

东秋 7 井试采工程环境影响报告书

(送审稿)

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

2023 年 10 月

目 录

1.概述	1
1.1 建设项目特点	1
1.2 环境影响评价的工作过程	1
1.3 分析判定相关情况	2
1.4 关注的主要环境问题和环境影响	3
1.5 环境影响评价的主要结论	4
2.总则	6
2.1 评价目的与原则	6
2.2 编制依据	7
2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选	12
2.4 环境功能区划	15
2.5 评价等级和评价范围	21
2.6 污染控制目标与环境保护目标	30
2.7 评价时段和评价重点	31
2.8 评价方法	31
3.建设项目工程分析	33
3.1 工程概况	33
3.2 工程分析	60
3.3 清洁生产水平分析	81
3.4 污染物排放总量控制	89
3.5 相关法规、政策符合性分析	90
3.6 相关规划符合性分析	95
3.7 选址、选线合理性分析	105
3.8“三线一单”符合性分析	106
4 环境现状调查与评价	114
4.1 自然环境概况	114
4.2 生态环境现状调查与评价	116
4.3 环境空气质量现状调查与评价	132
4.4 声环境现状评价	135
4.5 水环境现状评价	136
4.6 土壤环境现状调查与评价	146
5 环境影响预测与评价	155
5.1 生态环境影响分析	155
5.2 大气环境影响分析	167
5.3 声环境影响分析与评价	175
5.4 地表水环境影响分析与评价	182
5.5 地下水环境影响分析与评价	184
5.6 土壤环境影响分析	201
5.7 固体废物影响分析	209
5.8 环境风险评价	214
6 环境保护措施及可行性论证	233
6.1 设计期环境保护措施	233

6.2 施工期环境保护措施	233
6.3 运营期环境保护措施	243
6.4 退役期环境保护措施	258
7 环境影响经济损益分析	262
7.1 环保投资估算	262
7.2 环境效益	263
7.3 社会效益分析	265
7.4 经济效益	265
7.5 小结	265
8 环境管理、监测与 HSE 管理体系	267
8.1 环境管理机构	267
8.2 开发期环境管理及监测	268
8.3 运营期环境管理及监测	271
9.结论与建议	279
9.1 评价结论	279
9.2 要求及建议	288

1.概述

1.1 建设项目特点

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司在塔里木盆地从事油气勘探开发、炼油化工以及油气销售等业务，作业区域遍及南疆五地州，是上下游一体化的大型油气生产企业。塔里木盆地是国内油气资源量最大的盆地之一，盆地面积 $56 \times 10^4 \text{km}^2$ ，油气资源量达 $178 \times 10^8 \text{t}$ ，石油地质储量 $75.1 \times 10^8 \text{t}$ ，天然气地质储量 $12.9 \times 10^{12} \text{m}^3$ 。根据《塔里木油田分公司“十四五”规划环境影响报告书》（新环审〔2022〕214号），塔里木油田分公司在英买片区、博大片区、迪那片区、东河片区、克拉片区、哈得片区、轮南片区、泽普片区、塔中片区等9个片区贯彻加快油气业务发展要求，立足油田现有基础，分析把握油气田发展规律，统筹兼顾其他业务发展，以优质油气资源为基础，着力推进“库车天然气、塔北-塔中原油”两大根据地建设，实施老油气田综合治理、新油气田效益建产和油气田精益生产，努力实现原油产量稳中有升和天然气快速上产。在“十四五”期间石油液体产量主要包括黑油、凝析油及轻烃、液化气、混烃和乙烷，2021~2025年石油液体产量逐年稳步上升，到2025年增长到 $880 \times 10^4 \text{t}$ 。

为实现塔里木油田分公司“十四五”期间的高质量发展，保障国家能源安全，塔里木油田分公司计划投资3104.78万元在阿克苏地区库车市东秋-轮台勘查区内实施东秋7井试采工程（以下简称“本工程”）。本工程属于塔里木油田新区块开发，主要建设内容为：部署2口井，新建东秋7井单井站一座、新钻井1口，配套建设自控仪表、通信、电气、消防、总图、结构、防腐等辅助设施。

1.2 环境影响评价的工作过程

本工程区位于库车市，属于石油天然气开采项目。根据新水水保〔2019〕4号文，项目所在区域库车市属于塔里木河流域重点治理区。根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021年版），本工程属于分类管理名录中

“五 石油和天然气开采业” 08 陆地天然气开采 0721 中的“涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）”，应编制环境影响报告书。

根据《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，2023 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（以下简称天合公司）编制《东秋 7 井试采工程环境影响报告书》。

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。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，确定环境影响评价工作等级、评价范围、评价标准，最后制订工作方案。2023 年 7 月委托新疆广宇众联环境监测有限公司对本工程区域大气、土壤、地下水、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，可以作为本工程施工期、运营期、退役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，环境影响评价工作程序见图 1.2-1。

1.3 分析判定相关情况

（1）政策、法规符合性分析

本工程为石油、天然气开采项目，对照《产业结构调整指导目录（2019 年本）》（2021 年修改），本工程属于第一类“鼓励类”第七条“石油、天然

气”中第一款“常规石油、天然气勘探与开采”项目，符合国家当前产业政策要求。

(2) 政策、法规符合性分析

本工程符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》《石油天然气开采业污染防治技术政策》《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）等相关政策、法律法规相关要求。

(3) 规划符合性分析

本工程的建设有助于加大塔里木盆地油气开发力度。符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》《塔里木油田“十四五”发展规划》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相关要求。

(4) “三线一单”符合性判定

本工程方案合理布置井场，在满足生产需求的前提下，控制永久占地面积，本工程所部署井场不在生态保护红线范围内；运营期工艺流程全密闭，有效减少废气排放，不会导致区域环境空气质量下降；废水、固废处置措施得当，不会对外环境产生明显不利影响；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。本工程满足生态环境准入清单中空间布局约束、污染物排放管控、环境风险管控及资源利用效率的相关要求，符合“三线一单”生态环境分区管控方案要求。

1.4 关注的主要环境问题和环境影响

本工程为油气开采项目，环境影响主要来源于钻井、油气开采、退役等工艺过程，环境影响包括施工期、运营期、退役期污染物排放造成的环境污染和占地及施工造成的生态影响。根据现状调查，本工程不占用自然保护区、风景名胜区等环境敏感区，重点保护目标是：评价范围内的塔里木河流域水土流失重点治理区等。重点关注各项污染物产生以及可能发生的风险对区域

环境产生的影响、施工过程中产生的生态环境问题以及生态保护措施；施工过程中产生的扬尘、运输车辆尾气、生活污水等；运营期主要为单井站采油气和拉油过程中无组织烃类挥发、井下作业废水、含油污水、含油污泥、落地油、废防渗材料、环境风险等对环境产生的影响；退役期扬尘、噪声、固废等对环境产生的影响以及生态恢复措施。

1.5 环境影响评价的主要结论

本工程属于《产业结构调整指导目录（2019年本）》（2021年修改）鼓励类项目，符合国家产业政策、符合相关规划、“三线一单”要求，工程选址不涉及依法划定的国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境、自然公园、生态保护红线等生态保护区。

工程总体布局合理，在严格执行国家和自治区的环境保护要求，坚持“三同时”原则的基础上，切实落实报告书中提出的各项环保措施后，污染物可以实现达标排放，工程所在区域的环境功能不会发生明显改变。

从生态环境保护角度看，本工程选址合理，建设是可行的。

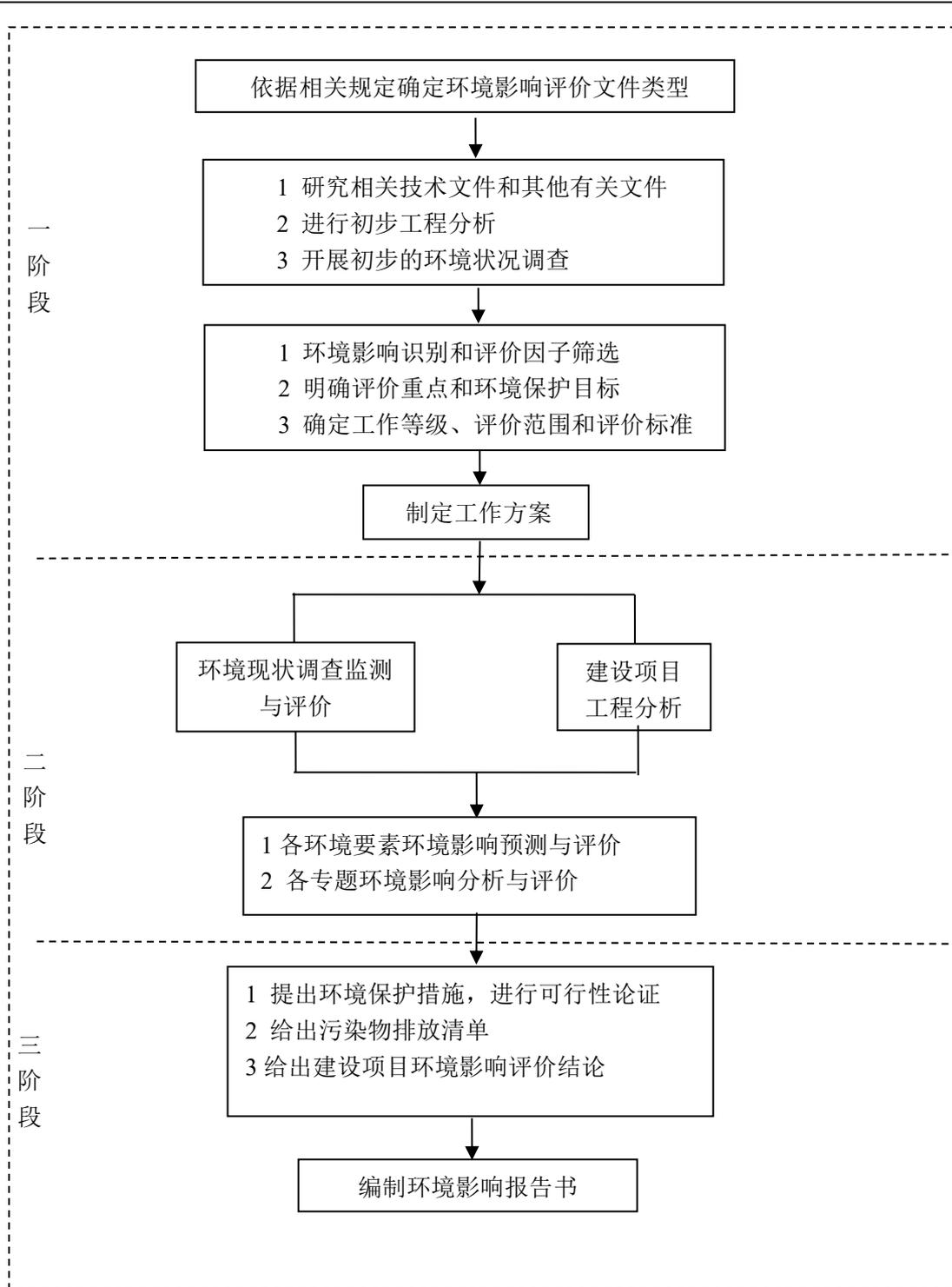


图 1.2-1 环境影响评价工作程序图

2.总则

2.1 评价目的与原则

2.1.1 评价目的

(1) 通过实地调查与现状监测，了解工程区的自然环境、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环境现状。

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

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

(4) 评价本工程对国家产业政策、区域总体发展规划、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，论证工程在环境方面的可行性，给出环境影响评价结论，为本工程的设计、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

环评有关法律法规见表 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年修正）	12届人大第8次会议	2015-01-01
2	中华人民共和国环境影响评价法（2018年修正）	13届人大第7次会议	2018-12-29
3	中华人民共和国大气污染防治法（2018年修正）	13届人大第6次会议	2018-10-26
4	中华人民共和国水污染防治法（2017年修正）	12届人大第28次会议	2017-06-27
5	中华人民共和国噪声污染防治法（2021年修正）	13届人大第32次会议	2022-06-05
6	中华人民共和国固体废物污染环境防治法（2020年修订）	13届人大第17次会议	2020-09-01
7	中华人民共和国水土保持法（2010年修订）	11届人大第18次会议	2011-03-01
8	中华人民共和国清洁生产促进法（2012年修正）	11届人大第25次会议	2012-07-01
9	中华人民共和国节约能源法（2016年修正）	12届人大第21次会议	2016-07-02
10	中华人民共和国土地管理法（2019年修订）	13届人大第12次会议	2020-01-01
11	中华人民共和国草原法（2021年修正）	12届人大第28次会议	2021-04-29
12	中华人民共和国野生动物保护法（2023年修正）	13届人大第38次会议	2023-05-01
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年修正）	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

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
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年修正）	国务院令 682 号	2017-10-01
2	中华人民共和国野生植物保护条例（2017年修正）	国务院令 687 号	2017-10-07
3	危险化学品安全管理条例（2013年修正）	国务院令 645 号	2013-12-07
4	中华人民共和国土地管理法实施条例（2021年修订）	国务院令 第 743 号	2021-09-01
5	国务院关于印发水污染防治行动计划的通知	国发（2015）17 号	2015-04-02
6	国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知	国发（2013）37 号	2013-9-10
7	国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知	国发（2016）31 号	2016-05-28
8	中共中央国务院关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战的意见	中发（2018）17 号	2018-06-16
9	中华人民共和国森林法实施条例	国务院令 第 278 号	2018-03-19
10	排污许可管理条例	国务院令 第 736 号	2021-03-01
11	中共中央 国务院关于深入打好污染防治攻坚战的意见	国务院（2021）32 号	2021-11-02
12	中华人民共和国陆生野生动物保护实施条例（2016年修正）	国务院令 666 号	2016-02-06
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	2021-01-01
2	环境影响评价公众参与办法	生态环境部令 第 4 号	2019-01-01
3	关于印发《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》的通知	环发（2015）4 号	2015-01-08
4	国家危险废物名录（2021年版）	生态环境部令 第 15 号	2020-11-25
5	产业结构调整指导目录（2019年本）（2021年修改）	国家发展和改革委员会令 第 49 号	2021-12-31
6	关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知	环发（2012）77 号	2012-07-03
7	关于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
8	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
9	关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的	环环评（2018）11 号	2018-01-25

东秋7井试采工程环境影响报告书

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
	实施意见		
10	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
11	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
12	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
13	关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见	林沙发〔2013〕136号	2013-09-01
14	危险废物转移管理办法	生态环境部 公安部 交通运输部 23号令	2021-11-30
15	建设项目危险废物环境影响评价技术指南	生态环境部公告2017年第43号	2017-10-01
16	危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采	生态环境部公告2021年第74号	2021-12-21
17	关于在南疆四地州深度贫困地区实施<环境影响评价技术导则 大气环境（HJ2.2-2018）>差别化政策有关事宜的复函	环办环评函〔2019〕590号	2019-06-30
18	危险废物排除管理清单（2021年版）	生态环境部公告2021年第66号	2021-12-03
19	挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策	生态环境部公告2013年第31号	2013-05-24
20	关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知	环大气〔2021〕65号	2021-08-04
21	石油和天然气开采行业清洁生产评价体系指标（试行）	国家发改委公告2009第3号	2009-02-19
22	国家重点保护野生植物名录（2021年）	国家林业和草原局 农业农村部公告2021年第15号	2021-09-07
23	国家重点保护野生动物名录	国家林业和草原局 农业农村部公告2021年第3号	2021-02-05
24	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
25	突发环境事件应急管理办法	环境保护部令第34号	2015-06-05
26	关于规范临时用地管理的通知	自然资规〔2021〕2号	2021-11-04

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
27	地下水管理条例	中华人民共和国国务院令 第748号公布	2021-12-01
四	地方法规及通知		
1	新疆维吾尔自治区环境保护条例（2018年修正）	自治区13届人大第6次会议	2018-09-21
2	新疆维吾尔自治区野生植物保护条例（2018年修正）	自治区13届人大第6次会议	2018-09-21
3	新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例（2018年修正）	自治区13届人大第6次会议	2018-09-21
4	新疆维吾尔自治区自然保护区管理条例（2018年修正）	自治区13届人大第6次会议	2018-09-21
5	新疆维吾尔自治区大气污染防治条例	自治区13届人大第7次会议	2019-01-01
6	新疆维吾尔自治区地下水资源管理条例（2017年修订）	自治区12届人大第29次会议	2017-07-01
7	关于印发自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知	新水水保〔2019〕4号	2019-01-21
8	新疆国家重点保护野生植物名录	新林护字〔2022〕8号	2022-03-09
9	新疆国家重点保护野生动物名录	自治区林业和草原局与农业农村厅2021年修订	2021-07-28
10	新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录（修订）	新政发〔2022〕75号	2022-09-18
11	新疆生态功能区划	新政函〔2005〕96号	2005-07-14
12	关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知	新政发〔2014〕35号	2014-04-17
13	关于印发新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案的通知	新政发〔2016〕21号	2016-01-29
14	关于印发新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案的通知	新政发〔2017〕25号	2017-03-01
15	新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件（修订）	新环发〔2017〕1号	2017-01-01
16	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
17	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

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
18	关于含油污泥处置有关事宜的通知	新环办发〔2018〕20号	2018-12-20
19	自治区党委、自治区人民政府印发《关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战实施方案》的通知	新党发〔2018〕23号	2018-09-04
20	转发《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》的通知	新环评价发〔2020〕142号	2020-07-29
21	关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知	新环环评发〔2020〕162号	2020-09-11
22	关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知	新环环评发〔2020〕138号	2020-09-04
23	新疆维吾尔自治区实施<中华人民共和国水土保持法>办法	2013年7月31日修订	2013-10-01
24	新疆维吾尔自治区主体功能区规划	自治区发展和改革委员会	2012-10
25	关于印发《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》的通知	新政发〔2021〕18号	2021-02-21
26	关于印发《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》（2021年版）的通知	新环环评发〔2021〕162号	2021-07-26
27	关于印发《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》的通知	阿行署发〔2021〕81号	2021-07-10
28	关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知	环环评〔2016〕150号	2016-10-27
29	关于《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》	生态环境部公告2021年第24号	2021-06-11

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 环评技术导则标准依据一览表

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	HJ2.4-2021	2022-07-01
5	环境影响评价技术导则 生态影响	HJ19-2022	2022-07-01

6	环境影响评价技术导则 地下水环境	HJ610-2016	2016-01-07
7	环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发 建设项目	HJ/T349-2007	2007-08-01
8	建设项目环境风险评价技术导则	HJ169-2018	2019-03-01
9	环境影响评价技术导则 土壤影响（试行）	HJ964-2018	2019-07-01
10	水土保持综合治理技术规范	GB/T16453.1~6-2008	2009-02-01
11	开发建设项目水土保持技术规范	GB50433-2008	2008-07-01
12	危险化学品重大危险源辨识	GB18218-2018	2018-11-19
13	危险废物收集 贮存 运输技术规范	HJ 2025-2012	2013-03-01
14	石油天然气工业健康、安全与环境管理体系	SY/T6276-2014	2015-03-01
15	石油化工企业环境保护设计规范	SH/T3024-2017	2018-01-01
16	油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求	DB 65T 3997-2017	2017-05-30
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	陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范	DZ/T0317-2018	2018-10-01
21	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》	SY/T5329-2022	2022-11-04
22	《危险废物贮存污染控制标准》	GB18597-2023	2023-02-03

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，2023.7；
- (2) 东秋7井试采工程相关设计资料，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司，2023.7。
- (3) 工程其他相关资料。

2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选

2.3.1 环境影响因素识别

本工程主要包括钻井工程、地面工程、油气开采等内容，对环境的影响主要表现在施工期、运营期和退役期。施工期以钻井、单井站地面设施建设

过程中造成的生态影响为主，运营期以油气开采过程中产生的污染为主，环境影响因素识别详见表 2.3-1。

表 2.3-1 影响因素识别

序号	时段	主要影响因素	主要环境影响因子	分析结果
1	施工期	钻井、单井站	占地、动植物	-
			土壤、植被	-
			畜牧业	-
			水土流失	-
			土地利用格局	-
			声环境	-
			自然景观	-
			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	-
		施工垃圾和生活垃圾	土壤环境	-
施工机械和车辆噪声	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	-
		单井站无组织废气排放	NMHC	-
		设备噪声	声环境质量	-
		落地油、废防渗材料、 清管废渣	土壤、地下水	-
		原油及天然气生产	当地社会经济	++
3	运营期 (事故工 况)	井漏、井喷、拉油车辆 事故等	土壤环境、水环境、火灾爆炸 风险	-
4	退役期	封堵井眼，拆除地面装 置	固废	-
		场地恢复	生态	+

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

2.3.2 评价因子

根据本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	物种丰富度、物种分布范围、物种组成、植被覆盖度、生态系统功能、主要保护对象	物种丰富度、物种分布范围、物种组成、植被覆盖度、生态系统功能、主要保护对象
土壤环境	<p>《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：砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷，1,2-二氯乙烷，1,1-二氯乙烯，顺-1,2-二氯乙烯，反-1,2-二氯乙烯，二氯甲烷，1,2-二氯丙烷，1,1,1,2-四氯乙烷，1,1,2,2-四氯乙烷，四氯乙烯，1,1,1-三氯乙烷，1,1,2-三氯乙烷，三氯乙烯，1,2,3-三氯丙烷，氯乙烯，苯，氯苯，1,2-二氯苯，1,4-二氯苯，乙苯，苯乙烯，甲苯，间二甲苯+对二甲苯，邻二甲苯，硝基苯，苯胺，2-氯酚，苯并（a）蒽，苯并（a）芘，苯并（b）荧蒽，苯并（k）荧蒽，蒽，二苯并（a,h）蒽，茚并（1,2,3-cd）芘、萘；表 2 中石油烃（C₁₀-C₄₀）；</p> <p>《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中 pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌</p>	石油烃

地下水环境	pH 值、色、嗅和味、肉眼可见物、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、铜、锌、铝、挥发酚、阴离子表面活性剂、耗氧量、氨氮、硫化物、钠、总大肠菌群、细菌总数、氰化物、亚硝酸盐氮、硝酸盐（以氮计）、氟化物、碘化物、汞、砷、硒、镉、六价铬、铅、三氯甲烷、四氯化碳、苯、甲苯、钾、钙、镁、碳酸盐、重碳酸盐、石油类	石油类
环境空气	SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃ 、非甲烷总烃、H ₂ S	非甲烷总烃
噪声	昼、夜等效连续 A 声级	昼、夜等效连续 A 声级
固体废物	-	生活垃圾、落地油、含油废弃防渗布、清管废渣、废酸化压裂液等
环境风险	-	原油、天然气等

2.4 环境功能区划

2.4.1 环境功能区划

2.4.1.1 环境空气

本工程所在地位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市境内，西南侧距库车市约 27km。项目区远离库车市城镇规划区，没有划分环境空气功能区划。按《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二类功能区。

2.4.1.2 水环境

本工程评价范围内无地表水体。

项目所在区域地下水未进行功能区划分，执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准。

2.4.1.3 声环境

项目区远离库车市城镇规划区，没有划分声环境功能区划。按《声环境质量标准》（GB3096-2008）的规定，气田开发区执行2类声环境功能区要求。

2.4.1.4 生态环境

根据《新疆生态功能区划》（2005版），项目区属于塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区（IV），塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区（IV1），渭干河三角洲荒漠—绿洲农业、盐渍化敏感生态功能区（55）。主要生态服务功能分别为“农产品生产、荒漠化控制、油气资源”。

根据新水水保〔2019〕4号文，工程所在区域库车市属于塔里木河流域水土流失重点治理区。

2.4.1.5 土壤环境

本工程占地范围内执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表1第二类用地筛选值标准。占地范围外执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中农用地土壤污染风险筛选值限值。

2.4.2 环境质量标准

2.4.2.1 环境空气

（1）环境空气

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

表 2.4-1 环境空气质量标准

序号	评价因子	标准限值（μg/m ³ ）			标准来源
		年平均	日平均	1小时平均	

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

2.4.2.2 水环境

本工程评价范围内无地表水体。

工程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 2.4-2。

表 2.4-2 地下水质量标准值 单位: mg/L, pH 除外

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	17	硝酸盐(以 N 计)	≤20
2	总硬度(以 CaCO ₃ 计)	≤450	18	氟化物	≤1.0
3	溶解性总固体	≤1000	19	汞	≤0.001
4	硫酸盐	≤250	20	砷	≤0.01
5	氯化物	≤250	21	镉	≤0.005
6	铁	≤0.3	22	六价铬	≤0.05
7	锰	≤0.10	23	铅	≤0.01
8	挥发酚(以苯酚计)	≤0.002	24	钾	/
9	耗氧量(CODMn 法, 以 O ₂ 计)	≤3.0	25	钙	/
10	氨氮(以 N 计)	≤0.50	26	镁	/
11	硫化物	≤0.2	27	铜	≤1.00
12	钠	≤200	28	锌	≤1.00

序号	项目	标准限值	序号	项目	标准限值
13	总大肠菌群 (CFU/100mL)	≤3.0	29	镍	≤0.02
14	细菌总数 (CFU/mL)	≤100	30	碳酸盐	/
15	氰化物	≤0.05	31	重碳酸盐	/
16	亚硝酸盐氮(以 N 计)	≤1.0	32	石油类	≤0.05

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

2.4.2.3 声环境

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

2.4.2.4 土壤环境

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 2.4-3。地面工程占地外土壤参照执行《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 2.4-4。

表 2.4-3 建设用地土壤污染风险筛选值 单位（mg/kg, pH 除外）

序号	监测项目	标准值	序号	监测项目	标准值
1	pH	-	25	1, 2, 3-三氯丙烷	0.5
2	砷	60	26	氯乙烯	0.43
3	镉	65	27	苯	4
4	铬（六价）	5.7	28	氯苯	270
5	铜	18000	29	1, 2-二氯苯	560
6	铅	800	30	1, 4-二氯苯	20
7	汞	38	31	乙苯	28
8	镍	900	32	苯乙烯	1290
9	四氯化碳	2.8	33	甲苯	1200
10	氯仿	0.9	34	间二甲苯+对二甲苯	570
11	氯甲烷	37	35	邻二甲苯	640
12	1, 1-二氯乙烷	9	36	硝基苯	76
13	1, 2-二氯乙烷	5	37	苯胺	260

14	1, 1-二氯乙烯	66	38	2-氯酚	2256
15	顺 1, 2-二氯乙烯	596	39	苯并 (a) 蒽	15
16	反-1, 2-二氯乙烯	54	40	苯并 (a) 芘	1.5
17	二氯甲烷	616	41	苯并 (b) 荧蒽	15
18	1, 2-二氯乙烷	5	42	苯并 (k) 荧蒽	151
19	1, 1, 1, 2-四氯乙烷	10	43	蒽	1293
20	1, 1, 2, 2-四氯乙烷	6.8	44	二苯并 (a、h) 蒽	1.5
21	四氯乙烯	53	45	茚并 (1、2、3-cd) 芘	15
22	1, 1, 1-三氯乙烷	840	46	萘	70
23	1, 1, 2-三氯乙烷	2.8	47	石油烃	4500
24	三氯乙烯	2.8			

表 2.4-4 农用地土壤污染风险筛选值 单位: mg/kg

序号	项目	监测结果	标准限值
		单位	pH>7.5
1	pH	无量纲	/
2	总砷	mg/kg	60
3	镉	mg/kg	65
4	铜	mg/kg	18000
5	铅	mg/kg	800
6	总汞	mg/kg	38
7	镍	mg/kg	900
8	铬	mg/kg	250
9	锌	mg/kg	300
10	石油烃	mg/kg	4500

2.4.3 污染物排放标准

2.4.3.1 废气

油气开采过程中井场无组织挥发产生的非甲烷总烃排放参照执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中企业边界污染物控制要求。具体标准限值要求见表 2.4-5。

表 2.4-5 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

2.4.3.2 废水

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

运营期本工程产生的采出水依托迪那2天然气处理厂污水处理系统处理达标后回注，不向外环境排放，回注水执行《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中注入层平均空气渗透率 $\geq 2\mu\text{m}^2$ 的V级标准，标准值见表2.4-6。

表 2.4-6 《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）

储层空气渗透 (μm^2)	<0.01	[0.01, 0.05]	[0.05, 0.5]	[0.5, 2]	≥ 2
水质标准分级	I	II	III	IV	V
悬浮固体含量 (mg/L)	≤ 8.0	≤ 15.0	≤ 20.0	≤ 25.0	≤ 35.0
悬浮物颗粒直径中值 (μm)	≤ 3.0	≤ 5.0	≤ 5.0	≤ 5.0	≤ 5.5
含油量 (mg/L)	≤ 5.0	≤ 10.0	≤ 15.0	≤ 30.0	≤ 100.0
平均腐蚀率 (mm/a)	≤ 0.076				

2.4.3.3 噪声

施工期执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）；

运行期执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类标准，噪声限值见表2.4-7。

表 2.4-7 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

2.4.3.4 固体废物

根据项目产生的各种固体废物的性质和去向，含油污泥满足《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》(SY/T7301-2016)相关要求及《关于含油污泥处置有关事宜的通知》(新环办发〔2018〕20号)要求；钻井固体废物执行《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T 3997-2017)要求。生活垃圾执行《生活垃圾填埋污染控制标准》(GB16889-2008)；一般工业固体废物贮存执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB 18599-2020)；危险废物贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)。

2.5 评价等级和评价范围

2.5.1 环境空气评价等级和评价范围

本工程废气排放源主要为油气生产集输过程无组织烃类气体挥发，污染物主要为非甲烷总烃(NMHC)。

根据工程特点、污染特征及周围环境状况，采用《环境影响评价技术导则-大气环境》(HJ2.2-2018)中规定的方法，选取非甲烷总烃(NMHC)为候选因子核算，计算出其最大地面浓度占标率 P_i 及其地面浓度达标准值 10% 时所对应的最远距离 $D_{10\%}$ 。其中 P_i 定义为：

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

式中： P_i ——第 i 个污染物的最大地面浓度占标率，%；

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

C_{oi} ——环境空气质量标准， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

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

大气评价工作级别详见表2.5-1。

表 2.5-1 评价工作等级

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

估算模式所用参数见表2.5-2、2.5-3。

表 2.5-2 估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/℃		41.2℃
最低环境温度/℃		-24.2℃
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	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否
	地形数据分辨率/m	/
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	<input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

表 2.5-3 估算模式中无组织废气排放参数一览表

污染源名	面源起点坐标		面源海拔高度/m	面源长度	面源宽度	面源高度	年排放小时数/h	排放工况	评价因子	排放速率/(kg/h)
	经度	纬度								

称				/m	/m	/m				
东秋7井场	83° 6' 56"	41° 55' 58"	1421	50	40	6	8760	正常	非甲烷总烃	0.12

估算结果详见表 2.5-4。

表 2.5-4 P_{max} 及 D10%预测及计算结果一览表

参数名称	单位	NMHC
下风向最大落地浓度	μg/m ³	68.85
最大浓度出现距离	m	37
评价标准	μg/m ³	2000
最大占标率	%	3.44
D10%	m	0

根据上述计算结果，本工程外排废气污染物 P_{max}=3.44%，根据《环境影响评价技术导则·大气环境》（HJ2.2-2018）中评价工作分级判据，本工程大气环境影响评价工作等级为二级评价。

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），并结合本工程特点，最终确定将井场为中心，边长取 5 km 为矩形的范围作为大气环境影响评价范围。具体见图 2.5-1 评价范围图。

2.5.2 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，本工程评价范围内无地表水体，在油田正常开采及油气集输过程中，本工程产生的含油污水、井下作业废水不外排，与地表水无水力联系，项目地表水环境影响评价等级为三级 B。

项目运营阶段正常情况无废水排放，本次地表水环境影响评价重点论证项目废水综合利用不外排的可行性和可靠性。

2.5.3 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 II 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 2.5-5）和《建设项目环境影响评价分类管理名录》，项目区无集中式饮用水水源准保护区及补给径流区，无分散式饮用水水源地，无特殊地下水资源保护区，地下水环境敏感特征为不敏感。

表 2.5-5 地下水环境敏感程度分级表

敏感程度	地下水环境敏感特征
敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区；除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区
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 II 类建设项目，地下水环境敏感程度为不敏感，依据表 2.5-6，评价等级为三级。

表 2.5-6 评价区地下水环境影响评价工作等级划分

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

(4) 评价范围

按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中关于“三级评价”范围的规定，本工程地下水井场评价范围为 6km²，根据地下水流向为自北向南，选取下游 2km，两侧 1km，上游 1km 为评价范围。评价范围见图 2.5-1。

2.5.4 声环境影响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、生产运营期场站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 类区标准，且噪声源周围 200m 没有固定集中的人群活动。依据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中的规定，本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》（HJ2.4-2021）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，本次声环境影响评价范围为井场边界向外扩 200m 范围。评价范围见图 2.5-1。

2.5.5 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》（HJ19-2022）的生态评价等级判定条件，判定过程详见表 2.5-7。根据判定可知，因此本工程生态环境影响评价工作等级确定为三级。

表 2.5-7 生态评价等级判定过程

序号	生态评价等级判定要求	本工程情况	生态影响评价等级
a	涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境时，评价等级为一级；	不涉及	/
b	涉及自然公园时，评价等级为二级；	不涉及	/

c	涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级；	不涉及	/
d	根据 HJ2.3 判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目，生态影响评价等级不低于二级；	不涉及	/
e	根据 HJ610、HJ964 判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目，生态影响评价等级不低于二级；	不涉及	/
f	当工程占地规模大于 20km ² 时（包括永久和临时占用陆域和水域），评价等级不低于二级；改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定；	占地规模小于 20km ²	/
g	除本条 a~f 以外的情况，评价等级为三级；	/	三级
h	当评价等级判定同时符合上述多种情况时，应采用其中最高的评价等级	/	三级

(2) 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）及油田开发特点，工程建设对生态环境影响在单井站周边范围。考虑油田整体开发对工程所在区域的生态影响，确定本工程生态环境评价范围为单井站边界外扩 500m 范围，评价范围面积约 1.13km²。生态评价范围见图 2.5-1。

2.5.6 环境风险评价等级和评价范围

根据工程分析和《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录 B，本工程涉及的风险物质为原油、天然气（甲烷），分布于井场的气液分离器、闪蒸分离器撬、原油储罐中。

根据章节 5.8.1，确定本工程风险风险潜势为 I，环境风险评价为简单分析，不设置评价范围。

2.5.7 土壤环境评价等级和评价范围

(1) 建设项目类别

对照《环境影响评价技术导则土壤环境》（试行）（HJ964-2018）附录A，本项目属于采矿业中煤矿采选、天然气开采、页岩气开采、砂岩气开采、煤层气开采，按土壤环境影响评价项目类别划分为II类。

(2) 影响类型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），本工程本工程主要通过垂直入渗的形式对土壤造成影响，不属于会造成土壤酸化、盐化、碱化的生态影响型项目，土壤环境的影响类型为“污染影响型”。

(3) 占地规模

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中“建设项目占地规模分为大型（ $\geq 50\text{hm}^2$ ）、中型（ $5\sim 50\text{hm}^2$ ）和小型（ $\leq 5\text{hm}^2$ ）”，本工程总占地面积 2.266hm^2 ，其中永久占地 0.806hm^2 ，临时占地 1.46hm^2 ，占地规模为小型。

(4) 建设项目敏感程度

本工程周边为荒漠，项目区周边不存在耕地、园地、牧草地、饮用水水源地或村庄、学校等敏感点及其他土壤环境敏感目标，土壤环境敏感程度为“不敏感”。

(5) 评价工作等级判定

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），土壤环境影响评价工作等级划分见表 2.5-8。

表 2.5-8 土壤污染类项目评价工作等级划分表

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

根据评价工作等级，并结合本项目特点，考虑气田整体开发对区域的影响，确定土壤评价范围为井场外扩展 0.05km 范围。评价范围见图 2.5-1。

2.6 污染控制目标与环境保护目标

2.6.1 污染控制目标

根据开发建设和运营中对环境可能造成的污染与生态破坏，确定污染控制目标如下：

(1) 工程区属于塔里木河流域重点治理区。因此要控制建设项目在开发建设过程中的各种施工活动，尽量减少对地表的扰动，做好施工迹地恢复与水土保持工作。

(2) 保证工程建成后，废气达标排放，废水达标回注，固体废物得到合理利用及无害化处置，主要污染物总量符合国家和地方控制要求。

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

2.6.2 环境保护目标

本工程位于阿克苏地区库车市境内，距离库车市约 27km。根据资料收集和现场调查，本工程不涉及依法划定的国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境、自然公园、生态保护红线等生态保护区。除油区工作人员外，工程区无人居住。评价范围内主要保护目标为野生动植物、塔里木河流域水土流失重点治理区。

本工程环境保护目标见表 2.6-1。

表 2.6-1 环境保护目标

序号	环境要素	环境保护目标和生态保护敏感区	与敏感点最近的工程及距离	敏感点环境质量保护要求
1	大气	项目区环境空气	项目区及周边	不因本项目建设降低区域环境空气质量
2	声环境	项目区声环境	项目区周边	满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)中的 2 类标准

4	地下水	评价区地下水	项目区及周边	不因本项目建设降低区域地下水环境质量
5	土壤	评价区内土壤	项目区及周边	不因本项目建设降低区域土壤环境质量
5	生态	塔里木河流域水土流失重点治理区	项目区	保护项目区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，使项目区现有生态环境不因本项目的建设受到破坏。
6	环境风险	项目区土壤、地下水、环境空气等	项目区及周边	发生风险事故时，可快速采取环境风险防范措施，确保风险事故对土壤、地下水等环境的影响程度可控

2.7 评价时段和评价重点

评价时段包括施工期、运营期、退役期三个时段。

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

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

2.8 评价方法

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

表 2.8-1

评价方法一览表

东秋7井试采工程环境影响报告书

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

3.建设项目工程分析

3.1 工程概况

3.1.1 项目基本情况

3.1.1.1 项目名称和性质

项目名称：东秋7井试采工程

项目性质：新建

3.1.1.2 建设地点

本工程位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市境内，距离库车市约27km，隶属中国石油新疆塔里木盆地东秋-轮台地区石油天然气勘查探矿权区块内。本工程中心地理坐标为东经：83° 06' 56"，北纬：41° 55' 58"，地理位置图见图3.1-1。

3.1.1.3 建设内容及规模

本工程为油田新区块开发，塔里木油田区块开发“一张图”见图 3.1-2。本工程部署 2 口井，其中新钻井 1 口（东秋 222），井深 6420m，完钻层为白垩系舒善河组，目的层为白垩系亚格列木组，六开井身结构；新建单井站一座（东秋 7），井场设置防爆电磁加热器 1 座、计量分离器撬 1 座，闪蒸分离器撬 1 座，原油储罐 4 座、密闭装车系统撬 1 套、放散管 1 套、岗位式防爆轴流风机、电控信一体化撬 1 座，配套自控仪表、通信、配电、结构、防腐、消防等辅助设施。本次新增原油产能 $0.61 \times 10^4 \text{t/a}$ ，天然气 $1.16 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 。项目工程组成见表 3.1-1。

表3.1-1 本工程建设内容一览表

工程类别	工程名称	工程内容及规模
	产能	最高日产能规模产油 16.7t/d，产气 $31.8 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。
主体工程	钻井工程	新钻 1 口，为东秋 222 井，井深 6420m，完钻层为白垩系亚格列木组，六开井身结构
		已钻井 1 口，为东秋 7 井，阿克苏生态环境局于 2022 年 5 月 30 日以《关于东秋 7 井钻井工程（勘探井）环境影响报告表的批复》（阿地环审〔2022〕266 号）予以批复，目前还未完钻
	单井站地面工程	自喷生产，采用塔里木油田公司发布的标准化加热型采气井场，井场内设有 80kw 电加热器 1 台，井口电伴热料包括采气树及阀门，放散管等；并配套自控仪表、通信、电气、结构、消防等辅助设施。
公辅工程	供配电	井场新设电信控一体化撬电源引自井场附近康伊线路低压侧。
	供水	采用水罐车就近拉运，水箱设于居住区。
	消防	配置一定数量的移动式消防器材

	通信	站内设置值班房。新建通信机柜、应急广播系统、视频管理储存系统。自控数据和视频信息及语音信息本地管理储存，数据外传通信以太网线路工作量不在本工程设计范围内，本工程通信工作界面位于值班房通信机柜建设完成为止。
	仪表及自控	东秋7井设置站场控制系统，控制系统控制单元（控制器）采用远程终端装置RTU。
	防腐与保温	<p>(1) 设备及阀门防腐保温</p> <p>阀门出厂前应进行防腐处理。阀门保温采用保温盒。供货商应在设备出厂前完成设备内部容器、管线等保温安装，并对设备底部管线安装电伴热，配套提供电伴热带、首尾端接线盒，所需电源电压，其中电伴热带选用自限温电伴热带。</p> <p>(2) 井场内管道防腐保温及电伴热</p> <p>地上不保温管道防腐采用环氧富锌底漆+氟碳面漆；地上不保温管道防腐采用环氧富锌底漆+环氧云铁中间漆，保温层采用防水复合硅酸盐管壳；防护层采用铝皮。井场内地面管线需要进行电伴热。</p>
储运工程	原油储罐	在单井站设4台50m ³ 的原油储罐，储存时间大于2d，满足生产要求。
	密闭装车撬	主要包括管道用过滤器、装车泵、质量流量计、液体装卸臂、工艺阀门、管路系统、仪表系统、橇座、防雷、防静电及接地系统等设备、设施。
环保工程	废气	<p>施工期：废气包括施工扬尘、焊接烟尘、车辆尾气等；施工扬尘采取进出车辆采取减速慢行、物料苫盖的措施；</p> <p>运营期：井场采用电磁加热器。</p>
	废水	<p>施工期：施工期废水主要为生活污水，管道试压水、钻井废水。生活污水拉运至迪那2天然气处理厂作业区公寓生活污水一体化处理装置进行处理，不外排。管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于场地降尘用水，不外排。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。</p> <p>运营期：运营期废水包括采出水、井下作业废水和生活污水。采出水依托迪那2天然气处理厂污水处理系统处理；井下作业废水集中收集交由轮南钻试修废弃物环保处理站处理；生活污水集中收集拉运至迪那2天然气处理厂作业区公寓生活污水一体化处理装置进行处理，不外排。</p>
	噪声	选用低噪声设备，合理安排施工时间，缩短施工期，加强施工管理；运营期做好设备的维修保养工作，确保其工作运行状态良好。

	<p>固废</p>	<p>施工期：施工期固废主要包括钻井泥浆、岩屑、含油废物、废酸化压裂液、施工废料和生活垃圾。钻井泥浆分离后循环使用，完钻后拉运至其他井再利用；膨润土体系钻井岩屑存放于暂存池内，干化达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）中标准后用于铺垫其他井场和道路，油基体系钻井岩屑集中收集，定期拉运至库车畅源环保科技有限公司处理；含油废物交由库车畅源环保科技有限公司等具有危废处置资格的单位处置；酸化压裂废水采用专用废液收集罐收集后运至轮南钻试修废弃物环保处理站处理；施工土方全部用于场地平整；施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用的拉运至迪那固废处理厂进行处置；生活垃圾集中收集后拉运至迪那作业区固废场进行处置。</p> <p>营运期：落地油 100%回收；油泥（砂）、清管废渣、废防渗材料等定期交由库车畅源环保科技有限公司等具有危废处置资格的单位处置。工作人员生活垃圾集中收集后拉运至迪那作业区固废场进行处置。</p>
<p>依托工程</p>	<p>迪那2天然气处理厂</p>	<p>本工程采出油和采出水通过拉油车拉运至迪那2天然气处理厂进行处理。迪那2天然气处理厂原油实际处理量760t/d，污水实际处理量315m³/d。现迪那2天然气处理厂原油处理能力富余500t/d、污水处理富余1045m³/d。剩余处理能力可满足项目需求。</p>
	<p>库车畅源环保科技有限公司</p>	<p>库车畅源环保科技有限公司在YM35-2C2井场内建设年处理15万吨HW08类危险废弃物及磺化泥浆的焚烧设备。钻井聚磺泥浆体系固废处理规模5万t/a，含油污泥处理规模10万t/a。剩余处理能力可满足项目需求。</p>
	<p>轮南钻试修废弃物环保处理站</p>	<p>本工程运营期产生井下作业废水依托轮南钻试修废弃物环保处理站处置。目前，轮南钻试修废弃物环保处理站钻试修废水处理规模500m³/d，处理现状为305m³/d，处理余量195m³/d，可以依托。</p>
	<p>迪那作业区固废场</p>	<p>本工程产生的生活垃圾，不可回收的施工废料依托迪那作业区固废场填埋处理。目前迪那作业区固废场工业垃圾池和生活垃圾池均未填满，尚有较大余量。</p>
	<p>迪那2天然气处理厂作业区公寓生活污水一体化处理装置</p>	<p>本工程产生的生活污水依托迪那2天然气处理厂作业区公寓生活污水一体化处理装置处理。目前作业区公寓生活污水一体化处理装置处理能力为240m³/d，生活污水产生量最大值168m³/d，处理余量72m³/d，本工程依托可行。</p>

3.2.1.4 工程投资

工程总投资 3104.78 万元。

3.2.1.5 劳动组织及定员

本工程施工期劳动定员约 50 人；运营期由于东秋 7 井拉油点在信号未进入迪那处理站上传至迪那采油气管理区以前，控制信号均集中在拉油点，需要安排临时有人值守，并对拉油作业进行调度。生产为 24 小时生产。在非生产时间由安全保卫值班人员负责安全管理。直接生产岗位为 12 小时/班，采用三班两倒运转。站内值班人员全年工作 365 天。运营期项目定员合计 8 人。

3.2.1.6 工程进度

本工程钻井期约 180 天，单井站地面工程施工周期约 60 天，合计约 240 天。

3.1.2 油气资源概况

3.1.2.1 原油性质

参考同处于塔里木盆地库车坳陷秋里塔格构造带中秋 1 井原油性质。

表 3.1-2 原油物性表

地层	密度 20°C (g/cm ³)	50°C粘度 (mPa·s)	凝固点 (°C)	析蜡 温度	含蜡量 (%)	含胶质量 (%)	含沥青量 (%)
侏罗系喀拉扎组	0.7812	0.7224	-12	5	5.2	0.32	0.15

3.1.2.2 天然气

本工程天然气组分具体详见表 3.1-3。

表 3.1-3 天然气物性表

相对密度	组分含量						
	烃类 (%)			非烃类 (%)			
	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈ 及以上	CO	CO ₂	H ₂ S	其他

0.6794~0.7389	92.23	4.236	0.024	/	0.6734	无	0.00461
---------------	-------	-------	-------	---	--------	---	---------

3.1.2.3 地层水

地层水均为 CaCl₂ 型，地层水物性表见表 3.1-4。

表 3.1-4 地层水物性表

系	组	密度 (g/cm ³)	氯根 (mg/L)	总矿化度 (mg/L)	水型
侏罗系	喀拉扎组	1.0717	6.2×10 ⁴	162000	氯化钙型

3.1.3 产能指标预测和开发方案

3.1.3.1 产能指标预测

生产规模：最高日产油 16.7t/d，年产油 0.61 万 t/a；日产气 31.8×10⁴m³/d，年产气约 1.16×10⁸m³/a。

3.1.3.2 开发方案

本工程为新区块开发，部署 2 口井，其中新钻井 1 口，新建东秋 7 井单井站一座，站内设有井口区、工艺装置区、设备间、放散区、闪蒸分离装置区、装车橇、值班室 1 座等。本工程总体平面布置见图 3.1-3。

单井站井口区位于东秋 7 井，单井站总平面布置见图 3.1-4；东秋 7 井采用试采井场流程。东秋 7 井产物在采气树油嘴套一级二级节流后（压力 5.2MPa），然后进防爆电磁加热器加热，后进入计量分离器橇进行计量、分离，分离出的液体进闪蒸分离器橇进行微正压闪蒸，经闪蒸后剩余的液体进入 50m³ 原油储罐中，由装车计量橇将储罐中的原油装入罐车中拉至迪那 2 天然气处理厂，计量分离器橇分离出的气体和闪蒸分离器橇闪蒸出的气体由第三方进行 LNG 回收，紧急情况下采用采气树左翼进行放喷，与闪蒸罐放空一起进入焚烧池进行焚烧，计量分离器放空气体则依托第三方 LNG 设备进行放空。

3.1.4 主体工程

3.1.4.1 东秋 222 井钻井工程

(1) 钻前工程

钻前工程包括设备基础、放喷池、临探道路等的建设。主要工程量详见表 3.1-5。

表 3.1-5 钻前工程主要工程量一览表

序号	名称	单位	数量	备注
1	井场	个	1	单井井场占地 14000 m ² (100m×140m)
	钻井平台	套	1	位于井场内
2	主放喷池	m ³	100	位于井场外, 占地面积约 40m ²
	副放喷池	m ³	100	位于井场外, 占地面积约 40m ²
3	生活污水池	m ³	300	生活区内
	生活区	m ²	3500	依托东秋 7 钻井工程生活区 (阿地环审 (2022) 266 号)
4	应急池	m ³	300	位于井场内, 占地面积约 200m ² , 整体钢结构。
5	岩屑池	m ³	1000	位于井场内, 占地面积约 500m ²
6	挖方量	m ³	1600	土方工程包括放喷池、应急池、设备基础等
	填方量	m ³	1600	
7	道路	km	0.4	位于井场外, 宽 8m

钻前工程所用机械与设备主要为推土机、挖掘机、压路机、运输车辆等, 详见表 3.1-6。

表 3.1-6 钻前工程主要工程量一览表

序号	机械与设备名称	单位	数量
1	推土机	辆	2
2	挖掘机	辆	2
3	压路机	辆	1
4	运输车辆	辆	10

(2) 钻井工程

根据资料, 本工程新钻井 1 口, 井号为东秋 222, 位于阿克苏地区库车市境内, 钻井工程临时占地面积为 45580m², 钻井性质为勘探井, 设计井深为 6420m, 目的层为白垩系亚格列木组。工程主要包括主体工程 (钻前工程、钻井工程、油气测试工程、钻后工程)、辅助工程 (供电工程、供水工程、

临时性活动房)、环保工程(放喷池2座200m³、应急池1个300m³、泥浆暂存池1个1000m³)、依托工程(油气测试采出液、酸化压裂废水、磺化泥浆废弃物、生活垃圾、废油等依托处理处置)。钻前工程主要包括井场平整、设备基础修建、应急池、活动房搭建等。钻井工程主要包括设备安装、钻井、完井三部分。油气测试工程主要是对目的层油气产能情况进行测试。钻后工程主要包括污染治理、井场平整恢复。钻井工程总投资2000万元。

钻井工程所用机械与设备见表3.1-7。

表3.1-7 钻前工程主要工程量一览表

设备分类	序号	部件名称	规格型号	主参数	数量
钻机	1	钻机	ZJ80D	/	1
	2	井架	/	/	1
	3	底座	/	/	1
	4	绞车	/	/	1
	5	天车	/	/	1
	6	游车	/	/	1
	7	大钩	/	/	1
	8	水龙头	/	/	2
	9	水龙带	/	/	1
	10	钻井液管汇	/	/	1
	11	转盘	/	/	1
	12	主柴油发电机组	/	/	4
	13	辅柴油发电机组	/	/	1
	14	钻井泵	/	/	2
	15	循环罐	/	/	9
	16	固井罐	/	/	3
	17	振动筛	/	/	4
	18	除砂器	/	/	1
	19	除泥器	/	/	1
	20	除气器	/	/	1
	21	离心机	/	/	1
	22	离心机	/	/	1
	23	加重泵、混合漏斗	/	/	2
	24	螺杆压风机	/	/	2
救生及消防	25	救生及消防	/	/	1
	26	消防工具房及工具	/	/	1
	27	二层台逃生装置	/	/	2
	28	钻台紧急滑道	/	/	1
	29	可燃气体检测仪	/	/	2
	30	氧气浓度检测仪	/	/	1
硫化氢防护设	31	硫化氢防护设备	/	/	1

	32	正压式空气呼吸器	/	/	16
	33	备用气瓶	/	/	5
	34	充气泵	/	/	1
	35	轴流风机	/	/	5
	36	声光报警器	/	/	1
	37	防爆对讲机	/	/	6
	38	风向标	/	/	5

(3) 井身结构

东秋 222 井设计井深 6420m，完钻层为白垩系亚格列木组。钻井采用 ZJ80D 及以上钻机。设计井型为直井，采用六开井身结构，井身结构见表 3.1-8，井深结构见图 3.1-5。

表 3.1-8 钻前工程主要工程量一览表

开钻次序	井眼尺寸 mm	套管尺寸 mm	井深 m	钻井液体系
一开	711.2	609.6	200	本项目钻井阶段一开采用聚合物-欠饱和盐水体系泥浆；二开及以下均采用油基泥浆。
二开	571.5	473.08	2760	
三开	431.8	339.7	1080	
四开	311.2	244.5	680	
五开	215.9	177.8	1560	
六开	149.2	127	140	

东秋 222 井钻井、试油期执行《油气井测试地面计量技术规范》（SY/T 6997-2014）、《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）、《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）、《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）等文件要求。钻井废水与钻井泥浆、钻井岩屑进不落地系统处理；酸化压裂废水收集在回收罐后定期清运至轮南钻试修废弃物环保处理站处理，生活污水定期拉运至当地生活污水处理厂处理；泥浆分离后循环使用，完钻后拉走、其他井再利用；膨润土体系钻井岩屑在岩屑池暂存，干化达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）标准后用于铺垫其他井场和道路；油基体系钻井岩屑经随钻不落地收集系统收集后暂存于地罐中，定期拉运至轮南钻试修废弃物环保处理站处置；含油废物采用废油罐收集后暂存于危险废物临时贮存间，施工结束后及时清运至有资质单位进行处理；生活垃圾集中收集后定期运至当地生活垃圾填埋场处置。

(5) 钻后工程

钻井工程结束后进行设备搬迁以及钻井产生“三废”的无害化处理，井场平整及临时占地恢复。主要工程内容见表 3.1-9。

表 3.1-9 钻后工程主要内容

工程组成	工程内容
污染治理	钻井设备的拆卸、搬运，清理钻井现场，将垃圾、废油、废料清理干净。按照固体废物“资源化、减量化、无害化”处置原则落实各类固体废物收集、综合利用和处置措施。
	如果需要封井的：封堵内外井眼，拆除井口装置
井场平整恢复	井场平整、恢复，做到工完、料净、场地清。

钻后工程所用机械与设备见表 3.1-10。

表 3.1-10 钻后工程所用机械与设备一览表

序号	机械与设备名称	单位	数量
1	推土机	辆	2
2	运输车辆	辆	10

(6) 试油工程

试油主要包括测井、油气测试、完井、完井后污染治理等工序组成，其主要工程量内容见表 3.1-11。

表 3.1-11 试油工程主要内容

工程组成	工程内容
油气测试	主要测试目的层油气产能情况。
完井	测试结果表明该井有工业开采的价值，则进行后续的油气开采，其设备将拆除搬迁；若该井不产石油或所产气量无工业开采价值，则封井。
完井后污染治理	本项目钻井阶段一开采用非磺化水基泥浆，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制，分离后的固相排入防渗岩屑池，满足《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制要求》(DB65/T3997-2017)要求后，铺垫油区内的井场和道路；二开及以下采用油基泥浆，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，液相回用于钻井液配制，固相委托中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司处置。

(7) 原辅材料

本工程钻井过程中一开采用水基非磺化泥浆，二开及以下采用油基泥浆。施工期间主要物料消耗为钻井液、压裂液、柴油、水等。

本工程原辅材料消耗情况详见表 3.1-12。

表 3.1-12 井场主要材料用量一览表

物料名称	消耗量
钻井液 (m ³)	4230

压裂液 (m ³)	1000
生产用水 (m ³)	100
柴油 (t)	443

表 3.1-13 钻井液体系表

开次	一开	二开	三开	四开	五开	六开
井段, m	0~200	~2960	~4040	~4720	~6280	~6420
体系	膨润土-聚合物体系	油基钻井液体系				
主要成分	膨润土+烧碱+聚合物	基础油+有机土+乳化剂+降滤失剂+氯化钙水溶液+防塌剂+生石灰+加重剂。				
钻井液类别	水基非磺化	油基				

3.1.4.2 东秋 7 单井站地面工程

(1) 防爆电磁加热器撬

根据资料, 油气由井口采出后, 井口温度为 59℃, 在采气树油嘴套一级二级节流后温度为 9.95℃。为了防止站内流程介质冻堵, 同时保证原油进罐前温度高于油嘴套节流后温度从而增加稳定效果, 需要在井口油嘴出口设置加热设备。根据井口流动压力、流动温度、原油物性、气体组分, 核算出原油井口节流温度结果见表 3.1-14。

表 3.1-14 东秋 7 井站内加热流程热力核算

节点	输量 (m ³ /d)	压力 (MPa)	温度 (°C)	水合物形成温度 (°C)	加热功率 (kW)
井口		82	59	14.45	/
油嘴套节流后	原油: 21.4 (按 36 核算);	5.2	9.97	14.45	/
电磁加热器后	气: 31.8 × 10 ⁴	5.2	18.45	14.45	76.82

根据核算结果, 在保证水合物不形成的的前提下, 计算加热负荷为 76.82kw, 考虑到实际加热需输送温度高于水合物形成温度约 3-5℃, 以及实际工况的波动情况, 选用 80KW 加热节流撬。

(2) 计量分离器撬

井产物经节流加热后进入计量分离器计量与气液分离。根据《油田油气集输规范》GB50350-2015 中附录 A 计算公式计算。本工程产量规模（产油：21.4m³/d；产气：31.8×10⁴m³/d；产水：14.3m³/d），生产分离器计算尺寸：D=0.81m，L=4.41m。选用标准化油气生产分离器 D1200×6000mm 6.3MPa，处理液量：0~200t/d；处理气量：3000~90×10⁴Nm³/d；气相流量计 DN80。

油气分离器的设计、制造应符合国家现行标准《油气分离器规范》SY/T0515 的有关规定。

（3）闪蒸分离器撬

计量分离器后液相进入闪蒸分离器撬，进行微正压闪蒸。根据《油田油气集输规范》GB50350-2015 中附录 A 计算公式计算。本工程产量规模（产油：21.4m³/d；产水：14.3m³/d；操作压力 0.3~0.4MPa），单井生产分离器计算尺寸：D=1.2m，L=4.41m。选用标准化油气生产分离器 D1800×7200mm 1.6MPa，处理液量：300t/d。

闪蒸分离器的设计、制造应符合国家现行标准《油气分离器规范》SY/T0515 的有关规定。

（4）原油储罐

原油预处理设计规模为 21.4m³/d（按 36m³/d 核算），根据油田公司要求，连续生产的采油井场，应设储油罐，储存时间宜为 2d~7d，本工程设置 50m³原油储罐 4 座（可满足停留时间四天），满足生产要求。

（5）密闭定量装车撬

原油储罐中的原油通过密闭定量装车撬装车拉运。密闭定量装车撬主要包括防爆定量装车控制仪、防爆液体涡轮流量计、防爆溢油静电控制器、固定式静电接地报警器、耐振型压力表、液相装车鹤管、气相平衡鹤管、仪表配线、护管、直通篮式过滤器等设备、设施。

（6）放散管

站内工艺装置超压放空，最大处理量：31.8×10⁴m³/d，综合计算，所需放散管管径 89mm，高度 11.3m，选用 DN100，H=12m 的放散管。

3.1.5 辅助工程

辅助工程包括仪表及自动控制、通信、防腐与保温等。

3.1.5.1 供配电工程

因目前油田专线未建设，东秋 7 试采工程新设低压动力配电箱电源引自井场附近康伊线路低压侧，低压动力配电箱安装于变压器围栏外侧。

3.1.5.2 供排水

本工程生产用水、生活用水采用水罐车就近拉运至井场，储存于水箱内。

油田营运期生产井的采出水随采出油由罐车拉运至迪那 2 天然气处理厂处理，处理后作为注水水源加以利用；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后拉运至轮南钻试修废弃物环保处理站处理。生活污水定期由罐车拉运至迪那 2 天然气处理厂作业区公寓生活污水一体化处理装置处理。

3.1.5.3 仪表及自动控制

本工程在东秋 7 井设置电磁加热器橇 1 座、计量分离器橇 1 座、闪蒸分离器橇 1 座、密闭装车橇 1 座（工艺专业开料）、电控信一体化橇 1 座，橇内自带控制系统和相关自控仪表，仪控专业不重复开料。在值班室设置操作员站（兼工程师站）1 套。

根据工艺操作、安全及生产管理的需要，东秋 7 井按有人值守井设计，井场设置必要的远程及就地仪表，远程仪表信号、橇装设备 PLC 系统的信号统一接入液控柜自带 RTU 控制系统集中监控，然后将生产数据上传至东秋 7 井值班室集中监控。

3.1.5.4 通信

本工程在东秋 7 井站内设置值班房。新建通信机柜、应急广播系统、视频管理储存系统。新建监控摄像机 6 台（3 套防爆型摄像机与 3 套非防爆摄像机），电控信一体化橇设备自带监控设备 1 台，设置监控工作站与网络硬盘录像机。自控数据和视频信息及语音信息本地管理储存，数据外传通信以太网线路工作量不在本工程设计范围内，本工程通信工作界面位于值班房通信机柜建设完成为止。

3.1.5.5 防腐与保温

本工程东秋 7 井场钢质管道及设备需做防腐处理。

(1) 设备及阀门防腐保温

阀门出厂前应进行防腐处理。阀门保温采用保温盒，外保护层用 0.7mm 厚银灰色彩钢板。

计量分离器和闪蒸分离器设备内表面防腐层采用无溶剂环氧酚醛体系涂料（2 道），干膜厚度 $\geq 400 \mu\text{m}$ 。设备外壁防腐层采用环氧酚醛涂料，环氧酚醛涂料底漆（2~3 道），干膜厚度 $\geq 150 \mu\text{m}$ ；环氧酚醛涂料面漆（2~3 道），干膜厚度 $\geq 150 \mu\text{m}$ 。设备操作平台及栏杆除锈后环氧富锌底漆（2 道），干膜厚度 $\geq 80 \mu\text{m}$ ；再刷环氧云铁面漆（1~2 道），干膜厚度 $\geq 120 \mu\text{m}$ ；脂肪族聚氨酯面漆（2 道），干膜厚度 $\geq 80 \mu\text{m}$ ；总干膜厚度 $\geq 280 \mu\text{m}$ 。设备保温层厚 80mm，采用复合硅酸盐板，保护层采用 0.6mm 的灰色彩涂钢板。供货商应在设备出厂前完成设备内部容器、管线等保温安装，并对设备底部管线安装电伴热，配套提供电伴热带、首尾端接线盒，所需电源电压，其中电伴热带选用自限温电伴热带。保温材料应满足 GB/T 5264-2013《工业设备及管道绝热工程设计规范》的相关要求。

(2) 井场内管道防腐保温及电伴热

地上不保温管道防腐采用环氧富锌底漆（底层厚度 $\geq 80 \mu\text{m}$ ，2 道）+环氧云铁中间漆（中间层厚度 $\geq 120 \mu\text{m}$ ，2 道）+氟碳面漆（面层厚度 $\geq 70 \mu\text{m}$ ，2 道）；地上不保温管道防腐采用环氧富锌底漆（底层厚度 $\geq 80 \mu\text{m}$ ，2 道）+环氧云铁中间漆（中间层厚度 $\geq 60 \mu\text{m}$ ，1 道），保温层采用 40mm 厚防水复合硅酸盐管壳，每 300mm 用镀锌铁丝捆扎 2 道；防护层采用铝皮。

井场内地面管线需要进行电伴热，电伴热带采用防爆自控温电伴热带 60W/m 220V，缠绕比为 1.5: 1（电伴热带长度是管线长度的 1.5 倍）。

由于井产物经采气树油嘴套节流后温度低于水合物形成温度，为保证水合物不形成，对井口采气树至电磁加热器间管线电伴热采取更密集的缠绕比 2: 1（电伴热带长度是管线长度的 2 倍）。

3.1.6 依托工程

3.1.6.1 迪那 2 天然气处理厂

迪那 2 天然气处理厂位于迪那 2 区块,属于“中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司迪那气田开发建设项目”的建设内容之一。该项目编制了环境影响报告书,并于 2007 年 9 月取得了原国家环境保护总局的批复,见《关于中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司迪那 2 气田开发建设项目环境影响报告书的批复》(环审〔2007〕370 号);建成后于 2015 年 12 月取得了新疆维吾尔自治区环境保护厅的竣工验收意见,见《关于中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司迪那 2 气田开发建设项目竣工环境保护验收合格的函》(新环函〔2015〕1447 号)。迪那 2 天然气处理厂扩建工程包含在迪那 2 区域天然气处理厂扩建工程、迪那 2 气田采出水系统改造工程和迪那 2 气田开发调整方案地面工程中,《迪那 2 区域天然气处理厂扩建工程》于 2017 年 11 月 28 日取得原阿克苏地区环境保护局批复(阿地环函字〔2017〕617 号),2019 年 7 月完成企业自主验收;《迪那 2 气田采出水系统改造工程》于 2019 年 10 月 16 日取得阿克苏地区生态环境局批复(阿地环函字〔2019〕581 号),已完成建设,正在组织验收;《迪那 2 气田开发调整方案地面工程》于 2021 年 8 月 4 日取得新疆维吾尔自治区生态环境厅批复(新环审〔2021〕133 号),目前正在建设。

(1) 处理规模

迪那 2 天然气处理厂是集油气生产系统、污水处理系统、仪表自控系统、消防系统为一体的综合性站场,其天然气设计处理能力 $1600 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$,原油设计处理能力 $1260 \text{t}/\text{d}$,污水设计处理能力 $720 \text{m}^3/\text{d}$ (共两期,目前只建设 1 期,处理规模为 $360 \text{m}^3/\text{d}$),处理后的产品天然气管输至轮南末站,液化石油气及稳定后的原油、轻油管输至牙哈装车站。2017 年实施天然气处理厂扩建工程,增加 1 套脱水脱烃装置,天然气处理能力提高至 $2000 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$;2019 年实施天然气处理厂采出水系统改造工程,在污水处理车间内增加 1 套 $1000 \text{m}^3/\text{d}$ 的采出水处理装置取代原计划的二期工程,污水处理规模达到 $1360 \text{m}^3/\text{d}$;2021 年实施天然气处理厂扩建工程,在天然气处理厂内新建压缩

机1套、1600m³气田水调节罐2座、污泥减量化装置1套、全自动高效聚结斜管除油器1套、双滤料过滤器1套，污水处理规模达到2000m³/d。目前，迪那2天然气处理厂天然气实际处理量1700×10⁴m³/d，原油实际处理量760t/d（27.7×10⁴t/a），污水实际处理量315m³/d。

（2）天然气处理装置工艺

①集气装置

迪那2气田天然气通过集气干线混输至油气处理厂集气装置内，集气装置内设有分离器、计量装置、汇管、清管器接收筒。含液天然气在此进行分离（固定式卧式气液分离器）、计量后，进入脱水脱烃装置，分离出来的未稳定凝析油进入凝析油稳定装置。另外，可对集气干线进行清管作业，分别设置接收迪那1、迪那2集气干线发来的清管器。在管道施工过程中，管内残存的污物和积水通过清管加以清除。清管器接收筒可进行智能清管，检测干线内腐蚀。

②脱水脱烃装置

由于含有饱和水的天然气随温度的降低会形成白色结晶状固态水合物，极易堵塞管道及阀门，因此，在原料气预冷前须注入水合物抑制剂乙二醇，通过降低水合物的冰点温度，达到防止水合物的形成，从而保证脱水脱烃过程顺利运行。乙二醇外购，通过汽车拉运至厂区内，送入乙二醇贫液缓冲罐（φ1800×8000，2台），使用过程中，通过贫液注入泵送入溶液配制罐（φ1600×4200，2台），然后进入脱水脱烃流程。乙二醇作为水合物抑制剂，损耗小、容易再生。

迪那2天然气处理厂设置4套脱水脱烃装置，单套装置处理规模为400×10⁴m³/d。装置采用JT阀节流制冷脱水脱烃工艺。

原料天然气（约40℃，12MPa）从集气装置来，进入脱水脱烃装置，从乙二醇再生及注醇装置来的乙二醇液通过雾化喷头喷入原料气预冷器，原料天然气与自干气聚结器来的冷干气进行换热，被冷却至约0℃。预冷后的原料气再经JT阀节流至7.1MPa，温度降至约-20℃，进入低温分离器进行分离，

以分出液态醇烃液。干气自低温分离器进入干气聚结器，进一步分离出夹带的少量的醇烃液后进原料气预冷器与原料气逆流换热，换热后的产品气经计量后外输。

从低温分离器底部出来的醇烃混合液经换热后进入三相分离器进行分离，三相分离器顶部出来的闪蒸气与产品气掺混后外输；底部分离出的凝液和乙二醇富液分别进入轻烃回收装置和乙二醇再生及注醇装置。天然气处理工艺流程见图 3.1-6。

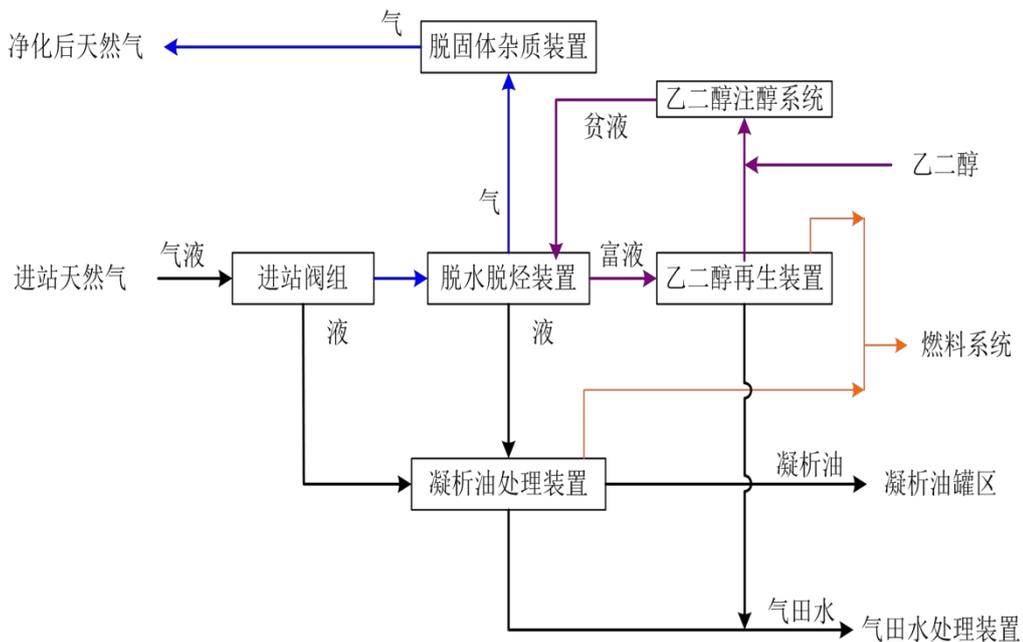


图 3.1-6 天然气处理工艺流程图

（3）污水处理

废水处理工艺包括污水清污分流、污水除油过滤和污泥（污油）处理三个部分。污水处理采用“重力自然除油-聚结斜管除油-过滤”的处理工艺。

生产污水、检修污水、气田水分别收集，进入污水调节池，提升后进入除油罐，出水进入缓冲罐，再经泵加压提升后进入斜管除油器，出水利用余压直接进入含油污水过滤器进行粗滤和精滤两级过滤，滤后水进入滤后水罐，再由污水外排泵加压外排至回注井场，或由回注泵吸水、升压、回注。

（4）迪那 2 天然气处理厂依托可行性分析

迪那2天然气处理厂天然气实际处理量 $1700 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，原油实际处理量 $760 \text{t}/\text{d}$ ($27.7 \times 10^4 \text{t}/\text{a}$)，污水实际处理量 $315 \text{m}^3/\text{d}$ 。现迪那2天然气处理厂天然气处理能力富余 $300 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 、原油处理能力富余 $500 \text{t}/\text{d}$ 、污水处理富余 $1045 \text{m}^3/\text{d}$ 。

表 3.1-15 迪那2天然气处理厂处理能力一览表

迪那2天然气处理厂	设计规模	实际处理量	富余能力	本工程新增处理量	依托可行性
原油 t/d	1260	760	500	16.7t/d	依托可行
采出水 m^3/d	1360	315	1045	$14.3 \text{m}^3/\text{d}$	依托可行

由上表可知，因此迪那2天然气处理厂处理能力可满足本工程生产需求。

3.1.6.2 库车畅源 YM35-2C2 环保站

库车畅源生态环保科技有限责任公司 YM35-2C2 环保站位于新和县英买力气田内，设施的中心坐标为北纬 $41^\circ 24' 3.62''$ ，东经 $82^\circ 3' 28.82''$ ，主要是为处理英买油气田产生的固废而建设的，于2019年3月28日取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复（新环函〔2019〕375号）。2021年10月22日开展自主验收。

建设单位编制了《库车畅源生态环保科技有限责任公司英买15万吨/年HW08类危险废弃物及磺化泥浆处置项目突发环境事件应急预案》，并在新和县环保局备案（652925-2019-001）。2020年4月11日，库车畅源生态环保科技有限责任公司取得了本工程排污许可证（91652923556459466U002V），发证机关：阿克苏地区生态环境局。按照排污许可证要求，开展日常监测工作。定期对废气、地下水、土壤及还原土进行监测，确保污染物达标排放。

该站位于阿克苏地区新和县中部，YM35-2C2井的井场内。项目采用高温焚烧工艺处理含油污泥及磺化泥浆废弃物，设计年处理规模为15万吨。主要建设内容为：1座年处理15万吨HW08类危险废弃物及磺化泥浆的焚烧设备；辅助工程包括一座 108m^3 循环水池和一座 108m^3 事故水池；储运工程包括1座 12000m^3 磺化泥浆暂存池，1座 6500m^3 磺化泥浆暂存池，1座 16000m^3 含油污泥暂存池，封闭式还原土暂存间。配套环保设施包括SNCR脱硝、旋

风除尘器、半干急冷塔、布袋除尘器、除酸塔、50m高排气筒、危废暂存间等。

项目还原土经检测满足《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）中第二类用地筛选值要求及《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）后，综合利用。项目产生的飞灰（772-003-18）含废活性炭、废滤袋（900-041-49）、焚烧残渣（772-003-18），交库车红狮水泥有限公司处理。

目前，库车畅源 YM35-2C2 环保站聚磺体系泥浆处理能力有较大剩余，本工程 1 口钻井（东秋 222）施工期油基体系泥浆（分离后的固相）产生量约为 3556.3m³，可以依托。本工程施工期共产生含油废物约 0.5t；运营期废机油产生量约 0.05t，落地原油产生量约 0.1t/a，废弃防渗材料最大量约 0.25t/a，目前处理能力充足，可以满足本工程处理需求。因此 YM35-2C2 环保站处理能力可满足本工程生产需求。

3.1.6.3 轮南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位于轮台县轮南镇，中心地理坐标为东经 84° 13′ 44.14″，北纬 41° 25′ 21.02″，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），2017 年 6 月建成，2019 年完成自主验收，目前环保处理站正常运行。

①聚磺体系泥浆

轮南钻试修废弃物环保处理站设计固废处理能力 100m³/d，采用高温氧化处理技术对钻井聚磺泥浆和饱和盐水钻井岩屑进行无害化处置，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，处理后的固体废物满足标准：新疆维吾尔自治区地方标准《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中表 1 综合利用污染限值，用于铺设服务油田生产的各种内部道路、铺垫井场、固废封场覆土及作为自然坑注

填充材料等。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，具体流程见图 3.1-7。

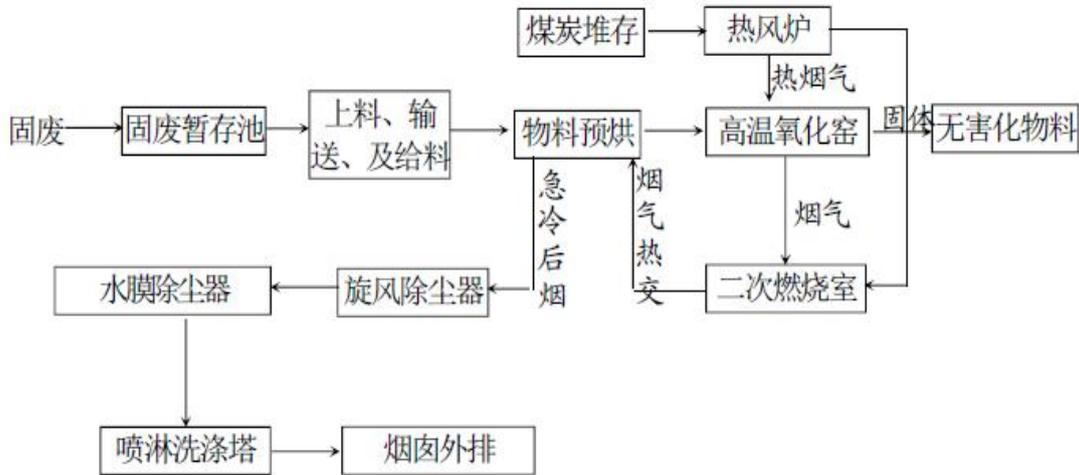


图 3.1-7 轮南钻试修废弃物环保处理站钻井聚磺泥浆固废处理工艺流程图

②井下作业废水

采取均质除油+絮凝沉淀+过滤工艺对废水进行净化处理，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《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）回注水质指标要求中注入层平均空气渗透率 $>1.5 \mu m^2$ 的标准后回注油层。废水处理工艺具体流程见图 3.1-8。

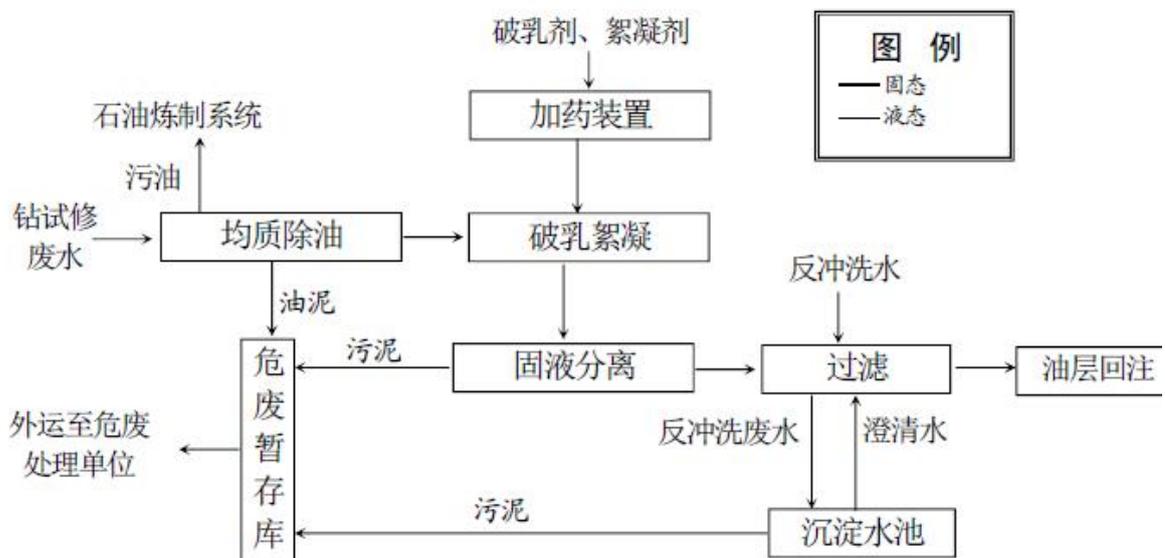


图 3.1-8 轮南区块钻试修废弃物环保处理站废水处理工艺流程图

(2) 依托可行性

本工程运营期产生的井下作业废水、井下作业废液均依托塔轮南钻试修废弃物环保处理站。目前，轮南钻试修废弃物环保处理站钻试修废水处理规模 500m³/d，处理现状为 305m³/d，处理余量 195m³/d，本工程产生的井下作业废水量约 0.211m³/d，酸化压裂液 0.781m³/d，共计约 0.992m³/d，可以依托。

3.2.6.4 迪那作业区固废场

(1) 基本情况

迪那作业区固废场属于《塔里木油田分公司迪那2气田开发建设项目》建设内容，该工程于2007年9月5日取得原国家环境保护总局批复（环审〔2007〕370号），并于2015年12月30日取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅验收意见的函（新环函〔2015〕年1447号）。

迪那作业区固废场现有 30000m³ 生活污水暂存池 1 座，30000m³ 污水收集池 1 座，40000m³ 污水收集池 1 座，污水隔油池 2 座，污泥干化池 1 座，1000m³ 工业垃圾池 8 座，1000m³ 生活垃圾池 2 座，目前迪那作业区固废场工业垃圾池和生活垃圾池均未填满，尚有较大余量。

(2) 依托可行性

本工程施工废料和生活垃圾均依托迪那作业区固废场填埋处置，施工废料产生量约为 0.2t，生活垃圾产生量约为 7.46t。目前迪那作业区固废场工业垃圾池和生活垃圾池均未填满，尚有较大余量，本工程依托可行。

3.2.6.5 迪那2天然气处理厂作业区公寓生活污水一体化处理装置

(1) 基本情况

迪那2天然气处理厂作业区公寓生活污水一体化处理装置属于《塔里木油田分公司迪那2气田开发建设项目》建设内容，该工程于2007年9月5日取得原国家环境保护总局批复（环审〔2007〕370号），并于2015年12月30日取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅验收意见的函（新环函〔2015〕年1447号）。

作业区公寓西南部设有一体化生活污水处理设施 1 套，设计污水处理规模 $10\text{m}^3/\text{h}$ ，生活污水产生量最大值 $7\text{m}^3/\text{h}$ ，处理水质可以达到《污水综合排放标准》(GB8978—1996)二级标准，处理后的生活污水排入作业区公寓西偏北 2.1km 处的 30000m^3 的生活污水蒸发池中。

(2) 依托可行性

本工程生活污水依托迪那 2 天然气处理厂作业区公寓生活污水一体化处理装置处置，生活污水产生量约为 $2.78\text{m}^3/\text{d}$ 。目前作业区公寓生活污水一体化处理装置处理能力为 $240\text{m}^3/\text{d}$ ，生活污水产生量最大值 $168\text{m}^3/\text{d}$ ，处理余量 $72\text{m}^3/\text{d}$ ，本工程依托可行。

3.2 工程分析

3.2.1 工艺流程及产排污节点

3.2.1.1 施工期

(1) 东秋 222 井钻井工程

东秋 222 钻井工程整个工艺过程主要包括钻前工程（应急池、钻井平台等的建设，设备搬运及安装）、钻井工程（固井、录井）、钻后工程（完井搬迁及污染物治理）、油气测试工程，工艺过程见图 3.2-1。

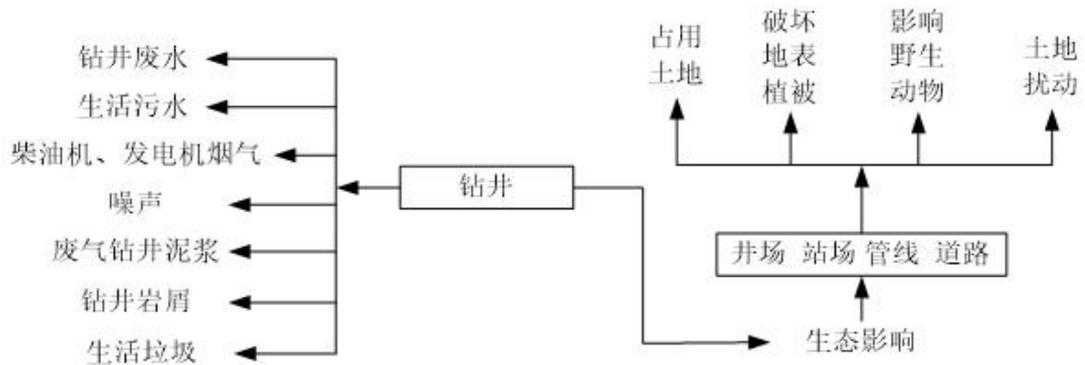


图 3.2-1 原油系统工程施工工艺流程

1) 钻前工程

本工程钻前工程主要为进场道路建设、井场以及辅助设施建设。

①井场建设

根据井场平面布置图，首先对井场进行初步平整，然后采用挖掘机进行应急池、放喷池等池体开挖作业，并利用应急池、放喷池的挖方进行填方作业，对场地进行平整。场地平整作业结束后，进行设备基础及池体防渗工程的建设。

②设备搬运及安装

进场道路及井场修建完成后，由运输车辆将各类设备逐步运至井场，并按井场平面布置所示位置进行安装，通过检查满足钻井要求时开始进行钻井工程。

2) 钻井工程

本工程采用常规钻井工艺。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。通过钻机、转盘，带动钻杆切削地层，同时由泥浆泵经钻杆将泥浆注入井筒冲刷井底，将切削下的岩屑不断带至地面，整个过程循环进行，使井不断加深，直至目的井深。钻井中途需要停钻，以便起下钻具更换钻头、下套管、固井、替换洗井液和检修设备。

固井是在已钻成的井筒内下入套管，然后在套管与井壁之间环空内注入水泥浆，将套管和地层固结在一起的工艺过程，可防止复杂情况，以保证安全继续钻进下一段井筒或保证顺利开采生产层中的油气资源。

3) 钻后工程

①完井后换装井口装置及设备搬迁

完井后，要换装井口装置，有油时井口需换装采油树，若该井无开采价值，则将井口用水泥封固；其余设施将拆除、搬迁。将钻井液材料全部进行回收，确保井场无遗留，并对钻井过程中产生的各类废物进行清理。施工单位做到工完、料净、场地清，并对后续可能出现的环保问题负责。

②完井后污染治理

a.一开为非磺化水基泥浆暂存至泥浆暂存池，干化后用于铺垫井场。二开至六开为油基泥浆，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，液相回用于钻井液配制，固相运输至轮南钻试修废弃物环保处理站处置。

b.酸化压裂废水收集进罐，运输至轮南钻试修废弃物环保处理站处理。

c.生活污水排入生活污水池暂存，定期拉运至库车市污水处理厂妥善处理。

d.生活垃圾集中收集后清运至库车市垃圾填埋场填埋处置。

e.井场废水及固废清理完毕后，应急池、放喷池等临时设施清理防渗层后覆土回填。

4) 油气测试工程

油气测试就是利用专用的设备和方法，对通过地震勘察、钻井录井、测井等间接手段初步确定的可能含油（气）层位进行直接的测试，并取得目的层的产能、压力、温度、油气水性质以及地质资料的过程。

油气测试前先安装井口放喷专用管线、各种计量设备、油气两相分离设备、原油回收罐等。如该井有油气资源，则产出液经两相分离器分离后，原油进入原油罐回收，天然气经过管线引至放喷池点火，依据具体情况设定放喷时间。

当钻至目的层后，对油气应进行测试，如钻孔在目的层未遇裂隙，则需进行射孔，用射孔枪打开产层，然后将压裂酸液注入地层孔隙、裂缝中，通过酸液和地层岩石矿物的反应，溶解部分岩石矿物或堵塞物质，从而扩大或沟通地层岩石的孔隙裂缝，改善地层近井地带渗透率，使含油气层的油气资源通过裂隙采出。

(2) 东秋7井单井站地面工程

施工期污染主要来自井场、站场作业带等施工场地平整清理、建材运输、露天堆放、装卸等过程产生的扬尘，施工机械及运输车辆产生的燃油废气，管道试压废水，各类施工机械和运输车辆噪声，平整场地破坏地表等。施工期工艺流程图见图 3.2-2。

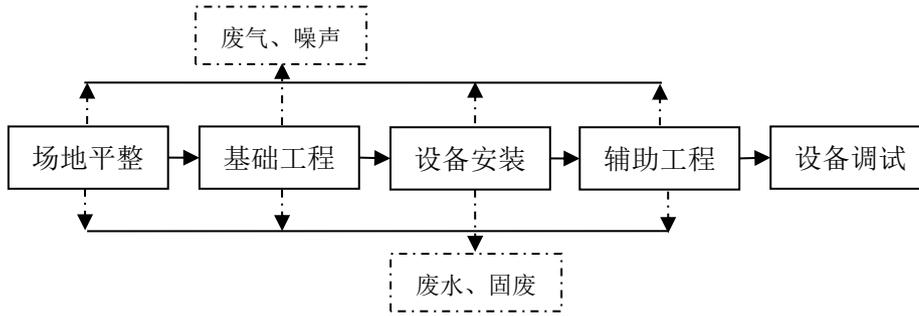


图 3.2-2 原油系统工程施工工艺流程

3.2.1.2 运营期工艺流程

本工程运营期工艺流程见图 3.2-3。

东秋 7 井井口采出液经加热、降压、分离后，分离出的原料气在站内交由第三方净化处理与增压，第三方最终将天然气制成 LNG 装罐后拉运销售；井口分离出的原油经过微正压闪蒸，将原油稳定后站内存储，最终通过罐车拉运至迪那 2 天然气处理厂进行处理。

3.2.1.3 退役期

随着油气开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入退役期。

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

退役期废气污染源主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施；噪声污染源主要为车辆噪声，要求合理安排作业时间，控制车辆速度等措施；固体废物主要为闭井过程中产生的废弃管线、废弃建筑残渣等，废弃管线、废弃建筑残渣等收集后送轮南钻试修废弃物环保处理站处理。

3.2.2 环境影响因素分析

本工程建设可分为施工期、运营期、退役期三个阶段。

施工期环境影响的特点是持续时间短，破坏性强，在本工程建设结束后，可在一定时期消失；但如果污染防治和生态保护措施不当，可能持续很长时间，并且不可逆转，例如对生态环境的破坏。运营期环境影响持续时间长，并随着产能规模的增加而加大，贯穿于整个运营期。退役期，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。

图 3.2-1 本工程污染物产生情况

时段	污染类别	污染因子	产污环节
施工期	废气	柴油机烟气、TSP、CO、NO _x 等	场地平整、钻井工程、施工机械运转、运输车辆行驶等
	废水	SS、石油类、COD 等	钻井工程、施工人员生活区
	噪声	等效连续 A 声级 (Leq)	钻井机械、施工机械、运输车辆行驶
	固废	钻井固废、建筑垃圾、生活垃圾	钻井工程、基础施工、施工人员生活区
	生态	永久占地、植被破坏	工程占地

运营期	废气	非甲烷总烃	阀门、法兰等
	废水	采出水、井下作业废水、生活污水	井下作业、居住区等
	噪声	等效连续 A 声级 (Leq)	设备运转
	固废	油泥、生活垃圾、废机油、防渗材料	井下作业、清罐作业、居住区等
退役期	废气	扬尘	拆除生产设施, 井场恢复
	噪声	车辆噪声	拆除生产设施, 井场恢复
	固废	废弃建筑垃圾	拆除生产设施, 井场恢复

3.2.3 施工期环境影响因素分析

3.2.3.1 生态影响因素

本工程生态影响主要体现在钻井工程临时占地以及单井站建设阶段, 如占用土地、地表扰动、植被破坏等。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。临时占地主要包括钻井井场占地等, 施工结束后临时占地可恢复原有使用功能。永久占地主要为单井站的永久占地。

根据估算, 本工程总占地约 2.266hm², 其中永久占地 0.806hm²、临时占地 1.46hm², 详见表 3.2-3。工程占地类型主要为裸地。

表 3.2-3 占地面积统计表

序号	工程内容	占地面积 (hm ²)			说明
		永久	临时	总占地	
1	东秋 7 井井场	0.4323	0	0.4323	66.5m×66m
2	东秋 7 井生活区	0.0456	0	0.0456	24m×19m
3	东秋 7 井放散区	0.0081	0	0.0081	9m×9m
4	东秋 222 钻井井场	0	1.4	1.4	100m×140m
7	放喷池	0	0.06	0.06	井场外主、副放喷池各一座
8	东秋 222 井进场道路	0.32	0	0.32	长度约 400m, 宽度为 8m, 砂石路面
9	生活区	0	0	0	依托东秋 7 井生活区
合计		0.806	1.46	2.266	/

3.2.3.2 施工期污染源分析

(1) 废气污染源

本工程施工期大气污染物主要包括：施工开挖、填筑、混凝土拌和及车辆运输产生的粉尘与扬尘；施工机械设备和车辆废气。本工程钻井期间用电优先由区域现有供电系统提供，柴油发电机作为备用电源。燃油废气中主要污染物为颗粒物、NO_x、SO₂、烃类等。施工机械及运输车辆的使用情况具有不确定性，其污染物的排放具有排放时间短等特点。

①施工扬尘

根据调查，施工场地扬尘浓度平均值为 1.5~3.0mg/m³，在距离施工场地 50m 处，施工场地产生的扬尘≤1.0mg/m³，低于《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中规定的颗粒物无组织排放监控浓度限值，工程施工过程中要定期洒水降尘，减少对外环境空气的影响。

②车辆行驶扬尘

根据有关文献，车辆行驶的动力扬尘占总扬尘的 60%，车辆行驶产生的扬尘，在道路完全干燥的情况下，可按下列经验公式计算：

$$Q=0.123 (V/5) (W/6.8)^{0.85} (P/0.5)^{0.75}$$

式中：Q——汽车行驶时的扬尘，kg/km 辆；

V——汽车速度，km/h；

W——汽车载重量，t；

P——道路表面粉尘量，kg/m²。

表 3.2-4 为一辆载重量约 5.0t，通过 1 段长度为 500m 的路面时，不同表面清洁程度、不同行驶速度情况下产生的扬尘量，由此可见，在同样路面清洁程度条件下，车速越快，扬尘量越大，而在同样车速情况下，路面越脏，扬尘量越大。因此，限速行驶和保持路面的清洁是减少汽车扬尘的有效办法。

表 3.2-4 不同车速和地面清洁程度时汽车扬尘产生量 单位：kg/km·辆

车速 Km/h 路况	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	1.0
	(kg/m ²)					
5	0.0283	0.0476	0.0646	0.0801	0.0947	0.1593

10	0.0566	0.0953	0.1291	0.1602	0.1894	0.3186
15	0.0850	0.1429	0.1937	0.2403	0.2841	0.4778
20	0.1133	0.1950	0.2583	0.3204	0.3788	0.6371

(2) 废水污染源

施工期产生的废水主要为钻井废水、单井站内管线试压废水以及施工人员生活污水。

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，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。钻井废水主要包括：

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。

本工程计划部署2口井，其中新钻井1口、新建单井站1座。钻井总进尺6420m。根据《工业源产排污核算方法和系数手册（2021年版）》中石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册，普通气井（ $\geq 3.5\text{km}$ 进尺）产污系数52.64t/100m进行估算。本项目钻井废水产生量为3379.49t。钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排。

② 生活污水

施工期产生的废水主要为生活污水。本工程施工人员 50 人,施工期 240d,生活用水量按 60L/人·d 计算,排水量按用水量的 80%计算,则施工期间生活污水产生量约为 576m³。本工程施工营地依托钻井期营地,生活污水排入生活污水撬,定期拉运至迪那 2 天然气处理厂作业区公寓生活污水一体化处理装置进行处理。

②管道试压废水

根据设计资料,新建东秋 7 井站内管线长度约为 725m。本工程新建管道试压采用洁净水,管道试压废水中主要污染物为 SS。管道试压分段进行,试压水排出后进入下一段管线循环使用。试压结束后,产生的试压废水按照每千米 2.5m³ 计算,本工程管线总长度为 0.725km,试压废水为 1.8125m³,主要污染物为 SS。管线试压废水属于清净废水,试压完成后用于场地降尘用水,不外排。

(3) 噪声污染源

工程施工期噪声主要包括钻井、土方施工、建构筑物结构施工、设备吊运安装、进场道路修建等过程中各种机械和设备产生的噪声,物料运输车辆交通噪声,以及钻井工程钻机、泥浆泵和发电机运转过程产生的噪声。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》(HJ 2034-2013)中表 A.2 和类比油田开发工程中井场、站场、内部道路、钻井工程实际情况,工程施工期拟采用的各类施工设备产噪值见表 3.2-5。

表 3.2-5 施工期主要噪声源及源强

噪声源名称	源强 (dB(A))	噪声源名称	源强 (dB(A))
推土机	88	吊装机	85
挖掘机	90	混凝土搅拌机	90
运输车辆	90	压路机	95
装载机	88	钻机	95
泥浆泵	95	振动筛	90

(4) 固体废物污染源

①钻井泥浆

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

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

式中：V——排到地面上的泥浆量（m³）；

D——井眼的平均直径；

h——井深。

本工程钻井进尺 5354m，钻井泥浆产生量见表 3.2-6。

表 3.2-6 本工程钻井泥浆产生量

开钻顺序	井段 m	井眼尺寸 mm	进尺 m	泥浆量 m ³	备注
一开	0-200	711.2	200	126.9	非磺化水基泥浆
二开	200-2960	571.5	2760	533.4	油基泥浆
三开	2960-4040	431.8	1080	198	
四开	4040-4720	311.2	680	130.3	
五开	4720-6280	215.9	1560	164.7	
六开	6280-6420	149.2	140	86.3	
合计		/	6420	1239.6	

根据计算可知，本工程共产生钻井泥浆 1239.6m³。

② 钻井岩屑

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

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

式中：W——钻井岩屑产生量（膨胀系数取 2.2），m³；

D——井眼的平均直径；

h——井深；

本工程钻井总进尺 5100m，产生的岩屑量见表 3.2-7。

表 3.2-7 本工程岩屑产生量

开钻顺序	井段 m	井眼尺寸 mm	进尺 m	岩屑量 m ³	备注
一开	0-200	711.2	200	174.9	非磺化水基泥浆岩屑
二开	200-2960	571.5	2760	1770	油基泥浆岩屑
三开	2960-4040	431.8	1080	395.5	
四开	4040-4720	311.2	680	129.3	
五开	4720-6280	215.9	1560	142.8	
六开	6280-6420	149.2	140	6	
合计		/	6420	2618.5	

计算得知：本工程共产生钻井泥浆 1239.6m³，钻井岩屑约 2618.5m³，其中非磺化水基泥浆岩屑产生量约为 174.9m³，油基泥浆岩屑产生量约为 2443.6m³。本工程井场配套设置钻井废弃物不落地系统，钻井岩屑随泥浆一同进入不落地系统进行分离，液相部分循环使用，一开为非磺化水基泥浆（126.9m³）和非磺化水基泥浆岩屑，暂存至泥浆暂存池和岩屑池，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）要求后，可用于铺垫油区内的井场、道路；二至六开的磺化水基泥浆（1112.7m³）和油基泥浆岩屑，与钻井废水一同采用不落地技术处置，现场进行固液分离后，固相拉运至库车畅源 YM35-2C2 环保站处置。

③施工废料

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等。根据类比调查，施工废料的产生量约为 0.2t。施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至迪那作业区固废场处理。

④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 240 天，则施工期间产生生活垃圾 6t。本工程施工营地依托钻井期营地，生活垃圾委托迪那作业区固废场处置。

⑤土石方

本工程共开挖土方 136.8m³，回填土方 292.6m³，回填土方主要为东秋 7 单井站区域基础回填土方。本工程井场地表均高于四周自然地面高程，借方来自区域井场还原土，本工程无弃方。

表 3.2-8 土石方平衡表 单位：m³

工程分区	挖方	填方	借方量		弃方量	
			数量	来源	数量	去向
井场工程	136.8	292.6	0.03	区域井场还原土	0	—
合计	136.8	292.6	0.03	—	0	—

⑥危险废物

施工期间使用的机械设备运行过程中需进行维护、保养、维修等工作，以使其能正常运转，此过程中将产生少量的废油，如废液压油、废机油、废机油、含油废弃物等，类比调查一个钻井施工期产生量不足 0.1t，委托有危废处置资质单位接收处置。

本工程钻井期间可能会产生一定量的含油废物，包括落地油、废防渗膜等，产生量约为 0.5t/井。预计产生含油废物约 0.5t。含油废物属于危险废物，废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，废物代码为 900-249-08。含油废物集中收集后暂存于钻井井场危废暂存间，钻井结束后交由有资质的单位进行处置。

⑦酸化压裂返排液

东秋 222 钻井工程中压入地层的酸液会在排液测试阶段从井底返排出来，即为酸化压裂返排液。根据类比调查，如遇含油气层则少部分（约 20%）酸化压裂返排液从井口返排，如未遇含油气地层，则大部分（70~80%）酸化压裂返排液从井口返排。根据设计单位提供的资料，工程产生的酸化压裂返排

液总量约 100m³，压裂作业完成后，酸化压裂返排液集中收集，通过罐车拉运至轮南钻试修废弃物环保处理站妥善处理。

3.2.4 运营期环境影响因素分析

3.2.4.1 废水污染源

(1) 采出水

东秋 7 井油藏采出水主要来源于油藏本身的底水、边水，随着开采年限的增加呈逐渐上升状态。根据本工程开发指标设计表，东秋 7 井运营期日产水 14.3m³/d（约合 5.2×10³m³/a），依托迪那 2 天然气处理厂污水处理系统处理达标后全部回注油层，不外排。

(2) 生活污水

本工程新增劳动定员 8 人，采用三班两倒运转，生活用水量按 60L/人·d 计算，排水量按用水量的 80% 计算，则运营期生活污水产生量约为 140m³/a。运营期生活污水排入值班区内生活污水撬，定期拉运至迪那作业区公寓生活污水处理装置处理。

(3) 井下作业废水

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

单井每次修井产生井下作业废水 25.29t，按井下作业每 2 年 1 次计算，则本工程井下作业工程产生的井下作业废水量为 12.645t/a。井下作业废水自带回收罐回收作业废水，拉运至轮南钻试修废弃物环保处理站处理。

3.2.4.2 废气污染源

(1) 无组织非甲烷总烃核算

1) 单井站设备与连接件泄漏源强核算

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（烷烃等）、卤代烃，含氮有机化合物，含硫有机化合物等，对本工程而言，VOCS 主要为非甲烷总烃。本工程运营过程中井场无组织废气主要污染物为从阀门等部分逸散无组织非甲烷总烃，参照《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》（HJ853-2017）要求对本工程无组织废气进行核算。

挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物量按以下公式计算。

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

式中：E 设备——设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物年许可排放量，kg/a；

t_i ——密封点 i 的年运行时间，h/a；

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

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

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

n——挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数。

表 3.2-9 设备与管线组件 $e_{\text{TOC},i}$ 取值参数表

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

参照《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》，若未提供 TOC 中 VOCs 的质量分数，则保守取 1 进行核算，则本工程采出液中 $WF_{VOCs, i}$ 和 $WF_{TOC, i}$ 比值取 1；根据设计单位提供的数据，项目井场阀组涉及阀门、法兰数量如表 3.2-10 所示。

表 3.2-10 本工项目单座井场无组织废气非甲烷总烃核算一览表

序号	设备名称		设备数量(个)	排放速率 (kg/h)	年运行时间 (h)	年排放量 (t)
1	单座采气 场	气体阀门	5	0.0003	8760	0.003
2		有机液体阀门	36	0.0039	8760	0.034
3		法兰	82	0.0108	8760	0.095
合计				0.015	/	0.132

经过核算，本井场无组织排放废气中非甲烷总烃排放速率为 0.015kg/h，按年有效工作时间 8760h 计算，井场非甲烷总烃年排放量为 0.132t/a。

2) 原油储存时产生的无组织挥发性有机物核算

本工程单井站设置 50m³ 储罐 4 座，为固定顶罐、卧式罐。参照《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南》（试行）中工艺过程源—石油化工业—油品储存—原油排污系数 0.123g/kg 油品，东秋 7 井单井站日产油 21.4m³/d（约合 16.7t/d），则油罐中原油储存过程 VOCs 排放量约 0.0021t/d（约合 0.77t/a）。

3) 原油装卸时产生的无组织挥发性有机物

本工程年装卸量为 0.61×10⁴t/a（4765.32m³/a）。根据《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》（HJ 853-2017）以及《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》核算工程挥发性有机液体储罐排放的挥发性有机物年排放量如下：

$$E_{\text{装载}} = \frac{L_L \times Q}{1000} (1 - \eta_{\text{去除}})$$

式中： $E_{\text{装载}}$ ——挥发性有机液体装载过程排放系数，kg/m³；

Q ——排污单位设计物料装载量， m^3/a ；

$\eta_{\text{去除}}$ ——去除效率，%，一般控制区取 95%，重点控制区取 97%。

$$L_L = 1.20 \times 10^{-4} \times \frac{S \times P_T \times M_{\text{vap}}}{273.15 + T}$$

式中： S ——饱和系数，无量纲，一般取值 0.6，船舶装载汽油和原油以外的油品时取值 0.5；

P_T ——温度 T 时装载物料的真实蒸气压，Pa；

M_{vap} ——油气分子量，g/mol；

T ——装载物料温度， $^{\circ}C$ ，取近 1 年平均值。

通过上述公式计算可知，本工程装载中 VOCs 排放量为 0.152t/a。

本工程储油罐装车泵采用底部装载方式、气相平衡系统、密闭装车鹤管、定量装车系统，可有效防止稳定轻烃逸散。

综上，本工程运营期无组织非甲烷总烃排放量为 1)+2)+3)，共计 1.054t/a。

(2) 无组织硫化氢核算

根据本工程设计资料提供的天然气分析报告，本工程天然气组分不含硫化氢。故本次评价不对无组织排放 H_2S 核算。

3.2.4.3 固体废物污染源

(1) 危险废物

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

1) 落地原油

落地原油主要产生于采气树的阀门、法兰等处事故状态下的泄漏、管线破损以及井下作业产生的落地原油，其危险废物类别为 HW08 类危险废物（废物代码：071-001-08）。按照单井落地原油产生量约 0.1t/a 计算，本工程运行后落地油总产生量约 0.1t/a。根据塔里木油田分公司环境保护管理制度规定，

不允许产生落地油。因此，本工程井下作业时带罐作业，落地油100%回收，回收后的落地原油委托库车畅源生态环保科技有限责任公司等具有危废处置资质的公司。

2) 废防渗材料

工程运行期井下作业时，作业场地下方铺设防渗布，产生的落地油直接落在防渗布上，目前油气田使用的防渗布均可重复利用，平均重复利用3年左右。单块防渗布重约250kg（12m*12m），每口井作业用2块，则本工程作业1次共产生废弃防渗布约0.5t，井下作业频次为2年/次，则工程产生废弃防渗材料最大量约0.25t/a。

作业过程中产生的含油废防渗材料属于危险废物，为HW08类危险废物（废物代码900-249-08含有或沾染毒性、感染性危险废物的废弃包装物、容器、过滤吸附介质）。作业施工结束后，由施工单位将废弃的含油防渗布集中收集，委托库车畅源生态环保科技有限责任公司等具有危废处置资质的公司处置，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线。

3) 废机油

本工程废机油主要是井下作业和采油气过程中机械设备维修中产生的，每口井每次产生废机油约0.05t，本工程共部署1口井，每次产生废机油约0.05t，其危险废物类别为HW08废矿物油与含矿物油废物，委托具有相应危险废物处置资质的单位进行处置。

运营期危险废物汇总见表3.2-11。

表 3.2-11 危险废物汇总表

序号	危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量(t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
1	落地原油	HW08	071-001-08	0.1	油气开采和集输产生的油泥和油脚	固体、半固体	油类物质	油类物质	间歇	T, I	委托有资质的单位处置
2	废防渗材	HW08	900-249-08	0.25	井下作业场地清理	固体	油类物质	石油类	间歇	T, I	委托有资质的单位

	料										处置
3	废机油	HW08	900-217-08	0.05	井下作业和采气过程中机械设备维修	固态	油类物质	油类物质	/	T, I	委托有资质的单位处置

(2) 生活垃圾

本工程新增劳动定员 8 人，采用三班两倒运转。运营期每人每天产生 0.5kg 生活垃圾，则运营期生活垃圾产生量约 1.46t/a，收集后委托迪那作业区固废场定期清运处置。

(3) 废酸化压裂液

根据现有生产井的生产情况，酸化压裂作业为临时性作业，不定期产生。参考《排放源统计调查产污核算方法和系数手册》（生态环境部公告 2021 年第 24 号）中 1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数表，废酸化压裂液产排污系数（见表 3.2-12），计算废酸化压裂液的产生量。

表 3.2-12 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数表

原料名称	工艺名称	规模等级	污染物类别	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称
酸化液	气井酸化压裂	所有规模	固体废物	废酸化液（酸化返排液）	立方米/井	82.3	无害化处理/处置/利用

根据核算，本工程运营期废酸化压裂液产生量为 82.3m³/a，采用专用罐拉运至轮南钻试修废弃物环保处理站处置。

3.2.4.4 运营期噪声源强

项目实施后，各噪声污染源治理措施情况见表 3.2-13。

表 3.2-13 运营期噪声源一览表

序号	噪声源名称	数量/(台/套)	源强(dB(A))	降噪措施	降噪效果(dB(A))
1	采气树	1	85~90	基础减振	10
2	电磁加热撬	1	75~80	基础减振	10
3	装车撬	1	85~110	密闭装车	10
4	计量分离撬	1	70~80	基础减振	10
5	闪蒸分离撬	1	65~75	基础减振	10

6	井下作业	/	80~105	提高作业效率、保持机械设备良性运转	10
---	------	---	--------	-------------------	----

运营期单井站主要噪声源为采气树、加热节流撬、装车撬、气液分离撬、闪蒸撬以及间歇性的井下作业活动等，噪声值约 65~110dB（A）。采取基础减振、密闭装车、提高作业效率、保持机械设备良性运转等降噪措施，控制噪声对周围环境的影响，降噪效果约 10dB（A）。

3.2.4.5 合计

本工程运营期三废排放状况见表 3.2-2。

表 3.2-2 运营期污染物排放汇总

类别	污染源		主要污染物	产生量 (t/a)	排放量 (t/a)	排放去向
废气	单井站设备与连接件		VOCs	0.132	0.132	大气无组织挥发
	原油储罐		VOCs	0.77	0.77	
废水	采出水		/	5220	0	依托迪那 2 天然气处理厂污水处理系统处理达标后全部回注油层，不外排
	生活污水		/	140	0	排入值班区内生活污水撬，定期拉运至迪那作业区公寓生活污水处理设施处理
	井下作业废水		井下作业废水	12.645	0	拉运至轮南钻试修废弃物环保处理站处理后回注油层，不外排
固体废物	油气开采和集输产生的油泥和油脚	落地油	危险废物	0.1	0	委托库车畅源环保科技有限公司等具有危废处置资质的公司进行处置。
	井下作业场地清理	废防渗材料	危险废物	0.25	0	委托库车畅源环保科技有限公司等具有危废处置资质的公司进行处置。

	井下作业和采气过程中机械设备维修	废机油	危险废物	0.05	0	委托库车畅源生态环保科技有限责任公司等具有危废处置资质的公司进行处置。
	居住区	生活垃圾	生活垃圾	1.46	0	委托迪那作业区固废场处置
	井场作业	废酸化压裂液	固体废物	82.3m ³ /a	0	轮南钻试修废弃物环保处理站处置
噪声	采油气、拉油、井下作业	机械噪声	-	65~110 dB (A)	厂界达标	选用低噪声设备，采取减振、隔声、消声等降噪措施

3.2.5 退役期环境影响因素分析

退役期建议建设单位参照《废弃井及长停井处置指南》(SY/T6646-2017)以及《油气田开发生产井报废规定》(Q/SY36-2007)进行报废井申请审批、报废井弃井作业、暂停井保护作业及长停井监控等。

(1) 废气

退役期废气主要是施工过程中产生的扬尘，采取以下措施：

①要求退役期作业时，采取洒水抑尘的降尘措施，同时要求严禁在大风天气进行作业。

②运输车辆使用符合国家标准的油品。

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经类泄漏。

(2) 废水

退役期无废水污染物产生，要求在闭井作业过程中，严格按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）要求进行施工作业，首先进行井场环境风险评估，根据评估等级分别采用不同的固井、封井方式，确保固井、封井措施的有效性，避免发生油水串层。

(3) 噪声

退役期噪声主要为运输车辆产生的噪声，主要采取以下措施：

- 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。

（4）固废

退役期固废主要为建筑垃圾等，采取以下措施：

①地面设施拆除、井场清理等工作中会产生建筑垃圾，集中清理收集后，送轮南钻试修环保站妥善处理。

②对完成采气的废弃井应封堵，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。

（5）生态恢复措施

退役期按照要求对井口进行封堵，并对井场生态恢复至原貌。采取的生态恢复措施如下：

①各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

②闭井后要拆除井架、井台，并对井场土地进行平整，清除地面上残留的污染物如凝析油等。

③经治理井口装置及相应设施应做到不漏油、不漏气、不漏电，井场无油污、无垃圾。

④将井场占地范围内的水泥平台和砂砾石路面进行清理,使井场恢复到原有自然状况。

3.3 清洁生产水平分析

本工程隶属迪那采油气管理区管辖。为贯彻实施《中华人民共和国环境保护法》和《中华人民共和国清洁生产促进法》，进一步推动中国石油天然

气开采业的清洁生产，防止生态破坏，保护人民健康，促进经济发展，并为石油天然气开采业开展清洁生产提供技术支持和导向，参照《石油天然气开采业清洁生产评价指标体系（试行）》，对本工程清洁生产水平作出评价。

3.3.1 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，综合考评区块实施清洁生产的状况和清洁生产水平。

定性评价指标：根据国家有关推行清洁生产的产业发展和技术进步政策、资源环境保护政策规定以及行业发展规划选取，用于定性考核本工程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 3.3-1。

3.3.2 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。

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。

因此迪那采油气管理区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迪那采油气管理区的管理制度当中,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。

表 3.3-1 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标							
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	实际值	审核后得分
(1) 资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 天然气	30	天然气: ≤50	≤50	30
(2) 资源综合利用指标	30	余热余能利用率	%	10	≥60	/	/
		油井采出气回收利用率	%	10	≥60	≥60	10
		含油污泥资源化利用率	%	10	≥90	≥90	10
(3) 污染物产生指标	40	石油类	mg/L	5	≤10	0	5
		COD	mg/L	5	甲类区: ≤100 乙类区: ≤150	0	5
		落地原油回收率	%	7.5	100	100	7.5
		采油废水回用率	%	7.5	≥60	≥60	7.5
		油井采出气外排率	%	7.5	≤20	0	7.5
		采出废水达标排放率	%	7.5	≥80	≥80	7.5
定性指标							
一级指标	权重值	二级指标			指标分值	审核后得分	
(1) 生产工艺	45	井筒质量		井筒设施完好	5	5	

东秋7井试采工程环境影响报告书

及设备要求	采气	采气过程醇回收设施	10	采油	井筒设施完好	10	10
		天然气净化设施先进、净化效率高	10		套管气回收装置	20	20
	采油方式		采油方式经过综合评价确定		5	5	
	集输流程		全密闭流程，并具有轻烃回收装置		5	0	
(2) 环境管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过认证			10	10	
		开展清洁生产审核，并通过验收			20	12	
		制订节能减排工作计划			5	5	
(3) 贯彻执行环境保护政策法规的执行情况	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况			5	5	
		建设项目环境影响评价制度执行情况			5	5	
		老污染源限期治理项目完成情况			5	5	
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况			5	5	

(2) 评价指标体系计算

① 定量评价指标的考核评分计算

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

对指标数值越高（大）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

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

对指标数值越低（小）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

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

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

S_{xi} —第 i 项评价指标的实际值（考核年度实际达到值）；

S_{oi} —第 i 项评价指标的评价基准值。

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

定量评价考核总分值的计算公式为：

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

式中： P_1 —定量评价考核总分值；

n —参与定量评价考核的二级指标项目总数；

S_i —第 i 项评价指标的单项评价指数；

K_i —第 i 项评价指标的权重值。

由于企业因自身统计原因值所造成的缺项，该项考核分值为零。

②定性评价指标的考核评分计算

定性评价指标考核总分值的计算公式为：

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

式中：

P_2 —定性评价二级指标考核总分值；

F_i —定性评价指标体系中第 i 项二级指标的得分值；

n —参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

③综合评价指数考核评分计算

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

综合评价指数计算公式为：

$$P = 0.6P_1 + 0.4P_2$$

式中： P —清洁生产综合评价指数；

P_1 —定量评价指标考核总分值；

P_2 —定性评价指标考核总分值。

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况，不同等级的清洁生产企业的综合评价指数见表 3.3-2。

表 3.3-2 石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

清洁生产企业等级	清洁生产综合评价指数
----------	------------

清洁生产先进企业	$P \geq 90$
清洁生产企业	$75 \leq P < 90$

根据清洁生产综合评价指数判定：审核后本工程综合评价指数为 89，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 污染物排放总量控制

3.4.1 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。

3.4.2 污染物总量控制因子

根据国家“十四五”污染物排放总量控制要求，污染物排放总量控制因子如下：

废气污染物： SO_2 、 NO_X 、 $VOCs$ 。

废水污染物： COD 、 NH_3-N 。

本工程正常生产期间，油气依托迪那 2 天然气处理厂进行处置，不设置燃气加热炉，不涉及二氧化硫、氮氧化物的排放，不涉及 $VOCs$ 的有组织排放。运营期产生的采出水进入迪那 2 天然气处理厂污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的有关标准后回注油层，不外排。井下作业废水采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至轮南钻试修废弃物环保处理站处理，不涉及 COD 、 NH_3-N 的排放。故本工程总量控制因子为无组织排放的非甲烷总烃。

3.4.3 总量控制建议指标

根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020),挥发性有机物(VOCS)是参与大气光化学反应的有机化合物,或者根据有关规定确定的有机化合物。本标准采用非甲烷总烃作为VOCS排放控制项目。项目无组织VOCS排放量为1.054t/a。

综上所述,拟建工程总量控制指标为:VOCS 1.054t/a。总量来自迪那采油气管理区有机液体存储系统VOCs排放治理工程(一期)。

3.5 相关法规、政策符合性分析

3.5.1 与国家产业政策符合性分析

石油天然气开采业是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业,根据《产业结构调整指导目录(2019年本)》(2021年修改)，“石油、天然气勘探及开采”属于“鼓励类”项目,本工程建设符合国家产业政策。本工程的实施,对于保障国家能源安全,促进国民经济健康发展具有极其重要的战略意义。

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

本工程运营期采取的各项环保措施与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》中要求的相符性分析详见表3.5-1。

表 3.5-1 项目与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》相符性分析

序号	条例中要求	本工程情况	符合性
1	第八条规定:禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发。	本工程选址不涉及水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区。	符合
2	第十条规定:煤炭、石油、天然气开发项目实行环境监理,其大气、水体、固体废物等污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同	本工程建设单位将按照要求开展环境监理。 本工程运营期废水、一般固废依托已建设施处置,危险废物依托有资	符合

	时投产使用。	质的单位处置，不涉及废气、废水、固废等污染防治设施的建设。	
3	第十一条规定：煤炭、石油、天然气开发单位应当制定生态保护和恢复治理方案，并予以实施。生态保护和恢复治理方案内容应当向社会公布，接受社会监督。	本工程建设单位已委托第三方单位编制水土保持方案报告书，环评报告中也已提出针对性的生态保护措施；施工过程中将严格按照要求实施。	符合
4	第十六条规定：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。	本工程所用技术、工艺和设备不属于国家和自治区明令淘汰的技术、工艺和设备；流程自动化水平高，符合清洁生产要求。	符合
5	第二十二规定：石油开发单位应当建设清洁井场，做到场地平整、清洁卫生，在井场内实施无污染作业，并根据需要在井场四周设置符合规定的挡水墙、雨水出口和防洪渠道。 散落油和油水混合液等含油污染物应当回收处理，不得掩埋。	本工程井场采用标准化、模块化设计，井场内实施无污染作业，井下作业时铺设防渗材料，防止落地油产生，废水采用专用罐收集，及时拉运处置。 含油污染物妥善收集并及时委托有资质的单位处置。	符合
6	第二十三条规定：石油、天然气开发单位应当定期对油气输送管线和油气储存设施进行巡查、检测、防护，防止油气管线或者油气储存设施断裂、穿孔，发生渗透、溢流、泄漏，造成环境污染。	迪那采油气管理区安排专人对油气输送管线及设备进行日常巡检，确保能够及时发现问题、解决问题，避免因泄漏等事故造成环境污染。	符合
7	第二十六条规定：运输石油、天然气以及酸液、碱液、钻井液和其他有毒有害物质，应当采取防范措施，防止渗漏、泄漏、溢流和散落。	本工程油气开采等环节均为密闭流程；井下作业废水采用专用罐收集运输，有效防止泄漏；危险废物的运输严格按照《危险废物转移管理办法》《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）等的要求执行。	符合
8	第二十七条规定：煤炭、石油、天然气开发单位应当加强危险废物的管理。危险废物的收集、贮存、运输、处置，必须符合国家和自治区有关规定；不具备处置、利用条件的，应当送交有资质的单位处置。	本工程产生的危险废物主要为含油废物，委托有相应资质的单位进行处置。危险废物的收集、贮存、运输严格按照《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）、《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物转移管理办法》等的要	符合

		求进行。	
9	第二十九条规定：煤炭、石油、天然气开发单位应当在开发范围内因地制宜植树种草，在风沙侵蚀区域应当采取设置人工沙障或者网格林带等措施，保护和改善生态环境。	本工程所在区域属于水土流失重点治理区，针对井场、道路周边采取防沙治沙措施，对区域进行人工抚育植被，防止土地沙漠化。	符合
10	第三十三条规定：煤炭、石油、天然气开发单位应当制定突发环境事件应急预案，报环境保护主管部门和有关部门备案。发生突发环境事件的，应当立即启动应急预案，采取应急措施，防止环境污染事故发生。	迪那采油气管理区已制定突发环境事件应急预案，并已报生态环境主管部门备案。一旦发生突发环境事件，能够及时采取应急措施，减轻环境污染事故影响。	符合

3.5.3 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》的符合性分析

本工程运营期采取的各项环保措施与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）中要求的相符性分析详见表 3.5-2。

表 3.5-2 本工程与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》的相符性分析

序号	《规范》中相关规定	本工程采取的相关措施	相符性分析
1	资源开发应与环境保护、资源保护、城乡建设相协调，最大限度减少对自然环境的扰动和破坏，选择资源节约型、环境友好型开发方式；因矿制宜选择开采工艺和装备，符合清洁生产要求；应贯彻“边开采、边治理、边恢复”的原则，及时治理恢复矿区地质环境，复垦矿区压占和损毁土地；应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备；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。	工程的建设符合相关规划，符合区域“三线一单”中空间布局约束、污染物排放管控、环境风险防控、资源利用效率相关要求；报告提出，要按照规定对占地进行补偿，退役期要及时释放永久占地。	符合
2	油气开发全过程应采取措施防止地下水污染，建立动态监测评估、处理及报告机制。	井下作业带罐作业；运营期设水质监测井，落实地下水监测计划。	符合

3	防止油气生产、储存、转运过程中发生渗漏、泄漏，防止对矿区生态环境造成污染和破坏；应制定突发环境事件应急预案，配备相应的应急物资。	工程建成后归属迪那采油气管理区管辖，迪那采油气管理区具备完善的应急管理体系，本工程可依托其应急预案及应急物资。	符合
4	按照减量化、资源化、再利用的原则，综合开发利用油气藏共伴生资源，综合利用固体废弃物、废水等，发展循环经济；气田伴生资源综合利用：与甲烷气伴生的凝析油综合利用率不低于90%；油气生产过程中产生的废液、废气、固体废物应建档分类管理，并清洁化、无害化处置，处置率应达到100%；油气生产过程中的采出水应清洁处理后循环利用；不能循环利用的，应达标排放、回注或采取其它有效利用方式；油气开采过程中产生的落地原油，应及时全部回收。	采出水进油田采出水处理系统，出水用于油气田注水开发，不外排；事故状态下的含油污泥委托有危废处置资质的单位清运处置。	符合
5	建设数字化油气田，实现企业生产、经营、管理的信息化；结合生产实际分级建立监控平台，达到油气生产、计量、集输与处理等主要环节自动化、数字化远程监控管理；建立场站区监控系统，实时采集流量、压力、液位、可燃气体浓度等信息，录入生产运行中人工化验或记录数据，进行系统化实时监控管理；利用人工智能、网络信息等技术，实现对油气田矿区经营、生产决策、环境监测治理、设备控制和安全生产的信息化管理。	根据《塔里木油气田地面工程数据采集与监控系统设计规范》Q/SY TZ 0583-2020 的相关要求，接入层采用工业以太网交换机组网。本工程单井站采用工业以太网交换机组网，自控数据及视频数据物理隔离。 单井站 RTU 系统通过网络将数据上传至调度室和迪那主控室的操作站，实现远程监视和控制。	符合

3.5.4 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

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

本工程采出水由迪那2天然气处理厂污水处理系统统一处理调配；伴生气由站外第三方进行回收利用；井下作业时带罐作业，落地油100%回收，产生油泥（砂）委托有含油污泥处置资质的单位进行处理。项目建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》要求。

3.5.5 与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》的符合性分析

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

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

本工程施工过程采取“下垫上盖”措施。项目建设符合《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》要求。

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

根据（环办环评函〔2019〕910号）：在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染；陆地油气开采项目的建设单位应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水液面逸散、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放；涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。含硫油气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。井场加热炉等排放大气污染物的设备，应当优先使用清洁燃料，废气排放应当满足国家和地方大气污染物排放标准要求；建设单

位或生产经营单位按规定开展建设项目竣工环境保护验收，并录入全国建设项目竣工环境保护验收信息平台。

本工程采出液拉运至迪那 2 天然气处理厂处理，拉运过程中采取密闭装车撬等措施控制无组织排放，采油气管理区对油田在施工期和运营期可能发生的各种环境风险事故，制定了详细的风险事故应急预案，当事件一旦发生时可迅速加以控制，使危害和损失降低到尽可能低的程度。工程建设符合《环办环评函〔2019〕910 号》中相关要求。

3.5.7 与《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》符合性分析

本工程与《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》符合性分析见表 3.5-3。

表 3.5-3 与《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》符合性

序号	要求	项目情况	符合性
1	产生 VOCs 的生产环节优先采用密闭设备、在密闭空间中操作或采用全密闭集气罩收集方式，并保持负压运行。	本工程油气开采环节为密闭流程，拉运过程中采取密闭装车撬等措施，可有效减少 VOCs 排放。	符合

3.6 相关规划符合性分析

3.6.1 与《全国矿产资源规划》符合性分析

《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。”本工程属于塔里木区域的油气开采项目，符合《全国矿产资源规划》要求。

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

《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展的第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》提出，坚持把发展经济着力点放在实体经济上，深化工业供给侧结构性改革，推动工业强基增效和转型升级，全面提升新型工业化发展水平。建设国家大型油气生产加工和储备基地。加大准噶尔、吐哈、塔里木三大盆地油气勘探开发力度，提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度。加快中石油玛湖、吉木萨尔、准噶尔盆地南缘以及中石化顺北等大型油气田建设，促进油气增储上产。加强成品油储备，提升油气供应保障能力。

本工程位于塔里木盆地油气基地，符合《自治区国民经济和社会发展的第十四个五年规划纲要》的要求。

3.6.3 与《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》符合性分析

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

本工程属于油气开采项目，位于塔里木油田矿权范围内，行政区隶属阿克苏地区库车市管辖，位于《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》中的限制开发区域（农产品主产区），符合相关开发管制原则要求。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开发活动符合“全国重要的能源基地”定位。属于重点开发区域，本工程建设符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》。

3.6.4 与《新疆生态环境保护“十四五”规划》符合性分析

本工程运营期采取的各项环保措施与《新疆生态环境保护“十四五”规划》中要求的相符性分析详见表 3.6-1。

表 3.6-1 与《新疆生态环境保护“十四五”规划》符合性分析

序号	规划要求	本工程	符合性
1	加强重点行业 VOCs 治理。实施 VOCs 排放总量控制，重点推进石油天然气开采、石化、化工、包装印刷、工业涂装、油品储运销等重点行业排放源以及机动车等移动源 VOCs 污染防治，加强重点行业、重点企业的精细化管理；全面推进使用低 VOCs 含量涂料、油墨、胶粘剂、清洗剂等；加强汽修行业 VOCs 综合治理，加大餐饮油烟污染治理力度，持续削减 VOCs 排放量	本工程无组织废气排放涉及 VOCs 排放，报告中已针对无组织排放提出相应措施	符合
2	有序实施建设用地风险管控和治理修复。推动全疆重点行业企业用地土壤污染状况调查成果应用，提升土壤环境监管能力。严格落实建设用地土壤污染风险管控和修复名录制度。以用途变更为住宅、公共管理与公共服务用地的地块为重点，严格建设用地准入管理和风险管控。严控土壤重金属污染，加强油（气）田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展风险管控与修复工程。推广绿色修复理念，强化修复过程二次污染防控。	本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；本工程运营后采取源头控制、过程防控措施；土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值，石油烃类执行表 2 第二类用地筛选值。	符合

3	强化危险废物全过程环境监管。建立健全各类危险废物重点监管单位清单，全面实行危险废物清单化管理。督促各类危险废物产生单位和经营单位依法申报危险废物产生处置情况，报备管理计划，做好信息公开工作，规范运行危险废物转移联单。	本工程产生的危险废物严格落实《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告2021年第74号）、《危险废物转移管理办法》（生态环境部令第23号）中相关管理要求。	符合
4	实施最严格的生态保护制度。坚决遏制“两高”项目盲目发展，严格执行能源、矿产资源开发自治区人民政府“一支笔”审批制度、环境保护“一票否决”制度，落实“三线一单”生态环境分区管控要求，守住生态保护红线、环境质量底线和资源利用上线，实施生态环境准入清单管控。	本工程位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市，为油气开发项目，不属于“两高”项目以及不符合产业准入标准和政策的落后项目，符合阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控要求。	符合

3.6.5 与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》符合性分析

本工程位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市，属于天山南麓产业带，不属于高污染产业、建材行业落后产能、不符合产业准入标准和政策的落后项目、纺织印染项目、水泥行业。因此，本工程符合《新疆环境保护规划（2018-2022年）》（2018年2月1日）的要求。

3.6.6 与《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030年）》符合性分析

3.6.6.1 水土保持分区

根据《全国水土保持规划（2015-2030年）》（国函〔2015〕160号），全国水土保持区划采用三级分区体系，一级区为总体格局区，二级区为区域协调区，三级区为基本功能区。全国水土保持区划共划分为8个一级区、40个二级区、115个三级区。

新疆在全国水土保持区划中位于北方风沙区（新甘蒙高原盆地区）一级分区，包含北疆山地盆地区和南疆山地盆地区两个二级分区，准噶尔盆地北

部水源涵养生态维护区、天山北坡人居环境农田防护区、伊犁河谷减灾蓄水
区、吐哈盆地生态维护防沙区、塔里木盆地北部农田防护水源涵养区、塔里
木盆地南部农田防护防沙区、塔里木盆地西部农田防护减灾区七个三级区。

库车市属于新疆七个三级区中的塔里木盆地北部农田防护水源涵养区。

3.6.6.2 水土流失治理分区

水土流失重点预防区的定量指标主要包括地形坡度、集中连片面积、林
草覆盖率、轻度以下水土流失面积占总土地面积的比例。定性因素主要考虑
水土保持功能的重要性，水土流失潜在危险危害程度，是否处于江河源头区、
饮用水源保护区、自然保护区、风景名胜區、重要湿地、水功能区中的自然
保护区和重要源头水保护区。

水土流失重点治理区的定量指标包括水土流失面积占总土地面积的比例，
中度以上水土流失面积占水土流失面积的比例。定性因素主要考虑水土流失
危害程度、水土流失治理的紧迫性、民生要求的迫切性。

根据新水〔2019〕4号，项目所在区域库车市属于塔里木河流域重点治
理区。

表 3.6-2 自治区级水土流失重点预防区和重点治理区划分表

II重点治理区		
II3 塔里木河流域重点治理区	阿克苏地区	阿克苏市、乌什县、温宿县、阿瓦提县、 拜城县、新和县、沙雅县、库车县

3.6.6.3 与《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030年）》的可行性分析

管理要求包括“本区域水土保持主要任务是……防灾减灾和防风固沙，
治理规划中包括荒漠化治理”。

本工程按照水土保持方案的要求，严格执行各项水土保持措施，项目选
线和拟采用的技术标准，充分考虑水土流失因素，尽量避开植被茂盛地段，
施工期间严格划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运
行范围，不另辟施工便道，不得离开运输道路及随意驾驶。由专人监督负责，
以防破坏土壤和植被，因此本工程的各项水保措施，是符合《新疆维吾尔自
治区水土保持规划（2018-2030年）》的管理要求的。

3.6.7 与《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025年）》及其规划环评的符合性分析

本工程与《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025年）》及其规划环境影响报告书相符性分析详见表 3.6-3。

表 3.6-3 与《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025年）》及其环境影响报告书符合性分析

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025年）》	塔里木能源资源勘查开发区内重点加强塘古坳陷、柯坪断隆带、库车凹陷、西南坳陷等新区新层系石油、天然气勘查，提供 5—8 个油气远景区，圈定 10—15 处油气区块，支撑塔河、塔中、和田、拜城—库车等大型油气田基地建设。	本工程属于塔里木能源资源勘查开发区中库车凹陷内。	符合
《关于〈新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025年）环境影响报告书〉的审查意见》（环审〔2022〕124号）	生态保护红线作为保障和维护区域生态安全的底线，应进一步优化矿业权设置和空间布局，依法依规对生态空间实施严格保护。与生态保护红线存在空间重叠的 6 个能源资源基地、24 个国家规划矿区、22 个重点勘查区、32 个重点开采区等，后续设置矿业权时，应进一步优化布局，确保满足生态保护红线管控要求。与大气环境优先保护区（自然保护区、森林公园、世界遗产地等）存在空间重叠的 90 个勘查规划区块、25 个开采规划区块，以及与水环境优先保护区存在空间重叠的 462 个勘查规划区块、153 个开采规划区块和与农用地优先保护区存在空间重叠的 28 个勘查规划区块、8 个开采规划区块等，后续设置矿业权时，应进一步优化布局、强化管控措施，确保满足生态环境分区管控及相关环境保护要求	本工程属于塔里木能源资源勘查开发区，不在生态保护红线范围内，属于 ZH65290230001 库车市一般管控单元，不属于大气环境优先保护区（自然保护区、森林公园、世界遗产地等）、水环境优先保护区、农用地优先保护区存在空间重叠区块，项目建设过程中以生态环境保护优先为原则，开发建设过程中严格执行相关法律、法规要求，严守生态环境质量底线，生态功能不会降低。	符合

<p>《关于<新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划(2021-2025年)环境影响报告书>的审查意见》(环审〔2022〕124号)</p>	<p>严格环境准入,保护区域生态功能。按照新疆维吾尔自治区生态环境分区管控方案、生态环境保护规划等新要求,与大气环境优先保护区、水环境优先保护区、农用地优先保护区等存在空间重叠的现有矿业权、勘查规划区块、开采规划区块,应严格执行相应管控要求,控制勘查、开采活动范围和强度,严格执行绿色勘查、开采及矿山环境生态保护修复相关要求,确保生态系统结构和主要功能不受破坏。严格控制涉及生物多样性保护优先区域、国家重点生态功能区、国家重要生态功能区、水源涵养区、水土流失重点防治区等区域矿产资源开发活动,并采取相应保护措施,防止加剧对重点生态功能区的不良影响。</p>	<p>本工程属于ZH65290230001库车市一般管控单元,不属于大气环境优先保护区(自然保护区、森林公园、世界遗产地等)、水环境优先保护区、农用地优先保护区存在空间重叠区块,项目建设过程中以生态环境保护优先为原则,开发建设过程中严格执行相关法律、法规要求,严守生态环境质量底线,生态功能不会降低;本工程已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求,项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施。</p>	<p>符合</p>
---	--	--	-----------

3.6.8 与《塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书》符合性分析

本工程与《塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书》相符性分析详见表 3.6-4。

表 3.6-4 与《塔里木油田“十四五”发展规划》及《塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书》符合性分析

文件名称	规划要求	本工程	符合性
<p>《关于<塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书>的审查意见》(环审〔2022〕</p>	<p>(一)严守生态保护红线,加强空间管控。坚持以习近平生态文明思想为指导,严守生态保护红线,严格维护区域主导生态功能,积极推动绿色发展,促进人与自然和谐共生。主动对接国土空间规划,进一步做好与“三线一单”生态环境分区管控方案、主体功能区划、生态功能区划等有关要求的有序衔接和细化分解,严格落实各项生态环境保护要求,</p>	<p>本工程不涉及生态保护红线,符合“三线一单”生态环境分区管控方案、主体功能区划、生态功能区划等。报告中对区内的水土流失等影响作为重点评价内容,并提出了合理、有效的保护措施</p>	<p>符合</p>

<p>214号)</p>	<p>协同推进石油天然气开发和生态环境保护相协调，切实维护区域生态系统的完整性和稳定性。加强规划区内环境敏感区和重要环境保护目标的生态环境保护工作，开展项目环评时应将油气开发对环境敏感区影响作为重点评价内容，并采取合理、有效的保护措施，确保规划涉及环境敏感区和重要环境保护目标不因油气开发而造成环境污染和生态破坏。</p>	<p>施，确保环境保护目标不因油气开发而造成环境污染和生态破坏。</p>	
<p>《关于<塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书>的审查意见》(环审〔2022〕214号)</p>	<p>(二)合理确定开发方案，优化开发布局。根据区域主体功能定位，结合区域资源环境特征、生态保护红线等相关管控要求，依据生态环境影响评价结果，从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面对规划建设油气长输管道工程及油气田内部集输管道工程选址选线提出要求，进一步优化石油天然气开采规模、开发布局和建设时序，优先避让环境敏感区，远离沿线居民。总结石油天然气开发过程对生态环境影响和保护经验，及时进行优化调整。</p>	<p>本工程优先避让环境敏感区，远离沿线居民，减缓了对生态环境的影响。</p>	<p>符合</p>
	<p>(三)严格生态环境保护，强化各类污染防治。针对规划实施可能出现的累积性、长期性生态环境问题，采取积极有效的生态复垦和生态恢复措施，确保实现《报告书》提出的各项生态恢复治理要求，有效减缓规划区生态环境退化趋势。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平，对油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，提出减量化的源头控制措施、资源化的利用路径、无害化的处理要求，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置，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。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平。油气开采、输送、储存、净化等过程及非正常</p>	<p>本工程建设占用土地资源相对区域资源利用较少，土地资源消耗符合要求。项目用水量较少，施工废水、生活污水等进行综合利用，节约了水资源；输送采用密闭集输，可减少废气污染物的排放，实现污染物达标排放；能源利用均在区域负荷范围内，消耗未超出区域负荷上限。项目运营期原油处理和采出水依托迪那2天然气处理厂处理，井下作业废水交由轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理，采出水和井下作</p>	<p>符合</p>

	<p>工况应加强挥发性有机物等污染物排放控制，确保满足区域环境空气质量要求。加强开采废水污染控制，涉及回注的应经处理满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染。油气开采过程中产生的固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，合规处置。加强伴生气、落地油、采出水等回收利用，提高综合利用水平。</p>	<p>业废水处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）后回注地下，提出了切实可行的地下水污染防治和监控措施；项目建设和运营期间产生的固废首先考虑综合利用，不能利用的均进行合规处置。</p>	
<p>《关于〈塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书〉的审查意见》（环审〔2022〕214号）</p>	<p>（四）加强生态环境系统治理，维护生态安全。坚持节约优先、保护优先、自然恢复为主，统筹推进山水林田湖草沙一体化保护和系统治理，守住自然生态安全边界。严格控制油气田开发扰动范围，加大生态治理力度，结合油气开采绿色矿山建设等相关要求，落实各项生态环境保护措施，保障区域生态功能不退化。油气开发应同步制定并落实生态保护和修复方案，综合考虑防沙治沙等相关要求，因地制宜开展生态恢复治理工作。</p>	<p>本工程严格控制占地面积，项目建设过程中开展防沙治沙工作，并在施工结束后因地制宜开展生态恢复及治理，保障区域生态功能不退化。</p>	<p>符合</p>
	<p>（五）加强规划区现有环境问题治理。对照前期中央生态环境保护督察反馈问题整改要求，继续做好规划区油气开发过程产生含油污泥等固体废物治理处置工作，避免再次出现同类问题。严格落实《报告书》提出的现有问题整改要求，加快治理恢复关停井场区域生态环境。积极开展清洁生产审核等方式提高油气开发清洁生产水平。按照国家、自治区关于建设绿色油气田的政策规定与标准规范要求，加强规划区油气资源开发的环保技术工艺装备升级换代，加大油气开发区域生态环境综合治理力度，激发油气资源开发企业绿色发展的内生动力，推动区域生态环境持续健康发展。</p>	<p>迪那采油气管区后续按照规划相关要求，加快关停井场生态恢复，积极开展清洁生产审核，并响应国家、自治区相关要求，进一步减少燃气加热炉的使用等，推动区域生态环境健康发展。</p>	<p>符合</p>
	<p>（六）加强油气开发事中事后环境管理。油气企业应切实落实生态环境保护主体责任，进一步健全生态环境管理和应急管理体系，确保各项生态环境保护和应</p>	<p>迪那采油气管区定期开展后评价工作，现已初步建立了环境空气、水环境、土壤</p>	<p>符合</p>

	<p>急防控措施落实到位。建立环境空气、水环境、土壤环境、生态等监测体系，开展长期跟踪监测。根据监测结果，及时优化开发方案，并采取有效的生态环境保护措施。</p>	<p>环境等监测体系，后续需进一步加强生态监测，根据监测结果，及时优化开发方案和环保措施。</p>	
	<p>(七)建立畅通的公众参与平台，及时解决公众提出的环境问题，满足公众合理的环保诉求;定期发布环境信息，并主动接受社会监督。</p>	<p>企业按照环境影响评价公众参与办法等有关要求，主动公开了油气开采项目环境信息。</p>	<p>符合</p>
	<p>(八)规划所包含的建设项目应结合《报告书》提出的相关要求做好环境影响评价工作，重点调查生态、地下水、土壤等环境敏感目标分布情况，论证环境保护措施有效性;在规划区域内新建、扩建、技术改造的建设项目，区域环境现状调查、污染源现状调查等评价内容可以适当简化。</p>	<p>本次评价结合规划环境影响报告书开展了生态、地下水、土壤的调查，论证了环保措施有效性，对区域环境调查中污染源现状调查进行了适当简化。</p>	<p>符合</p>

3.6.9 与《阿克苏地区国民经济和社会发展的第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》符合性分析

《阿克苏地区国民经济和社会发展的第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》提出，积极支持两大油田公司加大油气资源勘探开发力度，推动顺北、塔河主体、博孜一大北等区块油气开采取得重要成果，新增油气资源全部留用当地加工转化，加大地区天然气管网、储备和运营设施建设及互联互通工作，重点联通博孜、克深、英买力等气田至温宿产业园区及西部县(市)天然气管网，集中在温宿发展天然气化工产业，辐射至阿克苏市、柯坪县。

本项目属于两大油田公司中的塔里木油田开发项目，符合规划要求。

3.6.10 与《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》符合性分析

规划指出：“加快清洁能源替代利用。加大电力、天然气等清洁能源供应，按照“宜电则电、宜气则气”的原则，积极推进清洁能源使用，“煤改气”要坚持“以气定改”。加强油气田废弃物的无害化处理和资源化利用，开展油气资源开发区历史遗留污染场地治理，对历史遗留油泥坑进行专项排查，建立整治清单、制定治理与修复计划”。

本工程主要以天然气开采为主，项目建成后年产油 $0.61 \times 10^4 \text{t}$ ，年产气 $1.16 \times 10^8 \text{m}^3$ ，工程建设对于天然气的供应具有十分重要的意义。

本工程施工期弃土弃渣全部利用；废油、含油废弃物委托具有相应危险废物处置资质的单位接收处置；生活垃圾集中收集后运至迪那作业区固废场填埋；施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至迪那作业区固废场填埋处置。运营期产生的油泥（砂）、落地油、清管废渣和废防渗材料均委托具有相应危险废物处置资质的单位妥善处理。

3.7 选址、选线合理性分析

本工程部署2口井，其中新钻井1口，为东秋222井；新建单井站1座，为东秋7单井站。根据现场调查和资料搜集，项目区不占用自然保护区、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，井场选址均已避开生态保护红线。

项目对生态环境的影响主要来自施工期占地的影响，总占地面积 2.266hm^2 ，其中临时占地 1.46hm^2 ，永久占地 0.806hm^2 ，占地类型为裸地。由于本区域的野生动物种类少，且经过现有油田设施建设后，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。周围200m无居民区居住，不跨越河流，工程区周边无地表水分布。

项目所在区域属于塔里木河流域水土流失重点治理区。

本工程无法避让塔里木流域水土流失重点治理区，建设过程中将严格执行各项水土保持措施，以减小因工程建设带来的不利影响，从而减少水土流失。项目建设及运行过程中需按照设计及环评要求采取水土流失防治措施，根据项目影响预测分析，项目对周边产生的环境影响在可接受范围内。

总体来说，工程选址符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》（2014年7月25日）等相关要求。

3.8“三线一单”符合性分析

根据《关于印发〈新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求〉（2021年版）的通知》（新环环评发〔2021〕162号）、《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）、《关于印发〈阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案〉的通知》（阿行署发〔2021〕81号），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等相关要求进行对比分析，具体见表3.8-1。

表 3.8-1 “三线一单”符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本工程情况	符合性
《关于印发〈新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求〉（2021年版）的通知》（新环环评发〔2021〕162号）	天山南坡片区 切实保护托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区内的托木尔峰自然景观、高山冰川、野生动物、森林和草原，合理利用天然草地，稳步推进草原减牧，加强保护区管理，维护自然景观和生物多样性。	本工程不涉及。	符合
	重点做好塔里木盆地北缘荒漠化防治。加强荒漠植被及河岸荒漠林保护，规范油气勘探开发作业，建立油田和公路扰动区域工程与生物相结合的防风固沙体系，逐步形成生态屏障。	本工程所在区域属于水土流失重点治理区，针对井场、道路周边采取防沙治沙措施，对区域进行人工抚育植被，防止土地沙漠化。	符合
	推进塔里木河流域用水结构调整，维护塔里木河、博斯腾湖基本生态用水。	本工程不涉及。	符合
	加强塔里木河流域水环境风险管控。加大博斯腾湖污染源头达标排放治理和监督力度，实施博斯腾湖综合治理。	本工程不涉及。	符合
	加强油（气）资源开发区土壤环境污染综合整治。强化涉重金属行业污染防控与工业废物处理处置。	本工程在正常状况下不会造成土壤环境质量恶化。	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）	生态红线	按照“生态功能不降低、面积不减少、性质不改变”的基本要求，对划定的生态保护红线实施严格管控，保障和维护国家生态安全的底线和生命线。	根据《新疆维吾尔自治区生态保护红线划定方案》，本工程选址不在生态保护红线范围内。	符合
	环境质量底线	全区水环境质量持续改善，受污染地表水体得到优先治理，饮用水安全保障水平持续提升，地下水超采得到严格控制，地下水水质保持稳定；全区环境空气质量有所提升，重污染天数持续减少，已达标城市环境空气质量保持稳定，未达标城市环境空气质量持续改善，沙尘影响严重地区做好防风固沙、生态环境保护修复等工作；全区土壤环境质量保持稳定，污染地块安全利用水平稳中有升，土壤环境风险得到进一步管控。	本工程运营期废水不对外排放。本工程所在区域属于大气环境质量不达标区域，工程建设过程中将采取有效的防尘抑尘措施；运营期流程全密闭，有效减少废气排放。 本工程在正常状况下不会造成土壤环境质量恶化。	符合
	资源利用上线	强化节约集约利用，持续提升资源能源利用效率，水资源、土地资源、能源消耗等达到国家、自治区下达的总量和强度控制目标。加快区域低碳发展，积极推动乌鲁木齐市、昌吉市、伊宁市、和田市等4个国家级低碳试点城市发挥低碳试点示范和引领作用。	本工程为油气开采工程，工程方案设计基于井场区块概念设计，合理布置及管线，并根据施工需求确定管线及道路占地规模；工程运营期所用工艺较为成熟，以电能作为主要能源，能耗较低。	符合
	环境管控单元	自治区共划定1323个环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类，实施分类管控。 以环境管控单元为基础，从空间布局约束、污染物排放管控、环境风险防控和资源利用效率四个方面严格环境准入。	本工程选址不在生态保护红线范围内，属于一般生态管控区，见图3.9-1，图3.9-2。工程实施后通过采取有效的污染治理措施，不会对周围大气环境、水环境、声环境、土壤环境产生明显影响。	符合
《关于印发<阿克苏地区“三线一单”生态环境分区	生态红线	按照“生态功能不降低、面积不减少、性质不改变”的基本要求，对划定的生态保护红线实施严格管控，保障和维护地区生态安全的底线和生命线。	根据《新疆维吾尔自治区生态保护红线划定方案》，本工程选址不在生态保护红线范围内。	符合

环境质量底线	<p>水环境质量持续改善，河流水质优良断面比例保持稳定，饮用水安全保障水平提升，地下水水质保持良好；环境空气质量有所提升，重污染天数持续减少，持续做好防风固沙、生态环境保护修复等工作；土壤环境质量保持稳定，土壤环境风险得到进一步管控。</p>	<p>本工程运营期废水不对外排放。本工程所在区域属于大气环境质量不达标区域，工程建设过程中将采取有效的防尘抑尘措施；运营期流程全密闭，有效减少废气排放。</p> <p>本工程在正常状况下不会造成土壤环境质量恶化。</p>	符合
资源利用上线	<p>推进低碳发展，强化节约集约利用，持续提升资源能源利用效率，水资源、土地资源、能源消耗等达到自治区下达的总量和强度控制目标。</p>	<p>本工程施工期，运营期废水不外排，不会对区域水资源造成较大影响；本工程为油气开采工程，工程方案设计基于区块概念设计，合理布置井场，并根据施工需求确定管线及道路占地规模；工程运营期所用工艺较为成熟，以电能作为主要能源，能耗较低。</p>	符合
环境管控单元	<p>阿克苏地区共划分 99 个环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元、一般管控单元三类，实施分类管控。</p> <p>以环境管控单元为基础，从空间布局约束、污染物排放管控、环境风险防控和资源利用效率四个方面严格生态环境准入。</p>	<p>本工程选址不在生态保护红线范围内，属于一般生态管控区。工程实施后通过采取有效的污染治理措施，不会对周围大气环境、水环境、声环境、土壤环境产生明显影响。</p>	符合

环境 管 控 单 元 准 入 要 求	库车市 一般管 控单元 (ZH6 529023 0001)	空间 布 局 约 束	<p>1 执行阿克苏地区总体管控要求中空间布局约束的要求。</p> <p>2.任何单位和个人不得擅自占用基本农田。禁止在基本农田内从事非农业生产的活动。除法律规定的重点建设项目选址确实无法避让外，其他任何建设不得占用。</p> <p>3.对违反资源环境法律法规、规划，污染环境、破坏生态、乱采滥挖的露天矿山，依法整治;对污染治理不规范的露天矿山，依法责令停产整治，对拒不停产或擅自恢复生产的依法强制关闭;对责任主体灭失的露天矿山，要加强修复绿化、减尘抑尘。</p> <p>4.严格控制在优先保护类耕地集中区域新建土壤环境监管重点行业项目。</p>	<p>对照《产业结构调整指导目录（2019年本）》（2021年修改），本工程属于“鼓励类”项目，符合国家的产业政策；对照《市场准入负面清单》（2022年版），本工程不属于禁止准入类项目；工程不占用基本农田，工程建设符合主体功能区规划、国民经济规划等相关规划。</p> <p>本工程施工期严格控制作业范围，避免对工程区外的沙漠等地表形态造成扰动或破坏，针对井场、道路周边采取防沙治沙措施，对区域进行人工抚育植被，防止土地沙漠化。废水、固废处置措施得当；本工程油气开采、运输采用密闭流程，井口密封并设紧急切断阀，可有效减少烃类气体的排放量。新增无组织非甲烷总烃排放量可自塔里木油田公司内部减排措施削减量中进行替代。</p>	符合
		污 染 物 排 放 管 控	<p>1.执行阿克苏地区总体管控要求中关于污染物排放管控的准入要求。</p> <p>2.强化畜禽养殖粪污资源化利用，提高畜禽粪污综合利用率，减少恶臭气体挥发排放。</p> <p>3.严格控制林地、草地、园地农药使用量，禁止使用高毒、高残留农药。</p> <p>4.加强农村生活垃圾的清运、收集、处置。严禁将城镇生活垃圾、污泥、工业废物直接用作肥料。</p> <p>5.鼓励和支持散养密集区实行畜禽粪污分户收集、集中处理</p>	<p>本工程运营期废水不外排，废气达标排放，总量控制指标为VOCs，建设单位已办理了相关总量文件，符合本单元污染物排放管控要求。</p>	符合

		<p>环境 风 险 防 控</p>	<p>1.执行阿克苏地区总体管控要求中关于环境风险防控的准入要求。</p> <p>2.加强对矿山、油田等矿产资源开采影响区域内未利用地的环境监管，发现土壤污染问题的，要坚决查处，并及时督促有关单位采取有效防治措施消除或减轻污染。</p> <p>3.对排查出的危库和病库以及风险评估有严重环境安全隐患的尾矿库，要求企业完善污染治理设施、进行治理和修复。全面整治历史遗留尾矿库，完善覆膜、压土、排洪、堤坝加固等隐患治理和闭库措施。</p> <p>4.加强油（气）田勘探、开发、运行过程中及排放产生的废弃物对土壤的污染。开展油（气）资源开发区历史遗留污染场地治理。</p>	<p>本工程施工期及运营期产生的固体废物处置措施得当，地下水及土壤污染防治措施切实可行有效，正常情况下不会对土壤造成污染；迪那采油气管理区已制定突发环境事件应急预案，并已报生态环境主管部门备案。</p>	<p>符合</p>
--	--	-----------------------------------	---	---	-----------

		<p>资源利用效率</p> <p>1.执行阿克苏地区总体管控要求中关于资源利用效率的准入要求。</p> <p>2.全面推进秸秆综合利用，鼓励秸秆资源化、饲料化、肥料化利用，推动秸秆还田与离田收集。</p> <p>3.减少化肥农药使用量，增加有机肥使用量，逐步实现化肥农药使用量零增长。</p> <p>4.推进矿井水综合利用，煤矿废水全部处理达标后用于补充矿区生产用水和生态用水，加强洗煤废水循环利用。</p> <p>5.推广渠道防渗、管道输水、喷灌、微灌等节水灌溉技术，完善灌溉用水计量设施。推进规模化高效节水灌溉，推广农作物节水抗旱技术。建立灌区墒情测报网络，提高农业用水效率。</p>	<p>本工程会消耗一定量的水资源，但资源消耗量对于区域资源利用总量较少，符合本单元管控要求。</p>	<p>符合</p>
--	--	--	--	-----------

综上，本工程建设符合“三线一单”要求。

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境概况

4.1.1 地理位置

库车市位于天山中部南麓，塔里木盆地北缘，地理位置为北纬 $40^{\circ}46'$ ~ $42^{\circ}35'$ 、东经 $82^{\circ}35'$ ~ $84^{\circ}17'$ 之间，东与巴音郭楞蒙古自治州的轮台县为邻，东南与尉犁县相接，南靠塔克拉玛干沙漠，西南与沙雅县相连，西以渭干河为界与阿克苏地区的新和县隔河相望，西北与拜城县接壤，北部与巴音郭楞蒙古自治州和静县毗连，属阿克苏地区东端。库车市南北长 193km，东西宽 164km，全县面积 15200km²。其中，南部平原占总面积的 53.8%，北部山地约占 46.2%。库车市东距自治区首府乌鲁木齐市直线距离 448 千米，公路里程 753 千米，西距行署驻地阿克苏市直线距离 227.5 千米，公路里程 257 千米。

本工程行政隶属于阿克苏地区库车市。本工程西南距库车市城 27km。东秋 7 井地理坐标东经： $83^{\circ}6'56''$ ，北纬： $41^{\circ}55'58''$ 。本工程地理位置见图 3.1-1。

4.1.2 地形地貌

库车市在大地构造上处于天山地槽褶皱带与塔里木台地两大构造单元的接触部位，沿东西走向，在乌（乌鲁木齐）喀（什）公路（314 道）以北 30km 范围内分布新构造运动第三系地层，却勒塔克背斜（低山）和亚肯背斜以北为第四纪沉积洼地，东路以南上部地层为第四纪地质结构的冲积、洪积和风积层，均为巨厚的松散堆积物。库车河冲洪积扇中下部，其北侧即为沿山前砾质平原隆起，东西向分布的亚肯背斜西部倾斜末端。库车市北部的天山山脉，东西走向，海拔 1400~4550m，后山呈高山地貌，海拔 4000m 以上为积雪带，为库车平原提供着水源；前山区海拔在 1400~2500m 之间，为风化作用强烈的低山带；低山带前局部有剥蚀残丘，海拔高程在 1300m 左右；低山带以南为山前洪积扇带和平原带。平原带海拔小于 1200m。平均坡降 0.8%，自西北向东南倾斜。平原北半部自西向东是渭干河冲洪积平原、库车河洪积平原和东部的洪积扇群带，南部是塔里木河冲积平原。库车市绿洲北依天山，

南临塔克拉玛干沙漠，地势由西北向东南倾斜，在地貌单元上属于库车河流域山前冲洪积平原，地势基本是北高南低，略偏东，地表平坦开阔。

4.1.3 水文与水文地质

本项目区域位于天山山脉南麓，天山地槽褶皱带与塔里木地台两大构造单元的接触部位，区域北部为却勒塔格山，南为塔里木河冲积平原，地形总的趋势是北高南低，海拔位于 1500m~1750m 之间。工程所在整体区域内出露的地层主要为第三系和第四系。第三系广泛分布于区域北部却勒塔格山丘陵地带和南部亚肯背斜。岩性为灰红色砾岩、细砂岩、粉砂岩，向上过渡为泥灰岩、泥质灰岩、灰岩，含石膏和盐岩。上部为红色磨拉石建造的泥质砂岩、泥岩、砂岩，厚度 1500m~4500m。与下伏白垩系地层呈不整合接触，与上伏第四系早更新世地层呈不整合接触。

第四系在区域中部广泛分布，第四系成因类型在水平分布上，从山前到平原具有明显的分带规律。主要是洪积、冲积，岩性结构具有颗粒由粗到细，结构单一到复杂，由单层，双层到多层结构的分带变化。

区域地下水的补给、径流、排泄主要受地形、地貌、地层岩性、构造、气象、水文等诸多因素综合影响，总体而言：北部低山丘陵区为区内地下水的形成区，主要接受大气降水垂直入渗补给和北部地下水的侧向径流补给，向南径流排泄；中部山前冲洪积平原为地下水的主要径流区，主要接受北部山前带的泉水、暴雨洪流垂直入渗补给，由北向南径流，径流条件较好；南部亚肯背斜丘陵区为地下水的径流、排泄区，地下水的径流条件变差，主要以泉水或向南径流的方式排泄。

4.1.4 地表水

库车市的主要河流有库车河、渭干河、拉依苏河、塔里木河。

渭干河：由拜城境雅尔干河、克孜尔河汇合形成，年径流量 $22.1 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

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

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

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

本工程所在区域位于山地，区内多季节性冲沟。

4.1.5 气候、气象

库车市地处暖温带，热量丰富，气候干燥，降水稀少，夏季炎热，冬季干冷，年温差和日温差都很大，属暖温带大陆性干旱气候。据库车市气象站多年观测资料统计。

库车市主要气象数据见表 4.1-1。

表 4.1-1 主要气候要素一览表

序号	项 目	统计结果	序号	项 目	统计结果
1	年平均气温	11.3℃	7	多年平均风速	2.0m/s
2	极端最高气温	41.2℃	8	10m 高最大风速	19.7m/s
3	极端最低气温	-24.2℃	9	年最大降雨量	128.1mm
4	月平均最高气温（7月）	32.9℃	10	日最大降雨量	37.5mm
5	月平均最低气温（1月）	-18.0℃	11	年平均降雨量	79.9mm
6	年平均相对湿度	54%	12	平均年蒸发量	2115.2mm

4.2 生态环境现状调查与评价

4.2.1 调查方法及评价内容

（1）调查范围

本工程所在区域行政隶属于阿克苏地区库车市，地处天山南坡中段前山盆地。工程主要建设内容为部署 1 座试采井场，总占地面积约 0.486hm^2 。根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），本工程生态环境影响评价等级为三级，评价范围约 1.13km^2 。

2) 调查内容

A.调查评价范围内的植物区系、植被类型，植物群落结构及演替规律，群落中的关键种、建群种、优势种；动物区系、物种组成及分布特征；生态系统的类型、面积及空间分布；重要物种的分布、生态学特征、种群现状，迁徙物种的主要迁徙路线、迁徙时间，重要生境的分布及现状。

B.调查生态敏感区的主要保护对象、功能区划、保护要求。

C.调查区域存在的主要生态问题。

(3) 调查方法

本工程生态环境现状调查采用资料收集、现场踏勘结合遥感解译的方法。在资料收集、分析和现场踏勘调查的基础上，利用遥感(RS)、北斗定位系统(BDS)、地理信息系统(GIS)等技术手段，进行数据采集，对资料、信息和数据进行汇总、整理、分析，并完成生态制图。

A.基础资料收集

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

B、现场勘查

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

生态敏感区逐一调查核实其类型、等级、分布、保护对象、功能区划、保护要求等。生态环境现状调查依据工程沿线生态系统类型，典型生态系统选取代表性样地进行调查。

①调查点位选取及植被调查现场校译

在卫星定位技术和样地样方现状调查的支持下，利用该区域遥感卫星影像数据及相关资料，粗略判断工程区周围土地利用、植被、敏感目标状况，从中找出分辨困难的点位；对现场以点带面进行现场考察，进一步明确评价区内土地利用类型、植被类型、土壤类型和敏感目标保护等生态环境质量现状，从而建立卫星数据解译的判译标志。根据室内判读的植被与土地利用类型图，现场核实判读的正误率，适当做出点位调整，并对现场调查作详细记录。

②植被调查

本次调查主要按照《全国生态状况调查评估技术规范--草地生态系统野外观测（HJ1168-2021）》的要求，在对评价区陆生生物资源历年资料检索分析的基础上，根据调查方案确定路线走向及考察时间，进行现场调查。

收集整理工程区域及邻近地区的现有生物多样性资料，在综合分析现有资料的基础上，生物量和生物多样性调查依据已有资料推断，采用卫星遥感影像辅证的方法。

③动物调查

搜集参照《生物多样性观测技术导则 陆生哺乳动物》（HJ 710.3-2014）、《生物多样性观测技术导则 鸟类》（HJ 710.4-2014）、《生物多样性观测技术导则 爬行动物》（HJ 710.5-2014）、《生物多样性观测技术导则 两栖动物》（HJ 710.6-2014）等确定的技术方法，本次陆生动物调查主要通过资料收集调查的方法，结合访问调查及现场调查确定种类及数量。基于动物的生物学和生态学特性，调查范围涵盖评价区域内的主要陆生动物种类，并适当扩展，确保涵盖评价区域内主要陆生动物种类。

收集整理工程涉及区域现有生物多样性资料，包括统计年鉴以及生态环境、水利、林草、住建、自然资源、农业农村等部门提供的相关资料。同时，在重点施工区域（如井场周边等）、特殊区域（如植被好的路段）实行重点调查。

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

C、生态制图

采用“3S”相结合的地理信息技术，进行地面类型的数字化判读，完成数字化的植被类型图和土地利用类型图，进行生态质量的定性和定量评价。本次遥感数据采用2021年09月17日Landsat8 OLI卫星遥感影像，轨道号为145-031。

从遥感信息获取的地面覆盖类型，在地面调查和历史植被基础上进行综合判读，采用监督分类的方法最终赋予生态学的含义。植被类型不同，色彩和色调发生相应变化，因此可区分出植被亚型以上的植被类型。此外，植被类型的确定需结合不同植被类型分布的生态学特征，不单纯依靠色彩进行划分，对监督分类产生的植被初图，结合地面调查信息，对植被图进行目视解译校正，得到符合精度要求的植被图。在植被图的基础上，进一步合并有关地面类型，得到土地利用类型图。

D、生物量的测定与估算

重点测定评价范围内分布广泛的植被类型的生物量，灌木及草本采用收获法进行生物量的测定。其余类型参考国内外有关生物生物量的相关资料，并根据当地的实际情况作适当调查，估算出评价范围植被类型的生物量。

4.2.2 区域生态系统及主要环境问题

4.2.2.1 工程所在区域生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》，工程所在区域生态功能区的主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态问题和主要保护目标见表4.2-1，新疆生态功能区划图见图4.2-1。

表 4.2-1 生态功能区划

生态功能分区单元	生态区	Ⅲ天山山地温性草原、森林生态区
	生态亚区	Ⅲ ₃ 天山南坡草原牧业、绿洲农业生态亚区
	生态功能区	43.天山南坡中段前山盆地油气、煤炭资源开发及水土流失敏感生态功能区
主要生态服务功能		天然气资源、煤炭资源、土壤保持、荒漠化控制、旅游
主要生态环境问题		水土流失、矿业开发造成环境污染与植被破坏

生态敏感因子敏感程度	生物多样性及其生境中度敏土壤侵蚀高度敏感
主要保护目标	保护水质、保护自然植被、保护地表形态、保护文物古迹、保护防洪设施
主要保护措施	规范天然气和煤炭开采作业、保护库车大峡谷文物古迹、三废无害化处理
适宜发展方向	建成新疆西气东输主力天然气源地，发展特有生态文化旅游

由表可知，本工程所在区域属于“天山南坡中段前山盆地油气、煤炭资源开发及水土流失敏感生态功能区”，主要生态服务功能分别为“天然气资源、煤炭资源、土壤保持、荒漠化控制、旅游”。本工程为油气开采项目，新增占地面积小，不占用水源保护区、保护植被、文物古迹等主要保护目标，工程施工具有临时性、短暂性特点，通过控制占地范围和严格施工期环境管理、做好生态保护工作，三废无害化处理，在工程建设的过程中大力保护地表植被，防止水土流失，工程结束后及时对占地进行恢复，不会对占地区域土壤、动植物产生明显影响，符合区域生态服务功能定位。

4.2.2.2 生态系统结构和特征

东秋 7 井位于库车市北部天山南坡中段前山盆地，井场南部为山丘、北部为谷地，本工程所在的谷地区域地势较为平坦，总体东高西低，北部局部分布有切沟，海拔高度 1424m。

工程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。

评价区域内土壤类型主要为石质土等。自然植被主要是合头草群系。动物种群多为荒漠鸟类、爬行类和啮齿类动物。

工程区内的生态环境十分脆弱，生态系统稳定性较差、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周边地表植被及野生动物。工程区生态系统结构特征见表 4.2-2。

表 4.2-2 工程区生态系统类型及结构特征

生产者	消费者	分解者	食物链	自我恢复能力
合头草等植物	啮齿类、爬行类	微生物	食物链短，营养级	差

	和鸟类动物		少，未形成食物网	
--	-------	--	----------	--

工程评价范围生态系统类型主要为荒漠生态系统，生态系统结构简单。

4.2.2.3 区域主要环境问题

本工程位于阿克苏地区库车市，地表海拔约 1424m，该区为库车市北部天山南坡中段前山盆地，植被类型均匀且单一。气候为温带大陆性干旱型气候，冬季干冷，夏季酷热，短时降雨较为集中，昼夜温差大，无霜期长。工程区主要环境问题为：

(1) 生态功能维护压力较大，生态系统敏感性、脆弱性高

根据全国生态功能区划（修编版），工程位于塔里木河流域防风固沙重要区。塔里木河流域防风固沙功能区沙漠化敏感性和盐渍化敏感性极高，防风固沙功能极为重要。主要生态问题是由于水、土和生物资源的不合理开发利用带来生态系统功能的严重退化，表现为退化草地面积大、沙漠化加快、珍稀特有野生动植物减少。

根据《全国生态脆弱区保护规划纲要》，工程所在的塔里木盆地外缘荒漠绿洲为生态脆弱重点区域。

(2) 土地荒漠化问题严重

根据《阿克苏地区环境功能区划》，阿克苏地区荒漠化土地面积为 7790000 公顷，占地区面积的 59.3%。其中风蚀荒漠化面积占荒漠化土地面积的 80.80%，水蚀荒漠化面积占 4.95%，盐渍化荒漠化面积占 9.57%，冻融荒漠化面积占 4.68%；按荒漠化程度，轻度荒漠化土地面积占 11.30%，中度荒漠化土地面积占 31.68%，重度荒漠化土地面积占 24.06%，极重度荒漠化土地面积占 32.96%。工程所在地区为水蚀荒漠化土地集中分布区。

4.2.3 土地利用现状调查

本次土地利用现状调查的主要技术方法采用遥感数据分析和解译，即以高分辨率遥感影像为基础，采用图形叠加法对评价范围内的生态环境现状进行分析，并参照《土地利用现状分类》（GB/T21010-2017），以确定评价范围内的土地利用类型，将成果绘制成土地利用现状图。同时选择有代表性的地

物类型，建立遥感影像野外标志数据库，收集能反映区域土地利用特征的野外照片、录像资料，在实地踏勘和调查时进行野外核查。评价范围土地利用类型见表 4.2-3，土地利用分布见图 4.2-2。

表 4.2-3 评价范围土地利用现状表

序号	土地类型	评价区			
		面积 (km ²)	百分比 (%)	永久用地面积 (hm ²)	百分比 (%)
1	天然牧草地	0.30	26.25	0	0
2	裸土地	0.83	73.75	0.486	100
合计		1.13	100	0.486	100

评价区土地利用类型以裸土地为主，占总评价范围的 73.75%，其次评价区域北部还分布有天然牧草地等。评价区域不涉及沙漠公园、沙化封禁保护区。本工程占地范围内均为裸土地，占征地总面积的 100%，工程对天然牧草地等高植被覆盖区域进行了避让。

4.2.4 植被环境现状调查及评价

4.2.4.1 评价区域植被类型

工程区主要为荒漠带，植被稀疏，植株矮小，以盐柴类半灌木组为主，呈典型的荒漠生态景观，工程区域的自然植被主要有 1 种植被类型，即荒漠草地；1 个群系，即合头草群系。具体内容见表 4.2-4 及图 4.2-3。

表 4.2-4 评价区植被类型

植被型	植被亚型	群系纲	群系	群从组
荒漠草地	低地河漫滩草甸	低地河漫滩盐化草甸	合头草群系	—

①合头草群系

该群系是一类较为典型的盐化草甸，群落结构简单，种类贫乏，往往合头草占绝对优势出现，伴生很少量的草本，如花柴、骆驼刺等。群落发育良好，盖度 10%-20%，高度 20-100cm 不等，所处的土壤为石质土。

4.2.4.2 评价区植物种类

评价区位于库车市北部天山南坡中段前山盆地，地势较为平坦。根据现场勘察和以往研究资料，评价区分布的主要高等植物及分布见表 4.2-5。

表 4.2-5 评价区主要高等植物名录

科	种名	拉丁名
藜科 <i>Chenopodiaceae</i>	合头草	<i>Sympegma regelii</i>
	圆叶盐爪爪	<i>Kalidiums chrenkianum</i>
	尖叶盐爪爪	<i>Kalidiumcu spidatum</i>
	里海盐爪爪	<i>Kalidium caspicum</i>
	盐生草	<i>Halogeton glomeratus</i>
	盐穗木	<i>Halostach yscaspica</i>
	盐节木	<i>Halocnemumstrobilaceum</i>
	假木贼	<i>Anabasis aphylla</i>
豆科 <i>Leguminosae</i>	疏叶骆驼刺	<i>Althagisp arifolia</i>
	胀果甘草	<i>G.indlata Batal</i>
蒺藜科 <i>Zyqqphyuaceae</i>	霸王	<i>Zygophyllumx anthoxylon</i>
	西伯利亚白刺	<i>Nitrari asibirica</i>
柽柳科 <i>Tamaricaccae</i>	多枝柽柳	<i>Tamarixr amosissima</i>
	刚毛柽柳	<i>Tamarix hispida</i>
	短穗柽柳	<i>Tamar ixlaxa</i>
	多花柽柳	<i>Tamarixho henackeri</i>
	长穗柽柳	<i>Tamarixe longata</i>
	琵琶柴	<i>Rcaumuria soongaria</i>
夹竹桃科 <i>Apocynaceae</i>	大花野麻	<i>Poacynum pictum</i>
	大花罗布麻	<i>Poacynum hendersonii</i>
茄科 <i>Selanaceae</i>	黑刺	<i>Lyciumru theulcum</i>
菊科 <i>Compositae</i>	分枝鸦葱	<i>Scorzonera divaricata</i>
	花花柴	<i>Karelinia caspica</i>
禾本科 <i>Gramineae</i>	芦苇	<i>Phragmites australis</i>
	赖草	<i>Leymuss ecalinus</i>
萝摩科 <i>Aschcpiaccae</i>	牛皮消	<i>Cynanchumsi biricum</i>
麻黄科 <i>Ephcdraceue</i>	膜果麻黄	<i>Ephcdrapr zcwalskii</i>
	二穗麻黄	<i>Ephedra distachya</i>

本工程所在区域为库车市北部天山南坡中段前山盆地，在长期的历史发展过程中，形成了一些能适应工程区气候的植物群落，建群种为尖叶盐爪爪，伴生种为花花柴、骆驼刺等，植被盖度 10~20%。具体分布见图 4.2-2。

根据《国家重点保护野生植物名录》和《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录（第一批）》，评价区有保护植物胀果甘草（国家Ⅱ级）、罗布麻（自治区Ⅰ级）等2种。

胀果甘草是多年生草本豆科植物，高30-80cm，叶面绿色，光亮。边缘起伏。总状花序腋生，较松散，花紫色。荚果紫红色，长椭圆形，饱满。在工程区的分布集中于盐渍化沙地区，胀果甘草是适口性较高的牧草之一，各种家畜均采食，羊、骆驼喜食。

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(*Glycyrrhiza 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。

工程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，保护植物生长受牧业生产的影响较大。工程在施工过程中，避让了牧草植被及保护植物所在区域，严禁扰动原生保护植物。

4.2.5 野生动物现状调查

(1) 野生动物区划

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

(2) 野生动物栖息生境类型

评价区域地处库车市北部天山南坡中段前山盆地。通过对评价区内动物的实地调查和有关资料的查询，该区域主要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

根据现场实地调查及区域相关野生动物资料分析，工程区域以荒漠动物为主。工程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 4.2-6。

表 4.2-6 评价区主要及脊椎动物名录及其种类和分布

序号	中文名	拉丁名	留居型	分布
两栖类				
1	绿蟾蜍	<i>Bufo viridis</i>	/	±
爬行类				
2	南疆沙蜥	<i>Phrynocephalus forsythi</i>		
3	密点麻蜥	<i>Eremias multiocellata</i>	/	+
4	荒漠麻蜥	<i>Eremias przewalskii</i>	/	±
鸟类				
5	雉鸡	<i>Phasianus colchicus</i>	R	±
6	原鸽	<i>Columba livia</i>	R	+
7	灰斑鸠	<i>Streptopelia decaocto</i>	R	+
8	凤头百灵	<i>Galerida cristata</i>	R	+
9	蒙古沙雀	<i>Rhodopechys mongolica</i>	R	+
10	紫翅椋鸟	<i>Sturnus vulgaris</i>	B	++
11	寒鸦	<i>Corvus monedula</i>	W	+
12	小嘴乌鸦	<i>Corvus corone</i>	B	++
13	黑顶麻雀	<i>Passer ammodendri</i>	R	++
14	棕尾伯劳	<i>Lanius isabellinus</i>	B	++
兽类				
15	塔里木兔	<i>Lepus yarkandensis</i>	/	+
16	三趾心颅跳鼠	<i>Salpingotus kozlovi</i>	/	±
17	子午沙鼠	<i>Meriones meridianus</i>	/	±

注：（1）R—留鸟； B—繁殖鸟； W—冬候鸟； S—夏候鸟；

（2）±：偶见种； +：常见种； ++：多见种；

（3）I胡杨林区； II柽柳灌丛区； III半灌木荒漠区； IV塔里木河水域区；

根据《国家重点保护野生动物名录（2021年版）》《新疆国家重点保护野生动物名录》（2021年07月28日发布）《新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录（修订）》（新政发〔2022〕75号），经过咨询当地林草部门野

生动物保护科以及生态环境局等单位，本工程所在区域动物种类较少，主要为伴人动物，如麻雀、啮齿类动物等，无大型哺乳类动物及国家、地方重点保护的珍稀濒危动物天然集中分布区。

4.2.6 水土流失现状

(1) 水土流失重点防治分区

水土流失重点预防区指水土流失潜在危险较大的区域，水土流失重点治理区指水土流失严重的区域。根据《塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书》(新环审〔2022〕214号)、《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018—2030年)》和新水水保〔2019〕4号文，工程位于塔里木河流域水土流失重点治理区。

(2) 水土流失现状

根据《土壤侵蚀分类分级标准》(SL190—2007)，工程所在区域位于“II风力侵蚀类型区”中的“II₁‘三北’戈壁沙漠及沙地风沙区”，主要为荒漠强烈风蚀区和塔里木绿洲轻度风蚀水蚀区。结合本项目区域地理位置、地形地貌、气候特征、土壤、植被及周围环境特点等具体情况进行分析，该区域水土流失类型以轻度风力、水力侵蚀和中度风力侵蚀为主。根据现场调查及土壤侵蚀背景值，确定本项目所在区域容许土壤流失量取值为2000t/km²·a。

(3) 水土保持基础功能类型

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

(4) 水土流失预防范围

项目所在区域水土流失预防范围为：评价区天然草场以及区域内重要野生植物资源生境等。

(5) 水土流失预防对象

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

（6）水土流失预防措施

水土流失预防措施为：在评价区加强对天然牧草植被的保护，对退化草场进行生态修复，合理利用草场资源。

（7）水土流失治理范围与对象

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

（8）水土流失治理措施

水土流失治理措施为：加强区域统一管理、保证生态用水，在加强天然牧草建设和管护的同时，保护荒漠草地植被生境，促进天然牧草地的恢复和更新，为区域经济的可持续发展提供保障。

（9）土地沙化现状调查

根据现场调查及全疆土壤类型图，本工程所在区域土壤类型主要为石质土，风沙土分布比例极小，以灌丛沙堆形式存在，灌丛沙堆顶部一般生长有植被，颗粒组成以 $<0.25\text{mm}$ 粒级为主。

4.2.7 生态环境现状小结

本工程所在区域为天山南坡中段前山盆地，评价区域内不涉及国家公园、自然保护区、自然公园等自然保护地、世界自然遗产、生态保护红线等法定生态保护区域，也没有重要物种的天然集中分布区、栖息地等重要生境以及其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域。评价区域内以自然状态为主，为典型的干旱荒漠，人为干扰较小。根据《新疆生态功能区划》，项目所在区域属于天山南坡中段前山盆地油气、煤炭资源开发及

水土流失敏感生态功能区。项目区气候干旱，土壤发育较差，类型较为简单，主要土壤类型为石质土，自然植被类型主要为盐柴类半灌木组，野生动物种类和数量较少。

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

本工程地处阿克苏地区库车市，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）对环境质量现状数据的要求，本次评价引用区阿克苏生态环境监测站公布的2022年阿克苏地区各县（市）环境空气质量状况。

本次评价收集了2022年阿克苏地区库车市例行监测点的监测数据作为基本污染物环境空气质量现状数据，并对各污染物的年评价指标进行环境质量现状评价，现状评价结果见表4.3-1所示。

表 4.3-1 阿克苏地区库车市环境空气质量现状评价一览表

污染物	年评价指标	二级标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	二类区达标情况
PM ₁₀	年平均质量浓度	70	94	超标
PM _{2.5}	年平均质量浓度	35	41	超标
SO ₂	年平均质量浓度	60	11	达标
NO ₂	年平均质量浓度	40	22	达标
CO	日均值第95百分位浓度	4000	1100	达标
O ₃	日最大8小时滑动平均第90百分位浓度	160	97	达标

由表4.3-1可知，项目所在区域PM_{2.5}、PM₁₀年均浓度值超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单（环境保护部公告2018年第29号）中二级标准要求，即项目所在区域为不达标区。

4.3.2 特征因子补充监测

（1）监测点位及监测项目

按照《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）要求，结合项目所在区域地形特点以及当地气象特征，本次委托新疆广宇众联环境监测有限公司对拟建工程所在区域环境空气质量现状进行实地监测。

本工程东秋7井场布设1个大气监测点。监测点位基本信息见表4.3-2和图4.3-1。

表 4.3-2 环境空气质量现状监测点位及因子一览表

位置	监测因子	监测频次
东秋7井场	非甲烷总烃、H ₂ S	连续监测7天，每天采样4次，提供小时值，每小时采样4次

(2) 监测时间及频率

监测时间为2023年7月20日~27日。其中，H₂S 1小时浓度每天采样4次，每次采样45分钟。非甲烷总烃为每天采样4次，每次取1小时等时间间隔4各样品的平均值。

(3) 监测及分析方法

各监测因子检测方法及检出限表见表4.3-3。

表 4.3-3 环境空气各监测因子分析及检出限一览表

序号	监测因子	检测方法	方法来源	单位	检出限
1	H ₂ S	《居住区大气中硫化氢卫生检验标准方法亚甲基蓝分光光度法》	GB 11742-89	mg/m ³	0.005
2	非甲烷总烃	《环境空气 总烃、甲烷和非甲烷总烃测定 直接进样-气相色谱法》	HJ 604-2010	mg/m ³	0.07

(4) 评价标准

非甲烷总烃1小时评价浓度参考执行《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)详解中的浓度限值2.0mg/m³，H₂S执行《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ2.2-2018)附录D中其他污染物空气质量浓度参考限值(10 μg/m³)的浓度限值要求。

(5) 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：

$$P_i = C_i / C_{oi}$$

式中：P_i—污染物i的占标率；

C_i—污染物i的实测浓度，mg/m³；

C_{oi}—污染物i的评价标准，mg/m³。

(6) 评价结果

监测及评价结果见表 4.3-4。

表 4.3-4 其他污染物环境质量现状评价表

监测点位	污染物	评价标准 (mg/m ³)	监测浓度范围 (mg/m ³)	最大浓度占标率 (%)	达标 情况
项目区	非甲烷总烃	2	0.22-0.25	12.5%	达标
	硫化氢	0.01	0.005L	-	达标

从上表可以看出，在监测期间，本项目区域特征污染物非甲烷总烃小时平均值在 0.22~0.25mg/m³ 之间，最大占标率为 12.5%，能满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）详解中浓度限值 2mg/m³ 要求；H₂S 小时平均值能满足《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中其他污染物空气质量浓度参考限值（0.01mg/m³）的浓度限值要求。

4.4 声环境现状评价

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。

(1) 监测点位

根据项目位置情况和周围敏感点关系，在项目区内东秋 7 井场四布设噪声监测点。具体布置情况见表 4.4-1，图 4.3-1。

表 4.4-1 声环境现状监测点位表

序号	监测点名称	位置	监测因子	采样时间、频率
1	东秋 7 井	四周	连续等效 A 声级 Leq (dB (A))	监测 1 天，每天昼夜 各 1 次

(2) 监测方法：依据《声环境质量标准》（GB3096-2008）中规定的方法进行监测。

(3) 监测时间：本次现状监测时间为 2023 年 7 月 20 日。监测点位监测 1 天，分昼夜进行监测。

(4) 评价标准

区域声环境质量执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准。

(5) 评价方法

采用对标法对声环境质量现状进行评价，即用现状监测结果与标准值进行对比。

(6) 监测及评价结果

声环境现状监测及评价结果见表 4.4-2。

表 4.4-2 声环境现状监测及评价结果表

监测点位		昼间			夜间		
		监测值	标准值	评价结果	监测值	标准值	评价结果
东秋7	1#厂界东侧外 1m	47	60	达标	45	50	达标
	2#厂界南侧外 1m	47		达标	46		达标
	3#厂界西侧外 1m	48		达标	46		达标
	4#厂界北侧外 1m	46		达标	44		达标

从上表可以看出，昼间噪声值在 40.1~40.9dB（A）之间，夜间噪声值在 35.4~35.9dB（A）之间，满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求。

4.5 水环境现状评价

4.5.1 地表水环境现状调查与评价

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。在气田正常开采及油气集输过程中，本工程产生的含油污水、井下作业废水不外排，项目地表水环境影响评价等级为三级 B，无需开展地表水环境影响评价。本次地表水环境影响评价重点论证项目废水综合利用不外排的可行性和可靠性，污、废水处理设施的依托可行性。

4.5.2 地下水环境现状调查与评价

本次评价对区域内地下水现状监测委托新疆广宇众联环境监测有限公司对项目区周边进行实地监测，3 个监测点采样时间为 2023 年 7 月 22 日。

4.5.2.1 监测点位

根据本项目所在区域水文地质条件及地下水流向，选择3个监测点位。根据监测井的位置、井深、出水层等，总体可满足导则中关于三级评价的监测要求，具有一定的代表性。具体监测点位信息详见表4.5-1，图4.5-1。

表 4.5-1 地下水环境监测点位信息

序号	点号	坐标	水位埋深/m	井深/m
1	1#地下水监测点	N:41°57'08.32" E:83°03'08.40"	23.61	100
2	2#地下水监测点	N:41°51'04.95" E:83°02'57.27"	40.53	190
3	3#地下水监测点	N:41°51'37.05" E:83°09'55.14"	31.28	200

4.5.2.2 监测项目及分析方法

(1) 监测项目

pH、水位埋深、井深、 K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} 、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、六价铬、总硬度、铅、氟、镉、铁、锰、溶解性总固体、高锰酸盐指数、总大肠菌群、细菌总数、石油类、硫化物等。

(2) 分析方法

采样按照《环境影响评价技术导则·地下水环境》（HJ610-2016）执行，监测分析方法按照《地下水环境监测技术规范》（HJ/T164-2020）、《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）有关标准和规范执行。各地下水监测因子和检测分析因子分析方法及检出限情况见表 4.5-2。

表 4.5-2 地下水环境监测因子和检测因子分析方法及检出限值一览表

序号	检测项目	检测方法	主要仪器型号、名称	检出限/最低检出浓度
1	pH 值	《水质 pH 值的测定 电极法》 (HJ 1147-2020)	PHBJ-260 便携式 pH 计	——
2	总硬度	《生活饮用水标准检验方法 感官性状和物理指标》(GB/T 5750.4-2006) 7.1 乙二胺四乙酸二钠滴定法	——	1.0 mg/L
3	溶解性总固体	《地下水水质分析方法 第 9 部分：溶解性固体总量的测定 重量法》 (DZ/T 0064.9-2021)	BSA124S 电子天平	——
4	铁	《水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法》(GB 11911-89)	GGX-830 原子吸收分光光度计	0.03 mg/L
5	锰	《水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法》(GB 11911-89)	GGX-830 原子吸收分光光度计	0.01 mg/L

6	挥发酚	《水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法》(HJ 503-2009) 方法 1 萃取分光光度法	P4 型 紫外可见分光光度计	0.0003 mg/L
7	耗氧量	《生活饮用水标准检验方法 有机物综合指标》(GB/T 5750.7-2006) 1.2 碱性高锰酸钾滴定法	——	0.05 mg/L
8	氨氮	《水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法》(HJ 535-2009)	P4 型 紫外可见分光光度计	0.025 mg/L
9	硫化物	《水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法》(HJ 1226-2021)	P4 型 紫外可见分光光度计	0.01 mg/L
10	总大肠菌群	《生活饮用水标准检验方法 微生物指标》(GB/T 5750.12-2006) 2.2 滤膜法	BPH-9162 精密恒温培养箱	——
11	细菌总数	《生活饮用水标准检验方法 微生物指标》(GB/T 5750.12-2006) 1.1 平皿计数法	LRH-150 生化培养箱	——
12	亚硝酸盐氮	《水质 亚硝酸盐氮的测定 分光光度法》(GB 7493-87)	P4 型 紫外可见分光光度计	0.003 mg/L
13	硝酸盐氮	《水质 硝酸盐氮的测定 紫外分光光度法(试行)》(HJ/T 346-2007)	T6 新世纪	0.08 mg/L
14	氰化物	《生活饮用水标准检验方法 无机非金属指标》(GB/T 5750.5-2006) 4.1 异烟酸-吡唑酮分光光度法	紫外可见分光光度计	0.002 mg/L
15	氟化物	《水质 氟化物的测定 离子选择电极法》(GB 7484-87)	PHSJ-4F 实验室 pH 计	0.05 mg/L
16	汞	《水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法》(HJ 694-2014)	AFS-8520 原子荧光光度计	4×10 ⁻⁵ mg/L
17	砷			3×10 ⁻⁴ mg/L
18	镉	《生活饮用水标准检验方法 金属指标》(GB/T 5750.6-2006) 9.1 无火焰原子吸收分光光度法	GGX-830 原子吸收分光光度计	5×10 ⁻⁴ mg/L

19	铬（六价）	《生活饮用水标准检验方法 金属指标》（GB/T 5750.6-2006） 10.1 二苯碳酰二肼分光光度法	P4 型 紫外可见分光光度计	0.004 mg/L
20	铅	《生活饮用水标准检验方法 金属指标》（GB/T 5750.6-2006） 11.1 无火焰原子吸收分光光度法	GGX-830 原子吸收分光光度计	2.5×10^{-3} mg/L
21	石油类	《水质 石油类的测定 紫外分光光度法（试行）》（HJ 970-2018）	T6 新世纪 紫外可见分光光度计	0.01 mg/L
22	硫酸根 （硫酸盐）	《水质 无机阴离子（F ⁻ 、Cl ⁻ 、NO ₂ ⁻ 、Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻ ）的测定 离子色谱法》（HJ 84-2016）	CIC-D100 离子色谱仪	0.018 mg/L
23	氯离子 （氯化物）			0.007 mg/L
24	钾离子			0.02 mg/L
25	钠离子			0.02 mg/L
26	钙离子			0.03 mg/L
27	镁离子	《水质 可溶性阳离子（Li ⁺ 、Na ⁺ 、NH ₄ ⁺ 、K ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ ）的测定 离子色谱法》 （HJ 812-2016）		0.02 mg/L
28	碳酸根	《地下水水质分析方法 第49部分：碳酸根、重碳酸根和氢氧根离子的测定 滴定法》（DZ/T 0064.49-2021）	——	1 mg/L
29	碳酸氢根		——	1 mg/L

4.5.2.3 评价标准

石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准；其他因子执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准。

4.5.2.4 评价方法

采用标准指数法对监测结果进行评价。标准指数 >1 ，表明该水质因子已超标，标准指数越大，超标越严重。标准指数计算公式如下：

1) 对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算公式为：

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

2) 对于评价标准为区间值的水质因子（如 pH 值），其标准指数计算公式为：

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

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

式中：Pi——第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

Ci——第 i 个水质因子的监测浓度值，mg/L；

Csi——第 i 个水质因子的标准浓度值，mg/L；

PpH——pH 的标准指数，无量纲；

pH——pH 监测值；

pHsd——标准中 pH 的下限值；

pHsu——标准中 pH 的上限值。

4.5.2.5 监测及评价结果

本次环评地下水监测及结果见表 4.5-3、4.5-4。

由表 4.5-3 分析可知，各潜水监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准，其余监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准类标准。通过对八大离子（Na⁺、Ca²⁺、Mg²⁺、HCO₃⁻、SO₄²⁻、Cl⁻、K⁺、CO₃²⁻）进行检测分析可知，采用舒卡列夫分类法，评价区内地下水主要化学类型为 SO₄•Cl•HCO₃-Ca•Na 型、HCO₃•SO₄-Na 型以及 Cl•SO₄-Ca•Na 型水。

表 4.5-3 地下水质量现状监测及评价结果一览表

序号	检测项目	单位	标准限值 (III类)	1#		2#		3#	
				监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi
1	pH 值	无量纲	6.5~8.5	8.4	0.93	8.1	0.73	7.9	0.6
2	总硬度	mg/L	450	364	0.809	158	0.35	214	0.476
3	溶解性总固体	mg/L	1000	570	0.57	443	0.443	408	0.408
4	铁	mg/L	0.3	0.03L	<0.1	0.03L	<0.1	0.03L	<0.1
5	锰	mg/L	0.1	0.01L	<0.1	0.01L	<0.1	0.01L	<0.1
6	挥发酚	mg/L	0.002	0.0003L	<0.15	0.0003L	<0.15	0.0003L	<0.15
7	耗氧量	mg/L	3	0.91	0.303	0.84	0.28	0.72	0.24
8	氨氮	mg/L	0.5	0.042	0.084	0.035	0.07	0.032	0.064
9	硫化物	mg/L	0.2	0.01L	<0.05	0.01L	<0.05	0.01L	<0.05
10	总大肠菌群	CFU/100mL	3	0	0	0	0	0	0
11	细菌总数	CFU/mL	100	48	0.48	52	0.52	57	0.57
12	亚硝酸盐氮	mg/L	1	0.003L	<0.003	0.003L	<0.003	0.003L	<0.003
13	硝酸盐氮	mg/L	20	2.09	0.1045	1.31	0.0655	0.8	0.04
14	氰化物	mg/L	0.05	0.002L	<0.04	0.002L	<0.04	0.002L	<0.04
15	氟化物	mg/L	1	0.18	0.18	0.19	0.19	0.32	0.32

16	汞	mg/L	0.001	4×10^{-5} L	<0.04	4×10^{-5} L	<0.04	4×10^{-5} L	<0.04
17	砷	mg/L	0.01	3×10^{-4} L	<0.03	6×10^{-4}	0.06	9×10^{-4}	0.09
18	镉	mg/L	0.005	5×10^{-4} L	<0.1	5×10^{-4} L	<0.1	5×10^{-4} L	<0.1
19	铬（六价）	mg/L	0.05	0.004L	<0.08	0.004L	<0.08	0.004L	<0.08
20	铅	mg/L	0.01	4.6×10^{-3}	0.46	2.9×10^{-3}	0.29	6.8×10^{-3}	0.68
21	石油类	mg/L	0.05	0.01L	<0.2	0.01L	<0.2	0.01L	<0.2
22	氯离子（氯化物）	mg/L	250	100	0.4	67.6	0.2704	134	0.536
23	硫酸根（硫酸盐）	mg/L	250	205	0.82	103	0.412	134	0.536
24	钾离子	mg/L	/	4.97	/	4.68	/	4.85	/
25	钠离子	mg/L	200	62.3	0.3115	120	0.6	46.8	0.234
26	钙离子	mg/L	/	90.6	/	34.9	/	60.7	/
27	镁离子	mg/L	/	26.8	/	14.4	/	14.6	/
28	碳酸根	mg/L	/	1L	/	1L	/	1L	/
29	碳酸氢根	mg/L	/	167	/	220	/	76	/

表 4.5-4 地下水中水化学类型计算结果一览表

监测点		1#			2#			3#		
监测因子		ρ (B) mg/L	c (1/zBz±) mmol/L	x (1/zBz±) %	ρ (B) mg/L	c (1/zBz±) mmol/L	x (1/zBz±) %	ρ (B) mg/L	c (1/zBz±) mmol/L	x (1/zBz±) %
阳离子	钾	4.97	0.127	1.333	4.68	0.120	1.452	4.85	0.124	1.946
	钠	62.3	2.709	28.328	120	5.217	63.137	46.8	2.035	31.847
	钙	90.6	4.521	47.281	34.9	1.742	21.075	60.7	3.029	47.407
	镁	26.8	2.205	23.059	14.4	1.185	14.336	14.6	1.201	18.800
	合计	184.67	9.562	100	173.98	8.264	100	126.95	6.389	100
阴离子	碳酸氢根	167	2.74	27.85	220	3.61	47.09	76	1.25	15.94
	氯化物	100	2.82	28.71	67.6	1.91	24.90	134	3.78	48.37
	硫酸盐	205	4.27	43.44	103	2.14	28.01	134	2.79	35.70
	碳酸根	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00
	合计	472.00	9.83	100.00	390.60	7.66	100.00	344.00	7.82	100.00
水化学类型		SO ₄ •Cl•HCO ₃ -Ca•Na 型			HCO ₃ •SO ₄ -Na 型			Cl•SO ₄ -Ca•Na 型		

4.6 土壤环境现状调查与评价

4.6.1 土壤类型及分布调查

4.6.1.1 土壤类型

本工程所在区域土壤类型主要以石质土为主。本工程土壤类型见图 4.6-1。

石质土即“粗骨土”。指与母岩风化物性质近似的土壤。一般见于无森林覆被、侵蚀强烈的山地。多发育于抗风化力较强的母质上。成土作用不明显，没有剖面发育。质地偏砂，含砾石多。石质土多分布山丘顶部陡坡，地势陡峻，水蚀风蚀严重，地表岩石裸露，土层浅薄，含岩石碎屑砂粒多，保水保肥力差。

4.6.1.2 土壤理化性质

本工程为污染影响型项目，根据工程分析情况，针对工程占地的土壤理化性质进行分析，主要包括土体结构、土壤结构、土壤质地、阳离子交换量、氧化还原电位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度等。取样点位为东秋7井场外表层样。分析结果如表 4.6-1 所示。

表 4.6-1 土壤理化特性调查表

点号		东秋7井占地范围外 0.2km 范围内 T5	东秋7井占地范围外 0.2km 范围内 T6
经度		N:41°56'06.64" E:83°07'03.42"	N:41°56'05.31" E:83°07'11.54"
层次		表层	表层
现场记录	颜色	黄棕色	黄棕色
	结构	团粒状	团粒状
	质地	沙壤土	沙壤土
	砂砾含量	0%	0%
	其他异物	无	无
实验室测定	pH 值	8.40	7.56
	阳离子交换量	0.8 cmol+/kg	0.9 cmol+/kg
	氧化还原电位	223mv	276mv
	饱和导水率	1.89 mm/min	1.56 mm/min
	土壤容重	1.89 g/cm ³	1.78 g/cm ³

孔隙度	29 %	33 %
含水率	3.3 %	0.8 %

4.6.2 土壤环境质量现状监测与评价

本次评价土壤检测委托新疆广宇众联环境监测有限公司对土壤环境质量现状进行了监测，采样时间为2023年7月21日。

(1) 监测点位

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），拟建工程不属于会造成土壤酸化、盐化、碱化的生态影响型项目，属于污染影响型项目。根据项目位置和《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）布点要求，在占地范围内设置3个柱状样，1个表层样；占地范围外设置2个表层样。土壤环境监测点位布设情况见表4.6-2，图4.3-1。

表 4.6-2 土壤环境监测点位情况

监测项目	监测点号	监测点位	监测频率/要求	监测因子		
土壤	T1	东秋7井场内	3个点	每个点设1个柱状样（分别在0~0.5m、0.5m~1.5m、1.5~3m取样） 表层样0-0.2m取样，监测1次	①基本因子：《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地的49项基本因子； ②特征因子：石油烃	
	T2	东秋7井场内				
	T3	东秋7井场内				
	T4	东秋7井场内	1个点			
	T5	东秋7井场外200m范围内	1个点			《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018），监测项目：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃共10项
	T6	东秋7井场外200m范围内	1个点			

(2) 监测时间和频次

采样1次，表层样取样深度在0-20cm。

柱状样采样深度在0~0.5m、0.5m~1.5m、1.5~3m分别取样。

(3) 监测及分析方法

土壤监测方法参照《土壤环境监测技术规范》（HJ/T166-2004）、《建设用地土壤污染状况调查技术导则》（HJ25.1-2019）、《建设用地土壤污染风险管控和修复监测技术导则》（HJ25.2-2019）要求进行。分析方法参照《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中有关要求进行。

检测分析及检出限见表 4.6-3。

表 4.6-3 土壤监测因子检测方法及检出限一览表

序号	监测因子	检测方法	检出限
1	pH	土壤 pH 的值测定 电位法 HJ 962-2018	/
2	干物质含量	土壤 干物质和水分的测定重量法 HJ 613-2011	0.01 mg/kg
3	阳离子交换量	中性土壤阳离子交换量和交换性盐基的测定 NY/T 295- 1995	0.01 mg/kg
4	砷	土壤质量 总汞、总砷、总铅的测定原子荧光法第 2 部分：土壤中总砷的测定 GB/T 22105.2-2008	0.5mg/kg
5	镉	土壤质量铅、镉的测定 石墨炉原子吸收分光光度法 GB/T 17141- 1997	0.1 mg/kg
6	六价铬	土壤和沉积物 六价铬的测定 碱溶液提取-火焰原子吸收分光光度法 HJ 1082-2019	0.002 mg/kg
7	铜	土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法 HJ 491-2019	1mg/kg
8	铅	土壤质量铅、镉的测定 石墨炉原子吸收分光光度法 GB/T 17141- 1997	3mg/kg
9	汞	土壤质量 总汞、总砷、总铅的测定原子荧光法 第 1 部分：土壤中总汞的测定 GB/T 22105. 1-2008	1mg/kg
10	镍	土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法 HJ 491- 2019	4mg/kg
11	硝基苯	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法 HJ 834-2017	6mg/kg
12	苯胺		1.3 µg/kg
13	2-氯酚		1.1 µg/kg
14	苯并（a）蒽		1.0 µg/kg

15	苯并(a)芘	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法 HJ 605-2011	1.2 µg/kg
16	苯并(b)荧蒽		1.3 µg/kg
17	苯并(k)荧蒽		1.0 µg/kg
18	蒽		1.3 µg/kg
19	二苯并(a,h)蒽		1.4 µg/kg
20	茚并(1,2,3-cd)芘		1.5 µg/kg
21	萘		1.1 µg/kg
22	四氯化碳		1.2 µg/kg
23	氯仿		1.2 µg/kg
24	氯甲烷		1.4 µg/kg
25	1,1-二氯乙烷		1.3 µg/kg
26	1,2-二氯乙烷		1.2 µg/kg
27	1,1-二氯乙烯		1.2 µg/kg
28	顺-1,2-二氯乙烯		1.2 µg/kg
29	反-1,2-二氯乙烯		1.0 µg/kg
30	二氯甲烷		1.9 µg/kg
31	1,2-二氯丙烷		1.2 µg/kg
32	1,1,1,2-四氯乙烷		1.5 µg/kg
33	1,1,2,2-四氯乙烷		1.5 µg/kg
34	四氯乙烯		1.2 µg/kg
35	1,1,1-三氯乙烷		1.1 µg/kg
36	1,1,2-三氯乙烷		1.3 µg/kg
37	三氯乙烯		1.2 µg/kg
38	1,2,3-三氯丙烷		1.2 µg/kg
39	氯乙烯		0.09 mg/kg
40	苯		0.09 mg/kg
41	氯苯		0.06 mg/kg
42	1,2-二氯苯		0.1mg/kg
43	1,4-二氯苯		0.1mg/kg
44	乙苯		0.2mg/kg
45	苯乙烯		0.1mg/kg
46	甲苯		0.1mg/kg
47	间-二甲苯+对-二甲苯		0.1mg/kg
48	邻二甲苯		0.1mg/kg

49	C ₁₀ -C ₄₀	土壤和沉积物 石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀) 的测定 气相色谱法 HJ 1021-2019	0.09mg/kg
----	----------------------------------	---	-----------

(4) 评价方法

土壤环境质量评价方法采用标准指数法，监测与评价结果见表

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

式中：C_i——i 污染物的监测浓度值；

S_i——i 污染物的评价标准值；

P_i——i 污染物的污染指数。

(5) 评价标准

占地范围内土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值；占地范围外非建设用地土壤参照执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中农用地土壤污染风险筛选值。

(6) 监测结果

土壤现状监测与评价结果见表 4.6-4~4.6-6。

表 4.6-4 东秋7井场表层样监测结果统计表（建设用地土壤）

监测点位				东秋7井场内4#点		
采样深度				0-20cm		
序号	检测项目	单位	筛选值 (第二类用地)	监测数据	Pi	达标情况
1	总砷	mg/kg	60	13.4	0.2233	达标
2	镉	mg/kg	65	0.19	0.0029	达标
3	六价铬	mg/kg	5.7	0.5L	<0.0877	达标
4	铜	mg/kg	18000	30	0.0017	达标
5	铅	mg/kg	800	11	0.01375	达标
6	总汞	mg/kg	38	0.298	0.0078	达标
7	镍	mg/kg	900	49	0.054	达标
8	四氯化碳	mg/kg	2.8	1.3×10 ⁻³ L	<0.0005	达标

东秋7井试采工程环境影响报告书

9	氯仿	mg/kg	0.9	$1.1 \times 10^{-3}L$	<0.0012	达标
10	氯甲烷	mg/kg	37	$1.0 \times 10^{-3}L$	<0.00003	达标
11	1,1-二氯乙烷	mg/kg	9	$1.2 \times 10^{-3}L$	<0.0001	达标
12	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	$1.3 \times 10^{-3}L$	<0.00026	达标
13	1,1-二氯乙烯	mg/kg	66	$1.0 \times 10^{-3}L$	<0.00002	达标
14	顺式-1,2-二氯乙烯	mg/kg	596	$1.3 \times 10^{-3}L$	<0.000002	达标
15	反式-1,2-二氯乙烯	mg/kg	54	$1.4 \times 10^{-3}L$	<0.00003	达标
16	二氯甲烷	mg/kg	616	$1.5 \times 10^{-3}L$	<0.000002	达标
17	1,2-二氯丙烷	mg/kg	5	$1.1 \times 10^{-3}L$	<0.00022	达标
18	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	10	$1.2 \times 10^{-3}L$	<0.00012	达标
19	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	6.8	$1.2 \times 10^{-3}L$	<0.0002	达标
20	四氯乙烯	mg/kg	53	$1.4 \times 10^{-3}L$	<0.00003	达标
21	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	840	$1.3 \times 10^{-3}L$	<0.000002	达标
22	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	2.8	$1.2 \times 10^{-3}L$	<0.0004	达标
23	三氯乙烯	mg/kg	2.8	$1.2 \times 10^{-3}L$	<0.0004	达标
24	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	0.5	$1.2 \times 10^{-3}L$	<0.0024	达标
25	氯乙烯	mg/kg	0.43	$1.0 \times 10^{-3}L$	<0.0023	达标
26	苯	mg/kg	4	$1.9 \times 10^{-3}L$	<0.000475	达标
27	氯苯	mg/kg	270	$1.2 \times 10^{-3}L$	<0.000004	达标
28	1,2-二氯苯	mg/kg	560	$1.5 \times 10^{-3}L$	<0.000002	达标
29	1,4-二氯苯	mg/kg	20	$1.5 \times 10^{-3}L$	<0.000075	达标
30	乙苯	mg/kg	28	$1.2 \times 10^{-3}L$	<0.00004	达标
31	苯乙烯	mg/kg	1290	$1.1 \times 10^{-3}L$	<0.000001	达标
32	甲苯	mg/kg	1200	$1.3 \times 10^{-3}L$	<0.000001	达标
33	间/对二甲苯	mg/kg	570	$1.2 \times 10^{-3}L$	<0.000002	达标
34	邻二甲苯	mg/kg	640	$1.2 \times 10^{-3}L$	<0.000002	达标
35	硝基苯	mg/kg	76	0.09L	<0.0012	达标

36	苯胺	mg/kg	260	0.09L	<0.00035	达标
37	2-氯酚	mg/kg	2256	0.06L	<0.00003	达标
38	苯并(a)蒽	mg/kg	15	0.1L	<0.0067	达标
39	苯并(a)芘	mg/kg	1.5	0.1L	<0.0667	达标
40	苯并(b)荧蒽	mg/kg	15	0.2L	<0.0133	达标
41	苯并(k)荧蒽	mg/kg	151	0.1L	<0.0007	达标
42	蒽	mg/kg	1293	0.1L	<0.00008	达标
43	二苯并(a,h)蒽	mg/kg	1.5	0.1L	<0.0667	达标
44	茚并(1,2,3-cd)芘	mg/kg	15	0.1L	<0.0067	达标
45	萘	mg/kg	70	0.09L	<0.0013	达标
46	石油烃	mg/kg	4500	6L	<0.0013	达标

表 4.6-5 土壤监测及评价结果（石油烃）

监测点位	监测层位	石油烃		标准限值 (mg/kg)
		监测值 (mg/kg)	Pi	
T1	0~0.5m	10	0.0022	4500
	0.5~1.5m	7	0.0016	4500
	1.5~3.0m	6L	<0.0013	4500
T2	0~0.5m	6L	<0.0013	4500
	0.5~1.5m	6L	<0.0013	4500
	1.5~3.0m	6L	<0.0013	4500
T3	0~0.5m	6L	<0.0013	4500
	0.5~1.5m	6L	<0.0013	4500
	1.5~3.0m	6L	<0.0013	4500

表 4.6-6 土壤监测结果一览表（农用地土壤）

监测点位				T5			T6		
采样深度				0-20cm			0-20cm		
序号	检测项目	单位	筛选值 (pH >7.5)	监测数据	Pi	达标情况	监测数据	Pi	达标情况
1	pH 值	无量纲		8.4	/	/	7.56	/	/
2	镉	mg/kg	0.6	0.18	0.3	达标	0.19	0.317	达标

东秋7井试采工程环境影响报告书

3	(总)汞	mg/kg	3.4	0.166	0.0488	达标	0.238	0.07	达标
4	(总)砷	mg/kg	25	16.4	0.656	达标	10.8	0.432	达标
5	铅	mg/kg	170	9.8	0.058	达标	10.7	0.063	达标
6	铬	mg/kg	250	26	0.104	达标	24	0.096	达标
7	铜	mg/kg	100	28	0.28	达标	27	0.27	达标
8	镍	mg/kg	190	50	0.263	达标	55	0.29	达标
9	锌	mg/kg	300	74	0.247	达标	63	0.21	达标
10	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	mg/kg	4500	6L	0.0013L	达标	6L	0.0013L	达标

由监测结果可知：土壤中各项因子监测值均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类建设用地筛选值及《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）相关标准，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 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) 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。

气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 气田开发建设对生态环境的影响

工程阶段		勘探期	施工期（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

本工程部署 2 口井，其中新钻井 1 口（东秋 222）、新建单井站一座（东秋 7 井）。本工程总占地面积 2.266hm²，其中永久占地 0.806hm²，临时占地 1.46hm²。占地类型主要为裸土地。施工结束后，永久占地被永久性构筑物代

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

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

5.1.2.2 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、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。

本工程为新区块开发，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气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。

占地主要影响工程分布区的天然牧草地。在占地范围一定的情况下，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。

(2) 生物量损失

本工程总占地约 2.266hm^2 ，其中永久占地 0.806hm^2 、临时占地 1.46hm^2 ，占地导致生物量损失。生物量损失按下式计算：

$$Y = S_i \cdot W_i$$

式中，Y—生物量损失，t； S_i —占地面积， hm^2 ； W_i —单位面积生物量， t/hm^2 。

工程区主要植被为合头草等，平均生物量 $2.02t/hm^2$ 。工程永久占地将造成约 $1.63t$ 植被损失、临时占地将造成约 $2.95t$ 植被损失。造成植被损失主要来自单井站永久占地以及钻井工程临时占地，建设单位应加强施工管理，认真做好施工结束后的迹地恢复工作，严格控制施工作业带宽度，避让植被覆盖度较高的区域，减小工程建设对植被的环境影响。

（3）石油类污染对植被的影响

在油气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 $0\sim 20cm$ 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

油气田开发初期，大气污染物中主要含有 TSP、NO₂、SO₂、CO 等有害成分，而在生产运营期产生的大气污染物主要有无组织释放的烃类气体等。在这些污染物中能对植物产生影响的主要为 NO₂、SO₂ 及建设期的空气扬尘。

SO₂ 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。

在油气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，油气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

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

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

5.1.2.3 对野生动物的影响分析

油气田开发建设对野生动物生存环境、分布范围和种群数量的影响主要分为直接影响和间接影响两个方面。直接影响主要表现为建设项目占地，使野生动物的原始生存环境被破坏或改变；间接影响主要表现为由于植被的减少或污染破坏而引起野生动物食物来源减少。

一些伴人型鸟类如麻雀、乌鸦、喜鹊等，一般在离作业区 50m 以远处活动，待无噪声干扰时较常见于人类生活区附近。因此，随着建设的各个过程，井区内野生动物的种类和数量发生一定的变化，原有的荒漠型鸟类和大型哺乳类将逐渐避开人类活动的干扰迁至其他区域，而常见的伴人型野生动物种类有所增加。

井区内各种野生动物经过长期的适应已形成较稳定的取食、饮水、栖息活动范围和分布，气田开发过程中地面建设占地将使原有的野生动物的分布、栖息活动范围受到压缩。人为活动的干扰使得开发区域上空活动的鸟类相对于人类未干扰区要少，而使得局部地段二、三级营养结构中的爬行类（啮齿类）和昆虫类数量有所增加或活动频度增大。这些占地影响对地面活动的野生动物种类产生隔离作用，使原分布区内的种类向外扩，而施工结束后，随着人类活动和占地的减少，原有生境将逐步恢复，野生动物对新环境适应后其活动和分布范围亦将恢复。

5.1.2.4 井场建设对生态环境的影响

本工程部署2口井，其中新钻井1口（东秋222）、新建单井站一座（东秋7）。通过塔里木油田内邻近区域已完钻井井场周围土壤环境质量类比调查，结果表明，距井场不同距离处土壤中石油类浓度明显高于井场外土壤石油类浓度，说明油气田开采对土壤存在石油类污染；而井场外10m至200m处土壤石油类浓度值较接近，且与区域土壤环境质量对照点石油类浓度也接近，因此油气田开采对土壤的污染主要集中在井场内部。从井场内土壤不同剖面深度的石油类浓度分布来看，10cm深度的石油类浓度最高，是表层土壤石油类浓度的2倍，是对照点土壤中石油类浓度的4倍，说明油气田开采产生的落地油等污染物会向下渗透对深层土壤造成影响；20cm浓度的土壤中石油类浓度与表层土壤石油类浓度相近，说明井场石油类污染主要集中在表层至20cm深度处。

5.1.3 水土流失影响分析

工程建设必然会占用土地，破坏地表，土方的开挖堆填改变了原地貌。工程建设中场地平整、设备安置等过程中，如果水土保持措施布设不及时、相关管理措施不完善会导致严重的水土流失和飞灰扬尘。本工程在施工过程中要避免大风天气施工，并对临时堆土采取覆盖拦挡措施，主要施工现场均应设有合理布置拦挡设施，加强施工组织减小由于施工不当引起的人为水土流失。本次改建工程建设过程中人为活动造成水土流失的原因主要是破坏地面表层结皮以及大风季节临时堆土对周边环境带来的影响，可能造成的水土流失危害主要有一下几个方面：

扩大侵蚀面积，加剧水土流失本工程地处山地地区，植被状况差，空气干燥，工程建设过程中对原地貌的扰动大大降低了项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，若在施工过程中不加以治理和防护，遇大风天气易产生严重的水土流失现象。

破坏生态环境，对周边地区造成影响，本工程所在区域植被均匀且单一分布，植被覆盖度10%-20%，施工期对地表结皮破坏，有可能加剧工程区内的土壤侵蚀，增加空气中粉尘含量，严重时会造成一定的生态

环境破坏，施工车辆的反复碾压将会使道路周边长期处于扬尘状况下，给施工人员健康造成危害。

扰动土地面积、降低土壤抗侵蚀能力，改变土壤结构和地面物质组成，地表组成物质中细粒含量减少，粗粒含量增加，土壤机械组成粗化，降低了土壤抗侵蚀能力。

5.1.4 土地沙化影响分析

本工程地面工程的场地平整时会产生土石方，产生的土石方全部用于回填，无弃方。项目建设过程中对原地貌的扰动将降低项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，造成土地荒漠化；此外，由于项目地处内陆地区，风沙较大，空气干燥，加上地表植被覆盖度低，若项目土石方堆存过程中未采取防尘网苫盖、洒水抑尘等措施，地表沙化的土壤及废土、废渣遇大风天气易产生严重的扬尘，形成沙尘源。

项目施工期井场建设工程建设可能破坏地表保护层，土壤表层受干扰强烈，降低荒漠区域地表稳定性，在土壤侵蚀作用下，有可能加快该区域荒漠化进程。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。

5.1.5 运营期生态环境影响分析

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

（1）对野生动物的影响分析

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

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

(2) 植被影响分析

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

5.1.6 退役期生态环境影响分析

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

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

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

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

状态。气田设施退役后，人员撤离，区域内没有人为扰动，井场范围内的自然植被会逐渐得以恢复，有助于区域生态环境的改善。

5.1.7 区域生态系统稳定性及完整性影响分析

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

本工程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。在井场建设中，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。因而油气田开发建设不会改变区域内景观生态的稳定性及完整性。

油气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。

根据工程区域生态系统偏离自然状况的程度，将生态系统完整性划分为5个等级，分别是高、好、适度、差和恶化。“高”的生态系统完整性状态是完全或者计划全部与没有受到干扰的参考点情况一致。“好”的生态系统完整性有着重要的但是轻微偏离没有受到干扰的状态的特征。在“适度”的生态系统完整性层次，所有的标准都表现出较强的偏离没有受到干扰的状态。

“差”的生态系统完整性则受到很强的偏离，而“恶化”则是极度偏离。工程区域生态系统完整性等级见表 5.1-2。

表 5.1-2 工程所在区域生态系统完整性等级表

标准		生态系统完整性					工程 区域
		高	好	适度	差	恶化	
指示物种	指示种	没有或者几乎没有指示植物死亡	一些草本植物死亡	大量草本和少量灌木死亡	大量灌木死亡	大量乔木树种开始死亡	好
	物种结构	没有或者几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	高
	生物量和密度						
压力	气候干旱程度	较湿润	适中	较干旱	很干旱	干旱加剧	差
	地下水位/水质	小于 1.5m/很好	1.5-3m/好	3-5m/中	5-9m/差	9m/很差	差
	土壤盐分	较低	一般低	较高	高	很高	差
响应	生物个体响应	生长很好	能正常生长	生长缓慢	停止生长	濒临死亡	好
	种群相对多度	没有或者几乎没有变化	轻微变化	重大变化	完全变化	完全变化	好
	物种多样性						
结构	种群结构	没有或者几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	适度
	土壤状况						
	空间异质性/斑块大小/破碎度	没有或者几乎没有变化	轻微变化	重大变化	完全变化	完全变化	适度
功能	种群适应性	好	好	一般	较差	很差	适度
	种群生物量	大量增加	有所增加	不变	减少	急剧减少	差
	群落演替	正向演替	正向演替	演替方向不明显	逆向演替	被新的群落所取代	适度
	对小尺度干扰	没有或几乎没有影响	轻微影响	重大影响	剧烈影响	过度影响	差

	斑块连接性	很好	较好	一般	较差	很差	适度
	营养循环速率	很大	较大	一般	较小	很小	差
组成	丰度/频度/重要性/生物量/密度	没有或几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	好
	物种多样性						
	同一性/分布						

从表 5.1-2 可以看出工程区生态完整性受本工程影响较小，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。

5.1.8 小结

本工程为油田新区块开发，工程实施后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。由于本区域的野生动物种类少，工程对野生动物的影响较小。工程区所在区域属于塔里木河流域水土流失重点治理区，但占地面积较小，采取环评提出的水土流失防治措施后，对环境的影响可以接受。

因此总体上看本工程建设对生态环境影响较小。

表 5.1-3 生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响识别	生态保护目标	重要物种 <input type="checkbox"/> ；国家公园 <input type="checkbox"/> ；自然保护区 <input type="checkbox"/> ；自然公园 <input type="checkbox"/> ；世界自然遗产 <input type="checkbox"/> ；生态保护红线 <input type="checkbox"/> ；重要生境 <input type="checkbox"/> ；其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	影响方式	工程占用 <input checked="" type="checkbox"/> ；施工活动干扰 <input checked="" type="checkbox"/> ；改变环境条件 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>

	评价因子	物种 <input checked="" type="checkbox"/> (分布范围、种群梳理、种群结构、行为等) 生境 <input checked="" type="checkbox"/> (生境面积、质量、连通性) 生物群落 <input checked="" type="checkbox"/> (物种组成、群落结构等) 生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> (植被覆盖、生物量、生态系统功能等) 生物多样性 <input type="checkbox"/> () 生态敏感区 <input type="checkbox"/> () 自然景观 <input checked="" type="checkbox"/> (景观多样性、完整性等) 自然遗迹 <input type="checkbox"/> () 其他 <input checked="" type="checkbox"/> (水土流失、土地荒漠化)
评价等级		一级 <input type="checkbox"/> 二级 <input type="checkbox"/> 三级 <input checked="" type="checkbox"/> 生态影响简单分析 <input type="checkbox"/>
评价范围		陆域面积: (1.13) km ² ; 水域面积: () km ²
生态现状调查与评价	调查方法	资料收集 <input checked="" type="checkbox"/> ; 遥感调查 <input checked="" type="checkbox"/> ; 调查样方、样线 <input type="checkbox"/> ; 调查点位、断面 <input type="checkbox"/> ; 专家和公众咨询法 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	调查时间	春季 <input type="checkbox"/> ; 夏季 <input checked="" type="checkbox"/> ; 秋季 <input type="checkbox"/> ; 冬季 <input type="checkbox"/> 丰水期 <input type="checkbox"/> ; 枯水期 <input type="checkbox"/> ; 平水期 <input type="checkbox"/>
	所在区域的生态问题	水土流失 <input checked="" type="checkbox"/> ; 沙漠化 <input type="checkbox"/> ; 石漠化 <input type="checkbox"/> ; 盐渍化 <input type="checkbox"/> ; 生物入侵 <input type="checkbox"/> ; 污染危害 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	评价内容	植被/植物群落 <input checked="" type="checkbox"/> ; 土地利用 <input checked="" type="checkbox"/> ; 生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> ; 生物多样性 <input type="checkbox"/> ; 重要物种 <input type="checkbox"/> ; 生态敏感区 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input checked="" type="checkbox"/>
生态影响预测与评价	评价方法	定性 <input checked="" type="checkbox"/> ; 定性和定量 <input type="checkbox"/>
	评价内容	植被/植物群落 <input checked="" type="checkbox"/> ; 土地利用 <input checked="" type="checkbox"/> ; 生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> ; 生物多样性 <input type="checkbox"/> ; 重要物种 <input type="checkbox"/> ; 生态敏感区 <input type="checkbox"/> ; 生物入侵风险 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input checked="" type="checkbox"/>
生态保护对策措施	对策措施	避让 <input type="checkbox"/> ; 减缓 <input checked="" type="checkbox"/> ; 生态修复 <input checked="" type="checkbox"/> ; 生态补偿 <input type="checkbox"/> ; 科研 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	生态监测计划	全生命周期 <input type="checkbox"/> ; 长期跟踪 <input type="checkbox"/> ; 常规 <input checked="" type="checkbox"/> ; 无 <input type="checkbox"/>
	环境管理	环境监理 <input checked="" type="checkbox"/> ; 环境影响后评价 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>
评价结论	生态影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/> ; 不可行 <input type="checkbox"/>
注: “ <input type="checkbox"/> ”为勾选项, 可√; “()”为内容填写项。		

5.2 大气环境影响分析

5.2.1 施工期环境空气影响分析

(1) 本工程为油田新区块开发，工程实施后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。由于本区域的野生动物种类少，工程对野生动物的影响较小。工程区所在区域属于塔里木河流域水土流失重点治理区，但占地面积较小，采取环评提出的水土流失防治措施后，对环境的影响可以接受。

因此总体上看本工程建设对生态环境影响较小。

(2) 运输车辆扬尘的影响分析

施工期运输车辆产生扬尘，采用洒水降尘，在施工场地实施每天洒水抑尘作业4~5次，其扬尘造成的污染距离可缩小到20~50m范围，由此车辆产生的扬尘对周围环境影响较小。

在气田区块开发前期，由于主要进行地面建筑、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。随油田开发进入产液期，区块道路路面硬化，这部分扬尘影响大大减轻。

(3) 地面工程施工过程中扬尘的影响

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

施工期扬尘最大产生时间将出现在土方开挖阶段，由于该阶段裸露浮土较多，产尘量较大。由于本工程的土方运输量较大，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。

(4) 施工机械及运输车辆尾气影响分析

施工机械及运输车辆所排放的废气主要污染物为 NO_x、CO、SO₂、THC 等。在空间上和时间上具有较集中的特点，在局部的范围内污染物的浓度较高。本工程所在区域扩散条件良好，施工机械及运输车辆产生的尾气很快被空气稀释，且大气污染物随钻井工程的结束而消失，井场进入采气阶段，区域空气环境质量将会有所改善。

5.2.2 运营期大气环境影响分析

5.2.2.1 常规气象资料分析

根据库车市气象站近 20 年气象资料，对当地的温度、风速、风向及风频进行统计。

(1) 温度

区域内近 20 年各月平均气温变化情况见表 5.2-1。

表 5.2-1 近 20 年各月平均温度变化统计表

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	平均
温度(°C)	-7.2	-0.9	7.3	15.0	20.0	23.6	25.1	24.1	19.2	11.2	2.8	-5.2	11.3

由表 5.2-1 分析可知，区域近 20 年平均温度为 11.3°C，4~10 月平均温度均高于多年平均值，其他月份均低于多年平均值，7 月份平均气温最高，为 25.1°C，1 月份平均气温最低，为 -7.2°C。

(1) 预测因子

根据工程污染源、工程区域环境的特点，结合环境影响因素分析结果，确定本次评价的大气环境影响预测因子为井场无组织排放的非甲烷总烃。

(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 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 作为环境质量标准限值。

(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

本工程运营期产生的无组织大气污染物主要为油气开采和油气集输过程中的烃类无组织挥发，产生点主要集中在井口、油罐、管线设备接口、阀门处等，本次评价选取东秋7井井场无组织排放进行预测。

本工程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。污染物排放参数见表 5.2-4，估算模型参数见表 5.2-5。

表 5.2-4 估算模式计算结果表

污染源名称	面源起点坐标/m	海拔高度	矩形面源	与正北向	面源有效排放	年排放小	排放工况	污染物排放速

			(m)			夹角 /°	高度 (m)	时数 (h)		率(kg/h)
	x	y		长度 (m)	宽度 (m)					NMHC
东秋7井无组织	0	0	1421	50	40	0°	6	8760	正常	0.12

注：以东秋7井场中心为原点（0，0）。

表 5.2-5 估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市人口数）	/
最高环境温度/°C		41.2
最低环境温度/°C		-24.2
土地利用类型		荒漠
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率（m）	90
是否考虑海岸线熏烟	考虑海岸线熏烟	否
	海岸线距离/km	/
	海岸线方向/°	/

估算模式预测结果见表 5.2-6。

表 5.2-6 估算模式预测污染物扩散结果

距源中心下风向距离（m）	东秋7井无组织排放	
	NMHC	
	下风向预测浓度（ $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ）	占标率（%）
10	33.21	1.66
37	68.85	3.44
50	62.65	3.13

100	34.00	1.70
200	28.72	1.44
300	25.46	1.27
400	22.89	1.14
500	20.72	1.04
600	18.45	0.92
700	17.28	0.86
800	15.88	0.79
900	14.68	0.73
1000	13.68	0.68
1500	10.91	0.55
2000	9.10	0.45
2500	7.88	0.39
下风向最大地面空气质量 浓度及占标率	68.85	3.44
D10%最远距离 (m)	0	
最大地面空气质量浓度距 源距离 (m)	37	

根据表 5.2-6 预测结果可知：

①东秋 7 井场生产过程中无组织排放的污染物非甲烷总烃最大地面浓度点预测浓度 $68.85\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，最大占标率 3.34%，最大落地浓度占标率小于 10%。

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 37m 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，本工程正常工况下排放的非甲烷总烃下风向最大落地地面浓度均低于《大气污染物综合排放标准》详解中的标准限值。

5.2.2.3 大气环境影响小结

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，本工程油气开采、运输采用密闭流程，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满足标准限值要求。根据预测结果可知，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 37m 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，说明站（井）场正常运行期间无组织排放的非甲烷总烃对周围环境空气影响较小。

5.2.2.4 大气污染物核算

本工程运行期大气污染物排放量见表 5.2-7。

表 5.2-7 本工程大气污染物排放量核算表

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/m ³)	
井场	非甲烷总烃	日常维护，做好密闭措施	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 中企业边界污染物控制要求	井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	1.054

建设项目大气环境影响评价自查表见表 5.2-8。

表 5.2-8 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目			
评价等级	评价等级	一级 <input type="checkbox"/>	二级 <input checked="" type="checkbox"/>	三级 <input type="checkbox"/>	
	评价范围	边长=50km <input type="checkbox"/>	边长 5~50km <input type="checkbox"/>	边长=5km <input checked="" type="checkbox"/>	
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥2000t/a <input type="checkbox"/>	500~2000t/a <input type="checkbox"/>	<500t/a <input checked="" type="checkbox"/>	
	评价因子	基本污染物 (SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃)		包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/>	
		其他污染物 (NMHC)		不包括二次 PM _{2.5} <input checked="" type="checkbox"/>	
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/>	地方标准 <input type="checkbox"/>	附录 D <input checked="" type="checkbox"/>	其他标准 <input type="checkbox"/>
现状评价	环境功能区	一类区 <input type="checkbox"/>	二类区 <input checked="" type="checkbox"/>	一类区和二类区 <input type="checkbox"/>	

	评价基准 年	(2022)年								
	环境空气 质量现状 调查数据 来源	长期例行监测数据 <input type="checkbox"/>		主管部门发布的数据 <input checked="" type="checkbox"/>		现状补充监测 <input checked="" type="checkbox"/>				
	现状评价	达标区 <input type="checkbox"/>				不达标区 <input checked="" type="checkbox"/>				
污染 源 调查	调查内容	本工程正常排放源 <input checked="" type="checkbox"/> 本工程非正常排放 源 <input type="checkbox"/> 现有污染源 <input type="checkbox"/>		拟替代的污染源 <input type="checkbox"/>		其他在建、 拟建项目污 染源 <input type="checkbox"/>		区域污染 源 <input checked="" type="checkbox"/>		
大气 环境 影响 预测 与评 价	预测模型	AERM OD <input type="checkbox"/>	ADMS <input type="checkbox"/>	AUS TAL 2000 <input type="checkbox"/>	EDMS/AE DT <input type="checkbox"/>	CALPU FF <input type="checkbox"/>	网格 模型 <input type="checkbox"/>	其他 <input checked="" type="checkbox"/>		
	预测范围	边长 $\geq 50\text{km}$ <input type="checkbox"/>		边长 5~50km <input type="checkbox"/>		边长=5km <input checked="" type="checkbox"/>				
	预测因子	预测因子 (NMHC)					包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM _{2.5} <input checked="" type="checkbox"/>			
	正常排放 短期浓度 贡献值	C 本工程最大占标率 $\leq 100\%$ <input checked="" type="checkbox"/>					C 本工程最大占标率 $> 100\%$ <input type="checkbox"/>			
	正常排放 年均浓度 贡献值	一类区	C 本工程最大占标率 $\leq 10\%$ <input type="checkbox"/>					C 本工程最大占标率 $> 10\%$ <input type="checkbox"/>		
		二类区	C 本工程最大占标率 $\leq 30\%$ <input type="checkbox"/>					C 本工程最大占标率 $> 30\%$ <input type="checkbox"/>		
	非正常排 放 1h 浓度 贡献值	非正常持续时长 () h		c 非正常占标率 $\leq 100\%$ <input type="checkbox"/>			c 非正常占标率 $> 100\%$ <input type="checkbox"/>			
	保证率日 平均浓度 和年平均 浓度叠加 值	C 叠加达标 <input type="checkbox"/>					C 叠加不达标 <input type="checkbox"/>			
区域环境 质量的整	k $\leq -20\%$ <input type="checkbox"/>					k $> -20\%$ <input type="checkbox"/>				

	体变化情况			
环境监测计划	污染源监测	监测因子：（非甲烷总烃）	有组织废气监测 <input type="checkbox"/> 无组织废气监测 <input checked="" type="checkbox"/>	无监测 <input type="checkbox"/>
	环境质量监测	监测因子：（）	监测点位数（）	无监测 <input type="checkbox"/>
评价结论	环境影响	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/> 不可以接受 <input type="checkbox"/>		
	大气环境保护距离	距厂界最远（0）m		
	污染源年排放量	SO ₂ : （） t/a	NO _x : （） t/a	颗粒物: （） t/a VOCs: （1.054） t/a

5.2.3 退役期大气环境影响分析

气井退役后各种相关辅助工作均停止，采气造成的环境空气污染源将消失，气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，主要为井场清理的气田工作人员。

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

根据工程分析，施工期间噪声主要来自施工机械及运输车辆等。本评价采用点源衰减模式，预测计算施工机械噪声源至受声点的几何发散衰减，计算中不考虑声屏障、空气吸收等衰减，预测公式如下：

$$LP(r) = LP(r_0) - 20lg(r/r_0)$$

式中：LP(r) ——预测点处声压级，dB(A)；

LP(r₀) ——参考位置 r₀ 处的声压级，dB(A)；

r ——预测点距声源的距离，m；

r₀ ——参考位置距声源的距离，m。

拟建项目主要施工机械在不同距离处的贡献值，预测计算结果见表 5.3-1。

表 5.3-1 主要施工机械在不同距离处的噪声贡献值一览表

序号	机 械	不同距离处的噪声贡献值 (dB (A))										施工阶段
		40m	60m	100m	200m	300m	400m	500m	700m	900m	1200m	
1	挖掘机	74.0	70.4	66.0	60.0	56.5	54.0	52.0	—	—	—	土石方 施工 管道施 工
2	推土机	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	—	—	—	
3	吊装机	67.0	63.4	59.0	53.0	49.5	47.0	45.0	—	—	—	
4	搅拌机	77.0	73.4	69.0	63.0	59.5	57.0	55.0	—	—	—	
5	运输车辆	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	—	—	—	物料运 输
6	钻机	77.0	73.4	69.0	63.0	59.5	56.0	55.0	52.1	49.9	47.4	钻井
7	振动筛	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	47.1	44.9	42.4	
8	泥浆泵	77.0	73.4	69.0	63.0	59.5	56.0	55.0	52.1	49.9	47.4	

(2) 影响分析

根据表 5.3-1 可知，各种施工机械噪声预测结果可以看出，在不采取减振降噪措施的情况下，土石方施工、道路工程和管线施工期间昼间距施工设备 100m、夜间 500m 可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011) 场界噪声限值要求；物料运输期间昼间距施工机械 60m、夜间 300m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011) 场界噪声限值要求。

5.3.2 运营期声环境影响分析

本工程运营期间的噪声源主要为井场采气树、加热节流撬、装车撬、气液分离撬、闪蒸撬噪声。

5.3.2.1 预测模式

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

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

式中： $L_p(r)$ —预测点处声压级，dB；

L_w —由点声源产生的声功率级（A计权或倍频带），dB；

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

A_{div} —几何发散引起的衰减，dB；

A_{atm} —大气吸收引起的衰减，dB；

A_{gr} —地面效应引起的衰减，dB；

A_{bar} —障碍物屏蔽引起的衰减，dB；

A_{misc} —其他多方面效应引起的衰减，dB。

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

式中： $L_p(r)$ —预测点处声压级，dB；

$L_p(r_0)$ —参考位置 r_0 处的声压级，dB；

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

A_{div} —几何发散引起的衰减，dB；

A_{atm} —大气吸收引起的衰减，dB；

A_{gr} —地面效应引起的衰减，dB；

A_{bar} —障碍物屏蔽引起的衰减，dB；

A_{misc} —其他多方面效应引起的衰减，dB。

b) 预测点的 A 声级 $L_A(r)$ 可按下式计算:

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

式中: $L_A(r)$ —距声源 r 处的 A 声级, dB (A);

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

ΔL_i —第 i 倍频带的 A 计权网络修正值, dB;

c) 在只考虑几何发散衰减时按下式计算:

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

式中: $L_A(r)$ —距声源 r 处的 A 声级, dB (A);

$L_A(r_0)$ —参考位置 r_0 处的 A 声级, dB (A);

A_{div} —几何发散引起的衰减, dB;

d) 工业企业噪声计算

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

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

式中: L_{eqg} —建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值, dB;

T —用于计算等效声级的时间, s;

N —室外声源个数;

t_i —在 T 时间内 i 声源工作时间, s;

M —等效室外声源个数;

tj—在 T 时间内 j 声源工作时间，s。

e) 噪声预测值计算

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

式中：Leq—预测点的噪声预测值，dB；

Leqg—建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值；

Leqb—预测点的背景噪声值，dB。

f) 噪声预测点位

本评价预测噪声源对场界四周噪声贡献值。

5.3.2.2 噪声源参数的确定

东秋7井噪声源噪声参数见表 5.3-2。

表 5.3-2 东秋7井噪声源参数一览表（室外声源）

序号	声源名称	型号	空间相对位置/m			声源源强（声功率级）（dB（A））	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
1	采气树	--	493	447	4	87	基础减振	昼夜
2	电磁加热撬	--	473	443	4	77	基础减振	昼夜
3	装车撬	--	493	447	4	95	基础减振	昼夜
4	计量分离撬	--	461	457	4	75	基础减振	昼夜
5	闪蒸分离撬	--	460	466		70	基础减振	昼夜

5.3.2.3 预测结果及评价

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

表 5.3-3 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
新疆天合环境技术咨询有限公司				

东秋 7 井井场 噪声	东场界	49.7	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	南场界	51.6	昼间	60	达标
			夜间	50	超标
	西场界	51.8	昼间	60	达标
			夜间	50	超标
	北场界	58.9	昼间	60	达标
			夜间	50	超标

由表 5.3-3 可知，井场噪声源对场界的噪声贡献值为 49.9~58.9dB（A），昼间满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类区昼间标准，夜间东场界满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类区夜间标准，南、西、北场界超过《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类区夜间标准。项目场界外 200m 范围内无居民区等声环境保护目标，不会产生噪声扰民问题。

综上，拟建项目实施后不会对周边声环境产生明显影响。

5.3.2.4 声环境影响评价自查表

拟建项目声环境影响评价自查表见表 5.3-4。

表 5.3-4 声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目					
评价等级与范围	评价等级	一级 <input type="checkbox"/>		二级 <input checked="" type="checkbox"/>		三级 <input type="checkbox"/>	
	评价范围	200m <input checked="" type="checkbox"/>		大于 200m <input type="checkbox"/>		小于 200m <input type="checkbox"/>	
评价因子	评价因子	等效连续 A 声级 <input checked="" type="checkbox"/> 最大 A 声级 <input type="checkbox"/> 计权等效连续感觉噪声级 <input type="checkbox"/>					
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/>		地方标准 <input type="checkbox"/>		国外标准 <input type="checkbox"/>	
现状评价	环境功能区	0 类区 <input type="checkbox"/>	1 类区 <input type="checkbox"/>	2 类区 <input checked="" type="checkbox"/>	3 类区 <input type="checkbox"/>	4a 类区 <input type="checkbox"/>	4b 类区 <input type="checkbox"/>
	评价年度	初期 <input type="checkbox"/>		近期 <input checked="" type="checkbox"/>		中期 <input type="checkbox"/>	
						远期 <input type="checkbox"/>	

	现状调查方法	现场实测法 <input checked="" type="checkbox"/> 现场实测加模型计算法 <input type="checkbox"/> 收集资料 <input type="checkbox"/>		
	现状评价	达标百分比	100	
噪声源调查	噪声源调查方法	现场实测 <input type="checkbox"/> 已有资料 <input checked="" type="checkbox"/> 研究成果 <input type="checkbox"/>		
声环境影响预测与评价	预测模型	导则推荐模型 <input checked="" type="checkbox"/> 其他 <input type="checkbox"/>		
	预测范围	200m <input checked="" type="checkbox"/> 大于 200m <input type="checkbox"/> 小于 200m <input type="checkbox"/>		
	预测因子	等效连续 A 声级 <input checked="" type="checkbox"/> 最大 A 声级 <input type="checkbox"/> 计权等效连续感觉噪声级 <input type="checkbox"/>		
	厂界噪声贡献值	达标 <input type="checkbox"/> 不达标 <input checked="" type="checkbox"/>		
	声环境保护目标处噪声值	达标 <input type="checkbox"/> 不达标 <input type="checkbox"/>		
环境监测计划	排放监测	厂界监测 <input type="checkbox"/> 固定位置监测 <input type="checkbox"/> 自动监测 <input type="checkbox"/> 手动监测 <input type="checkbox"/> 无监测 <input checked="" type="checkbox"/>		
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子： ()	监测点位数 ()	无监测 <input checked="" type="checkbox"/>
评价结论	环境影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/> 不可行 <input type="checkbox"/>		
注：“□”为勾选项，可√；“（）”为内容填写项。				

5.3.3 退役期声环境影响分析

本工程退役期噪声主要源自井场、站场设备拆卸，由于项目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，本工程开发建设区域声环境质量现状较好。施工期噪声源均为暂时性的，待施工结束后噪声影响也随之消失，并且项目评价范围内无声环境敏感目标，不会产生噪声扰民问题。运营期，井场噪声源对场界的噪声贡献值为 49.9~58.9dB（A），昼间满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类区昼间标准，夜间东场界满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类区夜间标准，南、西、北场界超过

《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类区夜间标准。项目场界外200m范围内无居民区等声环境保护目标，不会产生噪声扰民问题。

5.4 地表水环境影响分析与评价

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

5.4.1 施工期地表水影响分析

根据工程分析，施工期废水主要为生活污水和管道安装完后清管试压排放的少量废水。

（1）施工人员生活污水

根据工程分析，本项目施工期生活污水产生量为576m³，施工期生活污水排入生活污水撬，定期拉运至迪那2天然气处理厂作业区公寓生活污水一体化处理装置处理，禁止运输途中随意倾倒，确保废水不外排，水污染控制和水环境影响减缓措施有效，对水环境的影响较小。

（2）管道试压废水

本项目新建管道试压采用洁净水，管道试压废水中主要污染物为SS。根据工程分析，本项目试采点内集输管线的试压废水为1.8125m³，主要污染物为SS。试压结束后的废水可用作场地降尘用水。

（3）钻井废水

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。

综上，采取以上水污染控制和水环境影响减缓措施后，废水不外排，对水环境的影响较小。

5.4.2 运营期地表水影响分析

根据工程分析，本工程运营期产生的废水主要有采出水、井下作业废水、生活污水。

(1) 采出水

根据工程分析，本项目采出水量约 $14.3\text{m}^3/\text{d}$ ，随油气混合物依托迪那2天然气处理厂污水处理系统处理，经处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准中指标后回注地层，不外排。迪那2天然气处理厂采出水处理采用“压力除油+过滤”工艺，处理达标后进行回注，迪那2天然气处理厂富余能力可满足本项目采出水处理需求，依托处理设施可行。

(2) 井下作业废水

井下作业废水自带回收罐回收作业废水，拉运至轮南钻试修废弃物环保站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的有关标准后回注油层，不外排。

(3) 生活污水

根据工程分析，运营期生活污水产生量约为 $140\text{m}^3/\text{a}$ 。运营期生活污水排入值班区内生活污水撬，定期拉运至作业区公寓生活污水一体化处理装置处理，不外排，采取上述水污染控制措施后，本工程生产废水和生活污水不会对周边水环境产生影响。水污染控制和水环境影响减缓措施有效，对水环境的影响较小。

5.4.3 退役期地表水影响分析

退役期管道、设备清洗废水，由罐车拉运至迪那2天然气处理厂污水处理系统处理后回注地层，不外排，不会对周围地表水影响产生影响

5.5 地下水环境影响分析与评价

5.5.1 水文地质条件

5.5.1.1 区域水文地质条件

(1) 区域地下水的形成条件

地形地貌是水资源的重要控制因素之一，它不仅控制区域水文网的形成和分布，地表水，地下水的径流条件和储存环境而且对水资源的质量，土壤盐碱化，沙漠化等起重要的控制作用。

库车市位于天山南麓库车坳陷中部的屈勒塔格山山前地带，属于库车河地下水系统。库车河流域地势从北向南，从西向东逐渐降低，地貌分带较为明显。河川径流的补给随流域高程、自然条件和降水形式的不同而不同。

库车市北部的天山山脉，东西走向，海拔1400~4550m，后山呈高山地貌，海拔4000m以上为积雪带，以高山冰川融水、永久积雪融水、季节积雪融水、雨水和地下水补给，是径流的形成区，为本区水系的总发源地，对全区水资源的形成起控制作用；前山区海拔在1400~2500m之间，为风化作用强烈的低山带；低山带前局部有剥蚀残丘，海拔高程在1300m左右；低山带以南为山前洪积扇带和平原带。平原带海拔小于1200m。平均坡降0.8%，自西北向东南倾斜。平原北半部自西向东是渭干河冲洪积平原、库车河洪积平原和东部的洪积扇群带，南部是塔里木河冲积平原。

另外，新构造运动使山前倾斜平原被破坏变形，中更新世隆起的亚肯背斜横卧于倾斜平原中部，将统一的倾斜平原结构分割为两部分，本项目厂址即位于亚肯背斜形成的台地上。区域水文地质剖面图见图5.5-1。

该储水构造，为一南北两侧边界均受高角度逆掩断层（压性）所控制的向斜地堑式的断陷洼地；断层断距达 200~400m，基底为阻水的第三系。洼地虽东西向分布，北起却勒塔格山前、南至亚肯背斜北缘，宽 5~8km；西起库车老城西侧，东到二八台河以东，长达 85km。断陷内堆积了巨厚的第四系松散物，厚达 400~1200m，沉降中心在北山龙库一带；其中：中下更新统厚 400~1000m，上更新统及全新统厚在 150m 以内。

①水量极丰富区（ $>5000\text{m}^3/\text{d}$ ）：地处库车河冲洪积平原中上部，为单一潜水含水层赋存区，全新统一上更新统厚 80~150m，单井涌水量 $Q > 5000\text{m}^3/\text{d}$ ，达到 $8000\text{m}^3/\text{d}$ 之多。含水层主要为晚更新世的砂卵石，沿欧勒伽斯—北山龙库—甲克与库车河老河道一线，沉积厚度大，在 150m 左右，为地下水的强径流带，单井涌水量可达到 $6000\sim 8000\text{m}^3/\text{d}$ ，渗透系数(k)为 $80\sim 160\text{m}/\text{d}$ ，为矿化度 $0.38\sim 0.68\text{g}/\text{L}$ 的 $\text{HCO}_3 \cdot \text{Cl} \cdot \text{SO}_4\text{-Ca} \cdot \text{Na}$ 型淡水。其下部含水层为中下更新统，厚 600~1000m，为砂泥质、粉土质胶结半胶结砂砾石，渗透性差，富水程度中等。

水平方向变化：从北而南，由扇顶到扇缘，沉积物从卵砾石变为砂卵砾石砂

砾石，富水性由强变弱，矿化度由低增高；从扇缘到轴部，全新统一上更新统厚度由 120~150m、向东变至 $<120\text{m}$ ，形成从西至东、地下水由强径流带过渡到弱过流带，含水层富水性由强变弱，渗透系数(k)为 $80\sim 160\text{m}/\text{d}$ ，渐变至 $40\sim 80\text{m}/\text{d}$

垂直方向变化：第四纪沉积物厚度变化十分明显；扇西侧厚 1000~1200m 以上，其中上更新统厚在 120~150m 以上，中下更新统厚 800~1000m 以上，形成地下水强径流带，基本沿老河道一线分布。扇东侧厚 600~1000m，并向东变薄，其中上更新统厚 80~120m，中下更新统厚 400~600m 左右。富水程度亦自上而下变弱。

②水量丰富区（ $1000\sim 5000\text{m}^3/\text{d}$ ）：

东部水量丰富区：地处波斯坦托克拉克沟冲洪积平原中上部，由于其水力条件变差，全新统一上更新统厚 $<80\text{m}$ ，潜水埋深大，含水层结构单一，主要为下更新统的砾岩、卵砾石、砂砾石，单井涌水量多为 $1000\sim 3000\text{m}^3/\text{d}$ ，为矿化度 1.0g/L 左右的 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4\text{-Ca}\cdot\text{Na}\cdot\text{Mg}$ 型淡水或微咸水。

扇间洼地水量丰富区：分布于克里西一带，地处库车河与波斯坦托克拉克沟冲洪积平原的扇间地带。含水层为砂卵砾石夹亚砂土、亚粘层，除赋存着丰富的潜水外，局部地段尚还赋存略带承压性质的承压水。

(2) 南部库车沉降带储水构造

基本分布于314国道以南地区。由于受亚肯背斜等第四排构造的隆升影响，第三系基底由314国道向南倾伏，基底埋深由 $50\sim 1000\text{m}$ 向南过渡到 $500\sim 1000\text{m}$ ，第四系沉积物岩性主要为砂砾石、粗砂、细砂与亚砂土、亚粘土。从亚肯背斜南缘往南，第四系岩性由粗变细，地下水由单一潜水向潜水—承压水多元结构过渡。

① 潜水

水量极丰富区 ($>5000\text{m}^3/\text{d}$)：基本均为单一潜水含水层分市区，只是在南侧的克里塔木—色根苏盖提一线为多元结构赋存区。单一结构潜水含水层主要分布在依西哈拉乡、库车镇及亚肯背斜以南 $3\sim 5\text{km}$ 范围内；第四系厚在亚肯背斜南多为 $80\sim 150\text{m}$ ，由于亚肯背斜西端在喀兰沟西支地段的向西倾没，使依西哈拉、库车镇一带，其厚度可达 $250\sim 300\text{m}$ 。含水层均为中晚更新世冲洪积的砂砾石、中粗砂，并自北西向南东颗粒变细，单井涌水量 $9193\sim 11373\text{m}^3/\text{d}$ ，为矿化度 $<1.0\text{g/L}$ 的 $\text{HCO}_3\cdot\text{Cl}\cdot\text{SO}_4\text{-Ca}\cdot\text{Na}$ 型淡水。

水量丰富区 ($1000\sim 5000\text{m}^3/\text{d}$)：分布于喀拉布喀、托克奈、牙哈乡农场一带。含水层为砂砾石，潜水埋深 $2\sim 5\text{m}$ ，单井涌水量一般为 $2666\text{m}^3/\text{d}$ ，西侧属矿化度 $<1.0\text{g/L}$ 的 $\text{HCO}_3\cdot\text{Cl}\cdot\text{SO}_4\text{-Ca}\cdot\text{Na}\cdot\text{Mg}$ 型淡水，向东变异为矿化度 $1\sim 2\text{g/L}$ 的 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4\text{-Na}\cdot\text{Ca}$ 型微咸水。

水量中等区（100~1000m³/d）：分布于小克尔、肖尔鲁克与克几列克一带。潜水埋深2~3m，在西部为3~5m，二八台沿314国道两侧为10m左右、往南侧为3~5m。含水层为砂及砂砾石，单井涌水量一般为300~900m³/d，局部可略大于1000m³/d，二八台农场地区为1195m³/d。大都为矿化度2.0g/L的Cl·SO₄—Ca·Na型微咸水，二八台农场地区为矿化度0.8~1.0g/L的SO₄·Cl—Na·Ca·Mg型淡水。

②承压水

水量丰富区（1000~5000m³/d）：分布于喀拉布喀至塔干希一带。第一层承压水顶板埋深50~100m，单井涌水量508~710m³/d，属矿化度<1.0g/L的HCO₃·Cl·SO₄—Ca·Na·Mg型淡水（西侧）和矿化度>2.0g/L的Cl·SO₄—Na·Ca型微咸水（东侧）。

水量中等区（100~1000m³/d）：分布于小克尔、克几列克，以及二八台一带。第一层承压水顶板埋深<50m，单井涌水量一般为300~650m³/d，含水层为砂及砂砾石。多为矿化度>2.0g/L的SO₄·Cl—Ca·Na和Cl·SO₄—Na·Ca型的微咸水。

（3）中部亚肯背斜过水台地

位于南北两大储水构造之间，因背斜隆起使基底抬升。其间分布的南北向侵蚀冲沟，堆积了厚80m左右的全新世—晚更新世冲洪积物，构成南北两储水构造间的通道，为一相对阻水构造。

亚肯背斜无连续分布的潜水含水组。在北部储水构造内地下水的补给之下，形成第三系碎屑岩类裂隙孔隙承压水，单泉流量<1L/s，含水层岩性主要为上新统砂岩、细砂岩、粉砂岩及砂质泥岩互层。由亚肯背斜轴部向南承压水顶板埋深逐渐加大（50~170m），由承压水过渡为承压自流水。含水组岩性由较厚层砂砾岩、砂岩逐渐过渡为砂岩、粉砂岩和泥岩、砂质泥岩互层，矿化度0.3~0.5g/L，属Cl·SO₄—Na·Ca·Mg或Cl·SO₄—Na型水；在沟谷区承压水顶板埋深10~70m，矿化度0.4~2g/L，属Cl·SO₄—Na·Ca·Mg或Cl·SO₄

—Na型水。由西向东富水性变小、水质变坏。垂直亚肯背斜有数条冲沟，部分赋存有全新统洪积砂砾石潜水，一般厚度不大（不超过20m），单泉流量4~10L/s，属于Cl·SO₄—Na型水。

本项目区即位于该亚肯背斜形成的台地上。含水层岩性为细砂等及上新统砂岩、细砂岩等，岩石胶结程度差、孔隙发育，主要含水层为第三系碎屑岩类孔隙裂隙层间承压水，含水层埋深大于30m。

（3）区域补径排条件

纵观区内地下水的补径排条件，北部山前凹陷储水构造洼地是一个地下水资源量丰富的高位集水盆地；其内储地下水资源又是下游南部储水构造地下水的重要补给来源。

亚肯背斜北侧山前拗陷地下水主要为库车河散流于戈壁平原渗漏补给。洪枯两季测流结果，从山口到背斜北侧地表水渗漏量为0.8712亿m³/a。其次沟谷潜流、泉溪等侧向径流和雨季洪流、片流渗入也是该地段的补给来源，只不过其补给量要小得多。山区基岩裂隙水侧向补给，由于属于碎屑岩裂隙孔隙层间水，水量微弱，节理裂隙不发育，据目前掌握资料分析，补给量微不足道，可以忽略不计。山前拗陷地下水自却勒塔格山前深藏带经短暂的强烈径流受到背斜的阻挡，埋藏深度急剧变小，运移速度减慢，大部分转化为第三系碎屑岩层间孔隙水。背斜倾没端，如库车市一带。地下水雍水高度不大，继续向南径流，只是浅层为第四系松散层孔隙潜水或承压水，深部为第三系碎屑岩层间承压水。切割较深的沟谷，如库车河，两侧地下水溢出形成泉溪——第一次溢出排泄带。类似的背斜主隆起带，于背斜北侧局部地段，如依斯塔那、二八台北沟、群巴克以西山诸泉水沟，形成小型漏斗状地下水浅埋第一次溢出排泄带，同时具有双层或多层水文地质结构。背斜南侧地下水补给、径流、排泄又自成系统，只是补给除剩余地表水继续渗漏补给外，地下潜流，包括沟谷潜流、断面径流及田间灌溉渗水的补给占的比例大大增加。径流速度不断减慢。排泄溢出（大部呈深埋隐蔽方式）和缓慢径流，垂

直蒸发消耗同时进行。潜水及承压水带都有分布，补给、径流、排泄规律明显。

库车河水系山前洪积平原的地下水自北而南径流。北部山前凹陷储水构造洼地的潜水埋深由 $>100\text{m}$ 至 40m ，水力坡度多在 3% 左右；待越过亚肯背斜使水力坡度增至 $8\sim 15\%$ ，南部库车沉降带储水构造内的潜水埋深由北侧的 $30\sim 50\text{m}$ ，向南过渡到 $5\sim 10\text{m}$ 、 $<5\text{m}$ ，随之潜水水力坡度降至 $2\sim 5\%$ 。

地下水的排泄，主要以向南的侧向流出、泉水溢出、潜水蒸发、植被蒸腾、人工开采等方式进行。

(4) 地下水动态

地下水动态主要受气象、水文地质条件及人类活动等因素影响，由于所处的地段不同，其动态变化有明显差异。根据地下水动态的影响因素将库车河流域的地下水动态划分为水文型、水文—径流型。

① 水文型动态

分布于库车河冲洪积平原上部潜水区，地下水的动态特征与地表径流关系密切，地下水高水位期略滞后于地表水丰水期，滞后期的长短与距离河道的远近有关。一般12月—次年6月份为地下水低水位期，在这期间，受地下水径流运移的影响，潜水水位略有起伏变化；8—10月为地下水高水位期，受地表来水量大小影响，潜水水位具不规则起伏变化；在高水位期与低水位期之间，水位升降较为剧烈。这与地表水径流量年内分布特征有关，年内高低水位差较大，一般在 $2\sim 5\text{m}$ 之间。

② 水文—径流型动态

北部山前凹陷储水构造区内的地下水动态受库车河的影响，基本都呈现出水文—径流型的动态特征。每年12月至翌年6月为枯水期，地下水动态基本只受地下水径流运移的影响；8~11月为洪水期、10月水位达最高峰，由于地表水洪流的入渗影响，地下水水位急剧上升，其变化一般都滞后于地表水的相应变化。水位年变幅多为 $2\sim 5\text{m}$ ，多者达 6m 。

③混合型动态

南部库车沉降储水构造的地下水动态资料缺乏，参考周边地下水动态资料，该区的地下水动态除了受水文、气象因素的影响外，还受地表水丰枯期的制约及灌溉季节的影响。水位动态曲线往往呈现双峰：潜水位在每年的3~4月春灌期间上升达年内最高水位；然后呈下降趋势；6~9月虽为丰水期，但由于夏季气温高，蒸发及植物蒸腾强烈，地下水位起伏波动；9~11月冬灌期间地下水位重新上升，至11月出现另一峰值；11月后土壤冻结期来临，地下水位逐渐下降，一般至次年2~3月达最低值。

5.5.1.2 评价区水文地质条件

(1) 地质构造

项目区位于秋里塔格构造带的东段-东秋里塔格背斜北侧。

秋里塔格构造：秋里塔格构造带位于库车前陆盆地的前缘冲断带，北隔拜城凹陷与克拉苏-依奇克里克构造带相望，南接前缘隆起带，东部与阳霞凹陷相邻。该构造带的走向总体为NEE向，西段走向转变为NW向，展布形态呈现略向南凸出的不对称弧形，东西向延伸约320km。通常将秋里塔格构造带分为东、中、西3段，东段包括东秋里塔格背斜、库车塔吾背斜和托克拉克背斜，中段包括北秋里塔格背斜和南秋里塔格背斜，西段包括米斯坎塔克背斜、阿瓦特背斜、库鲁科尔背斜、洽克奇根背斜。

根据实地调查和区域地质资料分析，拟建场地及其附近地区未见大规模断裂构造，地质构造简单，新构造运动以缓慢上升运动为主，活动不强烈。

(2) 地层岩性

场地地层在勘探深度内，从上至下由第四系全新统冲洪积（ Q_4^{al+pl} ）圆砾、新近系（N）砂质泥岩组成，根据土层特征及力学强度可划分三层，各土层岩性特征描述如下：

①圆砾（ Q_3^{pl} ）：灰褐色为主，中密状态，稍湿，母岩成分主要由砂岩、花岗岩、石英岩等，亚圆形为主，含卵石及少量漂石，局部富集，在生活营地范围内地表可见漂石。该层层厚3.2~3.6米，场地内均匀分布。

②砂质泥岩(N)：棕褐色，强风化，泥质结构，层状构造，属较软岩，岩体较破碎，岩芯呈块状，夹薄层含砾砂岩，锤击易碎，表层为薄层全风化。该层层厚1.8~2.2米，场地内均匀分布。

③砂质泥岩(N)：棕褐色，中风化，泥质结构，层状构造，属较软岩，呈互层中厚层状，岩芯呈短柱状，夹薄层含砾砂岩。该层未揭穿，最大揭露厚度10.0米。

(3) 水文地质条件

①地下水的赋存条件及分布特征

根据区域水文地质资料分析，自却勒塔格山山前向塔里木河方向，含水层颗粒由卵砾石、圆砾逐渐变为粉细砂，由单层渐变为多层，粘性土从无到有渐增多层，从而形成垂向上多层含水层和隔水层交互出现的综合含水层组，即而形成上部为潜水、下部为承压水的含水层组，下部承压水头随深度的增加而增大，致使地下水在水平运动的同时不断向上运动，顶托补给上部潜水，最终以地面蒸发、蒸腾，槽形洼地的泉水溢出等形式排泄。

②含水层的分布及富水性

评价区水文地质图见图5.5-3。评价区内地下水包括碎屑岩类孔隙裂隙水、松散岩类孔隙水。本项目位于透水不含水区。

1) 第四系冲洪积层孔隙水

由松散的砂砾石层及河漫滩阶地、侵蚀台地组成。主要分布于区域内沟谷和两侧阶地，以潜水为主，局部地段具弱承压性。该类含水层为第四系冲、洪积物，分布于河谷的一级阶地，河漫滩及现代河床相的漂砾、卵砾石层构成河谷潜水的良好含水层，其厚度一般大于10m。沿沟道分布的潜水埋藏深度在10m左右，但宽度仅300m~400m，在个别基地抬高地段潜水溢出回归成泉流量达3.59L/s~198.4L/s。

2) 侏罗系孔隙—裂隙水

古近系、新近系裂隙孔隙层间水受构造条件的严格控制，近东西向雁行排列的紧闭褶皱与背斜轴部的高角度逆断层，将古近系、新近系层间承压水沿直线褶皱带分割开来，既是裂隙孔隙承压（自流）水构造，同时又是基岩山区与山间盆地地下水的隔水屏障。分布于下侏罗统的阿合组及塔里奇克组地层之中，含水层（组）主要由上述地层中的构造裂隙、风化裂隙、烧变裂隙及砾岩，粗砂岩等区内地层的孔隙组成，其补给源主要为大气降水直接入渗补给，其次为河流通过局部裂隙垂直或侧向补给。

③地下水补径排条件

评价区内地下水的补给、径流、排泄主要受地形、地貌、地层岩性、构造、气象、水文等诸多因素综合影响，总体而言：北部山区为区内地下水的形成区，主要接受大气降水、暴雨洪流垂直入渗补给和北部山区地下水的侧向径流补给，由北向南径流；河谷区及山前冲洪积平原为地下水的主要径流区，主要接受北部山前带的泉水、暴雨洪流垂直入渗补给和沟谷潜流侧向补给，由北向南径流，径流条件较好。区内地下水排泄主要通过侧向径流排泄。

④地下水动态特征

根据区内水文地质调查资料，地下水的动态特征与地表径流关系密切，地下水高水位期略滞后于地表水丰水期，一般12月~次年6月份为地下水低水位期，在这期间，受地下水径流运移的影响，潜水水位略有起伏变化；8~10月为地下水高水位期，受地表来水量大小影响，潜水水位具不规则起伏变化；在高水位期与低水位期之间，水位升降较为剧烈。

⑤地下水化学类型

根据搜集资料及本次监测结果，评价区第四系孔隙潜水水化学类型有 $\text{SO}_4\cdot\text{HCO}_3-\text{Na}\cdot\text{SO}_4\cdot\text{HCO}_3-\text{Ca}$ 、 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4-\text{Ca}$ 型水等。

⑥地下水开发利用现状

项目区处在人烟稀少的荒漠地带，项目区所在场地为透水不含水层，未进行地下水开发利用。

⑦区域地下水污染源调查

本项目位于新区块，现状无其他油气田生产活动，无与本项目产生或排放同种特征因子的地下水污染源，评价区各潜水监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准限值。

⑧工程场区包气带特征

项目所在区域包气带岩性主要为圆砾，包气带渗透性能好。

5.5.2 施工期地下水环境影响分析

根据前文 5.4.1 节，施工期废水不外排。施工过程中产生的废水和固体废物均得到妥善处理。故施工期对地下水环境的影响很小。在严格执行环境保护措施的前提下，项目施工期废水不会对周围地下水环境产生明显影响。

5.5.3 运营期地下水环境影响分析

5.5.3.1 正常情况下地下水环境影响分析

(1) 废水

① 废水对地下水影响分析

运营期，废水污染源主要为采出水、井下作业废水、生活污水。根据前文 5.4.2 节，本工程运营期产生的采出水、井下作业废水、生活污水均得到妥善处理，不外排，正常情况下不会对地下水产生影响。

② 落地油对地下水影响分析

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

③ 装置、油罐等设备对地下水影响分析

本工程各装置为封闭系统，输送、储存的介质不会与区内地下水水体之间发生联系，正常运行时不会对地下水环境造成影响。

④ 回注水对地下水影响分析

本工程采出水经迪那 2 天然气处理厂达标后回注地层，现有回注井在钻井过程中均进行了固井，在固井质量良好的情况下可以确保井壁不会发生侧

漏，有效隔离含水层与井内回注水的交换，有效保护地下水层，可对回注水实现有效封堵，满足环办环评函〔2019〕910号的相关要求。

综上，正常状况下，本项目在运营期，建设方严格按照拟定的环保措施进行的情况下，可对废水进行妥善处置，对水环境的影响很小。

5.5.2.2 非正常情况地下水环境影响分析

非正常工况下，废水污染源主要为油水窜层，采气树管线连接处和储罐、阀门、集输管线的采出液的泄漏等，污染物主要为石油类。气田生产过程中，各个环节都存在着易燃、易爆、有害物质，除危害工程本身安全外，同时对地下水也构成污染的危险。主要表现在井下作业过程中，因操作失误或处理措施不当而发生的井喷或井漏等工程事故；自然灾害引起的气田污染事故；集输管线运行过程中，管线腐蚀穿孔，误操作及人为破坏等原因造成的管线破裂使油品泄漏；油水窜层、储罐、装置、集输管道采出液的泄漏。无论是人为因素还是自然因素所造成的事故，如不及时修复，对气田区地下水体均可能产生污染的风险，可能对地下水造成影响。对地下水污染的途径主要有两种方式，即渗透污染和穿透污染途径。

（1）穿透污染影响分析（油水窜层）

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

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

时油层几乎没有多少压力，原油不大可能进入到含水层污染地下水，但这一现象仍应引起重视。为预防污染的发生和污染源的形成，表层套管严格封闭第四系含水层，定期维护，固井质量应符合要求，废弃井应全部打水泥塞，并经严格的试压以防窜漏污染地下水，套损发生后及时采取治理技术，尽量避免窜层污染到泄漏点周边区域内的地下水。

(2) 渗透污染影响分析（泄漏事故）

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

当区域地层压力增大，就可能引发井喷事故。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。泄漏事故会导致浅部隐蔽性污染源的产生，泄漏的油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。

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

污染物进入地下后，污染物向地下水系统的迁移途径为：

入渗污染物→表土层→包气带→含水层→迁移

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

后首先被表层的土壤吸附截留。井喷、罐区等泄漏事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于项目区周围，泄漏区接触土壤表层可见有泄漏物，除造成经济损失外，还会造成环境污染。

根据《石油类在环境非敏感区土壤中的迁移规律研究》（岳战林、蒋平安等，新疆维吾尔自治区固体废物管理中心等，新疆农业大学学报）中对油气田开发中石油类污染物在不同类型土壤中运移的研究成果，在含油污水持续向土壤排放的情况下，水分下渗速率会逐渐降低，从而使污水中石油类污染物的下渗速率和迁移量也降低，污水含油浓度越高，其下渗速率降低的越快。各种土壤的不同土层对石油类均有吸附能力。石油类污染物主要集中在表层，随着时间的推移，包气带土壤对石油类物质的吸附将趋向饱和，吸附能力将逐渐降低。根据本项目岩土工程勘察报告，在勘探深度15m范围内未见地下水，其中上部3.2~3.6m为砾石层，以下为泥岩等岩石层，采出液泄漏后将迅速沿土壤中的砾石层下渗，甚至可以到达岩石层，之后受到岩石层的阻隔，将有效阻止污染物继续向下运移。且一般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，其影响范围不大，不易对评价区内地下水含水层产生不利影响。

储罐、装置区、井场、集输管道等必须采取必要的防渗、防腐措施，加强巡检，防止其泄漏进而污染到周边区域内的土壤、地下水。事故发生后，建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质。本项目需采取地下水污染防治措施按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，并定期开展地下水跟踪监测，在严格按照地下水污染防治措施后，本项目对区域地下水环境影响可接受。

5.5.4 退役期地下水环境影响分析

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

在按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》《废弃井及长停井处置指南》等相关要求做好封井工作，防止串层，并按照相关部门要求做好场地清理，对废水妥善处理，不外排，同时对固体废物进行妥善处置，对地下水环境的影响很小。

5.5.3 地下水环境评价结论

本工程各阶段产生的废水不外排，工程在设计、施工和运行时，严把质量验收关，杜绝因管道材质、制管、防腐涂层、焊接缺陷及运行失误而造成管线泄漏。在生产运行过程中，强化监控手段，定期检查检验，检漏控漏，尽量杜绝事故性排放源的存在，本工程对地下水环境的影响较小。

本次地下水评价，设置了项目非正常工况情景，结合评价区水文地质条件，进行了预测分析，结果显示：若发生非正常状况，污染物一旦发生泄漏，将会对项目附近区域地下水造成一定影响，针对可能出现的情景，报告制定了相应的监测方案和应急措施。建设单位对地下水污染防治措施按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，落实相关保护措施的情况下，该项目对水环境的影响是可以接受的。

5.6 土壤环境影响分析

5.6.1 施工期土壤环境影响分析

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

（1）钻井作业对土壤环境的影响

本工程钻井施工占地，将对地表土壤产生破坏性影响，如堆积、挖掘、碾压、践踏等均改变原有的土壤结构。油田开发期间，占地都将改变原有土壤的理化性质和土壤结构，使原有土壤结构和性状难以恢复。但是施工期对土壤的影响程度轻，影响特征是部分可逆，影响时间为短期。

1) 钻井作业对土壤环境的影响

本工程部署2口井，其中新钻井1口，新建单井站1座。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

钻井施工过程中，钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，在井口采用“振动筛+除砂器+处理器+离心分离机”工艺分离出岩屑和泥浆，分离后的液体回用于钻井液配备，岩屑在井场内岩屑池暂存、干化，经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中综合利用污染物限值要求后用于铺垫油区内的井场、道路等，一次处理后检测不合格，现场进行二次处理，达标后用于铺垫油区内的井场、道路等。

(2) 地面工程施工对土壤环境的影响

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

在施工作业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。

(3) 水土流失影响分析

油田工程建设对当地水土流失影响的方式包括扰动、损坏、破坏原地貌、地表土壤结构及植被。项目施工及占地呈面状分布，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。本工程建设内容主要为地面工程的建设等。占地范围内的土壤地表表层遭到破坏，下层的粉细物质暴露在地层表面，在风力的作用下，风蚀量会明显加大，这种影响在短时间内不

会完全恢复。但随着时间的推移，风蚀量会随着地表新保护层的逐渐形成而减弱。永久占地范围内的地表彻底改变，地表经过砾石铺垫或者其它硬化措施，风蚀量很少，不易发生水土流失。

5.6.2 运营期土壤环境影响分析

5.6.2.1 土壤污染途径

本工程为天然气开采项目，为污染影响型。运营期本工程采用密闭集输系统进行水气集输，正常情况下不会对土壤环境造成污染。非正常情况下含油污水泄漏可能会对土壤环境造成污染。结合项目特点，本节主要分析非正常状况下泄漏对土壤环境的污染影响，以及对土壤理化性质的影响和累积影响。

气田土壤环境污染的分布为：污染物主要集中在场站永久占地内，各种污染物尤其是石油烃污染物主要集中在土壤表层，迁移深度较浅。

事故时排放的含油污水量大且集中，其危害主要表现为降低土壤透气、透水性，改变土壤微生物种群结构，消耗土壤氮素，使植物生长受阻，体内残留量增加，恶化土壤-植物及土壤-食物链系统的环境质量。因此，气田生产中一定要严防采出液泄漏事故的发生，一旦发生事故，应立即采取事故应急措施，及时对含油污水进行回收，最大限度地恢复地表原貌，为利用土壤的自净作用创造条件，在尽可能短的时间使土壤环境得到恢复。

5.6.2.2 正常状况下对土壤环境的影响分析

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

本工程油气开采、运输采用密闭流程，井口密封并设紧急切断阀，可有效减少烃类气体的排放量，不会出现溢出和泄漏情况，实现可视可控，且在管线上做好标识，如若出现泄漏等事故情况，可及时发现，及时处理。

5.6.2.3 非正常状况下对土壤环境的影响预测分析

本次土壤环境影响主要考虑非正常工况下，井喷的落地油、井下作业废水、站内管道以及储罐中采出液泄漏，垂直入渗对土壤的环境影响。

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

表 5.6-1 建设项目土壤环境影响类型与影响途径表

不同时段	污染影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他
施工期	/	/	√	/
运营期	/	/	√	/
退役期后	/	/	/	/

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
管线	/	垂直入渗	石油类	事故工况

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。故将本工程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。

(1) 溢油污染过程分析

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

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

本工程正常生产过程中液体物料配置过程中均为全密闭管路连接，不会出现溢出和泄漏情况，实现可视可控，且在管线上做好标识，如若出现泄漏等事故情况，可及时发现，及时处理。

①预测方法

采用类比分析法进行预测。

②预测情景设定

类比数据来自同类型集输管道在非正常工况下，输油管线事故泄漏情况，考虑持续注入非饱和带土层中 10min、30min、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。

③污染物预测评价因子

污染物预测评价因子为石油类。

④预测结果

类比同类型管线事故泄漏情况，非正常情况下，表层土壤中石油烃类含量可达 5000mg/kg。考虑持续注入非饱和带土层中 10min、30min、1h、2h 后，污染物在垂直方向上的超标扩散距离和包气带底部石油类浓度，详见表 5.6-3。

表 5.6-3 非正常情况下污染物在非饱和带中的超标扩散距离预测结果表

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

从上表中看出，原油发生泄漏 2h 的情况下，随着时间的增加，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，石油在地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工程对土壤环境影响可接受。

5.6.2.4 小结

综上，本工程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，泄漏的油类物质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，本工程风险潜势很低，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。

5.6.3 土壤环境影响自查表

本工程土壤环境影响评价自查表，见表 5.6-4。

表 5.6-4 土壤环境影响评价自查表

工作内容		东秋7井试采工程环境影响报告书	备注
影响 识	影响类型	污染影响 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态影响型 <input type="checkbox"/> ；两种兼有 <input type="checkbox"/>	
	土地利用类型	建设用地 <input checked="" type="checkbox"/> ；农用地 <input type="checkbox"/> ；未利用地 <input type="checkbox"/>	土地利用类型图

别	占地规模	(0.0537) hm ²				
	敏感目标信息	敏感目标 (/)、方位 (/)、距离 (/)				
	影响途径	大气沉降 <input type="checkbox"/> ; 地面漫流 <input type="checkbox"/> ; 垂直入渗 <input checked="" type="checkbox"/> ; 地下水位 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>				
	全部污染物	采出液、井下作业废水				
	特征因子	石油烃				
	所属土壤环境影响评价项目类别	I类 <input type="checkbox"/> ; II类 <input checked="" type="checkbox"/> ; III类 <input type="checkbox"/> ; IV类 <input type="checkbox"/> ;				
	敏感程度	敏感 <input type="checkbox"/> ; 较敏感 <input type="checkbox"/> ; 不敏感 <input checked="" type="checkbox"/> ;				
评价工作等级	一级 <input type="checkbox"/> ; 二级 <input type="checkbox"/> ; 三级 <input checked="" type="checkbox"/>					
现状调查内容	资料收集	a) <input checked="" type="checkbox"/> ; b) <input checked="" type="checkbox"/> ; c) <input checked="" type="checkbox"/> ; d) <input checked="" type="checkbox"/> ;				
	理化特性	/			同附录 C	
	现状监测点位	层位	东秋 7 井场		深度	点位布置图
			占地范围内	占地范围外		
		表层样点数	1	2	0-0.2m	
柱状样点数	3	-	0-3m			
现状监测因子	《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(Gb36600-2018)第二类用地的 45 项基本因子、pH、石油烃及《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)相关标准要求					
现状评价	评价因子					
	评价标准	GB15618 <input type="checkbox"/> ; GB36600 <input checked="" type="checkbox"/> ; 表 D.2 <input type="checkbox"/> ; 其他()				
	现状评价结论	土壤环境质量较好				
影响预测	预测因子	-				
	预测方法	附录 E <input type="checkbox"/> ; 附录 F <input type="checkbox"/> ; 其他(类比)				
	预测分析内容	影响范围(事故状态下,井场产生的采出液、井下作业废水进入土壤的 0-3m 土层)影响程度(较小)				
	预测结论	达标结论: a) <input type="checkbox"/> ; b) <input type="checkbox"/> ; c) <input checked="" type="checkbox"/> 不达标结论: a) <input type="checkbox"/> ; b) <input type="checkbox"/>				
防	防控措施	土壤环境质量现状保障 <input checked="" type="checkbox"/> ; 源头控制 <input checked="" type="checkbox"/> ; 过程防控 <input checked="" type="checkbox"/> ; 其他				

治 措 施	()						
	跟踪监测	层位	占地范 围内	占地范 围外	深度	监测指 标	监测频次
		表层	1	1	0-0.2 m	石油烃	每5年1次
		柱状	1	-	0-3m		
信息公开指 标	-						
评价结论	在工程做好分区防渗、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工程对土壤环境影响可接受						
注1：“□”为勾选项，可√；“()”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。							
注2：需要分别开展土壤环境影响评价等级工作的，分别填写自查表。							

5.7 固体废物影响分析

5.7.1 施工期固体废物影响

本项目主要包括钻井工程和地面工程等，施工过程中产生的固体废物主要为施工过程中废弃泥浆、钻井岩屑、施工废料、生活垃圾、废机油等。

(1) 废弃钻井泥浆

膨润土聚合物泥浆废弃物采用泥浆不落地系统在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配制，分离后的固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)及《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范(DB65/T3999-2017)》相关要求后，存放于岩屑池，用于井场铺垫；油基泥浆集中收集，定期拉运至库车畅源 YM35-2C2 环保站处理。

(2) 钻井岩屑

膨润土聚合物泥浆钻井岩屑经不落地系统收集后，堆放在单独的岩屑池，经固液相分离后用于井场铺垫；油基泥浆钻井岩屑经不落地系统收集后，定期拉运至库车畅源 YM35-2C2 环保站处理。

(3) 酸化压裂返排液

项目产生的酸化压裂返排液总量约 100m³，压裂作业完成后，酸化压裂返排液集中收集，通过罐车拉运至轮南钻试修废弃物环保处理站处理妥善处理。

(4) 机械设备废油和含油废物

施工期间产生的机械设备废油和含油废物采用专用容器盛装，暂存于危废间，定期委托有资质单位处理。按《废矿物油回收利用污染控制技术规范》（HJ607-2011）和《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）的有关要求，落实废油的收集和防治污染措施，对周围环境不会造成污染影响。

(5) 施工废料

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等。施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至迪那固废处理厂处置。

(6) 生活垃圾

生活垃圾在垃圾箱暂存，定期清运至迪那作业区固废场填埋处理。

本项目施工期固体废物处置措施得当，在加强管理的前提下，不会对外环境产生明显不利影响。

5.7.2 运营期固体废物影响

本工程运营期产生的固体废物包括落地原油、清管废渣、废防渗材料、废机油、废酸化压裂返排液等。根据《国家危险废物名录》（2021年版）和《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》，本工程运营期产生的落地原油、废防渗材料、废机油均属于危险废物，需委托有相应资质的单位进行处置。

本工程危险废物类别、主要成份及污染防治措施见表 5.7-1。

表 5.7-1 运营期危险废物产生、处置及防治措施情况一览表

危险废物	危险废物	危险废物代码	产生量(t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危险特性	污染防治措施

名称	类别									
落地原油	HW08	071-001-08	0.1	井下作业	固态	油类物质、泥沙	油类物质	间歇, 不固定	T, I	委托有相应资质的单位进行处置。
废防渗材料	HW08	900-249-08	0.25	井下作业	固态	防渗布、油类物质	油类物质	间歇, 不固定	T, I	
废机油	HW08	900-217-08	0.05t	井下作业和采气过程中机械设备维修	固态	油类物质	油类物质	/	T, I	

(1) 危险废物收集及贮存

本工程运营期危险废物的产生周期不固定，因此本工程运营期危险废物的收集由各站安排专人分别进行。本工程不新增危险废物暂存点，危险废物产生后利用专用容器收集，并运至已建危险废物暂存点贮存。

本工程产生的危险废物按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告2021年第74号）中相关管理要求，落实危险废物识别标志制度，对危险废物的容器和包装物以及收集、运输危险废物的设施设置危险废物识别标志。填写危险废物的收集记录、转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。落实环境保护标准制度，按照国家有关规定和环境保护标准要求贮存、利用、处置危险废物，不得将其擅自倾倒处置。危险废物收集和运输过程的污染控制执行《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）等有关规定。

根据《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ1276-2022），收集危险废物的硬质桶应按要求设置明显的表明危险废物相关信息的标签，标签信息应填写完整详实。

(2) 危险废物的运输

应按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年第 74 号）中相关要求运输危险废物，应当采取防止污染环境的措施，并遵守国家有关危险货物运输管理的规定。

①内部运输

本工程运营期产生的固体废物采用专用容器收集后就近运至作业区已建暂存点贮存。危险废物内部转运作业应采用专用的工具，并填写内部转运记录表，转运结束后对路线进行检查和清理，确保无危险废物遗落在内部运输路线上。正常情况下危险废物产生散落、泄漏的可能性较小，不会对周围环境产生明显不利影响。万一发生散落或泄漏，应及时对散落物进行收集、清理，减轻污染影响。

②外部运输

本工程运营期产生的危险废物最终交由有相应资质的单位进行运输、处置。本工程运营单位、危险废物承运单位以及危险废物处置单位应按要求填写危险废物转移联单，承运单位应按照危险废物污染防治和危险货物运输相关规定运输危险废物，记录运输轨迹，防范危险废物丢失、包装破损、泄漏或者发生突发环境事件。

本工程所产生的危险废物道路运输委托持有危险废物经营许可证的单位，按照其许可证的经营范围组织实施，并在当地生态环境部门批准后进行危险废物的转移。危险废物公路运输应按照《道路危险货物运输管理规定》（交通运输部令〔2019〕第 42 号）、JT617 以及 JT618 执行；运输单位承运危险废物时，应在危险废物包装上按照《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ 1276—2022）设置标志；危险废物公路运输时，运输车辆应设置车辆标志；运输过程中全部采用密闭容器收集储存，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上，危险废物运输过程符合《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ2025-2012）中的相关要求。

（3）危险废物的处置

本工程运营单位应对处置单位的主体资格和技术能力进行核实，依法签订书面合同，并在合同中约定利用、处置危险废物的污染防治要求及相关责任，合同期内及时了解接受人贮存、利用或者处置相关危险废物情况，确保本工程运营期产生的危险废物得到妥善处置，避免对外环境产生不利影响。

本工程运营期产生的危险废物均可得到妥善处置，在严格落实《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）、《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物转移管理办法》等的要求的前提下，不会对外环境产生明显不利影响。

（4）废酸化压裂返排液

本工程井下作业废液采用专用回收罐进行回收，拉运至轮南钻试修废弃物环保处理站处置，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准中指标后回注油层。

（5）生活垃圾

运营期生活垃圾集中收集后运至迪那作业区固废场进行填埋处理。

5.7.3 退役期固体废物影响分析

本工程退役期井场拆除的井架、集输设施、井构筑物等为钢制材料，清洗油污后可回收利用。不可回收利用的一般工业固体废物拉运至轮南钻试修废弃物环保处理站处理，含油固废等危险废物委托有资质的单位妥善处置。

5.7.4 小结

本工程固体废物在处置和运行管理中严格落实《油田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）、《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环办发〔2018〕20号）、《油田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》（DB65/T3999-2017）、《危险废物贮存污染控制标准》

(GB18597-2023)、《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》(GB18599-2020)中的相关要求。

本工程施工期、运营期、退役期产生的各种固体废物均可得到妥善处置,只要严格管理,不会对环境产生较大不利影响。

5.8 环境风险评价

5.8.1 评价依据

(1) 风险调查

本工程为石油天然气行业,主要工艺流程为:东秋7井产物在采气树油嘴套一级二级节流后(压力5.2MPa),然后进防爆电磁加热器加热,后进入计量分离器橇进行计量、分离,分离出的液体进闪蒸分离器橇进行微正压闪蒸,经闪蒸后剩余的液体进入50m³原油储罐中,由装车计量橇将储罐中的原油装入罐车中拉至迪那2天然气处理厂,计量分离器橇分离出的气体和闪蒸分离器橇闪蒸出的气体由第三方进行LNG回收,紧急情况下采用采气树左翼进行放喷,与闪蒸罐放空一起进入焚烧池进行焚烧,计量分离器放空气体则依托第三方LNG设备进行放空。

本工程油气经气液分离器分离出的原料气在站内交由第三方净化处理与增压,本次不对第三方净化处理的环境风险进行评价,其环境风险评价由第三方净化处理单位开展实施。

根据工程分析和《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018)附录B,本工程涉及的风险物质为原油、天然气(甲烷),分布于井场的气液分离器、闪蒸罐、原油储罐中。

表 5.8-1 本工程危险物质分布情况一览表

装置单元	危险物质类型	存储装置及数量	最大存在量 (t)
气液分离器	原油	D1200×6000mm 6.3MPa 的气液分离器内	5
	天然气(甲烷)		0.28
闪蒸罐	原油	D1800×7200mm 1.6MPa 闪蒸罐	12.65

		内	
原油储罐	原油	50m ³ 储罐 4 个	125

注：气液分离器、闪蒸罐充装系数按 0.9 计，原油储罐充装系数按 0.8 计

(2) 环境风险潜势初判

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

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

式中：q₁, q₂, ..., q_n——每种危险物质的最大存在总量，t；

Q₁, Q₂, ..., Q_n——每种危险物质的临界量，t。当 Q<1 时，该项目环境风险潜势为 I。当 Q≥1 时，将 Q 值划分为：（1）1≤Q<10；（2）10≤Q<100；（3）Q≥100。

本工程的 Q 值的确定见下表。

表 5.8-2 本工程 Q 值确定表

风险单元	危险物质名称	CAS 号	最大存在总量 (t)	临界量 (t)	该种危险物质 Q 值
气液分离器	原油	/	5	2500	0.002
	天然气	74-82-8	0.28	10	0.028
闪蒸罐	原油	/	12.65	2500	0.005
原油储罐	原油	/	125	2500	0.05
项目 Q 值合计					0.085

根据上表计算结果，本工程 Q<1，判断项目风险潜势为 I。

(3) 评价等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）相关要求，风险潜势为 I 的建设项目可开展简单评价，不定评价等级。因此，本次评价仅对建设项目可能存在的环境风险进行简单分析，不设置评价范围。

表 5.8-3 环境风险评价等级划分

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

5.8.2 环境敏感目标概况

据现场调查，本工程环境敏感目标见表 2.6-1。

5.8.3 环境风险识别

5.8.3.1 危险物质风险识别

本工程涉及的主要风险物质为原油、天然气。风险物质危险特性见表 5.8-4、表 5.8-5。

①原油

原油理化性质及危险危害特性详见表 5.8-4。

表 5.8-4 原油理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品 名称	化学品中文名称	原油
	化学品英文名称	Grudl oil
组成/组分信息	烷烃、环烷烃、芳香烃和烯烃等多种液态烃的混合物。主要成分是碳和氢两种元素，分别占 83~87%和 11~14%；还有少量的硫、氧、氮和微量的磷、砷、钾、钠、钙、镁、镍、铁、钒等元素。	

危险特性	<p>危险性类别：第 3.2 类中闪点液体。侵入途径：吸入、食入、经皮吸收。健康危害：液体有强烈刺激性。食入可引起恶心、疼痛和呕吐，引起黏膜水肿和溃疡症状，包括口腔和咽喉灼烧感；较大的剂量可引起恶心、呕吐、麻醉、无力、头晕、呼吸表浅、腹痛、抽搐和意识丧失；可引起心律失常、室颤和心电图改变；可发生中枢神经系统抑制。眼睛接触本品可引起刺激，长期接触引起炎症。皮肤长期或持续接触液体可引起脱脂，伴随干燥、破裂、刺激和皮炎。蒸气对上呼吸道有刺激性。高温时吸入伤害加重。吸入高浓度蒸气的急性影响是肺部刺激症状，包括咳嗽伴有恶心；中枢神经抑制表现为头痛、头晕、兴奋、视力模糊、反应迟钝、疲乏和共济失调。长时间暴露于高浓度蒸气中可导致麻醉、神志不清，甚至昏迷和死亡。吸入高浓度的油雾可引起油性肺炎。慢性影响：长时间接触可引起支气管炎和肺水肿。长期皮肤接触可造成皮肤干燥、皲裂和发红。影响神经系统、骨髓机能等。环境危害：造成大气，河流，湖泊，海洋，土壤等污染。燃爆危险：易燃。遇到高热，火星或火苗极易引起燃烧爆炸。</p>
急救措施	<p>皮肤接触：立即脱去污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。如有不适感，就医。</p> <p>眼睛接触：立即提起眼睑，用大量流动清水或生理盐水冲洗。如有不适感，就医。眼睛受伤后，应由专业人员取出隐形眼镜。</p> <p>吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。静卧、保暖。开始急救前，取出假牙等，防止阻塞气道。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。呼吸、心跳停止，立即进行心肺复苏术。就医。</p> <p>食入：饮水，禁止催吐。保持呼吸道通畅，防止吸入呕吐物。禁止给嗜睡症状或知觉降低即正在失去知觉的病人服用液体。如有不适感，就医。</p>
消防措施	<p>危险特性：易燃，其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热极易燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。流速过快，容易产生和积聚静电。其蒸气比空气重，沿地面扩散并易积存于低洼处，遇火源会着火回燃。</p> <p>有害燃烧产物：一氧化碳、二氧化碳。</p> <p>灭火方法：用泡沫、干粉、二氧化碳、砂土灭火。</p>
泄漏应急处理	<p>消除所有点火源。根据液体流动和蒸气扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的设备应接地。禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。防止泄漏物进入水体、下水道、地下室或限制性空间。小量泄漏：用砂土或其他不燃材料吸收。使用洁净的无火花工具收集吸收材料。大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容。用泡沫覆盖，减少蒸发。喷水雾能减少蒸发，但不能降低泄漏物在限制性空间内的易燃性。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。</p>

<p>操作处置与储存</p>	<p>操作注意事项：密闭操作，注意通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴过滤式防毒面具，穿防静电工作服。远离火种、热源。工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止蒸气泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。灌装时应控制流速，且有接地装置，防止静电积聚。在清除液体和蒸气前不能进行焊接、切割等作业。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。配备相应品种和数量的消防器材和泄漏应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物。</p> <p>储存注意事项：储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃，保持容器密封。应与氧化剂分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设备。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备和合适的收容材料。</p>			
<p>接触控制/个体防护</p>	<p>工程控制：工作现场严禁吸烟，避免长期反复接触，进入罐、限制性空间或其他区作业，须有人监护。</p> <p>呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可佩戴过滤式防毒面具（半面罩）。</p> <p>眼睛防护：一般不需要特殊防护，但建议在特殊情况下，戴化学安全防护眼镜。</p> <p>身体防护：穿防静电工作服。【工程控制】：生产过程密闭，加强通风。提供安全淋浴和洗眼设备。</p> <p>手防护：戴一般作业防护手套。</p> <p>其他防护：工作现场禁止吸烟、进食和饮水。工作完毕，淋浴更衣。</p>			
<p>理化特性</p>	<p>外观与性状</p>	<p>黑色的可燃性黏稠液体</p>	<p>蒸气压</p>	<p>无资料</p>
	<p>沸点</p>	<p>自常温至 500℃ 以上</p>	<p>闪点</p>	<p>-6~155℃</p>
	<p>熔点</p>	<p>-60℃</p>	<p>溶解性</p>	<p>不溶于水，溶于苯、乙醚、三氯甲烷、四氯化碳等有机溶剂</p>
	<p>密度</p>	<p>相对密度（水=1） 0.7365-1.0724 g/cm³</p>	<p>稳定性</p>	<p>稳定</p>
	<p>爆炸极限</p>	<p>1.1%~8.7%（V%）</p>	<p>自燃温度</p>	<p>280℃~380℃</p>

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

②天然气

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

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

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

毒性：天然气为烃类混合物，属低毒性物质，但长期接触可导致神经衰弱综合症。

A. 甲烷

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

其危险性和危害特性见表5.8-5。

表 5.8-5 甲烷的危险性和危害特性

毒性及健康危害	接触限值	中国 MAC	未制定标准	
		前苏联 MAC	300mg/m ³	
	侵入途径	吸入		
	健康危害	当空气中甲烷浓度达25~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速等 当甲烷浓度更高时，可能使人出现窒息、昏迷等		
燃烧爆炸危险性	燃烧性	易燃	建规火险等级	甲
	闪点（℃）	-188	爆炸下限（V%）	5
	自燃温度（℃）	538	爆炸上限（V%）	15

危险特性	甲烷与空气混合能形成爆炸性混合物，当在爆炸极限范围内遇明火、高能时引起燃烧爆炸 甲烷若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险 甲烷与氟、氯等发生剧烈的化学反应
------	--

B.H₂S

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

其危险性和危害特性见表 5.8-6。

表 5.8-6 硫化氢对人的生理影响及危害

标识	中文名称：硫化氢		英文名称：Hydrogen sulfide	
	危险性类别		易燃、有毒气体	
物化特性	沸点（℃）	-61.8	比重（水=1）	
	饱和蒸气压（kPa）	无资料	熔点（℃）	-82.9
	蒸气密度（空气=1）	无资料	溶解性	易溶于水，亦溶于醇类、石油溶剂和原油中
	外观与气味	无色气体。具有臭蛋气味		
火灾爆炸危险数据	闪点（℃）		爆炸极限	爆炸上限%(V/V):46.0;爆炸下限%(V/V):4.0
	灭火剂	抗溶性泡沫、干粉、二氧化碳、雾状水		
	灭火方法	尽可能将容器从火场移至空旷处。上风向喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。		
	危险特性	易燃，其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起危险特性燃烧爆炸的危险。与浓硝酸、发烟硝酸触发生剧烈反应，易爆炸。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。		
反应活性数据	稳定性	不稳定		避免条件
		稳定	√	

	聚合危险性	可能存在		避免条件			
		不存在	√				
	禁忌物	强氧化剂	燃烧（分解）产物		无资料		
健康危害数据	侵入途径	吸入	√	皮肤	√	口	√
	急性毒性	10	无资料	LC50	大鼠吸入	16000mg/m ³ , 4小时	
急救措施	<p>吸入：如果吸入本品蒸汽或其燃烧物，迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。</p> <p>食入：饮水，禁止催吐。如有不适感，就医。</p> <p>眼睛接触：立即提起眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗15分钟，立即就医。眼睛受伤后，应由专业人员取出隐形眼镜。</p> <p>皮肤接触：立即脱去被污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。就医。</p>						
急性中毒	<p style="text-align: center;">职业接触</p> <p>由于硫化氢可溶于水及油中,有时可随水或油流至远离发生源处,而引起意外中毒事故。硫化氢经粘膜吸收快,皮肤吸收甚少。误服含硫盐类与胃酸作用后产生硫化氢可经肠道吸收而引起中毒。</p> <p style="text-align: center;">中毒后的临床表现</p> <p>硫化氢是一种神经毒剂。亦为窒息性和刺激性气体。其毒作用的主要靶器是中枢神经系统和呼吸系统,亦可伴有心脏等多器官损害,对毒作用最敏感的组织是脑和粘膜接触部位。</p> <p>硫化氢的急性毒作用靶器官和中毒机制可因其不同的浓度和接触时间而异。浓度越高则中枢神经抑制作用越明显,浓度相对较低时粘膜刺激作用明显。人吸入70~150mg/m³/1~2小时,出现呼吸道及眼刺激症状,吸2~5分钟后嗅觉疲劳,不再闻到臭气。吸入300mg/m³/1小时,6~8分钟出现眼急性刺激症状,稍长时间接触引起肺水肿。吸入760mg/m³/15~60分钟,发生肺水肿、支气管炎及肺炎,头痛、头昏、步态不稳、恶心、呕吐。吸入1000mg/m³数秒钟,很快出现急性中毒,呼吸加快后呼吸麻痹而死亡。</p> <p>急性硫化氢中毒一般发病迅速,出现以脑和(或)呼吸系统损害为主的中毒后的临床表现,亦可伴有心脏等器官功能障碍。中毒后的临床表现可因接触硫化氢的浓度等因素不同而有明显差异。</p>						

/	工程控制	生产过程密闭，全面通风。提供安全淋浴和洗眼设备。		
	呼吸系统防护	空气中浓度超标时，佩戴过滤式防毒面具（半面罩）	身体防护	穿防静电工作服
	手防护	戴橡胶耐油手套	眼防护	戴安全防护眼镜
	其他	工作现场严禁吸烟。工作完毕，淋浴更衣。注意个人清洁卫生。		

撤离并进行隔离。根据扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的设备应接地。

禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。

防止泄漏物进入水体、下水道、地下室或密闭性空间。

小量泄漏：用砂土或其它不燃材料吸收。使用洁净的无火花工具收集吸收材料。

大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容。用飞尘或石灰粉吸收大量液体。用泡沫覆盖，减少蒸发。喷水雾能减少蒸发，但不能降低泄漏物在受限制空间内的易燃性。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。

根据本工程油气物性，本工程油气不含硫化氢，不构成风险物质，但要注意防漏、防喷工作。

5.8.3.2 危险物质风险识别

本工程可能发生的生产事故风险类型及后果见表 5.8-7。

表 5.8-7 油气田生产事故风险类型、来源及危害

功能单元	事故类型	事故原因	事故后果
气液分离器	油气泄漏	气液分离器由于设计缺陷、质量缺陷，罐体腐蚀，施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致分离器破裂，导致油气泄漏事故。	油品及天然气泄漏后，会污染土壤和大气环境，遇火源会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件，天然气泄漏后，进入大气还可能引发中毒事故；不及时采取土壤污染防治措施的情况下，有可能会污染地下水。

闪蒸罐	原油泄漏	气液分离器由于设计缺陷、质量缺陷，罐体腐蚀，施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致分离器破裂，导致原油泄漏事故。	原油泄漏后会污染土壤和大气环境，遇火源发生火灾、爆炸事故。燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件渗流至地下水；不及时采取土壤污染防治措施的情况下，还有可能会污染地下水
原油储罐	原油储罐泄漏	由于设计缺陷、质量缺陷，罐体腐蚀，施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致分离器破裂，导致原油泄漏事故。	
储运	罐车泄漏	车辆本身的设计、制造、操作、管理等缺陷造成泄漏	

5.8.4 环境风险分析

5.8.4.1 对大气环境的影响分析

本工程对大气环境的影响主要来源于油气分离器等工艺装置或者原油储罐发生泄漏，导致油气泄漏，本工程油气中天然气含量高，大量天然气在短时间急速泄漏后，可能会引发周围人员中毒事件；油气从裂口流出后遇明火燃烧，发生火灾爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件。本工程井场设置可燃气体报警器，一旦井场发生泄漏事故，可燃气体报警器会报警，同时井场内设置有流量控制仪及压力变送器，当检测到压力降速率超 0.15MPa/min 时，由 SCADA 系统发出指令，远程自动关闭阀门。由于本项目位于荒漠，评价范围内没有人群集中区，区域扩散条件较好，对大气环境影响较小。

5.8.4.2 对土壤环境的影响分析

本工程对土壤环境的影响主要来源于井场内的工艺装置（气液分离器、闪蒸罐）以及井场的原油储罐发生泄漏，泄漏的原油对土壤环境的影响是比较显著的，泄漏的原油可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响荒漠植被的生长，并可影响局部的生态环境。

原油发生泄漏时，相当于向土壤中直接注入原油，泄漏的原油进入土壤中后，渗入土壤孔隙，则使土壤透气性和呼吸作用减弱，影响土壤中的微生

物生存，造成土壤盐碱化，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物，造成土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响土壤正常的结构和功能。

储罐或者工艺装置破裂，将能回收的原油回收，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，本工程发生环境风险事故后，及时采取相应的措施，不会对周围土壤环境产生明显影响。

5.8.4.3 对地下水环境的影响分析

本工程运营期在正常情况下对地下水无影响，只有在发生事故时导致原油泄漏，才有可能影响到地下水。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。

本工程气液分离器等工艺装置以及井场内设置的原油储罐，在罐体发生破裂时均能导致原油泄漏。本工程罐体安装前及管线搭接前，加强了对设备、管材焊接质量的检查，严禁使用不合格产品；对罐体及管线全线进行水压试验，对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生，从而增加罐体及管道的安全性；建立自动控制系统依托，实现对罐体及管道的参数控制、泄漏检测；对工艺装置区、常压闪蒸装置区、原油罐区、装车区进行防渗处理，满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中“防渗性能不应低于1.5m厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能”的要求。通过采取上述措施之后，根据以往工程经验可知，工艺装置或者原油储罐发生泄漏的可能性很小，不会对潜水含水层造成影响。

当发生泄漏事故后，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：油田环境非敏感区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仍然是非常显著的。污水中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 0~10cm 或 0~20cm 表层土壤中，其中表层 0~5cm 土壤截留了 90% 以上的输入原油。由此可以推断，油田环境非敏感区其他颗粒较细、质地比较粘重的土壤类型，如盐土、林灌草甸土、龟裂土、石质土等，对石油类的截留作用更大，在相同实验条件下，石油类污染物在这些土壤中则更不易下渗迁移，其下渗迁移范围也不超过 20cm；对于颗粒较粗、结构较松散、空隙比较多的棕漠土，在消除土体裂隙和根孔影响的实验条件下，石油类下渗迁移的深度也不超过 30cm。

本项目评价区土壤类型主要为石质土，因此区域土壤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 5cm 表层土壤中。因此，即使发生储罐泄漏或者工艺装置泄漏事故，做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，不会对地下水环境质量产生大的影响。

5.8.4.4 对植被的影响

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

5.8.5 环境风险管理措施与对策建议

各种事故无论是人为因素引起的，还是自然因素所致，都可以采取必要的预防措施，以减少事故的发生或使事故造成的危害降低到最低限度。对于人为因素引起的事故可以通过提高人员技术素质、加强责任心以及采取技术

手段和管理手段等方法来避免；而对于自然因素引起的事故则主要靠采取各种措施来预防。

迪那油气开发部于2020年6月完成了《塔里木油田分公司迪那油气开发部迪那凝析气田突发环境事件应急预案》的编制工作，并取得库车市环境保护局备案（备案编号：652923-2020-013-M）；2023年4月进行了预案更新，并取得阿克苏地区生态环境局库车市分局备案（备案编号：652923-2023-076-L）。本评价建议将本次建设内容突发环境事件应急预案纳入塔里木油田分公司迪那油气开发部现有突发环境事件应急预案中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。待本工程实施后，需将本工程相关内容更新至突发环境事件应急预案中。

5.8.5.1 井场事故风险预防措施

（1）平面布局科学合理：平面布置中尽量将火灾危险性相近的设施集中布置，并保持规定的防火距离；将全场内的明火点控制到最少，并布置在油气生产区场地边缘部位；有油气散发的场所布置在有明火或散发火花地点的当地全年最小频率风向的上风侧。

（2）在建、构筑物区域内设置接地装置，必要时可加装消雷器。工艺设备、塔、架等设置防静电接地装置；变压器等采用避雷器作为防雷保护。

（3）按规定配置齐全各类消防设施，并定期进行检查，保持完好可用。

（4）站场内的装置区、装车间、储罐区等均为爆炸火灾危险区域，区域内的配电设备均应采用防爆型；根据各建筑物的不同防爆等级采取相应的防爆措施。

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

（6）井场应按规范设置安全防火距离，配置相应消防设施。加强工作人员和车辆管理，必须在规定的路线和范围内活动，严禁乱压乱碾，并加强防火措施，防止火灾发生。

(7) 发生事故时井场内的油气通过放空至焚烧池燃烧后排放，不允许直接排入大气；原油储罐与装车橇逸散的少量气通过低压放空系统收集，设放空管1座并在站外排放。储罐区周围设置防火堤；建立消防水收集系统，在油罐区内部设置具有隔油功能的排水阀将雨水和消防水排出罐区，经水封井排到污水处理系统处理后用于回注，避免含油污水污染附近土壤。

5.8.5.2 原油运输事故风险措施

本工程原油稳定后在井场内储罐区进行存储，最终通过罐车拉运至迪那2天然气处理厂进行处理。鉴于上述原油运输风险分析，评价结合事故原因、影响造成的因素提出如下风险防范措施：

(1) 罐车是原油的运输工具，必须认真执行《压力容器安全技术监察规程》及原劳动部颁发的《液化气体汽车罐车安全监察规程》的有关条款。

(2) 原油罐车必须有材质分析、探伤检查、热处理、水压试验和气密试验等技术资料，并有合格证书，旧罐车应按期检查。

(3) 安全阀、压力表、液位计、进出口阀、手动放空阀、压力表经过校验并有铅封。

(4) 色别、标志必须清楚。

(5) 罐车必须定期检验。原油罐车检验间隔是：每6年进行1次全面检验，每年进行1次年度检验。

(6) 使用过程中，在任何情况下，必须留有不少于最大充装重量0.5%或100kg的余量，且余压不低于0.1MPa。

(7) 原油罐车的检修，必须严格执行有关安全检修制度、安全动火制度以及防火防爆安全技术规程的规定。

(8) 原油罐车每次充装，都应按规定的表格认真填写充装记录。

5.8.5.3 重视和加强管理

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

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

(2) 加强各级干部、职工的风险意识和环境意识教育，增强安全、环保意识。建立健全各种规章制度、规程，使制度落实到实处，严格遵守，杜绝违章作业。

(3) 经常对职工进行爱岗教育，使职工安心本职工作，遵守劳动纪律，避免因责任心不强、操作中疏忽大意、擅离职守等原因造成的事故。

5.8.5.4 环境风险应急预案

迪那油气开发部于2020年6月完成了《塔里木油田分公司迪那油气开发部迪那凝析气田突发环境事件应急预案》的编制工作，并取得库车市环境保护局备案（备案编号：652923-2020-013-M）；2023年4月进行了预案更新，并取得阿克苏地区生态环境局库车市分局备案（备案编号：652923-2023-076-L）。本评价建议将本次建设内容突发环境事件应急预案纳入塔里木油田分公司迪那油气开发部现有突发环境事件应急预案中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。待本工程实施后，需将本工程相关内容更新至突发环境事件应急预案中。

本工程生产过程中存在的事故类型主要为：油气管道泄漏、火灾爆炸、井喷。迪那油气开发部现有应急预案基本可以满足风险应急的需求。

本工程井场应急预案应急处置措施如下：

(1) 伴有甲烷、二氧化氮、天然气等有害气体逸散时

①应迅速封闭事故现场，抢救现场窒息人员，发出甲烷、二氧化氮报警信号，进行交通管制，禁止外人进入现场，控制事态发展；

②监测有害气体浓度，根据现场风向，协调当地政府部门疏散现场及周边无关人员；

③现场人员生命受到威胁、撤离现场无望时，现场应急指挥应立即发出点火指令。

(2) 引发火灾、爆炸时

①现场发生火灾、爆炸，应立即阻断引火源，并组织灭火；

②确定警戒范围，撤离无关人员。

(3) 遇险人员应急撤离条件

①空气中甲烷、二氧化氮分别达到浓度 25%~30%、3%以上，且无法有效控制时；

②由于各种原因（如油气泄漏）导致设施发生火灾，经采取措施无效，危及设施及人员生命安全时；

③由于各种原因导致设施发生爆炸，危及整个设施和人员生命安全时。

5.8.5.5 现有环境风险防范措施的有效性分析

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

5.8.6 风险评价结论

本工程所涉及的危险物质包括原油、天然气（甲烷），存在于井场的气液分离器、闪蒸罐、原油储罐中。可能发生的风险事故包括原油储罐泄漏和工艺装置泄漏事故。油气或者原油发生泄漏时，会对大气、土壤、植被、地下水会产生一定的影响，发生事故后，在严格落实本工程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，及时采取措施、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地

下水水质没有不良影响。本项目所在区域地域空旷，无环境敏感点分布，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。综上所述，本工程环境风险程度属于可以防控的。

本工程环境风险简单分析内容表见表 5.8-8。

表 5.8-8 环境风险简单分析内容表

建设项目名称	东秋7井试采工程			
建设地点	新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市境内			
地理坐标	经度	83° 6' 56"	纬度	41° 55' 58"
主要危险物质及分布	主要危险物质：原油、天然气（甲烷），存在于井场的气液分离器、闪蒸罐、原油储罐中。			
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	本工程可能发生的环境风险主要包括油气泄漏对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。 储罐或者工艺装置发生破损造成油气泄漏，油气中的天然气在达到一定浓度时会引起中毒或者窒息的现象，泄漏的油品会污染土壤、也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、爆炸等，污染大气环境。			
风险防范措施要求	<p>（1）平面布局科学合理：平面布置中尽量将火灾危险性相近的设施集中布置，并保持规定的防火距离；将全场内的明火点控制到最少，并布置在油气生产区场地边缘部位；有油气散发的场所布置在有明火或散发火花地点的当地全年最小频率风向的上风侧。</p> <p>（2）在建、构筑物区域内设置接地装置，必要时可加装消雷器。工艺设备、塔、架等设置防静电接地装置；变压器等采用避雷器作为防雷保护。</p> <p>（3）按规定配置齐全各类消防设施，并定期进行检查，保持完好可用。</p> <p>（4）站场内的装置区、装车间、储罐区等均为爆炸火灾危险区域，区域内的配电设备均应采用防爆型；根据各建筑物的不同防爆等级采取相应的防爆措施。</p> <p>（5）在可能产生易燃易爆介质泄漏的地方，设置可燃气体检测报警器，以便及时发现事故隐患。</p> <p>（6）井场应按规范设置安全防火距离，配置相应消防设施。加强工作人员和车辆管理，必须在规定的路线和范围内活动，严禁乱压乱碾，并加强防火措施，防止火灾发生。</p> <p>（7）发生事故时井场内的油气通过放空至焚烧池燃烧后排放，不允许直接排入大气；原油储罐与装车橇逸散的少量气通过低压放空系统收</p>			

	<p>集，设放散管1座并在站外排放。储罐区周围设置防火堤；建立消防水收集系统，在油罐区内部设置具有隔油功能的排水阀将雨水和消防水排出罐区，经水封井排到污水处理系统处理后用于回注，避免含油污水污染附近土壤。</p> <p>(8) 原油运输过程中应严格落实各种风险防范措施，降低运输风险。</p> <p>(9) 加强管理</p>
<p>结论：本工程所涉及的危险物质包括原油、天然气（甲烷），存在于井场的气液分离器、闪蒸罐、原油储罐中。可能发生的风险事故包括原油储罐泄漏和工艺装置泄漏事故。油气或者原油发生泄漏时，会对大气、土壤、植被、地下水会产生一定的影响，发生事故后，在严格落实本工程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，及时采取措施、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。本项目所在区域地域空旷，无环境敏感点分布，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。综上所述，本工程环境风险程度属于可以防控的。</p>	

6 环境保护措施及可行性论证

本工程实施过程中，会对评价区内的水环境、环境空气、土壤环境等造成不同程度的影响。本章分别对项目在施工期、运营期和退役期拟采取的措施及各专题评价提出的措施进行分析和论证。

6.1 设计期环境保护措施

6.1.1 井场、站场选址

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

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

(2) 本工程井场选址符合《钻前工程及井场布置技术要求》(SY/T5466-2013)，满足防洪、防喷、防爆、防火、防毒和防冻的各项安全要求。

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

(4) 井场在无人区穿越，不涉及拆迁。

(5) 井场应尽量避免不良工程地质区，保证运行安全可靠。

6.2 施工期环境保护措施

本工程施工期对环境的影响主要来自井场施工、管线敷设等方面。开发建设期环境影响的特点是持续时间短，对地表的破坏性强，在地面建设结束

后，可在一定时期消失；但如果污染防治和生态保护措施不当，可能持续很长时间，并且不可逆转，例如对生态环境的破坏。

6.2.1 生态环境影响减缓措施

在项目可研及已建工程采取的生态环境影响减缓措施的基础上，根据本工程对生态环境可能产生的不利影响，评价提出防范措施。

6.2.1.1 井场生态环境保护措施

(1) 优化井场布设，减少占地，严格按照有关规定办理建设用地审批手续。

(2) 井场选择严格控制占地面积，减少扰动面积。

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

(4) 对井场永久占地地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失，见图 6.1-1。

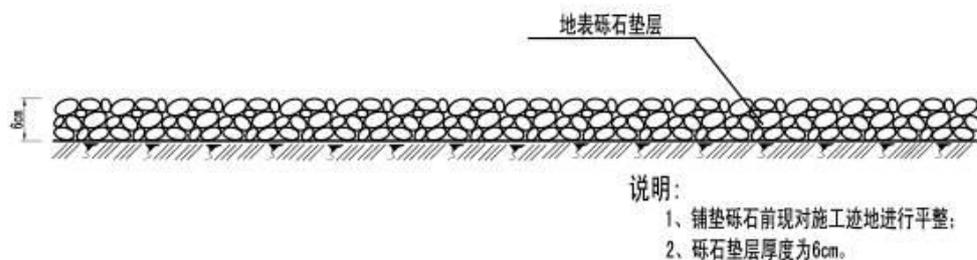


图 6.1-1 井场砾石压盖措施典型设计图

(5) 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。

⑤施工中应严格按照环境管理要求，井场建设、池体开挖等土方作业应避开大风天气；施工后期，及时做好施工迹地的清理工作。做好施工后期的迹地恢复工作，包括土地平整，创造局部小环境以利于植被的恢复等。

⑥尽量减少对动植物的伤害和生境占用。工程建设区域如发现重点保护野生植物、特有植物、古树名木等，需进行就地或迁地保护，并加强观测，具备移栽条件、长势较好的尽量全部移栽。

（3）生态恢复

①工程结束后，建设单位应承担恢复生态的责任；

②在施工区域局部有植被分布，须先将原表层土集中分层堆放，待施工完毕后，在占地区域对地表土层进行恢复，达到植被生长所需生境；

③施工占地区域土层上部的保护层稳态发生变化，加之区域风力、水力作用较大，土质极易流失，应在占地区域进行平整压实，以避免区域生态环境恶化；

④由于工程建设造成了一定的地表植被破坏，在施工结束后应对植被覆盖区域进行生态修复，优先使用原生表土和选用本土物种，防止外来生物入侵，构建与周边生态环境相协调的植物群落，最终形成可自我维持的生态系统；

⑤项目用地扰动区域须保护区域生态系统，并根据扰动区域土质情况因地制宜进行修复，减小项目实施对区域生态环境功能的不利影响。

（4）生态补偿

本工程占用裸土地，属于未利用地。施工结束后，及时对施工场地进行平整，以便后期野生植被的自然恢复，临时占地内植被在未来3~5年时间内通过自然降水及温度等因素得以恢复；恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率。井场施工尽量少占植被茂密的地块，尤其不得铲除保护植物。若无法进行避让，需对保护植物进行移植保护。同时，严格控制占地面积，以减少占地和保护野生植物。尽量减少对动植物的伤害和生

境占用。工程建设区域如发现重点保护野生植物、特有植物等，需进行就地或迁地保护，并加强观测，具备移栽条件、长势较好的尽量全部移栽。

6.2.1.3 对野生动物的生态保护措施

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

(2) 工程建设区域如发现重点保护野生动物、特有动物的，须及时保护其生境不被破坏，并重新提出相应优化工程施工方案及运行方式，实施物种救护，划定生境保护区域，开展生境保护和修复，构建活动廊道或建设食源地等。

(3) 工程建设过程中应防止施工噪声、灯光等对动物造成不利影响，高噪声及强光区域应做降噪遮光等防护措施。

6.2.1.4 自然景观保护措施

本工程位于新开发的油气田区域，以荒漠生态景观为主。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。油气田开发建设后，其原始的荒漠背景将相应增加部分工业景观等景观图斑，形成自然与人工相互共存的景观格局。

从整体上看，荒漠拼块虽然出现破碎化的倾向，但总体上连通程度仍然维持了较好的状态，仍是区域的景观模地。但如果任凭油田建筑和道路的景观发展，不进行生态治理和保护，也将会使生态环境的演变发生逆转，破坏原有生态环境的稳定性。因此，在项目的建设过程中，必须采取相应的景观保护措施，以保证减缓和避免生态环境恶化的趋势。

(1) 对现有的自然资源，包括植被，直至现有的地形、地貌等都要尽可能的加以保护。

(2) 严格遵守各项规程、规范、施工时限和范围，施工结束后立即对地表等环境景观进行恢复，并实施防止水土流失及土地荒漠化的措施，使油田开发与周围景观环境协调发展。

(3) 油气田退役后必须完全恢复地貌，彻底封闭油井，及时清除井场残留的固体废物。

6.2.1.5 防沙治沙措施

根据《中华人民共和国防沙治沙法》（2018年修正本）和《加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138号）的要求，加强涉及沙区的建设项目环评文件受理审查，对于没有防沙治沙内容的建设项目环评文件不予受理。本工程环评针对所在区域土地荒漠化现状，分析了工程实施对周边荒漠化土地的影响，本工程在建设过程中执行以下防沙治沙措施：

①严格控制施工活动范围，严禁乱碾乱轧，避免对工程占地范围外的区域造成扰动。严格遵守油气田环境保护规章制度，严格划定车辆行驶路线，车辆在规定路线范围内行驶，禁止乱碾乱轧；严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区范围内活动。

②本工程总占地面积为2.266hm²。井场永久占地范围采用戈壁土+砾石压实铺垫。

③优化施工组织，缩短施工时间，避免在大风天气作业，以免造成土壤侵蚀。

④粉状材料及临时土方等在井场堆放应采取覆盖防尘布，逸散性材料运输采用苫布遮盖，减少施工扬尘产生量和起沙量。

⑤施工结束后对场地进行清理、平整并压实，避免发生水土流失现象。

6.2.1.6 水土流失防治措施

根据水土保持防治分区，在现场调查基础上，针对本工程施工建设活动引发水土流失的特点和造成危害程度，采取有效的防治措施，合理安排施工

进度，按照与主体工程相衔接的原则，对不同区域新增水土流失部位进行对位治理，通过分析评价主体工程已经实施的措施、存在问题等，优化并补充完善工程防治措施、临时防护措施，形成一个综合防治措施体系。详见图 6.1-3。

（1）工程防治措施

①井场工程区

井场工程区施工活动主要表现在由于场地平整及堆垫，扰动原地貌，增加了施工区的水土流失强度。主体设计已有砾石压盖措施；方案补充场地平整、彩条旗拦挡和洒水降尘等措施。

（2）水土保持管理措施

对工程措施的管理要纳入生产管理计划之中，专业人员负责施工设计和技术指导，在责任范围内建立相应的管理措施。根据《中华人民共和国水土保持法》，在山区、丘陵区、风沙区以及水土保持规划确定的容易发生水土流失的其他区域开办可能造成水土流失的生产建设项目，生产建设单位应当编制水土保持方案，报县级以上人民政府水行政主管部门审批，并按照经批准的水土保持方案，采取水土流失预防和治理措施。没有能力编制水土保持方案的，应当委托具备相应技术条件的机构编制。

①项目选址和拟采用的技术标准，应该充分考虑水土流失因素，尽量避免植被茂盛地段，施工期间严格划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行范围，不另辟施工便道，不得离开运输道路及随意驾驶。由专人监督负责，以防破坏土壤和植被。

②施工时，在有植被分布地段，要特别注意保护原始地表与天然植被，应划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业方法，走统一车辙，避免加行开辟新路，以减少区域荒漠化风沙。在施工过程中，不得随意碾压工程区内其他荒漠植被。井场位置应根据场地周边植被分布情况，在满足设计要求的前提下进行适当的调整，以减少占地。

③施工中严格按照规定的施工占地要求，划定适宜的堆料场。避免在大风、雨天天气施工。施工结束后，要做好施工迹地的恢复工作。井场建设应尽量利用挖方料，做到土石方平衡。

④加强施工期管理，加速建设进度，减少施工期水土流失的产生；同时在施工期间，应提前制定严密的交通管理措施。

⑤加强水土保持管理，对施工人员进行培训和教育，自觉保持水土，保护植被。严禁施工材料乱堆乱放，不随意乱采乱挖沿线植被。

⑥对施工迹地恢复平整，以减少区域水土流失量的增加。

6.2.2 大气污染防治措施

施工期废气主要包括井场、管线作业带等施工场地平整清理、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。提出以下大气污染防治措施：

（1）避免在大风季节施工，尽可能缩短施工时间，提高施工效率，减少裸地暴露时间。

（2）施工单位必须加强施工区的规划管理。挖方堆放应定点定位，并采取防尘、抑尘措施（洒水、遮盖等措施）。

（3）合理规划、选择最短的运输路线，充分利用油气田现有公路网络，禁止随意开辟道路，运输车辆应以中、低速行驶，减少车辆行驶动力起尘。

（4）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。

（5）加强施工场地环境管理，提倡文明施工，积极推进绿色施工，严防人为扬尘污染。

综上，本工程施工期采取的大气污染防治措施可行。

6.2.3 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，使本工程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。

本工程建设期环境保护措施切实可行，对周围环境实施了有效的保护。

6.2.4 废水污染防治措施

(1) 生活污水由生活污水撬收集，定期拉运至迪那2天然气处理厂作业区公寓生活污水一体化处理装置处理。

(2) 管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于场地降尘用水，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) 对运输车辆加强管理，制定合理运输路线；对运输容器定期维修，避免运输过程中遗撒泄漏，造成污染事故。

(5) 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。

综上，正常状况下，污染源从源头上可以得到控制，采取上述措施后可有效减缓水环境影响，措施可行。

6.2.5 土壤污染防治措施

(1) 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。

(2) 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。

(3) 工程区处于风蚀区，需要严格采取各项水土流失防治措施，施工完毕后通过对占地采取土地平整和防沙治沙措施，地表基本可免受水土流失。

采取上述措施后可有效减缓土壤环境影响，措施可行。

6.2.6 固体废物污染防治措施

本工程施工期产生的固体废物主要包括钻井泥浆、岩屑、酸化压裂液、含油废物、施工土方、施工废料和生活垃圾。

本工程钻井井场配套设置钻井废弃物不落地系统，钻井岩屑随泥浆一同进入不落地系统进行分离，液相部分循环使用，膨润土体系固废存放于暂存池内，干化达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》

(DB65/T3997-2017) 中标准后用于铺垫其他井场和道路，油基体系固废集中收集后，及时拉运至库车畅源 YM35-2C2 环保处理站处理。本项目酸化压裂液采用专用回收罐进行回收，拉运至轮南钻试修废弃物环保处理站处理。含油废物集中收集后暂存于钻井井场危废暂存间，钻井结束后交由有资质的单位进行处置。施工土方用于周边场地平整。施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至迪那作业区固废场处置。生活垃圾集中收集后，拉运至迪那作业区固废场处置。

库车畅源 YM35-2C2 环保站运行正常，尚有较大处理余量，可接纳并处置本工程施工期产生的钻井聚磺体系固废；轮南钻试修废弃物环保处理站设计酸化压裂液处置能力有较大富裕，可依托其处理；迪那作业区固废场现有富余能力可满足本工程施工期建筑垃圾和生活垃圾填埋需求。采取上述措施后可有效减缓环境影响，措施可行。

6.3 运营期环境保护措施

6.3.1 生态环境保护措施

(1) 监督和管理措施

①针对本工程的建设，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，落实本工程环保措施的实施并与各施工单位签订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) 运营期生态恢复措施

工程实施后，运营期生态恢复措施以保持和维持施工期结束时采取的措施为主，同时需处理施工期遗留问题。

①对于事故情况下造成的油外泄事故一要做好防火，二要及时控制扩散面积并回收外泄油。

②定时巡查井场及拉油路线等，及时清理含油污泥。

③及时做好井场清理平整工作，填平、覆土、压实。

④工程施工完毕，对施工迹地的恢复和平整区域定期维护，必要时增加相应生态恢复措施，防止土地荒漠化和土壤侵蚀。

通过采取以上措施，本工程运营期生态环境保护措施可行。

6.3.2 废气污染防治措施

本工程运营期的废气排放源主要为生产过程中无组织废气排放。无组织排放的污染物主要为井口、管线接口、阀门等处产生的无组织挥发烃类。针对以上污染源，气田采取以下大气污染治理措施：

(1) 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。

(2) 项目投入运营后，需严格按照《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》要求，持续加强物料储存、转移、输送过程中 VOCs 排放、泄漏、收集处理等控制措施。本工程油气开采、运输采用密闭流程，井口密封并设紧急切断阀，可有效减少烃类气体的排放量，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）中企业边界污染物控制要求。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烃类及油的排放量。定期对油气生产设施及管线进行巡检，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) VOCs 污染控制措施：①选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对井场的设备、阀门等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生；②加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀，并尽快内完成修复；加强气井生产管理，减少烃类的跑、冒、滴、漏，做好气井的压力监测，并准备应急措施。

(4) 在油气拉运过程中，为减轻拉油过程中烃类的损失，油田开发采用密闭装车流程，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拉运过程中烃类及油的排放量。定期对储油罐、拉油车辆进行检查，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。

(5) 井场需按照实际生产需要设置可燃气体探测器。

(6) 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）中企业边界污染物控制要求。

综上，本工程采取的废气污染防治措施可行。

6.3.3 噪声污染防治措施

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

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

本工程采取的噪声污染防治措施可行。

6.3.4 废水污染防治措施

本项目生产运营期产生的废水主要包括井下作业废水、采出水、生活污水。

(1) 采出水

采出水依托已运行的迪那2天然气处理厂污水处理系统进行处理，满足回注用水水质标准后进入回注系统进行回注。

气田水处理工艺包括污水清污分流、污水除油过滤和污泥（污油）处理三个部分。污水处理采用“重力自然除油-聚结斜管除油-过滤”的处理工艺。

生产污水、检修污水、气田水分别收集，进入污水调节池，提升后进入除油罐，出水进入缓冲罐，再经泵加压提升后进入斜管除油器，出水利用余压直接进入含油污水过滤器进行粗滤和精滤两级过滤，滤后水进入滤后水罐，再由污水外排泵加压输送至回注井场。

根据调查，迪那2天然气处理厂采出水处理站的实际回注情况，联合站采出水经处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》

《SY/T5329-2022》标准要求，并全部回注地层，未回注与油气开采无关的废水。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。满足《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）中相关要求。采出水处理站目前运行良好，剩余处理能力能满足生产的要求，采出水依托迪那2天然气处理厂处置可行。

（2）井下作业废水

在井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废水。本项目新产生的井下作业废水均运至轮南钻试修环保站处置。处置后的废水满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中有关标准限值后回注，不外排。

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气田钻试修过程中产生的固废及废液。处理的废水主要为塔里木油田周围油气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。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。经轮南钻试修环保站处置后的废水可满足注水水质指标要求，用于油田回注用水，剩余处理能力可满足项目需求。废水处置措施可行。

（3）生活污水

运营期生活污水排入值班区内生活污水撬，定期拉运至迪那采油气管理区公寓生活污水处理装置处理。生活公寓一体化污水处理装置采用“A/O生物接触氧化法”工艺。工艺分为缺氧池、好氧池、沉淀池、消毒池、污泥池。

处理后污水满足《农村生活污水处理排放标准》（DB654275-2019）中C级标准后冬储夏灌，夏季用于荒漠灌溉，冬季排至污水暂存池。其设计处理规模240m³/d，可以满足本项目运营期生活污水处理需求。

综上，本项目采取的废水污染防治措施可行。

6.3.5 土壤环境保护措施

结合本工程特点与调查评价范围内的土壤环境质量现状，在分析土壤污染途径的基础上，根据环境影响预测与评价结果，按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，提出合理、可行、操作性强的土壤环境影响防控措施。

6.3.5.1 源头控制措施

从生产过程入手，在工艺、设备等方面尽可能地采取泄漏控制措施，从源头最大限度降低采出液和井下作业废水泄漏的可能性和泄漏量，使工程区污染物对土壤的影响降至最低，一旦出现泄漏等即可由区域内的各种配套措施进行收集、处置。

（1）定期派人检查场站，是否有采出液泄漏的现象发生。

（2）如果发生井下作业废水渗漏、集输管道的采出液渗漏，建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，委托具有相应HW08危废处理资质单位对污染土壤进行转运处置，因而，石油类污染物进入土壤和地下潜水的可能性较小。

具体步骤为：

1) 按顺序停泵或关井

在管道发生断裂、漏油事故时，按顺序停泵或关井。抢修队根据现场情况及时抢修，做好安全防范工作，把损失控制在最小范围内。

2) 回收泄漏原油

首先限制地表污染的扩大。油受重力和地形的控制，会流向低洼地带，应尽量防止泄漏石油移动。在可能的情况下应进行筑堤，汇集在低洼坑中的地表油，用车及时进行收集，将严重污染的土壤集中处理，交由有资质单位进行处置。

3) 挖坑应急

因地制宜地采取有效措施清除土壤油浸润体中的残油，减轻土壤污染。

①坑撇油：在漏油点附近挖坑进行撇油。

②挖沟截油：根据原油以漏油点为点源向下游迁移扩散为主的特点，在漏油点下游的10m~30m处，根据漏油量的大小挖2~3m深的两条水平截油沟，一撇二排，以加速土壤油浸润体中残油的外泄，减小事故影响范围。

6.3.5.2 过程控制措施

巡检车辆严格按照油田巡检路线行驶，不得因乱碾乱压破坏土壤结构。严格执行地下水章节分区防控措施要求。防渗措施的设计，使用年限不应低于本工程主体工程的设计使用年限。根据本工程特点，从垂直入渗途径，采取过程阻断、污染物削减和分区防控措施保护土壤环境。

6.3.5.3 跟踪监测

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）土壤三级评价的跟踪监测要求，制定跟踪监测计划，发生事故泄漏时对井场泄漏点可能影响区域跟踪监测，在占地范围内设1个表层样、1个柱状样、占地范围外设1个表层样，每5年监测1次。

综上所述，正常情况下，本工程的各项工程不会污染土壤环境，非正常情况下，采取有效措施后可减轻对土壤环境的影响。在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免工程实施对土壤环境产生污染影响。

6.3.6 固体废物污染防治措施

(1) 危险废物污染防治措施

本工程运营期产生的油泥（砂）、落地油、清管废渣和废防渗材料等危废委托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处理。危险废物由专用运输车辆进行运输、转移，并严格按照《危险废物转移管理办法》，通过国家危险废物信息管理系统（以下简称信息系统）填写、运行危险废物电子转移联单，并依照国家有关规定公开危险废物转移相关污染防治信息。危险废物临时贮存场所要严格按照《危险废物贮存污染控制标准》中的有关规范进行设计和管理。井下作业时带罐作业，落地油100%回收。

具体管理要求如下：

1) 加强监督力度，最大限度控制落地油产生。井下作业时应带罐操作，且在作业井场地面铺设防渗膜，使落地油回收率达到100%。

2) 危险废物的管理主要要求如下：

①含油污泥等危险固废，储存、处置要严格执行国家和地方生态环境主管部门的环保规定。

②主要管理职责

——含油污泥产生单位为含油污泥管理责任主体，负责日常管理工作；

——含油污泥产生单位应建立交接制度，填写交接单，标明含油污泥产生原因、回收数量和地点，负责与含油污泥处置单位签订合同，明确双方安全环保权利、义务和责任。

③监督管理

——危险废物产生和处置单位应建立健全含油污泥管理制度，制定管理计划，健全资料台账。

——含油污泥满足《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》（DB65/T 3998-2017），明确泥土去向，满足生态环境主管部门要求，不准随意抛弃、堆放。

——含油污泥产生和处置单位制定相关应急预案,报当地生态环境主管部门和公司安全环保处备案。

——含油污泥等危险废物在收集、贮存、运送、处置过程中,产生单位于每月底将转移数量报送当地县级以上政府生态环境主管部门及公司安全环保处备案。

——公司安全环保处会同相关部门不定期检查含油污泥收集、贮存、运送、处置过程,结果纳入HSE管理考核内容。

——禁止将危险废物混入非危险废物进行贮存和处置;非危险废物被危险废物污染的,均按照危险废物进行管理和处置;固废经固液分离后产生的废水应严格执行废水的相关标准进行处理和管理。

④贮存、运输、处置主要管理规定

——危险废物贮存设施必须满足具备防渗、防外溢、防泄漏等基本要求,按照《环境保护图形标志—固体废物贮存(处置)场》《危险废物识别标志设置技术规范》设置明显标志。

——固体废物(危险废物)贮存场所必须按照《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)中的相关要求分区和防渗。

——危险废物处置单位采用专用车辆到指定地点收集运输危险废物,运输过程中不准设置中转储存点,严禁偷排、洒落、泄漏和随意倾倒等。

——产生单位向处置单位转移危险废物时,交接数量必须与生态环境管理部门批准的转移量相符。

(2) 危险废物处置措施可行性分析

1) 危险废物贮存及运输

本工程产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告2021年第74号)中相关要求,运输危险废物,应当采取防止污染环境的措施,并遵守国家有关危险货物运输管理的规定。

本工程产生的危险废物运输过程由库车畅源生态环保科技有限责任公司委托有资质单位进行运输，运输过程中全部采用密闭容器收集储存，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上，危险废物运输过程符合《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ2025-2012）中的相关要求。

2) 危险废物委托处置环境影响分析

本工程产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年 第 74 号）中相关要求，落实危险废物经营许可证制度，禁止将危险废物提供或委托给无危险废物经营许可证的单位或者其他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。

本工程含油废物全部委托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处置，库车畅源生态环保科技有限责任公司处理资质及处置类别涵盖了本工程 HW08 危险废物，处置能力能够满足项目要求，目前库车畅源生态环保科技有限责任公司已建设完成并投入运行，设计处置含油污泥 15 万 t/a，目前尚有较大处理余量。因此，本工程危险废物全部委托库车畅源生态环保科技有限责任公司接收处置可行。

(3) 废酸化压裂液处置措施及可行性分析

本工程井下作业废液采用专用回收罐进行回收，拉运至轮南钻试修废弃物环保处理站进行处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准中指标后回注油层。

轮南钻试修废弃物环保处理站设计废液处置能力处理能力为 500m³/d（18.25 万 m³/a），本工程运营期井下作业工程产生的废酸化压裂液最大 82.3m³/a，可依托其处理。

(4) 生活垃圾处置措施及可行性分析

生活垃圾集中收集后运至迪那作业区固废场进行填埋处理。本工程生活垃圾产生量约为 3.26t，目前迪那作业区固废场生活垃圾池均未填满，尚有较大余量，本工程依托可行。

6.3.7 地下水环境保护措施与对策

地下水环境保护措施与对策应符合《中华人民共和国水污染防治法》和《中华人民共和国环境影响评价法》及地下水导则的相关规定，按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全方位进行控制。

基于前文的地下水环境影响分析，拟建项目在正常工况下，对当地地下水环境影响小；在非正常工况下，对当地地下水环境构成潜在威胁，可能会对地下水水质产生不良影响。因此，为确保当地地下水环境安全，需采取一些保护管理措施。

为有效保护拟建项目区的地下水环境，除了按项目可研报告中设计的方案处理各类废水，还需要建设地下水跟踪监测方案和定期信息公开。下面结合拟建项目特点和当地自然环境特征，提出地下水环境保护管理的原则和措施。

6.3.7.1 源头控制措施

选择先进、成熟、可靠的工艺技术，对产生的废物进行合理的回用和治理，尽可能从源头上减少污染物排放；严格按照国家相关规范要求，对井场、管道的装置等采取相应措施，以防止和降低污染物的跑、冒、滴、漏，降低风险事故，尽量减少地下水污染。

①新建井场设置现场检测仪表，并由 RTU 箱中的控制系统实现井场内的生产运行管理和控制，并与所属的联合站 SCADA 管理系统通信，上传井、站场的重要生产运行数据，接收上位系统的控制指令，设置现场监控系统，随时通过监控系统观察井场内生产情况。

②管线、装置安装前，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。在投入使用前采取试压和探伤检测管道的密闭性。

③对管道、阀门、油罐、分离器等各装置进行严格检查，按规定定期进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，有质量问题的及时更换，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；管道、阀门都应采用优质耐腐蚀材料制成的产品。

④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。通过加强管线内的压力、流量传感器检修维护，一旦管道发生泄漏事故，当检测到压力降速率超过限值时，保障发生管线阀门连接处泄漏及时切断阀门，减少泄漏量，启动应急预案。

⑤加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。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严格按照塔里木油田分公司及相关管理要求做好固井等工作，按要求做好套管的维护工作，同时加强采油过程中对井身结构的定期检查，确保套管固井质量合格。定期对开发井固井质量进行检查，定期对开发井套管腐蚀情况进行检测，若发现套管有腐蚀、固井质量不合格等情况，先查明原因，并及时采取一系列的修整措施，保证固井质量合格，防止发生油水窜层等事故。修井作业时，要严格加强防污染措施，修井废水、污油等进入废液罐，严禁流入井场。

⑦《参照废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）对完成采油的废弃井封堵，保证对废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，污染地下水资源。

6.3.7.2 分区防渗措施

对井场可能泄漏污染物的污染区地面进行防渗处理，并及时将泄漏/渗漏的污染物收集起来进行处理，可有效防治洒落地面的污染物渗入地下。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），分区防控措施应满足以下要求：

①已颁布污染控制国家标准或防渗技术规范的行业，水平防渗技术要求按照相应标准或规范执行，如 GB 16889、GB18597、GB 18598、GB18599、GB/T50934 等。

②未颁布相关标准的行业，根据预测结果和场地包气带特征及其防污性能，提出防渗技术要求或根据建设项目场地天然包气带防污性能、污染控制难易程度和污染物特性，提出防渗技术要求。

为防止对地下水造成污染，本次根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）“11.2.2 分区防控措施”相关要求，对井场进行分区防渗，采取相应的防渗措施。本项目分区防渗方案见表 6.3-1、图 6.3-1。

表 6.3-1 分区防渗要求一览表

时段/位置	防渗分区		防渗要求
营运期/井场	一般防渗区	井口区、储罐区、分离器装置区、装车撬区	等效黏土防渗层 $M_b \geq 1.5m$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ；或参照 GB16889 执行
	简单防渗区	值班室、放散区、电磁加热器、电控信一体化撬	一般地面硬化

上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向采油气管理区安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开。如发现异常或发生事故，加密监测频次，改为每周监测一次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

另外，项目区设置现场检测仪表，并由 RTU 箱中的控制系统实现井场内的生产运行管理和控制，上传井场的重要生产运行数据，接收上位系统的控制指令，设置现场监控系统，随时通过监控系统观察井场内生产情况。

为保证地下水监测工作巧效有序运行，须明确职责、制定相关规定进行管理；具体管理措施和技术措施如下：

①管理措施

1) 预防地下水污染的管理工作是生态环境管理部门的职责之一，油田公司环境保护管理部门应指派专人负责预防地下水污染的管理工作；

2) 建设单位应委托具有监测资质的单位按时、按质、按量完成地下水监测工作，并按要求分析整理原始资料、编写监测报告；

3) 建立与工程区环境管理系统相联系的地下水监测信息管理系统；

4) 按突发事件的性质、类型、影响范围、后果严重性分等级制订相应的应急预案，在制定预案时要根据环境污染事故潜在威胁的情况，认真细致地考虑各项影响因素，并组织有关部门、人员进行适时演练、不断补充完善预案内容。

②技术措施

1) 定期对法兰、阀门、管道等进行检查。

2) 在日常例行监测中，一旦发现地下水水质监测数据异常，应尽快核查数据，确保数据的正确性，并将核查过的监测数据通告相关部门，由专人负责对数据进行分析、核实，并密切关注生产设施的运行情况。具体内容如下：了解全井场、站场生产是否出现异常情况，出现异常情况的装置、原因；加

大监测密度，如监测频率临时加密为每天一次或更多，连续多天，分析变化动向。

6.3.7.4 地下水污染应急预案及处理

(1) 应急预案内容

在制定试采点安全管理体制的基础上，制订地下水污染事故应急措施，并应与其它类型事故的应急预案相协调，并纳入到采油气管理区应急预案中。地下水应急预案的具体内容如下：

- ①应急预案的日常协调和指挥机构；
- ②各部门在应急预案中的职责和分工；
- ③确定地下水环境保护目标和对目标采取的紧急处置措施，评估潜在污染可能性；
- ④特大事故应急救援组织状况、人员和装备情况，平常的训练和演习。

(2) 污染事故处理

在发现异常或者事故状态下，建议采取如下污染治理措施。

- ①如发现异常或发生事故，加密监测频次，改为每周监测一次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。
- ②一旦发生地下水污染事故，应立即启动应急预案。
- ③查明并切断污染源。
- ④探明地下水污染深度、范围和污染程度。
- ⑤依据探明的地下水污染情况，合理布置浅井，并进行试抽工作。
- ⑥依据抽水设计方案进行施工，抽取被污染的地下水体，并依据各井孔出水情况进行调整。可采用阻断污染物向周边环境迁移扩散的技术，如泥浆墙、灌浆墙、土工膜阻断、板桩、原位土壤搅拌阻断、可渗透反应墙等，通过在污染源周围构筑低渗透屏障，来隔离污染物，同时操控地下水的流场。

⑦将抽取的地下水进行集中收集处理，并送实验室进行化验分析。

⑧当地下水中的特征污染物浓度满足地下水功能区划的标准后，逐步停止抽水，并进行土壤修复治理工作。

⑨对事故后果进行评估，并制定防止类似事件发生的措施。

综上，本项目采取的地下水污染防治措施可行。

6.4 退役期环境保护措施

退役期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。

6.4.1 退役期生态环境保护措施

随着井场开采时间的延长，其储量将逐年降低，最终服务期满退役。当开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，井场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。

(1) 严格按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》相关要求，拆除地面设施、清理井场等，拆除的报废设备和建筑废料等由建设单位进行回收处置。

(2) 对废弃井封堵内井眼，拆除井口装置，截去地下1m内管头，清理场地，清除填埋各种固体废物，恢复原有地貌。

(3) 保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止其发生油水层窜层，产生二次污染。

(4) 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。

(5) 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。在服务期满施工过程中，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。

(6) 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，本工程服务期满后退役工程中生态环境保护措施可行。

6.4.2 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。

6.4.3 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。

6.4.4 退役期水环境保护措施

对废弃井应封堵，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。

6.4.5 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绿轮南钻试修废弃物环保处理站妥善处置或环保部门指定建筑垃圾填埋场填埋处理，不得遗留在场地内影响土壤环境质量。

(2) 《参照废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）对完成采油的废弃井封堵，拆除井口装置，最后清理场地，清除各种固体废弃物，自然植被区域自然恢复。

(3) 运输过程中运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

6.4.6 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，本工程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。

根据《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T317-2018）中生态恢复要求，本工程生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

①贯彻“边开采，边治理，边恢复”的原则，及时治理恢复生态环境。

②遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备。

③土地利用需符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模。

（2）井场生态恢复治理

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戈壁土+砾石覆盖，以减少风蚀量。

（3）植被恢复措施及恢复要求

工程施工结束后，按照林草部门要求进行恢复，井场恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率，植被类型应与原有类型相似，并与周边自然景观协调，不得使用外来有害物种进行井场、站场植被恢复。

7 环境影响经济损益分析

一个项目的开发建设，除对国民经济的发展起着促进作用外，同时也在一定程度上影响着项目区环境的变化。社会影响、经济影响、环境影响是一个系统的三要素，最终以提高人类的生活质量为目的。它们之间既互相促进，又互相制约，必须通过全面规划、综合平衡、正确地把全局利益和局部利益、长远利益和近期利益结合起来，对环境保护和经济发展进行协调，实现社会效益、经济效益、环境效益的三统一。

7.1 环保投资估算

工程总投资 3104.78 万元，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 118 万元，环境保护投资占总投资的 3.8%。估算见表 7.1-1。

表 7.1-1 主要环保投资估算

阶段	类别	项目	环保措施	投资 (万元)
施 工 期	生态	生态修复	对占地造成的生态破坏进行经济补偿，完工后及时进行迹地清理并平整恢复	5
		防沙治沙	对区域进行人工抚育植被	5
		水土保持	水土保持措施	纳入水土保持方案投资
	废气	井场、管线等施工产生的施工扬尘治理	运输车辆应加盖篷布，临时土方覆盖，防尘布（或网）等	10
		测试放喷废气	放喷池，采用“防渗膜+混凝土”防渗结构	
	废水	钻井废水	膨润土泥浆、钻井岩屑与钻井废水一同处理	10
		生活污水	井场设环保厕所，定期消毒、清掏，生活污水暂存于生活污水池，定期拉运至迪那2天然气处理厂作业区公寓生活污水一体化处理装置妥善处理	
	固体废物	钻井泥浆	膨润土泥浆、钻井岩屑与钻井废水一同处理，其中膨润土聚合物泥浆废弃物存放于岩屑池，用于井场铺垫；油基泥浆废弃物采用泥浆不落地系统收集后在井场进行固液分	10
		钻井岩屑		

			离，分离后的液相回用于钻井液配制，固相运至轮南钻试修废弃物环保处理站处理进行无害化处理	
		酸化压裂返排液	罐车拉运至轮南钻试修废弃物环保处理站污水处理系统统一处理	
		废机油	暂存危废间，委托有资质单位进行处理	
		生活垃圾	集中收集后定期运至迪那作业区固废场填埋处理	
	地下水	钻井区、危废间钻井液材料区、柴油罐区、柴油发电机组放喷池、应急池岩屑池泥浆罐区、泥浆泵、防渗	钻井区、危废间钻井液材料区、柴油罐区、柴油发电机组	10
			放喷池、应急池	
			岩屑池	
			泥浆罐区、泥浆泵	
运营期	废水	井下作业废水、生活污水	井下作业废水清运、处置；生活污水集中收集后定期运至迪那作业区公寓生活污水处理装置处理	6
	地下水环境保护	井场防渗	井场进行分区防渗	10
	噪声	井场噪声	基础减振等措施	6
	固体废物	落地原油、清管废渣等	委托处置	10
退役期	固体废物	建筑垃圾	建筑垃圾清运、填埋处置	4
	生态	生态恢复	植被进行恢复	6
	环境风险	环境风险	可燃气体报警器	6
	环境管理	环境监理	严格监督各项环保措施落实情况，确保各项污染防治措施有效实施	10
	环境监测	环境监测	按计划对大气、地下水、土壤进行监测	10
合计				118

7.2 环境效益

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。

7.2.1 环保措施的环境效益

(1) 废气

本工程井口密封，采用密闭装车工艺，有效减少烃类气体的挥发量，减少对大气的污染。

(2) 废水

本工程运营期废水包括采出水和井下作业废水，进入轮南钻试修废弃物环保站污水处理系统处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注地层。

(3) 固体废弃物

本工程运营期固体废物主要为油泥（砂）、清管废渣和废防渗材料等危废，委托有危废处置资质的单位处置。

(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。针对井场、道路周边采取防沙治沙措施，对区域进行人工抚育植被，防止土地沙漠化。

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。拟建工程选用先进、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。

7.2.2 环境损失分析

本工程在建设过程中，由于地面设施建设需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。环境损失包括直接损失和间接损失，直接损失指由于项目建设对土壤、地表植被及其生境破坏所造成的环境经济损失，即土地资源破坏的经济损失。间接损失指由土地资源损失而引起的生态问题，如是水土流失、土地沙漠化等造成的环境经济损失。

本工程将扰动、影响荒漠生态景观，虽然该区域生态有效利用率低，但有着重要的生态学意义，对防风固沙有着重要的作用。结合本工程区域植被分布情况，其植被生态经济损失还将小于该预计值。

7.2.3 环保措施的经济效益

本工程通过采用多种环保措施，具有重要的环境效益，但整体对经济效益影响较小。

7.3 社会效益分析

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。

7.4 经济效益

工程总投资 1104.78 万元，经过建设项目可行性研究报告分析，其在上经济可行。

7.5 小结

本工程经分析具有良好的环境效益、经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于地面设施建设等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在气田开发过程中，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 118 万元，环境保护投资占总投资的 3.8%。实施相应的环保措施后，可以起到保护环境的效果。

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

本工程的 HSE（健康、安全和环境管理体系的简称）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，并协调地面工程的分工协作工作，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

塔里木油田分公司建立了三级环境保护管理机构，形成了较为完善的环境管理网络。油田分公司 HSE 管理委员会及其办公室为一级管理职能机构，各单位 HSE 管理委员会及其办公室为二级管理职能机构，基层单位 HSE 管理小组及办公室为三级管理机构。

本工程隶属迪那采油气管理区管理，迪那采油气管理区按照油田公司的统一规定，在油气开发部设有 HSE 管理委员会，并设有安全环保主管领导和安全环保科及环保专职人员。下属各基层单位的行政正职分别是基层单位环境保护第一负责人，负责建立其 HSE 管理委员会及办公室，领导环境保护管理工作。截至评价期，迪那油气田已建立了由油气田主要负责人负责、HSE 管理领导小组监督、HSE 专、兼职人员全面负责的环境管理体系。

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，审查该项目的环

境影响评价报告书，指导阿克苏地区生态环境局、阿克苏地区生态环境局库车市分局对该项目在建设期与运营期的日常环境管理工作。

阿克苏地区生态环境局、阿克苏地区生态环境局库车市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，监督辖区内气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

本工程开发在对施工承包方管理上应按照 HSE（健康、安全、环保）管理程序进行管理，具体见图 8.2-1。

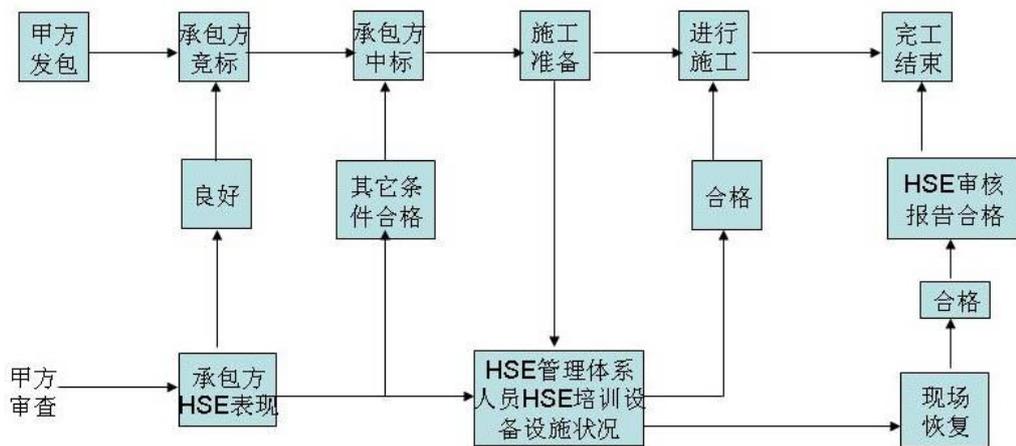


图 8.2-1 分承包方 HSE 管理程序方框图

(1) 分承包方的选择

开发建设期对环境的破坏程度与施工承包方的素质和管理水平有很大关系。在承包方的选择上，除实力、人员素质和装备技术等方面外，还要考虑施工承包方的 HSE 表现，应优先那些 HSE 管理水平高、业绩好的单位。

(2) 对分承包方的环保要求

在承包合同中应明确规定有关环境保护条款，如对承包工程的主要环境保护目标，应采取的水、气、声、生态保护措施等，将环保工作的执行情况

作为工程验收的标准之一。承包方应按照公司 HSE 体系要求,建立相应的 HSE 管理机构。

承包方在施工之前,应按照其承包工程的环保要求,编制详细的“环境管理方案”,并连同施工计划一起呈报公司的 HSE 管理部门以及相关的地方生态环境管理部门,批准后方可开工。

(3) 对施工人员进行 HSE 培训

在施工作业之前必须对全体施工人员进行 HSE 培训。

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

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

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

8.2.2 地面工程建设环境管理

在合理选择施工队伍的基础上,加强对井场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，建议本工程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，确保本工程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具有一定的气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

井场环境监理的范围即为工程扰动的范围：井场 66.5m×65m。

(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。

环境监理工作计划及重点见表 8.2-1。

表 8.2-1 现场环境监理工作计划

序号	场地	监督内容	监理要求
1	井场	①井位布设是否满足环评要求； ②井场的环保设施，施工是否严格按设计方案执行，施工质量是否能达到要求； ③施工作业是否超越了限定范围； 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	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	阿克苏地区生态环境局、阿克苏地区生态环境局库车市分局
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	建设单位	阿克苏地区生态环境局、阿克苏地区生态环境局库车市分局

序号	监督管理项目	监督检查具体内容	实施单位	监督单位
		④检查噪声排放源治理措施的消声、隔声效果，防止超标排放		
3	环境监测管理	①组织废气污染源无组织排放厂界监测，防止废气影响 ②组织地下水环境监测，防止水环境污染 ③组织厂界环境噪声监测，防止厂界超标	建设单位	阿克苏地区生态环境局、阿克苏地区生态环境局库车市分局
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	阿克苏地区生态环境局、阿克苏地区生态环境局库车市分局

(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，采出水进入迪那2天然气处理厂污水处理系统，处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的有关标准后回注油层。

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，在管理上要强制制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故预案。

——强化专业人员培训和建立安全信息数据库

有计划、分期分批对环保人员进行培训，聘请专家讲课，收看国内外事故录像和资料，吸收这些事件中预防措施和救援方案的制定经验，学习借鉴此类事故发生后的救助方案。平时要经常进行人员训练和实践演习，锻炼指挥队伍，以提高他们对事故的防范和处理能力。建立安全信息数据库或信息软件，使安全工程技术人员及时查询所需的安全信息数据，用于日常管理和事故处置工作。

——加强风险管理

由于本工程在运行过程中，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）等的监测，对环境污染隐患做到及早发现、及时处理，制定事故状态下环境风险应急预案和应急处理措施，强化环境风险防范和应急处理能力，严防污染事故发生，不定期开展环境突发事件应急演练。

8.3.2 运营期环境监测计划

本工程运营期环境监测应根据项目开发运行实际情况确定监测项目、频率，并委托具有计量认证资质和环境监测资质的监测单位监测。环境监测计划见表 8.3-2。检查单井井场周围生态恢复及水土保持措施落实情况。

表 8.3-2 运营期环境监测计划

编号	环境要素	地点	监测项目	监测频次
1	废气	井场无组织废气	非甲烷总烃	每年一次
2	生产废水	轮南钻试修废弃物环保站的污水处理系统（依托）	pH、石油类、硫化物	每季度一次
3	噪声	井场四周厂界外 1m	厂界噪声监测	每季度一次
4	地下水	利用现有监测井	石油类	每年 1 次
5	土壤	井场占地范围内、占地范围外，分别设 1 个表层样	石油烃	每 5 年 1 次
6	生态	井场周围等	植物物种数、数量和覆盖度等、土壤侵蚀类型、侵蚀量。	每年一次
		水土流失量变化情况	井场内（风蚀监测小区）	每年的年初、年中、年末各一次

8.3.3 污染物排放清单

本工程运营期污染物产生及排放情况详见表 8.3-3。

本工程符合环境准入要求。建设单位应根据《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）要求，在发生实际排污行为之前，按照国家环境保护相关法律法规以及排污许可证申请与核发技术规范要求申请排污许可证，不得无证排污或不按证排污。

表 8.3-3 运营期污染物排放汇总

类别	污染源	主要污染物	产生量 (t/a)	排放量 (t/a)	排放去向
废气	单井站设备与连接件	VOCs	0.132	0.132	大气无组织挥发
	原油储罐	VOCs	0.77	0.77	

废水	采出水		/	5585	0	依托迪那2天然气处理厂污水处理系统处理达标后全部回注油层，不外排
	生活污水		/	140	0	排入值班区内生活污水撬，定期拉运至迪那作业区生活污水处理装置处理
	井下作业废水		井下作业废水	12.645	0	拉运至轮南区块钻试修废弃物环保处理站处理后回注油层，不外排
固体废物	油气开采产生的油泥和油脚	落地油	危险废物	0.1	0	委托库车畅源生态环保科技有限责任公司等具有危废处置资质的公司进行处置。
	井下作业场地清理	废防渗材料	危险废物	0.25	0	委托库车畅源生态环保科技有限责任公司等具有危废处置资质的公司进行处置。
	井下作业和采气过程中机械设备维修	废机油	危险废物	0.05	0	委托库车畅源生态环保科技有限责任公司等具有危废处置资质的公司进行处置。
	居住区	生活垃圾	生活垃圾	1.46	0	委托迪那作业区固废场处置
	井场作业	废酸化压裂液	固体废物	82.3m ³ /a	0	轮南区块钻试修废弃物环保处理站处置
噪声	采油气、拉油、井下作业	机械噪声	-	65~110 dB (A)	厂界达标	选用低噪声设备，采取减振、隔声、消声等降噪措施

8.3.4 “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生态环境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 8.3-4。

表 8.3-4 环保设施“三同时”验收一览表

项目	污染源	污染物	处理措施	验收标准
施工期				
废气	施工场地	施工扬尘	洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中的新污染源无组织排放监

				控浓度限值
	施工机械和运输车辆尾气	CO、NO _x	加强维修保养等	无组织排放
废水	居住区	生活污水	生活污水定期拉运至迪那作业区生活污水处理装置处理	依托处理
噪声	施工机械 运输车辆	机械噪声 交通噪声	选用低噪施工设备，合理控制施工作业时间	《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)中噪声排放限值
固废	施工场地	施工土方	弃方用于周边场地平整	妥善处置
		施工废料	施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至迪那作业区固废场	
		生活垃圾	集中收集后，拉运至迪那作业区固废场处置	
生态环境	生态恢复		弃方综合利用	恢复原有地貌
	水土保持		合理堆放开挖土方，防尘网遮盖措施，洒水降尘等	落实水土保持措施
	防沙治沙		施工作业过程中尽可能避让植被较多的区域；严格控制作业带宽度，限制施工活动范围	落实防沙治沙措施
运营期				
废气	井场阀门及法兰等组件无组织逸散	非甲烷总烃	采用密闭装车工艺，加强密闭管道、阀门的检修和维护	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中企业边界污染物排放要求；《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019)中厂内非甲烷总烃无组织排放限值
废水	采出水	石油类、SS	依托迪那2天然气处理厂水处理设施处理，处理达标后回注	不外排
	井下作业废水	石油类、SS	运至轮南钻试修废弃物环保处理站处理达标后回注	
噪声	各类机泵	噪声	选择低噪声设备，基础减振等	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类区标准
固废	清管废渣、落地油、废防渗材料		收集后交由有危险废物处置资质的单位处理	妥善处置

环境 风险	设置可燃气体检测报警仪、消防器材、警戒标语标牌，设施数量按照消防、安全等相关要求设置		按照设计及规范要求设置	
	按照环境风险完善应急预案		按照相关要求完善应急预案	
防渗	一般 防渗区	井口、 场站 装置区	等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5m$, $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$	达到防渗要求
	简单 防渗区	其他 区域	地面水泥硬化	
退役期				
废气	井场	扬尘	洒水抑尘	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)的新污染源无组织排放监控浓度限值
噪声	运输车辆	交通噪声	合理安排作业时间和运输路线	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类区标准
固废	井场	废弃管线, 废弃建筑垃圾	拉运至轮南钻试修环保站处置	妥善处置
生态	生态恢复		地面设施拆除、占地恢复原有自然状况	恢复原貌

9.结论与建议

9.1 评价结论

9.1.1 项目概况

本工程地处塔里木盆地北源，天山山脉南麓，行政隶属新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市管辖，西南距库车市城 27km。工程中心地理坐标 E83°06′56″，N41°55′58″。

本工程部署 2 口井，其中新钻井 1 口（东秋 222），井深 6420m，完钻层为白垩系亚格列木组，六开井身结构；新建单井站一座（东秋 7 井）以及配套的自控仪表、通信、电气、消防、结构、防腐、供热等辅助设施。项目建成后新增年产能气 $1.16 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 、原油 $0.61 \times 10^4 \text{t}/\text{a}$ 。

本工程总投资为 3104.78 万元，其中环保投资 118 万元，占总投资 3.8%。

9.1.2 产业政策及规划符合性

（1）产业政策符合分析

本工程属于天然气开采项目，根据《产业结构调整指导目录（2019 年本）》（2021 年修改），“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，本工程的建设符合国家产业政策。

（2）政策、法规符合性分析

本工程属于中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司天然气开采项目，选址选线不涉及依法划定的国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境、自然公园、生态保护红线等生态保护区。运营期工艺流程全密闭，废水、固废处置措施得当。符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》《石油天然气开采业污染防治技术政策》《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）等相关政策、法律法规相关要求。

(3) 规划符合性分析

本工程属于中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司气田开发项目，有助于推进迪那气田的油气开发，加大塔里木盆地油气开发力度。符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》《塔里木油田“十四五”发展规划》和《新疆生态环境保护十四五规划》等相关要求。

(4) “三线一单”符合性判定

本工程位于阿克苏地区库车市，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。

根据《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》（新政发〔2021〕18号）、《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案方案》（阿行署发〔2021〕81号），本工程位于库车市一般管控单元01（环境管控单元编码为ZH65290230001）。项目区环境质量可以达到功能区要求，可以满足阿克苏地区生态环境准入清单一般管控单元的空间布局约束、污染物排放管控、环境风险防控和资源利用效率的要求，符合“三线一单”要求。

9.1.3 环境质量现状

(1) 生态环境质量现状

本工程地处天山南坡中段前山盆地，评价区域内不涉及自然保护区、风景名胜、水源保护区等特殊敏感区和重要敏感区。根据《新疆生态功能区划》，评价区属于天山山地温性草原、森林生态区，天山南坡草原牧业、绿洲农业生态亚区，天山南坡中段前山盆地油气、煤炭资源开发及水土流失敏感生态功能区。项目区气候极端干旱，土壤发育较差，类型较为简单，土壤类型为石质土；植被为典型的荒漠植被，主要为盐柴类半灌木组，野生动物极少。

(2) 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《2022年逐月及全年阿克苏地区环境空气质量报告》中阿克苏区域环境空气中六项基本污染物SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO、O₃监测结果：2022年项目所在地阿克苏地区SO₂、NO₂年平均浓度及CO、O₃日平均浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准要求；PM₁₀、PM_{2.5}年浓度超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值要求，项目区为不达标区，超标主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。

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》（GB16297-1996）详解中参考限值，H₂S1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。

（3）水环境质量现状

本工程周边无天然地表水体，仅分布少量季节性冲沟。项目区地下水环境质量现状监测结果表明：区域地下水中石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准要求。潜水监测点中除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物外，其余监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准要求。超标与其地质条件和地下水的赋存条件有关，并非受人类活动所致。

（4）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，声环境质量现状满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类标准要求。

（5）土壤环境质量现状

土壤环境质量监测结果表明，本工程占地范围内各监测点位的所有监测因子的污染指数均小于1，满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准》（试行）第二类用地筛选值标准及《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）相关标准。

9.1.4 污染物排放情况

本工程运营期污染物产生及排放情况详见表 9.1-1。

表 9.1-1 污染物产排情况一览表

类别	污染源		主要污染物	产生量 (t/a)	排放量 (t/a)	排放去向
废气	单井站设备与连接件		VOCs	0.132	0.132	大气无组织挥发
	原油储罐		VOCs	0.77	0.77	
废水	采出水		/	5585	0	依托迪那 2 天然气处理厂污水处理系统处理达标后全部回注油层，不外排
	生活污水		/	140	0	排入值班区内生活污水撬，定期拉运至迪那作业区公寓污水处理装置处理
	井下作业废水		井下作业废水	12.645	0	拉运至轮南区块钻试修废弃物环保处理站处理后回注油层，不外排
固体废物	油气开采产生的油泥和油脚	落地油	危险废物	0.1	0	委托库车畅源环保科技有限公司等具有危废处置资质的公司进行处置。
	井下作业场地清理	废防渗材料	危险废物	0.25	0	委托库车畅源环保科技有限公司等具有危废处置资质的公司进行处置。
	井下作业和采气过程中机械设备维修	废机油	危险废物	0.05	0	委托库车畅源环保科技有限公司等具有危废处置资质的公司进行处置。
	居住区	生活垃圾	生活垃圾	1.46	0	委托迪那作业区固废场处置
	井场作业	废酸化压裂液	固体废物	82.3m ³ /a	0	轮南区块钻试修废弃物环保处理站处置
噪声	采油气、拉油、井下作业	机械噪声	-	65~110 dB (A)	厂界达标	选用低噪声设备，采取减振、隔声、消声等降噪措施

9.1.5 环境影响预测与分析

(1) 生态环境影响分析

本工程建设区域不涉及自然保护区、风景名胜区、基本农田等生态环境敏感目标。项目位于库车市境内，属于塔里木河流域水土流失重点治理区，建设单位在项目建设和运行过程中要严格按照设计、环评以及水保要求做好水土流失和防沙治沙防治措施。

项目对生态环境的影响主要来自施工期占地的影响，本工程总占地面积为2.266hm²，其中永久占地面积为0.806hm²，临时占地1.46hm²，占地类型为裸土地。

由于本区域的野生动物种类少，少有大型野生动物在本区域出现，工程对野生动物的影响较小。

因此总体上看本工程建设对生态环境影响较小。

(2) 大气环境影响分析

根据工程分析，本工程施工期废气主要包括井场、管线作业带等施工场地平整清理、管沟开挖、回填、建材运输、露天堆放、装卸等过程产生的扬尘，施工机械及运输车辆产生的燃油废气等。施工期污染属于阶段性局部污染，随着工程结束，其影响也相应消失。

运营期工程对大气环境的影响主要来自井场油气集输过程中排放的无组织烃类。由源强计算可知，井场油气开采过程中无组织非甲烷总烃排放量为1.054t/a。

根据大气预测结果可知，本工程井场无组织排放的非甲烷总烃的贡献浓度较低，占标率较小，非甲烷总烃浓度可达到《大气污染物综合排放标准详解》中非甲烷总烃空气质量浓度限值（2mg/m³）要求。项目正常情况下无组织排放的大气污染物对评价区域大气环境质量不会产生明显影响。

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。

（3）声环境影响分析

本工程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。施工期由于运输、平整场地、钻井机械、建筑物修建等要使用各种车辆和机械，施工期噪声源均为暂时性的，只在短时期对局部环境和施工人员造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。施工期噪声对周围环境造成的影响属可接受范围。

生产运营期即气田的生产过程的噪声主要以井场的各类机泵等噪声为主，对环境的影响周期较长，贯穿于整个生产期。本气田开发建设区域声环境质量现状较好，气田开发建设中的噪声对环境有一定影响，但属于可接受范围。

（4）水环境影响分析

本工程施工期废水主要为钻井废水、生活污水和管道安装完后清管试压排放的少量废水。施工期施工营地依托钻井期营地，生活污水排入生活污水撬，定期拉运至迪那作业区公寓生活污水处理装置处理，试压废水用作场地降尘用水，钻井废水循环使用不外排。。

运营期的采出水依托迪那2天然气处理厂污水处理系统处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准中指标后，回注油层，不外排。井下作业废水专用废液收集罐收集后拉运至轮南钻试修废弃物环保站处理达标后回注油层。

为防止污水回注过程中污染表层地下水，要确保回注井套管无破损，固井质量合格，在污水回注的过程中，要加强对注水压力的监控，发现井口压力突然下降应立即停止回注，检查回注井壁套管是否破损。

在非正常情况下，废水污染源主要为油水窜层，采气树管线连接处和储罐、阀门、集输管线的采出液的泄漏等，污染物的泄漏将会对泄漏点附近的地下水环境产生一定影响。但由于项目区地下水循环条件差，其影响范围不大，对地下水环境产生的影响也非常有限。本工程需采取地下水污染防治措

施按照“源头控制、分区防渗、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，并定期开展地下水跟踪监测，在严格按照地下水污染防治措施后，本工程对区域地下水环境影响可接受。

（5）固体废物影响分析

本工程在施工期产生的固体废物主要包括钻井固废、施工废料、施工人员产生的生活垃圾等。

钻井井场配套设置钻井废弃物不落地系统，钻井岩屑随泥浆一同进入不落地系统进行分离，液相部分循环使用，膨润土体系固废存放于暂存池内，干化达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中标准后用于铺垫其他井场和道路，油基体系固废集中收集后，及时拉运至库车畅源 YM35-2C2 环保站处理。酸化压裂废水采用专用废液收集罐收集后及时拉运至轮南钻试修废弃物环保处理站处理。含油废物集中收集后暂存于钻井井场危废暂存间，钻井结束后交由有资质的单位进行处置。施工土方用于周边场地平整。施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至迪那作业区固废场处置。生活垃圾集中收集后，拉运至迪那作业区固废场处置。

运营期产生的含油污泥、清管废渣等危废桶装收集后委托具有相应危险废物处置资质的单位接收处置。危险废物由专用运输车辆进行运输、转移，并严格按照《危险废物转移管理办法》，对危险废物实行全过程管理。危废废物临时贮存场所要严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中的有关规范进行设计和管理。井下作业时带罐作业，落地油 100%回收。

井下作业废液采用专用回收罐进行回收，拉运至轮南钻试修废弃物环保站进行处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）标准中指标后回注油层。

固体废物在处置和运行管理中严格落实《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中的相关要求，则本工程在开发建设过程中所产生的各种固体废物均可以得到有效的处理，对环境所造成的影响可以接受。

（6）土壤影响分析

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

本工程正常生产过程中液体物料配置过程中均为全密闭管路连接，不会出现溢出和泄漏情况，实现可视可控，且在管线上做好标识，如若出现泄漏等事故情况，可及时发现，及时处理。

(7) 环境风险分析

本工程所涉及的危险物质包括原油、天然气（甲烷），存在于井场的气液分离器、闪蒸罐、原油储罐中。可能发生的风险事故包括原油储罐泄漏和工艺装置泄漏事故。油气或者原油发生泄漏时，会对大气、土壤、植被、地下水会产生一定的影响，发生事故后，在严格落实本工程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，及时采取措施、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。本项目所在区域地域空旷，无环境敏感点分布，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。综上所述，本工程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，可将本工程的环境风险控制可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。

9.1.6 环境保护措施

本工程的主要环境保护措施如下：

大气污染防治措施：本工程生产过程采用密闭流程，采用技术质量可靠的设备、阀门等；定期对井场的设备、阀门等进行定期的检查、检修，以防止跑、冒、滴、漏的发生。定期对生产设施和管线进行巡检，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。

噪声防治措施：合理布局噪声源，采用基础减振、隔声等措施，并加强日常维护，减轻设备对外环境和岗位工人的噪声污染。

废水防治措施：井下作业废水带罐作业，运至轮南钻试修废弃物环保站处理。采出水依托迪那2天然气处理厂污水处理系统处理达标后，回注地层。

地下水环境保护按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”原则采取措施。

固体废物防治措施：本工程运营期产生的油泥（砂）、废防渗膜、废机油和清管废渣桶装收集后具有相应危险废物处置资质的单位接收处置。

土壤污染防治措施：加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。严格执行地下水章节分区防控措施要求。制定跟踪监测计划，发生事故泄漏时对井口区范围内可能影响区域进行跟踪监测。

风险防治措施：本工程中主要风险是原油储罐泄漏和工艺装置泄漏，做好风险防范工作，防止对周围环境、工作人员人身安全造成的危害。本工程的环境风险防范措施及制定的预案切实可行、有效。在落实风险防范措施、应急预案后，其发生事故的概率较低，其环境危害也是较小的，环境风险水平是可接受的，项目建设可行。

9.1.7 公众意见采纳情况

本工程建设单位严格按照《环境影响评价公众参与办法》的规定，已进行了网上公示、报纸公示，公示期间没有收到反馈。

9.1.8 环境影响经济损益分析

本工程具有良好的环境效益、经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于井场设施建设等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在气田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算本工程环境保护投资约118万元，环境保护投资占总投资的3.8%。实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来经济效益。

9.1.9 环境管理与监测计划

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司环境管理机构设置健全，同时拥有完善的管理体系和管理手段。本工程制定了施工期环境监理计划、运营期环境监测计划和环保设施竣工验收管理要求，针对工程的不同阶段提出了具体的环境管理要求。

9.1.10 结论

本工程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，可使本工程对环境造成的不利影响降低到最低限度。

因此，报告书认为，本工程建设在环境保护方面可行。

9.2 要求及建议

(1) 认真落实废水、固体废物等处置措施，确保废水、固体废物得到妥善处置，以保护环境不受影响。在各井站阀门等设备以及集输管线进行定期检查、维修，及时发现问题，防止油气跑、冒、滴、漏的发生，对于泄漏的落地油应及时清理，彻底回收，严防污染扩大。

(2) 严格执行各项操作规程，并根据当地情况完善突发事件的应急预案，降低事故发生概率和在发生事故时能将危害控制在最低限度。

(3) 在施工完毕办理交接手续时，接收方应对废水处理和固体处置作为重要的验收指标，未达到环保要求时不得进行交接，直至满足要求时方可进行交接。

(4) 严格按照《中华人民共和国防沙治沙法》有关规定，落实防沙治沙措施，控制土地沙漠化的扩展，对于自然恢复条件不好且易发生沙化的地段，根据实际情况对地表进行人工固沙处理，最大限度减少对荒漠植物和野生动物生存环境的践踏破坏。