状态：钻井过程中若发生井喷，大量的泥浆喷出，后期还会伴有凝析油，若不能及时彻底清理喷出的污染物，雨季随地表径流漫流，则会间接地影响到地表水。由于对本区域地层已有深度的了解，在钻井过程中均会采取有效防喷措施，在加强管理、措施到位的前提下，井喷是可以得到防范的。

5.1.4.2 施工期地下水环境影响分析

①地下水影响分析

施工期废水主要包括钻井废水、酸化压裂废水、管线试压废水和生活污水。根据目前油气田钻井实际情况，钻井废水与钻井泥浆、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；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；项目管线试压废水属于洁净水，循环使用后就地泼洒抑尘。钻井队生活污水经“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生态林、荒漠灌溉。废水不会对区域地下水

环境造成影响。

②分区防渗

为防止污染地下水，针对钻井工艺特点，严格执《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”和《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求，本评价确定防渗要求见表 5.1-4 及图 5.1-1。

表 5.1-4 分区防渗要求一览表

站场	项目		防渗要求
井场钻井期	重点防渗区	钻台	防渗性能不低于 6.0m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层防渗性能；地面进行防腐硬化处理，保证表面无裂痕
		放喷池	
		柴油罐区	
		撬装式危废暂存间	
		泥浆罐区	
		泥浆随钻不落地处理系统	
	一般防渗区	泥浆泵区	防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能
		危险化学品间	
		泥饼暂存池	

图 5.1-1 钻井期井场分区防渗图

5.1.5 施工期生态影响分析

5.1.5.1 生态影响分析

根据油田开采集输项目特点，本项目对生态环境的影响以施工期为主。施工期对于某一特定的生态环境有直接和间接的影响，但是从整体区域来讲，其影响是局部的，施工完成后将对施工作业带进行生态恢复，项目施工期环境影

响是可以接受的。本次评价主要从土地利用影响、植被影响、动物影响、土壤影响、水土流失等方面展开。

5.1.5.1.1 土地利用影响分析

本项目占地面积 43.34hm^2 （永久占地面积 1.46hm^2 ，临时占地面积 41.88hm^2 ），占地类型为裸地及草地。

表 5.1-5 本项目永久占地和临时占地组成表 单位： hm^2

序号	工程内容	占地面积(hm^2)		占地类型	备注
		永久占地	临时占地		
1	井场	0.96	5.4	裸地	井场永久占地面积 9600m^2 ($40\text{m} \times 60\text{m} \times 4$)；临时占地面积 54000m^2 ($100\text{m} \times 108\text{m} \times 5$)
2	管线工程	0	36.48hm^2 ，裸地 36.08hm^2 、草地 0.4hm^2	裸地、草地	管线临时占地 364800m^2 ，集输管线作业带宽度 8m ($45.6\text{km} \times 1000 \times 8\text{m}$)
3	道路工程	0.5	0	裸地	井场道路
合计		1.46	41.88	—	—

①临时占地的影响

本项目临时占地约 41.88hm^2 ，主要为井场及管线施工作业带占地。工程临时占地会使土地的利用形式发生临时性改变，暂时影响这些土地的原有功能。

②永久占地的影响

本项目永久占地主要为井场及道路占地，占地面积为 1.46hm^2 ，占地类型为裸地及草地。其建设使土地利用功能发生变化，使土地使用功能永久地转变为人工建筑，改变了其自然结构与功能特点。井场及道路单元占地面积较小，因此本项目永久占地对沿线地区的现有土地利用状况影响很小。

5.1.5.1.2 植被影响分析

(1) 占地

由影响因素分析和油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，只有勘探对地表扰动和工程施工占地对影响区段植被的一次性破坏较大。在井场一定的情况下，临时占地对生态的影响程度与植被恢复能力有直接关系。

(2) 占地对植被的影响

项目区主要为荒漠带，植被稀疏，植株矮小，以怪柳为主，呈典型的荒漠生态景观，占地对植被影响较小。

(3) 生物量损失

本项目永久占地面积 1.46hm^2 ，临时占地 41.88hm^2 。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， hm^2 ； W_i —单位面积生物量， t/hm^2 。

工程区主要植被为多枝怪柳，植被覆盖度取 20%，平均生物量 $0.9\text{t}/\text{hm}^2$ 。项目的实施，将造成 1.314t 永久植被损失和 37.692t 临时植被损失。新增植被损失主要来自临时占地，建设单位应加强施工管理，认真做好施工结束后的迹地恢复工作，严格控制施工作业带宽度，避让植被覆盖度较高的区域，减小工程建设对植被的环境影响。

(4) 污染物对植物的影响

① 扬尘对植被的影响

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

② 施工期废水对植被影响

施工期废水主要有钻井废水、酸化压裂废水、管线试压废水及生活污水等，其中钻井废水与钻井泥浆、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；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；管道试压废水循环使用后，用于区域泼洒抑尘；生活污水经井场撬装式污水处理站处理达标后用于生态林、荒漠灌溉，均不会对植被产生影响。

(5) 人为活动对植被的影响

人为活动对植被的影响主要表现为施工人员和作业机械对草本植物的践

踏、碾压等，主要有以下几种途径。

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

②施工作业中机械碾压和翻动地表土壤，造成地表原有结构的破坏，改变了十分脆弱的原有自然生态型，造成施工区外缘区域沙漠化。其影响范围同工程临时占地面积相同，这一破坏需经较长时段才能完全恢复。

5.1.5.3 动物影响分析

(1) 对野生动物生境的破坏

施工期间的各种人为活动，施工机械，对野生动物有一定的惊吓，破坏了其正常生境。

(2) 对野生动物分布及迁徙的影响

在施工建设期，野生动物出于物种保护本能，尽可能远离施工现场，施工沿线出现野生动物分布稀疏带，从而造成其他区域分布密度的增加。施工期间的喧闹，对野生动物的迁徙有一定的影响，这种影响主要是针对在地面活动的哺乳动物，对鸟类而言，影响很小。施工结束后，影响便可随之消失。

5.1.5.4 对土壤的影响分析

本项目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对土壤环境的影响。管道施工期临时占地主要土壤类型为盐土。

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，使得表层填充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 $1\sim 3^{\circ}\text{C}$ ，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。

总体而言，在严格控制施工作业范围的条件下，项目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，项目建成后应及时对临时占地实施土壤和植被恢复，使项目施工带来的不良生态影响逐渐得以消除，将项目对生态环境的影响降至最小。

5.1.5.5 对水土流失的影响分析

本项目建设过程中人为活动造成水土流失的原因主要是破坏地面表层结构以及大风季节临时堆土对周边环境带来的影响，可能造成的水土流失危害主要有以下几个方面：

(1) 扩大侵蚀面积，加剧水土流失。本项目地处内陆地区，风沙较大，空气干燥，加上地表植被覆盖度低，项目建设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，若在施工过程中不加以治理和防护，遇大风天气易产生严重的水土流失现象。

(2) 破坏生态环境，对周边地区造成影响，本项目沿线虽植被覆盖度低，但施工期对地表结皮破坏，有可能加剧项目区内的风灾天气，增加空气中粉尘含量，严重时会造成沙尘暴，造成一定的生态环境破坏，施工车辆的反复碾压将会使道路周边长期处于扬尘状况下，给施工人员健康造成危害。

(3) 扰动土地面积、降低土壤抗侵蚀能力，道路工程建设由于车辆行驶，改变了扰动区域的原地貌、土壤结构和地面物质组成，降低了土壤抗侵蚀能力。

本项目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，减小因本项目的建设而产生的水土流失。

5.1.5.6 防沙治沙分析

按照《中华人民共和国防沙治沙法》(2018 年 10 月 26 日修订)有关规定以及《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)文件，在沙化土地范围内从事开发建设活动的，必须事先就该项目可能对当地及相关地区生态产生的影响进行环境影响评价，依法提交环境影响报告；环境影响报告应当包括有关防沙治沙的内容。

5.1.5.3.1 项目背景说明

(1)项目名称（主体工程、附属工程）、性质、规模、总投资等要素

本项目性质属于改扩建项目，项目总投资 17630 万元。建设内容包括：①新钻 4 口采气井(S8-2 井、S8-3 井、YD1-8 井、S49-1 井)，老井侧钻 1 口(YD1-5CH 井)，并新建井场 4 座；②新建 S8-2 井至 S8-3 井管线 6km、S8-1H 井至 S8-2 井管线 T 接点管线 1.3km、S49-1 井至 S8-3 井管线 12km、S8-3 井至 YD1 阀组管线 8.7km；YD1-8 井至 YD1 阀组集输管线 0.8km；YD1 阀组至雅克拉集气处理站集输管线 16.8km；③配套建设土建、通信、电气、自控等。项目建成后单井日产气 $2 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ，日产油 10t/d。

(2)项目区地理位置、范围和面积（附平面图）

本项目位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市境内。项目地面工程总占地预计 43.34 hm^2 ，其中永久占地 1.46 hm^2 ，临时占地 41.88 hm^2 。项目平面布置情况见图 3.2-1。

(3)项目区地形、地质地貌、植被、水文等基本情况

本项目区块位于塔里木河冲积平原地带，地势平坦，地形简单，地貌单一。项目区主要植被为多枝柽柳。所在区域河流主要为库车河，区域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。

(4) 项目区沙化土地现状及防沙治沙工作情况

根据塔北区调查数据，库车市沙化土地面积 215690.60 公顷，可治理面积 56042.6 公顷，比重为 25.98%。

区域防沙治沙工作已实施“三北”防护林工程，“三北”防护林体系工程是党中央、国务院针对我国西北、华北和东北的风沙危害和水土流失严重的现实情况而决定建设的大型防护林体系工程，也是为改善区域生态环境而列入我国国民经济和社会发展规划中的重大建设项目。

项目实施以来，塔北区累计工程面积 9.62 万公顷，其中：人工造林面积累计 8.77 万公顷，封山(沙)育林工程累计面积 0.85 万公顷。

5.1.5.3.2 项目实施过程中对周边沙化土地的影响

(1) 占用和影响的沙漠、戈壁、沙地等其他沙化土地的面积等情况

项目地面工程总占地 43.34hm²，其中永久占地 1.46hm²，临时占地 41.88hm²。其中沙化土地面积 21.19hm²，占总占地面积的 48.9%。

(2) 弃土、石、渣土等对当地土地沙化和沙尘天气的影响

本项目井场平整、管沟开挖作业时会产生土石方，产生的土石方全部用于回填管沟和铺垫井场。本项目共开挖土方 2.92 万 m³，回填土方 2.975 万 m³，借方 0.055m³，无弃方。新建井场和道路工程区需进行压盖，借方主要来源于区域已完钻井场经“钻井废弃物不落地达标处理技术”处理达标后还原土。

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、废渣遇大风天气易产生严重的扬尘，形成沙尘天气。

(3) 损坏的防沙治沙设施（包括生物、物理或化学固沙等措施）。

本项目占地类型为裸地及草地，永久占地及临时占地范围均不涉及已建设的防沙治沙设施。

(4) 可能造成的土地沙化和沙尘等生态危害。

项目施工期主要包括钻井工程和地面工程，钻井工程包括池体开挖、场地

平整等，地面工程包括管沟开挖等。池体开挖、场地平整施工过程中，对原有地表土壤造成扰动，造成地表原有结构的破坏。管沟开挖过程中，若未采取措施，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。

5.1.6 生态环境影响减缓措施

5.1.6.1 永久占地生态环境保护措施

(1) 严格遵守国家和地方有关动植物保护和防治水土流失等环境保护法律法规，最大限度地减少占地产生的不利影响，减少对土壤的扰动、植被破坏，减少水土流失。

(2) 严格按照有关规定办理建设用地审批手续，贯彻“优化设计、动态设计”的设计理念，避免大填大挖，减少后期次生灾害的发生，充分体现“最大限度的保护，最小程度的破坏，最大限度的恢复”的原则。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。

(3) 对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。

图 5.1-2 井场砾石压盖措施典型设计图

5.1.6.2 临时占地施工生态保护工程措施

(1) 设计选线及井场选址过程中，尽量避开植被较丰富的区域，避免破坏荒漠植物，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

(2) 施工中要做到分段施工，随挖、随运、随铺、随压，不留疏松地面，提高施工效率，尽可能缩短施工工期。

(3) 加强野生动物保护，对施工人员进行野生动物保护法的宣传教育，严禁

施工人员惊扰、猎杀野生动物。

(4) 充分利用区域现有道路，施工机械和车辆应严格按照规定路线行驶，禁止随意开辟道路，防止扩大土壤和植被的破坏范围。施工期间，施工车辆临时停放尽可能利用现有空地，并严格控制施工作业带，采用拉设彩条方式限定运输车辆行驶范围，严禁人为破坏作业带以外区域植被；施工结束后进行场地恢复。

(5) 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，使占地造成的影响逐步得以恢复。

5.1.6.3 土壤影响减缓措施

(1) 管道施工应严格限定作业范围，审慎确定作业线，不宜随意改线和重复施工。土体构型是土壤和植被稳定的基础。施工作业时，应采取两条管道间相向单侧分层堆放，以减少临时占地影响范围，并按层回填，回填时应尽量注意恢复原有密实度，或留足适宜的堆积层，防止因降水、泄漏流造成地表下陷。

(2) 重视地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作用，有效防止冲刷。

5.1.6.4 动植物影响减缓措施

(1) 设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域，避免破坏荒漠植物，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

(2) 管线的选线阶段，应对拟敷设管线的地表情况进行现场调查，尽可能选择植被稀疏或裸地进行工程建设，尽量避开植被茂密区域，减少因施工造成的植被破坏；严格界定施工活动范围，尽可能缩小施工作业带宽度，减少对地表的碾压。

(3) 施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，最大限度减少对荒漠植物生存环境的破坏，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

(4) 严禁破坏占地范围外的植被，对因项目占地而造成的植被损失，应当按照正式征地文件，按规定进行经济补偿。

(5) 严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型

作业法，避免并行开辟新路，以减少对植被的破坏，尽量不侵扰野生动物的栖息地。

(6)加强环境保护宣传工作，提高环保意识，特别是对自然植被的保护。严禁在场外砍伐植被，强化保护野生动物的观念，禁止捕猎。

5.1.6.5 水土流失保护措施

(1)井场工程区

1)工程措施

①新建井场采取砾石压盖，砾石压盖能有效减少风力侵蚀，降低水土流失风险。

②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。

2)临时措施

①洒水降尘。项目区降水量极少，蒸发量却很大，站场工程区施工扰动区易产生扬尘对周边环境产生影响，产生一定的水土流失。本项目对防治区进行定时洒水，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。

②限行彩条旗。为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，在井场施工区四周拉彩条旗以示明车辆行驶的范围，以避免增加对地表的扰动和破坏。

③水土保持宣传牌。施工期间在工程区设置水土保持宣传警示牌，从管理上对施工作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。

图 5.1-3 水土保持宣传牌设计图

(2) 管道工程区

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) 临时措施

① 防尘网苫盖

单独敷设管道管沟开挖一侧临时堆放开挖土方，本项目对临时堆土布设一定的防尘网苫盖防护措施，施工过程中，临时堆土高度 1.5m，底宽 3m，边坡 1:0.67，预计每米需要防尘网 2.5m²。

图 5.1-4 防尘网苫盖典型设计图

②限行彩条旗

为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。

图 5.1-5 限行彩条旗典型设计图

③洒水降尘

项目区降水量极少，蒸发量却很大，管道工程区施工扰动区易产生扬尘对周边环境产生影响，产生一定的水土流失。对本防治区进行定时洒水，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。

5.1.6.6 防沙治沙保护措施

5.1.6.6.1 防沙治沙措施方案

(1)采取的技术规范、标准

①《中华人民共和国防沙治沙法》(2018 年 11 月 14 日修订)；

②《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)；

③《防沙治沙技术规范》(GB/T21141-2007)；

(2)制定方案的原则与目标

制定方案的原则：①科学性、前瞻性与可行性相结合；②定性目标与定量指标相结合；③注重生态效益与关注民生、发展产业相结合；④节约用水和合理用水相结合；⑤坚持因地制宜的原则。

制定方案的目标：通过工程建设，维持现有区域植被覆盖度，沙化土地扩展趋势得到遏制，区域生态环境显著改善。

(3)工程措施(物理、化学固沙及其他机械固沙措施)

本项目不涉及物理、化学固沙及其他机械固沙措施。

(4)植物措施(在流动沙地、风蚀严重的风口、施工区域采取的恢复林草植被的林网、林带和片林等防风固沙植被恢复措施)

施工过程中，对于管线工程，尽可能在植被覆盖度高的地段采取人工开挖，局部降低作业带宽度，减少对植被的破坏；

(5)其他措施(废弃弃土、石、渣及其他地面覆盖处理措施)

针对井场施工过程，提出如下措施：①井场平整后，采取砾石压盖；②井场位置应根据场地周边植被分布情况，在满足设计要求的前提下进行适当的调整，以减少占地。

针对管沟开挖过程，提出如下措施：①施工土方全部用于管沟回填和井场平整，严禁随意堆置。②管沟开挖土方堆存过程中使用防尘网，并定期洒水抑尘。③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。④设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域。

针对施工机械及运输车辆，提出如下措施：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。

(6) 各种措施总量和年度实施计划、完成期限等。

工程措施、植被措施及其他措施，要求在井场建设完成投入运行之前完成，严禁防沙治沙措施未完成即投入运行。

5.1.6.6.2 方案实施保障措施

(1) 组织领导措施

防沙治沙是维护生态安全，促进经济发展和人与自然和谐相处的重要举措。本项目防沙治沙工程中西北油田分公司为第一责任人，各施工队作为措施落实方，属于主要责任人。西北油田分公司应在各施工队施工过程中，提出具体的目标及要求，并落实到具体人员。

(2) 技术保证措施

①邀请各级林业部门组织开展多层次、多形式的技术培训，加强参与防沙治沙工程的人员的培训工作，使其掌握防沙治沙工程建设、管理的基本技术要求，增强人员主动参与防沙治沙能力和积极性。

②塔里木盆地自然条件恶劣，水资源短缺，项目建设的各个环节过程中，加强人员的节水意识，避免铺张浪费，提高水的重复利用性，管线试压废水综合利用，用于区域洒水降尘。

(3) 防沙治沙措施投资概算及资金筹措情况

本项目防沙治沙措施投资概算预计 20 万，由西北油田分公司自行筹措，已在本项目总投资中考虑。

(4) 生态、经济效益预测

本项目防沙治沙措施实施后，预计区域植被覆盖度能维持现状，沙化土地扩展趋势得到一定的遏制，区域生态环境有所改善。

5.2 营运期环境影响评价

5.2.1 大气环境影响评价

5.2.1.1 常规气象资料分析

根据库车市气象站近 20 年气象资料，对当地的温度、风速、风向及风频进行统计。

(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：℃

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℃，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℃，1 月份平均气温最低，为 -7.7℃。

(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。

(3) 风向、风频

区域近 20 年平均各风向风频变化情况见表 5.2-3，近 20 年风频玫瑰图见图 5.2-2。

表 5.2-3 近 20 年不同风向对应频率统计一览表

风向	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S
频率	15.9	6.2	4.1	3.8	5.3	3.5	3.1	2.5	3.5
风向	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C	—
频率	4.3	7.3	4.7	3.3	2.4	5.6	9.7	15.5	—

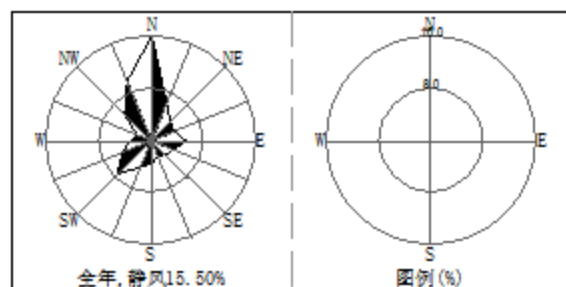


图 5.2-1 区域近 20 年风频玫瑰图

由表 5.2-3 分析可知，库车市近 20 年资料统计结果表明，该地区多年 N 风向的频率最大，其次是 NNW 风向。

5.2.1.2 环境空气影响预测与分析

(1) 预测模式

本次大气环境影响评价采用《环境影响评价技术导则·大气环境》(HJ2.2-2018)所推荐采用的估算模式 AERSCREEN，经估算模式可计算出某一污染源对环境空气质量的最高影响程度和影响范围。AERSCREEN 模型大气环境影响预测中的有关参数选取情况见表 5.2-4。

表 5.2-4 估算模型参数一览表

序号	参数		取值
1	城市/农村选项	城市/农村	农村
		人口数(城市选项时)	/
2	最高环境温度/℃		40.8
3	最低环境温度/℃		-23.7
4	测风高度/m		10
5	允许使用的最小风速(m/s)		0.5
6	土地利用类型		沙漠化荒地
7	区域湿度条件		干燥气候
8	是否考虑地形	考虑地形	☒ 是 ☐ 否
		地形数据分辨率/m	90×90
9	是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	☐ 是 ☒ 否
		岸线距离/km	—
		岸线方向/°	—

(2) 预测源强

根据工程分析确定，项目主要废气污染源源强参数见表 5.2-5。

表 5.2-5 主要废气污染源参数一览表(面源, 100%负荷)

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(°)									
S8-3 井无组织废气			952	6	6	0	5	8760	正常	H ₂ S	0.00003
										非甲烷总烃	0.0109
S8-2 井无组织废气			954	6	6	0	5	8760	正常	H ₂ S	0.00003
										非甲烷总烃	0.0066
S49-1 井无组织废气			949	6	6	0	5	8760	正常	H ₂ S	0.00003
										非甲烷总烃	0.0066
YD1-8 井无组织废气			954	6	6	0	5	8760	正常	H ₂ S	0.00003
										非甲烷总烃	0.0066
YD1-5CH 井无组织废气			954	6	6	0	5	8760	正常	H ₂ S	0.00003
										非甲烷总烃	0.0066

表 5.2-6 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 (μg/m ³)	P _i (%)	P _{max} (%)	最大浓度出现距离(m)	D _{10%} (m)
1	S8-3 井无组织废气	H ₂ S	0.17	1.68	3.06	10	—
		非甲烷总烃	61.115	3.06			
2	S8-2 井无组织废气	H ₂ S	0.17	1.68		10	—
		非甲烷总烃	37.011	1.85			
3	S49-1 井无组织废气	H ₂ S	0.17	1.68		10	—
		非甲烷总烃	37.011	1.85			
4	YD1-8 井无组织废气	H ₂ S	0.17	1.68		10	—
		非甲烷总烃	37.011	1.85			
5	YD1-5CH 井无组织废气	H ₂ S	0.17	1.68		10	—
		非甲烷总烃	37.011	1.85			

由表 5.2-6 可知，项目废气中非甲烷总烃最大落地浓度为 $61.115 \mu\text{g}/\text{m}^3$ 、占标率为 3.06%； H_2S 最大落地浓度为 $0.17 \mu\text{g}/\text{m}^3$ 、占标率为 1.68%， $\text{D}_{10\%}$ 均未出现。

5.2.1.4 废气源对四周场界贡献浓度

本项目实施后，无组织废气对井场四周无组织贡献浓度情况如表 5.2-7。

表 5.2-7 井场四周边界浓度计算结果一览表 单位： $\mu\text{g}/\text{m}^3$

污染源	污染物	东场界	南场界	西场界	北场界
S8-3 井无组织废气	非甲烷总烃	37.883	27.078	32.153	26.117
	H_2S	0.104	0.075	0.088	0.072
S8-2 井无组织废气	非甲烷总烃	22.941	16.398	19.471	15.816
	H_2S	0.104	0.075	0.088	0.072
S49-1 井无组织废气	非甲烷总烃	22.941	16.398	19.471	15.816
	H_2S	0.104	0.075	0.088	0.072
YD1-8 井无组织废气	非甲烷总烃	22.941	16.398	19.471	15.816
	H_2S	0.104	0.075	0.088	0.072
YD1-5CH 井无组织废气	非甲烷总烃	22.941	16.398	19.471	15.816
	H_2S	0.104	0.075	0.088	0.072

由表 5.2-7 预测结果可知，本项目实施后，井场无组织排放非甲烷总烃四周场界浓度贡献值为 $15.816 \sim 37.883 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求；对四周场界 H_2S 浓度贡献值为 $0.072 \sim 0.104 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表 1 新扩改建厂界二级标准值。

5.2.1.5 非正常排放影响分析

5.2.1.5.1 污染源强

非正常生产排放包括开车、停车、设备检修、工艺设备运转异常等非正常工况的污染物排放，如工艺设备和环保设施不能正常运行时污染物的排放等。本项目属于单井集输过程，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，本项目放喷等非正常工况下污染物源强情况见表 5.2-8。

表 5.2-8 非正常工况下污染物排放一览表

序号	面源名称	面源起点坐标		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)
		X	Y									
1	放喷口(以 S8-3 井为代表)	0	60	949	5	5	0	2	0.17	非正常	H ₂ S	0.001
											非甲烷总烃	0.1

5.2.1.5.2 影响分析

非正常工况条件下外排废气持续时间较短,采用估算模式计算最大占标率,计算结果见表 5.2-9。

表 5.2-9 非正常排放 P_{max} 及 D_{10%} 预测及计算结果一览表 单位: μg/m³

序号	污染源名称	评价因子	C _i (μg/m ³)	P _i (%)	P _{max} (%)	最大浓度出现距离(m)	D _{10%} (m)
1	放喷口(以 S8-3 井为代表)	H ₂ S	16.4	164.38	164.38	10	450
		非甲烷总烃	1640	82.19		10	250

由表 5.2-9 计算结果表明,非正常工况条件下,非甲烷总烃最大落地浓度为 1640μg/m³,占标率为 82.19%,D_{10%} 对应距离为 250m;硫化氢最大落地浓度为 16.4μg/m³,占标率为 164.38%,D_{10%} 对应距离为 450m。

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。

5.2.1.6 污染物排放量核算

表 5.2-10 大气污染物无组织排放量核算表

序号	产物环节	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)	
1	井场无组织废气(5座)	非甲烷总烃	采出液密闭集输	《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	非甲烷总烃≤4.0	0.327
2		硫化氢	采出液密闭集输	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)中表1新扩改建项目二级标准	H ₂ S≤0.06	0.0015

5.2.1.7 评价结论

项目位于环境质量不达标区，污染源正常排放下硫化氢、非甲烷总烃短期浓度贡献值的最大浓度占标率均小于 10%，污染物的贡献浓度较低，且出现距离较近，影响范围较小。项目废气污染源对站场四周的贡献浓度均满足相应标准要求。项目实施后大气环境影响可以接受。

5.2.1.8 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 5.2-11。

表 5.2-11 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 ☐			二级 ☒			三级 ☐	
	评价范围	边长=50km ☐			边长5~50km ☐			边长=5km ☒	
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥ 2000t/a ☐		500~2000t/a ☐			<500t/a ☒		
	评价因子	基本污染物(PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、SO ₂ 、NO _x 、CO、O ₃) 其他污染物(H ₂ S、非甲烷总烃)				包括二次PM _{2.5} ☐ 不含二次PM _{2.5} ☒			
评价标准	评价标准	国家标准 ☒		地方标准 ☐		附录D ☒	其他标准 ☐		
现状评价	环境功能区	一类区 ☐			二类区 ☒		一类区和二类区 ☐		
	评价基准年	(2021) 年							
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 ☒			主管部门发布的数据 ☐		现状补充监测 ☒		
	现状评价	达标区 ☐				不达标区 ☒			
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源 ☒ 本项目非正常排放源 ☒ 现有污染源 ☒			拟替代的污染源 ☐	其他在建、拟建项目污染源 ☐		区域污染源 ☒	
大气环境 影响预测 与评价	预测模型	AERMOD ☐	ADMS ☐	AUSTAL2000 ☐	EDMS/AEDT ☐	CALPUFF ☐	网格模型 ☐	其他 ☒	
	预测范围	边长≥ 50km ☐			边长5~50km ☐		边长=5km ☒		
	预测因子	预测因子(H ₂ S、非甲烷总烃)				包括二次PM _{2.5} ☐ 不包括二次PM _{2.5} ☐			
	正常排放短期浓度贡献值	C _{10%} 最大占标率≤100% ☒				C _{10%} 最大占标率>100% ☐			
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C _{10%} 最大占标率≤10% ☐			C _{10%} 最大占标率>10% ☐			
		二类区	C _{10%} 最大占标率≤30% ☐			C _{10%} 最大占标率>30% ☐			
	非正常排放1h浓度贡献值	非正常持续时长(0.17)h		C _{10%} 占标率≤100% ☐		C _{10%} 占标率>100% ☒			

续表 5.2-11

大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目			
大气环境影响预测与评价	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	$C_{95\%}$ 达标 ☐		$C_{95\%}$ 不达标 ☐	
	区域环境质量的整体变化情况	$k \leq -20\%$ ☐		$k > -20\%$ ☐	
环境监测计划	污染源监测	监测因子： $(H_2S、非甲烷总烃)$		有组织废气监测 ☐ 无组织废气监测 ☒	无监测 ☐
	环境质量监测	监测因子： $()$		监测点位数 $()$	无监测 ☒
评价结论	环境影响	可以接受 ☒ 不可以接受 ☐			
	大气环境防护距离	距 $()$ 厂界最远 $()m$			
评价结论	污染源年排放量	$SO_2: () t/a$	$NO_x: () t/a$	颗粒物： $() t/a$	$VOC_s: (0.327) t/a$

注：“□”为勾选项，填“√”；“()”为内容填写项

5.2.2 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。

5.2.2.1 水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价

本项目营运期产生的废水主要有采出水、井下作业废水。采出水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及分析方法》(SY/T5329-2012)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，本项目水污染控制和水环境影响减缓措施有效。

5.2.2.2 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，采出水经集输管线输送至雅克拉集气处理站处理。雅克拉集气处理站采出水处理工艺流程为：含油污水→接收罐→沉降罐→缓冲罐→过滤器→储水罐→外输12区。处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)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 $580\text{m}^3/\text{d}$ ，本项目预计进入雅克拉污水处理站采出水量 $9.59\text{m}^3/\text{d}$ ，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 9000m^3 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 $1430\text{m}^3/\text{d}$ 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 $65\text{m}^3/\text{h}$ ，现状处理量为 $9.2\text{m}^3/\text{h}$ ，富余处理能力 $55.8\text{m}^3/\text{h}$ ，本项目预计井下作业废水产生量为 $190\text{m}^3/\text{a}$ （折合 $0.022\text{m}^3/\text{h}$ ），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 5.2-12 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 ☒ ；水文要素影响型 ☐	
	水环境保护目标	饮用水水源保护区 ☐ ；饮用水取水口；涉水的自然保护区 ☐ ；重要湿地 ☐ ；重点保护与珍稀水生生物的栖息地 ☐ ；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 ☐ ；涉水的风景名胜区 ☐ ；其他 ☐	
	影响途径	水污染影响型	水文要素影响型
		直接排放 ☐ ；间接排放 ☐ ；其他 ☐	水温 ☐ ；径流 ☐ ；水域面积 ☐
评价等级	影响因子	持久性污染物 ☐ ；有毒有害污染物 ☐ ；非持久性污染物 ☐ ；pH值 ☐ ；热污染 ☐ ；富营养化 ☐ ；其他 ☐	水温 ☐ ；水位(水深) ☐ ；流速 ☐ ；流量 ☐ ；其他 ☐
	水污染影响型		水文要素影响型
		一级 ☐ ；二级 ☐ ；三级A ☐ ；三级B ☒	一级 ☐ ；二级 ☐ ；三级 ☐

5.2.3 地下水环境影响评价

5.2.3.1 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 $100\sim 1000\text{m}^3/\text{d}$ ，含水层的渗透系数为 $2.38\sim 6.78\text{m}/\text{d}$ ，水位埋深 $1.25\sim 10.5\text{m}$ ，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 $75\text{m}\sim 200\text{m}$ 。钻孔的单位涌水量为 $62\sim 111\text{m}^3/\text{d}\cdot\text{m}$ ，富水性为中等（ $100\sim 1000\text{m}^3/\text{d}$ ），含水层的渗透系数 $1.30\sim 3.71\text{m}/\text{d}$ 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 $1\text{g}/\text{L}$ ，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。

(3) 地下水的补、径、排条件

雅克拉凝析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附图 11。

5.2.3.2 区域地下水污染源调查

根据现状监测结果，所在区域地下水中石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准要求，其余监测因子除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、钠、氟化物超标外，均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）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。

5.2.3.4 地下水环境影响评价

5.2.3.4.1 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及分析方法》(SY/T5329-2012)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

采气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。由于气田气候干旱少雨，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。

5.2.3.4.2 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成，表层套管必须严格封闭含水层，固井质量应符合环保要求。由废弃的气井、套管被腐蚀破坏而污染到地下水的现象，在前期不会发生，待气田开发到中后期时，废弃的气井、套管被腐蚀破坏，可能对地下水有影响：废弃气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

井场管线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液相可以同时向表面溢出和向地下渗透，并选择疏松位置运移。

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气的物理性质、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，采气树管线连接和阀门处出现破损泄漏，如不及时修复，少量凝析油可能下渗，对地下水造成影响。由于石油类受土壤的吸附作用，石油类主要积聚在包气带表层 40cm 以内，其污染也主要限于地表，且本项目地下水埋深大于 1m，同时油田公司能及时发现并通过采取有效的措施治理污染，因此非正常状况下管线与阀门连接处泄漏对地下水环境的影响可以接受。

5.2.3.5 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 输送介质可根据具体条件和重要性确定密封形式。

② 对输送管道、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 5.2-13 及图 5.2-2。

表 5.2-13 分区防渗要求一览表

站场	防渗分区			防渗要求
营运期井场	S8-3 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
	S8-2 井、S49-1 井、YD1-8 井、YD1-5CH 井	一般防渗区	井口装置区	

图 5.2-2 营运期 S8-3 井场分区防渗图

图 5.2-3 营运期其它井场分区防渗图

(3) 管道刺漏防范措施

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，并与所属的联合站 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在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏。减轻管道的内外腐蚀，定期检测管道的内外腐蚀情况，并配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

③利用管线的压力、流量监控系统，发现异常立即排查，若是出现问题，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，利用地下水下游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 5.2-14。

表 5.2-14 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	地下水环境影响跟踪监测井	40m	石油类、石油烃(C ₆ ~C ₉)、石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)、砷、六价铬	区域现有跟踪监测水井

5.2.3.6 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 1.25~10.5m。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

正常状况下，污染源从源头上可以得到控制，采取了防渗措施；非正常状况下，从油水窜层、集输管道泄漏等方面进行定性分析，对区域地下水环境影响较小。企业在做好源头控制措施、完善分区防渗措施的前提下，本项目对地下水环境影响可以接受。

(3) 地下水环境污染防治措施

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治措施。

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。

5.2.4 声环境影响评价

本项目管线均埋设在地下，埋深大于 1.2m，油气集输不会对周围声环境产生影响；本项目产噪设备主要为采气树、电磁加热器撬。

5.2.4.1 预测模式

a) 应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：

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

式中： $L_p(r)$ —预测点处声压级，dB；

L_w —由点声源产生的声功率级(A计权或倍频带)，dB；

D_c —指向性校正，它描述点声源的等效连续声压级与产生声功率级

L_w 的全向点声源在规定方向的声级的偏差程度，dB；

A_{div} —几何发散引起的衰减，dB；

A_{atm} —大气吸收引起的衰减，dB；

A_{gr} —地面效应引起的衰减，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。

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

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；

D_c —指向性校正，它描述点声源的等效连续声压级与产生声功率级

L_w 的全向点声源在规定方向的声级的偏差程度，dB；

A_{div} —几何发散引起的衰减，dB；

A_{atm} —大气吸收引起的衰减，dB；

A_{gr} —地面效应引起的衰减，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。

b) 预测点的 A 声级 $L_A(r)$ 可按下式计算：

$$L_A(r) = 10 \lg \left\{ \sum_{i=1}^8 10^{0.1[L_{pi}(r) - \Delta L_i]} \right\}$$

式中： $L_A(r)$ —距声源 r 处的 A 声级，dB(A)；

$L_{pi}(r)$ —预测点 (r) 处，第 i 倍频带声压级，dB；

ΔL_i —第 i 倍频带的 A 计权网络修正值，dB；

c) 在只考虑几何发散衰减时按下式计算：

$$L_A(r) = L_A(r_0) - A_{div}$$

式中： $L_A(r)$ —距声源 r 处的 A 声级，dB(A)；

$L_A(r_0)$ —参考位置 r_0 处的 A 声级，dB(A)；

A_{div} —几何发散引起的衰减，dB；

d) 工业企业噪声计算

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 ，则本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。

e) 噪声预测值计算

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

式中： L_{eq} —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；

L_{eqb} —预测点的背景噪声值，dB。

(3) 噪声预测点位

本评价预测工程噪声源对四周场界噪声贡献值，并给出场界噪声最大值的位置。

5.2.4.2 噪声源参数的确定

本项目井场噪声源噪声参数见表 5.2-15。

表 5.2-15 井场噪声源强调查清单（室外声源）

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	采气树	--	20	30	1	85	基础减振	昼间/夜间 8760h/a
2	电磁加热器撬	--	10	10	1.5	80	基础减振	昼间/夜间 8760h/a

5.2.4.3 预测结果及评价

按照噪声预测模式，结合噪声源到各预测点距离，通过计算，本项目各噪声源对井场四周场界的贡献声级值见表 5.2-16。

表 5.2-16 井场噪声预测结果一览表 单位：dB(A)

场地	场界	坐标	贡献值	标准值		结论
单井井场 (以 S8-3 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

备注：本工程各井场噪声源类似，各井场面积及平面布置基本相同，因此以 S8-3 井为代表对场界噪声贡献值进行预测。

由表 5.2-16 可知，井场噪声源对厂界的噪声贡献值昼间、夜间为 43.0~47.5dB(A)，满足《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。

综上，本项目实施后不会对周边声环境产生明显影响。

5.2.4.4 声环境影响评价自查表

本项目声环境影响评价自查表见表 5.2-17。

表 5.2-17 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 ☐		二级 ☒		三级 ☐	
	评价范围	200m ☒		大于 200m ☐		小于 200m ☐	
评价因子	评价因子	等效连续 A 声级 ☒ 最大 A 声级 ☐ 计权等效连续感觉噪声级 ☐					
评价标准	评价标准	国家标准 ☒ 地方标准 ☐ 国外标准 ☐					
现状评价	环境功能区	0 类区 ☐	1 类区 ☐	2 类区 ☒	3 类区 ☐	4a 类区 ☐	4b 类区 ☐
	评价年度	初期 ☐		近期 ☒		中期 ☐	
	现状调查方法	现场实测法 ☒ 现场实测加模型计算法 ☐ 收集资料 ☐					
	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 ☐ 已有资料 ☒ 研究成果 ☐					
声环境影响预测与评价	预测模型	导则推荐模型 ☒ 其他 ☐					
	预测范围	200m ☒		大于 200m ☐		小于 200m ☐	
	预测因子	等效连续 A 声级 ☒ 最大 A 声级 ☐ 计权等效连续感觉噪声级 ☐					
	厂界噪声贡献值	达标 ☒		不达标 ☐			
	声环境保护目标处噪声值	达标 ☐		不达标 ☐			
环境监测计划	排放监测	厂界监测 ☐ 固定位置监测 ☐ 自动监测 ☐ 手动监测 ☐ 无监测 ☒					
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子：（）			监测点位数（）		无监测 ☒
评价结论	环境影响	可行 ☒ 不可行 ☐					

注：“□”为勾选项，可√；“（）”为内容填写项。

5.2.5 固体废物影响分析

根据《国家危险废物名录（2021 年版）》（部令第 15 号）、《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），本项目营运期产生的危险废物主要为落地油、废防渗材料，收集后有危废处置资质单位接收处置。根据《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），本项目危险废物类别、主要成分及污染防治措

施见表 5.2-18。

表 5.2-18 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	0.5	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	0.5	场地清理环节	固态	废矿物油	油类物质	/	T, I	

(1) 危险废物贮存及运输

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，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。

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：

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，危险废物类别如图 5.2-2 所示；

c. 材料应坚固、耐用、抗风化、抗淋蚀。危险废物相关信息标签如图 5.2-3 所示。

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；

图 5.2-4 危险废物类别标识示意图

图 5.2-5 危险废物相关信息标签

(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。

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 m^3/a , 富余处理能力 2.1 万 m^3/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。

5.2.6 生态环境影响评价

项目营运期对生态环境的影响主要表现在对野生动物和植物等的影响,生态系统完整性影响。

(1) 对野生动物的影响分析

营运期项目车辆运输和机械噪声相对施工期有所减小,对野生动物的影响也相对减小。人为活动相对施工也有所减少,并加强管理禁止油气田职工对野生动物的猎杀。

营运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

营运期由于占地活动的结束，管线所经地区处于正常状态，对地表植被无不良影响。非正常状况下，管线泄漏或火灾均会致使泄漏或火灾处局部范围内对周边植被产生不利影响。运营期加强巡线，发现问题及时采取紧急关闭阀门、及时维修等措施，管线泄漏一般影响时间较短，且项目周边区域植被覆盖低，造成植被损失较小。

(3) 对沙区、生态敏感区影响分析

本项目在塔里木盆地北缘荒漠中实施开发建设，若管理不善破坏沙区生态环境，势必造成沙丘活化，使经过长期治理的且已步入良性发展的沙区生态再度恶化。建设单位应加强管理，严格执行《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发[2020]138 号）中的相关要求，切实做好防沙治沙工作，引导和规范沙区开发建设秩序，合理利用沙区资源，有效保护防沙治沙成果。

运营期影响主要集中在井场内，运营期采出水、井下作业废水等均不外排，落地油妥善处置；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。且本项目不在生态敏感区范围内，因此不会对生态敏感区产生影响。

(4) 生态影响评价自查表

本项目生态影响评价自查表见表 5.2-19。

表 5.2-19 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☑
	影响方式	工程占用☑；施工活动干扰☑；改变环境条件□；其他□

续表 5.2-19 生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响识别	评价因子	物种 ☒ (种群结构) 生境 ☐ () 生物群落 ☒ (物种组成、群落结构等) 生态系统 ☒ (植被覆盖力、生物量、生态系统功能) 生物多样性 ☐ () 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 ☒ 生态影响简单分析 ☐
评价范围		陆域面积: (28.372) km ² ; 水域面积: () km ²
生态现状调查与评价	调查方法	资料收集 ☒ ; 遥感调查 ☒ ; 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 ☐ ; 秋季 ☐ ; 冬季 ☐ 丰水期 ☐ ; 枯水期 ☐ ; 平水期 ☐
	所在区域的生态问题	水土流失 ☒ ; 沙漠化 ☐ ; 石漠化 ☐ ; 盐渍化 ☐ ; 生物入侵 ☐ ; 重要物种 ☐ ; 生态敏感区 ☒ ; 其他 ☐
	评价内容	植被/植物群落 ☒ ; 土地利用 ☒ ; 生态系统 ☒ ; 生物多样性 ☐ ; 重要物种 ☐ ; 生态敏感区 ☐ ; 其他 ☐
生态影响预测与评价	评价方法	定性 ☒ ; 定性和定性 ☐
	评价内容	植被/植物群落 ☒ ; 土地利用 ☒ ; 生态系统 ☒ ; 生物多样性 ☐ ; 重要物种 ☐ ; 生态敏感区 ☐ ; 生物入侵风险 ☐ ; 其他 ☐
生态保护对策措施	对策措施	避让 ☐ ; 减缓 ☒ ; 生态修复 ☒ ; 生态补偿 ☐ ; 科研 ☐ ; 其他 ☐
	生态监测计划	全生命周期 ☐ ; 长期跟踪 ☐ ; 常规 ☐ ; 无 ☒
	环境管理	环境监理 ☒ ; 环境影响后评价 ☐ ; 其他 ☐
评价结论	生态影响	可行 ☒ ; 不可行 ☐

注: “☐”为勾选项, 可√; “()”为内容填写项。

5.2.7 土壤环境影响评价

5.2.7.1 环境影响识别

5.2.7.1.1 项目类型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)附表 A.1, 本项目属于“采矿业”中的“天然气开采项目”, 项目类别为 II 类。

5.2.7.1.2 影响类型及途径

本项目营运过程中不会造成土壤酸化、盐化、碱化, 外排废气中主要为非甲烷总烃、硫化氢。采出气采取密闭集输, 管线进行了防腐处理, 正常情况下

不会造成采出液地面漫流影响，但泄漏事故工况下管线破裂会造成采出液下渗进而对土壤造成垂直入渗影响。影响类型见表 5.2-20。

表 5.2-20 建设项目影响类型表

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	其它	盐化	碱化	酸化	其它
建设期	--	—	—	—	—	—	—	--
运营期	--	—	✓	—	—	—	—	--
服务期满后	--	—	—	—	—	—	—	--

由表 5.2-21 可知，本项目影响途径主要为运营期泄漏事故工况下垂直入渗污染，因此本项目土壤环境影响类型为“污染影响型”。

(3) 影响源及影响因子

本项目输送介质为采出气(天然气、凝析油和水)，管线连接处破裂时，采出气中的石油烃可能会下渗到土壤中，造成一定的影响。因此本评价选取石油烃作为代表性污染物进行预测。本项目土壤环境影响源及影响因子识别结果参见表 5.2-21。

表 5.2-21 土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	污染途径	特征因子	备注
井场管线连接处	垂直入渗	石油烃	事故工况

5.2.7.2 现状调查与评价

5.2.7.2.1 调查范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，土壤现状调查范围为井场边界外扩 50m，管线边界两侧外延 200m 范围。

5.2.7.2.2 敏感目标

本项目评价范围内无土壤环境敏感目标。

5.2.7.2.3 土地利用类型调查

(1) 土地利用现状

根据现场调查结果，本项目井场永久占地及管线周边土地利用类型为裸地

及草地。

(2) 土地利用历史

根据调查，本项目井场建设之前现状为裸地。

(3) 土地利用规划

本项目占地范围暂无规划。

5.2.7.2.4 土壤类型调查

根据国家土壤信息服务平台发布的中国 1 公里发生分类土壤图(数据来源：二普调查，2016 年)，《中国土壤分类与代码》(GB/T17296-2009) 中土壤分类，土壤评价范围内土壤类型为盐土。区域土壤类型见附图 10。

5.2.7.3 土壤环境影响评价

本项目实施后，正常状况下，管线连接处紧密，管道密闭输送，因此在正常工况下不会发生油类物质渗漏进入土壤。非正常工况下，管线连接和阀门处出现破损泄漏，如不及时修复，则油类物质将垂直入渗进入土壤，其主要污染物为石油烃。

根据相关资料可知，为了说明油类物质污染土壤的可能性与程度，类比同类项目进行的土壤剖面的采样监测，其结果详见表 5.2-22。

表 5.2-22 油类物质在土层中的纵向分布情况

序号	采样深度(cm)	石油类含量 mg/kg
1	0~20	5630.140
2	20~40	253.016
3	40~60	68.451
4	60~80	57.220
5	80~100	48.614

注：《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018) 中第二类用地土壤污染风险筛选值石油烃标准为 4500mg/kg。

表 5.2-22 中的监测结果表明，非正常状况下石油类污染物主要积聚在土壤表层 40cm 以内，其污染也主要限于地表，一般很难渗入到 2m 以下，且本项目已建设 RTU 采集系统，发生泄漏会在短时间内发现，泄漏油类物质能够及时地清理，因此，本项目实施后对周边土壤环境影响可接受。

5.2.7.4 保护措施与对策

5.2.7.4.1 土壤污染防治措施

(1) 源头控制

①定期检修维护井场压力、流量传感器，确保发生泄漏时能及时切断阀门，减少泄漏量；

②人员定期巡检，巡检时应对井口阀门处及管线沿线进行仔细检查，出现泄漏情况能及时发现；

③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；

④井下作业按照“带罐上岗”的作业模式，加强站场及管线巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”或泄漏事故发生造成原油进入土壤，发生泄漏事故时应及时清理落地油，受污染的土壤应交由具有相应危险废物处置资质的单位负责接收、转运和处置，降低对土壤环境质量的影响程度。

(2) 过程防控措施

①巡检车辆按照指定路线行驶，严禁随意碾压破坏井场周边土壤结构；

②严格执行《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求，将油罐区划分为重点防渗区，将井口装置区、三相分离器区、阀组区及装车区划分为一般防渗区，其余区域划分为简单防渗区。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) 跟踪监测

为了掌握本项目土壤环境质量状况和土壤中污染物的动态变化，对本项目实施土壤跟踪监测。

根据项目特点及《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)相关要求，制定监测计划，详情见表 5.2-23。

表 5.2-23 土壤跟踪监测点位布设情况一览表

序号	跟踪监测点位名称	采样层位	监测因子	执行标准	监测频率
1	代表性井场采气树管道接口处	表层样	石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、砷、六价铬	执行《土壤环境质量 建设用地污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表 2 第二类用地筛选值	每年监测一次

5.2.7.5 结论与建议

本项目土壤监测点各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)中第二类用地土壤污染风险筛选值。同时根据土壤剖面的采样监测数据,非正常状况下石油类污染物主要积聚在土壤表层 40cm 以内,其污染也主要限于地表,一般很难渗入到 2m 以下。因此,本项目需采取土壤污染防治措施按照“源头控制、过程防控”相结合的原则,在严格按照土壤污染防治措施后,本项目对区域土壤环境影响可接受。

本项目土壤环境影响评价自查表见表 5.2-24。

表 5.2-24 土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况				备注
影响识别	影响类型	污染影响型 ☒ ;生态影响型 ☐ ;两种兼有 ☐				
	土地利用类型	建设用地 ☐ ;农用地 ☐ ;未利用地 ☒				土地利用类型图
	占地规模	(1.46)hm ²				
	敏感目标信息	敏感目标()、方位()、距离()				
	影响途径	大气沉降 ☐ ;地面漫流 ☐ ;垂直入渗 ☒ ;地下水位 ☐ ;其他()				
	全部污染物	石油烃(C ₂₅ -C ₄₀)				
	特征因子	石油烃(C ₂₅ -C ₄₀)				
影响识别	所属土壤环境影响评价项目类别	I类 ☐ ;II类 ☒ ;III类 ☐ ;IV类 ☐				
	敏感程度	敏感 ☐ ;较敏感 ☐ ;不敏感 ☒				
评价工作等级		一级 ☐ ;二级 ☐ ;三级 ☒				
现状调查内容	资料收集	a) ☒ ;b) ☒ ;c) ☒ ;d) ☒				
	理化特性	—				
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	点位布置图

续表 5.2-24 土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况				备注
现状调查内容	现状监测点位	表层样点数	3	0	0.2m	点位布置图
		柱状样点数	0	0	—	
现状调查内容	现状监测因子	占地范围内：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、pH、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)				点位布置图
现状评价	评价因子	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)				点位布置图
	评价标准	GB15618□；GB36600☑；表 D.1□；表 D.2□；其他()				
	现状评价结论	井场占地范围内各监测点各监测因子监测值均达到《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值标准				
影响预测	预测因子	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)				
	预测方法	附录 E□；附录 F□；其他(类比分析)				
	预测分析内容	影响范围：井场占地 影响程度：贡献值				
	预测结论	达标结论：a)□；b)□；c)☑ 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□；源头控制☑；过程防控☑；其他()				
	跟踪监测	监测点数	监测指标		监测频次	
		2	石油类、石油烃(C ₆ ~C ₉)、石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)、砷、六价铬		每年一次	
	信息公开指标	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)				
评价结论		建设项目对土壤环境影响可以接受				
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。						

5.2.8 环境风险评价

环境风险评价是分析和预测建设项目对环境存在的潜在危险、有害因素，

针对建设项目建设和运行期间可能发生的突发性事件或事故，引起有毒有害和易燃易爆等物质泄漏所造成的对环境影响和损害程度，提出合理可行的防范、应急与减缓措施，以使建设项目事故风险可防控。

5.2.8.1 评价依据

5.2.8.1.1 风险调查

本项目涉及的风险物质主要为天然气、硫化氢及凝析油，均存在于管线中。

5.2.8.1.2 环境风险潜势初判

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)的要求，结合建设项目涉及的物质和工艺系统危险性及其所在地的环境敏感程度，事故情形下环境影响途径，对建设项目潜在环境危害程度进行概化分析，按照表 5.2-25 确定环境风险潜势。本项目危险物质存在量及 Q 值具体见表 5.2-26。

表 5.2-25 建设项目环境风险潜势划分一览表

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

表 5.2-26 建设项目 Q 值确定表

风险源	序号	危险物质名称	CAS号	最大存在总量 q _t /t	临界量Q/t	该种危险物质Q值
集输 管线	1	天然气	74-82-8	8.21	10	0.82
	2	硫化氢	7783-06-4	0.016	2.5	0.0064
	3	凝析油	/	7.032	2500	0.0028
项目Q值Σ						0.8292

备注：本次计算选择 YD1 阀组至雅克拉集气处理站集输管线计算，管线长度 16.8km，管线直径 DN200，管线压力 6.4MPa

5.2.8.1.3 评价工作等级判定

《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)中环境风险评价工作级别划分的判据见表 5.2-27。

表 5.2-27 环境风险评价工作级别划分一览表

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

本项目环境风险潜势为 I 级，根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)环境风险评价工作级别划分的判据，确定本项目环境风险评价工作级别为简单分析。

5.2.8.2 环境敏感目标概况

本项目周边以油气开采为主，井场周边无村庄、学校等敏感目标。

表 5-2-28 本项目环境空气环境敏感特征表

类别	环境敏感特征					
环境空气	井场周边 5km 范围内					
	序号	敏感目标名称	相对方位	距离/m	属性	人口数
	1	区域大气环境	—	—	—	—
井场周边 500m 范围内人口数小计						—
井场周边 5km 范围内人口数小计						—
管线周边 200m 范围内人口数小计						—
大气环境敏感程度 E 值						E3
类别	序号	环境敏感区名称	环境敏感特征	水质目标	包气带防污性能	与下游厂界距离(m)
地下水	1	调查评价范围内潜水含水层	—	III类	—	—
	地下水环境敏感程度 E 值					E3

5.2.8.3 环境风险识别

5.2.8.3.1 物质危险性识别

本项目涉及的风险物质主要为天然气、硫化氢及凝析油。其物化性质、易燃性、爆炸性和毒性情况见表 5.2-29。

表 5.2-29 物质危险性一览表

序号	危险物质名称	危险特性	分布
1	天然气	易燃气体	集输管线
2	硫化氢	有毒气体，易燃气体	

续表 5.2-29 物质危险性一览表

序号	危险物质名称	危险特性	分布
3	凝析油	可燃液体	集输管线

5.2.8.3.2 危险物质分布情况

本项目危险位置主要分布于集输管线内。

5.2.8.3.3 可能影响环境的途径

根据工程分析，本项目开发建设过程中采气、油气集输等环节均接触到易燃、易爆的危险性物质，而且生产工艺条件较苛刻，多为高压操作，因此事故风险较大，可能造成环境危害的风险事故主要为油气泄漏等，具体危害和环境影响可见表 5.2-30。

表 5.2-30 油气田生产事故风险类型、来源及危害识别一览表

功能单元	事故类型	事故原因	事故后果	环境影响途径
管线	集输管线泄漏	管道腐蚀，施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致管线破裂，导致油品泄漏事故	油品及天然气泄漏后，遇火源燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件，采出液中硫化氢气体扩散至环境空气中，进而可能引发员工硫化氢中毒事件，油类物质渗流至地下水；天然气泄漏后，硫化氢进入大气引发中毒事故	大气、土壤、地下水

5.2.8.4 环境风险分析

5.2.8.4.1 大气环境风险分析

集输油品泄漏时，油品从裂口流出后遇明火燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件。采出液中硫化氢气体扩散至环境空气中，进而可能引发员工硫化氢中毒事件。一旦管道发生泄漏事故，井场内设置有流量控制仪及压力变送器，当检测到压力降速率超过 0.15MPa/min 时，由 SCADA 系统发出指令，远程自动关闭阀门。整体对大气环境影响较小，但如果出现不完全燃烧，则会产生一定量的一氧化碳，污染大气环境。

5.2.8.4.2 地表水环境风险分析

本项目在发生安全生产事故造成油品泄漏主要集中在井场区域范围，加之泄漏油品量较少且基本上能够及时地完全回收，且项目周边无地表水，因此在事故下造成油品泄漏不会对区域地表河流造成污染。

5.2.8.4.3 地下水环境风险分析

本项目建成投产后正常状态下无废水直接外排；非正常状态下，油品中的石油类在下渗过程中易受包气带的吸附作用影响，不易迁移至含水层，但在防渗措施老化破损油品泄漏的情况下，石油类在下渗过程受包气带的吸附作用以后，也会不可避免地对地下水水质产生一定的影响，但影响范围很小，本评价要求建设单位加强环境管理，定期对管线进行检查，避免因管材质量缺陷、内部腐蚀老化破损造成油品泄漏。因此在事故下造成油品泄漏对区域地下水造成污染的环境风险可接受。

5.2.8.4.4 洪水及管线刺漏等环境影响分析

本项目所在区域气候干旱，降雨量较少，且项目区周围无地表水体，结合历史调查资料，项目区域发生洪水概率很小；本项目管线埋地敷设，且管线设置有流量控制仪及压力变送器，一旦发生刺漏，能够及时发现，及时采取措施处理。雅克拉采气厂备有完善的防洪防汛物资，当发生洪水时，能够及时有效地采取防洪应急措施，同时通过雨季时节加强巡检，加强管线检测及压力、流量远传信号检查，可有效降低对区域环境的影响。

5.2.8.5 环境风险防范措施及应急要求

各种事故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。结合本项目特点，采取以下风险防范措施。

5.2.8.5.1 钻井作业及修井作业防范措施

施工单位应严格执行石油天然气钻井 HSE 管理体系及井控技术标准和规范中的相关规定，并针对工程情况制定具体的可操作的实施方案，主要包括：

(1) 开钻前向全队职工、钻井现场的所有工作人员进行地质、工程、钻井液和井控装备等方面的技术交底，并提出具体要求；

(2) 严格执行井控工作管理制度，落实溢流监测岗位、关井操作岗位和钻井队干部 24h 值班制度，井控准备工作及应急预案必须经验收合格后，方可钻开油气层；

(3) 钻进中必须在近钻头位置安装钻具回压阀，同时钻台上配备一只与钻具尺寸相符的回压阀，且备有相应的抢接工具，在大门坡道上准备一根放喷单根；

(4) 井控操作实行持证上岗，各岗位的钻井人员有明确的分工，并且应经过井控专业培训。在油气层中钻进，每班进行一次防喷操作演习；

(5) 严格落实坐岗制度，无论钻进还是起下钻，或其它辅助作业，钻井班落实专人坐岗观察钻井液池液面变化和钻井液出口情况，录井人员除了在仪表上观察外，还对钻井液池液面变化和钻井液出口进行定时观察，定时测量进出口钻井液性能，两个岗都必须做好真实准确记录，值班干部必须对上述两个岗位工作情况进行定时和不定时检查，并当班签认；

(6) 认真搞好随钻地层压力的监测工作中，发现地层压力异常、溢流、井涌等情况，应及时关井并调整钻井液密度，同时上报有关部门；

(7) 严格控制起下钻速度，起钻必须按规定灌满钻井液；

(8) 钻进中遇到钻速突然加快、放空、井漏、气测及油气水显示异常等情况，应立即停钻观察，如发生溢流要按规定及时发出报警信号，并按正确的关井程序及时关井，关井试压后迅速实施压井作业；

(9) 发生溢流后，根据关井压力，尽快在井口、地层和套管安全条件下压井，待井内平稳后才恢复钻进；

(10) 关井压力不得超过井口装置的工作压力、套管抗内压强度的 80% 和地层破裂压力三者中的最小值。

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

(12) 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。

5.2.8.5.2 管道事故风险预防措施

(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。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。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。

(2) 运行阶段的事故防范措施

①定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段及时更换，消除爆管的隐患。

②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。

③在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏。定期检查管线，并配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

5.2.8.5.3 H_2S 气体泄漏风险防范措施

①制定施工方案，确保其符合所有相应规范和公认的做法。在进行井下作业之前，作业公司、承包公司、专业服务公司以及其他相关代表宜一起讨论有关井的数据和资料。

②作业人员宜至少每周进行一次预防井喷演练，确保井控设备能正常运行，作业队人员明确自己的紧急行动责任同时达到训练作业人员的目的。

③操作时宜按要求配备基本人员，采用必要的设备进行安全施工。现场应配置呼吸保护设备且基本人员能迅速而方便的取用。采用适当的硫化氢检测设备实时监测空气状况。

④所有产出气都应以确保人身安全的方式排放或燃烧。严格执行“禁止吸烟”的规定。

⑤设备、管道、管件等均采用可靠的密封技术，防止易燃易爆物料泄漏。

⑥在修井过程中，如排液、拆卸井口和管道、循环修井液、起泵和起封隔器以及酸化后抽汲等，宜采取特殊预防措施，避免硫化氢聚集气释放造成危险。所有修井作业人员宜进行有关硫化氢的潜在危险性以及遇硫化氢时应采取的防护措施等培训。如果在修井作业过程中硫化氢浓度有可能达到有害浓度，宜使用硫化氢监测仪或检测仪。呼吸保护设备应位于作业人员能迅速容易地取用的地方。在无风或风力较弱的情况下，可使用机械通风设备将气体按规定方向排出。

5.2.8.5.4 环境风险应急处置措施

(1) 管道事故应急措施

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

①按顺序关井

在管道发生断裂、漏油事故时，按顺序关井。抢修队根据现场情况及时抢修，做好环境污染防范工作，把损失控制在最小范围内。

②回收泄漏采出液

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收集，由有危废处置资质的公司接收处置处理。

(2)火灾事故应急措施

①发生火灾时，事故现场工作人员立即通知断电，油气田停产，并拉响警报。启动突发环境事件应急预案，同时迅速安排抢险人员到达事故现场。

②安全保障组设置警戒区域，撤离事故区域全部人员，封锁通往现场的各个路口，禁止无关人员和车辆进入，防止因火灾而造成不必要的损失和伤亡。

③根据风险评价结果，如发生火灾，附近工作人员应紧急撤离至安全地带，防止火灾燃烧产生的有害物质对人体造成伤害。

④当火灾事故得到有效控制，在确保人员安全的情况下，及时控制消防冷却水次生污染的蔓延。

(3)管道刺漏事故应急措施

本项目根据以往经验，现场巡检过程中发现压力表压力不正常后，通过检测判定管线是否发生泄漏，针对管线刺漏事件，采取以下措施：

a. 切断污染源：经与生产调度中心取得联系后，关闭管线泄漏点最近两侧阀门；

b. 堵漏：根据泄漏段的实际情况，采用适当的材料和技术手段进行堵漏，并在作业期间设专人监护；

c. 事故现场处理：堵漏作业完成后，对泄漏段管线进行彻底排查和检验，确保无泄漏产生。

d. 后期处理：恢复管线泄漏区域地表地貌，对泄漏部分有针对性地加强检测及现场巡检。对泄漏的油品回收，若油品泄漏在不能及时地完全回收的情况下，可能在地表结成油饼，将油饼集中收集，由有危废处置资质的公司接收处置处理。

5.2.8.5.5 洪水防范措施

(1) 管线敷设要从选址和工程措施两方面防止洪水冲刷使管道悬空，避免管道断裂泄漏事故。

(2) 加强污染整治工作。在汛前完成落地油等油田废物的全面清污整治工作，保证不留死角。

(3) 在区域防洪设计的基础上适当提高井场标高，或提高主要设备和建筑物标高。

(4) 备齐草袋、救生衣、铁线、塑料布、木桩、铁锹等防汛物资。

(5) 各级防汛指挥机构要求昼夜值班，实行 24h 工作制度，组织成立抗洪抢险队伍，以便及时有效地开展工作。

5.2.8.6 突发环境事件应急预案

对于重大或不可接受的风险（主要是物料严重泄漏、火灾爆炸造成重大人员伤亡等），制定应急响应方案，建立应急反应体系，当事故一旦发生时可迅速加以控制，使危害和损失降低到尽可能低的程度。定期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。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。本评价建议将本次建设内容突发环境事件应急预案纳入西北油田分公司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。

5.2.8.7 环境风险分析结论

(1) 项目危险因素

营运期危险因素为集输管线老化破损导致原油泄漏遇到明火不完全燃烧产生的一氧化碳等物质引发中毒、污染等伴生/次生污染事故。

(2) 环境敏感性及其事故环境影响

本项目区域以油气开发为主，评价范围内无敏感目标存在。本项目实施后的环境风险主要为原油泄漏，遇火源不完全燃烧会产生一定量的二氧化碳有害气体进入大气；另外，油类物质可能污染土壤并渗流至地下水，对区域地下水和土壤环境造成污染影响。

(3) 环境风险防范措施和应急预案

本评价建议将本次建设内容突发环境事件应急预案纳入西北油田分公司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。

(4) 环境风险评价结论与建议

综上，本项目环境风险是可防控的。

根据建设项目环境风险可能影响的范围与程度，本次评价建议加强日常环境管理及认真落实环境风险防范措施和应急预案，可将环境风险概率降到最低。

本项目全厂环境风险防范措施“三同时”验收一览表见表 5.2-31，环境风险自查表见表 5.2-32。

表 5.2-31 环境风险防范措施“三同时”验收一览表

序号	防 范 措 施	台(套)	投资(万元)	效 果
1	可燃气体检测报警仪和硫化氢检测报警仪	风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求设置	2	便于识别风险，减少事故发生
2	消防器材		6	防止天然气输气管道泄漏火灾爆炸事故蔓延
3	警戒标语和标牌		2	设置警戒标语和标牌，起到提醒警示作用
合 计		—	10	—

表 5.2-32 环境风险简单分析内容表

建设项目名称	雅克拉一二八台油气藏 2022 年产能建设项目（变更）			
建设地点	新疆阿克苏地区库车市境内，雅克拉凝析气田内			
中心坐标	东经		北纬	
主要危险物质及分布	天然气、硫化氢及凝析油存在于管线中，存储量分别为 8.21t、0.016t、7.032t			

续表 5.2-32

环境风险简单分析内容表

环境影响途径及危害后果 (大气、地表水、地下水等)	根据工程分析,本项目油气田开发建设过程中采气、集输等环节均接触到易燃、易爆的危险性物质,而且生产工艺条件较苛刻,多为高压操作,因此事故风险较大,可能造成环境危害的风险事故主要包括火灾、爆炸、油品泄漏、硫化氢中毒等
风险防范措施要求	具体见“5.2.8.5 环境风险防范措施及应急要求”

5.3 闭井期环境影响分析

5.3.1 闭井期污染物情况

随着油气田开采的不断进行,其储量逐渐下降,最终井区将进入闭井期。当油气田开发接近尾声时,各种机械设备将停止使用,进驻其中的油气田开发工作人员将陆续撤离油气田区域,由此带来的大气污染物、生产废水、生活污水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。

闭井期的环境影响以生态环境的恢复为主,同时封井和井场清理也会产生少量扬尘和建筑垃圾,会对周围的环境造成一定影响。气井停采后将进行一系列清理工作,包括地面设施拆除、地下截去一定深度的表层套管并用水泥灌注封井、井场清理等。

在这期间,将会产生少量扬尘和固体废物。在闭井施工操作中应注意采取降尘措施,文明施工,防止水泥等的洒落与飘散,同时在清理井场时防止飞灰、扬尘的产生,尽可能降低对周边大气环境的影响。

另外,井场清理等工作还会产生部分废弃建筑残渣等固体废物,对这些废弃残渣等进行集中清理收集,废弃建筑残渣外运至指定固废场填埋处理。固体废物的妥善处理,可以有效控制对区域环境的影响。

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

5.3.2 闭井期生态保护措施

(1)地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃建筑残渣,应集中清理收集。

(2) 对废弃井应封堵内井眼，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，清理场地，清除填埋各种固体废物，恢复原有地貌。

(3) 保证对废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止其发生油水层窜层，产生二次污染。

6 环保措施可行性论证

6.1 环境空气保护措施可行性论证

6.1.1 施工期环境保护措施

6.1.1.1 施工扬尘

(1)在管线和道路作业带内施工作业，施工现场设置围挡、定时洒水抑尘、控制运输车辆行驶速度、控制车辆装载量并采取密闭或者遮盖措施、避免大风天作业等。

(2)加强施工管理，尽可能缩短施工周期。

(3)施工结束后尽快对施工场地进行恢复平整，减少风蚀量。

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

6.1.1.2 焊接烟气、机械设备和车辆废气

施工前期加强设备和运输车辆的检修和维护，保证设备正常稳定运行，燃用合格的燃料，设备和车辆不超负荷运行，焊接作业时使用无毒低尘焊条，从而从源头减少设备和车辆废气及焊接烟气对环境的影响，措施是可行的。

6.1.1.3 测试放喷废气

(1)在集输管网投产前的项目初期，井场要进行测试放喷。为了点火安全和控制热辐射范围，需修建地面放喷池，通过水平火炬进行测试放喷；在集输管网投产后，测试放喷的天然气将通过管网收集，集输至井场后通过水平火炬点燃放空。

(2)采用防喷器组(环形防喷器、双闸板防喷器、单闸板防喷器)等先进的井控装置，防止和控制井喷事故发生。

由于测试放喷时间较短，测试放喷燃烧天然气排放对周围环境影响很小，以上措施是可行的。

6.1.2 运营期环境空气保护措施

(1)井场采出的产物进行汇集、处理、输送至油气稳定装置的全过程采用密闭工艺流程，容易泄漏的关键危险部位采用先进设备和材料，严格控制油品泄

漏对大气环境影响；

(2) 本项目定期巡检，确保集输系统安全运行。

(3) 提高对风险事故的防范意识，在不良地质地段做好工程防护措施。

项目运营期井场无组织废气非甲烷总烃可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 中 5.7 节要求及《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019) 中 VOCs 物料转移和输送无组织排放控制要求。

类比同类型井场污染源监测数据，监测数据见下表。

表 6.1-1 井场污染物排放情况汇总一览表

项目	井场	污染源	污染物	排放浓度 (mg/m ³)	主要处理 措施	标准	达标 情况
废气	YK13 井场	井场无组织废气	非甲烷总烃	0.74~ 0.77	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~ 0.006		《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

根据类比 YK13 井场监测数据，井场无组织废气可达标排放，因此本项目采取的环境空气污染防治措施可行。

6.1.3 闭井期环境空气保护措施

闭井期废气主要是施工过程中产生的扬尘，要求闭井期作业时，采取洒水抑尘的降尘措施，同时要求严禁在大风天气进行作业。

6.2 废水治理措施可行性论证

6.2.1 施工期水环境污染防治措施

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 酸化压裂废水

压裂废水产生量为 732.5m³，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。

③施工队生活污水

本项目生活污水产生量为 2592m^3 。生活污水经井场撬装式污水处理站处理后，用于生态林、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，主要用于生态林、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 $20\text{m}^3/\text{d}$ ，实际单座井场污水产生规模 $4.8\text{m}^3/\text{d}$ ，可满足井场生活污水处理需求。

③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。

(2)地面工程施工

除钻井工程以外的地面工程主要为井场建设、管线工程和道路工程，施工呈现区域性、线性。地面工程施工均不设置施工营地，施工期间废水主要为试压废水，由管内排出后循环使用，试压结束后用于区域降尘。对周边环境产生影响可接受。

6.2.2 运营期水污染防治措施

(1)采出水

本项目采出水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及分析方法》(SY/T5329-2012)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。

雅克拉污水处理站现状最大处理规模 $640\text{m}^3/\text{d}$ 。现状日处理采气污水 $580\text{m}^3/\text{d}$ ，本项目预计进入雅克拉污水处理站采出水量 $9.59\text{m}^3/\text{d}$ ，采出水处理单元满足本项目采出水处理需求。

(2) 井下作业废水

井下作业废水采用废水回收罐收集后运至塔河油田绿色环保站处理，塔河油田绿色环保站废液处理系统富余处理能力 $55.8\text{m}^3/\text{h}$ ，本项目实施后，预计井下作业废水产生量为 $190\text{m}^3/\text{a}$ （折合 $0.022\text{m}^3/\text{h}$ ），富余量可以满足项目井下作业废水处理需求。

6.2.3 闭井期水污染防治措施

闭井期无废水污染物产生，要求在闭井作业过程中，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）要求进行施工作业，首先进行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，避免发生油水串层。

6.3 噪声防治措施可行性论证

6.3.1 施工期噪声防治措施

施工期主要包括钻井工程和地面工程，钻井工程高噪声污染源主要是钻机、泥浆泵，测试放喷或事故放喷时产生的高压气流噪声，地面工程高噪声污染源主要是吊装机、装载机、挖掘机等设备噪声。

采取的隔声降噪措施如下：

- (1) 泥浆泵做好基础减振，临时启用柴油发电机时，应采取基础减振；
- (2) 定期维护泥浆泵、钻机等高噪声设备；
- (3) 需要测试放喷的井场，采用修建地面放喷池，周边用砂土作堆，堆高超过 2m ，尽量缩短放喷时间；
- (4) 合理控制施工作业时间；
- (5) 运输车辆控制车速，通过村庄时应避免鸣笛。

类比同类型井场施工作业，施工期噪声可以满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）相关标准要求。

6.3.2 运营期噪声防治措施

(1) 提高工艺过程的自动化水平，尽量减少操作人员在噪声源的停留时间。

(2) 对噪声较大的设备采取基础减振措施。

类比同类井场，运营期井场场界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2 类标准。因此，所采取的工程措施基本可行。

6.3.3 闭井期噪声防治措施

闭井期噪声主要为车辆噪声等，合理控制车速，通过村庄时避免鸣笛。

6.4 固体废物处理措施可行性论证

6.4.1 施工期固体废物处置措施

6.4.1.1 钻井废弃物处理措施

本项目钻井期岩屑随钻井泥浆带出，一开、二开上部为膨润土泥浆，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，分离后的固相综合利用，用于铺筑井场、道路等；二开下部磺化泥浆，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。

主要工艺如下：

首先把废弃钻井液进行均匀化调整，调整好后用污泥泵打入一级螺旋式混拌装置，同时加入与废弃钻井液打入量相匹配量的絮凝—脱稳剂，经混拌装置传输，进入固液分离装置进行泥水分离，水相收集到指定位置，固相进入二级螺旋式混拌装置，同时加入与之相匹配量的高效原还粉，在设计时间内，经二级螺旋式混拌装置传输，处理为类土壤性状的无害化处理产物。

目前，雅克拉凝析气田内有多处采用相同处理工艺(水洗)的撬装化装置处理聚磺体系泥浆钻井岩屑，类比其评估调查结果，处理后废弃物可达到相关标准要求。

6.4.1.2 危险废物处理措施

废烧碱包装袋和废防渗材料应折叠打包存放在井场撬装式危废暂存间

内，严禁随意丢弃。钻井施工过程中检修时应在地面铺设防渗材料收集产生的含油废物，含油废物收集后应置于铁质油桶内且不得超过容器的3/4。危险废物必须由具有资质的机构或环保部门指定单位接收，钻井队与之签订危废转移协议，并依照有关规定填写和保存废物转移联单。严禁有关人员私自转让、买卖。

6.4.1.3 撬装式污水处理站产生污泥及生活垃圾处理措施

撬装式污水处理站污泥定期排入污泥池，通过泵打入小型叠螺式污泥脱水机，其脱水原理为污泥在浓缩部经过重力浓缩后，被运输到脱水部，在前进的过程中随着滤缝及螺距的逐渐变小，以及背压板的阻挡作用下，产生极大的内压，容积不断缩小，达到充分脱水的目的。经叠螺式污泥脱水机脱水后可确保污泥含水率低于 60%，满足垃圾填埋场进场污泥含水率要求。

生活垃圾现场集中收集，与经脱水装置脱水后的污泥一同由库车城乡建设投资（集团）有限公司拉运处置。

6.4.2 运营期固体废物处置措施

6.4.2.1 固体废物产生及处置情况

根据《国家危险废物名录（2021 年版）》（部令第 15 号）、《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），本项目运营期产生的危险废物主要为落地油、废防渗材料，收集后有危废处置资质单位接收处置。本项目危险废物产生情况及危险特性见表 6.4-1。

表 6.4-1 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	0.5	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	0.5	场地清理环节	固态	废矿物油	油类物质	/	T, I	

6.4.2.2 危险废物处置措施可行性分析

(1) 危险废物贮存及运输

本项目产生的危险废物桶装收集后有危废处置资质单位接收处置，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。

(2) 危险废物处置单位

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。本项目危险废物全部委托塔河油田绿色环保站进行处置，站场危险废物处理类别、处置能力见表 6.4-2。

表 6.4-2 塔河油田绿色环保站处理类别、处置能力一览表

地点	运营单位	危险废物经营代码	经营许可证有效期限	危险废物经营类别	危险废物经营代码
阿克苏地区库车市	阿克苏塔河环保工程有限公司	6529230040	2022 年 1 月 27 日至 2027 年 1 月 26 日	HW08	071-001-08、071-002-08、072-001-08、251-001-08、251-002-08、251-003-08、251-004-08、251-005-08、251-006-08、251-010-08、251-011-08、900-210-08、900-249-08
	中石化西南石油工程有限公司巴州分公司	6529230053	2018 年 4 月 17 日至 2023 年 4 月 16 日	HW08、HW49	071-001-08、071-002-08、900-210-08、900-042-49

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 m^3/a ，富余处理能力 2.1 万 m^3/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。

6.4.3 闭井期固体废物处置措施

本项目闭井期固体废物主要为废弃建筑垃圾等，属于一般工业固体废物，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。

6.5 生态保护措施可行性论证

6.5.1 施工期生态环境保护措施

本项目在设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境；施工中要做到分段施工，随挖、随运、随铺、随压，不留疏松地面，提高施工效率，尽可能缩短施工工期。充分利用区域现有道路，施工机械和车辆应严格按照规定路线行驶，禁止随意开辟道路，防止扩大土壤和植被的破坏范围。类比雅克拉凝析气田同类项目施工采取的生态环境保护措施，本项目采取的施工生态环境保护措施可行。

6.5.1.2 动植物保护措施

本工程通过采取施工过程中严格规定各类工作人员的活动范围，加强对施工人员的教育工作，强化风险意识，最大限度降低风险概率，避免事故泄漏和火灾爆炸事故可能对荒漠植物和野生动物的影响等措施减缓项目对区域动植物的影响。

类比雅克拉凝析气田施工采取的动植物影响减缓措施，本项目采取的动植物影响减缓措施可行。

6.5.1.3 土壤影响减缓措施

本项目通过采取管道施工应严格限定作业范围，回填时应尽量注意恢复土壤原有密实度，留足适宜的堆积层，防止因降水、泄漏造成地表下陷，尽量按地形走向、减少挖填作用等措施减缓项目对土壤的影响。

6.5.1.4 水土流失保护措施

根据工程建设特点和当地的自然条件，本项目施工结束后进行场地平整，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，进行定时洒水等措施减少施工过程中产生的不利影响。

类比同类项目施工采取的水土流失减缓措施，本项目采取的水土流失减缓措施可行。

6.5.1.5 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。

类比同类项目施工采取的防沙治沙措施，本项目采取的防沙治沙措施可行。

6.5.2 营运期生态恢复措施

本项目实施后，营运期生态恢复措施以保持和维持施工期结束时采取的措施为主，同时需处理施工期遗留问题。

(1) 在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏。定期检查管线，如发生管线老化，接口断裂，及时更换管线。对于事故情况下造成的油外泄事故一要做好防火，二要及时控制扩散面积并回收外泄油。

(2) 及时做好井场清理平整工作，岩屑池做到掩埋、填平、覆土、压实。

(3) 井场、管线施工完毕，进行施工迹地的恢复和平整，管线两侧开始发生向原生植被群落演替，并逐渐得到恢复。

6.5.3 闭井期生态恢复措施

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。

6.5.4 生态恢复治理方案

(1) 生态环境保护与恢复治理的一般要求

根据《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范(试行)》(HJ651-2013)、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T 0317-2018)的相关要求,本项目生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求:

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) 钻井井场生态恢复

①施工结束初期,对井场范围内的地表实施水泥硬化或砾石覆盖等措施,以减少风蚀量。

②工程施工结束后,应对施工临时占地内的土地进行平整,恢复原有地貌。在植被恢复用地上,进行人工播撒适量抗旱耐碱的植物种子。减少植被破坏,减缓水土流失,抵制沙漠化发展将起到一定的积极作用。

③退役期实施封井措施,防止油水窜层。

④对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。

(3) 管线生态恢复

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。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。

7 环境影响经济损益分析

项目的开发建设，除对国民经济的发展起着促进作用外，同时也在一定程度上影响着项目地区环境的变化。进行环境影响经济损益分析的目的在于分析建设项目的社会、经济和环境损益，评价建设项目环境保护投资的合理性以及环境保护投资的效益，促进项目建设的社会、经济和环境效益的协调统一和可持续发展。

7.1 经济效益分析

本项目投资 17630 万元，环保投资 320 万元，环保投资占总投资的比例为 1.82%。由于涉及国家能源商业机密，故对项目本身的经济效益在本环评报告中不作描述。

7.2 社会效益分析

本项目的实施可以支持国家的经济建设，缓解当前原油供应紧张、与时俱进的形势，同时，油气田开发对当地工业和经济的发展具有明显的促进作用，能够带动一批相关工业、第三产业的发展，给当地经济发展注入新的活力。本项目的实施还补充和加快了油气田基础设施的建设。

因此本项目具有良好的社会效益。

7.3 环境措施效益分析

本项目在设计中充分考虑了环境保护的要求，严格执行各项环境保护标准。同时还针对在生产运行过程中产生的“三废”，从实际出发采取多种相应的治理措施。由此看来，本项目采取的环保措施保护了环境，但未产生明显的经济效益。

7.3.1 环保措施的环境效益

(1) 废气

本工程采取管道密闭输送，加强阀门的检修与维护，从源头减少烃类气体的挥发量，通过采取相关治理措施后有效减少了废气中污染物的排放量，减少对大气的污染，污染物能达标排放，对周围环境的影响较小。

(2) 废水

本项目运营期废水包括采出水和井下作业废水，采出水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及分析方法》(SY/T5329-2012)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。

(3) 固体废弃物

本项目运营期固体废物主要为落地油、废防渗材料，收集后直接委托有危废处置资质的单位接收处置。

(4) 噪声

通过采取选用低噪声设备、减振等措施，减低了噪声污染。

(5) 生态保护措施

在施工期间，采取严格控制地表扰动范围，严格控制乙方单位在施工作业中的占地。

本项目各项环保措施通过充分有效地实施，可以使污染物的排放在生产过程中得到有效的控制。本项目选用先进、成熟、可靠、具有节能和环保效果的技术，使各种污染物在排放前得以尽可能大的削减。在生产过程中充分、有效地利用了资源，减少各种资源的损失，大大减低其对周围环境的影响。

7.3.2 环境损失分析

本项目在建设过程中，由于井场地面设施建设、敷设管线等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。环境损失包括直接损失和间接损失，直接损失指由于项目建设对土壤、地表植被及其生境破坏所造成的环境经济损失，即土地资源破坏的经济损失。间接损失指由土地资源损失而引起的生态问题，如生物多样性等造成的环境经济损失。

施工期结束后，临时占地将被恢复，临时占地对土地资源和生态环境的破坏程度较小，时间较短。只有在油气田停止开发后，永久占地才有可能被恢复，永久占地对土地资源和生态环境的破坏严重，时间长。

根据生态影响评价分析，项目占地类型为裸地及草地，植被盖度较低。拟建项目在开发建设过程中，不可避免的会产生一些污染物，这些污染物都会对

油气田周围的环境造成一定的影响，如果处理不当或者管理措施不到位，就可能危害油气田开发区域内的环境。

项目的开发建设中对土地的占用产生一定程度的生态负效应。在数年内附之以有效的防护措施和生态修复措施，这种影响将会被局限在较小的范围内，不会呈现放大的效应。

7.3.2 环保措施的经济效益

本项目通过采用多种环保措施，具有重要的环境效益，但整体对经济效益影响较小。

7.4 环境经济损益分析结论

本项目经分析具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于井场地面设施建设、敷设管线等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在油气田开发过程中，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 320 万元，环境保护投资占总投资的 1.82%。实施相应的环保措施后，可以起到保护环境的效果。

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) 编制各种突发事件的应急计划。

(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。

8.1.3 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，减少营运期事故的发生，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，分施工期和营运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		

续表 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	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明示车辆行驶的边界；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
		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		
	污染防治	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
		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，用于生态林、荒漠灌溉；试压结束后，试压废水就地泼洒抑尘		
		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；含油废物、废烧碱包装袋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		
		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	采出水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
		密闭集输		

续表 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
运营期	正常工况	落地油、废防渗材料收集后有危废处置资质单位接收处置	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		

8.1.4 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。

8.1.5 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：张煜

生产地址：新疆阿克苏地区库车市境内

主要产品及规模：①新钻 4 口采气井（S8-2 井、S8-3 井、YD1-8 井、S49-1 井），老井侧钻 1 口（YD1-5CH 井），并新建井场 4 座；②新建 S8-2 井至 S8-3 井管线 6km、S8-1H 井至 S8-2 井管线 T 接点管线 1.3km、S49-1 井至 S8-3 井管线 12km、S8-3 井至 YD1 阀组管线 8.7km；YD1-8 井至 YD1 阀组集输管线 0.8km；YD1 阀组至雅克拉集气处理站集输管线 16.8km；③配套建设土建、通信、电气、自控等。项目建成后单井日产气 $2 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ，日产油 10t/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 3.2-13~表 3.2-18。

本项目污染物排放标准见表 2.6-4。

本项目污染物排放量情况见表 3.2-24。

本项目污染物总量控制指标情况见表 8.3-1。

(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。

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/m ³)	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 (Nm ³ /h)	排放浓度 (mg/m ³)	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: 0.327	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/m ³	
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	采气树	L _{day} 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		
	电磁加热器撬	L _{day} T				基础减振	降噪 10dB(A)						
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及分析方法》(SY/T5329-2012) 标准后回注地层			—	—	—	悬浮固体含量≤30 含油量≤50		《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012) 标准		

续表 8.3-1

污染物排放清单一览表

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	井下作业 废水	SS、COD、石油类、挥发酚、硫化物	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			
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 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。

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

续表 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
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	代表性井场采气树管道接口处	每年一次

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。

表 8.5-1

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	投资(万元)	验收标准
施工期							
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,用于生态林、荒漠灌溉	—	—	15	
	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	—	—	5	
	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	—	—	—	《建筑施工场界环境噪声排放标准》(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	—	—	60	妥善处置
	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	3	经有资质单位处置

续表 8.5-1

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	投资(万元)	验收标准
施工期							
固废	4	废烧碱包装袋	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,不外排	6	经有资质单位处置
	5	废防渗材料					
	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	—	—	5	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	—	—	2	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	—	—	2	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	100	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	20	落实水土保持措施
		防沙治沙			—	防止土地沙化	20
环境监理		开展施工期环境监理		—	—	10	—
营运期							
废气	1	井场无组织废气	密闭加强管道、阀门的检修和维护	—	场界非甲烷总烃 $\leq 4.0\text{mg}/\text{m}^3$	20	《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
				—	场界硫化氢 $\leq 0.06\text{mg}/\text{m}^3$	20	《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及分析方法》(SY/T 5329-2012)

续表 8.5-1

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	投资(万元)	验收标准
营运期							
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	—	—	3	不外排
噪声	1	采气树	基础减振	—	厂界达标： 昼间 $\leq 60\text{dB}(\text{A})$ 夜间 $\leq 50\text{dB}(\text{A})$	—	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2类排放限值
	2	电磁加热器撬					
固废		落地油、废防渗材料	由有危废处置资质单位接收处置	—	—	6	严格执行《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、暂存和运输
防渗		将井口装置区、阀组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 $1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 黏土层的防渗性能	—	渗透系数小于 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$	5	—
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	10	—

续表 8.5-1

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	投资(万元)	验收标准
闭井期							
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	8	—
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	30	—
合计				—		320	—

9 结论

9.1 建设项目情况

9.1.1 项目概况

项目名称：雅克拉—二八台油气藏 2022 年产能建设项目（变更）

建设单位：中国石油化工股份有限公司西北油田分公司

建设内容：①新钻 4 口采气井（S8-2 井、S8-3 井、YD1-8 井、S49-1 井），老井侧钻 1 口（YD1-5CH 井），并新建井场 4 座；②新建 S8-2 井至 S8-3 井管线 6km、S8-1H 井至 S8-2 井管线 T 接点管线 1.3km、S49-1 井至 S8-3 井管线 12km、S8-3 井至 YD1 阀组管线 8.7km；YD1-8 井至 YD1 阀组集输管线 0.8km；YD1 阀组至雅克拉集气处理站集输管线 16.8km；③配套建设土建、通信、电气、自控等。

建设规模：项目建成后单井日产气 $2 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ，日产油 10t/d。

项目投资和环保投资：项目总投资 17630 万元，其中环保投资 320 万元，占总投资的 1.82%。

劳动定员及工作制度：井场为无人值守场站，不新增劳动定员。

9.1.2 项目选址

本项目位于阿克苏地区库车市境内。区域以油气开采为主，土地利用类型为裸地及草地，工程选址区域周边及邻近区域无居民区、村庄等环境敏感点。

9.1.3 产业政策符合性

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）》（国家发展改革委令第 29 号，2021 年修改）相关内容，“石油、天然气勘探及开采”属于“鼓励类”项目。因此，本项目的建设符合国家产业政策要求。

本项目属于西北油田分公司油气勘探开发项目，符合《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、《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》《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划》。

9.1.4 “三线一单”符合性判定

本项目距离生态保护红线区最近约 46km，建设内容均不在生态保护红线范围内；本项目采出水经集输管线输送至雅克拉集气处理站处理，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；本项目所在区域属于大气环境质量不达标区域，本项目已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求，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。本项目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；水资源消耗、土地资源、能源消耗等均不超过自治区下达的总量和强度控制目标；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。

9.2 环境现状

9.2.1 环境质量现状评价

环境质量现状监测结果表明：项目所在区域属于不达标区；根据监测结果，硫化氢 1 小时平均浓度满足《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值；非甲烷总烃 1 小时平均浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的标准。

地下水环境质量现状监测结果表明：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。

声环境质量现状监测结果表明：井场场界噪声监测值昼间为 39~40dB(A)，夜间为 37~38dB(A)，满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类区标准要求。

土壤环境质量现状监测表明：根据监测结果，占地范围内各土壤监测点监

测值均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地筛选值限值。

9.2.2 环境保护目标

本项目评价区域内无自然保护区、风景名胜区和需要特殊保护的区域以及村庄、学校、医院等敏感点，故不设置环境空气保护目标；本项目周边无地表水体，且项目不外排废水，不设置地表水保护目标；将地下水评价范围内潜水含水层作为地下水保护目标；项目周边 200m 范围内无声环境敏感点，因此不再设置声环境保护目标；将井场边界外扩 50m，管线边界两侧外延 200m 范围内土壤作为土壤环境保护目标；将生态环境影响评价范围内植被、动物及塔里木河流域水土流失重点治理区作为生态环境保护目标，保护目的为不对区域生态环境及水土保持产生明显影响；将区域大气环境和区域潜水含水层分别作为环境空气风险保护目标和地下水风险保护目标。

9.3 拟采取环保措施的可行性

9.3.1 废气污染源及治理措施

运营期环境空气主要保护措施如下：

(1)井场采出的产物进行汇集、处理、输送至油气稳定装置的全过程采用密闭工艺流程，容易泄漏的关键危险部位采用先进设备和材料，严格控制油品泄漏对大气环境影响；

(2)本项目定期巡检，确保集输系统安全运行。

(3)提高对风险事故的防范意识，在不良地质地段做好工程防护措施。

9.3.2 废水污染源及治理措施

本项目运营期废水包括采出水和井下作业废水，采出水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及分析方法》(SY/T5329-2012)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。

9.3.3 噪声污染源及治理措施

本项目井场周围地形空旷，井区内无人居住，井场的噪声在采取有效的基础减振降噪措施后，再通过距离衰减，对周围声环境的影响较小。

9.3.4 固体废物及处理措施

本项目运营期落地油、废防渗材料，属于危险固体废物，收集后直接委托有危废处置资质的单位接收处置。

9.4 项目对环境的影响

9.4.1 大气环境影响

项目废气中非甲烷总烃最大落地浓度为 $61.115 \mu\text{g}/\text{m}^3$ 、占标率为 3.06%； H_2S 最大落地浓度为 $0.17 \mu\text{g}/\text{m}^3$ 、占标率为 1.68%， $\text{D}_{10\%}$ 均未出现。

本项目实施后，井场无组织排放非甲烷总烃四周场界浓度贡献值满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 中边界污染物控制要求；对四周场界 H_2S 浓度贡献值满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93) 中表 1 新扩改建项目二级标准。

本项目实施后，井场各废气污染源污染物的贡献浓度较低，占标率较小，对大气环境产生影响可接受。

9.4.2 地表水环境影响

本项目运营期产生的废水主要有采出水、井下作业废水。采出水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及分析方法》(SY/T5329-2012) 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。本项目周边无地表水体，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。

9.4.3 地下水环境影响

(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 $100 \sim 1000 \text{m}^3/\text{d}$ ，含水层的渗透系数为 $2.38 \sim 6.78 \text{m}/\text{d}$ ，水位埋深 $1.25 \sim 10.5 \text{m}$ 。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 $75 \sim 200 \text{m}$ 。钻孔的单位涌水量为 $62 \sim 111 \text{m}^3/\text{d} \cdot \text{m}$ ，富水性为中等 ($100 \sim 1000 \text{m}^3/\text{d}$)，含水层的渗透系数 $1.30 \sim 3.71 \text{m}/\text{d}$ 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

正常状况下，污染源从源头上可以得到控制，采取了防渗措施；非正常状况下，从油水窜层及集输管道泄漏等方面进行定性分析，对区域地下水环境影响较小。企业在做好源头控制措施、完善分区防渗措施的前提下，本项目对地下水环境影响可以接受。

(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。

9.4.4 声环境影响

本项目井场噪声源对厂界的噪声贡献值昼间、夜间为 43.0~47.5dB(A)，满足《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。

综上，本项目实施后不会对周边声环境产生明显影响。

9.4.5 固体废物环境影响

本项目运营期固体废物主要为落地油、废防渗材料，属于危险固体废物，收集后直接委托有危废处置资质的单位接收处置。

9.4.6 生态影响

本项目不同阶段对生态环境的影响略有不同，施工期主要体现在土地利用、土壤、植物、动物、水土流失、防沙治沙等方面，其中对土壤、水土流失及植被的影响相对较大；运营期主要体现在动物及植被等方面，但影响相对较小。通过采取相应的生态保护与恢复措施后，本项目建设对生态环境的影响可得到有效减缓，在生态系统可接受范围内，对生态环境的影响不大；工程不在生态保护红线区内进行开发。从生态环境保护的角度看，该建设项目是可行的。

9.4.7 土壤影响

本项目井场占地范围内土壤中各监测因子监测值均达到《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)第二类用地土壤污染风险筛选值标准要求。同时根据土壤垂直入渗预测结果可知石油烃在土壤中随时间不断向下迁移，石油烃主要积聚在土壤表层 40cm 以内，其污染也主要限于地表，一般很难渗入到 2m 以下。本评价要求项目运行期间严格执行各项环境保护管理制度、落实土壤跟踪监测措施和应急措施，发现异常及时采取措施。

综上所述，在严格落实各项环保措施、环境保护管理制度、跟踪监测和应急措施的情况下，项目实施对土壤环境的影响可接受。

9.5 总量控制分析

结合本项目排放特征，确定总量控制因子为大气污染因子： VOC_s 。项目总量控制指标为 VOC_s 0.327t/a。

9.6 环境风险评价

西北油田分公司雅克拉采气厂制定了应急预案，本项目实施后，负责实施的雅克拉采气厂将结合项目新增建设内容适时修订现行环境风险应急预案。项目在制定严格的事故风险防范措施及应急计划后，可将事故发生概率减少到最

低，减小事故造成的损失，在可接受范围之内。

9.7 公众参与分析

环评期间，建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》(部令第 4 号)的有关要求，中国石油化工股份有限公司西北油田分公司通过网络公示、报纸公示征求公众意见。调查结果表明：本项目的建设得到了当地公众的支持，没有公众提出反对意见。

9.8 项目可行性结论

本项目的建设符合国家相关产业政策和新疆维吾尔自治区国民经济发展规划，满足“三线一单”的相关要求，项目建成后在落实各项污染防治措施及确保达标的情况下，项目建设对区域环境影响较小；采取严格完善的环境风险防范措施和应急措施下，环境风险水平可接受。从环境保护角度出发，项目可行。

目 录

1 概述	1
1.1 项目由来	1
1.2 环境影响评价工作过程	1
1.3 分析判定相关情况	3
1.4 关注的主要环境问题及环境影响	4
1.5 主要结论	5
2 总则	6
2.1 编制依据	6
2.2 评价目的和评价原则	12
2.3 环境影响要素和评价因子	13
2.4 评价等级和评价范围	16
2.5 评价内容和评价重点	24
2.6 评价标准	25
2.7 相关规划及环境功能区划	29
2.8 环境保护目标	58
3 建设项目工程分析	60
3.1 区块开发现状及环境影响回顾	61
3.2 拟建工程	73
3.3 依托工程	114
4 环境现状调查与评价	117
4.1 自然环境概况	117
4.2 环境敏感区调查	120
4.3 环境质量现状监测与评价	122
5 环境影响预测与评价	146
5.1 施工期环境影响分析	146
5.2 营运期环境影响评价	170
5.3 闭井期环境影响分析	208
6 环保措施可行性论证	210
6.1 环境空气保护措施可行性论证	210
6.2 废水治理措施可行性论证	211
6.3 噪声防治措施可行性论证	213
6.4 固体废物处理措施可行性论证	214
6.5 生态保护措施可行性论证	217

7 环境影响经济损益分析	220
7.1 经济效益分析	220
7.2 社会效益分析	220
7.3 环境措施效益分析	220
7.4 环境经济损益分析结论	222
8 环境管理与监测计划	223
8.1 环境管理	223
8.2 企业环境信息公开	228
8.3 污染物排放清单	229
8.4 环境及污染源监测	232
8.5 环保设施“三同时”验收一览表	233
9 结论	237
9.1 建设项目情况	237
9.2 环境现状	238
9.3 拟采取环保措施的可行性	239
9.4 项目对环境的影响	240
9.5 总量控制分析	242
9.6 环境风险评价	242
9.7 公众参与分析	243
9.8 项目可行性结论	243

