

# 塔河油田奥陶系油藏 2024 年第五期 侧钻项目环境影响报告书

(送审稿)

中国石油化工股份有限公司西北油田分公司

2024 年 8 月



## 编制单位和编制人员情况表

项目编号	vx9121		
建设项目名称	塔河油田奥陶系油藏2024年第五期侧钻项目		
建设项目类别	05--007陆地石油开采		
环境影响评价文件类型	报告书		
<b>一、建设单位情况</b>			
单位名称（盖章）	中国石油化工股份有限公司西北油田分公司		
统一社会信用代码	91650000742248144Q		
法定代表人（签章）	王世洁		
主要负责人（签字）	吴涛		
直接负责的主管人员（签字）	何长江		
<b>二、编制单位情况</b>			
单位名称（盖章）	新疆天合环境技术咨询有限公司		
统一社会信用代码	91650100313334175L		
<b>三、编制人员情况</b>			
1. 编制主持人			
姓名	职业资格证书管理号	信用编号	签字
陈飞	2017035650350000003508650048	BH002355	
2. 主要编制人员			
姓名	主要编写内容	信用编号	签字
张晓亮	大气环境影响分析、碳排放影响评价	BH000730	
宋吉梅	生态环境影响分析、水环境影响分析、环境风险评价、环境管理与监测计划、结论	BH067118	
孟瑗	概述、总则、工程概况与工程分析、声环境影响分析、固体废物影响分析、土壤环境影响分析	BH063641	
陈飞	环境现状调查与评价、环境保护措施及可行性论证	BH002355	



# 建设项目环境影响报告书 编制情况承诺书

本单位 新疆天合环境技术咨询有限公司（统一社会信用代码 91650100313334175L）郑重承诺：本单位符合《建设项目环境影响报告书（表）编制监督管理办法》第九条第一款规定，无该条第三款所列情形，不属于（属于/不属于）该条第二款所列单位；本次在环境影响评价信用平台提交的由本单位主持编制的塔河油田奥陶系油藏2024年第五期侧钻项目环境影响报告书基本情况信息真实准确、完整有效，不涉及国家秘密；该项目环境影响报告书的编制主持人为陈飞（环境影响评价工程师职业资格证书管理号 2017035650350000003508650048，信用编号 BH002355），主要编制人员包括陈飞（信用编号 BH002355）、张晓亮（信用编号 BH000730）、宋吉梅（信用编号 BH067118）、孟瑗（信用编号 BH063641）等4人，上述人员均为本单位全职人员；本单位和上述编制人员未被列入《建设项目环境影响报告书（表）编制监督管理办法》规定的限期整改名单、环境影响评价失信“黑名单”。

承诺单位(公章)：新疆天合环境技术咨询有限公司

2024年7月30日



# 承诺书

本单位中国石油化工股份有限公司西北油田分公司(统一社会信用代码:91650000742248144Q)郑重承诺:

1.本单位所提供的材料合法、真实、准确、有效,对填报的内容负责,同意各级生态环境部门将本次申请纳入社会信用考核范畴,若存在失信行为,依法接受信用惩罚。

2.本单位对《塔河油田奥陶系油藏 2024 年第五期侧钻项目环境影响报告书》进行审查,认可单位出具的环境影响评价结论。

3.本单位将自觉落实生态环境保护主体责任,履行生态环境保护义务,严格按照本项目环评文件所列性质、规模、生产工艺及拟采取的生态环境保护措施进行项目建设和生产经营。

4.本单位将严格遵守各项法律法规,坚持守法生产经营,本项目不存在“未批先建”等环境违法行为,项目所需用地、用房均属依法获得,不存在使用违法建筑等其他违法情形,若存在违法行为隐瞒不报的,自觉接受相关部门的查处,所有法律责任和经济责任自行承担。

建设单位:中国石油化工股份有限公司西北油田分公司

申请日期:2024年8月





# 目 录

1.概述	1
1.1 项目特点	1
1.2 环境影响评价过程	1
1.3 分析判定相关情况	3
1.4 关注的主要环境问题及环境影响	5
1.5 环境影响评价的主要结论	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	13
2.4 环境功能区划	16
2.5 评价因子和评价标准	16
2.6 评价工作等级和评价范围	21
2.7 评价时段与评价重点	32
2.8 控制污染与环境目标	32
3.工程概况与工程分析	35
3.1 工程开发现状及环境影响回顾	35
3.2 现有工程	52
3.3 工程概况	55
3.4 工程分析	89
3.5 清洁生产水平分析	115
3.6 污染物排放总量控制分析	123
3.7 与相关法律法规、规划符合性分析	124
3.8 选址选线合理性分析	133
3.9“三线一单”符合性分析	134
4.环境现状调查与评价	141
4.1 自然环境概况	141
4.2 环境空气质量现状调查与评价	146
4.3 水环境现状调查与评价	149
4.4 土壤环境现状调查与评价	157
4.5 声环境现状调查与评价	169
4.6 生态环境现状调查与评价	170
5.环境影响预测与评价	189
5.1 生态环境影响分析	189
5.2 大气环境影响分析	204
5.3 声环境影响分析	214
5.4 水环境影响分析	220
5.5 固体废物影响分析	230
5.6 土壤环境影响分析	234
6.环境保护措施及可行性论证	241
6.1 施工期环境保护措施	241
6.2 运营期环境保护措施	257

6.3 退役期环境保护措施 .....	264
6.4 环境影响经济损益分析 .....	267
7.环境风险评价 .....	270
7.1 评价依据 .....	270
7.2 环境敏感目标概况 .....	272
7.3 环境风险识别 .....	272
7.4 环境风险分析 .....	280
7.5 环境风险管理措施与对策建议 .....	283
7.6 风险评价结论 .....	293
8.碳排放影响评价 .....	295
8.1 碳排放分析 .....	295
8.2 减污降碳措施 .....	303
8.3 碳排放评价结论及建议 .....	304
9.环境管理与监测计划 .....	305
9.1 环境管理体系的建立和运行 .....	305
9.2 环境管理机构 .....	311
9.3 环境监测计划 .....	313
9.4 环保设施竣工验收管理 .....	315
9.5 污染物排放清单 .....	319
10.结论 .....	321

# 1.概述

## 1.1 项目特点

中国石油化工股份有限公司西北油田分公司（以下简称“西北油田分公司”）是中国石化上游第二大原油生产企业，油田主体位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区、巴音郭楞蒙古自治州境内，部分分布在和田地区境内。总部设在自治区首府乌鲁木齐市，并在巴音郭楞蒙古自治州轮台县建立了前线指挥基地。西北油田分公司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。根据《关于〈中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划环境影响报告书〉的审查意见》（新环审〔2022〕147 号），中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划期间实施 23 个探矿权，面积约为 7.825 万平方千米；12 个采矿权，面积约为 0.565 万平方千米。规划实施三维地震勘探 1.05 万平方千米，新增探井 275 口、开发井 1216 口，到 2025 年建成年产 1500 万吨油当量油气田。

塔河油田奥陶系油藏 2024 年第五期侧钻项目（以下简称“本项目”）位于阿克苏地区库车市和沙雅县境内，地处塔河油田 8 区、塔河油田 10 区、塔河油田 12 区、托甫台区块和跃进区块，塔里木河北岸，北距库车市约 77km，西北距沙雅县城约 38km，分别由采油一厂、采油二厂和采油三厂管辖。

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，本项目在塔河油田中位置见图 1.1-1。本项目部署 7 口井，新钻井 1 口，老井侧钻 6 口；新建 TH103101 至 10-3 计转站单井集输管道 1.95km，新建燃料气、掺稀管线长度 0.5km，同沟敷设；新建 TH103101 井场砂石道路 0.5km。井位采取不规则井网布置，单井方式开发。新增产能  $3.47 \times 10^4 \text{t/a}$ ，未超原有规模。同时建设电力、给排水及消防、结构、通信、自控、机制、防腐、供热等配套工程。所有工程均呈点线状分布在已开发油区范围内。油气外输及处理均依托已有地面设施。

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二号联合站、塔河油田三号联合站和塔河油田四号联合站进行油气水处理。

## 1.2 环境影响评价过程

本项目为石油和天然气开采项目，地处库车市和沙雅县境内，根据《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），属于塔里木河流域水土流失重点治理区，涉及《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。同时，本项目涉及天然林，为《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 0711”中的“涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）”，应编制环境影响报告书。根据《关于印发《新疆维吾尔自治区建设项目环境影响评价文件分级审批目录（2023年本）》的通知》（新环环评发〔2023〕91号），第7项“陆地石油开采 0711”中的“涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）”，报新疆维吾尔自治区生态环境厅审批。

根据《中华人民共和国环境影响评价法》和《建设项目环境保护管理条例》中有关规定，2024年6月，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”）编制《塔河油田奥陶系油藏 2024 年第五期侧钻项目环境影响报告书》（见附件）。

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。

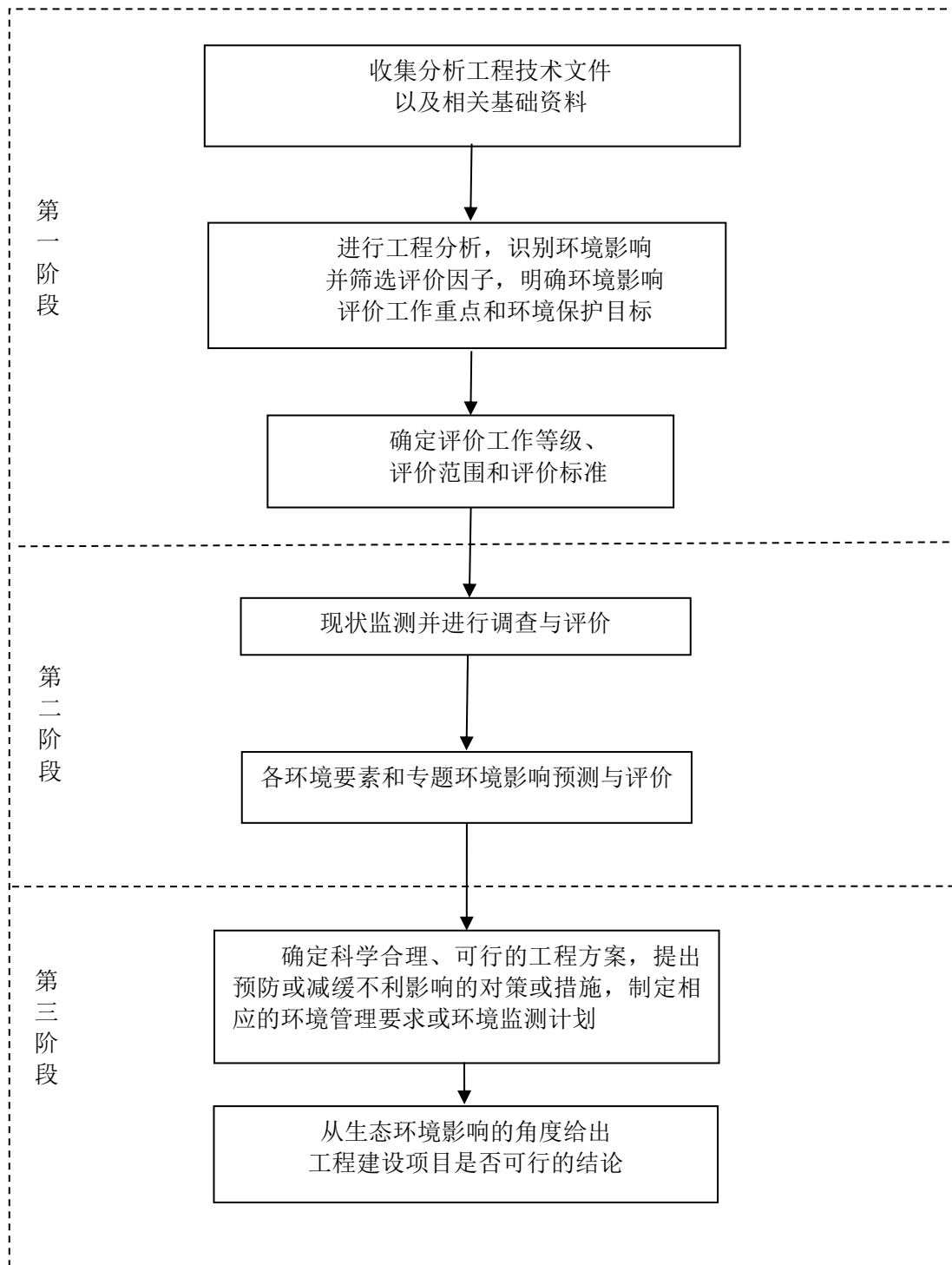
受天合公司委托，新疆广宇众联环境监测有限公司对本项目评价区域大气、土壤、声环境质量现状进行了监测，在以上基础上，天合公司编制完成了《塔河油田奥陶系油藏 2024 年第五期侧钻项目环境影响报告书》（以下简称“报告书”）。环境影响评价的工作程序见图 1.2-1。

在环评报告编制期间，建设单位于 2024 年 6 月 6 日在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站对本项目进行了第一次网络信息公示，并开展项目区域环境质量现状监测工作。在上述工作基础上，天合公司完成了环境影响报告书征求意见稿，随后西北油田分公司按照《环境影响评价公众参与办法》（部令第 4 号）要求，于 2024 年 7 月 19 日在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站



对本项目环评信息进行了第二次公示，同时在项目所在地公示栏张贴了环评信息第二次公示材料。建设单位于 2024 年 7 月 22 日及 2024 年 7 月 29 日在项目所在地的阿克苏日报对项目的环境影响评价信息进行了两次公告。建设单位于 2024 年 8 月 2 日在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站上进行了环境影响评价报批前公示，公开拟报批的环境影响报告书全文和公众参与说明。载体选择符合《环境影响评价公众参与办法》要求。根据西北油田分公司反馈情况，公示期间未收到反馈意见。

报告书经生态环境主管部门批准后，可以作为本项目施工期、运营期、退役期的环境保护管理依据。



### 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（2024 年本）》，本项目属于“第一类 鼓励类”中“七、石油天然气”中“1.常规石油、天然气勘探与开采”，本项目的建设符合

国家产业政策。

## (2) 政策、法规符合性分析

本项目属于西北油田分公司石油天然气开发项目，工程占地范围内不涉及依法划定的国家公园、自然保护区、世界自然遗产、自然公园、生态保护红线等重要生态敏感区。符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》、《石油天然气开采业污染防治技术政策》、《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》、《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）等相关政策、法律法规相关要求。

## (3) 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和 2035 年远景目标纲要》、《新疆生态环境保护“十四五”规划》和《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划》的相关要求。

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》和《新疆生态功能区划》等规划相关要求。

## (4) 选址合理性分析判定结论

本项目为塔河油田滚动开发项目，符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》、《新疆煤炭石油天然气开发环境保护条例》、《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，本项目不涉及依法划定的国家公园、自然保护区、世界自然遗产、自然公园、生态保护红线等生态敏感区；评价区域属于塔里木河流域重点治理区，不属于重要生态敏感区，符合新疆及阿克苏地区经济发展规划、环保规划。

本项目土地利用类型主要为天然牧草地、灌木林地、其他草地、盐碱地和沙地等，不涉及基本农田，涉及的部分灌木林地属于国家二级公益林，项目所在区域内草地的平均植被覆盖度约为 15~35%。项目区周边 5km 范围内无地表水分布，无长期居住人群。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；本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。

### **(5) 三线一单符合性判定结论**

根据《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》（新政发〔2021〕18号）、《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案方案》（阿行署发〔2021〕81号）及2023年动态更新成果，本项目位于库车市一般管控单元（环境管控单元编码：ZH65290230001）和沙雅县一般管控单元（环境管控单元编码：ZH65292430001），不涉及生态保护红线。本项目建设满足区域生态环境准入清单要求和一般管控单元的空间布局约束、污染物排放管控、环境风险防控和资源利用效率的要求，符合“三线一单”要求。

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。

本项目符合国家和新疆相关法律法规及产业政策，不涉及生态保护红线，符合新疆经济发展规划、环保规划及矿产资源开发相关规划，无重大环境制约因素。

## **1.4 关注的主要环境问题及环境影响**

本项目为油气开采项目，环境影响主要来源于施工期的井场建设等过程，运营期的采油、井下作业等各工艺过程。环境影响包括施工期和运营期污染物排放造成的环境污染和占地及施工造成的生态影响。根据现状调查，本项目不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区等敏感区，主要环境敏感保护目标为塔里木河流域水土流失重点治理区。重点关注施工过程的各项污染物产生以及可能发生的风险对区域环境产生的影响、施工过程中产生的生态环境问题以及生态恢复措施；施工过程中产生的扬尘、施工机械及运输车辆产生的燃油废气、生活污水、施工废料、生活垃圾、废油和含油废弃物等；运营期井场加热炉伴生气燃烧烟气

及集输过程无组织排放烃类、硫化氢污染物、井下作业废水、采出水、落地油、清管废渣、废润滑油、废防渗膜、废压裂液、废酸化液、废洗井液等对环境产生的影响。

#### (1) 环境空气

本项目施工期对空气环境的影响主要是施工活动产生的扬尘、施工机械及运输车辆产生的燃油废气对环境空气产生的短期影响；运营期对空气环境的影响主要为井场加热炉伴生气燃烧烟气及集输过程无组织挥发烃类、硫化氢气体排放至大气环境，对其产生的长期影响。

#### (2) 水环境

本项目评价区内无地表水体。施工期钻井过程中产生的钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排；生活污水经井场撬装式污水处理站处理后，用于生活区、井场及通井路降尘，不外排地表水环境；酸化压裂废水在酸化压裂作业结束后返排的压裂废水收集在酸液罐内，拉运至塔河油田绿色环保站处理。

本项目运营期在正常情况下，井下作业废水拉运至依托塔河油田绿色环保站处置，不外排；油水分离产生的含油污水等废水均依托联合站采出水处理系统处理达标后回注，不外排。可能对水产生影响的主要为管线泄漏或井喷等事故状况下，含油污水进入水环境对其产生污染影响。

#### (3) 声环境

本项目施工期对声环境的影响主要为施工机械、车辆运行产生的噪声对周围声环境产生的影响，运营期对声环境的影响主要为井场生产设备运行产生的噪声对周围声环境产生的影响。

#### (4) 土壤环境

投产前地面工程建设、管道建设时对土壤环境的扰动影响。项目施工期和运营期产生的落地油、含油污水等污染物在风险事故状况下可能对土壤环境造成污染影响。

#### (5) 生态环境

本项目井场施工、管道铺设发生的永久和临时占地，以及因机械设备、车辆的碾压、人员的践踏等活动将会对地表植被造成一定程度的破坏。临时占地暂时改变了土地利用形式，使区域的生产能力受到暂时性影响。



### （6）固体废物

本项目施工期产生的固体废物（弃土、施工废料、生活垃圾、废油、含油废弃物）及运营期产生的固体废弃物（落地油、清管废渣、废润滑油、废防渗膜、废压裂液、废酸化液、废洗井液）对环境的影响。

### （7）环境风险

本项目的�主要环境风险是原油泄漏对区域内的大气环境、地下水环境、土壤环境、生态环境具有潜在危害性。

## 1.5 环境影响评价的主要结论

本项目属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，“七、石油天然气”中的“1.常规石油、天然气勘探与开采”属鼓励类项目，项目建设符合国家产业政策；符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》、《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》、《石油天然气开采业污染防治技术政策》等法规和政策要求；符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、《新疆生态环境保护“十四五”规划》、《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》等要求；项目不涉及国家公园、自然保护区、风景名胜区等环境敏感区域，项目区占地涉及国家二级公益林，需要办理相关用地手续后方可开工建设；项目符合“三线一单”要求；建设单位按照《环境影响评价公众参与办法》，在本项目环评过程中开展了公众参与调查，至信息公告的截止日期没有收到相关反馈信息。

本项目符合国家产业政策和新疆经济发展规划，符合新疆及阿克苏地区“三线一单”要求，公众认同性较好。只要在建设和运营过程中认真落实各项污染防治措施、生态修复措施、风险防范措施及应急措施，各项污染物均能够做到达标排放，其生态破坏可降至最低，环境风险可以接受，从环境保护角度看，本项目选址合理，建设是可行的。

## 2.总则

### 2.1 评价目的与原则

#### 2.1.1 评价目的

(1) 通过实地调查与现状监测，了解项目区的自然环境、社会环境和经济状况、自然资源及土地利用情况，掌握油田所在区域的环境质量和生态现状。

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

(3) 对油气田开发过程中拟采取的环境保护措施进行论证，提出油田开发建设施工期、运营期和退役期污染防治措施及生态保护措施对策及建议。

(4) 评价本项目对国家产业政策、区域总体规划、城市功能区划、环境保护规划、清洁生产、达标排放和污染物总量控制的符合性。

(5) 分析本项目可能存在的事故隐患，预测风险事故可能产生的环境影响程度，提出环境风险防范措施。

通过上述评价，论证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，优化项目建设，服务环境管理。

##### (2) 科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响。

##### (3) 突出重点

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

## 2.2 编制依据

### 2.2.1 法律法规与条例

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
<b>一 环境保护相关法律</b>			
1	中华人民共和国环境保护法（2014 年修订）	12 届人大第 8 次会议	2015-01-01
2	中华人民共和国环境影响评价法（2018 年修正）	13 届人大第 7 次会议	2018-12-29
3	中华人民共和国大气污染防治法（2018 年修正）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
4	中华人民共和国水污染防治法（2017 年修正）	12 届人大第 28 次会议	2017-06-27
5	中华人民共和国噪声污染防治法（2021 年修正）	13 届人大第 32 次会议	2022-06-05
6	中华人民共和国固体废物污染环境防治法（2020 年修订）	13 届人大第 17 次会议	2020-09-01
7	中华人民共和国水法（2016 年修正）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02
8	中华人民共和国水土保持法（2010 年修订）	11 届人大第 18 次会议	2011-03-01
9	中华人民共和国清洁生产促进法（2012 年修正）	11 届人大第 25 次会议	2012-07-01
10	中华人民共和国节约能源法（2016 年修正）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02
11	中华人民共和国土地管理法（2019 年修订）	13 届人大第 12 次会议	2020-01-01
12	中华人民共和国防洪法（2016 年修正）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02
13	中华人民共和国草原法（2021 年修正）	13 届人大第 28 次会议	2021-04-29
14	中华人民共和国野生动物保护法（2023 年修正）	13 届人大第 38 次会议	2023-05-01
15	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
16	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
17	中华人民共和国防沙治沙法（2018 年修正）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
18	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
19	中华人民共和国安全生产法（2021 年修正）	13 届人大第 29 次会议	2021-09-01
20	中华人民共和国矿产资源法（2009 年修正）	中华人民共和国主席令 第 18 号	2009-08-27
<b>二 行政法规与国务院发布的规范性文件</b>			
1	建设项目环境保护管理条例（2017 年修正）	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 年修正）	国务院令 687 号	2017-10-07
3	危险化学品安全管理条例（2013 年修正）	国务院令 645 号	2013-12-07
4	中华人民共和国土地管理法实施条例（2021 年修订）	国务院令 第 743 号	2021-09-01
5	国务院关于印发水污染防治行动计划的通知	国发〔2015〕17 号	2015-04-02
6	国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知	国发〔2013〕37 号	2013-09-10
7	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
8	中共中央国务院关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战的意见	中发〔2018〕17 号	2018-06-16
9	中华人民共和国森林法实施条例	国务院令 第 278 号	2018-03-19
10	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
11	排污许可管理条例	国务院令 第 736 号	2021-03-01
12	中共中央 国务院关于深入打好污染防治攻坚战的意见	国务院〔2021〕32 号	2021-11-02
13	地下水管理条例	中华人民共和国国务院 令 第 748 号公布	2021-12-01

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
14	中华人民共和国土地管理法实施条例（2021年修订）	国务院令 第743号	2021-09-01
15	中华人民共和国陆生野生动物保护实施条例（2016年修正）	国务院令 第666号	2016-02-06
16	国务院关于印发《空气质量持续改善行动计划》的通知	国发〔2023〕24号	2023-12-07
17	生态保护补偿条例	国务院令 第779号	2024-04-06
18	中共中央办公厅国务院办公厅关于加强生态环境分区管控的意见	新华社北京3月17日电	2024-03-06
19	突发事件应急预案管理办法	国办发〔2024〕5号	2024-01-31
<b>三部门规章与部门发布的规范性文件</b>			
1	建设项目环境影响评价分类管理名录（2021年版）	生态环境部令 第16号	2021-01-01
2	环境影响评价公众参与办法	生态环境部令 第4号	2019-01-01
3	关于印发《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》的通知	环发〔2015〕4号	2015-01-08
4	国家危险废物名录（2021年版）	生态环境部令 第15号	2020-11-25
5	产业结构调整指导目录（2024年本）	国家发展和改革委员会令 第7号	2024-02-01
6	关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知	环发〔2012〕77号	2012-07-03
7	关于加强西部地区环境影响评价工作的通知	环发〔2011〕150号	2011-12-29
8	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
9	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
10	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
11	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
12	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
13	关于印发<生态保护红线划定指南>的通知	环办生态〔2017〕48号	2017-05-27
14	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
15	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	2013-09-01
16	危险废物转移管理办法	生态环境部 公安部 交通运输部 23号令	2021-11-30
17	建设项目危险废物环境影响评价技术指南	生态环境部公告2017年第43号	2017-10-01
18	固体废物分类与代码目录	生态环境部公告2024年第4号	2024-01-19
19	危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采	生态环境部公告2021年第74号	2021-12-21
20	关于在南疆四地州深度贫困地区实施<环境影响评价技术导则 大气环境（HJ2.2-2018）>差别化政策有关事宜的复函	环办环评函〔2019〕590号	2019-06-30
21	危险废物排除管理清单（2021年版）	生态环境部公告2021年第66号	2021-12-03
22	挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策	生态环境部公告2013年第31号	2013-05-24
23	关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知	环大气〔2021〕65号	2021-08-04

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
24	石油和天然气开采行业清洁生产评价体系指标（试行）	国家发改委公告 2009 第 3 号	2009-02-19
25	国家重点保护野生植物名录（2021 年）	国家林业和草原局 农业农村部公告 2021 年第 15 号	2021-09-07
26	国家重点保护野生动物名录	国家林业和草原局 农业农村部公告 2021 年第 3 号	2021-02-05
27	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
28	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
29	突发事件应急预案管理办法	国办发（2024）5 号	2024-01-31
30	关于规范临时用地管理的通知	自然资规（2021）2 号	2021-11-04
31	国家级公益林管理办法	林资发（2017）34 号	2017-05-08
32	关于印发《“十四五”噪声污染防治行动计划》的通知	环大气（2023）1 号	2023-01-03
<b>四 地方法规及通知</b>			
1	新疆维吾尔自治区环境保护条例（2018 年修正）	自治区 13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
2	新疆维吾尔自治区野生植物保护条例（2018 年修正）	自治区 13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
3	新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例（2018 年修正）	自治区 13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
4	新疆维吾尔自治区大气污染防治条例	自治区 13 届人大第 7 次会议	2019-01-01
5	新疆维吾尔自治区地下水资源管理条例（2017 年修订）	自治区 12 届人大第 29 次会议	2017-07-01
6	关于发布《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》的公告	生态环境部公告 2021 年第 24 号	2021-06-11
7	新疆国家重点保护野生植物名录	新林护字〔2022〕8 号	2022-03-09
8	新疆国家重点保护野生动物名录	自治区林业和草原局与农业农村厅 2021 年修订	2021-07-28
9	新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录（修订）	新政发（2022）75 号	2022-09-18
10	新疆生态功能区划	新政函（2005）96 号	2005-07-14
11	关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知	新政发（2014）35 号	2014-04-17
12	关于印发新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案的通知	新政发（2016）21 号	2016-01-29
13	关于印发新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案的通知	新政发（2017）25 号	2017-03-01
14	转发《关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见》	新环办发（2018）80 号	2018-03-27
15	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
16	关于含油污泥处置有关事宜的通知	新环办发（2018）20 号	2018-12-20
17	自治区党委、自治区人民政府印发《关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战实施方案》的通知	新党发（2018）23 号	2018-09-04
18	关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知	环环评（2016）150 号	2016-10-27
19	关于印发《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》的通知	新环环评发〔2024〕93 号	2024-06-13



序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
20	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
21	关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知	新环环评发〔2020〕162号	2020-09-11
22	关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知	新环环评发〔2020〕138号	2020-09-04
23	新疆维吾尔自治区实施<中华人民共和国水土保持法>办法	2013年7月31日修订	2013-10-01
24	新疆维吾尔自治区主体功能区规划	自治区发展和改革委员会	2012-10
25	关于印发《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》的通知	新政发〔2021〕18号	2021-02-21
26	关于印发《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》（2021年版）的通知	新环环评发〔2021〕162号	2021-07-26
27	关于印发《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》的通知	阿行署发〔2021〕81号	2021-07-10
28	关于《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划环境影响报告书》的审查意见	新环审〔2022〕147号	2022-07-25
29	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	2019-01-21
30	新疆维吾尔自治区建设项目使用林地审核审批管理办法（试行）	新林资字〔2015〕497号	2015-01-01

## 2.2.2 环评有关技术规定

环评有关技术规定见表 2.2-2。

表 2.2-2 环评技术导则规范依据一览表

序号	依据名称	标准号	实施时间
1	建设项目环境影响评价技术导则 总纲	HJ2.1-2016	2017-01-01
2	环境影响评价技术导则 大气环境	HJ2.2-2018	2018-12-01
3	环境影响评价技术导则 地表水环境	HJ2.3-2018	2019-03-01
4	环境影响评价技术导则 声环境	HJ2.4-2021	2022-07-01
5	环境影响评价技术导则 生态影响	HJ19-2022	2022-07-01
6	环境影响评价技术导则 地下水环境	HJ610-2016	2016-01-07
7	环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目	HJ349-2023	2024-01-01
8	建设项目环境风险评价技术导则	HJ169-2018	2019-03-01
9	环境影响评价技术导则 土壤影响（试行）	HJ964-2018	2019-07-01
10	水土保持综合治理技术规范	GB/T16453.1~6-2008	2009-02-01
11	开发建设项目水土保持技术规范	GB50433-2008	2008-07-01
12	危险化学品重大危险源辨识	GB18218-2018	2018-11-19
13	危险废物收集 贮存 运输技术规范	HJ 2025-2012	2013-03-01
14	石油天然气工业健康、安全与环境管理体系	SY/T6276-2014	2015-03-01
15	石油化工企业环境保护设计规范	SH/T3024-2017	2018-01-01
16	危险废物贮存污染控制标准	GB18597-2023	2023-02-03
17	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
18	碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法	SY/T5329-2022	2022-11-04
19	陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及	SY/T301-2016	2017-05-01

	污染控制技术要求		
20	陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范	DZ/T0317-2018	2018-10-01
21	油田注水工程设计规范	GB50391-2014	2015-05-01
22	石油天然气工业套管和油管的维护和使用	GB/T 17745-2011	2011-10-01
23	石油化工工程防渗技术规范	GB/T 50934	2014-06-01
24	油田注水工程施工技术规范	SY/T 4122-2020	2021-02-01
25	陆上石油天然气生产环境保护推荐作法	SY/T6628-2005	2005-11-01
26	废弃井及长停井处置指南	SY/T6646-2017	2018-03-01
27	生物多样性观测技术导则	HJ710.1~13-2014	2015-01-01
28	污染源源强核算技术指南 准则	HJ884-2018	2018-03-17
29	排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业	HJ1248-2022	2022-07-01

### 2.2.3 相关文件和技术资料

(1) 塔河油田奥陶系油藏 2024 年第五期侧钻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) 塔河油田奥陶系油藏 2024 年第五期侧钻项目相关资料，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，道路等配套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。环境影响因素识别表见表 2.3-1。

### 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 2.3-1 环境影响因素识别表

影响 因素	施工期					运营期					退役期		
	生态影响	废气	废水	固体废物	噪声	废气	废水	固体废物	噪声	环境风险	废气	固体废物	生态影响
环境 因素	钻前工程和油气集输地表扰动、植被破坏等	施工机械和车辆扬尘、钻井过程非甲烷总烃等废气	钻井废水、压裂返排液、酸化废液、试压废水、生活污水；	钻井固废、生活垃圾、建筑垃圾、工程弃土	钻机、发电机组、压裂及测试放喷噪声	站场、油气处理工程等有组织废气和无组织废气	采出水、井下作业废液、生活污水等(废)水等	井下作业、采油、石油集输等环节产生落地油、含油清管废渣等	设备噪声和放空噪声	石油、天然气等危险物质泄漏，以及火灾、爆炸、井喷等事故引发的伴生/次生污染物	构筑物拆卸扬尘	地面设施拆除、井场清理等环节产生的废弃管道和设备、建筑垃圾等	土地复垦
地表水	○	○	+	+	○	○	+	○	○	+	○	○	○
地下水	○	○	+	+	○	○	++	++	○	+	○	+	+
大气环境	○	+	○	+	○	++	○	+	○	+	+	+	○
声环境	○	○	○	○	+	○	○	○	++	+	○	○	○
土壤环境	++	+	+	+	○	+	+	+	○	++	+	+	+
陆声动物	++	+	○	+	+	++	○	+	+	+	+	+	+
水栖动物													
陆生植被	++	+	+	+	○	+	○	+	○	++	+	+	+
水生植被													
水土流失	++	+	+	+	○	+	○	+	○	++	+	+	+
生态敏感区													

注：○：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

表 2.3-2 环境影响因子筛选结果汇总表

环境要素	现状评价因子	影响评价因子
生态	物种丰富度、物种分布范围、物种组成、植被覆盖度、生态系统功能、主要保护对象	地表扰动面积及类型，植被覆盖度、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性。
土壤	pH、石油烃和《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 中 45 项基本因子：砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1, 1-二氯乙烷，1, 2-二氯乙烷，1, 1-二氯乙烯，顺-1, 2-二氯乙烯，反-1, 2-二氯乙烯，二氯甲烷，1, 2-二氯丙烷，1, 1, 1, 2-四氯乙烷，1, 1, 2, 2-四氯乙烷，四氯乙烯，1, 1, 1-三氯乙烷，1, 1, 2-三氯乙烷，三氯乙烯，1, 2, 3-三氯丙烷，氯乙烯，苯，氯苯，1, 2-二氯苯，1, 4-二氯苯，乙苯，苯乙烯，甲苯，间二甲苯+对二甲苯，邻二甲苯，硝基苯，苯胺，2-氯酚，苯并（a）蒽，苯并（a）芘，苯并（b）荧蒽，苯并（k）荧蒽，蒽，二苯并（a, h）蒽，茚并（1, 2, 3-cd）芘、萘	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 <sup>+</sup> 、Na <sup>+</sup> 、Ca <sup>2+</sup> 、Mg <sup>2+</sup> 、CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> 、HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	石油类
环境空气	SO <sub>2</sub> 、NO <sub>2</sub> 、PM <sub>10</sub> 、PM <sub>2.5</sub> 、CO、O <sub>3</sub> 、非甲烷总烃、硫化氢	非甲烷总烃、硫化氢
噪声	昼、夜等效连续 A 声级	昼、夜等效连续 A 声级
固体废物	-	施工期：危险废物（含油废物、废防渗材料），一般工业固废（钻井泥浆、施工土方、钻井岩屑、施工废料、撬装式污水处理站产生污泥、废烧碱包装袋），生活垃圾； 运营期：危险废物（落地油、废防渗材料）
环境风险	-	原油、伴生气、硫化氢等；二次污染物：CO、CO <sub>2</sub> （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

本项目所在地位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市和沙雅县境内，位于塔河油田内，属于油气勘探开发区域，按照《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单的规定，该区域的环境空气质量功能区划属于二类功能区。

### 2.4.2 水环境

项目所在区域无地表水体，距离塔里木河约 5.2km。根据《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中地下水分类标准，该区域地下水划分为Ⅲ类功能区。

### 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》，本项目涉及塔里木盆地暖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、渭干河三角洲绿洲农业盐渍化敏感生态功能区（55）以及塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区（59）。

## 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<sub>2</sub>、NO<sub>2</sub>、PM<sub>2.5</sub>、PM<sub>10</sub>、CO、O<sub>3</sub> 六项指标执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准。对于无组织非甲烷总烃参考《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）详解 2.0mg/m<sup>3</sup>要求，H<sub>2</sub>S 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/m<sup>3</sup>。环境空气指标标准取值见表 2.5-1。

表 2.5-1 环境空气质量标准

序号	评价因子	标准限值（μg/m <sup>3</sup> ）			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）二级标准
2	二氧化硫（SO <sub>2</sub> ）	60	150	500	



序号	评价因子	标准限值 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )			标准来源
		年平均	24 小时平均	1 小时平均	
3	二氧化氮 ( $\text{NO}_2$ )	50	80	200	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996) 详解
4	细颗粒物 ( $\text{PM}_{2.5}$ )	35	75	/	
5	可吸入颗粒物 ( $\text{PM}_{10}$ )	70	150	/	
6	一氧化碳 ( $\text{CO}$ )	/	4000	10000	
7	臭氧 ( $\text{O}_3$ )	/	/	200	
8	氮氧化物 ( $\text{NO}_x$ )	50	100	250	
9	非甲烷总烃 (NMHC)	/	/	2000	
10	硫化氢 ( $\text{H}_2\text{S}$ )	/	/	10	

## (2) 水环境

本项目位于新疆维吾尔自治区库车市和沙雅县境内。地下水执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) 中 III 类水质标准。石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 中的 III 类标准。有关标准限值见表 2.5-2 和表 2.5-3。

表 2.5-2 《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 中的 III 类标准 单位: mg/L

序号	监测项目	标准值	序号	监测项目	标准值
1	pH (无量纲)	6~9	13	砷	$\leq 0.05$
2	溶解氧	$\geq 5$	14	汞	$\leq 0.0001$
3	高锰酸盐指数	$\leq 6$	15	镉	$\leq 0.005$
4	五日生化需氧量 ( $\text{BOD}_5$ )	$\leq 4$	16	铬 (六价)	$\leq 0.05$
5	氨氮	$\leq 1.0$	17	铅	$\leq 0.05$
6	化学需氧量 (COD)	$\leq 20$	18	氰化物	$\leq 0.2$
7	总磷	$\leq 0.2$	19	挥发酚	$\leq 0.005$
8	总氮	$\leq 1.0$	20	石油类	$\leq 0.05$
9	铜	$\leq 1.0$	21	阴离子表面活性剂	$\leq 0.2$
10	锌	$\leq 1.0$	22	硫化物	$\leq 0.2$
11	氟化物	$\leq 1.0$	23	粪大肠杆菌数 (个/L)	$\leq 10000$
12	硒	$\leq 0.01$	24	水温	升 $\leq 1$ ; 降 $\leq 2$

表 2.5-3 《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) 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)	$\leq 15$	19	硫化物	$\leq 0.02$
2	嗅和味	无	20	钠	$\leq 200$
3	浑浊度 (NTU)	$\leq 3$	21	总大肠菌群 (MPN/100mL 或 CFU/100mL)	$\leq 3.0$
4	肉眼可见物	无	22	菌落总数 (CFU/mL)	$\leq 100$
5	pH (无量纲)	$5.5 \leq \text{pH} < 6.5$	23	亚硝酸盐 (以 N 计)	$\leq 1.0$
6	总硬度 (以 $\text{CaCO}_3$ 计)	$\leq 450$	24	硝酸盐 (以 N 计)	$\leq 20.0$
7	溶解性总固体	$\leq 1000$	25	氰化物	$\leq 0.05$
8	硫酸盐	$\leq 250$	26	氟化物	$\leq 1.0$
9	氯化物	$\leq 250$	27	碘化物	$\leq 0.08$
10	铁	$\leq 0.3$	28	汞	$\leq 0.001$

11	锰	≤0.10	29	砷	≤0.01
12	铜	≤1.00	30	硒	≤0.01
13	锌	≤1.00	31	镉	≤0.005
14	铝	≤0.20	32	铬（六价）	≤0.05
15	挥发性酚类（以苯酚计）	≤0.002	33	铅	≤0.01
16	阴离子表面活性剂	≤0.3	34	甲苯（μg/L）	≤700
17	耗氧量 （COD <sub>Mn</sub> 法，以 O <sub>2</sub> 计）	≤3.0	35	石油类	≤0.05
18	氨氮（以 N 计）	≤0.50			

### （3）声环境

按照《声环境质量标准》（GB3096-2008），本项目区域属于油田生产区，执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类标准，即昼间 60dB（A），夜间 50dB（A）。

### （4）土壤环境

根据工程所在区域环境特征，井场建设用地执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值，见表 2.5-4。站场外用地执行《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）标准，石油烃参照执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值。见表 2.5-5。

表 2.5-4 《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

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	蒽	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 (C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )	mg/kg	4500
24	三氯乙烯	mg/kg	2.8				

表 2.5-5 《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准 (试行)》表 1 筛选值

序号	监测因子	单位	标准值
1	pH 值	无量纲	pH>7.5 时各因子风险筛选值
2	砷	mg/kg	25
3	镉	mg/kg	0.6
4	铬	mg/kg	250
5	铜	mg/kg	100
6	铅	mg/kg	170
7	汞	mg/kg	3.4
8	镍	mg/kg	190
9	锌	mg/kg	300

## 2.5.2 污染物排放因子及标准

### (1) 废气

井场加热炉执行《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。非甲烷总烃无组织排放执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)企业边界污染物控制要求; H<sub>2</sub>S 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 2.5-6。

表 2.5-6 大气污染物排放标准值

污染物	最高允许排放浓度 (mg/m <sup>3</sup> )	标准来源
NO <sub>x</sub>	200	《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
SO <sub>2</sub>	50	
颗粒物	20	
非甲烷总烃	4.0	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)
H <sub>2</sub> S	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

施工期生活污水经井场撬装式污水处理站处理后,用于生活区、井场及通井路降尘,不外排地表水环境,执行《农村生活污水处理排放标准》(DB 65 4275-2019)表二的 B 级标准,见表 2.5-7。运营期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 2.5-7 《农村生活污水处理排放标准》(DB 65 4275-2019)表二的 B 级标准

序号	污染物	A 级	B 级	C 级
1	pH	6~9		
2	化学需氧量 (COD <sub>cr</sub> ), mg/L	60	180	200
3	悬浮物 (SS), mg/L	30	90	100
4	粪大肠菌群, MPN/个	10000	40000	
5	蛔虫卵个数, 个/L	2		

按照《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）规定：在相关行业污染无可指标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）等相关标准要求回注，同步采取切实可行措施防治污染。

本项目运营期产生的采出水依托塔河油田二号联合站、塔河油田三号联合站和塔河油田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指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）储层空气渗透率 $\geq 2.0\mu\text{m}^2$ 的标准，标准值见表 2.5-8。

表 2.5-8 《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）

储层空气渗透率 ( $\mu\text{m}^2$ )	<0.01	(0.01, 0.05)	(0.05, 0.5)	(0.5, 2.0)	$\geq 2.0$
水质标准分级	I	II	III	IV	V
悬浮固体含量 mg/L	$\leq 8.0$	$\leq 15.0$	$\leq 20.0$	$\leq 25.0$	$\leq 35.0$
悬浮物颗粒直径中值 $\mu\text{m}$	$\leq 3.0$	$\leq 5.0$	$\leq 5.0$	$\leq 5.0$	$\leq 5.5$
含油量 mg/L	$\leq 5.0$	$\leq 10.0$	$\leq 15.0$	$\leq 30.0$	$\leq 100.0$
平均腐蚀率 mm/a	$\leq 0.076$				

### (3) 噪声

施工期采用《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）；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。噪声限值见表 2.5-9。

表 2.5-9 环境噪声排放标准

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

### (4) 固体废物

根据项目产生的各种固体废物的性质和去向，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。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》（GB18597-2023）及其修改单（环境保护部公告 2013 年第 36 号）。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）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。

### （5）重大危险源识别标准

本项目涉及危险物质主要是原油、伴生气、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4台井口加热炉排放的废气和7个井场的非甲烷总烃、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）中规定的方法，选取NO<sub>x</sub>、SO<sub>2</sub>、PM<sub>10</sub>、非甲烷总烃（NMHC）、硫化氢（H<sub>2</sub>S）为候选因子核算，计算出其最大地面浓度占标率P<sub>i</sub>（第i个污染物，简称“最大浓度占标率”）及其地面浓度达标率10%时所对应的最远距离D<sub>10%</sub>。其中P<sub>i</sub>定义为：

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

式中：P<sub>i</sub>——第i个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

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

$\rho_{0i}$ ——第i个污染物的环境空气质量标准， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。一般选用GB3095中1h平均质量浓度的二级浓度限值，如项目位于一类环境空气功能区，应选择相应的一级浓度限值；对该标准中未包含的污染物，使用2.5.1章节确定的各评价因子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	$P_{\max} \geq 10\%$
二级评价	$1\% \leq P_{\max} < 10\%$
三级评价	$P_{\max} < 1\%$

估算模式所用参数见表2.6-2。



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（城市选项时）	/
最高环境温度/°C		40.8
最低环境温度/°C		-23.7
土地利用类型		草地
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	<input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

本项目井场加热炉共 4 台，分别为 1 台 200KW 加热炉和 3 台 400KW 加热炉，燃料均为天然气处理站处理后的返输干气。4 台加热炉分别分布在 TH121107CH2（400KW）、S85CH2（400KW）、T810CH3（400KW）、TH103101（200KW），其余 3 口井 TP45CH、YJ1-6CH、TP149CH 不设加热炉。

按照不同的加热炉规模、所属区块及用地类型，以 T810CH3（400KW 加热炉、塔河油田 8 区）、TH103101（200KW 加热炉、塔河油田 10 区）、TP149CH（无加热炉、塔河油田托甫台区）、YJ1-6CH（无加热炉、塔河油田跃进区块）为代表，进行大气污染物最大落地浓度估算。

估算结果详见表 2.6-3。

表 2.6-3 估算模式计算结果表

污染源名称	参数名称	单位	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	PM <sub>10</sub>	NMHC	H <sub>2</sub> S
T810CH3 (含 400KW 加热炉)	下风向最大落地浓度	mg/m <sup>3</sup>	0.001676	0.0154	0.001466	0.01019	0.000114
	最大浓度出现距离	m	78	78	78	60	60
	评价标准	mg/m <sup>3</sup>	0.5	0.25	0.45	2	0.01
	最大占标率	%	0.34	6.16	0.33	0.51	1.14
	D <sub>10%</sub>	m	/	/	/	/	/
TH103101 (含 200KW 加热炉)	下风向最大落地浓度	mg/m <sup>3</sup>	8.38E-04	7.70E-03	7.33E-04	0.01019	0.000114
	最大浓度出现距离	m	79	79	79	60	60
	评价标准	mg/m <sup>3</sup>	0.5	0.25	0.45	2	0.01
	最大占标率	%	0.17	3.08	0.16	0.51	1.14
	D <sub>10%</sub>	m	/	/	/	/	/
TP149CH	下风向最大落地浓度	mg/m <sup>3</sup>	/	/	/	0.01019	0.000114
	最大浓度出现距离	m	/	/	/	60	60
	评价标准	mg/m <sup>3</sup>	0.5	0.25	0.45	2	0.01
	最大占标率	%	/	/	/	0.51	1.14
	D <sub>10%</sub>	m	/	/	/	/	/
YJ1-6CH	下风向最大	mg/m <sup>3</sup>	/	/	/	0.01019	0.000114

污染源名称	参数名称	单位	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	PM <sub>10</sub>	NMHC	H <sub>2</sub> S
	落地浓度						
	最大浓度出现距离	m	/	/	/	60	60
	评价标准	mg/m <sup>3</sup>	0.5	0.25	0.45	2	0.01
	最大占标率	%	/	/	/	0.51	1.14
	D10%	m	/	/	/	/	/

经计算可知，本项目最大占标率为：6.16%（来自单井加热炉排放的 NO<sub>x</sub>）；占标率 10% 的最远距离 D<sub>10%</sub> 为 0m，最大占标率在 1% ≤ P<sub>max</sub> < 10%，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中大气环境评价工作分级判据判别，确定本次环评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）的规定，并结合本项目特点，考虑油田整体开发对大气环境的区域影响，最终确定大气环境影响评价范围为以井场为中心，外延 2.5km 的矩形区域作为大气环境影响评价范围，大气评价范围见图 2.6-1。

## 2.6.2 地表水

### （1）评价等级

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。工程区最近处距离塔里木河 5.2km。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。

### （2）评价范围

项目施工期产生的污染物可以依托处置，运营阶段正常情况无废水排放，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。

表 2.6-4 水污染影响型建设项目评价等级判定

评价等级	判定依据	
	排放方式	废水排放量 Q/ (m <sup>3</sup> /d)；水污染物当量数 W/ (无量纲)
一级	直接排放	Q ≥ 20000 或 W ≥ 600000
二级	直接排放	其他
三级 A	直接排放	Q < 200 且 W < 6000
<b>三级 B</b>	<b>间接排放</b>	—

注 1：依托现有排放口，且对外环境未新增排放污染物的直接排放建设项目，评价等级参照间接排放，定为三级 B。

注 2：建设项目生产工艺中有废水产生，但作为回水利用，不排放到外环境的，按三级 B 评价。

## 2.6.3 地下水

### 2.6.3.1 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，本项目属于“F 石油、天然气”的石油开采项目，为 I 类项目。本项目评价范围内不存在集中式饮用水源地，不位于区内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，确定本项目地下水评价等级为二级。

表 2.6-5 地下水环境影响评价行业分类表

环评类别	行业类别	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 2.6-6 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 2.6-7 地下水环境影响评价工作等级划分

项目类别	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

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），采用公式法计算法确定地下水评价范围。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；

$\alpha$ —变化系数， $\alpha\geq 1$ ，一般取 2；

K—渗透系数，m/d；根据区内潜水含水层主要由塔河冲积形成，含水层的岩性颗粒较细，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；

$n_e$ —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，本次结合区域水文地质条件及本项目分布特点、地下水调查点分布情况等，本次评价范围确定为：本项目各井场四周外扩 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。

## 2.6.4 生态

### (1) 评价等级

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）的生态评价等级判定条件，判定过程详见表 2.6-8。根据判定可知，因此本项目生态环境影响评价工作涉及公益林段为二级评价，其余工程为三级评价。

表 2.6-8 生态环境评价等级判定

序号	生态评价等级判定要求	本项目情况	生态影响评价等级
a	涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境时，评价等级为一级；	不涉及	/
b	涉及自然公园时，评价等级为二级；	不涉及	/
c	涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级；	不涉及	/
d	根据 HJ2.3 判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目，生态影响评价等级不低于二级；	不涉及	/
e	根据 HJ610、HJ964 判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目，生态影响评价等级不低于二级；	涉及公益林	二级
		不涉及公益林	三级评价
f	当工程占地规模大于 20km <sup>2</sup> 时（包括永久和临时占用陆域和水域），评价等级不低于二级；改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定；	本项目占地面积为 0.0075km <sup>2</sup> (0.75hm <sup>2</sup> ) < 20km <sup>2</sup>	/
g	除本条 a~f 以外的情况，评价等级为三级；	/	/

h	当评价等级判定同时符合上述多种情况时，应采用其中最高的评价等级。	/	/
---	----------------------------------	---	---

## (2) 评价范围

油气田开发工程具有分布面积广的特点，且基本呈点状、线状分布，故其对环境影响仅限于各站场及内部输送管线较近的范围。根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），考虑油气田整体开发对生态环境的影响，确定生态环境评价范围为：各新建侧钻井井场边界向外扩展 50m；新建 TH103101 井管线穿越生态敏感区时，以线路穿越段向两端外延 1km 为评价范围；穿越非生态敏感区时，以线性工程两侧外延 300m 为评价范围。生态评价范围见图 2.6-1。

## 2.6.5 声环境

本项目噪声源主要包括施工期内井场机械噪声、运营期站场机泵和井场井下作业噪声。

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

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）要求，“满足一级评价的要求，一般以建设项目边界向外 200m 为评价范围；二级、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类别及声环境保护目标等实际情况适当缩小”，根据项目特点，本次声环境评价范围为井场边界向外扩 200m 作为评价范围。评价范围见图 2.6-1。

## 2.6.6 土壤环境

### 2.6.6.1 评价等级

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）以及区域历史监测数据，工程所在区域土壤盐分含量大于 2g/kg，即项目所在区域属于土壤盐化地区，本项目类别同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑，并根据不同项目类型类别分别判定评价等级。

#### (1) 建设项目类别

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），

本项目属于“石油开采项目”，属于I类项目。

## (2) 占地规模

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中“建设项目占地规模分为大型（ $\geq 50\text{hm}^2$ ）、中型（ $5\sim 50\text{hm}^2$ ）和小型（ $\leq 5\text{hm}^2$ ）”，本项目永久占地面积为  $0.75\text{hm}^2$ （ $\leq 5\text{hm}^2$ ），占地规模为小型。

## (3) 建设项目敏感程度

### ① 污染影响型

本项目井场及管线周边 200m 范围内涉及天然牧草地等土壤环境敏感目标和其他土壤环境敏感目标，土壤环境敏感程度为“敏感”。

表 2.6-9 污染影响型建设项目敏感程度一览表

项目名称	与周边敏感目标关系	环境敏感程度
T810CH3	井场周边 1km 范围内不涉及耕地、园地、牧草地、村庄等敏感点	不敏感
TH103101	井场周边 1km 范围内不涉及耕地、园地、牧草地、村庄等敏感点	不敏感
S85CH2	井场周边 1km 范围内涉及天然牧草地等敏感点	敏感
TH121107CH2	井场周边 1km 范围内不涉及耕地、园地、牧草地、村庄等敏感点	不敏感
TP149CH	井场周边 1km 范围内不涉及耕地、园地、牧草地、村庄等敏感点	不敏感
TP45CH	井场周边 1km 范围内不涉及耕地、园地、牧草地、村庄等敏感点	不敏感
YJ1-6CH	井场周边 1km 范围内不涉及耕地、园地、牧草地、村庄等敏感点	不敏感

### ② 生态影响型

根据区域历史监测数据，项目区域土壤含盐量大于  $4\text{g/kg}$ ，生态影响型土壤敏感程度为“敏感”。

## (4) 评价工作等级判定

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），生态影响型和污染影响型土壤环境影响评价工作等级划分见表 2.6-10 和表 2.6-11。

表 2.6-10 生态影响型土壤环境评价工作等级划分依据一览表

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

表 2.6-11 污染影响型土壤环境评价工作等级划分依据一览表

敏感程度	占地规模								
	I类			II类			III类		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小

敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-	-

①本项目属于“石油开采项目”，属于**I类**项目，生态影响型环境敏感程度为**敏感**，生态影响型土壤环境影响评价工作等级为**一级**。

②本项目属于“石油开采项目”，属于**I类**项目，项目占地规模为**小型**，环境敏感程度为**敏感**，污染影响型土壤环境影响评价工作等级为**一级**。

因此综合生态影响类及污染影响类，本次工程**土壤评价等级为一级评价**。

#### 2.6.6.2 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），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：各井场外扩 1km、管线周边 200m 范围。评价范围见图 2.6-1。

图 2.6-1 各环境要素评价范围图

图 2.6-2 本项目环境敏感目标分布图



## 2.6.8 环境风险

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）评价项目的物质危险性和功能单元重大危险源判定结果以及环境敏感程度等因素，将环境风险评价工作划分为一、二、三级，评价工作等级划分见表。见表 2.6-12。

表 2.6-12 环境风险评价等级划分

环境风险潜势	IV、IV <sup>+</sup>	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析 <sup>a</sup>

<sup>a</sup>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。

本项目运营期涉及的主要危险物质为原油、伴生气、硫化氢，涉及的风险为运行过程中集输管线破损造成的原油、伴生气、硫化氢的泄漏。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）本项目风险评价等级判定如下：

### （1）环境风险潜势划分

建设项目环境风险潜势划分为I、II、III、IV、IV<sup>+</sup>级。

根据建设项目涉及的物质和工艺系统的危险性及其所在地的环境敏感程度，结合事故情形下环境影响途径，对建设项目潜在环境危害程度进行概化分析，按照表 2.6-13 确定环境风险潜势。

表 2.6-13 建设项目环境风险潜势划分

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

注：IV<sup>+</sup>为极高环境风险

### （2）P 的分级确定

#### ①危险物质数量与临界量比值（Q）

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），定量分析危险物质数量与临界量的比值（Q），见表 2.6-14。

表 2.6-14 本项目重大危险源辨识一览表

序号	物质名称	CAS 号	临界量/t
1	伴生气	68476-85-7	10
2	油类物质（矿物油类，如石油、汽油、柴油等）	/	2500
3	硫化氢	/	2.5

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中的判定方法，当存在多种危险物质时，按照下式计算物质总量与其临界量比值（Q）：

$$Q = \frac{q_1}{Q_1} + \frac{q_2}{Q_2} + \dots + \frac{q_n}{Q_n} \dots\dots\dots (C.1)$$

式中：q<sub>1</sub>, q<sub>2</sub>, …, q<sub>n</sub>--每种危险物质的最大存在总量，t；

Q<sub>1</sub>, Q<sub>2</sub>, …, Q<sub>n</sub>--每种危险物质的临界量，t；

当 Q<1 时，该项目环境风险潜势为 I；

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

本项目不涉及危险物质的存储，本项目新建管线为 TH103101 至 10-3 计转站各类管线 2.95km，其中单井管线 1.95km(DN80)，燃料气管线 0.5km(DN80)，掺稀管线 0.5km（DN50）。井场有控制（截断）阀，发生泄漏时，可通过控制（截断）阀进行紧急切断。其余 6 口侧钻井，均为利旧管线总长度为 15.93km。

本项目原油密度取 0.9580g/cm<sup>3</sup>，伴生气平均相对密度 0.84kg/m<sup>3</sup>，伴生气中硫化氢含量 19879mg/m<sup>3</sup>。

根据克拉伯龙方程，计算管道带压运行状态下的气体质量：

$$pV=nRT$$

p：气体压强，标况压强 0.101325Mpa，管道最大压力 0.99Mpa；

V：气体体积，管道体积；

n：气体的物质的量，单位 mol；

T：绝对温度，293.15K；

R：气体常数。

本项目辨识结果详见表 2.6-15。

表 2.6-15 辨识结果表

风险源	危险物质名称	CAS 号	井号	最大存在总量 qn/t	临界量 Qn/t	该种危险物质 Q 值	
集油管线	原油	—	TH103101	138.353	2500	0.0553	
			S85CH2				
			TH121107CH2				
			TP45CH				
				YJ1-6CH			
	伴生气	74-82-8		TH103101	0.163	10	0.0163
				S85CH2			
				TH121107CH2			
TP45CH							

	H <sub>2</sub> S	7783-06-4	YJ1-6CH	0.003	2.5	0.0010
			TH103101			
			S85CH2			
			TH121107CH2			
			TP45CH			
YJ1-6CH						
燃料气管线	伴生气	74-82-8	TH103101	0.024	10	0.0024
			S85CH2			
			TH121107CH2			
掺稀管线	稀油	—	TH103101	10.890	2500	0.0044
			T810CH3			
			TP149CH			
合计						0.0794

注：硫化氢的存在量特别小，Q 值可以忽略不计。

根据上表计算结果，本项目  $Q=0.0794$ ， $Q<1$ ，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》（HJ169-2018）相关要求，本次评价仅对项目可能存在的环境风险进行简单分析。不设置环境风险评价范围。

## 2.7 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) 工程分析；
- (2) 生态环境影响评价；
- (3) 地下水环境影响评价；
- (4) 固体废物影响评价；
- (5) 环境风险影响评价及风险管理；
- (6) 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

根据项目建设和运营中对环境可能造成的污染与生态破坏，确定污染控制目标如下：

(1) 项目区属于塔里木河流域重点治理区。因此要控制建设项目在建设过程中的各种施工活动，尽量减少对地表的扰动，做好植被恢复与水土保持工作，防止土壤沙化。

(2) 保证项目建成后，废气达标排放，固体废物得到妥善处置，主要污染

物总量符合国家和地方控制要求。

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

## 2.8.2 环境保护目标

现场踏勘结果表明，本项目不涉及各类自然保护地和生态保护红线，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	环境保护要求
1	生态环境	塔里木河流域水土流失重点治理区	评价范围内	不改变生态功能，防止水土流失现象的发生。
		国家二级公益林	TH103101 周边分布有国家二级公益林	避免占用林地茂密区，按有关规定进行征占和补偿；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。
		野生动物	评价范围内	严禁捕猎。
		荒漠植被	评价范围内	严格控制施工范围，严禁随意砍伐植被。
2	大气环境	-	评价范围内	不低于现状。
3	声环境	工程区声环境	评价范围内	满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类标准。
4	水环境	评价范围内潜水含水层	评价范围内	不低于现状。
5	土壤环境	评价范围内土壤	评价范围内	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）第二类用地风险筛选值；占地范围外执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）。
6	环境风险	工程区大气、土壤、地下水、公益林等	评价范围内	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。

图 2.8-1 本项目与生态红线位置关系图

### 3.工程概况与工程分析

#### 3.1 工程开发现状及环境影响回顾

本项目主要涉及塔河油田 8 区、10 区、12 区、托甫台区块及跃进区块，区块开发现状及回顾主要针对上述区块内容。

##### 3.1.1 区块开发现状

(1) 塔河油田各区块主体工程建设情况

塔河油田各区块主要地面设施情况统计见表 3.1-1。

表 3.1-1 塔河油田各区块主要地面设施情况一览表

序号	区块名称	井数	计转站/阀组站名称	计转站/阀组站总数	联合站	其它
1	塔河油田 8 区	116 口	8-1 计转站、8-2 计转站、8-3 计转（掺稀）站、8-4 计转站、8-5 计量站、S86 卸油站	6	塔河油田三号联合站、三号联轻烃站	各计转站采出液汇入塔河油田三号联合站处理
2	塔河油田 10 区	316 口	10-1 至 10-9 计转站、10321 计量混输泵站、TH10434 混输泵站、S99 卸油站、TK1023 配液站	13	/	各计转站采出液依托塔河油田二号联合站、四号联合站进行处理
3	塔河油田 12 区	505 口	12-1 计转站、12-2 计转站、12-3 计转站、12-4 计转（掺稀）站、12-5 计量（掺稀）混输泵站、12-6 计量（掺稀）混输泵站、12-7 计转站、12-8 计量（掺稀）混输泵站、12-9 计转站、12-10 计转站、12-11 计转站、12-12 计转站、12-13 计转站、12-14 计转站、12-15 计量（掺稀）混输泵站、12516 混输泵站、AD20 混输站	17	塔河油田二号联合站、四号联合站	各计转站采出液依托塔河油田二号联合站、四号联合站进行处理
4	托甫台区块	302 口	TP-1 计转站、TP-2 计转站、TP-10 计转站、TP-11 计转站、TP-17 混输泵站、TP-18 混输泵站、TP-19 混输泵站、TP-2 计量间、TP-3 计量间、TP-4 计量间、TP-5 计量间、TP-6 计量间、TP-7 计量间、TP8 计量间、TP-13-2 计量间	15	/	各计转站采出液汇入塔河油田三号联合站处理
5	跃进区块	10 口	YJ1X 集中流程	1	/	依托顺北 1 处理站处理

##### 3.1.2“三同时”执行情况

根据近年来的环评及验收文件，经备案后的环评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。塔河油田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等工作，与本项目相

关的主要工程“三同时”执行情况表见表 3.1-2。

表 3.1-2 本项目相关工程“三同时”执行情况表

序号	类别	项目名称	环评文件			验收文件		
			审批部门	文号	审批日期	验收单位	验收文号	验收时间
1	塔河油田 8 区	塔河油田三号联合站建设工程	原新疆维吾尔自治区环境保护局	新环自函(2006)135 号	2006.4.3	原阿克苏地区环境保护局	阿地环函字(2007)19 号	2007.1.29
2		塔河油田三号联原油脱硫部分技术改造降耗增效工程	原新疆维吾尔自治区环境保护局	新环函(2017)2064 号	2017.12.17	自主验收	/	2021.3.26
3		塔河油田三号联注水系统改造增效工程	原阿克苏地区环保局	阿地环函字(2018)511 号	2018.11.16	企业自主验收	/	2021.6.18
4	塔河油田 10 区	塔河油田 10 区奥陶系油藏开发建设工程	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环自函(2006)134 号	2006.4.4	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评价函(2010)586 号	2010.9
5	塔河油田 10 区	塔河油田东部 2024 年产能建设项目	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审(2024)42 号	2024.2.27	/	/	/
6	塔河油田 12 区	塔河油田 12 区奥陶系油藏第六期开发项目	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函(2014)165 号	2014.2.13	企业自主验收	西北油安(2019)348 号	2019.9.4
7		二号联原油脱硫部分技术改造—降耗增效工程	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函(2015)353 号	2015.4.9	企业自主验收	/	2019.6.17
8		塔河油田二号联油气处理设施隐患治理工程	阿克苏地区生态环境局	阿地环函(2022)216 号	2022.4.29	/	/	/
9	塔河油田 12 区	塔河油田四号联合站及原油外输配套工程	原新疆维吾尔自治区环境保护局	新环评价函(2012)1152 号	2012.11.16	原新疆维吾尔自治区环境保护局	新环函(2015)1183 号	2015.11.3
10	塔河油田 12 区	塔河油田四号联合站混烃外输及处理项目	原新疆维吾尔自治区环境保护局	新环函(2016)1397 号	2019.9.27	企业自主验收	油田环验(2019)4 号	2019.1.7
11		塔河油田四号联合站原油系统能力提升工程	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审(2023)195 号	2023.8.26	/	/	/
12	塔河油田	塔河油田托甫台区块奥陶系油藏开发三期工程	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评价函(2011)1003 号	2011.10.25	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函(2017)53 号	2017.1.9

13	田托甫台区	塔河油田托甫台区奥陶系油藏开发四期工程	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函(2014)764号	2014.6.20	企业自主验收	/	2021.12.10
14	跃进区块	塔河油田跃进区块奥陶系油气藏产能建设项目	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函(2014)765号	2014.6.20	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函(2016)2006号	2016.12.27

### 3.1.3 区块环境影响回顾

根据现场踏勘情况及调查结果，本次评价只对涉及塔河油田 8 区、10 区、12 区、托甫台区及跃进区块，分别从生态环境影响、土壤环境影响、水环境影响、大气环境影响、固废环境影响、声环境影响、环境风险进行回顾性评价。

#### 3.1.3.1 生态环境影响回顾评价

##### (1) 塔河油田 8 区

根据现场调查，严格控制占地，永久性占地范围内进行砾石铺垫处理。站场内地表均用水泥硬化处理，站外有人工绿化种植植被。井场内临时性占地的地表基本裸露，没有植被恢复。管线和道路临时占地以自然恢复为主，恢复缓慢，种子萌发和幼苗生长主要依赖洪水。环评及环评批复提出的生态保护要求基本得到落实。

综上所述，塔河油田 8 区井场永久性占地范围内进行砾石铺垫处理，站场有护栏围护。油田内部永久占地范围的植被完全清除。井场内临时性占地的地表基本裸露，植被正在自然恢复。油田区域道路和管线两侧植被自然恢复。站场内地表均用水泥硬化处理，站外有人工绿化种植植被。另油区北部部分开垦有棉田，油气田开发区域内的绿化改善了区域小环境。油气开采在施工期和运营期对野生动物的负面影响不大，也没有发生捕猎保护动物的现象，对周边生态环境影响较小。

##### (2) 塔河油田 10 区

塔河油田十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，上部没有油污出现，油区道路总体规范，但部分地段有车辆乱碾乱轧的痕迹。



从后评价期间，土壤环境质量现状来看，后评价布设的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，项目的建设对油田区域内的原有植被类型未造成影响，各类植被的占地面积基本无变化；从土地利用类型来看，各项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，区块内依旧是荒漠景观，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。

### （3）塔河油田 12 区

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。油区道路总体规范，但部分地段有车辆乱碾乱轧的痕迹。

从土壤环境质量现状来看，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，项目的建设对油田区域内的原有植被类型未造成影响，各类植被的占地面积基本无变化；从土地利用类型来看，各项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。

### （4）托甫台区

通过对采托甫台区不同开发期卫星影像图解译数据分析可见，油田开发区域的土地利用类型因油田开发引起的变化不大，变化主要发生在荒漠生态系统内部，评价区内土地利用结构变化主要表现为草地、沙地和农田之间的转化，油区内农民垦荒局部新增耕地，由油田开发引起的区域景观格局影响不大。托甫台区经过了多年的开发后，现在已占用了一定面积的土地，使永久占地范围内的荒漠植受到一定程度的破坏。整个自然环境中的植被覆盖度减少，地表永久性构筑物增多。油田进入正式生产运营期后，未对区域内的自然植被产生新的和破坏性的影响，除了永久性建筑设

施、面积较小的采油井场以及道路的路基和路面占地外，其它临时性占地（或破坏）区域将被自然植物逐步覆盖，随着时间的推移，被破坏的植被正在逐渐恢复到原有自然景观。

油田开发建设，除各种占地直接破坏动物栖息环境外，各面、线状构筑物对栖息地造成分割，加上各种机械产生的噪声和人员活动，使原先相对完整的栖息地破碎化和岛屿化，连通程度下降，对物种的扩散和迁徙产生阻碍和限制。油区人为活动不断侵入野生动物活动领域，一些适应人类影响的动物种类有所增加。在油田区域内植被状况恢复较好的地段，动物活动的痕迹较多，而在井场附近则很少有活动的迹象。在整个区域内的分布数量也较原始状态少。

托甫台区块的模地依旧是荒漠景观，荒漠景观主要包括中覆盖度草地、低覆盖度草地和沙地。根据区域土地利用变化分析，后评价区域耕地面积增加明显，工矿用地比例略有增加，目前依旧荒漠景观为主。

### （5）跃进区

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。从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，项目的建设使油田区域内的戈壁大量减少，低覆盖度草地面积减少，建设用地面积略有增加。总体来说，项目区的模地依旧是荒漠景观，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。

由于区块距离塔里木河上游湿地自然保护区较近，目前在保护区内油田设施已经拆除、封井，后续油气开发严禁进入自然保护区较范围。

### 3.1.3.2 水环境影响回顾评价

#### （1）塔河油田8区

塔河油田8区采出水经三号联合站污水回注系统处理，水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准要求后，根据井场注水需要回注地层。在井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废水，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指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准要求后回注，未外排。根据西北油田分公司的规定，落地原油 100%进行回收；目前生产过程产生的含油污泥和罐底油泥均委托有处置资质的单位进行处理，未对水环境产生不利影响。

通过区块内地下水监测井水质、地表水水质及废水的监测情况可看出，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。上述分析可知，塔河油田 8 区在实施油气开发的过程中基本落实了环评及验收中提出的地下水污染防治措施，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。

## （2）塔河油田 10 区

根据后评价期间监测结果及本次调查情况，塔河油田十区区块现状采出水经十二区内的四号联合站、六区内的二号联合站、八区内的三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；各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<sub>5</sub>、NH<sub>3</sub>-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。

后评价阶段搜集了前期环评中英达利亚河、巴依孜库勒湖的水环境质量历史、现状监测数据对比结果，水质总体变化不大，氨氮稍高于 2007 年的监测结果，主要因区域内工业、农业活动的增多，人为的干扰加大所致；与十区油气开发活动相关的指标“石油类”均可满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的 III 类标准，总体变化不大。

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；承压水中各项满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准要求。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）塔河油田12区

塔河油田 12 区现状采出水经 12 区内的塔河油田二号联合站和塔河油田四号联合站采出水处理系统处理后回注地层。根据例行监测结果，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指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）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<sub>5</sub>、NH<sub>3</sub>-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。

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。

### （4）托甫台区块

2017 年以前托甫台区各井场在钻井过程中均建设有泥浆池，干化（固化）后

与钻井泥浆及岩屑一同进行填埋处理。泥浆池均进行了防渗处理，在做好泥浆池防渗工作的前提下，泥浆池与外环境之间有防渗材料阻隔，未对水环境造成影响。2017 年以后钻井全部采用钻井废弃物不落地技术，钻井废水同泥浆进入泥浆不落地系统固液分离后，废水全部回用，无钻井废水外排。托甫台北区各井场集输至 TP-1 计转站的采出液，就地分水，分离出来的采出水经一次除油罐除油进入缓冲罐，再经提升泵输至悬浮污泥净化器处理后，进入注水罐经装水泵进入三期注水管网或装水车回注。其余采出液输送至塔河油田三号联合站进行处理。

托甫台南区采出液经 TP-13-2 计量间处理后，分离出的采出水用于井区回注。回注层为原油开采层，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，不外排，由于回注井井深在 5000m 左右并设有套管，深层地下水基本得不到补给和循环，径流和排泄处于停滞状态，未对地下水造成不利影响。塔河油田已实施四期注水工程，实现塔河油田一号联合站、塔河油田二号联合站、塔河油田三号联合站注水系统互相连通，采出水实现全部回注。

在井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废水，拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站处理。处置达标后回注，未外排。落地原油 100%进行回收，生产过程产生的含油污泥和罐底油泥均委托有处置资质的单位进行处理。托甫台区生活基地主要在采油三厂管理二区基地、采油一厂管理三区托甫基地。早期生活污水排入化粪池内，蒸发或用于绿化。2016 年结合生活污水排放的要求加严而实施达标改造，生活污水经预处理+RAAO+消毒+过滤工艺污水处理设施进行生活污水的处理，处理达标后用于基地绿化。计转站内工作人员 2~3 人，生活污水产生量很少，现状生活污水进入站内的防渗厕所内，定期清运处理。正常生产状况下，托甫台区废水不直接排放进入水环境，未对水环境产生不利影响。

### **(5) 跃进区**

通过区块内地下水监测井水质、地表水水质及废水的监测情况可看出，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。上述分析可知，塔河油田在实施油气开发的过程中基本落实了环评及验收中提出的地下水污染防治措施，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，未对区域地下水环境产生累积性影响。

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。

### 3.1.3.3 大气环境影响回顾

#### (1) 塔河油田 8 区

根据现场调查，塔河油田 8 区内现有的各井场采出原油集输基本实现了密闭集输工艺，选用先进的生产工艺及设备，在正常生产情况下尽可能地减少非甲烷总烃逸散排放。运营期站场、井场加热炉燃用处理后的返输天然气，从运行现状情况看，天然气气质稳定，各设备运行正常，排放废气中各项污染物浓度较低。类比塔河油田同类型井场及集气站污染源监测数据，站场及井场加热炉烟气排放满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建锅炉大气污染物排放浓度限值要求。各场站无组织排放的硫化氢满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 恶臭污染物厂界标准值新扩改建项目二级标准；无组织排放非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中边界污染物控制要求。说明加热炉有组织废气污染防治措施、各站场无组织废气污染防治措施基本适用、有效，废气污染防治措施均基本按照环评及批复意见落实。

#### (2) 塔河油田 10 区

根据现场调查，塔河油田 10 区内现有的各井场采出原油集输基本实现了密闭集输工艺，选用先进的生产工艺及设备，在正常生产情况下尽可能地减少非甲烷总烃逸散排放。运营期站场、井场加热炉燃用处理后的返输天然气，从运行现状情况看，天然气气质稳定，各设备运行正常，排放废气中各项污染物浓度较低。

塔河油田 10 区环境影响后评价阶段监测的结果显示，站场及井场加热炉烟气排放满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建锅炉大气污染物排放浓度限值要求；各场站无组织排放的硫化氢满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 恶臭污染物厂界标准值新扩改建项目二级标准；无组织排放非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中边界污染物控制要求。说明加热炉有组织废气污染防治措施、各站场无组织废气污染防治措施基本适用、有效，废气污染防治措施均基本按照环评及批复意见落实。

后评价阶段对塔河油田 10 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，区域大气环境质量未发生明显变化，除 PM<sub>10</sub>、PM<sub>2.5</sub> 超标外，

其余指标均能满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准要求，说明项目的建设对区域环境空气质量影响不大。

### （3）塔河油田 12 区

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。

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质量监测数据，针对主要监测因子进行统计分析，评价时段内作业区 SO<sub>2</sub>、NO<sub>2</sub> 均未超标。因此油田开发对区域环境空气质量影响不大。

### （4）托甫台区块

托甫台区施工期大气影响主要为施工扬尘和作业机械燃油废气。影响范围限制在施工场地附近，区域环境容量较大，加之施工期大气污染源源强不大，而且施工期间的大气污染属于阶段性的局部污染，施工期结束之后污染即消失，所以施工期作业区施工作业对周围大气环境影响较小。运营过程中存在的废气污染源主要包括各种加热炉、锅炉燃烧天然气产生的废气，以及井场、地面工程等无组织排放废气。托甫台区约有燃气锅炉和加热炉 161 台，其中托甫台北 140 台，托甫台南 21 台，合计 51MW，燃料气来自三号联合站轻烃站净化后天然气。区域大气环境质量监测显示，加热炉废气均达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）要求，无组织废气排放达到《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》（GB39728-2020）、《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）要求。因此油田开发对区域环境空气质量影响不大。

### （5）跃进区

通过后评价期间收集项目环评阶段环境空气质量现状监测数据，项目区环境空气质量较建设前后变化不大，各项污染因子均能满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准要求，说明项目建设对区域环境空气质量影响不大。

#### 3.1.3.4 声环境影响回顾评价

### **(1) 塔河油田 8 区**

区域油田钻井过程中所产生的噪声会对周围一定区域内造成影响。但随着距离的增大，钻井施工噪声有一定程度的衰减，钻井过程为临时性的，噪声源为不固定源，对局部环境的影响是暂时的，只在短时期对局部环境造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。

塔河油田 8 区内油气开发活动产生的噪声主要来自井场、计转站各类机泵。塔河油田 8 区环境影响后评价阶段监测的结果显示，区域内井场、计转站等厂界噪声均满足《工业企业厂界噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准值。因此从声环境影响角度，区块开发建设可行，在采取有效声污染防治措施后不会导致所在区域声环境质量超出相应功能区要求。

### **(2) 塔河油田 10 区**

根据收集往年环评报告中的监测数据，区域噪声影响较小。各监测点昼、夜监测值均低于《声环境质量标准》（GB3095-2008）2 类标准值，表明区内声环境质量现状良好，满足所在功能区的要求，未发生明显变化。

### **(3) 塔河油田 12 区**

根据收集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。

### **(4) 托甫台区块**

根据托甫台区环境影响后评价阶段监测的结果显示，区域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。区块声环境质量较好，区块开发对声环境的影响较小。

### **(5) 跃进区**

根据跃进区环境影响后评价阶段监测的结果显示，各监测点监测值声环境质量满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准限值。对 YJ1 集中拉油流程、跃进 2 处理站、YJ1X 井场厂界噪声进行监测，各监测点噪声均满足《工业企业厂界噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准值。200m 范围内无居民区分布，不存在噪声扰民现象。油田开发时间较长，已进入开发后期，工业活动



较少，影响较小。

### 3.1.3.5 固体废物环境影响回顾评价

#### (1) 塔河油田 8 区

固体废物产生源主要为施工期的钻井废弃物、生活垃圾；运营期主要来自于集输过程中产生的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，各阶段均按照相关的环保规范进行了管理，现场未发现废弃泥浆遗留。钻井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》（DB65/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。塔河油田 8 区、托甫台区生活垃圾定期由库车城乡建设投资（集团）有限公司负责拉运至库车景胜新能源环保有限公司阿克苏地区静脉产业园（东区）生活垃圾焚烧发电厂处置。根据现场调查，塔河油田 8 区、托甫台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%，统一收集后交由塔河油田绿色环保工作站进行处理。废机油一般来自机泵等机械设备维修、维护产生的润滑、更换机油，塔河油田采油三厂有专业的维修和检修队伍，维修检修期间自行综合利用或交第三方有资质单位处理。

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地处置。

#### (2) 塔河油田 10 区

固体废物产生源主要为施工期的钻井废弃物、生活垃圾；运营期主要来自于计转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。总体来说，10区内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）塔河油田 12 区

固体废物产生源主要为施工期的钻井废弃物、生活垃圾；运营期主要来自于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現象；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。

### （4）托甫台区块

固体废物产生源主要为施工期的钻井废弃物、生活垃圾；运营期主要来自于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。托甫台区生活垃圾处置主要依托绿色环保工作站处理。2007 年之前，废弃钻井液和岩屑等排入具有防渗措施的岩屑池内，待干化后覆土掩埋处理；2007-2016 年，废弃钻井液和岩屑等排入具有防渗措施的岩屑池内，待固化覆土填埋，塔河沿岸 500m 内环境敏感区的钻井废弃物拉运至绿色环保工作站处置。2017 年后，西北油田分公司统一要求采用废弃钻井泥浆随钻不落地无害化治理技术对钻井泥浆及岩屑进行无害化处理，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》（DB65/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，区域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現象；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，区域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。

### （5）跃进区

跃进区块各井场在钻井过程中均采用水基泥浆，井场均建设有泥浆池，废弃钻井液和岩屑等排入具有防渗措施的泥浆池内，位于塔里木河两岸500m范围内的井，均已彻底清理池内废弃物，恢复地貌，封井退出，井场内泥浆池内废弃物经检测达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）标准后综合利用，根据现场调查，跃进区块内井场除YJ1-4CH井场泥浆池未及时恢复外，均按照环评要求进行固化填埋，YJ1-4CH井场泥浆池正在整改中，建设单位制定了整改计划，立查立改，并进行井场验收。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。

总体来说，区块内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。

#### 3.1.3.5 环境风险回顾

塔河油田生产过程中的风险物质主要包括原油、天然气等，可能发生的风险事故主要为钻井过程中发生的原油泄漏（包括井喷）；油气集输和储运过程中的原油、采出污水的泄漏。

根据调查，塔河油田至今未发生过井喷事故及管道全管径断裂事故，因管道及设备腐蚀老化发生泄漏事故，事故发生后，采取了有效的环境风险防范和应急措施，使危害影响范围减小到最低程度，未对周边产生较大的影响。

本次对油田环境风险防范措施进行了调查，具体如下：

(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井场设置明显的禁止烟火标志，井场钻井设备及电气设备、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。

③按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其他消防器材。

④井下作业之前，在井场周围划分高压区和低压区，高压泵、高压汇管、井口装置等高压设备均布置于高压区内，施工过程中，高压区无关人员全部撤离，并设置安全警戒岗。

⑤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，施工后探伤，更换不符合要求的汇管。

(2) 油气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。

②集输管线敷设前，对管材和焊接质量检查，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。

③在集输管线的敷设线路上设置永久性标志，包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等。

④按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生。

⑤在集输系统运行期间，严格控制输送介质的性质，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及时更换，消除爆管的隐患；定期对集输管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理，在管道破裂时能够及时截断上下游管段，以减少事故时油气的释放量，使危害影响范围减小到最低程度。

⑥定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。

(3) 站场事故风险预防措施

①在建、构筑物区域内设置接地装置，工艺设备、塔、架等设置防静电接地装置；变压器等采用避雷器作为防雷保护。

②站场内的装置区、泵房等均为爆炸火灾危险区域，区域内的配电设备均采用防爆型。

③在可能产生易燃易爆介质泄漏的地方，设置可燃气体检测报警器，以便及时发现事故隐患。

④站场设置自动化控制系统和紧急停车联锁系统，采用电脑自动监测和报警机制。

### 3.1.4 排污许可衔接情况

排从评价调查及收集资料可以看出，采油一厂、采油二厂和采油三厂基本能做到排污口规范化。固体废物、危险废物贮存场所均设置有标志牌，废气排放口、噪声排放口规范化管理较规范，废气监测口的设置、噪声排放口标志牌设置符合国家和自治区的相关要求进行规范管理，并自行开展了相关监测。采油一厂、采油二厂和采油三厂按照《固定污染源排污许可分类管理名录（2019 版）》规定的范围，已对加热炉等固定污染源办理了排污许可证。根据《排污口规范化整治技术要求（试行）》（环监〔1996〕470 号）、《〈环境保护图形标志〉实施细则》（环监〔1996〕463 号）、《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022），采油一厂、采油二厂和采油三厂进一步建立完善了自行监测制度及排污口规范化管理制度。采油一厂、采油二厂和采油三厂已申领了排污许可证。采油一厂登记编号：91650000742248144Q082U；采油二厂登记编号：91650000742248144Q083U；采油三厂登记编号：91650000742248144Q084U。

随着国家、自治区环境管理要求的提高，采油一厂、采油二厂和采油三厂围绕 QHSE 制度体系，逐步健全了环境保护法律法规汇编、建设项目环境管理、污染防治设施运行管理、固体废弃物处置利用管理、环境安全隐患治理与风险管控、环境管理依法合规情况检查与整改等环境管理档案。根据《环境保护档案管理规范 环境监察》、《排污单位环境管理台账及排污许可证执行报告技术规范 总则》，采油二厂建立并完善环境管理文件和档案管理制度，明确责任部门、人员、流程、形式、权限及各类环境管理档案及保存要求等，确保企业环境管理规章制度和操作规程编制、使用、评审、修订符合有关要求。

### 3.1.5 环境管理回顾

本项目分别由塔河油田采油一厂、采油二厂和采油三厂管理。

采油一厂于 2023 年 8 月 15 日取得《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油一厂突发环境事件应急预案》的备案证明，备案编号为 652923-2023-126-L。采油二厂于 2021 年 12 月 24 日取得《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》的备案证明，备案编号为 652923-2021-195-L。采油三厂于 2021 年 12 月取得《中国石化西北油田分公司采油三厂突发环境事件应急预案》的备案证明，备案编号为 652923-2021-196-L。采油二厂和三厂采取了有效的环境风险防范和应急措施，建立了应急管理体系，开展了应急培训和应急演练，具备处置突发环境事件的能力，应急物资储备充足，应急保障措施完善。

与建设单位联系沟通后，近年来塔河油田 8 区、塔河油田 10 区、塔河油田 12 区、托甫台区块和跃进区块没有发生过环境污染事故，没有居民投诉。

### 3.1.6 区域污染物三废排放情况

本项目位于塔河油田 8 区、塔河油田 10 区、塔河油田 12 区、托甫台区块和跃进区块。区域污染物排放统计了塔河油田 8 区、塔河油田 10 区、塔河油田 12 区、托甫台区块和跃进区块现有工程（已建工程+在建工程）的污染物产生及排放量，再结合本项目污染物排放，对污染物排放“三本账”核算，见表 3.1-3。

表 3.1-3 现有工程污染物排放统计情况一览表

名称	影响类别	污染物	排放量 (t/a)	备注
塔河塔河油田 8 区、塔河油田 10 区、塔河油田 12 区、托甫台区块和跃进区块现有污染物排放量（引用：塔河油田 8 区、10 区、12 区、托甫台区块和跃进区块后评价报告数据）	废气	SO <sub>2</sub>	2.88	
		NO <sub>x</sub>	156.73	
		颗粒物	24.01	
		非甲烷总烃	354.57	
		硫化氢	3.2	
		废水	0	
		固体废物	0	

### 3.1.7 环境问题及“以新带老”整改措施

目前，塔河油田各区已开展后评价工作并完成备案，针对后评价期间梳理的未进行验收的单井，已完成了验收工作。根据后评价报告、验收报告及现场调查情况，具体存在的问题如下：

- (1) 重点场站、储罐、装卸区密封点的 VOC<sub>s</sub> 的控制和管理措施不够完善；
- (2) 部分井场遗留有水泥块和随钻泥饼；
- (3) 信息公开不够规范。

#### 整改方案：

目前存在的问题已纳入塔河油田 2024 年度~2025 年度整改计划中，已落实到具体的责任部门，并明确了资金来源。建议整改方案如下：

(1) 加强 VOC<sub>s</sub> 物料储存、装卸、输送、使用、泄漏、收集处理等控制措施；按照国家、地方环保法规、标准，开展 VOC<sub>s</sub> 排放的日常监测工作，并保证相关监测数据的完整性和有效性；

(2) 清理水泥块，破碎后综合利用；随钻泥饼清运综合利用，如用于铺垫井场、道路等；

(3) 健全环境信息公开制度。按照《企业环境信息依法披露管理办法》（生态环境部部令 第 24 号）及《国家重点监控企业自行监测及信息公开办法（试行）》（环发〔2013〕81 号）、《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）等进行企业相关信息公开。

## 3.2 现有工程

本项目建设内容中需对 6 座老井进行侧钻，现有工程介绍中主要针对 6 座老井进行介绍。

### 3.2.1 现有工程概况

#### (1) 基本情况

本项目建设内容中涉及到的 6 座老井。目前 6 口侧钻井中有 1 口井(TP45CH)处于封井状态，其余老井处于停产状态。

表 3.2-1 现有老井基本情况一览表

序号	老井名称	设计规模	实际规模	开钻时间	完钻时间	接入计转站	接入联合站	所属区块
		产液量 t/d	产液量 t/d					
1	T810CH3	15	0	2009/7/26	2009/8/5	8 区 1 号计量间	三号联合站	8 区
2	S85CH2	15	0	2011/1/6	2011/3/29	10-7 站	四号联合站	12 区
3	TH121107 CH2	15	0	2013/7/16	2013/9/3	10-9 站	二号联合站	12 区
4	TP149CH	15	0	2011/12/19	2012/5/11	TP-6 计量间	三号联合站	托甫台区

5	TP45CH	15	0	2010/11/29	2011/5/22	TP-13 站	三号联合站	托甫台区
6	YJ1-6CH	15	0	2013/6/12	2013/9/3	YJ1X 流程	顺北 1 处理站	跃进区块

### (2) 主要设备设施

现有工程井场主要设备见表 3.2-2。

表 3.2-2 现有井场主要设备一览表

序号	老井名称	设备名称	单位	数量	备注
1	T810CH3	采油树	座	1	停产状态
2	S85CH2	采油树	座	1	停产状态
3	TH121107CH2	采油树	座	1	停产状态
4	TP149CH	采油树	座	1	停产状态
5	TP45CH	采油树	座	1	封井状态
6	YJ1-6CH	采油树	座	1	停产状态

### (3) 工艺流程

现有工程井场油气经过井场加热炉加热后或不加热，通过已建集输管线输送至临近计转站或阀组，最终输送至周边联合站进行处理。井场不涉及油气分离和拉油流程，全部采用管输方式。

## 3.2.2 现有工程手续履行情况

现有 6 座老井手续履行情况见表 3.2-3 所示。

表 3.2-3 现有老井基本情况一览表环评及验收情况一览表

序号	工程名称	所属项目	环评文件	验收文件
1	T810CH3	新疆塔里木盆地塔河油田 8 区奥陶系油藏开发建设工程环境影响报告书	2005 年 10 月 25 日,取得原新疆维吾尔自治区环境保护局批复,新环自函(2005)552 号	2021 年 11 月 18 日,通过自主验收
2	S85CH2	塔河油田 12 区奥陶系油藏第四期产能建设项目环境影响报告书	2011 年 10 月 27 日,取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复,新环评价函(2011)1004 号	2017 年 1 月 9 日,通过新疆维吾尔自治区环境保护厅验收,新环函(2017)52 号
3	TH121107CH2	塔河油田 12 区奥陶系油藏第六期产能建设项目环境影响报告书	2014 年 2 月 13 日,取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复,新环函(2014)165 号	2019 年 9 月 4 日,通过自主验收,西北油安(2019)348 号



4	TP45CH	塔河油田托甫台区块奥陶系油藏开发四期工程环境影响报告书	2014年6月20日,取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复,新环函(2014)764号	2021年12月10日,通过自主验收
5	TP149CH	塔河油田托甫台区块奥陶系油藏开发三期工程环境影响报告书	2011年10月25日,取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复,新环评价函(2011)1003号	2017年1月9日,通过新疆维吾尔自治区环境保护厅验收,新环函(2017)53号
6	YJ1-6CH	塔河油田跃进区块奥陶系油气藏产能建设项目环境影响报告书	2014年6月20日,取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复,新环函(2014)765号	2016年12月27日,通过新疆维吾尔自治区环境保护厅验收,新环函(2016)2006号

### 3.2.4 现有工程污染物达标情况

根据企业自行监测数据,以塔河油田四号联合站燃气加热炉为例,加热炉烟气中颗粒物平均浓度为 $19.95\text{mg}/\text{m}^3$ ,二氧化硫平均浓度为 $18.56\text{mg}/\text{m}^3$ ,氮氧化物平均浓度为 $173.64\text{mg}/\text{m}^3$ ,颗粒物、二氧化硫、氮氧化物均满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表2新建燃气锅炉大气污染物排放限值。

塔河油田四号联合站四周厂界无组织废气中非甲烷总烃浓度在 $0.74\text{mg}/\text{m}^3\sim 0.79\text{mg}/\text{m}^3$ ,硫化氢浓度未检出,无组织排放非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求;无组织排放 $\text{H}_2\text{S}$ 执行《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-93)中表1二级新扩改建项目标准。

塔河油田四号联合站四周厂界噪声监测,厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中的2类标准。

现有老井井场现场踏勘期间,均处于停井状态或者封井状态,井场无历史遗留废弃物产生,结合西北油田分公司现场工作人员反馈,各井场产生的含油废物和修井过程中产生的废防渗材料均妥善处置,委托有资质单位接收处置,未发生随意丢弃现象。

### 3.2.5 现有工程周边生态恢复情况

现有工程老井已运行多年,集输管线在埋地敷设后进行了生态恢复措施,根据现场踏勘,大部分井场周围及管线沿线植被已得到恢复,区域老井恢复效果良好,井场周边及管线植被已恢复至原有情况,其它区域恢复效果一般。同时,现

场踏勘过程中，部分井场原有钻井施工作业过程中临时占地未恢复原貌，可能与井场经常性的修井作业导致井场周边临时占地持续性的扰动，造成区域植被恢复缓慢。

图 3.2-1 现有老井井场周边植被恢复情况图

### 3.2.6 现有工程污染物年排放量

根据采油一厂、采油二厂和采油三厂例行监测报告及后评价开展期间进行的污染源监测数据，计算现有 6 口老井正常生产期间污染物年排放情况见表 3.2-4。

表 3.2-4 现有工程污染物排放情况一览表 单位：t/a

类别	废气					废水	固废
	颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	非甲烷总烃	硫化氢		
现有工程排放量	0.014	0.005	0.178	0.413	0.006	0	0

### 3.2.7 现有工程环境问题及“以新带老”改进意见

根据现场踏勘结果，现有井场周边无历史废弃物及建筑垃圾，但部分井场存在临时占地未恢复的问题。

具体整改方案为：在侧钻工程实施完成后，对井场永久占地外临时占地、生活区等区域土壤进行耙松，种植区域适宜植被进行恢复，注意施工过程中避开大风天气。

## 3.3 工程概况

### 3.3.1 项目基本情况

#### 3.3.1.1 项目名称和性质

项目名称：塔河油田奥陶系油藏2024年第五期侧钻项目

项目性质：改扩建

#### 3.3.1.2 建设地点

塔河油田奥陶系油藏 2024 年第五期侧钻项目位于阿克苏地区库车市和沙雅县境内，地处塔河油田 8 区、塔河油田 10 区、塔河油田 12 区、托甫台区块和跃进区块，北距库车市约 71km，西北距沙雅县城约 38km。塔里木河北岸有 5 口井，塔里木河南岸有 2 口井。其中，库车市有 5 口井（T810CH3、TH103101、S85CH2、TH121107CH2、TP149CH），隶属于塔河油田采油二厂（S85CH2、TH121107CH2）和采油三厂（T810CH3、TH103101、TP149CH）管辖。沙雅县有 2 口井（TP45CH、

YJ1-6CH)，隶属于塔河油田采油一厂（TP45CH）和采油三厂（YJ1-6CH）管辖。本项目中心地理坐标为东经\*，北纬\*。地理位置见图 3.3-1。

### 3.3.1.3 建设规模

本项目计划部署 7 口井，其中新钻井 1 口、老井侧钻井 6 口。在 10 区部署 1 口新钻井（TH103101）；在塔河油田 8 区部署 1 口侧钻井（T810CH3）；在塔河油田 12 区部署 2 口侧钻井（S85CH2、TH121107CH2）；在塔河油田托甫台区部署 2 口侧钻井（TP45CH、TP149CH）；在塔河油田跃进区部署 1 口侧钻井（YJ1-6CH）；新钻井（TH103101）新建至 10-3 计转站单井集输管道 1.95km，新建燃料气、掺稀管线同沟敷设，长度 0.5km，新建 1 台 200KW 加热炉；侧钻井井场设施利旧现有井场设施，新建 3 台 400KW 加热炉（T810CH3、S85CH2、TH121107CH2）。新增产能  $3.47 \times 10^4$  t/a。同时建设电力、给排水及消防、结构、通信、自控、机制、防腐、供热等配套工程。油气外输及处理均依托已有地面设施。

TH103101，新钻井，进尺 6186m，新增产能油 15 t/d。TH103101 直接进 10-3 计转站，采用掺稀加热集输工艺，新建至 10-3 计转站单井集输管道 1.95km，新建燃料气、掺稀管线同沟敷设，长度 0.5km，新建 1 台 200KW 加热炉，配套电力、防腐、通信工程等工程，油气处理依托已建的塔河油田二号联合站。

S85CH2，进尺 5832.11，新增产能油 15 t/d。S85CH2 接进 10-7 站，油气外输利用已建老井至 10-7 站工艺管线 3.58km，新建 1 台 400KW 加热炉，油气处理依托已建的塔河油田四号联合站。

TH121107CH2，进尺 6282.68m（斜）/5929.82m（垂），新增产能油 15 t/d。TH121107CH2 接进 10-9 站，油气外输利用已建老井至 10-9 站工艺管线 3.2km，新建 1 台 400KW 加热炉，油气处理依托已建的塔河油田四号联合站。

T810CH3，进尺 5842.19m（斜）/5690.00m（垂），新增产能油 15 t/d。T810CH3 接进 8 区 1 号计量间，油气外输利用已建老井至 8 区 1 号计量间工艺管线 0.08km，新建 1 台 400KW 加热炉，油气处理依托已建的塔河油田三号联合站。

TP45CH，进尺 7251.84m（斜）/7235.00m（垂），新增产能油 15 t/d。TP45CH 接进 TP-13 站，油气外输利用已建老井至 TP-13 站工艺管线 5.97km，油气处理依托已建的塔河油田三号联合站。

YJ1-6CH，进尺 7258.73m（斜）/7210.00m（垂），新增产能油 15 t/d。YJ1-6CH 接进 YJ1X 流程，油气外输利用已建老井至 YJ1X 流程工艺管线 1.2km，油气处理

依托已建的顺北 1 处理站。

TP149CH, 进尺6576.97m(斜)/6476.00m(垂), 新增产能油15 t/d。TP149CH 接进TP-6计量站, 油气外输利用已建老井至TP-6计量站工艺管线1.9km, 油气处理依托已建的塔河油田三号联合站。

### 3.3.1.4 工程组成

本项目主要包括: (1) 钻井工程, 部署1口新钻井 (TH103101), 对现有6口老井 (S85CH2、TH121107CH2、T810CH3、TP45CH、YJ1-6CH、TP149CH) 实施侧钻; (2) 集输工程, 新钻井新建单井集输管道1.95km, 燃料气、掺稀管线同沟敷设, 长度0.5km, 以及配套的自控、电力、防腐、供热、通信等辅助设施。侧钻井利用原有工艺管线15.93km。工程组成见表3.3-1。

表 3.3-1 工程组成一览表

序号	项目名称	内容		单位	总计	备注
1	产能	原油		万 t/a	3.47	单井产油 15t/d, 共 7 口井, 330 天计
2	主体工程	钻井工程	新钻井	口	1	TH103101 新钻井, 进尺 6186m, 三开井身结构。
			老井侧钻	口	6	S85CH2 实施侧钻, 进尺 5776.11m(斜)/5774.00m(垂), 二开井身结构。 TH121107CH2 实施侧钻, 进尺 6282.68m(斜)/5929.82m(垂), 一开井身结构。 T810CH3 实施侧钻, 进尺 5842.19m(斜)/5690.00m(垂), 一开井身结构。 TP45CH 实施侧钻, 进尺 7251.84m(斜)/7235.00m(垂), 一开井身结构。 YJ1-6CH 实施侧钻, 进尺 7217.11m(斜)/7169.00m(垂), 二开井身结构。 TP149CH 实施侧钻, 进尺 6576.97(斜)/6476.00(垂), 二开井身结构。
		站场工程	新建站场	座	1	井场内设置采油树、加热装置等生产设施, 新建 1 台 200kW 加热炉 (TH103101)。新建 3 台 400kW 加热炉 (T810CH3、S85CH2、TH121107CH2)。
		油气集输工程	新建单井集输管线	km	2.95	原油集输管线: 长度 1.95km, DN100 20# 钢+耐高温涂层 (Φ108×5) 掺稀管线: 长度 0.5km, DN50 (高压掺稀柔性复合管) 20G 无缝钢管 (Φ60×7) 燃料气管线: 长度 0.5km, 选用 20# 无缝钢管, 管道规格 Φ48×4, 燃料气为二号轻烃处理站处理后伴生气, 引自周边已建燃料气管道。

		利旧管线	km	15.93	<p>长度 3.58km，利用已建老井至 10-7 站工艺管线，管径 DN80，HTPO 管，埋地敷设方式，埋地深度 1.5m。</p> <p>长度 3.2km，利用已建老井至 10-9 站工艺管线管径 DN80，HTPO 管，埋地敷设方式，埋地深度 1.5m。</p> <p>长度 0.08km，利用已建老井至 8 区 1 号计量间工艺管线管径 DN80，柔性复合管，埋地敷设方式，埋地深度 1.5m。</p> <p>长度 5.97km，利用已建老井至 TP-13 站工艺管线管径 DN20，20#柔性复合管，埋地敷设方式，埋地深度 1.5m。</p> <p>长度 1.2km，利用已建老井至 YJ1X 流程工艺管线管径 DN80，柔性复合管，埋地敷设方式，埋地深度 1.5m。</p> <p>长度 1.9km，利用已建老井至 TP-6 计量站工艺管线管径 DN80，柔性复合管，埋地敷设方式，埋地深度 1.5m。</p>
		燃气加热炉	座	4	新建井场（TH103101）设一座 200kW 井场加热炉；老井利用 T810CH3、S85CH2、TH121107CH2 已建井场分别安装 400KW 加热炉 1 台，用于井口集输加热。
3	公用工程	供电	/	/	依托本项目附近已建电力设施。
		供水	/	/	依托本项目附近已建供水设施。
		自控通信	/	/	依托本项目附近已建通信设施。
		供热	台	4	井口设置 200kW 加热炉 1 台，400kW 加热炉 3 台
		防腐	/	/	<p>（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）。</p> <p>（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。</p>
		道路	km	0.5	采用砂石路面结构，路面宽度约 5m，路基宽度 6m。
4	依托工程	油气集输和处理	塔河油田二号联合站	本项目 S85CH2 油气处理依托塔河油田二号联合站处理。塔河油田二号联合站负责塔河油田 10 区北、12 区的原油的处理任务。	
		塔河油田三号联合站	本项目 TH103101、T810CH3、TP149CH 和 TP45CH 油气处理依托塔河油田三号联合站处理。塔河油田三号联合站负责塔河油田 8 区、10 区南、托普台区、跃进区采出液的处理任务。		
		塔河油田三号轻烃站	本项目 TH103101、T810CH3、TP149CH 和 TP45CH 油气处理依托塔河油田三号联合站处理。塔河油田三号轻烃站负责塔河油田 8 区、10 区南、托普台区伴生气的处理任务		

5	环保工程	采出水处理	塔河油田四号联合站	本项目 TH121107CH2 油气处理依托塔河油田四号联合站处理。塔河油田四号联合站负责 10 区、12 区部分站库原油的集输和处理。	
			顺北 1 处理站	本项目 YJ1-6CH 油气处理依托顺北 1 处理站处理。	
		采出水处理	二号联合站采出水处理系统	本项目 S85CH2 采出水处理部分依托塔河油田二号联合站处理。分离后的含油污水采用“压力高效聚结斜管除油器+沉降过滤”工艺处理达标后回注。	
			三号联合站采出水处理系统	本项目 TH103101、T810CH3、TP149CH 和 TP45CH 采出水处理部分依托塔河油田三号联合站处理。分离后的含油污水采用“沉降+压力除油+过滤”工艺处理达标后回注。	
			四号联合站采出水处理系统	本项目 TH121107CH2 采出水处理部分依托塔河油田四号联合站处理。分离后的含油污水采用“沉降+压力除油+过滤”工艺处理达标后回注。	
			顺北 1 处理站	本项目 YJ1-6CH 采出水处理部分依托顺北 1 处理站处理。	
		固体废物处理	塔河油田绿色环保站	本项目部分酸化压裂废水、废液依托塔河油田绿色环保站处理。	
			西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站（塔河油田绿色环保站）	本项目产生的含油污泥、受浸土、废液，依托西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站处理。油污泥处理系统（主要处理对象为含油量>5%油泥），设计年处理含油污泥的量为 6 万 m <sup>3</sup> ，有 4 套 5 项分离装置；受浸土（主要指含油量<5%的污油泥）依托中石化西南石油工程有限公司巴州分公司（规模 7 万吨/a）和阿克苏塔河环保工程有限公司处理（规模 15 万吨/a）处理；废液处置能力 65m <sup>3</sup> /h，在站内自行处理。	
			库车城乡建设投资（集团）有限公司	生活垃圾集中收集后定期由库车城乡建设投资（集团）有限公司清运、处置。	
		环保工程	5	废气	<p>施工期：废气包括施工扬尘、测试放喷废气、焊接烟尘、车辆尾气等；施工扬尘采取进出车辆减速慢行、物料苫盖的措施；试油放喷阶段采取疏散周边作业人员，控制放喷时间的措施。</p> <p>营运期：废气主要是加热炉燃烧废气，无组织挥发烃类、硫化氢，密闭输送。</p> <p>退役期：废气主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施。</p>
				废水	<p>施工期：废水包括钻井废水、酸化压裂废水、管线试压废水及生活污水。钻井废水连同钻井泥浆、钻井岩屑进入不落地系统进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，不对外排放；酸化压裂作业结束后返排的压裂废水收集在酸液罐内，拉运至塔河油田绿色环保站处理；管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于区域降尘；生活污水经井场撬装式污水处理站处理后，用于生活区、井场及通井路降尘，不外排地表水环境。</p> <p>营运期：废水包括采出水和井下作业废水，采出水随采出液经集输管线输送至二号联合站、三号联合站和四号联合站处理，达标后回注地层，井下作业废水送塔河油田绿色环保站处理。</p> <p>退役期：少量管线冲洗废水产生。</p>
				噪声	<p>施工期：选用低噪施工设备，合理安排作业时间。</p> <p>营运期：选用低噪声设备、基础减振。</p> <p>退役期：合理安排作业时间。</p>

		<p>固废</p>	<p>施工期：固废主要为施工土方、岩屑、含油废物、废烧碱包装袋、废防渗材料、施工废料、撬装式污水处理站产生污泥和施工人员生活垃圾。施工土方全部用于管沟和井场回填；岩屑随泥浆一同进入不落地系统，分离后的液相回用于钻井液配制，分离后的固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中污染物限值要求后用于铺垫油区内的井场、道路等，处理达标后用于铺垫油区内的井场、道路等；含油废物和废防渗材料均属危险废物，收集后暂存在井场撬装式危废暂存间内，完井后将由井队联系持有危险废物经营许可证的单位回收处理；施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托周边有资质的工业固废填埋场合规处置；废烧碱包装袋定期由库车城乡建设投资（集团）有限公司清运、处置；撬装式污水处理站产生污泥经脱水装置脱水处理后，与生活垃圾一共由库车城乡建设投资（集团）有限公司拉运处置。</p> <p>营运期：营运期固体废物主要为落地油、废防渗材料，属于危险废物，由持有危险废物经营许可证的单位接收处置。</p> <p>退役期：退役期废弃建筑残渣等收集后送塔河油田绿色环保站妥善处置。</p>
		<p>环境风险</p>	<p>施工期：单座井场设置 2 座放喷池。</p> <p>营运期：管线上方设置标识，定期巡检，对管线壁厚进行超声波检查，井场设置可燃气体报警仪和硫化氢检测仪。纳入采油一厂、采油二厂和采油三厂环境风险应急预案。</p>

### 3.3.1.5 工程投资

本项目总投资约 14000 万元。

### 3.3.1.6 劳动组织及定员

本项目不新增劳动定员，均依托现有采油一厂、采油二厂和采油三厂工作人员，井场无人值守。

图 3.3-1 本项目项目区地理位置图



### 3.3.2 油气资源概况

#### 3.3.2.1 区域地质构造

本项目所在区域位于塔里木盆地东北拗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，南接满加尔拗陷。

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东北向展布的大型鼻凸，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，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。中生代沉积特征主要表现为内陆盆地沉积，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，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，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，在浅层中生界地层中产生北东向的张剪性构造带。

#### 3.3.2.2 区域储层特征

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岩裂缝、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。

### 3.3.2.3 流体性质参数

#### (1) 塔河油田 8 区

塔河油田 8 区，原油密度介于 0.8251~1.0093g/cm<sup>3</sup>之间，平均为 0.9172g/cm<sup>3</sup>。原油运动粘度平均为 2036mm<sup>2</sup>·s，既有轻质油、中质油，又有重质油。总体而言，8 区原油为低—高粘度、含盐量高的高蜡、高硫轻质—重质原油。

#### (2) 塔河油田 10 区

塔河油田 10 区原油含蜡、高含硫，南北粘度差异大，轻、中、重质油均有分布。全区原油密度介于 0.8403g/cm<sup>3</sup>~1.0756g/cm<sup>3</sup>之间，平均为 0.9580g/cm<sup>3</sup>；由于轻、中、重质原油均有分布，原油动力粘度差别较大，南部轻质油区运动粘度在 100MPa·s (30°C) 以内，北部重质油区运动粘度多在 10000MPa·s~40000MPa·s

(30°C) 之间, 地面流动性较差。平均含硫 2.3%, 平均含蜡量为 7.25%; 含盐量介于 17mg/L~41200mg/L, 平均 16517mg/L。

### (3) 塔河油田 12 区

塔河油田 12 区原油密度介于 0.9543g/cm<sup>3</sup>~1.0565g/cm<sup>3</sup>, 平均 1.0054g/cm<sup>3</sup>, 属于超重质原油; 原油动力粘度很大, 流动性能极差; 凝固点介于 8°C~60°C, 平均在 32°C, 油质重质组分含量高, 平均含硫 2.6%, 平均含蜡量为 5.9%; 含盐量介于 531mg/L~55149mg/L, 平均 18794mg/L。总体而言, 该区原油为高粘度、含蜡、高含硫的超重质原油。

### (4) 托甫台区块

托甫台区块原油密度介于 0.8147g/cm<sup>3</sup>~0.9647g/cm<sup>3</sup>, 平均 0.8897g/cm<sup>3</sup>, 属于轻-中质原油。因此, 托甫台地区原油粘度中等, 属于常规原油, 流动性能较好; 凝固点介于 -34°C~-3.5°C, 平均在 -22.3°C; 平均含蜡量为 10.6%; 含盐量介于 7.28mg/L~25437.08mg/L, 平均 1691mg/L。

### (5) 跃进区块

跃进区块原油密度为 0.8020g/cm<sup>3</sup>, 粘度为 2.94mm<sup>2</sup>/s, 凝固点 -14°C, 含蜡 5.87%, 属于高蜡、低凝固点、低粘度轻质原油, 原油流动性好。

## 3.3.2.4 燃料气物性

### (1) 塔河油田 8 区

塔河油田 8 区天然气甲烷含量在 0.81%~71.32%之间, 平均 18.348%, 相对密度平均 0.814g/cm<sup>3</sup>, 甲烷含量在 63.67%~85.24%之间, 重烃 19.57%, 干燥系数为 4.67, N<sub>2</sub> 含量在 2.16%~7.47%之间, 平均 3.93%, CO<sub>2</sub> 含量分布在 1.89%~22.58%之间, 平均 4.41%。8 区西北部稠油区, H<sub>2</sub>S 含量较高。

### (2) 塔河油田 10 区

塔河油田 10 区天然气为溶解气, 北部及东北部的重质油井区地面天然气 CH<sub>4</sub> 含量在 55.78%~88.01%, 平均 75.3%, 相对密度分布在 0.59~0.99 之间, 平均 0.84。甲烷系数分布在 1.81%~53.6%之间, 平均 8.85%。干燥系数分布在 14.0%~61.3%之间, 平均 17.8%。西南部轻-中质油井区地面天然气 CH<sub>4</sub> 含量介于 50.1%~94.4%, 平均 64.1%。相对密度分布在 0.621~0.906 之间, 平均 0.729。甲烷系数分布在 1.22%~37.3%之间, 平均 5.08%。干燥系数分布在 2.83%~4.92%之间, 平均 3.87%。H<sub>2</sub>S 含量主要分布在 13.63mg/m<sup>3</sup>~116370mg/m<sup>3</sup>之间, 平均 19879mg/m<sup>3</sup>。

### (3) 塔河油田 12 区

塔河油田 12 区天然气甲烷含量在 60.08%~71.63%之间, 平均 66%, 相对密度在  $0.716\text{g}/\text{cm}^3\sim 0.799\text{g}/\text{cm}^3$  之间, 平均  $0.754\text{g}/\text{cm}^3$ , 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、重烃含量高。平均  $\text{H}_2\text{S}$  浓度介于  $1545\text{mg}/\text{m}^3\sim 262468\text{mg}/\text{m}^3$ , 平均为  $26151\text{mg}/\text{m}^3$ 。

### (4) 托甫台区块

托甫台区天然气属于原油伴生气, 根据伴生气性质, 该区块各油井伴生气以烃类为主, 总体是甲烷含量低、重烃( $\text{C}_2^+$ )含量高, 其中甲烷含量在 51.98%~ 67.99% 之间, 平均 58.48%, 相对密度在  $0.8\text{g}/\text{cm}^3\sim 0.899\text{g}/\text{cm}^3$  之间, 平均  $0.855\text{g}/\text{cm}^3$ , 重烃含量平均 34.9%, 干燥系数为 2.14,  $\text{N}_2$  含量平均 6.14%,  $\text{CO}_2$  含量平均 5.21%。天然气中硫化氢含量与地面原油密度变化趋势类似, 轻-中质油藏油井不含硫化氢或含量较低。

### (5) 跃进区块

跃进区块天然气甲烷含量在 80.07%~87.82%之间, 平均 83.95%, 相对密度在  $0.61\sim 0.73\text{g}/\text{cm}^3$  之间, 平均  $0.67\text{g}/\text{cm}^3$ , 重烃平均含量 10.4%, 二氧化碳平均含量 0.6%。天然气的总体特征是甲烷含量高, 重烃 ( $\text{C}_2^+$ ) 含量略低, 具典型的溶解气特征。区块硫化氢含量呈北高南低的趋势, 与地面原油密度变化趋势类似, 硫化氢含量较低。

## 3.3.2.5 油田水性质

### (1) 塔河油田 8 区

塔河油田 8 区地层水的 pH 值平均 5.5, 呈弱酸性, 为  $\text{CaCl}_2$  型水。油田矿化度  $16.7462\times 10^4\text{mg}/\text{L}$ , 密度  $1.1197\text{g}/\text{cm}^3$ 。矿化度变化很大, 一种矿化度在  $20\times 10^4\text{mg}/\text{L}$  以上, 密度在  $1.14\text{g}/\text{cm}^3$  以上; 另一种矿化度在  $16\times 10^4\text{mg}/\text{L}\sim 19\times 10^4\text{mg}/\text{L}$ , 密度在  $1.11\text{g}/\text{cm}^3\sim 1.13\text{g}/\text{cm}^3$  之间, 为封闭层间水。

### (2) 塔河油田 10 区

塔河油田 10 区地层水矿化度介于  $133662\text{mg}/\text{L}\sim 232236\text{mg}/\text{L}$  之间, 平均为  $178950\text{mg}/\text{L}$ 。矿化度较主体区低, 处于封闭的高矿化度  $\text{CaCl}_2$  型水。

### (3) 塔河油田 12 区

塔河油田 12 区平均地层水密度为  $1.141\text{g}/\text{cm}^3$ ，pH 值为 6.3；总矿化度为  $218033\text{mg}/\text{L}$ ，Cl<sup>-</sup>为  $133522\text{mg}/\text{L}$ ，为 CaCl<sub>2</sub> 型水，属封闭环境下的高矿化度地层水。

#### (4) 托甫台区块

托甫台区地层水均呈弱酸性，总矿化度在  $86626\text{mg}/\text{L}\sim 259375\text{mg}/\text{L}$ ，平均  $154537\text{mg}/\text{L}$ ；地层水相对密度平均在  $1.11\text{g}/\text{cm}^3$ ；pH 值在 5.8~7.02，平均值为 6.0；Cl<sup>-</sup>离子为  $68876\text{mg}/\text{L}\sim 159286\text{mg}/\text{L}$ ，平均  $94980\text{mg}/\text{L}$ ；属于 CaCl<sub>2</sub> 型水。

### 3.3.3 总体开发方案

#### 3.3.3.1 开发部署

根据本项目的地理位置、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，就近充分利用塔河油田二号联合站、塔河油田三号联合站和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。井口不设置脱硫设施，单井原油就近进入已建站场，最终输往已建塔河油田二号联合站、塔河油田三号联合站和塔河油田四号联合站进行油气水处理。

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，对新井进行集输管线建设，侧钻井管线依托现有管线并进行防腐改造。

表 3.3-2 本项目进站情况一览表

序号	老井名称	接入计转站	接入联合站	所属区块	备注
1	T810CH3	8 区 1 号计量间	三号联合站	8 区	管线已敷设
2	TH103101	10-3 计转站	三号联合站	10 区	本次新建管线
3	S85CH2	10-7 站	四号联合站	12 区	管线已敷设
4	TH121107CH2	10-9 站	二号联合站	12 区	管线已敷设
5	TP149CH	TP-6 计量间	三号联合站	托甫台区	管线已敷设
6	TP45CH	TP-13 站	三号联合站	托甫台区	管线已敷设
7	YJ1-6CH	YJ1X 流程	顺北 1 处理站	跃进区块	管线已敷设

本项目计划部署 7 口井，其中新钻井 1 口，老井侧钻井 6 口。本次新钻油井 1 口（TH103101），进尺 6186m，总进尺  $1.481052 \times 10^4$ m。新增产能  $3.47 \times 10^4$ t/a。新建单井集输管线 1.95km，掺稀和燃料气管线同沟敷设 0.5km；新建井场砂石道路 0.5km。同时建设电力、给排水及消防、结构、通信、自控、机制、防腐、供热等配套工程。油气外输及处理均依托已有地面设施。

### 3.3.3.2 开发指标预测

本项目主要开发指标预测见表 3.3-3。

表 3.3-3 本项目主要开发指标预测表

项目	设计井数（口）	进尺（ $10^4$ m）	最高年产油（ $10^4$ t）	最高年天然气产能（ $10^4$ m <sup>3</sup> ）
新井	1	0.6186	0.495	0.004
改造井	6	0.862452	2.97	0.024
合计	7	1.481052	3.465	0.028

### 3.3.3.3 主要技术经济指标

本项目主要技术经济指标见表 3.3-4。

表 3.3-4 本项目主要技术经济指标一览表

序号	项目	单位	数量	
1	开发指标	新钻井数量	口	1
2		老井侧钻数量	口	6
3		原油总产量	$10^4$ t/d	3.47
5		天然气总产量	$10^4$ m <sup>3</sup> /d	0.028
8		集输管线	km	2.95
10		井场道路	km	0.5
11		新井总钻尺深度	m	6186
12		老井侧钻总钻尺深度	m	8624.52
13		储层改造工艺	/	酸化压裂
14		能耗指标	年电耗量	$10^4$ kWh/a
15	钻井耗水量		m <sup>3</sup> /100m	1.8
16	综合指标	总投资	万元	14000
17		环保投资	万元	420
18		永久占地面积	hm <sup>2</sup>	0.75
19		临时占地面积	hm <sup>2</sup>	10.33
20		劳动定员	人	无人值守

21		工作制度	h	8760
----	--	------	---	------

### 3.3.4 主体工程

主体工程包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程和地面工程。

#### 3.3.4.1 钻前工程

钻前工程主要进行场地平整和进场道路修建等，新钻井场施工周期约 10d，老井利用原有道路，仅需进行场地平整。

钻前工程主要建设内容包括修建进场道路、钻井区域地表植被清理、场地平整以及配套的营地建设等，营地一般建设在井场周边 0.5km 至 1km 处，主要分布在主干道周边，营地建设主要为地表植被清理、场地平整、撬装房安装、撬装式污水处理站安装等内容，具体建设内容及工程量见表 3.3-5。

表 3.3-5 本项目钻前工程主要工程量一览表

序号	名称	规格参数	单位	数量	备注
1	井场面积	长×宽(120m×110m)	hm <sup>2</sup>	6.54	本项目计划部署 7 口井，其中新建井场 1 座，单个井场规格 110m×120m，永久占地面积为 4500m <sup>2</sup> （60m×75m），临时占地面积为 8700m <sup>2</sup> 。临时占地内将修建主、副两座放喷池，占地均为 100m <sup>2</sup> 。
2	钻井平台	-	套	7	新建
3	主放喷池	100m <sup>3</sup>	座	7	测试放喷过程中放喷出来的污水进行集中存放；新建，“环保防渗膜+水泥压边”防渗
	副放喷池	100m <sup>3</sup>	座	7	测试放喷中放喷出来的污水进行集中存放；新建，“环保防渗膜+水泥压边”防渗
4	撬装式污水处理站	处理规模 20m <sup>3</sup> /d	座	7	包括 1 套微生物处理系统，1 座调节反应池、1 套生物降解反应器、1 套曝气系统、1 套杀菌装置、1 套脱色装置
	活动房	--	座	294	人员居住；撬装装置，单座井场 42 座活动房

#### 3.3.4.2 钻井工程

本项目计划部署 7 口井，其中新钻井 1 口、老井侧钻井 6 口。本次新钻油井 1 口，进尺 6186m，总进尺 1.481052×10<sup>4</sup>m。新增产能 3.47×10<sup>4</sup>t/a。采用裸眼完井方式完井。

##### (1) 井身结构

本项目计划部署 7 口井，其中新钻井 1 口（TH103101）、老井侧钻井 6 口（T810CH3、S85CH2、TH121107CH2、TP45CH、TP149CH、YJ1-6CH）。本次新钻油井 1 口，进尺 6186m，总进尺 1.481052×10<sup>4</sup>m。1 口新钻井采用三级井身结构。6 口老井侧钻中，T810CH3、TH121107CH2 和 TP45CH 为一开井身结构，

S85CH2、TP149CH 和 YJ1-6CH 为二开井身结构。具体各井身结构见表 3.3-6~3.3-12 和图 3.3-2。

表 3.3-6 TH103101 井身结构

开钻顺序	钻头直径 (mm)	井深 (m)	套管外径 (mm)	套管下深 (m)	套管顶深 (m)	水泥封固段 (m)	备注
导管	660.4	30	508	30	地面	地面~30	-
一开	346.1	600	273.1	599	地面	地面~599	一级固井
二开	241.3	5904	177.8	5902	地面	地面~5902	二级固井
三开	149.2	6186	-	-	-	-	先期裸眼完井

表 3.3-7 T810CH3 井身结构

开钻顺序	钻头直径 (mm)	侧钻点 (m)	井深 (m)	备注
一开	149.2	5255	5842.19 (斜) / 5690 (垂)	-

表 3.3-8 S85CH2 井身结构

开钻顺序	钻头直径 (mm)	侧钻点 (m)	井深 (m)	备注
一开	215.9	4050	5776.11	-
二开	149.2	-	5832.11	-

表 3.3-9 TH121107CH2 井身结构

开钻顺序	钻头直径 (mm)	侧钻点 (m)	井深 (m)	备注
一开	149.2	5600	6282.68(斜)/5929.82(垂)	-

表 3.3-10 TP45CH 井身结构

开钻顺序	钻头直径 (mm)	侧钻点 (m)	井深 (m)	备注
一开	114.3	6740	7251.84 (斜) / 7235 (垂)	-

表 3.3-11 TP149CH 井身结构

开钻顺序	钻头直径 (mm)	侧钻点 (m)	井深 (m)	备注
一开	215.9	4775	6524.21(斜)/6426.27(垂)	-
二开	149.2	-	6576.97 (斜) / 6476 (垂)	-

表 3.3-12 YJ1-6CH 井身结构

开钻顺序	钻头直径 (mm)	侧钻点 (m)	井深 (m)	备注
一开	215.9	4000	7217.11 (斜) / 7169 (垂)	-
二开	149.2	-	7258.73 (斜) / 7210 (垂)	-

图 3.3-2 井身结构示意图

### (3) 钻井液

本项目钻井液体系见表 3.3-13。

表 3.3-13 钻井液体系表



开钻顺序	井段 m	钻井液体系	选择依据
导管	0~30	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	30~600	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	600~4500	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	4500~5904	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	5904~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

一开采用常规密度水泥浆单级全封固井方式。二开采用套管+筛管完井或裸眼完井。本项目固井水泥浆配方详见表 3.3-14。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 3.3-14 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。

#### (6) 主要设备设施

钻井工程主要施工设备为机械钻机、运输车、装载机及配套设施,设备设施情况见表 3.3-15。

表 3.3-15 单座井场施工所用机械一览表

设备或部件名称	规格型号	主参数	单位	数量/单座井场
机械钻机	ZJ70 钻机	—	—	1 套
井架	JJ450/45-X	4500	kN	1 套
底座	DZ450/10.5-X	4500	kN	1 套
绞车	JC70LDB	1470	kW	1 套
天车	TC450	4500	kN	1 套
游车/大钩	YC450/DG450	4500	kN	1 套
水龙头	SL450-5	4500	kN	1 套
转盘	ZP375	5850	kN	1 套
柴油发电机	—	800	kW	4 台
泥浆泵	3NB-1600F	1600	HP	2 台
循环罐	—	60	m <sup>3</sup>	7 个
振动筛	—	—	m <sup>3</sup> /h	2 台
除气器	ZCQ220	240	m <sup>3</sup> /h	1 台
钻井液清洁器	CS-250×3/CN100×16	250	m <sup>3</sup> /h	1 台
离心机	GW458-842/GL255-1250	50	m <sup>3</sup> /h	1 台
液气分离器	NQF1200/0.7	5000	m <sup>3</sup> /h	1 台
钻台紧急滑道	—	—	—	按标准配套
环形防喷器	FH35-35	35	MPa	1
单闸板防喷器	FZ35-70	70	MPa	1
双闸板防喷器	2FZ35-70	70	MPa	2
压井管汇	YG78/103-70	70	MPa	1
节流管汇	JG78/103-70	70	MPa	1
运输车辆	—	—	辆	10
装载机	—	—	辆	2
采油树	—	—	—	1 套
三相计量分离器	—	—	—	1 套
凝析油储罐	—	50	m <sup>3</sup>	4 个
放空管	—	—	—	1 个

### (7) 原辅材料

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

体商业机密，本次仅给出钻井液主要成分材料，原材料消耗情况见表 3.3-16。

表 3.3-16 井场工程原材料消耗一览表

序号	材料名称	单位	数量 (总)	理化特性	用途
1	水	m <sup>3</sup>	15932	--	钻井用水和生活用水
2	水泥+硅粉	t	676	硅石提炼硅铁后的排放物，为粉状物料，外观颜色为灰绿色，硅粉成分相对稳定，烧失量小，属纯度较高的硅质物料；水泥的主要原料为石灰或硅酸钙，硬化后能够抵抗淡水或含盐水的侵蚀	用于固井
3	基础材料 (膨润土)	t	101	也叫坂土，是一种胶性黏土，具有良好的吸附性、膨胀性以及悬浮性	用于配制泥浆
4	基础材料 (Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> )	t	7	纯碱，具有高腐蚀性的强碱，一般为白色片状或颗粒，能溶于水生成碱性溶液，也能溶解于甲醇及乙醇	用于调节钻井液 pH 值
5	烧碱 NaOH	t	7	烧碱是一种重要的化工基本原料。易溶于水，其水溶液呈碱性。为无色晶体，结晶水不稳定，易风化，为强电解质，具有盐的通性和热稳定性	用于调节钻井液 pH 值
6	大分子聚合物 /80A51/NM1-4 等	T	14	丙烯酰胺与丙烯酸钠共聚物，易溶于水，其水溶液呈弱酸性	钻井液处理剂、防塌剂和增稠剂
7	羧甲基纤维素 /CMC-LV 等	t	10	羧甲基纤维素钠，白色或灰白色粉末，无毒，不溶于乙醇、甲醇等有机溶剂，溶于水，水溶液为透明粘稠液体，具有较好耐盐性	钻井液增粘和降滤失剂
8	中分子聚合物 /LP++ 等	t	7	低粘度乳液聚合物，钻井液稳定剂、增粘和降滤失剂	钻井液降滤失剂
9	小分子聚合物/双聚铵盐 NP-2 等	t	7	聚丙烯腈复配铵盐	钻井液降滤失剂
10	抗温降滤失剂 /HX-E/TSH-2 等	t	19	树脂类物质，钻井液降滤失剂，可改善泥饼质量，具有抗盐和抗高温特点	钻井液降滤失剂
11	磺化酚醛树脂 /SMP-2/3	t	75	水溶性树脂，玫瑰红透明色粘稠液体，耐高温降失水，同时有防塌、控制粘度的作用，抗盐性能好	钻井液处理剂
12	磺化褐煤树脂 /SPNH	t	47	酚醛树脂和腐植酸缩合物	钻井液抗高温抗盐降滤失剂
13	加重剂/重晶石粉	t	450	主要成分 BaSO <sub>4</sub> ，白色粉末，可将钻井液密度配至 2.0g/cm <sup>3</sup>	钻井液加重剂
14	防塌剂 (胶体) /SY-A01 等	t	47	黑色胶状物、均匀分散，无漂浮固状物	钻井液絮凝剂、页岩抑制剂防塌剂
15	防塌剂 (粉剂) /FT-1A/KH-N/DYFT-2	t	56	磺化沥青，粉状，可吸附在黏土上组织页岩颗粒分散，吸附在页岩微缝上阻止水渗入，改善井壁泥饼润滑性，抗盐性好	钻井液防塌剂
16	润滑剂 /PRH-1/TRH-1 等	t	38	仿烃类衍生物复配，棕褐色液体	钻井液润滑剂

17	氯化钾	t	125	无色立方晶体或白色结晶，可抑制井壁泥饼页岩水化膨胀或坍塌	提高钻井液黏度和切力，抑制盐岩井段盐溶，钻井液防塌剂
18	超细碳酸钙	t	44	表面经过乳化剂和表面处理剂处理的超细碳酸钙	钻井液酸中和剂，调节泥浆 pH 值
19	固体润滑剂 /SHR-102 等	t	4	特种树脂，黑色粉末	钻井液抗盐抗高温降滤失剂
20	随钻堵漏剂 /TYSD-1/TP-2 等	t	22	灰白色粉末，随钻堵漏剂改性植物纤维系改性天然植物高分子复合材料，具有良好的水溶胀桥接封堵动能，粘附性强，不受电解质污染影响，无毒，无害。	堵漏裂缝性漏失，钻井液随钻堵漏剂
21	润滑剂	t	9	硫化脂肪酸皂，亚硝酸钠等，具有良好的抗磨阻性和降黏附性，无荧光干扰，不影响地质录井	改善钻井液润滑性，钻井液润滑剂

#### (8) 井场布置

单个钻井井场占地面积为 13200m<sup>2</sup>（110m×120m），其中永久占地面积为 4500m<sup>2</sup>（60m×75m），临时占地面积为 8700m<sup>2</sup>。临时占地内将修建 2 座放喷池（主、副两座放喷池均为 100m<sup>3</sup>）；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 3.3-3。

图 3.3-3 钻井期井场平面布置示意图

#### 3.3.4.3 储层改造工程

##### (1) 射孔工艺

考虑电缆传输射孔需要多次下入射孔枪，作业周期长、风险大；管柱传输射孔是主要射孔方式，射孔作业实施情况良好，工艺技术成熟，本项目新钻井采用管柱传输射孔工艺。

射孔参数推荐：枪型：127 型，弹型：欧文弹或 127 聚能弹，孔密：16 孔/米，校深方式：采用 GR+CCL 校深。

##### (2) 储层改造工艺

结合塔河油田区域已实施的钻井作业储层改造工艺，本项目各钻井采用酸化压裂工艺。

##### (3) 压裂工艺

选用 3 1/2" 油管进行施工，采用“一体化压裂液+胶凝酸+滑溜水”作为酸化压裂施工液，压裂返排液产生量为 615.3m<sup>3</sup>，返排率 60%。由于涉及商业机密，本次酸化压裂液未给出具体配比，井场酸化施工泵注工序、钻井改造液体系配方和压裂施工所用机械见表 3.3-17~19。

表 3.3-17 井场酸化施工泵注工序

阶段	序号	工序	液量	排量	累计液量	预计泵压	备注
			m <sup>3</sup>	m <sup>3</sup> /min	m <sup>3</sup>	MPa	
试解堵	1	正挤滑溜水	30	0-2.0	30	≥42	将压井液挤入地层
	2	正挤胶凝酸	50	3.0-4.0	80	≥48	控制排量注酸
	3	正挤滑溜水	40	≥2.0	120	≥44	将酸液顶入地层，顶替结束后停泵观察 30min
①若停泵压降小，解堵不明显则执行第 4-7 步； ②若停泵压降大，解堵明显沟通则结束施工。							
小型酸压	4	正挤一体化压裂液	200	4.0-5.0	320	≥72	控制排量泵注，若出现较大压降则停止泵注压裂液并切换酸液
	5	正挤胶凝酸	220	≥5.5	540	≥68	刻蚀深部裂缝通道
顶替	6	正挤滑溜水	60	≥4.0	600		将酸液顶入地层
测压降	7	停泵测压降 30min					

表 3.3-18 塔河油田钻井改造液体系配方

液体类型	配方
压裂液	纳米乳液稠化剂、破乳剂、破胶剂、清水
胶凝酸	31%盐酸、胶凝剂、缓蚀剂、铁离子稳定剂、破乳剂、清水
滑溜水	纳米乳液稠化剂、清水

表 3.3-19 单座井场压裂施工所用机械一览表

设备或部件名称	数量	参数	备注
地面动力机械设备			
2000 型主压车	8 辆	-	向井内注入高压的压裂液
供液车	1 辆	-	压裂液和返排液罐均位于车上
管汇车	1 辆	-	由高压三通、四通、单流阀、控制阀等部件组成
仪表车	1 辆	-	计量仪表

压裂液在线混配车	1 辆	-	在线混配压裂液
井下工具			
喷砂器	2 套	-	向地层喷砂液, 同时形成节流压差
封隔器	2 套	-	分隔井的压裂层段
水力锚	2 套	-	固定井下管柱

图 3.3-4 钻前工程、钻井工程及储层改造工程工艺流程及污染物排放示意图

### 3.3.4.4 地面工程

根据开发方案, 本项目共部署 7 口井, 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。

#### (1) 采油井场

本项目共部署 7 口井, 其中新建井场 1 座, 井场永久占地面积为 4500m<sup>2</sup>, 井场内安装采油树、加热炉等生产设施。油气通过节流装置节流后再经加热炉加热, 最后通过集输管线输送至各计转站, 最终均通过管网输送至塔河油田二号联合站、塔河油田三号联合站和塔河油田四号联合站处理。

图 3.3-5 井场运营期平面布置示意图

#### (2) 集输工程建设

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, 全部采用加热掺稀集输流程, 配套建设集输管线、掺稀管箍、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 200kW 真空加热炉, 共 1 台, 老井侧钻选用 400kW 真空加热炉, 共 3 台。其余 3 口井 (TP149CH、TP45CH、YJ1-6CH) 原油为非稠油, 不需要掺稀加热, 故不设置真空加热炉。

本项目集输工程主要工程汇总见表 3.3-20。

表 3.3-20 地面工程主要工程内容表

序号	设备名称		单位	数量	备注
1	井口装置	采油树	座	1	/
		节流阀	套	1	/
		200kW 加热炉	台	1	TH103101 配备 1 台加热炉
		400kW 加热炉	台	3	T810CH3、S85CH2、TH121107CH2 各配备 1 台加热炉
2	单井集输管线		km	1.95	DN100 20#钢+耐高温涂层, 4.0MPa

3	单井掺稀管线	km	0.5	DN50 无缝钢管Φ60x7,4.0MPa
4	单井燃料气管线	km	0.5	20#无缝钢管 Φ48×4,4.0MPa

图 3.3-6 集输工程示意图

### 3.3.5 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、供热等。

#### 3.3.5.1 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

施工期每座井场单独建设 1 座撬装化污水处理站，采用“AO+MBR”工艺，生活污水经过“格栅+调节池+厌氧池+生物接触氧化池+二沉池+MBR 膜池+消毒池”处理后水质达到《农村生活污水处理排放标准》（DB 65 4275-2019）表二的 B 级标准后用于夏季用于生活区、井场及通井路降尘，冬季储存于污水蒸发池，不外排地表水环境。运营期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。

#### 3.3.5.2 供配电工程

塔河油田建有完善的电力系统，其中塔河油田 10 区区域内 10kV 配电网较为完善。本项目其他生产用电依托已建电力系统，可以满足本项目的供电需求。

#### 3.3.5.3 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。

#### 3.3.5.4 通信工程

依托现有设施，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。

#### 3.3.5.5 道路工程

本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 0.5km，用砂石路面结构，路面宽约 5m，路基宽 6m。

### 3.3.5.6 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。

### 3.3.6 硫平衡

本项目所处的塔河油田 8 区、塔河油田 10 区、塔河油田 12 区、托甫台区块和跃进区块，井场硫化氢浓度相对较高，区域 H<sub>2</sub>S 含量平均 20000mg/m<sup>3</sup>，按照本项目新增产能 3.47 万 t/a，则本项目原油中硫含量为 0.694t/a。7 座井场天然气产生量为 0.028×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>/a，天然气中烃含量为 17.49%，混烃中硫含量为 0.4%，则本项目混烃中的硫含量为 0.002t/a。天然气中的硫小部分在井口以无组织形式释放，剩余部分以油气混输方式全部进入联合站处理。

根据 2022 年 8 月对四号联外输原油取样分析，原油中的硫含量为 2.06%。故本项目硫平衡量见表 3.3-21。

表 3.3-21 主要生产阶段硫平衡表

进料			出料		
序号	项目	数量 (t/a)	序号	项目	数量 (t/a)
1	原油	0.694	1	外输原油中硫含量	0.5296
2	混烃	0.002	2	联合站原油脱硫量	0.1645
			3	脱硫后混烃硫含量	0.0005
			4	联合站混烃脱硫量	0.0014
合计		0.696			0.696

### 3.3.7 依托工程

本项目依托工程主要包括塔河油田二号联合站、塔河油田三号联合站、塔河油田四号联合站、顺北 1 处理站、西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站，各依托工程基本情况介绍如下。

#### 3.3.7.1 塔河油田二号联合站和二号轻烃站

塔河油田二号联合站和二号轻烃站于 2002 年 4 月 18 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护局批复（新环监函〔2002〕68 号），2009 年 4 月 15 日对二号联合站进行第一次扩建，取得原新疆维吾尔自治区环境保护局批复（新环监函〔2009〕151 号），并于 2015 年 8 月 12 日取得备案意见（新环函〔2015〕909 号）；第二次扩建工程于 2015 年 4 月 9 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅批复（新环函〔2015〕353 号），2019 年 6 月进行了自主验收。



### (1) 塔河油田二号联合站

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。包括 2 套原油处理装置。

#### ①原油处理系统

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 3.3-7，平面布置图见图 3.3-8。

#### ②污水处理系统

塔河油田二号联合站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 500m<sup>3</sup> 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 3.2-15，二号联合站污水处理系统可接纳本项目产生含油污水

### (2) 塔河油田二号联合站轻烃站

塔河油田二号联合站轻烃站主要负责塔河油田二号联合站来气、6、7 区来气及 10 区北、12 区伴生气主管网来气的处理，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。

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）依托可行性分析

塔河油田二号联合站和四号联合站相互联通，处理工况可根据区内采出液产生情况进行调配。本项目 S85CH2 采出液最终输至塔河油田二号联合站。塔河油田二号联合站处理设施富余情况如表 3.3-22 所示。

表 3.3-22 塔河油田二号联合站依托可行性分析一览表

分类	设计最大处理规模	现状处理规模	现状富余量	拟建工程需处理量	依托可行性
原油（万 t/a）	390	350	40	0.495	可依托
天然气（万 m <sup>3</sup> /d）	15	12	3	0.004	
采出水（m <sup>3</sup> /d）	5000	4950	50	36	

图 3.3-7 二号联合站工艺流程图

图 3.3-8 二号联合站平面布置图

### 3.3.7.2 塔河油田三号联合站和三号轻烃站

塔河油田三号联合站和三号轻烃站于 2006 年 4 月 3 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护局批复（新环自函〔2006〕135 号），2007 年 1 月 29 日取得原阿克苏地区环境保护局竣工环境保护验收意见（阿地环函字〔2007〕19 号）；扩建工程于 2007 年 4 月 28 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护局批复（新环监函〔2007〕137 号），2010 年 12 月 27 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护局竣工环境保护验收意见（新环评价函〔2010〕939 号）。

#### （1）塔河油田三号联合站

塔河油田三号联合站主要担负塔河油田 8 区、10 区南、11 区、TP 片区及外围新增区块单井采出液的处理任务，集原油破乳，油气分离，脱硫，沉降脱水，污水处理以及回灌等多功能于一体，设计原油处理规模分别  $276 \times 10^4 \text{t/a}$ ，污水处理规模为  $6500 \text{m}^3/\text{d}$ 。现三号联合站为全稀油生产模式，主要对外输送中质油，为塔河油田主力片区超稠油的开采提供有力保障。

原油处理工艺流程：稠油、稀油在经过分离器初步处理后在分离器出口完成混配，混配后的中质油进入脱硫塔一段进行脱硫后再依次进入一次沉降罐及二次沉降罐沉降脱水，脱水后的原油通过脱水泵提升进入加热炉区再次加热升温至  $75^\circ\text{C}$  后，进入脱硫塔二段再次脱硫并进入净化油罐储存，最后经过脱水、脱硫的净化原油一部分输送至 TK835 装车站用于单井掺稀，剩余部分外输至二号联合站后外输。截至目前，原油实际处理规模为  $125 \times 10^4 \text{t/a}$ ，采出水  $6058 \text{m}^3/\text{d}$ 。

天然气处理工艺流程：进站原油经过两相、三相分离器分出的伴生气，经伴生气分离器分离，伴生气分离器稳定压力为  $0.3 \text{MPa}$ ，与三号联负压区伴生气汇合后通过伴生气汇管去轻烃站处理。

塔河油田三号联合站污水处理系统：采出水处理系统处理规模为  $6500 \text{m}^3/\text{d}$ ，采用“一次除油+压力除油+核桃壳过滤”工艺。油站来水先进污水接收罐，经泵提升后进入高效聚结斜管除油器除油、除悬浮物，再经核桃壳过滤进一步除油和悬浮物，并在流程中通过投加配套化学药剂，增强污水处理效果，使处理后污水达到回注水质标准。合格污水首先排入回注罐，回注时通过回注干线输至回注井口进行回注。

#### （2）塔河油田三号轻烃站

三号轻烃站集原料气增压、天然气脱硫及硫磺回收、天然气脱水、冷凝分离、凝液分馏、外输气增压及辅助生产装置等多项功能于一体，采用先进的 MDEA 胺法脱硫技术，硫磺回收采用自循环 LO-CAT 工艺。主要担负塔河油田 8 区、10 区南、11 区、托普台区伴生气的处理任务。主要功能是生产高附加值的液化气和轻烃产品，并为下游用户提供合格的天然气。

三号联轻烃处理站设计最大处理天然气  $60 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ；主要产品为干气、轻烃和液化气，设计外输干气量  $42.91 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，液化气产量  $103.3 \text{t}/\text{d}$ ，轻烃产量  $47 \text{t}/\text{d}$ 。干气作为采油三厂所辖站场自用燃料气及发电三厂燃料气；轻烃和液化气全部外销；副产品为硫磺外运。截至目前，天然气实际处理  $52 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

### (3) 依托可行性分析

本项目 TH103101、T810CH3、TP149CH、TP45CH 采出液最终输至塔河油田三号联合站处理。塔河油田三号联合站处理设施富余情况如表 3.3-23 所示。

表 3.3-23 塔河油田三号联合站依托可行性分析一览表

分类	设计最大处理规模	现状处理规模	现状富余量	拟建工程需处理量	依托可行性
原油 (万 t/a)	180	125	55	1.981	可依托
天然气 (万 $\text{m}^3/\text{d}$ )	60	52	8	0.016	
采出水 ( $\text{m}^3/\text{d}$ )	6500	6058	442	112.57	

综上所述，塔河油田三号联合站原油、轻烃站天然气、采出水富余量可以满足本项目处理要求，依托可行。

### 3.3.7.3 塔河油田四号联合站

塔河油田四号联合站于 2012 年 11 月 16 日取得原国家环境保护厅批复（新环评价函〔2012〕1152 号），于 2015 年 11 月 3 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅竣工环境保护验收意见（新环函〔2015〕1183 号）。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，胜利油田石油工程建设有限责任公司施工，于 2013 年建成，主要负责 10 区、12 区部分站库原油的集输和处理。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。

#### ① 原油处理系统

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，合格原油通过新建外输管道输送至雅克拉装车末站外销。

### ②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。

### ③污水处理系统

四号联采出水处理系统于 2013 年投运。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 m<sup>3</sup> 一次除油罐初步除油除悬浮物后，出水进入 2 座 200 m<sup>3</sup> 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 m<sup>3</sup>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。

四号联合站采出水处理规模为 4000m<sup>3</sup>/d，目前实际规模约 2100m<sup>3</sup>/d，处理达标后全部回注。

### （2）依托可行性分析

塔河油田二号联合站和四号联合站相互联通，处理工况可根据区内采出液产生情况进行调配。本项目 TH121107CH2 采出液最终输送至四号联合站进行处理，四号联合站富余情况如表 3.3-24。

表 3.3-24 四号联合站依托工程可行性分析一览表

分类	设计最大处理规模	现状处理规模	现状富余量	拟建工程需处理量	依托可行性
原油 (万 t/a)	384	176	208	0.495	可依托
天然气 (万 m <sup>3</sup> /d)	15	12	3	0.004	
采出水 (m <sup>3</sup> /d)	4000	2100	1900	36	

图 3.3-9 四号联合站工艺流程图

图 3.3-10 四号联合站平面布置示意图



图 3.3-11 四号联合站污水处理系统工艺流程示意图

### 3.3.7.4 顺北 1 处理站

#### (1) 基本情况

顺北 1 处理站于 2016 年 7 月 1 日取得环评批复（新环函〔2016〕846 号），并于 2019 年 1 月 7 日取得竣工环保验收批复（油田环验〔2019〕1 号）。该站位于沙雅县以南约 66km 处的塔克拉玛干沙漠北部，距塔里木河南部约 42km，行政区划隶属于阿克苏地区沙雅县管辖。该站目前原油处理规模  $40 \times 10^4 \text{t/a}$ ，伴生气处理规模  $50 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，顺北 1 处理站采出水处理系统处理规模为  $600 \text{m}^3/\text{d}$ 。

进站的含水原油经加热炉加热，温升至  $50^\circ\text{C}$  后进入二级三相分离器进行油、气、水深度分离，分离出的含水原油经调压后进入负压稳定（脱硫）塔，原油中的轻组分和硫化氢被脱出，脱出气经负压压缩机进行增压，增压后的脱出含硫化氢气体经空冷器冷却，进入后分离器分离后，伴生气进入第三方天然气处理装置；经负压稳定脱硫后的原油经提升泵提升进入净化油罐，静止沉降后放底水至合格原油（含水  $\leq 0.5\%$ ），通过原油装车泵装车外销。采出水送至采出水处理设施进行处理，采出水处理系统采用“压力沉降+负压气提+加药+反洗过滤+缓冲沉降”工艺，使处理后污水达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注地层。

#### (2) 依托可行性

本项目 YJ1-6CH 采出液最终输至顺北 1 处理站处理。顺北 1 处理站处理设施富余情况如表 3.3-25 所示。

表 3.3-25 顺北 1 处理站依托可行性分析一览表

序号	单元名称	设计处理能力	实际处理量	富余能力	本项目需处理量	依托可行性
1	原油处理（万 t/a）	40	23.5	16.5	0.495	可行
2	采出水处理（ $\text{m}^3/\text{d}$ ）	600	480	120	36	可行

### 3.3.7.5 西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站

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”（原为塔河油田一号固废液处理站）。本项目产生的受浸土及废液，依托绿色环保站处理。绿色环保站于 2014 年 6 月 23 日取得环评批复（阿地环函字〔2014〕236 号），并于 2015 年 12 月 17 日取得竣工环保验收批复（阿地环函字〔2015〕501 号）。2015 年 7 月 13 日取得了扩建工程环评批复（新环函〔2015〕811 号），并于 2016 年 12 月 27 日取得竣工环保验收批复（新环函〔2016〕2005 号）。

### （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。

### （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  $50\text{m}^3/\text{d}$ ，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、自治区环境保护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  $50\text{m}^3/\text{d}$ ，处理设施年运行有效天数约 300 天，日处理量约为  $200\text{m}^3$ ，年处理含油污泥的量为 6 万  $\text{m}^3$ 。现状实际年处理含油污泥量 3.9 万  $\text{m}^3/\text{a}$ ，富裕 2.1 万  $\text{m}^3/\text{a}$ 。

### （3）受浸土处理系统

“受浸土”（主要指含油量 $<5\%$ 的油污泥）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着西北油田分公司勘探开发作业生产过程中产生的废水、酸压废液、部分磺化泥浆滤出液等的处理，其中作业酸压废液占 80%。

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 5329-2022）回注至 TK512 井。

根据中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划，塔河油田绿色环保站处理站废液处理系统现有 1 座 9000m<sup>3</sup> 废液接收池（包括 2 个接液池、1 个沉降池和 1 个隔油池）、1 套井下作业废水处理设施（包括缓冲沉降池、二次调节池、加药调节池等），废液处理系统主要工艺流程为：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 5329-2022）后回注油层。塔河油田绿色环保站废液处理系统设计废液处置能力处理能力为 1430m<sup>3</sup>/d（52.19 万 m<sup>3</sup>/a），现状废液处置量约为 580m<sup>3</sup>/d（21.14 万 m<sup>3</sup>/a），本项目井下作业工程产生的井下作业废水最大 266.14m<sup>3</sup>/d，可依托其处理。

### 3.4 工程分析

#### 3.4.1 主要生产工艺过程

油气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（气）、原油集输和供水、供电、道路、通讯等配套工程。

##### 3.4.1.1 施工期

###### （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 3.4-1)。

图 3.4-1 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。

本项目计划部署 7 口井,其中新钻井 1 口、老井侧钻井 6 口。本次新钻井进尺 6186m,总进尺  $1.481052 \times 10^4$ m。

## (2) 测井

在钻井过程中需利用电测、声波幅度测井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) 地面工程建设

本项目地面工程主要包括道路建设、井场及管线连接,管线敷设等。

### 1) 道路建设

项目需修建井场道路 0.5km。采用砂石路面结构,路面宽度约 5m,路基宽度 6m。

路基施工:根据选定路线,首先对路基范围内的树根、草根、垃圾应认真清除干净。接近设计标高时,应根据土质适当预留虚高、找平,以保证压实后符合设计高程及横坡,并应根据道路中心线检查两侧路基宽度,防止偏移。

碎石层施工：人工在边线以外位置，培高路肩，按运输车辆计算路面所用砂石料数量，在路面撒白灰线分格，做到砂石料卸车后，成排成行，便于下一步平整工作。

整形及碾压：先用推土机粗平，结束后用平地机精平，平地机由两侧中心刮平，精平结束后用压路机碾压。

## 2) 井场建设

本项目计划部署 7 口井，其中新钻井 1 口、老井侧钻井 6 口。新钻井井场新增 1 台 200kW 真空加热炉，老井侧钻井 3 口，各新增 1 台 400kW 真空加热炉。井场、站场设备安装首先需对占地进行场地平整，设置施工车辆临时停放场地，将采油设备或阀组拉运至井场或计转站，进行安装调试。地面工程施工结束后，对施工场地临时占地进行平整恢复，清除井场临时占地内水泥基础、各类池体防渗层并进行平整。

## 3) 管线建设

管线施工工艺流程详见图 3.4-2。

图 3.4-2 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、外矢距及切线长度，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。

本项目管道工程一般区域管道施工作业带宽度控制在 8m 范围内；生态敏感区管道施工带范围严格控制在 6m 之内，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。管道施工示意图见图 3.3-8。

图 3.4-3 一般地段管道施工方式断面示意图

### 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

#### a 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。

图 3.4-4 管线与已建管线穿越示意图

#### b 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 $\phi 219 \times 7.0\text{mm}$ 。

#### 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项上部，当回填至管项以上 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。

#### 4) HTPO 内穿插修复原集输管线

内穿插修复是在主管道内通过“O”型穿插技术插入一条高密度聚乙烯管（HDPE 或 HTPO）的方法。该技术是在一定的环境温度下将外径比主管道内径稍微大些的 HTPO 管或（按设计要求）经过多级等径压缩装置等径压缩并在拉伸力的合力作用下暂时减少 HTPO 管的外径，由牵引机将缩径后的 HTPO 管拉入经过清理后的被衬主管道内，经过 24 小时，带有记忆特点的 HTPO 管外壁就与主管道内壁紧紧地结合在一起，形成内穿插管的防腐性能与原管道的机械性能合二为一的一种“管中管”的复合结构，达到防腐的目的。

为保证 HTPO 管连接效果，改造完后进行整体试压。管道按照原金属管道设计要求进行压力试验，对全线整体试压，试验介质采用无腐蚀性的清洁水，强度试验的压力和严密性试验压力均采用设计压力进行试压。

收尾工作包括操作坑回填和临时场地恢复。管线连接成功并检验合格后进行操作坑回填。对操作坑实施土方回填，回填时分二次回填，回填土应与操作坑自



然土相似，首先距管壁 300mm 范围先用较小粒径的原土进行小回填，最大回填粒径不超过 10mm，然后采用原土进行回填，管顶距自然地坪不小于 1.2m 且管沟回填土高出自然地面 300mm，沿管线铺设方向形成垄，作为自管道上方土层自然沉降富裕量，且可以作为巡视管线的地表标志，剩余土方用于场地平整和临时施工场地土地恢复。

#### （4）储层改造工程

储层改造工程主要包括射孔、压裂以及后续测试放喷等。

##### 1) 射孔

项目射孔采用油管传输射孔工艺，射孔队到达井场后，按设计要求进行枪串联接，安装起爆装置。随后在井口采油树或采气树上安装封井器、防落器。电缆经过天地滑轮后，再穿过防喷盒与磁定位器加重杆安全接头和射孔枪连接，打开防落器、井口闸门。将射孔枪匀速下入进口车内下出油管喇叭口至目的层附近标准套管接箍处，根据用跟踪定位原理计算出的跟踪距上提或下放对准目的层位，点火射孔枪，射孔后匀速起出电缆枪。

##### 2) 压裂

塔河油田区域酸化压裂作业时，使用的胶凝酸在塔河油田拉依苏酸站配置完成，压裂液、滑溜水由施工单位在现场自行配制。胶凝酸以及压裂液和滑溜水配置所需的原料通过车辆运输至井场，通过压裂液在线混配车将酸液、压裂液、滑溜水按一定比例混合后，通过管汇车输送至压裂车进行加压，向地层注入高于地层破裂压力的酸化压裂液，随即在井底附近产生高压，当压力超过井壁附近地应力和岩石抗张强度后，在地层中形成裂缝。停泵后，压裂返排液自喷返排至地面专用废液收集罐中，拉运至塔河油田绿色环保处理站处理。

##### 3) 测试放喷

测试放喷是对初步确定的油气水层进行直接测试，取得目的层产能、压力、温度和流体性质等资料的工艺过程，为储量计算和油气合理开发提供可靠数据。测试放喷采取防喷、导流等有效措施。

测试放喷阶段主要污染物为三相（或两相）分离器产生气体（或天然气）在放喷池放空。产生的液体（或原油）由液体罐收集后，原油送临近的联合站；如为不含油的采出液，则送塔河油田绿色环保站进行处理。依据具体情况设定放喷时间，一般为 1~2d。

储层改造工程主要废气为酸化压裂废气、放喷天然气燃烧产生的废气及施工机械尾气。废水主要为生活污水及压裂返排液，生活污水经井场撬装式污水处理站处理后，用于荒漠灌溉。压裂返排液采用专用废液收集罐收集，拉运至塔河油田绿色环保站处理。噪声为压裂车噪声及测试放喷高压气流噪声，通过定期检修施工设备、合理布置作业任务，避免局部噪声过高。

### 3.4.1.2 运营期

#### (1) 采油（气）

采油（气）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，本项目选择自喷采油法，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。

#### (2) 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) 油气集输

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二号联合站、三号联合站和四号联合站。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。

表 3.4-1 本项目油气集输依托一览表

序号	井名称	进站	依托
1	T810CH3	8 区 1 号计量间	塔河油田三号联
2	TH103101	10-3 计转站	塔河油田二号联、四号联
3	S85CH2	10-7 站	塔河油田四号联
4	TH121107CH2	10-9 站	塔河油田四号联
5	TP149CH	TP-6 计量站	塔河油田三号联
6	TP45CH	TP-13 站	塔河油田三号联

7	YJ1-6CH	YJ1X 流程	顺北 1 处理站
---	---------	---------	----------

部署新钻井 1 口 TH103101，新建单井集输管道 1.95km 油气混输至已建塔河油田二号联，新建燃料气、掺稀管线同沟敷设，长度 0.5km。站内轮井计量后依托已建外输管道，统一输至二号联合站集中处理。

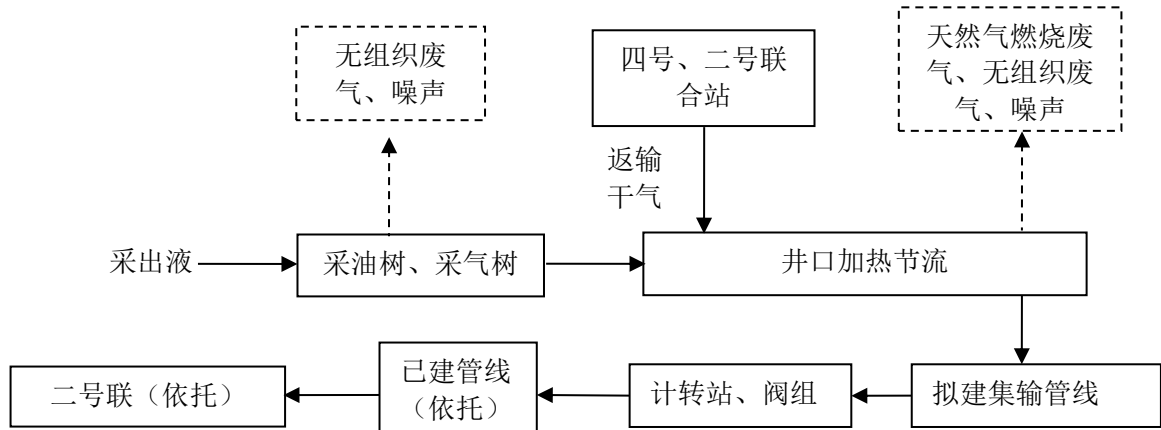


图 3.4-5 运营期工艺流程示意图

### 3.4.1.3 退役期

随着石油天然气开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入退役期。

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

完成封井后，拆除井口装置，地下截去一定深度的表层套管；将永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫清理，清除各种固体废物。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。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，成为污染地下水的通道。

退役期废气污染源主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施；噪声污染源主要为车辆噪声，要求合理安排作业时间，控制车辆速度等措施；固体废物主要为封井过程中产生的废弃管道、建筑垃圾等，建筑垃圾收集后送周边工业固体

废物填埋场填埋处置。废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。

#### 3.4.1.4 环境影响因素分析

本项目建设可分为施工期、运营期、退役期三个阶段。

施工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。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。退役期后，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（气）、油气集输等施工作业内容，基本属于开发施工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、采气、井下作业、油气储运等各工艺过程，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 3.4-2 和图 3.4-6。

图3.4-6 油田开发过程污染物排放流程

表 3.4-2 环境影响因素识别表

序号	单项工程	时期	主要影响因素	主要环境影响因子	分析结果
1	钻前工程	施工期	大气	颗粒物	-
			地表水	BOD <sub>5</sub> 、COD、悬浮物、氨氮等	-
			地下水	耗氧量、氨氮、石油类等	-
			土壤	/	-
			生态	地表扰动面积及类型、生态系统完整性	-
			噪声	/	-
2	钻井工程	施工期	大气	SO <sub>2</sub> 、NO <sub>x</sub> 、非甲烷总烃	-
			地表水	pH 值、悬浮物、COD、BOD <sub>5</sub> 、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅	-
			地下水	pH 值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等	-
			土壤	pH 值、石油类、石油烃 (C <sub>6</sub> ~C <sub>9</sub> )、石油烃 (C <sub>10</sub> ~C <sub>40</sub> )、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等	-
			生态	/	-
			噪声	昼间等效声级 (L <sub>d</sub> )、夜间等效声级 (L <sub>n</sub> )	-
3	储层改造工程	施工期	大气	SO <sub>2</sub> 、NO <sub>x</sub> 、非甲烷总烃	-
			地表水	pH 值、悬浮物、COD、BOD <sub>5</sub> 、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅	-
			地下水	pH 值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等	-
			土壤	pH 值、石油类、石油烃 (C <sub>6</sub> ~C <sub>9</sub> )、石油烃 (C <sub>10</sub> ~C <sub>40</sub> )、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等	-
			生态	/	-
			噪声	昼间等效声级 (L <sub>d</sub> )、夜间等效声级 (L <sub>n</sub> )	-
4	油气集输工程	施工期	大气	颗粒物	-
			地表水	BOD <sub>5</sub> 、COD、悬浮物、氨氮等	-
			地下水	耗氧量、氨氮、石油类等	-

5	油气处理工程		土壤	/	-
			生态	地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生物量损失、物种多样性、生物生态系统完整性	-
			噪声	/	-
		运营期	大气	SO <sub>2</sub> 、NO <sub>x</sub> 、硫化氢、非甲烷总烃	-
			地表水	pH 值、悬浮物、COD、BOD <sub>5</sub> 、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅	-
			地下水	耗氧量、氨氮、石油类等	-
			土壤	/	-
			生态	土壤肥力或林地立地条件、生物多样性、生态系统完整性等	-
			噪声	昼间等效声级 (L <sub>d</sub> )、夜间等效声级 (L <sub>n</sub> )	-
		施工期	大气	颗粒物	-
			地表水	BOD <sub>5</sub> 、COD、悬浮物、氨氮等	-
			地下水	耗氧量、氨氮、石油类等	-
			土壤	/	-
			生态	地表扰动面积及类型、生物量损失、物种多样性、生物生态系统完整性	-
噪声	/		-		
运营期	大气	SO <sub>2</sub> 、NO <sub>x</sub> 、硫化氢、非甲烷总烃	++		
	地表水	pH 值、悬浮物、COD、BOD <sub>5</sub> 、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅	-		
	地下水	pH 值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等	-		
	土壤	pH 值、石油类、石油烃 (C <sub>6</sub> ~C <sub>9</sub> )、石油烃 (C <sub>10</sub> ~C <sub>40</sub> )、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等	-		
	生态	/	-		
	噪声	昼间等效声级 (L <sub>d</sub> )、夜间等效声级 (L <sub>n</sub> )	-		

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

### 3.4.2 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。

#### 3.4.2.1 生态影响因素

生态影响主要体现在站场、管线建设阶段，如占用土地、施工对地表植被的影响、土壤扰动等。集输管线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 11.08hm<sup>2</sup>，其中永久占地 0.75hm<sup>2</sup>、临时占地 10.33hm<sup>2</sup>，详见表 3.3-2。工程占地类型有天然牧草地、灌木林地、其他草地、盐碱地和沙地等，详见表 3.4-3。

表 3.4-3 占地面积统计表

序号	工程内容	占地面积 (hm <sup>2</sup> )			说明
		永久	临时	总占地	
1	井场	0.45	6.09	6.54	本项目计划部署 7 口井，其中新建井场 1 座，单个井场规格 110m×120m，永久占地面积为 4500m <sup>2</sup> （60m×75m），临时占地面积为 8700m <sup>2</sup> 。临时占地内将修建主、副两座放喷池，占地均为 100m <sup>2</sup> 。6 口侧钻井仅计算临时占地。
2	集输管线	0	2.36	2.36	掺稀管线、燃料气管线与集输管线同沟敷设，新管线 2.95km，作业带范围 8m。
3	道路	0.3	0.2	0.5	新建道路 0.5km。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
4	生活区	0	1.68	1.68	每个井场临时生活区占地面积 2400m <sup>2</sup>
	合计	0.75	10.33	11.08	/

### 3.4.2.2 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<sub>x</sub>、SO<sub>2</sub>、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。三是储层改造废气，储层改造过程废气主要来源于压裂液现场暂存过程、压裂液注入过程以及压裂返排液暂存过程中产生的废气，主要成分为 HCl 等，采取压裂液和压裂返排液密闭罐存放措施，有效降低酸性废气排放。

#### (2) 废水污染源

施工期产生的废水主要为钻井废水、酸化压裂返排液和生活污水。

##### 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。



本项目计划部署 7 口井，其中新钻井 1 口、老井侧钻井 6 口。本次新钻井 1 口，进尺 6186m，总进尺  $1.481052 \times 10^4$ m。根据《工业源产排污核算方法和系数手册（2021 年版）》中石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册，普通油井（ $\geq 3.5$ km 进尺）产污系数 29.73t/100m 进行估算。本项目钻井废水产生量为 0.4 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，分离后的液相拉运至其他新钻井回用于钻井液配制，不外排。

### ②酸化压裂返排液

钻井固定完毕后，需进行压裂完井，在储层改造过程中排出的压裂返排液中主要含有黄原胶、石油类及其他各种添加剂。根据《关于发布〈排放源统计调查产排污核算方法和系数手册〉的公告》（环保部公告 2021 年第 16 号）中与石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册中产排污系数，计算压裂液及酸化液的产生量分别为 119.94 $m^3$ /井次、26.56 $m^3$ /井次。根据区域现有井场历史钻井数据，酸化压裂过程酸化压裂返排液返排率为 60%左右，本项目共部署新井 1 口，老井侧钻 6 口，项目酸化压裂返排液产生量为 615.3 $m^3$ ，储层改造过程中产生的压裂返排液排入回收罐中，运至塔河油田绿色环保站处理，处理达标后回注。

### ③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，合计施工周期 300d。每人每天生活用水最高按 100L 计算，生活用水总量为 1500 $m^3$ ，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 1200 $m^3$ ，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。施工期生活污水经井场撬装式污水处理站处理后，用于生活区、井场及通井路降尘，不外排地表水环境。

### ④试压废水

管道工程分段试压以测试管道的强度和严密性，本项目管道采用无腐蚀性洁净水作为试压介质，管道试压废水中主要污染物为 SS。管道试压分段进行，试压水排出后进入下一段管线循环使用。试压结束后，产生的试压废水按照每千米 2.5 $m^3$  计算，本项目各类管线（集输管线、掺稀管线、燃料气管线）试压废水约为 7.375 $m^3$ ，主要污染物为 SS。新建管线的试压废水可用作场地降尘用水。

### (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：

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

式中：V——排到地面上的泥浆量（m<sup>3</sup>）；

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 1846.45m<sup>3</sup>，其中非磺化水基泥浆约 523.06m<sup>3</sup>，磺化水基泥浆约 1323.39m<sup>3</sup>。

#### 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<sup>3</sup>；

D——井眼的平均直径，取 0.25m；

h——井深 m。

利用上述公式计算出钻井期内产生的岩屑量为 546.54m<sup>3</sup>，其中膨润土泥浆钻井岩屑 242.13m<sup>3</sup>，磺化泥浆钻井岩屑 304.41m<sup>3</sup>。

本项目钻井工程包含新井 1 口、老井侧钻 6 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 3.4-4。

表 3.4-4 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 <sup>3</sup> ）	废弃钻井岩屑产生量（m <sup>3</sup> ）
新井（1 口）	水基非磺化	4500 以上	523.06	242.13

	水基磺化	4500 以下	155.43	29.46
侧钻井（6 口）	水基磺化	4500 以下	1167.96	274.95
	合计		1846.45	546.54

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；若分离后的固相经检测不满足《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，拉运至塔河油田绿色环保站进行处置，经检测能够满足《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 300d。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 7.5t，生活垃圾集中收集后定期由库车城乡建设投资（集团）有限公司清运、处置。

### ④施工废料

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等。根据类比调查，施工废料的产生量约为 0.2t/km，本项目新建各类集输管线 2.95km，施工废料产生量约为 0.59t。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后定期由库车城乡建设投资（集团）有限公司清运、处置。

### ⑤废机油（HW08 900-249-08）

钻井施工过程中机械检修时会产生少量废机油，检修期间地面应铺设防渗膜，采用钢制铁桶收集后暂存于撬装式危废暂存间中，防止废机油落地污染土壤和地下水。类比同类钻井工程，钻井期间产生的废机油量约为 0.1t/口，本项目部署新钻井 1 口，侧钻井 6 口，废机油量产生量为 0.7t，废机油采用桶装密闭收集，定期由钻井队联系有危险废物处置资质的单位回收处理。

### ⑥废烧碱包装袋

钻井施工过程中配制钻井泥浆时会产生少量烧碱废包装袋属于一般工业固体废物。类比同类钻井工程，钻井期间产生的烧碱废包装袋约为 0.05t/口，本项目新部署新钻井 1 口，侧钻井 6 口，烧碱废包装袋产生量为 0.35t，废烧碱包装袋折叠打包后，定期由库车城乡建设投资（集团）有限公司清运、处置。

#### ⑦废防渗材料

工程钻井期产生少量废防渗材料属于危险废物，类比同类钻井工程，钻井期间产生的废防渗材料约为 0.2t/口，本项目部署新钻井 1 口，侧钻井 6 口，废防渗材料产生量为 1.4t，定期由钻井队联系有危险废物处置资质的单位回收处理。

#### ⑧撬装式污水处理站产生污泥

撬装式污水处理站处置过程中产生的污泥经污泥脱水装置，脱到 60%含水率后，由库车城乡建设投资（集团）有限公司拉运处置。生活污水 SS 产生浓度为 240mg/L，经污水处理站处理后 SS 浓度为 20mg/L，井场污水产生量为 1200m<sup>3</sup>/a，则井场污泥产生量为 720m<sup>3</sup>。

#### ⑨土石方平衡

本项目部署新钻井 1 口，侧钻井 6 口，新建单井集输管道 1.95km，燃料气、掺稀管线同沟敷设，长度 0.5km。本项目挖方量 6.745 万 m<sup>3</sup>，填方量 10.72 万 m<sup>3</sup>，借方量 3.975 万 m<sup>3</sup>，无弃方。开挖土方主要为管沟开挖产生土方，回填土方主要为管沟回填。新建井场工程区需进行压盖，借方主要来源于区域已完钻井场经“钻井废弃物不落地达标处理技术”处理达标后还原土，还原土满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）中综合利用污染物限值要求后进行综合利用。本项目土石方平衡表见下表 3.4-5。

表 3.4-5 土方挖填方平衡表 单位：万 m<sup>3</sup>

工程分区	挖方	填方	借方		弃方量	
			数量	来源	数量	去向
井场工程	6.54	10.47	3.93	区域井场还原土	0	-
管道工程	0.205	0.205	0	-	0	-
道路工程	0	0.045	0.045	周边砂石料场	0	-
合计	6.745	10.72	3.975	-	0	-

#### (4) 施工噪声源强

项目施工期噪声主要包括钻井、土方施工、建构筑物结构施工、设备吊运安

装、道路修建、管沟开挖、管线铺设等过程中各种机械和设备产生的噪声，物料运输车辆交通噪声，以及钻井工程钻机、泥浆泵和发电机运转过程产生的噪声。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ 2034-2013）中表 A.2 和类比油田开发工程中井场、集气站、内部道路、管线铺设和钻井工程实际情况，项目施工期拟采用的各类施工设备产噪值见表 3.4-6。

表 3.4-6 主要施工设备噪声源不同距离声压级 单位：dB（A）

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

#### （5）施工期污染物排放汇总表

施工期污染物排放汇总见表 3.4-7。

表 3.4-7 施工期污染物排放汇总

项目	工程	污染源	主要污染物及排放量		排放去向
大气污染物	井场进场道路	扬尘机械、车辆尾气放喷伴生气燃烧废气	CO	阶段性排放	大气
			NO <sub>2</sub>	阶段性排放	
			SO <sub>2</sub>	阶段性排放	
			烃类	阶段性排放	
水污染物	井场	钻井废水	SS、COD、石油类、挥发酚、硫化物	0.4 万 m <sup>3</sup>	钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相拉运至其他新钻井回用于钻井液配制，不外排。
		酸化压裂返排液	COD、挥发酚、硫化物	615.3m <sup>3</sup>	酸化压裂作业结束后压裂返排液排入回收罐中，运至塔河油田绿色环保站处理，处理达标后回注。
		生活污水	COD、NH <sub>3</sub> -N、SS	1200m <sup>3</sup>	生活污水经井场撬装式污水处理站处理后，用于生活区、井场及通井路降尘，不外排地表水环境。
		管道试压水	SS	7.375m <sup>3</sup>	管道试压分段进行，试压水排出后进入下一段管线循环使用，试压结束后用于场地降尘用水。
固体废物	井场	钻井岩屑	岩屑	546.54m <sup>3</sup>	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

		钻井废弃泥浆	钻井废弃泥浆	1846.45m <sup>3</sup>	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；若分离后的固相经检测不满足《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，拉运至塔河油田绿色环保站进行处置，经检测能够满足《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。
		生活垃圾	/	7.5t	集中收集后定期由库车城乡建设投资（集团）有限公司清运、处置。
		施工废料	/	0.59t	首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后定期由库车城乡建设投资（集团）有限公司清运、处置。
		废机油	/	0.7t	采用桶装密闭收集，定期由钻井队联系有危险废物处置资质的单位回收处理。
		废烧碱包装袋	/	0.35t	折叠打包后，定期由库车城乡建设投资（集团）有限公司清运、处置。
		废防渗材料	/	1.4t	定期由钻井队联系有危险废物处置资质的单位回收处理。
		撬装式污水处理站产生污泥	SS	720m <sup>3</sup>	库车城乡建设投资（集团）有限公司拉运处置。
噪声	井场	钻机	/	95	声环境
		泥浆泵	/	95	

### 3.4.3 运营期环境影响因素分析

#### 3.4.3.1 废水污染源

##### (1) 采出水

油气田开发过程中的采出水是伴随着原油从地层开采出来的，主要来源于油藏本身的底水、边水和注汽凝结水。本项目不设油水分离设施，经计转站进行气液分离后的采出液（油、水），运至塔河油田二号联合站、塔河油田三号联合站和塔河油田四号联合站原油预处理系统处理。根据方案预测，本项目运行期累计

采出油藏采出水最大为 221m<sup>3</sup>/d (7.28×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>/a)。塔河油田二号联合站、塔河油田三号联合站和塔河油田四号联合站采出水处理系统处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准中有关指标后回注油层,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。运营期工作人员由内部调剂解决,故不新增生活污水。

### (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《生态环境部已发布的排放源统计调查制度排(产)污系数清单》(公告 2021 年第 16 号)中与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数见表 3.4-8,计算井下作业废水的产生量。

表 3.4-8 与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数一览表

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

本项目油藏储层为非低渗透储层,根据表 3.4-8 计算井下作业工业废水产生量为 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工业废水 38.02t、化学需氧量 52262.7g、石油类 8822.5g。本项目 7 口井下作业工程产生的井下作业工业废水、化学需氧量、石油类分别为 266.14t/a、0.37t/a、0.06t/a。

表 3.4-9 井下作业废液产生量一览表

产品名称	原料名称	工艺名称	污染物指标项	产物系数	末端治理技术	排放量
井下作业	压裂液	非低渗透油井加砂压裂	废压裂液(压裂返排液)	119.94m <sup>3</sup> /井	无害化处理/处置/利用	0
	酸化液	非低渗透油井酸化压裂	废酸化液(酸化返排液)	26.56m <sup>3</sup> /井	无害化处理/处置/利用	0
	洗井液	修井	废洗井液	25.29t/井	无害化处理/处置/利用	0
	洗井液	非低渗透油井酸化压裂	废洗井液	76.04t/井	无害化处理/处置/利用	0

按井下作业每 2 年 1 次计算，本项目共部署 7 座采油井场，则每年井下作业废水产生量为 867.405t。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到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的有关标准后回注油层。

### 3.4.3.2 废气污染源

本项目大气污染物的主要来源是井场、集输过程中无组织废气排放、加热炉产生的有组织废气和温室气体排放源。无组织排放的污染物主要为站场、井口、管线接口、阀门等处产生的无组织挥发烃类和硫化氢。

#### （1）有组织废气

有组织废气来源为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<sup>3</sup>；

P 为真空加热炉功率，0.2MW；

ε为真空加热炉热转化效率，真空加热炉取 0.9；

Q<sub>L</sub> 为燃气的低位热值，MJ/m<sup>3</sup>，根据燃气分析结果，取 33.812MJ/m<sup>3</sup>；

t 为真空加热炉运行时间；

h，满负荷运行 330d（7920h）；

根据现有锅炉运行情况，锅炉在夏季运行较少，有效运行时间一般小于 330d，本次评价考虑最不利情况，按满负荷计算。

则本项目各类加热炉燃气量情况见表 3.4-10。

表 3.4-10 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 <sup>3</sup> /a)	总燃气量(万 m <sup>3</sup> /a)
1	200kw 加热炉	1	7920	18.74	131.18
2	400kw 加热炉	3	7920	37.48	

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，含硫量根据《天然气》（GB17820-2018）中的表 1 天然气质量要求，S 取二类气最大值 100；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 3.4-11 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	107753	直排	107753
				二氧化硫	千克/万立方米-原料	0.02S <sup>①</sup>	直排	0.02S <sup>①</sup>
				氮氧化物	千克/万立方米-原料	18.71（无低氮燃烧）	直排	18.71
						9.36（低氮燃烧）	直排	9.36

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。S 取 100。

井场加热炉烟气量见表 3.4-12。

表 3.4-12 本项目烟气量一览表

用气单元	加热炉台数	单台烟气量（万 m <sup>3</sup> /a）	总烟气量（万 m <sup>3</sup> /a）
200kw 加热炉	1	201.93	1413.51
400kw 加热炉	3	403.86	

目前中国石化天然气股份有限公司西北石油分公司井场加热炉均采用低氮燃烧器和脱硝技术，故本项目氮氧化物产污系数按照 9.36 进行计算。

加热炉污染物产生排放情况见下表 3.4-13。

表 3.4-13 燃气锅炉污染物排放情况

污染源	耗气量 10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /a	烟气量 10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /a	污染物排放情况					
			SO <sub>2</sub>		NO <sub>x</sub>		颗粒物	
			t/a	mg/m <sup>3</sup>	t/a	mg/m <sup>3</sup>	t/a	mg/m <sup>3</sup>
单个 200kw 井场加热炉	18.74	201.93	0.019	9.28	0.175	86.87	0.04	19.95
单个 400kw 井场加热炉	37.48	403.86	0.038	9.41	0.35	86.66	0.08	19.81
本项目加热炉（1台 200KW 加热炉和 3 座 400kw 加热炉）	131.18	1413.51	0.133	9.35	1.225	86.77	0.28	19.88

根据上表可知，本项目燃气锅炉 SO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub>、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<sub>2</sub>: 50mg/m<sup>3</sup>，颗粒物: 20mg/m<sup>3</sup>，NO<sub>x</sub>: 200mg/m<sup>3</sup>）。

（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。

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。

本项目运营过程中井场和阀组无组织废气主要污染物为从阀门等部分逸散无组织非甲烷总烃, 参照《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》(HJ853-2017) 中 5.2.3.1.2 设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物年许可排放量计算公式对本项目无组织挥发的非甲烷总烃进行核算。

公式如下:

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

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

$t_i$ ——密封点  $i$  的年运行时间, h/a;

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

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

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

$n$ ——挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数。

表 3.4-14 设备与管线组件  $e_{\text{TOC},i}$  取值参数表

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

参照《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》, 若未提供 TOC 中 VOCs 的质量分数, 则取 1 进行核算, 则本项目采出液中  $WF_{\text{VOCs},i}$  和  $WF_{\text{TOC},i}$  比值取 1;

根据燃料气组分分析表，燃料气  $WF_{VOCs, i}$  核算值为 2.294%， $WF_{TOC, i}$  核算值为 98.52%， $WF_{VOCs, i}$  和  $WF_{TOC, i}$  比值取 0.02。根据设计单位提供的数据，项目单座井场和单座计转站阀组涉及的液体阀门、法兰数量如表 3.3-15、表 3.3-16 所示。

表 3.4-15 本项目单个井场无组织废气核算一览表

序号	设备名称	密封点数量 (个)	单个设备排放速率 (kg/h)	年排放量 (t)
采出液流经的密封点				
1	有机液体阀门	45	0.036	0.0426
2	法兰或连接件	40	0.044	0.0463
燃料气流经的密封点				
3	气体阀门	12	0.024	0.0002
4	法兰或连接件	6	0.044	0.0001
合计				0.0892

经核算，本项目单座井场新增烃类挥发总量为 0.0892t/a，则本项目新增无组织烃类挥发总量为 0.624t/a。

表 3.4-16 本项目无组织废气核算一览表

名称	单个 (t/a)	数量 (座)	合计 (t/a)
井场	0.0892	7	0.624

## 2) 硫化氢 (H<sub>2</sub>S)

根据项目资料，本项目所在区域硫化氢浓度介于 13.63~262468mg/m<sup>3</sup>，平均为 95099mg/m<sup>3</sup>，本项目最高年伴生气产生量约 0.0092×10<sup>8</sup>m<sup>3</sup>/a，据此核算出本项目伴生气中硫化氢最大量为 87.5t/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 0.009t/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。

### 3.4.3.3 固体废物污染源

#### ①落地原油

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)。

本项目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%，本项目共 7 口井，产生落地油量为 0.175t/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，统一由塔河油田绿色环保站进行无害化处理。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《危险废物转移管理办法》中的相关要求收集、贮存、运输。

对于突发环境事件产生的落地油（如管线泄漏等），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一厂突发环境事件应急预案》、《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》和《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油三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，本项目新建管线总长度为 2.95km，废渣量约 3.4kg/次（0.002t/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。

### ③废防渗材料

项目运行期油井作业时，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，则本项目 7 口井产生废弃防渗布最大量约 0.35t/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 其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物。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。

根据《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》，本项目运营期危险废物产排污统计表详见表 3.4-17。

表 3.4-17 运营期危险废物产生、处置及防治措施情况一览表

序号	危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量 (t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
1	落地原油	HW08	071-001-08	0.175	石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚	固态	油类物质	油类物质	间歇	T, I	由塔河油田绿色环保站处理。
2	清管废渣	HW08	071-001-08	0.002	定期清管	固态	油类物质、铁锈	油类物质	间歇	T, I	塔河油田绿色环保站进行处理
3	废防渗材料	HW08	900-249-08	0.35	井场	固体	石油类	石油类	间歇	毒性 T 易燃性 I	委托具有危险废物运输及处理资质的单位拉运处理。

## ④生活垃圾

运营期工作人员由采油一厂、采油二厂和采油三厂内部调剂解决，故不新增生活垃圾。

## 3.4.3.4 噪声源

本项目实施后，各噪声污染源治理措施情况见表 3.4-18。

表 3.4-18 噪声源设备

序号	噪声源名称	数量/(台/套)	源强 (dB (A))	降噪措施	降噪效果 (dB (A))
1	采油树	1	85	基础减振	10
2	真空加热炉	1	95	基础减振	10
3	站场外输泵	1	90-100	基础减振	10

## 3.4.3.5 运营期污染源汇总

本项目运营期三废排放状况见表 3.4-19。

表 3.4-19 运营期污染物排放汇总

工段	污染源	主要污染物	产生量	排放量	排放去向
废气	有组织排放	SO <sub>2</sub>	0.133t/a	0.133t/a	大气
		NO <sub>x</sub>	1.225t/a	1.225t/a	大气
		颗粒物	0.28 t/a	0.28t/a	大气
	无组织排放	非甲烷总烃	0.624t/a	0.624t/a	大气
		硫化氢	0.009t/a	0.009t/a	大气
废水	采出水	采出水量	7.28×10 <sup>4</sup> t/a	0	采出水进入二号、三号、四号联合站采出水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注油层。

	井下作业废水	井下作业废水量	266.14t	0	井下作业废水进入塔河油田绿色环保站含油污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注油层
		COD	0.37t	0	
		石油类	0.06t	0	
	废压裂返排液	石油类	419.79m <sup>3</sup> /a	0	进入塔河油田绿色环保站含油污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注油层
	废酸化返排液	石油类	92.96m <sup>3</sup> /a	0	
	废洗井液	石油类	354.655t/a	0	
固体废物	废防渗材料	石油类	0.35t/a	0	委托具有危险废物运输及处理资质的单位拉运处理
	清管废渣	石油类	0.002t	0	塔河油田绿色环保站进行处理
	落地原油	石油类	0.175t/a	0	本项目井下作业时带罐作业,落地油100%回收,回收后的落地原油拉运至塔河油田绿色环保站卸油罐,进入塔河油田绿色环保站处理。

### 3.4.4 污染物排放“三本账”

本项目建成后运营期污染物排放变化情况见表 3.4-20。

表 3.4-20 主要污染物排放变化情况表

类别	单位	现有工程排放量	本项目排放量	“以新带老”消减量	本项目实施后排放量	增减量
一、废气						
SO <sub>2</sub>	t/a	0.005	0.133	0	0.138	+0.133
NO <sub>x</sub>	t/a	0.178	1.225	0	1.403	+1.225
颗粒物	t/a	0.014	0.28	0	0.294	+0.28
非甲烷总烃	t/a	0.413	0.624	0	1.037	+0.624
H <sub>2</sub> S	t/a	0.006	0.009	0	0.015	+0.009
二、废水						
采出水	t/a	0	7.28×10 <sup>4</sup>	0	7.28×10 <sup>4</sup>	+7.28×10 <sup>4</sup>
洗井废水	t/a	0	354.655	0	354.655	+354.655
井下作业废液	t	0	266.14	0	266.14	+266.14
三、固废						
废防渗材料	t/a	0	0.35	0	0.35	+0.35
清管废渣	t/a	0	0.002	0	0.002	+0.002
落地原油	t/a	0	0.175	0	0.175	+0.175

## 3.5 清洁生产水平分析

### 3.5.1 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。

### 3.5.2 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

依托已建塔河油田二号联合站、塔河油田三号联合站和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。

### (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。

## 3.5.3 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，运至塔河油田二号联合站、塔河油田三号联合站和塔河油田四号联合站处理。

## 3.5.4 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。

## 3.5.5 建立有效的环境管理制度

本项目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。

### 3.5.6 标准对照

本次评价参考《清洁生产技术要求-石油天然气开采业-稠油开采》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 3.5-1。不同类型油气勘探开发企业清洁生产评价指标体系的各评价指标、评价基准值和权重值见表 3.5-1~3.5-4。

表 3.5-1 钻井作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

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（29.73）
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
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

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
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

表 3.5-2 钻井作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标							
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	得分
(1) 资源和能源消耗指标	30	占地面积	hm <sup>2</sup>	15	符合行业标准要求	6.54	15
		新鲜水消耗	t/100m 标准进尺	15	≤25	≤30	5
(2) 生产技术特征指标	5	固井质量合格率	%	5	≥95	100%	5
(3) 资源综合利用指标	30	钻井液循环率	井深 2000m 以下	10	≥40%		
			井深 2000-3000m		≥50%		
			井深 3000 以上		≥60%	95%	10
		柴油机效率	%	10	≥80%	90%	10
		污油回收率	%	10	≥90%	100%	10
(4) 污染物指标	35	钻井废水产生量	t/100m 标准进尺	10	甲类区: ≤30; 乙类区:≤35	≤15	10
		废弃钻井液产生量	m <sup>3</sup> /100m 标准进尺	10	≤10	≤15	5
		石油类	mg/L	5	≤10	≤10	5
		COD	mg/L	5	甲类区: ≤100; 乙类区: ≤150	≤150	5
		柴油机烟气排放浓度	-	5	符合排放标准要求	符合	5
定性指标							
一级指标	权重值	二级指标	指标分值		本项目		

(1) 资源和能源消耗指标	15	钻井液毒性	可生物降解或无毒钻井液	10	10
		柴油消耗	具有节油措施	5	5
(2) 生产技术特征指标	30	钻井设备	国内领先	5	5
		压力平衡技术	具备欠平衡技术	5	5
		钻井液收集设施	配有收集设施, 且使钻井液不落地	5	5
		固控设备	配备振动筛、除气器、除泥器、除砂器、离心机等固控设备	5	5
		井控措施	具备	5	5
有无防噪措施	有	5	5		
(3) 管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系		10	10
		开展清洁生产审核, 并通过验收		20	20
		制定节能减排工作计划		5	5
(4) 贯彻执行环境保护法规符合性	20	废弃钻井泥浆处置措施满足法规要求		10	10
		污染物排放总量控制与减排措施情况		5	5
		满足其他法律法规要求		5	5

表 3.5-3 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本项目	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	得分
(1) 资源和能源消耗指标	30	作业液消耗	m <sup>3</sup> /井次	10	≤5	76.04	0
		新鲜水消耗	m <sup>3</sup> /井次	10	≤5	5	10
		单位能耗		10	行业基本水平	基本符合	10
(2) 生产技术特征指标	20	压裂放喷返排入罐率	%	20	100	100%	20
(3) 资源综合利用指标	20	落地原油回收利用率	%	10	100	100%	10
		生产过程排出物利用率	%	10	100	98%	8
(4) 污染物产生指标	20	作业废液量	m <sup>3</sup> /井次	10	≤5	76.04	0
		石油类	mg/L	5	甲类区: ≤10; 乙类区: ≤50	50	0
		COD	mg/L	5	甲类区: ≤100; 乙类区: ≤150	≤150	5
		含油污泥	kg/井次	5	甲类区: ≤50; 乙类区: ≤70	0.01	5
		一般固体废物(生活垃圾)	kg/井次	5		0.9	5

定性指标					
一级指标	权重值	二级指标		指标分值	本项目
(1) 生产工艺及设备要求	40	防喷措施	具备	5	5
		地面管线防刺防漏措施	按标准试压	5	5
		防溢设备 (防溢池设置)	具备	5	5
		防渗范围	废水、使用液、原油等可能落地处	5	5
		作业废液污染控制措施	集中回收处理	10	8
		防止落地原油产生措施	具备原油回收设施	10	10
(2) 管理体系建设及清洁生产审核	40	建立 HSE 管理体系并通过认证		15	15
		开展清洁生产审核		20	20
		制定节能减排工作计划		5	5
(3) 贯彻执行环境保护法规符合性	20	满足其他法律法规要求		20	20

表 3.5-4 采油 (气) 作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标							
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	清洁生产审核	
						实际值	得分
(1) 资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 天然气	30	天然气: $\leq 50$	0.5	30
(2) 资源综合利用指标	30	余热余能利用率	%	10	$\geq 60$	0	0
		油田伴生气回收利用率	%	10	$\geq 80$	100	10
		含油污泥资源化利用率	%	10	$\geq 90$	100	10
(3) 污染物产生指标	40	石油类	mg/L	5	$\leq 10$	60	0
		COD	mg/L	5	乙类区: $\leq 150$	5000	0
		落地原油回收率	%	10	100	100	10
		采油废水回用率	%	10	$\geq 60$	90	10
		油田伴生气外排率	%	10	$\leq 20$	0	10
		采油废水有效利用率	%	10	$\geq 80$	80	10
定性指标							
一级指标	指标分值	二级指标			指标分值	清洁生产审核得分	
(1) 生产工艺	45	井筒质量	井筒设施完好		5	5	

及设备要求		采气	采气过程醇回收设施	10	采油	套管气回收装置	10	10
			天然气净化设施先进、净化效率高	20		防止落地原油产生措施	10	10
		采油方式			采油方式经过综合评价确定		10	10
		集输流程			全密闭流程，并具有轻烃回收装置		10	10
(2) 环境管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过认证				10	10	
		开展清洁生产审核，并通过验收				20	20	
		制定节能减排工作计划				5	5	
(3) 贯彻执行环境保护政策法规的执行情况	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况				5	5	
		建设项目环境影响评价制度执行情况				5	5	
		老污染源限期治理项目完成情况				5	5	
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况				5	5	

## (2) 评价指标体系计算

### ① 定量评价指标的考核评分计算

定量评价考核总分值的计算公式为：

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

式中：

P1——定量评价考核总分值；

n——参与定量评价考核的二级指标项目总数；

S<sub>i</sub>——第 i 项评价指标的单项评价指数；

K<sub>i</sub>——第 i 项评价指标的权重值。

### ② 定性评价指标的考核评分计算

定性评价指标考核总分值的计算公式为：

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

式中：

P2——定性评价二级指标考核总分值；

F<sub>i</sub>——定性评价指标体系中第 i 项二级指标的得分值；

N——参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

### ③ 综合评价指数考核评分计算

综合评价指数计算公式为：

$$P = 0.6P1 + 0.4P2$$

式中：

P——清洁生产综合评价指数；

P1——定量评价指标考核总分值；

P2——定性评价指标考核总分值。

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况，不同等级的清洁生产企业的综合评价指标见表 3.5-5。

表 3.5-5 石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

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

由表 3.5-1~3.5-4 计算得出：本项目综合评价指数得分 92 分，介于  $75 \leq P < 90$  之间，属于清洁生产企业。

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。

## 3.6 污染物排放总量控制分析

### 3.6.1 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。

### 3.6.2 污染物总量控制因子

根据国家“十四五”污染物排放总量控制要求，污染物排放总量控制因子如下：

废气污染物： $\text{NO}_x$ 、VOCs。

废水污染物：COD、 $\text{NH}_3\text{-N}$ 。

#### (1) 废气污染物

本项目油气集输和处理采用密闭集输工艺，新建的井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<sub>2</sub>、氮氧化物等废气。

(2) 废水污染物：

运营期产生的采出水进入联合站污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)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。

经核算，本项目有组织排放的二氧化硫为 0.133t/a，氮氧化物为 1.225t/a，无组织排放的 VOC<sub>s</sub> 为 0.624t/a，不排放废水污染物。

### 3.6.3 总量控制建议指标

(1) 施工期

由于施工期的地面工程集中于较短时间内，地面工程期间排放的污染物将随地面工程的结束而消亡，故不考虑对施工期间产生的污染物进行总量控制。

(2) 运营期

根据工程分析可知，本项目新建 1 台 200KW 加热炉和 3 座 400kw 加热炉，工程燃气消耗量约为 131.18×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>/a，燃料为处理后的干气，本项目新建加热炉燃烧废气中 NO<sub>x</sub> 排放量为 1.225t/a，油气集输过程无组织挥发的 VOC<sub>s</sub> 量为 0.624t/a。

故本项目投产后总量控制建议指标 NO<sub>x</sub> 为 1.225t/a，VOC<sub>s</sub> 0.624t/a。

西北油田分公司已在阿克苏区域开展氮氧化物、二氧化硫、VOC<sub>s</sub> 减排措施，并出具《西北油田分公司“十四五”期间大气污染物减排量（二期）核算说明》。本次新增的排放量从企业内部减排措施消减量中进行替代。

## 3.7 与相关法律法规、规划符合性分析

### 3.7.1 与国家产业政策符合性分析

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，有助于推进塔河油田的油气开发，加大塔里木盆地油气开发力度。石油天然气开发是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，将“石油天然气开采”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。因此，本项目的建设符合国家的相关政策。

### 3.7.2 与相关政策、法规符合性分析

本项目属于西北油田分公司石油天然气开发项目，相关的政策、法规有：《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》《石油天然气开采业污染防治技术政策》《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）等，符合性见表 3.7-1。由表 3.7-1 分析可知，工程建设符合上述油气开采政策法规的相关规定。

表 3.7-1 与相关的政策、法规符合性分析

文件名称	文件要求	实际建设情况	符合性
《石油天然气开采业污染防治技术政策》	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，回收至密闭的专用罐车内，进入塔河油田绿色环保站处理。	符合
《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》	禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发。	本项目不涉及水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域。本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。	符合
	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。	符合
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。	本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。	符合
	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	符合



		环境保护要求的后，用于铺设通井路、铺垫井场基础材料。	
《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）	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。含硫油气田回注采出水，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，应当优先使用清洁能源，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联合站、塔河油田三号联合站和塔河油田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，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。	符合
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》（新环评价发〔2020〕142号）	请各有关单位加快推进油气发展（开发）相关规划编制，并依法开展规划环境影响评价工作。对已经批准的油气发展（开发）规划在实施范围、适用期限、规模、结构和布局等方面进行重大调整或修订的，应当依法重新或补充进行环境影响评价。油气开发规划实施满5年的应当及时开展规划环境影响跟踪评价。 油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评）。未确定产能建设规模的陆地油气开采新区块，建设勘探井应当依法编制环境影响报告表。确定产能建设规模后，原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的，可以纳入区块环评。 2021年1月1日起，原则上不以单井形式开展环评。过渡期间，项目建设单位可以根据实际情况，报批区块环评或单井环评。	西北油田分公司已编制西北油田分公司“十四五”规划，并委托河北省众联能源环保科技有限公司编制完成《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划环境影响报告书》，并于2022年7月25日取得审查意见（新环审〔2022〕147号）。	符合
《陆上石油天然气开采业绿色矿山建	因矿制宜选择开采工艺和装备，符合清洁生产要求。应贯彻“边开采，边治理，边恢复”的原则，及时治理恢复矿区地质环境，复垦矿区压占和损毁土地。	项目提出施工期结束后，恢复井场周边及管线临时占地。	符合

《设规范》 (DZ/T03 17-2018)	应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件,科学合理地确定开发方案,选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺,推广使用成熟、先进的技术装备,严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备。	本项目开发方案设计考虑了塔河油田油气资源赋存状况、生态环境特征等条件,所选用的技术和工艺均成熟、先进。	符合
	集约节约利用土地资源,土地利用符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模	项目井场、管线永久占地和临时占地规模均从土地资源节约方面考虑,尽可能缩小占地面积和作业带宽度	符合
《国家级公益林管理办法》	“一级国家级公益林原则上不得开展生产经营活动,严禁打枝、采脂、割漆、剥树皮、掘根等行为。国有一级国家级公益林,不得开展任何形式的生产经营活动。”第十三条规定“二级国家级公益林在不影响整体森林生态系统功能发挥的前提下,可以按照第十二条第三款相关技术规程的规定开展抚育和更新性质的采伐。在不破坏森林植被的前提下,可以合理利用其林地资源,适度开展林下种植养殖和森林游憩等非木质资源开发与利用,科学发展林下经济。”	本项目占用国家二级公益林地,建设单位施工前根据《国家级公益林管理办法》《建设项目使用林地审核审批管理办法》《新疆维吾尔自治区国家级公益林管护办法》的相关要求,根据施工进展情况,一次或者分批次经林业主管部门审批,办理占地手续后方开工建设。施工完成后及时对占用临时进行恢复。	符合
《建设项目使用林地审核审批管理办法》	“建设项目占用林地,经林业主管部门审核同意后,建设单位和个人应当依照法律法规的规定办理建设用地审批手续。建设项目需要使用林地的,用地单位或者个人应当向林地所在地的县级人民政府林业主管部门提出申请。公路、铁路、输电线路、油气管线和水利水电、航道建设项目临时占用林地的,可以根据施工进展情况,一次或者分批次由具有整体项目审批权限的人民政府林业主管部门审批临时占用林地。”		
《新疆维吾尔自治区国家级公益林管护办法》	“勘查、开采矿藏和修建道路、水利、电力、通讯等工程需要占用征收国家级公益林地的,应当依法办理占用征收林地审核审批手续;占用征收国家级公益林地的单位,必须按国家和自治区相关规定缴纳相关费用。森林植被恢复费用于国家级公益林森林植被恢复,确保国家级公益林面积不减少”。		
《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》	对于受理的涉及沙区的建设项目环评文件,严格按照《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2011)要求,强化建设项目的环境可行性、环境影响分析预测评估的可靠性和防沙治沙生态环境保护措施的可行性、有效性评估。	本项目同步制定并落实生态保护和修复方案;综合考虑了防沙治沙等相关要求;本项目已提出一系列生态环境保护措施。	符合
《关于规范临时用地审批,其中涉及占用耕地和永久基本农田的,由市级或者市级以上自然资源主管部门负责审批。不得下放临时用地审批权或者委托相关部门行使审批权。		本项目施工过程中严格控制施工占地,井场建设和管线敷设完成后,采取措施及时恢复临时占地,尽可能减少对区域生态环境的影响。	符合

(2021) 2号)	城镇开发边界内使用临时用地的,可以一并申请临时建设用地规划许可和临时用地审批,具备条件的还可以同时申请临时建设工程规划许可,一并出具相关批准文件。油气资源探采合一开发涉及的钻井及配套设施建设用地,可先以临时用地方式批准使用,勘探结束转入生产使用的,办理建设用地审批手续;不转入生产的,油气企业应当完成土地复垦,按期归还。		
《关于加强历史遗留废弃磺化泥浆规范化环境管理的通知》(新环固体函(2022)675号)	历史遗留废弃磺化泥浆可由具备相应能力的危险废物集中处置设施,或专业废弃磺化泥浆集中处置设施进行规范化处置;历史遗留磺化泥浆采取填埋方式进行处置的,需开展危险废物鉴别,根据鉴别结论按照《危险废物填埋污染控制标准》(GB18598-2019)或《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB 18599-2020)要求开展填埋处置;综合利用历史遗留废弃磺化泥浆的,应满足《固体废物再生利用污染防治技术导则》(HJ1091-2020)等相关要求。	本项目新建及现有井场均不涉及历史遗留废弃磺化泥浆;本项目钻井工程产生的磺化泥浆在井口采用“振动筛+除砂器+处理器+离心分离机”工艺分离出岩屑和泥浆,磺化岩屑在井场使用无害化处理装置进行就地无害化处理,固相经检测各污染物满足《油气田钻井固体废物综合利用污染物控制要求》(DB65/T3997-2017)中的相关限值要求后用于铺垫油区内的井场、道路等,一次处理后检测不合格,现场进行二次处理,达标后用于铺垫油区内的井场、道路等。	符合
	历史遗留废弃磺化泥浆经鉴别属于危险废物的,应严格按照危险废物全过程管理。新产生的废弃磺化泥浆按照项目现有环评文件和批复要求进行管理,无相关要求的参照第一条执行。国家有新规定新要求时按照新规定新要求执行。		符合
《关于建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法的通知》	严格落实污染物排放总量控制制度,把主要污染物排放总量指标作为建设项目环境影响评价审批的前置条件。排放主要污染物的建设项目,在环境影响评价文件(以下简称环评文件)审批前,须取得主要污染物排放总量指标。	本项目新建4座加热炉,产生燃烧废气中NO <sub>x</sub> 、VOCs排放量为投产后主要总量控制指标,总量来自西北油田分公司内容。	符合
《新疆维吾尔自治区环境保护条例》	建设单位对水利、交通、电力、化工、冶金、轻工、核与辐射和矿产资源开发等施工周期长、生态环境影响大的建设项目,以及环境影响评价批复文件要求开展环境监理的建设项目,应当自行或者委托具备相应技术条件的机构依法实施环境监理。	本项目为油气开发项目,为了全面控制和减缓项目造成的环境影响,在建设过程中应在实施工程监理的同时开展环境监理。	符合

### 3.7.3 与相关规划符合性分析

根据评价区块的地理位置,项目区位于库车市和沙雅县,所在地涉及的相关地方规划包括:《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》《新疆生态功能区划》《新疆生态环境保护十四五规划》等。本项目与上述相关规划的协调性分析结果参见

表 3.7-2。由表 3.7-2 分析可知，工程建设符合上述规划。

表 3.7-2 本项目与相关规划的协调性分析

规划名称	规划要求	本项目	协调性
新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要	建设国家大型油气生产加工和储备基地。加大准噶尔、吐哈、塔里木三大盆地油气勘探开发力度，提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度。	本项目属于塔里木盆地能源资源勘查开发区。	符合
新疆维吾尔自治区主体功能区规划	《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。	本项目行政区隶属新疆库车市管辖，项目所在区域属于限制开发区域，但项目区及周边以荒漠为主，项目占地不涉及农田以及自然保护区、重要水源地等需要特殊保护的区域。限制开发区域可在资源环境可承载范围内，发展优势产业或特色经济，项目区所在的库车市位于塔里木盆地北部油气构造的中心地区，油气开发已形成一定规模且开发前景良好。	符合
新疆生态环境保护“十四五”规划	“坚决遏制“两高”项目盲目发展，严格执行能源、矿产资源开发自治区人民政府“一支笔”审批制度、环境保护“一票否决”制度，落实“三线一单”生态环境分区管控要求，守住生态保护红线、环境质量底线和资源利用上线，实施生态环境准入清单管控。”	本项目位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市，不属于“两高”项目以及不符合产业准入标准和政策的落后项目，符合阿克苏地区生态环境分区管控要求。	符合

阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要	石油天然气化工产业。深入推进油气体制改革，继续支持社会资本参与国家油气区块“招拍挂”工作并进入油气资源勘探领域，争取地区内拍卖区块资源全部实现就地转化利用，鼓励油气资源开采企业本地化注册。积极支持两大油田公司加大油气资源勘探开发力度，推动顺北、塔河主体、博孜—大北等区块油气开采取得重要成果，新增油气资源全部留用当地加工转化，加大地区天然气管网、储备和运营设施建设及互联互通工作，重点联通博孜、克深、英买力等气田至温宿产业园区及西部县（市）天然气管网，集中在温宿发展天然气化工产业，辐射至阿克苏市、柯坪县。	塔河油田是塔里木盆地石油天然气勘探开发的主力区块之一，大部分位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市境内。	符合
阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划	以石化、化工等行业为重点，加快实施 VOCs 治理工程建设。石化、化工行业全面推进储罐改造，使用高效、低泄漏的浮盘和呼吸阀，推进低泄漏设备和管线组件的更换，中石化塔河炼化有限责任公司对火车装卸设施开展改造，新建油气回收装置和 VOCs 在线监控设施；中石油、中石化、中曼石油等针对储罐、装载、污水集输储存处置和生产工艺过程等环节建设适宜高效的 VOCs 治理设施，对采油作业区采出水罐、工艺池、卸油台、晾晒池等开展 VOCs 治理，加快更换装载方式。	本项目运营期采取的废气污染防治措施可有效减少有组织废气、无组织非甲烷总烃和 H <sub>2</sub> S 的排放，减轻对大气环境的影响。	符合
阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划	持续开展地下水环境状况调查评估，以傍河型地下水饮用水水源为重点，防范受污染河段对地下水造成污染。统筹区域地表水、地下水生态环境监管。加强化学品生产企业、工业聚集区、矿山开采区等污染源地表、地下协同防治与环境风险管控。划定地下水型饮用水水源补给区并强化保护措施，开展地下水污染防治重点区划定及污染风险管控。健全分级分类的地下水环境监测评价体系。实施水土环境风险协同防控。在地表水、地下水交互密切的典型地区开展污染综合防治试点。杜绝污水直接排水雨水管网，推进城镇污水管网全覆盖，落实土壤污染和地下水污染的协同防治，切实保障地下水生态环境安全。	运营期产生的废水依托二号、三号、四号联合站处理。废水均不向外环境排放；严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）“11.2.2 分区防控措施”相关要求进行分区防渗；制定完善的地下水监测计划；切实保障地下水生态环境安全	符合

		加强油气资源开发集中区域土壤环境风险管控。以塔里木油田、塔河油田等油气资源开发强度较大地区为重点，开展油气资源开发区域土壤环境质量专项调查，建立油气资源开发区域土壤污染清单，对列入土壤污染清单中的区域，编制风险管控方案。加强油气田废弃物的无害化处理和资源化利用，开展油气资源开发区域历史遗留污染场地治理，对历史遗留油泥坑进行专项排查，建立整治清单、制定治理与修复计划。	营运期固体废物主要为清管废渣，属于危险废物，由委托持有危险废物经营许可证的单位接收处置。	符合
《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》	天山南坡片区总体管控要求	重点做好塔里木盆地北缘荒漠化防治。加强荒漠植被及河岸荒漠林保护，规范油气勘探开发作业，建立油田和公路扰动区域工程与生物相结合的防风固沙体系，逐步形成生态屏障。	本项目地处塔里木盆地北缘，属于石油天然气开采项目，施工过程中严格控制施工占地，井场建设和管道敷设完成后，采取措施及时恢复临时占地，对施工作业带进行生态恢复，尽可能减少对区域生态的影响。	符合
		推进塔里木河流域用水结构调整，维护塔里木河、博斯腾湖基本生态用水。	本项目周边无地表水体，不会对河流水质产生影响。	符合
		加强塔里木河流域水环境风险管控。加大博斯腾湖污染源头达标排放治理和监督力度，实施博斯腾湖综合治理。	本项目已提出一系列环境风险防范措施及应急要求。	符合
《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划》		塔河油田持续开展技改增效、系统配套、节能和隐患治理工作。	本项目实施后，可有效增加开采效率，保证区域开采系统稳定运行。	符合
《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划环境影响报告书》及审查意见（新环审〔2022〕147号）		（一）严守生态保护红线，加强空间管控。坚持以习近平生态文明思想为指导，严守生态保护红线，严格维护区域主导生态功能，积极推动绿色发展，促进人与自然和谐共生。主动对接国土空间规划，进一步做好与“三线一单”生态环境分区管控方案、主体功能区划、生态功能区划等有关要求的有序衔接和细化分解，严格落实各项生态环境保护要求，协同推进石油天然气开发和生态环境保护相协调，切实维护区域生态系统的完整性和稳定性。	本项目不在生态保护红线范围内；本项目符合新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案、新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求及阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案相关要求；本项目严格落实生态保护措施	符合

		要求，与生态环境保护相协调，切实维护了区域生态系统的完整性和稳定性。	
	(二) 合理确定开发方案，优化开发布局。根据区域主体功能定位，结合区域资源环境特征、生态保护红线等相关管控要求，依据生态环境影响评价结果，进一步优化石油天然气开采规模、开发布局和建设时序。总结石油天然气开发过程对生态环境影响和保护经验，及时进行优化调整。	本项目符合西北油田分公司整体开发方案布局，项目建设进一步优化了石油天然气开采规模、开发布局和建设时序，及时对生态环境保护措施进行了优化调整。	符合
	(三) 严格生态环境保护，强化各类污染防治。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平。油气开采、输送、储存、净化等过程及非正常工况应加强挥发性有机物等污染物排放控制，确保满足区域环境空气质量要求。加强开采废水污染控制，涉及回注的应经处理满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329)等相关标准要求，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染。油气开采过程中产生的固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，合规处置。加强伴生气、落地油、采出水等回收利用，提高综合利用水平。	本项目废气主要为井场燃烧废气和无组织废气，采取密闭集输，定期巡检措施；废水主要为采出水及井下作业废水，采出水随采出液经集输管线输送至二号、三号、四号联合站处理，达标后回注地层，井下作业废水采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至塔河油田绿色环保站处理，废水均不向外环境排放；固废主要为落地油、废防渗材料，收集后委托持有危险废物经营许可证的单位接收处置。	符合
	(四) 加强生态环境系统治理，维护生态安全。坚持节约优先、保护优先、自然恢复为主，统筹推进山水林田湖草沙一体化保护和系统治理，守住自然生态安全边界。严格控制油气田开发扰动范围，加大生态治理力度，结合油气开采绿色矿山建设等相关要求，落实各项生态环境保护措施，保障区域生态功能不退化。油气开发应同步制定并落实生态保护和修复方案，综合考虑防沙治沙等相关要求，因地制宜开展生态恢复治理工作。	本项目同步制定并落实生态保护和修复方案；综合考虑了防沙治沙等相关要求；本项目已提出一系列生态环境保护措施。	符合
	(五) 加强油气开发事中事后环境管理。油气企业应切实落实生态环境保护	本项目环境管理由采油一厂、二厂和	符合

	主体责任，进一步健全生态环境管理和应急管理体系，确保各项生态环境保护措施落实到位。建立环境空气、水环境、土壤环境、生态等监测体系，开展长期跟踪监测。根据监测结果，及时优化开发方案，并采取有效的生态环境保护措施。	三厂负责，本项目日常环境管理工作纳入采油一厂、二厂和三厂现有QHSE管理体系，并长期开展跟踪监测，根据监测结果及时优化开发方案并采取有效的生态环境保护措施。	
--	---	--	--

根据表 3.7-2 的分析，本项目与新疆的相关规划协调一致。

### 3.8 选址选线合理性分析

本项目组成包括老井侧钻井 6 口，新钻井 1 口，新建单井集输管道 1.95km，掺稀管线 0.5km、燃料气管线 0.5km（掺稀管线和燃料气管线同沟敷设），以及配套的供电、自控、通信等工程。根据现场调查和资料搜集，工程区内不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园等自然保护地，不涉及生态保护红线。

#### （1）井场选址分析

本项目新钻井 1 口 TH103101 井井场占地土地类型主要为灌木林地。由于资源开发工程具有特定地域的特殊性，可研设计阶段已尽量减少占用国家二级公益林，选择植被相对稀疏地带，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，施工过程中尽量避开植物茂密区域。

#### （2）管线选线合理性分析

本项目新建至 10-3 计转站单井集输管道 1.95km，新建燃料气、掺稀管线同沟敷设，长度 0.5km。工程区地势平坦，没有不良工程地质区；远离河流无洪水威胁，远离人群居住区，管道临时占用灌木林地。工程区内不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园等自然保护地，不涉及生态保护红线。本次环评提出合理优化油气集输管线选线，避免选在植被茂密区域，尽可能依托现有油田道路进行管沟开挖，减少对原生地表植被的破坏。严格界定施工活动范围，尽可能缩小施工作业带宽度。本项目不存在环境制约地域和因素，项目选址选线基本合理。

#### （3）线路比选

新建 TH103101 井至 10-3 计转站进站管线，共 1.95km，沿线分布公益林较多。为尽可能减少管线占用公益林的面积，最大程度减少生态损失，现对 TH103101



井场至 10-3 计转站管线走向方案进行比选。该段有两条方案，两条方案均沿着已有管道的走向布设，两条线均有部分段涉及国家二级公益林无法避让，而方案 1（推荐线）占用公益林长度和面积更小，因此本次新建管线选用推荐线，具体比选见表 3.8-1。

表 3.8-1 新建管线路由环境因素比较表

线路名称		TH103101 井至 10-3 计转站进站管线	
		方案 1（推荐线）	方案 2（比较线）
长度（km）		1.97	1.95
生态	总用地面积（公顷）	1.18	1.17
	占公益林长度（km）	0.301	0.747
	占公益林面积（公顷）	0.18（国家二级公益林）	0.448（国家二级公益林）
	景观影响	较小	较大
	自然生态环境	较小	较大
环境噪声、空气		相当	相当
水环境		无	无

设计选址选线过程中，管线敷设尽量取直，考虑管线距离最短，尽量避免植被较丰富的区域，避免破坏荒漠植物，特别是柽柳；若不能避让柽柳，应当进行移植，并保证成活率。不得将沙生植被尤其是保护植物随意作为薪柴使用。

合理规划工程占地，严格控制工程占地面积，尽量避让植被较多的区域；对规划占地范围外的区域严禁机械及车辆进入、占用，禁止乱轧乱碾，避免破坏自然植被，造成土地松动。施工过程中严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区和生活区范围内活动，最大限度减少对荒漠植物生存环境的践踏破坏。若无法进行避让，需对保护植物进行移植保护。

综上，从公益林保护类型和项目开发占地上来看，项目占地范围内无固定集中的人群居住区，无自然保护区、无风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等敏感目标，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，尽量减少对保护植物的破坏，项目选址合理。

### 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。

根据《新疆维吾尔自治区生态保护红线划定方案》，本项目各类工程均不在生态保护红线内。

### （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，土壤环境质量井场建设用地执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值；站场外用地执行《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）标准；石油烃参照执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值。

本次评价调查显示，油气田开发产生的污染物主要包括 SO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub>、非甲烷总烃、H<sub>2</sub>S 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（2024 年本）》，将“常规石油、天然气勘探与开采”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。

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

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、环境风险防控和资源利用效率四个方面严格环境准入。

根据《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》（新政发〔2021〕18 号）、《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案方案》（阿行署发〔2021〕81 号）及 2023 年动态更新成果，将本项目与生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和生态环境准入清单相关要求对比分析，见表 3.9-1。

表 3.9-1 相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求		本项目	符合性
《关于印发<新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案>的通知》（新政发〔2021〕18 号）	生态保护红线	按照“生态功能不降低、面积不减少、性质不改变”的基本要求，对划定的生态保护红线实施严格管控，保障和维护国家生态安全的底线和生命线。	根据《新疆维吾尔自治区生态保护红线划定方案》，本项目选址不在生态保护红线范围内。	符合
	环境质量底线	全区水环境质量持续改善，受污染地表水体得到优先治理，饮用水安全保障水平持续提升，地下水超采得到严格控制，地下水水质保持稳定；全区环境空气质量有所提升，重污染天数持续减少，已达标城市环境空气质量保持稳定，未达标城市环境空气质量持续改善，沙尘影响严重地区做好防风固沙、生态环境保护修复等工作；全区土壤环境质量保持稳定，污染地块安全利用水平稳中有升，土壤环境风险得到进一步管控。	本项目运营期油气田开发产生的污染物主要包括 SO <sub>2</sub> 、NO <sub>x</sub> 、非甲烷总烃、H <sub>2</sub> S 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。	符合

	资源利用上线	强化节约集约利用，持续提升资源能源利用效率，水资源、土地资源、能源消耗等达到国家、自治区下达的总量和强度控制目标。加快区域低碳发展，积极推动乌鲁木齐市、昌吉市、伊宁市、和田市等 4 个国家级低碳试点城市发挥低碳试点示范和引领作用。	本项目生产过程中不用水，不会对区域水资源造成较大影响。	符合
	环境管控单元	自治区共划定 1323 个环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类，实施分类管控。以环境管控单元为基础，从空间布局约束、污染物排放管控、环境风险防控和资源利用效率四个方面严格环境准入。	本项目选址不在生态保护红线范围内，属于一般生态管控区。项目实施后通过采取有效的污染治理措施，不会对周围大气环境、水环境、声环境、土壤环境产生明显影响。	符合
《关于印发<阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案>的通知》（阿行署发〔2021〕81号）	生态保护红线	按照“生态功能不降低、面积不减少、性质不改变”的基本要求，对划定的生态保护红线实施严格管控，保障和维护地区生态安全的底线和生命线。	根据《新疆维吾尔自治区生态保护红线划定方案》，本项目选址不在生态保护红线范围内。	符合
	环境质量底线	水环境质量持续改善，河流水质优良断面比例保持稳定，饮用水安全保障水平提升，地下水水质保持良好；环境空气质量有所提升，重污染天数持续减少，持续做好防风固沙、生态环境保护修复等工作；土壤环境质量保持稳定，土壤环境风险得到进一步管控。	本项目运营期产生的废水依托二号联合站处理；本项目所在区域属于大气环境质量不达标区域，项目建设过程中将采取有效的防尘抑尘措施以及水土保持措施，废气排放涉及 VOCs 排放，报告中已提出相应措施；项目在正常状况下不会造成土壤环境质量恶化。	符合
	资源利用上线	推进低碳发展，强化节约集约利用，持续提升资源能源利用效率，水资源、土地资源、能源消耗等达到自治区下达的总量和强度控制目标。	本项目生产过程中不用水，不会对区域水资源造成较大影响；项目选址位于塔河油田，占地面积较小。	符合
	环境管控单元	阿克苏地区共划分 99 个环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元、一般管控单元三类，实施分类管控。以环境管控单元为基础，从空间布局约束、污染物排放管控、环境风险防控和资源利用效率四个方面严格生态环境准入。	本项目选址不在生态保护红线范围内，属于一般生态管控区。项目实施后通过采取有效的污染治理措施，不会对周围大气环境、水环境、声环境、土壤环境产生明显影响。	符合
	环境管控单元准入要求	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	对照《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，本项目属于“鼓励类”项目，符合国家的产业政策；对照《市场准入负	符合

(库车市一般管控单元 ZH65290230001)	<p>的活动。除法律规定的重点建设项目选址确实无法避让外,其他任何建设不得占用。</p> <p>3.对违反资源环境法律法规、规划,污染环境、破坏生态、乱采滥挖的露天矿山,依法整治;对污染治理不规范的露天矿山,依法责令停产整治,对拒不停产或擅自恢复生产的依法强制关闭;对责任主体灭失的露天矿山,要加强修复绿化、减尘抑尘。4.严格控制在优先保护类耕地集中区域新建土壤环境监管重点行业项目。</p>	<p>面清单》(2022年版),本项目不属于禁止准入类项目;项目不占用基本农田,项目建设符合主体功能区规划、国民经济规划等相关规划;本项目所在区域属于水土流失重点治理区,项目环评已针对施工期生态影响提出了针对性的生态保护措施,建设单位也已委托第三方单位编制水土保持方案报告。</p>	
	<p>污染物排放管控</p> <p>1.执行阿克苏地区总体管控要求中关于污染物排放管控的准入要求。</p> <p>2.强化畜禽养殖粪污资源化利用,提高畜禽粪污综合利用率,减少恶臭气体挥发排放。</p> <p>3.严格控制林地、草地、园地农药使用量,禁止使用高毒、高残留农药。4.加强农村生活垃圾的清运、收集、处置。严禁将城镇生活垃圾、污泥、工业废物直接用作肥料。5.鼓励和支持散养密集区实行畜禽粪污分户收集、集中处理。</p>	<p>本项目工程内容不涉及。</p>	符合
	<p>环境风险防控</p> <p>1.执行阿克苏地区总体管控要求中关于环境风险防控的准入要求。2.加强对矿山、油田等矿产资源开采影响区域内未利用地的环境监管,发现土壤污染问题的,要坚决查处,并及时督促有关单位采取有效防治措施消除或减轻污染。3.加强油(气)田勘探、开发、运行过程中及排放产生的废弃物对土壤的污染。开展油(气)资源开发区历史遗留污染场地治理。</p>	<p>本项目施工期及运营期产生的固体废物处置措施得当,地下水及土壤污染防治措施切实可行有效,正常情况下不会对土壤造成污染;采油一厂、采油二厂和采油三厂已制定突发环境事件应急预案,并已报生态环境主管部门备案。</p>	符合
	<p>资源利用效率</p> <p>1.执行阿克苏地区总体管控要求中关于资源利用效率的准入要求。2.全面推进秸秆综合利用,鼓励秸秆资源化、饲料化、肥料化利用,推动秸秆还田与离田收集。3.减少化肥农药使用量,增加有机肥使用量,逐步实现化肥农药使用量零增长。4.推进矿井水综合利用,煤矿废水全部处理达标后用于补充矿区生产用水和生态用水,加强洗煤</p>	<p>本项目生产过程中不用水。</p>	符合

	<p>废水循环利用。5.推广渠道防渗、管道输水、喷灌、微灌等节水灌溉技术，完善灌溉用水计量设施。推进规模化高效节水灌溉，推广农作物节水抗旱技术。建立灌区墒情测报网络，提高农业用水效率。</p>		
--	--	--	--

综上所述，根据《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》（新政发〔2021〕18号）、《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案方案》（阿行署发〔2021〕81号）及2023年动态更新成果，本项目位于库车市一般管控单元（环境管控单元编码：ZH65290230001）和沙雅县一般管控单元（环境管控单元编码：ZH65292430001），不涉及生态保护红线。本项目建设满足区域生态环境准入清单要求和一般管控单元的空间布局约束、污染物排放管控、环境风险防控和资源利用效率的要求，符合“三线一单”要求。

图 3.9-1 本项目在环境管控单元分布的位置图

## 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，本项目位于塔河油田 8 区、10 区、12 区、托甫台区块和跃进区块，隶属于中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油一厂、采油二厂和采油三厂管辖，行政区划隶属于阿克苏地区库车市和沙雅县。

沙雅县位于新疆西南部，阿克苏地区东偏南，处于塔里木盆地北部，渭干河绿洲平原的南端。地处\*之间，东西宽 180km，南北长 220km，总面积 31972.5km<sup>2</sup>。北接天山南缘的库车市和新和县，南辖塔克拉玛干沙漠的一部分，与和田地区的民丰、于田两县沙漠相连，西与阿克苏市毗邻，东南和巴州的且末县接壤。

库车市位于天山中段南部，塔里木盆地北缘，地处\*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<sup>2</sup>。

本项目位于沙雅县和库车市接壤的区域，由库车市东南角纵跨至沙雅县的东北部，中心地理坐标为东经\*，北纬\*，地理位置见图 4.1-1。

#### 4.1.2 地质构造

塔河油田构造位于塔里木盆地沙雅隆起中段阿克库勒凸起西南部，阿克苏凸起西部为哈拉哈塘凹陷，北部为雅克拉凸起，南部为顺托果勒隆起，东南部为满家尔拗陷，东部为草湖凹陷。

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东北向展布的大型鼻凸，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 水文与水文地质

#### 4.1.3.1 水文

##### (1) 地表水

区域内主要地表水体为英达里亚河和塔里木河，主要水体功能为灌溉。

英达里亚河：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，东支英达里亚河，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，英达里亚河现状主要功能为农业排水通道，同时也是渭干河的一条分支退洪河道，由于切割较深，在枯水期也是一条重要的地下水排泄通道。

塔里木河：塔里木河是我国最长的内陆河流，干流全长 1321km，位于天山以南，由塔里木盆地周边的叶尔羌河、喀什噶尔河、阿克苏河和孔雀河以及包括渭干河在内的 144 条河流汇集而成，流域总面积 102 万 km<sup>2</sup>，流域内 144 条大小河流的水资源总量为 429 亿 m<sup>3</sup>。

本项目距离英达里亚河最近距离为 15km，距离塔里木河最近距离为 5.2km。

##### (2) 地下水

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。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。

在塔里木河以南区域，在阿不干那及其以南约 11.5km 的地段内，包气带岩性主要为粉土和细砂，结构松散。包气带厚度约 2.8m-4.65m 左右，粉土的垂向渗透系数为 0.32m/d-0.85m/d，细砂的垂向渗透系数为 1.89m/d。再向南，在塔克拉玛干大沙漠北缘，包气带岩性主要为细砂、粉砂，结构松散。在沙丘分布地段，包气带厚度相对较大，约 3.27m-6.33m 左右；在垄间洼地，包气带厚度相对较小，约 1.3m-2.7m 左右。细砂、粉砂的垂向渗透系数为 1.23m/d~2.48m/d。地下水类型为第四系松散岩类孔隙潜水和双层-多层结构的第四系松散岩类孔隙潜水-承

压水。区域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。

#### 4.1.3.2 区域水文地质

##### (1) 区域地质概况

塔河油田区块在大地构造分区上属于塔里木地台北部向斜二级大地构造单元，三级构造单元属沙雅隆起。地表主要为第四系覆盖区，无基岩裸露，构造上相对比较稳定，只发育有隐伏背斜和断裂，隐伏背斜轴部在评价区内北部边缘，隐伏断裂延伸方向为近东西向。

##### (2) 地层岩性

调查区内地表覆盖有厚层第四系松散物，无基岩出露。第四系从北部到南部的塔里木河区域依次为冲洪积和冲积成因，岩性结构颗粒有由粗到细的变化特征。区域地层年代由老到新描述如下：

##### ①奥陶系（O）

奥陶系中下统分为蓬莱坝组（O<sub>1p</sub>）、鹰山组（O<sub>1-2y</sub>）和一间房组（O<sub>2yj</sub>）。蓬莱坝组（O<sub>1p</sub>）岩性为浅灰色白云岩、灰质白云岩和夹白云岩质灰岩；鹰山组（O<sub>1-2y</sub>）岩性以黄灰色泥晶灰岩为主，夹泥晶砂屑灰岩、白云质灰岩；一间房组（O<sub>2yj</sub>）岩性为黄灰色泥晶砂屑灰岩、亮晶鲕粒灰岩、泥晶灰岩和泥晶生物屑灰岩。

奥陶系上统分为恰尔巴克组（O<sub>3q</sub>）、良里塔格组（O<sub>3l</sub>）和桑塔木组（O<sub>3s</sub>）。恰尔巴克组（O<sub>3q</sub>）上部为灰、灰绿过渡为紫红色的瘤状灰岩，下部为浅灰、灰色含泥纹泥微晶灰岩；良里塔格组（O<sub>3l</sub>）为灰、灰白色藻灰岩、藻砾屑灰岩和生物屑灰岩微晶灰岩，灰岩多已重结晶含灰绿色泥质条纹；桑塔木组（O<sub>3s</sub>）有较多的碎屑岩沉积，岩石为灰绿、灰褐、深灰色泥岩、钙质泥岩和粉砂质泥岩组合。

##### ②志留系（S）

志留系下统分为柯坪塔格组（S<sub>1k</sub>）和塔塔埃尔塔格组（S<sub>1t</sub>）。柯坪塔格组（S<sub>1k</sub>）岩性为灰绿色、棕灰色泥岩、粉砂质泥岩和夹浅绿灰色岩屑石英砂岩；塔塔埃尔塔格组（S<sub>1t</sub>）为灰、灰黑、灰红、灰紫等杂色中-细粒岩屑砂岩，和夹浅灰色粉砂岩、灰绿色泥岩的含沥青质岩屑砂岩。志留系中上统为依木干他乌组

(S<sub>1-2y</sub>)，岩性为紫红、浅灰色泥质粉砂岩、细砾岩屑石英砂岩和紫红色粉砂质泥岩，下部为少量细砂岩。

### ③石炭系 (C)

石炭系下统为巴楚组 (C<sub>1b</sub>) 和卡拉沙依组 (C<sub>1kl</sub>)。巴楚组 (C<sub>1b</sub>) 顶部为双峰灰岩，岩性为黄灰色泥岩，中上部为一膏盐层，岩性为无色、红色盐岩夹灰、褐色盐质泥岩，下部为一套岩性为棕褐色泥岩、膏质泥岩，底部为一层砂砾岩层，岩性为灰色、杂色砾岩；卡拉沙依组 (C<sub>1kl</sub>) 上部为一大套泥岩，中部为砂泥岩互层段，下部为一大套泥岩。

### ④三叠系 (T)

三叠系下统柯吐尔组 (T<sub>1k</sub>)，为一大套泥岩夹细砂岩；中统阿克库勒组 (T<sub>2a</sub>)，上部以泥岩为主，夹有薄层砂岩，中部为砂泥岩互层，下部为厚层砂岩夹泥岩；上统哈拉哈塘组 (T<sub>3h</sub>)，上部为厚层深灰泥岩夹灰色细砂岩，下部为灰色细中砂岩、杂色砾岩夹灰色泥岩。

### ⑤白垩系 (K)

白垩系下统分为亚格列木组 (K<sub>1y</sub>)、舒善河组 (K<sub>1s</sub>)、巴西盖组 (K<sub>1b</sub>) 和巴基奇可组 (K<sub>1bj</sub>)。亚格列木组 (K<sub>1y</sub>) 为浅紫色砂岩、含砾砂岩互层，舒善河组 (K<sub>1s</sub>) 为泥岩、粉砂岩互层，巴西盖组 (K<sub>1b</sub>) 为含砾中、细砂岩，巴基奇可组 (K<sub>1bj</sub>) 分为砂岩夹泥岩段和砾岩段。

### ⑥下第三系 (E)

下第三系分为库姆格列木组 (E<sub>1-2km</sub>) 和苏维依组 (E<sub>1s</sub>)，库姆格列木组 (E<sub>1-2km</sub>) 上段为粉质泥岩、泥岩互层，下段为中砂岩、细砂岩；苏维依组 (E<sub>1s</sub>) 上段为泥岩、砂质泥岩和粉砂岩夹膏泥，下段为细砂、含砾中细砂泥岩、细砾砂岩夹泥岩。

### ⑦上第三系 (N)

上第三系中新统分为吉迪克组 (N<sub>1j</sub>) 和康村组 (N<sub>1k</sub>)。吉迪克组 (N<sub>1j</sub>) 分为蓝灰色泥岩段和泥膏岩段。康村组 (N<sub>1k</sub>) 分为棕、棕褐色泥岩段，粉砂质泥岩与棕灰、浅灰色细砂岩、粉砂岩互层段。上新统分为库车组 (N<sub>2k</sub>) 和西域组 (N<sub>2x</sub>)。库车组 (N<sub>2k</sub>) 上段为泥岩夹砾岩段，下段为砂岩泥岩段；西域组 (N<sub>2x</sub>) 为深灰色砾岩。

### ⑧第四系 (Q)

第四系包括上更新统冲洪积层（ $Q_3^{ap1}$ ）和全新统冲积层（ $Q_4^{al}$ ）。上更新统冲洪积层（ $Q_3^{ap1}$ ）广泛分布于调查区内，岩性主要为粉质粘土、粉土和细砂，最厚可达400m。全新统冲积层（ $Q_4^{al}$ ）主要分布于调查区南部塔里木河河床中，呈条带状分布，岩性主要为细砂、粉土和粉质粘土，厚度1至数十米。

### （3）含（隔）水层结构及其分布特征

调查区内地下水以多层潜水-承压水含水层结构为主，在塔里木河南岸分布为单一结构潜水。整体来看，从北向南第四系有含水层由厚变薄，颗粒由粗变细的规律性变化。

塔里木河北岸为多层潜水-承压水含水层结构。潜水含水层岩性为细砂，渗透系数一般小于5m/d，水位埋深一般2.5~9m，含水层厚度10~30m，单井涌水量100~1000m<sup>3</sup>/d，富水性中等。承压水含水层岩性为中细砂、细砂，地下水渗透系数一般小于10m/d，100m钻孔揭露的含水层厚度为20~30m，单井涌水量100~1000m<sup>3</sup>/d，富水性中等。

潜水含水层与承压含水层之间存在厚2~5m的粉质粘土，构成区域稳定隔水层，此外承压含水层内部存在多层粉质粘土，也构成各含水层间隔水层。塔里木河南岸为单层潜水结构，含水层岩性为粉细砂、粉土，其上河网纵横交错，地下水埋深3~10m，富水性中等，单井涌水量100~1000m<sup>3</sup>/d。

## 4.1.4 气候、气象

库车市地处暖温带，热量丰富，气候干燥，降水稀少，夏季炎热，冬季干冷，年温差和日温差都很大，属暖温带大陆性干旱气候。据库车市气象站近20年观测资料统计，主要常规气象要素统计资料见表4.1-1。

表 4.1-1 库车市主要气候要素一览表

序号	项目	统计结果	序号	项目	统计结果
1	年平均气温	11.1℃	6	多年平均风速	1.8m/s
2	极端最高气温	40.8℃	7	年日照时数	2863.7h
3	极端最低气温	-23.7℃	8	年最大降雨量	145.7mm
4	年平均相对湿度	51%	9	年平均降雨量	82.2mm
5	年最多风向及频率	N/15.9%	10	平均年蒸发量	2012.3mm

沙雅县所在区域属暖温带沙漠边缘气候区，北受拜城、库车等邻县荒漠沙地的影响及南部塔克拉玛干大沙漠的影响较大，区域内日照充足，热量充沛，降水

稀少，气候干燥，昼夜温差大，风沙较多，常年主风向为东北风。气象资料见表 4.1-2。

表 4.1-2 沙雅县主要气候要素一览表

序号	项目	统计结果	序号	项目	统计结果
1	年平均气温	12.5°C	6	年平均蒸发量	2044.6mm
2	极端最高气温	41.2°C	7	年最大冻土深度	0.77m
3	极端最低气温	-24.2°C	8	年平均相对湿度	49%
4	年平均相对湿度	47.3mm	9	多年平均风速	1.4m/s
5	年最多风向及频率	956.5hPa	-	-	-

#### 4.1.5 土壤、植被及野生动物分布

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，评价区土壤类型主要有评价区土壤类型主要以林灌草甸土、草甸土、风沙土为主。本项目部分位于沙漠腹地，区域气候极端干旱，植被极为稀疏，土壤发育较差，类型较为简单，广大地区为风沙土所覆盖。

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。自然植被主要有荒漠类型的灌木、低河漫滩盐化草甸，植物种类包括柽柳科（多枝柽柳、刚毛柽柳等）、菊科（花花柴等）、豆科（疏叶骆驼刺）、蓼科（盐穗木）等。

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 环境空气质量现状调查与评价

### 4.2.1 区域大气环境质量达标判定

本项目地处阿克苏地区库车市和沙雅县，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）对环境质量现状数据的要求，空气质量现状主要指标包括：细颗粒物（PM<sub>2.5</sub>）、二氧化硫（SO<sub>2</sub>）、二氧化氮（NO<sub>2</sub>）、可吸入颗粒物（PM<sub>10</sub>）、一氧化碳（CO）、臭氧（O<sub>3</sub>）。

本次评价采用阿克苏地区行政公署发布的《2022 年阿克苏地区各县（市）环境空气质量状况公示报告》中库车市的监测数据，2022 年沙雅县气象局例行

监测点的监测数据，作为环境空气现状评价基本污染物 SO<sub>2</sub>、NO<sub>2</sub>、CO、O<sub>3</sub>、PM<sub>10</sub> 和 PM<sub>2.5</sub> 的数据来源。空气质量达标区判定结果见表 4.2-1 和 4.2-2。

表 4.2-1 库车市基本污染物环境空气质量现状评价一览表

评价因子	年评价指标	现状浓度	标准限值	占标率%	达标情况
		μg/m <sup>3</sup>	μg/m <sup>3</sup>		
SO <sub>2</sub>	年平均	11	60	18.3	达标
NO <sub>2</sub>	年平均	22	40	55.0	达标
CO	第 95 百分位数日平均	1100	4000	27.5	达标
O <sub>3</sub>	第 90 百分位数日平均	97	160	60.6	达标
PM <sub>2.5</sub>	年平均	58	35	165.7	超标
PM <sub>10</sub>	年平均	143	70	204.3	超标

表 4.2-2 沙雅县基本污染物环境空气质量现状评价一览表

评价因子	年评价指标	现状浓度	标准限值	占标率%	达标情况
		μg/m <sup>3</sup>	μg/m <sup>3</sup>		
SO <sub>2</sub>	年平均	6	60	10	达标
NO <sub>2</sub>	年平均	28	40	70	达标
CO	第 95 百分位数日平均	900	4000	22.5	达标
O <sub>3</sub>	第 90 百分位数日平均	105	160	65.625	达标
PM <sub>2.5</sub>	年平均	52	35	148.571	超标
PM <sub>10</sub>	年平均	226	70	322.857	超标

由上表可知：2022 年项目所在地库车市和沙雅县 SO<sub>2</sub>、NO<sub>2</sub> 年平均浓度及 CO、O<sub>3</sub> 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<sub>2.5</sub>、PM<sub>10</sub> 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。根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）区域达标判断标准，本项目所在区域环境空气质量属于不达标区。

#### 4.2.2 特征因子补充监测

##### （1）调查方法

大气环境现状调查采用搜集资料法和现场监测法。

##### （2）监测点位

本次环评引用 2023 年 7 月编制《塔河油田四号联合站原油系统能力提升工程环境影响报告书》中的 1 个大气监测点监测报告数据；2022 年 3 月编制《塔河油田跃进区块奥陶系油藏 YJ3-1XC 井区 2022 年产能建设项目环境影响报告书》中的 1 个大气监测点监测报告数据。按照《环境影响评价技术导则 大气环境》

(HJ2.2-2018)，结合项目所在区域地形特点以及当地气象特征，在项目区下风向 1km 处布置 1 个监测点位对区域环境空气质量现状进行补充监测，监测因子为非甲烷总烃、硫化氢。监测单位为新疆广宇众联环境监测有限公司。本次环评引用点位 2 个点位，实测 1 个点位。监测点位基本信息见表 4.2-3。监测点位见图 4.2-1。

表 4.2-3 监测点位基本信息 单位：mg/m<sup>3</sup>

序号	监测点位名称	地理坐标	与本项目位置关系	监测因子	监测时间	监测单位
1	TP45CH(实测数据)	*	项目区下风向	非甲烷总烃、H <sub>2</sub> S	2024年6月23日-6月29日	新疆广宇众联环境监测有限公司
2	四号联合站(引用数据)	*	项目区上风向		2023年5月31日-6月3日	新疆齐新环境服务有限公司
3	YJ3-6XC(引用数据)	*	项目区下风向		2022年3月6日-3月12日	新疆新环监测检测研究院(有限公司)

### (3) 监测因子

监测项目：硫化氢、非甲烷总烃。

### (4) 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/m<sup>3</sup>，H<sub>2</sub>S 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/m<sup>3</sup>) 的浓度限值要求。

### (5) 评价方法

采用质量浓度占标率法，计算公式为：

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

式中：P<sub>i</sub>——第 i 个污染物的最大占标百分比，%；

C<sub>i</sub>——第 i 个污染物监测浓度，μg/m<sup>3</sup>；

C<sub>oi</sub>——第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准，μg/m<sup>3</sup>。

### (6) 评价结果

监测及评价结果见表 4.2-4。

表 4.2-4 非甲烷总烃、H<sub>2</sub>S 监测评价结果表：mg/m<sup>3</sup>

监测点	污染物	非甲烷总烃	硫化氢
TP45CH	浓度范围 (mg/m <sup>3</sup> )	0.22~0.28	<0.005

(项目区下风向)	评价标准 (mg/m <sup>3</sup> )	2.0	0.01
	最大占标率 (%)	14	<50
	超标率 (%)	0	0
	达标情况	达标	达标
四号联合站 (项目区上风向)	浓度范围 (mg/m <sup>3</sup> )	0.4~0.73	<0.005
	评价标准 (mg/m <sup>3</sup> )	2.0	0.01
	最大占标率 (%)	36.5	<50
	超标率 (%)	0	0
	达标情况	达标	达标
YJ3-6XC (项目区下风向)	浓度范围 (mg/m <sup>3</sup> )	0.57~0.72	<0.005
	评价标准 (mg/m <sup>3</sup> )	2.0	0.01
	最大占标率 (%)	36	<50
	超标率 (%)	0	0
	达标情况	达标	达标

从上表可以看出, 本项目区域特征污染物 H<sub>2</sub>S 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/m<sup>3</sup>) 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/m<sup>3</sup> 要求; 各监测点与油田开发活动相关的特征污染物 H<sub>2</sub>S、非甲烷总烃均达标。

### 4.3 水环境现状调查与评价

#### 4.3.1 地表水环境现状调查与分析

本项目不涉及地表水体。因此, 本评价不进行地表水环境质量现状评价, 仅对地下水进行评价。

#### 4.3.2 地下水环境现状调查与分析

##### (1) 调查方法

地下水环境现状调查采用搜集资料法。

##### (2) 监测点位

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016), 本次评价监测点位共有 8 个, 均为引用点位。引用《采油二厂注水支干线隐患治理工程》中 TH12303、12-1 站南侧机井、12-12 计转站南侧机井的监测数据; 《塔河油田四号联合站原油系统能力提升工程》中 S3、S4 井的监测数据; 《塔河油田 12 区 2024 年产能建设项目》中 1#井的监测数据; 《塔河油田奥陶系油藏 2024 年第三期侧钻方案》中 YJ-1、YJ-2 井的监测数据。8 个监测点中, 有 7 个为潜水含水



层监测点，1 个为承压水含水层监测点，具体监测点位见图 4.2-1，各监测点设置情况及基本信息见表 4.3-1，可满足监测要求。

表 4.3-1 地下水监测点设置情况一览表

序号	点位	监测层位	与本项目位置关系	水位埋深 m	井深 m	监测时间	监测单位
1	TH12303	潜水	TH103101 西北侧 11km，上游	5.19	30	2022 年 12 月	新疆广宇众联 环境监测有限 公司
2	12-1 站南侧 机井	潜水	TP149CH 北侧 12km，上游	6.74	100		
3	12-12 计转 站南侧机井	潜水	TH103101 北侧 8km，下游	6.95	100		
4	S4	承压水	S85CH2 西侧 8km，下游	5.36	100	2023 年 6 月	新疆齐新环境 服务有限公司
5	S3	潜水	TH121107CH2 西侧 6km，下游	4.56	30		
6	1#	潜水	TH103101 西南侧 16km，下游	6.4	41	2023 年 11 月	新疆广宇众联 环境监测有限 公司
7	YJ-1	潜水	YJ1-6CH 北侧 2.5km，上游	/	/	2024 年 3 月	新疆广宇众联 环境监测有限 公司
8	YJ-2	潜水	YJ1-6CH 东北侧 4.8km，上游	/	/		

### (3) 监测项目

#### ①监测项目

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本次评价的监测项目包括：pH、水位埋深、井深、 $K^+$ 、 $Na^+$ 、 $Ca^{2+}$ 、 $Mg^{2+}$ 、 $CO_3^{2-}$ 、 $HCO_3^-$ 、 $Cl^-$ 、 $SO_4^{2-}$ 、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、六价铬、总硬度、铅、氟、镉、铁、锰、溶解性总固体、高锰酸盐指数、总大肠菌群、细菌总数、石油类、硫化物等。特征因子：挥发性酚类、石油类。

#### ②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) 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。

#### (5) 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：

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

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

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。

#### (6) 评价结果

项目区地下水监测及评价结果详见表 4.3-2 至表 4.3-4。从表 4.3-2 至 4.3-4 可以看出，根据监测结果可知，各监测点的水质较差，总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、钠、氨氮、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。

根据地下水离子检测结果，评价区地下水阴离子以  $Cl^-$ 、 $SO_4^{2-}$  为主，阳离子以  $Na^+$  为主，水化学类型主要以  $Cl \cdot SO_4 - Na$  型为主。

表 4.3-2 地下水水质现状监测及评价结果

序号	检测项目	单位	监测及评价结果										标准限值 (III 类)
			TH12303		12-1 站南侧机井		12-12 计转站南侧机井		S3		S4		
			监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	Pi	监测值	Pi	
1	pH 值	无量纲	7.6	0.4	8.0	0.67	7.9	0.6	8	0.67	8.1	0.73	6.5~8.5
2	氨氮	mg/L	0.085	0.17	0.171	0.342	0.271	0.542	0.057	0.114	0.03	0.06	0.5
3	亚硝酸盐氮	mg/L	<0.003	<0.003	<0.003	<0.003	<0.003	<0.003	0.002	0.002	0.014	0.014	1
4	硝酸盐氮	mg/L	<0.08	<0.004	<0.08	<0.004	0.16	0.008	<0.2	<0.01	<0.2	<0.01	20
5	氰化物	mg/L	<0.002	<0.04	<0.002	<0.04	<0.002	<0.04	<0.002	<0.04	<0.002	<0.04	0.05
6	挥发酚	mg/L	<0.0003	<0.15	<0.0003	<0.15	<0.0003	<0.15	<0.0003	<0.15	<0.0003	<0.15	0.002
7	汞	mg/L	<4×10 <sup>-5</sup>	<0.04	<4×10 <sup>-5</sup>	<0.04	<4×10 <sup>-5</sup>	<0.04	0.00009	0.09	0.00008	0.08	0.001
8	砷	mg/L	<3×10 <sup>-4</sup>	<0.03	3.2×10 <sup>-3</sup>	0.32	9.7×10 <sup>-3</sup>	0.97	<0.0003	0.03	0.0014	0.14	0.01
9	铬(六价)	mg/L	<0.004	<0.08	<0.004	<0.08	<0.004	<0.08	<0.004	<0.08	<0.004	<0.08	0.05
10	总硬度	mg/L	<b>6.15×10<sup>3</sup></b>	<b>13.667</b>	432	0.960	87	0.193	<b>4.82×10<sup>3</sup></b>	<b>10.71</b>	56	0.124	450
11	铅	mg/L	4.0×10 <sup>-3</sup>	0.4	5.1×10 <sup>-3</sup>	0.51	5.2×10 <sup>-3</sup>	0.52	<0.0025	<0.25	<0.0025	<0.25	0.01
12	氟化物	mg/L	0.58	0.58	0.44	0.44	0.50	0.5	0.6	0.6	0.4	0.4	1.0
13	镉	MPN/L	1.0×10 <sup>-3</sup>	0.2	9×10 <sup>-4</sup>	0.18	8×10 <sup>-4</sup>	0.16	<0.004	<0.8	<0.004	<0.8	0.005
14	铁	CFU/ml	0.06	0.2	0.05	0.167	0.20	0.667	0.007	<0.023	<0.005	<0.0167	0.3
15	锰	mg/L	<b>0.64</b>	<b>6.4</b>	0.03	0.3	<0.01	<0.1	<0.01	0.1	<0.01	<0.1	0.1
16	溶解性总固体	mg/L	<b>1.66×10<sup>4</sup></b>	<b>16.6</b>	<b>1.10×10<sup>3</sup></b>	<b>1.1</b>	514	0.514	<b>1.51×10<sup>4</sup></b>	<b>1.51</b>	266	0.266	1000
17	耗氧量	mg/L	0.82	0.273	0.49	0.163	0.80	0.267	2.86	0.953	2.18	0.727	3.0
18	硫酸根(硫酸盐)	mg/L	<b>4.29×10<sup>3</sup></b>	<b>17.16</b>	<b>341</b>	<b>1.364</b>	167	0.668	<b>2.40×10<sup>3</sup></b>	<b>9.6</b>	71.4	0.2856	250

19	氯离子（氯化物）	mg/L	7.75×10 <sup>3</sup>	31	420	1.68	144	0.576	6.24×10 <sup>3</sup>	24.96	46.6	0.1864	250
20	总大肠菌群	CFU/100mL	0	-	0	-	0	-	<2	<0.667	<2	<0.667	3.0
21	细菌总数	CFU/mL	76	0.76	64	0.64	58	0.58	80	0.8	20	0.2	100
22	硫化物	mg/L	<0.01	<0.5	<0.01	<0.5	<0.01	<0.5	<0.003	<0.015	<0.003	<0.015	0.02
23	石油类	mg/L	<0.01	<0.2	<0.01	<0.2	<0.01	<0.2	0.04	0.8	0.02	0.4	0.05

表 4.3-3 地下水水质现状监测及评价结果

序号	检测项目	单位	监测及评价结果						标准限值（III类）
			1#		YJ-1		YJ-2		
			监测值	Pi	监测值	标准指数	监测值	标准指数	
1	pH 值	无量纲	7.8	0.53	7.8	0.53	7.7	0.47	6.5~8.5
2	氨氮	mg/L	0.03	0.06	0.034	0.07	0.040	0.08	0.5
3	亚硝酸盐氮	mg/L	0.003L	0.003	0.003L	<0.003L	0.003L	<0.003L	1
4	硝酸盐氮	mg/L	0.19	0.0095	0.22	0.01	2.36	0.12	20
5	氰化物	mg/L	0.002L	0.04	0.002L	/	0.002L	/	0.05
6	挥发酚	mg/L	0.0003L	0.15	0.0003L	/	0.0003L	/	0.002
7	汞	mg/L	4×10 <sup>-5</sup> L	0.04	4×10 <sup>-5</sup> L	/	4×10 <sup>-5</sup> L	/	0.001
8	砷	mg/L	6.8×10 <sup>-3</sup>	0.68	2.8×10 <sup>-3</sup> L	/	9×10 <sup>-4</sup>	/	0.01
9	铬（六价）	mg/L	0.004L	0.08	0.004L	/	0.004L	/	0.05
10	总硬度	mg/L	104	0.231	3.04×10 <sup>3</sup>	6.76	1.41×10 <sup>3</sup>	3.13	450
11	铅	mg/L	5.3×10 <sup>-3</sup>	0.53	2.5×10 <sup>-3</sup> L	/	2.5×10 <sup>-3</sup> L	/	0.01
12	氟化物	mg/L	0.52	0.52	2.61	2.61	1.03	1.03	1.0
13	镉	MPN/L	6×10 <sup>-4</sup>	0.12	5×10 <sup>-4</sup> L	/	5×10 <sup>-4</sup> L	/	0.005
14	铁	CFU/ml	0.03L	0.1	0.06	0.20	0.03L	-	0.3

15	锰	mg/L	0.01	0.1	0.01L	/	0.01L	/	0.1
16	溶解性总固体	mg/L	427	0.427	$8.87 \times 10^3$	<b>8.87</b>	$4.01 \times 10^3$	<b>4.01</b>	1000
17	耗氧量	mg/L	0.61	0.203	/	-	/	-	3.0
18	硫酸根(硫酸盐)	mg/L	157	0.628	$2.96 \times 10^3$	<b>11.84</b>	$1.14 \times 10^3$	<b>4.56</b>	250
19	氯离子(氯化物)	mg/L	76.4	0.3056	$2.72 \times 10^3$	<b>10.88</b>	$1.26 \times 10^3$	<b>5.04</b>	250
20	总大肠菌群	CFU/100mL	0	0	0	-	0	-	3.0
21	细菌总数	CFU/mL	未检出	-	36	0.36	26	0.26	100
22	硫化物	mg/L	0.003L	0.015	0.003L	/	0.003L	/	0.02
23	石油类	mg/L	0.01L	/	0.01L	/	0.01L	/	0.05

表 4.3-4 地下水检测分析因子分析结果一览表

项目		TH12303	12-1 站 南侧机井	12-12 计转站南侧 机井	S3	S4	1#	YJ-1	YJ-2
监测值 (mg/L)	K <sup>+</sup>	31	3.4	7.41	79.3	1.67	1.04	41.6	40.3
	Na <sup>+</sup>	3760	237	157	4153	70	94.70	2180	1020
	Ca <sup>2+</sup>	814	139	19.8	525	12	29.90	393	259
	Mg <sup>2+</sup>	1020	27.3	8.6	780	6.3	6.82	494	202
	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	<1	<1	<1	31	0	0	0	0
	HCO <sub>3</sub> <sup>3-</sup>	41	77	77	99	75	120.00	271	255
	Cl <sup>-</sup>	7750	420	144	6240	46.6	76.40	2730	1260
	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	4290	341	167	2400	71.4	157.00	2960	1140

毫克当量浓度 (meq/l)	K <sup>+</sup>	0.79	0.09	0.19	2.033	0.043	0.03	61.36	60.75
	Na <sup>+</sup>	163.48	10.30	6.83	180.57	3.04	4.12		
	Ca <sup>2+</sup>	40.70	6.95	0.99	26.2	0.6	1.49	12.48	17.07
	Mg <sup>2+</sup>	85.00	2.28	0.72	64.17	0.52	0.56	26.15	22.18
	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	0.03	0.03	0.03	0.52	0	0	0.00	0.00
	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	0.67	1.26	1.26	1.62	1.23	1.97	3.11	6.59
	Cl <sup>-</sup>	218.31	11.83	4.06	176.02	1.31	2.16	53.77	55.96
	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	89.38	7.10	3.48	49.97	1.49	3.27	43.12	37.45

图 4.2-1 本项目环境质量现状监测点位图

## 4.4 土壤环境现状调查与评价

### 4.4.1 土壤类型及分布

根据遥感影像图、土壤类型图、《新疆土壤》及现场踏勘结果，项目分布在塔里木河北岸，项目区土壤类型较为简单，主要以风沙土为主，东部及南部零星分布有草甸土、林灌草甸土，东南部分布有风沙土。评价区土壤类型见图 4.4-1。

#### (1) 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，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。地表植被以柽柳为主，植被盖度 10~20%。

#### (2) 草甸土

草甸土主要分布在项目区东部及南部，主要是盐化草甸土亚类。盐化草甸土是由地下水直接参与，在其上发育草甸植被并产生一定生物积累过程的半水成土壤。地下水埋深一般在 1~3m，矿化度 1~3g/l，土壤受地下水浸润。草甸植被发育良好，但类型简单，多见芨芨草和芦苇。盐化草甸土盐分表聚性强，常有 0.5~1.0cm 的盐结皮。

#### (3) 林灌草甸土

林灌草甸土其典型剖面特征是：表层有厚 4~5cm 的枯枝落叶层，以下为厚 10~15cm 的粗腐殖质层，颜色多呈暗灰棕色，该层下部与下层过渡处有时可以看到白色盐结晶，再下为腐殖质层，厚度不大，一般为 10cm 左右，颜色呈暗灰棕带褐，多有白色盐分，腐殖质层下的过渡层不明显，厚度更小，已具有弱潜育特征。

### 4.4.2 土壤理化特性调查

本项目为生态影响型和污染影响型项目，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。取样点位为项目本项目附近土壤表层样（0-0.2m）。分析结果如表 4.4-1 所示。



表 4.4-1 土壤理化性质表

点号	TH121107CH2 井场	TP45CH 井场	12-4 计转站注水管线 终点附近（引用）
经纬度	*	*	*
层次	表层	表层	表层
现场记录	颜色	浅黄色	黄棕色
	结构	疏粒状	疏粒状
	质地	砂壤土	砂土
	砂砾含量	10	15
	其他异物	无	无
实验室测定	pH 值	8.16	8.39
	阳离子交换量	0.9cmol <sup>+</sup> /kg	0.8cmol <sup>+</sup> /kg
	氧化还原电位	422mV	385mV
	饱和导水率	2.01mm/min	2.26mm/min
	土壤容重	1.1 g/cm <sup>3</sup>	1.1 g/cm <sup>3</sup>
	孔隙度	58 %	58 %
	含水率	1.5%	0.4%

表 4.4-2 土体构型（土壤剖面）表

#### 4.4.3 土壤环境质量现状监测与评价

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），工程所在区域属于土壤盐化地区，本项目类别同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑。根据项目位置和 HJ964-2018 布点要求，本次评价监测点位共有 16 个，引用点位 3 个点位，实测 13 个点位。本评价在占地范围内设置 5 个表层样和 4 个柱状样，占地范围外设置 4 个表层样；土壤类型为风沙土、草甸土、林灌草甸土。土壤监测布点符合 HJ964-2018、HJ349-2023 中污染影响型和生态影响型项目布点要求

根据项目区域土壤类型的特点，以及土地利用方式，分为建设用地区和农用地进行评价。本次评价土壤检测委托新疆广宇众联环境监测有限公司对土壤环境质量现状进行了监测，监测时间为 2024 年 6 月。监测点位图见图 4.2-1。

表 4.4-3 监测点位基本信息 单位：mg/m<sup>3</sup>

序号	监测点位名称	地理坐标	与本项目位置关系	监测因子	监测时间	监测单位
1	YJ1-6CH	*	本项目占地范围内	石油烃、全盐量	2024 年 6 月 23 日-7 月 3 日	新疆 广宇 众联 环境 监测 有限 公司
2	TP45CH	*	本项目占地范围内			
3	T810CH3	*	本项目占地范围内			
4	S85CH2	*	本项目占地范围内			
5	TH121107 CH2	*	本项目占地范围内			
6	TP45CH	*	本项目占地范围内	pH 值、砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、全盐量、挥发性有机物、半挥发性有机物、石油烃、全盐量		
7	T810CH3	*	本项目占地范围内			
8	S85CH2	*	本项目占地范围内	石油烃、全盐量		
9	TH121107 CH2	*	本项目占地范围内			
10	TH121107 CH2	*	本项目占地范围外 50m 内			
11	T810CH3	*	本项目占地范围外 50m 内			
12	T810CH3	*	本项目占地范围外 50m 内	石油烃、全盐量		
13	TP45CH	*	本项目占地范围外 50m 内			
14	YJ1-9CH (引用数据)	*	本项目占地范围外 50m 内	pH 值、全盐量、石油烃		

					23 日-3 月 29 日	环境 监测 有限 公司
15	12-4计转 站（引用 数据）	*	本项目占地范围外 50m 内	pH、镉、汞、砷、铅、 铬、铜、镍、锌、全盐 量、石油烃	2024 年 1 月 31 日-2 月 20 日	新疆 广宇 众联 环境 监测 有限 公司
16	YJ1-9CH （引用数 据）	*	本项目占地范围外 50m 内		2024 年 3 月 23 日-3 月 29 日	新疆 广宇 众联 环境 监测 有限 公司

## ①建设用地（占地范围内）

监测布点：在 YJ1-6CH（T1，林灌草甸土）、TP45CH（T2，林灌草甸土）、T810CH3（T3，草甸土）、S85CH2（T4，风沙土）、TH121107CH2（T5，草甸土）布设 5 个表层样；在 TP45CH（T6，林灌草甸土）、T810CH3（T7，草甸土）、S85CH2（T8，风沙土）、TH121107CH2（T9，草甸土）布设 4 个柱状样。

引用数据：YJ1-6CH（T10，林灌草甸土）引用 1 个柱状样。

检测项目：pH、土壤盐分含量、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，1,1,1,2-四氯乙烷，四氯乙烯，1,1,1-三氯乙烷，1,1,2-三氯乙烷，三氯乙烯，1,2,3-三氯丙烷，氯乙烯，苯，氯苯，1,2-二氯苯，1,4-二氯苯，乙苯，苯乙烯，甲苯，间二甲苯+对二甲苯，邻二甲苯，硝基苯，苯胺，2-氯酚，苯并（a）蒽，苯并（a）芘，苯并（b）荧蒽，苯并（k）荧蒽，蒽，二苯并（a,h）蒽，茚并（1,2,3-cd）芘、萘、石油烃等共计 48 项因子。其余监测点测 pH、土壤盐分含量、特征因子石油烃。

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、表 4.2-11。

监测结果与评价：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（占地范围外）

监测布点：T810CH3（T11，草甸土）、T810CH3（T12，草甸土）、TP45CH（T13，林灌草甸土）、TH121107CH2（T14，草甸土）外 50m 范围内各布设 1 个监测点。

引用数据：YJ1-9CH（T15，林灌草甸土）、12-4 计转站（T16，风沙土）引用 2 个表层样。

检测项目：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃、土壤盐分含量共计 11 项因子。

监测单位：新疆广宇众联环境监测有限公司，监测时间 2024 年 6 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。

监测结果与评价：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）》（GB15618-2018）中“表.1 农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）”的 pH>7.5 所列标准；土壤中石油烃含量较低，满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求。

## ③土壤盐化、酸化、碱化分析

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 D 土壤盐化、酸化、碱化分级标准，判定评价区土壤酸化、碱化和盐化情况，见表 4.2-13。

表 4.2-13 土壤盐化、酸化、碱化分析表

检测点位	土壤盐化			土壤酸化、碱化		
	土壤含盐量 (SSC) / (g/kg)	土壤盐化分级标准	土壤盐化分析结果	pH 值	分级标准	酸化、碱化分析结果
T810CH3	2.3	$2 \leq \text{SSC} < 3$	轻度盐化	8.06	$8.5 \leq \text{pH} < 9.0$	轻度碱化
S85CH2	3.4	$3 \leq \text{SSC} < 5$	中度盐化	8.33	$8.5 \leq \text{pH} < 9.0$	轻度碱化
TH121107CH2	1.9	$\text{SSC} < 2$	未盐化	8.16	$8.5 \leq \text{pH} < 9.0$	轻度碱化
TP45CH	4.3	$3 \leq \text{SSC} < 5$	中度盐化	8.02	$8.5 \leq \text{pH} < 9.0$	轻度碱化
YJ1-6CH	2.6	$2 \leq \text{SSC} < 3$	轻度盐化	8.42	$8.5 \leq \text{pH} < 9.0$	轻度碱化

项目区土壤包含未盐化区、轻度盐化区和中度盐化区，轻度碱化。

表 4.4-4 建设用地土壤环境质量评价 (单位: 石油烃 mg/kg)

检测项目	筛选值 (第二类 用地)	T1		T2		T3	
		0~0.2m		0~0.2m		0~0.2m	
		监测数据	Pi	监测数据	Pi	监测数据	Pi
石油烃	4500	<6	<0.0013	54	<0.0013	50	<0.0013
检测项目	筛选值 (第二类 用地)	T4		T5		T10	
		0~0.2m		0~0.2m		0~0.2m	
		监测数据	Pi	监测数据	Pi	监测数据	Pi
石油烃	4500	<6	<0.0013	<6	<0.0013	<6	<0.0013
检测项目	筛选值 (第二类 用地)	T6					
		0~0.5m		0.5~1.5m		1.5~3m	
		监测数据	Pi	监测数据	Pi	监测数据	Pi
石油烃	4500	<6	<0.0013	<6	<0.0013	<6	<0.0013
检测项目	筛选值 (第二类 用地)	T7					
		0~0.5m		0.5~1.5m		1.5~3m	
		监测数据	Pi	监测数据	Pi	监测数据	Pi
石油烃	4500	<6	<0.0013	<6	<0.0013	<6	<0.0013
检测项目	筛选值 (第二类 用地)	T8					
		0~0.5m		0.5~1.5m		1.5~3m	
		监测数据	Pi	监测数据	Pi	监测数据	Pi
石油烃	4500	<6	<0.0013	<6	<0.0013	<6	<0.0013
检测项目	筛选值 (第二类 用地)	T9					
		0~0.5m		0.5~1.5m		1.5~3m	
		监测数据	Pi	监测数据	Pi	监测数据	Pi
石油烃	4500	<6	<0.0013	<6	<0.0013	<6	<0.0013

表 4.4-5 土壤监测及评价结果

监测点位				T6			T7			T8		
采样深度				0~0.5m			0~0.5m			1.5~3.0m		
序号	检测项目	单位	筛选值 (第二类用地)	监测数据	Pi	达标情况	监测数据	Pi	达标情况	监测数据	Pi	达标情况
1	pH	-	-	8.02	-	-	8.06	-	-	8.33	-	-
2	石油烃	mg/kg	4500	<6	<0.001	达标	<6	0.001	达标	<6	<0.001	达标
3	总砷	mg/kg	60	14.3	0.238	达标	15.2	0.253	达标	12.7	0.212	达标
4	镉	mg/kg	65	0.10	0.002	达标	0.09	0.001	达标	0.08	0.001	达标
5	六价铬	mg/kg	5.7	<0.5	<0.088	达标	<0.5	0.088	达标	<0.5	<0.088	达标
6	铜	mg/kg	18000	46	0.003	达标	38	0.002	达标	38	0.002	达标
7	铅	mg/kg	800	14.4	0.018	达标	21.4	0.027	达标	14.8	0.019	达标
8	总汞	mg/kg	38	0.170	0.004	达标	0.164	0.004	达标	0.139	0.004	达标
9	镍	mg/kg	900	53	0.059	达标	45	0.050	达标	41	0.046	达标
10	四氯化碳	mg/kg	2.8	<1.3×10 <sup>-3</sup>	<4.64×10 <sup>-4</sup>	达标	<1.3×10 <sup>-3</sup>	<4.64×10 <sup>-4</sup>	达标	<1.3×10 <sup>-3</sup>	<4.64×10 <sup>-4</sup>	达标
11	氯仿	mg/kg	0.9	<1.1×10 <sup>-3</sup>	<1.22×10 <sup>-3</sup>	达标	<1.1×10 <sup>-3</sup>	<1.22×10 <sup>-3</sup>	达标	<1.1×10 <sup>-3</sup>	<1.22×10 <sup>-3</sup>	达标
12	氯甲烷	mg/kg	37	<1.0×10 <sup>-3</sup>	<2.7×10 <sup>-5</sup>	达标	<1.0×10 <sup>-3</sup>	<2.7×10 <sup>-5</sup>	达标	<1.0×10 <sup>-3</sup>	<2.7×10 <sup>-5</sup>	达标
13	1, 1-二氯乙烷	mg/kg	9	<1.2×10 <sup>-3</sup>	<1.33×10 <sup>-4</sup>	达标	<1.2×10 <sup>-3</sup>	<1.33×10 <sup>-4</sup>	达标	<1.2×10 <sup>-3</sup>	<1.33×10 <sup>-4</sup>	达标
14	1, 2-二氯乙烷	mg/kg	5	<1.3×10 <sup>-3</sup>	<2.6×10 <sup>-4</sup>	达标	<1.3×10 <sup>-3</sup>	<2.6×10 <sup>-4</sup>	达标	<1.3×10 <sup>-3</sup>	<2.6×10 <sup>-4</sup>	达标
15	1, 1-二氯乙烯	mg/kg	66	<1.0×10 <sup>-3</sup>	<1.51×10 <sup>-5</sup>	达标	<1.0×10 <sup>-3</sup>	<1.51×10 <sup>-5</sup>	达标	<1.0×10 <sup>-3</sup>	<1.51×10 <sup>-5</sup>	达标
16	顺式-1, 2-二氯乙烯	mg/kg	596	<1.3×10 <sup>-3</sup>	<2.18×10 <sup>-6</sup>	达标	<1.3×10 <sup>-3</sup>	<2.18×10 <sup>-6</sup>	达标	<1.3×10 <sup>-3</sup>	<2.18×10 <sup>-6</sup>	达标
17	反式-1, 2-二氯乙烯	mg/kg	54	<1.4×10 <sup>-3</sup>	<2.59×10 <sup>-5</sup>	达标	<1.4×10 <sup>-3</sup>	<2.59×10 <sup>-5</sup>	达标	<1.4×10 <sup>-3</sup>	<2.59×10 <sup>-5</sup>	达标
18	二氯甲烷	mg/kg	616	<1.5×10 <sup>-3</sup>	<2.43×10 <sup>-6</sup>	达标	<1.5×10 <sup>-3</sup>	<2.43×10 <sup>-6</sup>	达标	<1.5×10 <sup>-3</sup>	<2.43×10 <sup>-6</sup>	达标
19	1, 2-二氯丙烷	mg/kg	5	<1.1×10 <sup>-3</sup>	<2.2×10 <sup>-4</sup>	达标	<1.1×10 <sup>-3</sup>	<2.2×10 <sup>-4</sup>	达标	<1.1×10 <sup>-3</sup>	<2.2×10 <sup>-4</sup>	达标



20	1, 1, 1, 2-四氯乙烷	mg/kg	10	$<1.2\times 10^{-3}$	$<1.2\times 10^{-4}$	达标	$<1.2\times 10^{-3}$	$<1.2\times 10^{-4}$	达标	$<1.2\times 10^{-3}$	$<1.2\times 10^{-4}$	达标
21	1, 1, 2, 2-四氯乙烷	mg/kg	6.8	$<1.2\times 10^{-3}$	$<1.76\times 10^{-4}$	达标	$<1.2\times 10^{-3}$	$<1.76\times 10^{-4}$	达标	$<1.2\times 10^{-3}$	$<1.76\times 10^{-4}$	达标
22	四氯乙烯	mg/kg	53	$<1.4\times 10^{-3}$	$<2.64\times 10^{-5}$	达标	$<1.4\times 10^{-3}$	$<2.64\times 10^{-5}$	达标	$<1.4\times 10^{-3}$	$<2.64\times 10^{-5}$	达标
23	1, 1, 1-三氯乙烷	mg/kg	840	$<1.3\times 10^{-3}$	$<1.54\times 10^{-6}$	达标	$<1.3\times 10^{-3}$	$<1.54\times 10^{-6}$	达标	$<1.3\times 10^{-3}$	$<1.54\times 10^{-6}$	达标
24	1, 1, 2-三氯乙烷	mg/kg	2.8	$<1.2\times 10^{-3}$	$<4.29\times 10^{-4}$	达标	$<1.2\times 10^{-3}$	$<4.29\times 10^{-4}$	达标	$<1.2\times 10^{-3}$	$<4.29\times 10^{-4}$	达标
25	三氯乙烯	mg/kg	2.8	$<1.2\times 10^{-3}$	$<4.29\times 10^{-4}$	达标	$<1.2\times 10^{-3}$	$<4.29\times 10^{-4}$	达标	$<1.2\times 10^{-3}$	$<4.29\times 10^{-4}$	达标
26	1, 2, 3-三氯丙烷	mg/kg	0.5	$<1.2\times 10^{-3}$	$<2.4\times 10^{-3}$	达标	$<1.2\times 10^{-3}$	$<2.4\times 10^{-3}$	达标	$<1.2\times 10^{-3}$	$<2.4\times 10^{-3}$	达标
27	氯乙烯	mg/kg	0.43	$<1.0\times 10^{-3}$	$<2.33\times 10^{-3}$	达标	$<1.0\times 10^{-3}$	$<2.33\times 10^{-3}$	达标	$<1.0\times 10^{-3}$	$<2.33\times 10^{-3}$	达标
28	苯	mg/kg	4	$<1.9\times 10^{-3}$	$<4.75\times 10^{-4}$	达标	$<1.9\times 10^{-3}$	$<4.75\times 10^{-4}$	达标	$<1.9\times 10^{-3}$	$<4.75\times 10^{-4}$	达标
29	氯苯	mg/kg	270	$<1.2\times 10^{-3}$	$<4.44\times 10^{-6}$	达标	$<1.2\times 10^{-3}$	$<4.44\times 10^{-6}$	达标	$<1.2\times 10^{-3}$	$<4.44\times 10^{-6}$	达标
30	1, 2-二氯苯	mg/kg	560	$<1.5\times 10^{-3}$	$<2.68\times 10^{-6}$	达标	$<1.5\times 10^{-3}$	$<2.68\times 10^{-6}$	达标	$<1.5\times 10^{-3}$	$<2.68\times 10^{-6}$	达标
31	1, 4-二氯苯	mg/kg	20	$<1.5\times 10^{-3}$	$<7.5\times 10^{-5}$	达标	$<1.5\times 10^{-3}$	$<7.5\times 10^{-5}$	达标	$<1.5\times 10^{-3}$	$<7.5\times 10^{-5}$	达标
32	乙苯	mg/kg	28	$<1.2\times 10^{-3}$	$<4.29\times 10^{-5}$	达标	$<1.2\times 10^{-3}$	$<4.29\times 10^{-5}$	达标	$<1.2\times 10^{-3}$	$<4.29\times 10^{-5}$	达标
33	苯乙烯	mg/kg	1290	$<1.1\times 10^{-3}L$	$<8.53\times 10^{-7}$	达标	$<1.1\times 10^{-3}$	$<8.53\times 10^{-7}$	达标	$<1.1\times 10^{-3}L$	$<8.53\times 10^{-7}$	达标
34	甲苯	mg/kg	1200	$<1.3\times 10^{-3}$	$<1.8\times 10^{-6}$	达标	$<1.3\times 10^{-3}$	$<1.8\times 10^{-6}$	达标	$<1.3\times 10^{-3}$	$<1.8\times 10^{-6}$	达标
35	间/对二甲苯	mg/kg	570	$<1.2\times 10^{-3}$	$<2.11\times 10^{-6}$	达标	$<1.2\times 10^{-3}$	$<2.11\times 10^{-6}$	达标	$<1.2\times 10^{-3}$	$<2.11\times 10^{-6}$	达标
36	邻二甲苯	mg/kg	640	$<1.2\times 10^{-3}$	$<1.88\times 10^{-6}$	达标	$<1.2\times 10^{-3}$	$<1.88\times 10^{-6}$	达标	$<1.2\times 10^{-3}$	$<1.88\times 10^{-6}$	达标
37	硝基苯	mg/kg	76	$<0.09$	$<0.001$	达标	$<0.09$	$<0.001$	达标	$<0.09$	$<0.001$	达标
38	苯胺	mg/kg	260	$<0.09$	$<3.46\times 10^{-4}$	达标	$<0.09$	$<3.46\times 10^{-4}$	达标	$<0.09$	$<3.46\times 10^{-4}$	达标
39	2-氯苯酚	mg/kg	2256	$<0.06$	$<2.66\times 10^{-5}$	达标	$<0.06$	$<2.66\times 10^{-5}$	达标	$<0.06$	$<2.66\times 10^{-5}$	达标
40	苯并(a)蒽	mg/kg	15	$<0.1$	$<0.007$	达标	$<0.1$	$<0.007$	达标	$<0.1$	$<0.007$	达标
41	苯并(a)芘	mg/kg	1.5	$<0.1$	$<0.067$	达标	$<0.1$	$<0.067$	达标	$<0.1$	$<0.067$	达标
42	苯并(b)荧蒽	mg/kg	15	$<0.2$	$<0.013$	达标	$<0.2$	$<0.013$	达标	$<0.2$	$<0.013$	达标
43	苯并(k)荧蒽	mg/kg	151	$<0.1$	$<0.001$	达标	$<0.1$	$<0.001$	达标	$<0.1$	$<0.001$	达标
44	蒽	mg/kg	1293	$<0.1$	$<7.73\times 10^{-5}$	达标	$<0.1$	$<7.73\times 10^{-5}$	达标	$<0.1$	$<7.73\times 10^{-5}$	达标

45	二苯并 (a, h) 蒽	mg/kg	1.5	<0.1	<0.067	达标	<0.1	<0.067	达标	<0.1	<0.067	达标
46	茚并 (1, 2, 3-cd) 芘	mg/kg	15	<0.1	<0.007	达标	<0.1	<0.007	达标	<0.1	<0.007	达标
47	萘	mg/kg	70	<0.09	<0.001	达标	<0.09	<0.001	达标	<0.09	<0.001	达标

表 4.4-6 农用地土壤环境质量评价 (单位: 石油烃 mg/kg)

检测项目	筛选值 (第二类 用地)	T11		T12		T13	
		0-20cm		0-20cm		0-20cm	
		监测数据	Pi	监测数据	Pi	监测数据	Pi
石油烃	4500	<6	<0.0013	<6	<0.0013	<6	<0.0013

表 4.4-7 土壤监测结果一览表 (占地外表层样)

监测点位				T14			T15			T16		
采样深度				0-0.2m			0-0.2m			0-0.2m		
序号	检测项目	单位	筛选值 (第 二类用地)	监测数据	Pi	达标情况	监测数据	Pi	达标情况	监测数据	Pi	达标情况
1	pH 值	无量纲	-	8.16	-	-	8.42	-	-	8.56	-	-
2	镉	mg/kg	0.6	0.17	0.283	达标	0.14	0.233	达标	0.15	0.250	达标
3	总汞	mg/kg	3.4	0.154	0.045	达标	0.256	0.075	达标	0.704	0.207	达标
4	总砷	mg/kg	25	8.58	0.343	达标	9.10	0.364	达标	6.25	0.250	达标
5	铅	mg/kg	170	23.9	0.141	达标	13.5	0.079	达标	14.8	0.087	达标
6	铬	mg/kg	250	42	0.168	达标	35	0.140	达标	<0.5	<0.002	达标
7	铜	mg/kg	100	35	0.350	达标	12	0.120	达标	15	0.150	达标
8	镍	mg/kg	190	41	0.216	达标	28	0.147	达标	17	0.089	达标
9	锌	mg/kg	300	85	0.283	达标	28	0.093	达标	47	0.157	达标
10	石油烃 (C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )	mg/kg	4500	<6	<0.0013	达标	<6	<0.0013	达标	<6	<0.0013	达标

图 4.4-1 本项目土壤类型图

## 4.5 声环境现状调查与评价

### 4.5.1 声环境现状监测

本项目周边没有声环境敏感目标。声环境现状调查采用现场监测法。

#### (1) 监测布点

本项目 TH121107CH2、TP45CH 四周各设 1 个监测点。声环境现状监测布点示意图见图 4.2-1。本次环评委托新疆广宇众联环境监测有限公司进行现场监测。监测点位信息见表 4.5-1、监测点位见图 4.4-1。

#### (3) 监测因子

等效连续 A 声级。

#### (3) 监测时间

本次现状监测时间为 2024 年 6 月。

#### (4) 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。

表 4.5-1 监测点位信息一览表

序号	监测点位名称	监测因子	监测时间	监测单位
1	TH121107CH2 井场四周厂界	等效连续 A 声级 (Leq)	2024 年 6 月	新疆广宇众联环境监测有限公司
2	TP45CH 井场四周厂界			

### 4.5.2 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》（GB12348-2008）中 2 类标准，即昼间 60dB（A），夜间 50dB（A）。背景噪声执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准，即昼间 60dB（A），夜间 50dB（A）。

### 4.5.3 监测及评价结果

声环境现状监测及评价结果见表 4.5-2

表 4.5-2 声环境现状监测及评价结果

序号	监测点位		监测日期	昼间			夜间		
				实测值	标准值	达标情况	实测值	标准值	达标情况
1	TH121107CH2	北厂界	2024.	44	60	达标	41	50	达标
		西厂界	06.25	43		达标	41		达标

2	TP45CH	南厂界	43	60	达标	41	50	达标
		东厂界	44		达标	42		达标
		北厂界	43		达标	42		达标
		西厂界	44		达标	42		达标
		南厂界	44		达标	41		达标
		东厂界	43		达标	42		达标

从表 4.5-2 可以看出，昼间噪声值在 43~44dB (A) 之间，夜间噪声值在 41~42dB (A) 之间，井场满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中 2 类标准要求。

## 4.6 生态环境现状调查与评价

### 4.6.1 生态系统现状调查及评价

#### 4.6.1.1 调查方法及评价内容

##### (1) 调查范围

本项目地处塔里木盆地北部，渭干河-库车河三角洲绿洲下缘，南距塔里木河主河道约 5.2km。本项目距离新疆沙雅县塔里木河上游湿地自然保护区最近的侧钻井为 TP45CH，位于该保护区东南方向 1km 处；距离新疆沙雅国家级沙漠公园最近的侧钻井为 YJ1-6CH，位于沙漠公园正北方向 13.4km 处。

项目主要建设内容为在塔河油田 8 区、10 区、12 区、托甫台区块和跃进区块，部署 7 口井、新建管线约 2.95km，以及站场相关配套设施。根据工程分析，本项目总占地约 11.08hm<sup>2</sup>，其中永久占地 0.75hm<sup>2</sup>、临时占地 10.33hm<sup>2</sup>。根据《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022) 及《陆地石油天然气开发建设项目环境影响评价技术导则》(HJ349-2023)，确定本项目生态环境评价范围为：各新建侧钻井井场边界向外扩展 50m；新建 TH103101 井管线穿越生态敏感区时，以线路穿越段向两端外延 1km 为评价范围；穿越非生态敏感区时，以线性工程两侧外延 300m 为评价范围。本项目生态评价范围面积约 7.81km<sup>2</sup>。

本项目 TH103101 井场新建管线涉及国家二级公益林长度为 0.747km，占地面积为 0.448hm<sup>2</sup>。

##### (2) 调查内容

A. 调查评价范围内的植物区系、植被类型，植物群落结构及演替规律，群落中的关键种、建群种、优势种；动物区系、物种组成及分布特征；生态系统的类

型、面积及空间分布；重要物种的分布、生态学特征、种群现状，迁徙物种的主要迁徙路线、迁徙时间，重要生境的分布及现状。

B.调查生态敏感区的主要保护对象、功能区划、保护要求。

C.调查区域存在的主要生态问题。

### (3) 调查方法

本评价生态特征调查采用资料收集、现场踏勘结合遥感解译的方法。在资料收集、分析和现场踏勘调查的基础上，利用“3S”等技术手段，进行数据采集，对资料、信息和数据进行汇总、整理、分析，并完成生态制图。

#### A.基础资料收集

收集沿线地区非生物因子特征（气候、土壤、地形地貌、水文地质等）、动植物类型及分布、植被类型及分布、生态功能区划、土地利用等资料，包括统计年鉴以及林草、生态环境、农业、自然资源等部门提供的相关资料，以及各生态敏感区的规划报告，还参考了《新疆植物志》《新疆脊椎动物简志》《中国新疆野生动物》等著作及相关科研论文。

#### B、现场勘查

现场勘查遵循整体与重点相结合的调查原则，在综合考虑主导生态因子结构与功能的完整性的同时，突出重点区域和关键时段的调查，并通过对影响区域的实际踏勘，核实收集资料及遥感解译的准确性，以获取实际资料和数据。

生态敏感区逐一调查核实其类型、等级、分布、保护对象、功能区划、保护要求等。生态环境现状调查依据工程沿线生态系统类型，典型生态系统选取代表性样地进行调查。植被调查采用样方调查，明确典型植被类型中主要植物类型组成及盖度。

##### 1) 陆生植被调查

本次调查主要按照《全国生态状况调查评估技术规范—草地生态系统野外观测（HJ1168-2021）》的要求，在对评价区陆生生物资源历年资料检索分析的基础上，根据调查方案确定路线走向及考察时间，进行现场调查。实地调查采取现场调查与样方调查的方法，确定评价区的植物种类、植被类型及珍稀濒危植物的生存状况等。

收集整理工程区域及邻近地区的现有生物多样性资料,在综合分析现有资料的基础上,生物量和生物多样性调查依据已有资料推断,采用卫星遥感影像辅证并实测一定数量的具有代表性的样方调查验证的方法。

## 2) 陆生动物调查

搜集参照《生物多样性观测技术导则 陆生哺乳动物(HJ710.3-2014)》《生物多样性观测技术导则 鸟类(HJ710.4-2014)》《生物多样性观测技术导则 爬行动物(HJ710.5-2014)》《生物多样性观测技术导则 两栖动物(HJ710.6-2014)》等确定的技术方法,本次陆生动物调查主要通过资料收集调查、野外踪迹进行调查及样线调查的方法,结合访问调查及现场调查确定种类及数量。基于动物的生物学和生态学特性,调查范围涵盖评价区域内的主要陆生动物种类,并适当扩展,确保涵盖评价区域内主要陆生动物种类。

收集整理工程涉及区域现有生物多样性资料,在重点施工区域(如施工作业带、穿越工程等),以及动植物生境较好的区域进行重点调查。

从上述调查得到的种类之中,对相关重点保护物种进行进一步调查与核实,确定其种类。对有疑问动物、重点保护动物尽量采集凭证标本并拍摄照片,最终对评价区的动物资源现状得出综合结论。

## C、生态制图

采用“3S”技术进行地表类型的数字化判读,完成数字化的植被类型图和土地利用类型图,进行生态质量的定性和定量评价。从遥感信息获取的地面覆盖类型,在地面调查和历史植被基础上进行综合判读,采用监督分类的方法最终赋予生态学的含义。植被类型的确定需结合不同植被类型分布的生态学特征,不单纯依靠色彩进行划分,对监督分类产生的植被初图,结合地面样点和等高线、坡度、坡向等信息,对植被图进行目视解译校正,得到符合精度要求的植被图。在植被图的基础上,进一步合并有关地面类型,得到土地利用类型图。

### 4.6.1.2 生态功能区划

本项目位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市和沙雅县,根据《新疆生态功能区划》(2005版),评价区域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

功能区划见图 4.6-1 和表 4.6-1。

表 4.6-1 项目区生态功能区划

项目		主要内容	
生态功能分区单元	生态区	塔里木盆地暖荒漠及绿洲农业生态区	塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区
	生态亚区	塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区	塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区
	生态功能区	渭干河三角洲荒漠—绿洲农业、盐渍化敏感生态功能区	塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区
主要生态服务功能		农产品生产、荒漠化控制、油气资源	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		土壤盐渍化、洪水灾害、油气开发造成环境污染	河水水量减少、水质恶化、植被破坏、沙漠化扩大、土壤盐渍化、湿地减少、野生动物减少、毁林毁草开荒
主要生态敏感因子、敏感程度		生物多样性及其生境中度敏感，土壤荒漠化中度敏感，土壤盐渍化高度敏感	生物多样性和生境高度敏感，土壤侵蚀中度敏感，土地沙漠化不敏感，土壤盐渍化轻度敏感
主要保护目标		保护农田、保护荒漠植被、保护水质、防止洪水危害	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
适宜发展方向		发展棉花产业、特色林果业和农区畜牧业，建设石油和天然气基地	加大保护力度，建设好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。在保护好生态环境的前提下，有规划地开发利用油气资源，对废弃物进行无害化处理，恢复被破坏的林草植被实施迹地恢复，加强防洪“导流”工程，实现油气开发与生态环境保护的双赢

本项目不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园等环境敏感区，不在拟定的生态保护红线内。除油区工作人员外，工程区无人居住。评价范围内主要环境敏感保护目标为野生动植物、塔里木河流域水土流失重点治理区。

#### 4.6.1.3 生态系统结构和特征

本次采用野外调查与遥感技术相结合的手段，根据《全国生态状况调查评估技术规范生态系统遥感解译与野外核查》（HJ1166-2021）的分类方法，对评价区生态系统进行分类。

评价区内土壤类型主要为风沙土、草甸土和林灌草甸土。自然植被主要是刚毛柽柳、芦苇、疏叶骆驼刺。动物种群多为荒漠鸟类、爬行类和啮齿类动物。生态系统类型以灌丛生态系统、草地生态系统和荒漠生态系统为主，评价区域西部



分布有部分农田生态系统。评价区内荒漠生态系统的生态环境十分脆弱，生态系统类型单一、稳定性较差、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对象为评价区内重点公益林及其他荒漠植被、野生动物。本项目生态系统类型图见图 4.6-2。

#### 4.6.1.4 生态单元划分

根据现场调查和资料收集，评价区域无自然保护区、风景名胜区、水源保护区等敏感区域。本项目 S85CH2 井与 TP4CH 井与 TH121107CH2、T810CH3、YJ1-6CH、TH103101、TP149CH 井区域土地利用类型、植被类型不同，本次将其作为不同的生态单元进行分析。根据本项目的环境特征并结合工程特点，项目区生态单元划分如表 4.6-2。

表 4.6-2 区域生态单元划分

序号	生态单元	区域建设内容	土地利用类型	植被类型
1	S85CH2 井区域	对现有老井侧钻，管线、井场设施利旧	天然牧草地	植被稀疏，覆盖度低，以盐穗木等荒漠草场植被为主
2	TP4CH 井区域	对现有老井侧钻，管线、井场设施利旧	沙地	植被稀疏，覆盖度低，以花花柴等能适应戈壁滩地、沙丘、草甸盐碱地的多年生草本植物为主
3	TH121107CH2、T810CH3、YJ1-6CH、TH103101、TP149CH 井区域	其中 TH103101 是新建钻井，并新建单井集输管线 1.95km；其余井为现有老井侧钻，管线、井场设施利旧	灌木林地和其他林地	植被稀疏，以灌木和半灌木为主，植被群系以怪柳群系为主

#### 4.6.2 土地利用现状

本次土地利用现状调查的主要技术方法采用遥感数据分析和解释，即以 Landsat8 OLI 卫星遥感影像为基础，采用图形叠加法对评价范围内的生态环境现状进行分析，并参照《土地利用现状分类》（GB/T21010-2017），以确定评价范围内的土地利用类型，将成果绘制成土地利用现状图。同时选择有代表性的地物类型，建立遥感影像野外标志数据库，收集能反映区域土地利用特征的野外照片、录像资料，在实地踏勘和调查时进行野外核查。详见表 4.6-3 及图 4.6-3。

表 4.6-3 评价区域土地利用现状表

序号	土地利用类型	面积 (km <sup>2</sup> )	面积百分比 (%)
1	采矿用地	0.182	0.44
2	村庄	0.074	0.18
3	沟渠	0.416	1.00
4	灌木林地	16.943	40.87

5	果园	0.002	0.005
6	裸地	0.007	0.02
7	内陆滩涂	0.571	1.38
8	其他草地	1.686	4.07
9	其他林地	3.443	8.31
10	人工牧草地	0.026	0.06
11	沙地	6.871	16.58
12	水浇地	2.077	5.01
13	天然牧草地	5.344	12.89
14	盐碱地	3.811	9.19
合计		41.452	100.00

评价区域内农用地、建设用地、未利用地均有分布，参照《土地利用现状分类》（GB/T21010-2017）分类，土地利用类型共 13 类，其中主要的土地利用类型为天然牧草地、灌木林地、其他草地、盐碱地和沙地，分别占评价区域总面积的 40.87%、16.58%、12.89%、9.19%，合计约 79.53%。土地利用现状图显示，天然牧草地主要分布在评价区域的北部，该区域植被生境优于西部，也是重点公益林中集中分布区；其他草地主要分布在评价区域的西部，基本为低覆盖度草地，植被生物量较低；灌木林地主要分布在评价区域北部和南部，该区域植被生境优于中部和西部，为重点公益林中的国家公益林集中分布区；此外，由于评价区域地处干旱区绿洲下缘，土壤盐渍化问题突出，评价区域北部临近绿洲区域分布有一定比例的盐碱地，约占评价区域的 9.19%；沙地主要分布在评价区域南部，受地下水及土壤盐渍化影响，沙地未集中连片分布，呈碎斑状分布在牧草地与灌木林地过渡地带，占比较小，约占评价区域的 16.58%；水浇地主要分布在评价区域西部，其中部分水浇地为永久基本农田，项目在设计、施工等过程中须采取避让等措施。村庄主要为区域内居民区以及油田已建厂房等。

本项目总占地约 11.08hm<sup>2</sup>，其中永久占地 0.75hm<sup>2</sup>、临时占地 10.33hm<sup>2</sup>，项目占地类型有天然牧草地、灌木林地、其他草地、盐碱地和沙地等，详见表 4.6-4（具体以自然资源部门出具的数据为准）。

表 4.6-4 项目区域土地利用现状表

土地利用类型	临时占地		永久占地	
	面积 (hm <sup>2</sup> )	百分比 (%)	面积 (hm <sup>2</sup> )	百分比 (%)
灌木林地	5.52	53.39	0.75	100
其他林地	1.21	11.74	/	/
沙地	1.08	10.45	/	/
天然牧草地	1.38	13.39	/	/
盐碱地	1.14	11.03	/	/
合计	10.33	100.00	0.75	100.00

根据《中国北方重点牧区草场资源调查大纲及技术规程》，以等和级来对草场进行等级的划分：“等”表示草场草群品质的优劣，根据牧草适口性、利用程度、营养价值划分为优、良、中、低、劣五类，再以它们在草群中所占的重量百分比作为分等的标准。

第一等：优等牧草占 60%以上；

第二等：良等牧草占 60%以上；优等及中等占 40%；

第三等：中等牧草占 60%以上；良等及低等占 40%；

第四等：低等牧草占 60%以上；中等及劣等占 40%；

第五等：劣等牧草占 60%以上。

“级”表示牧草地上部分鲜草生产量，可分为八级，见表 4.6-5。

表 4.6-5 草场资源评价标准

草场等级	鲜草产量, kg/hm <sup>2</sup>	草场等级	鲜草产量, kg/hm <sup>2</sup>
一级	12000 以上	五级	4500-3000 以上
二级	12000-9000 以上	六级	3000-1500 以上
三级	9000-6000 以上	七级	1500-750 以上
四级	6000-4500 以上	八级	750 以下

本项目所在区域属于荒漠草场，为四等 7 级草场，植被主要由小半灌木组成。据调查，该区域草场为冬牧场，覆盖度 15%-35%，植物初级生产力水平较低，草场可利用率低，草地畜牧业利用价值一般。

### 4.6.3 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 4.6-6。

表 4.6-6 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，评价区内主要植被群落以柽柳群落为主。

## (2) 评价区植被类型

根据现场勘查和以往研究资料,该区域的植被属于荒漠类型的灌木、低河漫滩盐化草甸。评价区分布的植物种类包括柽柳科(多枝柽柳、刚毛柽柳等)、菊科(花花柴等)、豆科(疏叶骆驼刺)、藜科(盐穗木)等。评价区高等植被有 24 种,分属 9 科,(详见表 4.6-7)。项目区的植被类型及分布见图 4.6-5。

表 4.6-7 评价区主要高等植物名录

序号	科	种名	拉丁名
1	杨柳科	灰胡杨	<i>Populuspruinosa Schrenk</i>
2		线叶柳	<i>Salix wilhelmsiana</i>
3	藜科	沙拐枣	<i>Caligonum mongolicunl</i>
4		盐穗木	<i>Halostachyscaspica</i>
5	藜科	盐节木	<i>Halocnemumshrobilaceum</i>
6		盐生草	<i>Halogeton glomeratus</i>
7		圆叶盐爪爪	<i>Kalidium schrenkianum</i>
8		碱蓬	<i>Suaed salsa</i>
9		刺蓬	<i>Salsolapestifer</i>
10		假木贼	<i>Anabasis aphylla</i>
11	毛茛科	东方铁线莲	<i>Cleamatis orientalis</i>
12	豆科	铃铛刺	<i>Halimodendron halodendron</i>
13		白花苦豆子	<i>Sophora alopecuroides</i>
14		苦马豆	<i>Sphaerophysasalsula</i>
15		疏叶骆驼刺	<i>Althagisparsifolia</i>
16	蒺藜科	骆驼蓬	<i>Peganum harmala</i>
17		西伯利亚白刺	<i>Nitraria sibirica</i>
18	柽柳科	多枝柽柳	<i>Tamarix ramosissima</i>
19		刚毛柽柳	<i>Tamarix hispida</i>
20		短穗柽柳	<i>Tamarix laxa Wild</i>
21		多花柽柳	<i>Tamarix hohenackeri Bunge</i>
22		长穗柽柳	<i>Tamarix elongata Ledeb</i>
23	夹竹桃科	茶叶花	<i>Trachomitumlancifolium</i>
24	菊科	花花柴	<i>Kareliniacaspica</i>

## (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,详见表 4.6-8。

表 4.6-8 重点保护野生植物分布表

序号	物种名称(中文名/拉丁名)	保护级别	濒危级别	特有种(是/否)	极小种群野生植物(是/否)	分布区域	资料来源	工程占用情况(是/否)
1	肉苁蓉( <i>Cistanche deserticola</i> )	国家二级	濒危	否	否	喜生于轻度盐渍化的松软沙地上	现场调查、文献记录、历史调查	否

2	灰胡杨 ( <i>Populus pruinosa</i> Schrenk)	自治区 II 级	无危	否	否	零星分布在农田外围	资料	否
3	罗布麻 ( <i>Apocynum venetum</i> )	自治区 I 级	无危	否	否	主要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		否
4	沙生怪柳 ( <i>Tamarix taklamakanensis</i> )	自治区 I 级	易危	否	否	主要分布在远离河床和湖盆的沙丘上		否

### 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怪柳、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灰胡杨

灰胡杨，拉丁学名 (*Populus pruinosa* Schrenk)，杨柳科、杨属小乔木，灰胡杨高可达 20 米，树冠开展；树皮淡灰黄色；萌条枝密被灰色短绒毛；小枝有灰色短绒毛。萌枝叶椭圆形，两面被灰绒毛；短枝叶肾脏形，全缘或先端具疏齿牙，两面灰蓝色，密被短绒毛；叶柄微侧扁；在生理和生态功能上具备了耐干旱、耐盐碱、抗风沙等优良特性。

### ③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。萼筒平行或叉生，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沙生柽柳

沙生柽柳（学名：*Tamarix taklamakanensis* M. T. Liu）大灌木或小乔木，茎直立，树皮多呈黑紫色；细枝多呈赭石色。叶退化，在绿色营养枝上的叶几全部抱茎呈鞘状，呈阔三角形，春季灰绿色，进入夏季大部分变为黄绿色；生长枝上的叶卵状披针形，先端渐尖或锥形，基部宽半抱茎，略下延。主要生长在远离河床和湖盆的沙丘上。该种是中国荒漠地区流动沙丘上最抗旱耐炎热的固沙造林树种。

#### （4）植被分布现状调查

项目区及其周边的自然植被主要有 2 种植被型，即荒漠植被和灌丛植被；3 个群系，即多枝柽柳群系、盐穗木群系、骆驼刺群系。具体内容见表 4.6-9。各群系主要的群落特征如下：

表 4.6-9 评价区群落特征调查表

植被型	植被亚型	群系纲	群系
灌丛植被	落叶阔叶灌丛	杜加依灌丛	多枝柽柳群系
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
			骆驼刺群系

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。群落中建群种为多枝柽柳，在评价区范围内多数呈单优群落出现，灌木层高度 2-3m，植被盖度为 25%-35%。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，伴生种主要有盐穗木、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、花花柴等，植被盖度 15%左右。其生长的土壤为盐土。

本项目生态环境影响评价等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），“陆生生态调查根据植物群落类型（宜以群系及以下分类单位为调查单元）设置调查样地，二级评价不少于 3 个”。

本评价自然植被实地调查中主要采用样地法和样方法。选择重点工程建设地点和有代表性植被类型作为调查样地，在样地中统计植物种类、群落结构等数据，详细记录样方中的植物种类、盖度、建群种等信息。本次评价共调查样方 3 个，现场调查植被样方见表 4.6-10-4.6-12。

表 4.6-10 TH121107 井附近植被调查情况表

地点	植被生长状况			
	种类	高度 (cm)	数量	盖度, %
TH121107 井外 100m	怪柳	30-80	2	5
	盐穗木	20	1	

表 4.6-11 T810CH3 井附近植被调查情况表

地点	植被生长状况			
	种类	高度 (cm)	数量	盖度, %
T810CH3 井外 30m	怪柳	30-80	3	6
	盐穗木	20	1	

表 4.6-12 TH103101CH 井附近植被调查情况表

地点	植被生长状况			
	种类	高度 (cm)	数量	盖度, %
TH103101 CH 井外 21m	怪柳	30-80	3	6
	骆驼刺	20	3	

#### 4.6.4 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:

①灌丛区: 在项目区中部和北部植被生长较好的区域, 分布着以怪柳、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荒漠区: 在项目区南部和西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 34 种,爬行类 4 种,鸟类 23 种,哺乳类 7 种。各种野生脊椎动物分布状况见表 4.6-13。

表 4.6-13 评价区主要及脊椎动物名录及其种类和分布

序号	种名	拉丁名	居留特性	分布及频度		
				I	II	III
<b>爬行类</b>						
1	新疆鬣蜥	<i>Agama stoliczkana</i>			±	
2	南疆沙蜥	<i>Phrynocephalus forsythi</i>			±	±
3	密点麻蜥	<i>Eremias multionllata</i>			+	++
4	荒漠麻蜥	<i>Eremias przewalskii</i>			±	±
<b>鸟类</b>						
5	环颈雉	<i>Phasianus colchicus</i>	R		±	
6	银鸥	<i>Larus argentatus</i>	B			
7	红嘴鸥	<i>Lraus ridibundus</i>	B			
8	原鸽	<i>Columba livia</i>	R			+
9	欧斑鸠	<i>Streptopelia turtur</i>	B	+	+	
10	灰斑鸠	<i>Streptopelia decaocto</i>	R	+	+	
11	戴胜	<i>Upup epops</i>	R		±	
12	白翅啄木鸟	<i>Dendrocopos leucopterus</i>	B	±		
13	沙百灵	<i>Calandrella rufescens</i>	R		+	++
14	凤头百灵	<i>Galerida cristata</i>	R		+	++
15	云雀	<i>Alauda arvensis</i>	B		+	
16	红尾伯劳	<i>Laniun cristatus</i>	B	+	+	±
17	紫翅椋鸟	<i>Sturnus vulgaris</i>	S	++	++	+
18	喜鹊	<i>Pica Pica</i>	R	+	+	
19	白尾地鸦	<i>Podoces hiddulphi</i>	R			+
20	寒鸦	<i>Corvus monedual</i>	W	++	++	
21	小嘴乌鸦	<i>Corvua corone</i>	B	++	++	
22	沙即鸟	<i>Oenanthe isabellina</i>	B		±	++
23	漠即鸟	<i>Oenanthe seserti</i>	B		±	++
24	沙白喉莺	<i>Sylvia minual</i>	B	+	++	
25	树麻雀	<i>Passer montanus</i>	R	+	++	
26	巨嘴沙雀	<i>Rhodopechys obsoleta</i>	B	+		+
27	漠雀	<i>Rhodopechys githagineus</i>	B	+		+
<b>哺乳类</b>						
28	塔里木兔	<i>Lepusyarkandensis</i>		+	++	+
29	三趾心颅跳鼠	<i>Salpingotus kozlovi</i>				+
30	长耳跳鼠	<i>Euchouetes naso</i>				+
31	子午沙鼠	<i>Euchoreutes naso</i>				+
32	大耳虫胃	<i>Hemiechinus auritus</i>				±
33	沙狐	<i>Vulpes corsac</i>				±
34	鹅喉羚	<i>Gazella subgutturosa</i>		+		+

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。



#### (4) 项目区重点野生动物分布情况调查

按照《生物多样性观测技术导则 陆生哺乳动物（HJ 710.3-2014）》《生物多样性观测技术导则 鸟类（HJ 710.4-2014）》《生物多样性观测技术导则 爬行动物（HJ 710.5-2014）》《生物多样性观测技术导则 两栖动物（HJ 710.6-2014）》等确定的技术方法，对评价区域各类野生动物开展了调查。

野生动物调查主要采用样线法，样线法是指观测者在观测样地内沿着选定的一条线路记录一定空间范围内出现的物种相关信息的方法。按照评价区域野生动物生境类型分别设置 3 条样线，每条样线 500m 左右，观测时行进速度 1.5-3km/h。针对一些不容易捕捉的哺乳动物及两栖类动物，借助其遗留下的且易于鉴定的活动痕迹，推测动物的种类，估算其种类和数量。本次调查发现了一些野生动物的粪便、毛发等痕迹及多处动物巢穴。本次调查使用 8 倍双筒望远镜，观测到的主要为野生鸟类和爬行类。

本次野生动物调查在评价区域共设置了 6 条样线，样线布设情况及现场野生动物调查情况见表 4.6-14。

表 4.6-14 动物调查样线一览表

生境类型	编号	坐标	海拔 (m)	长度 (m)	野生动物观测情况
灌丛区	1-1	*	941	524	麻雀、喜鹊、凤头百灵、灰斑鸠、荒漠麻蜥
	1-2	*	939	516	
	1-3	*	942	532	
荒漠区	2-1	*	954	501	麻雀、密点麻蜥、荒漠麻蜥
	2-2	*	956	515	
	2-3	*	952	521	

本次共设置样线 6 条，鸟类共观测到麻雀、喜鹊、凤头百灵、灰斑鸠等 4 种，两栖动物密点麻蜥、荒漠麻蜥等 2 种。

#### (4) 野生动物重要物种

##### ① 野生动物分布情况

根据《国家重点保护野生动物名录》（国家林业和草原局农业农村部公告 2021 年第 3 号）及《新疆国家重点保护野生动物名录（修订）》，该区域共有国家级重点保护动物 3 种，分别为塔里木兔、苍鹰、红隼。现场勘查时未见苍鹰、红隼、塔里木兔等保护动物。

表 4.6-15 重要野生动物调查结果统计表

序号	物种名称（中文名/拉丁名）	保护级别	濒危级别	特有种（是/否）	分布区域	资料来源	工程占用情况

				否)			(是/否)
1	塔里木兔 ( <i>Lepus yarkandensis</i> )	国家 二级	近危 NT	是	栖息于塔里木盆地中各种 不同的荒漠环境和农田		项目临时占 地不涉及该 物种生境分 布区域
2	苍鹰 ( <i>Accipiter gentilis</i> )	国家 二级	近危 NT	否	通常栖息在山区植物稀疏 的混合林、开垦耕地及旷野 灌丛草地, 属于小型猛禽, 在项目区农田绿洲区有分 布。		项目临时占 地不涉及该 物种生境分 布区域
3	红隼 ( <i>Falco tinnunculus</i> )	国家 二级	无危 LC	否	通常栖息在山区植物稀疏 的混合林、开垦耕地及旷野 灌丛草地, 属于小型猛禽, 在项目区农田绿洲区有分 布。		项目临时占 地不涉及该 物种生境分 布区域

## ②生理生态特征

表 4.6-16 评价区域重点野生保护动物

序号	中文名	学名	保护等级	照片
1	塔里木兔	<i>Lepus yarkandensis</i>	国家 II 级	
		生态学特征: 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。 生存现状: 分布在新疆南部塔里木盆地, 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。		
		<i>Accipiter gentilis</i>	国家 II 级	
		生态学特征: 苍鹰是中小型猛禽。体长可达 60 厘米, 翼展约 1.3 米。头顶、枕和头侧黑褐色, 枕部有白羽尖, 眉纹白杂黑纹; 背部棕黑色; 胸以下密布灰褐和白相间横纹;		

2	苍鹰	尾灰褐，有 4 条宽阔黑色横斑，尾方形。飞行时，双翅宽阔，翅下白色，但密布黑褐色横带。	
		生存现状：肉食性，主要以森林鼠类、野兔和其他小型鸟类为食。栖息于不同海拔高度的针叶林、混交林和阔叶林等森林地带，也见于山地平原和丘陵地带的疏林和小块林内。视觉敏锐，善于飞翔。白天活动。性甚机警，亦善隐藏。通常单独活动，叫声尖锐洪亮。	
3	红隼	Falco tinnunculus	国家 II 级
		生态学特征：红隼是隼科的小型猛禽之一。体重 173-335 克，体长 305-360 毫米。翅狭长而尖，尾亦较长，外形和共同爪隼非常相似。雄鸟头蓝灰色，背和翅上覆羽砖红色，具三角形黑斑；腰、尾上覆羽和尾羽蓝灰色，尾具宽阔的黑色次端斑和白色端斑，眼下有一条垂直向下的黑色口角髭纹。雌鸟上体从头至尾棕红色，具黑褐色纵纹和横斑，脚、趾黄色，爪黑色。	
		生存现状：栖息于山地和旷野中，多单个或成对活动，飞行较高。以猎食时有翱翔习性而著名。吃大型昆虫、鸟和小哺乳动物，分布范围很广。	

#### 4.6.5 水土流失现状调查与评价

##### (1) 水土流失重点防治分区

水土流失重点预防区指水土流失潜在危险较大的区域，水土流失重点治理区指水土流失严重的区域。根据《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划环境影响报告书》（新环审〔2022〕147号）、《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030年）》和新水水保〔2019〕4号文，项目位于塔里木河流域水土流失重点治理区。

##### (2) 水土流失现状

根据《土壤侵蚀分类分级标准》（SL190-2007），项目所在区域位于“II风力侵蚀类型区”中的“III‘三北’戈壁沙漠及沙地风沙区”，主要为荒漠强烈风蚀区和塔里木绿洲轻度风蚀水蚀区。结合本项目区域地理位置、地形地貌、气候特征、土壤、植被及周围环境特点等具体情况进行分析，该区域水土流失类型以轻度风力、水力侵蚀和中度风力侵蚀为主。根据现场调查及土壤侵蚀背景值，确定本项目所在区域容许土壤流失量取值为 2000t/km<sup>2</sup>·a。

##### (3) 水土保持基础功能类型

项目所在区域的水土保持基础功能类型是农田绿洲防护、防风固沙与防灾减灾，水土保持主导功能类型是农田防护，为了实现水土保持主导功能，预防措施体系主要为“三河”中塔里木河干流段加强对绿洲外围荒漠林草的封育保护等。水土流失治理措施主要依靠荒漠化治理工程以及石油天然气行业的水土保持综合治理工作。

#### (4) 水土流失预防范围

项目所在区域水土流失预防范围为：评价区东部和北部的天然草场、评价区西部和南部的灌丛区，区域内重要野生植物资源生境等。

#### (5) 水土流失预防对象

水土流失预防对象为：a.天然林草、植被覆盖率较高的草地等；b.植被或地貌人为破坏后，难以恢复和治理的地带；c.水土流失严重、生态脆弱的区域可能造成水土流失的生产建设活动；d.重要的水土流失综合防治成果；e.重要野生植物资源生境。

#### (6) 水土流失预防措施

水土流失预防措施为：在评价区北部加强对灌丛植被的保护，对评价区西部和中部退化草场进行生态修复，合理利用草场资源。

#### (7) 水土流失治理范围与对象

水土流失治理范围与对象为：a.自治区级水土流失重点治理区；b.水土流失严重并具有土壤保持、拦沙减沙、蓄水保水、防灾减灾等水土保持功能的区域；c.项目运营期油气资源开发建设活动；d.其他水土流失较为严重，对当地或者下游经济社会发展产生严重影响的区域。

#### (8) 水土流失治理措施

水土流失治理措施为：加强区域统一管理、保证生态用水，在加强天然林草建设和管护的同时，对天然林草进行引洪灌溉，促进天然林草的恢复和更新，提高乔灌的郁闭度和草地的覆盖度，为区域经济的可持续发展提供保障。

### 4.6.6 区域主要环境问题

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

#### (1) 水土流失问题

根据《新疆维吾尔自治区 2018 年自治区级水土流失动态监测报告》，沙雅县土地总面积 31887.00km<sup>2</sup>，水土流失总面积 23849.28km<sup>2</sup>，侵蚀类型为风力侵蚀，占县域总面积 74.79%，轻度侵蚀面积达 1140.39km<sup>2</sup>，占全县水土流失总面积的 4.78%，中度侵蚀面积达 22708.89km<sup>2</sup>，占全县水土流失总面积的 95.22%。根据《2020 年新疆维吾尔自治区水土保持公报》，库车市轻度侵蚀面积达 3437.65km<sup>2</sup>，占市域水土流失总面积的 94.19%，中度侵蚀面积达 173.16km<sup>2</sup>，占市域水土流失总面积的 4.74%，强烈侵蚀面积达 33.95km<sup>2</sup>，占市域水土流失总面积的 0.93%，极强烈侵蚀面积达 5.18km<sup>2</sup>，占市域水土流失总面积的 0.14%，剧烈侵蚀比例为 0，侵蚀类型主要为轻度风力侵蚀。

## （2）土地荒漠化问题

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

根据《新疆防沙治沙规划》（2011-2020 年），库车市属于“塔克拉玛干沙漠周边及绿洲治理区”中的“塔里木盆地北缘治理小区”，塔里木河流域综合治理工程尚未结束，由于上游给水减少，以及粗放型农业造成的水资源利用效率低的因素，使塔里木河中下游严重缺水，大量荒漠植被面临死亡。

沙雅县沙化土地总面积为 2697317.85hm<sup>2</sup>，占沙雅县国土总面积的 84.34%。其中：流动沙地 1625570.97hm<sup>2</sup>，占 60.27%；半固定沙地 1006795hm<sup>2</sup>，占 37.33%；固定沙地 59434.31hm<sup>2</sup>，占 2.20%；戈壁 2242.15hm<sup>2</sup>，占 0.08%。库车市沙化土地总面积为 215537.24hm<sup>2</sup>，占库车市国土总面积的 14.49%。其中：流动沙地 9857.52hm<sup>2</sup>，占 4.57%；半固定沙地 50089hm<sup>2</sup>，占 23.24%；固定沙地 9669.75hm<sup>2</sup>，占 4.49%；戈壁 141759.83hm<sup>2</sup>，占 65.77%。

#### 4.6.7 生态环境现状小结

参照《新疆生态功能区划》(原新疆维吾尔自治区环境保护局 2003 年 9 月), 本项目位于“渭干河三角洲荒漠—绿洲农业、盐渍化敏感生态功能区”及“塔里木河上中游乔灌木及胡杨林保护生态功能区”, 主要生态环境问题为“土壤盐渍化、洪水灾害、油气开发造成环境污染”及“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”。

根据现场踏勘, 评价范围内主要生态问题为土壤盐渍化。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 4.6-1 本项目生态功能区划图

图 4.6-2 本项目生态系统类型图

图 4.6-3 本项目土地利用现状图

图 4.6-4 本项目植被类型图

## 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 施工期生态环境影响分析

##### 5.1.2.1 占地影响分析

本项目计划部署 7 口井，其中新钻井 1 口、老井侧钻井 6 口。在 10 区部署 1 口新钻井（TH103101）；在塔河油田 8 区部署 1 口侧钻井（T810CH3）；在塔河油田 12 区部署 2 口侧钻井（S85CH2、TH121107CH2）；在塔河油田托甫台区部署 2 口侧钻井（TP45CH、TP149CH）；在塔河油田跃进区部署 1 口侧钻井（YJ1-6CH）；新钻井（TH103101）新建至 10-3 计转站单井集输管道 1.95km，新建燃料气、掺稀管线同沟敷设，长度 0.5km；侧钻井井场设施利旧现有井场设施，本次不新增。新增产能  $3.47 \times 10^4 \text{t/a}$ 。同时建设电力、给排水及消防、结构、



通信、自控、机制、防腐、供热等配套工程。项目占地类型主要为天然牧草地、灌木林地、其他林地、和沙地等，植被盖度 15%-35%。

本项目总占地约 11.08hm<sup>2</sup>，其中永久占地 0.75hm<sup>2</sup>、临时占地 10.33hm<sup>2</sup>。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 11.08hm<sup>2</sup>，地表植被基本被毁。在投入运营后，其中有 0.75hm<sup>2</sup>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 10.33hm<sup>2</sup>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

### ①对牧业的损失

本项目所在区域属于荒漠草场，为四等7级草场，植被主要由小半灌木组成。据调查，该区域草场为冬牧场，覆盖度15%-35%。经核算，本项目永久占用牧草地约6.63hm<sup>2</sup>，临时占用牧草地约39.72hm<sup>2</sup>，平均鲜草量1500kg/hm<sup>2</sup>，牧业损失生物量约为70t，约24只绵羊单位。施工期须加强施工管理，认真做好施工结束后的迹地恢复工作，工程建设对草场生态系统的环境影响是可以接受的。

### ②对林业的影响

本项目永久占用灌木林地4.21hm<sup>2</sup>、临时占用灌木林地37.63hm<sup>2</sup>，根据区域林业资源调查数据，灌木林每公顷蓄积约为24m<sup>3</sup>，生物量损失约为1005m<sup>3</sup>。

本项目在选线设计、施工作业时对重点公益林等林地生境较好的区域采取避让措施，在条件允许时，减少砍伐灌木的数量，最大程度地保护沿线的林业生态。项目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。工程建设对林地生态系统的环境影响是可以接受的。

## （3）管线修建对植被的影响

项目开挖管沟 2.95km，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<sub>2</sub>、SO<sub>2</sub>、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<sub>2</sub>、SO<sub>2</sub> 及建设期的空气扬尘。

SO<sub>2</sub> 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<sub>x</sub> 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  $40 \times 60 \text{m}^2$  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。本项目所在区域重点保护野生动物有塔里木兔、鹅喉羚、沙狐等，现场调查期间，在项目占地区域未发现其踪迹，且由于评价区域不是动物的唯一栖息地，故该建设项目对动物区域性生境不产生明显影响。

在施工生产过程中，由于油田机械设备的轰鸣声惊扰，大多数野生脊椎动物种类将避行远离，使区域内单位面积上的动物种群数量下降，但此类影响对爬行类和小型啮齿类动物的干扰不大。一些伴人型鸟类如麻雀、乌鸦、喜鹊等，一般在离作业区 50m 以远处活动，待无噪声干扰时较常见于人类生活区附近。因此，随着本项目钻井、站场建设的各个过程，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。

#### 5.1.2.5 水土流失影响分析

根据新水水保〔2019〕4号文，本项目所在区域属于塔里木河流域水土流失重点治理区，本项目实施对区域水土流失影响如下：

##### （1）土壤粗粒化

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

##### （2）土壤贫瘠及含盐量变化

沙化引起土壤贫瘠化的原因，一是积累土壤有机质的表层被风吹蚀；二是在风沙化发展过程中，土壤干旱并在高温影响下，有机物质矿化加强，使原来积累的有机物大量分解；三是土壤粗粒化结果。从未沙化原始土壤与沙化地段土壤肥

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

### (3) 对油区公路、管线、井场的危害

项目对水土流失的影响主要发生在施工期,主要表现在:

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

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

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

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

项目施工期主要包括站场工程和管线工程,包括管沟开挖等。管沟开挖过程中,若未采取分层开挖、分层回填措施,可能导致土壤的蓄水保肥能力降低,影响区域植被生长,造成土壤逐渐沙化。此外,在施工过程中,各种车辆(尤其是重型卡车)在荒漠上行驶将使经过的土壤变紧实,严重的经过多次碾压后植物很难再生长,甚至退化为沙地。

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

#### 5.1.2.6 井场建设对生态环境的影响

本项目部署 7 口井，其中新井 1 口，侧钻井 6 口，根据现场调查，老井井场建设区域已平整，地表植被被清除、压实，并用砾石铺垫，表层土壤原有的结构和质地已发生改变。

钻井期间，由于本项目所在区域的特殊性，井场建设破坏植被的总面积虽然不是很大，但形成植被破口的斑块数量多，如果不采取必要的措施，破口将扩大发展，导致水土流失加剧。

所评价井场区的土壤类型主要为林灌草甸土、风沙土、草甸土等，类比调查表明，距井场不同距离处土壤中石油类浓度明显高于井场外土壤石油类浓度，说明油气田开采对土壤存在石油类污染；而井场外 10m 至 200m 处土壤石油类浓度值较接近，且与区域土壤环境质量对照点石油类浓度也接近，因此油气田开采对土壤的污染主要集中在井场内部。从井场内土壤不同剖面深度的石油类浓度分布来看，10cm 深度的石油类浓度最高，是表层土壤石油类浓度的 2 倍，是对照点土壤中石油类浓度的 4 倍，说明油气田开采产生的落地油等污染物会向下渗透对深层土壤造成影响；30cm 浓度的土壤中石油类浓度与表层土壤石油类浓度相近，说明井场石油类污染主要集中在表层至 30cm 深度处。

#### 5.1.2.7 管线建设对生态环境的影响

本项目开挖管沟 2.95km，从管线途径区域两侧各 1km 评价范围的现状调查结果来看，沿线主要为灌丛和草地，植被类型主要为多枝怪柳和疏叶骆驼刺，沿线土壤侵蚀以轻度侵蚀为主。在管道敷设过程中，开挖和回填对土壤的影响主要为：破坏土壤原有结构，混合土壤层次、改变土壤质地；影响土壤养分；影响土壤紧实度；土壤污染；影响土壤物理性质。

在管线施工期间，管线两侧临时占地范围的土体将被扰动、植被遭到破坏，土壤侵蚀模数和侵蚀量增大。由于管道埋设复原后，绝大部分植被还可以恢复，因此生物量的损失整体看是较小的，并可恢复。

#### 5.1.2.8 道路建设对生态环境的影响

道路建设工程总长度大约为 0.5km。从道路途径区域两侧各 1km 评价范围的现状调查结果来看，沿线主要为灌丛和草地，植被类型主要为疏叶骆驼刺；沿线土壤侵蚀以轻度侵蚀为主。在道路施工过程中，占地范围内植被和土体不可避免地遭到破坏和扰动，增大该区域的土壤侵蚀模数和侵蚀量，但是从整个项目建设的评价区域来看可以接受。

### 5.1.2.9 对生态环境保护目标影响

#### (1) 公益林

##### ① 本项目占用公益林情况

项目所在区域分布的重点公益林林地类型为灌木林地，优势树种为多枝桤柳、盐穗木，植被盖度为 15-35%，主要作用为防风固沙，涉及国家公益林，保护等级为国家二级。建设单位须按照公益林管理办法办理相关用地手续后方可开工。

经初步核算，本项目新建 TH103101 井场及管线涉及国家二级公益林长度为 0.747km，占地面积为 0.448hm<sup>2</sup>。本项目新增管道、站场、井场占地范围内的林地征用应按照地方有关工程征地补偿标准进行，可研设计中工程征地费用已对上述情况进行了综合考虑。管道施工穿越林地所造成的林业损失与管线选线密切相关。因此，要求管线在选线设计、施工作业时尽量避开灌木茂密区域，在条件允许时，减少砍伐林木的数量，最大程度地保护沿线的林业生态环境，建设单位须取得当地公益林主管部门许可后方可开工。开挖管沟缩短施工作业范围，应将作业带宽度控制在 6m 范围内，在规范施工以及严格按照林草部门的要求对占用重点公益林采取相应补偿措施后，本项目的建设对区域重点公益林的影响在可接受范围内。本项目占用公益林情况，见表 5.1-2，见图 5.1-1。

表 5.1-2 本项目占用公益林情况统计表

侧钻井名称	占公益林情况			
	井场	管线		
		占公益林类型	长度 (km)	面积 (hm <sup>2</sup> )
TH103101	国家二级公益林	国家二级公益林	0.747	0.448
合计		国家二级公益林	0.747	0.448

##### ② 生态避让

本项目 YJ1-6CH 井管线符合设计规范中“在人烟稀少地区，线路走向应尽量并行已建管道，以便建成后的运行管理”的要求。新建 S85CH2、TH121107CH2、T810CH3、TP45CH、TP149CH 侧钻井进站管线均依现有管线，利旧管线部分位于公益林范围内无法避开，其余段落均已避开公益林。新建 TH103101 井至 10-3 计转站进站管线，已经尽量避开植被较丰富的区域，避免破坏荒漠植物。

施工过程中严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区和生活区范围内活动，最大限度减少对荒漠植物生存环境的践踏破坏。若无法进行避让，需对保护植物进行移植保护。

#### (2) 基本农田



根据《中华人民共和国基本农田保护条例》中“第十五条 基本农田保护区经依法划定后，任何单位和个人不得改变或者占用。国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开基本农田保护区，需要占用基本农田，涉及农用地转用或者征收土地的，必须经国务院批准。”和“第十六条 经国务院批准占用基本农田的，当地人民政府应当按照国务院的批准文件修改土地利用总体规划，并补充划入数量和质量相当的基本农田。占用单位应当按照占多少、垦多少的原则，负责开垦与所占基本农田的数量与质量相当的耕地；没有条件开垦或者开垦的耕地不符合要求的，应当按照省、自治区、直辖市的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地”。

本项目新建钻井和管线在设计阶段已对基本农田采取了避让措施，项目占地范围内不涉及基本农田。因此，本项目的实施不会对区域基本农田产生明显影响。本项目占用永久基本农田情况，见图 5.1-2。

### 5.1.3 运营期生态环境影响分析

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

#### (1) 对野生动物的影响分析

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

运营期道路行车主要是油气田巡线的自备车辆，车流量很小，夜间无车行驶，一般情况下，野生动物会自行规避或适应，不会对野生动物产生明显影响。

#### (2) 植被影响分析

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

#### (3) 特殊生态敏感区和重要生态敏感区影响分析

运营期影响主要集中在井场内，运营期采出水、井下作业废液等均不外排，落地油妥善处置；同时加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。因

此不会对特殊生态敏感区和重要生态敏感区产生明显影响。

#### (4) 生态系统完整性影响评价

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

在井场、道路、管线等建设中，新设施的增加及永久性构筑物的作用，不但不会使区域内异质化程度降低，反而在一定程度上会增加区域的异质性。区域的异质性越大，抵抗外界干扰的能力就越大。因而油田开发建设不会改变区域内景观生态的稳定性及完整性。

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

#### 5.1.4 退役期生态环境影响分析

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

通过采取以上措施，可使退役期生态环境影响降到最低。

#### 5.1.5 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土生物多样性和生态学进程，其结构和功能没有受到人类活动胁迫的损害，本地物种处在能够持续繁衍的种群水平。它主要反映生态系

统在外来干扰下维持自然状态、稳定性和自组织能力的程度。评价生态系统完整性对于保护敏感自然生态系统免受人类干扰的影响有着重要的意义。

本项目开发区的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

本项目对生态环境的影响主要在施工期。主要为本项目井场、站场以及线路工程等的建设带来的生态环境影响。本项目永久占地约 0.75hm<sup>2</sup>，永久性工程占地对沿线地区的土地利用影响较小。临时占地 10.33hm<sup>2</sup>，本项目临时性工程占地仅在施工阶段对沿线土地利用产生短期影响，且大部分用地在施工结束后能恢复原有的利用功能。总体而言，施工结束后，随着生态补偿或生态恢复措施的实施，临时性工程用地扰动区内的原有植被可逐渐恢复，临时性工程占地影响将逐渐减小或消失。

本项目位于阿克苏地区库车市和沙雅县境内，项目评价范围和占地范围内均不涉及自然保护地、世界自然遗产地、生态保护红线、重要生境等生态导则中所列的生态敏感区。此外，项目共涉及国家公益林 0.448hm<sup>2</sup>，在规范施工以及严格按照林草部门的要求对占用重点公益林采取相应补偿措施后，本项目的建设对区域重点公益林的影响在可接受范围内；本项目新建工程在设计阶段已对基本农田采取了避让措施，新建井场、管线占地范围内不涉及基本农田，本项目的实施不会对区域基本农田产生明显影响。由于本区域的野生动物种类少，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。综上所述，本项目建设在采取严格的环境保护措施后，生态环境影响可接受。

表 5.1-3 生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响识别	生态保护目标	重要物种 <input checked="" type="checkbox"/> ；国家公园 <input type="checkbox"/> ；自然保护区 <input type="checkbox"/> ；自然公园 <input type="checkbox"/> ；世界自然遗产 <input type="checkbox"/> ；生态保护红线 <input type="checkbox"/> ；重要生境 <input type="checkbox"/> ；其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
	影响方式	工程占用 <input checked="" type="checkbox"/> ；施工活动干扰 <input checked="" type="checkbox"/> ；改变环境条件 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
	评价因子	物种 <input checked="" type="checkbox"/> （分布范围、种群数量、种群结构、行为等） 生境 <input checked="" type="checkbox"/> （生境面积、质量） 生物群落 <input checked="" type="checkbox"/> （物种组成、群落结构等） 生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> （植被覆盖度、生态系统功能等） 生物多样性 <input checked="" type="checkbox"/> （物种丰富度、优势度等） 生态敏感区 <input type="checkbox"/> 自然景观 <input checked="" type="checkbox"/> （景观多样性、完整性） 自然遗迹 <input type="checkbox"/> 其他 <input checked="" type="checkbox"/> （水土流失、土地沙化等）
评价等级		一级 <input type="checkbox"/> 二级 <input checked="" type="checkbox"/> 三级 <input checked="" type="checkbox"/> 生态影响简单分析 <input type="checkbox"/>
评价范围		陆域面积：（7.81）km <sup>2</sup> ；水域面积：（）km <sup>2</sup>
生态现状调查与评价	调查方法	资料收集 <input checked="" type="checkbox"/> ；遥感调查 <input checked="" type="checkbox"/> ；调查样方、样线 <input checked="" type="checkbox"/> ；调查点位、断面 <input type="checkbox"/> ；专家和公众咨询法 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
	调查时间	春季 <input type="checkbox"/> ；夏季 <input checked="" type="checkbox"/> ；秋季 <input type="checkbox"/> ；冬季 <input type="checkbox"/> 丰水期 <input type="checkbox"/> ；枯水期 <input type="checkbox"/> ；平水期 <input type="checkbox"/>
	所在区域的生态问题	水土流失 <input checked="" type="checkbox"/> ；沙漠化 <input type="checkbox"/> ；石漠化 <input type="checkbox"/> ；盐渍化 <input type="checkbox"/> ；生物入侵 <input type="checkbox"/> ；污染危害 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
	评价内容	植被/植物群落 <input checked="" type="checkbox"/> ；土地利用 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> ；生物多样性 <input type="checkbox"/> ；重要物种 <input type="checkbox"/> ；生态敏感区 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
生态影响预测与评价	评价方法	定性 <input type="checkbox"/> ；定性和定量 <input type="checkbox"/>
	评价内容	植被/植物群落 <input checked="" type="checkbox"/> ；土地利用 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> ；生物多样性 <input type="checkbox"/> ；重要物种 <input type="checkbox"/> ；生态敏感区 <input type="checkbox"/> ；生物入侵风险 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
生态保护对策措施	对策措施	避让 <input checked="" type="checkbox"/> ；减缓 <input type="checkbox"/> ；生态修复 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态补偿 <input type="checkbox"/> ；科研 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
	生态监测计划	全生命周期 <input type="checkbox"/> ；长期跟踪 <input type="checkbox"/> ；常规 <input checked="" type="checkbox"/> ；无 <input type="checkbox"/>
	环境管理	环境监理 <input checked="" type="checkbox"/> ；环境影响后评价 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
评价结论	生态影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/> ；不可行 <input type="checkbox"/>
注：“ <input type="checkbox"/> ”为勾选项，可√；“（）”为内容填写项。		

图 5.1-1 本项目占用公益林情况图

图 5.1-2 本项目占用永久基本农田情况图

## 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<sub>x</sub>、CO 和 SO<sub>2</sub>；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。

#### 5.2.1.1 钻井废气影响分析

本项目钻井工程包括新钻井 1 口，侧钻井 6 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。

油田开发区域已有电网覆盖，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<sub>x</sub>、SO<sub>2</sub> 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 and 《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。

#### 5.2.1.2 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。

在项目建设前期，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。

项目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 有组织排放废气大气影响估算

#### (1) 污染源参数

按照不同的加热炉规模、所属区块，以 T810CH3（400KW 加热炉、塔河油田 8 区）、TH103101（200KW 加热炉、塔河油田 10 区）为代表，进行有组织废气大气污染物最大落地浓度估算。

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<sub>x</sub>，SO<sub>2</sub> 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 <sup>3</sup> /h)	高度 (m)	内径 (m)	烟气温度 (°C)			
T810CH3	509.92	8	0.3	120	7920	SO <sub>2</sub>	0.0048
						NO <sub>x</sub>	0.044



						烟尘	0.01
TH103101	254.96	8	0.3	120	7920	SO <sub>2</sub>	0.0024
						NO <sub>x</sub>	0.022
						烟尘	0.005

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（℃）		41.5
最低环境温度（℃）		-27.4
土地利用类型		草地/林地/耕地
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（°）	/

## （2）预测结果

本项目代表性井场估算结果见表 5.2-3、表 5.2-4。

由表 5.2-3、5.2-4 可知，T810CH3 井场有组织废气污染源氮氧化物最大落地浓度 0.0154mg/m<sup>3</sup>，占标率 6.16%。二氧化硫最大落地浓度 0.001676mg/m<sup>3</sup>，占标率 0.34%。烟尘最大落地浓度 0.001466mg/m<sup>3</sup>，占标率 0.33%，最大落地浓度点位于下风向 78m；TH103101 井场有组织废气污染源氮氧化物最大落地浓度 7.7μg/m<sup>3</sup>，占标率 3.08%。二氧化硫最大落地浓度 0.84μg/m<sup>3</sup>，占标率 0.17%。烟尘最大落地浓度 0.73μg/m<sup>3</sup>，占标率 0.16%，最大落地浓度点位于下风向 79m。

估算结果表明，本项目代表性井场正常工况下排放的 SO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub>、颗粒物下风向地面浓度均低于《环境空气质量标准》二级标准限值。

表 5.2-3 有组织排放废气 (T810CH3 井 400KW 加热炉) 估算模式预测污染物扩散结果

序号	SO <sub>2</sub>			NO <sub>x</sub>			PM <sub>10</sub>		
	离源距离 (m)	落地浓度 (mg/m <sup>3</sup> )	占标率 (%)	离源距离 (m)	落地浓度 (mg/m <sup>3</sup> )	占标率 (%)	离源距离 (m)	落地浓度 (mg/m <sup>3</sup> )	占标率 (%)
1	10	0.001286	0.26	10	0.0118	4.72	10	0.001124	0.25
2	78	0.001676	0.34	78	0.0154	6.16	78	0.001466	0.33
3	100	0.00156	0.32	100	0.0143	5.72	100	0.001364	0.30
4	200	0.001282	0.26	200	0.0117	4.68	200	0.001118	0.25
5	300	0.000908	0.18	300	0.0083	3.32	300	0.000788	0.18
6	400	0.000806	0.16	400	0.0074	2.96	400	0.000704	0.16
7	500	0.000736	0.14	500	0.00676	2.704	500	0.000644	0.14
8	600	0.000656	0.14	600	0.00602	2.408	600	0.000574	0.13
9	700	0.000588	0.12	700	0.00536	2.144	700	0.000512	0.11
10	800	0.000528	0.1	800	0.00484	1.936	800	0.000462	0.10
11	900	0.000486	0.1	900	0.00446	1.784	900	0.000424	0.09
12	1000	0.000458	0.1	1000	0.0042	1.68	1000	0.0004	0.09
13	1100	0.00043	0.08	1100	0.00394	1.576	1100	0.000376	0.08
14	1200	0.000406	0.08	1200	0.00372	1.488	1200	0.000354	0.08
15	1300	0.000382	0.08	1300	0.0035	1.4	1300	0.000334	0.07
16	1400	0.000362	0.08	1400	0.00332	1.328	1400	0.000316	0.07
17	1500	0.000344	0.06	1500	0.00316	1.264	1500	0.000302	0.07
18	1600	0.000328	0.06	1600	0.00302	1.208	1600	0.000288	0.06
19	1700	0.000314	0.06	1700	0.00288	1.152	1700	0.000274	0.06
20	1800	0.0003	0.06	1800	0.00276	1.104	1800	0.000262	0.06
21	1900	0.000288	0.06	1900	0.00264	1.056	1900	0.000252	0.06
22	2000	0.000276	0.06	2000	0.00254	1.016	2000	0.00024	0.05
23	2100	0.000264	0.06	2100	0.00244	0.976	2100	0.000232	0.05

序号	SO <sub>2</sub>			NO <sub>x</sub>			PM <sub>10</sub>		
	离源距离 (m)	落地浓度 (mg/m <sup>3</sup> )	占标率 (%)	离源距离 (m)	落地浓度 (mg/m <sup>3</sup> )	占标率 (%)	离源距离 (m)	落地浓度 (mg/m <sup>3</sup> )	占标率 (%)
24	2200	0.000254	0.06	2200	0.00234	0.936	2200	0.000222	0.05
25	2300	0.000242	0.04	2300	0.00222	0.888	2300	0.000212	0.05
26	2400	0.000234	0.04	2400	0.00214	0.856	2400	0.000204	0.05
27	2500	0.000224	0.04	2500	0.00204	0.816	2500	0.000195	0.04
<i>P</i> <sub>max</sub> (%)	<b>0.34</b>			<b>7.7</b>			<b>0.32</b>		
<i>D</i> <sub>max</sub> (m)	<b>78</b>			<b>78</b>			<b>78</b>		

表 5.2-4 有组织排放废气 (TH103101 井 200KW 加热炉) 估算模式预测污染物扩散结果

序号	SO <sub>2</sub>			NO <sub>x</sub>			PM <sub>10</sub>		
	离源距离 (m)	落地浓度 (mg/m <sup>3</sup> )	占标率 (%)	离源距离 (m)	落地浓度 (mg/m <sup>3</sup> )	占标率 (%)	离源距离 (m)	落地浓度 (mg/m <sup>3</sup> )	占标率 (%)
1	10	6.46E-04	0.13	10	5.90E-03	2.36	10	5.62E-04	0.12
2	79	8.38E-04	0.17	79	7.70E-03	3.08	79	7.33E-04	0.16
3	100	7.80E-04	0.16	100	7.15E-03	2.85	100	6.82E-04	0.15
4	200	6.41E-04	0.13	200	5.85E-03	2.34	200	5.59E-04	0.12
5	300	4.54E-04	0.09	300	4.15E-03	1.66	300	3.94E-04	0.09
6	400	4.03E-04	0.08	400	3.71E-03	1.48	400	3.52E-04	0.08
7	500	3.68E-04	0.07	500	3.38E-03	1.35	500	3.22E-04	0.07
8	600	3.28E-04	0.07	600	3.01E-03	1.20	600	2.87E-04	0.06
9	700	2.94E-04	0.06	700	2.68E-03	1.08	700	2.56E-04	0.06
10	800	2.64E-04	0.05	800	2.42E-03	0.97	800	2.31E-04	0.05
11	900	2.43E-04	0.05	900	2.23E-03	0.89	900	2.12E-04	0.05
12	1000	2.29E-04	0.05	1000	2.10E-03	0.84	1000	2.00E-04	0.04
13	1100	2.15E-04	0.04	1100	1.97E-03	0.79	1100	1.88E-04	0.04
14	1200	2.03E-04	0.04	1200	1.86E-03	0.74	1200	1.77E-04	0.04

序号	SO <sub>2</sub>			NO <sub>x</sub>			PM <sub>10</sub>		
	离源距离 (m)	落地浓度 (mg/m <sup>3</sup> )	占标率 (%)	离源距离 (m)	落地浓度 (mg/m <sup>3</sup> )	占标率 (%)	离源距离 (m)	落地浓度 (mg/m <sup>3</sup> )	占标率 (%)
15	1300	1.91E-04	0.04	1300	1.75E-03	0.70	1300	1.67E-04	0.04
16	1400	1.81E-04	0.04	1400	1.66E-03	0.67	1400	1.58E-04	0.04
17	1500	1.72E-04	0.03	1500	1.58E-03	0.63	1500	1.51E-04	0.03
18	1600	1.64E-04	0.03	1600	1.51E-03	0.60	1600	1.44E-04	0.03
19	1700	1.57E-04	0.03	1700	1.44E-03	0.58	1700	1.37E-04	0.03
20	1800	1.51E-04	0.03	1800	1.38E-03	0.55	1800	1.31E-04	0.03
21	1900	1.44E-04	0.03	1900	1.32E-03	0.53	1900	1.26E-04	0.03
22	2000	1.39E-04	0.03	2000	1.27E-03	0.51	2000	1.21E-04	0.03
23	2100	1.33E-04	0.03	2100	1.22E-03	0.49	2100	1.16E-04	0.03
24	2200	1.27E-04	0.03	2200	1.16E-03	0.47	2200	1.10E-04	0.02
25	2300	1.23E-04	0.02	2300	1.13E-03	0.45	2300	1.07E-04	0.02
26	2400	1.19E-04	0.02	2400	1.09E-03	0.44	2400	1.04E-04	0.02
27	2500	1.13E-04	0.02	2500	1.04E-03	0.42	2500	9.92E-05	0.02
<i>P</i> <sub>max</sub> (%)	<b>0.17</b>			<b>3.08</b>			<b>0.16</b>		
<i>D</i> <sub>max</sub> (m)	<b>79</b>			<b>79</b>			<b>79</b>		

## 5.2.2.2 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。

以 T810CH3（塔河油田 8 区）、TH103101（塔河油田 10 区）、TP149CH（塔河油田托甫台区）、YJ1-6CH（塔河油田跃进区块）为代表，进行大气污染物最大落地浓度估算。根据工程分析，运营期本项目各用地类型内代表性井场产生的无组织排放污染物参数见表 5.2-5。

表 5.2-5 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 <sub>2</sub> S
TH103101	954	75	60	7920	0.01126	0.000126
TP149CH	961	75	60	7920	0.01126	0.000126
YJ1-6CH	963	75	60	7920	0.01126	0.000126

## (2) 预测结果

本项目各井场无组织排放源强相同，井场所处土地利用类型主要为荒漠草地、灌木林地和耕地，因此本次预测选取各用地类型内代表性井场进行分析，见表 5.2-6~5.2-9。

表 5.2-6 无组织排放废气（T810CH3 井场）估算模式预测污染物扩散结果

序号	NMHC			H <sub>2</sub> S		
	离源距离 (m)	落地浓度 (μg/m <sup>3</sup> )	占标率 (%)	离源距离 (m)	落地浓度 (μg/m <sup>3</sup> )	占标率 (%)
1	10	5.6895	0.28	10	0.0637	0.64
2	60	10.1939	0.51	60	0.1141	1.14
3	100	8.4244	0.42	100	0.09436	0.94
4	200	7.9064	0.40	200	0.08848	0.88
5	300	7.0105	0.35	300	0.07854	0.79
6	400	6.4133	0.32	400	0.07182	0.72
7	500	5.8530	0.29	500	0.06552	0.66
8	600	5.3492	0.27	600	0.05992	0.60
9	700	4.9062	0.25	700	0.05488	0.55
10	800	4.5197	0.23	800	0.05068	0.51
11	900	4.1821	0.21	900	0.0469	0.47
12	1000	3.8831	0.19	1000	0.04354	0.44
13	1100	3.4350	0.17	1100	0.0385	0.39
14	1200	3.0965	0.15	1200	0.03472	0.35
15	1300	2.8191	0.14	1300	0.0315	0.32
16	1400	2.6400	0.13	1400	0.02968	0.30
17	1500	2.4455	0.12	1500	0.0273	0.27
18	1600	2.0587	0.10	1600	0.0231	0.23
19	1700	8.4244	0.42	1700	0.09436	0.94

20	1800	7.9064	0.40	1800	0.08848	0.88
21	1900	7.0105	0.35	1900	0.07854	0.79
22	2000	6.4133	0.32	2000	0.07182	0.72
23	2100	5.8530	0.29	2100	0.06552	0.66
24	2200	5.3492	0.27	2200	0.05992	0.60
25	2300	4.9062	0.25	2300	0.05488	0.55
26	2400	4.5197	0.23	2400	0.05068	0.51
27	2500	4.1821	0.21	2500	0.0469	0.47
$P_{\max}$ (%)	0.51			1.14		
$D_{\max}$ (m)	60			60		

表 5.2-7 无组织排放废气 (TH103101 井场) 估算模式预测污染物扩散结果

序号	NMHC			H <sub>2</sub> S		
	离源距离 (m)	落地浓度 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	占标率 (%)	离源距离 (m)	落地浓度 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	占标率 (%)
1	10	5.6895	0.28	10	0.0637	0.64
2	60	10.1939	0.51	60	0.1141	1.14
3	100	8.4244	0.42	100	0.09436	0.94
4	200	7.9064	0.40	200	0.08848	0.88
5	300	7.0105	0.35	300	0.07854	0.79
6	400	6.4133	0.32	400	0.07182	0.72
7	500	5.8530	0.29	500	0.06552	0.66
8	600	5.3492	0.27	600	0.05992	0.60
9	700	4.9062	0.25	700	0.05488	0.55
10	800	4.5197	0.23	800	0.05068	0.51
11	900	4.1821	0.21	900	0.0469	0.47
12	1000	3.8831	0.19	1000	0.04354	0.44
13	1100	3.4350	0.17	1100	0.0385	0.39
14	1200	3.0965	0.15	1200	0.03472	0.35
15	1300	2.8191	0.14	1300	0.0315	0.32
16	1400	2.6400	0.13	1400	0.02968	0.30
17	1500	2.4455	0.12	1500	0.0273	0.27
18	1600	2.0587	0.10	1600	0.0231	0.23
19	1700	8.4244	0.42	1700	0.09436	0.94
20	1800	7.9064	0.40	1800	0.08848	0.88
21	1900	7.0105	0.35	1900	0.07854	0.79
22	2000	6.4133	0.32	2000	0.07182	0.72
23	2100	5.8530	0.29	2100	0.06552	0.66
24	2200	5.3492	0.27	2200	0.05992	0.60
25	2300	4.9062	0.25	2300	0.05488	0.55
26	2400	4.5197	0.23	2400	0.05068	0.51
27	2500	4.1821	0.21	2500	0.0469	0.47
$P_{\max}$ (%)	0.51			1.14		
$D_{\max}$ (m)	60			60		

表 5.2-8 无组织排放废气 (TP149CH 井场) 估算模式预测污染物扩散结果

序号	NMHC			H <sub>2</sub> S		
	离源距离 (m)	落地浓度 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	占标率 (%)	离源距离 (m)	落地浓度 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	占标率 (%)
1	10	5.6895	0.28	10	0.0637	0.64
2	60	10.1939	0.51	60	0.1141	1.14
3	100	8.4244	0.42	100	0.09436	0.94
4	200	7.9064	0.40	200	0.08848	0.88
5	300	7.0105	0.35	300	0.07854	0.79
6	400	6.4133	0.32	400	0.07182	0.72
7	500	5.8530	0.29	500	0.06552	0.66
8	600	5.3492	0.27	600	0.05992	0.60

9	700	4.9062	0.25	700	0.05488	0.55
10	800	4.5197	0.23	800	0.05068	0.51
11	900	4.1821	0.21	900	0.0469	0.47
12	1000	3.8831	0.19	1000	0.04354	0.44
13	1100	3.4350	0.17	1100	0.0385	0.39
14	1200	3.0965	0.15	1200	0.03472	0.35
15	1300	2.8191	0.14	1300	0.0315	0.32
16	1400	2.6400	0.13	1400	0.02968	0.30
17	1500	2.4455	0.12	1500	0.0273	0.27
18	1600	2.0587	0.10	1600	0.0231	0.23
19	1700	8.4244	0.42	1700	0.09436	0.94
20	1800	7.9064	0.40	1800	0.08848	0.88
21	1900	7.0105	0.35	1900	0.07854	0.79
22	2000	6.4133	0.32	2000	0.07182	0.72
23	2100	5.8530	0.29	2100	0.06552	0.66
24	2200	5.3492	0.27	2200	0.05992	0.60
25	2300	4.9062	0.25	2300	0.05488	0.55
26	2400	4.5197	0.23	2400	0.05068	0.51
27	2500	4.1821	0.21	2500	0.0469	0.47
$P_{\max}$ (%)	0.51			1.14		
$D_{\max}$ (m)	60			60		

表 5.2-9 无组织排放废气 (YJ1-6CH 井场) 估算模式预测污染物扩散结果

序号	NMHC			H <sub>2</sub> S		
	离源距离 (m)	落地浓度 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	占标率 (%)	离源距离 (m)	落地浓度 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	占标率 (%)
1	10	5.6895	0.28	10	0.0637	0.64
2	60	10.1939	0.51	60	0.1141	1.14
3	100	8.4244	0.42	100	0.09436	0.94
4	200	7.9064	0.40	200	0.08848	0.88
5	300	7.0105	0.35	300	0.07854	0.79
6	400	6.4133	0.32	400	0.07182	0.72
7	500	5.8530	0.29	500	0.06552	0.66
8	600	5.3492	0.27	600	0.05992	0.60
9	700	4.9062	0.25	700	0.05488	0.55
10	800	4.5197	0.23	800	0.05068	0.51
11	900	4.1821	0.21	900	0.0469	0.47
12	1000	3.8831	0.19	1000	0.04354	0.44
13	1100	3.4350	0.17	1100	0.0385	0.39
14	1200	3.0965	0.15	1200	0.03472	0.35
15	1300	2.8191	0.14	1300	0.0315	0.32
16	1400	2.6400	0.13	1400	0.02968	0.30
17	1500	2.4455	0.12	1500	0.0273	0.27
18	1600	2.0587	0.10	1600	0.0231	0.23
19	1700	8.4244	0.42	1700	0.09436	0.94
20	1800	7.9064	0.40	1800	0.08848	0.88
21	1900	7.0105	0.35	1900	0.07854	0.79
22	2000	6.4133	0.32	2000	0.07182	0.72
23	2100	5.8530	0.29	2100	0.06552	0.66
24	2200	5.3492	0.27	2200	0.05992	0.60
25	2300	4.9062	0.25	2300	0.05488	0.55
26	2400	4.5197	0.23	2400	0.05068	0.51
27	2500	4.1821	0.21	2500	0.0469	0.47
$P_{\max}$ (%)	0.51			1.14		
$D_{\max}$ (m)	60			60		

根据表 5.2-6~5.2-9 预测结果可知：各代表性井场无组织废气污染源排放的非甲烷总烃最大落地浓度  $10.1939\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率 0.51%；硫化氢最大落地浓度  $0.1141\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率 1.14%；最大落地浓度点位下风向 60m。非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$  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  $10\mu\text{g}/\text{m}^3$  的要求。

### 5.2.2.3 大气污染物核算

本项目运行期大气污染物排放量见表 5.2-10。

表 5.2-10 本项目大气污染物排放量核算表

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 ( $\text{mg}/\text{m}^3$ )	
有组织排放						
1	加热炉	SO <sub>2</sub>	采用清洁燃料	《锅炉大气污染物排放标准》 (GB13271-2014)	50	0.133
		NO <sub>x</sub>			200	1.225
		烟尘			20	0.28
无组织排放						
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 $4.0\text{mg}/\text{m}^3$	0.624
3		H <sub>2</sub> S				

建设项目大气环境影响评价自查表见表 5.2-11。

### 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，主要为油田工作人员。

### 5.2.4 大气环境影响评价自查表

建设项目大气环境影响评价自查表见表 5.2-11。

表 5.2-11 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目		
评价等级与范围	评价等级	一级 <input type="checkbox"/>	二级 <input checked="" type="checkbox"/>	三级 <input type="checkbox"/>
	评价范围	边长=50km <input type="checkbox"/>	边长 5~50km <input type="checkbox"/>	边长=5km <input checked="" type="checkbox"/>
评价因子	SO <sub>2</sub> +NO <sub>x</sub> 排放量	≥2000t/a <input type="checkbox"/>	500~2000t/a <input type="checkbox"/>	<500t/a <input checked="" type="checkbox"/>



	评价因子	基本污染物 (SO <sub>2</sub> 、NO <sub>2</sub> 、PM <sub>10</sub> 、PM <sub>2.5</sub> 、CO、O <sub>3</sub> ) 其他污染物 (NMHC、H <sub>2</sub> S)			包括二次 PM <sub>2.5</sub> 不包括二次 PM <sub>2.5</sub> <input checked="" type="checkbox"/>			
评价标准	评价标准	国家标准 <input type="checkbox"/>	地方标准 <input type="checkbox"/>	附录 D <input checked="" type="checkbox"/>	其他标准 <input type="checkbox"/>			
现状评价	环境功能区	一类区 <input type="checkbox"/>		二类区 <input checked="" type="checkbox"/>		一类区和二类区 <input type="checkbox"/>		
	评价基准年	(2022) 年						
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 <input type="checkbox"/>		主管部门发布的数据 <input checked="" type="checkbox"/>		现状补充监测 <input type="checkbox"/>		
	现状评价	达标区 <input type="checkbox"/>			不达标区 <input checked="" type="checkbox"/>			
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源 <input checked="" type="checkbox"/> 本项目非正常排放源 <input type="checkbox"/> 现有污染源 <input type="checkbox"/>	拟替代的污染源 <input type="checkbox"/>		其他在建、拟建项目污染源 <input type="checkbox"/>		区域污染源 <input type="checkbox"/>	
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMO D <input type="checkbox"/>	ADMS <input type="checkbox"/>	AUSTAL 2000 <input type="checkbox"/>	EDMS/A EDT <input type="checkbox"/>	CALPUF F <input type="checkbox"/>	网格模型 <input type="checkbox"/>	其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	预测范围	边长≥50km <input type="checkbox"/>		边长 5~50km <input type="checkbox"/>		边长=5km (		
	预测因子	预测因子 (SO <sub>2</sub> 、NO <sub>2</sub> )			包括二次 PM <sub>2.5</sub> 不包括二次 PM <sub>2.5</sub> <input checked="" type="checkbox"/>			
	正常排放短期浓度贡献值	C <sub>本项目</sub> 最大占标率≤100% <input checked="" type="checkbox"/>			C <sub>本项目</sub> 最大占标率>100% <input type="checkbox"/>			
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C <sub>本项目</sub> 最大占标率≤10% <input type="checkbox"/>		C <sub>本项目</sub> 最大占标率>10% <input type="checkbox"/>			
		二类区	C <sub>本项目</sub> 最大占标率≤30% <input type="checkbox"/>		C <sub>本项目</sub> 最大占标率>30% <input type="checkbox"/>			
	非正常排放 1h 浓度贡献值	非正常持续时长 ( ) h	c <sub>非正常</sub> 占标率≤100% <input type="checkbox"/>		c <sub>非正常</sub> 占标率>100% <input type="checkbox"/>			
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	C <sub>叠加</sub> 达标 <input type="checkbox"/>			C <sub>叠加</sub> 不达标 <input type="checkbox"/>			
区域环境质量的整体变化情况	k≤-20% <input type="checkbox"/>			k>-20% <input type="checkbox"/>				
环境监测计划	污染源监测	监测因子: (SO <sub>2</sub> 、NO <sub>2</sub> 、PM <sub>10</sub> 、NMHC、H <sub>2</sub> S)		有组织废气监测 <input checked="" type="checkbox"/> 无组织废气监测 <input checked="" type="checkbox"/>		无监测 <input type="checkbox"/>		
	环境质量监测	监测因子: ( )		监测点位数 ( )		无监测 <input type="checkbox"/>		
评价结论	环境影响	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/> 不可以接受 <input type="checkbox"/>						
	大气环境防护距离	距厂界最远 ( ) m						
	污染源年排放量	SO <sub>2</sub> : (0.133) t/a	NO <sub>x</sub> : (1.225) t/a	颗粒物: (0.28) t/a	VOCs: (0.624) t/a			

## 5.3 声环境影响分析

### 5.3.1 施工期声环境影响分析

#### 5.3.1.1 钻井过程声环境影响分析

##### (1) 噪声源分析

勘探施工期的噪声主要为钻井过程中钻机、发电机、泥浆泵等发出的噪声，声压级一般在 90~105dB (A)。

### (2) 敏感点分析

根据现场调查评价范围内没有自然保护区、风景旅游区、文物古迹等特殊敏感目标，工程区周围 200m 范围内没有医院、学校、机关、科研单位、住宅等声环境敏感点。

### (3) 声影响分析

工程区 200m 内无居民，钻井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。

#### 5.3.1.2 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。

本评价采用点源衰减模式，预测计算施工机械噪声源至受声点的几何发散衰减，计算中不考虑声屏障、空气吸收等衰减，预测公式如下：

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

式中： $L_p(r)$  ——预测点处声压级，dB (A)；

$L_p(r_0)$  ——参考位置  $r_0$  处的声压级，dB (A)；

$r$  ——预测点距声源的距离，m；

$r_0$  ——参考位置距声源的距离，m。

利用上述公式，预测计算拟建项目主要施工机械在不同距离处的贡献值，预测计算结果见表 5.3-1。

表 5.3-1 主要施工机械在不同距离处的噪声贡献值一览表

序号	机械	不同距离处的噪声贡献值 (dB (A))										施工阶段
		40m	60m	100m	200m	300m	400m	500m	700m	900m	1200m	
1	挖掘机	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	—	—	—	土石方 道路施工 管线施工
2	装载机	70.0	66.4	62.0	56.0	52.5	50.0	48.0	—	—	—	
3	压路机	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	—	—	—	
4	运输车辆	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	—	—	—	物料运输
5	吊装机	66.0	62.4	58.0	52.0	48.5	46.0	44.0	—	—	—	设备安装

6	钻机	77.0	73.4	69.0	63.0	59.5	56.0	55.0	52.1	49.9	47.4	钻井
7	振动筛	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	47.1	44.9	42.4	
8	泥浆泵	77.0	73.4	69.0	63.0	59.5	56.0	55.0	52.1	49.9	47.4	

通过类比分析可知，各种施工机械噪声预测结果可以看出，各种施工机械噪声预测结果可以看出，在不采取减振降噪措施的情况下，土石方施工、道路工程和管线施工期间昼间距施工设备 60m、夜间 300m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）场界噪声限值要求；设备安装施工期间昼间距施工机械 40m、夜间 200m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）场界噪声限值要求；钻井期间昼间距施工机械 100m、夜间 500m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）场界噪声限值要求。

### 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

运营期本项目管线均埋设在地下，埋深大于 1.5m，油气集输不会对周围声环境产生影响。本项目井场产噪设备主要为采油树、加热炉设备。

#### 5.3.2.1 预测模式

（1）根据声源声功率级或参考位置处的声压级、户外声传播衰减，计算预测点的声级：

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

式中： $L_p(r)$ —预测点处声压级，dB；

$L_w$ —由点声源产生的声功率级（A 计权或倍频带），dB；

$D_c$ —指向性校正，它描述点声源的等效连续声压级与产生声功率级  $L_w$  的全向点声源在规定方向的声级的偏差程度，dB；

$A_{div}$ —几何发散引起的衰减，dB；

$A_{atm}$ —大气吸收引起的衰减, dB;

$A_{gr}$ —地面效应引起的衰减, dB;

$A_{bar}$ —障碍物屏蔽引起的衰减, dB;

$A_{misc}$ —其他多方面效应引起的衰减, dB。

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

式中:  $L_p(r)$ —预测点处声压级, dB;

$L_p(r_0)$ —参考位置  $r_0$  处的声压级, dB;

$D_c$ —指向性校正, 它描述点声源的等效连续声压级与产生声功率级  $L_w$  的全向点声源在规定方向的声级的偏差程度, dB;

$A_{div}$ —几何发散引起的衰减, dB;

$A_{atm}$ —大气吸收引起的衰减, dB;

$A_{gr}$ —地面效应引起的衰减, dB;

$A_{bar}$ —障碍物屏蔽引起的衰减, dB;

$A_{misc}$ —其他多方面效应引起的衰减, dB。

(2) 预测点的 A 声级  $L_A(r)$  可按下式计算:

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

式中:  $L_A(r)$ —距声源  $r$  处的 A 声级, dB (A);

$L_{pi}(r)$ —预测点 ( $r$ ) 处, 第  $i$  倍频带声压级, dB;

$\Delta L_i$ —第  $i$  倍频带的 A 计权网络修正值, dB;

(3) 在只考虑几何发散衰减时按下式计算:

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

式中:  $L_A(r)$ —距声源  $r$  处的 A 声级, dB (A);

$L_A(r_0)$ —参考位置  $r_0$  处的 A 声级, dB (A);

$A_{div}$ —几何发散引起的衰减, dB;

(4) 工业企业噪声计算

设第  $i$  个室外声源在预测点产生的 A 声级为  $L_{Ai}$ , 在  $T$  时间内该声源工作时间为  $t_i$ ; 第  $j$  个等效室外声源在预测点产生的 A 声级为  $L_{Aj}$ , 在  $T$  时间内该声源

工作时间为  $t_j$ ，则拟建项目声源对预测点产生的贡献值 ( $L_{eqg}$ ) 为：

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

式中： $L_{eqg}$ —建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值，dB；

$T$ —用于计算等效声级的时间，s；

$N$ —室外声源个数；

$t_i$ —在  $T$  时间内  $i$  声源工作时间，s；

$M$ —等效室外声源个数；

$t_j$ —在  $T$  时间内  $j$  声源工作时间，s。

#### (5) 噪声预测值计算

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

式中： $L_{eq}$ —预测点的噪声预测值，dB；

$L_{eqg}$ —建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值；

$L_{eqb}$ —预测点的背景噪声值，dB。

#### (6) 噪声预测点位

本评价预测噪声源对场界四周噪声贡献值。

### 5.3.2.2 噪声源参数的确定

本项目各井场噪声源类似，井场面积及平面布置基本相同，噪声源噪声参数见表 5.3-2。

表 5.3-2 井场噪声源参数一览表

序号	声源名称	型号	空间相对位置/m			声源源强（声功率级） (dB (A))	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
1	采油树	--	20	30	1	85	基础减振	昼夜
2	真空加热炉	--	20	25	1	95	基础减振	昼夜

### 5.3.2.3 预测结果及评价

按照噪声预测模式，结合噪声源到各预测点距离，通过计算，本项目各噪声源对井场四周场界的贡献声级值见表 5.3-3。噪声等值线图见图 5.3-1。

表 5.3-3 井场噪声预测结果一览表 单位：dB (A)

场地	场界	贡献值	标准值		结论
井场噪声	东场界	50	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	南场界	44	昼间	60	达标

	西场界	43	夜间	50	达标
			昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	北场界	50	昼间	60	达标
			夜间	50	达标

由表 5.3-4 可知，井场噪声源对场界的噪声预测值为 43~50dB (A)，站场噪声源对场界的噪声预测值为 43~50 (A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 中 2 类区昼间、夜间标准要求。

综上，本项目实施后不会对周边声环境产生明显影响。

### 5.3.3 退役期声环境影响分析

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

### 5.3.4 声环境影响评价自查表

本项目声环境影响评价自查表见表 5.3-4。

表 5.3-4 声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目					
评价等级与范围	评价等级	一级 <input type="checkbox"/>		二级 <input checked="" type="checkbox"/>		三级 <input type="checkbox"/>	
	评价范围	200m <input checked="" type="checkbox"/>		大于 200m <input type="checkbox"/>		小于 200m <input type="checkbox"/>	
评价因子	评价因子	等效连续 A 声级 <input checked="" type="checkbox"/> 最大 A 声级 <input type="checkbox"/> 计权等效连续感觉噪声级 <input type="checkbox"/>					
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/>		地方标准 <input type="checkbox"/>		国外标准 <input type="checkbox"/>	
现状评价	环境功能区	0 类区 <input type="checkbox"/>	1 类区 <input type="checkbox"/>	2 类区 <input checked="" type="checkbox"/>	3 类区 <input type="checkbox"/>	4a 类区 <input type="checkbox"/>	4b 类区 <input type="checkbox"/>
	评价年度	初期 <input type="checkbox"/>		近期 <input checked="" type="checkbox"/>		中期 <input type="checkbox"/>	
	现状调查方法	现场实测法 <input checked="" type="checkbox"/>		现场实测加模型计算法 <input type="checkbox"/>		收集资料 <input type="checkbox"/>	
	现状评价	达标百分比		100			
噪声源调查	噪声源调查方法	现场实测 <input type="checkbox"/>		已有资料 <input checked="" type="checkbox"/>		研究成果 <input type="checkbox"/>	
声环境影响预测与评价	预测模型	导则推荐模型 <input checked="" type="checkbox"/>				其他 <input type="checkbox"/>	
	预测范围	200m <input checked="" type="checkbox"/>		大于 200m <input type="checkbox"/>		小于 200m <input type="checkbox"/>	
	预测因子	等效连续 A 声级 <input checked="" type="checkbox"/> 最大 A 声级 <input type="checkbox"/> 计权等效连续感觉噪声级 <input type="checkbox"/>					
	厂界噪声贡献值	达标 <input checked="" type="checkbox"/>			不达标 <input type="checkbox"/>		
	声环境保护目标处噪声值	达标 <input type="checkbox"/>			不达标 <input type="checkbox"/>		
环境监测	排放监测	厂界监测 <input checked="" type="checkbox"/> 固定位置监测 <input type="checkbox"/> 自动监测 <input type="checkbox"/> 手动监测 <input type="checkbox"/> 无监测 <input type="checkbox"/>					

计划	声环境保护目标处 噪声监测	监测因子：（ ）	监测点位数（ ）	无监测 <input checked="" type="checkbox"/>
评价结论	环境影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/> 不可行 <input type="checkbox"/>		
注：“ <input type="checkbox"/> ”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项。				

### 5.3.5 声环境影响评价小结

综上所述，本项目开发建设区域声环境质量现状较好。施工期噪声源均为暂时性的，待施工结束后噪声影响也随之消失，并且项目评价范围内无声环境敏感目标，不会产生噪声扰民问题。运营期，采油（气）井场和站场场界噪声贡献值可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类区标准要求。

## 5.4 水环境影响分析

### 5.4.1 地表水环境影响分析

根据前文，判定本项目地表水环境评价等级为三级 B，重点论证项目废水综合利用不外排的可行性和可靠性。

#### 5.4.1.1 施工期地表水影响分析

根据工程分析，在建设期，对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。

施工期产生的废水主要为钻井废水、酸化压裂返排液、生活污水和管线试压废水。

#### （1）钻井废水

钻井废水是钻井液等物质被水高倍稀释的产物，其组成、性质及危害与钻井液类型、处理剂的组成有关，主要污染物有悬浮物、石油类、COD 等。本项目钻井废水产生量为 0.4 万 m<sup>3</sup>。钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相拉运至其他新钻井回用于钻井液配制，不外排。

#### （2）酸化压裂返排液

钻井固定完毕后，需进行压裂完井，在储层改造过程中排出的压裂返排液中，项目酸化压裂返排液产生量为 615.3m<sup>3</sup>，储层改造过程中产生的压裂返排液含有黄

原胶、石油类及其他各种添加剂。本项目共部署新井 1 口，老井侧钻液排入回收罐中，运至塔河油田绿色环保站处理，处理达标后回注。

### (3) 生活污水

施工期内生活污水总产生量总计为 1200m<sup>3</sup>，生活污水主要污染物为 COD、NH<sub>3</sub>-N、SS 等。施工期生活污水经井场撬装式污水处理站处理后，用于生活区、井场及通井路降尘，不外排地表水环境。

### (4) 试压废水

管道工程分段试压以测试管道的强度和严密性，本项目管道采用无腐蚀性洁净水作为试压介质，管道试压废水中主要污染物为 SS。管道试压分段进行，试压水排出后进入下一段管线循环使用。试压废水可用作场地降尘用水。

#### 5.4.1.2 运营期地表水影响分析

本项目运营期井场无人值守，通过远程监控、人员定期巡检进行管理。运营期工作人员由内部调剂解决，故不新增生活污水。产生的废水主要有油田采出水和井下作业废水。

##### (1) 采出水

本项目不设油水分离设施，经计转站进行气液分离后的采出液（油、水），运至塔河油田二号、三号、四号联合站原油预处理系统，处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准中有关指标后回注油层，不外排。

##### (2) 井下作业废水

井下作业主要包括油井维修、大修、酸化、压裂等，井下作业废水的主要来源为修井过程产生的压井水和压井液、修井时的循环水及洗井时产生的洗井废水。井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至塔河油田绿色环保站处理。

采取上述水污染控制措施后，本项目采出水及井下作业废水不会对周边环境产生影响。水污染控制和水环境影响减缓措施有效，对水环境的影响较小。

#### 5.4.2 地下水环境影响分析

##### 5.4.2.1 评价区水文地质条件

###### (1) 塔里木河以北水文地质条件

S85CH<sub>2</sub>、TH121107CH<sub>2</sub>、T810CH<sub>3</sub>、TH103101 和 TP149CH 井分布在塔里木河北岸。



## 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 5m 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 8 吋时的涌水量(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<sup>3</sup>/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,为承压含水层的顶板埋深 50-100m 区。

该区呈点线状分布在塔里木河两岸区域。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<sup>3</sup>/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<sup>3</sup>/d,水量中等;渗透系数为 0.98-4.19m/d,影响半径为 182.27-315.97m。

## ④地下水的补、径、排条件

## A. 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。

B.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。

C.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

根据《塔河油田水文地质普查报告》,区内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。

#### ⑥地下水的水化学特征

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:  $\text{SO}_4\cdot\text{Cl}$  型、 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4$  型和  $\text{Cl}$  型。区块内潜水矿化度的变化极其复杂,从  $<1\text{g/l}$ 、 $1\sim 3\text{g/l}$ 、 $>10\text{g/l}$  不等,无明显的变化规律。

在塔里木河以北区域,承压水的水化学类型分为三种:  $\text{HCO}_3\cdot\text{SO}_4\cdot\text{Cl}$  型、 $\text{SO}_4\cdot\text{Cl}$  型和  $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4$  型。

### (2) 塔里木河以南水文地质条件

本项目 TP45CH、YJ1-6CH 井分布在塔里木河南岸。

#### ①包气带岩性、结构、厚度、分布及垂向渗透系数:

在塔里木河以南区域,在阿不干那及其以南约 11.5km 的地段内,包气带岩性主要为粉土和细砂,结构松散。包气带厚度约 2.8m-4.65m 左右,粉土的垂向渗透系数为  $0.32\text{m/d}$ - $0.85\text{m/d}$ ,细砂的垂向渗透系数为  $1.89\text{m/d}$ 。再向南,在塔克

拉玛干大沙漠北缘,包气带岩性主要为细砂、粉砂,结构松散。在沙丘分布地段,包气带厚度相对较大,约 3.27m-6.33m 左右;在垄间洼地,包气带厚度相对较小,约 1.3m-2.7m 左右。细砂、粉砂的垂向渗透系数为 1.23m/d-2.48m/d。

### ②地下水类型、赋存分布规律及含水层空间分布特征

在塔里木河以南区域,地下水类型为第四系松散岩类孔隙潜水和双层-多层结构的第四系松散岩类孔隙潜水-承压水。区域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。

其中,双层-多层结构的第四系松散岩类孔隙潜水-承压水,分布于阿不干那一带,第四系松散岩类孔隙潜水则分布于中部、南部的沙漠区。在阿不干那一带,含水层结构为双层-多层结构,到中部、南部则变为单一结构,局部夹有粉土薄层或透镜体。地下水的埋藏深度在阿不干那一带大约 4.65m,向中部、南部沙漠区逐渐变浅为 3m 左右。

### ③含水层的富水性

将钻孔的单井出水量,统一换算为降深 5m、井径 12 吋 ( $\Phi=325\text{mm}$ ) 时的涌水量(即换算涌水量),然后进行富水性级别的划分。塔里木河以南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-承压水和第四系松散岩类孔隙潜水。

#### A.双层-多层结构第四系松散岩类孔隙潜水-承压水

呈片状分布在塔里木河以南区域的北部地段(临近塔里木河区域)。其富水性级别仅为一个:潜水水量中等、承压水水量中等。分布于该区的潜水,潜水位埋深从 1-3m 到 3-5m 不等,钻孔揭露的潜水含水层厚度 $<50\text{m}$ ,含水层岩性为第四系细砂、粉砂、粉细砂;换算涌水量为 121-614 $\text{m}^3/\text{d}$ ,水量中等;渗透系数为 1.12-2.48 $\text{m}/\text{d}$ ,影响半径为 230.09-357.26m。该区的承压水水头,为 2.05~3.96m,承压含水层的顶板埋深 $<50\text{m}$ ;钻孔揭露的承压含水层厚度 $<180\text{m}$ ,含水层岩性为第四系细砂、粉砂、粉细砂,隔水层岩性为粉质粘土、粉土;换算涌水量为 233.0-801 $\text{m}^3/\text{d}$ ,水量中等;渗透系数为 1.18-3.96 $\text{m}/\text{d}$ ,影响半径为 185.91-362.89m。

#### B.第四系松散岩类孔隙潜水

呈片状分布在塔里木河以南区域的中部和南部地段。其富水性级别为水量中等。在中部和南部地段,潜水位埋深约 3.57-6.83m,钻孔在 150m 深度内揭露的含水层厚度约 143.17-146.43m,局部夹有粉土薄层或透镜体,含水层岩性主要为

细砂，其次为粉砂；钻孔的换算涌水量为 475.55-800.2m<sup>3</sup>/d，水量中等；渗透系数为 2.18-3.98m/d，影响半径为 191.77-282.24m。

#### ④地下水的补、径、排条件

A.补给：在塔里木河以南区域，地下水的补给来源主要是南部沙漠平原区地下水的侧向流入补给和地表水入渗补给。由于沙漠区气候异常干燥，降水稀少而蒸发强烈，因此降水补给量可忽略不计。

B.径流：地下水的总体流向是从南向北径流；在塔河南岸沿河地段，地下水是从西向东径流。

C.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

与上文中塔里木河以北的地下水动态特征基本一致。

#### ⑥地下水的水化学特征

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<sub>4</sub>·Cl 型、Cl·SO<sub>4</sub> 型和 Cl 型。区块内潜水矿化度的变化极其复杂，从 <1g/l、1~3g/l、>10g/l 不等，无明显的变化规律。

在塔里木河以北区域，承压水的水化学类型分为三种：HCO<sub>3</sub>·SO<sub>4</sub>·Cl 型、SO<sub>4</sub>·Cl 型和 Cl·SO<sub>4</sub> 型。

### （3）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。

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。油田区工业用水取自承压水。

### （4）包气带污染现状调查

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。

#### 5.4.2.2 施工期地下水环境影响分析

拟建项目钻井施工过程中采用下套管注水泥固井完井方式，对含水层进行了封固处理，有效保护地下水层，同时严格要求套管下入深度，可有效控制钻井液在地层中的漏失，减轻对地下水的影响。井深超过 5000m，远超出了项目所在区域地下水含水层深度，正常状况下，不会对地下水产生影响。

施工期废水主要包括钻井废水、压裂返排液、试压废水和生活污水。根据目前油气田钻井实际情况，钻井废水由临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段用于配制钻井液，在钻井期间综合利用，不外排；压裂返排液采取不落地直接排入回收罐中，拉运至塔河油田绿色环保站处理；管线试压废水为清洁废水，试压完成后用于场地降尘；生活污水排入井场撬装式污水处理站处理达标后，用于生活区、井场及通井路降尘，不外排地表水环境。拟建工程施工期间无废水直接外排，在严格执行环境保护措施的前提下，项目施工期废水可避免对地下水环境产生不利影响。

#### 5.4.2.3 运营期地下水环境影响分析

##### （1）正常状况下水环境影响分析

##### ①废水对地下水影响分析

运营期废水污染源主要为采出水和井下作业废水，污染物主要为石油类。根据前文 5.4.1 节，本项目运营期产生的采出水、井下作业废水均得到妥善处置，不外排，正常情况下不会对地下水产生影响。

##### ②落地油对地下水影响分析

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。

##### ③集输管道对地下水影响分析

本项目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。

#### ④回注水对地下水影响分析

本项目采出水进入二号联、三号联和四号联处理达标后回注油层，回注井在钻井过程中进行了固井，在固井质量良好的情况下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，有效保护地下水层，可对回注水实现有效封堵，满足环办环评函（〔2019〕910号）的相关要求。

综上，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。

#### （2）非正常状况

油井正常运行过程中如套管发生破损泄漏，则会发生套外返水事故。一旦事故发生，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。套外返水发生概率极低，本次评价考虑最不利的极端情况下，套管发生破损泄漏后对潜水含水层水质产生影响，本次评价对非正常状况下套管发生破损泄漏情景运用解析模型进行模拟预测，以评价对地下水环境的影响。

预测因子筛选套管破损泄漏污染物主要为石油类，本评价选取特征污染物石油类作为代表性污染物进行预测，石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准。评价因子检出限及评价标准见表 5.4-2。

表 5.4-2 评价因子及评价标准一览表

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

#### （2）预测源强

泄漏量取采出液流量的最大值 50m<sup>3</sup>/d，全部渗入潜水含水层，采取措施 1 天后停止泄漏。套管破损泄漏后，石油类污染物向饱水带扩散以及进入饱水带中污染地下水，而水中石油类主要有两种状态，一是溶解在水中成为水溶液，即可溶性油，一般溶解量很少；另外一种是以乳化状态分散在水体中，因此，在水中石油类污染物的两种状态是下渗石油类污染物的重要形态，而石油类只有变为可溶态才会随水迁移扩散。根据《石油类有机物对地下水污染的模拟分析》（葛春等，天津市环境保护开发中心），在常温下，石油类溶解度为 10mg/L，则石油类进入地下水的量为 0.5kg。

#### （3）预测模型

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

- a.假定含水层等厚,均质,并在平面无限分布,含水层的厚度、宽度和长度比可忽略;
- b.假定定量的定浓度的污水,在极短时间内注入整个含水层的厚度范围;
- c.污水的注入对含水层内的天然流场不产生影响。

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

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

式中:

$x, y$  是计算点处的位置坐标;  $t$  是时间,  $d$ ;  $C(x, y, t)$  是  $t$  时刻点  $(x, y)$  处的污染物浓度,  $mg/L$ ;  $M$  是含水层厚度,  $m$ ; 评价区域潜水含水层平均厚度约  $30m$ ;  $m_M$  是长度为  $M$  的线源瞬时注入污染物的质量,  $kg$  (本次线源瞬时注入的污染物质量石油类  $0.5kg$ );  $u$  是地下水流速度,  $m/d$ ; 潜水含水层岩性为第四系细砂,依据抽水试验结果,水平渗透系数取  $0.5m/d$ 。水力坡度  $I$  为  $0.7‰$ 。因此地下水的渗透流速  $u=K \times I/n=0.5m/d \times 0.7‰/0.18=0.002m/d$ ;  $n$  是有效孔隙度,无量纲(含水层岩性主要为细砂,参照相关资料,其有效孔隙度  $n=0.18$ );  $D_L$  是纵向弥散系数,  $m^2/d$ ; 根据资料,纵向弥散度  $\alpha_m=10m$ ,纵向弥散系数,  $D_L=\alpha_m \times u=0.02m^2/d$ ;  $D_T$  是横向  $y$  方向的弥散系数,  $m^2/d$  ( $D_T=0.002m^2/d$ );  $\pi$  是圆周率。

#### (4) 预测内容

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

影响范围，石油类取《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中III类标准值等值线作为超标范围，预测污染晕的运移距离和影响范围。预测结果见表 5.4-3。

表 5.4-3 非正常状况下石油类在潜水含水层中运移情况一览表

污染年限	影响范围 (m <sup>2</sup> )	超标范围 (m <sup>2</sup> )	最大运移距离 (m)	晕中心浓度 (mg/L)	超标范围是否运移出 井场边界
100d	13.1	10.8	5.5	11.7	否
1000d	89.5	59.5	14.3	1.2	否
7300d	440.3	188.9	34.2	0.16	否

地下水石油类浓度预测结果表明，套管破损泄漏发生 100d 后，含水层污染物影响范围 13.1m<sup>2</sup>，超标范围 10.8m<sup>2</sup>，最大运移距离 5.5m，晕中心最大浓度为 11.7mg/L；1000d 后，含水层污染物影响范围 89.5m<sup>2</sup>，超标范围 59.5m<sup>2</sup>，最大运移距离 14.3m，晕中心最大浓度为 1.2mg/L；7300d 后，含水层污染物影响范围 440.3m<sup>2</sup>，超标范围 188.9m<sup>2</sup>，最大运移距离 34.2m，晕中心最大浓度为 0.16mg/L。蓝色污染晕代表影响范围，红色污染晕代表超标范围。详见图 5.4-2，表 5.2-16。

100d 时污染晕运移分布图	1000d 时污染晕运移分布图
7300d 时污染晕运移分布图	

图 5.4-2 非正常状况下，石油类渗漏含水层影响范围图

图 5.4-3 非正常状况下，井场边界石油类浓度变化曲线图

在非正常状况条件下，井场下游边界监测到石油类波动，在 7300d 的模拟期内，最大浓度为 0.04mg/L，未超标（0.05mg/L）。据模型 20 年运行结果，随着时间推移石油类污染晕影响范先增大后减小，且污染物晕中心浓度不断降低，井场边界处未出现超标现象。

#### 5.4.4 退役期水环境影响分析

当油井开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，进驻其中的油田开发工作人员将陆续撤离油田区域。油井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、封井、井场清理等。

#### 5.4.5 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，不会对周边水环境产生影响；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二号联合站、三号联合站、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，本项目产生的废水不外排，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 施工期固体废物影响

本项目在施工期产生的固体废物主要包括：钻井泥浆、钻井岩屑、施工废料、废机油、废烧碱包装袋、撬装式污水处理站产生污泥以及施工人员生活垃圾。

#### ① 钻井泥浆

工程使用膨润土泥浆和水基聚磺体系泥浆，泥浆在井口采用“振动筛+除砂器+处理器+离心分离机”分离岩屑后，进入泥浆罐循环使用。工程泥浆使用过程中根据地层情况循环使用，泥浆钻井结束后回收，由罐车拉走用于下一口钻井使用。本项目产生的废弃泥浆量约 1846.45m<sup>3</sup>。

#### ② 钻井岩屑

钻井期内产生的岩屑量为 546.54m<sup>3</sup>，其中非磺化泥浆钻井岩屑 242.13m<sup>3</sup>，磺化泥浆钻井岩屑 304.41m<sup>3</sup>。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。一次处理后检测不合格，现场进行二次处理，达标后用于铺垫油区内的井场、道路等。

#### ③ 生活垃圾

施工人员约 50 人，施工时间约 300 天，平均每人每天产生生活垃圾 0.5kg 计算，产生的生活垃圾为 7.5t。现场集中收集后定期由库车城乡建设投资(集团)有限公司清运、处置。

#### ④ 施工废料

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等。根据类比调查，施工废料产生量约为 0.59t。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后定期由库车城乡建设投资（集团）有限公司清运、处置。

#### ⑤废机油（HW08 900-249-08）

钻井施工过程中机械检修时会产生少量废机油，检修期间地面应铺设防渗膜，采用钢制铁桶收集后暂存于撬装式危废暂存间中，防止废机油落地污染土壤和地下水。类比同类钻井工程，本项目废机油量产生量为 0.7t，废机油采用桶装密闭收集，定期由钻井队联系有危险废物处置资质的单位回收处理。

#### ⑥废烧碱包装袋

钻井施工过程中配制钻井泥浆时会产生少量烧碱废包装袋属于一般工业固体废物。类比同类钻井工程，本项目废烧碱废包装袋产生量为 0.35t，废烧碱包装袋折叠打包后，定期由库车城乡建设投资（集团）有限公司清运、处置。

#### ⑦废防渗材料

工程钻井期产生少量废防渗材料属于危险废物。类比同类钻井工程，本项目废防渗材料产生量为 1.4t，定期由钻井队联系有危险废物处置资质的单位回收处理。

#### ⑧撬装式污水处理站产生污泥

撬装式污水处理站处置过程中产生的污泥经污泥脱水装置，脱到 60%含水率后，由库车城乡建设投资（集团）有限公司拉运处置。生活污水 SS 产生浓度为 240mg/L，经污水处理站处理后 SS 浓度为 20mg/L，井场污水产生量为 1200m<sup>3</sup>/a，则井场污泥产生量为 720m<sup>3</sup>。撬装式污水处理站产生污泥，定期由库车城乡建设投资（集团）有限公司清运、处置。

#### ⑧土石方平衡

本项目部署新钻井 1 口，侧钻井 6 口，新建单井集输管道 1.95km，燃料气、掺稀管线同沟敷设，长度 0.5km。拟建工程挖方量 6.745 万 m<sup>3</sup>，填方量 10.72 万 m<sup>3</sup>，借方量 3.975 万 m<sup>3</sup>，无弃方。开挖土方主要为管沟开挖产生土方，回填土方主要为管沟回填。新建井场工程区需进行压盖，借方主要来源于区域已完钻井场经“钻井废弃物不落地达标处理技术”处理达标后还原土，还原土满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）中综合利用污染物

限值要求后进行综合利用。施工土方在管线施工结束后回填在管堤上，并实施压实平整水土保持措施，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 危险废物产生种类及数量

本项目运营期产生的危险废物主要有落地油、清管废渣、废防渗膜等。

#### (1) 落地油

落地油主要来自突发环境事件和井下作业等。对于突发环境事件产生的落地油（如管线泄漏等），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。本项目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，本项目产生的落地油量为 0.175t/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，由塔河油田绿色环保站进行无害化处理，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《危险废物转移管理办法》中的相关要求收集、贮存、运输。

#### (2) 清管废渣

清管废渣中含有少量管道中的油，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，废渣量约 0.002t/a，由塔河油田绿色环保站进行处理。

#### (3) 废防渗膜

废防渗膜主要在修井作业过程中产生。修井作业时，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，根据工程分析，本项目产生废弃防渗布最大量约 0.35t/a。含油废弃防渗布属于危险废物，危废代码为 HW08 中 900-249-08 其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物。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，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。

根据《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公

告 2021 年第 74 号)，本项目危险废物类别、主要成分及污染防治措施见表 5.5-1。

表 5.5-1 运营期危险废物产生、处置及防治措施情况一览表

序号	危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量 (t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
1	落地原油	HW08	071-001-08	0.175	石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚	固态	油类物质	油类物质	间歇	T, I	由塔河油田绿色环保站处理。
2	清管废渣	HW08	071-001-08	0.002	定期清管	固态	油类物质、铁锈	油类物质	间歇	T, I	
3	废防渗材料	HW08	900-249-08	0.35	井场	固体	石油类	石油类	间歇	毒性 T 易燃性 I	委托持有危险废物经营许可证的单位进行处理。

### 5.5.2.2 危险废物环境影响分析

#### ①危废收集过程影响分析

本项目产生的危废按照《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)相关要求收集、运输，并按要求填写危险废物的收集记录、转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。危险废物在按照规范要求收集的情况下，对环境的影响很小。

#### ②危废运输过程影响分析

拟建工程产生的危险废物委托有危险废物运输资质的单位进行运输，运输过程中全部采用密闭容器收集储存，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上，危险废物运输过程符合《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)中的相关要求。

综上，本项目产生的危险废物收集、转移、运输过程中按照《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)和《危险废物转移管理办法》要求进行运输、处置，对环境的影响很小。

### 5.5.2.3 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。

### 5.5.3 退役期固体废物影响

本项目服务期满后，井场拆除的井架、集输设施、井构筑物等为钢制材

料，清洗油污后可回收利用。不可回收利用的一般工业固体废物拉运至库车城乡建设投资（集团）有限公司处置，含油固废等危险废物委托有资质的单位妥善处置。

#### 5.5.4 固体废物影响评价小结

本项目施工期、运营期和退役期产生的固体废物能够通过有效的途径得到较好的处置，对评价区环境影响较小。

### 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

本项目施工期施工占地，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、碾压、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 7 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。

本项目管道工程一般区域管道施工作业带宽度控制在 8m 范围内；生态敏感区管道施工带范围严格控制在 6m 之内，施工带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与途径见表 5.6-1，影响因子见表 5.6-2。

表 5.6-1 建设项目土壤环境影响类型与影响途径表

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

注：在可能产生的土壤影响类型打出“√”，列表未涵盖的可自行设计。

#### ①污染影响型

本项目输送介质为采出液，管线连接处破裂时，采出液中的石油烃可能会下渗到土壤中，造成一定的影响。因此本评价选取石油烃作为代表性污染

物进行预测。本项目土壤环境影响源及影响因子识别结果参见表 5.6-2。

表 5.6-2 土壤环境影响源及影响因子识别表

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

### ②生态影响型

考虑最不利情况，单井集输管道破裂导致其中高含盐液体进入表层土壤中，造成土壤中盐分含量有一定程度的升高。本次评价选择盐分含量作为代表性因子进行预测。

表 5.6-3 土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	污染途径	特征因子	备注
单井集输管道	漫流	盐分含量	事故工况

### (2) 污染影响型

#### 1) 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油气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，不会出现溢出和泄漏情况，实现可视可控，且在管线上做好标识，如若出现泄漏等事故情况，可及时发现，及时处理。

#### 2) 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漏，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：管线发生泄漏对土壤造成的影响。

##### ③主要评价因子

本次预测评价因子为石油类。

##### ④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 5.6-4。

表 5.6-4 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，原油发生泄漏 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。

### (3) 生态影响型

考虑事故状态下，单井集输管道破裂后，采出液进入表层土壤中，单井集输管道在井场设置有压力和远传信号，当发生管道破裂时，可远程关闭井场，并在 1h 内排查到泄漏点并进行紧急封堵。初步估算，发生泄漏到封堵，预计从单井集输管道中泄漏的采出液量为 3.67m<sup>3</sup>。采出液中的氯根在 133522mg/L，则估算进入土壤中的盐分含量为=3.67×133522×58.5÷35.5=807507g。

本次预测采用 HJ964-2018 附录 E.1.3 中预测方法，预测公式如下：

#### (1) 单位质量土壤中某种物质的增量

$$\Delta S = n(I_s - L_s - R_s) / (\rho_b \times A \times D)$$

式中：△S-单位质量表层土壤中某种物质的增量，g/kg；

I<sub>s</sub>-预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质的输入量，g；

L<sub>s</sub>-预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经淋溶排出的量，g；

R<sub>s</sub>-预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经径流排出的量，g；

ρ<sub>b</sub>-表层土壤容重，kg/m<sup>3</sup>；



A-预测评价范围， $m^2$ ；

D-表层土壤深度，一般取 0.2m，可根据实际情况适当调整；

n-持续年份，a。

(2) 单位质量土壤中某种物质的预测值

$$S=S_b+\Delta S$$

S-单位质量土壤中某种物质的预测值，g/kg；

$S_b$ -单位质量土壤中某种物质的现状值，g/kg。

项目所处区域气候干燥，年降雨量较小，项目考虑最不利情况， $L_s$  和  $R_s$  取值均为 0，预测评价范围为以泄漏点为中心  $20m \times 20m$  范围，表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为  $1.3 \times 10^3 kg/m^3$ ，根据区域土壤盐分监测结果，单位质量土壤中盐分含量的现状值为 29.5g/kg。预测年份为 0.027a（10 天）。

根据上述计算结果，在 10 天内，单位质量土壤中盐分含量的增量为 0.2g/kg，叠加现状值后的预测值为 29.7g/kg。

从预测结果可知，发生泄漏后，导致泄漏点周边区域土壤中盐分含量有所升高，但在发生泄漏后，油田公司会按照要求将泄漏点周围区域土壤进行清理，且随着雨水淋溶，区域土壤中增加的盐分含量将逐渐降低直至恢复至平均水平。

运营期须定期检查管道的破损或破裂情况，若发现有破损或破裂部位须及时进行修补。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 5.6-5。

表 5.6-5 土壤环境影响评价自查表

工作内容	完成情况	备注
------	------	----

影响识别	影响类型	污染影响型 <input type="checkbox"/> ；生态影响型 <input type="checkbox"/> ；两种兼有 <input checked="" type="checkbox"/>				
	土地利用类型	建设用地 <input checked="" type="checkbox"/> ；农用地 <input checked="" type="checkbox"/> ；未利用地 <input type="checkbox"/>			土地利用类型图	
	占地规模	(11.08) hm <sup>2</sup>				
	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 <input type="checkbox"/> ；地面漫流 <input checked="" type="checkbox"/> ；垂直入渗 <input checked="" type="checkbox"/> ；地下水位 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>				
	全部污染物	石油类				
	特征因子	石油烃				
	所属土壤环境影响评价项目类别	I类 <input checked="" type="checkbox"/> ； II类 <input type="checkbox"/> ； III类 <input type="checkbox"/> ； IV类 <input type="checkbox"/>				
	敏感程度	I类 <input checked="" type="checkbox"/> ； II类 <input type="checkbox"/> ； III类 <input type="checkbox"/> ； IV类 <input type="checkbox"/>				
评价工作等级	敏感 <input checked="" type="checkbox"/> ；较敏感 <input type="checkbox"/> ；不敏感 <input type="checkbox"/>					
现状调查内容	资料收集	一级 <input checked="" type="checkbox"/> ；二级 <input type="checkbox"/> ；三级 <input type="checkbox"/>				
	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	点位布置图
		表层样点数	5	6	20cm	
	柱状样点数	5	/	0~0.5m, 0.5~1.5m, 1.5~3m		
现状监测因子	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）基本项目 45 项和 pH、土壤盐分、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、土壤盐分					
现状评价	评价因子	石油烃等				
	评价标准	GB 15618（； GB 36600（；表 D.1 <input type="checkbox"/> ；表 D.2 <input type="checkbox"/> ；其他				
	现状评价结论	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				
影响预测	预测因子	石油烃				
	预测方法	附录 E <input checked="" type="checkbox"/> ；附录 F <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>				
	预测分析内容	影响范围 <input checked="" type="checkbox"/> 影响程度 <input checked="" type="checkbox"/>				
	预测结论	达标结论： a <input checked="" type="checkbox"/> ； b <input type="checkbox"/> ； c <input type="checkbox"/> 不达标结论： a <input type="checkbox"/> ； b <input type="checkbox"/>				
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障 <input type="checkbox"/> ；源头控制 <input checked="" type="checkbox"/> ；过程防控 <input checked="" type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>				
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次		
		重点公益林、牧草区域的油井	石油烃	1次/3年		
信息公开指标						
评价结论	项目区占地范围主要土壤类型是漠境盐土和盐土。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。	
注 1：“□”为勾选项，可√；“（）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。注 2：需要分别开展土壤环境影响评级工作的，分别填写自查表。		

## 6.环境保护措施及可行性论证

本项目实施过程中，会对评价区内的水环境、空气环境、土壤环境等造成不同程度的影响。本章分别对项目在施工期、运营期和退役期拟采取的措施及各专题评价提出的措施进行分析和论证。

### 6.1 施工期环境保护措施

本项目建设期对环境的影响主要来自油（气）井钻采、管线敷设、道路和站场建设等方面。

#### 6.1.1 生态环境保护措施

根据区域后评价、相关工程环保验收以及现场踏勘，本项目周边同区域同类型开发项目，采取的生态环境影响减缓措施主要有：划定了钻井施工队和管线开挖施工作业范围，严格控制施工车辆的运行线路；钻井施工结束后，施工单位对井场进行了清理平整；管线作业也及时对管线进行土方回填和平整。总体而言，原始植被覆盖度较高区域植被恢复较快，井场周边 5-10m 外植被基本恢复，植被覆盖度低的区域地表土壤结皮层极易被破坏，经扰动后植被不易恢复。管线线路可尽量绕避林带，或是从林间空地穿越，严格控制施工作业宽度，以减少对林地的扰动。现场除管廊上方覆土高于地表外，管线两侧施工迹地基本恢复平整，临时占地区域内的原始植被已基本恢复，植被恢复程度和距管廊的距离成反比。在堆土比较松散，植被盖度较低的、地形起伏稍大点的管廊外侧 3-8m 范围内植被尚未恢复。

区块勘探开发时间长，依托设施完善，至各单井为独立的探临路，砂石路面，路面宽约 4.5m。施工车辆基本是在已建道路上行驶，没有随意碾轧的情况发生，尽量减少和避免了对区内地表的扰动和破坏。本项目道路施工对路基两侧沿线的植被影响范围一般在 5m~10m。

根据本项目对生态环境可能产生的不利影响，评价提出如下防范措施：

##### 6.1.1.1 井场和站场

(1) 井场、站场区域主要占地类型为天然牧草地、灌木林地、其他草地、盐碱地和沙地等，施工过程中须严格控制井场占地面积，使单井临时占地面积不大于  $87\times 100\text{m}^2$ ，运营期占地不大于  $60\times 75\text{m}^2$ ，减少扰动面积，减少林木砍伐。

(2) 钻井过程中严格执行钻井生产环境保护管理规定，岩屑、废弃泥浆处置应符合《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制技术规范》

(DB65/T3999-2017) 要求。采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，固相拉运至塔河油田绿色环保站处置。污油、药品回收利用，防止污水、污油、泥浆、药品的随意乱丢乱放。

(3) 加强井区的野生动物保护，对施工人员进行野生动物保护法的宣传教育，严禁施工人员猎杀野生动物。

(4) 尽量减少因施工对植被的破坏，施工前对施工人员进行环保培训，要求施工人员能识别保护植物，井场、站场和管线尽量避开项目区 4 种保护植物肉苁蓉、灰胡杨、罗布麻、沙生怪柳的密集分布区，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) 项目设计时优先采取避让措施，尽量减少林地的占用和对植被的破坏。

(2) 施工过程中，加强施工人员的管理，严格限值施工活动范围，做好施工活动外生态环境的防护工作，禁止施工人员对野生植被滥砍滥伐，严格限制人员的活动范围，破坏沿线的生态环境。

(3) 工程施工占有林地和砍伐树木，应向林业主管部门办理相关手续，按照相关法律法规进行补偿和恢复。

(4) 确保施工人员和车辆在规定范围内作业，严禁砍伐森林植被作燃料；尽量减少对作业区周围植被的影响；工程完工后，要对沿线管线占压林地面积进行调查，尽量恢复，优化原有的自然环境和绿地占有水平。

(5) 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，将减小施工作业带宽度。考虑采取加大管道埋深，加厚管壁等措施。

(6) 管线单元主要占地类型为天然牧草地、灌木林地、其他林地、沙地等，影响呈线状，施工过程中须根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量。

(7) 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。

(8) 项目管道工程一般区域管道施工作业带宽度控制在 8m 范围内；重点公益林分布区管道施工带范围严格控制在 6m 之内。

(9) 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。

(10) 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。

(11) 在设计阶段优化地面管线的走向，尽量避让公益林分布区，无法避让的，须采取移栽、减小施工作业带宽度等公益林保护措施，占用公益林前建设单位须取得公益林主管部门的许可后方可开工。

#### **6.1.1.3 道路**

道路单元主要占地类型为灌木林地，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 不同施工方式及生态单元的生态保护措施

##### (1) 合理利用弃土

施工弃土主要来自于管沟开挖、敷设过程置换出来的土石方。

对一般性管沟开挖、敷设施工活动，弃土的处置有几种方法：在农用地段可将弃土用于修复农用地，或者用于修缮沟渠和田间机耕道等；在未利用地段可填至低洼地用于造地等。由于管道开挖回填后剩余的土方量非常小，按照上述办法处理后，弃土石将完全消化，管道沿线不用修建弃渣场。

##### (2) 荒漠区保护恢复措施

本项目地处塔里木盆地北部，渭干河-库车河三角洲绿洲下缘，塔河油田 8 区、塔河油田 10 区、塔河油田 12 区、托甫台区块和跃进区块。该区域为干旱区三角洲绿洲与塔里木河北岸冲积平原之间的地带，区域荒漠区占比较大，由于荒漠地区的天然灌草植被较难进行自然恢复，因而在荒漠区施工时应尽量保护管沟两侧的灌丛和植被集中覆盖区域，尽可能保护原生植被，避免植被退化。

评价区域存在肉苁蓉、罗布麻、灰胡杨、沙生怪柳等保护植被，施工过程中分布有上述植物的可局部进行路线调整，避开重点保护野生植物集中分布的位置，无法避让的，可采取人工开挖的方式，减少对其的破坏，无法避让的应及时在有条件地段采取移栽或采种育苗后补栽等措施加以缓解。

##### (3) 草地保护恢复措施

评价区域草地主要分布在区域北部，项目经过草地段时，严格执行分层开挖、分层回填的操作制度，保护表层土；严格控制施工作业带宽度，施工作业带以警示带作明确标志；施工后期，对地表进行及时清理，采用人工干预和自然恢复相结合的方式尽快恢复植被。

施工前，应尽可能把草场的草皮铲起，放在一旁并进行洒水养护，待施工结束后，将草皮覆盖在施工作业带上，并播撒当地耐干旱、耐盐碱的原生植被进行植被恢复。

##### (4) 农田段的保护措施

农田主要分布在评价区域西部,其中部分农田已由自然资源部门划分为永久基本农田,新建钻井和管线在设计阶段已对基本农田采取了避让措施,新建项目占地范围内不涉及基本农田。因此,本项目的实施不会对区域基本农田产生明显影响。

建设单位施工过程中应严格落实《自然资源部农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》(自然资规〔2019〕1号)、《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》(自然资规〔2021〕2号)、《土地复垦条例》等相关要求,管道施工中要采取保护耕作层土壤措施,分层开挖,分层堆放,分层填埋,减少因施工造成生土上翻、耕层养分损失、农作物减产的后果,同时要避免由于土层不坚实而形成的水土流失等问题;在施工中应尽量减少对农田防护树木的砍伐,完工后根据不同的地区特点采取植被恢复措施,种植速生树木和耐贫瘠的先锋灌木草本植物,在农地可种植绿肥作物,加速农业土壤肥力的恢复。

#### (5) 灌木林地保护恢复措施

建设单位在工程施工之前,按照当地对于林业保护和用地的相关规定要求,同地方林业部门办理相关手续,征得林业主管部门的同意后,方可施工,并对所占林地进行补偿。施工便道选择尽量绕避公益林,避开林带,或以林带空隙地为主,尽可能不破坏原有地形、地貌;管道中心线两侧改种浅根植物或者种植地方优势草本植物进行恢复。管道两侧的临时占地区域尽量按照施工前的林种进行恢复。

#### (6) 沙地区域防沙治沙措施

在项目施工过程中若发现沙化程度加重的,应当及时报告当地人民政府;大力宣传《中华人民共和国防沙治沙法》,使施工人员知法、懂法、守法,自觉保护区域植被,自觉履行防治义务。禁止在沙化土地上砍挖灌木、药材及其他固沙植物;施工结束后对占地进行平整,清运现场遗留的污染物,按照正式征地文件的规定对占地进行补偿;严格控制施工活动范围,严禁乱碾乱轧,避免对项目占地范围外的区域造成扰动;加强对野生植物的保护,严禁破坏优良固沙植被;加强运营期管理,严禁随意开设巡检道路,防止因人为扰动而加剧项目区沙化程度;减少占地,临时占地区自然恢复,井场等永久占地采用砂砾石铺设;施工土方全部用于管沟回填和井场平整;管线走向基本应顺应主导风向,避免阻挡风向,在管道上形成新的沙山或管道被吹出地面;按地形走向、起伏施工,减少挖填作业



量；；按设计标准规定，严格控制施工作业带为 8m，不得超过作业标准规定；现场施工作业机械应严格管理，划定活动范围，不得在道路站场以外的地方行驶和作业；穿沙丘地段，在管道施工管沟回填后，如若发现沙丘活化现象，应立即采取草方格固沙处理措施。

#### 6.1.1.5 敏感区段的生态保护措施

##### (1) 重点公益林保护措施

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用林地审核审批管理办法（试行）》（新林资字〔2015〕497号）及阿行署办〔2008〕27号文件<印发《阿克苏地区境内石油天然气勘探开发建设管理办法（暂行）》的通知>、阿地油区委〔2009〕3号文件等有关规定，办理建设项目使用林地手续后施工建设。

项目占用国家二级公益林，应遵守以下规定：

①《国家级公益林管理办法》（林资发〔2017〕34号）第十二条规定：“一级国家级公益林原则上不得开展生产经营活动，严禁打枝、采脂、割漆、剥树皮、掘根等行为。国有一级国家级公益林，不得开展任何形式的生产经营活动。”第十三条规定“二级国家级公益林在不影响整体森林生态系统功能发挥的前提下，可以按照第十二条第三款相关技术规程的规定开展抚育和更新性质的采伐。在不破坏森林植被的前提下，可以合理利用其林地资源，适度开展林下种植养殖和森林游憩等非木质资源开发与利用，科学发展林下经济。”。占用国家二级公益林应按《国家级公益林管理办法》第十八条、第十九条的规定实行占补平衡。

②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。

③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。

④在重点公益林分布区域施工过程中，加强施工人员的管理，确保施工人员和车辆在规定范围内作业，严禁砍伐公益林作燃料，做好森林火灾的防范工作。

##### (2) 农田保护措施

评价区耕地主要植被为棉花。项目需采取的保护措施包括：

①本项目在设计阶段已对基本农田采取了避让措施，施工过程中项目不得占用永久基本农田。

②井场选址及管线选线尽量避让耕地，减少对区域农牧业的不利影响。土地的征占及补偿应按照地方有关工程征地及补偿要求进行，由相关部门许可后方可开工建设。经批准占用的耕地，按照“占多少、垦多少”的原则，在地方政府指定的区域，执行耕地复垦补偿。

③在临近农田区施工过程中，严格限定施工范围，管道施工带范围严格控制在 6m 之内，严禁自行扩大施工用地范围。在耕地区域管沟施工过程中实施“分层开挖、分层堆放、分层回填”的措施，堆放于管沟一侧的临时堆土区且用苫布覆盖，施工结束后先回填深层土，后回填表土层。施工结束后应及时对临时占地区域进行平整、恢复原貌。

④管线敷设若经过农业用地，回填时须夯实，防止后期灌溉引起农田下陷，影响农作物种植。

⑤保持原有排灌系统整体性，减少对农田水利设施、农机道路和农田的切割。在选线设计中，尽量沿灌渠和农机路平行建设道路、管线。

⑥应根据当地农业活动特点组织施工，减轻对农业生产破坏造成的损失，应尽量避免在收获时节进行施工。

⑦工程结束后，建设单位应承担恢复生态的责任，及时对临时占地区域进行平整、恢复，使占地造成的影响逐步得以恢复。凡受到施工车辆、机械破坏的地方都要及时修整，恢复原貌。土地恢复工作完成后，交由原土地使用者继续使用。

⑧施工过程中在采取自然生态系统保护措施的同时，还应注意避免在靠近耕地地段进行施工机械加油、存放油品储罐等活动，贯彻“优化设计、动态设计”的设计理念，避免大填大挖，提高施工效率，缩短施工时间。禁止施工人员踩踏周边耕地，向耕地排放污水、堆放固体废物。

#### 6.1.1.6 防沙治沙措施

本项目部分管线位于风沙土分布区域。在防沙、治沙方面，要坚持“因地制宜、因害设防、保护优先、综合治理”的原则，坚持宜乔则乔、宜灌则灌、宜草则草，采取以林草植被建设为主的综合措施，加强地表覆盖，减少尘源。具体措施有：

##### 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。

本项目需严格按照《中华人民共和国防沙治沙法》有关规定，落实防沙治沙措施，控制土地沙漠化的扩展，对于自然恢复条件不好且易发生沙化的地段，根据实际情况对地表进行人工固沙处理，最大限度减少对荒漠植物和野生动物生存环境的践踏破坏。

本项目防沙治沙措施实施后，预计区域植被覆盖度能维持现状，避免区域土地沙化。

#### (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建设单位为第一责任人，各钻井队、施工队作为措施落实方，属于主要责任人。建设单位应在各钻井队、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邀请各级林草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由建设单位自行筹措，用于管线施工土方回填、施工结束后植被恢复和撒播区域常见植物草籽等其他防沙治沙措施，已在总投资中考虑。

#### (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。

### 6.1.1.7 水土流失防治措施

#### (1) 工程措施

管道工程区管沟回填后需先进行严格的整治，对局部高差较大处，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表，防治水土流失。

#### (2) 场地平整

站场工程区场地平整：针对井场除砾石压盖面积外的施工场地，施工结束后需要进行场地平整，对局部高差较大处，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表，防治水土流失。

#### (3) 限行彩条旗

严格控制和管理施工期间车辆行驶的范围，减轻对周边区域的扰动，在施工作业区两侧拉彩条旗以示明车辆行驶的边界，以避免增加对地表的扰动和破坏。

### 6.1.1.8 项目选址优化建议

本项目所在区域分布有肉苁蓉、罗布麻、沙生柽柳、灰胡杨等保护植被，根据现场调查，本项目占地区域未发现上述保护植物集中分布区。本项目所在区域栖息分布着各种野生脊椎动物 34 种，爬行类 4 种，鸟类 23 种，哺乳类 7 种。项目所在区域野生动物生境分布在空间上较为均匀，无时空分布的分异性及地带性，受项目建设影响的主要为爬行类、鸟类，其活动范围大，生境可替代性强。项目在管线、道路等线性工程建设过程中，建议尽量按照临近已有油田生产设施的一侧区域进行布置，在有道路伴行的情况下，可沿道路进行布设，在施工过程中若发现保护植物或保护动物栖息地，要对其进行避让。在站场扩建过程中，建议优先考虑在站内扩建，以减小对环境的不利影响；本项目多座扩建的站场均位于重

点公益林区,重点公益林区分布保护动植物的概率较大,当必须采取站外扩建时,建议将扩建区域布置于已建站场与油田道路之间的区域,尽量将不利影响降到最低。

## 6.1.2 大气污染防治措施

### 6.1.2.1 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。

### 6.1.2.2 地面施工大气污染防治措施

(1) 场地平整时,禁止利用挖掘机进行抛洒土石方作业,定期洒水,作业面要保持一定湿度。

(2) 避免在大风季节施工,尽可能缩短施工时间,提高施工效率,减少裸地暴露时间。

(3) 施工单位必须加强施工区的规划管理。挖方堆放应定点定位,并采取防尘、抑尘措施(洒水、遮盖等措施)。

(4) 合理规划、选择最短的运输路线,充分利用油气田现有公路网络,禁止随意开辟道路,运输车辆应以中、低速行驶,减少车辆行驶动力起尘。

(5) 合理规划临时占地，控制临时占地范围，对工作区域外的场地严禁机械及车辆进入、占用，避免破坏植被和造成土地松动。

(6) 管沟开挖深度不宜过深，及时开挖，及时回填，遇大风天气应停止土方作业。

(7) 加强对施工机械、车辆的维修保养，使用环保节能型柴油机，选用轻质柴油燃料，并加强管理维护，柴油机燃烧烟气排放满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）修改单以及《非道路柴油移动机械污染物排放控制技术要求》（HJ1014-2020），禁止以柴油为燃料的施工机械超负荷工作，减少烟尘和尾气的排放。

(8) 加强施工场地环境管理，提倡文明施工，积极推进绿色施工，严防人为扬尘污染。

(9) 在集输管网投产前的项目初期，井场要进行测试放喷。为了点火安全和控制热辐射范围，需修建地面放喷池，位于敏感点附近的还需在其四周设置围挡，通过水平火炬进行测试放喷；在集输管网投产后，测试放喷的天然气将通过管网收集，集输至井场后通过火炬点燃放空。

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

(11) 井场内严禁燃烧可能产生严重烟雾或刺鼻臭味的材料。

综上所述，采取的大气污染防治措施是可行的。

### 6.1.3 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) 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。

④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。

⑤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。

## （2）废水处置措施

项目钻井过程水环境污染源为钻井废水、酸化压裂返排液、生活污水和试压废水。

### ①钻井废水

钻井废水是钻井液等物质被水高倍稀释的产物，其组成、性质及危害与钻井液类型、处理剂的组成有关，主要污染物有悬浮物、石油类、COD 等。钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相拉运至其他新钻井回用于钻井液配制，不外排。

### ②酸化压裂返排液

本项目共部署新井 1 口，老井侧钻 6 口，项目酸化压裂返排液产生量为 615.3m<sup>3</sup>，储层改造过程中产生的压裂返排液排入回收罐中，运至塔河油田绿色环保站处理，处理达标后回注。

### ③施工队生活污水

生活污水经井场撬装式污水处理站处理后，用于生活区、井场及通井路降尘。撬装化污水处理站采用“生化+过滤”工艺，生活污水经过“格栅+调节池+厌氧池+生物接触氧化池+二沉池+MBR 膜池+消毒池”处理达到《农村生活污水处理排放标准》（DB65 4275-2019）表二 B 级标准后，主要用于生活区、井场及通井路降尘。撬装化污水处理站采用“生化+过滤”工艺，使接触氧化法和活性污泥法有效地结合起来，可将生活污水中所含的主要污染物进行达标处理。该技术属于主流生活污水处理技术，工艺成熟可靠，可确保污水处理达标。

### ④试压废水



管道工程分段试压以测试管道的强度和严密性，本项目管道采用无腐蚀性洁净水作为试压介质，管道试压废水中主要污染物为 SS。管道试压分段进行，试压水排出后进入下一段管线循环使用，试压结束后可用作场地降尘。

综上所述，采取的废水污染防治措施是可行的。

表 6.1-1 钻井期分区防渗要求一览表

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

图 6.1-4 钻井期井场分区防渗图

## 6.1.4 固体废物污染防治措施

### 6.1.4.1 钻井废弃物处理措施

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、脱干系统和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 6.1-5 不落地达标处理技术处置工艺流程示意图

图 6.1-6 不落地达标处理技术处置工艺流程布局图

图 6.1-7 处置后泥饼

图 6.1-8 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。

#### 6.1.4.2 危险废物处理措施

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

#### 6.1.4.3 撬装式污水处理站产生污泥及生活垃圾处理措施

撬装式污水处理站污泥定期排入污泥池，通过泵打入小型叠螺式污泥脱水机，其脱水原理为污泥在浓缩部经过重力浓缩后，被运输到脱水部，在前进的过程中随着滤缝及螺距的逐渐变小，以及背压板的阻挡作用下，产生极大的内压，容积

不断缩小，达到充分脱水的目的。经叠螺式污泥脱水机脱水后可确保污泥含水率低于 60%，满足垃圾填埋场进场污泥含水率要求。

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

#### 6.1.4.4 废机油及废防渗材料处理措施

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

#### 6.1.4.5 施工废料

管道焊接、补口、吹扫时会产生焊渣、边角料等废料，属于一般工业固体废物，施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后定期由周边有资质的工业固废填埋场处置。

#### 6.1.4.6 废烧碱包装袋

项目施工期产生的废烧碱包装袋折叠打包后，折叠打包后，定期由库车城乡建设投资（集团）有限公司清运、处置。

综上，本项目采取的固废污染防治措施可行。

### 6.1.5 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。

综上所述，采取的噪声防治措施是可行的。

### 6.1.6 土壤污染防治措施

(1) 应严格控制施工期临时占地面积，按设计及规划的施工范围进行施工作业，减少土壤扰动。

(2) 施工机械及运输车辆应按规定的道路行驶，减少对土壤的碾压，减少碾压造成的土壤紧实度增加及养分流失。

(3) 施工产生的建筑垃圾不得随意抛洒，应集中收集并及时清运，防止污染物进入土壤环境造成污染。采取的土壤污染防治措施可行。

(4) 植被覆盖度高的区域，局部降低作业带宽度，施工结束后，及时采取撒播草籽等措施，恢复原地貌；施工土方全部用于管沟回填，开挖土方堆存过程中使用防尘网，并定期洒水抑尘。

(5) 土地临时使用过程中发现土地沙化或者沙化程度加重的，应当及时报告当地人民政府；在施工过程中，不得随意碾压项目区内其它固沙植被。

(6) 施工期间严格执行生态保护措施，杜绝破坏植被、造成沙化的行为。

综上所述，采取的噪声防治措施是可行的。

## 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。

④针对本项目所在区域遗留的生态环境问题需按要求整改完成，原井场遗留有弃渣没有及时的清运、老井临时占地内的水泥块未清理或综合利用等，需尽快组织工作人员按期将井场遗留固废清运或综合利用，并纳入本项目环保投资。

#### (2) 运营期生态保护措施

①加强管理，确保各项环保措施落实。对主干道路采取沥青或水泥硬化，对施工迹地表面覆以砾石，以减少风蚀量。

②在道路边、油田区，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。

③加强对管线、设备的管理和检查，及时发现问题，及时解决，防止泄漏事故的发生；对泄漏的落地油应及时清理，彻底回收，防止污染扩大蔓延。

④在管线上方设置各种标志，防止各类施工活动对管线的破坏。

⑤为保护管道不受深根系植被的破坏，在对集输管道的日常巡查中，应将管道上覆土壤中会对管道构成破坏的深根系植被及时清理，确保管道的安全运行。

⑥管道维修二次开挖回填时，应尽量按原有土壤层次进行回填。

⑦本项目事故状态下对生态环境影响较大，因此必须对事故风险严加防范和控制。加强日常生产监督管理和安全运行检查工作，制定安全生产操作规程，加强职工安全意识教育和安全生产技术培训。一旦发现事故，及时采取相应补救措施，尽量减少影响和损失。

### （3）生态修复方案

油田运营期开展生态修复目标为油田污染得到安全处置，生态环境质量明显改善；植被破坏区域覆盖率稳步增长，站场和生活区绿化率逐步提高，环境风险发生率得到有效控制，杜绝跑冒滴漏危害；油田区生态功能基本稳定；油田区主要运输道路硬化达到 100%，生物多样性呈上升趋势；公众生态环保意识得到提高；油田区生态环境监测范围达到 100%，建立生态安全应急系统。

项目井场和管线临时占用的草地和灌木林地等植被生长较好的区域，管线施工完毕后可进行植被恢复，植被恢复以自然恢复为主，根据实地调查，管线施工完毕后的 3-5 年内 90%的区域自然植被可恢复至施工前状态，对于难以恢复的区域应人工辅助恢复，人工恢复植被种类以本土柽柳等灌木植被为主。

综上，本项目采取的生态环境保护措施可行。

## 6.2.2 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以及温室气体。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；温室气体的污染物主要为井场、站场开采过程中产生的甲烷等逃逸。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、NO<sub>x</sub>、SO<sub>2</sub> 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) 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。

(6) 进一步开展节能减排工作, 加强质量控制和技术研发, 降低抽油机井工作能耗, 加强油气技术管道密闭性能, 大力推广应用零散天然气回收和电力系统无功补偿级新能源利用等开采技术, 开发清洁能源替代现有能源, 从而减少温室气体排放。

(7) 温室气体管控: ①进一步开展节能减排工作, 加强质量控制和技术研发, 降低抽油机井工作能耗, 加强油气技术管道密闭性能; ②大力推广应用零散天然气回收和电力系统无功补偿级新能源利用等开采技术, 开发清洁能源替代现有能源; ③选用质量可靠的设备、仪表、阀门等; ④加强对密闭管线及密封点的巡检, 一旦发生泄漏立即切断控制阀, 并尽快内完成修复; ⑤加强油井生产管理, 减少温室气体的跑、冒, 做好油井的压力监测, 并准备应急措施, 从而减少温室气体排放。

### 6.2.3 废水污染防治措施

(1) 采出水

采出水经塔河油田二号、三号 and 四号联合站污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的有关标准后回注油层。

### （2）生活污水

运营期新增工作人员由内部调剂解决，故不新增生活污水。

### （3）井下作业废水

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达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的有关标准后回注油层。

综上所述，采取的废水污染防治措施是可行的。

## 6.2.4 噪声污染防治措施

（1）对噪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。

综上所述，采取的噪声污染防治措施是可行的。

## 6.2.5 固体废物污染防治措施

### 6.2.5.1 固体废物产生及处置情况

#### （1）危险废物

根据《国家危险废物名录（2021年版）》（部令第15号），本项目运营期产生的危险废物主要有落地油、清管废渣、废防渗膜等。

本项目危险废物产生情况及危险特性见表 6.2-1。

表 6.2-1 危险废物情况一览表

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	污染防治措施
1	落地油	HW08 废矿物油与含矿物油废物	071-00 1-08	2.1t/a	油井作业	液态	石油类	油井作业 2年/次	T、I	塔河油田绿色环保站处置
2	清管废渣		251-00 1-08/	0.22t/a	集输与处	固态	石油	间歇	T、I	

			071-00 1-08		理环 节		类			
3	废防 渗膜	HW08 沾染 矿物油的废 弃包装物	900-2 49-08	41.5t/ a	油井 作业	固 态	石 油 类	油井 作业 2 年/ 次	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。

### 6.2.5.2 危险废物处置措施可行性分析

本项目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。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，由塔河油田绿色环保站进行无害化处理，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《危险废物转移管理办法》中的相关要求收集、贮存、运输。清管废渣由塔河油田绿色环保站进行无害化处理。废防渗膜主要在修井作业过程中产生，施工作业结束后，由施工单位将废弃的含油防渗布集中收集，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。

#### ①危险废物收集措施及可行性分析

本项目建成运行后，采油二厂应按照《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》相关要求对含油废物进行收集和管理。危险废物桶装收集后由有危废处置资质单位运输、处置。

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

- a. 危险废物标签规格颜色说明：规格：正方形，40×40cm；底色：醒目的橘黄色；字体：黑体字；字体颜色：黑色。
- b. 危险废物类别：按危险废物种类选择。
- c. 材料应坚固、耐用、抗风化、抗淋蚀。
- d. 装载液体、固体的危险废物的硬质桶内必须留足够的空间，硬质桶顶部与液体表面之间保留 100mm 以上的空间。

#### ②危废运输依托可行性分析



本项目产生的危险废物委托有危险废物运输资质的单位采用专用运输车辆进行运输，按要求填写危险废物的收集记录、转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。并严格按照《危险废物转移管理办法》，实施危险废物转移联单管理制度。

### ③危废处置依托可行性分析

本项目落地油属于《国家危险废物名录（2021年版）》（部令第15号）中“石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚”，其废物代码亦为 HW08（071-001-08），产生量为 2.1t/a，由塔河油田绿色环保站进行无害化处理。

清管废渣属于《国家危险废物名录（2021年版）》（部令第15号）中“清洗矿物油储存、输送设施过程中产生的油/水和烃/水混合物”“石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚”，其废物代码为 HW08（251-001-08、071-001-08），由塔河油田绿色环保站进行无害化处理。

含油废弃防渗布属于《国家危险废物名录（2021年版）》（部令第15号）中“其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物”，其废物代码为 HW08 900-249-08，委托有资质单位拉运处理。本项目危险废物依托处置是可行的。

## 6.2.6 土壤环境保护措施

### （1）源头控制

定期检修维护井场压力、流量传感器；定期派人检查井场、井口区、阀组站，防止采出液泄漏；选用耐腐蚀性能好、抗老化性能、耐热性能好、抗冻性能好、耐磨性能好的管材作为集输管线，管线工程按照一定比例设置截断阀；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，发生事故泄漏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。

综上所述，采取的土壤环境保护措施是可行的。

## 6.2.7 地下水环境保护措施与对策

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

### (1) 源头控制措施

①采取先进、成熟、可靠的工艺技术工艺，良好合格的防渗材料，尽可能从源头上减少污染物泄漏风险，同时，严格按照施工规范施工，保证施工质量。

②定期做好井场设备、阀门、管线等巡检，一旦发现异常，及时采取措施，避免“跑、冒、滴、漏”现象的发生。

③井下作业均带罐作业，采用的专用收集罐集中收集作业废水，外委处置。

④设备定期检验、维护、保养，定期对采油井的固井质量进行检查，防止发生井漏等事故。

⑤严格按照《固井作业规程第 1 部分：常规固井》（SY/T5374.1）、《固井设计规范》（SY/T5480）实施固井工程，确保固井质量满足《固井质量评价方法》（SY/T6592）相关要求，避免套管返液窜漏污染地下水。

⑥加强对油井的监测和管理工作，定期检查，及时发现、修补坏损井，减少原油泄漏量。

### (2) 分区防控措施

为防止污染地下水，针对工程工艺特点，严格执行《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）“11.2.2 分区防控措施”相关要求，本评价确定防渗要求见表 6.2-2。

表 6.2-2 分区防渗要求一览表

名称	防渗分区	防渗要求
----	------	------

运营期井场	一般防渗区	井口装置区	等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5m$ , $K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$ ; 或参照 GB16889 执行
-------	-------	-------	--

### (3) 地下水环境监测与管理

根据本项目特点建立和完善区域地下水环境监测制度和环境管理体系,制定完善的监测计划,环境监测工作可委托当地有资质的环境监测机构承担。根据《环境影响评价技术导则·地下水环境》(HJ610-2016)及《地下水环境监测技术规范》(HJ164-2020)的要求、地下水流向、项目的平面布置特征及地下水监测布点原则,利用地下水上游 1 口、下游 2 口水井为本项目地下水水质监测井,地下水监测计划见表 6.2-3。

表 6.2-3 地下水监测点布控一览表

编号	监测层位	功能	井深	监测因子	方位/距离	监测频次
J1	潜水含水层	跟踪监测井	≤50m	pH、总硬度、溶解性总固体、硫化物、石油类、石油烃(C <sub>6</sub> -C <sub>9</sub> )、石油烃(C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )、砷、六价铬	上游地下水井	每半年 1 次
J2					下游地下水井	
J3					下游地下水井	

## 6.3 退役期环境保护措施

### 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

《参照废弃井封井回填技术指南(试行)》(环办土壤函〔2020〕72号)对废弃井封堵,保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行,防止发生油水窜层,污染地下水资源。

### 6.3.3 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) 井场处置环保要求

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绿色环保站妥善处置或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。

#### (2) 管线处置环保要求

①退役期井场集输管道维持现状，避免因开挖管道对区域生态环境造成二次破坏。管道内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管道内无残留采出液，管道两端使用盲板封堵。

②工程施工结束后，占用天然牧草地应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植被恢复。

综上所述，采取的固废及土壤污染防治措施是可行的。

### 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。拆除地面设施、清理井场等，拆除的报废设备和建筑废料等由施工单位运至指定位置进行处理；及时清理作业现场，做到“工完、料尽、场地清”，恢复原有地貌；按规范要求对废弃井采取固井、封井措施。

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。

##### ②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

本项目新建原油、掺稀、燃料气管线长度分别约 130km，三管同沟敷设；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作业带范围内，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、牧草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。

## 6.4 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。

本项目总投资约 14000 万元。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。

### 6.4.1 环保投资分析

本项目总投资为 14000 万元，其中环保投资 420 万元，占总投资 3%。估算见表表 6.4-1。

表 6.4-1 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）	/	3
	井场、站场加热炉烟气		以净化后的天然气为燃料+8m 高烟囱	颗粒物 $\leq 20\text{mg}/\text{m}^3$ SO <sub>2</sub> $\leq 50\text{mg}/\text{m}^3$ NO <sub>x</sub> $\leq 200\text{mg}/\text{m}^3$ 烟气黑度 $\leq 1$ 级	4
	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 $\leq 4.0\text{mg}/\text{m}^3$ ; H <sub>2</sub> S $\leq 0.06\text{mg}/\text{m}^3$	2
噪声	设备 噪声	采油树 加热炉	选择低噪声设备、加强设备维护， 基础减振	场界： 昼间 $\leq 65\text{dB (A)}$ 夜间 $\leq 55\text{dB (A)}$	3
固体废物	地面工程施工		施工期固废清运、处置	妥善处理	2
	钻井废弃物		泥浆不落地系统	妥善处理	2
	含油废物、废 防渗膜、清管 废渣		井场作业落地油、清管废渣回收进 入塔河油田绿色环保站处置；废防 渗膜交由有资质的单位处置。	妥善处理	327

类别	污染源	环保措施	治理效果	投资 (万元)
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	20
	区块遗留问题整改	区域遗留的生态环境问题需按要求整改完成，如井场遗留弃渣及时清运；老井临时占地内的水泥块按期清理或综合利用	井场无固废遗留	15
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	2
	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	3
废水处理	施工废水、生活污水	经井场撬装式污水处理站处理后，用于生活区、井场及通井路降尘	施工废水、生活污水不外排	4
	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	3
地下水、土壤	一般防渗区	本项目扩建阀组处等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5m$ , $K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$ ；或参照 GB18598 执行	渗透系数小于 $1.0 \times 10^{-7} cm/s$	3
	简单防渗区	井场永久占地	实施地面硬化	
	管道防腐	集油管线采用管线+外防腐、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	8
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			12
	环保培训，演练			7
环保投资合计				420

## 6.4.2 环境效益、社会效益分析

### 6.4.2.1 环境效益分析

施工期环境效益分析，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扩建、井场建设和集输管道占地、井场道路占地等。

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。

#### **6.4.2.2 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。



## 7.环境风险评价

### 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、伴生气、H<sub>2</sub>S。存在于密闭集输管线内。本次新建管线为 TH103101 至 10-3 计转站的集输管线，各站场和开发井均有控制（截断）阀，发生泄漏时，可通过控制（截断）阀进行紧急切断。本项目涉及的风险物质的存储量及位置见表 7.1-1。

本项目原油密度取平均值 0.9580g/cm<sup>3</sup>，天然气相对密度取平均值 0.84kg/m<sup>3</sup>，硫化氢取平均值 19879mg/m<sup>3</sup>。

根据克拉伯龙方程，计算管道带压运行状态下的气体质量：

$$pV=nRT$$

p：气体压强，标况压强 0.101325Mpa；

V：气体体积，管道体积；

n：气体的物质的量，单位 mol；

T：绝对温度，293.15K；

R：气体常数。

计算得：本项目运营期管道带压运行状态下危险物质分布情况见表 7.1-1。

表 7.1-1 本项目危险物质分布情况一览表

井号	风险单元	危险物质类型	存储装置参数	最大存在量(t)
TH103101	集油管线	原油	1.95km, DN100, 4Mpa	14.66
		伴生气		0.055
		H <sub>2</sub> S		0.0003
	燃料气管线	伴生气	0.5km, Φ48×4, 4Mpa	0.0035
	掺稀管线	稀油	0.5km, Φ60×7, 4Mpa	1.19
S85CH2	集油管线	原油	2.58km, 133*5+5 HTPO	34.32
		伴生气		0.03
		H <sub>2</sub> S		0.0007
	燃料气管线	伴生气	1km, 133*5+5 HTPO	0.012
TH121107CH2	集油管线	原油	2.2km, 108*5+5 HTPO	19.298
		伴生气		0.017
		H <sub>2</sub> S		0.0004
	燃料气管线	伴生气	1km, 108*5+5 HTPO	0.008
T810CH3	掺稀管线	稀油	0.08, 96*10.5 柔性复合管	0.555
TP45CH	集油管线	原油	5.97km, 114*4.5 20#	58.347

		伴生气		0.051
		H <sub>2</sub> S		0.001
YJ1-6CH	集油管线	原油	1.2km, 114*4.5 20#	11.728
		伴生气		0.010
		H <sub>2</sub> S		0.0002
TP149CH	掺稀管线	稀油	1.9, DN80	9.145

## (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) :

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

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

$Q_1, Q_2, \dots, Q_n$ ——每种危险物质的临界量, t。当  $Q < 1$  时, 该项目环境风险潜势为 I。当  $Q \geq 1$  时, 将 Q 值划分为:  $1 \leq Q < 10$ ;  $10 \leq Q < 100$ ;  $Q \geq 100$ 。

表 7.1-2 本项目风险单元 Q 值一览表

风险源	危险物质名称	CAS 号	井号	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	原油	—	TH103101	138.353	2500	0.0553
			S85CH2			
			TH121107CH2			
			TP45CH			
			YJ1-6CH			
	伴生气	74-82-8	TH103101	0.163	10	0.0163
			S85CH2			
			TH121107CH2			
			TP45CH			
			YJ1-6CH			
	H <sub>2</sub> S	7783-06-4	TH103101	0.003	2.5	0.0010
			S85CH2			
TH121107CH2						
TP45CH						
燃料气管线	伴生气	74-82-8	TH103101	0.024	10	0.0024
			S85CH2			
			TH121107CH2			
掺稀管线	稀油	—	TH103101	10.890	2500	0.0044
			T810CH3			
			TP149CH			
合计						0.0794

根据上表计算结果, 本项目  $Q < 1$ , 判断项目风险潜势为 I。

## (3) 评价等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）相关要求，风险潜势为I的建设项目可开展简单评价，不定评价等级。因此，本次评价仅对建设项目可能存在的环境风险进行简单分析，不设置评价范围。

表 7.1-3 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。				

## 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 2.8-1。

## 7.3 环境风险识别

### 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、伴生气、H<sub>2</sub>S，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 7.3-1。

表 7.3-1 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	集油管线、燃料气管线
2	硫化氢	有毒气体，易燃气体	集油管线
3	原油	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 7.3-2。

表 7.3-2 原油理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品名称	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。	

	<p>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、皸裂和发红。影响神经系统、骨髓机能等。环境危害：造成大气，河流，湖泊，海洋，土壤等污染。燃爆危险：易燃。遇到高热，火星或火苗极易引起燃烧爆炸。</p>
急救措施	<p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p>
消防措施	<p>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。</p> <p>有害燃烧产物：一氧化碳、二氧化碳。</p> <p>灭火方法：用泡沫、干粉、二氧化碳、砂土灭火。</p>
泄漏应急处理	<p>消除所有点火源。根据液体流动和蒸气扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的设备应接地。禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。防止泄漏物进入水体、下水道、地下室或限制性空间。小量泄漏：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。大量泄漏：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。</p>
操作处置与储存	<p>操作注意事项：密闭操作，注意通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴过滤式防毒面具，穿防静电工作服。远离火种、热源。工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止蒸气泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。灌装时应控制流速，且有接地装置，防止静电积聚。在清除液体和蒸气前不能进行焊接、切割等作业。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。配备相应品种和数量的消防器材和泄漏应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物质。</p> <p>储存注意事项：储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃，保持容器密封。应与氧化剂分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设备。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备和合适的收容材料。</p>

接触控制/个人防护	<p>工程控制：工作现场严禁吸烟，避免长期反复接触，进入罐、限制性空间或其他区作业，须有人监护；生产过程密闭，加强通风；提供安全淋浴和洗眼设备。</p> <p>呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可佩戴过滤式防毒面具（半面罩）。</p> <p>眼睛防护：一般不需要特殊防护，但建议在特殊情况下，戴化学安全防护眼镜。</p> <p>身体防护：穿防静电工作服。</p> <p>手防护：戴一般作业防护手套。</p> <p>其他防护：工作现场禁止吸烟、进食和饮水。工作完毕，淋浴更衣。</p>			
理化特性	外观与性状	黑色的可燃性黏稠液体	蒸气压	无资料
	沸点	自常温至 500°C 以上	闪点	-6~155°C
	熔点	-60°C	溶解性	不溶于水，溶于苯、乙醚、三氯甲烷、四氯化碳等有机溶剂
	密度	相对密度（水=1） 0.7365-1.0724g/cm <sup>3</sup>	稳定性	稳定
	爆炸极限	1.1%~8.7%（V%）	自燃温度	280°C~380°C
稳定性和反应活性	<p>稳定性：稳定。</p> <p>禁配物：氧化剂。</p> <p>避免接触的条件：高热，火源和不相容物质。</p> <p>聚合危害：不聚合。</p> <p>分解产物：一氧化碳、二氧化碳、氮氧化物、硫氧化物等有毒烟雾。</p>			
毒理学资料	<p>有毒。原油中芳香烃以及杂原子化合物具有一定的毒性。</p> <p>LD50：&gt;4300mg/kg（大鼠经口）</p> <p>LC50：无资料</p>			
生态学资料	<p>生态毒理毒性：原油中的芳香族化合物以及杂原子具有一定的毒性。</p> <p>生物降解性：自然界中的部分厌氧菌，硫化菌以及部分绿色植物能将原油的大部分物质降解。</p> <p>非生物降解性：原油中的沥青质等高分子物质具有很难得生物降解性。</p> <p>生物富集或生物积累性：/。</p> <p>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。</p>			
废弃处置	<p>废弃物性质：危险废物。</p> <p>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。</p> <p>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。</p>			
运输信息	<p>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。</p>			
法规	<p>《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</p>			

信息	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。伴生气的爆炸极限范围为 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 7.3-3。

表 7.3-3 甲烷的危险性和危害特性

	接触限值	中国 MAC	未制定标准	
		前苏联 MAC	300mg/m <sup>3</sup>	
毒性及健康危害	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(°C)	-188	爆炸下限 (V%)	5
	自燃温度(°C)	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<sub>2</sub>S

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 7.3-4。

表 7.3-4 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：Hydrogensulfide				
	危险性类别		易燃、有毒气体				
物化特性	沸点（℃）	-61.8	比重（水=1）				
	饱和蒸气压（kPa）	无资料	熔点（℃）		-82.9		
	蒸气密度（空气=1）	无资料	溶解性		易溶于水，亦溶于醇类、石油溶剂和原油中		
	外观与气味	无色气体。具有臭蛋气味					
火灾爆炸危险数据	闪点（℃）		爆炸极限	爆炸上限%（V/V）：46.0；爆炸下限%（V/V）：4.0			
	灭火剂	抗溶性泡沫、干粉、二氧化碳、雾状水					
	灭火方法	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。					
	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。					
反应活性数据	稳定性	不稳定		避免条件			
		稳定	√				
	聚合危险性	可能存在		避免条件			
		不存在	√				
禁忌物	强氧化剂	燃烧（分解）产物		无资料			
健康危害数据	侵入途径	吸入	√	皮肤	√	口	√
	急性毒性	10	无资料	LC50	大鼠吸入	16000mg/m <sup>3</sup> , 4 小时	
急救	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						

措施	<p>畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸，即时就医。</p> <p>食入：饮水，禁止催吐。如有不适感，就医。</p> <p>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。</p> <p>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。</p>			
急性中毒	<p>职业接触</p> <p>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。</p> <p>中毒后的临床表现</p> <p>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。</p> <p>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/m<sup>3</sup>/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/m<sup>3</sup>/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/m<sup>3</sup>/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/m<sup>3</sup> 数秒钟，很快出现急性中毒，呼吸加快后呼吸麻痹而死亡。</p> <p>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。</p>			
泄漏紧急处理	<p>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。</p> <p>禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。</p> <p>防止泄漏物进入水体、下水道、地下室或密闭性空间。</p> <p>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。</p> <p>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。</p>			
/	工程控制	生产过程密闭，全面通风。提供安全淋浴和洗眼设备。		
	呼吸系统防护	空气中浓度超标时，佩戴过滤式防毒面具（半面罩）	身体防护	穿防静电工作服
	手防护	戴橡胶耐油手套	眼防护	戴安全防护眼镜
	其他	工作现场严禁吸烟。工作完毕，淋浴更衣。注意个人清洁卫生。		



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 7.3-5。

表 7.3-5 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

## 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，采出液漏失于地下水含水层中，采出液中含石油类，会造成地下含水层水质污染。

### 7.3.3 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。

### 7.3.4 站场危险性识别

阀组站和计转站运行过程中环节均涉及具有易燃、易爆等危险特性的物质，由于站内工艺管线及设备均带压运行，因此存在一定的事故风险，可能造成环境危害的风险事故主要包括原油、天然气、硫化氢泄漏以及火灾、爆炸引起的伴生/次生污染物排放等。站场危险性识别见表 7.3-6。

表 7.3-6 站场事故风险类型、原因及后果

功能单元	事故类型	事故原因	事故后果	环境影响途径
工艺设备、管线	设备及工艺管线泄漏	管道腐蚀、施工或操作不当等外力作用导致管线破裂、设备泄漏	天然气（含 H <sub>2</sub> S）和挥发的非甲烷总烃进入大气环境，引发周围人员中毒事件，还会导致大气中非甲烷总烃浓度升高；油类物质泄漏渗流至土壤、地下水，从而产生影响。	大气、土壤、地下水/地表水
	火灾、爆炸	原油挥发出的非甲烷总烃、天然气能与空气形成爆炸性混合物，若遇明火、高热有燃烧爆炸危险，原油、天然气不完全燃烧会产生 CO 等污染物	发生火灾爆炸事故后，产生的 CO 使得空气中 CO 浓度升高，引发周围人员中毒事件	大气

### 7.3.5 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、油气泄漏以及火灾、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，引发周围人员中毒事件，若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境。

## 7.4 环境风险分析

### 7.4.1 井喷事故影响分析

在钻井和井下作业时都有可能发生井喷，井喷时的油气流可高达数十米，喷出气体可达几万到几十万立方米，原油可达数百至上千吨，极易发生火灾，造成灾难性的后果。井喷时最容易受到污染的是大气环境、土壤以及生态环境。

#### (1) 对大气环境及人群监控的影响

井喷时喷出大量气体，可使短时间内使局部大气环境中的轻烃含量激增，根据类比调查，井喷的影响范围可达到下风向 4-5km，地面总烃的最大浓度可达到 1300mg/Nm<sup>3</sup>，短时间内严重破坏了局部地区空气质量，另外本项目为油气含油硫化氢，一旦发生井喷，可能会造成硫化氢中毒事件，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，并组织附近人员。由于井喷具有突发性、意外性和短暂性的特点，井喷会造成短期局部大气环境中污染物超标，但不会对整个评价区的大气环境质量造成长久的明显的恶化。本项目距离由于项目区人烟稀少，区域地势平坦，扩散条件较好，所以井喷对人员的伤害有限。

#### (2) 对土壤、地下水的影响

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，造成大面积的土壤污染，井喷时大量泄漏的原油覆盖在地表层可使土壤透气性下降，抑制土壤中酶的活性，土壤理化形质发生变化。原油泄漏区形成局部土壤污染，根据前面土壤专题的分析，原油影响深度一般为 0~20cm，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。

#### (3) 对植被的影响

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，本项目部分井周边存在林地等生态系统，大量原油泄漏可对井场周边的农田、林地等产生影响。大量油、水喷溅到植物上或散落到土壤中，就会影响植物的光合作用，并通过根系吸收，同时石油类将在植物体内富集，影响其品质，使其生产力下降，严重时

会导致植物死亡。对造成农田减产的，应按规定进行赔偿。另外井喷时极易发生火灾，一旦发生火灾，一旦发生火灾应及时采取相应的措施，应立即阻断引火源，并组织灭火，减少对基本农田、林地等生态系统的影响。

#### 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。

#### 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，则会产生一定量的二氧化碳，污染大气环境。

#### 7.4.4 对地下水的环境影响分析

本项目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有可能影响到地下水。本项目环境风险最大可信事故为输油管线泄漏事故。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。

#### 7.4.5 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，送塔河油田二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。

#### 7.4.6 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；三是油品遇明火，发生火灾、爆炸对植被的影响，本项目分布有公益林、草地，评价范围内还分布基本农田，应注意防火，一旦发生火灾应及时采取相应的措施，应立即阻断引火源，并组织灭火。

## 7.5 环境风险管理措施与对策建议

对于重大或不可接受的风险（主要是物料严重泄漏、火灾爆炸造成重大人员伤亡等），制定应急响应方案，建立应急反应体系，当事故一旦发生时可迅速加以控制，使危害和损失降低到尽可能低的程度。定期按照应急预案内容进行应急演练，应急物资配备齐全，出现风险事故时能够及时应对。采油二厂于 2021 年 12 月取得《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》的备案证明，备案编号：652923-2021-195-L。采油三厂于 2021 年 12 月取得《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油三厂突发环境事件应急预案》的备案证明，备案编号分别为 652923-2021-196-L。突发环境事件应急预案适用范围包括：

（1）适用范围是中石化西北油田分公司采油一厂、采油二厂和采油三厂管辖的在内的所有油气设施。

（2）在油气生产区内发生人为或不可抗力造成的废气、废水、固废（包括危险废物）、危险化学品、有毒化学品等环境污染破坏事件；

（3）油气生产区在生产、经营、贮存、运输、使用和处置过程中因有毒有害化学品的泄漏、扩散所造成的突发性环境污染事件；

（4）易燃易爆化学品外泄造成爆炸而产生的突发性环境污染事件；

（5）油气生产区生产过程中因生产装置、污染防治措施、设备等因素发生意外事故造成的突发性环境污染事故；

（6）因遭受自然灾害而造成的可能危及人体健康的环境污染事件。

本评价建议将本次建设内容纳入中石化西北油田分公司采油一厂、采油二厂和采油三厂现有突发环境事件应急预案中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。

### 7.5.1 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,方可综合利用。

(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) 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。

(8) 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。

(9) 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。

### 7.5.2 井喷事故的风险防范措施

本项目主要为稠油开发,稠油粘性大,需要掺稀开发,虽然井喷的可能性很小,但也不并非绝对不可能,因此必须要高度重视安全生产,要积极采取预防井喷发生的措施:

(1) 由于硫化氢气体的特殊性质,含硫化氢的油田的钻井应作好地质、钻井工程设计中和空气中硫化氢含量的监测,及时得到井喷的预警信息,采取必要手段预防井喷,只要安全钻井才是最好的井喷预防措施。

(2) 在井场醒目处悬挂一份井场周边环境的地图和表格，列示离开井场不同距离范围内的居民点及办公点的地址和联系方式以及公路等其他公共设施。

(3) 建立一份紧急电话联系表，其中应包括钻井队负责人、技术人员或安全管理人员以及上级主管部分应急指挥人和当地管理部门协调人、医院、消防、环境部门的联系电话。

(4) 制定一份详实的可操作的应急预案，包括医疗保健措施、个人保护设备、人员培训要求、监测、警报与人员撤离等一系列工作详细地列出具体要求，以此保证井场作业人员的生命安全，特别应明确井口喷出的  $H_2S$  浓度计距井口下风向不同距离监测的  $H_2S$  浓度，来确定井场周边群众、工作人员的撤离范围。

(5) 应对钻井员工和周边一定范围内的居民或工作人员普及预防  $H_2S$  中毒，避免伤亡的个人防护知识，以防止事故发生后的人员伤亡。

(6) 项目区周边为公益林，在发生井喷后，无法实施点火，在确保施工人员安全的条件下，可用消防车对天然气防喷口处进行雨喷淋，使天然气中所含的  $H_2S$  溶解于水中并转变为氢硫酸，降低其毒性，并对氢硫酸进行及时处理，以免污染周边水体。

(7) 发生事故时，要求井场排放清水及处理水全部进入现场事故池，不得随意外排，并立即启动重大环境事件环境应急监测预案，在应急监测人员不受  $H_2S$  危害影响的前提下，对井场周边大气中的  $H_2S$  及甲烷浓度进行监控，随时掌握扩散分布情况，以指导对井场周边人员的撤离工作已经安全线的划定工作，同时对周边水系上下游水质设点进行监控（测试项目可确定为：pH、COD、石油类、硫化物和氯化物等主要指示性污染物），掌握水系可能受到污染影响的程度，以便为后续可能的污染赔偿提供参考，在事件处理过程中，应及时将井场排放清水及处理水全部清运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站进行处理。

(8) 在人员不受  $H_2S$  危害影响的前提下，组织人员对井喷喷出的钻井液进行封堵，可截留至现场事故池内，防止其流入井场周边环境敏感区，尽可能减少其危害和影响，在事件处理过程中，应及时将钻井液全部清运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站进行处理。

(9) 由于井喷和处理井喷的过程中（井喷、压井及恢复正常钻井）产生的污水量较多，为确保事故池能储存所产生的污水，应及时对事故池储存的污水进



行处理。若废水产生量较大，又无法对污水进行及时处理，可能造成污水池装满而外溢污染环境时，应及时启动备用事故池，防止污染物的扩散。

(10) 如发生井喷后，大量废水进入河流中，并且废水中油含量较高，应在河流下游处采取措施进行隔除浮油。

(11) 事件处理过程中须执行重大环境事件应急监测预案，重点对井场周边居民区或办公区内的空气中的  $\text{H}_2\text{S}$ 、 $\text{SO}_2$ 、 $\text{CO}_2$  及甲烷浓度进行监控，如果已达到空气质量标准，则可上报相关决策部门下达返回指令，对周边水体及地下水水质进行监测，持续对周边水系上下游水质设点进行监控，掌握水质变化情况，若井场周边水系上下游水质差异，则可停止此项监测。

(12) 清理井场的各种环境污染物，按分级堆放处理原则进行处置、恢复正常的废水处理工作。

(13) 完成环境应急监测工作报告，对相关环境污染情况尽心评估。

(14) 在相关部分的指导下，对相关环境污染损失情况进行赔偿。

(15) 对井喷的环境污染防治工作进行总结。

(16) 日常工作中严格遵守钻井的安全规定，在井口安装有效的井控装置，杜绝井喷的发生；随时观察、定期记录，及时发现溢流、井漏，并根据多年井喷事故井控装置失灵经验总结，井控作业中的一些错误做法，应尽量避免，杜绝井喷的发生；井场设置明显的禁止烟火标志；井场设备及电器设备、照明灯具符合防火防爆的安全要求，安装探照灯，以备井喷时钻台照明；按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其它消防器材；制订应急操作规程，在规程中说明发生井喷事故时应采取的操作步骤；井场设置事故池，按照最大可能性设计，降低环境风险。

井喷及井喷失控事故一旦发生，特别是含  $\text{H}_2\text{S}$  气井的井喷及失控，不仅将会造成巨大的经济损失，而且将会造成较严重的环境污染和危害及一定的社会负面影响。须认真贯彻集团公司《石油与天然气钻井井控规定》是十分重要的，特别应按要求执行在发生井喷事故后的抢险方案制订及实施，要把环境保护同时考虑，同时实施，防止出现次生环境事故。

### 7.5.3 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 $15\text{mg}/\text{m}^3$ (或 $10\text{ppm}$ ),第2级报警阈值应设置为 $30\text{mg}/\text{m}^3$ (或 $20\text{ppm}$ ),进入上述区域应注意是否有报警信号。

②作业人员在检修和抢险作业时应携硫化氢监测仪和正压式空气呼吸器。

③当监测到空气中硫化氢的浓度达到 $15\text{mg}/\text{m}^3$ (或 $10\text{ppm}$ )时,作业人员应检查泄漏点,准备防护用具,迅速打开排风扇,实施应急程序。

④当监测到空气中硫化氢的浓度达到 $30\text{mg}/\text{m}^3$ (或 $20\text{ppm}$ )时,作业人员应该迅速打开排风扇,疏散人员。作业人员应戴上防护用具,进入紧急状态,立即实施应急方案。

⑤当监测到空气中硫化氢浓度达到 $150\text{mg}/\text{m}^3$ (或 $100\text{ppm}$ )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 $\text{H}_2\text{S}$ 危害及人身防护措施的培训,经考核合格后方可持证上岗。

①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 $150\text{mg}/\text{m}^3$ ( $100\text{ppm}$ )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,同时应具备有必要的救护设备,包括适用的呼吸器具。

## 7.5.4 窜层污染事故的防范措施

采用双层套管,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。

### 7.5.5 管线事故风险预防措施

(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。

### 7.5.6 植被保护措施

(1) 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。

### 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采油一厂、采油二厂和采油三厂环境风险应急预案。

### 7.5.8 现有环境风险防范措施的有效性分析及环境风险应急预案

采油二厂于 2021 年 12 月取得《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》的备案证明，备案编号：652923-2021-195-L。配备有应急物资，定期开展应急演练，因此，在严格执行应急预案和应急处置的基础上，现有环境风险防范措施是有效的。

本评价建议将本次建设内容突发环境事件应急预案纳入西北油田分公司采油二厂现有突发环境事件应急预案中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。

### 7.5.9 环境风险应急处置措施

#### 7.5.9.1 井喷失控事故应急措施

(1) 伴有硫化氢、甲烷等有毒有害气体逸散时：

①应迅速封闭事故现场，抢救现场窒息人员，发出硫化氢、甲烷报警信号，进行交通管制，禁止外人进入现场，控制事态发展；

②监测有毒有害气体浓度，根据现场风向，协同当地政府疏散现场及周边无关人员；

③现场人员生命受到威胁、井口失控、撤离现场无望时，现场应急指挥应立即发出点火指令；

④条件允许时，迅速组织应急救援队伍抢装井口和实施压井作业。

(2) 引发火灾、爆炸时：

①现场发生火灾、爆炸，应立即阻断引火源，并组织灭火；

②条件允许时，迅速组织抢装井口和压井作业；

③井场四周设置围堤，防止喷出物污染环境；

④依据井喷事件程度确定警戒范围，撤离无关人员。

(3) 遇险人员应急撤离条件：

①井喷失控后，经采取措施无效，危及设施及人员生命安全或引起重大火灾无法控制时；

②空气中硫化氢、甲烷浓度较高，且无法有效控制时；

③由于各种原因（如油气泄漏）导致设施发生火灾，经采取措施无效，危及设施及人员生命安全时；

④由于各种原因导致设施发生爆炸，危及整个设施和人员生命安全时。

#### 7.5.9.2 泄漏的应急措施

(1) 井场泄漏处置

A. 伴有硫化氢、甲烷等有害气体逸散时：

①应迅速封闭事故现场，抢救现场窒息人员，发出硫化氢、甲烷报警信号，进行交通管制，禁止外人进入现场，控制事态发展；

②监测有害气体浓度，根据现场风向，协调当地政府部门疏散现场及周边无关人员；

③现场人员生命受到威胁、撤离现场无望时，现场应急指挥应立即发出点火指令。

B. 引发火灾、爆炸时：

①现场发生火灾、爆炸，应立即阻断引火源，并组织灭火；

②确定警戒范围，撤离无关人员。

(2) 站场泄漏处置

**A.站场设备泄漏：**

- ①若站场设备出现泄漏，确定泄漏源的位置；
- ②关断泄漏处两端阀门或关停设备，对泄漏处进行紧急堵漏处理；
- ③对于泄漏的原油进行有效防护或转移到安全处，防止发生火灾、爆炸事故；
- ④采取围堰堵截的方式，使泄漏物不外流，防止污染物扩散，确保总排口阀门处于关闭状态，如果发生大型泄漏或火灾事故，启用事故应急池导流设施将物料或消防水引致应急池或应急罐；
- ⑤现场密切监测泄漏物、泄漏点状况，当泄漏无法控制时，人员在切断泄漏点与生产系统等的连接后，根据风向标的指示，紧急撤离至安全区域；
- ⑥如果少量泄漏，采取用沙石填埋、泡沫覆盖的方式处理，杜绝泄漏物流入雨排管网；如果量大，则用工具进行收集；
- ⑦确定是否已有泄漏物质进入大气、附近水体、下水道等场所；
- ⑧事件发生后，应急监测小组对周围大气污染物浓度进行监测，及时、准确地确定超标的项目及超标量，立即向应急指挥中心汇报监测结果。

**B.伴有硫化氢、甲烷等有毒有害气体逸散时：**

- ①应迅速封闭事故现场，抢救现场窒息人员，发出硫化氢、甲烷报警信号，进行交通管制，禁止外人进入现场，控制事态发展；
- ②监测有害气体浓度，根据现场风向，协同当地政府部门疏散现场及周边无关人员；
- ③现场人员生命受到威胁、撤离现场无望时，现场应急指挥应立即发出点火指令。

**C.引发火灾、爆炸时：**

- ①现场发生火灾、爆炸，应立即阻断引火源，并组织灭火；
- ②确定警戒范围，撤离无关人员。

**(3) 管道泄漏处置**

**A.输油管道破裂泄漏时：**

- ①如出现人员伤亡，在确保安全前提下先组织力量抢救受伤人员；
- ②切断管道泄漏源，封闭事件现场和危险区域，周边设置警示标识，同时组织人员切断周边着火源，防止事态扩大和引发次生事故；

③配合地方政府有关部门设置警戒线，划定安全区域，组织撤离、疏散周边居民、群众；

④组织输油管道泄漏的围控、处置；

⑤原油管道泄漏原油回收并妥善处理；

⑥对污染现场进行清理，并确保达到环境保护要求。

**B.输气管道破裂泄漏时：**

①应迅速停运泄漏管道，必要时实行紧急放空。同时，封闭事故现场，发出天然气泄漏报警；

②组织专业医疗救护小组抢救现场中毒人员和受伤人员；

③监测有害气体浓度，根据现场风向，加强现场人员的个人防护，疏散现场及周边无关人员和公众；

④条件允许时，迅速组织力量对泄漏管道进行封堵、抢修作业；

⑤放空的天然气应通过放空火炬点燃烧掉，当火炬高度小于 1m 时应立即关闭放空阀门。

**C.油气管道泄漏引发火灾、爆炸时：**

①立即切断泄漏源，封闭泄漏现场；

②组织专业医疗救护小组抢救现场受伤人员；

③组织现场消防力量进行灭火；

④组织力量对泄漏管道进行封堵、抢修；

⑤对污染物进行隔离，并组织清理；

⑥采取隔离、警戒和疏散措施，避免无关人员进入事发区域，并合理布置消防和救援力量；

⑦当重点要害部位存在有毒有害气体泄漏时，应进行有毒有害气体监测；

⑧迅速将受伤、中毒人员送医院抢救，并根据需要配备医疗救护人员、治疗药物和器材；

⑨当重点要害部位可燃物料存量较多时，尽量采取工艺处理措施，转移可燃物料，切断危险区与外界装置、设施的连通，组织专家组和相关技术人员制定方案；

⑩火灾扑救过程中，专家组应根据危险区的危害因素和火灾发展趋势进行动态评估，及时提出灭火指导意见；

⑪ 灭火完毕后，立即清理火灾现场，组织力量对泄漏点封堵抢险。

### 7.5.9.3 火灾应急处置措施

- (1) 立即阻断火源，并组织灭火；
- (2) 确定警戒范围，撤离无关人员。
- (3) 火灾扑救过程中，专家组应根据危险区的危害因素和火灾发展趋势进行动态评估，及时提出灭火指导意见；
- (4) 灭火完毕后，立即清理火灾现场。

### 7.5.9.4 危险废物泄漏造成的环境突发事件应急处置

本项目涉及的危险废物主要为油泥砂等，委托有危废处置资质单位进行及时清运，泄漏事故率较低。井场、站场人员对危险废物存放点进行巡查，每班 1~2 次，当发现危险废物泄漏时应通知站场负责人，按以下方法进行处置：

- (1) 消除火源；
- (2) 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；
- (3) 应急处理人员戴好防护口罩；
- (4) 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。用泡沫覆盖，减少蒸发，用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。

## 7.6 风险评价结论

本项目所涉及的危险物质包括原油、伴生气、 $H_2S$ ，分布于可能发集油和稀油以及燃料气管线内，可能发生的风险事故包括井喷、井漏、油气管线泄漏。井喷、集油和稀油管线泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放；燃料气管线泄漏会对大气产生的直接影响以及火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放；原油泄漏对土壤造成影响。本项目在钻井和井下作业时应落实各项井场制度，降低井喷井漏发生概率，项目所在区域人烟稀少，地域空旷，大气扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时采取措施、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，对农田造成污染和损失的应按照相关规定进行治理和赔偿。因此，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；西北油田分公司采油一厂、采油二厂和采油三厂已制定了环境风险应急预案，发生事故时按照环境风险应急预案采取措施。

本项目环境风险简单分析内容表见表 7.6-1。

表 7.6-1 环境风险简单分析内容表

建设项目名称	塔河油田奥陶系油藏 2024 年第五期侧钻项目			
建设地点	新疆维吾尔自治区库车市、沙雅县			
地理坐标	经度	*	纬度	*
主要危险物质及分布	主要危险物质：原油、伴生气、H <sub>2</sub> S，分布于可能发集油和稀油以及燃料气管线内			
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	可能发生的风险事故包括井喷、井漏、油气管线泄漏。集油和稀油管线泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放；燃料气管线泄漏会对大气产生的直接影响以及火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。			
风险防范措施要求	<p>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；</p> <p>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；</p> <p>定期对管线进行巡视，定期进行管道壁厚和防腐情况检测；</p> <p>制定环境风险应急预案，定期演练。</p> <p>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 7.5 节</p>			
<p>结论：本项目所涉及的危险物质包括原油、伴生气、H<sub>2</sub>S，分布于可能发集油和稀油以及燃料气管线内，可能发生的风险事故包括井喷、井漏、油气管线泄漏。井喷、集油和稀油管线泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放；燃料气管线泄漏会对大气产生的直接影响以及火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放；原油泄漏对土壤造成影响。本项目在钻井和井下作业时应落实各项井场制度，降低井喷井漏发生概率，项目所在区域区域人烟稀少，地域空旷，大气扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时采取措施、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，对农田造成污染和损失的应按照相关规定进行治理和赔偿。因此，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；西北油田分公司采油一厂、采油二厂和采油三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。</p>				

## 8.碳排放影响评价

为贯彻落实中央和生态环境部关于“碳达峰、碳中和”相关决策部署和文件精神，充分发挥环境影响评价的源头防控、过程管理中的基础性作用，本评价按照相关政策及文件要求，根据《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》核算方法，计算拟建工程实施后碳排放量及碳排放强度，提出碳减排建议，并分析减污降碳措施可行性及碳排放水平。

### 8.1 碳排放分析

#### 8.1.1 碳排放影响因素分析

##### 8.1.1.1 碳排放源分析

根据《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，石油天然气开采企业碳排放源主要包括：燃料燃烧 CO<sub>2</sub> 排放、火炬燃烧排放、工艺放空排放、CH<sub>4</sub> 逃逸排放、CH<sub>4</sub> 回收利用率、CO<sub>2</sub> 回收利用率、净购入电力和热力隐含的 CO<sub>2</sub> 排放。

##### （1）燃料燃烧 CO<sub>2</sub> 排放

主要指石油天然气生产各个业务环节化石燃料用于动力或热力供应的燃烧过程产生的 CO<sub>2</sub> 排放。

拟建工程井场真空加热炉使用天然气作为燃料，需核算该部分产生的 CO<sub>2</sub> 排放量。

##### （2）火炬燃烧排放

出于安全等目的，石油天然气生产企业通常将各生产活动产生的可燃废气集中到一至数只火炬系统中进行排放前的燃烧处理。火炬燃烧除了 CO<sub>2</sub> 排放外，还可能产生少量的 CH<sub>4</sub> 排放，石油天然气生产的火炬系统需同时核算 CO<sub>2</sub> 和 CH<sub>4</sub> 排放。

拟建工程井场测试放喷过程中产生的天然气通过井场临时火炬点燃，需核算该部分产生的 CO<sub>2</sub> 和 CH<sub>4</sub> 排放量。

##### （3）工艺放空排放

主要指石油天然气生产各业务环节通过工艺装置泄放口或安全阀门有意释放大气中的 CH<sub>4</sub> 或 CO<sub>2</sub> 气体，如驱动气动装置运转的天然气排放、泄压

排放、设备吹扫排放、工艺过程尾气排放、储罐溶解气排放等。石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其工艺放空排放应区分不同业务环节分开核算。

拟建工程主要为井场建设内容，不涉及计转站或联合站，不再核算该部分 CH<sub>4</sub> 或 CO<sub>2</sub> 气体排放量。

#### （4）CH<sub>4</sub> 逃逸排放

主要是指石油天然气生产各业务环节由于设备泄漏产生的无组织 CH<sub>4</sub> 排放，如阀门、法兰、泵轮密封、压缩机密封、减压阀、取样接口、工艺排水、开口管路、套管、储罐泄漏及未被定义为工艺放空的其他压力设备泄漏；石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其逃逸排放应区分不同业务环节分开核算。

拟建工程井场法兰、阀门等处产生的无组织废气中涉及甲烷排放，需核算该部分气体排放量。

#### （5）CH<sub>4</sub> 回收利用量

主要指企业通过节能减排技术回收工艺放空废气流中携带的 CH<sub>4</sub> 从而免于排放到大气中的那部分 CH<sub>4</sub>。CH<sub>4</sub> 回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。

拟建工程未实施甲烷回收利用。

#### （6）CO<sub>2</sub> 回收利用量

主要指企业回收燃料燃烧或工艺放空过程产生的 CO<sub>2</sub> 作为生产原料或外供产品从而免于排放到大气中的那部分 CO<sub>2</sub>。CO<sub>2</sub> 回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。因缺乏适当的核算方法暂不考虑 CO<sub>2</sub> 地质埋存或驱油的减排问题。

拟建工程实施后未回收燃料燃烧或工艺放空过程中产生的 CO<sub>2</sub>，因此该部分回收利用量均为 0。

#### （7）净购入电力和热力隐含的 CO<sub>2</sub> 排放量

该部分排放实际上发生在生产这些电力或热力的企业，但由报告主体的消费活动引起，依照约定也计入报告主体名下。

拟建工程实施后，需消耗电量，不涉及蒸汽用量。

### 8.1.1.2 二氧化碳减排节点

拟建工程生产工艺流程中涉及二氧化碳的产排节点表 8.1-1 所示。

表 8.1-1 二氧化碳产排污节点汇总一览表

序号	类别	产污环节	碳排放因子	排放形式
1	燃料燃烧 CO <sub>2</sub> 排放	井场真空加热炉使用天然气作为燃料燃烧	CO <sub>2</sub>	有组织
2	火炬燃烧排放	各井场测试放喷期间火炬燃烧	CO <sub>2</sub> 和 CH <sub>4</sub>	有组织
3	CH <sub>4</sub> 逃逸排放	井场法兰、阀门等处逸散的废气	CH <sub>4</sub>	无组织
4	净购入电力和热力隐含的 CO <sub>2</sub> 排放量	电力隐含排放	CO <sub>2</sub>	--

## 8.1.2 碳排放量核算

### 8.1.2.1 碳排放核算边界

拟建工程碳排放核算边界及核算内容见表 8.1-2 所示。

表 8.1-2 核算边界及核算内容一览表

序号	核算主体/核算边界	碳排放核算内容
1	塔河油田奥陶系油藏 2024 年第五期侧钻项目	包括油气勘探、油气开采、油气处理及油气储运各个业务环节的基本生产系统、辅助生产系统，以及直接为生产服务的附属生产系统。排放量核算内容包括： (1) 燃料燃烧 CO <sub>2</sub> 排放 (2) 火炬燃烧排放 (3) CH <sub>4</sub> 逃逸排放 (4) 净购入电力和热力隐含的 CO <sub>2</sub> 排放量

### 8.1.2.2 碳排放量核算过程

拟建工程涉及燃料燃烧 CO<sub>2</sub> 排放、火炬燃烧排放、CH<sub>4</sub> 逃逸排放、净购入电力和热力隐含的 CO<sub>2</sub> 排放量。具体核算过程如下：

#### (1) 燃料燃烧 CO<sub>2</sub> 排放

企业的化石燃料燃烧 CO<sub>2</sub> 排放量基于企业边界内各个燃烧设施分品种的化石燃料燃烧量，乘以相应的燃料含碳量和碳氧化率，再逐层累加汇总得到。计算公式如下：

$$E_{\text{CO}_2\text{-燃烧}} = \sum_j \sum_i \left( AD_{i,j} \times CC_{i,j} \times OF_{i,j} \times \frac{44}{12} \right)$$

$E_{\text{CO}_2\text{-燃烧}}$  为企业的化石燃料燃烧 CO<sub>2</sub> 排放量，单位为吨 CO<sub>2</sub>；

$i$  为化石燃料的种类；

$j$  为燃烧设施序号；

$AD_{i,j}$  为燃烧设施  $j$  内燃烧的化石燃料品种  $i$  消费量，对固体或液体燃料以吨为单位，对其他气体燃料以气体燃料标准状况下的体积（万  $Nm^3$ ）为单位，非标准状况下的体积需转化成标况下进行计算；

$CC_{i,j}$  为设施  $j$  内燃烧的化石燃料  $i$  的含碳量，对固体和液体燃料以吨碳/吨燃料为单位，对气体燃料以吨碳/万  $Nm^3$  为单位；

$O_{Fi,j}$  为燃烧的化石燃料  $i$  的碳氧化率，取值范围为 0~1。天然气取值为 0.99。

本项目燃料燃烧碳排放计算主要核算新井，共涉及 1 座新井各新增 1 台 200kW 真空加热炉，加热炉年运行时间为 7920h，根据核算年天然气消耗量为 18.74 万  $m^3$ 。查阅《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》表 2.1 可知，天然气单位热值含碳量为  $15.3 \times 10^{-3}$  吨碳/GJ，天然气低位发热量为 389.31GJ/万  $m^3$ ，根据换算得出天然气中含碳量为\*吨碳/万  $m^3$ 。

根据上述公式核算，燃料燃烧  $CO_2$  排放量为 2.6 吨。

## （2）火炬燃烧排放

石油天然气生产企业火炬燃烧可分为正常工况下的火炬气燃烧及由于事故导致的火炬气燃烧两种，本项目主要核算正常工况下的火炬气燃烧（主要为井场测试放喷阶段的火炬燃烧碳排放量）。另外，考虑到石油天然气生产企业火炬气  $CH_4$  含量较高且火炬气燃烧不充分，因此石油天然气生产企业的火炬燃烧排放同时考虑  $CO_2$  及  $CH_4$  排放。

### ①计算公式

a.火炬燃烧排放计算公式：

$$E_{GHG\_火炬} = E_{CO_2\_正常火炬} + E_{CO_2\_事故火炬} + (E_{CH_4\_正常火炬} + E_{CH_4\_事故火炬}) \times GWP_{CH_4}$$

式中，

$E_{GHG\_火炬}$ -火炬-火炬燃烧产生的  $CO_2$  排放量，单位为吨  $CO_2$ ；

$E_{CO_2\_正常火炬}$ -正常工况下火炬系统产生的  $CO_2$  排放，单位为吨  $CO_2$ ；

$E_{CO_2\_事故火炬}$ -由于事故火炬产生的  $CO_2$  排放，单位为吨  $CO_2$ ；

$E_{CH_4\_正常火炬}$ -正常工况下火炬系统产生的  $CH_4$  排放，单位为吨  $CH_4$ ；

ECH4-事故火炬-事故火炬产生的 CH<sub>4</sub> 排放，单位为吨 CH<sub>4</sub>；

GWPC<sub>CH4-CH4</sub>相比 CO<sub>2</sub> 的全球变暖潜势值。根据 IPCC 第二次评估报告，100 年时间尺度内 1 吨 CH<sub>4</sub> 相当于 21 吨 CO<sub>2</sub> 的增温能力，因此 GWPC<sub>CH4</sub> 等于 21。

b.正常工况下火炬气体温室气体排放公式如下：

$$E_{CO_2\text{-正常火炬}} = \sum_i \left[ Q_{\text{正常火炬}} \times \left( CC_{\text{非}CO_2} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{CO_2} \times 19.7 \right) \right]_i$$

$$E_{CH_4\text{-正常火炬}} = \sum_i \left[ Q_{\text{正常火炬}} \times V_{CH_4} \times (1 - OF) \times 7.17 \right]_i$$

式中，

i-火炬系统序号；

Q 正常火炬-正常生产状态下第 i 号火炬系统的火炬气流量，单位为万 Nm<sup>3</sup>；

CC 非 CO<sub>2</sub>-火炬气中除 CO<sub>2</sub> 外其他含碳化合物的总含碳量，单位为吨碳/万 Nm<sup>3</sup>；

OF-第 i 号火炬系统的碳氧化率，如无实测数据可采用缺省值 0.98；

V<sub>CO<sub>2</sub></sub>-火炬气中 CO<sub>2</sub> 的体积浓度，取值范围为 0~1；

V<sub>CH<sub>4</sub></sub>-为火炬气中 CH<sub>4</sub> 的体积浓度；

c.事故工况下火炬气体温室气体排放公式如下：

$$E_{CO_2\text{-事故火炬}} = \sum_j GF_{\text{事故},j} \times T_{\text{事故},j} \times \left( CC_{(\text{非}CO_2)_j} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{(CO_2)_j} \times 19.7 \right)$$

$$E_{CH_4\text{-事故火炬}} = \sum_j \left[ GF_{\text{事故},j} \times T_{\text{事故},j} \times V_{CH_4} \times (1 - OF) \times 7.17 \right]_j$$

上式中：

J-事故次数；

GF 事故,j-报告期内第 j 次事故状态时的火炬气流速度，单位为万 Nm<sup>3</sup>/小时；

T 事故,j-报告期内第 j 次事故的持续时间，单位为小时；

CC (非 CO<sub>2</sub>) j-第 j 次事故火炬气中除 CO<sub>2</sub> 外其他含碳化合物的总含碳量，单位为吨碳/万 Nm<sup>3</sup>；

OF-火炬燃烧的碳氧化率，如无实测数据可采用缺省值 0.98；

$V(\text{CO}_2)$  j-第 j 次事故火炬气中  $\text{CO}_2$  的体积浓度；

$V\text{CH}_4$ -事故火炬气中  $\text{CH}_4$  的体积浓度；

## ②计算结果

本项目核算火炬气温室气体排放主要为井场试采过程中火炬气排放量。相关参数如下表。

表 8.1-3 火炬燃烧排放活动相关参数一览表

序号	场所	工况	火炬气流 速(万 $\text{Nm}^3/\text{h}$ )	持续时 间(h)	火炬气中除 $\text{CO}_2$ 外 其他含碳化合物的 总含碳量(吨碳/万 $\text{Nm}^3$ )	火炬燃烧 的碳氧化 率	火炬气中 $\text{CO}_2$ 的体积 浓度	火炬气中 $\text{CH}_4$ 的体积 浓度
1	7座井场	正常工 况	0.18	48	0.5	0.98	0.0296(按塔 河油田主体 区奥陶系油 藏中参数给 出)	0.7396(按塔 河油田主体 区奥陶系油 藏中参数给 出)

根据表中参数，结合公式计算可知，火炬燃烧排放温室气体量为 0.57 吨  $\text{CO}_2$ 。

## (2) $\text{CH}_4$ 逃逸排放

本项目运营期无燃料燃烧和工艺放空装置，主要排放的温室气体为原油开采过程中井口装置和接转站逃逸排放的  $\text{CH}_4$ 。《中国石油和天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》（发改办气候〔2014〕2920号）中“油气开采业务  $\text{CH}_4$  逃逸排放”计算公式进行计算：

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

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

$j$ ——不同的设施类型；

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

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

$Num_{gas,j}$ ——天然气开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；  
 $EF_{gas,j}$ ——天然气开采业务中涉及到的每种设施类型 j 的 CH<sub>4</sub> 逃逸排放因子，单位为吨 CH<sub>4</sub>/（年·个）；井口装置为 2.5。

本项目工程开采逃逸的CH<sub>4</sub>为：

$$\begin{aligned} E_{CH_4\text{-开采逃逸}} &= Num_{oil,油井井口} \times EF_{oil,油井井口} + Num_{oil,油井加热炉} \times EF_{oil,油井加热炉} + Num_{oil,接转站} \\ &\times EF_{oil,接转站} + Num_{oil,气井井口} \times EF_{oil,气井井口} + Num_{oil,气井加热炉} \times EF_{oil,气井加热炉} \\ &= 7 \times 0.23tCH_4 + 42 \times 0.23tCH_4 + 3 \times 0.18tCH_4 + 2 \times 2.5tCH_4 + 2 \times 2.5tCH_4 \\ &= 3.35tCH_4 \end{aligned}$$

根据上述公式计算可得本项目开采逃逸的 CH<sub>4</sub> 为 3.35t，折算成 CO<sub>2</sub> 排放量为 71.39t。

### （3）净购入电力和热力隐含的 CO<sub>2</sub> 排放

#### ①计算公式

##### a.净购入电力的 CO<sub>2</sub> 排放计算公式

$$E_{CO_2\text{-净电}} = AD_{\text{电力}} \times EF_{\text{电力}}$$

式中：

ECO<sub>2</sub>-净电为报告主体净购入电力隐含的 CO<sub>2</sub> 排放量，单位为吨 CO<sub>2</sub>；

AD 电力为企业净购入的电力消费量，单位为兆瓦时（MWh）；

EF 电力为电力供应的 CO<sub>2</sub> 排放因子，单位为吨 CO<sub>2</sub>/MWh。

##### b.净购入热力的 CO<sub>2</sub> 排放计算公式

$$E_{CO_2\text{-净热}} = AD_{\text{热力}} \times EF_{\text{热力}}$$

式中：

ECO<sub>2</sub>-净热为报告主体净购入热力隐含的 CO<sub>2</sub> 排放量，单位为吨 CO<sub>2</sub>；

AD 热力为企业净购入的热力消费量，单位为 GJ；

EF 热力为热力供应的 CO<sub>2</sub> 排放因子，单位为吨 CO<sub>2</sub>/GJ。

#### ②计算结果

拟建工程生产过程中不涉及使用蒸汽，不涉及发电内容，使用的电力消耗量为 170MWh，电力排放因子按照西北地区电力排放因子 0.6671 吨 CO<sub>2</sub>/MWh。根据前述公式计算可知，核算净购入电力和热力隐含的 CO<sub>2</sub> 排放量为 113.41t。

### （4）碳排放核算结果汇总



根据《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，化工企业的 CO<sub>2</sub> 排放总量计算公式为：

$$E_{GHG} = E_{CO_2\text{-燃烧}} + E_{GHG\text{-火炬}} + \sum_s (E_{GHG\text{-工艺}} + E_{GHG\text{-逃逸}})_s - R_{CH_4\text{-回收}} \\ \times GWP_{CH_4} - R_{CO_2\text{-回收}} + E_{CO_2\text{-净电}} + E_{CO_2\text{-净热}}$$

式中，EGHG-温室气体排放总量，单位为吨 CO<sub>2</sub>；

E<sub>CO<sub>2</sub>-燃烧</sub>-核算边界内由于化石燃料燃烧活动产生的 CO<sub>2</sub> 排放量，单位为吨 CO<sub>2</sub>；

E<sub>GHG-火炬</sub>-企业因火炬燃烧导致的温室气体排放，单位为吨 CO<sub>2</sub> 当量；

E<sub>GHG-工艺</sub>-企业各业务类型的工艺放空排放，单位为吨 CO<sub>2</sub> 当量；

E<sub>GHG-逃逸</sub>-企业各业务类型的设备逃逸排放，单位为吨 CO<sub>2</sub> 当量；

S-企业涉及的业务类型，包括油气勘探、油气开采、油气处理、油气储运业务；

R<sub>CH<sub>4</sub>-回收</sub>-企业的 CH<sub>4</sub> 回收利用量，单位为吨 CH<sub>4</sub>；

GWP<sub>CH<sub>4</sub></sub>-CH<sub>4</sub> 相比 CO<sub>2</sub> 的全球变暖潜势值。取值 21；

R<sub>CO<sub>2</sub>-回收</sub>-企业的 CO<sub>2</sub> 回收利用量，单位为吨 CO<sub>2</sub>。

E<sub>CO<sub>2</sub>-净电</sub>-报告主体净购入电力隐含的 CO<sub>2</sub> 排放量，单位为吨 CO<sub>2</sub>；

E<sub>CO<sub>2</sub>-净热</sub>为报告主体净购入热力隐含的 CO<sub>2</sub> 排放量，单位为吨 CO<sub>2</sub>。

按照上述 CO<sub>2</sub> 排放总量计算公式，则拟建工程实施后 CO<sub>2</sub> 排放总量见表 8-1-4 所示。

表 8.1-4 CO<sub>2</sub> 排放总量汇总一览表

项目	源类别	排放量（吨 CO <sub>2</sub> ）	占比（%）
拟建工程	燃料燃烧 CO <sub>2</sub> 排放	2.6	1.39
	火炬燃烧排放	0.57	0.30
	工艺放空排放	0	/
	CH <sub>4</sub> 逃逸排放	71.39	37.98
	CH <sub>4</sub> 回收利用量	0	/
	CO <sub>2</sub> 回收利用量	0	/
	净购入电力、热力隐含的 CO <sub>2</sub> 排放	113.41	60.33
	合计	187.97	100

由上表 8.1-4 分析可知，拟建工程 CO<sub>2</sub> 总排放量为 187.97 吨。

## 8.2 减污降碳措施

拟建工程从工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了一系列减污降碳措施，具体如下。

### 8.2.1 工艺技术减污降碳措施

拟建工程井场开采采用无人值守井场，减少人工干预和经常整定调节参数，实现全自动过程。定期组织人员对井场进行巡检，及时更换存在故障的阀门、法兰等部件，减少无组织泄漏量。同时加强工艺系统的优化管理，减少井场测试放喷作业时间。

### 8.2.2 电气设施减污降碳措施

拟建工程在电气设备设施上采用多种节能措施，从而间接减少了电力隐含的 CO<sub>2</sub> 排放量。具体措施主要有：

(1) 根据项目用电性质、用电容量等选择合理的供电电压和供电方式，有效减少电能损耗。

(2) 选用高功率因数电气设备。采用无功功率补偿，为减少线路损失，设计采用高低压同时补偿的方式，补偿后功率因数达 0.95 以上。低压设置自动无功补偿电容器装置，高压采用高压并联电容器进行功率因数补偿，补偿后使功率因数在装置负荷正常运行时提高，有效减少无功损耗，从而减少电能损耗，实现节能运行。

(3) 选用节能型干式变压器，能效等级为 1 级，具有低损耗（空载和负载损耗相对较低）、维护方便等显著特点。

(4) 各种电力设备均选用能效等级为 1 级的节能产品，实际功率和负荷相适应，达到降低能耗，提高工作效率的作用。

### 8.2.3 减污降碳管理措施

采油二厂建立有碳排放管理组织机构，对整个作业区能源及碳排放管理实行管理，并制定能源及碳排放管理制度，将碳排放管理工作作为重要事项纳入日常管理；能源及碳排放管理制度对各类能源的购入、贮存、使用、加工转换、输送分配以及最终使用等环节进行详细地规定，尽可能从管理上做到对各类能源高效使用，同时对碳排放情况进行有效管理。

## 8.3 碳排放评价结论及建议

### 8.3.1 碳排放评价结论

本项目实施后，CO<sub>2</sub>总排放量为 187.97 吨。在工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了较完善的减污降碳措施，有利于减少二氧化碳排放，对比同类企业碳排放水平，本项目吨产品 CO<sub>2</sub> 排放强度相对较低。

### 8.3.2 碳排放建议

(1) 加强企业能源管理，减少甲烷逸散损耗，定期开展能源及碳排放管理培训，提升管理水平；

(2) 积极开展源头控制，优先选择绿色节能工艺、产品和技术，降低化石燃料消费量；

(3) 积极开展碳捕获、利用与封存（CCUS）技术，进一步挖掘和提升减污降碳潜力。

## 9.环境管理与监测计划

### 9.1 环境管理体系的建立和运行

本项目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。

#### 9.1.1 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 9.1-1。

图 9.1-1 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。

## 9.1.2 钻井 HSE 管理体系

### 9.1.2.1 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 9.1-2 所示。

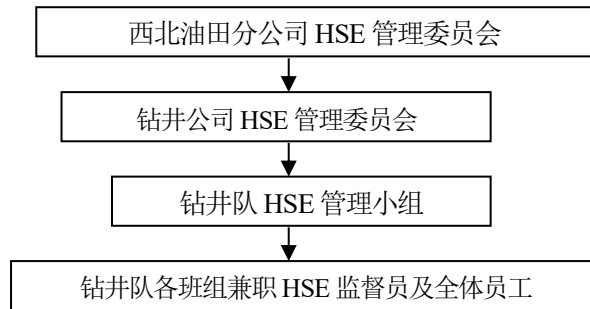


图 9.1-2 钻井 HSE 管理机构

#### (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。

——有权拒绝一切违章指挥命令。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。

#### 9.1.2.2 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。

### 9.1.2.3 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。

### 9.1.2.4 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。

### 9.1.3 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。

### 9.1.4 油田生产 HSE 管理计划

#### 9.1.4.1 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、采油一厂、采油二厂和采油三厂 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采油一厂、采油二厂和采油二厂 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。

#### 9.1.4.2 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。

#### 9.1.4.3 HSE 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。

#### 9.1.4.4 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。

#### 9.1.4.5 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。

## 9.2 环境管理机构

### 9.2.1 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。

## 9.2.2 环境管理主要任务

### 9.2.2.1 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，会同当地生态环境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) 编制各种突发性事故的应急计划。
- (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其处理结果，协同有关部门制定防治污染事故的措施，并监督实施。

## 9.2.3 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。

## 9.3 环境监测计划

### 9.3.1 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单位对施工单位、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：一般区域管道施工作业带宽度控制在 8m 范围内；生态敏感区管道施工带范围严格控制在 6m 之内，严禁自行扩大施工用地范围。

#### 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置措施，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 9.3-1。

表 9.3-1 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；	

序号	场地	监督内容	监理要求
		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； ③ 施工人员是否按操作规程及相关规定作业。	各项环保措施落实到位
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

### 9.3.2 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 9.3-2。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 9.3-2 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 <sub>2</sub> 、NO <sub>x</sub> 、颗粒物、烟气黑度
	代表性井场、站场厂界下风向 10m 范围内	1 次/年		非甲烷总烃、H <sub>2</sub> S
噪声	代表性井场、站场边界	1 次/季度		连续等效 A 声级 (dB)
土壤	井场、站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、牧草地的代表性区域			
地下水	区域内及上游、下游	2 次/年		石油类

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。

## 9.4 环保设施竣工验收管理

### 9.4.1 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。

## 9.4.2 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“三同时”验收一览表见 9.4-1。

表 9.4-1 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	施工期	井场厂界	颗粒物、二氧化硫、氮氧化物	/	钻井阶段使用的钻机为电钻机，正常钻井作业时动力优先由区域现有供电系统提供。
	运营期	井场厂界	非甲烷总烃、H <sub>2</sub> S	/	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 <sub>2</sub> S 无组织排放执行《恶臭污染物

环境要素	工期	地点	“三同时”验收项目	工程量	效果
					排放标准》(GB14554-93)新建项目二级标准。
	退役期	井场厂界	扬尘	/	洒水抑尘。
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指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)相关标准后,回注地层。
	退役期	/	封井、井场清理	/	按照《废弃井封井回填技术指南(试行)》《废弃井及长停井处置指南》等相关要求做好封井工作,防止串层,并按照相关部门要求做好场地清理,对固废废物进行妥善处置,对水环境的影响很小。
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	井场管线	落地油、含油废弃防渗材料、清管废渣、废酸化压裂液	/	依托塔河油田绿色环保站等其他持有危险经营许可证的单位处理。
	退役期	井场管线	废弃管线、废弃建筑残渣	/	不可回收利用的一般工业固体废物拉运至库车城乡建设投资(集团)有限公司处置,含油固废等危险废物委托有资质的单位妥善处置。
噪声	施工期	井场	施工机械设备运转噪声、交通噪声	/	施工期造成的噪声污染降到最低。
	运营期	井场	厂界噪声	配备防噪设施	满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)中2类标准要求。
	退役期	井场	井场设备拆卸、车辆噪声	/	合理安排作业时间,区内声环境影响评价范围内没有居民点,不会产生噪声扰民问题。
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。及时清理施工现场,做到“工完、料净、场地清”。
	运营期	井场管线	保护动物和植被严禁滥捕和滥挖保护动物和植物行为	/	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
	退役期	井场 管线	地面设施拆除、恢复原有自然状况	/	生态环境影响降到最低。
环境风险	运营期	井场	详细的井喷等事故应急预案；管道断裂、泄漏、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。
环境监测与管理	施工期和运营期	井场	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。

## 9.5 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 9.5-1。

表 9.5-1 污染源排放清单

类别	工段	污染源	主要污染物	产生量	排放量	排放去向
废气	锅炉废气	有组织排放	SO <sub>2</sub>	0.133t/a	0.133t/a	大气
			NO <sub>x</sub>	1.225t/a	1.225t/a	大气
			颗粒物	0.28 t/a	0.28 t/a	大气
			非甲烷总烃	0.013t/a	0.013t/a	大气
	油气集输	无组织排放	烃类	0.624t/a	0.624t/a	大气
			硫化氢	0.009t/a	0.009t/a	大气
生产 废水	采出水		采出水量	7.28×10 <sup>4</sup> t/a	0	采出水进入二号、三号、四号联合站采出水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注油层
	井下作业废水	井下作业废水量	266.14t	0	井下作业废水进入塔河油田绿色环保站含油污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注油层	
		COD	0.37t	0		
		石油类	0.06t	0		
	废压裂返排液		石油类	419.79m <sup>3</sup> /a	0	进入塔河油田绿色环保站含油污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注油层
	废酸化返排液		石油类	92.96m <sup>3</sup> /a	0	进入塔河油田绿色环保站含油污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注油层
固体 废物	管线	清管废渣	石油类	0.002t	0	委托持有危险废物经营许可证的单位进行处理
	油井作业 场地清理	废防渗材料	石油类	0.35t/a	0	
	井场、管 线等	落地原油	石油类	0.175t/a	0	

						色环保站处理。
噪声	井场	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

## 10. 结论

### 10.1 项目概况

本项目位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市和沙雅县，塔河油田 8 区、塔河油田 10 区、塔河油田 12 区、托甫台区块和跃进区块，塔里木河北岸，北距库车市约 71km，西北距沙雅县城约 38km，隶属于塔河油田采油一厂、采油二厂和采油三厂管辖。本项目中心地理坐标为东经\*，北纬\*。

本项目计划部署 7 口井，其中新钻井 1 口、老井侧钻井 6 口。在 10 区部署 1 口新钻井（TH103101）；在塔河油田 8 区部署 1 口侧钻井（T810CH3）；在塔河油田 12 区部署 2 口侧钻井（S85CH2、TH121107CH2）；在塔河油田托甫台区块部署 2 口侧钻井（TP45CH、TP149CH）；在塔河油田跃进区部署 1 口侧钻井（YJ1-6CH）；侧钻井井场设施利旧现有井场设施，本次不新增。新增产能  $3.47 \times 10^4 \text{t/a}$ 。同时建设电力、给排水及消防、结构、通信、自控、机制、防腐、供热等配套工程。油气外输及处理均依托已有地面设施。

### 10.2 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，根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，本项目属于“第一类 鼓励类”中“七、石油天然气”中“1.常规石油、天然气勘探与开采”，本项目的建设符合国家产业政策。

### 10.3 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和 2035 年远景目标纲要》、《新疆生态环境保护“十四五”规划》和《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划》的相关要求。

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》和《新疆生态功能区划》等规划相关要求。

### 10.4 环境质量现状

#### （1）环境空气质量现状

本项目所在区域为环境空气质量不达标区，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》（GB16297-1996）中参考限值，H<sub>2</sub>S 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

区域地下水总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、钠、氟化物、钙、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。

#### （3）声环境质量现状

项目所在区域声环境质量均满足《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）》（GB15618-2018）中“表.1 农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）”的 pH>7.5 所列标准；土壤中石油烃含量较低，满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求。

#### （5）生态环境质量现状

本项目地处塔里木盆地北部，渭干河-库车河三角洲绿洲下缘，南距塔里木河主河道约 5.2km。项目主要建设内容为在塔河油田 8 区、10 区、12 区、托甫台区块和跃进区块，部署 7 口井、新建管线约 2.95km，以及站场相关配套设施。根据工程分析，本项目总占地约 11.08hm<sup>2</sup>，其中永久占地 0.75hm<sup>2</sup>、临时占地 10.33hm<sup>2</sup>。土壤类型主要为风沙土、草甸土和林灌草甸土。自然植被主要是刚毛怪柳、芦苇、疏叶骆驼刺。动物种群多为荒漠鸟类、爬行类和啮齿类动物。生态系统类型以灌丛生态系统、草地生态系统和荒漠生态系统为主，评价区域西部分

布有部分农田生态系统。评价区内植被种类单一，种群集群分布，生态系统脆弱，植被群落稳定性差，重点保护目标为评价范围内的塔里木河流域重点治理区以及荒漠植被。

## 10.5 环境影响预测与分析

### (1) 生态环境影响分析

工程区不依法划定自然保护区、风景名胜区、森林公园等自然保护地和生态保护红线。项目对生态环境的影响主要来自施工期占地的影响，本项目总占地面积 11.08hm<sup>2</sup>，其中永久占地 0.75hm<sup>2</sup>、临时占地 10.33hm<sup>2</sup>，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、野生动物活动不会带来显著影响。因此总体上看本项目建设对生态环境影响较小。

### (2) 大气环境影响分析

根据工程分析，本项目施工期产生的废气主要是钻井过程中产生的废气以及管线敷设、道路建设和地面工程建设过程中产生扬尘等。施工期污染属于阶段性局部污染，随着工程结束，其影响也相应消失。

运营期，在正常工况下大气污染物的主要来源是井场加热炉伴生气燃烧烟气及集输过程无组织排放烃类污染物、硫化氢。

加热炉燃烧伴生气排放废气量为 1413.51 万 m<sup>3</sup>/a，排放 SO<sub>2</sub> 为 0.133t/a、NO<sub>x</sub> 为 1.225t/a、颗粒物为 0.28t/a。达到《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<sub>2</sub>: 50mg/m<sup>3</sup>，NO<sub>x</sub>: 200mg/m<sup>3</sup>，烟尘: 20mg/m<sup>3</sup>。

油气集输处理及外输过程中的烃类挥发，无组织排放量为 0.624t/a。

### (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、建设施工过程中车辆和机械噪声、井下作业噪声等，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采油树、加热炉设备等噪声为主，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

施工期产生的钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相拉运至其他新钻井回用于钻井液配制，不外排，正常情况下，

不会对地下水环境产生影响；酸化压裂返排液排入回收罐中，运至塔河油田绿色环保站处理，处理达标后回注；生活污水经井场撬装式污水处理站处理后，用于生活区、井场及通井路降尘，不外排地表水环境；管道试压分段进行，试压水排出后进入下一段管线循环使用。试压废水可用作场地降尘用水。运营期的采出水依托塔河油田二号、三号、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。不新增生活污水。井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至塔河油田绿色环保站处理。

#### （5）固体废物影响分析

施工期固体废物主要为钻井泥浆、钻井岩屑、施工废料、废机油、废烧碱包装袋、撬装式污水处理站产生污泥以及施工人员生活垃圾等。钻井泥浆结束后回收，由罐车拉走用于下一口钻井使用。钻井岩屑采用泥浆不落地技术，满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》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。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后定期由库车城乡建设投资（集团）有限公司清运、处置。废机油采用桶装密闭收集，定期由钻井队联系有危险废物处置资质的单位回收处理。废防渗材料定期由钻井队联系有危险废物处置资质的单位回收处理。撬装式污水处理站产生污泥、废烧碱包装袋和生活垃圾定期由库车城乡建设投资（集团）有限公司清运、处置。

本项目运营期固体废物主要为落地油、清管废渣和废防渗材料。落地油井下作业时带罐作业，落地油 100%回收，回收至密闭的专用罐车内，进入塔河油田绿色环保站处理。清管废渣由塔河油田绿色环保站进行处理。废防渗材料集中收集，委托具有危险废物运输及处理资质的单位拉运处理。

本项目产生的危险废物收集、转移、运输过程中按照《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移管理办法》要求进行运输、处置，对环境的影响很小。

#### （6）土壤环境影响分析

本项目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。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。

本项目运营期对土壤质量的影响主要为油气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。

正常状况下，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，不会出现溢出和泄漏情况，实现可视可控，且在管线上做好标识，如若出现泄漏等事故情况，可及时发现，及时处理。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、伴生气、 $H_2S$ ，可能发生的风险事故包括井喷、井漏、油气管线泄漏。原油发生泄漏时，对土壤、植被、水体等会产生一定的影响，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，可将事故发生概率减少到最低，本项目环境风险程度属于可以防控的。

## 10.6 环境保护措施

本项目的�主要环境保护措施如下：

### (1) 生态保护措施

严格控制占地面积；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；施工过程中，加强施工人员的管理，严格限值施工活动范围，做好施工活动外生态环境的防护工作，禁止施工人员对野生植被滥砍滥伐，严格限制人员的活动范围，破坏沿线的生态环境；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；严格控制和管理施工期间车辆行驶的范围，减轻对周边区域的扰动，在施工作业区两侧拉彩条旗以说明车辆行驶的边界，以避免增加对地表的扰动和破坏。

### (2) 大气环境保护措施

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，防止油气泄漏进入大气环境。

### (3) 水环境保护措施



### ①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。采出水依托已建塔河油田二号联合站、塔河油田三号联合站、塔河油田四号联合站采出水处理系统处理达标后，回注油层。

②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。

### （4）固体废物污染防治措施

本项目钻井泥浆结束后回收，由罐车拉走用于下一口钻井使用。钻井岩屑采用泥浆不落地技术，满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》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。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后定期由库车城乡建设投资（集团）有限公司清运、处置。废机油采用桶装密闭收集，定期由钻井队联系有危险废物处置资质的单位回收处理。废防渗材料定期由钻井队联系有危险废物处置资质的单位回收处理。撬装式污水处理站产生污泥、废烧碱包装袋和生活垃圾定期由库车城乡建设投资（集团）有限公司清运、处置。落地油井下作业时带罐作业，落地油 100% 回收，回收至密闭的专用罐车内，进入塔河油田绿色环保站处理。清管废渣由塔河油田绿色环保站进行处理。废防渗材料集中收集，委托具有危险废物运输及处理资质的单位拉运处理。

### （5）噪声污染防治措施

合理安排施工时间，避免长时间使用高噪声设备。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。加强施工机械的维护保养，避免因设备性能差而使机械噪声增大的现象发生。

### （6）土壤污染防治措施

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。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。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。定期检修维护井场压力、流量传感器；定期派人检查井场、井口区、阀组站，防止采出液泄漏；选用耐腐蚀性能好、抗老化性能、耐热性能好、抗冻性能好、耐磨性能好的管材作为集输管线。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。

#### (7) 环境风险防范措施

做好原油、硫化氢、天然气气体泄漏风险防范，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。

### 10.7 公众参与

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。

### 10.8 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，经估算项目总投资 14000 万元，其中保护投资约 420 万元，环境保护投资占总投资的 3%。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。

### 10.9 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。

### 10.10 项目可行性结论

塔河油田奥陶系油藏 2024 年第五期侧钻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。尽管在工程建设和运行中，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。只要建设单位加强环境管理，认真落实本环评报告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。

因此，报告书认为，本项目建设在环境保护方面可行。