中国石油化工股份有限公司西北油田分公司
塔河油田12区奥陶系油藏2022年产能建设项目
环境影响报告书

中国石油化工股份有限公司西北油田分公司

2022年1月

目　　录

1 概述.....1
1.1 项目特点.....1
1.2 环境影响评价过程.....2
1.3 分析判定相关情况.....5
1.4 关注的主要环境问题和环境影响.....6
1.5 环境影响评价主要结论.....7
2.总则.....8
2.1 评价目的与原则.....8
2.2 编制依据.....9
2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选.....15
2.4 环境功能区划.....17
2.5 评价因子和评价标准.....18
2.6 评价工作等级和评价范围.....24
2.7 评价时段与评价重点.....32
2.8 控制污染与环境保护目标.....32
2.9 评价方法.....33
3.建设项目工程分析.....34
3.1 项目开发现状及环境影响回顾.....34
3.2 工程概况.....40
3.3 工程分析.....64
3.4 清洁生产水平分析.....82
3.5 污染物排放总量控制.....86
3.6 相关法规、政策符合性分析.....88
3.7 相关规划符合性分析.....91
3.8 选址、选线合理性分析.....93
3.9“三线一单”符合性分析.....94
4 环境现状调查与评价.....100

4.1 自然环境概况.....100
4.2 环境质量现状调查与评价.....104
5 环境影响预测与评价.....138
5.1 生态环境影响分析.....138
5.2 大气环境影响分析.....145
5.3 声环境影响分析与评价.....159
5.4 水环境影响分析.....161
5.5 固体废物影响分析.....176
5.6 土壤环境影响分析.....178
5.7 环境风险评价.....185
6 环境保护措施及可行性论证.....204
6.1 建设期环境保护措施.....204
6.2 运营期环境保护措施.....213
6.3 服役期满后环境保护措施.....220
7 环境影响经济损益分析.....223
7.1 环保投资分析.....223
7.2 环境效益、社会效益分析.....225
8 环境管理与监测计划.....226
8.1 环境管理体系的建立和运行.....226
8.2 环境管理机构.....233
8.3 污染物排放清单.....235
8.4 环境监测计划.....236
8.5 环保设施竣工验收管理.....239
9.结论与建议.....242
9.1 评价结论.....242
9.2 建议.....248

1 概述

1.1 项目特点

塔河油田 12 区奥陶系油藏 2022 年产能建设项目（以下简称“本项目”）所在的塔河油田位于新疆塔里木盆地北部，是中国第一个古生界海相亿吨级大油田，也是塔里木盆地主要石油天然气资源蕴藏区之一，资源量约 30 亿吨。本项目属中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油二厂管辖。采油二厂是一个集油气开采、集输和处理为一体的多功能、高效率现代化采油企业，管辖塔河 6 区、7 区、10 区北、12 区等油田区块。

本项目位于塔河油田 12 区，所在区域行政区隶属阿克苏地区库车市。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，批复：新环监函〔2008〕80 号，验收：新环评价函〔2010〕587 号）、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，批复：新环监函〔2009〕151 号，验收：新环函〔2015〕909 号）、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，批复：新环评价函〔2010〕644 号，验收：新环评价函〔2012〕855 号）、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，批复：新环评价函〔2011〕619 号，验收：新环函〔2015〕914 号）、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，批复：新环评价函〔2011〕1004 号，验收新环函〔2017〕52 号）、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，批复：新环评价函〔2013〕493 号）、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，批复：新环函〔2014〕165 号，验收：西北油安〔2019〕348 号）、2014 年“塔河油田奥陶系油藏第七期开发项目”（简称 12 区七期，批复：新环函〔2015〕196 号，验收：西北油安〔2019〕343 号）等大规模开发建设以及“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，批复：新环函〔2017〕85 号，验收：油田环验〔2019〕2 号）。目前塔河油田 12 区奥陶系油藏年产油 183.9 万 t、产气 5586.5 万 m^3 。

本项目计划部署开发井72口，新建井场内各设1台400kW加热炉，井位采取不规则井网布置，单井方式开发。新增产能46.46×10⁴t/a，采出程度约12%。此外，本项目对对已建站场12-15站、12-1站、12-11站、12-14站、12-4站、12-7站、12-9站、TH122103阀组、TH12284阀组、TH123133X阀组、四号联进站阀组等11个站场进行改扩建，各站分别扩建8井式生产阀组和8井式掺稀阀组各1套。同时建设电力、给排水及消防、结构、通信、自控、机制、防腐等配套工程。

由于该区油井较为分散，油气集输系统采用三级布站方式，即：单井——计量阀组间——计转站——联合站。单井原油就近进入已建站场，最终输往已建塔河油田四号联合站进行处理。

1.2 环境影响评价过程

本项目为油气开采项目，所有工程均呈点线状分布在已开发油区范围内，为老区块改扩建项目；依据《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)，阿克苏地区库车市属于水土流失重点治理区，涉及《新疆建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021年）第三条中的环境敏感区。根据《中华人民共和国环境影响评价法》、《国务院关于修改<建设项目环境保护管理条例>的决定》以及《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021年），本项目占用天然林及“两区”，为《新疆建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021年）中第7项陆地石油开采中“涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）”，应编制环境影响报告书。

2021年11月3日，中国石油化工股份有限公司西北油田分公司委托新疆天合环境技术咨询有限公司（以下简称“天合公司”）承担本项目的环境影响评价工作（见附件1）。

天合公司接受环评委托后，在建设单位的协助下，按照环境影响评价的相关技术导则及有关工作程序，组织专业人员，对项目区现场实地踏勘、开展现状调查工作、收集资料及其他支撑性文件资料，对建设项目进行工程分析，根据各环境要素的评价等级对各要素环境影响进行预测和评价，提出环境保护措施并进行经济技术论证。

受天合公司委托，乌鲁木齐京诚检测技术有限公司对本项目区域土壤、声环境质量现状进行了监测，在以上基础上，天合公司编制完成了《塔河油田 12 区奥陶系油藏 2022 年产能建设项目环境影响报告书》（以下简称“报告书”）。环境影响评价的工作程序见图 1.2-1。

报告书经生态环境主管部门批准后，可以作为本项目建设期、运营期、服务期满的环境保护管理依据。

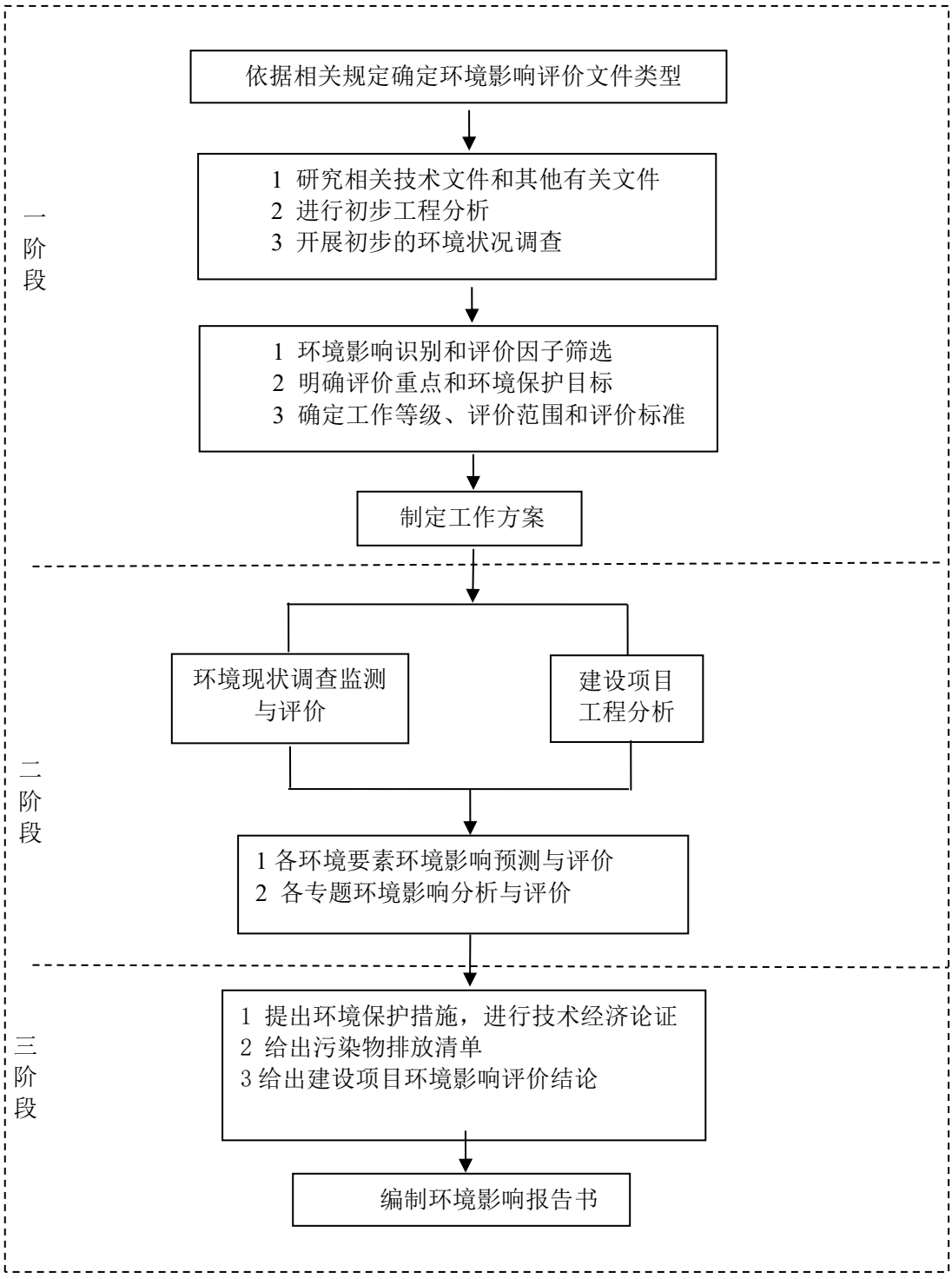


图 1.2-1　　环境影响评价工作程序图

1.3 分析判定相关情况

（1）产业政策符合性判定结论

根据《产业结构调整指导目录（2019 年本）》，“常规石油、天然气勘探与开采，原油、天然气、液化天然气、成品油的储运和管道输送设施及网络建设”属鼓励类项目。石油天然气开发属于国家重点鼓励发展的产业，本项目的建设符合国家产业政策。

（2）规划符合性判定结论

本项目属于中国石油化工股份有限公司西北油田分公司滚动开发项目，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划纲要》、《新疆维吾尔自治区矿产资源规划环境影响报告书》、《新疆环境保护规划（2018-2022 年）》的相关要求。

对照《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，本项目位于塔河油田矿权范围内，不属于主体功能区规划中确定的国家和自治区层面的禁止开发区域，所进行的石油天然气勘探活动符合“全国重要的能源基地”定位。因此本项目的建设符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》。

对照《新疆生态功能区划》，本项目所在区域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草及胡杨林保护生态功能区（59）。本项目占地相对较小，对于整体的土地利用格局、植被覆盖格局、野生动物活动、土壤不会带来显著影响，项目建设符合区域生态功能定位。

（3）选址合理性分析判定结论

本项目为老油区内滚动开发，符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》、《新疆煤炭石油天然气开发环境保护条例》、《挥发性有机物 VOCs 污染防治技术政策》中的相关要求，根据现场调查，拟建项目内无水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感重点保护区域，符合阿克苏地区经济发展规划、环保规划，无重大环境制约因素。本项目土地利用类型为灌木林地、牧草地、盐碱地以及沙地，灌木林地涉

及部分地方公益林及国家二级公益林，项目所在区域内草地的平均植被覆盖度约为 15~35%。

本项目在管线选线过程中注意避让植被覆盖度高的区域，尽量减少对植被的生态扰动；项目运营期废气主要为油气开采过程中排放的无组织挥发烃类以及加热炉烟气，产生的废气为持续的长期影响，但废气污染物均可以得到较好扩散，对大气污染物浓度贡献值小，且项目区地域空旷，项目实施后不会对周围环境产生明显影响；废水实现零排放，固体废物能够实现妥善处置，综上所述，本项目建成后所在区域的环境功能不会发生改变，对环境的影响属可接受的范围，项目的选址从环保角度认为可行。

（4）三线一单符合性判定结论

本项目位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区，根据《关于印发阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案的通知》（阿行署发〔2021〕81 号），以及生态保护红线按照“生态功能不降低、面积不减少、性质不改变”的基本要求，对划定的生态保护红线实施严格管控，保障和维护国家生态安全的底线和生命线。经核查，本项目不在生态保护红线范围内，所在区域属于一般管控区，项目区环境质量可以达到功能区要求，水耗、电耗较小。根据《关于印发新疆维吾尔自治区 28 个国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单（试行）的通知》（新发改规划〔2017〕89 号）和《关于印发新疆维吾尔自治区 17 个新增纳入国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单（试行）的通知》（新发改规划〔2017〕1796 号）文规定，本项目不在国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单之列，符合“三线一单”要求。

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

1.4 关注的主要环境问题和环境影响

本项目为油气开采项目，环境影响因素主要来源于钻井、油气开采、井下作业、集油、输油等各工艺过程，本次评价关注的主要环境问题为油田开发施工期废气、钻井泥浆、岩屑、钻井废水、施工临时占地及生态破坏对周围环境的影响；运营期燃气加热炉烟气、烃类无组织挥发、油田采出水、井下作业废水、含油污

泥、落地油、井场（站场）永久占地等对周围环境的影响，并论证拟采取的生态保护和污染防治措施的可行性。影响因素包括非污染生态影响，以及排放的污染物质导致的环境污染。据现场调查，本项目评价范围内没有自然保护区、风景名胜区、饮用水源保护区等敏感区，没有固定集中的人群活动区。重点保护目标是：项目区内现状分布的国家二级公益林、牧草地及其他动植物。

1.5 环境影响评价主要结论

石油天然气开采业是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，本项目属于《产业结构调整指导目录（2019年本）》中“石油、天然气勘探及开采”鼓励类项目，项目建设符合国家的相关政策。

本项目符合国家产业政策、相关规划、“三线一单”要求，项目建成后所在区域的环境功能不会发生改变，对环境敏感目标的影响属可接受的范围，从环保角度分析，项目是可行的。

本项目采取了行之有效的环境保护措施，总体布局合理，在坚持“三同时”原则的基础上，严格执行国家和自治区的环境保护要求，切实落实报告书中提出的各项环保措施后，可以做到达标排放。

本项目生产过程中，钻井、井下作业、油气处理集输等作业的资源（新鲜水）和能源的消耗指标较低，生产工艺成熟、设备先进，污染物排放达到国家规定的排放标准，环境管理体系（HSE管理体系）健全。属于清洁生产企业，各工序的生产工艺均达到国内较先进的技术水平。

从环境现状监测结果和环境空气、地下水环境、生态环境和声环境预测及评价结果看，在严格执行国家和自治区的环境保护要求，切实落实报告书中提出的各项环保措施的前提下，区块内的环境质量不会因为本项目的建设而发生明显改变。本项目建设后，排放的各种污染物对周围环境造成的影响较小，不会导致本地区环境质量的下降，环境空气质量、水环境质量、声环境质量可以符合相应的环境功能区划要求。

综上所述，本项目开发产生的废水、废气、固废及对局部生态环境带来的影响，在落实报告书中提出的各项环境保护措施后，污染物可实现达标排放，对环境的影响是可接受的，从环境保护的角度看，本项目建设是可行的。

2.总则

2.1 评价目的与原则

2.1.1 评价目的

（1）通过实地调查和现状监测，了解项目所在区域的自然环境、社会环境和经济状况、自然资源及土地利用情况，掌握项目所在区域的环境质量和生态环境现状。

（2）通过工程分析，明确本项目各个生产阶段的主要污染源、污染物种类、排放强度，分析环境污染的影响特征，预测和评价本项目施工期、运营期以及服役期满后对环境的影响程度，并提出应采取的污染防治和生态保护措施；分析论证施工期对自然资源的破坏程度。

（3）评述拟采取的环境保护措施的可行性、合理性及清洁生产水平，并针对存在的问题，提出各个生产阶段不同的、有针对性的、切实可行的环保措施和建议。

（4）评价本项目与国家产业政策、区域总体发展规划、清洁生产、达标排放和污染物排放总量控制的符合性。

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

2.1.2 评价原则

（1）依法评价

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

（2）科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析本项目建设对环境质量的影响。

（3）突出重点

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

2.2 编制依据

2.2.1 国家及地方法律、法规、条例、规章

国家和地方法律法规一览表见表 2.2-1。

表 2.2-1　　国家和地方法律法规一览表

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
一	**环境保护相关法律**		
1	中华人民共和国环境保护法（2014 年修订）	12 届人大第 8 次会议	2015-01-01
2	中华人民共和国环境影响评价法（2018 年修订）	13 届人大第 7 次会议	2018-12-29
3	中华人民共和国大气污染防治法（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
4	中华人民共和国水污染防治法（2017 年修订）	12 届人大第 28 次会议	2018-01-01
5	中华人民共和国环境噪声污染防治法（2018 年修订）	13 届人大第 7 次会议	2018-12-29
6	中华人民共和国固体废物污染环境防治法（2020 年修订）	13 届人大第 17 次会议	2020-09-01
7	中华中华人民共和国水法（2016 年修订）	12 届人大第 21 次会议	2016-09-01
8	中华人民共和国水土保持法（2010 年修订）	11 届人大第 18 次会议	2011-03-01
9	中华人民共和国清洁生产促进法（2012 年修订）	11 届人大第 25 次会议	2012-07-01
10	中华人民共和国节约能源法（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
11	中华人民共和国土地管理法（2020 年修订）	13 届人大第 12 次会议	2020-01-01
12	中华人民共和国城乡规划法（2019 年修订）	13 届人大第 10 次会议	2019-04-23
13	中华人民共和国防洪法（2016 年修订）	12 届人大第 21 次会议	2016-09-01
14	中华人民共和国草原法（2012 年修订）	12 届人大第 3 次会议	2013-06-29
15	中华人民共和国野生动物保护法（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
16	中华人民共和国石油天然气管道保护法	11 届人大 15 次会议	2010-10-01

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
17	中华人民共和国突发事件应对法	10 届人大第 29 次会议	2007-11-01
18	中华人民共和国防沙治沙法（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
19	中华人民共和国土壤污染防治法	15 届人大第 5 次会议	2019-01-01
20	中华人民共和国森林法（2019 年修订）	13 届人大第 15 次会议	2020-07-01
21	中华人民共和国草原法（2013 年修订）	12 届人大第 3 次会议	2013-06-29
二	**行政法规与国务院发布的规范性文件**		
1	建设项目环境保护管理条例（2017 年修订）	国务院令 682 号	2017-10-01
2	中华人民共和国野生植物保护条例（2017 年修订）	国务院令 687 号	2017-10-07
3	危险化学品安全管理条例（2013 年修订）	国务院令 645 号	2013-12-07
4	中华人民共和国土地管理法实施条例（2014 年修订）	国务院令 653 号	2014-07-29
5	中华人民共和国森林法实施条例（2018 年修订）	国务院令 698 号	2018-03-19
6	国务院关于加强环境保护重点工作的意见	国发〔2012〕35 号	2011-10-17
7	国务院关于印发水污染防治行动计划的通知	国发〔2015〕17 号	2015-04-02
8	国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知	国发〔2013〕37 号	2013-9-10
9	国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知	国发〔2016〕31 号	2016-05-28
10	关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚实施方案	中发〔2018〕17 号	2018-06-16
三	**部门规章与部门发布的规范性文件**		
1	建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）	生态环境部令第 16 号	2020-11-30
2	环境影响评价公众参与办法	生态环境部领第 4 号	2019-01-01
3	国家危险废物名录（2021 年版）	生态环境部令第 15 号	2020-11-25
4	产业结构调整指导目录（2019 本）	国家发展和改革委员会令〔2019〕第 29 号令	2019-08-27
5	国家重点保护野生植物名录(2021 年)	国家林业局、农业部 2021 年第 3 号）	2021-02-01
6	国家重点保护野生动物名录	林业部、农业部令第 1 号	1989-01-04
7	关于印发《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理	环发〔2015〕4 号	2015-01-08

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
	办法（试行）》的通知		
8	关于印发《建设项目环境影响评价政府信息公开指南（试行）》的通知	环办〔2013〕103 号	2014-01-01
9	关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知	环发〔2012〕77 号	2012-07-03
10	关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知	环发〔2012〕98 号	2012-08-07
11	关于加强国家重点生态功能区环境保护和管理的意见	环发〔2013〕16 号	2013-01-22
12	关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见	环环评〔2018〕11 号	2018-01-25
13	关于印发地下水污染防治实施方案的通知	环土壤〔2019〕25 号	2019-03-28
14	关于发布<建设项目竣工环境保护验收暂行办法>的公告	国环规环评〔2017〕4 号	2017-11-20
15	建设项目环境影响后评价管理办法(试行)	环境保护部令第 37 号	2016-01-01
16	关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知	环办环评函〔2019〕910 号	2019-12-13
17	关于进一步加强建设项目全过程环保管理的通知	中国石化能评〔2020〕1 号	2020-03-19
18	危险废物经营许可证管理办法（2016 修订）	国务院令第 666 号	2016-02-16
19	挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策	环境保护部公告 2013 年第 31 号	2013-05-24
22	排污许可管理条例	国务院令第 736 号	2021-03-01
23	关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知	环办环评〔2017〕84 号	2017-11-14
24	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	环办环评〔2016〕150 号	2016-10-26
25	关于印发建设项目竣工环境保护验收现场检查及审查要点的通知	环办〔2015〕113 号	2015-12-30
26	关于印发<建设项目环境保护事中事后监督管理办法（试行）>的通知	环发〔2015〕163 号	2015-12-10
27	关于印发<生态保护红线划定指南>的通知	环办生态〔2017〕48 号	2015-05-27
28	石油天然气开采业污染防治技术政策	环保部公告 2012 年第 18 号	2012-03-17
29	工矿用地土壤环境管理办法（试行）	生态环境部 2018 第 3 号	2018-08-01

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
30	重点排污单位土壤污染隐患排查指南（试行）	生态环境部 2021 第 1 号	2020-01-04
31	污染地块土壤环境管理办法（试行）	生态环境部令 2017 第 42 号	2017-07-01
32	排污许可证申请与核发技术规范 锅炉	HJ953—2019	2018-07-31
33	排污许可证申请与核发技术规范 工业固体废物（试行）	HJ1200-2021	2022-01-01
34	国家级公益林管理办法	林资发〔2017〕34 号	2017-05-08
四	**地方法规及通知**		
1	新疆维吾尔自治区环境保护条例（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
2	新疆维吾尔自治区野生植物保护条例（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
3	新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
4	新疆维吾尔自治区自然保护区管理条例（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
5	新疆维吾尔自治区大气条例防治条例（2018 年修订）	13 届人大第 7 次会议	2019-01-01
6	新疆维吾尔自治区地下水资源管理条例（2017 年修订）	12 届人大第 29 次会议	2017-05-27
7	关于印发新疆维吾尔自治区水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知	新水水保〔2019〕4 号	2019-01-21
8	新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录（第一批）》	新政办发〔2007〕175 号	2007-08-01
9	新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录	新林动植字〔2000〕201 号	2000-02-01
10	新疆维吾尔自治区水环境功能区划	新政函〔2002〕194 号	2002-11-16
11	新疆生态功能区划	新政函〔2005〕96 号	2005-07-14
12	关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知	新政发〔2014〕35 号	2014-04-17
13	关于印发新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案的通知	新政发〔2016〕21 号	2016-01-29
14	关于印发新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案的通知	新政发〔2017〕25 号	2017-03-01
15	新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件（修订）	新环发〔2017〕1 号	2017-01-01
16	新疆维吾尔自治区环境保护十三五规划	新环发〔2017〕124 号	2017-06-22
17	转发《关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实	新环办发〔2018〕80 号	2018-03-27

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
	施意见》		
18	关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知	新环发〔2018〕133 号	2018-09-06
19	关于含油污泥处置有关事宜的通知	新环发〔2018〕20 号	2018-12-20
20	自治区党委、自治区人民政府印发《关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚实施方案》	新党发〔2018〕23 号	2018-09-04
21	转发《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》的通知	新环评价发〔2020〕142 号	2020- 07-29
22	关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知	环办环评函〔2019〕910 号	2019-12-13

2.2.2 环评有关技术规定

环评有关技术规定见表 2.2-2。

表 2.2-2　　环评技术导则依据一览表

序号	依据名称	标准号	实施时间
1	建设项目环境影响评价技术导则　总纲	HJ2.1-2016	2017-1-1
2	环境影响评价技术导则　大气环境	HJ2.2-2018	2018-12-01
3	环境影响评价技术导则 地表水环境	HJ2.3-2018	2019-03-01
4	环境影响评价技术导则　声环境	HJ2.4-2009	2010-04-01
5	环境影响评价技术导则　生态影响	HJ19-2011	2011-09-01
6	环境影响评价技术导则 地下水环境	HJ610-2016	2016-01-07
7	环境影响评价技术导则 土壤环境	HJ964-2018	2019-07-01
8	建设项目环境风险评价技术导则	HJ169-2018	2019-03-01
9	危险化学品重大危险源辨识	GB18218-2018	2018-11-19
10	环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目	HJ/T349-2007	2007-08-01
11	建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采	HJ612-2011	2011-06-01
12	石油和天然气开采行业清洁生产评价体系指标（试行）	发改委公告2009年第3号	2009-02-19
13	石油天然气工业健康、安全与环境管理体系	SY/T6276-2014	2015-03-01
14	油气田含油污泥综合利用污染控制要求	DB 65/T 3998-2017	2017-05-30
15	油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求	DB 65/T 3997-2017	2017-05-30
16	油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制技术规范	DB 65/T 3999-2017	2017-05-30
17	陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求	SY/T301-2016	2017-05-01
18	陆上石油天然气开采工业污染物排放标准	GB39728-2020	2020-01-01
19	一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准	GB 18599-2020	2020-07-01
20	建设用地土壤污染状况调查技术导则	HJ25.1-2019	2019-12-05
21	建设用地土壤污染风险管控和修复 监测技术导则	HJ682-2019	2019-12-05
22	排污单位自行监测技术指南 总则	HJ819-2017	2017-06-01

2.2.3 其他

（1）塔河油田 12 区奥陶系油藏 2022 年产能建设项目环境影响评价委托书，中国石油化工股份有限公司西北油田分公司；

（2）塔河油田 12 区奥陶系油藏 2022 年产能建设项目相关资料，中国石油化工股份有限公司西北油田分公司。

2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选

2.3.1 环境影响因素识别

本项目主要包括钻井工程、地面工程、油气开采、集输等内容，对环境的影响主要表现在施工期、运营期和退役期。施工期以钻井工程以及管线敷设，输电线路架设等地面工程建设过程中造成的生态影响为主，运营期以油气开采和集输过程中产生的污染为主，环境影响因素识别详见表 2.3-1。

表 2.3-1　　影响因素识别

序号	时段	主要影响因素	主要环境影响因子	分析结果
1	施工期	井场、站场	永久性占地、动植物影响	-
		管线建设	破坏土壤和植被	-
			影响农牧业	-
			引起水土流失	-
			影响土地利用	-
			声环境	-
			改变自然景观	-
			影响道路交通	-
		生活污水	COD、BOD_5、NH_3-N	-
		施工机械和车辆尾气	NO_2、CO、SO_2、烃类挥发	-
		施工垃圾和生活垃圾	污染土壤环境	-
		施工机械和车辆噪声	影响声环境质量	-

2	运营期（正常工况）	采出水	石油类	-
		井下作业废水	石油类	-
		井场无组织废气排放	NMHC、H_2S	-
		加热炉废气	NOx、SO_2、颗粒物	
		设备噪声	影响声环境质量	-
		落地油、含油污泥	送有资质单位处置	
		原油生产	对当地社会经济的拉动、使用地区大气环境的改善	＋＋
3	运营期（事故工况）	集输管线破损泄漏	污染土壤环境、水环境、火灾爆炸危险	-
4	退役期	封堵井眼，拆除井口装置	固废	-
		场地恢复	生态	+

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

2.3.2 评价因子

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

表 2.3-2　　环境影响因子筛选表

环境要素	现状评价因子	影响评价因子
生态环境	调查评价区域土地利用、动植物资源、土壤侵蚀、生态景观、和生物多样性	（1）分析油田开发建设对土地利用结构的影响 （2）对油田建设可能造成的土地荒漠化、水土流失、植被破坏以及土壤污染等进行影响分析 （3）油田开发建设对评价区域野生动物的影响分析 （4）油田开发对当地农牧业影响 （5）油田开发建设对生态景观的影响 （6）废弃井及废弃管道对生态环境的影响
土壤	基本因子：《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准	石油烃

	（试行）》（GB36600-2018）表 1 中 45 项基本因子 特征因子：石油烃	
地下水	水位、pH 值、石油类、氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、挥发酚、氰化物、砷、汞、六价铬、总硬度、铅、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氟化物、氯化物、K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-	石油类
环境空气	SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3、非甲烷总烃、H_2S	SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、非甲烷总烃、H_2S
噪　声	Leq(dB(A))	Leq(dB(A))
固体废物	-	废弃钻井泥浆、岩屑、油泥、建筑垃圾
环境风险	-	原油、硫化氢、甲烷 （1）对油田钻井期可能发生的井喷事故进行影响分析 （2）结合当地的气象条件，对油田运营期间井场、输油管道可能发生的原油泄漏事故进行预测分析

2.4 环境功能区划

2.4.1 环境空气

根据《环境空气质量标准》（GB3095-2012）要求，项目所在区域属于二类功能区。

2.4.2 水环境

项目开发区域 5.0km 范围内无地表水体。

根据《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中地下水分类标准，该区域地下水按Ⅲ类功能区。

2.4.3 声环境

项目区为油田开发区，目前暂未进行声环境功能区划，根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）要求，划定为 2 类声环境功能区。

2.4.4 生态环境

根据《新疆生态功能区划》，油田开发区属于塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区，塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区，塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区。

2.5 评价因子和评价标准

2.5.1 环境质量评价因子及标准

根据项目所在区域的自然环境特点，采用以下评价因子及环境标准。

（1）环境空气

环境空气质量评价中 TSP、SO_2、NO_2、$PM_{2.5}$、PM_{10}、CO、O_3 六项指标执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准。对于未作出规定的非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m³的标准，H_2S 参考执行《环境影响评价技术导则　大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的 1h 平均浓度限值 10μg/m³。指标标准取值见表 2.5-1。

表 2.5-1　　环境空气质量标准

序号	评价因子	二级标准限值（μg /m³）			标准来源
		年平均	24 小时平均	1 小时平均	
1	总悬浮颗粒物（TSP）	200	300	/	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单
2	二氧化硫（SO_2）	60	150	500	
3	二氧化氮（NO_2）	50	80	200	
4	细颗粒物（粒径小	35	75	/	

	于等于 2.5 微米，$PM_{2.5}$）				
5	可吸入颗粒物（粒径小于等于 10 微米，PM_{10}）	70	150	/	
6	一氧化碳（CO）	/	4000	10000	
7	臭氧（O_3）	/	160	200	
8	氮氧化物（NOx）	50	100	250	
9	非甲烷总烃（NMHC）	/	/	2000	参考《大气污染物综合排放标准》详解
10	硫化氢（H_2S）	/	/	10	参考执行《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的 1h 平均浓度限值

（2）水环境

项目开发区域 5.0km 范围内无地表水体。区域地下水执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的Ⅲ类标准；石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅲ类标准。具体标准值见表 2.5-2。

表 2.5-2　　地下水质量标准值　　单位：mg/L

序号	监测项目	标准值	序号	监测项目	标准值
1	色（铂钴色度单位）	≤15	18	氨氮（以 N 计）（mg/L）	≤0.50
2	嗅和味	无	19	硫化物（mg/L）	≤0.02
3	浑浊度（NTU）	≤3	20	钠（mg/L）	≤200
4	肉眼可见物	无	21	总大肠菌群（MPN/100mL 或 CFU/100mL）	≤3.0
5	pH（无量纲）	5.5≤pH＜6.5	22	菌落总数（CFU/mL）	≤100
6	总硬度（以 $CaCO_3$ 计）（mg/L）	≤450	23	亚硝酸盐（以 N 计）（mg/L）	≤1.0
7	溶解性总固体	≤1000	24	硝酸盐（以 N 计）（mg/L）	≤20.0
8	硫酸盐（mg/L）	≤250	25	氰化物（mg/L）	≤0.05
9	氯化物（mg/L）	≤250	26	氟化物（mg/L）	≤1.0

10	铁（mg/L）	≤0.3	27	碘化物（mg/L）	≤0.08
11	锰（mg/L）	≤0.10	28	汞（mg/L）	≤0.001
12	铜（mg/L）	≤1.00	29	砷（mg/L）	≤0.01
13	锌（mg/L）	≤1.00	30	硒（mg/L）	≤0.01
14	铝（mg/L）	≤0.20	31	镉（mg/L）	≤0.005
15	挥发性酚类(以苯酚计) （mg/L）	≤0.002	32	铬(六价) （mg/L）	≤0.05
16	阴离子表面活性剂（mg/L）	≤0.3	33	铅（mg/L）	≤0.01
17	耗氧量（COD_{Mn}法，以 O_2 计）（mg/L）	≤3.0	34	石油类（mg/L）	≤0.05

（3）声环境

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

（4）土壤环境

根据项目所在区域环境特征，油田内站场、井场等建设用地执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表 1 筛选值标准。见表 2.5-3。

表 2.5-3　　建设用地土壤污染风险筛选值

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

12	1,1-二氯乙烷	mg/kg	9	36	硝基苯	mg/kg	76
13	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	37	苯胺	mg/kg	260
14	1,1-二氯乙烯	mg/kg	66	38	2-氯酚	mg/kg	2256
15	顺 1,2-二氯乙烯	mg/kg	596	39	苯并[a]蒽	mg/kg	15
16	反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	54	40	苯并[a]芘	mg/kg	1.5
17	二氯甲烷	mg/kg	616	41	苯并[b]荧蒽	mg/kg	15
18	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	42	苯并[k]荧蒽	mg/kg	151
19	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	10	43	䓛	mg/kg	1293
20	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	6.8	44	二苯并[a、h]蒽	mg/kg	1.5
21	四氯乙烯	mg/kg	53	45	茚并[1、2、3-cd]芘	mg/kg	15
22	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	840	46	萘	mg/kg	70
23	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	2.8	47	石油烃	mg/kg	4500
24	三氯乙烯	mg/kg	2.8	/	/	/	/

2.5.2 污染物排放因子及标准

（1）废气

锅炉执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 1 锅炉大气污染物排放浓度限值；非甲烷总烃无组织排放执行《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求；H_2S 无组织排放执行《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)中新建项目二级标准。具体标准限值要求见表 2.5-5。

表 2.5-5　　大气污染物排放标准值

污染物	最高允许排放浓度（mg/m³）	标准来源
NOx	200	《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）
SO_2	50	
烟尘	20	
NMHC	4.0	《陆上石油天然气开采工业大气污染

（厂界外）		物排放标准》（GB39728-2020）
H_2S	0.06	《恶臭污染物排放标准》（GB 14554-93）中新建项目二级标准

（2）废水

按照《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）规定：在相关行业污染无可指标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329》等相关标准要求回注，同步采取切实可行措施防治污染。

项目运营期产生的采出水依托塔河油田二号、四号联合站处理达标后回注油层，不向外环境排放，回注水执行《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准，标准值见表 2.5-6。工作人员由油田内部调剂，不新增工作人员，不新增生活污水。

表 2.5-6　　《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）

注入层平均空气渗透率（μm²）		≤0.01	＞0.01-≤0.05	＞0.05-≤0.5	＞0.5-≤1.5	＞1.5
控制指标	悬浮固体含量（mg/L）	≤1.0	≤2.0	≤5.0	≤10.0	≤30.0
	悬浮物颗粒直径中值（μm）	≤1.0	≤1.5	≤3.0	≤4.0	≤5.0
	含油量（mg/L）	≤5.0	≤6.0	≤15.0	≤30.0	≤50.0
	平均腐蚀率（mm/a）	≤0.076				
	SRB（个/Ml）	≤10	≤10	≤25	≤25	≤25
	IB（个/mL）	$n\times10^2$	$n\times10^2$	$n\times10^3$	$n\times10^4$	$n\times10^4$
	TGB（个/mL）	$n\times10^2$	$n\times10^2$	$n\times10^3$	$n\times10^4$	$n\times10^4$

（3）噪声

施工期采用《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）（即昼间 70dB（A），夜间 55dB（A））；

运营期采用《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准（即昼间 60dB（A），夜间 50dB（A）。

（4）固体废物

根据项目产生的各种固体废物的性质和去向，含油污泥满足《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》（SY/T7301-2016）相关要求及《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环办发〔2018〕20号）要求；钻井固体废物执行《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）要求。生活垃圾执行《生活垃圾填埋污染控制标准》（GB16889-2008）；一般工业固体废物贮存执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）；危险废物贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其修改单（环境保护部公告2013年第36 号）。

（5）重大危险源识别标准

本项目涉及危险物质主要是原油、天然气、硫化氢，其具体风险性执行《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）相关标准。

2.6 评价工作等级和评价范围

2.6.1 环境空气

（1）评价等级

本项目废气排放源主要为64台井口加热炉排放的废气和72个井场非甲烷总烃、硫化氢的无组织排放。根据工程特点、污染特征及周围环境状况，采用《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录A推荐的估算模型AERSCREEN计算项目污染源的最大环境影响，选取SO_2、NOx、PM_{10}、非甲烷总烃（NMHC）、硫化氢（H_2S）等为候选因子核算，计算出其最大地面浓度占标率*Pi*（第i个污染物，简称“最大浓度占标率”）及其地面浓度达标准值10%时所对应的最远距离$D_{10\%}$。其中*Pi*定义为：

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

式中：P_i——第i个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

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

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

大气评价工作级别详见表2.6-1。

表2.6-1　　评价工作等级

评价工作等级	评价工作分级判据
一级评价	P_{max}≥100%
二级评价	1%≤P_{max}＜10%
三级评价	P_{max}＜1%

估算模式所用参数见表2.6-2。

表2.6-2　　估算模型参数表

参数		取值
城市农村/选项	城市/农村	农村
	人口数（城市人口数）	/
最高环境温度（℃）		40.5
最低环境温度（℃）		-25.5
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
	地形数据分辨率（m）	90
是否考虑海岸线熏烟	考虑海岸线熏烟	否
	海岸线距离（km）	/
	海岸线方向（º）	/

估算结果详见表 2.6-3。

经计算可知，本项目最大占标率为：8.26%（来自单井加热炉排放的 NO_2）；占标率 10%的最远距离 $D_{10\%}$为 0m，最大占标率 1%≤Pmax＜10%，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的要求，本次环评确定大气影响评价的工作等级为二级。

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），并结合本项目特点，最终确定将以 64 台加热炉为中心，外延 2.5km 的矩形区域作为大气环境评价范围，具体见图 2.6-1 评价范围图。

表 2.6-3　　AERSCREEN 筛选计算结果

序号	污染源名称	SO_2		NO_2		PM_{10}		非甲烷总烃		H_2S	
		占标率（%）	$D_{10\%}$（m）	占标率（%）	$D_{10\%}$（m）	占标率（%）	$D_{10\%}$（m）	占标率（%）	$D_{10\%}$（m）	占标率（%）	$D_{10\%}$（m）
1	加热炉 400kw	0.86	0	8.26	0	0.52	0	0	0	0	0
各源最大值占标率（%）		0.86		8.26		0.52		5.43		1.85	
$D_{10\%}$最远距离（m）		0		0		0		0		0	

2.6.2 地下水

（1）评价等级

根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）中附录 A 地下水环境影响评价行业分类表（表 2.6-4），本项目属石油、天然气开采项目，为 I 类项目。本项目地下水下游方向 3km 范围不存在集中式饮用水源地，不在集中式饮用水水源的补给径流区，项目场地不涉及分散式饮用水水源地，区域地下水划分为不敏感，依据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）中的地下水环境敏感程度分级表及建设项目评价工作等级分级表（表 2.6-5、表 2.6-6），确定本项目地下水评价等级为二级。

表 2.6-4　　地下水环境影响评价行业分类表

行业类别 环评类别	报告书	报告表	地下水环境影响评价项目类别	
			报告书	报告表
F 石油、天然气				
37、石油开采	全部	/	I 类	

表 2.6-5　　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、应急水源地，在建和规划的饮用水水源)准保护区；除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其它保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。
较敏感	集中式饮用水水源(包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源)准保护区以外的补给径流区；未划定准保护区的集中式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地；特殊地下水资源（矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其它未列入上述敏感分级的环境敏感区。
不敏感	上述地区之外的其它地区。

表 2.6-6　　地下水环境影响评价工作等级划分

项目类别 环境敏感程度	I 类项目	II 类项目	III 类项目

敏感	一	一	二
较敏感	一	二	三
不敏感	二	三	三

（2）评价范围

本项目所在区域水文地质条件相对简单，本次评价采用公式法计算评价范围。根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016），计算公式如下：

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

式中：L—下游迁移距离，m；

α—变化系数，α≥1，一般取 2；

K—渗透系数，m/d；根据区内潜水含水层主要由塔河冲积形成，含水层的岩性颗粒较细，主要为细砂、粉细砂，渗透系数取导则中表 B.1 中的经验值 10m/d；

I—水力坡度，根据区域水文地质条件，区内水力坡度很小，为 0.2‰～0.8‰，本次计算按最大值 0.8‰计；

T—质点迁移天数，取值 5000d；

ne—有效孔隙度，无量纲，取 25%；

L—下游迁移距离，m。

经计算，L 为 320m。项目所在区域地下水总体由西北向东南方向径流，本次评价范围确定为：本项目各井场、站场四周外扩 320m，集输管线两侧向外延伸 200m 作为评价范围。评价范围见图 2.6-1。

2.6.3 地表水

按照《环境影响评价技术导则—地表水环境》（HJ2.3-2018），项目属于水污染影响型建设项目。在油田正常开采及油气集输过程中，本项目产生的含油污水、井下作业废水不外排，不与周边地表水体发生水力联系，项目地表水环境影响评价等级为三级 B。本次地表水环境影响评价重点论证项目废水综合利用不外排的可行性和可靠性，污、废水处理设施的依托可行性。

2.6.4 生态

（1）评价等级

本项目总占地面积为 2.55km^2，以荒漠生态系统为主。项目影响区域内涉及国家二级公益林、地方公益林及牧草地，本次评价将生态敏感性定为重要生态敏感区。本项目占地范围在“面积 2-20km^2”范围，按项目占地范围判定，评价等级为二级评价；项目新建原油、掺稀、燃料气管线长度约 147km，按工程长度判定，在“长度大于 100km”范围，评价等级为一级评价；根据《环境影响技术评价技术导则—生态影响》（HJ19-2011）的有关要求，当工程占地或长度分别属于两个不同评价工作等级时，原则上应按其中较高的评价工作等级进行评价。综上，本项目生态评价工作等级定为一级。

表 2.6-7　　生态评价等级判定

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

（2）评价范围

生态评价范围为：将井场、站场等边界向外围扩展 2km，集输管线等线性工程两侧向外围扩展各 0.2km 带状区域的范围，进行重点评价。评价范围见图 2.6-1。

2.6.5 环境风险

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）规定，本项目突发环境事件风险物质主要是原油、天然气（甲烷）、H_2S 等，分别属于《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169－2018）附录 B 中的油类物质（矿物油类，如石油、汽油、柴油等，生物柴油等），临界量 2500t；硫化氢临界量 2.5t；甲烷临界量 10t。本项目主要风险单元为密闭集输单元。

根据 HJ169-2018 附录 C，按下式计算本项目涉及的危险物质总量与其临界量比值（Q）：

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

式中：

q_1，q_2，…，q_n——每种危险物质的最大存在总量，t；

Q_1，Q_2，…，Q_n——每种危险物质的临界量，t。当 Q＜1 时，该项目环境风险潜势为Ⅰ。当 Q≥1 时，将 Q 值划分为：（1）1≤Q＜10；（2）10≤Q＜100；（3）Q≥100。

通过计算，工程区危险物质数量与临界量比值 Q=0.019。本项目 Q＜1，环境风险潜势为 I。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169－2018）评价工作等级划分要求，确定本项目环境风险评价等级为简单分析。见表 2.6-8。

表 2.6-8　　环境风险评价等级划分

环境风险潜势	Ⅳ、Ⅳ+	Ⅲ	Ⅱ	Ⅰ
评价工作等级	一	二	三	简单分析 a
A 是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性的说明。见附录 A。				

2.6.6 声环境

本项目噪声源主要包括施工期内钻井机械噪声、生产运行期站场机泵、加热炉噪声和井场井下作业噪声。

本项目所在功能区适用于《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类标准，且噪声源周围 200m 没有固定集中的人群活动。依据《环境影响评价技术导则-声环境》（HJ2.4-2009）中的规定，本项目声环境影响评价工作等级定为二级。

根据《环境影响评价技术导则　声环境》（HJ2.4-2009）要求，“满足一级评价的要求，一般以建设项目边界向外 200m 作为评价范围；二、三级评价范围可根据建设项目所在区域和相邻区域的声环境功能区划及敏感目标等实际情况适当缩小”，根据项目特点，本次环评声环境评价范围为各井场、站场边界向外扩 200m 作为评价范围。评价范围见图 2.6-1。

2.6.7 土壤环境

从油田对土壤环境的影响途径来看，本项目属于污染类项目，项目区周边存在牧草地等土壤环境敏感目标和其他土壤环境敏感目标，土壤敏感程度为“敏感”。油田开发属于Ⅰ类项目，因此评价工作等级划分为一级。土壤评价等级划分依据见表 2.6-9。

表 2.6-9　　土壤污染类项目评价工作等级划分表

占地规模 / 敏感程度 / 评价等级	Ⅰ类			Ⅱ类			Ⅲ类		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-	-

根据评价工作等级，并结合本项目特点，考虑油田整体开发对区域的影响，确定土壤评价范围为井场、站场边界向外扩展 1km 范围。

图 2.6-1 评价范围图

2.7 评价时段与评价重点

评价时段包括施工期、运营期、退役期三个时段，其中以施工期和运营期为主。

经对项目区域自然地理、环境现状和社会经济的调查研究及工程排污特点的分析，确定评价工作的重点如下：

（1）生态环境影响评价；

（2）地下水环境影响评价；

（3）固体废物影响评价；

（4）环境风险影响评价及风险管理；

（5）环境保护措施技术经济及可行性论证。

2.8 控制污染与环境保护目标

2.8.1 污染控制目标

根据工程排污特点和周围环境情况，确定本评价污染控制及保护环境的目标为：工程建设应符合清洁生产的原则，采取成熟可靠的工艺技术，保证拟建项目污染物实现达标排放（符合相应标准要求，并使固体废物得到合理利用或无害化处置），使工程主要污染物排放总量符合国家和地方总量控制的要求。项目建成后，当地环境质量不发生较大改变，仍保持相应环境功能区划要求。

2.8.2 环境保护目标

据现场调查，确定本项目评价范围内主要环境保护敏感目标见表 2.8-1。

表 2.8-1　　环境保护目标

序号	环境要素	环境保护目标		相对位置/环保目标特征			环境保护要求
1	生态环境	项目区内灌木林地		项目区内/国家二级公益林和地方级公益林			避免占用林地茂密区，按有关规定进行征占和补偿
		野生保护动植物		评价范围内			尽量减少因施工对植被的破坏、严禁猎杀野生动物
2	大气环境	评价范围内环	油田生活	职工生活	项目区内	共计约 310 人	《环境空气质量标准》及修改单（GB3095-2012）中二级标准

序号	环境要素	环境保护目标		相对位置/环保目标特征			环境保护要求
		境空气	基地	区			
3	水环境	评价范围内地下水		井区及周边			《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类
4	土壤环境	评价范围内土壤		井区、站场及周边			《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值
5	声环境	项目区声环境		井区、站场及周边			《声环境质量标准》（GB3096—2008）中 2 类标准
6	环境风险	项目区土壤、地下水、公益林等		油区内部			发生风险事故时，可快速采取环境风险防范措施，确保风险事故对土壤、地下水等环境的影响程度可控

2.9 评价方法

本项目环境影响评价采用定量评价与定性评价相结合的方法，以量化评价为主。采用环境影响评价技术导则规定的评价方法予以分析。本次评价采用了物料衡算法、实测法、类比法、产污系数法、排污系数法等。本次环境评价使用的评价方法见表 2.9-1。

表 2.9-1　评价内容一览表

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

3.建设项目工程分析

3.1 项目开发现状及环境影响回顾

3.1.1 区块开发现状

塔河油田 12 区奥陶系油藏从 2000 年开始至目前主要经历了勘探-油藏评价阶段、规模开发、条带产建、井区调整等四个开发阶段。截止 2020 年 12 月，塔河油田 12 区奥陶系油藏探明面积 755.4km^2，探明地质储量 41682×10^{4}t，动用储量 25252×10^{4}t，标定可采储量为 3975×10^{4}t，标定采收率为 15.7%。塔河 12 区目前共有采油井 467 口，开井 365 口，开井率 78.2%，日产液能力 10319t，日产油能力 5924t，综合含水 35.35%，累计产油 2308.75×10^{4}t，采出程度 9.14%。

塔河油田 12 区开发现状图见图 3.1-1。

图 3.1-1 本项目区域开发现状图

塔河 12 区从 2000 年 7 月～2007 年 4 月，属于区块的勘探-油藏评价阶段，2007 年 5 月之后进入规模开发阶段。

（1）规模建产阶段：2007 年 12 月～2016 年 1 月

在前期勘探开发取得突破的基础之上，2008 年 5 月后塔河油田 12 区部署力度逐渐加大，产能建设阵地较多，产能稳步上升，阶段末（2016 年 1 月底）由于国际油价断崖式下跌，分公司限产关掉部分井。

（2）稳产阶段：2016 年 2 月～至今

随着前期大规模的产建部署，井区井网密度逐渐加大，井控程度较高，潜力落实难度加大，因此，本阶段产建部署力度逐渐降低，但是区块产量趋于稳定。

3.1.2“三同时”执行情况

2020 年~2021 年，塔河油田 12 区开展了环境影响后评价工作，后评价报告为《塔河油田 12 区环境影响后评价报告书》。后评价文件于 2021 年 2 月获得了备案意见（备案意见见附件）。经备案后的后评价文件作为生态环境主管部门环境管理的依据，为油田日常环保监督管理和排污许可提供技术支撑。

本次评价引用后评价文件中环保手续核查情况的主要结论，对塔河油田 12 区现有工程的“三同时”执行情况进行回顾。

根据后评价结论，塔河油田 12 区自 2000 年至今近 20 年间，经历了勘探-油藏评价阶段和规模开发阶段，基本按照开发时序履行了环境影响评价和竣工环境保护验收工作。其中本项目主要相关工程“三同时”执行情况表 3.1-1。

3.1.3 已建工程环境影响回顾评价

结合塔河油田 12 区历年项目竣工环境保护验收调查报告、《塔河油田 12 区环境影响后评价报告书》中环境影响后评价调查结论和环评组现场调查情况，本节分环境要素对塔河油田 12 区现有工程进行回顾性分析评价。

（1）生态环境影响回顾评价

塔河油田 12 区各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，上部没有污油出现，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，后评价布设的土壤监测点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）》（GB36600-2018）中筛选值第二类用地标准；从植被类型来看，项目的建设对气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，建设用地和耕地面积略有增加。总体来说，区块内的模地依旧是荒漠景观，荒漠景观主要包括戈壁、盐碱地等类型，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，部分地区受人类活动的影响。

（2）水环境影响回顾评价

根据后评价期间监测结果及本次调查情况，塔河油田12区现状采出水经12区内的二号、四号联合站采出水处理系统处理后回注地层。根据后评价期间的监测结果，采出水处理系统出水中石油类、硫化物、悬浮物均可满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中高渗地层生产回注水质指标要求，用于油田油层回注用水的处置措施基本有效；生活基地的生活污水均经各基地内的一体化污水处理设备处理，处理工艺采用预处理+RAAO+消毒+过滤工艺，根据监测数据， pH、COD、BOD_5、NH_3-N、SS、动植物油、石油类、总氮、粪大肠菌群、总磷等指标均能满足《农村生活污水处理排放标准》（DB654275-2019）表2的B级标准；井下作业废水采用专用废液收集罐收集后运至塔河绿色环保站处理，处理后的井下作业废水均不外排。

在实施油气开发的过程中基本落实了环评及验收中提出的水环境污染防治措施，采取的污水处理设施等各项环保设施基本起到了相应的污染防治效果，采取的水污染防治措施基本有效。

后评价阶段搜集了环评阶段地下水环境质量现状监测数据，与后评价期间实地进行的地下水环境质量监测数据进行比对，与早期数据基本监测一致。潜水水质水质较差，氯化物、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、钠、氟化物、铁、锰等均有不同程度的超标；承压水中，除个别监测点中溶解性总固体、铁、锰稍有所超标外，其余各项满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准要求，

超标原因主要是受原生水文地质条件影响。各监测点中区域地下水石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅲ类标准要求。

总体来说，油田开发未对地表水及当地浅层及主要供水层的地下水环境产生明显不良影响。

（3）大气环境影响回顾评价

区域现有地面设施布置着零星井场和站场，各站场及井场之间相对间隔一定距离，各污染源所产生的污染到达其它污染源附近时基本已完全扩散，区域内的现有开发活动对大气环境质量没有造成较大影响，其影响属于可接受范围。油田主要站场、典型井场的非甲烷总烃、硫化氢的无组织挥发监测浓度达到《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放非甲烷烃监控浓度限值的要求，硫化氢满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表 1 恶臭污染物厂界标准值新建项目二级标准。

后评价阶段对塔河油田 12 区环境空气质量进行了监测，并且收集了往年环评报告中的监测数据、例行监测数据及评价时段内的环境空气监测数据，针对主要监测因子进行统计分析，评价时段内作业区 SO_2、NO_2 均未超标。因此油田开发对区域环境空气质量影响不大。

（4）声环境影响回顾评价

后评价期间对油田区域内各主要生产单元和声环境敏感点进行了声环境质量监测，并且收集了往年环评报告中的监测数据及评价时段内的环境噪声的监测数据，从监测数据可知，各声环境敏感点均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准限值，声环境质量较好。根据监测结果，项目区环境噪声均达到《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准限值要求。区块声环境质量较好，区块开发对声环境的影响较小。

（5）固体废物环境影响回顾评价

固体废物产生源主要为施工期的钻井废弃物、生活垃圾；运营期主来自于联合站以及集输过程中产生的含油污泥及废矿物油，还有少部分的生活垃圾、废机油。钻井废弃物影响集中在井场内，未发现废弃钻井泥浆和钻井岩屑对周围环境产生重大影响。钻井泥浆经处理后其泥饼浸出液均可达到《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》（DB65/T3999-2017）、《油气田钻井固体废物

综合利用污染控制要求》（DB 65/T3997-2017）标准中相应指标要求，用于铺垫井场和井场道路。含油污泥及受浸土处置后的还原土，满足《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》（SY/T7301-2016）相关要求及《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环办发〔2018〕20 号）要求，可用于铺垫井场和井场道路。根据现场调查，塔河油田 12 区在落地油处理中采取了有力的措施，井下作业必须带罐上岗，铺设作业，控制落地原油产生量，落地原油回收率为 100%，由汽车拉运至绿色环保站回收处理。由于回收措施严密，井场基本杜绝了污油散落到地表的现象；含油污泥（砂）委托塔河油田绿色环保站及其他有资质单位进行无害化处理。

总体来说，项目区内已有工程生产活动和生活产生的固体废物基本得到妥善的处置，没有对周围环境产生重大不利影响。

3.1.4 已建工程三废排放情况

本次评价引用 2021 年 2 月通过自治区生态环境厅备案的《塔河油田 12 区环境影响后评价报告书》中 2.4 节污染物排放总量中 12 区的污染物排放情况一览表，对区内已建工程三废排放情况进行说明，塔河油田 12 区污染源排放见表 3.1-2。区内已建加热炉均已按照《固定污染源排污许可分类管理名录》，于 2020 年完成了固定污染源（锅炉）的排污许可证的申领。

表 3.1-2　　塔河油田 12 区污染物排放情况一览表

序号	污染源	污染物	产生量(t/a)	排放量(t/a)
1	废气	SO_2	*-*	*-*
		NO_X	*-*	*-*
		颗粒物	*-*	*-*
		非甲烷总烃	*-*	*-*
2	废水	生产废水	*-*	*-*
		生活污水	*-*	*-*
3	固体废物	含油污泥	*-*	*-*

序号	污染源	污染物	产生量(t/a)	排放量(t/a)
		生活垃圾	*-*	*-*

3.1.5 存在环保问题及整改措施

根据评价期间及现状调查结果以及现行法律法规文件要求，现有完钻井井场已进行了平整，井口周边区域进行了硬化，井区的巡检道路采用砂石路面，井场规范，但是井场临时占地未恢复。

在现场勘查过程中也发现目前存在的一些问题，主要为：

（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，水土条件较差，植被恢复情况较差。

（2）有部分井场遗留有废弃设施及弃渣没有及时的清运，车辆碾压情况。

（3）有个别偏远井（TH12536X 罐区等），暂未实现密闭集输，存在单井拉油流程。

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有效解决，限期整改：

（1）对井场遗留的水泥块儿等固体废弃物进行收集和清运，妥善处置；钻井完成后，将“工完、料净、场地清”作为工程验收的标准之一。建议逐步推广使用钢模基础，可重复利用，减少井场水泥块等固废的产生量。

（2）督促施工单位，对井场临时占地及时进行场地平整，临时用地使用人应当自临时用地期满之日起 1 年内完成土地复垦，按照因地制宜的原则，恢复达到可供利用的条件，以利于植被恢复。

（3）本项目对 TH12352、TH12268、TH123110、TH12265、TH12548、TH12546、TH12303、TH121128 井进行侧钻，对 12-15 站、12-1 站、12-11 站、12-14 站、12-4 站、12-7 站、12-9 站、TH122103 阀组、TH12284 阀组、TH123133X 阀组、四号联进站阀组扩建阀组；按照《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》中的相关工程内容，尽快完成 TH12536X 计量阀组站的建设。

3.2 工程概况

3.2.1 项目基本情况

3.2.1.1 项目名称和性质

项目名称：塔河油田 12 区奥陶系油藏 2022 年产能建设项目。

项目性质：滚动开发（改扩建）。

3.2.1.2 建设地点

本项目位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市境内，库车市地处东经 82°35′～84°17′，北纬 40°46′～42°35′之间，东与轮台县接壤，西与拜城县、新和县相邻，南与沙雅县、尉犁县毗邻，北隔天山山脉与和静县相望。县境南北最大长度 193km，东西最大宽度 164km，总面积为 15379km^2。

本项目西北距库车市市区约 61km。拟建项目所处位置为塔河油田 12 区，隶属塔河油田采油二厂管辖，。地理位置见图 3.2-1。

3.2.1.3 建设规模

本项目部署 72 口井，其中新钻井 64 口，侧钻井 8 口，新钻井平均单井进尺 6375m，侧钻井平均单井进尺 500m；总进尺 41.2×10^{4}m。新建新井单井设计能力 25t/d，侧钻井单井设计能力 18t/d，区块最大年产油 46.46 万吨。本项目对已建站场 12-15 站、12-1 站、12-11 站、12-14 站、12-4 站、12-7 站、12-9 站、TH122103 阀组、TH12284 阀组、TH123133X 阀组、四号联进站阀组等 11 个站场进行改扩建，各站分别扩建 8 井式生产阀组和 8 井式掺稀阀组各 1 套。分别新建原油、掺稀、燃料气管线长度约 147km，同沟敷设。同时建设电力、给排水及消防、结构、通信、自控、机制、防腐等配套工程。油气外输及处理均依托已有地面设施。

3.2.1.4 工程组成

本项目组成包括新部署井的钻井工程、采油工程、油气集输工程以及配套的供配电、自控、通信、结构、消防、防腐、热工、道路等工程；扩建 1 座计转站。项目工程组成见表 3.2-1。

表 3.2-1　　工程组成一览表

序号	项目名称	内容	单位	总计	备注
1	产能	/	万 t/a	46.46	/
2	钻井工程	钻井	口	72	新钻井 64 口，老井侧钻 8 口，总进尺 41.2×10^4m
3	井场	油气生产井场	座	72	井场永久占地规模 60m×75m。每个井场含 1 套采油树。
4	站场	扩建 12-15 站、10321 站、10-9 站、12-1 站、12-11 站、12-14 站、12-4 站、12-7 站、12-9 站、TH122103 阀组、TH12284 阀组、TH123133X 阀组、四号联进站阀组	座	11	各站分别扩建 8 井式生产阀组和 8 井式掺稀阀组各 1 套。
5	油气集输工程	单井集输管线	km	147	原油集输管线：DN100 20#钢+耐高温涂层（Φ108×5） 掺稀管线：20G 无缝钢管（Φ60x7） 燃料气管线：20#无缝钢管（ Φ48×4）同沟敷设
		燃气加热炉	座	64	本项目新建井场共设 64 座 400kW 井场加热炉，用于井口加热
4	公用工程	供电	km	49.41	依托 12 区附近已建电力设施，高压电源 10kV 线路就近接附近电网，线路材质为 LGJ-120

序号	项目名称	内容	单位	总计	备注
		供水	/	/	依托塔河油田已建供水首站、供水末站、水源井、供水管线等供水设施，区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
		通信光缆	km	147	光缆与油气集输管线同沟铺设
		防腐	/	/	（1）集油管线采用 20#+(HCC）管线，外防腐（30mm 厚聚氨酯泡沫黄夹克保温）；（2）燃料气供给管线采用普通级二层 PE 防腐，补口采用聚乙烯热收缩套。
		道路	km	25.18	新建及修复道路均采用砂石路面结构，路面宽度约 5m，路基宽度 6m。
5	依托工程	塔河二号联合站	本项目部分生产井油气处理、采出水依托二号联合站处理。塔河油田二号联合站于 2003 年 10 月建成投产，负责塔河油田 6 区、7 区、10 区、12 区的油气处理任务。		
		塔河四号联合站	本项目部分生产井原油处理、采出水处理依托四号联合站处理。四号联合站 2013 年建成，主要负责 10 区、12 区部分站库原油的集输和处理。		
		西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站	本项目生活垃圾、一般工业固废、废液以及油泥（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或其他有资质的单位进行无害化处置		
		区内已建计转站	10321 站 、10-4、10-9、12-1、12-11、12-12、12-14、12-15、12-16、12-2、12-4、12-5、12-6、12-7、12-8、12-9 等计转站。		
6	环保工程	生态	施工期：施工期严格控制占地面积，选线避开植被密集区，管线施工作业带不得超过 8m，管沟开挖的土壤做到分层堆放，分层回填压实，减少水土流失，防治土地沙化。严禁滥砍滥伐植被，施工区设置明显的作业区域标识，加强		

序号	项目名称	内容	单位	总计	备注
			管理。施工道路依托现有道路并在现有道路基础上进行修复，严禁随意增开便道，占用的重点公益林地及时办理相关手续并做好防沙治沙措施； 运营期：加强监督和管理，西北油田分公司负责项目区域生态环境的保护工作；主干道路采取沥青或水泥硬化，施工迹地表面覆以砾石，以减少风蚀量。加强人员教育宣传，切实提高保护生态环境的意识。日常巡查中对事故风险加强防范； 退役期：退役期须对项目影响区域进行生态环境恢复治理，恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率，并于周边自然景观相协调。		
		废气	施工期：废气包括施工扬尘、焊接烟尘、车辆尾气等；施工扬尘采取进出车辆采取减速慢行、物料苫盖的措施 运营期：加热炉使用净化后的天然气作为燃料，采出液密闭输送 退役期：控制车辆运行速度		
		废水	施工期：管线施工时间较短，不设施工营地，施工人员生活污水经“生化+过滤”一体化装置处理后水质达到《城镇污水处理厂污染物排放标标准》（GB18918-2002）一级 B 标准，达标处理后中水主要用于生活区、井场及通井路降尘、钻井液配置。 运营期：废水包括采出水和井下作业废水，采出水随采出液一起进入塔河油田四号联合站处理达标后回注地层，井下作业废水送绿色环保工作站 退役期：无废水产生		
		噪声	施工期：选用低噪施工设备，合理安排作业时间 运营期：选用低噪声设备、基础减振		

序号	项目名称	内容	单位	总计	备注
			退役期：合理安排作业时间		
		固体废物	施工期：施工期固废主要为土方、废机油和生活垃圾。施工土方全部用于管沟和井场回填；废机油桶装收集后暂存在井场危废暂存间内，完井后将由井队联系有危险废物处置资质的单位回收处理；生活垃圾在垃圾收集箱暂存，将由井队定期清理运送至塔河油田绿色环保工作站生活垃圾池； 运营期：营运期固体废物主要为油泥(砂)、废润滑油、废防渗膜、清管废渣，属于危险废物，由绿色环保工作站或有危废处置资质单位接收处置； 退役期：固废主要为废弃管线、废弃建筑垃圾等，收集后送塔河油田绿色环保工作站妥善处置		
		环境风险	风险措施：管线上方设置标识，定期对管线壁厚进行超声波检查，站场设置可燃气体报警仪和硫化氢检测仪		

3.2.1.5 项目投资

项目总投资 191200 万元。

3.2.1.6 劳动组织及定员

本项目不新增劳动定员，均依托现有采油厂工作人员，井场无人值守。

3.2.2 油气资源概况

3.2.2.1 区域地层特征

本项目所在区域位于阿克库勒凸起的西北侧翼，奥陶系揭示中－下统鹰山组、中统一间房组、上统恰尔巴克组、良里塔格组、桑塔木组，上覆地层由西南向东北分别是志留系下统、泥盆系上统、石炭系下统。其中奥陶系中－下统一间房组和鹰山组为主要含油层系。

通过工区多口完钻井地层对比分析，研究区内奥陶系上统（O_3）呈楔形向北东抬升减薄。奥陶系中统一间房组（O_{2yj}）、奥陶系中－下统鹰山组（$O_{1\text{-}2y}$），

厚度具有南厚北薄的特征，最薄的区域在工区的西北角，最厚的区域在上奥陶统覆盖区的南部和东南部。其主要原因在于：受加里东中期－海西早期构造运动、多期地层剥蚀的影响，由艾丁地区向于奇西地区，奥陶系上统桑塔木组、良里塔格组和恰尔巴克组，以及奥陶系中统一间房组和奥陶系中－下统鹰山组上部向于奇西地区依次被完全剥蚀，在于奇西和艾丁西北部奥陶系厚度较薄。

3.1.2.2 区域构造特征

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。

塔河油田所在的凸起西南部斜坡区，其构造特征主要表现为，下古生界为向北抬升的斜坡形态，上古生界呈楔形披覆于下古生界之上，中新生界整体表现为向北西方向倾伏的单斜，局部存在低幅度构造。中新生代沉积特征主要表现为陆内盆地沉积，三叠纪为辫状河-三角洲砂岩与湖泊相的泥岩互层沉积，组成多套由粗至细的沉积旋回，具由北向南、由西向东增厚的趋势；早侏罗世主要以河流—沼泽相的砂岩与泥岩互层夹薄煤层，厚度较薄；早白垩世为辫状河-三角洲---湖泊相沉积，晚白垩世—早第三纪为三角洲平原—洪泛平原沉积，晚第三纪为三角洲---湖泊相沉积。西部白垩系构造主要受北东向和北东东向断裂带控制，南部边界沿石炭系盐边为界，从西向东存在 5 个雁列式展布断裂带（其中 4 个北东向雁列式断裂带，1 个北东东向雁列式断裂带），以及 S119—S98 井区和 THN1 井

区断裂带，构造展布方向基本上与断裂展布一致。从断裂构造特征分析，本区所有断裂均不控制白垩纪沉积，且为同一期断裂（燕山—喜山期构造活动），区内发育的断鼻、断背斜、背斜及地垒等构造类型为同期形成，只是构造幅度有差异。断裂在平面雁列组合反映在研究区存在区域扭动应力作用。深部北北东向断裂的左旋扭动在浅层派生出北西－南东向的局部拉张应力场，在浅层中新生界地层中产生北东向的张剪性构造带。

3.2.2.3 油气藏特征

塔河油田奥陶系储集体由洞、孔、缝一起构成了复杂的储集体空间结构。据钻探揭示奥陶系储集体类型有溶洞型、裂缝－孔洞、裂缝型。

溶洞型储集体以大型溶洞为主要的储集空间，裂缝主要起连通的作用。该类储层是区内的最优质储集体。在钻进过程中常发生放空、泥浆漏失、井涌等现象，因岩心破碎或取不到岩心而缺乏实测物性数据，但是测试资料、测井解释说明大型溶扩裂缝、洞穴型储集体是极好的储集岩，钻进中多钻遇放空、泥浆漏失，测试后可获得高－较高油气产能。根据充填程度，溶洞可以区分为未充填、部分充填和全充填，未充填或半充填溶洞。当充填砂泥质时多在测井曲线上显示出明显的高自然伽玛值，砂泥质没有经过压实，通常情况下具有较高的孔隙度值和较低的电阻率值。

裂缝－孔洞型储集体以次生孔隙为主、次为裂缝。测井特征为：具有较低的自然伽玛值、薄层状的高声波时差、低密度和高中子孔隙度，反映出基质具有2%～3%的孔隙度值。深浅侧向电阻率表现为在高阻背景下显著降低，双侧向有较小的正差异。

裂缝型储集体表现为孔隙度小但渗透率较大的特征。构造断裂的发育程度是裂缝型储层主控因素。根据取心资料的裂缝描述并对照测井资料，裂缝型储层段自然伽玛曲线一般为纯灰岩基线，砂泥质充填时自然伽玛值增大。高角度裂缝在孔隙度测井曲线一般没有明显的显示，接近灰岩基质孔隙度。由于裂缝的高渗透性，低电阻率的钻井液容易侵入裂缝层段，故双侧向测井值通常会表现为致密高电阻率背景下的尖峰状高低间互的测井响应特征。

塔河油田12区奥陶系油藏属于以弹性驱及弹性水压驱动为主，碳酸盐岩岩溶缝洞型中质-超重质未饱和底水油藏。

3.2.2.4 流体性质参数

塔河油田 12 区奥陶系油藏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。北西部原油为高粘度、高含蜡、高含硫的超重质原油，地面原油密度介于 0.9543～1.0724g/cm^3，平均 1.0248g/cm^3，属于超重质原油；西南部原油是以轻-中质原油为主的中等粘度、中等含硫、高含蜡的常规原油，地面原油密度介于 0.8147～0.9647g/cm^3，平均 0.8744g/cm^3，属于轻-中质原油，流动性能较好，油井用常规方式正常生产。

天然气甲烷含量在 60.08%～71.63%之间，平均 66%，相对密度在 0.716～0.799g/cm^3 之间，平均 0.754g/cm^3，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（C^{2+}）含量高。

塔河油田 12 区平均地层水密度为 1.141g/cm^3，pH 值为 6.3，总矿化度平均为 200346mg/L，Cl^-为 133522mg/L，属封闭环境下的高矿化度 $CaCl_2$ 型地层水。

3.2.2.5 燃料气物性

井场、接转（掺稀）站、计量（掺稀）混输泵站加热炉的天然气干气，由已建配气站、联合站天然气管网交汇供气，燃料气物性组分见表 3.2-2。

表 3. 2-2 燃料天然气组分

组分及主要物性	单位	含量（%）
C1	Mol%	96.226
C2	Mol%	1.77
C3	Mol%	0.3
iC4	Mol%	0.062
nC4	Mol%	0.075
iC5	Mol%	0.02
nC5	Mol%	0.016
C6	Mol%	0.051
CO_2	Mol%	0.475
N_2	Mol%	0.967
H_2S	≤mg/Nm³	20

低位发热值	MJ/Nm³	33.812
密度	kg/Nm³	0.6982
相对密度（标准状态）	kg/Nm³	0.5796

3.2.3 总体开发方案

3.2.3.1 开发部署

根据塔河油田 12 区奥陶系油藏 2022 年产能建设项目的地理位置、油井分布、原油物性及产能规模，并结合现状地面设施能力和原油总体流向，总体布局上不考虑新建集中处理站，就近充分利用塔河油田四号联合站的原油脱水、污水处理等地面设施能力。由于该区油井较为分散，油气集输系统采用三级布站方式，即：单井——计量阀组间——计转站——联合站。

本项目部署井均直接进入已建站场处理，原油、掺稀油、伴生气、燃料气等系统均依托已建系统进行集输，对新部署单井进行集输管线建设。

本项目部署 72 口井，其中新钻井油井 64 口，平均单井进尺 6375m；老井侧钻井 8 口，平均单井进尺 500m；总进尺 41.2×10^4m；采用单井方式开发，新建井场 64 座。采用前期自喷+后期抽油机方式开发。新增产能 46.46×10^4t/a，采出程度约 12%。对已建站场 12-15 站、12-1 站、12-11 站、12-14 站、12-4 站、12-7 站、12-9 站、TH122103 阀组、TH12284 阀组、TH123133X 阀组、四号联进站阀组等 11 个站场进行改扩建，各站分别扩建 8 井式生产阀组和 8 井式掺稀阀组各 1 套。同时建电力、给排水及消防、结构、通信、自控、机制、防腐等配套工程。

总体平面布置见图 3.2-2，各部署井基本情况表见表 3.2-3。

图 3.2-2 平面布置图

3.2.3.2 开发指标预测

开发指标预测见表 3.2-4。

表 3. 2-4 本项目主要开发指标设计表

项目	设计井数(口)	进尺(10^4m)	最高年产油 (10^4t)	天然气产能 (10^8m^3)
新井	64	40.8	43.81	0.070
改造井（侧钻）	8	0.4	2.65	0.004

3.2.4 主体工程

主体工程主要包括钻采工程、油气集输工程等。

3.2.4.1 钻采工程

（1）钻井工程

项目部署 72 口，总进尺 41.2 万 m。采用裸眼完井方式完井。

钻井井场大小 110m×120m。其中永久占地面积为 4500m^2（60m×75m），临时占地面积为 8700m^2。临时占地内将修建 1 座应急池（600m^3），2 座放喷池（主、副两座放喷池均为 200m^3）；设置钻井平台 1 套，钻井废弃物不落地处理系统 1 套及临时生活区。侧钻井不新增永久占地，仅新增临时占地。钻井期平面布置见图 3.2-3。

图 3.2-3　钻井期井场平面布置示意图

（2）井身结构

本项目部署 72 口井，其中新钻井油井 64 口，平均单井进尺 6375m；老井侧钻井 8 口，平均单井进尺 500m。

本次部署 72 口井中，64 口采用三级井身结构，改造 8 口井，为一开侧钻井，具体各类井身结构见下表 3.2-5~3.2~8，图 3.2-4~3.2-7。

表 3.2-5 三级斜井典型井身结构设计表

开钻顺序	钻头直径 mm	井深 m	套管外径 mm	套管下深 m	水泥返高 m	备注
导管	660.4	60	508	60	地面	
一开	346.1	1200	273.1	1199	地面	一级固井

二开	250.8	6377	193.7	6375	地面	双级固井，分级箍位置 4800m±
三开	149.2	至井底	-	-	地面	裸眼完井

表 3.2-6　三级直井典型井身结构设计表

开钻顺序	钻头直径 mm	井深 m	套管外径 mm	套管下深 m	水泥返高 m	备注
导管	660.4	60	508	60	地面	导管，从钻台面算起 60m
一开	346.1	1200	273.1	1199	地面	一级固井
二开	250.8	5788	193.7	6316	地面	双级固井，分级箍位置 4800m±
三开	165.1	至井底	-	-	地面	先期裸眼完井

表 3.2-7 三级水平井典型井身结构设计表

开钻顺序	钻头直径 mm	井深 m	套管外径 mm	套管下深 m	水泥返高 m	备注
导管	660.4	60	508	60	地面	
一开	346.1	1200	273.1	1199	地面	一级固井
二开	250.8	6113	193.7	6111	地面	双级固井，分级箍位置 4800m±
三开	149.2	至井底	-	-	地面	

图 3.2-4　三级直井井身结构设计图

图 3.2-5　三级水平井井身结构设计图

表 3.2-6　三级斜井井身结构设计图

表 3.2-8 一开次侧钻井典型井身结构设计表

开次	钻头尺寸 mm	斜深/垂深 m	套管外径 mm	套管下深 m	套管顶深 m	水泥封固段 m	备注
一开	149.2	6483（斜）	/	/	/	/	

图 3.2-7 一开次侧钻井井身结构设计表

（3）钻井液

本项目钻井液体系见表 3.2-9。

表 3.2-9 钻井液体系表

开钻顺序	井段 m	钻井液体系	选择依据
导管	0~60	膨润土-聚合物	地层疏松易垮塌，采用高粘聚合物体系保持井眼稳定。
一开	60~1200	膨润土-聚合物	地层疏松易垮塌，采用高粘聚合物体系保持井眼稳定。
二开上部	1200~4500	聚合物	泥岩地层易造浆，砂岩易渗漏，体系包被抑制性强。
二开下部	4500~5500	聚磺	井温升高，三叠系以深泥岩易水化剥落，体系抗温、防塌性能好。
三开	5500~井深	聚磺	该体系具有良好的抗温稳定性和润滑性，环境污染小。

（4）固井设计

本项目固井水泥浆配方详见表 3.2-10。

根据腐蚀环境，考虑套管头不长期直接接触流体，结合现场实际情况，选择 EE 级套管头。

表 3.2-10 水泥浆配方一览表

套管程序		水泥浆配方
导管		G 级水泥+48%W/C
表层套管		G 级水泥+48%W/C
技术套管	二级	G 级水泥+100%粉煤灰+2%分散剂+8%早强剂+4%降失剂+2%膨胀剂+10%微硅+0.1%消泡剂+119%W/C
		G 级水泥+3%微硅+3%膨胀剂+5.3%降失水剂+3.2%分散剂+2.1%缓凝剂+36%W/C
	一级	G 级水泥+100%粉煤灰+2%分散剂+2%早强剂+2%缓凝剂+20%降失剂+2%膨胀剂+10%微硅+0.1%消泡剂+115%W/C

		G 级水泥+35%硅粉+2%分散剂+10%降失水剂+1.2%缓凝剂+4.5%膨胀剂+0.1%消泡剂+48%W/C

（5）采油方式

根据油气藏目前生产情况、油藏原油性质和配产情况，选择采油方式为：初期自喷开采，油井停喷或需要提液时根据部署井不同掺稀比采用有杆泵或电泵、注水采油等。

井下油套管材质为碳钢和低合金钢，均需考虑硫化物应力开裂腐蚀，4500m 以上油管选择 110S 抗硫材质，4500m 以下选择普通 P110 材质，入井工具需选择抗硫材质。

3.2.4.2 站场工程

根据开发方案，本项目共部署开发井 72 口，油气集输系统采用三级布站方式，即：单井——计量阀组间——计转站——联合站。单井采出液就近进入已建计转站，通过计转站最终输往区内联合站进行处理。

本项目对已建站场 12-15 站、12-1 站、12-11 站、12-14 站、12-4 站、12-7 站、12-9 站、TH122103 阀组、TH12284 阀组、TH123133X 阀组、四号联进站阀组。

表 3.2-11　　已建站场改造部分主要工程内容表

站场	项目	单位	数量	阀组面积（㎡）
12-15 站	8 井式生产阀组	座	1	100
	8 井式掺稀阀组	座	1	
12-1 站	8 井式掺稀阀组	座	1	50
12-11 站	8 井式生产阀组	座	1	100
	8 井式掺稀阀组	座	1	
12-14 站	8 井式生产阀组	座	1	50
12-4 站	8 井式生产阀组	座	1	100
	8 井式掺稀阀组	座	1	
12-7 站	8 井式掺稀阀组	座	1	50
12-9 站	8 井式生产阀组	座	1	100
	8 井式掺稀阀组	座	1	

TH122103 阀组	8 井式生产阀组	座	1	100
	8 井式掺稀阀组	座	1	
TH12284 阀组	8 井式生产阀组	座	1	100
	8 井式掺稀阀组	座	1	
TH123133X 阀组	8 井式生产阀组	座	1	100
	8 井式掺稀阀组	座	1	
四号联进站阀组	8 井式生产阀组	座	1	100
	8 井式掺稀阀组	座	1	

3.2.4.3 油气集输工程

本项目所在区块原油为稠油，原油密度大，粘度高，结合已有生产井情况考虑，12 区全部采用加热掺稀集输流程，配套建设集输管线、掺稀管辖、燃料气管线、道路等设施；新井均采用井口加热，双管集输工艺。本项目新建单井井口选用 400kW 炉型的加热炉。

本项目集输工程主要工程汇总见表 3.2-12，集输管网平面布置见图 3.2-2。

表 3. 2-11　　已建站场改造部分主要工程内容表

序号	设备名称	单位	数量	备注
1	单井集输管线	km	147	DN100 20#钢+耐高温涂层
	单井掺稀管线	km	147	20G 无缝钢管Φ60x7
2	单井燃料气管线	km	147	20#无缝钢管 Φ48×4
3	单井井口 400kW 加热炉	台	64	塔河油田 12 区块共计 64 口新井，每个单井配备 1 台加热炉

3.2.5 配套工程

配套工程包括给排水工程、供配电、自控、通信、道路、防腐等。

3.2.5.1 给排水工程

（1）给水

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。

（2）排水

施工作业期间生活污水经“生化+过滤”一体化装置处理后水质达到《城镇污水处理厂污染物排放标标准》（GB18918-2002）一级 B 标准后中水主要用于生活区、井场及通井路降尘、钻井液配置，不外排。

3.2.5.2 供配电工程

塔河油田建有完善的电力系统，其中塔河油田 12 区建有艾丁 35/10kV 变电站、12 区东 35/10KV 变电站、12 区 110KV 变电站等，区域内 10kV 配电网较为完善，本项目生产用电依托已建电力系统，可以满足塔河油田 12 区供电需求。

3.2.5.3 自控工程

单井设置油压、套压、回压、油温、回温、套温，电参数、示功图检测、硫化氢气体检测、可燃气体检测，加热炉温度、压力、燃气流量监测，井口设置 RTU，采集仪表信号并上传上级站场。

3.2.5.4 通信工程

在新增单井井口至相应站场之间敷设 8 芯光缆，与单井集输管线同沟敷设，井口设置摄像头和远程喊话设备，视频、音频信号及 RTU 数据通过视频光端机，经光缆上传相应的站场。

3.2.5.5 道路工程

项目所在区域路网发达，不考虑设置主干路；各单井道路从就近道路引接。新建井场道路合计 25.18km，用砂石路面结构，路面宽约 5m，路基宽 6m。

3.2.5.6 防腐设计

根据区块油气物性和腐蚀现状，对管线采取以下防腐措施。

（1）集油管线采用管线+外防腐（30mm、40mm 厚聚氨酯泡沫黄夹克保温）。

（2）燃料气供给管线采用普通级二层 PE 防腐，补口采用聚乙烯热收缩套。

3.2.6 依托工程

本项目依托工程主要包括塔河油田四号联合站、二号联合站、西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站（以下简称“塔河油田绿色环保站”）等，各依托工程基本情况介绍如下。各处理系统平衡表见表 3.2-13。

3.2.6.1 塔河油田二号联合站

（1）二号联合站

塔河油田二号联合站包括原油处理系统和污水处理系统，主要负责塔河油田 6 区、7 区、10 区、12 区油区的原油处理任务。设计最大原油处理能力为 574×10^4t/a，包括 2 套原油处理装置。

二号联合站处理装置主要生产流程：计转（量）站来油→进站加热炉→三相分离器→原油脱硫装置→一次沉降罐→二次沉降罐→脱水泵→脱水加热炉→净化油储罐→外输泵→输油首站

流程描述：接转站进站原油加药后进加热炉加热，温升至 75℃后进油气三相分离器进行油、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≤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，含水小于 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。

二号联合站处理主体工艺见图 3.2-8，平面布置图见图 3.2-9。

（2）二号联合站轻烃站

二号联轻烃站主要负责二号联来气、6、7 区来气及 10 区北、12 区伴生气主管网来气的处理，天然气设计最大处理能力为 $35\times10^4m^3/d$，采用“压缩机增压+湿法脱硫+分子筛脱水+丙烷、膨胀机制冷+DHX 分馏”等工艺将进站高含硫原料气进行增压、脱硫、脱水、制冷、分馏等处理，最终形成净化气、液化石油气及 I 号稳定轻烃等产品。截止目前，处理天然气量 21 万 m^3/d。

天然气处理流程：天然气来自原油装置区→原料气分离器→一级压缩机→酸气预分离器→酸气过滤分离器→MDEA 吸收塔→净化气分离器→二级压缩→净化气分水器→分子筛前置聚结器→分子筛干燥器→粉尘过滤器→膨胀机增压端→增压出口冷却器→主换热器→丙烷蒸发器→副换热器→低温分离器→膨胀机膨胀端入口→低温吸收塔→副换热器→主换热器→外输压缩机组→干气外输

液化气、轻烃生产流程：低温吸收塔→低温泵（部分回流）→脱乙烷塔顶部→塔底重沸器（部分回流）→轻油换热器→液化气塔中→塔底重沸器→轻油换热器→轻油冷却器→储罐

液化气塔顶部→回流罐→回流泵→液化气储罐

3.2.6.1 塔河油田四号联合站

塔河油田四号联合站位于 12 区主干公路以东，由胜利油田勘察设计研究院有限公司设计，胜利油田石油化工建设有限责任公司施工，于 2013 年建成，是中石化西北油田分公司在二〇一二年启动的塔里木盆地大会战的三大重点工程之一。四号联合站主要功能：负责四号联周围单井的进站加热、计量和配气；油井及各计转站来液的加热、油气分离、原油脱水、原油稳定（脱硫）、大罐抽气、净化油储存及计量外输、伴生气外输、污水处理等。

原油处理：采用两级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。

天然气处理系统：四号联天然气处理及加工部分分为六部分，分别为：大罐抽气回收装置、原油负压稳定（脱硫）装置、伴生气及轻油外输装置、仪表风装置、火炬放空装置、混烃处理及销售。工艺流程图和平面布置图见图 3.2-7~8。

本项目依托的各个联合站处理情况及可依托情况见下表 3.2-14。

3.2.6.2 采出水处理系统及依托可行性分析

（1）二号联采出水处理系统

塔河油田二号联合站污水处理设施设计处理能力 5000m³/d。污水处理工艺采用斜管除油器加核桃壳过滤除油工艺，处理后的废水经过 500m³ 缓冲罐进入外输泵房，全部用于油井回注。

二号联采出水系统位于二号联合站内东侧区域，呈长方形，自北向南可依次分为采出水处理区（主要是采出水接收罐、核桃壳过滤器、电化学预氧化装置、缓冲罐、加药装置等）、罐底水回收区（主要是回收池）。

工艺流程为：二号联合站处理污水处理系统主要生产流程：含油污水→接受罐→污水提升泵→压力高效聚集除油器→核桃壳过滤→储水罐→外输注水站。

二号联合站污水处理能力平衡分析情况见表 3.2-18，二号联合站污水处理系统可接纳本项目产生含油污水。

（2）四号联采出水处理系统

四号联采出水处理系统于 2013 年投运。采出水处理系统设计处理规模为 4000m³/d，采用沉降+压力除油+过滤处理工艺，工艺流程为油站来水→除油罐→缓冲罐→提升泵→压力混凝沉降罐→全自动双滤料过滤器→外输缓冲罐→外输泵→12-12 计转泵站附近分水阀组。

主要流程说明：新建四号联合站内油站分离出的含油污水进入 2 座 1000 m³ 一次除油罐初步除油除悬浮物后，出水进入 2 座 200 m³ 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φ3.0m 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 500 m³外输缓冲罐，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。

塔河油田四号联合站现有污水处理系统剩余处理能力可接纳本项目产生含油污水。

图 3.2-16　四号联合站污水处理系统工艺流程示意图

表 3.2-23　　联合站采出水处理系统数据平衡表

污水站名称	设计处理能力（m^3/d）	现状处理量（m^3/d）	剩余处理能力（m^3/d）	本次新增采出水（m^3/d）	可依托性
二号联合站				398	可以依托
四号联合站					可以依托

3.2.6.3 西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站及依托可行性分析

西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站简称“塔河油田绿色环保站”。本项目产生的含油污泥、受浸土、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（原为塔河油田一号固废液处理站）处理。

（1）基本情况

绿色环保站位于塔河油田 S61 井附近，库车市境内，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，绿色环保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。油污泥处理系统，其中受浸土（含油量<5%）入场计量后，依托中石化西南石油工程有限公司巴州分公司、阿克苏塔河环保工程有限公司处理；含油污泥（含油量＞5%），自行在绿色环保工作站内处理降低含油后，进一步委托站内塔河环保公司或西南环保公司采取热解析处理处置；废液在站内自行处理；生活垃圾在站内采用填埋处置。

（2）含油污泥处理系统

绿色环保站内油污泥处理系统（主要处理对象为含油量＞5%油泥），首期工程始建于 2011 年，处理规模为 $50m^3/d$，采用热化学清洗油泥分离技术；西北油田分公司于 2012 年、2015 年对含油污泥处置设施进行了扩建，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 号文件批复扩建工程，2016 年扩建后，以新环函〔2016〕2005 号批复通过验收。

目前，绿色环保站运行的含油污泥处置装置有4套（5项分离装置），主要处理流体油污泥（含油量＞5%），每套处理能力为50m³/d，处理设施年运行有效天数约300天，日处理量约为200m³，年处理含油污泥的量为6万m³。现状实际年处理含油污泥量3.9万m³/a，富裕2.1万m³/a。本项目产生含油污泥量约1.8t/a，可以依托其处理。

（3）受浸土处理系统

“受浸土”（主要指含油量＜5%的污油泥）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，其组份比较复杂而不稳定，除含原油、泥沙外，通常还会含有杂草等机杂，主要呈固态状。该部分危险废物，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、阿克苏塔河环保工程有限公司处理在站内处理。

本区块产生的“受浸土”均第一时间转运至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）或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）接收并进行达标处理。其中，阿克苏塔河环保工程有限公司处理能力为15万吨/a，中石化西南石油工程有限公司巴州分公司处置能力为7万吨/a。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》（DB65/T3999-2017）标准中相应指标要求，用于铺垫井场和井场道路。

（4）废液处理系统

塔河油田绿色环保工作站作业废液处理系统承担者西北油田分公司勘探开发作业生产过程中产生的废水、酸压废液、部分磺化泥浆滤出液等的处理，其中作业酸压废液占80%。

塔河油田废液处理系统主要处理塔河油田废液、洗井废液、压裂酸化液及含油废物等固体废物以及生活垃圾。站场内对各单位产生的一般固废和危险废物进行集中分类存放处置。

主工艺流程为：接收、隔油、调节、加药、沉降、过滤，废液处理系统出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）回注至 TK512 井。

该处理站于 2002 年建成运行，2014 年进行了扩建，扩建后的处理能力达 $30\times10^4m^3/a$。工程于 2015 年 12 月通过环境保护竣工验收（阿地环函字[2015]501 号，详见附件）。根据资料搜集和现场调查，至目前，废液处置能力为 $65m^3/h$，实际平均运行为 $9.2m^3/h$，富裕 $55.8m^3/h$，本项目 72 口采油井井下作业工程产生的井下作业废水最大 $0.3m^3/h$（2737.44t/a），可依托其处理。

（5）生活垃圾填埋场

绿色环保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绿色环保站废液处理站西侧，于 2020 年 7 月企业进行了竣工环境保护自主验收。

设计总库容 146000 m^3，日均处理垃圾量 26t，年均处理垃圾量 9490t，一期设计库容 $73100m^3$，截止目前，填埋生活垃圾约 10000 m^3。本项目施工期生活垃圾仅 128.75t，可以依托其填埋处理。

3.2.6.4 H_2S 处理依托及依托可行性分析

（1）原油脱硫

塔河油田 12 区奥陶系油藏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。北西部原油为高粘度、高含蜡、高含硫的超重质原油，地面原油密度介于 0.9543～1.0724g/cm^3，平均 1.0248g/cm^3，属于超重质原油；西南部原油是以轻-中质原油为主的中等粘度、中等含硫、高含蜡的常规原油，地面原油密度介于 0.8147～0.9647g/cm^3，平均 0.8744g/cm^3，属于轻-中质原油，流动性能较好，油井采用常规方式正常生产。

塔河油田 12 区奥陶系油藏硫化氢含量自北向南逐渐降低，平面上西部高于东部，北部高于南部，在西北部局部井区硫化氢含量超过 $10\times10^4mg/cm^3$，其中 TH12406-TH12318-AD7 井区为高硫化氢区，硫化氢含量多在 $10\times10^4mg/cm^3$ 以上，硫化氢含量整体较高，局部井区 H_2S 含量超 $10\times10^4mg/cm^3$。区内 H_2S 含量主要分布在 13.63～116370mg/m^3 之间，平均 19879mg/m^3。硫化氢含量与地层岩性、

油气藏的开启程度、地层温度等因素有关，硫化氢的生成是在缺氧的还原环境，这种环境对油气保存较为有利。

本项目新增原油46.46万t/a，处理依托二号、四号联合站。

联合站原油脱硫采用负压气提脱硫，负压稳定脱硫塔气相经降温冷凝后去联轻烃站混烃脱硫单元脱硫，最终形成净化气、液化石油气及I号稳定轻烃等产品。

原油脱硫工艺：一是大罐沉降脱水前脱硫，未经大罐沉降脱水的、含水30%的原油进入脱硫塔处理；二是大罐沉降脱水后脱硫，经大罐沉降脱水的、含水小于10%的原油经进入脱硫塔处理。原油负压气提脱硫（稳定）塔塔顶气相通过负压压缩机抽气（塔顶操作压力-30kPa）和从塔底补入少量天然气，气体自下而上与自上而下的原油在塔板上逆流接触，由于气相内H_2S分压很低，而液相中H_2S浓度高，逸度差促使液相中的H_2S进入气相，从而降低原油内H_2S含量，达到产品质量要求，原油中的轻组分同时也被脱出，脱出气经前置空冷器冷却后进入负压压缩机进行增压，增压后的伴生气经新建后置空冷器冷却后进入三相分离器分离，分离后富含硫化氢的伴生气去二号联、三号联轻烃站处理，三相分离器分离出的混烃进入混烃脱硫单元。含硫混烃经混烃换热器加热后进入混烃脱硫稳定塔的中部，与由塔下部进塔的净化天然气及塔底再沸器返塔气体逆流接触，混烃中的几乎全部H_2S及大部分C_3～C_5进入塔顶气相，塔顶气相经塔顶冷凝器冷却后进塔顶回流罐，凝液经塔底回流泵提升回到混烃脱硫稳定塔上部，塔顶回流罐富含硫化氢气相去轻烃站进行后续处理。

二号联和四号联互相连通，可根据12区的来液情况进行调配，原油脱硫合计剩余处理规模为208万t/a，本次12区新增原油46.46万t/a，剩余处理规模可以可以满足本项目新增天然气脱硫处理的要求，可以依托其处理。

（2）伴生气脱硫

本项目12区伴生气（原油负压气提脱硫气、大罐气）依托二号联轻烃站原料气分离器进行气液分离。

二号联轻烃站具备完整的天然气处理功能，包括原料气增压、MDEA 脱硫、分子筛脱水、轻烃回收、硫磺回收、凝液脱硫等处理单元。流程框图见图3.2-10。二号联轻烃站分离出的气相进入原料气增压压缩机进行增压。增压后的气体进入

MDEA 脱硫单元进行脱硫；脱硫后的净化气进入天然气脱水单元进行脱水；脱水后的干燥气进入分馏单元进行轻烃回收；脱硫废气最终去硫磺回收单元生成硫膏，回收的硫膏经过储存后装车外销。轻烃回收得到的产品气进入外输管网，液化石油气储存后装车外销，稳定轻烃进入凝液分馏。凝液分馏后得到的液化石油气与稳定轻烃经储罐储存后装车外销。

图 3.2-10　联轻烃站流程示意图

轻烃站处理后干气外输管网中，天然气应满足 GB17820《天然气》中的二类气质量指标，轻烃站设计指标总硫含量小于 150mg/m³，硫化氢质量体积浓度小于 20mg/m³。处理后的干气进入塔河油田干气管网；脱硫废气最终去硫磺回收单元生成硫膏，回收的硫膏经过储存后装车外销。天然气脱硫系统设计处理规模为 24×10⁴m³/d，目前剩余处理规模为 1×10⁴m³/d，本次 12 区最大新增天然气量 2.03×10⁴m³/d，剩余处理规模可以满足本项目新增天然气脱硫处理的要求，可以依托其处理。以上环保设施基本可满足本项目处理需求。

3.3 工程分析

油田开发是一项包含多种工艺技术的系统工程，包括勘探、钻井、测井、井下作业、采油、原油集输和供水、供电、道路、通讯等配套工程。

3.3.1 主要生产工艺过程

3.3.1.1 钻井

钻井是油田勘探开发的主要工艺过程之一，是确定地层油藏构造、采油的唯一手段。钻井因其目的不同而分为资料井、探井、评价井、生产井和注水井等。

其工艺包括钻井、固井（下套管、注水泥）和完井等过程。钻井前要进行钻前准备工作，完井后要清理井场。钻前准备：包括平整井场和井场道路、构筑钻井设备地基、布置钻井设备等。井场主要钻井设备有：钻机（包括井架、天车、泥浆泵）、泥浆罐及泥浆固相控制系统、水罐，柴油机（备用）、发电机。井场配有控制室（车）和宿营房车。井场边缘靠近泥浆循环系统处设置泥浆罐（钻井期间存放钻井岩屑、废泥浆和废水）。在钻井时，泥浆自井口径钻杆、钻头至井底，携带井底的岩屑上返地面，经泥浆固相控制系统除去岩屑后循环使用（参见图 3.3-1）。

图 3.3-1　　钻井液循环示意图

在钻井过程中，根据钻头磨损情况、地层情况、井深设计及控制要求等需更换钻具而进行起下钻操作。钻杆、钻铤等钻具粘附少量的钻井液和钻屑，这部分固体废物排往井场泥浆罐内。

采用双层套管，水泥返高地面方式进行固井。在完成最后一个井段的钻井和固井后，实施完井作业，如果因未钻获油藏等原因而需弃井时，则封堵井眼，切除地面以下 1m 内的套管头。

完井后清理井场，随即可开展采油生产或试采。完井后要清运井场废弃物，恢复地貌，做到工完料尽场地清。

本项目部署 72 口井，其中新钻油井 64 口，平均单井进尺 6375 米；老井侧钻井 8 口，平均单井进尺 500 米。总进尺 41.2 万米。

3.3.1.2 测井

在钻井过程中需利用电测、声波幅度测进或使用测井仪等方法，测定井斜和固井质量，判断油气层位置等，以便及时采取相应措施，保证钻井质量，即为测井作业。

测井就是在钻井过程中及钻井完成以后，利用测量地层电阻、自然电位、声波、声幅及放射性等方式确定含油层位，检查固井质量并确定射孔层位等。

3.3.1.3 井下作业

井下作业是进行采油生产的重要手段之一。一般在采油井投产前及投产以后进行，一般包括酸化、压裂、下泵、试油、洗井、修井、除砂、清蜡等一系列工艺过程。酸化、压裂作业是用不同的化学和物理方法对低渗透的油层进行处理，进一步提高原油产量；洗井、修井、除砂和清蜡作业均是在采油井使用一段时间后，因腐蚀、结垢、机具磨损和损坏等而采取的工艺措施。

3.3.1.4 地面工程建设

本项目地面工程主要包括井场、阀组设备安装及管线连接，管线敷设等。

管线施工工艺流程详见图 3.3-2。

图 3.3-2　　管线施工工艺流程及产污环节示意图

管线施工工艺流程简介：

（1）施工放线

施工放线时，施工单位必须对设计图纸进行现场核对，根据设计图纸进行放线，打百米桩，标桩上注明标号、里程、高程，转角桩应注明角度、外矢矩及切线长度，在地形起伏及较大拐弯处应打加密桩。施工时按管道两侧土地占用范围划定临时用地边界线，特殊地段增加用地宽度时应与当地有关部门协商。

（2）管沟开挖

开挖管沟前，应根据管道施工用地宽度清理其中的杂物，平整沟、坎，以便施工机具通行，同时清除管线中心线两侧以及附近斜坡上危及管道安全的崩塌堆积物 。施工前应按照设计图纸要求及各个区域的地质情况向施工人员作好管沟断面开挖要求（开挖深度及边坡比）、堆土位置及技术要求等的交底工作。管沟开挖可采用机械开挖与人工开挖相结合的方式，有地下障碍物时，障碍物两侧5m范围内，应采用人工开挖。对于重要设施，开挖前应征得其管理方的同意，并应在其监督下开挖管沟。施工机械在纵坡上挖沟，必须根据坡度的大小、土壤的类别、性质及状态计算施工机械的稳定性，并采取相应的措施，确保安全操作。管沟沟底单管开挖宽度为0.8m，管沟边坡比为1:1.5。管沟成型后，应进行检查。

管线施工作业带宽度为8m，管线埋深为1.2m。

（3）管线组装

集输管线采用柔性复合高压输送管，连接方式应符合《石油天然气工业用非金属复合管 第2部分：柔性复合高压输送管》（SY/T6662.2-2012）、《柔性复合管施工及验收规范》（Q/SY TZ 0407-2014）中的相关要求；燃料气管线采用无缝钢管，采用焊接方式连接，严格按照《油气田集输管道施工规范》（GB50819-2013）等相关要求执行。柔性复合高压输送管采用弹性敷设，燃料气管线采用弹性敷设、冷弯弯管、热煨弯头三种型式来满足管道变向安装要求。

（4）管道下沟

管段下沟前，需清除沟中的石块及塌方泥土、积水等，对管道进行外观检查并及时修补；管段下沟时，不允许任何导致管段产生弯折、永久性变形、破坏管材的现象出现；管段下沟后，在不受外力的条件下，应与沟底表面贴实且放到管沟中心位置。如出现管底局部悬空应用细土填塞，不得出现浅埋。

（5）吹扫与试压

管道在试压前应进行吹扫，当吹扫出的气体无铁锈、尘土、焊渣、水等脏物时为合格，吹扫气体在管道内流速应大于20m/s。

集输管线试压介质采用中性洁净水；燃料气管线使用空气试压。有高差的管道，应考虑静水压的影响，管道试验压力应以高处的压力表为准，各试压段的最低点强度试验压力应保证该试压段最低点的管道环向应力不超过其屈服强度的95%，且最高点压力应为管道设计压力的1.5倍。

试压过程中有泄漏时，不得带压修理。缺陷修补后应重新进行试压直至合格。

（6）穿越工程

1）光、电缆及其它管道穿越

一般情况下，管道与其它埋地构筑物交叉，原则上在其下方通过。

与电（光）缆交叉时，管道与电（光）缆净距不小于0.5m，还要对电（光）缆采取保护措施。与管道交叉时，两管间净距不小于0.3m，并采取措施将两管道隔离；管沟开挖前，首先探明被穿越管道位置，并作出明显标记。在交叉点两侧各5m范围内必须采用人工开挖。

2）公路穿越

本项目公路穿越主要为油气田内部公路穿越，穿越方式采用大开挖穿越，穿越管段加20#无缝钢制套管保护，套管规格为φ219×7.0mm，穿越段长度共计20m。

（7）管沟回填

管道下沟后应及时进行管沟回填，管道穿越地下电缆、管道、构筑物处的保护处理，应在管沟回填前按设计的要求配合管沟回填施工。

回填前应清除管沟中的杂物，应检查管沟底部是否平整，管道下面的回填土是否夯实，管道在沟底是否有悬空的现象，检查管道埋深是否符合设计文件要求。

管沟回填应分两次进行，第一次回填在试压前进行，应先用人工回填，用细土或沙回填管道两侧和管顶上部，当回填至管顶以上500mm左右时，进行夯实，之后可采用机械回填，第一次回填应留出接头部位。第二次回填在试压合格后进行，管沟回填后，回填土应高出自然地面300mm。

3.3.1.5 采油

采油就是借助油层的自身压力或者抽油泵等工艺方法，使原油从地下储油层中产出的工艺过程。一般来说依靠油层自身压力进行采油的方法称为自喷采油法，而需要用抽油泵等方法进行采油的则叫机械采油法。在原油开采中为了保持油层的压力，达到稳产的目的，往往需要向油层注入一定的介质，用以驱替原油。根据注入介质的不同，常见有水驱采油和蒸汽驱采油。

根据油气藏目前生产情况、油藏原油性质和配产情况，12区选择采油方式为：初期自喷开采，当油层压力下降，油井停喷或需要提液时根据部署井不同掺稀比采用有杆泵或电泵、注水采油等。

3.3.1.6 原油集输及处理

本项目单井输油采用加热集输流程，油气处理依托已建塔河油田四号联合站。单井采出液就近进入已建计转站，通过计转站最终输往区内联合站进行处理。

3.3.2 环境影响因素分析

本项目建设可分为开发建设期、生产运营期、退役期三个阶段。

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

本项目包括钻井、地面工程建设、采油、油品集输等施工作业内容，基本属于开发建设期和生产运营期的建设活动。其环境影响因素主要来源于油井及与其相关钻井、采油、井下作业、原油储运等各工艺过程，影响结果包括非污染生态影响，以及排放的污染物质导致的环境污染，详见表 3.3-1、图 3.3-4。

表 3.3-1　　环境影响因素识别表

序号	时段	主要影响因素	主要环境影响因子	分析结果
1	施工期	井场、站场	永久性占地、临时占地、动植物影响	-
		管线建设	破坏土壤和植被	-
			影响农牧业	-
			引起水土流失	-
			影响土地利用	-
			声环境	-
			改变自然景观	-
			影响道路交通	-

		生活污水	COD、BOD_5、NH_3-N	-
		施工机械和车辆尾气	NO_2、CO、SO_2、烃类挥发	-
		施工垃圾和生活垃圾	污染土壤环境	-
		施工机械和车辆噪声	影响声环境质量	-
2	运营期（正常工况）	采出水	石油类、盐分等	-
		井下作业废水	石油类、COD 等	-
		井场无组织废气排放	非甲烷总烃、硫化氢	-
		加热炉燃烧废气	NOx、SO_2、颗粒物	
		设备噪声	影响声环境质量	-
		落地油、含油污泥	送有资质单位处置	
		原油生产	对当地社会经济的拉动、使用地区大气环境的改善	＋＋
3	运营期（事故工况）	集输管线、阀组破损泄漏	污染土壤、火灾爆炸危险	-
4	退役期	封堵井眼，拆除井口装置	固废	-
		场地恢复	生态	+

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

3.3.3 施工期环境影响因素分析

施工期主要污染来自钻井工程、地面设施施工产生的燃料燃烧废气及汽车尾气排放、钻井岩屑、废弃钻井泥浆及钻井废水、钻井噪声、井队工作人员的生活污水和生活垃圾、设备渗油等，平整场地和堆放设备破坏地表等。

3.3.3.1 生态影响因素

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

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

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

根据估算，本项目总占地约 254.66hm^2，其中永久占地 44.19hm^2、临时占地 210.47hm^2，详见表 3.3-2。工程占地类型主要为灌木林地、牧草地、低覆盖度草地、盐碱地、沙地。

表 3.3-2　　占地面积统计表

序号	工程内容	占地面积（hm²）			说明
		永久	临时	总占地	
1	井场	28.8	65.52	94.32	单个井场规格 110m×120m，永久占地面积为 4500m^2（60m×75m），临时占地面积为 8700m^2。临时占地内将修建 1 座应急池（600m^3），主、副两座放喷池占地均为 200m^2。侧钻井仅计算临时占地
2	计转站扩建阀组	0.27	0	0.27	/

3	单井集油管线	0	117.6	117.6	集输管线长度 147km，作业带范围按 8m 计算；掺稀管线、燃料气管线与集输管线同沟敷设，不再计算占地。
4	道路	15.12	10.07	25.19	新建道路 25.18km。路面平均宽度 5m，路基宽 6m，扰动范围路基外两侧 2.0m；均按照 20cm 天然砂砾进行铺筑
5	生活区	0	17.28	17.28	每个井场临时生活区占地面积 2400m^2
合计		44.19	210.47	254.66	/

3.3.3.2 施工期污染源分析

（1）废气污染源

本项目在施工期对环境空气的影响主要来自以下几个方面：一是在管线敷设、道路建设和地面工程建设过程中产生的扬尘，如细小的建筑材料的飞扬，或土壤被扰动后导致的尘土飞扬；二是开发期施工机械及运输车辆尾气，本项目钻井期间用电优先由区域现有供电系统提供，柴油发电机作为备用电源。燃油废气中主要污染物为颗粒物、NO_x、SO_2、烃类等。施工机械及运输车辆的使用情况具有不确定性，其污染物的排放具有排放时间短等特点。

（2）废水污染源

施工期产生的废水主要为钻井废水和生活污水。

①钻井废水

钻井期间产生的废水主要为钻井废水，是钻井液等物质被水高倍稀释的产物，其组成、性质及危害与钻井液类型、处理剂的组成有关，主要污染物有悬浮物、石油类、COD 等。

钻井期间产生的废水主要为钻井废水，包括：

A、机械冷却废水：包括柴油机冷却水、钻井泵拉杆冲洗水、水刹车排出水等；

B、冲洗废水：包括冲振动筛用水、冲洗钻台和钻具用水、清洗设备用水、泥浆罐定期清洗废水；

C、钻井液流失废水：主要是废钻井液中的澄清液、起下钻钻井液的流失、钻井液循环系统漏失产生的废水；

D、其他废水：包括固井等作业产生的废水、井口返排水等。

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

本项目部署72口井，其中新钻井油井64口，平均单井进尺6375m；老井侧钻井8口，平均单井进尺500m；总进尺41.2×10^4m。根据《工业源产排污核算方法和系数手册（2021年版）》中石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册，普通油井（≥3.5km进尺）产污系数29.73t/100m进行估算。本项目钻井进尺41.2万m，则钻井废水产生量为12.25万m^3。钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排。

②生活污水

施工期常驻井场人员按50人，本项目新井钻井周期60d/井，侧钻井40d/井，扩建计转站周期为90d，合计施工周期5150d。每人每天生活用水最高按100L计算，生活用水总量为25750m^3，生活污水排放量按用水量的80%计，则钻井期内生活污水总产生量总计为20600m^3，生活污水主要污染物为COD、NH_3-N、SS等，其主要指标浓度COD为350mg/L，NH_3-N为60mg/L、SS为240mg/L。施工作业期间生活污水经“生化+过滤”一体化装置处理后水质达到《城镇污水处理厂污染物排放标标准》（GB18918-2002）一级B标准，达标处理后中水主要用于生活区、井场及通井路降尘、钻井液配置。

（3）固体废物污染源

①钻井泥浆

钻井废弃泥浆是钻井过程中无法利用或钻井完井后弃置泥浆池内的泥浆，钻井废弃泥浆的性质由使用的钻井泥浆决定，其产生量随钻井的深度而增加，其产生量可按以下经验公式计算：

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

式中：V——排到地面上的泥浆量（m^3）；

D——井眼的平均直径；

h——井深。

本项目钻井过程中新井一开和二开上部（4500m 以上）采用非磺化水基泥浆，二开下部及三开（4500m 以下）均采用磺化水基泥浆；侧钻井均采用磺化水基泥浆。由以上经验公式计算可得，本项目产生的废弃泥浆量约为 4.33 万 m^3，其中非磺化水基泥浆约 2.78m^3，磺化水基泥浆约 1.55m^3。

②钻井岩屑

钻井过程中，岩石井钻头和泥浆的研磨而破碎成岩屑，其中 50%的岩屑混进泥浆，剩余岩屑经泥浆循环携带至井口，在地面井振动筛分离出来，送入井场内泥浆池中。钻井岩屑产生量按以下经验公式计算：

$$W=\frac{1}{4}\times\pi\times D^2\times h\times 2.2$$

式中：W——钻井岩屑产生量（膨胀系数取 2.2），m^3；

D——井眼的平均直径；

h——井深；

利用上述公式计算出本项目产生的岩屑量约为 7.75m^3，其中非磺化水基钻井岩屑 5.42m^3，磺化水基泥浆钻井岩屑 2.33m^3。

本项目新井 64 口、老井侧钻 8 口，根据上述计算结果，钻井泥浆及岩屑产生量估算结果见下表 3.3-3。

表 3.3-3　本项目钻井泥浆及岩屑产生量估算表

井型	钻井液类型	井深（m）	废弃泥浆产生量（m^3）	废弃钻井岩屑产生量（m^3）
新井（64 口）	水基非磺化	4500 以上	27798	54164
	水基磺化	4500 以下	14569	22568
侧钻井（8 口）	水基磺化	500	955	752

合计	43322	77485

钻井期岩屑随钻井泥浆带出，一开、二开上部为非磺化水基泥浆，二开下部及三开、侧钻井均采用磺化水基泥浆。根据目前西北油田分公司钻井工程的要求，钻井采用泥浆不落地系统，钻井期钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，分离后的固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求后，用于铺垫油区内的井场、道路等。

③生活垃圾

根据开发初步方案及前述分析，本项目合计施工周期 5150d。单井施工人数约 50 人，平均每人每天产生生活垃圾 0.5kg。整个施工过程生活垃圾产生量共计 128.75t，生活垃圾集中收集后定期送往塔河油田绿色环保站生活垃圾池处置。

（4）噪声污染源

钻井期间，噪声产生于钻机、泥浆泵等，声强见表 3.3-4。

表 3. 3-4 钻井设备主要噪声源

位置	噪声源	源强 dB(A)	治理措施
井场	钻机	100~105	基础减振
	泥浆泵	95~100	减振、消声

3.3.4 运营期环境影响因素分析

3.3.4.1 废水污染源

（1）采出水

塔河油田 12 区油藏采出水主要来源于油藏本身的底水、边水，随着开采年限的增加呈逐渐上升状态。采出液在塔河油田二号、四号联合站进行脱水处理。根据开发方案，塔河油田 12 区产能项目运行期累计采出油藏采出水最大为 398t/d。油藏采出废水进入塔河油田二号、四号联合站污水处理系统处理，经处理达标后全部回注地下，不外排。

（2）生活污水

井场无人值守，通过远程监控、人员定期巡检进行管理。故运营期不新增生活污水。

（3）井下作业废水

井下作业主要包括油井维修、大修、酸化、压裂等，井下作业废水的主要来源为修井过程产生的压井水和压井液、修井时的循环水及洗井时产生的洗井废水。根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（公告 2021 年第 24 号）中与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数（见表 3.3-6），计算井下作业废水的产生量。

表 3.3-6　　与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数一览表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称	排污系数
井下作业	洗井液	非低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	吨/井次-产品	76.0	回收回注	0
				化学需氧量	克/井次-产品	104525	回收回注	0
				石油类	克/井次-产品	17645	回收回注	0

本项目油藏储层为非低渗透油藏储层，根据表 3.3-6 计算井下作业废水产生量为 76.04t/井次，化学需氧量产生量为 104525.3g/井次，石油类产生量为 17645g/井次。按井下作业每 2 年 1 次计算，则单井每年产生井下作业废水 38.02t、化学需氧量 52262.7g、石油类 8822.5g，则本项目 72 口采油井井下作业工程产生的井下作业废水、化学需氧量、石油类分别为 2737.44t/a、3.76t/a、0.64t/a。井下作业废水自带回收罐回收作业废水，拉运至塔河油田绿色环保站进行处理达标回注。

3.3.4.2 废气污染源

油气田生产过程中油气集输、处理及外运过程中大气污染物主要是无组织泄露烃类气体和加热炉等产生的有组织废气。

（1）有组织废气

有组织废气来源为站场、井场加热炉等排放烟气，其燃料气采用干气（处理后的返输天然气），烟囱高度为 8m。燃气加热炉耗气量计算公式如下：

$$A = \frac{3600pt}{\varepsilon Q_L}$$

式中：A 为燃气量，m^3；

P 为真空加热炉功率，MW；

ε为真空加热炉热转化效率，真空加热炉取 0.9；

Q_L 为燃气的低位热值，MJ/m^3，根据燃气分析结果，取 $33.812MJ/m^3$；

t 为真空加热炉运行时间，h，按满负荷运行 330d（7920h）计算。

则本项目各类加热炉燃气量情况见表 3.3-7。

表 3.3-7　加热炉耗气量及设置台数一览表

序号	项目	加热炉台数	年工作小时（h）	单台锅炉燃气量（万 m^3/a）	总燃气量（万 m^3/a）
1	400kw 加热炉	64	7920	37.48	2398.72

根据《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》(HJ953—2019) 附录 F 中产排污系数表（燃气工业锅炉）计算污染物产生量；燃料为处理后的返输干气，含硫量按最大浓度 $200mg/m^3$ 估算；实际运行中烟尘产生量较少，颗粒物排放以《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271－2014）中新建燃气锅炉标准中颗粒物的标准浓度限值进行核算。

表 3.3-8 工业锅炉（热力生产和供应行业）产排污系数表-燃气工业锅炉

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称	排污系数
蒸汽/热水/其它	天然气	燃烧室燃炉	所有规模	工业废气量	标立方米/万立方米-原料	136259.17	直排	136259.17
				二氧化硫	千克/万立方米-原料	0.02S①	直排	0.02S①
				氮氧化物	千克/万立方米-原料	18.71	直排	18.71

注：①产排污系数表中二氧化硫的产排污系数是以含硫量（S）的形式表示的，其中含硫量（S）是指燃气收到基硫分含量，单位为毫克/立方米。根据《天然气》(GB17820-2018)中的表 1 天然气质量要求，S 取 200。

井场加热炉烟气量见表 3.3-9。单台加热炉耗气量

表 3.3-9 本项目烟气量一览表

用气单元	单台烟气量(万 m^3/a)	总烟气量(万 m^3/a)
井场加热炉	510.67	32682.86

加热炉污染物产生排放情况见下表 3.3-10。

表 3.3-10 燃气锅炉污染物排放情况

污染源	耗气量	烟气量	污染物排放情况					
	$10^4m^3/a$	$10^4m^3/a$	SO_2		NOx		颗粒物	
			t/a	mg/m^3	t/a	mg/m^3	t/a	mg/m^3
单个 400kw 井场加热炉	37.48	510.67	0.15	29.4	0.7	137.3	0.102	20
本项目加热炉（64 座 400kw 加热炉）	2398.72	32682.86	9.59	29.4	44.88	137.3	6.53	20

根据上表可知，本项目燃气锅炉 SO_2、NO_X、颗粒物均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271－2014）中新建燃气锅炉标准限值（SO_2：50mg/m^3，颗粒物：20mg/m^3，NO_X：200mg/m^3）。

（2）无组织废气

1）非甲烷总烃（NMHC）

非甲烷总烃主要来源于油气集输过程中烃类无组织挥发。

在油气集输环节产生的挥发性有机物（VOCs）主要包括非甲烷总烃（烷烃、烯烃、芳香烃、炔烃等）、含氧有机化合物（醛、酮、醇、醚、酯、酚等）、卤代烃，含氮有机化合物，含硫有机化合物等，对本项目而言，VOCs主要为非甲烷总烃。油气集输及处理采用密闭流程，井口密封并设紧急截断阀，可有效减少烃类气体的挥发。

参照《环境影响评价实用技术指南（第二版）》（机械化工出版社），无组织排放在大多数建设项目中都存在，但难以定量描述，源强的确定可采用估算法给出。根据该指南中提供的无组织排放源强估算系数，VOCs产生量为原料年用量或产品年产量的0.1‰~0.4‰。本项目油气集输及处理采用全密闭流程，井口密封并设紧急截断阀，可有效减少烃类气体的挥发量，由国内外有关计算和油田实测数据看，采用密闭集输工艺，其原油损耗可控制在0.1‰以下，按照原油最大产量46.46×10^{4}t/a计算，此次建产新增烃类挥发总量为46.46t/a，本项目涉及井场72座，则每座井场约合0.65t/a。

2）硫化氢（H_2S）

根据项目资料，本项目所在区域平均硫化氢浓度介于1545~262468mg/m^3，平均为56151mg/m^3，本项目最高年伴生气产生量约0.074×10^{8}m^3/a，据此核算出本项目伴生气中硫化氢最大量为415.52t/a。根据油田现有资料及污染源调查数据分析，油气集输损失按照伴生气最大产能的0.1‰损失计算，则本项目硫化氢无组织挥发量为0.04t/a，本项目涉及井场72座，则每座井场约合0.0006t/a。针对本项目所在区域奥陶系油藏油井伴生气中含硫化氢，整个油气处理工艺从井口-计量阀组-处理站均采用密闭流程，并设置腐蚀检测装置，防止硫化氢的泄漏。

3.3.4.3 固体废物污染源

（1）危险废物

根据《关于印发（危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采）等七项危险废物环境管理指南的公告》（公告 2021 年 第 74 号）中附件 1《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》，结合本项目建设内容，识别的固体废物污染源如下：

①落地油

主要来自试油等作业及突发环境事件，属于《国家危险废物名录》（2021本）HW08 类危险废物（废物代码：071-001-08）。

本工程井下作业时带罐作业，防止产生落地油，井口排出物全部进罐，做到原油 100%回收，类比区块内油井作业污泥产生量，约 50kg/井·次，作业频次一般 2 年。落地油回收率为 100%，本工程共 72 口油井，产生落地油量为 1.8t/a。落地油不在施工井场储存，直接在作业施工现场由施工人员回收至罐车内，罐车

采用密闭的专用罐车，统一交由有资质的单位处置，严格按照《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001)及修改单，《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)和《危险废物转移联单管理办法》中的相关要求收集、贮存、运输，项目产生的含油污泥均由塔河油田绿色环保站进行无害化处理。

对于突发环境事件产生的落地油（如管线泄露等），可根据《危险废物豁免管理清单》，按《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油二厂突发环境事件应急预案》进行运输、利用、处置，不按危险废物管理。

②废防渗膜

工程运行期油井作业时，作业场地下方铺设防渗布，产生的落地油直接落在防渗布上，目前油田使用的防渗布均可重复利用，平均重复利用1-2年。单块防渗布重约250kg（12m×12m），每口井作业用2块，则本工程72口油井作业1次共产生废弃防渗布约36.07t，油井作业频次为2年/次，则工程产生废弃防渗布最大量约18.04t/a。

作业过程中产生的含油废弃防渗布属于危险废物，危废代码为HW08中900-249-08含有或沾染毒性、感染性危险废物的废弃包装物、容器、过滤吸附介质。作业施工结束后，由施工单位将废弃的含油防渗布集中收集，不在井场贮存，委托具有危险废物运输及处理资质的单位拉运处理，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线。

清管废渣

集输管线每2-4年清管1次，根据类比调查，一般每公里管线产生的清管废渣量平均约为1.15kg，本工程新建管线总长度为147km，废渣量约169.05kg/次（56.35kg/a）。清管废渣中含有少量管道中的油，其危险废物类别为属于《国家危险废物名录》（2021 本）HW08 类危险废物（废物代码：900-249-08），间歇产生，由塔河油田绿色环保站进行处理。

⑤废弃的含油抹布、劳保用品

废弃的含油抹布和劳保用品主要来自于机械保养、清洁。属于《国家危险废物名录》（2021 本）HW08 类危险废物（废物代码：900-041-49），可根据《危险废物豁免管理清单》，全过程不按危险废物管理。

项目产生的危险废物汇总表见表3.3-5。

表 3.3-5　　危险废物汇总表

序号	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量	产生工序	形态	主要成分	产废周期	危险特性	污染物防治措施
1	落地油	HW08 废矿物油与含矿物油废物	071-001-08	1.8t/a	油井作业	液态	石油类	间歇	T、I	委托有资质单位拉运处理
2	含油废弃防渗布		900-249-08	125.7t/a	油井作业	固态	石油类	间歇	T、I	委托有资质单位拉运处理
3	清管废渣		900-249-08	169.05 kg/次	清管作业	固态	石油类	间歇	T、I	委托有资质单位拉运处理

（2）生活垃圾

运营期工作人员由塔河油田内部调剂解决，故不新增生活垃圾。

3.3.4.4 噪声源

本项目主要噪声源是站场、井场机泵等设备噪声，见表 3.3-10。

表 3.3-10 噪声源设备

位置	噪声源	声源强 dB（A）
井场	机泵	90-100
	井下作业	80-120

3.3.4.5 合计

本项目运营期三废排放状况见表 3.3-11。

截至到 2020 年，塔河油田废气污染源有计转站及井口加热炉和油气集输、处理及外输过程中的烃类挥发。根据搜集塔河油田环境影响后评价报告等相关资料，结合本次评价计算结果，塔河油田 12 区污染物排放“三本账”估算表见表 3.3-12。

表 3.3-11　运营期污染物排放汇总

类别	工段	污染源	主要污染物	产生量（t/a）	排放量（t/a）	排放去向
废气	油气集输	加热炉废气	NO_X	44.88	44.88	经不低于 8m 高的排气筒排放
			SO_2	9.59	9.59	
			颗粒物	6.53	6.53	
		无组织排放废气	烃类	46.46	46.46	大气
			硫化氢	0.04	0.04	
生产废水	采出水		废水量	14.48×10^4	0	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推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准后回注油层，不外排
	井下作业废水		井下作业废水	2737.44	0	拉运至塔河油田绿色环保站，处理后回注油层
			COD	3.76	0	
			石油类	0.64	0	
固体废物	井场作业	产生油泥	-	1.8	0	采用专用罐运至塔河油田绿色环保站妥善处置
	管线清管	清管废渣	-	5.6	5.6	
噪声	井场设备、井下作业	机械噪声	-	80～120dB(A)	厂界达标	选用低噪声设备，采取减振、隔声、消声等降噪措施

表 3.3-12 塔河油田 12 区运营期污染物排放“三本账”表

序号	影响类别	污染物	现有工程产生量(t/a)	本项目产生量(t/a)	总体工程		
					产生量(t/a)	以新带老削减量(t/a)	排放增减量
1	废气	SO_2	1.237	9.59	3.637	0	9.59
		NO_X	92.401	44.88	101.601	0	44.88
		颗粒物	18.702	6.53	20.002	0	6.53
		烃类	188.740	46.46	200.79	0	46.46
		H_2S	0.3	0.04	0.34	0	0.04
2	废水	生产废水	96.99×10^4	14.48×10^4	111.47×10^4	0	14.48×10^4
		生活污水	0.9×10^4	0	0.9×10^4	0	0
3	固体废物	含油污泥	1.90×10^4	7.4	1.90×10^4	0	7.4
		生活垃圾	56.57	0	56.57	0	0

3.4 清洁生产水平分析

3.4.1 钻井过程的清洁生产工艺

（1）采取小井眼钻井工艺技术，减少固体废物的排放。

（2）在钻井、注水、防砂等钻采工艺中，采取防渗漏措施（下入表层套管），防止钻井化学药剂对地下水的污染。

（3）钻井过程中，采用钻井泥浆循环系统、泥浆泵冷却水循环系统、废油品回收专用罐、钻井污水循环回收罐等环保设施，最大限度减少污染物排放量。

（4）钻井泥浆循环利用率（重复利用）达到 90%以上，最大限度地减少废泥浆的产生量和污染物的排放量。

具体规定如下：

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

②钻井过程中使用小循环，转换钻井泥浆及完井泥浆回收处理利用；井队充分回收利用污水，泥浆泵、水刹车的冷却水循环使用，冲洗钻台等污水经防渗污水池（防渗材料：采用土工膜）沉淀处理后，打入污水循环回收罐循环使用。

③完井后的泥浆药品等泥浆材料全部回收，废机油、洗件油及其他油品全部交有资质单位处理，恢复地貌，做到“工完、料尽、场地清”。

④配备先进完善的固控设备，并保证其运转使用率，努力控制钻井液中无用固相含量为最低，保证其性能优良，从而大大减少废弃泥浆产生量。

（5）采用低固相优质钻井液，尽量减少泥浆浸泡油层时间，保护储层。

（6）设置井控装置（防喷器等），并采取了防止井喷和井漏的技术措施，以及防止井喷事故对环境造成污染影响。

（7）钻井废水、废钻井泥浆等钻井废物排放均控制在井场范围内，并采取了防渗措施，以避免对土壤和地下水环境造成污染影响。

（8）完钻后剩余的泥浆统一回收后供新钻井使用，钻井岩屑采用不落地系统进行处理，处理后的岩屑满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）等国家及有关部门、地方相关标准和生态环境保护要求后，用于铺设通井路、铺垫井场等。

3.4.2 油气集输及处理清洁生产工艺

（1）采用自动系统对主要采油和集输工艺参数进行控制，能够提高管理水平，尽量简化工艺过程，减少操作人员，同时使集输系统的安全性、可靠性得到保证。

（2）系统采用气液混输工艺，简化流程，方便操作。

（3）油气集输

依托已建塔河油田四号联合站。采出液串接进入计转站后转输进入各联合站处理。采用前期自喷+后期抽油机方式开发。

（4）优化布局，减少建设用地

对井场及站场按工艺流程进行优化组合，布置紧凑。在集油区将油、水、电、道路等沿地表自然走向敷设，尽量同沟敷设，减少占用林地面积，最大限度地减少对自然环境和景观的破坏。

3.4.3 井下作业清洁生产工艺

（1）在井场加强油井井口的密闭，减少井口烃类的无组织挥发。

（2）原油生产过程中起下油管时，安装自封式封井器，避免原油、污水喷出；另外，对运输车辆采取防渗漏、溢流和散落的措施。

（3）在井下作业过程中，对产生的废液拟采用循环作业罐（车）收集，运至塔河油田四号联合站处理。

3.4.4 节能及其它清洁生产措施分析

（1）采用高压管道，可减少管网的维修，延长管道使用寿命。

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

（3）集油区采用自动化管理，实现无人值守，提高了管理水平。

3.4.5 建立有效的环境管理制度

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

本项目建设主要采取的环境管理措施如下：

（1）落实环保目标责任制，坚持环保指标考核，推行清洁生产。

（2）在钻井生产过程中，防止泥浆、污水外溢，发生外溢时及时清理，并恢复原貌。泥浆药品按照标准化管理规定妥善存放，如在装卸过程中发生散落要及时清理回收。

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

3.4.6 标准对照

参考《清洁生产技术要求-石油天然气开采业-稠油开采》（HJ/TXX-2002）中的相关标准对本项目现开发区块清洁生产水平现状进行说明，同时对未来滚动开发区块各项清洁生产指标提出要求。其中一级代表国际清洁生产先进水平，二级代表国内清洁生产先进水平，三级代表国内清洁生产基本水平。见表 3.4-1。

表 3.4-1　　清洁生产指标对比分析与指标要求

石油天然气开采业——稠油开采清洁生产技术要求内容清洁生产指标等级	一级	二级	三级	本项目
一、生产工艺与装备要求				
1.使用的钻井液	可生物降解的钻井液	水基钻井液	油基钻井液	二级（水基钻井液）
2.井控装置	具备	具备	具备	一级
3.防止井场落地原油产生的措施	井口具备油回收设施	具备防止原油落地设施	具备落地原油回收措施	一级
4.原油集输流程	密闭，并具备轻烃回收设施	密闭	半密闭	一级
二、资源能源利用指标				
1.采油耗新鲜水，t/t 原油	≤3.0	≤5.0	≤7.0	一级（0.06）
2.采油综合能耗，kg 标煤/t 采出液	≤20	≤60	≤130	二级（57.3）
三、污染物产生指标(末端处理前)				
1.钻井废水，t/100m 进尺	≤10	≤30	≤70	二级（16.05）
2.钻井废弃泥浆，t/100m 进尺	≤1.0	≤2.0	≤6.0	一级
3.落地原油，kg/t 原油	≤1.0	≤2.0	≤5.0	一级

石油天然气开采业——稠油开采清洁生产技术要求内容清洁生产指标等级	一级	二级	三级	本项目
四、废物回收利用指标				
1.采出水回用率，%	≥95	≥70	≥40	一级
2.钻井泥浆循环率，%	≥95	≥80	≥50	二级
五、环境管理要求				
1.生产管理	对能源资源消耗和污染物产生实行严格的定额管理，考核机制健全	能源资源消耗实行定额管理，考核机制健全	能源资源消耗实行定额管理	一级
2.环境管理制度	通过 ISO14001 环境管理体系认证	建立并运行健康、安全和环境(HSE)管理体系	环境管理制度完善、原始记录及统计数据齐全	二级

从表 3.4-1 可以看出，本项目符合国家清洁生产指标，其各项工艺技术较先进，总体水平能够达到国内清洁生产先进水平。

通过以上分析可以看出，本项目无论是在生产工艺、设备的先进性、合理性，还是在原材料及能量的利用以及生产管理和员工的素质提高等各方面均考虑了清洁生产的要求，将清洁生产的技术运用到了开发生产的全过程中。特别是本项目注重源头控制污染物的产生量和废物的重复利用，充分利用了能源和资源，尽量减少或消除了污染物的产生，并使废物在生产过程中转化为可用资源，最大限度的降低了工程对环境造成的污染。清洁生产总体能够达到国内清洁生产先进水平。

3.5 污染物排放总量控制

3.5.1 总量控制原则

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

3.5.2 污染物总量控制因子

按照现行管理要求，本项目污染物总量控制指标 4 个，分别为二氧化硫、氮氧化物、化学需氧量和氨氮。

本项目油气集输和处理采用密闭集输工艺，采用密闭装车工艺，新建的井场及扩建站场内设置燃气加热炉，用联合站处理后的产品气作为燃料，燃料燃烧产生 SO_2、氮氧化物等废气。

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推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后回注油层，井下作业废水经绿色环保处理后回注地层，不外排，因此不对废水污染物进行总量控制建议。

根据本项目开采处理的工艺特点及本项目具体情况，在生产过程中总量控制的指标为 SO_2、氮氧化物。建议控制指标：非甲烷总烃。

3.5.3 总量控制建议指标

（1）开发期

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

（2）运营期

①SO_2、NO_x

根据 3.3.4.2 节废气污染源计算结果，本次评价建议本项目加热炉的总量控制指标为 SO_2：9.59t/a，NO_X：44.88t/a。

②非甲烷总烃

根据《关于印发<挥发性有机物排污收费试点办法>的通知（财税[2015]71 号）》，VOCs 是指特定条件下具有挥发性的有机化合物的统称。具有挥发性的

有机化合物主要包括非甲烷总烃（烷烃、烯烃、炔烃、芳香烃）、含氧有机化合物（醛、酮、醇、醚等）、卤代烃、含氮化合物、含硫化合物等。对于本项目而言，其排放的 VOCs 基本可以等同为非甲烷总烃，故确定本项目建议总量控制指标为非甲烷总烃，本项目油气集输过程中 VOCs（即非甲烷总烃）无组织排放量估算为 46.46t/a。

本次评价提出的为建议值，供生态环境主管部门对本项目实施环境管理以及下达污染物排放总量控制指标时参考。

3.6 相关法规、政策符合性分析

（1）与《产业结构调整指导目录》（2019 本）符合性分析

石油天然气开发是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录》（2019 本），将“石油、天然气勘探及开采”列入“鼓励类”项目。本项目位于国土资源部批准的新疆塔里木盆地塔河油田开采区域内（开采证号 0200001320002），项目的建设符合国家的相关政策。

（2）与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的符合性分析

《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》中第八条规定：禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发。

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

本项目行政区隶属新疆库车市管辖，评价范围内没有水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域，项目将占用部分重点公益林，公益林保护等级为国家二级公益林和地方级公益林，建设单位将按照林业部门管理要求办理相关手续并积极采取恢复措施；项目设计阶段已经对大气、水体、固体废物等污染防治进行了设计，环评要求项目大气、水体、固体废物等污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。本项目的建设符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的要求。

（3）与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

《石油天然气开采业污染防治技术政策》提出：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%；落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到100%；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；在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到80%以上；站场放空天然气应充分燃烧。

本项目采出水由联合站污水处理系统统一处理调配；项目伴生气进行回收利用；井下作业时带罐作业，落地油100%回收，产生油泥（砂）委托有含油污泥处置资质的单位进行处理。项目建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》要求。

（4）与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》的符合性分析

《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》第三十七条规定：各级人民政府应当加强对建设施工、矿产资源开采、物料运输的扬尘和沙尘污染的治理，保持道路清洁、控制料堆和渣土堆放，科学合理扩大绿地、水面、湿地、地面铺装和防风固沙绿化面积，防治扬尘污染。

第四十四条　矿山开采产生的废石、废渣、泥土等应当堆放到专门存放地，并采取围挡、设置防尘网或者防尘布等防尘措施；施工便道应当硬化。

本项目施工期产生的建筑垃圾集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场填埋处理。项目钻井岩屑采用不落地系统进行处理，处理后的岩屑必须满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）等国家及有关部门、地方相关标准和生态环境保护要求的后，用于铺设通井路、铺垫井场基础材料。项目施工结束后拟对临时占地进行恢复治理，可减少扬尘影响。项目建设符合《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》要求。

（5）与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》（环办环评函〔2019〕910号）、新环评价发〔2020〕142号的符合性分析

根据（环办环评函〔2019〕910号）：在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》

（SY/T5329）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染；陆地油气开采项目的建设单位应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水液面逸散、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放；涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。井场加热炉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；建设单位或生产经营单位按规定开展建设项目竣工环境保护验收，并录入全国建设项目竣工环境保护验收信息平台。

本项目采出水依托塔河油田二号、四号联合站处理达标后回注地层，采用密闭集输等措施控制无组织排放，生产用加热炉、锅炉等废气排放可满足国家和地方大气污染物排放标准要求，各采油厂针对油田在施工期和运营期可能发生的各种环境风险事故，制定了详细的风险事故应急预案，当事件一旦发生时可迅速加以控制，使危害和损失降低到尽可能低的程度。本项目后续根据开发时序等进行分期验收，符合（环办环评函〔2019〕910号）中相关要求。

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

西北油田2019年已完成实施项目22个，投入2.12亿元，2020年实施项目13个，投入10.09亿元，并投入0.44亿元完成湿地保护区实验区18口油井、4座场站清退工作，并进行生态恢复。

结合《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）及中国石化集团公司绿色企业行动计划，西北油田对标分析、分类施策，制定了符合自身基层实际的绿色基层创建方案和细化的评价指标体系及计划清单逐项开展创建工作，加快完成环保隐患重点治理工程。相继完成了塔河油田三号联、二号联混烃脱硫优化工程，减少碱渣近3000吨；四号联混烃脱硫优化工程通过新建混烃脱硫塔及配套设施，消除了装卸车、转运、处置过程存的安全、环保风险，解决了碱渣处理尾气的恶臭问题。

同时加快节能改造工程项目实施，先后对油田内单井井口加热炉自控系统进行改造，实现自动启停炉、温度自动控制，节约天然气 1390 万方，增效 1422 万元。

各采油基层单位先后实施了储罐检修作业污染物不落地，站库标准化建设，一册三卡修订、生产区域视频监控系统升级改造等一系列措施，促进全员环保节能意识得到显著提升，现场环保管理工作得到进一步规范。

西北油田分公司按照绿色企业考核指标，通过“六查六核”方式，于 2020 年底，通过验收并获得绿色企业称号。

本项目为西北油田分公司塔河油田 12 区的改扩建项目，主要包括 72 口部署井的钻井工程、采油工程、油气集输工程以及配套的供配电、自控、通信、结构、消防、防腐、热工、道路等工程，扩建计转站 13 座；油气水处理等均依托现有工程。矿区环境、资源开发方式、资源综合利用、节能减排、科技创新与信息化、企业管理与企业形象方面与现有工程一致，故本项目仍符合《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）中相关要求。

3.7 相关规划符合性分析

（1）全国矿产资源规划

《全国矿产资源规划》第四章第二节指出，“强化东部老油区挖潜，加大中西部油气开发力度，加快海域石油增储上产，力争石油年产量保持在 2 亿吨左右。东部地区以松辽盆地、渤海湾盆地为重点，加强精细勘探开发，积极发展先进采油技术，增储挖潜，努力减缓老油田产量递减。西部以塔里木、鄂尔多斯、准噶尔等盆地为重点，探明优质资源储量，实现增储稳产、力争上产。做强渤海、拓展南海、加快东海、探索黄海及其他海域，加快海洋石油勘探开发，保持老油田持续稳产，加快新区产能建设，大力提升海域石油产量。”本项目属于塔里木区域的原油开采项目，符合《全国矿产资源规划》要求。

（2）《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划纲要》

《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划纲要》第一章中加快建设国家“三基地一通道”提出，按照“建设国家大型油气生产加工和储备

基地。加大准噶尔、吐哈、塔里木三大盆地油气勘探开发力度，提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度。加快中石油玛湖、吉木萨尔、准噶尔盆地南缘以及中石化顺北等大型油气田建设，促进油气增储上产。加强成品油储备，提升油气供应保障能力”。本项目属于塔里木盆地油气基地，符合《自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划纲要》的要求。

（3）《新疆维吾尔自治区矿产资源规划环境影响报告书》

本项目所在的塔里木盆地油气基地属于《新疆维吾尔自治区矿产资源规划》（2016-2020年）确定的10个国家级大型油气生产和加工基地，不属于《新疆维吾尔自治区矿产资源规划环境影响报告书》划定的禁采区和限采区，符合规划环评要求。

（4）新疆维吾尔自治区主体功能区规划

《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》以《全国主体功能区规划》为依据，结合新疆实际编制的第一个国土空间开发规划，是战略性、基础性、约束性的规划。该规划将新疆国土空间分为重点开发区域、限制开发区域和禁止开发区域三类主体功能区，按层级分为国家和省级两个层面。重点开发区域是指有一定经济基础，资源环境承载能力较强，发展潜力较大，集聚人口和经济条件较好，从而应该重点进行工业化城镇化开发的城市化地区，主要包括天山南北坡城市或城区以及县市城关镇或重要工业园区，共涉及59个县市。限制开发区域是指关系国家农产品供给安全和生态安全，不应该或不适宜进行大规模、高强度工业化城镇化开发的农产品主产区和重点生态功能区。其中农产品主产区分布在天山南北坡23个县市，重点生态功能区涉及53个县市。禁止开发区域是指依法设立的各级各类自然文化资源保护区域，以及其他禁止进行工业化城镇化开发、需要特殊保护的重点生态功能区，国家和自治区层面禁止开发区域共107处。

本项目属于石油开采项目，行政区隶属新疆库车市管辖，属于重点开发区域，本项目建设符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》。

（5）《新疆环境保护规划（2018-2022年）》

本项目位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市，不属于高污染产业、建材行业落后产能以及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 2 月 1 日）的要求。

3.8 选址、选线合理性分析

本项目组成包括 64 口新井及 8 口老井的钻井工程，共计 72 口部署井的采油工程、油气集输工程以及配套的供配电、自控、通信、道路等工程。根据现场调查和资料搜集，工程区不涉及自然保护区、风景名胜区和饮用水水源保护区等特殊敏感区域和重要生态敏感区域。

（1）井场选址分析

本项目井场占地土地类型主要为草地、林地，可研设计阶段已尽量减少占用国家二级公益林。项目共有 64 口单井涉及公益林，公益林类型为国家二级公益林及地方公益林，建设单位施工前应根据相关要求，办理占地手续后方可开工建设。

由于资源开发工程具有特定地域的特殊性，因此本项目从选址分析，整体上具有唯一性。

（2）站场选址合理性分析

本项目扩建站场在已建站场外空地进行扩建，已建站场 12-7 计转站位于国家二级公益林区，站场扩建新增国家二级公益林占地，应按《国家级公益林管理办法》第十八条、第十九条的规定实行占补平衡。扩建站场选址均远离人群居住区，周围无地表水系，无不良地质现象。施工前应根据相关要求，办理占地手续后方可开工建设。

（3）管线、道路选线合理性分析

本项目新建集输管线采用输送至最近的管网，减少管线开挖长度，严格控制管线占地面积；在管线开挖过程中，采取分层开挖、分层堆放、分层回填，减少对地表土壤、植被的扰动范围；项目新建管线均位于公益林区，其中 23.09km 为地方公益林，4.07km 为国家二级公益林，项目所在区域分布的重点公益林内植被类型主要为灌木林，在管线选线过程中注意避让植被覆盖度高的区域，减少对植被的生态扰动。

从公益林保护类型和项目开发占地上来看，井场等永久占地区大部分都避开了公益林所在区，大部分分布于空白地段或荒漠化控制区的荒漠灌丛之间。井场和管线等的施工均避开了公益林区域或较少临时占用公益林地带。由于资源开发工程具有特定地域的特殊性，因此本项目从选址分析，整体上具有唯一性。项目选址选线基本合理。

3.9“三线一单”符合性分析

（1）生态保护红线

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

目前新疆生态保护红线未最终划定，自治区自然资源厅正在进行生态保护红线评估调整。根据《新疆维吾尔自治区生态保护红线划定方案》（2018 年），本项目在井位、管线选址阶段已避绕生态保护红线，距离红线均在 20km 以上，本项目各类工程均不在生态保护红线内。本项目与生态保护红线位置关系图见图 3.9-1。

（2）环境质量底线

评价区域内环境空气质量执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级标准，地下水质量执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准，声环境质量执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类区标准，土壤环境质量执行《土壤环境质量标准 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表 1 第二类用地筛选值，石油烃类执行表 2 第二类用地筛选值。

本次评价调查显示，油气田开发产生的污染物主要包括 SO2、NOx、非甲烷总烃、H2S 等，生产废水、固体废物、噪声，针对各类污染物已采取了相应的治

理和处置措施，污染物能达标排放，在采取相应措施后各类污染物排放均能够满足相关标准要求，符合环境质量底线的要求，不会对环境质量底线产生冲击。

（3）资源利用上线

油气田开发过程中的生产废水进行综合利用，节约了水资源。用电接自区域附近电网，天然气为处理后的伴生气，能源利用均在区域供气、供电负荷范围内，消耗未超出区域负荷上限。项目的建设占用土地资源相对区域资源利用较少，油气开发符合资源利用上线要求。

（4）生态环境准入清单

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

根据《市场准入负面清单(2020年版)》(发改体改[2020]1880号)、《关于印发新疆维吾尔自治区28个国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单（试行）的通知》（新发改规划[2017]89号）和《关于印发新疆维吾尔自治区17个新增纳入国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单（试行）的通知》（新发改规划〔2017〕1796号）文规定，本项目所在行政区库车市未列入该清单。

新疆维吾尔自治区共划定1323个环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类，实施分类管控。优先保护单元465个，主要包括生态保护红线区和生态保护红线区以外的饮用水水源保护区、水源涵养区、防风固沙区、土地沙化防控区、水土流失防控区等一般生态空间管控区。生态保护红线区执行生态保护红线管理办法的有关要求；一般生态空间管控区应以生态环境保护优先为原则，开发建设活动应严格执行相关法律、法规要求，严守生态环境质量底线，确保生态功能不降低。重点管控单元699个，主要包括城镇建成区、工业园区和开发强度大、污染物排放强度高的工业聚集区等。重点管控单元要着力优化空间布局，不断提升资源利用效率，有针对性地加强污染物排放管控和环境风险管控，解决生态环境质量不达标、生态环境风险高等问题。一般管控单元159个，主要包括优先保护单元和重点管控单元之外的其它区域。一般管控单元

主要落实生态环境保护基本要求，推动区域环境质量持续改善。以环境管控单元为基础，从空间布局约束、污染物排放管控、环境风险放空和资源利用效率四个方面严格环境准入。

《关于印发＜阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案＞的通知》（阿行署发〔2021〕81 号），本项目位于库车市一般管控单元（环境管控单元编码 ZH65290230001）。

具体管控要求符合性能分析见表 3.9-1。

表 3.9-1 生态环境分区管控方案符合性分析

序号	管控要求		本项目	是否相符
1	空间布局约束	1.执行阿克苏地区总体管控要求中空间布局约束的要求。 2.任何单位和个人不得擅自占用基本农田。禁止在基本农田内从事非农业生产的活动。除法律规定的重点建设项目选址确实无法避让外，其他任何建设不得占用。 3.对违反资源环境法律法规、规划，污染环境、破坏生态、乱采滥挖的露天矿山，依法整治；对污染治理不规范的露天矿山，依法责令停产整治，对拒不停产或擅自恢复生产的依法强制关闭；对责任主体灭失的露天矿山，要加强修复绿化、减尘抑尘。 4.严格控制在优先保护类耕地集中区域新建土壤环境监管重点行业项目。	本项目不占用基本农田；在油气田开采过程中进行生态修复措施。	符合
2	污染	1.执行阿克苏地区总体管控要求中关于污染物排放管控的准入要求。	本项目工程内容不涉及。	符合

序号	管控要求		本项目	是否相符
	物排放管控	2.强化畜禽养殖粪污资源化利用，提高畜禽粪污综合利用率，减少恶臭气体挥发排放。 3.严格控制林地、草地、园地农药使用量，禁止使用高毒、高残留农药。 4.加强农村生活垃圾的清运、收集、处置。严禁将城镇生活垃圾、污泥、工业废物直接用作肥料。 5.鼓励和支持散养密集区实行畜禽粪污分户收集、集中处理。		
3	环境风险防控	1.执行阿克苏地区总体管控要求中关于环境风险防控的准入要求。 2.加强对矿山、油田等矿产资源开采影响区域内未利用地的环境监管，发现土壤污染问题的，要坚决查处，并及时督促有关单位采取有效防治措施消除或减轻污染。 3.对排查出的危库和病库以及风险评估有严重环境安全隐患的尾矿库，要求企业完善污染治理设施、进行治理和修复。全面整治历史遗留尾矿库，完善覆膜、压土、排洪、堤坝加固等隐患治理和闭库措施。 4.加强油（气）田勘探、开发、运行过程中及排放产生的废弃物对土壤的污染。	本项目制定了土壤监督性监测，企业定期安排巡井工作，对井场、管线等进行隐患排查，防止设备损坏、管线腐蚀等情况，及时排查防止造成土壤污染。	符合
4	资	1.执行阿克苏地区总体管控要求中关于	本项目生产过程中	符合

序号	管控要求		本项目	是否相符
	源利用效率	资源利用效率的准入要求。 2.全面推进秸秆综合利用，鼓励秸秆资源化、饲料化、肥料化利用，推动秸秆还田与离田收集。 3.减少化肥农药使用量，增加有机肥使用量，实现化肥农药使用量负增长。 4.推进矿井水综合利用，煤矿废水全部处理达标后用于补充矿区生产用水和生态用水，加强洗煤废水循环利用。 5.推广渠道防渗、管道输水、喷灌、微灌等节水灌溉技术，完善灌溉用水计量设施。推进规模化高效节水灌溉，推广农作物节水抗旱技术。建立灌区墒情测报网络，提高农业用水效率。	不用水，废水主要为采出水，达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准中指标后回注地层，不向外环境排放，不会对区域水资源造成较大影响。	

本项目严格按照以上管控要求执行，且实施后通过采取完善的污染治理措施，不会对项目区周围大气环境、地表水环境、声环境、土壤环境产生明显影响，对地下水环境影响可接受。

综上所述，本项目建设符合“三线一单”要求。

图 3.9-1 “三线一单”环境管控分区图

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境概况

4.1.1 地理位置

塔河油田位于塔克拉玛干沙漠北缘。塔河油田 12 区行政区划属阿克苏地区库车市境内。

库车市地处东经 82°35′～84°17′，北纬 40°46′～42°35′之间，东与轮台县接壤，西与拜城县、新和县相邻，南与沙雅县、尉犁县毗邻，北隔天山山脉与和静县相望。县境南北最大长度 193km，东西最大宽度 164km，总面积为 15379km^2。

本项目西北距库车市市区约 61km。拟建项目所处位置为塔河油田 12 区，隶属塔河油田采油二厂管辖。地理位置见图 3.2-1。

4.1.2 地质构造

12 区位于阿克库勒凸起西北翼斜坡区，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。

4.1.3 地形地貌

库车市地形北高南低，自西北向东南倾斜，最高海拔高程为 4550m，最低海拔高程 922m。可概括划分为北部天山山地，冲积扇形砾石戈壁地和南部冲积平原。南部冲积平原，海拔在 930~1225m 之间，地形平坦。

12 区位于天山南麓，塔克拉玛干沙漠北部边缘，该区域为天山山前洪积倾斜戈壁平原与塔里木河北岸冲积平原之间的地带，自西向东依次为渭干河冲积洪积平原，库车河洪积平原和东部的洪积扇群带，地势较为平坦，为局部丘地和波状沙丘，海拔高度 900m-1000m。

塔河油田 12 区位于冲积平原，地表沉积物以粉细沙为主，地势平坦，海拔高度在 940m 左右。

4.1.4 水文与水文地质

4.1.4.1 水文

塔河油田12区位于塔里木河北岸。区域内主要地表水体为英达利亚河、库车河岔流萨依艾肯河等，主要水体功能为灌溉。本项目周边无地表水。

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。

萨依艾肯河为库车河岔流，为季节性河流。库车河发源于南天山山脉的哈里克山东段，从龙口冲出却勒塔格山后，抵达兰干水文站，整个流程都在库车市境内，集流面积2956km^2，流程127km，平均年径流量3.31亿m^3，最大洪峰流量1940m^3/s，最小流量0.62m^3/s。自兰干水文站以下，河流经引水枢纽进入引水总干渠，输送下游，灌溉乌恰、依西哈拉、牙哈、乌尊、比西巴克等乡以及库车镇、良种繁育场的农田。河床则经过一个20多公里长的卵砾石锥形洪积扇，穿过牙哈乡的喀兰古，向东南消失于荒漠戈壁。

经调查了解，库车市境内河流流量受当地农业灌溉、库车河引流工程等

因素影响，河流流量均有所减小。

4.1.4.2 区域水文地质

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 $Cl{\cdot}SO_4$-Na 型水为主，不适于人类和牲畜饮用。

4.1.5 气候、气象

项目所在地库车市地处暖温带，油田所处地区气候干燥，降水稀少，夏季炎热，冬季干冷，年温差和日温差均较大，属暖温带大陆性干旱气候。库车市平原区域南北地形地貌不同，地势高差较大，形成了明显的区域性气候差异。其基本特征是：北部山区气候湿润，气温凉爽，光照充足，降水量大，蒸发量小。南部平原气候干燥，气温炎热，光照充足，热量丰富，降水稀少，蒸发强烈，风沙活动频繁。根据库车市气象站近 30 年的气候资料统计，结果见表 4.1-1。

表 4.1-1　　库车市气象站近 30 年的气候资料统计

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（℃）	-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
最多风向风频（%）	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N
	19	21	15	15	16	14	14	16	18	19	14	13	16
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

（1）日照与气温：每年日照时间 2947h，日照百分率 67%，7 月份最长，日平均 9.1h，12 月份最短，日平均 6.1h。年平均气温 11.4℃，年极端最高气温 41.5℃，极端最低气温-27.4℃，平均日较差 11.9℃。

（2）降水与蒸发：年平均降水量 74.5mm，多集中每年 6-8 月份(夏季)。小时最大降水量 30.3mm(1960 年 6 月 4 日)，年最小降水量为 33.6mm，最长无水期 153 天。年平均蒸发量可达 2337.6mm。

（3）地温与冻土：地表下深度 40cm 的地温变化与气温变化同步，大于 40cm 时，随着深度的增加，温度的滞后性越大，高低温均滞后于气温。地表极端最高地温为 69℃，极端最低地温-33℃。

（4）湿度：年平均相对湿度 47%，12 月份相对湿度 66%，3-10 月份相对湿度 50%以下。

（5）风速风向：年平均大风日（瞬间风速≥17m/s）18 天，多出现在 4-6 月，占全年大风日 85%，并时常伴有沙暴，风后浮尘有时持续数日，平均风力 9-10 级，历史瞬间最大风速 40m/s。历年最多风向为 N（北风），频率 16%，其中静风为 14%，SW（西南风）和 NNW（北北西风）各为 9%，E（东风）为 7%，年平均风速为 2.0m/s。

4.1.6 土壤、植被及野生动物分布

库车市境内发育的地带性土壤为棕漠土，在西北部的山地上分布着少量的灰钙土和棕钙土。全境西北向东南依次分布着灰钙土、荒漠灰钙土、灰棕色荒漠土。不少地方由于缺少雨水冲刷，盐分板结在土壤表面上，形成严重的盐碱土，

土壤含盐量很高。农业土壤主要有潮土、灌淤土及灌耕棕漠土 3 种，潮土占比重最大，占总耕地面积的 70.83%，灌淤土仅次于潮土，占总耕地面积的 19.24%；灌耕棕漠土占总耕地面积的 6.73%，分布在库车河灌区。除此之外，还有风沙土、水稻土、沼泽土、草甸土、盐土等，但占比例很小。项目区内土壤类型主要为盐土、草甸土，零星分布的风沙土。

依据《新疆植被及其利用》中国植物地理区划划分标准，本项目所在区属新疆荒漠区，东疆-南疆荒漠亚区，塔里木荒漠省，塔克拉玛干荒漠亚省，阿克苏-库尔勒州。项目区地处干旱、半干旱荒漠地区，植被组成较为简单，类型单调，分布稀疏。自然植被群系主要是柽柳群系、花花柴群系和盐穗木群系，以柽柳灌丛为主，人工栽培植物主要有棉花等农作物。

据现场调查，油区内生存条件恶劣，主要栖息着一些耐旱型的荒漠动物。由于区域油田已开发多年，人类活动频繁，已难见大中型的野生动物。

4.2 环境质量现状调查与评价

4.2.1 环境空气质量现状调查与评价

4.2.1.1 区域大气环境质量达标判定

本项目地处阿克苏地区库车市，根据《环境影响评价技术导则　大气环境》（H.J2.2-2018）对环境质量现状数据的要求，本次评价引用生态环境部环境工程评估中心公布的全国环境空气质量达标区判定。

目前，阿克苏市国控点空气质量水平数据作为国家判定阿克苏地区整体空气指标达标与否的依据。本次评价采用阿克苏市 2020 年的监测数据，作为环境空气现状评价基本污染物 SO_2、NO_2、CO、O_3、PM_{10} 和 $PM_{2.5}$ 的数据来源。空气质量达标区判定结果见表 4.2-1。

表 4.2-1　　阿克苏地区环境空气质量达标判定结果

污染物	年评价指标	现状浓度（μg/m³）	标准值（μg/m³）	占标率（%）	达标情况
SO_2	年平均质量浓度	7	60	12	达标
NO_2	年平均质量浓度	28	40	70	达标

CO	24 小时平均第 95 百分位数	1.5mg/m³	4mg/m³	38	达标
O_3	日最大 8 小时滑动平均值的第 90 百分位数	122	160	76	达标
PM_{10}	年平均质量浓度	95	70	136	超标
$PM_{2.5}$	年平均质量浓度	39	35	111	超标

项目所在区域 SO_2、NO_2 年平均浓度及 CO、O_3 日平均浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准要求；$PM_{2.5}$、PM_{10} 年浓度超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值要求，超标主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。故阿克苏地区为环境空气质量不达标区。

4.2.1.2 特征因子补充监测

（1）监测点位及监测项目

本次环评引用新疆中测测试有限责任公司于 2020 年 10 月 26 日-11 月 1 日在《塔河油田 12 区 AD12-AD22 井区奥陶系油藏 2020 年产能建设项目》中的环境空气现状数据。

监测点位基本信息见表 4.2-2 和图 4.2-1。

表 4.2-2　　补充监测点位基本信息　　单位：mg/m³

监测点名称	监测点坐标/m		监测因子	监测时段	相对本工程方位	相对本工程距离/km
	X	Y				
大气监测点			硫化氢、非甲烷总烃	连续 7 天，小时平均值	西侧	距离约 3km

（2）评价标准

非甲烷总烃参考《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）确定一次浓度限值 2.0mg/m³，H_2S 执行《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中其他污染物空气质量浓度参考限值（0.01mg/m³）的浓度限值要求。

（3）评价方法

采用质量浓度占标率法，计算公式为：

式中：

Pi——第 i 个污染物的最大占标百分比，%；

Ci——第 i 个污染物监测浓度，μg/m³；

Coi——第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准，μg/m³。

（4）评价结果

监测及评价结果见表 4.2-3。

表 4.2-3　　H_2S、NMHC 监测评价结果监测结果表

监测点位	污染物	平均时间	评价标准	监测浓度范围	最大浓度占标率（%）	超标率（%）	达标情况
大气监测点	硫化氢	一次质量浓度	0.01	L~0.00206	20.6	0	达标
	非甲烷总烃	一次质量浓度	2	0.54~0.79	39.5	0	达标

从上表可以看出，本项目区域特征污染物 H_2S 小时平均值满足《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中其他污染物空气质量浓度参考限值（0.01mg/m³）的浓度限值要求；非甲烷总烃小时平均值满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）确定一次浓度限值 2.0mg/m³要求；各监测点与油田开发活动相关的特征污染物 H_2S、非甲烷总烃均达标。

4.2.2 声环境现状评价

声环境现状委托乌鲁木齐京诚检测技术有限公司进行现场监测。

（1）监测点位

塔河油田四号联合站四周厂界外 1m、12-7 计转站四周厂界外 1m、TH122111 拟建井场处。声环境现状监测布点示意图见图 4.2-2~图 4.2-4。

（2）监测项目：连续等效 A 声级 Leq[dB(A)]。

（3）监测方法：依据《声环境质量标准》（GB3096-2008）、《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中规定的方法进行监测。

（4）监测时间：本次现状监测时间为 2021 年 10 月 9 日至 11 日。

（5）评价标准

项目区域已建站场声环境质量执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中 2 类标准【昼间 60 dB（A）、夜间 50 dB（A）】，拟建井场区域为原始自然景观，执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准【昼间 60 dB（A）、夜间 50 dB（A）】。

（6）评价方法

采用对标法对声环境质量现状进行评价，即用现状监测结果与标准值进行对比。

（7）监测及评价结果

声环境现状监测及评价结果见表 4.2-4

表 4. 2-4　声环境现状监测及评价结果表

监测点位		测量时间	等效声级 dB（A）		测量时间	等效声级 dB（A）		2 类区标准		达标情况
			昼间	夜间		昼间	夜间	昼间	夜间	
12-7 计转站	1#厂界东北侧外 1m	2021.10.09 昼间至 2021.10.10 夜间	56	**54**	2021.10.10 昼间至 2021.10.11 夜间	55	**52**	60	50	夜间不达标
	2#厂界东南侧外 1m		53	**51**		54	**52**			夜间不达标
	3#厂界西南侧外 1m		46	44		49	47			达标
	4#厂界西北侧外 1m		52	50		51	50			达标
TH122111 拟建井场	5#TH122111 拟建井场处	2021.10.09 昼间至 2021.10.10 夜间	35	34	2021.10.10 昼间至 2021.10.11 夜间	36	36	60	50	达标

监测点位		测量时间	等效声级 dB（A）		测量时间	等效声级 dB（A）		2 类区标准		达标情况
			昼间	夜间		昼间	夜间	昼间	夜间	
塔河油田四号联合站	6#厂界南侧外 1m	2021.10.09 昼间至 2021.10.10 夜间	37	36	2021.10.10 昼间至 2021.10.11 夜间	39	38	60	50	达标
	7#厂界西侧外 1m		44	42		42	41			达标
	8#厂界北侧外 1m		54	**51**		54	**52**			夜间不达标
	9#厂界东侧外 1m		41	40		43	42			达标

表 4.2-4 显示，12-7 计转站厂界东北侧、东南侧夜间声环境存在超标现象，结合监测布点图，主要声源为 12-7 计转站东侧的泵房，超出《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2 类标准，未超出 3 类标准；塔河油田四号联合站北侧声环境存在超标现象，结合监测布点图，主要声源为塔河油田四号联合站北侧的加热炉运行时的气流噪声，超出《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2 类标准，未超出 3 类标准；此外站场其他区域满足 2 类标准，区域属于油田生产区，噪声源周围 200m 范围无声环境敏感目标；代表性拟建井场区域声环境质量满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求。

4.2.3 地下水环境现状调查与评价

4.2.3.1 水环境现状调查

（1）调查方法

地下水环境现状数据来源引用《塔河油田西部2021年产能建设项目环境影响报告书》中监测数据及企业例行监测数据。

（2）监测点位

引用潜水监测点分别是塔河油田T02、T06、T03、T01、T04井，均为塔河油田的例行监测点；承压水引用2个地下水监测点，分别是油田供水井水9井、水13井，具体监测点位见图4.2-1。

表4.2.6　地下水监测点设置情况一览表

序号	点位	监测对象	水位埋深 m	井深 m	使用功能	监测时间	监测单位
1	T01	潜水	10	50	油田例行监测井	2021年2月	新疆新环监测检测研究院（有限公司）
2	T03	潜水	7	30		2021年2月	
3	T04	潜水	6	30		2021年2月	
4	T02	潜水	/	100		2020年5月	巴州凯米克检测服务有限公司
5	T06	潜水	/	100		2020年5月	
6	水13井	承压水	/	200	油田供水井	2020年9月	新疆中测测试有限责任公司
7	水9井	承压水	/	200	油田供水井	2020年9月	

（3）监测项目及分析方法

监测项目包括水位、pH值、石油类、氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、挥发酚、氰化物、砷、汞、六价铬、总硬度、铅、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氯化物、氟化物、K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-。

分析方法：采样按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)执行，监测分析方法按照《地下水环境监测技术规范》（HJ/T164-2004）、《地下水质量标准》（GB /T14848-2017）、《环境水质监测质量保证手册》(第二版)有关标准和规范执行。

（4）监测结果

监测结果见表4.2-7。

4.7.4.2 水环境质量现状评价

（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；其他因子执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)Ⅲ类标准。

（2）评价方法

评价方法采用标准指数法。

①对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算公式：

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

式中：P_i——第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i——第 i 个水质因子的监测浓度，mg/L；

C_{si}——第 i 个水质因子的标准浓度，mg/L。

②对于评价标准为区间值的水质因子(如 *pH* 值)，其标准指数计算公式：

$$P_{pH} = \frac{7.0 - pH}{7.0 - pH_{sd}}$$ ，pH≤7 时；

$$P_{pH} = \frac{pH - 7.0}{pH_{su} - 7.0}$$ ，pH＞7 时；

式中：P_{pH}—pH 的标准指数，无量纲；

pH—pH 监测值；

pH_{sd}—标准中 pH 的下限值；

pH_{su}—标准中 pH 的上限值。

（3）评价结果

项目区地下水监测及评价结果详见表 4.2-7、4.2-8。

从表 4.2-7 可以看出，根据监测结果可知，区域内潜水水质较差，总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、钠、氟化物、铁、锰等出现不同程度的超标，超出《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的Ⅲ类标准限值，除此之外的其他项目均符合《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准限值的要求。

参考区内水文地质勘察报告中潜水水质评价结果，多出现铁、锰以及盐分超标的情况，与本次调查情况基本一致，超标原因主要是受干旱气候、蒸发浓缩作

用、原生地质、水文地质环境等因素综合影响，由于区内地下水径流非常缓慢，各类离子容易富集。

从表 4.2-8 可以看出，承压水水质良好，各监测项目均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准限值的要求，石油类均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准。

4.2.5 土壤环境现状调查与评价

（1）土壤概况

根据遥感影像图、新疆自治区土壤类型图、《新疆土壤》及现场踏勘结果，项目区永久占地范围内的土壤类型以漠境盐土为主，还涉及部分草甸土、盐土、沙土。

（2）土壤理化特性调查

项目为污染影响型项目，根据项目工程分析情况，针对项目占地的土壤理化性质进行分析，主要包括土体结构、土壤结构、土壤质地、阳离子交换量、氧化还原点位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度等。取样点位为项目拟建工程附近土壤表层样（0-0.2m）。分析结果如表 4.2-9 所示。

表 4.2-9　　土壤理化特性调查表

采样点位		拟建 TH122112	12-7 计转站外	四号联合站外
采样深度/层次		表层	表层	表层
现场记录	颜色	棕色	棕色	棕色
	土壤结构	颗粒状	颗粒状	颗粒状
	土壤质地	盐土	盐土	盐土
	砂砾含量	8%	8%	8%
	其他异物	无	无	无

（3）土壤环境质量现状监测与评价

根据项目区域土壤类型的特点，以及土地利用方式，分为建设用地和农用地进行评价。本次评价土壤检测委托乌鲁木齐京诚检测技术有限公司对土壤环境质量现状进行了监测，监测时间为 2021 年 10 月。

建设用地

监测点位：在 TH122112 井设置一个土壤全项监测点；在 TH122105X 设置一个表层样监测点，监测特征银子：石油烃；在 YQ5-6、TH122111、TH122110、TH122107、TH123117 布设 5 个柱状样监测点，监测特征因子：石油烃。

检测项目：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，䓛，二苯并[a,h]蒽，茚并[1,2,3-cd]芘、萘、石油烃等共计46项因子。

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

评价方法：对污染物的评价，采用标准指数法。具体监测及评价结果见表4.2-10。

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

②农用地

监测布点：12-7计转站外200m范围内（测全项）、12284阀组外200m范围内、四号联合站外200m范围内、12-12计转站外200m范围内（特征因子）。

检测项目：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃共计10项因子。

监测单位：监测单位为乌鲁木齐京诚检测技术有限公司，监测时间2021年10月。

评价标准：土壤基本项目执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中“表.1农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）”的pH>7.5所列标准；石油烃参考《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值。

评价方法：对污染物的评价，采用标准指数法。

土壤环境质量评价结果见表4.2-12。

从评价结果可以看出，区内土壤中重金属元素含量相对较低，小于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB156 18-2018）中“表.1 农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）”的 pH>7.5 所列标准；土壤中石油烃含量较低，满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求。

4.2.6 生态环境现状调查与评价

4.2.6.1 区域生态功能区划

塔河油田 12 区奥陶系油藏 2022 年产能建设项目位于塔里木河北岸，行政区划隶属库车市，项目分布在中石化塔河油田 12 区内，根据《新疆生态功能区划》（2005 版），项目区属于塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区，塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区，塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区。塔里木河流域的乔灌草及胡杨林植被是保护绿洲生态环境的天然屏障，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 4.2-13。生态功能区划见图 4.2-2。

表 4.2-13　　项目区生态功能区划

生态功能分区单元	生态区	塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区（IV）
	生态亚区	塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区（IV1）
	生态功能区	塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区（59）
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
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
适宜发展方向		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

本项目位于塔河油田 12 区，项目区植被主要为灌草类型，项目区不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园及其他需要特别保护的环境敏感区。区域主要生态功能为塔里木河上中游乔灌草保护，目前项目区附近的灌木林大部分纳入到库车市公益林。

4.2.6.3 生态系统结构和特征

12 区位于天山南麓，塔克拉玛干沙漠北部边缘，该区域为天山山前洪积倾斜戈壁平原与塔里木河北岸冲积平原之间的地带，地势较为平坦。

项目区属暖温带大陆性干旱气候，该区域气候干燥，降水稀少。夏季炎热；冬季干冷；春季升温快而不稳，多风沙浮尘天气；秋季降温迅速。年温差和日温较差大。光照充足，热量丰富，蒸发强烈，无霜期较长，风沙活动频繁。全年盛行东北风，其次为北风，年均风速 2.57m/s，风沙、沙尘暴天气较多，平均为 13 天/年。

项目区内土壤类型主要为盐土、漠境盐土，还有少量的草甸土、沙土。自然植被主要是多枝柽柳、盐穗木、花花柴、疏叶骆驼刺。动物种群多为荒漠鸟类、爬行类和啮齿类动物。生态系统类型以荒漠生态系统为主。

项目区内的生态环境十分脆弱，生态系统类型单一、稳定性较差、结构简单、环境异质性较低，系统受扰动后自我恢复的能力差。因此在项目开发过程中的保护重点为塔河油田项目区开发区及外部道路沿线地表植被及野生动物。项目区生态系统类型及结构特征见表 4.2-15。

表 4.2-15　　工程区生态系统类型及结构特征

类型	生产者	消费者	分解者	食物链	自我恢复能力
荒漠生态系统	多枝柽柳、盐穗木等植物	啮齿类、爬行类和鸟类动物	微生物	食物链短，营养级少，未形成食物网	差

4.2.6.4 土地利用现状

参照全国土地利用现状调查技术规程、全国土地利用现状分类系统，根据实地调查和 TM 影像数据的解读分类，通过 ArcGIS 地理信息系统软件处理得到项目区域及周边地区的土地利用类型。项目区土地利用现状见图 4.2-3。项目生态评价区土地利用现状见表 4.2-16。

表 4.2-16　　生态评价区土地利用现状表

土地利用类型	面积（hm^2）	面积百分比%
灌木林地	143.23	9.90
牧草地	1237.01	85.53
低覆盖度草地	13.82	0.96
盐碱地	17.61	1.22

沙地	34.62	2.39
合计	1446.29	100

由表 4.2-16 可见，评价区域内土地利用类型面积从大到小依次为牧草地、灌木林地、沙地、盐碱地、低覆盖度草地；项目区内景观生态体系较为脆弱，虽有一定的生产能力但受到干扰以后的恢复能力较弱。

图 4.2-3　项目区土地利用现状图

4.2.6.5 土壤类型及分布

根据遥感影像图、新疆维吾尔自治区土壤类型图、《新疆土壤》及现场踏勘结果，项目主要分布在塔里木河北岸，项目区土壤类型较为简单，主要以漠境盐土、盐土为主，零星分布有草甸土、沙土。项目区土壤类型见图 4.2-4。

（1）漠境盐土

漠境盐土是漠境地区由于气候干旱，淋洗微弱而形成的积盐土壤。其特点是盐分在剖面不同深度累积，漠境盐土亚类主要分布于洪积扇前部，是山洪将含盐风化物和地层中的盐分与洪积物一起带至洪积扇上沉积，随物质沉积与水分蒸发，而使土壤表层与心土层盐分累积而形成盐土。漠境盐土分布地区气候异常干旱，少雨多风蒸发强烈。山地母岩和成土母质含有大量的可溶性盐，并有几乎纯质的盐分结晶，这些盐类，无法被雨水淋洗，往往溶解于天山雪水或山洪中，使流经盐岩的径河和河水矿化度增高，径流流至平原地区，流速减缓，受强烈干燥气候蒸发的影响，大量盐分富积地表。但也有部分径流补充入地下水，因而在高矿化度地下水的影响下，土壤大量积盐，全剖面可见白色的盐结晶，往往形成盐壳，盐盘或盐晶簇。漠境盐土的盐分组成比较复杂，既有以中性盐为主形成的氯化物、硫酸盐氯化物、氯化物硫酸盐、硫酸盐盐土；也有受当地植被影响而形成的硝酸盐盐土。漠境盐土除含大量的可溶性盐外，还含有大量的碱土金属碳酸盐和石膏。漠境盐土由于所处干旱的环境，加之本身含有大量的盐分，因此大面积的开垦农用存在极大困难，应尽可能保持现有植被，骆驼刺等盐生植物，作为放牧用地。

（2）盐土

盐土分布在塔里木河北岸远离河道的广阔区域。项目区主要是典型盐土亚类。典型盐土通常由草甸盐土和盐化土壤进一步积盐，盐生植被取代草甸植被，生草过程进一步削弱而来。其地下水位约 2-3m，地面起伏不平，并被 5～15cm 的盐结皮或盐结壳所覆盖，盐类组成以氯化物为主，生物累积少，有机质含量及其它养分含量均较低。植被以稀疏的盐生灌丛为主，常见的有柽柳、骆驼刺、盐穗木等，盖度 10~20％。土壤剖面描述如下：

0～5cm　　棕色，盐壳，干，坚硬，夹有植物残根。

5～12cm　　淡褐色，中壤土，粉末状，较松散，大量白色盐晶为土盐混合层。

12～30cm　褐色，重壤土，块状结构，潮湿，稍紧，少量细孔，有盐晶。

30～51cm　淡褐色，中壤土夹轻壤，潮松，中量孔隙，有较多白色盐晶。

51～80cm　淡棕褐色，轻壤土，块状结构，潮湿，松，少量孔隙，中量盐晶。

80～100cm　淡褐色，轻壤土，块状结构，潮湿，松，少量盐晶。

（3）风沙土

风沙土零星分布在项目区内，主要为管线临时占地区域，新建井场及站场扩建等永久占地均不涉及风沙土。风沙土是在风成沙性母质上发育而成，质地较粗，物理性粘粒很少。因风蚀和风积作用的交替进行，加之植被稀疏，生物作用微弱，有机物质累积很少，成土过程十分微弱，剖面层次分化不明显。

图 4.2-4　　项目区土壤类型图

4.2.6.6 植被现状调查与评价

（1）区域植被区系

依据《新疆植被及其利用》中植物地理区划的划分标准，拟建项目所在的植被区划属新疆荒漠区。具体内容见表 4.2-17。

表 4.2-17　　评价区植被地理区划

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

按中国植被自然地理区划，项目区属暖温带灌木、半灌木荒漠地带，塔里木盆地沙漠、稀疏灌木、半灌木荒漠区。区域内生态环境条件较差，荒漠景观决定了该区域植被组成较为简单，类型较单一，种类贫乏等特点，植被多为耐旱型，主要为多枝柽柳、盐穗木、花花柴、疏叶骆驼刺群系，整个区域植被覆盖度在 15~35%左右。

项目区及其周边的自然植被主要有 2 种植被类型，即荒漠植被和灌丛植被；4 个群系，即多枝柽柳-盐穗木群系、盐穗木群系、花花柴群系、多枝柽柳-疏叶骆驼刺群系。具体内容见表 4.2-18。各群系主要的群落特征如下：

表 4.2-18　　评价区植被类型

植被型	植被亚型	群系纲	群系	群丛组
灌丛植被	落叶阔叶灌丛	杜加依灌丛	多枝柽柳群系	多枝柽柳-盐穗木群系
灌丛植被	落叶阔叶灌丛	杜加依灌丛	多枝柽柳群系	多枝柽柳-疏叶骆驼刺群系
荒漠植被	低地河漫滩草甸	低地河漫滩盐化草甸	盐穗木群系	——
荒漠植被	低地河漫滩草甸	低地河漫滩盐化草甸	花花柴群系	——

多枝柽柳群系分布于塔里木盆地河漫滩，是向盐化草甸过渡的类型。群落中优势种为多枝柽柳，在评价区范围内多数呈单优群落出现，灌木层高度 2-3m，盖度 30%-50%。灌木层下草本很少，在水分条件较好的部分地段，灌木层下的草本较丰富，主要有盐穗木、疏叶骆驼刺等。在盐渍化较强的地段，灌木和草本层有稀疏的多浆半灌木层片，主要为盐穗木，盖度 10%左右。其生长的土壤为盐土。

（2）评价区植被类型

该区域的植被属于荒漠类型的灌木、低河漫滩盐化草甸。评价区高等植被有 43 种，分属 16 科，（详见表 4.4-19）。根据《国家重点保护野生植物名录》（第一批）和《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》（第一批），评价区有保护植物 4 种，肉苁蓉、膜果麻黄、胀果甘草、罗布麻为自治区Ⅰ级保护植物。

表 4.4-19　　评价区主要高等植物名录

科	种名	拉丁名
麻黄科 Ephcdraceue	膜果麻黄	*Ephedra przewalskii Stapf*
蓼科 Polygonaccae	沙拐枣	*Calligonum mongolicunl*
	盐穗木	*Halostachys caspica*
藜科 Chenopodiaccae	圆叶盐爪爪	*Kalidium schrenkianum*
	刺蓬	*Sallsola pestifer*
	细叶虫实	*Corispormum heptapotamicum*
	星状刺果藜	*Bassia dasyphylla*
	假木贼	*Anabasis aphylla*
毛茛科 Ranunculaceae	东方铁线莲	*Cleamatis orientalis*
豆科 Leguminosae	铃铛刺	*Halimodendron halodendron*
	白花苦豆子	*Sophora alopecuroides*
	苦马豆	*Sphaorophysa salsula*
	光甘草	*Glycyrrhiza korshinskyi*
	胀果甘草	*Glycyrrhiza inflata Batalin*
	疏叶骆驼刺	*Althagi sparsifolia*
蒺藜科 Zyqqphy uaceae	骆驼篷	*Peganum harmala*
	西伯利亚白刺	*Nitraria sibirica*
柽柳科 Tamaricaccae	多枝柽柳	*Tamarix ramosissima*
	刚毛柽柳	*Tamarix hispida*
	短穗柽柳	*Tamarix laxa*
	多花柽柳	*Tamarix hohenackeri*

	长穗柽柳	*Tamarix elongata*
	沙生柽柳	*Tamarix taklamakanensis*
胡颓子科 Elacagnaccae	尖果沙枣	*Elacagnus oxycarpa*
	大沙枣	*Elacagnus.Moorcroftii*
夹竹桃科 Apocynaceae	大花罗布麻	*Poacynum hendersonii*
	茶叶花	*Trachomitum lancifolium*
萝摩科 Aschcpiaccae	牛皮消	*Cynanchum auriculatum*
旋花科 Cohvolvulaceae	打碗花	*Calystegia hederacea*
茄科 Selanaceae	黑刺	*Lycium rutheulcum*
列当科 Orobbanchaceae	肉苁蓉	*Cistanche deserticola*
菊科 Compositae	分枝鸦葱	*Scorzonera divaricata*
	盐生鸦葱	*Scorzonera austriaca*
	新疆绢蒿	*Seriphidium kaschgaricum*
	小蓟	*Ciriium setosum*
	花花柴	*Karelinia caspica*
禾本科 Gramineae	芦苇	*Phragmites australis*
	假苇拂子茅	*Calamagrostis pseudophramites*
	拂子茅	*Calamagrostis epigeios*
	獐毛	*Aeluropus sinensis*
	赖草	*Leymus secalinus*

（3）重点保护野生植物

根据《国家重点保护野生植物名录》（第一批）和《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》（第一批），评价区有保护植物 4 种，肉苁蓉、膜果麻黄、胀果甘草、罗布麻均为自治区Ⅰ级保护植物。

① 肉苁蓉

肉苁蓉，拉丁学名（*Cistanche deserticola Ma*），肉苁蓉属列当科濒危种，别名大芸、寸芸、苁蓉、查干告亚（蒙语）。肉苁蓉是一种寄生在沙漠树木柽柳、梭梭根部的寄生植物，从寄主植物根部中吸取养分及水份。素有“沙漠人参”之美誉，具有极高的药用价值，是中国传统的名贵中药材。喜生于轻度盐渍化的松软沙地上，一般生长在沙地或半固定沙丘、干涸老河床、湖盆低地等，生境条件很差。评价内分布极少，现状调查中未见。

② 膨果甘草

膨果甘草，拉丁学名（*Glycyrrhiza inflata Batal.*），被子植物，豆科，多年生草本，高 30-80cm，叶面绿色，光亮。边缘起伏。总状花序腋生，较松散，花紫色。荚果紫红色，长椭圆形，饱满。生于盐渍化砂地。胀果甘草随地下水位、土壤含盐和土壤质地的变化，可以与多种耐盐植物组成不同的群落。在砂质或砂壤质轻盐化草甸土上，地下水深 1～2 米，水土条件良好，形成茂密的群落，胀果甘草高可达 1 米。评价区内广泛分布，水土条件较好的农田四周、灌渠两侧有分布。

③膜果麻黄

膜果麻黄，拉丁学名（*Ephedra przewalskii Stapf*）是麻黄科麻黄属植物，灌木，高 50-240 厘米；木质茎明显，茎的上部具多数绿色分枝，小枝节间粗长。叶通常 3 裂并有少数 2 裂混生。球花通常无梗，常多数密集成团状的复穗花序；雄球花淡褐色或褐黄色；雌球花成熟时苞片增大成千燥半透明的薄膜状，淡棕色。种子通常 3 粒，稀 2 粒，包于干燥膜质苞片内，暗褐红色，长卵圆形，顶端细窄成尖突状，表面常有细密纵皱纹。常生长于干燥沙漠地区及干旱山麓，多砂石的盐碱土上也能生长，在水分稍充足的地区常组成大面积的群落，或与梭梭、怪柳、沙拐枣等旱生植物混生。评价内分布极少，现状调查中未见。

④罗布麻

罗布麻，拉丁学名（*Apocynum venetum L.*），夹竹桃科罗布麻属直立半灌木，高可达 4 米，枝条对生或互生，光滑无毛，紫红色或淡红色。叶对生，叶片椭圆状披针形至卵圆状长圆形，叶缘具细牙齿，两面无毛；圆锥状聚伞花序顶生（有时腋生）一至多歧，苞片膜质，披针形，花萼深裂，裂片披针形或卵圆状披针形，两面被短柔毛，边缘膜质，花冠圆筒状钟形，紫红色或粉红色，花药箭头状，隐藏在花喉内，花丝短，密被白茸毛；子房由 2 枚离生心皮所组成，花盘环状，肉质，着生在花托上。蓇葖平行或叉生，下垂，种子黄褐色多数，卵圆状长圆形，4-9 月开花，7-12 月结果。主要野生在盐碱荒地和沙漠边缘及河流两岸、冲积平原、河泊周围及戈壁荒滩上。评价区内广泛分布，水土条件较好的区域均有分布。

（4）评价区植被盖度

本次植被盖度利用 NDVI 指数进行估算，NDVI 为归一化植被指数，计算公式为：NDVI=(NIR-R)/(NIR+R)，即近红外波段与红色波段的差值除以两者之和，NDVI 值在-1.0～1.0 之间，根据 ENVI 软件指数模块计算植被指数，植被盖度估算模型为：

植被盖度 fc＝（NDVI－NDVIsoil）/（NDVIveg－NDVIsoil）

式中 fc 为植被盖度；NDVIsoil 为裸土或无植被覆盖区域的 NDVI 值，即无植被像元的 NDVI 值，本次依据评价范围内影像特征取-1；NDVIveg 为代表完全被植被所覆盖的像元的 NDVI 值，即纯植被像元的 NDVI 值，本次取评价区域影像中的 NDVI 最大值 1，评价范围内植被盖度统计分布见表 4.2-20，项目评价范围植被盖度在 0.1～0.5 之间，且高度集中于 0.1～0.3，说明评价区植被盖度较低，植被盖度较高的区域主要为灌木林地及牧草地。

表 4.4-20　评价区域内植被盖度表

NDVI	km^2	占比/%
0~0.1	15.26	1.05
0.1~0.2	127.45	8.81
0.2~0.3	1249.38	86.39
0.3~0.4	28.19	1.95
0.4~0.5	26.01	1.80
合计	1446.29	100

（5）植被多样性调查

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。根据现场勘察和以往研究资料，评价区分布的植物种类包括柽柳科（多枝柽柳等）、豆科（疏叶骆驼刺）、藜科（盐穗木）、菊科（花花柴）等。自然植被以柽柳灌丛为主。

项目区的植被类型及分布见图 4.2-5。

（6）植被利用现状评价

评价区属于沙质温性荒漠亚类草场，植被主要由灌木组成，下层混生有多年生和一年生草本植物。据调查，该区域草场为四季放牧场。根据中国北方《重点牧区草场资源调查大纲和技术规程》标准，结合实地调查，评价区约有 38％的区域属于三等 5 级草场，主要分布在项目区北部；45％的区域属于四等 6 级草场，主要分布

在项目区中部，12%的区域为四等 8 级草场，主要分布在项目区南部。植被覆盖度低于 5%的非草场，占整个评价区 5％。

图 4.2-5　　项目区植被类型分布图

4.2.6.7 野生动物资源现状调查与评价

（1）野生动物区划

根据《中国动物地理》的动物地理区划标准，拟建油田开发所在区域的动物区系属于古北界、蒙新区、西部荒漠亚区、塔里木盆地省、天山南麓平原洲、塔里木河中上游区。

（2）野生动物栖息生境类型

拟建工程区域地处塔里木盆地，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。通过对项目区内动物的实地调查和有关资料的查询，野生动物生存环境可分为以下 2 种类型：

.荒漠灌丛区：在项目区北部植被生长较好的区域，分布着以柽柳、盐穗木等为主的灌丛，为野生动物提供了另一类型的栖息场所和隐蔽地。

②.半灌木荒漠区：在项目区南部植被覆盖度较低的区域主要以半灌木荒漠为主，栖息分布着部分耐旱型野生动物，野生动物生存条件相对较差。

（3）野生动物种类及分布

通过对区域动物的实地调查和有关调查资料的查询，项目区栖息分布着各种野生脊椎动物 40 种，其中鱼类 2 种，两栖类 1 种，爬行类 4 种，鸟类 24 种，哺乳类 9 种。各种野生脊椎动物分布状况见表 4.2-22。

表 4.2-22　　评价区主要及脊椎动物名录及其种类和分布

种 名	拉丁名	居留特性	分布及频度		
			I	II	III
爬行类					
新疆鬣蜥	*Agama stoliczkana*			±	
南疆沙蜥	*Phrynocephalus forsythi*			±	±
密点麻蜥	*Eremias multionllata*			+	++
荒漠麻蜥	*Eremias przewalskii*			±	±
鸟类					
环颈雉	*Phasianus colchicus*	R		±	

银鸥	*Larus argentatus*	B			
红嘴鸥	*Lraus ridibundus*	B			
原鸥	*Columba livia*	R			+
欧斑鸠	*Streptopelia turtur*	B	+	+	
灰斑鸠	*Streptopelia decaocto*	R	+	+	
戴胜	*Upup epops*	R		±	
白翅啄木鸟	*Dendrocopos leucopterus*	B	±		
沙百灵	*Calandrella rufescens*	R		+	++
凤头百灵	*Galerida cristata*	R		+	++
云雀	*Alauda arvensis*	B		+	
红尾伯劳	*Laniun cristatus*	B	+	+	±
紫翅椋鸟	*Sturnus vulgaris*	S	++	++	+
喜鹊	*Pica Pica*	R	+	+	
白尾地鸦	*Podoces hiddulphi*	R			+
寒鸦	*Corvus monedual*	W	++	++	
小嘴乌鸦	*Corvua corone*	B	++	++	
沙 即鸟	*Oenanthe isabellina*	B		±	++
漠 即鸟	*Oenanthe seserti*	B		±	++
沙白喉莺	*Sylvia minual*	B	+	++	
树麻雀	*Passer montanus*	R	+	++	
巨嘴沙雀	*Rhodopechys obsoleta*	B	+		+
漠雀	*Rhodopechys githagineus*	B	+		+
哺乳类					
塔里木兔	*Lepusyarkandensis*		+	++	+
三趾心颅跳鼠	*Salpingotus kozlovi*				+
长耳跳鼠	*Euchoueutes naso*				+
子午沙鼠	*Euchoreutes naso*				+

大耳 虫胃	*Hemiechinus auritus*				±
沙狐	*Vulpes corsac*				±
鹅喉羚	*Gazella subgutturosa*		+		+

注：（1）R—留鸟； B—繁殖鸟； W—冬候鸟； S—夏候鸟；(2) ±：偶见种； +：常见种； ++：多见种；(3) Ⅰ胡杨林区；Ⅱ柽柳灌丛区；Ⅲ半灌木荒漠区

其中以鸟类为主，占所有动物的 63.8%。根据《国家重点保护野生动物名录》，该区域共有国家级重点保护动物 9 种，其中国家二级重点保护动物 9 种。区域保护动物见表 4.4-23。

表 4.4-23 区域重点保护动物

保护级别		兽类	鸟类
国家	二级	塔里木兔、鹅喉羚、沙狐	鸢、大鵟、苍鹰、纵纹腹小鸮、红隼、白尾地鸦

塔里木兔：分布在新疆南部塔里木盆地，为国家二级保护动物。塔里木兔的耳朵特别大，体形较小，体长 35～43 厘米，尾长 5～10 厘米，体重不到 2 千克。由于长期适应干旱自然环境，其形态高度特化；毛色浅淡，背部沙黄褐色，尾部无黑毛，整体毛色与栖息环境非常接近；听觉器官非常发达，耳长达 10 厘米，超过其他兔类。利用长耳壳可接收到较远距离的微弱音响，及时发现并逃脱天敌。栖息于盆地中各种不同的荒漠环境和绿洲，白天活动，晚间常在灌木丛下挖浅窟藏身。以灌木的树皮和细枝为食，也取食芦苇嫩茎。每年于 5 月和 8 月份繁殖两次，每窝产仔 2～5 只。塔里木兔对农作物有一定危害，近几年数量明显减少。

鹅喉羚：鹅喉羚又名长尾黄羊，俗称黄羊，隶属于偶蹄目牛科 羚羊亚科 瞪羚属。每年 12 月～翌年 1 月，鹅喉羚发情交配，此时雄羊喉部膨大，很像公鹅的头，因此得名鹅喉羚。该种分布区域广泛，从阿拉伯半岛、伊朗、阿富汗和中亚，向东直到中国西北和蒙古境内的广大地区都有其分布。鹅喉羚成体体长 90～126cm，体型矫健，四肢细，蹄狭尖。肩高 56～80cm，雄性体质量 22～40kg、雌性 18～33kg，尾长 10～23cm，奔跑时尾竖起。背部、四肢外侧、头颈部被毛黄棕色。腹部，四肢内侧、喉部、耳内侧及臀部被毛白色。从上唇至眼角为白色被毛。从眶下腺到口角为黑褐色被毛，尾亦为黑褐色被毛。雄性具角，角微向后弯，角尖略向上方弯曲，角上有环棱，棱数随着年龄的增长而增加。雌性无角，但额部有明显隆起。鹅喉羚

英文名为 Goitered Gazelle，Goiter 意指甲状腺的膨大。实际上，鹅喉羚甲状腺并未膨大，是喉部软骨膨大，仅雄性鹅喉羚在发情期有这种性状。在种群数量统计方面，国内外学者做了大量的工作。但对于鹅喉羚各亚种的种群数量缺乏统计数据，国内相关研究均为区域性数量调查，缺乏全国的数据。研究结果表明，20 世纪 90 年代初，新疆北部准噶尔亚种的平均密度为（0.71±0.17）只/km^2，新疆南部叶尔羌亚种的平均密度为（0.57±0.26）只/km^2。

沙狐：沙狐体长 50-60 厘米，尾长 25-35 厘米，体重约 2-3 千克。体型比赤狐略小，和一只中等大小的狗一样高。是一种长腿，红灰色的狐狸。脸短而吻尖，耳大而尖，耳基宽阔，毛细血管发达。背部呈浅棕灰色或浅红褐色，底色为银色。下颏至胸腹部呈淡白色至黄色。毛色呈浅沙褐色到暗棕色，头上颊部较暗，耳壳背面和四肢外侧灰棕色，腹下和四肢内侧为白色，尾基部半段毛色与背部相似，末端半段呈灰黑色。夏季毛色近于淡红色。一般没有恒久住所，昼伏夜出，白天匿于洞穴中，主要在夜间活动，以小型啮齿类动物为食，也捕食鸟类、蜥蜴和昆虫，活动范围广，无迁徙特性，5-6 月产子。

油田开发主要影像兽类保护动物，对鸟类保护动物影响较小，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，使得对人类活动敏感的野生动物早已离去，项目区已不见塔里木马鹿踪迹，偶尔可见到鹅喉羚、塔里木兔的活动。

4.2.6.8 生态系统稳定性与完整性评价

采用景观生态学方法对生态系统的完整性进行评价。对生态完整性维护现状的调查与评价的主要评价指标为生态系统（植被）的第一净生产力和稳定力分析。项目区内的生态系统为荒漠生态系统，以柽柳、盐穗木和花花柴为主。

（1）生态系统生产力评价

生产力背景值是评价区内某一植被类型生产力的现状值。现根据实地考察的结果和奥德姆于 1959 年对地球上各个生态系统净生产力的划分结果，估算出评价区域内生态系统的净第一性生产力较低。依此衡量，评价区域内生态系统本底的生产力处于较低水平，受到外来影响和破坏后的恢复能力不强。同时评价区内植被相对单一，景观异质度低，对内外干扰的抗阻能力也较弱，且自然生态体系非常脆弱。

（2）生态系统的稳定性评价

对于生态系统的稳定性评价采用景观生态学法来进行评价，这一方法是通过研究某一区域、一定时段内的生态系统类群的格局、特点、综合资源状况等自然规律，以及人为干预下的演替趋势，揭示人类活动在改变生物与环境方面的作用，不仅可以对生态系统进行空间结构分析，也可以对其功能与稳定性进行分析。景观生态法中常用到的指标优势度值（Do），优势度值由密度（Rd）、频率（Rf）和景观比例（Lp）三个参数计算得到，其数学表达式如下：

Rd=（斑块 i 的数目/斑块总数）×100%

Rf=（斑块 i 出现的样方数/总样方数）×100%

Lp =（斑块 i 的面积/样地总面积）×100%

Do=0.5×[0.5×（Rd+ Rf）+Lp]×100%

根据利用 GIS 软件统计的生态系统各组分的相关信息如下表 4.2-24 所示：

表 4.2-24　　项目区景观生态法计算结果

土地利用类型	斑块数	面积（km^2）	Rd	Rf	Lp	Do
牧草地	35	1215.01	31	100	84	75
城镇村及工矿用地	6	22.21	5	0.00	0	1
低覆盖度草地	24	13.61	21	100	3	32
灌木林地	29	143.23	25	100	10	36
沙地	5	34.62	4	0.00	0	1
盐碱地	15	17.61	13	100	3	30
合计	114	1446.29	/			

从统计计算的结果可以看到，项目区自然组分包括 6 类，生态系统稳定性分析如下：

1）生物恢复力分析：

生态系统中灌木林地、牧草地的恢复能力较强，在生态系统中属于强或高亚稳定性元素，二者的优势度值分别为25和31，盐碱地的优势度值为13，生物恢复能力以草地和林地占主导，局部地区的恢复能力仍然较弱。

2）异质性分析：

通过统计数据可知，项目区基质为草地，草地的异质化程度较高，受外界条件影响，比较容易发生类型转变，也可以由其他类型转变为草地，因此较容易维护草地的基质地位，可以增强区域内生态系统的稳定性。

3）种群源的持久性和可达性分析：

项目区生活有多种动植物，物种能够持续保持能量流、养分流，对于景观物种来说，草地、盐碱地和林地占主导为主，受外界较大扰动，三者之间可以相互转化，即可以由一种景观迁移至另一种景观，区域的景观共生性较强。因此，对于生态系统稳定系来说也是比较有力的。

4）景观组织的开放性分析：

项目区景观与周边景观或生态系统交流畅通，系统内部的物质和能量流动时刻进行，项目区所在的生态系统开放性较强，可以增强生态系统的抵抗力和恢复力，是生态系统能够保持一定的稳定性水平。

综合以上分析，项目区生态系统稳定性维持在一定水平，项目实施给生态系统带来的影响不大，生态系统稳定性较强。

4.2.6.9 区域环境敏感目标调查及评价

本项目均不涉及自然保护区、沙漠公园，目前项目区附近的灌木林大部分纳入到库车市公益林。

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县重点公益林区划界定成果报告》，库车市共有林业用地4272390亩。其中公益林3887490亩，占林业用地的90.99%，重点公益林面积为2562398亩，占公益林面积的65.91%。

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

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。

全市共区划林班 93 个，小班 574 个。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。

项目共有 64 口单井及其新建的管线涉及公益林，公益林类型为国家二级公益林和地方公益林，改建的 1 座井场不涉及公益林，12-7 计转站改扩建位于现有站场外，计转站周边为国家二级公益林，项目与公益林位置关系见图 4.2-8。

拟建项目区内的公益林主要是塔里木河流域荒漠灌丛，为库车市国家二级公益林和地方公益林区。林班代号为 8 林班、54 林班，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上来看，井场等永久占地区大部分都避开了公益林所在区，大部分分布于空白地段或荒漠化控制区的荒漠灌丛之间。井场和管线等的施工均避开了公益林区域或较少临时占用公益林地带。

4.2.6.10 小结

塔河油田 12 区奥陶系油藏 2022 年产能建设项目地处天山南麓，塔克拉玛干沙漠北部边缘。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及项目区内的动植物。项目区域主要以荒漠生态系统为主，根据《新疆生态功能区划》，项目区处于塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区，区域内植被以盐生灌丛植被为主，区域内

除受油田开发影响外，其它人为干扰较小，基本保持原自然荒漠生态环境。区域土壤属于碱性土壤，土壤未受到油田开发的污染。区域土壤现状质量一般。评价区内植被种类单一，郁闭度小，分布不均匀，生物量低，植被多样性单一，种群集群分布，项目区生态系统稳定性维持在一定水平，生态系统具有一定的稳定性。

图 4.2-8 重点公益林分布图

5 环境影响预测与评价

5.1 生态环境影响分析

5.1.1 生态环境影响特征

从项目特点和所处区域的环境特征出发分析项目建设过程中和项目建成运营中对生态环境影响的特点。

（1）油田开发建设工程对生态环境影响具有区域性环境影响特征。

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

（3）影响方式主要发生在施工期，施工结束后可逐步恢复。

在干旱荒漠背景下，项目开发建设对区内生态体系稳定性影响的主要途径是地表扰动和植被破坏。

油田开发建设过程各个时期对生态环境的影响程度、影响特征和影响时间见表 5.1-1。

表5.1-1　　油田开发建设对生态环境的影响

工程阶段		勘探期	开发期（地面工程）	运营期
影响分析	影响程度	重	重	轻
	影响特征	可逆	部分可逆	可逆
	影响时间	短期	中、短期	短期
	影响范围	大、不固定	大、固定	小、固定

5.1.2 生态环境影响

5.1.2.1 占地影响分析

本项目部署 72 口井，其中新钻井油井 64 口 ，平均单井进尺 6375m；老井侧钻井 8 口，平均单井进尺 500m；总进尺 41.2×10^4m。本项目对已建站场 12-7

计转站扩建，新增 45 方掺稀泵 1 台，90 方外输泵 1 台，76.9 方缓冲罐 1 台。分别新建原油、掺稀、燃料气管线长度约 147km，同沟敷设。新建道路 5.92km。新建混输管道泵 4 台。同时建设电力、给排水及消防、结构、通信、自控、机制、防腐等配套工程，占地类型主要为灌木林地、牧草地、低覆盖度草地、盐碱地、沙地，植被盖度 15%-35%。

本项目总占地约 254.66hm^2，其中永久占地 44.19hm^2、临时占地 210.47hm^2。施工结束后，永久占地被永久性构筑物代替，这部分占地的土壤类型、土地利用类型和植被类型将发生彻底的改变，永久占地使原先土壤－植被复合体构成的自然地表被各类人工构造物长期取代；临时占地伴随着永久性占地的工程建设而发生，也不可避免地对原有地表造成破坏，使原有土壤－植被自然体系受到影响或瓦解，在扰动结束后，临时占地影响区的土壤-植被体系的恢复能力与程度取决于临时占地影响程度的大小及原先的生态背景状况。施工活动和工程占地在油区范围内并呈点线状分布，对土壤、植物、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响，同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。

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

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

5.1.2.2 对植被的影响分析

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

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

（1）占地影响

由影响因素分析和油田建设的特点决定了在诸多对自然植被的影响因素中，施工期的建设占地等行为最严重，只有勘探对地表扰动和工程施工占地对影响区段植被的一次性破坏较大。

永久占地和临时占地主要影响项目分布区的灌木林地。在站场和管线一定的情况下，临时占地对生态的影响程度对影响后的植被恢复能力有直接关系。

本项目共占地254.66hm^2，地表植被基本被毁。在投入运营后，其中有44.19hm^{2}的地表被永久占用，地表被各种构筑物或砾石覆盖。临时占地210.47hm^{2}土地重新回到原来的自然状态，但地表植被及地表结构却发生了大的变化：地表保护层被破坏，稳定性下降，防止水土流失的能力也随之下降，并且地表植被不复存在。

（2）生物量损失

本项目永久占地面积44.19hm^2，以井场及井场道路占地为主。以每公顷生物量750kg计算，生物量损失约为6.2t。

本项目临时占地面积210.47hm^2，以井场、管线施工临时占地为主。以每公顷生物量750kg计算，生物量损失约为29t。

（3）管线修建对植被的影响

项目新建集输管线147km（掺稀管线、燃料气管线与集输管线同沟敷设）。管道建设中管沟部分的植被将被彻底清除，管线施工完成后，由于很少再次进行干扰，其地表进行平整后，草本植物会逐渐恢复。

（4）石油类污染对植被的影响

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

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

（5）人类活动对植被的影响

油田开发建设过程中大量人员、机械进入荒漠区，使荒漠环境中人类活动频率大幅度增加，对植被的影响主要表现在人类和机械对植物的践踏、碾压和砍伐，使原生植被生境发生较大变化。荒漠区单位面积上人口密度的增加将导致工程开发范围内及边缘区域地表土壤被践踏和自然植被覆盖率减少，使工程区域内局部地带沙漠化的可能性增加，从而形成次生沙漠化。

（6）大气污染物的影响

油田开发初期，大气污染物主要是来自钻机产生的废气，废气中主要含有TSP、NO_2、SO_2、CO等有害成分，而在生产运营期产生的大气污染物主要有无组织释放的烃类气体等。在这些污染物中能对植物产生影响的主要为NO_2、SO_2及建设期的空气扬尘。

SO_2可通过叶片气孔进入植物体，形成亚硫酸离子，当它超过植物自净能力时，将会破坏叶肉组织，使叶片水分减少失绿，严重时细胞发生质壁分离，叶片逐渐枯萎，植物慢慢死亡。

NO_x对植物的伤害表现在叶肉组织内部的细胞上。植物通过气孔吸收了大气中的氮氧化物，随后污染物由气态变为液态，改变了细胞及其周围的pH值，引起细胞结构变化，光合作用降低，植物的生长活性受到影响。

在油田开发建设中的扬尘颗粒物降落在植物叶片表面以干粉尘、泥膜的形式积累、堵塞气孔，导致气体交换减少，叶片温度升高，光合作用下降，叶片黄化萎缩。

大气污染物对植物的损害程度还决定于其环境内风、光、温度、土壤和地形特点，油田区夏季白天气温高，气孔易打开，容易吸收有毒物质，因而污染物夏季对植被的危害比冬季大，白天的污染造成的后果比夜间严重。总体来说，多风、少雨、干旱、地形开阔的自然条件使大气污染物易于扩散，工程中污染源比较分散，因此在正常情况下污染物浓度不会太高，大气污染物对植被的影响不大。

（7）事故排放对植被的影响

油田开发建设项目中对生态环境造成严重破坏的主要事故类型为井喷和原油泄漏，其产生的污染物排放均会对影响范围内的植被造成不同程度的影响，影响程度与发生事故时泄漏的油量及是否发生火灾有很大关系。植被体上附着的原油越多，死亡率就越高，而且草本植被比乔、灌木更敏感，更易受到致命的影响。如果发生火灾，则植被的地上部分会完全被毁，但如果土壤环境未被破坏，第二年会重新发芽生长。

如塔里木油田公司的东河塘油田发生的输油管线破裂事故，致使 40×60m^2 范围内的道路、水渠、棉花及路边林带受到了石油类物质的污染。道路边的杨、柳树等树木被喷射出的石油污染，但基本没造成林木死亡；棉花为一年生植物，棉田地表的石油类物质经过挥发、土壤自然净化或换土，翌年基本恢复原有功能，没有引起棉花作物的减产；杨、柳树等树木均为阔叶树种，受污染树叶在秋季脱落后，树木经过冬季休眠和自然净化，第二年春季新叶正常萌发，污染事故基本不影响杨、柳树等树木的正常生长。

5.1.2.3 对野生动物的影响分析

油田开发建设对野生动物生存环境、分布范围和种群数量的影响主要分为直接影响和间接影响两个方面。直接影响主要表现为建设工程占地，使野生动物的原始生存环境被破坏或改变；间接影响主要表现为由于植被的减少或污染破坏而引起野生动物食物来源减少。由于评价区域不是动物的唯一栖息地，故该建设项目对动物区域性生境不产生明显影响。

在施工生产过程中，由于油田机械设备的轰鸣声惊扰，大多数野生脊椎动物种类将避行远离，使区域内单位面积上的动物种群数量下降，但此类影响对爬行类和小型啮齿类动物的干扰不大。一些伴人型鸟类如麻雀、乌鸦、喜鹊等，一般在离作业区 50m 以远处活动，待无噪声干扰时较常见于人类生活区附近。因此，随着本项目钻井、站场建设的各个过程，塔河油田内野生动物的种类和数量发生一定的变化，原有的荒漠型鸟类和大型哺乳类将逐渐避开人类活动的干扰迁至其它区域，而常见的伴人型野生动物种类有所增加。

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

5.1.2.4 项目实施对周边沙化土地的影响

本项目总占地面积 254.66hm^2，其中涉沙工程包括管线等线性工程 800m，占地面积约 0.64hm^2，占总占地面积的 1%。

本项目井场平整、管沟开挖作业时会产生土石方，产生的土石方全部用于回填管沟和铺垫井场。本项目共开挖土方均用于回填和场地平整，无弃方。

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

项目施工期主要包括钻井工程和地面工程，钻井工程包括池体开挖、场地平整、井场道路等，地面工程包括管沟开挖等。池体开挖、场地平整及井场道路施工过程中，对原有地表土壤造成扰动，造成地表原有结构的破坏。管沟开挖过程中，若未采取分层开挖、分层回填措施，可能导致土壤的蓄水保肥能力降低，影响区域植被生长，造成土壤逐渐沙化。此外，在施工过程中，各种车辆(尤其是重型卡车)在荒漠上行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，甚至退化为沙地。

上述施工作业过程中，对原地貌的扰动大大降低了项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，若未采取相应的防护措施，遇大风天气，极易加重区域沙尘天气。

5.1.3 环境敏感目标影响

项目井场及扩建站场涉及公益林，公益林类型为国家二级公益林和地方公益林，其中 4 口井及扩建站场位于国家二级公益林、其余井位于地方公益林，项目新建管线均在公益林区内，其中 23.09km 为地方公益林，4.07km 为国家二级公益林，所在区域分布的重点公益林林地类型为灌木林地，优势树种为多枝柽柳、盐穗木，植被盖度为 15-35%，主要作用为防风固沙，为国家级和地方级公益林，保护等级为国家二级和地方级公益林。

管道沿线两侧范围内的林地征用应按照地方有关工程征地补偿标准进行，可研设计中工程征地费用已对上述情况进行了综合考虑。管道施工穿越林地所造成的林业损失与管线选线密切相关。因此，要求管线在选线设计、施工作业时尽量

避开灌木茂密区域，在条件允许时，减少砍伐林木的数量，最大程度地保护沿线的林业生态环境，建设单位须取得当地公益林主管部门许可后方可开工。开挖管沟缩短施工作业范围，应将作业带宽度控制在 8m 范围内。

5.1.4 退役期生态环境影响分析

退役期内，对完成采油气的废弃井，封堵内外井眼，拆除井口装置，截去地下 1m 管头，清理场地，清除、填埋各种固体废弃物；对工业垃圾填埋场，及时清理覆土填埋、压实，并立警示标志。

通过采取以上措施，可使退役期生态环境影响降到最低。

5.1.5 区域生态系统稳定性及完整性影响分析

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

本项目开发区的基质主要是荒漠生态景观，荒漠生态景观稳定性较差，异质化程度低，生态体系的稳定性和必要的抵御干扰的柔韧性差。在油田开发如井场、站场、管线和道路等建设中，新设施的增加及永久性构筑物的作用，不但不会使区域内异质化程度降低，反而在一定程度上会增加区域的异质性。区域的异质性越大，抵抗外界干扰的能力就越大。因而油田开发建设不会改变区域内景观生态的稳定性及完整性。

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

5.1.6 小结

本项目评价范围内没有自然保护区、风景名胜区、基本农田等生态环境敏感目标，项目对生态环境的影响主要来自施工期占地的影响，本项目总占地约254.66hm^2，其中永久占地 44.19hm^2、临时占地 210.47hm^2，占地类型为灌木林地、牧草地、低覆盖度草地、盐碱地、沙地，其中灌木林地为国家二级和地方公益林，由于工程造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降。

由于本区域的野生动物种类少，且经过现有油田设施多年运营后，已经少有大型野生动物在本区域出现，项目对野生动物的影响较小。

因此总体上看本项目建设对生态环境影响较小。

5.2 大气环境影响分析

5.2.1 施工期环境空气影响分析

本项目在施工期对环境空气的影响主要来自两个方面：一是施工期钻井过程中产生的废气，主要来自于钻机（柴油机）和发电机运转时产生的烟气，其主要污染物为烃类、NO_x、CO 和 SO_2；二是在管线敷设、道路建设和地面工程建设过程中可能产生扬尘，如细小的建筑材料的飞扬，或土壤被扰动后导致的尘土飞扬。

5.2.2.1 钻井废气影响分析

本项目拟新钻油井 64 口，侧钻老井 8 口。钻（完）井工程基本作业程序包括确定井位、井场准备、钻井、完井和连接生产管线 5 个主要步骤。

塔河油田 12 区已有电网覆盖，正常钻井作业时动力优先由区域现有供电系统提供，柴油发电机作为备用电源，因此正常情况不会产生发电机燃油产生的废气。电网未覆盖的区域，钻机使用大功率柴油机带动，由于燃料燃烧将向大气中排放废气，其中主要的污染物为烃类、CO、NO_x、SO_2 等。

钻井作业柴油机烟气排放集中在钻井施工期的短暂时段，且平均日排放量不大，加之大气环境影响评价范围内地域辽阔，扩散条件较好。类比其它相似钻井井场，场界外各项污染物浓度均小于《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）

中新污染源无组织排放监控点浓度限值和《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中浓度限值。钻井作业柴油机烟气排放及总烃挥发对周围环境影响较小。

5.2.2.2 施工期扬尘影响分析

（1）运输车辆扬尘的影响分析

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

在油田区块开发前期，由于主要进行钻井，地面建筑、道路等施工，区块内大量出入中型车辆，因此区块内道路主要为砂石路，车辆行驶的扬尘污染较重，要求适当洒水降尘，减轻污染。合理规划、选择最短的运输路线，利用油气田现有公路网络，禁止随意开辟道路，运输车辆应以中、低速行驶，减少车辆行驶动力起尘。

（2）地面工程施工过程中扬尘的影响

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

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

工程施工在混合土工序阶段，灰土拌和、混凝土拌和是扬尘的主要来源。必须采取封闭作业或洒水措施，控制扬尘量。

5.2.2 运营期大气环境影响分析

5.2.2.1 区域地面污染气象特征分析

（1）常规气象资料分析

库车市地处欧亚大陆腹地，天山中段南麓，塔里木盆地北缘，由于深入大陆腹地，距离水汽源地较远，气候干旱，环境水分的时空分布极少且不均匀，为北温带典型大陆性沙漠干旱气候区。日照时间长，热量丰富，降水稀少，蒸发强烈，夏季炎热，冬季寒冷，昼夜温差大，春季多风沙。光热、风能气候资源丰富。多年平均风速为 2.03m/s，最大风速为 27m/s，全年盛行北风。年平均气温为 10.6℃，夏季最高气温 40.5℃，冬季最低气温-25.5℃。

（2）风向、风速

① 全年及四季风向频率分布和平均风速

风向和风速决定了大气污染物的输送方向及速度，对污染物地面浓度影响作用重大。

本次环评采用库车市气象站 2020 年 1 月 1 日至 2020 年 12 月 31 日逐日逐次的气象观测数据。地面风速资料进行统计分析，全年及四季风向频率分布和风速变化情况分析结果见表 5.2-1，图 5.2-1 是库车市全年及四季的风向玫瑰图。

图 5.2-1　　库车市 2020 年全年及各季度风向玫瑰图

全年主导风向为北风，年平均风速为 1.79m/s，多年最大风速为 16.0m/s，年平均静风频率为 1.38%。一年中各季的主导风向均为 N，相应的平均风速分别为春季 2.06m/s、夏季 2.04m/s、秋季 1.07m/s、冬季 1.50m/s。其中春、夏季平均风速大于年平均风速，对大气污染物的输送比较有利。

② 月平均温度及风速

Ⅰ 月平均温度统计

月平均温度统计见表 5.2-2 及图 5.2-2。

表 5.2-2　　2020 年平均温度月变化统计表　　单位：℃

月份	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月
温度	-6.60	0.85	8.09	16.80	19.04	23.85	24.66	24.00	18.36	12.23	0.97	-4.67

图 5.2-2　　2020 年平均温度月变化统计图

由表 5.2-2 和图 5.2-1 可见，库车市 2020 年气温变化明显，四季分明，其中冬季 12 月、1 月平均气温在冰点以下，以 1 月气温最低，为-6.6℃；夏季（6、7、8 月）气温为全年最高，以 7 月温度最高，平均气温为 24.66℃。

Ⅱ 月平均风速统计

2020 年月平均风速统计见表 5.2-3 及图 5.2-3。

表 5.2-3　　2020 年平均风速的月变化统计表　　单位：m/s

月份	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月
风速	1.36	1.74	2.09	1.96	2.13	2.22	2.01	1.89	1.70	1.51	1.51	1.42

图 5.2-3　2020 年平均风速的月变化统计图

由表 5.2-3 及图 5.2-3 可见，库车市 2020 年月平均风速变化不大，在 1.36~2.22m/s 之间，3~8 月风速较大，均大于年平均风速 1.80m/s，有利于大气污染物扩散，也同时容易引起风沙。9 月到次年 2 月份风速均低于年平均风速 1.80m/s，不利于大气污染物的扩散。

表 5.2-1　　库车市 2020 年全年及四季风向频率（%）分布、风速变化统计表

风向		N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C
风频（%）	春	18.39	11.29	4.38	4.32	5.68	4.75	3.28	3.01	3.45	3.98	7.44	5.11	3.05	3.04	5.83	11.61	1.38
	夏	17.66	10.55	4.35	5.25	7.56	5.53	3.31	2.36	4.17	5.12	8.97	4.66	2.72	1.90	4.12	10.69	1.09
	秋	14.58	9.33	4.48	3.76	4.26	4.66	3.35	4.08	4.94	5.39	8.83	2.99	2.58	3.71	8.29	13.86	0.91
	冬	21.20	12.87	4.21	3.75	5.04	4.85	3.57	2.70	2.24	3.16	5.49	4.81	2.79	3.11	6.68	12.04	1.47
	全年	20.19	12.45	4.49	4.49	5.88	3.94	2.87	2.92	2.41	2.22	6.44	8.06	4.12	3.43	4.21	9.81	2.08
风速 m/s	春	1.73	1.25	1.19	1.57	2.54	2.43	1.91	1.77	1.61	1.84	2.23	2.03	1.51	1.39	1.88	2.08	1.79
	夏	2.14	1.34	1.21	1.62	2.89	2.68	2.00	1.75	1.66	2.00	2.48	2.15	1.43	1.57	2.35	2.53	2.06
	秋	1.88	1.27	1.36	1.62	2.46	2.77	2.26	2.22	1.84	2.20	2.36	1.93	1.74	1.75	2.19	2.56	2.04
	冬	1.48	1.23	1.12	1.50	2.43	2.39	1.88	1.57	1.36	1.33	1.87	1.86	1.52	1.18	1.63	1.63	1.57
	全年	1.52	1.16	1.06	1.54	2.25	1.71	1.45	1.35	1.28	1.30	1.99	2.10	1.42	1.09	1.19	1.47	1.50

III 季小时平均风速的日变化

2020 年季小时平均风速的日变化统计见表 5.2-4。

表 5.2-4　　2020 年季小时平均风速的日变化统计表

小时（h） 风速（m/s）	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
春季	1.67	1.61	1.75	1.76	1.82	1.81	1.92	1.87	1.73	1.86	2.15	2.44
夏季	1.92	1.75	1.98	1.76	1.73	1.54	1.64	1.60	1.52	1.65	1.88	2.24
秋季	1.48	1.58	1.43	1.41	1.38	1.34	1.40	1.49	1.53	1.49	1.45	1.77
冬季	1.26	1.36	1.43	1.37	1.34	1.37	1.30	1.39	1.24	1.37	1.36	1.41
小时（h） 风速（m/s）	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
春季	2.44	2.48	2.45	2.70	2.87	2.78	2.66	2.29	1.70	1.56	1.53	1.61
夏季	2.33	2.51	2.46	2.52	2.61	2.48	2.38	2.28	2.05	1.83	2.03	2.18
秋季	1.90	2.08	2.06	2.15	2.19	1.99	1.67	1.21	1.06	1.13	1.20	1.35
冬季	1.67	1.84	1.93	2.09	2.10	1.96	1.73	1.41	1.19	1.23	1.25	1.32

由表 5.2-4 可见，库车市 2020 年各季度平均风速以中午 12 时至夜间 21 时风速较大，其中下午 17 时风速最大，早、晚风速相对较小。由此可见，中午及下午一定时段内有利于污染物的扩散。

图 5.2-4　　2020 年季小时平均风速的日变化图

5.2.3.2 有组织排放废气大气影响估算

（1）污染源参数

本项目有组织排放废气主要为加热炉燃烧废气，本项目新建燃气加热炉 12 台，加热炉功率均为 400kw。根据《环境影响评价技术导则·大气环境》（HJ2.2-2018）中的规定，采用附录 A 推荐模型中估算模型，选取烟尘、NO_2，SO_2 利用导则推荐模式分别计算加热炉最大地面浓度占标率。污染物排放参数见表 5.2-1，估算模型参数见表 5.2-2。

表 5.2-1　　运营期大气污染物排放参数一览表

污染源名称	排气筒参数				年排放小时数	污染物名称	排放速率（kg/h）
	流量（m^3/h）	高度（m）	内径（m）	烟气温度（℃）)			
1 台 400w 加热炉	590.5	8	0.3	120	8760	SO_2	0.023
						NO_2	0.088
						烟尘	0.012

表 5.2-2　　估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市人口数）	/
最高环境温度（°C）		40.5
最低环境温度（°C）		-25.5
土地利用类型		荒地
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率（m）	90
是否考虑海岸线熏烟	考虑海岸线熏烟	否
	海岸线距离（km）	/
	海岸线方向（º）	/

（2）预测结果

根据大气估算结果选取有组织最大废气污染源（TH122105 井加热炉）进行分析见表 5.2-3。

由表 5.2-3 可知，有组织最大废气污染源 TH122105 井加热炉排放的氮氧化物最大落地浓度 16.5192μg/m³，占标率 8.26%；二氧化硫最大落地浓度 4.2907μg/m³，占标率 0.86%；烟尘最大落地浓度 2.3234μg/m³，占标率 0.52%，最大落地浓度点位下风向 108m，满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准要求。

表 5.2-3　　有组织排放最大废气估算模式预测污染物扩散结果

序号	SO_2			NO_2			PM_{10}		
	离源距离（m）	落地浓度（μg/m³）	占标率（%）	离源距离（m）	落地浓度（μg/m³）	占标率（%）	离源距离（m）	落地浓度（μg/m³）	占标率（%）
1	10	3.7384	0.75	10	14.3928	7.20	10	2.0243	0.45
2	25	2.8974	0.58	25	11.1550	5.58	25	1.5689	0.35
3	50	3.2778	0.66	50	12.6195	6.31	50	1.7749	0.39
4	75	4.1410	0.83	75	15.9429	7.97	75	2.2424	0.50
5	100	4.2583	0.85	100	16.3945	8.20	100	2.3059	0.51
6	**108**	**4.2907**	**0.86**	**108**	**16.5192**	**8.26**	**108**	**2.3234**	**0.52**
7	125	4.1791	0.84	125	16.0895	8.04	125	2.2630	0.50
8	150	3.8164	0.76	150	14.6931	7.35	150	2.0666	0.46
9	175	3.4132	0.68	175	13.1408	6.57	175	1.8482	0.41
10	200	3.0924	0.62	200	11.9057	5.95	200	1.6745	0.37
11	250	2.7509	0.55	250	10.5910	5.30	250	1.4896	0.33
12	300	2.4056	0.48	300	9.2616	4.63	300	1.3026	0.29
13	350	2.1514	0.43	350	8.2829	4.14	350	1.1650	0.26
14	400	2.0430	0.41	400	7.8656	3.93	400	1.1063	0.25
15	450	1.9177	0.38	450	7.3831	3.69	450	1.0384	0.23
16	500	1.7907	0.36	500	6.8942	3.45	500	0.9697	0.22
17	600	1.5840	0.32	600	6.0984	3.05	600	0.8577	0.19
18	700	1.4688	0.29	700	5.6549	2.83	700	0.7954	0.18

19	800	1.3552	0.27	800	5.2175	2.61	800	0.7338	0.16
20	900	1.2458	0.25	900	4.7963	2.40	900	0.6746	0.15
21	1000	1.1559	0.23	1000	4.4502	2.23	1000	0.6259	0.14
22	1100	1.0753	0.22	1100	4.1399	2.07	1100	0.5823	0.13
23	1200	1.0017	0.20	1200	3.8565	1.93	1200	0.5424	0.12
24	1300	0.9634	0.19	1300	3.7089	1.85	1300	0.5217	0.12
25	1400	0.9270	0.19	1400	3.5690	1.78	1400	0.5020	0.11
26	1500	0.8896	0.18	1500	3.4250	1.71	1500	0.4817	0.11
27	1600	0.8528	0.17	1600	3.2834	1.64	1600	0.4618	0.10
28	1700	0.8177	0.16	1700	3.1480	1.57	1700	0.4428	0.10
29	1800	0.7852	0.16	1800	3.0231	1.51	1800	0.4252	0.09
30	1900	0.7551	0.15	1900	2.9073	1.45	1900	0.4089	0.09
31	2000	0.7271	0.15	2000	2.7995	1.40	2000	0.3937	0.09
32	2100	0.7015	0.14	2100	2.7007	1.35	2100	0.3799	0.08
33	2200	0.6782	0.14	2200	2.6111	1.31	2200	0.3673	0.08
34	2300	0.6565	0.13	2300	2.5276	1.26	2300	0.3555	0.08
35	2400	0.6363	0.13	2400	2.4499	1.22	2400	0.3446	0.08
36	2500	0.6173	0.12	2500	2.3765	1.19	2500	0.3343	0.07
P_{max}（%）	**0.86**			**8.26**			**0.52**		
D_{max}（m）	**108**			**108**			**108**		

5.2.3.3 无组织排放烃类大气影响估算

（1）污染源参数

运营期本项目产生的无组织大气污染物主要为油气开采和集油外输过程中的烃类和硫化氢无组织挥发。

根据《环境影响评价实用技术指南（第二版）》中提供的无组织排放源强估算系数，本项目原油最大产量最大产能为 46.46×10^4t/a，非甲烷总烃无组织挥发量按产量的 0.1‰计算，则新增非甲烷总烃排放量为 46.46t/a，，本项目涉及井场 12 座，则每座井场约合 1.004t/a。

根据项目资料，本项目最高年伴生气产生量约 0.035×10^8m^3/a，推算出本项目伴生气中硫化氢最大量为 196.5t/a，油气集输损失按照伴生气最大产能的 0.1‰损失计算，则本项目硫化氢无组织挥发量为 0.02t/a，本项目涉及井场 12 座，则每座井场约合 0.0017t/a。

运营期本项目产生的烃类无组织排放参数见表 5.2-4。

表 5.2-4　　单井井场面源参数表

污染源名称	海拔高度（m）	矩形面源		年排放小时数（h）	污染物排放速率（kg/h）	
		长度（m）	宽度（m）		NMHC	H_2S
井场（以 TH12514CX2 为例）						

（2）预测结果

根据大气估算结果选取无组织最大废气污染源（TH12514CX2）进行分析见表 5.2-5。

表 5.2-5　　无组织排放最大废气（TH12514CX2）估算模式预测污染物扩散结果

序号	NMHC			H_2S		
	离源距离（m）	落地浓度（μg/m^3）	占标率（%）	离源距离（m）	落地浓度（μg/m^3）	占标率（%）
1	10			10		
2	25			25		

3	50			50		
4	75			75		
5	**89**			**89**		
6	100			100		
7	125			125		
8	150			150		
9	175			175		
10	200			200		
11	250			250		
12	300			300		
13	350			350		
14	400			400		
15	450			450		
16	500			500		
17	600			600		
18	700			700		
19	800			800		
20	900			900		
21	1000			1000		
22	1100			1100		
23	1200			1200		
P_{max}（%）	**5.43**			**1.85**		
D_{max}（m）	**89**			**89**		

由表 5.2-5 可知，无组织最大废气污染源 TH12514CX2 排放的非甲烷总烃最大落地浓度 108.69μg/m^3，占标率 5.43%；硫化氢最大落地浓度 0.1847μg/m^3，占标率 1.85%，最大落地浓度点位下风向 89m，非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m^3 的标准要求，硫化氢满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的 1h 平均浓度限值 10μg/m^3 的要求。

5.2.3.4 大气污染物核算

本项目改建 1 个计转站和部署 72 口井，涉及燃气加热炉 11 台，运行期大气污染物排放量见表 5.2-6。

表 5.2-6　　本项目大气污染物无组织排放量核算表

序号	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		年排放量（t/a）
				标准名称	浓度限值（mg/m^3）	
有组织排放						
1	加热炉	SO_2	采用清洁燃料	《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）	50	2.4
		NO_x			200	9.2
		烟尘			20	1.3
无有组织排放						
2	井场	非甲烷总烃	日常维护，做好密闭措施	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020））	井场外 4.0mg/m^3	46.46
3		H_2S		《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）新建项目二级标准	0.06	0.02

建设项目大气环境影响评价自查表见表 5.2-7。

表 5.2-7　　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_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3） 其他污染物（非甲烷总烃、H_2S）		包括二次 $PM_{2.5}$ ☐ 不含二次 $PM_{2.5}$ ☑	
评价标准	评价标准	国家标准☑	地方标准 ☐	附录 D ☑	其他标准 ☑
现状评价	环境功能区	一类区☐	二类区☑	一类区和二类区☐	
	评价基准年	（2020）年			
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据☐	主管部门发布的数据☑	现状补充监测☑	
	现状评价	达标区☐	不达标区☑		
污染源调查	调查内容	本项目正常排源☑ 本项目非正常排放☐ 现有污染源☐	拟替代的污染源☐	其他在建、拟建项目污染源☐	区域污染源☐
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD☐	ADMS☐	AUSTAL2000☐	EDMS/AEDT☐	CALPUFF☐	网格模型☐	其他☐
	预测范围	边长≥50km ☐	边长 5~50km ☐	边长=5km ☐	
	预测因子	预测因子 （/）		包括二次 $PM_{2.5}$ ☐ 不包括二次 $PM_{2.5}$ ☐	
	正常排放	C 本项目最大占标率≤100% ☐		C 本项目最大占标率＞100% ☐	

	短期浓度贡献值				
	正常排放 年均浓度贡献值	一类区	C 本项目最大占标率≤10% ☐	C 本项目最大标率＞10% ☐	
		二类区	C 本项目最大占标率≤30% ☐	C 本项目最大标率＞30% ☐	
	非正常排放 1h 浓度贡献值	非正常持续时长（1）h ☐	C 非正常占标率≤100% ☐	C 非正常占标率＞100% ☐	
	保证率日平均浓度 和年平均浓度叠加值	C 叠加达标 ☐		C 叠加不达标 ☐	
	区域环境质量的 整体变化情况	k≤-20% ☐		k＞-20% ☐	
环境监测计划	污染源监测	监测因子：（SO_2、NO_2、PM_{10}、非甲烷总烃、H_2S）	有组织废气监测 ☑ 无组织废气监测 ☑	无监测 ☐	
	环境质量监测	监测因子：（SO_2、NO_2、PM_{10}）	监测点位数（13 个）	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（ ）场界最远（ ）m			
	污染源年排放量	SO_2：（2.4）t/a	NO_x：（9.2）t/a	颗粒物：（1.3）t/a	VOCs：（46.46）t/a
注：“☐”为勾选项，填“√”；“（ ）”为内容填写项					

5.2.3 退役期大气环境影响分析

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

5.3 声环境影响分析与评价

5.3.1 开发期声环境影响分析

5.3.1.1 钻井过程声环境影响分析

（1）噪声源分析

勘探开发期的噪声主要为钻井过程中钻机、泥浆泵等发出的噪声，声压级一般在 95~105dB（A）。

（2）敏感点分析

根据现场调查，评价范围内无自然保护区、风景旅游区、文物古迹等特殊敏感目标，项目区周围 200m 范围内无声环境敏感点。

（3）声环境影响分析

施工噪声不会产生噪声扰民现象，施工期影响对象主要是施工人员，影响范围小，噪声影响随着施工活动结束而消失。

5.3.1.2 地面工程声环境影响分析

本项目地面工程在建设施工过程中，由于运输、平整场地、管沟开挖及回填、建筑物修建等要使用各种车辆和机械，其产生的噪声对施工区周围的环境将产生一定的影响。

表 5.3-1 为地面工程建设过程中主要施工机械在不同距离的噪声影响水平类比调查结果。

表 5.3-1　　施工主要机械噪声值及衰减情况表

距离，m	强度	10	20	40	80	100	200	400	800	1000
挖掘机	92	80	74	68	62	60	54	48	42	40
推土机	90	78	72	66	60	58	52	46	40	38

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

通过类比分析可知，运输、平整场地、管沟开挖及回填、建筑物修建等过程中，昼间施工场 50m 以外均不超过《建筑施工场界环境噪声排放标准》（昼间 75dB(A)），而在夜间则会超标（夜间 55dB(A)）。项目区 200m 内无居民，地面工程噪声不影响当地居民正常生活，施工期的这些噪声源均为暂时性的，只在短时期对局部环境和施工人员造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。施工期噪声对周围环境造成的影响属可接受范围。

5.3.1.3 井下作业噪声环境影响分析

井下作业过程中最强的噪声源为压裂车噪声，最高可达 120dB(A)，导致作业现场周围噪声超出《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）标准要求，但是由于油井多分布在空旷地带，加上井下作业周期较短，声源具有不固定性和不稳定性，在施工时，对高噪声设备设置临时屏蔽设施，则其对周围环境的影响是可以接受的。

5.3.2 运营期声环境影响分析

5.3.2.1 运营期主要噪声源

本项目运营期噪声源主要为井场抽油机、交通车辆等，因交通车辆车流量不确定，故本次噪声预测仅考虑井场噪声。

5.3.2.2 运营期井场噪声环境影响预测

噪声源主要集中在井场、站场，机械设备噪声级 90~105 dB（A）。

本次环评采用塔河油田正常运行井 TH12173 井场四周边界外 1m 的现状监测数据来说明井场噪声水平。本项目采用的抽油机与其相同。TH12173 井井场噪声由新疆新能源（集团）环境检测有限公司于 2020 年 11 月进行监测，昼夜各一次，监测数据见表 5.3-2。

表 5.3-2　TH12173 井井场噪声监测结果　单位：dB(A)

监测点	昼间				夜间			
	第一天	第二天	标准限值	达标情况	第一天	第二天	标准限值	达标情况

TH12173	1#（东）			60	达标			50	达标
	2#（西）				达标				达标
	3#（南）				达标				达标
	4#（北）				达标				达标

监测结果表明，正常运行井井场噪声可以满足《工业企业场界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准限值要求，并且本项目评价范围内无集中居民区，项目运营期不会产生噪声扰民问题。

5.3.3 退役期声环境影响分析

油井进入退役期时，噪声主要源自井场设备拆卸，由于油区内声环境影响评价范围内没有居民点，因此，不会产生噪声扰民问题。

5.3.4 声环境影响评价小结

综上所述，本项目施工期噪声源主要是各类施工机械和运输车辆。施工期噪声影响是短暂的，随施工结束即消失。

本项目运营期产生的噪声主要包括井口装置、加热炉等设备产生的噪声，以及井下作业噪声等。井场设备噪声源强较低，影响范围有限，类比同类井场，正常生产时，单井井场厂界噪声值较低，能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类区标准要求；井下作业将产生高强度噪声，厂界噪声会出现短期超标现象，但井下作业具有阶段性特征，井下作业结束其噪声影响即消失。井场周边近距离范围内无居民区，不会出现噪声扰民现象。

5.4 水环境影响分析

5.4.1 区域水文地质条件

（1）包气带岩性、结构、厚度、分布及垂向渗透系数

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 5.12-6.0m 左右，粉土的垂向渗透系数为 0.22-0.79m/d，细砂、粉砂的垂向渗透系数为 1.15-1.93m/d。包气带天然防污性能较弱。

（2）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 5m 左右向中部变为 3-5m，向南部又变为＞5m。

（3）含水层的富水性

第四系松散岩类孔隙水广泛分布于区内。将钻孔的单井出水量，统一换算为降深 5m、井径 12 吋（Φ=325mm）时的涌水量（即换算涌水量），然后进行富水性级别的划分。第四系松散岩类孔隙水含水层的富水性级别划分标准见表 5.4-1。

表 5.4-1　　含水层富水性级别划分　　单位：m^3/d

富水性等级	水量极丰富	水量丰富	水量中等	水量贫乏	水量极贫乏
单井涌水量	＞5000	1000-5000	100-1000	10-100	＜10

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 3-6m 左右，钻孔揭露的潜水含水层厚度 17-50m，含水层岩性为第四系细砂、粉砂；换算涌水量为 363.0-810.0m^3/d，水量中等；渗透系数为 1.82-4.01m/d，影响半径为 198.77-310.29m。该区的承压水水头，为-1.38m～+2.03m，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，隔水层岩性为粉质粘土、粉土；换算涌水量为 1000-1308m^3/d，水量丰富；渗透系数为 4.19-5.37m/d。

——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 50-100m 区和＜50m 区，分别叙述如下：

a、承压含水层的顶板埋深 50-100m 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3m~10m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107.3-1000.0m^3/d，水量中等；渗透系数为1.05-3.82m/d，影响半径为180.07-350.45m。承压含水层的顶板埋深为50-100m；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，隔水层岩性为粉质粘土、粉土；换算涌水量为197-991m^3/d，水量中等；渗透系数为0.98-4.19m/d，影响半径为182.27-315.97m。

b、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（临近塔里木河区域）。分布于该区的潜水，潜水位埋深从1-3m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100-614m^3/d，水量中等；渗透系数为0.89-2.59m/d，影响半径为221.09-350.45m。该区的承压水水头，为2.05～3.96m，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，隔水层岩性为粉质粘土、粉土；换算涌水量为233.0-801m^3/d，水量中等；渗透系数为1.57-3.99m/d，影响半径为192.37-325.97m。

（4）地下水的补、径、排条件

1）补给：

在塔里木河以北区域，地下水的补给来源主要是北部冲洪积平原区地下水的侧向流入补给和地表水的入渗补给。由于气候异常干燥，降水量少而蒸发强烈，因此降水补给量可忽略不计。

地下水的侧向流入补给：区块属于渭干河、库车河冲洪积扇扇缘的一部分，接受渭干河、库车河冲洪积扇中上游地区地下水的侧向流入补给，补给强度取决于潜水含水层的厚度、岩性、地下水的径流条件。

地表水的入渗补给：夏季洪水和冬季的冬闲水流入本区，积存在地表低洼处，通过包气带向下渗漏补给潜水，对于不同地段，包气带的岩性和地层结构不同，地表水对潜水的补给强度不同。

2）径流：区内的潜水含水层岩性主要为粉砂，透水性很差，地层岩性变化较大，地形坡度平缓，造成潜水径流缓慢。地下水的总体流向是从西北向东南方向径流；在塔河北岸沿河地段，地下水是从西向东径流。

3）排泄：地下水一部分通过侧向流出、潜水蒸发、植物蒸腾排泄，一部分通过人工开采排泄，大部分则排泄至塔里木河中。

（5）地下水动态特征

塔里木河冲积平原地下水动态变化受塔河水位的控制，属水文型。

（6）地下水的水化学特征

下面对潜水和承压水的水化学类型分别进行论述。

——潜水的水化学类型

地下水(潜水)主要接受上游地下水的侧向补给及暂时性洪流的入渗补给，水流滞缓，蒸发浓缩作用强烈，水化学类型复杂。在塔里木河以北区域，潜水的水化学类型主要分为三种：SO_4·Cl 型、Cl·SO_4 型和 Cl 型。区块内潜水矿化度的变化极其复杂，从＜1g/l、1-3 g/l、＞10 g/l 不等，无明显的变化规律。

——承压水的水化学类型

在塔里木河以北区域，承压水的水化学类型分为三种：HCO_3 • SO_4 • Cl 型、SO_4 • Cl 型和 Cl • SO_4 型。

5.4.2 评价区水文地质条件

5.4.2.1 地下水赋存条件

本项目所在的塔河油田 12 区属塔里木河中下游冲积平原、渭干河与库车河冲洪积扇的扇缘地带，第四系地层厚度大于 200m，赋存第四系松散岩类孔隙水，含水层为潜水和承压水多层结构。

区域内含水层岩性以细砂、粉细砂为主，隔水层的岩性为粘土、亚粘土。

①潜水含水层

区内潜水含水层岩性为上更新统和全新统冲拱积细砂、粉细砂。根据区域水文地质调查中的地下水位埋深资料，区内潜水埋深主要受补给源和地形控制，区内北部地区的潜水水位埋深在 7m~10.5m 之间，中部的潜水水位埋深在 4~7m 之间，南部地区的潜水埋深在 1~4m 之间。根据区内已有的一眼潜水钻孔及物探、钻探成果资料，潜水含水层的底板埋藏深度一般小于 60m，局部地区在 100m 左

右，潜水含水层的厚度在 40m 以内。潜水含水层主要由塔河冲积形成，含水层的岩性颗粒较细，主要为细砂、粉细砂，渗透系数小于 l0m/d。从含水层的岩性及厚度变化规律来看，自西南向东北，潜水含水层渗透系数呈现由大到小的变化趋势。

②承压水含水层

从地层岩性的角度分析，地层垂直向上分为四层（从上到下）：第一层为第四系粉砂和粉细砂。第二层为第四系粉砂、细砂和粉细砂。第三层为第四系粉砂与粘土互层，第四层为第三系的泥岩、砂岩互层。

物探解译出来的含水层地下水溶解性总固体含量分为两层（从上到下）：

1)第四系含水层

第一层为咸水含水层（潜水含水层）。

第二层为淡水含水层（承压水含水层）由地层的第二层和第三层组成。

2)第三系含水层

第三层为裂隙孔隙水含水层（水质不明）。

第四系承压水含水层的顶板埋藏深度的变化规律是：区块东北部，淡水含水层的顶板埋藏深度最大，最大达到 120m。西南部，第四系承压水的顶板埋藏深度较小，最小 55m。区块中部地区，淡水含水层的顶板埋藏深度一般为 60m~80m，这种埋藏深度的分布范围最广。

5.4.2.2 地下水补给、径流与排泄

（1）潜水的补给、径流与排泄

①补给条件

区块内潜水的补给来源主要有西北部地下水的侧向流入补给和区内地表的入渗补给。

地下水的侧向流入补给：区块属于渭干河、库车河冲洪积扇扇缘的一部分，接受渭干河、库车河冲洪积扇中上游地区地下水的侧向流入补给，补给强度取决于潜水含水层的厚度、岩性、地下水的径流条件。

地表水的入渗补给：夏季洪水和冬季的冬闲水流入本区，积存在地表低洼处，通过包气带向下渗漏补给潜水，对于不同地段，包气带的岩性和地层结构不同，地表水对潜水的补给强度不同。

③ 径流条件

区内的潜水含水层岩性主要为粉砂，透水性很差，地层岩性变化较大，地形坡度平缓，造成潜水径流缓慢。地下水流向为西北向东南方向。

③排泄条件

区块内的潜水以侧向流出，蒸发蒸腾及少量的人工开采等排放泄方式排出区外。

（2）承压水的补给、径流及排泄

①补给条件

承压水的补给来源主要是西北方向地下水的侧向流入补给。

②径流条件

区块内的含水层岩性主要为粉砂，透水性很差，承压水径流比较缓慢。

③排泄条件

承压水的排泄途径主要是从区块东南方向侧向流出。另外，由于承压水的水头比潜水的水位高，在弱隔水层段可能会存在少量的越流排泄。

5.4.2.3 地下水动态特征

根据《塔河油田水文地质普查报告》，区内承压水水位随季节发生变化，低水位期在冬季12月，高水位期在夏季8月份，最大水位变幅可达到1m。

5.4.2.4 地下水化学特征

根据《塔河油田水文地质普查报告》，采集了35组潜水水化学分析样品，由于区块内无大的地表河流，地下水(潜水)主要接受上游地下水的侧向补给及暂时性洪流的入渗补给，水流滞缓，蒸发浓缩作用强烈，水化学类型复杂，主要以SO_4·Cl(或SO_4)—Na·Mg(或Mg·Na)、Cl·SO_4-Na(或Na·Mg、Na·Mg·Ca)及Cl-Na (或Na·Mg)型水为主。地下水溶解性总固体含量较高，在0.468~132.1g/L之间。

5.4.2.5 地下水开发利用现状

评价区内具有供水意义的地下水位第四系松散岩类孔隙水。区内潜水的矿化度一般大于5g/L，部分大于10g/L，矿化度较高，地下水水质极差，均为不宜饮用的地下水；承压水水质良好，适合于生活饮用。

根据《塔里木河水资源合理开发利用及环境地质问题研究》中也提到塔里木河冲积平原可供开采利用的地下水资源有限，不宜大量开采，只能在灌区或牧区为解决人畜饮用少量开采。为维护生态环境应把地下水资源视为保护对象。本项目区处在人烟稀少的荒漠地带，没有定居的牧民，也没有进行农业开发，地方部门对地下水基本上没有开采利用。油田区工业用水及生活用水取自深层承压水，井深约200m，为当地生活饮用水的主要供水层和保护对象。

5.4.2.6 包气带污染现状调查

2020年，中国石化西北油田分公司开展了土壤及地下水初步调查，对塔河油田等关键站场的污水处理区、三项分离区、生产装置区、污油池区、罐区等易造成污染的主要装置和设施，部分计转站、单井井场等主要装置和设施附近的包气带土进行了取样、检测，其中250个样的采样深度为0~0.5m，100个样的取样深度为0-0.5m、0.5-1.5m、1.5~2.0m等3层，检测因子主要重金属、挥发性及半挥发性有机物、总石油烃，并对比《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值进行了对比分析。

根据《中国石化西北油田分公司土壤和地下水环境初步调查报告》中的调查结论，各监测点表层土壤样品中重金属、挥发性及半挥发性有机物检测数值波动较小，均满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值；总石油烃检测结果浮动相对较大，但是总体均可满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值，包气带土壤质量状况良好。

5.4.3 开发期水环境影响分析

由于本项目周围无地表水体，因此，本项目在开发建设、运营对当地区域地表水体不产生影响。本环评仅对工程开发、运行排放废水对工程区域地下水环境的影响进行分析。

根据工程分析，在建设期，对地下水环境可能造成影响的污染源主要是采油井场，主要污染物为钻井废水（包括机械冷却废水、冲洗废水、钻井液流失废水

和其他废水等）和钻井队生活污水、施工作业中产生的管道安装完后清管试压排放的少量废水。本项目整个钻井期间，钻井期间产生的废水都是以油井（井场）为中心，呈点状分布。

（1）钻井废水

本项目钻井全部采用钻井废弃物不落地技术，钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排，对水环境的影响很小。

（2）生活污水

钻井施工作业期间生活污水经“生化+过滤”一体化装置处理后水质达到《城镇污水处理厂污染物排放标标准》（GB18918-2002）一级B标准，达标处理后中水主要用于生活区、井场及通井路降尘、钻井液配置，不外排，对环境的影响很小。

（3）管道施工废水

管道末端排出的水必须是无泥沙、无铁屑的洁净水，清管器到达末端时必须基本完好。管道工程分段试压以测试管道的强度和严密性，一般试压介质为洁净水，由罐车回收后用于后续其它管线试压，不排放，对水环境的影响很小。另外，本项目顶管埋深1.2m，管线埋设区域的地下水埋深大于2m，故管线施工对地下水的影响很小。

本工程施工期间无废水直接外排，且项目周边无地表水体，项目施工期废水不会对周围水环境产生明显影响。

5.4.4 运营期水环境影响分析

5.4.4.1 正常状况下水环境影响分析

运营期，本项目废水污染源主要为采出水、井下作业废水等。

（1）采出水

本项目最大年产出污水量为14.48×10^4t；采出水依托已运行的塔河油田四号联合站污水处理系统进行处理，满足回注用水水质标准后进入回注系统进行回注。

塔河油田四号联合站，采用“热化学大罐沉降脱水、负压稳定（脱硫）”工艺，主要对塔河油田12区、10区来液进行集中处理后回注。污水处理采用沉降

+压力除油+过滤处理工艺，工艺流程为油站来水→除油罐→缓冲罐→提升泵→压力混凝沉降罐→全自动双滤料过滤器→外输缓冲罐→外输泵→12-12计转泵站附近分水阀组。处理达标后的采出水由油区下辖注水井及注水替油井全部回注。回注层为原石油开采层，经处理达标后的含油污水通过密闭的注水管线输送至回注井和注水替油井，注入地下，不外排，由于回注井井深在5000m左右并设有套管，正常情况下对地下水不会造成不利影响。

塔河油田已实施四期注水工程，实现塔河油田一号联合站、二号联合站、三号联合站注水系统互相连通，采出水实现全部回注。根据调查三个联合站采出水处理站的实际回注情况，回注于油藏层奥陶系，回注层均为地下干层或油层，回注地层深度在4500m以下。而项目区所在区域第四系含水层主要赋存孔隙潜水和承压水，第四系含水层底板埋藏深度绝大多数地区在500m以内。故回注层深度远远深于区内主要淡水含水层，与区内淡水含水层不在一个层位，回注地层与区域地下水处于不同层系，远远超出本区域地下水含水层的深度。回注井在钻井过程中对潜水及具有开采利用价值的承压水所在的第四系地层进行了水泥固井，水泥返至地面，基本可以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内回注水的交换，固井质量合格的情况下，可有效保护地下水层。

根据企业例行监测及后评价期间的监测结果，联合站采出水经处理后基本满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）标准要求，并全部回注油层，未回注与油气开采无关的废水。基本满足《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）中相关要求。

联合站采出水处理系统设计能力与实际处理量见下表5.4-2，剩余处理能力可以满足本次评价新增采出水处理需求。同时，根据四号联合站采出水处理系统出口水质的监测结果（表5.4-3），处理后的采出水悬浮物、石油类、硫化物均满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中指标要求，且处理后的采出水可依托塔利油田已建成的注水管网全部回注。综上，从水量和水质的角度分析，本项目依托四号联合站可行。

（2）井下作业废水

在井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废水。本项目新产生的井下作业废水均运至塔河油田绿色环保站处置。处置后的废水满足《碎屑岩油藏

注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中注入层平均空气渗透率＞1.5 情况下的有关标准限值后回注，未外排。

塔河油田塔河绿色环保站，位于塔河油田 S61 井西北侧 1km 处，距轮台县城东北约 55km。该站于 2002 年建成运行，并于 2014 年对站场进行了改扩建。废液处理站废液处理能力处理能力达 65m³/h，实际平均运行为 9.2m³/h，富裕 55.8m³/h，本项目产生的井下作业废水可以依托其处理。

各井钻井、酸化、压裂等作业废液由罐车从各井场拉运至卸液接收池，进行分离后，由泵提升进入沉淀池，然后进行药剂混合、沉降分离，上清液进入过滤器，进入净化水池储存，最后通过注水泵回注地层。

站内的废液接收池、加药调节池、废液沉降池、沉降池、石灰搅拌池等均填土面铺 100mm 厚混凝土，下设防水土工膜，防渗系数＜1.0×10^{-7}cm/s，符合《危险废物贮存污染物控制标准》（GB18597-2001）中对危险废物堆放场地的要求。

经塔河油田绿色环保站处置后的废水可满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012》水质指标要求，用于油田油层回注用水，正常运行时，对水环境的影响很小。

（3）油泥(砂)

本项目在修井及采油气等过程中都可能产生落地油。根据西北油田分公司作业要求，井下作业必须采用带罐进行，井口排出物全部进罐，故基本无落地油产生。西北油田分公司要求各作业队伍在作业过程中尽可能避免落地油的产生，落地油一旦产生须及时、彻底进行回收，在措施落实、管理到位的前提下，可最大限度减少落地油量，故落地油对开发区域地下水的影响很小。

（4）集输管线

本工程集输管线是全封闭系统，集输管线采用柔性复合管及无缝钢管，采取严格的防腐防渗措施。正常状况下，输送、储存的介质不会与管线穿越区的地下水水体之间发生联系，不会对区域地下水环境产生污染影响。

（5）小结

运营期主要水污染物为油田采出水和井下作业废水。运营期本项目采出水可以依托塔河油田四号联合站的污水处理设施处理；井下作业废水采用专用废液收集罐收集后拉运至塔河油田绿色环保站。集输管线是全封闭系统，输送、储存

的介质不会与管线穿越区的地下水水体之间发生联系，正常运行时不会对管线穿越地区地下水环境造成影响。即正常情况下，本项目的实施对水环境的影响较小。因此，正常状况下，本项目在运营期，建设方严格按照拟定的环保措施进行的情况下，可对废水进行妥善处置，对水环境的影响很小。

5.4.4.2 非正常状况下地下水环境影响分析

油田工程生产过程中，各种环节都存在着易燃、易爆、有害物质，除危害工程本身安全外，同时对地下水也构成污染的危险。主要表现在钻井过程及井下作业过程中，因操作失误或处理措施不当而发生的井喷或井漏等工程事故；自然灾害引起的油田污染事故；输油、输气管线、阀组运行过程中，管线腐蚀穿孔，误操作及人为破坏等原因造成的管线破裂使油品泄漏。无论是人为因素还是自然因素所造成的事故，对油田区地下水体均可能产生污染的风险。

油田开发对地下水产生污染的途径主要有两种方式，即渗透污染和穿透污染途径。

（1）穿透污染影响分析

污染物沿着裂隙或孔隙直接到达含水层从而污染地下水的方式称为穿透污染。以该种方式污染地下水的主要是采气过程中套外返水。一但出现套外返水事故，采出液在水头压力差的作用下，可能直接进入含水层，发生油水串层，并在含水层中扩散迁移，污染地下水。

油气窜层污染的主要原因一般是由于表层套管和油气层套管的固井效果变差导致油气窜层使地下水受污染。由废弃井、套管被腐蚀破坏而污染到地下水的现象，在前期不会发生，待气井开发到中后期时，废弃井、套管被腐蚀破坏，才可能会对地下水有影响：废弃井在长期闲置过程中，在地下各种复合作用下，固井水泥被腐蚀，套管被腐蚀穿孔，加上只封死井口，油气物质失去了释放通道，会通过越流进入潜水含水层，参与地下水循环。虽然此时油层几乎没有多少压力，原油不大可能进入到含水层污染地下水，但这一现象仍应引起重视。

本次地下水环境影响评价主要考虑最不利的极端情况下，油水窜层后对工程区下游第四系含水层水质的影响，针对污污染物进入到第四系孔隙水含水层后的运移进行重点预测、评价。

①预测情景

当发生窜层时，污染物进入到含水层中。考虑最不利情况，污染物泄漏为连续排放，发生窜层后，工程区内的污染物通过孔隙、裂隙径流至下游第四系含水层的水质。因此污染物在含水层中的迁移，可将预测情形概化为一维连续泄露点源的水动力弥散问题。

① 预测方法

本次主要关注对工程区下游第四系含水层的影响，故本报告采用解析法对下游第四系含水层的影响进行预测。

③预测因子

油井套管发生泄漏，采出液中污染物主要有石油类、氯离子、溶解性总固体等。根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中情景设置预测因子相关要求，对每一类别中的各项因子采取标准指数法进行排序，分别取标准指数最大的因子作为预测因子。本次选取石油类作为预测特征因子。

③预测模型

污染物在含水层中的迁移，特别是泄露点的连续泄漏，造成的水环境污染会更加严重。本次按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录 D 中一维无限长多孔介质柱体，一端为定浓度边界预测模型进行预测，计算公式如下：

以上式中：x—距注入点的距离，m；

t—时间，d；

C（x，t）—t 时刻 x 处的示踪剂浓度，g/l；

C_0—注入的示踪剂浓度，g/l；

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；

erfc(　)—余误差函数。

④预测参数

根据区域水文地质条件，评价区内第四系含水层岩性主要为细砂。本次评价水文地质参数主要通过油田区域的勘察资料确定。模型中所需参数及来源见表 5.2-15。

⑤预测结果与分析

将以上确定的的参数代入模型，便可以求出不同时段，在预测情景下，泄露了不同天数（100 天、1000 天、3650 天）时，污染物在含水层不同位置的浓度分布情况。具体见表 5.2-16、表 5.2-17，图 5.2-7。

表 5.2-16　石油类污染物在潜水含水层中的浓度迁移预测结果

100d		1000d		3650d	
距离（m）	浓度 c(mg/L)	距离（m）	浓度 c(mg/L)	距离（m）	浓度 c(mg/L)
0	10.000	0	10.000	0	10.000
5	6.630	20	8.300	40	9.760
10	3.320	40	4.970	80	8.460
15	1.210	60	1.900	120	5.520
20	0.317	80	0.431	160	2.310
25	0.06	100	0.06	200	0.562
26	0.04	101	0.05	240	0.076
30	0.01	115	0.01	247	0.050
35	0.001	120	0.004	271	0.010
40	0.000	140	0.000	280	0.005
45	0.000	160	0.000	320	0.000
50	0.000	180	0.000	360	0.000

表 5.2-17　　预测结果统计表

预测因子	预测时间	超标距离（m）	影响距离（m）	影响范围内水环境敏感点
石油类	100d	26	30	无
	1000d	101	115	无
	3650d	247	271	无

图 5.2-7　发生泄露后石油类污染物浓度变化趋势图

根据以上预测结果，在本次设定的预测情形下：预测期间，随着时间、距离增加，污染范围也呈增加趋势。石油类浓度在预测 100d、1000d、3650d 时地下

水超标距离分别为26m、101m、247m，影响距离分别为30m、115m、271m，影响范围内无居民饮用水井等敏感点，但下渗废水对该地区地下水的影响依然存在。因此，为预防污染的发生和污染源的形成，表层套管严格封闭第四系含水层，定期维护，固井质量应符合要求，废弃井应全部打水泥塞，并经严格的试压以防窜漏污染地下水，套损发生后及时采取治理技术，尽量避免窜层污染到泄漏点周边区域内的地下水。

（2）渗透污染影响分析

地面及包气带污染物沿着松散的孔隙下渗至含水层致使地下水污染的方式称渗透污染。本工程可能产生的渗透污染主要是井喷、集输管线泄露、落地油渗漏等，都是通过包气带渗透到潜水含水层而污染地下水的。包气带厚度愈薄，透水性愈好，就愈造成潜水污染，反之，包气带愈厚、透水性愈差，则其隔污能力就愈强，则潜水污染就愈轻。

当区域地层压力增大，就可能引发井喷事故。管线与法兰连接处、管线泄漏事故会导致浅部隐蔽性污染源的产生，泄漏的油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。发生泄漏的原因有如下几种：误操作、机械故障、外力作用和腐蚀等，这几种因素的产生都是人为的或人为操控程度很高，发生污染的危害程度也取决于操作人员的处置和控制。拉油罐设施的泄漏是由基座渗漏引起的，污染危害取决于防污工程质量，因此这类污染发生的可控性很高，故一般发生在局部，应以预防为主。泄漏事故会导致浅部隐蔽性污染源的产生，泄漏的油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。

通常泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于原油的物理性质、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等多种因素。由于管线、油罐泄漏事故为短期大量排放，污染物的泄漏以地表扩展为主，一般能及时发现，并可很快加以控制，石油烃等污染物在其中迁移的阻滞作用较强，迁移及衰减速度较慢，其影响范围不大，对地下水环境一般不易产生不利影响。

污染物进入地下后，污染物向地下水系统的迁移途径为：

入渗污染物→表土层→包气带→含水层→迁移

一般泄漏于土体中的原油可以同时向表面溢出和向地下渗透，并选择疏松位置运移。原油属疏水性有机污染物，难溶于水且容易被土壤吸附。泄漏后首先被

表层的土壤吸附截留。石油烃等污染物在土壤中迁移的阻滞作用较强，迁移及衰减速度较慢，发生石油类物质泄漏事故后其污染物一般主要聚集在泄漏点周边土壤剖面 1m 以内，很难下渗到 2m 以外，其影响范围不大。井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，除造成重大经济损失外，还会造成严重的环境污染。经类比井喷事故现场调查结果，井喷发生后，井喷污染范围为半径 300m 左右，一般需要 1～2 天才能得以控制，井喷范围内土壤表层可见有喷散物。

根据《石油类在环境非敏感区土壤中的迁移规律研究》（岳战林、蒋平安等，新疆维吾尔自治区固体废物管理中心等，新疆农业大学学报）中对油田开发中石油类污染物在不同类型土壤中运移的研究成果，颗粒较细、质地比较粘重的土壤类型，如棕漠土、盐土、龟裂土、草甸土等，对石油类的截留作用更大，在相同实验条件下，石油类污染物在这些土壤中则更不易下渗迁移，其下渗迁移范围也不超过 20cm；评价区内土壤类型主要为盐土，油田气候干旱少雨，无地表径流，无大量降水的淋滤作用，即无从地表迁移到地下水的动力条件。故本工程泄露的石油类污染物基本不会穿透包气带迁移至地下水含水层中。另外，根据西北油田分公司作业要求，落地原油一旦产生均及时、彻底进行回收，在措施落实、管理到位的前提下，可最大限度减少落地油量，故落地原油对开发区域地下水的影响很小。

在非正常状况下，建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，因而，石油类污染物进入地下潜水的可能性较小。只要建设单位和施工单位严格按照拟定的环保措施进行，非正常状况下，对地下水的影响属可接受范围。

综上，本项目需采取地下水污染防治措施按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，并定期开展地下水跟踪监测，在严格按照地下水污染防护措施后，本项目对区域地下水环境影响可接受。

5.4.4 小结

（1）建设期产生的钻井废水全部采用泥浆不落地技术收集处置，正常情况下，不会对地下水环境产生影响；钻井采用了套管，采取固井措施，有效防止了钻井液漏失污染地下水。

（2）运营期的采出水依托塔河油田四号联合站污水处理系统处理，达标采出水回注油层，剩余处理能力可满足本项目需求。

（3）在正常状况下，本项目在设计、施工和运行时，严把质量验收关，严格杜绝因管道材质、制管、防腐涂层、焊接缺陷及运行失误而造成管线泄漏。在生产运行过程中，强化监控手段，定期检查检验，检漏控漏，尽量杜绝事故性排放源的存在，本项目对地下水环境的影响较小；在非正常状况下，在及时采取水污染应急控制措施后，本项目对水环境的影响属可接受范围。

5.5 固体废物影响分析

5.5.1 开发期固体废物影响

本次油田建设在开发期产生的固体废物主要包括：钻井作业产生的废弃泥浆、岩屑、生活垃圾。

（1） 废弃泥浆、岩屑

（2） 钻井期岩屑随钻井泥浆带出，一开、二开上部为非磺化水基泥浆，二开下部及以下均采用水基磺化泥为磺化水基泥浆。根据目前西北油田分公司钻井工程的要求，钻井采用泥浆不落地系统，钻井期钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，分离后的固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求后，用于铺垫油区内的井场、道路等。

（3） 生活垃圾集中收集后定期送往塔河油田绿色环保站生活垃圾池处置。该生活垃圾填埋场于2020年7月企业进行了竣工环境保护自主验收。设计总库容146000 m'，日均处理垃圾量26t，年均处理垃圾量9490t，一期设计库容73100m³，截止目前，填埋生活垃圾约10000 m³。本项目施工期生活垃圾仅128.75t，可以依托其填埋处理。

施工期固体废物在处置和运行管理中严格落实《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）、《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》（DB65/T3998-2017）、《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》（DB65/T3999-2017）、《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）、

《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）等的相关要求，对环境所造成的影响可以接受。

5.5.2 运营期固体废物影响

5.5.2.1 油泥(砂)的处置及对环境的影响分析

（1）油泥(砂)对环境的影响

油田污泥是石油勘探开采、油田建设以及油品加工生产过程中产生的废弃物，特别是在油井开采和井下作业施工过程中，会不可避免地有部分原油放喷或被油管、抽油杆、泵及其他井下工具携带至井场，这些原油渗入地面土壤就会形成油田污泥。油田污泥不仅含水率高、含油量大，而且还含有其他有害物质。

（2）油泥处理的可行性分析

根据《国家危险废物名录（2021 年版）》，本项目含油污泥属危险废物，类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物中 071-001-08 石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚，本项目产生的油泥（砂）运至塔河油田绿色环保站进行无害化处理。绿色环保站以新环函〔2016〕2005 号批复通过竣工环境保护验收。设计年处理含油污泥量为 6 万 m^3，现状实际年处理含油污泥量 3.9 万 m^3/a，富裕 2.1 万 m^3/a。本项目产生含油污泥量约 2.4t/a，可以依托其处理。

含油污泥由专用运输车辆进行运输、转移，并严格按照《危险废物转移联单管理办法》，实施危险废物转移联单管理制度。含油污泥依托绿色环保站妥善处置，基本不会对环境产生不利影响。

5.5.2.2 生活垃圾的处置及对环境的影响分析

运营期工作人员由塔河油田内部调剂解决，不新增生活垃圾。

表 5.5-1　绿色环保站固、液处理系统数据平衡表

序号	单元名称	设计规模	实际规模	富余量	本项目新增量	可依托性
1	生活垃圾填埋池	7.31 万 m^3	1.00 万 m^3	6.31 万 m^3	施工期新增生活垃圾 19.8 t	可以依托
2	污油泥处理系	6.0	3.9	2.1	2.4t/a	可以

	统	万 m^3/a	万 m^3/a	万 m^3/a		依托

5.5.3 小结

本项目的固体废物包括废弃钻井泥浆和岩屑、油泥砂和及生活垃圾。钻井期岩屑随钻井泥浆带出，一开、二开上部为非磺化水基泥浆，二开下部及以下均采用水基磺化泥为磺化水基泥浆。根据目前西北油田分公司钻井工程的要求，钻井采用泥浆不落地系统，钻井期钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，分离后的固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求后，用于铺垫油区内的井场、道路等。油泥等含油固废均由有资质的单位均运至塔河油田绿色环保站或其他有含油污泥处置资质的单位进行处理。生活垃圾均运至塔河油田绿色环保站生活垃圾池填埋处理。

固体废物在处置和运行管理中严格落实《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2001）、《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）中的相关要求，则本项目在开发建设过程中所产生的各种固体废物均可以得到有效的处理，对环境所造成的影响可以接受。只要严格管理，基本不会对环境产生影响。

5.6 土壤环境影响分析

5.6.1 施工期土壤环境影响分析

施工期对土壤质量的影响主要为人为扰动、车辆行驶和机械施工、各种废弃物污染影响。

（1）钻井作业对土壤环境的影响

本项目开发建设期施工占地，将对地表土壤产生破坏性影响，如钻井井场、站场等占地，以及堆积、挖掘、辗压、践踏等均改变原有的土壤结构。油田开发期间，占地都将改变原有土壤的理化性质和土壤结构，使原有土壤结构和性状难

以恢复。但是施工期对土壤的影响程度轻，影响特征是部分可逆，影响时间为短期。

① 钻井作业对土壤环境的影响

本项目部署井72口，钻井作业均采用“泥浆不落地系统”对废弃泥浆和岩屑进行收集处置，对土壤的环境影响轻微。

② 固体废物对土壤的影响

本次新井钻井施工作业采用“钻井废弃物不落地达标处理技术”，钻井过程中的钻井液采用不落地技术处理，分离出的液相继续回用于钻井，待钻井工程结束后由供应商回收或带至下一个钻井井场继续使用，无废水及废弃钻井液外排；钻井岩屑采用不落地系统进行处理，处理后的岩屑必须满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）等国家及有关部门、地方相关标准和生态环境保护要求的后，方可用于铺设通井路、铺垫井场基础材料。

（2）地面工程施工对土壤环境的影响

油田开发过程中，不可避免地要对土壤进行人为扰动，主要是井场建设、管道敷设和道路建设过程中，车辆行驶和机械施工碾压和踩踏破坏土壤结构。

本项目管线施工作业带宽8m内的土壤均会受到严重扰动和破坏。在施工作业带以外的直接影响区域表现为施工活动中施工机械、车辆碾压、施工人员践踏等对土壤的扰动，改变土壤的紧密度和坚实度，可能造成土壤板结。由于植被被毁，土壤表面压实，土壤板结，通透性差，使土壤水量降低，同时加剧了土壤的蒸发作用，导致盐碱化加重。井场和管道的施工场地、临时施工营地等都存在这种影响。

（3）水土流失影响分析

油田工程建设对当地水土流失影响的方式包括扰动、损坏、破坏原地貌、地表土壤结构及植被。项目施工及占地呈点线状分布，所造成的水土流失因管线所经过的区域不同而不同。建设期间，施工车辆对地表的大面积碾压，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏，使风蚀荒漠化的过程加剧；在地面构筑物建设中，最直接而且易引起水土流失的是施工过程中使影响范围内的地表保护层变得松散，增加风蚀量。本项目建设内容主要为钻井工程、站场改扩建、管线道路等工程的建设等。临时占地范围内的土壤地表表层遭到破

坏，下层的粉细物质暴露在地层表面，在风力的作用下，风蚀量会明显加大，这种影响在短时间内不会完全恢复。但随着时间的推移，风蚀量会随着地表新保护层的逐渐形成而减弱。永久占地范围内的地表彻底改变，地表经过砾石铺垫或者其它硬化措施，风蚀量很少，不易发生水土流失。

5.6.2 运营期土壤环境影响分析

（1）土壤影响分析

本项目土壤影响类型于途径见表5.6-1，影响因子见表5.6-2。

表5.6-1 建设项目土壤环境影响类型与影响途经表

不同时段	污染影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他
建设期			√	
运营期			√	
服务期满后				

表5.6-2 污染影响型建设项目土壤环境影响源及影响因子识别表

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

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

（2）正常状况下对土壤环境的影响分析

本项目污染土壤的途径主要为采出液输送及处理过程中发生跑冒滴漏，渗入土壤对土壤产生影响。

本项目生产过程中液体物料配置过程中均为全密闭管路连接，不会出现溢出和泄露情况，实现可视可控，且在管线上做好标识，如若出现泄露等事故情况，可及时发现，及时处理。

（3）非正常状况下对土壤环境的影响分析

①项目污废水产生情况

项目运行期最有可能对土壤环境造成影响的情况为原油泄露，本次土壤预测考虑为石油类。

②土壤污染途径

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，拟建项目可能对土壤造成污染的途径主要有：管线发生泄露对土壤造成的影响。

主要评价因子

本次预测评价因子为石油类。

类比分析

类比同类型输油管线事故泄漏情况，非正常情况下，表层土壤中石油烃类含量可达 5000mg/kg。考虑持续注入非饱和带土层中 10min、20min、1h、2h 后，污染物在垂直方向上的超标扩散距离和包气带底部石油类浓度，详见表 5.6-3。

表 5.6-3 非正常情况下污染物在非饱和带中的超标扩散距离预测结果表

污染物种类	计算值	污染物运移的超标扩散深度			
		10min	30min	1h	2h
石油类	影响深度（m）	全部包气带深度	全部包气带深度	全部包气带深度	全部包气带深度
	包气带底部石油类浓度（mg/L）	515.1569	769.3116	875.3160	942.9776

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

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

运行期须定期检查管道的破损情况，若发现有破损或破裂部位须及时进行修补。故在项目运行期间，需加强管理和监督检查，杜绝非正常情况的发生，

避免污染物进入土壤及地下水含水层中。在工程做好防渗、定期监测、严格执行本次环评提出的污染防治措施的前提下本项目对土壤环境影响可接受。

综上，本项目采用密闭集输的生产方式，正常工况下无废水及固废等污染物外排，不会造成土壤环境污染。如果发生井喷及管线泄漏等事故，泄漏的原油会对土壤环境产生一定的影响，泄漏的石油覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响地表植被的生长。根据环境风险分析可知，本项目风险潜势很低，发生泄漏事故的可能性很小，在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免工程项目实施对土壤环境产生污染影响。

本项目土壤环境影响评价自查表，见表5.6-4。

表5.6-4　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	（254.66）hm^2				
	敏感目标信息	敏感目标（占用灌木林，属国家二级和地方级公益林）、方位（内）、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	钻井废弃物、石油类				
	特征因子	石油烃				
	所属土壤环境影响评价项目类别	Ⅰ类☑； Ⅱ类 □； Ⅲ类 □； Ⅳ类 □				
	敏感程度	敏感☑；较敏感感□；不敏感□				
	评价工作等级	一级☑；二级□；三级 □				
现状调	资料收集	a） ☑； b） ☑； c） ☑； d） □				
	理化特性					同附录 C
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	点位

<table>
<tr><td rowspan="3">查内容</td><td rowspan="3"></td><td>表层样点数</td><td>2</td><td>4</td><td>20cm</td><td>布置图</td></tr>
<tr><td>柱状样点数</td><td>5</td><td>/</td><td>0~0.5m，0.5~1.5m，1.5~3m</td><td rowspan="2"></td></tr>
<tr><td>现状监测因子</td><td colspan="4">《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》（GB36600-2018）基本项目 45 项和 pH、石油烃；《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）基本项目 8 项和 pH、石油烃</td></tr>
<tr><td rowspan="3">现状评价</td><td>评价因子</td><td colspan="5">石油烃等</td><td></td></tr>
<tr><td>评价标准</td><td colspan="5">GB 15618☑；GB 36600☑；表 D.1☐；表 D.2☐；其他</td><td></td></tr>
<tr><td>现状评价结论</td><td colspan="5">土壤中各项监测因子满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求、《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018) 筛选值标准要求</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="4">影响预测</td><td>预测因子</td><td colspan="5">石油烃</td><td></td></tr>
<tr><td>预测方法</td><td colspan="5">附录 E☐；附录 F☐；其他（☑）</td><td></td></tr>
<tr><td>预测分析内容</td><td colspan="5">影响范围（）影响程度（☑）</td><td></td></tr>
<tr><td>预测结论</td><td colspan="5">达标结论： a）☐； b） ☐； c）☑
不达标结论： a） ☐； b） ☐</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="4">防治措施</td><td>防控措施</td><td colspan="5">土壤环境质量现状保障 ☑；源头控制☑；过程防控 ☑；其他（）</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="3">跟踪监测</td><td>监测点数</td><td colspan="2">监测指标</td><td colspan="2">监测频次</td><td rowspan="3"></td></tr>
<tr><td>重点公益林、牧草地区域的油井</td><td colspan="2">石油烃</td><td colspan="2">1 次/3 年</td></tr>
<tr><td>信息公开指标</td><td colspan="5"></td></tr>
<tr><td colspan="2">评价结论</td><td colspan="5">项目区主要土壤类型是牧草地和灌木林地。油田开发对土壤影响，呈点块状（如井场等）和线状（如集输管线）分布，影响范围明确。本项目在施工期对土壤环境影响较大，运行期一般影响较小。</td><td></td></tr>
</table>

注 1：“□”为勾选项，可 √；“（）”为内容填写项；“备注 ”为其他补充内容。

注 2：需要分别开展土壤环境影响评级工作的，分别填写自查表。

5.7 环境风险评价

5.7.1 评价依据

（1）风险调查

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录 B，本项目涉及的风险物质为原油、天然气（甲烷）、H_2S。项目不涉及危险物质的存储，运营期风险单元为密闭集输管网。

（2）环境风险潜势初判

根据 HJ169-2018 附录 C，按下式计算本项目涉及的危险物质总量与其临界量比值（Q）：

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

式中：　q_1，q_2，…，q_n——每种危险物质的最大存在总量，t；

Q_1，Q_2，…，Q_n——每种危险物质的临界量，t。当 Q＜1 时，该项目环境风险潜势为Ⅰ。当 Q≥1 时，将 Q 值划分为：（1）1≤Q＜10；（2）10≤Q＜100；（3）Q≥100。

项目不涉及危险物质的存储。运营期密闭集输管网包括站间管线、单井集输管线、掺稀管线、燃料气管线等。本次新建管线主要为站间集输管线和单井至站场的集输管线，各站场和开发井均有控制（截断）阀，发生泄露时，可通过控制（截断）阀进行紧急切断。故本项目最大存在量按照单井至站场、站间集输管线等各类管线的单根最大长度 4.7km 计算，本项目的 Q 值的确定见下表。

表 5.7-1　　本项目风险单元 Q 值一览表

风险源	序号	危险物质名称	CAS号	最大存在总量q_n/t	临界量Q_n/t	该种危险物质Q值
集油管线	1	稠油	—			
	2	H_2S	7783-06-4			
燃料气管线	1	天然气（甲烷）	74-82-8			
掺稀管线	1	稀油	—			

Q值∑	0.019

根据上表计算结果，本项目 Q=0.019，$Q<1$，判断项目风险潜势为Ⅰ，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）相关要求，本次评价仅对项目可能存在的环境风险进行简单分析。

5.7.2 环境敏感目标概况

据现场调查，本项目环境敏感目标见表 2.8-2。

5.7.3 环境风险识别

5.7.3.1 危险物质风险识别

本项目涉及的主要风险物质为原油（稠油、稀油）、天然气（甲烷）、H_2S，存在于集油管线、燃料气管线及掺稀管线内。风险物质危险特性见表 5.7-2。

表 5.7-2 风险物质危险特性和分布一览表

序号	危险物质名称	危险特性	分布
1	甲烷	易燃气体	燃料气管线
2	硫化氢	有毒气体，易燃气体	集油管线
3	稠油	可燃液体	集油管线
4	稀油	可燃液体	集油管线、掺稀管线

①原油

原油理化性质及危险危害特性详见表 5.7-3。

表 5.7-3 原油理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品名称	化学品中文名称	原油
	化学品英文名称	Grudl oil
组成/组分信息	烷烃、环烷烃、芳香烃和烯烃等多种液态烃的混合物。主要成分是碳和氢两种元素，分别占 83~87%和 11~14%；还有少量的硫、氧、氮和微量的磷、砷、钾、钠、钙、镁、镍、铁、钒等元素。	
危险特性	危险性类别：第 3.2 类中闪点液体。侵入途径：吸入、食入、经皮吸收。健康危害：液体有强烈刺激性。食入可引起恶心、疼痛和呕吐，引起黏膜水肿和溃疡症状，包括口腔和咽喉灼烧感；较大的剂量可引起恶心、呕吐、麻醉、无力、头晕、呼吸表	

	浅、腹痛、抽搐和意识丧失；可引起心律失常、室颤和心电图改变；可发生中枢神经系统抑制。眼睛接触本品可引起刺激，长期接触引起炎症。皮肤长期或持续接触液体可引起脱脂，伴随干燥、破裂、刺激和皮炎。蒸气对上呼吸道有刺激性。高温时吸入伤害加重。吸入高浓度蒸气的急性影响是肺部刺激症状，包括咳嗽伴有恶心；中枢神经抑制表现为头痛、头晕、兴奋、视力模糊、反应迟钝、疲乏和共济失调。长时间暴露于高浓度蒸气中可导致麻醉、神志不清，甚至昏迷和死亡。吸入高浓度的油雾可引起油性肺炎。慢性影响：长时间接触可引起支气管炎和肺水肿。长期皮肤接触可造成皮肤干燥、皲裂和发红。影响神经系统、骨髓机能等。环境危害：造成大气，河流，湖泊，海洋，土壤等污染。燃爆危险：易燃。遇到高热，火星或火苗极易引起燃烧爆炸。
急救措施	皮肤接触：立即脱去污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。如有不适感，就医。 眼睛接触：立即提起眼睑，用大量流动清水或生理盐水冲洗。如有不适感，就医。眼睛受伤后，应由专业人员取出隐形眼镜。 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。静卧、保暖。开始急救前，取出假牙等，防止阻塞气道。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。呼吸、心跳停止，立即进行心肺复苏术。就医。 食入：饮水，禁止催吐。保持呼吸道通畅，防止吸入呕吐物。禁止给嗜睡症状或知觉降低即正在失去知觉的病人服用液体。如有不适感，就医。
消防措施	危险特性：易燃，其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热极易燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。流速过快，容易产生和积聚静电。其蒸气比空气重，沿地面扩散并易积存于低洼处，遇火源会着火回燃。 有害燃烧产物：一氧化碳、二氧化碳。 灭火方法：用泡沫、干粉、二氧化碳、砂土灭火。
泄漏应急处理	消除所有点火源。根据液体流动和蒸气扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的所有设备应接地。禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。防止泄漏物进入水体、下水道、地下室或限制性空间。小量泄露：用砂土或其他不燃材料吸收。使用洁净的无火花工具收集吸收材料。大量泄露：构筑围堤或挖坑收容。用泡沫覆盖，减少蒸发。喷水雾能减少蒸发，但不能降低泄漏物在限制性空间内的易燃性。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。
操作处	操作注意事项：密闭操作，注意通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作

<table>
<tr><td>置与储存</td><td colspan="4">规程。建议操作人员佩戴过滤式防毒面具，穿防静电工作服。远离火种、热源。工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止蒸气泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。灌装时应控制流速，且有接地装置，防止静电积聚。在清除液体和蒸气前不能进行焊接、切割等作业。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。配备相应品种和数量的消防器材和泄露应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物。
储存注意事项：储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃，保持容器密封。应与氧化剂分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设备。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄露应急处理设备和合适的收容材料。</td></tr>
<tr><td>接触控制/个体防护</td><td colspan="4">工程控制：工作现场严禁吸烟，避免长期反复接触，进入罐、限制性空间或其他区作业，须有人监护。
呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可佩戴过滤式防毒面具（半面罩）。
眼睛防护：一般不需要特殊防护，但建议在特殊情况下，戴化学安全防护眼镜。
身体防护：穿防静电工作服。【工程控制】：生产过程密闭，加强通风。提供安全淋浴和洗眼设备。
手防护：戴一般作业防护手套。
其他防护：工作现场禁止吸烟、进食和饮水。工作完毕，淋浴更衣。</td></tr>
<tr><td rowspan="5">理化特性</td><td>外观与性状</td><td>黑色的可燃性黏稠液体</td><td>蒸气压</td><td>无资料</td></tr>
<tr><td>沸点</td><td>自常温至 500℃以上</td><td>闪点</td><td>-6~155℃</td></tr>
<tr><td>熔点</td><td>-60℃</td><td>溶解性</td><td>不溶于水，溶于苯、乙醚、三氯甲烷、四氯化碳等有机溶剂</td></tr>
<tr><td>密度</td><td>相对密度（水=1）
0.7365-1.0724 g/cm^3</td><td>稳定性</td><td>稳定</td></tr>
<tr><td>爆炸极限</td><td>1.1%~8.7%（V%）</td><td>自燃温度</td><td>280℃~380℃</td></tr>
<tr><td>稳定性和反应活性</td><td colspan="4">稳定性：稳定。
禁配物：氧化剂。
避免接触的条件：高热，火源和不相容物质。</td></tr>
</table>

	聚合危害：不聚合。 分解产物：一氧化碳、二氧化碳、氮氧化物、硫氧化物等有毒烟雾。
毒理学资料	有毒。原油中芳香烃以及杂原子化合物具有一定的毒性。 LD50：>4300mg/kg(大鼠经口) LC50：无资料
生态学资料	生态毒理毒性：原油中的芳香族化合物以及杂原子具有一定的毒性。 生物降解性：自然界中的部分厌氧菌，硫化菌以及部分绿色植物能将原油的大部分物质降解。 非生物降解性：原油中的沥青质等高分子物质具有很难得生物降解性。 生物富集或生物积累性：/。 其它有害作用：温室气体。应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。
废弃处置	废弃物性质：危险废物。 废弃处置方法：若本产品成为废品，必须由取得许可证的专业工厂进行处理。 废弃注意事项：处置前应参阅国家和地方有关法规。本产品不可排放与下水道，河流，湖泊，大海等。
运输信息	运输注意事项：环境密封放置，放置热源和日光暴晒，与强氧化剂隔离。
法规信息	《危险化学品安全管理条例》中华人民共和国国务院令第591号（自2011年12月1日起施行），中华人民共和国国务院令第645号修订（自2013年12月7日起施行）、《危险化学品目录（2015版）》（自2015年5月1日起施行）。
其他信息	表格内数据来源于本项目方案提供的物料特性数据、《危险化学品目录（2015版）》和《危险化学品安全技术全书》。

②天然气

按照《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2015）标准，天然气属于甲B类火灾危险物质。具有易燃性、易爆性、低毒性。

易燃性：天然气属于甲类火灾危险物质。天然气常常在作业场所或储存区弥散、扩散或在低洼处聚集，在空气中只需较小的点燃能量就会燃烧，因此具有较大的火灾危险性。

易爆性：天然气与空气组成混合气体，其浓度处于一定范围时，连火即发生爆炸。天然气（甲烷）的爆炸极限范围为5~15%，爆炸浓度极限范围愈宽，爆炸下限浓度值越低，物质爆炸危险性就越大。

毒性：天然气为烃类混合物，属低毒性物质，但长期接触可导致神经衰弱综合症。

A.甲烷

天然气主要成分为甲烷，甲烷属“单纯窒息性”气体，高浓度时因缺氧窒息而引起中毒，当空气中甲烷浓度达到 10%时，就使人感到氧气不足；当空气中甲烷浓度达到 25~30%时，可引起头痛、头晕、注意力不集中，呼吸和心跳加速、精细动作障碍等；当空气中甲烷浓度达 30%以上时可能会因缺氧窒息、昏迷等。

其危险性和危害特性见表 5.7-4。

表 5.7-4　甲烷的危险性和危害特性

毒性及健康危害	接触限值	中国 MAC	未制定标准	
		前苏联 MAC	300mg/m^3	
	侵入途径	吸入		
	健康危害	当空气中甲烷浓度达 25~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速等 当甲烷浓度更高时，可能使人出现窒息、昏迷等		
燃烧爆炸危险性	燃烧性	易燃	建规火险等级	甲
	闪点(℃)	-188	爆炸下限(V%)	5
	自燃温度(℃)	538	爆炸上限(V%)	15
	危险特性	甲烷与空气混合能形成爆炸性混合物，当在爆炸极限范围内遇明火、高热能时引起燃烧爆炸 甲烷若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险 甲烷与氟、氯等发生剧烈的化学反应		

B.H_2S

硫化氢为无色、有臭鸡蛋气味的有毒气体，是强烈的神经性毒物，经人体粘膜吸收比皮肤吸收造成的中毒更为迅速。根据硫化氢的毒理学特性可知，硫化氢并不是所有浓度都是瞬间致人死亡，其每个浓度致死时间是不同的。

其危险性和危害特性见表 5.7-5。

表 5.7-5　硫化氢对人的生理影响及危害

标识	中文名称：硫化氢	英文名称：Hydrogen sulfide

<table>
<tr><td></td><td>危险性类别</td><td colspan="3">易燃、有毒气体</td><td colspan="3"></td></tr>
<tr><td rowspan="4">物化特性</td><td>沸点（℃）</td><td colspan="2">-61.8</td><td>比重（水=1）</td><td colspan="3"></td></tr>
<tr><td>饱和蒸气压（kPa）</td><td colspan="2">无资料</td><td>熔点（℃）</td><td colspan="3">-82.9</td></tr>
<tr><td>蒸气密度（空气=1）</td><td colspan="2">无资料</td><td>溶解性</td><td colspan="3">易溶于水，亦溶于醇类、石油溶剂和原油中</td></tr>
<tr><td>外观与气味</td><td colspan="6">无色气体。具有臭蛋气味</td></tr>
<tr><td rowspan="4">火灾爆炸危险数据</td><td>闪点（℃）</td><td></td><td>爆炸极限</td><td colspan="4">爆炸上限%(V/V)：46.0；爆炸下限%(V/V)：4.0</td></tr>
<tr><td>灭火剂</td><td colspan="6">抗溶性泡沫、干粉、二氧化碳、雾状水</td></tr>
<tr><td>灭火方法</td><td colspan="6">尽可能将容器从火场移至空旷处。上风向喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。</td></tr>
<tr><td>危险特性</td><td colspan="6">易燃，其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起危险特性燃烧爆炸的危险。与浓硝酸、发烟硝酸触发生剧烈反应，易爆炸。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。</td></tr>
<tr><td rowspan="5">反应活性数据</td><td rowspan="2">稳定性</td><td>不稳定</td><td></td><td>避免条件</td><td colspan="3"></td></tr>
<tr><td>稳定</td><td>√</td><td></td><td colspan="3"></td></tr>
<tr><td rowspan="2">聚合危险性</td><td>可能存在</td><td></td><td>避免条件</td><td colspan="3"></td></tr>
<tr><td>不存在</td><td>√</td><td></td><td colspan="3"></td></tr>
<tr><td>禁忌物</td><td>强氧化剂</td><td colspan="2">燃烧（分解）产物</td><td colspan="3">无资料</td></tr>
<tr><td rowspan="2">健康危害数据</td><td>侵入途径</td><td>吸入</td><td>√</td><td>皮肤</td><td>√</td><td>口</td><td>√</td></tr>
<tr><td>急性毒性</td><td>10</td><td>无资料</td><td>LC50</td><td>大鼠吸入</td><td colspan="2">16000mg/m^3，4 小时</td></tr>
<tr><td>急救措施</td><td colspan="7">吸入：如果吸入本品蒸汽或其燃烧物，迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。
食入：饮水，禁止催吐。如有不适感，就医。
眼睛接触：立即提起眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗 15 分钟，立即就医。眼睛受伤后，应由专业人员取出隐形眼镜。
皮肤接触：立即脱去被污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。就医。</td></tr>
<tr><td>急性中毒</td><td colspan="7">职业接触
由于硫化氢可溶于水及油中,有时可随水或油流至远离发生源处,而引起意外中毒事</td></tr>
</table>

<table>
<tr><td></td><td colspan="4">故。硫化氢经粘膜吸收快,皮肤吸收甚少。误服含硫盐类与胃酸作用后产生硫化氢可经肠道吸收而引起中毒。
中毒后的临床表现
硫化氢是一种神经毒剂。亦为窒息性和刺激性气体。其毒作用的主要靶器是中枢神经系统和呼吸系统，亦可伴有心脏等多器官损害，对毒作用最敏感的组织是脑和粘膜接触部位。
硫化氢的急性毒作用靶器官和中毒机制可因其不同的浓度和接触时间而异。浓度越高则中枢神经抑制作用越明显，浓度相对较低时粘膜刺激作用明显。人吸入 70～150mg/m3/1～2 小时，出现呼吸道及眼刺激症状，吸 2～5 分钟后嗅觉疲劳,不再闻到臭气。吸入 300mg/m3/1 小时，6～8 分钟出现眼急性刺激症状，稍长时间接触引起肺水肿。吸入 760mg/m3/15～60 分钟，发生肺水肿、支气管炎及肺炎,头痛、头昏、步态不稳、恶心、呕吐。吸入 1000mg/m3 数秒钟，很快出现急性中毒,呼吸加快后呼吸麻痹而死亡。

急性硫化氢中毒一般发病迅速，出现以脑和（或）呼吸系统损害为主的中毒后的临床表现，亦可伴有心脏等器官功能障碍。中毒后的临床表现可因接触硫化氢的浓度等因素不同而有明显差异。</td></tr>
<tr><td>泄漏紧急处理</td><td colspan="4">撤离并进行隔离。根据扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的所有设备应接地。
禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。
防止泄漏物进入水体、下水道、地下室或密闭性空间。
小量泄漏：用砂土或其它不燃材料吸收。使用洁净的无火花工具收集吸收材料。
大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容。用飞尘或石灰粉吸收大量液体。用泡沫覆盖，减少蒸发。喷水雾能减少蒸发，但不能降低泄漏物在受限制空间内的易燃性。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。</td></tr>
<tr><td rowspan="5">/</td><td>工程控制</td><td colspan="3">生产过程密闭，全面通风。提供安全淋浴和洗眼设备。</td></tr>
<tr><td>呼吸系统防护</td><td>空气中浓度超标时，佩戴过滤式防毒面具（半面罩）</td><td>身体防护</td><td>穿防静电工作服</td></tr>
<tr><td>手防护</td><td>戴橡胶耐油手套</td><td>眼防护</td><td>戴安全防护眼镜</td></tr>
<tr><td>其他</td><td colspan="3">工作现场严禁吸烟。工作完毕，淋浴更衣。注意个人清洁卫生。</td></tr>
</table>

根据已掌握的资料，正常情况下，井场周围空气中硫化氢浓度低于我国规定对工作人员生命和健康产生不可逆转的或延迟性的影响的硫化氢浓度，不构成风险物质，但要注意防漏、防喷工作。

（2）工艺过程危险因素识别

根据工程分析，本项目开发建设过程中采油、油气集输等环节均接触到易燃、易爆的危险性物质，而且生产工艺条件较苛刻，多为高压操作，因此事故风险较大，可能造成环境危害的风险事故主要包括火灾、爆炸、油品泄漏等，具体危害和环境影响可见表5.7-6。

表5.7-6　油田生产事故风险类型、来源及危害识别一览表

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

5.7.3.2 井场危险性识别

（1）井喷事故风险

井喷为井场常见事故。钻井过程中遇到地下油、水层时，油或水窜进井内的钻井液里，加快了钻井液流动和循环的速度。如果井底压力小于地层压力，地层流体将进入井筒并推动钻井液外溢，即发生溢流。此时，如果对地下油、气压力平衡控制不当，不能及时控制溢流，会造成油、水或其他混合物迅速喷到地面，即发生井喷。井喷会引发油气泄漏及火灾爆炸，对空气环境、水环境及生态环境造成危害，致使人员伤亡、财产损失。本项目主要为稠油开发，稠油粘性大，需要掺稀、注水、或注汽开发等，井喷的可能性很小，但也不并非绝对不可能，从最不利的角度，本次评价依然将其作为一种风险事故考虑。

（2）井漏事故风险

钻井施工表层套管下入深度不够或固井质量不好可能引发污染地下水事故，如油气上窜造成地下水污染等。

5.7.3.3 输油管道危险性识别

管道输送是一种安全可行的输送方式，但存在于环境中的管道会受到各种环境因素的作用，同时管道本身的设计、管材制造、施工、操作运行和管理等各环节都可能存在着缺陷和失误，所有这些因素都可能导致事故的发生。发生的事故主要为管线破裂造成的原油泄漏，直接污染周围土壤，还可能对区域地下水造成污染。

5.7.3.4 风险类型识别

通过分析中本项目可能涉及的危险物质及危险场所及危险特性，本项目可能发生的环境风险主要包括井喷、井漏、油类泄漏、火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。

运营期管线发生破损造成原油泄漏，会污染土壤和大气，泄漏柴油或者原油有可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏的油气若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境。

5.7.4 环境风险分析

5.7.4.1 井喷事故影响分析

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，据类比资料显示，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的原油喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。由于项目区人烟稀少，所以井喷对人员的伤害有限，对项目区及周边土壤环境、大气环境、地下水产生影响。

井喷事故发生时对地下水环境的影响主要是原油以面源的形式渗漏进入包气带土壤并污染地下水。污染物迁移途径为地表以下的包气带和含水层，然后随地下水流动而污染地下水。石油类污染物主要聚积在土壤表层 1m 以内，一般很难渗入到 2m 以下。同时油田区域气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用。因此，井喷事故中的泄漏原油不会进入地下含水层污染地下水。

5.7.4.2 井漏事故影响分析

井漏事故主要为钻井过程中钻井液漏失和运营期油水窜层。

井漏事故对地下水的污染是钻井液或者采出液漏失于地下水含水层中，由于钻井液中含 Ca、Na 等离子，且 pH、盐分都很多，采出液中含石油类，均会造成地下含水层水质污染。

本项目采用多层套管，表层套管完全封闭各含水层，固井水泥均上返地面，这样，在各含水层与井筒间形成多层套管、水泥环的保护措施，将事故风险降低到最低。

5.7.4.3 对大气环境的影响分析

在管道压力下，加压集输油品泄漏时，油品从裂口流出后遇明火燃烧，发生火灾爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件。采出液中硫化氢气体扩散至环境空气中，硫化氢可通过吸入、食入、经皮吸收等方式误入体内，对中枢神经系统有麻醉作用。轻度中毒症状有头晕、头痛、恶心、呕吐、步态不稳、共济失调。高浓度吸入出现中毒性脑病。极高浓度吸入引起意识突然丧失、反射性呼吸停止，进而可能引发员工硫化氢中毒事件。一旦管道发生泄漏事故，井场内设置有流量控制仪及压力变送器，当检测到压力降速率超 0.15MPa/min 时，由 SCADA 系统发出指令，远程自动关闭阀门。由于井场及管道位于灌木林和未利用地，对大气环境影响较小，但如果出现不完全燃烧，则会产生一定量的一氧化碳，污染大气环境。

5.7.4.4 对地下水的环境影响分析

输油管道敷设在地表以下，运营期在正常情况下对地下水无影响，只有在发生事故时才可能影响到地下水。输油管道发生事故时，漏油能否对地下水环境产生影响，取决于油在土壤中的迁移转化、地面污染程度以及泄漏点的地质构造。

发生泄漏事故后，若及时维修处理，即使有少量的污染物泄漏，也很难通过防渗层渗入包气带。故在正常工况下，加强检修力度，发生泄漏事故及时找到泄漏点，及时维修，并将受污染的土壤全部集中收集，交由有资质的单位进行处理，污染物从源头和末端均得到控制，阻断了污染地下水的通道，污染物不会渗入地下污染地下水体。

当泄漏事故不可控时，泄漏的油品经土层渗漏，通过包气带进入含水层。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳占林文）中结论：风沙土尽管颗粒较粗、结构较松散、孔隙比较大，但对石油类物质的截留作用是

非常显著的，石油类很难在土壤剖面中随水下渗迁移，基本上被截留在 0cm～10cm 或 0cm～20cm 表层土壤中，其中表层 0cm～5cm 土壤截留了 90%以上的泄漏原油。因此，即使发生输油管线泄漏事故，做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，不会对地下水体环境质量产生大的影响。

5.7.4.5 地表水环境风险分析

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

5.7.4.6 对土壤环境的影响分析

原油泄漏对土壤环境的影响是比较显著的，泄漏的原油可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响荒漠植被的生长，并可影响局部的生态环境。

原油发生泄漏时，相当于向土壤中直接注入原油，泄漏的原油进入土壤中后，渗入土壤孔隙，则使土壤透气性和呼吸作用减弱，影响土壤中的微生物生存，造成土壤盐碱化，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物，造成土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响土壤正常的结构和功能。

运营期管线破裂，将能回收的原油回收，送塔河油田四号联合站原油处理系统处理，不能回收的以及受污染的土壤集中收集后交由有相应处置资质的单位进行处理。

综上所述，本项目施工期和运营期发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围土壤环境产生明显影响。

5.7.4.7 对植被的影响

油品泄漏对植被的影响主要分为三种途径，一是泄漏石油直接粘附于植物体阻断植物的光合作用，使植物枯萎、死亡；二是原油污染土壤造成的土壤理性化性状变化间接影响植物生长，严重时会导致植物死亡；三是泄漏的原油中的轻组分挥发，在对空气环境产生影响的同时，也对周围植物产生影响。发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围植被产生明显影响。

5.7.5 环境风险管理措施与对策建议

各种事故无论是人为因素引起的，还是自然因素所致，都可以采取必要的预防措施，以减少事故的发生或使事故造成的危害降低到最低限度。对于人为因素引起的事故可以通过提高人员技术素质、加强责任心以及采取技术手段和管理手段等方法来避免；而对于自然因素引起的事故则主要靠采取各种措施来预防。

采油二厂于 2020 年编制完成并发布了采油厂突发环境事件应急预案，在库车市环境保护局进行了备案，备案编号分别为：652923-2020-012-M。

5.7.5.1 钻井、井下作业事故风险预防措施

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

（2）抓好井场建设，根据气候特点，做好井场的防护规划，钻井泥浆、岩屑一同进入不落地处理系统处理，处理后的液相全部回用于配备钻井液，不外排。待钻井工程结束后由供应商回收或带至下一个钻井井场继续使用。处理后的岩屑满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）等国家及有关部门、地方相关标准和生态环境保护要求的后，用于铺设通井路、铺垫井场。

（3）使用的泥浆参数必须符合钻井地质技术的规定要求。

（4）在钻开油气层前必须加重泥浆的密度，使泥浆的液柱压力大于地层压力约 3MPa～5MPa，井场的重泥浆储备量必须为井筒容积的 1.5～2 倍，并且还应储备足够量的泥浆加重剂。

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

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

（7）定时清除柴油机排气管内的积炭，以防井喷时排气管进出火星引起着火，排气管出口与井口相距不少于 15m。

（8）按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其它消防器材。

（9）柴油储罐区铺设防渗膜，并设置在井场主导风向下风向，与井口距离不得小于50m，在井架上、井场路口等处设置风向标，以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散。

（10）井下作业之前，在井场周围划分高压区和低压区，高压泵、高压汇管、井口装置等高压设备均布置于高压区内，施工过程中，高压区无关人员全部撤离，并设置安全警戒岗。

（11）每一次井下作业施工前，必须对高压汇管进行试压，试压压力大于施工压力5MPa，施工后必须探伤，更换不符合要求的汇管。

（12）钻井井位的确定尽可能避开冲蚀沟、河床等洪水危险性大的区域。

5.7.5.2 原油集输事故风险预防措施

（1）严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。

集输管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查．严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。

（2）在集输管线的敷设线路上应设置永久性标志，包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等。

（3）按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生。

（4）加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

（5）完善各站场的环境保护工程，及时清除、处理各种污染物，保持安全设施的完好，杜绝火灾的发生。

（6）在集输系统运营期间，严格控制输送油气的性质，定期清管，排除管内的积水和污物，以减轻管道内腐蚀；定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对集输管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理，在管道破裂时能够及时截断上下游管段，以减少事故时油气的释放量，使危害影响范围减小到最低程度。

（7）定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。

（8）严禁在管线两侧各50m范围内修筑工程，在管线上方及近旁严禁动土开挖和修建超过管道负荷的建筑物。

（9）加强对集输管线沿线重点敏感地段的环保管理，定期进行环境监测。

（10）建立腐蚀监测系统，随时监测介质的腐蚀状况，了解和掌握区域系统的腐蚀原因，有针对性地制定、调整和优化腐蚀控制措施。

5.7.5.3 硫化氢泄漏的监控与预防措施

（1）硫化氢监测与安全防护

硫化氢监测与安全防护应按照《含硫油气田硫化氢监测与人身安全防护规程》（SY6277-2005）和《含硫化氢的油气生产和天然气处理装置作业的推荐作法》（SY/T6137-2005）要求进行。

①作业人员巡检时应携带硫化氢监测仪（第1级预警阈值应设置为15mg/m³(或10ppm)，第2级报警阈值应设置为30mg/m³(或20ppm)，进入上述区域应注意是否有报警信号。

②作业人员在检修和抢险作业时应携硫化氢监测仪和正压式空气呼吸器。

③当监测到空气中硫化氢的浓度达到15mg/m³(或10ppm)时，作业人员应检查泄漏点，准备防护用具，迅速打开排风扇，实施应急程序。

④当监测到空气中硫化氢的浓度达到30mg/m³(或20ppm)时，作业人员应该迅速打开排风扇，疏散人员。作业人员应戴上防护用具，进入紧急状态，立即实施应急方案。

⑤当监测到空气中硫化氢浓度达到150mg/m³(或100ppm)时，应组织周边危险区域内的作业人员有秩序地迅速向上风向撤离到安全区域。

（2）预防措施

在含硫化氢环境中的作业人员上岗前都应接受H_2S危害及人身防护措施的培训，经考核合格后方能持证上岗。

①在钻井作业期间，比如放喷、拆卸井口设备和起下管柱、循环钻井液等，应采取特别预防措施，以避免残存其中的硫化氢释放出来造成危害。

②为避免无风和微风情况下硫化氢的积聚，可以使用防爆通风设备将有毒气体吹往期望的方向。

③应特别注意低洼的工作区域，比如井口方井，由于较重的硫化氢或二氧化硫在这些地点的沉积，可能会达到有害的浓度。

④当人员在达到硫化氢危险临界浓度[150mg/m³（100ppm）]的大气环境中执行任务时，应有接受过救护技术培训的值班救护人员，同时应备有必要的救护设备，包括适用的呼吸器具。

5.7.5.4 窜层污染事故的防范措施

（1）采用三层套管，表层套管完全封闭各含水层，固井水泥均上返地面，这样，在各含水层与井筒间形成双层套管、单层水泥环的保护措施，将事故风险降低到最低。

（2）利用已有的或者新开发的水井，对各层地下水分别设置监测井位，定期对油田开发区各地下水层监测井采样分析，每年采样 2 次，分析项目为 COD、石油类、挥发酚等石油特征指标，根据监测指标的变化趋势，对可能产生的隐蔽污染，做到及时发现，尽早处理。

（3）及时展开隐蔽污染源调查，查明隐蔽污染源之所在，采取果断措施，截断隐蔽污染源的扩散途径。

5.7.5.5 管线安全运行措施

为了尽量避免管线破裂事故的发生，减轻管线破裂、泄漏事故对环境的影响，应采取以下安全环保措施：

（1）管线敷设过程中应严格按设计要求进行，确保埋设深度、防腐和保温质量，防止腐蚀管道。管线敷设线路上方设置永久性标志，提醒人们在管线两侧活动，保护管线的安全。

（2）为了减轻管线的内外腐蚀，每年定期用超声波检测仪，测量 1-2 次管线内外防腐情况，若管壁厚度减薄，应及时更换管段。

（3）为保护管道不受深根系植被破坏，在管道上部土壤中可复耕一般农作物及种植浅根系植被。在对集输管道的日常巡线检查过程中，应将管道上覆土壤中会对管道构成破坏的深根系植被进行及时清理，以确保管道的安全运行。

（4）机械失效及施工缺陷是导致事故的重要原因之一。根据我国的经验，管道焊接是最关键的工艺，焊接工应接受专门培训，持证上岗。

（5）加强日常生产监督管理和安全运行检查工作，对各种设备、管线、油罐、阀门定期进行检查，防止跑、冒、滴、漏，及时巡查管线，消除事故隐患。

（6）加强职工安全意识教育和安全生产技术培训，制定安全生产操作规程。

（7）集输管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生；按规定进行管道的定期检验、保养，及时更换易损及老化部件，防止原油泄漏事故的发生。

①管道敷设做好安全防范及防腐措施。新建管线跨越道路、沟渠等应根据《原油和天然气输送管道穿跨越工程设计规范》要求进行；

②每年定期用超声波检测仪，测量1～2次管线腐蚀情况，发现如管壁厚度减小，应及时更换管段，以减小管线的盐碱腐蚀造成事故的几率。当有风险事故发生时，立即启动应急预案，使事故带来的损失降低到最小。

当有风险事故发生时，立即启动应急预案，使事故带来的损失降低到最小。

5.7.5.6 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。

5.7.5.7 重视和加强管理

除采取上述安全预防措施外，还应通过提高人员素质，加强责任心教育，完善有关操作条例等方法来防止人为因素引发的事故。

（1）对生产操作的工人必须培训经考核后上岗，使其了解工艺过程，熟悉操作规程，对各种情况能进行正确判断。

（2）加强各级干部、职工的风险意识和环境意识教育，增强安全、环保意识。建立健全各种规章制度、规程，使制度落实到实处，严格遵守，杜绝违章作业。

（3）经常对职工进行爱岗教育，使职工安心本职工作，遵守劳动纪律，避免因责任心不强、操作中疏忽大意、擅离职守等原因造成的事故。

（4）本项目实施后，将本项目相关工程纳入各采油厂环境风险应急预案中。

5.7.6 风险评价结论

本项目所涉及的危险物质包括原油、甲烷、H_2S，可能发生的风险事故包括井场事故、管线泄露事故。原油发生泄漏时，对土壤、植被、地下水会产生一定的影响，发生事故后，在严格落实本项目提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。做好事故风险防范措施，将事故发生概率减少到最低。综上所述，本项目环境风险程度属于可以防控的。

本项目环境风险简单分析内容表见表 5.7-7。

表 5.7-7　环境风险简单分析内容表

建设项目名称	塔河油田 12 区奥陶系油藏 2022 年产能建设项目			
建设地点	新疆维吾尔自治区库车市			
地理坐标				
主要危险物质及分布	主要危险物质：原油、天然气（甲烷）、H_2S，分布于输油管道、掺稀管道和输气管道内			
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	本项目可能发生的环境风险主要包括井喷、井漏、油类物质泄漏、火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。 运营期管线发生破损造成原油泄漏，以及井喷均会污染土壤和大气，泄漏的油品有可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏的油气若遇明火，发生火灾、爆炸、硫化氢中毒等，污染大气环境。			
风险防范措施要求	① 生产中采取有效预防措施，严格遵守井下作业的安全规定，在井口安装防喷器和控制装置，杜绝井喷的发生； ② 制定安全生产方针、政策、计划和各种规范，完善安全管理制度和安全操作规程，建立健全环境管理体系和监测体系，完善各种规章制度标准； ③ 定期对管线进行巡视，定期进行管道壁厚和防腐情况检测； ④ 制定环境风险应急预案，定期演练。 ⑤ 设置可燃气体检测报警仪、硫化氢检测报警仪等防范设施。详见 5.7.4 节			
结论：工程可能涉及的危险物质包括：原油、天然气（甲烷）、H_2S。项目可能发生的风险事故类型主要包括井场事故风险、集输管道事故风险。环境风险最大可信事故为管线泄漏事故。采取各项风险措施后，本项目环境风险程度属于可接受程度范围内，西北油田分公司各采油厂已制定了风险应急预案，将事故发生概率减少到最低，减小事故造成的损失，在可接受范围之内。				

6 环境保护措施及可行性论证

本项目实施过程中，会对评价区内的水环境、环境空气、土壤环境等造成不同程度的影响。本章分别对项目在建设期、运营期和服役期满拟采取的措施及各专题评价提出的措施进行分析和论证。

6.1 建设期环境保护措施

本项目建设期对环境的影响主要来自油井钻采、管线敷设、道路和站场建设等方面。

6.1.1 生态环境影响减缓措施

在项目可研及已建工程采取的生态环境影响减缓措施的基础上，根据本项目对生态环境可能产生的不利影响，评价提出如下防范措施。

6.1.1.1 井场和站场

（1）控制井场占地面积，使单井临时占地面积不大于110×120m^2，生产期占地不大于60×70m^2，减少扰动面积，减少林木砍伐。

（2）钻井过程中严格执行钻井生产环境保护管理规定，岩屑、废弃泥浆处置应符合《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制技术规范》（DB65/T3999-2017）要求。采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，固相拉运至塔河油田绿色环保站处置。污油、药品回收利用，防止污水、污油、泥浆、药品的随意乱丢乱放。

（3）加强井区的野生动物保护，对施工人员进行野生动物保护法的宣传教育，严禁施工人员猎杀野生动物。

（4）尽量减少因施工对植被的破坏，施工前对施工人员进行环保培训，要求施工人员能识别保护植物，井场、站场和管线尽量避开项目区4种保护植物肉苁蓉、膜果麻黄、胀果甘草、罗布麻的密集分布区，由于这4种保护植物均为区域广布种，且具有药用价值，对井场、站场占地范围内必须进行砍伐的保护植被，采伐后应进行统一回收，禁止采伐项目临时、永久占地外生长的保护植物。施工

中大量建筑材料的调运及人员的流动，会增加作业区内的拥挤度，施工区设置明显的作业区域标志，加强管理，把施工作业严格控制在作业区内。本环评要求，井场在施工过程中，减少对灌木的碾压破坏。尤其对占有灌木的井场，要严格控制扰动面积，施工过程中严格按照施工场地界线范围内施工，并安排专人监察。

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

图 6.1-1　　临时堆土场防护工程平面布置图

（6）对井场和站场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失。

图 6.1-2　井场、站场砾石压盖措施典型设计图

6.1.1.2 管线

（1）根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量。

（2）管线采用埋地敷设，埋设深度为管顶 1.5m。采油支线就近进入计量转油站、自选计量阀组间。燃料气管线与单井采油管线同沟敷设。

（3）按设计标准规定，严格控制施工作业带 8m，不得超过作业标准规定。

（4）施工结束后，应恢复地貌原状。施工时对管沟开挖的土壤做分层堆放，分层回填压实，以保护植被生长层，降低对土壤养分的影响，尽快使土壤恢复生产力，同时减少水土流失。

（5）对管沟回填后多余的土严禁大量集中弃置，应均匀分散在管线中心两侧，并使管沟与周围自然地表形成平滑过度，不得形成汇水环境，防止水土流失。管线所经地段的原始地表存在局部凹地时，若有集水的可能，需采用管沟多余土或借土填高以防地表水汇集。对敷设在较平坦地段的管道，应在地貌恢复后使管沟与附近地表自然过渡，回填土与周围地表坡向保持一致，严禁在管沟两侧有集水环境存在。

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

（7）禁止施工人员对野生动物尤其是珍稀动物的滥捕滥杀，作好野生动物的保护工作。

6.1.1.3 道路

施工期道路依托井区现有道路，禁止随意增设临时施工道路，各种机动车辆固定线路，禁止随意增开便道，践踏和破坏植被，注意施工过程中地貌的恢复，挖掘管沟时，将表层土与底层土分开堆放，复土回填要保持土壤的基本层次，管沟回填时要分层回填在表面，以恢复原来的土层；回填后多余的土方不随便丢弃，弃土用于平整井场，防止水土流失。对破坏和占用的植被及时恢复。

图 6.1-3　彩条旗拦挡典型设计图

6.1.1.4 敏感区段的生态保护措施

项目施工占用公益林前，应向林草主管部门办理相关手续，应按《森林法》和《新疆维吾尔自治区建设项目使田林地审核审批管理办法(试行)》（新林资字[2015]497 号）及阿行署办[2008]27 号文件<印发《阿克苏地区境内石油天然气勘探开发建设管理办法（暂行）》的通知>、阿地油区委[2009]3 号文件等有关规定，办理建设项目使用林地手续后施工建设。项目井位选址时尽量减少林地占用，避开植被茂盛的区域，减少公益林占用和对植被的破坏；井场、道路和管线占地避让胡杨林；采用小型施工机具或必要时考虑采用人工开挖回填管沟等一系列手段，缩减施工作业带宽度。并在施工过程中，加强施工人员的管理，确保施工人员和车辆在规定范围内作业，严禁砍伐公益林作燃料，做好森林火灾的防范工作。

6.1.1.5 防沙治沙措施

一、防沙治沙内容及措施：

(1)采取的技术规范、标准

①《中华人民共和国防沙治沙法》（2018 年 11 月 14 日修订）；

②《关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见》(林沙发[2013]136 号)；

③《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）；

④《防沙治沙技术规范》（GB/T21141-2007）；

(2)制定方案的原则与目标

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

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

(3)工程措施（物理、化学固沙及其他机械固沙措施）

本项目不涉及物理、化学固沙及其他机械固沙措施。

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

①植被覆盖度高的区域，施工结束后，及时采取撒播草籽等措施，恢复原地貌；

②施工过程中，对于管线工程，尽可能在植被覆盖度高的地段采取人工开挖，局部降低作业带宽度，减少对植被的破坏；

③植被覆盖度高的区域，采取分层开挖、分层回填措施，避免破坏区域土壤肥力；

④针对部分井场、道路周边若基本无植被覆盖区域，采取防沙治沙措施，对区域进行人工抚育植被，防止土地沙漠化。

(5)其他措施（废弃弃土、石、渣及其他地面覆盖处理措施）

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

针对管沟开挖过程，提出如下措施：①施工土方全部用于管沟回填和井场平整，严禁随意堆置。②管沟开挖土方堆存过程中使用防尘网，并定期洒水抑尘。③管道工程区管沟回填后需先进行严格的整治，对局部高差较大处，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表。④设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域。⑤管沟分层开挖、分层回填。

针对施工机械及运输车辆，提出如下措施：施工期间应划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行线路和范围，不得离开运输道路及

随意行驶，由专人负责，以防破坏土壤和植被，加剧土地荒漠化。

(6)各种措施总量和年度实施计划、完成期限等

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

二、方案实施保障措施

(1)组织领导措施

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

(2)技术保证措施

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

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

(3)防沙治沙措施投资概算及资金筹措情况

本项目防沙治沙措施投资概算预计 20 万，由西北油田分公司自行筹措，在塔河油田 12 区奥陶系油藏 2022 年产能建设项目总投资中考虑。

(4)生态、经济效益预测

本项目防沙治沙措施实施后，预计项目区域植被覆盖度能维持现状，避免区域土地沙化。

6.1.2 土壤污染防治措施

（1）应严格控制施工期临时占地面积，按设计及规划的施工范围进行施工作业，减少土壤扰动。

（2）施工机械及运输车辆应按规定的道路行驶，减少对土壤的碾压，减少碾压造成的土壤紧实度增加及养分流失。

（3）施工产生的建筑垃圾不得随意抛洒，应集中收集并及时清运，防止污染物进入土壤环境造成污染。采取的土壤污染防治措施可行。

6.1.3 大气污染防治措施

6.1.3.1 钻井过程大气污染防治措施

（1）钻井期间优先使用网电，将柴油机作为备用。定期对柴油机、柴油发电机等设备进行维护，并且采用高品质的柴油、添加柴油助燃剂等措施，在很大程度上可降低柴油燃烧污染物的排放，减轻对大气环境的影响，使其污染物达标排放。

（2）钻井中发现地层有可燃或有害气体，应立即采取有效措施防止井涌井喷，并把可能产生的气体引入燃烧装置烧掉。

（3）钻井期间，硫化氢安全与防护工作必须严格按照相关标准、规范与规定执行。

（4）井场内严禁燃烧可能产生严重烟雾或刺鼻臭味的材料。

（5）井场应采用密闭下料系统，防止粉尘污染井场环境。

（6）针对油藏含硫化氢特征，钻井过程中目的层钻进安装剪切闸板，完井期间三开安装钻采一体化四通，以减少硫化氢的无组织挥发。

（7）钻井过程中，加强深井钻具的管理，严格执行钻具检查和倒换使用制度，及时发现钻具事故隐患，避免发生因钻具不合格导致井喷事故，致使硫化氢泄漏。

6.1.3.2 地面施工大气污染防治措施

（1）运输车辆进入施工区域，应以中、低速行驶（速度小于40km/h）。

（2）井场设备的放置进行合理优化，尽可能少占土地，对工作区域外的场地严禁车辆和人员进入、占用，避免破坏植被和造成土地松动。

（3）施工场地定期洒水抑尘、限速行驶及保持路面清洁、设置围挡、散装物料集中堆放和运输时加盖篷布等措施。

采取的大气污染防治措施可行。

6.1.4 废水污染防治措施

对钻井废水的污染防治，应从源头减量化和处置两方面加以考虑。对钻井、试油修井作业的防渗泥浆池，须严格按照防渗池设计，以满足环保要求。

（1）节水减少污水排放量

钻井过程中设备清洗、冷却等需消耗大量清水，采取有效节水措施，不仅节约了水资源，同时也减少了钻井废水的产生量，减少了废水存储设施的负担和后续处理的负荷，符合清洁生产的要求。因此，要在源头上节水降污，使钻井废水予以减量。

在工程和技术管理上采取以下节水减排措施：

①以钻井队为单位，在保证正常作业的情况下，确定各类施工作业条件下的合理用水量，以控制清水用量。

②动力设备、水刹车等冷却水要循环使用，要安装泥浆泵冷却水循环系统；振动筛的污水循环系统，以减少用清水直接冲洗设备，尽量采用擦洗的方法清洗设备。水的重复利用率达到 40~50%。

③做好供水阀门和管线的安装、试运行工作，杜绝水的跑、冒、滴、漏。

（2）废水处置措施

钻井作业期间，采用泥浆不落地系统，钻井期钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，分离后的液体回用于钻井液配备，不外排。钻井期各单井生活污水生活污水经“生化+过滤”一体化装置处理后水质达到《城镇污水处理厂污染物排放标标准》（GB18918-2002）一级 B 标准，达标处理后中水主要用于生活区、井场及通井路降尘、钻井液配置，不外排。

（3）其他施工期水环境保护措施

①钻井过程中严格按照钻井施工工艺，施工规范进行操作，防止钻井过程中，由于施工不当，导致井喷、原油泄露以及油水地层窜层等事故污染地下水。钻井过程中产生的钻井废水，废弃泥浆、岩屑等按照规范统一集中处理，避免对周边水体产生影响。

②清管试压排放废水，经收集后用于后续其他管线试压，不外排。

③施工机械检修期间，地面应铺设塑料布，及时回收废机油，防止废油落地，污染土壤和地下水。

④严格按照《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB 50423-2013）设计及施工，合理安排管道施工时序和施工工艺的情况。管道应埋设于最大冻土深度以下且应有足够的埋设深度。针对本工程管道穿越河流的特点，根据河流形态、水面宽度、水文参数（流量、流速、冲刷深度等）、河床冲淤变化、防洪设防标准、工程地质及水文地质条件等综合考虑，确定合理的穿越方式。采取的水污染防治措施可行。

6.1.5 固体废物污染防治措施

（1）钻井废弃物处理

钻井岩屑进入不落地处理系统处理，处理后的岩屑满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）等国家及有关部门、地方相关标准和生态环境保护要求的后，用于铺设通井路、铺垫井场。

主要工艺如下：

①不落地达标处理技术原理

钻井废弃泥浆不落地达标处理技术的基本原理是将废弃泥浆经过收集—化学工艺处理—分离成三部分：即岩屑、泥饼和水，对泥浆中的固体物通过水洗、絮凝分离和化学反应处理，使岩屑和泥饼达到排放标准，泥浆中的有害物质成分和氯离子被析入水中后，再用真空吸附或挤压方式脱水制成泥饼，同时将水循环利用。整套技术包括收集系统；处理系统；除油系统；脱干系统；水处理系统五个部分及相应的配合工艺技术，处理后产生的废弃物为无害化岩屑、泥饼以及水，均达到国家排放标准。其中泥饼、 岩屑可供井场建设使用，水则达到国家《污水综合排放标准》中的二级以上标准，可供整套装置自身循环和井队使用。达到无害化处理的目的。

②钻井废弃物不落地达标处理工艺流程

图 6.1-4　不落地达标处理技术处置工艺流程示意图

图 6.1-5　不落地达标处理技术处置工艺流程布局图

图 6.1-6　处置后泥饼

图 6.1-7　处置后泥饼

③处置效果

西北油田分公司加强监管，每个井场随钻不落地处理工艺末端排放口都要进行监测，3 次/井次（转磺前 1 次、转磺后 2 次）。监测项目为：含油率、含水率、pH 值、COD。同时油田服务管理中心建立随钻泥饼综合利用台账，钻井泥浆经处理后其泥饼达到相应指标要求后，用于铺垫井场和井场道路。

从近年西北油田分公司随钻不落地处理工艺末端排放口监测报告可知，钻井泥浆经处理后其泥饼浸出液均可达到《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》（DB65/T3999-2017）、《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB 65/T3997-2017）标准中相应指标要求。

综上所述，钻井废弃物影响集中在井场内，基本对外环境没有造成污染。

（2）控制钻井废弃物产生量的措施

保护环境的首要工作是控制污染源，因此，要从源头上控制钻井废弃物的产生量。

①优选钻井液材料，尽可能采用无毒、低毒材料，禁止使用国家明文规定有毒有害成分的钻井液材料。

②加强油料的管理，避免外泄，含油废弃物单独堆放，减少含油废弃物的产生量。

③采用固液分离装置进行固液分离，并分类存放在各自收集系统内。

综上，本项目采取的固废污染防治措施可行。

6.1.6 噪声防治措施

施工期主要噪声为施工机械设备运转噪声和大量的施工车辆行驶产生的交通噪声。

（1）施工单位可合理安排施工时间，避免长时间使用高噪声设备，使本项目在施工期造成的噪声污染降到最低。

（2）施工设备选型时，在满足施工需要的前提下，尽可能选取噪声低、振动小、能耗小的先进设备。

（3）加强施工机械的维护保养，避免由于设备性能差而使机械噪声增大的现象发生。

本项目建设期环境保护措施切实可行，对周围环境实施了有效的保护。

6.2 运营期环境保护措施

6.2.1 生态环境保护措施

（1）监督和管理措施

①针对本项目的建设，西北油田分公司安全环保部负责工程建设及运营期间对生态环境的保护工作，落实本项目环保措施的实施并与各施工单位签定详细的环境保护协议，明确各方的责任以及奖惩规定。

②选择信誉良好、素质较高的施工队伍，保证工程建设的质量，避免因质量问题对环境带来不利影响；同时，通过培训和发放宣传手册强化施工人员的环境保护意识，明确施工人员的行为和奖惩制度。

③针对已经发生的破坏生态环境的问题必须认真、及时的解决，并对正在和即将建设的工程提出具体、可行的整改和防治措施。

（2）运营期生态保护措施

①加强管理，确保各项环保措施落实。对主干道路采取沥青或水泥硬化，对施工迹地表面覆以砾石，以减少风蚀量。

②在道路边、油田区，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。

③加强对管线、设备的管理和检查，及时发现问题，及时解决，防止泄漏事故的发生；对泄漏的落地油应及时清理，彻底回收，防止污染扩大蔓延。

④在管线上方设置各种标志，防止各类施工活动对管线的破坏。

⑤为保护管道不受深根系植被的破坏，在对集输管道的日常巡查中，应将管道上覆土壤中会对管道构成破坏的深根系植被及时清理，确保管道的安全运行。

管道维修二次开挖回填时，应尽量按原有土壤层次进行回填。

⑦本项目事故状态下对生态环境影响较大，因此必须对事故风险严加防范和控制。加强日常生产监督管理和安全运行检查工作，制定安全生产操作规程，加

强职工安全意识教育和安全生产技术培训。一旦发现事故，及时采取相应补救措施，尽量减少影响和损失。

（3）生态修复方案

油田运营期开展生态修复目标为油田污染得到安全处置，生态环境质量明显改善；植被破坏区域覆盖率稳步增长，站场和生活区绿化率逐步提高，环境风险发生率得到有效控制，杜绝跑冒滴漏危害；油田区生态功能基本稳定；油田区主要运输道路硬化达到 100%，生物多样性呈上升趋势；公众生态环保意识得到提高；油田区生态环境监测范围达到 100%，建立生态安全应急系统。

项目井场和管线临时占地类型为草地和灌木林地，管线施工完毕后可进行植被恢复，植被恢复以自然恢复为主，根据实地调查，管线施工完毕后的 3-5 年内 90%的区域自然植被可恢复至施工前状态，对于难以恢复的区域应人工辅助恢复，人工恢复植被种类以本土柽柳等灌木植被为主。

综上，本项目采取的生态环境保护措施可行。

6.2.2 废气污染防治措施

本项目运营期的废气排放源主要为加热炉排放的锅炉烟气和无组织排放源。无组织排放的污染物主要为井口、管线接口、阀门、场站等处产生的无组织挥发烃类。针对以上污染源，油田采取了以下大气污染治理措施：

（1）加热炉烟气中烟尘、NOx、SO_2 排放浓度满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值要求，烟气最终通过 8m 高排气筒排放。

（2）采用了技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵。

（3）在油气集输过程中，为减轻集输过程中烃类的损失，油田开发采用密闭集输流程，非甲烷总烃无组织排放可以满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）无组织排放监控限值要求。一旦发生泄漏事故，紧急切断油、气源，实施关井，从而最大限度地减少油气集输过程中烃类及油的排放量。定期对油气集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄漏进入大气环境。

（4）在日常生产过程中，加强非甲烷总烃无组织排放例行监测，对典型井场厂界非甲烷总烃每年监测一次，确保满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）无组织排放监控限值要求。

（5）《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准（GB39728—2020）》和《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）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。应对泵、压缩机、搅拌器（机)、阀门、开口阀或开口管线、泄压设备、取样连接系统至少每 6 个月检测一次。通过调查，西北油田分公司已开展 VOCs 泄漏检测与修复工作。

（6）本项目新增加热炉需按照《固定污染源排污许可分类管理名录》及《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》（HJ953-2019）等相关要求，进行排污许可文件的申请，并进行例行监测等。

综上，本项目采取的废气污染防治措施可行。

6.2.3 废水污染防治措施

本项目运营期的主要废水是采出水和井下作业废水。

本项目生产运营期产生的废水主要包括井下作业废水、油藏采出水和生活污水。

（1）本项目油藏采出水经塔河四号联合站的污水处理系统处理满足油田注水水质标准后回注地层。

（2）井下作业废水采用专用罐收集后运至塔河油田绿色环保站集中处理。

（3）本项目不新增生活污水。

综上，本项目采取的废水污染防治措施可行。

6.2.4 噪声污染防治措施

（1）对声源强度较大的设备进行减噪处理，根据各种设备类型所产生噪声的特性，采用不同的控制手段。

（2）提高工艺过程自动化水平，尽量减少操作人员在噪声源的停留时间。设备采用巡检的方式，由操作人员定期对装置区进行检查，尽量减少人员与噪声的接触时间。

本项目采取的噪声污染防治措施可行。

6.2.5 固体废物污染防治措施

（1）加强监督力度，最大限度控制含油污泥的产生。井下作业时应带罐操作，且在作业井场地面铺设防渗布（膜），确保污油不落地。含油污泥临时贮存场所要严格按照《危险废物贮存污染控制标准》中的有关规范进行设计和管理。含油污泥由专用运输车辆进行运输、转移，并严格按照《危险废物转移联单管理办法》，实施危险废物转移联单管理制度。同时按照新发布实施的《排污许可证申请与核发技术规范 工业固体废物（试行）》（HJ1200-2021）文件进行管理和要求。含油污泥依托绿色环保站妥善处置。

（2）运营期生活垃圾收集后由专人将垃圾集中在垃圾清运站，利用密封垃圾储运设施统一清运，并交由塔河油田绿色环保站处理。

综上，本项目采取的固废废物污染防治措施可行。

6.2.6 土壤环境保护措施

（1）源头控制

通过加强管线内的压力、流量传感器检修维护，保障发生管线阀门连接处泄漏及时切断阀门，减少泄漏量；加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。井下作业按照“带罐上岗”的作业模式，加强站场及管线巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”或泄漏事故发生造成原油进入土壤，发生泄漏事故时应及时清理落地油，受污染的土壤应交由具有相应危险废物处置资质的单位负责接收、转运和处置，降低对土壤环境质量的影响程度。

（2）过程防控措施

巡检车辆严格按照油田巡检路线行驶，不得因乱碾乱压破坏土壤结构。严格执行地下水章节分区防控措施要求。防渗措施的设计，使用年限不应低于本项目主体工程的设计使用年限。

（3）跟踪监测

制定跟踪监测计划，发生事故泄露时对井口区及集输管线铺设范围可能影响区域进行跟踪监测。

综上，本项目采取的土壤污染防治措施可行。

6.2.7 地下水污染防治措施

按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全方位进行控制。

6.2.7.1 源头控制措施

选择先进、成熟、可靠的工艺技术，对产生的废物进行合理的回用和治理，尽可能从源头上减少污染物排放；严格按照国家相关规范要求，对管道、阀组采取相应措施，以防止和降低污染物的跑、冒、滴、漏，降低风险事故，以尽量减少由于埋地管道泄漏而可能造成的地下水污染。

6.2.7.2 分区防治措施

对井场、站场可能泄漏污染物的污染区地面进行防渗处理，并及时将泄漏/渗漏的污染物收集起来进行处理，可有效防治洒落地面的污染物渗入地下。

根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ 610-2016）中表5污染控制难易程度分级参照表、表6天然包气带防污性能分级参照表、表7地下水污染防渗分区参照表，将项目区划分为一般防渗区。

一般防渗区：根据项目特点，结合水文地质条件，对可能会产生一定程度的污染，划为一般防渗区，包括主要指井场、站场永久占地等区域或部位。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），一般防渗区防渗层的防渗性能不应低于1.5m厚渗透系数为1.0×10^{-7}cm/s的黏土层的防渗性能。

管线防腐措施：（1）集油管线采用管线+外防腐（30mm、40mm 厚聚氨酯泡沫黄夹克保温）；（2）燃料气供给管线采用普通级二层 PE 防腐，补口采用聚乙烯热收缩套。

6.2.7.3 污染监控措施

本项目应建立地下水环境监控体系，包括科学、合理地设置地下水污染监控井，建立完善的监测制度，配备相应的检测仪器和设备，以便及时发现并及时控

制。结合工程区所在区域的水文地质条件和《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ 610-2016）中要求，本项目需在区块的上游、下游、区块内布设不少于一眼水质监测井，在监测水质的同时监测地下水水位（监测井位的设置依托原有例行监测井）。监测计划、孔深、监测井结构、监测层位、监测项目、监测频率等详见表6.2-4。上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向采油厂安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开。

孔号	坐标	井深	监测层位	监测频率	主要监测项目
T01		50m	孔隙潜水	每年采样2次。发生事故时加大取样频率。	水温、水位埋深、溶解氧、嗅和味、肉眼可见物、pH、耗氧量、溶解性总固体、电导率、K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-、氯化物、硫酸盐、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、硫化物、石油类、氨氮、挥发性酚类、耗氧量、氟化物等
T02		100m			
T04		30m			

表 6.2-4　　地下水监测计划

（3）监测数据管理

上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向采油厂安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开。如发现异常或发生事故，加密监测频次，改为每周监测一次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

为保证地下水监测工作巧效有序运行，须明确职责、制定相关规定进行管理；具体管理措施和技术措施如下：

①管理措施

1）预防地下水污染的管理工作是环保管理部门的职责之一，各采油厂环境保护管理部门应指派专人负责预防地下水污染的管理工作；

2）各采油厂环境保护管理部门应委托具有监测资质的单位按时、按质、按量完成地下水监测工作，并按要求分析整理原始资料、编写监测报告；

3）建立与工程区环境管理系统相联系的地下水监测信息管理系统；

4）按突发事故的性质、类型、影响范围、后果严重性分等级制订相应的应急预案，在制定预案时要根据环境污染事故潜在威胁的情况，认真细致地考虑各项影响因素，并组织有关部门、人员进行适时演练、不断补充完善预案内容。

②技术措施：

1）定期对法兰、阀门、管道等进行检查。

2）在日常例行监测中，一旦发现地下水水质监测数据异常，应尽快核查数据，确保数据的正确性，并将核查过的监测数据通告安全环保部门，由专人负责对数据进行分析、核实，并密切关注生产设施的运行情况。具体内容如下：了解全井场、站场生产是否出现异常情况，出现异常情况的装置、原因；加大监测密度，如监测频率由每年2次临时加密为每天一次或更多，连续多天，分析变化动向。

6.2.7.4 地下水污染应急预案及处理

（1）应急预案内容

在制定井场、站场安全管理体制的基础上，制订专门的地下水污染事故应急措施，并应与其它类型事故的应急预案相协调，并纳入到采油厂应急预案中。地下水应急预案的具体内容如下：

① 应急预案的曰常协调和指挥机构；

② 各部门在应急预案中的职责和分工；

③确定地下水环境保护目标和对目标采取的紧急处置措施，评估潜在污染可能性；

④特大事故应急救援组织状况、人员和装备情况，平常的训练和演习。

（2）污染事故处理

在发现异常或者事故状态下，建议采取如下污染治理措施。

① 如发现异常或发生事故，加密监测频次，改为每周监测一次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

② 一旦发生地下水污染事故，应立即启动应急预案。

③ 查明并切断污染源。

④ 探明地下水污染深度、范围和污染程度。

⑤ 依据探明的地下水污染情况，合理布置浅井，并进行试抽工作。

⑥ 依据抽水设计方案进行施工，抽取被污染的地下水体，并依据各井孔出水情况进行调整。

⑦ 将抽取的地下水进行集中收集处理，并送实验室进行化验分析。

⑧ 当地下水中的特征污染物浓度满足地下水功能区划的标准后，逐步停止抽水，并进行土壤修复治理工作。

综上，本项目采取的地下水污染防治措施可行。

6.3 服役期满后环境保护措施

6.3.1 退役期大气环境保护措施

（1）运输车辆使用符合国家标准的油品。

（2）在闭井施工操作中应做到文明施工，防止水泥等的洒落与飘散；尽量避开大风天气进行作业。

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

6.3.2 退役期水环境保护措施

对完成采油的废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下1m内管头，保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层污染地下水资源。

6.3.3 退役期噪声污染防治措施

（1）选用低噪声机械和车辆。

（2）加强设备检查维修，保证其正常运行。

（3）加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

6.3.4 退役期固废及土壤污染防治措施

（1）地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣，应集中清理收集。管线外运清洗后可回收利用，废弃建筑残渣外运至环保部门指定建筑垃圾填埋场填埋处理，不得遗留在场地内影响土壤环境质量。

（2）《参照废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函[2020]72号）对完成采油的废弃井封堵，拆除井口装置，最后清理场地，清除各种固体废弃物，自然植被区域自然恢复。

（3）运输过程中运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

6.3.5 退役期生态环境保护措施

随着油井开采时间的延长，其储量将逐年降低，最终进入退役期。当开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，站场和管线等设备设施陆续被拆卸、转移，原有的大气污染物、噪声及固体废物等对环境的影响将会逐渐减弱甚至消失。

井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫应进行清理，然后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。

通过宣传教育的形式，使施工工作人员对于在项目区生存的野生动物及植物有基本的认识与了解。在退役期施工过程中，如遇到保护植物应进行避让，严禁随意踩踏破坏；遇到保护动物时，应主动避让，不得惊扰、伤害野生动物，不得破坏保护动物的生息繁衍地，禁止妨碍野生动物生息繁衍的施工活动。

加强对《中华人民共和国野生动物保护法》及《中华人民共和国野生植物保护条例》的普及、教育工作，强化保护野生动植物的观念，让施工人员明确破坏保护植物，捕猎、杀害保护动物的法律后果，理解保护野生动植物的重要意义。

通过采取以上生态保护措施，对于减少植被破坏、减缓水土流失、抵制荒漠化发展起到了一定的积极作用，可有效保护脆弱的荒漠生态环境。

6.3.6 生态恢复治理方案

（1）生态环境保护与恢复治理的一般要求

本项目生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

采取有效预防和保护措施，避免或减轻矿产资源开发活动造成的生态破坏和环境污染。坚持“预防为主、防治结合、过程控制”的原则，将生态环境保护与恢复治理贯穿开采的全过程。

（2）井场生态恢复治理

①井场生态恢复治理范围

本项目新建采油井场的所有临时占地施工范围需进行生态环境恢复治理。

③ 生态环境恢复治理措施

施工结束初期，对井场永久占地范围内的地表进行硬化，以减少风蚀量。

工程施工结束后，应对井场临时占地进行平整。充分利用前期已收集的弃土覆盖于井场表层，覆盖厚度根据植被类型和场地用途确定。

（3）管线生态恢复

①管线生态恢复治理范围

本项目需新建集输管线的长度约 27.16 km（掺稀管线、燃料气管线与集输管线同沟敷设），管线施工扰动范围内需进行生态环境恢复治理。

②生态环境恢复治理措施

管道施工作业带宽度控制在 8m 范围内，施工过程中保护土壤成分和结构，在管线敷设过程中，分层回填管沟，覆土压实，管沟回填后多余土方应作为管廊覆土，不得随意丢弃。

（4）植被恢复措施及恢复要求

项目施工结束后，灌木林地按照林草部门要求进行恢复，井场恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率，植被类型应于原有类型相似，并与周边自然景观协调，不得使用外来有害物种进行井场、站场植被恢复。

7 环境影响经济损益分析

一个项目的开发建设，除对国民经济的发展起着促进作用外，同时也在一定程度上影响着项目拟建地区环境的变化。社会影响、经济影响、环境影响是一个系统的三要素，最终以提高人类的生活质量为目的。它们之间既互相促进，又互相制约，必须通过全面规划、综合平衡、正确地把全局利益和局部利益、长远利益和近期利益结合起来，对环境保护和经济发展进行协调，实现社会效益、经济效益、环境效益的三统一。

本项目总投资为 191200 万元。项目内部收益率为 8.2%（税后），项目税后主要财务指标达到石油行业基准收益要求，由此可见，本项目可取得较好的经济效益。

7.1 环保投资分析

本项目总投资为 191200 万元，其中环保投资 1780 万元，占总投资 4.11%。估算见表 7.1-1。

表 7.1-1　　主要环保投资估算

类别	污染源		环保措施	治理效果	投资(万元)
废气	施工扬尘		临时抑尘覆盖物(草包、帆布等)、洒水（防尘、洒水等）	/	25
	井场、站场加热炉烟气		以净化后的天然气为燃料+8m 高烟囱(共 12 根)	颗粒物≤20mg/m^3 SO_2≤50mg/m^3 NO_X≤200mg/m^3 烟气黑度≤1 级	36
	无组织排放		装置做好日常维护，做好密闭措施站场采用无泄漏屏蔽泵	非甲烷总烃≤4.0mg/m^3； H_2S≤0.06mg/m^3	24
噪声	设备噪声	采油树	选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振	场界： 昼间≤65dB(A)	12
		加热炉			

类别	污染源		环保措施	治理效果	投资(万元)
				夜间≤55dB(A)	
固体废物	地面工程施工		废弃施工材料以及生活垃圾清运	妥善处理	15
	钻井		钻井废弃物不落地系统	妥善处理	960
	含油废物		井场作业落地油回收，进入塔河油田绿色环保站处置	妥善处理	80
生态	临时占地		施工结束后进行场地平整；控制施工作业带宽度；水土保持措施、防沙治沙等	施工结束后场地平整	260
环境风险管理	环境风险防范措施		地上管道涂刷相应识别色、消防器材、警戒标语标牌、设置可燃气体检测报警仪、硫化氢检测报警仪等防范设施	风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求设置	13
	应急预案		根据管线泄漏应急处理经验，完善现有突发环境事件应急预案	修改完善，并定期演练	15
废水处理	施工废水、生活污水		沉淀池、“生化+过滤”一体化装置处理	施工废水、生活污水不外排	10
	井下作业废液		井下作业废液采用专用罐拉运至绿色环保站处置	废水不外排	5
地下水、土壤	一般防渗区	12-7 计转站	等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，$K\leq1.0\times10^{-7}$cm/s；或参照 GB18598 执行	渗透系数小于 1.0×10^{-7}cm/s	15
	简单防渗区	井场永久占地	实施地面硬化	地面硬化	
	管道防腐		集油管线采用管线+外防腐（30mm、40mm 厚聚氨酯泡沫黄夹克保温）、燃料气供给管线采用普通级二层 PE 防腐，补口采用聚乙烯热收缩套	防腐性能良好	270
环境管理			环境影响评价、环境保护竣工验收、运营期环境监测		30

类别	污染源	环保措施	治理效果	投资(万元)
		环保培训，演练		10
环保投资合计				

7.2 环境效益、社会效益分析

7.2.1 环境效益分析

开发建设期环境效益分析，油田开发建设对环境造成的直接影响主要表现在：

（1）项目占地造成的环境损失；

（2）突发事故状态污染物对土壤、植被的污染造成的环境损失；

（3）其他环境损失。

项目占地主要为站场、井场建设和集输管道占地，输油输气管线系统建设、场站管网建设。

本项目建设对项目区域直接影响是生态影响，包括植被破坏后由于地表裸露导致水土流失和土壤环境质量下降。但在加强施工管理和采取生态恢复等措施后，施工影响是可以接受的。在正常情况下，基本上不会对周围环境产生影响。但在事故状态下，将对项目区生态环境和地下水环境产生影响。由于事故程度不同，对环境造成的损失也不同，损失量的估算只能在事故发生后通过各项补偿费用来体现。

7.2.2 社会效益分析

本项目开发的社会效益主要体现在油田开发对当地工业和经济的发展具有明显的促进作用，能够带动一批相关工业、第三产业的发展，给当地经济发展注入新的活力。

同时，油田的建设有利于改善当地的燃料和能源结构，提高居民的生活水平，促进当地经济发展和生态环境保护。

8 环境管理与监测计划

8.1 环境管理体系的建立和运行

本项目可分为两个部分，钻井由各钻井公司投标招揽，油气生产及集输由中国石油化工股份有限公司西北油田分公司生产运行管理部门主管，专门形成一套班子进行管理。所以，项目 HSE 管理体系从钻井及油气生产两个方面进行说明。

8.1.1 承包方的环境管理

本项目开发在对施工承包方管理上应按照 HSE（健康、安全、环保）管理程序进行管理，具体见图 8.1-1。

图 8.1-1 分承包方 HSE 管理程序方框图

（1）分承包方的选择

开发建设期对环境的破坏程度与施工承包方的素质和管理水平有很大关系。在承包方的选择上，除实力、人员素质和装备技术等方面外，还要考虑施工承包方的 HSE 表现，应优先那些 HSE 管理水平高、业绩好的单位。

（2）对分承包方的环保要求

在承包合同中应明确规定有关环境保护条款，如对承包工程的主要环境保护目标，应采取的水、气、声、生态保护措施等，将环保工作的执行情况作为工程验收的标准之一。承包方应按照公司 HSE 体系要求，建立相应的 HSE 管理机构。

承包方在施工之前，应按照其承包工程的环保要求，编制详细的“环境管理方案”，并连同施工计划一起呈报公司的 HSE 管理部门以及相关的地方环保部门，批准后方可以开工。

（3）对施工人员进行 HSE 培训

在施工作业之前必须对全体施工人员进行 HSE 培训。

环保知识和意识的培训主要包括：了解国家和地方有关环境方面的法律、法规和标准；了解承包工程的主要环境保护目标和要求；认识遵守有关环境管理规定的重要性，以及违反规定带来的后果等。

环保能力的培训主要包括：保护动植物、保护地表原貌的方法；收集、处理固体废物的方法；管理、存放及处理危险物品的方法等。

（4）根据施工中各工种的作业特点和各施工区段的敏感目标，分别提出不同的环境保护要求，制订发生环境事故的应急计划和措施。

8.1.2 钻井 HSE 管理体系

8.1.2.1 组织机构与职责

（1）组织机构

①钻井承包开发商设立 HSE 管理委员会，由中国石油化工股份有限公司西北油田分公司 HSE 管理委员会（设在质量安全环保处）领导、主任委员由钻井承包商经理担任，委员由健康、安全与环境部门负责人组成。

②钻井队设立 HSE 管理小组，组长由平台经理担任，成员由健康、安全与环境管理员、营地服务管理员、井队医师和班组兼职监督员组成。

③其他施工队伍也应设立 HSE 管理小组。

组织机构如图 8.1-2 所示。

图 8.1-2　钻井 HSE 管理机构

（2）职责

①HSE 管理委员会

——宣传贯彻国家和当地政府有关安全、健康、环保方面的法律、法规和上级与作业者的方针、规定。

——制定本单位 HSE 管理的方针、规定和实施方案。

——监督检查下级单位 HSE 管理的执行情况。

——组织对员工进行健康、安全与环境教育和培训。

——组织对员工定期体检，并建立健康档案。

——定期组织召开 HSE 管理会议，审议工作报告，评估工作完成情况，表彰和奖励有功人员，审查事故处理事宜。对员工定期体检，并建立健档案。

②HSE 管理小组

——贯彻执行管理委员会和作业者有关 HSE 管理的方针、规定和实施方案。

——定期召开会议，研究确定本队 HSE 的执行计划和措施。

——监督落实 HSE 计划和措施的执行情况。

——组织整改影响健康、安全与环境的隐患，批评、纠正违章行为。

——对员工进行 HSE 教育培训。

——负责事故调查、分析和统计上报工作。

③HSE 兼职监督员和全体人员

——HSE 兼职监督员和全体人员应清楚地认识 HSE 的重要性。

——执行 HSE 管理规程。

——严格执行岗位安全生产标准、规定和操作规程。

——精心维护保养本岗位的生产设备、工具及防护装置，保证性能良好、有效、安全可靠。

——积极参加队、班组开展的安全活动和培训教育，努力提高生产技能和安全防护能力。积极向领导提出搞好 HSE 工作的措施建议。

——有权拒绝一切违障指挥命令。发现 HSE 问题应积极排除，无法解决的，要立即报告领导予以处理。

8.1.2.2 教育培训

钻井队进入工区前，应进行有关 HSE 方面的综合性培训教育，其内容包括：

（1）国家、地方和本部门有关 HSE 方面的政策、法令和法规。

（2）作业者的 HSE 方针、规定和要求。

（3）HSE 管理委员会的规定和实施方案。

（4）HSE 管理小组实施计划。

（5）人员急救、自救和人身保护。

（6）设备、工具和仪器操作使用。

（7）水、电、信设备、设施安全使用规定。

（8）油料、化学药品及其它有害物质安全处理方法。

（9）井控知识。

（10）应急程序及演练。

（11）HSE 预防措施及记录和汇报程序。

（12）其它需要培训的内容。

8.1.2.3 HSE 管理体系文件的控制

从下列几个方面对 HSE 管理体系文件进行管理：

（1）所有文件都必须报 HSE 管理委员会审批。

（2）经批准的文件及时下发给各有关单位，要求他们按照文件执行。

（3）所有文件都要有专人管理，有一定的存放位置，并能迅速查找。

（4）根据当地政府和上级主管单位的要求及时修改有关文件，确保现存文件的适宜性。

（5）凡对管理体系的有效运行具有关键作用的岗位，都能得到有关文件的现行版本；

（6）文件失效后，应及时从所有曾经发放的部门和使用场所收回，避免继续使用，如失效的文件不能及时销毁的，应根据其性质规定必要的留存期限并予以执行；

（7）所有文件都应字迹清楚，注明日期，标识明确，妥善保管；

（8）所有批准的与HSE有关的事务，都应作详细的记录，具体如下：

①现场考察报告；

②政府有关部门颁布的与环境有关的可适用的法律、法规、标准、准则和条款，以及上级主管部门的有关规定；

③HSE方针；

④环境危害及有关影响；

⑤会议、培训、检查记录；

⑥发现问题的纠正和预防措施；

⑦事故报告；

⑧环境审核结果。

8.1.2.4 检查和审核

为了保证该HSE管理体系有效地运行，预防污染和保护环境的措施得到有效推行，并使体系得到持续改进，对现行的HSE管理体系要进行不定期的检查和定期的环境审核、评审。审核程序包括：

（1）健康、安全与环境程序审核。

（2）设备及设施技术检查、整改后的复查（包括第三方对关键设备、设施或部件的检查）。

（3）开工前健康、安全与环境全面检查和审核。

（4）项目执行中HSE情况检查和考核。

（5）项目完工后HSE执行情况检查和评估。

（6）持续改进

通过审核和评审，把安全专业检查、安全考核与审计工作结合起来，通过审计，不断纠正不符合项，做到持续改进。

8.1.3 管网、道路建设环境管理

在合理选择施工队伍的基础上，加强对管道、道路沿线施工的环境管理工作，监督管道沿线各项环保措施的落实情况。

——合理选线，划定并尽量缩小施工作业范围，严禁超界施工；

——管道开挖作业执行“分层开挖、分层堆放、分层回填”措施；

——运输车辆按固定线路行驶，尽可能不破坏原有地表植被和土层，严格禁止施工作业区域以外的其他活动；施工结束后，凡受到施工车辆、机械破坏的地方都要及时修整，使之尽快恢复原貌。

8.1.4 油田生产 HSE 管理计划

8.1.4.1 组织机构和职责

（1）组织机构

本项目建设项目的 HSE 管理机构应实行逐级负责制，受中国石油化工股份有限公司西北油田分公司 HSE 管理委员会（设在质量安全环保处）的直接领导，下设中国石油化工股份有限公司西北油田分公司承保开发公司 HSE 管理委员会、采油三厂 HSE 管理委员会，各设专职 HSE 管理员一名。

（2）职责

①中国石油化工股份有限公司西北油田分公司 HSE 管理委员会

——贯彻并监督执行国家关于环境保护的方针、政策、法令。

——作为最高管理部门负责组织制定 HSE 方针、目标和管理实施细则。

——每季召开一次 HSE 例会，全面掌握 HSE 管理工作动态，研究、部署、布置、总结、表彰本单位的 HSE 工作，讨论、处理本单位 HSE 工作中存在的重大问题。

——组织本单位 HSE 工作大检查，每季度至少一次。

——负责对方案和体系进行定期审核，并根据审核结果对方案进行修正和改进。

——组织开展本单位清洁文明生产活动。

——组织开展本单位环境宣传、教育工作。

——直接领导开发公司管理委员会。

②开发公司 HSE 管理职责

——负责组织职工完成 HSE 工作任务。

——适时召开会议，研究、分析 HSE 工作动态，及时制止（处罚）、纠正“违规”行为和现象，整改不合格因素，无法解决的问题及时向 HSE 管理委员会汇报。

——如发生环境污染与破坏事故，必须及时采取有效措施进行抢救，及时向上级部门汇报，配合有关组织对事故的调查处理。

——组织整改影响健康、安全与环境的隐患，批评、纠正违章行为。

——开展清洁文明生产活动，组织推广和实施先进的污染治理技术。

③采油二厂 HSE 管理委员会职责

——负责运行期间 HSE 管理措施的制定、实施和检查。

——对运行期间出现的问题加以分析，监督生产现场对 HSE 管理措施的落实情况。

——协助上级主管部门宣传贯彻国家和地方政府有关环境保护方面的法律、法规，地方政府关于自然保护区方面的法律、条例，环境保护方面的法律、法规及中国石油化工股份有限公司西北油田分公司的 HSE 方针。

——配合上级主管部门组织全体员工进行环境保护知识的教育和培训。

④HSE 兼职管理人员和全体人员

——HSE 兼职管理人员和全体人员应清楚意识到环境保护的重要性。

——严格执行 HSE 管理规程和标准。

——了解工程建设对环境的影响和可能发生的事故。

——严格按规章制度操作，发现问题及时向上面汇报，并提出改进意见。

8.1.4.2 教育培训

职工上岗以前，应进行有关 HSE 方面的综合性培训教育，其内容包括：

（1）学习国家、地方和本部门有关 HSE 方面的政策、法令和法规。

（2）了解西北石油分公司环境保护的目标和指标。

（3）HSE 管理委员会的规定和实施方案。

（4）HSE 管理小组实施计划。

（5）各种规章制度和操作规程。

（6）有关设施的使用、维护方法，处理和处置废水、废气和固体废物的方法。

（7）事故的预防和应急程序。

8.1.4.3HSE管理体系文件的控制

油气生产过程中的HSE管理体系文件的控制与钻井队伍HSE管理体系文件的控制相同。

8.1.4.4 检查和审核

为了保证该HSE管理体系有效地运行，预防污染和保护环境的措施得到有效推行，并使体系得到持续改进，对现行的HSE管理体系要进行不定期的检查和定期的环境审核、评审。

8.1.4.5 持续改进

通过审核和评审，把安全专业检查、安全考核与审计工作结合起来，通过审计，不断纠正不符合项，做到持续改进。

8.2 环境管理机构

8.2.1 环境管理机构设置

中国石油化工股份有限公司西北油田分公司下设质量安全环保处，负责西北油田分公司的环保工作，各二级单位下设安全环保科，各生产单位设专职环保员，负责本单位的环保工作。

8.2.2 环境管理主要任务

8.2.2.1 施工期的环境管理任务

（1）建立和实施施工作业队伍的HSE管理体系。

（2）工程建设单位应将项目建设计划表呈报环境管理部门，以便对工程建设全过程进行环境保护措施和环境保护工程的监督和检查。

（3）实施施工作业环境监理制度，以确保施工作业队生态环境造成的破坏降到最低限度。

（4）工程建设结束后，会同当地环保主管部门共同参与检查验收。

8.2.2.2 运营期的环境管理任务

（1）本项目运行期的HSE管理体系纳入中石化西北油田分公司HSE系统统一管理。

（2）协助有关环保部门进行环境保护设施的竣工验收工作，贯彻执行国家、地方及上级部门有关环境保护方针、政策、法律、法规。

（3）负责原油集输管线的日常环境保护管理工作及定期进行环保安全检查，如生态恢复、环境监测等。

（4）编制各种突发生事故的应急计划。

（5）组织开展环境保护宣传教育、技术和经验交流活动，推广先进技术和科研成果，对全体员工组织开展环境保护培训。

（6）强化基础工作，建立完整、规范、准确地环境基础资料，环境统计报表和环境保护技术档案。

（7）参加调查、分析、处理环境污染事故，并负责统计上报事故的基本情况及处理结果，协同有关部门制定防治污染事故的措施，并监督实施。

8.2.3 环境管理手段

采用行政、经济、技术、教育等环境管理手段进行本项目的环境管理工作。

（1）行政手段：制定环境保护目标责任制，将环境保护列入岗位责任制及生产调度当中，不定期检查环境保护状况，以行政手段督促、检查、奖惩，促使生产岗位按要求完成环保任务。

（2）技术手段：从项目设计、施工到运营全过程采取先进的工艺、设备，同环境保护措施密切结合，积极推广应用新技术，解决环境问题，实现清洁生产。

（3）经济手段：制定并严格按照《环境保护奖惩办法》开展工作，促进环保工作的定量考核，切实将防治污染和保护环境落实到油田生产管理建设的各个工作环节，做到奖优罚劣，将环境保护与经济效益结合起来。

（4）教育手段：气藏开发、生产过程中造成的环境污染部分与人为因素有关，所以要加强教育，通过环境保护宣传和教育提高全体职工的环保意识，做到自觉保护环境。

8.3 污染物排放清单

本项目运营期污染物产生及排放情况详见表 8.3-1。

表 8.3-1　　污染物排放清单

类别	工段	污染源	主要污染物	排放量（t/a）	排放去向
废气	油气集输	加热炉废气	NO_x	9.2	经不低于 8m 高的排气筒排放
			SO_2	2.4	
			烟尘	1.3	
		无组织排放废气	烃类	46.46	大气
生产废水	采出水		废水量	0	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推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准后回注油层，不外排。
	井下作业废水		井下作业废水	0	采用专用罐拉运至塔河油田绿色环保站，处理后回注油层
			COD	0	
			石油类	0	
固体废物	井场、管线等	油泥	-	0	运至塔河油田绿色环保站妥善处置
噪声	井场设备、井下作业	机械噪声	-	厂界达标	选用低噪声设备，采取减振、隔声、消声等降噪措施

8.4 环境监测计划

8.4.1 施工期环境监理计划

为减轻国家重点工程对环境的影响，将环境管理制度从事后管理转变为全过程管理，建议本项目充分借鉴同类相关项目工程环境监理经验，实行工程环境监理，或将环境监测纳入到工程监理中。

由建设单位聘请环境监理机构对施工单位、承包商、供应商和中国石化西北油田分公司环保法律、法规、制度、标准、规范的情况依法进行监督检查，特别是加强施工现场的环境监理检查工作，目的是协助建设单位落实施工期间的各项环境保护要求和施工合同中的环保规定，确保本项目的建设符合有关环保法律法规的要求。

（1）环境监理人员要求

①环境监理人员必须具备环保专业知识，精通国家环境法律、法规和政策，了解当地环保部门的要求和环境标准。

② 必须接受过 HSE 专门培训，有较长的从事环保工作经历。

③ 具有一定的油田开发和输油气管道建设的现场施工经验。

（2）环境监理人员主要职责

①监督施工现场对“环境管理方案”的落实。

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

③协助 HSE 部门负责人宣传贯彻国家和当地政府有关环境方面的法律和法规。

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

（3）环境监理范围

① 管道工程

本项目管道工程环境监理的范围即为工程扰动的范围：各类管线作业带宽度 8m。

② 道路工程

本项目不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区及文物保护区等特殊保护目标，环境监理范围为工程扰动范围，即道路施工的作业带 2m 的范围内。

（4）环境监理内容

① 施工期环境监理主要内容

针对施工期钻井废水、生活污水的环境保护处理措施，钻井柴油机燃料燃烧烟气、汽车尾气、施工扬沙的大气环境影响控制措施，钻井柴油机、钻机、机泵及运输车辆的声环境控制措施，废弃泥浆及岩屑、施工土方量等固体废物主要处路措施，进行环境监理，必要时采取旁站的形式完成监理工作。另外，还应对管道、场站、公路等施工期的生态保护措施及恢复方案进行监理。

② 试运行期环境监理主要内容

按照竣工环境保护验收有关要求逐项核查环保措施、设施落实情况、效果，重点关注生态保护措施及作业带地貌恢复的情况。

环境监理工作计划及重点见表 8.4-1。

表 8-3-1　　现场环境管理与监理工作计划

序号	场地	监 督 内 容	监理要求
1	新建井场	①井位站场布设是否满足环评要求； ②各井场的环保设施，施工是否严格按设计方案执行，施工质量是否能达到要求； ③施工作业是否超越了限定范围； ④废水、废气、废渣等污染是否达标排放。	环评中环保措施落实到位
2	管沟开挖现场	① 集输线路是否满足环评要求； ② 是否执行了“分层开挖、分层堆放、分层回填”的操作制度； ③ 施工作业是否超越了作业带宽度； ④ 挖土方放置是符合要求，回填后多余的土方处置是否合理； ⑤ 施工人员是否按操作规程及相关规定作业； ⑥ 施工完成后是否进行了清理、临时占地是否恢复原有面貌。	
3	道路建设现场	① 施工作业是否超越了限定范围； ② 临时堆放的土石方是否采取防风固沙措施；	各项环保措施落实到位

序号	场地	监 督 内 容	监理要求
		③ 施工人员是否按操作规程及相关规定作业。	
4	其它	① 施工结束后是否及时清理现场、恢复地貌，是否及时采取生态恢复和水土保持措施； ② 施工季节是否合适； ③ 有无砍伐、破坏施工区以外的作物和植被，有无伤害野生动物等行为。	各项环保措施落实到位

8.4.2 运营期环境监测计划

本项目在运行期间，需对生产过程产生的“三废”和生态影响进行严格监管，定期进行监测，减少对周围环境影响。环境监测计划见表 8.4-2。企业应根据《中华人民共和国环境保护法》及《企业事业单位环境信息公开办法》，定期公开企业环境管理信息，积极通过网站、信息平台或当地报刊等便于公众知晓。将自行监测工作开展情况及监测结果向社会公众公开。

表 8.4-2　　环境监测计划

类型	监测地点	监测频率	监测时间	监测项目
废气	代表性加热炉采样口	1 次/年	竣工环保验收后开始	SO_2、NO_X、颗粒物、烟气黑度
	代表性井场厂界下风向 10m 范围内	1 次/年		非甲烷总烃、H_2S
噪声	代表性井场边界	1 次/年		连续等效 A 声级（dB）
土壤	井场外重点公益林内土壤	3 年 1 次		石油烃
	集输管线穿越重点公益林、牧草地区域			

项目事故预案中需包括应急监测程序，项目运行过程中一旦发生事故，应立即启动应急监测程序，制定切实可行的硫化氢监控措施，并跟踪监测硫化氢的迁移情况，直至事故影响根本消除，事故应急监测方案应与地方环境监测站共同制订和实施。

8.5 环保设施竣工验收管理

8.5.1 环境工程设计

（1）必须按照本环评文件及批复要求，落实项目环境工程设计，确保“三废”稳定达标排放；按要求制定环境风险事故应急预案。

（2）建立健全环境管理组织机构、各项环保规章制度，施工期实行环境监理。

（3）项目污染防治设施必须与主体工程“三同时”；如需进行试生产，其配套的环保设施也必须与主体工程同时建设投入运行。

8.5.2 环境设施验收建议

（1）验收范围

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

②环境影响报告书及批复文件和有关设计文件规定应采取的环保措施。

（2）验收条件

根据国务院《关于修改<建设项目环境保护管理条例>的决定》（自2017年10月1日施行），编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目竣工后，建设单位应当按照国务院环境保护行政主管部门规定的标准和程序，对配套建设的环境保护设施进行验收，编制验收报告。建设单位在环境保护设施验收过程中，应当如实查验、监测、记载建设项目环境保护设施的建设和调试情况，不得弄虚作假。除按照国家规定需要保密的情形外，建设单位应当依法向社会公开验收报告。编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目，其配套建设的环境保护设施经验收合格，方可投入生产或者使用；未经验收或者验收不合格的，不得投入生产或者使用。

（3）建设项目环境保护“三同时”验收内容

根据建设单位项目“三同时”原则，在项目建设过程中，环境污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用，拟建项目建成运行时，应对环保设施进行验收。

本项目环境保护验收建议清单见表 8.5-1。

表 8.5-1　环保设施验收清单（建议）

环境要素	工期	地点	“三同时”验收项目	工程量	效果
大气	运营期	井场	井场设置加热炉各 1 台机，排气筒高度不低于 8m，设置规范采样平台及监测孔	每个加热炉配备 1 个排气筒	满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建锅炉大气污染物排放浓度限值要求。
		井场、扩建阀组厂界	非甲烷总烃、H_2S	/	无组织非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求，H_2S 无组织排放执行《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)新建项目二级标准。
水	施工期	井场	采用西北油田分公司“钻井废弃物不落地达标处理技术”	钻井不落地	废水循环利用，不外排。
	运营期	/	采出水处理装置	/	满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）相关标准后，回注地层
固体废物	施工期	井场	采用西北油田分公司“钻井废弃物不落地达标处理技术”	钻井不落地	满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》综合利用
	运营期	/	油泥处置	/	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
噪声	运营期	井场	厂界噪声	配备防噪设施	满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类区标准。
环境风险	运营期	井场管线	详细的井喷等事故应急预案；管道断裂、泄露、水体污染风险事故的应急预案。	/	有效应对和排除各种突发事故的不利影响。
生态	施工期	井场管线	临时占地的植被恢复	-	植被恢复，恢复程度不低于开发前。
		保护动物	严禁滥捕和滥挖保护动		保护生境和生物多样性

环境要素	工期	地点	“三同时”验收项目	工程量	效果
		和植被	物和植物行为		
环境监测与管理	施工期和运营期	井场 管线 道路	按照监测计划，委托有监测资质的单位开展监测。		污染源达标排放，环境保护目标处的环境质量达标。

9.结论与建议

9.1 评价结论

9.1.1 项目概况

塔河油田 12 区奥陶系油藏 2022 年产能建设项目位于塔河油田 12 区，行政区隶属阿克苏地区库车市管辖。本项目部署 72 口井，其中新钻井油井 64 口 ，平均单井进尺 6765 米；老井侧钻井 8 口，平均单井进尺 500 米；总进尺 7.50 万米。新增产能 46.46 万吨/年。对已建站场 12-7 计转站扩建，新增 45 方掺稀泵 1 台，90 方外输泵 1 台，76.9 方缓冲罐 1 台。新建原油、掺稀、燃料气管线长度各 27.16 千米，同沟敷设。新建井场砂石道路 5.92 千米。本项目共设 4 台混输管道泵，用于井口降回压。同时建设电力、给排水及消防、结构、通信、自控、机制、防腐等配套工程。

项目区域油气集输系统采用三级布站方式，即：单井——计量阀组间——计转站——联合站。单井原油就近进入已建计转站，通过计转站最终输往已建塔河油田四号联合站进行处理。

9.1.2 产业政策符合性

石油天然气开采业是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，属于《产业结构调整指导目录》（2019 本）中国家鼓励发展的产业，项目建设符合国家的相关产业政策。

9.1.3 规划符合性

本项目属于中国石油化工股份有限公司西北油田分公司滚动开发项目，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划纲要》、《新疆维吾尔自治区矿产资源规划环境影响报告书》、《新疆环境保护规划（2018-2022 年）》的相关要求。

对照《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，本项目位于塔河油田矿权范围内，不属于主体功能区规划中确定的国家和自治区层面的禁止开发区域，所进行

的石油天然气勘探活动符合“全国重要的能源基地”定位。因此本项目的建设符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》。

对照《新疆生态功能区划》，本项目所在区域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草及胡杨林保护生态功能区（59）。本项目占地相对较小，对于整体的土地利用格局、植被覆盖格局、野生动物活动、土壤不会带来显著影响，项目建设符合区域生态功能定位。

9.1.4 环境质量现状

（1）环境空气质量现状

本项目所在区域为非达标区，监测期间非甲烷总烃 1 小时平均浓度未超过《大气污染物综合排放标准详解》中参考限值，H_2S 1 小时平均浓度未超过《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的浓度限值。

（2）水环境质量现状

项目所在区域无地表水。区域内潜水水质较差，总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、钠、氟化物、铁、锰等出现不同程度的超标，超出《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的Ⅲ类标准限值，除此之外的其他项目均符合《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准限值的要求。超标原因主要是受干旱气候、蒸发浓缩作用、原生地质、水文地质环境等因素综合影响，由于区内地下水径流非常缓慢，各类离子容易富集。区域承压水水质良好，各监测项目均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准限值的要求，石油类均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准。

（3）声环境质量现状

项目所在区域已建站场夜间声环境存在超标现象，主要声源为站场内的泵房机械噪声、加热炉气流噪声，超出《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2 类标准，未超出 3 类标准，评价范围内无声环境敏感点；代表性拟建井场区域声环境质量满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求。

（4）土壤环境质量现状

土壤环境质量监测结果表明，本项目占地范围内各监测点位的所有监测因子的污染指数均小于 1，满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（试行）第二类用地筛选值标准；项目区占地范围外各监测点小于《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB156 18-2018）中“表.1 农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）”的 pH>7.5 所列标准；土壤中石油烃含量较低，满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求。

（5）生态环境质量现状

本项目位于阿克苏地区库车市境内，根据《新疆生态功能区划》，项目区属于塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区。根据现场调查及资料收集，本项目评价范围内无自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、饮用水水源保护区、基本农田等环境敏感区，整个评价区域以荒漠景观为主，主要植被为多枝柽柳、盐穗木、花花柴、疏叶骆驼刺等，盖度为 15~35%；土壤类型为漠境盐土、盐土、草甸土、沙土。评价区野生动物种类及分布均很少，生态环境现状总体较差，环境的功能具有一定的稳定性，有一定的承受干扰的能力及生态完整性。

9.1.5 污染物排放情况

本工程运营期污染物产生及排放情况详见表 9.1-1。

表 9.1-1　　污染物产排情况一览表

类别	工段	污染源	主要污染物	产生量（t/a）	排放量（t/a）	排放去向
废气	油气集输	加热炉废气	NO_x	9.2	9.2	经不低于 8m 高的排气筒排放
			SO_2	2.4	2.4	
			烟尘	1.3	1.3	
		无组织排放废气	烃类	46.46	46.46	大气
生产废水	采出水		废水量	14.48×10^4	0	采出水进入联合站污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏

						注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准后回注油层，不外排。
	井下作业废水		井下作业废水	2737.44	0	采用专用罐拉运至塔河油田绿色环保站，处理后回注油层
			COD	3.76	0	
			石油类	0.64	0	
固体废物	井场、管线等	油泥	-	2.4	0	运至塔河油田绿色环保站妥善处置
噪声	井场设备、井下作业	机械噪声	-	80～120dB(A)	厂界达标	选用低噪声设备，采取减振、隔声、消声等降噪措施

9.1.6 环境影响预测与分析

（1）生态环境影响分析

本项目不涉及自然保护区、风景名胜区、基本农田等生态环境敏感目标，对生态环境的影响主要来自占地影响，项目永久性占地面积为 44.19 公顷，临时占地面积 210.47 公顷，占地类型主要为灌木林地、牧草地、低覆盖度草地、盐碱地、沙地，地表植被长势较好，区域地表植被为本区域广布的荒漠植被，由项目造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降。

（2）大气环境影响分析

施工期废气排放主要是钻井作业柴油机烟气，大气影响随工程的结束而逐渐消失。运营期大气影响主要为加热炉烟气和油气集输处理及外输过程中的烃类挥发。根据预测结果，加热炉发燃烧废气中各污染物下风向地面浓度均低于《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准限值，项目正常排放的各污染物对评价区域大气环境质量均不会产生明显影响。

（3）声环境影响分析

施工期声环境影响主要为钻井施工过程中钻机和泥浆泵噪声、井下作业噪声、机动车辆噪声等，对环境的影响是短暂的；运营期声环境影响主要以井场的各类机泵等噪声为主，对环境的影响周期较长，贯穿于整个生产期。项目区声环境质量较好，本项目对声环境有一定影响，属于可接受范围。

（4）水环境影响分析

施工期废水不外排。运营期水环境影响主要为石油开采过程中的采出水和井下作业废水。采出水经四号联合站污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后回注油层；井下作业废水专用废液收集罐收集后拉运至塔河油田绿色环保站处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后回注油层。

（5）固体废物影响分析

施工期固体废物主要为施工人员生活垃圾和弃土、弃渣。施工人员产生活垃圾统一收集至塔河油田绿色环保站处理的生活垃圾填埋场处置。弃土、弃渣来自管沟开挖，多余土方回填管道上方或场地平整和临时施工场地恢复。

本项目运营期产生的油泥(砂)和清管废渣由塔河油田绿色环保站进行无害化处理。

固体废物在处置和运行管理中严格落实《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2001）、《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）中的相关要求，则本项目在开发建设过程中所产生的各种固体废物均可以得到有效的处理，对环境所造成的影响可以接受。

（6）土壤影响分析

正常状况下，防渗措施良好、管线连接处紧密，管道密闭输送，正常状况下无土壤污染途径，不会对周围土壤产生影响。非正常状况下，管线阀门连接处发生泄漏，泄漏采出液渗入土壤中，对土壤造成污染。

（7）环境风险分析

本项目所涉及的危险物质包括原油、天然气（甲烷）、H_2S，可能发生的风险事故包括井场事故、管线泄露事故。原油发生泄漏时，对土壤、植被、地下水会产生一定的影响，发生事故后，在严格落实本项目提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时、彻底清除泄漏油

品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。做好事故风险防范措施，将事故发生概率减少到最低。总体来说，本项目环境风险可防可控。

9.1.7 环境保护措施

本项目的主要环境保护措施如下：

大气污染防治措施：本项目集输采用密闭流程，采用技术质量可靠的设备、阀门等；定期对各站场的设备、阀门等进行定期的检查、检修，以防止跑、冒、滴、漏的发生。定期对油气集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄露进入大气环境；加热炉选用高效燃气加热炉，并采用低氮燃烧技术，可有效地控制大气污染物排放量。

噪声防治措施：合理布局噪声源，采用基础减振、隔声等措施，并加强日常维护，减轻设备对外环境和岗位工人的噪声污染。

废水防治措施：井下作业废水带罐作业，运至塔河绿色环保站处理。采出水依托塔河油田四号联合站污水处理系统处理达标后，回注油层。

地下水环境保护按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”原则采取措施。

固体废物防治措施：本项目钻井废水及泥浆采取不落地技术处理。含油废物清运至塔河绿色环保站处理。

土壤污染防治措施：加强管线内的压力、流量传感器检修维护，保障发生管线阀门连接处泄漏及时切断阀门，减少泄漏量；加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。严格执行地下水章节分区防控措施要求。制定跟踪监测计划，发生事故泄露时对 72 口井的井口区及集输管线铺设范围可能影响区域进行跟踪监测。

风险防治措施：做好天然气、硫化氢等烃类气体泄漏风险防范，制定切实可行、有效的应急预案，加之项目发生事故的概率较低，项目建设环境风险水平是可接受的。

9.1.8 公众意见采纳情况

建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》的要求，采用网络公告、报纸刊登等形式开展公众参与调查，调查期间未收到公众对本项目的相关建议。

9.1.9 环境影响经济损益分析

本项目具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于地面设施建设、管线敷设等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算本项目总投资为 191200 万元，其中环保投资 1780 万元，占总投资 4.11%。实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来经济效益。

9.1.10 环境管理与监测计划

中国石油化工股份有限公司西北油田分公司环境管理机构设置健全，同时拥有完善的管理体系和管理手段。本项目制定了施工期环境监理计划、运营期环境监测计划和环保设施竣工验收管理要求，针对工程的不同阶段提出了具体的环境管理要求。

9.1.11 结论

塔河油田 12 区奥陶系油藏 2022 年产能建设项目属于国家产业政策鼓励类项目，项目实施后可取得较大的经济效益和社会效益。项目在建设和运行中，会对周围的环境产生一定的不利影响，并在今后的建设和运行中存在一定的环境风险，但其影响和环境风险是可以接受的。建设单位须加强环境管理，认真落实可行性研究报告和本环评报告书中提出的各项污染防治措施、风险防范措施以及生态环境保护和恢复措施，可使本项目对环境造成的不利影响降低到最低限度，本项目建设在环境保护方面可行。

9.2 建议

（1）认真落实废水、固体废物等处置措施，确保钻井过程产生的废水、固体废物得到妥善处置，以保护环境不受影响。在各场站储罐、阀门等设备以及原

油集输管线进行定期检查、维修，及时发现问题，防止油气跑、冒、滴、漏的发生，对于泄漏的落地油应及时清理，彻底回收，严防污染扩大。

（2）严格执行各项操作规程，并根据当地情况完善突发事故的应急预案，降低事故发生概率和在发生事故时能将危害控制在最低限度。

（3）在钻井完毕办理交接手续时，接受方应对废水处理和固体处置作为重要的验收指标，未达到环保要求时不得进行交接，直至满足要求时方可进行交接。