轮古油田轮古 7、8、100 井区开发调整方案环境影响报告书

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

2021 年 8 月



轮古 7 井区侧钻井



轮古 100 井区侧钻井



轮古 7 井区拟建井场



轮古 8 井区拟建井场



轮古 100 井区拟建井场



轮一联合站



桑南处理站



轮南钻试修处理站

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 1

1.3 分析判定相关情况 3

1.4 关注的主要环境问题及环境影响 5

1.5 环境影响评价的主要结论 5

2.总则 7

2.1 评价目的和原则 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 环境功能区划与评价标准 13

2.5 评价因子和评价标准 14

2.6 评价等级和评价范围 17

2.7 评价时段和评价重点 25

2.8 污染控制目标与环境保护目标 25

2.9 评价方法 28

3.工程概况与工程分析 29

3.1 项目开发现状及环境影响回顾 29

3.2 工程概况 34

3.3 工程分析 59

3.4 清洁生产水平分析 75

3.5 污染物排放总量控制 80

3.6 与相关规划、法律法规符合性分析 81

3.7 选址、选线合理性分析 89

4 环境现状调查与评价 90

4.1 自然环境概况 90

4.2 生态环境现状调查与评价 95

4.3 环境空气质量现状调查与评价 103

4.4 声环境现状 105

4.5.地下水环境现状调查 106

4.6 土壤环境现状调查与评价 110
5.环境影响预测与评价 117
5.1 生态环境影响分析 117
5.2 大气环境影响分析 124
5.3 声环境影响分析与评价 131
5.4 水环境影响分析 136
5.5 固体废物影响分析 144
5.6 土壤环境影响分析 146
5.7 环境风险评价 151
6.环境保护措施及可行性论证 167
6.1 施工期环境保护措施 167
6.2 运营期环境保护措施 177
6.3 服役期满后环境保护措施 180
7.环境影响经济损益分析 183
7.1 社会效益和经济效益 183
7.2 环境经济损益分析 183
7.4 环境经济损益分析结论 186
8.环境管理、监测与 HSE 管理体系 187
8.1 环境管理机构 187
8.2 开发期环境管理及监测 188
8.3 运营期环境管理及监测 192
8.4 环境影响后评价 197
9.结论与建议 198
9.1 评价结论 198
9.2 建议 204

1.概述

1.1 建设项目特点

轮古油田轮古 7、8、100 井区隶属于中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司，具体日常运行管理由轮南油气开发部负责，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，轮古油田是一个被石炭系所覆盖的大型古潜山，位于塔里木盆地东北，项目距轮台县县城南侧最近约 35km，距轮一联最近距离 3.58km，距桑南处理站最近距离 7.25km。塔里木油田分公司在轮古实施了几次区块开发及地面工程建设项目。目前无规划环评。

根据《轮古油田轮古 7、8、100 井区开发调整方案》，本项目主要建设内容为：部署新井 22 口（含侧钻井 5 口），投产成功率 86.4%，平均单井产能 30t/d，新建产能产油 19.80×10^4t，新增产气 2574 万 m^3；在轮古 7 集油站站内新建座 10 井式计量阀组，在轮古 8 井区新建 1 座 7 井式阀组，轮古 100 井区新建 1 座 5 井式阀组；新建单井管线 58km，新建集油阀组管线 11km。2024-2026 年以年产原油 10.50×10^4t 以上规模稳产 3 年，采油速度 0.52%，方案期末累产油 311.99×10^4t，动用地质储量采出程度 14.68%。本次所有工程均呈点线状分布在轮古油田已开发油区范围内，整个轮古油田矿区面积 635.573km^2，轮古油田采矿权号 0200000720387。

本工程属石油天然气开采项目，其建设将提高区域整体开发效益，带动地区经济的发展和人民生活水平提高，具有明显的社会经济效益。

1.2 环境影响评价的工作过程

项目区位于轮古油田已开发区块内，属于塔里木流域水土流失重点治理区，同时本次开发涉及国家二级公益林、轮台县地方公益林，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，2021 年 7 月，中国石油天然气股份有限

公司塔里木油田分公司委托新疆天合环境技术咨询有限公司编制《轮古油田轮古 7、8、100 井区开发调整方案环境影响报告书》。

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。委托新疆广宇众联测（有限公司）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）。

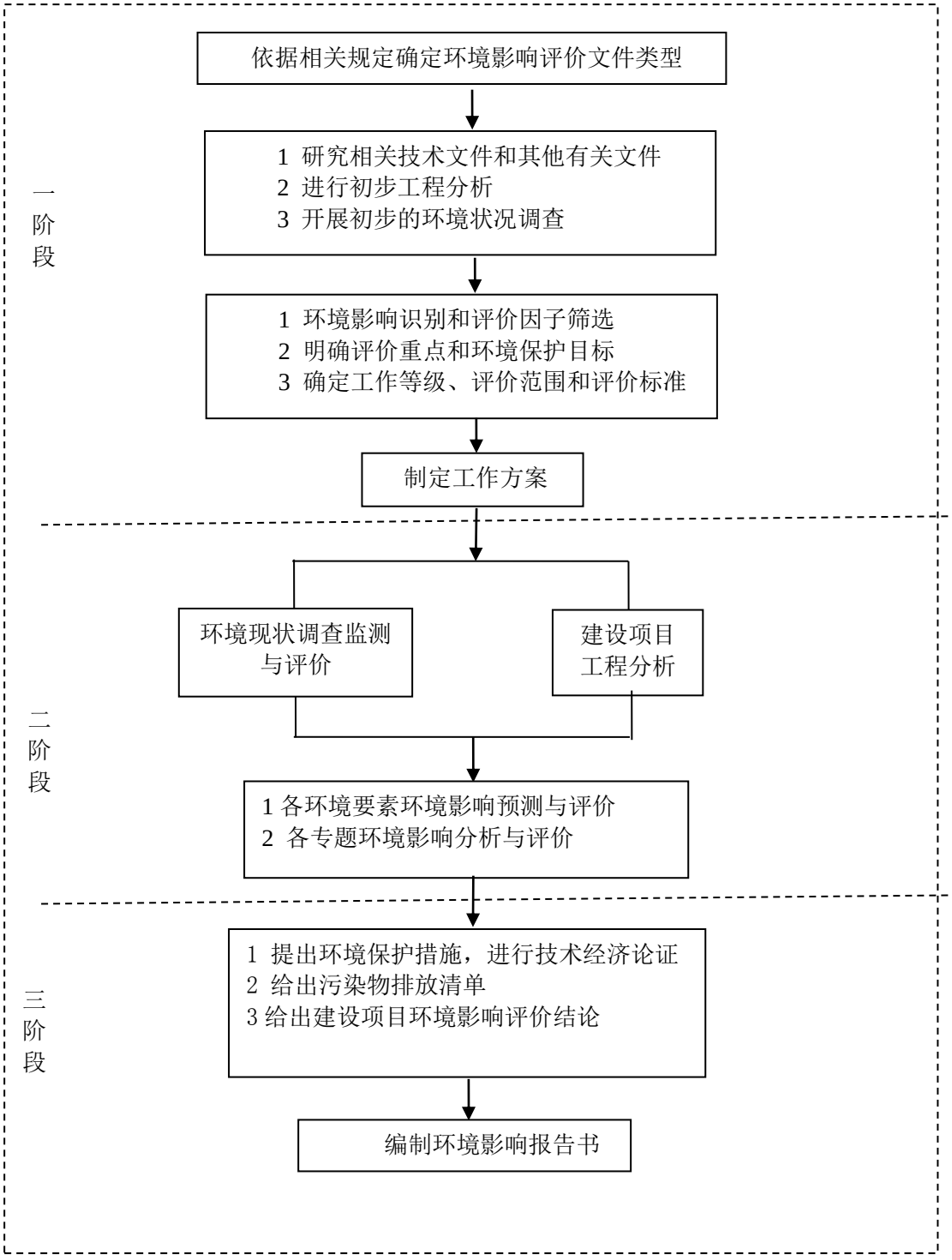


图 1.2-1　　环境影响评价工作程序图

1.3 分析判定相关情况

（1）产业政策符合性判定结论

根据《产业结构调整指导目录（2019 年本）》，“常规石油、天然气勘探与开采，原油、天然气、液化天然气、成品油的储运和管道输送设施及网络建设”

属鼓励类项目。石油天然气开发属于国家重点鼓励发展的产业，本项目的建设符合国家产业政策。

（2）规划符合性判定结论

本项目属于中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司勘探开发项目，符合《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》和《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》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》。

根据《新疆生态功能区划》，评价区域属于塔里木盆地暖温带极干旱沙漠、戈壁及绿洲农业生态区，塔里木盆地西部和北部荒漠、绿洲农业生态亚区，塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区。

（3）选址合理性分析判定结论

本项目为老油区内滚动开发，符合《新疆煤炭石油天然气开发环境保护条例》、《石油天然气开采业污染防治技术政策》中的相关要求，根据现场调查，拟建工程内无水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内等重点保护区域内，符合巴音郭楞蒙古自治州经济发展规划、环保规划，无重大环境制约因素。拟建项目轮古 7 井区和轮古 100 井区内土地利用类型主要为沙地、盐碱地及林地，其中林地为国家二级公益林；轮古 8 井区除沙地和盐碱地外还有小面积林地分布，林地为地方公益林，区域地势平坦，植被稀疏，土壤以典型盐土为主。

（4）三线一单符合性判定结论

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。根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版），本次工程属于“涉及塔里木流域水土流失重点治理区，国家二级公益林、

轮台县地方公益林”的建设项目，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。

1.4 关注的主要环境问题及环境影响

本次评价关注的主要环境问题为油田开发施工期废气、钻井泥浆、岩屑、钻井废水、施工临时占地及生态破坏对周围环境的影响；运营期烃类无组织挥发、油田采出水、井下作业废水、含油污泥、落地油、井场（站场）永久占地等对周围环境的影响，并论证拟采取的生态保护和污染防治措施的可行性。

本项目为油气开采项目，环境影响因素主要来源于钻井、采油、井下作业、集输等各工艺过程，影响因素包括非污染生态影响，以及排放的污染物质导致的环境污染。据现场调查，评价范围内没有自然保护区、风景名胜区、饮用水源保护区、森林公园等敏感区。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、国家二级公益林、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，环境空气质量、水环境质量、声环境质量可以符合相应的环境功能区划要求。

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

2.总则

2.1 评价目的和原则

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

突出环境影响评价的源头预防作用，坚持保护和改善环境质量。

（1）依法评价

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

（2）科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响。

（3）突出重点

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

2.2 编制依据

2.2.1 法律法规与条例

国家和地方法律法规一览表见表 2.2-1。

表 2.2-1　　国家和地方法律法规一览表

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
一	**环境保护相关法律**		
1	中华人民共和国环境保护法（2014 年修订）	12 届人大第 8 次会议	2015-01-01
2	中华人民共和国环境影响评价法（2018 年修订）	13 届人大第 7 次会议	2018-12-29
3	中华人民共和国大气污染防治法（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
4	中华人民共和国水污染防治法（2017 年修订）	12 届人大第 28 次会议	2018-01-01
5	中华人民共和国环境噪声污染防治法（2018 年修订）	13 届人大第 7 次会议	2018-12-29
6	中华人民共和国固体废物污染环境防治法（2020 年修订）	13 届人大第 17 次会议	2020-09-01
7	中华中华人民共和国水法（2016 年修订）	12 届人大第 21 次会议	2016-09-01
8	中华人民共和国水土保持法（2010 年修订）	11 届人大第 18 次会议	2011-03-01
9	中华人民共和国清洁生产促进法（2012 年修订）	11 届人大第 25 次会议	2012-07-01
10	中华人民共和国节约能源法（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
11	中华人民共和国土地管理法（2020 年修订）	13 届人大第 12 次会议	2020-01-01
12	中华人民共和国野生动物保护法（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
13	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
14	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
15	中华人民共和国防沙治沙法（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
16	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	中华人民共和国河道管理条例（2018 年修订）	国务院令 698 号	2018-03-19
5	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
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	关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚实施方案	中发〔2018〕17 号	2018-06-16
三	**部门规章与部门发布的规范性文件**		
1	建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）	生态环境部令第 16 号	2020-11-30
2	环境影响评价公众参与办法	生态环境部领第 4 号	2019-01-01
3	国家危险废物名录（2021 年版）	生态环境部令第 15 号	2020-11-25
4	产业结构调整指导目录（2019 本）	国家发展和改革委员会令〔2019〕第 29 号令	2019-08-27
5	国家重点保护野生植物名录(第一批)	新政办发〔2007〕175 号	2007-08-01
6	国家重点保护野生动物名录（2021 年版）	国家林业和草原局、农业农	2021-01-04

		村部公告 2021 年第 3 号	
7	关于印发《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》的通知	环发〔2015〕4 号	2015-01-08
8	关于印发《建设项目环境影响评价政府信息公开指南（试行）》的通知	环办〔2013〕103 号	2014-01-01
9	关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知	环发〔2012〕77 号	2012-07-03
10	关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知	环发〔2012〕98 号	2012-08-07
11	关于加强国家重点生态功能区环境保护和管理的意见	环发〔2013〕16 号	2013-01-22
12	关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见	环环评〔2018〕11 号	2018-01-25
13	关于印发地下水污染防治实施方案的通知	环土壤〔2019〕25 号	2019-03-28
14	关于发布<建设项目竣工环境保护验收暂行办法>的公告	国环规环评〔2017〕4 号	2017-11-20
15	建设项目环境影响后评价管理办法(试行)	环境保护部令第 37 号	2016-01-01
16	关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知	环办环评函〔2019〕910 号	2019-12-13
17	危险废物经营许可证管理办法（2016 修订）	国务院令第 666 号	2016-02-16
18	挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策	环境保护部公告 2013 年第 31 号	2013-05-24
19	排污许可管理条例	国务院令第 736 号	2021-03-01
20	关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知	环办环评〔2017〕84 号	2017-11-14
21	关于印发<“十三五”环境影响评价改革实施方案>的通知	环办评〔2016〕95 号	2016-07-15
22	关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知	环办环评〔2016〕150 号	2016-10-26
23	关于印发建设项目竣工环境保护验收现场检查及审查要点的通知	环办〔2015〕113 号	2015-12-30
24	关于印发<建设项目环境保护事中事后监督管理办法（试行）>的通知	环发〔2015〕163 号	2015-12-10
25	关于印发<生态保护红线划定指南>的通知	环办生态〔2017〕48 号	2015-05-27
26	石油天然气开采业污染防治技术政策	环保部公告 2012 年第 18 号	2012-03-17
27	自然资源部 国家林业和草原局关于生态保护红线自然保护地内矿业权差别化管理的通知	自然资函〔2020〕861 号	2020-09-26
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	新疆维吾尔自治区大气条例防治条例（2018 年修订）	13 届人大第 7 次会议	2019-01-01
5	新疆维吾尔自治区地下水资源管理条例(2017 年修订)	12 届人大第 29 次会议	2017-05-27
6	关于印发新疆维吾尔自治区水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知	新水水保〔2019〕4 号	2019-01-21
7	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
8	新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录	新林动植字〔2000〕201 号	2000-02-01
9	新疆维吾尔自治区水环境功能区划	新政函〔2002〕194 号	2002-11-16
10	新疆生态功能区划	新政函〔2005〕96 号	2005-07-14
11	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
12	关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知	新政发〔2014〕35 号	2014-04-17
13	关于印发新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案的通知	新政发〔2016〕21 号	2016-01-29
14	关于印发新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案的通知	新政发〔2017〕25 号	2017-03-01
15	新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件（修订）	新环发〔2017〕1 号	2017-01-01

16	新疆维吾尔自治区环境保护十三五规划	新环发〔2017〕124 号	2017-06-22
17	转发《关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见》	新环办发〔2018〕80 号	2018-03-27
18	关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知	新环发〔2018〕133 号	2018-09-06
19	关于含油污泥处置有关事宜的通知	新环发〔2018〕20 号	2018-12-20
20	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
21	自治区党委、自治区人民政府印发《关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚实施方案》	新党发〔2018〕23 号	2018-09-04
22	转发《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》的通知	新环评价发 2020〕142 号	2020-07-29
23	新疆维吾尔自治区塔里木河流域水资源管理条例（2014 年修订）	12 届人大第 10 次会议	2014-11-01

2.2.2 环评有关技术规定

环评有关技术规定见表 2.2-2。

表 2.2-2　　环评技术导则依据一览表

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	GB50433-2018	2019-04-01
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	油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求	DB 65/T 3997-2017	
17	油气田含油污泥综合利用污染控制要求	DB 65/T 3998-2017	2017-05-30
18	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
19	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
20	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，2021.6；

（2）《轮古油田轮古 7、8、100 井区开发调整方案》，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司，2021.06；

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

部署新井 22 口（含侧钻井 5 口），投产成功率 86.4%，平均单井产能 30t/d，新建产能 19.80×10^4t；在轮古 7 集油站站内新建座 10 井式计量阀组，在轮古 8 井区新建 1 座 7 井式阀组，轮古 100 井区新建 1 座 5 井式阀组；新建单井管线 48km，新建集油阀组管线 11km；同时配套建设供电、通信、自控、土建等公用工程。油气处理依托轮一联及桑南处理站。

本项目主要包括油井开采、地面工程、集输等作业内容，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集输管线、道路、计量撬建设，以生态影响为主。

①管线和道路敷设

本次新建单井管线 48km，新建集油阀组管线 11km，修复井场道路 20km，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保持的影响，以及施工扬尘。

②井场、计量阀组建设

本次部署新井 22 口（含侧钻井 5 口），在轮古 7 集油站站内新建座 10 井式计量阀组，在轮古 8 井区新建 1 座 7 井式阀组，轮古 100 井区新建 1 座 5 井式阀组；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及施工人员生活污水和生活垃圾等，也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

影响因素 / 环境因素	施工期					营运期					闭井期	
		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
	占地	车辆废气施工扬尘	生活污水	弃土弃方建筑垃圾	施工车辆	无组织挥发烃类、硫化氢	生产废水、生活废水	油泥、落地油	设备运转	油气泄漏起火爆炸	构筑物拆卸扬尘	拆卸后的建筑垃圾
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	砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍、石油烃
地下水	水位、K+、Na+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO^{3-}、Cl-、SO_4^{2}-、pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、六价铬、总硬度、铅、氟、镉、铁、锰、溶解	石油类

	性总固体、高锰酸盐指数、总大肠菌群、细菌总数、石油类等	
环境空气	SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3、非甲烷总烃、H_2S	非甲烷总烃、H_2S
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	-	原油、天然气、H_2S （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天然气及原油泄漏事故进行预测分析。

2.4 环境功能区划与评价标准

2.4.1.环境空气

本次工程单井均位于巴音郭楞蒙古自治州轮台县境内，按照《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单的规定，该区域的环境空气质量功能区划属于二类功能区。

2.4.2 水环境

本项目评价范围内无地表水分布，距离塔里木河最近约 18km。

2.4.3 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，主要集中在井场。项目距轮台县县城南侧最近约 35km，根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）的声环境功能区划分类，属于 2 类声环境功能区要求。

2.4.4 生态环境

根据《新疆生态功能区划》，本项目评价区域属于塔里木盆地暖温带极干旱沙漠、戈壁及绿洲农业生态区，塔里木盆地西部和北部荒漠、绿洲农业生态亚区，塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区。

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〔2019〕4 号），项目所在区域属于塔里木流域水土流失重点治理区。

2.5 评价因子和评价标准

2.5.1 环境质量评价因子及标准

2.5.1.1 环境空气

环境空气质量评价中 SO_2、NO_2、$PM_{2.5}$、PM_{10} 、CO、O_3 六项指标执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准。对于未作出规定的非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m 的标准，H_2S 参考执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的 1h 平均浓度限值 10μg/m^3。指标标准取值见表 2.5-1。

表 2.5-1　　环境空气质量标准

序号	评价因子	标准限值 μg /Nm³			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	50	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_2S	/	/	10	参考执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的 1h 平均浓度限值

2.5.1.2 水环境

项目区地下水水质评价执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中 III 类水质标准，具体标准值见表 2.5-3。

表 2.5-2　　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	亚硝酸盐氮	≤1
2	色度	≤15	21	硝酸盐	≤20
3	臭和味	无	22	总氰化物	≤0.05
4	浑浊度	≤3	23	氟化物	≤1
5	肉眼可见物	无	24	汞	≤0.001
6	总硬度	≤450	25	砷	≤0.01
7	溶解性总固体	≤1000	26	硒	≤0.01
8	铁	≤0.3	27	镉	≤0.005
9	锰	≤0.1	28	六价铬	≤0.05
10	铜	≤1	29	铅	≤0.01
11	锌	≤1	30	三氯甲烷	≤0.06

12	铝	≤0.2	31	四氯化碳	≤0.002
13	挥发酚	≤0.002	32	苯	≤0.01
14	阴离子表面活性剂	≤0.3	33	甲苯	≤0.7
15	耗氧量（COD_{Mn}法，以 O_3 计）	3	34	石油类	≤0.05
16	氨氮	≤0.5	35	钠	≤200
17	硫化物	≤0.02	36	硫酸盐	≤250
18	总大肠菌群（MPN/100mL）	≤3	37	氯化物	≤250
19	菌落总数（CPU/mL）	≤100			

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

2.5.1.3 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）。

2.5.1.4 土壤环境

评价范围内地面工程占地范围内土壤环境质量执行《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，见表 2.5-3。区域地面工程场站外土壤执行《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表 1 筛选值标准，见表 2.5-4。

表 2.5-3　　建设用地土壤污染风险筛选值

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

21	四氯乙烯	mg/kg	53	44	二苯并[a、h]蒽	mg/kg	1.5
22	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	840	45	茚并[1、2、3-cd]芘	mg/kg	15
23	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	2.8	46	萘	mg/kg	70
				47	石油烃	mg/kg	4500

表 2.5-4 《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》表 1 筛选值

序号	污染物名称	单位	风险筛选值（pH＞7.5）
1	Cu≤	mg/kg	100
2	Zn≤	mg/kg	300
3	As≤	mg/kg	25
4	Ni≤	mg/kg	190
5	Pb≤	mg/kg	170
6	Cd≤	mg/kg	0.6
7	Cr≤	mg/kg	250
8	Hg≤	mg/kg	3.4

2.5.2 污染物排放因子及标准

2.5.2.1 废气

油气开采过程中井场、站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）。具体标准限值要求见表 2.5-5。

表 2.5-5 大气污染物排放标准值

污染物	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_2S	厂界标准	0.06	GB14554-93

2.5.2.2 废水

运行期项目产生的采出水在轮一联和桑南处理站处理达标后回注地层，不向外环境排放，井下作业废水依托轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理达标后回注油层，不向外环境排放，回注水执行《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中注入层平均空气渗透率>1.5μm^2 的标准，标准值见表 2.5-6。

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

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

2.5.2.3 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 2.5-7。

表 2.5-7　　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

2.5.2.4 固体废物

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》（HJ2025-201）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）。

2.6 评价等级和评价范围

2.6.1 环境空气评价等级和评价范围

（1）评价等级

本项目废气排放源主要为油田非甲烷总烃、硫化氢的无组织排放。根据工程特点、污染特征及周围环境状况，采用《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）附录 A 推荐的估算模型 AERSCREEN 计算项目污染源的最大环境影响，选取非甲烷总烃为、硫化氢候选因子核算，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，μg /m³；

C_{oi}—环境空气质量标准，μg /m³。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 2.6-1。

表 2.6-1　　评价工作等级

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

估算模式所用参数见表 2.6-2。

表 2.6-2　　估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/℃		43
最低环境温度/℃		-23
土地利用类型		荒漠
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	√是 □否
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	□是 √否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

污染物排放参数见表 2.6-3。

表 2.6-3　　污染物面源参数调查清单

污染源名称	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_2S
LG7-1-H1 井场无组织	-	-	933	40	60	8	8760	0.12	0.00002

表 2.6-4　　估算模式计算结果表

参数名称	单位	NMHC	H_2S
下风向最大落地浓度	μg/m³	1.95	0.77
最大浓度出现距离	m	100	100
评价标准	μg/m³	2000	10
最大占标率	%	0.0975	0.77
$D_{10\%}$	m	0	0

表 2.5-4 的计算结果表明，本工程对周边环境的影响主要来无组织非甲烷总

烃的排放，其最大占标率为 0.77%，其占标率 10%的最远距离 D10%=0m，最大占标率 1%≤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，最终确定以项目区边界为起点，外扩 2.5km 的范围为大气环境评价范围。大气评价范围见图 2.6-1。

2.6.2 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），评价区域内不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区等特殊和重要敏感区，评价区域内的塔里木流域水土流失重点治理区，涉及的国家级公益林及地方公益林属于重要生态敏感区。项目新增永久占地 9.5hm^2、临时占地 65.48hm^2，总面积 74.98 hm^2，占地面积＜2km^2，管线总长度共计 69km，长度＞50km，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 2.6-5，本工程生态环境影响评价工作等级确定为二级。

表 2.6-5　　生态评价等级判定

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

（2）评价范围

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区块边界向外扩展 2km 范围。生态评价范围见图 2.6-1。

2.6.3 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 2.6-6　　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 2.6-7，评价等级为二级。

表 2.6-7　　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

按照《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中关于“二级评价”范围的规定，本项目单井的调查评价范围为 6km^2，根据地下水流向为自西向东，选取下游 2km，南北两侧 1km，上游 1km 为评价范围，集输管线两侧向外延伸 200m 作为评价范围。地下水评价范围详见图 2.6-1。

2.6.4 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。

2.6.5 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，本次环评声环境评价范围为开发区域边界向外扩 200m 作为评价范围。

2.6.6 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。见表 2.6-8。

表 2.6-8　　环境风险评价等级划分

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

项目运营期涉及的主要危险物质为凝析油、天然气、硫化氢，涉及的风险为运行过程中集输管线破损造成的凝析油泄露和天然气、硫化氢的泄漏。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169－2018）本项目风险评价等级判定如下：

（1）环境风险潜势划分

建设项目环境风险潜势划分为Ⅰ、Ⅱ、Ⅲ、Ⅳ/Ⅳ$^{+}$级。

根据建设项目涉及的物质和工艺系统的危险性及其所在地的环境敏感程度，结合事故情形下环境影响途径，对建设项目潜在环境危害程度进行概化分析，按照表 2.6-9 确定环境风险潜势。

表 2.6-9　　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）危险物质数量与临界量比值（Q）

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），定量分析危险物质数量与临界量的比值（Q），见表 2.6-10。

表 2.5-10　　本项目重大危险源辨识一览表

序号	物质名称	CAS 号	临界量/t
1	石油气（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

本工程不涉及危险物质的存储，工程新建单井集输管道 58km，选择玻璃钢管 DN100 5.5MPa，集输管线 11km，选择玻璃钢管 DN200 5.5MPa。

根据附录C中表C.1要求，长输管道运输项目应按站场、管线分段进行评价，本工程单井管线至阀组站均设置截断阀，本次评价对本工程新建单井集输线最长约 8.7km 进行评价。

原油密度按照 0.83t/m^3、天然气平均相对密度 0.80kg/m^3，天然气中硫化氢含量约 1.2g/m^3。计算得管道最大储油量为 56.68t。

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 5.5Mpa；

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 1.25t，硫化氢含量约为 0.000007t。

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）：

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

式中：q_1，q_2，…，q_n--每种危险物质的最大存在总量，t；

Q_1，Q_2，…，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。

本工程辨识结果详见表 2.5-11。

表 2.5-11　　辨识结果表

序号	时期	位置	储存装置	物质名称	临界量(t)	最大储存量（t）	Q	合计
1	运行期	集输管线	集输管线	凝析油	2500	56.68	0.022	0.318
				天然气	10	2.96	0.296	
				硫化氢	2.5	0.000082	0.000033	

根据上表计算结果，本项目 Q=0.318，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。

2.6.7 土壤环境评价等级和评价范围

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 9.5hm^2，属于中型项目。占地类型主要为沙地、低覆盖度草地及林地，土壤敏感程度为不敏感。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 2.5-12。

表 2.5-12　　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；井场和站场的土壤评价范围为油田开发区域及区域边界向外扩展 200m 范围。

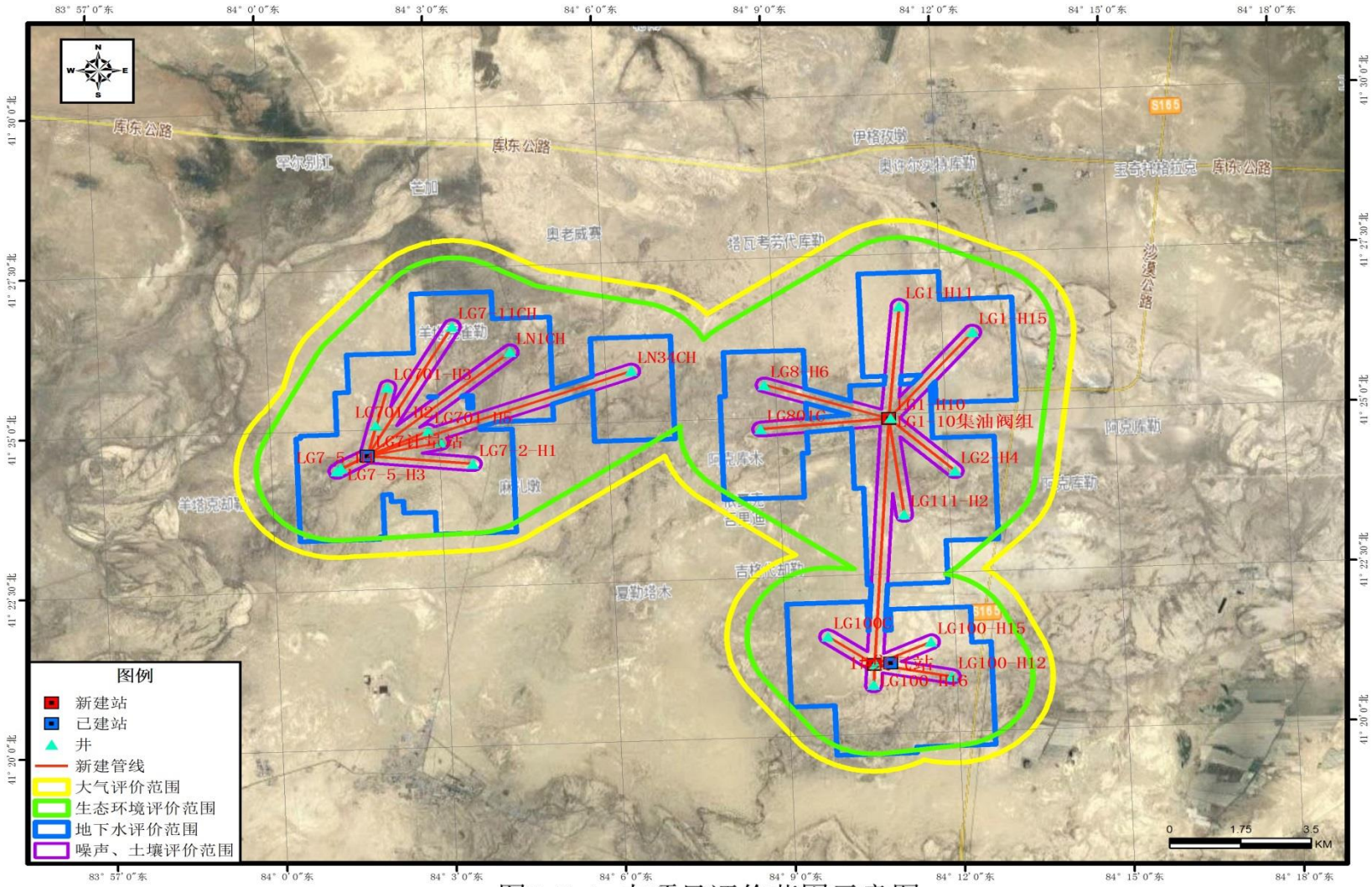


图2.6-1 本项目评价范围示意图

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 污染控制目标与环境保护目标

2.8.1 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）项目区属于塔里木流域水土流失重点治理区，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。

（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。

2.8.2 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，距离塔里木河最近约 18km，除油区工作人员外评价范围内无其他人群聚集区。本项目与塔里木河上游湿地自然保护区的最近距离为 23km，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 13km，不在生态环境影响评价范围内。评价区环境保护目标见图 2.8-1～2.8-4 和表 2.8-1。

本工程评价范围及环境保护目标见图 2.8-1 和表 2.8-1。

表 2.8-1　　环境保护目标

序号	环境要素	环境保护目标	相对位置	环境保护要求
1	生态环境	塔里木兔、鹅喉羚（国家二级保护动物）	区域偶见	禁止捕猎
		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
		国家二级公益林、轮台县地方公益林	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
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、《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》表 1 筛选值
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

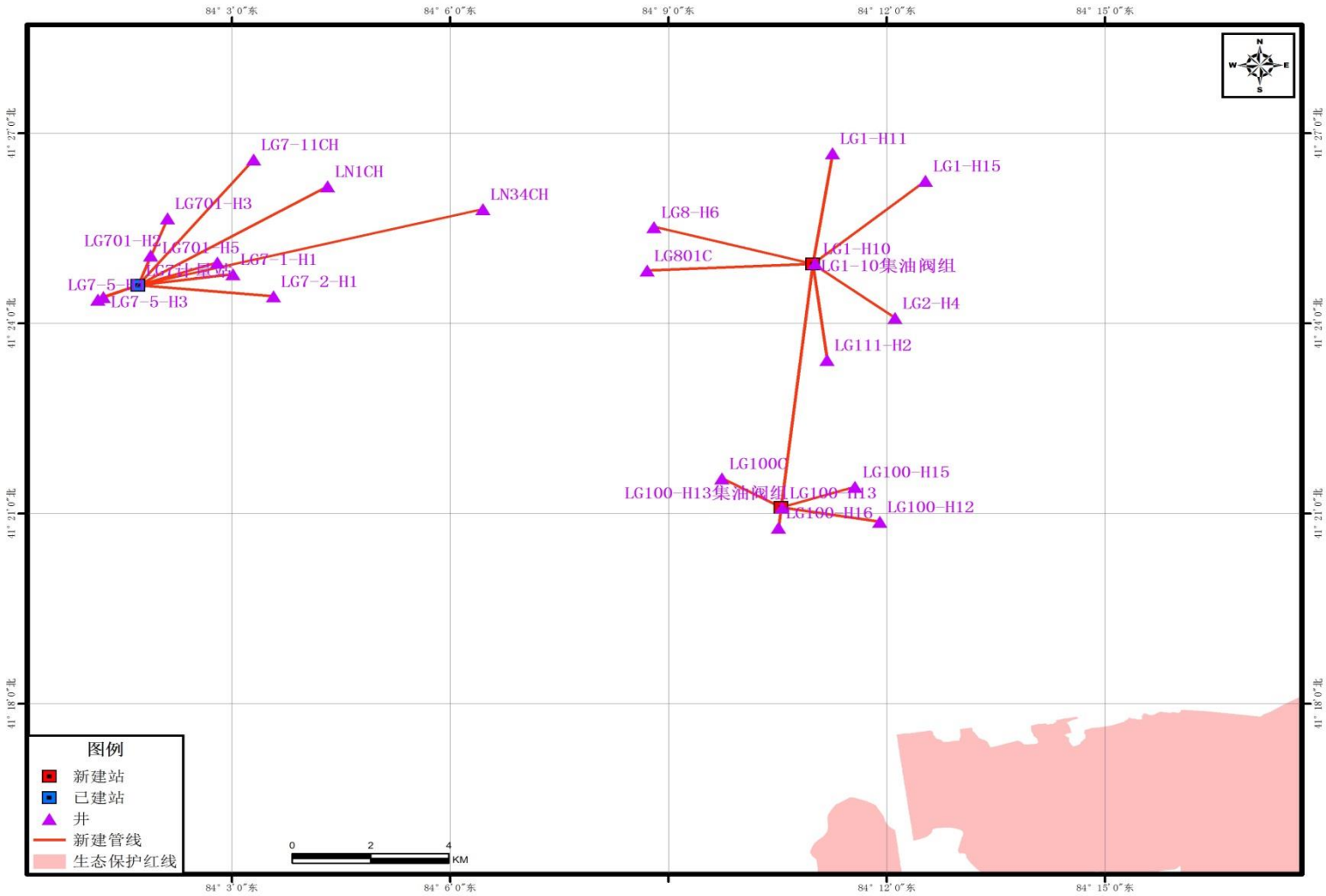


图2.8-1 本项目与红线位置关系

2.9 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 2.9-1。

表 2.9-1　　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.工程概况与工程分析

3.1 项目开发现状及环境影响回顾

3.1.1 区块开发现状

轮古油田轮古 7、8、100 井区隶属于中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司，具体日常运行管理由轮南油气开发部负责，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。

截止 2020 年 12 月底，轮古 7 井区生产总井数 30 口，开井数 10 口，日产油 30t，日产水 61t，日产气 0.80×104m^3，综合含水率 66.7%；轮南 8 井生产总井数 12 口，开井数 1 口，日产油 1t，日产水 3t，日产气 0.05×10^4m^3，综合含水率 87.8%；轮古 100 井区生产总井数 14 口，开井数 4 口，日产油 2t，日产水 37t，日产气 0.39×10^4m^3，综合含水率 96%。

3.1.2 区块环评手续情况

轮古油田日常运行管理由由轮南油气开发部负责，轮南油气开发部负责油田开发建设过程中，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古实施了几次区块开发及地面工程建设项目，本次区块开发主要依托现有的油气处理设施，其中轮古 7 井区的油气进入轮古 7 集油站、轮古 7 计量站，最终轮古 7 井区油气处理依托轮一联，轮古 8 井区和轮古 100 井区的油气进入 1 号集气站后进入桑南处理站进行处理，本次侧钻的 5 口井及依托的地面设施环保手续齐全，详见表 3.1-1。

表 3.1-1　　现有工程及环评情况一览表

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		
桑南油田开发建设工程环境影响评价报告书	新疆维吾尔自治区环境保护局	新环自函[2004]488 号	2004 年 10 月 14 日	新疆维吾尔自治区环境保护局	环自验[2006]12 号	2006 年 10 月 10 日
轮南油田二次开发地	新疆维吾尔	新环函[2014]	2014 年 10 月	新疆维吾	新环函	2017 年

面建设工程环境影响报告书	自治区环境保护厅	1250 号	30 日	尔自治区环境保护局	[2017]1536 号	9 月 30 日
轮南油气开发部轮古西片区环影响后评价报告书	新疆维吾尔自治区生态环境保护厅	新环环评函[2021]224 号	2021 年 3 月 15 日	-	-	-
轮南油气开发部轮南片区环影响后评价报告书	新疆维吾尔自治区生态环境保护厅	新环环评函[2021]227 号	2021 年 3 月 15 日	-	-	-
轮南油气开发部桑吉片区环影响后评价报告书	新疆维吾尔自治区生态环境保护厅	新环环评函[2021]226 号	2021 年 3 月 15 日	-	-	-

3.1.3 已建工程环境影响回顾性分析

本次工程已建设工程包括 5 口侧钻井（LG801C、LN34CH、LG7-11CH、LN1CH、LG100C）及依托的已建地面设施。本项目开发建设过程中轮古 7 井区、轮古 8 井区和轮南 100 井区依托 2 座联合站，分别为轮一联合站、桑南油气处理站。通过资料收集、现场踏勘，各环境要素回顾性分析如下：

3.1.3.1 轮古区块各环境要素回顾性分析

（1）生态环境影响回顾评价

根据后评价报告和本次现场踏勘情况，油田区域内现有井场钻井工程结束后，基本对临时占地范围内及周边的土地进行了清理及平整，恢复了原貌。对井场永久占地范围内地表结合区域土地利用现状和油井功能特点，在井场内铺设了砂石，少数井场采取了水泥硬化措施，减少了侵蚀量。

各类集油管道开挖、形成线形裸露带，对稀疏荒漠植被造成阶段性影响，通过压实土方及植被恢复。管线两侧扰动范围内，除管廊上方覆土高于地表外，管线两侧施工迹地基本恢复，扰动区域内草本植被已基本恢复。



已建 LG7 集油站现状



LG7-11 井井场现状



已建 LN34 井现状



已建 LG801 井现状



已建 LG100 井现状



已建 LN1 井现状

从后评价期间，土壤环境质量现状来看，后评价布设的土壤监测点各项污染因子均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中筛选值第二类用地标准和《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中表 1 其他类别土壤污染风险筛选值要求；从植被类型来看，项目的建设对气田区域内的原有植被类型未造成影响，各类植被的占地面积基本无变化；从土地利用类型来看，项目的建设使油田区域内的戈壁大量减少，低覆盖度草地面积减少，建设用地面积略有增加。总体来说，项目区的模地依旧是荒漠景观，人类干扰加强，多样性增加。油田开发区域基本保持原有的荒漠生态系统，部分地区受人类活动的影响。

（2）水环境影响回顾评价

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

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，仅作为冬季的放牧场，由于草场的牧草质量差，利用率较低，载畜能力较差，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。区域地下水监测中高锰酸盐指数、石油类满足《地表水质量标准》(GB3838-2002) Ⅲ类标准限值，除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、锰外其余监测因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)IV 类标准要求，超标的主要原因与当地水文地质条件有关，其天然背景值较高。因此油田的开发对项目区域地下水水质影响较小，油田区域地下水水质基本未发生变化。

（3）大气环境影响回顾评价

区域现有地面设施各站场及井场之间相对间隔一定距离，各污染源所产生的污染到达其它污染源附近时基本已完全扩散，区域内的现有开发活动对大气环境质量没有造成较大影响，其影响属于可接受范围。油田主要站场、典型井场的非甲烷总烃、硫化氢的无组织挥发监测浓度达到《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放非甲烷烃监控浓度限值的要求，硫化氢满足《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)中附录 D 中 H_2S 浓度参考限值要求。

评价区环境空气污染物浓度变化不大。项目区无居民区分布，本次后评价收集了 2005 年至 2019 年期间的大气监测资料作为评价的基础资料，分析评价区各污染物浓度变化，从监测结果分析来看，二氧化氮和二氧化硫变化不大。

（4）声环境影响回顾评价

项目投产前后区域声环境质量现状变化情况不大，区域声环境仍满足《声环境质量标准》GB3096-2008)2 类、3 类区标准限值要求。综上所述，区域声环境敏感目标未因项目的建成运营造成项目区声环境质量下降，项目区域声环境敏感目标声环境质量仍满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类、3 类区标准限值要求。

（5）固体废物环境影响回顾评价

轮古油田在总体开发过程中，钻井期产生的固体废物主要是钻井废弃泥浆、钻井岩屑和生活垃圾。生活垃圾送至轮南固废填埋场进行填埋处理。

2017 年前，钻井废弃泥浆、钻井岩屑储存在井场泥浆池内，完井后固化，用于通井路修筑、填坑、铺垫井场或填埋处理。

2017 年后，钻井井场设置岩屑池，其池底和池体压实，然后用 HJHY 系列二布一膜环保型防渗膜进行防渗，水基废弃泥浆和岩屑排入岩屑池。施工过程中后，岩屑池中的一开、二开上部的废弃泥浆和岩屑在单井废液池中干化填埋处理，二开下部含磺化的钻井废弃物应用不落地达标处理技术，进行固液分离，分离出的磺化泥浆岩屑送轮南钻试修废弃物环保处理站，磺化泥浆拉运至下一钻井工程重复利用，不能重复利用的送轮南钻试修废弃物环保处理站。联合站运行过程中所产生的油泥送至塔里木油田绿色环保站处理。这一措施是塔里木油田分公司所属的其它各油气田所广泛采用的措施，在严格按照有关标准做好选址和防渗设计的情况下，固体废物填埋处理不会对周围环境产生影响。严格落实《危险废物贮存污染控制标准》(GB 18597-2001)和《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》(GB18599-2001)中的相关要求。

本次侧钻井利用的 5 口老井均为 2017 年前的钻井，总体来说，项目区内已有工程生产活动和生活产生的固体废物基本得到妥善的处置，没有对周围环境产生重大不利影响。

3.1.3.2 本次现有工程三废排放

本次评价引用 2021 年 3 月通过自治区生态环境厅备案的《轮南油气开发部轮古西片区后评价报告书》（新环环评函【2021】224 号）及《轮南油气开发部轮南片区环影响后评价报告书》（新环环评函【2021】227 号）对轮古油田已建工程三废排放情况进行说明，污染源排放见表 3.1-1。轮古油田排污许可证已办理（证书编号：91652800715549l1XG016U）。

表 3.1-2　　现有联合站污染物排放情况一览表

项目	工程	污染源	污染物	产生量	排放量
废气	轮古油田	燃烧烟气	NO_X（t/a）	29.66	29.66
			SO_2（t/a）	9.28	9.28
废水		废水	采出水（$\times10^4m^3/a$）	19.14	-
固废		废渣	油泥沙（$\times10^4t/a$）	0.0473	-

主要污染物排放总量指标：二氧化硫 9.28t/a、氮氧化物 29.66t/a。生产废水经处理后用于回注，无外排。联合站运行过程中所产生的油泥送至塔里木油田绿色环保站处理。

3.1.4 存在环保问题及整改措施

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

在现场勘查过程中也发现目前存在的一些问题，主要为：

（1）有部分井场遗留有废弃设施及弃渣没有及时的清运，车辆碾压情况。

（2）轮一联及桑南处理站处理装置保持稳定运行，达标回注，目前采出水部分时段回注水超过行业标准，应严格执行《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》第二十四条第二款规定和《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告 2012 年 第 18 号 2012-03-07 实施）规定。

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

（1）对井场遗留的废弃物进行收集和清运，妥善处置；钻井完成后，将“工完、料净、场地清”作为工程验收的标准之一。

（2）加强采出水的处理处置，强化运行设施的检修、维护与正常运行，以保证出水水质达标，确保回注水水质满足回注标准要求；同时加强废水水质监测频率。

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：轮古油田轮古 7、8、100 井区开发调整方案。

项目性质：改扩建。

3.2.1.2 建设地点

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，轮古油田是一个被石炭系所覆盖的大型古潜山，位于塔里木盆地东北，项目距轮台县县城南侧最近约 35km，距轮一联最近距离 3.58km，距桑南处理站最近距离 7.25km。地理位置图见图 3.2-1，区块位置见图 3.2-2。

3.2.1.3 建设内容及规模

部署新井 22 口（含侧钻井 5 口），投产成功率 86.4%，平均单井产能 30t/d，新建产能产油 19.80×10^4t，新增产气 2574 万 m^3；在轮古 7 集油站站内新建座 10 井式计量阀组，在轮古 8 井区新建 1 座 7 井式阀组，轮古 100 井区新建 1 座 5 井式阀组；新建单井管线 58km，新建集油阀组管线 11km。2024-2026 年以年产原油 10.50×10^4t 以上规模稳产 3 年，采油速度 0.52%，方案期末累产油 311.99×10^4t，动用地质储量采出程度 14.68%。项目建成后生产运行管理由轮南油气开发部负责。

3.2.1.4 工程组成

本项目工程组成包括部署 22 口井的采油气工程、新建及改建站场工程、油气集输工程以及配套的供配电、自控、通信、结构、消防等工程。项目工程组成见表 3.2-1。

表 3.2-1　　项目组成一览表

工程类别	工程名称		工程内容及规模
产能			部署新井22口（其中5口为侧钻井），新建原油产能19.80×10^4t/a，天然气0.2574×$10^8$$m^3$/a
钻井工程			部署22口井的钻井（侧钻井5口），其中轮古7井区10口，LG8井区7口、LG100井区5口
主体工程	采气（油）工程		自喷井产量递减快，由于排液量受限制，可根据后期底水驱动情况选用电泵及抽油机采油方式
	地面工程	井场	新建22座采油井场，安装22套140MPa采油树。
		集输管线	（1）新建单井集输管道58km，选择玻璃钢管DN100 5.5MPa。 （2）新建集油阀组管线11km,选择玻璃钢管DN200 5.5MPa
		阀组站	（1）轮古8井区新建1座7井式阀组。 （2）轮古100井区新建1座5井式阀组
		轮古7计量站改造	站内新建1座10井式计量阀组
辅助工程	配套供排水、自动控制、通信、供配电、道路、结构、消防等辅助系统工程		
依托工程	轮古 7 计量站		本次轮古 7 井区新钻 10 口井就近接入轮古 7 计量站，通过计量分离器单井计量后，输送到轮古 7 集油站，该计量站设计处理液量 1600t/d，站内设 7 井式计量阀组、1 座计量分离器及 7 座高架油罐。目前最大液量 221t，最大气量 7150Nm^3/d。本次工程在轮古 7 计量站内新建 1 座 10 井式计量阀组。
	轮古 7 集油站		轮古 7 计量站来液输送到轮古 7 集油站进行加热、分离、增压后，轮古 7 集油站是一座集原油脱水、掺稀、污水处理及注水等功能的综合性站场，设计处理液量规模 2700t/d、气量约 15×10^4Nm^3/d、掺稀规模 700t/d、注水规模 1500m^3/d。目前进站

		液量 700～800t/d、气量约 4000～8000Nm^3/d、掺稀量约 130t/d，已建系统可满足新井生产需要。
	轮一联	本项目轮古 7 井区油、水利用轮古 7 集油站至轮一联混输管线密闭输至轮一联进行油气水分离。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。
	1#集气站	本次轮古 8、100 井区油井经过电磁加热器加热后密闭气液混输进 1#集气站，1#集气站分为高压系统和低压系统。由于井区内已建单井均为低压生产，目前 1 号集气站内高低压系统均作为低压集输系统运行，如后期生产运行需要，该高压系统可以随时切换。目前该站转液量为 300t/d，转气量为 3.7×10^{4}m^3/d。新井实施后，站场处理液量 662t/d，气量 8.41×10^{4}m^3/d，已建系统可满足新井生产需要。
	桑南处理站	本次轮古 8、100 井区油井通过 1#集气站至桑南站进行处理。桑南处理站 1993 年 10 月原油处理装置投产（桑转站），2005 年 4 月天然气净化装置投产（桑南天然气处理站），主要接收桑塔木油田 5 座计量站、2 座集气站、1 座转油站及站外单井的来液；油单元处理能力 50×10^{4}t/a（热化学沉降）； 天然气处理能力 150×10^{4}m^3 /d（MDEA 脱硫、低温脱水脱烃）；采出水处理 3100m^3 /d（旋流反应+沉降过滤）；地质注水 3800m^3 /d（集中注水、多井配水），新井实施后，站场处理油量 25.9 万吨/年，气量 40.41 万方/天，已建系统可满足新井生产需要。
依托环保工程	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）

3.2.1.5 工程投资

工程总投资 7.08 亿元，其中估算水平井单井钻井费用 2681.68 万元，侧钻井单井钻井费用 1730.69 万元，单井完井费用 476.26 万元。22 口新井合计钻完井投资为 6.48 亿元，地面工程投资 5960 元。

3.2.1.6 劳动组织及定员

本项目不新增劳动定员，均依托轮古油田现有巡检人员，井场无人值守。

3.2.2 油气资源概况

3.2.2.1 轮古油田概况

轮古油田(巴音郭楞蒙古自治州)是一个被石炭系所覆盖的大型古潜山，潜山内幕又是一个完整的背斜。构造上位于塔里木盆地塔北隆起轮南低凸起中部，面积约 498.7km^2，东靠轮古东气田、南靠塔河油田，隶属环轮南-塔河-哈拉哈塘凹陷富油气系统。

截止 2020 年 12 月底，轮古 7 井区生产总井数 30 口，开井数 10 口，日产油 30t，日产水 61t，日产气 0.80×10^{4}m^3，综合含水率 66.7%；轮南 8 井生产总井数 12 口，开井数 1 口，日产油 1t，日产水 3t，日产气 0.05×10^{4}m^3，综合含水率 87.8%；轮古 100 井区生产总井数 14 口，开井数 4 口，日产油 2t，日产水 37t，日产气 0.39×10^{4}m^3，综合含水率 96%。

3.2.2.2 地层特征

奥陶系是轮古地区的主要产油层系之一，与上覆地层不整合接触，与下伏寒武系整合接触。根据岩性、电性及古生物组合特征，轮南地区奥陶系古风化壳地层自北西向南东地层分布为：奥陶系中下统鹰山组(O1-2y)、奥陶系中统一间房组(O2y)及奥陶系上统吐木休克组(O3t)、良里塔格组(O3l)和桑塔木组(O3s)，轮古油田方案建产区缺失上统桑塔木组(O3s)，其中鹰山组地层可细分为鹰一段、鹰二段、鹰三段和鹰四段。由于海西早期大幅度的抬升暴露与风化剥蚀，奥陶

系被剥蚀厚度较大，本方案建产区仅保留部分中统一间房组及中-下统的鹰山组和下统蓬莱坝组。

3.2.2.3 地质储量

2002 年至今，轮古油田进入勘探开发一体化阶段，先后探明轮古 15、轮古 100-12、轮古 2、轮古 9-40、轮古 7 等 5 个储量区块，探明石油地质储量 11310.83×10^4t，溶解气地质储量 114.3×$10^8$$m^3$。原油产量快速上升，2001 年 3.7×$10^4$t，2002 年 18×$10^4$t，2003 年上升至 26.9×$10^4$t，2006 年达到峰值产量 31.8×$10^4$t。相继高效开发了轮古 15、桑南西、轮古 7 等区块。

根据目前获取的资料，轮古油田探明石油地质储量数据如表 3.2-2 所示。

表 3.2-2　　轮古油田探明石油地质储量数据表

区块名称	原油			溶解气			动用量			储量级别
	地质储量(10^4t)	可采储量(10^4t)	采收率(%)	地质储量($10^8$$m^3$)	可采储量($10^8$$m^3$)	采收率(%)	面积(km^2)	地质储量(10^4t)	可采储量(10^4t)	
轮古 100-12	1028.04	175.71	17.09	33.01	8.10	24.54	16.23	608.90	112.46	探明
轮古 9-40	5509.17	544.51	9.88	18.53	1.83	9.88	5.44	321.94	25.76	探明
轮古 15	1628.00	156.01	9.58	--	--	--	15.75	930.81	120.15	探明
轮古 2	1980.00	297.00	15.00	51.06	7.66	15.00	--	--	--	探明
轮古 7	1165.62	238.43	20.40	11.7	2.39	20.40	--	--	--	探明
合计	11310.83	1411.66	71.95	114.3	19.98	69.82	37.42	1861.65	258.37	--

3.2.2.3 流体性质参数

（1）原油性质：轮古井区原油总体表现为高粘、中凝固点、中含硫、中含蜡、高胶质-沥青质的超重质普通稠油特征。中斜坡地面原油密度 0.8254-0.9303g/cm^3，平均 0.8604g/cm^3，凝固点-28～36℃；含硫量 0.12%～3.12%，平均值 0.573%；含蜡量 0.8%～35.16%，平均值 12.2%；胶质+沥青质含量 2.6%～18.98%，平均值 5.64%。原油总体表现为高粘、中凝固点、中含硫、高含蜡、中胶质+沥青质的中轻质黑油特征。

（2）天然气性质：轮古井区天然气甲烷含量很高，一般占 89-96%，其他成分含量较低，表现出干气（或凝析气）特征。二氧化碳含量一般为 0.16-2.76%，氮气含量 0.783-9.04%，相对密度 0.58-0.62%。硫化氢含量 0.032-1.2g/m^3，低含硫。

（3）地层水性质：地层水性质相近，均呈弱酸性，水型 $CaCl_2$ 型。轮古西地层水密度一般 1.0022～1.1724g/cm3，平均 1.1208g/cm^3，PH 值 5.3～8.1，平均 6.4，Cl-含量 2684～154000mg/L，平均 110691mg/L，总矿化度 4859～25300mg/L，平均 181616mg/L；中斜坡地层水密度一般 0.9996～1.1953g/cm^3，平均 1.1249g/cm^3，PH 值 3.9～8.99，平均 6.23，Cl-含量 1051～173000mg/L，平均 112206mg/L，总矿化度 2120～278000mg/L，平均 183995mg/L

3.2.3 总体开发方案

3.2.3.1 开发部署

（1）井位部署

本次部署新井 22 口（含侧钻井 5 口），其中轮古 7 井区 10 口井、轮古 8 井区 7 口井、轮古 100 井区 5 口井。轮古油田轮古 7、8、100 井区开发调整方案井位坐标及单井指标见表 3.2-3：

表 3.2-3　　本方案井位部署表

区块	井号	设计日产油（t/d）
轮古 8	LG2-H4	28
	LG1-H10	30
	LG801C	28
	LG1-H15	30
	LG1-H11	35
	LG8-H6	31
	LG111-H2	28
轮古 7	LG701-H2	31
	LG701-H3	30
	LG701-H5	33
	LG7-1-H1	35
	LG7-2-H1	30
	LG7-5-H3	33
	LG7-5-H4	30
	LN34CH	25
	LG7-11CH	26
	LN1CH	25
轮古 100	LG100C	28
	LG100-H12	30
	LG100-H13	32
	LG100-H15	30
	LG100-H16	32

（2）总体布局

本次区块地面已建的生产设施及油气集输方式，采用“三级布站、放射状管网、油气密闭输送”的油气集输方式，单井采出的流体直接进入计量站进行生产。本次不新增油气处理站场，均依托现有的油气处理及外输管道。总体平面布置图见图 3.2-3。

① 轮古 7 区块

轮古 7 井区与本工程相关的站场有：轮古 7 计量站、轮一联。油气集输系统以两级布站为主，工艺流程采用“单井进计量站集中计量、油气混输至轮一联集中油气水分离”。轮一联主要接收 7 座计量站来液，并进行油气分离与原油脱水，处理合格后的原油外输至轮南储运站。

②轮古 8 井区、轮古 100 井区区块

轮古 8 井区、轮古 100 井区区块与本工程相关的站场有：1#集气站、桑南油气处理站。轮古 8 井区、轮古 100 井区位于轮南作业区西南侧、桑南油气处理站西侧，在轮古 8 井区新建 1 座 7 井式阀组，轮古 100 井区新建 1 座 5 井式阀组，油井经过电磁加热器加热后密闭气液混输进 1#集气站，经过轮井计量、加热后，通过已建管道输至桑南油气处理站。新建两座阀组间至 1#集气站的油气混输干线 DN200 玻璃钢管，5.5MPa，共计 10km。

1#集气站至桑南站，建有低压管 DN250、2.5MPa，高压管 DN200、10MPa，长度 9.5km。目前实际输量液 230 吨/天，气量 1.7 万方/天，起输压力约 0.4MPa。已建系统可满足新井生产需要。

3.2.3.2 开发指标预测

本次部署新井 22 口（含侧钻井 5 口），投产成功率 86.4%，平均单井产能 30t/d，新建产能产油 19.80×10^4t，新增产气 2574 万 m^3。开发指标预测见表 3.2-3。

表 3.2-3　　生产指标预测总表

时间	日产油 (t/d)	日产水 (t/d)	日产气 (10^4m^3/d)	年产油 （10^4t）	年产水 （10^4t）	年产气 （10^8m^3）
2022	50.96	156.99	0.66	1.86	5.73	0.02
2023	43.29	136.99	0.56	1.58	5.00	0.02
2024	36.71	119.45	0.48	1.34	4.36	0.02
2025	31.23	107.67	0.41	1.14	3.93	0.01
2026	26.58	96.99	0.35	0.97	3.54	0.01
2027	22.74	90.96	0.30	0.83	3.32	0.01
2028	19.18	84.38	0.25	0.70	3.08	0.01
2029	16.44	77.53	0.21	0.60	2.83	0.01
2030	13.97	73.42	0.18	0.51	2.68	0.01
2031	11.78	66.85	0.15	0.43	2.44	0.01

2032	10.14	62.19	0.13	0.37	2.27	0.00
2033	8.49	59.45	0.11	0.31	2.17	0.00
2034	7.12	54.79	0.09	0.26	2.00	0.00
2035	6.03	54.25	0.08	0.22	1.98	0.00

3.2.4 主体工程

主体工程包括钻采工程、站场工程、油气集输工程等，纳入本次工程内容的主要为钻采工程，油气集输工程及站内改造，其他均依托区内原有计转站、联合站等设施。

3.2.4.1 钻采工程

（1）钻井工程

工程部署 22 口，总进尺 9.46 万 m。采用裸眼完井方式完井。

单井钻井井场大小 90m×100m。其中单井永久占地面积为 2400m^2（60m×40m），临时占地面积为 6600m^2。临时占地内将修建应急池（1 座，300m^3）、放喷池（2 座，300m^3/座）、岩屑池（1 座，1000m^3）等设施；设置钻井平台 1 套，钻井废弃物不落地处理系统 1 套及临时生活区。侧钻井不新增永久占地，仅新增临时占地。

（2）井身结构

本次共部署 22 口井，其中新钻井油井 17 口，平均单井进尺 5300m；老井侧钻井 5 口，平均单井进尺 550m。各井井身结构设计表见表。

①水平井采用塔标Ⅲ三开井身结构：一开 16″钻头钻至 1500m，下入 10 3/4″表层套管；二开 9 1/2″钻头钻至奥陶系顶（5300m 左右），下入 7 7/8″技术套管，造斜点为 4900m；三开 6 3/4″钻头钻至完钻井深。

②侧钻水平井采用二开井身结构：7 7/8″套管开窗侧钻采用 6 3/4″钻头钻至奥陶系顶，悬挂 5 1/2″无节箍套管；二开采用 4 3/4″钻头钻至完钻井深。，具体各类井身结构见图 3.2-4~3.2-5。

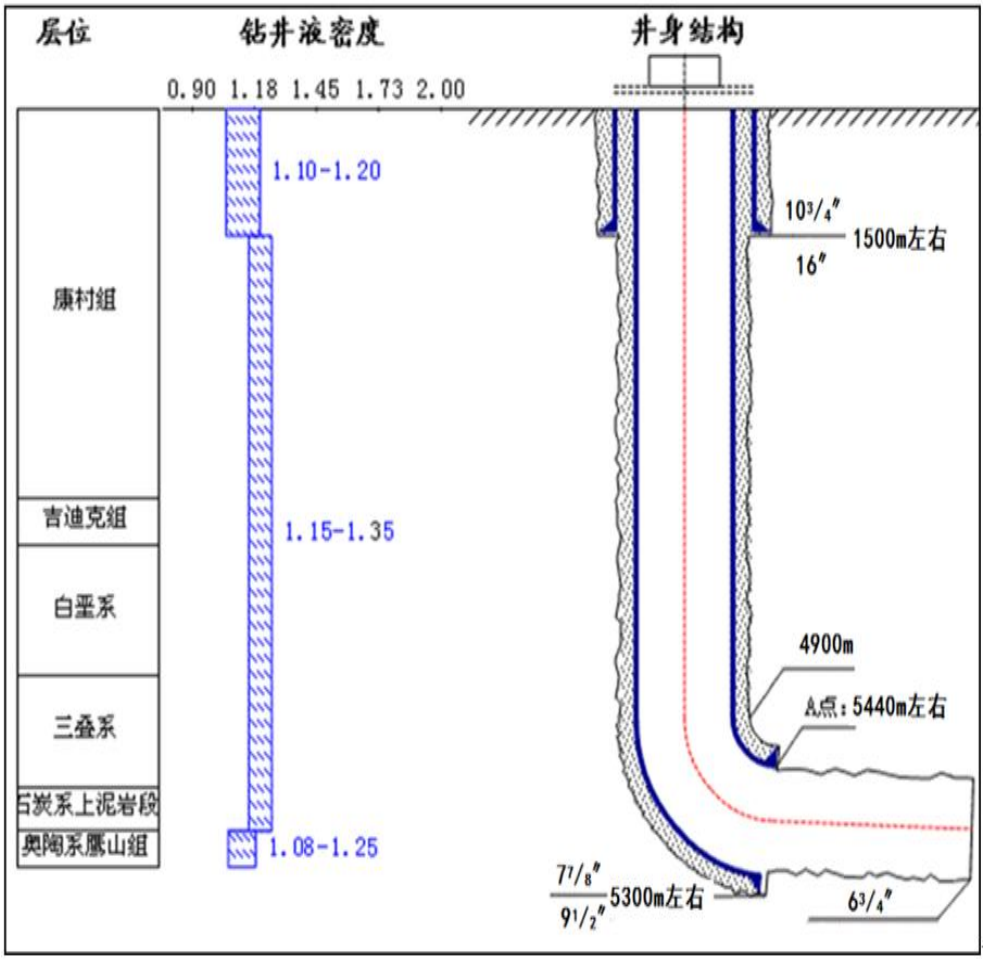


图 3.2-4（1） 水平井设计井身结构示意图

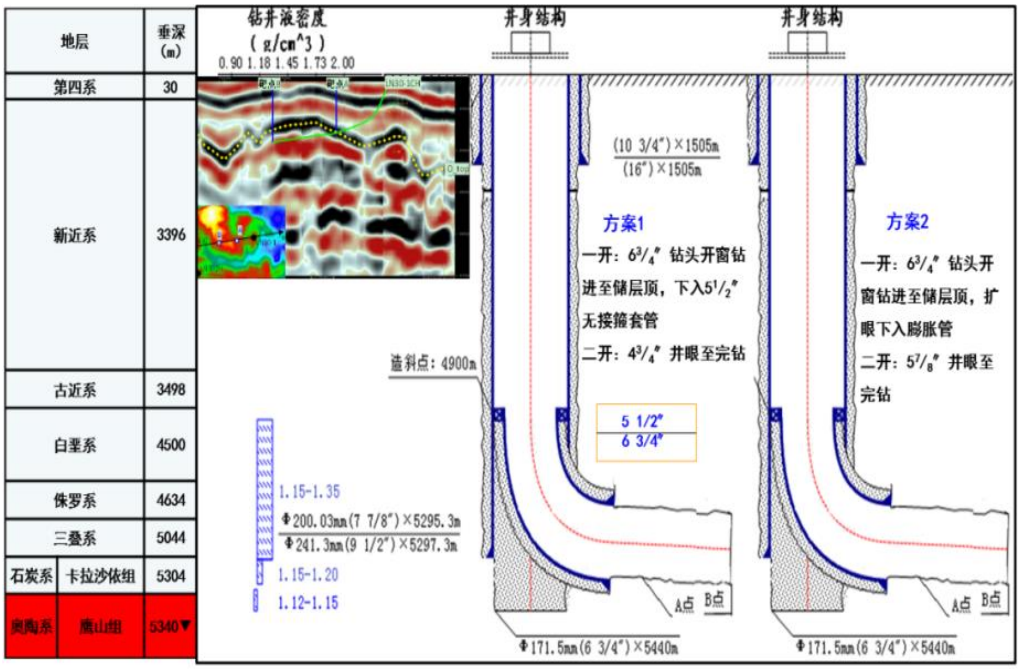


图 3.2-4（2）侧钻井设计井身结构示意图

（3）钻井液

一开采用膨润土-聚合物体系，密度 1.05～1.20g/cm^3；二开上部采用 KCl-聚合物体系，密度 1.10～1.20g/cm^3；二开下部采用 KCl-聚磺体系，密度 1.15～1.35g/cm^3；三开水平段采用磺化体系，密度 1.08～1.25g/cm^3。

侧钻井采用 KCl-聚磺体系，侧钻井水平段采用磺化防塌体系。

目的层储层保护思路为“采用屏蔽暂堵技术，保护裂缝、微裂缝和基质”。

表 3.2-3　　轮古油田钻井液体系及性能分析表

开次	地层井段	钻井液	关键性能参数	推荐配方
一开	第四系～新近系	膨润土-聚合物	密度 1.05～1.20 粘度 80～100（<200m） 粘度 40～60（>200m） PV/YP：4～19/5～16 API 失水≤14	6～8%膨润土+0.2～0.6%大分子聚合物+0.2～0.4%中分子聚合物+0.2～0.4%小分子聚合物+0.5～1%润滑剂
二开上部	新近系～古近系	KCl-聚合物	密度 1.10～1.20 粘度 40～60 PV/YP：6～17/5～16 API 失水≤14	3～5%膨润土+0.3～0.8%大分子聚合物+0.2～0.4%中分子聚合物+0.2～0.6%小分子聚合物+1～5%KCl+0.5～1.5%润滑剂
二开下部或侧钻井定向段	白垩系～石炭系	KCl-聚磺体系	密度 1.15～1.35 粘度 40～60 PV/YP：6～21/5～15 API 失水≤5，HTHP 失水≤12	3～5%膨润土+0.2～0.5%大分子聚合物+2～4%磺化酚醛树脂+2～3%磺化褐煤树脂+2～4%防塌剂+1～2%润滑剂+7～10%KCl
三开水平井段或侧钻井水平段	奥陶系	磺化防塌体系	密度 1.08～1.25 粘度 40～60 PV/YP：6～27/5～15 API 失水≤5，HTHP 失水≤12 渗透率恢复值≥50%	2～4%膨润土+2～5%磺化酚醛树脂+2～4%磺化褐煤树脂+2～5%防塌剂+2～3%润滑剂+0.5～1%除硫剂+油层保护剂

（4）固井设计

一开采用常规密度水泥浆一次上返封固全井。

二开技术套管采用 1. 35g/cm^3 低密度水泥浆+1. 88 g/cm^3 常规密度水泥浆一次上返固井。

三开侧钻采用尾管固井。

（5）完井方式

结合油藏工程方案设计，储集空间类型以洞穴、溶蚀孔洞及裂缝储层为主，易漏失，对漏失储层不宜采用套管固井射孔完井。后期开发措施存在不确定因素。裸眼完井为主的完井方式能够满足改造及后期侧钻、堵水、上返改层等作业需求，推荐该区完井方式为裸眼完井。

（6）采油方式

自然投产完井管柱：2 7/8″（5.51mm）P110S 油管+ 可取式封隔器（压力级别 70MPa）+ 2 7/8″（5.51mm）P110S 油管+坐封球座+管鞋

笼统酸压完井管柱：3 1/2″（6.45mm）P110S 油管+ 3m 3 1/2″伸缩管+可取式封隔器（压力级别 70MPa）+ 2 7/8″（5.51mm）P110S 油管+坐封球座+管鞋。管柱材质更换为普通碳钢抗硫油管。

结合井区现场应用的举升方式和实际应用效果，自喷井产量递减快，由于排液量受限制，可根据后期底水驱动情况选用电泵及抽油机采油方式。产液量≥50m^3/d，采用电动潜油泵；产液量＜50m^3/d，采用有杆泵采油。

3.2.4.2 站场工程

根据开发方案，本项目共部署开发井 22 口，其中新井 17 口，分散部署在轮古 7 区、轮古 8 区、轮古 100 区，本次区块地面已建的生产设施及油气集输方式，采用“三级布站、放射状管网、油气密闭输送”的油气集输方式，单井采出的流体直接进入计量站进行生产。

（1）新建阀组站

本次在轮古 8 井区新建 1 座 7 井式阀组，轮古 100 井区新建 1 座 5 井式阀组，工程量见表 3.2-4。

表 3.2-4　　新建阀组站工程量

序号	区块	单位	数量
1	轮古 8 井区		
	橇装自动选井计量装置　PN25　7 井式	座	1
2	轮古 100 井区		
	橇装自动选井计量装置　PN25　5 井式	座	1

（2）扩建站场

本次在轮古 7 计量站站内新建 1 座 10 井式计量阀组。采油井场井口产出的流体经过电磁加热器加热后自压输送到计量站的计量阀组，通过计量分离器单井计量后，输送到轮古 7 集油站。

3.2.4.3 油气集输工程

（1）站间集输

新建轮古 8 及轮古 100 两座阀组间至 1#集气站的油气混输干线 DN200 玻璃钢管，5.5MPa，共计 11km。

（2）单井集输管线

本次集输管线均利旧；新井均需建设单井集输管线共计 58km，均采用井口电磁加热。

本项目集输工程主要工程汇总见表 3.2-5

表 3.2-5　　集输工程内容表

序号	设备名称		单位	数量	备注
1	站间集输管线		km	11	玻璃钢管 DN200 5.5MPa
2	单井集输管线	轮古 7 单井集油管线	km	30	玻璃钢管 DN100 5.5MPa
3		轮古 8 单井集油管线	km	20	玻璃钢管 DN100 5.5MPa
4		轮古 100 单井集油管线	km	8	玻璃钢管 DN100 5.5MPa

3.2.5 配套工程

配套工程包括给排水工程、供配电、自控、通信、道路、防腐等。

3.2.5.1 仪表及自动控制

在新建采油井设置 RTU，用于采集单井生产数据。RTU 通过无线通讯方式上传至桑南气站控制室 SCADA 系统进行监控、管理并执行 SCADA 系统发出的控制命令。

3.2.5.2 供配电

供电电源考虑引自 35kV 钻井线供电，后期正式开发方案考虑自就近可靠电源点引接。

3.2.5.3 通信

站外单井数据采用无线网桥上传至桑南站。阀组间生产数据及视频监控数据通过光缆上传至桑南站视频监控系统，视频监控系统在气单元安防机房设置有 48 盘位存储服务器、流媒体服务器、综合管理服务器等。

3.2.5.5 道路工程

依托钻井路 70km。新建单井道路 8.5km。用砂石路面结构，路面宽约 4.5m。

3.2.5.6 土建

钢结构采用除锈等级为 Sa2.5 级，环氧底漆 60um 厚，环氧面漆厚度≥120um。基础埋地部分（包括垫层顶面）刷环氧沥青或聚氨酯沥青涂层，厚度≥500μm。

3.2.5.7 消防

新井井场及阀组间按五级站场考虑，采用移动式灭火方式，在每座井场内设置 2 具手提式磷酸铵盐干粉灭火器 MF/ABC8，用以扑救零星火灾。

3.2.5.8 防腐与保温

（1）站场保温管道外壁防腐层：采用无溶剂环氧防腐涂料，涂敷二道，防腐层干膜厚度≥300μm。

（2）站场埋地不保温管道外壁：无溶剂环氧涂料，无气喷涂三道，涂层总干膜厚度≥400μm。

（3）站场地面不保温管道外壁：二道环氧富锌底漆（60μm）-二道环氧云铁中间漆（100μm）-二道交联氟碳涂料（80μm），防腐层干膜厚度≥240μm。

（4）管道外壁采用喷砂除锈，除锈等级应不低于 Sa2.5 级。钢接头外壁采用机械除锈，除锈等级不低于 St3 级。

3.2.6 依托工程

3.2.6.1 轮一联

（1）基本情况

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。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。轮一联合站工艺流程见图 3.2-5。平面布置见图 3.2-6。

（2）工艺流程

计量间来的油、气、水混合液（0.35MPa、42℃）加入缓蚀剂及破乳剂后，进入 2 台油气分离器进行油气初步分离，分离出来的大部分天然气经过天然气除油器进行除油操作后输送至天然气站，少部分天然气作为 3 台三相分离器的补气以平衡液位。分离出的原油再进入 3 台三相分离器和 1 台热化学脱水器再进一步分离，分离出的含油污水进入 5000m^3 污水沉降罐。分离出的原油进入 5000m^3 原油储罐。原油储罐内经过进一步静置沉降后成为合格原油（含水≤

0.5%），之后通过 2 台原油外输泵增压至 0.2MPa 后外输至总外输及轮二转作为轮三联掺稀的油源。轮一联站内油气水处理主体工艺见表 3.2-6 及表 3.2-7。

表 3.2-6　轮一联站内主体工艺统计表

处理装置	主体处理工艺	单位	设计规模	实际处理量	负荷率（%）
原油脱水	三相分离+化学沉降	m^3/d（液量）	11800	4000	33.9
		$10^4t/a$（油量）	150	13.6	9.1
采出水处理	大罐沉降+两级过滤	m^3/d	11500	3500	30.4
注水	集中注水、多井配水	m^3/d	15200	2800	18.4

表 3.2-7　轮一联站内主体设备统计表

序号	设备名称	数量	排量（m^3/h）	额定值	投用日期	状态	规格
1	气液分离器	2	/	/	2014	在用	3×9.6m
2	三相分离器	3	/	/	2010	在用	3.6×20m
3	化学脱水器	1	/	/	2010	在用	3.6×20m
4	除油器	1	/	/	1995	在用	3×16m
5	原油储罐	3	/	/	1991	在用	$5000m^3$
6	原油外输泵	2	162	55kW	1987/1991	在用	/
7	空压螺杆机	2	11	75kW	2005	在用	/
8	离心注水泵	3	120	1250kW	2008	在用	/
9	柱塞注水泵	5	330	185kW	1991×2/1997×3	在用	/
10	板式换热器	2	/	$29.9m^3$	2010	在用	/
11	锅炉	4	/	6t/h	1992×3/1994×1	停运	/

（3）依托可行性

本次轮古 7 井区油气混输至轮一联集中油气水分离”。轮一联主要接收 7 座计量站来液，并进行油气分离与原油脱水，处理合格后的原油外输至轮南储运站。本次依托可行性详见表 3.2-8：

表 3.2-8　本次依托轮一联合站可行性一览表

序号	处理数据	处理液量 m^3/d	处理净化油量 t/d	天然气处理量万方/天
1	设计处理量	11500	11800	78
2	实际处理量	3500	4000	45
3	本次新增	1413	353	4.6
4	结论	满足	满足	满足



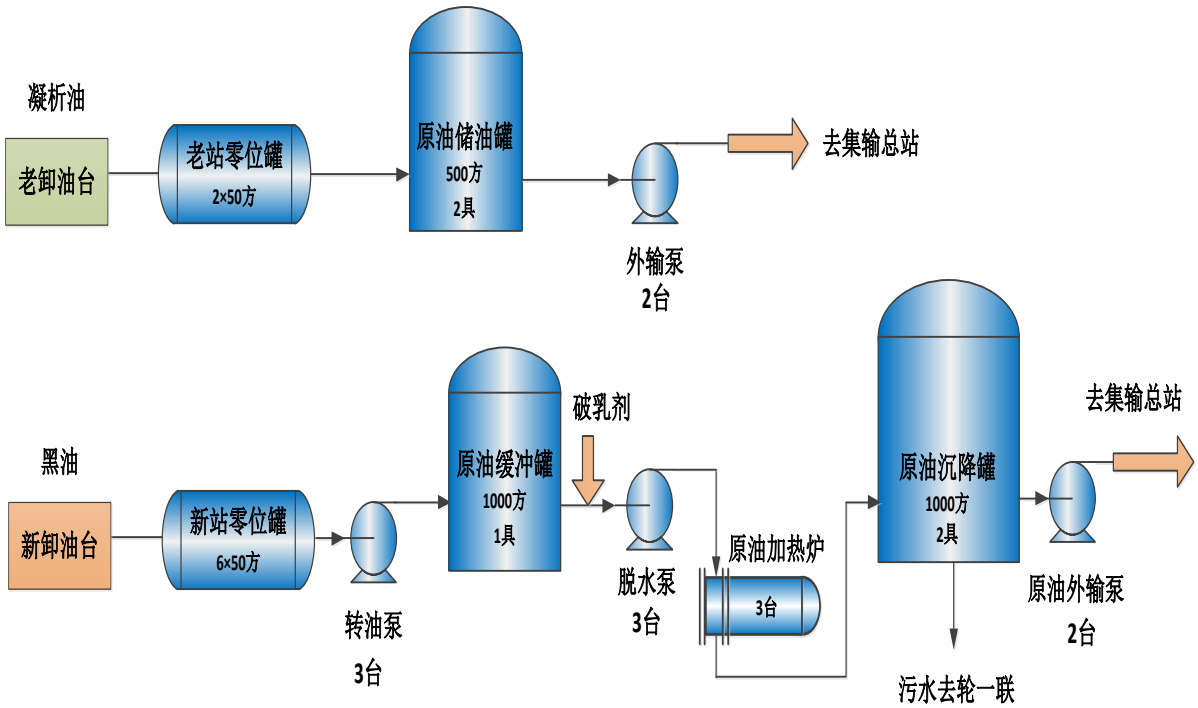


图 3.2-5　油气处理工艺流程图



图 3.2-6　轮一联平面布置示意图

3.2.6.2 桑南处理站

（1）基本情况

桑南油气处理站集原油集输、天然气净化处理、采出水回注为一体，1993 年 10 月原油处理装置投产（原桑转站），2005 年 4 月天然气净化装置投产，主要接收桑塔木油田 5 座计量站、2 座集气站、1 座转油站及站外单井的来液。桑南油气处理包含在桑南凝析气田开发建设工程中，自治区环保厅以新环自函[2004]420 号进行批复，新疆环境监测总站编制竣工环保验收报告，自治区环保厅以环自验[2006]10 号通过验收。

（2）工艺流程

原油处理系统：桑南油单元处理能力 50×10^4t/a，主要负责接收处理桑塔木油田 1＃-5＃计量间来油以及解放渠东油田来低含水油，同步处理气单元分离出的凝析油，经脱水换热器升温后，进入三相分离器进行油气水分离，原油脱水至≤0.5％，经事故罐后再加热、增压外输至轮一联。桑南站工艺流程见图 3.2-7。

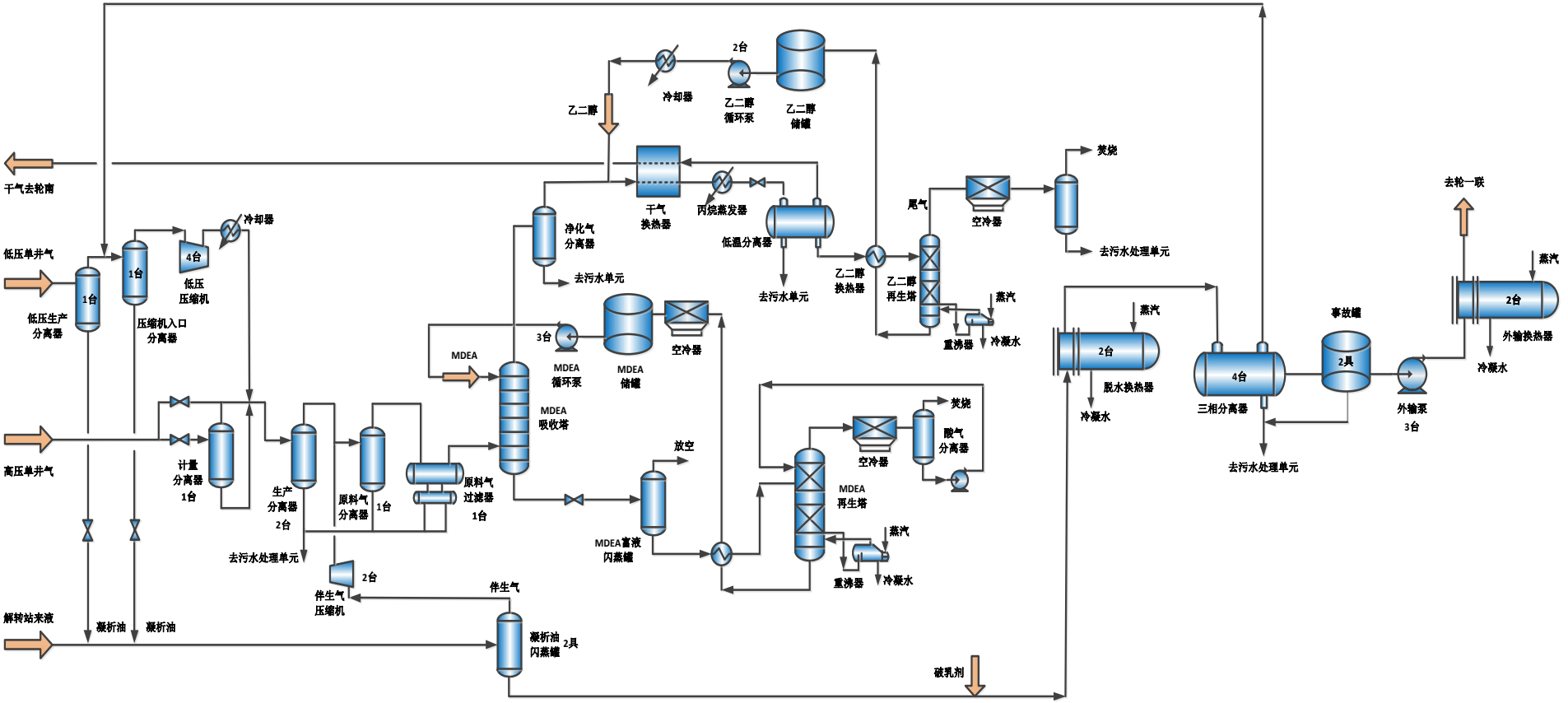


图 3.2-7　　桑南站工艺流程图

天然气处理系统：桑南气单元是塔里木油田第 1 套天然气脱硫酸性处理系统，处理能力 150×10^4m³/d。低压天然气进站后，经计量、分离、增压后和高压天然气混合，统一进入原料气分离器和过滤分离器，再进入 MDEA 循环吸收塔进行脱硫，塔顶净气经丙烷蒸发制冷、低温分离进行脱水脱烃，干气输往轮南，MDEA 富液进入再生塔再生，同时为防止脱水脱烃过程中形成水化物，加入乙二醇进行防冻，配套有乙二醇再生装置；脱出的轻烃掺混进原油管道统一外输至轮南。

采出水处理系统：于 2000 年底建成。采出水处理系统设计规模 3100m³/d。含油污水在 3000m³ 沉降水罐重力沉降后，进入 200m³ 注水罐最终回灌地层。采出水处理站目前运行良好，能满足生产的要求。

工艺流程为：来水→污水接收罐→重力沉降罐→注水罐→注水站。

目前实际处理能力为 3100m³/d，满足本次采出水处理的要求。

桑南站主要技术指标见表 3.2-9。

表 3.2-9　　桑南站内主要技术经济指标表

序号	指标类型	单位	数量	备注
1	原油处理负荷率	%	21.0	
2	天然气处理负荷率	%	20	
3	原油密闭集输率	%	100	
4	拉油率	%	0	
5	原油稳定率	%	0	
6	水处理系统负荷率	%	87.1	
7	脱硫、脱烃系统负荷率	%	20	
8	外输泵运行时率	%	24	
9	注水泵运行时率	%	63.9	
10	低压压缩机运行时率	%	75.3	

（3）依托可行性

本次轮古 8 井区、轮古 100 井区油井经过电磁加热器加热后密闭气液混输进 1#集气站，经过轮井计量、加热后，通过已建管道输至桑南油气处理站。本次依托可行性详见表 3.2-10：

表 3.2-10　　本次依托桑南联合站可行性一览表

序号	处理数据	处理液量万 m^3/d	处理油量万 t/a	天然气处理量万方/天
1	设计处理量	3100	50	150
2	实际处理量	1230	12.7	32
3	本次新增	662	9.21	3.98

4	结论	满足	满足	满足

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 18560m^2，设计处理能力 10500m^3/a，站内设间歇式三级混合洗涤装置一套，6000m^3 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 3.3-2。

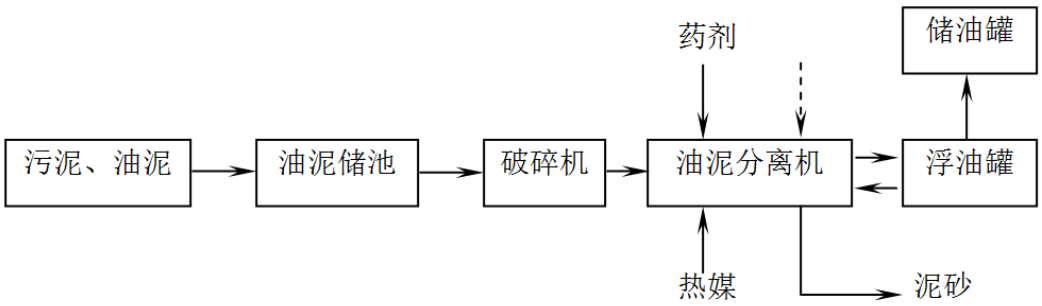


图 3.3-2　　绿色环保站处理流程简图

（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 $3\times10^4m^3$ 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 $3\times10^4m^3$(4.5×10^4t)，绿色环保站含油污泥总处理能力达到 $4.05\times10^4m^3$(6.075×10^4t)。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）。

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，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。

（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

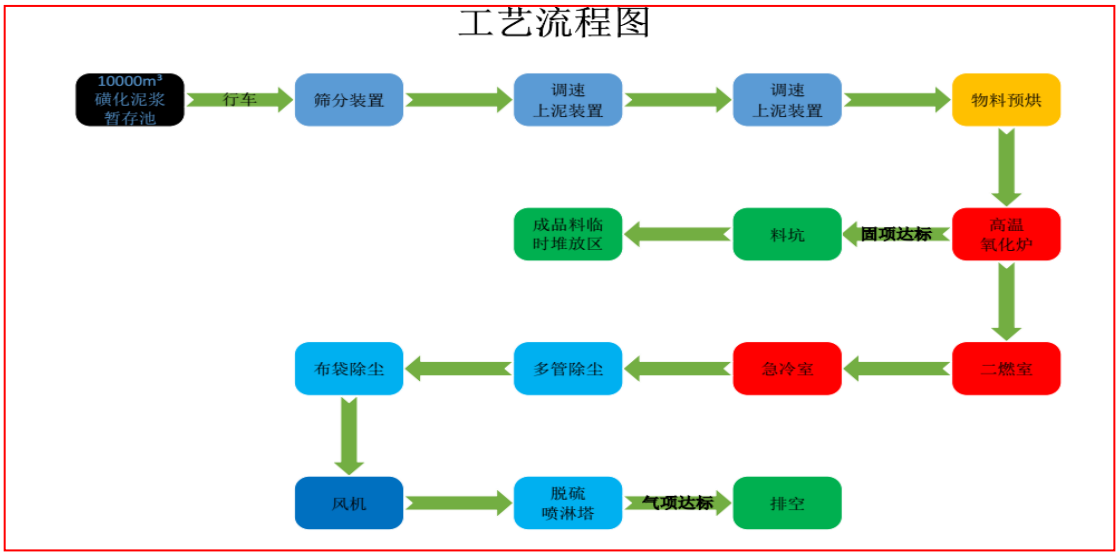
本项目采用高温氧化处理技术对钻井聚磺泥浆体系固废进行无害化处置，即通过高温氧化窑内的高温环境（850℃以上）使钻井固废中的有机质等有毒有害物质氧化、分解，彻底破坏其毒害性，从而达到无害化处理的目的。该工艺路线中物料走向包括固废暂存池——上料装置——输送装置——给料装置——物料预烘——高温氧化窑，烟气走向包括二次燃烧室——烟气急冷（物料预烘）

——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，年处理达标固相可达 72000 立方，本次钻井期间产生磺化泥浆 5250.08 m^3，处理能力满足，可进行依托。

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 99000m^3；工业固废池 2 座，尺寸均为 90m×60m×2.5m，总容积 20000m^3；生活垃圾固废池 4 座，尺寸均为 90m×60m×2.5m，总容积 40000m^3；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》（环评批复及手续），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。

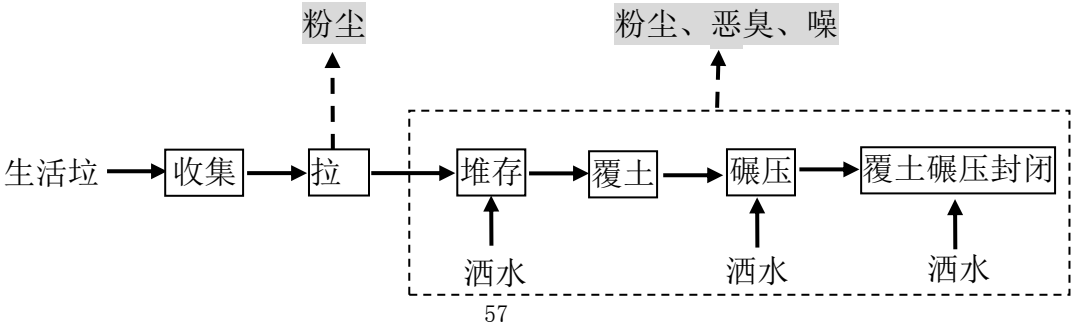
——填埋作业

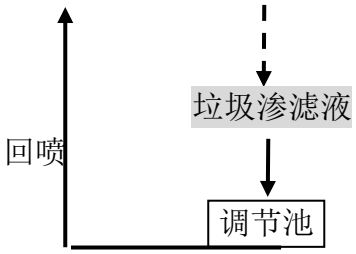
垃圾运输车进入指定填埋作业区内卸车，卸下的垃圾用推土机将其摊匀、压实，为防止扬尘，在作业过程中根据垃圾的干燥程度，对作业面进行喷水。

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。

垃圾填埋作业流程如下：





（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。

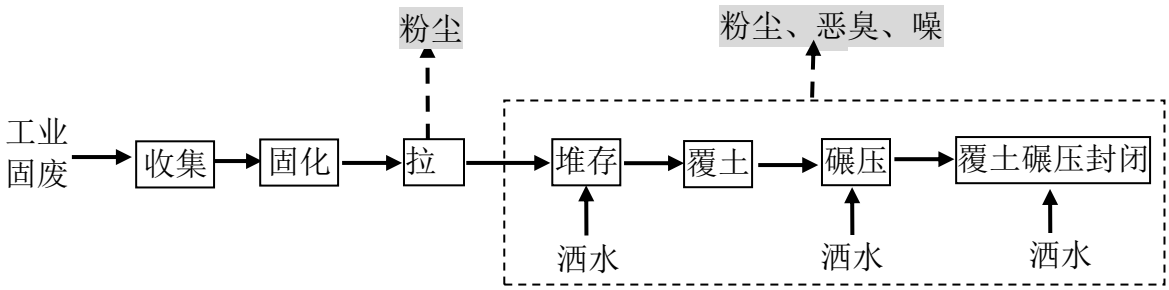
——填埋作业

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。

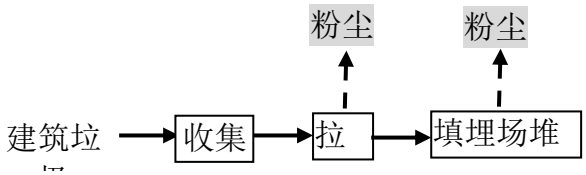


工业固废填埋作业流程及污染物排放节点图

（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 99000m^3。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。



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

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。本次工程施工期间共产生生活垃圾 110t，处理能力满足，可进行依托。

3.3 工程分析

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

3.3.1 主要生产工艺过程

3.3.1.1 钻井

钻井是油田勘探开发的主要工艺过程之一，是确定地层油藏构造、采油的唯一手段。

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

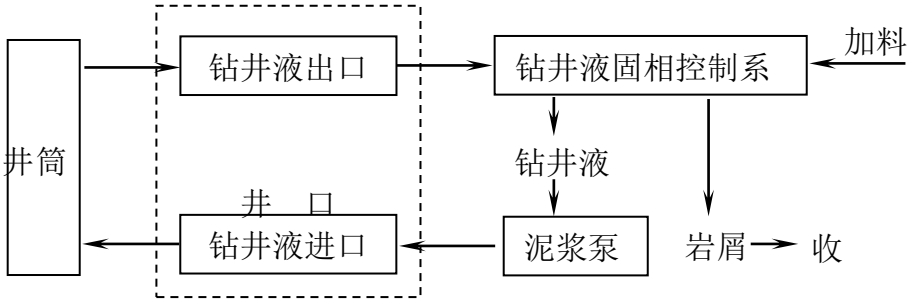


图 3.3-1　　钻井液循环示意图

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

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

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

本项目部署 22 口井，其中新钻井油井 17 口平均单井进尺 5400m；老井侧钻井 5 口，平均单井进尺 550m。总进尺 9.46 万 m。

3.3.1.2 测井

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

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

3.3.1.3 井下作业

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

3.3.1.4 地面工程建设

本项目地面工程主要包括井场、阀组设备安装及管线连接，管线敷设、道路建设（以道路修复为主）等。

管线施工工艺流程详见图 3.3-2。

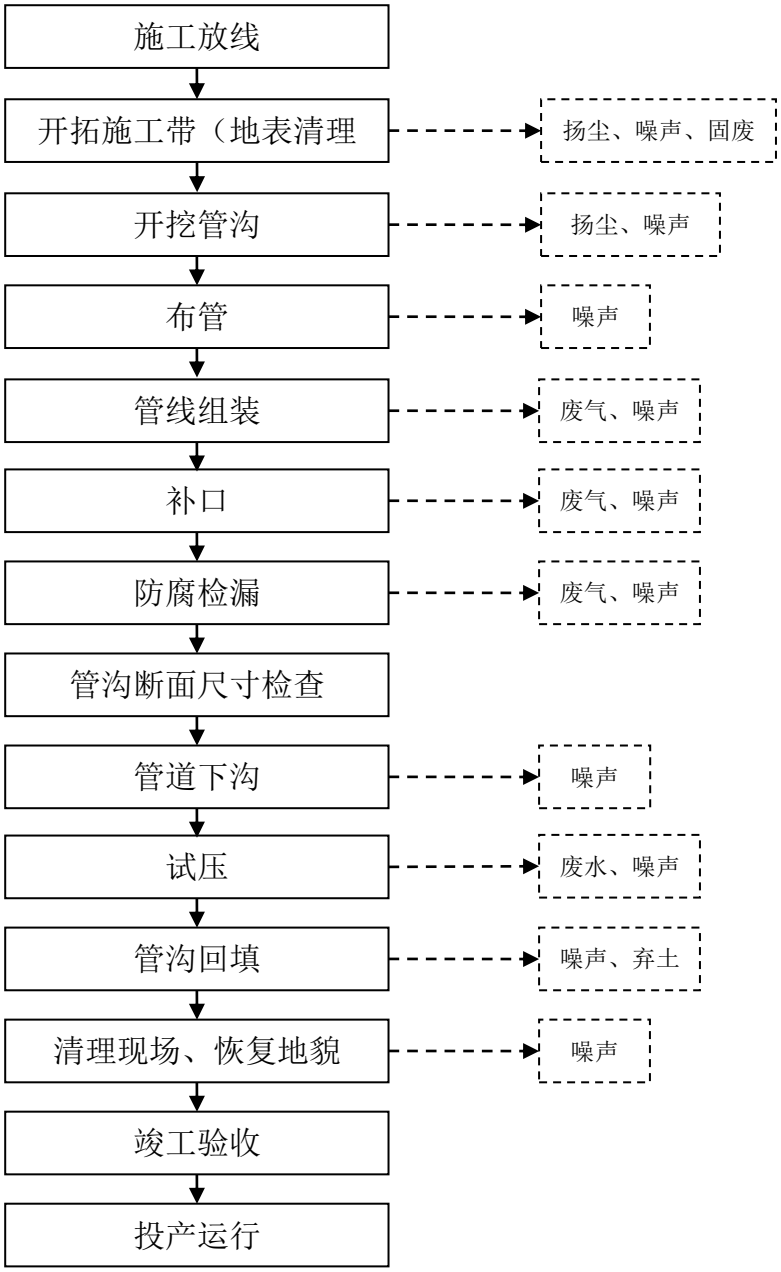


图 3.3-2　　管线施工工艺流程及产污环节示意图

管线施工工艺流程简介：

（1）施工放线

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

（2）管沟开挖

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

管线施工作业带宽度为 8m，管线埋深为 1.2m。

（3）管线组装

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

（4）管道下沟

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

（5）吹扫与试压

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

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

试压过程中有泄漏时，不得带压修理。缺陷修补后应重新进行试压，直至合格。

（6）管沟回填

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

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

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

3.3.1.5 采油

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

根据油气藏目前生产情况、油藏原油性质和配产情况，选择采油方式为：初期自喷开采，随着自喷井产量递减快，由于排液量受限制，可根据后期底水驱动情况选用电泵及抽油机采油方式。产液量≥50m^3/d，采用电动潜油泵；产液量＜50m^3/d，采用有杆泵采油。。

3.3.1.6 原油集输及处理

本项目单井输油采用加热集输流程，油气处理依托已建轮一联及桑南处理站。单井采出液就近进入已建计转站，通过计转站最终输往区内联合站进行处理。

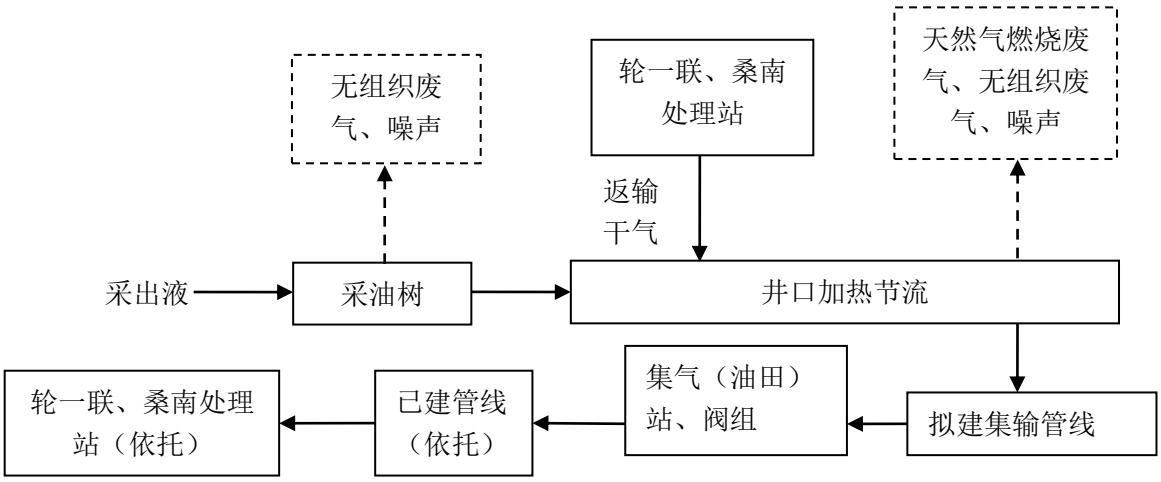


图 3.3-3　　运营期工艺流程示意图

3.3.2 环境影响因素分析

本项目建设可分为开发建设期、生产运营期、退役期三个阶段。

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

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

表 3.3-1　　环境影响因素识别表

序号	时段	主要影响因素	主要环境影响因子	分析结果
1	施工期	井场、站场	永久性占地、临时占地、动植物影响	-
		管线、道路建设	破坏土壤和植被	-

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

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

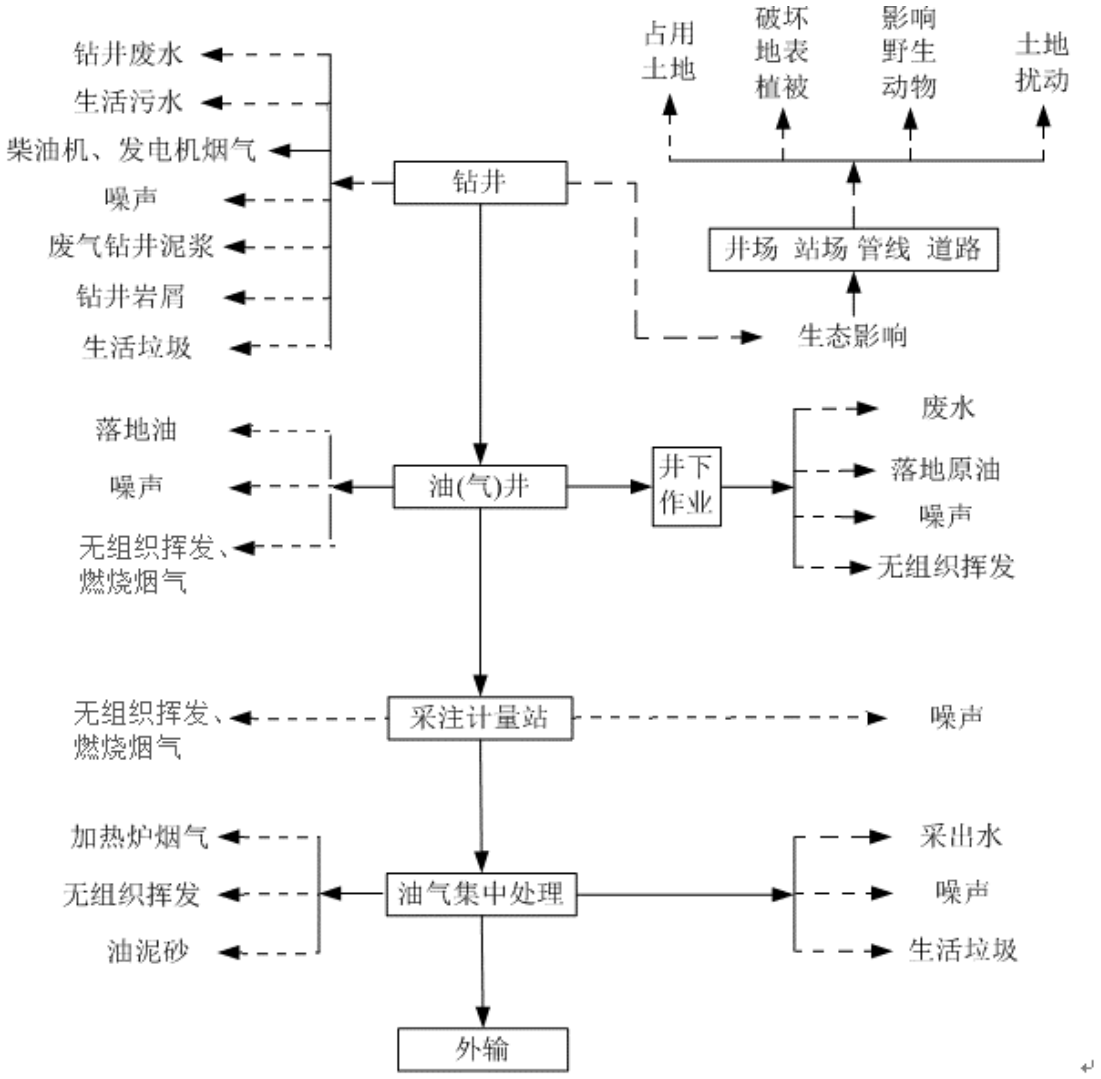


图 3.3-4　　油田开发过程污染物排放流程

3.3.3 施工期环境影响因素分析

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

3.3.3.1 生态影响因素

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

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

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

根据估算，各项工程的永久性占地面积为永久占地 9.5hm^2、临时占地 65.48hm^2，总面积 74.98 hm^2，详见表 3.3-2。工程占地类型主要为沙地和低覆盖度草地。

表 3.3-2　　占地面积统计表

序号	工程内容	占地面积（m^2）			说明
		永久	临时	总占地	
1	井场	40800	33000	73800	单个井场规格 90m×100m，永久占地面积为 2400m^2（60m×40m），临时占地面积为 6600m^2。临时占地内将修建应急池(1 座，300m^3)、放喷池（2 座，300m^3/座）、岩屑池(1 座，1000m^3)等设施
2	①轮古 8 井区新建1座7井式阀组; ②轮古 100 井区新建 1 座 5 井式阀组	3200	0	3200	每座阀组站新增永久占地 1600m^2
3	轮古 7 计量站内新建 1 座 10 井式计量阀组	0	0	0	扩建区域在轮古 7 计量站占地范围内，不新增占地
4	单井集油管线	0	464000	464000	单井管线长度 58km，作业带范围按 8m 计算；
5	站间集输管线	0	88000	88000	集输管线长度 11km，作业带范围按 8m 计算；
5	道路	51000	17000	68000	新建道路 8.5km。路面平均宽度 5m，路基宽 6m，扰动范围路基外两侧 2.0m；
6	生活区	0	52800	52800	每个井场临时生活区占地面积 2400m^2
合计		95000	654800	749800	/

3.3.2 施工期污染源分析

（1）废气污染源

钻进阶段使用的钻机为电钻机，正常钻井作业时动力优先由区域现有供电系统提供，柴油发电机作为备用电源。正常情况没有钻井废气产生。

施工过程中产生的废气包括扬尘和施工机械及车辆尾气，其主要污染物为 TSP、NO_2、SO_2、CO 和烃类等。

（2）废水污染源

施工期产生的废水主要为钻井废水和生活污水。

①钻井废水

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

钻井期间产生的废水主要为钻井废水，包括：

A、机械冷却废水：包括柴油机冷却水、钻井泵拉杆冲洗水、水刹车排出水等；

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

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

D、其他废水：包括固井等作业产生的废水、井口返排水等。

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

根据《工业污染源产排污系数手册（2010 年版）》上册 0790 与天然原油天然气开采有关的服务活动产污系数表，普通油井（≥3.5km 进尺）产污系数 16.05t/100m 进行估算。本项目钻井进尺 5400m，则 22 口井钻井废水产生量为 1.96 万 m^3。钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排。

② 生活污水影响分析

施工人员按 50 人计，每人每天生活用水按 100L 计算，用水天数为 200d，则钻井期间生活用水总量为 1000m^3。生活污水产生量按用水量的 80%计，则钻井期间生活污水总产生量为 111.76 万 m^3，生活污水中主要污染物为 COD、NH_3-N、SS 等，其主要指标浓度 COD 为 350mg/L，NH_3-N 为 60mg/L、SS 为 240mg/L。施工队生活区应设置可移动环保厕所，生活污水由生活污水收集罐

收集，轮古 7 井区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〕。轮古 8、100 井区拉运至桑南联合站生活基地污水处理系统处理，2004 年 10 月 15 日取得自治区环保局批复新环自函[2004]488 号；2006 年 10 月 10 日取得自治区环保局验收意见：环自验[2006]12 号。

③管道试压水

管道末端排出的水必须是无泥沙、无铁屑的洁净水，清管器到达末端时必须基本完好。管道工程分段试压以测试管道的强度和严密性，一般试压介质为洁净水，由罐车回收后用于后续其它管线试压，不排放，对水环境的影响很小。

（3）固体废物污染源

①钻井废弃泥浆及岩屑

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，一开、二开上部为非磺化水基泥浆，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。二开下部及三开为磺化水基泥浆，现场进行固液分离后，液相应优先考虑配液重复再利用或和岩屑一并拉运至轮南钻试修废弃物环保处理站处理。

本项目 22 口井产生钻井泥浆 15334.22m^3（其中磺化泥浆 5250.08 m^3），岩屑 15943.84m^3，具体见表 3.3-3。

表 3.3-3　　钻井废弃物产生量

名称	结构	井眼直径（m）	深度（m）	泥浆产生量（m³）	岩屑产生量（m³）	
单井	一开	0.4064	1500	231.24	388.96	膨润土-聚合物
	二开上部	0.2413	2500	227.13	228.54	KCl-聚合物
	二开下部	0.2413	900	132.97	82.28	KCl-聚磺体系
	三开	0.1715	540	105.67	24.94	磺化防塌体系
	小计		5440	697.01	724.72	

备注：采用《油田开发环境影响评价文集》中的经验公式估算

③ 生活垃圾

施工队伍按 50 人计，每人每天产生 0.5kg 生活垃圾，施工期约 200 天，则施工期间共产生生活垃圾 110t，生活垃圾集中收集后拉运至轮南固废填埋场处置。

③土石方

本项目管线约为 69km，管线施工宽度为 8m，深度为 1.5m。根据油田提供资料类比，本项目共开挖土方 792500m^3，回填土方 792500m^3，无借方、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。本项目土石方平衡见下表 3.3-4。

表 3.3-4　　土方挖填方平衡表　　单位：万 m^3

工程分区	挖方	填方	借方量		弃方量	
			数量	来源	数量	去向
管道工程	79.25	79.25	0	0	0	—

（4）噪声污染源

钻井期间，噪声产生于钻机、柴油发电机（备用）、泥浆泵等，声强一般在 90－105dB(A)，见表 3.3-5。

表 3.3-5　　钻井设备主要噪声源

序号	设备名称	声源强度，dB(A)
1	柴油机（备用）	105
2	钻机	98
3	泥浆泵	90

（5）施工期污染物排放汇总表

施工期污染物排放汇总见表 3.2-7。

表 3.2-7　　施工期污染物排放汇总

项目	工程	污染源	主要污染物及排放量		排放去向
大气污染物	井场、进场道路	扬尘、机械、车辆尾气、放喷天然气燃烧废气	CO	阶段性排放	大气
			NO_2	阶段性排放	
			SO_2	阶段性排放	
			烃类	阶段性排放	
水污染物	井场	钻井废水	SS、COD、石油类、挥发酚、硫化物	1.96 万 m^3	钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排。

	井场	生活污水	COD、NH3-N、SS	800 m^3/d	井队生活区应设置可移动环保厕所，生活污水由生活污水收集罐收集，定期拉运至轮南公寓及桑南联合站生活基地污水处理系统处理。
固体废物	井场	钻井岩屑	岩屑	15943.84m^3	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，一开、二开上部为非磺化水基泥浆，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。二开下部及三开为磺化水基泥浆，现场进行固液分离后，液相应优先考虑配液重复再利用或和岩屑一并拉运至已建的轮南钻试修废弃物环保处理站处理。
		钻井废弃泥浆	钻井废弃泥浆	15334.22m^3（其中磺化泥浆 5250.08 m^3）	
	井场	生活垃圾	/	110	生活垃圾集中收集后拉运至已建轮南固废填埋场处置
噪声	井场	柴油发电机（备用）	/	105	声环境
		钻机	/	98	
		泥浆泵	/	90	

3.3.4 运营期环境影响因素分析

3.3.4.1 废水污染源

（1）采出水

根据开发指标预测，本项目估算采出水最大量约为 6.57 万 t/a；本项目采出水轮古 7 井区依托轮一联污水处理系统处理达标后回注，轮古 8、100 井区依托桑南处理站污水处理系统处理达标后回注。

（2）生活污水

运营期新增工作人员由内部调剂解决，故不新增生活污水。

（3）井下作业废水

井下作业主要包括油井维修、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 3.3-8)，计算井下作业废水的产生量。

表 3.3 -8　　与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数一览表

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

本项目油藏储层为非低渗透储层，根据表 3.3-8 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，则单井每年产生井下作业废水 38.02t、化学需氧量 52262.7g、石油类 8822.5g。

则本项目 22 口采油井井下作业工程产生的井下作业废水、化学需氧量、石油类分别为 836.44t/a、1.15t/a、0.19t/a。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。

3.2.4.2 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及硫化氢挥发。

（1）无组织排放非甲烷总烃

在油气集输环节产生的挥发性有机物(VOCs)主要包括非甲烷总烃(烷烃、烯烃、芳香烃、炔烃等）、含氧有机化合物（醛、酮、醇、醚、酯、酚等）、卤代烃，含氮有机化合物，含硫有机化合物等，对本项目而言，VOCs主要为非甲烷总烃。

参考《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南（试行）》有机物产生核算系数，该指南规定的石油开采排污系数为全工艺过程源，因本项目原油处理为依托，油气集输全程密闭，可有效减少 VOCs 的产生，结合类比本项目所

在油田实际验收数据，VOCs 产生量为原料年用量或产品年产量的 0.1‰~0.4‰。本项目 5 口井油气集输全程密闭，产污系数取 0.1‰，则 VOCs 排放量为 19.8t/a。

（2）无组织排放 H_2S

根据建设单位提供的天然气样分析结果，天然气 H_2S 平均含量为 1.2 g/m^3。此次产能建设最大天然气产量 $2574\times10^4 m^3/a$，根据现有资料及污染源调查数据分析，油气集输损失按照天然气最大产能的 0.1‰损失计算，则本项目 H_2S 无组织挥发量为 0.0031t/a。

针对油藏油井伴生气中含 H_2S，整个油气处理工艺从井口-计量阀组-处理站均采用密闭流程，并设置腐蚀检测装置，防止 H_2S 的泄漏。

3.2.4.3 固体废物污染源

（1）油泥（砂）

油泥（砂）是被原油及其他有机物污染了的泥、砂、水的混合物，属危险废物。根据该区域油泥（砂）产生量类比调查，油田开采的油泥（砂）产生量为 1.5-2.2t/万 t 采出液，以最大采出液计算，本项目油泥（砂）最大产生量为 14.45t。本项目产生的油泥（砂）经集中收集后拉运至塔里木油田绿色环保站处理。

（2）生活垃圾

运营期工作人员由轮南油气开发部内部调剂解决，故不新增生活垃圾。

（3）落地原油

井下作业必须带罐上岗，铺设作业（厚塑料布铺垫井场），控制落地原油产生量，落地原油回收率为 100%，由汽车拉运至塔里木油田绿色环保站处理。由于回收措施严密，井场基本杜绝了污油散落到地表的现象；含油污泥（砂）委托塔里木油田绿色环保站及其他有资质单位进行无害化处理。

3.2.4.4 噪声源

本项目主要噪声源是井场机泵等设备噪声，噪声级为 80～120dB(A)，见表 3.2-11。

表 3.2-11　　噪声源设备

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

3.2.4.5 运营期污染源汇总

本项目运营期三废排放状况见表 3.2-12。

表 3.2-12　　运营期污染物排放汇总

工段	污染源	主要污染物	产生量	排放量	排放去向
废气	油气集输过程中挥发性有机物	VOCs	19.8t	19.8t	大气
		H_2S	0.0031t	0.0031t	
废水	采出水（依托轮一联及桑南处理）	采出水	6.57 万 t/a（最大量）	0	采出水进入轮一联及桑南处理污水处理系统处理达到标准后回注油层
	井下作业废水	井下作业废水	836.44t	0	集中收集进入轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理达标后回注油层
		COD	1.15 t/a	0	
		石油类	0.19t/a	0	
固体废物	油泥（依托绿色环保工作站）	-	14.45	0	油泥（砂）经集中收集后拉运至塔里木油田绿色环保站

3.2.5 污染物排放“三本账”

本次评价现有工程污染源数据引用2021年3月通过自治区生态环境厅备案的《轮南油气开发部轮古西片区后评价报告书》（新环环评函【2021】225 号）及《轮南油气开发部轮南片区环影响后评价报告书》（新环环评函【2021】227 号）对轮古油田已建工程三废排放情况进行说明，本项目建成后运行期污染物排放变化情况见表 3.2-13。

表 3.2-13　　主要污染物排放变化情况表

项目 / 类别	单位	现有工程		本项目		总体工程		
		产生量	排放量	产生量	排放量	“以新带老”消减量	产生量	增减量
一、废气								
SO_2	t/a	9.28	9.28	0	0	0	0	
NO_X	t/a	29.66	29.66	0	0	0	0	
颗粒物	t/a	3.86	3.86	-	-	0	0	
非甲烷总烃	t/a	0.41	0.41	19.8	19.8	0	0	
二、废水								
生产废水	万 t/a	13.25	13.25	6.57	0	0	0	
三、固废								
含油污泥	万 t/a	0.0473	0	14.45t	0	0	0	

3.3.5 闭井期环境影响分析

闭井期，对完成采油（气）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。

井场拆除的井架、集输设施、井构筑物等为钢制材料，可回收利用。

通过采取以上措施，可使闭井期环境影响降到最低。

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）》，对轮南油气开发部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，综合考评轮古油田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，用于定性考核轮古油田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	≥60	10
		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	超标	0
		COD	mg/L	5	甲类区：≤100 乙类区：≤150	超标	0
		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	超标	0
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	采油 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，得出该企业的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标见表 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≥90
清洁生产企业	75≤P＜90

根据清洁生产综合评价指数判定：审核后轮南油气开发部综合评价指数为 87，因此轮南油气开发部属于清洁生产企业。

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。

（6）轮南油气开发部设备和工艺预设计与实际生产状况有较大出入，需根据实际情况调节相关参数、加装节能设备或直接更换设备，节约能耗。

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四厂的管理制度当中，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，结合本项目污染特征，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。

由上可知，建议考核指标：非甲烷总烃。

3.5.3 总量控制建议指标

根据《关于印发<挥发性有机物排污收费试点办法>的通知（财税[2015]71号）》，VOCs 是指特定条件下具有挥发性的有机化合物的统称。根据工程分析可知，本项目无组织非甲烷总烃排放量为 19.8t/a。

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

3.6 与相关规划、法律法规符合性分析

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。因此，本项目的建设符合国家的相关政策。

3.6.2 与相关法律法规符合性分析

本项目与相关法律法规符合性分析见表 3.6-1。

表 3.6-1　　本项目与相关法律法规符合性分析一览表

文件名称	文件要求	实际建设情况	符合性
《石油天然气开采业污染防治技术政策》(公告 2012 年第 18 号)	油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置	本项目位于轮古油田整体布局进行了优化，区域内设置轮一联、桑南联合站，对油气进行集中处理。	符合
	油气田开发不得使用含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂，逐步淘汰微毒及以上油气田化学剂，鼓励使用无毒油气田化学剂	本项目钻井期不涉及国际公约禁用化学物质的油气田化学剂。	符合
	在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到 100%	本项目井下作业配备相关设备，落地原油回收率可达 100%	符合

	在钻井过程中，鼓励采用环境友好的钻井液体系；配备完善的固控设备，钻井液循环率达到 95%以上；钻井过程产生的废水应回用	本项目钻井过程中使用的钻井液体系循环率可达 95%以上，钻井废水回用于泥浆配置。	符合
	在井下作业过程中，酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率应达到 100%。酸化、压裂作业和试油（气）过程应采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施	本项目酸化压裂废液收集在回收罐后加碱中和后拉运至指定的地点进行处理；酸化、压裂作业和试油（气）过程已采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施。	符合
《石油天然气开采业污染防治技术政策》(公告 2012 年第 18 号)	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。新建 3000m3 及以上原油储罐应采用浮顶型式，新、改、扩建油气储罐应安装泄漏报警系统。新、改、扩建油气田油气集输损耗率不高于 0.5%	本项目采油气主要采取管道集输，全部按照环保规范进行建设，油气集输损耗率低于 0.5%。	符合
	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排	本项目区井下作业过程中产生的污水送轮南油田钻试修废弃物环保处理站进行处理	符合
《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》(新疆维吾尔自治区第十二届人民代表大会常务委员会公告第 7 号)	禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发	本项目不涉及水源涵养区、自然保护区、风景名胜区、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域。	符合
	煤炭、石油、天然气开发单位应当使用先进技术、工艺和设备，实行清洁生产。禁止使用国家和自治区明令淘汰的技术、工艺和设备	本项目积极推进清洁生产，未使用国家和自治区明令淘汰的技术、工艺和设备	符合
	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	本项目所在地层无有毒有害气体	符合
新疆维吾尔自治区大气污染防治条例	第三十七条规定：各级人民政府应当加强对建设施工、矿产资源开采、物料运输的扬尘和沙尘污染的治理，保持道路清洁、控制料堆和渣土堆放，科学合理扩大绿地、水面、湿地、地面铺装和防风固沙绿化面积，防治扬尘污染。	钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统处理，一开、二开上部为非磺化水基泥浆，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，分离后的固相综合利用，用于铺筑井场、道路等；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	符合

	第四十四条　矿山开采产生的废石、废渣、泥土等应当堆放到专门存放地，并采取围挡、设置防尘网或者防尘布等防尘措施；施工便道应当硬化。	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。二开下部、三开、四开为磺化水基泥浆，现场进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，不能回用的和固相拉运至塔轮南钻试修废弃物环保处理站处理，对磺化泥浆、岩屑进行集中收集、暂存、处理，达标固废用于铺筑井场、道路等，对达标净化水用于单井回注。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。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。	符合
《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》(环办环评函[2019]910号)	在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染	项目运营期产生的采出水在轮一联及桑南处理站处理达标后回注油层，不向外环境排放，回注水执行《生产回注水指标》(Q/SY TZ0466-2016)中表 2 碳酸盐岩回注水水质主要控制指标。	符合
	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	钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统处理，一开、二开上部为非磺化水基泥浆，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，分离后的固相综合利用，用于铺筑井场、道路等；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。二开下部、三开为磺化水基泥浆，现场进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，不能回用的和固相拉运至轮南钻试修废弃物环保处理站处理，对磺化泥浆、岩屑进行集中收集、暂存、处理，达标固废用于铺筑井场、道路等，对达标净化水用于单井回注。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。	符合
	涉及高含硫天然气开采的，应当	本项目设置电磁加热器，没有锅炉烟气	符合

	强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应当采用先进高效硫磺回收工艺，减少二氧化硫排放。井场加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备，应当优先使用清洁燃料，废气排放应当满足国家和地方大气污染物排放标准要求	排放。	
	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性。	本项目属于涉及塔里木流域水土流失重点治理区的石油和天然气开采项目，开展区块环评。本次环评对现有工程进行了影响回顾评价，并对存在的环境问题提出整改措施。	符合
	未确定产能建设规模的陆地油气开采新区块，建设勘探井应当依法编制环境影响报告表。海洋油气勘探工程应当填报环境影响登记表并进行备案。确定产能建设规模后，原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的，可以纳入区块环评。自 2021 年 1 月 1 日起，原则上不以单井形式开展环评。过渡期间，项目建设单位可以根据实际情况，报批区块环评或单井环评。在本通知印发前已经取得环评批复、不在海洋生态环境敏感区内、未纳入油气开采区块产能建设项目环评且排污量未超出原环评批复排放总量的海洋油气开发工程调整井项目，实施环境影响登记表备案管理。	生态环境部环境影响评价与排放管理司有关负责人就《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》答记者问中提到：“《通知》未对区块大小和界定原则作出统一规定。政策施行后，企业可以根据生产或管理需要、按照油（气）藏分布情况等，自行确定开展环评的区块范围和包括的建设内容。”本项目由塔里木油田分公司单独立项，单独编制设计方案，确定了开发范围和建设内容，因此建设单位委托本项目开展建设项目环评。	符合
《陆上石油天然气开采业绿色矿	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	项目钻采方案的设计技术先进、实用成熟，符合清洁生产要求；项目钻井完成	符合

山建设规范》(DZ/T0317-2018)	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	后，按要求恢复井场周边及管线临时占地，符合“边开采，边治理，边恢复”的原则	
	应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理地确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备	本项目开发方案设计考虑了轮古油田油气资源赋存状况、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。应实施绿色钻井技术体系，科学选择钻井方式、环境友好型钻井液及井控措施，配备完善的固控系统，及时妥善处置钻井泥浆	项目各井场、道路永久占地和管线临时占地规模均从土地资源节约方面考虑，尽可能缩小占地面积和作业带宽度。项目钻井过程中，配备先进完善的固控设备，采用低固相优质钻井液，设置井控装置。泥浆分离岩屑后重复使用，钻井完成后，用于下一口井场	符合
《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)	加快推进油气发展(开发)相关规划编制，并依法开展规划环境影响评价。对已批准的油气发展(开发)规划在实施范围、适用期限、规模、结构和布局等方面进行重大调整或修订的，应当依法重新或补充进行环境影响评价。油气开发规划实施满 5 年的应当及时开展规划环境影响跟踪评价	目前轮古区域暂无油气发展相关规划，塔里木油田各区域已于 2020 开展了后评价工作并完成备案	--

3.6.3 与国家相关规划协调性分析

本项目涉及国家层面的相关规划主要有《能源发展“十三五”规划》、《全国矿产资源规划》、《全国主体功能区规划》等。

本项目与上述国家相关规划的协调性分析结果详见表 3.6-2。

表 3.6-2　　本项目与国家相关规划的协调性分析

规划名称	规划要求	本项目	协调性
能源发展“十三五”规划	十三五”时期，要夯实油气供应基础,着力提高两个保障能力：“一是加大新疆、鄂尔多斯盆地等地区勘探开发力度,加强非常规和海上油气资源开发，提高资源的接续和保障能力，二是有序推进煤制油、煤制气示范工程建设，推广生物质液体燃料，提升战略替代保障能力”。	新疆塔里木盆地天然气储量十分丰富，近年来，塔里木分公司不断加大塔里木油田气资源的开发力度。	协调

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塔里木油田的油气开采项目，符合《全国矿产资源规划》要求。	协调
全国主体功能区规划	新疆适度加大石油、天然气和煤炭资源的勘探开发；……在不损害生态功能前提下，在重点生态功能区内资源环境承载能力相对较强的特定区域，支持其因地制宜适度发展能源和矿产资源开发利用相关产业。资源环境承载能力弱的矿区，要在区外进行矿产资源的加工利用。	项目区不涉及自然保护区、风景名胜区和饮用水水源保护区等特殊敏感区域和重要生态敏感区域	协调

从表中可见，本项目与上述国家相关规划是协调一致的。

3.6.4 与地方相关规划协调性分析

根据评价区块的地理位置，项目区位于轮台县，所在地涉及到的相关地方规划包括：《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》、《新疆维吾尔自治区环境保护“十三五”规划》、《新疆维吾尔自治区生态功能区划》等。本项目与上述相关规划的协调性分析结果参见表3.6-3。

表 3.6-3　　本项目与地方相关规划的协调性分析

规划名称	规划要求	本项目	协调性
新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要	建设国家大型油气生产加工和储备基地。加大准噶尔、吐哈、塔里木三大盆地油气勘探开发力度，提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度。	本项目属于塔里木油田油气勘探开发项目	协调
新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016-2020 年）、《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发"十三五"规划》	按矿种将规划区划分为油气、煤炭和煤层气、金属矿产、非金属矿产等 4 类重点开采区。其中油气重点开采规划区为：准噶尔、塔里木和吐-哈三大盆地，三塘湖、柴窝堡、伊宁、焉耆等小盆地油气开采区；	本项目属于油气开发项目，开发区域位于《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发"十三五"规划》划定的九大矿产资源开发重点矿区中的“塔里木盆地、准噶尔盆地、吐哈盆地及周边油气、砂岩、煤炭、煤层气、页岩气开发区域”，不属于限制开采区和禁止开采区。	协调
新疆维吾尔自治区石油和化学工业十三五规划	“把新疆建成国内最大的油气勘探开发基地、重要的油气储备和石油化工基地、重要的煤化工升级示范和生产基地、最大的氯碱和硫酸钾生产基地、西部最大的	本项目年建产能 19.8×10^4t，符合《新疆维吾尔自治区石油和化学工业十三五规划》。	符合

	氮肥生产基地”。		
新疆维吾尔自治区主体功能区规划	将新疆国土空间分为重点开发区域、限制开发区域和禁止开发区域三类主体功能区。按层级分为国家和省级两个层面。重点开发区域主要包括天山南北坡城市或城区以及县市城关镇或重要工业园区，共涉及 59 个县市。限制开发区域是指关系国家农产品供给安全和生态安全，不应该或不适宜进行大规模、高强度工业化城镇化开发的农产品主产区和重点生态功能区。其中农产品主产区分布在天山南北坡 23 个县市，重点生态功能区涉及 53 个县市。禁止开发区域是指依法设立的各级各类自然文化资源保护区域，以及其他禁止进行工业化城镇化开发、需要特殊保护的重点生态功能区，国家和自治区层面禁止开发区域共 107 处。	本项目不在禁止开发区和限制开发区，本项目位于天山南坡产业带，天山南坡的国家级农产品主产区县市，由于借助良好的交通与区位条件，经济发展基础较好，石油天然气加工业、煤化工、纺织业等已形成一定规模，因此将这些国家农产品主产区县（市）内的城关镇和重点工业园区作为自治区级重点开发区域	协调
新疆维吾尔自治区环境保护“十三五”规划	到 2020 年，大气、水、土壤等重点领域的污染防治和生态环境保护任务得到有效落实，环境质量整体好转；突出环境问题得到逐步解决，生态环境恶化的趋势得到基本遏制，重点污染物排放总量得到下降，污染治理能力和水平显著提升，环境风险得到有效控制，环境安全得到有效保障，群众环境权益得到切实维护。	本项目勘探活动、钻井作业均根据环境保护法律、法规及规章政策的要求制定了相应的环境保护措施和污染防治措施，勘探及钻井过程的各类污染物按照环境管理部门的要求及集团公司的要求进行处理，做到污染物达标排放，避免重大环境污染事故，严格执行中石油环境保护及生态保护管理制度，完成国家及自治区要求的节能减排考核指标。	协调
新疆维吾尔自治区生态功能区划	新疆共划分了 76 个不同的生态功能区，本项目属于塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区	本区域是西气东输的气源地，是我国重要的天然气能源基地，主要生态服务功能为防风固沙，防治水土流失，主要生态环境问题为水土流失、过度放牧造成的植被破坏，在项目建设的过程中应大力保护地表植被，减少水土流失。据此，拟建项目在保证评价区生态服务功能不发生改变的情况下，与上述的生态功能区划相一致。	协调

3.6.5“三线一单”符合性分析

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)，将拟建工程与生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和生态环境准入清单相关要求对比分析，见表3.6-4。

表 3.6-4　　“三线一单”符合性分析一览表

文件名称		文件要求	拟建工程	符合性
《关于印	生态	按照“生态功能不降低、面积不减少、性	根据《新疆维吾尔自治区生态保护	符合

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)	保护红线	质不改变”的基本要求，对划定的生态保护红线实施严格管控，保障和维护国家生态安全的底线和生命线。	红线划定方案(征求意见稿)》，拟建工程距拟定生态保护红线区约 80m，敷设管线未穿越红线，不在生态保护红线范围内	
	环境质量底线	全区水环境质量持续改善，受污染地表水体得到优先治理，饮用水安全保障水平持续提升，地下水超采得到严格控制，地下水水质保持稳定；全区环境空气质量有所提升，重污染天数持续减少，已达标城市环境空气质量保持稳定，未达标城市环境空气质量持续改善，沙尘影响严重地区做好防风固沙、生态环境保护修复等工作；全区土壤环境质量保持稳定，污染地块安全利用水平稳中有升，土壤环境风险得到进一步管控。	拟建工程采出水随采出液一起最终进入轮一联及桑南处理站处理达到标准后回注地层，井下作业废水送至轮南钻试修废弃物环保处理站妥善处理，废水均不向外环境排放；拟建工程所在区域属于大气环境质量不达标区域，井场采用电磁加热，采出液采取密闭集输工艺。拟建工程在正常状况下不会造成土壤环境质量超标，不会增加土壤环境风险。	符合
	资源利用上线	强化节约集约利用，持续提升资源能源利用效率，水资源、土地资源、能源消耗等达到国家、自治区下达的总量和强度控制目标。加快区域低碳发展，积极推动乌鲁木齐市、昌吉市、伊宁市、和田市等 4 个国家级低碳试点城市发回低碳试点示范和引领作用。	拟建工程生产过程中不用水，废水主要为采出水和井下作业废水，不会对区域水资源造成较大影响；污染物排放相对较少，有利于减少区域污染物排放。	符合
	生态环境准入	自治区共划定 1323 个环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类，实施分类管控。 优先保护单元 465 个，主要包括生态保护红线区和生态保护红线区以外的饮用水水源保护区、水源涵养区、防风固沙区、土地沙化防控区、水土流失防控区等一般生态空间管控区。生态保护红线区执行生态保护红线管理办法的有关要求；一般生态空间管控区应以生态环境保护优先为原则，开发建设活动应严格执行相关法律、法规要求，严守生态环境质量底线，确保生态功能不降低。	拟建工程位于轮古油田区块，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。	符合
《关于印发<新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案>的通知》(新政发〔2021〕18 号)	生态环境准入	重点管控单元 699 个，主要包括城镇建成区、工业园区和开发强度大、污染物排放强度高的工业聚集区等。重点管控单元要着力优化空间布局，不断提升资源利用效率，有针对性地加强污染物排放管控和环境风险管控，解决生态环境质量不达标、生态环境风险高等问题。 一般管控单元 159 个，主要包括优先保护单元和重点管控单元之外的其它区域。一般管控单元主要落实生态环境保护基本要求，推动区域环境质量持续改善。 以环境管控单元为基础，从空间布局约束、污染物排放管控、环境风险放空和资源利用效率四个方面严格环境准入。	项目无行业准入条件，对照《产业结构调整指导目录(2019 年本)》，属于鼓励类中的“第七类石油、天然气，1、常规石油、天然气勘探与开采”中的“开采”；对照《市场准入负面清单(2020 年版)》(发改体改规[2020]1880 号)，属于许可准入类项目。	符合

3.7 选址、选线合理性分析

本项目组成包括 22 口井（其中 17 口新钻，5 口侧钻）的钻井工程及采油工程、油气集输工程以及配套的供配电、自控、通信、道路等工程。根据现场调查和资料搜集，根据现场勘查和资料收集，拟建项目区内无自然保护区、风景名胜区、水源保护区等敏感目标，主要生态的敏感目标为塔里木流域水土流失重点治理区。

（1）井场选址分析

本项目井场占地土地类型主要为低覆盖度草地和沙地，由于资源开发工程具有特定地域的特殊性，因此本项目从选址分析，整体上具有唯一性。

（2）管线选线合理性分析

本项目新建集输管线采用输送至最近的管网，减少管线开挖长度，严格控制管线占地面积；在管线开挖过程中，采取分层开挖、分层堆放、分层回填，减少对地表土壤、植被的扰动范围；在管线选线过程中注意避让植被覆盖度高的区域，减少对植被的生态扰动。

（3）道路选线合理性分析

本项目新建井场道路至最近的油田公路，减少井场道路开挖长度，严格控制道路占地面积；在道路施工建设过程中，采用砂石路面，沿线土体不可避免地遭到破坏和扰动，增大该区域的土壤侵蚀模数和侵蚀量。在道路路面进行压实或砾石覆盖可减轻此类影响

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

轮台县地处天山南麓，塔里木盆地北缘，位于巴音郭楞蒙古自治州西部，是古西域都护府所在地，314 国道、南疆铁路、塔克拉玛干沙漠公路与县境相连。县城距库尔勒 187km，直线距乌鲁木齐 360km。县境东西长 110km，南北宽 136km，总面积 14789km^2，地理范围在东经 83°38′～85°25′、北纬 41°05′～42°32′。项目距轮台县县城南侧最近约 35km，距轮一联最近距离 3.58km，距桑南处理站最近距离 7.25km。具体地理位置见图 4.1-1。

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 地层地质

项目区内出露的地层较简单，只有第三系和第四系两类，第三系地层组成了山前倾斜平原的基底、北部的秋里塔克山和由亚肯背斜形成的台地。其中秋里塔克山为渐新统－中新统(E3－N1)，亚肯背斜为上新统(N2)。

第三系为内陆河湖相碎屑岩系，其岩性主要为灰色、灰棕色砾岩、粉砂岩，并有石膏及岩盐夹层。从东秋里塔克背斜剖面看，下部为灰、灰褐、青灰及棕色砂岩、砾状砂岩，局部夹薄层粉砂岩，分选性不好，往上砾砂岩及粗砂岩增多，具波状交错层理，节理裂隙较为发育，顶部为苍棕色、灰褐色砂质泥岩夹砂岩、粉砂岩互层，均为钙质胶结，总厚度 3850m。

第四系主要分布于山前洪冲积平原和塔里木河冲积平原，此外还分布于山间洼地、山前残留台地及隆起岗地之上。

由于全区整体地势的北高南低，使河流自北向南穿越天山后，把携带的碎屑物质堆积在山前倾斜平原，造成了这些堆积物在岩性、结构上明显的分带特征：自北向南颗粒由粗变细，结构由单一到复杂、由单层到多层，同时厚度受基底构造形态控制。

第四系地层岩性由老到新简述如下：

（1）下更新统(Q1)西域组：分布于北部山麓及秋里塔克背斜两翼，为洪积成因。岩层呈条带状东西延伸，与第三系上新统砾岩呈整合关系。主要岩性为深灰、灰黑色泥质胶结的砾岩，成份以变质岩、火山碎屑岩为主，不等粒结构，泥质胶结，用手可掰开。砾石多呈次圆状，分选性差，砾径一般 2～20cm。岩层厚度变化大，向南倾斜，倾角＜10°。

（2）中更新统(Q2)乌苏群：分布于北部山麓谷口、山区河流高阶地及亚肯背斜岗地上，岩性一般为灰黄、灰褐色砾卵石夹砂透镜体，呈半胶结或微胶结，砾石成份由深色变质岩、火成岩碎屑及少量沉积岩碎屑组成，分选性极差，砾径一般＜5cm，在山前洼地中具有水平层理及交错层理。

（3）上更新统(Q3)新疆群：广泛分布于山前洪积扇及洪冲积平原上，近山颗粒粗，层次少，向南颗粒变细，层次增多；近山岩性以圆砾卵石为主，卵砾石成份主要为深色变质岩、火成岩碎屑，呈次圆状和次棱角状，粒径一般 2～30cm，分选性差。

在项目所处倾斜平原中部，第四系沉积物生成时代自上至下不易明显划分，大致认为最上部 40～60m 属第四系全新统(Q4)，以下为中上更新统(Q2～Q3)，至 400m 深度以下，可能为下更新统(Q1)。其岩性组成为灰、灰绿、青灰、褐灰色和灰白色粉、细砂层和少量中砂层与黄褐色、灰白色粉土、粉质粘土互层。砂层结构松散，主要成份为石英，其次为云母和暗色矿物，并有少量岩屑。其成因为洪、冲积和湖积。

（4）全新统(Q4)：广泛分布于山前倾斜平原表层。近山以松散的灰褐色卵砾石为主，形成砾质平原表层，即戈壁滩。314 国道以南，以棕色、灰白色、棕黄色粉细砂及粘性土为主，偶见薄层卵石层和圆砾层。

即使在山前沟口和台地、岗地堆积更新统地部位，也由于流水的搬运和风力的吹扬作用，其上部仍然存在着数十厘米到数米的全新统堆积。

4.1.5 气候与气象

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℃	年平均蒸发量	2070mm
年极端最高气温	41.4℃	年最大冻土深度	80cm
年极端最低气温	-36.0℃	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		

4.1.6 水文

4.1.4.1 地表水

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 km^2，流域内 144 条大小河流的水资源总量为 429 亿 m^3。水质的组成特点受地区自然条件的严格控制和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 SO_4 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。

4.1.4.2 水文地质

轮古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。地下潜水埋深在 7m 以下。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 4×104mg/L，属难以利用的高矿化度地下水。

受地形和补给水源的影响，塔里木河两岸东西向带状分布着塔里木河第四系松散层空隙冲淡水和封闭型咸水。塔里木河冲积平原冲淡型潜水主要分布在 30～60m 以上，属于单一潜水含水层，富水性较均匀，封闭型咸水主要分布在 60m 以下，矿化度高。

4.1.5 土壤及植被

轮台县土壤随地热变化而变化，形成明显的垂直分布带，自北部山前丘陵至塔里木冲积平原，土壤为石膏盐化棕漠土、盐化草甸、盐化沼泽土、草甸盐土、沼泽盐土、风沙土等。

按中国植被自然地理区划，本工程所在区域属暖温带灌木、半灌木荒漠地带，塔里木盆地沙漠、稀疏灌木、半灌木荒漠区。本区域生态环境条件较差，荒漠景观决定了该区域植被组成简单，类型单一，种类贫乏等特点，植被多为耐旱型，主要植被群系为多枝柽柳灌丛，常见的有多枝柽柳、疏叶骆驼刺、盐穗木、花花柴、鹿角草、芦苇、盐爪爪、碱蓬。

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草及胡杨林保护生态功能区（59）。塔里木河流域的乔灌草及胡杨林植被是保护绿洲生态环境的天然屏障，区域内的油气资源丰富，油田勘探开发工作已开展多年。项目区生态功能区的主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态环境问题和主要保护目标见表 4.2-1。

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

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

本次工程主要分布在轮古 7 井区、轮古 8 井区和轮古 100 井区三个井区，共部署新井 22 口，在轮古 8 井区新建 1 座 7 井式阀组，轮古 100 井区新建 1

座 5 井式阀组；新建单井管线 58km，新建集油阀组管线 11km，新建单井道路 8.5km。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

井区	工程内容	工程量	土地利用类型	植被类型	土壤类型
轮古 7 井区	钻井	10 口	沙地 盐碱地、灌木林地	植被群系以柽柳等灌木为主，伴生芦苇芦苇、骆驼刺、花花柴等，盖度 20-30%。	风沙土 盐土
	单井管线	30km			
	道路	5.2km			
	LG7 计量站扩建	扩建 10 井式计量阀组			
轮古 8 井区	钻井	7 口	沙地 盐碱地 低覆盖度草地、灌木林地	植被群系以柽柳等灌木为主，伴生芦苇、骆驼刺等，盖度 15-20%。	盐土
	单井管线	20km			
	站间集输管线	11km			
	道路	2.8km			
	集油阀组	新建 1 座 7 井式阀组			
轮古 100 井区	钻井	5 口	沙地 盐碱地	植被群系以柽柳等灌木为主，盖度 5-10%。	风沙土
	单井管线	8km			
	道路	0.5			
	集油阀组	新建 1 座 5 井式阀组			

4.2.3 生态系统结构和特征

轮古油田位于天山南麓，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风沙土和盐土。自然植被主要是柽柳群系。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。

拟建项目轮古 7 井区土地利用类型主要为沙地和灌木林地、轮古 100 井区内主要为沙地和少量灌木林地；轮古 8 井区除灌木林地和盐碱地外还有小面积低覆盖度草地分布。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，其中轮古 8 井区植被覆盖度相对较高，轮古 100 井区较低。

（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。

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、柽柳、琵琶柴，植被盖为国家二级公益林及轮台县地方公益林。

现场调查时分别在拟建井场 LG7-5-H4 井、LG1-H10 井、LG100-H13 井进行了样方调查，样方的大小为 10×10m^2，植物群落样方调查结果见表 4.2-5、主要植物名录见表 4.2-6。项目区的植被类型及分布见图 4.2-2。公益林分布见图 4.2-3。

表 4.2-5　　样地调查

样方数	位置	植物种	数量（棵/株）	覆盖度（%）	平均高度(cm)	平均冠幅(cm)	样方面积(m^2)
1	LG7-5-H4 井	多枝柽	20	15	100	150	10×10
		芦苇	100	5	50	5	
2	LG1-H10 井	多枝柽	30	10	100	150	10×10
		芦苇	50	5	50	5	
		骆驼刺	20	3	30	20	
		鹿角草	10	2	40	30	
3	LG100-H13 井	多枝柽柳	30	10	100	150	10×10

表 4.2-6　　评价区主要高等植物及分布一览表

科	种名	拉丁名
麻黄科 Ephcdraceue	膜果麻黄	*Ephecdra przcwalskii*
杨柳科 Slicaccae	胡杨	*Populus diversiftolia*
	灰杨	*P.pruinosa*
	线叶柳	*Salix wilhelmsiana*
蓼科 Polygonaccae	沙拐枣	*Calligonum mongolicum*
	盐穗木	*Halostachys caspica*
藜科 Chenopodiaccae	圆叶盐爪爪	*K.Schrenkianum*
	刺蓬	*Sallsola pestifer*
	细叶虫实	*Corispormum heptapotamicum*
	星状刺果藜	*Echinopsilon divaricatum*
	假木贼	*Anabassis spp.*
毛茛科 Ranunculaceae	东方铁线莲	*Cleamatis orientalis*
豆科 Leguminosae	铃铛刺	*Halimodendron halodendron*
	白花苦豆子	*Sqpbora alopecuroides*
	苦马豆	*Sphaorophysa salsula*
	光甘草	*Glycyrrhiza korshinskyi*
	胀果甘草	*G.indlata Batal*
	疏叶骆驼刺	*Althagi sparsifolia*
蒺藜科 Zyqqphy uaceae	骆驼篷	*Peganum barmlat*
	西伯利亚白刺	*Nitraria sibirica*
柽柳科 Tamaricaccae	多枝柽柳	*Tamarix ranosissima*
	刚毛柽柳	*T.hispida*
	短穗柽柳	*T.axa*
	多花柽柳	*T.hahcmakeri*
	长穗柽柳	*T.clongata*
胡颓子科 Elacagnaccae	尖果沙枣	*Elacagnus oxycarpa*
	大沙枣	*E.Moorcroftii*
夹竹桃科 Apocynaceae	大花罗布麻	*Poacynum hendersonii*
	茶叶花	*Trachomitum lancifolium*
萝摩科 Aschcpiaccae	牛皮消	*Cynanchum sibiricum*
旋花科 Cohvolvulaceae	打碗花	*Calystegia spium*
茄科 Selanaceae	黑刺	*Lycium rutheulcum*
列当科 Orobbanchaceae	肉苁蓉	*Cistanche tubulosa*
菊科 Compositae	分枝鸦葱	*Scorzonera divaricata*
	盐生鸦葱	*S.Salsula*
	新疆绢蒿	*Seriphidium boratalense*
	小蓟	*Ciriium setosum*
	鹿角草	*Glossogyne tenuifolia*
	花花柴	*Karelinia caspica*
禾本科 Gramineae	芦苇	*Phragmites communis*

	假苇拂子茅	*Calamagrostis pseudophramites*
	拂子茅	*Cepigejos*
	獐毛	*Aeluropus litoralis*

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级保护植物大花罗布麻分布。

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*)、多枝柽柳(*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，常与多枝柽柳、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。

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 4.2-7。

表 4.2-7　　项目区域主要脊椎动物名录

序号	中文名	拉丁名	留居型	分布
两栖类				
1	绿蟾蜍	*Bufo viridis*	/	±
爬行类				
2	南疆沙蜥	*Phrynocephalus forsythi*		
3	密点麻蜥	*Eremias multiocellata*	/	+
4	荒漠麻蜥	*Eremias przewalskii*	/	±
鸟类				
5	雉鸡	*Phasianus colchicus*	R	±
6	原鸽	*Columba livia*	R	+
7	灰斑鸠	*Streptopelia decaocto*	R	+
8	角百灵	*Eremophila alpestris*	R	+
9	蒙古沙雀	*Rhodopechys mongolica*	R	+
10	紫翅椋鸟	*Sturnus vulgaris*	B	++
11	寒鸦	*Corvus monedual*	W	+
12	小嘴乌鸦	*Corvua corone*	B	++
13	黑顶麻雀	*Passer ammodendri*	R	++
14	棕尾伯劳	*Lanius isabellinus*	B	++
兽类				
15	塔里木兔	*Lepus yarkandensis*	/	+
16	三趾心颅跳鼠	*Salpingotus kozlovi*	/	±
17	子午沙鼠	*Meriones meridianus*	/	±

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，占所有动物的 63.16%。据统计，该区域有国家二级重点保护动物 1 种，即塔里木兔；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的踪迹。

（4）重点保护动物习性

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。

4.2.7 土地荒漠化现状

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 19615.9km^2，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 283963km^2，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。

4.2.8 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草及胡杨林保护生态功能区，区域内植被以盐生灌丛植被为主，区域内除受油田开发影响外，其它人为干扰较小，基本保持原自然荒漠生态环境。区域土壤属于碱性土壤，土壤未受到油田开发的污染。区域土壤现状质量一般。评价区内植被种类单一，郁闭度小，分布不均匀，生物量低，植被多样性单一，种群集群分布，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。本项目采用库尔勒市 2019 年的监测数据，作为本工程环境空气现状评价基本污染物 SO_2、NO_2、CO、O_3、PM_{10} 和 $PM_{2.5}$ 的数据来源。空气质量达标区判定结果见表 4.3-1。

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（μg/m³）	标准值（μg/m³）	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	2	40	57.5	达标
CO	24 小时平均第 95 百分位数	1.2（mg/m³）	4（mg/m³）	30	达标
O_3	日最大 8 小时滑动平均值的第 90 百分位数	117	160	73.12	达标
PM_{10}	年平均质量浓度	101	70	144　28	超标
$PM_{2.5}$	年平均质量浓度	5	35	100	超标

项目所在巴州 SO_2、NO_2、年平均浓度及 CO、O_3 日平均浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准要求；$PM_{2.5}$、PM_{10} 年浓度超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值要求，超标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

本次委托新疆广宇众联环境监测有限公司对项目区环境空气中特征污染物进行了监测，监测时间为 2021 年 6 月 28 日~7 月 4 日。监测点位见图 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	监测因子	监测时段
LG1-H11 井占地范围内 1#	非甲烷总烃、硫化氢	2021 年 6 月 28 日~7 月 4 日连续监测 7 天、每天采样 4 次。
LG801C 占地范围内 2#		
已建 LG7 集油站 3#		

（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

监测时间：2021 年 6 月 28 日~7 月 4 日连续监测 7 天。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方法及依据

序号	监测项目	分析方法	依据	检出限（mg/m^3）
1	H_2S	亚甲蓝分光光度法	GB11742-1989	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 $2.0mg/m^3$ 作为环境质量标准限值；H_2S 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（$10\mu g/m^3$）。

（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：

$$Pi = Ci / Coi$$

式中：Pi—污染物 i 的占标率；

Ci—污染物 i 的实测浓度，mg/m^3；

C0i—污染物 i 的评价标准，mg/m^3。

（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/m^3

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
LG1-H11 井	H_2S	1h 平均	0.01	＜0.005	/	0	达标
	NMHC		2	0.12 ~0.56	28	0	达标
LG801C 井	H_2S		0.01	＜0.005	/	0	达标
	NMHC		2	0.18 ~0.35	18	0	达标

LG7 集油站	H_2S		0.01	＜0.005	/	0	达标
	NMHC		2	0.11 ~0.42	21	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，H_2S 1 小时平均浓度未超过《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的浓度限值。

4.4 声环境现状

声环境现状委托新疆广宇众联环境监测有限公司进行现场监测。

4.4.1 监测点布设

本次对拟建的新井 LG1-H11、侧钻井 LG801C、LG7-11CH 及已建 LG9-1 计量站设置了噪声监测点位，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 2021 年 6 月 30 日~7 月 1 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

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 监测及评价结果

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

监测时间	监测点	昼间	夜间

		实测值	标准值	达标情况	实测值	标准值	达标情况
2021.6.30	拟建 LG1-H11 井场	31	60	达标	30	50	达标
2021.7.1	拟建 LG1-H11 井场	33	60	达标	30	50	达标
2021.6.30	LG801C 井场东	34	60	达标	32	50	达标
	LG801C 井场南	34		达标	32		达标
	LG801C 井场西	32		达标	34		达标
	LG801C 井场北	32		达标	31		达标
2021.7.1	LG801C 井场东	34	60	达标	31	50	达标
	LG801C 井场南	34		达标	31		达标
	LG801C 井场西	32		达标	29		达标
	LG801C 井场北	30		达标	31		达标
2021.6.30	LG7-11CH 井场东	36	60	达标	30	50	达标
	LG7-11CH 井场南	34		达标	30		达标
	LG7-11CH 井场西	34		达标	30		达标
	LG7-11CH 井场北	34		达标	31		达标
2021.7.1	LG7-11CH 井场东	32	60	达标		50	达标
	LG7-11CH 井场南	32		达标			达标
	LG7-11CH 井场西	32		达标			达标
	LG7-11CH 井场北	33		达标			达标
2021.6.30	LG9-1 计量站南	30	60	达标	31	50	达标
	LG9-1 计量站南	31		达标	32		达标
	LG9-1 计量站西	32		达标	32		达标
	LG9-1 计量站北	32		达标	31		达标
2021.7.1	LG9-1 计量站南	30	60	达标	32	50	达标
	LG9-1 计量站南	30		达标	34		达标
	LG9-1 计量站西	30		达标	32		达标
	LG9-1 计量站北	29		达标	33		达标

从表 4.4-1 可以看出，各监测点噪声满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准要求。

4.5.地下水环境现状调查

4.5.2.区域水文地质条件

轮古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。地下潜水埋深在 7m 以下。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 4×104mg/L，属难以利用的高矿化度地下水。

受地形和补给水源的影响，塔里木河两岸东西向带状分布着塔里木河第四系松散层空隙冲淡水和封闭型咸水。塔里木河冲积平原冲淡型潜水主要分布在 30～60m 以上，属于单一潜水含水层，富水性较均匀，封闭型咸水主要分布在 60m 以下，矿化度高。

4.5.2 地下水环境质量监测及评价

根据现场调查，本次评价从实际出发，本次委托新疆广宇众联环境监测有限公司于 2021 年 7 月对项目区内地下水进行监测。监测对象为潜水。

（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及周边选取 6 个潜水水质监测点。监测点位及监测因子见表 4.5-1，监测点位置见图 4.5-1。

表 4.5-1　　监测点位及监测因子一览表

序号	监测点名称	监测对象	所处功能区	监测与调查项目	
				监测因子	调查项目
1	LG-06	潜水	III类	水位、K+、Na+、Ca2+、Mg2+、CO32-、HCO3-、Cl-、SO42-、pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、六价铬、总硬度、铅、氟、镉、铁、锰、溶解性总固体、高锰酸盐指数、总大肠菌群、细菌总数、石油类等	井深(m) 水位(m)
2	LG-09				
3	LG-11				
4	LG-18				
5	LG-19				
6	LN14-1CH				

（2）分析方法及评价标准

分析方法：采样按照《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016)执行，监测分析方法按照《地下水环境监测技术规范》（HJ/T164-2004）、《地

下水质量标准》（GB/T14848-2017）、《环境水质监测质量保证手册》(第二版)有关标准和规范执行。

评价标准：结合已有的环评及批复，区域地下水执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的Ⅲ类标准；石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅲ类标准。

（3）评价方法

评价方法采用标准指数法对监测结果进行评价。

（4）评价结果

地下水监测及评价结果见表 4.5-2。

表 4.5-2　　地下水监测及评价结果一览表　　单位：mg/L，pH(无量纲)

监测因子 \ 监测点			潜水含水层					
			LG-06	LG-09	LG-11	LG-18	LG-19	LN14-1CH
pH 值	标准值 6.5～8.5	监测值	8.2	8.1	8.2	8.3	8.1	8.2
		标准指数	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
总硬度 (mg/L)	标准值 ≤450	监测值	247	514	275	262	271	269
		标准指数	0.55	1.14	0.61	0.58	0.60	0.60
溶解性总固体 (mg/L)	标准值 ≤1000	监测值	1.86×10^3	2.79×10^3	1.87×10^3	1.68×10^3	1.53×10^3	2.01×10^3
		标准指数	1.86	2.79	1.87	1.68	1.53	2.01
硫酸盐 (mg/L)	标准值 ≤250	监测值	390	511	413	394	398	464
		标准指数	1.56	2.04	1.65	1.58	1.59	1.86
氯化物 (mg/L)	标准值 ≤250	监测值	632	1030	652	631	434	727
		标准指数	2.53	4.12	2.61	2.52	1.74	2.91
挥发性酚类 (mg/L)	标准值 ≤0.002	监测值	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L
		标准指数	--	--	--	--	--	--
COD (mg/L)	标准值 ≤3.0	监测值	0.90	0.59	0.54	0.58	0.46	0.56
		标准指数	0.30	0.19	0.18	0.19	0.15	0.20
氨氮 (mg/L)	标准值 ≤0.5	监测值	0.094	0.203	0.065	0.115	0.078	0.107
		标准指数	0.18	0.41	0.13	0.23	0.16	0.21
铁	标准值 ≤0.3	监测值	0.003	0.20	0.03L	0.06	0.04	0.05
		标准指数	0.01	0.66	-	0.2	0.13	0.13
锰	标准值 ≤0.1	监测值	0.02	0.09	0.04	0.04	0.02	0.03
		标准指数	0.2	0.9	0.4	0.4	0.2	0.3

钠	标准值≤200	监测值	640	884	659	632	437	642
		标准指数	3.2	4.4	3.3	3.16	2.18	3.2
钾	/	监测值	3.34	4.68	3.78	3.02	5.64	3.14
		标准指数	-	-	-	-	-	-
钙	/	监测值	61.0	90.8	67.8	60.6	50.9	59.2
		标准指数	-	-	-	-	-	-
镁	/	监测值	24.4	62.6	29.1	23.9	38.2	25.1
		标准指数	-	-	-	-	-	-
碳酸盐	/	监测值	1L	1L	1L	1L	1L	1L
		标准指数	-	-	-	-	-	-
重碳酸盐	/	监测值	120	84	232	120	274	132
		标准指数	-	-	-	-	-	-
总大肠杆菌(CFU/100mL)	标准值≤3	监测值	0	0	0	0	0	0
		标准指数	-	-	-	-	-	-
细菌总数(CFU/mL)	标准值≤100	监测值	65	69	72	63	58	76
		标准指数	0.65	0.69	0.72	0.63	0.58	0.76
亚硝酸盐(mg/L)	标准值≤1.0	监测值	0.006	0.008	0.006	0.006	0.005	0.004
		标准指数	0.006	0.008	0.006	0.006	0.005	0.004
硝酸盐(mg/L)	标准值≤20.0	监测值	0.52	0.08L	0.09	0.09	0.08L	0.08
		标准指数	0.03	-	-	-	-	-
氰化物(mg/L)	标准值≤0.05	监测值	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L
		标准指数	-	-	-	-	-	-
氟化物(mg/L)	标准值≤1	监测值	4.59	4.58	4.79	4.62	3.26	4.50
		标准指数	4.59	4.58	4.79	4.62	3.26	4.50
汞(mg/L)	标准值≤0.001	监测值	4×10^{-5}L	4×10^{-5}L	4×10^{-5}L	4×10^{-5}L	4×10^{-5}L	4×10^{-5}L
		标准指数	-	-	-	-	-	-
砷(mg/L)	标准值≤0.01	监测值	1.8×10^{-3}	3×10^{-3}	1.3×10^{-3}	1.7×10^{-3}	8×10^{-3}	1.4×10^{-3}
		标准指数	-	-	-	-	-	-
镉(mg/L)	标准值≤0.005	监测值	9×10^{-4}	6×10^{-4}	8×10^{-4}	6×10^{-4}	6×10^{-4}	9×10^{-4}
		标准指数	-	-	-	-	-	-
六价铬(mg/L)	标准值≤0.05	监测值	0.014	0.005	0.006	0.005	0.004	0.005
		标准指数	0.28	0.1	0.1	0.1	0.08	0.1
铅(mg/L)	标准值≤0.01	监测值	8.6×10^{-3}	8.6×10^{-3}	6.3×10^{-3}	6.5×10^{-3}	8.5×10^{-3}	8.7×10^{-3}
		标准指数	-	-	-	-	-	-

石油类 (mg/L)	标准值 ≤0.3	监测值	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
		标准指数	-	-	-	-	-	-

由表 4.5-2 地下水监测结果可知，各潜水监测点中石油类满足《生活饮用水卫生标准》(GB5749-2006) 附录 A 表 A.1 中标准限值，其余监测因子除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、钠离子、氟化物外均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)Ⅲ类标准。硫酸盐、溶解性总固体、钠离子、氟化物超标主要是由于该地区分布的地下水类型主要为 Cl•SO^{4-}Na 型，地下水矿化度范围 1.73g/L～28.65g/L，总硬度为 0.3g/L～8.41g/L，且项目地下水监测主要是对浅层地下水水质进行监测，因区域地下水埋深浅，气候干旱，伴随着蒸发和土壤盐渍化的影响，导致超标属于正常现象；区域潜水监测因子存在一定的区域差异性，与区域水流较慢有关。区域水流较慢不利于区域水质不同混合，形成的水平上区域差异性。

根据监测结果可知，项目区域内潜水由于径流缓慢，蒸发排泄强烈，水质较差，总硬度、溶解性总固体、氟化物等出现不同程度的超标，超出《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的Ⅲ类标准限值，超标主要是受半干旱气候、蒸发浓缩作用、原生水文地质环境等因素综合影响，除此之外的各项目均符合《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准限值的要求。石油类均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准。

4.6 土壤环境现状调查与评价

4.6.1 土壤类型

根据遥感影像图、新疆自治区土壤类型图、《新疆土壤》及现场踏勘结果，项目区永久占地范围内的土壤类型以风沙土及盐土为主。土壤类型分布见图 4.6-1。

盐土：这类土壤大都是从盐化林灌草甸土的积盐过程中演变过来的，它呈无规律的零星分布。本次轮古 7 井区 3 口井及管线及轮古 8 井区、轮古 100 井区均为盐土。

风沙土：本区域主要为荒漠风沙土亚类半固定风沙土属。主要分布轮古 7 井区附近，在本区域的半固定风沙土，以灌丛沙堆和沙堆之间的平地形式存在，

灌丛沙堆顶部一般生长有柽柳，而平沙地地表分布有梭梭、骆驼刺等，盖度约10％。

4.6.2 土壤环境质量现状监测

本项目属于采矿业的石油开采活动，根据《环境影响评价技术导则　土壤环境》（HJ 964-2018）规定，为Ⅰ类建设项目。项目属于土壤污染影响型项目，占地规模小，环境敏感程度为不敏感，因此评价工作等级为二级。本次在项目占地范围内布设 3 个柱状样点，1 个表层样点，在占地范围外，评价范围内布设 2 个表层样点，对项目区土壤环境质量现状进行监测。土壤监测采样日期为 2021 年 6 月 28 日-6 月 29 日，监测单位为新疆广宇众联环境监测有限公司。

4.6.2.1 监测点位

LG1-H11 井占地范围内 1 个柱状样、1 个表层样，占地范围外 1 个表层样。LG801C 井占地范围内 1 个柱状样、1 个表层样，占地范围外 1 个表层样。LG7-11CH 井占地范围内 1 个柱状样，已建 LG7 集油站外 1 个表层样、已建 LG9-1 计量站外 1 个表层样。

占地范围内的柱状样监测建设用地 45 项基本因子、pH、石油烃，共 47 项因子占地范围外表层样，监测农用地 8 项重金属基本因子、pH，共 9 项因子。其余点位仅对特征因子石油烃进行监测。

表 4.6-2　　土壤监测点位信息

监测点名称	监测点位置	监测因子
LG1-H11 井占地范围内 1#	占地范围内生产区裸露空地	砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷，1,2-二氯乙烷，1,1-二氯乙烯，顺-1,2-二氯乙烯，反-1,2-二氯乙烯，二氯甲烷，1,2-二氯丙烷，1,1,1,2-四氯乙烷，1,1,2,2-四氯乙烷，四氯乙烯，1,1,1-三氯乙烷，1,1,2-三氯乙烷，三氯乙烯，1,2,3-三氯丙烷，氯乙烯，苯，氯苯，1,2-二氯苯，1,4-二氯苯，乙苯，苯乙烯，甲苯，间二甲苯+对二甲苯，邻二甲苯，硝基苯，苯胺，2-氯酚，苯并[a]蒽，苯并[a]芘，苯并[b]荧蒽，苯并[k]荧蒽，䓛，二苯并[a,h]蒽，茚并[1,2,3-cd]芘、萘、pH、石油烃共计 47 项因子。
LG7-11CH 井占地范围内 7#		
LG801C 井占地范围内		
拟建 LG1-H11 井占地范围外 3#	占地范围外	砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、锌、pH 共计 9 项因子。

已建 LG7 集油站站外 8#		
拟建 LG1-H11 井占地范围内 1#	占地范围内空地	石油烃
拟建 LG801C 占地范围内 6#	占地范围内空地	石油烃
已建 LG9-1 计量站外 9#	占地范围外空地	石油烃

4.6.2.2 监测时间

土壤监测采样日期为 2021 年 6 月 28 日-6 月 29 日。

4.6.2.3 监测因子

土壤监测因子如下：

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，䓛，二苯并[a,h]蒽，茚并[1,2,3-cd]芘、萘。

特征因子：石油烃。

4.6.2.4 评价标准

建设用地 45 项基本因子执行《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标准。农用地基本项目执行《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中“表.1 农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）”的 pH>7.5 所列标准；石油烃参考《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值。

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

4.6.3 监测结果与评价

土壤现状监测与评价结果见表 4.6-2~4.6-4。

表 4.6-2　　土壤现状监测结果统计表　　单位：mg/kg　pH 无量纲

序号	污染物项目	单位	LG1-H11 井占地范围内 1#		LG7-11CH井占地范围内7#		评价标准（GB36600-2018 第二类用地筛选值）
			监测值	Pi	监测值	Pi	
1	pH	/	8.5	/	8.35	/	/
2	镉	mg/kg	0.23	0.0035	0.19	0.0029	65
3	汞	mg/kg	0.052	0.0014	0.025	0.0007	38
4	砷	mg/kg	12.7	0.213	9.19	0.153	60
5	铅	mg/kg	13.8	0.0172	14.6	0.018	800
6	铬(六价)	mg/kg	0.5L	0.087	0.5L	0.087	5.7
7	铜	mg/kg	25	0.0013	18	0.001	18000
8	镍	mg/kg	31	0.034	22	0.024	900
9	石油烃	mg/kg	6L	0.0013	6L	0.0013	4500
10	四氯化碳	mg/kg	<0.0013	/	<0.0013	/	2.8
11	氯仿	mg/kg	<0.001	/	<0.001	/	0.9
12	氯甲烷	mg/kg	<0.001	/	<0.001	/	37
13	1,1-二氯乙烷	mg/kg	<0.0012	/	<0.0012	/	9
14	1,2-二氯乙烷	mg/kg	<0.0013	/	<0.0013	/	5
15	1,1-二氯乙烯	mg/kg	<0.0010	/	<0.0010	/	66
16	顺-1,2-二氯乙烯	mg/kg	<0.0013	/	<0.0013	/	596
17	反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	<0.0014	/	<0.0014	/	54
18	二氯甲烷	mg/kg	0.0059	/	0.0059	/	616
19	1,2-二氯丙烷	mg/kg	<1.1	/	<1.1	/	5
20	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	<1.2	/	<1.2	/	10
21	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	<1.2	/	<1.2	/	6.8
22	四氯乙烯	mg/kg	<1.4	/	<1.4	/	53

23	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	<1.3	/	<1.3	/	840
24	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	<1.2	/	<1.2	/	2.8
25	三氯乙烯	mg/kg	<1.2	/	<1.2	/	2.8
26	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	<1.2	/	<1.2	/	0.5
27	氯乙烯	mg/kg	<1.0	/	<1.0	/	0.43
28	苯	mg/kg	<1.9	/	<1.9	/	4
29	氯苯	mg/kg	<1.2	/	<1.2	/	270
30	1,2-二氯苯	mg/kg	<1.5	/	<1.5	/	560
31	1,4-二氯苯	mg/kg	<1.5	/	<1.5	/	20
32	乙苯	mg/kg	<1.2	/	<1.2	/	28
33	苯乙烯	mg/kg	<1.1	/	<1.1	/	1290
34	甲苯	mg/kg	<1.3	/	<1.3	/	1200
35	间二甲苯+对二甲苯	mg/kg	<1.2	/	<1.2	/	570
36	邻二甲苯	mg/kg	<1.2	/	<1.2	/	640
37	硝基苯	mg/kg	<0.09	/	<0.09	/	76
38	苯胺	mg/kg	<0.1	/	<0.1	/	260
39	2-氯酚	mg/kg	<0.06	/	<0.06	/	2256
40	苯并〔a〕蒽	mg/kg	<0.1	/	<0.1	/	15
41	苯并〔a〕芘	mg/kg	<0.1	/	<0.1	/	1.5
42	苯并〔b〕荧蒽	mg/kg	<0.2	/	<0.2	/	15
43	苯并〔k〕荧蒽	mg/kg	<0.1	/	<0.1	/	151
44	䓛	mg/kg	<0.1	/	<0.1	/	1293
45	苯并〔a,h〕蒽二	mg/kg	<0.1	/	<0.1	/	1.5
46	茚并〔1,2,3-cd〕芘	mg/kg	<0.1	/	<0.1	/	15
47	萘	mg/kg	<0.09	/	<0.09	/	70

表 4.6-3　　农用地土壤环境质量评价结果

监测项目	单位	拟建 LG1-H11 井占地范围外 3#		已建 LG7 集油站站外 8#		标准值（pH>7.5）
		监测值	Pi	监测值	Pi	
pH	/	8.36	/	8.47	/	—
镉	mg/kg	0.20	0.3	0.18	0.36	0.6
汞	mg/kg	0.023	0.0068	0.022	0.0068	3.4
砷	mg/kg	6.28	0.251	5.43	0.23	25

铅	mg/kg	17.2	0.101	17.0	0.1	170
铬	mg/kg	97	0.388	100	0.4	250
铜	mg/kg	14	0.14	12	0.12	100
镍	mg/kg	22	0.12	24	0.126	190
锌	mg/kg	52	0.17	51	0.17	300

表 4.6-4　　土壤环境质量评价结果（石油烃）

监测项目	单位	拟建 LG1-H11 井占地范围内 2#		拟建 LG801C 占地范围内 4#		拟建 LG801C 占地范围外 6#		标准值（pH>7.5）
		监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi	
石油烃	mg/kg	6L	0.0013	8	0.0018	6L	0.0013	4500
监测项目	单位	已建 LG9-1 计量站 9#		已建 LG7 集油站站外 8#		LG7-11CH 井占地范围内 7#		标准值（pH>7.5）
		监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi	
石油烃	mg/kg	6L	0.0013	6L	0.0013	6L	0.0013	4500

从评价结果可以看出，区块内建设用地土壤 pH 值均大于 7.5，说明土壤呈碱性；土壤的挥发性有机物和半挥发性有机物均未检出。土壤中石油烃含量较低，满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求。重金属元素含量相对较低，场站内土壤满足《土壤环境质量标准建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 第二类用地筛选值标准要求。

区块内农用地土壤 pH 值均大于 7.5，说明土壤呈碱性；土壤中重金属元素含量相对较低，远小于《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中“表.1 农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）”的 pH>7.5 所列标准；土壤中石油烃含量较低，满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求。

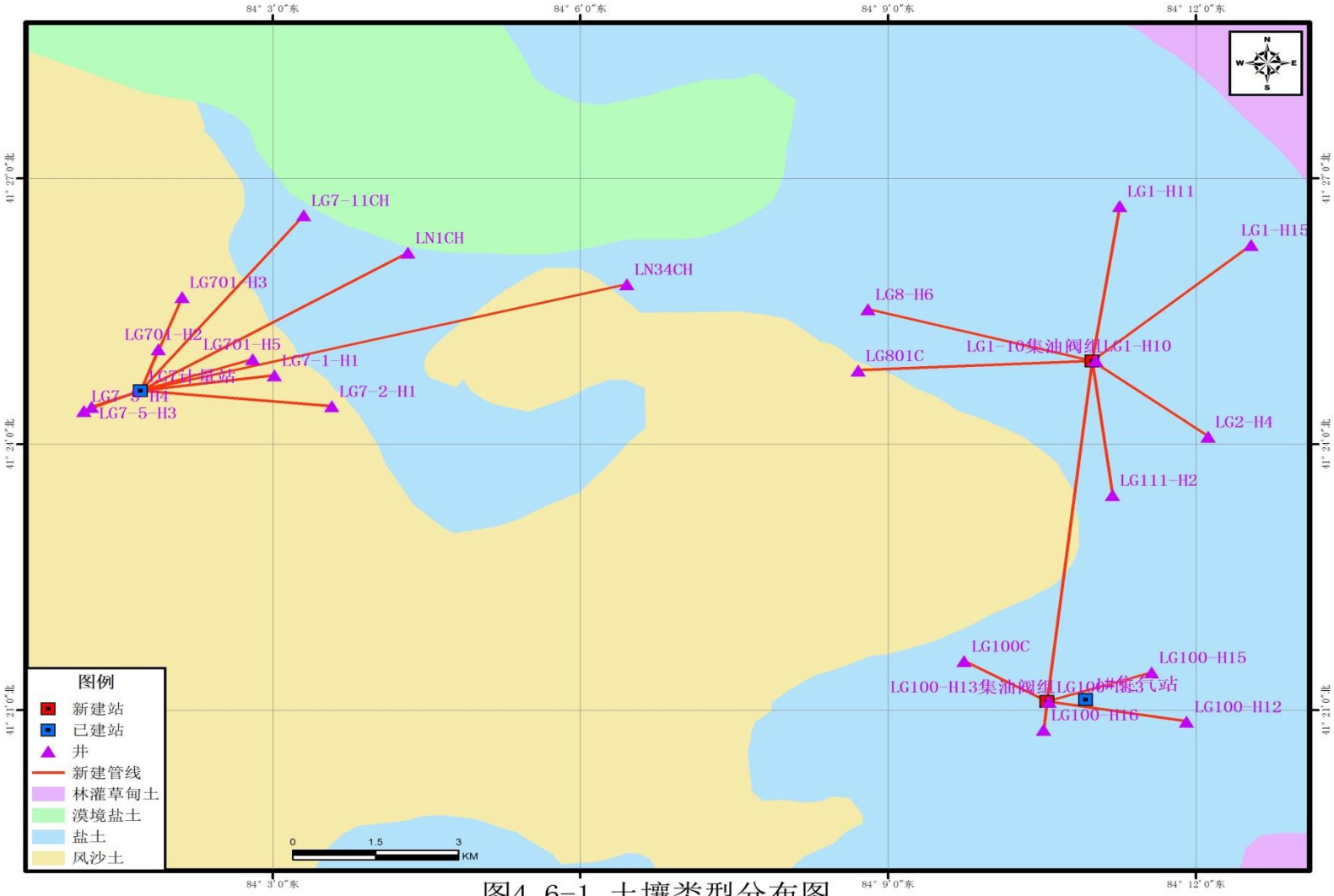


图4.6-1 土壤类型分布图

5.环境影响预测与评价

5.1 生态环境影响分析

5.1.1 生态环境影响特征

从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）油气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（如集输管线和注汽管线等）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。

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

表5.1-1　　油田开发建设对生态环境的影响

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

5.1.2 生态环境影响

5.1.2.1 占地影响分析

本工程占地分永久占地、临时占地；永久占地主要是井场、阀组站和道路占地，临时占地主要为管道作业带占地等占地。

利用GIS技术将设计中已经给出的主要工程占地位置、面积与本次遥感调查所绘制的土地利用现状图进行叠加处理,得出本工程占用的土地利用类型和面积。主要工程占地类型统计表见表5.1-1。

表 5.1-1　　占地面积表　　单位：hm^2

类型	工 程 内 容		占地类型及面积			
			合计	灌木林地	沙地	盐碱地
永久占地	井场	17 井	4.08	0.48	1.92	1.68
	站场	轮古 8 井区新建阀组	0.16	0	0.16	0
		轮古 100 井区新建阀组	0.16	0	0.16	0
	道路	井场道路	5.1	0.4	2.6	2.1
		小计	9.5	0.88	4.84	3.78
临时占地	井场	22 井	3.3	0.3	1.65	1.35
	管线	单井集油管线	46.4	0.4	25.6	20.4
		站间集输管线	8.8		6.4	2.4
	道路	井场道路	1.7	0.1	0.9	0.7
	生活区	生活区	5.28	0.24	2.64	2.4
	小计		65.48	1.04	37.19	27.25

经估算，新增永久占地面积 9.5hm²，其中草地 0.88hm^2，沙地 4.84hm^2；盐碱地 3.78 hm^2；临时占地面积 65.48hm²，其中草地 1.04hm^2，沙地 37.19hm^2；盐碱地 27.25hm^2。

由于项目区地处塔克拉玛干沙漠北缘，项目区原为荒无人迹的浩瀚沙漠，因此石油开发工程占地开辟了沙漠土地利用的途径，对区域生态环境基本无影响。

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。本工程永久占地和临时占地分别为 9.5hm^2 和 65.48hm^2，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。

5.1.2.2 对植被的影响分析

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

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

（1）占地影响

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

永久占地和临时占地主要影响工程分布区的柽柳灌丛。在站场和道路一定的情况下，临时占地对生态的影响程度对影响后的植被恢复能力有直接关系。

本项目共占地 2.3575hm^2，地表植被基本被毁。在投入运营后，其中有 0.66hm^2 的地表被永久占用，地表被各种构筑物或砾石覆盖。临时占地 1.6975hm^2 土地重新回到原来的自然状态，但地表植被及地表结构却发生了大的变化：地表保护层被破坏，稳定性下降，防止水土流失的能力也随之下降，并且地表植被不复存在。

（2）生物量损失

本项目占用柽柳灌丛 74.98hm^2，其中永久占用 9.5hm^2，临时占用 65.48hm^2，以每公顷 1.5t 计算，生物量损失约为 112.47t。

（3）石油类污染对植被的影响

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

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

（4）人类活动对植被的影响

油田开发建设过程中大量人员、机械进入荒漠区，使荒漠环境中人类活动频率大幅度增加，对植被的影响主要表现在人类和机械对植物的践踏、碾压和

砍伐，使原生植被生境发生较大变化。荒漠区单位面积上人口密度的增加将导致工程开发范围内及边缘区域地表土壤被践踏和自然植被覆盖率减少，使工程区域内局部地带沙漠化的可能性增加，从而形成次生沙漠化。

（5）大气污染物的影响

在生产运营期产生的大气污染物主要有无组织释放的烃类气体等。在这些污染物中能对植物产生影响的主要为 NO_2、SO_2 及建设期的空气扬尘。

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

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

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

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

（6）事故排放对植被的影响

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

5.1.2.3 对野生动物的影响分析

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

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

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

5.1.2.4 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，优势树种为胡杨、柽柳、琵琶柴，植被盖度为 40-50%，为国家二级公益林及轮台县地方公益林。

管道沿线两侧范围内的林地征用应按照地方有关工程征地补偿标准进行，可研设计中工程征地费用已对上述情况进行了综合考虑。管道施工穿越林地所造成的林业损失与管线选线密切相关。因此，要求管线在选线设计、施工作业时尽量避开灌木茂密区域，在条件允许时，减少砍伐林木的数量，最大程度地保护沿线的林业生态环境。开挖管沟缩短施工作业范围，应将作业带宽度控制在 8m 范围内。管线及道路尽量沿现有油田道路布置，减少破坏原生植被。

5.1.3 退役期生态环境影响分析

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

通过采取以上措施，可使退役期生态环境影响降到最低。

5.1.4 区域生态系统稳定性及完整性影响分析

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

本项目开发区的基质主要是荒漠生态景观，荒漠生态景观稳定性较差，异质化程度低，生态体系的稳定性和必要的抵御干扰的柔韧性差。在油田开发如井场、站场、管线和道路等建设中，新设施的增加及永久性构筑物的作用，不但不会使区域内异质化程度降低，反而在一定程度上会增加区域的异质性。区域的异质性越大，抵抗外界干扰的能力就越大。因而油田开发建设不会改变区域内景观生态的稳定性及完整性。但如现状所述，目前由于油田开发活动降低了区域生态系统的完整性和稳定性，只有很好地控制破坏影响范围，并做好生态恢复和后期管理，才能控制生态环境进一步恶化。

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

5.1.5 土地沙漠化影响分析

本项目永久占地面积 9.5hm^2，临时占地面积 65.48hm^2，其中沙地等沙化土地面积 42.03m^2，占总占地面积的 56.05%。本项目钻井，单井集输管线敷设及油田内部道路建设等，都将不同程度扰动原地貌，造成地表植被破坏和损失，改变土地结构，使土壤侵蚀降低，为风力侵蚀提供丰富的沙源，加剧局部土地荒漠化发展。随着工程建成、地表整理、弃渣清除、迹地恢复后，影响会消除。

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。

拟建工程所在区域沙雅县属于塔里木河中上游水土流失重点预防区和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。

5.1.6 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，本项目将永久占地 9.5hm^2，临时占地 65.48hm^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。

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

因此总体上看本项目建设对生态环境影响较小。

5.2 大气环境影响分析

本项目钻井期间用电优先由区域现有供电系统提供，柴油发电机作为备用电源。柴油发电机燃料燃烧废气中主要污染物为颗粒物、NO_x、SO_2、烃类等，柴油发电机的使用情况具有不确定性，其污染物的排放具有排放时间短等特点，对环境的影响是暂时的、不连续的、可接受的。

生产运营期的大气污染源主要是油气集输过程中的烃类挥发。

5.2.1 施工期环境空气影响分析

（1）运输车辆扬尘的影响分析

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

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

（2）地面工程施工过程中扬尘的影响

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

施工期扬尘最大产生时间将出现在土方开挖阶段，由于该阶段裸露浮土较多，产尘量较大。由于本项目的土方运输量较大，比较容易造成物料沿路撒落后风吹起尘，同时随着大型车辆的行驶和碾压，在工程区内和道路上较易带起

扬尘，污染环境。因此必须做到施工现场及场外道路泥土及时清理，减少二次扬尘。

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

5.2.2 运营期大气环境影响分析

5.2.2.1 区域地面污染气象特征分析

（1）气象资料搜集

本项目大气环境影响评价工作等级为三级，根据《环境影响评价技术导则 ·大气环境》(HJ2.2-2008)的规定“对于各级评价项目，均应调查评价范围内 20 年以上的主要气候统计资料”，本项目位于塔里木盆地塔北隆起轮南低凸起中部。轮台县气象站为距本项目最近气象站，且本项目评价范围与气象站的地理特征基本一致，气象资料可以代表评价范围内的污染气象条件，因此，根据《环境影响评价技术导则 ·大气环境》(HJ2.2-2008)的规定，地面气象观测资料采用轮胎县气象站多年的气象资料进行统计分析。

（2）多年常规气象资料的统计结果分析

①温度

轮台县近 30 年各月平均气温变化情况见表 5.2-1，近 30 年各月平均气温变化曲线见图 5.2-1。

表 5.2-1　　轮台县近 30 年各月平均温度变化统计表

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	平均
温度(℃)	-7.5	-3.0	7.6	14.6	20.6	23.6	26.7	25.6	19.7	12.9	1.9	-8.7	12.5

由表 5.2-1 可知，区域近 30 年平均温度为 12.5℃，4～10 月月平均温度均高于多年平均值，其它月份均低于多年平均值，7 月份平均气温最高，为 26.7℃，12 月份平均气温最低，为-8.7℃。

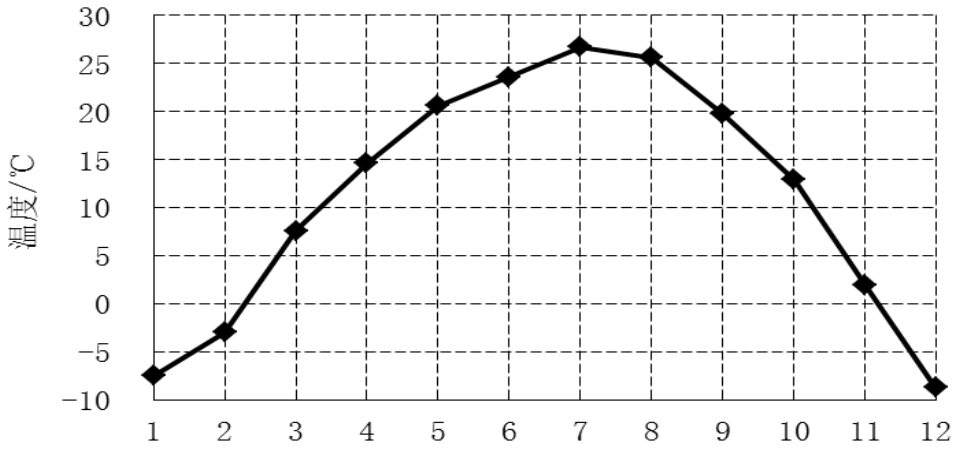


图 5.2-1　　轮台县近 30 年各月平均气温变化曲线图

②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 5.2-2。

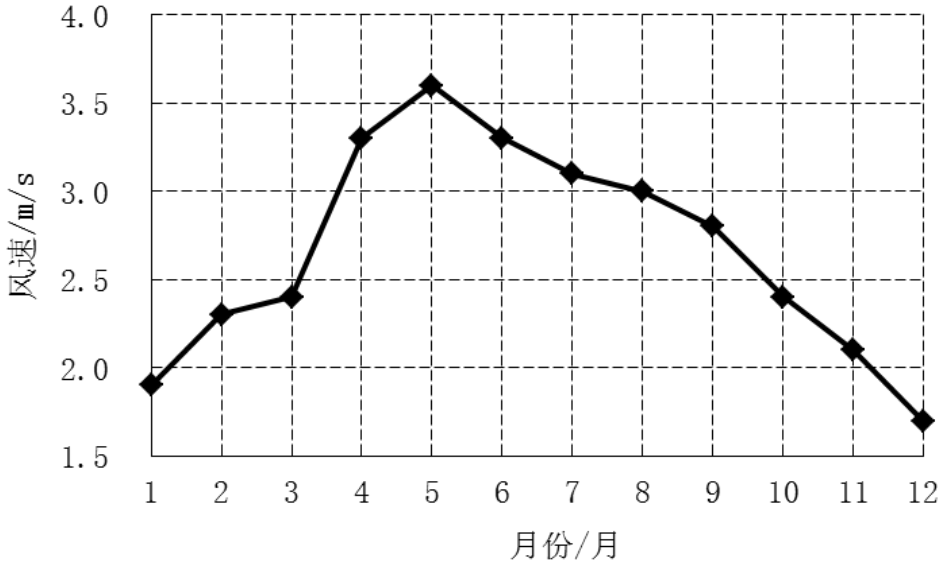


图 5.2-2　　轮台县近 30 年各月平均风速变化曲线图

表 5.2-2　　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。

③风向、风频

轮台县近 30 年平均各风向风频变化情况见表 5.2-3，近 30 年风频玫瑰图见图 5.2-3。

表 5.2-3　　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	—

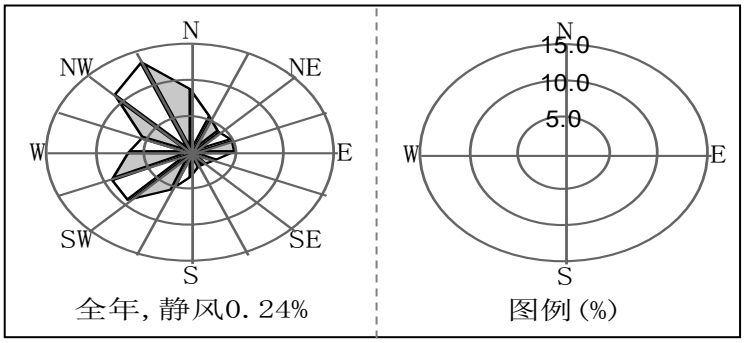


图 5.2-3　轮台县近 30 年风频玫瑰图

由表 5.2-3 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）预测因子及标准

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无组织排放的 NMHC、H_2S。

（2）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/m^3 作为环境质量标准限值；H_2S 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/m^3）。

（3）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。

（4）污染源参数

运营期间本项目产生的大气污染物主要为油气集输过程中产生一定量的烃类及硫化氢挥发，污染物排放参数见表 5.2-3。

表 5.2-3　　运营期大气污染物排放参数一览表

污染源名称	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)	
		长度(m)	宽度(m)			NMHC	H_2S
井场无组织	960	40	60	8	8760	0.12	0.00002

（5）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 5.2-4　　估算模式预测污染物扩散结果

名　称	评价因子	C_i	小时浓度限值	P_i	P_{max}	最大浓度出现距离	$D_{10\%}$
单　位	--	mg/m^3	mg/m^3	%	%	m	m
单井无组织废气	H_2S	0.00077	0.01	7.70	7.70	100	—
	NMHC	0.00195	2.0	0.095			—

根据以上预测结果可知：

①预测范围内，项目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%，其中硫化氢最大地面浓度点预测浓度 0.00077mg/m^3，最大占标率 7.70%；非甲烷总烃最大地面浓度点预测浓度 0.00195mg/m^3，最大占标率 0.095%，最大落地浓度出现距离为 100m。

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 100m 范围内，项目区周边 5.0km 范围内无敏感点，因此对大气环境敏感目标影响不大。

③预测结果表明，本项目正常工况下排放的非甲烷总烃、硫化氢下风向地面浓度均低于《环境空气质量标准》二级标准限值。

（6）大气环境影响分析

烃类无组织排放是影响油气田区域环境空气的主要污染源之一，本项目油气开采、集输采用密闭流程，井口密封并设紧急切断阀，可有效减少烃类气体的排放量。根据现状监测结果，区域环境空气中非甲烷总烃、硫化氢满足标准限值要求。工程实施后，非甲烷总烃最大地面浓度点预测浓度 0.000195mg/m^3，最大占标率 0.1%。硫化氢最大地面浓度点预测浓度 0.00077mg/m^3，最大占标率 7.7%。

5.2.2.3 大气污染物排放量核算

本项目无组织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
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/m^3；厂界硫化氢 1h 平均浓度限值 0.06mg/m^3	19.8	0.0031

5.2.2.4 大气环境影响评价自查表

大气环境影响评价自查表见表 5.2-6。

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_2S）		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（非甲烷总烃、硫化氢）				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%□		
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	$C_{叠加}$达标□				$C_{叠加}$不达标□		
	区域环境质量的整体变化情况	k≤-20%□				k＞-20%□		
环境监测计划	污染源监测	监测因子：（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□						
	大气环境防护距离	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：（19.8）t/a H_2S:（0.0031）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，采油造成的环境空气污染源将消失，油井停止后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、封井、井场清理等，将会产生少量扬尘。与当地自然条件导致的风沙相比较，清理过程中扬尘造成的环境影响是暂时的，且该区域内活动人群较少，主要为井场清理的油田工作人员。

5.3 声环境影响分析与评价

5.3.1 施工期声环境影响分析

5.3.1.1 钻井过程声环境影响分析

（1）噪声源分析

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

（2）敏感点分析

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

（3）声影响分析

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

5.3.1.2 地面工程声环境影响分析

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

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

表 5.3-1　　施工主要机械噪声值及衰减情况表

距离，m	强度	10	20	40	80	100	200	400	800	1000
挖掘机	92	80	74	68	62	60	54	48	42	40
推土机	90	78	72	66	60	58	52	46	40	38
混凝土搅拌机	95	83	77	71	65	63	57	51	45	43

混凝土翻斗车	90	78	72	66	60	58	52	46	40	38
柴油发电机	100	88	82	76	70	68	62	56	50	48

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

5.3.1.3 井下作业噪声环境影响分析

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

5.3.2 运营期声环境影响分析

运营期拟建工程管线均埋设在地下，埋深大于 1.2m，油气集输不会对周围声环境产生影响；拟建工程产噪设备主要包括采油（气）树。

5.3.2.1 预测模式

（1）单个室外点声源在预测点产生的声级计算基本公式

已知声源的倍频带声功率级(从 63Hz 到 8000Hz 标称频带中心频率的 8 个倍频带)，预测点位置的倍频带声压级 $L_p(r)$ 可按下式计算：

$$L_p(r)=Lw+D_c-A$$

$$A=A_{div}+A_{atm}+A_{gr}+A_{bar}+A_{misc}$$

式中：$L_p(r)$—距离声源 r 处的倍频带声压级，dB；

L_w—倍频带声功率级，dB；

D_c—指向性校正，dB；

A—倍频带衰减，dB；

A_{di}—几何发散引起的倍频带衰减，dB；

A_{gr}—地面效应引起的倍频带衰减，dB；

A_{at}—大气吸收引起的倍频带衰减，dB；

A_{bar}—声屏障引起的倍频带衰减，dB；

A_{misc}—其他多方面效应引起的倍频带衰减，dB。

(2)室内点声源对场界噪声预测点贡献值预测模式

室内声源首先换算为等效室外声源，再按各类声源模式计算。

①首先计算出某个室内声源靠近围护结构处的倍频带声压级：

$$L_{p1}=L_w+10\lg(\frac{Q}{4\pi r^2}+\frac{4}{R})$$

式中：L_{p1}—室内声源在靠近围护结构处产生的倍频带声压级，dB；

L_w—声源的倍频带声功率级，dB；

r—声源到靠近围护结构某点处的距离，m；

Q—指向性因子；

R—房间常数，$R=S\alpha/(1-\alpha)$，S 为房间内表面面积，m2，α 为平均吸声系数。

②计算出所有室内声源在靠近围护结构处产生的 i 倍频带叠加声压级：

$$L_{p1i}(T)=10\lg(\sum_{j=1}^{N}10^{0.1L_{p1ij}})$$

式中：$L_{p1i}(T)$—靠近围护结构处室内 N 个声源 i 倍频带的叠加声压级，dB；

L_{p1ij}—室内 j 声源 i 倍频带的声压级，dB；

N—室内声源总数。

③计算出室外靠近围护结构处的声压级：

$$L_{p2i}(T)=L_{p1i}(T)-(TL_i+6)$$

式中：$L_{p2i}(T)$—靠近围护结构处室外 N 个声源 i 倍频带的叠加声压级，dB；

TL_i—围护结构i倍频带的隔声量，dB；

④将室外声源的声压级和透过面积换算成等效的室外声源，计算出中心位置位于透声面积(S)处的等效声源的倍频带声功率级。

$$L_w = L_{p2}(T) + 10\lg S$$

⑤等效室外声源的位置为围护结构的位置，其倍频带声功率级为L_w，根据厂房结构(门、窗)和预测点的位置关系，分别按照面声源、线声源和点声源的衰减模式，计算预测点处的声级。

假设窗户的宽度为 a，高度为 b，窗户个数为 n；预测点距墙中心的距离为r。预测点的声级按照下述公式进行预测：

当$r \le \frac{b}{\pi}$时，$L_A(r) = L_2$(即按面声源处理)；

当$\frac{b}{\pi} \le r \le \frac{na}{\pi}$时，$L_A(r) = L_2 - 10\lg\frac{r}{b}$(即按线声源处理)；

当$r \ge \frac{na}{\pi}$时，$L_A(r) = L_2 - 20\lg\frac{r}{na}$(即按点声源处理)；

(3)计算总声压级

①计算拟建工程各室外噪声源和各含噪声源厂房对各预测点噪声贡献值

设第i个室外声源在预测点产生的 A 声级为L_{Ai}，在 T 时间内该声源工作时间为t_i；第j个等效室外声源在预测点产生的 A 声级为L_{Aj}，在 T 时间内该声源工作时间为t_j，则拟建工程声源对预测点产生的贡献值(L_{eqg})为:

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

②预测点的噪声预测值

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

式中：L_{eqg}—建设项目声源在预测点的等效声级贡献值，dB(A)；

L_{eq}—预测点的背景值，dB(A)。

(4)噪声预测点位

本评价预测工程噪声源对四周场界噪声贡献值，并给出场界噪声最大值的位置。

5.3.2.2 噪声源参数的确定

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

表 5.3-2　　井场噪声源参数一览表

分类	序号	声源名称	数量(台/套)	噪声源强[dB(A)]	降噪措施	降噪效果[dB(A)]
井场	1	采油（气）树	1	85	基础减振	10
	2	加热炉	1	80	基础减振	10

5.3.2.3 预测结果及评价

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

表 5.3-3　　井场噪声预测结果一览表　　单位：dB(A)

场地	场界	贡献值	标准值		结论
井场	东场界	41.7	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	南场界	42.6	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	西场界	42.6	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	北场界	41.7	昼间	60	达标
			夜间	50	达标

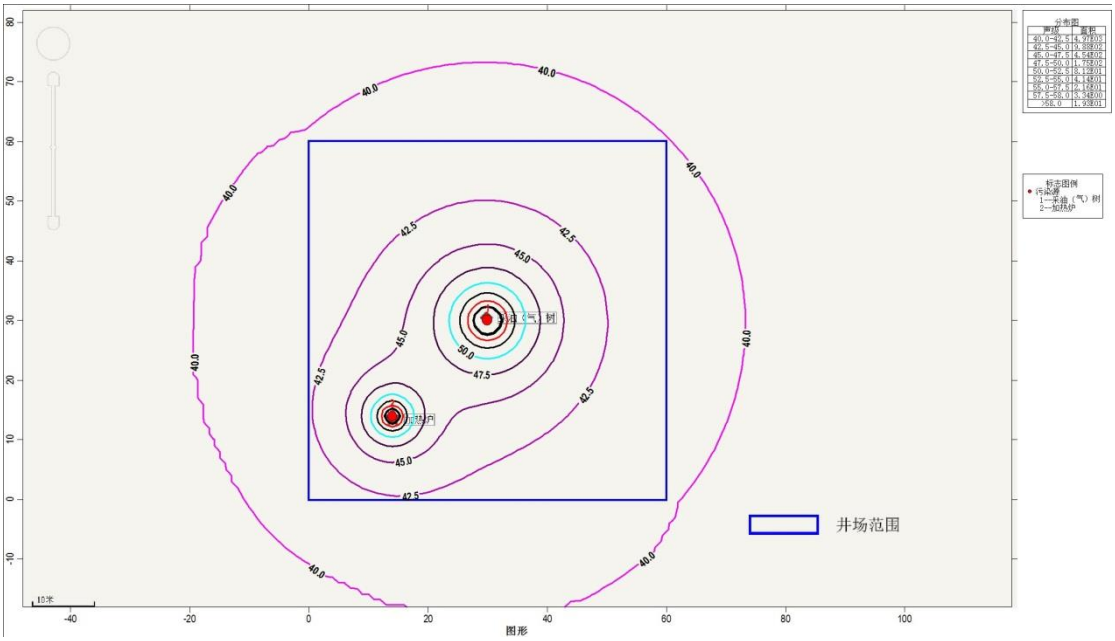


图 5.3-1　　噪声等值线图

由表 5.3-3 可知，井场噪声源对场界的噪声贡献值昼间、夜间为 41.7～42.6dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类区昼间、夜间标准要求。

综上，拟建工程实施后不会对周边声环境产生明显影响。

5.3.3 退役期声环境影响分析

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

5.3.4 声环境影响评价小结

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、运营产生废水也不排入地表水体，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。本环评仅对工程开发、运行排放废水对工程区域地下水环境的影响进行分析。

5.4.1 开发期水环境影响分析

根据工程分析，在建设期，对水环境可能造成影响的污染源主要是采油井场，主要污染物为钻井废水（包括机械冷却废水、冲洗废水、钻井液流失废水和其他废水等）和钻井队生活污水、施工作业中产生的管道安装完后清管试压排放的少量废水。本项目整个钻井期间，钻井期间产生的废水都是以油井（井场）为中心，呈点状分布。

（1）钻井废水

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

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

根据《工业污染源产排污系数手册（2010 年版）》上册 0790 与天然原油天然气开采有关的服务活动产污系数表，普通油井（≥3.5km 进尺）产污系数 16.05t/100m 进行估算。本项目钻井进尺 5400m，则 22 口井钻井废水产生量为 1.96 万 m^3。钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排。本项目钻井采用了套管，采取固井措施，有效防止了钻井液漏失污染地下水；钻井废水由泥浆不落地系统收集，一般情况下不会对地下水环境产生影响。

（2）生活污水

施工队生活区应设置可移动环保厕所，生活污水由生活污水收集罐收集，轮古 7 井区定期拉运至轮一联合站公寓污水处理系统处理，轮古 8、100 井区拉运至桑南联合站生活基地污水处理系统处理。对水环境的影响很小。

（3）管道试压废水

管道末端排出的水必须是无泥沙、无铁屑的洁净水，清管器到达末端时必须基本完好。管道工程分段试压以测试管道的强度和严密性，一般试压介质为洁净水，由罐车回收后用于后续其它管线试压，不排放，对水环境的影响很小。

5.4.2 运营期水环境影响分析

5.4.2.1 正常状况下水环境影响分析

（1）水污染源类型

运营期，废水污染源主要为采出水、井下作业废水等。

（2）废水处置措施及可行性分析

①采出水

根据开发指标预测，本项目估算采出水最大量约为 6.57 万 t/a；本项目采出水轮古 7 井区依托轮一联污水处理系统处理达标后回注，轮古 8、100 井区依托桑南处理站污水处理系统处理达标后回注。

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和承压水，第四系含水层底板埋藏深度绝大多数地区在 500m 以内。故回注层深度远远深于区内主要淡水含水层，与区内淡水含水层不在一个层位，回注地层与区域地下水处于不同层系，远远超出本区域地下水含水层的深度。回注井在钻井过程中对潜水及具有开采利用价值的承压水所在的第四系地层进行了水泥固井，水泥返至地面，基本可以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内回注水的交换，固井质量合格的情况下，可有效保护地下水层。

③井下作业废水

在井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废水，集中收集进入轮南油田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生活污水

运营期无新增工作人员，由管理单位内部调剂解决，故不新增生活污水。

（3）小结

施工期本项目生产生活用水量小，生活污水经收集罐收集后，定期由吸污车拉运至生活基地污水处理系统处理，基本不会对该区域地下水水质产生影响；运营期主要水污染物为油田采出水和井下作业废水。运营期本项目采出水轮古 7 井区依托轮一联污水处理系统处理达标后回注，轮古 8、100 井区依托桑南

处理站污水处理系统处理达标后回注；井下作业废水采用专用废液收集罐收集后拉运至轮南油田钻试修废弃物环保处理站。

本项目在开发期和运营期，只要建设方严格按照拟定的环保措施进行，对生产和生活废水进行妥善处置，水污染影响很小。正常情况下，本项目采出水经处理后回注油层，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，可对回注水实现有效封堵；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

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

油田开发对地下水产生污染的途径主要有两种方式，即渗透污染和穿透污染途径。

渗透污染：是导致地下水污染的普遍和主要方式。井场的泥浆池，采出水的跑、冒、滴、漏和落地油、套管内上返的采出水等，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。

穿透污染：以该种方式污染地下水的主要是采油过程中套外返水和钻井施工过程中泥浆池。采油过程中一但出现套外返水事故，采出水在水头压力差的作用下，可能直接进入含水层，并在含水层中扩散迁移，污染地下水。

（1）井漏事故的泥浆对地下水的影响

井漏事故对地下水的污染是钻井泥浆漏失于地下水含水层中，由于其含 Ca、Na 等离子，且 pH、盐分都很多，造成地下含水层水质污染。

就钻井源漏失而言，其径流型污染的范围不大，发生在局部且持续时间较短。钻井过程中表层套管（隔离含水体套管）固井变径后，继续钻井数千米到达含油气目的层。在表层套管内提下钻具和钻井的钻杆自重离心力不稳定，在压力下的钻杆转动对套管产生摩察、碰撞，有可能对套管和固井环状水泥柱产生破坏作用，使具有一定毒性的多种添加剂的钻井液（特别是混油钻井液）在高压循环的过程中，从破坏处产生井漏而进入潜水含水层污染地下水，其风险性是存在的。此外，钻井时一般使用水基膨润土为主，并加有碱类添加剂，在高压循环中除形成一定厚度的粘土泥皮护住井壁以外，也使大量的含碱类钻井液进入含水层，虽然没有毒性，但对水质的硬度和矿化度的劣变起到了一定的影响。因此，推广使用清洁无害的泥浆，严格控制使用有毒有害泥浆及化学处理剂，同时严格要求套管下入深度等措施，可以有效控制钻井液在含水层中的漏失，减轻对地下水环境的影响。

（2）油水窜层对地下水的污染影响

石油钻井技术要求是，井孔深度大，钻井工艺复杂，施工事故在所难免，一般事故均可以得到技术处理纠正。但事故性质复杂、处理失效引发油气窜层和有毒性钻井液进入潜水含水层则会污染地下水。一般出现的是由于表层套管和油层套管的固井失误导致油气窜层使地下水受污染。井孔坍塌、埋钻、卡钻处理失效导致油气窜层，对第四系含水层厚度判定不定，误为第三系套管隔离失效；对事故废弃井和终采后的弃井封井失当和未进行封井等等，以及其他不可予见的事故产生，都可能造成上部潜水水质劣变乃至严重污染。

钻井完井后油气窜层污染（包括生产井的窜层）的主要原因是：①下入的表层套管未封住含水层；②固井质量差；③工艺措施不合理或未实施。因此，为预防污染的发生和污染源的形成，表层套管必须严格封闭含水层，固井质量应符合环保要求。

由废弃的油井、套管被腐蚀破坏而污染到地下水的现象，在前期不会发生，待油田开发到中后期时，废弃的油井、套管被腐蚀破坏，才可能会对地下水有影响：废弃油井在长期闲置过程中，在地下各种复合作用下，固井水泥被腐蚀，

套管被腐蚀穿孔，加上只封死井口，油气物质失去了释放通道，会通过越流管道进入潜水含水层，参与地下水循环。虽然此时油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，评价区内的废弃井应全部打水泥塞，并经严格的试压以防窜漏污染地下水。

（3）泄漏事故对地下水的污染影响

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。

通常集输管道泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于原油的物理性质、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等多种因素。

污水在地下水中的迁移转化是一个复杂的物理化学和生物作用过程，污染物通过包气带下渗进入含水层时，还包括污染物的自净过程。由于管线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，当土壤中有机质含量较高时，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。

为了评价污染物入渗对评价区内地下水水质的影响，故本次地下水环境影响预测采用解析法，针对石油类污染物进入到含水层后的运移进行重点预测、评价。

- **预测情景**

根据区域水文地质条件，地下水大致流向为由西北向东南，项目范围内地下水为第四系潜水含水层及承压水。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。

- **预测方法**

本项目按 I 类项目地下水环境影响评价级别为二级，按照《环境影响评价技术导则－地下水环境》(HJ610-2016)的规定，预测方法可以采用数值法或者解析法，由于评价区水文地质条件较简单、评价区内含水层的基本参数变化很小、污染物的排放对地下水流场没有明显的影响，本报告采用解析法对地下水环境影响进行预测。

➢ **预测模型**

项目区的地下水主要是从北向南方向流动，因此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。

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

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；

C_0—注入的示踪剂浓度，g/l；

u-水流速度，m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；

D_L—纵向弥散系数，m^2/d；

erfc( )—余误差函数。

➢ **预测参数**

本次评价水文地质参数主要通过收集项目所在区域的成果资料及经验参数来确定。由于石油类因子是原油污染检测项的常规项目。因此，本次影响预测以石油类进行预测。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《生活饮用水卫生标准（GB5749-2006）》，将石油类污染物浓度标准定为 0.3mg/L。模型中所需参数及来源见表 5.4-1。

表 5.4-1　　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	0.032m/d	地下水的平均实际流速 u= KI /n，渗透系数为 10m/d，水力坡度为 0.8‰
2	D_L	纵向弥散系数	$0.32m^2/d$	D_L=aLu，aL 为纵向弥散度。参考前人的研究成果，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%	根据项目所在区域含水层特征，确定区域有效孔隙度 n=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	根据相关资料，在一般情况下，石油类溶解度为 10mg/L，故石油类污染物浓度取最大值 10mg/L。

➢ **预测结果与分析**

将以上确定的的参数代入模型，便可以求出不同时段，石油类在预测情景下，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 5.4-2。

表 5.4-2　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	0.01	0	0.001	0	0.0001
	10	0.02	20	0.004	30	0.0003
	20	0.006	40	0.005	60	0.001
	30	0.0003	60	0.004	90	0.002
	40	0	80	0.001	120	0.003
	50	0	100	0.0003	150	0.002
	60	0	120	0.00003	180	0.001
	70	0	140	0	210	0.001
	80	0	160	0	240	0.0002
	90	0	180	0	270	0
	100	0	200	0	300	0

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 时地下水最大影响距离约 30m、120m、240m，无超标范围。在本次预测情景下的影响区无生活饮用水源井，无村庄及常住居民，不存在与地下水相关的敏感点或环境保护目标等，但下渗废水对该地区地下水的潜在影响依然存在。故阀组、输油管道必须采取必要的防腐措施，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，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

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

（2）本项目评价范围内无天然地表水体，在正常情况下，本项目产生的废水不会对当地地表水环境产生影响。

（3）轮古 7 井区依托轮一联污水处理系统处理达标后回注，轮古 8、100 井区依托桑南处理站污水处理系统处理达标后回注

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

5.5 固体废物影响分析

5.5.1 施工期固体废物影响

本项目在施工期产生的固体废物主要包括钻井废弃泥浆及岩屑、施工人员生活垃圾、施工废弃土石方。

5.5.1.1 钻井废弃泥浆及岩屑

本项目 22 口井产生钻井泥浆 15334.22m^3（其中磺化泥浆 5250.08 m^3），岩屑 15943.84m^3。

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，一开、二开上部为非磺化水基泥浆，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。二开下部及三开为磺化

水基泥浆，现场进行固液分离后，液相应优先考虑配液重复再利用或和岩屑一并拉运至轮南钻试修废弃物环保处理站处理。

经合理处置、综合利用后，钻井废弃泥浆及岩屑对环境影响较小。

5.5.1.2 施工人员生活垃圾

施工期间共产生生活垃圾 110t，集中收集后拉运至轮南固废填埋场处置。

5.5.1.3 施工废弃土石方

本项目共开挖土方 792500m^3，回填土方 792500m^3，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 油泥(砂)

油田污泥是石油勘探开采、油田建设以及油品加工生产过程中产生的废弃物，特别是在油井开采和井下作业施工过程中，会不可避免地有部分原油放喷或被油管、抽油杆、泵及其他井下工具携带至井场，这些原油渗入地面土壤就会形成油田污泥。油田污泥不仅含水率高、含油量大，而且还含有其他有害物质。本项目产生的油泥（砂）最大产生量为 14.45t/a，经集中收集后拉运至塔里木油田绿色环保站处理，对周边环境影响较小。

5.5.2.2 落地原油

井下作业必须带罐上岗，铺设作业（厚塑料布铺垫井场），控制落地原油产生量，落地原油回收率为 100%，由汽车拉运至塔里木油田绿色环保站处理。由于回收措施严密，井场基本杜绝了污油散落到地表的现象；含油污泥（砂）委托塔里木油田绿色环保站及其他有资质单位进行无害化处理。

经回收利用后，落地原油对周边环境影响较小。

5.5.2.3 生活垃圾

运营期工作人员由轮南油气开发部调剂解决，不新增生活垃圾。

5.5.3 小结

本次油田建设在开发期产生的固体废物主要包括钻井废弃泥浆及岩屑、施工人员生活垃圾、施工废弃土石方。钻井废弃泥浆及岩屑采用泥浆不落地系统处理，经固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相经检测满足标准要求后

用于铺垫油区内的井场、道路等。磺化水基泥浆拉运至轮南钻试修废弃物环保处理站处理。施工人员生活垃圾集中收集后运至轮南固废填埋场处置。施工期做到“取弃平衡”，不产生弃方。

本项目运营期产生的固体废物包括油泥（砂）、落地原油、生活垃圾。油泥（砂）经集中收集后拉运至塔里木油田绿色环保站处理，落地原油 100%回收利用，运营期不新增生活垃圾。

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、辗压、践踏等均改变原有的土壤结构。油田开发期间，占地都将改变原有土壤的理化性质和土壤结构，使原有土壤结构和性状难以恢复。但是施工期对土壤的影响程度轻，影响特征是部分可逆，影响时间为短期。

①钻井作业对土壤环境的影响

本项目新增钻井 22 口，钻井作业均采用“泥浆不落地系统”对废弃泥浆和岩屑进行收集处置，对土壤的环境影响轻微。

②固体废物对土壤的影响

本次钻井施工作业采用“钻井废弃物不落地达标处理技术”，钻井过程中的钻井液采用不落地技术处理，分离出的液相继续回用于钻井，无废水及废弃钻井液外排；钻井岩屑采用不落地系统进行处理，处理后的岩屑必须满足《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/T7300-2016）和《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）等国家及有关部门、地方相关标准和生态环境保护要求的后，方可用于铺设通井路、铺垫井场基础材料；但为防止土壤污染，不得用于填充自然坑洼。

（4）管线施工对土壤环境的影响

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

5.6.2 运营期土壤环境影响分析

（1）土壤影响分析

本工程土壤影响类型于途径见表 5.6-1，影响因子见表 5.6-2。

表 5.6-1　　建设项目土壤环境影响类型与影响途经表

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

表 5.6-2　　污染影响型建设项目土壤环境影响源及影响因子识别表

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

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

（2）正常状况下对土壤环境的影响分析

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

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

（3）非正常状况下对土壤环境的影响分析

①项目污废水产生情况

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

②土壤污染途径

污染物从污染源进入土壤所经过的路径称为土壤污染途径，土壤污染途径是多种多样的。根据工程分析，拟建项目可能对土壤造成污染的途径主要有：管线发生泄露对土壤造成的影响。

主要评价因子：

本次预测评价因子为石油类。

类比分析：

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

表 5.6-3　非正常情况下污染物在非饱和带中的超标扩散距离预测结果表

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

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

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

运行期须定期检查管道的破损或破裂情况，若发现有破损或破裂部位须及时进行修补。故在项目运行期间，需加强管理和监督检查，杜绝非正常情况的发生，避免污染物进入土壤及地下水含水层中。在工程做好防渗、定期监测、严格执行本次环评提出的污染防治措施的前提下本项目对土壤环境影响可接受。

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

本项目土壤环境影响评价自查表，见表 5.6-4。

表 5.6-4　　土壤环境影响评价自查表

<table>
<tr><td></td><td>工作内容</td><td colspan="4">完成情况</td><td>备注</td></tr>
<tr><td rowspan="9">影响识别</td><td>影响类型</td><td colspan="4">污染影响型 ☑；生态影响型□；两种兼有 □</td><td></td></tr>
<tr><td>土地利用类型</td><td colspan="4">建设用地 ☑；农用地□；未利用地□</td><td>土地利用类型图</td></tr>
<tr><td>占地规模</td><td colspan="4">（74.98）hm^2</td><td></td></tr>
<tr><td>敏感目标信息</td><td colspan="4">敏感目标（灌木林）、方位（）、距离（）</td><td></td></tr>
<tr><td>影响途径</td><td colspan="4">大气沉降 □；地面漫流 □；垂直入渗 ☑；地下水位 □；其他（）</td><td></td></tr>
<tr><td>全部污染物</td><td colspan="4">钻井废弃物、石油类</td><td></td></tr>
<tr><td>特征因子</td><td colspan="4">石油烃</td><td></td></tr>
<tr><td>所属土壤环境影响评价项目类别</td><td colspan="4">Ⅰ类 ☑； Ⅱ类 ☐； Ⅲ类 □； Ⅳ类 □</td><td></td></tr>
<tr><td>敏感程度</td><td colspan="4">敏感□；较敏感□；不敏感 ☑</td><td></td></tr>
<tr><td></td><td>评价工作等级</td><td colspan="4">一级□；二级 ☑；三级□</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="5">现状调查内容</td><td>资料收集</td><td colspan="4">a） ☑； b） ☑； c） ☑； d） □</td><td></td></tr>
<tr><td>理化特性</td><td colspan="4">盐碱土</td><td>同附录 C</td></tr>
<tr><td rowspan="3">现状监测点位</td><td></td><td>占地范围内</td><td>占地范围外</td><td>深度</td><td rowspan="3">点位布置图</td></tr>
<tr><td>表层样点数</td><td>1</td><td>2</td><td>20cm</td></tr>
<tr><td>柱状样点数</td><td>3</td><td></td><td>0~0.5m，0.5~1.5m，1.5~3m</td></tr>
<tr><td>现状监测因子</td><td colspan="4">《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》（GB36600-2018）中基本项目 45 项、《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018) 中基本项目 8 项、pH、石油烃</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="3">现状评价</td><td>评价因子</td><td colspan="4">石油烃等</td><td></td></tr>
<tr><td>评价标准</td><td colspan="4">GB 15618☑； GB 36600☑；表 D.1□；表 D.2□；其他）</td><td></td></tr>
<tr><td>现状评价结论</td><td colspan="4">土壤中各项监测因子满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求、《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018) 筛选值标准要求</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="4">影响预测</td><td>预测因子</td><td colspan="4">石油烃</td><td></td></tr>
<tr><td>预测方法</td><td colspan="4">附录 E□；附录 F□；其他 ☑</td><td></td></tr>
<tr><td>预测分析内容</td><td colspan="4">影响范围（）影响程度（√）</td><td></td></tr>
<tr><td>预测结论</td><td colspan="4">达标结论： a） ☑； b） □； c） □
不达标结论： a） □； b） □</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="4">防治措施</td><td>防控措施</td><td colspan="4">土壤环境质量现状保障 ☑；源头控制 ☑；过程防控 ☑；其他（）</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="2">跟踪监测</td><td>监测点数</td><td colspan="2">监测指标</td><td>监测频次</td><td rowspan="3"></td></tr>
<tr><td>项目占地范围内</td><td colspan="2">石油烃</td><td>1 次/3 年</td></tr>
<tr><td>信息公开指标</td><td colspan="4"></td></tr>
</table>

评价结论	项目区主要土壤类型是沙土、盐土。油田开发对土壤影响，呈点块状（如井场等）和线状（如集输管线）分布，影响范围明确。本项目在施工期对土壤环境影响较大，运行期一般影响较小。	
注 1：“□”为勾选项，可 √；“（）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。注 2：需要分别开展土壤环境影响评级工作的，分别填写自查表。		

5.7 环境风险评价

5.7.1 评价依据

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录 B，本项目运营期风险单元主要为密闭集输管网，涉及的风险物质为凝析油、天然气、硫化氢。

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

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

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

Q_1，Q_2，...，Q_n——每种危险物质的临界量，t。当 $Q<1$ 时，该项目环境风险潜势为Ⅰ。当 $Q\geq1$ 时，将 Q 值划分为：（1）$1\leq Q<10$；（2）$10\leq Q<100$；（3）$Q\geq100$。

本工程不涉及危险物质的存储，工程新建单井集输管道 58km，选择玻璃钢管 DN100 5.5MPa，站间集输管线 11km，选择玻璃钢管 DN200 5.5MPa。

根据附录 C 中表 C.1 要求，长输管道运输项目应按站场、管线分段进行评价，本工程单井管线至阀组站均设置截断阀，本次评价对本工程新建单井集输线最长约 8.7km 进行评价。

原油密度按照 0.83t/m^3、天然气平均相对密度 0.80kg/m^3，天然气中硫化氢含量约 1.2g/m^3。计算得管道最大储油量为 56.68t。

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 5.5Mpa；

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 1.25t，硫化氢含量约为 0.000007t。

本工程辨识结果详见表 5.7-1。

表 5.7-1　　辨识结果表

序号	时期	位置	储存装置	物质名称	临界量(t)	最大储存量（t）	Q	合计
1	运行期	集输管线	集输管线	凝析油	2500	56.68	0.022	0.318
				天然气	10	2.96	0.296	
				硫化氢	2.5	0.000082	0.000033	

根据上表计算结果，本项目 Q=0.318，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。

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凝析油、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 5.7-2。

表 5.7-2　　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、二氟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。			

<table>
<tr><td></td><td colspan="4">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。</td></tr>
<tr><td rowspan="5">理化特性</td><td>外观与性状</td><td>无色无味气体</td><td>饱和蒸气压</td><td>53.32kPa/-168.8℃</td></tr>
<tr><td>沸点</td><td>-161.4℃</td><td>闪点</td><td>-218℃</td></tr>
<tr><td>熔点</td><td>-182.6℃</td><td>溶解性</td><td>微溶于水，溶于乙醇、乙醚、苯、甲苯等。</td></tr>
<tr><td>密度</td><td>相对密度（水=1）：0.42（-164℃）；
相对蒸汽密度（空气=1）：0.6</td><td>稳定性</td><td>稳定</td></tr>
<tr><td>爆炸极限</td><td>5~15%（V%）</td><td>引燃温度</td><td>537℃</td></tr>
<tr><td>稳定性和反应活性</td><td colspan="4">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。</td></tr>
<tr><td>毒理学资料</td><td colspan="4">LD50：LC_{50}：50%（小鼠吸入，2h）。
LC50：无资料。</td></tr>
<tr><td>生态学资料</td><td colspan="4">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。</td></tr>
<tr><td>废弃处置</td><td colspan="4">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。</td></tr>
<tr><td>运输信息</td><td colspan="4">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，并应将瓶口朝同一方向，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。</td></tr>
</table>

（2）凝析油

凝析油理化性质、危险危害特性及防护措施见表 5.7-3。

表 5.7-3　　凝析油理化性质、危险危害特性及防护措施表

特别警示	易燃易爆
理化特性	凝析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 C_5 至 C_{11+}烃类的混合物，并含有少量的大于 C_8 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	【燃烧和爆炸危险性】

信息	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有害物。 【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 5.7-4。

表 5.7-4　　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大硫化氢浓度
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 或更长时间后，眼睛有烧灼感，呼吸道受到刺激，美国职业安全和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）将会出现肺浮肿，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）国家职业安全和健康学会 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 井下作业危险性识别

（1）井喷事故风险

井喷时大量的油气从井口喷出，喷出的油气流可高达数十米，喷出气体几万到几十万方，井喷事故发生时，大量烃类气体随之扩散，当烃类气体在空气中的浓度达到爆炸极限时，遇火可形成爆炸，在爆炸浓度范围以外，则极易发生火灾，火灾和爆炸均会造成灾难性的后果。

（2）井漏事故风险

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

5.7.3.3 输油管道危险性识别

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

5.7.3.4 风险类型识别

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

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

5.7.4 环境风险分析

5.7.4.1 井喷事故影响分析

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

井喷事故发生时对地下水环境的影响主要是凝析油以面源的形式渗漏进入包气带土壤并污染地下水。污染物迁移途径为地表以下的包气带和含水层，

然后随地下水流动而污染地下水。石油类污染物主要聚积在土壤表层 1m 以内，一般很难渗入到 2m 以下。同时油田区域气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用。因此，井喷事故中的泄漏凝析油不会进入地下含水层污染地下水。

5.7.4.2 井漏事故影响分析

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。

5.7.4.3 对大气环境的影响分析

凝析油、天然气发生泄漏事故后，进入环境中，其中挥发的 NMHC 可能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。

5.7.4.4 对地下水的环境影响分析

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

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

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

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

5.7.4.5 对土壤环境的影响分析

凝析油泄漏对土壤环境的影响是比较显著的，泄漏的凝析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。

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

运营期管线破裂，将能回收的凝析油回收，送顺北油气田五号联合站凝析油处理系统处理，不能回收的以及受污染的土壤集中收集后交由有相应处置资质的单位进行处理。

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

5.7.4.6 对植被的影响

油品泄漏对植被的影响主要分为三种途径，一是泄漏石油直接粘附于植物体阻断植物的光合作用，使植物枯萎、死亡；二是凝析油污染土壤造成的土壤理性化性状变化间接影响植物生长，严重时会导致植物死亡；三是泄漏的凝析油中的轻组分挥发，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。

5.7.5 环境风险防范措施及应急要求

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。

5.7.5.1 井下作业事故风险预防措施

（1）生产中采取有效预防措施，严格遵守井下作业的安全规定，在井口安装防喷器和控制装置，杜绝井喷的发生。

（2）井场设置风向标，以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散。

（3）井场严格按防火规范进行平面布置，井场内的电气设备及仪表按防爆等级不同选用不同的设备。井场内所有设备、管线均应做防雷、防静电接地。

（4）在油气可能泄漏和积聚的场所设置可燃气体浓度检测报警装置。

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

（6）每一次井下作业施工前，必须对高压汇管进行试压，试压压力大于施工压力 5MPa，施工后必须探伤，更换不符合要求的汇管。

5.7.5.2 集输事故风险预防措施

（1）严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。

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

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

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

（4）加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

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

（6）在集输系统运营期间，严格控制输送油气的性质，定期清管，排除管内的积水和污物，以减轻管道内腐蚀；定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对集输管线上的安全保

护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理，在管道破裂时能够及时截断上下游管段，以减少事故时油气的释放量，使危害影响范围减小到最低程度。

（7）定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。

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

（9）加强对集输管线沿线重点敏感地段的环保管理，定期进行环境监测。

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

5.7.5.3 硫化氢泄漏的监控与预防措施

——硫化氢监测与安全防护

硫化氢监测与安全防护应按照《含硫油气田硫化氢监测与人身安全防护规程》（SY6277-2005）和《含硫化氢的油气生产和天然气处理装置作业的推荐作法》（SY/T6137-2005）要求进行。

①作业人员巡检时应携带硫化氢监测仪（第 1 级预警阈值应设置为 15mg/m³(或 10ppm)，第 2 级报警阈值应设置为 30mg/m³(或 20ppm)，进入上述区域应注意是否有报警信号。

②作业人员在检修和抢险作业时应携硫化氢监测仪和正压式空气呼吸器。

③当监测到空气中硫化氢的浓度达到 15mg/m³(或 10ppm)时，作业人员应检查泄漏点，准备防护用具，迅速打开排风扇，实施应急程序。

④当监测到空气中硫化氢的浓度达到 30mg/m³(或 20ppm)时，作业人员应该迅速打开排风扇，疏散人员。作业人员应戴上防护用具，进入紧急状态，立即实施应急方案。

⑤当监测到空气中硫化氢浓度达到 150mg/m³(或 100ppm)时，应组织周边危险区域内的作业人员有秩序地迅速向上风向撤离到安全区域。

——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[150mg/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。

5.7.5.4 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

为了尽量避免管线破裂事故的发生，减轻管线破裂、泄漏事故对环境的影响，应采取以下安全环保措施：

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

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

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

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

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

（6)加强职工安全意识教育和安全生产技术培训,制定安全生产操作规程。

（7）集输管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生；按规定进行管道的定期检验、保养，及时更换易损及老化部件，防止凝析油泄漏事故的发生。①管道敷设做好安全防范及防腐措施。新建管线跨越道路、沟渠等应根据《原油和天然气输送管道穿跨越工程设计规范》要求进行；②每年定期用超声波检测仪,测量 1～2 次管线腐蚀情况,发现如管壁厚度减小,应及时更换管段，以减小管线的盐碱腐蚀造成事故的几率。当有风险事故发生时，立即启动应急预案，使事故带来的损失降低到最小。

当有风险事故发生时,立即启动应急预案,使事故带来的损失降低到最小。

5.7.5.6 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。

5.7.5.7 环境风险应急处置措施

（1）管道事故应急措施

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

①按顺序关井

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

②回收泄漏采出液

首先限制地表污染的扩大。油受重力和地形的控制，会流向低洼地带，应尽量防止泄漏石油移动。在可能的情况下应进行筑堤，汇集在低洼坑中的地表油，用车及时进行收集；将严重污染的土壤集中收集，由有危废处置资质的公司接收处置处理。

（2）火灾事故应急措施

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

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

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

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

（3）管道刺漏事故应急措施

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

a.切断污染源：经与生产调度中心取得联系后，关闭管线泄漏点最近两侧阀门；

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

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

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

5.7.5.8 洪水污染事故风险防范措施

为应对管线刺漏突发事件，特别是水淹区域的管线刺漏，加快应急处置，减轻环境污染，编制了水淹区刺漏应急预案。

①环保应急处置

泄露点被水淹没；拉运拦油绳和吸油棉到现场，分别卸至离泄露区域两侧最近的水边；泄露区域两侧用拦油绳同时进行围挡，至少围挡三层，防止原油进一步外溢；利用割草机将泄漏点附近芦苇割除，组织投放吸油棉到泄漏点附近吸附原油；组织投放吸油棉到泄漏点附近吸附原油；投放收油罩，将收油罩搬运至泄漏点，将泄漏点罩住，内部放防爆潜污泵，利用发电机将污油回收至收油罐内。

②管线恢复应急处置

泄漏点区域打围堰：组织用发电机带潜污泵在围堰内不间断抽水，直至地面露出；待地面全部露出后，组织用麻袋在内侧加固两层；在围堰内挖掘：寻找漏点：打开刺漏处黄夹克保温层，如管线穿孔点不在黄夹克保温层刺漏处，则继续进行挖掘查找，直至找到穿孔点为止；补焊：根据刺漏的情况进行补焊，完成后对管线做渗透检测，合格后恢复正常生产；恢复：回收油泥，管线做防腐补口，合格后进行回填，完成后停运抽水泵。

5.7.6 环境风险事故应急预案

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。

5.7.7 风险评价结论

根据现场调查，轮南油气开发部轮古片区有较健全的安全管理组织，制定了各项安全管理制度、安全生产岗位责任制和安全操作规程，执行情况较好；

安全管理人员和操作工经培训持证上岗，员工的安全、技术素质能够适应安全生产的要求；油气生产和储存设备、设施运转、维护基本正常。轮南油气开发部针对轮古片区的实际生产情况制定了详细的风险事故应急预案，安全消防设施能够满足生产需要。自 2001 年以来，轮古片区未发生过重大风险事故。

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

本项目环境风险简单分析内容表见表 5.7-5。

表 5.7-5　环境风险简单分析内容表

建设项目名称	轮古油田轮古 7、8、100 井区开发调整方案			
建设地点	巴音郭楞蒙古自治州轮台县境内，距轮台县县城南侧最近约 35km			
地理坐标	经度	-	纬度	-
主要危险物质及分布	主要危险物质：天然气、凝析油、硫化氢；分布：井场、集输管线			
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	本项目可能发生的环境风险主要包括井喷、井漏、油类物质泄漏、火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。 运营期管线发生破损造成凝析油泄漏，以及井喷均会污染土壤和大气，泄漏的油品有可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏的油气若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境。			
风险防范措施要求	①生产中采取有效预防措施，严格遵守井下作业的安全规定，在井口安装防喷器和控制装置，杜绝井喷的发生；②制定安全生产方针、政策、计划和各种规范，完善安全管理制度和安全操作规程，建立健全环境管理体系和监测体系，完善各种规章制度标准；③定期对管线进行巡视，定期进行管道壁厚和防腐情况检测；④制定环境风险应急预案，定期演练。⑤施工期柴油储罐底部铺设防渗膜，采取钢制储罐。			

6.环境保护措施及可行性论证

本项目实施过程中，会对评价区内的水环境、环境空气、土壤环境等造成不同程度的影响。本章分别对工程在建设期、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 施工期环境保护措施

本项目施工期对环境的影响主要来自油井开采、管线敷设、道路和井场建设等方面。

6.1.1 主要生态环境保护措施

针对建设期的环境影响，将实施以下主要生态环境保护措施见表 6.1-1。

表 6.1-1　　建设期主要环境保护措施

主要环境影响因素		环境保护措施
生态环境	管线敷设	（1）根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量。 （2）埋地管线敷设，埋设深度为管顶 1.2m。 （3）按设计标准规定，严格控制施工作业带宽度，井区内单井集输管线为 8m，不得超过作业标准规定。 （4）施工结束后，应恢复地貌原状。施工时对管沟开挖的土壤做分层堆放，分层回填压实，以保护植被生长层，降低对土壤养分的影响，尽快使土壤恢复生产力，同时减少水土流失。 （5）对管沟回填后多余的土严禁大量集中弃置，应均匀分散在管线中心两侧，并使管沟与周围自然地表形成平滑过度，不得形成汇水环境，防止水土流失。管线所经地段的原始地表存在局部凹地时，若有集水的可能，需采用管沟多余土或借土填高以防地表水汇集。对敷设在较平坦地段的管道，应在地貌恢复后使管沟与附近地表自然过渡，回填土与周围地表坡向保持一致，严禁在管沟两侧有集水环境存在。 （6）在施工过程中，应加强施工人员的管理，禁止施工人员对野外植被滥砍滥伐，破坏沿线地区的生态环境。 （7）通井道路尽量利用现有道路进行设置，井口所在位置在满足勘探目标的基础上做出适当调整，以尽量避开植被盖度高的林地。 （8）要求管线在选线设计、施工作业时尽量避开胡杨、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。开挖管沟缩短施工作业范围，应将作业带宽度控制在 8m 范围内。
生态环境	井场建设	合理规划，严格控制占地面积，尽量选择在植被稀少的区域布点。

6.1.2 生态保护和恢复措施

6.1.2.1 井场生态环境保护措施

（1）优化井位布设，减少占用草地。

（2）井位选择严格控制占地面积，使单井临时占地面积不大于 90×100m^2，生产期占地不大于 40×60m，减少扰动面积。

（3）钻井过程中严格执行钻井生产环境保护管理规定，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，一开、二开上部为非磺化水基泥浆，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。二开下部及三开为磺化水基泥浆，现场进行固液分离后，液相应优先考虑配液重复再利用或和岩屑一并拉运至轮南钻试修废弃物环保处理站处理。

（4）加强井区的野生动物保护，对施工人员进行野生动物保护法的宣传教育，严禁施工人员猎杀野生动物。

（5）对井场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失，见图 6.1-1。

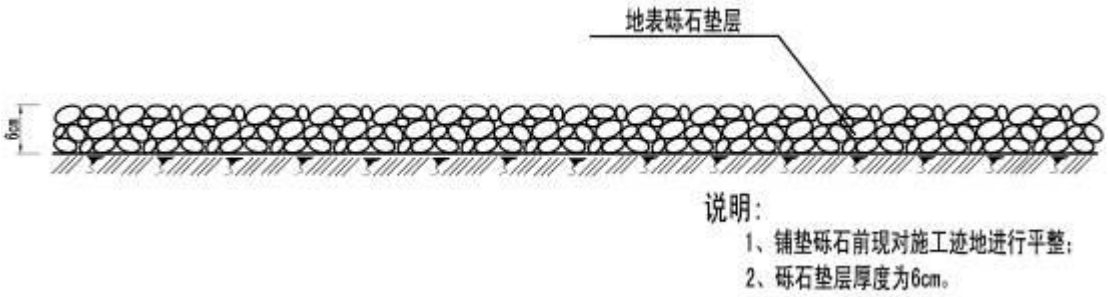


图 6.1-1　井场、站场砾石压盖措施典型设计图

（6）井场施工在开挖地表、平整土地时，临时堆土必须进行拦挡，施工完毕，应尽快整理施工现场，防护工程平面图见 6.1-2。

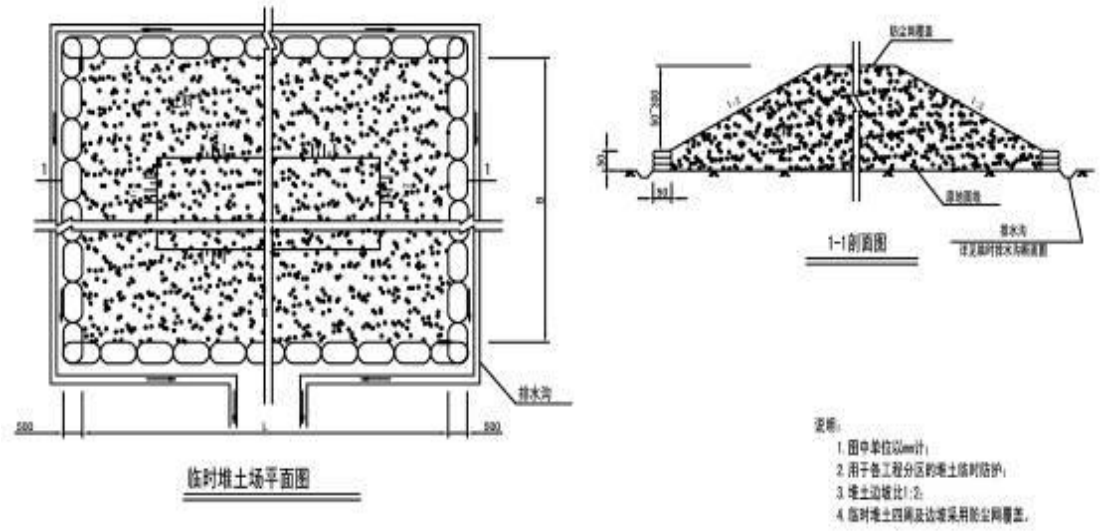


图 6.1-2　临时堆土场防护工程平面布置图

6.1.2.2 管线工程生态保护措施

（1）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。

（2）优化线路走向，应尽可能绕避植被覆盖度较高的区域。管线施工作业宽度应控制在 8m 以内。

（3）合理规划工程占地，严格控制工程占地面积，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。

（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。

（5）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。

（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）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。

（8）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。

（9）结合实际完善水土保持方案并严格落实。施工期严格按规范作业，减少对土壤和植被的扰动和破坏，避免水土流失。

（10）及时清理施工现场，做到“工完、料净、场地清”。

（11）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。

6.1.2.3 道路生态保护措施

优化道路选线，禁止随意增设临时施工道路，各种机动车辆固定线路，禁止随意增开便道，践踏和破坏植被，注意施工过程中地貌的恢复。

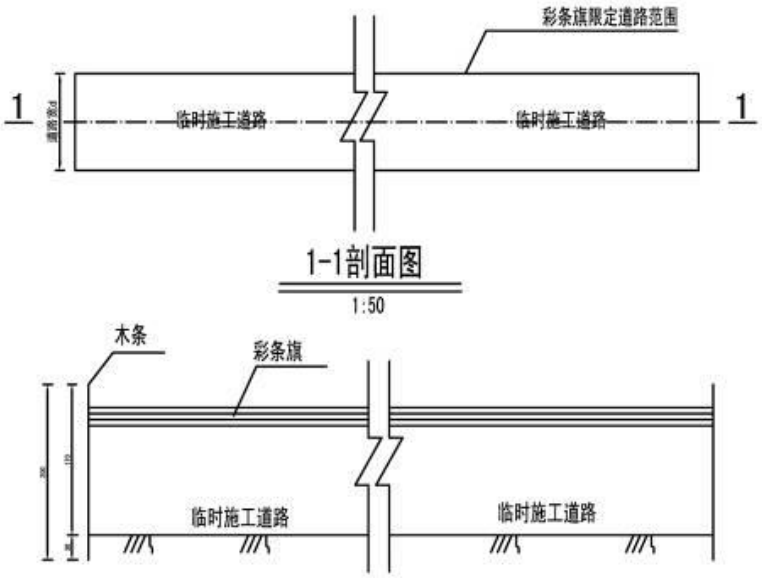


图 6.1-3　彩条旗拦挡典型设计图

6.1.2.4 重点公益林生态保护措施

本工程井场道路和集输管线占用国家二级公益林和轮台县地方公益林，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田林地审核审批管理办法(试行)》（新林资字[2015]497 号）等有关规定，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）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。

6.1.2.5 保护动植保护措施

（1）优化道路和管线走向，避免占用保护植物。

（2）工程征占地范围内的保护植物（胀果甘草等）要征得林草部门的同意，办理相关手续，进行补偿和恢复；

（3）严格控制施工范围，教育施工人员保护野生动植物，禁止捕猎。

（4）遇到保护动物时，应主动避让，不得惊扰、伤害野生动物，不得破坏保护动物的生息繁衍地，禁止妨碍野生动物生息繁衍的施工活动。

6.1.2.6 防治水土流失

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。

②限行彩条旗

严格控制和管理施工期间车辆行驶的范围，减轻对周边区域的扰动，在施工作业区两侧拉彩条旗以示明车辆行驶的边界，以避免增加对地表的扰动和破坏。

6.1.2.7 防沙治沙措施

(1)采取的技术规范、标准

①《中华人民共和国防沙治沙法》(2018 年 11 月 14 日修订)；

②《关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见》(林沙发[2013]136 号)；

③《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》(新环环评发[2020]138 号)；

④《防沙治沙技术规范》(GB/T21141-2007)；

(2)制定方案的原则与目标

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

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

(3)工程措施(物理、化学固沙及其他机械固沙措施)

拟建工程针对项目区地理环境，在管道两侧设置草方格固沙。

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

①植被覆盖度高的区域，施工结束后，及时采取撒播草籽等措施，恢复原地貌；

②施工过程中，对于管线工程，尽可能在植被覆盖度高的地段采取人工开挖，局部降低作业带宽度，减少对植被的破坏；

③植被覆盖度高的区域，采取分层开挖、分层回填措施，避免破坏区域土壤肥力。

(5)其他措施(废弃弃土、石、渣及其他地面覆盖处理措施)

针对管沟开挖过程，提出如下措施：①施工土方全部用于管沟回填和井场平整，严禁随意堆置。②管沟开挖土方堆存过程中使用防尘网，并定期洒水抑尘。

③管道工程区管沟回填后需先进行严格的整治，对局部高差较大处，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表。④设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域。⑤管沟分层开挖、分层回填。

针对施工机械及运输车辆，提出如下措施：施工期间应划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行线路和范围，不得离开运输道路及随意行驶，由专人负责，以防破坏土壤和植被，加剧土地荒漠化。

(6)各种措施总量和年度实施计划、完成期限等

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

6.1.3 大气污染防治措施

（1）钻井过程大气污染防治措施

①钻井中发现地层有可燃或有害气体，应立即采取有效措施防止井涌井喷，并把可能产生的气体引入燃烧装置烧掉。

②若钻遇硫化氢，硫化氢安全与防护工作必须严格按照相关标准、规范与规定执行。

③井场内严禁燃烧可能产生严重烟雾或刺鼻臭味的材料。

④井场应采用密闭下料系统，防止粉尘污染井场环境。

⑤针对油藏含硫化氢特征，钻井过程中目的层钻进安装剪切闸板，完井期间三开安装钻采一体化四通，以减少硫化氢的无组织挥发。

⑥钻井过程中，加强深井钻具的管理，严格执行钻具检查和倒换使用制度，及时发现钻具事故隐患，避免发生因钻具不合格导致井喷事故， 致使硫化氢泄漏。

（2）地面施工大气污染防治措施

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，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（速度小于 20km/h），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。

6.1.4 废水污染防治措施

本项目施工期废水主要为钻井废水，将采取以下防治措施：

对钻井废水的污染防治，应从源头减量化和处置两方面加以考虑。对钻井、试油修井作业的防渗泥浆池，须严格按照防渗池设计，以满足环保要求。

（1）节水减少污水排放量

钻井过程中设备清洗、冷却等需消耗大量清水，采取有效节水措施，不仅节约了水资源，同时也减少了钻井废水的产生量，减少了废水存储设施的负担和后续处理的负荷，符合清洁生产的要求。因此，要在源头上节水降污，使钻井废水予以减量。

在工程和技术管理上采取以下节水减排措施：

①以钻井队为单位，在保证正常作业的情况下，确定各类施工作业条件下的合理用水量，以控制清水用量。

②动力设备、水刹车等冷却水要循环使用，要安装泥浆泵冷却水循环系统；振动筛的污水循环系统，以减少用清水直接冲洗设备，尽量采用擦洗的方法清洗设备。水的重复利用率达到 40~50%。

③做好供水阀门和管线的安装、试运行工作，杜绝水的跑、冒、滴、漏。

（2）废水处置措施

钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地处理系统处理，处理后的液相全部回用于配备钻井液，不外排。待钻井工程结束后由供应商回收或带至下一个钻井井场继续使用。

钻井期生活污水由生活污水收集罐收集，轮古 7 井区定期拉运至轮一联合站公寓污水处理系统处理，轮古 8、100 井区拉运至桑南联合站生活基地污水处理系统处理。

（3）其他施工期水环境保护措施

①钻井过程中严格按照钻井施工工艺，施工规范进行操作，防止钻井过程中，由于施工不当，导致井喷、原油泄露以及油水地层窜层等事故污染地下水。钻井过程中产生的钻井废水，废弃泥浆、岩屑等按照规范统一集中处理，避免对地下水产生影响。

②清管试压排放废水，经收集后用于后续其他管线试压，不外排。

③施工机械检修期间，地面应铺设塑料布，及时回收废机油，防止废油落地，污染土壤和地下水。

④严格按照《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB 50423-2013）设计及施工，合理安排管道施工时序和施工工艺的情况。管道应埋设于最大冻土深度以下且应有足够的埋设深度。

6.1.5 噪声防治措施

施工期主要噪声为施工机械设备运转噪声和大量的施工车辆行驶产生的交通噪声。

（1）施工单位可合理安排施工时间，避免长时间使用高噪声设备，使本项目在施工期造成的噪声污染降到最低。

（2）施工设备选型时，在满足施工需要的前提下，尽可能选取噪声低、振动小、能耗小的先进设备。

（3）加强施工机械的维护保养，避免由于设备性能差而使机械噪声增大的现象发生。

本项目建设期环境保护措施切实可行，对周围环境实施了有效的保护。

6.1.6 固体废物污染防治措施

油田开发钻井期产生的固体废物主要是施工人员生活垃圾、施工废弃土石方、钻井废弃泥浆及岩屑。

（1）生活垃圾

施工期间生活垃圾集中收集后拉运至轮南固废填埋场处置。

（2）施工废弃土石方

根据工程分析结果，本项目共开挖土方 792500m^3，回填土方 792500m^3，无借方、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，做到“取弃平衡”。

（3）钻井废弃泥浆、钻井岩屑

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，一开、二开上部为非磺化水基泥浆，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。二开下部及三开为磺化水基泥浆，现场进行固液分离后，液相应优先考虑配液重复再利用或和岩屑一并拉运至轮南钻试修废弃物环保处理站处理。

6.1.7 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。

6.2 运营期环境保护措施

6.2.1 生态环境保护措施

（1）监督和管理措施

①针对本项目的建设，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。

（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。对施工迹地表面覆以砾石，以减少风蚀量。

②在道路边、油田区，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。

③加强对管线、设备的管理和检查，及时发现问题，及时解决，防止泄漏事故的发生；对泄漏的落地油应及时清理，彻底回收，防止污染扩大蔓延。

④在管线上方设置各种标志，防止各类施工活动对管线的破坏。

⑤为保护管道不受深根系植被的破坏，在对集输管道的日常巡查中，应将管道上覆土壤中会对管道构成破坏的深根系植被及时清理，确保管道的安全运行。

⑥管道维修二次开挖回填时，应尽量按原有土壤层次进行回填。

⑦本项目事故状态下对生态环境影响较大，因此必须对事故风险严加防范和控制。加强日常生产监督管理和安全运行检查工作，制定安全生产操作规程，加强职工安全意识教育和安全生产技术培训。一旦发现事故，及时采取相应补救措施，尽量减少影响和损失。

6.2.2 废气污染防治措施

（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，非甲烷总烃无组织排放可以满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）无组织排放监控限值要求。一旦发生泄漏事故，紧急切断油、气源，实施关井，从而最大限度地减少油气集输过程中烃类及油的排放量。定期对油气集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄漏进入大气环境。

（3）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。

（4）《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准（GB39728—2020）》和《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）规定：重点地区油气集中处理站、天然气处理厂、储油库，载有气态 VOCs 物料、液态 VOCs 物料或质量占比≥10%的天然气的设备与管线组件的密封点≥2000 个的，应开展泄漏检测与修复工作。应对泵、压缩机、搅拌器（机)、阀门、开口阀或开口管线、泄压设备、取样连接系统至少每 6 个月检测一次。

6.2.3 废水污染防治措施

6.2.3.1 采出水和井下作业废水

本项目运营期的主要废水是采出水和井下作业废水。

（1）轮古 7 井区依托轮一联污水处理系统处理达标后回注，轮古 8、100 井区依托桑南处理站污水处理系统处理达标后回注。

（2）井下作业废水用罐车拉运至轮南油田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地层。

（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。

6.2.3.2 管道的防护措施

（1）集输管线敷设前，加强对管材和焊接质量的检查，防止因管材质量及焊接缺陷造成泄漏事故的发生。选择有经验的单位进行施工，加强施工过程监理，确保施工质量。

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

（3）加强自动控制系统管理和控制，严格控制压力平衡，对管线的运行情况的实时监控。

（4）定期对管线进行检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；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，定期对管线进行巡视，应加强管线和警戒标志的管理工作，提高巡线的有效性，发现对管道安全有影响的行为，应及时制止、采取相应措施并向上级报告。

6.2.4 噪声污染防治措施

（1）对声源强度较大的设备进行减噪处理，根据各种设备类型所产生噪声的特性，采用不同的控制手段。

（2）提高工艺过程自动化水平，尽量减少操作人员在噪声源的停留时间。设备采用巡检的方式，由操作人员定期对装置区进行检查，尽量减少人员与噪声的接触时间。

6.2.5 固体废物污染防治措施

（1）油泥(砂)

油田污泥是石油勘探开采、油田建设以及油品加工生产过程中产生的废弃物，特别是在油井开采和井下作业施工过程中，会不可避免地有部分凝析油放喷或被油管、抽油杆、泵及其他井下工具携带至井场，这些凝析油渗入地面土壤就会形成油田污泥。油田污泥不仅含水率高、含油量大，而且还含有其他有害物质。对照《国家危险废物名录（2021 年版）》，油泥（砂）危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物中的 071-001-08 石油开采和联合站贮存产生的油泥。

本项目产生的油泥（砂）最大产生量为 14.45t/a，经集中收集后拉运至塔里木油田绿色环保站处理。

（2）落地原油

井下作业必须带罐上岗，铺设作业（厚塑料布铺垫井场），控制落地原油产生量，落地原油回收率为 100%，由汽车拉运至塔里木油田绿色环保站处理。由于回收措施严密，井场基本杜绝了污油散落到地表的现象；含油污泥（砂）委托塔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）生活垃圾

运营期工作人员由轮南油气开发部调剂解决，不新增生活垃圾。

6.2.6 土壤环境保护措施

（1)巡检车辆严格按照油田巡检路线行驶,不得因乱碾乱压破坏土壤结构。

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

6.3 服役期满后环境保护措施

6.3.1 退役期大气环境保护措施

（1）运输车辆使用符合国家标准的油品。

（2）在闭井施工操作中应做到文明施工，防止水泥等的洒落与飘散；尽量避开大风天气进行作业。

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

6.3.2 退役期水环境保护措施

对完成采油的废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，污染地下水资源。

6.3.3 退役期噪声污染防治措施

（1）选用低噪声机械和车辆。

（2）加强设备检查维修，保证其正常运行。

（3)加强运输车辆管理,合理规划运输路线,禁止运输车辆随意高声鸣笛。

6.3.4 退役期固废及土壤污染防治措施

（1）地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣，应集中清理收集。管线外运清洗后可回收利用，废弃建筑残渣外运至城市建筑垃圾填埋场填埋处理，不得遗留在场地内影响土壤环境质量。

（2）对完成采油的废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，最后清理场地，清除各种固体废弃物，自然植被区域自然恢复。

（3）运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

6.3.5 退役期生态环境保护措施

随着油井开采时间的延长，其储量将逐年降低，最终进入退役期。当开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，站场和管线等设备设施陆续被拆卸、转移，原有的大气污染物、噪声及固体废物等对环境的影响将会逐渐减弱甚至消失。

井场经过清理后,永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫应进行清理,然后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。

通过宣传教育的形式，使施工工作人员对于在项目区生存的野生动物及植物有基本的认识与了解。在退役期施工过程中，如遇到保护植物应进行避让，严禁随意踩踏破坏；遇到保护动物时，应主动避让，不得惊扰、伤害野生动物，不得破坏保护动物的生息繁衍地，禁止妨碍野生动物生息繁衍的施工活动。

加强对《中华人民共和国野生动物保护法》及《中华人民共和国野生植物保护条例》的普及、教育工作，强化保护野生动植物的观念，让施工人员明确破坏保护植物，捕猎、杀害保护动物的法律后果，理解保护野生动植物的重要意义。

通过采取以上生态保护措施，对于减少植被破坏、减缓水土流失、抵制荒漠化发展起到了一定的积极作用，可有效保护脆弱的荒漠生态环境。

6.3.6 生态恢复治理方案

（1）生态环境保护与恢复治理的一般要求

根据《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）的相关要求，本项目生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

采取有效预防和保护措施，避免或减轻矿产资源开发活动造成的生态破坏和环境污染。坚持“预防为主、防治结合、过程控制”的原则，将生态环境保护与恢复治理贯穿开采的全过程。

（2）井场生态恢复治理

①井场生态恢复治理范围

本项目新建采油井场 17 座，所有施工范围需进行生态环境恢复治理。

②生态环境恢复治理措施

施工结束初期，对场站永久占地范围内的地表进行硬化，以减少风蚀量。

工程施工结束后，应对井场临时占地内的土地进行平整，恢复原有地貌。充分利用前期已收集的弃土覆盖于井场表层，覆盖厚度根据植被类型和场地用途确定。

（3）管线生态恢复

①管线生态恢复治理范围

本项目需新建各类管线共计 69km，管线施工扰动范围内需进行生态环境恢复治理。

②生态环境恢复治理措施

管道施工作业带宽度控制在 8m 范围内，施工过程中保护土壤成分和结构，在管线敷设过程中，分层回填管沟，覆土压实，管沟回填后多余土方应作为管廊覆土，不得随意丢弃。

7.环境影响经济损益分析

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。

7.1.2 经济效益

项目总投资 7.08 亿元，经过建设项目可行性研究报告分析，其在经济上可行。

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）突发事故状态污染物对土壤、植被的污染造成的环境损失；

（3）其他环境损失。

本项目永久占地主要为井场、阀组站建设和道路占地。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，直接费用约 308 万元。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 7.08 亿元，环境保护投资 965 万元，占总投资的 1.36%。具体环保投资估算见表 7.2-1。

表 7.2-1　　环保投资估算

环境要素	采取的环境保护措施	费用（万元）	备注
生态恢复	施工迹地平整清理、永久占地硬化	230	
	井场生态恢复	150	
	阀组站、道路草方格防护	35	
生态补偿	土地征购费及复垦费	308	
废水处理	压裂废液拉运与处理	28	
	施工期生活污水拉运处理	15	
固体废物处置	生活垃圾收集及运输	12	
	落地油回收	44	
环境风险	硫化氢、可燃气体报警器	42	
环境管理	环境影响评价	20	
	环境保护竣工验收	26	
	环境监测	35	

	施工期环境监理	20	
	合计	965	

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。采出水依托轮一联和桑南处理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

井下作业废水采用专用废液收集罐收集后运至轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理；采出废水依托轮一联及桑南处理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 65700m^3/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 131400 元/a。

（3）固体废弃物

项目产生的油泥（砂）依托塔里木油田绿色环保站进行处置，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。井场、阀组站、道路采用草方格防护，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。

7.4 环境经济损益分析结论

本项目经分析具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于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 965 万元，环境保护投资占总投资的 1.36%。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。中国石油天然气股份有限公司下发 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。

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，由采油厂负责运行，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，各采油厂产生的生产废水、生活污水均由采油厂自行处置，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或委托第三方建设运行固废环保处置设施，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，公司下达环境保护考核指标，由二级单位负责落实、分解管辖区内的相关考核指标。

各采油厂为中国中国石油天然气股份有限公司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职能机构，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，指导巴州地区生态环境局、轮台县生态环境分局对该项目在建设期与运营期的日常环境管理工作。

巴州地区生态环境局、轮台县生态环境分局是具体负责环境管理的职能机构，受自治区生态环境厅业务指导，监督辖区内油田开发单位执行环境监控计划及有关环境管理的法律法规和环境标准。

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。

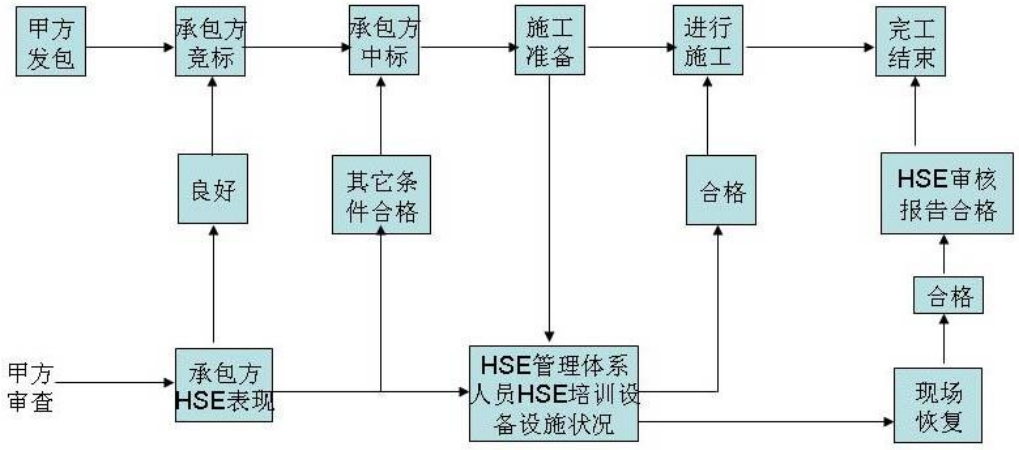


图 8.2-1 分承包方 HSE 管理程序方框图

（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，批准后方可以开工。

（3）对施工人员进行 HSE 培训

在施工作业之前必须对全体施工人员进行 HSE 培训。

环保知识和意识的培训主要包括：了解国家和地方有关环境方面的法律、法规和标准；了解承包工程的主要环境保护目标和要求；认识遵守有关环境管理规定的重要性，以及违反规定带来的后果等。

环保能力的培训主要包括：保护动植物、保护地表原貌的方法；收集、处理固体废物的方法；管理、存放及处理危险物品的方法等。

（4）根据施工中各工种的作业特点和各施工区段的敏感目标，分别提出不同的环境保护要求，制订发生环境事故的应急计划和措施。

8.2.2 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、供应商和中国石油天然气股份有限公司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 2m 的范围内。

③井场、站场

井场、站场环境监理的范围即为工程扰动的范围：井场 60m×40m，阀组站 60m×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、阀组站	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	巴州地区生态环境局、轮台县生态环境分局
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	巴州地区生态环境局、轮台县生态环境分局
3	环境监测管理	①组织废气污染源、空气环境质量监	建设单位	巴州地区生

序号	监督管理项目	监督检查具体内容	实施单位	监督单位
		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		态环境局、轮台县生态环境分局
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	巴州地区生态环境局、轮台县生态环境分局

（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。

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，在管理上要加强制度的落实，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。

为了监控油田作业开发对地下水（主要为潜层地下水）的影响情况，应设置地下水监控井，并定期检测。结合区域地下水监测数据，拟在项目区地下水径流上游布设 1 个监控井，下游布设 4 个监控井，监控井位置与地下水环境质量现状监测点相同。地下水污染监控井的建设和管理符合《地下水环境监测技术规范》HJ/T 164 的规定。

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 8.3-1。

表 8.3-1　　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	项目区地下水径流上游布设 1 个监控井，下游布设 4 个监控井	石油类	每年 1 次
4	土壤	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复及水土保持措施落实情况。	1 次/年

检查管道沿线生态恢复及水土保持措施落实情况。

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 8.3-2。

表 8.3-2　　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、阀组站	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_2S				《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	依托轮一联及桑南处理污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	集中收集进入轮南油田钻试修废弃物环保处理站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）
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	油泥（砂）	井场、管线	依托塔里木油田绿色环保站处置		《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、站场内		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；管线作业带宽度8m，井场60m×40m，阀组站60m×100m		《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。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。				

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，项目区已完成环境影响后评价工作，编制完成《轮南油气开发部轮古西片区后评价报告书》，已在自治区生态环境厅备案：（新环环评函【2021】225 号）。

9.结论与建议

9.1 评价结论

9.1.1 项目概况

轮古油田轮古 7、8、100 井区隶属于中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司，具体日常运行管理由轮南油气开发部负责，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，轮古油田是一个被石炭系所覆盖的大型古潜山，位于塔里木盆地东北，项目距轮台县县城南侧最近约 35km，距轮一联最近距离 3.58km，距桑南处理站最近距离 7.25km。

本部署新井 22 口（含侧钻井 5 口），投产成功率 86.4%，平均单井产能 30t/d，新建产能 19.80×10^4t，新增产气 2574 万 m^3；在轮古 7 集油站站内新建座 10 井式计量阀组，在轮古 8 井区新建 1 座 7 井式阀组，轮古 100 井区新建 1 座 5 井式阀组；新建单井管线 58km，新建集油阀组管线 11km。2024-2026 年以年产原油 10.50×10^4t 以上规模稳产 3 年，采油速度 0.52%，方案期末累产油 311.99×10^4t，动用地质储量采出程度 14.68%。项目建成后生产运行管理由轮南油气开发部负责。

本次区块地面已建的生产设施及油气集输方式，采用“三级布站、放射状管网、油气密闭输送”的油气集输方式，单井采出的流体直接进入计量站进行生产。最终轮古 7 井区输送至轮一联污水处理系统处理达标后回注，轮古 8、100 井区输送至依托桑南处理站。

本项目总投资为 7.08 亿元，环境保护投资 965 万元，占总投资的 1.36%。

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。

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 SO_2、NO_2、年平均浓度及 CO、O_3 日平均浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准要求；$PM_{2.5}$、PM_{10} 年浓度超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值要求，超标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，H_2S 1 小时平均浓度未超过《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的浓度限值。

（2）水环境质量现状

本次工程距离塔里木河最近约 18km。

根据地下水监测结果：各潜水监测点中石油类满足《生活饮用水卫生标准》(GB5749-2006) 附录 A 表 A.1 中标准限值，其余监测因子除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、钠离子、氟化物外均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) Ⅲ类标准。硫酸盐、溶解性总固体、钠离子、氟化物超标主要是由于该地区分布的地下水类型主要为 $Cl•SO^{4}Na$ 型，地下水矿化度范围 1.73g/L～28.65g/L，总硬度为 0.3g/L～8.41g/L，且项目地下水监测主要是对浅层地下水水质进行监测，因区域地下水埋深浅，气候干旱，伴随着蒸发和土壤盐渍化的影响，导致超标属于正常现象；区域潜水监测因子存在一定的区域差异性，与区域水流较慢有关。区域水流较慢不利于区域水质不同混合，形成的水平上区域差异性。。

根据监测结果可知，项目区域内潜水由于径流缓慢，蒸发排泄强烈，水质较差，总硬度、溶解性总固体、氟化物等出现不同程度的超标，超出《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的Ⅲ类标准限值，超标主要是受半干旱气候、蒸发浓缩作用、原生水文地质环境等因素综合影响，除此之外的各项目均符合《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准限值的要求。石油类均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准。

（3）声环境质量现状

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

从评价结果可以看出，区块内建设用地土壤 pH 值均大于 7.5，说明土壤呈碱性；土壤的挥发性有机物和半挥发性有机物均未检出。土壤中石油烃含量较低，满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求。重金属元素含量相对较低，场站内土壤满足《土壤环境质量标准建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 第二类用地筛选值标准要求。

区块内农用地土壤 pH 值均大于 7.5，说明土壤呈碱性；土壤中重金属元素含量相对较低，远小于《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中“表.1 农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）”的 pH>7.5 所列标准；土壤中石油烃含量较低，满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求。

（5）生态环境质量现状

轮古油田位于天山南麓，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。本次工程主要分布在轮古 7 井区、轮古 8 井区和轮古 100 井区三个井区。拟建项目轮古 7 井区和轮古 100 井区内土地利用类型主要为沙地和盐碱地；轮古 8 井区除沙地和盐碱地外还有小面积低覆盖度草地分布。

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草及胡杨林保护生态功能区，区域内植被以盐生灌丛植被为主，区域内除受油田开发影响外，其它人为干扰较小，基本保持原自然荒漠生态环境。区域土壤属于碱性土壤，土壤未受到油田开发的污染。区域土壤现状质量一般。评价区内植被种类单一，郁闭度小，分布不均匀，生物量低，植被多样性单一，种群集群分布，生态系统脆弱，植被群落稳定性差。

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，本项目将永久占地 9.5hm^2，临时占地 65.48hm^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。

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

因此总体上看本项目建设对生态环境影响较小。

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，根据预测结果项目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%，其中硫化氢最大地面浓度点预测浓度 0.00077mg/m^3，最大占标率 7.70%；非甲烷总烃最大地面浓度点预测浓度 0.00195mg/m^3，最大占标率 0.095%，最大落地浓度出现距离为 100m。

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 100m 范围内，项目区周边 5.0km 范围内无敏感点，因此对大气环境敏感目标影响不大。

本项目正常工况下排放的非甲烷总烃、硫化氢下风向地面浓度均低于《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 水环境影响分析

项目落地油 100%进行回收，落地原油没有进入地下水层的途径，不存在污染地下水的可能。

本项目采油目的层与地下水处于不同层系，远远超出本区域地下水含水层深度。项目在施工过程中采用下套管注水泥固井完井方式进行了水泥固井，对含水层进行了固封处理,有效保护地下水层。不会对所在区域地下水产生影响。

运营期的采出水本项目采出水轮古 7 井区依托轮一联污水处理系统处理达标后回注，轮古 8、100 井区依托桑南处理站污水处理系统处理达标后回注。

正常状况下，污染源从源头上可以得到控制；非正常状况下，由于管线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，因此，集输管线破裂对地下水环境产生的影响也非常有限。非正常状况下，对地下水的影响属可接受范围。

9.1.4.4 声环境影响分析

本项目开发过程中的噪声源主要分为施工期噪声和生产运营期噪声两部分。施工期噪声源主要是各类施工机械和运输车辆，对环境的影响是短暂的，随着施工结束而结束，同时项目区周边无居民等敏感点，因此不存在扰民现象。

本项目运营期噪声源主要为井场机泵等设备噪声，以及压裂、修井等井下作业噪声，对环境的影响周期较长，贯穿于整个生产期。由预测结果可知，本项目单井井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。

9.1.4.5 固体废物影响分析

施工期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，施工人员生活垃圾

总产生量为 110t，集中收集后运至轮南钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场处置。

本项目产生的油泥（砂）最大产生量为 14.45t/a，依托塔里木油田绿色环保站处理处置。井下作业时带罐作业，落地油 100%回收，回收后的落地原油拉运至塔里木油田绿色环保站及其他有资质单位进行无害化处理。

本项目对开发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。

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 总量控制指标

根据《关于印发<挥发性有机物排污收费试点办法>的通知（财税[2015]71号）》，VOCs 是指特定条件下具有挥发性的有机化合物的统称。根据工程分析可知，本项目无组织非甲烷总烃排放量为 19.8t/a。

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

9.1.6 公众意见采纳情况

本项目公众参与由建设单位塔里木油气工程研究院负责实施，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/6902）公开至信息公告的截止日期没有收到相关反馈信息。

9.1.7 总结论

本项目属于国家产业政策鼓励类项目，项目实施后可取得较大的经济效益和社会效益。尽管在工程建设和运行中，会对周围的环境产生一定的不利影响，并在今后的建设和运行中存在一定的环境风险，但其影响和环境风险是可以接受的。只要建设单位加强环境管理，认真落实可行性研究报告和本环评报告书中提出的各项污染防治措施、风险防范措施以及生态环境保护和恢复措施，可使本项目对环境造成的不利影响降低到最低限度。

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）严格执行环保“三同时”制度，确保各类环保设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入运行。

（2）加强设备维护、维修工作，确保各类环保设施正常运行。

（3）各场站阀门等设备以及原油集输管线进行定期检查、维修，及时发现问题，防止油气跑、冒、滴、漏的发生，对于泄漏的落地油应及时清理，彻底回收，严防污染扩大。