呼6井区块产能开发项目

环 境 影 响 报 告 书

建设单位：中国石油新疆油田分公司开发公司
编制单位：新疆天合环境技术咨询有限公司
编制时间：二〇二一年十二月

目　　录

1.概述.....3
1.1 建设项目特点.....3
1.2 环境影响评价的工作过程.....3
1.4 关注的主要环境问题及环境影响.....7
1.5 环境影响评价的主要结论.....8
2.总则.....9
2.1 评价目的和原则.....9
2.2 编制依据.....10
2.3 评价时段.....13
2.4 环境影响因素识别和评价因子筛选.....14
2.5 环境功能区划与评价标准.....15
2.6 评价等级和评价范围.....20
2.7 评价内容与重点.....26
2.8 环境保护目标.....27
2.9 评价方法.....27
3.建设项目工程分析.....28
3.1 项目开发现状及环境影响回顾.....28
3.2 建设项目概况.....29
3.3 工程分析.....46
3.4 清洁生产分析.....68
3.5 污染物排放总量控制.....73
3.6 相关法规、政策符合性分析.....73
4 环境现状调查与评价.....87
4.1 自然环境概况.....87
4.2 环境质量现状调查与评价.....90
5 环境影响预测与评价.....98
5.1 施工期环境影响预测与评价.....98
5.2 运营期环境影响预测与评价.....103
5.3 退役期影响分析.....114
5.4 环境风险分析.....114
5.5 环境风险事故防范措施.....118
6 环境保护措施及可行性论证.....122
6.1 施工期环境保护措施.....122
6.2 运营期环境保护措施.....125
6.3 退役期环境保护措施.....129
7.环境影响经济损益分析.....132
7.1 项目的社会效益和经济效益.....132
7.2 环保投资估算.....133
7.3 环保措施效益分析.....134
7.4 环境经济损益分析结论.....135

8.环境管理、监测与 HSE 管理体系.....136
8.1 环境管理机构.....136
8.2 生产区环境管理.....136
8.3 污染物排放的管理要求.....142
8.4 企业环境信息公开.....143
8.5 环境监测与监控.....143
9.结论与建议.....147
9.1 评价结论.....147
9.2 建议.....151

1.概述

1.1 建设项目特点

呼图壁地区的油气勘探始于二十世纪五十年代，大致经历了三个阶段，第一阶段：重磁勘探阶段（1950年至1970年），钻探了呼1井，钻探过程中未发现油气显示；第二阶段：中组合钻探阶段（1986年至2002年），钻探了呼2井、呼3井和呼西1井，钻探过程中也未发现油气显示；第三阶段：地震精细勘探与中下组合钻探准备阶段（2010年至今），钻探了大丰1井，在白垩系胜金口组（K1s）有油气显示；2019年5月15日钻探了呼探1井，2020年9月26日完钻，2020年12月在白垩系清水组获得突破，获高产工业气流。为扩大呼探1井勘探成果，落实呼图壁背斜下组合含油气性及规模，中国石油新疆油田分公司勘探事业部已实施了呼6井勘探钻探项目，呼6井位于呼图壁县城中心东南侧约9km处，该井工程已于2021年2月10日通过昌吉回族自治州生态环境局呼图壁县分局审批（呼环评字〔2021〕5号）。

为了进一步加快呼6区块产能的建设，新疆油田开发公司开展实施呼6区块产能建设项目（以下简称“本项目”）。本项目为新建项目，属采气一厂管辖。项目共部署4口采气井，分别为呼6井、呼7井、呼103井、呼104井，其中呼6井、呼104井、新建露点控制站位于昌吉州呼图壁县境内，呼103井、呼7井位于昌吉市。

本项目总投资26219.18万元，新建采气井场4座（内含节流阀组，液控柜1座，放喷点火装置1套）；新建处理规模96×$10^4$$Nm^3$/d露点控制站1座（包括段塞流捕集器、生产分离器、低温分离器、一级闪蒸分离器、二级闪蒸分离器、气-气换热器、火炬除液器、放空火炬、空冷器、仪表风系统、卧式油罐、凝析油定量装车鹤管橇、污水罐等设备）；新建单井输气管线33.0km，外输管线2.5km。配套建设供配电、仪表、通信、消防、防腐、结构、道路等系统工程。初期单井配产为35×$10^4$$Nm^3$/d，4口井25年预计累产气63.7×$10^8$$m^3$，累产油67.44×$10^4$t。

1.2 环境影响评价的工作过程

本项目涉及两个环评行业类别，根据《建设项目环境影响评价分类管理名录

（2021 年版）》中的要求“建设内容涉及本名录中两个及以上项目类别的建设项目，其环境影响评价类别按照其中单项等级最高的确定。”

本项目行政隶属昌吉市、呼图壁县管辖。昌吉市、呼图壁县属于《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保[2019]4 号）中Ⅱ$_2$天山北坡诸小河流域重点治理区。依据《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版），项目中呼 6 井区块属于陆地天然气开采 0721，属于新区块开发。项目除涉及水土流失重点治理区环境敏感区外，不涉及其它环境敏感区，应编制环境影响评价报告书。新建呼 6 露点控制站外输管道至昌吉高新配气站，线路全长约 2.5km 属于“五十二、交通运输业、管道运输业—147、原油、成品油、天然气管线，不涉及环境敏感区的”，需编制环境影响报告表。综合两项类别判定本项目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《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版）中有关规定，2021 年 11 月，新疆油田分公司开发公司委托新疆天合环境技术咨询有限公司编制《呼 6 区块产能建设项目环境影响报告书》。

我公司接受委托后，项目负责组对项目的设计方案和相关资料进行了详细分析，并对项目选址进行实地考察，对环境影响因子和评价因子进行了识别和筛选；按国家、新疆环境保护政策以及环评技术导则、规范的要求结合项目实际，确定了本次评价的评价等级、评价标准、评价范围。根据项目工程分析确定污染源强及生态影响因素，委托新疆新环监测检测研究院(有限公司)对本项目区域大气、地下水、土壤、声环境质量现状进行了监测。在进一步工程分析，环境现状调查、监测并开展环境质量现状评价的基础上进行环境影响预测及评价，提出减少环境污染和生态影响的环境管理措施和工程措施。从环境保护的角度确定项目建设的可行性，给出评价结论和提出进一步减缓环境影响的措施，并最终完成环境影响报告书编制。

报告书经生态环境主管部门批准后，可以作为本项目勘探期、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见图 1.2-1（环境影响评价工作程序图）。

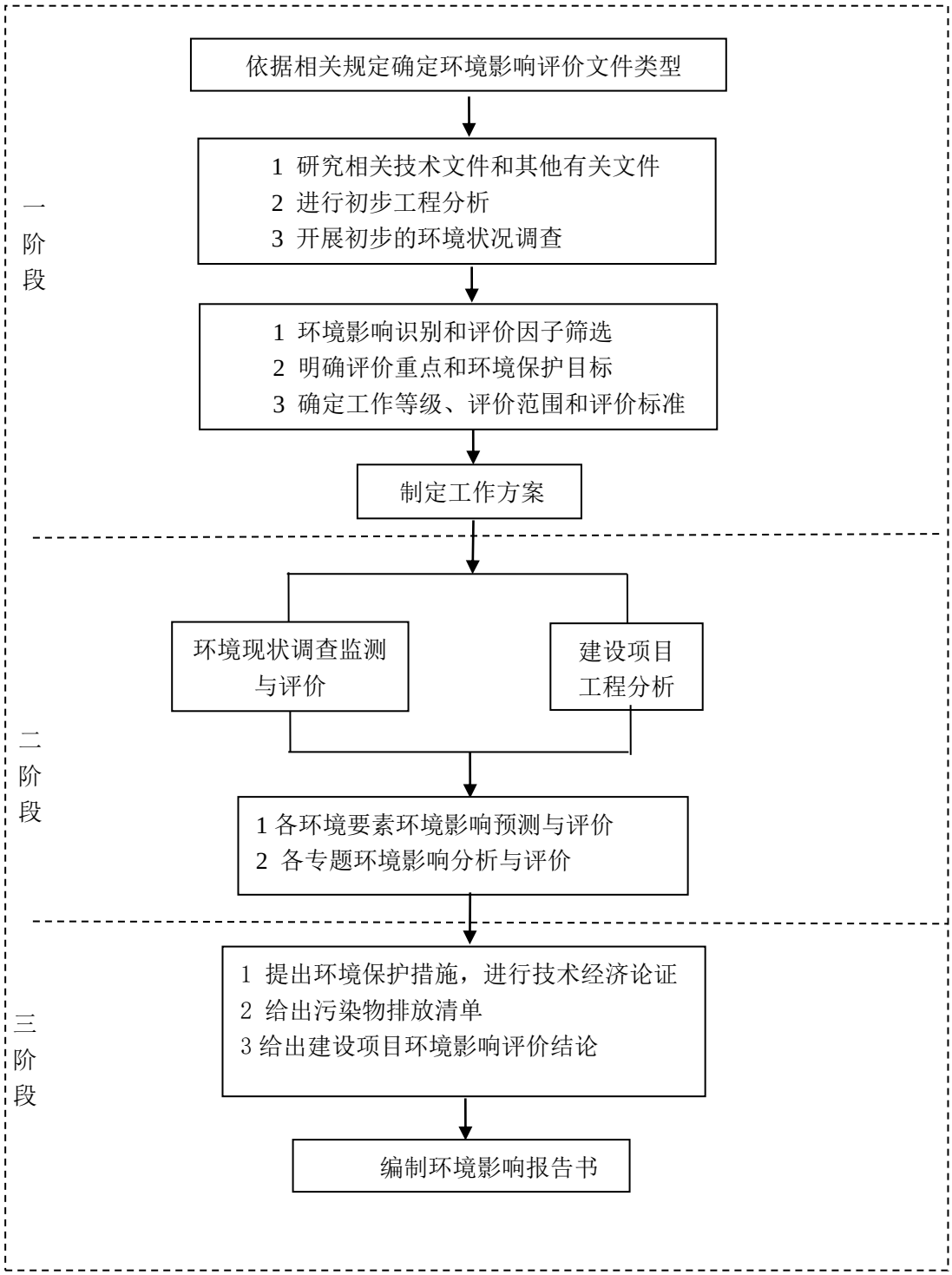

图 1.2.1 环境影响评价工作程序图

1.3 分析判定相关情况

（1）产业政策符合性判定结论

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

（2）规划符合性判定结论

本项目建设有利于昌吉州地区油气资源开发，提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度，提升天然气供应保障能力。项目建设符合《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》的相关要求。

对照《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，项目位于国家级重点开发区天山北坡经济带、昌吉市、呼图壁县境内，不属于《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》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开发活动符合“全国重要的能源基地”定位。项目的建设符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》。

对照《新疆生态功能区划》，项目所在区域属于Ⅱ准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区—$Ⅱ_5$准噶尔盆地南部荒漠绿洲农业生态亚区—26 乌苏—石河子—昌吉城镇与绿洲农业生态功能区。本项目占地相对较小，对于整体的土地利用格局、植被覆盖格局、野生动物活动、土壤不会带来显著影响，项目建设符合区域生态功能定位。

（3）“三线一单”符合性判定结论

项目不在昌吉州生态红线范围内。依据《昌吉回族自治州“三线一单”生态环境分区管控方案及生态环境准入清单》，项目位于昌吉州重点管控单元，项目区环境质量可以达到功能区要求，水耗、电耗较小，不在国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单之列，符合“三线一单”要求。

（4）选址合理性分析判定结论

本项目建设符合《新疆煤炭石油天然气开发环境保护条例》、《石油天然气开采业污染防治技术政策》中的相关要求，根据现场调查，拟建工程内无水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内等重点保护区域内，符合昌吉州地区经济发展规划、环保规划，无重大环境制约因素。

本项目土地利用类型为耕地和工况用地， 本项目在井场占地、输气管线选线过程中应避让基本农田区域，尽量减少对植被的生态扰动；本项目运营期废气主要为单井开采及采出气输送过程中排放的无组织挥发烃类，产生的废气为持续的长期影响，但废气污染物均可以得到较好扩散，对大气污染物浓度贡献值小，且项目区地域空旷，项目实施后不会对周围环境产生明显影响；采出水依托处理后回注油气田，固体废物能够实现妥善处置，综上所述，本项目建成后所在区域的环境功能不会发生改变，对环境的影响属可接受的范围，项目的选址从环保角度认为可行。

1.4 关注的主要环境问题及环境影响

本项目为天然气资源开采项目，有着从天然气开采→集输→处理→外输的全套生产流程，是一个完整的小型气田开采区块。环境影响因素主要来源于钻井、采气、井下作业、集输等各工艺过程。

环境影响因素包括非污染生态影响，以及排放的污染物质导致的环境污染。据现场调查，项目评价范围内没有国家公园、自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产、饮用水源保护区；项目不在昌吉州生态红线范围内，项目井场、露点站、输气管线避让基本农田，不占用永久基本农田。主要环境敏感保护目标为评价范围内的农田生态环境、周边分布的村庄等。重点关注的环境问题为项目开发施工期废气、施工临时占地及生态破坏对周围环境的影响；运营期有组织污染物排放、烃类气体无组织挥发、气田采出水、井下作业废水、井场（站场）永久占地等对周围环境的影响，并论证拟采取的生态保护和污染防治措施的可行性。

1.5 环境影响评价的主要结论

天然气开采业是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，本项目属于《产业结构调整指导目录》（2019 年本）中“石油、天然气勘探及开采”鼓励类项目，项目建设符合国家的相关政策。按照《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第 4 号，2019.1.1）的要求。

本报告书通过对建设项目环境概况、主要环境问题、现状调查、主要环境影响预测分析和拟采取的环保措施等论述，主要结论为：呼 6 井区块产能开发项目符合国家产业政策和当地经济发展规划，公众认同性较好。只要在建设过程中在严格执行国家和自治区的环境保护要求，认真落实各项污染防治措施、生态修复措施、风险防范措施及应急措施，各项污染物均能够做到达标排放或零排放，其生态破坏影响可降至最低，环境影响可以接受，从环境保护角度看，本项目选址合理，建设是可行的。

2.总则

2.1 评价目的和原则

2.1.1 评价目的

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

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

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

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

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

通过上述评价，论证项目在环境方面的可行性，给出环境影响评价结论，为本项目的设计、施工、环保设施竣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

本项目环境影响依据国家和地方法律法规一览表见表 2.2-1。

表 2.2-1 国家和地方法律法规一览表

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
一	**环境保护相关法律**		
1	中华人民共和国环境保护法（2014 年修订）	12 届人大第 8 次会议	2015-01-01
2	中华人民共和国环境影响评价法（2018 年修订）	13 届人大第 7 次会议	2018-12-29
3	中华人民共和国大气污染防治法（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
4	中华人民共和国水污染防治法（2017 年修订）	12 届人大第 28 次会议	2018-01-01
5	中华人民共和国环境噪声污染防治法（2018 年修订）	13 届人大第 7 次会议	2018-12-29
6	中华人民共和国固体废物污染环境防治法（2020 年修订）	13 届人大第 17 次会议	2020-09-01
7	中华人民共和国土壤污染防治法	15 届人大第 5 次会议	2019-01-01
8	中华中华人民共和国水法（2016 年修订）	12 届人大第 21 次会议	2016-09-01
9	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
10	中华人民共和国清洁生产促进法（2012 年修订）	11 届人大第 25 次会议	2012-07-01
11	中华人民共和国节约能源法（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
12	中华人民共和国土地管理法（2020 年修订）	13 届人大第 12 次会议	2020-01-01
13	中华人民共和国野生动物保护法（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
14	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
15	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
16	中华人民共和国防沙治沙法（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
二	**行政法规与国务院发布的规范性文件**		
1	建设项目环境保护管理条例（2017 年修订）	国务院令 682 号	2017-10-01
2	中华人民共和国野生植物保护条例（2017 年修订）	国务院令 687 号	2017-10-07
3	危险化学品安全管理条例（2013 年修订）	国务院令 645 号	2013-12-07
4	国务院关于加强环境保护重点工作的意见	国发〔2012〕35 号	2011-10-17
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	国务院关于印发打赢蓝天保卫战三年行动计划的通知	国发〔2018〕22 号	2018-06-27
9	中共中央 国务院关于深入打好污染防治攻坚战的意见		2021-11-2

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
三	**部门规章与部门发布的规范性文件**		
1	建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）	生态环境部令第 16 号	2020-11-30
2	环境影响评价公众参与办法	生态环境部领第 4 号	2019-01-01
3	产业结构调整指导目录（2019 本）	国家发展和改革委员会令〔2019〕第 29 号令	2019-08-27
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	国家重点保护野生植物名录(2021 年)	国家林业局、农业部 2021 年第 3 号）	2021-02-01
6	国家重点保护野生动物名录	林业部、农业部令第 1 号	1989-01-04
7	关于印发<建设项目环境保护事中事后监督管理办法（试行）>的通知	环发〔2015〕163 号	2015-12-10
8	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
9	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
10	《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》		2018-10-01
11	关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见	环环评〔2018〕11 号	2018-01-25
12	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
13	关于印发《建设项目环境影响评价政府信息公开指南（试行）》的通知	环办〔2013〕103 号	2014-01-01
14	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
15	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
16	排污许可管理条例	国务院令第 736 号	2021-03-01
17	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
18	关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知	环办环评〔2017〕84 号	2017-11-14
19	关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知	环办环评〔2016〕150 号	2016-10-26
20	自然资源部关于规范临时用地管理的通知	自然资规〔2021〕2 号	2021-11-04
21	自然资源部、农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知	自然资规〔2019〕1 号	2021-01-29
四	**地方法规及通知**		
1	新疆维吾尔自治区环境保护条例（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
2	新疆维吾尔自治区野生植物保护条例（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
3	新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
4	新疆维吾尔自治区大气条例防治条例（2018 年修订）	13 届人大第 7 次会议	2019-01-01
5	新疆维吾尔自治区地下水资源管理条例（2017 年修订）	12 届人大第 29 次会议	2017-05-27
6	关于印发新疆维吾尔自治区水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知	新水水保〔2019〕4 号	2019-01-21

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
7	《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录（第一批）》	新政办发〔2007〕175 号	2007-08-01
8	关于印发《新疆国家重点保护野生动物名录》的通知		2021-07-28
9	新疆维吾尔自治区水环境功能区划	新政函〔2002〕194 号	2002-11-16
10	新疆生态功能区划	新政函〔2005〕96 号	2005-07-14
11	关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知	新政发〔2014〕35 号	2014-04-17
12	关于印发新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案的通知	新政发〔2016〕21 号	2016-01-29
13	关于印发新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案的通知	新政发〔2017〕25 号	2017-03-01
14	转发《关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见》	新环办发〔2018〕80 号	2018-03-27
15	关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知	新环发〔2018〕133 号	2018-09-06
16	关于含油污泥处置有关事宜的通知	新环发〔2018〕20 号	2018-12-20
17	关于印发《自治区打赢蓝天保卫战三年行动计划（2018-2020 年）》的通知	新政发〔2018〕66 号	2018-09-29
18	自治区党委、自治区人民政府印发《关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚实施方案》	新党发〔2018〕23 号	2018-09-04
19	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
20	《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》		2020-9-4 日
21	《昌吉回族自治州“三线一单”生态环境分区管控方案及生态环境准入清单》	昌州政办发〔2021〕41 号	2021-6-30
22	《关于加强乌鲁木齐、昌吉、石河子、五家渠区域环境同防同治的意见》	新政发〔2016〕140 号）	2016-12-30。

2.2.2 环评有关技术规定

环评有关技术规定见表 2.2-2。

表 2.2-2 环评技术导则依据一览表

序号	依据名称	标准号	实施时间
1	建设项目环境影响评价技术导则 总纲	HJ2.1-2016	2017-1-1
2	环境影响评价技术导则 大气环境	HJ2.2-2018	2018-12-01
3	环境影响评价技术导则 地表水环境	HJ2.3-2018	2019-03-01
4	环境影响评价技术导则 声环境	HJ2.4-2009	2010-04-01
5	环境影响评价技术导则 生态影响	HJ19-2011	2011-09-01
6	环境影响评价技术导则 地下水环境	HJ610-2016	2016-01-07
7	环境影响评价技术导则 土壤影响（试行）	HJ964-2018	2019-07-01
8	建设项目环境风险评价技术导则	HJ169-2018	2019-03-01
9	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

10	建设项目危险废物环境影响评价技术指南	环境保护部 2017 年 第 43 号	2017-9-01
11	生态环境状况评价技术规范	HJ192-2015	2015-03-13
12	排污单位自行监测技术指南 总则	HJ819-2017）	2017-06-01
13	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	2021-06-11
14	水土保持综合治理技术规范	GB/T16453.1~6-2008	2009-02-01
15	开发建设项目水土保持技术规范	GB50433-2008	2008-07-01
16	危险化学品重大危险源辨识	GB18218-2018	2018-11-19
17	石油和天然气开采行业清洁生产评价体系指标（试行）		2009-02-19
18	石油天然气工业健康、安全与环境管理体系	SY/T6276-2014	2015-03-01
19	石油化工企业环境保护设计规范	SH/T3024-2017	2018-01-01
20	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
21	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
22	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

2.2.3 技术资料

（1）委托书，中国石油股份有限公司新疆油田分公司开发公司，2021.11；

（2）中油（新疆）石油工程有限公司设计分公司编制的《呼 6 井地面工程》方案设计，2021 年 11 月；

（3）中油（新疆）石油工程有限公司编制的《呼 6 区块地面工程方案设计》，2021 年 11 月 30 日；

（4）呼环评字〔2021〕5 号昌吉回族自治州生态环境局呼图壁县分局关于《呼 6 井勘探钻探项目环境影响报告表》的批复。

2.3 评价时段

根据项目的建设规模和性质，确定本项目的评价时段为施工期、运营期和退役期，其中以施工期和运营期为主。

2.4 环境影响因素识别和评价因子筛选

2.4.1 环境影响因素识别

本项目主要包括钻井工程、采气工程、集输工程、配套工程等作业内容。对环境的影响主要表现在施工期、运营期和退役期。施工期以井场、站场、管线、井场道路、配套设施地面工程建设过程中造成的生态影响为主，运营期以天然气开采和集输过程、天然气处理过程中产生的污染影响为主。

油气田开发的各个阶段，环境影响因子不同，根据工程分析和天然气开发工艺特征，对天然气开发过程中的施工期、运行期和退役期环境影响因子识别见表 2.4-1。

2.4.2 评价因子

根据本项目环境影响要素识别、环境影响因子表征和环境影响程度，筛选的评价因子见表 2.4-1。

表 2.4-1 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	站场、井场	永久性占地、动植物影响	-
		管线建设	破坏土壤和植被	-
			影响农牧业	-
			引起水土流失	-
			影响土地利用	-
			声环境	-
			改变自然景观	-
			影响道路交通	-
		生活污水	COD、BOD_5、NH_3-N	-
		施工机械和车辆尾气	NO_2、CO、SO_2、烃类挥发	-
		施工垃圾和生活垃圾	污染土壤环境	-
		施工机械和车辆噪声	影响声环境质量	-
2	运营期（正常工况）	采出水	石油类	-
		井下作业废水	石油类	-
		井场无组织废气排放	非甲烷总烃	-
		设备噪声	影响声环境质量	-

		落地油、含油污泥	污染地下水、土壤回家	
		天然气生产	对当地社会经济的拉动、使用地区大气环境的改善	＋＋
3	运营期（事故工况）	集输管线破损泄漏	污染土壤环境、水环境、火灾爆炸危险	-
4	退役期	封堵井眼，拆除井口装置	固废	-
		场地恢复	生态	+

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

2.5 环境功能区划与评价标准

2.5.1 环境功能区划

2.5.1.1 环境空气

项目位于昌吉市、呼图壁县境内，地理上属于准噶尔盆地南缘，按照《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单的规定，该区域的环境空气质量功能区划属于二类功能区。

2.5.1.2 水环境

本项目中呼 104 井西侧 2.9km 为呼图壁河，项目输气管线不跨越呼图壁河。项目区尚未划分地下水水环境功能区划。根据《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中地下水分类标准，该区域地下水划分为 III 类功能区，地下水水质执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准，石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的 III 类标准值。

2.5.1.3 声环境

项目开发建设的噪声影响仅在施工期较大，进入生产期后，噪声源强主要集中在井场和露点控制站。根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）的声环境功能区划分类，项目属于居住、商业、工业混杂区，需要维护住宅安静的区域，为于 2 类声环境功能区。

2.5.1.4 生态环境

对照《新疆生态功能区划》（2005 年版），项目所在区域属于Ⅱ准噶尔盆地温带干旱荒漠与绿洲生态功能区，Ⅱ5 准噶尔盆地南部灌木半灌木荒漠绿洲农业生态亚区，乌苏—石河子—昌吉城镇与绿洲农业生态功能区。

2.5.1.5 水土流失

根据《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水〔2019〕4 号），项目位于昌吉市、呼图壁县境内，属于《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保[2019]4 号）中Ⅱ2 天山北坡诸小河流域重点治理区。

2.5.2 环境质量标准

2.5.2.1 环境空气

（1）环境空气

环境空气质量评价中 SO_2、NO_2、$PM_{2.5}$、PM_{10}、CO、O_3 六项指标执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准。对于未作出规定的非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m³的标准，指标标准取值见表 2.5-1。

表 2.5-1 环境空气质量标准

序号	评价因子	标准限值 μg /Nm³			标准来源
		年平均	日平均	1 小时平均	
1	SO_2	60	150	500	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准
2	NO_2	50	80	200	
3	$PM_{2.5}$	35	75	/	
4	PM_{10}	70	150	/	
5	CO	/	4000	10000	
6	O_3	/	160	200	
7	非甲烷总烃	/	/	2000	《大气污染物综合排放标准》详解

2.5.2.2 水环境

项目区地下水水质评价执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中 III 类水质标准，具体标准值见表 2.5-2。

表 2.5-2 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	11	亚硝酸盐氮	≤1
2	溶解性总固体	≤1000	12	硝酸盐	≤20
3	铁	≤0.3	13	汞	≤0.001
4	锰	≤0.1	14	硒	≤0.01
5	挥发酚	≤0.002	15	镉	≤0.005
6	耗氧量（CODMn 法，以 O3 计）	3	16	六价铬	≤0.05
7	氨氮	≤0.5	17	铅	≤0.01
8	总大肠菌群（MPN/100mL）	≤3	18	氰化物	≤0.05
9	细菌总数（CPU/mL）	≤100	19	总硬度	≤450
10	氟化物	≤1.0	20	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

2.5.2.3 声环境

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

2.5.2.4 土壤环境

项目占地范围土壤环境质量执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值，具体见表 2.5-3：项目占地外耕地执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）风险筛选值，具体限值见表 2.5-4。

表 2.5-3 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（无量纲）	-	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	䓛	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 0-4 土壤环境质量评价标准一览表（农用地风险筛选值）

序号	污染物项目	风险筛选值（mg/kg）	序号	污染物项目	风险筛选值（mg/kg）
1	pH	/	6	铬	150
2	镉	0.3	7	铜	50
3	汞	1.3	8	镍	60
4	砷	40	9	锌	200
5	铅	70	10	石油烃	4500

2.5.3 污染物排放标准

2.5.3.1 废气污染物排放

本项目位于乌-昌-石大气同防同治区内。天然气露点控制站、井场厂界无组织挥发及 VOCs 冷凝回收处理装置排放 NMHC 执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中排放限值；露点控制站、井场站内 VOCs 无组织排放执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）附录 A 表 A.1 特别排放限值，具体标准见表 2.5-5。

表 2.5-5 大气污染物排放标准值

序号	污染源	污染物	排放形式	排放监控点	排放限值（mg/m³）	标准来源
1	露点站井场	NMHC	无组织	企业边界污染物控制浓度	4.0	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）
			有组织	VOCs 冷凝回收处理排放口	120	
			无组织	站内	6.0	《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）附录 A 表 A.1 特别排放限值

2.5.3.2 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：在相关行业污染无指标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012》等相关标准要求回注，同步采取切实可行措施防治污染。

项目生产废水主要为井下作业废水、天然气处理过程中产生的含油污水，污水集中收集后由罐车拉运至采油二厂 81#联合处理站污水处理系统处理，处理后出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）后回注油藏不外排，标准值见表 2.5-6；生活污水集中收集于化粪池中，定期清运至呼图壁县生活污水处理厂处理。

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

注入层平均空气渗透率（μm²）		≤0.01	＞0.01-≤0.05	＞0.05-≤0.5	＞0.5-≤1.5	＞1.5
控制指标	悬浮固体含量（mg/L）	≤1.0	≤2.0	≤5.0	≤10.0	≤30.0
	悬浮物颗粒直径中值（μm）	≤1.0	≤1.5	≤3.0	≤4.0	≤5.0
	含油量（mg/L）	≤5.0	≤6.0	≤15.0	≤30.0	≤50.0
	平均腐蚀率（mm/a）	≤0.076				
	SRB（个/Ml）	≤10	≤10	≤25	≤25	≤25
	IB（个/mL）	n×102	n×102	n×103	n×104	n×104
	TGB（个/mL）	n×102	n×102	n×103	n×104	n×104

2.5.3.3 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 2.5-7。

表 2.5-7 环境噪声排放标准

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

2.5.3.3 固体废物

根据项目产生的各种固体废物的性质和去向，水基岩屑在井场暂存须符合《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020），钻井固体废物综合利用应满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB 65/T 3997-2017）；运营期产生的废活性炭和事故状态下产生的含油污泥收集、贮存、运输须符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其修改单、《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移联单管理办法》要求。

2.6 评价等级和评价范围

2.6.1 环境空气评价等级和评价范围

2.6.1.1 评价工作等级

根据工程特点和污染特征，选取 NMHC 为预测因子。采用《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）附录 A 推荐的估算模型 AERSCREEN 计算项目污染源的最大环境影响，计算出其最大地面浓度占标率 Pi（第 i 个污染物，简称“最大浓度占标率”）及其地面浓度达标准值 10%时所对应的最远距离 D10%。其中 Pi 定义为：

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

式中：Pi—第 i 个污染物的最大地面浓度占标率，%；

Ci—采用估算模式计算出的第 i 个污染物的最大 1h 地面环境空气质量浓度，μg /m³；

Coi—环境空气质量标准，μg /m³。一般选用 GB3095-2012 中 1 小时平均取样时间的二级标准的浓度限值，如项目位于一类环境空气功能区，应选择响应的一级浓度限值；对仅有 8h 平均质量浓度限值、日平均质量浓度限值或年均质量浓度限值的，分别可按 2 倍、3 倍、6 倍折算为 1h 平均质量浓度限值。

大气评价工作级别详见表 2.6-1。

表 2.6-1 评价工作等级

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

估算模式所用参数见表 2.6-2。

表 2.6-2 估算模型参数表

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

2.6.1.2 评价范围

根据《环境影响评价技术导则—大气环境》（HJ2.2-2018）的规定，并结合项目特点，考虑气田整体开发对大气环境的区域影响，以单个井场、露点控制站站为中心，边长为 5km 的矩形形成的包络线范围。大气评价范围见图 2.6-1。

2.6.2 生态环境评价等级和评价范围

2.6.2.1 评价工作等级

《环境影响评价技术导则-生态影响》（HJ19-2011）依据影响区域的生态敏感性和评价项目的工程占地（含水域）范围，包括永久占地和临时占地，将生态影响评价等级划分为一级、二级和三级，具体见表 2.6-4。项目评价范围内不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区等特殊和重要敏感区，评价区域不属于重要生态敏感区，项目区属于一般区域。

表 2.6-4 生态评价等级判定

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

2.6.2.2 评价范围

油气田开发工程具有分布面积广的特点，且基本呈点状、线状分布，故其对环境影响仅限于井场及内部输送管线较近的范围。考虑项目整体开发对生态环境的影响，确定生态环境评价范围为气田开发井场和站场向外扩展 1000m 范围，管线两侧各 0.2km 带状区域的范围，生态评价范围见图 2.6-1。

2.6.3 地下水环境评价等级和评价范围

2.6.3.1 评价工作等级

（1）建设项目类别

本项目涉及天然气开采及天然气外输管线两个类别，分别判定地下水评价等级：项目中呼 6 井区块属于陆地天然气开采 0721，依据《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。新建呼 6 露点控制站外输管道至昌吉高新配气站管线建设属于《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）中附录 A147 管网建设，属于Ⅳ类项目，无需开展地下水评价。

（2）地下水环境敏感程度

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中的评价工作等级划分，建设项目的地下水环境敏感程度可分为敏感、较敏感，不敏感三级，分级原则见表 2.6-5。

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

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。

本项目位于未划定准保护区以外的补给径流区，敏感程度为“较敏感”。

（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），本项目属于 II 类建设项目，地下水环境敏感程度为较敏感，依据表 2.6-6，评价等级为二级。

表 2.6-6 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

2.6.3.2 评价范围

根据查表法，各井场、站场评价范围确定为：分别以各井场、站场为中心，西北—东南方向长 3km，西南—东北方向宽 2km 的矩形区域；集输管线评价范围确定为：管线两侧向外延伸 200m 范围。评价范围见图 2.6.1。

2.6.4 地表水环境评价等级和评价范围

按照《环境影响评价技术导则—地表水环境》（HJ2.3-2018），项目属于水污染影响型建设项目。项目生产废水及生活污水与地表水无水力联系。根据《环境影响评价技术导则　地表水环境》（HJ2.3-2018），地表水评价等级为三级 B。

2.6.5 噪声环境评价等级和评价范围

2.6.5.1 评价工作等级

项目涉及的噪声源可分为连续稳定噪声源和流动噪声源。噪声源主要包括施工期内机械噪声、生产运行期井场机泵噪声和露点控制站设备噪声。

项目所在功能区适用于《声环境质量标准》（GB3096-2008）中规定的 2 类标准，且噪声源周围 200m 没有声环境保护目标。依据《环境影响评价技术导则-声环境》（HJ2.4-2009）中的规定，项目声环境影响评价工作等级定为二级。

2.6.5.2 评价范围

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

2.6.6 土壤环境评价等级和评价范围

2.6.6.1 评价工作等级

本项目涉及天然气开采及天然气外输管线两个类别、不同场地，应分别判定评价等级。根据《环境影响评价技术导则　土壤环境》（HJ964-2018）（试行）中附录 A 判定，天然气管线为Ⅳ类建设项目，无需开展土壤环境影响评价；呼 6 井区天然气开采为Ⅱ类建设项目。土壤污染影响型项目根据评价类别、占地规模与敏感程度划分评价等级，具体见表 2.6-7。

表 2.6-7 土壤污染类项目评价工作等级划分表

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

《环境影响评价技术导则 土壤环境》（HJ964-2018）（试行）将建设项目所在地周边土壤环境敏感程度分为敏感、较敏感、不敏感，判别依据见表 2.6-8。

表 2.6-8 污染影响型评价工作等级划分表

敏感程度	判别依据
敏感	建设项目周边存在耕地、园地、牧草地、饮用水水源地或居民区、学校、医院、疗养院、养老院等土壤环境敏感目标的
较敏感	建设项目周边存在其他土壤环境敏感目标的
不敏感	其他情况

《环境影响评价技术导则 土壤环境》（HJ964-2018）（试行）将建设项目永久性占地规模分为大型（≥50hm^2）、中型（5~50hm^2）、小型（≤5 hm^2）。

本项目永久占地面积约 54.992hm^2，≥50hm^2，占地规模为大型。项目部署 4 口井井场周边存在耕地，土壤敏感程度为敏感。天然气开采属于 II 类项目，因此，土壤评价工作等级划分为二级。

2.6.6.2 评价范围

根据评价工作等级，评价范围设定为各井场、露点控制站占地范围及外延 200m 范围。

2.6.7 环境风险评价等级和评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169－2018）评价项目的物质危险性和功能单元重大危险源判定结果以及环境敏感程度等因素，将环境风险评价工作划分为一、二、三级，评价工作等级划分见表。见表 2.6-9。

表 2.6-9 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。				

本项目主要风险单元为露点控制站内相关生产设施以及天然气外输管线，本项目危险物质与临界量的比值（Q 值）Q 值小于 1。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJT169-2018）相关规定，本项目风险潜势为Ⅰ，因此，本次风险评价仅进行简单分析。

通过对上述各环境要素导则要求，结合周边环境，确定本项目各环境要素评价等级和评价范围见图 2.6-1。

2.7 评价内容与重点

2.7.1 评价内容

根据《建设项目环境影响评价技术导则》要求，结合建设项目具体特点、周围区域环境现状、环境功能区划，确定本次评价内容包括建设项目工程分析、环境现状调查与评价、环境影响预测与评价、环境保护措施及其可行性论证、环境影响经济损益分析、环境管理与监测计划、环境影响评价结论，见表 7-1。

表 7-1 评价内容一览表

序号	评价专题	评价内容
1	工程分析	新建项目概况、主体工程、公用工程、环保工程、依托工程，根据污染物产生环节、方式及治理措施，核算有组织与无组织的污染物产生和排放强度，给出污染因子及其产生和排放的方式、浓度及数量等
2	环境现状调查与评价	自然环境、环境保护目标调查、环境质量现状调查（包括环境空气、地下水、声环境、土壤和生态环境）
3	环境影响预测与评价	分为施工期和运营期。对施工期扬尘、废水、噪声、固废、生态环境和土壤环境等进行分析，并提出切实可行的减缓措施。运营期对废气、废水、噪声、固体废物、土壤进行了影响预测和分析。根据项目特点开展了环境风险评价
4	环保措施及其可行性论证	针对废气、废水、噪声、固体废物、土壤污染防治措施进行论证
5	环境影响经济损益分析	从项目社会效益、经济效益和环境效益等方面叙述
6	环境管理与环境监测计划	根据国家环境管理与监测要求，给出项目环境管理制度和日常监测计划，给出污染物排放清单、制定环保三同时验收一览表

7	结论与建议	根据上述各章节的相关分析结果，从环保角度给出项目可行性结论及建议

2.7.2 评价重点

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

（1）建设项目工程分析；

（2）生态环境影响评价；

（3）大气、地下水、声、土壤环境影响评价；

（4）环境保护措施可行性论证。

2.8 环境保护目标

根据现场调查，本项目评价范围内无自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产、海洋特别保护区、饮用水保护区，无基本草原、地质公园、重要湿地、天然林，重点保护野生动物栖息地，重点保护野生植物生长繁殖地。项目所在地呼图壁县属于自治区水土流失重点治理区，单井、外输管线避让穿越永久基本农田，穿越一般耕地、草地、工况用地等。本项目各环境要素及环境保护目标相关保护级别见表 2.8-1。

2.9 评价方法

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

表 2.9-1 评价方法一览表

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

3.建设项目工程分析

3.1 项目开发现状及环境影响回顾

3.1.1 勘探开发历程简况

呼 6 区块行政隶属新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州昌吉市、呼图壁县，属采气一厂管辖。呼 6 区块井口基本均位于耕地之中，3km 范围内多为苗圃种植地，附近可依托 S201 公路，交通较为便利。区域位置详见图 3.1.1。

呼图壁地区的油气勘探始于二十世纪五十年代，大致经历了三个阶段，第一阶段：重磁勘探阶段（1950 年至 1970 年），钻探了呼 1 井，钻探过程中未发现油气显示；第二阶段：中组合钻探阶段（1986 年至 2002 年），钻探了呼 2 井、呼 3 井和呼西 1 井，钻探过程中也未发现油气显示；第三阶段：地震精细勘探与中下组合钻探准备阶段（2010 年至今），钻探了大丰 1 井，在白垩系胜金口组（K1s）有油气显示；2019 年 5 月 15 日钻探了呼探 1 井，2020 年 9 月 26 日完钻，2020 年 12 月在白垩系清水组获得突破，获高产工业气流。为扩大呼探 1 井勘探成果，落实呼图壁背斜下组合含油气性及规模，实施呼 6 井勘探钻探项目，2021 年 4 月 6 日开钻，2021 年 10 月 20 日完钻，截止目前正在准备试气，还未开始。

3.1.2 勘探期环境影响回顾

（1）勘探期环评手续履行情况

呼 6 块区勘探期主要部署了呼 6 井和呼 7 井两口井。呼 6 井位于呼图壁县城中心东南侧约 9km 处，2021 年 1 月中国石油新疆油田分公司勘探事业委托中勘冶金勘察设计研究院有限责任公司开展《呼 6 井勘探钻探项目环境影响报告表》，于 2021 年 2 月 10 日通过昌吉回族自治州生态环境局呼图壁县分局审批（呼环评字〔2021〕5 号），该井于 2021 年 4 月 6 日开钻，2021 年 10 月 20 日完钻，截

止目前，正在准备试气，还未开始；中国石油新疆油田分公司勘探事业部 2021 年 11 月委托中勘冶金勘察设计研究院有限责任公司开展《呼 7 井勘探钻探项目环境影响报告表》编制工作，目前已完成环评文件的编制工作，处于上报审批阶段。

（2）勘探现状

呼 6 井已完钻，处于准备试气阶段。

（3）勘探期环境影响回顾

呼 6 钻井工程已完成，根据现场踏勘的情况，井场及其他附属设施严格按照环评批复进行了占地和平面布置，未发生违规占地行为。水基岩屑已按照环评要求由新疆众人石油科技有限公司进行综合利用，油基岩屑堆场下部铺防渗膜，四周设围堰，顶部设防风防雨棚；油基岩屑由克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司清运处置。现场踏勘时岩屑已全部清运完毕，井场未见遗留。钻试活动结束后，呼 6 井及外输管线应按照环评批复要求开展场地恢复并履行竣工环保验收手续。井场现状无环境问题，无需提出“以新带老”整改措施。

3.2 建设项目概况

3.2.1 项目基本情况

3.2.1.1 项目名称和性质

（1）项目名称

呼 6 井区块产能开发项目。

（2）项目性质

本项目为新区块产能开发，项目性质为新建。

3.2.1.2 建设地点

呼6区块行政隶属新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州昌吉市、呼图壁县。项目共部署4口采气井，分别为呼6井、呼7井、呼103井、呼104井，其中呼6井、呼呼104井、新建露点控制站位于昌吉州呼图壁县境内，呼103井、呼7井位于昌吉

市。井位坐标见表3.2-1。项目地理位置见图3.2.1，项目区域位置见图3.2.2。

3.2.1.3 项目投资与生产计划、劳动定员

（1）工程投资

项目总投资 26219.18 万元，环保投资约 394 万元，占总投资的 1.5%。

（2）生产计划和劳动定员

本项目年运行时间 8400h，属采气一厂管辖，其管理与现有管理模式相同。采用“四班三倒制”工作制度。露点装置站新增定员总数 26 人。

3.2.1.4 建设规模

项目在呼 6 井区部署 4 口采气井，新建天然气产能 $4.9\times10^8m^3/a$，最大日产凝析油 $174.2m^3$。新建采气井场 4 座、单井采气管线 33.0km、露点控制站 1 座，新建 1 条 2.5km 天然气外输管线，配套建设供配电、给排水等公辅工程。

3.2.1.5 产品方案

本项目的产品为商品天然气、液相为凝析油。处理后的天然气满足规范《天然气》GB17820-2018 中一类气的指标要求。稳定凝析油满足：37.8℃时蒸汽压：≤0.7 倍大气压。

3.2.1.6 项目组成

项目工程组成见表 3.2-2。

表 3.2-2 工程组成一览表

工程	项目名称	内容	单位	规模	备注
1	产能	天然气	m^3/a	4.9×10^8	包含 4 口井：呼 6 井、呼 7 井、呼 103 井、呼 104 井
		凝析油	最大日产（m^3）	174.2	
主体工程	钻井工程	部署 2 口井，新钻呼 103 井、呼 104 井	口	2	呼 6 井、呼 7 井钻井工程单独做环评，该两口井钻井工程不纳入本次环评内容，仅对呼 103 井、呼 104 井钻井内容进行环境影响评价。
	地面工程	井场	座	4	新建 4 座井场。单个井场永久占地面积为 $1200m^2$（40×30），内含节流阀组，液控柜 1 座，放喷点火装置 1。

		露点控制站	座	1	处理规模 $96\times10^4Nm^3/d$，最大处理能力 $120\times10^4Nm^3/d$。单列处理规模：$48\times10^4Nm^3/d$，最大处理能力 $60\times10^4Nm^3/d$，分 2 列装置建设。占地面积 $14000m^2$（100×140）
	集输工程	单井集输管线	km	33.0	D114×13/20G（呼 6 井）至露点控制站，长 2.5km
					D114×13/20G（呼 7 井）至露点控制站，长 13.5km
					D114×13/20G（呼 103 井）至露点控制站，长 2.0km
					D114×13/20G（呼 104 井）至露点控制站，长 15.0km
	外输工程	外输管线	km	2.5	D219.1 管径，露点控制站至昌吉高新配气站管线全长约 2.5km
储运工程		凝析油储罐	座	6	新建 6 座 $100m^3$ 卧式油罐，采用槽车拉运至乌石化。
环保工程		VOCs 回收装置	套	1	新建 VOCs 回收装置，对排放的废气进行收集处理，非甲烷总烃去除效率不低于 80%。选用活性炭作为吸附剂。
		危险废物暂存间	座	1	在露点控制站西南角新建一座危险废物暂存间，用于危险废物临时储存。
配套工程		供水	生产、生活用水		用水由罐车从呼图壁县城拉运至用水场地。
		排水	生产、生活污水		露点控制站内设 1 座污水回收橇（设 1 座 $35m^3$ 卧式污水罐和 2 台污水回收泵）和 1 座装车鹤管，定期拉运至 81 号原油处理站采出水处理系统统一处理；设一座 $50m^3$ 化粪池，污水排至化粪池内，定期清掏拉运呼图壁县大丰污水厂处理。
		供电	就近的 10kV 架空线路，新建电力线路 16km。		
		仪表自动化	每座井场新建 1 套液控柜 RTU 和井口 1 套 RTU；		
			新建露点控制站中控室分为操作间和机柜间，操作间设 1 台操作站（1 机双屏）、1 台工程师站（1 机双屏）、1 台打印机、1 台视频监控客户端及可燃气体报警控制器；机柜间设站场 DCS 机柜、ESD 机柜、视频监控机柜、通讯机柜等		
		防腐	采气井场	地面保温管道外壁防腐层：无溶剂环氧涂料涂敷二道，防腐层干膜厚度≥300μm。 地面不保温管道外壁防腐层：二道环氧富锌底漆（60μm）-二道环氧云铁中间漆（100μm）-二道交联氟碳涂料（80μm），防腐层干膜厚度≥240μm。	
			露点控制站	保温管道外壁防腐层：无溶剂环氧涂料涂敷二道，防腐层干膜厚度≥300μm。 埋地不保温碳钢管道和不锈钢管道外壁防腐层：无溶剂环氧涂料涂敷三道，防腐层干膜厚度≥400μm。	

		管线	管道外壁：防腐层采用熔结环氧粉末一次成膜结构，防腐层厚度≥300μm；保温层采用聚氨酯泡沫塑料，厚度≥50mm，保温管轴向偏心量±3mm；防护层采用聚乙烯专用料，厚度≥1.4mm。采用“一步法”成型工艺。单管预制合格后两端加防水帽。管道补口防腐层采用无溶剂环氧涂料（300μm）和辐射交联聚乙烯热缩补口带，保温层材料同管体，外防护层采用补口套。
	道路		新建露点控制站接引道路 0.26km，按四级道路标准建设，路面宽 6m，采用砂石路面。道路交叉口处设置交通指示标牌。
依托工程	采出水处理		依托采油二厂 81#联合处理站采出水处理系统处理
	生活污水		依托送呼图壁县丰泉污水厂处理
	生活垃圾		送至呼图壁县生活垃圾填埋场
	含油污泥		依托具有 HW08 类危险废物处理资质的单位进行回收处置

3.2.2 油气资源概况

3.2.2.1 构造特征

井区在构造上造上属于呼图壁构造群呼西背斜圈闭，位于准噶尔盆地南缘冲断带中段、安集海-呼图壁构造带。冲断带中段发育霍玛吐构造群与呼图壁构造群，构造样式差异大，构造变形东弱西强。呼图壁构造群受两套滑脱层控制，构造变形弱。呼西背斜下组合构造形成早，后期改造影响小，有利于油气保存。

呼 6 井、呼 7 井、呼 103 和呼 104 位于大丰 1 井区背斜，呼 6 井在白垩系清水河组、侏罗系喀拉扎组获得良好油气显示。呼 6 井清水河组录井显示更好，将在井上部清水河组进行试采，基于该井清水河组录井显示情况，类比呼探 1 井，呼 6 井清水河组砂层、气层厚度更大，物性略好

3.2.2.2 油气水性质

呼 6 区块各井均处于钻采阶段，暂无试油试气相关数据，气藏中不含硫化氢，地层水为酸性。气性质见表 3.2-3。

表 3.2-3 天然气组分含量表

分析项目	百分含量 mol%	分析项目	百分含量 mol%
甲烷 CH_4	92.33	庚烷 C_7H_{16}	0.12
乙烷 C_2H_6	4.11	辛烷 C_8H_{18}	0.09
丙烷 C_3H_8	0.90	二氧化碳 CO_2	0.57

分析项目	百分含量 mol%	分析项目	百分含量 mol%
异丁烷 i-C_4H_{10}	0.25	氮 N_2	0.99
正丁烷 n-C_4H_{10}	0.21	相对密度	0.6161
异戊烷 i-C_5H_{12}	0.11	硫化氢 H_2S	/
正戊烷 n-C_5H_{12}	0.08	高位发热量，MJ/m^3	39.5
己烷 C_6H_{14}	0.26	低位发热量，MJ/m^3	35.67

呼 6 区块各气井凝析油物性详见表 3.2-4。

表 3.2-4 凝析油物性表

检测项目		检测结果	检测项目	检测结果
密度（20℃） g/cm^3		0.8139	馏程数据	
凝固点（℃）		-5.0	馏出体积 10%（℃）	111.8
析蜡点，℃		23	馏出体积 20%（℃）	135.9
蜡含量%		4.6	馏出体积 30%（℃）	164
粘度（mPa.s）	20℃	5.85	馏出体积 40%（℃）	206
	50℃	5.7	馏出体积 50%（℃）	252
馏程初馏点℃		56.3		

呼 6 区块各地层水物性详见表 3.2-5。

表 3.2-5 采出水物性表

检测项目	数值（mg/L）	检测项目	数值（mg/L）
CO_3^{2-}	0	Ca^{2+}	1949.33
HCO_3^-	84.77	K+Na	809.06
Cl^-	4773.22	矿化度，mg/L	7722.73
SO_4^{2-}	50.07	水型	氯化钙
Mg^{2+}	56.28	其他：	无色、透明、油味
pH 值	4.27		

3.2.3 总体开发方案

3.2.3.1 开发布局

项目共部署 4 口采气井，分别为呼 6 井、呼 7 井、呼 103 井、呼 104 井，其中呼 6 井、呼 104 井、新建露点控制站位于昌吉州呼图壁县境内，呼 103 井、呼

7 井位于昌吉市，目前呼 6 井已经完钻。新建呼 6 井至露点控制站输气管线长 2.5km，呼 7 井至露点控制站输气管线长 13.5km，呼 103 井至露点控制站输气管线长 2.0km，呼 104 井至露点控制站输气管线长 15.0km；露点控制站至昌吉高新配气站外输管线长 2.5km。项目区总体布局见图 3.2-2。

3.2.3.2 经济预测指标

项目计划 2022 年投产呼 6 井，2023 年投产呼 7 井、呼 103 井和呼 104 井。单井合理产能预计为 $30\times10^4m^3/d$，试采初期配产 $35\times10^4m^3/d$。4 口井 25 年预计累产气 $63.7\times10^8m^3$，累产油 67.44×10^4t，预测结果详见表 3.2-6。

表 3.2-6 呼图壁背斜 4 口探评井指标预测表

时间（年）	日产气（10^4m^3）	日产油(t)	日产水(t)	年产气（$10^8/m^3$）	年产油（$10^4/t$）	年产水（$10^4/t$）	累产气 $10^8/m^3$）	累产油（$10^4/t$）	累产水（$10^4/t$）
2022	35	36.9	2.9	0.95	1.22	0.09	0.9	1.22	0.49
2023	135.0	174.2	14.9	4.46	5.75	0.49	5.4	6.97	0.98
2024	120.0	154.8	14.4	3.96	5.11	0.48	9.4	12.07	1.46
2025	120.0	149.1	15.6	3.96	4.92	0.51	13.3	17.00	1.97
2026	120.0	144.7	16.8	3.96	4.77	0.55	17.3	21.77	2.52
2027	120.0	140.2	18.0	3.96	4.63	0.59	21.2	26.40	3.12
2028	120.0	136.1	19.2	3.96	4.49	0.63	25.2	30.89	3.75
2029	120.0	132.0	20.4	3.96	4.36	0.67	29.2	35.25	4.43
2030	120.0	127.9	21.6	3.96	4.22	0.71	33.1	39.47	5.14
2031	120.0	124.1	22.8	3.96	4.10	0.75	37.1	43.56	5.89
2032	120.0	120.3	24.0	3.96	3.97	0.79	41.0	47.53	6.68
2033	120.0	116.9	25.2	3.96	3.86	0.83	45.0	51.39	7.51
2034	115.5	109.1	33.5	3.81	3.60	1.11	48.8	54.99	8.62
2035	96.9	89.0	35.9	3.20	2.94	1.18	52.0	57.93	9.80
2036	77.5	68.9	34.9	2.56	2.27	1.15	54.6	60.20	10.95
2037	62.0	53.3	32.9	2.05	1.76	1.08	56.6	61.96	12.04
2038	49.6	41.7	30.3	1.64	1.37	1.00	58.3	63.34	13.04
2039	39.7	32.3	27.4	1.31	1.07	0.90	59.6	64.40	13.94
2040	31.8	25.0	24.4	1.05	0.83	0.81	60.6	65.23	14.75
2041	25.4	19.2	21.6	0.84	0.63	0.71	61.4	65.86	15.46
2042	20.3	15.3	18.9	0.67	0.51	0.62	62.1	66.37	16.08
2043	16.3	11.6	16.4	0.54	0.38	0.54	62.7	66.75	16.63
2044	13.0	8.8	14.2	0.43	0.29	0.47	63.1	67.04	17.09
2045	10.4	6.9	12.2	0.34	0.23	0.40	63.4	67.27	17.50

2046	8.3	5.3	10.4	0.27	0.17	0.34	63.7	67.44	17.84

3.2.4 主体工程

3.2.4.1 钻井工程

（1）钻井工程

项目新钻呼 103 井、呼 104 井，总进尺 1.452 万米，单井钻井期 282 天。单个井场总占地面积为 19220m^2，修建施工井场、岩屑堆放场地、放喷管线、生活营地及放喷池等。井场平面布置见图 3.2-3。

图 3.2-3 井场平面布置图

（2）井身结构

新钻呼 103 井、呼 104 井，采用六开直井井身设计，钻井进尺 7260m，主探目的层为侏罗系喀拉扎组、白垩系清水河组。井身结构设计见表 3.2-7、图 3.2-4。

表 3.2-7 单井井身结构设计数据表

开钻次序	井深(m)	钻头尺寸(mm)	套管尺寸(mm)	套管下入深度(m)	水泥封固井段(m)
一开	300	762	609.6	300	0～300
二开	2603	571.5	473.08	2603	300～2603
三开	3440	431.8	365.1	3440	2603～3440
四开	5400	333.4	273.1	5400	3440～5400
五开	6820	241.3	219.1	5200～6820	5400～6820
六开	7260	190.5	139.7	5000～7260	6820～7260

图 3.2-3 井深结构示意图

（3）钻井液

本项目钻井一开、二开采用水基钻井液，主要成分为坂土、Na_2CO_3、NaOH、CMC、KOH、KCl、CaO、重晶石等，水基钻井液用量 597m^3；三开、四开、五开、六开采用油基钻井液，主要成分为白油、主乳化剂、有机土、增粘剂、重晶石等，油基钻井液用量 1829m^3。钻井液性能指标及用量见表 3.2-8。

表 3.2-8 单井钻井液性能指标及用量一览表

开钻次序	井段(m)	钻井液体系	主要成分	密度（g/cm^3）	钻井液用量（m^3）
一开	0～300	坂土-聚合物	坂土、Na_2CO_3、NaOH、CMC、KOH、KCl、CaO、重晶石等	1.15～1.20	597
二开	～2600	钾钙基有机盐		1.15～1.40	
三开	～3440	油基钻井液体系	白油、主乳化剂、有机土、增粘剂、重晶石等	1.85～1.90	1829
四开	～5400	油基钻井液体系		1.20～1.35	
五开	～6820	油基钻井液体系		2.05～2.20	
六开	～7260	油基钻井液体系		1.90～2.05	

（4）钻井设备

主要钻井设备见表 3.2-9。

表 3.2-9 单井钻井主要设备一览表

序号	名　　称	型 号	数量（台/套）
1	钻　机	ZJ80D	1
2	井　架	JJ585/46.5-K	1
3	钻井泵	F-2200HL	3
4	钻井液罐	总容积 600m^3	1
5	柴油机	G12V190PILG-3	3
6	发电机	G12V190PILG-3/C15/G12V190ZLD1/ G12V190ZLD1-2/HH70LDB	5
7	钻井液不落地系统	/	1
8	井控系统	二开 1 套、三开 1 套、四开 1 套、五开/六开 1 套	4
9	H_2S 监测仪	便携式	≥4
		固定式	1
10	液压大钳	Q10Y-M	1
11	柴油储罐	60m^3	1

3.2.4.2 集输工程

（1）物流总体流向

呼 6 区块各单井在井场计量后通过采气管线输送，接入新建露点控制装置，处理后的外输气通过新建管线输送至昌吉高新区配气站，利用已建 DN600 管线返输至呼图壁储气库外输线；若有剩余气量可反输到 D813 管道，与储气库天然气一起输往 706 站，进入准噶尔输气环网。

凝析油装车拉运至乌石化；生产污水装车外运至采油二厂 81#联合站采出水处理系统处理。物流总体流向示意见图 3.2-4。

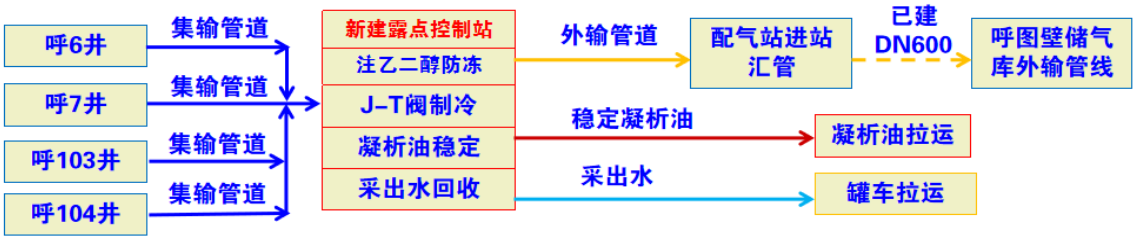

图 3.2-4 物流总体流向示意图

（2）井口装置

井口主要包括以下装置：①一级电动笼套式节流阀，控制井中流体流动的节流装置，它可以承受油嘴上下游高速流体的冲蚀。油嘴管汇装置只允许流体冲蚀限制在油嘴里。②二级电动笼套式节流阀与一级节流阀配套使用，调节进入下游露点控制站的压力温度等参数。③生产压力温度监测装置用来监测气井产出流体生产参数（例如温度和压力）的组装设备。④仪表法兰用来监测油井产出流体生产参数（例如温度和压力）的组装设备，该装置上也可以用于取样和注入化学剂。⑤A、B、C、D 环控压力监测装置对采气树 A、B、C、D 四处环空带压状态进行压力监测。⑥环空补压装置，含甲酸钾储罐和高压柱塞泵。用于套管补压、放压，保护井下封隔器和油管。⑦油套管放空系统，油管和套管设置高压节流角阀，满足在紧急工况下完成安全泄放；⑧放喷点火装置，为便于紧急情况下将防喷管线点燃，放空管线末端设置点火装置，由燃烧筒、火头、电子点火棒、遥控器、组合电器柜、电缆、管线、卡子等组成。燃烧筒直接连接在放喷管线的末端。其余部件用卡子固定在放喷管线上。需要点火时，操作者远距离操作遥控发射器。

井口主要工程量见表 3.2-10。

表 3.2-10 井口主要工程量

序号	工程内容	主要组成	单位	数量
（一）	采气井场		座	4
单座井场工程量：				
一	阀门			
1）	DN100/PN250 球阀		套	6
2）	DN80/PN250 球阀		套	2
3）	DN80/PN250 截止阀		套	2
4）	DN100/PN25 球阀		套	1
5）	DN80/PN250 安全阀		套	1
6）	0~25MPa 压力表		套	3
7）	压力表阀		套	5
8）	双金属温度计		套	5
9）	DN100/PN250 绝缘接头		套	2
二	管材			
1）	D114×13/20G	无缝钢管	m	160
2）	D76×5/20G	无缝钢管	m	130
3）	D89×5/20	无缝钢管	m	150
4）	D76×10/20G	无缝钢管	m	120
三	井口装置	A、B、C、D 环空压力检测装置；采气树侧翼压力/温度监测装置；电动笼套式节流阀；油管/套管放空节流阀、数据头；	套	2
四	井口安全控制系统	含电动泵、控制系统等；	套	1
五	放喷点火装置		套	1
六	多相流计量装置		套	1

（2）采气管线

项目部署新井全部采用密闭集输工艺，采用“井口—露点控制站”的一级布站工艺。各采气井进站情况见表 3.2-11。

表 3.2-11 井口主要工程量

序号	工程内容	主要组成	单位	数量
（二）	采气管线			
1）	D114×13/20G（呼 6 井）	无缝钢管、埋深 2.0 米、保温 50mm	m	2500
2）	D114×13/20G（呼 7 井）	无缝钢管、埋深 2.0 米、保温 50mm	m	13500
3）	D114×13/20G（呼 103 井）	无缝钢管、埋深 2.0 米、保温 50mm	m	2000
4）	D114×13/20G（呼 104 井）	无缝钢管、埋深 2.0 米、保温 50mm	m	15000

表 3.2-11 各采气井进站情况一览表

站号	接入井号	接入井数
呼 6 露点控制站	呼 6 井、呼 7 井、呼 103 井、呼 104 井	4

采气管线选择碳钢管材 D114×13/20G，采气管线均采用聚氨酯泡沫保温埋地敷设，管道管底埋深 2.0m。管线走向、管径、穿越工程、管线跨越的施工方式见表 3.2-12 和表 3.2-13。单井管线走向见图 3.2-5。

表 3.2-12 采气管线穿跨越情况

序号	项目名称	穿跨越情况
1）	呼 6 井采气管线	穿越 4 级公路 3 次
2）	呼 7 井采气管线	穿越 4 级公路 5 次，穿越高速公路 1 次、穿越冲沟 1 次
3）	呼 103 井采气管线	穿越 4 级公路 3 次，穿越冲沟 1 次
4）	呼 104 井采气管线	穿越 4 级公路 5 次，穿越高速公路 2 次

图 3.2.5 单井管线走向示意图

3.2.4.3 露点控制站

（1）平面布置

本项目新建露点控制站 1 座，占地面积 145000m^2（145×100m），在露点控制站在西南角建设危险废物暂存间一座。含 2 列工艺处理装置。

露点控制站划分为辅助生产区、生产区、储罐区、装车区和生活区。

辅助生产区：辅助厂房区、仪表风橇、仪控橇、箱变等；

生产区：主要为工艺生产装置，包括段塞流捕集器橇、生产分离器橇、气-气换热器橇、一级闪蒸分离器橇、二级闪蒸分离器橇等；

储罐区：主要布置 6 座 100m^3 卧式储罐；

装车区：布置有凝析油装车系统；

厂内设置 4m 宽环形消防道路，保证厂内作业通畅，方便消防车辆通行。

露点控制站处理规模：96×10^{4}Nm^3/d，最大处理能力 120×10^{4}Nm^3/d。单列处理规模：48×10^{4}Nm^3/d，最大处理能力 60×10^{4}Nm^3/d。

放空火炬布置在露点控制站下风侧 90 米外，火炬筒体高 35m，直径为 DN300。

生活区：值班室、会议室、餐厅、库房、洗手间、中控室、操作间。

露点控制站厂区平面布置见图 3.2.6。

露点控制站主要设备见表 3.2-14。

表 3.2-14 露点控制站主要工程量表

序号	工程内容	主要组成	单位	数量
一	**工艺橇装设备**			
1）	段塞流捕集器橇	含段塞流捕集器及配套阀组	套	2
2）	生产分离器橇	含三相分离器、安全阀、进出口阀组等	套	2
3）	仪控室橇	10.0m×3.0m	座	2
4）	气气换热器橇	含绕管式换热器、外输流量计	套	2
5）	低温分离器橇	含低温分离器、J-T 阀、安全阀、进出口阀组等	套	2
6）	一级闪蒸分离器橇	含三相分离器、安全阀、进出口阀组等	套	2
7）	二级闪蒸分离器橇	含三相分离器、安全阀、进出口阀组、电加热器等	套	2
8）	凝析油稳定单元	含：凝析油进料预换热器、凝析油稳定塔、稳定器空冷器。塔顶气分离器、外输气/凝析油换热器	套	2
二	**公用工程橇装设备**			
1）	卧式油罐	100m^3 含呼吸阀、阻火器	套	6
2）	凝析油装车泵橇	屏蔽泵 2 台，流量 100m^3/h，扬程 70m	套	1
3）	装车鹤管	内含定量装车系统	套	2
4）	火炬除液器	含卧式分离器、安全阀、进出口阀组等	套	1
5）	火炬	DN300，H=35m，含自动点火系统	套	1
6）	污油罐	含污油罐、齿轮泵等	套	1
7）	富气增压橇	往复式压缩机	套	1
8）	仪表风橇	流量 3.5m^3/min，排气压力 0.8MPa	套	1
9）	乙二醇注入及再生橇	含贫液罐，富液缓冲罐，乙二醇再生塔、柱塞泵 3 台，雾化器 2 套、插桶泵（补充乙二醇贫液用）	套	1
10）	橇装房	值班室、会议室、卫生间、门卫室、中控室、餐厅、库房	套	7
11）	放散管	含放散立管、阻火器	套	1
20）	VOCs 回收装置		套	1

3.2.4.4 外输工程

呼 6 露点控制站外输管道起点位于呼 6 井区露点控制站，管线出站后向东 246m 处穿越冲沟，继续向东敷设约 2.2km 至昌吉高新配气站，线路全长约 2.5km。沿线不设置阀室，呼 6 井外输管道 D219 最大外输能力可达到 130×$10^4$$Nm^3$/d。外输管线穿越情况见表 3.2-15。外输管线走线见图 3.2-7。

表 3.2-15 外输管线穿越情况

序号	项目名称	穿跨越情况
1）	外输气管线	穿越一般公路 2 次，穿越冲沟 1 次

图 3.2-7 外输管线走线走向示意图

3.2.5 储运设备

露点控制站凝析油采用槽车拉运。新建 6 座 100m^3 卧式油罐，储存时间为 3.1 天。

3.2.6 环保工程

有机液体储罐（凝析油卧式储罐）增设呼吸阀控制其无组织排放，将有组织排放引入回收装置；新建 VOCs 回收装置，对排放的废气进行收集处理，采用冷凝吸附法回收无组织排放物。装置组成主要包括制冷机组、冷凝箱体、吸附装置，以及防爆接线箱等部分组成。净化后尾气经 15m 高排气筒达标排放。

新建 1 座危废暂存间，位于露点控制站西南角，用于站内废活性炭、事故状态下含油污泥等危险废物的暂存，暂存间地表采取防渗措施须满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其 2013 年修改单中要求，具备防风、防雨、防渗、防晒功能。

3.2.7 配套工程

3.2.7.1 供水

站场生活、生产用水采用罐车拉运从呼图壁县城拉运至用水场地。

3.2.7.2 排水

露点控制站在站外低洼处设一座 50m^3 化粪池，污水排至化粪池内，定期清掏拉运呼图壁县污水厂处理。

3.2.7.3 消防

（1）井场消防

每座采气井场建有 1 座放喷池、1 座采气树，1 座液控柜控制间，井场为五级站

场可不设消防给水。配置一定数量的 MF/ABC8 型手提式磷酸铵盐干粉灭火器、MT7 型手提式二氧化碳灭火器及 MFT/ABC35 型推车式磷酸铵盐干粉灭火器。

（2）露点控制站

露点控制站为四级站场，储罐区需设置固定式消防冷却给水系统及固定式低倍数泡沫灭火系统，并配备一定数量的移动式灭火器材，工艺装置区设置消防给水系统，装车区设置消防给水及泡沫灭火系统

站区新建消防泵房 1 座，泵房内设消防冷却水泵 2 台，1 用 1 备；新建消防稳压装置 1 套，配套稳压泵 2 台，1 用 1 备；新建泡沫消防水泵 2 台，1 用 1 备；新建 1 座 1000m^3 消防水罐及闸门间，每座 100m^3 凝析油罐设 PCL8 型立式空气泡沫产生器 1 套、固定喷淋冷却水装置 1 套。

3.2.7.4 防腐

井场地面保温管道外壁防腐层：无溶剂环氧涂料涂敷二道，防腐层干膜厚度≥300μm。地面不保温管道外壁防腐层：二道环氧富锌底漆（60μm）-二道环氧云铁中间漆（100μm）-二道交联氟碳涂料（80μm），防腐层干膜厚度≥240μm。

露点控制站保温管道外壁防腐层：无溶剂环氧涂料涂敷二道，防腐层干膜厚度≥300μm。埋地不保温碳钢管道和不锈钢管道外壁防腐层：无溶剂环氧涂料涂敷三道，防腐层干膜厚度≥400μm。

采气管线管道外壁：防腐层采用熔结环氧粉末一次成膜结构，防腐层厚度≥300μm；保温层采用聚氨酯泡沫塑料，厚度≥50mm，保温管轴向偏心量±3mm；防护层采用聚乙烯专用料，厚度≥1.4mm。采用“一步法”成型工艺。单管预制合格后两端加防水帽。管道补口防腐层采用无溶剂环氧涂料（300μm）和辐射交联聚乙烯热缩补口带，保温层材料同管体，外防护层采用补口套。

3.2.7.5 供电

新建采气井场采用双电源供电，两个电源分别“T”接于就近的 10kV 架空线路，新建 10kV 架空线路约 4km；新建露点控制站场采用双电源供电，两个电源分别“T”接于就近的 10kV 架空线路，新建 10kV 架空线路约 12km；在各井场附近架设 1 座 100kVA 杆架式变电站，本工程在站内设 1 座 10/0.4kV 箱式变电站，作为该站的供电

中心。

3.2.7.6 仪表自动化

本项目仪表自动化分为两部分，站场部分和井场部分。

（1）采气井场

每座井场新建 1 套液控柜 RTU 和井口 1 套 RTU。本次将采气树（油压、套压、环空压力，共 5 台）、采气管线压力信号（共 2 台）及一二级电动节流阀信号均上传至液控柜 RTU，再将液控柜 RTU 及井口 RTU 均通过网线接至本次新建工业级交换机（二光六电，含光模块，交换机暂定放置在控制室内），通过光缆将数据上传至已建或新建露点控制装置中控室新建 DCS 系统，完成仪表数据采集、监控功能。

（2）露点控制站

在新建露点控制站内新建一套 DCS 系统及安全仪表系统。将各橇接线箱仪表信号引至后端新建站控系统；站内新增可燃气体探测器，将站场可燃气体探测器引至后端新建可燃气体报警控制器内，可燃气体报警控制器通过 RS485 线缆引至后端新建站控系统。

新建露点控制站中控室分为操作间和机柜间，操作间设 1 台操作站（1 机双屏）、1 台工程师站（1 机双屏）、1 台打印机、1 台视频监控客户端及可燃气体报警控制器；机柜间设站场 DCS 机柜、ESD 机柜、视频监控机柜、通讯机柜等。

3.2.8 道路

新建露点控制站接引道路 0.26km，按四级道路标准建设，路面宽 6m，采用砂石路面。道路交叉口处设置交通指示标牌。

3.2.9 依托工程

采出水及井下作业废液依托采油二厂 81#联合站采出水处理系统处理，事故状态下含油污泥依托具有 HW08 类危险废物处理资质的单位进行回收处置。露点控制站生活污水经露点控制站化粪池预处理后定期清运至呼图壁县丰泉污水厂处理，生活垃圾定期清运至呼图壁县生活垃圾填埋场。

（1）采油二厂 81#联合站采出水处理系统处理基本情况

81#联合处理站始建于 1989 年，该处理站集原油处理、污水处理及注水为一体，建站之初均未办理环评手续。2014 年 4 月，中石油新疆油田分公司组织开展了克拉玛依油田后评价工作，其中包括对 81#联合处理站的回顾性评价内容，原自治区环保厅以新环函[2014]900 号文（见附件 6）出具了审查意见。原克拉玛依市环保局以对克环保函[2012]225 号对 81#联合站污水处理系统改造工程进行了环评批复，以克环保函[2015]569 号进行了竣工环保验收。

81#联合处理站污水处理系统采用重力沉降+混凝沉降+压力过滤处理工艺，原油处理站 5000m^3 沉降罐排出的含油污水进入 2 座 2000m^3 重力除油罐进行重力沉降，初步除去污水中的乳化油；出水进入 2 座 1000m^3 反应缓冲罐，经反应提升泵打入 3 座 500m^3 反应罐内，同时在反应提升泵进水总线上投加水质净化剂，在反应罐内中心反应筒上腔投加离子调整剂、中腔投加净化凝聚剂，药剂在罐内中心反应筒混合反应后，进入外环沉降区进行沉降分离，破乳后的污油与凝聚后的固体微粒与水分离，通过排污管线排出。经反应罐处理净化后的出水靠重力，进入 2 座 2000m^3 斜板沉降罐进行二次沉降。沉降后的水经 1 座 2000m^3 过滤缓冲罐然后进入 2 座 2000m^3 净化水罐，出水水质执行《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中相关要求，净化水经外输泵提升后，输至 701、702、703、801、802 各注水泵站。

81#联合处理站污水系统设计处理规模为 17000m^3/d，综合考虑 2021 年拟接入站的其他区块预测产能，富余处理能力为 703m^3/d。本项目 4 口井采气井中采出水的量为 14.9m^3/d（2023 年），81#联合处理站采出水富余处理能力可满足项目需求。

（2）呼图壁县丰泉污水厂

呼图壁县丰泉污水厂位于呼图壁县北侧的园户村镇，是呼图壁县唯一一家处理县城生活污水的厂家，2008 年 9 月正式投产运行，设计处理污水规模为 1.1×$10^4$$m^3$/d，经处理后出水水质可达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）二级排放标准。2019 年该污水处理厂实施了《呼图壁县丰泉污水处理厂提标改造工程》(批复文号：昌州环评〔2019〕51 号，批复时间 2019 年 6 月 21 日)，目前提标改造工作即将完成，改造完成后，日处理污水能力将达到 1.5×$10^4$$m^3$/d，出水标准为《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）一级 A 标准限值要求，冬季储存

于中水库，夏季用于生态绿化。

（3）呼图壁县生活垃圾填埋场

呼图壁县生活垃圾填埋场位于大丰镇北部约 15km，建于 2013 年，设计库容 54.18 万 m^3，设计使用年限 16 年，目前已服役 8 年，仍在使用年限内，本项目生活垃圾产生量较小，仅 1.3t/a，可以依托呼图壁县生活垃圾填埋场。

3.3 工程分析

油气田开发是一项包含多种工艺技术的系统工程，包括勘探、钻井、测井、井下作业、采气、采出气集输、处理和供水、供电、道路、通讯等配套工程。

3.3.1 主要工艺流程

3.3.1.1 钻井生产工艺

（1）钻井

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

其工艺包括钻井、固井（下套管、注水泥）和完井等过程。钻井前要进行钻前准备工作，完井后要清理井场。钻前准备：包括平整井场和井场道路、构筑钻井设备地基、布置钻井设备等。井场主要钻井设备有：钻机（包括井架、天车、泥浆泵）、泥浆罐及泥浆固相控制系统、水罐，柴油机、发电机。井场配有控制室（车）和宿营房车。井场边缘靠近泥浆循环系统处设置泥浆罐（钻井期间存放钻井岩屑、废泥浆和废水）。在钻井时，泥浆自井口径钻杆、钻头至井底，携带井底的岩屑上返地面，经泥浆固相控制系统除去岩屑后循环使用（参见图 3.3.1）。

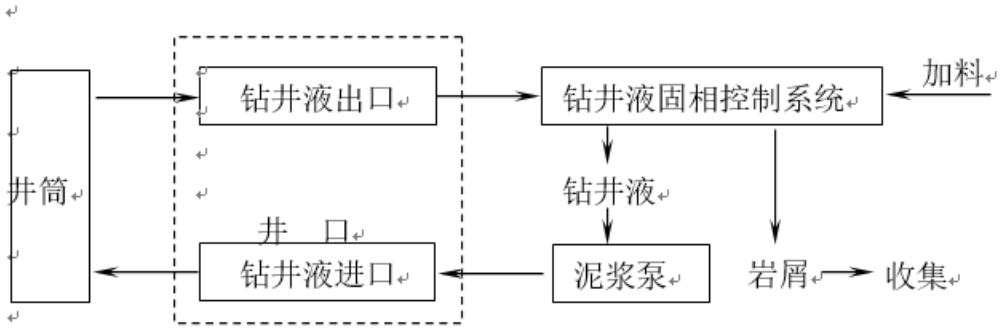

图 3.3.1 钻井液循环示意图

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

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

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

项目部署钻 2 口井，新钻井平均单井进尺 7260m，总进尺 14520m。

（2）测井

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

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

（3）井下作业

井下作业是进行采气生产的重要手段之一。一般在采气井投产前及投产以后进行，一般包括酸化、压裂、下泵、试油、洗井、修井、除砂、清蜡等一系列工艺过程。酸化、压裂作业是用不同的化学和物理方法对低渗透的油层进行处理，进一步提高原料气产量；洗井、修井、除砂和清蜡作业均是在采气井使用一段时间后，因

腐蚀、结垢、机具磨损和损坏等而采取的工艺措施。

3.3.1.2 管线施工工艺

管线施工工艺流程详见图 3.3.2。

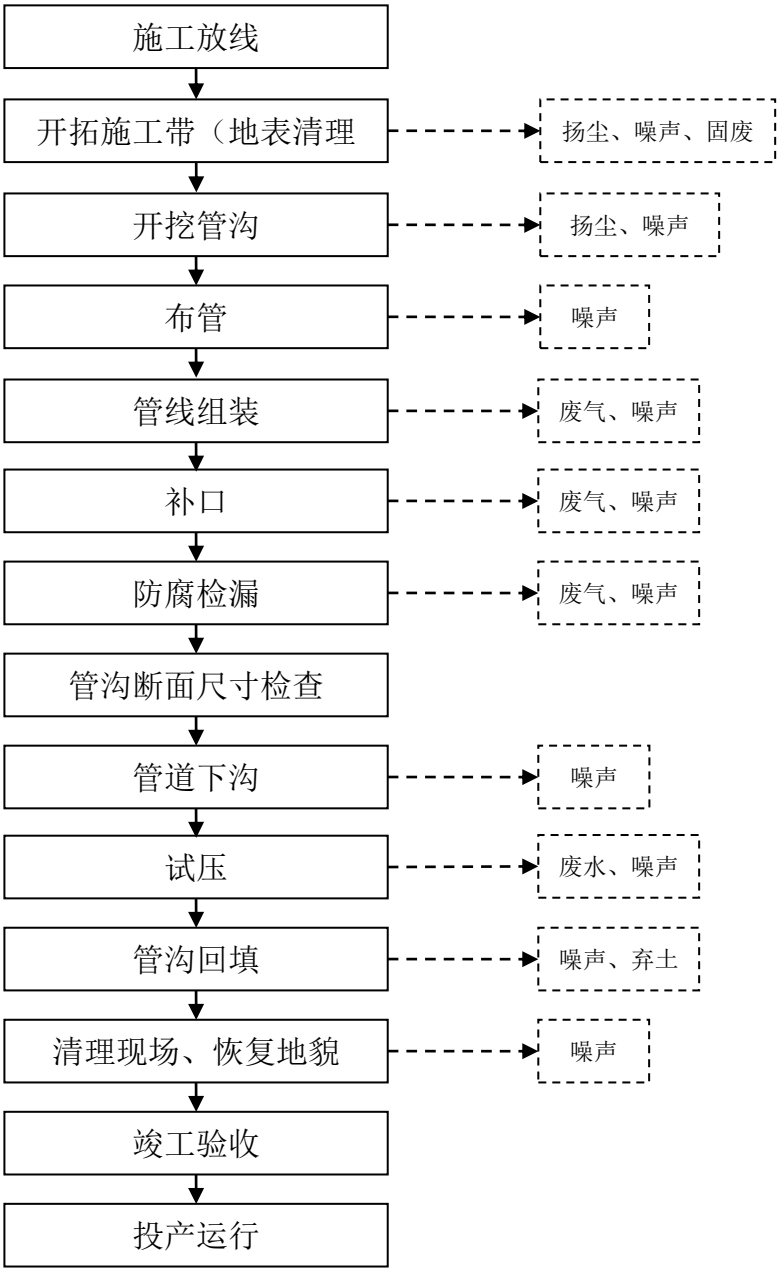

图 3.3.2 管线施工工艺流程及产污环节示意图

管线施工工艺流程简介：

（1）施工放线

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

（2）管沟开挖

本项目管线采用沟埋式敷设，开挖管沟前，应根据管道施工用地宽度清理其中的杂物，平整沟、坎，以便施工机具通行，同时清除管线中心线两侧以及附近斜坡上危及管道安全的崩塌堆积物 。

沿管线设计路线进行开挖管沟，并根据现场情况适当调整，开挖过程中对管沟区挖方单侧堆放，以机械开挖为主，人工为辅。开挖到设计深度位置，并对管沟底进行夯实、铺小颗粒原土、下管。

管线穿越砾石路、冲沟等、农田、林木地段时，采用大开挖施工方式。穿越砾石路面时，将路面挖开后放入管线采用钢筋混凝土套管进行保护，套管顶埋深不小于 2m；穿越冲沟、水沟时，管道沟埋敷设后，恢复原有的地形地貌，保证管顶最小埋深不小于 2.5m；穿越农田、林木地段时，尽量减少农田、林木地段的占地，根据农田区域内和农业区域边缘的实际情况，设定集输管道管顶埋深不小于 1.1m，分层开挖，分层回填。

本项目单井输气管线长度 33.0km，采用 D114mm 管径，外输管线 2.5km，采用 D219mm 管径，单井输气管线呼 104 井、呼 103 井至露点控制管线基本伴行现有公路穿越，呼 6 井、呼 7 井选线尽可能避让占用耕地，外输管线穿越有地覆盖度草地、工矿用地等。项目施工要控制施工作业带宽度，单井输气管线施工作业带宽度为 14m，外输管线施工作业带控制宽度 18m，管线埋深为 2.0m。

（3）管道下沟

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

（4）管道连接与、吹扫与试压

管道进行焊接、补口、补伤、接口防腐等，进行注水试压。管道在试压前应进行吹扫，当吹扫出的气体无铁锈、尘土、焊渣、水等脏物时为合格，吹扫气体在管道内流速应大于 20m/s。

管线试压介质采用中性洁净水，管道试压分段进行，集输管线试压水由排出后进入下一段管线循环使用，试压结束后排入撬装组合型钢板池暂存。

（5）穿越工程

本项目单井输气管线共穿越 4 级公路 16 次，高速公路 2 次，冲沟 2 次；外输管线穿越一般公路 2 次，冲沟 1 次。

具体穿越和做法说明如下：

①穿越冲沟采用大开挖穿越方式，穿越处采用钢质套管保护，套管距渠底最大冲刷面距离距离＞1m，套管长度超出渠坡脚边界 2m。

②管道穿越 4 级公路、高速公路、一般公路、林间道路等应加保护套管，征地属地同意后优先采用大开挖方式穿越，次而代之为顶管穿越、夯管穿越、定向钻穿越。

③单井输气管线穿越高速公路采用顶管穿越。顶管是一种非开挖施工方法，即在工作坑内借助顶进设备产生的顶力，克服管道与周围土壤的摩擦力，将管道按设计坡度顶入地层中，并将土方运走。

（6）站场配套设备安装及连头

将配套设备和站场新增设备拉运至站场，并完成安装工作。管线施工完成后在站场将管线与配套阀门连接，并安装 RTU 室等辅助设施；采出的油气混合物通过新建集输管线输送至露点控制站，管线与站内阀组连接。

（7）管沟回填

收尾工作包括管沟回填、场地平整和临时场地恢复。管线连接成功并检验合格后进行管沟回填。对管沟实施土方回填，回填时分二次回填，回填土应与管沟自然土相似，首先距管壁 300mm 范围先用较小粒径的原土进行小回填，最大回填粒径不超过 10mm，然后采用原土进行大回填，管顶距自然地坪不小于 1.5m 且管沟回填土

高出自然地面 300mm，沿管线铺设方向形成垄，作为自管道上方土层然沉降富裕量，且可以作为巡视管线的地表标志，剩余土方用于场地平整和临时施工场地土地恢复。第一次回填采用人工回填，第二次回填可采用机械回填，机械回填时，严禁施工机械碾压管道。管沟回填后，在管线沿线设置管道标识、里程桩、转角桩、标志桩、警示牌和警示带等标识。

3.3.1.3 采气集输工艺

井口来气（35×10^{4}Nm^3/d、70~87MPa），经两级油嘴节流至 11~12MPa，经采气管线输送至露点控制装置。节流输送后，物料温度高于水合物形成温度，不会形成水合物，流程见图 3.3.3。

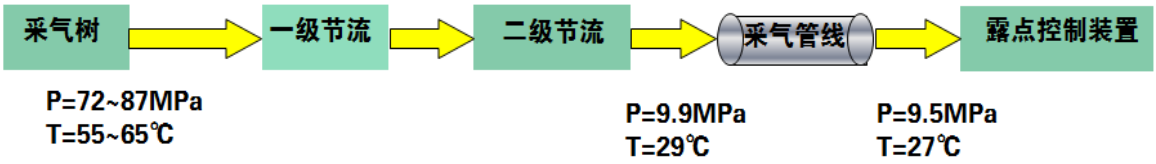

图 3.3.3 井口工艺流程框图

呼 6 区块各单井在井场计量后通过采气管线输送，接入新建露点控制装置，处理后的外输气通过新建管线输送至昌吉高新区配气站，利用已建 DN600 管线返输至呼图壁储气库外输线；若有剩余气量可反输到 D813 管道，与储气库天然气一起输往 706 站，进入准噶尔输气环网。

3.3.1.4 露点控制站处理工艺

（1）处理工艺

露点控制站天然气处理采用采用的是注乙二醇防冻工艺。采气井在井口经二级节流后通过集输管道输送至露点控制站（35×10^{4}Nm^3/d，9.5~10.5MPa），进站后经段塞流捕集器内进行气液分离，分离器出口气相通过雾化器注乙二醇（15~25L/h）防冻，通过气-气换热器换热温度降至 5~15℃，在进入 J-T 阀前二次注醇（20~50L/h）防冻，经 J-T 阀节流制冷后（5~6.0MPa，-15~-8℃）进低温分离器，分离出的气相返回气-气换热器管程复热后外输（5~6.0MPa，10~20℃）。凝析油进一级闪蒸分离器分离，分离后与低温分离器底部液相汇合后，节流去二级闪蒸分离器分离，分离出的乙二醇富液去富液罐储存外运，凝析油经稳定塔稳定后去凝析油储罐，定期装车

外运。

一级闪蒸分离器和二级闪蒸分离器出来的水相，进入污水罐储存，定期外运。

露点控制站工艺流程见图 3.3.4。

图 3.3.4 露点控制站工艺流程示意图

主要工业设备功能介绍：

①露点控制站

设置卧式双筒结构段塞流捕集器 1 座，上筒是聚结旋流分离、下筒是缓冲储液，在断续来液过程中液体直接进入下筒，携液气体经过聚结器进行旋流分离，保证了分离效果和缓冲容积。

②生产分离器橇

上游井口来气进入站内生产分离器橇内，进行油、气、水三相分离，分离器内设置入口分离机构、稳流机构和除雾机构，保证液体停留时间至少为 30min，分离出的气相进入下游气-气换热器，分离出的油相进入一级闪蒸分离器橇内，底部水相进入采出水系统。

③气-气换热器橇

气-气换热器采用缠绕式结构，在芯筒与外筒之间的空间内将换热管螺旋线形状交替缠绕而成，相邻两层螺旋状换热管的螺旋方向相反，以提高换热系数，并且采用一定间距、一定形状的定距件使之保持一定的间距。换热器的外筒、芯筒和管板所构成的环形空间便是壳程空间。如果所有的传热管均通过同一种介质，为单通道螺旋绕管式换热器；如果管内分别通过几种不同介质，而每种介质所通过的传热管均汇集在各自的管板上，便构成了多通道螺旋绕管式换热器。

④低温分离器橇

橇内的低温分离器采用卧式分腔控制分离结构，携液来气首先进入入口处的丝网聚结器，在分离器上分别设计了 1/3，2/3 流量的分气室，根据气量大小通过阀门控制进入分气室，保证了气体的最大抗波动性(24～60×$10^4$$Nm^3$/d)和分离的效果，容器设计了液位计口、高液位开关口和安全阀口，保证了设备安全运行。

⑤一级闪蒸分离器橇

生产分离器油腔出液进入一级闪蒸分离器，一级闪蒸分离器为三相分离器，分离出的气体进低温分离器，分离出的含油污水进排污系统，分离出的凝析油与低温分离器来液汇合后去下游。

⑥二级闪蒸分离器橇

一闪和低温分离器来凝析油，经电加热器加热至 35~40℃后，进入二级闪蒸分离器进行油、气、水三相分离，分离出的天然气去富气压缩机增压，分离出的乙二醇富液进入乙二醇再生系统，分离出的凝析油进入站内凝析油稳定系统。

⑦凝析油稳定单元

凝析油处理单元设计规模 60t/d，操作弹性 50%～120%。主要包括凝析油换热器、凝析油稳定塔、凝析油稳定塔重沸器、稳定气空冷器、塔顶分离器和外输气/凝析油换热器等。

二级闪蒸分离器来液（21℃，0.68MPa）经凝析油换热器换热后（155℃，0.68MPa），进入凝析油稳定塔，稳定塔操作压力为 0.5MPa。凝析油塔塔顶气相（153℃）经稳定气空冷器冷却后（50℃）进入塔顶气分离器进行气液分离后再次参与系统循环。稳定塔底部液相经重沸器加热至 185℃后经凝析油稳定进料预换热器冷却至 45℃后，再与外输气换热至 35℃后进入凝析油储存及装车单元。凝析油稳定塔塔底重沸器采用电加热方式。凝析油稳定塔采用填料塔，塔尺寸为 Φ500mm×20000mm，可以满足物流波动的最大需要，塔顶温度 153℃，塔底温度 185℃，塔操作压力为 0.5MPa。

⑧乙二醇注入及再生系统

注醇点一共分 2 处，分别位于气气换热器前端及后端。换热器前端注醇量为 30L/h，后端注醇量为 50L/h，注醇压力为 12~14Mpa。

乙二醇再生装置具有乙二醇溶液进行过滤、脱盐、再生等功能，本项目采取橇装化、整体化、模块化设计。

自二级闪蒸分离器分离出来的 EG 富液（20℃，0.1MPa）进入本装置的 EG 富液缓冲罐，从缓冲罐出来的富液由 EG 富液泵增压至 0.2MPa 后依次进入 EG 富液活性炭过滤器和 EG 富液后过滤器，以除去富液中可能存在的机械杂质及降解产物。过

滤后的富液经脱盐塔分别脱除乙二醇富液中的氯盐，脱盐后的 EG 富液首先进入再生塔塔顶换热器，换热至 45℃，再进入 EG 贫富液换热器换热至 85℃从中部进入 EG 再生塔，与来自重沸器的蒸汽逆流接触，继续被加热后的 EG 富液进入重沸器，被电加热炉加热至约 120℃完成提浓再生。再生塔顶部出来的蒸气（107℃，0.15MPa）经再生塔顶冷凝冷却器冷却到 90℃，然后进入再生塔顶冷凝罐，分离出的液去污水系统，分离出不凝气通过呼吸阀放空。从重沸器底部出来的 EG 贫液续被加热后的 EG 富液进入重沸器，被导热油加热至约 120℃完成提浓再生。再生塔顶部出来的蒸气（107℃，0.15MPa）经再生塔顶冷凝冷却器冷却到 90℃，然后进入再生塔顶冷凝罐，分离出的液去污水系统，分离出不凝气通过呼吸阀放空。从重沸器底部出来的 EG 贫液经 EG 贫富液换热器换热到 50℃，通过乙二醇贫液泵打入 EG 贫液缓冲罐循环使用。

⑨排污系统

一级闪蒸分离器排出的采出水、富气压缩机橇级间分离器排污以及塔顶气分离器排污统一回收至污油罐橇内。橇上设置有污油泵（一用一备），通过鹤管将污油水定期装车拉运。

⑩放空系统

为保证工艺装置安全生产，设置放空火炬系统。本系统最大放空规模按照 $60\times10^4m^3/d$ 设计。设置火炬除液器一座。放空火炬布置在回收站下风侧 90m 外，火炬筒体高 25m，直径为径为 DN300。

3.3.1.5 VOCs 回收工艺

对于不满足规范要求的有机液体储罐（凝析油卧式储罐）增设呼吸阀控制其无组织排放，将有组织排放引入回收装置；对于不满足规范要求的有机液体装载系统更换为密闭装车系统，新建 VOCs 回收装置，对排放的废气进行收集处理，重点地区非甲烷总烃去除效率不低于 90%。满足 GB39728—2020《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》中 2 号稳定轻烃储存控制要求。

项目新建 VOCs 回收装置，采用冷凝吸附法回收无组织排放物。

回收原理：选用活性炭作为吸附剂，吸附油气中的重组分，经过压缩制冷、冷

凝后液化回收，吸附后的净化气直接排放。

工艺流程：混合气经过变频风机，先将混合气冷凝，设置三级冷凝温度分别为3℃，-25℃、-70℃，尾气中绝大部分碳氢化合物得到液化，然后用高效活性炭深度吸附回收剩余油气。为防止冷箱冰堵，在-25℃级设置热气旁通化霜，每次关机前系统设置自动化霜，化霜时间为 10~15 分钟。

3.3.2 环境影响因素分析

本项目建设可分为开发建设期、生产运营期、退役期三个阶段。

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

本项目包括地面工程建设、采气、管线等施工作业内容，基本属于开发建设期和生产运营期的建设活动。其环境影响因素主要来源于气井及与其相关采气、井下作业、储运等各工艺过程，影响结果包括非污染生态影响，以及排放的污染物质导致的环境污染，详见表 3.3-1，图 3.3.5。

表 3.3-1 环境影响因素识别表

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

		施工机械和车辆噪声	影响声环境质量	-
2	运营期（正常工况）	采出水	石油类	-
		井场、控制站有组织、无组织废气排放	非甲烷总烃	-
		设备噪声	影响声环境质量	-
		井下作业固废	石油类等	-
		含油污泥、废活性炭	送有资质单位处置	
		原料气生产	对当地社会经济的拉动、使用地区大气环境的改善	＋＋
3	运营期（事故工况）	管线、阀组破损泄漏	污染土壤、火灾爆炸危险	-
4	退役期	封堵井眼，拆除井口装置	固废	-
		场地恢复	生态	+

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

图 3.3.5 气田开发过程污染物排放流程示意图

3.3.3 污染源强核算

3.3.3.1 施工期污染源强核算

施工期环境影响因素主要表现在采气井钻井、各类管线（单井采气管线、外输管线）、井场及露点控制站建设等施工活动中。废气主要来自钻井、管线、站场等建设过程中产生的扬尘和施工机械、施工车辆尾气等；废水主要为钻井废水、管道试压废水；噪声主要为施工机械及施工车辆噪声；固体废物为钻井岩屑和建筑垃圾、生活垃圾等。

（1）废气

施工期废气主要为钻井废气、施工扬尘、施工机械及施工车辆尾气。

①钻井废气

钻井期间的废气主要来源于钻井作业时柴油机组的燃烧废气以及无组织排放的烃类物质，其主要污染物为 NO_2、CO 和烃类等。

每个井队配备钻井柴油机 2 台，发电柴油机 2 台，柴油消耗量平均 2t/d。

本项目按井 2 口进行计算，平均每口井钻井周期 282d，钻井周期合计 564d；平均每天消耗柴油 2t，则整个钻井期间共耗柴油 1128t。

根据《非道路移动污染源排放清单编制技术指南》，柴油机污染物排放系数为每消耗 1kg 柴油产生 CO：10.722g，NO_2：32.792g，THC：3.385g。计算可知本项目钻井期间共向大气中排放 CO：12.1t，NO_2：36.99t，THC：3.82t。

根据《车用柴油》（GB19147-2016）表 3 要求，车用柴油（VI）中硫的含量≤10mg/kg。在此按柴油中硫含量为 10mg/kg 估算，燃烧 1t 柴油产生的 SO_2 为 0.02kg，钻井期间 SO_2 排放量为 0.02t。钻井期间排放的大气污染物将随钻井工程的结束而消失。

②施工扬尘

扬尘主要来自于施工场地的清理、平整，土方的开挖、堆放、回填，施工建筑材料的装卸、运输、堆放以及施工车辆运输。

1）车辆行驶产生的扬尘

据有关调查显示，施工工地的扬尘以运输车辆行驶时产生的量最多，约占扬尘总量的 60%。表 3.3-2 为一辆载重 5t 的卡车，通过一段长度为 500m 的路面时，不同路面清洁程度、不同行驶速度情况下产生的扬尘量。由此可见，在同样路面清洁度情况下，车速越快，扬尘量越大；而在同样车速情况下，路面清洁度越差，则扬尘量越大。

表 3.3-2 不同车速和地面清洁程度时的道路表面起尘量 单位：kg/辆 ·km

P / 车速	0.1(kg/m²)	0.2(kg/m²)	0.3(kg/m²)	0.4(kg/m²)	0.5(kg/m²)	1.0(kg/m²)
5km/h	0.0283	0.0476	0.0646	0.0801	0.0947	0.1593
10km/h	0.0566	0.0953	0.1291	0.1602	0.1894	0.3186
15km/h	0.0850	0.1429	0.1937	0.2352	0.2841	0.4778
20km/h	0.1133	0.1905	0.2583	0.3204	0.3788	0.6371

2）裸露场地产生的扬尘

施工期扬尘的另一个主要来源是露天堆场和裸露场地的风力扬尘。由于施工的需要，一些建材需露天堆放，一些施工点表层土壤需开挖、堆放，在气候干燥又有

风的情况下，较易产生扬尘。起尘风速与物料或土壤粒径、含水率等因素有关，减少露天堆放、减少裸露地面面积、缩短地表裸露时间和保证物料或土壤一定的含水率是减少风力起尘的有效手段。

（2）废水

钻井过程中产生的废水主要包括钻井废水、管道试压废水和生活污水。废水产生量随钻井周期、钻井深度和难度而异。

①钻井废水

钻井废水主要来源于钻台、钻具、地面、设备的冲洗，还有少量下钻时泥浆流失物和泥浆循环系统的渗透物。

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

本项目新钻 2 口井，均为直井，平均单井进尺 7260m。根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中 1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业产污系数表，2 口采气井为普通井（≥4km 进尺），产污系数 52.64t/100m 进行估算，本项目直井采气井钻井总进尺为 1.452 万 m，则钻井废水产生量为 0.764 万 m^3。钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排。

②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。管道试压分段进行，试压水排出后进入下一段管线循环使用。试压结束后，产生的试压废水按照每千米 2.5m^3 计算，本项目管线总长度为 35.5km，试压废水为 88.75m^3，主要污染物为 SS。试压废水可用作场地降尘用水。

③生活污水

根据钻井方案，平均钻井周期为 282 天，按照钻井期 35 人，管线及其它地面设施施工平均每天 40 人，地面设施与管线施工约 60 天，单人消耗水量 20L（参考《新

疆用水定额》）计算，排水系数取 0.8，则生活污水产生量约 196.4m^3，其排水水质与居民生活污水相近似，生活污水浓度 COD 为 350mg/l，BOD_5 为 170mg/l、氨氮为 6mg/l、SS 为 24mg/l，各污染物的产生量为 COD 0.069t、BOD_5 0.033t、氨氮 0.0012t、SS 0.0047t。生活污水排入生活营地内设置的临时生活污水储集池，采用 HDPE 防渗膜防渗，施工结束后由罐车拉运至呼图壁县丰泉污水厂处理。

（3）噪声

钻井过程中的噪声源主要是钻机（柴油机联动机组）、钻井液循环泵和柴油发电机，挖掘机等，各设备噪声源强详见表表 3.3-3。

表 3.3-3 钻井设备主要噪声源

位置	噪声源	源强 dB(A)	治理措施
井场	钻机	100~105	基础减振
	泥浆泵	95~100	减振、消声
	柴油发电机	95-102	减振、
管线	挖掘机	90-95	减振、消声

（4）固体废物

固体废物主要为钻井废弃泥浆、岩屑，以及废边角料、废包装物等建筑垃圾和生活垃圾。

①建筑垃圾

建筑垃圾产生量较少集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场。

②钻井废弃泥浆

钻井废弃泥浆是钻井过程中无法利用的泥浆，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：

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

式中：V—废弃钻井泥浆排放量（m^3）

D—井眼的平均直径（m）

h—井深（m）

本项目采气单井钻井进尺为 7260m，钻井泥浆产生量见表 3.3-4。

表 3.3-4 本项目采气单井钻井泥浆产生量

开钻次序	井段 m	钻头直径 mm	泥浆量 m^3	钻井液体系
一开	0~300	609.6	134.58	膨润土-聚合物
二开	300～2603	473.08	365.31	膨润土-聚合物
三开	2603～3440	365.1	153.95	油基
四开	3440～5400	273.1	207.97	油基
五开	5400～6820	219.1	157.89	油基
六开	6820～7260	139.7	99.21	油基
合计			1118.91	

根据以上计算可知，本项目 2 口单井共产生钻井泥浆 2237.82m^3，其中非磺化水基泥浆为 999.78m^3，油基泥浆为 1238.04m^3。

③钻井岩屑

钻井过程中，岩石经钻头和钻井液的研磨而破碎成岩屑，经钻井液循环携带出井口，在地面经振动筛分离出来，分离后的钻井液回用于钻井液配置。分离出水基岩屑暂存于井场外的岩屑堆放场地，岩屑堆放场地四周设有 50cm 高的围堰，围堰及岩屑堆放场地底部均铺设 HDPE 防渗膜，后续进行综合利用，不得在井场遗留；分理出的固相属于 HW08 类危险废物（废物代码：071-002-08），采用专用的方罐进行收集，并交由具有相应危废处理资质的单位负责接收、转运和处置。

废弃岩屑产生、排放量与井身结构等因素有关，其中岩屑产生量可按下式计算：

$$W=1/4\times\pi\times D^2\times h\times P$$

式中：W——产生的岩屑量，m^3；

D——井眼平均井径，m；

h——裸眼长度，m；

P——膨胀系数，水基岩屑取 1.8，油基岩屑取 5；

水基岩屑按体积计。油基钻井岩屑按质量计，密度取 $\rho=2.5g/cm^3$。

本项目一开、二开采用水基钻井液，三开至六开采用油基钻井液，根据井身结构计算项目水基岩屑和油基岩屑的产生量，详见表 3.3-4。

表 3.3-4 项目岩屑产生量一览表

井号	水基岩屑		油基岩屑		
	井段	体积（m^3）	井段	体积（m^3）	质量（t）
单井	一开	246.3	三开	615	1537.5
			四开	855	2137.5
	二开	1061.2	五开	325	812.5
			六开	62.5	156.25
单井小计	/	1307.5	/	1857.5	4643.75
2 口井合计	/	2615.0	/	3715.0	9287.5

本次评价根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》中的相关要求对油基钻井岩屑进行识别、分析，详见表 3.3-5。

表 3.3-5 油基钻井岩屑产生量及危险特性一览表

名称	类别	代码	产生量	产生工序及装置	形态	主要成分	有害分成	危险特性
油基岩屑	HW08	071-002-08	9287.5t	采用油基钻井液钻井时产	固态	石油类、岩屑	石油类	毒性

④施工队生活垃圾

本项目单钻井周期为 282 天，地面设施与关系施工约 60 天，钻井施工约为 35 人，管线及其它地面设施施工平均每天 40 人，每人每天产生生活垃圾 0.5kg，部署新钻 2 口井，平均单井产生生活垃圾为 9.87t，整个钻井过程生活垃圾共计 11.07t，生活垃圾的堆放在指定地点，定期清运至呼图壁县生活垃圾填埋场。

（5）生态影响因素

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

①占地

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

地面工程施工作业包括站场场地平整、管线敷设等，施工作业直接破坏了地面

植被，造成了土壤扰动，容易导致水土流失。

项目新钻井呼 104 井、呼 103 井占地主要包括施工井场、岩屑堆放场地、施工营地等，呼 6 井和呼 7 井钻井工程单独开展环境影响评价，本项目仅考虑呼 6 井和呼 7 井的永久性占地，单井占地面积 1200m^2（（40×30））。采气具体占地见表 3.3-1。

表 3.3-1 工程占地一览表

施工井场（m×m）	岩屑堆放场地（m×m）	放喷管线（m×m）	放喷池（m×m）	生活营地（m×m）	探临道路（m×m）	总占地面积（m^2）
135×95	80×10	110×5+110×10	15×20	45×65	180×4	19220

项目单井输气管线长 33.0km，施工作业带控制在 14m，外输管线长 2.5km，施工作业带控制在 18m，管线占地属于临时性占地。

项目新建露点控制站接引道路 0.26km，路面宽 6m，控制施工作业带 8m。

新建露点控制站占地面积 145000m^2，属于占用已有的工况用地，未新增用地。本项目各类地面工程占地情况见表 3.3-2。

表 3.3-2 占地面积统计表

序号	工程内容	占地面积（m²）			说明
		永久	临时	总占地	
1	井场	4800	36040	40840	包含呼 104 井、呼 103 井永久性占地和临时性占地，呼 6 和呼 7 井的永久性占地。
2	单井管线	0	462000	462000	集输管线长度 33.0km，作业带范围按 14m 计。
3	外输管线		45000	45000	集输管线长度 2.5km，作业带范围按 18m 计。
4	道路	1560	520	2080	道路 0.26km，控制施工作业带 8m 计。
合计		6360	543560	549920	/

根据估算，各项工程的永久性占地面积为永久占地 0.636hm^2、临时占地 54.356h^2，详见表 3.3-2。工程占地类型主要为耕地、低覆盖草地、工况用地等。

②石方平衡

本项目单井输气管线作业带宽 14m，外输管线作业宽度 18m，管线作业时无弃方产生，全部回填或就地平整，其中井区单井管线及外输管线非农田部分管段挖方全部回填，多余土方敷设于管线上方作为管廊；管线穿越耕地部分，表土剥离后单独存放，管沟分层开挖、分层回填，多余土方就地平整，无弃方产生。

3.3.3.2 运营期污染物源强核算

运营期环境影响因素主要体现在天然气集输及处理过程中产生的无组织排放的

挥发性有机物；废水主要为天然气处理产生的采出水、井下作业废水及生活污水；噪声源主要为天然气处理设备、井下作业及轻烃运输车辆；固体废物主要为井下作业固废、含油污泥。

（1）废气

本项目 1 号稳定轻烃采用压力罐存储，基本无挥发性有机物排放。挥发性有机废气主要来自油气集输处理环节，阀门、法兰等部件产生的少量挥发性有机物，该过程中的无组织挥发废气尚无相应的污染源强核算技术指南，其产生量参考《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》中设备动静密封点泄漏平均排放系数法进行核算。

石油炼制工业密封点 TOC 排放速率：

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

式中：e_{TOC}——某类密封点的 TOC 排放速率，kg/h；

F_A——某类密封点排放系数；

WF_{TOC}——物料流中含 TOC 的平均质量分数；（根据产能预测数据，按日产油最大量计算，取 94%）；

$WF_{甲烷}$——物料流中甲烷的平均质量分数，（根据产能预测数据，按天然气中甲烷占比及产量计算，取 36%）；

N——某类密封点的个数。

计算 VOCs 的排放速率：

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

式中：e_{VOCs}——物料流中 VOCs 排放速率，kg/h；

e_{TOC}——物料流中 TOC 排放速率，kg/h；

WF_{VOCs}——物料流中 VOCs 的平均质量分数，（根据产能预测数据，按天然气中甲烷占比及产量计算，取 59%）；

WF_{TOC}——物料流中 TOC 的平均质量分数。

根据上述公式计算天然气集输处理过程中的无组织挥发性废气产生量见 3.3-3。

表 3.3-3 排放系数、设备类型数量及污染物排放量

设备类型	排放系数（kg/h/排放源）	设备数量（个/台）	污染物排放量（t/a）
阀门	0.0268	20	4.60
法兰、连接件	0.00025	140	0.30
合计	/	/	4.90

（2）废水

① 生活活污水

露点控制站常驻工作人员 26 人，单人消耗水量 20L/d（参考《新疆用水定额》），站内年用水量约 189.8m^3，排水系数取 0.8，则生活污水年产生量约 151.84m^3，其排水水质与居民生活污水相近似，化学需氧量（COD_{Cr}）浓度 350mg/L、氨氮（NH_3-N）浓度 30mg/L、悬浮物（SS）浓度 200mg/L。

②生产废水

生产废水包括天然气处理产生的含油污水及井下作业废水。

1）采出水

天然气处理过程中会分离出含油污水，根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中“07 石油和天然气开采业行业系数手册”中超低含硫天然气废水中污染物产污系数：COD 930 克/万立方米产品、石油类 119 克/万立方米产品。依据本项目产能预测经济表 3.2-6，项目产水量随着开采年限逐年递增，2023 年 4 口井全部投产后，年产水量 0.49×10^{4}t，产气量最大，为 4.46×10^{8}m^3，据此计算，项目最大 COD 产生量 41.48t/a，石油类产生量 5.31t/a。

露点控制站气液分离后采出水用罐车拉运采油二厂 81#联合站采出水处理系统处理处理，经处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)后回注于地层。

（3）噪声

噪声主要包括露点控制站机泵的运转噪声、井下作业噪声和罐车等交通噪声等，噪声排放情况见表 0-1。

表 0-1 运营期噪声排放情况一览表

噪声源名称		声功率级[dB（A）]	排放规律	噪声特性
井场	井下作业	80～105	间歇	机械
露点控制站	各类机泵	90～100	连续	机械
罐车	交通噪声	60～90	间歇	机械

（4）固体废物

①井下作业固废

井下作业固废的产生是临时性的，主要通过酸化、压裂、洗井等工序，产生大量的酸化液、压裂液和洗井液。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中井下作业各类固废产排污系数（见表 3.3-9），计算井下作业固废的产生量。

表 3.3-9 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称
井下作业	压裂液	气井加砂压裂	所有规模	废压裂液（压裂返排液）	立方米/井	263.98	无害化处理/处置/利用
	酸化液	气井酸化压裂	所有规模	废酸化液（酸化返排液）	立方米/井	82.3	无害化处理/处置/利用
	洗井液	修井	所有规模	废洗井液	吨/井	25.29	无害化处理/处置/利用

根据表 3.3-9 计算，本项目共 4 口井，因此，井下作业过程废压裂液产生量为 1055.92m^3/a，废酸化液产生量为 329.2m^3/a，废洗井液产生量为 101.16t/a。

②含油污泥

井下作业时要求带罐作业，井口采用箱式清洁作业平台防止产生落地油，井口排出物全部进罐，做到原油 100%回收。

天然气进站后先进生产分离器撬进行分离，会有少量油泥砂产生，定期清理设备，类比呼探 1 井试采期油泥砂产生数据，单井产生量约 0.2t/a，则本项目生产分离器撬容器底部油泥砂产量约 0.4t/a，与事故状态下的含油污泥同属于《国家危险废物名录(2021 年版)》HW08 废矿物油和含矿物油废物中 071-001-08 石油开采和联合站

贮存产生的油泥和油脚，交由具有相应危险废物处置资质的单位进行回收、处置。

② 清管废渣

集输管线每 2-4 年清管 1 次，根据类比调查，一般每公里管线产生的清管废渣量平均约为 1.15kg，本项目新建管线共计 35.5km，每次废渣量约 40.83kg，按 2 年清管 1 次，由此计算可知废渣量约 20.41kg/a。清管废渣中含有少量管道中的油，其危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物中 071-001-08 石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚，可委托具有相应危险废物处置资质的单位进行无害化处理。

④废活性炭

VOCs 处理装置吸附单元产生的废活性炭属于 HW49 类非特定行业产生的废物（废物代码：900-039-49），活性炭每月更换 1 次，废活性炭产生量为 0.06t/a 交由厂家回收处理。

⑤生活垃圾

运营期固体废物主要为站内生活人员生活垃圾，按 0.5kg/人 d 计算，产生量约为 4.75t/a。集中收集后拉运至呼图壁县生活垃圾填埋场处理。

3.3.3.3 退役期环境影响因素分析

退役期的环境影响主要为井区停采后进行一系列的清理工作，包括地面设施的拆除、封井、井场清理等，将产生少量扬尘、地表废弃建筑、不可移动的废弃设施、废弃管线等固体废物。在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，同时，将产生的建筑垃圾进行集中收集，运至当地建筑垃圾填埋场进行填埋处理。

3.3.3.4 非正常及事故状态环境影响因素分析

本项目非正常工况主要是露点控制站开停工、设备维检修等情况，非正常工况下的天然气全部进入火炬燃烧放空；可能发生的事故主要有井喷、井漏、管线和储罐泄漏事故。

（1）非正常工况

露点控制露点控制站非正常工况下火炬最大放空规模按照 $60\times10^4m^3/d$（$5\times10^4m^3/h$） 设计，单次放空最大时长 24 小时，筒体高 35m，直径 300mm。参照《污染源源强核算技术指南 石油炼制工业》（HJ982-2018）中火炬焚烧排放废气产

污系数法进行核算：

$$D_{火炬}=\begin{cases}2\times\sum_{i=1}^{n}(S_i\times Q_i\times t_i) & (二氧化硫)\\ \sum_{i=1}^{n}(\alpha\times Q_i\times t_i) & (氮氧化物)\end{cases}$$

式中：D—核算时段内火炬排放废气中某种污染物产生量，kg；

n—火炬个数，量纲一的量；

S_i—核算时段内火炬气中的硫含量，kg/m^3；

Q_i—核算时段内火炬气流量，m^3/h；

t_i—火炬年运行时间，h；

α—排放系数，kg/m^3，氮氧化物取 0.054。

本项目天然气中不含硫，非正常工况火炬燃烧废气中氮氧化物排放量约 2700kg/h，单次放空最大排放量为 64.8t/a。

（2）井喷事故

井喷主要是在钻井和井下作业过程中发生的事故。本项目在钻井和井下作业过程中由于地层压力不稳、封井不严或者井控设备失灵，均可能发生井喷事故。发生井喷事故时，天然气、采出水、凝析油和钻井液一同冲出井口，很容易发生爆炸和火灾事故。

（3）井漏事故

井漏事故一般发生在钻井过程或井下作业修井过程中，通常是由于套管破损或者固井质量不好，导致钻井液或修井液漏入地层。漏层的类型、井漏的严重程度，因漏失层位各不相同，变化很大，一旦发生井漏，使大量钻井液或修井液漏失，除造成经济损失外，还可能对地下含水层和油层造成一定的污染和危害。

（4）管道及轻烃储罐泄漏

由于腐蚀、误操作等原因，单井采气管线及储罐发生破裂导致油品泄漏，造成环境污染。

3.3.3.5 污染物排放量汇总

本项目污染物排放情况见表 3.3-10。

3.4 清洁生产分析

所谓清洁生产是指不断采取改进设计、使用清洁的能源和原料、采用先进的工艺技术与设备、改善管理、综合利用等措施，从源头削减污染，提高资源利用效率，减少或者避免生产、服务和产品使用过程中污染物的产生和排放，以减轻或者消除对人类健康和环境的危害。

清洁生产是一种新的、创造性的思维方式，它以节能、降耗、减污、增效为目标，以技术和管理为手段，通过对生产全过程的排污审核、筛选并实施污染防治措施，以消除和减少工业生产对人类健康与生态环境的影响，达到防治污染、提高经济效益的双重目的。

本项目为气田开发建设项目，生产过程主要包括采气、集输、处理及辅助生产等。针对项目特点，本次评价对钻井及井下作业工艺清洁性、污染防治措施先进性及集输工艺先进性进行清洁生产分析。

3.4.1 清洁生产水平技术指标对比分析

（1）指标分析

石油天然气开采业建设项目清洁生产分析指标主要包括生产工艺与装备要求、资源能源利用指标、污染物产生指标、废物回收利用指标和环境管理要求等。根据国家发展改革委、工业和信息化部 2009 年联合发布的《石油天然气开采行业清洁生产评价指标体系》（试行）对本项目的清洁生产水平进行评价。

本项目钻井、井下作业、采气和集输处理作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值见表 3.3-11 至表 3.3-12。

（2）综合评价指数考核评分计算

综合评价指数考核总分值的计算公式为：

$$P=0.6P_1+0.4P_2$$

式中：P—清洁生产综合评价指数

P_1—定量评价考核总分值；

P_2—定性评价二级指标考核总分值。

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况，不同等级的清洁生产企业的综合评价指标表 3。

表 3.3-13 石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

清洁生产企业等级	清洁生产综合评价指数
清洁生产先进企业	P≥90
清洁生产企业	75≤P＜90

由表 3.3-11 至表 3.3-12 计算可得：

——钻井作业：定量指标 100 分，定性指标 95 分，综合评价 98 分。

——采气和集输：定量指标 90 分，定性指标 100 分，综合评价 94 分。

表 3.3-11 钻井作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本项目	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	评分
（1）资源和能源消耗指标	30	占地面积	m^2	15	符合行业标准要求	符合	15
		新鲜水消耗	t/100m 标准进尺	15	≤25	符合	15
（2）生产技术特征指标	5	固井质量合格率	%	5	≥95%	100	5
（3）资源综合利用指标	30	钻井液循环率	井深：2000m 以下；2000m～3000m；3000m 以上	10	≥40%；≥50%；≥60%	95	10
		柴油机效率	%	10	≥80	＞85	10
		污油回收率	%	10	≥90	100	10
（4）污染物产生指标	35	钻井废水	t/100m 标准进尺	10	甲类区：≤30；乙类区：≤35	＜35	10
		废弃钻井液	m^3/100m 标准进尺	10	≤10	＜10	10
		采油机烟气	-	5	符合排放标准要求	符合	5
		石油类	mg/L	5	≤10	＜10	5
		COD	mgL	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	＜150	5

定性指标					
一级指标	指标分值	二级指标		指标分值	本项目评分
（1）原辅材料	15	钻井液毒性	可生物降解或无毒钻井液	10	0
		柴油消耗	具有节油措施	5	5
（2）生产工艺及设备要求	30	钻井设备	国内领先	5	5
		压力平衡技术	具备欠平衡技术	5	5
		钻井液收集设施	配有收集设施，且使钻井液不落地	5	5
		固井设备	配备振动筛、除气器、除泥器、除砂器、离心机等固控设备	5	5
		井控措施	具备	5	5
		有无防噪措施	有	5	5
（3）管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过认证		10	10
		开展清洁生产审核，并通过验收		20	20
		制定节能减排工作计划		5	5
（4）贯彻执行环境保护法规的符合性	20	废弃钻井液处置措施满足法规要求		10	10
		污染物排放总量控制与减排措施情况		5	5
		满足其他法律法规要求		5	5

表 3.3-12 采气定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本项目	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	评分
（1）资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 采出液	30	稀油：≤65　稠油：≤160 天然气：≤50	12.65	30
（2）资源综合利用指标	30	余热利用率	%	10	≥60	0	0
		油井伴生气回收利用率	%	10	≥80	100	10
		含油污泥资源化利用率	%	10	≥90	100	10
（3）污染物产生指标	40	石油类	%	5	≤10	0	5
		COD	%	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	0	5
		落地原油回收利用率	%	10	100	100	10
		采油废水回用率	%	10	≥60	100	10
		油井伴生气外排率	%	10	≤20	0	10

定性指标

一级指标	指标分值	二级指标				指标分值	本项目评分
（1）生产工艺及设备要求	45	井筒质量			井筒设施完好	5	5
		采气	采气过程醇回收设施	10	/	10	10
			天然气净化设施先进、净化效率高	20	/	20	20
		集输流程			全密闭流程，并具有轻烃回收装置	10	10
（2）管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过验证				10	10
		开展清洁生产审核				20	20
		制定节能减排工作计划				5	5
（3）环保政策法规执行情况	20	建设项目“三同时”执行情况				5	5
		建设项目环境影响评价制度执行情况				5	5
		污染物排放总量控制与减排措施情况				5	5

		老污染源限期治理项目完成情况	5	5

3.4.2 清洁生产水平结论

根据综合评价指数得分判定，本项目清洁生产企业等级为：清洁生产先进企业。

本项目采用的清洁生产技术遵循“减量化、再利用、资源化”的原则。开发各阶段、各作业环境均采取了避免和减缓不利环境影响的措施，高效利用并节约使用各类能源、资源（水、土地等）；使用油气开发效率高的先进工艺技术与设备；制定了合理有效的废物管理方案，采用源削减技术，减少了钻井、油气开采过程中固体废物、废水、废气等污染物的产生量，实现了废物的循环利用与资源化利用。

3.5 污染物排放总量控制

目前，国家对化学需氧量、氨氮、二氧化硫和氮氧化物实行总量控制。本项目产生的采出水、井下作业废水集中收集后由罐车拉运至 81#联合站采出水处理系统处理达标后回注油藏，不外排，故不对化学需氧量、氨氮进行总量控制。

本项目非甲烷总烃的无组织排放为 6.20t/a，有组织排放量为 0.997t/a，建议建设单位据此进行总量控制指标申请。呼 6 区块位于呼图壁县和昌吉市，位于乌昌石同防同治区，为重点区域，废气污染物指标的倍量替代方案，由昌吉回族自治州生态环境局统一划拨。详见表 3.4-1。

3.6 相关法规、政策符合性分析

3.6.1 与相关政策符合性分析

3.6.1.1 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），“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，均属鼓励类项目，本项目的建设符合国家产业政策。

3.6.1.2 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

项目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 3.6-1。

表 3.6-1 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	《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气 开发环境保护条例》中相关规定	项目采取的相关措施	相符合分析
1	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。	项目区域内无水源涵养区、地下水源、饮用水源、自 然保护区、风景名胜区、森林公园、重要 湿地及人群密集区等生态敏感区。	符合
2	煤炭、石油、天然气开发项目实行环境监理，其大气、水体、固体废物等污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。	项目设计阶段已经对大气、水体、固体废物等污染防治进行了设计，大气、水体、固体废物等污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。	符合
3	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。	本报告提出，井场、站场施工结束后，均应对施工场地进行清理平整，由于项目所在区域的蒸发量大于降水量，不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。事故状态下产生的落地油集中收集后交由有相应处理资质的单位进行回收、处置。	符合
4	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。	本报告提出运营期要定期对站场各设备设 施及管线进行检查检修；选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对站场和管线 的设备、阀门等进行检查、检修，以防止“跑、冒、漏”现象的发生。	符合
5	石油、天然气开发单位钻井和井下作业应当使用无毒、低毒钻井液。对已使用的有毒钻井液应当回收利用并做无害化处置，防止污染环境。 对钻井作业产生的污水应当进行回收，经处理达标后方可回注。未经处理达标的污水不得回注或者外排。	本项目使用无毒、低毒钻井液，钻井液循环使用。	符合

	对钻井作业产生的污油、废矿物油应当回收处理。		
6	石油、天然气开发单位应当采取保护性措施，防止油井套管破损、气井泄漏，污染地下水体。	选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对站场和管线的设备、阀门等进行检查、检修，以防止“跑、冒、漏”现象的发生。	符合
7	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。 煤炭、石油、天然气开发单位堆放、储存煤渣、含油固体废弃物和其他有毒有害物，应当采取措施防止污染大气、土壤、水体。	清罐底泥、油基岩屑及废活性炭交由相应危险废物处理资质的单位回收处理。建危险废物暂存间，其贮存期限应符合《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》。运输过程中应执行《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移联单管理办法》要求中有关运输的规定，运输过程中运输车辆应加盖篷布。	符合
8	煤炭、石油、天然气开发过程中产生的伴生气、有毒有害气体或者可燃性气体应当进行回收利用；不具备回收利用条件的，应当经过充分燃烧或者采取其他防治措施，达到国家或者自治区规定的排放标准后排放。	项目天然气全部经过处理后外输，不放空。	符合
9	煤炭、石油、天然气开发单位实施下列活动的，应当恢复地表形态和植被：（一）建设工程临时占地破坏腐殖质层、剥离土石的；（二）震裂、压占等造成土地破坏的；（三）占用土地作为临时道路的；（四）油气井、站、中转站、联合站等地面装置设施关闭或者废弃的。	项目管线施工时土方分层堆放、分层回填，临时占地均进行场地平整清理，项目区植被盖度较低，由于特殊的气候条件，不适宜采取植被复垦的生态保护措施。场站均采取了地面硬化的措施，退役期场站内的水泥平台或砂砾石铺垫被清理，平整后依 靠自然恢复。	符合
10	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。	本项目投产后归属中国石油新疆油田分公司采气一厂管理，将项目实施区域纳入《中国石油新疆油田分公司采气一厂突发环境污染事件应急预案》	符合

由表 3.6-1 可知，项目建设符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的相关规定。

3.6.1.3 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

本项目运营期采取的各项环保措施与《石油天然气开采业污染防治技术政策》中要求的相符性分析详见表 3.6-2。

表 3.6-2 本项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的相符性分析

序号	《政策》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
1	在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到 100%。	井下作业时带罐，防止产生落地原油。产生的落地原油后，及时回收，100%回收，交由具有相应危险废物处置资质的单位负责接收、转运和处置。	符合
2	在开发过程中，适宜注水开采的油气田，应将采出水处理满足标准后回注。	采出水送至 81#联合处理站采出水处理系统，达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中相关标准后，全部回注油藏，不外排。	符合
4	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。新、改、扩建油气田油气集输损耗率不高于 0.5%。	本项目采用密闭集输工艺流程工艺，1 号稳定轻烃采用压力罐储存，根据计算结果，油气集输损耗率系数约为 0.01%。	符合
5	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。燃烧放空设施应避开鸟类迁徙通道。	本项目天然气全部经过处理后外输，不放空。	符合
6	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排。	井下作业废水及含油废水集中收后由罐车拉运至 81#联合处理站采出水处理系统处理达标后回注油藏，不外排。	符合
7	应回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的油泥（砂）等中的油类物质，含油污泥资源化利用率应达到 90%以上，残余固体废物应按照《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别。	事故状态下产生的落地油 100%回收，含油污泥交由有相应处理资质的单位进行回收、处置。	符合
8	1）油气田企业应制定环境保护管理规定，建立并运行健康、安全与环境管理体系；2）加强油气田建设、勘探开发过程的环境监督管理。油气田建设过程应开展工程环境监理；3）在开发过程中，企业应加强油气井套管的检测和维护，防止油气泄漏污染地下水；4）建立环境保护人员培训制度；5）油气田企业应对	呼 6 区投产后将归新疆油田分公司采气一厂运营，将本井区纳入采气一厂已有的 HSE 管理体系、突发环境污染事件应急预案及污染源日常监控计划。	符合

	勘探开发过程进行环境风险因素识别，制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。开展特征污染物监测工作，采取环境风险防范和应急措施，防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故。		

由表 3.6-2 可知，项目建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》的相关规定

3.6.1.4 与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》的符合性分析

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

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

项目施工过程采取“下垫上盖”措施，结束后拟对临时占地进行恢复治理，可减少扬尘影响。项目建设符合《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》要求。

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

本项目与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函[2019]910 号）符合性分析见表 3.6-3。

表 3.6-3 与“环办环评函[2019]910 号”符合性

序号	《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》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
1	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应以区块为单位开展环评，一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。项目环评应深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目，还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对相关生态环境问题提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应在环评中论证其可行性和有效性。	本项目是以呼 6 区块开展环评，在报告中对项目施工期、运营期环境影响和环境风险进行了分析，并提出有效的环境保护措施、污染防治措施和环境风险防范措施，并分析了依托工程可行性和有效性；同时对现有工程也进行了回顾性评价，对相关生态环境问题提出有效防治措施。	符合

2	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式综合处理和利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危 险废物，应按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。相关部门及油气企业应加强固体废物处置的研究，重点关注固体废物产生类型、主要污染因子及潜在环境影响，分别提出减量化源头控制措施、资源化利用路径、无害化处理要求，促进固体废物合理利用和妥善处置。	井场设置不落地设备，用于分离钻井液和钻井岩屑；水基岩屑暂存于井场外的岩屑堆放场地，岩屑堆放场地四周设有 50cm 高的围堰，围堰及岩屑堆放场地底部均铺设 HDPE 防渗膜，后续进行综合利用，不得在井场遗留；分理出的固相属于 HW08 类危险废物（废物代码：071-002-08），采用专用的方罐进行收集，并交由具有相应危废处理资质的单位负责接收、转运和处置项目运营过程中事故状态下含油污泥交由有相应危险废物处置资质的单位回收、处置，不会对区域环境造成不利影响。	符合
3	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	本项目凝析油采用压力罐贮存，并设置 VOCs 回收装置，采用冷凝吸附法回收无组织排放物，最大限度的减少了油气的无组织挥发。	符合
4	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施。	项目的建设符合相关规划及区域“三线一单”要求，选址选线合理；施工期严格按照即定方案施工，合理制定施工方案，加强施工管理，严禁施工人员和机械在施工范围外作业；电源自周边已建电网接入，钻井设备及各类机械均使用符合国家标准的油品；优先选用低噪声设备，高噪声设备采取基础减震措施，项目周边无声环境敏感目标，不会造成扰民现象；施工结束后应及时对项目区进行平整、清理，恢复临时占地。	符合
5	陆地油气长输管道项目，原则上应当单独编制环评文件。油气长输管道及油气田内部集输管道应当优先避让环境敏感区，并从穿越位置、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进行深入论证。高度关注项目安全事故带来的环境风险，尽量远离沿线居民。	本项目建设集区块生产、处理设施和外输管线建设项目为一体，管线在选线时综合考虑了沿途村庄、农田的分布情况，尽可能远离居民区，避让农田；针对不同的穿越工程，采取适宜的施工方式；针对外输管线可能发生的风险，提出了相应的风险防范措施。	符合
6	油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案	项目建成后归属采气一厂管辖，采气一厂具备完善的应急管理体系，本项目可依托其应急预案及应急物资。	符合
7	涉及自然保护地和生态保护红线的，应当说明工程实施的合法合规性和对自然生态系统、主要保护对象等的实际影响，接受生态环境主管部门依法监管。	本项目不涉及生态保护红线区。	符合

8	油气企业应按照企事业单位环境信息公开办法、环境影响评价公众参与办法等有关要求，主动公开油气开采项目环境信息，保障公众的知情权、参与权、表达权和监督权。各级生态环境主管部门应当按要求做好环评审批、监督执法等有关工作的信息公开。	建设单位作为责任主体，按照《环境影响评价公众参与办法》（2019 年 1 月 1 日）等相关规定，开展了本项目信息公示和公众意见调查等工作，公示期间未收到公众反馈意见。	符合

3.6.1.6 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》要求的相符性分析

本项目采取的各项环保措施符合《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》中相关要求，相符性分析详见表。

表 3.6-4 本项目与《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	本项目采取的相关措施	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。	项目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；针对井型、气藏类型选用专用钻井和井控设备、开采设备，从钻井、采气及井下作业均符合清洁生产要求；报告提出，要按照规定对占地进行补偿，施工结束后临时占地要及时恢复，退役期要及时释放永久占地。	符合
2	应实施绿色钻井技术体系，科学选择钻井方式、环境友好型钻井液及井控措施，配备完善的固控系统，及时妥善处置钻井泥浆。	项目钻井过程符合清洁生产相关要求，钻井技术先进，钻井液体系设计切合实际，三开及以后开次配备了井控措施，钻井液采用不落地技术处理。	符合
3	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。	钻井时采用水泥浆固井，隔绝井筒和地层，防止污染地下水；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
4	防止油气生产、储存、转运过程中发生渗漏、泄露，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	项目建成后归属采气一厂管辖，采气一厂具备完善的应急管理体系，本项目可依托其应急预案及应急物	符合

	备相应的应急物资。	资。	
5	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。	项目凝析油全部回收，作为产品外收售；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；钻井岩屑交由第三方综合处置利用；井下作业带罐作业，防止落地油产生；事故状态下的含油污泥委托有资质的单位处置。	符合
6	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。	井区物联网通信采用双通信方式，井场采用光缆和无线 4G（VPN）即正常情况下采用光缆传输进行自动化数据通信，无线 4G（VPN）作为备用通信。井场 RTU 具备双通信模块及协议。露点控制站新建监控室 1 座，内设 PLC 控制系统 1 套，燃气体报警控制器 1 套。实现全过程自动化管理。	符合

3.6.1.7 与《关于加强乌鲁木齐、昌吉、石河子、五家渠区域环境同防同治的意见》相关要求的符合性分析

项目的建设符合《关于加强乌鲁木齐、昌吉、石河子、五家渠区域环境同防同治的意见》中的相关要求，详见 3.6-5。

表 3.6-5 本项目与《关于加强乌鲁木齐、昌吉、石河子、五家渠区域环境同防同治的意见》的相符性分析

序号	《意见》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
1	提高环境准入标准。严格执行国家产业、环境准入政策，防范过剩和落后产能跨地区转移。	项目的建设符合区域生态环境准入清单要求，不属过剩和落后产能项目。	符合
2	促进清洁生产。加强对重点企业的清洁生产审核和评估验收。所有重点企业完成清洁生产强制审核，按照行业清洁生产级标准实施技术改造。将清洁生产实施情况纳入企业环保绩效考核和企业环境行为评价范围。	本项目从钻井、井下作业及气藏开采均采取了清洁生产措施，符合相关标准要求。	符合
3	严格污染物排放标准。认真落实《重点区域大气污染物排放特别限值的公告》（环保厅 2016 第 45 号）的要求，钢铁、石化、火电、水泥等行业和燃煤锅炉严格执行重点行业污染物特别排放限值要求。其他工业企业一律执行国家最新污染物排放标准，减少污染物排放总量。严格执行无组织排放监测浓度限值和恶臭污染物厂界标准。	项目废气排放均执行特别排放限值，运营期监测计划提出了厂界无组织废气的监测要求。	符合
4	加快淘汰落后产能。加大钢铁、水泥、焦炭、玻璃、煤炭等行业落后产能淘汰力度。实施差别电价、惩罚性电价等价格杠杆，推进落后、过剩产能退出。全面排查区域内装备水平低、环保设施差的小型工业企业，制定分年度治理、撤迁、淘汰专项整治工作方案，取缔不符合国家产业政策的严重污染项目。	项目的建设符合区域生态环境准入清单要求，不属过剩和落后产能项目。	符合
5	开展挥发性有机物和有毒有害废气防治。建立重点行业挥发性有机物重点监管企业名录，加强重点区域内挥发性有机物治理，推进征收挥发性有机物排污费。加强有毒有害废气排放企业环境监测监管，推进其工艺技术和污染治理技术改造。	本项目凝析油采用压力罐贮存，并设置 VOCs 回收装置，采用冷凝吸附法回收无组织排放物，最大限度的减少了油气的无组织挥发。	符合

3.6.2 相关规划符合性分析

3.6.2.1 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。”本项目属于准噶尔盆地的油气开采项目，符合《全国矿产资源规划》要求。

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

《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》提出要加快建设国家“三基地一通道”，建设国家大型油气生产加工和储备基地。加大准噶尔、吐哈、塔里木三大盆地油气勘探开发力度，提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度。加快中石油玛湖、吉木萨尔、准噶尔盆地南缘以及中石化顺北等大型油气田建设，促进油气增储上产。加强成品油储备，提升油气供应保障能力。

本项目属于准噶尔盆地油气基地，项目开发建设包括玛湖油田，项目建设符合“纲要”提出加快噶尔盆地南缘大型油气田的建设，项目建设符合《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》的要求。

3.6.2.3《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》

根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，将新疆分为以下主体功能区：按开发方式，分为优化开发区域、重点开发区域、限制开发区域和禁止开发区域四类；按开发内容，分为城市化地区、农产品主产区和重点生态功能区三类；按层级，分为国家和省级两个层面。新疆重点开发区包括国家层面重点开发区域—天山北坡经济带。项目所在呼图壁县、昌吉市属于天山北坡经济带国家级重点开发区域。区域功能定位是：我国面向中亚、西亚地区对外开放的陆路交通枢纽和重要门户，全国重要的能源基地，我国进口资源的国际大通道，西北地区重要的国际商贸中心、物流中心和对外合作加工基地，石油天然气化工、煤电、煤化工、机电工业及纺织工业基地。本项目属于油气资源开发，属于该区域定位，符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》的功能定位。

3.6.2.4《新疆环境保护规划（2018-2022 年）》

本项目位于昌吉市、呼图壁县境内，属于新疆重点开发区域，项目不属于高污染产业、建材行业落后产能、不符合产业准入标准和政策的落后项目、纺织印染项目、水泥行业。因此，本项目符合《新疆环境保护规划（2018-2022 年）》（2018 年 2 月 1 日）的要求。

3.6.3“三线一单”符合性分析

（1）生态保护红线

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

根据《关于印发＜新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案＞的通知》（新政发〔2021〕18 号）和《昌吉回族自治州“三线一单”生态环境分区管控方案》，本项目区域不在划定的生态保护红线内。本项目与生态保护红线位置关系图见图 3.6-1。

（2）环境质量底线

评价区域内环境空气质量执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级标准，地下水质量执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准，声环境质量执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类区标准，场站、井场外占用农田的土壤执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表 1 筛选值标准；场站、井场其余占地土壤基本项目执行《土壤环境质量标准建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表 1 第二类用地筛选值，石油烃类执行表 2 第二类用地筛选值。

本次评价调查显示，油气田开发产生的污染物主要包括非甲烷总烃，生产废水、固体废物、噪声，针对各类污染物已采取了相应的治理和处置措施，污染物能达标排放，在采取相应措施后各类污染物排放均能够满足相关标准要求，符合环境质量底线的要求，不会对环境质量底线产生冲击。

（3）资源利用上线

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

（4）生态环境准入清单

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

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

3.6.3.1 与《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）相关要求的符合性分析

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

159 个，主要包括优先保护单元和重点管控单元之外的其它区域。一般管控单元主要落实生态环境保护基本要求，推动区域环境质量持续改善。以环境管控单元为基础，从空间布局约束、污染物排放管控、环境风险放空和资源利用效率四个方面严格环境准入。

根据《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》，本项目属于乌昌石片区，该区重点突出大气污染治理、资源能源利用效率提升。

本项目露点控制站供热设施采用电加热，凝析油装载及贮存废气采用冷凝+活性炭吸附工艺处理，污染物排放水平较低；最大限度的减少了油气的无组织挥发；项目的减少资源能源消耗少，且能为区域经济发展提供助力，为民生用气提供保障。符合自治区“三线一单”的总体管控要求。

3.6.3.2 与《昌吉回族自治州“三线一单”生态环境分区管控方案及生态环境准入清单》（昌州政办发〔2021〕41 号）相关要求的符合性分析

根据《昌吉回族自治州“三线一单”生态环境分区管控方案及生态环境准入清单》，本项目位于编码昌吉市 ZH65230120002 的重点管控单元。呼图壁县 ZH65232320001 的重点管控单元，项目的建设符合该管控单元的要求。相关符合性分析详见表 3.5-6。本项目与管控单元位置关系见图 3.6-2。

图 3.6-2 本项目与“三线一单”管控单元位置关系示意图

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境概况

4.1.1 地理位置

项目区位于准噶尔盆地南缘，横跨呼图壁县与昌吉市两地。

呼图壁县隶属昌吉回族自治州，位于新疆维吾尔自治区中北部，地处欧亚大陆腹地，准噶尔盆地南缘，南以天山分水岭与巴音郭楞蒙古自治州的和静县交界，北至古尔班通古特沙漠中心与塔城地区的和布克赛尔县接界，东邻昌吉市，西接玛纳斯县。东距乌鲁木齐市 68km，G312 国道、S201 省道、乌奎高速公路、北疆铁路横贯全境，是“乌昌核心经济圈”的重要组成部分和通往北疆各地及霍尔果斯、阿拉山口等边贸口岸的重要交通枢纽。

昌吉市位于新疆维吾尔自治天山北麓，头屯河至三屯河冲积扇，山前倾斜平原上，准噶尔盆地南缘。昌吉市东临头屯河与乌鲁木齐市、米泉市毗邻；西界红沟与呼图壁县接壤；北至吉尔班通古特沙漠，与塔城地区的和布克塞尔蒙古自治县、阿勒泰地区的福海县相连；南屏天山，以天山山地的阿斯克达坂山脊与巴音郭楞蒙古自治州和静县为界。

项目区地理位置见图 3.2.1。

4.1.2 地形地貌

项目所在区域位于天山北麓中部呼图壁河和三屯河冲洪积倾斜平原的中上部，地势总体上南高北低，缓慢向北倾斜。项目区地形较为平坦，地面海拔 500m～570m。

4.1.3 气象、气候

呼图壁县属温带大陆性干旱半干旱气候。平原地区平均气温 6.7℃，年降水量 167mm，无霜期平均 177 天，全年日照总时数 3090 小时，稳定在 10℃以上的年有效积温为 3553℃。在 5 月份到 8 月份，平原地区作物生长旺盛的季节，每

天平均日照时数 10 小时以上，7 月份达 11 小时以上。常年主导风向为西风。

昌吉市地处天山北麓平原地区，准噶尔盆地的南缘，为温带大陆性干旱气候。其主要特点是：冬冷夏热，气温年较差、日较差大，春、秋温度变化剧烈。

降水较少，年际变化不大。春、夏多大风，冬季多阴雾，低碎云天气，冻土深厚。春季：一般在三月中下旬开春，长约 2 个半月到 3 个月。春季冷空气活动多，升温快（逐月上升 8-11℃）而不稳定，降水、大风增多。气温昼夜变化剧烈，降水量占全年降水量的 30%，但年际变化大，常发生春旱。

夏季：一般在六月上、中旬入夏，长约 2 个半月到 3 个月。平原地区炎热，日最高气温高于 35℃的酷热期多达 30 多天，多阵性风雨天气。降水量占全年的一半以上，山区降水大，易形成洪水。

秋季：一般在九月上、中旬入秋，长约 2 个月。秋季晴天多，降温快，可谓“秋高气爽”。阵性风雨天气结束，大风减少。

冬季：一般在十一月上、中旬入冬，长约 4 个月到 4 个半月。冬季严寒、多阴雾和低碎云，能见度差，降水量只占全年降水量的 9%-11%。全年 95%以上的雾日集中在 11 月到次年 3 月出现。

昌吉气象站近 20 年（2000~2019 年）主要气象参数见表 4.1-1。

表 4.1-1 昌吉市气象站近 20 年主要气象参数一览表

参数		数量	参数		数量
年平均气温		7.9℃	极端最高气温		40.2℃ （2004年7月14日）
极端最低气温		-28℃ （2011年1月7日）	多年平均降雨量		192.2mm
最大一日降水量		43.4mm （2003年7月13日）	年平均本站气压		956.4hpa
多年平均水汽压（hPa）		7.5	多年平均相对湿度(%)		62.1
灾害天气统计	多年平均沙暴日数(d)	0.3	多年实测相应风向	极大风速（m/s）	22.4
				相应风向	WNW
	多年平均雷暴日数(d)	3.1	多年平均风速（m/s）		1.8
	多年平均冰雹日数(d)	0.1	多年主导风向、风向频率(%)		C15.6%

	多年平均大风日数(d)	6.4	多年静风频率(风速<=0.2m/s)(%)	15.6

4.1.4 区域水文地质

4.1.4.1 地表水

呼图壁县和昌吉市境内有四大水系，即雀尔沟河(平均年径流量 $0.32\times10^8m^3$)、呼图壁河(平均年径流量 $4.54\times10^8m^3$)、三屯河(平均年径流量 $3.58\times10^8m^3$)、头屯河(平均年径流量 $2.34\times10^8m^3$)，四条河流均发源于天山。雀尔沟河源于天山北坡中山区，主要由泉水补给，由南向北经呼图壁县大丰镇(距呼图壁县城西 25km)流向玛纳斯县；头屯河流经昌吉市区，从市区东部由南向北流过。雀儿沟河和头屯河距离项目区较远。

呼图壁河发源于天山主脊的喀拉乌成山及天格尔山，由南向北经高山区、中山区和低山区后进入平原区，在呼图壁县城以西 1.5km 处经过，在呼图壁镇的芨芨坝分为东西二河，东河进入小海子水库，西河进入大海子水库，呼图壁河全长 200km，主河道长约 176km，汇水面积 $2375km^2$，为常年性河流。呼图壁河的径流形成源于山区沿途大气降水和冰雪融水，山区基岩裂隙水补给。该河多年平均径流量为 $4.54\times10^8m^2$，平均流量 $14.5m^3/s$，夏季(6～8 月)占全年径流量 70.4%。河流年际变化小，最大 1.75 倍，水化学类型为 HCO_3 型，矿化度较低，适宜农田灌溉，是平原地区地下水的主要补给来源，也是项目区地下水的主要补给来源。

三屯河发源于天山支脉的天博格尔峰达山北坡，上游有大小屯河组成，在努尔加牧业村附近汇合，由南向北汇入各山涧支流，形成三屯河的主流，流出山口后进入平原灌区，最后消失在古尔班通古特沙漠南缘。三屯河长 260km，多年平均流量 $3.58\times10^8m^3$，多年平均流速 $11.34m^3/s$；流域汇水面积为 $1636km^2$，河流流量年际变化较大，洪枯悬殊，水量不稳，主要靠山区的降水和冰雪消融补给。

本项目西侧 2.9km 处是呼图壁河，但本项目与呼图壁河无直接水力联系。

4.1.4.2 地下水

项目区地下水类型属第四系松散岩类孔隙水。含水层岩性为砾石，卵砾石和砂砾，并有厚度不等的亚沙土和亚粘土，渗透系数 20～40m/d。本项目处于呼图壁县地下水中埋区，该区位于 G312 南北两侧的条状带地区，属于冲积扇与溢出带的过渡地带，地下水径流条件较好，矿化度小于 1g/l，水化学类型为 CO_3-Ca-Na

型，水质良好，适于灌溉和饮用。G312 国道以南为呼图壁县潜水开采区，潜水埋深 50～150m，G312 以北为承压水开采区，地下水埋深 200～350m。与项目区地下水有补给关系的河流为呼图壁河。呼图壁河出山口后，流经冲积扇透水良好的砾石带，河水经过天然渗漏补给形成第四系松散孔隙水，是该县境内平原地区地下水的主要来源，总补给量为 $2.6\times10^8 m^3/a$。

4.1.5 自然资源

项目区位于准噶尔盆地南缘，横跨呼图壁县与昌吉市两地。地表主要为荒地和农田。灰漠土是项目区域的典型地带性土壤类型，另分布有部分灌溉灰漠土。植被类型属于半灌木、矮半灌木荒漠和一年生农作物，这一区域自然植被多为低矮的耐旱植物，组成简单、种类单一，分布稀疏、种类贫乏。优势种主要为蒿类、柽柳、假木贼属、猪毛菜属、盐爪爪属、驼绒藜等植物，植被覆盖度 10～20%。

根据项目组现场踏勘，评价区域内没有保护植物分布。草地内野生植被以蒿类、柽柳、假木贼属、猪毛菜属、盐爪爪属、驼绒藜等植物为主，耕地种植农作物主要为玉米和棉花，部分区域有苜蓿种植。项目所在区域野生动物分布较少，主要为爬行类的蜥蜴和哺乳类的啮齿动物。

外输管线沿线主要为农田，种植作物主要有棉花、玉米等。

4.2 环境质量现状调查与评价

4.2.1 环境空气质量现状调查与评价

4.2.1.1 区域大气环境质量达标判定

本项目地处昌吉回族自治州呼图壁县与昌吉市，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（H.J2.2-2018）对环境质量现状数据的要求，本次评价引用生态环境部环境工程评估中心公布的全国环境空气质量达标区判定。

本次评价采用昌吉回族自治州 2020 年的监测数据，作为环境空气现状评价基本污染物 SO_2、NO_2、CO、O_3、PM_{10} 和 $PM_{2.5}$ 的数据来源。空气质量达标区判定结果见表 4.2-1。

表 4.2-1 大气质量及评价结果一览表

监测因子	年评价指标	现状浓度（μg/m³）	标准值（μg/m³）	占标率（%）	达标情况
SO_2	年平均值	8	60	13.3	达标
NO_2	年平均值	33	40	82.5	达标
PM_{10}	年平均值	88	70	125.7	超标
$PM_{2.5}$	年平均值	53	35	151.4	超标
CO	24 小时平均第 95 百分位数	2.5（mg/m³）	4（mg/m³）	62.5	达标
O_3	最大 8 小时平均第 90 百分位数	131	160	81.9	达标

项目所在区域 SO_2、NO_2 年平均浓度及 CO、O_3 日平均浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准要求；$PM_{2.5}$、PM_{10} 年浓度超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值要求，因此昌吉回族自治州为环境空气质量不达标区。

4.2.1.2 特征因子补充监测

（1）监测点位及监测项目

本次特征污染物环境质量现状数据为实地监测，监测单位为新疆新环监测检测研究院(有限公司)。实地监测点位为呼 104 井场处和呼 103 井场处。

（1）监测点位基本信息

监测点位信息见表 4.3-2，监测点位示意图详见图 4.3.1。

（2）采样分析方法

采样分析方法详见表 4.3-3。

表 4.3-3 大气污染物采样分析方法及依据

序号	监测项目	分析方法	依据	检出限
1	NMHC	气相色谱法	HJ604-2017	0.07mg/m³

（3）评价标准

非甲烷总烃参考《大气污染物综合排放标准详解》，以 2.0mg/m³ 作为环境质量标准限值。

（4）评价方法

采用占标率法进行环境空气质量的现状评价，其评价公式为：

$$P_i = \frac{C_i}{C_{0i}} \times 100\%$$

式中：P_i——i 污染物的质量浓度占标率；

C_i——i 污染物的监测浓度值，μg/m^3；

C_{0i}——i 污染物的评价标准，μg/m^3。

（5）监测及评价结果

环境空气质量现状监测及评价结果详见表 4.3-4。

从上表可以看出，本项目区域特征污染物非甲烷总烃小时平均值满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）确定一次浓度限值 2.0mg/m ³要求。

4.2.2 地表水环境现状调查与评价

本项目地表水评价等级为三级 B，且与呼图壁河无直接水力联系，因此无需进行地表水环境质量现状调查。

4.2.3 地下水环境现状调查与评价

4.2.3.1 水环境现状调查

（1）调查方法

地下水环境现状采用现状监测方式，天合公司委托新疆新环监测检测研究院（有限公司）于 2021 年 11 月 22 日进行了现场采样和检测。

（2）监测点位

共布设 5 个地下水监测点，分别是上二工村水井、独山子村水井、中渠村水井、东滩村二组水井、曙光村二片区水井，具体监测点位见图 4.2.1。

（3）监测项目及分析方法

本次监测项目包括水位、pH 值、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、总大肠菌群、细菌总数、亚硝酸盐氮、硝酸盐（以氮计）、氰化物、氟化物、汞、砷、镉、六价铬、铅、石油类、K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-。

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

4.2.3.2 水环境质量现状评价

（1）评价标准

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

（2）评价方法

评价方法采用标准指数法。

①对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算公式：

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

式中：P_i——第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i——第 i 个水质因子的监测浓度，mg/L；

C_{si}——第 i 个水质因子的标准浓度，mg/L。

②对于评价标准为区间值的水质因子(如 *pH* 值)，其标准指数计算公式：

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

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

式中：P_{pH}—pH 的标准指数，无量纲；

pH—pH 监测值；

pH_{sd}—标准中 pH 的下限值；

pH_{su}—标准中 pH 的上限值。

（3）评价结果

项目区地下水监测及评价结果详见表 4.2-5。

从表 4.2-5 可以看出，根据监测结果可知，各监测项目浓度均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准限值的要求，石油类浓度均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准。

4.2.4 声环境现状评价

声环境现状委托新疆新环监测检测研究院（有限公司）进行现场监测。

（1）监测点位

呼 104 井、呼 103 井、呼 6 井、呼 7 井中心点分别设 1 个背景值监测点，露点控制站厂界四周各设 1 个背景值监测点。

（2）监测项目：连续等效 A 声级 Leq[dB(A)]。

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

（4）监测时间：本次现状监测时间为 2021 年 11 月 24 日至 26 日。

（5）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。

（6）评价方法

采用对标法对声环境质量现状进行评价，即用现状监测结果与标准值进行对比。

（7）监测及评价结果

声环境现状监测及评价结果见表 4.2-6。

从表 4.2-6 可以看出，井场各监测点位噪声值均未超出标准值，声环境现状满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求。

4.2.5 土壤环境现状调查与评价

（1）土壤概况

根据遥感影像图、新疆自治区土壤类型图、《新疆土壤》及现场踏勘结果，项目区占地范围内的土壤类型以灰漠土为主。土壤类型现状图见图 4.2.2。

（2）土壤理化特性调查

项目为污染影响型项目，根据项目工程分析情况，针对项目占地的土壤理化性质进行分析，主要包括土体结构、土壤结构、土壤质地、阳离子交换量、氧化还原点位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度等。取样点位为项目占地范围内土壤表层样（0-0.5m）。分析结果如表 4.2-7 所示。

（3）土壤环境质量现状监测与评价

根据项目区域土壤类型的特点，以及土地利用方式，分为建设用地和农用地进行评价。本次评价土壤检测委托新疆新环监测检测研究院(有限公司)对土壤环境质量现状进行了监测，监测时间为 2021 年 11 月 23 日。

监测布点：厂址占地范围内共设 3 个柱状样（呼 6 井、呼 103 井、呼 104 井）；厂址占地范围内设 1 个表层样（露点控制站）；厂址占地范围外设 2 个表层样（呼 6 井附近 0.2km 处农田、呼 7 井附近 0.2km 处农田）。

检测项目：《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中“表.1 农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）中的 pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌；《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表 1 第二类用地中 45 项基本因子；特征因子石油烃。

评价标准：《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》（GB36600-2018）(GB36600-2018)第二类用地风险筛选值标准和《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中风险筛选值。

评价方法：对污染物的评价，采用标准指数法。具体监测及评价结果见表 4.2-8~4.2-11。

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

从评价结果可以看出，区内土壤中重金属元素含量相对较低，小于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中“表.1 农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）”的 pH>7.5 所列标准。

4.2.6 生态环境现状调查与评价

（1）土地利用现状与评价

参照全国土地利用现状调查技术规程、全国土地利用现状分类系统，通过现场踏勘及收集资料绘制项目区的土地利用类型示意图，项目区的土地利用类型分别为低覆盖度草地、耕地和工矿用地，详见图 5.2.2。

（2）土壤类型

根据国家土壤信息服务平台数据，项目区土壤类型为灰漠土，详见图 5.2.3。

灰漠土是温带沙漠边缘细土物质上发育的土壤。生物气候条件既有漠土成土过程的特点，又有草原土壤形成过程的雏形。地表常有多角形裂隙或龟裂纹；腐殖质层不明显，表层有厚 1～2cm 结皮层，浅灰-棕灰色，海绵状孔隙；结皮层下为片状-鳞片状结构层，厚 4～8cm，浅灰棕或浅棕色；向下为褐棕或浅红棕色紧实层，厚 10～30cm，质地粘重，块状-弱团块状结构；在剖面中下部为白色结晶状石膏和脉纹状盐分聚积层，再下过渡到母质层，表层有机质含量约 1%，呈碱性至强碱性反应，pH 值大于 8，碱化比较普遍。在有水源灌溉条件下，灰漠土为漠境地区较好的宜农土壤资源，但在利用上应注意深耕，增施有机肥，防止盐渍化、土壤侵蚀和风沙危害。

（3）动植物现状调查与评价

①植物资源

项目区地处准噶尔盆地南缘，植被类型属于半灌木、矮半灌木荒漠和一年生农作物，这一区域自然植被多为低矮的耐旱植物，组成简单、种类单一，分布稀疏、种类贫乏。优势种主要为蒿类、柽柳、假木贼属、猪毛菜属、盐爪爪属、驼绒藜等植物，植被覆盖度 10～20%。项目区植被类型见图 5.2.4。

根据项目组现场踏勘，评价区域内没有保护植物分布。草地内野生植被以蒿类、柽柳、假木贼属、猪毛菜属、盐爪爪属、驼绒藜等植物为主，耕地种植农作物主要为玉米和棉花，部分区域有苜蓿种植。

②动物资源

本项目所在区域野生动物分布较少，主要为爬行类的蜥蜴和哺乳类的啮齿动物。

（4）生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》，项目所在区生态功能区属于准噶尔盆地温性荒漠

与绿洲农业生态功能区Ⅱ—准噶尔盆地南部荒漠绿洲农业生态亚区Ⅱ5—26、乌苏—石河子—昌吉城镇与绿洲农业生态功能区。

规划区生态功能区划见表 4.2-12 和图 4.2.3。

表 4.2-12 项目区生态功能区划表

生态功能分区单元			主要生态服务功能	主要生态环境问题	主要生态敏感因子、敏感程度	主要保护目标	主要保护措施	适宜发展方向
生态区	生态亚区	生态功能区						
天山山地温性草原、森林生态区	Ⅱ5 准噶尔盆地南部荒漠绿洲农业生态亚区	26. 乌苏—石河子—昌吉城镇与绿洲农业生态功能区	工农畜产品生产、人居环境、荒漠化控制	地下水超采、荒漠植被退化、土地荒漠化与盐渍化、大气和水质及土壤污染、良田减少、绿洲外围受到沙漠化威胁	生物多样性及其生境中度敏感，土壤盐渍化轻度敏感	保护绿洲农田、保护城市大气和水环境质量、保护荒漠植被、保护农田土壤环境质量	节水灌溉、严格控制地下水开采、污染物达标排放、提高城镇建设规划水平、控制城镇建设用地、荒漠草场禁牧休牧 、完善防护林体系、加强农田投入品的使用管理	发展优质高效农牧业，美化城市环境，建设健康、稳定的城乡生态系统与人居环境

4.2.7 区域水土流失现状

根据《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4 号），项目区位于天山北坡诸小河流域重点治理区范围内。

根据《2019 新疆维吾尔自治区水土保持公报》（以下简称《公报》）中的水土流失动态监测数据，呼图壁县水土流失类型主要是风力侵蚀，其中轻度侵蚀面积 3916.16km^2，占县域面积的 99.49%，根据 2019 年自治区土壤侵蚀现状图，本项目位于轻度侵蚀范围内。

4.2.8 区域沙化土及防沙治沙现状

根据《新疆维吾尔自治区第五次沙化土地监测面积汇总表》（2014 年）可知，项目区为非沙化土地。

5 环境影响预测与评价

5.1 施工期环境影响预测与评价

5.1.1 施工期大气环境影响分析

废气主要为施工扬尘、施工机械及施工车辆尾气。

（1）施工扬尘

在站场、管线、道路及供电线架空敷设等地面工程建设过程中会产生扬尘，如建筑材料堆积、土壤扰动及施工运输车辆行驶等，均会对环境空气造成一定的影响。类比同类工程，本项目施工过程中产生的扬尘不会对环境空气产生明显影响。

（2）施工燃油机械排放废气和汽车尾气

本工程钻井过程废气主要来源于柴油机、柴油发电机组和车辆燃料燃烧废气，由于各类机械设备均使用符合国家标准的燃料，且施工期短暂、周边无居民区、地域空旷，扩散条件良好。且施工期废气排放时段较为集中，属于阶段性排放源，随着施工的结束而停止排放，各类机械及车辆均采用合格油品，燃烧后不会对周围环境产生明显影响对周围环境影响较小。

5.1.2 施工期地下水环境影响分析

（1）钻井作业对地下水含水层影响分析

项目钻井过程正常工况下不会对地下水造成影响，钻井对水环境的影响主要表现为钻井过程中可能发生因固井不严而导致的油水窜层、钻井液进入含水层等事故。项目钻井过程中采用套管与土壤隔离，并在套管与地层之间注入水泥进行固井，水泥浆返至地面，封隔疏松地层和水层；表层套管的下土深度为 300m，可满足本项目的地下水保护需要，可有效的保护地下水环境不受污染。

本项目开采目的层与地下水处于不同层系，远远超出本区域地下水含水层深度，在施工过程中采用下套管注水泥固井、完井方式进行水泥固井，对含水层进行了固

封处理，有效保护地下水层。项目在钻井过程中产生的废水不与当地水体发生水力联系，同时对产生的废水排放进行严格管理，因此基本不会对所在区域地下水产生影响。

（2）管道试压废水

管道试压采用清水，产生的废水中污染物主要为悬浮物，用于项目区的洒水抑尘，对项目区地下水环境基本无影响。

（3）管线施工对地下水的影响

管线敷设埋深一般在-1.5m 以内，农田段埋深-1.8m，在施工过程中的辅料、废料等在降水的淋滤作用下产生的浸出液进入地下含水层，将对地下水造成不同程度的影响，其影响程度决定于下渗量及其饱和地带的厚度、岩性和对污染物的阻滞、吸附分解等自然净化能力。由于本区域降水少，且管道沿线表层土壤有一定的自然净化能力，管线施工对地下水的影响很小。因此，正常的管线埋设不会对地下水造成不利影响。

5.1.3 施工期声环境影响分析

噪声源主要为施工机械及车辆，源强一般为 85～105dB（A）。根据现场调查，本项目声环境评价范围内没有固定居住人群等声敏感目标，不会造成扰民现象，施工期的噪声仅对施工人员产生影响。通过类比调查可知，施工期场界外 200m 处可达到《建筑施工场界噪声排放标准》（GB12523-2011）中限值要求。

5.1.4 施工期固体废物环境影响分析

本项目挖方全部回填，无弃方，固体废物主要为钻井过程产生的钻井岩屑、地面工程建设产生的建筑垃圾。

（1）水基钻井岩屑处置措施

本项目一开、二开采用水基钻井液，钻井时井筒返排的钻井液及水基岩屑经不落地系统处理后，分离出的液相回用于钻井液配置，固相排至岩屑收集罐，交由岩屑处置公司处置。

（2）油基岩屑处置措施

三开至六开采用油基钻井液体系，钻井时井筒返排的钻井液及油基钻井岩屑经不落地系统的振动筛、清洁器、离心机等设备进行初步分离后，液相回用于钻井液配置，固体经先由甩干机进行第一次固液分离，再由离心机对甩干机排出的液体进行第二次固液分离，实现深度分离，分离出的液相回用于钻井液配置，分理出的固相属于 HW08 类危险废物（废物代码：071-002-08），采用专用的方罐进行收集，并交由具有相应危废处理资质的单位负责接收、转运和处置。

施工过程中使用材料产生的废边角料等尽量由施工单位统一回收利用，废包装物、废砖块等无法再利用的集中堆放，定期送至当地建筑垃圾填埋场。

5.1.5 施工期土壤环境影响分析

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

（1）人为扰动对土壤的影响

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

在施工中，车辆行驶和机械作业时机械设备的碾压、施工人员的踩踏等都会对土壤的紧实度产生影响。机械碾压的结果使土壤紧实度增高，地表水入渗减少，土壤团粒结构遭到破坏，土壤养分流失，不利于植物生长。各种车辆（尤其是重型卡车）在地表上行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，甚至退化为沙地。井场和管道的施工场地、临时施工营地等都存在这种影响。

（2）水土流失影响分析

工程施工及占地呈点线状分布，对土壤的影响包括扰动、损坏、破坏原地貌、地表土壤结构及植被，可能会对项目区造成水土流失影响。

本项目建设对区域水土流失影响的程度因管线所经过的区域不同而不同。井区地面工程建设期间，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，会使风蚀荒漠化的过程加剧，从而造成水土流失，这种影响在短时间内不会完全恢复；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，但场站硬化措施可有效防止风蚀造成水土流失。外输管线不新增占地，在已建呼探试采外输管线已征地范围内施工作业，管沟再次开挖仍会增加水土流失的影响。

5.1.6 施工期生态环境影响分析

临时占地主要为单井管线、井场、露点控制站和外输管线等施工临时占用，永久占地主要为井场、露点控制站占地。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一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天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。

（1）对植物影响分析

① 呼 6 区块内工程建设

呼 6 区块工程内工程占地类型为农田，低覆盖度草地，各项作业对植被的主要影响形式是对土地的占用以及施工阶段清场过程中对地表植被的清理及施工过程中的碾压。场站施工过程中有一部分地表土地被各种构筑物或砾石覆盖，永久性的改变了原有土地的利用类型，对原有植被造成了永久的破坏。临时性占地在工程结束后土地重新回到原来的自然状态，但地表植被及地表结构却发生了较大的变化。地表保护层被破坏后，稳定性下降，防止水土流失的能力也随之下降，被破坏的地表野生植被将在一定时期内逐步恢复。

本项目在施工结束的 2 年～3 年中，将影响占地范围之内的植被初级生产力。根据现场踏勘成果，项目区草地地表植被稀疏，属于五等草地，每公顷鲜草量按照第 8 级草地标准计算，即 750kg/hm^2，则本项目临时占地范围内草地生物损失量为 8.6t/a，当临时性占地的植被得到初步恢复后，这种损失将逐渐减少。

②外输管线建设

外输管线采用开挖方式穿越农田，不可避免的会对地表农作物造成影响，施工对土壤的扰动，还会降低土壤肥力。由于施工过程中管沟开挖、回填及施工机械和人员的扰动会破坏原有的土体结构，会导致土壤肥力下降，对来年农作物的生长仍将有一定的影响。

（2）对动物影响分析

施工期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。井场、管线和道路等施工过程中，由于机械设备的轰鸣惊扰、人群活动的增加，使区域内单位面积上的动物种群数量下降。但此类影响对爬行类和小型啮齿动物的干扰不大，它们能很快适应当地的环境，并重建新栖息地。

（3）对景观及生态系统结构、功能影响分析

①景观影响分析

景观是指地表空间相对稳定的景物或景象，是一个空间高度异质性的区域，由相互作用的景观元素或生态系统，按一定的空间组合规律及相似的形式重复出现而形成。

气田开发区属于景观生态等级自然体系和人工体系的复合体，它是由荒漠生态系统、道路、油田设施有规律地相间组成。本项目占地面积较小，项目实施后可以与现有的区域景观相协调。

② 对生态系统结构、功能的影响

本项目站场工程、管线工程及道路等建设活动对原有生态系统结构的完整性有一定的影响，会降低生态系统的生产力，导致生态系统部分物质循环受阻，能量流动终断，因此将对区域内生物的栖息环境产生不良影响。同时项目区内系统自我调节能力减弱，受扰动后恢复能力降低，生态稳定性降低，生物种群、数量将受到一定程度的影响。但项目占地面积小，对生态系统结构和功能的影响较小，评价范围内生态完整性受本项目的影响亦较小。项目区生态系统完整性变化主要受区域自然

环境变化影响。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由自然荒漠生态系统向人工生态系统演替的趋势。项目占地类型主要为农田、草地，地表植被稀疏，由工程造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降。并且由于项目占地面积有限，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因此对于评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显影响，项目实施造成的不利影响均在可接受的范围内。

③生态系统稳定性分析

项目区内的生态系统以荒漠生态系统为主，生态系统较为简单，由于项目所在区域地表较干燥，导致项目区植被盖度较低，在 10～20%左右，项目所在区域植物种类少。从现场调查来看，目前项目所在区域内的人为干扰较小，基本保持自然荒漠生态环境，生态完整性较好。本项目建设施工过程中，由于机械设备的轰鸣惊扰，人群活动的增加，会造成一定生态系统的破坏。但施工结束后，随着开发建设进入正常生产阶段，施工人员撤离作业区域，人类活动和占地都将减少。因此，拟建项目对生态系统的影响不大。

5.2 运营期环境影响预测与评价

5.2.1 运营期大气环境影响预测与评价

（1）相关判定

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

（2）模型选用

采用《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中推荐的估算模型 AERSCREEN 进行估算。

（3）估算模型使用数据来源

①地形数据

估算模型使用的原始地形数据为美国 NASA 和 NIMA 联合测量并公布的全球 90×90m 地形数据，自 CSI 的 SRTM 网站获取（http://srtm.csi.cgiar.org），符合导则要求。

③ 地表参数

项目大气评价范围占地类型主要为荒漠化土地，地表特征参数为该类型土地的经验参数，见表 5.2-1。

表 5.2-1 本项目地表特征参数一览表

扇区	时段	正午反照率	BOWEN	粗糙度
0～360	全年	0.3275	7.75	0.2625

④ 气象数据

以下资料为项目区内近 20 年气象数据统计分析，具体详见 5 表 5.2-2。

表 5.2-2 气象数据一览表

统计时间	最低温度	最高温度	最小风速	测风高度
20 年	-34.5℃	42.3℃	0.5m/s	10

（4）估算模型参数

估算模型参数选择见表 5.2-3。

表 5.2-3 估算模型参数选择一览表

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/℃		42.3
最低环境温度/℃		-34.5
土地利用类型		荒漠
区域湿度条件		干燥气候
是否考虑地形	考虑地形	☑ 是 □否
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	□是 √否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

（5）污染源参数

（6）预测结果

预测结果详见表 5.2-4。

表 5.2-4 天然气集输及处理无组织废气预测结果一览表

离源距离(m)	污染物	
	NMHC	
	浓度（ug/m^3）	占标率（%）
10	36.5100	0.183
100	55.4000	0.277
200	82.4140	0.412
300	91.1120	0.456
386	92.7200	0.464
400	92.6750	0.463
500	90.4100	0.452
600	89.6300	0.448
700	89.4990	0.447
800	88.5910	0.443
900	87.1060	0.436
1000	85.2390	0.426
1500	73.9220	0.370
2000	63.2750	0.316
2500	54.7580	0.274

由预测结果可知：本项目各大气污染物占标率较小，其短期浓度贡献值小，不会使区域环境空气质量发生明显改变，且项目区地域空旷，周边无固定人群居住，对区域大气环境影响较小。

（6）大气环境影响评价结论

本项目运营时期为持续的长期影响，项目区大气扩散条件较好，经预测对大气污染物浓度贡献值小，不会使区域环境空气质量发生显著改变，项目无组织排放的挥发性有机物厂界浓度可满足《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，项目区地域空旷，无集中固定人群居住，项目运营期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。

5.2.2 运营期水环境影响分析

（1）水文地质条件概况

①地层

区内出露的地层主要为古生界、中生界和新生界。

古生界、中生界出露于县域南部山区，主要为志留系、泥盆系、石炭系、三叠系、白垩系，主要岩性为凝灰岩、灰岩、砂岩、砂砾岩等。

第三系：出露于山前丘陵地区，属下第三系玛纳斯组及上第三系小渠子组，为一套紫红色砂岩和灰绿色泥岩、砂岩互层，层理明显，与上覆第四系为角度不整合接触。

第四系：广泛分布于山前倾斜平原及沙漠区，属 Q1-Q4 的冰水沉积物、冲洪积物及风积物，主要岩性为卵砾石、砂砾石、砂及亚砂土、亚粘土。山前倾斜平原内由南向北地层颗粒总体呈现出由粗变细的变化规律，即由近山前的卵砾石渐变为细土平原区的砂、亚砂土。受第四系基地构造影响，区内第四系沉积厚度变化很大。

②构造

呼图壁县南部山区属北天山褶皱带，北部平原区属于准噶尔盆地凹陷区，山区及山前地带断裂褶皱发育，平原区则主要表现为隐伏构造。

（2）区域水文地质条件

①地下水类型及其特征

依据含水层介质类型可将呼图壁县地下水类型分为基岩裂隙水、碎屑岩类裂隙孔隙水及第四系松散岩类孔隙水。

松散岩类孔隙水：主要分布于山前冲洪积平原及沙漠区，按照含水层结构可划分为单一结构潜水含水层和多层结构潜水-承压水含水层。单一结构潜水含水层分布于 312 国道以南，含水层岩性为卵砾石、砂砾石，从扇顶至扇缘含水层由厚变薄，含水层颗粒由粗变细，富水性自南向北具有明显的弱-强-弱变化规律。沿 312 国道两侧宽约 5～13km 的范围内为强富水带，饱水带厚度 600～700m，水位埋深 20～40m，单位涌水量 800～5000m^3/d ₥，林州户-独山子一线以南水位埋深大于 140m，富水性相对减弱，单位涌水量 800～900m^3/d ₥，渗透系数 40.74m/d；多层结构潜水-承压水

含水层分布于 312 国道以北，该含水层组上部为潜水含水层，在泉水溢出带一带由于细颗粒地层在纵向横向上分布的不连续性，上层潜水和承压水通过自然、人工“天窗”发生水力联系，组成一个混合含水岩组，富水性较好，潜水含水层底板埋深 80～100m，单井涌水量 100～300m^3/d ₥，渗透系数 10～30m/d。细土平原带潜水含水层组由细砂、中粗砂、含砾粗砂组成，富水性极不均匀，除局部地段外，大部分地区水量贫乏，水质较差，水位埋深 5～15m，一般单位用水量小于 43.2m^3/d ₥，渗透系数小于 2.0m/d，沙漠边缘地带潜水埋深大于 15m，含水层由粉砂、细砂组成，富水性极弱，单井涌水量小于 8.64m^3/d ₥，渗透系数 1.5m/d。该含水层组下部多为多层承压含水层，沿二十里店-西树窝子-祁家湖一线以北宽 1～3km 地段为承压不自流区，承压不自流区以北、唐家梁-芳草湖农场以南为自流区，含水层总厚度 50～100m，单层厚度 10～30m 不等，含水层岩性主要为含砾中粗砂、中砂、细砂，承压水头-22.61～48m，承压水顶板埋深在二十里店-西树窝子-祁家湖一线以北宽 2～10km 范围内小于 100m，西戈壁黄土台地 106 团一带大于 120m，其余地段为 100～120m，含水层岩性南部为砂砾石、北部为含砾粗砂、中粗砂，含水层富水性在泉水溢出带。

基岩裂隙水、碎屑岩裂隙孔隙水：基岩裂隙水分布在南部低中山区，单井流量一般在 17.21～43.27m^3/d，水质较好；碎屑岩裂隙孔隙水分布于南部低山丘陵区，单泉流量一般在 0.86～8.64m^3/d，个别地段可达 8.64～43.2m^3/d。

呼 6 区块地下水位松散岩类孔隙水，详见图 5.2.1。

②地下水补给、径流、排泄条件

地下水补给：基岩裂隙水主要接受大气降水和冰雪融水补给；松散岩类孔隙水的主要补给源是呼图壁河、雀儿沟河河水沿河床的垂直入渗，加之大量的灌渠、田间灌溉入渗，区域地下水补给量十分可观，此外区域还接受河谷潜流、降雨入渗补给；细土平原区主要接受渠系入渗、田间灌溉、井水回归入渗、降水入渗及上游地下水侧向径流补给。

地下水径流：扇区地下水以平缓方式运移，潜水面在扇区中上部呈扇状，与地面有一定夹角，潜水水力坡度 2.0‰，溢出带附近增至 2.5‰，沙漠前缘降至 1.0‰，地下水总体由南向北径流，受构造影响，在呼图壁河独山子-长山子一线存在一个高落差的跌水，河谷潜流以地下瀑布形式补给扇区地下水。

地下水排泄：山区地下水主要以泉水的形式溢出地表向下游排泄；平原区主要由泉水溢出、蒸发、人工开采、深部径流组成，其中人工开采、侧向排泄及潜水蒸发为主要排泄形式。

③地下水水化学特征

沿呼图壁河现代河床、山口一带及芳草湖农场以西的大部分地区地下水水化学类型为 HCO_3-Ca.Na 型，矿化度小于 500mg/L；细土平原区潜水或承压水类型为 SO_4.Cl-Na 型，矿化度大于 1000mg/L。

④地下水动态

区内地下水动态受自然因素和人为因素共同影响，按其主要影响因素，可以分为如下类型：

冲洪积扇上部水文型动态区：分布于呼图壁河、雀儿沟河冲洪积扇上部，地下水高水位期出现在地表水洪水期的 6～9 月，低水位期为地表水枯水期的 2～3 月，水位变幅 0.69m，与地表水径流量变化趋势一致。

冲洪积中下部地带水文-人工型动态区：分布于 312 国道一带，高水位期一般出现在 12 月至翌年 3 月，低水位期出现在每年 6～9 月，年变幅一般小于 5m，受地表水入渗补给影响，低水位期常出现回弹波动。

潜水溢出、浅埋带气象型动态区：沿呼图壁河从呼图壁镇到芳草湖一带，地下水埋深小于 5m，每年 7～8 月当地下水蒸发量达到最大时，地下水位埋深达到最大，随着蒸发量的减少，地下水位逐渐回升，年变幅一般小 1m。

细土平原区人工型动态区：分布于芳草湖农场、111 团、106 团一带，高水位期出现在农灌季节的 6～8 月，低水位期出现在 2～3 月，年变幅一般小于 2m。

细土平原承压-自流水人工型动态区：低水位期出现在地下水大量开采的 7～8 月，9 月份后随着地下水开采量的减少，地下水位开始回升，翌年 1～3 月，水位达到最高值，年内变幅 10～15m。

（3）正常工况下对地下水环境影响分析

含油污水、井下作业废液集中收集后由罐车拉运至 81#联合处理站采出水处理系统处理，处理达标后回注油藏，不外排；生活污水集中收集于化粪池中定期清运至

呼图壁县丰泉污水处理厂处理。正常工况下项目无废水外排，运营期不会对地下水产生不利影响。

（4）事故状态下对地下水的影响

①地下水污染途径分析

非正常工况下，本项目轻烃储罐、单井采气管线破损泄露导致油品外泄，石油类污染物有可能通过包气带土层渗漏进入地下含水层，对地下水造成污染影响。

②预测情景设定

据前节工程分析，本次评价针对单井采气管线和 400m^3 储罐泄漏对地下水产生的影响进行预测。

③泄漏量预测

本项目按最不利情况考虑假设条件，假设罐底出现穿孔（孔径 20cm）且防渗层全部失效，则裂口总面积为 0.03m^2，单井采气管线发生全管径泄漏，裂口面积为 0.008m^2，泄漏速度 Q_L 用柏努利方程计算：

$$Q_L = C_d A \rho \sqrt{\frac{2(P - P_0)}{\rho} + 2gh}$$

式中：

Q_L——液体泄漏速度，kg/s；

C_d——液体泄漏系数，取 0.65；

A——裂口面积，m^2；

ρ——泄漏液体密度；

P——容器内介质压力，Pa；

P_0——环境压力，Pa；

g——重力加速度，9.8m/s^2；

h——裂口之上液位高度，m。

经计算，在设定事故条件下污水的泄漏速率见表 5.2-5。

表 5.2-5　设定事故条件下管线、储罐的泄漏速率计算结果

事故类型	泄漏口面积(m^2)	泄漏口之上液位高度(m)	储油罐底部压力	环境压力	液体密度(kg/m^3)	泄漏速度(kg/s)
油罐泄漏	0.03	3.8	0.29MPa	0.1MPa	814	351
单井采气管线泄漏	0.008	0	2.5MPa	0.1MPa	814	558

据上表，油罐泄漏速度为 351kg/s，单井采气管线泄漏速率为 558kg/s。假定发现泄漏后 10min 处理完毕，切断事故阀门，则储油罐泄漏油品量约为 211t，单井采气管线泄漏量按最长管线容积计算为 41t。按照土壤表层对污染物截留率 90%计算,油罐泄漏后可能进入含水层的物料为 21.1t，单井管线泄漏后可能进入含水层的物料为 4.1t。

④影响预测

预测因子选取油田特征污染物石油类，根据《环境影响评价技术导则　地下水环境》（HJ610-2016），采用解析法进行预测，预测模型选择导则推荐的地下水溶质运移解析法中的一维稳定流动二维弥散点源模型进行预测。

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

式中：

x、y—计算点处的位置坐标；

t—时间(d)；

C(x,y,t)—t 时刻点 x,y 处的示踪剂浓度(g/L)；

M—含水层厚度(m)；

m_M—瞬时注入的质量(kg)；

U—水流速度(m/d)；

n_e—孔隙度，无量纲；

D_L—纵向弥散系数(m^2/d)；

D_t—横向 y 方向的弥散系数(m^2/d)；

Π—圆周率；

当发生泄漏时，石油类物质经过 100d、500d 和 1000d 后在地下水中的扩散结果见表 5.2-6。

表 5.2-6 地下水影响预测结果一览表

泄漏点名称	污染物	预测时间（d）	最大浓度（mg/L）	下游最大浓度对应距离（m）
油罐	石油类	100	6.145	100
		500	1.229	500
		1000	0.614	1000
单井管线	石油类	100	1.194	100
		500	0.239	500
		1000	0.119	1000

从预测结果可知：随着时间的增加，污染范围有所增加，储罐发生泄漏后 100d、500d 和 1000d 的污染物最大浓度对应运移距离分别为 100m、500m 和 1000m，单井管线发生泄漏后 100d、500d 和 1000d 的污染物最大浓度对应运移距离分别为 100m、500m 和 1000m。项目区土壤在消除土体裂隙和根孔影响的试验条件下，石油类下渗下移的深度不会超过 30cm，项目区地下水埋深约在 50～120m，泄漏的原油进入地下水的可能性很小，并定期对设备进行检修，将事故发生的概率将至最低，发生泄漏后做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品及被污染的土壤。因此，发生泄漏后采取相应的措施后不会对地下水环境产生大的影响。

5.2.3 运营期声环境影响分析

本项目噪声源主要为露点控制站中的机泵，四周设栅栏，机泵设置隔声间并采取基础减震，鉴于声源到厂界预测点的传播距离远大于声源长度，各噪声源均按点源计。计算模式采用《环境影响评价技术导则—声环境》（HJ2.4-2009）中所推荐的预测模式，计算式如下：

$$L_A（r）=L_A（r_0）-20\lg（r/r_0）$$

式中：L_A（r）—距声源 r 处的 A 声级；

L_A（r_0）—参考位置 r_0 处的 A 声级；

r—预测点距声源距离，m；

r_0—参考位置距离声源距离，m。

设第 i 个室外声源在预测点产生的 A 声级为 $L_{Ain,i}$，在 T 时间内该声源工作时间为 $t_{in,i}$；第 j 个等效室外声源在预测点产生的 A 声级为 $L_{Aout,j}$，在 T 时间内该声源工作时间为 $t_{out,j}$，则预测点的总等效声级按照下列公式进行计算：

$$L_{eqg}=10\lg\left(\frac{1}{T}\right)\left[\sum_{i=1}^{N}t_{in,i}10^{0.1L_{A\ in,i}}+\sum_{j=1}^{M}t_{out,j}10^{0.1L_{A\ out,j}}\right]$$

式中：

T——计算等效声级的时间；

N——为室外声源个数；

M——为等效室外声源个数。

预测点的预测等效声级(L_{eq})计算公式：

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

式中：L_{eqg}——建设项目声源在预测点的等效声级贡献值，dB(A)；

L_{eqb}——预测点的背景值，dB(A)。

（2）噪声源源强及分布

露点控制站内机泵噪声源强在 85～105dB（A）之间，设备选用低噪设备，并采取设置隔声间、基础减震等措施，衰减量按 25dB（A）计，其运行噪声不高于 75dB（A）。项目工程主要噪声源强见表 5.2-7。

表 5.2-7　项目主要噪声源强至厂界距离

噪声源	数量	降噪后噪声级[dB（A）]
机泵	2	75

（3）预测结果

根据以上公式，预测项目建成后厂界四周噪声贡献值见表 5.2-8。

表 5.2-8　厂界噪声贡献值预测结果　[单位：dB（A）]

预测点编号	预测点位置	贡献值	评价标准	评价结果
露点控制站	东厂界	39	昼间 60 夜间 50	达标
	南厂界	41		
	西厂界	43		
	北厂界	40		

由预测结果可知：露点控制站厂界四周噪声值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准限值要求，且周边无声环境敏感点，因此工程实施后不会对周围声环境产生明显影响。

5.2.4 运营期固体废物环境影响分析

井下作业时要求带罐作业，井口采用箱式清洁作业平台防止产生落地油，井口排出物全部进罐，做到凝析油 100%回收，固体废物主要为生活垃圾，集中收集后送至呼图壁县生活垃圾填埋场；事故状态下的含油污泥属于《国家危险废物名录》（2021 年版）HW08 废矿物油与含矿物油类危险废物，交由具有相应危险废物处置资质的单位负责接收、转运和处置，不会对项目区环境造成不利影响。

5.2.5 运营期土壤环境影响分析

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、管线及储罐泄漏等事故，泄漏的油品会对土壤环境产生一定的影响，泄漏的油品覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响地表植被的生长。根据环境风险分析可知，本项目风险潜势很低，发生泄漏事故的可能性很小，且发生事故后及时采取相应的治理措施，将受污染的土壤及时收集、处理，不会对土壤环境产生明显影响。

5.2.6 运营期生态环境影响分析

运营期不新增占地，临时占地正在进行自然恢复。外输管线占地全部为临时占地，施工结束后农田即复垦，日常巡检依托周边已建农用道路，因此管线运营期对

农田无影响。随着施工人员撤离作业区域，人类活动和占地都将减少，野生动物对新环境适应后的活动和分布范围将恢复。气田生产运营期正常的巡检等活动也会对野生动物的生存及栖息造成影响，但是由于作业区加强对环境保护的宣传工作，员工的环保意识，特别是对野生动物的保护意识不断加强，对野生动物不会产生太大影响。

5.3 退役期影响分析

退役期内，各种机械设备停用，工作人员陆续撤离，大气污染物、废水、噪声及固体废物等对环境的影响将会逐步消失。

退役期的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。在此过程中，将会产生少量扬尘、部分废弃管线和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，废弃建筑残渣运至当地建筑垃圾填埋场。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

退役期各采气井均使用水泥灌注进行封井，将井筒与地下水含水层彻底隔离，有效避免了污染物进入地下水含水层造成水质污染，退役期对地下水环境没有不良影响。

井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台被清理，人员撤离，区域内没有了人为的扰动，站场及其他占地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。

5.4 环境风险分析

5.4.1 评价依据

本项目涉及的风险物质为凝析油、天然气。风险单元为单井采气管线、露点控制站、外输管道，计算三个风险单元危险物质与临界量的比值（Q 值）。

根据上表计算结果可知，本项目的 Q＜1，判断项目风险潜势为Ⅰ，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）相关要求，本次评价仅对项目可能存在的环境风险进行简单分析。

5.4.2 环境敏感目标

简单分析不设评价范围，无环境敏感目标。

5.4.3 环境风险识别

（1）物质危险性识别

本项目涉及的风险物质主要为凝析油和天然气，其主要物化、毒理性质、危险等级划分见表 5.4-1。

表 5.4-1　原油、天然气的理化性质及危险级别分类情况

序号	名称	组分	毒性	燃烧爆炸特性参数	危险级别
1	凝析油	由各种烃类和非烃类化合物所组成的复杂混合物	本身无明显毒性。遇热分解出有毒的烟雾，吸入大量可引起危害：有刺激和麻痹作用，吸入急性中毒者有上呼吸道刺激症状。流泪，随之出现头晕、头痛、恶心、运动失调及酒醉样症状	热值：41870KJ/kg 火焰温度：1100℃ 沸点：300～325℃ 闪点：23.5℃ 爆炸极限 1.1～6.4%（v）自然燃点 380～530℃	属于高闪点液体
2	天然气	多种可燃性气体的总称，主要成分包括甲烷、乙烷等	天然气中含有的甲烷，是一种无毒气体，当空气中大量弥漫这种气体时它会造成人因氧气不足而呼吸困难，进而失去知觉、昏迷甚至残废。	热值：50009KJ/kg 爆炸极限 5～14%（v） 自然燃点 482～632℃	属于 5.1 类中易燃气体，在危险货物品名表中编号 21007

（2）生产设施危险性识别

①井场危险性识别

单井井场主要发生的风险事故为井漏和井喷。井漏主要由于生产井固井质量不好，井下作业是可能引发油水窜层，污染地下水。井喷主要是在井下作业中发生的事故。本项目中，在钻井和井下作业过程中由于地层压力不稳、封井不严或者井控设备失灵，均可能发生井喷事故。发生井喷事故时，天然气、凝析油和地层水一同冲出井口，很容易发生爆炸和火灾事故。

②管线危险性识别

管道输送是一种安全可行的输送方式，但存在于环境中的管道会受到各种环境因素的作用，同时管道本身的设计、管材制造、施工、操作运行和管理等各环节都可能存在着缺陷和失误，所有这些因素都可能导致事故的发生。发生的事故主要为管线破裂造成的油气泄漏，事故发生时会有大量的油品和天然气溢出，对周围环境造成直接污染，而且泄漏的油品遇到明火还可能产生火灾、爆炸事故。

外输管线沿途穿越工程众多，除管线自身老化或运行操作不当等因素外，还有可能受农田耕作或其他工程施工等因素导致管线泄漏，从而发生火灾、爆炸等事故。

③储罐危险性识别

储罐设计、管材制造、施工、操作运行和管理等各环节都可能存在着缺陷和失误，所有这些因素都可能导致事故的发生。发生的事故主要为储罐发生破裂造成的油品泄漏，事故发生时会有大量的油品溢出，对周围环境造成直接污染，而且泄漏的油品遇到明火还可能产生火灾、爆炸事故。

④罐车泄漏

因车辆本身的设计、制造、操作、管理等各环节有存在缺陷的可能性，轻烃拉运过程有泄漏事故发生的风险。事故发生时罐车内轻烃溢出，对周围环境造成直接污染，泄漏的轻烃如遇到明火还可能生火灾、爆炸事故。

（3）风险类型识别

根据工程分析中本项目可能涉及的危险物质及危险场所，分析工程的危险特性，主要包括泄漏、火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。

（4）危险物质向环境转移的可能途径和影响方式

运营期管线、储罐发生破损造成油品和天然气泄漏，污染土壤和大气，泄漏油品有可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏的油气若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境。

5.4.4 环境风险分析

（1）对土壤的影响分析

外输管线输送介质为天然气（干气），不含凝析油，即使发生泄露事故也不会对土壤造成影响。而集气管线中含有凝析油，集气管线泄漏时常伴有凝析油泄露，相当于向土壤中直接注入油品，油品渗入土壤孔隙，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，进而影响荒漠植被的生长，并可影响局部的生态环境。根据类比调查结果可知，油品泄漏事故发生后，在非渗透性的基岩及粘重土壤上污染（扩展）面积较大，而疏松土质上影响的扩展范围较小，在泄漏事故发生的最初，原油在土壤中下渗至一定深度，随泄漏历时的延长，下渗深度增加不大（落地原油一般在土壤表层 20cm 以上深度内积聚）。

（2）对植被的影响

外输管线及集气管线中的天然气泄露对植被影响不大，而凝析油泄漏对植被的影响主要分为三种途径，一是泄漏油品直接粘附于植物体阻断植物的光合作用，使植物枯萎、死亡；二是原油污染土壤造成的土壤理性化性状变化间接影响植物生长，严重时会导致植物死亡；三是泄漏的油品中的轻组份挥发，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。

（3）对地下水环境的影响

外输管线及集气管线中的天然气泄露对地下水无影响，而凝析油泄漏则可能造成油品下渗，进而导致地下水污染风险的发生。发生泄漏事故后，及时发现、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回收，送至主体装置区进行处理，污染物从源头和末端均得到控制，没有污染地下水的通道，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：土壤尽管颗粒较粗、结构较松散、孔隙比较大，但对石油类物质的截留作用是非常显著的，石油类很难在土壤剖面中随水下渗迁移，基本上被截留在 0cm～10cm 或 0cm～

20cm 表层土壤中，其中表层 0cm～5cm 土壤截留了 90%以上的泄漏原油。因此，即使发生输油管线泄漏事故，做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，不会对地下水体环境质量产生大的影响。

（4）对大气环境的影响分析

外输管线及集气管线发生泄漏事故后，大量的天然气进入环境空气，可能造成局部地区浓度过高，极易造成小范围的缺氧，对沿线居民或农田务农人员造成影响，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速，严重时可窒息死亡。天然气及凝析油若遇明火，可发生火灾、爆炸，其伴生/次生污染物可能对环境空气产生一定的影响，发生在农田范围内还会造成农作物焚毁、土壤污染。项目区地域空旷，扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响。

5.5 环境风险事故防范措施

5.5.1 井下作业事故风险预防措施

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

（2）固井作业时要求选用优质水泥浆固井，保证固井质量合格。固井质量检查以声幅和变密度测井曲线为主，声幅、变密度测井选择最佳时间测井，测深要达到要求。

（3）井下作业时要求带罐操作，最大限度避免落地原油产生，原油落地侵染土壤产生的含油污泥交由具备相应危废处理资质的单位进行回收、处置。

（4）井场设置明显的禁止烟火标志。

（5）在井架上、井场路口等处设置风向标，以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散。

（6）按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其它消防器材。

（7）井下作业时要求带罐操作，原油 100%回收，而泄漏物料和落地原油应及时回收、处置。

5.5.2 油气集输及各站场事故风险预防措施

（1）严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。

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

（3）建立施工质量保证体系，提高施工检验人员水平，加强检验手段。选择有丰富经验的单位进行施工，并对其施工质量进行监理。

（4）加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。在集输系统运营期间，严格控制输送油气的性质；定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对集输管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理，在管道破裂时能够及时截断上下游管段，以减少事故时油气的释放量，使危害影响范围减小到最低程度。

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

（6）严禁在管线两侧各 5m 范围内修筑工程，在管线上方及近旁严禁动土开挖和修建超过管道负荷的建筑物。

（7）采气井场、站场设置明显的禁止烟火标志。

（8）定期对各站场易损及老化部件进行更换，防止油气泄漏事故的发生。

（9）明确罐车运输路线，加强运输过程的全程跟踪，一旦发生环境风险事故，立即启动环境应急预案。运输车辆严格按照当地道路限速行车，严禁超速，防范运输过程中环境风险事故发生。

（10）对操作、维修人员进行培训，持证上岗。制订应急操作规程，在规程中说明发生管道事故时应采取的操作步骤。规定抢修进度，限制事故的影响，说明与

人员有关的安全问题。期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。提高职工安全意识，识别事故发生前异常状态，并采取相应措施。

5.5.3 危废运输风险防范措施

（1）配备具有危险废物运输资质的驾驶员和押运员。

危险废物运输的驾驶员和押运员必须经过专门培训并取得道路危险货物运输驾驶证和押运证才能上岗作业。危险货物驾驶员除了掌握一定的驾驶技能外，还要学习掌握一定的化工知识，熟悉采出液的物理化学性质、危险特性、注意事项。

（2）车辆安全状况和安全性能合格

出车前必须对车辆的安全技术状况进行认真检查，发现故障排除后方可投入运行。要特别注意检查罐车罐体的安全性能，逐个部位检查液位计、压力表、阀门、温度表、紧急切断阀、导静电装置等安全装置是否安全可靠，杜绝跑、冒、滴、漏，故障未处置好不得承运。要保持驾驶室干净，不得有发火用具，危险品标志灯、标志牌要完好。

（3）危险废物装卸注意事项

参照《汽车运输危险货物规则》(JT617-2004)配装表中进行。承载易燃易爆的采出液时，车辆排气管应安装隔热和熄灭火星装置，并配装符合 JT230 规定的导静电橡胶拖地带装置。罐体装运含油污泥时，应预留容积不得少于罐体总容量 5%的膨胀余量。含油污泥中的石油类容易污染土地和水源。卸货时尤其要注意。

（4）精心驾驶，平稳行车

行车要遵守交通、消防、治安等法律法规。控制车速，保持与前车安全距离，严禁违法超车，不能疲劳驾驶。

（5）行车途中勤检查

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

（6）应急处理准备充分

要检查随车配备的消防器材的数量及有效性。要随车携带不发火的工具、专业堵漏设备、劳动防护用品，不得穿钉子鞋和化纤服装。运输过程中如发生事故时，驾驶员和押运员应立即向安全生产管理部门、环境保护部门、质检部门报告，并应看护好车辆，共同配合采取一切可能的警示、救援措施。

5.5.4 环境风险应急措施

（1）应急处置措施

发生事故时，如井喷、管线泄漏、储罐泄漏等事故时，上层能收集的原油回收送 81 号联合站原油处理系统处理，无法收集的原油和受浸染的土壤等含油污泥属于《国家危险废物名录》（2021 年版）HW08 废矿物油和含矿物油废物，交由具有相应危险废物处置资质的单位进行回收、处置；对于固井质量不合格的生产井，应及时采取有效措施进行修井，以减少井漏对区域地下水的污染。若发生不可控风险事故，应立即启动《采气一厂环境突发事件专项应急预案》，由应急领导小组对事故进行处理。

（2）应急预案

本项目投产后归属中国石油新疆油田分公司采气一厂管理，应将项目实施区域纳入中国石油新疆油田分公司采气一厂突发环境污染事件应急预案，从而对环境风险进行有效防治。

本项目环境风险简单分析内容详见表 5.5-1。

6 环境保护措施及可行性论证

6.1 施工期环境保护措施

6.1.1 施工期大气环境保护措施

（1）使用高质量柴油机、柴油发电机和符合国家标准的柴油，并定期对设备进行保养维护。

（2）合理规划运输道路线路，尽量利用油田现有的公路网，施工车辆严格按照规定线路行驶，严禁乱碾乱压。严禁在大风天气进行土方作业。

（3）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。

（4）优化施工组织，道路和管线分段施工，缩短施工时间。

（5）施工结束后尽快对施工场地进行整理和平整，减少风蚀量。

6.1.2 施工期废水污染防治措施

管道试压采用清水试压，管道试压废水产生量较小，主要污染物为 SS，管道试压废水应尽可能重复利用，试压结束后，洒水抑尘。

本次钻井过程中采用套管与地层隔离开，并在套管与地层之间注入水泥进行固井，水泥浆返至地面，封隔疏松地层和水层。项目区地下水埋深在 20m～40m，本项目钻井时表层套管的下土深度为 300m，超出本区域地下水含水层深度，有效隔断了油井与含水层之间的联系，可保护地下水环境不受污染。钻井时严格落实套管下入深度合格和固井质量合格，对产生的废水排放进行严格管理，基本不会对所在区域地下水产生影响。

6.1.3 施工期噪声污染防治措施

（1）在设备选型上要求采用低噪声的设备，施工设备要经常检查维修，对噪声较大的设备采取基础减震措施。

（2）加强施工场地管理，合理疏导进入施工区的车辆，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

6.1.4 施工期固体废物防治措施

（1）建筑垃圾集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场进行填埋处理。

（2）钻井岩屑采用不落地系统处理，水基岩屑进罐贮存，交由岩屑处置单位处理；油基岩屑属于危险废物，进专用方罐，交由有资质的单位负责处置。

（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。

（4）施工结束后，站场废物全部进行清理，对可回收物优先回收处理，做到“工完、料尽、场地清”。

6.1.5 施工期土壤污染防治措施

（1）应严格控制施工期临时占地面积，按设计及规划的施工范围进行施工作业，减少土壤扰动。

（2）施工机械及运输车辆应按规定的道路行驶，减少对土壤的碾压，减少碾压造成的土壤紧实度增加及养分流失。

（3）施工产生的建筑垃圾不得随意抛洒，应集中收集并及时清运，防止污染物进入土壤环境造成污染。

6.1.6 施工期生态环境保护措施

（1）设计选线选址过程中，尽量避开植被密集的区域，避免破坏荒漠植物，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

（2）对井区内的临时占地和永久占地合理规划，严格控制临时占地面积。严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，不随意踩踏砍伐野生植被，尽量不侵扰野生动物的栖息地。

（3）施工结束后，对单井井场、露点控制站等永久占地进行地面硬化处理，以减少风蚀量。

（4）外输管线敷设时，管沟应分层开挖、分层堆放、分层回填，以便于后期植被的自然回复；农田内施工时，剥离表土应单独存放，以减少土壤肥力的损失，便于农田复垦；严格控制外输管道作业带宽度，不得超过 22m。

（5）施工过程中确保各环保设施正常运行，避免各种污染物对土壤环境的影响，并进一步影响其上部生长的荒漠植被；避免强噪声环境的出现，避免对野生动物的惊扰。

（6）加强对施工人员和职工的教育，强化保护野生动植物的观念，严禁捕杀任何野生动物；遇到受伤、病残饥饿、受困、迷途的野生动物及野生动物的幼崽和繁殖场所，应立即采取保护措施，并上报相关主管部门。

（7）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和农田复垦。建设单位作为责任主体，应按照《中华人民共和国土地管理法》、《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国土地管理法〉办法》相关规定，依法办理占地手续，足额缴纳草地及耕地补偿费。

（9）加强施工期环境监理，监理对象为钻井工程、站场建设和管线等工程的施工、施工结束后的植被恢复，野生动物保护，以及施工过程中的环境管理等内容。

6.1.7 水土流失防治措施

（1）严格控制各项工程作业面积，尽量选取平坦地带，植被稀疏区域建立场站。

（2）井场道路用砾石铺垫，减少扬尘；对站场占地范围内进行夯实，永久占地的地表层铺压砾石层，减少扬尘。

（3）严格控制和管理运输车辆的运行范围，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。

（4）管沟开挖土方全部回填，避免弃方产生。管沟回填应分层回填，以利施工带土壤和植被的尽早恢复。回填后应予以平整、压实，以免发生水土流失。经过的斜坡、土坎等地段，工程设计中应修筑护坡堡坎的方式来防止水土流失。

（5）工程主管部门积极主动，加强水土保护管理，对工作人员进行培训和教育，自觉保持水土，保护植被，不随意乱采乱挖沿线植被。

6.2 运营期环境保护措施

6.2.1 运营期大气环境保护措施

（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）定期对集输管线、外输管线进行巡检，以便及时发现问题，防止凝析油、天然气泄漏进入环境中污染大气、土壤、地下水等。

（3）加强生产管理，减少烃类的跑、冒、滴、漏，做好采气井的压力监测，并准备应急措施。

（4）应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，并在 5 日内完成修复。

（5）凝析油储罐采用压力罐，储罐周围设置防火堤，装车采用底部装载，并设气相平衡系统，储罐在运行过程中罐体应保持完好；不应有孔洞和裂隙，储罐附件开口（孔），除采样、计量、例行检查、维护和其他正常活动外，应密闭。

6.2.2 运营期废水污染防治措施

（1）井下作业均带罐作业，井场设专用收集罐收集；露点控制站产生的含油废水进地埋式污水罐。井下作业废水及天然气站内含油污水均采用罐车拉运至 81#联合处理站采出水处理系统处理，处理达标后回注油藏，不外排。

（2）定期对井场的设备、阀门进行检查，一旦发现异常，及时采取措施，防止原油“跑、冒、滴、漏”的发生。

（3）采用高质量的油气输送管道，防止油水泄漏；管线埋设严格遵守相关规定，埋至冻土层以下，并对管线进行防腐保温等保护措施；定期对外输管道进行检查，一旦发现异常，及时维修，尽量杜绝“跑、冒、滴、漏”的发生，并随时做好抢修准备，加强抢修队伍的训练和工作演练。

（4）定期对采气井的固井质量进行检查，若发现固井质量不合格，先查明固井质量不合格的原因，并及时采取一系列的修整措施，保证固井质量合格，防止发生油水窜层等事故。

（5）露点控制站防渗措施

①源头控制

加强设备维修保养，定期检修，一旦发现异常，及时采取措施，防止原油“跑、冒、滴、漏”的发生。

②防渗设施

危险废物暂存间属于重点防渗区，其防渗性能应符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB18596-2001）及修改单要求，防渗层渗透系数≤1.0×10^{-10}cm/s。根据本项目防渗要求，同时参照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013），提出防渗方案如下：

★混凝土防渗层的耐久性应符合现行国家标准《混凝土结构设计规范》（GB50010），表层应为抗渗钢筋混凝土、抗渗素混凝土防渗层，混凝土强度等级不低于 C25，抗渗等级不低于 P6，厚度不低于 100mm。

★混凝土防渗层应设置缩缝，纵向、横向垂直相交，间距 3～3.5m，采用切缝，宽度宜为 6～10mm，深度宜为 16～25mm，封内应填置嵌缝密封料和背衬材料，密封料表面应低于地面 2mm。

★混凝土防渗层应设置胀缝，纵向、横向垂直相交，间距 20～30mm，宽度宜为 20～30mm，嵌缝密封料宽深比宜为 2:1，深度宜为 10～15mm，封内应填置嵌缝板、密封料和背衬材料，密封料表面应低于地面 2mm。

★混凝土防渗层在墙、柱、基础交界处应设置衔接缝，缝宽宜为 20～30mm，嵌缝密封料宽深比宜为 2:1，深度宜为 10～15mm，封内应填置嵌缝板、密封料和背衬材料。

★嵌缝密封料宜采用道路用硅酮密封胶等耐候型材料；嵌缝板宜采用闭孔型聚乙烯泡沫塑料板或纤维板；背衬材料宜采用闭孔膨胀聚乙烯、聚氯乙烯或弹性聚丙烯

泡沫棒，泡沫棒直径不应小于缝宽的 1.25 倍。

★防渗层内不得埋设水平管线，管线垂直穿越地面时应设置衔接缝。

★高密度聚乙烯（HDPE）膜，厚度不宜小于 2mm，埋深不宜小于 300mm。膜上、膜下应设置保护层，保护层可采用长丝无纺土工布，膜下保护层也可采用不含尖锐颗粒的砂层，厚度不宜小于 100mm。膜上保护层以上应设置砂石层，厚度不宜小于 200mm。

6.2.3 运营期噪声污染防治措施

（1）尽量选用低噪声设备，对噪声强度较大的设备进行减噪处理。

（2）定期给机泵等设备加润滑油和减振垫，对各种机械设备定期保养。

（3）加强噪声防范，做好个人防护工作。

经以上措施，露点控制站及各井场厂界能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类声功能区环境噪声限值要求。

6.2.4 运营期固体废物污染防治措施

本项目运营期生活垃圾送至呼图壁县生活垃圾填埋场。事故状态下会产生一定量的落地油，落地油上层能收集，尽量收集，送至 81#联合处理站原油处理系统处理，不能收集的落地原油和受浸染的土壤为含油污泥，属于《国家危险废物名录》（2021 年版）HW08 废矿物油与含矿物油类危险废物，集中收集后交由具有相应危险废物处置资质的单位负责接收、转运和处置。

本项目运营期固体废物污染防治采取如下治理措施：

（1）加强监督力度，最大限度控制落地油产生。井下作业时按照“带罐上岗”的作业模式，防止产生落地原油。

（2）加强巡检，加大巡井频率，提高巡井有效性，发现对井场安全有影响的行为，及时制止、采取相应措施并向上级报告，尽量杜绝管线、阀门“跑、冒、滴、漏”及人为破坏现象。

（3）事故状态产生的含油污泥其收集、贮存、运输须符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其修改单、《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移联单管理办法》要求。

（4）生活垃圾送至呼图壁县生活垃圾填埋场。

以上措施符合固体废物处置“减量化、资源化、无害化”原则，不会对周围环境产生不利影响。

6.2.5 运营期土壤环境保护措施

（1）巡检车辆及运输罐车严格按照既定拉运路线行驶，不得因乱碾乱压破坏土壤结构。

（2）定期巡检，巡检时应对井口阀门处、露点控制站装置区、储罐、及管线沿线进行仔细检查；加强储罐、法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理。

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

6.2.6 运营期生态环境保护措施

（1）管线上方设标示桩、警示桩，防止其他工程施工活动对管线造成破坏；定期检查管线，如发生管线老化、接口断裂，及时更换管线。

（2）定时巡查站场设备设施等，严防凝析油跑、冒、滴、漏，避免泄露油品污染生态环境。

（3）加强环境保护宣传工作，提高环保意识，特别是对野生动物和自然植被的保护。严禁在场地外砍伐植被。

（4）提高驾驶人员技术素质、加强责任心，贯彻安全驾驶机动车辆的行为规定，严格遵守交通法规，杜绝疲劳驾车等行为，减少对道路两侧植被的破坏。

（5）严禁捕杀任何野生动物，在井区和站场设置宣传牌，通过宣传和严格的检查管理措施，达到保护生态环境的目的。

6.3 退役期环境保护措施

6.3.1 退役期大气环境保护措施

（1）运输车辆使用符合国家标准的油品。

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

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

6.3.2 退役期水环境保护措施

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，保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，污染地下水资源。

6.3.3 退役期噪声污染防治措施

（1）选用低噪声机械和车辆。

（2）加强设备检查维修，保证其正常运行。

（3）加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

6.3.4 退役期固废及土壤污染防治措施

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

（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。

6.3.5 退役期生态环境保护措施

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

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

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

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

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

6.3.6 生态恢复治理方案

（1）生态环境保护与恢复治理的一般要求

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

①禁止在依法划定的饮用水水源保护区内进行开采。

②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。

③坚持“预防为主、防治结合、过程控制”的原则，将生态环境保护与恢复治理贯穿开采的全过程。

（2）井场及站场生态恢复治理

本次部署的 4 口井均为直井，封井需拆除井口装置，截去地下 1m 内管头；拆除露点控制站各项生产设施，清除地面硬化、砾石铺垫，释放永久占地。最后进行场地清理，清除各种固体废物，并对占地进行平整，避免影响植被自然恢复。

（3）管线生态恢复

井场集输管线及外输管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏。管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出物，管线两端使用盲板封堵。

（4）植被恢复措施及恢复要求

工程施工结束后，应对井场和站场的临时占地内的土地进行平整，做到“工完、料净、场地清”。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。种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

工程施工结束后荒漠生态系统的植被采用自然恢复的方式对区域植被进行恢复，临时占地的植被在未来 3～5 年时间内通过自然降水及温度等因素得以恢复。外输管线作业完成后，及时清理施工迹地，将所占农田归还给农户，进行复垦。

7.环境影响经济损益分析

7.1 项目的社会效益和经济效益

7.1.1 社会效益

本项目的实施可以支持国家的经济建设，缓解当前油气供应紧张、与时俱进的形势，同时，气田开发对当地工业和经济的发展具有明显的促进作用，能够带动一批相关工业、第三产业的发展，给当地经济发展注入新的活力。本项目的实施还补充和加快了气田基础设施的建设。

因此本项目具有良好的社会效益。

7.1.2 经济效益

由于涉及国家能源商业机密，故对项目本身的经济效益在本环评报告中不作描述。

7.1.3 环境损失分析

油气开发建设对环境造成的损失主要表现在：

（1）项目占地造成的环境损失；

（2）突发事故状态污染物对土壤、植被的污染造成的环境损失；

（3）其他环境损失。

本项目永久占地主要为井场、站场建设占地。项目永久占地的损失量分为经济损失和生态效益损失两部分，经济损失即为项目土地征购费及复垦费。生态效益损失难以确定，工程施工与占地对植被、土壤、生态环境都会造成不利影响。

本项目对区域的主要影响是生态影响，包括植被破坏后由于地表裸露导致水土流失和土壤环境质量下降。但在加强施工管理和采取生态恢复等措施后，施工影响是可以接受的。

本项目建设期短，施工“三废”和噪声影响比较轻。不涉及当地居民搬迁，无大量弃土工程。而且建设期的各种污染物排放均属于短期污染，会随着施工的结束而消失。因此，在正常情况下，基本上不会对周围环境产生影响。但在事故状态下，

将对人类生存环境产生影响。如由于自然因素及人为因素的影响，引起管道泄漏事故，将对周围环境造成较为严重的影响。由于事故程度不同，对环境造成的损失也不同，损失量的估算只能在事故发生后通过各项补偿费用来体现。

7.2 环保投资估算

本项目总投资为人民币 26219.18 万元，其中环保投资 394 万元，约占总投资的 1.5%，具体环保投资估算见表 7.2-1。

表 7.2-1 环境保护投资估算一览表

阶段	环境要素	项目名称	环保措施	投资（万元）
施工期	生态环境	临时占地	对占地造成的生态破坏进行经济补偿，完工后迹地清理并平整压实、临时占地释放后植被和土壤的恢复	55
			农业生态损失补偿	20
		生态修复	施工迹地平整清理、永久占地硬化	40
			农业生态损失补偿	40
		水土保持	水土保持措施	纳入水土保持方案投资
	大气环境	站场、管线等施工产生的施工扬尘	运输车辆应加盖篷布，临时土方覆盖，防尘布（或网），逸散性材料运输采用苫布遮盖	5
		施工机械尾气	使用达标油品，加强设备维护	5
	固体废物	建筑垃圾	送至当地建筑垃圾填埋场	5
运营期	废气	无组织挥发烃类	选用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门	10
	地下水环境	井场、站场防渗	等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，K≤1×10^{-7}cm/s；或参照 GB16889 执行	35
		污染监控	在项目区的上游、下游、区块内布设不少于一眼水质监测井	3
	噪声	井场噪声	采用低噪声设备	15
	固体废物	井下作业固废	采用专用废液收集罐收集	8
		油泥沙、清管废渣	拉运与处理	20
	土壤环境		跟踪监测	3
退役期	固体废物	站场及管线拆除的建筑垃圾	截去地下 1m 内管头；井口封堵，建筑垃圾清运至当地建筑垃圾填埋场	45
	生态恢复	临时占地和永久占地	完工后迹地清理并平整压实、施工临时占地和原来井场的永久占地释放后植被和土壤的恢复	38
环境风险		环境风险	可燃气体报警器	12
		环境风险防范措施	地上管道涂刷相应识别色、消防器材、警戒标语标牌	20

	应急预案	根据管线泄漏应急处理经验，完善现有突发环境事件应急预案	5
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
合计			394

7.3 环保措施效益分析

本项目在设计中充分考虑了环境保护的要求，严格执行各项环境保护标准。同时还针对在生产运行过程中产生的“三废”，从实际出发采取多种相应的治理措施。如将采出水通过 81#联合处理站采出水系统处理，处理达标后回注地层，节约了使用新鲜水的资金。

（1）废气

油气集输及处理采用全密闭流程，井口密封并设紧急截断阀，有效减少烃类气体的挥发量，减少对大气的污染。

（2）废水

采出废水依托 81#联合处理站采出水系统处理达标后回注。由工程分析可知，本项目每年最多可产生含油废水约 4900m^3/a，全部处理后回用，相当于节省了同样数量的清水，不但节省了水资源，保护了环境，还可以产生可观的经济效益。按水资源费 2 元/m^3 进行计算，产生的经济效益为 0.98 万元/a。

（3）固体废弃物

项目产生的油泥（砂）及清管废渣依托具有相应危险废物处置资质的单位进行处置，减少了对环境的影响。

（4）噪声

通过采取选用低噪声设备、隔音、减振等措施，减低了噪声污染。

（5）生态保护措施

在施工期间，采取严格控制地表扰动范围，严格控制乙方单位在施工作业中的占地；施工结束后清理井场废弃物，平整场地。

本项目各项环保措施通过充分有效的实施，可以使污染物的排放在生产过程中得到有效的控制。

本项目选用先进、成熟、可靠、具有节能和环保效果的技术，使各种污染物在排放前得以尽可能大的削减。在生产过程中充分、有效地利用了资源，减少各种资

源的损失，大大减低其对周围环境的影响。

7.4 环境经济损益分析结论

本项目经分析具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于项目在建设过程中都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在油气田开发过程中，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 394 万元，环境保护投资占总投资的 1.5%。实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来双赢。

8.环境管理、监测与 HSE 管理体系

8.1 环境管理机构

8.1.1 环境管理机构

中国石油新疆油田分公司下设质量安全环保处，负责中国石油新疆油田分公司范围内的环境保护工作，各二级单位下设环保科，各生产单位设专职环保员，负责生产单位的环保工作。

采气一厂的环保工作由新疆油田公司安全环保处领导，并全过程监督该建设工程的环境保护管理，环保设施建设工作。建设项目经理部设专职环境管理人员，全面负责该井区开发建设期的环境管理工作。本项目进入生产运行期后，井区主要管理工作均依托采气一厂完成，采气一厂负责本项目生产运行期的环境管理工作，设一名专（兼）职环保工程技术人员负责本项目建设期的环保工作及站场内外环保设施的运行和检查工作，以及环境污染事故处理和报告。

8.1.2 环境管理体制

新疆油田分公司已经建立了环境保护指标体系，对各二级单位的环保指标完成情况按《新疆油田分公司环境保护管理规定》的各项指标进行考核。推行环境保护目标责任制，明确各单位企业行政一把手为本单位环保第一责任人，并规定了应负的法律责任和行政责任，其它行政领导和机关处室也都有明确环保职责，初步形成了领导负责，部门参加，环境保护部门监督管理，分工合作，各负其责的环境管理体制。

8.2 生产区环境管理

8.2.1 日常环境管理

（1）搞好环境监测，掌握污染现状

定时定点监测站场环境，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。

废水管理应按达标排放的原则，在生产过程中，运营期的井下作业废水送至 81#联合处理站采出水处理系统，处理达标后回注油藏。从废水排放方式看，用于生产回用是比较合理的油气田废水排放途径，提高了生产用水的重复利用率，充分发挥污水的再次利用价值。防止了环境的再污染，获得污水处理与资源化的最佳效益，具有较高的环境效益、经济效益。

废气污染源的控制是重点加强集中露点控制站油气集输、处理过程中无组织排放源的管理，以加强管理作为控制手段，减轻对周围环境产生的污染，达到污染物排放总量控制的环境保护目标。

（2）加强环保设备的管理

建立环保设备台帐，制定主要环保设备和场所的操作规程及安排专门操作人员进行管理，建立重点处理设备的“环保运行记录”等。

（3）落实管理制度

除了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。

8.2.2 环境污染事故的预防与管理

（1）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、经济等方面能够解决的，要通过技术改造或治理，尽快消除事故隐忠，防止事故发生；对目前消除事故隐患有困难的，应从管理和技术两方面对其采取严格的现场监护措施，在管理上要加强制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故应急预案。

（2）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。

（3）加强风险管理

由于本项目不确定潜在事故因素无法预测，因此有必要制定相应的风险对策，不断改进识别不利影响因素，从而将项目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。

8.2.3 本项目 HSE 管理工作内容

应结合本项目施工期和运营期工艺流程、污染和风险源项、危害和影响程度识别和评价的结果，侧重在以下方面开展工作：工艺流程分析、污染生态危害和影响分析、泄漏事故危害和风险影响分析、建立预防危害的防范措施、制定环境保护措施以及建立准许作业手册和应急预案。

8.2.4 环境监督机构

新疆维吾尔自治区生态环境主管部门审批本工程的环境影响报告书，昌吉回族自治州生态环境局监督所辖行政区内该工程的环保竣工验收制度执行情况、排污许可证核发以及日常环境管理。

8.2.5 施工期环境管理

建设单位在本项目施工期应加强对施工单位环境保护工作的监督与管理，施工单位应遵守相关环境保护法律法规，并严格落实本报告以及环评批复中提出的施工期环境保护要求；建立环境保护档案，对施工期采取的环境保护工作进行记录，保留施工前后施工区域的影像资料，便于建设单位进行监督检查。施工期相关的施工期环境保护行动计划见表 8.2-1。

表 8.2-1 施工期环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	实施时间	监督单位	资金保证
	生态环境	施工过程中严格控制占地面积，规定施工活动范围，减少临时占地和对地表的扰动。站场建设施工前，也要严格规定临时占地范围。施工结束后，施工单位应负责及时清理现场，使之尽快自然恢复，将施工期对生态环境影响降到最低。严禁施工人员踩踏植被和猎捕野生动物，禁止侵扰野生动物栖息地。施工产生的土方，应合理规划，合理利用。对于开挖管线产生的土方，全部回填，对于拟永久使用的道路及各站场等，建设完成后，应因地制宜的进行硬化或地表恢复。	工程承包商	施工期	所在行政区环境保护行政主管部门	纳入工程费用
	水环境	各类管线试压废水用于施工洒水抑尘				
	土壤环境	按规定的施工范围进行作业，可有效减少土壤扰动，施工产生的建筑垃圾及时清运，可避免污染物进入土壤环境造成污染				
	声环境	在钻井施工，管线和站场等地面工程施工过程中，选用效率高、噪声低的设备，并注意设备的正确使用和经常性维护，保持较低噪声水平。运输车辆限速、尽量减少鸣笛				
	大气环境	逸散性材料运输、装卸和堆放过程中采取加盖苫布等抑尘措施，严禁散落和尘土飞扬。施工期各机械设备应使用高品质的柴油，加强设备的维护，减少大气污染物的排放量				
	水土流失、土地沙化	合理安排时间，挖、填方尽量避开大风天气，堆放土方时，尽量减小土方坡度。管沟开挖、填方作业时应尽量做到互补平衡，避免土方堆积。严格按规划的施工范围进行施工作业，不得随意开辟施工便道。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，防止水土流失				
	固体废物	建筑垃圾集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场				

8.2.6 运营期环境管理

（1）建立和实施井区运营期的健康、安全与环境（HSE）管理体系。

（2）贯彻执行国家、地方及上级部门有关环境保护方针、政策、法律及法规。

（3）加强环保管理人员的培训、教育，学习先进的环保管理理念，提高管理人员的技术水平与业务能力，定期对运营期环境保护工作进行总结和分析，根据环保水平的发展进步持续改进、强化运营期的环境保护与管理要求。

（4）组织开展环境保护宣传教育、技术和经验交流活动，推广先进技术和科研成果；参加调查、分析、处理环境污染事故，并负责统计上报事故的基本情况及处理结果，协同有关部门制定防治污染事故措施，并监督实施。

为确保项目环保实施的落实，最大限度地减轻生产开发对环境的影响，本项目在运营期管理的主要内容见表 8.2-2。

表 8.2-2 运营期环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	实施时间	监督单位	资金保证
1	生态环境	继续做好施工地的地表恢复工作，利用冬季融雪和夏季降雨使地貌慢慢得以自然恢复。培训巡检人员相关环境保护知识，更好的保护沿线植被。	中国石油新疆油田分公司	运营期	自治区生态环境厅、昌吉回族自治州生态环境局	纳入工程费用
2	声环境	定期对设备进行检修和维护，使其处于运行良好的状态。对露点控制站的厂界噪声进行定期监测				
3	大气环境	加强对各井场、站场的设备和管线的巡检，减少油气的跑、冒、滴、漏。对大气进行定期监测。				
4	水环境	对依托的采出水设施定期维护。				
5	管道保护	在施工结束后，投入运行前，集输干支线要完成永久标志设置，设置安全标志。对管道设施定期巡查，及时维修保养。				
6	环境管理	建立环境管理体系和事故应急体系，实施环境监测计划。				纳入运营期管理费用
7	风险防范措施	制定事故应急预案，对重大隐患和重大事故能够快速做出反应并及时处理。				
8	固体废物处置	事故状态产生的落地油委托具备相应危废处理资质的单位进行接收、转运和无害化处理。				

8.2.7 退役期环境管理

本项目在退役期的主要内容见表 8.2-3。

表 8.2-3 退役期的环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	实施时间	监督单位	资金保证
	生态环境	做好退役期的地表恢复工作，拆卸、迁移场站设备，恢复地貌	中国石油新疆油田分公司	退役期	昌吉回族自治州生态环境局	纳入退役期闭井管理费用
	声环境	退役期间加强施工设备维护保养，合理安排施工时间				
	大气环境	在对原有的设备拆卸、转移过程中会产生一定的扬尘，故需采取洒水降尘措施，同时闭井工作避开大风等恶劣天气，避免对周围空气造成影响				
	水环境	管线拆除排出的废液，由罐车拉运至81#联合处理站，不排入周围环境，避免对周围环境造成的影响				
	固体废物处置	固体废弃物分类收集，及时清运				

8.2.8 事故风险的预防与管理

（1）对风险事故隐患进行监护

对事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效的措施，防止事故的发生。根据国内外油气田开发过程中相关设施操作事故统计和分析，工程运行风险主要来自第三方破坏、管道腐蚀和失误操作。对以上已确认的重大事故隐患，应本着治理与监护运行的原则进行处理。在目前技术、经济等方面能够解决的，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管措施，在管理上要加强制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故应急预案。

（2）制定事故应急预案建立应急系统

首先根据本项目特点、国内外油气田开发事故统计与分析，制定突发事故的应急预案；建立起由治安、消防、卫生、交通、邮电、环保、工程抢险等部门参加的重大恶性污染事故救援指挥中心，救援指挥中心的任务是掌握了解事故现状，向上级汇报事故动态，制定抢险救援的实施方案，组织救援力量，并指挥具体实施。一旦接到事故报告便可全方位开展救援和处置工作。其次是利用已有的通讯设备，建

立重大恶性事故快速报告系统，保证在事故发生后，在最短的时间内，报告事故救援指挥中心，使抢救措施迅速实施。

（3）制定事故应急预案培训

强化专业人员培训，聘请专家讲课，收看国内外事故录像资料，吸收这些事件中预防措施和救援方案的经验，学习借鉴此类事故发生后的救助方案。在日常生活中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能及时查询到所需的安全信息数据，用于日常管理和事故处置工作。

8.3 污染物排放的管理要求

本项目污染物排放清单及管理要求见表 8.1~8.2。

8.4 企业环境信息公开

采气一厂参照《企业事业单位环境信息公开办法》（环保部第 31 号）等规定，并结合新疆的相关要求，可通过政府网站、报刊、广播、电视等便于公众知晓的方式公布。公司应公开以下内容：

基础信息，包括单位名称、组织机构代码、法定代表人、生产地址、联系方式，以及生产经营和管理服务的主要内容、产品及规模；

采气一厂参照《企业事业单位环境信息公开办法》（环保部第 31 号）等规定，并结合新疆的相关要求，可通过政府网站、报刊、广播、电视等便于公众知晓的方式公布。公司应公开以下内容：

（1）基础信息，包括单位名称、组织机构代码、法定代表人、生产地址、联系方式，以及生产经营和管理服务的主要内容、产品及规模；

（2）排污信息，包括主要污染物及特征污染物的名称、排放方式、排放口数量和分布情况、排放浓度和总量、超标情况，以及执行的污染物排放标准、核定的排放总量；

（3）防治污染设施的建设和运行情况；

（4）建设项目环境影响评价及其他环境保护行政许可情况；

（5）突发环境事件应急预案；

（6）其他应当公开的环境信息。

8.5 环境监测与监控

8.5.1 施工期开展环境工程现场监理建议

为减轻建设项目对环境的影响，将环境管理制度从事后管理转变为全过程管理，建议本项目充分借鉴同类相关项目工程环境监理经验，实施工程环境监理。

由于建设单位聘请相关环境监理机构对施工单位、承包商、供应商和中国石油新疆油田分公司环保法律、法规、制度、标准、规范的情况依法进行监督检查，特别是加强施工现场的环境监理检查工作，目的是协助建设单位落实施工期间的

各项环境保护要求和施工合同中的环保规定，确保本项目的建设符合有关相关要求。因此建议建设单位外聘环保专业人员，对各作业阶段进行环境监理工作。

（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，精通国家环境保护相关法律、法规、标准和政策，了解当地生态环境行政主管部门的环保要求。

②必须接受过 HSE 专门培训，有较长的从事环保工作经历。

③具有一定的油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协助 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、法规和政策。

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。

环境监理工作计划及重点见表 8.5-1。

表 8.5-1 现场环境监理工作计划

序号	场地	监督内容	监理要求
1	各站场建设现场	1）井位、站场选址布设是否满足环评要求； 2）各站场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，施工结束后，施工现场是否进行了及时清理； 4）站场硬化是否达到要求； 5）废水、废气、固体废物、噪声等污染是否达标排放和妥善处理	环评中环保措施落实到位
2	管线敷设现场	1）管线选线是否满足环评要求。 2）施工作业是否超越了施工宽度； 3）挖土方放置是否符合要求，管沟开挖是否做到挖填平衡。土方是否进行了及时回填，管沟开挖过程中是否采取的有效可行的扬尘污染防治措施。 4）施工人员是否按操作规程及相关规定作业； 5）施工完成后是否进行了清理、临时占地是否恢复植被	
3	道路建设现场	1）道路是否满足环评要求； 2）施工作业是否超越了限定范围； 3）临时堆放的土石方是否采取了防尘措施； 4）施工人员是否安操作规程及相关规定作业；	
4	其它	1）施工结束后是否及时清理现场、恢复地貌，是否及时采取了生	

		态恢复和水土保持措施； 2）施工季节是否合适； 3）无砍伐、破坏施工区以外的植被，有无伤害野生动物等行为。	

8.5.2 运营期环境保护监测计划

本项目运营期间需对生产过程生产的“三废”进行严格管理，根据《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）相关规定，定期对污染源和环境质量进行监测，减少对周围环境影响。环境监测计划见表 8.5-2。

表 8.5-2 运营期环境监测计划

监测类型	监测对象	监测频率	监测点	监测因子	执行标准	监测时间	监测单位
污染源	废气	1 次/年	露点控制站厂界	NMHC	GB39728—2020	竣工验收后开始	委托监测或建设单位自行监测
	噪声	4 次/年	井场、露点控制站厂界四周	等效连续 A 声级	GB12348-2008 2 类		
环境质量现状	地下水环境质量跟踪监测计划	1 次/年	利用项目区下游村庄的水源井进行监测，至少布设 1 个监测点	石油类	GB/T14848-2017 Ⅲ类；石油类参照 GB3838-2002 Ⅲ类	竣工验收后开始	委托监测或建设单位自行监测
	土壤环境质量跟踪监测计划	1 次/5 年	场站装置区、罐区等易受污染区域非硬化场地	石油烃	GB36600-2018 第二类用地筛选值		

8.5.3 环境设施验收建议

（1）验收范围

①与项目有关的各项环保设施，包括为防治污染和保护环境所配套建成的治理工程、设备、装置和监测手段，以及各项生态保护设施等。

②环境影响报告书及批复文件和有关设计文件规定应采取的环保措施。

（2）验收内容

按照《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》中有关规定开展验收。环保验收建议清单见见表 8.5-3。

表 8.5-3 “三同时”竣工验收调查建议清单

治理项目	污染源	污染因子	位置	防治措施	治理要求	验收标准
废气	挥发性有机废气	NMHC	各井场、场站	对设备进行定期检修和工艺运行管理	保持正常运行，减少无组织排放	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中 4.0mg/m^3
废水	井下作业废水	石油类	各井场	采用专用罐车拉运至 81#联合站	处理达标后用于油田生产注水	查阅接受协议
噪声	各类机泵	噪声	井场、站场	隔声、基础减震，采用低噪声设备	厂界噪声达标排放	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类
固废	事故状态下侵染的土壤	HW08 类	井场、站场、管线	发生事故后及时处理和清运落地油及浸染土壤	交由有资质的单位处理	签订危险废物处置协议，落实危险废物转移联单制度
生态环境	工程占地	植被破坏土壤压覆地表扰动水土流失	井场、场站、管线	严格控制占地范围，对临时占地进行平整恢复	生态保护措施落实情况；井场、站场、管线周边自然植被恢复情况、农田复垦情况	
环境管理			环境管理制度是否建立并完善，环保机构及人员是否设置到位；施工期是否有环境监理报告或施工环保检查记录，是否保留必要的影像资料			

9.结论与建议

9.1 评价结论

9.1.1 工程概况

项目在呼 6 井区部署 4 口采气井，新建天然气产能 4.9×10^{8}m^3/a，最大日产凝析油 174.2m^3。新建采气井场 4 座、单井采气管线 33.0km、露点控制站 1 座，新建 1 条 2.5km 天然气外输管线，配套建设供配电、给排水等公辅工程。项目总投资 26219.18 万元，其中环保投资 394 万元，约占总投资的 1.5%。

9.1.2 环境质量现状结论

（1）环境空气

项目所在区域昌吉回族自治州 SO_2、NO_2、CO、O_3 长期浓度可满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值，PM_{10}、$PM_{2.5}$ 不能满足相关标准限值要求，为环境空气质量不达标区。项目区 NMHC 现状满足《<大气污染物综合排放标准>详解》中推荐值 2.0mg/m^3 要求。

（2）地下水

各因子可满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类限值，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅲ类标准值。

（3）声环境

各噪声监测点位均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类声功能区标准限值，项目所在区域背景声环境质量现状较好。

（4）土壤

项目区土壤环境各监测因子监测值均可满足《土壤环境质量　建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值。

9.1.3 污染物排放情况结论

（1）生态环境

本项目对生态环境的影响主要表现在工程占地，施工活动和工程占地在项目

区范围内呈点、线状分布，对土壤、植物、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响，同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。由于气田开发的大部分区域地表植被稀疏，由工程造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降。由于本区域的野生动物种类少，项目对野生动物的影响较小。因此总体上看本项目的建设对生态环境影响较小。

（2）大气环境

施工期废气主要为扬尘、施工机械及车辆尾气等，施工期短暂，施工期的废气污染随施工的结束而消失。运营期废气主要为无组织挥发烃类，无组织排放的挥发性有机物厂界浓度可满足《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，项目区地域空旷，无集中固定人群居住，项目运营期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）水环境

施工期废水主要为管道试压废水，管道试压废水产生量较小，主要污染物为SS，管道试压废水应尽可能重复利用，试压结束后，洒水抑尘。运营期废水主要为含油污水、井下作业废水，集中收集后、处理达标后回注油藏。

事故状态下对地下水的污染主要为管道泄漏、井漏、油水窜层等，管道泄漏是以点源形式污染地下水，其污染迁移途径为地表以下的包气带和含水层；井喷事故是以面源形式的油品渗漏污染地下水，井漏事故对水环境的污染是油气窜层，造成地下含水层水质污染。事故发生后，及时采取相应的措施，不会对地下水环境产生明显影响。

（4）噪声

施工期的噪声源主要为施工机械和施工车辆，施工短暂，只对局部环境造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失，施工期噪声仅对施工人员产生影响；运营期噪声主要为站场机泵产生的噪声以及罐车的交通噪声，运营期站场昼夜厂界噪声均能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类区标准（昼间 60dB(A)，夜间 50dB(A)）。本项目边无人群居住等声敏感目标，

项目开发建设中的噪声对声环境质量影响不大。

（5）固体废物

施工期固体废物主要工建筑垃圾，集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场。运营期固体废物为生活垃圾，定期清运至呼图壁县生活垃圾填埋场；事故状态下含油污泥属于《国家危险废物名录》（2021 年版）HW08 类危险废物，集中收集后交由有相应危废处理资质的单位负责转运、接收、无害化处理。本项目产生的固体废物根据其废物属性，按照危险废物处置要求安全处置，不会对区域环境造成不利影响。

（6）土壤环境

施工期按规定的施工范围进行作业，可有效减少土壤扰动，建筑垃圾及时清运，可避免污染物进入土壤环境造成污染。运营期巡检车辆按油田巡检道路行驶，井下作业采取“带罐上岗”的作业模式，加强井场及管线巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”或泄漏事故发生造成原油进入土壤，发生泄漏事故时应及时清理落地油，受浸染的土壤交由具备相应危废处理资质的单位进行回收处置，可降低对土壤环境质量的影响程度。

（7）环境风险

本项目涉及的危险物质为凝析油、天然气，风险潜势为Ⅰ，项目可能发生的风险事故类型主要包括井场事故风险、油气管线及储罐泄漏事故。油品和天然气发生泄漏时，对土壤、植被、地下水会产生一定的影响，发生事故后，在严格落实本项目提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；项目区包气带对石油类污染物的截留能力较强，泄漏事故发生时，及时、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。做好事故风险防范措施，将事故发生概率减少到最低。综上所述，本项目环境风险程度属于可以防控的。

9.1.4 环境保护措施

（1）施工期

本项目施工过程中将产生一定量的废气、废水、固体废物和噪声，施工期短暂，上述影响随着施工期的结束而消失。

（2）运营期

选用质量可靠的设备、仪表、阀门等，定期巡检，对井场的设备、阀门等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生，做好井口压力监测，并准备应急措施；加强对密闭管线及密封点的巡检；非正常工况天然气全部进入火炬系统燃烧放空，严禁直接排放；储罐采用压力罐，储罐周围设置防火堤，装车采用底部装载，储罐在运行过程中罐体应保持完好；不应有孔洞和裂隙，储罐附件开口（孔），除采样、计量、例行检查、维护和其他正常活动外，应密闭。

井下作业均带罐作业，产生的井下作业废水处理达标后的净化水回注油藏，不外排。采用高质量的单井管线和罐车，防止油水泄漏；修井作业时，要严格加强防污染措施。采用高质量的油气输送管线，并采用先进的监控手段，管线敷设严格遵守相关规定，并对管线进行防腐保温等保护措施，防止油品泄漏；定期对采气井的固井质量进行检查，若发现固井质量不合格，先查明固井质量不合格的原因，并及时采取一系列的修整措施，保证固井质量合格，防止发生油水窜层等事故。

尽量选用低噪声设备，对噪声强度较大的设备进行减噪处理；定期给机泵等设备加润滑油和减振垫，对各种机械设备定期保养；加强噪声防范，做好个人防护工作。

运营期生活垃圾送至呼图壁县生活垃圾填埋场，事故状态下产生的含油污泥属于《国家危险废物名录》（2021 年版）HW08 类危险废物，集中收集后交由有相应危废处理资质的单位负责转运、接收、无害化处理。

9.1.5 公众意见采纳情况

9.1.6 经济损益性分析

本项目在建设过程中，由于地面设施建设等都需要占用一定量的土地，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

治和生态恢复等，实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来双赢。

9.1.7 环境管理与监测计划

本次评价根据工程的特点，提出了相关的环境管理要求和监测计划，要求建设单位务必按照环评要求落实各项措施。

9.1.8 总结论

本项目符合国家相关产业政策。运营期废气能实现“达标排放”，工业废水零排放，固体废物实现“无害化”处置；建成后区域环境质量仍可以满足相应功能区要求；开发活动对生态环境的影响较小，不会对区域生态系统的或生物多样性产生较大影响；项目在运行过程中存在一定的环境风险，但采取相应的环境风险防范措施后，其影响是可防可控的。从环境保护角度论证建设可行。

9.2 建议

（1）工程施工前，建设单位和施工单位应充分征求项目所在地相关主管部门的意见与建议，在所有开工手续合法的条件下开工。施工期，定期向相关部门和环保管理部门汇报工程进度和生态防护与恢复情况，主动接受和配合监督检查，建立健全环境管理责任制。

（2）对油气集输管线等进行定期检查、维修，及时发现问题及时解决，防止油气跑、冒、滴、漏的发生。对于泄漏的落地原油应及时清理，彻底回收，严防污染扩大。

（3）在严格实施各项环境保护措施的基础上，大力加强对员工的宣传教育，提高所有工程参与者的生态环保意识，减少区域生态环境的影响。