



塔河油田 12 区 AD22-AD8 井区奥陶系
油藏 2021 年第一期产能建设项目
环境影响报告书
(送审稿)

建设单位：中国石油化工股份有限公司西北油田分公司

评价单位：森诺科技有限公司



编制时间：2021 年 5 月

概 述

1 建设项目特点

中国石油化工股份有限公司西北油田分公司（以下简称“西北油田分公司”）是中国石化一家原油开采生产企业，油田主体位于新疆维吾尔自治区巴音郭楞蒙古自治州、阿克苏地区、喀什地区 3 个地市的 5 个县境内，分布于轮台县、库车市、沙雅县、且末县、巴楚县。现有勘查开采区块 43 个，矿权登记面积 $14.67 \times 10^4 \text{km}^2$ 。

西北油田分公司在塔河油田 12 区奥陶系油藏的开发始于 2000 年 7 月，截至 2020 年底，已部署油水井 505 口（生产油井 457 口，注水井 27 口，长停井 10 口，封井 11 口），年产油量约为 $183.9 \times 10^4 \text{t}$ ，年产气量约为 $5586.5 \times 10^4 \text{m}^3$ ，年注水量约为 $95.6 \times 10^4 \text{t}$ ，平均含水 41.6%。塔河油田 12 区设有油气集输站场 19 座，其中计转站 16 座，混输泵站 1 座、卸油站 1 座、中间热泵站 1 座；油气处理站场 1 座。

为加快石油天然气资源的勘探、开发，西北油田分公司于 2020 年先后开展了 TH12296 井、TH12298H 井、TH121150 井、TH121147H 井、TH121148 井、TH121149 井等 6 口勘探井钻井工程的环境影响评价工作，并分别于 2020 年 12 月 7 日以阿地环函字[2020]802 号、2020 年 12 月 7 日以阿地环函字[2020]803 号、2020 年 12 月 24 日以阿地环函字[2020]860 号、2020 年 12 月 28 日以阿地环函字[2020]891 号、2020 年 12 月 28 日以阿地环函字[2020]892 号、2020 年 12 月 29 日以阿地环函字[2020]902 号取得阿克苏地区生态环境局出具的审批意见，目前各勘探井正准备开钻。

同时，为了尽快形成原油生产能力，提高 12 区整体开发效益，西北油田分公司拟实施塔河油田 12 区 AD22-AD8 井区奥陶系油藏 2021 年第一期产能建设项目，即将上述 6 口勘探井转为开发井，主要建设内容包括安装 6 台 14 型游梁式抽油机、新建 6 台 200kW 井场水套加热炉；新建阀组站 1 座（站内建设 1 台 400kW 水套加热炉，1 套 8 井式选井计量阀组，1 套 8 井式高压掺稀阀组，1 套 8 井式稳流分水阀组）；新建 DN100 单井集油管线 9.4km，DN200 集油干线 4.5km；新建 DN50 单井掺稀管线 9.4km，DN100 掺稀干线 4.5km；新建 DN50 燃料气管线 5.4km；新建 DN150 注水干线 4.5km，且同位置的掺稀管线、燃料气管线、集油管线采用同沟敷设；另外配套建设供配电、自控通信、消防、防腐保温等工程。项目实施后，采用自然能量开发，最大年产液量为 $7.29 \times 10^4 \text{t}$ （开发第 1 年），最大年产油量为 $7.23 \times 10^4 \text{t}$ （开发第 1 年）。

拟建项目的建设符合国家、行业颁布的相关产业政策、法规及规范，项目的建设可以把埋藏在地下的财富变为今日社会、经济急需的宝贵资源，支持社会发展和国家建设，减少国家原油进口、节约外汇。

2 环境影响评价的工作程序及过程

根据《中华人民共和国环境保护法》(2015 年 1 月 1 日)、《中华人民共和国环境影响评价法》(2018 年 12 月 29 日)、《建设项目环境保护管理条例》(2017 年 10 月 1 日), 拟建项目需开展环境影响评价。

根据《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》(新水水保[2019]4 号), 项目所在地新疆阿克苏地区库车市属于水土流失重点治理区, 按照《建设项目环境影响评价分类管理名录(2021 年版)》(2021 年 1 月 1 日), 拟建项目应编制环境影响报告书。为此, 中国石油化工股份有限公司西北油田分公司委托评价单位森诺科技有限公司开展本项目的环境影响评价工作(委托书见附件 1)。

评价单位接受委托后, 立即成立项目组并按要求开展工作。

项目组首先进行了现场踏勘, 在研究相关技术文件和其他相关文件的基础上, 进行了初步工程分析和初步的环境现状调查; 根据环境影响识别结果、环境保护目标分布情况和确定的工作等级、评价范围及评价标准, 制定了工作方案。根据工作方案, 项目组在工程分析、环境现状调查与评价的基础上, 开展了各环境要素和各专题的环境影响分析与评价工作, 据此提出了环境保护措施和环境管理要求。环评工作过程中, 根据《环境影响评价公众参与办法》(2019 年 1 月 1 日)等相关规定, 建设单位作为责任主体开展了项目信息公示和公众意见调查等工作, 收集公众对本项目建设的意见, 以使拟采取的环境保护措施更加完善, 最大限度减少工程建设对环境的影响, 充分发挥工程建设的环境效益和社会效益。在以上工作的基础上, 完成了本环境影响报告书的编制。

3 分析判定相关情况

3.1 选址符合性分析

1、工程选址选线原则

- 1) 井场选址、管线路由应尽量远离居住区、学校、医院等;
- 2) 尽量缩减井场永久占地面积, 缩短管线敷设长度, 降低施工作业带范围, 减少临时占地; 尽量依托现有进井道路, 减少土地占用和对地表植被的破坏。

2、井场选址可行性分析

根据各勘探井钻井工程的环境影响评价报告及审批文件, 结合本次评价期间现场踏勘情况, 拟建项目位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市城区东南约 60km,

开发区域属城市建成区以外；修整勘探井场为开发井场，利用钻井过程建设进井道路，不再新建，周边 500m 内无环境敏感目标，尽量远离了居住区、学校、医院等。

3、管线路由可行性分析

拟建单井管线沿途所经区域生态系统以荒漠生态系统为主。管线在设计选线时走向力求顺直、平缓，并尽量减少与天然、人工障碍物交叉；选择有利地形，确保管线长期、安全、可靠运行。

综上所述，本项目选址充分考虑了工程对沿线区域环境的影响，合理可行。

3.2 政策符合性分析

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

本项目为石油开采工程，属于《产业结构调整指导目录（2019 年本）》（2020 年 1 月 1 日）中鼓励类范围：第七类石油、天然气中的第 1 条常规石油、天然气勘探与开采，项目的建设符合国家产业政策。

2、《石油天然气开采业污染防治技术政策》（2012 年 3 月 7 日）

西北油田分公司生产项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到 95% 以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置达到 100%。本项目工业废水处理达标后回用于油田注水开发，不外排；工业固体无害化处理处置达到 100%。项目的建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》（2012 年 3 月 7 日）的要求。

表 1 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》（2012 年 3 月 7 日）符合性分析表

文件要求	项目情况	符合情况
一、总则		符合
（三）到 2015 年末，行业新、改、扩建项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到 90% 以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到 100%。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。	项目采用清洁生产工艺和技术，生产废水回用率达到 100%，固体废物资源化及无害化处理处置率达到 100%。	符合
（四）石油天然气开采要坚持油气开发与环境保护并举，油气田整体开发与优化布局相结合，污染防治与生态保护并重。大力推行清洁生产，发展循环经济，强化末端治理，注重环境风险防范，因地制宜进行生态恢复与建设，实现绿色发展。	拟开展污染防治与生态保护的措施。拟推行清洁生产，发展循环经济，强化末端治理，注重环境风险防范，因地制宜进行生态恢复与建设，实现绿色发展。	符合
（五）在环境敏感区进行石油天然气勘探、开采的，要在开发前对生态、环境影响进行充分论证，并严格执行环境影响评价文件的要求，积极采取缓解生态、环境破坏的措施。	项目位于自治区级水土流失重点治理区，在开发前对生态、环境影响进行了充分论证，并拟严格执行环境影响评价文件的要求，积极采取了缓解生态、环境破坏的措施。	符合

文件要求	项目情况	符合情况
二、清洁生产		符合
(一) 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。	本项目已纳入西北油田分公司整体开发方案, 油气和废物均集中收集、处理处置。	符合
(二) 油气田开发不得使用含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂, 逐步淘汰微毒及以上油气田化学剂, 鼓励使用无毒油气田化学剂。	拟使用环保型无毒无害油气田化学剂。	符合
(三) 在勘探开发过程中, 应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收, 落地原油回收率应达到 100%。	项目开发中原油不落地。井下作业采用带罐施工; 井下作业过程中拟配备泄油器、刮油器等。	符合
(四) 在油气勘探过程中, 宜使用环保型炸药和可控震源, 应采取防渗等措施预防燃料泄漏对环境的污染。	本项目不涉及油气勘探过程。	符合
(五) 在钻井过程中, 鼓励采用环境友好的钻井液体系; 配备完善的固控设备, 钻井液循环率达到 95%以上; 钻井过程产生的废水应回用。	本项目不涉及钻井工程。	符合
(六) 在井下作业过程中, 酸化液和压裂液宜集中配制, 酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置, 压裂放喷返排入罐率应达到 100%。酸化、压裂作业和试油(气)过程应采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施。	本项目不涉及钻井工程, 不涉及酸化、压裂作业。	符合
(七) 在开发过程中, 适宜注水开采的油气田, 应将采出水处理满足标准后回注; 对于稠油注汽开采, 鼓励采出水处理后回用于注汽锅炉。	采出液管输至塔河油田二号联合站、四号联合站进行三相分离, 分离出的采出水经站内污水处理系统进行处理, 处理达标后用于油田注水开发, 无外排。	符合
(八) 在油气集输过程中, 应采用密闭流程, 减少烃类气体排放。新建 3000m ³ 及以上原油储罐应采用浮顶型式, 新、改、扩建油气储罐应安装泄漏报警系统。新、改、扩建油气田油气集输损耗率不高于 0.5%, 2010 年 12 月 31 日前建设的油气田油气集输损耗率不高于 0.8%。	采出液密闭管输至塔河油田二号联合站、四号联合站, 在联合站内进行三相分离。项目实施后, 油气集输损耗率不高于 0.1%。	符合
(九) 在天然气净化过程中, 应采用两级及以上克劳斯或其他实用高效的硫回收技术, 在回收硫资源的同时, 控制二氧化硫排放。	本项目不涉及天然气净化。	符合
三、生态保护		符合
(一) 油气田建设宜布置丛式井组, 采用多分支井、水平井、小孔钻井、空气钻井等钻井技术, 以减少废物产生和占地。	本项目依托 6 座勘探井井场, 不再新增占地; 新建阀组站永久占地面积较小。	符合
(二) 在油气勘探过程中, 应根据工区测线布设, 合理规划行车线路和爆炸点, 避让环境敏感区和环境敏感时间。对爆点地表应立即进行恢复。	本项目不涉及油气勘探过程。	符合
(三) 在测井过程中, 鼓励应用核磁共振测井技术, 减少生态破坏; 运输测井放射源车辆应加装定位系统。	不涉及核磁共振测井技术及放射源。	符合
(四) 在开发过程中, 伴生气应回收利用, 减少	本项目采用密闭集输方式输送伴生	符合

文件要求	项目情况	符合情况
温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到 80%以上；站场放空天然气应充分燃烧。燃烧放空设施应避开鸟类迁徙通道。	气	
（五）在油气开发过程中，应采取措施减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复。井场周围应设置围堤或井界沟。应设立地下水水质监测井，加强对油气田地下水水质的监控，防止回注过程对地下水造成污染。	本项目拟设立地下水水质监测井以加强对油田地下水水质的监控。	符合
（六）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。	不涉及湿地自然保护区和鸟类迁徙通道。	符合
（七）油气田退役前应进行环境影响后评价，油气田企业应按照后评价要求进行生态恢复。	退役前拟进行环境影响后评价，建设单位将按照后评价要求进行生态恢复。	符合
四、污染治理		符合
（一）在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排。在油气开发过程中，未回注的油气田采出水宜采用凝析气浮和生化处理相结合的方式。	本项目不涉及钻井工程，运营期井下作业废液拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站废液处理系统进行处理，处理达标后回注地层。	符合
（二）在天然气净化过程中，鼓励采用二氧化硫尾气处理技术，提高去除效率。	不涉及天然气净化。	符合
（三）固体废物收集、贮存、处理处置设施应按照标准要求采取防渗措施。试油（气）后应立即封闭废弃钻井液贮池。	固体废物收集、贮存、处理处置设施拟按照标准要求采取防渗措施。	符合
（四）应回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的油泥（砂）等中的油类物质，含油污泥资源化利用率应达到 90%以上，残余固体废物应按照《国家危险废物名录（2021 年版）》（2021 年 1 月 1 日）和危险废物鉴别标准识别，根据识别结果资源化利用或无害化处置。	本项目原油不落地。原油处理、废水处理产生的油泥（砂）等中的油类物质，含油污泥资源化利用率达到 100%。	符合
（五）对受到油污染的土壤宜采取生物或物化方法进行修复。	正常工况下土壤不会受到油污染，事故状态下，建设单位启动应急预案及时处理受污染土壤。	符合
五、鼓励研发的新技术		符合
（一）环境友好的油田化学剂、酸化液、压裂液、钻井液，酸化、压裂替代技术，钻井废物的随钻处理技术，提高天然气净化厂硫回收率技术。	本项目不涉及钻井工程，不涉及酸化、压裂作业，不涉及天然气净化。	符合
（二）二氧化碳驱采油技术，低渗透地层的注水处理技术。	本项目油井采用天然能量开发方式。	符合
（三）废弃钻井液、井下作业废液及含油污泥资源化利用和无害化处置技术，石油污染物的快速降解技术，受污染土壤、地下水的修复技术。	本项目不涉及钻井工程，运营期井下作业废液及含油污泥采用资源化利用和无害化处置技术。	符合
六、运行管理与风险防范		符合

文件要求	项目情况	符合情况
(一) 油气田企业应制定环境保护管理规定, 建立并运行健康、安全与环境管理体系。	企业制定了环境保护管理规定, 建立健全了健康、安全与环境管理体系。	符合
(二) 加强油气田建设、勘探开发过程的环境监督管理。油气田建设过程应开展工程环境监理。	企业加强了油气田建设、勘探开发过程的环境监督管理。	符合
(三) 在开发过程中, 企业应加强油气井套管的检测和维护, 防止油气泄漏污染地下水。	设置监测工艺, 加强油气井套管的检测和维护, 防止油气泄漏污染地下水。	符合
(四) 油气田企业应建立环境保护人员培训制度, 环境监测人员、统计人员、污染治理设施操作人员应经培训合格后上岗。	建立了环境保护人员培训制度, 环境监测人员、统计人员、污染治理设施操作人员经培训合格后上岗。	符合
(五) 油气田企业应对勘探开发过程进行环境风险因素识别, 制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。应开展特征污染物监测工作, 采取环境风险防范和应急措施, 防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故。	对勘探开发过程进行了环境风险因素识别, 制定了突发环境事件应急预案并定期进行演练。采取环境风险防范和应急措施, 防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故。	符合

3、《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(HJ 2.2-2018)〉差别化政策有关事宜的复函》(环办环评函[2019]590 号)

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), 本项目位于阿克苏地区库车市, 可不提供颗粒物区域削减方案。

4、《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)

根据《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), 沙区建设项目在环评报告中需设置专门的防沙治沙内容。本项目是石油开采项目, 位于阿克苏地区库车市城区东南约 60km, 在沙区范围内。本报告中提出了防沙治沙及防止水土流失的生态保护措施, 项目建设对沙区生态环境影响较小, 符合《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》(新环环评发[2020]138 号)的有关要求。

3.3 规划符合性分析

1、《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划(2016-2020 年)》(2017 年 9 月 26 日)

《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划(2016-2020 年)》(2017 年 9 月 26 日)中指出“大力推进矿产资源基地建设中的塔里木盆地油气基地”。本项目为石油开采工程, 主要是开采塔里木盆地油气资源, 其建设符合《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划(2016-2020 年)》(2017 年 9 月 26 日)要求。

2、《新疆生态功能区划》(2005 年 12 月 21 日)

本项目位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市，属于Ⅳ塔里木盆地暖温带极干旱沙漠、戈壁及绿洲农业生态区、Ⅳ1 塔里木盆地西部和北部荒漠、绿洲农业生态亚区、渭干河三角洲荒漠—绿洲农业、盐渍化敏感生态功能区，主要生态服务功能为农产品生产、荒漠化控制、油气资源，发展方向为发展棉花产业、特色林果业和农区畜牧业，建设石油和天然气基地。本项目为石油天然气开采，符合《新疆生态功能区划》(2005 年 12 月 21 日)的要求。

3、《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》(2016 年 10 月 24 日)

根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》(2016 年 10 月 24 日)，将新疆分为以下主体功能区：按开发方式，分为优化开发区域、重点开发区域、限制开发区域和禁止开发区域四类；按开发内容，分为城市化地区、农产品主产区和重点生态功能区三类；按层级，分为国家和省级两个层面。

本项目建设地点位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市，属于自治区重点开发区域中的天山南坡产业带，该区域的功能定位是：建成国家重要的石油天然气化工基地，新疆重要的煤炭生产和电力保障基地、装备制造基地、钢铁产业基地、农产品精深加工基地、纺织工业基地，着力增强对南疆经济的辐射带动作用。做大做强石油天然气、煤化工、盐化工、纺织、农副产品精深加工等特色优势产业，加快延伸产业链，形成特色产业集群。

本项目属于石油天然气开采行业，符合自治区对该区域的功能定位要求。

4、《新疆环境保护规划(2018-2022 年)》(2018 年 6 月 27 日)

本项目位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市，属于天山南麓产业带，不属于高污染产业、建材行业落后产能、不符合产业准入标准和政策的落后项目、纺织印染项目、水泥行业，因此，本项目符合《新疆环境保护规划(2018-2022 年)》(2018 年 6 月 27 日)的要求。

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

本项目为石油天然气开采，拟使用先进技术、工艺和设备，实行清洁生产，保持场地平整、清洁卫生；在井场内实施无污染作业，散落油和含油废水等含油污染物回收处理，产生的伴生气进行回收利用，因此，本项目符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》(2018 年 9 月 21 日)的要求。

6、《关于重点区域执行大气污染物特别排放限值的公告》(新疆维吾尔自治区环境保护厅 公告 2016 年 第 45 号)

本项目位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市，不属于自治区大气污染防治重点区域。

7、《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）

本项目位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市，不属于自治区大气污染联防联控重点区域，不属于高污染高耗能行业。

3.4 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函[2019]910号）符合性分析

本项目与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函[2019]910号）符合性分析见表2。

表2 与环办环评函[2019]910号符合性

序号	要求	项目情况	符合性
1	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。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。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	本项目评价了项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出了有效的生态环境保护和环境风险防范措施；对依托的污水处理设施、固废处理设施等均论证了依托可行性和有效性，项目依托处置可行	符合
2	未确定产能建设规模的陆地油气开采新区块，建设勘探井应当依法编制环境影响报告表。海洋油气勘探工程应当填报环境影响登记表并进行备案。确定产能建设规模后，原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的，可以纳入区块环评。自2021年1月1日起，原则上不以单井形式开展环评。过渡期间，项目建设单位可以根据实际情况，报批区块环评或单井环评	本项目为产能项目（最大年产量 $7.29 \times 10^4 \text{t}$ ），本项目6口勘探井的钻井工程已取得环评批复	符合
3	涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目，应当符合国家和地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求。涉及污染物排放的海洋油气开发项目，应当符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB 4914-2008）等排放标准要求	本项目废水依托处置达标后回用于注水开发，不外排至地表水体，不涉及水污染物总量控制指标	符合
4	涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注到现役油气	本项目废水依托处置达标后回用于注水开发，回注水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）要求，回用于油田注水开发； 本项目不涉及钻井过程	符合

序号	要求	项目情况	符合性
	藏或枯竭废弃油气藏。建设项目环评文件中应当包含钻井液、压裂液中重金属等有毒有害物质的相关信息，涉及商业秘密、技术秘密等情形的除外		
5	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》（2017 年 10 月 1 日）要求评价	本项目不涉及钻井工程；涉及的危险废物主要是油泥砂，按《建设项目危险废物环境影响评价指南》（2017 年 10 月 1 日）要求进行评价	符合
6	涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场 H ₂ S 的无组织排放。高含硫天然气净化厂应当采用先进高效硫黄回收工艺，减少 SO ₂ 排放。井场水套加热炉、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	本项目伴生气 H ₂ S 含量较高，伴生气在联合站分离脱硫后，输送至塔河油田天然气处理站进一步处理；井场水套加热炉采用三号联合站经过处理的干气，废气满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）表 2 中重点控制区限值要求。本次评价提出切实可行的环境风险防范措施	符合
7	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，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	本项目不涉及钻井工程，对施工期占地均控制在永久占地内，且施工周期较短，对周边生态环境影响较小	符合
8	涉及自然保护地和生态保护红线的，应当说明工程实施的合法合规性和对自然生态系统、主要保护对象等的实际影响，接受生态环境主管部门依法监管	本项目不涉及生态保护红线区	符合
9	油气企业应按照企事业单位环境信息公开办法、环境影响评价公众参与办法等有关要求，主动公开油气开采项目环境信息，保障公众的知情权、参与权、表达权和监督权。各级生态环境主管部门应当按要求做好环评审批、监督执法等有关工作的信息公开	建设单位作为责任主体，按照《环境影响评价公众参与办法》（2019 年 1 月 1 日）等相关规定，开展了本项目信息公示和公众意见调查等工作，公示期间未收到公众反馈意见。	符合

3.5 “三线一单”符合性分析

本项目与《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）、阿克苏地区现有“三线一单”划分成果及《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）中“三

线一单”符合性分析见表 3。

表 3 与“三线一单”符合性

序号	要求		项目情况	符合性
1	生态保护红线	生态保护红线是生态空间范围内具有特殊重要生态功能必须实行强制性严格保护的区域。相关规划环评应将生态空间管控作为重要内容，规划区域涉及生态保护红线的管理要求，提出相应对策措施。在生态保护红线范围内，严控各类开发建设活动，依法不予审批新建工业项目和矿业开发项目的环评文件	本项目位于库车市东南，周边无自然保护区、饮用水源保护区等生态保护目标，总体符合新疆生态保护红线规划要求	符合
2	资源利用上线	资源是环境的载体，资源利用上线是各地区能源、水、土地等资源消耗不得突破的“天花板”。相关规划环评应依据有关资源利用上线，对规划实施以及规划内项目的资源开发利用，区分不同行业，从能源资源开发等量或减量替代、开采方式和规模控制、利用效率和保护措施等方面提出建议，为规划编制和审批决策提供重要依据	本项目运营过程中消耗一定的水、电、天然气，但本项目的建设可以增加油气开采量，符合资源利用上线的要求；项目水、电、天然气等资源消耗量相对区域资源利用总量较小，符合资源利用上限要求	符合
3	环境质量底线	环境质量底线是国家和地方设置的大气、水和土壤环境质量目标，也是改善环境质量的基准线。有关规划环评应落实区域环境质量目标管理要求，提出区域或者行业污染物排放总量管控建议以及优化区域或行业发展布局、结构和规模的对策措施。项目环评应对照区域环境质量目标，深入分析预测项目建设对环境质量的影响，强化污染防治措施和污染物排放控制要求	根据环境质量现状监测结果可知，环境空气、地下水质量指标中个别因子出现超标现象。本项目的大气污染物为挥发性有机物、H ₂ S、SO ₂ 、NO _x 、颗粒物等，根据大气环境影响预测结果，本项目正常运营时大气污染物对区域环境空气质量影响较小，符合大气环境功能区要求；本项目污染物均能达标排放，建成后对环境影响较小；本项目所在地区地下水的矿化度较高，在做好防渗的前提下，对土壤和地下水影响较小。各项污染物均能实现达标排放，可满足总量控制的要求，项目建设后不会突破环境质量底线	符合
4	负面清单	环境准入负面清单是基于生态保护红线、环境质量底线和资源利用上线，以清单方式列出的禁止、限制等差别化环境准入条件和要求。要在规划环评清单式管理试点的基础上，从布局选址、资源利用效率、资源配置方式等方面入手，制定环境准入负面清单，充分发挥负面清单对产业发展和项目准入的指导和约束作用	本项目属于《产业结构调整指导目录（2019 年本）》（2020 年 1 月 1 日）中鼓励类范围：第七类石油、天然气中的 1 常规石油、天然气勘探与开采，项目的建设符合国家产业政策	符合

序号	环环评[2016]150 号要求		新疆维吾尔自治区及阿克苏地区要求	项目情况	符合性
1	生态保护红线	生态保护红线是生态空间范围内具有特殊重要生态功能必须实行强制性严格保护的区域。相关规划环评应将生态空间管控作为重要内容，规划区域涉及生态保护红线的管理要求，提出相应对策措施。在生态保护红线范围内，严控各类开发建设活动，依法不予审批新建工业项目和矿业开发项目的环评文件。	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。	本项目位于阿克苏地区库车市东南约 60km 处，周边无自然保护区、饮用水源保护区等生态保护目标，距离塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区 15.5km，总体符合新疆生态保护红线规划要求。	符合
2	资源利用上线	资源是环境的载体，资源利用上线是各地区能源、水、土地等资源消耗不得突破的“天花板”。相关规划环评应依据有关资源利用上线，对规划实施以及规划内项目的资源开发利用，区分不同行业，从能源资源开发等量或减量替代、开采方式和规模控制、利用效率和保护措施等方面提出建议，为规划编制和审批决策提供重要依据。	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，积极推动低碳试点城市发挥低碳试点示范和引领作用。	本项目营运过程中消耗一定的水、电、燃料气，仅新增少量永久占地，但本项目的建设可以增加地下油气采出量，符合资源利用上线的要求。项目水、电、燃料气等资源消耗量相对区域资源利用总量较小，符合资源利用上线要求。	符合
3	环境质量底线	环境质量底线是国家和地方设置的大气、水和土壤环境质量目标，也是改善环境质量的基准线。有关规划环评应落实区域环境质量目标管理要求，提出区域或者行业污染物排放总量管控建议以及优化区域或行业发展布局、结构和规模的对策措施。项目环评应对照区域环境质量目标，深入分析预测项目建设对环境质量的影響，强化污染防治措施和污染物排放控制要	全区水环境质量持续改善，受污染地表水体得到有效治理，饮用水安全保障水平持续提升，地下水超采得到严格控制，地下水水质保持稳定；全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	根据环境质量现状监测结果可知，环境空气、地下水质量指标中个别因子出现超标现象。本项目的大气污染物主要是挥发性有机物、H ₂ S、SO ₂ 、NO _x 、颗粒物等，根据大气环境影响预测结果，本项目正常运营时大气污染物对区域环境空气质量影响较小，符合大气环境功能区要求；本项目污染物均能达标排放，建成后对环境的影响较小；本项目所在地区地下水的矿化度	符合

序号	环环评[2016]150 号要求	新疆维吾尔自治区及阿克苏地区要求	项目情况	符合性
		求。	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。	较高，在做好防渗的前提下，对土壤和地下水影响较小。各项污染物均能实现达标排放，可满足总量控制的要求，项目建设后不会突破环境质量底线。
4	负面清单	环境准入负面清单是基于生态保护红线、环境质量底线和资源利用上线，以清单方式列出的禁止、限制等差别化环境准入条件和要求。要在规划环评清单式管理试点的基础上，从布局选址、资源利用效率、资源配置方式等方面入手，制定环境准入负面清单，充分发挥负面清单对产业发展和项目准入的指导和约束作用。	以环境管控单元为基础，从空间布局约束、污染物排放管控、环境风险防控和资源利用效率四个方面严格环境准入。基于新疆各地自然地理条件、资源环境禀赋、经济社会发展状况的差异性，将全区划分为七大片区。天山南坡片区重点突出塔里木盆地北缘荒漠化防治。	本项目属于《产业结构调整指导目录（2019 年本）》（2020 年 1 月 1 日）中鼓励类范围：第七类石油、天然气中的 1 常规石油、天然气勘探与开采，项目的建设符合国家产业政策。

4 关注的主要环境问题及环境影响

本项目为油气开采项目，部署井的钻井工程已经进行环境影响评价并取得批复，不再本次评价范围内。因此，本项目关注的主要环境问题及环境影响如下：

（1）废气：本项目施工期会产生扬尘、焊接烟尘及施工废气等大气污染物；运营期废气主要为井场无组织挥发挥发性有机物、无组织挥发 H_2S 及水套加热炉有组织废气。本次评价主要关注以上大气污染物对大气环境的影响以及相应的大气污染防治措施的可行性和可靠性。

（2）废水：本项目施工期废水主要为管道试压废水和生活污水。管道试压废水经收集沉淀后用于洒水降尘；生活污水排入环保厕所，定期清运。运营期废水主要为井下作业废液、采出水。作业废液、采出水经站内污水处理系统处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）相关要求回注地层。环评中主要关注废水处理及回注的可行性和可靠性。

（3）噪声：本项目施工期噪声污染源主要是挖掘机、推土车等，运营期主要为抽油机、通井机、机泵等。环评中主要关注噪声的环境影响以及控制措施的可行性。

（4）固废：本项目运营期产生的固体废物主要为油泥砂，委托西北油田分公司

油田工程服务中心绿色环保工作站处置。环评中主要关注油泥砂处理方式的可行性。

（5）环境风险：本项目运营期的环境风险主要是泄漏、火灾、爆炸事故。环评中主要关注泄漏等突发环境事件的环境影响。

5 环境影响评价的主要结论

本项目的建设符合国家、行业颁布的相关产业政策、法规及规范；正常工况下，施工期和运营期对生态环境、大气环境、地表水环境、地下水环境、土壤环境和声环境影响小，不改变区域的环境功能项目总体符合清洁生产要求，采用的环保措施可行。项目存在井喷、泄漏、火灾爆炸等环境风险，评价结果表明，本项目突发环境事件的概率较低环境风险潜势较低，在采取安全防范措施和突发环境事件应急预案、落实各项安全环保措施并执行完整以及确保风险防范和应急措施切实有效的前提下，满足国家相关环境保护和安全法规、标准的要求，本项目的环境风险可控。综上所述，从环境保护角度分析，本项目的建设可行。

目 录

1 总则	1
1.1 编制依据	1
1.2 评价目的、评价方法及评价重点	5
1.3 评价因子识别与选取	6
1.4 环境功能区划	8
1.5 评价标准	9
1.6 评价工作等级及评价范围	13
1.7 环境保护目标	14
2 现有及在建项目工程分析	17
2.1 建设单位简介	17
2.2 区域勘探开发情况	19
2.3 环评批复及验收情况	20
2.4 现有工程回顾	21
2.5 与拟建项目相关的在建项目回顾	45
2.6 现有及在建项目污染物排放汇总	50
2.7 排污许可证申请及执行情况	51
2.8 现有项目存在环境问题及整改方案	51
3 拟建项目工程分析	52
3.1 拟建项目工程概况	52
3.2 工艺流程及产污环节分析	65
3.3 污染因素分析及拟采取的防治措施	70
3.4 清洁生产分析	82
3.5 污染物排放总量控制分析	83
4 区域环境概况	85
4.1 地理位置	85
4.2 地质	85
4.3 地形地貌	86

4.4 气候气象.....	86
4.5 地表水系.....	87
4.6 水文地质.....	87
4.7 土壤.....	88
5 环境现状调查与评价	89
5.1 环境空气质量现状监测与评价.....	89
5.2 地表水质量现状评价.....	93
5.3 地下水质量现状监测与评价.....	98
5.4 声环境质量现状监测与评价.....	105
5.5 土壤环境质量现状监测与评价.....	107
5.6 生态环境质量现状调查与评价.....	117
6 环境影响预测与评价	123
6.1 环境空气影响评价.....	123
6.2 地表水环境影响评价.....	136
6.3 地下水环境影响评价.....	145
6.4 声环境影响评价.....	160
6.5 固体废物对环境的影响分析.....	166
6.6 土壤环境影响评价.....	169
6.7 生态影响分析.....	180
6.8 环境风险评价.....	193
7 环境保护措施及其可行性论证	205
7.1 施工期环保措施论证.....	205
7.2 运营期环保措施论证.....	207
7.3 闭井期环境保护措施论证.....	209
7.4 环保措施汇总.....	209
8 环境影响经济损益分析	211
8.1 社会效益分析.....	211
8.2 环境效益分析.....	211
8.3 经济效益分析.....	211

8.4 环保投资.....	212
9 环境管理与监测计划.....	213
9.1 环境管理目的.....	213
9.2 环境保护管理计划.....	213
9.3 环境监测计划.....	215
9.4 排污口规范化.....	216
9.5 污染物排放清单.....	218
9.6 信息公开.....	219
10 结论.....	221
10.1 建设项目概况.....	221
10.2 环境现状评价结论.....	221
10.3 环境影响评价.....	222
10.4 环境风险.....	225
10.5 公众意见采纳情况.....	225
10.6 环境影响经济损益分析.....	225
10.7 环境管理与监测计划.....	225
10.8 清洁生产分析.....	226
10.9 污染物总量控制.....	226
10.10 产业政策及选址选线可行性.....	226
10.11 结论.....	226
10.12 “三同时”竣工验收一览表.....	226
11 附件.....	错误!未定义书签。
附件 1 委托书	错误!未定义书签。
附件 2 应急预案备案文件	错误!未定义书签。
附件 3 采油二厂排污许可证	错误!未定义书签。
附件 4 12 区环境影响后评价报告书备案意见.....	错误!未定义书签。
附件 5 关于对西北油田分公司 TH12296 井（勘探井）钻井工程环境影响报告表的批复.....	错误!未定义书签。

附件 6 关于对西北油田分公司 TH12298H 井（勘探井）钻井工程环境影响报告表的批复..... **错误!未定义书签。**

附件 7 关于对西北油田分公司 TH121150 井（勘探井）钻井工程环境影响报告表的批复..... **错误!未定义书签。**

附件 8 关于对西北油田分公司 TH121147H 井（勘探井）建设项目环境影响报告表的批复..... **错误!未定义书签。**

附件 9 关于对西北油田分公司 TH121148 井（勘探井）建设项目环境影响报告表的批复..... **错误!未定义书签。**

附件 10 关于对西北油田分公司 TH121149 勘探井工程环境影响报告表的批复 **错误!未定义书签。**

1 总则

1.1 编制依据

1.1.1 法律法规

- 1) 《中华人民共和国环境保护法》(2015 年 1 月 1 日);
- 2) 《中华人民共和国环境影响评价法》(2018 年 12 月 29 日);
- 3) 《中华人民共和国环境噪声污染防治法》(2018 年 12 月 29 日);
- 4) 《中华人民共和国大气污染防治法》(2018 年 10 月 26 日);
- 5) 《中华人民共和国水污染防治法》(2018 年 1 月 1 日);
- 6) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》(2020 年 9 月 1 日);
- 7) 《中华人民共和国土壤污染防治法》(2019 年 1 月 1 日);
- 8) 《中华人民共和国突发事件应对法》(2007 年 11 月 1 日);
- 9) 《中华人民共和国清洁生产促进法》(2012 年 7 月 1 日);
- 10) 《中华人民共和国石油天然气管道保护法》(2010 年 10 月 1 日);
- 11) 《中华人民共和国水土保持法》(2011 年 3 月 1 日);
- 12) 《中华人民共和国水法》(2016 年 7 月 2 日);
- 13) 《中华人民共和国城乡规划法》(2019 年 4 月 23 日);
- 14) 《中华人民共和国矿产资源法》(2009 年 8 月 27 日);
- 15) 《中华人民共和国野生动物保护法》(2018 年 10 月 26 日);
- 16) 《中华人民共和国防沙治沙法》(2018 年 10 月 26 日);
- 17) 《中华人民共和国土地管理法》(2020 年 1 月 1 日);
- 18) 《中华人民共和国森林法》(2020 年 7 月 1 日)。

1.1.2 国务院行政法规、部门规章与规范

- 1) 《建设项目环境保护管理条例》(2017 年 10 月 1 日);
- 2) 《建设项目环境影响评价分类管理名录(2021 年版)》(2021 年 1 月 1 日);
- 3) 《国务院办公厅转发环境保护部等部门关于推进大气污染联防联控工作改善区域空气质量指导意见的通知》(国办发[2010]33 号);
- 4) 《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);
- 5) 《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);
- 6) 《国土资源部 国家发展和改革委员会关于发布实施<限制用地项目目录

- (2012 年本)>和<禁止用地项目目录(2012 年本)>的通知》(国土资发[2012]98 号);
- 7) 《国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知》(国发[2013]37 号);
- 8) 《关于印发<建设项目环境影响评价政府信息公开指南(试行)>的通知》(环办[2013]103 号);
- 9) 《关于加强规划环境影响评价与建设项目环境影响评价联动工作的意见》(环发[2015]178 号);
- 10) 《国务院关于印发水污染防治行动计划的通知》(国发[2015]17 号);
- 11) 《关于印发<控制污染物排放许可制实施方案>的通知》(国办发[2016]81 号);
- 12) 《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);
- 13) 《国家危险废物名录(2021 版)》(2021 年 1 月 1 日);
- 14) 《建设项目环境影响评价信息公开机制方案》(2015 年 12 月 10 日);
- 15) 《建设项目环境保护事中事后监督管理办法(试行)》(2015 年);
- 16) 《关于加强规划环境影响评价与建设项目环境影响评价联动工作的意见》(环发[2015]178 号);
- 17) 《关于印发<“十三五”环境影响评价改革实施方案>的通知》(环环评[2016]95 号);
- 18) 《关于印发<全国生态保护“十三五”规划纲要>的通知》(环生态[2016]151 号);
- 19) 《国务院办公厅关于促进开发区改革和创新发展的若干意见》(国办发[2017]7 号);
- 20) 《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);
- 21) 《关于印发<生态环境部贯彻落实〈全国人民代表大会常务委员会关于全面加强生态环境保护 依法推动打好污染防治攻坚战的决议〉实施方案>的通知》(环厅[2018]70 号);
- 22) 《关于加强固定污染源废气挥发性有机物监测工作的通知》(环办监测函[2018]123 号);
- 23) 《排污许可管理条例》(2021 年 3 月 1 日);
- 24) 《环境影响评价公众参与办法》(2019 年 1 月 1 日);
- 25) 《产业结构调整指导目录(2019 年本)》(2020 年 1 月 1 日);
- 26) 《固定污染源排污许可分类管理名录(2019 年版)》(2019 年 11 月 20 日);

- 27) 《关于废弃钻井液管理有关问题的复函》(环办函[2009]1097 号);
- 28) 《关于油田回注采油废水和油田废弃钻井液适用标准的复函》(环函[2005]125 号);
- 29) 《石油天然气开采业污染防治技术政策》(2012 年 3 月 7 日);
- 30) 《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);
- 31) 《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)。

1.1.3 自治区相关规章与规范

- 1) 《新疆维吾尔自治区环境保护条例》(2018 年 9 月 21 日);
- 2) 《新疆维吾尔自治区野生植物保护条例》(2018 年 9 月 21 日);
- 3) 《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》(2018 年 9 月 21 日);
- 4) 《新疆维吾尔自治区人民政府办公厅关于发布新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录(第一批)的通知》(新政办发[2007]175 号);
- 5) 《新疆生态功能区划》(2005 年 12 月 21 日);
- 6) 《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);
- 7) 《关于印发<自治区打赢蓝天保卫战三年行动计划(2018-2020 年)>的通知》(新政发[2018]66 号);
- 8) 《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);
- 9) 《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》(2019 年 1 月 1 日);
- 10) 《新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件(修订)》(2017 年 7 月 21 日);
- 11) 《关于印发<新疆维吾尔自治区环境保护“十三五”规划>的通知》(新环发[2017]124 号);
- 12) 《新疆维吾尔自治区清洁生产审核暂行办法》(2005 年 11 月 1 日);
- 13) 《新疆维吾尔自治区地下水资源管理条例》(2017 年 7 月 1 日);
- 14) 《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划(2016-2020 年)》(2017 年 9 月 26 日);
- 15) 《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》(2016 年 10 月 24 日);
- 16) 《新疆环境保护规划(2018-2022 年)》(2018 年 6 月 27 日);

- 17) 《关于重点区域执行大气污染物特别排放限值的公告》(新疆维吾尔自治区环境保护厅 公告 2016 年 第 45 号);
- 18) 《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)
- 19) 《新疆维吾尔自治区林业厅关于印发<进一步加强防沙治沙工作方案>的通知》(新林造字[2012]763 号);
- 20) 《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》(新环环评[2020]138 号)。

1.1.4 环境影响评价技术导则与技术规范

- 1) 《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》(HJ 2.1-2016);
- 2) 《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ 2.2-2018);
- 3) 《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ 2.3-2018);
- 4) 《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ 610-2016);
- 5) 《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ 2.4-2009);
- 6) 《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018);
- 7) 《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ 19-2011);
- 8) 《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ 964-2018);
- 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) 《突发环境事件应急监测技术规范》(HJ 589-2010);
- 11) 《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ 2025-2012);
- 12) 《大气污染防治工程技术导则》(HJ 2000-2010);
- 13) 《水污染治理工程技术导则》(HJ 2015-2012);
- 14) 《陆上石油天然气生产环境保护推荐作法》(SY/T 6628-2005);
- 15) 《陆上钻井作业环境保护推荐作法》(SY/T 6629-2005);
- 16) 《石油天然气工程设计防火规范》(GB 50183-2004);
- 17) 《采油废水治理工程技术规范》(HJ 2041-2014);
- 18) 《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》(HJ 612-2011);
- 19) 《环境噪声与振动控制工程技术导则》(HJ 2034-2013);
- 20) 《污染源源强核算技术指南 锅炉》(HJ 991-2018);
- 21) 《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》(HJ953-2018);
- 22) 《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ 819-2017);
- 23) 《生产建设项目水土保持技术标准》(GB 50433-2018);

24) 《地下水环境监测技术规范》(HJ 164-2020)。

1.1.5 项目依据文件

- 1) 《塔河油田 12 区 AD22-AD8 井区奥陶系油藏 2021 年第一期产能建设项目环境影响评价工作委托书》;
- 2) 《塔河油田 12 区 AD22-AD8 井区奥陶系油藏 2021 年第一期产能建设项目可行性研究报告》;
- 3) 《关于对 TH12296 井(勘探井)钻井工程环境影响报告表的批复》(阿地环函字[2020]802 号);
- 4) 《关于对 TH12298H 井(勘探井)钻井工程环境影响报告表的批复》(阿地环函字[2020]803 号);
- 5) 《关于对 TH121150 井(勘探井)钻井工程环境影响报告表的批复》(阿地环函字[2020]860 号);
- 6) 《关于对西北油田分公司 TH121147H 井(勘探井)建设项目环境影响报告表的批复》(阿地环函字[2020]891 号);
- 7) 《关于对西北油田分公司 TH121148 井(勘探井)建设项目环境影响报告表的批复》(阿地环函字[2020]892 号);
- 8) 《关于对西北油田分公司 TH121149 井勘探井工程环境影响报告表的批复》(阿地环函字[2020]902 号);
- 9) 与项目有关的其他工程文件。

1.2 评价目的、评价方法及评价重点

1.2.1 评价目的

环境影响评价是项目建设环境管理的重要环节之一,通过本次环境影响评价,拟达到以下主要目的:

- 1) 通过现场调查与工程分析,确定工程建设过程以及运营过程中的环境影响要素,并对各要素的影响程度和影响范围进行分析和预测;
- 2) 依据国家有关法律、法规以及技术规范的要求,对项目拟采取的环境保护措施进行分析、论证、评价,判定项目拟采取的环保措施是否可行,并针对存在的不足提出切实可行的改善措施;
- 3) 对工程建设过程以及运营过程进行环境风险分析、预测、评价,对项目拟采取的风险控制措施进行评价,并针对存在的不足提出切实可行的措施;
- 4) 在以上各项工作的基础上对项目进行综合评价,从环境保护角度判断项目是

否满足环境容量、生态系统的要求，从而整体判定项目是否具有环境可行性。

1.2.2 评价方法

本次评价工作在充分利用现有资料的基础上，针对影响环境的主要因子，分别采用以下评价方法：

1) 项目所在地环境概况调查、地表水、地下水环境现状调查采用收集资料和测量法，生态环境现状调查采用现场调查法和搜集资料法，环境空气与声环境现状调查采用现场调查和测量法；

2) 工程分析以物料衡算法为主、类比分析法为辅，查阅参考资料分析法作为以上两种方法的补充；

3) 环境空气影响预测采用 AERSCREEN 估算模式，环境空气质量现状评价采用单因子指数法；

4) 声环境影响预测采用点声源的几何发散衰减法，声环境现状评价采用单因子指数法；

5) 地下水影响预测采用解析法，预测污染物运移趋势和对地下水环境保护目标的影响；

6) 土壤影响预测采用解析法，预测污染物运移趋势和对土壤的环境影响；

7) 生态环境影响预测以类比分析法为主；

8) 地表水影响评价以环境影响分析为主。

1.2.3 评价重点

针对该项目的实际情况，本次评价的重点是：

1) 工程分析：判定工程施工期和运营期的环境影响因素和环境影响因子，确定主要污染源参数；

2) 施工期及运营期大气环境影响评价、土壤环境影响评价、固废环境影响评价、生态环境影响评价、环境风险评价；

3) 环境保护措施经济技术论证：对项目拟采取的环境保护措施从经济可行性、技术可靠性两方面进行论证，针对不足提出切实可行的改进措施。

1.3 评价因子识别与选取

1.3.1 环境影响因素识别

1.3.1.1 施工期环境影响因素

1) 本项目中地面建设施工带来对土地表层的扰动、地貌改变、地表植被的破坏、

土地利用格局变化；施工临时占用土地，会造成水土流失和地表植被破坏；

- 2) 施工期管道试压废水、施工人员产生的生活污水对地表水环境的影响；
- 3) 施工机械排放的废气、施工产生的扬尘、焊接烟尘对大气环境的影响；
- 4) 施工期施工机械产生的机械噪声对周围声环境的影响；
- 5) 施工期产生的施工废料、生活垃圾对周围环境的影响。

1.3.1.2 运营期环境影响因素

项目建成运营后，将促进项目周边地区经济发展，对产业结构调整起到一定作用，同时也会带来一些环境问题，主要表现在以下几个方面：

- 1) 水套加热炉有组织排放废气及井场无组织排放废气对大气环境产生影响；
- 2) 采油设备的噪声对周围声环境的影响；作业期间机械设备产生的噪声对周围声环境的影响；
- 3) 事故状态下落地油对土壤的影响。

1.3.1.3 闭井期环境影响因素

1) 闭井期井场设备的拆除、井口封堵、井场清理等过程中，将有少量施工扬尘、和施工机械废气产生，主要污染物为颗粒物、SO₂、NO₂、C_mH_n 等，对大气环境产生一定的影响；

2) 地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、建筑垃圾、油泥砂等固体废物，会对周围环境造成一定的影响；

3) 井场设备拆卸和车辆运输产生的噪声会对周围声环境产生影响。

通过对项目开发的环境影响活动分析，归纳列出了环境影响矩阵，见表 1.3-1。

表 1.3-1 本项目环境影响矩阵

工程活动		自然环境因素			生态环境因素				社会环境因素	
		大气	地表水	声环境	土壤	植被	景观	水土流失	土地利用	经济
施工期	施工临时占地				-1S	-1S			-1S	
	地面施工活动	-1S		-1S	-2L	-1L			-1S	+1S
运营期	采油工程	-1L		-1L						+2L
	集输工程	-1L								+1L
	井下作业	-1S		-1S						+1S
闭井期	井口封堵	-1S		-1S	-1S					
	设备拆除	-1S		-1S	-1S					
	井场清理	-1S			-1S					
	车辆运输	-1S		-1S						



注：表中“1”表示影响较小；“2”表示影响较大；“+”表示有利影响；“-”表示不利影响；“L”表示长期影响；“S”表示短期影响。

1.3.2 评价因子选取

根据环境影响因素识别结果，确定本次评价选取的主要评价因子见表 1.3-2。

表 1.3-2 评价因子一览表

环境要素	现状评价	预测因子
环境空气	基本污染物：PM _{2.5} 、PM ₁₀ 、SO ₂ 、NO ₂ 、O ₃ 、CO 特征污染物：非甲烷总烃、H ₂ S	SO ₂ 、NO ₂ 、颗粒物、非甲烷总烃、H ₂ S
地表水	pH、氨氮、硫酸盐、氯化物、高锰酸盐指数、挥发酚、阴离子表面活性剂、氰化物、氟化物、总磷、总氮、汞、砷、硒、铁、锰、铜、锌、铅、镉、六价铬、溶解氧、硫化物、石油类、粪大肠菌群、化学需氧量、五日生化需氧量	——
地下水	K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻ 、pH、总硬度、耗氧量、氨氮、亚硝酸盐氮、硝酸盐氮、硫酸盐、氯化物、溶解性总固体、氰化物、挥发性酚类、铁、砷、镉、铅、锰、六价铬、汞、总大肠菌群、菌落总数、硫化物、石油类	石油类
声环境	等效连续 A 声级	等效连续 A 声级
土壤环境	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒽、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）
生态环境	植被、动物、土壤、土地利用功能	——

1.4 环境功能区划

本项目所在地的环境功能区划情况详见表 1.4-1。

表 1.4-1 本项目所在地的环境功能区划情况

类型	功能区名称	保护级别	备注
环境空气	二类环境空气质量功能区	二级	/
地表水	农灌用水	III类	英达利亚河

类型	功能区名称	保护级别	备注
地下水	/	III类	/
声环境	2 类功能区	2 类噪声限值	/
土壤环境	建设用地区	第二类用地	建设项目占地范围内

1.5 评价标准

1.5.1 环境质量标准

本次评价执行环境质量标准见表 1.5-1。

表 1.5-1 环境质量标准一览表

项目	执行标准	标准分级或分类	备注
环境空气	《环境空气质量标准》(GB 3095-2012) 及其修改单 (生态环境部公告 2018 年第 29 号)	二级	详见表 1.5-2
	《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ 2.2-2018) 附录 D	——	
	《大气污染物综合排放标准详解》(1997 年)	——	
地表水	《地表水环境质量标准》(GB 3838-2002)	III类	详见表 1.5-3
地下水	《地下水质量标准》(GB/T 14848-2017)	III类	详见表 1.5-4
	石油类参考《地表水环境质量标准》(GB 3838-2002)	III类	
声环境	《声环境质量标准》(GB 3096-2008)	2 类	昼: 60dB (A) 夜: 50dB (A)
土壤	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准 (试行)》(GB 36600-2018)	筛选值中第二类用地	详见表 1.5-5

表 1.5-2 环境空气质量标准

序号	污染物名称	取值时间	单位	标准限值	标准来源
基本污染物					
1	SO ₂	年平均	μg/m ³	60	《环境空气质量标准》(GB 3095-2012) 及其修改单 (生态环境部公告 2018 年第 29 号)
		24 小时平均	μg/m ³	150	
		1 小时平均	μg/m ³	500	
2	NO ₂	年平均	μg/m ³	40	
		24 小时平均	μg/m ³	80	
		1 小时平均	μg/m ³	200	
3	PM ₁₀	年平均	μg/m ³	70	
		24 小时平均	μg/m ³	150	
4	PM _{2.5}	年平均	μg/m ³	35	
		24 小时平均	μg/m ³	75	
5	CO	1 小时平均	mg/m ³	10	



序号	污染物名称	取值时间	单位	标准限值	标准来源
6	O ₃	24 小时平均	mg/m ³	4	
		8 小时平均	μ g/m ³	160	
		1 小时平均	μ g/m ³	200	
其他污染物					
1	H ₂ S	1 小时平均	μ g/m ³	10	《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ 2.2-2018) 附录 D
2	非甲烷总烃	1 小时平均	mg/m ³	2.0	《大气污染物综合排放标准详解》(1997 年) 推荐值

表 1.5-3 地表水环境质量标准
(单位: mg/L, 除 pH 无量纲、粪大肠菌群 个/L)

水质因子	pH	氨氮	硫酸盐	氯化物	高锰酸盐指数	挥发酚	阴离子表面活性剂
III类标准	6~9	1	250	250	6	0.005	0.2
水质因子	氰化物	氟化物	总磷	总氮	汞	砷	硒
III类标准	0.2	1	0.2	0.2	0.0001	0.05	0.01
水质因子	铁	锰	铜	锌	铅	镉	六价铬
III类标准	0.3	0.1	1	1	0.05	0.005	0.05
水质因子	溶解氧	硫化物	石油类	粪大肠菌群	化学需氧量	五日生化需氧量	/
III类标准	5	0.2	0.05	10000	20	4	/

表 1.5-4 地下水环境质量标准

(单位: mg/L, 除 pH 无量纲、总大肠菌群 MPN/100mL、菌落总数 CFU/mL 外)

水质因子	pH	总硬度	耗氧量	氨氮	亚硝酸盐氮	硝酸盐氮	硫酸盐
III类标准	6.5~8.5	450	3.0	0.5	1.0	20	250
水质因子	溶解性总固体	氯化物	氟化物	氰化物	挥发性酚类	砷	镉
III类标准	1000	250	1.0	0.05	0.002	0.01	0.005
水质因子	铁	汞	硫化物	钠	菌落总数	锰	六价铬
III类标准	0.3	0.001	0.02	200	100	0.1	0.05
水质因子	总大肠菌群	石油类	/	/	/	/	/
III类标准	3.0	0.05	/	/	/	/	/

备注: 石油类参照执行《地表水环境质量标准》(GB 3838-2002) III类标准限值。

表 1.5-5 土壤环境质量标准 (单位: mg/kg)

序号	项目	筛选值	序号	项目	筛选值
1	砷	60	24	1, 2, 3-三氯丙烷	0.5
2	镉	65	25	氯乙烯	0.43

序号	项目	筛选值	序号	项目	筛选值
3	铬（六价）	5.7	26	苯	4
4	铜	18000	27	氯苯	270
5	铅	400	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	间二甲苯+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
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	蒎	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（C ₁₀ -C ₄₀ ）	4500

1.5.2 污染物排放标准

本次评价工作采用的污染物排放标准见表 1.5-6。

表 1.5-6 污染物排放标准一览表

项目	执行标准		标准分级或分类	备注
废气	水套加热炉	《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）	表 2	见表 1.5-7
	无组织排放	《恶臭污染物排放标准》（GB 14554-1993）	表 1	
		《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）	第 5.9 条	
废水	《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）		表 1	见表 1.5-8
噪声	施工期：《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）		——	见表 1.5-9
	运营期：《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）		2 类区	
固体废物	《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB 18599-2001）及其修改单（环境保护部公告 2013 年 第 36 号）		——	——
	《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2001）及其修改单（环境保护部公告 2013 年 第 36 号）			

表 1.5-7 废气排放标准限值一览表

污染物	排放标准限值			
	《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014) 表 2 中新建燃气锅炉		《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-1993) 表 1	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB 39728-2020) 第 5.9 条
	有组织排放限值		厂界监控点浓度限值	厂界监控点浓度限值
	排放浓度 (mg/m ³)	排放速率 (kg/h)	无组织排放监控浓度 (mg/m ³)	无组织排放监控浓度 (mg/m ³)
SO ₂	50	/	/	/
NO _x	200	/	/	/
颗粒物	20	/	/	/
非甲烷总烃	/	/	/	4.0
H ₂ S	/	/	0.06	/

表 1.5-8 回注水控制标准限值

注入层平均空气渗透率, μm ²		≤0.01	0.01<~≤ 0.05	0.05<~≤ 0.5	0.05<~≤ 1.5	>1.5
控制指标	悬浮固体含量, mg/L	≤1.0	≤2.0	≤5.0	≤10.0	≤30.0
	悬浮物颗粒直径中 值, μm	≤1.0	≤1.5	≤3.0	≤4.0	≤5.0
	含油量, mg/L	≤5.0	≤6.0	≤15.0	≤30.0	≤50.0
	平均腐蚀率, mm/年	≤0.076				
	SRB, 个/mL	≤10	≤10	≤25	≤25	≤5
	铁细菌 (IB), 个 /mL	n×10 ²	n×10 ²	n×10 ³	n×10 ⁴	n×10 ⁴
	腐生菌 (TGB), 个 /mL	n×10 ²	n×10 ²	n×10 ³	n×10 ⁴	n×10 ⁴
注: ①: 1<n<1.5; ②: 清水水质指标中去掉含油量。						

表 1.5-9 噪声排放标准 (单位: dB (A))

类别	昼间	夜间
施工期	70	55
运营期	60	50

1.6 评价工作等级及评价范围

1.6.1 评价等级

根据环境影响评价技术导则的有关要求,并结合项目所处的地理位置、环境功能区划、排放污染物种类及排放量,以及执行排放标准限值等,确定该项目各环境要素的评价等级,详见表 1.6-1。

表 1.6-1 环境影响评价等级确定

项目	判定依据		评价等级
环境空气	最大地面空气质量浓度占标率	$P_{\max}=4.43\%<10\%$	二级
声环境	环境噪声功能区划	2 类区	二级
	评价范围内敏感目标噪声增加值	无敏感目标	
	受影响人群变化	变化不大	
地表水	排放方式	不外排	三级 B
地下水	建设项目类别	I 类	二级
	项目场地地下水环境敏感程度	不敏感	
土壤环境	影响类型	污染影响型	二级
	项目类别	I 类	
	占地规模	新增永久占地 0.0096hm^2 , 小型	
	敏感程度	井场、阀组站 1000m 范围内均为荒漠, 敏感程度属于不敏感	
生态环境	本项目占地面积 $0.0096\text{km}^2<2\text{km}^2$, 管线总长 $37.7\text{km}<50\text{km}$, 影响区域生态敏感性为重要生态敏感区		三级
环境风险	本项目环境风险潜势为 I 级		简单分析

1.6.2 评价范围

根据本项目各环境要素评价等级,结合当地气象、水文、地质条件和项目“三废”排放情况,及井场周围企事业单位、居民分布特点,确定本次评价范围见表 1.6-2。

表 1.6-2 评价范围确定

项目	评价等级	评价范围
环境空气	二级	以各井场和阀组站为中心,边长 5km 的矩形范围的叠加区域
地表水	三级 B	依托污水处理设施
地下水	二级	塔河油田 12 区整个区块范围
声环境	三级	井场、阀组站等厂界外 200m 范围内
土壤环境	一级	井场、阀组站等厂界外 200m 范围内,管线两侧 200m 范围内
生态环境	三级	井场、阀组站等厂界外 1000m 范围内,管线两侧 200m 范围内
环境风险	简单分析	/

1.7 环境保护目标

根据现场调查,确定了本项目评价范围内的环境保护目标,具体情况见表 1-15,环境保护目标分布情况见图 1.7-1。

表 1.7-1 环境敏感目标一览表

环境要素	名称	坐标 (m)		保护对象	保护内容 (人)	环境功能区	参考污染源	相对方位	相对距离 (m)
		X	Y						
地下水	本项目周边地下水	——	——	地下水环境	——	《地下水质量标准》(GB/T 14848-2017) III类	各井场及 阀组站	——	——

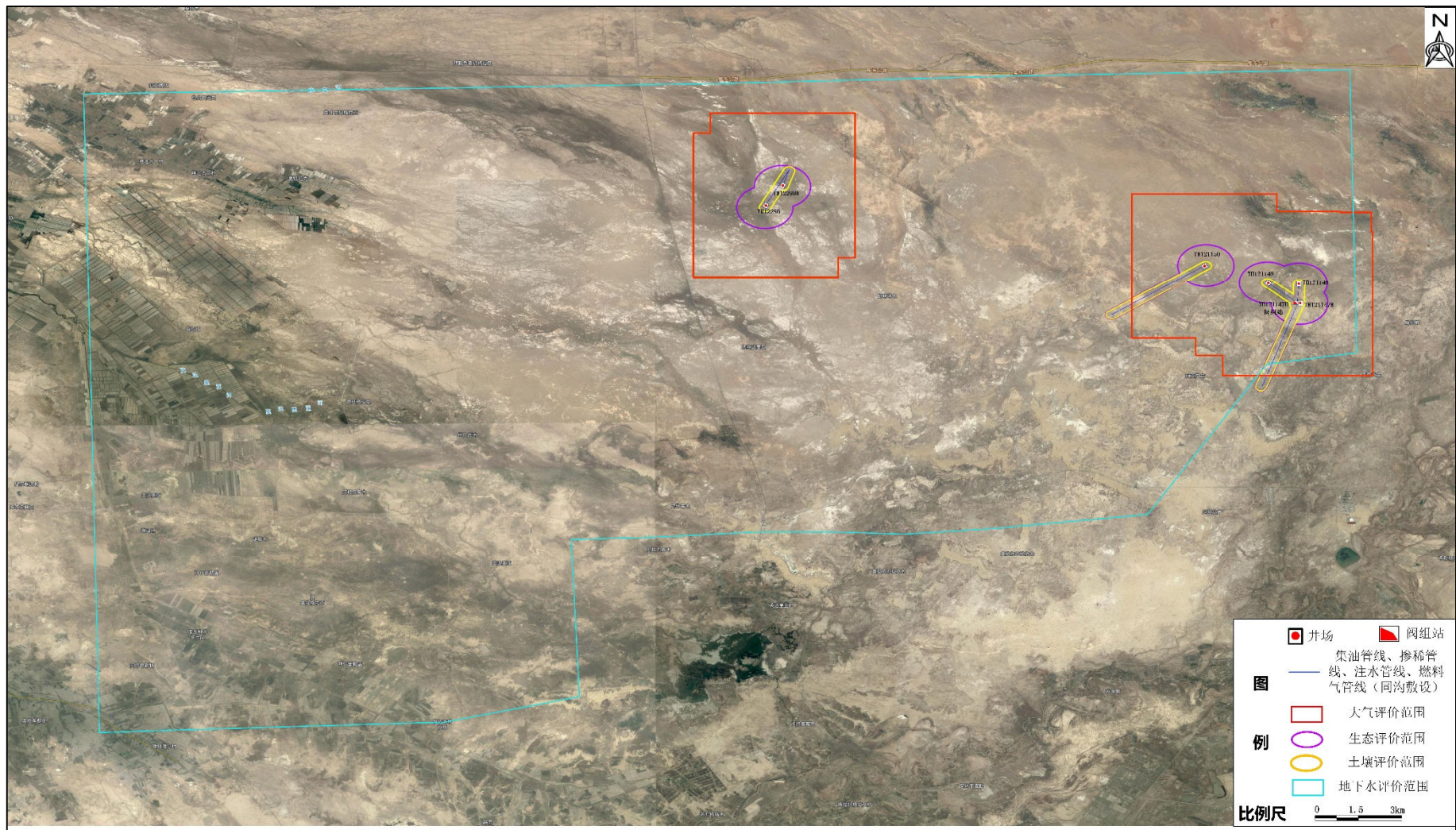


图 1.7-1 本项目评价范围及环境敏感目标分布图

2 现有及在建项目工程分析

2.1 建设单位简介

塔河油田 12 区于 2000 年 7 月投入开发，是塔河油田主力生产区块之一，位于新疆维吾尔自治区库车市。主力开发油藏类型为奥陶系油藏，位于塔河油田 10 区西部，新疆维吾尔自治区轮台县与库车市交界处，地理位置东经 $83^{\circ} 57' \sim 84^{\circ} 27'$ 、北纬 $41^{\circ} 10' \sim 40^{\circ} 35'$ ，工区西面为勘探登记区块边界线，北面、东南分别与于奇西、塔河主体区、盐下区块交界，总面积为 2108.5km^2 ，全区被艾丁、艾丁北、于奇三维及 6-7 区、10 区东、10 区西、12 区北高精度三维及托甫台、托甫台南等三维地震覆盖，累计提交探明含油面积 1648km^2 ，地质储量 $85538 \times 10^4\text{t}$ ，动用储量 $55024 \times 10^4\text{t}$ 。

从 2000 年部署第 1 口探井 S85 井开始，到目前已历经 21 年，塔河油田 12 区奥陶系油藏先后进行了 9 次大规模开发建设。截至 2020 年底，共有油水井 505 口（生产油井 457 口，注水井 27 口，长停井 10 口，封井 11 口）及附属配套设施（注水增压点 12 座、生活基地 3 处、污水处理设施等）、油田内部集输管网 4562km 等。塔河油田 12 区地理位置见图 2.1-1。

图 2.1-1 塔河油田 12 区地理位置图

2.2 区域勘探开发情况

西北油田分公司塔河采油二厂（以下简称“采油二厂”）位于新疆维吾尔自治区库车市境内。采油二厂属于中国石油化工股份有限公司西北油田分公司，是集油气开采、集输和处理为一体的石油企业，管辖塔河六区、七区、十区北、12 区 4 个区块。12 区从 2000 年开始至目前主要经历了勘探-油藏评价阶段和规模开发阶段。

1) 勘探-油藏评价阶段：2000 年 7 月~2007 年 4 月

该阶段共部署 10 口井，2000 年部署探井 S85 井，对鹰山组 5780~5800m 酸压抽汲出 9.96m³ 稠油；2001 年部署探井 S94 井，对鹰山组 5884~5960m 酸压抽汲出油 30.8m³，测试为稠油层，初步证明了 12 区的含油气性。2003 年部署探井 S104 井，对鹰山组酸压评价为干层，说明 12 区缝洞储集体发育有一定的复杂性。

2006 年 7~8 月在 12 区东部部署开发评价井 S94-1（日产油 19.6t/d）、TH12113（日产油 35t/d）建产，开始了 12 区东南部的滚动开发。2007 年 2~3 月在 12 区部署 AD4~AD8 等 5 口探井，其中 3 口井（AD4、AD7、AD5）获得工业油流，AD4 井初期产能达到了 1000t/d，同时开发部署的 S94CH 初期产能达到 250t/d。阶段末投产 10 口井，建产 6 口井，开井 6 口，日产液水平 943.3t/d，日产油水平 939.1t/d，综合含水 0.45%，累产液 3.67×10^4 t，累产油 3.58×10^4 t。

2) 规模开发阶段：2007 年 5 月~目前

在前期勘探开发取得突破的基础之上，2007 年 5 月后 12 区部署力度逐渐加大。截止 2020 年 12 月底，塔河油田 12 区奥陶系油藏共经历了 9 次大规模开发建设。塔河油田 12 区目前已经历 2007 年“塔河油田 12 区开发地面工程先期配套项目”（简称：先期配套）、2008 年“塔河油田 12 区奥陶系油藏东区产能建设项目”（简称：12 区东区）、2009 年“塔河油田 12 区奥陶系油藏总体开发项目”（简称：12 区整体）、2010 年“塔河油田 12 区奥陶系油藏第三期开发项目”（简称：12 区三期）、2011 年“塔河油田 12 区奥陶系油藏第四期开发项目”（简称：12 区四期）、2012 年“塔河油田 12 区奥陶系油藏第五期开发项目”（简称：12 区五期）、2013 年“塔河油田 12 区奥陶系油藏第六期开发项目”（简称：12 区六期）、2014 年“塔河油田奥陶系油藏第七期开发项目”（简称：12 区七期）、“塔河油田 12 区奥陶系油藏 2015~2016 年产能建设项目”（简称：2015~2016 产能）。

截至 2020 年底，塔河油田 12 区奥陶系油藏总井数 505 口（生产油井 457 口，注水井 27 口，长停井 10 口，封井 11 口）。12 区年产油 183.9×10^4 t、年产气 5586.5×10^4 m³。

2.3 环评批复及验收情况

目前，塔河油田 12 区现有工程共取得环评批复 29 项，环保手续齐全。塔河油田 12 区现有工程环评批复及验收批复情况见表 2.3-1。

表 2.3-1 塔河油田 12 区现有工程环保手续

序号	项目名称	环评批复文号	环评批复时间	验收批复文号	验收批复时间
1	塔河油田 12 区开发地面工程先期配套项目环境影响报告书	新环监函[2008]80 号	2008 年 3 月 7 日	新环评价函[2010]587 号	2010 年 9 月 21 日
2	塔河油田 12 区奥陶系油藏东区产能建设项目环境影响报告书	新环监函[2009]151 号	2009 年 4 月 15 日	新环函[2015]909 号	2015 年 8 月 12 日
3	塔河油田 12 区奥陶系油藏总体开发项目环境影响报告书	新环评价函[2010]644 号	2010 年 10 月 12 日	新环评价函[2012]855 号	2012 年 8 月 27 日
4	塔河油田 12 区奥陶系油藏第三期开发项目环境影响报告书	新环评价函[2011]619 号	2011 年 7 月 14 日	新环函[2015]914 号	2015 年 8 月 12 日
5	塔河油田 12 区奥陶系油藏第四期开发项目环境影响报告书	新环评价函[2011]1004 号	2011 年 11 月 19 日	新环函[2017]52 号	2017 年 1 月 9 日
6	塔河油田 12 区奥陶系油藏第五期产能建设项目环境影响报告书	新环评价函[2013]493 号	2013 年 6 月 14 日	正在开展竣工环境保护验收	
7	塔河油田 12 区奥陶系油藏第六期产能建设项目环境影响报告书	新环函[2014]165 号	2014 年 2 月 13 日	西北油安[2019]348 号	2019 年 9 月 4 日
8	塔河油田 12 区奥陶系油藏第七期产能建设项目环境影响报告书	新环函[2015]196 号	2015 年 2 月 16 日	西北油安[2019]343 号	2019 年 9 月 3 日
9	塔河油田 12 区 2015-2016 年产能建设项目环境影响报告书	新环函[2017]85 号	2017 年 1 月 13 日	油田环验[2019]2 号	2019 年 1 月 7 日
10	塔河油田四号联合站及原油外输配套工程环境影响评价报告书	新环评价函[2012]1152 号	2012 年 11 月 16 日	新环函[2015]1183 号	2015 年 11 月 3 日
11	四号联合站混烃外输及处理项目环境影响报告书	新环函[2016]1397 号	2016 年 9 月 27 日	油田环验[2019]4 号	2019 年 1 月 7 日
12	塔河油田四号联合站混烃脱硫优化工程环境影响报告表	阿地环函字[2019]437 号	2019 年 7 月 18 日	工程尚未完成，暂未进行竣工环境保护自主验收	
13	塔河油田 12 区 TH12518 井区奥陶系油藏 2019 年第一期产能建设项目环境影响报告表	阿地环函字[2019]370 号	2019 年 6 月 26 日	工程尚未完成，暂未进行竣工环境保护自主验收	
14	塔河油田 12 区 TH12369CH-TH12169 断裂带奥陶系油藏侧钻建设项目环境影响报告表	阿环函字[2019]645 号	2019 年 11 月 22 日	工程尚未完成，暂未进行竣工环境保护自主验收	
15	塔河油田 12 区 TH12369CH-TH12169 断裂带奥陶系油藏开发方案建设项目环境影响报告表	阿地环函字[2019]646 号	2019 年 11 月 22 日	工程尚未完成，暂未进行竣工环境保护自主验收	
16	塔河油田 12 区奥陶系油藏 2018 年第一期产能建设项目环境影响报告表	阿地环函字[2019]648 号	2019 年 11 月 22 日	工程尚未完成，暂未进行竣工环境保护自主验收	

序号	项目名称	环评批复文号	环评批复时间	验收批复文号	验收批复时间
17	塔河油田 12 区奥陶系油藏 TH12402-TH12201 井区调整完善方案项目环境影响报告表	阿地环函字 [2019]649 号	2019 年 11 月 22 日	工程尚未完成，暂未进行竣工环境保护自主验收	
18	塔河油田 12 区奥陶系油藏 TH12518 断裂带 2018 年产能建设项目	阿地环函字 [2019]651 号	2019 年 11 月 22 日	工程尚未完成，暂未进行竣工环境保护自主验收	
19	塔河油田 12 区奥陶系油藏 TH12521-AD2 井区油藏评价方案项目环境影响报告表	阿地环函字 [2019]650 号	2019 年 11 月 22 日	工程尚未完成，暂未进行竣工环境保护自主验收	
20	塔河油田西部奥陶系油藏侧钻井 2018 年第二期侧钻井产能建设项目环境影响报告表	阿地环函字 [2019]291 号	2019 年 6 月 6 日	工程尚未完成，暂未进行竣工环境保护自主验收	
21	塔河油田 TH12516 混输泵站集输优化工程环境报告表	阿地环函字 [2019]466 号	2019 年 8 月 20 日	工程尚未完成，暂未进行竣工环境保护自主验收	
22	塔河油田 12 区水域环境敏感区集油干线环保隐患治理工程（二期）环境影响报告表	阿地环函字 [2019]620 号	2019 年 11 月 13 日	工程尚未完成，暂未进行竣工环境保护自主验收	
23	中石化西北油田分公司采油二厂塔四联生产区基地污水处理项目环境影响报告表	库环监函 [2016]138 号	2016 年 11 月 1 日	2018 年 4 月 21 日通过自主验收	
24	中石化西北油田分公司采油二厂塔四联生活区基地污水处理项目环境影响报告表	库环监函 [2016]142 号	2016 年 11 月 1 日	2018 年 4 月 21 日通过自主验收	
25	中石化西北油田分公司采油二厂采油二三队基地污水处理项目环境影响报告表	库环监函 [2016]146 号	2016 年 11 月 1 日	2018 年 4 月 21 日通过自主验收	
26	TH121108CX 井（勘探井）钻井工程环境影响报告表	阿地环函字 [2020]861 号	2020 年 12 月 24 日	工程尚未完成，暂未进行竣工环境保护自主验收	
27	TH12131CH 井（勘探井）建设工程环境影响报告表	阿地环函字 [2020]878 号	2020 年 12 月 25 日	工程尚未完成，暂未进行竣工环境保护自主验收	
28	TH12423CX 井（勘探井）钻井工程环境影响报告表	阿地环函字 [2020]905 号	2020 年 12 月 30 日	工程尚未完成，暂未进行竣工环境保护自主验收	
29	TH12441CX 井（勘探井）钻井工程环境影响报告表	阿地环函字 [2020]904 号	2020 年 12 月 30 日	工程尚未完成，暂未进行竣工环境保护自主验收	

2.4 现有工程回顾

2.4.1 现有工程概况

12 区内现有联合站 1 座（四号联合站），计转站 16 座、混输泵站 1 座、卸油站 1 座、中间热泵站 1 座、油水井 505 口（生产油井 457 口，注水井 27 口，长停井 10 口，封井 11 口）及附属配套设施（注水增压点 12 座、生活基地 3 处、污水处理设施等）、油田内部集输管网 4562km 等。塔河油田十二区现有工程主要由主体工程、辅助工程、公用工程、环保工程等组成，现有工程组成情况见表 2.4-1。

表 2.4-1 现有工程组成一览表

项目组成				数量	备注
主体工程	油水井	油井		457 口	——
		注水井		27 口	——
		封井		11 口	——
		长停井		10 口	——
	采油系统	抽油机		457 台	——
	油气集输系统	各类管线		4562km	集输管线 4183km、注水管线 121km、外输油管线 190km、外输气管线 68km
		计转站、卸油站等		18 座	12-1、12-2、12-3、12-4、12-5、12-6、12-7、12-8、12-9、12-10、12-11、12-12、12-13、12-14、12-15、AD20 等 16 座计转站；TH12516 混输泵站 1 座；TH12330 卸油站 1 座
		热泵站		1 座	12 区中间热泵站
	加热炉		434 台	包括四号联合站、各站场加热炉，井场加热炉，中间加热炉等	
油气处理	四号联合站		1 座	——	
公用工程	供水	生产、生活用水	供水首站	1 座	12 区内有供水井 15 口，通过供水首站为塔河油田供水系统供水
		回注用水	注水增压站	12 座	水源为采油二厂处理后的采出水，不足用水由采油一厂等其他厂处理达标的采出水补充。通过塔河油田一期至四期注水工程及 12 区内 TH12144 增压点、S94-1 增压点、12-4 增压点、TH12507 增压点、TH12349 增压点、TH12403 罐区、TH12326 增压点、TH12215 罐区、TH12349 增压点、TH12403 罐区、TH12326 增压点、TH12215 罐区等注水增压点进行回注
	供电	变电站		3 座	由国家电网供电，12 区目前建有 35kV 变电所 2 座，110kV 变电站 1 座
	供热	燃气加热炉		6 台	生活基地加热炉
	生活基地			3 处	四号联合站生产区基地、四号联合站生活区基地和采油二、三队生活基地等
环保工程	废水	采出水	四号联合站	1 套	分离后的含油污水采用沉降+过滤工艺处理达标后回注。采出水处理规模为 4000m ³ /d，目前实际规模约 2917m ³ /d
		生活污水	四号联生产区、生活区和二、三队生活基地生活污水处理系统	3 套	地理一体式生活污水处理设施，采用预处理+RAAO+消毒+过滤工艺
	废气	天然气放空	火炬设施	12 座	四号联合站火炬、12-4、12-5、12-6、12-8、12-15、12-1、12-3、12-7、12-9、12-12、12-13 计转站火炬
	环境风险应急措施			配备应急物资；建立健全环境风险应急预案；委托监测等	

项目组成		数量	备注
依托工程	西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站		本区块产生的含油污泥、废液及生活垃圾，依托西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站直接进行处理；受浸土（主要是含油小于 5%的污油泥）则由西北油田分公司油田工程服务中心委托阿克苏塔河环保工程有限公司或中石化西南石油工程有限公司巴州分公司在站内处理
	二号联合站		二号联合站位于采油二厂 6 区内，2003 年建成投产，设计混合原油处理规模 $390 \times 10^4 \text{t/a}$
	二号联轻烃站		2005 年建成投产，设计处理规模 $15 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$

2.4.2 主体工程

1) 油气水井

截至 2020 年底，塔河油田 12 区奥陶系油藏总井数 505 口（生产油井 457 口，注水井 27 口，长停井 10 口，封井 11 口），现有工程油、气、水井分布情况见图 2.4-1。



图 2.4-1 采油二厂油水井分布图

2) 油气集输系统

(1) 油气集输流程

现有油井采出液主要采用管输方式,采出液由单井集油管线汇集到计转站,在计转站气液分离处理,分离后的气相经管道输送至二号联轻烃站进一步分离,分离出天然气、轻烃、液化气;分离出的采出液管输送至四号联合站或二号联合站处理。部分集输管线不完善的偏远井,采出液先进入落地罐中,定期通过罐车拉运至卸油站,通过卸油站泵输至四号联合站或二号联合站处理。采出液进入联合站后进行三相分离,分离出的油外输至油站,分离出的污水经处理达标后回注。各站检修或事故状态下放空的自然气通过火炬燃烧。

为降低原油黏度或减少原油结蜡,部分井场、计转站需要设置加热炉对采出液进行加热后再进行输送,还有部分井场采用掺稀油输送的方式,即联合站分离出的稀油经加热后通过掺稀管线输送至各计转站,再通过计转站分输至各管输油井井口,在井口与采出液混合升温后,一同通过集油管线输送至计转站,最终进入相应联合站进行处理。

12 区一部分采出液通过 12-4、12-5、12-6、12-8、12-15、12-12 等计转站进入采油二厂 6 区内的二号联合站进行处理,剩余部分混合液通过其余计转站进入 12 区内的四号联合站进行集中处理。

12 区油气集输流程见图 2.4-2。

图 2.4-2 油气集输流程

(2) 加热设备

为保障采出液、原油的顺利输送,井场、计转站配备了一定数量的加热炉设备,包括井场水套加热炉、计转站外输加热炉、双盘管加热炉、单盘管加热炉、加热锅炉等。加热设备以处理后的伴生气为燃料,加热炉功率为 180kW、200kW、400kW、600kW、700kW、1000kW、1600kW、4500kW 等 8 种。

(3) 集输管线

12 区共有各类管线 4562km,包括集输管线(含掺稀管线)4183km、注水管线 121km、四号联合站至雅克拉末站外输油管线 190km、外输气管线 68km。

(4) 注水系统

注水是指利用注水井把水注入油层,以补充和保持油层压力的措施。

油田投入开发后,随着开采时间的增长,油层本身能量将不断地被消耗,致使油

层压力不断地下降，地下原油大量脱气，黏度增加，油井产量大大减少，甚至会停喷停产，造成地下残留大量死油采不出来。为了弥补原油采出后所造成的地下亏空，保持或提高油层压力，实现油田高产稳产，并获得较高的采收率，而对油田进行注水。

塔河油田奥陶系油藏属于碳酸盐岩油藏，普遍采用注水开发方式。近年来，历经注水替油探索、单元注水规模扩大、再至精细化定量化注水三个阶段，注水规模稳步扩大。经过四期注水工程建设，西北油田分公司逐步研究探索形成了独具特色的以“集中处理、低压输送、局部增压、井口活动泵注入”为主的注水工艺，满足了各阶段油藏开发部署的要求。

塔河油田注水主要水源是二号联合站和四号联合站污水处理系统处理达到回注标准的污水，系统模式是以低压输水干线、支线为骨架，联合站污水通过管道低压集中输送注水区域，在区域内增压注水。供水干线、支线是连接水源（4 座联合站）和注水区域的重要环节，低压供水干线、支线分四期建设完成。12 区注水系统设有四号联合站注水站 1 座，单元注水井 27 口，注水增压点 12 座，增压点外输泵设计排量一般为 30m³/h，注水管线合计 121km。

（5）集输站场

①计转站

12 区油气集输站场有计转站 16 座、混输泵站 1 座，两类站场运行工艺一样。计转站内一般有两套工艺流程：计转系统和掺稀系统。计转系统：负责所辖油井的单井计量、加热、油气分离缓冲、原油加压外输、伴生气调压计量外输；掺稀系统：联合站来稀油计量加热、加压、分配回掺至所辖油井井口。

12 区主要计转站统计一览表见表 2.4-2。

表 2.4-2 12 区主要计转站统计一览表

序号	站场名称	建设时间	设计采出液处理量 (10 ⁴ t/a)	设计气处理量 (10 ⁴ t/a)	设计掺稀量 (10 ⁴ t/a)
1	12-1 计转站	2007 年 9 月	120	1642.5	36
2	12-2 计转站	2008 年	28	474.5	12
3	12-3 计转站	2007 年 11 月	28	474.5	12
4	12-4 计转站	2008 年 8 月	125	5.5	58
5	12-5 计转站	2008 年 8 月	28.5	1.2	13
6	12-6 计转站	2010 年 12 月	40	1.3	45
7	12-7 计转站	2009 年 9 月	30	463.6	14
8	12-8 计转站	2012 年 3 月	40	/	40
9	12-9 计转站	2009 年 9 月	44	664.3	20
10	12-10 计转站	2011 年 7 月	53	295.65	38

序号	站场名称	建设时间	设计采出液处理量 (10^4t/a)	设计气处理量 (10^4t/a)	设计掺稀量 (10^4t/a)
11	12-11 计转站	2009 年 8 月	40	0.75 (混输气)	30
12	12-12 计转站	2009 年 3 月	75	3.12	35
13	12-13 计转站	2010 年 9 月	60	1.5	63
14	12-14 计转站	2013 年 1 月	40	0.6 (混输气)	22
15	12-15 计转站	2013 年 8 月	40	219	20
16	TH12516 混输 泵站	2011 年 8 月	30	182.5	21
17	AD20 计转站	2011 年 7 月	42	0.6 (混输气)	30

②四号联合站

12 区现状仅有 1 座油气处理站，为塔河油田四号联合站。四号联合站位于 12 区主干公路以东，于 2013 年建成投产，站内主要设备见表 2.4-3。

表 2.4-3 站场主要设备一览表

序号	名称	数量	型号	备注
1	一次沉降罐	3 座	$\Phi 23640\text{mm}$ 、 $H=14300\text{mm}$	5000m^3
2	二次沉降罐	1 座	$\Phi 23640\text{mm}$ 、 $H=14300\text{mm}$	5000m^3
3	净化油罐	4 座	$\Phi 28500\text{mm}$ 、 $H=17430\text{mm}$	10000m^3
4	两相分离器	3 台	$\Phi 3000 \times 17208\text{mm}$	
5	燃气加热炉	4 台	4500kW	
6	天然气分离器	1 台	$\Phi 2400 \times 7300\text{mm}$	
7	原油负压稳定装置	1 套	$\Phi 3000 \times 26000\text{mm}$	
8	大罐抽气装置	1 套	压缩机排量 $45000\text{Nm}^3/\text{d}$	
9	一次除油罐	2 座		1000m^3
10	污水外输罐	2 座		500m^3
11	混烃储罐	3 座	$\Phi 3200 \times 11300\text{mm}$	100m^3
12	碱洗缓冲罐	1 座	$\Phi 1800 \times 8966\text{mm}$	
13	水洗缓冲罐	1 座	$\Phi 1800 \times 8966\text{mm}$	

四号联合站主要功能：负责联合站周围油井及各计转站来液的加热、油气分离、原油脱水、原油稳定、大罐抽气、净化油储存及计量外输、伴生气外输、污水处理等。

四号联合站设计原油处理规模 $260 \times 10^4\text{t/a}$ ，采出液处理规模 $400 \times 10^4\text{t/a}$ ，污水处理规模 $4000\text{m}^3/\text{d}$ ，四号联合站原油处理采用两级热化学大罐沉降脱水、负压稳定、原油储罐静止沉降放底水生产工艺生产合格原油，合格原油通过外输管道输送至雅克拉装车末站外销。四号联合站整体工艺流程图见图 2.4-3。

图 2.4-3 四号联合站整体工艺流程图

a、原油处理系统

四号联合站原油脱硫采用了负压气提脱硫（稳定）工艺。

单井（或计转站）进站原油加药后进加热炉加热，温升至 80℃后进油气两相分离器进行气、液两相分离，含水原油进一次沉降罐和二次沉降罐沉降脱水，含水小于 5%的原油经脱水泵提升进加热炉，加热到 90℃进入负压稳定（脱硫）塔进行负压气提，原油中的轻组分和硫化氢被脱出，脱硫后的原油经提升泵提升进入净化油罐，静止沉降后放底水至合格原油（含水 $\leq 0.5\%$ ），通过外输泵后计量、外输至雅克拉末站；脱出气经前置空冷器冷却后进入负压压缩机进行增压，增压后的伴生气经后置冷却器冷却，进入低压三相分离器分离后，伴生气进入伴生气外输系统。

二级沉降罐及净化油储罐的底部污水可通过循环泵进入进站阀组，或排入污水池静置，下层污水排入污油池，经污油泵提升进入进站阀组，继续进行脱水处理；上层污水经污水泵进入污水处理系统处理。

b、伴生气处理系统

大罐抽气压缩机出口伴生气及原油负压稳定压缩机出口伴生气经空冷器冷却后与天然气分离器来气混合，混合后进低压三相分离器分离，经分离后的伴生气经外输气压缩机增压外输，经分离后的凝液排入凝液分水缓冲罐内缓冲，最后通过提升泵进混烃碱洗装置，混烃碱洗脱硫后外输至雅克拉集气处理站分馏系统生产液化气和轻烃。

c、污水处理系统

12 区采出水处理系统于 2013 年投运。采出水处理系统设计处理规模为 4000m³/d，目前处理量 2917m³/d，剩余处理能力 1083m³/d，采用沉降+压力除油+过滤处理工艺。

主要工艺流程：四号联合站内一次沉降罐分离出的含油污水进入 2 座 1000m³一次除油罐初步除油除悬浮物后，出水进入 2 座 200m³缓冲罐，出水投加混凝剂、絮凝剂经过提升加压后进入压力混凝沉降罐，在此去除悬浮物及剩余污油，出水投加阻垢剂后进入 3 座全自动双滤料过滤器，进一步除油除悬浮物，最终确保水质达到回注标准，滤后水投加杀菌剂后进入 2 座 500m³污水外输罐，然后由外输泵提升并投加缓蚀剂和阻垢剂后输送至 12-12 计转泵站附近分水阀组。

四号联合站注水站即由 2 座 500m³污水外输罐和外输泵组成。

2.4.3 公用工程

1) 供排水工程

目前,塔河油田共建有供水干线 3 条,分别为从供水首站至采油三厂供水干线、供水首站至采油二厂供水干线、供水首站至末站供水干线;配水管线 2 条,供水末站至联合基地管线、供水末站至老采油三队及中原油建管线;产水管线共有 5 条。

供水首站于 2004 年 8 月 18 日正式建成投产。经过 3 次扩建现供水平稳运转功率在 65%的设计规模为:8700m³/d,供水设计压力为:1.6MPa,理论供水能力为 560m³/h,储罐储水能力为:1500m³,目前拥有一套供水自动化信息系统,3 台流量:283m³/h 的供水泵。主要功能是给供水末站、采油二厂、采油三厂进行淡水输送,以及生产用水的装车。

12 区内共有水一井、水五井、水六井、水七井、水八井、水十井、水十一井、水十四井、水十五井、水十六井、水十七井、水十八井、水十九井、水二十井、水二十一井等供水井 15 口。12 区各站内给水采用罐车就近从塔河供水首站或末站拉水,通过气压供水装置向站内各个用水点供水。

各基地生活污水通过排水管收集后,经“预处理+RAAO+消毒+过滤”工艺污水处理设施进行污水的处理,处理后污水达到《污水综合排放标准》(GB 8978-1996)二级标准,用于绿化,无外排。

2) 生活设施

12 区内生活基地有四号联合站生产区基地、四号联合站生活区基地和采油二、三队生活基地等 3 个基地。其中四号联合站生产区基地定员 110 人,四号联合站生活区基地定员 50 人,采油二、三队基地定员 150 人。基地内设职工公寓主楼、食堂、辅助用房、车库等。

(1) 四号联合站生活区基地生活污水

(2) 四号联合站生产区基地生活污水

四号联合站生产区基地生活污水进入地理一体式生活污水处理设施,采用“预处理+RAAO+消毒+过滤”工艺。处理后污水达到《污水综合排放标准》(GB 8978-1996)二级标准,用于绿化。

(3) 采油二、三队生活基地生活污水

采油二、三队生活基地生活污水进入地理一体式生活污水处理设施,采用“预处理+RAAO+消毒+过滤”工艺。处理后污水达到《污水综合排放标准》(GB 8978-1996)二级标准,用于绿化。

2.4.4 依托工程

2.4.4.1 二号联合站

12 区部分开发井的采出液经过计转站输送至二号联合站处理。塔河油田二号联合站于 2003 年 10 月建成投产，主要负责塔河油田 6 区、7 区、10 区油区的原油处理任务。2008 年二号联合站进行扩建，扩建后的最终处理原油规模为 $390 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

主要工艺流程：进站原油加药后进加热炉加热，升温至 75°C 后进三相分离器进行油、气、水三相分离，含水原油脱除一部分游离水和伴生气后，含水 $\leq 15\%$ 的原油进入脱硫塔进行脱硫，然后进入一次沉降罐和二次沉降罐沉降脱水，含水 $\leq 5\%$ 的原油经脱水（硫）泵提升进加热炉，升温至 80°C 后进原油储罐，在原油储罐静止沉降后排底水，合格原油外输至输油首站，沉降出的污水自压进入污水处理系统。

二号联合站工艺流程见图 2.4-4。

图 2.4-4 二号联合站工艺流程图

2.4.4.2 西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站

塔河油田 12 区产生的含油污泥、废液及生活垃圾等均依托西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站处理；受浸土（主要是含油小于 5% 的污油泥）则由西北油田分公司油田工程服务中心委托阿克苏塔河环保工程有限公司或中石化西南石油工程有限公司巴州分公司在站内处理。

（1）基本情况

西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站原为塔河油田一号固废液处理站，位于库车市境内塔河油田 S61 井附近，距离东南侧一号联合站约 4km，距离西侧的二号联合站约 15km，离西南侧的三号联合站约 34km；其南侧约 1.8km 处是塔河油田主干道，交通便利。

按处理对象，该站内主要有污油泥处理、废液处理、生活垃圾处理等 3 个系统。其中，污油泥处理系统主要是处理联合站清罐、井下作业等过程产生的含油量大于 5% 的污油泥；废液处理系统主要处理勘探开发、压裂作业、酸化作业等过程产生的废液；生活垃圾主要在站内采用填埋方式处置。

该处理站于 2002 年建成运行，2014 年进行了扩建，且由中国石油大学（华东）编制完成《塔河油田一号固废液处理站扩建工程环境影响报告表》；2014 年 6 月 23 日，阿克苏地区生态环境局以阿地环函字[2014]236 号批复通过；2015 年阿克苏地

区生态环境局以阿地环函字[2014]236 号通过该项目竣工环境保护验收。

(2) 含油污泥处理系统

西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站内含油污泥处理系统始建于 2011 年，主要处理联合站清罐（油气处理、污水处理等环节）、井下作业等过程产生的含油量大于 5%的污油泥；并于 2012 年、2015 年进行了扩建，原阿克苏环保局、自治区环保厅分别以阿地环函字[2012]297 号、新环函[2015]811 号文对扩建工程进行了批复；自治区环保厅以新环函[2016]2005 号通过了扩建工程环保验收。

该污油泥处理系统以化学热洗作为主导工艺，辅助焚烧处理技术，主要包括预液化单元、油泥分离单元、固液分离单元、油水分离单元、供热单元，其主体工艺流程详见图 2.4-5。

图 2.4-5 污油泥处理工艺流程图

目前，含油污泥处理系统在运行含油污泥处置装置有 4 套（5 项分离装置），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 300d，设计年处理含油污泥的量为 $6\times 10^4\text{m}^3$ 。2020 年，实际年处理含油污泥量 47870.42t（约 35198.8m^3 ，折算比重 1.36），富余 $1.48\times 10^4\text{m}^3$ 。

(3) 废液处理系统

西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站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、酸化、压裂废液占 80%。

根据资料搜集和现场调查，废液处理系统于 2015 年 12 月通过环境保护竣工验收（阿地环函字[2015]501 号），该系统采用“接收+隔油+调节+加药+沉降+过滤”的主处理工艺（详见图 2.4-6），设计处理能力为 $65\text{m}^3/\text{h}$ ，目前实际处理量为 $9.2\text{m}^3/\text{h}$ ，富余 $55.8\text{m}^3/\text{h}$ 。废液处理系统出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）后输至 TK512 注水井回注，系统产生污油泥则由站内污油泥系统自行处理。

图 2.4-6 废液处理工艺流程图

(4) 生活垃圾填埋场

西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站中原有垃圾填埋场已封场。2015 年阿克苏环保局以阿地环函字[2015]445 号文批复塔河油田生活垃圾池建设工程。新建垃圾填埋场位于一号固废液处理站西侧，于 2016 年建成，2020 年企业自主验收；设计总库容 146000m^3 ，日均处理垃圾量 26t ，年均处理垃圾量 9490t 。其中，一期设计库容 73100m^3 ，截至目前，填埋生活垃圾约 10000m^3 。

(5) 受浸土处理系统

受浸土（含油量 $<5\%$ 油泥）主要来自修井作业、管线穿孔和井喷等突然事故等产生的落地油、污染土，其含油量波动很大，其组分比较复杂而不稳定，除含原油、泥沙外，通常还会含有杂草等杂质，主要呈固态状。受浸土按照危险废物管理流程全过程管理，受浸土运至站内后，由油田工程服务中心外委中石化西南石油工程有限公司巴州分公司（危险废物经营许可证编号：6529230053，处理规模 $7\times 10^4\text{t/a}$ ）或阿克苏塔河环保工程有限公司（危险废物经营许可证编号：6529230040，处理规模 $15\times 10^4\text{t/a}$ ）在绿色环保站内处理。

受浸土经处理后达到《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》（DB 65/T 3999-2017）标准中相应指标要求，用于铺垫井场和井场道路。

2.4.5 污染物排放及达标性分析

2.4.5.1 达标分析主要依据

本次评价主要依据《塔河油田 12 区环境影响后评价报告书》（新环环评函[2021]160 号）中对现有废气、废水、噪声污染源的监测数据分析其达标性。同时，参照后评报告中对固体废物、生态环境的评价内容进行两环境因素的影响回顾。

2.4.5.2 废气

井场、计转站、联合站等站场无组织挥发的废气，加热炉的燃烧废气，放空火炬燃烧废气。

1) 无组织挥发的非甲烷总烃、硫化氢

生产过程中，采油井场、计转站、联合站会有非甲烷总烃、 H_2S 无组织挥发。12 区现有油井采用了密闭集输流程，因此无组织挥发量较少。根据《塔河油田 12 区环境影响后评价报告书》（新环环评函[2021]160 号）中新疆新能源（集团）环境检测有限公司于 2020 年 11 月 9 日~22 日对 12 区内典型的采油井场、计转站、联合站厂界无组织挥发的非甲烷总烃、 H_2S 进行了监测。监测结果见表 2.4-4。

表 2.4-4 典型井场、计转站、联合站无组织排放监测结果表

监测点位	时间	采样时间	H ₂ S (mg/m ³)	非甲烷总烃 (mg/m ³)
TH12180 上风向	2020.11.13	10:30	<0.005	0.75
		11:50	<0.005	0.75
		13:11	<0.005	0.75
	2020.11.14	10:47	<0.005	0.73
		12:10	<0.005	0.78
		13:30	<0.005	0.76
TH12180 下风向	2020.11.13	10:33	<0.005	0.76
		11:52	<0.005	0.74
		13:13	<0.005	0.74
	2020.11.14	10:50	0.005	0.73
		12:12	<0.005	0.77
		13:32	<0.005	0.78
12-8 计转站上风向	2020.11.15	9:58	<0.005	0.75
		11:17	<0.005	0.74
		12:37	<0.005	0.77
	2020.11.16	10:01	<0.005	0.73
		11:20	<0.005	0.74
		12:40	<0.005	0.72
12-8 计转站下风向一	2020.11.15	10:02	0.005	0.76
		11:19	0.005	0.74
		12:39	0.005	0.74
	2020.11.16	10:05	0.005	0.77
		11:22	0.005	0.74
		12:42	0.005	0.76
12-8 计转站下风向二	2020.11.15	10:06	0.007	0.77
		11:21	0.006	0.76
		12:41	0.006	0.74
	2020.11.16	10:08	0.006	0.77
		11:24	0.007	0.72
		12:44	0.007	0.76
12-8 计转站下风向三	2020.11.15	10:10	0.006	0.77
		11:23	0.006	0.77
		12:43	0.006	0.75
	2020.11.16	10:13	0.006	0.74
		11:26	0.006	0.74
		12:46	0.006	0.75
	2020.11.15	15:47	<0.005	0.77

监测点位	时间	采样时间	H ₂ S (mg/m ³)	非甲烷总烃 (mg/m ³)
四号联合站上 风向		17:11	< 0.005	0.76
		18:40	< 0.005	0.74
	2020.11.16	15:52	< 0.005	0.74
		17:16	< 0.005	0.76
		18:45	< 0.005	0.77
四号联合站下 风向一	2020.11.15	15:50	0.005	0.75
		17:14	0.005	0.76
		18:44	0.005	0.72
	2020.11.16	15:55	0.006	0.75
		17:19	0.006	0.76
		18:49	0.006	0.74
四号联合站下 风向二	2020.11.15	15:53	0.006	0.76
		17:17	0.007	0.77
		18:48	0.007	0.74
	2020.11.16	15:58	0.007	0.74
		17:22	0.007	0.77
		18:53	0.007	0.76
四号联合站下 风向三	2020.11.15	15:56	0.007	0.74
		17:20	0.007	0.74
		18:52	0.007	0.74
	2020.11.16	16:01	0.006	0.77
		17:25	0.007	0.74
		18:57	0.007	0.75

从表 2.4-4 可以看出, 12 区井场、计转站及联合站厂界非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB 39728-2020) 中无组织排放非甲烷烃监控浓度限值(4.0mg/m³)要求; H₂S 满足《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-1993) 厂界标准值要求(0.06mg/m³)。

根据《塔河油田 12 区环境影响后评价报告书》(新环环评函[2021]160 号) 中 12 区现有统计数据, 塔河油田 12 区年产量约为 183.9×10⁴t。现有工程非甲烷总烃排放量约为 183.9t/a, H₂S 排放量约为 1.65t/a。

2) 各类加热设备燃烧废气

燃料燃烧烟气主要来自站场及井场 434 台燃气锅炉及生活基地 6 台燃气锅炉, 其燃料均为天然气, 燃烧废气直接经烟囱排放。目前, 440 台燃气锅炉均已办理排污许可手续。锅炉所燃烧的天然气为净化处理后的天然气, 属于清洁燃料, 燃烧产生的废气通过烟囱排放, 排气筒高度均大于 8m。根据《塔河油田 12 区环境影响后评价报

告书》（新环环评函[2021]160 号）中新疆新能源（集团）环境检测有限公司于 2020 年 10 月 20 日~11 月 24 日对 12 区内典型加热炉进行了监测，监测结果见表 2.4-5。

加热炉废气满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）表 2 中新建燃气锅炉大气污染物排放限值要求（颗粒物：20mg/m³、SO₂：50mg/m³、NO_x：200mg/m³）。

根据《塔河油田 12 区环境影响后评价报告书》（新环环评函[2021]160 号）中 12 区现有统计数据，12 区现有加热炉燃料消耗量约为 4695.675×10⁴m³/a。SO₂排放量约为 1.14t/a，NO_x排放量约为 87.86t/a，颗粒物排放量约为 18.12t/a。

3) 放空火炬

四号联合站和个别计转站均设有放空火炬，为间断性排放。火炬及放空系统主要用于排放燃烧生产装置事故状态排出的可燃气体以及生产装置开、停车状态时产生的可燃气体，废气排放量较小。放空部分的自控内容主要包括：火炬自动点火，火炬分液罐的液位控制，并且火炬自带 PLC 控制系统，并有远程和就地点火系统，控制火炬的运行状态控制室显示，进行运行数据采集及报警等。12 区内现有 12 根火炬，主要分布在四号联合站、12-1 计转站、12-3 计转站、12-4 计转站、12-5 计转站、12-6 计转站、12-8 计转站、12-7 计转站、12-9 计转站、12-12 计转站、12-13 计转站、12-15 计转站内。

根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）规定：重点地区油气集中处理站、天然气处理厂、储油库，载有气态 VOCs 物料、液态 VOCs 物料或质量占比≥10%的天然气的设备与管线组件的密封点≥2000 个的，应开展泄漏检测与修复工作。四号联合站内设备与管线组件的密封点数量小于 2000 个（1494 个），采油二厂为了加强大气污染物排放管理，对四号联合站进行了泄漏检测和修复工作，有效的降低了联合站站内挥发性有机物的无组织排放量。

表 2.4-5 典型有组织废气监测结果

检测项目		采样 点位	TH12135 加热锅炉（200kW）			四号联合站加热炉（400kW）			12-8 计转站加热锅炉（1000kW）			12-4 计转站加热锅炉（1600kW）			四号联合站/压缩机岗域加热锅炉（4500KW）		
		测试 时间	2020 年 10 月 20 日			2020 年 10 月 28 日			2020 年 10 月 20 日			2020 年 10 月 23 日			2020 年 10 月 28 日		
		采样 频次	频次 1	频次 2	频次 3	频次 1	频次 2	频次 3	频次 1	频次 2	频次 3	频次 1	频次 2	频次 3	频次 1	频次 2	频次 3
SO ₂	实测浓度	mg/Nm ³	<3	<3	<3	<3	<3	<3	<3	<3	<3	<3	<3	<3	<3	<3	<3
	折算浓度	mg/Nm ³	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	排放量	kg/h	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
NO _x	实测浓度	mg/Nm ³	27	29	31	15	16	18	113	115	109	72	72	74	76	77	79
	折算浓度	mg/Nm ³	88	98	100	105	112	121	133	134	126	135	137	144	108	110	113
	排放量	kg/h	0.0145	0.0155	0.0162	0.0130	0.0160	0.0129	0.0915	0.0900	0.0859	0.101	0.100	0.101	0.193	0.198	0.207
烟 尘	实测浓度	mg/Nm ³	1.7	2.0	1.9	1.2	1.2	1.2	1.8	2.1	2.0	2.2	2.3	2.2	2.9	3.0	3.1
	折算浓度	mg/Nm ³	5.5	6.7	6.2	8.4	8.4	8.1	2.1	2.5	2.3	4.1	4.4	4.3	4.1	4.3	4.4
	排放量	kg/h	0.000913	0.00107	0.000996	0.00104	0.00120	0.00862	0.00146	0.00164	0.00158	0.00307	0.00321	0.00301	0.00737	0.00771	0.00813
烟气流量		m ³ /h	892	890	885	865	998	718	1303	1292	1311	2468	2469	2392	4483	4551	4647
含氧量		%	15.6	15.8	15.6	18.5	18.5	18.4	6.09	6.03	5.87	11.7	11.8	12.0	8.68	8.74	8.78
流速		m/s	3.5	3.5	3.4	4.9	5.7	4.1	2.9	2.9	2.9	5.4	5.4	5.3	4.4	4.5	4.6
烟温		℃	123.2	124.2	124.5	72.8	77.7	76.9	113.8	115.9	119.0	143.2	143.9	144.2	139.6	142.5	143.4

2.4.5.3 废水

废水包括联合站分离出的采出水、井下作业过程产生的作业废液、生活污水。

(1) 采出水

根据《塔河油田 12 区环境影响后评价报告书》（新环环评函[2021]160 号）中 12 区现有统计数据，12 区 2020 年采出水产生量约为 $95.6 \times 10^4 \text{t/a}$ 。采出水经四号联合站采出水处理系统处理后全部回注地层，不外排。新疆新能源（集团）环境检测有限公司于 2020 年 11 月 21 日~22 日对四号联合站采出水处理系统出水水质进行了监测。监测结果见表 2.4-6。四号联合站采出水处理系统出水水质可满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）中回注水质指标要求。

表 2.4-6 四号联合站采出水处理系统出水水质监测结果表

编号	采样时间		检测结果			
			pH (无量纲)	硫化物 (mg/L)	石油类 (mg/L)	悬浮物 (mg/L)
1	2020. 11. 21	11: 30	6. 88	<0. 005	0. 46	16
		13: 30	6. 87	<0. 005	0. 28	19
		15: 30	6. 83	<0. 005	0. 16	17
2	2020. 11. 22	11: 00	6. 86	<0. 005	0. 31	16
		13: 00	6. 86	<0. 005	0. 28	18
		15: 00	6. 86	<0. 005	0. 20	14
《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T 5329-2012) 中注入层平均空气渗透率>1. 5 μ m ² 对应标准			/	/	≤50. 0	≤30. 0
达标情况			/	/	达标	达标

(2) 井下作业废液

作业废液主要包括修井作业产生的井筒循环液、井口返排水、冲洗水、冷却水（机械污水）。每次修井产生的废液量约 30m^3 ，作业废水产生量约 $1.45 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 。作业废液由西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站废液处理系统处理达标后，回注地层用于油田注水开发，无外排。

本次收集了 2019 年西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站废水处理出口例行检测数据以及《塔河油田 12 区环境影响后评价报告书》（新环环评函[2021]160 号）中西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站废水处理系统水质监测数据，监测结果见表 2.4-7。

表 2.4-7 绿色环保工作站废水处理系统出水水质监测结果表

数据来源	监测单位	采样时间		检测结果	
				石油类 (mg/L)	悬浮物 (mg/L)
例行监测	西北油田分公司实验中心	2019 年	2 月	1.38	21
			12 月	0.487	14.26
例行监测	天蓝蓝环保技术服务有限公司	2019 年	7 月	0.08	8
			9 月	13	0.08
后评价报告	新疆正天华能环境工程技术有限公司	2020 年	11 月 9 日	2.68~2.77	19~20
			11 月 10 日	2.57~2.65	18~20
执行标准	《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T 5329-2012) 中注入层平均空气渗透率 $>1.5 \mu \text{m}^2$ 对应标准限值			≤ 50.0	≤ 30.0
达标情况				达标	达标

根据水质监测数据可知，西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站出水水质能够满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T 5329-2012) 中注水控制指标要求。

(3) 生活污水

12 区内共分布四号联合站生产区基地、四号联合站生活区基地、采油二、三队生活基地等 3 个基地，各基地生活污水均采用地埋一体式生活污水处理设施处理。

根据《塔河油田 12 区环境影响后评价报告书》(新环环评函[2021]160 号) 中 12 区现有统计数据，12 区 2020 年生活污水产生量为 $0.9 \times 10^4 \text{t}$ 。

根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB 39728-2020)，废水集输能够满足标准中 5.4 章节排放控制要求；生产装置和设施均能够满足标准中 5.6 章节有组织排放废气排放控制要求。油井采出的产物汇集、处理、输送至原油稳定装置的全过程采用密闭工艺流程。

2.4.5.4 固体废物

联合站产生的油泥砂、设备运行产生的废机油、废油桶和生活垃圾。

(1) 油泥砂

计转站、联合站的油罐、污水罐、隔油池等底部会沉积泥沙，为保证各类设施正常运行，需要定期对其进行清理，清理出来的泥沙即为油泥砂，油泥砂为危险废物 (HW08 废矿物油与含矿物油废物)，全部运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站处理，采油厂内部不设置贮存点。根据 2020 年统计数据，12 区油泥砂产生量为 $1.9 \times 10^4 \text{t}$ 。

委托运输单位名称：库车畅源生态环保科技有限责任公司（652923004007），新疆天河运输有限公司（652923000084）、新疆交运大件起重运输有限责任公司（650104000373）。运输过程中车厢铺设防渗膜，防治渗漏；装载高度不允许超过车厢挡板边沿。

（2）废机油

一般来自压缩机组润滑、更换机油，塔河油田公司有专业的维修和检修队伍，维修检修期间把废机油回收拉运至有资质的第三方公司（轮台塔中石油化工有限公司等）处理。根据 12 区 2020 年统计数据，12 区废机油产生量为 40t。

（3）废油桶

废油桶由供应厂家直接回收，产生量较小。

（4）生活垃圾

生活垃圾主要包括各生活点产生的生活垃圾，全部委托依托塔河油田绿色环保工作站统一处理。根据 12 区 2020 年统计数据，12 区生活垃圾产生量为 56.57t。

2.4.5.5 噪声

正常运营过程中主要噪声源是抽油机，联合站、计转站站内机泵设施等，各类机泵设备均置于泵房内。

根据新疆新能源（集团）环境检测有限公司于 2020 年 10 月 22 日~2020 年 10 月 23 日对典型井场、站场厂界噪声监测数据，各典型井场、站场厂界噪声均能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2 类区排放限值要求。监测结果见表 2.4-8。

表 2.4-8 典型井场、站场厂界噪声监测结果

点位	具体监测位置	昼间		夜间	
		10 月 22 日	10 月 23 日	10 月 22 日	10 月 23 日
12-4 计转站场	东厂界外 1m	47	48	44	42
	西厂界外 1m	48	48	42	43
	南厂界外 1m	47	48	42	43
	北厂界外 1m	47	47	42	42
H12144 增压泵站场	东厂界外 1m	47	47	42	42
	西厂界外 1m	47	46	43	42
	南厂界外 1m	46	47	42	42
	北厂界外 1m	48	46	42	42
12-11 罐区	东厂界外 1m	48	48	43	42
	西厂界外 1m	49	49	43	43
	南厂界外 1m	48	48	43	44

点位	具体监测位置	昼间		夜间	
		10 月 22 日	10 月 23 日	10 月 22 日	10 月 23 日
	北厂界外 1m	47	48	44	44
TH12173 井场	东厂界外 1m	47	49	43	44
	西厂界外 1m	48	48	43	43
	南厂界外 1m	48	47	43	43
	北厂界外 1m	48	47	43	42
TH12135 井场	东厂界外 1m	48	48	43	42
	西厂界外 1m	47	48	44	44
	南厂界外 1m	48	48	44	44
	北厂界外 1m	48	48	44	43

2.4.5.6 生态环境

塔河油田 12 区各项项目的建设对生态环境的主要影响为土地的永久、临时征用以及原有植被的破坏。项目区内对已对建成的井场永久性占地范围内进行了平整硬化处理，临时占地已平整。井场钻屑储集防渗池上部已经覆土，上部没有油污出现，油区道路总体规范，但部分地段有车辆乱碾乱轧的痕迹。从后评价期间土壤环境质量现状来看，后评价布设的站场内土壤监测点（以 12-4 计转站为例，见表 2.4-9 和表 2.4-10）各项污染因子均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）中筛选值第二类用地标准，典型井场和站场外农用地土壤监测点（见表 2.4-11）各项污染因子均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）中筛选值标准；从植被类型来看，项目的建设对油田区域内的原有植被类型未造成影响，各类植被的占地面积基本无变化；从土地利用类型来看，各项项目的建设使油田区域内的中低覆盖度草地面积减少，建设用地略有增加。总体来说，区块内的模地依旧是荒漠景观，荒漠景观主要包括沙地、戈壁、盐碱地三种类型，人类干扰加强，多样性增加。油田开发区域基本保持原有的荒漠生态系统。

表 2.4-9 12-4 计转站内土壤现状监测及评价结果一览表（柱状样，其他因子）

测点	测点信息	pH	六价铬		镉		铅		铜		镍		汞		砷		石油烃		达标情况
	标准值 (mg/kg)	/	5.7		65		800		18000		900		38		60		4500		
			监测值	标准 指数	监测值	标准 指数	监测值	标准 指数	监测值	标准 指数	监测值	标准 指数	监测值	标准 指数	监测值	标准 指数	监测值	标准 指数	
12-4 计转 站	0-0.5m	8.11	<2	-	0.10	0.002	15	0.333	14.1	0.001	18	0.020	0.007	0.0002	7.17	0.120	17	0.004	达标
	0.5-1.5m	8.20	<2	-	0.12	0.002	12	0.267	10.4	0.001	14	0.016	0.010	0.0003	6.87	0.115	81	0.018	达标
	1.5-3m	7.97	<2	-	0.24	0.004	14	0.311	14.7	0.001	15	0.017	0.003	0.0001	7.61	0.127	25	0.006	达标

表 2.4-10 12-4 计转站内土壤现状监测及评价结果一览表（表层样，基本因子+特征因子）

序号	检 测 项 目	单位	限值	监测结果	Pi	达标情况
1	pH			8.54		
2	六价铬	mg/kg	5.7	<2	-	达标
3	汞	mg/kg	38	0.005	0.0001	达标
4	砷	mg/kg	60	7.25	0.1208	达标
5	铜	mg/kg	18000	15.5	0.0009	达标
6	镍	mg/kg	900	17	0.0189	达标
7	镉	mg/kg	65	0.16	0.0025	达标
8	铅	mg/kg	800	18	0.0225	达标
9	四氯化碳	mg/kg	2.8	<0.03	-	达标
10	氯仿	mg/kg	0.9	<0.02	-	达标
11	氯甲烷	mg/kg	37	<3	-	达标
12	1, 1-二氯乙烷	mg/kg	9	<0.02	-	达标
13	1, 2-二氯乙烷	mg/kg	5	<0.01	-	达标
14	1, 1-二氯乙烯	mg/kg	66	<0.01	-	达标
15	顺-1, 2-二氯乙烯	mg/kg	596	<0.08	-	达标
16	反-1, 2-二氯乙烯	mg/kg	54	<0.02	-	达标
17	二氯甲烷	mg/kg	616	<0.02	-	达标
18	1, 2-二氯丙烷	mg/kg	5	<0.008	-	达标
19	1, 1, 1, 2-四氯乙烷	mg/kg	10	<0.02	-	达标
20	1, 1, 2, 2-四氯乙烷	mg/kg	6.8	<0.02	-	达标
21	四氯乙烯	mg/kg	53	<0.02	-	达标
22	1, 1, 1-三氯乙烷	mg/kg	840	<0.02	-	达标
23	1, 1, 2-三氯乙烷	mg/kg	2.8	<0.02	-	达标

24	三氯乙烯	mg/kg	2.8	<0.009	-	达标
25	1, 2, 3-三氯丙烷	mg/kg	0.5	<0.02	-	达标
26	氯乙烯	mg/kg	0.43	<0.02	-	达标
27	苯	mg/kg	4	<0.01	-	达标
28	氯苯	mg/kg	270	<0.005	-	达标
29	1, 2-二氯苯	mg/kg	560	<0.02	-	达标
30	1, 4-二氯苯	mg/kg	20	<0.008	-	达标
31	乙苯	mg/kg	28	<0.006	-	达标
32	苯乙烯	mg/kg	1290	<0.02	-	达标
33	甲苯	mg/kg	1200	<0.006	-	达标
34	间二甲苯+对二甲苯	mg/kg	570	<0.009	-	达标
35	邻二甲苯	mg/kg	640	<0.02	-	达标
36	硝基苯	mg/kg	76	<0.09	-	达标
37	苯胺	mg/kg	260	<0.08	-	达标
38	苯并[a]蒽	mg/kg	15	<0.1	-	达标
39	苯并[a]芘	mg/kg	1.5	<0.1	-	达标
40	苯并[b]荧蒽	mg/kg	15	<0.2	-	达标
41	苯并[k]荧蒽	mg/kg	151	<0.1	-	达标
42	蒎	mg/kg	1293	<0.1	-	达标
43	二苯并[a, h]蒽	mg/kg	1.5	<0.1	-	达标
44	茚并[1, 2, 3-cd]芘	mg/kg	15	<0.1	-	达标
45	萘	mg/kg	70	<0.007	-	达标
46	2-氯酚	mg/kg	2256	<0.06	-	达标
47	石油烃	mg/kg	4500	90	0.02	达标

表 2.4-11 典型井场及站场外土壤现状监测及评价结果一览表（农用地）

序号	测点信息	pH	铬		镉		铅		铜		镍		锌		汞		砷		石油烃		达标情况
	标准值		250		0.6		170		100		190		300		3.4		25		4500		
	(mg/kg)		监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	
1	TH12509	8.78	19	0.076	0.1	0.167	8	0.047	9.4	0.094	11	0.058	29	0.097	0.038	0.011	14.7	0.588	56	0.012	达标
2	TH12518	8.17	73	0.292	0.28	0.467	34	0.200	30.2	0.302	37	0.195	99	0.330	0.030	0.009	9.60	0.384	6	0.001	达标
3	TH12504	8.48	46	0.184	0.23	0.383	21	0.124	24.2	0.242	26	0.137	82	0.273	0.047	0.014	14.1	0.564	25	0.006	达标
4	TH12421X	8.05	60	0.240	0.30	0.500	25	0.147	30.8	0.308	32	0.168	86	0.287	0.039	0.011	13.0	0.520	22	0.005	达标
5	中间热泵站	8.47	33	0.132	0.18	0.300	16	0.094	13.6	0.136	17	0.089	39	0.130	0.047	0.014	9.18	0.367	18	0.004	达标
6	12-10 计转站	8.1	43	0.172	0.14	0.233	17	0.100	17.7	0.177	22	0.116	67	0.223	0.044	0.013	10.4	0.416	65	0.014	达标
7	AD20 计转站	8.37	42	0.168	0.14	0.233	19	0.112	17.7	0.177	23	0.121	69	0.230	0.029	0.009	10.0	0.400	23	0.005	达标
8	AD17 计转站	8.13	53	0.212	0.21	0.350	24	0.141	23.4	0.234	28	0.147	79	0.263	0.033	0.010	12.7	0.508	28	0.006	达标
9	TH12403	8.21	46	0.184	0.16	0.267	19	0.112	20.8	0.208	24	0.126	62	0.207	0.024	0.007	11.2	0.448	23	0.005	达标
10	TH12213	8.32	41	0.164	0.11	0.183	18	0.106	17.0	0.170	21	0.111	54	0.180	0.025	0.007	9.95	0.398	23	0.005	达标
11	TH12133	8.52	35	0.140	0.10	0.167	16	0.094	15.0	0.150	18	0.095	46	0.153	0.071	0.021	7.61	0.304	56	0.012	达标
12	TH12135CH	8.26	54	0.216	0.24	0.400	27	0.159	31.6	0.316	34	0.179	88	0.293	0.029	0.009	14.4	0.576	41	0.009	达标
13	TH12330 卸油站	8.11	45	0.180	0.15	0.250	19	0.112	18.3	0.183	23	0.121	62	0.207	0.030	0.009	10.7	0.428	25	0.006	达标
14	12-4 计转站	8.24	32	0.128	0.11	0.183	15	0.088	11.5	0.115	15	0.079	36	0.120	0.050	0.015	7.18	0.287	31	0.007	达标

2.4.5.7 现有项目污染物排放汇总

12 区现有工程污染物排放情况汇总见表 2.4-12。

表 2.4-12 12 区现有工程污染物排放情况汇总

污染物类型		污染物名称	产生量	排放量	去向
废气	燃烧废气	SO ₂	1.14t/a	1.14t/a	大气
		烟尘	18.12t/a	18.12t/a	
		NO _x	87.86t/a	87.86t/a	
	无组织挥发	非甲烷总烃	183.9t/a	183.9t/a	
		H ₂ S	1.65t/a	1.65t/a	
	站场放空火炬废气	SO ₂ 、NO _x 等	少量	少量	大气
废水	生产废水	作业废液	1.45×10 ⁴ t/a	0	由西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站废液处理系统处理达标后用于油田注水开发，不外排
		采出水	95.6×10 ⁴ t/a	0	由四号联合站污水处理系统处理达标后用于油田注水开发，不外排
	生活污水	悬浮物、COD	0.9×10 ⁴ t/a	0	采用地理一体式生活污水处理设施处理
固废	井下作业、清理油罐等	油泥砂	1.9×10 ⁴ t/a	0	全部运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站处理进行处理
	设备检修等	废机油	40t	0	检修期间把废机油回收拉运至有资质的第三方公司处理
		废油桶	少量	少量	由厂家回收
	值班人员	生活垃圾	56.57t/a	0	依托塔河油田绿色环保工作站统一处理

2.5 与拟建项目相关的在建项目回顾

2.5.1 在建项目环保手续执行情况

拟建项目主要是对 6 口勘探井的后续开发进行环境影响评价。目前，6 口勘探井的钻井工程均以单井形式开展了环境影响评价并取得审批部门出具的审批意见，各在建项目环保手续执行情况详见表 2.5-1。

表 2.5-1 与拟建项目有关的在建项目环评及验收情况

序号	项目名称	环评情况		环评类别	竣工验收情况
		批复时间	批复文号		
1	TH12296 井（勘探井）钻井工程	2020 年 12 月 7 日	阿地环函字[2020]802 号	报告表	未开始建设
2	TH12298H 井（勘探井）钻井工程	2020 年 12 月 7 日	阿地环函字[2020]803 号	报告表	未开始建设
3	TH121150 井（勘探井）钻井工程	2020 年 12 月 24 日	阿地环函字[2020]860 号	报告表	未开始建设
4	西北油田分公司 TH121147H 井（勘探井）建设项目	2020 年 12 月 28 日	阿地环函字[2020]891 号	报告表	未开始建设
5	西北油田分公司 TH121148 井（勘探井）建设项目	2020 年 12 月 28 日	阿地环函字[2020]892 号	报告表	未开始建设
6	西北油田分公司 TH121149 勘探井工程	2020 年 12 月 29 日	阿地环函字[2020]902 号	报告表	未开始建设

2.5.2 在建项目工程概况

拟建项目主要是对 6 口勘探井的后续开发进行环境影响评价。根据 6 口勘探井的环境影响评价报告及其审批文件，各在建项目主要建设内容详见表 2.5-2。



表 2.5-2 与拟建项目相关的在建项目工程组成一览表

项目组成	工程分类		主要建设内容及规模						整体情况
			TH12296井（勘探井） 钻井工程	TH12298H 井（勘探井） 钻井工程	TH121150 井（勘探井） 钻井工程	西北油田分公司 TH121147H 井（勘探井） 建设项目	西北油田分公司 TH121148 井（勘探井） 建设项目	西北油田分公司 TH121149 勘探井工程	
主体工程	井口坐标		E：83° 36′ 8.50″ N：41° 26′ 50.50″	E：83° 36′ 35.50″ N：41° 27′ 22.50″	E：83° 47′ 24.50″ N：41° 25′ 22.50″	E：83° 49′ 48.00″ N：41° 24′ 23.00″	E：83° 49′ 47.00″ N：41° 24′ 54.00″	E：83° 48′ 58.62″ N：41° 24′ 55.67″	部署 6 口勘探井，均位于塔河油田 12 区
	井身结构		设计井深6460m，目的层为奥陶系	设计井深6568.64m，目的层为奥陶系一间房组	设计井深6095m，目的层为奥陶系	设计井深6614.71m(斜)/5940m(垂)，目的层为奥陶系鹰山组	设计井深6045m，目的层为奥陶系	设计井深6025m，目的层为奥陶系	钻井总进尺为 37808.35m
	井场建设		井场占地13200m ² ，场内建设1个300m ³ 应急池，井场外建设2个200m ³ 放喷池	井场占地13200m ² ，场内建设1个300m ³ 应急池，井场外建设2个200m ³ 放喷池	井场占地13200m ² ，场内建设1个300m ³ 应急池，井场外建设2个200m ³ 放喷池	井场占地10800m ² ，场内建设1个300m ³ 应急池，井场外建设2个200m ³ 放喷池	井场占地10800m ² ，场内建设1个300m ³ 应急池，井场外建设2个200m ³ 放喷池	井场占地13200m ² ，场内建设1个300m ³ 应急池，井场外建设2个200m ³ 放喷池	建设 6 座单井井场，场内共建设 6 个 300m ³ 应急池，井场外共建设 12 个 200m ³ 放喷池；各池体采用“混凝土+环保防渗膜”两层复合防渗结构
	生活区建设		占地2400m ² ，建设1个200m ³ 生活污水池	占地 2400m ² ，建设 1 个 200m ³ 生活污水池	占地 2400m ² ，建设 1 个 200m ³ 生活污水池	占地 2400m ² ，建设 1 个 200m ³ 生活污水池	占地 2400m ² ，建设 1 个 200m ³ 生活污水池	占地 2400m ² ，建设 1 个 200m ³ 生活污水池	共占地 14400m ² ，建设 6 个 200m ³ 生活污水池，池体采用“混凝土+环保防渗膜”两层复合防渗结构
公用辅助工程	道路工程		利用现有油田道路	利用现有油田道路	利用现有油田道路	修建砂石道路长1300m	修建砂石道路长1000m	修建砂石道路长1300m	新建砂石道路长 3600m、宽 6m
	供电工程		接入当地区块电网及备用柴油发电机供电	接入当地区块电网及备用柴油发电机供电	接入当地区块电网及备用柴油发电机供电	接入当地区块电网及备用柴油发电机供电	接入当地区块电网及备用柴油发电机供电	接入当地区块电网及备用柴油发电机供电	接入当地区块电网及备用柴油发电机供电
	供热工程		冬季生活区供暖方式为电采暖，井场设备伴热方式为电伴热	冬季生活区供暖方式为电采暖，井场设备伴热方式为电伴热	冬季生活区供暖方式为电采暖，井场设备伴热方式为电伴热	冬季生活区供暖方式为电采暖，井场设备伴热方式为电伴热	冬季生活区供暖方式为电采暖，井场设备伴热方式为电伴热	冬季生活区供暖方式为电采暖，井场设备伴热方式为电伴热	冬季生活区供暖方式为电采暖，井场设备伴热方式为电伴热
	供水工程		罐车拉运	罐车拉运	罐车拉运	罐车拉运	罐车拉运	罐车拉运	罐车拉运
	办公及生活		工程办公及住宿用活动房	工程办公及住宿用活动房	工程办公及住宿用活动房	工程办公及住宿用活动房	工程办公及住宿用活动房	工程办公及住宿用活动房	工程办公及住宿用活动房
环保工程	废水	钻井废水	采用“钻井废弃物不落地达标处理技术”处理后循环利用，不能利用部分拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站妥善处理						
		压裂酸化废液	采用专用废液收集罐收集后加碱中和后运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站妥善处理						
		生活废水	排至生活污水池暂存，定期拉运至二厂生活基地污水处理装置处理						
	固废	钻井泥浆和岩屑	采用“钻井废弃物不落地达标处理技术”预处置后，磺化泥浆转运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站妥善处理；非磺化类岩屑用于铺设井场或道路						
		生活垃圾	集中收集后拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站妥善处理						
		含油废物	统一收集后交有资质的环保治理单位进行妥善处理						
	生态		完井后及时对临时占地进行地貌恢复；						
	环境风险		制定风险防范措施及应急预案						

2.5.3 在建项目污染物排放及达标分析

6 个在建勘探井项目的建设过程主要包括钻前工程、钻井工程和钻后工程。根据 6 口勘探井的环境影响评价报告及其审批文件，各建设项目的污染物排放及对环境的影响情况详见表 2.5-3。

表 2.5-3 在建项目污染物排放情况汇总表

项目	污染源	污染物	排放情况							环境影响分析
			TH12296 井（勘探井）钻井工程	TH12298H 井（勘探井）钻井工程	TH121150 井（勘探井）钻井工程	西北油田分公司 TH121147H 井（勘探井）建设项目	西北油田分公司 TH121148 井（勘探井）建设项目	西北油田分公司 TH121149 勘探井工程	合计	
废气	井场、进井道路	扬尘	少量	少量	少量	少量	少量	少量	少量	对周围大气环境影响较小
	施工车辆与机械	车辆尾气（CO、NO _x 、C _m H _n 等）	少量	少量	少量	少量	少量	少量	少量	
	采油树	测试放喷气燃烧废气	阶段性	阶段性	阶段性	阶段性	阶段性	阶段性	阶段性	
废水	钻井废水	SS、COD、石油类、挥发酚、硫化物	不外排	不外排	不外排	不外排	不外排	不外排	不外排	周围水环境影响较小
	酸化压裂废液	pH、SS、COD、石油类	不外排	不外排	不外排	不外排	不外排	不外排	不外排	
	生活废水	SS、COD、氨氮	不外排	不外排	不外排	不外排	不外排	不外排	不外排	
固废	井场	钻井泥浆和岩屑	不外排	不外排	不外排	不外排	不外排	不外排	不外排	对周围环境影响较小
		生活垃圾	不外排	不外排	不外排	不外排	不外排	不外排	不外排	
		含油废物	不外排	不外排	不外排	不外排	不外排	不外排	不外排	

项目	污染源	污染物	排放情况							环境影响分析
			TH12296 井（勘探井）钻井工程	TH12298H 井（勘探井）钻井工程	TH121150 井（勘探井）钻井工程	西北油田分公司 TH121147H 井（勘探井）建设项目	西北油田分公司 TH121148 井（勘探井）建设项目	西北油田分公司 TH121149 勘探井工程	合计	
噪声	施工车辆、机械、设备	施工噪声	通过采取安装消声器、基础减振等措施，再经距离衰减后，施工噪声能够满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）的要求，对周围声环境影响较小。							

2.6 现有及在建项目污染物排放汇总

塔河油田 12 区现有、在建工程污染物排放情况汇总见表 2.6-1。

表 2.6-1 塔河油田 12 区现有、在建工程污染物排放情况汇总一览表

污染物类型	污染物名称	现有工程 排放量	在建工程 排放量	去向
废气	燃烧废气	SO ₂	1.14t/a	少量
		烟尘	18.12t/a	少量
		NO _x	87.86t/a	少量
	无组织挥发	非甲烷总烃	183.9t/a	0
		H ₂ S	1.65t/a	0
	站场放空火炬废气	SO ₂ 、NO _x 等	少量	0
	施工扬尘	扬尘	0	少量
	车辆与机械废气	SO ₂ 、NO ₂ 、 C _m H _n	0	少量
	钻井柴油发动机废气	烃类、NO _x SO ₂ 、颗粒物	0	少量
废水	生产废水	作业废液	0	0
		采出水	0	0
	生活污水	悬浮物、COD	0	0
	钻井废水	SS、COD、石油类、挥发酚、硫化物	0	0
固废	井下作业、清理油罐等	油泥砂	0	0
	钻井固废	钻井废泥浆、岩屑	0	0
	压裂废液	COD、石油类	0	0
	设备检修等	废机油	0	0
		废油桶	0	0
	值班人员	生活垃圾	0	0

2.7 排污许可证申请及执行情况

2020 年 6 月，采油二厂按照《固定污染源排污许可分类管理名录（2019 版）》（2019 年 12 月 20 日）规定的范围，已对加热炉等固定污染源办理了排污许可证。其中，联合站内加热炉、锅炉等办理排污许可证编号为 91650000742248144Q083U（见附件），并按排污许可管理办法及时完成了季报、年报等填报工作，各排放口排放烟气中 SO_2 、 NO_x 、颗粒物均可达标排放；计转站及井场加热炉按照登记管理进行了填报，且都已获得登记回执。

2.8 现有项目存在环境问题及整改方案

目前，塔河油田 12 区已开展后评价工作并完成备案，引用后评价结论，12 区存在的主要问题为：

- 1、部分生产井井场临时占地处于自然恢复状态，由于工程所在区域气候干旱，水土条件差，植被恢复情况较差；
- 2、有部分井场遗留有废弃设施没有及时清运；
- 3、部分已建工程由于历史原因、工程进度等，暂未开展环境保护竣工验收工作。

针对以上问题，在本次开发建设过程中应该采取必要的措施，对油田目前存在的问题加以整改：

- 1、督促施工单位，对井场临时占地进行恢复，平整场地；
- 2、加强环境管理，对井场的固体废弃物限期治理，妥善处置；
- 3、对未验收项目尽快开展竣工环保验收工作。

3 拟建项目工程分析

3.1 拟建项目工程概况

3.1.1 拟建项目基本情况

项目名称：塔河油田 12 区 AD22-AD8 井区奥陶系油藏 2021 年第一期产能建设项目

建设地点：新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市境内，地理位置见图 3.1-1

建设性质：改扩建

建设单位：中国石油化工股份有限公司西北油田分公司

建设投资：总投资 3399.15 万元，其中环保投资 298.0 万元，占项目总投资 8.77%

建设规模：

拟建项目是对勘探井转为开发井进行环境影响评价，共部署 6 口油井，并将井场修整为开发井场模式，主要建设内容包括安装 6 台 14 型游梁式抽油机、新建 6 台 200kW 井场水套加热炉；新建阀组站 1 座（站内建设 1 台 400kW 水套加热炉，1 套 8 井式选井计量阀组，1 套 8 井式高压掺稀阀组，1 套 8 井式稳流分水阀组）；新建 DN100 单井集油管线 9.4km，DN200 集油干线 4.5km；新建 DN50 单井掺稀管线 9.4km，DN100 掺稀干线 4.5km；新建 DN50 燃料气管线 5.4km；新建 DN150 注水干线 4.5km，且同位置的掺稀管线、燃料气管线、集油管线采用同沟敷设；另外配套建设供配电、自控通信、消防、防腐保温等工程。

项目实施后，采用自然能量开发，最大年产液量为 $7.29 \times 10^4 \text{t}$ （开发第 1 年），最大年产油量为 $7.23 \times 10^4 \text{t}$ （开发第 1 年）。



图 3.1-1 拟建项目地理位置示意图

3.1.2 油气资源概况

3.1.2.1 油气藏特征

塔河油田 12 区奥陶系油藏属于以弹性驱及水压驱动为主，碳酸盐岩岩溶缝洞型超重质未饱和底水油藏。奥陶系油藏油气富集程度较高，原油性质平面变化较大，平面上原油密度北高南低，由中部稠油区向北西部重质油区、西南部中-轻质油区过渡。北西部原油为高黏度、高含蜡、高含硫的超重质原油；西南部原油是以轻-中质原油为主的中等黏度、中等含硫、高含蜡的常规原油，流动性能较好。

3.1.2.2 原油物理性质

拟建项目涉及油井位于塔河油田 12 区北部，该区域原油为高黏度、含蜡、高含硫的超重质原油，地面原油物理性质见表 3.1-1。

表 3.1-1 地面原油物理性质数据

区块	密度 (g/cm ³ , 20℃)	黏度 (mPa·s, 50℃)	凝固点 (℃)	含硫 (%)	气油比 (m ³ /t)
塔河油田 12 区	0.9543~1.07 平均: 1.017	166991	8~60 平均: 32	2.6	16

3.1.2.3 原油伴生气物理性质

塔河油田 12 区奥陶系油藏属超重质油区。天然气甲烷含量在 60.08%~71.63%之间，平均 66%，相对密度在 0.716~0.799 之间，平均 0.754，重烃含量平均 17.49%，干燥系数为 4.43。天然气总体特征是甲烷含量低、重烃（C2+）含量高。

本项目伴生气成分见表 3.1-2。

表 3.1-2 伴生气成分表

区块	相对 密度	百分含量 (%)								
		甲烷	乙烷	丙烷	异丁 烷	正丁 烷	正戊 烷	异戊 烷	氮气	二氧化 化碳
12 区	0.723	71.626	9.211	3.978	0.329	0.830	0.094	0.085	13.582	0.265

备注：表中数据为体积分数。

塔河油田 12 区 H₂S 浓度介于 1545mg/m³~262468mg/m³，平均为 56151mg/m³。从 H₂S 含量的平面分布来看，工区西南部 AD4-AD7 井区及 TH12403 井区，H₂S 浓度最高，一般都在 10×10⁴mg/m³ 以上；中部 H₂S 浓度稍低一些，但也达到 2×10⁴mg/m³~7×10⁴mg/m³ 以上；东部 H₂S 浓度相对较低，如 TH12107 井 H₂S 浓度只有为 1545mg/m³。

总体上，塔河油田 12 区西部 H_2S 浓度较高，中部浓度次之，东部浓度最低。本项目位于塔河油田 12 区中东部， H_2S 浓度相对较低，平均在 $2 \times 10^4 \text{mg/m}^3$ 以下。

3.1.2.4 原油采出水物理性质

塔河油田 12 区平均地层水密度为 1.141g/cm^3 ，pH 值为 6.3；总矿化度为 218033mg/L ， Cl^- 为 133522mg/L ，为 CaCl_2 型水，属封闭环境下的高矿化度地层水。

3.1.2.5 燃料气物性

本项目井场加热炉以二号联合站经过处理的干气为燃料气，其组分见表 3.1-3。

表 3.1-3 燃料气组分一览表

组分及主要物性	单位	含量 (%)
C_1	mol%	96.226
C_2	mol%	1.77
C_3	mol%	0.3
iC_4	mol%	0.062
nC_4	mol%	0.075
iC_5	mol%	0.02
nC_5	mol%	0.016
C_6	mol%	0.051
CO_2	mol%	0.475
N_2	mol%	0.967
H_2S	$\leq \text{mg/Nm}^3$	20
低位发热值	MJ/Nm^3	33.812
密度	kg/Nm^3	0.6982
相对密度 (标准状态)	kg/Nm^3	0.5796

3.1.3 开发规划及指标预测

3.1.3.1 开发方式

本项目采用天然能量开发方式，后期辅以注水开发方式。

3.1.3.2 开发规模及指标

本项目最大年产油量为 $7.23 \times 10^4 \text{t}$ (第 1 年)，最大年产液量为 $7.29 \times 10^4 \text{t}$ (第 1 年)。拟建项目未来 15 年主要开发指标预测情况见表 3.1-4。

表 3.1-4 拟建项目 15 年主要开发指标预测表

开发时限	油井 (口)	单井日产油 (t)	单井日产液 (t)	年产油 (10 ⁴ t)	累计产油 (10 ⁴ t)	年产液 (10 ⁴ t)	含水率 (%)
第 1 年	6	33.0	33.3	7.23	7.23	7.29	0.9
第 2 年	6	29.2	29.6	6.39	13.62	6.48	1.5
第 3 年	6	26.2	27.5	5.74	19.36	6.02	4.6
第 4 年	6	23.8	25.9	5.21	24.57	5.67	8.0
第 5 年	6	21.9	24.7	4.80	29.37	5.41	11.4
第 6 年	6	20.3	24.9	4.45	33.81	5.45	18.6
第 7 年	6	18.9	24.9	4.14	37.95	5.45	24.0
第 8 年	6	17.7	25.5	3.88	41.83	5.58	30.7
第 9 年	6	16.6	25.6	3.64	45.46	5.61	35.3
第 10 年	6	15.5	25.8	3.39	48.86	5.65	39.8
第 11 年	6	14.6	26.3	3.20	52.06	5.76	44.4
第 12 年	6	13.7	26.9	3.00	55.06	5.89	48.9
第 13 年	6	12.9	27.8	2.83	57.88	6.09	53.5
第 14 年	6	12.2	29.1	2.67	60.55	6.37	58.0
第 15 年	6	11.5	28.2	2.52	63.07	6.18	59.0

注：年生产时间按 365d 计算。

3.1.4 项目组成

3.1.4.1 整体工程组成

本项目主要工程组成包括主体工程、辅助工程、公用工程、环保工程等，详见表 3.1-5，工程布局详见图 3.1-2；运营期单井井场平面布置图详见图 3.1-3。

表 3.1-5 本项目工程组成

工程类型		工程名称	工程内容及规模	备注
主体工程	采油工程	抽油机	每口油井安装 1 台游梁式抽油机，合计 6 台	新建
		井口装置	每口油井安装 1 套采油井口装置，合计 6 套	新建
	油气集输工程	水套加热炉	共新建 7 台水套加热炉，其中： 每座井场安装 1 台 200kW 水套加热炉，合计 6 台； 新建的阀组站内建设 1 台 400kW 水套加热炉	新建
		燃料气管线	为水套加热炉新建 DN50 20#燃料气管线 5.4km，采用 3PE 防腐	新建
		单井集油管线	新建 DN100 单井集油管线 9.4km，采用柔性复合管+30mm 厚泡沫黄夹克保温	新建
		集油干线	新建 DN200 集油干线 4.5km，采用 20#+HTP0+40mm 厚泡沫黄夹克保温	新建
		单井掺稀管线	新建 DN50 单井掺稀管线 9.4km，采用柔性复合管+30mm 厚泡沫黄夹克保温	新建
		掺稀干线	新建 DN100 掺稀干线 4.5km，采用 20G+40mm 厚泡沫黄夹克保温	新建
		TH121147H 阀组站	新建 1 座 TH121147H 阀组站，占地 120m×80m，内部建设 1 台 400kw 水套加热炉，1 套 8 井式选井计量阀组，1 套 8 井式高压掺稀阀组，1 套 8 井式稳流	新建

工程类型		工程名称	工程内容及规模	备注
			分水阀组	
		计转站	依托 12-7 计转站、12-4 计转站和 10-9 计转站	依托
		联合站	依托塔河油田二号、四号联合站进行采出液三相分离处理	依托
	注水工程	注水干线	新建 DN150 注水干线 4.5km，采用柔性复合管；利用单井集油管线反输作为单井注水管线	新建
辅助工程	供配电工程	电源及线路	电源就近 T 接自附近 10kV 电力线路，新建 LGJ-120 架空线路 5.4km	新建
		井场变压器	每座井场安装 1 套 S15-M-160/10 杆上式变压器，共 6 套	新建
	自控工程	井场上安装 6 套 RTU 系统，完成油井生产数据的采集、控制；新建阀组站内安装 PLC 系统，完成阀组站的控制		新建
	通信工程	在油井井场、阀组站安装视频监控系统，共计 7 套		新建
公用工程	给排水工程	给水	施工期生产用水主要为管线试压用水，采用罐车拉运；施工人员饮用水采用桶装车运提供	依托
		排水	本项目施工期和运营期的废水均不外排；井场雨水自然外排	依托
	消防工程	依托附近计转站及联合站内的手提式和推车式移动消防器材装置等		依托
环保工程	废气	施工期： ①原材料运输、堆放要求遮盖；及时清理场地上弃渣料，采取覆盖、洒水抑尘；②加强施工管理，尽可能缩短施工周期。		新建
		运营期： 采出液密闭集输；水套加热炉燃用经过塔河油田二号联合站处理的干气做燃料，燃烧烟气经高 8m 排气筒直排大气。		新建
	废水	施工期： ①管道试压废水收集沉降后，用于施工场地洒水降尘；②施工人员生活污水排入环保厕所，定期清运。		依托
		运营期： ①井下作业废液拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站废液处理系统进行处理，处理达标后回注地层； ②采出液就近依托塔河油田二号、四号联合站处理，分离出的采出水经站内污水处理系统处理达标后回注地层，用于油田注水开发。		依托
	固废	施工期： ①施工废料部分回收利用，剩余废料拉运至市政部门指定地点，由环卫部门处理；②施工人员生活垃圾集中收集后拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站统一处理。		依托
		运营期： 油泥砂拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站统一处理。		依托
	噪声	选用低噪声设备，加强维修保养。		新建
	生态	减少施工占地，对临时占地进行生态恢复。		新建
	环境风险	配备应急物资；修订完善环境风险应急预案；委托监测等。		新建 依托

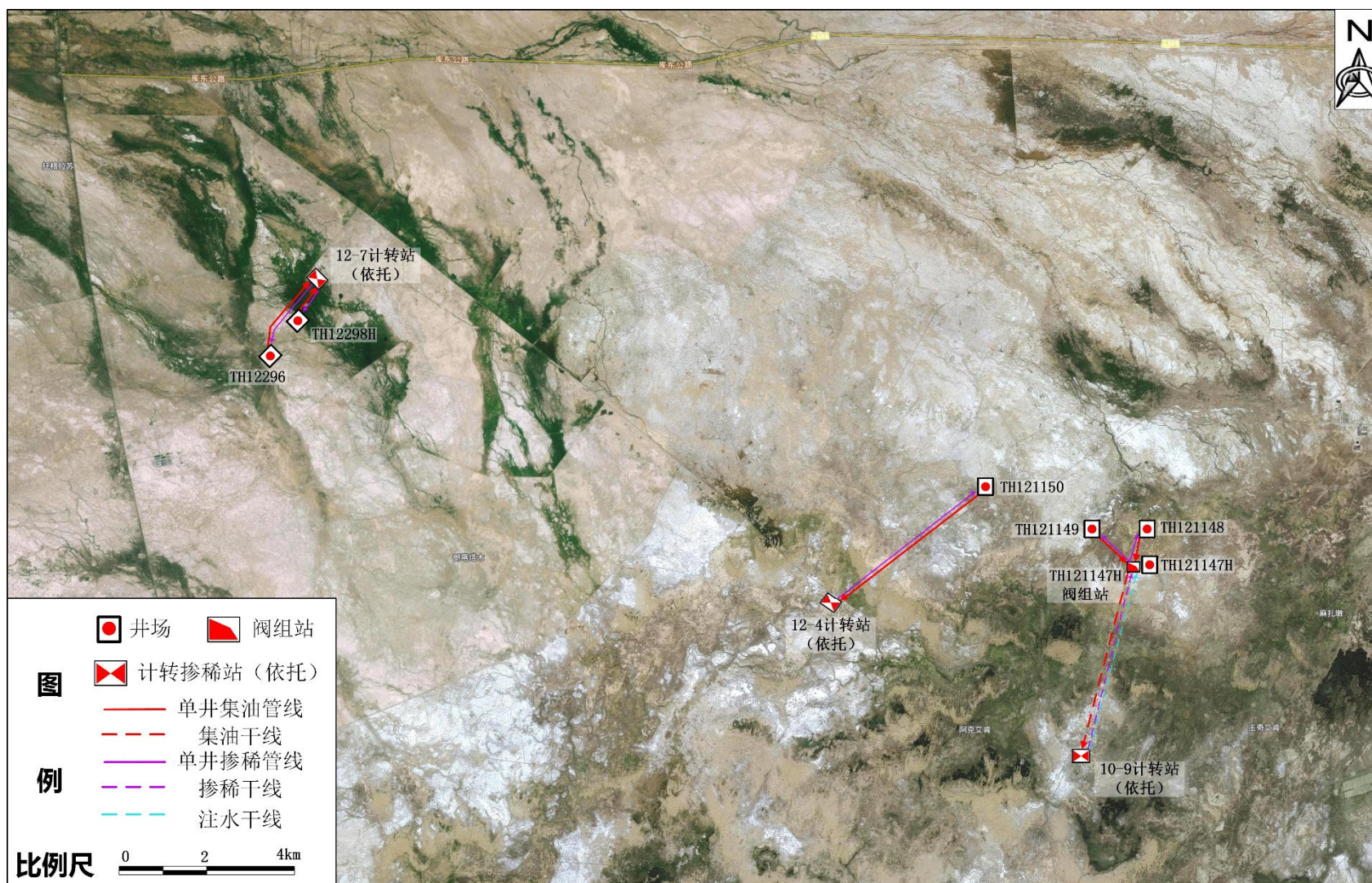


图 3.1-2 本项目工程布局图

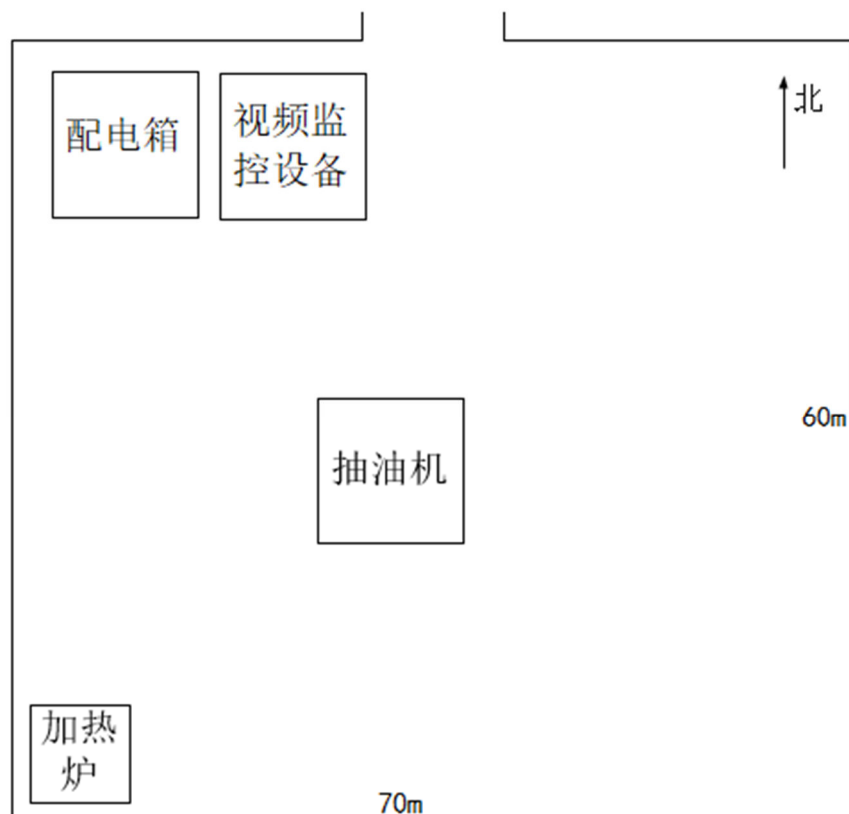


图 3.1-3 运营期单井井场平面布置示意图

3.1.4.2 主体工程

1、采油工程

本项目立足机械采油，采用油杆泵升工艺。

本项目共部署 6 口油井，分布在 6 座单井井场，每口油井安装 1 台 14 型游梁式抽油机，共安装 6 台。

2、油气集输工程

本项目油井采出液采用井口加热、井口掺稀集输工艺。采出液与管输至井筒内的稀油混合后，经水套加热炉加热至 80℃，然后采用密闭管输方式就近输至计转站，最后分别输送至塔河油田二号、四号联合站进行采出液三相分离处理。根据项目需要，6 口油井共新建 DN100 单井集油管线 9.4km、DN200 集油干线 4.5km；新建 DN50 单井掺稀管线 9.4km，新建 DN100 掺稀干线 4.5km；同时为水套加热炉配建 DN50 燃料气管线 5.4km，其中同位置的集油管线、掺稀管线、燃料气管线采用同沟敷设。

掺稀降粘集输工艺是较为成熟的稠油降粘输送工艺，本项目稀油油源来自附近计转站，掺稀比为 1.84，稀油物性参数见表 3.1-6。

本项目油气集输系统流程见图 3.1-4。

表 3.1-6 掺稀油物性参数一览表

稀油来源	密度 (g/cm^3 , 20°C)	运动黏度 ($\text{mPa} \cdot \text{s}$, 40°C)	凝固点 ($^\circ\text{C}$)	燃点 ($^\circ\text{C}$)	含硫 (%)	含盐量 (mg/L)
塔河油田 12 区	0.9	109	-10	40	1.5	34.08

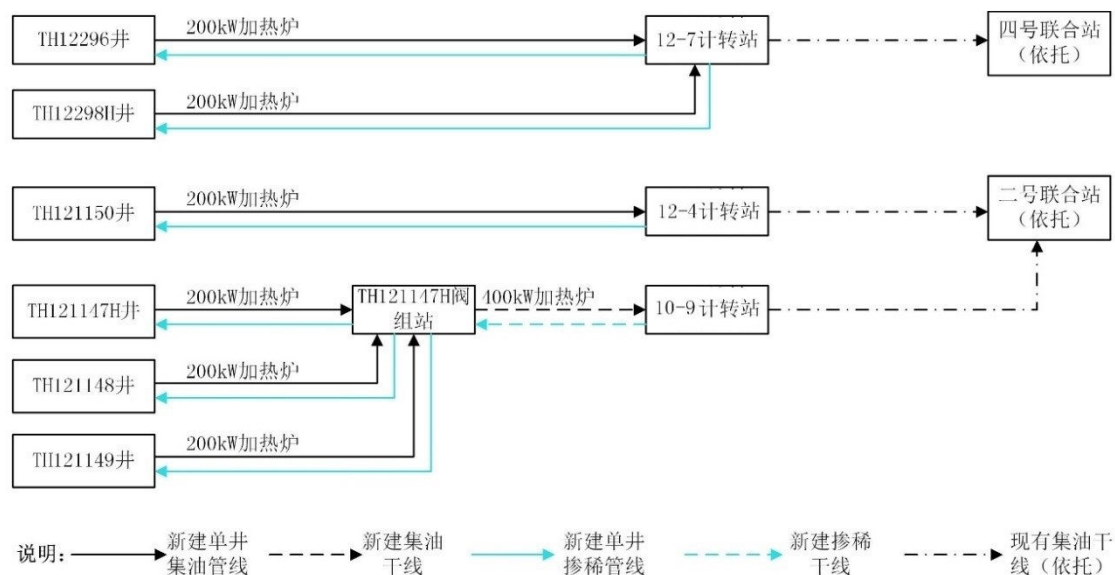


图 3.1-4 本项目油气集输流程示意图

3、注水工程

本项目油井初期自喷开采，后期油井停喷或需要提液时则采用注水开采。

本项目部署 6 口油井，后期采用注水开采时，注水水源来自联合站，依托现有计转站，通过新建注水干线、并利用单井集油管线（反输）将水源送至油井井口。根据注水工程需要，本项目新建 DN150 注水干线 4.5km，起自 10-9 计转站，终至新建 TH121147H 阀组站；单井注水管线则是利用新建单井集油管线。

本项目注水系统流程见图 3.1-5。

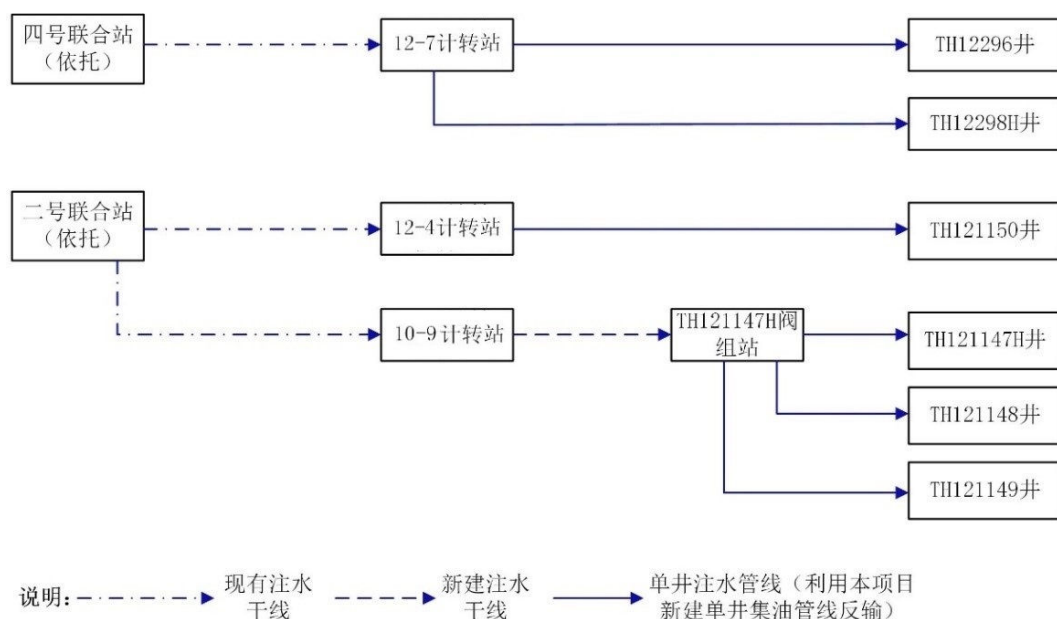


图 3.1-5 本项目注水流程示意图

3.1.4.3 辅助工程

1、供配电工程

塔河油田 12 区建有完善的电力系统,包括 12 区 110KV 变电站、10KV 配电网等,可满足该区供电需求。本项目新建 LGJ-120 架空线路 5.4km,新建 6 套 S15-M-160/10 杆上式变压器,电源就近 T 接自附近 10kV 电力线路。

2、自控工程

本项目为每座井场上安装 1 套 RTU 系统,完成油井生产数据的采集、控制,采集仪表信号并上传上级站场;新建阀组站内安装 1 套 PLC 系统,完成阀组站的控制。

3、通信工程

本项目在每座井场、新建阀组站分别安装 1 套视频监控系统(摄像头和远程喊话设备),共计 7 套,完成对现场的可视化监视。

3.1.4.4 公用工程

(1) 给水

施工期生产用水主要为管道试压用水。施工人员生活用水采用桶装车运提供。

①施工期

施工期的生产用水主要是管道试压用水,来自二号联合站和四号联合站,通过罐车拉运至施工现场。

施工人员生活用水采用桶装车运提供。

②运营期

本项目运营期主要为职工生活用水，后期注水开发用水。

考虑到本项目不新增职工，因此项目不增加职工生活用水；后期注水开发水源最终来自二号联合站和四号联合站污水处理系统处理达标后的采出水，依托现有注水系统完成回注。

（2）排水

本项目施工期管道试压废水经收集沉淀后用于施工场地洒水降尘，不外排；施工人员生活污水排入环保厕所，定期清运，不外排。

项目运营期井下作业废液拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站废液处理系统进行处理，处理达标后回注地层；采出液就近依托塔河油田二号、四号联合站处理，分离出的采出水经站内污水处理系统处理达标后回注地层，用于油田注水开发。

井场内雨水自然外排。

（3）消防

本项目主要消防对象为抽油机等。根据《石油天然气工程设计防火规范》（GB 50183-2004），消防可采用移动式灭火方式，依托附近计转站及联合站内的手提式和推车式移动灭火器材装置即可。

3.1.4.5 依托工程

本项目涉及工程依托的环节包括油气集输、油气处理、井下作业废液处理、危险废物贮存和处置等。其中，采出液依托塔河油田二号联合站和四号联合站进行三相分离，分出采出水则依托塔河油田二号联合站和四号联合站污水处理系统处理；井下作业废液依托西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站废液处理系统进行处理；井下作业、采出液及采出水处理过程中产生的油泥砂依托西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站统一处理。

各依托工程满足“三同时”要求，满足国家环保要求。结合本项目需求，本项目依托工程可行性分析见表 3.1-7。

表 3.1-7 项目依托工程情况

依托内容	依托工程					本项目需求能力	环评及验收情况		依托可行性
	名称		设计规模	实际处理量	富余能力		环评批复	验收情况	
采出液处理	塔河油田二号联合站	采出液处理系统	$390 \times 10^4 \text{t/a}$	$310 \times 10^4 \text{t/a}$	$80 \times 10^4 \text{t/a}$	TH121150 井、TH121147H 井、TH121148 井和 TH121149 井的最大采出液 $133.2 \text{m}^3/\text{d}$ ，分批进入采出液处理系统处理	新环监函 [2002]68 号	2004 年新疆环境监测中心站编写了验收调查报告	可行
		污水处理系统	$6000 \text{m}^3/\text{d}$	$4869 \text{m}^3/\text{d}$	$131 \text{m}^3/\text{d}$	TH121150 井、TH121147H 井、TH121148 井和 TH121149 井的最大采出水 $66.7 \text{m}^3/\text{d}$ ，分批进入污水处理系统处理			可行
	塔河油田四号联合站	采出液处理系统	$400 \times 10^4 \text{t/a}$	$280 \times 10^4 \text{t/a}$	$120 \times 10^4 \text{t/a}$	TH12296 井和 TH12298H 井的最大采出液 $66.6 \text{m}^3/\text{d}$ ，分批进入采出液处理系统处理	新环评价函 [2012]1152 号	新环函 [2015]1183 号	可行
		污水处理系统	$4000 \text{m}^3/\text{d}$	$2917 \text{m}^3/\text{d}$	$1900 \text{m}^3/\text{d}$	TH12296 井和 TH12298H 井的最大采出水 $33.3 \text{m}^3/\text{d}$ ，分批进入污水处理系统处理			可行
危险废物暂存与处理	西北油田分公司油田工程服务中心	含油污泥处理系统	$6 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$	$4.52 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$	$1.48 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$	采出液及采出水处理过程中产生的油泥砂和井下作业油泥砂，共计 3.95t/a	新环函 [2015]811 号	新环函 [2016]2005 号	可行
井下作业废液	绿色环保工作站	废液处理系统	$65 \text{m}^3/\text{h}$	$9.2 \text{m}^3/\text{h}$	$55.8 \text{m}^3/\text{h}$	井下作业废液 $180 \text{m}^3/\text{a}$			可行

3.1.5 能源消耗

本项目运营期主要能源消耗统计见表 3.1-8。

表 3.1-8 能源消耗统计一览表

项目	电 ($10^4\text{kW} \cdot \text{h/a}$)	天然气 ($10^4\text{m}^3/\text{a}$)
用量	185.61	105.54

注：天然气消耗为水套加热炉天然气消耗。

3.1.6 工程占地

本项目对土地的占用主要体现在阀组站的建设及管线敷设,总占地面积 148600m^2 ,永久占地面积 9600m^2 ,临时占地面积 139000m^2 ,详见表 3.1-9。

表 3.1-9 本项目占地统计表

项目占地内容	临时占地面积 (m^2)	永久占地面积 (m^2)	备注
井场	0	0	勘探井钻井工程环境影响评价时均已考虑,本项目不新增
TH121147H 阀组站	0	9600	
管线	139000	0	同位置的掺稀管线、燃料气管线、集油管线、注水管线采用同沟敷设
通井路	0	0	勘探井钻井工程环境影响评价时已考虑,本项目不新增
小计	139000	9600	
合计	148600		

3.1.7 劳动定员

本项目不新增劳动定员,设备设施的运行管理及维护由西北油田分公司内部调剂解决。

3.1.8 工程周期和劳动定员

(1) 施工周期

本项目不涉及钻井工程,主要工程内容包括井场设备安装、阀组站建设及管线敷设,施工总周期约 45d。

(2) 劳动定员

本项目劳动定员由西北油田分公司内部调剂解决,不需要新增。

3.2 工艺流程及产污环节分析

3.2.1 施工期

施工期主要为地面工程建设，包括井场内设施安装、TH121147H 阀组站建设及管线的敷设。

1) 井场内设施安装

本项目井场内主要安装抽油机、水套加热炉和视频监控装置；其中主要是抽油机的安装，包括抽油机基础施工和抽油机安装。

抽油机安装顺序为：“施工准备→基础验收划线→机座安装→抽油机主体安装→电机安装→电控箱安装→加注润滑油紧固螺栓→试运”。

2) TH121147H 阀组站建设

本项目建设 1 座 TH121147H 阀组站，站内建设 1 台 400kw 水套加热炉，1 套 8 井式选井计量阀组，1 套 8 井式高压掺稀阀组，1 套 8 井式稳流分水阀组。

阀组站建设流程主要包括场地平整、围墙修筑、地面硬化、设备基础建设与安装。

3) 管线敷设

本项目新建管线包括单井集油管线、集油干线、单井掺稀管线、掺稀干线、注水干线和燃料气管线，且在同一位置处的不同管线采用同沟敷设。

(1) 开挖敷设

管线采用开挖直埋的方式进行敷设，其施工作业示意图见图 3.2-1。施工过程中首先要测量定线，清理施工现场、平整工作带，修筑施工便道（以便施工人员、施工车辆、管材等进入施工场地），管材防腐绝缘后运到现场，开始布管、组装焊接，无损探伤，补口及防腐检漏，然后下沟，回填，经试压验证密封性后投入生产，清理现场并恢复地貌，进行竣工验收。

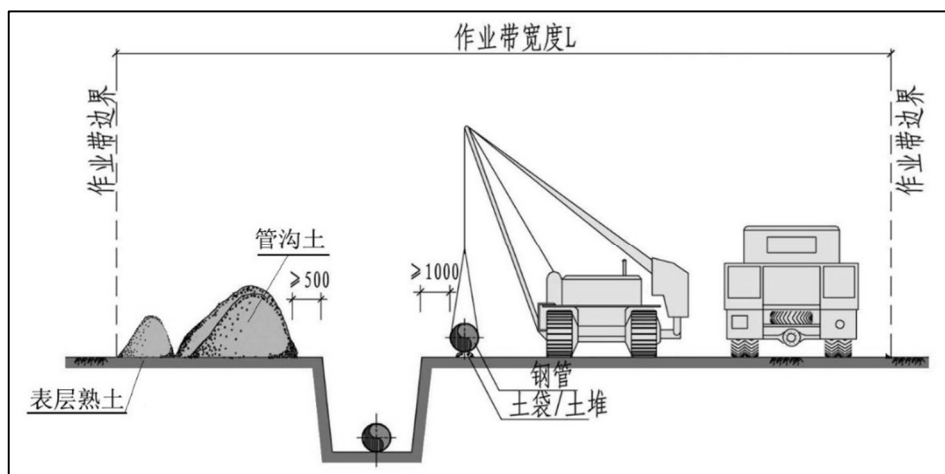


图 3.2-1 开挖直埋施工方式断面示意图

(2) 清管及试压

管线系统安装完毕后，在投入生产前，必须进行吹扫及试压，清出管线内部的杂物并检验管线及焊缝的质量。当吹扫出的气体无铁锈、尘土、石块、水等脏物时为吹扫合格，吹扫合格后应及时封堵。

① 管线清管

管线系统压力试验合格后，应进行吹扫，吹扫采用空气吹扫。

吹扫前将设备进、出口隔断，将流量计、过滤器、调节阀等设备或仪表拆除。

吹扫压力不超过设备和管线系统设计压力。吹扫时进行间断性吹扫，并以最大量进行，空气流速不得小于 20m/s。吹扫过程中，当目测排气无颗粒物时，在排出口用白布或涂白色油漆的靶板检查，在 5min 内，靶板上无铁锈及其他杂物为合格。

② 管线试压

管线液体压力试验介质为洁净水，强度试验压力为设计压力的 1.5 倍。液体压力试验时，必须排净系统内的空气。升压应分级缓慢，达到试验压力后停压 2h，然后降至设计压力，进行严密性试验，达到试验压力后停压 4h，不降压、无泄漏和无变形为合格。

地面工程建设主要产污环节：施工扬尘（G1-1）、施工废气（G1-2）、焊接烟尘（G1-3）、管线试压废水（W1-1）、施工废料（S1-1）、施工噪声（N1-1）。另外，施工期人员会产生生活污水（W1-2）和生活垃圾（S1-2）。

综上，施工期主要产污环节见表 3.2-1，主要工艺流程及产污环节见图 3.2-2。

表 3.2-1 本项目施工期主要产污环节分析

工程内容	污染物			
	废气	废水	固体废物	噪声
地面工程建设	施工扬尘（G1-1） 施工废气（G1-2） 焊接烟尘（G1-3）	管道试压废水（W1-1） 生活污水（W1-2）	施工废料（S1-1） 生活垃圾（S1-2）	施工噪声（N1-1）

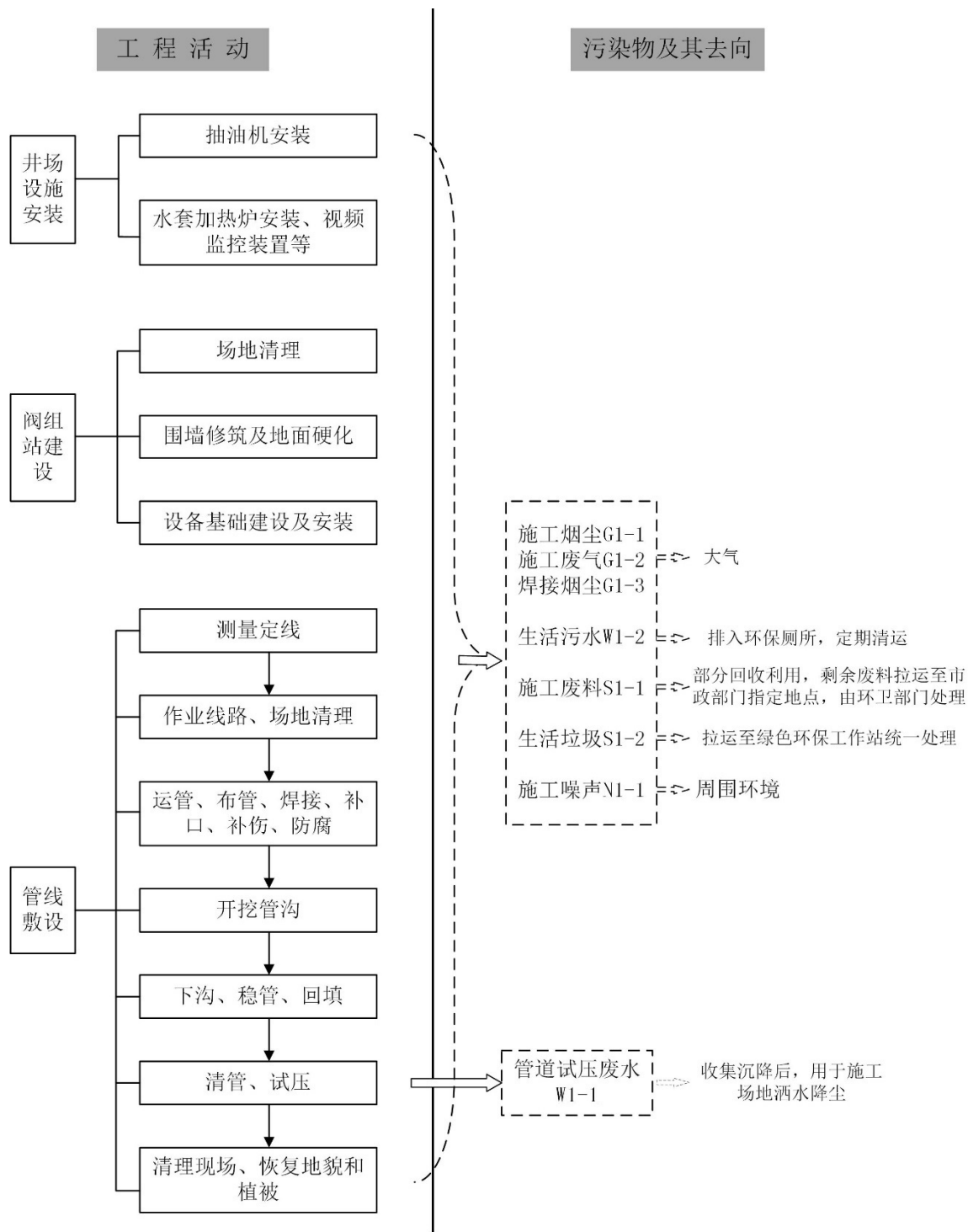


图 3.2-2 施工期工艺流程及产排污节点

3.2.2 运营期

项目的运营期主要包括采油、油气集输、油气水处理等主要流程。另外，还包括掺稀、注水（开发后期）及油井的井下作业等辅助流程。

1) 采油

本项目采用机械采油，选用 14 型梁式抽油机。

2) 油气集输

本项目部署 6 口油井，其采出液均采用井口加热、井口掺稀集输工艺，具体流程为：油井采出液与管输至井筒内的稀油混合后，经井场水套加热炉加热至 80℃，然后经新建单井集油管线密闭输送至附近计转站（其中 TH121147H 井、TH121148 井和 TH121149 井先在新建 TH121147H 阀组站汇集后再经新建集油干线输送至计转站），再经现有集油干线分别输送至塔河油田二号联合站和四号联合站，并在站内进行采出液三相分离处理，分离出的采出水经相应联合站污水处理系统处理后回注地层，不外排；净化原油外输至输油首站；伴生气去轻烃站处理后回用作加热炉燃料气或外售第三方。

3) 井下作业

井下作业主要是指对存在问题的井进行作业，基于每口井不同的井下复杂情况，井下作业可分为大修和小修。修井作业常规工艺如：冲砂、检泵、下泵、清防蜡、防砂、配注、堵水、封串、挤封、二次固井、打塞、钻塞、套管整形、修复、打捞等作业，以恢复采油井产能、封堵无效层以及其他井下故障处理的过程。

井下作业通井机、机泵的运行会产生井下作业噪声；另外井下作业过程中产生井下作业废液，包括修井、洗井废水，其中主要污染物含有 SS、石油类等。井下作业过程中，严格按照要求，带罐作业，产生的废水全部进入施工现场污水罐，并拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站废液处理系统进行处理，处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）推荐指标后，用于油田回注开发，不外排；另外在井下作业过程中，会产生少量油泥砂，本项目拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站统一处理。

项目运营期的主要产污环节包括：采油井场的无组织废气（G2-1）、水套加热炉烟气（G2-2）、抽油机等采油设备运转产生的采油噪声（N2-2）、联合站分出采出水（W2-2）、采出液处理和采出水处理过程产生的油泥砂（S2-1）、井下作业过程中施工机械产生的井下作业噪声（N2-1）、井下作业过程中产生的作业废液（W2-1）、井下作业产生的油泥砂（S2-2）。本项目运营期无新增劳动定员，不新增生活污水与生活垃圾产生。

综上，运营期主要产污环节见表 3.2-2，主要工艺流程及产污环节见图 3.2-3。

表 3.2-2 本项目运营期主要产污环节分析

阶段	工程内容	污染物			
		废气	废水	固体废物	噪声
运营期	采油	无组织挥发废气 (G2-1)	——	——	采油噪声 (N2-2)
	油气集输	水套加热炉废气 (G2-2)	——	——	——
	油气处理	——	采出水 (W2-2)	油泥砂 (S2-1)	——
	井下作业	——	井下作业废液 (W2-1)	油泥砂 (S2-2)	井下作业噪声 (N2-1)

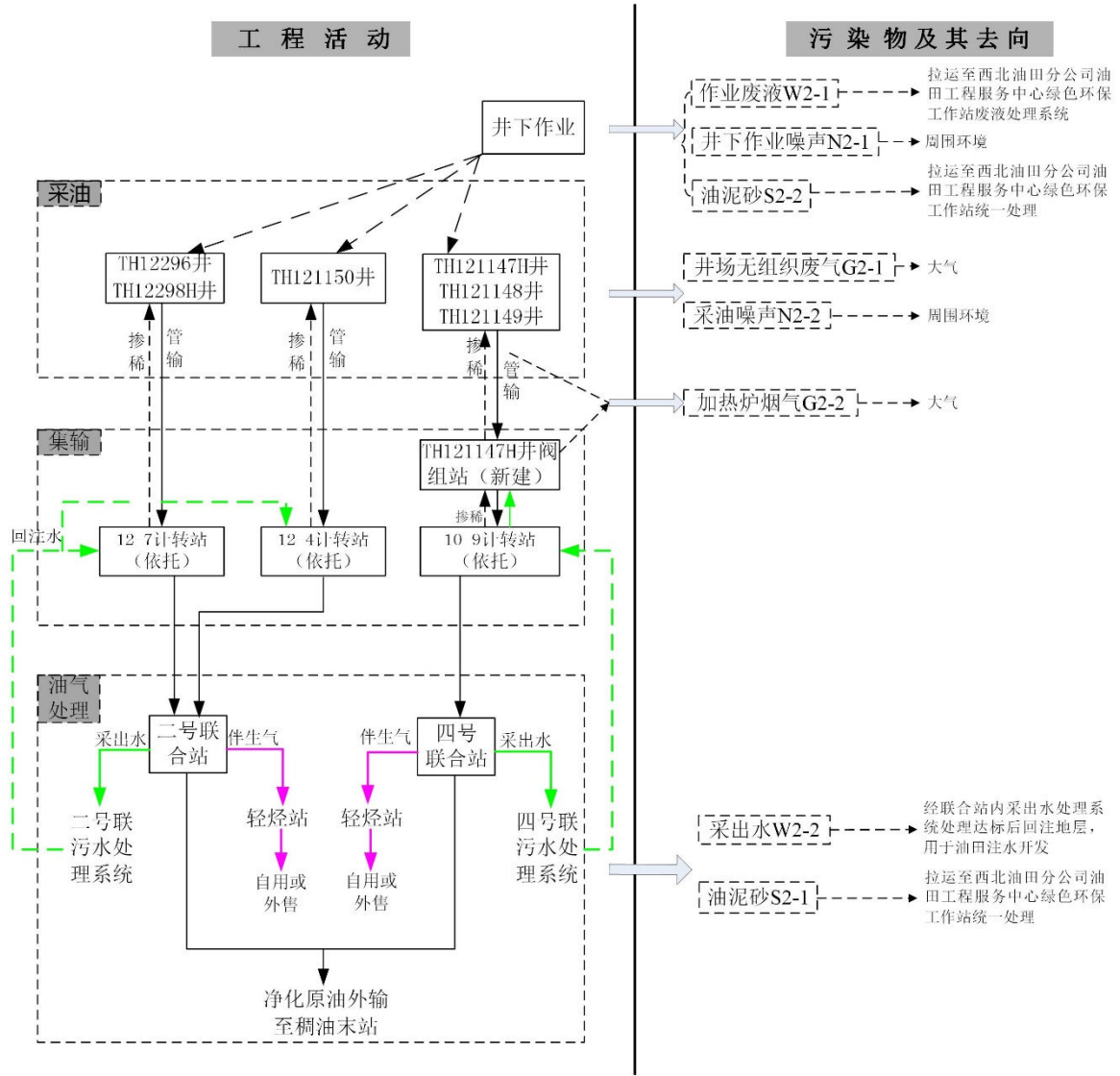


图 3.2-3 运营期工艺流程及产排污节点

3.2.3 闭井期

运营期结束后进入闭井期，闭井期主要是把井场设备拆除，井口封存，清理井场等过程。闭井期主要产污环节见表 3.2-3，主要工艺流程及产污环节见图 3.2-4。

表 3.2-3 本项目闭井期主要产污环节一览表

阶段	工程内容	污染物			
		废气	废水	固体废物	噪声
闭井期	设备拆除、封井施工	施工废气 (G3-1) 施工扬尘 (G3-2)	清管废水 (W3-1)	废弃井口设备及废弃建筑残渣 (S3-1) 油泥砂 (S3-2)	设备拆除及封井施工噪声 (N3-1)

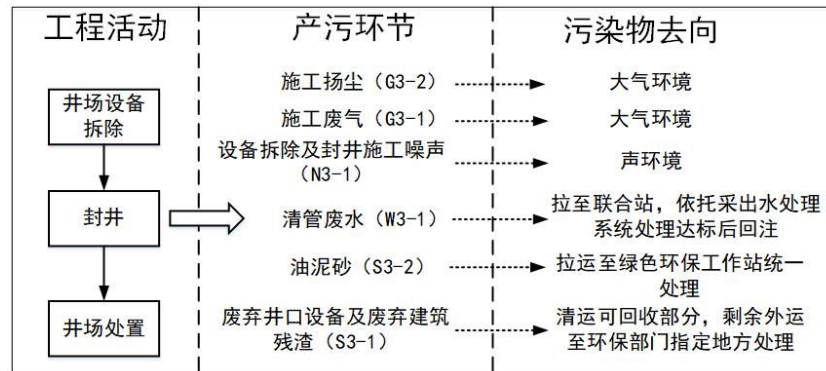


图 3.2-4 项目闭井期主要产污环节

3.3 污染因素分析及拟采取的防治措施

3.3.1 施工期污染因素分析及拟采取的防治措施

3.3.1.1 废水

本项目施工期废水主要为管道试压废水 (W1-1) 和生活污水 (W1-2)。

1) 管道试压废水 (W1-1)

本项目新建管道投产前需采用清洁水进行清管试压，废水中除含少量的铁锈等 SS 外，没有其他污染物。结合本项目新建管线规模，经核算管线试压产生的废水量约为 358.94m³，经沉淀后用于施工场地洒水降尘，不会对外环境产生不良影响。

2) 生活污水 (W1-2)

生活污水主要来自地面工程建设等过程中施工人员产生的生活污水。类比同类工程，一般情况下施工人数每天约有 25 人，生活用水量为 50L/(人·d)，生活污水产生量则按用水量的 80%计。结合工程建设内容及规模，本项目施工期约 45d，则施工人员生活污水产生量为 45m³，主要污染物为 COD、氨氮和 SS，排入环保厕所，定期清运，不外排。

3.3.1.2 废气

本项目施工期产生的废气包括施工扬尘 (G1-1)、施工废气 (G1-2) 和焊接烟尘 (G1-3)。

1) 施工扬尘 (G1-1)

本项目在管线敷设、井场设施安装、阀组站建设、车辆运输等施工过程中将不可避免的产生扬尘，以土壤颗粒物为主，会造成局部环境空气污染。施工扬尘产生量与施工作业方式、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。其中施工扬尘污染受风力的影响因素最大，随着风速的增大，施工扬尘的污染程度和超标范围也将随之增强和扩大。

车辆运输也会产生扬尘污染，其扬尘量、粒径大小等与多种因素（如路面状况、车辆行驶速度、载重量和天气情况等）相关。其中风速、风向等天气状况直接影响扬尘的传输方向和距离。由于车辆运输过程中产生的扬尘时间短、扬尘落地快，其影响范围主要集中在运输道路两侧，如果采用道路定期洒水抑尘、控制车辆装载量并采取密闭或者遮盖措施，可有效减少运输扬尘对周围环境空气的影响。

2) 施工废气 (G1-2)

本项目施工废气主要是施工车辆与机械燃油尾气。

本项目井场设施安装时、施工车辆与机械运转过程中会产生燃油尾气，主要污染物为 CO 、 NO_2 、 C_mH_n 等。此部分废气量较小，且施工现场均在野外，废气污染源具有间歇性和流动性，有利于大气污染物的消散。因此，对局部地区的环境影响较轻。

3) 焊接烟尘 (G1-3)

焊接烟尘来源于管线焊接过程，主要污染物为颗粒物。

焊接烟尘主要来自焊条的药皮，少量来自焊芯及被焊工件。焊接烟尘产生量较小，且施工现场均在野外，焊接地点分散，有利于焊接烟尘的扩散，因此对局部地区的环境影响较轻。焊接烟尘的产生量与焊条的种类有关，施工中要求施工单位选用低毒低尘焊条，可最大限度地降低施工过程对周围空气环境的不利影响。

3.3.1.3 噪声

本项目在场地平整、管沟开挖与填埋、管材运输等施工过程中，因使用各种机械工具和车辆而产生施工噪声 (N1-1)，主要有挖掘机、吊管机等，其排放强度根据装卸、运输的车辆和工具的型号不同有所不同，一般为 $80\text{dB (A)} \sim 95\text{dB (A)}$ ，具有间断性和暂时性。由于施工周期较短，且均在野外，则施工产生的噪声只对局部环境造成短时影响。

类比同类工程施工机械的噪声源强，确定本项目施工机械的噪声源强见表 3.3-1。

表 3.3-1 本项目施工期噪声统计表



序号	噪声源	噪声强度 (dB (A))	序号	噪声源	噪声强度 (dB (A))
1	挖掘机	92	3	电焊机	85
2	吊管机	80	4	推土机	95

3.3.1.4 固体废物

本项目施工期产生的固体废物主要包括施工废料 (S1-1) 和生活垃圾 (S1-2)。

1) 施工废料 (S1-1)

施工废料主要包括焊接作业中产生的废焊条、防腐作业中产生的废防腐材料等。施工废料产生量约为 20kg/km 管线, 本项目新建管线共计 37.7km, 因此, 施工废料产生量约为 0.75t, 施工废料尽可能回收利用, 剩余废料拉运至市政部门指定地点, 由环卫部门处理。

2) 生活垃圾 (S1-2)

项目开发建设期间生活垃圾主要来自地面工程施工现场。类比同类工程, 一般情况下施工人员每天约有 25 人, 生活垃圾产生量按 0.5kg/(人·d) 计算, 本项目施工期为 45d, 则施工期生活垃圾产生量为 0.56t, 集中收集后拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站统一处理, 不外排。

3.3.1.5 生态环境影响

1) 施工作业带清理和管沟开挖

本项目在阀组站建设、施工作业带清理和管线敷设时会对区域内的生态环境产生不利影响, 特别是建设范围内的生态环境造成严重影响, 主要生态影响包括占用土地、改变土地利用类型、扰动土层、破坏植被。

管线敷设过程中, 施工作业带需要占用土地、破坏植被, 改变原有生态系统结构和功能。施工期间工程建设对生态环境的影响属于高强度、低频率的局地性破坏。本项目管沟开挖和敷设过程中需要占用土地, 机械、运输车辆碾压、人员践踏、材料占地、土体翻出堆放地表等活动占用的土地面积远远超过工程本身。这些占地属暂时性影响, 使植被遭到破坏、被铲除, 野生动物受惊吓和驱赶, 破坏了原有生态环境的自然性。

2) 工程占地

本项目占地总面积 148600m², 其中永久占地面积 9600m², 主要是新建阀组站占地, 将改变土地利用性质, 对生态环境产生一定影响; 临时占地面积 139000m², 主要是管线敷设时的施工作业带临时占地, 在施工期将会对生态环境产生影响, 但工程结

束后对临时占地进行生态恢复，可以将其影响降至最低。

3.3.2 运营期污染物排放情况

3.3.2.1 废水

本项目运营期产生的废水主要包括井下作业废液（W2-1）、采出水（W2-2）。

1) 井下作业废液（W2-1）

井下作业废液主要包括修井作业产生的井筒循环液、井口返排水、冲洗水、冷却水（机械污水）。每次修井产生的废液量约 30m³，按每年单井修井 1 次计算，本项目井下作业废液产生量为 180m³/a（6 口井），主要污染物为石油类、悬浮物。

本项目井下作业废液由罐车拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站废液处理系统进行处理，处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）相关要求回注地层，不外排。

2) 采出水（W2-2）

依据本项目 15 年开发指标预测表，采出水最高出现在开发第 15 年，最大采出水产生量为 3.65×10⁴t/a，主要污染物为石油类、COD 及悬浮物。采出水依托塔河油田二号联合站和四号联合站内污水处理系统处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）中推荐水质标准后回用于油田注水开发，不外排。

3.3.2.2 废气

本项目运营期间产生的废气主要是井场无组织挥发废气（G2-1）和水套加热炉烟气（G2-2）。

1) 井场无组织挥发废气（G2-1）

本项目井场无组织挥发主要为井场无组织挥发废气，主要污染物为非甲烷总烃、H₂S。本项目采用密闭集输可极大地减少无组织废气挥发量。根据类比调查，结合各油田的经验数据并咨询行业专家，井场非甲烷总烃、H₂S 无组织挥发量计算公式如下：

$$G_{\text{轻烃}} = M \times \lambda \times \rho \times \eta \times \beta$$

$$G_{\text{非甲烷总烃}} = G_{\text{轻烃损耗}} \times \alpha$$

$$G_{\text{H}_2\text{S}} = M \times \lambda \times \eta \times \beta \times \gamma$$

式中：G_{轻烃损耗}——单口油井轻烃（油气）损耗量，kg/a；

G_{非甲烷总烃}——井口油井非甲烷总烃损耗量，kg/a；

G_{H₂S}——井口油井 H₂S 损耗量，mg/a；

M——油井产油能力，t/a；

λ——气油比，m³/t；

- ρ ——井口挥发轻烃的密度, kg/m^3 ;
- η ——油气集输系统损耗率, 取 1‰;
- β ——井场挥发轻烃占油气集输系统总损耗的百分比, 管输井场取 20%;
- α ——伴生气中非甲烷总烃的质量百分比含量, %;
- γ ——伴生气中 H_2S 的浓度, mg/m^3 。

根据项目开发指标预测, 本项目井场烃类无组织挥发总量为 0.1758t/a, 其中非甲烷总烃为 0.0576t/a; H_2S 无组织挥发量为 0.0048t/a, 详见表 3.3-2。

表 3.3-2 本项目轻烃、非甲烷总烃、 H_2S 产生量计算参数及计算结果

项目	单井计算结果	6 口井计算结果
油井产油能力 ($10^4\text{t}/\text{a}$)	1.205	7.23
气油比 (m^3/t)	16	16
井口挥发轻烃的密度 (kg/m^3)	0.760	0.76
井口总烃挥发量 (t/a)	0.0293	0.1758
非甲烷总烃占比 (%)	32.71	32.71
井场非甲烷总烃挥发量 (t/a)	0.0096	0.0576
H_2S 浓度 mg/m^3	20000	20000
H_2S 排放量 (t/a)	0.0008	0.0048

2) 水套加热炉烟气 (G2-2)

本项目涉及 6 座井场, 每座井场新建 1 台 200kW 水套加热炉, 共计 6 台; 同时在新建 TH121147H 阀组站内建设 1 台 400kW 水套加热炉。加热炉燃料均为二号联轻烃站处理的干气, 依托周边已有的燃料气管线和新建的燃料气管线供给。

①加热炉运行参数

根据项目所在区块周边现有加热炉的运行经验, 井场及阀组站水套加热炉运行时间为 365d (8760h), 热转化效率 90%, 燃料气平均低位发热量按 $33.812\text{MJ}/\text{m}^3$ 计, 则 7 台水套加热炉满负荷运行时燃料气用量为 $189.28\text{m}^3/\text{h}$ ($165.81 \times 10^4\text{m}^3/\text{a}$)。

②加热炉排放污染物源强核算

类比新疆新能源 (集团) 环境检测有限公司 (CMA:173112050002) 于 2020 年 10 月 20 日~21 日对 TH12135 井场内典型 200kW 水套加热炉的监测数据 (检测报告编号: XHC20594QY-3): 颗粒物、 SO_2 、 NO_x 排放浓度分别为 ($5.5 \sim 7.4$) mg/m^3 、未检出、($88 \sim 101$) mg/m^3 , 详见表 3.3-3。本次评价按最不利情形考虑, 类比 200kW 水套加热炉排放颗粒物、 NO_x 的最高浓度, 即 $7.4\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $101\text{mg}/\text{m}^3$; SO_2 按燃料气中总硫含量计算 (燃料气中 $\text{H}_2\text{S} \leq 20\text{mg}/\text{Nm}^3$, 见燃料气组成见表 3.1-3)。

表 3.3-3 TH12135 井场 200kW 水套加热炉烟气检测结果

采样日期	检测项目		单位	TH12135 井场		
				第一次	第二次	第三次
2020 年 10 月 20 日	SO ₂	实测浓度	mg/Nm ³	<3	<3	<3
		折算浓度	mg/Nm ³	/	/	/
		排放速率	kg/h	/	/	/
	NO _x	实测浓度	mg/Nm ³	27	29	31
		折算浓度	mg/Nm ³	88	98	100
		排放速率	kg/h	1.45×10^{-2}	1.55×10^{-2}	1.62×10^{-2}
	烟尘	实测浓度	mg/Nm ³	1.7	2.0	1.9
		折算浓度	mg/Nm ³	5.5	6.7	6.2
		排放速率	kg/h	9.13×10^{-4}	1.07×10^{-3}	9.96×10^{-4}
	烟气流量		Nm ³ /h	537	535	524
	含氧量		%	15.6	15.8	15.6
	烟温		°C	123.2	124.2	124.5
2020 年 10 月 21 日	SO ₂	实测浓度	mg/Nm ³	<3	<3	<3
		折算浓度	mg/Nm ³	/	/	/
		排放速率	kg/h	/	/	/
	NO _x	实测浓度	mg/Nm ³	26	30	30
		折算浓度	mg/Nm ³	97	101	99
		排放速率	kg/h	1.40×10^{-2}	1.61×10^{-2}	1.60×10^{-2}
	烟尘	实测浓度	mg/Nm ³	2.0	1.9	1.8
		折算浓度	mg/Nm ³	7.4	6.4	5.9
		排放速率	kg/h	1.08×10^{-3}	1.02×10^{-3}	9.63×10^{-4}
	烟气流量		Nm ³ /h	540	536	535
	含氧量		%	16.3	15.8	15.7
	烟温		°C	122.8	124.6	125.0

类比可行性说明:

- 加热炉炉型相同;
- 采用燃料相同, 均为二号联合站经过处理的干气;
- 加热炉功率相同, 炉内燃料气的燃烧机理基本一样。

按照《污染源强核算技术指南 锅炉》(HJ991-2018) 中附录 C 中 C.5 没有元素分析时, 干烟气排放量的经验公式计算参照《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》(HJ953-2018)。根据《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》(HJ953-2018) 中表 5 基准烟气量取值表, 燃气(天然气)锅炉基准烟气量 $V_{gy}=0.285Q_{net}+0.343(Nm^3/m^3 \text{ 天然气})$ 。本项目燃料气平均低位发热量为 $33.812MJ/m^3$, 经计算基准烟气量 $V_{gy}=9.98Nm^3/m^3 \text{ 天然气}$, 则本项目加热炉产生的烟气量为



1889.01m³/h (1654.77×10⁴m³/a)。

综上，本项目水套加热炉污染物排放情况详见表 3.3-4。

表 3.3-4 水套加热炉污染物排放一览表

加热炉名称	燃气量 (m ³ /h)	烟气量 (m ³ /h)	污染物排放情况					
			SO ₂		NO _x		颗粒物	
			mg/m ³	t/a	mg/m ³	t/a	mg/m ³	t/a
单台 200kW 井场水套加热炉	23.66	236.13	3.8	0.0079	101	0.2089	7.4	0.0153
400kW 阀组站水套加热炉	47.32	472.25	3.8	0.0157	101	0.4178	7.4	0.0306
合计 (6 台 200kW+1 台 400kW)	189.28	1889.01	/	0.0631	/	1.6712	/	0.1224

注：每台加热炉的烟气分别经 1 根高 8m、出口内径 0.2m 的排气筒直排大气，共 7 根排气筒。

由表 3.3-4 可知，本项目水套加热炉废气污染物浓度能够满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）表 2 中新建燃气锅炉大气污染物排放限值要求（颗粒物：20mg/m³、SO₂：50mg/m³、NO_x：200mg/m³）；加热炉燃烧烟气经高 8m、内径 0.2m 的烟囱排放，排气筒高度能够达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）中燃气锅炉烟囱不低于 8m 的要求。

3.3.2.3 噪声

项目运营期主要噪声源统计情况见表 3.3-5。

表 3.3-5 项目运营期噪声源统计表

序号	生产运行项目	设备名称	声压级 (dB (A))
1	井下作业噪声 N2-1	通井机	100
2		机泵	80
3	采油设备噪声 N2-2	抽油机	65

3.3.2.4 固体废物

本项目采出液处理、采出水处理、井下作业等过程中会产生油泥砂，属于危险废物（HW08/071-001-08）。在二号联合站、四号联合站内的油罐、沉降罐、污水罐、隔油池等处沉降而产生大量含油泥砂（S2-1）。根据前期开发经验，塔河油田 12 区采出液含砂量均小于 0.005%，本项目按开发预测指标中的年最大产液 7.29×10⁴t 计，则本项目采出液和采出水处理过程油泥砂的产生量为 3.65t/a。另外，井下作业过程也会产生少量油泥砂（S2-2），约为 0.30t/a。本项目油泥砂产生总量约 3.95t/a，全部

拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站统一处理。

本项目运营期危险废物汇总情况见表 3.3-6。

表 3.3-6 本项目运营期危险废物汇总表

危险废物名称	油泥砂
危险废物类别	HW08 废矿物油与含矿物油废物
危险废物代码	071-001-08 石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚
产生量	3.95t/a
产生工序及装置	作业现场、联合站清罐（池）过程产生
形态	固体
主要成分	土壤、矿物油
有害成分	矿物油
产废周期	每次作业、清罐产生，无明显周期性
危险特性	T，I
污染防治措施	拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站统一处理

3.3.2.5 生态

项目生产运营期对生态环境的影响较小，主要为井下作业过程产生的废物对地表土壤的污染以及事故条件下对生态环境的影响等。运营期采取以下生态保护及补偿措施：

1) 本工程事故条件下将对生态环境造成较大的影响，因此须对事故风险严加防范和控制。加强日常生产监督管理和安全运行检查工作，制定安全生产操作规程，加强职工安全意识教育和安全生产技术培训。一旦发现事故应及时采取相应的补救措施，尽量减少影响和损失。

2) 对于井下作业过程中产生的各类废物及时进行妥善处置和处理，不得长期在环境中堆存，避免对景观环境、土壤和水体造成影响。

3) 对各种设备、管线、阀门定期进行检查，防止跑、冒、滴、漏，及时巡检，消除事故隐患。

3.3.3 闭井期环境影响分析

3.3.3.1 废气

闭井期井场设备的拆除、井口封堵、井场清理等过程中，将有少量施工扬尘和施工机械废气产生，主要污染物为颗粒物、CO、NO₂、C_mH_n等。由于废气量较小，且施工现场均在野外，有利于污染物的扩散，同时废气污染源具有间歇性和流动性，因此对局部地区的环境影响较轻。

3.3.3.2 废水

闭井期井场单井集油管线清理过程中会产生清管废水，清管废水收集后由罐车拉运至塔河油田二号联合站、四号联合站污水处理系统处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）中推荐水质标准后回注地层，用于油田注水开发，不外排。

3.3.3.3 固体废物

1) 地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、建筑垃圾，应集中清理收集，不能回收的外运至指定填埋场填埋处理；

2) 地面设施拆除、井场清理等工作过程中被原油污染的土壤或油渣等危险固废，拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站统一处理。

3.3.3.4 噪声

油井进入闭井期时，噪声主要源自井场设备拆卸和车辆运输，影响范围在声源周围 200m 范围内。

3.3.4 非正常工况

本项目为油田采掘类项目，油井一旦投入采油会一直处于运行状态，除非井下作业或者发生风险事故；西北油田分公司具备完善的事故应急预案及风险防范措施，并定期巡线。因此，发生事故的概率很低。

运行过程中，项目集油管线可能由于腐蚀、老化或其他原因破损泄漏，会对周围的土壤造成一定污染。发生事故后，应及时维修，并将被污染的土壤挖出作为油泥，拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站统一处理。另外，本项目废气非正常工况排放主要指水套加热炉有组织排放废气存在超标风险。本项目采用净化燃料气，可以避免废气非正常工况的发生。

3.3.5 污染物排放情况汇总

项目施工期和运营期的各种污染物排放情况见表 3.3-7；项目投产后污染物产生及排放情况见表 3.3-8。

表 3.3-7 本项目施工期、运营期污染物排放情况汇总表

项目	阶段	污染源	主要污染工序	污染物	产生量	削减量	排放量	主要处理措施及排放去向
废气	施工期	施工扬尘 (G1-1)	管沟开挖、场地平整、车辆运输	扬尘	少量	——	少量	合理化管理、控制作业面积、控制车辆装载量并采取密闭或者遮盖措施、大风天停止作业等措施
		施工废气 (G1-2)	施工车辆与机械	CO、NO _x 、C _m H _n 等	少量	——	少量	选用专业作业车辆及设备，使用品质较好的燃油，加强设备和运输车辆的检修和维护
		焊接烟尘 (G1-3)	管线焊接	颗粒物	少量	——	少量	采用无毒或低毒焊条
	运营期	烃类无组织挥发 (G2-1)	采油	非甲烷总烃	0.0576t/a	0	0.0576t/a	采用密闭集输；加强日常运行管理
		H ₂ S 无组织挥发 (G2-2)	采油	H ₂ S	0.0048t/a	0	0.0048t/a	采用密闭集输；加强日常运行管理
		水套加热炉废气 (G2-3)	水套加热炉	SO ₂	3.8mg/m ³ ； 0.0631t/a	0	3.8mg/m ³ ； 0.0631t/a	以塔河油田二号联合站处理的干气作为燃料，每台加热炉分别通过一根高度 8m，内径 0.2m 排气筒排放
				NO _x	101mg/m ³ ； 1.6712t/a	0	101mg/m ³ ； 1.6712t/a	
				颗粒物	7.4mg/m ³ ； 0.1224t/a	0	7.4mg/m ³ ； 0.1224t/a	
	闭井期	施工废气 (G3-1)	施工车辆与机械	CO、NO _x 、C _m H _n 等	少量	——	少量	加强车辆管理和维护；选择技术先进的动力机械设备
		施工扬尘 (G3-2)	地面设施拆除、井场清理	扬尘	少量	——	少量	采取合理化管理、洒水抑尘、大风天停止作业等措施
废水	施工期	管道试压废水 (W1-1)	管道试压	悬浮物	358.94m ³	358.94m ³	0	收集后经沉淀后用于施工现场洒水降尘
		生活污水 (W1-2)	施工人员生活	悬浮物、COD	45m ³	45m ³	0	生活污水排入环保厕所，定期清运，不外排
	运营期	井下作业废液 (W2-1)	井下作业	悬浮物、石油类	180m ³ /a	180m ³ /a	0	拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站废液处理系统进行处理，处理达标后回用于油田注水开发，不外排



项目	阶段	污染源	主要污染工序	污染物	产生量	削减量	排放量	主要处理措施及排放去向
固体废物		采出水 (W2-1)	油气处理	COD、石油类、悬浮物	$3.65 \times 10^4 \text{t/a}$	$3.65 \times 10^4 \text{t/a}$	0	依托塔河油田二号联合站、四号联合站污水处理系统处理，处理达标后回用于油田注水开发，不外排
	闭井期	清管废水	管道清管	石油类、悬浮物	少量	少量	0	收集后就近拉运至塔河油田二号联合站或四号联合站，依托站内污水处理系统处理，处理达标后回用于油田注水开发，不外排
	施工期	施工废料 (S1-1)	施工建设过程	废焊条、废边角料等	0.75t	0.75t	0	施工废料部分回收利用，剩余废料拉运至市政部门指定地点，由环卫部门处理
		生活垃圾 (S1-2)	施工人员生活	生活垃圾	0.56t	0.56t	0	拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站统一处理
	运营期	油泥砂 (S2-1、S2-2)	油气处理、井下作业	石油类	3.95t/a	3.95t/a	0	拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站统一处理
	闭井期	废弃井口设备及废弃建筑残渣 (S3-1)	设备拆除、井场恢复	废弃设备、管线、建筑垃圾	少量	少量	0	集中清理收集，不能回收的外运至指定填埋场填埋处理
		油泥砂 (S3-2)	地面设施拆除、井场清理	石油类	少量	少量	0	拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站统一处理

表 3.3-8 项目投产后，塔河 12 区污染物产生及排放情况汇总表

污染物		现有工程排放量	本项目			以新带老	最终排放量	排放增减量
			产生量	削减量	排放量			
废气	废气量 (10^4m^3)	63861.18	1654.77	0	1654.77	0	65515.95	+1654.77
	SO ₂ (t/a)	1.14	0.0631	0	0.0631	0	1.2031	+0.0631
	NO _x (t/a)	87.86	1.6712	0	1.6712	0	89.5312	+1.6712
	颗粒物 (t/a)	18.12	0.1224	0	0.1224	0	18.2424	+0.1224
	无组织排放H ₂ S (t/a)	1.65	0.0048	0	0.0048	0	1.6548	+0.0048
	无组织排放非甲烷总烃 (t/a)	183.9	0.0576	0	0.0576	0	183.9576	+0.0576
废水	采出水 (10^4t/a)	0	3.65	3.65	0	0	0	+0
	井下作业废液 (10^4t/a)	0	0.018	0.018	0	0	0	+0
固废	油泥砂 (t/a)	0	3.95	3.95	0	0	0	+0
	废机油 (t/a)	0	0	0	0	0	0	+0

3.4 清洁生产分析

对于石油开采行业来说，对地下开采出的原油组成、性质均取决于地质因素，非企业本身所能控制，且石油开发工艺已非常成熟，所以从改变原料与工艺方面防治污染，其难度较大。目前国内外石油开发行业在清洁生产方面更强调压缩排污和循环回用，即尽可能使产生的污染物得到再生和循环，从技术上减少污染物外排量。

本项目的清洁生产分析主要从清洁生产工艺和设备、清洁生产措施、清洁生产总体评价和循环经济等方面进行分析。

3.4.1 清洁生产的工艺和设备

1) 本项目依托附近现有联合站采出水处理设施，利用其剩余处理能力，减少新增站场的建设；

2) 本项目单井集油管线、单井掺稀管线外侧采用柔性复合管；燃料气管线采用 3PE 防腐层，能够有效降低管线腐蚀速率，减少穿孔等事故的发生。

3.4.2 清洁生产措施分析

本项目采取的清洁生产措施如下：

1) 本项目采出水依托塔河油田二号、四号联合站污水处理系统处理后用于区块注水开发，无外排，并节约了区块注水开发新鲜水消耗；

2) 油泥砂拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站统一处理。

3.4.3 清洁生产总体评价

本项目对污染物的处理方式合理，回收设施完善，在污染物排放量控制及废水循环利用等方面也达到了较高水平，在清洁生产设施的选用上也减少了资源、能源的消耗，削减了污染物的产生量，将清洁生产的思想贯穿于生产的全过程，符合清洁生产要求，为油田持续、稳定、清洁开发打下了坚实的基础。

3.4.4 清洁生产建议

1) 在满足生产需要的前提下，要尽量控制耗电量；

2) 定期检查和维修各类管线、容器等可能发生泄漏的部位，减少或杜绝泄漏事故的发生。定期检查生产设施，保证其处于正常运行和使用状态。严格岗位责任制，定期对员工进行环境保护意识教育；

3) 严格管理，确保各项环保措施的落实。如对井下作业队伍废水回收装置的使用情况，井场油泥砂回收、处置情况进行检查；

- 4) 井下作业施工要严格占地标准, 尽量减少占地, 减少对土壤和植被的破坏;
- 5) 油田进入开发后期后, 应采取如下环保措施:

(1) 加强管理, 增加设施巡视次数, 及时发现并处理管线破裂、穿孔等事故, 将油气泄漏量降至最低并及时回收污染物;

(2) 对废弃油井要做好安全封井工作, 井眼要内外封堵, 同时要保证固井、封井措施的有效可行, 防止油水串层。

3.4.5 循环经济分析

循环经济模式倡导环境和谐发展的经济模式, 以实现资源使用的减量化、产品的反复使用和废弃物的资源化, 其主要特征为低投入、高利用和低排放。

石油天然气是不可再生资源, 在油田开发过程中要以资源为基础, 通过产业创新、制度创新和技术创新, 提高资源的开发效率和资源的利用率, 减少其他资源的消耗, 拉长产业链条, 使废料和余能多次回收复用, 物质合理循环, 价值逐级增值, 形成互为资源、协同高效发展的发展模式。

本项目开发建设在采油、集输等各生产环节, 都非常重视“清洁生产”、“循环经济”理念的落实。项目充分利用塔河油田二号联合站、四号联合站采出水处理设施余量对采出水进行处理达标后用于回注开发, 做到了资源的回收利用, 减少了新鲜水的消耗。

综上所述, 项目整体耗能较低, 使用了清洁能源。采用的集输工艺较为环保, 污染物排放控制在较低水平, 各种资源和废物综合利用措施有效, 符合循环经济减量化、再利用和资源化的原则。

3.5 污染物排放总量控制分析

3.5.1.1 总量控制因子

根据《国务院关于印发“十三五”生态环境保护规划的通知》(国发[2016]65号), 主要污染物总量控制指标 4 个, 分别为 SO_2 、 NO_x 、化学需氧量和氨氮。

本工程油气集输和处理采用密闭集输工艺; 井场和阀组站设置的水套加热炉均以轻烃站处理后的干气作为燃料, 燃料燃烧产生 SO_2 、 NO_x 、颗粒物等污染物。

运营期产生的采出水进入联合站污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T 5329-2012) 中的有关标准后回注油层, 不外排; 井下作业废液拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站废液处理系统进行处理, 处理达标后回注地层。

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

（HJ 2.2-2018）>差别化政策有关事宜的复函》（环办环评函[2019]590 号）和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，本项目的污染物排放总量控制因子如下：

废气污染物： SO_2 、 NO_x 。

3.5.1.2 本项目污染物排放总量

根据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，结合本项目排放特征，确定总量控制因子为大气污染因子： SO_2 、 NO_x 。项目运营期 SO_2 排放量为 0.0631t/a， NO_x 排放量为 1.6712t/a。

4 区域环境概况

4.1 地理位置

本项目位于塔河油田 12 区，隶属于阿克苏地区库车市。

阿克苏地区位于新疆维吾尔自治区天山南麓、塔里木盆地北缘，东经 $78^{\circ} 03'$ 至 $84^{\circ} 07'$ 之间，北纬 $39^{\circ} 30'$ 至 $42^{\circ} 41'$ 之间，总面积 $13.2 \times 10^4 \text{km}^2$ 。北靠温宿县，南邻阿瓦提县，西与乌什、柯坪两县相毗邻，东与新和、沙雅两县接壤，东南部伸入塔克拉玛干大沙漠与和田地区的洛浦、策勒两县交界。

库车市位于天山中部南麓，塔里木盆地北缘，地理位置为北纬 $40^{\circ} 46' \sim 42^{\circ} 35'$ ，东经 $82^{\circ} 35' \sim 84^{\circ} 17'$ 之间，东与巴音郭楞蒙古自治州的轮台县为邻，东南与尉犁县相接，南靠塔克拉玛干沙漠，西南与沙雅县相连，西以渭干河为界与新和县隔河相望，西北与拜城县接壤，北部与巴音郭楞蒙古自治州和静县毗连，属阿克苏地区东端。库车市境南北长 193km，东西宽 164km，全市面积 $1.52 \times 10^4 \text{km}^2$ ，东距自治区首府乌鲁木齐市直线距离 448km，公路里程 753km，西距行署驻地阿克苏市直线距离 227.5km，公路里程 257km。

4.2 地质

项目区地质构造处于天山山地地槽褶皱带与塔里木地台两大构造单元的接触部位，为向塔里木地台倾斜的坳陷，见图 4.2-1。沿东西走向，在老国道 314 以北 30km 范围内分布新构造运动第三系地层却勒塔克背斜；亚肯背斜以北为第四纪沉积洼地，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。厂区处于库车河冲洪积扇中下部，亚肯背斜的西段，场地表面以砾质戈壁为主，卵砾石、砂砾石层深度为 0m~66.7m。区域内无地下断层，地层稳定性良好。

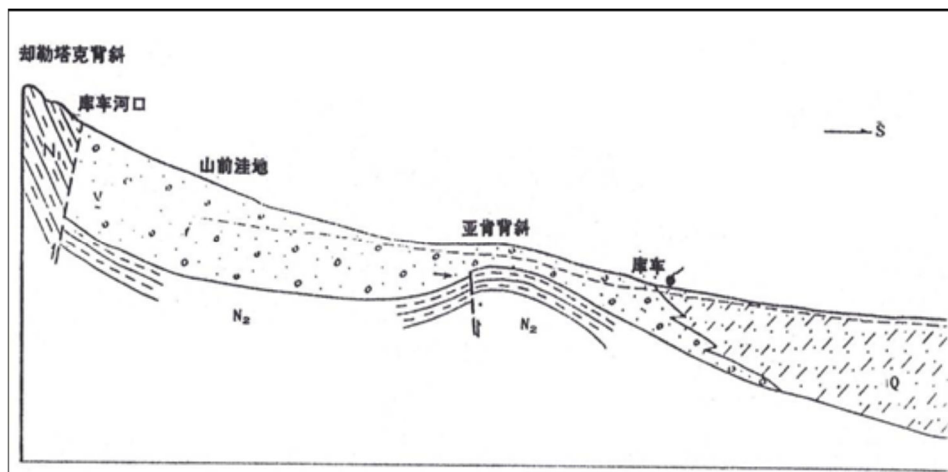


图 4.2-1 库车河山前地质结构及地下补、进、排剖面示意图



4.3 地形地貌

库车市域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，在乌喀公路（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。

库车市北部天山山脉，呈东西走向，海拔 1400m~4550m；后山区呈现高山地貌，海拔 4000m 以上为积雪带，为库车平原提供水源。前山区海拔 1400m~2500m 之间，主要分布有风化作用强烈的低山带，低山带前局部有剥蚀残丘，海拔 1300m 左右。低山带南为山前洪积扇带和平原带。平原带海拔低于 1200m，自西北向东南倾斜。平原带北半部自西向东为渭干河冲洪积平原、库车河洪积平原和东部洪积扇群带；南部为塔里木河冲积平原。平原带西部为一个近直角三角形的绿洲，南北长 60km，东西长 55km，是库车市绿洲农业的集中带。

项目区地处天山南麓，塔克拉玛干沙漠北部边缘，塔里木河两岸，地表沉积物以粉细沙为主，地势平坦，海拔高度在 930m 左右，该区域为典型的荒漠生态系统。在地貌上，项目区属于塔里木河干流上游和渭干河下游冲积平原，处在一个东西走向的低槽区。区域内局部风积地貌较发育，多见固定、半固定沙丘和少量的流动沙丘。植被以怪柳灌木丛为主。

4.4 气候气象

项目区地处欧亚大陆腹地，为典型的温带大陆性干燥气候。其显著气候特点是：日照时间长，热量丰富；气候干燥，降水稀少，蒸发强烈；夏季炎热，冬季干冷年温差和日温差都很大；春季多风沙。据库车市气象站多年观测资料统计，主要常规气象要素见表 4.4-1。

表 4.4-1 项目所在地区主要气象要素表

气象要素	单位	观测结果	气象要素	单位	观测结果
年平均气温	℃	11.6	年降雨量	mm	79.9
最热月平均气温	℃	25.8	年平均蒸发量	mm	2302.5
最冷月平均气温	℃	-7.9	标准冻结深度	c	80
极端最高气温	℃	41.5	年平均日照时数	h	2568.3
极端最低气温	℃	-32.0	年平均气压	hPa	893.7
年平均风速	m/s	2	年平均逆温层高度	m	1661.0
常年主导风向	/	N	年均相对湿度	%	45
最大风速极限	m/s	27	历年平均雷暴日数	d	30.3

4.5 地表水系

库车市境内主要河流有库车河（苏巴什河）、渭干河和塔里木河。库车市库车河发源于天山山脉木孜塔格山，年径流量 $3.31 \times 10^8 \text{m}^3$ ，6、7、8 月占总径流量的 58.4%，灌溉面积 15333.3hm^2 。渭干河发源于天山南麓哈雷克群山和汗腾格里峰，年径流量 $22.46 \times 10^8 \text{m}^3$ ，库车市按 39.5% 分水，实际水量为 $8.87 \times 10^8 \text{m}^3$ ，灌溉面积为 44840hm^2 。塔里木河是通过库车南部的过境河流，由西向东横穿草湖地区，可灌溉一些草场。

库车河：发源于天山山脉的哈里克他乌山东段，自北向南穿过却勒塔格山，流程 127km，平均年径流量 $3.31 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

塔里木河：我国最长的内陆河，是塔里木盆地的主要河流，在市境内由西南向东北穿过草湖地区，上游水文站测得多年平均径流量 $43.9 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

拉依苏河：发源于天山南麓的地那达坡，位于库车高山区的东部，年径流量约 $0.38 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

库车市西部老城区内有盐水沟穿过，新城西侧有乌恰干渠，市境东侧有萨喀古渠，排洪渠穿过，经济技术开发区东侧有库车河泄洪通道自北向南通过。

4.6 水文地质

评价区域内的地表水系主要为塔里木河水系，塔里木河是我国最长的内陆河流，干流全长 1321km，位于天山以南，由塔里木盆地周边的叶尔羌河、喀什噶尔河、阿克苏河和孔雀河以及包括渭干河在内的 144 条河流汇集而成，流域总面积 $103 \times 10^4 \text{km}^2$ ，流域内 144 条大小河流的水资源总量为 $429 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

英达利亚河：渭干河流出山口后分为东西两支，西支是主河道，经三县分水后有少量余水下泄，可输至沙雅县境内；东支英达利亚河，在 1992 年黑孜水库未建成前，为渭干河的泄洪河道，最后注入草湖地区巴依孜湖，水库建成后只在大洪水年份有水下泄，渭干河现已与塔里木河干流失去地表水力联系，英达利亚河现状主要功能为农业排水通道，同时也是渭干河的一条分支退洪河道，由于切割较深，在枯水期也是一条重要的地下水排泄通道。

塔克拉玛干沙漠所在的塔里木盆地是一个内流水系盆地，从周围山脉而来的全部径流都聚集在盆地自身之中，为河流和地下水层供水。沙漠下面的地下水多半有持续不断的水道，从西面流向东部的罗布泊。

从昆仑山山前至油田区，基底地质构造由两个坳陷和两个隆起组成，直接影响地下水储水介质—第四系松散物质的补偿性沉积厚度和地下水赋存条件。地下水总体自南向北流向，水文地质条件呈现有规律的地带型变化。

区域地下水在北部砾质平原接受大气降水、河渠水的渗漏补给,沿地层倾斜方向向南东运动,径流进入细土平原。根据区内地形、地貌、地质特征分析,自天山山前至塔里木河,含水层颗粒由卵石、圆砾渐变为粉细砂,由单层渐变为多层。粘性土从无到有渐增为多层,从而形成垂向上多层含水层和隔水层交互出现的综合含水组,即形成上部为潜水、下部为承压水的含水层组。下部承压水头随深度增加而增大,致使地下水在水平运动的同时不断向上运动,顶托补给上部潜水,最终以地面蒸发和植物蒸腾的形式(隐蔽蒸发)排泄。下部承压水水质相对优良。上部潜水在砾质平原由于埋藏深,处于补给径流区,水质优良,至细土平原,由于埋藏浅,垂直蒸发强烈,造成潜水强烈浓缩,水质大多恶劣,不能饮用,其含盐量甚至可达 50g/L 以上,以 $\text{Cl}^- \text{SO}_4^{2-}$ Na 型水为主,不适于人类和牲畜饮用。

4.7 土壤

根据《中国土壤分类与代码》(GB/T 17296-2009)、国家土壤信息服务平台和现场调查,项目所在区域的土壤类型为盐土(见图 5.6-4)。

盐土是水溶性盐类在土壤表层或土体内逐渐积聚的过程,即盐化过程是导致盐土形成的主要原因。气候干旱和地下水位高是盐化发生的必要条件。在干旱、半干旱地区,溶有各种盐类的地下水因蒸发作用而沿土壤毛细管孔隙上升至地表,其中的液态水分子汽化,水中的各种盐类则残留于土壤表面及土体,久而久之,土壤即因水溶性盐类日益增多而盐化成为盐土。

在本项目评价区,气候干旱,降水稀少,土壤长年处在积盐过程中。不仅积盐的程度重,形态多,盐分组成变化复杂,同时积盐途径也多样。面积最大、分布最广的代表性类型是盐土。地下水位为 1.5m~4m,矿化度为 5g/L~30g/L,高的达 40g/L~50g/L;聚盐层厚度一般在 10cm 以上,最厚的可达 40cm~50cm;积盐的形态,有以盐结皮为主、结皮疏松层为主、疏松层为主和盐结壳为主等不同状况。

5 环境现状调查与评价

5.1 环境空气质量现状监测与评价

5.1.1 项目所在区域环境空气达标情况

本次评价采用环境空气质量模型技术支持服务系统中 2019 年度空气质量监测数据，阿克苏地区 2019 年 SO_2 、 NO_2 、 PM_{10} 、 $\text{PM}_{2.5}$ 年均浓度分别为 $7 \mu\text{g}/\text{m}^3$ 、 $31 \mu\text{g}/\text{m}^3$ 、 $101 \mu\text{g}/\text{m}^3$ 、 $39 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ；CO 24 小时平均第 95 百分位数为 $1.9\text{mg}/\text{m}^3$ ， O_3 日最大 8 小时平均第 90 百分位数为 $130 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，监测数据统计结果见表 5.1-1。

表 5.1-1 城市空气监测点空气质量监测数据统计表

污染物	平均时间	评价标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	最大浓度占标率 (%)	达标情况
SO_2	年平均	60	7	11.7	达标
NO_2		40	31	77.5	达标
PM_{10}		70	101	144.3	超标
$\text{PM}_{2.5}$		35	39	111.4	超标
CO	24 小时平均 第 95 百分位数	$4\text{mg}/\text{m}^3$	$1.9\text{mg}/\text{m}^3$	47.5	达标
O_3	日最大 8 小时平均 第 90 百分位数	160	130	81.3	达标

因此，本项目所在区域 $\text{PM}_{2.5}$ 和 PM_{10} 年均浓度不满足《环境空气质量标准》(GB 3095-2012) 及其修改单(生态环境部公告 2018 年 第 29 号)中二级标准限值， SO_2 、 NO_2 、CO 和 O_3 年均浓度可满足《环境空气质量标准》(GB 3095-2012) 及其修改单(生态环境部公告 2018 年 第 29 号)中二级标准限值。因此项目所在地阿克苏地区属于大气环境不达标区。

5.1.2 项目所在区域环境空气质量现状

5.1.2.1 基本污染物

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ 2.2-2018) 中 6.2.1.3 条规定：“评价范围内没有环境空气质量监测网数据或公开发布的环境空气质量现状数据的，可选择符合 HJ664 规定，并且与评价范围地理位置临近、地形、气候条件相近的环境空气质量区域点或背景点监测数据。”

本项目在环境质量现状数据收集过程中发现库车市环境管理、监控、监测体系尚在完善阶段，库车市环境空气监测子站 2018 年 7 月才与自治区联网使用，2018 年 7



月~2019 年 2 月的监测数据,不能满足评价需求。而新和县自动监测站于 2017 年 12 月投运,一直按照规范进行运维。新和县监测站距库车市监测站直线距离为 35km,符合《环境空气质量监测点位布设技术规范(试行)》(HJ 664-2013),且两个监测站所处地形、地貌、周边环境相似,满足《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ 2.2-2018)中要求。库车市人民政府办公室《关于印发〈库车市大气环境质量限期达标规划〉的通知》(2019 年 3 月 10 日)中亦引用新和县监测站数据支撑库车市环境空气质量现状评价。两座空气子站基本信息表见表 5.1-2。

表 5.1-2 两座空气子站基本信息表

名称	坐标	周边情况	位置
1 号站 (库车空气子站)	E82°58' 24.70" N41°43' 30.84"	位于市区西北方向,西北侧为住宅区, 周边多为文教、办公区域	库车市 气象局
2 号站 (新和空气子站)	E82°37' 0.54" N41°32' 59.77"	位于县城中心位置,周边多为住宅、文 教、办公区域	新和县 农机局

因此,本次评价基本污染物环境质量现状数据引用新和县监测站 2018 年全年的监测数据。根据 2018 年新和县农机局监测站空气质量逐日统计结果,SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO、O₃各有 362 个有效数据,区域内基本污染物环境质量现状评价结果见表 5.1-3。

表 5.1-3 新和县 2018 年环境空气质量评价表

污染物	年评价指标	评价标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	最大浓度占标 率 (%)	达标 情况
SO ₂	年平均	60	5.9	9.8	达标
	日平均第 98 百分位数	150	19	12.7	达标
NO ₂	年平均	40	33.9	84.7	达标
	日平均第 98 百分位数	80	74	92.5	达标
CO	日平均第 95 百分位数	4000	3800	95	达标
O ₃	最大 8 小时平均第 90 百分位数	160	117	73.6	达标
PM _{2.5}	年平均	35	69.7	199	超标
	日平均第 95 百分位数	75	166	221	超标
PM ₁₀	年平均	70	284.1	406	超标
	日平均第 95 百分位数	150	666	444	超标

根据表 5.1-3 结果分析可知,本项目所在区域不达标的污染物 PM_{2.5}、PM₁₀的年平均超标倍数分别为 0.99、3.06。

因此,根据对基本污染物的年评价指标的分析结果,本项目所在区域 SO₂、NO₂、CO、O₃的年评价指标为达标;PM₁₀、PM_{2.5}的年评价指标均有超标。超标原因为项目区

处于塔里木盆地北缘地区，与干燥的沙漠气候条件和植被覆盖率低有直接关系。

5.1.2.2 其他污染物

本项目其他污染物主要为非甲烷总烃和 H_2S ，本次评价引用《塔河油田 12 区环境影响后评价报告书》（新环环评函[2021]160 号）中四号联合站生活基地非甲烷总烃、 H_2S 监测数据。

1) 监测布点

根据导则要求、工程特点及周围环境特征，考虑气象条件及敏感点情况，在周围布设了 1 个环境质量现状监测点。环境空气现状监测点与本项目方位及位置见表 5.1-4 和图 5.1-1。

表 5.1-4 环境空气监测点位

2) 监测时间与频率

新疆新能源（集团）环境检测有限公司（CMA：173112050002）于 2020 年 11 月 1 日~2020 年 11 月 21 日对环境空气质量现状进行了监测，连续监测 7 天。

H_2S 、非甲烷总烃监测 1 小时平均浓度，连续监测 7 天。1 小时浓度每天采样 4 次，开机时间分别为每天 2：00、8：00、14：00、20：00 时，按照国家环保局颁发的相关导则、标准中的有关规定执行。

3) 监测分析方法

监测分析方法具体见表 5.1-5。

表 5.1-5 环境空气现状监测采样及分析方法

序号	项目名称	分析方法	方法来源	检出限
1	非甲烷总烃	气相色谱法	HJ 604-2017	0.07mg/m ³
2	H_2S	亚甲蓝分光光度法	GB/T 11742-1989	0.005mg/m ³

图 5.1-1 环境空气质量现状监测点位

4) 监测结果

现状监测期间的气象情况具体见表 5.1-6；环境空气现状监测结果具体见表 5.1-7。

5) 环境质量现状评价结果

各监测点位污染物的环境质量现状评价结果见表 5.1-8。

表 5.1-6 现状监测期间同步气象观测情况

表 5.1-7 各监测点位环境空气质量现状监测数据

表 5.1-8 监测点位环境空气质量现状评价结果表

从评价结果可以看出：评价区内监测点环境空气中非甲烷总烃满足参照执行的《大气污染物综合排放标准详解》（1997 年）中的推荐值要求，H₂S 满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）附录 D 要求。

5.2 地表水质现状评价

本项目所在区域内主要地表水体为英达利亚河，最近距离 TH12296 井场西南 15.2km。本项目废水不外排，地表水环境影响评价等级为三级 B，与周边水土没有直接的水力联系。因此，本次评价引用《塔河油田 12 区环境影响后评价报告书》（新环环评函[2021]160 号）中英达利亚河的水质监测数据。

5.2.1 监测布点

本次布置了 1 处水质现状监测断面，见表 5.2-1。

表 5.2-1 地表水环境监测点位

监测河流名称	监测点位	相对污染源方位	相对污染源距离 (km)
英达利亚河	E: 83.31074444° S: 41.39305833°	WS	25.7

5.2.2 监测因子

pH、氨氮、硫酸盐、氯化物、高锰酸盐指数、挥发酚、溶解氧、阴离子表面活性剂、氰化物、硝酸盐氮、氟化物、总磷、总氮、汞、砷、硒、铁、锰、铜、锌、铅、镉、六价铬、溶解氧、硫化物、石油类、BOD₅、COD、粪大肠菌群。



5.2.3 监测频次

新疆新能源（集团）环境检测有限公司（CMA：173112050002）于 2020 年 11 月 9 日~2020 年 11 月 10 日对英达利亚河上游水质进行监测，连续监测 2d，监测频次为 1 次/d。

5.2.4 监测方法/依据

本次地表水监测方法或依据见表 5.2-2。

表 5.2-2 地表水监测方法或依据

序号	水质因子	分析方法	方法来源	检出限
1	pH	玻璃电极法	GB/T 6920-1986	/
2	汞	原子荧光法	HJ 694-2014	0.04μg/L
3	砷	原子荧光法	HJ 694-2014	0.3μg/L
4	硒	原子荧光法	HJ 694-2014	0.3μg/L
5	铜	电感耦合等离子质谱法	HJ 700-2014	0.08μg/L
6	锌	电感耦合等离子质谱法	HJ 700-2014	0.67μg/L
7	铅	电感耦合等离子质谱法	HJ 700-2014	0.09μg/L
8	镉	电感耦合等离子质谱法	HJ 700-2014	0.05μg/L
9	铁	电感耦合等离子质谱法	HJ 700-2014	0.82μg/L
10	锰	电感耦合等离子质谱法	HJ 700-2014	0.82μg/L
11	六价铬	二苯碳酰二肼分光光度法	GB/T 7467-1987	0.004mg/L
12	化学需氧量	快速消解分光光度法	HJ 399-2007	3mg/L
13	五日生化需氧量	稀释与接种法	HJ 505-2009	0.5mg/L
14	氨氮	纳氏试剂分光光度法	HJ 535-2009	0.025mg/L
15	总磷	钼酸铵分光光度法	GB/T 11893-1989	0.01mg/L
16	总氮	碱性过硫酸钾消解紫外分光光度法	HJ 636-2012	0.05mg/L
17	阴离子表面活性剂	亚甲蓝分光光度法	GB/T 7494-1987	0.05mg/L
18	氟化物	离子选择电极法	GB/T 7484-1987	0.05mg/L
19	氰化物	异烟酸-吡啶啉酮分光光度法	HJ 484-2009	0.004mg/L
20	挥发酚	4-氨基安替比林分光光度法	HJ 503-2009	0.0003mg/L
21	高锰酸盐指数	碱性/酸性高锰酸钾滴定法	GB 11892-1989	0.5mg/L
22	硝酸盐氮	离子色谱法	HJ 84-2016	0.016mg/L
23	硫酸盐	离子色谱法	HJ 84-2016	0.018mg/L
24	氯化物	离子色谱法	HJ 84-2016	0.007mg/L
25	溶解氧	典量法	GB 7489-87	0.2mg/L
26	石油类	紫外分光光度法	HJ 970-2018	0.01mg/L
27	硫化物	亚甲基蓝分光光度法	GB/T 16489-1996	0.005mg/L

序号	水质因子	分析方法	方法来源	检出限
28	粪大肠菌群	多管发酵法	HJ 347.2-2018	20MPN/L

5.2.5 评价标准

英达利亚河执行《地表水环境质量标准》(GB 3838-2002)中Ⅲ类水质标准。

5.2.6 评价方法

地表水环境质量现状评价依据《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ 2.3-2018)附录 D 中规定的水质指数法进行现状评价:

一般性水质因子指数计算公式:

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

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

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

C_{si} ——评价因子 i 的水质评价标准限值, mg/L。

溶解氧 (DO) 标准指数计算公式:

$$S_{DO,j} = DO_s / DO_j \quad DO_j \leq DO_f$$

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

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

DO_j ——溶解氧在 j 点的实测统计代表值, mg/L;

DO_s ——溶解氧的水质评价标准限值, mg/L;

DO_f ——饱和溶解氧浓度, mg/L, 对于河流, $DO_f = 468 / (31.6 + T)$;

T ——水温, °C。

pH 值指数的计算公式:

$$S_{pH,j} = \frac{7.0 - pH_j}{7.0 - pH_{sd}} \quad pH_j \leq 7.0$$

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



式中： $S_{\text{pH}, j}$ —— pH 值的指数，大于 1 表明该水质因子超标；

pH_j —— pH 值实测统计代表值；

pH_{sd} —— 评价标准中 pH 值的下限值；

pH_{su} —— 评价标准中 pH 值的上限值。

5.2.7 监测结果

地表水水质现状监测结果见表 5.2-3。

表 5.2-3 地表水水质现状监测结果

序号	水质因子	单位	英达利亚河上游	
			2020 年 11 月 9 日	2020 年 11 月 10 日
1	pH	无量纲	8.10	8.12
2	氨氮	mg/L	0.160	0.138
3	硫酸盐	mg/L	28.4	29.2
4	氯化物	mg/L	16.4	21.5
5	高锰酸盐指数	mg/L	1.0	1.1
6	挥发酚	mg/L	<0.0003	<0.0003
7	阴离子表面活性剂	mg/L	<0.05	<0.05
8	氰化物	mg/L	<0.004	<0.004
9	氟化物	mg/L	0.62	0.64
10	总磷	mg/L	0.12	0.12
11	总氮	mg/L	0.810	0.946
12	汞	μg/L	<0.04	<0.04
13	砷	μg/L	4.6	5.1
14	硒	μg/L	<0.4	<0.4
15	铁	μg/L	243	236
16	锰	μg/L	25.2	28.6
17	铜	μg/L	0.66	<0.08
18	锌	μg/L	5.04	2.04
19	铅	μg/L	4.90	5.03
20	镉	μg/L	0.14	0.26
21	六价铬	mg/L	0.005	0.005
22	溶解氧	mg/L	9.36	9.41
23	硫化物	mg/L	<0.005	<0.005
24	石油类	mg/L	0.03	0.03
25	粪大肠菌群	MPN/L	80	90
26	化学需氧量	mg/L	9.03	12.0
27	五日生化需氧量	mg/L	2.3	2.0
28	水温	℃	8.2	7.6

5.2.8 评价结果

地表水环境质量现状评价依据《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ 2.3-2018) 附录 D 中规定的方法计算, 评价结果见表 5.2-4。

表 5.2-4 地表水环境质量现状评价结果

序号	水质因子	英达利亚河上游评价结果		达标性
		2020 年 11 月 9 日	2020 年 11 月 10 日	
1	pH	0.55	0.55	达标
2	氨氮	0.16	0.14	达标
3	硫酸盐	0.11	0.12	达标
4	氯化物	0.07	0.09	达标
5	高锰酸盐指数	0.17	0.18	达标
6	挥发酚	0.03	0.03	达标
7	阴离子表面活性剂	0.13	0.13	达标
8	氰化物	0.01	0.01	达标
9	氟化物	0.62	0.64	达标
10	总磷	0.60	0.60	达标
11	总氮	0.81	0.95	达标
12	汞	0.20	0.20	达标
13	砷	0.09	0.10	达标
14	硒	0.02	0.02	达标
15	铁	0.81	0.79	达标
16	锰	0.25	0.29	达标
17	铜	0.00	0.00	达标
18	锌	0.01	0.00	达标
19	铅	0.10	0.10	达标
20	镉	0.03	0.05	达标
21	六价铬	0.10	0.10	达标
22	溶解氧	0.43	0.04	达标
23	硫化物	0.01	0.01	达标
24	石油类	0.60	0.60	达标
25	粪大肠菌群	0.01	0.01	达标
26	化学需氧量	0.45	0.60	达标
27	五日生化需氧量	0.58	0.50	达标

注: 低于检出限按检出限一半计算标准指数。



5.2.9 结论

根据上述评价结果,英达利亚河水质能够满足《地表水环境质量标准》(GB 3838-2002)中的Ⅲ类水域标准值要求。

5.3 地下水质量现状监测与评价

本次评价委托新疆环疆绿源环保科技有限公司(CMA: 171512055405)对本项目的地下水进行监测,监测点位位于本项目评价范围内,监测时间为 2021 年 2 月 18 日。

5.3.1 监测布点

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ 610-2016)要求,结合评价区地下水流向、水位埋深等水文地质条件,采用控制性布点和功能性布点相结合的原则,在评价区内共布设 5 个地下水水质、水位现状监测点。监测点基本情况见表 5.3-1,监测点位图见图 5.3-1。

表 5.3-1 监测点位表

编号	监测点位	坐标	布点类型	设置意义
W1#	西北塔河区块地下水 T01		水质、水位	区块上游
W2#	西北塔河区块地下水 T03		水质、水位	区块内
W3#	西北塔河区块地下水 T06		水质、水位	区块下游
W4#	塔四联水井		水质、水位	区块两侧
W5#	西北塔河区块地下水 T02		水质、水位	区块两侧

图 5.3-1 地下水监测布点图



5.3.2 监测项目

K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} 、pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、六价铬、总硬度、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氯化物、总大肠菌群、菌落总数、石油类。

同时测量井深、埋深、水温等参数，并调查地下水使用功能。

5.3.3 监测时间和频率

新疆环疆绿源环保科技有限公司（CMA：171512055405）于 2021 年 1 月 18 日在每个点取一次水样进行检测。

5.3.4 监测方法

地下水监测分析方法详见表 5.3-2。

表 5.3-2 地下水监测分析方法

序号	监测项目	分析方法	方法来源	检出限
1	pH 值	玻璃电极法	GB/T 6920-1986	/
2	总硬度	EDTA 滴定法	GB 7477-87	0.05mg/L
3	溶解性总固体	生活饮用水标准检验方法	GB/T 5750.4-2006	4mg/L
4	硝酸盐	离子色谱法	HJ 84-2016	0.016mg/L
5	亚硝酸盐	分光光度法	GB 7493-87	0.003mg/L
6	氯化物	离子色谱法	HJ 84-2016	0.007mg/L
7	铁	火焰原子吸收分光光度法	GB/T 11911-1989	0.03mg/L
8	锰	火焰原子吸收分光光度法	GB/T 11911-1989	0.01mg/L
9	氨氮	纳氏试剂分光光度法	HJ 535-2009	0.025mg/L
10	钾	火焰原子吸收分光光度法	GB/T 11904-1989	0.05mg/L
11	钠	火焰原子吸收分光光度法	GB/T 11904-1989	0.01mg/L
12	钙	原子吸收分光光度法	GB/T 11905-1989	0.02mg/L
13	镁	原子吸收分光光度法	GB/T 11905-1989	0.002mg/L
14	六价铬	二苯碳酰二肼分光光度法	GB/T 7467-1987	0.004mg/L
15	硫酸盐	离子色谱法	HJ 84-2016	0.018mg/L
16	石油类	紫外分光光度法	HJ 970-2018	0.01mg/L
17	挥发酚	4-氨基安替比林分光光度法	HJ 503-2009	0.0003mg/L
18	碳酸盐	碱度的测定（酸滴定法）	SL 83-1994	/
19	重碳酸盐	碱度的测定（酸滴定法）	SL 83-1994	/
20	耗氧量	生活饮用水标准检验方法	GB/T 5750.7-2006	0.05mg/L
21	砷	原子荧光法	HJ 694-2014	0.3 μ g/L
22	汞	原子荧光法	HJ 694-2014	0.04 μ g/L

序号	监测项目	分析方法	方法来源	检出限
23	镉	原子吸收分光光度法	GB 7475-87	1 μg/L
24	氟化物	离子选择电极法	GB/T 7484-1987	0.05mg/L
25	氰化物	容量法和分光光度法	HJ 484-2009	0.004mg/L
26	菌落总数	生活饮用水标准检验方法	GB/T 5750.12-2006	/
27	总大肠菌群	生活饮用水标准检验方法	GB/T 5750.12-2006	/

5.3.5 评价标准

地下水现状评价主要执行《地下水质量标准》(GB/T 14848-2017) III类标准限值,石油类参照《地表水环境质量标准》(GB 3838-2002) III类标准限值,具体项目的标准限值见表 1.5-4。标准中没有的项目,作为现状背景值备查。

5.3.6 评价方法

本项目的地下水水质评价采用单因子标准指数法。标准指数>1,表明该水质因子已超过了规定的水质标准,指数值越大,超标越严重。标准指数公式分为以下两种情况:

对于评价标准为定值的水质因子,其标准指数计算公式:

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

其中: P_i 为第 i 个水质因子的标准指数(无量纲), C_i 为第 i 个水质因子的监测浓度值(mg/L); C_{si} 为第 i 个水质因子的标准浓度值(mg/L)。

对于评价标准值为区间值的水质因子(如 pH 值),其标准指数计算公式:

$$P_{pH} = \frac{7.0 - pH}{7.0 - pH_{sd}} \quad pH \leq 7.0$$

$$P_{pH} = \frac{pH - 7.0}{pH_{su} - 7.0} \quad pH \geq 7.0$$

其中: P_{pH} 为 pH 的标准指数(无量纲); pH 为 pH 监测值; pH_{su} 为标准中 pH 的上限值, pH_{sd} 为标准中 pH 的下限值。

5.3.7 现状监测与评价结果

各监测点位水文参数见表 5.3-3。地下水水质现状监测结果及标准指数评价结果见表 5.3-4 和表 5.3-5。



表 5.3-3 地下水水文参数

表 5.3-4 地下水环境质量现状监测结果表

检测项目	单位	监测结果				
		W1#西北塔河 区块地下水 T01	W21#西北塔 河区块地下 水 T03	W3#西北塔河 区块地下水 T06	W4#塔四联 水井	W5#西北塔 河区块地 下水 T02
pH 值	无量纲					
总硬度	mg/L					
汞	μg/L					
砷	μg/L					
氨氮	mg/L					
耗氧量	mg/L					
氟化物	mg/L					
镉	μg/L					
六价铬	mg/L					
氰化物	mg/L					
挥发性酚类	mg/L					
溶解性总固体	mg/L					
氯化物	mg/L					
硫酸盐	mg/L					
硝酸盐氮	mg/L					
亚硝酸盐氮	mg/L					
铁	mg/L					
锰	mg/L					
钠	mg/L					
钾	mg/L					
钙	mg/L					
镁	mg/L					
碳酸根	mg/L					
总大肠菌群	MPN/100ml					
菌落总数	CFU/ml					
石油类	mg/L					
硫化物	mg/L					

备注：“<数字”表示低于检出限，数字为检出限。

表 5.3-5 地下水质量现状评价结果

检测项目	评价结果				
	W1#西北塔河区 块地下水 T01	W21#西北塔河区 块地下水 T03	W3#西北塔河区 块地下水 T06	W4#塔四 联水井	W5#西北塔河区 块地下水 T02
pH 值					

检测项目	评价结果				
	W1#西北塔河区 块地下水 T01	W21#西北塔河区 块地下水 T03	W3#西北塔河区 块地下水 T06	W4#塔四 联水井	W5#西北塔河区 块地下水 T02
总硬度					
汞					
砷					
氨氮					
耗氧量					
氟化物					
镉					
六价铬					
氰化物					
挥发性酚类					
溶解性总固体					
氯化物					
硫酸盐					
硝酸盐氮					
亚硝酸盐氮					
铁					
锰					
钠					
钾					
钙					
镁					
碳酸根					
总大肠菌群					
菌落总数					
石油类					
硫化物					

备注：低于检出限时按照检出限的一半进行单因子指数的计算。

监测及评价结果表明：部分点位地下水水质监测点的总硬度、溶解性总固体、氯化物、硫酸盐、锰、钠超标，其单因子指数分别为 14.38、15.10、30.48、14.40、12.20 和 13.75。这些指标超标主要是受半干旱气候、蒸发浓缩作用、原生水文地质环境等因素综合影响。其余各项指标均满足《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）III类标准，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）III类标准。本项目特征污染物石油类在各监测点均不超标，说明项目附近油气田开发未对地下水造成较大影响。



5.3.8 地下水污染源调查

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ 610-2016) 中 8.3.2.2 要求：“对于一、二级的改、扩建项目，应在可能造成地下水污染的主要装置或设施附近开展包气带污染现状调查，对包气带进行分层取样，一般在 0cm~20cm 埋深范围内取一个样品，其他取样深度应根据污染源特征和包气带岩性、结构特征等确定，并说明理由。样品进行浸溶试验，测试分析浸溶液成分。”

本项目属于改扩建项目，对项目所在区域的现有场地开展包气带污染现状调查。

5.3.8.1 监测布点

本次选取项目所在区域现有的可能造成地下水污染的 TH12214CH 井场（位于本项目 TH12296 井场西侧 7.5km），对其可附近开展包气带污染现状调查。包气带监测点见表 5.3-6。

表 5.3-6 包气带监测点一览表

序号	名称	监测点	坐标	位置	取样深度
B1	TH12214CH	监测点1		井场内	0cm~20cm
					20cm~80cm
B2		背景点1		井场外相对未受污染处	0cm~20cm
					20cm~80cm

5.3.8.2 监测项目

监测项目包括石油类、挥发性酚类、硫化物、汞、镉、砷、六价铬、铅。

5.3.8.3 监测时间与频率

新疆环疆绿源环保科技有限公司（CMA: 171512055405）于 2021 年 1 月 16 日对每个采样点每层取 1 个混合样品，共监测 1 天，每天 1 次。

5.3.8.4 监测方法

土壤浸出液检测方法见表 5.3-7。

表 5.3-7 土壤浸出液检测方法

序号	监测项目	分析方法	方法来源	检出限
1	挥发性酚类	4-氨基安替比林分光光度法	HJ 503-2009	0.01mg/L
2	硫化物	亚甲基蓝分光光度法	GB/T 16489-1996	0.005mg/L
3	石油类	红外分光光度法	HJ 637-2018	0.06mg/L
4	汞	微波消解/原子荧光法	HJ 702-2014	0.2μg/L
5	镉	危险废物鉴别标准	GB 5085.3-2007	0.2μg/L
6	砷	微波消解/原子荧光法	HJ 702-2014	0.10μg/L
7	六价铬	二苯碳酰二肼分光光度法	GB/T 15555.4-1995	0.004mg/L
8	铅	危险废物鉴别标准	GB 5085.3-2007	1μg/L

5.3.8.5 评价标准

土壤浸出液检测结果与背景对照样的检测值进行比对，评价包气带是否受到污染，是否对地下水环境产生影响。

5.3.8.6 检测与评价结果

土壤浸出液检测结果见表 5.3-8。

表 5.3-8 土壤浸出液检测结果一览表

采样日期	2021 年 1 月 16 日			
检测点位	TH12214CH 井场内		TH12214CH 井场外	
采样深度 (m)	0~0.2	0.2~0.8	0~0.2	0.2~0.8
石油类 (mg/L)				
挥发酚 (mg/L)				
六价铬 (mg/L)				
硫化物 (mg/L)				
汞 (μg/L)				
镉 (μg/L)				
砷 (μg/L)				
铅 (μg/L)				

根据表 5.3-8，项目所在区块中现有 TH12214CH 井场中可能污染的点和对照点（未受到污染的点）的浸溶液浓度基本没差别，说明本项目所在区块的现有生产井没有对包气带造成污染。

5.4 声环境质量现状监测与评价

本次评价委托新疆锡水金山环境科技有限公司（CMA：183112050011）对项目所



在地的声环境现状进行了监测。

5.4.1 监测布点

本次评价分别在 TH12298H 井场、TH121147H 阀组站的东、南、西、北等四个厂界设置声环境监测点位，共 8 个。

声环境现状监测点位详见表 5.4-1。

表 5.4-1 声环境现状监测点位情况一览表

监测点位编号	监测点位名称		布设意义
1#	TH12298H 井场	东厂界	井场厂界现状值
2#		南厂界	井场厂界现状值
3#		西厂界	井场厂界现状值
4#		北厂界	井场厂界现状值
5#	TH121147H 阀组站	东厂界	阀组站厂界现状值
6#		南厂界	阀组站厂界现状值
7#		西厂界	阀组站厂界现状值
8#		北厂界	阀组站厂界现状值

5.4.2 监测项目

测量监测点的连续等效 A 声级： L_n 、 L_d 。

5.4.3 监测方法

按照《声环境质量标准》(GB 3096-2008)的有关要求开展监测。

5.4.4 监测时间及频率

2021 年 3 月 5 日~3 月 6 日连续监测 2 天，每天昼间和夜间各监测 1 次。

5.4.5 现状监测与评价结果

噪声监测结果见表 5.4-2。

表 5.4-2 噪声监测结果 (dB (A))

监测点位 编号	监测点位名称		2021 年 3 月 5 日		2021 年 3 月 6 日	
			昼间	夜间	昼间	夜间
1#	TH12298H 井场	东厂界	43	41	44	42
2#		南厂界	44	41	44	43
3#		西厂界	44	42	43	41
4#		北厂界	43	40	42	40
5#	TH121147H 阀组站	东厂界	45	43	45	43
6#		南厂界	42	40	43	41
7#		西厂界	44	42	42	41
8#		北厂界	43	41	44	42

监测结果表明，TH12298H 井场、TH121147H 阀组站的东、南、西、北等厂界的昼间、夜间声环境现状满足《声环境质量标准》（GB 3096-2008）中的 2 类声环境功能区环境噪声限值（昼间：60 dB（A），夜间 50 dB（A））。

5.5 土壤环境质量现状监测与评价

5.5.1 监测布点

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018），本项目属于土壤二级评价，本次评价共布设监测点位 6 个，具体布点见表 5.5-1 和图 5.5-1。

表 5.5-1 土壤监测布点一览表

序号	监测点位	布点位置	经度	纬度	取样分层	监测因子	选点依据	土地性质	备注
1#	TH12298H 井场内	新建井场中心	83° 36' 35.50"	41° 27' 22.50"	0~0.5m、 0.5~1.5m、 1.5~3m	GB36600 建设用地基本监测因子+特征因子	占地范围内柱状样点	建设用地	占地范围内
2#	TH121150 井场内	新建井场中心	83° 47' 24.50"	41° 25' 22.50"	0~0.5m、 0.5~1.5m、 1.5~3m	特征因子	占地范围内柱状样点	建设用地	占地范围内
3#	TH121147H 井场内	新建井场中心	83° 49' 48"	41° 24' 23.00"	0~0.5m、 0.5~1.5m、 1.5~3m	特征因子	占地范围内柱状样点	建设用地	占地范围内
4#	TH121147H 阀组站内	新建阀组站内	83° 49' 36.02"	41° 24' 20.60"	0~0.2m	特征因子	占地范围内表层样点	建设用地	占地范围内
5#	TH12298H 井场外	井场北侧 100m 处的荒地（芦苇）内	83° 36' 36.74"	41° 27' 27.33"	0~0.2m	特征因子	占地范围外表层样点	荒地	占地范围外
6#	TH121147H 井场外	井场南侧 100m 处的荒漠内	83° 49' 43.95"	41° 24' 15.27"	0~0.2m	特征因子	占地范围外表层样点	荒地	占地范围外

备注：a. 表层样在 0m~0.2m 取样；

b. 柱状样在 0m~0.5m、0.5m~1.5m、1.5m~3m 处分别取样，每个柱状监测点应取 3 个样；

c. 表层样监测点土壤监测取样方法参照 HJ/T 166 执行；柱状样监测点土壤监测取样方法参照 HJ25.1 和 HT25.2 执行。

图 5.5-1 土壤监测布点示意图



5.5.2 监测项目

基本因子：砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1, 1-二氯乙烷、1, 2-二氯乙烷、1, 1-二氯乙烯、顺-1, 2-二氯乙烯、反-1, 2-二氯乙烯、二氯甲烷、1, 2-二氯丙烷、1, 1, 1, 2-四氯乙烷、1, 1, 2, 2-四氯乙烷、四氯乙烯、1, 1, 1-三氯乙烷、1, 1, 2-三氯乙烷、三氯乙烯、1, 2, 3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1, 2-二氯苯、1, 4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒽、二苯并[a, h] 蒽、茚并[1, 2, 3-cd]芘、萘；

特征因子：石油烃（C₁₀-C₄₀）。

5.5.3 监测时间和频率

采样 1 次，取剖面样，不得混合；按照国家环保局颁发的相关导则、标准中的有关规定执行。新疆锡水金山环境科技有限公司（CMA：183112050011）于 2021 年 3 月 5 日对项目评价范围内土壤环境质量进行了采样，2021 年 3 月 6 日~12 日进行了监测分析。

5.5.4 监测方法

监测分析方法具体见表 5.5-2。

表 5.5-2 土壤环境现状监测采样及分析方法

序号	检测项目	检测方法	方法来源	检出限
土壤检测				
1	pH	土壤检测 第 2 部分：土壤 pH 的测定	NY/T1121.2-2006	/
2	铜	火焰原子吸收分光光度法	HJ 491-2019	0.01mg/kg
3	砷	微波消解/原子荧光法	HJ 680-2013	0.002mg/kg
4	汞	微波消解/原子荧光法	HJ 680-2013	0.05mg/kg
5	镉	KI-MIBK 萃取火焰原子吸收分光光度法	GB/T17140-1997	10mg/kg
6	铅	火焰原子吸收分光光度法	HJ 491-2019	3mg/kg
7	镍	火焰原子吸收分光光度法	HJ 491-2019	1mg/kg
8	铜	火焰原子吸收分光光度法	HJ 491-2019	0.5mg/kg
9	六价铬	火焰原子吸收分光光度法	HJ 491-2019	6mg/kg
10	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	气相色谱法	HJ 1021-2019	0.8cmol/kg
11	阳离子交换量	土壤阳离子交换量的测定三氯化六合钴浸提-分光光度法	HJ 889-2017	0.01mg/kg
12	氧化还原电位	电位法	HJ 746-2015	/

序号	检测项目	检测方法	方法来源	检出限
13	渗滤率	森林土壤渗滤率的测定	LY/T1218-19991	/
14	土壤容重	土壤检测 第 4 部分：土壤容重的测定	NY/T 1121.4-2006	/
15	总孔隙度	森林土壤水分-物理性质的测定	LY/T1215-1999	/
16	氯乙烯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱-质谱法	HJ 642-2013	1.5 μ g/kg
17	1, 1-二氯乙烯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱-质谱法	HJ 642-2013	0.8 μ g/kg
18	二氯甲烷	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱-质谱法	HJ 642-2013	2.6 μ g/kg
19	反-1, 2-二氯乙烯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱-质谱法	HJ 642-2013	0.9 μ g/kg
20	1, 1-二氯乙烷	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱-质谱法	HJ 642-2013	1.6 μ g/kg
21	顺-1, 2-二氯乙烯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱-质谱法	HJ 642-2013	0.9 μ g/kg
22	氯仿	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱-质谱法	HJ 642-2013	1.5 μ g/kg
23	1, 1, 1-三氯乙烷	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱-质谱法	HJ 642-2013	1.1 μ g/kg
24	四氯化碳	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱-质谱法	HJ 642-2013	2.1 μ g/kg
25	1, 2-二氯乙烷	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱-质谱法	HJ 642-2013	1.3 μ g/kg
26	苯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱-质谱法	HJ 642-2013	1.6 μ g/kg
27	三氯乙烯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱-质谱法	HJ 642-2013	0.9 μ g/kg
28	1, 2-二氯丙烷	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱-质谱法	HJ 642-2013	1.9 μ g/kg
29	甲苯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱-质谱法	HJ 642-2013	2.0 μ g/kg
30	1, 1, 2-三氯乙烷	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱-质谱法	HJ 642-2013	1.4 μ g/kg
31	四氯乙烯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱-质谱法	HJ 642-2013	0.8 μ g/kg
32	氯苯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱-质谱法	HJ 642-2013	1.1 μ g/kg
33	1, 1, 1, 2-四氯乙烷	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱-质谱法	HJ 642-2013	1.0 μ g/kg
34	乙苯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱-质谱法	HJ 642-2013	1.2 μ g/kg
35	间, 对-二甲苯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱-质谱法	HJ 642-2013	3.6 μ g/kg
36	邻-二甲苯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱-质谱法	HJ 642-2013	1.3 μ g/kg
37	苯乙烯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱-质谱法	HJ 642-2013	1.6 μ g/kg



序号	检测项目	检测方法	方法来源	检出限
38	1, 1, 2, 2-四氯乙烷	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱-质谱法	HJ 642-2013	1.0 μ g/kg
39	1, 2, 3-三氯丙烷	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱-质谱法	HJ 642-2013	1.0 μ g/kg
40	1, 4-二氯苯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱-质谱法	HJ 642-2013	1.2 μ g/kg
41	1, 2-二氯苯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱-质谱法	HJ 642-2013	1.0 μ g/kg
42	氯甲烷	土壤和沉积物 挥发性卤代烃的测定 顶空/气相色谱-质谱法	HJ 736-2015	3.0 μ g/kg
43	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	0.09mg/kg
44	苯胺	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	3.78mg/kg
45	2-氯苯酚	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	0.06mg/kg
46	苯并[a]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	0.1mg/kg
47	苯并[a]芘	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	0.1mg/kg
48	苯并[b]荧蒽	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	0.2mg/kg
49	苯并[k]荧蒽	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	0.1mg/kg
50	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	0.1mg/kg
51	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	0.1mg/kg
52	茚并[1, 2, 3-cd]芘	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	0.1mg/kg
53	萘	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	0.09mg/kg

5.5.5 评价标准

建设用地基本因子评价标准采用《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）中表 1 建设用地土壤污染风险筛选值和管制值（基本项目）中第二类用地的筛选值进行评价；石油烃（ $C_{10}-C_{40}$ ）采用《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）中表 2 建设用地土壤污染风险筛选值和管制值（其他项目）中第二类用地的筛选值进行评价。

5.5.6 评价方法

采用标准指数法进行评价。

其计算公式如下：

$$P_i = C_i / C_0$$

式中： P_i — i 污染物指数；

C_i — i 污染物实测值，mg/kg；

C_0 — i 污染物质量标准，mg/kg。

5.5.7 现状监测与评价结果

根据国家土壤信息平台 (<http://www.soilinfo.cn/MAP/index.aspx>) 查询，本项目评价范围内土壤类型为盐土。

项目所在区域土壤土壤监测结果见表 5.5-3~表 5.5-4。

表 5.5-3 1#监测点位土壤基本因子现状监测结果

监测项目（单位）	监测结果		
	1# TH12298H 井场内		
采样深度（m）	0.5	1.0	2.0
重金属和无机物			
砷（mg/kg）	13.7	11.7	5.77
镉（mg/kg）	2.88	1.58	0.84
铬（六价）（mg/kg）	2.7	2.0	1.7
铜（mg/kg）	31	29	11
铅（mg/kg）	37	26	18
汞（mg/kg）	0.344	0.214	0.118
镍（mg/kg）	35	24	20
挥发性有机物			
四氯化碳（ $\mu\text{g/kg}$ ）	<2.1	<2.1	<2.1
氯仿（ $\mu\text{g/kg}$ ）	<1.5	<1.5	<1.5
氯甲烷（ $\mu\text{g/kg}$ ）	<3.0	<3.0	<3.0
1, 1-二氯乙烷（ $\mu\text{g/kg}$ ）	<1.6	<1.6	<1.6
1, 2-二氯乙烷（ $\mu\text{g/kg}$ ）	<1.3	<1.3	<1.3
1, 1-二氯乙烯（ $\mu\text{g/kg}$ ）	<0.8	<0.8	<0.8
顺-1, 2-二氯乙烯（ $\mu\text{g/kg}$ ）	<0.9	<0.9	<0.9
反-1, 2-二氯乙烯（ $\mu\text{g/kg}$ ）	<0.9	<0.9	<0.9
二氯甲烷（ $\mu\text{g/kg}$ ）	<2.6	<2.6	<2.6
1, 2-二氯丙烷（ $\mu\text{g/kg}$ ）	<1.9	<1.9	<1.9
1, 1, 1, 2-四氯乙烷（ $\mu\text{g/kg}$ ）	<1.0	<1.0	<1.0
1, 1, 2, 2-四氯乙烷（ $\mu\text{g/kg}$ ）	<1.0	<1.0	<1.0
四氯乙烯（ $\mu\text{g/kg}$ ）	<0.8	<0.8	<0.8
1, 1, 1-三氯乙烷（ $\mu\text{g/kg}$ ）	<1.1	<1.1	<1.1



监测项目 (单位)	监测结果		
	1# TH12298H 井场内		
1, 1, 2-三氯乙烷 (μg/kg)	<1.4	<1.4	<1.4
三氯乙烯 (μg/kg)	<0.9	<0.9	<0.9
1, 2, 3-三氯丙烷 (μg/kg)	<1.0	<1.0	<1.0
氯乙烯 (μg/kg)	<1.5	<1.5	<1.5
苯 (μg/kg)	<1.6	<1.6	<1.6
氯苯 (μg/kg)	<1.1	<1.1	<1.1
1, 2-二氯苯 (μg/kg)	<1.0	<1.0	<1.0
1, 4-二氯苯 (μg/kg)	<1.2	<1.2	<1.2
乙苯 (μg/kg)	<1.2	<1.2	<1.2
苯乙烯 (μg/kg)	<1.6	<1.6	<1.6
甲苯 (μg/kg)	<2.0	<2.0	<2.0
间二甲苯+对二甲苯 (μg/kg)	<3.6	<3.6	<3.6
邻二甲苯 (μg/kg)	<1.3	<1.3	<1.3
半挥发性有机物			
硝基苯 (mg/kg)	<0.09	<0.09	<0.09
苯胺 (mg/kg)	<3.78	<3.78	<3.78
2-氯酚 (mg/kg)	<0.06	<0.06	<0.06
苯并[a]蒽 (mg/kg)	<0.1	<0.1	<0.1
苯并[a]芘 (mg/kg)	<0.1	<0.1	<0.1
苯并[b]荧蒽 (mg/kg)	<0.2	<0.2	<0.2
苯并[k]荧蒽 (mg/kg)	<0.1	<0.1	<0.1
蒽 (mg/kg)	<0.1	<0.1	<0.1
二苯并[a, h]蒽 (mg/kg)	<0.1	<0.1	<0.1
茚并[1, 2, 3-cd]芘 (mg/kg)	<0.1	<0.1	<0.1
萘 (mg/kg)	<0.09	<0.09	<0.09

表 5.5-4 土壤特征因子现状监测结果

监测点位	深度 (m)	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀) (mg/kg)
1# TH121150 井场内	0.5	<6
	1.0	<6
	1.5	<6
2# TH121150 井场内	0.5	<6
	1.0	<6
	1.5	<6
3# TH121147H 井场内	0.5	<6
	1.0	<6
	1.5	<6

监测点位	深度 (m)	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀) (mg/kg)
4# TH121147H 阀组站内	0.2	<6
5# (井场内)	0.2	<6
6# (井场内)	0.2	<6

土壤环境质量现状评价结果见表 5.5-5~表 5.5-6。

表 5.5-5 1#监测点位土壤基本因子现状评价结果

监测项目（单位）	监测结果			达标性
	1# TH12298H 井场内			
采样深度（m）	0.5	1.0	2.0	
重金属和无机物				
砷	0.2283	0.1950	0.0962	达标
镉	0.0443	0.0243	0.0129	达标
铬（六价）	0.4737	0.3509	0.2982	达标
铜	0.0017	0.0016	0.0006	达标
铅	0.0463	0.0325	0.0225	达标
汞	0.0091	0.0056	0.0031	达标
镍	0.0389	0.0267	0.0222	达标
挥发性有机物				
四氯化碳	0.000375	0.000375	0.000375	达标
氯仿	0.000833	0.000833	0.000833	达标
氯甲烷	0.000041	0.000041	0.000041	达标
1，1-二氯乙烷	0.000089	0.000089	0.000089	达标
1，2-二氯乙烷	0.000130	0.000130	0.000130	达标
1，1-二氯乙烯	0.000006	0.000006	0.000006	达标
顺-1，2-二氯乙烯	0.000001	0.000001	0.000001	达标
反-1，2-二氯乙烯	0.000008	0.000008	0.000008	达标
二氯甲烷	0.000002	0.000002	0.000002	达标
1，2-二氯丙烷	0.000190	0.000190	0.000190	达标
1，1，1，2-四氯乙烷	0.000050	0.000050	0.000050	达标
1，1，2，2-四氯乙烷	0.000074	0.000074	0.000074	达标
四氯乙烯	0.000008	0.000008	0.000008	达标
1，1，1-三氯乙烷	0.000001	0.000001	0.000001	达标
1，1，2-三氯乙烷	0.000250	0.000250	0.000250	达标
三氯乙烯	0.000161	0.000161	0.000161	达标
1，2，3-三氯丙烷	0.001000	0.001000	0.001000	达标
氯乙烯	0.001744	0.001744	0.001744	达标
苯	0.000200	0.000200	0.000200	达标



监测项目（单位）	监测结果			达标性
	1# TH12298H 井场内			
采样深度（m）	0.5	1.0	2.0	
氯苯	0.000002	0.000002	0.000002	达标
1，2-二氯苯	0.000001	0.000001	0.000001	达标
1，4-二氯苯	0.000030	0.000030	0.000030	达标
乙苯	0.000021	0.000021	0.000021	达标
苯乙烯	0.000001	0.000001	0.000001	达标
甲苯	0.000001	0.000001	0.000001	达标
间二甲苯+对二甲苯	0.000003	0.000003	0.000003	达标
邻二甲苯	0.000001	0.000001	0.000001	达标
半挥发性有机物				
硝基苯	0.001184	0.001184	0.001184	达标
苯胺	0.014538	0.014538	0.014538	达标
2-氯酚	0.000027	0.000027	0.000027	达标
苯并[a]蒽	0.006667	0.006667	0.006667	达标
苯并[a]芘	0.066667	0.066667	0.066667	达标
苯并[b]荧蒽	0.013333	0.013333	0.013333	达标
苯并[k]荧蒽	0.000662	0.000662	0.000662	达标
蒽	0.000077	0.000077	0.000077	达标
二苯并[a，h]蒽	0.066667	0.066667	0.066667	达标
茚并[1，2，3-cd]芘	0.006667	0.006667	0.006667	达标
萘	0.001286	0.001286	0.001286	达标

表 5.5-6 土壤特征因子现状评价结果

序号	监测点位	监测项目	采样深度（m）			
			表层样点	柱状样点		
			0.2	0.5	1.0	2.0
1	1#	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	/	0.00067	0.00067	0.00067
2	2#	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	/	0.00067	0.00067	0.00067
3	3#	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	/	0.00067	0.00067	0.00067
4	4#	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	0.00067	/	/	/
5	5#	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	0.00067	/	/	/
6	6#	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	0.00067	/	/	/

由评价结果可知，项目所在区域土壤各项监测指标满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）中表 1 和表 2 中第二类用地的

筛选值要求，表明项目所在区域土壤未受到污染，土壤环境质量现状良好。

5.6 生态环境质量现状调查与评价

5.6.1 生态环境相关区划与规划

5.6.1.1 生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》（2005 年 12 月 21 日），项目区属于塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区（IV），塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区（IV1），塔里木河上中游乔灌木及胡杨林保护生态功能区（59）和渭干河三角洲绿洲农业盐渍化敏感生态功能区（55）。区域内的油气资源丰富，油田勘探开发工作已开展多年。项目区生态功能区的主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态环境问题和主要保护目标见表 5.6-1 和图 5.6-1。

表 5.6-1 本项目评价区生态环境功能区划一览表

生态功能分区单元	生态区	生态亚区	生态功能区
IV 塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区	IV1 塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区	59. 塔里木河上中游乔灌木及胡杨林保护生态功能区	
主要生态服务功能	沙漠化控制、土壤保持、生物多样性维护、农畜产品生产		
主要生态环境问题	河水水量减少、水质恶化、植被破坏、沙漠化扩大、土壤盐渍化、湿地减少、野生动物减少、毁林毁草开荒		
主要生态敏感因子、敏感程度	生物多样性及其生境高度敏感，土壤侵蚀、土地沙漠化中度敏感，土壤盐渍化轻度敏感		
主要保护目标	保证向下游泄水量、保护胡杨林、保护河岸和防洪堤、保护野生动物、保护湿地、保护甘草和罗布麻		
主要保护措施	退耕还林还草、控制农排水、生态移民、废弃部分平原水库、禁止采伐与砍头放牧、禁止乱挖甘草和罗布麻		
主要发展方向	加大保护力度，建设国家级塔河生态功能保护区和世界最大的胡杨林自然保护区		
生态功能分区单元	生态区	生态亚区	生态功能区
IV 塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区	IV1 塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区	55. 渭干河三角洲绿洲农业盐渍化敏感生态功能区	
主要生态服务功能	农产品生产、荒漠化控制、油气资源		
主要生态环境问题	土壤盐渍化、洪水灾害、油气开发造成环境污染		
主要生态敏感因子、敏感程度	生物多样性及其生境中度敏感，土地沙漠化中度敏感、土壤盐渍化高度敏感		
主要保护目标	保护农田、保护荒漠植被、保护水质、防治洪水灾害		
主要保护措施	节水灌溉、开发地下水、完善水利工程设施、发展竖井排灌、防治油气污染、减少向塔河注入农田排水		
主要发展方向	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		

图 5.6-1 生态功能区划图

5.6.1.2 生态系统调查

本项目所在区域属于荒漠生态系统和工矿用地生态系统的复合生态类型，其结构简单，戈壁和油气生产设施相嵌分布。

1) 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荒漠生态系统，该区域面积约为 17.35km²，约占调查范围总面积的 95.6%。区域土地利用类型以裸地和草地为主，主要植被为多支怪柳、芦苇；土壤为内陆盐土，属于典型的盐生荒漠。

群落植物种类贫乏、结构简单、覆盖度低，有些地面完全裸露。动物种类、数量稀少。荒漠生态系统功能简单，结构脆弱，一经破坏极难恢复。该类荒漠生态系统位于农田生态系统的外围，与人工植被相嵌分布。

2) 工矿用地生态系统

工矿用地生态系统是指工矿区空间范畴内人工构造的社会环境系统与相应的自然环境系统形成的以工业生产、矿产资源开发利用等为主导的自然、经济、社会各个子系统相互影响、相互制约的复合生态系统。

评价区域内分布着油田生产设施，都属于工矿用地生态系统，面积约为 0.8km²，约占调查范围总面积的 4.4%，主要是油田井场、站场及道路。

5.6.2 项目所在位置与特殊敏感区和重要敏感区的位置关系

本项目位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市境内，不在库车县塔南区域国家沙化土地封禁保护区、库车龟兹国家沙漠公园内，且距离较远。

根据自治区初步划分的新疆生态红线范围，拟建项目不在生态保护红线区内。经调查，距离项目最近的生态红线区是塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区，位于项目东南约 15.5km，详见图 5.6-2。由于现阶段生态红线还未最终确定，本次评价建议待生态红线确定后，须按照生态红线相关管理要求对项目建设内容进行重新规划设计（建设前）或退出（建成后）。

图 5.6-2 项目与生态红线的位置关系

5.6.3 土地利用现状调查与评价

1) 技术方法

本次土地利用现状调查结合评价范围 GoogleEarth、全国土地利用现状图和现场实际踏勘，得出评价范围内的土地利用现状。

2) 评价范围土地利用现状

根据《土地利用现状分类》(GB/T 21010-2017)，评价范围内的土地利用类型主要为戈壁荒漠、工矿用地等，其中戈壁荒漠面积最大，评价范围内土地利用现状图见图 5.6-3。

图 5.6-3 土地利用现状图

5.6.4 土壤环境质量现状调查与评价

根据《全国水土保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果》(2013 年 8 月 12 日)和《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》(新水水保[2019]4 号)，项目评价范围属于省级水土流失重点治理区。

根据《中国土壤分类与代码》(GB/T 17296-2009)、国家土壤信息服务平台(<http://www.soilinfo.cn/map>)和现场调查，项目所在区域的土壤类型以内陆盐土为主，土壤类型见图 5.6-4。

图 5.6-4 土壤类型图

项目评价区内大部分地区的土壤类型为典型盐土。盐土剖面形态的基本特点是发育层次不明显，一般无腐殖质层，土层一般都较深厚，土壤质地以壤质土为主，受风沙影响多以砂壤土或砂土为主。盐土容重多在 $1.3\text{mg}/\text{m}^3 \sim 1.4\text{mg}/\text{m}^3$ ，土壤孔隙度多为 45%~55%，一般表层稍高。项目区主要是典型盐土亚类，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。其地下水位约 2m~3m，地面起伏不平，并被 5cm~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，有机质含量及其他养分含量均较低。植被以稀疏的盐生灌木为主，常见的有怪柳、芦苇、骆驼刺、盐穗木等，盖度 20%~35%。

5.6.5 植被现状调查与评价

5.6.5.1 植被分区

本项目评价区内植被区系属于温带荒漠区域，东部温带荒漠亚区域，暖温带灌木、半灌木荒漠地带，暖温带灌木、半灌木、裸露极旱荒漠亚地带，塔里木盆地沙漠、稀疏灌木、半灌木荒漠区。

5.6.5.2 主要植物种类及重点保护植物

项目区位于天山南麓、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。根据现场勘察和《中华人民共和国植被图（1:1000000）》（2007 年），评价区分布的植物多为自然植被，种类包括柽柳科（多枝柽柳、刚毛柽柳等）、禾本科（芦苇、拂子茅等）、毛茛科（疏叶骆驼刺）、麻黄科（假木贼）等。

本区域生态环境条件较差，戈壁荒漠景观决定了该区域植被组成简单，类型单一，种类贫乏等特点，植被多为耐旱型，主要植被群系有多枝柽柳灌丛、芦苇。

柽柳灌丛主要的建群种为多枝柽柳，生长在沙丘顶部，丘高一般 2m~4m，有的达 5m~6m；从整个景观上看，灌丛生长状况不良，并且由于风蚀的作用，多枝柽柳所在的沙丘成圆锥形，形成了“柽柳包”。群落非常单调，柽柳的枝干从灌丛丘上伸出，高度 0.5m~1.5m，盖度 5%~30%。灌木层下草本较少，只有在水分条件较好的部分地段草本较丰富，主要有疏叶骆驼刺、盐穗木、鹿角草、芦苇、盐爪爪、碱蓬等植被。

现场踏勘期间，项目所在位置未见《国家重点保护野生植物名录（第一批）》和《国家重点保护野生植物名录（第二批）》（讨论稿）中的重点保护野生植物及中国濒危珍稀植物，也没有古树名木分布。本项目在新疆植被类型图中的位置见图 5.6-5。

图 5.6-5 植被类型图

5.6.6 动物现状调查与评价

5.6.6.1 野生动物资源现状调查

按中国动物地理区划，评价区域动物区系属古北界、蒙新区、西部荒漠亚区、天山南麓平原州、塔里木河中游区。

从有关资料调查中得知，项目所在区域存在的野生动物数量极少，主要栖息分布着一些耐旱的荒漠动物，种类十分单调，主要有爬行动物南疆沙蜥；哺乳动物有长耳跳鼠、子午沙鼠、沙狐；另外根据调查和了解，还有鹅喉羚、马鹿偶尔出没；本地鸟

类有白尾地鸦、红隼、小沙百灵等。

现场踏勘期间，项目评价范围内未见《国家重点保护野生动物名录》（2021 年 2 月 1 日）、《国家重点保护水生野生动物名录》中的重点保护野生动物和中国濒危珍稀动物。

5.6.6.2 野生动物资源现状评价

项目所在区域人类活动频繁，由于人类对生态环境的破坏和干扰使得项目区自然条件有所变化，野生动物种类也在不断减少。

在油田开发区域，因石油开发建设活动早已开展，人类活动频繁，由于人类对生态环境的破坏和干扰使得项目区自然条件有所变化，野生动物种类也在不断减少。区域内野生动物多为常见的广布物种，已基本对人类活动产生适应性。现场调查期间，项目所在位置内未见《国家重点保护野生动物名录》（2021 年 2 月 1 日）、《国家重点保护水生野生动物名录》中的重点保护野生动物和中国濒危珍稀动物。

5.6.7 环境敏感目标调查及评价

根据现场和资料收集，项目区无自然保护区、风景名胜区、水源保护区等敏感目标，主要生态敏感目标为库车市重点公益林。

重点公益林是指生态区位极为重要或生态状况极为脆弱，对国土生态安全、生物多样性保护和经济社会可持续发展具有重要作用，以提供森林生态和社会服务产品为主要经营目的的重点防护林和特种用途林。包括水源涵养林、水土保持林、防风固沙林和护岸林；自然保护区的森林和国防林等。

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

从重点公益林林种结构分析，重点公益林中，共有 2 个二级林种，水源涵养林 638113 亩，占重点公益林面积的 24.90%；防风固沙林 1924285 亩，占重点公益林面积的 75.10%。其重要原因就是库车市荒漠化、沙化严重，库车市又处在塔克拉玛干沙漠边缘，防风固沙林是库车市工农业生产的天然屏障，是库车市绿洲农业及社会经济发展的基础和保证。

从区域而言，防风固沙林分布在塔克拉玛干沙漠周边荒漠化严重区，水源涵养林位于天山南坡水土流失严重区。

就林种而言，水源涵养林是库车市绿洲的生命线，山区的几条河流是绿洲灌溉的主要来源，而防风固沙林又是绿洲的天然屏蔽，阻挡了沙漠的北移，同时也保护着塔



河流域的稳定。

就地类分析，在重点公益林中，有林地占 36.82%，疏林地占 11.19%，灌木林地占 49.72%，合计为 97.73%。突出了保护现有的天然林及天然灌木林资源。

全县共区划重点公益林林班 151 个，小班 2766 个，其中天山林场所有的 90 个林班，1766 个小班，胡杨林管理站 52 个林班，894 个小班，县属的 9 个林班，106 个小班。管理单位分别为林业局下属的库车市天山林场，库车市胡杨林管理站和林业工作站。

项目区内的公益林主要是塔里木河流域荒漠灌丛，属于胡杨林管理站管理，为库车市一般公益林区，林地类型为荒漠灌木林，主要作用为防风固沙。从公益林保护类型和项目开发占地来看，管线临时占地避开了重点公益林所在地区。

5.6.8 小结

项目位于库车市境内，项目评价范围内生态系统类型主要有 2 大类：荒漠生态系统和工矿用地生态系统，以荒漠生态系统为主。

项目评价范围内无《国家重点保护野生植物名录（第一批）》、《国家重点保护野生植物名录（第二批）》（讨论稿）中重点保护野生植物及中国濒危珍稀植物，也没有古树名木分布；现场踏勘期间，项目评价范围内未见《国家重点保护野生动物名录》（2021 年 2 月 1 日）、《国家重点保护水生野生动物名录》中的重点保护野生动物和中国濒危珍稀动物。

6 环境影响预测与评价

6.1 环境空气影响评价

6.1.1 评价等级与评价范围

6.1.1.1 评价等级的确定

1) 判定依据

根据本项目工程分析结果，选择项目污染源正常排放的主要大气污染物及排放参数，分别计算每一种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），及第 i 个污染物的地面质量浓度达标准限值 10% 时所对应的最远距离 $D_{10\%}$ 。其中 P_i 定义为：

$$P_i = \frac{C_i}{C_{0i}} \times 100\% \quad \text{公式 (1)}$$

式中： P_i ——第 i 个污染物的最大地面浓度占标率，%；

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

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

评价工作等级按照表 6.1-1 的分级依据进行划分，最大地面空气质量浓度占标率 P_i 按公式 (1) 计算，污染物 i 大于 1，取 P 值中最大者 ($P_{\max}$) 和其对应的 $D_{10\%}$ 。

表 6.1-1 评价工作等级划分表

评价工作等级	评价工作等级分级依据
一级	$P_{\max} \geq 10\%$
二级	$1\% \leq P_{\max} < 10\%$
三级	$P_{\max} < 1\%$

2) 判定结果

本项目 6 座单井井场规格相同，根据指标预测结果投产后每口油井产量基本相同；故本次选取其中之一的 TH121150 井场进行厂界无组织排放的面源估算，预测选取污染物为

本项目投产后大气污染源有面源 6 处、点源 7 处。

根据工程分析，本项目涉及的 6 座单井井场规格相同，根据指标预测结果投产后每口油井产量基本相同；故本次评价选取其中之一的 TH121150 井场进行厂界无组织排放的面源估算，预测选取特征污染物为非甲烷总烃、 H_2S ；新建 7 台水套加热炉（6 台 200kW、1 台 400kW），配建 7 根排气筒，故本次评价选取分别选取 1 台 200kW



水套加热炉和 1 台 400kW 水套加热炉进行有组织排放的点源估算，预测选取特征污染物 SO_2 、 NO_x 、颗粒物。

根据工程分析确定的源强，采用导则推荐的 AERSCREEN 估算模式进行计算，本项目估算模型参数见表 6.1-2，估算结果见表 6.1-3 及表 6.1-4。

根据估算结果知，本项目有组织、无组织排放各类污染物的最大占标率为 $P=4.43\% < 10\%$ 。《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ 2.2-2018) 中规定：“二级评价项目大气环境影响评价范围边长 5km 的矩形”。本项目属于石油开采行业，不在 HJ 2.2-2018 中“对电力、钢铁、水泥、石化、化工、平板玻璃、有色等高耗能行业的多源项目或以使用高污染燃料为主的多源项目，并且编制环境影响报告书的项目评价等级提高一级”要求范围之列，同时结合估算结果 ($P_{\max}=4.43\% < 10\%$)，本项目大气环境影响评价等级不需提级，因此最终确定本项目大气环境影响评价为二级。

表 6.1-2 估算模型参数表

选项		参数
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数 (城市选项时)	/
最高环境温度 ($^{\circ}\text{C}$)		41.5 (314.5K)
最低环境温度 ($^{\circ}\text{C}$)		-32 (241.0K)
土地利用类型		荒漠
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	☒ 是 ☐ 否
	地形数据分辨率 (m)	90m
是否考虑海岸线熏烟	考虑海岸线熏烟	☐ 是 ☒ 否
	岸线距离 (km)	/
	岸线方向 ($^{\circ}$)	/

6.1.1.2 评价范围

本项目大气环境影响评价等级为二级，评价范围为以各井场为中心、边长 5km 的矩形范围的叠加区域。本项目评价范围基本信息图见图 1.7-1。

表 6.1-3 估算参数选择情况及估算结果一览表（7 个点源：6 台 200kW 水套加热炉+1 台 400 kW 水套加热炉）

污染源名称	污染物名称	污染物排放速率 (g/s)	排气筒底部海拔高度 (m)	排气筒高度 (m)	排气筒内径 (m)	烟气出口流量 (m/s)	烟气出口温度 (°C)	质量标准 (mg/m ³)	最大地面空气质量浓度 (μg/m ³)	最大地面空气质量浓度出现距离 (m)	最大地面空气质量浓度占标率 (%)	判定结果
单台 200kW 水套加热炉	SO ₂	0.00025	938	8	0.2	2.09	120	0.50	0.22	89	0.04	三级
	NO _x	0.00662						0.20	5.74	89	2.87	二级
	颗粒物	0.00049						0.45	0.43	89	0.09	三级
单台 400kW 水套加热炉	SO ₂	0.00050	936	8	0.2	4.18	120	0.50	3.35	104	0.07	三级
	NO _x	0.01324						0.20	8.86	104	4.43	二级
	颗粒物	0.00098						0.45	6.56	104	0.15	三级

表 6.1-4 估算参数选择情况及计算结果一览表（面源：6 个单井井场）

污染源名称	污染物名称	污染物排放速率 (g/s)	海拔高度 (m)	面源长度 (m)	面源宽度 (m)	面源排放高度 (m)	质量标准 (mg/m ³)	最大地面空气质量浓度 (μg/m ³)	最大地面空气质量浓度出现距离 (m)	最大地面空气质量浓度占标率 (%)	判定结果
TH121150 井场	非甲烷总烃	0.000304	938	70	60	1.5	2.00	5.36	54	0.27	三级
	H ₂ S	0.000025		70	60	1.5	0.01	0.44	54	4.41	二级

备注：本次评价大气污染物中非甲烷总烃和 VOCs 等同，并且均采用非甲烷总烃进行表征。



6.1.2 项目大气污染源调查与分析

1) 点源

本项目点源排放参数见表 6.1-5。

2) 面源

本项目面源排放参数见表 6.1-6。

表 6.1-5 点源参数调查清单

点源编号	点源名称	排气筒高度	排气筒内径	烟气出口速度	烟气出口温度	年排放小时数	排放工况	评价因子源强		
								SO ₂	NO _x	颗粒物
单位	——	m	m	m/s	℃	h	——	g/s	g/s	g/s
DA001	TH12296 井场加热炉排气筒	8	0.2	2.09	120	8760	连续排放	0.00025	0.00662	0.00049
DA002	TH12298H 井场加热炉排气筒	8	0.2	2.09	120	8760	连续排放	0.00025	0.00662	0.00049
DA003	TH121150 井场加热炉排气筒	8	0.2	2.09	120	8760	连续排放	0.00025	0.00662	0.00049
DA004	TH121147H 井场加热炉排气筒	8	0.2	2.09	120	8760	连续排放	0.00025	0.00662	0.00049
DA005	TH121148 井场加热炉排气筒	8	0.2	2.09	120	8760	连续排放	0.00025	0.00662	0.00049
DA006	TH121149 井场加热炉排气筒	8	0.2	2.09	120	8760	连续排放	0.00025	0.00662	0.00049
DA007	TH121147H 阀组站加热炉排气筒	8	0.2	4.18	120	8760	连续排放	0.00050	0.01334	0.00098

表 6.1-6 面源参数调查清单

面源编号	面源名称	面源长度	面源宽度	与正北夹角	面源初始排放高度	年排放小时数	排放工况	评价因子源强	
		m	m	°	m	h	——	非甲烷总烃	H ₂ S
								g/s	g/s
A1	TH12296 井场	70	60	0	1.5	8760	正常	0.000304	0.000025
A2	TH12298H 井场	70	60	0	1.5	8760	正常	0.000304	0.000025
A3	TH121150 井场	70	60	0	1.5	8760	正常	0.000304	0.000025
A4	TH121147H 井场	70	60	0	1.5	8760	正常	0.000304	0.000025
A5	TH121148 井场	70	60	0	1.5	8760	正常	0.000304	0.000025
A6	TH121149 井场	70	60	0	1.5	8760	正常	0.000304	0.000025

6.1.3 污染气象特征分析

根据库车市气象站近 30 年的气候资料，对当地的温度、风速、风向、风频等进行统计，详见表 6.1-7 和表 6.1-8；库车市近 30 年风向频率玫瑰图见图 6.1-1。

表 6.1-7 库车市气象站近 30 年主要气候要素统计

气象要素	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	年均值
气压 (hPa)	901.7	898.5	895.4	892.9	891.1	888.1	886.7	888.9	893.9	898.8	902.2	903.3	893.3
气温 (°C)	-7.1	-1.4	6.9	15.2	20.3	23.5	25.3	24.2	19.4	11.5	2.8	-5	11.4
空气湿度 (%)	64	52	40	31	34	39	41	43	45	48	55	66	47
风速 (m/s)	1.4	1.8	2.2	2.6	2.5	2.5	2.5	2.2	2.0	1.7	1.4	1.2	2.0
降水 (mm)	1.8	2.9	3.4	2.7	8.7	18.1	12.9	11.6	7.0	3.2	1.1	1.2	74.5
最大风速 (m/s) / 风向	7.7	10.5	20.0	20.0	27.0	18.0	18.0	15.0	18.0	16.3	17.5	9.0	27.0
	E	ENE	NNW	NNW	NNW	WSW	WNW	NNW	NW	N	NNW	N	NNW
蒸发量 (mm)	25.0	53.8	149.9	264.2	337.0	359.0	370.4	319.5	229.2	143.7	61.9	24.0	2337.6

表 6.1-8 库车市近 30 年各风向风频

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	/

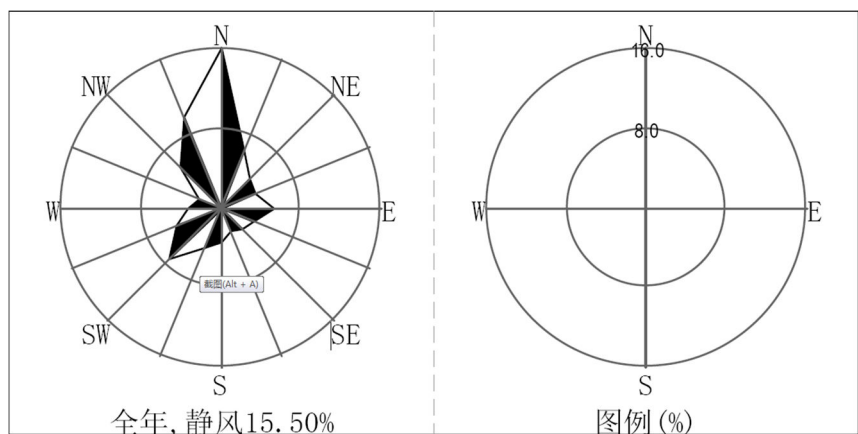


图 6.1-1 库车市气象站近 30 年风向频率玫瑰图

6.1.4 施工期大气环境影响分析

施工期产生的废气主要包括施工扬尘、施工废气（以施工车辆与机械燃油尾气为主）和焊接烟尘。

1) 施工扬尘

本项目施工扬尘主要产生于井场设施安装、阀组站建设、管线施工、车辆运输等过程，其产生量随天气条件和施工期不同而不断变化，具有时间变化程度大，漂移距离近，影响范围小等特点。

建设单位应按照《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》（2019 年 1 月 1 日）的有关要求，与施工单位签订施工承发包合同，明确施工单位的扬尘污染防治责任。

因此，本次评价要求施工单位加强管理，并采取如下扬尘污染防治措施：

（1）尽量缩减施工作业面积，施工现场采取围挡、围护等半封闭式作业的方式减少扬尘扩散；

（2）施工现场及道路适时洒水抑尘；

（3）控制车辆装载渣土量并采取密闭或者篷布遮盖措施以减少洒落；

（4）在施工场地上设置专人负责弃土的处置，堆放场地应避开居民区的上风向，必要时加盖篷布或洒水，防止二次扬尘；

（5）施工运输车辆减速行驶，可以抑制尘土飞扬；

（6）避免大风天气施工；

（7）重污染天气应急期间，按要求严格落实各项应急减排措施。

经采取防治措施后，本项目产生的施工扬尘对周围大气环境影响较小。

2) 施工废气（以施工车辆与机械燃油尾气为主）

本项目管线敷设、阀组站建设过程中，将有少量的施工车辆与机械废气产生，主要污染物为 CO、NO₂、C_mH_n 等。在加强施工车辆和机械管理和维护，选择符合国家燃油指标要求的油品等基础下，施工车辆与机械产生的燃油尾气量较小，且施工现场均在野外，废气污染源具有间歇性和流动性，有利于大气污染物的消散。因此，对局部地区的环境影响较小。

3) 焊接烟尘

本项目管线连接、设备安装等过程需要焊接作业，但焊接工程量少，同时使用无毒或低毒焊条，焊接烟尘对环境的影响较小。

6.1.5 运营期环境空气影响预测与评价

6.1.5.1 预测与评价要求

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ 2.2-2018), 本项目大气环境影响评价等级为二级, 可不用进行进一步预测与评价, 只对污染物排放量进行核算。

6.1.5.2 预测因子与预测范围

1) 预测因子

根据本项目工程分析和大气污染物分析, 选择颗粒物、SO₂、NO₂、非甲烷总烃、H₂S 作为预测因子。

2) 预测范围

预测范围与评价范围一致: 以各井场为中心, 边长 5km 的矩形范围的叠加区域。

6.1.5.3 预测模式及预测参数

1) 预测模式

本次大气环境影响评价等级为二级, 采用《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ 2.2-2018) 推荐模式 AERSCREEN 对项目大气点源和面源进行估算。

2) 预测参数

AERSCREEN 模型大气环境影响预测中有关参数选取情况见表 6.1-2。

本项目大气点源和面源排放参数详见表 6.1-5 和表 6.1-6。

6.1.5.4 预测结果与评价

1) 水套加热炉排放烟气对大气环境的影响预测分析

本项目 6 座单井井场各建 1 台 200kW 水套加热炉, 共计 6 台, 其污染物排放完全一样; 新建 TH121147H 阀组站内建设 1 台 400kW 水套加热炉。本次采用 AERSCREEN 对单台 200kW 水套加热炉和 400kW 水套加热炉排放污染物情况分别进行预测, 预测结果详见表 6.1-9 和表 6.1-10。

预测结果表明, 本项目 6 台 200kW 井场水套加热炉、1 台 400kW 阀组站水套加热炉排放烟气中 SO₂、PM₁₀、NO₂ 最大地面空气质量浓度均较小, 其占标率均小于 10%, 对环境空气影响较小。

表 6.1-9 200kW 水套加热炉有组织排放估算模式预测结果一览表

下风向距离 (m)	SO ₂		NO _x		颗粒物	
	预测地面空气质量浓度 (μg/m ³)	占标率 (%)	预测地面空气质量浓度 (μg/m ³)	占标率 (%)	预测地面空气质量浓度 (μg/m ³)	占标率 (%)
10	0.044	0.01	1.17	0.59	0.087	0.02
50	0.204	0.04	5.41	2.71	0.400	0.09
89	0.217	0.04	5.74	2.87	0.425	0.09
100	0.213	0.04	5.64	2.82	0.417	0.09
200	0.159	0.03	4.22	2.11	0.312	0.07
500	0.094	0.02	2.49	1.25	0.185	0.04
1000	0.059	0.012	1.57	0.79	0.116	0.03
1500	0.049	0.010	1.29	0.65	0.095	0.02
2000	0.039	0.008	1.02	0.51	0.076	0.02
2500	0.031	0.006	0.83	0.42	0.061	0.01
下风向最大地面空气质量浓度及占标率	0.217	0.04	5.74	2.87	0.425	0.09
D _{10%} 最远距离 (m)	未出现		未出现		未出现	
最大地面空气质量浓度距源距离 (m)	89		89		89	

表 6.1-10 400kW 水套加热炉有组织排放估算模式预测结果一览表

下风向距离 (m)	SO ₂		NO _x		颗粒物	
	预测地面空气质量浓度 (μg/m ³)	占标率 (%)	预测地面空气质量浓度 (μg/m ³)	占标率 (%)	预测地面空气质量浓度 (μg/m ³)	占标率 (%)
10	0.062	0.01	1.64	0.82	0.122	0.03
50	0.308	0.06	8.17	4.09	0.605	0.13
100	0.334	0.07	8.84	4.42	0.654	0.15
104	0.335	0.07	8.86	4.43	0.656	0.15
200	0.269	0.05	7.13	3.57	0.527	0.12
500	0.149	0.03	3.95	1.98	0.292	0.06
1000	0.010	0.002	2.58	1.29	0.191	0.04
1500	0.008	0.002	2.00	1.00	0.148	0.03
2000	0.007	0.001	1.72	0.86	0.128	0.03
2500	0.006	0.001	1.48	0.74	0.109	0.02
下风向最大地面空气质量浓度及占标率	0.335	0.07	8.86	4.43	0.656	0.15
D _{10%} 最远距离 (m)	未出现		未出现		未出现	
最大地面空气质量浓度距源距离 (m)	104		104		104	

2) 井场无组织排放废气对大气环境的影响预测分析

本项目涉及 6 座单井井场,井场无组织排放废气污染物主要是非甲烷总烃、 H_2S 。考虑到各井场基本一样,本次评价采用 AERSCREEN 对单个井场无组织挥发污染物进行预测,预测结果详见表 6.1-11。

预测结果表明,本项目 6 台 200kW 井场水套加热炉、1 台 400kW 阀组站水套加热炉排放烟气中 SO_2 、 PM_{10} 、 NO_2 最大地面空气质量浓度均较小,其占标率均小于 10%,对环境空气影响较小。

采用估算模式对井口排放非甲烷总烃的情况进行预测,预测结果见表 6.2-4。可以看出,本项目涉及的 6 座单井井场无组织挥发的非甲烷总烃、 H_2S 的最大地面空气质量浓度均较小,其占标率均小于 10%。其中,井场场界预测非甲烷总烃最大地面空气质量浓度为 $5.36\mu g/m^3$,能够达到《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB 39728-2020)表 2 限值要求($4.0mg/m^3$); H_2S 最大地面空气质量浓度为 $0.441\mu g/m^3$,满足《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-1993)厂界标准值要求($0.06mg/m^3$),对周围大气环境影响很小。

表 6.1-11 井场无组织排放估算模式预测结果一览表(以 TH121150 井场为例)

距源中心下风向距离 (m)	非甲烷总烃		H_2S	
	预测地面空气质量浓度 ($\mu g/m^3$)	占标率 (%)	预测地面空气质量浓度 ($\mu g/m^3$)	占标率 (%)
25	4.09	0.20	0.336	3.36
50	5.35	0.27	0.440	4.40
54	5.36	0.27	0.441	4.41
100	3.91	0.20	0.322	3.22
200	2.98	0.15	0.245	2.45
500	1.40	0.07	0.115	1.15
1000	0.64	0.03	0.052	0.52
1500	0.38	0.02	0.032	0.32
2000	0.27	0.01	0.022	0.22
2500	0.20	0.01	0.017	0.17
最大预测地面空气质量浓度出现距离 (m)	54		54	
$D_{10\%}$ 最远距离 (m)	未出现		未出现	
预测地面空气质量浓度及占标率	5.36	0.27	0.441	4.41

总体来看,本项目在正常情况下废气有组织排放、无组织排放的各污染物预测地面空气质量浓度均低于相应环境质量标准,对环境空气影响较小。

6.1.5.5 大气环境保护距离

根据 AERSCREEN 估算结果, 本项目各大气污染物最大地面空气质量浓度占标率 <10%, 本项目不需设置大气环境保护距离。

6.1.5.6 污染物排放量核算

根据工程分析, 本项目大气污染物有组织排放量核算见表 6.1-12, 无组织排放量核算见表 6.1-13, 年排放总量核算表见表 6.1-14。

表 6.1-12 大气污染物有组织排放量核算表

序号	排放口编号	污染物	核算排放浓度 (mg/m³)	核算排放速率 (g/s)	核算年排放量 (t/a)
一般排放口（本项目不涉及主要排放口）					
1	DA001	SO ₂	3.8	0.000251	0.0079
		NO _x	101	0.006624	0.2089
		颗粒物	7.4	0.000485	0.0153
2	DA002	SO ₂	3.8	0.000251	0.0079
		NO _x	101	0.006624	0.2089
		颗粒物	7.4	0.000485	0.0153
3	DA003	SO ₂	3.8	0.000251	0.0079
		NO _x	101	0.006624	0.2089
		颗粒物	7.4	0.000485	0.0153
4	DA004	SO ₂	3.8	0.000251	0.0079
		NO _x	101	0.006624	0.2089
		颗粒物	7.4	0.000485	0.0153
5	DA005	SO ₂	3.8	0.000251	0.0079
		NO _x	101	0.006624	0.2089
		颗粒物	7.4	0.000485	0.0153
6	DA006	SO ₂	3.8	0.000251	0.0079
		NO _x	101	0.006624	0.2089
		颗粒物	7.4	0.000485	0.0153
7	DA007	SO ₂	3.8	0.000498	0.0157
		NO _x	101	0.013248	0.4178
		颗粒物	7.4	0.00097	0.0306
有组织排放总计					
有组织排放总计		SO ₂ （t/a）			0.0631
		NO _x （t/a）			1.6712
		颗粒物（t/a）			0.1224

表 6.1-13 大气污染物无组织排放量核算表

序号	排放口编号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		排放量 (t/a)
					标准名称	浓度限值 (mg/m ³)	
1	A1	井场无组织挥发	非甲烷总烃	油井密闭集输	非甲烷总烃：《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）中挥发性有机物厂界监控点浓度限值； H ₂ S：《恶臭污染物排放标准》（GB 14554-1993）厂界监控点浓度限值	4.00	0.0096
			H ₂ S			0.06	0.0008
2	A2	井场无组织挥发	非甲烷总烃	4.00		0.0096	
			H ₂ S	0.06		0.0008	
3	A3	井场无组织挥发	非甲烷总烃	4.00		0.0096	
			H ₂ S	0.06		0.0008	
4	A4	井场无组织挥发	非甲烷总烃	4.00		0.0096	
			H ₂ S	0.06		0.0008	
5	A5	井场无组织挥发	非甲烷总烃	4.00		0.0096	
			H ₂ S	0.06		0.0008	
6	A6	井场无组织挥发	非甲烷总烃	4.00	0.0096		
			H ₂ S	0.06	0.0008		
无组织排放总计							
合计			非甲烷总烃		0.0576		
			H ₂ S		0.0048		

表 6.1-14 大气污染物年排放量核算表

序号	污染物	排放量 (t/a)
1	SO ₂	0.0631
2	NO _x	1.6712
3	颗粒物	0.1224
4	非甲烷总烃	0.0576
5	H ₂ S	0.0048

6.1.6 小结

本项目水套加热炉排放烟气中污染物均能够满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）表 2 中新建燃气锅炉大气污染物排放限值要求（颗粒物：20mg/m³、SO₂：50mg/m³、NO_x：200mg/m³）；井场厂界非甲烷总烃无组织排放浓度能够达到《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）中非甲烷总烃厂界监控点浓度限值（4.0mg/m³）；井场厂界 H₂S 无组织排放浓度能够达到《恶臭污染物排放标准》（GB 14554-1993）表 1 中相关标准要求（0.06mg/m³）。根据 AERSCREEN 估算结果，各大气污染物最大地面空气质量浓度占标率均<10%，且最大地面空气质量浓

度出现距离远小于距离最近的敏感目标（项目周围无大气敏感目标），对环境空气敏感目标的影响较小。

6.1.7 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详见表 6.1-15。

表 6.1-15 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（SO ₂ 、NO _x 、颗粒物、CO、O ₃ ）				包括二次 PM _{2.5} ☐			
		其他污染物（非甲烷总烃、H ₂ S）				不包括二次 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	评价功能区	一类区 ☐		二类区 ☒		一类区和二类区 ☐			
	评价基准年	(2019) 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 ☒		现状补充检测 ☐			
	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、本项目污染源 ☐		区域污染源 ☐	
大气环境影响评价	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（非甲烷总烃、H ₂ S、颗粒物、SO ₂ 、NO _x ）					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 本项目最大占标率 ≤ 100% ☐				C 本项目最大占标率 > 100% ☐			



	正常排放 年均浓度 贡献值	一类区	$C_{\text{本项目}}$ 最大占标率 $\leq 10\%$ ☐		$C_{\text{本项目}}$ 最大占标率 $> 10\%$ ☐
		二类区	$C_{\text{本项目}}$ 最大占标率 $\leq 30\%$ ☐		$C_{\text{本项目}}$ 最大占标率 $> 30\%$ ☐
	非正常 1h 浓度贡献 值	非正常持续时长 () h	$C_{\text{非正常}}$ 占标率 $\leq 100\%$ ☐		$C_{\text{非正常}}$ 占标率 $> 100\%$ ☐
	保证率日 平均浓度 和年平均 浓度叠加 值	C 叠加达标 ☐			C 叠加不达标 ☐
	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: (非甲烷总烃、SO ₂ 、NO _x 、颗粒物、H ₂ S)	有组织废气监测 ☒		无监测 ☐
			无组织废气监测 ☒		
	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			
	污染源年 排放量	SO ₂ : (0.0631) t/a	NO _x : (1.6712) t/a	颗粒物: (0.1224) t/a	非甲烷总烃: (0.0576) t/a
注: “ ☐ ”, 填 “ ☒ ”; “()” 为内容填写项					

6.2 地表水环境影响评价

6.2.1 评价等级

本项目运营期污水主要是采出水和井下作业废液。其中,采出水依托塔河油田二号联合站和四号联合站污水处理系统处理,满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T 5329-2012)后回用于油田注水开发,不外排;井下作业废液拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站废液处理系统进行处理,最终处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T 5329-2012)后回用于油田注水开发,不外排。

根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ 2.3-2018),本项目废水不外排,地表水环境影响评价等级为三级 B。

6.2.2 评价要求

1) 区域水污染源调查：水污染影响型三级 B 评价，可不开展区域污染源调查，主要调查依托污水处理设施的日处理能力、处理工艺、设计进水水质、处理后的废水稳定达标排放情况，同时应调查依托污水处理设施执行的排放标准是否涵盖建设项目排放的有毒有害的特征水污染物。

2) 环境影响预测：水污染影响型三级 B 评价可不进行水环境影响预测。

3) 环境影响评价：水污染影响型三级 B 评价。主要评价内容包括：

- (1) 水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价；
- (2) 依托污水处理设施的环境可行性评价。

6.2.3 地表水环境影响分析

6.2.3.1 废水产生及处理情况

1) 施工期废水产生及处理情况

本项目施工期产生的废水包括管道试压废水和生活污水。

(1) 管道试压废水

本项目管道试压废水产生量约为 358.94m^3 ，经收集沉淀后用于施工场地洒水降尘，不外排。因此，管道试压废水对地表水环境影响较小。

(2) 生活污水

施工人员产生的生活污水排入井场环保厕所，定期清运，不会直接外排于区域环境中。

2) 运营期废水产生及处理情况

运营期产生的废水包括采出水、井下作业废液。

(1) 采出水

本项目油井采出液分别就近管输至塔河油田二号联合站、四号联合站进行三相分离处理，分出最大采出水量为 $3.65 \times 10^4\text{t/a}$ ，经站内污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T 5329-2012) 中推荐水质标准后回用于油田注水开发，不外排。

(2) 井下作业废液

本项目井下作业废液产生量为 $180\text{m}^3/\text{a}$ ，集中收集并拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站废液处理系统进行处理，处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T 5329-2012) 中推荐水质标准后回用于油田注水开发，不外排。

本项目运营期废水类别、污染物及治理措施信息见表 6.2-1。

表 6.2-1 废水类别、污染物及治理措施信息表

序号	废水类别	污染物种类	排放去向	排放规律	污染治理设施			排放口编号	排放口设置是否符合要求	排放口类型
					污染治理设施编号	污染治理设施名称	污染治理设施工艺			
1	井下作业废液	COD、石油类	其他（处理达标后回注）	/	/	绿色环保站废液处理系统	接收隔油调节加药沉降过滤	/	☐ 是 ☐ 否	☐ 企业排口 ☐ 雨水排放 ☐ 清净下水排放 ☐ 温排水排放 ☐ 车间或车间处理设施排放口
2	采出水	COD、石油类、悬浮物	其他（处理达标后回注）	/	/	塔河油田二号联合站、四号联合站污水处理系统	自然除油+混凝沉降+过滤	/	☐ 是 ☐ 否	☐ 企业排口 ☐ 雨水排放 ☐ 清净下水排放 ☐ 温排水排放 ☐ 车间或车间处理设施排放口

3) 闭井期废水产生及处理情况

闭井期会产生少量清管废水，收集后由罐车拉运至塔河油田二号联合站、四号联合站，经站内污水处理系统处理达标后就地回注地层，不外排。因此，闭井期产生的废水对周围水环境影响较小。

6.2.3.2 依托污水处理设施可行性分析

1) 塔河油田二号联合站

塔河油田二号联合站于 2003 年 10 月建成投产，负责塔河油田 6 区、7 区、10 区油区的原油处理任务。2008 年二号联合站进行扩建，扩建后的最终处理原油规模为 $390 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

主要工艺流程：进站原油加药后进加热炉加热，升温至 75℃后进三相分离器进行油、气、水三相分离，含水原油脱除一部分游离水和伴生气后，含水 $\leq 15\%$ 的原油进入脱硫塔进行脱硫，然后进入一次沉降罐和二次沉降罐沉降脱水，含水 $\leq 5\%$ 的原油经脱水（硫）泵提升进加热炉，温升至 80℃后进原油储罐，在原油储罐静止沉降后排底水，合格原油外输至输油首站，沉降出的污水自压进入污水处理系统。

本项目 TH121150 井、TH121147H 井、TH121148 井和 TH121149 井的最大采出水产生量为 $66.7\text{m}^3/\text{d}$ ，主要污染物为 COD、石油类及悬浮物。在二号联合站污水处理系统处理余量为 $131\text{m}^3/\text{d}$ 范围内。因此，二号联合站污水处理系统能够满足本项目运营期废水处理的需要，故依托工程可行。

2) 塔河油田四号联合站

四号联合站站址位于 12 区主干公路以东，于 2013 年建成投产。四号联合站负责塔河油田主力上产区块 10 区、12 区原油的集输及处理，同时兼顾部分于奇西区块的产能。设计原油处理规模 $260 \times 10^4\text{t}/\text{a}$ ，采出液处理规模 $400 \times 10^4\text{t}/\text{a}$ ，污水处理规模 $4000\text{m}^3/\text{d}$ ，原油处理采用热化学大罐沉降脱水、负压稳定（脱硫）、原油储罐静止沉降放底水生产工艺生产合格原油，合格原油通过新建外输管道输送至雅克拉装车末站外销。

四号联合站采出水处理主工艺流程为采出水进入 2 座 1000m^3 一次除油罐初步除油除悬浮物后，出水进入 2 座 200m^3 污水缓冲罐，出水投加混凝剂、絮凝剂经过提升加压后进入压力混凝沉降罐，在此去除悬浮物及剩余污油，出水投加阻垢剂后进入 3 座全自动双滤料过滤器，进一步除油除悬浮物，最终确保水质达到回注标准，滤后水投加杀菌剂后进入 2 座 500m^3 污水外输罐，然后由外输泵提升并投加缓蚀剂和阻垢剂后至 12-12 计转泵站附近分水阀组并回注。

本项目 TH12296 井和 TH12298H 井最大采出水量为 $33.3\text{m}^3/\text{d}$ ，主要污染物为 COD、石油类及悬浮物。在四号联合站污水处理系统处理余量为 $1083\text{m}^3/\text{d}$ 范围内。因此，四号联合站污水处理系统能够满足本项目运营期废水处理的需要，故依托工程可行。

3) 西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站废液处理系统

由 2.4.4.2 可知，西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站作业废液处理系统采用“接收+隔油+调节+加药+沉降+过滤”的主处理工艺，设计处理能力为 $65\text{m}^3/\text{h}$ ，目前实际处理量为 $9.2\text{m}^3/\text{h}$ ，富余 $55.8\text{m}^3/\text{h}$ ，出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）回注至 TK512 井。

本项目 6 口井井下作业废液产生量为 $180\text{m}^3/\text{a}$ ，主要污染物为 COD、石油类。在西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站废液处理系统处理余量范围内。因此，西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站废液处理系统能够满足本项目运营期废水处理的需要，故依托工程可行。

6.2.3.3 对地表水环境的影响分析

1) 施工期对地表水环境的影响分析

本项目施工期管道试压废水和生活污水均得到合理有效处置，不外排，不会导致

附近水体污染，对周边地表水环境影响较轻。

2) 运营期对地表水环境的影响分析

本项目通过采取加强监管，杜绝各类废水、固体废物排入地表水。为了控制井喷事故的发生，西北油田分公司制定了完备的井控管理规定。井下作业施工安排专人观察井口，发生溢流后立即按程序处置并上报。事故状态下废水进行收集拉运处理，通过及时采取压井或关井等措施能够有效控制井控事故的发生。因此，本项目运营期废水均得到合理有效处置，无废水外排，项目依托废水处理设施可满足项目运营期废水的处理需求，对地表水环境影响较小。

3) 闭井期对地表水环境的影响分析

闭井期清管废水产生量较少，拉运至塔河油田二号联合站、四号联合站污水处理系统处理后回注，对周边地表水环境基本不会造成影响。

6.2.3.4 地表水污染防治与保护措施

本项目井场距离地表水体较远。本次环评要求建设单位必须实施以下环保措施：

- (1) 禁止生活污水和生活垃圾直接进入河道；
- (2) 施工结束后要尽快恢复临时占地原貌，减少水土流失。

6.2.4 地表水环境影响评价自查表

本项目地表水环境影响评价自查表见表 6.2-2。

6.2.5 小结

本项目施工期、运营期、闭井期各类废水均可妥善处置，且项目距离主要地表水体较远，废水不会进入地表水环境，对周围地表水环境基本无影响。

表 6.2-2 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 ☐ ；涉水的风景名胜区 ☐ ；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 ☐ ；水产种质资源保护区 ☐ ；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 ☒ 不外排	水温 ☐ ；径流 ☐ ；水域面积 ☐
	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 ☐
评价等级		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 ☐
现状调查	区域污染源	调查项目	
		已建 ☐ ；在建 ☐ ；拟建 ☐ ；其他 ☐	拟替代的污染源 ☐
	受影响水体水环境质量	数据来源	
		调查时期	数据来源
	丰水期 ☐ ；平水期 ☐ ；枯水期 ☐ ；冰封期 ☐ 春季 ☐ ；夏季 ☐ ；秋季 ☐ ；冬季 ☐	生态环境保护主管部门 ☒ ；补充监测 ☐ ；其他 ☐	
	区域水资源开发利用状况	未开发 ☐ ；开发量 40%以下 ☐ ；开发量 40%以上 ☐	
	水文情势调查	调查时期	
数据来源		数据来源	
丰水期 ☐ ；平水期 ☐ ；枯水期 ☐ ；冰封期 ☐ 春季 ☐ ；夏季 ☐ ；	水行政主管部门 ☐ ；补充监测 ☐ ；其他 ☐		



工作内容		自查项目		
		秋季 ☐ ；冬季 ☐		
	补充监测	监测时期	监测因子	监测断面或点位
		丰水期 ☐ ；平水期 ☐ ；枯水期 ☐ ；冰封期 ☐ 春季 ☐ ；夏季 ☐ ；秋季 ☐ ；冬季 ☐	()	监测断面或点位个数 () 个
现状评价	评价范围	河流：长度 () km；湖库、河口及近岸海域：面积 () km ²		
	评价因子	()		
	评价标准	河流、湖库、河口：I 类 ☐ ；II 类 ☐ ；III 类 ☒ ；IV 类 ☐ ；V 类 ☐ 近岸海域：第一类 ☐ ；第二类 ☐ ；第三类 ☐ ；第四类 ☐ 规划年评价标准 ()		
	评价时期	丰水期 ☐ ；平水期 ☐ ；枯水期 ☐ ；冰封期 ☐ 春季 ☐ ；夏季 ☐ ；秋季 ☐ ；冬季 ☐		
	评价结论	水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标状况：达标 ☒ ；不达标 ☐ 水环境控制单元或断面水质达标状况：达标 ☐ ；不达标 ☐ 水环境保护目标质量状况：达标 ☐ ；不达标 ☐ 对照断面、控制断面等代表性断面的水质状况：达标 ☐ ；不达标 ☐ 底泥污染评价 ☐ 水资源与开发利用程度及其水文情势评价 ☐ 水环境质量回顾评价 ☐ 流域（区域）水资源（包括水能资源）与开发利用总体状况、生态流量管理要求与现状满足程度、建设项目占用水域空间的水流状况与河湖演变状况 ☐ 依托污水处理设施稳定达标排放评价 ☐		达标区 ☒ 不达标区 ☐
	预测范围	河流：长度 () km；湖库、河口及近岸海域：面积 () km ²		

工作内容		自查项目
预测	预测因子	()
	预测时期	丰水期 ☐ ；平水期 ☐ ；枯水期 ☐ ；冰封期 ☐ 春季 ☐ ；夏季 ☐ ；秋季 ☐ ；冬季 ☐ 设计水文条件 ☐
	预测背景	建设期 ☐ ；生产运营期 ☐ ；服务期满后 ☐ 正常工况 ☐ ；非正常工况 ☐ 污染控制和减缓措施方案 ☐ 区（流）域环境质量改善目标要求情景 ☐
	预测方法	数值解 ☐ ；解析解 ☐ ；其他 ☐ 导则推荐模式 ☐ ；其他 ☐
	水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价	区（流）域水环境质量改善目标 ☐ ；替代削减源 ☐
影响评价	水环境影响评价	排放口混合区外满足水环境管理要求 ☐ 水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标 ☒ 满足水环境保护目标水域水环境质量要求 ☐ 水环境控制单元或断面水质达标 ☐ 满足重点水污染物排放总量控制指标要求，重点行业建设项目，主要污染物排放满足等量或减量替代要求 ☐ 满足区（流）域水环境质量改善目标要求 ☐ 水文要素影响型建设项目时应包括水文情势变化评价、主要水文特征值影响评价、生态流量符合性评价 ☐ 对于新设或调整入河（湖库、近岸海域）排放口的建设项目，应包括排放口设置的环境合理性评价 ☐ 满足生态保护红线、水环境质量底线、资源利用上线和环境准入清单管理要求 ☐



工作内容		自查项目				
防治措施	污染物排放量核算	污染物名称		排放量 (t/a)	排放浓度 (mg/L)	
		()		()	()	
	替代源排放情况	污染源名称	排污许可证编号	污染物名称	排放量 (t/a)	排放浓度 (mg/L)
		()	()	()	()	()
	生态流量确定	生态流量：一般水期 () m ³ /s；鱼类繁殖期 () m ³ /s；其他 () m ³ /s 生态水位：一般水期 () m；鱼类繁殖期 () m；其他 () m				
环保措施	污水处理设施 ☐ ；水文减缓设施 ☐ ；生态流量保障设施 ☐ ；区域削减 ☐ ；依托其他工程措施 ☒ ；其他 ☐					
监测计划		环境质量		污染源		
		监测方式	手动 ☐ ；自动 ☐ ；无监测 ☒	手动 ☐ ；自动 ☐ ；无监测 ☒		
		监测点位	()			
		监测因子	()			
污染物排放清单	☐					
评价结论		可以接受 ☒ ；不可以接受 ☐				
注：“ ☐ ”为勾选项，可打√；“()”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。						

6.3 地下水环境影响评价

6.3.1 评价等级

1) 项目类别

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ 610-2016)附录 A, 本项目行业类别为“F 石油、天然气中的 37、石油开采”, 环评类别为“报告书”, 因此地下水环境影响评价项目类别为“I 类”。

2) 地下水环境敏感程度

建设项目场地的地下水环境敏感程度可分为敏感、较敏感、不敏感三级, 分级原则见表 6.3-1。

表 6.3-1 地下水环境敏感程度分级

分级	项目场地的地下水环境敏感特征
敏感	集中式饮用水水源(包括已建成的在用、备用、应急水源, 在建和规划的饮用水水源)准保护区; 除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区, 如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区
较敏感	集中式饮用水水源(包括已建成的在用、备用、应急水源, 在建和规划的饮用水水源)准保护区以外的补给径流区; 未划定准保护区的集中式饮用水水源, 其保护区以外的补给径流区; 分散式饮用水水源地; 特殊地下水资源(如矿泉水、温泉等)保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区
不敏感	上述地区之外的其他地区

本项目所在区域不属于上述内容中敏感及较敏感区域, 项目场地的地下水环境敏感特征为不敏感。

3) 评价工作等级确定

建设项目地下水环境影响评价工作等级的划分见表 6.3-2。

表 6.3-2 地下水环境影响评价等级划分依据

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

本项目属于 I 类项目, 项目所在区域地下水环境敏感特征为不敏感, 根据表 6.3-2, 判断本项目地下水评价等价为二级。

6.3.2 评价范围

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ 610-2016)要求的地下水环境

现状调查与评价工作范围应包括与建设项目相关的地下水环境保护目标，以说明地下水环境的现状，反映调查评价区地下水基本流场特征，满足地下水环境影响预测和评价为基本原则。

本项目涉及井位较为分散，但各井场周边均无重要地下水环境保护目标，根据导则要求，结合项目周边的地形地貌、水文地质条件、井位分布情况等，同时为满足地下水环境影响二级评价的要求，采用导则中推荐的自定义法确定了本项目地下水评价范围。考虑到项目所在区域与整个 12 区地形地貌、地质构造与水文地质条件一致，地下水连通性较好且完整，从 12 区设置的监测井出具的监测数据可以看出，整个 12 区同属一个水文地质单元，因此本次地下水评价范围为项目所在整个 12 区。

6.3.3 评价区域水文地质环境

6.3.3.1 地质构造

塔河油田位于塔里木盆地东北坳陷区沙雅隆起阿克库勒凸起南部，阿克库勒凸起位于新疆塔里木盆地沙雅隆起中段南翼，西邻哈拉哈塘凹陷，东靠草湖凹陷，南接满加尔坳陷。

阿克库勒凸起于加里东中-晚期形成凸起雏形，海西早期受区域性挤压抬升形成向西南倾伏的北东向展布的大型鼻凸，在长期的抬升暴露风化剥蚀过程中，使凸起大部分地区普遍缺失志留系-泥盆系及中、上奥陶统。海西晚期运动使凸起再次抬升暴露风化剥蚀，形成了一系列近东西向的褶皱和断裂系统，断块活动特征较为明显，大部分地区仅保留石炭系下统（缺失石炭系上统及二叠系），局部地区奥陶系碳酸盐岩暴露，同时造成海西早期运动形成的区域不整合面进一步南倾。这种构造面貌一直持续演化至印支-燕山期。印支-燕山期主压应力为 NE-SW 方向，持续性的稳定挤压，形成盐边三叠、侏罗系中的 NEE 向右行扭动张性断裂组合，同时导致工区东南侧下石炭统盐体的大规模塑性流动形成三叠、侏罗系盐边低幅度背斜构造带。

项目所在区域地质柱状图见图 6.3-1。

图 6.3-1 地质柱状图

6.3.3.2 水文地质条件

1) 地下水类型、赋存分布规律及含水层空间分布特征

在塔里木河以北，地下水类型为双层-多层结构的第四系松散岩类孔隙潜水-承压水。区内广泛分布的第四系砂类地层，为第四系松散岩类孔隙水的赋存、分布提供

了一定的储水空间。

地下水的埋藏深度变化复杂多样，无规律性，表现为从北部的 5.12m 左右向中部变为 3m~5m、1m~3m，向南部又变为 >5m，再向南部又变为 1m~3m 和 3m~5m。

2) 含水层的富水性

塔里木河以北区域的地下水类型为双层-多层结构的第四系松散岩类孔隙潜水-承压水，其富水性可划分为两个级别：潜水水量中等、承压水水量丰富；潜水水量中等、承压水水量中等。

——潜水水量中等、承压水水量丰富

近似呈半圆状分布在塔里木河以北区域的西北角地段。分布于该区的潜水，潜水位埋深 3m~6m 左右，钻孔揭露的潜水含水层厚度 17m~50m，含水层岩性为第四系细砂、粉砂；换算涌水量为 $363.0\text{m}^3/\text{d}$ ~ $810.0\text{m}^3/\text{d}$ ，水量中等；渗透系数为 $1.82\text{m}/\text{d}$ ~ $4.01\text{m}/\text{d}$ ，影响半径为 198.77m~310.29m。该区的承压水水头，为 -1.38m ~ $+2.03\text{m}$ ，承压含水层的顶板埋深 <50m；钻孔揭露的承压含水层厚度 <50m，含水层岩性为细砂、粉砂、粉细砂，隔水层岩性为粉质黏土、粉土；换算涌水量为 $1000\text{m}^3/\text{d}$ ~ $1308\text{m}^3/\text{d}$ ，水量丰富；渗透系数为 $4.19\text{m}/\text{d}$ ~ $5.37\text{m}/\text{d}$ ，影响半径为 134.27m~186.97m。

——潜水水量中等、承压水水量中等

根据承压含水层的顶板埋藏深度，又可分为承压含水层的顶板埋深 50m~100m 区和 <50m 区，分别叙述如下：

(1) 承压含水层的顶板埋深 50m~100m 区

该区呈片状分布在塔里木河以北区域的中部地段。分布于该区的潜水，潜水位埋深从 1m~3m 到 >5m 不等，钻孔揭露的潜水含水层厚度 <20m，含水层岩性为第四系细砂、粉砂；换算涌水量为 $107.3\text{m}^3/\text{d}$ ~ $1000.0\text{m}^3/\text{d}$ ，水量中等；渗透系数为 $1.05\text{m}/\text{d}$ ~ $3.82\text{m}/\text{d}$ ，影响半径为 180.07m~350.45m。该区的承压水水头，为 1.75m ~ 2.39m ，承压含水层的顶板埋深为 50m~100m；钻孔揭露的承压含水层厚度 <150m，含水层岩性为第四系细砂、粉砂，隔水层岩性为粉质黏土、粉土；换算涌水量为 $197\text{m}^3/\text{d}$ ~ $991\text{m}^3/\text{d}$ ，水量中等；渗透系数为 $0.98\text{m}/\text{d}$ ~ $4.19\text{m}/\text{d}$ ，影响半径为 182.27m~315.97m。

(2) 承压含水层的顶板埋深 <50m 区

该区呈片状分布在塔里木河以北区域的南部地段。分布于该区的潜水，潜水位埋深从 1m~3m 到 >5m 不等，钻孔揭露的潜水含水层厚度 <50m，含水层岩性为第四系细砂、粉砂；换算涌水量为 $100\text{m}^3/\text{d}$ ~ $614\text{m}^3/\text{d}$ ，水量中等；渗透系数为 $0.89\text{m}/\text{d}$ ~ $2.59\text{m}/\text{d}$ ，影响半径为 221.09m~350.45m。该区的承压水水头，为 2.05m ~ 3.96m ，承压含水层的顶板埋深 <50m；钻孔揭露的承压含水层厚度为 54.91m，含水层岩性为第

四系细砂、粉砂，隔水层岩性为粉质黏土、粉土；换算涌水量为 $233.0\text{m}^3/\text{d} \sim 801\text{m}^3/\text{d}$ ，水量中等；渗透系数为 $1.57\text{m}/\text{d} \sim 3.99\text{m}/\text{d}$ ，影响半径为 $192.37\text{m} \sim 325.97\text{m}$ 。

3) 地下水的补、径、排条件

工程区地形平缓，地形坡降 $1/500 \sim 1/1000$ 左右，含水层以粉土质砂、含细粒土砂为主，富水性中等，渗透系数： $5.74 \times 10^{-3} \sim 7.92 \times 10^{-4}\text{cm}/\text{s}$ ($0.68\text{m}/\text{d}$)，属中-弱透水层，渗透条件较差，因此地下水径流缓慢，水循环强度弱。

项目区地处渭干河冲洪积平原的最下游，处在塔北断裂隆起带和塔中坳陷带的边缘交汇地带。区内第四系松散冲洪积层岩性主要以粉细砂为主，并伴有薄层粘性土出现，在垂向上呈多元互层结构，中砂呈薄层的透镜状分布，形成了单一的孔隙潜水和少量岛弧状微承压水。第四系下伏的第三系上新统成岩理度极差，两者物理性质基本一致，构成了统一的裂隙孔隙层间水赋存场所和空间。地下水的补给、径流、排泄条件主要受地形条件和含水层介质所控制。地下水补给水源主要是塔里木河沿途渗漏和灌水漫溢垂直渗漏补给，其次是北部较大河流的洪水对部分地段也有一定的补给作用。塔里木河冲积平原地形较为平坦，坡降不大。该区地下水埋深在泛滥区 $1\text{m} \sim 3\text{m}$ ，河间地块 $5\text{m} \sim 10\text{m}$ ，河滩低洼地则小于 1m ，形成季节性沼泽湿地。地下水水力坡度不大，为 $0.2\% \sim 0.8\%$ ，总的方向由西向东流，径流非常缓慢，甚至停滞。水平循环仅限制于表层附近， $30\text{m} \sim 60\text{m}$ 以下地下水基本处于停滞状态，水质矿化度不断增高，形成咸水。表层潜水垂直循环比较强烈，洪水期塔里木河大量漫溢，沿古河床的低洼地，洪泛积水入渗补给地下水，使水质变淡，水位上升。地下水淡化带宽 $30\text{m} \sim 50\text{m}$ ，地下水矿化度为 $1\text{g}/\text{L} \sim 3\text{g}/\text{L}$ ，而在古河床之间的河间地，沉积物颗粒较细，地下水水质变差，矿化度为 $3\text{g}/\text{L} \sim 10\text{g}/\text{L}$ 。淡化带内承压水顶板埋深一般小于 50m ，局部达 100m 。

地下水排泄主要以蒸发和植物蒸腾方式排泄，但不同地段具有不同的排泄特点。洪泛区蒸发主要在枯水季节，河间地段则常年进行，枯水季节河道水平排泄地下水量也相当可观。据不完全统计，仅渭干河每年排泄地下水量 $1.565 \times 10^8\text{m}^3$ 。据目前掌握的资料分析，深层地下水基本得不到补给和循环，径流、排泄处于停滞状态，属于高度矿化度封闭型水，其矿化度高达十几至几十克每升。

项目所在地水文地质情况见

图 6.3-2 项目所在地水文地质情况图

6.3.3.3 包气带特征

在塔里木河以北，从北部-中部的英达里亚、奥依库都克-南部的塔里木农场、塔里木一线，包气带普遍存在于地表以下，包气带岩性主要为粉土和细砂、粉砂，其结构总体来说比较松散，包气带厚度约 5.12m~6.0m 左右，粉土的垂向渗透系数为 0.22m/d~0.79m/d，细砂、粉砂的垂向渗透系数为 1.15m/d~1.93m/d。

6.3.3.4 地下水利用现状

评价区所处的区域为沙漠区，属塔河油田，基本无开采地下水现象。且地下水水化学类型为 CL·SO₄-Na 型或 CL-Na 型水，矿化度一般大于 5g/L，部分大于 10g/L。地下水水质极差，不宜于生活饮用。

6.3.4 正常工况下地下水环境影响评价

6.3.4.1 施工期污染物对地下水影响分析

本项目施工期废水主要为管道试压废水和生活污水。

1) 管道试压废水

本项目管道试压废水产生量约为 358.94m³，主要污染物为 SS（悬浮物），经收集沉淀后用于施工场地洒水降尘，不外排。因此，管道试压废水基本不会对周围地下水造成影响。

2) 生活污水

施工人员产生的生活污水排入井场环保厕所，定期清运，不会直接外排于区域环境中。因此，施工期生活污水对周围地下水影响很小。

6.3.4.2 运营期污染物对地下水影响分析

1) 废水对地下水环境影响

本项目运营期采出水依托塔河油田二号联合站、四号联合站内污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）中推荐水质标准后回用于油田注水开发，不外排；井下作业废液拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站废液处理系统进行处理，处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）中推荐水质标准后回用于油田注水开发，不外排。

井下作业过程中采取带罐作业，确保井下作业废液不会泄漏至环境中。油井采出液提升至地面后通过单井集油管线密闭输送至计转站，通过集油干线输运至塔河油田二号联合站、四号联合站进行三相分离，在站内分离出的采出水再经站内污水处理

系统处理达标后用于油田注水开发，不外排。

本项目运营期废水均妥善处置，不会对地下水造成影响。

2) 固体废弃物对地下水环境影响分析

井下作业：井下作业工程中可能会有原油散落到地面，为防止污染土壤，减少固废产生，西北油田分公司严格要求修井作业采取带罐作业，作业施工结束后拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站废液处理系统进行处理。作业过程中可实现落地油的全部回收，正常运行情况下对地下水环境影响较小。

油泥砂：油泥砂属危险废物，按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2001）等相关标准贮存、处置。正常运行情况下对地下水环境影响较小。

6.3.5 非正常工况地下水环境影响评价

本项目运营期非正常工况主要是管线泄漏，通常分为短期大量排放和长期少量排放两类。短期大量排放，一般能及时发现，并可通过一定方式加以控制，影响范围不大；而长期少量排放一般较难发现，对地下水可产生一定潜在影响。人为破坏也可造成管线破裂，使大量原油漏出，但此类泄漏为非连续性行为，其影响仅限表层，污染物不易进入地下含水层。

管线泄漏至土体的原油可以同时向表面溢出和向下渗透，并选择疏松位置运移。如果有足够的多的原油泄漏到疏松的土体中，就有可能下渗至潜水含水层并在潜水含水层顶面扩展而形成“油饼”。

管道泄漏的原油以点源形式通过土壤表层下渗进入地下含水层。因此，管道泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于采出液的物理性质、泄漏量、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等因素。本次评价则运用解析模型对非正常工况下因管线破损导致采出液泄漏情景进行预测，以评价对地下水环境的影响。

1) 预测范围及预测时段

本次预测以潜水含水层为主预测范围，与评价范围一致；短期泄漏预测时段选取产生地下水污染的关键时段，包括污染发生后 10d、100d、365d、1000d。

2) 溶质运移预测模型的建立

由于管线泄漏原油不会对地下水流场产生明显的影响，并且评价区内含水层的基本参数变化较小，因此采用解析法对地下水环境进行分析预测。

(1) 水文地质条件的概化

根据评价区水文地质情况和解析解的适用条件，将该模型的水文地质条件概化为：各含水层之间无水力联系或水力联系较弱，各含水层厚度均一，水平方向为均质各向同性，含水层水平均匀展布，向四周无限延伸。

(2) 污染源概化

根据西北油田分公司多年统计数据,同时考虑油田现有污染防治水平、事故应急措施及管理水平等因素,同时集油管道设有实时监控系统,因此集油管线泄漏可在 0.5h 内发现,并采取关闭阀组等措施进行控制。从事故状态最不利影响考虑,本次评价选取阀组站至 109 计转站输油干线全断裂泄漏进行预测,泄漏时间为 0.5h,并将泄漏点概化为平面瞬时点源。

(3) 污染源强的确定

本项目单口油井最大产液量为 33.3t/d,含水率 0.9% (第 1 年),同时考虑单口油井掺稀量为 60.72t/d (按掺稀比 1.84 核算),阀组站至 109 计转站输油干线汇集了 3 口油井的产液及掺稀油,则事故状态下 0.5h 内该集油干线原油泄漏量为 5.858t。

(4) 预测模型

非正常工况下,污染物运移通常可概化为两个相互衔接的过程:一是污染物由地表垂直向下穿过包气带进入潜水含水层的过程;二是污染物进入潜水含水层后,随地下水水流进行迁移的过程。本项目所在区域地下水埋深大于 6.5m,本次预测考虑泄漏原油 1%进入潜水含水层,则原油进入地下水的量为 58.58kg。

污染物(石油类)在潜水含水层中随水流不断扩散,本次模型可概化为一维稳定流动二维水动力弥散问题的瞬时注入污染物(即:平面瞬时点源的预测模型)。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ 610-2016),平面瞬时点源污染水动力弥散方程解析解为:

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

式中: x, y —计算点处的位置坐标;

t —时间, d;

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

M —含水层的厚度, m;

m_M —长度为 M 的线源瞬时注入的示踪剂质量, g;

u —水流速度, m/d;

n —有效孔隙度, 无量纲;

D_L —纵向弥散系数, m^2/d ;

D_T —横向 y 方向的弥散系数, m^2/d ;

π —圆周率。

(5) 预测模型参数的确定

本次评价根据项目评价区及附近地区水文地质勘察数据，水文地质等参数部分引用历史数据，部分采取保守的经验参数。

含水层的厚度 M ：根据本项目附近水文地质勘察资料，含水层为双层-多层结构的第四系松散岩类孔隙潜水-承压水，潜水含水层厚度 17m~50m，含水层的厚度平均为 33.5m，因此本次场区预测含水层厚度取 33.5m；

浅层含水层的平均有效孔隙度 n ：场区含水层岩性主要为细砂、粉砂，渗透系数 1.82m/d~4.01m/d，地下水的水力坡度 I 取 0.8‰。本区地下水类型为孔隙水，地勘资料显示场区内粉砂的孔隙比均值为 0.25，根据公式 $e=n_e/(1-n_e)$ ，有效孔隙度 n_e 计算为 0.2；

水流实际平均流速 u ：地下水水力坡度一般较小，为 0.2‰~0.8‰，评价区地下水主要是由西北向东南方向呈一维流动， $V=KI=0.0032\text{m/d}$ ，则地下水流速为：

$$u=v/n=KI/n=0.0032\text{md}/0.2=0.016\text{m/d}$$

因此，本区地下水流速为 0.016m/d。

纵向 x 方向的弥散系数 D_L ：参考 Gelhar 等人关于纵向弥散度与观测尺度关系的理论，模型计算中纵向弥散度选用 10m。由此计算本项目区域含水层中的纵向弥散系数：

$$D_L=\alpha_L \times u=10 \times 0.016\text{m/d}=0.16 \text{ (m}^2/\text{d)}$$

根据经验一般 $D_T/D_L=0.1$ ， D_T 取 0.016 (m²/d)

最终确定的各项参数见表 6.3-3。

表 6.3-3 本项目地下水预测参数

含水层	含水层厚度 M (m)	地下水流速 u (m/d)	有效孔隙度 n	纵向弥散系数 (m ² /d)	横向弥散系数 (m ² /d)
第四系潜水	33.5	0.016	0.2	0.16	0.016

2) 地下水污染预测模拟和影响分析

(1) 评价标准

石油类参照《地表水环境质量标准》(GB 3838-2002) III类标准，确定标准限值为 0.05mg/L，以此来判断污水对地下水的污染情况。

(2) 预测结果

集油管线瞬时泄漏时石油类对地下水的影响见表 6.3-4 和图 6.3-3。

表 6.3-4 集油管线瞬时泄漏时石油类预测结果

污染项目	超标范围 (m)			
	10d	100d	365d	1000d

石油类	6.8	12.6	15.2	未出现
-----	-----	------	------	-----

根据计算结果，石油类随时间的推移范围而不断扩大，当泄漏事故连续发生 10d 时，此时污染源下游 6.8m 范围内石油类不满足地下水标准值；当泄漏事故连续发生 100d 时，此时污染源下游 12.6m 范围内石油类不满足地下水标准值；当泄漏事故连续发生 365d 时，此时污染源下游 15.2m 范围内石油类不满足地下水标准值；当泄漏事故发生 1000d 时，此时污染源下游未出现石油类超过地下水标准值点位。

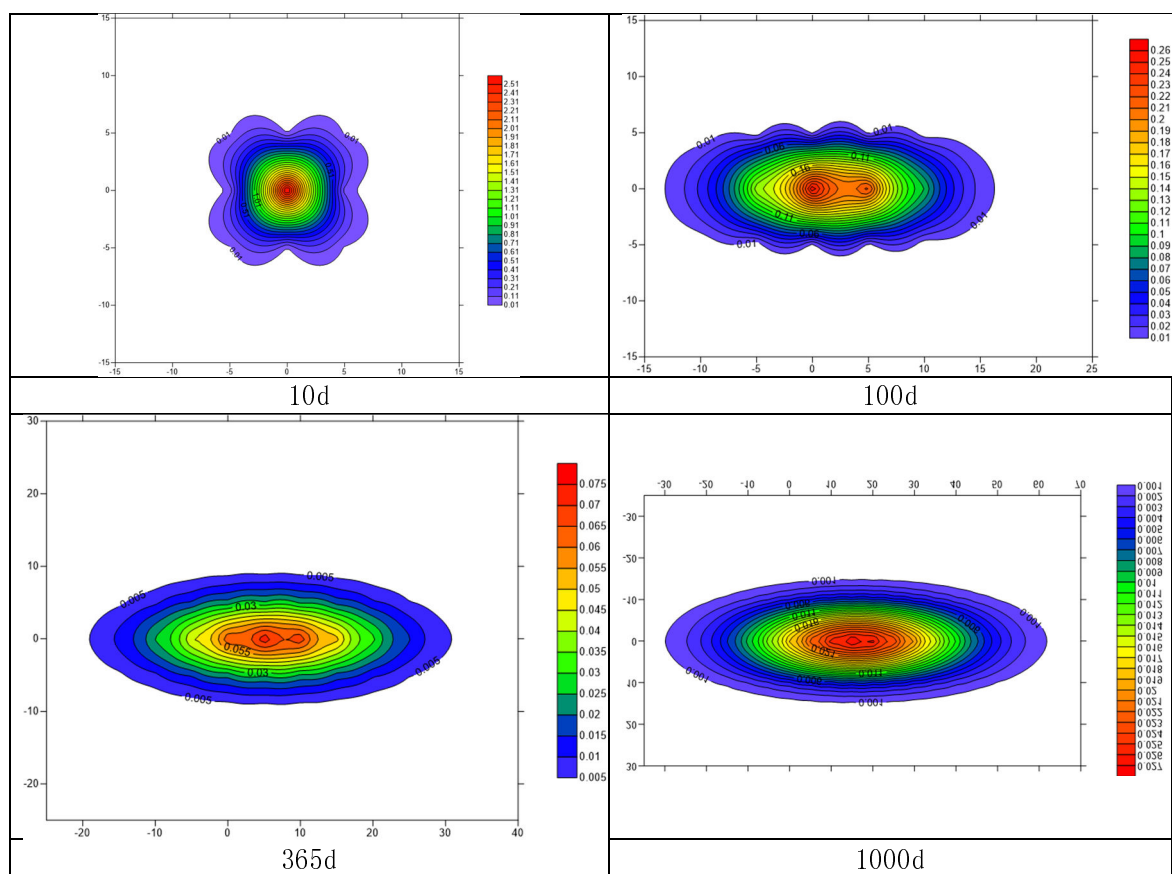


图 6.3-3 集油干线泄漏事故石油类运移范围示意图

由于地下水层自净能力有限，几乎不存在自然降解，进入地下水的石油类污染物在污染范围内会对地下水水质产生影响。

本次集油管线泄漏预测评价未考虑土层及含水层吸附作用的影响。实际上，地表土层中含有各种离子、有机物和微生物，项目产生的污染源中污染物在通过覆盖层时，污染物在迁移过程中将发生吸附、过滤、离子交换、生物降解等作用而得到不同程度的净化。因此泄漏产生的污染可能小于上述结果。

为了尽可能地减小项目运营期对地下水的影响，本项目对采出液或物料运送、储

存过程中各设施采取有效地防渗措施，对设备定期检修，将事故发生的概率降至最低，保护地下水环境不受污染。

6.3.6 废弃井影响分析

闭井期，本项目在采取水泥返高至地面、双水泥塞防气窜的封井方式后，将降低地下水遭受污染的可能性。闭井期拆除采油设备，清除回收集油管线内残余的原油，彻底清理回收井场内的含油泥砂，避免对浅层地下水造成污染。对废弃油井进行彻底的封井措施，避免深部石油串层造成对地下水的污染。

6.3.7 地下水环境保护措施与对策

6.3.7.1 建设项目污染防控对策

1) 施工期地下水污染防治与保护措施

采用清洁水进行管道试压，管道试压废水用于施工场地洒水降尘；施工人员生活污水排至施工场地设置的移动环保旱厕，定期清运，确保不外排至周围环境。

2) 运营期地下水污染防治与保护措施

(1) 井下作业过程中，带罐作业，防止原油落地，作业废液全部拉运处理达标后回注地层；

(2) 井场各类设施严格按照相关设计规范采取相应的防渗措施；

(3) 油泥砂属危险废物，拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站统一处理。西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站的设计及建设要求满足《危险废物贮存污染控制标准》(GB 18597-2001) 及其修改单(环境保护部公告 2013 年 第 36 号) 要求；

(4) 加强对集油管线和油井的监测和管理工作，定期检查，及时发现、修补损坏井，减少管线破坏、减少原油泄漏量；

①一旦发生油井出油异常，应及时查明原因，若是套管损坏，应及时采用水泥灌浆等措施封堵套管，防止含油污水泄漏污染地下水；

②对破损、服役期满的管线要及时更换，防止原油对浅层地下水的污染；

③对井口装置、集油管线等易发生泄漏的部位进行巡回检查，减少或杜绝油井跑冒滴漏，以及原油泄漏事件的发生。

(5) 回注水经过处理并达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T 5329-2012) 指标后方可注入目的层，严禁采出水外排；

(6) 严防各种事故的发生；

(7) 在人员素质和管理水平提高上下功夫，严格定期检查各种设备的制度，积

极培养工作人员的责任意识，提高工作人员的技术水平；

(8) 一旦发生事故，立即启动应急预案和应急系统，把对地下水会的影响降低到最小程度；

(9) 严格执行环保文件的要求，实施建设项目“三同时”制度，杜绝将污水直接排放地表水中，以防止入渗补给地下水的地表水受到污染。

3) 闭井期地下水污染防治与保护措施

(1) 闭井期拆除采油设备，清除回收集油管线内残余的采出液，彻底清理回收井场内的含油泥砂，避免对浅层地下水造成污染；

(2) 对废弃油井进行彻底的封井措施，避免深部石油串层造成对地下水的污染；

(3) 清管废水收集后拉运至塔河油田二号联合站、四号联合站进行处理后用于注水开发，不外排，避免对地下水造成污染。

4) 分区防控措施

对本项目各单元进行分区防渗处理，可有效防止污染物渗入地下，并及时地将泄漏、渗漏的污染物收集并进行集中处理。

根据项目区各生产功能单元可能泄漏至地面区域的污染物性质和生产单元的构筑方式，将项目区划分为污染防治区和非污染防治区，污染防治区包括重点污染防治区和一般污染防治区，分区情况详见表 6.3-5 和图 6.3-4~图 6.3-5。

(1) 重点污染防治区

是指位于地下或者半地下的生产功能单元，对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，不易及时发现和处理的区域或部位。

(2) 一般污染防治区

是指对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，可及时发现和处理的区域或部位，主要为重点污染防治区和非污染防治区以外的其他区域。

(3) 非污染防治区

指除污染防治区以外的基本不会对地下水环境造成污染的区域或部位。

表 6.3-5 项目分区防渗方案一览表

污染防治区类别	防渗性能要求	污染防渗区域	污染防渗部位	措施
重点污染防治区	防渗性能应不低于 6.0m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层防渗性能	作业期间井口四周区域	地面	井下作业采用带罐作业，防止原油落地
一般污染防治区	防渗性能应不低于 1.5m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层防渗性能	加热炉	地面	设置整体槽钢底座

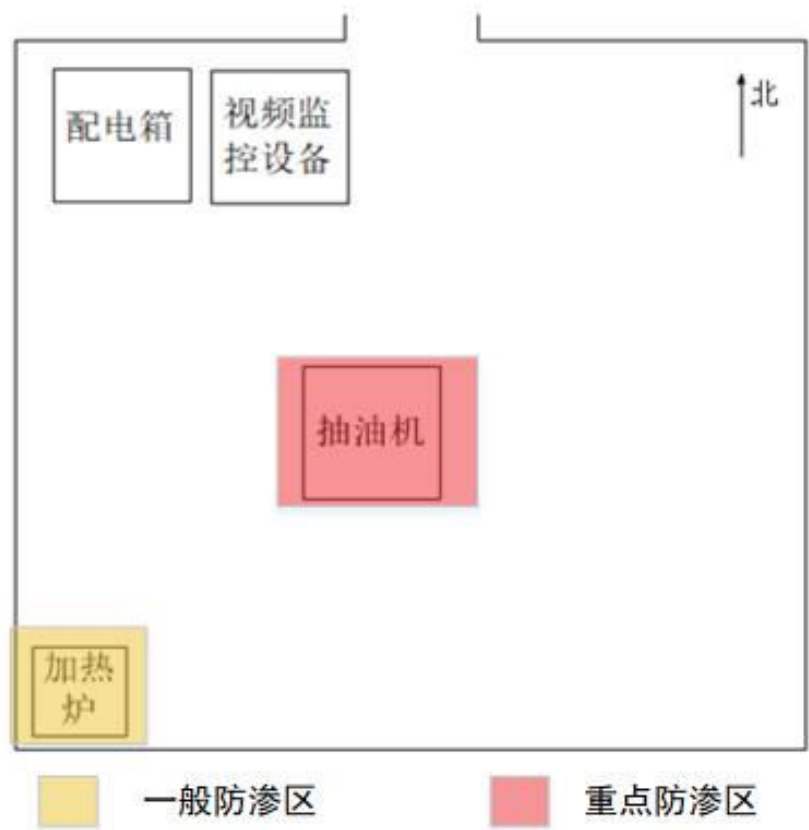


图 6.3-4 运营期井场分区防渗示意图

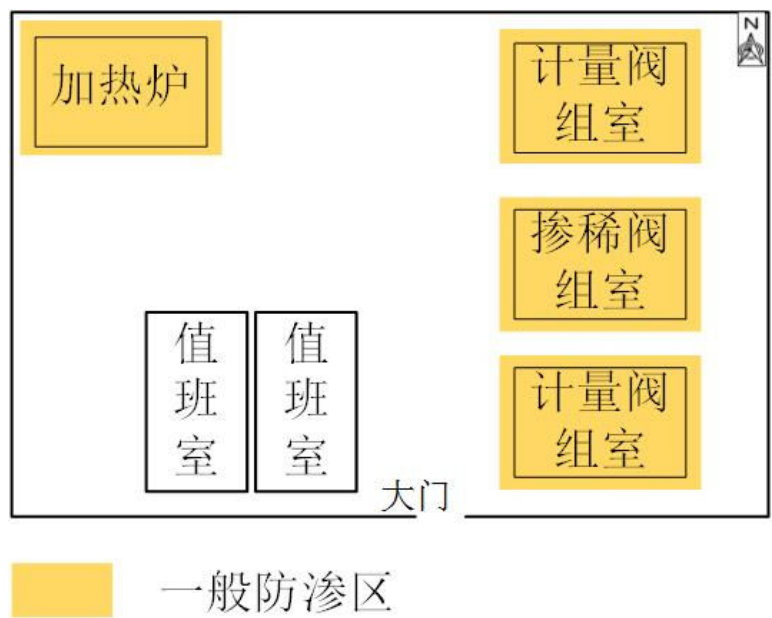


图 6.3-5 阀组站分区防渗示意图

6.3.7.2 地下水环境监测与管理

1) 地下水监测计划

为了及时准确掌握井场及其下游地区地下水环境质量状况和地下水体中污染物的动态变化,拟建立较全面的地下水长期监控系统,包括科学、合理地设置地下水污染监控井,建立完善的监测制度,配备先进的检测仪器和设备,以便及时发现问题并及时采取措施。

根据《地下水环境监测技术规范》(HJ 164-2020)的相关要求,结合研究区含水层系统和地下水径流系统特征,考虑潜在污染源、环境保护目标等因素布置地下水监测点。

2) 地下水监测原则

地下水监测将遵循以下原则:

- (1) 重点污染防治区加密监测原则;
- (2) 以浅层地下水监测为主的原则;
- (3) 兼顾场区边界的原则。

3) 监测井布置

依据上述监测原则,参照《地下水环境监测技术规范》(HJ 164-2020)的要求,结合研究区水文地质条件和污染预测结果,充分利用西北油田分公司塔河油田区块范围内已有地下水监测井,以便及时准确地反馈地下水水质状况,进而分析施工期各设施防渗性能变化及油井运行状况,为及时采取控制地下水污染的保护措施提供重要依据。

地下水跟踪监测点分布见图 6.3-6;监测计划、监测层位、监测项目、监测频率见表 6.3-6。

表 6.3-6 地下水跟踪监测计划

编号	监测点位	坐标	监测项目	监测频率	监测层位
1#	塔四联水井	41° 25' 41.07" 北 83° 34' 29.24" 东	地下水位、水质 (氨氮、耗氧量、 石油类、硫化物)	运营期每年 监测 1 次	潜水
2#	西北塔河区块地下水 T03	41° 24' 20.92" 北 83° 44' 6.94" 东			
3#	西北塔河区块地下水 T02	41° 25' 15.15" 北 83° 36' 19.48" 东			

图 6.3-6 地下水跟踪监测点分布图

6.3.7.3 应急响应

1) 制定地下水风险事故应急响应预案,明确风险事故状态下应采取封闭、截流等措施。一旦出现地下水污染事故,立即启动应急预案和应急处置办法,及时将泄漏的采出液进行收集,杜绝其淋溶水下渗进入地下水;

2) 建立向生态环境主管部门报告制度。

6.3.8 小结

1) 本项目为石油开采项目,项目类别为“Ⅰ类”,项目场地的地下水环境敏感特征为不敏感,地下水评价等价为二级。

2) 根据对集油管道泄漏对地下水的影响预测结果:污染物随时间的推移范围而不断扩大,当泄漏事故连续发生 10d 时,此时污染源下游 6.8m 范围内石油类不满足地下水标准值;当泄漏事故连续发生 100d 时,此时污染源下游 12.6m 范围内石油类不满足地下水标准值;当泄漏事故连续发生 365d 时,此时污染源下游 15.2m 范围内石油类不满足地下水标准值;当泄漏事故发生 1000d 时,此时污染源下游未出现石油类超过地下水标准值点位。

3) 本项目对地下水有潜在影响,生产单位必须做好井场、阀组站的防渗及管道的防腐设计、施工和维护工作,坚决避免跑、冒、滴、漏现象的发生,发现问题及时汇报解决。同时,严格按照施工规范施工,保证施工质量;运营期加强巡井、巡线,设备定期检验、维护、保养。严格落实施工期和运营期各项环保及防渗措施,并加强管理,可有效控制渗漏环节,防止影响地下水。

在采取各项污染防治及保护措施后,拟建工程的施工建设、运营期及闭井期对地下水环境的影响较小。

6.4 声环境影响评价

6.4.1 声环境影响分析

6.4.1.1 施工期声环境影响分析

1) 源强及特点

施工噪声是由多种施工机械设备和运输车辆发出的,而且一般设备的运作都是间歇性的,因此,施工噪声有间歇性和短暂性的特点。施工期的主要噪声源及源强见表 3.3-1。

2) 施工噪声影响分析

施工期噪声源产生的声压级噪声随距离衰减后的预测值见表 6.4-1。

表 6.4-1 施工期噪声源产生的声压级噪声随距离衰减后的预测值

噪声源		离施工点不同距离处的噪声估算值 dB (A)							噪声衰减至 70dB (A) 时的距离 (m)	噪声衰减至 55dB (A) 时的距离 (m)
名称	声压级 dB (A)	10m	50m	100m	150m	200m	300m	400m		
挖掘机	92	72.0	58.0	52.0	48.5	46.0	42.5	40.0	12.6	70.8
推土机	95	75.0	61.0	55.0	51.5	49.0	45.5	43.0	17.8	100.0
吊管机	80	60.0	46.0	40.0	36.5	34.0	30.5	28.0	3.2	17.8
电焊机	85	65.0	51.0	45.0	41.5	39.0	35.5	33.0	5.6	31.6

参考同类施工机械噪声影响预测结论，本项目主要施工机械产生噪声昼间在 17.8m 以外，夜间在 100.0m 以外不超过《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB 12523-2011) 中的标准限值（昼间 70dB (A)、夜间 55dB (A)）。

经实地考察可知，本项目施工点周围 200m 范围内无居民区，应尽量选取低噪声设备，同时合理规划施工时段，尽可能降低施工噪声对周边环境的影响。

3) 施工期噪声影响减缓措施

综合上述分析，施工噪声会对周围声环境敏感目标造成一定程度影响，但这种影响持续不长，随着施工作业结束，当地声环境质量将恢复至原有状况。

6.4.1.2 运营期声环境影响预测与评价

1) 主要噪声源分析

本项目为油田开发项目，各设备比较分散且大部分均独立运行，本项目正常运行过程中主要噪声源是抽油机；当进行井下作业时，通井机、机泵等井下作业设备会产生噪声，具体见表 6.4-2。

表 6.4-2 运营期主要噪声源源强

序号	噪声类型	设备名称	源强 (dB (A))
1	采油噪声	抽油机	65
2	井下作业噪声	通井机	100
		机泵	80

2) 预测模式

本预测计算采用《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ 2.4-2009) 中推荐的工业噪声预测模式，计算公式如下：

(1) 噪声户外传播声级衰减模式

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

式中： $L_p(r)$ —距声源 r 处的倍频带声压级，dB (A)；

$L_p(r_0)$ —参考位置 r_0 处倍频带声压级，dB (A)；

A_{div} —声波几何发散引起的衰减量，dB (A)；

A_{bar} —屏障引起的衰减量，dB (A)；

A_{atm} —空气吸收引起的衰减量，dB (A)；

A_{gr} —地面效应引起的衰减量，dB (A)；

A_{misc} —其他多方面原因引起的衰减量，dB (A)。

(2) 预测点总等效连续 A 声级计算模式：

$$L_{eqg} = 10 \lg \left[\frac{1}{T} \sum_i t_i 10^{0.1 L_{Ai}} \right]$$

式中： L_{eqg} — n 个声源在预测点的连续 A 声级合成，dB (A)；

L_{Ai} —噪声源达到预测点的连续 A 声级，dB (A)；

n —噪声源个数。

(3) 参数的确定

① 声波几何发散引起的 A 声级衰减量 A_{div} ：

a、点声源

b、有限长 (L_0) 线声源

当 $r > L_0$ 且 $r_0 > L_0$ 时 $A_{div} = 20 \lg(r/r_0)$

当 $r < L_0/3$ 且 $r_0 < L_0/3$ 时 $A_{div} = 10 \lg(r/r_0)$

当 $L_0/3 < r < L_0$ 且 $L_0/3 < r_0 < L_0$ 时 $A_{div} = 15 \lg(r/r_0)$

② 空气吸收衰减量 A_{atm}

空气吸收引起的 A 声级衰减量按下式计算：

$$A_{atm} = a(r - r_0) / 1000$$

式中： a —每 1000m 空气吸收系数，是温度、湿度和声波频率的函数。常年平均气温为 14℃，平均相对湿度 66%，设备噪声以中低频为主，空气衰减系数很小，本评价在计算时忽略此项。

③ 地面效应衰减量 A_{gr}

地面效应衰减量 A_{gr} 声级衰减量按下式计算：

$$A_{gr} = 4.8 - \left(\frac{2h_m}{r} \right) \left[17 + \left(\frac{300}{r} \right) \right]$$

式中：r—声源到预测点的距离，m；

hm—传播路径的平均离地高度，m；若 A_{gr} 计算出负值，可用“0”代替。

④屏障引起的衰减量 A_{bar}

位于声源和预测点之间的实体障碍物，如围墙、建筑物、突破、地堑或绿化林带都能起声屏障作用，从而引起声能量的较大衰减。

声屏障引起的衰减按下式计算：

$$A_{bar} = -10 \lg \left[\frac{1}{3+20N_1} + \frac{1}{3+20N_2} + \frac{1}{3+20N_3} \right]$$

当屏障很长（作无限长处理时），则

$$A_{bar} = -10 \lg \left[\frac{1}{3+20N_1} \right]$$

双绕射计算按照下式：

$$\delta = [(d_{ss} + d_{sr} + e)^2 + a^2]^{\frac{1}{2}} - d$$

式中：a—声源和接收点之间的距离在平行于屏障上边界的投影长度，m。

d_{ss} —声源到第一绕射边的距离，m。

d_{sr} —（第二）绕射边到接收点的距离，m。

e—双绕射情况下两个绕射边界之间的距离，m。

在任何频带上，屏障衰减 A_{bar} 在单绕射（即薄屏障）情况，衰减最大取 20dB (A)；屏障衰减 A_{bar} 在双绕射（即厚屏障）情况，衰减最大取 25dB (A)。

绿化林带噪声衰减计算：

绿化林带的附加衰减与树种、林带结构和密度等因素有关。在声源附近的绿化林带，或在预测点附近的绿化林带，或两者均有的情况都可以使声波衰减。

通过树叶传播造成的噪声衰减随通过树叶传播距离 f 的增长而增加，其中 $d_f = d_1 + d_2$ ，为了计算 d_1 和 d_2 ，可假设弯曲路径的半径为 5km。

⑤其他多方面原因引起的衰减 A_{misc}

其他衰减包括通过工业场所的衰减；通过房屋群的衰减等。在声环境影响评价中，一般情况下，不考虑自然条件（如风、温度梯度、雾）变化引起的附加修正。

工业场所的衰减、房屋群的衰减等可参照 GB/T 17247.2-1998 行计算。

本次评价采用 BREEZE NOISE 软件进行预测。

3) 预测点设定

本项目采油井场噪声源和平面布置基本相同。

厂界预测点：井场厂界间隔 5m 设置厂界预测点。。

4) 评价标准

厂界预测点评价标准为《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008) 中 2 类区排放限值 (昼间 60dB (A), 夜间 50dB (A))。

5) 预测结果

(1) 井场正常运营噪声预测

本项目井场布置示意图见图 3.1-3, 井场厂界噪声预测结果见表 6.4-3, 声级图见图 6.4-1。

表 6.4-3 井场正常运转时井场厂界噪声贡献值

评价点	昼间 (dB (A))			夜间 (dB (A))			达标情况
	现状值	贡献值	预测值	现状值	贡献值	预测值	
井场厂界	46	38.9	47.2	43	38.9	44.2	达标

图 6.4-1 本项目运营期声级图

根据预测结果可知, 昼间、夜间井场厂界噪声均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008) 2 类区排放限值要求, 不会对周围声环境敏感目标造成明显的不利影响。

(2) 井下作业时设备噪声预测

井下作业噪声类比西北油田有关监测数据。不同作业类型在不同距离下的噪声情况见表 6.4-4。

表 6.4-4 各井下作业工况下不同距离处的噪声值

工况	距离 (m)	噪声等效声级 (dB (A))	距离 (m)	噪声等效声级 (dB (A))
小修	72~82	60	140~150	50
大修	87~97	60	160~170	50

由表 6.4-4 可知, 小修作业主要噪声源为通井机, 一般距离井口 72m~82m, 噪声降低至 60dB (A); 距离井口 140m~150m, 噪声降低至 50dB (A)。大修作业主要噪声源为修井机, 距离井口 87m~97m, 噪声降低至 60dB (A); 距离井口 160m~170m, 噪声降低至 50dB (A)。

根据以上类比分析, 本项目井下作业时井场厂界夜间噪声达不到《工业企业厂界

环境噪声排放标准》(GB 12348-2008) 中的 2 类区标准, 本项目井场周围 200m 范围内无声环境敏感目标, 因此本项目在井下作业时对井场周边声环境敏感目标较小, 且井下作业施工时间是短暂的, 在井下作业结束后这种不利影响将消失。

6.4.1.3 闭井期噪声环境影响分析

油井进入闭井期时, 噪声源主要源自井场拆卸设备, 影响范围在声源周围 200m 范围内, 且闭井期噪声的影响随着闭井完毕会消失, 影响只是短暂的。

6.4.2 噪声防治措施

6.4.2.1 施工期噪声防治措施

1) 合理安排施工时间

制定施工计划时, 尽可能避免大量高噪声设备同时施工。同时, 高噪声设备施工时间尽量安排在昼间。

2) 施工现场布局和施工设备降噪

尽量避免在同一地点安排大量的高噪声设备, 以避免局部声级过高。

选用符合国家有关标准的施工机具和运输车辆, 尽量选用低噪声的施工机械和工艺, 振动较大的固定机械设备应加装减振机座, 同时加强各类施工设备的维护和保养, 保持其良好的工况, 以便从根本上降低噪声源强。

3) 减少施工交通噪声

由于施工期交通运输对环境影响较大, 应尽量减少夜间运输量, 限制大型载重车的车速, 对运输车辆定期维修、养护, 减少或杜绝鸣笛, 合理安排运输路线。

6.4.2.2 运营期噪声防治措施

本项目运营期井场噪声主要来自于抽油机、井下作业设备等, 通过加强对抽油机的维护、减少作业次数等措施, 将大大降低运营期井场噪声对周围环境的影响。

6.4.3 小结

1) 本项目施工噪声能满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB 12523-2011) 中的标准要求, 不会对周围声环境敏感目标造成明显的不利影响。

2) 本项目运营期昼间、夜间各井场厂界噪声均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008) 2 类区排放限值要求, 不会对周围声环境敏感目标造成明显的不利影响; 井下作业过程井场厂界夜间噪声达不到《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008) 2 类区排放限值要求, 但考虑到本项目各井场周围 200m 范

围内均无声环境敏感目标，因此井下作业产生的施工噪声不会对周围声环境敏感目标造成明显的不利影响。另外，本项目施工期和闭井期的施工，以及井下作业时间是短暂的，在施工作业结束后这种不利影响将消失，对周围声环境影响较小。

综上，结合项目选址选线、平面布置、声源的排放强度与排放方式、噪声污染控制措施等方面综合进行评价，本项目对声环境影响较小。

6.5 固体废物对环境的影响分析

6.5.1 施工期固体废物对环境的影响分析

6.5.1.1 固体废物产生及排放情况

本项目施工期产生的固体废物主要为施工废料、生活垃圾。各类固废的性质及产生量见表 6.5-1。

表 6.5-1 各类固废的性质及产生量一览表

序号	固废名称	产生量(t)	固废性质	代码	处置方式	处置效果
1	施工废料	0.75t	一般固废	071-001-09	施工废料部分回收利用，剩余废料拉运至市政部门指定地点，由环卫部门处理	资源化、无害化处置，零排放
2	生活垃圾	0.56	一般固废	071-001-99	拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站统一处理	无害化处置，零排放

6.5.1.2 环境影响分析

采取以上措施后，本项目施工期产生的各种固体废物均得到妥善处置，符合《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》(GB 18599-2001)及其修改单(环境保护部公告 2013 年第 36 号)的管理和处置要求，不会对环境产生不利影响。

6.5.2 运营期固体废物对环境的影响分析

6.5.2.1 固体废物产生及排放情况

本项目运营期产生的固体废物主要为油泥砂，其固废性质及产生量见表 6.5-2。运营期危险废物汇总表见表 6.5-3。

表 6.5-2 项目运营期固废一览表

序号	名称	产生量	主要成分	固废分类		处置方式	排放量(t/a)
				废物类别	危废代码		
1	油泥砂	3.95/a	砂石、矿物油	HW08	071-001-08	拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站统一处理	0

表 6.5-3 本项目运营期危险废物汇总表

危险废物名称	油泥砂
危险废物类别	HW08 废矿物油与含矿物油废物
危险废物代码	071-001-08 石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚
产生量	3.95t/a
产生工序及装置	井下作业现场、联合站清罐、清池等过程产生
形态	固体
主要成分	土壤、矿物油
有害成分	矿物油
产废周期	每次作业、清罐产生 无明显周期性
危险特性	T, I
污染防治措施	拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站统一处理

6.5.2.2 危险废物转移、储存、处置要求

本项目运营期油泥砂依托西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站统一处理。西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站已按照《危险废物贮存污染控制标准》(GB 18597-2001) 及其修改单(环境保护部公告 2013 年 第 36 号)、《建设项目危险废物环境影响评价指南》(2017 年 10 月 1 日) 等相关要求, 设置警示标志, 并对地面进行防渗, 满足防风、防雨、防晒要求, 建立台账及管理制度。

1) 收集和贮存

(1) 危险废物的贮存和运输严格按照国家对危险废物处理的有关规定执行。根据《危险废物贮存污染控制标准》(GB 18597-2001) 及其修改单(环境保护部公告 2013 年 第 36 号) 的要求, 危险废物的储存应采取以下措施:

①危险废物临时存储场所按照桶装、袋装物质的区别制作标示牌对危险废物进行表示。

②危险废物贮存容器及材质要满足相应的强度要求; 盛装危险废物的容器材质和衬里要与危险废物相容(不相互反应); 且完好无损。

③危险废物临时存储场所设置警示标志, 配置通信设备、照明设施等; 待危险废物贮存设施停用后, 应请监测部门进行监测, 表明已不存在污染时, 方可摘下警示标志。

(2) 危险废物临时存储场所内清理出来的泄漏物, 也属于危险废物, 必须按照危险废物处理原则处理。

(3) 安全环保机构作为专门危险固废处置机构，主要负责危险固废的收集、贮存及处置。

(4) 按月统计各厂区、各车间的危险废物种类、产生量、暂存时间、交由处置时间等，并按月向当地环保部门报告。

2) 转移和运输

(1) 危险废物在储存、转移、处理过程中严格执行《危险废物转移联单管理办法》(1999 年 10 月 1 日) 五联单制度，并制定内部转移、转运制度；按照《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ 2025-2012) 相关要求进行处置和运输。

(2) 建设单位与危废资质单位共同研究危险废物运输的有关事宜，确保危险废物的运输安全可靠，减少或避免运输过程中的二次污染和可能造成的环境风险。

(3) 应委托专业运输单位进行运输，运输过程防止扬散和洒漏。

(4) 运输危险废物的单位应当制定在发生意外事故时采取的应急措施和防范措施。

(5) 运输危险废物的人员，应当接受专业培训，经考核合格后，方可从事运输危险废物的工作。

(6) 运输时，发生突发性事故必须立即采取措施消除或者减轻对环境的污染危害，及时通报给附近的单位和居民，并向事故发生地县级以上人民政府生态环境主管部门和有关部门报告，接受调查处理。

3) 处置

本项目产生的油泥砂属于危险废物，委托有资质的单位处理。

6.5.2.3 危险废物处置依托工程可行性分析

本项目产生的油泥砂依托西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站进行处置。

该站内建有污油泥处理系统，以化学热洗作为主导工艺，辅助焚烧处理技术，主要包括预液化单元、油泥分离单元、固液分离单元、油水分离单元、供热单元，详细资料见 2.4.4.2 节。

本项目产生油泥砂依托西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站存放和处理，其能力平衡分别见表 6.5-4 和表 6.5-5。

表 6.5-4 该站油泥砂存放能力平衡分析表

名称	设施名称	规模 (m ³)	已用容量 (m ³)	剩余容量 (m ³)	本项目新增 量 (m ³)	依托是否 可行性
西北油田分公司油田工程服务中心绿	污油泥接收池	36000	31000	5000	14.52 (折算 比重 1.36)	是

色环保工作站						
--------	--	--	--	--	--	--

表 6.5-5 该站油泥砂处理能力平衡分析表

名称	单位	设计能力	运行现状	剩余能力	本项目新增量	依托是否可行性
西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站	m ³ /a	60000	39198.8	20801.2	14.52（折算比重 1.36）	是

综上所述可以看出，本项目的油泥砂委托西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站拉运处置是可行的。

6.5.2.4 环境影响分析

经上分析，本项目运营期产生的固体废物得到妥善处置，不会对环境产生不利影响。

6.5.3 闭井期固体废物对环境的影响分析

油井退役后地面设施拆除、井场清理等工作会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣，尽量回收利用，不能利用部分拉运至市政部门指定地点，由环卫部门处理。

地面设施拆除、井场清理等工作过程中，在施工期和运营期累积的油泥砂，应及时回收，防止对局部区域造成污染，铲除明显油污层，将受污染的土壤表层清理干净，以利于井场土地资源后续利用。回收后的油泥砂集中收集后拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站进行存放和处置，防止闭井期对周围环境造成新的影响。

6.5.4 小结

综上所述，建设项目施工期、运营期、闭井期采取的固体废物处置措施合理可行，符合固体废物的“减量化、资源化、无害化”的处置原则。只要建设单位认真落实本次环评中提出的固体废物处理措施，可以确保建设项目固体废物不会对周围环境产生影响。

6.6 土壤环境影响评价

6.6.1 评价等级

6.6.1.1 项目类别

本项目属于石油开采行业。根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ

964-2018) 附录 A 可知, 项目行业类别为采矿业, 土壤环境影响评价项目类别为 I 类项目, 详见表 6.6-1。

表 6.6-1 土壤环境影响项目类别表

行业类别	I	II	III	IV
采矿业	金属矿、石油、页岩油开采	化学矿采选; 石棉矿采选; 煤矿采选、天然气开采、页岩气开采、砂岩气开采、煤层气开采 (含净化、液化)	其他	/

6.6.1.2 占地规模

本项目是对勘探井转为开发井进行环境影响评价, 井场占地已在钻井工程环境影响评价中落实。本项目永久占地主要体现为 TH121147H 阀组站, 占地面积为 9600m², 占地规模为小型 (≤5hm²)。

6.6.1.3 敏感程度

井场 1km 范围主要是荒漠, 不存在耕地、园地、牧草地、饮用水水源地或居住区、学校、医院、疗养院、养老院等土壤环境敏感目标。因此, 判定项目周围土壤环境敏感程度为不敏感, 敏感程度分级详见表 6.6-2。

表 6.6-2 污染影响型敏感程度分级表

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

6.6.1.4 评价工作等级确定

根据上述识别结果, 本项目为 I 类项目, 属于污染影响型, 占地规模为小型, 周围土壤环境敏感程度为不敏感。根据《环境影响评价技术导则 土壤环境 (试行)》(HJ 964-2018) 中 6.2.2 污染影响型项目评价工作分级的划分依据, 判定项目土壤环境影响评价工作等级为二级, 评价工作等级划分详见表 6.6-3。

表 6.6-3 污染影响型评价工作等级划分表

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

占地规模 敏感程度	I 类			II 类			III 类		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	—	—
注：“—”表示可不开展土壤环境影响评价工作。									

6.6.2 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）要求，本项目评价范围为井场占地及井场周围外扩 0.2km 范围内，管线评价范围为两侧外扩 0.2km，详见表 6.6-4，土壤环境评价范围图见图 1.7-1。

表 6.6-4 现状调查范围

评价工作等级	影响类型	调查范围	
		占地范围内	占地范围外
一级	生态影响型	全部	5km 范围内
	污染影响型		1km 范围内
二级	生态影响型		2km 范围内
	污染影响型		0.2km 范围内
三级	生态影响型		1km 范围内
	污染影响型		0.05km 范围内

6.6.3 土壤环境影响识别

6.6.3.1 土壤环境影响类型与影响途径

1) 土壤环境影响类型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018），本项目土壤环境影响类型为污染影响型。

2) 土壤环境影响途径

根据工程组成，可分为施工期、运营期、闭井期三个阶段对土壤的环境影响。

施工期环境影响识别主要针对施工过程施工机械开挖、碾压、施工人员踩踏、废水及固体废物在临时储存及处理过程中对土壤环境产生的影响等。

运营期环境影响识别主要针对井下作业、油气集输等过程中对土壤环境产生的影响等。

闭井期环境影响识别主要针对采油设备拆除、集油和掺稀管线处置等过程对土壤环境产生的影响等。

本项目土壤环境影响类型与影响途径识别情况见表 6.6-5。

表 6.6-5 项目土壤环境影响类型与影响途径识别表

阶段	污染影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他
施工期	/	/	√	/
运营期	/	/	√	/
闭井期	/	/	√	/

6.6.3.2 土壤环境影响源与影响因子

本项目土壤环境影响途径主要为垂直入渗型，土壤环境影响源与影响因子识别情况见表 6.6-6。

表 6.6-6 土壤环境影响源与影响因子识别表

阶段	污染源	工艺流程/节点	污染途径	污染物种类	污染介质	可能污染区域	备注
运营期	集油管线、掺稀管线	非正常工况下，集油管线、掺稀管线破裂导致采出液、稀油连续渗漏污染土壤	垂直入渗	石油类	表层土壤、深层土壤	井场及其周围区域	事故情况下
	井场	非正常工况下，井下作业防渗材料破裂导致落地油污染土壤或落地油随雨水间断入渗污染土壤	垂直入渗	石油类	表层土壤、深层土壤	井场及其周围区域	事故情况下
闭井期	采油设备、集油管线、掺稀管线	采油设备拆除过程可能产生落地油随雨水间断入渗污染土壤	垂直入渗	石油类	表层土壤、深层土壤	井场及其周围区域	事故情况下

6.6.4 土壤环境影响预测与评价

6.6.4.1 施工期土壤环境影响分析

1) 土壤理化性质影响

施工期对土壤理化性质的影响主要是施工期的土石方开挖、施工机械设备碾压等活动，可扰乱土壤表层、破坏土壤结构，这种扰乱和破坏，除了开挖处受到直接的破坏外，挖出土方的堆放将直接占压开挖处附近的土地，破坏土壤表层及其结构。由于表层的团粒结构是经过较长的历史时期形成的，一旦遭到破坏，短期内难以恢复，在生境恶劣的环境下尤其困难。因此，在整个施工过程中，该工程对土壤表层的影响较大。

2) 土壤肥力影响

土地平整的开挖与回填中，将有可能扰动甚至打乱原有土体构型，使土壤养分含

量及肥力状况受到影响。根据相关资料,开挖与回填对土壤养分的影响相当明显,即使实行分层堆放、分层回填措施,土壤表土的有机质也将下降 43%,黏粒含量减少 60%~80%,磷下降 40%,钾下降 43%。但这种影响一般持续 2~3 年,随时间推移逐渐消失,土壤的肥力将逐渐恢复。

3) 土壤环境质量影响

施工期对土壤环境质量的影响主要是施工期间的固体废物堆存及施工设备漏油等,造成污染物进入土壤环境。

施工过程固体废物可能含有难以生物降解的物质,如不妥善管理,回填入土,将影响土壤质量,因此,施工时必须对固体废物进行严格管理,统一回收和专门处理,不得随意抛撒。正常情况下,施工中不应有施工机械的含油污水产生,但在机械的维修过程中可能产生油污。因此,在机械维修时,应把产生的油污收集,集中处理,避免污染环境;平时使用中要注意施工机械的维护,防止漏油事故的发生。

采取上述措施后,施工期废弃物基本不会对项目区土壤环境造成影响。

6.6.4.2 运营期土壤环境影响预测与评价

本项目实施后,油井采出液、掺稀油均采用密闭管输,且管线均经过严格防腐处理;井场生产设施所在区域均按要求进行了防渗措施,在正常工况下不会发生油品渗漏进入土壤,对土壤环境不会造成不利影响。因此,垂直入渗造成土壤污染主要是集油管线、掺稀管线等非正常工况下泄漏。根据西北油田实际运行经验,如果集油管线、掺稀管线等因老化破损、事故破坏等因素发生泄漏,即使有原油泄漏,建设单位能够及时发现并采取措施,不可能任由原油漫流渗漏,任其渗入土壤。因此,只有地表积油底部非可视部位发生小面积渗漏时,才可能有少量原油通过漏点逐渐渗入土壤。

污染物从污染源进入土壤所经过的路径称为土壤污染途径,土壤污染途径是多种多样的。根据工程分析,本项目可能对土壤造成污染的途径主要是集油和掺稀管线发生泄漏对土壤造成的影响,主要污染物是石油烃($C_{10}-C_{40}$)。

类比项目所在区域同类石油开采项目可知,发生泄漏后,石油烃($C_{10}-C_{40}$)最先污染表层土壤,主要积聚在土壤表层 40cm 以内,一般很难渗入到 2m 以下。同时,泄漏出来的石油烃($C_{10}-C_{40}$)在土表会蒸发,其蒸发量与时间呈负指数相关,随着时间推移,其在土壤表面多呈黏稠状,甚至在地表结成油饼,集中收集后送西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站统一处理。但落地油积存于表层会影响表层土壤通透性,影响土壤养分的释放,降低土壤动物及微生物的活性,使土壤的综合肥力下降,最终影响植物根系的呼吸作业和吸收作用。

运营期须定期检查管道的破损或破裂情况,若发现有破损或破裂部位须及时

进行修补，杜绝非正常情况的发生，避免污染物进入土壤及地下水含水层中。因此，在工程做好防渗、定期监测、严格执行本次环评提出的污染防治措施的前提下，本项目运营期对土壤环境影响在可接受范围内。。

6.6.4.3 闭井期土壤环境影响分析

闭井期，采油设备拆除过程或封井过程可能产生落地油，若不及时回收，可能随雨水入渗污染土壤。本项目产生的被原油污染的土壤等危险废物拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站进行无害化处置，同时对井场永久占地进行土地复垦及植被恢复。因此，闭井期施工活动对土壤环境的影响在可接受范围内。

6.6.5 土壤环境保护措施与对策

6.6.5.1 源头控制措施

本项目对施工期、运营期及闭井期产生的废水进行合理的治理和综合利用，以先进工艺、设备对污水进行储存和处理，尽可能从源头上减少污染物泄漏的可能性和泄漏量。

1) 施工期源头控制措施

(1) 废水

井场四周设置井界沟，防止井场内污水随地面径流进入外环境。

(2) 其他

加强施工期固废管理。施工过程固体废物可能含有难以生物降解的物质，如不妥善管理，随意丢弃，将影响土壤质量，因此，施工时必须对固体废物进行严格管理，统一回收和专门处理，不得随意抛撒。正常情况下，施工中不应有施工机械油料泄漏，但在机械故障的情况下可能产生少量油污，因此，在机械维修时，应把产生的油污收集，集中处理，避免污染环境；平时使用中要注意施工机械的维护，防止漏油事故的发生。

2) 运营期源头控制措施

为预防石油烃（ $C_{10}-C_{40}$ ）对土壤环境的影响，本次运营期采取以下土壤环境保护措施，详见表 6.6-7。

表 6.6-7 运营期土壤环境保护措施表

序号	土壤环境保护措施		实施部位	实施时间	实施保证措施	预期效果
1	源头控	油井采出液经集油管线输送至塔河油田二号联合站、四号联合站，不外排	井场	运营期	加强管理级设备检查及维修，保证集输站污水处理系统	对周围土壤环境基本不造成污染

序号	土壤环境保护措施		实施部位	实施时间	实施保证措施	预期效果
	制措施				正常运行	
		井下作业废液拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站废液处理系统进行处理，处理达标后回注地层用于油田注水开发，无外排	井场	运营期	加强管理级设备检查及维修，保证集输站污水处理系统正常运行	对周围土壤环境基本不造成污染
		减少井下作业频次，从源头减少落地油产生	井场	运营期	加强施工进度	对周围土壤环境基本不造成污染
		加强巡线，避免集油和掺稀管线泄漏事故发生；若发生则需及时处理	管线	运营期	管线敷设时做好防腐；加强巡线频次	对周围土壤环境基本不造成污染

3) 闭井期源头控制措施

(1) 加强管理，减少采油设备、输油管线等拆除过程污染物的跑冒滴漏。

(2) 管道试压废水由塔河油田二号联合站、四号联合站进行处理，经处理达标后回用于油田注水开发，不外排。

(3) 建设单位拆除设施、设备或者建筑物、构筑物，可能造成二次污染的，应当采取相应的防渗漏、污染物收集等防治措施，制定、实施土壤污染防治工作方案。土壤污染防治工作方案应当包括被拆除设施、设备或者建筑物、构筑物的基本情况，残留污染物清理、安全处置以及应急措施，土壤污染防治技术要求和周边环境的污染防治要求等内容。

6.6.5.2 过程防控措施

环评要求建设单位须做好场区分区防渗措施。本项目按重点污染防治区、一般污染防治区、非污染防治区分别采取不同等级的防渗措施，防渗层尽量在地表铺设，防渗材料可根据具体防渗区域拟选取 HDPE 或其他防渗材料，按照污染防治分区采取不同的设计方案。

1) 施工期过程防控措施

井场设有防渗环保厕所。

2) 运营期过程防控措施

(1) 井场工程区

①建议井场四周设置井界沟，减少受污染的雨水量，同时防止井场内污水或落地油等随地面径流进入外环境。

②修井、洗井等井下作业要按照“铺设作业、带罐上岗”的作业模式，及时回收

污水、落地油等。井下作业过程属于重点污染防治区，防渗技术要求为等效黏土防渗层 $M_b \geq 6.0m$ ，渗透系数 $K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$ 。另外，重点防渗区还要满足《危险废物贮存污染控制标准》(GB 18597-2001)及其修改单(环境保护部公告 2013 年 第 36 号)中要求，落地油回收率可达 100%。

针对以上措施的实施，实际运营中设专人管理，定期对设备检查及维修，跟踪废水、固废的去向，从而达到对周围环境减少污染的预期效果。

(2) 管线工程区

①采取防腐措施和定期防腐检测。

②定期对管线的厚度及焊缝情况进行测试，特别是使用期超过 5 年，壁厚低于规定要求管段应及时更换，消除因腐蚀造成泄漏的隐患。

③加强管线的监控和巡线工作，发现失压或泄漏等现象立即启动应急预案，及时封堵和进行清理。

④设置截断阀，发现泄漏时可尽快关断阀门，尽可能减少采出液泄漏量。

(3) 隐患排查制度

建设单位应当定期对重点区域、重点设施开展隐患排查，保证持续有效防止有毒有害物质渗漏、流失、扬散。发现污染隐患的，应当立即制定整改方案，及时采取技术、管理等措施消除隐患。本项目重点区域包括地下输油管线，以及依托的水污染治理设施等。

3) 闭井期过程控制措施

(1) 环评建议在采油设备拆除过程中，及时回收各类污染物。危险废物应委托有资质的单位进行无害化处置。

(2) 废弃井每年至少巡检 1 次，并记录巡检资料，防止发生油水串层及跑冒油，污染周围环境。

6.6.5.3 跟踪监测

对井场、阀组站内及输油管道沿线土壤定期监测，发现土壤污染时，及时查找泄漏源，防止污染源的进一步下渗，必要时对已污染的土壤进行替换或修复。基于建设项目现状监测点，兼顾土壤环境影响跟踪监测计划的原则，环评建议在井场内外设监测点。本项目土壤保护措施图见图 6.6-1，土壤环境跟踪监测计划见表 6.6-8。

表 6.6-8 土壤环境跟踪监测计划

序号	监测点位	取样要求	监测项目	监测频次	执行标准
1	井场内	取柱状样：在 0~0.5m、0.5~1.5m、	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	项目投产运行后每 3 年	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控

序号	监测点位	取样要求	监测项目	监测频次	执行标准
		1.5~3m 处分别取样，每个柱状监测点应取 3 个样		监测一次	标准（试行）》（GB 36600-2018）
2	井场外	表层样：0~0.2m	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）		留作背景值

图 6.6-1 土壤保护措施布置图

6.6.6 土壤环境影响评价自查表

本项目土壤环境影响评价自查表见表 6.6-9。

表 6.6-9 本项目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	(0.0096) hm ²				
	敏感目标信息	敏感目标（无）、方位（/）、距离（/）				
	影响途径	大气沉降 ☐ ；地面漫流 ☐ ；垂直入渗 ☒ ；地下水位 ☐ ；其他（ ）				
	全部污染物	废气：非甲烷总烃；固废：石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）；废水：石油类等				
	特征因子	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）				
	所属土壤环境影响评价项目类别	I 类 ☒ ；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	调查了土体构型、土壤结构、土壤质地、阳离子交换量、饱和导水率、土壤容重、孔隙度等				同附录C
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	点位布置图
		表层样点数	1个	2个	0.2m	
		柱状样点数	3个	0个	0.5m、1.0m、2.0m处分别取样	
	现状监测因子	建设用地：pH、砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯，反-1,2-二氯乙烯，二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒎、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒹、苯并[k]荧蒹、蒽、二苯并[a,h]蒎、茚并[1,2,3-cd]芘、萘等45项指标。 特征指标：石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）。				
现状评价	评价因子	同现状监测因子				
	评价标准	GB 15618 ☐ ；GB 36600 ☒ ；表D.1 ☐ ；表D.2 ☐ ；其他（ ）				
	现状评价结论	占地范围内土壤环境质量满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）中的第二类用地的筛选值，说明项目所在区域土壤环境质量状况良好				
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				
	预测分析内容	影响范围（厂界外扩0.2km）影响程度（较小）				
	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	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	每3年一次	
	信息公开指标	土壤环境跟踪监测达标情况			
	评价结论	项目所在区域土壤环境质量现状满足相关标准要求，土壤环境质量状况良好。根据资料调研结果，项目产生污染物对周围土壤环境影响在可接受范围内，通过采取本报告表提出的环境保护措施及跟踪监测计划，从土壤环境影响的角度，项目建设可行。			

6.6.7 小结

- 1) 根据本项目内容和工程特点，本项目特征污染物为石油烃 (C₁₀-C₄₀)。
- 2) 根据《环境影响评价技术导则 土壤环境 (试行)》(HJ 964-2018)，确定本次土壤环境影响评价等级为二级，评价范围为井场占地及井场周围外扩 0.2km 范围内，管线评价范围为两侧外扩 0.2km 范围内。
- 3) 土壤环境质量现状调查结果表明，本项目井场内土壤各项监测指标满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准 (试行)》(GB 36600-2018) 中建设用地土壤污染风险筛选值和管控值中第二类用地的筛选值要求；井场外荒地中土壤特征因子石油烃类 (C₁₀-C₄₀) 均未检出，说明项目所在区域土壤未受到污染，土壤环境质量现状良好。
- 4) 本项目正常运行状态下基本不会对土壤造成污染；非正常工况下，通过类比分析，石油烃类 (C₁₀-C₄₀) 随时间推移不断下渗，但主要积聚在土壤表层 40cm 以内，一般很难渗入到 2m 以下。因此，本次评价针对各类污染物均提出对应的污染治理措施，可确保污染物达标排放及防止渗漏发生，从源头上控制项目对区域土壤环境的污染源强，确保项目对区域土壤环境的影响处于可接受水平。
- 5) 建设单位在严格落实环评提出的污染防治措施及土壤环境跟踪监测计划的前提下，项目对区域土壤环境影响是可接受的。从土壤环境影响的角度，项目建设是可行的。

6.7 生态影响分析

6.7.1 评价等级及范围

6.7.1.1 评价等级

本项目涉及 6 座单井井场，新建 1 座阀组站，新敷设 37.7km 管线 (多为同沟敷设)，总占地面积 148600m²，永久占地面积 9600m²，临时占地面积 139000m²；项目位于省级水土流失重点治理区，属于重要生态环境敏感区；影响区域的生态敏感性为重要生态环境敏感区；依据《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ 19-2011) 中等级划分原则和评价工作级别划分判据 (表 6.7-1)，确定本次生态环境评价等级为三级。

表 6.7-1 生态环境评价工作等级划分表

影响区域生态敏感性	工程占地（水域）范围		
	面积 $\geq 20\text{km}^2$ 或长度 $\geq 100\text{km}$	面积 $2\text{km}^2 \sim 20\text{km}^2$ 或 长度 $50\text{km} \sim 100\text{km}$	面积 $\leq 2\text{km}^2$ 或长度 $\leq 50\text{km}$
特殊生态敏感区	一级	一级	一级
重要生态敏感区	一级	二级	三级
一般区域	二级	三级	三级

6.7.1.2 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ/T 349-2007)中关于生态影响评价范围的要求,确定本项目生态环境影响评价范围为各井场外扩 1km,油气集输管线两侧各 0.2km 带状范围的叠加区域。

6.7.1.3 生态环境保护目标

本项目所在区域及其生态环境不涉及新疆维吾尔自治区生态保护红线规划,周边无生态环境保护目标。

6.7.2 评价时段

本项目评价时段为施工期、运营期和闭井期。

6.7.3 施工期生态环境影响分析

6.7.3.1 生态系统影响分析

本项目开发建设加大了评价区人为干扰的力度,同时也加剧局部区域由荒漠生态系统向工矿用地生态系统演替的趋势,工程建设使项目所在区域植被覆盖度有所降低,同时油田开发等人类活动加剧,使物质抗阻能力减弱,从而加剧了区域景观的不稳定性。

荒漠生态系统中生长的荒草对生态环境具有一定的调节作用,可以在某种程度上控制水土流失,改良土壤状况,保持土壤水分,防止侵蚀,从而保护地下水资源、野生动物资源、维持生态平衡。油田设施的增加及永久性构筑物的作用,使荒漠杂草生态景观减少了,但本项目占地面积较小,区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因此对于评价区生态系统的完整性影响较小,其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显影响。

6.7.3.2 土地利用影响分析

本项目涉及 6 座单井井场，新建 1 座阀组站，新敷设 37.7km 管线（多为同沟敷设），总占地面积 148600m²，永久占地面积 9600m²，临时占地面积 139000m²。工程占地类型全部为荒地（以荒漠为主），区域地表植被覆盖度低。项目新增占地占评价范围总面积的比例很低，对当地的土地利用影响较小。

1) 永久占地的影响

本项目永久占地为新建阀组站，占地类型为荒漠。工程永久占地改变现有土地利用类型、性质和功能，将荒漠变为建设用地，这种影响是永久性的，但这部分占地面积较小，对区域土地利用格局影响在可接受范围内。

2) 临时占地的影响

本项目临时占地主要是集油管线、掺稀管线、燃料气管线、注水管线等施工占地，管线工程施工方式为地下埋设。管线工程临时占地主要集中在管线开挖埋设施工过程中。管线施工一般采取分段施工方式，施工时间较短，在管线敷设完成后该地段土地利用大部分可恢复为原用地类型。由于管线沿线两侧约 5m 范围内不能种植深根植物，一般情况下，施工完成后对土地复垦，以改善景观、防止水土流失。

从宏观整体区域看，管线施工临时占地与扰动将不会影响到该区域的土地利用结构。在管线服务期满后，管线 5m 范围外可以重新种植深根作物，对土地利用的影响也将逐渐消失。

总之，在短期内，临时占地将影响管线沿线土地的利用状况，施工结束后即可覆土恢复原貌，其影响将逐渐减小或消失。因此，临时占地对区域土地利用类型的影响较小。

6.7.3.3 植被影响分析

管道沿线无珍稀野生植物，由于施工扰动，导致原有的植被破坏，相应减少植被的数量。但本项目施工作业面很窄，局段施工期短暂，施工期结束后随着人工恢复与补偿措施及自然演替过程，不会对植被的数量及多样性产生影响。

在管线施工过程中，开挖管沟区将底土翻出，将使土体结构几乎完全改变，挖掘区的植被全部遭到毁灭性破坏，管线两侧其他区域的植被则受到不同程度的破坏和影响。

以管沟为中心两侧 2.5m 的范围内，植被遭到严重破坏，原有植被成分基本消失，植物的根系也受到彻底破坏；在管沟两侧 2.5m~5m 的范围内，由于挖掘施工中各种机械、车辆和人员活动的碾压、践踏以及挖出土的堆放，造成植被的破坏较为严重；

管沟两侧 5m~10m 的范围内,由于机械、车辆和人员活动较少,对植被的破坏程度相对较轻。

管道沿线的植被破坏具有暂时性,一般施工结束后而终止。根据管线所经地区的土壤、气候等自然条件分析,施工结束后,周围植物渐次侵入,开始进入恢复演替过程。如果采用人工植树种草的措施恢复植被的覆盖度,比自然恢复可以加快恢复进程,一般区域 2 年~3 年可恢复草本植被,3 年~5 年恢复灌木植被。本工程采用复耕和人工植树种草相结合的方式。

6.7.3.4 动物影响分析

施工期对动物的影响表现为阀组站建设、管线敷设等工程活动迫使动物远离原有生境,各种车辆和机械噪声对野生动物的惊扰,这种影响是短暂的。根据类比调查,施工过程可能对施工场地周围 500m 范围内的野生动物造成惊吓和干扰,影响范围相对较小,受工程影响的动物数量较少。

根据现场踏勘和走访调查,项目评价范围内野生动物种类、数量均不丰富,项目周围未发现国家和新疆维吾尔自治区重点保护陆生动物,项目开发活动对区域野生动物的影响不属于永久性和伤害性影响,只是造成短时间的干扰,随着施工结束,对野生动物的干扰也随之消失。因此,本项目对野生动物种群和数量影响较小。

6.7.3.5 土壤影响分析

1) 土壤理化性质影响

(1) 破坏土壤原有结构

土壤结构是经过较长的历史时期形成的,管沟开挖和回填必将破坏土壤的结构。尤其是土壤中的团粒结构,一旦遭到破坏,必须经过较长的时间才能恢复。管道开挖必定扰乱和破坏土壤的耕作层,除管道开挖的部分受到直接的破坏外,开挖土堆放两边占用土地,也会破坏其耕作土;此外,土层的混合和扰动,同样会改变原有土地耕作层的性质。因此在整个施工过程中,对土壤耕作层的影响最为严重。

(2) 混合土壤层次、改变土壤质地

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

(3) 影响土壤养分

土体构型是土壤剖面中各种土层的组合情况。不同土层的特征及理化性质差异较大。就养分而言,表土层远较心土层好,其有机质、全氮、速效磷、钾等含量高,

紧实度、孔隙状况适中，适耕性强。施工对原有土体构型势必扰动，使土壤养分状况受到影响，严重者使土壤性质恶化，并波及其上生长的植被，甚至难以恢复。

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

(4) 影响土壤紧实度

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

(5) 土壤污染

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

2) 土壤污染影响

施工过程中将产生施工垃圾、生活垃圾等固体废物，这些固体废物可能含有难以生物降解的物质，如不妥善管理，回填入土，将影响土壤质量。因此，施工时必须对固体废物进行严格管理，统一回收和专门处理，不得随意抛撒。因此，项目产生的施工废物对土壤环境质量影响较小。

6.7.3.6 生态红线的影响分析

本项目北距库车市生态红线区最近 2.5km，各种建设活动及车辆运输线路均不在红线区内进行，不会对生态红线区造成不利影响。

6.7.3.7 水土流失影响分析

管线施工过程将扰动地表、破坏植被、增大地表裸露面积，使土壤变得疏松，破坏原有水土保持稳定状态，引起一定程度的水土流失。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。

管线工程开挖面积小，施工期短，土方可做到挖填平衡，无外运，实际新增水土

流失量小。但施工过程中需对占地范围内的生长植被的土壤进行表土剥离，单独堆放。本项目考虑将表土采用就近堆放的原则进行临时堆放，并采取临时防护措施，可有效减少水土流失。同时对临时表土堆放场进行地貌恢复。通过采取以上措施后，工程产生的水土流失量在可接受范围内。

为有效控制工程施工准备期、施工期和自然恢复期各种水土流失的发生，本项目施工过程中临时堆土采取土工布遮盖、四周拦挡和修建临时排水沟等临时防护措施，有效防止雨水冲刷。施工结束后，对临时占地及时进行土地整治、植被恢复和土地复垦。施工期是水土流失防治的重点时期，应加强水土保持工作。

施工期引起的水土流失影响待施工结束后逐渐消失，运营期地表复原后，只要严格实施各项水土保持措施，不会造成新的水土流失。

6.7.4 运营期生态环境影响分析

6.7.4.1 植被影响分析

1) 修井过程对植被影响

运营期井场正常运行不会对井场外周围植被产生影响，但在修井作业过程中，若落地油回收不及时，可能洒落地面，影响植被生长。因此，修井过程中采用带罐作业，防止落地油产生。通过采取以上措施后，运营期修井作业不会对周围土壤和植被造成显著影响。

2) 管线运行对植被影响

运营期正常情况下，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（事故）状况下，如漏油、爆炸等，产生的原油和废气会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，造成植被损失较小。

6.7.4.2 动物影响分析

与施工期相比，运营期对野生动植物的影响较小，主要是抽油机运行噪声和修井作业噪声可能对附近动物产生影响。

1) 抽油机运行噪声影响

抽油机运行噪声，属低频稳态噪声，一般在 65dB（A）左右，经距离衰减后，在 50m 处噪声已降至 31dB（A）。研究表明，小于 50dB（A）的噪声对动物的正常活动无明显影响；据此推算，工程噪声影响范围为井场周围 50m 以内区域，50m 以外区域，动物的正常活动无明显影响。本项目所在区域分布的动物为一般种类，动物活动能力强，因此运营期对动物影响较小。

2) 修井机械噪声影响

修井机械声功率一般为 80dB(A)~100dB(A)，排放规律是间歇的。根据类比，小修作业一般距离井口 72m~82m，噪声降低至 60dB(A)；距离井口 140m~150m，噪声降低至 50dB(A)；大修作业一般距离井口 87m~97m，噪声降低至 60dB(A)；距离井口 160m~170m，噪声降低至 50dB(A)。修井机械噪声周期较短，声源具有不确定性和不稳定性，在施工时对周围环境的影响是可以接受的。

根据调研，野生动物在环境噪声提高时，首先会因警惕行为而驻足倾听，而后随环境噪声增至 60dB(A)时出现避让奔逃的现象，至距离噪声源 60m 以上时停止奔逃，但群体仍处于躁动状态直至平静。本项目附近无生态保护区，区域内野生动物多为常见的广布物种，且修井机械噪声是暂时的，只在短时期对局部环境造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失，不会对野生动物造成伤害。因此，本项目修井机械噪声对野生动物造成的影响在可接受范围内。

根据现状调查，受工程影响的野生动物均为常见种类，分布范围广，适应性强。项目完工后，随着植被的恢复、施工影响的消失，动物的生存环境得以复原，不会因局部生境破坏而导致种群消失或灭绝，部分暂时离开的动物将回到原来的栖息地。因此，运营期不会对野生动物的活动产生影响。

6.7.4.3 土壤影响分析

运营期，油气开采很少在大面积范围内造成污染，影响主要是非正常工况下导致，如井下作业、管线泄漏等，会在附近形成局部污染，污染物如回收不及时可能对土壤环境产生一定影响。

1) 修井过程对土壤影响

运营期井场正常运行不会对井场外周围植被产生影响，但在修井作业过程中，若井下作业废液或油泥砂回收不规范、不及时，可能洒落至井场外，影响周边植被生长。因此，修井过程中必须要求带罐作业，废水全部收集处理。通过采取以上措施后，运营期修井作业不会对周围植被造成显著影响。

2) 泄漏事故对土壤影响

运营期采出液采用集油管线管输，掺稀油采用掺稀管线输送，正常情况下，不会导致沿线土壤污染。非正常状况下，如管线泄漏导致采出液或掺稀油泄漏、起火爆炸等，含油类物质和废气会对周边土壤产生不利影响。运营期应加强管线管理，增加巡线频次，及时发现问题，及时维修，避免事故的发生。

6.7.5 闭井期生态环境影响评价

闭井期，油井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、封井、井场清理等，将会产生少量扬尘和固体废物。若不采取有效的生态保护措施，管线中残存的少量原油有可能对管线沿线的土壤和地下潜水造成污染，对当地的生态环境产生不利影响。因此。闭井施工操作中应注意采取降尘措施，同时，将产生的固体废物集中收集，外运至指定的固体废物填埋场填埋处理。

另外，井场清理等工作还会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣，对这些废弃管线、残渣将进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用，废弃建筑残渣外运至指定填埋场填埋处理。

6.7.6 生态环境保护与恢复措施

6.7.6.1 施工期生态环境保护与恢复措施

1) 常规保护措施

(1) 强化施工阶段的环境管理。在施工期间，为保证施工质量，应建立环境监督制度，监督指导施工落实生态保护措施，确保工程实施过程中，执行国家、地方等相关环境法律法规。

(2) 管线工程施工期应严格划定施工作业范围，在施工作业带内施工。施工过程中应确定严格的施工范围，并使用显著标志加以界定，严格控制工程施工过程中的人工干扰范围。在保证施工顺利进行的前提下，尽量减少占地面积。严格限制施工人员及施工机械活动范围，不破坏施工作业带以外的植物。

(3) 妥善处理施工期产生的各类污染物，防止其对重点地段的生态环境造成重大污染，特别是对土壤的影响。

(4) 提高施工效率，缩短施工时间，同时采取边铺设管道边分层覆土的措施，减少裸地的暴露时间，施工结束后，应及时清理现场，使之尽量恢复原状，将施工期对生态环境的影响降到最低程度。

2) 工程占地保护措施

(1) 施工人员、施工车辆以及各种设备应按规定的路线行驶、操作，不得随意破坏土地和道路设施。

(2) 材料堆放场、施工机械设备等临时占地布置在永久征地范围内，不新增临时占地。物料临时堆放场周围一定范围内，应采取一定的拦挡防护措施或设置仓库等，避免废水、废油等污染物扩散。

(3) 管线工程区加强施工期工程污染源的监督工作，管线应尽量沿既有道路敷

设，减少占地。

(4) 施工前作业带场地清理，应注意表层土壤的堆放及防护问题，避免雨天施工，造成水土流失危害并污染周边环境；临时用地使用完后，立即实施恢复措施；加强临时占地恢复的管理工作。

3) 植物保护及恢复措施

(1) 严格规定施工车辆的行驶便道，防止施工车辆在有植被的地段任意行驶。禁止乱压乱碾，防止对盐碱地植被产生扰动。

(2) 施工便道尽量利用现有道路，通过改造或适当拓宽，一般能满足施工要求即可，避免穿越植被生长茂密区域。

(3) 加强施工管理，划定适宜的堆料场，严禁施工材料乱堆乱放，妥善处理施工场地各类污染物，防止扩大对植物的破坏范围。

(4) 加强施工管理，划定适宜的堆料场，施工作业场内的临时建筑尽可能采用成品或简易拼装方式，严禁施工材料乱堆乱放，妥善处理施工场地各类污染物，防止扩大对植物的破坏范围。

4) 动物保护措施

(1) 科学规划、严格管理施工场地，尽可能保护现存植被

野生动物和植被有着密不可分的依赖关系，植被条件的好坏是影响野生动物种类组成的一个十分重要的因素。工程区植被的破坏将导致本区动物种类及数量的减少。因此，要严格控制施工作业范围，尽可能地减少施工过程所造成的植被破坏，保护野生动物赖以生存的生态环境。

(2) 加强野生动物保护的宣传力度

按照《中华人民共和国野生动物保护法》(2018 年 10 月 26 日) 要求，加大对保护野生动物的宣传力度，提高施工人员对野生动物的保护意识。尤其是与人类发展密切相关，有益于农、林健康发展的爬行类、兽类等。施工过程中张贴动物保护告示或设置警示牌，禁止捕杀动物。

(3) 及时进行植被恢复，改善动物的栖息环境

工程中造成的植被破坏及野生动物资源损失，仅靠生物群落的自然演替是远远不够的。因此，施工结束后，要尽快开展植树种草工作，加快生物群落的恢复速度，改善本区的植被条件，恢复工程区野生动物资源。

5) 土壤保护措施

(1) 合理安排施工进度及施工时间，尽量避开雨季施工，不能避免时，保证施工期排水通畅，减少项目造成的水土流失。项目区土建项目中应及时防护，随挖、随

运、随填、随夯、不留松土。

(2) 本项目剥离的表土单独收集并集中堆放至临时堆放场，临时堆放场设置在项目附近并采取临时防护措施，如采取土工布遮盖、修建临时土质排水沟等。施工结束后用于植被恢复地带的土壤改良，最终得到合理利用。

(3) 合理组织施工，做到工序紧凑、有序，以缩短工期，减少土壤流失量。

(4) 管线的建设应做好防腐工作，可保证设备设施的安全运行。

6) 水土保持措施

阀组站施工前剥离表土，集中堆放于站场的施工场地内，并采取拦挡、无纺布土工布遮盖、修建临时土质排水沟等临时防护措施；井场地面采用砾石压盖，阀组站采用地面硬化，可减少风力侵蚀，降低水土流失风险。

综上可知，拟建工程施工方案中采用合理的工程防护措施，同时应合理安排施工期、尽量避开雨季和大风天气施工，保证施工期间排水通畅，按照水利部门的相关管理要求做好水土保持工作，定期检查井场及周围水土流失情况，若发现有水保设施损坏，应及时报告有关部门并加以维护和补救。项目区土建工程中应及时防护，随挖、随运、随填、随夯、不留松土。合理组织施工，做到工序紧凑、有序，以缩短工期，减少施工期土壤流失量。

本项目施工期生态保护措施图见图 6.7-1。

图 6.7-1 施工期生态保护措施示意图

6.7.6.2 运营期生态环境保护与恢复措施

工程在正常运营期间，基本上不会对生态环境造成影响。本次评价要求建设单位采取以下生态保护措施：

1) 加强管理

(1) 运营期管线临时占地逐渐恢复原貌，加强巡护人员管理及生态环境保护知识的宣传，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，禁止巡护人员破坏植被、捕杀动物；禁止乱扔垃圾、破坏和随意踩踏已恢复或正在恢复的植被。

(2) 加强集油管线和掺稀管线的维护，管线上方设置标志，以防附近施工活动对管线造成破坏。

2) 植被及水土保持设施的维护

(1) 严格执行水土保持方案，加强对植被恢复的管理抚育，维护至可自行生长繁衍状态，确保植被恢复有效性，减少管道运行初期因植物未恢复而造成的水土流失。

(2) 加强水土保持设施等各种防护工程的维护、保养与管理，对损坏的设施应及时维修，以避免造成更大的水土流失。

(3) 管线维修二次开挖回填时，应尽量按原有土层进行回填，以使植被得到有效恢复、减轻对植被生长的影响。

(4) 加强管线巡查、维护，定期检测管线安全保护系统，确定管线运行、维修措施以及是否需要整体更换和局部更换，发现隐患工点及时采取防治措施。

6.7.6.3 闭井期生态环境保护与恢复措施

1) 生态保护措施

按照《石油天然气开采业污染防治技术政策》(2012 年 3 月 7 日)和《废弃井及长停井处置指南》(SY/T 6646-2017)，油气井退役或报废后，应当在 6 个月内将打开的油气层和井口封闭，以防止对地下水的影响。

闭井期的井场、管线等相关构筑物处置措施应按照《废弃井封井处置规范》(Q/SH 0653-2015)要求进行处置，并采取以下生态保护措施：

(1) 井场处置措施

①拆除相关设备、疏松已夯实和硬化的地面，清理场地及各种污染物，对拆除地面设施产生的垃圾及时外运，送至指定的垃圾填埋场处理，对于危险废物外运委托有资质的单位进行处理，根据井场所在区域未受油田开发干扰地貌情况全面进行地貌恢复，使废弃井场所在地貌与区域相协调。

- ②废弃设备堆放区设置临时拦挡和截排水设施，减少水土流失量。
- ③控制机械噪声、车辆运输噪声，避免对动物生存环境的惊扰。
- ④保留各类绿化工程、生态保护措施，使开发区域生态环境功能不变；

(2) 废弃管线处置措施

- ①对于废弃地下集油管线和掺稀管线主要进行清管处理；
- ②清管废水用罐车拉运至塔河油田二号联合站、四号联合站进行处理，处理达标后回注地层，不外排。

(3) 生态保护措施

- ①废弃设备堆放区设置临时拦挡和截排水设施，减少水土流失量。
- ②及时回收拆除采油设备过程中产生的落地油。
- ③控制机械噪声、车辆运输噪声，避免对动物生存环境的惊扰。

2) 生态恢复措施

根据项目占用土地类型和土地面积，对井场占地进行生态恢复。生态恢复的具体要求如下：

根据立地条件和因地制宜原则，在生态恢复过程中，应考虑其原有土地功能，对生态环境进行恢复和重建。

(1) 土壤环境调查与监测

井场退役后，建设单位在对设施进行拆除后，应对设施所在区域土壤环境进行调查和监测，重点监测土壤中的石油烃（ $C_{10}-C_{40}$ ）含量，判断其环境质量现状和污染情况，如果土壤中总石油烃（ $C_{10}-C_{40}$ ）含量高于所在区域土壤背景值，应对所在区域土壤进行专门恢复措施。

(2) 恢复措施

生态恢复可选择当地耐盐植物等，恢复可由建设单位出资，交由专业机构进行植被恢复。

本报告中闭井期封井作业、生态保护措施和生态恢复措施均按照相关要求和指南进行整理，待将来工程实施时，由建设单位按照工程实际发生情况进行相应调整。

6.7.7 小结

- 1) 通过调查可知，评价区内生态系统以荒漠生态系统为主。
- 2) 本项目仅阀组站的建设会永久占用土地，改变原有土地类型，从而影响到原有生态系统的结构功能。
- 3) 项目建设过程中缩小工程占地、加快工程进度等措施减缓土地占用影响；从源头入手，控制原油落地、对油泥砂进行无害化处理等措施减缓各类污染物对生态的

影响；对因项目建设而受影响的区域，采用植物修复法实施生态修复。

4) 施工期对生态环境的影响表现为破坏植被、占用土地等，施工对地表植被的破坏仅为短期的损毁，随着施工期的结束而消失。只要在施工期，加强对施工人员的管理，以及竖立警示牌，严格控制施工作业范围，施工期影响可得到有效控制。本项目在正常运营期间不会对生态保护红线区造成影响。

综上所述，项目施工期、运营期、闭井期将对周围生态环境产生一定影响，在采取有效的控制和处理措施后，项目对周围生态环境影响较小，可以控制在可接受程度之内。

6.8 环境风险评价

6.8.1 评价目的

环境风险评价的目的是通过调查建设项目的风险源和周围环境敏感目标，判定其风险潜势，进而对大气、地表水和地下水等环境因素存在的环境风险进行分析、预测和评估，提出合理可行的预防、控制、减缓措施，明确环境风险监控及应急建议要求，为建设项目环境风险防控提供科学依据。

6.8.2 风险调查

风险源调查范围主要是主体工程、辅助工程、公用工程、环保工程等环节涉及的生产设施。经调查，本项目风险源主要是油井、集输管线、掺稀管线、燃料气管线。

1) 危险物质调查

(1) 危险物质性质

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018)，本项目所涉及危险物质主要是原油（有两种：一是以采出液形式存在，含水 0.9%~59%；二是掺稀油）、天然气（原油伴生气、燃料气）、 H_2S ，其危险特性见表 6.8-1，危险物质的危险有害特性及安全技术分析详见表 6.8-2~表 6.8-4。

表 6.8-1 本项目危险化学品危险类别一览表

序号	危险化学品名称	物质危险性
1	原油（本项目为采出液和掺稀油）	易燃液体
2	原油伴生气、燃料气	易燃气体
3	H_2S	有毒有害物质

表 6.8-2 原油危险有害特性及安全技术资料一览表

标识	中文名：原油	英文名：Petroleum
理化性质	外观与形状：红棕色或黑色、荧光的稠厚性油状液体	溶解性：不溶于水，溶于多数有机溶剂
	熔点（℃）：-35	沸点（℃）：120~200
	相对密度：0.712（水=1）	稳定性：稳定
危险特性	危险性类别：中闪点易燃液体	燃烧性：易燃
	闪点（℃）：<28	爆炸上限（%）：5.4
	爆炸下限（%）：2.1	燃烧（分解）产物：一氧化碳、二氧化碳
	其蒸气与空气形成爆炸性混合物，遇明火、高热可引起燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。遇高温，容器内压增大，有开裂和爆炸危险性。	
	灭火方法：泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。用水灭火无效。	
	灭火剂：泡沫、干粉、二氧化碳	
毒性	LD ₅₀ ：500mg/kg~5000mg/kg	
健康危害	侵入途径：吸入、食入	
	健康危害：蒸气可引起眼及上呼吸道刺激症状，如浓度过高，几分钟即可引起呼吸困难、紫绀等缺氧症状。	
特性分析	①易燃易爆性：原油属中闪点易燃液体，甲 B 类火灾危险性物质，原油蒸气与空气混合，易形成爆炸性混合物，遇氧化剂会引起燃烧爆炸；原油中各组分的爆炸浓度和爆炸温度的范围都很宽，因此爆炸的危险性很大； ②易挥发性：原油中含有液化烃，沸点很低，在常温下具有较大的蒸气压，尽管油区实行全密闭作业，在作业场所仍不同程度地存在因蒸发而产生的可燃性油气； ③毒性物质：原油属于低毒类物质； ④易产生静电的危险性：原油中伴生物质的电导率一般都较低，为静电的非导体，很容易产生和积聚电荷，而且消散较慢； ⑤易泄漏、扩散性：原油的集输、储运作业都是在压力状态下进行的，在储运过程中，容易产生泄漏事故，原油一旦泄漏将覆盖较大面积，扩大危险区域；油品的蒸气一般比空气重，易沿地表扩散； ⑥热膨胀性：原油受热后，温度升高，体积膨胀，若容器罐装过满，超过安全容量，或者管道输油后不及时排空，又无泄压装置，便可导致容器或管件的损坏，引起油品外溢、渗漏，增加火灾爆炸危险性。	

表 6.8-3 伴生气危险有害特性及安全技术资料一览表

标识	中文名：甲烷	英文名：Methane
理化性质	外观与形状：无色无臭无味	自燃温度：537℃
	相对于水的密度是 0.42	相对于空气密度是 0.55
危险特性	危险性类别：第 2.1 类易燃气体	燃烧性：易燃
	闪点（℃）：-188	爆炸上限（V%）：15
	爆炸下限（V%）：5.3	燃烧（分解）产物：一氧化碳、二氧化碳
	极易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物。遇高温和明火有燃烧爆炸的危险。	
	灭火方法：切断气源。若不能立即切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。	
	灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳。	

健康危害	空气中甲烷浓度过高，能使人窒息。当空气中甲烷达 25%~30%时，可引起头痛、头晕、注意力不集中、呼吸和心跳加速等，甚至因缺氧而窒息。
泄漏	①泄漏的清除措施，包括使用排气或换气装置，对环境通风，以及用非活性气体（通常为氮气），对密闭空间进行吹扫，使用环境中甲烷的浓度低于最低爆炸下限。如果在密闭空间，要防止工作人员窒息和引发火灾及爆炸事故。 ②如果泄漏的量比较大，又不仅限于罐体等容器中，即在整个工作区间释放，要及时疏导没有配备个人防护装备的人员。同时要考虑安全区距离与气体泄漏速度的关系，要避免火灾或爆炸的危险。 ③一旦发生火灾，要马上切断气源，用灭火器材（如二氧化碳，四氯化碳，干粉等）灭火。如果火灾是由于液化气瓶引起，那么让气瓶完全燃尽，同时用大量水对周围的气瓶及其他物体降温。

表 6.8-4 H₂S 危险有害特性及安全技术资料一览表

标识	中文名：硫化氢	英文名：Hydrogen Sulfide
	CAS 号：7783-06-4	
理化性质	外观与形状：常温下为无色气体，有特殊臭味	相对空气密度 1.19 倍
	熔点（℃）：-85.5	沸点（℃）：-60.4
	稳定性：稳定	
危险特性	危险性类别：第 2.1 类易燃气体	燃烧性：易燃
	闪点（℃）：-50	爆炸上限（%）：46.0
	爆炸下限（%）：4.0	燃烧（分解）产物：水、二氧化硫
	危险特性：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物。遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与浓硝酸、发烟硝酸或其他强氧化剂剧烈反应，发生爆炸。气体比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇明火会引着回燃。	
	灭火方法：切断气源。若不能立即切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。	
	灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉。	
健康危害	侵入途径：吸入	
	健康危害：本品是强烈的神经毒素，对黏膜有强烈刺激作用。短期内吸入高浓度的硫化氢后出现流泪、眼痛、眼内异物感、畏光、视觉模糊、流涕、咽喉部灼烧感、咳嗽、胸闷、头痛、头晕、乏力、意识模糊等。重者可出现脑水肿、肺水肿，极高浓度（1000mg/m ³ 以上）时可在数秒内突然昏迷，发生闪电型死亡。高浓度接触眼结膜发生水肿和角膜溃疡。长期低浓度接触，可引起神经衰弱综合症和植物神经功能紊乱。	

（2）危险物质数量和分布情况

本项目涉及的原油包含两种，一是以采出液形式存在，含水率 0.9%~59%，二是掺稀油，均属于油类物质，主要分布在油井、集油管线和掺稀管线内；原油伴生气属于天然气，与原油共存；燃料气分布在为加热炉配建的天然气管线内。各危险物质的分布和数量见表 6.8-5。

表 6.8-5 危险物质分布及存在数量一览表

危险物质	存储设施名称	设施规格及规模	最大存在量	临界量	Q
			q_i (t)	Q (t)	
原油	单井集油管线	9.4km, DN100	72.174	2500	0.0289
原油伴生气 (除 H_2S)			0.301	10	0.0301
H_2S			0.008	2.5	0.0032
原油	集油干线	4.5km, DN200	138.206	2500	0.0553
原油伴生气 (除 H_2S)			0.576	10	0.0576
H_2S			0.016	2.5	0.0064
掺稀油	单井掺稀管线	9.4km, DN50	16.603	2500	0.0066
掺稀油	掺稀干线	4.5km, DN100	31.793	2500	0.0127
燃料气	燃料气管线	5.4km, DN50	0.007	10	0.0007
最大危险物质数量与临界量比值 Q_{max}					0.2015

备注：①原油在线量计算说明：因本项目原油以采出液形式存在，但本次评价考虑纯危险物质的量，即以采出液中含纯原油的量为最大存在量，且掺稀后集油管线中采出液最低含水率经核算为 0.7%，考虑原油密度为 $1.017t/m^3$ ，则掺稀后采出液密度为 $0.985t/m^3$ ；

②油井采出液（不含掺稀油）中气油比为 $16m^3/t$ ，伴生气密度为 $0.760kg/m^3$ ；

③伴生气中 H_2S 含量为 $20000mg/m^3$ ；

④燃料气密度为 $0.6982kg/m^3$

从表 6.8-5 中可以看出，本项目危险物质数量与临界量比值 Q_{max} 为 $0.2015 < 1$ ，则直接判定该项目环境风险潜势为 I。

2) 生产工艺特点

本项目属于石油开采，涉及危险物质的使用，不涉及危险工艺。

6.8.3 评价工作等级确定

按照《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018) 中的有关规定，风险评价工作等级划分如表 6.8-6。

表 6.8-6 风险评价工作级别表

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

考虑到本项目危险物质数量与临界量比值 Q_{max} 为 $0.2015 < 1$ ，则环境风险潜势直接判定为 I，风险评价可开展简单分析。因此，本项目环境风险评价按照《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018) 附录 A 进行。

6.8.4 环境敏感目标概况

按照《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018) 要求，结合本项目环境

风险评价等级，确定环境风险敏感目标如下：

1) 大气环境敏感目标

以各井场为中心，半径 500m 范围及管线两侧 200m 范围的叠加区域内的居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构。经调查，本项目井场 500m 范围无敏感目标。

2) 地表水敏感目标

经调查，本项目周围无地表水敏感目标。

3) 地下水敏感目标

本项目地下水评价范围内无集中式饮用水源、分散式饮用水源地等地下水环境敏感目标。本项目地下水保护目标为地下水潜水层。根据水文地质调查，项目所在区域包气带防污性能为低（D1）。

本项目环境风险敏感目标分布情况见表 6.8-7。

表 6.8-7 调查范围环境敏感目标一览表

类别	环境敏感特征					
环境空气	厂址周边 500m 范围内					
	序号	敏感目标名称	相对方位	距离 m	属性	人口数
	1	/	/	/	/	/
	厂址周边 500m 范围内人口数小计					/
	大气环境敏感程度 E 值					E3
地表水	受纳水体					
	序号	受纳水体名称	排放点水域环境功能		24h 内流经范围 km	
	1	/	/		/	
	内陆水体排放点下游 10km（近岸海域一个潮周期最大水平距离两倍）范围内敏感目标					
	序号	敏感目标名称	环境敏感特征	水质目标	与排放点距离/m	
	1	/	/	/	/	/
	地表水环境敏感程度 E 值					E3
地下水	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
	1	/	G3	III类	D1	/
	地下水环境敏感程度 E 值					E2

6.8.5 环境风险识别

6.8.5.1 主要危险物质及分布情况

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018），本项目涉及的原油包

含两种，一是以采出液形式存在，含水率 0.9%~59%，二是掺稀油，均属于油类物质，主要分布在油井、集油管线和掺稀管线内；原油伴生气属于天然气，与原油共存；燃料气分布在为加热炉配建的天然气管线内。各危险物质的分布和数量见表 6.8-5。

6.8.5.2 可能影响环境的途径

根据石油开采特点，本次评价仅分析运营期发生风险事故对环境影响的途径，详见表 6.8-8。

表 6.8-8 本项目主要事故类型、来源及影响环境的途径等

发生时段	事故类型	来源	主要危害	危险物质	影响环境的途径
运营期	泄漏	集油管线、燃料气管线、掺稀管线	污染环境，引发火灾爆炸，损害人体及财产安全、导致附近人员中毒	原油、伴生气、H ₂ S	①原油泄漏进入地表环境，阻塞土壤孔隙，使土壤板结，通透性变差，不利于植物生长； ②原油泄漏进入地表水体，形成油膜，降低水体溶解氧浓度，使水质变差 ③泄漏后聚积地面，通过地面渗透进入地下含水层，影响地下水质； ④伴生气、H ₂ S 泄漏扩散破坏周围大气环境
	火灾爆炸产生的次生污染	集油管线、燃料气管线、掺稀管线	有害气体、热辐射、抛射物等污染环境、损害人身健康及财产安全	伴生气及次生污染物 CO 等	产生的有害气体遇明火发生火灾或爆炸，污染大气，同时破坏周围地表植被
	套管外返水	采油井	污染地下水	原油	固井质量不好、油井表层套管腐蚀或者固井水泥老化等，可能导致水泥环破裂及脱落，最终造成套管外返水，可能会穿透含水层污染承压水，对地下水环境造成影响

6.8.6 环境风险分析

6.8.6.1 大气环境影响分析

原油泄漏事故发生时，其中的伴生气逐渐挥发进入大气，会对事故现场空气环境产生影响，局部大气中烃类浓度可能高出正常情况的数倍或更多，但不会超过井喷时因伴生气排放对大气的影 响强度，更不会导致大气环境的明显恶化。若可燃气体遇明火发生火灾或爆炸，会对周边大气环境有较大污染。在及时采取措施控制火势的情况下，可将影响降到最低。

一旦燃料气管线泄漏，燃料气与空气形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。当足够数量的可燃或易燃物料泄漏出来，与空气充分混合并被点燃时，将会

产生蒸气云爆炸 (VCE)。同时当天然气在不完全燃烧下会产生次生污染物一氧化碳。本项目天然气管线采用质量较好的材质,并设有泄漏气体检测设施,西北油田分公司有完善的应急预案及环境风险防范措施,天然气发生爆炸概率较低,对周围环境影响不大。

综上,集油管线、燃料气管线、掺稀管线泄漏事故在及时采取应急措施后,对周边大气环境影响较小。

6.8.6.2 地表水环境影响分析

采出液泄漏事故发生时,在非雨天且原油泄漏点距水体较远的前提下,因为原油的黏稠特性,流动缓慢,一般情况下不会直接污染地表水体。本项目管线距离地表水体较远,在及早发现事故并采取堵截措施后,采出液泄漏事故不会对其产生影响。

6.8.6.3 地下水环境影响分析

原油泄漏事故发生时,生产单位会按照应急预案及时关闭生产管线,采取现场污染物治理措施,将事故产生的油泥砂拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站统一处理。此类事故原油泄漏量小,处理及时,对地下水产生影响较小。

上述事故若处理不当或不彻底而导致原油残留在包气带的可能性,在重力和土壤毛细力的驱动下,垂直向下迁移,同时也横向扩展,由于原油残余量较小,且项目所在区域包气带普遍较厚,因此原油将全部被截留在包气带中。但是,在淋滤作用下,原油中易溶解的组分不断被淋滤水带入包气带,当经过足够长的时间和淋滤作用后,石油类污染物才有可能迁移至毛细带,此后在浮力、毛细力等的作用下,加之原油量较小,将很难到达潜水面,随地下水流运移的石油类污染物也微乎其微。相较而言,这些事故状态下的污染程度和范围都很小,因此对地下水环境的影响较小。

6.8.6.4 生态环境影响分析

采出液泄漏至周边土壤,会导致土壤污染,对周边植物的影响尤为显著,原油黏附于枝叶,阻止植物进行光合作用,可使植物枯萎死亡。由于原油会迅速渗透到土壤中,在土壤中粘附于植物根系,杀死土壤中的微生物,可阻止植物吸收水分和矿物质而死亡。遭受污染的地区可能在几十年甚至上百年的时间内都会寸草不生。许多研究表明,一些石油烃类进入动物体内后,对哺乳类动物有致癌、致畸等作用。因此,在发生泄漏事故后,应及时清理被污染的土壤。

6.8.7 环境风险防范措施及应急要求

6.8.7.1 风险防范措施

1) 常规环境管理措施

- (1) 严格执行国家的安全、卫生标准规范及相关的法律法规。
- (2) 制定安全生产方针、政策、计划和各种规范,完善安全管理制度和安全操作规程,建立健全环境管理体系和监测体系,完善各种规章、制度和标准。
- (3) 对施工单位及人员定期进行环保、安全教育,增强职工的环保意识和安全意识。
- (4) 在施工、选材等环节严守质量关,加强技术工人的培训,提高操作水平。
- (5) 总结经验,吸取教训,研究各种定型事故,充分吸取教训,并注意在技术措施上的改进和防范,尽可能减少人为的繁琐操作过程。
- (6) 配置便携式可燃气体监测报警仪,在有油气可能散发、泄漏的场所携带,及时发现有害气体泄漏情况,以便及时处理,保护人身安全及大气环境;做好 H_2S 监测和防范工作,以免 H_2S 中毒事故发生。

2) 管线泄漏事故风险防范措施

为尽量避免井场内管线及设备破裂事故的发生,减轻泄漏事故对环境的影响,应该采取以下的预防措施:

(1) 管理措施

- ① 管线敷设线路应设置永久性标志,提醒人们在管线两侧 20m~50m 范围内进行各项施工活动时注意保护管线,减少由此可能造成的事故。
- ② 加强自动控制系统的管理和控制,严格控制压力平衡。
- ③ 按规定进行维修、保养,及时更换易损及老化部件。
- ④ 制定巡线制度,并设置专门巡线工,定时对管道进行巡视;密切关注管道沿线环境的变化。

(2) 加强防腐措施

金属腐蚀的本质在于金属原子在腐蚀介质的作用下,失去电子变成离子而转移到腐蚀介质中,导致金属发生破坏。本项目采用良好的绝缘涂层隔断金属表面与腐蚀介质的接触,阻止电子从金属表面流动腐蚀介质中,使金属免遭腐蚀。

(3) 加强施工质量监督,保证施工质量符合建设标准。

3) H_2S 泄漏事故风险防范措施

本项目伴生气中硫化氢含量高,若处理不当可能造成硫化氢中毒事故,必须加强安全管理,加强事故防范措施。发生突发性事故的诱发因素很多,其中被认为重要的

因素有以下几个方面：①设计上存在缺陷；②设备质量差，或过度超时、超负荷运转；③管理或指挥失误；④违章操作。因此，对突发性污染事故的防治对策，应从以下几点严格控制和管理，加强事故措施和事故应急处理的技能，懂得紧急救援的知识。

“预防为主，安全第一”是减少事故发生、降低污染事故损害的主要保障。

针对本项目特点，本次评价建议在运营阶段应考虑下列安全防范措施，以避免事故的发生：

(1) 配备足够的正压呼吸器，并放在使用方便、清洁的地方，定期检查，做好记录；配 H_2S 超标报警仪。第一级报警值应设置在 $10\text{mg}/\text{m}^3$ ，但不启动报警音响，仅向施工人员提示 H_2S 的浓度值；第二级报警值设置在 $20\text{mg}/\text{m}^3$ 。空气中 H_2S 含量接近 20ppm 时，工作人员必须佩戴正压呼吸器，且不能一人单独作业，以便于救护。一旦发现 H_2S 含量超标，应迅速往上风口转移，确保安全。

(2) 设备、管道、管件等均采用可靠的密封技术，使储存等过程都在密闭的情况下进行，防止易燃易爆物料泄漏。

(3) 在可能有气体泄漏或聚集危险的关键地点装设检测器，报警信号送到控制室和消防门，并建立定期巡回检查制度。

(4) 在生产岗位设置事故柜和急救器材、救生器防护面罩、护目镜、胶皮手套、耳塞等防护、急救用具、用品。

(5) 建设单位领导应该提高对突发性事故的警觉和认识，作到警钟常鸣。安全环保科由企业领导直接领导，全权负责。主要负责检查和监督安全生产和环保设施的正常运转情况。对安全和环保应建立严格的防范措施，制定严格的管理规章制度，列出潜在危险的过程、设备等清单，严格执行设备检验和报废制度。

(6) 职工安全生产的经验不足，一定程度上会增加事故发生的概率，因此企业对生产操作工人必须进行上岗前专业技术培训，严格管理，提高职工安全环保意识。

(7) 企业对具有高危害设备设置保险措施，可设置消防装置等必备设施，并辅以适当的通讯工具，定期进行安全环保宣传教育以及紧急事故模拟演习，提高事故应变能力。

(8) 根据中国石化安[2006]707 号文件要求在发生井喷失控(当封井器关闭后，井口仍有油气喷出)时起，平台经理 5min 内下令实施点火；井喷发生泄漏事故 30min 内紧急撤离距油井 500m 范围内的居民。井喷失控点燃后可通过空气流动自然扩散和自然降雨降低空气中 SO_2 浓度。必要时可向燃烧口周边喷洒洒水来降低废气中 SO_2 浓度。

(9) 发生伴生气扩散时，应及时进行井控，争取最短时间控制井喷源头，尽可能切断泄漏源。含 H_2S 伴生气扩散时间短，通过空气流动自然扩散和自然降雨降低空

气中 H_2S 浓度，可通过消防车喷雾状水溶解将大气污染物转化为地表水污染物。

4) 公益林防火措施

(1) 强化责任，实行森林防火领导负责制。西北油田分公司领导应制定防火操作规程，奖罚分明，提高工作人员森林防火责任意识。

(2) 大力开展宣传教育。西北油田分公司应普遍开展宣传周、宣传月、举办知识竞赛，利用报纸、电视、广播、黑板报、张贴标语等多种形式在各种场合不厌其烦地进行宣传。

(3) 强化野外火源管理，制定办法，严格要求，加强对工作人员管理，严禁携带火种进入公益林区。

6.8.7.2 应急预案

本项目投产后交由西北油田分公司采油二厂进行管理，目前西北油田分公司采油二厂已经有 1 套成熟的风险应急预案，《西北油田分公司采油二厂突发环境事件应急预案》已取得库车市生态环境局的备案，备案编号：652923-2020-012-M。

本项目生产过程中存在的事故类型主要为：集油管线、燃料气管线、掺稀管线泄漏、火灾爆炸。西北油田分公司采油二厂现有应急预案基本可以满足风险应急的需求。

6.8.7.3 应急监测计划

1) 适用范围

适用项目范围内发生的环保事故和应急情况的监测。

2) 应急监测措施

(1) 环保监测站接到环保事故信息后，根据接报的情况判断可能的污染物质，进行应急准备，并立即组织有关人员，分别进行现场的监测采样和实验室的准备工作。

①人员及采样容器准备。技术人员一名、实验室人员一名、采样人员两名，采样容器要备足。

②化验室分析人员取样后，应快速、准确的完成样品的分析，出具数据和保存，并保留样品。

(2) 化验室在接到环境事故信息后，必须在最短时间内到达目的地采样，一般不超过 30min。

(3) 当对某种污染物缺少监测手段时，安全环保科负责对外请求支援的联系与协调。

(4) 监测数据可用电话或书面的形式以最快速度上报应急指挥中心。

(5) 应急监测应做到当事故发生直到事故最终处理终结的全过程监测，其监测频次以满足较少损失和事故处理以及事故发生后的生产恢复的需求。

3) 应急监测方案

本项目环境风险应急监测方案详见表 6.8-9。

表 6.8-9 风险事故情况下环境应急监测方案一览表

项目	监测位置	监测因子	监测频率	备注
废气	井口	非甲烷总烃、H ₂ S	事故发生及处理过程中进行实时监测，过后 20min 一次直至应急结束	根据发生事故的装置确定具体的监测因子
	井场厂界			
土壤	集油管线及掺稀管线泄漏处、井口附近土壤	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)		

(4) 应急监测设施

针对风险事故状况下的应急措施，西北油田分公司应配备必要的仪器设备，建议设备配置情况见表 6.8-10。

表 6.8-10 应急监测仪器配备情况一览表

仪器	数量	备注
便携式可燃气体（甲烷及非甲烷总烃）检测仪	2	常用设施
便携式 H ₂ S 检测仪	2	常用设施
便携式 COD 测定仪	1	委托监测
化学分析试剂	若干	足够量的常用试剂

6.8.8 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目环境风险简单分析内容表见表 6.8-11。

表 6.8-11 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	塔河油田 12 区 AD22-AD8 井区奥陶系油藏 2021 年第一期产能建设项目				
建设地点	新疆维吾尔自治区	阿克苏地区	库车市	(/) 县	(/) 园区
地理坐标	经度	83.790139	纬度	41.422917	
主要危险物质及分布	主要突发环境风险物质包括原油（分有两种：一是以采出液形式存在，含水 0.9%~59%，待掺稀后含水转化为 0.7%~33.6%；二是掺稀油，均属于油类物质）、天然气（原油伴生气、燃料气）、H ₂ S，其中原油及其伴生气、H ₂ S 分布在集油管线内，天然气主要分布在燃料气管线内，稀油分布在掺稀管线内。				
环境影响途径及危害后果（大	1) 集油管线、掺稀管线泄漏事故会导致原油及其伴生气泄漏至地面和大气中，会对事故现场大气环境产生影响；泄漏至地面原油若堵截不及时				

气、地表水、地下水等)	或处理不当，未及时回收落地原油则可能渗入地下，或在淋滤状态下深入地下水环境中对其产生影响； 2) 燃料气管泄漏事故会导致天然气泄漏至地面和大气中，会对事故现场大气环境产生影响；若是遇明火发生火灾或爆炸，污染大气，同时破坏周围地表植被。 但总体而言，本项目属于石油开采行业，环境风险程度较低，在采取预防措施和应急处置措施后，对周围环境影响较小。
风险防范措施要求	1) 严格执行国家的环保标准规范及相关的法律法规。 2) 制定环保生产方针、政策、计划和各种规范，完善安全管理制度和安全操作规程，建立健全环境管理体系和监测体系，完善各种规章、制度和标准。 3) 对施工单位及人员定期进行环保、安全教育，增强职工的环保意识和安全意识。 4) 在施工、选材等环节严守质量关，加强技术工人的培训，提高操作水平。 5) 研究各种事故，总结经验，充分吸取教训，并注意在技术措施上的改进和防范，尽可能减少人为的繁琐操作过程。
填表说明： 本项目各独立单元的危险物质数量与临界量比值 $Q_{max} < 1$，则环境风险潜势直接判定为 I，风险评价开展简单分析。	

6.8.9 小结

1) 本项目环境风险潜势为 I，风险评价开展简单分析。本项目涉及《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018) 附录 B 中的突发环境风险物质，主要是以采出液形式存在的原油、天然气(伴生气)、 H_2S 、掺稀油，分布在油井、集油管线、掺稀管线、燃料气管线内，具有一定的潜在危险性。

2) 本次评价制定了一系列的风险防范措施、应急预案以及应急监测方案，可将事故风险概率和影响程度降至最低。通过采取有效的预防措施和制定完善的应急救援预案，严格执行项目安全评价提出的安全对策措施，本项目的环境风险是可以防控的。

7 环境保护措施及其可行性论证

7.1 施工期环保措施论证

7.1.1 水污染防治措施

施工期产生废水包括管道试压废水和施工人员生活污水。施工期所采取的废水环保措施技术经济可行性分析见表 7.1-1。

表 7.1-1 施工期废水环保措施经济技术可行性分析

废水类型	产生量 (m ³)	环保措施			治理效果	是否可行
		内容	技术论证	经济论证		
管道试压废水	358.94	收集后经沉淀后用于施工现场洒水降尘	采用清洁水,可重复利用,主要污染物为悬浮物	可节约用于洒水降尘的新鲜水	不外排	可行
生活污水	45	井场设置环保厕所,定期清运	施工人数有限,且短期施工	投资较少	不外排	可行

经分析,针对施工期废水采用的环保措施在技术、经济上是可行的。

7.1.2 环境空气污染防治措施

施工期产生废气包括施工扬尘、施工废气和焊接烟尘,所采取的废气环保措施技术经济可行性分析见表 7.1-2。

表 7.1-2 施工期废气环保措施经济技术可行性分析

废气类型	产生量	环保措施			治理效果	是否可行
		内容	技术论证	经济论证		
施工扬尘	少量	施工区域定期洒水抑尘;控制车辆装载量并采取密闭或者遮盖措施;大风天停止作业	施工现场均在野外,有利于污染物扩散,同时废气污染源具有间歇性和流动性	为经济可行的扬尘处理措施	施工场地无大量起尘	可行
施工废气	少量	选择技术先进的动力机械设备,主要是优良发动机;选择符合国家要求的燃油指标		/	少量施工车辆废气	可行
焊接烟尘	少量	焊接作业时采用无毒或低毒焊条		/	少量无毒烟尘	可行

经分析,针对施工期废气采用的环保措施在技术、经济上是可行的。

7.1.3 噪声控制措施

施工期噪声源主要包括建设期使用挖掘机、推土机、吊管机、电焊机等。参考同

类施工机械噪声影响预测结论，本项目主要施工机械在 100m 以外均不超过《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）中的标准限值（昼间 70dB（A）、夜间（55dB（A））。

本项目井口周围 200m 范围内无声环境敏感目标，且无大型野生动物。同时施工周期较短，噪声影响随着施工期的结束将消失。

施工期噪声控制措施如下：

1) 合理安排施工时间

制定施工计划时，尽可能避免高噪声设备同时施工。

2) 施工现场布局 and 施工设备

尽量避免在同一地点安排大量的高噪声设备，以避免局部声级过高。

选用低噪声施工设备，从根本上降低源强。同时要加强检查、维护和保养工作，减少运行振动噪声。整体设备要安放稳固，并与地面保持良好接触，各种机泵等要安装消音隔音设施，最大限度地降低噪声源的噪声。

3) 减少施工交通噪声

由于施工期交通运输对环境影响较大，应尽量减少夜间运输量，限制大型载重车的车速，对运输车辆定期维修、养护，减少或杜绝鸣笛，合理安排运输路线。

7.1.4 固体废物处置措施

施工期产生固体废物包括施工废料和施工人员生活垃圾，属于一般固废，采取的固废环保措施技术可行性分析见表 7.1-3。

表 7.1-3 施工期固废环保措施经济技术可行性分析

固废类型	产生量 (t)	环保措施			治理效果	是否可行
		内容	技术论证	经济论证		
施工废料	0.75	施工建设过程产生的废防腐材料、废焊条等，尽可能回收利用，不能利用的由施工单位拉运至附近垃圾处理场处理	施工废料部分可回收再利用或外售	外售废料可获取正收益	无堆积、资源化	可行
生活垃圾	0.56	收集至施工场地临设垃圾桶内，拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站统一处理	施工人员数量有限，临时垃圾桶足以盛装生活垃圾	投资较少	无害化处置，无外排	可行

经分析，针对施工期固废采用的环保措施在技术、经济上是可行的。

7.1.5 生态保护与补偿措施

施工期对生态环境产生影响的因素主要为：施工占地及施工过程中对土壤和动植物的影响以及污染物排放对土壤及植被的影响。

与之相对应，拟采取的土壤和生态环境污染防治措施主要有：少占地，尽快恢复植被以及减少进入土壤和生态系统的污染物量。

施工期本项目采取如下生态保护与补偿措施：

1) 项目开发区域无自然保护区、风景名胜区，但施工区域内有植被分布，因此，管线工程应尽量选择在地表无植被，且地势较高处。地面施工填土要到环保部门指定位置取土，不得随意取土和破坏地表植被；

2) 工程施工占用公益林前，应向林草主管部门办理相关手续，按《中华人民共和国森林法》（2020 年 7 月 1 日）及新疆维吾尔自治区、阿克苏地区等有关林地使用的规定，办理建设项目使用林地手续后施工建设。施工过程中，加强施工人员的管理，确保施工人员和车辆在规定范围内作业，严禁砍伐公益林作燃料，做好森林火灾的防范工作；

3) 严格界定施工活动范围，尽可能缩小施工作业带宽度，管线作业带宽度必须控制在 8m 内，减少对地表的碾压。重点保护项目区内的灌木，最大程度减少植被破坏，选择植被生长稀疏地段进行作业。

7.2 运营期环保措施论证

7.2.1 水污染防治措施

运营期产生的废水包括井下作业废液、采出水，采取的废水环保措施技术经济可行性分析见表 7.2-1。

表 7.2-1 运营期废水环保措施经济技术可行性分析

废水类型	产生量	环保措施			治理效果	是否可行
		内容	技术论证	经济论证		
井下作业废液	180m ³ /a	拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站废液处理系统进行处理，达标后回注地层，不外排	西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站废液处理系统的处理能力为 65m ³ /h，能力富余、工艺可行	可节约大量用于注水驱油的新鲜水	达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）中推荐水质标准要求，回注地层，不外排	可行
采出水	最大 3.65×10 ⁴ t/a	经塔河油田二号、四号联合站污水处理系统处理达标后回注，用于油田注水开发，不外排	塔河油田二号联合站、四号联合站内污水处理系统运行多年，出水水质达			

废水类型	产生量	环保措施			治理效果	是否可行
		内容	技术论证	经济论证		
			标后用于油田注水开发			

经分析，针对运营期废水采用的环保措施在技术、经济上是可行的。

7.2.2 环境空气污染防治措施

运营期产生的废气主要是井场无组织挥发废气、水套加热炉烟气，所采取的废气环保措施技术经济可行性分析见表 7.2-2。

表 7.2-2 运营期废气环保措施经济技术可行性分析

废气类型	产生量 (t/a)	环保措施			治理效果	是否可行
		内容	技术论证	经济论证		
井场无组织废气	非甲烷总烃：0.0576	井口密封，密闭集输	井口密封可有效抑制井口烃类、H ₂ S 气体的挥发；目前在油田应用广泛	/	厂界非甲烷总烃浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB 39728-2020) 表 2 限值要求 (4.0mg/m ³)	可行
	H ₂ S：0.0048				厂界 H ₂ S 浓度满足《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-1993) 表 1 (0.06mg/m ³)	可行
水套加热炉废气	颗粒物：0.106 SO ₂ ：0.040 NO _x ：1.45	以天然气为燃料，烟气经高 8m、内径 0.2m 排气筒排放	加热集输工艺技术成熟	/	满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014) 表 2 中污染物排放限值要求	可行

经分析，针对运营期废气采用的环保措施在技术、经济上是可行的。

7.2.3 噪声控制措施

由于井区噪声源分布分散，噪声污染的防治主要是采取经济合理噪声源控制措施。为降低噪声影响，在井场设计中采取降噪措施有：

- 1) 设备选型尽可能选择低噪声设备；
- 2) 加强对抽油机的维护、减少作业次数。

采用以上措施后，可有效的减少噪声影响，对周围声环境影响较小。

7.2.4 固体废物处置措施

运营期产生固体废物主要为油泥砂，属于危险废物。运营期所采取的固废环保措

施技术可行性分析见表 7.2-3。

表 7.2-3 运营期固废环保措施经济技术可行性分析

固废名称	产生量	环保措施			治理效果	是否可行
		内容	技术论证	经济论证		
油泥砂	3.95t/a	拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站统一处理	根据“6.5.2 运营期固体废物对环境的影响分析”，依托暂存及委托处理具有可行性	处理费用合理，企业可以承担	全部拉运作无害化处置，不外排	可行

7.2.5 生态保护与补偿措施

油田生产运营期生态环境影响主要为非正常工况下产生的污染物对土壤的污染，及时处理突发环境事件以及从源头控制风险事故的发生，是减少生产运营期生态环境影响的主要措施。另外，在生产运营期，可针对开发期造成的生态影响，采取生态补偿措施：

- 1) 提高职工的环境保护意识，在生产生活中杜绝人为破坏植被的现象；
- 2) 非正常工况下，应及时回收污染物，及时处理被污染的土壤，将污染土壤拉运至绿色环保站无害化处置。

7.3 闭井期环境保护措施论证

1) 地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣，应集中清理收集；集油管线清洗后（分段清洗，清管废水进塔河油田二号联合站、四号联合站污水处理系统，处理达标后回注用于油田开发），或经分段封堵后埋于地下、或回收再利用；废弃建筑残渣外运至指定填埋场填埋处理；

2) 本项目采油井废弃时，井口套管接头应露出地面，并用厚度不低于 5mm 的圆形钢板焊牢，钢板面上应用焊痕标注井口和封堵日期。废弃井每年至少巡检 1 次，并进行记录，防止发生油水串层及跑冒油，污染地下水资源；

3) 选择能适应自然条件，在油田服役后期能自然生长的植被种类进行恢复。

7.4 环保措施汇总

本项目环保措施汇总见表 7.4-1。

表 7.4-1 环境保护措施一览表



序号	项目	措施内容	
1	废气	施工期	1) 缩减施工作业面积、施工现场加设围挡、适时洒水抑尘、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) 选用专业作业车辆及设备，使用品质较好的燃油，加强设备和运输车辆的检修和维护，焊接作业时使用无毒低尘焊条； 3) 加强施工管理，尽可能缩短施工周期。
		运营期	1) 井口密封，采出液采用密闭集输； 2) 水套加热炉以干气为燃料，烟气经高 8m，内径 0.2m 排气筒排放。
		闭井期	1) 控制施工区域、场地定期洒水抑尘，或控制车辆装载量并采取密闭或者遮盖； 2) 选用专业作业车辆及设备，使用品质较好的燃油，加强设备和运输车辆的检修和维护。
2	废水	施工期	1) 管线试压废水经收集沉淀后用于施工现场洒水抑尘； 2) 生活污水排入环保厕所，定期清运，不会直接外排于区域环境中。
		运营期	1) 采出水经塔河油田二号联合站、四号联合站污水处理系统处理达标后回注，用于油田注水开发，不外排； 2) 井下作业废液拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站废液处理系统进行处理，处理达标后回注地层。
		闭井期	清管废水由罐车拉运至塔河油田二号联合站、四号联合站，经站内污水处理系统处理达标后回注地层，不外排。
3	噪声	施工期	1) 合理安排施工时间，尽可能避免高噪声设备同时施工； 2) 合理布局施工现场和施工设备，选用低噪声施工设备。同时要加强对设备、维护和保养工作，减少运行振动噪声。整体设备要安放稳固，并与地面保持良好接触，柴油发动机和各种机泵等要安装消声、隔声设施，最大限度地降低噪声源的噪声； 3) 尽量减少夜间运输量，限制大型载重车的车速，对运输车辆定期维修、养护，减少或杜绝鸣笛，合理安排运输路线。
		运营期	1) 设备选型尽可能选择低噪声设备； 2) 加强设备维护，使其处在最佳运行状态。
		闭井期	闭井施工中通过合理安排施工时间、选用低噪声施工设备并加强保养维护、尽量减少夜间运输量，可进一步减轻闭井期噪声对周围声环境的影响。
4	固体废物	施工期	1) 施工废料部分回收利用，剩余废料拉运至市政部门指定地点，由环卫部门处理； 2) 生活垃圾全部收集后拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站统一处理。
		运营期	油泥砂依托西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站拉运、暂存及无害化处理。
		闭井期	1) 废弃设备及建筑垃圾应集中清理收集，大部分可外售或回收再利用，不能回收再利用的外运至附近垃圾处理场处理； 2) 油泥砂拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站处理。
5	生态环境	施工期	1) 合理制定施工计划，严格施工现场管理，减少对生态环境的扰动； 2) 制定合理、可行的生态恢复计划，并按计划落实； 3) 加强人员环保意识培训。
		运营期	1) 提高职工的环境保护意识，在生产生活中杜绝人为破坏植被的现象； 2) 运营过程中，尽量减少占地，以减少对地表植被破坏，降低生态风险。
		闭井期	选择能适应自然条件，在油田服役后期能自然生长的植被种类进行恢复。
6	环境风险	制定风险防范措施及应急预案	

8 环境影响经济损益分析

8.1 社会效益分析

中国是个资源贫乏的国家，尤其是石油资源。随着国民经济的快速发展，国内石油需求量越来越大，石油已经成为社会、经济不可或缺的重要资源。自 2007 年，中国已进入能源预警期，应对能源安全挑战是我国可持续发展的战略重点之一。为了减少对外依赖，增加国内石油供应，保证中国能源安全和可持续发展，国家大力支持石油资源开发。

本项目的建设，可以把埋藏在地下的财富变为今日社会、经济急需的宝贵资源，支持社会发展和国家建设，减少国家原油进口、节约外汇。同时，该区块的开发，能够增加一定的就业机会，解决部分剩余劳动力；开发的大量投资也能够拉动相关产业的发展，具有良好的社会效益。

8.2 环境效益分析

本项目在建设过程中，地面设施建设等需要临时或永久占地，扰动土壤，破坏地表植被，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、植被和其生境的破坏所造成的环境经济损失，即土地资源破坏所造成的损失；间接损失指由土地资源损失所引起的其他生态问题，如生物多样性下降等生态灾害所造成的环境经济损失。

本项目总占地面积 148600m²，永久占地面积 9600m²，临时占地面积 139000m²。当工程完工，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，项目占地类型主要为裸土地，生态系统以为荒漠生态系统为主。本项目在开发建设过程中，不可避免的会产生一些污染物，包括无组织挥发的废气、采出水、井下作业废液、油泥砂、各种设备运行时产生的噪声等，这些污染物都会对油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，就可能危害油田开发区域内的环境。

8.3 经济效益分析

根据项目可研报告提供的经济评价，该项目税前主要财务评价指标满足行业基准收益要求，在财务上可行，评价期内创造较大的经济增加值。

8.4 环保投资

从经济学角度讲，油气资源属不可再生的资源，资源的数量将随着开发利用而逐渐枯竭。随着经济的不断发展，人类对油气资源的需求量不断增加，虽然，其总量比较丰富，但其贮量是有限的，相对于人类对油气资源的需求而言，油气资源是稀缺的。环境资源是发展经济的重要物质基础，倘若人们不是合理的开发利用，以致造成环境资源枯竭、退化、环境污染和生态破坏，就会直接影响经济的发展。因此，在油气资源开发建设中，应把生态环境恢复重建及环境保护减缓措施，纳入工程设计、规划建设中。

本项目的建设以“安全、适用、效益、环保”为指导思想，遵循高效节能、安全生产的原则，利用目前最有经济效益和先进的工艺技术来进行设计，得出了科学合理的建设方案和油气集输、处理工艺和产品外输方案。

本次评价中环保设施的范围按以下原则划分：凡属治理污染、保护环境的设施；凡是既为生产所属又为治理污染服务，但其主要目的是为改善环境且同时又提高经济效益的设施均属环保设施。

本项目总投资 3399.15 万元，环保投资 298.0 万元，占项目总投资 8.77%，具体见表 8.4-1。

表 8.4-1 环保措施投资估算表

类别	投资项目	基本内容	投资 (万元)	备注
废气处理	施工扬尘	围挡、遮盖	11.6	/
废水处理	管道试压废水	收集后部分用于施工场地降尘	6.0	/
	施工期生活污水处理	施工期井场设置临时环保厕所	6.0	厕所建设费用
固体废物处理	生活垃圾处理	拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站统一处理	3.0	拉运费用
	施工废料	拉运至市政部门指定地点，由环卫部门处理		
噪声防治	噪声防治	加强设备的维修保养	3.0	井场采用低噪声抽油机的费用等
生态恢复	生态恢复措施	对临时占地进行生态恢复、水土保持	193.0	施工临时用地的恢复，水土保持等费用
环境风险	风险防范措施	设备防腐、自控监测系统、应急设施等	75.4	/
合计			298.0	/

9 环境管理与监测计划

9.1 环境管理目的

经济的可持续发展和环境管理是相互支持的两个方面，严格的环境管理是国家和地方环保政策、法规在企业生产中得以实施的保障。在实际生产中，环境管理实质上是生产管理的主要内容之一，其目的是在发展生产的同时，对污染物的排放实行必要的控制，保护环境质量和生态环境，以实现环境效益、社会效益、经济效益的统一。

石油天然气工业的勘探、开发活动风险较大，环境影响范围广，为了贯彻实施国家的可持续发展战略，促进陆上石油工业的发展，做到有章可循，就必须建立符合我国法律规定和有关安全、环保标准要求的 QHSE 管理体系。

9.2 环境保护管理计划

9.2.1 机构及人员设置

本项目的环境管理工作由西北油田分公司采油二厂负责管理，并定期委托专业单位进行环境监测。

9.2.2 项目建设期的环境管理

1) 建立有效的管理机构

建设方应设专人负责施工作业 QHSE 的贯彻执行，主要职责在于监督承包商履行承包合同，监督施工作业进程。制定施工作业的环境保护规定。根据施工作业合同中有关环保要求和各作业特点，分别制定各项环保措施。如在施工过程中，要求在保证安全和顺利施工的情况下，尽量限制作业带的宽度，减少对土地的征用及植被、作物的人为破坏，禁止猎杀野生动物；在车辆运输中，要事先确定路线，防止车辆油料及物料装运的泄漏等。

2) 建立完善的环保工作计划

(1) 在施工前制定环境保护规划

收集施工地区现有的自然生态环境、社会环境状况以及当地政府有关环境保护的法规等，作为制定规划的依据。重点考虑生态、野生动物、植物等。

(2) 进行环境保护培训

在施工前需对全体员工进行环境保护知识和环保意识培训。并结合施工计划提出具体的环保措施。

(3) 紧急情况处理计划

计划中要考虑施工中可能出现的紧急情况，并明确处理紧急情况的协调及提交

相关的恢复措施报告。

(4) 施工结束后的恢复计划

施工前必须制定恢复计划，主要包括：收集所有的施工材料废弃物和生活废弃物，施工结束后不留废弃物品，并对环境恢复情况进行回访等。

(5) 施工期环保档案

记录施工中环保工作内容，建立环保档案，为竣工验收提供基础性资料。

3) 严格执行环境监督和审查制度

(1) 施工全过程的监督

施工过程中应经常对施工单位及施工状况进行监督核查，保证制定环保规划的实施和对潜在问题的预防，评估环境保护计划实施的效果。

(2) 环境保护审查

在施工完成后，提出施工中的环境影响报告，对工程进行环境保护审查。

9.2.3 项目运营期的环境管理

1) 项目转入运营期，应按要求开展自主验收，检查环保设施是否按“三同时”进行；

2) 加强环保设施的管理，定期检查环保设施的运行情况，排除故障，保证环保设施正常运转；

3) 制定环境监测计划，督促检查内部环境监测机构或委托当地环境监测机构对各污染源、污染治理设施进行监测；配合当地环境监测机构按有关规定实施的环境监督监测工作；

4) 领导和组织对各污染源、及项目周边环境进行监测；

5) 监督检查本区块各项环境保护设施的运转，组织环保人员技术培训和学习有关环保知识；

6) 建立区块环境保护档案，进行环境统计工作，及时准确上报环境报表；

7) 负责区块环境污染和生态纠纷的处理，提出处理意见，及时向有关部门报告；

8) 环境管理除了应抓好日常生产中各项环保设施的运行和维护工作之外，工作应重点针对管线泄漏、着火爆炸等重大事故的预防和处理。重大环境污染事故不同于一般的环境污染，它没有固定的排放方式和排放途径，具有发生突然、危害严重等特点。应严格执行突发环境事件应急预案的要求进行处理。

9.2.4 开发后期管理

根据油田开发规律，一般油井在投产一定周期后，不可避免的面临减产、停产、

报废的过程，为了解决开发后期可能引发的环境问题，必须对报废井采取安全、环境友好的处置方式。

对于报废井，在将地面设备回收以后，必须采取封井措施，彻底杜绝报废井憋压跑油污染。并将井场产生的油泥外运出敏感区，重新恢复地面植被。

报废管线必须及时回收，并采取措施不得造成管线内油水的外溢污染。恢复地面原貌。

油井退役后，井场受到污染的表层土壤应清理、处置，改良次表层土壤并进行复垦或绿化。

9.3 环境监测计划

9.3.1 监测机构

本项目环境影响评价期、施工期、运营期环境监测委托有资质的单位进行，建设单位协助监测工作。

9.3.2 特征污染物清单

本次根据评价因子筛选原则，提出的项目特征污染物清单见表 9.3-1。

表 9.3-1 项目特征污染物清单

特征污染物	质量标准		排放标准	
	来源	小时浓度/一次浓度限值 (mg/m ³)	来源	限值 (mg/m ³)
非甲烷总烃	参考《大气污染物综合排放标准详解》(1997 年)(1997 年)	2.0	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB 39728-2020)表 2	4.0
H ₂ S	《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ 2.2-2018)附录 D	0.01	《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-1993)表 1	0.06
SO ₂	《环境空气质量标准》(GB 3095-2012)及其修改单(生态环境部公告 2018 年第 29 号)二级标准	0.5	《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表 2	50
NO _x		0.2		200
颗粒物		0.15		20

9.3.3 环境监测计划

本项目运营期的环境监测计划见表 9.3-2。

表 9.3-2 运营期环境监测计划

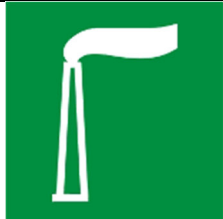
监测类别	监测项目	监测布点	监测频次	执行标准
大气环境	非甲烷总烃	井场边界	1 次/a	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB 39728-2020) 中厂界监控点浓度限值 (非甲烷总烃: 4.0mg/m ³)
	H ₂ S	井场边界		《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-1993) 表 1 (H ₂ S: 0.06mg/m ³)
	SO ₂ 、颗粒物、NO _x	水套加热炉排气筒	每季 1 次	《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014) 表 2 中污染物排放标准要求 (颗粒物: 20mg/m ³ 、SO ₂ : 50mg/m ³ 、NO _x : 200mg/m ³)
地下水环境	地下水位、水质 (氨氮、耗氧量、石油类)	井场、上游及下游	每年 1 次	《地下水质量标准》(GB/T 14848-2017) III类标准、石油类参照《地表水环境质量标准》(GB 3838-2002) III类
声环境	等效连续 A 声级	井场边界	1 次/a, 每次监测 1d, 分昼间和夜间	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008) 2 类
固体废物	固废的产生量、堆放量、堆放地点和利用量	西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站	随产随记	建立台账
土壤环境	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	井场 (柱状样)	1 次/3a	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准 (试行)》(GB 36600-2018)
		井场外 (表层样)	1 次/3a	

9.4 排污口规范化

9.4.1 排污口图形标志

本项目主要涉及废气排放口。废气排放口图形符号分为提示图形符号和警告图形符号两种, 图形符号的设置按 GB 15562.1-1995 执行。详见表 9.4-1。

表 9.4-1 环保图形标志

序号	提示图像符号 背景颜色: 绿色 图形颜色: 白色	警告图像符号 背景颜色: 黄色 图形颜色: 黑色	名称	功能
1			废气排放口	表示废气向大气排放

9.4.2 排污口立标

污染物排放口的环保图形标志牌应设置在靠近采样点，并设在醒目处，标志牌设置高度为其上边缘距离地面约 2m。

重点排污单位的污染物排放口以设置立式标志牌为主，一般排污单位的污染物排放口，可根据情况设置立式或平面固定式标志牌。

9.4.3 排污口管理

9.4.3.1 管理原则

排污口是企业污染物进入环境，污染环境的信道，强化排污口的管理是实施污染物总量控制的基础工作之一，也是区域环境管理逐步实现污染物排放科学化、定量化的重要手段。

具体管理原则如下：

- 1) 向环境排放的污染物的排放口必须规范化；
- 2) 如实向环保管理部门申报排污口数量、位置及所排放的主要污染物种类、数量、浓度、排放去向等情况；
- 3) 废气排气装置应设置便于采样、监测的采样孔和采样平台；
- 4) 固废堆存时，应设置专用堆放场地，并有防扬散、防流失、对有毒有害固废采取防渗漏措施。

9.4.3.2 排放源建档

- 1) 本项目应使用国家生态环境部统一印制的规范化排污口标志登记证，并按要求填写有关内容；
- 2) 根据排污口管理内容要求，项目建成投产后，应将主要污染物种类、数量、浓度、排放去向、立标情况及设施运行情况记录于档案。

9.4.3.3 技术文件管理

在环境监测和管理中，应建立如下文件档案：

- 1) 污染源的监测记录技术文件；
- 2) 污染控制、环境保护治理设施的设计和运行管理文件；
- 3) 所有导致污染事件的分析报告和监测数据资料。

9.5 污染物排放清单

本项目污染物排放清单见表 9.5-1。

表 9.5-1 污染物排放清单一览表

类别	污染源	污染物名称	污染物排放情况		治理措施及效果	验收标准	
			排放量	排放浓度		标准名称	排放标准
废气	水套加热炉	SO ₂	0.0631t/a	3.8mg/m ³	水套加热炉以塔河油田二号联合站轻烃站处理的干气为燃料；通过 1 根高度 8m，内径 0.2m 排气筒排放	《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）表 2	50mg/m ³
		NO _x	1.6712t/a	101mg/m ³			100mg/m ³
		颗粒物	0.1224t/a	7.4mg/m ³			10mg/m ³
	井场无组织排放	H ₂ S	0.0048t/a	——	井口密封、密闭集输	《恶臭污染物排放标准》（GB 14554-1993）表 1	0.06mg/m ³
		非甲烷总烃	0.0576t/a	——	井口密封、密闭集输	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）表 2	4mg/m ³
废水	井下作业废液	悬浮物、石油类	0	——	拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站废液处理系统进行处理，达标后用于油田注水开发	《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）	——
	采出水	COD、石油类、悬浮物	0	——	依托塔河油田二号、四号联合站污水处理系统处理达标后回用于注水开发		——
固体废物	采油	油泥砂	0	——	油泥砂拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站统一处理	《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2001）及其修改单（环境保护部公告 2013 年 第 36 号）	——

9.6 信息公开

根据有关规定，建设单位的信息公开包含环评信息公开、环境应急预案信息公开及自行监测信息公开等内容。

9.6.1 环评信息公开

根据《建设项目环境影响评价信息公开机制方案》（2015 年 12 月 10 日）有关规定，建设单位既是建设项目环评公众参与和履行环境责任的主体，也是建设项目环评信息公开的主体。建设单位应该公开的信息报告：

1) 建设单位在建设项目环境影响报告书编制过程中，应当向社会公开建设项目的工程基本情况、拟定选址选线、周边主要保护目标的位置和距离、主要环境影响预测情况、拟采取的主要环境保护措施、公众参与的途径方式等。

2) 建设单位在建设项目环境影响报告书编制完成后，向生态环境保护主管部门报批前，应当向社会公开环境影响报告书全本，其中对于编制环境影响报告书的建设项目还应一并公开公众参与情况说明。报批过程中，如对环境影响报告书进一步修改，应及时公开最后版本。

3) 建设项目开工建设前，建设单位应当向社会公开建设项目开工日期、设计单位、施工单位和环境监理单位、工程基本情况、实际选址选线、拟采取的环境保护措施清单和实施计划、由地方政府或相关部门负责配套的环境保护措施清单和实施计划等，并确保上述信息在整个施工期内均处于公开状态。

4) 项目建设过程中，建设单位应当在施工中期向社会公开建设项目环境保护措施进展情况、施工期的环境保护措施落实情况、施工期环境监测结果等。

5) 建设项目建成后，建设单位应当向社会公开建设项目环评提出的各项环境保护设施和措施执行情况、竣工环境保护验收监测和调查结果。对主要因排放污染物对环境产生影响的建设项目，投入生产或使用后，应当定期向社会特别是周边社区公开主要污染物排放情况。

9.6.2 环境应急预案信息公开

根据《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》（环发[2015]4 号）有关规定，建设单位应当主动公开与周边可能受影响的居民、单位、区域环境等密切相关的环境应急预案信息。国家规定需要保密的情形除外。

9.6.3 排污许可信息公开

根据《排污许可管理条例》（2021 年 3 月 1 日）有关规定，排污单位应当及时公开有关排污信息，自觉接受公众监督。另外，实行重点管理的排污单位在提交排污许可申请材料前，应当将承诺书、基本信息以及拟申请的许可事项向社会公开。公开途径应当选择包括全国排污许可证管理信息平台等便于公众知晓的方式，公开时间不得少于五个工作日。排污单位自行监测、执行报告及生态环境保护主管部门监管执法信息应当在全国排污许可证管理信息平台上记载，并按照本办法规定在全国排污许可证管理信息平台上公开。

9.6.4 验收信息公开

根据《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》（2017 年 11 月 20 日）有关规定，建设项目配套建设的环境保护设施竣工后，公开竣工日期；对建设项目配套建设的环境保护设施进行调试前，公开调试的起止日期；验收报告编制完成后 5 个工作日内，公开验收报告，公示的期限不得少于 20 个工作日。

9.6.5 自行监测信息公开

根据《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ 819-2017）及行业自行监测技术指南的有关规定，排污单位自行监测信息公开内容及方式按照《企业事业单位环境信息公开办法》（2015 年 1 月 1 日）、《国家重点监控企业自行监测及信息公开办法（试行）》（环发[2013]81 号）等有关规定执行。

10 结论

10.1 建设项目概况

西北油田分公司拟实施塔河油田 12 区 AD22-AD8 井区奥陶系油藏 2021 年第一期产能建设项目，即将上述 6 口勘探井转为开发井，主要建设内容包括安装 6 台 14 型游梁式抽油机、新建 6 台 200kW 井场水套加热炉；新建阀组站 1 座（站内建设 1 台 400kW 水套加热炉，1 套 8 井式选井计量阀组，1 套 8 井式高压掺稀阀组，1 套 8 井式稳流分水阀组）；新建 DN100 单井集油管线 9.4km，DN200 集油干线 4.5km；新建 DN50 单井掺稀管线 9.4km，DN100 掺稀干线 4.5km；新建 DN50 燃料气管线 5.4km；新建 DN150 注水干线 4.5km，且同位置的掺稀管线、燃料气管线、集油管线采用同沟敷设；另外配套建设供配电、自控通信、消防、防腐保温等工程。项目实施后，采用自然能量开发，最大年产液量为 $7.29 \times 10^4 \text{t}$ （开发第 1 年），最大年产油量为 $7.23 \times 10^4 \text{t}$ （开发第 1 年）。

本项目总投资 3399.15 万元，其中环保投资 298.0 万元，占项目总投资 8.77%。

10.2 环境现状评价结论

1) 环境空气现状监测数据表明：项目所在区域的 PM_{10} 、 $\text{PM}_{2.5}$ 的年评价指标存在超标现象，不能满足《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）中二级标准要求，项目所在区域为不达标区；非甲烷总烃能满足参照执行的《大气污染物综合排放标准详解》（1997 年）中的推荐值要求， H_2S 满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）附录 D 要求。

2) 根据监测结果，英达利亚河水质能够满足《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）中的 III 类水域标准值要求

3) 项目所在区域地下水中石油类满足《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）要求，说明项目附近油气田开发未对地下水造成较大影响，但其他部分水质监测指标不满足《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）III 类标准要求，总硬度、溶解性总固体、氯化物、硫酸盐、锰、钠等因子存在不同程度的超标。这些指标超标主要是受半干旱气候、蒸发浓缩作用、原生水文地质环境等因素综合影响。

4) 拟建井场、阀组站的声环境现状值均能够满足《声环境质量标准》（GB 3096-2008）中的 2 类区标准。

5) 项目所在区域土壤各项监测指标满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）中表 1 和表 2 中第二类用地的筛选值要求，表

明项目所在区域土壤未受到污染，土壤环境质量现状良好。

6) 项目位于库车市境内，项目评价范围内生态系统类型主要是荒漠生态系统和工矿用地生态系统，以荒漠生态系统为主；无《国家重点保护野生植物名录（第一批）》、《国家重点保护野生植物名录（第二批）》（讨论稿）中重点保护野生植物及中国濒危珍稀植物，也没有古树名木分布；现场踏勘期间，项目评价范围内未见《国家重点保护野生动物名录》（2021 年 2 月 1 日）、《国家重点保护水生野生动物名录》中的重点保护野生动物和中国濒危珍稀动物。

10.3 环境影响评价

10.3.1 施工期环境影响评价

10.3.1.1 废气

通过采取缩减施工作业面积并在施工现场加设围挡、施工现场适时洒水、降低施工运输车辆行驶速度、控制车辆装载量并采取密闭或者遮盖、避免大风天气施工等措施，可有效减少施工扬尘对周围环境空气的影响。

在加强施工车辆和机械管理和维护，选择符合国家燃油指标要求的油品等基础上，施工车辆与机械产生的燃油尾气量较小，且施工现场均在野外，废气污染源具有间歇性和流动性，有利于大气污染物的消散。因此，对局部地区的环境影响较小。

项目焊接工程量小，通过使用无毒或低毒焊条，焊接烟尘对环境的影响较小。

总体评价可知，本项目施工期对周围大气环境影响较小。

10.3.1.2 水环境

1) 地表水

施工期间产生废水包括的管道试压废水、生活污水。其中，管道试压废水经收集沉淀后用于施工现场洒水降尘，不外排；施工人员的生活污水排入环保厕所，定期清运，不直接排入区域环境中。因此，施工期产生的废水均得到有效处理，不外排，对地表水环境影响较小。

2) 地下水

正常工况下，施工期产生的废水均得到有效处理，不外排，不会对地下水造成影响。但本项目对地下水有潜在影响，生产单位必须做好井场、阀组站的防渗及管道的防腐设计、施工和维护工作，坚决避免跑、冒、滴、漏现象的发生，发现问题及时汇报解决。同时，严格按照施工规范施工，保证施工质量；运营期加强巡井、巡线，设备定期检验、维护、保养。严格落实施工期和运营期各项环保及防渗措施，并加强管理，可有效控制渗漏环节，防止影响地下水。在采取各项污染防治及保护措施后，施

工期对地下水环境的影响较小。

10.3.1.3 声环境

施工期施工机械产生噪声昼间在 17.8m 以外，夜间在 100m 以外不超过《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）中的标准限值（昼间 70dB（A）、夜间 55dB（A））。项目周围距离井场 200m 范围内无常驻居民，且该影响是暂时的，随着施工期的结束施工噪声将消失，对周围声环境影响较小。

10.3.1.4 固体废物

本项目施工期产生的固体废物主要为施工废料、生活垃圾。其中，施工废料尽量回收利用，不能利用部分拉运至当地环卫部门指定地点，由环卫部门处理；生活垃圾收集后拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站统一处理。因此，施工期产生的固体废物均得到了妥善的处理与处置，不会对周围环境造成影响。

10.3.1.5 生态影响

本项目总占地面积 148600m²，永久占地面积 9600m²，临时占地面积 139000m²，主要体现为管线敷设，占地类型为荒漠沙地。管线敷设过程中，施工作业带需要占用土地、破坏植被，改变原有生态系统结构和功能。施工期间工程建设对生态环境的影响属于高强度、低频率的局地性破坏。本项目管沟开挖和敷设过程中需要占用土地，机械、运输车辆碾压、人员践踏、材料占地、土体翻出堆放地表等活动占用的土地面积远远超过工程本身。这些占地属暂时性影响，使植被遭到破坏、被铲除，野生动物受惊吓和驱赶，破坏了原有生态环境的自然性。但工程结束后，通过对临时占地进行生态恢复，可以将其影响降至最低。

总体来看，本项目不在生态保护红线区内，施工活动对评价范围土地利用性质、土壤、植被、野生动物等的影响在可接受范围内，对生态环境影响较小。

10.3.2 运营期环境影响评价

10.3.2.1 大气

1) 本项目大气污染评价等级为二级，大气评价范围是以各油井井场及阀组站为中心，边长为 5km 的矩形范围的叠加区域。

2) 水套加热炉以净化干气为燃料，排放烟气中 SO₂、NO_x、颗粒物的浓度能满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）表 2 中污染物排放标准要求（颗粒物：20mg/m³、SO₂：50mg/m³、NO_x：200mg/m³），烟气最终通过高 8m、内径 0.2m 排气

筒直排大气。

3) 根据 AERSCREEN 估算模式预测知：本项目 6 台 200kW 井场水套加热炉、1 台 400kW 阀组站水套加热炉排放烟气中 SO_2 、 PM_{10} 、 NO_2 最大地面空气质量浓度均较小，其占标率均小于 10%；6 座单井井场无组织挥发的非甲烷总烃最大地面空气质量浓度为 $5.36\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，能够达到《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB 39728-2020) 表 2 限值要求 ($4.0\text{mg}/\text{m}^3$)； H_2S 最大地面空气质量浓度为 $0.441\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，满足《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-1993) 厂界标准值要求 ($0.06\text{mg}/\text{m}^3$)。

本项目投产运营后，各污染物对周边大气污染物浓度贡献值较小，无需设置大气环境防护距离，对周围环境影响较小。

10.3.2.2 废水

1) 地表水环境

本项目运营期产生的废水包括采出水、井下作业废液。其中，采出水由油井采出液自油田二号联合站、四号联合站三相分出后经站内污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T 5329-2012) 中推荐水质标准后回用于油田注水开发，不外排；井下作业废液集中收集并拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站废液处理系统进行处理，处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T 5329-2012) 中推荐水质标准后回用于油田注水开发，不外排。

可见，运营期无废水外排，对地表水环境影响较小。

2) 地下水环境

正常工况下，运营期无废水外排，对地下水环境影响较小。

输油管线泄漏、井筒及管道腐蚀破裂等情况下，若处置不当会对周围地下水存在一定不利影响。严格落实各项环保及防渗措施，加强管理，可有效控制渗漏环节，防止污染地下水。

10.3.2.3 噪声

本项目在正常生产过程中噪声主要来自井场抽油机和井下作业噪声，在采取本报告总提出的声环境保护措施的前提下，经预测，井场厂界噪声能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008) 中 2 类区排放限值要求；通过类比，井下作业时井场厂界夜间噪声达不到《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008) 中的 2 类区标准要求；考虑到本项目井场周围 200m 范围内无居住区，不会对周围声环境造成较大影响。

10.3.2.4 固废

本项目产生的油泥砂拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站统一处理，对周围环境影响较小。

10.3.2.5 生态

运营期对生态环境影响主要是修井过程、管道运行过程可能对周围植被、土壤产生的影响。在采取加强井下作业过程的管理、文明作业、提高作业效率、减少作业次数，对管线加强巡护等生态保护措施后，项目的运行对周围生态环境影响较小，可以控制在可接受程度之内。

10.4 环境风险

本项目涉及突发环境风险物质主要是以采出液形式存在的原油、天然气（伴生气）、 H_2S 、掺稀油，分布在油井、集油管线、掺稀管线、燃料气管线内，具有一定的潜在危险性，但环境风险潜势为 I，表明项目环境风险程度不高。当设计、施工期、运营期、闭井期各项环境风险防范措施和应急预案执行完整的情况下，本工程的环境风险是可控的。

10.5 公众意见采纳情况

建设单位按国家有关规定进行建设项目环境影响两次信息公示，公示的方式有网络公示、当地公开发布的报纸上发布等。本项目两次信息公示期间均未收到公众对项目的反馈意见。

10.6 环境影响经济损益分析

为了保护环境，达到环境目标的要求，本项目采取了相应的环保措施，所支付的环保费用还能取得一定的经济效益。从社会效益、环境效益和经济效益上分析可以得出，本项目建设是可行的，符合社会、经济与环境协调发展的原则。

10.7 环境管理与监测计划

建设单位必须制定严格的 QHSE 程序文件和作业文件，加强 QHSE 宣传，严格执行各项环境管理制度；并按监测计划实施对大气、噪声等监测，对废水转运及处理进行管理。

建设单位应按照 QHSE 管理体系制定相应的施工期管理规定，对施工承包商提出 QHSE 方面的严格要求。项目须设立专门的 QHSE 管理机构，并配备专职的管理人员，

项目运行后由该机构负责项目的环保管理工作。运营期环境监测工作由环境监测站承担,负责对本项目废水、废气和企业噪声等进行必要的监测,完成常规环境监测任务,在突发性污染事故中负责对大气、水体环境进行及时监测。环境监测站根据国家及公司环境监测的有关要求配置完善监测仪器及设备。

10.8 清洁生产分析

本项目在采油、油气集输、井下作业等多方面均采取了大量的清洁生产工艺装备,减少了资源、能源的消耗,削减了废弃物的产生量。按照《中国石化集团公司油气田企业清洁生产评价指标体系(试行)》(2009 年 3 月 26 日)对清洁生产各项指标评定,结果说明大多可以达到二级以上水平,符合国家清洁生产的要求。

10.9 污染物总量控制

本项目总量控制指标为:SO₂排放量为 0.0631t/a,NO_x排放量为 1.6712t/a。

10.10 产业政策及选址选线可行性

本项目符合《产业结构调整指导目录(2019 年本)》(2020 年 1 月 1 日)及相关规划的要求;阀组站选址和管线路由合理可行,在进一步落实各项环保措施的情况下,其建设是可行的。

10.11 结论

本工程的建设符合国家产业政策,符合相关规划;正常工况下,施工期和运营期对生态环境、大气环境、地表水环境、地下水环境和声环境影响小,不改变区域的环境功能,通过采取相应污染防治和生态保护措施,可将其影响控制在可接受的范围内;项目采用先进清洁的生产工艺和先进的生产设备,满足清洁生产要求;当设计、施工期、运营期、闭井期各项环境风险防范措施和应急预案执行完整的情况下,环境风险是可控的。从环保角度而言,在各项环保措施得到有效落实的情况下,本工程的建设是可行的

10.12 “三同时”竣工验收一览表

本项目“三同时”竣工验收一览表见表 10.12-1。

表 10.12-1 “三同时”竣工验收一览表

阶段	项目	措施内容	处理效果	验收内容	验收标准	完成时限
施工期	固体废物	施工废料：部分回收利用，剩余废料拉运至市政部门指定地点，由环卫部门清运	无乱堆、乱放、乱弃现象	废物去向台账	——	完井后实施
		生活垃圾：拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站统一处理	无乱堆、乱放、乱弃现象	存放点干净、整洁	——	与主体工程同步
	废水	试压废水：收集后用于洒水降尘、场地绿化	不外排	——	——	与主体工程同步
		生活污水：排入环保厕所，定期清运，不直接外排于区域环境	不直接外排	环保厕所	——	
	废气	1) 原材料运输、堆放要求遮盖；及时清理场地上弃渣料，采取覆盖； 2) 加强施工管理，尽可能缩短施工时间； 3) 采用无毒或低毒焊条，使用品质较好的燃油	——	——	——	与主体工程同步
	噪声	1) 合理选择施工时间； 2) 选择低噪声设备	无噪声扰民现象发生	——	执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB 12523-2011) 要求	与主体工程同步
运营期	固体废物	油泥砂：拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站统一处理	外委处理，无外排	拉运台账	执行《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ 2025-2012)、《危险废物 贮存污染控制标准》(GB 18597-2001) 及其修改单(环境保护部公告 2013 年 第 36 号)	运营期
	废水	采出水：依托塔河油田二号、四号联合站内污水处理系统处理达标后，回注地层，无外排	回注地层，不外排	废水无外排，联合站正常运行	执行《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T 5329-2012) 中推荐水质指标	已运行
		井下作业废液：拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站废液处理系统进行处理，处理达标后，回注地层	回注地层，不外排	废水无外排，联合站正常运行		已运行
	废气	井场无组织挥发轻烃：采用密闭管线输送	——	——	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》(GB 39728-2020) 中挥发性有机物厂界监	运营期



阶段	项目	措施内容	处理效果	验收内容	验收标准	完成时限
					控点浓度限值 ($4.0\text{mg}/\text{m}^3$)	
		井场无组织挥发 H_2S : 采用密闭管线输送	——	——	《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-1993)	
		水套加热炉采用塔河油田二号联合站处理的干气做燃料, 烟气经 1 根高 8m、内径 0.2m 排气筒排放, 共 7 根	SO_2 、颗粒物、 NO_x 、烟气黑度达标排放	SO_2 、颗粒物、 NO_x 排放情况	满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014) 表 2 中新建燃气锅炉污染物排放标准要求	
	噪声	1) 修井作业等合理选择施工时间, 减少对周围声环境的影响; 2) 设备选型尽可能选择低噪声设备	井场厂界达标	井场厂界噪声值	执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008) 中的 2 类标准	运营期
生态环境		1) 合理制定施工计划, 严格施工现场管理, 减少对生态环境的扰动; 2) 制定合理、可行的生态恢复计划, 并按计划落实		临时占地完成生态恢复	恢复地表植被	施工结束
环境风险		风险防范措施及应急预案		应急预案已制定	应急预案文件	——
环境管理与环境监测		委托有关部门或设备生产厂家, 对有关人员进行操作技能培训, 培训合格后上岗; 制定环境管理制度与监测计划, 委托有资质的单位定期进行监测, 建立健全设备运行记录	——	环境管理制度; 监测计划	——	——

11 附件