

塔里木轮南油田轮南 2TI 油组碳驱油
碳埋存先导试验方案地面工程
环境影响报告书

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

2022 年 6 月

目录

1. 概述	1
1.1 建设项目特点	1
1.2 环境影响评价的工作过程	2
1.3 分析判定相关情况	4
1.4 关注的主要环境问题和环境影响	5
1.5 环境影响评价的主要结论	6
2. 总则	7
2.1 评价目的与原则	7
2.2 编制依据	8
2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选	11
2.4 环境功能区划	14
2.5 评价因子和评价标准	18
2.6 污染控制目标与环境保护目标	25
2.7 评价时段和评价重点	28
2.8 评价方法	29
3. 建设项目工程分析	30
3.1 项目开发现状及环境影响回顾	30
3.2 工程概况	38
3.3 工程分析	48
3.4 清洁生产水平分析	59
3.5 污染物排放总量控制	66
3.6 相关法规、政策符合性分析	67
3.7 相关规划符合性分析	73
3.8 “三线一单”符合性分析	76
4 环境现状调查与评价	78
4.1 自然环境概况	78
4.2 生态环境现状调查与评价	81
4.3 环境空气质量现状调查与评价	92
4.4 声环境现状	94

4.5 地下水环境现状调查与评价	95
4.6 土壤环境现状调查与评价	100
5. 环境影响预测与评价	104
5.1 生态环境影响分析	104
5.2 大气环境影响分析	110
5.3 声环境影响分析与评价	117
5.4 水环境影响分析	118
5.5 固体废物影响分析	133
5.6 土壤环境影响分析	135
5.7 环境风险评价	141
6. 环境保护措施及可行性论证	155
6.1 设计期环境保护措施	155
6.2 施工期环境保护措施	156
6.3 运营期环境保护措施	162
7. 环境影响经济损益分析	171
7.1 社会效益和经济效益	171
7.2 环境经济损益分析	172
7.3 环境经济损益分析结论	175
8. 环境管理、监测与 HSE 管理体系	176
8.1 环境管理机构	176
8.2 开发期环境管理及监测	177
8.3 运营期环境管理及监测	181
8.4 环境影响后评价	185
9. 结论与建议	186
9.1 评价结论	186
9.2 建议	192



拟建先导试验站



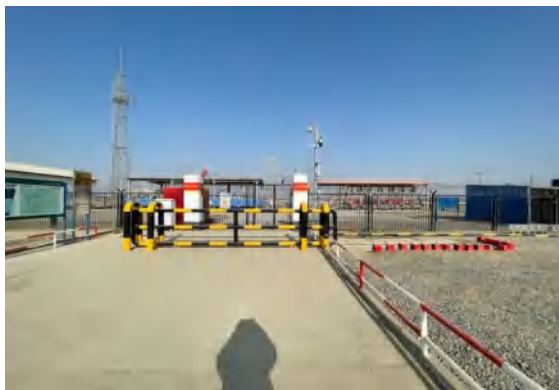
轻烃厂



轮一联



4 号计量间



5 号计量间



7 号计量间



拟建 LN2-TC1 井



拟建 LN2-TC2 井

1、概述

1.1 建设项目特点

轮南 2TI 油组位于新疆维吾尔自治区巴音郭楞蒙古自治州轮台县境内，地处塔克拉玛干沙漠北部边缘的戈壁地带，北距轮台县城约 35km，南距塔里木河约 25km。轮南 2TI 油组油藏处于“双高两低（综合含水高、采出程度高、采油速度低、开井率低）”开发后期，历经注水开发、综合调整和二次开发，TI2 小层虽然剩余油相对丰富，但由于储层物性差，水驱效果差。TI3 小层剩余可采储量仅 0.8 万吨，水驱潜力小常规水驱已无法有效动用剩余地质储量，需要转变开发方式，提高采收率。本工程选择轮南 2TI 油组全油藏开展超临界 CO₂ CCUS—EOR 试验，动用地质储量 $1236 \times 10^4 \text{t}$ ，评价深层、高压、高温、高盐碎屑岩油藏水驱后 CO₂ 混相驱提高采收率技术适应性；攻关深层油藏细分层系注气、固相沉积防治、CO₂ 循环回注、全过程防腐等关键技术；探索 CO₂ 驱油提采与碳埋存协同开发技术。

根据国家和中石油的总体战略需求，塔里木油田公司制定了“2025 年碳达峰，2040 年 实现近零排放”的目标，近碳源的轮南 2 井区是实施 CCUS-EOR 开发试验的最佳选择，对验证二氧化碳捕集、运输、驱油、地质封存、安全运营全流程的可行性具有重要意义，可为将来大规模工业化部署、打造绿色低碳能源产业链、实现碳中和目标奠定基础。

本次坚持“整体设计部署、分层分区动用、优选井组先行”的原则，优选条件合适的老井注 CO₂，适时补充注 CO₂ 新井。采油井产出的 CO₂ 回注地下，实现零排放。6 口注 CO₂ 井气水交替周期为注水 1 个月+注碳 2 个月，先期实施 LN2-3-H1、LN2-23-14、LN2-3-1、LN2-TC1 四个井组,连续注气 4 年，此后鉴于 TI2 小层物性差、注水受效不明显，单注 TI2 小层的 LN2-3-H1 井继续开展连续注气，其他 6 口注气井转气水交替（WAG），气水交替周期为注水 1 个月+注碳 2 个月。

本工程在轮南 2 井区 TI油组开展 CO₂ 驱开发先导试验，动用含油面积 11.2km²，动用地质储量 $1236 \times 10^4 \text{t}$ ，开发方式采用连续注入 CO₂ 4 年后转气水交

替（WAG）。设计年注 CO₂ 规模 21.0×10⁴t，年产油 10.0×10⁴t 稳产 7 年。

共部署采油井 38 口、注 CO₂ 井 5 口、注水井 6 口，（均为老井）。新建先导试验站 1 座（包括油气分离增压装置、分子筛脱水装置、脱碳装置、丙烷制冷装置、CO₂ 储存注入装置）、改建 5 座计量站、更换新建集输、注入管道若干 66.13km（包括新建集输管线 27.8km、新建气举管线 22.7km、新建注水管线 4.7km、新建注 CO₂ 管线 10.93km），配套供配电、仪表、通信、道路等系统工程。

1.2 环境影响评价的工作过程

项目区位于轮南油田已开发区块内，所在区域轮台县属于塔里木河流域重点治理区，根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版），涉及环境敏感区（含内部集输管线建设）的陆地石油开采、陆地天然气开采行业，需要编制环境影响评价报告书。

根据《中华人民共和国环境影响评价法》和《国务院关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》中有关规定，2022 年 3 月，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司油气工程研究院委托新疆天合环境技术有限公司编制《塔里木轮南油田轮南 2TI 油组碳驱油碳埋存先导试验方案地面工程环境影响报告书》（委托书见附件 1）。

天合公司接受委托后，即进行了现场踏勘和资料收集，结合有关资料和当地环境特征，按国家、新疆环境保护政策以及环评技术导则、规范的要求，开展本工程的环境影响评价工作。对本工程进行初步的工程分析，同时开展初步的环境状况调查及公众意见调查。识别本工程的环境影响因素，筛选主要的环境影响评价因子，明确评价重点和环境保护目标，确定环境影响评价的范围、评价工作等级和评价标准，最后制订工作方案。委托新疆中测测试有限责任公司对本项目区域大气、土壤、声环境质量现状进行了监测。在进一步工程分析，环境现状调查、监测并开展环境质量现状评价的基础上进行环境影响预测及评价，提出减少环境污染和生态影响的环境管理措施和工程措施。从环境保护的角度确定项目建设的可行性，给出评价结论和提出进一步减缓环境影响的措施，并最终完成环境影响报告书编制。

报告书经生态环境主管部门批准后，可以作为本项目建设期、运营期的环境保护管理依据。环境影响评价工作一般分为三个阶段，即调查分析和工作方案

制定阶段，分析论证和预测评价阶段，环境影响报告书编制阶段见图 1.2-1（环境影响评价工作程序图）。

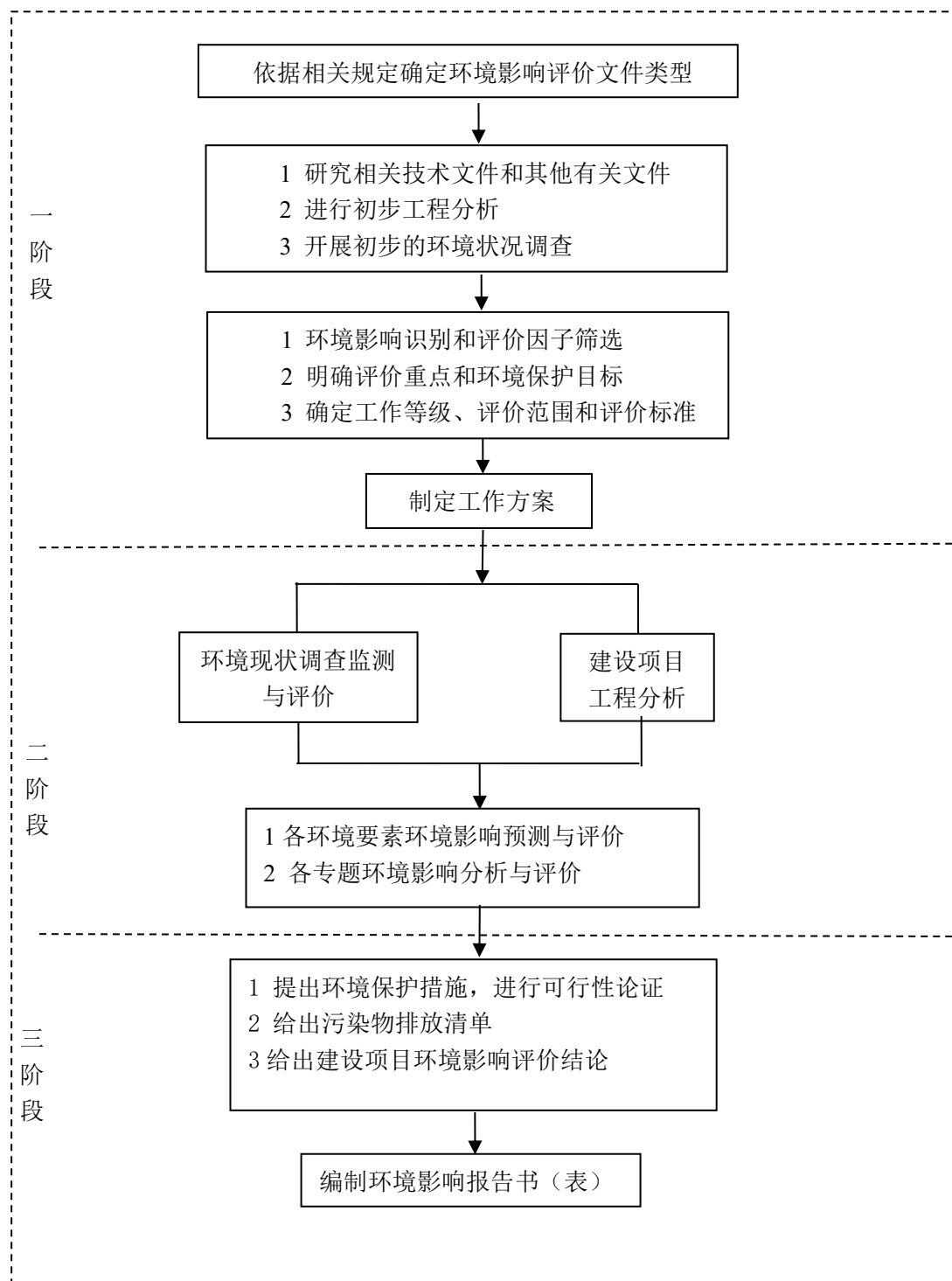


图 1.2-1 环境影响评价工作程序图

1.3 分析判定相关情况

根据《产业结构调整指导目录》（2019 年本），“常规石油、天然气勘探与开

采，原油、天然气、液化天然气、成品油的储运和管道输送设施及网络建设”属鼓励类项目。石油天然气开发属于国家重点鼓励发展的产业，本项目的建设符合国家产业政策。

本项目属于中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司开发项目，符合《中华人民共和国国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》和《新疆维吾尔自治区第三轮矿产资源规划》（2016-2020）的相关要求。

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

对照《新疆生态功能区划》，项目区属于塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区（IV），塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区（IV1），塔里木河上中游乔灌木及胡杨林保护生态功能区（59）。塔里木河流域的乔灌木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。本项目占地较小，对于整体的土地利用格局、植被覆盖格局、野生动物活动、土壤不会带来显著影响，项目建设符合区域生态功能定位。

本项目不在拟定的生态红线范围内，项目区环境质量可以达到功能区要求，水耗、电耗较小，不在国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单之列，符合“三线一单”要求。

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

1.4 关注的主要环境问题和环境影响

本项目为油气开采项目，本次评价对象为钻井及地面工程，环境影响因素主要来源于采油、注水、井下作业、油气集输等各工艺过程，影响因素包括生态影响，以及排放的污染物质导致的环境污染。据现场调查，本项目不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区等敏感区。重点保护目标是：评价范围内的塔里木流域水土流失重点治理区、轮台县地方公益林及野生保护动植物。

1.5 环境影响评价的主要结论

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

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

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

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

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

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

2.总则

2.1 评价目的与原则

2.1.1 评价目的

(1) 通过实地调查与现状监测，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，明确本工程施工期、运行期和闭井期满主要污染源、污染物种类、排放强度，分析环境污染的影响特征，预测和评价本工程施工期、运行期及闭井期对环境的影响程度，并提出采取的污染防治和生态保护措施。

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

(4) 评价本工程对国家产业政策、区域总体发展规划、城市功能区划、环境保护规划、清洁生产、达标排放和污染物放总量控制的符合性；

(5) 分析本工程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

突出油田开发项目环境影响评价的源头预防作用，保护区域内环境质量。

(1) 依法评价

贯彻执行国家及地方有关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

通过各要素环境影响预测，科学分析项目建设对区域环境质量的影响。

(3) 突出重点

根据本项目工程内容及其特点，明确与环境要素间的作用效应关系，充分利用符合时效的数据资料及成果，对建设项目主要环境影响予以重点分析和评价。

2.2 编制依据

2.2.1 法律法规与条例

表 2.2-1 国家和地方法律法规一览表

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
一	环境保护相关法律		
1	中华人民共和国环境保护法（2014 年修订）	12 届人大第 8 次会议	2015-01-01
2	中华人民共和国环境影响评价法（2018 年修订）	13 届人大第 7 次会议	2018-12-29
3	中华人民共和国大气污染防治法（2018 年修正）	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 年修订）	12 届人大第 28 次会议	2017-06-27
5	中华人民共和国环境噪声污染防治法（2018 年修订）	13 届人大第 7 次会议	2018-12-29
6	中华人民共和国固体废物污染环境防治法（2020 年修订）	13 届人大第 17 次会议	2020-09-01
7	中华人民共和国水法（2016 年修订）	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 年修订）	11 届人大第 25 次会议	2012-07-01
10	中华人民共和国节约能源法（2016 年修订）	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（2018 年修订）	13 届人大第 12 次会议	2019-08-26
12	中华人民共和国城乡规划法（2015 年修订）	12 届人大第 14 次会议	2015-04-24
13	中华人民共和国防洪法（2016 年修订）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02
14	中华人民共和国草原法（2012 年修订）	12 届人大第 3 次会议	2013-06-29
15	中华人民共和国野生动物保护法（2016 年修订）	12 届人大第 21 次会议	2017-01-01
16	中华人民共和国石油天然气管道保护法	11 届人大 15 次会议	2010-10-01
17	中华人民共和国突发事件应对法	10 届人大第 29 次会议	2007-11-01
18	中华人民共和国防沙治沙法	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
19	中华人民共和国土壤污染防治法	15 届人大第 5 次会议	2019-01-01
二	行政法规与国务院发布的规范性文件		
1	建设项目环境保护管理条例（2017 年修订）	国务院令 682 号	2017-10-01
2	中华人民共和国野生植物保护条例（2017 年修订）	国务院令 687 号	2017-10-07
3	危险化学品安全管理条例（2013 年修订）	国务院令 645 号	2013-12-07
4	中华人民共和国土地管理法实施条例（2014 年修订）	国务院令 653 号	2014-07-29
5	中华人民共和国自然保护区条例（2017 年修订）	国务院令 687 号	2017-10-7
6	国务院关于加强环境保护重点工作的意见	国发〔2012〕35 号	2011-10-17
7	国务院关于印发水污染防治行动计划的通知	国发〔2015〕17 号	2015-04-02
8	国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知	国发〔2013〕37 号	2013-9-10
9	国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知	国发〔2016〕31 号	2016-05-28
10	国务院关于印发打赢蓝天保卫战三年行动计划的通知	国发〔2018〕22 号	2018-06-27
11	中共中央 国务院关于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
三	部门规章与部门发布的规范性文件		

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
1	建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）	生态环境部令第 16 号	2020-11-30
2	环境影响评价公众参与办法	生态环境部令第 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（2019 年本）	国家发展和改革委员会令第 29 号	2019-10-30
6	危险废物污染防治技术政策	环发[2001]199 号	2001-12-17
7	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
8	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
9	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
10	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
11	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
12	国家沙化土地封禁保护区管理办法	林沙发（2015）66 号	2015-07-01
13	国家沙漠公园管理办法	林沙发（2017）104 号	2017-10-01
14	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
15	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
16	关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知	环办环评函（2019）910 号	2019-12-13
17	关于进一步加强建设项目全过程环保管理的通知	中国石化能评（2020）1 号	2020-03-19
18	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
四	地方法规及通知		
1	新疆维吾尔自治区环境保护条例（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
2	新疆维吾尔自治区野生植物保护条例（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
3	新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
4	新疆维吾尔自治区自然保护区管理条例（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
5	关于印发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
6	新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录（第一批）》	新政办发[2007]175 号	2007-08-01
7	新疆维吾尔自治区水环境功能区划	新政函[2002]194 号	2002-12
8	新疆生态功能区划	新政函[2005]96 号	2005-07-14
9	新疆维吾尔自治区危险废物污染环境防治办法	11 届人大第 9 次会议	2010-05-01
10	关于下发新疆加强危险废物和医疗废物监管工作实施方案的通知	新环防发[2011]330 号	2011-07-01

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
11	关于做好危险废物安全处置工作的通知	新环防发[2011]389 号	2011-07-29
12	关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知	新政发[2014]35 号	2014-04-17
13	关于印发新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案的通知	新政发[2016]21 号	2016-01-29
14	关于印发新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案的通知	新政发[2017]25 号	2017-03-01
15	新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件（修订）	新环发[2017]1 号	2017-01-01
16	新疆维吾尔自治区环境保护十三五规划	新环发[2017]124 号	2017-06-22
17	新疆维吾尔自治区大气条例防治条例	13 届人大第 7 次会议	2019-01-01
18	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
19	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
20	关于含油污泥处置有关事宜的通知	新环发（2018）20 号	2018-12-20
21	关于印发《自治区打赢蓝天保卫战三年行动计划（2018-2020 年）》的通知	新政发（2018）66 号	2018-09-29
22	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》	新党发（2018）23 号	2018-09-04
23	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	2020-09-01
24	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	2021-02-22
25	转发《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》的通知	新环环评发（2020）142 号	2020-7-30
26	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	/
27	关于开展自治区 2021 年度夏秋季大气污染防治“冬病夏治”工作的通知	新环大气发（2021）142 号	/
28	关于加快推广实施燃气锅炉间壁式烟气余热回收利用技术规范和燃气锅炉烟气再循环降氮技术规范两项地方标准的通知	新市监标[2021]130 号	/

2.2.2 环评有关技术规定

环评有关技术规定见表 2.2-2。

表 2.2-2 环评技术导则依据一览表

序号	依据名称	标准号	实施时间
1	建设项目环境影响评价技术导则 总纲	HJ2.1-2016	2017-1-1
2	环境影响评价技术导则 大气环境	HJ2.2-2018	2018-12-01
3	环境影响评价技术导则 地表水环境	HJ2.3-2018	2019-03-01

4	环境影响评价技术导则 声环境	HJ2.4-2009	2010-04-01
5	环境影响评价技术导则 生态影响	HJ19-2011	2011-09-01
6	环境影响评价技术导则 地下水环境	HJ610-2016	2016-01-07
7	环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目	HJ/T349-2007	2007-08-01
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	石油和天然气开采行业清洁生产评价体系指标（试行）		2009-02-19
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	石油天然气开采业污染防治技术政策	2012 年 第 18 号	2012-03-17
17	油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求	DB 65/T 3997-2017	2017-05-30
18	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
19	油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制技术规范	DB 65/T 3999-2017	2017-05-30
20	陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求	SY/T301-2016	2017-05-01
21	建设项目危险废物环境影响评价技术指南		2017-10-01

2.2.3 相关文件和技术资料

（1）委托书，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司油气工程研究院，2022.1；

（2）《轮南 2TI 油组 CO₂ 驱重大开发试验方案》，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司，2022.2。

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

本工程在轮南 2 井区 TI 油组开展 CO₂ 驱开发先导试验，共部署采油井 38 口（均为老井）、注 CO₂ 井 5 口（均为老井）、注水井 6 口（均为老井）。新建先导试验站 1 座、改建 5 座计量站、新建集输、注入管道若干 66.13km（包括新建集输管线 27.8km、新建气举管线 22.7km、新建注水管线 4.7km、新建注 CO₂ 管线 10.93km），配套供配电、仪表、通信、道路等系统工程，油气处理依托轮一联合

站。本次老井均有环评手续。

本项目主要包括集输工程、注水工程、地面工程等作业内容，对环境的影响主要表现在施工期、运营期和退役期。施工期以钻井井场、站场、管线、井场道路等地面工程建设过程中造成的生态影响为主，运营期以油气开采和集输过程中产生的污染为主。

(1) 施工期

施工期建设工程包括新建先导试验站、管线、道路建设，以生态影响为主。

① 管线和道路建设

本项目新建各类集输管线 66.13km，其中新建集输管线 27.8km、新建气举管线 22.7km、新建注水管线 4.7km、新建注 CO₂ 管线 10.93km。新建进场道路 1.0km。管线和道路建设将破坏管道和道路沿线的植被，主要的环境影响是对生态环境和水土流失的影响，以及施工扬尘。

② 井场、站场建设

新建先导试验站 1 座，改建老井井场 38 座（主要为更换井口装置及部分管线），配套安装井口操作平台、井场管线等装置。这些构筑物建设的主要环境影响是施工占地和对生态环境的扰动。此外，施工期间各种机械、车辆排放的废气和噪声、施工丢弃的固体废物等，将对环境产生一定的影响。

(2) 运行期

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

(3) 闭井期

闭井期，对完成油气开采的废弃井进行封堵内外井眼，拆除井口装置，清理场地工作，基本无废水产生，仅在土壤回填过程中有部分扬尘产生。

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

表 2.3-1 影响因素识别

影响因子	施工期					运营期					闭井期	
	占地	废气	废水	固体废物	噪声震动	废气	废水	固体废物	噪声	风险事故	废气	固体废物
		施工机械和车	钻井废水、	泥浆、岩屑、弃土弃	钻机、施工	无组织挥发烃类、硫化	生产废水、井下作业	油泥、落地油	设备运转	油气泄漏起火	构筑物拆卸	拆卸后的建筑

环境因素		辆废气、施工扬尘	试压废水、生活污水	方建筑垃圾、生活垃圾	车辆	氢、颗粒物	废水			爆炸	尘	垃圾
环境空气	○	+	○	+	○	++	○	+	○	+	+	+
地下水	○	○	+	+	○	○	++	++	○	+	○	○
声环境	○	○	○	○	+	○	○	○	++	+	○	○
土壤	++	+	+	+	○	+	+	+	○	++	+	+
植被	+	+	+	+	○	+	○	+	○	++	+	+
动物	+	+	○	+	+	++	○	+	○	+	+	+

注：○：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

2.3.2 评价因子

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

表 2.3-2 环境影响因子筛选表

环境要素	现状评价因子	影响评价因子
生态环境	调查评价区域土地利用、动植物资源、土壤侵蚀、生态景观、和生物多样性	(1) 分析油气开发建设对土地利用结构的影响 (2) 对油田建设可能造成的土地荒漠化、水土流失、植被破坏以及土壤污染等进行影响分析； (3) 油气开发建设对评价区域野生动物的影响分析 (4) 油气开发对当地农牧业影响； (5) 油气开发建设对生态景观的影响 (6) 废弃井及废弃管道对生态环境的影响。
土壤	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 中 45 项基本因子、表 2 中石油烃；	石油烃
地下水	pH 值、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、钠、总大肠菌群、细菌总数、氰化物、亚硝酸盐氮、硝酸盐（以氮计）、氟化物、汞、砷、镉、六价铬、铅、钾、钙、镁、碳酸盐、重碳酸盐、石油类	石油类
环境空气	SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃ 、非甲烷总烃、H ₂ S	非甲烷总烃、H ₂ S、颗粒物、SO ₂ 、NO ₂
噪声	Leq(dB(A))	Leq(dB(A))
固体废弃物	-	油泥、建筑垃圾和生活垃圾
环境风险	-	风险物质：原油、天然气、H ₂ S（1）对油田运营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,对油田运行期间集输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 环境功能区划

2.4.1.1 环境空气

本工程所在地位于新疆维吾尔自治区巴音郭楞蒙古自治州轮台县境内，地处塔克拉玛干沙漠北部边缘的戈壁地带，北距轮台县城约 35km，南距塔里木河约 25km，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。

2.4.1.2 水环境

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IV类功能区，石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的 III 类标准值。

2.4.1.3 声环境

本工程开发建设的噪声影响仅在施工期较大，进入生产期后，整个开发建设期噪声源数量相对较少，主要集中在先导试验站、计量间及井场。项目区北距轮台县城约 35km，南距塔里木河约 25km，根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）的声环境功能区分类，属于 2 类声环境功能区要求。

2.4.1.4 生态环境

根据《新疆生态功能区划》（2005 版），项目区属于塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区（IV），塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区（IV1），塔里木河上中游乔灌木及胡杨林保护生态功能区（59）。塔里木河流域的乔灌木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。

根据新水〔2019〕4 号，项目所在区域轮台县属于塔里木河流域重点治理区。

2.4.2 环境质量标准

2.4.2.1 环境空气

（1）环境空气

环境空气质量评价中 SO₂、NO₂、PM_{2.5}、PM₁₀、CO、O₃ 六项指标执行《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 二级标准。对于未作出规定的非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m³的标准，H₂S 参考执行《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 附录 D 中的 1h 平均浓度限值 10μg/m³。指标标准取值见表 2.4-1。

表 2.4-1 环境空气质量标准

序号	评价因子	标准限值μg /Nm ³			标准来源
		年平均	日平均	1 小时平均	
1	SO ₂	60	150	500	《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 二级标准
2	NO ₂	40	80	200	
3	PM _{2.5}	35	75	/	
4	PM ₁₀	70	150	/	
5	CO	/	4000	10000	
6	O ₃	/	160	200	
7	非甲烷总烃	/	/	2000	参考《大气污染物综合排放标准》详解
8	H ₂ S	/	/	10	参考执行《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 附录 D 中的 1h 平均浓度限值

2.4.2.2 地下水环境

根据轮南油田历史环评报告及后评价报告，区内石油类参照《地表水质量标准》(GB3838-2002) III类标准；其他因子执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) IV 类标准。具体标准值见表 2.4-3。

表 2.4-3 地下水质量标准值 单位：mg/L

序号	项目	标准限值	序号	项目	标准限值
1	pH (无量纲)	6.5~8.5	20	砷	≤0.05
2	总硬度	≤650	21	镉	≤0.01
3	溶解性总固体	≤2000	22	六价铬	≤0.10
4	硫酸盐	≤350	23	铅	≤0.10
5	氯化物	≤350	24	钾	/
6	铁	≤2.0	25	钙	/
7	锰	≤1.50	26	镁	/
8	挥发酚	≤0.01	27	铜	≤1.00
9	耗氧量	≤10.0	28	锌	≤1.00
10	氨氮	≤1.50	29	镍	≤0.02
11	硫化物	≤0.10	30	碳酸盐	/
12	钠	≤400	31	重碳酸盐	/
13	总大肠菌群	≤100	32	石油类	≤0.05
14	细菌总数	≤1000			
15	氰化物	≤0.1			

16	亚硝酸盐氮	≤4.80			
17	硝酸盐（以氮计）	≤30.0			
18	氟化物	≤2.0			
19	汞	≤0.002			

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

2.4.2.3 声环境

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

2.4.2.4 土壤环境

评价范围内土壤质量执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值相关标准。见表 2.4-4。

表 2.4-4 建设用地土壤污染风险筛选值

序号	监测项目	单位	标准值	序号	监测项目	单位	标准值
1	pH	无量纲	-	25	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	0.5
2	砷	mg/kg	60	26	氯乙烯	mg/kg	0.43
3	镉	mg/kg	65	27	苯	mg/kg	4
4	铬（六价）	mg/kg	5.7	28	氯苯	mg/kg	270
5	铜	mg/kg	18000	29	1,2-二氯苯	mg/kg	560
6	铅	mg/kg	800	30	1,4-二氯苯	mg/kg	20
7	汞	mg/kg	38	31	乙苯	mg/kg	28
8	镍	mg/kg	900	32	苯乙烯	mg/kg	1290
9	四氯化碳	mg/kg	2.8	33	甲苯	mg/kg	1200
10	氯仿	mg/kg	0.9	34	间二甲苯+对二甲苯	mg/kg	570
11	氯甲烷	mg/kg	37	35	邻二甲苯	mg/kg	640
12	1,1-二氯乙烷	mg/kg	9	36	硝基苯	mg/kg	76
13	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	37	苯胺	mg/kg	260
14	1,1-二氯乙烯	mg/kg	66	38	2-氯酚	mg/kg	2256
15	顺 1,2-二氯乙烯	mg/kg	596	39	苯并[a]蒽	mg/kg	15
16	反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	54	40	苯并[a]芘	mg/kg	1.5
17	二氯甲烷	mg/kg	616	41	苯并[b]荧蒽	mg/kg	15
18	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	42	苯并[k]荧蒽	mg/kg	151
19	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	10	43	蒽	mg/kg	1293
20	1,1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	6.8	44	二苯并[a、h]蒽	mg/kg	1.5
21	四氯乙烯	mg/kg	53	45	茚并[1、2、3-cd]芘	mg/kg	15
22	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	840	46	萘	mg/kg	70
23	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	2.8	47	石油烃	mg/kg	4500
24	三氯乙烯	mg/kg	2.8				

2.4.3 污染物排放标准

2.4.3.1 废气

油气开采过程中井场无组织挥发产生的非甲烷总烃排放参照执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求，硫化氢执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中新建项目二级标准。具体标准限值要求见表 2.4-6。

表 2.4-6 大气污染物排放标准值

污染物	项目	最高允许排放浓度（mg/m ³ ）	标准来源
NMHC	企业边界污染物控制浓度	4.0	GB39728-2020
H ₂ S	厂界标准	0.06	GB14554-93

2.4.3.2 废水

运行期本项目产生的采出水依托轮一联合站污水处理系统处理达标后回注油层，井下作业废水集中收集进入轮南钻试修废弃物环保处理站处理，不向外环境排放，回注水执行《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中注入层平均空气渗透率 $>1.5\mu\text{m}^2$ 的标准，标准值见表 2.4-7。

表 2.4-7 《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）

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

2.4.3.3 噪声

施工期执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）；运行期执行《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 2.4-8。

表 2.4-8 环境噪声排放标准

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

2.4.3.4 固体废物

本工程钻井期钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统处理，一开至三开均

为非磺化水基泥浆，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，分离后的固相经检测满足《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，可用于铺垫油田内的井场、道路等。

根据项目产生的各种固体废物的性质和去向一般工业固体废物执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）；危险废物鉴别执行《危险废物鉴别标准》（GB5085.1~7），危险废物的贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001/XG1-2013）、危险废物的转移依照《危险废物转移联单管理办法》（国家环境保护总局令第5号）及《危险废物收集、贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）进行监督和管理。含油污泥的处理需满足《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》（DB 65/T 3998-2017）。

2.5 评价因子和评价标准

2.5.1 环境空气评价等级和评价范围

（1）评价等级

采用《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）附录 A 推荐的估算模型 AERSCREEN 计算项目污染源的最大环境影响，选取非甲烷总烃候选因子核算，计算出其最大地面浓度占标率 P_i （第 i 个污染物，简称“最大浓度占标率”）及其地面浓度达标准值 10%时所对应的最远距离 $D_{10\%}$ 。其中 P_i 定义为：

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

式中： P_i —第 i 个污染物的最大地面浓度占标率，%；

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

C_{oi} —环境空气质量标准， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。一般选用 GB3095-2012 中 1 小时平均取样时间的二级标准的浓度限值，如项目位于一类环境空气功能区，应选择响应的一级浓度限值；对仅有 8h 平均质量浓度限值、日平均质量浓度限值或年均质量浓度限值的，分别可按 2 倍、3 倍、6 倍折算为 1h 平均质量浓度限值。

大气评价工作级别详见表 2.5-1。估算模式所用参数见表 2.5-2。

表 2.5-1

评价工作等级

评价工作等级	评价工作分级判据
一级评价	$P_{\max} \geq 100\%$
二级评价	$1\% \leq P_{\max} < 10\%$
三级评价	$P_{\max} < 1\%$

表 2.5-2 估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数(城市人口数)	--
最高环境温度/°C		41.4
最低环境温度/°C		-36.0
土地利用类型		荒地
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率(m)	/
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/°	/

计算结果见表 2.5-3。

表 2.5-3 估算模式计算结果表

项目	单位	无组织废气	
		非甲烷总烃	H ₂ S
下风向最大落地浓度	mg/m ³	0.050133	0.000037
最大浓度出现距离	m	210	210
评价标准	mg/m ³	2000	10
最大占标率	%	2.51	0.37
D10%	m	0	0

表 2.5-4 的计算结果表明，本工程对周边大气环境的影响主要来自先导试验站无组织排放的非甲烷总烃，其最大占标率为 2.51%，其最远距离 D10%=0m，最大占标率 $1\% \leq P_{\max} < 10\%$ 内，根据《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2008）的要求，因此本次环评确定大气影响评价的工作等级为二级。

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则—大气环境》（HJ2.2-2018）的规定，并结合本工程特点，考虑油田整体开发对大气环境的区域影响，本工程的 D10%<2.5km，以各井场为中心区域，边长为 5km×5km 的矩形。大气评价范围见图 2.5-1。

2.5.2 生态环境评价等级和评价范围

（1）评价等级

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2011)，本项目所在区域轮台县属于塔里木河流域重点治理区，项目占用地方公益林，属天然林，属于重要生态敏感区。本项目占地分为永久占地和临时占地，永久占地主要为新建先导试验站、井场和道路，临时占地为管线。本项目总占地面积 59.09hm²，其中永久性占地面积为 3.19hm²，临时占地面积 55.9hm²，占地面积在≤2km²范围内，管线总长度共计 66.13km，据《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2011)的有关要求，具体见表 2.5-4，本工程生态环境影响评价工作等级确定为二级。

表 2.5-4 生态评价等级判定

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

（2）评价范围

油田开发工程具有分布面积广的特点，且基本呈点状、线状分布，故其对环境的影响仅限于各站场及内部输送管线较近的范围。考虑油田整体开发对生态环境的影响，确定生态环境评价范围为单井、站场边界向外扩展 1000m 范围；集输管线两侧各 200m 带状区域的范围。生态评价范围见图 2.5-1。

2.5.3 地下水环境评价等级和评价范围

（1）建设项目类别

本工程属于石油天然气开采，按照《环境影响评价技术导则-地下水环境》(HJ610-2016)中附录 A 判断，属于 I 类项目。

（2）地下水环境敏感程度

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)中的地下水环境敏感程度分级表（表 2.6-6）和《建设项目环境影响评价分类管理名录》，项目区无集中式饮用水水源准保护区及补给径流区，无分散式饮用水水源地，无特殊地下水资源保护区，地下水环境敏感特征为不敏感。

表 2.5-5 地下水环境敏感程度分级表

敏感程度	地下水环境敏感特征
敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区；除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保

	保护区
较敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区以外的补给径流区；为划定准保护区的集中式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地；特殊地下水资源（如矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区。
不敏感	上述地区之外的其他地区。

注：“环境敏感区”是指《建设项目环境影响评价分类管理名录》中所界定的涉及地下水的环境敏感区。

（3）工作等级划分

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本工程属于 I 类建设项目，地下水环境敏感程度为不敏感，依据表 2.5-6，评价等级为二级。

表 2.5-6 评价区地下水环境影响评价工作等级划分

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

（4）评价范围

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

①公式法

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

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

式中：L—下游迁移距离，m；

α —变化系数， $\alpha \geq 1$ ，一般取 2；

K—渗透系数，m/d；根据区内潜水含水层主要由塔河冲积形成，含水层的岩性为细砂，渗透系数取经验值 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‰～0.4‰，本次计算按最大值 0.4‰计；

T—质点迁移天数，取值 5000d；

n_e —有效孔隙度，无量纲，依据《水文地质手册》（第二版），细砂孔隙度取 0.25；

经计算，L 为 160m。

②自定义法

根据区域水文地质条件，地下水流向为自西北向东南缓慢径流，地下水为第四系松散岩类孔隙水，本次结合工程分布情况，及区内已有水文地质钻孔、地下水监测井的分布情况，结合公式法计算结果，选取工程边界上游、及两侧方向外扩 1km 的范围作为评价范围，同时，结合历史勘察资料，为进一步明晰评价区内水文地质条件，将工程区下游进一步扩大至 8km 的区域为评价范围，共计约 35km² 的范围。

集输管线地下水评价范围为管线两侧 200m，包含在区域评价范围内。

地下水评价范围详见图 2.5-1。

2.5.4 地表水环境评价等级和评价范围

按照《环境影响评价技术导则—地表水环境》（HJ2.3-2018），项目属于水污染影响型建设项目。在油田正常开采及油气集输过程中，本项目产生的含油污水、井下作业废水不外排，项目区周边无天然地表水体，项目地表水环境影响评价等级为三级 B。

项目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。

2.5.5 噪声环境评价等级和评价范围

本工程涉及的噪声源可分为连续稳定噪声源和流动噪声源。噪声源主要包括施工期内机械噪声、生产运-行期站场机泵噪声和井场井下作业噪声。

本工程所在功能区适用于《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》（HJ2.4-2009）中的规定，本工程声环境影响评价工作等级定为二级。

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

2.5.6 环境风险评价等级和评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169—2018）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 2.5-4。

表 2.5-4 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。

项目运营期涉及的主要危险物质为石油类，涉及的风险为运行过程中单井集输管线、集油支线破损造成的含石油类废水的泄露。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169—2018）本工程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⁺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 2.5-5 确定环境风险潜势。

表 2.5-5 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 ⁺	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⁺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 2.5-6。

表 2.5-6 本工程重大危险源辨识一览表

序号	物质名称	CAS 号	临界量/t
1	天然气（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	7783-06-4	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）：

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

式中：q1，q2，…，qn--每种危险物质的最大存在总量，t；

Q1，Q2，…，Qn--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。

本工程不涉及危险物质的存储，工程共新建单井集输管线 20km（柔性复合管，规格为 DN80 2.5MPa），集油支线 4.0km（玻璃钢管，规格为 DN200 3.5MPa）集油支线 3.8km（玻璃钢管，规格为 DN250 3.5MPa）。

原油密度按照最大 0.840t/m³、天然气最大相对密度 0.692，天然气中硫化氢最大含量约 0.0004%。根据计算，管线中危险物质最大存在量：计算得，20km 单井集输管道最大储油量为 84.40t；4.0km 集油支线最大储油量为 105.5t；3.8km 集油支线最大储油量为 156.61t。

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 2.5Mpa；

V：气体体积，管道体积；

n：气体的物质的量，单位 mol；

T：绝对温度，293.15K；

R：气体常数，8.314mol*K

计算得：管道带压运行状态下最大储气量为 0.34t，硫化氢含量约为 0.00000136t。本工程辨识结果详见表 2.5-10。

表 2.5-10 本项目集油干线、输气干线危险单元 Q 值一览表

时期	位置	储存装置	物质名称	临界量（t）	最大储存量（t）	Q
运行期	集输管线 20km	集输管线	原油	2500	84.40	0.034
			天然气	10	1.72	0.172
			硫化氢	2.5	6.88×10 ⁻⁶	2.75×10 ⁻⁶
	集油支线 4.0km	集油支线	原油	2500	105.5	0.042
			天然气	10	2.14	0.214
			硫化氢	2.5	8.56×10 ⁻⁶	3.424×10 ⁻⁶

	集油支线 3.8km	集油支 线	原油	2500	156.61	0.063
			天然气	10	3.18	0.318
			硫化氢	2.5	1.272×10^{-5}	5.088×10^{-6}
合计						0.843

根据上表计算结果，本项目 $Q=0.843$ ， $Q<1$ ，判断项目风险潜势为I，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）相关要求，本次评价仅对项目可能存在的环境风险进行简单分析。不设置环境风险评价范围。

2.5.7 土壤环境评价等级和评价范围

根据《环境影响评价技术导则—土壤环境（试行）》（HJ964-2018），从油田对土壤环境的影响途径来看，本项目属于污染类项目，永久占地 3.24hm^2 ，属于小型项目，土壤环境为不敏感，油气开发属于 I 类项目，因此土壤评价工作等级划分为二级。土壤评价等级划分依据见表 2.5-11。

表 2.5-11 土壤污染类项目评价工作等级划分表

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

根据评价工作等级，并结合本工程特点，考虑油田整体开发对区域的影响，集输管线土壤评价范围设定为管道沿线 200m 的带状区域；井场的土壤评价范围为井场边界向外扩展 200m 范围。

2.6 污染控制目标与环境保护目标

2.6.1 污染控制目标

根据开发建设和运营中对环境可能造成的污染与生态破坏，确定污染控制目标如下：

（1）项目区属于塔里木河流域重点治理区。因此要控制建设项目在开发建设过程中的各种施工活动，尽量减少对地表的扰动，做好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，废水达标回注，固体废物得到合理

利用及无害化处置，主要污染物总量符合国家和地方控制要求。

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

2.6.2 环境保护目标

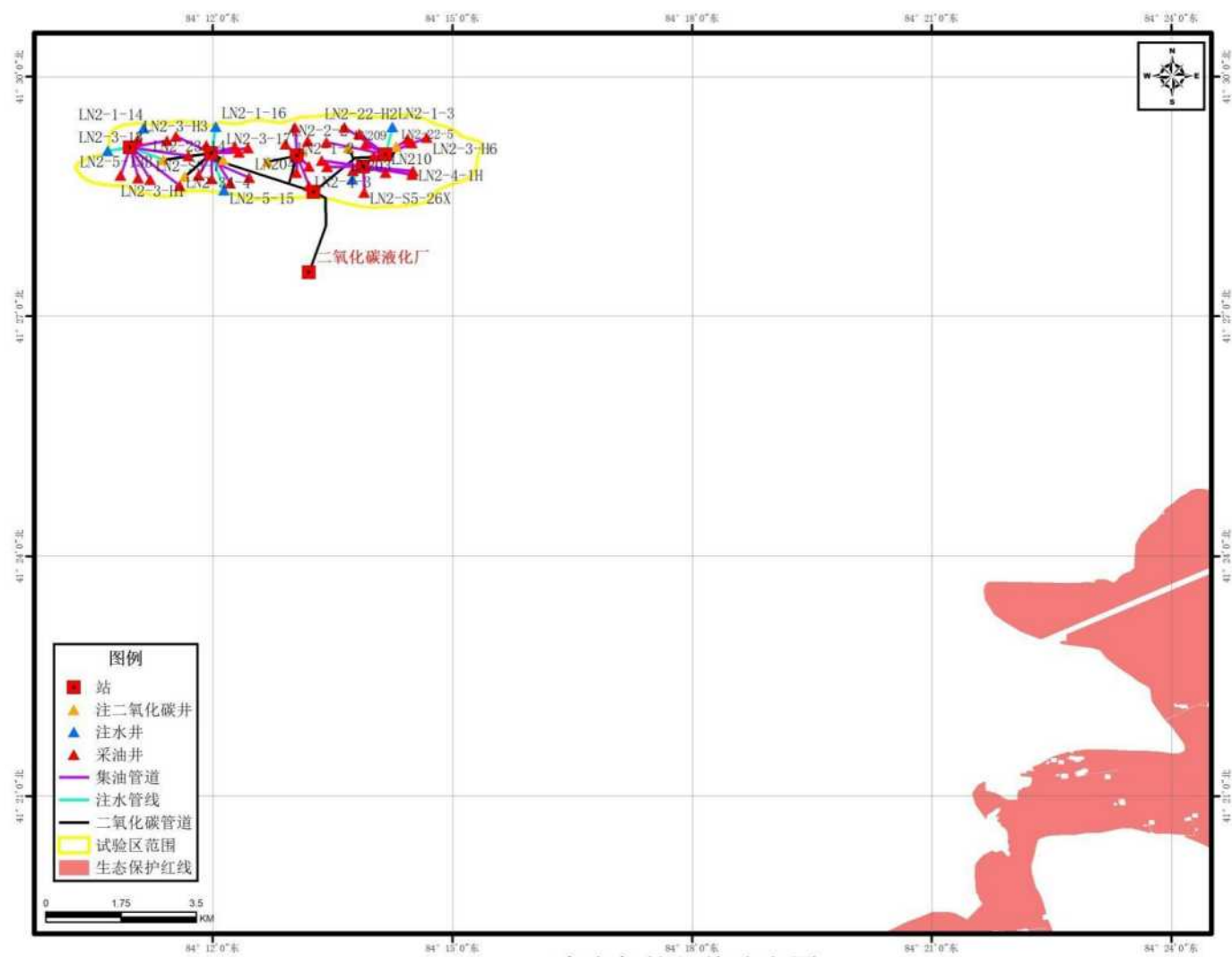
根据环评单位现场踏勘及调查走访，本项目不涉及自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园及其他需要特别保护的敏感区。本次建设工程均位于新疆维吾尔自治区巴音郭楞蒙古自治州轮台县境内，除油区工作人员外评价范围内无其他人群聚集区。距离塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区最近距离为 8.6km，不在生态环境影响评价范围内。

本工程评价范围及环境保护目标见表 2.6-1。

表 2.6-1 环境保护目标

序号	环境要素	环境保护目标	相对位置	环境保护要求
1	生态环境	塔里木兔、鹅喉羚（国家二级保护动物）	区域偶见	禁止捕猎
		膜果麻黄、胀果甘草、大花罗布麻、肉苁蓉（自治区一级保护植物）	项目区内	尽量减少因施工对植被的破坏
		塔里木河流域水土流失重点治理区	井场占地范围外扩 200m 及管线、道路两侧 200m	不对区域水土保持产生明显影响
		轮台地方公益林	占用	避免占用林地茂密区，按规定进行补偿
2	大气环境	油区工作人员	油区工作人员	区域空气质量不因本项目的建设而下降
3	水环境	深层承压水和浅层地下水	井区及周边	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类
4	噪声	-	-	《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准

序号	环境要素	环境保护目标	相对位置	环境保护要求
5	土壤环境	评价范围内土壤	井区及周边	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值
6	环境风险	项目区土壤、地下水、	油田内部	发生风险事故时，可快速采取环境风险防范措施，确保风险事故对大气、土壤、地下水等环境因素的影响程度控制在可接受范围内



生态保护红线分布图

2.7 评价时段和评价重点

评价时段包括施工期、运行期、闭井期三个时段。

根据程特点及评价因子筛选的结果，结合项目区域环境状况，确定本次环境影响评价工作的重点为：

- (1) 工程分析
- (2) 生态环境影响评价及水土保持
- (3) 环境风险影响评价及风险管理
- (4) 地下水环境影响评价
- (5) 环境保护措施技术经济及可行性论证

2.8 评价方法

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

表 2.8-1

评价方法一览表

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

3. 建设项目工程分析

3.1 项目开发现状及环境影响回顾

3.1.1 区块开发现状

轮南油田共由 6 个井区组成，自西向东依次为：轮西 1、轮南 1、轮南 26、轮南 2、轮南 3、轮南 10，为一系列近东西走向的长轴背斜。

轮南 2TI 油藏整体为近东西走向的背斜构造，长轴长 6.29km，短轴长 1.89km，高点海拔-3782m。截止 2020 年 12 月，轮南 2TI 油藏共有采油井 45 口，开井 21 口，平均单井井口日产油 3t，综合含水 90.39%，地质储量采出程度 41.80%，注水井 29 口，开井 7 口，日注水 544m³。轮南 2TI 油组油藏处于“双高两低（综合含水高、采出程度高、采油速度低、开井率低）”开发后期，历经注水开发、综合调整和二次开发，常规水驱已无法有效动用剩余地质储量，需要转变开发方式，提高采收率。



本工程选择轮南 2TI 油组全油藏开展超临界 CO₂ CCUS—EOR 试验，动用地质储量 1236 × 10⁴t，评价深层、高压、高温、高盐碎屑岩油藏水驱后 CO₂ 混相驱提高采收率技术适应性；攻关深层油藏细分层系注气、固相沉积防治、CO₂ 循环回

注、全过程防腐等关键技术；探索 CO₂ 驱油提采与碳埋存协同开发技术。形成深层、高压、高温、高盐碎屑岩油藏水驱后 CCUS-EOR 配套技术，指导同类型油田 CCUS-EOR 技术对策制定和实施，在大幅度提高油藏采收率的同时实现碳埋存。

轮南油田周边场站主要包含轮一联合站、轮二转油站及 1#~7#计量间，分布示意见图 3.1-1。

图 3.1-1 轮南油田周边场站示意图

3.1.1.1 油气集输系统现状

轮南井区已建集输系统采用两级布站方式，单井管线就近接入计量间进行计量后，通过已建集输干线输至轮一联进行集中油气水分离。生产流程见图 3.1-2。



图 3.1-2 轮南井区采油井生产流程示意图

3.1.1.2 采出水处理及注水系统现状

轮南 2 井区原油、污水处理均依托轮一联，轮一联主要包括原油处理系统、污水处理系统、注水系统及公用系统；天然气处理依托轮南处理站。轮一联管辖轮南油田 6 座计量间（即：2 号~7 号计量间）、1 座转油站（即：1 号计量间）和桑南处理站来液的油气分离、原油脱水、污水处理和天然气处理任务以及 7 座配水间（即：1 号~7 号配水间）的注水任务。

采出水集中在轮一联 2#污水处理站进行处理，水质处理达标后用于地质注水，通过 2#污水处理站内已建增压泵及站外注水干线输至各计量间，并通过计量间内注水阀组至各注水单井，流程见图 3.1-3。



图 3.1-3 轮南井区注水流程示意图

3.1.1.3 CO₂ 碳源现状

塔里木油田目前只有轮南轻烃厂和阿克气田天然气处理厂生产 CO_2 。根据现场调研情况，新疆巴州塔里木能源有限责任公司已确定将轮南轻烃厂 CO_2 气体交由第三方处理，由第三方在轮南轻烃厂旁边新建 CO_2 液化厂。

（1）轮南轻烃厂

轮南轻烃厂由新疆巴州塔里木能源有限责任公司管辖，站内设有 2 套轻烃回收装置、2 套乙烷回收装置，产品为乙烷、液化气、轻烃。轻烃装置采用“DHX+膨胀机制冷”工艺，乙烷装置采用“丙烷预冷+膨胀机制冷+双回流”工艺，设计天然气处理规模为 $3000 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，具备年生产乙烷产品 76 万吨、液化气 36.6 万吨、轻烃 7.4 万吨能力，目前实际处理气量为 $2940 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 。轮南轻烃厂在乙烷回收装置出口设有脱碳装置，将乙烷中二氧化碳脱除，共有两列脱碳装置，单列设计脱碳规模 $10 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，采用 MDEA 脱碳工艺，解析出的气态 CO_2 通过压缩机增压后外输，由于目前下游没有用户使用 CO_2 ，现场将增压后 CO_2 输送至外输天然气线，掺入天然气中一起外输，在压缩机出口干线上预留有 DN100 接口，可作为后期去下游装置接口。 CO_2 未设计量设施，现场通过进、出脱碳装置总气量换算 CO_2 产量。轮南轻烃厂气态 CO_2 出口参数：压力 6.0~6.9MPa，温度 30~50℃，浓度约为 92%，未脱水。由于进站天然气中 CO_2 含量较低，目前现场实际生产 CO_2 气量约为 $4 \sim 5 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ， CO_2 浓度约为 91%，日产 CO_2 量平均为 74t/d。根据《塔里木油田天然气乙烷回收扩建工程》预可行性研究报告，拟对轮南轻烃厂进行扩建，扩建规模和主体工艺与现有装置一致，预计 2026 年 1 月投产。

（2） CO_2 液化厂

第三方拟在轮南轻烃厂旁边新建 CO_2 液化厂 1 座，一期建设规模 $11 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，将轮南轻烃厂来气态 CO_2 脱水、液化、提纯后生产合格的液态 CO_2 。目前该项目已开工建设，预计 2021 年 12 月投产。根据第三方提供的资料， CO_2 液化厂可按以下两种方式提供液态 CO_2 ：①汽车拉运：2MPa，-20℃，纯度 99.9% 以上，不含水。②管道输送：根据用户要求提供 3~50MPa 的液态 CO_2 。

（3）阿克气田

阿克气田天然气处理站设计处理规模 $300 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，采用“MDEA 脱碳+低温脱水脱烃”的处理工艺，设计回收的 CO_2 ($37.85 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$) 经螺杆压缩机增

压、分子筛脱水、注气压缩机增压至 31MPag 后，通过管道输至注入井回注，目前由于没有合适的回注井，现场通过压缩机增压后高空排放，注气压缩机未采购。目前阿克气田实际处理气量 $190 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，实际产出 CO_2 量 $25 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 。

(4) 碳能源平衡

轮南轻烃厂脱碳装置设计规模为 $20 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ (约 367t/d)，可以满足本工程需求，但目前由于进站气中 CO_2 浓度较低，实际 CO_2 产量约为 $4 \sim 5 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ (平均约 74t/d CO_2)，不能满足本工程全部外购需求，需要补充其他碳源。阿克气田距离本工程约 900km，管输投资太高，罐车拉运成本超过 1000 元/t，成本较高，不推荐采用。试验区周围最近的外部碳源是库车碳厂，设计规模为 220t/d，目前实际产量约为 130t/d，预计 2022 年产量可提高至 200t/d，其生产的液态 CO_2 可以满足本工程 2024 年以前的注入需求，经落实，从库车拉运至本项目碳源价格约为 750 元/t，低于阿克气田碳源成本，故本工程碳源不足部分推荐从库车碳厂拉运，2025 年起需要寻找其他碳源补充。 CO_2 量平衡见表 3.1-1。

表 3.1-1 CO_2 量平衡表

时间	总注 CO_2 量	采出气回收 CO_2 量	外购 CO_2 量
2022	76	0	76
2023	169	0	169
2024	297	48	249
2025	427	111	316
2026	509	188	321
2027	609	255	354
2028	678	294	384
2029	764	352	412
2030	909	435	474
2031	974	442	532
2032	1099	548	551
2033	1110	563	547
2034	1103	556	547
2035	1095	549	546
2036	1090	545	545
2037	1083	538	545
2038	1079	534	545
2039	1086	540	546
2040	1094	547	547
2041	1098	550	548

阿克气田距离本工程约 900km，管输投资太高，罐车拉运成本超过 1000 元/t，成本较高，暂不考虑该碳源。轮南轻烃厂脱碳装置预计 2025 年 CO_2 产量可达到 $17 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ (约 330t/d)，2026 年二期投产后最大产量可达 580t/d，可以满足本工程外购需求。

3.1.2“三同时”执行情况

轮南油田日常运行管理由轮南油气开发部负责，区块开发建设过程中，按照国家法律法规开展了环境影响评价和竣工环保验收工作，随着勘探开发的进程，塔里木油田分公司在轮南实施了几次区块开发及地面工程建设项目，本次区块充分依托已建工程，在已建井区范围内部新增采油井、注水井及相应管线，集输管线连接到已建计量站、输水管线连接到已建注水阀组，进场道路与输电线路连接到已建油田内部道路和输电线路。本次利用的老井及开发主要依托现有的油气处理设施，环保手续齐全，详见表 3.1-1 及表 3.1-2。

表 3.1-1 区块开展的环评情况一览表

项目名称	环境影响评价			环境保护竣工验收		
	审批单位	批准文号	批准时间	审批单位	批准文号	批准时间
塔北油田开发工程环境影响报告书	国家环保部	环监 1992[435]号	1992 年 12 月 12	正在验收中		
轮南油田开发建设工程环境影响后评价	巴州环境保护局	巴环控函[2007]116 号		-	-	-
轮南油田二次开发地面建设工程环境影响报告书	新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函[2014]1250 号	2014 年 10 月 30 日	新疆维吾尔自治区环境保护局	新环函[2017]1536 号	2017 年 9 月 30 日
《塔里木油田凝析气轻烃深度回收工程环境影响报告书》	新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函[2015]1386 号	2015 年 12 月 15 日	自主验收	油勘[2018]400	2018 年 12 月 3 日
轮南油气开发部轮南片区环境影响后评价报告书	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环环评函[2021]227 号	2021 年 3 月 15 日	-	-	-

表 3.1-2 依托工程环保手续情况一览表

依托工程		环保手续	建设内容
依托工程	轮一联合站	《轮南油田二次开发地面建设工程环境影响报告书》	扩建配水间 3 座。在目前回灌注水站边新建回灌注水站 1 座。站外新建回灌注水管网。 污水处理系统：利用轮一联新污水站处理回注用水，并对该站二次过滤存在的问题进行改造，新建二次过滤罐 6 座；同时，对老污水站进行改造，能力 5000m ³ /d，满足回灌污水的处理要求。
	轮南轻烃厂	《塔里木油田凝析气轻烃深度回收工程环境影响报告书》	气源改造、轻烃回收工厂、产品外输、牙哈装车站改造、倒班公寓及自控、通信、供热和暖通、供电系统、给排水、消防、管道防腐等公用工程几部分
	计量阀组	《塔北油田开发工程环境影响报告书》	采油计量间 6 座

		轮南油田开发建设工程环境影响后评价报告书（2007）	轮南油田建有联合站 1 座（轮一联合站），计量间 7 座，注水间 5 座，配气间 6 座，转油站 1 座（轮二转油站），天然气站 1 座。
		轮南油田二次开发地面建设工程环境影响报告书	对已建的 7 座计量站进行计量系统改造，将计量分离器更换为油气分离计量装置，共计 8 套；更换计量阀组为多通道电动切换阀，共计 9 套；对部分计量站至轮一联脱水站站间集油管道进行更换，其中 3 号与 4 号串接，7 号与 6 号串接，5 号单独进站。

3.1.3 已建工程环境影响回顾评价

结合《中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司轮南油气开发部轮南片区环境影响后评价报告书》中调查结论和本次环评组现场调查情况，本节分环境要素对现有工程进行回顾性分析评价。

3.1.3.1 生态环境影响回顾评价

开发建设项目总体开发过程中，对生态的影响主要为占地对生态环境造成的影响，占地分为临时占地和永久占地。主要生态影响包括，对生态景观格局的影响、对植被的影响以及对野生动物的影响。

对景观生态格局的影响主要表现在油田道路、管线及各类场站的建设，对生态景观的切割，增大了区域景观生态格局的破碎化程度。对植被的影响主要表现为工程建设过程中，占地范围内的植被灭失，以及永久占地范围内植被生产力的减少。对土壤的影响主要是工程建设时对土壤(沙漠)的扰动、流失，以及落地原油对土壤(沙漠)的污染。

根据后评价报告和本次现场踏勘情况，油田区域内钻井工程结束后，对临时占地范围内及周边的土地进行了清理、土地平整，恢复原貌。对井场永久占地范围内地表结合区块地表特点，铺设了砂石、采取了必要的硬化措施，以减少侵蚀量。

轮南区块的管道敷设为地下管道埋设方式，根据后评价报告和本次现场踏勘情况，由于本区域冬季有降雪，挖埋管沟后恢复地貌的管廊土壤较为疏松，为自然植被的恢复和生长提供了有利的条件，现场调查结果表明，在管廊上方自然植被已开始恢复，而且恢复的状况较好。

油气处理厂内装置区的地表均用水泥硬化处理，作业区公寓人工种植了各种树木，绿化了周边环境。

根据后评价期间对区块内土壤环境质量现状监测来看，后评价期间布设的土

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，项目区域土壤环境质量较好。

（2）水环境影响回顾评价

施工期水环境污染源有：施工营地生活污水、钻井废水和施工废渣、淤泥等。运行期废水主要有原油分离脱出的含油污水、井下作业废水、生活污水等。

根据后评价报告和本次现场踏勘情况，轮南区块施工期间在井场就地设置防渗的生活污水蒸发池和防渗泥浆池，自然蒸发，完井后填埋处置。通过上述措施，施工期间产生的各种废水基本都得到了妥善处理，未排入地表水体，对水环境产生污染的可能性较小。

轮南区块产生的采出水经轮一联合站处理达标后进行回注，回注层为原石油开采层，埋藏深，回注水未对当地浅层及主要供水层的地下水环境产生不良影响。区块固定生活点为轮南公寓，采用地埋式一体化生化污水处理装置，“化粪池+格栅+生物接触氧化池+二沉池+消毒”工艺对生活污水进行处理。外排废水执行《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）表1 二级标准，废水排入生活污水蒸发池自然蒸发。井下作业废水收集后送轮南钻试修废弃物环保处理站处理。

（3）大气环境影响回顾评价

油田开发建设项目总体开发过程中，施工期对大气的影响为短时、间断性的，伴随着施工期结束而消失。运营期的大气污染源主要为锅炉燃烧废气和油气集输处理过程中烃类的无组织挥发。

在油气集输过程中，为减轻集输过程中烃类的损失，油田开发采用了管线输油和罐车拉油的集输流程，井口设切断阀，集输过程、场站进口处设置紧急切断阀，输气、输油干线分段设置紧急切断系统，一旦发生事故，紧急切断油、气源，最大限度地减少油气集输过程中烃类及油的排放量。生产运行期加热炉、导热油炉、燃气压缩机、火炬采用清洁能源天然气为原料。

后评价期间，各监测点有组织排放废气中二氧化硫、氮氧化物均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表1、表2 锅炉大气污染物排放标准限值。根据本次评价锅炉污染物排放现状监测值；各场站无组织排放的氨、硫化氢、臭

气浓度满足《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；无组织排放非甲烷总烃、颗粒物满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表 2 无组织排放监控浓度限值。

通过轮南区块历次环境影响评价中废气污染防治措施落实调查情况来看，轮南油田采取的废气在一定程度上得到了有效的处理。

(4) 声环境影响回顾评价

轮南油田位于塔克拉玛干沙漠边缘，在塔里木盆地油气资源未开发前，社会经济活动较少，声环境受人类影响程度较低。根据随着油气资源的开发，人类活动增多，对其声环境产生了影响。

早期油田开发采用人工地震法进行地球物理勘探。勘探过程中需动用许多车辆，机械，包括炸药等。对原有声环境产生了一定的影响。

随着含油区的确定，钻井、测井、井下作业、井口安装、场站、道路建设、管道敷设等一系列工艺过程的建设。站场、井场、机械设备等声源逐渐增多，都对周围环境声环境有贡献。

轮南油田开发区域主要分布在库东公路两侧，相对与早期油田开发，目前噪声源相对比较固定。轮南油田开发已进入中后期，噪声源主要由运营期的联合站噪声、交通噪声、和社会噪声等。

根据后评价报告和本次现场踏勘情况，区块内井场、计量站周围地形空旷，周边 200m 范围内无居民区。后评价期间监测结果表明，各井场，处理站厂界昼间、夜间的噪声监测结果均满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)中的 3 类标准值要求。

因此项目运行没有对周边声环境产生明显影响，本项目声环境保护措施有效。

(5) 固体废物环境影响回顾评价

轮南片区内钻井期间产生的钻井泥浆、岩屑拉运至轮南钻试修环保站进行处理；运营期产生的含油污泥由沙运司清运至轮南绿色环保站进行处理，生活垃圾运至轮南固体废物填埋场处理。轮南片区内生产活动和生活产生的固体废物可得到妥善的处置。

通过后评价期间对油田作业区所辖井场进行井场固体废弃物取样调查，调查结果表明大部分井场岩屑池中固废属于一般固体废物，但由于不同钻井时期的环

境管理制度和环保要求的不同，故部分井场残留的钻井固废废弃物不能完全满足现行《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T 3997-2017)相关指标要求，塔里木油田分公司安环处、轮南油气开发部已制定了清理计划和治理方案，对遗留固体废弃物按其相应的环境管理要求做好清理、运输和处置工作。

3.1.4 排污许可登记

本工程属于轮南油气开发部管理，项目建成后所依托的轮一联合站于 2019 年 12 月 7 日在巴音郭楞蒙古自治州生态环境局办理完成了污染源排污登记（登记编号：9165280071554911XG007Q）。

3.1.5 存在的环境问题及“以新带老”措施

结合《中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司轮南油气开发部轮南片区环境影响后评价报告书》中调查结论和本次环评组现场调查情况，区块内现有完钻井井场已进行了平整，井口周边区域进行了硬化，井区的巡检道路采用砂石路面，井场规范，但是部分井场临时占地尚未恢复。

针对以上问题，为进一步保护环境，最大限度的减少项目对周边环境的影响，在本次开发建设过程中应该采取必要的措施，对油田目前存在的问题加以有效解决，限期整改：

（1）运行期对轮南油气开发部所辖范围内生态恢复措施进一步作出补充工作。

（2）完善环保设施管理体系与制度，加强环保人员专业知识培训，进一步完善生态恢复工作。加强对设备管理维护人员的培训，完善环保设备管理，保证设备正常运行，保证污染物达标排放。

3.2 工程概况

3.2.1 项目基本情况

3.2.1.1 项目名称和性质

项目名称：塔里木轮南油田轮南 2TI 油组碳驱油碳埋存先导试验方案地面工程

项目性质：改扩建

3.2.1.2 建设地点

轮南 2TI 油组位于新疆维吾尔自治区巴音郭楞蒙古自治州轮台县境内，地处

塔克拉玛干沙漠北部边缘的戈壁地带，北距轮台县城约 35km，南距塔里木河约 25km。本项目地理位置中心坐标为**。地理位置图见图 3.2-1，工程整体布局图见图 3.2-2。

3.2.1.3 建设内容及规模

(1) 建设规模

本工程在轮南 2 井区 TI 油组开展 CO₂ 驱开发先导试验，动用含油面积 11.2km²，动用地质储量 1236×10⁴t，开发方式采用连续注入 CO₂ 4 年后转气水交替（WAG）。设计年注 CO₂ 规模 21.0×10⁴t，年产油 10.0×10⁴t 稳产 7 年。

项目分两期建设，一期（2022 年~2023 年）CO₂ 注入依托第三方服务，集输和处理系统依托已建设施，新建必要的井场和单井管道；二期（2024 年以后）建设注入、集输和采出气处理相关地面设施。

本工程包含油气集输系统、采出气处理系统和 CO₂ 注入系统三部分：油气集输系统规模按照产液 2500t/d、产气 35×10⁴Nm³/d 进行设计，操作弹性为 60%~120%。采出气处理系统规模按照 35×10⁴Nm³/d 进行设计，操作弹性为 60%~120%；CO₂ 液化、CO₂ 增压系统规模按照 18×10⁴Nm³/d 进行设计，操作弹性为 60%~120%。CO₂ 注入系统规模按照 650t/d 进行设计，操作弹性为 60%~120%。

(2) 建设内容

主要工程内容包括站场工程、集输工程及其他配套工程。

1) 站场工程包含：①先导试验站 1 座（包括油气分离增压装置、分子筛脱水装置、脱碳装置、丙烷制冷装置、CO₂ 储存注入装置）；②建计量站 5 座（3# 计量站、4# 计量站、5# 计量站、6# 计量站、7# 计量站）；③改造采油井 38 座（只更换采油设备，不新增占地）；④改造注水井 6 座（只更换注水设备，不新增占地）；⑤改造注 CO₂ 井 5 座（只改造注入设施，不新增占地）；

2) 集输工程包含：①新建集输管线 27.8km；②新建气举管线 22.7km；③新建注水管线 4.7km；④新建注 CO₂ 管线 13.1km。

3) 其他配套工程包括：供配电（（更换变压器及配电柜，新建电力线 5.0km）、仪表、通信、道路（新建进场道路 1.0km）等系统工程。

项目工程组成见表 3.2-1。

表 3.2-1 项目组成一览表

工程	工程名称	内容
----	------	----

类别			
规模			年注CO ₂ 规模21.0×10 ⁴ t，年产油10.0×10 ⁴ t
主体工程	采油工程		初期均采用自喷方式采油，根据生产情况择机注水注CO ₂ 。
	站场工程	井场	改造38口采油井井场（更换部分井场管线及井口装置）利用注气井5口、注水井6口
		新建站场	新建先导试验站1座：包含油气集输系统、采出气处理系统和CO ₂ 注入系统三部分，其中油气集输系统规模按照产液2500t/d、产气35×10 ⁴ Nm ³ /d 进行设计，操作弹性为60%~120%。采出气处理系统规模按照35×10 ⁴ Nm ³ /d进行设计，操作弹性为60%~120%；CO ₂ 液化、CO ₂ 增压系统规模按照18×10 ⁴ Nm ³ /d进行设计，操作弹性为60%~120%。CO ₂ 注入系统规模按照650t/d进行设计。
		改建站场	改建5座计量站（3 号~7 号计量站）：在已建计量站旁扩建，每座计量站新建集油计量阀组1套和计量装置1座
	集输工程		共计66.13km（新建集输管线27.8km、新建气举管线22.7km、新建注水管线4.7km、新建注CO2管线10.93km）
辅助工程	道路		先导试验站站区道路0.549km水泥路面，宽5.0m
	供电工程		本工程新建站场及扩建计量站试采部分用电设备通信仪表用电负荷为重要负荷，采用 UPS 供电，其他负荷为二级；注CO ₂ 井、采油井、计量站用电负荷等级为三级，均采用市电供电；供电电压为 10kV，用电电压等级 均为 0.22/0.38/10kV。
	供水工程		钻井过程用水由区块内水源井提供，通过罐车拉运至井场，运行期不消耗新鲜水。新建站场等依托轮一联已有完善的给排水系统。
	通信工程		新建先导试验站 1 座，依托已建的 3#、4#、5#、6#、7#计量站，本次通信 设计主要完成新建先导试验站的火灾自动报警系统、巡检应急通信系统以及站内视频监控系 统、自控数据上传通道的设计
环保工程	废气	无组织非甲烷总烃、硫化氢	本工程采用密闭集输工艺，油气通过管道就近接入计量间进行计量后，通过已建集输干线输至轮一联
	废水	采出水	依托轮一联合站污水处理系统处理。
		井下作业废水	集中收集进入轮南钻试修废弃物环保处理站处理。
	固废	变压吸附装置	集中收集后交由塔里木油田绿色环保站及其他有资质单位进行无害化处理
		各类压缩机等	
		清管废渣	
		废润滑油 沾油废物	
依托工程	轮一联合站		本项目油气水通过管道输送至轮一联合站进行处理。轮一联为塔里木油田第一座联合站，1992 年 5 月投产，主要接收轮南油田 7 座计量站的来液，进行油气分离、原油脱水、污水处理及回注，先后进行了 6 次改扩建。油水混液采用一段三相分离+二段化学沉降脱水，充分利用来液温度，全站不升温，一段

		设计规模 11800m ³ /d； 二段设计规模 1900m ³ /d。
	塔里木油田绿色环保站	含油污泥和清管废渣依托塔里木油田绿色环保站进行处理，绿色环保站2011年建成投产。一期处理规模1.05万方/年；2017年进行二期扩建，总处理能力达4.05万方/年，采用热解工艺对含油污泥进行无害化处理。一期项目自治区环保厅以新环评价函[2010]251号进行批复，以新环函[2014]376通过验收。二期扩建新环函[2017]2019号文进行批复。本工程含油污泥产生量约为14.45t/a，塔里木油田绿色环保站扩建完成后，完全可以满足需求。
	轮南油田钻试修废弃物环保处理站	轮南钻试修废弃物环保处理站(简称“环保站”)位于轮台县轮南镇，主要用于处理周边区域油田钻试修过程中产生的固废及废液，于2016年11月7日取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复(新环函[2016]1626号)，2020年6月25日取得巴州生态环境局的验收核查意见(巴环评函[2020]220号)。 2017年11月30日开始投用，处置的废弃物主要包括钻井聚磺泥浆体系固废及钻试修废水，年处理达标固相可达72000立方,处理后的固相用于铺设油田道路、井场、填埋等。站内有一套撬装化钻井聚磺泥浆体系固废处理装置和一套撬装化钻试修废水处理装置，站内辅助工程为钻井聚磺泥浆体系固废暂存池、污水暂存池、隔油池、简易注水站、回注水输送管线等辅助设施。
	轮南固废填埋场	2018年底塔里木油田分公司在现有固废处理场西南侧新建1座固废填埋场，设计建设3个建筑垃圾固废池、2个工业固废池、4个生活垃圾固废池并预留4个生活垃圾固废池。新建固废填埋场工程总占地257.4亩，总投资629.36万元。(该工程2018年4月取得环评批复，新环函〔2018〕241号)

3.2.1.4 技术路线

油井采出气液经油气集输系统进行集输、分离后，液相输至轮一联处理，气相进入采出气处理系统进行增压、脱水、脱碳、液化处理，处理后天然气输至轮南处理站处理，处理后液态 CO₂ 输至 CO₂ 注入系统处理，与外部来碳源混合后一起储存、增压后去注入井注入。

(1) 油气集输系统：油气集输系统采用“采油井→计量间→先导试验站→轮一联”的三级布站方式，井口采用常温密闭集输工艺。

(2) 采出气处理系统：采出气处理系统将油气集输系统来采出气进行增压、脱水、脱碳、液化后，液相 CO₂ 去注入系统回注，天然气去轮南处理站处理，采用“伴生气增压→分子筛脱水→变压吸附脱碳→CO₂ 增压→丙烷制冷液化”的处理工艺。

(3) 注入系统：注入系统将 CO₂ 液化厂、库车碳厂和采出气处理站来液态 CO₂ 进行储存、增压后回注，5 口混注井采用“碳源→CO₂ 储罐→喂液泵→注入

泵→计量间→注入井”的注入工艺，2 口分注井采用“碳源→CO₂ 储罐→喂液泵→注入泵→注入井”的注入工艺。

3.2.1.5 实施计划

本次坚持“整体设计部署、分层分区动用、优选井组先行”的原则，平面上优先选择隔夹层 发育、TI2 小层剩余油富集区域建立注采井网，然后是在隔夹层不发育区域部署井网开展一期试验。纵向上优先动用 TI2 小层，形成次生气顶，然后动用 TI3 小层。优选条件合适的老井注 CO₂，适时补充注 CO₂ 新井。采油井产出的 CO₂ 回注地下，实现零排放。注 CO₂ 井气水交替周期为注水 1 个月+注碳 2 个月。

先期实施 LN2-3-H1、LN2-23-14、LN2-3-1、LN2-TC1 四个井组,连续注气 4 年，此后鉴于 TI2 小层物性差、注水受效不明显，单注 TI2 小层的 LN2-3-H1 井继续开展连续注气，其他 6 口注气井转气水交替（WAG），气水交替周期为注水 1 个月+注碳 2 个月

3.2.1.6 工程投资

项目总投资共计 55760 万元，其中钻井工程费用 6341 万元，采油工程费用 16107 万元，地面工程费用 28739 万元，科研经费 1000 万元，建设期利息 383 万元，流动资金 3190 万元。，经估算该项目环境保护投资约 715 万元，环境保护投资占总投资的 1.28%。

3.2.1.7 劳动组织及定员

轮南 2 井区属于轮南油气开发部的管理范围，轮南油气开发部已有完善的组织机构，能够满足本项目的管理需要。

本工程新建先导试验站 1 座、注入井场 2 座、计量站扩建 5 座，其他井场均为老井。按照数字化、智能化生产管理模式，本工程采油井场、计量站均实现“无人值守，故障巡检，集中监控”自动化水平，不新增定员。先导试验站站控依托轮南处理站进行集中监控，站场按照“无人值守，定期巡检，集中监控”自动化水平，巡检人员均依托轮南处理站现有人员，不新增定员。

3.2.2 油气资源概况

3.2.2.1 地层特征

轮南油田钻遇的地层自上而下有新生界第四系、第三系、中生界白垩系、侏罗系、三叠系、古生界石炭系和奥陶系，缺失二叠系、泥盆系和志留系。其中本次方案目的层为 TII0 小层。

3.2.2.2 构造特征

研究区主力油气藏的三类断裂，分别是：一是近东西向逆冲断裂，主要活动时间从寒武纪到侏罗纪，控制轮南、桑塔木油田、吉拉克气田的形成；二是近南北向“X”型共轭断裂，主要活动时间从寒武纪至石炭纪，主要控制轮古油田和轮古气田的形成；三是北东向走滑断裂，主要活动时间从寒武纪至侏罗纪，主要控制了解放渠油田和塔河三叠系油藏的形成。这三组主干断裂在纵向上具有明显的继承性规律。

3.2.2.4 油藏特征

(1) 油藏类型

轮南 2TI油藏属于层状边水构造油藏，油层厚度 12.6m，划分为 TI2 和 TI3 共 2 个小层， 7 个单层，TI2 小层平均孔隙度 16.2%，平均渗透率 39.3mD，总体以中孔~低渗储层为主，TI3 小层平均孔隙度 19.5%，平均渗透率 193.4mD，总体以中孔~中渗储层为主。截止 2020 年 12 月，轮南 2TI 油藏共有采油井 45 口，开井 21 口，平均单井井口日产油 3t，综合含水 90.39%，地质储量采出程度 41.80%，注水井 29 口，开井 7 口，日注水 544m³。因物性、注采关系、隔夹层分布的不同，TI2 小层平面上开发效果差异大；纵向上，因小层间物性 差异大，TI2 小层吸水、产液能力低，开发效果差于 TI3，层间矛盾突出。TI2 小层虽然剩余油相对丰富，但由于储层物性差，水驱效果差。TI3 小层剩余可采储量仅 0.8 万吨，水驱潜力小。

(2) 流体性质

轮南 2TI油藏原油性质普遍较好，具有高含蜡、低-中含硫、低粘度、低凝固点、中胶质沥青质等特点。天然气中甲烷含量普遍偏低，最高为 87.56%，一般在 60%~85%之间，属于溶解气。地层水矿化度高，达到 18.90×10⁴mg/L；氯离子含量 11.41×10⁴mg/L，为氯化钙型水。见表 3.2-2。

表 3.2-2 轮南 2TI油组流体性质数据表

	原油	天然气	地层水
--	----	-----	-----

类别	相对密度 (g/cm ³)	初馏点 (°C)	粘度 50°C (mPa.s)	含蜡量 (%)	含硫量 (%)	凝固点 (°C)	胶质 沥青质 (%)	比重 (g/cm ³)	甲烷含 量(%)	总矿化度 (10 ⁴ mg/l)	氯离子 含量 (10 ⁴ mg/l)
定量	0.840	79.77	13.41	7.0	0.53	-14.1	13.69	0.6919	78.23	18.90	11.41

3.2.3 开发方案

3.2.3.1 本项目部署方案

本工程在轮南 2 井区 TI 油组开展 CO₂ 驱开发先导试验，主要内容为先导试验站、计量站、注入井场、采油井场、集输注入管道及相应的配套工程，具体工程量见表 3.2-3。主要经济指标见表 3.2-4。

(1) 本次共部署采油井 38 口（均为老井）、注 CO₂ 井 5 口（老井）、注水井 6 口（均为老井）。

(2) 本工程新建先导试验站 1 座、改建采油井场 38 座、注 CO₂ 井场 7 座、扩建 5 座计量站（3-7#），以及其他集输、注入管道若干 66.13km，配套供配电、仪表、通信、道路等系统工程。

油气集输系统采用“采油井→计量站→先导试验站→轮一联”的三级布站方式，井口采用常温密闭集输工艺。

表 3.2-3 本项目主要工程量一览表

序号	项目	单位	数量	备注
一	先导实验站			
(一)	油气集输系统			
1	生产分离器 WS3.0x10.8-1.0	座	2	
2	分离缓冲罐 WS3.6x12.0-0.6	座	1	
3	除油器 WE2.0x7.8-1.0	座	1	
4	转油泵55m ³ /h 70m 90kW	座	3	
5	油水回收装置	座	1	
6	增压机6000Nm ³ /d 0.9MPag 90kW	座	1	
7	加药橇 5m ³	座	2	
(二)	采出气处理部分			
1	伴生气压缩机35×10 ⁴ Nm ³ /d 1.6MPag 750kW	座	1	
2	伴生气换热器 200m ²	座	2	
3	分子筛入口分离器 WE1.6x4.8-1.7	座	1	
4	分子筛脱水装置35×10 ⁴ Nm ³ /d 1.5 MPag	套	1	
5	脱碳装置35×10 ⁴ Nm ³ /d 1.5 MPag	套	1	
6	CO ₂ 压缩机18×10 ⁴ Nm ³ /d 2.5 MPag600kW	座	3	
7	CO ₂ 液化装置热负荷1540kW 出口-25℃	套	1	

8	CO ₂ 分离器 WE1.4x4.2-2.7	座	1	
(三)	注入部分			
1	CO ₂ 储罐 100m ³	座	2	
2	CO ₂ 喂液泵 18m ³ /h 50m 7.5kW	台	3	
3	CO ₂ 注入泵 15m ³ /h 35MPa 200kW	台	3	
(四)	排污系统			
1	埋地排污罐 D2000x6000	座	1	
2	排液泵 5m ³ /h 0.6MPa 4kW	台	1	
(五)	放空系统			
1	放散管 DN200 15m	座	1	
二	CO ₂ 注入井场	座	1	
三	气水交替注入井场（老井）	座	4	
四	采油井场	座	38	
五	注水井场	座	2	
六	计量站扩建	座	5	
七	线路部分			
1	CO ₂ 输送管道 D76×4 /Q345E 无缝钢管	km	3.6	
2	注入干线 D114×15 /Q345E 无缝钢管	km	1.0	
3	注入干线 D89×13 /Q345E 无缝钢管	km	1.8	
4	注入干线 D76×11 /Q345E 无缝钢管	km	2.0	
5	单井注入管道 D60×9/Q345E 无缝钢管	km	4.7	
6	单井集输管道 DN80 2.5MPa 柔性复合管	km	20	
7	集油支线 DN200 3.5MPa 玻璃钢管	km	4.0	
8	集油支线 DN250 3.5MPa 玻璃钢管	km	3.8	
9	单井气举管道 D60×6 /20G	km	22.7	
10	单井注水管道 DN65 16MPa 柔性复合管	km	2.1	
11	单井注水管道 DN50 16MPa 柔性复合管	km	2.6	

表 3.2-4 主要技术经济指标见

序号	内容名称	单位	指标	备注
一	注入规模			
1	二氧化碳	10 ⁴ t/a	21	
2	水	10 ⁴ m ³ /a	45	
3	气举气	10 ⁴ Nm ³ /d	20	
二	集输规模			
1	采出液	t/d	2500	
2	采出气	10 ⁴ Nm ³ /d	35	
三	消耗指标			
1	电	10 ⁴ kWh/a	3494	
2	水	10 ⁴ t/a	4.76	
3	天然气	10 ⁴ Nm ³ /a	30.4	
四	能耗			
1	综合能耗	10 ⁴ kgce/a	472.15	
五	新增用地面积			
1	永久占地	m ²	29550	

2	临时占地	m ²	905600	
---	------	----------------	--------	--

3.2.3.2 开发指标预测

本方案设计年注 CO₂ 规模 21.0×10⁴t, 年产油 10.0×10⁴t 稳产 7 年, 采油速度 0.39%~1.17%, 初期注采比 0.80。开发 20 年末累注 CO₂ 量 355.00×10⁴t, 累注水 548.76×10⁴m³, 累产油 192.74×10⁴t, 累产水 745.33×10⁴ t, 累产气 9.33×10⁸m³, 期末含水率 76.34%, 采出程 57.56%, 较基础方案提高 14.80 个百分点 (其中 TI2 小层提高 25.41 个百分点, TI3 小层提高 10.40。开发指标见表 3.2-5。单井配产配注表见 3.2-6。

表3.2-5 开发方案开发指标预测

时间	注水井	注CO ₂ 井	采油井	日注水	日注CO ₂	日产液	日产油	日产水	日产气	年注水	年注CO ₂	年产液	年产油	年产水	年产气	含水率	气油比	采出程度	地层压力
	(口)	(口)	(口)	(m ³)	(t)	(t)	(t)	(t)	(10 ⁴ m ³)	(10 ⁴ m ³)	(10 ⁴ t)	(10 ⁴ t)	(10 ⁴ t)	(10 ⁴ t)	(10 ⁸ m ³)	(%)	(m ³ /t)	(%)	(MPa)
2022	6	3	33	400	182	617	70	547	0.39	7.81	6.00	20.34	2.30	18.04	0.01	88.7	56	42.15	47.45
2023	6	4	36	500	259	1159	145	1014	1.67	18.71	8.55	38.26	4.80	33.46	0.05	87.5	115	42.54	47.12
2024	6	7	36	743	337	1433	243	1190	4.62	24.52	11.11	47.29	8.02	39.27	0.15	83.0	190	43.19	46.69
2025	6	7	38	1204	461	2114	366	1748	10.10	39.74	15.22	69.76	12.07	57.69	0.33	82.7	276	44.17	46.02
2026	6	7	38	1278	554	2220	437	1783	15.21	42.17	18.27	73.26	14.43	58.83	0.50	80.3	348	45.34	45.29
2027	6	7	37	1365	576	2358	434	1924	16.31	45.06	19.00	77.81	14.32	63.50	0.54	81.6	376	46.49	44.50
2028	6	7	36	1112	581	2007	434	1573	16.55	36.69	19.16	66.22	14.31	51.90	0.55	78.4	382	47.65	43.81
2029	6	7	35	1060	565	1952	395	1557	15.55	34.99	18.64	64.43	13.04	51.39	0.51	79.8	393	48.71	43.14
2030	4	7	34	845	578	1669	364	1305	16.01	27.88	19.06	55.06	12.01	43.05	0.53	78.2	440	49.68	42.55
2031	4	7	34	950	582	1557	334	1223	16.08	31.36	19.21	51.38	11.02	40.36	0.53	78.5	482	50.57	42.28
2032	4	7	31	900	597	1312	298	1014	16.62	29.69	19.69	43.30	9.84	33.46	0.55	77.3	558	51.37	42.28
2033	4	7	30	844	586	1265	268	996	15.90	27.86	19.34	41.74	8.85	32.88	0.52	78.8	593	52.08	42.28
2034	4	7	26	732	587	1144	257	886	15.89	24.17	19.37	37.74	8.49	29.25	0.52	77.5	617	52.77	42.28
2035	4	7	26	819	599	1239	262	977	16.51	27.01	19.75	40.88	8.64	32.25	0.54	78.9	631	53.47	42.28
2036	4	7	24	766	616	1172	276	895	17.50	25.26	20.34	38.66	9.12	29.54	0.58	76.4	633	54.21	42.28
2037	4	7	24	830	638	1240	286	955	18.63	27.40	21.04	40.93	9.43	31.50	0.61	77.0	652	54.97	42.28
2038	3	7	21	755	641	1156	284	871	18.81	24.91	21.16	38.14	9.38	28.76	0.62	75.4	662	55.73	42.28
2039	3	7	21	687	636	1090	263	827	18.41	22.68	20.98	35.98	8.68	27.30	0.61	75.9	700	56.43	42.28
2040	2	7	21	507	610	903	229	674	16.92	16.73	20.14	29.81	7.57	22.24	0.56	74.6	738	57.04	42.28

表 3.2-6 单井配产配注表

井别	序号	井号	投产/投注时间	层位	日产液	日注CO ₂	日注水
					t/d	t/d	t/d
注CO ₂ 井	1	LN2-3-1	2022	TI2、TI3		120	120
	2	LN2-S3-22X	2024	TI2、TI3		120	120
	3	LN2-3-H1	2022	TI2		80	80
	4	LN2-S2-13X	2024	TI2、TI3		120	120
	5	LN2-23-14	2022	TI3		80	80
采油井	1	LN210	2022	TI2、TI3	50		
	2	LN2-1-2	2024	TI2、TI3	40		
	3	LN2-2-2	2022	TI2、TI3	70		
	4	LN2-34-1	2022	TI2、TI3	70		
	5	LN2-34-4	2022	TI2、TI3	60		
	6	LN2-4-3	2022	TI2、TI3	50		
	7	LN2-5-13B	2022	TI2、TI3	70		
	8	LN2-S1-11	2022	TI2、TI3	40		
	9	LN2-S2-16	2022	TI2、TI3	90		
	10	LN2-S3-27	2022	TI2、TI3	60		
	11	LN2-S4-13	2022	TI2、TI3	50		
	12	LN2-S5-31	2022	TI2、TI3	60		
	13	LN204	2022	TI2、TI3	80		
	14	LN2-22-H2	2022	TI2、TI3	70		
	15	LN2-3-H6	2022	TI2	80		
	16	LN2-S2-17X	2022	TI2、TI3	80		
	17	LN2-S22-11H	2022	TI2、TI3	80		
	18	LN2-S3-19X	2022	TI2、TI3	80		
	19	LN2-33-H8C	2022	TI2	70		
	20	LN2-S3-7	2022	TI2、TI3	60		
	21	LN2-2-H1	2022	TI2	80		
	22	LN2-S4-20X	2022	TI2、TI3	60		
	23	LN2-S2-12	2022	TI2、TI3	80		
	24	LN2-3-3	2022	TI2、TI3	60		
	25	LN2-S2-24	2022	TI2、TI3	70		
	26	LN2-23-3	2022	TI2、TI3	60		
	27	LN2-2-5	2022	TI2、TI3	90		
	28	LN2-2-6	2022	TI2、TI3	60		

井别	序号	井号	投产/投注时间	层位	日产液	日注CO ₂	日注水
					t/d	t/d	t/d
	29	LN2-32-3	2022	TI2、TI3	70		
	30	LN2-25-15	2022	TI2、TI3	70		
	31	LN2-3-17	2022	TI2、TI3	80		
	32	LN2-33-H2	2022	TI2、TI3	40		
	33	LN2-3-7	2022	TI2、TI3	50		
	34	LN2-S5-26X	2022	TI2、TI3	50		
	35	LN2-1-17H	2023	TI2、TI3	50		
	36	LN2-3-H3	2022	TI2	75		
	37	LN2-4-1H	2025	TI2、TI3	50		
	38	LN2-S23-19X	2022	TI2、TI3	60		
注水井	1	LN2-1-14	2022	TI2、TI3		200	
	2	LN2-3-13	2022	TI2、TI3		200	
	3	LN203	2022	TI2、TI3		200	
	4	LN2-1-16	2022	TI2、TI3		200	
	5	LN2-5-15	2022	TI2、TI3		200	
	6	LN2-1-3	2022	TI2、TI3		200	

3.2.4 主体工程

主体工程包括站场工程、集输工程。

3.2.4.1 站场工程

(1) 新建先导试验站

①站址

本工程在轮南 2 井区 TI 油组开展 CO₂ 驱先导试验，试验区中心距离轮一联约 1km，本工程原油脱水、污水处理均依托轮一联，采出天然气处理依托轮南处理站，由于 CO₂ 驱采出气中 CO₂ 含量较高，直接进入轮一联会造成轮一联系统的腐蚀、轮南处理站外输气不达标等问题，为了不影响轮一联、轮南处理站的正常运行，试验区采出气、液在进入轮一联之前需要分别进行预处理，将采出液中气体分出、采出气中 CO₂ 补集回收后再去轮一联处理，试验区需新建先导试验站 1 座，位于轮一联 2 号污水处理装置东侧、轮南处理站北侧的建设空地。



拟建 CO₂ 驱先导试验建设场地

②建设规模

本工程包含油气集输系统、采出气处理系统和 CO₂ 注入系统三部分。

——油气集输系统：规模按照产液 2500t/d、产气 $35 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 进行设计，操作弹性为 60%~120%。

——采出气处理系统：规模按照 $35 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 进行设计，操作弹性为 60%~120%；CO₂ 液化、CO₂ 增压系统规模按照 $18 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 进行设计，操作弹性为 60%~120%。

——CO₂ 注入系统：规模按照 650t/d 进行设计，操作弹性为 60%~120%。

③总体布局

——油气集输系统

根据油区井网部署情况，油气集输系统采用“井口→计量站→先导试验站→轮一联”的三级布站工艺。

工艺流程简述如下：

井口采出气、液集输至计量站，先进入计量阀组，需要计量的井通过电动阀自动选井进入计量管汇，后进入计量装置进行油、气、水计量，不需要计量的井通过电动阀自动选井进入集油管汇，与计量装置计量后的单井采出气液混合后一起输至先导试验站，加入阻垢剂后进入站内生产分离器进行气液分离，分离液相加入缓蚀剂后进入分离缓冲罐，分离缓冲罐液相通过转油泵增压后去轮一联处理，分离缓冲罐气相经增压机增压至 0.8MPag 后和生产分离器气相一起进入除油器进一步除液，除油器气相去采出气处理系统处理，除油器液相进入分离缓冲罐。

工艺流程简图如下图所示：

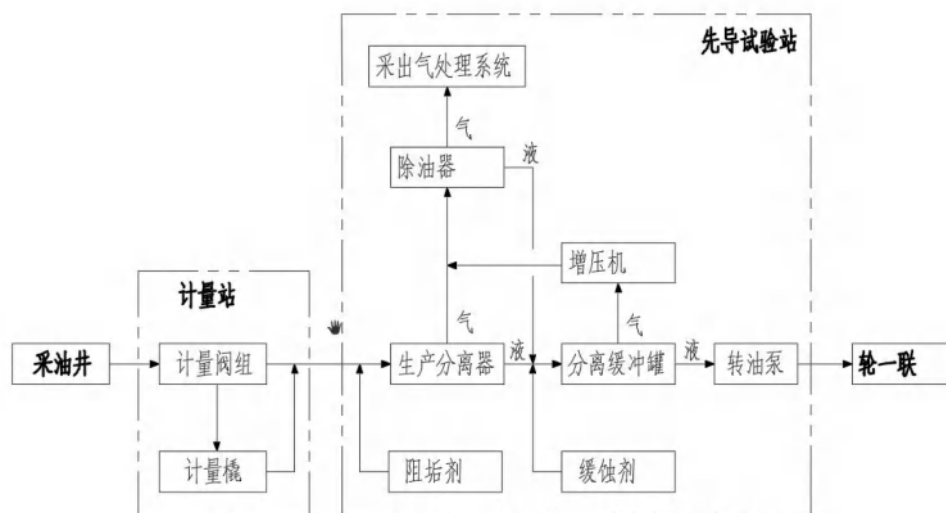


图 3.2-3 油气集输系统流程框图

油气集输系统各设施运行参数如下表所示：

表 3.2-7 油气集输系统各设备运行参数

序号	设备名称	处理气量 ($10^4\text{Nm}^3/\text{d}$)	处理液量 (t/d)	运行压力 (MPag)	运行温度 ($^{\circ}\text{C}$)	设备选型
1	生产分离器	30	1500	0.8	20~45	D3m×10.8m 卧式两相分离器 2 座，并联运行
2	分离缓冲罐	0.6	1500	0.1	20~45	D3.6m×12m 卧式两相分离器 1 座
3	转油泵	/	1500	0.05 (入口) 0.6 (出口)	20~45	离心泵 3 台，2 用 1 备，功率 30kW
4	增压机	0.6	/	0.05 (入口) 0.9 (出口)	30~50	螺杆式压缩机 1 座，功率 90kW
5	除油器	30	/	0.7	20~45	D2m×7.8m 卧式两相分离器 1 座

——采出气处理系统

方案一采出气处理系统采用“增压→脱水→脱碳→CO₂ 增压→液化”的处理工艺。

工艺流程简述如下：

除油器来气相直接进入伴生气压缩机增压，压缩机出口采出气去分子筛脱水装置脱水，脱水后干气进入脱碳装置处理，出口净化气（CO₂ 浓度≤3%）去轮南处理站处理，出口 CO₂ 气体（CO₂ 浓度≥95%）去 CO₂ 压缩机增压至 2.5MPag，经液化装置降温至-25 $^{\circ}\text{C}$ 液化后去 CO₂ 注入系统回注。

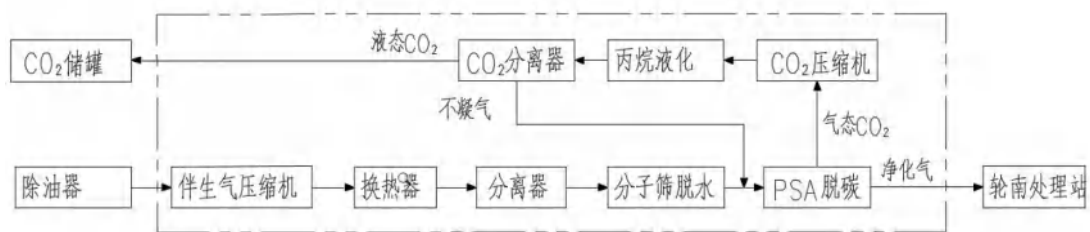


图 3.2-4 采出气处理系统流程框图

1) 伴生气增压装置

本工程采用螺杆压缩机进行伴生气增压，压缩机采用变频调节，以适应气量变化的调节。除油器来伴生气（0.6~0.8MPag，20~50℃， $30 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ）需要增压至 1.6MPag 去下游处理。

2) 伴生气脱水装置

本工程需要将采出气中水露点控制在-40℃以下，常规三甘醇脱水只能将水露点降至-10℃左右，无法满足本工程脱水需求，故本工程采用分子筛脱水工艺。

分子筛脱水采用两塔结构，选择抗酸性分子筛，脱水后采出气在1.5MPag下水露点 $\leq -40^\circ\text{C}$ ，分子筛脱水装置工艺流程简述如下：

吸附过程：

伴生气压缩机来采出气先进入水冷换热器，温度降至 40℃以下后进入分离器进行气液分离，分离后气相进入分子筛脱水装置，自吸收塔上部进入，将采出气所含的少量轻烃和饱和水脱除，从分子筛塔出来的采出气经过粉尘精细过滤器，除去采出气中携带的杂质和粉尘。经过分子筛塔脱水后的采出气露点可达到-40℃以下。分子筛塔的吸附时间 12 小时，主要通过连接在分子筛塔上下两端的差压计来控制。当差压计有明显的压力升高的时候，说明该分子筛塔已经饱和，要换塔吸附。

再生过程：

当分子筛塔达到饱和后，调节阀打开将塔内压力逐渐卸放到 0.5MPa 后关闭，由精细过滤器后引脱水后的干采出气，经过调节阀调压与再生气湿气换热后去盐浴炉加热，干气温度达到 280℃后，由塔底进入分子筛子塔对饱和分子筛进行再生。再生时间为 7 小时。再生后的采出气经空冷器冷却、分离器分离后，经再生气压缩机增压后进入伴生气换热器入口循环使用。

冷吹过程：

再生结束后由于分子筛塔温度过高，对水的吸附能力下降，需要对分子筛塔床层进行降温冷吹。冷吹气来自精细过滤分离器后的干气，经调压阀调节由塔底进入分子筛塔对床层进行冷却，当床层温度降至 50℃时停止冷却。冷吹时间为 4.5 小时，冷吹结束后对分子筛塔进行充压，直到塔压达到操作压力后停止充压准备吸附操作。冷吹气出塔后减压返回伴生气压缩机入口。

脱水装置包括入口过滤器 2 台、分子筛干燥塔 2 台、出口过滤器 2 台、再生气换热器 1 台、再生气空冷器 1 台、再生气分离器 1 台及再生气压缩机 1 座。

3) 伴生气脱碳装置

本工程推荐采用变压吸附法脱碳。

变压吸附脱碳流程简述如下：脱水系统来伴生气经预处理后直接进入变压吸附（PSA）装置，变压吸附工序由十个吸附塔组成，（每个吸附塔在一个吸附周期中需经历吸附、多次均压降、逆放、抽真空、多次均压升、终充等工艺过程）从下部进入处于吸附状态的吸附器，原料气中的 CO₂ 在吸附剂上被选择性的吸附，从吸附器上端导出的合格净化天然气（CO₂≤3.0%），经稳压后去下游。吸附在吸附剂上的气体经降压、抽真空的方式解吸，得到富 CO₂ 气去下游处理。

脱碳装置包括入口过滤分离器 1 台、10 座吸附塔、2 座中间缓冲罐、7 台真空泵，单座吸附塔尺寸为 D2400×8000，单座缓冲罐尺寸为 D3000×10000，材质均为 Q345R，真空泵 4 用 1 备，单泵功率 160kW，出口压力 10~20kPag。

4) CO₂ 增压装置

脱碳系统来 CO₂ 气体（10~20kPag，20~50℃，1~18×10⁴Nm³/d）需要增压至 2.5MPag 去液化，由于入口压力较低，往复压缩机不适用，气量波动太大，离心压缩机也不适用，故 CO₂ 增压采用螺杆压缩机，来气不含水，选用常规的喷油螺杆压缩机即可。

本工程气量波动较大，螺杆压缩机选用 3 台并联运行，单台处理气量 6×10⁴Nm³/d，功率 600kW，压缩机采用变频调节，以适应气量变化的调节。

5) 液化装置

本工程需要将回收的 CO₂ 气体降温至-25℃，使 CO₂ 液化，常用的液化制冷装置有丙烷液化工艺或氨冷液化工艺，由于氨气有毒且有刺激性气味，很少在油田项目中应用，本工程液化推荐采用丙烷制冷液化工艺。

丙烷液化工艺简述：

CO₂ 压缩机来的气态 CO₂ 经（40~50℃，1~18×10⁴Nm³/d）先进入水冷换热器将温度降至 40℃以下，进入分离器进行气液分离后，气体经过滤器过滤后进入蒸发器，气相 CO₂ 和液态丙烷在蒸发器中产生相变，CO₂ 降温至-25℃后液化，部分不能液化的不凝性气体通过冷凝器顶部排出，经分离器分离后，液态 CO₂ 去 CO₂ 储罐，不凝气换热后去 CO₂ 压缩机入口循环处理；气化丙烷回到丙烷螺杆制冷机组，在冷凝器与 R-290 制冷剂换热冷凝为液态，循环利用。

液化装置包括满液式蒸发器 1 座、丙烷储罐 1 座、丙烷压缩机 2 座、空冷器 1 座、分离器 1 座。

采出气处理系统各设施运行参数如下表所示：

表 3.2-8 采出气处理系统各设备运行参数

序号	设备名称	处理气量 (10 ⁴ Nm ³ /d)	处理液 量(t/d)	运行压力 (MPag)	运行温 度 (°C)	设备选型
1	伴生气压缩机	30	/	0.6（入口） 1.6（出口）	50	螺杆压缩机 1 台，功率 750kW
2	伴生气换热器	30	/	1.6	≤40	管壳式水冷换热器 2 台，并联运行
3	分子筛入口分离器	30	/	1.5	≤40	D1.6m×4.8m 卧式两相分离器 1 座
4	脱水装置	30	/	1.4	≤40	分子筛脱水，水露点 ≤-40℃
5	脱碳装置	30	/	1.3	30~45	变压吸附脱碳（PSA），净化气 CO ₂ 浓度≤3%，解析气 CO ₂ 浓度≥95%
6	CO ₂ 压缩机	18	/	0.01（入口） 2.5（出口）	30~50	螺杆压缩机 3 台，并联运行，单台功率 600kW
7	液化装置	18	/	2.4	-25	丙烷制冷，制冷负荷 1440kW
8	CO ₂ 分离器	/	350	2.4	-25	D1.4m×4.2m 立式两相分离器 1 座

——注入系统

注入系统采用“碳源→先导试验站→计量站→注 CO₂ 井”的注入工艺。

工艺流程简述如下：

CO₂ 液化厂来液态 CO₂ 与采出气处理系统来液态 CO₂ 一起进入先导试验站 CO₂ 储罐进行储存，储罐内 CO₂ 经喂液泵送入注入泵增压至 33MPag 后，进入配注阀组，经分配阀组分配至各注入井，分配阀组采用调节阀自动调节注入量。

CO₂ 液化厂通过管输的方式将 CO₂ 输至现场，输送规模为 550t/d，输送管道长约 3.6km。

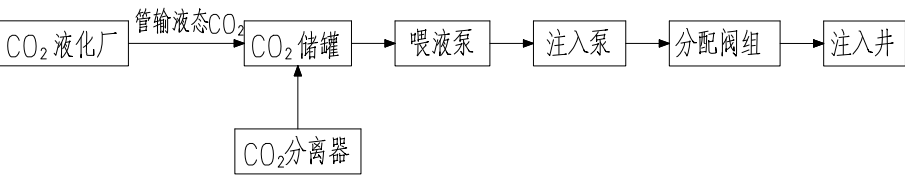


图 3.2-5 注入系统流程框图

注入系统各设施运行参数如下表所示：

表 3.2-9 注入系统各设备运行参数

序号	设备名称	处理液量 (t/d)	运行压力 (MPag)	运行温度 (℃)	设备选型
1	CO ₂ 储罐	650	2.2	-20	100m ³ 真空粉末保温储罐 2 座，并联运行
2	喂液泵	650	2.2（入口） 2.5（出口）	-20	18m ³ /h 屏蔽泵 3 台，2 用 1 备，功率 7.5kW
3	注入泵	650	2.5（入口） 35（出口）	-20	15m ³ /hCO ₂ 专用柱塞泵 3 台，2 用 1 备，功率 200kW

③主要工程量

本次新建的导试验站主要工程量如下表所示：

表 3.2-10 先导实验站主要工程量表

序号	型号类型	单位	数量	备注
一	集油区			
1	单井集输管道 DN80 2.5MPa 柔性复合管	km	20	埋地保温 30mm
2	集油支线 DN200 3.5MPa 玻璃钢管	km	4.0	埋地保温 40mm
3	集油支线 DN250 3.5MPa 玻璃钢管	km	3.8	埋地保温 40mm
4	CO ₂ 输送管道 D76×4 /Q345E 无缝钢管	km	3.6	埋地保温 50mm
5	注入干线 D114×15 /Q345E 无缝钢管	km	1.0	埋地不保温
6	注入干线 D89×13 /Q345E 无缝钢管	km	1.8	埋地不保温
7	注入干线 D76×11 /Q345E 无缝钢管	km	2.0	埋地不保温
8	单井注入管道 D60×9/Q345E 无缝钢管	km	4.7	埋地不保温
二	采油井场	座	38	
三	注 CO ₂ 井场	座	7	
四	计量站扩建	座	5	
五	先导试验站			
(一)	油气集输系统			
1	生产分离器	座	2	
2	分离缓冲罐	座	1	

序号	型号类型	单位	数量	备注
3	除油器	座	1	
4	转油泵 30kW	台	3	
5	增压机 90kW	座	1	
6	加药橇	座	2	
(二)	采出气处理系统			
1	伴生气压缩机	座	1	
2	伴生气换热器	座	2	
3	分子筛入口分离器	座	1	
4	脱水装置	套	1	
5	脱碳装置	套	1	
6	CO ₂ 增压机	座	3	
7	液化装置	套	1	
8	CO ₂ 分离器	座	1	
(三)	注入系统			
1	CO ₂ 储罐	座	2	
2	喂液泵	台	3	
3	注入泵	台	3	
4	放散管	座	1	

(2) 老井井场改建

①改造采油井

本次共部署 38 口采油井，单井采出气中 CO₂ 浓度最高可到 90%以上，井口压力约为 1MPa 左右，CO₂ 分压较高，对碳钢具有较强的腐蚀性，已建采油井场全部采用碳钢材质，无法满足本工程的集输需求，需对已建采油井场进行改造，更换采油井场内管线及阀门，采用耐腐蚀的 S31603 不锈钢材质。更换站内管线及阀门不涉及扰动地表。

表 3.2-11 单井进计量站情况

站号	接入井数 (口)	接入井号
3 号	8	LN2- 1-2、LN2-3-H6、LN2-2-5、LN2-S3-27、LN2-22-H2、LN2-2-H1、LN2-2-6、LN210
4 号	6	LN2-3-3 、LN2-S5-31 、LN2-23-3 、LN2-3-7 、LN2-S5-26X 、LN2-4- 1H
5 号	8	LN2-S4-20X、LN2-2-2、LN2-S2-24、LN2-4-3、LN2-S3- 19X、LN2-32-3、LN2- 1- 17H、LN2-S23- 19X
6 号	12	LN204 、LN2-34- 1 、LN2-34-4 、LN2-S1- 11 、LN2-S2- 16 、LN2-S4- 13 、LN2-S2- 17X、LN2-S22- 11H 、LN2-S2- 12 、LN2-25- 15 、LN2-3- 17 、LN2-33-H2

7 号	4	LN2-5- 13B 、 LN2-33-H8C 、 LN2-S3-7 、 LN2-3-H3
-----	---	---

②改造注水井

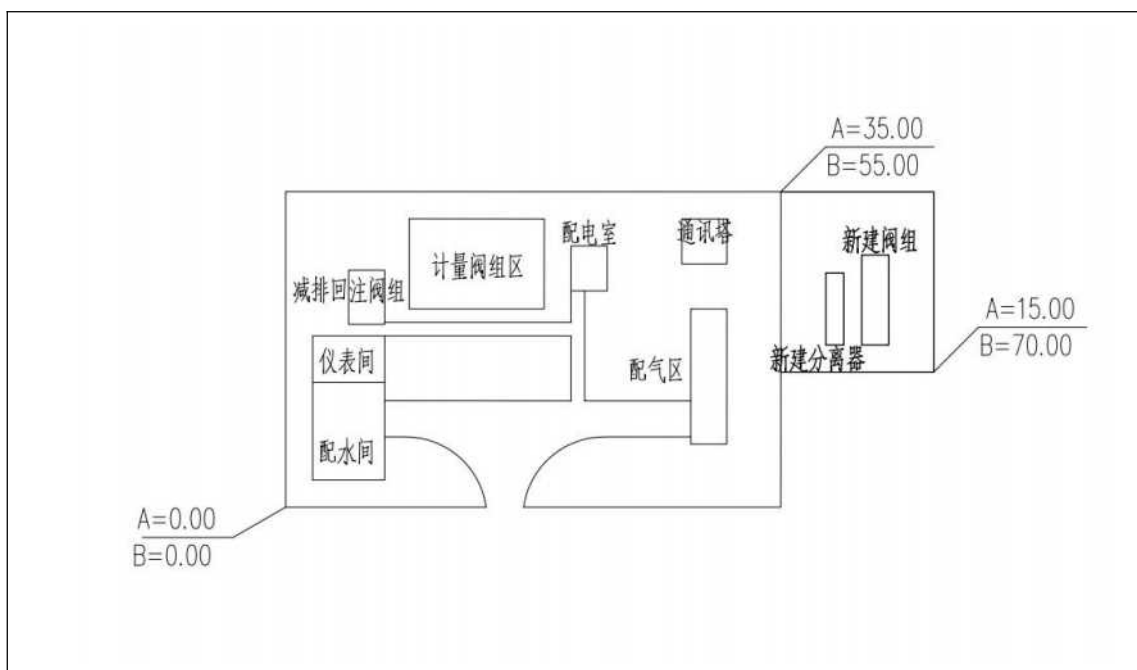
本次共部署 6 口注水井 (LN2- 1-3、LN203、LN2- 1- 16、LN2-5- 15、LN2- 1- 14、LN2-3- 13)，6 口注水井均为老井，其中 2 口井 (LN2-5- 15 、LN2- 1-16) 在进行减排回注，其他 4 口注水井目前均已停产，主体设计考虑到停产时间较短，且注水系统泄露影响较小，4 口老井注水管道 在试压合格后可继续利旧，2 口减排回注井注水管道就近从已建计量站空头引接。本工程更换井口高压闸阀及调节阀、高压止回阀等设施，不新增扰动范围。

③改造注 CO₂ 井

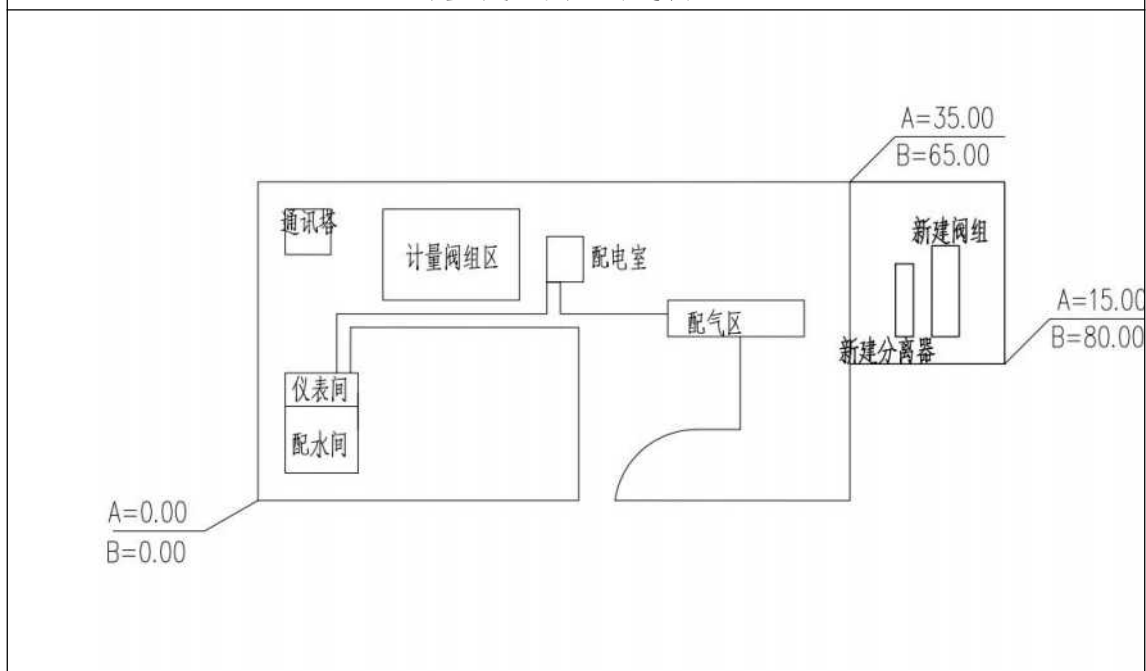
根据主体设计，本项目共改造注 CO₂ 井 5 口 (LN2-3-1、LN2-S3-22X、LN2-3-H1、LN2-23-14、LN2-S2-13X)，采用水气交替注入的开发方式，注气井井口采用水气 交替注入井口。注气井口是水、气交汇的地方，腐蚀现象比较严重，所以井口处阀门及管线 均采用不锈钢材质。井口部分管线需用电热带保温，防止管线冻堵。本工程更换井口阀门及注水工艺等设施，不新增扰动范围。

(3) 计量站改建

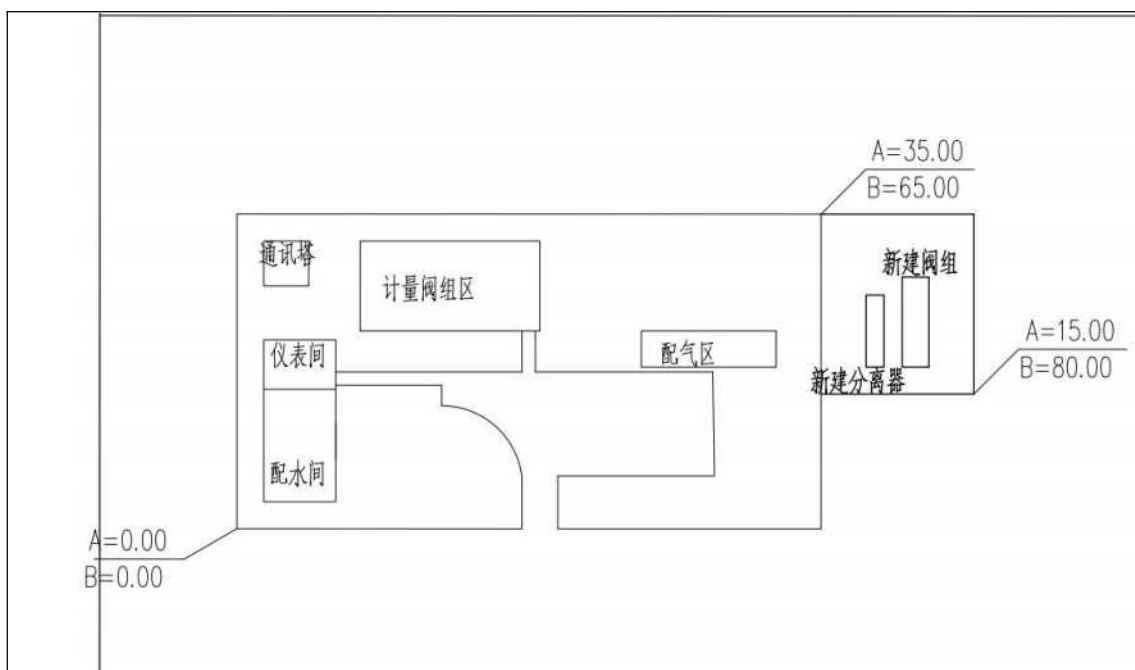
本项目扩建计量站 5 座，分别在已建 3#计量站、4#计量站、5#计量站、6#计量站、7#计量站旁新建。已建集输干线均需要输送已建计量站采出气、液，且材质均为碳钢，随着采出液 CO₂ 浓度加大，碳钢材质易被腐蚀，需扩建计量站，每座计量站新建集油计量阀组 1 套和计量装置 1 座。在已有计量站旁扩建 20m×15m 作为新建装置占地。



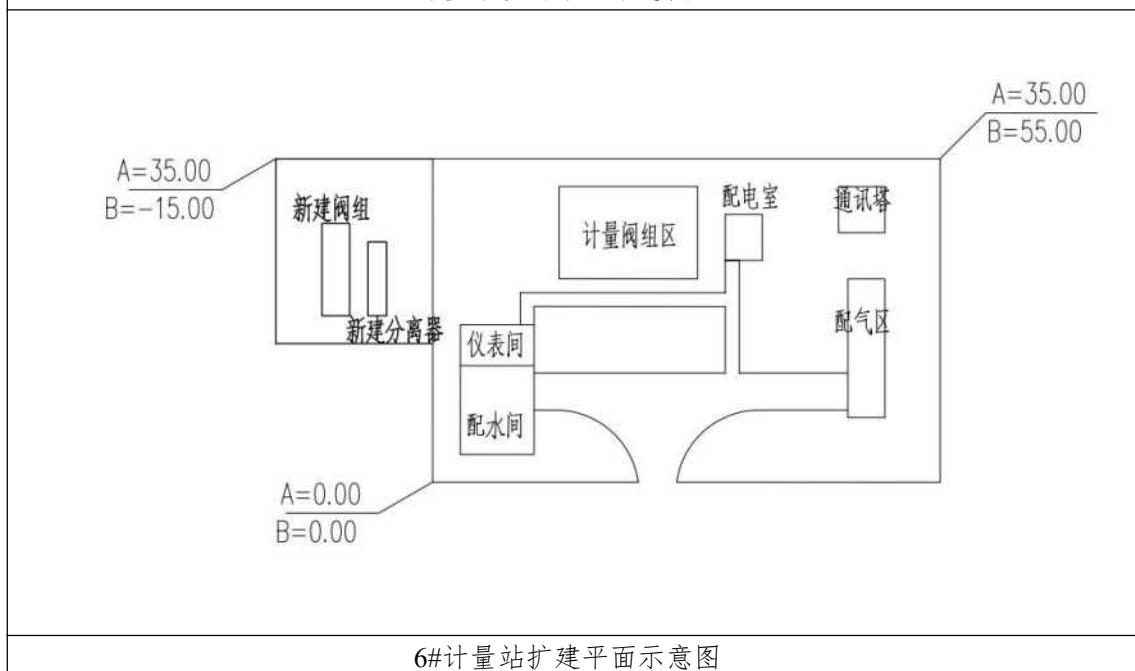
3#计量站扩建平面示意图



4#计量站扩建平面示意图



5#计量站扩建平面示意图



6#计量站扩建平面示意图

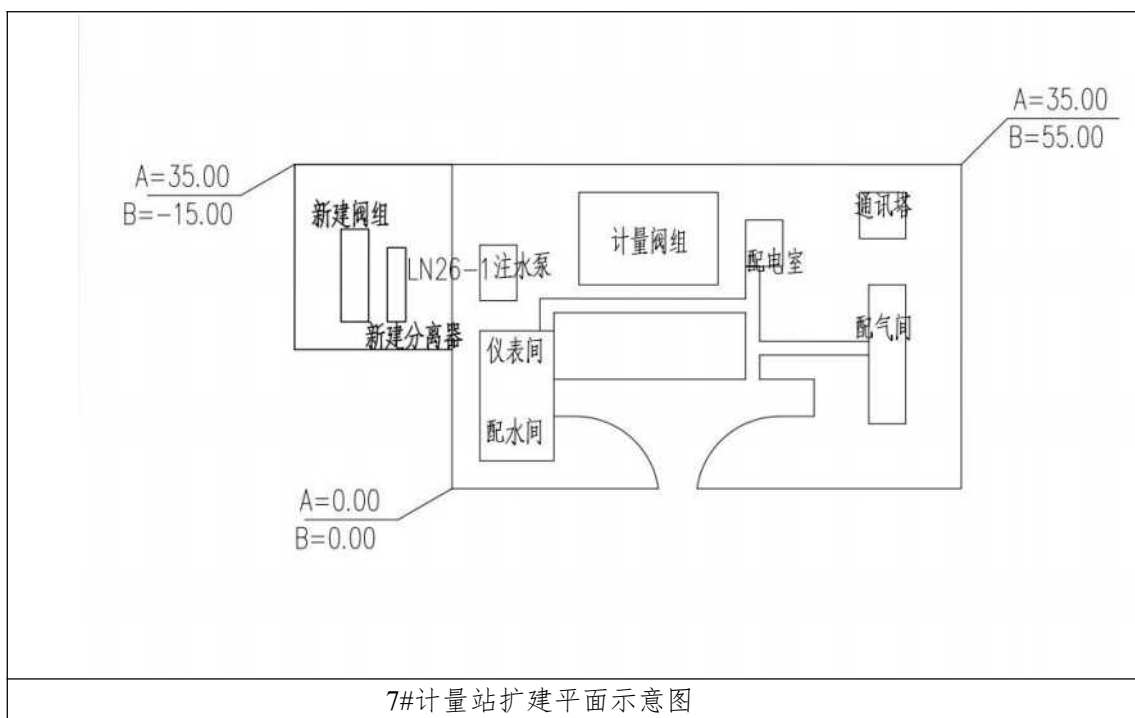


图 3.2-6 注入系统流程框图

3.2.4.2 管道工程

本项目管道工程共 66.13km，其中

——新建集输管线 27.8km（集输干线 7.8km，集输支线 20km）；

——新建气举管线 22.7km（单井气举管线 22.7km）；

——新建注水管线 4.7km（单井注水管线 4.7km）；

——新建注 CO₂ 管线 10.93km（CO₂ 输送管 3.6km，注 CO₂ 干线 4.8km，注 CO₂ 支线 2.53km）。

表 3.2-12 管线工程统计表

管道	线路名称	起点	终点	长度/m	规格	材质
集输干线	集输干线 1	3#计量站	先导试验站	2100	DN200	玻璃钢管
	集输干线 2	7#计量站	先导试验站	3800	DN250	玻璃钢管
	集输支干线 1	4#计量站	集输干线 1	100	DN200	玻璃钢管
	集输支干线 2	5#计量站	集输干线 2	1000	DN200	玻璃钢管
	集输支干线 3	6#计量站	集输干线 2	800	DN200	玻璃钢管
	合计			7800		
集输支线	LN2-S3-27 井集输管线	LN2-S3-27 井	3#计量站	600	DN80	柔性复合管
	LN2-2-6 井集输管线	LN2-2-6 井		700	DN80	柔性复合管
	LN2-S5-31 井集输管线	LN2-S5-31 井	4#计量站	900	DN80	柔性复合管
	LN2-3-7 井集输管线	LN2-3-7 井		400	DN80	柔性复合管

管道	线路名称	起点	终点	长度/m	规格	材质
	LN2-S5-26X井集输管线	LN2-S5-26X井		400	DN80	柔性复合管
	LN2-4- 1H 井集输管线	LN2-4- 1H井		900	DN80	柔性复合管
集输支线	LN2-2-2 井集输管线	LN2-2-2 井	5#计量站	500	DN80	柔性复合管
	LN2-4-3 井集输管线	LN2-4-3 井		850	DN80	柔性复合管
	LN2-S3- 19X 井集输管线	LN2-S3- 19X 井		900	DN80	柔性复合管
	LN2-32-3 井集输管线	LN2-32-3 井		500	DN80	柔性复合管
	LN2-S3-27 井集输管线	LN2-S3-27 井		550	DN80	柔性复合管
	LN2-S23-19X井集输管线	LN2-S3-27 井		400	DN80	柔性复合管
	LN2-34-4 井集输管线	LN2-34-4 井	6#计量站	1200	DN80	柔性复合管
	LN2-S1- 11 井集输管线	LN2-S1- 11 井		900	DN80	柔性复合管
	LN2-S2- 16 井集输管线	LN2-S2- 16 井		650	DN80	柔性复合管
	LN2-S4- 13 井集输管线	LN2-S4- 13 井		1150	DN80	柔性复合管
	LN2-S2- 17X 井集输管线	LN2-S2- 17X 井		700	DN80	柔性复合管
	LN2-S22-11H 井集输管线	LN2-S22-11H 井		200	DN80	柔性复合管
	LN2-S2- 12 井集输管线	LN2-S2- 12 井		450	DN80	柔性复合管
	LN2-3- 17 井集输管线	LN2-3- 17 井		500	DN80	柔性复合管
	LN2-5- 13B 井集输管线	LN2-5- 13B 井	7#计量站	800	DN80	柔性复合管
	LN2-S3-7 井集输管线	LN2-S3-7 井		900	DN80	柔性复合管
	LN2-3-H3 井集输管线	LN2-3-H3 井		350	DN80	柔性复合管
	合计				20000	
气举管线	LN2- 1-2 井气举管线	LN2- 1-2 井	3#计量站	700	DN60	无缝钢管
	LN2-3-H6 井气举管线	LN2-3-H6 井		850	DN60	无缝钢管
	LN2-S3-27 井气举管线	LN2-S3-27 井		600	DN60	无缝钢管
	LN2-22-H2 井	LN2-22-H2 井		950	DN60	无缝钢管

管道	线路名称	起点	终点	长度/m	规格	材质
	气举管线					
	LN2-2-6 井气举管线	LN2-2-6 井		700	DN60	无缝钢管
气举管线	LN210 井气举管线	LN210 井	4#计量站	500	DN60	无缝钢管
	LN2-3-3 井气举管线	LN2-3-3 井		800	DN60	无缝钢管
	LN2-23-3 井气举管线	LN2-23-3 井		800	DN60	无缝钢管
	LN2-3-7 井气举管线	LN2-3-7 井		400	DN60	无缝钢管
	LN2-S5-26X 井气举管线	LN2-S5-26X 井		400	DN60	无缝钢管
	LN2-4- 1H 井气举管线	LN2-4- 1H 井		900	DN60	无缝钢管
	LN2-2-2 井气举管线	LN2-2-2 井	5#计量站	500	DN60	无缝钢管
	LN2-S2-24 井气举管线	LN2-S2-24 井		850	DN60	无缝钢管
	LN2-4-3 井气举管线	LN2-4-3 井		900	DN60	无缝钢管
	LN2-S3- 19X 井气举管线	LN2-S3- 19X 井		500	DN60	无缝钢管
	LN2- 1- 17H 井气举管线	LN2- 1- 17H 井		600	DN60	无缝钢管
	LN204 井气举管线	LN204 井	6#计量站	900	DN60	无缝钢管
	LN2-S2- 16 井气举管线	LN2-S2- 16 井		650	DN60	无缝钢管
	LN2-S4- 13 井气举管线	LN2-S4- 13 井		1150	DN60	无缝钢管
	LN2-S2- 17X 井气举管线	LN2-S2- 17X 井		700	DN60	无缝钢管
	LN2-S2- 12 井气举管线	LN2-S2- 12 井		1050	DN60	无缝钢管
	LN2-25- 15 井气举管线	LN2-25- 15 井		450	DN60	无缝钢管
	LN2-3- 17 井气举管线	LN2-3- 17 井		500	DN60	无缝钢管
	LN2-33-H2 井气举管线	LN2-33-H2 井		750	DN60	无缝钢管
	LN2-34-4 井气举管线	LN2-34-4 井	7#计量站	1000	DN60	无缝钢管
	LN2-5- 13B 井气举管线	LN2-5- 13B 井		750	DN60	无缝钢管
	LN2-33-H8C 井气举管线	LN2-33-H8C 井		800	DN60	无缝钢管
	合计				22700	

管道	线路名称	起点	终点	长度/m	规格	材质
注水管线	LN2-TC1 井注水管线	LN2-TC1	3#计量站	900	DN50	柔性复合管
注水管线	LN2-TC2 井注水管线	LN2-TC2	3#计量站	700	DN50	柔性复合管
	LN203 井注水管线	LN203	4#计量站	1000	DN65	柔性复合管
	LN2-5-15 井注水管线	LN2-5-15	6#计量站	1100	DN65	柔性复合管
	LN2-23-14 井注水管线	LN2-23-14	7#计量站	1000	DN50	柔性复合管
	合计			4700		
注 CO2 管线	CO2 输送管	CO2 液化厂	先导试验站	3600	D76	无缝钢管
	注 CO2 干线 1	先导试验站	5#计量站节点	1000	D114	无缝钢管
	注 CO2 干线 2	5#计量站节点	6#计量站	2000	D76	无缝钢管
	注 CO2 支干线	5#计量站节点	5#计量站	1800	D89	无缝钢管
	注 CO2 支干线小计			4800		
	LN2-3- 1 井注 CO2 支线	5#计量站	LN2-3- 1 井	500	D60	无缝钢管
	LN2-S3-22X 井注 CO2 支线	6#计量站	LN2-S3-22X 井	200	D60	无缝钢管
	LN2-3-H1 井注 CO2 支线	5#计量站	LN2-3-H1 井	700	D60	无缝钢管
	LN2-S2- 13X 井注 CO2 支线	6#计量站	LN2-S2- 13X 井	260	D60	无缝钢管
	LN2-23- 14 井注 CO2 支线	6#计量站	LN2-23- 14 井	870	D60	无缝钢管
	注 CO2 支线小计			2530		
	合计			10930		
总计				66130		

(1) 管线工艺

①集输工艺：根据油区井网部署情况，油气集输系统采用“井口→计量站→先导试验站→轮一联”的三级布站工艺。井口采出气、液集输至计量站，先进入计量阀组，需要计量的井通过电动阀自动选井进入计量管汇，后进入计量装置进行油、气、水计量，不需要计量的井通过电动阀自动选井进入集油管汇，与计量装置计量后的单井采出气液混合后一起输至先导试验站，加入阻垢剂后进入站内生产分离器进行气液分离，分离液相加入缓蚀剂后进入分离缓冲罐，

分离缓冲罐液相通过转油泵增压后去轮一联处理，分离缓冲罐气相经增压机增压至 0.9MPa_g 后和生产分离器气相一起进入除油器进一步除液，除油器气相去采出气处理系统处理，除油器液相进入分离缓冲罐。

②注气工艺：各采油井采出物经轮一联综合处理后，分离废气进入注气系统，废气经加压泵等设施通过气举干线输送至计量站阀组，通过阀组分别计量，经气举管线输送至气举井，通过井口注气设施回注至地下目标层，增加地层压力，提高采收效率。

③注水工艺：各采油井采出物经轮一联综合处理后，分离水进入注水系统，分离水经喂水泵，注水罐等设施通过注水干线输送至计量站分水阀组，通过分水阀组分别计量，经注水管线输送至注水井，通过井口注水设施回注至地下目标层，增加地层压力，提高采收效率。

④注 CO₂ 工艺：来气（CO₂ 液化厂及其他碳源）一起进入先导试验站 CO₂ 储罐进行储存，储罐内 CO₂ 经喂液泵送入注入泵增压至 33MPa_g 后，进入配注阀组，经分配阀组分配至各注入井分配阀组采用调节阀自动调节注入量。

3.2.5 辅助工程

辅助工程包括供配电、仪表及自动控制、通信、防腐与保温等。

3.2.5.1 供配电工程

根据主体设计，为保证先导试验站供电要求，需对已建轮南 110kV 变电站进行改造，改造内容为：①在原电容器室内新增 10kV 电容进线柜 1 面、6 面 1000kvar 补偿柜、6 面 600kvar 补偿装置。②3#变压器的进线断路器已被拆除，本次需新增 1 个 10kV 进线断路器 SF6。③现有变压器贮油池尺寸为 6.8m×5.4m(长×宽)，主变基础轨距为 1475mm。

本次变压器由 1×12.5MVA 增容至 1×16MVA，主变轨距为 1475mm，原有基础轨距可以满足要求。原 12.5MVA 主变重量为 28100kg，现 16MVA 主变重量为 37500kg，主体核算现有变压器基础抗压强度及地基承载力满足要求，本次可不做更换。

本工程在已建设施内更换变压器、进线柜等设施，不新增扰动范围。

（1）注 CO₂ 井部分

本项目 4 座注 CO₂ 井电源引自就近已建 10kV 线路（10kV 轮北丙线、轮北

甲线)上新建 200kVA 杆架设变电站,杆架设变电站下设 8 回路配电箱,采用电力电缆 VV₂₂-0.6/1kV 3×120+1×70 和 VV₂₂-0.6/1kV 3×4 敷设至新增注水泵、电伴热处。

(2) 采油井部分

本项目 4 座采油井电源引自就近已建 10kV 线路(10kV 轮北丙线、轮北甲线)上新建 200kVA 杆架设变电站,杆架设变电站下设 8 回路配电箱,采用电力电缆 VV₂₂-0.6/1kV 3×120+1×70 和 VV₂₂-0.6/1kV 3×4 敷设至采油井。

(3) 计量站部分

本项目改建 5 座计量站采用单变带单计量站的供电方式,分别在 5 座计量站旁各新建 1 座 80kVA 杆架式变电站为站内负荷供电。新建变压器电源就近引就近已建或新建 10kV 10kV 架空线路(10kV 轮北丙线、轮北甲线),新建 10kV 线路导线采用 1×JL/G1A-95/20,电源“T”接或者延伸自己建 10kV 架空线路,线路长度约 1km,“T”接处设 10kV 负荷开关及避雷器组,新建的 10kV 架空线路沿新建集油区道路架空敷设,边导线与井口距离保持 75m 以上,距井场、计量站外边缘保持 5m 以上安全距离。

(4) 先导试验站部分

在先导试验站站内新建 1 座高低压变配电室和 1 座高压变频室,为本工程新增负荷供电。新建高低压配电室内含 1 间 10kV 高压室、1 间低压配电室,2 间变压器室和 1 间 UPS 室。新建 10kV 高压室电源分别引自就近的 110kV 轮南变电站不同母线段的两个备用柜。新建的 10kV 高压室内设 16 面 KYN28A 柜,其中 2 面进线柜、2 面 PT 柜、1 面分段柜、1 面隔离柜、10 面出线柜。为本工程新建变压器和 10kV 电机供电。新建变压器室内分别设 1 台 2000kVA 变压器。0.4kV 配电室设 13 面低压柜(2 面进线、1 面分段柜、2 面补偿柜、8 面出线),预留 6 个备用柜位。UPS 室内设 1 个 20kVA UPS 电源装置和 1 个应急照明集中电源。

高压变频室内设 3 台 630kW 10kV 高压变频装置、1 台 750kW 10kV 高压变频装置,为 10kV 高压变频电机配电。控制室内设直流系统 1 套(1 套 2 面,容量为 40Ah)、2×1.5kVA 逆变电源柜 1 面和监控柜 1 面。直流系统采用双回路交流进线,电源引自 0.4kV 配电室 0.4kV 侧 I、II 段母线,自动投切,内设 IGBT 整流模块、逆变电源和 40Ah 单电池组,输出直流 220V,控制母线、合闸母线分

开供电，给综合自动化系统及高压开关柜提供控制和操作电源。2×1.5kVA 逆变电源为监控柜后台提供不间断电源。

3.2.5.2 仪表及自动控制

本工程主要包括采油井场 38 座、CO₂ 注入井场 7 座、注水井场 6 座，均为无人值守，井场新建 RTU 控制系统，井场所有数据经 RTU 控制系统通过 5.8G 无线网桥上传至已建计量站，再通过光缆上传至轮一联合站 SCADA 系统存储，经轮一联合站通过已建光缆传输至轮南采油作业区进行集中监控。

先导试验站新建 DCS 系统一套，设置在轮一联合站控制室，完成站内工艺过程仪表数据采集、监测、控制、记录、报警等功能，同时所有仪表数据上传至轮一联合站 SCADA 系统存储，经轮一联合站通过已建光缆传输至轮南采油作业区进行集中监控。

3.2.5.3 通信

本次视频数据通过井口~计量站~先导试验站~轮一联~轮南油气开发部，传输通道为无线网桥和已建的光缆。

本次自控数据通过井口~计量站~先导试验站~轮一联~轮南油气开发部，传输通道为无线网桥和已建的光缆。

本次采用物理隔离的方式，在新建的先导试验站设置两套工业以太网交换机，完成自控数据和视频数据的上传。

3.2.5.4 给排水

新建站区建设位置位于距离轮一联东北侧，轮一联已建有完善的给排水系统。

(1) 给水现状

轮南地区的生活用水和生产用水水源均接自轮南油田水源地，轮南水源地现有产水水源井 15 口，单井产水量 30m³/h，最大产水量 10000m³/d，水源井来水主管线管径 DN350，进站压力 0.12MPa~0.14 MPa，给水系统流程框图详见图 5.7.1-1。

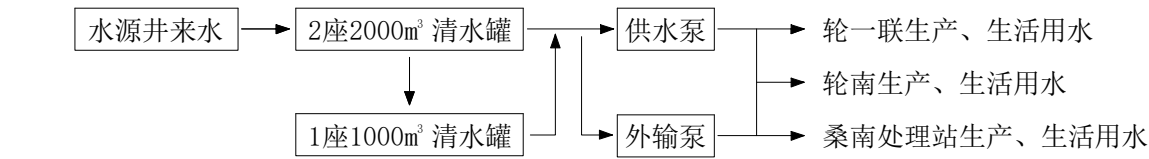


表 3.2-6 给水流程系统框图

来水进入站内已建 2 座 2000m³ 清水罐及 1 座 1000m³ 清水罐，罐内清水通过

水质泵房内供水泵（2 台，1 用 1 备，参数 $Q=90\text{m}^3/\text{h}$ ， $H=65\text{m}$ ， $N=30\text{kW}$ ）提升后，为轮一联及轮南处理站生产、生活用水点供水；清水通过水质泵房内外输泵（2 台，1 用 1 备，参数 $Q=100\text{m}^3/\text{h}$ ， $H=80\text{m}$ ， $N=37\text{kW}$ ）增压，提升至桑南处理站供生产、生活用水，4 台泵出口设有联通阀门，可互相切换工作，三个出口管径均为 DN150。

水质泵房供水规模总计 $4560\text{ m}^3/\text{d}$ ，目前总用水量约为 $1600\text{ m}^3/\text{d}$ ，其中桑南处理站用水量约 $1000\text{ m}^3/\text{d}$ ，轮一联及轮南用水量为 $600\text{ m}^3/\text{d}$ ，富余水量 $2960\text{ m}^3/\text{d}$ 。

2) 排水现状

轮一联生产污水经站内生产排水管线收集后进入 50m^3 生产污水池，生活污水经站内生活排集后进入 50m^3 生活污水池，生产、生活污水通过各自提升泵（2 台，1 用 1 备，参数 $Q=50\text{m}^3/\text{h}$ ， $H=50\text{m}$ ， $N=15\text{kW}$ ）均输送至轮一联东侧 20 万方晒水池经两级物理沉降后，经注水泵回灌地层，回灌规模 $2200\text{m}^3/\text{d}$ ，目前最大回灌量 $1000\text{m}^3/\text{d}$ ，富余 $1200\text{m}^3/\text{d}$ ，流程见下图。水管线收

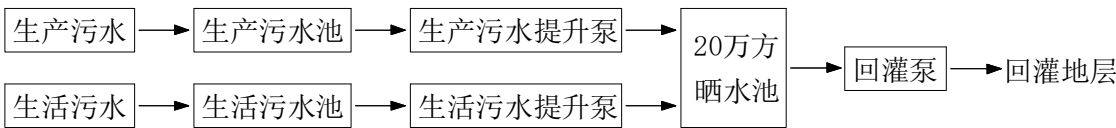


表 3.2-7 排水流程系统框图

3.2.5.5 防腐与保温

（1）埋地保温管道外壁：管道外壁采用防腐、保温、防护一体结构，防腐层采用熔结环氧粉末，涂层厚度 $\geq 0.3\text{mm}$ ，保温层为聚氨酯泡沫，保温层厚度 50mm ，防护层采用高密度聚乙烯，防护层厚度为 1.4mm ，轴向偏心量 $\pm 3\text{ mm}$ ，采用“一步法”成型工艺。单管预制合格后两端加防水帽。管道补口采用无溶剂环氧涂料（ $300\mu\text{m}$ ）和辐射交联聚乙烯热缩补口带，保温层材料同管体，外防护层采用补口套。

（2）埋地不保温管道外壁：采用挤压聚乙烯三层结构，三层 PE 结构的底层为环氧粉末，中间层胶粘剂，外层为聚乙烯。管道外壁防腐层厚度 $\geq 2.5\text{mm}$ 。其中环氧粉末涂层的厚度 $\geq 120\mu\text{m}$ ，胶粘剂层的厚度 $\geq 170\mu\text{m}$ 。焊缝部位防腐层的厚度不应小于管体防腐层厚度的 80%。管道补口采用带配套环氧底漆的聚乙烯热收缩套（带）。

3.2.5.6 道路

根据总图布置,本工程站内道路满足厂区日常生产、消防的基本交通需求。结合总图布置方案,本工程道路部分线路包含:道路总长 549m,就近接入油田公路。

(1) 站内道路路基宽度 5.0m,路面宽 4.0m,不设置路拱横坡;两侧设 50cm 宽加固土路肩,采用 15cm 厚天然砂砾加固,基层比面层、底基层比基层宽出 30cm。

(2) 站内道路采用水泥混凝土路面,路面结构为:22cm 厚现浇 C30 混凝土面层+20cm 厚级配砾石基层+20cm 厚天然砂砾底基层+土路基(压实度 $\geq 94\%$)。

(3) 站内道路部分在总图平整后基础上进行,不计路基土石方工程量。

(4) 根据地质条件需对站内道路全线换填处理,换填厚度 0.6m。分层回填,压实度不低于 0.95,采用天然砂砾换填。

(5) 新建站内水泥砼道路板块划分长 $\times$ 宽以 5m $\times$ 4m 控制,站区道路水泥砼道路板块按照长 $\times$ 宽以 4 $\times$ 3m 控制,按规范要求设置纵、横向施工缝、缩缝和横向胀缝。

3.2.6 依托工程

3.2.6.1 轮一联

轮一联为塔里木油田第一座联合站,1992 年 5 月投产,主要接收轮南油田 7 座计量站的来液,进行油气分离、原油脱水、污水处理及回注,先后进行了 6 次改扩建。油水混液采用一段三相分离+二段化学沉降脱水,充分利用来液温度,全站不升温,一段设计规模 11800m³/d; 二段设计规模 1900m³/d。自治区环保厅以新环函[2014]1250 号进行批复,新疆环境监测总站编制竣工环保验收报告,自治区环保厅以新环函[2017]2536 号通过验收。

(1) 原油处理系统

轮一联原油处理系统目前采用“气液分离+三相分离+热化学脱水”的处理工艺,设计处理液量 10750t/d, 设计处理油量 1280t/d。轮一联处理后净化油(含水率 $<0.5\%$)输至轮南总外输计量站,伴生气自压至天然气处理系统,污水进入污水处理系统。2020 年由于腐蚀问题,将进站阀组至油气分离器进口管线、油气分离器油相出口至三相分离器进口管线更换为 2205 双相不锈钢材质。

轮一联目前处理液量 2700t/d,处理原油 700t/d,处理天然气量 25 $\times 10^4$ Nm³/d,处理污水 2000t/d。轮一联原油处理系统工艺流程框图见图 3.2-8 所示。

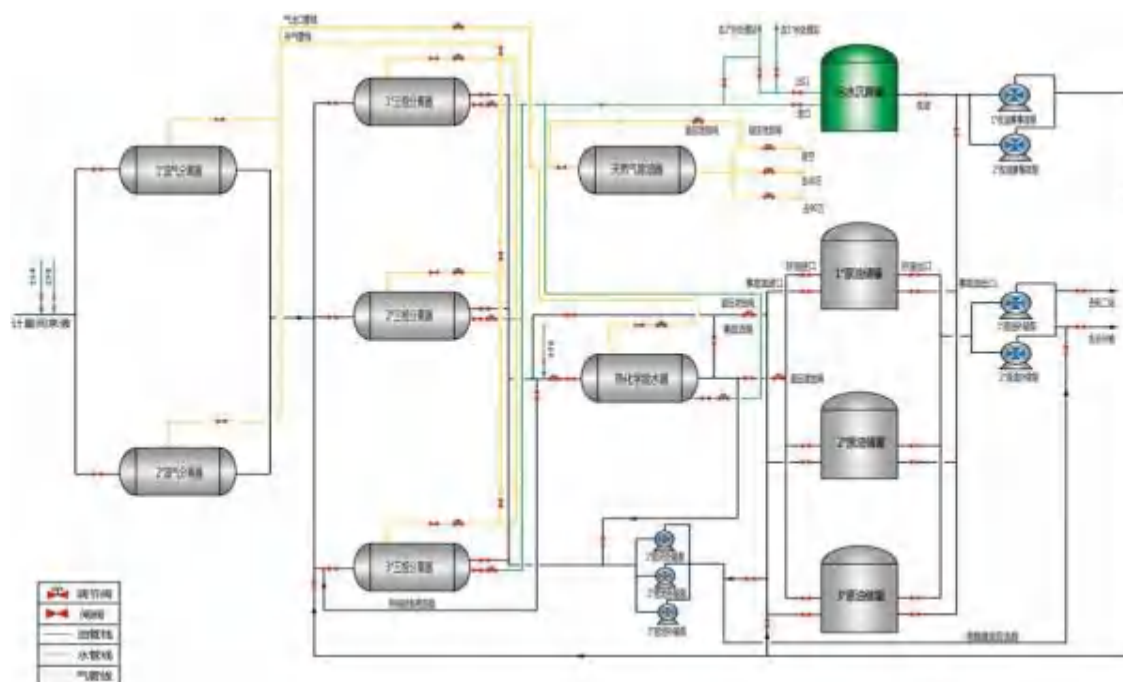


图 3.2-8 轮一联脱水站工艺流程框图

(2) 污水处理系统

轮一联污水处理系统于 1992 年建成投产，先后经过多次改扩建，目前轮一联在用两套污水处理装置：1 号污水处理装置和 2 号污水处理装置。

①1 号污水处理装置设计处理规模 $5000\text{m}^3/\text{d}$ ，主要处理 5000 方污水沉降罐来水和站外 4#晒水池回收污水，采用“一级大罐沉降+压力除油+一级过滤”工艺，处理后的污水去减排回注系统回注地层，1 号污水处理装置目前实际处理水量约 $500\text{m}^3/\text{d}$ 。1 号污水处理装置工艺流程框图如下图所示。

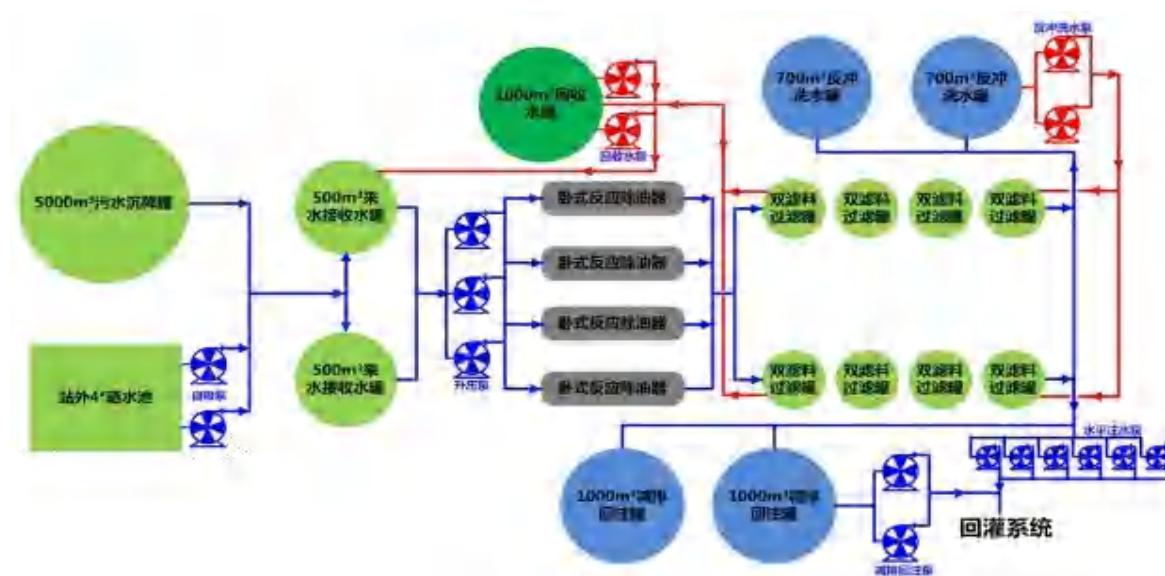


图 3.2-9 1 号污水处理装置工艺流程框

②2 号污水处理装置设计处理规模为6000m³/d，主要处理原油处理系统来污水，采用“聚结沉降+卧式除油+两级过滤”工艺，处理后的污水去注水系统回注地层。2 号污水处理装置目前实际处理水量约 1600m³/d。2 号污水处理装置工艺流程框图如下图所示。

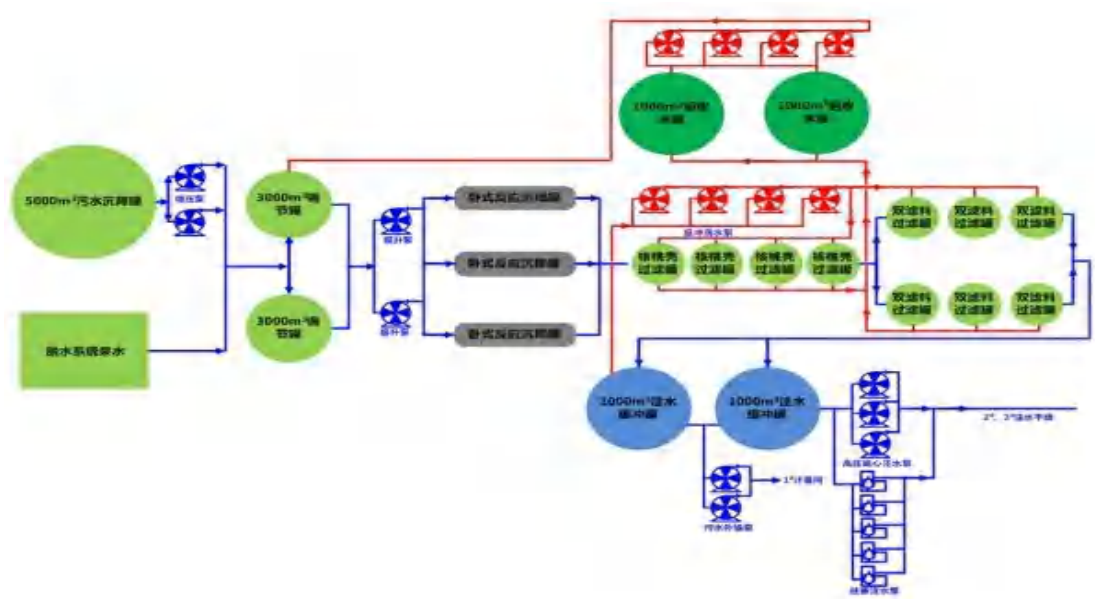


图 3.2-10 2 号污水处理装置工艺流程框图

(3) 注水系统

轮一联注水系统 1992 年建成投产，目前设有两套注水系统： 减排回注系统和注水系统。减排回注系统设计注水规模 5000m³/d，将 1 号污水处理装置来污水通过回灌注水泵增压后去减排回注井回注，设计注入压力 16MPa。注水系统设计注水规模 6000m³/d，将2 号污水处理装置来污水通过注水泵增压后去注水 井注入，设计注入压力 16MPa。

(4) 依托可行性

本工程最大日产液量 2358t/d，日产油量 437t/d，日产气量 33.33×10⁴Nm³/d（包含气举气），最大日注入水量 1365m³/d。轮一联各系统能力平衡如下表所示：

表 3.2-18 轮一联系统能力平衡表

站场	项目		单位	规模	现状	本工程新增	平衡情况
轮一联	原油处理	液量	t/d	10750	2206	2358	+6186
		油量	t/d	1280	659	437	+184
	污水处理		m ³ /d	6000	1547	1924	+2529
	注水系统		m ³ /d	6000	1100	1365	+3535

由上表计算可知，已建原油处理系统、污水处理系统、注水系统能力均满足本工程新增产量处理需求，不需要进行改扩建。

3.2.6.2 轮南处理站

(1) 基本情况

轮南处理站天然气处理装置于 1992 年开始建设，先后建有 40×10⁴Nm³/d 天然气处理装置 1 套，90×10⁴Nm³/d 气举装置 1 套、400×10⁴t/a 原油稳定装置 1 套，目前这几套装置均已停用。2020 年新建 60×10⁴Nm³/d 天然气处理装置 1 套和 40×10⁴Nm³/d 气举气增压装置 1 套，并于 2021 年 7 月建成投产。

(2) 主要工艺

天然气处理装置采用压缩机增压+分子筛脱水的处理工艺，处理后天然气输送至轮南轻烃厂进一步处理。天然气处理设计规模 60×10⁴Nm³/d，设有 30×10⁴Nm³/d 往复式压缩机 3 台，2 用 1 备，压缩机出口设计压力 6.5MPa，目前处理量气量为 25×10⁴Nm³/d，外输压力 6.2MPa。

气举气增压装置将轮南轻烃厂返输的干气，通过压缩机增压后去油区气举，设计增压规模为 40×10⁴Nm³/d，设有 20×10⁴Nm³/d 往复式压缩机 3 台，2 用 1 备，压缩机出口设计压力 11.5MPa。目前气举气量 20×10⁴Nm³/d，出站压力 10.5MPa。

(3) 依托可行性

本工程试验区采出气 2024 年以后无法直接进入轮南处理站处理，需要将 CO₂ 回收后再进轮南处理站处理。轮南处理站各系统能力平衡如下表所示：

表 3.2-19 轮一联系统能力平衡表

站场	项目	单位	规模	现状	本工程新增	平衡情况	备注
轮南处理站	天然气处理	10 ⁴ Nm ³ /d	60	15.9	33.3	+10.8	脱碳后采出气
	气举	10 ⁴ Nm ³ /d	40	9.5	19.8	+10.7	

注：表中现状数据是去掉试验区井口产量之后的数据。

由上表计算可知，已建天然气处理系统和气举系统能力均满足本工程新增产量处理需求，不需要进行改扩建。

3.2.6.3 塔里木油田绿色环保站

（1）基本情况

本工程的含油污泥运至塔里木油田绿色环保站进行无害化处理。

塔里木油田绿色环保站位于巴音郭楞蒙古自治州轮台县轮南镇轮南供水末站以北、轮南 202 井以东，2011 年投入运营，占地面积 18560m²，设计处理能力 10500m³/a，站内设间歇式三级混合洗涤装置一套，6000m³ 含油污泥储存池一座。由下属公司（新疆沙运环保工程有限公司-危险废物经营许可证的编号 6528220033）总组织承包和运营。轮南绿化环保站没有单独立项，包含在英买力潜山油藏地面工程中，中勘冶金勘察设计研究院有限责任公司编制环评报告，自治区环保厅以新环评价函[2010]251 号进行批复，新疆环境监测总站编制竣工环保验收报告，自治区环保厅以新环函[2014]376 通过验收。

塔里木油田绿色环保站采用国内领先水平的热洗和萃取法，即采用物理加化学法将含油污泥中的油和泥沙进行分离、萃取出来，并配合先进的间歇式三级混合洗涤工艺，处理后的还原土中重金属等毒性成分低于《危险废物鉴别标准 浸出毒性鉴别》（GB5085.3-2007）、《危险废物鉴别标准 毒性物质鉴别》（GB5085.5-2007）中各项毒性鉴别指标，并达到《关于进一步加强和规范油气田勘探开采废弃物污染防治工作的通知》（新环发[2016]360 号）及《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》（DB65/T3998-2017）规定要求后，由油田公司统一用于油田作业区内道路铺设及井场填坑。

（2）工艺流程

工艺流程如下：含油污泥由各产生单元送储存池，经抓斗送振动筛进行分选，5cm 以上的石块及其它杂物通过导流槽进入清洗池，清洗后送污泥干化场；筛下物进入粗料池。粗料池中的油泥分别在回旋式混合机与药剂混合粉碎，在一级粗料洗涤机、二级粗料洗涤机中洗涤，在细料分选筛中分选，选出 5mm-0.5mm 的细砂，经检验合格后送污泥干化棚。

冲洗分选过程中产生的浮油进油水分离罐，含水油泥加药剂后进行三相分离和泥浆压滤，泥土经检验合格后送污泥干化棚。上清液回用到工艺中。工艺

中回收的浮油全部进油水分离罐，得到的油送联合站外输，产生的废水全部回用于工艺。处理后的泥土达到《危险废物鉴别标准-浸出毒性鉴别》（GB5085.3—2007）无害化标准要求后，送处理厂周围无植被平铺堆存。

工艺流程简图见图 3.2-10。

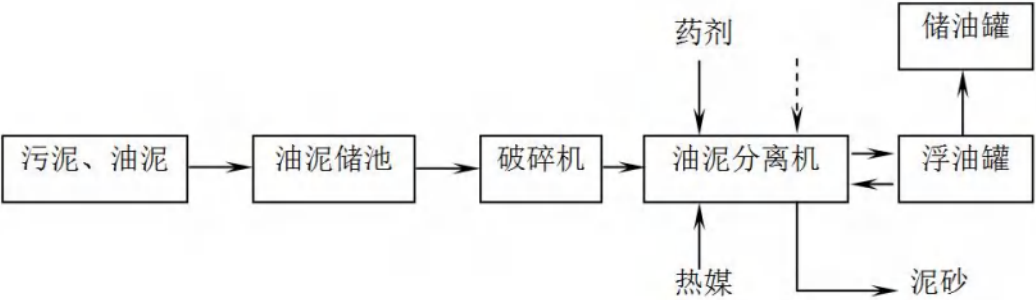


图 3.2-10 绿色环保站处理流程简图

（3）依托可行性

绿色环保站现状满负荷运行，根据生产状况，2017 年在紧邻现有厂区东侧实施“塔里木油田绿色环保站 $3\times 10^4\text{m}^3$ 含油污泥资源回收扩建工程”，新增含油污泥资源回收装置一套，采用含油污泥热解处理工艺，包括预处理系统、热解系统、除尘冷凝系统和尾气处理系统。工程实施后，可新增年处理含油污泥 $3\times 10^4\text{m}^3$ ($4.5\times 10^4\text{t}$)，绿色环保站含油污泥总处理能力达到 $4.05\times 10^4\text{m}^3$ ($6.075\times 10^4\text{t}$)。2017 年 12 月取得新疆维吾尔自治区环保厅关于《塔里木油田绿色环保站 3 万含油污泥资源回收扩建工程环境影响报告书》的批复（新环评价函[2017]2019 号）。2020 年 11 月 7 日完成自主验收。

绿色环保站含油污泥总处理能力达到 $6.075\times 10^4\text{t}$ ，目前现状处理量为 2300t，本工程含油废物合计量约为 7.38t/a，塔里木油田绿色环保站完全可以满足需求。

3.2.6.4 轮南油田钻试修废弃物环保处理站

（1）基本情况

轮南钻试修废弃物环保处理站（简称“环保站”）位于轮台县轮南镇，主要用于处理周边区域油田钻试修过程中产生的固废及废液，于 2016 年 11 月 7 日取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复（新环函[2016]1626 号），2020 年 6 月 25 日取得巴州生态环境局的验收核查意见（巴环评函[2020]220 号）。

2017 年 11 月 30 日开始投用，处置的废弃物主要包括钻井聚磺泥浆体系

固废及钻试修废水，处理钻井聚磺泥浆体系固废 $120\text{m}^3/\text{d}$ ($43800\text{m}^3/\text{a}$)，处理钻试修废水 $500\text{m}^3/\text{d}$ ($182500\text{m}^3/\text{a}$)，处理后的固相用于铺设油田道路、井场、填埋等。站内有一套撬装化钻井聚磺泥浆体系固废处理装置和一套撬装化钻试修废水处理装置，站内辅助工程为钻井聚磺泥浆体系固废暂存池、污水暂存池、隔油池、简易注水站、回注水输送管线等辅助设施。

(2) 处理废物

① 钻井聚磺泥浆体系固废

本项目钻井聚磺泥浆体系固废主要包括两个来源：各区块开发过程中历史遗留（2015 年 1 月 1 日之后打井产生）的聚磺泥浆体系固废（目前在各钻井区泥浆池内暂存）及拟实施的钻井作业点产生的聚磺泥浆体系固废，其成分为钻井岩屑和废水基聚磺泥浆。其中钻井岩屑主要为钻井过程中，岩石经钻头和泥浆的研磨而破碎成的岩屑，经泥浆携带至地面后经振筛分离出来；废水基聚磺泥浆为泥浆循环利用多次后排出的废弃物，其中含有粘土、水、油、加重材料等基本组分及无机化学助剂、有机处理剂等改善钻井液性能的其他物质。其中有机处理剂包括木质素磺酸钠、羧甲基纤维素钠、十二烷基磺酸钠、丙烯磺酸、淀粉类、褐煤、腐殖酸及其改性材料、酚醛树脂类、油类及沥青类及表面活性剂等可能对土壤和地下水环境造成污染的高分子有机物质。

② 钻试修废水

本项目拟处理的钻试修废水主要来自于目前各区块井点试井、修井及周边拟实施的井点在钻井、试井及修井过程产生的废水，主要包括钻井过程中泥浆分离废水、试井和修井过程中产生的酸化压裂废水及采出液分离废水。

(3) 处理工艺

① 钻井聚磺泥浆体系固废处理

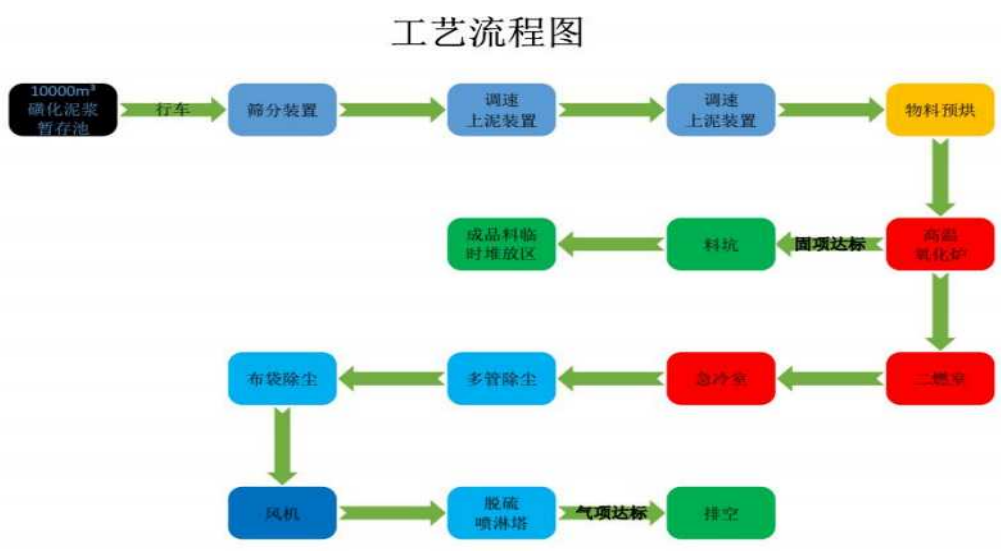
本项目采用高温氧化处理技术对钻井聚磺泥浆体系固废进行无害化处置，即通过高温氧化窑内的高温环境（ 850°C 以上）使钻井固废中的有机质等有毒有害物质氧化、分解，彻底破坏其毒害性，从而达到无害化处理的目的。该工艺路线中物料走向包括固废暂存池——上料装置——输送装置——給料装置——物料预烘——高温氧化窑，烟气走向包括二次燃烧室——烟气急冷（物料预烘）——旋风除尘——水膜（或袋式）除尘——洗涤塔——烟囱排放。主要工艺流

程包括备料、物料预烘、高温氧化、烟气净化及飞灰固化等工序

②钻试修废水处理

处理的废水主要为各区块油田钻试修产生的废水(包括水基泥浆分离出的溢流水、酸化压裂废液及采出液分离废水)，拟采取均质除油+絮凝沉淀+过滤工艺对废水进行净化处理，即主要通过物理分离作用，将废水中的油类物质、悬浮物、SRB 菌等去除，从而达到水质净化的目的，处置后的废水可满足中国石油天然气股份有限公司企业标准《生产回注水质指标及推荐方法》的生产回注水质指标要求，用于各站址所在作业区油田油层回注用水。该废水处理工艺主要包括预处理(均质除油)、破乳絮凝、固液分离、过滤、回注等工序

该站处理工艺流程示意图如下：



(4) 依托可行性

轮南油田钻试修废弃物环保处理站处置的废弃物主要包括钻井聚磺泥浆体系固废及钻试修废水，该站处理钻井聚磺泥浆体系固废 120m³/d（43800m³/a），处理钻试修废水 500 m³/d（182500m³/a）。

3.2.6.5 轮南固废填埋场

2018 年底塔里木油田分公司在现有固废处理场西南侧新建 1 座固废填埋场,设计建设建筑垃圾固废池 3 座,尺寸均为 160m×80m×2.5m,总容积 99000m³;工业固废池 2 座,尺寸均为 90m×60m×2.5m,总容积 20000m³;生活垃圾固废池 4 座,尺寸均为 90m×60m×2.5m,总容积 40000m³;预留生活垃圾固废池 4 座。土堤分区边坡 1:2（即高 1m、宽 2m）。新建固废填埋场工程总占地 257.4

亩，总投资 629.36 万元。新建垃圾填埋场日最大处理生活垃圾 5t、工业固废 13t、建筑垃圾 13t。生活垃圾固废池、工业固废池、建筑垃圾固废池设计使用年限分别为 10 年、15 年、15 年。该工程由中冶沈勘秦皇岛工程设计研究总院有限公司完成了《新建轮南区块垃圾填埋场工程环境影响报告书》，于 2018 年 2 月 28 日取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复(新环函[2018]241 号)，2020 年 6 月 22 日取得巴州生态环境局的验收核查意见(巴环评函[2020]217 号)。该垃圾填埋场主要服务范围为轮南镇、轮南作业区、桑吉作业区及轮南区域各承包商驻地。主要接收生活垃圾、一般工业固体废物以及建筑垃圾。

(1) 生活垃圾处理工艺流程

生活垃圾固废池 4 座，同时预留生活垃圾固废池 4 座，共 8 座。生活垃圾采用“收集-拉运-填埋场堆存-覆土-碾压-覆土碾压封闭”的处理工艺。

——垃圾运输系统

生活垃圾由垃圾运输车经油田公路运至垃圾场，进入垃圾填埋场后，在现场人员的指挥下进行填埋作业。

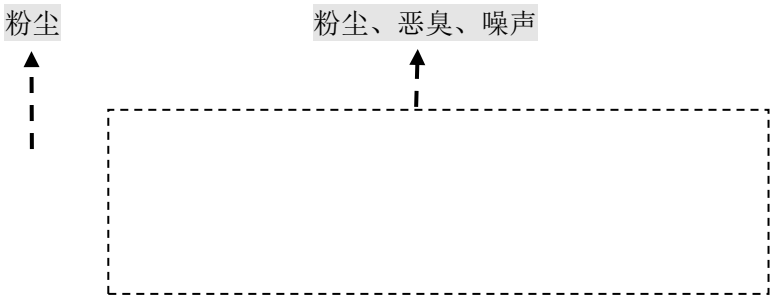
——填埋作业

垃圾运输车进入指定填埋作业区内卸车，卸下的垃圾用推土机将其摊匀、压实，为防止扬尘，在作业过程中根据垃圾的干燥程度，对作业面进行喷水。

垃圾由推土机摊铺，厚度为 0.8~1.0m，压实后厚度不大于 0.3m，然后在其上面进行第二层的垃圾摊铺和压实作业，逐层推进，层层压实。当累计厚度达 1.7m 时，覆盖 0.3m 厚的覆盖土，形成一个填埋单元，然后进行下一填埋单元的作业。每个工作日结束前，对填埋作业区进行日覆盖。日覆盖以盖住垃圾为宜，厚度约为 30cm。

当一个固废池的垃圾填埋高度达到设计高度时进行封场，然后进入下一个固废池的填埋作业，直至填埋场全部封场。生活垃圾产生的渗滤液经调节池收集后回喷。

生活垃圾填埋作业流程如下：



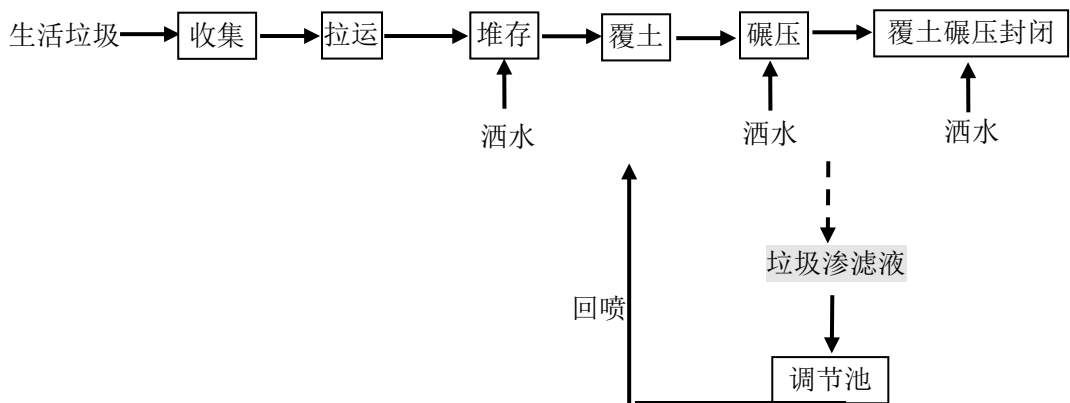


图 3.2-11 生活垃圾填埋作业流程图

（2）工业固废处理工艺流程

新建工业固废池 2 座，尺寸均为 90m×60m×2.5m，总容积 20000m³。工业固废采用“收集(-固化)-拉运-填埋场堆存-覆土-碾压-覆土碾压封闭”的处理工艺。与生活垃圾固废池处理工艺基本相似。

——垃圾运输系统

工业固废由垃圾运输车经油田公路运至垃圾场，进入垃圾填埋场后，在现场人员的指挥下按填埋作业顺序进行填埋作业。

——填埋作业

垃圾运输车进入指定填埋作业区内卸车，卸下的垃圾用推土机将其摊匀、压实，为防止扬尘，在作业过程中根据垃圾的干燥程度，对作业面进行喷水。

垃圾由推土机摊铺，厚度为 0.8~1.0m，压实后厚度不大于 0.3m，然后在其上面进行第二层的垃圾摊铺和压实作业，逐层推进，层层压实。当累计厚度达 1.7m 时，覆盖 0.3m 厚的覆盖土，形成一个填埋单元，然后进行下一填埋单元的作业。每个工作日结束前，对填埋作业区进行日覆盖。日覆盖以盖住垃圾为宜，厚度约为 30cm。

当一个固废池的垃圾填埋高度达到设计高度时进行封场，然后进入下一个固废池的填埋作业，直至填埋场全部封场。

工业固废填埋作业流程及污染物排放节点如下。



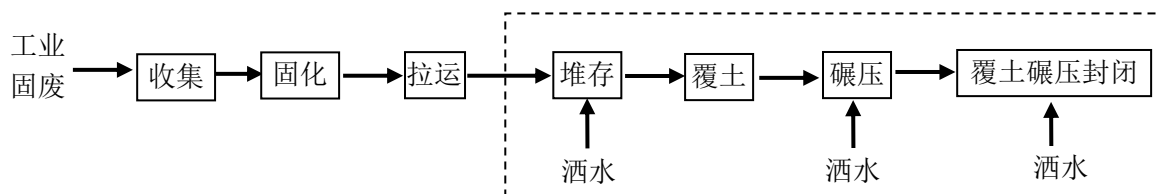


图 3.2-12 工业固废填埋作业流程及污染物排放节点图

(3) 建筑垃圾处理工艺流程

新建建筑垃圾固废池 3 座，尺寸均为 160m×80m×2.5m，总容积 99000m³。建筑垃圾采用“收集-拉运-填埋场堆存”的处理工艺。具体工艺为建筑垃圾由垃圾运输车经公路运至垃圾场，进入垃圾填埋场后，在现场人员的指挥下，倾倒于指定地点堆存。

建筑垃圾填埋作业流程及污染物排放节点如下。

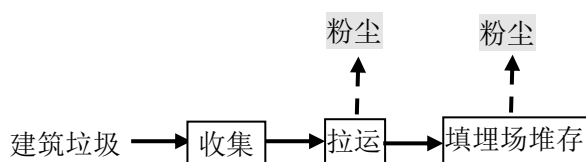


图 3.2-13 建筑垃圾填埋作业流程及污染物排放节点图

(4) 依托可行性

垃圾填埋场日最大处理生活垃圾 5t、工业固废 13t、建筑垃圾 13t。本次工程施工期间共产生生活垃圾 5.58t，处理能力满足，可进行依托。

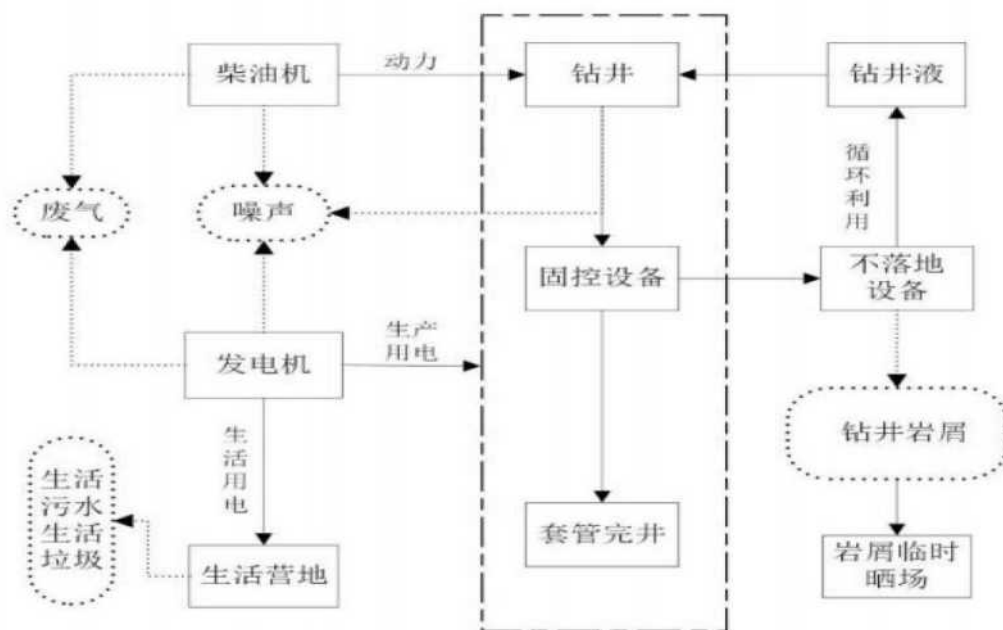
3.3 工程分析

3.3.1 影响因素及污染源构成

本项目建设可分为施工期、生产运营期和服役期满三个阶段。

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

本项目包括钻井、地面工程建设、采油、油气集输等施工作业内容，基本



属于施工建设期和生产运营期的建设活动。项目建设污染源构成见表 3.3-1。

表 3.3-1 项目建设污染源构成

开发作业过程	主要污染物	污染源性质
钻井	钻井废水	临时性污染源，随作业结束而消除
	柴油机烟气	临时性污染源，随作业结束而消除
	废弃钻井泥浆 钻井岩屑	临时性污染源，作业结束后不再产生，但仍存在于环境中
	噪声	临时性污染源，随作业结束而消除
	占地	生态影响
井下作业	落地油	间断性污染源
	修井废水、洗井废水、 压裂液	间断性污染源
	噪声	间断性污染源
采油和油气集输	烃类气体、H ₂ S	持续性影响环境的污染源
	CO ₂ 吸附剂	持续性影响环境的污染源
	噪声	持续性影响环境的污染源
	占地	生态影响

环境影响因素主要来源于钻井、采油、井下作业、原油储运等各工艺过程，影响结果包括非污染生态影响，以及排放的污染物质导致的环境污染。

项目钻井工艺过程及排污节点见图 3.3-1

图 3.3-1 钻井工艺过程及排污节点图

3.3.2 施工期生态影响及污染源分析

施工期污染主要来自钻井、井场、管线作业带等施工场地平整清理、管沟开挖、回填、建材运输、露天堆放、装卸等过程产生的扬尘，施工机械及运输车辆产生的燃油废气，管道试压废水，各类施工机械和运输车辆噪声，平整场地和管沟开挖破坏地表等。

3.3.2.1 生态影响因素

本项目新建先导试验站 1 座、新建集输、注入管道若干 66.13km，新建道路 1km。生态影响主要体现在井场、站场、管线、道路建设阶段，如占用土地、施工对地表植被的影响、土壤扰动等。管沟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。永久占地主要为井场和阀组站占地。地面工程施工作业包括井场场地平整、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。

本项目占地分为永久占地和临时占地，永久占地主要为井场和道路，临时占地为管线。根据估算，本项目总占地面积 59.09hm²，其中永久性占地面积为 3.19hm²，临时占地面积 55.9hm²，工程占地类型主要为盐碱地、草地及少量林地，详见表 3.3-2。

表 3.3-2 占地面积统计表

行政区划	工程分区	二级分区	占地区划			
			永久占地	临时占地	合计	边界条件
轮台县	站场工程	扩建计量站	0.15		0.05	扩建计量站 5 座,每座占地 20m×15m。
		先导试验站	2.41		2.41	新建先导试验站 1 座, 占地 145m×160m+卸车台 47m×20m。
		合计	2.56		4.64	
	道路工程		0.60		0.60	新建进场道路 1.0km, 路基宽度 6m
	管道工程	集输管线		22.24	22.24	新建集输管线 27.8km,作业带宽度 8m。
		气举气管线		18.16	18.16	新建气举气管线 22.7km, 作业带宽度 8m。
		注水管线		3.76	3.76	新建注水管线 4.7km, 作业带宽度 8m。
		注 CO ₂ 管线		8.74	8.74	新建注 CO ₂ 管线 10.93km, 作业带宽度

						8m。
		合计		52.9	52.9	
	输电线路		0.03	3.00	3.03	新建输电线路 1.4km，作业带宽度 6m
	合计		3.19	55.9	59.09	

3.3.2.2 施工期污染源分析

施工期主要污染来自场站施工产生的扬尘及汽车尾气排放、平整场地和堆放设备破坏地表等。

(1) 废气

①车辆行驶产生的扬尘

据有关调查显示，施工工地的扬尘以运输车辆行驶时产生的量最多，约占扬尘总量的 60%。

表 3.3-3 为一辆载重 5t 的卡车，通过一段长度为 500m 的路面时，不同路面清洁程度、不同行驶速度情况下产生的扬尘量。由此可见，在同样路面清洁度情况下，车速越快，扬尘量越大；而在同样车速情况下，路面清洁度越差，则扬尘量越大。

表 3.3-3 不同车速和地面清洁程度时的道路表面起尘量单位：kg/辆·km

车速 \ P	0.1(kg/m ²)	0.2(kg/m ²)	0.3(kg/m ²)	0.4(kg/m ²)	0.5(kg/m ²)	1.0(kg/m ²)
5km/h	0.0283	0.0476	0.0646	0.0801	0.0947	0.1593
10km/h	0.0566	0.0953	0.1291	0.1602	0.1894	0.3186
15km/h	0.0850	0.1429	0.1937	0.2352	0.2841	0.4778
20km/h	0.1133	0.1905	0.2583	0.3204	0.3788	0.6371

②裸露场地产生的扬尘

施工期扬尘的另一个主要来源是露天堆场和裸露场地的风力扬尘。由于施工的需要，一些建材需露天堆放，一些施工点表层土壤需开挖、堆放，在气候干燥又有风的情况下，较易产生扬尘。起尘风速与物料或土壤粒径、含水率等因素有关，减少露天堆放、减少裸露地面面积、缩短地表裸露时间和保证物料或土壤一定的含水率是减少风力起尘的有效手段。

(2) 废水

本项目施工期产生的废水主要包括管道试压废水以及施工人员生活废水。

①管道试压废水

本工程新建管道试压采用洁净水，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 2.5m^3 计算，本工程新建各类集输管线 66.13km ，试压废水为 170.75m^3 ，主要污染物为 SS。试压废水可用作场地降尘用水。

②生活污水

本工程单井钻井施工人员 60 人、生活用水量 $20\text{L}/\text{人} \cdot \text{d}$ 计算，排水量按用水量的 80% 计算，钻井周期总计 136d，则钻井期内生活污水量约为 130.56m^3 ；地面工程施工人员 30 人、生活用水量 $20\text{L}/\text{人} \cdot \text{d}$ 计算，按照周期 100 天计算，排水量按用水量的 80% 计算，则地面工程生活污水量约为 48m^3 。

本工程施工期生活污水总量为 178.56m^3 ，生活污水主要污染物为 COD、 $\text{NH}_3\text{-N}$ 、SS 等，其主要指标浓度 COD 为 350mg/L ， $\text{NH}_3\text{-N}$ 为 60mg/L 、SS 为 240mg/L 。施工队生活区应设置可移动环保厕所，生活污水由防渗生活污水池收集，定期拉运至轮一联合站公寓污水处理系统处理，该公寓于 2007 年 10 月，通过原新疆维吾尔自治区环境保护局竣工环保验收（新环监验〔2007〕32 号）。

（3）噪声

噪声源主要是发电机和各类泵的噪声，构筑物施工机械噪声级在 85dB （A）~ 100dB （A）之间。

（4）固体废物

①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 $0.2\text{t}/\text{km}$ ，本工程新建各类集输管线 66.13km ，施工废料产生量约为 13.23t 。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至轮南固废填埋场进行处置。

②生活垃圾

钻井期常驻井场人员 60 人，生活垃圾产生量按 $0.5\text{kg}/\text{人} \cdot \text{d}$ 计算，钻井周期总计 136d，则本工程钻井期共产生生活垃圾 4.08t ；地面工程常驻井场人员 30 人，生活垃圾产生量按 $0.5\text{kg}/\text{人} \cdot \text{d}$ 计算，地面工程按照合计 100 天算，则本工程地面工程产生生活垃圾 1.5t 。本工程施工期共产生生活垃圾 5.58t ，生活垃圾集中收集后拉运至轮南固废填埋场处置。

③机械设备废油和含油废弃物

施工期间使用的机械设备运行过程中需进行维护、保养、维修等工作，以使其能正常运转，此过程中将产生少量的废油，如废液压油、废润滑油、废机油、含油废弃物等，类比调查一个钻井施工期产生量不足 0.1t，本工程产生量约 0.2t，委托塔里木油田绿色环保站及其他有资质单位进行无害化处理。

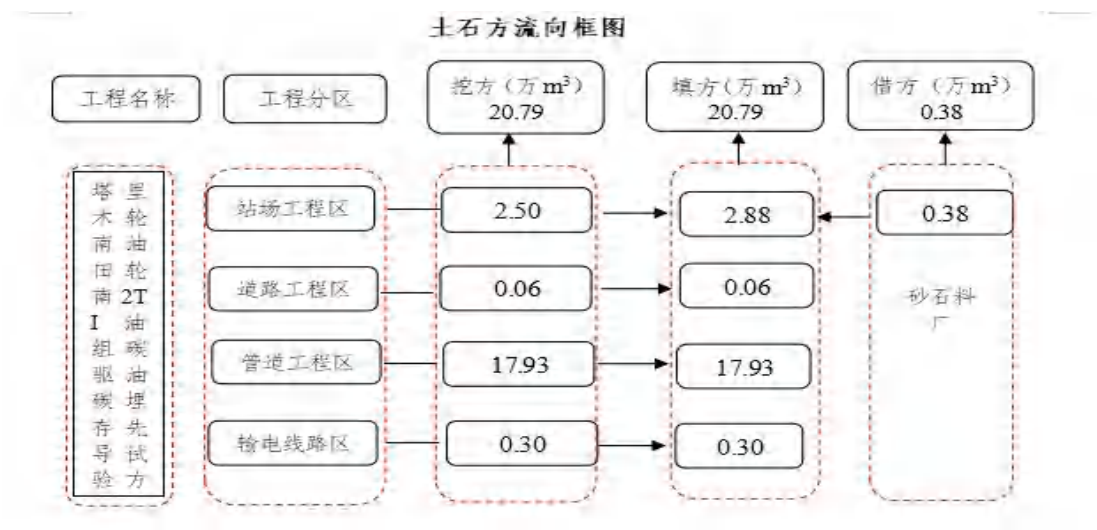
按照《国家危险废物名录》，废油划分为废矿物油与含矿物油废物类，其危险废物编号为 HW08。考虑到转运期间的时间间隔，钻井场地内应设置危险废物临时贮存间，危险废物临时贮存间须严格按照《危险废物污染防治技术政策》（环发[2001]199 号）的相关要求建设，在此基础上，可确保工程产生的危险废物在过程控制阶段对环境的影响最小。

④土石方平衡

本项目共开挖土方 20.79 万 m³，回填土方 21.17 万 m³，借方 0.38 万 m³，无弃方，开挖土方主要为管沟开挖产生土方，回填土方主要为管沟回填。借方为站场工程区砾石压盖，借方主要来源于砂石料厂。

表 3.3-4 土石方平衡

项目组成	开挖(万m3)	回填(万m3)	借方(万m3)	弃方(万m3)	分析评价
站场工程	2.49	2.85	0.38		调配合理，无疑漏项
道路工程	0.06	0.06			调配合理，无疑漏项
管道工程	17.93	17.93			调配合理，无疑漏项
输电线路	0.24	0.24			调配合理，无疑漏项
合计	20.79	21.17	0.38		



(5) 施工期污染物排放情况汇总

本工程施工期污染物排放情况汇总见表 3.3-5。

表 3.3-5 本工程施工期污染物排放情况汇总表

项目	工程	污染源	污染物	产生量	主要处理措施及排放去向
废气	管线、道路	施工场地	TSP、SO ₂ 、NO _x 等	少量	使用合格燃料，加强施工管理。
					洒水降尘，使用合格燃料。
废水	钻井、管线	管道试压废水	SS	170.75m ³	试压期间循环使用，试压结束后，试压废水可用作场地降尘用水。
		生活污水	COD、氨氮等	178.56m ³	生活污水由防渗生活污水池收集，定期拉运至轮一联合站公寓污水处理系统处理。
固体废物	施工废料		/	13.66t	首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至轮南固废填埋场进行处置。
	废油、含油废弃物		/	0.2t	委托塔里木油田绿色环保站及其他有资质单位进行无害化处理。
	生活垃圾		/	5.58t	生活垃圾集中收集后拉运至轮南固废填埋场处置。
噪声	钻井、管线、道路	施工机械、运输车辆	/	85~100dB(A)	加强施工管理。

3.3.3 运营期污染源分析

3.3.3.1 废水

本项目新建先导试验站站场油气处理站现有员工操作管理，不新增员工。项目运行过程中产生的废水主要为采出水和集气脱水站分离废水。

(1) 采出水

根据开发方案，本项目根据方案预测中稳产期间最大采出水量核算约为 $7.63 \times 10^4 \text{t/a}$ ，采出水中主要污染物为 SS、COD、石油类、挥发酚等，依托轮一联污水处理系统处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准中指标后回注油层，不外排。

（2）冷却水

本工程生产过程中再生气空冷器会产生少量冷却水，产量约 2m³/d。产生的生产废水集中收集后送至联合站进行处理后油层，不外排。

（3）生活污水

运营期不新增劳动定员，工作人员由内部调剂解决，故不新增生活污水。

（4）井下作业废水

本次除了 2 口井为新建井外，其余的井均为老井利用，本次井下作业废水仅评价本次新建的两口井。井下作业主要包括油井维修、大修、酸化、压裂等，井下作业废水的主要来源为修井过程产生的压井水和压井液、修井时的循环水及洗井时产生的洗井废水。根据《生态环境部已发布的排放源统计调查制度排（产）污系数清单》（公告 2021 年第 16 号）中与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数（见表 3.3-7），计算井下作业废水的产生量。

表 3.3 -7 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 3.3-8 计算井下作业废水产生量为 76.04t/井次，化学需氧量产生量为 104525.3g/井次，石油类产生量为 17645g/井次。按井下作业每 2 年 1 次计算，则本项目两口井每年产生井下作业废水 76.04t、化学需氧量 0.104t、石油类 0.018t。井下作业废水集中收集进入轮南钻试修废弃物环保处理站处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后回注油层。

3.3.3.2 废气污染源

本项目运营期间，对大气环境影响主要为油气集输过程中产生一定量的烃类、硫化氢挥发以及计转站内加热炉燃烧废气。

（1）无组织排放非甲烷总烃

本工程进入生产运营期间，单井加热采用电加热，本工程对大气环境影响

主要为油气集输过程中产生的无组织烃类挥发，产生点主要集中在井口、管线设备接口、阀门处。

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，对本工程而言，VOCs主要为非甲烷总烃。

本工程运营期采用密闭集输，运营过程中从阀门、法兰等部分逸散无组织非甲烷总烃和硫化氢，参照《石化行业VOCs污染源排查工作指南》中设备动静密封点泄漏相关附录一平均排放系数法计算本工程产生的无组织泄漏量，对单座计转站和单井井场无组织废气排放量进行估算。

单座井场和单座计转站的源强核算过程：

石油炼制工业密封点TOC排放速率：

$$e_{\text{TOC}} = F_A \times \frac{WF_{\text{TOC}}}{WF_{\text{TOC}} - WF_{\text{甲烷}}} \times WF_{\text{TOC}} \times N$$

式中：

e_{TOC} 某类密封点的TOC排放速率，kg/h；

F_A 某类密封点排放系数；（阀门取0.00023、法兰取0.00025）

WF_{TOC} 物料流中含TOC的平均质量分数；（根据油田采出液组分数据取采出液最大含油率，取100%）

$WF_{\text{甲烷}}$ 物料流中甲烷的平均质量分数，最大取10%；

N 某类密封点的个数（每个阀门取10个密封点、每个法兰取20个密封点）

计算VOCs的排放速率：

$$e_{\text{VOCs}} = e_{\text{TOC}} \times \frac{WF_{\text{VOCs}}}{WF_{\text{TOC}}}$$

式中：

e_{VOCs} 物料流中VOCs排放速率，kg/h；

e_{TOC} 物料流中TOC排放速率，kg/h；

WF_{VOCs} 物料流中VOCs的平均质量分数；（本次评价按保守估计的原则，

将TOC全部视为可挥发性有机物VOCs， $WF_{VOCs} = WF_{TOC}$ ）

WF_{TOC} 物料流中TOC的平均质量分数；

表 3.3-8 设备与管线组件 FA_i 取值参数表

设备类型	介质	石油炼制排放系数(千克/小时/排放源)
阀	气体	0.0268
	轻液体	0.0109
	重液体	0.00023
泵	轻液体	0.114
	重液体	0.021
压缩机	气体	0.636
泄压设备	气体	0.16
法兰、连接件	所有	0.00025
开口阀或开口管线	所有	0.0023
采样连接系统	所有	0.0150

根据油气水物性参数，项目 $WF_{甲烷}$ 取最大值 10%， WF_{TOC} 核算值为 100%，项目井场涉及的液体阀门、法兰数量如表 3.3-8 所示。

本工程无组织废气源强一览表见表 3.3-9。

表 3.3-9 本工程各站场无组织废气非甲烷总烃核算一览表

序号	设备名称		设备数量(个)	排放速率(kg/h)	年运行时间(h)	年排放量(t)
1	先导试验站、 计量站	阀(重液体)	305	0.026	7920	6.2
2		法兰	20	0.11	7920	0.87
合计				0.136	-	7.07

经过核算，本工程无组织排放废气中非甲烷总烃排放速率为 0.136kg/h，按年有效工作时间 7920h 计算，本项目各场站非甲烷总烃年排放量为 7.07t/a。

(3) 无组织排放 H_2S

根据本工程天然气取样分析结果表明，天然气相对密度 0.65~0.76；硫化氢含量较低，分布范围 0~0.0004%，天然气为常规湿气。

无组织废气中硫化氢含量类比同类型井场，排放速率按 0.0001kg/h 考虑。按年有效工作时间 7920h 计算，单座井场硫化氢年排放量为 0.0008t/a。

本工程运营期采用密闭集输，并设置腐蚀检测装置，防止 H_2S 的泄漏。

(4) 固体废弃物

①废分子筛

本工程运营期分子筛脱水塔中的分子筛需要更新。分子筛的主要成分是硅铝

酸盐，属于一般工业固废，每3年更换一次，每次约0.1t。

②废吸附剂

项目变压吸附装置采用活性炭作为吸附剂，约每3年更换一次（视具体情况确定），单次更换量约为0.5t，集中收集后，交由塔里木油田绿色环保站及其他有资质单位进行无害化处理。

③废润滑油

拟建项目井下作业及各类压缩机等生产设备产生的废润滑油，属于危废（废物类别HW08、废物代码900-217-08），废润滑油产生量约为0.2t/a，其危险废物类别为HW08废矿物油与含矿物油废物，交由塔里木油田绿色环保站及其他有资质单位进行无害化处理。

④沾油废物（含油抹布、劳保用品）

修井作业时会产生一些沾染废物（含油抹布、劳保用品），产生量较小，运行期修井一般平均两年一次，每口井每次产生含油废物约0.05t，本项目共部署2口井，每次产生含油废物约0.1t，集中收集后交由塔里木油田绿色环保站及其他有资质单位进行无害化处理。

⑤清管废渣

集输管线每2-4年清管1次，根据类比调查，一般每公里管线产生的清管废渣量平均约为1.15kg，本工程新建各类集输管线66.13km，每次废渣量约0.08t。清管废渣中含有少量管道中的油，其危险废物类别为HW08废矿物油与含矿物油废物，交由塔里木油田绿色环保站及其他有资质单位进行无害化处理。

⑥生活垃圾

本工程运营期不新增定员，故运营期间没有新增生活垃圾产生。

（5）噪声

本项目运营期噪声主要来自于新建先导试验站分离器、分子筛脱水撬、变压吸附装置、CO₂压缩、制冷以及装车泵等，噪声源强在80~95 dB（A），噪声源强详见表3.3-10。

表 3.3-10 运营期噪声源强一览表 单位：dB（A）

序号	设备名称	数量	单位	源强	治理措施	治理后源强
1	分离器	2	具	80	基础减震	60
2	分子筛脱水撬	1	具	90	基础减震、消音	60
3	变压吸附装置	1	套	95	基础减震、消音	65

4	螺杆式压缩机组	2	套	95	基础减震、隔声、消音	65
5	丙烷制冷机组	1	套	90	基础减震、隔声、消音	60
6	液态 CO ₂ 装车泵	2	台	90	基础减震、隔声、消音	60

3.3.3.5 运营期污染物排放情况汇总

本项目运营期三废排放状况见表 3.3-11。

表 3.3-11 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
油气集输	无组织排放	烃类	1.07t/a	1.07t/a	大气
		硫化氢	0.0008t/a	0.0008t/a	大气
采出水		采出水量	7.63×10 ⁴ t/a	0	依托轮一联污水处理系统处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准中指标后回注油层，不外排。
井下作业废水		井下作业废水量	76.04t/a	0	集中收集进入轮南钻试修废弃物环保处理站处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后回注油层。
		COD	0.104t	0	
		石油类	0.018t	0	
分子筛		废分子筛	0.1t/a	0	集中收集后交由塔里木油田绿色环保站及其他有资质单位进行无害化处理
变压吸附装置		废吸附剂	2 t/a	0	
各类压缩机等		废润滑油	5t/a	0	
清管废渣		石油类	0.08 t/a	0	
废润滑油		润滑油	0.2 t/a	0	
沾油废物		石油类	0.1 t/a	0	

3.4 清洁生产水平分析

本项目隶属轮南油气开发部管辖。为贯彻实施《中华人民共和国环境保护法》和《中华人民共和国清洁生产促进法》，进一步推动中国石油天然气开采业的清洁生产，防止生态破坏，保护人民健康，促进经济发展，并为石油天然气开采业开展清洁生产提供技术支持和导向，参照《石油天然气开采业清洁生产评价指标体系（试行）》，对本项目清洁生产水平作出评价。

3.4.1 清洁生产水平评价

（1）评价指标体系

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

定量评价指标：选取有代表性的、能反映“节约能源、降低消耗、减轻污染、增加效益”等有关清洁生产最终目标的指标，建立评价模式；通过对比各项指标的实际达到值、评价基础值和指标权重值，经过计算和评分，综合考评轮南油田轮南2区块实施清洁生产的状况和清洁生产水平。

定性评价指标：根据国家有关推行清洁生产的产业发展和技术进步政策、资源环境保护政策规定以及行业发展规划选取，用于定性考核本项目对有关政治法规的符合性及清洁生产工作实施情况。

①评价依据

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

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

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

c 定量评价指标体系的评价基准值代表行业清洁生产的平均先进水平。

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

②权重分值

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

③评价指标

评价指标分为定量指标和定性指标。定量指标和定性指标又分为一级指标和二级指标。一级指标为普遍性、概括性的指标；二级指标为反映油气勘探开发企业清洁生产各方面具有代表性的、易于评价考核的指标。定量评价的二级

指标从其数值情况来看，可分为两类情况：一类是该指标的数值越低（小）越符合清洁生产要求（如物料消耗量、取水量、综合能耗、污染物产生量等指标）；另一类是该指标的数值越高（大）越符合清洁生产要求（如水的钻井液循环利用率、含油污泥资源化利用率、余热余能利用率等指标）。因此，对二级指标的考核评分，根据其类别采用不同的计算模式。

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

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

表 3.4-1 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	实际值	审核后得分		
(1)资源和能源消耗指标	30	综合能耗		kg 标煤/t 天然气	30	天然气：≤50	≤50	30		
(2)资源综合利用指标	30	余热余能利用率		%	10	≥60	/	/		
		油井采出气回收利用率		%	10	≥60	≥60	10		
		含油污泥资源化利用率		%	10	≥90	≥90	10		
(3)污染物产生指标	40	石油类		mg/L	5	≤10	0	5		
		COD		mg/L	5	甲类区：≤100 乙类区：≤150	0	5		
		落地原油回收率		%	7.5	100	100	7.5		
		采油废水回用率		%	7.5	≥60	≥60	7.5		
		油井采出气外排率		%	7.5	≤20	0	7.5		
		采出废水达标排放率		%	7.5	≥80	≥80	7.5		
定性指标										
一级指标	权重值	二级指标					指标分值	审核后得分		
(1)生产工艺及设备要求	45	井筒质量			井筒设施完好		5	5		
		采气	采气过程醇回收设施		10	采油	井筒设施完好		10	10
			天然气净化设施先进、净化效率高		10		套管气回收装置		20	20
		采油方式			采油方式经过综合评价确定		5	5		
		集输流程			全密闭流程，并具有轻烃回收装置		5	5		

(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	12
		制订节能减排工作计划	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

企业清洁生产定量评价指标的考核评分，以企业在考核年度（一般以一个生产年度为一个考核周期，并与生产年度同步）各项二级指标实际达到的数据为基础进行计算，综合得出该企业定量评价指标的考核总分值。在计算各项二级指标的评分时，应根据定量评价指标的类别采用不同的计算公式计算。

对指标数值越高（大）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

$$S_i = S_{xi} / S_{oi}$$

对指标数值越低（小）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

$$S_i = S_{oi} / S_{xi}$$

式中： S_i —第 i 项评价指标的单项评价指数。如采用手工计算时，其值取小数点后两位；

S_{xi} —第 i 项评价指标的实际值（考核年度实际达到值）；

S_{oi} —第 i 项评价指标的评价基准值。

本评价指标体系各二级指标的单项评价指数的正常值一般在 1.0 左右，但当其实际数值远小于（或远大于）评价基准值时，计算得出的 S_i 值就会较大，计算结果就会偏离实际，对其它评价指标的单项评价指数产生较大干扰。为了消除这种不合理影响，应对此进行修正处理。修正的方法是：当 $S_i > k/m$ 时（其中 k 为该类一级指标的权重值， m 为该类一级指标中实际参与考核的二级指标的项目数），取该 S_i 值为 k/m 。

定量评价考核总分值的计算公式为：

$$P_1 = \sum_{i=1}^n S_i \cdot K_i$$

式中： P_1 —定量评价考核总分值；

n —参与定量评价考核的二级指标项目总数；

S_i —第 i 项评价指标的单项评价指数；

K_i —第 i 项评价指标的权重值。

由于企业因自身统计原因值所造成的缺项，该项考核分值为零。

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：

$$P_2 = \sum_{i=1}^n F_i$$

式中：

P_2 —定性评价二级指标考核总分值；

F_i —定性评价指标体系中第 i 项二级指标的得分值；

n —参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

③综合评价指数考核评分计算

为了综合考核油气勘探开发企业清洁生产的总体水平，在对该企业进行定量和定性评价考核评分的基础上，将这两类指标的考核得分按不同权重（以定量评价指标为主，以定性评价指标为辅）予以综合，得出本项目清洁生产综合评价指数。

综合评价指数计算公式为：

$$P = 0.6P_1 + 0.4P_2$$

式中： P —清洁生产综合评价指数；

P_1 —定量评价指标考核总分值；

P_2 —定性评价指标考核总分值。

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况，不同等级的清洁生产企业的综合评价指数见表 3.4-2。

表 3.4-2 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	$75 \leq P < 90$

根据清洁生产综合评价指数判定：审核后本项目综合评价指数为 90.8，属于清洁生产先进企业。

清洁生产的主体是企业自身，是提高企业形象、提高市场竞争力的有效手段，是推动企业技术进步，实现资源综合利用，达到“节能、降耗、减污、增效”目标的有力措施。通过实施环境保护目标责任制、建立 HSE 管理体系、推行清洁生产，全面实现环境保护“增产减污”的发展目标。

3.4.2 清洁生产建议

(1) 建议优化生产设备参数，提高设备运行效率，节约能源。

(2) 做好节能宣传工作，培养员工节能节水意识，努力开展节能技术教育；建立健全节能激励机制；加强节能管理，完善节能统计工作。

(3) 需进一步提高清洁生产审核的参与度。

(4) 对已实施的清洁生产方案落实，同时在生产过程中产生新的清洁生产方案，可立即组织清洁生产审核小组人员进行讨论，最终进行分析、确定，并付诸实施。

(5) 加强放空天然气回收研究工作。

清洁生产首先是将污染消除在生产过程中，因此污染物的产生和排放量将大幅度减少，其次清洁生产使末端治理的污染负荷减少，从而有可能避免或减轻末端处理产生的风险。

因此轮南油气开发部在今后的生产过程中，还需要持续做好清洁生产的各项工作。将清洁生产真正纳入到轮南油气开发部的管理制度当中，只有这样才可以真正达到“节能、降耗、减污、增效”的目的，走可持续发展的道路。

3.5 污染物排放总量控制

3.5.1 总量控制原则

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

3.5.2 污染物总量控制因子

根据国家环境保护总量控制要求，结合本工程污染特征，确定本项总量控制及考核因子如下：

(1) 废气污染物

本项目不新建加热炉（锅炉），主要废气污染物为油气集输过程无组织挥发

的非甲烷总烃。

(2) 废水污染物:

生产过程中产生的采出水和井下作业废水经处理达标后回注，不外排。

3.5.3 总量控制建议指标

本次评价不提出总量控制建议指标。

3.6 相关法规、政策符合性分析

3.6.1 与国家产业政策协调性分析

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》(2019 年本)，“石油、天然气勘探及开采”属于“鼓励类”项目，本工程建设符合国家产业政策。

塔里木油田坚决贯彻落实党中央和集团公司绿色低碳发展战略目标，坚决执行集团公司“清洁替代、战略接替、绿色转型”三步走总体部署，结合碳源条件、混相条件、转变方式、双碳目标的需要，优选轮南油田轮南 2TI 油组开展 CO₂ 驱油与埋存试验。通过开展深层“三高”油藏碳驱油与碳埋存先导试验，落实国家“2030 年碳达峰、2060 年前碳中和”目标，积极响应集团公司气驱上产千万吨工程的建设需求，进一步推动 CO₂ 驱油与埋存技术的发展和落地。2020 年集团公司做出“气驱提高采收率上产千万吨”的规划部署，轮南 2 井区是 CCUS-EOR 开发的现实潜力区。注二氧化碳驱油技术可延长油田寿命 10 年以上。因此，二氧化碳驱油与埋存相结合具有特别的优势和吸引力，在实现碳驱油大幅度提高原油采收率技术成功的基础上，追求碳全埋存和零排放，实现驱油与埋碳双重目标，也是本次先导试验的重要目标之一。

3.6.2 与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的符合性分析

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

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

第二十八条 煤炭、石油、天然气开发过程中产生的伴生气、有毒有害气体或者可燃性气体应当进行回收利用；不具备回收利用条件的，应当经过充分燃烧或者采取其他防治措施，达到国家或者自治区规定的排放标准后排放。

本工程位于巴音郭楞蒙古自治州轮台县境内，地处塔克拉玛干沙漠北部边缘的戈壁地带，北距轮台县城约35km，南距塔里木河约25km。项目占地类型为林地、盐碱地、草地。项目不占用水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域；项目区属于塔里木河流域水土流失重点治理区，建设单位将按照水利部门管理要求办理相关手续并积极采取水土流失防治措施。项目设计阶段已经对大气、水体、固体废物等污染防治进行了设计，环评要求项目按照“三同时”，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。项目建设符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的要求。

3.6.3 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

《石油天然气开采业污染防治技术政策》提出：到 2015 年末，行业新、改、扩建项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到 90%以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到 100%；落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到 100%；油气田建设宜布置丛式井组，采用多分支井、水平井、小孔钻井、空气钻井等钻井技术，以减少废物产生和占地；在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到 80%以上；站场放空天然气应充分燃烧。

本工程采出水由轮一联合站含油污水处理系统处理达标后回注；油井采出气液经油气集输系统进行集输、分离后，液相输至轮一联处理，气相进入采出气处理系统进行增压、脱水、脱碳、液化处理，处理后天然气输至轮南处理站处理，处理后液态 CO₂ 输至 CO₂ 注入系统处理，与外部来碳源混合后一起储存、增压后去注入井注入；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轮一联合站卸油罐，进入联合站原油处理系统进行处理。产生含油危废交由塔里木油田绿色环保站及其他有资质单位进行无害化处理。

项目建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》要求。

3.6.4 与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》的符合性分析

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

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

本项目施工土方全部用于回填管沟及场地平整；施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至轮南固废填埋场处置。项目施工结束后拟对临时占地进行恢复治理，可减少扬尘影响。项目建设符合《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》要求。

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

本项目与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函[2019]910 号）符合性分析见表 3.6-1。

表 3.6-1 与“环办环评函[2019]910 号”符合性

序号	要求	项目情况	符合性
1	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管线和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。未确定产能建设规模的陆地油气开采新区块，建设勘探井应当依法编制环境影响报告表。海洋油气勘探工程应当填报环境影响登记表并进行备案。确定产能建设规模后，原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的，可以纳入区块环评。2021 年 1 月 1 日起，原则上不以单井形式开展环评。过渡期，项目建设单	本项目以区块为单位开展环评，在报告中对工程施工期、运营期环境影响和环境风险进行了分析，并提出有效的环境保护措施、污染防治措施和环境风险防范措施，并分析了依托工程可行性和有效性；同时对现有工程也进行了回顾性评价，对相关生态环境问题提出有效防治措施。	符合

	位可以根据实际情况，报批区块环评或单井环评。		
2	项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。	本项目评价了项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出了有效的生态环境保护和环境风险防范措施；对依托的污水处理设施、固废处理设施等均论证了依托可行性和有效性，项目依托处置可行；对现有工程进行回顾评价并针对生态环境问题和环境风险隐患提出了有效防治措施。	符合
3	涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目，应当符合国家和地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求。涉及污染物排放的海洋油气开发项目，应当符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）等排放标准要求。	本项目废水经依托工程处理达标后回注油层，不外排，不涉及水污染物总量控制指标。	符合
4	涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。建设项目环评文件中应当包含钻井液、压裂液中重金属等有毒有害物质的相关信息，涉及商业秘密、技术秘密等情形的除外。	本项目废水经依托工程处理达标后回用于注水开发，回注水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）要求，回注到现役油藏；本次评价无钻井工程。	符合
5	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》（2017年10月1日）	本次评价无钻井工程	符合

	要求评价。		
6	涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场 H ₂ S 的无组织排放。高含硫天然气净化厂应当采用先进高效硫黄回收工艺，减少 SO ₂ 排放。井场水套加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备，应当优先使用清洁燃料，废气排放应当满足国家和地方大气污染物排放标准要求。	本项目油气依托轮一联合站进行处理，采出气处理系统进行增压、脱水、脱碳、液化处理，处理后天然气输至轮南处理站处理，处理后液态 CO ₂ 输至 CO ₂ 注入系统处理，与外部来碳源混合后一起储存、增压后去注入井注入。本项目不新建加热炉，油气均采用密闭集输工艺，污染物排放符合相关排放标准要求。	符合
7	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施。	本项目对施工期环境影响进行了重点分析并提出生态环境保护措施。本次评价对施工期噪声提出相应措施，施工对周边生态环境影响较小。	符合
8	涉及自然保护区和生态保护红线的，应当说明工程实施的合法合规性和对自然生态系统、主要保护对象等的实际影响，接受生态环境主管部门依法监管。	本项目不涉及生态保护红线区。	符合
9	油气企业应按照企事业单位环境信息公开办法、环境影响评价公众参与办法等有关要求，主动公开油气开采项目环境信息，保障公众的知情权、参与权、表达权和监督权。各级生态环境主管部门应当按要求做好环评审批、监督执法等有关工作的信息公开。	建设单位作为责任主体，按照《环境影响评价公众参与办法》（2019 年 1 月 1 日）等相关规定，开展了本项目信息公示和公众意见调查等工作，公示期间未收到公众反馈意见。	符合

3.6.6 与《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〉》（新环环评发[2020]142 号）相符性分析

本项目与《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〉》（新环环评发[2020]142 号）符合性分析见表 3.6-2。

表 3.6-2 与“新环环评发[2020]142 号”符合性

序号	要求	项目情况	符合性
----	----	------	-----

1	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	塔里木油田分公司已编制完成塔里木油田分公司十四五发展规划,正在开展规划环境影响评价工作。	符合
2	油气开采项目(含新开发和滚动开发项目)原则上应当以区块为单位开展环评(以下简称区块环评)。未确定产能建设规模的陆地油气开采新区块,建设勘探井应当依法编制环境影响报告表。确定产能建设规模后,原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的,可以纳入区块环评。 2021年1月1日起,原则上不以单井形式开展环评。过渡期间,项目建设单位可以根据实际情况,报批区块环评或单井环评。	本项目以区块为单位开展环评,在报告中对工程施工期、运营期环境影响和环境风险进行了分析,并提出有效的环境保护措施、污染防治措施和环境风险防范措施,并分析了依托工程可行性和有效性;同时对现有工程也进行了回顾性评价,对相关生态环境问题提出有效防治措施。	符合

3.6.7 与《中华人民共和国水土保持法》相符性分析

本项目与《中华人民共和国水土保持法》(2011年3月)符合性分析见下表3.6-3。

表 3.6-3 本项目与《中华人民共和国水土保持法》的符合性分析

法规内容	本项目情况	符合性分析
第二十四条 生产建设项目选址、选线应当避让水土流失重点预防区和重点治理区;无法避让的,应当提高防治标准,优化施工工艺,减少地表扰动和植被损坏范围,有效控制可能造成的水土流失。	根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030年)》,本项目属于塔里木河流域重点治理区;本项目环评提出按照水土保持方案的要求,严格执行各项水土保持措施。	符合
在风力侵蚀地区,地方各级人民政府及其有关部门应当组织单位和个人,因地制宜地采取轮封轮牧、植树种草、设置人工沙障和网格林带等措施,建立防风固沙防护体系。	项目选线和拟采用的技术标准,应该充分考虑水土流失因素,尽量避开植被茂盛地段,施工期间严格划定施工活动范围,严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行范围,不另辟施工便道,不得离开运输道路及随意驾驶。由专人监督负责,以防破坏土壤和植被。	符合
第三十九条 国家鼓励和支持在山区、丘陵	项目选线和拟采用的技术标准,	符合

区、风沙区以及容易发生水土流失的其他区域，采取下列有利于水土保持的措施：（一）免耕、等高耕作、轮耕轮作、草田轮作、间作套种等；（二）封禁抚育、轮封轮牧、舍饲圈养；（三）发展沼气、节柴灶，利用太阳能、风能和水电，以煤、电、气代替薪柴等；（四）从生态脆弱地区向外移民；（五）其他有利于水土保持的措施。	应该充分考虑水土流失因素，尽量避开植被茂盛地段，施工期间严格划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行范围，不另辟施工便道，不得离开运输道路及随意驾驶。由专人监督负责，以防破坏土壤和植被。	
--	---	--

3.6.8 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T 317-2018)

符合性分析

本项目与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T 317-2018) 分析见表 3.6-4。

表 3.6-4 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T 317-2018) 符合性分析

意见要求	本项目情况	符合情况
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。	本环评提出了行之有效的生态恢复措施和水土保持措施。	符合
应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备	本项目开发方案设计考虑了轮南油田资源赋存状况、生态环境特征等条件，所选用的开采技术和工艺均属于成熟、先进的技术装备	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。	本项目场站选址、管线及道路选线均经过严格论证后确定。报告提出管线、道路不得超出既定作业范围，施工结束后对施工迹地进行清理平整。	符合

3.7 相关规划符合性分析

3.7.1 全国矿产资源规划

《全国矿产资源规划》第四章第二节指出，“强化东部老油区挖潜，加大中西部油气开发力度，加快海域石油增储上产，力争石油年产量保持在 2 亿吨左右。东部地区以松辽盆地、渤海湾盆地为重点，加强精细勘探开发，积极发展先进采油技术，增储挖潜，努力减缓老油田产量递减。西部以塔里木、鄂尔多斯、准噶

尔等盆地为重点，探明优质资源储量，实现增储稳产、力争上产。做强渤海、拓展南海、加快东海、探索黄海及其他海域，加快海洋石油勘探开发，保持老油田持续稳产，加快新区产能建设，大力提升海域石油产量。”本项目属于塔里木盆地的油气开采项目，符合《全国矿产资源规划》要求。

3.7.2 《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》符合性分析

本工程与《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》分析见表 3.7-1。

表 3.7-1 与《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》符合性分析

规划名称	规划要求	本工程	符合性
新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要	建设国家大型油气生产加工和储备基地。加大准噶尔、吐哈、塔里木三大盆地油气勘探开发力度，提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度。	本工程属于塔里木盆地油气勘探开发项目	符合
	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。	轮南油田是塔里木油田分公司开发的主力区块之一，位于新疆维吾尔自治区巴音郭楞蒙古自治州轮台县境内。	符合

3.7.3 《新疆维吾尔自治区矿产资源规划环境影响报告书》

本项目所在的塔里木盆地油气基地属于《新疆维吾尔自治区矿产资源规划》（2016-2020 年）确定的 9 个国家级大型油气生产和加工基地，不属于《新疆维吾尔自治区矿产资源规划环境影响报告书》划定的禁采区和限采区，符合规划环评要求。

3.7.4 《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》

根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，将新疆分为以下主体功能区：按开发方式，分为优化开发区域、重点开发区域、限制开发区域和禁止开发区域

四类；按开发内容，分为城市化地区、农产品主产区和重点生态功能区三类；按层级，分为国家和省级两个层面。本项目建设地点位于新疆维吾尔自治区巴音郭楞蒙古自治州轮台县境内，属于新疆农产品主产区中的天山南坡主产区，天山南坡主产区涉及 10 个县市，这些农产品主产区县市的城区和重要工业园区是自治区级的重点开发区域，但这些县市以享受国家农产品主产区的政策为主。本项目属于石油天然气开采行业，符合自治区对该区域的功能定位要求。

3.7.5 《新疆环境保护规划（2018-2022 年）》

本项目位于新疆维吾尔自治区巴音郭楞蒙古自治州轮台县境内，属于天山南麓产业带，不属于高污染产业、建材行业落后产能、不符合产业准入标准和政策的落后项目、纺织印染项目、水泥行业。因此，本项目符合《新疆环境保护规划（2018-2022 年）》（2018 年 2 月 1 日）的要求。

3.7.6 《新疆生态环境保护“十四五”规划》

2020 年 9 月国家提出“2030 年碳达峰、2060 年前碳中和”目标。碳捕集、利用与封存（简称 CCUS）技术能够大幅减少使用化石燃料的温室气体排放。根据《新疆生态环境保护“十四五”规划》的要求：控制重点领域二氧化碳排放。推动能源、钢铁、建材、有色、电力、化工等重点领域技术升级，控制工业过程温室气体排放，推动工业领域绿色低碳发展。积极鼓励发展二氧化碳捕集利用与封存等低碳技术。持续推进交通领域、建筑领域二氧化碳控排。

为了响应国家“碳达峰、碳中和”目标以及集团公司“清洁替代、战略接替、绿色转型”三步走总体部署，塔里木油田公司制定了自己的“双碳”目标，近碳源的轮南 2 井区是实施 CO₂-EOR 开发先导试验的最佳选择，对验证二氧化碳捕集、运输、驱油、地质封存、安全运营全流程的可行性具有重要意义，可为将来大规模工业化部署、打造绿色低碳能源产业链、实现碳中和目标奠定基础。因此本次工程的开发符合新疆生态环境保护“十四五”规划的相应要求。

3.8“三线一单”符合性分析

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

(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《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)和《关于印发<巴音郭楞蒙古自治州“三线一单”生态环境分区管控方案>的通知》(巴政办发〔2021〕32号),本项目区属于一般管控单元,不在划定的生态保护红线内。本工程与生态保护红线位置关系图见图3.8-1。

(2) 环境质量底线

本项目为石油天然气开采项目。采出水依托轮一联合站处理达标后回注油藏,不新增生活污水,正常运行期不会对周围地下水环境造成影响。含油污泥等危废均委托处置,固废能得到合理规范处置。

项目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,项目区占地范围内土壤基本项目执行《土壤环境质量标准建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表1第二类用地筛选值,石油烃类执行表2第二类用地筛选值,占地范围外农用地土壤执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中相关标准。本次环评调查显示,项目区域环境质量总体满足相应质量标准要求,对环境影响较小,符合环境质量底线要求。

(3) 资源利用上线

本项目开发过程中的生产废水进行综合利用，节约了水资源，油气集输常温集输，不消化燃料；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。本项目占地类型为林地、盐碱地、草地，土地资源消耗符合要求。总之，本项目开发符合资源利用上线要求。

（4）生态环境准入清单

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

拟建工程位于轮南油田区块，不在生态保护红线区，属于一般生态管控区。拟建工程实施后通过采取完善的污染治理措施，不会对站址周围大气环境、地表水环境、声环境、土壤环境产生明显影响，对地下水环境影响可接受。拟建工程采取了有效的污染防治措施，可确保污染得到有效的控制，不会对周围环境产生明显影响。

综上所述，本项目建设符合“三线一单”要求。

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

轮南油田 3 井区位于新疆维吾尔自治区巴音郭楞蒙古自治州轮台县境内，地处塔克拉玛干沙漠北部边缘的戈壁地带，北距轮台县城约 35km，南距塔里木河约 25km。本项目地理位置中心坐标为**。

4.1.2 地形地貌

轮台县处于塔北隆起轮南斜坡桑塔木潜山披覆背斜带上，地貌类型属于平原区，属库车河冲积扇平原山前洪积细土平原和砾石戈壁地带。县域地貌分北部山区、中部平原区和南部塔里木河平原区，北部高，向东南倾斜。塔里木河由西向东横贯县境南部。

油气田位于天山南麓、塔克拉玛干沙漠北部边缘，地势较为平坦，油气田区域在地形地貌上比较单一，平均海拔 900~1000m。

4.1.3 地质构造

本区奥陶系灰岩顶面以轮古西走滑断裂为界整体分为两部分，走滑断裂以西整体呈现一个西北倾向的宽缓斜坡，斜坡内部发育多个被大型沟谷所切割的形态各异的小型背斜。走滑断裂以东整体呈现大型东南倾的斜坡，以东西向逆冲走滑断裂为界，可划分为中部斜坡带、轮南断垒带、桑塔木断垒带及南部斜坡带三部分。受构造活动及岩溶改造作用影响，潜山顶面发育一系列面积大小不一、形态不规则的断鼻或断背斜。

轮古西斜坡、中斜坡处于一级地貌单元，根据石炭系标志层厚度这一定量指标，结合古地理环境、古水动力分析，将研究区划分为 2 类一级地貌 6 类二级地貌，轮古西古潜山具有较典型的岩溶地貌特征，地形相对高差在 200~600m 左右，奥陶系顶面形态起伏变化强烈，高差悬殊，侵蚀沟谷与古地貌高地交错。对上述的二级地貌单元，结合古岩溶地貌的微地貌组合形态，又可分为若干种形态组合类型(即三级地貌单元)，三级岩溶地貌类型的成因类型主要有两种：①以溶

蚀作用为主；②以溶蚀-侵蚀作用为主。

轮古地区古生界断裂发育复杂。海西早期，受北西～南东向强烈挤压应力的作用，背斜高部位发育北东～南西走向的轮西断裂。为一条由南东向北西逆冲推覆的基底逆断裂，呈北东走向，平面延伸距离超过 2km；断层断面南东倾，上陡下缓，该断层活动时间长，断开层位较多，向上断至三叠系、向下断至震旦系直至基底；断层最大断距 200m，是控制区域构造的主断裂。

海西晚期末，在区域上南北向挤压应力的作用下，轮南断垒带和桑塔木断垒带逐步抬升，在垒带南北两侧形成逆冲走滑断裂。印支期，在北东～南西向的剪切应力作用下，轮南断裂和桑塔木断裂继续活动，并形成了一系列共轭剪切走滑断裂。

由于受奥陶系碳酸盐岩的岩溶作用与喀斯特地貌形态的影响，井区内部小型断裂相对比较杂乱，且以逆断层为主，沿北东、北西、东西和南北方向均有发育。该类断层主要分布在奥陶系潜山地貌的沟梁交会处，特点是平面上延伸较短，纵向上断开的层位较少，仅限奥陶系内。

4.1.4 地表水系

评价区域内的地表水系主要为塔里木河水系，塔里木河是我国最长的内陆河流，由叶尔羌河、和田河、阿克苏河三源流汇合而成，从肖夹克至台特玛湖全长 1321km，位于天山以南，由塔里木盆地周边的叶尔羌河、喀什噶尔河、阿克苏河和孔雀河以及包括渭干河在内的 144 条河流汇集而成，流域总面积 103 万 km²，流域内 144 条大小河流的水资源总量为 429 亿 m³。水质的组成特点受地区自然条件的严格控制 and 近年来人为活动的影响，表现为矿化度高，水质偏碱性，含氟较高，河水化学类型为 HCO₃ · SO₄ · Cl—Ca · Mg · Na 为主，矿化度枯水期最大。塔里木河干流周围主要为灌溉农业区，基本无工业污染源。本项目距离塔里木河最近约 18km。

4.1.4 水文地质

4.1.4.1 地下水的埋藏、分布特征

评价区主要地层为粉土、粉砂，含水层岩性为第四系洪冲积砂类土。该区赋存有潜水和承压水，属地下水迳流区和排泄区。根据区内地下水调查成果，评价区域潜水水位埋深约 1.72m～12.62m，钻孔揭露的含水层厚度约 13~21m，含水

层岩性为第四系粉土、粉细砂；根据抽水试验成果，评价区内渗透系数 0.03~0.37m/d，地下水径流缓慢。潜水蒸发作用强，潜水运移过程中逐渐矿化，该含水层薄，富水性弱，水质差，潜水水量不大。水流方向整体呈现西北往东南方向流，由于局部地势问题，水流方向局部有与整体流向略有不同。地下水的水力坡度为 0.2‰~0.4‰。

第四系潜水层颗粒细小，新第三系裂隙空隙承压含水层岩性主要为新第三系上新统砂岩、粉砂岩、裂隙较发育，该含水层北部轮台沉积中心第四系巨厚含水层侧向潜流补给；该含水层水量中等-丰富，矿化度高，水质较差，某些超标项目经处理后，仅能用于油田注水。

4.1.4.2 地下水的补给、径流与排泄

轮南油田所在区域地下水补给以迪那尔河、塔里木河水侧向渗透及洪水泛滥补给为主。地下水水力坡度不大，为 0.2‰~0.8‰，地下水的径流方向与地层倾斜方向一致，由西北向东南缓慢径流。地下水的水平循环仅限于表层，30~60m 以下地下水基本处于停滞状态，水质矿化度不断增高，形成咸水。表层潜水垂直循环比较强烈，洪水期塔里木河漫流，补给地下水，使水质变淡，水位上升。

地下水排泄方式主要为地面蒸发和植物蒸腾，但不同地段具有不同的排泄特点。洪泛区蒸发主要在枯水季节，河间地段则常年进行，枯水季节河道以水平排泄地下水为主。但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，属于高矿化度封闭型水，其矿化度高，许多地段可高达 $4 \times 10^4 \text{mg/L}$ ，属难以利用的高矿化度地下水。

4.1.4.3 地下水化学特征

根据水质监测结果，评价区地下水矿化度均大于 1.0g/L，溶解性总固体整体偏高，为特硬水，局部地区为硬水。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 $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4\text{-Na}$ 型和 $\text{SO}_4 \cdot \text{Cl-Na} \cdot \text{Ca}$ 型，不能直接作为生活及农业用水。

4.1.5 气候、气象

轮台县属于暖温带大陆性干燥气候。其气候特点是日照时间长，热量条件好，无霜期较长，降水稀少，蒸发旺盛，空气干燥。轮台县气象资料见表 4.1-1。

表 4.1-1 轮台县近 30 年主要气象要素一览表

气象要素	数 据	气象要素	数 据
年平均气温	10.6°C	年平均蒸发量	2070mm
年极端最高气温	41.4°C	年最大冻土深度	80cm
年极端最低气温	-36.0°C	年最多风向及频率	NE/13%
年均日照时数	2658h	年平均相对湿度	46%
日最大降水量	45.7mm	多年平均风速	1.59m/s
年平均降水量	65.6mm		

4.2 生态环境现状调查与评价

4.2.1 生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》（2005 版），项目区属于塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区（IV），塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区（IV1），塔里木河上中游乔灌木及胡杨林保护生态功能区（59）。塔里木河流域的乔灌木及胡杨林植被是保护绿洲生态环境的天然屏障，区域内的油气资源丰富，油田勘探开发工作已开展多年。项目区生态功能区的主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态环境问题和主要保护目标见表 4.2-1。

表 4.2-1 项目区生态功能区划

生态功能分区单元	生态区	塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区（IV）
	生态亚区	塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区（IV1）
	生态功能区	塔里木河上中游乔灌木及胡杨林保护生态功能区（59）
主要生态服务功能		沙漠化控制、土壤保持、生物多样性维护、农畜产品生产
主要生态环境问题		河水水量减少、水质恶化、植被破坏、沙漠化扩大、土壤盐渍化、湿地减少、野生动物减少、毁林毁草开荒
生态敏感因子敏感程度		生物多样性及其生境高度敏感，土壤侵蚀、土地沙漠化中度敏感，土壤盐渍化轻度敏感
主要保护目标		保证向下游泄水量、保护胡杨林、保护河岸和防洪堤、保护野生动物、保护湿地、保护甘草和罗布麻
主要保护措施		退耕还林还草、控制农排水、生态移民、废弃部分平原水库、禁止采伐与砍头放牧、禁止乱挖甘草和罗布麻
适宜发展方向		加大保护力度，建设国家级塔河生态功能保护区和世界最大的胡杨林自然保护区

塔河流域的乔灌木植被是保护绿洲生态环境的天然屏障，流域的油气资源丰富，油田勘探开发工作开展多年。本区域在生态环境敏感性综合评价中，主要敏感因子为生物多样性及其生境高度敏感，土壤侵蚀和土地沙漠化中度敏感、土壤盐渍化轻度敏感。主要生态服务功能是：沙漠化控制、土壤保持、生物多样性维

护、农畜产品生产。主要的生态问题是：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、毁林开荒。

4.2.2 生态单元划分

本工程共部署采油井 38 口（均为老井）、注 CO₂ 井 5 口（老井）、注水井 6 口（均为老井）。新建先导试验站 1 座、改建 5 座计量站、更换新建集输、注入管道若干 66.13km，配套供配电、仪表、通信、道路等系统工程。

本次利用的所有老井均有环评手续，本次评价主要对新建、改建站场工程及新建管线工程进行评价。

根据项目的生态环境特征和工程特点，将其生态单元划分如下表 4.2-2。

表 4.2-2 生态环境现状调查

工程内容	工程量	土地利用类型	植被类型	土壤类型
新建先导试验站	1 座	工矿用地	疏叶骆驼刺、盐穗木	盐土
改建井场	采油井 38 座、改造注 CO ₂ 井 5 座，改造注水井 6 座	盐碱地	疏叶骆驼刺、盐穗木、花花柴、碱蓬	盐土
新建管线工程	集输管线、注水管线	盐碱地、工矿用地	疏叶骆驼刺、盐穗木、	盐土
	注 CO ₂ 管线	盐碱地、中覆盖度草地、林地	鹿角草、芦苇、盐爪爪、碱蓬	盐土、草甸土

4.2.3 生态系统结构和特征

轮南油田位于天山南麓，塔克拉玛干沙漠北部边缘，该区域为天山山前洪积倾斜戈壁平原与塔里木河北岸冲积平原之间的地带，地势较为平坦，局部有丘地和波状沙丘，海拔高度 950m。

项目区属暖温带大陆性干旱气候，该区域气候干燥，降水稀少。夏季炎热；冬季干冷；春季升温快而不稳，多风沙浮尘天气；秋季降温迅速。年温差和日温较差大。光照充足，热量丰富，蒸发强烈，无霜期较长，风沙活动频繁。

项目区内土壤类型主要为草甸土和盐土。自然植被主要是怪柳群系。动物种群多为荒漠鸟类、爬行类和啮齿类动物。生态系统类型以荒漠生态系统为主。

项目区内的生态环境十分脆弱，生态系统类型单一、稳定性较差、结构简单、环境异质性较低，系统受扰动后自我恢复的能力差。因此在工程开发过程中的保

护重点为井场、管线及外部道路沿线地表植被及野生动物。项目区生态系统类型及结构特征见表 4.2-3。

表 4.2-3 工程区生态系统类型及结构特征

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

4.2.4 土地利用现状

参照全国土地利用现状调查技术规程、全国土地利用现状分类系统，根据实地调查和 TM 影像数据的解读分类，通过 ArcGIS 地理信息系统软件处理得到项目区域及周边地区的土地利用类型。项目区土地利用现状见图 4.2-1。

本项目占用的土地利用类型主要为林地、盐碱地、草地及工矿用地。项目区内景观生态体系较为脆弱，虽有一定的生产能力但受到干扰以后的恢复能力较弱。

4.2.5 植被现状调查与评价

(1) 区域植被区系

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

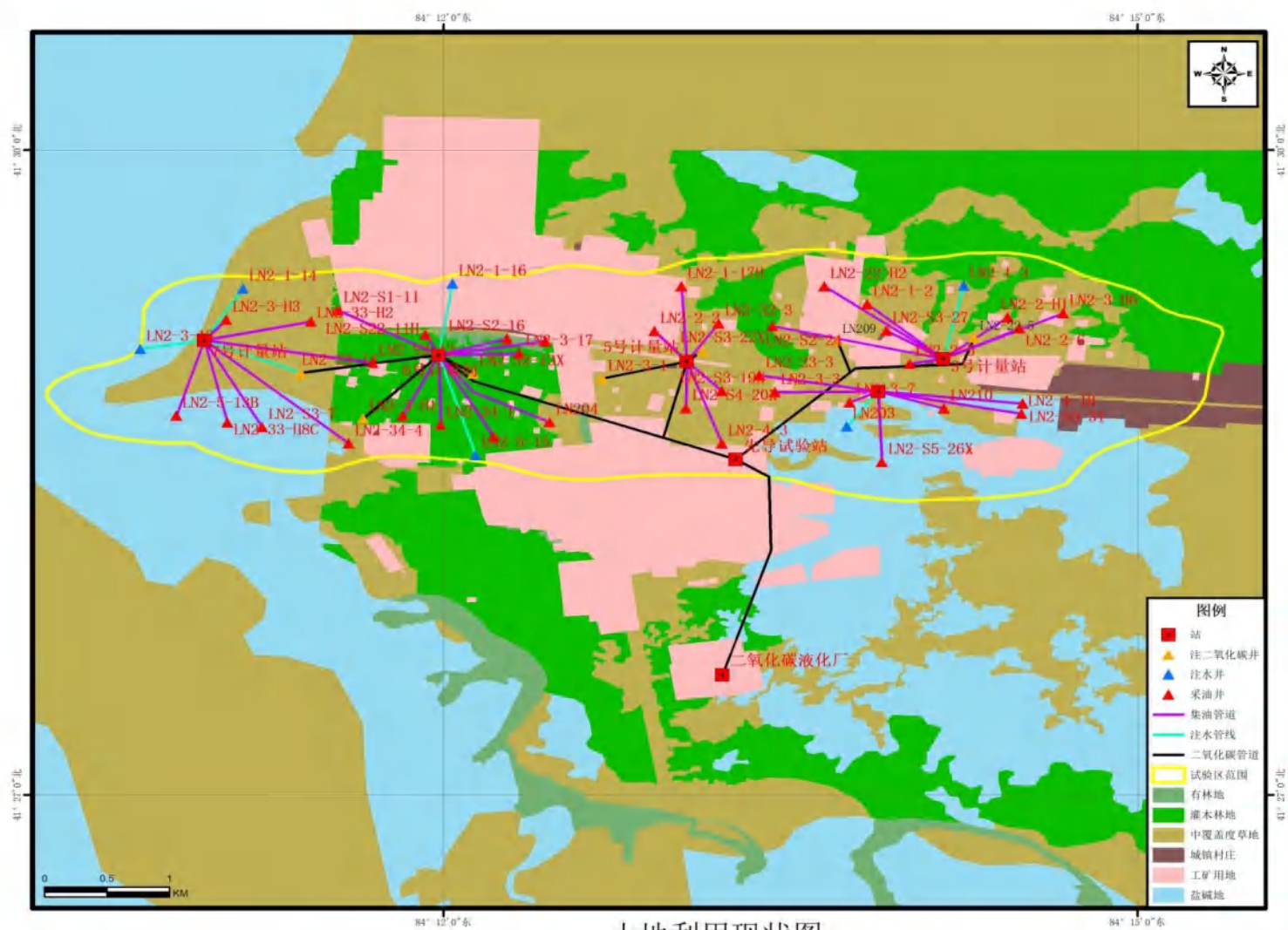
表 4.2-4 评价区植被地理区划

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

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

(2) 评价区植物种类

项目区位于天山南麓、塔克拉玛干沙漠北部边缘，为塔里木河冲积平原，地势较为平坦。根据现场勘察和以往研究资料，评价区分布的植物种类包括柽柳科（多枝柽柳、刚毛柽柳等）、禾本科（芦苇等）、豆科（疏叶骆驼刺）、藜科（假木贼）等。自然植被以柽柳灌丛为主。主要植物名录见表 4.2-4。项目区的植被类型及分布见图 4.2-2。



土地利用现状图

表 4. 2-5

评价区主要高等植物及分布一览表

科	种名	拉丁名
麻黄科 <i>Ephedraceae</i>	膜果麻黄	<i>Ephedra przewalskii</i>
杨柳科 <i>Salicaceae</i>	胡杨	<i>Populus diversifolia</i>
	灰杨	<i>P.pruinosa</i>
	线叶柳	<i>Salix wilhelmsiana</i>
蓼科 <i>Polygonaceae</i>	沙拐枣	<i>Calligonum mongolicum</i>
	盐穗木	<i>Halostachys caspica</i>
藜科 <i>Chenopodiaceae</i>	圆叶盐爪爪	<i>K.Schrenkianum</i>
	刺蓬	<i>Salsola pestifer</i>
	细叶虫实	<i>Corispermum heptapotamicum</i>
	星状刺果藜	<i>Echinopsilon divaricatum</i>
	假木贼	<i>Anabassis spp.</i>
毛茛科 <i>Ranunculaceae</i>	东方铁线莲	<i>Clematis orientalis</i>
豆科 <i>Leguminosae</i>	铃铛刺	<i>Halimodendron halodendron</i>
	白花苦豆子	<i>Sapbora alopecuroides</i>
	苦马豆	<i>Sphaerophysa salsula</i>
	光甘草	<i>Glycyrrhiza korshinskyi</i>
	胀果甘草	<i>G.indlata Batal</i>
	疏叶骆驼刺	<i>Althagi sparsifolia</i>
蒺藜科 <i>Zygophyllaceae</i>	骆驼蓬	<i>Peganum harmala</i>
	西伯利亚白刺	<i>Nitraria sibirica</i>
怪柳科 <i>Tamaricaceae</i>	多枝怪柳	<i>Tamarix ramosissima</i>
	刚毛怪柳	<i>T.hispida</i>
	短穗怪柳	<i>T.axa</i>
	多花怪柳	<i>T.hahcmakeri</i>
	长穗怪柳	<i>T.clongata</i>
胡颓子科 <i>Elagnaceae</i>	尖果沙枣	<i>Elagnus oxycarpa</i>
	大沙枣	<i>E.Moorcroftii</i>
夹竹桃科 <i>Apocynaceae</i>	大花罗布麻	<i>Poacynum hendersonii</i>
	茶叶花	<i>Trachomitum lancifolium</i>
萝藦科 <i>Asclepiaceae</i>	牛皮消	<i>Cynanchum sibiricum</i>
旋花科 <i>Colevolvulaceae</i>	打碗花	<i>Calystegia spium</i>
茄科 <i>Solanaceae</i>	黑刺	<i>Lycium ruthenicum</i>
列当科 <i>Orobanchaceae</i>	肉苁蓉	<i>Cistanche tubulosa</i>
菊科 <i>Compositae</i>	分枝鸦葱	<i>Scorzonera divaricata</i>
	盐生鸦葱	<i>S.Salsula</i>
	新疆绢蒿	<i>Seriphidium boratalense</i>
	小薊	<i>Cirsium setosum</i>
	鹿角草	<i>Glossogyne tenuifolia</i>
	花花柴	<i>Karelinia caspica</i>
禾本科 <i>Gramineae</i>	芦苇	<i>Phragmites communis</i>

	假苇拂子茅	<i>Calamagrostis pseudophramites</i>
	拂子茅	<i>Cepigejos</i>
	算毛	<i>Aeluropus litoralis</i>

根据《国家重点保护野生植物名录（第一批和第二批）》和《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录（第一批）》，评价区有自治区Ⅰ级保护植物：膜果麻黄、胀果甘草、大花罗布麻、肉苁蓉分布。

①罗布麻

大花罗布麻常作为伴生种与耐盐中生植物构成群落。在塔里木盆地常与芦苇(*phragmites australis*)、胀果甘草(*Glwyrrhiza inflata*)、骆驼刺(*Alhagi pseudalhagi*)、多枝怪柳(*Tamarix ramosissima*)构成群落。在个别地区还能成为优势种。草层高度达1~1.5米，在有盐结皮的重盐碱地上，常与多枝怪柳、盐穗木(*Halostachys caspica*)一起组成群落。项目所在地区为少数民族聚居区，当地经济生产中，牧业生产占较大比重，罗布麻生长受牧业生产的影响较大。同时，由于当地居民尚未对罗布麻的保护形成明确的认识，目前其保护状态不佳。项目在施工过程中，全部避让罗布麻所在区域，严禁扰动原生罗布麻。

②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。

③膨果甘草

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

④膜果麻黄

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

4.2.6 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，项目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

拟建项目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。通过对工程区内动物的实地调查和有关资料的查询，该区域主要以半灌木荒漠为主，栖息着一些耐旱型荒漠动物，以鸟类、爬行动物和啮齿类动物为主，动物种类和数量较少。

（3）野生动物种类及分布

根据现场实地调查，目前油田开发区及其邻近区域内的野生动物数量不多，以荒漠动物为主。项目所在地区内分布的主要野生脊椎动物 17 种，其中两栖类 1 种、爬行类 3 种、鸟类 10 种、哺乳类 3 种。各种野生脊椎动物分布状况见表 4.2-5。

表 4.2-5 项目区域主要野生动物名录

序号	中文名	拉丁名	留居型	分布
两栖类				
1	绿蟾蜍	<i>Bufo viridis</i>	/	±
爬行类				
2	南疆沙蜥	<i>Phrynocephalus forsythi</i>		
3	密点麻蜥	<i>Eremias multiocellata</i>	/	+
4	荒漠麻蜥	<i>Eremias przewalskii</i>	/	±

序号	中文名	拉丁名	留居型	分布
鸟类				
5	雉鸡	<i>Phasianus colchicus</i>	R	±
6	原鸽	<i>Columba livia</i>	R	+
7	灰斑鸠	<i>Streptopelia decaocto</i>	R	+
8	角百灵	<i>Eremophila alpestris</i>	R	+
9	蒙古沙雀	<i>Rhodopechys mongolica</i>	R	+
10	紫翅椋鸟	<i>Sturnus vulgaris</i>	B	++
11	寒鸦	<i>Corvus monedula</i>	W	+
12	小嘴乌鸦	<i>Corvus corone</i>	B	++
13	黑顶麻雀	<i>Passer ammodendri</i>	R	++
14	棕尾伯劳	<i>Lanius isabellinus</i>	B	++
兽类				
15	塔里木兔	<i>Lepus yarkandensis</i>	/	+
16	三趾心颅跳鼠	<i>Salpingotus kozlovi</i>	/	±
17	子午沙鼠	<i>Meriones meridianus</i>	/	±
18	鹅喉羚	<i>Gazella subgutturosa</i>	/	±

注：（1）R—留鸟；B—繁殖鸟。

（2）±—偶见种；+—常见种；++—多见种。

其中以鸟类为主，占有所有动物的 63.16%。据统计，该区域有国家二级重点保护动物 2 种，即塔里木兔及鹅喉羚；塔里木兔为我国特有种。

在油田开发区域，因石油开发建设活动早已开展，人类活动频繁，使得对人类活动敏感的野生动物早已离去，已难以再见到大中型野生动物，偶尔可见到塔里木兔和鹅喉羚的踪迹，无固定分布区。

（4）重点保护动物习性

根据《国家重点保护野生动物名录（2021 年版）》、《新疆国家重点保护野生动物名录》（2021 年 07 月 28 日发布），经过咨询当地林业局野生动物保护科以及生态环境局等单位，项目区保护动物主要为塔里木兔，为国家二级保护动物。

塔里木兔：分布在新疆南部塔里木盆地，为国家二级保护动物。塔里木兔的耳朵特别大，体形较小，体长 35~43cm，尾长 5~10cm，体重不到 2kg。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 10cm，超过其他兔类。利用长耳壳可接收到较远距离的微弱音响，及时发现并逃脱天敌。栖息于盆

地中各种不同的荒漠环境和绿洲，白天活动，晚间常在灌木丛下挖浅窟藏身。以灌木的树皮和细枝为食，也取食芦苇嫩茎。每年于 5 月和 8 月份繁殖两次，每窝产仔 2~5 只。

鹅喉羚：鹅喉羚又名长尾黄羊，俗称黄羊，隶属于偶蹄目牛科 羚羊亚科 瞪羚属。每年 12 月-翌年 1 月，鹅喉羚发情交配，此时雄羊喉部膨大，很像公鹅的头，因此得名鹅喉羚。该种分布区域广泛，从阿拉伯半岛、伊朗、阿富汗和中亚，向东直到中国西北和蒙古境内的广大地区都有其分布。近几十年来，由于栖息地的丧失、过度捕猎及偷猎，全球范围内鹅喉羚种群数量锐减。我国于 1989 年将其列为国家二级保护动物，1994 年 IUCN 红色名录列为 LR 级（低危种），2006 年将其列为 VU 级（易危种）（IUCN，2006）。鹅喉羚在拜城县北部的山前冲洪积扇和低山山区有广泛的分布（海拔 1300m-3000m），由于水源、食源丰富且分布广，项目区的鹅喉羚无固定的饮水点和觅食点，无固定栖息地、繁殖地，项目区鹅喉羚分布密度约 0.5 只/km²。

4.2.7 区域环境敏感目标调查及评价

4.2.7.1 水土流失重点治理区

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

项目所在区域轮台县属于自治区级塔里木河流域重点治理区。根据《2019 年新疆维吾尔自治区水土保持公报》，轮台县水土流失主要为风力侵蚀，轻度侵蚀比例占 96.77%。主要侵蚀土地利用类型为沙地和草地。

根据评价区土地利用，结合现场调查地形地貌及植被覆盖程度，分析评价区域土地荒漠化现状。项目区域地势平坦，主要土地利用类型为沙地和盐碱地。植被主要是柽柳灌丛，盖度 10%-20%。一般大风风速就可引起风蚀和扬沙作用，主要水土流失类型为中度风蚀。

4.2.7.2 公益林

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

工程所在区内分布的重点公益林类型为灌木林地，优势树种为胡杨、怪柳、琵琶柴，公益林为轮台县地方公益林。本工程与公益林位置关系图见图 4.2-3。

4.2.8 小结

项目地处天山南麓，塔克拉玛干沙漠北部边缘。根据现场和资料收集，项目区无自然保护区、风景名胜区、水源保护区等敏感目标，主要生态敏感目标为项目区内的动植物。项目区域主要以荒漠生态系统为主，根据《新疆生态功能区划》，项目区处于塔里木河上中游乔灌木及胡杨林保护生态功能区，区域内植被以盐生灌丛植被为主，区域内除受油田开发影响外，其它人为干扰较小，基本保持原自然荒漠生态环境。区域土壤属于碱性土壤，土壤未受到油田开发的污染。区域土壤现状质量一般。评价区内植被种类单一，郁闭度小，分布不均匀，生物量低，植被多样性单一，种群集群分布，生态系统脆弱，植被群落稳定性差。

4.3 环境空气质量现状调查与评价

4.3.1 区域大气环境质量达标判定

目前，库尔勒市国控点空气质量水平数据作为国家判定巴州整体空气指标达标与否的依据。本工程采用库尔勒市 2020 年的监测数据，作为本工程环境空气质量现状评价基本污染物 SO₂、NO₂、CO、O₃、PM₁₀ 和 PM_{2.5} 的数据来源。空气质量达标区判定结果见表 4.3-1。

表 4.3-1 巴州环境空气质量达标判定结果

污染物	年评价指标	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	标准值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)	达标情况
SO ₂	年平均质量浓度	5	60	8.33	达标
NO ₂	年平均质量浓度	20	40	50	达标
CO	24 小时平均第 95 百分位数	1000	4000	25	达标
O ₃	日最大 8 小时滑动平均值的 第 90 百分位数	114	160	71.25	达标
PM ₁₀	年平均质量浓度	79	70	112.86	超标
PM _{2.5}	年平均质量浓度	31	35	88.57	达标

工程所在巴州 SO₂、NO₂、年平均浓度及 CO、O₃ 日平均浓度均满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 的二级标准要求；PM_{2.5} 年浓度达到《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 中二级标准限值要求，PM₁₀ 年浓度超过《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 中二级标准限值要求，超标原因主要是受季节性沙尘天气等因素影响。因此巴州为环境空气质量不达标区。

4.3.2 特征因子补充监测

(1) 监测点位

本次委托新疆中测测试有限责任公司对项目区环境空气中特征污染物进行了监测。监测点位基本信息见表 4.3-2 和图 4.3-1。

表 4.3-2 补充监测点位基本信息 单位：mg/m³

监测点名称	地理坐标	监测因子	监测时段
项目区背景值	**	非甲烷总 烃、硫化氢	连续监测 7 天、每天采样 4 次。
7 号计量站	**		
LN2-3-1	**		
拟建先导试验站	**		

(2) 监测因子

监测项目：非甲烷总烃、硫化氢。

(3) 监测时间及频次

特征因子补充监测时间为 2022 年 2 月 3 日-2022 年 2 月 9 日。非甲烷总烃、硫化氢采用 1 小时浓度每天采样 4 次，每次采样不少于 45 分钟。

(4) 采样及分析方法

各监测项目的采样方法按国家环保总局颁布的《环境空气监测技术规范》的规定执行；分析方法按《空气和废气监测分析方法》和《环境空气质量标准》（GB3095-2012）引用标准的有关规定执行。具体见表 4.3-3。

表 4.3-3 大气污染物采样分析及依据

序号	监测项目	分析方法	依据	检出限（mg/m ³ ）
1	H ₂ S	亚甲蓝分光光度法	GB/T 11742-1989	0.005
2	NMHC	气相色谱法	HJ604-2017	0.07

(5) 评价标准

非甲烷总烃参考《大气污染物综合排放标准详解》，以 2.0mg/m³ 作为环境质量标准限值；H₂S 参照《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的浓度限值（10μg/m³）。

(6) 评价方法

采用最大值占标率法进行评价区环境空气质量现状评价，计算公式如下：

$$Pi = Ci / C_{0i}$$

式中：Pi—污染物 i 的占标率；

Ci—污染物 i 的实测浓度，mg/m³；

C_{0i}—污染物 i 的评价标准，mg/m³。

(7) 监测及评价结果

监测结果见表 4.3-4。

表 4.3-4 非甲烷总烃监测结果统计一览表 单位：mg/m³

监测点位	污染物	平均时间	评价标准	监测浓度范围	最大浓度占标率 (%)	超标率 (%)	达标情况
项目区背景值	H ₂ S	1h 平均	0.01	ND	0	0	达标
	非甲烷总烃		2	0.26-0.55	27.5	0	达标
7 号计量站	H ₂ S		0.01	ND	0	0	达标
	非甲烷总烃		2	0.25-0.49	24.5	0	达标

LN2-S23-19X	H ₂ S		0.01	ND	0	0	达标
	非甲烷总烃		2	0.27-0.44	22	0	达标
拟建先导试验站	H ₂ S		0.01	ND	0	0	达标
	非甲烷总烃		2	0.25-0.50	25	0	达标

由监测结果可知，监测期间评价区非甲烷总烃 1 小时平均浓度未超过《大气污染物综合排放标准详解》中参考限值，H₂S 1 小时平均浓度未超过《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的浓度限值。

4.4 声环境现状

4.4.1 监测点布设

本次布设 10 个噪声监测点位，位于项目区背景点、拟建先导试验站和 7 号计量站、3 号计量站、LN2-S23-19X 井的厂界。监测工作由新疆中测测试有限责任公司完成。监测点位见图 4.3-1。

4.4.2 监测时间

声环境质量现状监测时间为 2022 年 2 月 3 日-2022 年 2 月 4 日，连续监测 2 天，分昼间和夜间两个时段进行。

4.4.3 监测方法

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

4.4.4 评价标准

评价区声环境现状执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准，即昼间 60dB（A），夜间 50dB（A）。

4.4.5 评价方法

评价方法采用直接对标法。

4.4.6 监测结果

监测及评价结果统计见表 4.4-1。

表 4.4-1 声环境现状监测统计结果一览表

监测点名称	监测时间	测量结果（dB(A)）	评价结果
-------	------	-------------	------

			昼间		夜间		
			实测值	标准值	实测值	标准值	
项目区背景点	2022 年 2 月 3 日		41.6	60	36.6	50	达标
	2022 年 2 月 4 日		40.6		36.5		达标
拟建先导试验站	2022 年 2 月 3 日		42.2		36.1		达标
	2022 年 2 月 4 日		41.1		36.3		达标
7 号计量站	东	2022 年 2 月 3 日	46.0		38.9		达标
	南		45.5		38.0		达标
	西		47.0		39.5		达标
	北		48.2		40.8		达标
	东	2022 年 2 月 4 日	46.0		40.5		达标
	南		43.7		39.6		达标
	西		46.1		40.2		达标
	北		47.1		40.9		达标
3 号计量站	东	2022 年 2 月 3 日	42.6		36.6		达标
	南		43.4		37.9		达标
	西		41.5		37.3		达标
	北		42.6		36.8		达标
	东	2022 年 2 月 4 日	41.4		36.8		达标
	南		44.4		36.9		达标
	西		42.8		38.0		达标
	北		41.2		36.3		达标
LN2-S23-19X 井	东	2022 年 2 月 3 日	44.3		37.0		达标
	南		42.2		36.2		达标
	西		42.3		36.6		达标
	北		44.7		38.5		达标
	东	2022 年 2 月 4 日	42.3		37.1		达标
	南		41.4		36.0		达标
	西		41.5		36.6		达标
	北		44.0		38.4		达标

4.4.7 评价结果

从表 4.4-1 可以看出，各监测点位噪声值均未超出标准值，声环境现状满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求。

4.5 地下水环境现状调查与评价

4.5.1 监测点位布设

根据项目所在区域水文地质条件及地下水流向,在评价区域内本项目开发区块选取 5 个潜水水质监测点。监测点位置见图 4.3-1。地下水监测点情况表 4.5-1。

表 4.5-1 本项目地下水监测点情况统计表

监测点位置	坐标	功能	井深	监测对象
LN2-S2-12	**	油田例行监测井	30m	潜水
LG-16	**	油田例行监测井	30m	
LN3-3-23H	**	油田例行监测井	30m	
LG-17	**	油田例行监测井	30m	
LG-20	**	油田例行监测井	30m	

4.5.3 监测时间及频率

监测时间为 2022 年 1 月,监测 1 天,每个点位采样 1 次。

4.5.4 监测项目及分析方法

(1) 监测项目

pH 值、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、钠、总大肠菌群、细菌总数、氰化物、亚硝酸盐氮、硝酸盐(以氮计)、氟化物、汞、砷、镉、六价铬、铅、钾、钙、镁、碳酸盐、重碳酸盐、石油类共 29 项。

(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)有关标准和规范执行。

分析方法、各因子检出限等详细情况见表 4.5-2。

表 4.5-2 地下水环境监测因子和检测因子分析方法一览表

检测项目	检测依据	主检仪器
pH	HJ 1147-2020 水质 pH 值的测定 电极法	FE28 型 pH 计 XJZC160
总硬度	GB 7477-1987 水质 钙和镁总量的测定 EDTA 滴定法	-
溶解性总固体	GB/T 5750.4-2006 生活饮用水标准检验方法 感官性状和物理指标	FA2104B 电子天平 XJZC03
耗氧量	GB 11892-1989 水质 高锰酸盐指数的测定	-
氯化物	GB 11896-89 水质 氯化物的测定 硝酸银滴定法	
钙	GB 7476-87 水质 钙的测定 EDTA 滴定法	
镁	-	
碳酸盐	DZ/T 0064.49-2021 地下水水质分析方法 第 49 部分：碳酸根、重碳酸根和氢氧根离子的测定 滴定法	
重碳酸盐		

菌落总数	GB/T 5750.12-2006 生活饮用水标准检验方法 微生物指标	SPX-150B 生化（霉菌）培养箱 XJZC05
总大肠菌群		
氨氮	HJ 535-2009 水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法	UV1801 紫外可见分光光度计 XJZC130
硝酸盐氮	GB 7480-1987 水质 硝酸盐氮的测定 酚二磺酸分光光度法	721G 可见分光光度计 XJZC116
亚硝酸盐氮	GB 7493-87 水质 亚硝酸盐氮的测定 分光光度法	
挥发酚	HJ 503-2009 水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法	
氰化物	GB/T 5750.5-2006 生活饮用水标准检验方法 无机非金属指标	
六价铬	GB/T 5750.6-2006 生活饮用水标准检验方法 金属指标	
氟化物	HJ 488-2009 水质 氟化物的测定 氟试剂分光光度法	
硫化物	GB/T 16489-1996 水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法	
硫酸盐	GB 11899-1989 水质 硫酸盐的测定 重量法	FA2104B 电子天平 XJZC03
铅	GB/T 5750.6-2006 生活饮用水标准检验方法 金属指标	PinAAcle900T 原子吸收光谱仪 XJZC182
镉		
铁		
锰		
汞	HJ 694-2014 水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法	AFS-9700 原子荧光光度计 XJZC73
砷		
石油类	GB/T 5750.7-2006 生活饮用水标准检验方法 有机物综合指标	OIL460 红外分光光度计 XJZC72
钾*	GB 8538-2016 食品安全国家标准饮用天然矿泉水检验方法	XD3S-YQ-026 原子吸收分光光度仪
钠*		

4.5.5 地下水环境质量现状评价

（1）评价标准

根据轮南油田历史环评报告及后评价报告，区内石油类参照《地表水质量标准》(GB3838-2002) III类标准；其他因子执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) IV 类标准。

（2）评价方法

评价方法采用标准指数法。

①对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算公式：

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

式中： P_i ——第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i ——第 i 个水质因子的监测浓度，mg/L；

C_{si} ——第 i 个水质因子的标准浓度，mg/L。

②对于评价标准为区间值的水质因子(如 pH 值)，其标准指数计算公式：

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

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

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。

4.5.3.2 监测及评价结果

(1) 地下水质量现状监测与评价

本次环评地下水监测及结果见表 4.5-3。

表 4.5-3 地下水水质现状监测及评价结果（潜水）

监测点			LN2-S2-1 2	LG-16	LN3-3-23 H	LG-17	LG-20
监测因子							
pH 值（无量纲）	标准值	监测值	8.1	8.0	7.7	8.3	7.4
	5.5~6.5 8.5~9.0	标准指数	0.55	0.5	0.35	0.65	0.2
总硬度（mg/L）	标准值	监测值	5.89×10^3	2.74×10^4	6.09×10^3	973	7.83×10^3
	≤ 650	标准指数	9.1	4.2	9.4	1.5	12.0
溶解性总固体 （mg/L）	标准值	监测值	1.18×10^4	1.71×10^5	1.67×10^4	2.52×10^3	2.55×10^4
	≤ 2000	标准指数	5.9	85.5	8.35	1.26	12.75
硫酸盐（mg/L）	标准值	监测值	3.20×10^3	4.06×10^3	3.67×10^3	1.02×10^3	4.69×10^3
	≤ 350	标准指数	9.1	11.6	10.5	2.9	13.4
氯化物（mg/L）	标准值	监测值	3.76×10^3	9.84×10^4	7.14×10^3	780	1.41×10^4
	≤ 350	标准指数	10.7	281.1	20.4	2.2	40.3
铁（mg/L）	标准值	监测值	ND	ND	ND	ND	ND
	≤ 2.0	标准指数	/	/	/	/	/
锰（mg/L）	标准值	监测值	ND	ND	ND	ND	ND

	≤1.50	标准指数	/	/	/	/	/
挥发酚（mg/L）	标准值	监测值	ND	0.0005	ND	ND	0.0006
	≤0.01	标准指数	/	0.05	/	/	0.06
耗氧量（mg/L）	标准值	监测值	1.4	1.6	1.0	1.5	1.1
	≤10.0	标准指数	0.14	0.16	0.10	0.15	0.11
氨氮（mg/L）	标准值	监测值	0.204	0.171	0.086	0.105	0.095
	≤1.50	标准指数	0.1	0.1	0.06	0.07	0.06
硫化物（mg/L）	标准值	监测值	ND	0.006	ND	ND	ND
	≤0.10	标准指数	/	0.06	/	/	/
钠（mg/L）	标准值	监测值	2130.13	41489.03	2640.22	461.79	6577.63
	≤400	标准指数	5.3	103.7	6.6	1.2	16.4
总大肠菌群（MPN/100mL）	标准值	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	≤100	标准指数	/	/	/	/	/
细菌总数（CFU/mL）	标准值	监测值	70	70	90	80	80
	≤1000	标准指数	0.07	0.07	0.09	0.08	0.08
氰化物（mg/L）	标准值	监测值	ND	0.002	ND	ND	ND
	≤0.1	标准指数	/	0.02	/	/	/
亚硝酸盐氮（mg/L）	标准值	监测值	0.013	ND	ND	ND	0.036
	≤4.80	标准指数	0.0027	/	/	/	0.0075
硝酸盐（以氮计）（mg/L）	标准值	监测值	0.53	3.84	0.77	ND	0.66
	≤30.0	标准指数	0.18	0.13	0.03	/	0.02
氟化物（mg/L）	标准值	监测值	1.38	0.74	0.72	0.43	1.36
	≤2.0	标准指数	0.69	0.37	0.36	0.22	0.68
汞（μg/L）	标准值	监测值	ND	ND	ND	ND	ND
	≤0.002	标准指数	/	/	/	/	/
砷（μg/L）	标准值	监测值	1.0	0.8	0.6	1.0	0.9
	≤0.05	标准指数	0.02	0.016	0.012	0.02	0.018
镉（μg/L）	标准值	监测值	ND	ND	ND	ND	ND
	≤0.01	标准指数	/	/	/	/	/
六价铬（mg/L）	标准值	监测值	ND	ND	ND	ND	ND
	≤0.10	标准指数	/	/	/	/	/
铅（μg/L）	标准值	监测值	ND	ND	ND	ND	ND
	≤0.10	标准指数	/	/	/	/	/
钾（mg/L）	/	监测值	21.63	1057.85	23.04	13.04	50.64

钙 (mg/L)	/	监测值	561	9.80×10^3	772	66.2	920
镁 (mg/L)	/	监测值	1.09×10^3	711	1.01×10^3	196	1.34×10^3
碳酸盐 (mg/L)	/	监测值	ND	ND	ND	27.8	5.45
重碳酸盐 (mg/L)	/	监测值	49.3	775	123	244	153
石油类 (mg/L)	标准值	监测值	ND	ND	ND	ND	ND
	≤ 0.05	标准指数	/	/	/	/	/

备注: K^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 等无标准值, 不参与评价。

由表 4.5-3 分析可知, 由上表可知, 各潜水监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)III类标准, 其余监测因子除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、钠外, 均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)IV类标准类标准。总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、钠超标与区域水文地质条件有关, 反应的是干旱区浅层地下水的共性。

4.6 土壤环境现状调查与评价

4.6.1 土壤类型及分布调查

工程区域主要以草甸土和盐土为主。项目区土壤类型图见图 4.6-1。

(1) 盐土

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

(2) 草甸土

草甸土主要分布在塔里木南岸, 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。

4.6.2 土壤环境质量现状监测

4.6.2.1 监测点位

占地范围内：布设 4 个监测点，其中 1 个表层样点（先导试验站）、3 个柱状样点（先导试验站、7 号计转站、LN2-S23-19X）

占地范围外：布设 2 个表层样点（LN2-S23-19X 井场外 200m 范围内、LN2-TC1 井场外 200m 范围内）。

4.6.2.2 监测时间

土壤监测采样日期为 2022 年 2 月，监测单位为新疆中测测试有限责任公司。

4.6.2.3 监测因子

土壤监测因子如下：

（1）基本因子：《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地的 45 项基本因子：砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷，1,2-二氯乙烷，1,1-二氯乙烯，顺-1,2-二氯乙烯，反-1,2-二氯乙烯，二氯甲烷，1,2-二氯丙烷，1,1,1,2-四氯乙烷，1,1,2,2-四氯乙烷，四氯乙烯，1,1,1-三氯乙烷，1,1,2-三氯乙烷，三氯乙烯，1,2,3-三氯丙烷，氯乙烯，苯，氯苯，1,2-二氯苯，1,4-二氯苯，乙苯，苯乙烯，甲苯，间二甲苯+对二甲苯，邻二甲苯，硝基苯，苯胺，2-氯酚，苯并[a]蒽，苯并[a]芘，苯并[b]荧蒽，苯并[k]荧蒽，蒽，二苯并[a,h]蒽，茚并[1,2,3-cd]芘、萘。

（2）特征因子：石油烃。

4.6.2.4 评价标准

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

4.6.2.5 评价方法

采用标准指数法：

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

式中：Ci——i 污染物的监测值；

Si——i 污染物的评价标准值；

Pi——i 污染物的污染指数

4.6.2.6 监测结果与评价

土壤现状监测与评价结果见表 4.6-1、4.6-2。

表 4.6-1 先导试验站表层样监测结果统计表 单位：mg/kg pH 无量纲

序号	污染物项目	监测结果			标准限值 (mg/kg)	是否达标
		单位	先导试验站	Pi		
1	砷	mg/kg	18.8	0.31	60	达标
2	镉	mg/kg	0.08	1.23×10^{-3}	65	达标
3	六价铬	mg/kg	ND	/	5.7	达标
4	铜	mg/kg	ND	/	18000	达标
5	铅	mg/kg	10.4	0.013	800	达标
6	汞	mg/kg	0.037	9.74×10^{-4}	38	达标
7	镍	mg/kg	44	0.048	900	达标
8	石油烃	mg/kg	ND	/	4500	达标
9	四氯化碳	mg/kg	ND	/	2.8	达标
10	氯仿	mg/kg	ND	/	0.9	达标
11	氯甲烷	mg/kg	ND	/	37	达标
12	1,1-二氯乙烷	mg/kg	ND	/	9	达标
13	1,2-二氯乙烷	mg/kg	ND	/	5	达标
14	1,1-二氯乙烯	mg/kg	ND	/	66	达标
15	顺-1,2-二氯乙烯	mg/kg	ND	/	596	达标
16	反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	ND	/	54	达标
17	二氯甲烷	mg/kg	ND	/	616	达标
18	1,2-二氯丙烷	mg/kg	ND	/	5	达标
19	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	ND	/	10	达标
20	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	ND	/	6.8	达标
21	四氯乙烯	mg/kg	ND	/	53	达标
22	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	ND	/	840	达标
23	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	ND	/	2.8	达标
24	三氯乙烯	mg/kg	ND	/	2.8	达标
25	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	ND	/	0.5	达标
26	氯乙烯	mg/kg	ND	/	0.43	达标
27	苯	mg/kg	ND	/	4	达标
28	氯苯	mg/kg	ND	/	270	达标
29	1,2-二氯苯	mg/kg	ND	/	560	达标
30	1,4-二氯苯	mg/kg	ND	/	20	达标
31	乙苯	mg/kg	ND	/	28	达标
32	苯乙烯	mg/kg	ND	/	1290	达标
33	甲苯	mg/kg	ND	/	1200	达标
34	间二甲苯+对二甲苯	mg/kg	ND	/	570	达标
35	邻二甲苯	mg/kg	ND	/	640	达标
36	硝基苯	mg/kg	ND	/	76	达标
37	苯胺	mg/kg	ND	/	260	达标

38	2-氯酚	mg/kg	ND	/	2256	达标
39	苯并（a）蒽	mg/kg	ND	/	15	达标
40	苯并（a）芘	mg/kg	ND	/	1.5	达标
41	苯并（b）荧蒽	mg/kg	ND	/	15	达标
42	苯并（k）荧蒽	mg/kg	ND	/	151	达标
43	蒽	mg/kg	ND	/	1293	达标
44	二苯并（a,h）蒽	mg/kg	ND	/	1.5	达标
45	茚并（1,2,3-cd）芘	mg/kg	ND	/	15	达标
46	萘	mg/kg	ND	/	70	达标

表 4.6-2 土壤监测及评价结果（石油烃） 单位：mg/kg

占地范围内 柱状样监测点位	监测层位	标准限值	监测结果 (mg/kg)	标准指数	评价结果
先导试验站	0~0.5m	4500	61	0.014	达标
	0.5~1.5m		60	0.013	达标
	1.5~3.0m		60	0.013	达标
7 号计转站	0~0.5m		59	0.013	达标
	0.5~1.5m		59	0.013	达标
	1.5~3.0m		55	0.012	达标
LN2-S23-19X	0~0.5m		74	0.016	达标
	0.5~1.5m		72	0.016	达标
	1.5~3.0m		69	0.015	达标
占地范围外 表层样监测点位	监测层位		监测结果 (mg/kg)	标准指数	评价结果
LN2-S23-19X	0~0.2m		77	0.017	达标
LN2-TC1	0~0.2m		78	0.017	达标

由监测结果可知：评价范围内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。

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

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

(1) 油田开发建设工程对生态环境影响具有区域性环境影响特征。

(2) 在工程开发范围内各具体环境影响组份呈点块状（如井场等）和线状（如集输管线等）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，工程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。

5.1.2 生态环境影响

5.1.2.1 占地影响分析

本工程共部署采油井 38 口（均为老井）、注 CO₂ 井 5 口（老井）、注水井 6 口（均为老井）。新建先导试验站 1 座、改建 5 座计量站、更换新建集输、注入管道若干 66.13km。

本项目总占地面积 59.09hm²，其中永久性占地面积为 3.19hm²，临时占地面积 55.9hm²。工程占地类型主要为盐碱地、草地及少量林地，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。

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，工程占地影响也会逐步减弱。

5.1.2.2 水土流失影响分析

根据《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4号），根据《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水〔2019〕4号），项目所在区域轮台县属于塔里木流域水土流失重点治理区。

项目区地面建设工程实施中，会使施工带范围内的土体结构遭到破坏，其范围内的植被也会受到严重破坏甚至被彻底清除，导致风沙作用加剧，因此大规模的油气勘探开发可能促使生态环境进一步恶化。其影响主要表现在以下施工期和运营期两个方面。

（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，据邻近油气田的调查结果表明，随沙化增强，盐分含量降低。

（3）对油区公路、管线、井场的危害

拟建工程对水土流失的影响主要发生在施工期，主要表现在：

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

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

拟建工程所在区域轮台县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，减小因拟建工程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。

5.1.2.3 对植被的影响分析

本项目中，钻井工程、管线敷设工程、道路工程建设是造成植被破坏的主要原因，此外，施工人员活动也会对项目植被造成一定的影响。本项目对植被的影响主要影响形式是对土地的占用以及施工阶段清场过程中对地表植被的清理及施工过程中的碾压。井场施工过程中有部分地表土地被各种构筑物或砾石覆盖，工程结束后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较大的变化。地表保护层被破坏后，其稳定性下降，防止水土流失的能力也随之下降。

项目区域评价区自然植被主要有 2 种植被类型，即荒漠植被和灌丛植被；3

个群系，即多枝桉柳群系、胡杨群系、芦苇群系。

（1）扬尘对植被的影响

工程开发建设中的扬尘是对植被生长产生影响的因素之一，扬尘产生的颗粒物在植物地上器官(叶、茎、花和果实)沉降将对植物产生直接影响。沉降物在植物表面的扬尘以干粉尘、泥膜等形式累积，植物表面上的沉降物覆盖层阻塞气孔，导致气体交换减少，叶片温度升高，光合作用下降，叶片黄化干缩，植物的干物质生产受到影响。一般情况下，大范围内很低浓度的颗粒物慢性沉降不至于对自然生态系统产生不利影响，只有当颗粒物的沉降速率很高时才会造成生态问题。但对植物的伤害程度还取决于周围的环境及地形。

结合工程区域具体情况分析：该区域多风、少雨、干旱、地形开阔的自然条件使得大气中扬尘易扩散，加之工程施工阶段污染源分散，因此在正常情况下扬尘浓度低，工期短，对植被影响不大。

（2）施工废弃物对植被的影响

井场施工过程中产生的建筑垃圾，不及时清理，会压覆生长的植被；在管道工程中，管道防腐是不可缺少的一个重要工序，是防止事故发生的主要保护措施；在施工现场对管线进行防腐处理，不可避免地要有一些防腐材料散落在环境中，对土壤和植被产生一定的影响。其附着在植物体上会阻碍植物叶片呼吸及光合作用；施工废弃物、塑料袋、矿泉水瓶等生活垃圾的胡乱丢弃会造成白色污染而影响土壤，在大风季节塑料袋被吹挂在植物体上，这样不仅影响景观，亦影响植物的生长。但这种影响是有可能杜绝的，在施工中只要加强环保宣传，就会使这种影响降到最小程度甚至没有。

（3）施工期人为活动对植被的影响

人为活动对植被的影响主要表现为施工人员和作业机械对草本植物的践踏、碾压和灌木植物的砍伐等。从干旱荒漠生态系统的脆弱性角度考虑，原始环境中人类活动的介入，荒漠区单位面积上人口活动密度的增大，将导致荒漠区开发范围(施工范围)内及边缘区域地表土壤被践踏和自然植被覆盖度减少，初级生产力水平下降，使该区域的局部地带荒漠化的可能性增大，形成次生性沙漠化土地。其造成荒漠化的可能有以下几种途径。

①由于开发及施工过程中人类践踏形成的小面积局部地段的次生裸地，从而

增加产生沙化的可能性；其多集中在临时性占地外围 50m 范围内，这种影响一般为短期性影响，且强度不大，施工结束，这一影响也逐渐消除。

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

（4）生物损失计算

永久占地和临时用地都会导致生物量损失。生物量损失按下式计算：

$$Y=\sum S_i \cdot W_i$$

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

本项目总占地面积 59.09hm²，其中永久性占地面积为 3.19hm²，临时占地面积 55.9hm²，主要植被类型为多枝怪柳，植被覆盖度约为 10%。项目区草场属于五等 8 级草场，平均鲜草量 750kg/hm²，永久占地生物量损失为 2.43t；临时用地生物量损失为 42.41t，项目区的植被损失主要来自临时占地，因此只要加强施工管理，认真做好施工结束后的迹地恢复工作，工程建设对植被的环境影响是可以接受的。

5.1.2.4 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项目占地，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。

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，随着建设的各个过程，井区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。

井区内各种野生动物经过长期的适应已形成较稳定的取食、饮水、栖息活动范围和分布，油田开发过程中地面建设占地将使原有的野生动物的分布、栖息活动范围受到压缩。人为活动的干扰使得开发区域上空活动的鸟类相对于人类未干扰区要少，而使得局部地段二、三级营养结构中的爬行类(啮齿类)和昆虫类数量有所增加或活动频度增大。这些占地影响对地面活动的野生动物种类产生隔离作

用，使原分布区内的种类向外扩，而施工结束后，随着人类活动和占地的减少，原有生境将逐步恢复，野生动物对新环境适应后其活动和分布范围亦将恢复。

5.1.3 重点公益林的影响分析

工程所在区内分布的重点公益林类型为林地、灌木林地，优势树种为怪柳、琵琶柴，植被盖度为 10-20%，其中涉及国家二级公益林 72 号林班：3 号、20 号、23 号小班、29 号小班，涉及轮台县地方公益林 72 号林班：21 号小班。

工程建设占用一定面积的灌木林地，部分施工地段的植被受到破坏，但由于本工程临时占用林地，施工期影响是短暂的，工程建成后，通过异地植被恢复措施，这些影响将消除。

本工程的林地征用应按照《国家级公益林管理办法》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）等有关工程征地补偿标准进行。管道穿越林地所造成的林业损失既是一次性的，又是永久性的。因此，要求本工程在选线设计、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。

5.1.4 退役期生态环境影响分析

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

退役期的环境影响以生态环境的恢复为主，同时封井和井场清理也会产生少量扬尘和建筑垃圾，会对周围的环境造成一定影响。油井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等。在这期间，将会产生少量扬尘和固体废物。在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，文明施工，防止水泥等的洒落与飘散，同时在清理井场时防止飞灰、扬尘的产生，尽可能降低对周边大气环境的影响。

另外，井场清理等工作还会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃管线、残渣等进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用，废弃建筑残渣外运至指定处理场填埋处理。固体废物的妥善处理，可以有效控制

对区域环境的影响。

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

5.1.5 小结

本项目建设区域没有自然保护区、风景名胜区、基本农田等生态环境敏感目标，项目对生态环境的影响主要来自施工期占地的影响，本项目总占地面积 59.09hm^2 ，其中永久性占地面积为 3.19hm^2 ，临时占地面积 55.9hm^2 ，目前建设单位正在办理土地占用手续，由于工程造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降。

项目占用林地轮台县重点公益林中所占比例微小，林地征用应按照《国家级公益林管理办法》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)等有关工程征地补偿标准进行。对林业资源产生的影响很小。

由于本工程区人为干扰活动频繁，野生动物出没极少，因而极少动物出入油田区域，故本工程对动物区域性生境不产生明显影响。油田开发过程中，施工迹地植被将消失而形成裸地，临时占地一般在3-5年或更长时间内向原生植被群落演替。在整个油田开发过程中，临时占地和永久占地的影响范围较小，建设项目对该区域生态系统稳定性及完整性的影响不大。

5.2 大气环境影响分析

5.2.1 施工期环境空气影响分析

5.2.1.1 污染源分析

施工期废气主要为管线敷设、道路和地面工程建设等过程中产生的扬尘及施工车辆尾气等，均为无组织排放，随施工结束而消失。

5.2.1.2 施工期大气环境影响分析

本项目在施工期对环境空气的影响主要为及管线敷设、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。

（1）运输车辆扬尘的影响分析

施工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。

本项目主要利用现有油田道路，修建道路 549m，路面硬化，这部分扬尘影响大大减轻。

（3）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；③灰土拌和、混凝土拌和加工都会产生扬尘和粉尘；④物料运输车辆在施工场地运行过程中将产生大量尘土。

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

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

5.2.2 运营期大气环境影响分析

5.2.2.1 区域地面污染气象特征分析

本项目核定的大气评价等级为二级，按《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）要求只分析常规地面气象资料统计特征量。本工程位于新疆维吾尔自治区巴音郭楞蒙古自治州轮台县境内。本次收集了轮台县常年的地面观测数据进行统计分析。

（1）风速

区域内近 30 年各月平均风速变化情况见表 5.2-2，近 30 年各月平均风速变化曲线见图 5.2-1。

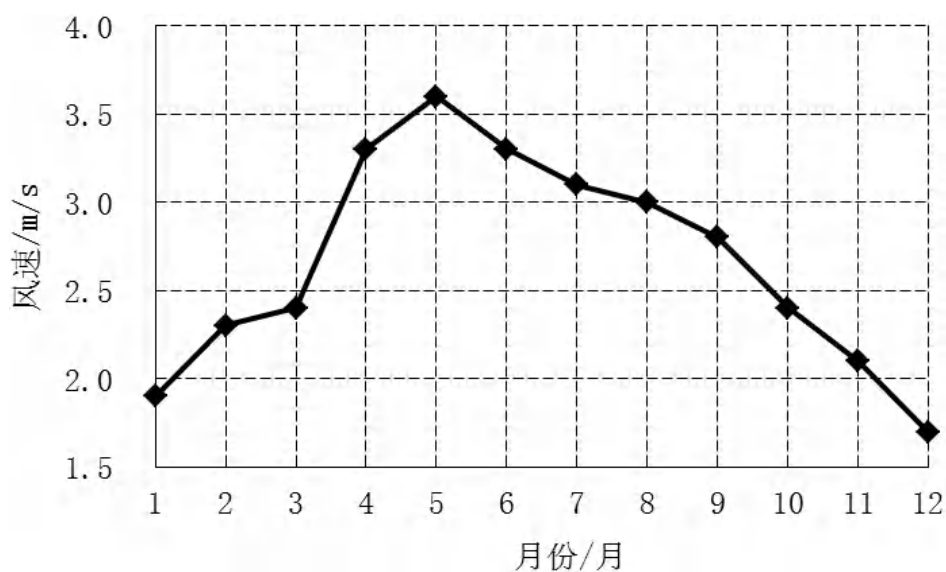


图 5.2-1 轮台县近 30 年各月平均风速变化曲线图

表 5.2-1 轮台县近 30 年各月平均风速变化统计表

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	平均
风速(m/s)	1.9	2.3	2.4	3.3	3.6	3.3	3.1	3.0	2.8	2.4	2.1	1.7	2.65

由表 5.2-2 可知，区域近 30 年平均风速为 2.65m/s，5 月份平均风速最大为 3.6m/s，12 月份平均风速最低，为 1.7m/s。

（2）风向、风频

轮台县近 30 年平均各风向风频变化情况见表 5.2-2，近 30 年风频玫瑰图见图 5.2-2。

表 5.2-2 轮台县近 30 年不同风向对应频率统计一览表

风向	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S
频率	8.81	5.39	4.12	4.66	4.62	2.77	2.21	2.18	3.45
风向	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C	—
频率	5.40	9.35	9.22	6.60	5.79	11.42	13.76	0.24	—

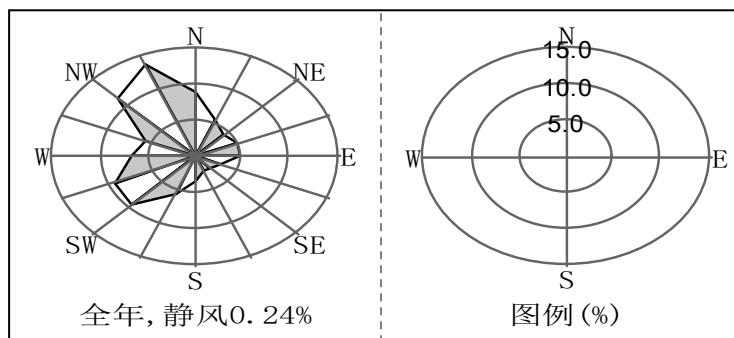


图 5.2-2 轮台县近 30 年风频玫瑰图

由表 5.2-2 分析可知,轮台县近 30 年连续三个风向角(NW-NNW-N)风频之和最大为 33.99%, 大于 30%, 因此气象资料统计结果显示该地区主导风向为 NW-NNW-N。

5.2.2.2 大气环境影响预测与评价

(1) 预测因子

根据工程污染源、工程区域环境的特点,结合环境影响因素分析结果,确定本次评价的大气环境影响预测因子为油气集输过程中无组织排放的非甲烷总烃和硫化氢。

(2) 预测模式

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)的相关规定,本次环境影响预测采用 AERSCREEN 估算模式。估算模式 AERSCREEN 是一个单源高斯烟羽模式,可计算点源、火炬源、面源和体源的最大地面浓度,以及下洗和岸边熏烟等特殊条件下最大地面落地浓度。估算模式中嵌入了多种预测的气象组合条件,包括一些最不利的气象条件,在某个地区有可能发生,也有可能没有此种不利气象条件。所以经估算模式计算出的是某一污染源对环境空气重量的最大影响程度和影响范围的保守计算结果。

(3) 无组织废气对大气环境影响预测

本项目运营期产生的无组织大气污染物主要为油气集输过程中的烃类和硫化氢无组织挥发,产生点主要集中在站场、管线设备接口、阀门处等,本次评价选取无组织排放影响较大的新建先导试验站进行预测。

①污染源参数

根据废气污染源章节中无组织排放非甲烷总烃和硫化氢的核算,本次评价对

LN212H 井的无组织废气进行预测分析。无组织废气污染物排放参数见表 5.2-3。

表 5.2-3 无组织废气排放参数一览表

污染源名称	中心点坐标(°)		海拔高度(m)	矩形面源		面源高度(m)	年排放小时数(h)	污染物排放速率(kg/h)	
	经度	纬度		长度(m)	宽度(m)			NMHC	H ₂ S
新建先导试验站	**	**	927	200	124	8	7920	0.136	0.0001

③预测结果

本项目大气环境影响评价等级为二级。根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)的相关规定：“二级评价项目不进行进一步预测，只对污染物排放量进行核算”。故本次只对采用 AERSCREEN 模式预测的结果进行评价，不进行进一步预测。估算模式预测结果见表 5.2-4。

表 5.2-7 估算模式预测污染物扩散结果

距源中心下风向距离(m)	先导试验站无组织排放			
	NMHC		H ₂ S	
	下风向预测浓度(mg/m ³)	占标率(%)	下风向预测浓度(mg/m ³)	占标率(%)
10	0.021237	1.06	0.000016	0.16
50	0.030924	1.55	0.000023	0.23
100	0.042262	2.11	0.000031	0.31
150	0.048044	2.4	0.000035	0.35
200	0.050098	2.5	0.000037	0.37
210	0.050133	2.51	0.000037	0.37
250	0.049352	2.47	0.000036	0.36
300	0.047207	2.36	0.000035	0.35
350	0.044498	2.22	0.000033	0.33
400	0.041669	2.08	0.000031	0.31
450	0.039105	1.96	0.000029	0.29
500	0.036832	1.84	0.000027	0.27
600	0.032904	1.65	0.000024	0.24
700	0.030162	1.51	0.000022	0.22
800	0.028319	1.42	0.000021	0.21
900	0.026736	1.34	0.00002	0.2
1000	0.025274	1.26	0.000019	0.19
1500	0.019535	0.98	0.000014	0.14
下风向最大地面空气质量浓度及占标率	0.050133	2.51	0.000037	0.37
D10%最远距离(m)	0		0	

最大地面空气质量浓度距源距离 (m)	210	210
--------------------	-----	-----

根据以上预测结果可知：

①先导试验站生产过程中无组织排放的污染物非甲烷总烃、硫化氢最大落地浓度占标率均小于 10%，非甲烷总烃最大地面浓度点预测浓度 0.050133mg/m^3 ，最大占标率 2.51%；硫化氢最大地面浓度点预测浓度 0.000037mg/m^3 ，最大占标率 0.37%。

②无组织源对区域环境空气的影响主要集中在污染源下风向 210m 范围内，项目区周边主要为油田工作人员及油田服务人员，因此对大气环境敏感目标影响不大。

③预测结果表明，本工程正常工况下排放的非甲烷总烃、硫化氢下风向最大落地地面浓度均低于《环境空气质量标准》二级标准限值。

5.2.2.3 大气污染物排放量核算

本工程大气污染物排放量核算情况详见表 5.2-5。

表 5.2-5 大气污染物无组织排放量核算结果

污染源	污染物项目	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		核算年排放量 (t/a)	
			标准名称	浓度限值（mg/m³）	非甲烷总烃	硫化氢
无组织废气						
站场、井场	非甲烷总烃、硫化氢	日常维护，做好密闭措施	非甲烷总烃排放参照执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求，硫化氢执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）	井场、站场边界无组织挥发产生的非甲烷总烃 1h 平均浓度限值 4mg/m³；厂界硫化氢 1h 平均浓度限值 0.06mg/m³	7.07	0.0008

5.2.2.4 实现碳埋存

“碳中和”指在一定时间内，通过 CCUS（碳捕集、利用和封存）、节能减排、能源替代、植树造林等途径，抵消自身所产生的二氧化碳排放量，实现二氧化碳“零排放”。

根据资料本项目设计年注 CO₂ 规模 36.0×10⁴t，年产油 10.0×10⁴t 稳产 8 年，在大幅度提高油藏采收率的同时实现碳埋存。对验证二氧化碳捕集、运输、驱油、地质封存、安全运营全流程的可行性具有重要意义，可为将来大规模工业化部署、打造绿色低碳能源产业链、实现碳中和目标奠定基础。

5.2.2.5 大气环境影响评价自查表

表 5.2-6 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目						
评价等级与范围	评价等级	一级□		二级√			三级□	
	评价范围	边长=50km□		边长 5~50km□			边长=5km√	
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥2000t/a□		500~2000t/a□			<500t/a√	
	评价因子	基本污染物（SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃ ） 其他污染物（NMHC、H ₂ S）				包括二次 PM2.5□ 不包括二次 PM2.5√		
评价标准	评价标准	国家标准√		地方标准□		附录 D√		其他标准□
现状评价	环境功能区	一类区□		二类区√			一类区和二类区□	
	评价基准年	（2020）年						
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据□		主管部门发布的数据√			现状补充监测√	
	现状评价	达标区□				不达标区√		
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源√ 本项目非正常排放源□ 现有污染源□		拟替代的污染源□		其他在建、拟建项目污染源□		区域污染源□
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD√	ADMS□	AUSTAL2000□	EDMS/AEDT□	CALPUFF□	网格模型□	其他□
	预测范围	边长≥50km□		边长 5~50km□			边长=5km√	
	预测因子	预测因子（NMHC、H ₂ S）				包括二次 PM2.5□ 不包括二次 PM2.5√		
	正常排放短期浓度贡献值	C _{本项目} 最大占标率≤100%√				C _{本项目} 最大占标率>100%□		
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C _{本项目} 最大占标率≤10%□			C _{本项目} 最大占标率>10%□		
		二类区	C _{本项目} 最大占标率≤30%□			C _{本项目} 最大占标率>30%□		
	非正常排放1h浓度贡献值	非正常持续时长（ ）h		c _{非正常} 占标率≤100%□			c _{非正常} 占标率>100%□	
	保证率日平	C _{叠加} 达标□				C _{叠加} 不达标□		

	均浓度和年平均浓度叠加值			
	区域环境质量的整体变化情况	$k \leq -20\%$ ☐ $k > -20\%$ ☐		
环境监测计划	污染源监测	监测因子：（非甲烷总烃、硫化氢）	有组织废气监测 ☐ 无组织废气监测 ☒	无监测 ☐
	环境质量监测	监测因子：（）	监测点位数（）	无监测 ☐
评价结论	环境影响	可以接受 ☒ 不可以接受 ☐		
	大气环境保护距离	距厂界最远（0）m		
	污染源年排放量	SO ₂ ：（）t/a	NO _x ：（）t/a	颗粒物：（）t/a VOCs：（7.07）t/a H ₂ S：（0.0008）t/a

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

5.3 声环境影响分析与评价

5.3.1 施工期声环境影响分析

本工程地面工程在建设施工过程中，由于运输、平整场地、管沟开挖及回填、建筑物修建等要使用各种车辆和机械，其产生的噪声对施工区周围的环境将产生一定的影响。表 5.3-1 为地面工程建设过程中主要施工机械在不同距离的噪声影响水平类比调查结果。

表 5.3-1 施工主要机械噪声值及衰减情况表

距离，m	强度	10	20	40	80	100	200	400	800	1000
挖掘机	92	80	74	68	62	60	54	48	42	40
推土机	90	78	72	66	60	58	52	46	40	38
混凝土搅拌机	95	83	77	71	65	63	57	51	45	43
混凝土翻斗车	90	78	72	66	60	58	52	46	40	38
柴油发电机	100	88	82	76	70	68	62	56	50	48

通过类比分析可知，本项目在运输、平整场地、管沟开挖及回填、建筑物修建等过程中，昼间施工场 50m 以外均不超过《建筑施工场界环境噪声排放标准》（昼间 75dB(A)），而在夜间则会超标（夜间 55dB(A)）。项目区 2km 内无居民，

并且施工期噪声源均为暂时性的，只在短时期对局部环境和施工人员造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。施工期噪声对周围环境造成的影响属可接受范围。

5.3.2 运营期声环境影响分析

5.3.2.1 运营期主要噪声源

本项目运营期噪声源主要为站场机泵等设备噪声，故本次噪声预测仅考虑站场机泵噪声。

5.3.2.2 运营期井场噪声环境影响预测

站场机泵噪声源强在 70~85dB（A）之间，设备选用低噪设备，并采取基础减震等措施，其运行噪声不高于 70dB（A）。

项目建成后不同距离噪声预测值见表 5.3-2。

表 5.3-2 机泵在不同距离的噪声预测值		单位：dB（A）					
距离（m）	运行噪声	5	10	30	60	80	100
机泵	70	56.0	50.2	42.1	38.9	38.2	37.8

站场机泵装置噪声源强较低，影响范围有限。由预测结果可知，本工程站场厂界噪声值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准限值要求，且周边 100m 范围内无声环境敏感点，因此工程实施后不会对周围声环境产生明显影响。

5.3.3 退役期声环境影响分析

油井进入退役期时，噪声源主要源自站场设备拆卸，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 声环境影响评价小结

综上所述，本项目开发建设区域声环境质量现状较好，工程开发建设及运营噪声满足标准要求，并且不会产生噪声扰民问题。

5.4 水环境影响分析

工程开发建设、运营产生废水不排入地表水体，因此，本项目在开发建设、运营对当地区域地表水体不产生影响。本环评仅对污水处理可行性、工程施工、

运行期排放废水对工程区域地下水环境的影响进行分析。

根据工程分析,在建设期,对地下水环境可能造成影响的污染源为钻井废水、管道试压废水以及施工人员生活污水。运营期,废水污染源主要为采出水、冷却水和井下作业废水等,污染物主要为石油类等。

5.4.1 评价区水文地质条件

5.4.1.1 地下水的埋藏、分布特征

评价区主要地层为粉土、粉砂,含水层岩性为第四系洪冲积砂类土。该区赋存有潜水和承压水,属地下水迳流区和排泄区。根据区内地下水调查成果,评价区域潜水水位埋深约1.72m~12.62m,钻孔揭露的含水层厚度约13~21m,含水层岩性为第四系粉土、粉细砂;根据抽水试验成果,评价区内渗透系数0.03~0.37m/d,地下水径流缓慢。潜水蒸发作用强,潜水运移过程中逐渐矿化,该含水层薄,富水性弱,水质差,潜水水量不大。水流方向整体呈现西北往东南方向流,由于局部地势问题,水流方向局部有与整体流向略有不同。地下水的水力坡度为0.2‰~0.4‰。

第四系潜水层颗粒细小,新第三系裂隙空隙承压含水层岩性主要为新第三系上新统砂岩、粉砂岩、裂隙较发育,该含水层北部轮台沉积中心第四系巨厚含水层侧向潜流补给;该含水层水量中等-丰富,矿化度高,水质较差,某些超标项目经处理后,仅能用于油田注水。

表 5.4-1 渗透系数成果表

孔号	井类型	含水层厚度 (m)	推荐 K 值 (m/d)
LG09	非完整井	/	0.03
LG10	完整井	13.4	0.19
LG16	完整井	21.2	0.37

评价区水文地质图及水文地质剖面图见图5.4-1、图5.4-2。典型水文地质柱状图见图5.4-3。

5.4.1.4 地下水的补给、径流、排泄

轮南油田所在区域地下水补给以迪那尔河、塔里木河水侧向渗透及洪水泛滥补给为主。地下水水力坡度不大，为 0.2‰~0.4‰，地下水的径流方向与地层倾斜方向一致，由西北向东南缓慢径流。地下水的水平循环仅限于表层，30~60m 以下地下水基本处于停滞状态，水质矿化度不断增高，形成咸水。表层潜水垂直循环比较强烈，洪水期塔里木河漫流，补给地下水，使水质变淡，水位上升。

地下水排泄方式主要为地面蒸发和植物蒸腾，但不同地段具有不同的排泄特点。洪泛区蒸发主要在枯水季节，河间地段则常年进行，枯水季节河道以水平排泄地下水为主。但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，属于高矿化度封闭型水，其矿化度高，许多地段可高达 $4 \times 10^4 \text{mg/L}$ ，属难以利用的高矿化度地下水。

5.4.1.5 地下水动态特征

根据收集搜集，区内地下水动态类型主要为水文型。地下水动态年内变化过程为：河漫滩从 9 月下旬开始退水，地下水位的上升趋势延续到 11 月中旬，之后转为缓慢下降。在此期间，河流水位也同时大幅度下降，随着冬季的结束及地面解冻，从 2 月底开始地下水位出现小幅回升，从 4 月中开始地下水位又开始平缓下降、一直持续到 7 月底，8 月初到 9 月底水位呈缓慢上升。地下水的高水位期出现在 10 月底，低水位期在 6 月底。区内地下水水位下降的直接原因是塔河干流径流量减少，次要因素是地下水埋深浅、潜水的蒸发及蒸腾作用强烈；地下水位上升的直接原因也是河流径流量增加、河水位较大幅度的上涨，次要因素是春季气温回升、地表解冻。地下水水位的升降与迪那河、塔里木河水位的升降有滞后现象，一般是地下水位滞后塔河水位 15—30 天。

表5. 4-2 评价区潜水含水层水位监测结果一览表

井号	H (m)	地下水埋深 (m)	水位高程 (m)
LG-10	932.38	12.62	919.76
LG-11	928.14	6.70	921.44
LG-14	928.25	4.30	923.95
LG-15	927.28	5.80	921.48
LG-16	928.05	5.70	922.35
LG-12	928.47	9.40	9.40
LG-13	927.61	6.80	6.80
LG-16	928.05	919.07	919.07

LG-17	929.00	920.81	920.81
LG-20	927.80	5.70	5.70
12#	934.81	1.72	933.09
13#	934.84	2.35	932.49
18#	933.19	4.80	928.39
20#	933.66	8.10	925.56
43#	932.26	10.98	921.28
44#	932.47	10.10	922.37
45#	929.88	9.66	920.22
46#	928.94	7.98	920.96
47#	929.36	5.90	923.46

5.4.1.6 地下水水化学特征

根据水质监测结果，评价区地下水矿化度均大于 1.0g/L，溶解性总固体整体偏高，为特硬水，局部地区为硬水。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 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4\text{-Na}$ 型和 $\text{SO}_4\cdot\text{Cl—Na}\cdot\text{Ca}$ 型，不能直接作为生活及农业用水。

5.4.1.7 包气带调查

本项目在油田区域内进行扩建。根据区内勘察资料中，位于评价区内的 SH7 试验点的的渗水试验成果，评价区周边包气带的岩性为粉砂，粉土，代表性渗水试验点的垂向渗透系数 $39.72\times 10^{-4}\text{cm/s}$ ，大于 10^{-4}cm/s ，根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）中表 6，项目区内包气带防污性能为“弱”。根据本项目区内包气带土壤环境质量调查结果表 4.6-1、4.6-3，包气带土壤中重金属、无机物及石油烃含量较低，土壤环境质量可满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中筛选值第二类标准限值，采样点包气带未受石油类污染。

5.4.1.8 评价区地下水开发利用现状与规划

轮南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。仅在近期石油勘探开发开采少量地下水作为工业用水。根据《塔里木河水资源合理开发利用及环境地质问题研究》中提到塔里木河冲积平原可供开采利用的地下水资源有限，不宜大量开采，只能在灌区或牧区为解决人畜饮用少量开采。为维护生态环境应把地下水资源视为保护对象。评价区内地下水水质较差。咸水作为区内地下水资源的背景资源，有资

源丰富、开发成本低的特点。微咸水作为咸水的淡化水，其分布特征与区内故河道的规模、展布方向密切相关，一般呈条带状，具有埋藏浅、分布厚度小、分布不稳定、易变、易受外界影响的特点，其开采开发不易形成规模，有布井距离大、成井深度小、维护困难等特点。根据调查，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，地方部门对区内地下水没有开采利用及规划。

5.4.2 施工期水环境影响分析

(1) 生活污水

根据工程分析，在建设期，本工程施工期生活污水总量为 178.56m^3 ，生活污水主要污染物为 COD、 $\text{NH}_3\text{-N}$ 、SS 等，其主要指标浓度 COD 为 350mg/L ， $\text{NH}_3\text{-N}$ 为 60mg/L 、SS 为 240mg/L 。施工队生活区应设置可移动环保厕所，生活污水由防渗生活污水池收集，定期拉运至轮一联合站公寓污水处理系统处理，不会对区内水环境产生影响。

(2) 管道试压废水

本工程新建管道试压采用洁净水，管道试压废水中主要污染物为 SS。本工程管线总长度为 66.13km ，试压废水为 170.75m^3 ，主要污染物为 SS。管道试压后，末端排出的水必须是无泥沙、无铁屑的洁净水，清管器到达末端时必须基本完好。管道工程分段试压以测试管道的强度和严密性，一般试压介质为洁净水，由罐车回收后用于后续其它管线试压，不排放，试压结束后可用作场地降尘用水，对水环境的影响很小。另外，本项目顶管埋深 1.2m ，管线埋设区域的地下水埋深大于 2m ，故管线施工对地下水的影响很小。

本项目施工期间无废水直接外排，项目施工期废水不会对周围水环境产生明显影响。

5.4.3 运营期水环境影响分析

5.4.2.1 正常状况下地下水环境影响分析

(1) 采出水

根据开发方案，本项目前期采出水量较小，根据方案预测中稳产期间最大采出水量核算约为 $7.63 \times 10^4\text{t/a}$ ，采出水中主要污染物为 SS、COD、石油类、挥发酚

等。本项目采出水依托轮一联合站含油污水处理系统处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准中指标后回注油层,不外排。轮一联合站采出水处理系统设计处理能力 $11500\text{m}^3/\text{d}$,现状剩余处理能力 $8000\text{m}^3/\text{d}$,可满足本项目处理需求。污水处理工艺采用“沉降-除油-过滤”工艺,处理后的废水达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)规定的回注标准后回注,不外排。另外,根据调查轮一联合站采出水处理站的实际回注情况,回注于油藏层奥陶系,回注层均为地下干层或油层,回注地层深度在 4500m 以下。而项目区所在区域第四系含水层主要赋存孔隙潜水,第四系含水层底板埋藏深度在 500m 以内。故回注层深度远远深于区内主要淡水含水层,与区内淡水含水层不在一个层位,回注地层与区域地下水处于不同层系,远远超出本区域地下水含水层的深度。回注井在钻井过程中对潜水及具有开采利用价值的承压水所在的第四系地层进行了水泥固井,水泥返至地面,基本可以确保井壁不会发生侧漏,有效隔离含水层与井内回注水的交换,固井质量合格的情况下,可有效保护地下水层。

故正常运行时不会对地下水环境造成影响。

(2) 冷却水

本工程生产过程中再生气空冷器会产生少量冷却水,产量约 $2\text{m}^3/\text{d}$ 。产生的生产废水集中收集后送至联合站进行处理后油层,不外排。正常运行时不会对地下水环境造成影响。

(3) 井下作业废水

根据工程分析,则本项目两口井每年产生井下作业废水 76.04t 。在井下作业过程中,作业单位自带回收罐回收作业废水,集中收集进入轮南钻试修废弃物环保处理站处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)中的有关标准后回注油层。未外排。

(4) 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。

(5) 注水井、注 CO_2 井对地下水影响分析

根据本工程可研，本工程部署注水井 6 口、注 CO₂ 井 5 口。注 CO₂ 井采用气水交替注入方式，根据《石油天然气工业钻井和采油设备井口装置和采油树》、《二氧化碳驱注气井保持井筒完整性推荐作法》等相关标准，本工程注 CO₂ 井完井管柱选用改进型 13Cr 及以上级别油管，井口装置使用 CC 级采油树，注水井完井管柱选用碳钢材质油管，井口装置使用 EE 级采油树。老井转注前应对套管完整性、承压能力、套管壁厚等进行检测评价，生产套管固井质量评价合格方可转为注二氧化碳井或注水井。

根据可研，轮南 2 区块改造的注入井井深为 4700-5000m，注入层为是轮南油田主力含油层系，而轮南油田所在区域第四系含水层主要赋存孔隙潜水和承压水，第四系含水层底板埋藏深度绝大多数地区在 500m 以内，故回注层深度远远深于区内主要淡水含水层，与区内淡水含水层不在一个层位，回注地层与区域地下水处于不同层系，远远超出本区域地下水含水层的深度。本次回注井的回注目的层为三叠系 TI、TII 层，上部稳定发育一套厚度约 30~50m 的稳定泥岩盖层，下伏地层为古生界石炭系，缺失二叠系、泥盆系和志留系，以深灰色泥岩为主，回注层属于地质构造封闭地层，满足《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）中关于注入层位的相关要求。另外，回注层位注水井需要保障注水层段井壁稳定，有效避免回注水纵向上窜，注水后期酸化解堵，提高注入能力等需求。

注入井管柱材质具有抗腐蚀性，并配置封隔器，其中注水井管柱结构为油管+可取式封隔器+油管+管鞋，注 CO₂ 井管柱结构为油管+永久式封隔器+油管+球座+引鞋结构，并采用环空保护液，进行水气交替转换时注入隔离段塞，起到防腐作用；要求封隔器及封隔器上部的油管及井下工具等采用气密封扣，橡胶件应采用氢化丁腈橡胶以上材质，封隔器耐 CO₂ 腐蚀，运行期间加强对储层段水泥环及封隔器以下套管的监测，可有效保护区内第四系含水层。

综上，回注层为地质构造封闭地层，与工程所在区域内潜水含水层及有供水意义的含水层无水力联系，在正常情况下不会对其产生影响；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，可对回注水及 CO₂ 实现有效封堵。

综上，正常情况下，本项目采出水经处理达标后回注油层，综合回注井地质和结构资料，回注层与工程所在区域内潜水含水层及承压水层无水力联系，在正常情况下不会对其产生影响；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，可有效保护第四系地下水层；集输管线是全封闭系统，输送、储存的介质不会与管线穿越区的地下水水体之间发生联系，正常运行时不会对管线穿越地区地下水环境造成影响。即正常情况下，本项目的实施对地下水的影响较小。

5.4.2.2 非正常状况下地下水环境影响分析

运营期非正常工况下，废水污染源主要为油水窜层、井喷、集输管线的采出液和井下作业废水的泄露，污染物主要为石油类。

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

油田开发对地下水产生污染的途径主要有两种方式，即渗透污染和穿透污染途径。

（1）穿透污染影响分析

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

油气窜层污染的主要原因一般是由于表层套管和油气层套管的固井效果变差导致油气窜层使地下水受污染。由废弃井、套管被腐蚀破坏而污染到地下水的现象，在前期不会发生，待气井开发到中后期时，废弃井、套管被腐蚀破坏，才可能会对地下水有影响：废弃井在长期闲置过程中，在地下各种复合作用下，固井水泥被腐蚀，套管被腐蚀穿孔，加上只封死井口，油气物质失去了释放通道，

会通过越流进入潜水含水层，参与地下水循环。虽然此时油层几乎没有多少压力，原油不大可能进入到含水层污染地下水，但这一现象仍应引起重视。

根据区域水文地质条件，本项目潜水位埋深约 1.72m~12.62m，钻孔揭露的含水层厚度约 13~21m。项目区的潜水水质均较差，受强烈蒸发蒸腾作用，地下水矿化度较高，地下水类型多为 $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4\text{-Na}$ 型咸水。本项目目的层岩性为三叠系，在钻井过程中采用有效的固井措施，可确保井壁不会发生侧漏，可有效隔离潜水层和承压水层与开采层的交换，有效保护地下水层。

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

①预测情景

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

②预测方法

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

③预测因子

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

④预测模型

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

$$\frac{C}{C_0} = \frac{1}{2} \operatorname{erfc}\left(\frac{x-ut}{2\sqrt{D_L t}}\right) + \frac{1}{2} e^{\frac{ux}{D_L}} \operatorname{erfc}\left(\frac{x+ut}{2\sqrt{D_L t}}\right)$$

以上式中：x—距注入点的距离，m；

t—时间，d；

C(x, t)—t时刻x处的示踪剂浓度，g/l；

C₀—注入的示踪剂浓度，g/l；

u—水流速度，m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；

D_L—纵向弥散系数，m²/d；

erfc()—余误差函数。

⑤预测参数

根据区域水文地质条件，评价区内第四系含水层岩性主要为粉土、粉细砂。本次评价水文地质参数主要通过区域的勘察资料及导则中推荐的经验值确定。模型中所需参数及来源见表 5.4-3。

表 5.4-3 水质预测模型所需参数一览表

序号	参数符号	参数名称	参数数值	数值来源
1	u	水流速度	0.016m/d	地下水的平均实际流速 $u=KI/n$ ，根据区内水文地质勘察报告，评价区内渗透系数 0.03~0.37m/d，考虑区内含水层岩性主要粉细砂、粉土等，本次预测按照最不利情况，参考地下水导则中附录 B 中细砂的渗透系数取 10m/d；地下水的水力坡度为 0.2‰~0.4‰，取最大值 0.4‰。
2	D _L	纵向弥散系数	0.16m ² /d	D _L =α Lu，αL 为纵向弥散度。由于水动力弥散尺度效应，难以通过野外或室内弥散试验获得真实的弥散度，参考前人的研究成果《空隙介质水动力弥散尺度效应的分形特征及弥散度初步估计》（李国敏、陈崇希）中孔隙介质数值模型的 $\lg \alpha L - \lg L$ ，结合项目区水文地质条件，弥散度应介于 1~10 之间，按照最不利的评价原则，本次模拟取弥散度参数值取 10。
3	n	有效孔隙度	25%	依据《水文地质学基础》（王大纯），孔隙度取参考值 0.25。
4	t	时间	计算发生渗漏后 100d、1000d、3650d 后各预测点的浓度	
5	C ₀	污染物浓度	本项目无采出水水质实测数据，根据《采油废水治理工程技术规范》（HJ 2041-2014），石油类浓度取 200mg/L。由于《地下水质量标准（GB/T14848-2017）》Ⅲ类标准中没有对石油类进行说明，参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅲ类，将石油类污染物浓度标准定为 0.05mg/L。检出限为 0.01mg/L。	

⑥预测结果与分析

将以上确定的参数代入模型，便可以求出不同时段，在预测情景下，泄露了不同天数（100 天、1000 天、3650 天）时，污染物在含水层不同位置的浓度分布情况。具体见表 5.4-4、表 5.4-5，图 5.4-4。

表 5.4-4 污染物在潜水含水层中的浓度迁移预测结果（情形一:长期泄露）

100d		1000d		3650d	
距离（m）	浓度 c(mg/L)	距离（m）	浓度 c(mg/L)	距离（m）	浓度 c(mg/L)
0	200.000	0	200.000	0	200.000
5	94.900	10	166.000	30	179.000
10	24.700	20	115.000	60	118.000
15	3.280	30	63.700	90	47.000
20	0.214	40	27.500	120	10.100
22	0.05	50	9.07	150	1.090
25	0.01	60	2.26	180	0.058
30	0.00	70	0.42	181	0.05
35	0.000	81	0.050	195	0.010
40	0.000	88	0.010	210	0.001
45	0.000	90	0.006	240	0.000
50	0.000	100	0.000	270	0.000

表 5.4-5 预测结果统计表

预测因子	预测时间	超标距离 （m）	影响距离（m）	影响范围内水环境敏感点
石油类	100d	22	25	无
	1000d	81	88	无
	3650d	181	195	无

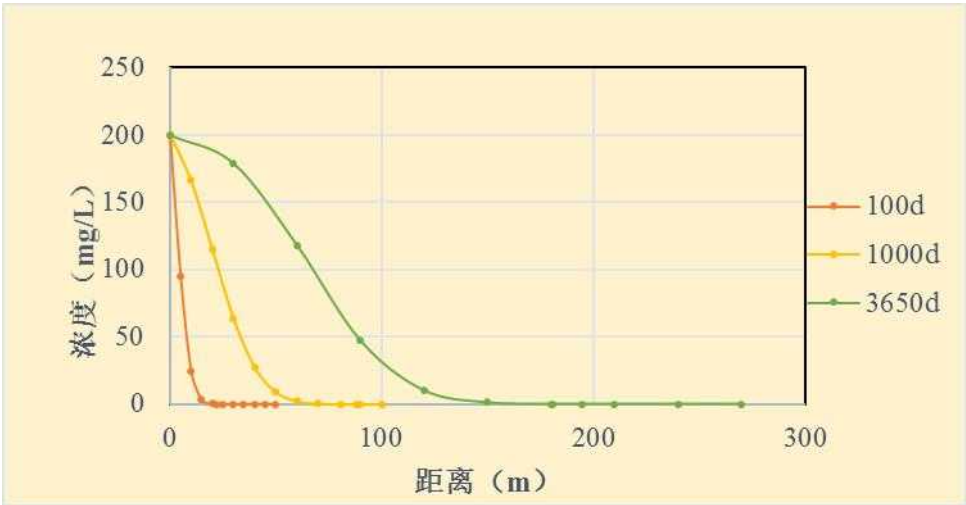


图 5.4-4 发生长期泄露后石油类污染物浓度变化趋势图

根据以上预测结果，在本次设定的预测情形下：预测期间，随着时间、距离增加，污染范围也呈增加趋势。石油类浓度在预测 100d、1000d、3650d 时地下水超标距离分别为 22m、81m、181m，影响距离分别为 25m、88m、195m，影响范围内无居民饮用水井等敏感点，但下渗废水对该地区地下水的影响依然存在。

另外，当注入层的 CO_2 串层至第四系含水层中，含水层 CO_2 的溶解量增加，会导致地下水 pH 值降低，导致水中的水文地球化学作用发生变化。一般来说，当 $\text{pH} < 4$ 时，水中的 CO_2 主要以 H_2CO_3 形式存在；当 $4 < \text{pH} < 10$ 时，主要以 HCO_3^- 形式存在；当 pH 值大于 10 时，主要以 CO_3^{2-} 形式存在，pH 值的降低，使 H^+ 含量增加，会增加硫酸盐、氯离子等水溶解盐类及重金属离子的溶解能力，使其在地下水中的富集程度增加，并可能改变地下水的颜色、气味和味道，从而对地下水水质产生影响。

因此，为预防污染的发生和污染源的形成，表层套管严格封闭第四系含水层，定期维护和监测，固井质量应符合要求，废弃井应全部打水泥塞，并经严格的试压以防窜漏污染地下水，套损发生后及时采取治理技术，尽量避免窜层污染到泄漏点周边区域内的地下水。

(2) 渗透污染影响分析

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

管线与法兰连接处、管线泄漏事故会导致浅部隐蔽性污染源的产生，泄漏的油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。发生泄漏的原因有如下几种：误操作、机械故障、外力作用和腐蚀等，这几种因素的产生都是人为的或人为操控程度很高，发生污染的危害程度也取决于操作人员的处置和控制。在钻井、井下作业过程中由于地层压力不稳、封井不严或者井控设备失灵，均可能发生井喷事故。拉油罐设施的泄漏是由基座渗漏引起的，污染危害取决于防污工程质量，因此这类污染发生的可控性很高，故一般发生在局部，应以预防为主。泄漏、井喷等事故会导致浅部隐蔽性污染源的产生，泄漏的油品下渗而可能导致地下水污染风险

的发生。

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

污染物进入地下后，污染物向地下水系统的迁移途径为：

入渗污染物→表土层→包气带→含水层→迁移

一般泄漏于土体中的凝析油可以同时向表面溢出和向地下渗透，并选择疏松位置运移。原油属疏水性有机污染物，难溶于水且容易被土壤吸附。泄漏后首先被表层的土壤吸附截留。石油烃等污染物在土壤中迁移的阻滞作用较强，迁移及衰减速度较慢，发生石油类物质泄漏事故后其污染物一般主要聚集在泄漏点周边土壤剖面 1m 以内，很难下渗到 2m 以外，其影响范围不大。井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，除造成重大经济损失外，还会造成严重的环境污染。经类比井喷事故现场调查结果，井喷发生后，井喷污染范围一般为半径 300m 左右，一般需要 1~2 天才能得以控制，井喷范围内土壤表层可见有喷散物。

本次地下水环境影响评价主要考虑最不利情况下，污染物入渗对评价区内地下水水质的影响，针对污染物进入到含水层后的运移进行重点预测、评价。

①预测情景

根据区域水文地质条件，项目范围内分布有第四系潜水含水层。当泄漏量很大时，污染物可能通过包气带进入到潜水中，影响潜水水质。污染物泄漏为非连续排放，泄漏后一般可及时发现泄漏状况，排放时间在时间尺度上设定为短时泄漏，泄漏时长最多按 1d 计。考虑最不利情况，按渗漏的污染物穿透包气带污染地下水，不考虑污染物的吸附、生物降解、化学反应等因素。

②预测方法

本次评价采用解析法对地下水环境影响进行预测。

③预测模型

污染物在浅层含水层中的迁移，可将预测情形概化为一维短时泄露点源的水动力弥散问题。

$$c = \frac{c_0}{2} \left[\operatorname{erfc} \left(\frac{x - ut}{2\sqrt{D_L t}} \right) - \operatorname{erfc} \left(\frac{x - u(t - t_0)}{2\sqrt{D_L (t - t_0)}} \right) \right]$$

以上式中：x—距注入点的距离，m；

t—时间，d；

C (x, t) —t 时刻 x 处的示踪剂浓度，g/l；

C₀—注入的示踪剂浓度，g/l；

u—水流速度，m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；

D_L—纵向弥散系数，m²/d；

erfc()—余误差函数。

④预测参数

见表 5.4-3。

⑤预测结果与分析

将以上确定的参数代入模型，便可以求出不同时段，石油类在预测情景下，不同天数（100d、1000d、3650d）时，污染物在含水层不同位置的浓度分布情况。具体见表 5.4-6，图 5.4-4。

表 5.4-6 污染物在潜水含水层中的浓度迁移预测结果（情形二:短时泄露）

污 染 物	100d		1000d		3650d	
	距离（m）	浓度 c(mg/l)	距离（m）	浓度 c(mg/l)	距离（m）	浓度 c(mg/l)
石 油 类	0	0.109	0	0.024	0	0.004
	2	0.255	10	0.055	20	0.013
	4	0.363	20	0.078	40	0.027
	6	0.398	30	0.076	60	0.038
	8	0.358	40	0.051	80	0.036
	10	0.271	50	0.024	100	0.024
	12	0.176	60	0.01	120	0.01
	14	0.099	70	0.002	140	0.004
	16	0.048	80	0.000	160	0.001
	18	0.020	90	0.000	180	0.000
	20	0.01	100	0.000	200	0.000
	24	0.001	120	0.000	3000	0.000

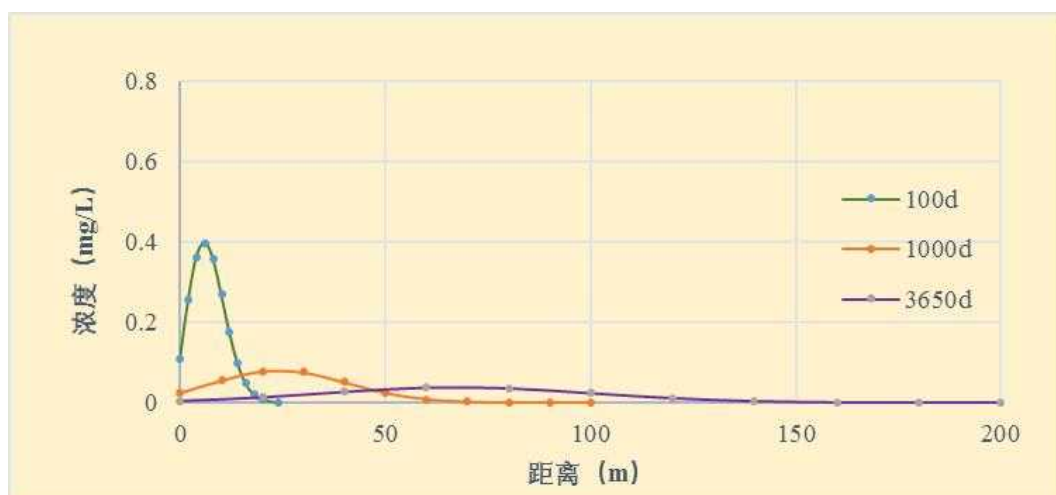


图 5.4-5 发生短时泄露后石油类污染物浓度变化趋势图

根据以上表 5.4-6 中预测结果，在本次设定的预测情形下：预测期间，随着距离的增加，石油类在含水层中沿地下水流向运移，污染物的浓度呈先增大后减小的趋势；随着泄漏后的时间的增加，影响范围呈增加趋势。在本次预测情景下的泄漏对地下水环境的影响很小。石油类浓度在预测 100d、1000d、3650d 时影响距离约 20m、60m、120m，故下渗废水对该地区地下水的潜在影响依然存在。故井场、站场的阀组、集输管道等必须采取必要的防腐、防渗措施，并加强巡检，防止其泄漏进而污染到周边区域内的地下水。

在非正常状况下，由于项目区地下水循环条件差，径流、排泄基本处于停滞状态，因此，泄露对地下水环境产生的影响也非常有限。事故发生后，建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，因而，石油类污染物进入地下潜水的可能性较小。只要建设单位和施工单位严格按照拟定的环保措施进行，非正常状况下，对地下水的影响属可接受范围。

5.4.3 小结

本项目钻井期钻井废水采用不落地技术进行固液分离后，液相回用于钻井液配备。管道试压废水经沉淀后用于降尘，不会对当地水环境产生大的不利影响。

运营期的采出水依托轮一联合站污水处理系统处理，井下作业废水采用专用废液收集罐收集后拉运至轮南钻试修废弃物环保处理站处理，均达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准中指标后，回注油层。回注井在钻井过程中对潜水及具有开采利用价值的承压水所在的第四系地层进行了

水泥固井，可有效保护第四系地下水含水层。

项目区地下水循环条件差，径流、排泄基本处于停滞状态，为密闭型地下水。正常状况下，污染源从源头上可以得到控制；非正常状况下，石油烃多属疏水性有机污染物，难溶于水而容易被土壤有机质吸附，其影响范围不大，对地下水环境不易产生不利影响，因此，事故情况对地下水环境产生的影响也非常有限。本项目需采取地下水污染防治措施按照“源头控制、分区防渗、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，并定期开展地下水跟踪监测，在严格按照地下水污染防治措施后，本项目对区域地下水环境影响可接受。

5.5 固体废物影响分析

5.5.1 施工期固体废物影响

本工程在施工期产生的固体废物主要包括钻井泥浆、岩屑、施工废料、施工人员产生的生活垃圾、废油和含油废弃物、施工废弃土石方。

本工程共产生钻井泥浆 1322.6m³，岩屑约 972.4m³。本工程钻井采用泥浆不落地系统。钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统处理，本次三开均为非磺化水基泥浆，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，分离后的固相经检测满足《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，可用于铺垫油区内的井场、道路等。

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，产生量约为 13.66t。首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至轮南固废填埋场进行处置。

施工期间施工人员生活垃圾总产生量为 5.58t，生活垃圾集中收集后拉运至轮南固废填埋场处置。

本工程施工期共产生机械设备废油和含油废弃物约 0.2t，委托塔里木油田绿色环保站及其他有资质单位进行无害化处理。

本工程共开挖土方 83.52 万 m³，回填土方 83.52 万 m³，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，可以做到“取弃平衡”。

5.5.2 运营期固体废物影响

5.5.2.1 废分子筛

本工程运营期分子筛脱水塔中的分子筛需要更新。分子筛的主要成分是硅铝酸盐，每 3 年更换一次，每次约 0.1t。集中收集后交由塔里木油田绿色环保站及其他有资质单位进行无害化处理。

5.5.2.2 废吸附剂

项目变压吸附装置采用活性炭作为吸附剂，约每 3 年更换一次（视具体情况确定），单次更换量约为 0.5t，集中收集后，交由塔里木油田绿色环保站及其他有资质单位进行无害化处理。

5.5.2.3 废润滑油

拟建项目井下作业及各类压缩机等生产设备产生的废润滑油，属于危废（废物类别 HW08、废物代码 900-217-08），废润滑油产生量约为 0.2t/a，其危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，交由塔里木油田绿色环保站及其他有资质单位进行无害化处理。

5.5.2.4 沾油废物

修井作业时会产生一些沾染废物（含油抹布、劳保用品），产生量较小，运行期修井一般平均两年一次，每口井每次产生含油废物约 0.05t，本项目共部署 2 口井，每次产生含油废物约 0.1t，集中收集后交由塔里木油田绿色环保站及其他有资质单位进行无害化处理。

5.5.2.5 清管废渣

集输管线每 2-4 年清管 1 次，根据类比调查，一般每公里管线产生的清管废渣量平均约为 1.15kg，本工程新建各类集输管线 66.13km，每次废渣量约 0.08t。清管废渣中含有少量管道中的油，其危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，交由塔里木油田绿色环保站及其他有资质单位进行无害化处理。

5.5.3 小结

本工程钻井采用泥浆不落地系统。钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统处理，本次三开均为非磺化水基泥浆，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，分离后的固相经检测满足《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,可用于铺垫油区内的井场、道路等。

施工废料首先考虑回收利用,不可回收利用部分拉运至轮南固废填埋场进行处置。

本项目运营期产生的固体废物包括废分子筛、废吸附剂、废润滑油、沾油废物、清管废渣。以上固体废物均按照危险废物管理,在先导试验站新建一座危废暂存间,所有危险废物在危废暂存间集中收集,交由塔里木油田绿色环保站或其他有资质单位进行无害化处理。

本项目对建设期和运营期产生的各种固体废物均采取了妥善的处理、处置措施,只要严格管理,不会对环境产生较大影响。

5.6 土壤环境影响分析

5.6.1 施工期土壤环境影响分析

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

(1) 人为扰动对土壤的影响

油田开发过程中,不可避免地要对土壤进行人为扰动,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。

在施工中,车辆行驶和机械作业时机械设备的碾压、施工人员的踩踏等都会对土壤的紧实度产生影响。机械碾压的结果使土壤紧实度增高,地表水入渗减少,土壤团粒结构遭到破坏,土壤养分流失,不利于植物生长。各种车辆(尤其是重型卡车)在地表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。井场和管道的施工场地、临时施工营地等都存在这种影响。

(2) 水土流失影响分析

油田工程建设对当地水土流失影响的方式包括扰动、损坏、破坏原地貌、地表土壤结构及植被。工程施工及占地呈点线状分布,所造成的水土流失因管线所经过的区域不同而不同。建设期间,施工车辆对地表的大面积碾压,使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏,使风蚀荒漠化的过程加剧;在地面构

筑物建设中，最直接而且易引起水土流失的是施工过程中使影响范围内的地表保护层变得松散，增加风蚀量。本项目建设内容主要为钻井工程、站场建设、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。

（3）钻井作业对土壤环境的影响

本项目开发建设期施工占地，将对地表土壤产生破坏性影响，如钻井井场、站场等占地，以及堆积、挖掘、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

本项目部署注 CO₂ 井 2 口（LN2-TC1、LN2-TC2），只注不采，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

本工程钻井采用泥浆不落地系统。钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统处理，本次三开均为非磺化水基泥浆，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，分离后的固相经检测满足《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，可用于铺垫油区内的井场、道路等。

（4）站场、管线、道路施工对土壤环境的影响

本项目施工作业范围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。

5.6.2 运营期土壤环境影响分析

5.6.2.1 正常工况下土壤环境影响分析

运营期正常工况下，本项目采出水和井下作业废水均得到妥善处置；生产过程中液体物料配置过程中均为全密闭管路连接，不会出现溢出和泄露情况，实现可视可控，且在管线上做好标识，不会对土壤环境产生影响。

5.6.2.2 非正常工况下土壤环境影响分析

本次土壤环境影响主要考虑非正常工况下，井喷的落地油、井下作业废水、集输管道的采出液泄露，垂直入渗对土壤的环境影响。

经查阅相关资料，目前项目区用地性质为建设用地，土壤类型主要为盐土、草甸土。根据工程建设涉及的垂直入渗途径，给出工程建设在各实施阶段不同环节与不同环境影响防控措施下预测因子的土壤环境影响范围与程度，对工程建设产生的土壤包气带环境影响进行综合评价。运营期本工程土壤影响类型与途径见表 5.6-1，影响因子见表 5.6-2。

表 5.6-1 建设项目土壤环境影响类型与影响途径表

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

注：在可能产生的土壤影响类型出打“√”，列表未涵盖的可自行设计。

表 5.6-2 污染影响型建设项目土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程	污染途径	特征因子
井喷的落地油、井下作业废水、集输管线	/	垂直入渗	石油类

(1) 溢油污染过程分析

原油不溶于水，在环境中被称为不溶性液相污染物（NAPLs）。溢油发生后，由于管道输油压力较大，而顶层覆土层压力较小，混合原油会向上喷出地表。如果无人工立即回收，则其一部分轻组分将挥发，另一部分下渗到包气带土体，甚至到达潜水含水层。见图 5.6-1。

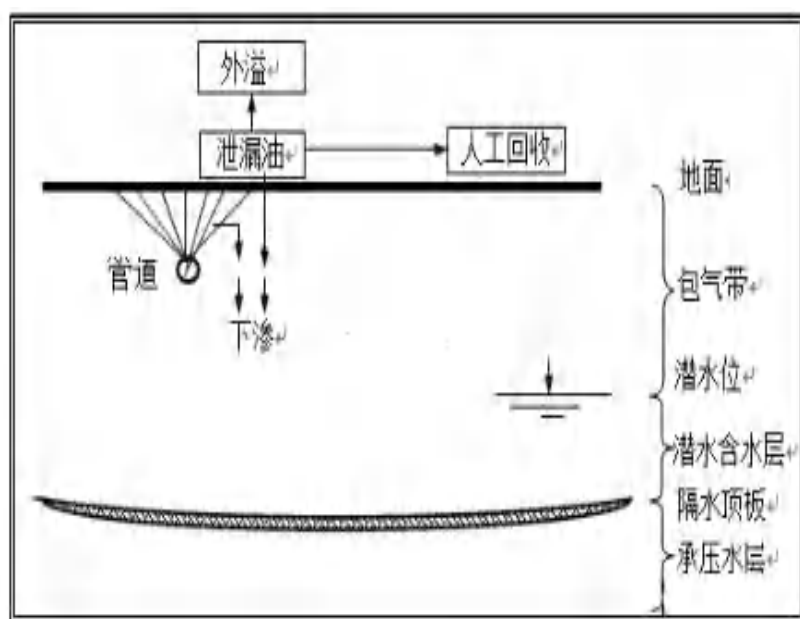


图 5.6-1 溢油污染过程示意图

——溢油在包气带中的污染过程分析

包气带中，溢出原油在重力作用下以垂向迁移为主。油流在迁移过程中不断被土壤颗粒截留、吸附、粘滞，其影响的深度和范围取决于原油的物理性质（密度、粘度、张力等）、泄漏量、泄漏方式以及包气带土层的空隙渗透特性等。对一般的粘土或细砂土层而言，溢油的影响主要集中在地面以下 2m 以内。同时，在污染集中的地表层还是生物活动剧烈区域，在较适宜的水热条件下，溢油将被很快降解而祛除。

——溢油在潜水含水层中的污染过程分析在潜水位较浅，溢油量大的条件下，溢油有可能达到潜水含水层。到达潜水层后，由于原油在水中溶解性差，原油主要集聚在潜水水位线附近，并在水动力作用下向下游迁移并向四周扩散，形成“油饼”。原油继续下渗量很少，基本不会对具有良好隔水顶板的各类承压水产生影响。

(2) 垂直入渗途径

①项目区包气带岩性及厚度

项目区土壤类型为草甸土、盐土，项目区浅部地层主要由第四纪全新统(Q)冲、洪积细颗粒沉积物组成，包气带主要以细砂、粉砂和粉细砂为主，根据项目区的地下水调查资料，项目区的潜水埋深大于 10m，即包气带厚度大于 10m。

②预测方法

采用类比分析法进行预测。

③预测情景设定

类比数据来自同类型集输管道在非正常工况下，输油管线事故泄漏情况，考虑持续注入非饱和带土层中 10min、20min、1h、2h 后，污染物在垂直方向上的超标扩散距离和包气带底部石油类浓度。

④污染物预测评价因子

污染物预测评价因子为石油类，考虑原油中石油类浓度为 1000mg/L。

⑤预测结果

非正常情况下，考虑持续注入非饱和带土层中 10min、20min、1h、2h 后，落地油一般富集在 0-20cm 的土层中，石油在土壤中的迁移深度较浅。石油在土壤的蒸发量与时间呈负指数相关，开始 5h 内石油蒸发强烈，24h 后石油在土壤表面多呈粘稠状。落地油积存于表层会影响表层土壤通透性，影响土壤养分的释放，降低土壤动物及微生物的活性，使土壤的综合肥力下降，最终影响植物根系的呼吸作业和吸收作用。

因此运行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。

5.6.3 土壤环境影响自查表

本项目土壤环境影响评价自查表，见表 5.6-3。

表 5.6-3

土壤环境影响评价自查表

工作内容		塔里木轮南油田轮南 2TI 油组碳驱油碳埋存先导试验方案地面工程					备注
影响识别	影响类型	污染影响型√；生态影响型□；两种兼有□					
	土地利用类型	建设用地√；农用地□；未利用地□					土地利用类型图
	占地规模	(3.24) hm ²					
	敏感目标信息	敏感目标 (无)、方位 (/)、距离 (/)					
	影响途径	大气沉降□；地面漫流□；垂直入渗√；地下水位□；其他□					
	全部污染物	采出液、井下作业废水					
	特征因子	石油烃					
	所属土壤环境影响评价项目类别	I类√；II类□；III类□；IV类□；					
敏感程度	敏感□；较敏感□；不敏感√；						
评价工作等级		一级□；二级√；三级□					
现状调查内容	资料收集	a) √；b) √；c) √；d) √；					
	理化特性	/					同附录 C
	现状监测点位	层位	占地范围内	占地范围外	深度	点位布置图	
		表层样点数	1	2	0-0.2m		
		柱状样点数	3	-	0-3m		
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）第二类用地的 45 项基本因子、石油烃						
现状评价	评价因子	(Gb36600-2018) 第二类用地的 45 项基本因子、石油烃					
	评价标准	GB15618□；GB36600√；表 D.2□；其他 ()					
	现状评价结论	土壤环境质量较好					
影响预测	预测因子	-					
	预测方法	附录 E√；附录 F□；其他 ()					
	预测分析内容	影响范围（事故状态下，井场、站场产生的采出液、井下作业废水进入土壤的 0-3m 土层）影响程度（较小）					
	预测结论	达标结论：a) √；b) □；c) □ 不达标结论：a) □；b) □					
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障√；源头控制√；过程防控√；其他 ()					
	跟踪监测	层位	LN2-TC1		深度	监测指标	监测频次
			厂界内	厂界外 200m			
			表层	1			
	柱状	1	-	0-3m			
信息公开指标	-						
评价结论		在工程做好定期监测、严格执行本次环评提出的污染防治措施的前提下本项目对土壤环境影响可接受。					
注 1：“□”为勾选项，可√；“ () ”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。 注 2：需要分别开展土壤环境影响评价等级工作的，分别填写自查表。							

5.7 环境风险评价

5.7.1 评价依据

根据 2.5.6 章节关于环境风险评价等级的判定结果，本工程环境风险评价工作等级为简单分析。不设置风险评价范围。

5.7.2 环境敏感目标概况

现场踏勘结果表明，区域主要风险保护目标为项目区土壤、地下水等。主要环境敏感目标见表 2.8-1。

5.7.3 环境风险识别

5.7.3.1 危险物质风险识别

按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169—2018）附录 B、《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2009）、《职业性接触毒物危害程度分级》（GB50844-85）中涉及的有毒有害、易燃易爆物质进行危险性识别。对于中度危害以上的危险性物质应予以识别，按照物质危险性，结合受影响的环境因素，筛选本工程环境风险评价因子主要为原油、天然气、硫化氢。

（1）天然气

天然气中甲烷、乙烷属单纯窒息性气体，对人体基本无毒。其它组分如丙烷、异丁烷、正丁烷、异戊烷、正戊烷等都为微毒或低毒物质。天然气除气态烃外，还有少量二氧化碳、氮气等非烃气体。天然气理化性质、危险危害特性及防护措施见表 5.7-1。

表 5.7-1 天然气理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品名称	化学品中文名称	天然气		
	化学品英文名称	Natural gas dehydration		
成分/组成信息	主要有害成分		甲烷	
	分子式	CH ₄	分子量	16.05
危险特性	危险性类别：第 2.1 类 易燃气体。 侵入途径：吸入。 健康危害：空气中甲烷浓度过高，能使人窒息。当空气中甲烷达 25%~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调。若不及时脱			

	离，可致窒息死亡。皮肤接触液化气体可致冻伤。 环境危害：对环境有害。 燃爆危险：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物。			
急救措施	皮肤接触：如果发生冻伤，将患部浸泡于保持在 38~42℃ 的温水中复温。不要涂擦。不要使用热水或辐射热。使用清洁、干燥的敷料包扎。如有不适感，就医。 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。呼吸、心跳停止，立即进行心肺复苏术。就医。			
消防措施	危险特性：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氧化氧及其它强氧化剂接触发生剧烈反应。 有害燃烧产物：一氧化碳。 灭火方法：用雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉灭火。切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。消防人员必须佩戴空气呼吸器、穿全身防火防毒服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。			
泄漏应急处理	消除所有点火源。根据气体扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的所有设备应接地。禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。若可能翻转容器，使之逸出气体而非液体。喷雾状水抑制蒸气或改变蒸气云流向，避免水流接触泄漏物。禁止用水直接冲击泄漏物或泄漏源。防止气体通过下水道、通风系统和限制性空间扩散。隔离泄露区直至气体散尽。			
操作处置与储存	操作注意事项：密闭操作，全面通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止气体泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。在传送过程中，钢瓶和容器必须接地和跨接，防止产生静电。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。 储存注意事项：钢瓶装本品储存于阴凉、通风的易燃气体专用库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃。应与氧化剂等分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备。			
接触控制/个体防护	工程控制：生产过程密闭，全面通风。 呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，但建议特殊情况下，佩戴过滤式防毒面具（半面罩）。 眼睛防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可戴安全防护眼镜。 身体防护：穿防静电工作服。 手防护：戴一般作业防护手套。 其他防护：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入限制性空间或其它高浓度区作业，须有人监护。			
理化特性	外观与性状	无色无味气体	饱和蒸气压	53.32kPa/-168.8℃
	沸点	-161.4℃	闪点	-218℃
	熔点	-182.6℃	溶解性	微溶于水，溶于乙醇、乙醚、苯、甲苯等。
	密度	相对密度（水=1）：0.42（-164℃）；	稳定性	稳定

		相对蒸汽密度（空气=1）：0.6		
	爆炸极限	5~15%（V%）	引燃温度	537℃
稳定性和反应活性	稳定性：稳定；禁配物：强氧化剂、强酸、强碱、卤素；避免接触的条件：高热，火源和不相容物质；聚合危害：不发生；分解产物：一氧化碳、二氧化碳。			
毒理学资料	LD50：LC ₅₀ ：50%（小鼠吸入，2h）。 LC50：无资料。			
生态学资料	其它有害作用：温室气体。应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。			
废弃处置	废弃物性质：危险废物。 废弃处置方法：建议用焚烧法处置。 废弃注意事项：处置前应参阅国家和地方有关法规。把倒空的容器归还厂商或在规定场所掩埋。			
运输信息	运输注意事项：采用钢瓶运输时必须戴好钢瓶上的安全帽。钢瓶一般平放，并将瓶口朝同一方向，不可交叉；高度不得超过车辆的防护栏板，并用三角木垫卡牢，防止滚动。运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。严禁与氧化剂等混装混运。夏季应早晚运输，防止日光曝晒。中途停留时应远离火种、热源。公路运输时要按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。			

（2）原油

原油理化性质、危险危害特性及防护措施见表 5.7-2。

表 5.7-2 原油理化性质、危险危害特性及防护措施表

特别警示	易燃易爆
理化特性	原油是指从凝析气田或者油田伴生天然气凝析出来的液相组分，又称天然汽油。其主要成分是 C₅ 至 C₁₁₊ 烃类的混合物，并含有少量的大于 C₈ 的烃类以及二氧化硫、噻吩类、硫醇类、硫醚类和多硫化物等杂质，其馏分多在 20℃-200℃ 之间，挥发性好。 【主要用途】是生产溶剂油优质的原料。
危害信息	【燃烧和爆炸危险性】 其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。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。 【健康危害】 蒸气可引起眼及上呼吸道刺激症状，如浓度过高，几分钟即可引起呼吸困难、紫绀等缺氧症状。
安全措施	【操作安全】 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。建议操作人员佩戴自吸过滤式防毒面具(半面罩)，戴化学安全防护眼镜，穿防静电工作服，戴橡胶耐油手套。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、还原剂、碱类接触。灌装时应控制流速，且有接地装置，防止静电积聚。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及泄漏应急处理设备。倒空的容器可能残留下害物。 【储存安全】 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、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备和合适的收容材料。 【运输安全】 运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。夏季最好早晚运输。运输时所用的槽(罐)车应有接地链，槽内可设孔隔板以减少震荡产生静电。严禁与氧化剂、食用化学品等混装混运。运输途中应防曝晒、雨淋，防高温。中途停留时应远离火种、热源、高温区。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。公路运输时要按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。严禁用木船、水泥船散装运输
应急处置原则	【急救措施】 皮肤接触：脱去污染的衣着，用大量流动清水彻底冲洗。 眼睛接触：立即翻开上下眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗至少 15 分钟，就医。 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。呼吸困难时给输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸。就医。 食入：催吐，就医 【灭火方法】 消防人员须佩戴防毒面具、穿全身消防服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。灭火剂：雾状水、泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。 【泄漏应急处置】 切断火源：在确保安全情况下堵漏。禁止泄漏物进入受限制的空间(如下水道等)，以避免发生爆炸。喷水雾可减少蒸发。用砂土、蛭石或其它惰性材料吸收，然后收集运至废物处理场所。或在保证安全情况下，就地焚烧。如大量泄漏，利用围堤收容，然后收集、转移、回收或无害处理后废弃。

(3) 硫化氢

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。

硫化氢的危险、有害特性详见表 5.7-3。

表 5.7-3 硫化氢对人的生理影响及危害

在空气中的浓度			暴露于硫化氢的典型特性
% (V)	ppm	mg/m ³	
0.000013	0.13	0.18	通常，在大气中含量为 0.0215mg/m ³ (0.13ppm) 时，有明

			显和令人讨厌的气味，在大气中含量为 6.9mg/m ³ (4.6ppm) 时就相当显而易见。随着浓度的增加，嗅觉就会疲劳，气体不再能通过气味来辨别
0.001	10	15	有令人讨厌的气味。眼睛可能受刺激。美国政府工业卫生专家协会推荐的阈限值（8h 加权平均值）。我国规定几乎所有工作人员长期暴露都不会产生不利影响的最高硫化氢浓度
0.0015	15	21.61	美国政府工业卫生专家联合会推荐的 15min 短期暴露范围平均值
0.002	20	30	在暴露 1h 或更长时间内，眼睛有烧灼感，呼吸道受到刺激，美国职业安全与健康局的可接受上限值。工作人员在露天安全工作 8h 可接受的硫化氢最高浓度
0.005	50	72.07	暴露 15min 或 15min 以上的时间后嗅觉就会丧失，如果时间超过 1h，可能导致头痛、头晕和（或）摇晃。超过 75mg/m ³ （50ppm）将会出现肺水肿，也会对人员的眼睛产生严重刺激或伤害
0.01	100	150	3min~15min 就会出现咳嗽、眼睛受刺激和失去嗅觉。5min~20min 过后，呼吸就会变缓、眼睛就会疼痛并昏昏欲睡，在 1h 后就会刺激喉道。延长暴露时间将逐渐加重这些症状。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。
0.03	300	432.4	明显的结膜炎和呼吸道刺激。注：考虑此浓度定为立即危害生命或健康（IDLH），参见（美国）国家职业安全与健康学会 DHHS No 85-114 《化学危险袖珍指南》
0.05	500	720.49	短期暴露后就会不省人事，如不迅速处理就会停止呼吸。头晕、失去理智和平衡感。患者需要迅速进行人工呼吸和（或）心肺复苏技术
0.07	700	1008.55	意识快速丧失，如果不迅速营救，呼吸就会停止并导致死亡。必须立即采取人工呼吸和（或）心肺复苏技术
0.10+	1000+	1440.98+	立即丧失知觉，结果将会产生永久性的脑伤害或脑死亡。必须迅速进行营救，应用人工呼吸和（或）心肺复苏

5.7.3.2 输油管道危险性识别

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

5.7.3.3 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油类泄漏、火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排

放。

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

5.7.4 环境风险分析

5.7.4.1 井漏事故影响分析

本工程井漏事故主要为运营期油水窜层。

井漏事故对地下水的污染是采出液漏失于地下水含水层中，由于采出液中含石油类，均会造成地下含水层水质污染。

本项目采用双层套管，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。

5.7.4.2 对大气环境的影响分析

原油、天然气发生泄漏事故后，进入环境中，释放出的 H_2S 、NMHC 会对周围环境空气产生影响，若遇明火，可发生火灾、爆炸，火灾、爆炸产生的伴生/次生污染物可能对环境空气产生一定的影响。由于项目区地域空旷，无敏感点分布，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。

5.7.4.3 对地下水的环境影响分析

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

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

当泄漏事故不可控时，泄漏的油品经土层渗漏，通过包气带进入含水层。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳占林文）中结论：

风沙土尽管颗粒较粗、结构较松散、孔隙比较大，但对石油类物质的截留作用是非常显著的，石油类很难在土壤剖面中随水下渗迁移，基本上被截留在 0cm~10cm 或 0cm~20cm 表层土壤中，其中表层 0cm~5cm 土壤截留了 90%以上的泄漏原油。因此，即使发生输油管线泄漏事故，做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，不会对地下水体环境质量产生大的影响。

5.7.4.4 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，应将能回收的原油以及受污染的土壤集中收集后交由有相应处置资质的单位进行处理。

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

5.7.4.5 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。本工程区域内植被量很小，且发生事故后，及时采取相应的措施，基本不会对周围植被产生明显影响。

5.7.4.6 CO₂ 的泄漏

(1) 泄露的途径

CO₂地质封存的目的就是把 CO₂ 永久的封存于地下，但由于地球内部温度和压力变化、构造活动等引起的突发事件（如地震）、以及人为因素（如废弃井的封闭处理不完善）的影响，CO₂ 发生泄漏和逃逸的风险依然存在。其泄漏的方式和

途径有以下几种： CO_2 突破盖层泄漏；由盖层的裂缝和断层泄漏；由于人为因素（如对井的封闭处理不完善）泄漏；通过储集层与周围岩层的水文动力系统泄漏。其中对废弃井和注入井的不封闭处理被认为是造成 CO_2 渗漏的最主要途径之一。①油田中无油气的废弃井，若不对它们进行封闭或防渗漏处理，从而成了联系地下与地表的通道；②整个的地下储盖层完整性被钻井破坏；③一些钻井设施等被遗弃地下，化学物质与地层中岩石成分产生反应，造成腐蚀、碱化或酸化，从而对原有的地层稳定性造成破坏。另外，随着对油田开发程度的加大，钻井数量也日趋增加。这些都为 CO_2 的泄漏提供了可能的渠道。

（2）泄露的影响

①对植被及土壤的影响

CO_2 如果发生泄漏，造成 CO_2 突然快速释放， CO_2 浓度的增加将改变当地土壤的pH值、微生物种类以及营养物质的供应。在这种环境下，生物的多样性和物种的复杂性将受到严重影响。可能导致生态系统代谢加快，改变生态系统的有机质平衡。高浓度 CO_2 会加快周围植物的生长，增加到一定程度后反过来抑制植物的生长。长期存在 CO_2 泄漏的陆地表面附近，植物一般很难生长。

逸出的 CO_2 将在大气流和重力的作用下沿地表扩散并聚集在较浅的洼地，造成局部地区的浓度偏高。如果人或动物在此活动，也会产生危险。

②对地下水资源的影响

在含水层中 CO_2 溶解量的增加，地层水的pH值随之下降。随着酸度的增加，许多微量元素在地下水中的富集程度增加，形成一些有机酸，增加某些有毒重金属如铅、硫酸盐和氯化物的活动性。当它们的浓度聚集到一定程度时，将会对人类工农业和生活用水的安全和健康造成严重影响。但是一般适合 CO_2 地质封存的深部咸水层一般是指800m以下被微咸或半咸水填充的具有较高孔渗特性的岩层叫。这些咸水不适合工农业利用及人类饮用。

③其他影响

地层压力会随着 CO_2 的注入而增加，如果注入压力超过地层压力，可能会诱发地层裂缝的产生和断层的移动。它可能为 CO_2 的泄漏提供通道。同时，高压可能导致断层活动，从而诱发地震，产生更大的危害。

5.7.5 环境风险防范措施及应急预案

各种事故无论是人为因素引起的，还是自然因素所致，都可以采取必要的预防措施，以减少事故的发生或使事故造成的危害降低到最低限度。对于人为因素引起的事故可以通过提高人员技术素质、加强责任心以及采取技术手段和管理手段等方法来避免；而对于自然因素引起的事故则主要靠采取各种措施来预防。轮南油气开发部于 2019 年 3 月取得《塔里木油田公司开发事业部轮南作业区突发环境事件应急预案》的备案证明，（备案编号为 652800-2019-302-H），定期按照应急预案内容进行应急演练，应急物资配备齐全，出现风险事故时能够及时应对。本评价建议将本次区块建设内容突发环境事件应急预案纳入轮南油气开发部现有突发环境事件应急预案中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。

5.7.5.1 集输事故风险预防措施

（1）严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。

集输管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。

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

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

（4）加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

（5）完善各站场的环境保护工程，及时清除、处理各种污染物，保持安全设施的完好，杜绝火灾的发生。

（6）在集输系统运营期间，严格控制输送油气的性质，定期清管，排除管内的积水和污物，以减轻管道内腐蚀；定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对集输管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理，在管道破裂时能够及时截断上下游管段，以减少事故时油气的释放量，使危害影响范围减小到最低程度。

（7）定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。

(8) 严禁在管线两侧各 50m 范围内修筑工程，在管线上方及近旁严禁动土开挖和修建超过管道负荷的建筑物。

(9) 加强对集输管线沿线重点敏感地段的环保管理，定期进行环境监测。

(10) 建立腐蚀监测系统，随时监测介质的腐蚀状况，了解和掌握区域系统的腐蚀原因，有针对性地制定、调整和优化腐蚀控制措施。

5.7.5.2 硫化氢泄漏的监控与预防措施

——硫化氢监测与安全防护

硫化氢监测与安全防护应按照《硫化氢环境人身防护规范》(SY/T 6277-2017) 和《硫化氢环境天然气采集与处理安全规范》(SY/T 6137-2017) 要求进行。

① 作业人员巡检时应携带硫化氢监测仪（第 1 级预警阈值应设置为 $15\text{mg}/\text{m}^3$ (或 10ppm)，第 2 级报警阈值应设置为 $30\text{mg}/\text{m}^3$ (或 20ppm)，进入上述区域应注意是否有报警信号。

② 作业人员在检修和抢险作业时应携硫化氢监测仪和正压式空气呼吸器。

③ 当监测到空气中硫化氢的浓度达到 $15\text{mg}/\text{m}^3$ (或 10ppm)时，作业人员应检查泄漏点，准备防护用具，迅速打开排风扇，实施应急程序。

④ 当监测到空气中硫化氢的浓度达到 $30\text{mg}/\text{m}^3$ (或 20ppm)时，作业人员应该迅速打开排风扇，疏散人员。作业人员应戴上防护用具，进入紧急状态，立即实施应急方案。

⑤ 当监测到空气中硫化氢浓度达到 $150\text{mg}/\text{m}^3$ (或 100ppm)时，应组织周边危险区域内的作业人员有秩序地迅速向上风向撤离到安全区域。

——预防措施

在含硫化氢环境中的作业人员上岗前都应接受 H_2S 危害及人身防护措施的培训，经考核合格后方能持证上岗。

① 为避免无风和微风情况下硫化氢的积聚，可以使用防爆通风设备将有毒气体吹往期望的方向。

② 应特别注意低洼的工作区域，比如井口方井，由于较重的硫化氢或二氧化硫在这些地点的沉积，可能会达到有害的浓度。

③ 当人员在达到硫化氢危险临界浓度[$150\text{mg}/\text{m}^3$ (100ppm)]的大气环境中执行任务时，应有接受过救护技术培训的值班救护人员，同时应备有必要的救护设

备，包括适用的呼吸器具。

5.7.5.3 CO₂ 的泄漏的预防措施

(1) 进一步加强目标区地质勘察工作，减少地质因素的不确定性。为灌注井设计和灌注方案设计提供可靠依据。

(2) 在满足灌注量要求的前提下，合理的选择储盖组合作为灌注层，以减少发生低渗透 CO₂ 意外迁移的机率。

(3) 全方位开展 CO₂ 灌注的监测工作。落实监测方案，根据监测工作建立预警机制。

(4) 认真进行 CO₂ 灌注前的监测工作，即核查钻井(孔)、废弃油井等通道和确定地球化学背景值；根据 CO₂ 灌注过程监测成果及时调整灌注方案和操作方案。

(5) 根据 CO₂ 注入过程中的监测结果，适时采取补救和应急措施，如调整操作方案(控制灌注量、压力)、修补和堵塞产生泄漏的受损井，必要时停止灌注。

(6) 加强对封存区周边敏感目标等的 CO₂ 浓度变化监测，确保人群健康及生态安全。

(7) 进一步开展诱发地震机制的研究，确定合理的灌注压力和灌注量，同时进行必要的监测，加强预报与预防。

5.7.5.4 窜层污染事故的防范措施

(1) 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。

(2) 利用已有的或者新开发的水井，对各层地下水分别设置监测井位，定期对油田开发区各地下水层监测井采样分析，一个季度采样一次，分析项目为 COD、石油类、挥发酚等石油特征指标，根据监测指标的变化趋势，对可能产生的隐蔽污染，做到及时发现，尽早处理。

(3) 及时展开隐蔽污染源调查，查明隐蔽污染源之所在，采取果断措施，截断隐蔽污染源的扩散途径。

5.7.5.5 管线安全运行措施

为了避免避免管线破裂事故的发生，减轻管线破裂、泄漏事故对环境的影响，

应采取以下安全环保措施：

（1）管线敷设过程中应严格按设计要求进行，确保埋设深度、防腐和保温质量，防止腐蚀管道。管线敷设线路上方设置永久性标志，提醒人们在管线两侧活动，保护管线的安全。

（2）为了减轻管线的内外腐蚀，每年定期用超声波检测仪，测量 1-2 次管线内外防腐情况，若管壁厚度减薄，应及时更换管段。

（3）为保护管道不受深根系植被破坏，在管道上部土壤中可复耕一般农作物及种植浅根系植被。在对集输管道的日常巡线检查过程中，应将管道上覆土壤中会对管道构成破坏的深根系植被进行及时清理，以确保管道的安全运行。

（4）机械失效及施工缺陷是导致事故的重要原因之一。根据我国的经验，管道焊接是最关键的工艺，焊接工应接受专门培训，持证上岗。

（5）加强日常生产监督管理和安全运行检查工作，对各种设备、管线、油罐、阀门定期进行检查，防止跑、冒、滴、漏，及时巡查管线，消除事故隐患。

（6）加强职工安全意识教育和安全生产技术培训，制定安全生产操作规程。

（7）集输管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生；按规定进行管道的定期检验、保养，及时更换易损及老化部件，防止原油泄漏事故的发生。当有风险事故发生时，立即启动应急预案，使事故带来的损失降低到最小。

5.7.5.6 危险废物运输风险防范措施

危险废物运输的事故隐患主要是从泄漏开始的。因此，行车途中要勤于检查。当行驶一定时间后要查看一下车箱底部四周有无泄漏液体，若有液体泄漏，应查找泄漏点，采取相应的应急措施，防止液体继续泄漏，将受到污染的土壤要全部回收，送至具备相应危废处理资质的单位进行无害化处理。

危险废物运输过程中主要风险防范措施如下：

①运输时应当采取密闭、遮盖措施防止渗漏。

②对运输危险废物的设施和设备应当加强管理和维护，保证其正常运行和使用。

③不能混合运输性质不相容而又未经安全性处置的危险废物。

④转移危险废物时，必须按照规定填危险废物转移联单，并向危险废物移出

地和接受地的县级以上地方人民政府环境保护行政主管部门报告。

⑤禁止将危险废物与旅客在同一运输工具上载运；

⑥运输危险废物的设施和设备在转作他用时，必须经过消除污染的处理，方可使用。

⑦运输危险废物的人员，应当接受专业培训；经考核合格后，方可从事运输危险废物的工作。

⑧运输危险废物的单位应当制定在发生意外事故时采取的应急措施和防范措施。

⑨运输时，发生突发性事故必须立即采取措施消除或者减轻对环境的污染危害，及时通报给附近的单位和居民，并向事故发生地县级以上人民政府环境保护行政主管部门和有关部门报告，接受调查处理。

5.7.5.7 重视和加强管理

除采取上述安全预防措施外，还应通过提高人员素质，加强责任心教育，完善有关操作条例等方法来防止人为因素引发的事故。

（1）对生产操作的工人必须培训经考核后上岗，使其了解工艺过程，熟悉操作规程，对各种情况能进行正确判断。

（2）加强各级干部、职工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。

5.7.5.8 环境风险应急预案

轮南油气开发部于2019年3月取得《塔里木油田公司开发事业部轮南作业区突发环境事件应急预案》的备案证明，备案编号为652800-2019-302-H。

应急预案结合轮古片区实际情况，对可能存在的环境风险源及可能发生的环境风险进行了详尽分析，并针对可能突发的环境事件制定了应急处理预案。为油田制定了较完善的应急组织机构，明确了组织机构构成及其职责。近年来，油田严格执行应急预案相关要求，定期组织应急演练，制定了并实施了油田应急预案演练计划。

本项目的环境风险事故应急参照已有的应急预案执行，后期应急预案进行修

编时，应将本项目内容纳入预案范围。

5.7.5.9 现有环境风险防范措施的有效性分析

轮南油气开发部目前采用的环境风险防范措施较为齐全，制定有突发环境事件应急预案及其配套文件并在主管部门进行了备案，配备有应急物资，定期开展应急演练，与当地政府建立了应急联动机制，因此，在严格执行应急预案和应急处置的基础上，现有环境风险防范措施是有效的。

5.7.6 风险评价结论

本项目所涉及的危险物质包括天然气、原油、硫化氢，可能发生的风险事故包括井场事故、管线泄露事故。原油发生泄漏时，对土壤、植被、地下水会产生一定的影响，发生事故后，在严格落实本项目提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。做好事故风险防范措施，将事故发生概率减少到最低。综上所述，本项目环境风险程度属于可以防控的。

6.环境保护措施及可行性论证

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

6.1 设计期环境保护措施

6.1.1 井场选址

结合本工程站场经地区的地形地貌、交通、人文、社会经济状况及工程地质条件，在满足建设单位的要求的同时，采用合理的工程技术，并将工程费用和运行费用控制在合理的范围之内。井场选址主要依据以下原则：

（1）井场站场设计严格遵守国家或行业标准《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183-2004、《建筑设计防火规范》（2018 版）GB 50016-2014、《油田油气集输设计规范》GB 50350-2015）、《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T 6276-2014）。

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

（3）站场在无人区穿越，不涉及拆迁。

（4）站场应尽量避免不良工程地质区，保证运行安全可靠。

6.1.2 管道路由选择

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

（1）线路设计严格遵守国家或行业标准《输油管道工程设计规范》（GB50253-2014）、《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）、《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB50423-2013）、《油气输送管道跨越工程设计规范》（GB50459-2009）。

(2) 线路总体走向力求顺直，线路总体走向确定以后，局部线路走向应根据井场和站场的位置作相应调整。

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

(4) 线路在无人区穿越，不涉及拆迁。

(5) 线路应尽量避免不良工程地质区，保证管道运行安全可靠。

6.2 施工期环境保护措施

本项目开发建设期环境影响的特点是持续时间短，对地表的破坏性强，在地面建设结束后，可在一定时期消失；但如果污染防治和生态保护措施不当，可能持续很长时间，并且不可逆转，例如对生态环境的破坏。

6.2.1 生态保护措施

6.2.1.1 站场、管线工程生态保护措施

(1) 对油田区域内的永久性占地和临时性占地合理规划，严格控制临时占地面积，尽量避让植被较多的区域，对井场永久性占地进行地面硬化，以减少风蚀量，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。

——井场施工临时性占地 90m×100m；

——管线施工临时占地作业度宽度不得超过 8m；

——道路施工占地作业度宽度不得超过 4.5m。

(2) 在植被茂密的区域施工时，可采取人工开挖管沟，尽量减少对周围植被的破坏。

(3) 本项目占地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。

(4) 管线施工时应根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量。管沟回填后多余的土方禁止大量集中弃置，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渡，避免形成汇水环境，防止水土流失。

(5) 施工期充分利用现有油田道路，尽可能减少道路临时占地，降低对地表和植被的破坏，施工机械在不得在道路以外行驶和作业，保持地表不被扰动，

不得随意取弃土。

(6) 严格落实环评所提环保措施，加强施工管理，杜绝废水固废乱堆乱排的现象，避免施工期废水、固废等对自然植被及土壤造成不良影响。

(7) 加强野生动物保护，对施工人员进行宣传教育，禁止捕杀野生动物。

(8) 及时清理施工现场，做到“工完、料净、场地清”。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、恢复原貌，使占地造成的影响逐步得以恢复。

6.2.1.2 对野生动植物的生态保护措施

(1) 合理选择管线走向，应避开植被茂盛的区段，尽量避免砍伐野生植物；管线敷设尽量取直，考虑管线距离最短。

(2) 管线施工应严格限定施工范围，确定作业路线，不得随意改线。管线施工若遇到保护植物应当采取避让的措施，若无法进行避让，需对保护植物进行移植保护。

(3) 管线施工范围应严格限制在 8m 范围内。施工机械和车辆应严格按照规定在设计场地及便道上作业和行驶，防止扩大对土壤和植被的破坏范围。在保证顺利施工的前提下，应尽可能缩小施工作业宽度，以减少临时占地影响，将施工期对环境不利影响降到最低限度。

(4) 在施工便道设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对施工作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。车辆行驶过程中不得鸣笛惊吓野生动物。

(5) 注意施工后的地表修复，管道回填时，应注意尽量恢复原有紧实度，或留足适宜的堆积层，防止因降水造成地表下陷形成积水洼地。管道回填后应注意恢复原有地表的平整度。

(6) 站场建设选址尽量少占植被茂密的地块，尤其不得铲除保护植物。若无法进行避让，需对保护植物进行移植保护。同时，严格控制占地面积，以减少占地和保护野生植物。

6.2.1.3 重点公益林生态保护措施

本工程部分井场、集输管线占用地方公益林，项目需采取的保护措施包括：

(1) 在下一阶段的设计建设单位应委托有资质的单位编制占用林地的可行性研究报告, 根据《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) 办理建设项目使用林地手续。

(2) 严格控制施工范围。教育施工人员保护植被, 注意施工及生活用火安全, 防止林草火灾的发生。

(3) 工程征占地范围内的保护植物要征得林草部门的同意, 办理相关手续, 进行补偿和恢复;

(4) 严禁砍伐施工区外围的植被等被作燃料, 尽量减少对作业区周围植被的影响。

(5) 项目完工后, 要对本项目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。

(6) 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, 将管线施工作业带减小到 8m。考虑采取加大管道埋深, 加厚管壁等措施防止公益林区管线风险事故的发生。

(7) 运营期主要是对施工期砍伐的公益林进行异地恢复, 对移植的林木进行管护, 提高所移植的成活率, 公路沿线可设置一些警示牌, 提高公众保护公益林的意识。

6.2.1.4 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。

6.2.1.5 其他生态保护措施要求

(1) 在工程施工过程中和施工结束后，及时对施工场地进行平整，以便自然植被后期自然恢复。

(2) 工程结束后，做好施工场地的恢复工作，并按相关规定对植被损失进行生态经济补偿。

(3) 加强施工期环境监理，监理的重点内容：管道施工临时占地施工结束后的植被恢复，野生动物保护，以及材料堆放、施工方式等环境保护内容。

6.2.1.6 生态保护工程的技术和经济可行性

本项目永久占地为荒漠草地和林地，征用的土地需按照轮台县土地部门的相关规定，支付一定的占地补偿费，具体数额由项目建设单位与当地政府商议确定。

本项目开发期要严格遵守国家和地方有关野生动物保护、水土保持法、防沙治沙等法律法规。主要采取以下生态保护措施，这些措施对于减少地表破坏，减缓水土流失，抑制荒漠化发展起到了一定的积极作用。

——对油田的永久性占地（井场、站场、道路、集输管线等）合理规划，严格控制占地面积。

——按设计标准规定，严格控制施工作业带（开挖）面积，包括钻井井场用地面积不得超过钻机作业标准规定，油田内公路和管线敷设施工宽度控制在设计标准范围内，并尽量沿道路纵向平行布设。以减少地表破坏，减少土方的暴露面积。

——施工作业尽量利用原有公路，沿已有车辙行驶，若无原有公路，严格执行先修路，后开钻的原则进行。杜绝车辆乱碾乱轧的情况发生。不随意开设便道。

——施工机械在不得在道路、井场以外的行驶和作业，保持地表不被扰动。

——施工作业结束后，应考虑防风固沙。

——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，切实提高保护作业区生态环境的意识。

管道施工通常只有几个月，施工结束后受损植被可逐渐恢复，采取一些人工恢复措施后，受损生物量基本可以全部恢复。评价范围内，野生植物和野生动物

大多是新疆地区的常见种，工程对野生植物和野生动物影响较小。在采取以上措施后，类比本区域已开发工程所采取的环保措施可知，项目的生态保护措施是可行的。

6.2.2 大气污染防治措施

施工期废气主要为钻井工程产生的燃料燃烧废气以及管线敷设、道路和地面工程建设等过程中产生的扬尘及施工车辆尾气等，均为无组织排放，随施工结束而消失。提出以下大气污染防治措施：

（1）避免在大风季节施工，尽可能缩短施工时间，提高施工效率，减少裸地暴露时间。

（2）施工单位必须加强施工区的规划管理。挖方堆放应定点定位，并采取防尘、抑尘措施（洒水、遮盖等措施）。

（3）合理规划、选择最短的运输路线，充分利用油气田现有公路网络，禁止随意开辟道路，运输车辆应以中、低速行驶，减少车辆行驶动力起尘。

（4）合理规划临时占地，控制临时占地范围，对工作区域外的场地严禁机械及车辆进入、占用，避免破坏植被和造成土地松动。

（5）管沟开挖深度不宜过深，及时开挖，及时回填，遇大风天气应停止土方作业。

（6）加强对施工机械、车辆的维修保养，禁止以柴油为燃料的施工机械超负荷工作，减少烟尘和尾气的排放。

（7）加强施工工地环境管理，提倡文明施工，积极推进绿色施工，严防人为扬尘污染。

6.2.3 废水污染防治措施

本项目施工期产生的废水主要包括钻井废水及管道试压废水以及施工人员产生的生活污水。

（1）本项目钻井全部采用钻井废弃物不落地技术，钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排，废水污染防治措施可行。

（2）生活污水由生活营地防渗生活污水池收集，定期拉运至轮一联合站公

寓污水处理系统处理。

(3) 管道试压分段进行，试压水排出后进入下一段管线循环使用。减少水资源的浪费及废水的产生。试压结束后用作场地降尘。

(4) 严格按照《油气输送管道穿越工程设计规范》(GB 50423-2013) 设计及施工，合理安排管道施工时序和施工工艺的情况。管道应埋设于最大冻土深度以下且应有足够的埋设深度。

6.2.4 固体废物污染防治措施

本工程施工期固体废物主要是施工废料、施工人员产生的生活垃圾、废油和含油废弃物。

(1) 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，首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至轮南固废填埋场进行处置。施工单位对固废要进行收集并固定地点集中暂存，争取日产日清。同时要做好固废暂存点的防护工作，避免风吹、流失。

(2) 生活垃圾

施工人员生活垃圾集中收集后拉运至轮南固废填埋场处置。生活垃圾应定点存放，由施工单位定时和统一集中处置。

(3) 机械设备废油和含油废弃物

施工期间使用的机械设备运行过程中需进行维护、保养、维修等工作，以使其能正常运转，此过程中将产生少量的废油，如废液压油、废润滑油、废机油、含油废弃物等，委托委托塔里木油田绿色环保站及其他有资质单位进行无害化处理。

(4) 优选钻井液材料，尽可能采用无毒、低毒材料，禁止使用国家明文规定有毒有害成分的钻井液材料。

(5) 加强油料的管理，避免外泄，含油废弃物单独堆放，减少含油废弃物的产生量。

6.2.5 噪声防治措施

本项目施工期噪声源主要是各类施工机械和运输车辆。为最大限度避免和减

轻施工及运输噪声对周围声环境的不利影响，本评价对施工期噪声控制提出以下要求和建议：

（1）建设单位应要求施工单位使用低噪声、低振动的机械设备类型，并在施工中设专人对其进行保养维护，对设备使用人员进行培训，严格按操作规范使用各类机械；

（2）施工单位可合理安排施工时间，避免长时间使用高噪声设备，使本项目在施工期造成的噪声污染降到最低；

（3）运输车辆进出工地时应低速行驶，少鸣笛或不鸣笛。

6.2.6 土壤污染防治措施

（1）应严格控制施工期临时占地面积，按设计及规划的施工范围进行施工作业，减少土壤扰动。

（2）施工机械及运输车辆应按规定的道路行驶，减少对土壤的碾压，减少碾压造成的土壤紧实度增加及养分流失。

（3）施工产生的建筑垃圾不得随意抛洒，应集中收集并及时清运，防止污染物进入土壤环境造成污染。

（4）项目区处于风蚀区，需要严格采取各项水土流失防治措施，施工完毕后通过对临时占地采取土地平整和防沙治沙措施，地表基本可免受水土流失。

6.3 运营期环境保护措施

生产运营期环境影响持续时间长，并随着产能规模的增加而加大，贯穿于整个运营期。

6.3.1 生态环境保护措施

6.3.1.1 监督和管理措施

（1）针对本项目的建设，中国石油天然气股份有限公司塔里木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。

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

（5）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。

（6）定时巡查井场、站场及管线等，及时清理落地油，降低土壤污染。

6.3.2 废气污染防治措施

本项目运营期的废气排放源主要为无组织排放源。无组织排放的污染物主要为站场、管线接口、阀门等处产生的无组织挥发烃类。针对以上污染源，油田采取了以下大气污染治理措施：

（1）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。

（2）在油气集输过程中，为减轻集输过程中烃类的损失，油田开发采用密闭集输流程，站场非甲烷总烃无组织排放达到《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求，硫化氢无组织排放达到《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）。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。

（3）井场需按照实际生产需要设置可燃气体探测器。

（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。

6.3.3 废水污染防治措施

本项目运营期的主要废水是采出水、少量冷却水和井下作业废水。

（1）采出水、冷却水依托轮一联合站含油污水处理系统处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准中指标后回注油层，不外排。

（2）井下废水集中收集进入轮南钻试修废弃物环保处理站处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后回注油层。

（3）为防止污水回注过程中污染表层地下水，要确保回注井套管无破损，固井质量合格，在污水回注的过程中，要加强对压力的监控，发现井口压力突然下降应立即停止回注，检查回注井壁套管是否破损。

6.3.4 地下水污染防治措施

按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全方位进行控制。

6.3.4.1 源头控制措施

（1）选择先进、成熟、可靠的工艺技术，对产生的废物进行合理的回用和治理，尽可能从源头上减少污染物排放；

（2）采用先进的监控手段，管线敷设严格遵守相关规定，并对管线进行防腐保温等保护措施，防止原油泄漏。严格按照国家相关规范要求，定期对管线进行检查，一旦发现异常，及时维修和更换，尽量杜绝“跑、冒、滴、漏”的发生，

并随时做好抢修准备，加强抢修队伍的训练和工作演练。

(3) 定期对开发井固井质量进行检查，若发现固井质量不合格，先查明固井质量不合格的原因，并及时采取一系列的修整措施，保证固井质量合格，防止发生油水窜层等事故。

(4) 修井作业时，要严格加强防污染措施。起油管前要打开泄油器，管内油水进入废液罐，蒸汽吹扫油管、油杆的油污、污水等全部回收至废液罐回收，严禁流入井场。

6.3.4.2 分区防治措施

对站场可能泄漏污染物的污染区地面进行防渗处理，并及时将泄漏/渗漏的污染物收集起来进行处理，可有效防治洒落地面的污染物渗入地下。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），分区防控措施应满足以下要求：

①已颁布污染控制国家标准或防渗技术规范的行业，水平防渗技术要求按照相应标准或规范执行，如 GB 16889、GB18597、GB 18598、GB18599、GB/T50934 等。

②未颁布相关标准的行业，根据预测结果和场地包气带特征及其防污性能，提出防渗技术要求或根据建设项目场地天然包气带防污性能、污染控制难易程度和污染物特性，提出防渗技术要求。

本项目不属于已颁布污染控制国家标准或防渗技术规范的行业，分区防控措施应根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ 610-2016）中污染控制难易程度分级参照表（表 6.3-1）、天然包气带防污性能分级参照表（表 6.3-2）、地下水污染防渗分区参照表（表 6.3-3），提出防渗技术要求。

表 6.3-1 污染控制难易程度分级参照表

污染控制难易程度	主要特征
难	对地下水环境有污染的物料或污染物泄露后，不能及时发现和处理
易	对地下水环境有污染的物料或污染物泄露后，可及时发现和处理

表 6.3-2 天然包气带防污性能分级参照表

分级	包气带岩土防污性能
强	岩(土)层单层厚度 $Mb \geq 1.0m$ ，渗透系数 $K \leq 1 \times 10^{-6}cm/s$ ，且分布连续、稳定
中	岩(土)层单层厚度 $0.5m \leq Mb < 1.0m$ ，渗透系数 $K \leq 1 \times 10^{-6}cm/s$ ，且分布连续、稳定； 岩(土)层单层厚度 $Mb \geq 1.0m$ ，渗透系数 $1 \times 10^{-6}cm/s < K \leq 1 \times 10^{-4}cm/s$ ，且分布连续、

	稳定；
弱	岩(土)层不满足上述“强”和“中”条件

表 6.3-3 地下水污染防渗分区参照表

防渗分区	天然包气带 防污性能	污染控制难 易程度	污染物类型	防渗技术要求
重点防渗区	弱	难	重金属、持久性有 机污染物	等效粘土防渗层 Mb≥6.0m, K≤1×10 ⁻⁷ cm/s; 或参照 GB18598 执行
	中-强	难		
	弱	易		
一般防渗区	弱	易-难	其它类型	等效粘土防渗层 Mb≥1.5m, K≤1×10 ⁻⁷ cm/s, 或参照 GB16889 执行
	中-强	难		
	中	易	重金属、持久性有 机污染物	
	强	易		
简单防渗区	中-强	易	其它类型	一般地面硬化

根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）中表6及前文分析，项目区内包气带防污性能为“弱”，生产过程中产生的污水中主要污染物为石油类、无机盐等，不属于重金属和持久性有机物类，为“其他类型”；本工程污染物控制较难，故将工程区域划分为一般防渗区。具体划分方案如下：

表 6.3-4 项目污染防渗区分

类别	项目涉及区域		防渗要求
一般 防渗区	运行期	先导试验站装 置区、采油井井 口装置区	防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} cm/s$ 的黏土层的防渗性能。

6.3.4.3 污染监控措施

本项目应建立地下水环境监控体系，包括科学、合理地设置地下水污染监控井，建立完善的监测制度，配备相应的检测仪器和设备，以便及时发现并及时控制。结合工程区所在区域的水文地质条件和《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ 610-2016）中要求，二级评价的建设项目一般需在建设项目场地、上、下游各设置1个跟踪监测点，监测井位的设置可依托已有水井。根据区域水文地质条件，监测计划、孔深、监测井结构、监测层位、监测项目、监测频率等详见表6.3-5。监测井参照《地下水环境监测技术规范》（HJ/T164-2020）中5.1节要求进行建设，可选用单管单层监测井，内径须不小于50mm，以满足洗井和取水要求。上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向油田公司安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开。

表 6.3-5 地下水监测计划

点位	区位	坐标	监测层 位	井深	监测频率	主要监测项 目
----	----	----	----------	----	------	------------

LG-10	上游	**	孔隙潜水	30m	每年采样2次。发生事故时加大取样频率。	石油类
44#	场地	**				
47#	下游	**				

上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向油田公司安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开。如发现异常或发生事故，加密监测频次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

为保证地下水监测工作有序运行，须明确职责、制定相关规定进行管理；具体管理措施和技术措施如下：

①管理措施

1) 预防地下水污染的管理工作是环保管理部门的职责之一，油田公司环境保护管理部门应指派专人负责预防地下水污染的管理工作；

2) 建设单位应委托具有监测资质的单位按时、按质、按量完成地下水监测工作，并按要求分析整理原始资料、编写监测报告；

3) 建立与工程区环境管理系统相联系的地下水监测信息管理系统；

4) 按突发事故的性质、类型、影响范围、后果严重性分等级制订相应的应急预案，在制定预案时要根据环境污染事故潜在威胁的情况，认真细致地考虑各项影响因素，并组织有关部门、人员进行适时演练、不断补充完善预案内容。

②技术措施：

1) 定期对法兰、阀门、管道等进行检查。

2) 在日常例行监测中，一旦发现地下水水质监测数据异常，应尽快核查数据，确保数据的正确性，并将核查过的监测数据通告安全环保部门，由专人负责对数据进行分析、核实，并密切关注生产设施的运行情况。具体内容如下：了解全井场、站场生产是否出现异常情况，出现异常情况的装置、原因；加大监测密度，如监测频率由每年二次临时加密为每天一次或更多，连续多天，分析变化动向。

6.3.4.4 地下水污染应急预案及处理

(1) 应急预案内容

在制定井场、站场安全管理体制的基础上，制订专门的地下水污染事故应急措施，并应与其它类型事故的应急预案相协调，并纳入到轮南油气开发部应急预案

案中。地下水应急预案的具体内容如下：

- ①应急预案的日常协调和指挥机构；
- ②各部门在应急预案中的职责和分工；
- ③确定地下水环境保护目标和对目标采取的紧急处置措施，评估潜在污染可能性；
- ④特大事故应急救援组织状况、人员和装备情况，平常的训练和演习。

（2）污染事故处理

在发现异常或者事故状态下，建议采取如下污染治理措施。

- ①如发现异常或发生事故，加密监测频次，改为每周监测一次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。
- ②一旦发生地下水污染事故，应立即启动应急预案。
- ③查明并切断污染源。
- ④探明地下水污染深度、范围和污染程度。
- ⑤依据探明的地下水污染情况，合理布置浅井，并进行试抽工作。
- ⑥依据抽水设计方案进行施工，抽取被污染的地下水体，并依据各井孔出水情况进行调整。
- ⑦将抽取的地下水进行集中收集处理，并送实验室进行化验分析。
- ⑧当地下水中的特征污染物浓度满足地下水功能区划的标准后，逐步停止抽水，并进行土壤修复治理工作。

综上，本项目采取的地下水污染防治措施可行。

6.3.5 噪声污染防治措施

（1）对声源强度较大的设备进行减噪处理，根据各种设备类型所产生噪声的特性，采用不同的控制手段。

（2）提高工艺过程自动化水平，尽量减少操作人员在噪声源的停留时间。设备采用巡检的方式，由操作人员定期对装置区进行检查，尽量减少人员与噪声的接触时间。

6.3.6 固体废物污染防治措施

本项目运营期产生的废分子筛、废吸附剂、废润滑油、沾油废物、清管废渣

等固体废物均按照危险废物管理，总产生量约 0.5t/a。本环评要求在先导试验站建设危废暂存间一座，占地面积 3m²，总容积 6m³，用于各类危险废物暂存收集。各类危险废物在暂存间内应分开存放，严禁混装。集中收集后交由塔里木油田绿色环保站或其他有资质单位进行无害化处理。危险废物由专用运输车辆进行运输、转移，并严格按照《危险废物转移联单管理办法》，实施危险废物转移联单管理制度。危废废物临时贮存场所要严格按照《危险废物贮存污染控制标准》中的有关规范进行设计和管理。井下作业时带罐作业，落地油 100%回收。

危险废物暂存间必须满足具备防渗、防外溢、防泄露等基本要求，按照《环境保护图形标志—固体废物贮存（处置）场》危险废物标志牌式样设置明显标志。

6.3.7 土壤环境保护措施

结合本项目特点与调查评价范围内的土壤环境质量现状，在分析土壤污染途径的基础上，根据环境影响预测与评价结果，按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，提出合理、可行、操作性强的土壤环境影响防控措施。

6.3.7.1 源头控制措施

从生产过程入手，在工艺、设备、集输管道等方面尽可能地采取泄漏控制措施，从源头最大限度降低采出液和井下作业废水泄漏的可能性和泄漏量，使项目区污染物对土壤的影响降至最低，一旦出现泄漏等即可由区域内的各种配套措施进行收集、处置。

（1）定期派人检查井口区、计量间，是否有采出液泄露的现象发生。

（2）本工程选用耐腐蚀性能好、抗老化性能、耐热性能好、抗冻性能好、耐磨性能好的管材作为集输管线，可有效的防止管线腐蚀穿孔，降低管线环境风险事故的发生。

（3）对管道定期检修，将事故发生的概率降至最低，可有效保护土壤和地下水环境不受污染。

（4）由于发生管线泄漏时管线的压力变化明显比较容易发现，可及时采取必要的处理措施，使造成的污染控制在局部环境。

（5）如果发生井下作业废水渗漏、集输管道的采出液渗漏，建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清

除地面及地下的石油类物质，委托具有相应 HW08 危废处理资质单位对污染土壤进行转运处置，因而，石油类污染物进入土壤和地下潜水的可能性较小。

具体步骤为：

1) 按顺序停泵或关井

在管道发生断裂、漏油事故时，按顺序停泵或关井。抢修队根据现场情况及时抢修，做好安全防范工作，把损失控制在最小范围内。

2) 回收泄漏原油

首先限制地表污染的扩大。油受重力和地形的控制，会流向低洼地带，应尽量防止泄漏石油移动。在可能的情况下应进行筑堤，汇集在低洼坑中的地表油，用车及时进行收集，将严重污染的土壤集中处理，交由有资质单位进行处置。

3) 挖坑应急

因地制宜地采取有效措施清除土壤油浸润体中的残油，减轻土壤污染。

①坑撇油：在漏油点附近挖坑进行撇油。

②挖沟截油：根据原油以漏油点为点源向下游迁移扩散为主的特点，在漏油点下游的 10m~30m 处，根据漏油量的大小挖 2~3m 深的两条水平截油沟，一撇二排，以加速土壤油浸润体中残油的外泄，减小事故影响范围。

6.3.7.2 过程控制措施

根据本项目特点，从垂直入渗途径，采取过程阻断、污染物削减和分区防控措施保护土壤环境。

6.3.7.3 跟踪监测

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ 964-2018)土壤二级评价的跟踪监测要求，制定跟踪监测计划，发生事故泄露时对 LN2-TC1 的井口区可能影响区域跟踪监测，在占地范围内和占地范围外分别设 1 个表层样，在占地范围内设 1 个柱状样，每 5 年监测 1 次。

综上所述，正常情况下，本项目的各项工程不会污染土壤环境，非正常情况下，采取有效措施后可减轻对土壤环境的影响。在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免工程实施对土壤环境产生污染影响。

7.环境影响经济效益分析

7.1 社会效益和经济效益

7.1.1 社会效益

本工程的建设投产，对本地区的经济和社会发展都具有非常重要的意义，主要体现在以下几个方面。

（1）大力开发油气资源是贯彻和落实西部大开发战略的重要举措，是把西部地区资源优势转变为经济优势的有力保证，作为主力油源塔里木盆地蕴藏了丰富的油气资源，油气资源的开发，将把新疆丰富的地下资源变为实实在在的经济收益。同时，资源的开发建设伴随着基础设施的完善，这给新疆经济带来了良好的发展机遇。

（2）为加快新疆经济发展，保持新疆政治和社会稳定具有重大的战略意义。油气的开发建设对拉动新疆的经济发展将起到重要作用，另外，油气资源开发还可带动当地原油副产品加工利用和相关产业的发展，推动地方发展。总之，本工程在实施促进新疆的经济发展，保持边疆民族团结和社会稳定等方面，具有特别重要的意义。

（3）2020年9月国家提出“2030年碳达峰、2060年前碳中和”目标。碳捕集、利用与封存（简称CCUS）技术能够大幅减少使用化石燃料的温室气体排放。塔里木油田分公司在采油过程中对于地下储油构造已有比较清晰的认识、注入所需的地面设施也已相当配套，能够降低二氧化碳封存成本；并且国内外实践均已证明，注二氧化碳驱油技术可延长油田寿命10年以上。因此，二氧化碳驱油与埋存相结合具有特别的优势和吸引力，在实现碳驱油大幅度提高原油采收率技术成功的基础上，追求碳全埋存和零排放，实现驱油与埋碳双重目标。通过规模注碳，探索形成深层、高压、高温、高盐碎屑岩油藏水驱后CCUS-EOR配套技术，对指导同类型油田CCUS-EOR技术对策制定和实施，大幅度提高油藏采收率的同时，对于温室气体减排，实现碳埋存具有战略指导意义。

因此，在“碳达峰、碳中和”背景下，本工程具有重要的社会意义。

7.1.2 经济效益

项目总投资共计 55760 万元，其中钻井工程费用 6341 万元，采油工程费用 16107 万元，地面工程费用 28739 万元，科研经费 1000 万元，建设期利息 383 万元，流动资金 3190 万元。

按照固定油价 45 美元/桶，二氧化碳外购价格 0 元/吨，税后项目内部收益率 11.97%，财务净现值 19269 万元，投资回收期 8.4 年；二氧化碳外购价格 200 元/吨，税后项目内部收益率 7.75%，财务净现值 5096 万元，投资回收期 9.76 年；二氧化碳外购价格 400 元/吨，税后项目内部收益率 2.16%，财务净现值-9309 万元，投资回收期 12.8 年。试算内部收益率达到 6.0%时，二氧化碳价格时，二氧化碳价为 271 元/吨。

考虑碳减排潜在效益，二氧化碳埋存补贴按阶梯 2025-2029 年 100 元/吨、2030-2034 年 200 元/吨、2035 年以后 300 元/吨计算，基础是当年二氧化碳埋存量，直接计入现金流。碳价 200 元/吨为列，内部收益率提高约 3%。

本工程主要经济评价指标高于企业基准收益率，从财务角度看有较好的经济效益；从敏感性分析和情景分析看，项目有一定抗风险能力。

7.2 环境经济损益分析

7.2.1 环境损失分析

油气开发建设对环境造成的损失主要表现在：

- (1) 工程占地造成的环境损失；
- (2) 突发事件状态污染物对土壤、植被的污染造成的环境损失；
- (3) 其他环境损失。

本项目永久占地主要为井场、站场、道路占地。项目永久占地的损失量分为经济损失和生态效益损失两部分，经济损失即为项目土地征购费及复垦费。生态效益损失难以确定，工程施工与占地对植被、土壤、生态环境都会造成不利影响。

本项目对区域的主要影响是生态影响，包括植被破坏后由于地表裸露导致水土流失和土壤环境质量下降。但在加强施工管理和采取生态恢复等措施后，施工影响是可以接受的。

本工程建设期短，施工“三废”和噪声影响比较轻。不涉及当地居民搬迁，无大量弃土工程。而且建设期的各种污染物排放均属于短期污染，会随着施工的结束而消失。因此，在正常情况下，基本上不会对周围环境产生影响。但在事故状态下，将对人类生存环境产生影响。如由于自然因素及人为因素的影响，引起管道泄漏事故，将对周围环境造成较为严重的影响。由于事故程度不同，对环境造成的损失也不同，损失量的估算只能在事故发生后通过各项补偿费用来体现。

7.2.2 项目环保投资估算

在项目开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算该项目环境保护投资约 715 万元，环境保护投资占总投资的 1.28%。具体环保投资估算见表 7.2-1。

表 7.2-1 环保投资估算

阶段	环境要素	项目名称	主要内容	投资（万元）
施工期	生态环境	生态恢复与水土保持	施工迹地平整清理、永久占地硬化	100
			水土保持措施	纳入水土保持
	废水	施工期生活污水处理	生活污水排入可移动环保厕所和防渗污水池，定期清运至轮一联合站公寓生活污水处理系统	20
	废气	施工产生的施工扬尘	临时抑尘覆盖物(草包、帆布等)、洒水（防尘、洒水等）	20
		施工机械尾气	使用达标油品，加强设备维护	10
	固体废物	废弃施工材料等、生活垃圾清运；泥浆不落地装置		100
运营期	废水	生产废水运输与处理	依托轮一联合站，处理后回注油层	50
	废气	采出气处理	采用“增压→脱水→脱碳→CO ₂ 增压→液化”的处理工艺	纳入主体工程
	噪声	产噪设备噪声防治措施	压缩机等高噪声设备采取机座加减震垫（圈）等措施	5
	固体废物	危废回收、处置	自行综合利用或委托生态环境部门认可的有危废处理资质的企业接收、转运、处置	200
	风险防控	井场设置灭火器、声光报警器、井控装置		40
		采油井场、试验站等分区防渗		40
	环境管理	环境影响评价、环境保护竣工验收、环境监理、监测		100

阶段	环境要素	项目名称	主要内容	投资（万元）
		HSE 应急预案+环保培训，演练		30
合计				715

7.2.3 环保措施效益分析

本工程在设计中充分考虑了环境保护的要求，严格执行各项环境保护标准。同时还针对在生产运行过程中产生的“三废”，从实际出发采取多种相应的治理措施。如将采出水通过轮一联合站的污水处理系统处理，处理达标后回注油层，节约了使用新鲜水的资金。

（1）废气

油气集输及处理采用全密闭流程，井口密封并设紧急截断阀，有效减少烃类气体的挥发量，减少对大气的污染。

（2）废水

井下作业废水集中收集进入轮南钻试修废弃物环保处理站处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)中的有关标准后回注油层；采出废水等生产废水依托轮一联合站污水处理系统处理达标后回注。由工程分析可知，本项目每年最多可产生含油废水约 $7.63 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，全部处理后回用，相当于节省了同样数量的清水，不但节省了水资源，保护了环境，还可以产生可观的经济效益。按水资源费 2 元/ m^3 进行计算，产生的经济效益为 15.26 万元/a。

（3）固体废弃物

项目产生的油泥（砂）等危废集中收集后交由塔里木油田绿色环保站及其他有资质单位进行无害化处理，减少了对环境的影响。

（4）噪声

通过采取选用低噪声设备、隔音、减振等措施，减低了噪声污染。

（5）生态保护措施

在施工期间，采取严格控制地表扰动范围，严格控制乙方单位在施工作业中的占地；施工结束后清理井场废弃物，平整场地。管线采用水土流失防治措施，防止土壤沙化。

本工程各项环保措施通过充分有效的实施，可以使污染物的排放在生产过程中得到有效的控制。

本工程选用先进、成熟、可靠、具有节能和环保效果的技术，使各种污染物在排放前得以尽可能大的削减。在生产过程中充分、有效地利用了资源，减少各种资源的损失，大大减低其对周围环境的影响。

7.3 环境经济损益分析结论

本项目经分析具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于项目在建设过程中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，经估算该项目环境保护投资约 715 万元，环境保护投资占总投资的 1.28%。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，为企业带来双赢。

8.环境管理、监测与 HSE 管理体系

8.1 环境管理机构

8.1.1 决策机构

本项目的 HSE 管理机构应实行逐级负责制，受中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司 HSE 委员会的直接领导和监督，项目的环保管理机构中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司设安全环保质量部，并设专人负责工程开发建设期的环境保护工作。

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司负责该项目的组织，协调工作，与自治区有关地方政府协商提供必要支持，并协调勘探部门的分工协作工作，包括生态环境建设和保护的宏观管理和决策。

8.1.2 实施与管理机构

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司安全环保质量部负责全公司环境保护的监督管理，负责制定相关环境保护规划、制度，下发环境保护相关文件，执行上级集团及公司环境保护重大决策，落实政府环境保护管理部门相关要求。中石油集团下发 HSE 考核体系及指标，对公司及各二级单位进行 HSE 考核。

目前，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司项目管理流程为：项目建设立项从二级单位发起，依次报地面建设处（油气勘探管理部、油气开发管理部）、投资发展部，上报总部审批后实施；安全环保项目由安全环保质量部审查后，报投资发展部，上报总部审批；项目经总部批准后，下发投资发展部，依次下发地面建设处建设，竣工后，由轮南油气开发部负责运行。

地面工程项目由地面建设处外委设计院设计、勘探研究院负责油藏、地质等方面的研究、设计，工程技术研究院负责钻井方案的设计。相关设计包含环境保护工程的设计。

项目建设由地面建设处组织实施，负责组织开展环评，项目竣工后，由公司安全环保质量部负责组织环境保护验收。

验收合格后，由轮南油气开发部负责运行，同时负责运行过程的环境保护管理。

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司对油田“三废”的防治，以属地管理为主，各二级单位产生的生产废水、生活污水均由二级单位自行处置，固废（含油污泥、废弃泥浆）及公共设施“三废”的处理处置交由公司二级单位处理处置，自建或委托第三方建设运行固废环保处置设施，二级单位负责对第三方的环境保护监督管理，主要以合同形式约定相关环保责任，公司对油田服务中心下达环境保护考核指标，油田服务中心负责落实、分解管辖区内的相关考核指标。

各作业区为塔里木油田分公司下属二级单位，均设 QHSE 管理科，负责落实集团及分公司环境保护管理要求及规定，本项目建成运营后由塔里木油田分公司轮南油气开发部负责生产运行管理。

8.1.3 监督机构

新疆维吾尔自治区生态环境厅是新疆维吾尔自治区负责环境管理的最高行政机构，负责检查该项目环境影响评价的执行情况，审批该项目的环评执行标准，审查该项目的环境影响评价报告书，指导巴音郭楞蒙古自治州生态环境局及轮台县分局对该项目在建设期与运营期的日常环境管理工作。

8.2 开发期环境管理及监测

8.2.1 承包方的环境管理

本项目开发在对施工承包方管理上应按照 HSE（健康、安全、环保）管理程序进行管理，具体见图 8.2-1。

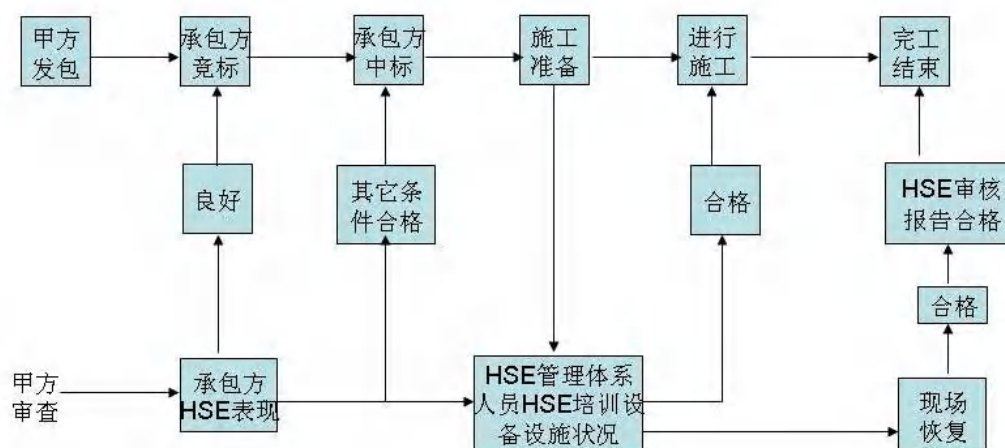


图 8.2-1 分承包方 HSE 管理程序方框图

(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生态环境管理部门，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。

8.2.2 地面工程建设环境管理

在合理选择施工队伍的基础上，加强对井场、阀组站、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；

——保护项目区域荒漠生态系统完整性和稳定性，保护土壤环境质量，做好植被恢复与水土保持工作，防止土壤沙化；

——运输车辆按固定线路行驶，尽可能不破坏原有地表植被和土层，严格禁止施工作业区域以外的其他活动；施工结束后，凡受到施工车辆、机械破坏的地方都要及时修整，使之尽快恢复原貌。

8.2.3 施工期环境监理

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。

由建设单位聘请相关环境监理机构对施工单位、承包商、供应商和中国石油塔里木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，了解当地生态环境管理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：管线作业带宽度 8m。

②道路工程

本项目不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区及文物保护区等特殊保护目标，环境监理范围为工程扰动范围，即道路施工的作业带 5m 的范围内。

③井场

井场环境监理的工程扰动的范围：井场 90m×100m。

（4）环境监理内容

①施工期环境监理主要内容

针对施工期污水的环境保护处理措施，汽车尾气、施工扬尘的大气环境影响控制措施，运输车辆的声环境控制措施，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、道路等施工期的生态保护措施、防沙治沙措施、恢复方案进行监理。

②试运行期环境监理主要内容

按照竣工环境保护验收有关要求逐项核查环保措施、设施落实情况、效果，重点关注生态保护措施及作业带地貌恢复的情况。

环境监理工作计划及重点见表 8.2-1。

表 8.2-1 现场环境监理工作计划

序号	场地	监 督 内 容	监理要求
1	井场	①井位布设是否满足环评要求； ②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施工作业是否超越了作业带宽度； ③挖土方放置是符合要求，回填后多余的土方处置是否合理； ④施工人员是否按操作规程及相关规定作业； ⑤施工完成后是否进行了清理。	

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、防沙治沙、水土保持措施; ②施工季节是否合适; ③有无砍伐、破坏施工区以外的作物和植被, 有无伤害野生动物等行为。	各项环保措施落实到位

8.3 运营期环境管理及监测

8.3.1 运营期环境管理

建设项目运营环境监督管理计划见表 8.3-1。

表 8.3-1 项目运营环境监督管理计划

序号	监督管理项目	监督检查具体内容	实施单位	监督单位
1	环境计划管理	环境管理计划的实施情况, 包括井区环境整治、排污口规范化整治、环保治理方案的落实情况等	建设单位	巴音郭楞蒙古自治州生态环境局、轮台县分局
2	污染源管理	①环保设施的运行情况, 防止闲置和不正常运行; ②各废气排放源的排放情况, 掌握排污动态, 防止直接排放 ③各废水排污口的排放情况, 防止废水漫流或超标排放 ④检查固废的堆放、运输、处置措施的执行情况, 防止造成环境污染 ⑤检查噪声排放源治理措施的消声、隔声效果, 防止超标排放	建设单位	
3	环境监测管理	①组织废气污染源、空气环境质量监测, 防止废气、粉尘影响 ②组织废水污染源、地下水环境监测, 防止水环境污染 ③组织噪声源、厂界环境噪声监测, 防止扰民影响 ④组织危险废物监测	建设单位	
4	生态环境管理	定期检查受影响范围内生态系统的动态变化情况	建设单位	

(1) 日常环境管理

——做好环境监测, 掌握污染现状

定时定点做好环境监测, 以便及时掌握环境状况的第一手资料, 促进环境管理的深入和污染治理的落实, 消除发生污染事故的隐患。

在生产过程中，采出水进入联合站污水处理系统，处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后回注油层。

废气污染源的控制是重点加强油气集输过程中无组织排放源的管理，以加强管理作为控制手段，减轻环境污染，达到污染物排放控制和环境保护目标。

——加强环保设备的管理

建立环保设备台帐，制定主要环保设备的操作规程及安排专门操作人员，建立重点处理设备的“环保运行记录”等。

——落实管理制度

除加强环保设备的基础管理外，尚需狠抓制度的落实，制定环保经济责任制考核制度，以提高各部门对环境保护的责任感。

本项目运行期的 HSE 管理体系纳入塔里木油田公司轮南油气开发部 HSE 系统统一管理，应根据项目实施情况，及时完成应急预案的修编和排污许可的变更工作。

日常工作的管理与调配，应明确机构，有专人负责与协调。要求做好废弃物的处理、场地的清理等每日例行的环保工作。

（2）重大环境污染事故的预防与管理

——对事故隐患进行监护

对污染事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效措施，防止事故发生。对各类重大事故隐患，应本着治理与监护运行的原则进行处理。在目前技术、财力等方面能够解决的，要通过技术改造或治理，尽快消除事故隐患，防止事故发生；对目前消除事故隐患有困难的，应从管理和技术两方面对其采取严格的现场监护措施，在管理上要强制制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故预案。

——强化专业人员培训和建立安全信息数据库

有计划、分期分批对环保人员进行培训，聘请专家讲课，收看国内外事故录像和资料，吸收这些事件中预防措施和救援方案的制定经验，学习借鉴此类事故发生后的救助方案。平时要经常进行人员训练和实践演习，锻炼指挥队伍，以提高他们对事故的防范和处理能力。建立安全信息数据库或信息软件，使安全工程技术人员及时查询所需的安全信息数据，用于日常管理和事故处置工作。

——加强风险管理

由于本项目在运行过程中，不确定潜在事故因素多且无法预测，因此有必要制定相应的风险对策，不断改进识别到的不利影响因素，从而将工程运营期各类风险水平控制在合理的、可接收的范围内，以达到减少事故发生、经济合理地保证安全运行管理技术的目的。

——加强监测

应加强对区域地下水、土壤、大气环境（非甲烷总烃、硫化氢）等的监测，对环境污染隐患做到及早发现、及时处理，制定事故状态下环境风险应急预案和应急处理措施，强化环境风险防范和应急处理能力，严防污染事故发生，不定期开展环境突发事件应急演练。

8.3.2 运营期环境监测计划

本项目运营期环境监测应根据项目开发运行实际情况确定监测项目、频率，并委托具有计量认证资质和环境监测资质的监测单位监测。环境监测计划见表 8.3-2。

表 8.3-2 运营期环境监测计划

编号	环境要素	地点	监测项目	监测频次
1	废气	井场无组织废气	非甲烷总烃、硫化氢	每年一次
2	噪声	井场厂界	厂界噪声监测	每年一次
3	地下水	(1) 地下水上游，LG-10 井，N：41°29'14.26"，E：84°11'11.06" (2) 项目区周边，44#，E：84°12'04.81"N：41°28'58.91" (3) 地下水下游 47#，E：84°14'01.91"N：41°28'45.30"	石油烃	每年 1 次
4	土壤	LN2-TC1 井场内、外土壤	石油烃	5 年 1 次
5	生态环境	项目区及管线周围	检查管道沿线生态恢	1 次/年

8.3.3“三同时”验收

(1) 环境工程设计

①必须按照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。

③项目污染防治设施必须与主体工程“三同时”。

(2) 环境设施验收建议

①验收范围

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、设备和装置，以及各项生态保护设施等；环评文件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《建设项目环境保护管理条例》（国务院令 682 号）中有关规定，编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目竣工后，塔里木油田分公司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。塔里木油田分公司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。

塔里木油田分公司对项目进行自主验收，塔里木油田分公司或者其委托的第三方技术机构应当依照国家有关法律法规及相关技术规范等要求，编制竣工环境保护验收报告，验收报告编制完成后，塔里木油田分公司应组织成立验收工作组。除按照国家规定需要保密的情形外，塔里木油田分公司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，验收清单见表 8.3-3。

表 8.3-3 三同时验收一览表

项目	污染源	产生位置	验收清单		验收标准
			治理要求	数量	
废气	非甲烷总烃	井场、先导试验站	密闭输送、采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵、定期的检查、检修		《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准（GB39728—2020）》中非甲烷总烃无组织排放监控浓度限值（4.0mg/m ³ ）
	H ₂ S				《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中新建项目二级标准

				(0.06mg/m ³) 要求
废水	采出水	井场	依托轮一联合站采出水处理系统处理达标后回注油层	《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)
	井下作业废水	井场	集中收集进入轮南钻试修废弃物环保处理站处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)中的有关标准后回注油层。	《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)
噪声	井口装置、井下作业	井场	选择低噪声设备、加强设备维护, 基础减振	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 中2类区标准
固废	废分子筛、废吸附剂、废润滑油、沾油废物、清管废渣	井场、管线、站场	集中收集后交由塔里木油田绿色环保站及其他有资质单位进行无害化处理。	《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001) 及其修改单要求
土壤	采出水、井下作业废水、油泥砂	井场、管线	井场内	确保评价范围内土壤质量达到《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018) 第二类用地土壤筛选值要求
生态恢复	项目占地	井场、站场、管线	临时占地植被恢复; 管线施工作业带宽度8m, 井场40m×60m。	《建设项目竣工环境保护验收技术规范石油天然气开采》(HJ612-2011)
环境管理	纳入轮南油气开发部现有的环境管理规章制度、环境风险事故应急预案			

8.4 环境影响后评价

根据《中华人民共和国环境影响评价法》《建设项目环境影响后评价管理办法(试行)》《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)《关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知》(新环环评发〔2020〕162号)要求, 项目正式投产或运营后, 每3~5年开展一次环境影响后评价, 依法报批生态环境主管部门备案。石油天然气开发建设项目可按照开发区块整体开展环境影响后评价工作。

9.结论与建议

9.1 评价结论

9.1.1 项目概况

轮南 2TI 油组位于新疆维吾尔自治区巴音郭楞蒙古自治州轮台县境内，地处塔克拉玛干沙漠北部边缘的戈壁地带，北距轮台县城约 35km，南距塔里木河约 25km。轮南 2TI 油组油藏处于“双高两低（综合含水高、采出程度高、采油速度低、开井率低）”开发后期，历经注水开发、综合调整和二次开发，常规水驱已无法有效动用剩余地质储量，需要转变开发方式，提高采收率。本工程选择轮南 2TI 油组全油藏开展超临界 CO₂ CCUS—EOR 试验，动用地质储量 $1236 \times 10^4\text{t}$ ，评价深层、高压、高温、高盐碎屑岩油藏水驱后 CO₂ 混相驱提高采收率技术适应性；攻关深层油藏细分层系注气、固相沉积防治、CO₂ 循环回注、全过程防腐等关键技术；探索 CO₂ 驱油提采与碳埋存协同开发技术。

本工程在轮南 2 井区 TI 油组开展 CO₂ 驱开发先导试验，动用含油面积 11.2km^2 ，动用地质储量 $1236 \times 10^4\text{t}$ ，开发方式采用连续注入 CO₂ 4 年后转气水交替（WAG）。设计年注 CO₂ 规模 $21.0 \times 10^4\text{t}$ ，年产油 $10.0 \times 10^4\text{t}$ 稳产 7 年。

本次共部署采油井 38 口（均为老井）、注 CO₂ 井 5 口（老井）、注水井 6 口（均为老井）。新建先导试验站 1 座（包括油气分离增压装置、分子筛脱水装置、脱碳装置、丙烷制冷装置、CO₂ 储存注入装置）、改建 5 座计量站、更换新建集输、注入管道若干 66.13km（包括新建集输管线 27.8km、新建气举管线 22.7km、新建注水管线 4.7km、新建注 CO₂ 管线 10.93km），配套供配电、仪表、通信、道路等系统工程。生产运行管理由塔里木油田分公司轮南油气开发部负责。本项目地理位置中心坐标为**。

9.1.2 产业政策及规划符合性

石油天然气开采业是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，属于《产业结构调整指导目录》（2019 本）中国家鼓励发展的产业，项目建设符合国家的相关政策，符合自治区主体功能区划、环境保护及污染防治政策。

2020年9月国家提出“2030年碳达峰、2060年前碳中和”目标。碳捕集、利用与封存（简称CCUS）技术能够大幅减少使用化石燃料的温室气体排放。根据《新疆生态环境保护“十四五”规划》的要求：控制重点领域二氧化碳排放。推动能源、钢铁、建材、有色、电力、化工等重点领域技术升级，控制工业过程温室气体排放，推动工业领域绿色低碳发展。积极鼓励发展二氧化碳捕集利用与封存等低碳技术。持续推进交通领域、建筑领域二氧化碳控排。

为了响应国家“碳达峰、碳中和”目标以及集团公司“清洁替代、战略接替、绿色转型”三步走总体部署，塔里木油田公司制定了自己的“双碳”目标，近碳源的轮南2井区是实施CO₂-EOR开发先导试验的最佳选择，对验证二氧化碳捕集、运输、驱油、地质封存、安全运营全流程的可行性具有重要意义，可为将来大规模工业化部署、打造绿色低碳能源产业链、实现碳中和目标奠定基础。因此本次工程的开发符合新疆生态环境保护“十四五”规划的相应要求。

9.1.3 环境质量现状

（1）环境空气质量现状

根据中国空气质量在线监测分析平台的《2020年逐月及全年巴州环境空气质量报告》项目所在巴州SO₂、NO₂、年平均浓度及CO、O₃日平均浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准要求；PM_{2.5}、PM₁₀年浓度超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值要求，超标原因主要是受季节性沙尘天气等因素影响。因此巴州为环境空气质量不达标区。

特征因子补充监测结果表明，评价范围内监测点非甲烷总烃1小时平均浓度未超过《大气污染物综合排放标准详解》中参考限值，H₂S 1小时平均浓度未超过《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录D中的浓度限值。

（2）水环境质量现状

地下水环境质量现状监测结果表明：，各潜水监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准，其余监测因子除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、氨氮、氟化物外均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）IV类标准类标准。总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、氟化物超标与区域水文地质条件有关，反应的是干旱区浅层地下水的共性，氨氮、超标与浅层地下水易受人畜粪便污染有关。

（3）声环境质量现状

声环境质量监测结果表明，各监测点位噪声值均未超出标准值，声环境现状满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求。

（4）土壤环境质量现状

土壤环境质量监测结果表明，土壤各监测点监测因子监测值均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类建设用地筛选值相关标准。

（5）生态环境质量现状

根据《新疆生态功能区划》（2005 版），项目区属于塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区（IV），塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区（IV1），塔里木河上中游乔灌木及胡杨林保护生态功能区（59）。塔里木河流域的乔灌木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。

项目区位于天山南麓、塔克拉玛干沙漠北部边缘，为塔里木河冲积平原，地势较为平坦。根据现场勘察和以往研究资料，评价区分布的植物种类包括柽柳科（多枝柽柳、刚毛柽柳等）、禾本科（芦苇等）、豆科（疏叶骆驼刺）、藜科（假木贼）等。自然植被以柽柳灌丛为主。在油田开发区域，因石油开发建设活动早已开展，人类活动频繁，使得对人类活动敏感的野生动物早已离去，已难以再见到大中型野生动物，偶尔可见到塔里木兔和鹅喉羚的踪迹，无固定分布区。项目占地范围内不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区等特殊敏感区和重要敏感区。

9.1.4 环境影响预测与分析

9.1.4.1 生态环境影响分析

本项目建设区域没有自然保护区、风景名胜区、基本农田等生态环境敏感目标，项目对生态环境的影响主要来自施工期占地的影响，本项目总占地面积 59.09hm²，其中永久性占地面积为 3.19hm²，临时占地面积 55.9hm²。目前建设单位正在办理土地占用手续，由于工程造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降。

项目占用林地轮台县重点公益林中所占比例微小，林地征用应按照《国家

级公益林管理办法》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)等有关工程征地补偿标准进行。对林业资源产生的影响很小。

由于本工程区人为干扰活动频繁,野生动物出没极少,因而极少动物出入油田区域,故本工程对动物区域性生境不产生明显影响。油田开发过程中,施工迹地植被将消失而形成裸地,临时占地一般在3-5年或更长时间内向原生植被群落演替。在整个油田开发过程中,临时占地和永久占地的影响范围较小,建设项目对该区域生态系统稳定性及完整性的影响不大。

9.1.4.2 大气环境影响分析

根据工程分析,本项目建设期废气排放主要是井场、站场、管线作业带等施工场地平整清理、管沟开挖、回填、建材运输、露天堆放、装卸等过程产生的扬尘,施工机械及运输车辆产生的燃油废气等。建设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。

运行期项目对大气环境的影响主要来自油气集输过程中产生一定量的无组织烃类挥发和硫化氢排放,根据预测结果先导试验站生产过程中无组织排放的污染物非甲烷总烃、硫化氢最大落地浓度占标率均小于10%,非甲烷总烃最大地面浓度点预测浓度 $0.050133\text{mg}/\text{m}^3$,最大占标率2.51%;硫化氢最大地面浓度点预测浓度 $0.000037\text{mg}/\text{m}^3$,最大占标率0.37%。无组织源对区域环境空气的影响主要集中在污染源下风向210m范围内,项目区周边主要为油田工作人员及油田服务人员,因此对大气环境敏感目标影响不大。

预测结果表明,本工程正常工况下排放的非甲烷总烃、硫化氢下风向最大落地地面浓度均低于《环境空气质量标准》二级标准限值。

综上所述,项目在施工期和运行期对大气环境的影响在影响时间和影响范围上各不相同,施工期是暂时性小范围影响,随施工的结束而消失,运行时期为持续的长期影响,但各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,并不会使区域环境空气质量发生显著改变,项目的建设对区域大气环境的影响可以保持在环境可接受的范围之内。

9.1.4.3 声环境影响分析

本项目钻井工程在建设施工过程中噪声源主要是发电机、钻机和各类泵的噪

声。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，施工期噪声源均为暂时性的，只在短时期对局部环境和施工人员造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。施工期噪声对周围环境造成的影响属可接受范围。

生产运营期即油田的生产过程的噪声主要以井场的各类机泵等噪声为主，对环境的影响周期较长，贯穿于整个生产期。本油田开发建设区域声环境质量现状较好，油田开发建设中的噪声对环境有一定影响，但属于可接受范围。

9.1.4.4 水环境影响分析

本项目施工期产生的废水主要包括钻井废水、管道试压废水以及施工人员生活污水。本项目钻井全部采用钻井废弃物不落地技术，钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排，对水环境的影响很小。试压废水用作场地降尘用水。施工期生活营地设置防渗生活污水池，定期拉运至轮一联合站公寓污水处理系统处理，粪便排入环保厕所内。

本项目运营期的主要废水是采出水和井下作业废水。采出水依托轮一联合站含油污水处理系统处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准中指标后回注油层，不外排。井下废水集中收集进入轮南钻试修废弃物环保处理站处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后回注油层。

为防止污水回注过程中污染表层地下水，要确保回注井套管无破损，固井质量合格，在污水回注的过程中，要加强对注水压力的监控，发现井口压力突然下降应立即停止回注，检查回注井壁套管是否破损。

9.1.4.5 固体废物影响分析

本工程钻井采用泥浆不落地系统。钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统处理，本次三开均为非磺化水基泥浆，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，分离后的固相经检测满足《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，可用于铺垫油区内的井场、道路等。

施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至轮南固废填埋场进行

处置。

本项目运营期产生的固体废物包括废分子筛、废吸附剂、废润滑油、沾油废物、清管废渣。以上固体废物均按照危险废物管理，在先导试验站新建一座危废暂存间，所有危险废物在危废暂存间集中收集，交由塔里木油田绿色环保站或其他有资质单位进行无害化处理。

本项目对建设期和运营期产生的各种固体废物均采取了妥善的处理、处置措施，只要严格管理，不会对环境产生较大影响。

9.1.4.6 环境风险分析

本项目所涉及的危险物质包括原油、天然气、硫化氢，可能发生的风险事故包括井场事故、管线泄露事故。原油发生泄漏时，对土壤、植被、地下水会产生一定的影响，发生事故后，在严格落实本项目提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。做好事故风险防范措施，将事故发生概率减少到最低。综上所述，本项目环境风险程度属于可以防控的。

在严格管理且制订相应风险防范措施的基础上，可将本项目的环境风险控制在可接受的范围之内。但是，即使该建设工程发生风险事故的可能性很小，建设单位也不能因此而忽视安全生产，而是要严格遵守油田开发建设、生产过程中的有关安全规定和环境管理要求，防止发生风险事故。

9.1.5 公众意见采纳情况

本项目公众参与由建设单位塔里木油田分公司负责实施，首次环境影响评价公众参与相关信息通过新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站（网址为<http://www.xjhbcy.cn/blog/article/8713>）公开，时间为2022年1月7日。

9.1.6 总结论

轮南2井区TI油组开展CO₂驱开发先导试验属于国家产业政策鼓励类项目，对验证二氧化碳捕集、运输、驱油、地质封存、安全运营全流程的可行性具有重要意义，对指导同类型油田CCUS-EOR技术对策制定和实施，大幅度提高油藏

采收率的同时，对于温室气体减排，实现碳埋存具有战略指导意义。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，认真落实可行性研究报告和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。

9.2 建议

（1）根据《中华人民共和国环境影响评价法》《建设项目环境影响后评价管理办法（试行）》《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）《关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知》（新环环评发〔2020〕162号）要求，项目正式投产或运营后，每3~5年开展一次环境影响后评价，依法报批生态环境主管部门备案。石油天然气开发建设项目可按照开发区块整体开展环境影响后评价工作。

（2）在站场、集输管线阀门等设备以及集输管线进行定期检查、维修，及时发现问题，防止油气跑、冒、滴、漏的发生，对于泄漏的落地油应及时清理，彻底回收，严防污染扩大。