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.....1

1.1 建设项目特点.....1

1.2 环境影响评价的工作过程.....2

1.4 关注的主要环境问题及环境影响.....6

1.5 环境影响评价的主要结论.....7

2.总则.....8

2.1 评价目的和原则.....8

2.2 编制依据.....9

2.3 评价时段.....12

2.4 环境影响因素识别和评价因子筛选.....12

2.5 环境功能区划与评价标准.....14

2.6 评价等级和评价范围.....20

2.7 评价内容与重点.....28

2.8 环境保护目标.....29

2.9 评价方法.....31

3.建设项目工程分析.....32

3.1 项目开发现状及环境影响回顾.....32

3.2 建设项目概况.....34

3.3 工程分析.....50

3.4 清洁生产分析.....73

3.5 污染物排放总量控制.....76

3.6 相关法规、政策符合性分析.....76

4.环境现状调查与评价.....94

4.1 自然环境概况.....94

4.2 环境质量现状调查与评价.....97

5.环境影响预测与评价.....111

5.1 施工期环境影响预测与评价.....111

5.2 运营期环境影响预测与评价.....121
5.3 退役期影响分析.....149
5.4 环境风险分析.....149
6.环境保护措施及可行性论证.....164
6.1 建设期环境保护措施.....164
6.2 运营期环境保护措施.....171
6.3 服役期满后环境保护措施.....183
7.环境影响经济损益分析.....186
7.1 项目的社会效益和经济效益.....186
7.2 环保投资估算.....187
7.3 环保措施效益分析.....187
7.4 环境经济损益分析结论.....188
8.环境管理、监测与 HSE 管理体系.....189
8.1 环境管理机构.....189
8.2 生产区环境管理.....189
8.3 污染物排放的管理要求.....195
8.4 企业环境信息公开.....197
8.5 环境监测与监控.....197
9.结论与建议.....200
9.1 评价结论.....200
9.2 建议.....206
附件.....207

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”）。本项目位于新建项目，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。项目除涉及基本农田和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》（见附件 1）。

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）。

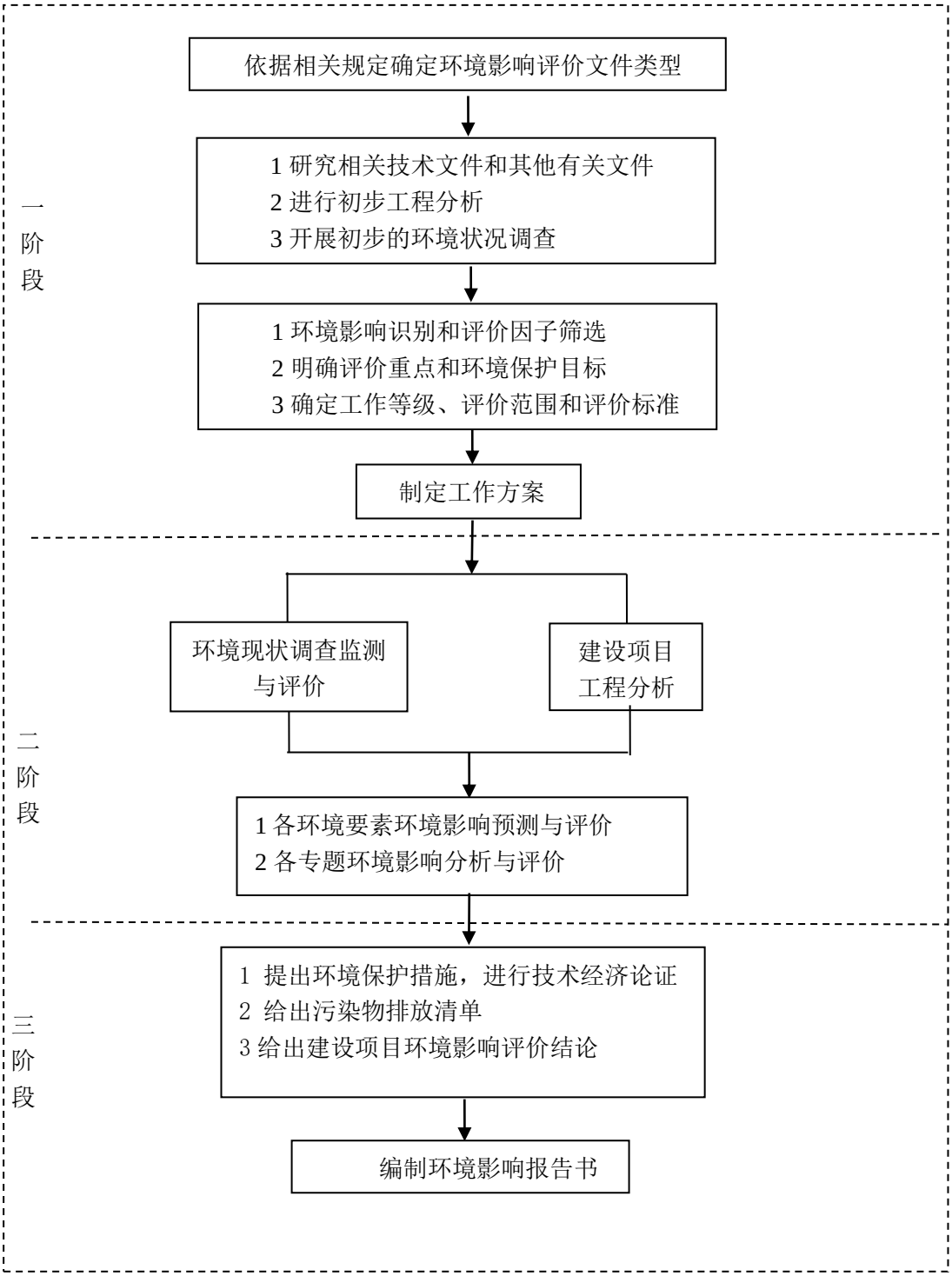


图 1.2.1 环境影响评价工作程序图

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基本农田、一般农田、苗圃地、低覆盖度草地和工况用地，由于本项目在输气管线选线过程中无法避让基本农田，因此应以尽量少占用永久基本农田为原则，并按规定办理征地手续；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有组织和无组织挥发烃类，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，项目输气管线临时占用基本农田，无法避让，须办理征地手续，提出保护措施。本项目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	基本农田保护条例		2011-01-08
4	危险化学品安全管理条例（2013 年修订）	国务院令 645 号	2013-12-07
5	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
6	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
7	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
8	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
9	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
10	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
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	2019-08-27

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
		〔2019〕第 29 号令	
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	2021 年第 3 号	2021-2-1
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
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

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
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。

表 2.4-1 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。

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 2.4-2。

表 2.4-2 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，II_5 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/m 3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	评价因子	标准限值 μg /Nm³	标准来源

号		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

序号	监测项目	标准值
1	PH	6.5≤PH≤8.5
2	K^+	-
3	钠（mg/L）	≤200
4	Ca^{2+}	-
5	Mg^{2+}	-
6	CO_3^{2-}	-
7	HCO_3^{2-}	-
8	氯化物（mg/L）	≤250
9	硫酸盐（mg/L）	≤250
10	氨氮（以N计）（mg/L）	≤0.50
11	硝酸盐（以N计）（mg/L）	≤20.0
12	亚硝酸盐（以N计）（mg/L）	≤1.0
13	挥发性酚类（以苯酚计）（mg/L）	≤0.002
14	氰化物（mg/L）	≤0.05
15	砷（mg/L）	≤0.01
16	汞（mg/L）	≤0.001
17	铬（六价）（mg/L）	≤0.05
18	总硬度（以 $CaCO_3$ 计）（mg/L）	≤450
19	铅（mg/L）	≤0.01
20	氟化物（mg/L）	≤1.0
21	镉（mg/L）	≤0.005
22	铁（mg/L）	≤0.3
23	锰（mg/L）	≤0.10
24	溶解性总固体	≤1000
25	耗氧量（COD_{Mn}法，以 O_2 计）（mg/L）	≤3.0
26	总大肠菌群（MPN[b]/100mL 或 CFU[c]/100mL）	≤3.0
27	菌落总数（CFU/mL）	≤100
28	硫化物（mg/L）	≤0.02
29	石油类（mg/L）	≤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 2.5-3。

表 2.5-3 建设用地土壤污染风险筛选值

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

				47	石油烃	mg/kg	4500

表 2.5-4 农用地土壤污染风险筛选值

序号	监测项目	单位	标准值
1	砷	mg/kg	25
2	镉	mg/kg	0.6
3	铬	mg/kg	250
4	铜	mg/kg	100
5	铅	mg/kg	170
6	汞	mg/kg	3.4
7	镍	mg/kg	190
8	锌	mg/kg	300

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。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	

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天然气处理过程中产生的含油污水和井下作业废水，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/℃		40.2
最低环境温度/℃		-28
土地利用类型		农作地
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	/
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/°	/

表 2.6-3 大气污染物估算模型计算结果表

污染源名称	无组织排放源（NMHC）		有组织排放源（NMHC）	
	预测质量浓度/（ug/m^3）	占标率/%	预测质量浓度/（ug/m^3）	占标率/%
露点控制站	30.780	1.54	/	/
井场	21.646	1.08	/	/
凝析油储运装卸	/	/	30.878	1.54

由表 2.6-3 计算结果可知：项目排放非甲烷总烃污染物最大落地浓度为 30.878 ug/m^3，最大占标率为 1.54%，其占标率 10%的最远距离 $D_{10\%}$=0m，最大占标率 1%≤Pmax＜10%内，根据《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2008）的要求，本次环评确定大气影响评价的工作等级为二级。

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。评价区内无自然保护区、风景名胜区和水源保护区等，为《环境影响技术评价技术导则—生态

影响》（HJ19-2011）中一般区域。项目永久占地面积 0.00636km²，临时占地面积 0.49km²，总占地面积为 0.49km²，占地面积≤2km^2，项目新建集输管线长度达到 35.5km，长度≤50km。确定本项目生态环境影响评价工作等级确定为三级。

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）评价等级

根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）中附录 A 地下水环境影响评价行业分类表（表 2.6-5），本项目属天然气开采项目，为Ⅱ类项目。本项目区不位于集中式饮用水源保护区，但项目区周边分布有村民分散式饮用水源井，因此区域地下水划分为较敏感，依据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）中的地下水环境敏感程度分级表及建设项目评价工作等级分级表（表 2.6-6、表 2.6-7），确定本项目地下水评价等级为二级。

表 2.6-5 地下水环境影响评价行业分类表

行业类别 环评类别	报告书	报告表	地下水环境影响评价项目类别	
			报告书	报告表
F 石油、天然气				

37、石油开采	全部	/	Ⅰ类	
38、天然气、页岩气开采（含净化）	**全部**	**/**	**Ⅱ类**	
41、石油、天然气、成品油管线（不含城市天然气管线）	200km 及以上；涉及环境敏感区的	其他	油Ⅱ类，气Ⅲ类	油Ⅱ类，气Ⅳ类

表 2.6-6 地下水环境敏感程度分级

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

表 2.6-7 地下水环境影响评价工作等级划分

项目类别 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《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）“8.2.2 调查评价范围确定”章节的相关要求，本次评价以查表法确定地下水评价范围，《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）“表 3 地下水环境现状调查评价范围参照表”规定二级评价调查面积为 6~20km^2，结合项目实际建设内容，本次露点控制站和气井等场站地下水评价范围为：地下水流向为长轴，各井场、场

站为中心，上游方向外扩 1km、下游方向外扩 2km，水流垂直方向分别外扩 1.0km 范围；集输管线评价范围为：以管线两侧向外延伸 200m 的范围。

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 2.6-8。

表 2.6-8 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 2.6-9。

表 2.6-9 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 0.636hm^2，≤5hm^2，占地规模为小型。项目部署 4 口井井场周边存在基本农田，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 2.6-10。

表 2.6-10 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表 2.6-11、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 2.7-1。

表 2.7-1 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，呼 6 井区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、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。项目所在地昌吉市、呼图壁县属于自治区水土流失重点治理区，集输管线部分管段拟穿越永久基本农田，主要生态保护目标为集输管线穿越的永久基本农田、一般农田、苗圃地、居民区等，保护区域野生动植物不被破坏，保护项目区水土流失程度不因本项目的实施而加剧。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，图 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。项目地理位置详见图 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 块区勘探期部署了呼探 6 井。呼 6 井位于呼图壁县城中心东南侧约 9km 处，地理坐标为东经 86°59’14"，北纬 44°08’25"，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《呼探 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。

（2）勘探现状

呼探 6 井已完钻，处于准备试气阶段。

（3）勘探期环境影响回顾

呼探 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，呼探 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。项目地理位置见图3.1.1，项目区总体布局见图3.2.1。

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 万元万元，环保投资 1781 万元，约占总投资的 6.79%。

（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 3.2-1。

表 3.2-1 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	m³/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（t）	174.2	
主体工程	钻井工程	部署 3 口井，新钻呼 103 井、呼 104 井、呼 7 井	口	3	呼 6 井钻井工程单独做环评，该井钻井工程不纳入本次环评内容，仅对呼 103 井、呼 104 井、呼 7 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 $14500m^2$（100×145）

	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		新建天然气处理站接引道路 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、井下作业废水处理		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。	

	油基岩屑、含油污泥和清管废渣	依托克拉玛依金鑫油田环保工程有限公司进行回收处置。

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 3.2-2。

表 3.2-2 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
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 3.2-3。

表 3.2-3 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 3.2-4。

表 3.2-4 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。

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 3.2-5。

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、呼 7 井，总进尺 2.178 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 3.2.2。

图 3.2.2 井场平面布置图

（2）井身结构

新钻呼 103 井、呼 104 井、呼 7 井，采用六开直井井身设计，单井钻井进尺 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 3.2-6、图 3.2.3。

表 3.2-6 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；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。钻井液性能指标及用量见表 3.2-7。

表 3.2-7 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/cm³）	钻井液用量（m³）
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 3.2-8。

表 3.2-8 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 600m³	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	60m³	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 3.2-9。

表 3.2-9 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 3.2-10。

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
（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，穿越排洪沟 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

本项目采气管线所涉及的所有穿跨越工程内容见表 3.2-13。

表 3.2-13 穿越统计表

序号	穿越名称	穿越方式
1	公路	顶管
2	排洪沟	架桥敷设管廊
3	冲沟	开挖加套管

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。

图 3.2.6 露点控制站厂区平面布置示意图

露点控制站主要设备见表 3.2-14。

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 $130\times10^4Nm^3/d$。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，穿越排洪沟 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、清管废渣等危险废物的暂存，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，定期清掏拉运至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

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 3 口井，新钻井平均单井进尺 7260m，总进尺 21780m。

（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。

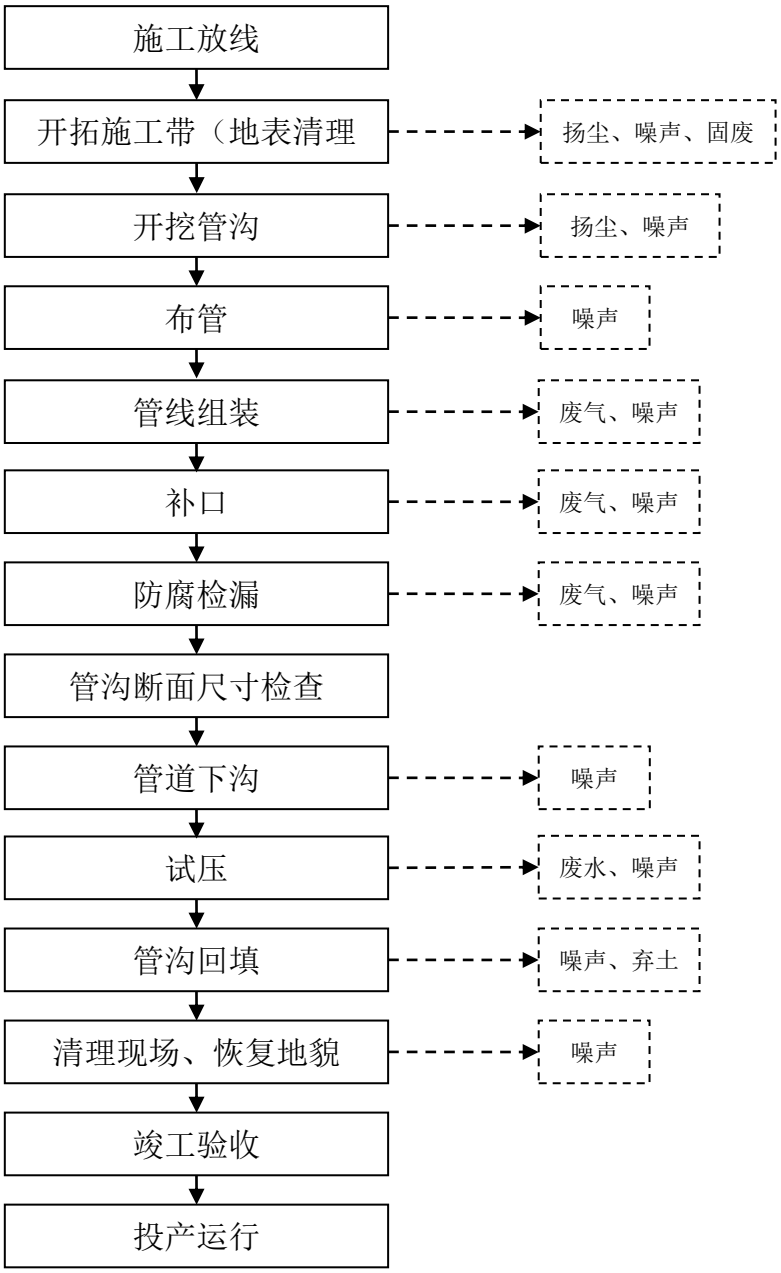


图 3.3.2 管线施工工艺流程及产污环节示意图

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挥发性排放物。

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，详见图 3.3.5。

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 3 口进行计算，平均每口井钻井周期 282d，钻井周期合计 846d；平均每天消耗柴油 2t，则整个钻井期间共耗柴油 1692t。

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：18.1t，NO_2：55.48t，THC：5.73t。

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 0.03t。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 3.3-1 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 3.3-1 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 3 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，3 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 2.178 万 m，则钻井废水产生量为 1.15 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

本项目施工期噪声源主要是各类施工机械和运输车辆。施工场地噪声主要是施工机械设备噪声、物料装卸碰撞噪声、施工人员的活动噪声和物料运输车辆产生的噪声。施工期主要噪声源及其源强详见表 3.3-2。

表 3.3-2 施工期主要噪声源及源强

噪声源名称	源强（dB(A)）
钻机	105
泥浆泵	100
柴油发电机	105
推土机	90
混凝土翻斗车	90
挖掘机	92
混凝土搅拌机	95
运输车辆	75
井下作业	105

（4）固体废物

固体废物主要为钻井废弃泥浆、岩屑，以及施工废料、弃土和生活垃圾。

①施工废料

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等。根据类比调查，施工废料的产生量约为 0.2t/km，本项目拟建采气管线总长度为 35.5km，则施工废料产生量约为 7.1t。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至当地建筑垃圾填埋场。

开挖回填管沟多余的土方沿管线铺设方向形成垄，作为管道上方土层自然沉降富裕量。

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 3.3-3。

根据以上计算可知，本项目 3 口单井共产生钻井泥浆 3356.73m^3，其中非磺化水基泥浆为 1499.67m^3，油基泥浆为 1857.06m^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：072-001-08），采用专用的方罐进行收集，并交由克拉玛依金鑫油田环保工程有限公司负责接收、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 ρ=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。

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	072-001-08	13931.25t	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 3 口井，整个施工过程生活垃圾共计 16t，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、呼 7 井占地主要包括施工井场、岩屑堆放场地、施工营地等，呼 6 井钻井工程单独开展环境影响评价，本项目仅考虑呼 6 井的

永久性占地，单井占地面积 1200m^2（（40×30））。采气具体临时占地见表 3.3-6。

项目单井输气管线长 33.0km，施工作业带控制在 12m，外输管线长 2.5km，施工作业带控制在 14m，管线占地属于临时性占地。

项目新建天然气处理站接引道路 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，属于占用已有的新疆油田公司采气一厂呼图壁天然气处理站的工况用地，未新增用地。

根据估算，各项工程的永久性占地面积为永久占地 0.00636km^2、临时占地 0.49km^2，详见表 3.3-7。工程占地类型主要为一般农田、基本农田、低覆盖草地、苗圃地和工况用地等，其中永久占地占一般农田部分面积为 2400m^2，占低覆盖度草地部分面积为 2240m^2，占苗圃地部分面积为 1200m^2，占工矿用地为 520m^2；临时占地占基本农田部分面积为 212760m^2，占一般农田部分面积为 95180m^2，占低覆盖度草地部分面积为 69739m^2，占苗圃地部分面积为 34820m^2，占工矿用地为 78241m^2，详见表 3.3-8。

项目区基本农田分布情况见图 3.3.6，重点公益林分布情况见图 3.3.7，土地利用现状图见图 3.3.8。

②石方平衡

本项目单井输气管线作业带宽 12m，外输管线作业宽度 14m，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；管线穿越一般农田部分，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

本项目废气主要为挥发性有机废气，主要包括三部分：天然气集输及露点出理过程中的阀门、法兰等部件产生的少量挥发性有机物，该部分以无组织形式排放；二是凝析油储罐储存过程中的挥发，三是凝析油装载过程中的挥发，这两部分废气收集后进新建 VOCs 废气处理装置处理达标后排放。

①天然气集输及处理过程中无组织挥发有机废气

天然气集输及处理过程中的阀门、法兰等部件产生的少量挥发性有机物，油气集输过程中的无组织挥发废气采用《污染源源强核算技术指南 石油炼制工业》（HJ982-2018）中设备与管线组件密封点泄露的公式进行核算。其计算公式如下：

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

D 设备—核算时段内设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物的量，kg；

α—设备与管线组件密封点的泄漏比例；

n—挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数；

eroc，i—密封点 i 的总有机碳（TOC）排放速率（泄漏浓度大于 10000μmol/mol），kg/h；

WFvocs，i—流经密封点 i 的物料中挥发性有机物的设计平均质量分数，%；

WFrocs，i—流经密封点 i 的物料中总有机碳（TOC）的设计平均质量分数，%；

ti—核算时段内密封点 i 的运行时间，h，取 8760h。

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表。

由上述公式核算结果可知，本项目天然气集输及处理过程中无组织非甲烷总烃的产生量约为 0.393t/a。

②有组织挥发性有机物废气

1）储罐区挥发性有机废气

本项目 6 个凝析油储罐储存时挥发性有机物的产生总量为 0.000601t/a。

2）凝析油装车时产生的挥发性有机物

采出液装车时产生的无组织挥发性有机物产生量参考《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》中有机液体装卸挥发损失 VOCs 排放量计算方法中的系数法，本项目凝析油采用槽车拉运，正常工况罐车，损耗排放因子参照原油公路装载（0.552kg/m^3）进行核算，根据产能预测表知本项目凝析油产能为 174.2m^3/d，按照上述系数计算出凝析油装车时产生的无组织挥发性有机物为 35.1t/a。

3）VOCs 废气处理工艺

本项目凝析油采用固定顶罐进行储存，新建密闭装车系统，装载过程中的废气和储罐呼吸废气进新建 VOCs 废气处理装置进行处理。

本项目 VOCs 废气处理采用冷凝回收+活性炭吸附工艺，设计 VOCs 处理效率 90%。装置区来气首先进变频风机，先将混合器冷凝，设三级冷凝温度（3℃、-25℃、-70℃），并进行压缩，使废气中部分碳氢化合物得以液化，液相进回收罐，泵输至储罐作为产品外售；气相采用活性炭吸附处理，进一步去除废气中的有机物，净化后尾气经 15m 高排气筒排放。处理装置风机风量为 5000m^3/h，VOCs 处理效率为 90%，则本项目挥发性有机物废气有组织排放量为 5000m^3/h，NMHC 排放量为 3.5t/a，年工作小时按 8760h 计算，废气中 NMHC 排放浓度为 80mg/m^3。

大气污染物有组织排放量见表 3.3-10。

（2）废水

①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 0.49×10^4t，产气量最大为 4.46×10^8m^3，据此计算，废水中 COD 最大产生量 41.48t/a、浓度约 8465.3mg/L，石油类最大产生量 5.31t/a、浓度约 1083.7mg/L。

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。

2）井下作业废水

井下作业主要包括气井维修、大修等，井下作业废水的主要来源为修井过程中产生的压井水和压井液、修井时的循环水及洗井时产生的洗井废水。根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中“1120 石油和天然气开采业专业及辅助性活动行业系数手册”（详见表 3.3-11）计算井下作业废水的产生量。

表 3.3-11 井下作业废水产排污系数一览表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称	排污系数
井下作业	洗井液(水)	非低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	吨/井	76.0	回收回注	0
				化学需氧量	克/井	104525	回收回注	0
				石油类	克/井	17645	回收回注	0
		低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	吨/井	27.13	回收回注	0
				化学需氧量	克/井	34679	回收回注	0
				石油类	克/井	6122	回收回注	0

结合项目实际特点，井区内气井为高压高产气井，参照非低渗透油井系数，井

下作业每 2 年 1 次。采用表非低渗透油井洗井作业产污系数计算本项目运营期井下作业废水及废水中各污染物的产生量，计算结果详见表 3.3-12。

表 3.3-12 井下作业废水产生量一览表

污染物指标	产污系数	产生量（t/a）
工业废水量	76.0t/井	304
化学需氧量	104525g/井	0.42
石油类	17645g/井	0.07

②生活污水

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。

（3）噪声

本项目输气管道采用埋地敷设方式，在正常运行过程中不会产生噪声污染。因此运营期噪声污染源主要包括：井口装置；露点控制站中生产管汇、压缩机、分离器、换热器、J-T 阀、乙二醇注醇泵和罐车等交通噪声。在事故状态下，火炬放空也是较大噪声源。

噪声排放情况见表 3.3-13。

表 3.3-13 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	井口装置	40~50	连续	机械
露点控制站	各类机泵	90～100	连续	机械
	往复式压缩机	100-105	连续	机械
	生产分离器	60-70	连续	机械
	气气换热器	60-70	连续	机械
	低温分离器	85-90	连续	机械
	三相分离器	60-70	连续	机械
	J-T 阀	70-80	连续	机械
	乙二醇注醇泵	80-85	连续	机械
	火炬	90-110	间歇	机械

罐车	交通噪声	60～90	间歇	机械

（4）固体废物

①含油污泥

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 0.8t/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，交由克拉玛依金鑫油田环保工程有限公司进行回收、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，可交由克拉玛依金鑫油田环保工程有限公司进行回收、处置。

③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 0.08t/a，可交由具有相应危险废物处置资质的单位进行回收、处置。

④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

露点控制天然气处理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：

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 3.3-14。

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**错误!未找到引用源。**至**错误!未找到引用源。**。

（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 3.4-1。

表 3.4-1 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 3.4-2 至表 3.4-4 计算可得：

——钻井作业：定量指标 100 分，定性指标 90 分，综合评价 96 分。

——井下作业：定量指标 90 分，定性指标 100 分，综合评价 94 分。

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

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 0.393t/a，有组织排放量为 3.5t/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 3.5-1。

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，凝析油采用固定罐储存，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，露点控制站放空天然气可以做到充分燃烧。	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。	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

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：072-001-08），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	本项目凝析油采用固定罐贮存，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	符合

		井，落实地下水监测计划。	
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，配备相应的应急物资。	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
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。天然气处理站新建监控室 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，详见表。

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。	本项目凝析油采用固定罐贮存，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 3.6-6。本项目与管控单元位置关系见图 3.6.2。

表 3.6-6 本项目与昌吉州“三线一单”符合性分析一览表

环境管控单元编码	环境管控单元名称	环境管控单元类别	管控要求		本项目采取措施	符合性
ZH65230120002	昌吉高新技术产业开发区	重点管控单元	空间布局约束	1、执行自治区、乌昌石片区总体准入要求中关于重点管控单元空间布局约束的准入要求（表 2-3 A6.1、表 3.4-2 B1）。 2、入园企业需符合园区产业发展定位，产业发展以装备制造、新材料产业、生物科技、食品产业、现代服务业为主导。 3、以水定产，严格限制发展高耗水、环境影响较大的行业。	本项目不属于高耗水项目	符合
			污染物排放管控	1、执行自治区、乌昌石片区总体准入要求中关于重点管控单元污染物排放管控的准入要求（表 2-3 A6.2、表 3.4-2 B2）。 2、新（改、扩）建项目应执行最严格的大气污染物排放标准。 3、$PM_{2.5}$年均浓度不达标城市，禁止新（改、扩）建未落实 SO_2、NOx、烟粉尘、挥发性有机物（VOCs）等四项大气污染物总量指标昌吉州区域内倍量替代的项目。 4、严格限制石化、化工、包装印刷、工业涂装等高 VOCs 排放建设项目，严格涉 VOCs 建设项目环境影响评价，实行区域内 VOCs 排放倍量削减替代，并将替代方案落实到企业排污许可证中，纳入环境执法管理。新、改、扩建涉 VOCs 排放项目，应从源头加强控制，使用低（无）VOCs 含量的原辅材料，加强废气收集，安装高效治理设施。	本项目该区域严格限制高 VOCs 排放建设项目，项目采取采用冷凝吸附法回收无组织排放物，有组织产生挥发性有机物（VOCs）大气污染物总量指标要求倍量替代。	符合
			环境风险防控	1、执行自治区、乌昌石片区总体准入要求中关于重点管控单元环境风险防控的准入要求（表 2-3 A6.3、表 3.4-2 B3）。 2、严格落实错峰生产方案和重污染天气应急响应措施。 3、生产、使用、贮存、运输、回收、处置、排放有毒有害物质的单位和个人，应当采取措施，防止有毒有害物质渗漏、流失、扬散，避免土壤受到污染。	本项目新建危险废物暂存间用于临时储存危险废物，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	符合

环境管控单元编码	环境管控单元名称	环境管控单元类别	管控要求		本项目采取措施	符合性
					规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移联单管理办法》要求。危险废物交由有资质的单位处置。	
			资源利用效率	1、执行自治区、乌昌石片区总体准入要求中关于重点管控单元资源利用效率的准入要求（表 2-3A6.4、表 3.4-2 B4）。 2、污水处理率达到 90%以上，中水回用率达到 95%以上。 3、逐步停止开采地下水，优先使用地表水，地下水水源逐步转为备用水源。 4、工业固体废物综合利用率达到 90%以上。 5、提高清洁能源使用占比，减少化石燃料使用量。 6、园区水资源开发总量、土地投资强度、能耗消费增量等指标应达到水利、国土、能源等部门相应要求。	本项目产生采出水经处理后全部回注油气田生产，项目生产不开采地下水，水基钻井岩屑全部综合利用。	符合
环境管控单元编码	**环境管控单元名称**	**环境管控单元类别**	**管控要求**		**本项目采取措施**	**符合性**
ZH65232320001	呼图壁县建成区	重点管控单元	空间布局约束	1、执行自治区、乌昌石片区总体准入要求中关于重点管控单元空间布局约束的准入要求（表 2-3 A6.1、表 3.4-2 B1）。 2、城市建成区禁止新建每小时 65 蒸吨以下燃煤锅炉。 3、居民住宅区等人口密集区域和机关、医院、学校、幼儿园、养老院等其他需要特殊保护的区域及其周边，不得新建、改建和扩建易产生恶臭气体的生产项目，或者从事其他产生恶臭气体的生产经营活动。 4、在集中供热管网覆盖地区，禁止新建、扩建分散燃煤供热锅炉。	本项目地面设施建设远离居民住宅区等人口密集区域和机关、医院、学校、幼儿园、养老院等其他需要特殊保护的区域及其周边。不新建燃煤供热设施。	符合

环境管控单元编码	环境管控单元名称	环境管控单元类别	管控要求		本项目采取措施	符合性
			污染物排放管控	1、执行自治区、乌昌石片区总体准入要求中关于重点管控单元污染物排放管控的准入要求（表 2-3 A6.2、表 3.4-2 B2）。 2、$PM_{2.5}$年均浓度不达标县市（园区），禁止新（改、扩）建未落实排放SO_2、NOx、烟粉尘、挥发性有机物（VOCs）等四项大气污染物总量指标昌吉州区域内倍量替代的项目。 3、新（改、扩）建项目应执行最严格的大气污染物排放标准。 4、施工工地全面落实“六个百分之百”（施工工地周边围挡、物料堆放覆盖、出入车辆冲洗、施工现场地面硬化、拆迁工地湿法作业、渣土车辆密闭运输）。	本项目该区域严格限制高 VOCs 排放建设项目，项目采取采用冷凝吸附法回收无组织排放物，有组织产生挥发性有机物（VOCs）大气污染物总量指标要求倍量替代。施工期采取扬尘措施。	符合
			环境风险防控	1、执行自治区、乌昌石片区总体准入要求中关于重点管控单元环境风险防控的准入要求（表 2-3 A6.3、表 3.4-2 B3）。		
			资源利用效率	1、执行自治区、乌昌石片区总体准入要求中关于重点管控单元资源利用效率的准入要求表（2-3、A6.4、表 3.4-2 B4）。 2、禁燃区内，禁止销售、燃用原煤、粉煤、各种可燃废物等高污染燃料；禁止新建、扩建燃用高污染燃料的设施，已建设成的，应当在规定的期限内改用清洁能源；在行政区域内严格控制引进高载能项目。 3、新建、改建、扩建的建设项目，严格水资源论证，避免高耗水建设项目取用地下水，已有的地下水取水工程，要根据水源替代工程建设情况、资源条件、节水潜力，逐步削减取水量。	本项目不新建燃煤设施，不属于高耗水项目。	符合

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，地理坐标为东经 86°5′～87°8′、北纬 43°7′～45°20′之间。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。

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。

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 4.54×10^{8}m^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 3.58×10^{8}m^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。

本项目西部 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 2.6×10^{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。

采气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。

（2）监测点位基本信息

监测点位基本信息见表 4.2-2 和图 4.2.1。

（3）评价标准

非甲烷总烃参考《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）确定一次浓度限值 2.0mg/m³。

（3）评价方法

采用质量浓度占标率法，计算公式为：

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

式中：

Pi——第 i 个污染物的最大占标百分比，%；

Ci——第 i 个污染物监测浓度，μg/m³；

Coi——第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准，μg/m³。

（4）评价结果

监测及评价结果见表 4.2-3。

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/m³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 4.2-4。

从表 4.2-4 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 4.2-5。

从表 4.2-5 可以看出，新建井场、控制站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 4.2-6 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 4.2-7~4.2-10。

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基本农田、一般农田、低覆盖度草地、苗圃地和工矿用地，详见图 3.3.8。

（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 4.2.2。

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 4.2.3。

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 4.2-11 和图 4.2.4。

表 4.2-11 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%，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，详见图 4.2.5。

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 生态环境影响特征

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

（1）油气田开发建设工程对生态环境影响具有区域性环境影响特征。

（2）在工程开发范围内各具体环境影响组份呈点块状（如井场等）和线状（如集输管线等）分布，在对生态各具体要素（如土壤、植被、野生动物等）产生影响的同时，也对区内原有景观结构和生态体系完整性产生一定影响。

（3）影响方式主要发生在施工期，施工结束后可逐步恢复。

在城镇与绿洲农业生态功能区背景下，工程开发建设对区内生态体系稳定性影响的主要途径是地表扰动和植被破坏。

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

表5.1-1 油田开发建设对生态环境的影响

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

5.1.2 生态环境影响

5.1.2.1 占地影响分析

本项目新部署采气井 4 口，新建露点控制站 1 座，新建单井采气管线 33.0km、天然气外输管线 2.5km。各项工程的永久性占地面积为永久占地 0.00636km^2、临时占地 0.49km^2。施工结束后，永久占地被永久性构筑物代替，这部分占地的土壤类型、土地利用类型和植被类型将发生彻底的改变，永久占地使原先土壤－植被复合

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

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

5.1.2.2 水土流失影响分析

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

工程施工及占地呈点线状分布，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，进而增加水土流失的影响。

5.1.2.3 对植被的影响分析

工程对植被的影响主要在施工期的占地影响及井区内管道敷设产生的影响、人类活动产生的影响。其次污染物排放也将对植被产生一定的影响。具体的影响方式及影响程度表现在以下几个方面：

（1）占地影响

由影响因素分析和气田建设的特点决定了在诸多对自然植被的影响因素中，施工期的建设占地等行为最严重。

永久占地和临时占地主要影响工程分布区的一般农田、基本农田、低覆盖草地、苗圃地和工况用地等。在站场和管线一定的情况下，临时占地对生态的影响程度对影响后的植被恢复能力有直接关系。

本项目投入运营后，其中有 6360m^2 的地表被永久占用，地表被各种构筑物或砾石覆盖。临时占地 490740m^2 土地重新回到原来的自然状态，但地表植被及地表结构却发生了大的变化：地表保护层被破坏，稳定性下降，防止水土流失的能力也随之下降，并且地表植被不复存在。

（2）生物量损失

本项目永久性占地面积为永久占地 0.00636km^2、临时占地 0.49km^2，工程占地类型主要为一般农田、基本农田、低覆盖草地、苗圃地和工况用地等，其中永久占地占一般农田部分面积为 2400m^2，占低覆盖度草地部分面积为 2240m^2，占苗圃地部分面积为 1200m^2，占工矿用地为 520m^2；临时占地占基本农田部分面积为 212760m^2，占一般农田部分面积为 95180m^2，占低覆盖度草地部分面积为 69739m^2，占苗圃地部分面积为 34820m^2，占工矿用地为 78241m^2。

根据上表计算，本项目施工期将造成 4.152t 永久植被损失和 502.11t 临时植被损失。要求应加强施工管理，认真做好施工结束后的迹地恢复工作，工程建设对植被的环境影响是可以接受的。

（3）管线修建对植被的影响

本项目新建单井采气管线 33.0km、天然气外输管线 2.5km。管道建设中管沟部分的植被将被彻底清除，管线施工完成后，由于很少再次进行干扰，其地表进行平整后，草本植物会逐渐恢复。

（4）石油类污染对植被的影响

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

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

（5）事故排放对植被的影响

气田开发建设中对生态环境造成严重破坏的主要事故类型为凝析油和采出水泄漏，其产生的污染物排放均会对评价范围内的植被造成不同程度的影响，影响

程度与发生事故时泄漏的油量及是否发生火灾有很大关系。植被体上附着的油质越多，植物死亡率就越高，而且草本植被比乔、灌木更敏感，更易受到致命的影响。如果发生火灾，则植被的地上部分会完全被毁，但如果土壤环境未被破坏，第二年植被将会重新生长。

交通事故通常发生在道路两旁，发生的概率及影响范围均极小，仅对路边很小范围的植被产生严重污染。相对于整个开发区域而言，事故均发生于一个较小的范围内，且可通过对凝析油和采出水的及时清理而减轻其影响，不会对整个区域植被产生明显不利影响。

5.1.2.4 对野生动物的影响分析

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。

5.1.2.5 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。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绿洲农业生态系统为主，生态系统较为简单。从现场调查来看，目前项目所在区域内已存在一定人为干扰，人为保持着绿洲农业生态环境，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稳定性的影响不大。

5.1.3 环境敏感目标影响

5.1.3.1 对苗圃地的影响

工程将占用苗圃地 36020m^2，工程所在区内分布的苗圃类型为小灌木。

管道沿线两侧范围内的苗圃地征用应按照地方有关工程征地补偿标准进行，可研设计中工程征地费用已对上述情况进行了综合考虑。管道施工穿越苗圃地所造成的林业损失与管线选线密切相关。因此，要求管线在选线设计、施工作业时尽量避开小灌木茂密区域，在条件允许时，减少砍伐灌木的数量，最大程度地保护沿线的林业生态环境。开挖管沟缩短施工作业范围，应将作业带宽度控制在 12m 范围内。

5.1.3.2 对农田的环境影响

本项目占用农田的总面积为 310340m^2，分别占基本农田和一般农田，种植的经济作物主要为一年生棉花和玉米。

根据对施工管线的实际测量，管线工程管沟开挖宽度 3m 左右，深 1.5m 左右，管沟采用挖掘机机械开挖，造成的影响主要为开挖宽度内的土壤结构被完全破坏，尤其是土壤中的团粒结构，必须经过较长的时间才能恢复，特别是在农田段，由于表层为 20cm 的耕作层，除管沟开挖的部分受到直接的破坏外，开挖土堆放占用的农田表层耕作土也收到一定程度的破坏。

管沟开挖回填施工除土壤结构发生改变外，由于回填作业混合土壤层次，改变了土壤质地，这就降低了土壤的蓄水保肥能力，影响土壤的发育，植被的恢复，降低了土壤的耕作性能，影响农作物的生长，导致复垦后近三年农作物产量的下降。

工程在施工期间对土壤养分的影响范围大，程度较深。根据国内外有关资料统计，管道开挖对土壤养分的影响与土壤的理化性状密切相关。在实行分层堆放、分层覆土的措施下，土壤中的有机质将下降 30～40%、养分将下降 30～50%，其中全氮下降 43%左右、磷素下降 40%、钾素下降 43%。这表明即使是对表土实行分层堆放和分层覆土，工程施工对土壤养分仍具有明显的影响。另外管沟回填后，一般难以恢复原有的土壤紧实度。

为减少对农作物的破坏，管线施工计划在农作物秋收完成后集中施工，春耕前复垦完毕，避开了农作物的种植期、生长期和收获期，避免对农田耕作制度造成影响，最大限度减少农作物损失。

5.1.2 施工期大气环境影响分析

本项目在施工期对环境空气的影响主要来自两个方面：一是施工期钻井过程中产生的废气，主要来自于柴油发电机运转时产生的烟气，其主要污染物为 NOx、SO_2、烃类等；二是在管线敷设、车辆运输等在建设过程中产生的扬尘，如细小的建筑材料的飞扬，或土壤被扰动后导致的尘土飞扬等。

（1）钻井作业柴油发电机烟气排放环境影响分析

钻井作业柴油发电机烟气排放集中在钻井施工期的短暂时段，且平均日排放量不大，加之评价区范围内地域辽阔扩散条件较好。因此，钻井作业柴油发电机烟气排放及总烃挥发对周围环境影响较小。

（2）施工扬尘

本项目在井场地面建设过程中，扬尘主要产生于钻井设备的运输、临时弃土和固体废物的堆积、搬运，水泥、石灰、沙石等材料的装卸、运输、拌合等过程。

据有关研究，车辆行驶产生的扬尘占总扬尘的 60%以上。扬尘的产生量及扬尘污染程度与车辆运输方式、路面状况、天气条件等因素关系密切，影响可达 150-300m。速度愈快对路面的扰动越大，其扬尘量势必愈大，会对周围环境产生一定的影响。所以应对进入施工区的车辆必须实施限速行驶，一方面是减少扬尘产生量，

降低对周边环境的影响，另一方面也是出于施工安全的考虑。

钻井期间排放的大气污染物将随钻井工程的结束而消失。

5.1.3 施工期水环境影响分析

（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

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

（3）施工期施工人员生活污水

根据以往施工经验，项目施工是分段分期进行，具有较大的分散性，局部排放量很小，因此施工期地面工程生活场地配备防渗污水池，避让耕地进行布设，集中收集后拉运至呼图壁县丰泉污水厂处理。因此，采取以上措施后不会造成水体污染。

综上，在严格按照《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB50423—2007）设计及施工，合理安排管道施工时序和施工工艺的情况下，可大大减少对地表水环境的影响。落实开发期各项环保措施的情况下，本项目开发期废水对水环境的影响较

小。

5.1.4 施工期声环境影响分析

5.1.4.1 钻井过程声环境影响分析

（1）噪声源分析

勘探开发期的噪声主要为钻井过程中钻机、泥浆泵等发出的噪声，声压级一般在 100~105dB（A）。

（2）敏感点分析

根据现场调查，评价范围内无自然保护区、风景旅游区、文物古迹等特殊敏感目标，工程区周围 200m 范围内声环境敏感点为上二工村、二十里店镇头宫林场村、小土古里村、榆树沟村和曙光村。

（3）声环境影响分析

施工期噪声影响对象主要是当地附近村民，但噪声影响会随着施工活动结束而消失。

5.1.4.2 地面工程声环境影响分析

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

通常施工场地上有多台不同种类的施工机械同时作业，它们的辐射声级将叠加，其强度增量视噪声源种类、数量、相对分布的距离等因素而不同。表 5.1-3 为地面工程建设过程中主要施工机械在不同距离的噪声影响水平类比调查结果。

表 5.1-3 施工主要机械噪声值及衰减情况表

距离，m	强度	10	20	40	80	100	200	400	800	1000
柴油发电机	105	85	79	73	67	65	59	53	47	45
运输车辆	75	55	49	43	37	35	29	/	/	/
推土机	90	78	72	66	60	58	52	46	40	38
混凝土翻斗车	90	78	72	66	60	58	52	46	40	38
挖掘机	92	80	74	68	62	60	54	48	42	40
混凝土搅拌机	95	83	77	71	65	63	57	51	45	43

通过上表分析可知，昼间施工场地 80m 以外均不超过《建设施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）昼间限值，夜间施工场地 400m 以外不超过《建设施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）夜间限值。施工期的这些噪声源均为

暂时性的，项目施工区 500m 范围内存在上二工村、二十里店镇头宫林场村、榆树沟村、东滩村和曙光村声环境敏感点，由于地面工程在局部地段的施工周期一般为2～3 个星期，因此其影响时间相对来说较短，只要在施工期间避免夜间施工，同时建立临时声障，在施工过程中可根据情况适当建立单面声障，作好与当地村民的沟通，施工期噪声对周围环境造成的影响属可接受程度。

5.1.4.3 井下作业噪声环境影响分析

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

5.1.5 施工期固体废物环境影响分析

本项目固体废物主要为钻井废弃泥浆、岩屑，以及施工废料、弃土和生活垃圾。

（1）水基钻井泥浆及岩屑处置措施

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，分离后的剩余泥浆回用于钻井液配置，固相排至岩屑堆放场地，根据新环办发[2018]20 号《关于含油污泥处置有关事宜的通知》可知，分离出的岩屑须满足《油气田钻井固体废物综合利用及污染控制技术要求》（DB65/T 3997-2017）要求后，可用于油气田勘探区内通井路修路、铺垫井场基础材料；但为防止土壤污染，不得用于填充自然坑洼。

（2）油基泥浆及岩屑处置措施

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：072-001-08），采用专用的方罐进行收集，并交由克拉玛依金鑫油田环保工程有限公司负责接收、转运和处置。

施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至当地建筑垃圾填埋场。

开挖回填管沟多余的土方沿管线铺设方向形成垄，作为管道上方土层自然沉降富裕量。

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基础建设、管沟建设对土壤的开挖，以及车辆行驶和机械施工碾压和踩踏破坏土壤结构。

在施工中，设备碾压、人员踩踏等都会对土壤的紧实度产生影响，而开挖作业则会改变土壤层次。机械碾压和人员踩踏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。井场和管道的施工场地、临时施工营地等都存在这种影响；土壤在形成过程中具有一定的分层特性，一般来说表层为腐殖质层，中层为淋溶积淀层底层为成土母质层，在耕作区，土壤经过人类改造，其土壤层次、深度与自然条件下形成的土壤还有一定区别，表层为耕作层（15~25cm），中层犁底层（20~40cm），底层为母质层（40cm 以下）。耕作层是作物根系分布密集区是土壤肥力、水分集中分布区。管道的开挖和回填过程中势必会对土壤原有层次产生扰动和破坏，若不同质地、不同层次的土壤混合，将直接影响农作物的生长。

（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。本项目建设内容主要为站场、管线等工程的建设等。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，从而避免造成水土流失影响。

（3）管线施工对土壤环境的影响

本项目管线施工作业带宽 14m 内的土壤均会受到严重扰动和破坏。在施工作业带以外的直接影响区域表现为施工活动中施工机械、车辆碾压、施工人员践踏等对土壤的扰动，改变土壤的紧密度和坚实度，可能造成土壤板结。由于植被被毁，土壤表面压实，土壤板结，通透性差，使土壤水量降低，同时加剧了土壤的蒸发作用，导致盐碱化加重。

5.2 运营期环境影响预测与评价

5.2.1 运营期大气环境影响分析

5.2.1.1 区域地面污染气象特征分析

本项目核定的大气评价等级为二级，按《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）要求只分析常规地面气象资料统计特征量。本项目建设内容涉及昌吉州呼图壁县和昌吉市行政辖区。根据项目位置，本次评价收集昌吉市常年的地面观测数据为主进行统计分析。

（1）常规气象项目统计

昌吉市多年常规气象统计结果见表 5.2-1。

（2）风速

昌吉气象站月平均风速如表 5.2-2，5 月平均风速最大（2.5 米/秒），01 月风最小（1.0 米/秒）。

表 5.2-2 近 20 年各月平均风速变化统计表

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	平均
风速(m/s)	1.0	1.3	1.8	2.5	2.5	2.3	2.1	2.0	1.8	1.6	1.5	1.2	1.8

由表 5.2-2 分析可知，区域近 20 年平均风速为 1.8m/s，4、5 月份平均风速最大

为 2.5m/s，1 月份平均风速最低，为 1.0m/s。

（3）风向、风频

根据昌吉市气象站观测资料，昌吉气象站主要风向为 C 和 SW、NW、WNW，占 37.6%，其中以 C 为主风向，占到全年 15.6%左右。昌吉市各月风向频率统计见表 5.2-3，全年风向玫瑰见图 5.2.1。

表 5.2-3 昌吉气象站年风向频率统计（单位%）

风向	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C
频率	4.1	3.5	5.9	5.7	5.3	4.1	2.8	3.2	2.9	6.2	8.1	5.7	6.3	6.9	7.0	6.6	15.6

图 5.2.1 昌吉市多年风向频率玫瑰图

5.2.1.2 大气环境影响分析

5.2.1.2.1 有组织排放废气大气影响估算

（1）污染源参数

本项目有组织废气主要为露点控制站内凝析油储罐和装卸车区通过 VOCs 回收系统将储罐大小呼吸废气和装卸车无组织排放废气进行密闭收集，采用冷凝回收+活性炭吸附工艺，经处理后通过 15m 高排气筒排放。项目有组织污染物排放参数见表 5.2-4，估算模型参数见表 5.2-5。

表 5.2-4 运营期大气污染物排放参数一览表

污染源名称	坐标	海拔 m	排气筒参数					年排放小时数	污染物名称	排放速率 kg/h
			高度 (m)	内径 (m)	烟气温度 (℃)	流量 (m^3/h)	流速 （m/s）			
凝析油储运 VOCs 治理	E87°0′3.05″ N44°7′41.88″	548	15	0.3	20	5000	21.09	8760	NMHC	0.4

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数(城市人口数)	--
最高环境温度/℃		40.2
最低环境温度/℃		-28

土地利用类型		农作地
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	否
	地形数据分辨率(m)	/
是否考虑海岸线熏烟	考虑海岸线熏烟	否
	海岸线距离/km	/
	海岸线方向/	/

表 5.2-5 估算模型参数表

5.2.1.2.2 无组织排放烃类大气影响估算

运营期本项目产生的无组织大气污染物主要为天然气集输及露点出理过程中的阀门、法兰等部件产生的少量挥发性有机物，该部分以无组织形式排放；根据污染源分析结果，井场无组织排放源强相同，本次评价选取呼 7 井场和露点控制站的面源进行无组织预测，预测因子为 NMHC，无组织源强详见表 5.2-6。

表 5.2-6 运营期非甲烷总烃无组织挥发面源参数一览表

污染源名称	坐标(°)		海拔高度(m)	单个矩形面源		年排放小时数(h)	污染物排放速率(kg/h)
	经度	纬度		长度(m)	宽度(m)		NMHC
井场（呼 7 井）							
露点控制站							

5.2.1.3 大气环境影响评价

根据《环境影响评价技术导则 ·大气环境》（HJ2.2-2018）中的规定，采用附录 A 推荐模型中估算模型，选取 NMHC 为预测因子，利用导则推荐模式分别计算井场、露点控制站无组织排放和凝析油储存和装卸过程 VOCs 治理装置有组织排放非甲烷总烃污染物的最大地面浓度及占标率。

（1）有组织废气预测及评价

本项目对露点控制站内凝析油储罐和装卸区非甲烷总烃经收集处理后排放的预测结果见下表 5.2-7。

表 5.2-7 本项目废气污染物的占标率和落地浓度一览表

序号	离源距离(m)	凝析油储存与装卸废气	
		NMHC	
		占标率 %	落地浓度 μg/m³
1	100	0.71	14.293
2	200	1.54	30.761
3	300	1.36	27.146
4	400	1.17	23.445
5	500	1.13	22.564
6	600	1.04	20.79
7	700	0.94	18.873
8	800	0.85	17.073
9	900	0.77	15.463
10	1000	0.7	14.05
11	1100	0.64	12.818
12	1200	0.59	11.743
13	1300	0.54	10.804
14	1400	0.5	9.979
15	1500	0.46	9.252
16	1600	0.43	8.607
17	1700	0.42	8.401
18	1800	0.42	8.303
19	1900	0.41	8.178
20	2000	0.4	8.034
21	2100	0.39	7.876
22	2200	0.39	7.709
23	2300	0.38	7.537
24	2400	0.37	7.362
25	2500	0.36	7.186
Pimax		**1.54**	30.878
Dimax（m）		**211**	

预测结果表明，露点控制站内凝析油储罐和装卸区非甲烷总烃经收集处理后排放的 NMHC 污染物最大落地浓度出现在 211m 处，NMHC 最大浓度占标率最高（1.54%），对大气环境影响较小。本项目露点控制站内凝析油储罐和装卸区非甲

烷总烃经收集处理排放的 NMHC 污染物下风向地面浓度低于 2.0mg/m^3，项目正常排放的 NMHC 污染物对评价区域大气环境质量均不会产生明显影响。

（2）无组织废气预测及评价

本项目对呼 7 井场和露点控制站内站内设备无组织排放的非甲烷总烃预测结果见下表 5.2-8。

表 5.2-8 本项目油气无组织挥发废气污染物的占标率和落地浓度一览表

序号	离源距离(m)	呼7井场无组织		露点控制站内设备扩建	
		NMHC		NMHC	
		占标率%	落地浓度 μg/m^3	占标率%	落地浓度 μg/m^3
1	100	1.06	21.257	1.48	29.689
2	200	0.72	14.353	1.48	29.648
3	300	0.46	9.282	1.19	23.88
4	400	0.38	7.618	0.99	19.827
5	500	0.32	6.384	0.88	17.573
6	600	0.28	5.518	0.78	15.585
7	700	0.24	4.882	0.7	14.029
8	800	0.22	4.381	0.64	12.794
9	900	0.2	4.004	0.59	11.77
10	1000	0.18	3.63	0.54	10.851
11	1100	0.17	3.311	0.5	10.027
12	1200	0.15	3.036	0.46	9.291
13	1300	0.14	2.797	0.43	8.638
14	1400	0.13	2.589	0.4	8.048
15	1500	0.12	2.405	0.38	7.526
16	1600	0.11	2.242	0.35	7.058
17	1700	0.1	2.098	0.33	6.629
18	1800	0.1	1.968	0.31	6.245
19	1900	0.09	1.852	0.29	5.896
20	2000	0.09	1.747	0.28	5.582
21	2100	0.08	1.652	0.26	5.292
22	2200	0.08	1.565	0.25	5.025
23	2300	0.07	1.486	0.24	4.782
24	2400	0.07	1.414	0.23	4.557
25	2500	0.07	1.347	0.22	4.351
P_{imax}		**1.08**	**21.646**	**1.54**	**30.780**

Dimax（m）	**60**	**127**

（3）无组织排放挥发性有机物环境影响分析

露点控制站的最大落地浓度出现在 127m 处，其中 NMHC 最大浓度占标率最高（1.54%），最大落地浓度为 30.780μg/m^3；

呼 7 井场的最大落地浓度出现在 60m 处，其中 NMHC 最大浓度占标率最高（1.08%），最大落地浓度为 21.646μg/m^3。

呼 7 井场和露点控制站内设备无组织排放的 NMHC 浓度均低于 2.0mg/m^{3}浓度限值的要求，说明单座井场和露点控制站正常运行期间无组织排放的非甲烷总烃对周围环境空气影响较小。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。

5.2.1.4 大气污染物核算

本项目运行期大气污染物排放量见表 5.2-9。

表 5.2-9 本项目大气污染物排放量核算表

序号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量/（t/a）
				标准名称	浓度限值/（mg/m^3）	
有组织排放						
1	凝析油储存、装卸	非甲烷总烃	冷凝回收+活性炭吸附	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）	120	3.5
无有组织排放						
2	井场、站场	非甲烷总烃	日常维护，做好密闭措施	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）	井场外 4.0mg/m^3	0.393
				《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	井场内 6.0mg/m^3	

5.2.1.5 大气环境影响评价自查表

大气环境影响评价自查表详见下表 5.2-10。

表 5.2-10 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目		
评价	评价等级	一级□	二级 ☑	三级□

等级与范围	评价范围	边长=50km□		边长 5～50km□		边长=5km☑	
评价因子	SO_2+NOx 排放量	≥2000t/a□		500～2000t/a□		＜500t/a☑	
	评价因子	基本污染物（SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3） 其他污染物（NMHC）				包括二次 $PM_{2.5}$□ 不包括二次 $PM_{2.5}$☑	
评价标准	评价标准	国家标准 ☑		地方标准□		附录 D□	其他标准 ☑
现状评价	环境功能区	一类区□		二类区 ☑		一类区和二类区□	
	评价基准年	（2020）年					
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据□		主管部门发布的数据 ☑		现状补充监测 ☑	
	现状评价	达标区□				不达标区 ☑	
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源 ☑ 本项目非正常排放源□ 现有污染源□		拟替代的污染源□		其他在建、拟建项目污染源□	区域污染源□
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD□	ADMS□	AUSTAL2000□	EDMS/AEDT□	CALPUFF□	网格模型□	其他 ☑
	预测范围	边长≥50km□		边长 5～50km□		边长=5km☑	
	预测因子	预测因子（非甲烷总烃）				包括二次 $PM_{2.5}$□ 不包括二次 $PM_{2.5}$☑	
	正常排放短期浓度贡献值	C 本项目最大占标率≤100%☑				C 本项目最大占标率＞100%□	
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C 本项目最大占标率≤10%□			C 本项目最大占标率＞10%□	
		二类区	C 本项目最大占标率≤30%□			C 本项目最大占标率＞30%□	
	非正常排放 1h 浓度贡献值	非正常持续时长（）h		c 非正常占标率≤100%□		c 非正常占标率＞100%□	
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	C 叠加达标□				C 叠加不达标□	
	区域环境质量的整体变化情况	k≤-20%□				k＞-20%□	
环境监测计划	污染源监测	监测因子：（非甲烷总烃）		有组织废气监测 ☑ 无组织废气监测 ☑		无监测□	
	环境质量监测	监测因子：（ ）		监测点位数（ ）		无监测 ☑	
评价结论	环境影响	可以接受 ☑ 不可以接受□					
	大气环境防护距离	距厂界最远（0）m					
	污染源年排放量	SO_2：（）t/a		NOx：（）t/a		颗粒物：（）t/a	VOCs：（3.893）t/a

5.2.2 运营期水环境影响

5.2.2.1 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 ㎡；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。

区域水文地质图见图 5.2.2，5.2.3。

（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。

5.2.2.2 评价区水文地质条件

评价区地下水类型为松散岩类孔隙水。

（1）含水层分布

按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。

1）单一结构潜水含水层

分布于评价区内乌伊公路以南，含水层岩性为卵砾石、砂砾石。水位埋深 20－40m，单井涌水量一般为 800－5000m^3/d，最大可达 7776.00m^3/d，渗透系数为 35—137m/d。

2）多层结构潜水-承压水含水层

分布于评价区内乌伊公路以北，该含水层上部位潜水层，在泉水益处带一带，由于细颗粒地层在纵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，组成混合含水岩组富水性较好潜水含水层地板埋深 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岩组由细砂、中粗纱、含砾粗砂组成。富水性不均一。

该含水岩组下部为多层结构承压含水层。据资料显示，在 300 米深度内含水层总厚度 50－100m 含水层岩性主要为含砾中粗砂、中砂、细砂，承压水-22.61－+48.0m。承压水顶板埋深在二十里店以北宽 2~10km 范围内＜100m。评价区 1:5 万水文地质图见图 5.2.4。

（2）地下水的补给、径流与排泄

①地下水的补给

评价区内地下水主要补给来源于为渠系入渗补给、田间灌溉入渗补给、大气降水入渗和上游地下水侧向径流补给。

②地下水径流

评价区内地下水总体流动方向为由西南向东北。呼图壁河冲洪积扇中上部主要为砾卵石、砂砾石，透水性强，水动力条件好，含水层厚度大。评价区北部以承压含水层为主，含水层岩性颗粒更细，水力坡度变缓。评价区内水力坡度一般为 2‰左右。

③地下水排泄

评区内地下水的排泄方式主要有：人工开采、向地下水下游方向侧向流出。

（3）地下水化学类型

评价区内地下水径流条件好，水文地球化学作用以淋溶和迁移为主，水化学类型一般为 HCO_3—Ca·Na、HCO_3·SO_4—Ca·Na 型水，矿化度大都小于 1g/L。

（4）地下水动态特征

评价区内地下水动态特征主要为渗入开采型。此类地下水主要接受河（渠）水的入渗补给，地下水开采为主要排泄方式。地下水水位动态的主要影响因素为人工开采，动态曲线为单谷型或双谷型。低水位期出现在开采高峰期的 5-8 月份；9-11 月由于开采量减少，加之补给期的到来，水位又逐渐回升，12 月至翌年 4 月出现高水位，部分地段因春季开采而于 3-4 月出现次低水位期，水位变幅一般小于 5m，最大可达 19.08m。

（5）地下水开发利用现状与规划

评价区所在呼图壁县的地下水已超采。区内地下水开采层位为第四系孔隙水含水层，大部分为农用灌溉井，少数为灌溉与人畜饮水共用井。呼图壁县现实行最严格水资源管理制度，加强地下水取水许可审批管理，严格控制新打机井和更新井。规划鼓励高耗水种植业水权向低耗水高效益的种植业、特色林果业、设施农业流转，农业用水向低耗水高效益的工业、建筑业、批零餐饮业、交通运输业、服务业等非农行业流转，推动高效节水灌溉，减少地下水开采量。

5.2.2.3 正常状况下水环境影响分析

（1）采出水对地下水的影响

运营期，本项目废水污染源主要为采出水。气田采出水主要来源于气藏本身的底水、边水，且随着开采年限的增加呈逐渐增加上升状态。根据开发方案预测，本项目采出水量为 $0.49\times10^4m^3/a$，采出水依托已运行的 81#联合站采出水处理系统进行处理，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。

81#联合站采出水处理系统设计处理能力 $17000m^3/d$，现状剩余处理能力 $703m^3/d$，可满足本项目处理需求。污水处理工艺采用“重力沉降+混凝沉降+压力过滤”工艺，处理后的废水达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）规定的回注标准后回注，不外排。故正常运行时不会对地下水环境造成影响。

（2）油泥(砂)对地下水影响分析

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

（3）集输管线对地下水影响分析

本项目集输管线是全封闭系统，集输管线采用柔性复合管及无缝钢管，采取严格的防腐防渗措施。正常状况下，输送、储存的介质不会与管线穿越区的地下水水体之间发生联系，不会对区域地下水环境产生污染影响。

5.2.2.4 非正常状况下地下水环境影响分析

气田在生产过程中，各种环节都存在着易燃、易爆、有害物质，除危害工程本身安全外，同时对地下水也构成污染的危险。主要表现在操作失误或处理措施不当、井损等导致的套外返水等工程事故；自然灾害引起的污染事故；地层压力过大导致井喷事故；集输管线、阀组、露点控制站运行过程中，误操作及人为破坏等原因造成的管线破裂使油品泄漏。无论是人为因素还是自然因素所造成的事故，对油田的地下水体均有产生污染的风险。

气田开发对地下水产生污染的途径主要有两种方式，即渗透污染和穿透污染途径。

（1）穿透污染影响分析

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

油气窜层污染的主要原因一般是由于表层套管和油气层套管的固井效果变差导致油气窜层使地下水受污染。由废弃井、套管被腐蚀破坏而污染到地下水的现象，在前期不会发生，待气井开发到中后期时，废弃井、套管被腐蚀破坏，才可能会对地下水有影响：废弃井在长期闲置过程中，在地下各种复合作用下，固井水泥被腐蚀，套管被腐蚀穿孔，加上只封死井口，油气物质失去了释放通道，会通过越流进入潜水含水层，参与地下水循环。虽然此时油层几乎没有多少压力，凝析油不大可能进入到含水层污染地下水，但这一现象仍应引起重视。

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

①预测情景

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

②预测方法

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

③预测因子

油井套管发生泄漏，采出液中污染物主要有石油类、氯离子、溶解性总固体等。根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中情景设置预测因

子相关要求，对每一类别中的各项因子采取标准指数法进行排序，分别取标准指数最大的因子作为预测因子。本次选取石油类作为预测特征因子。

③预测模型

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

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

以上式中：x—距注入点的距离，m；

t—时间，d；

C（x，t）—t 时刻 x 处的示踪剂浓度，g/l；

C_0—注入的示踪剂浓度，g/l；

u-水流速度，m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；

D_L—纵向弥散系数，m^2/d；

erfc( )—余误差函数。

④预测参数

根据区域水文地质条件，评价区内第四系含水层岩性主要为砂砾石。本次评价水文地质参数主要通过气田区域的勘察资料确定。模型中所需参数及来源见表 5.2-11。

⑤预测结果与分析

将以上确定的的参数代入模型，便可以求出不同时段，在预测情景下，泄露了不同天数（100d、1000d、1825d）时，污染物在含水层不同位置的浓度分布情况。具体见表 5.2-12、表 5.2-13，图 5.2.5。

表 5.2-12 污染物在潜水含水层中的浓度迁移预测结果

污染物	100d		1000d		1825d	
	距离（m）	浓度 c(mg/L)	距离（m）	浓度 c(mg/L)	距离（m）	浓度 c(mg/L)
石油类	0	10.000	0	10.000	0	10.000
	30	9.840	200	10.000	300	10.000
	60	9.150	400	10.000	600	10.000
	90	7.460	600	10.000	900	10.000

	120	4.920	800	9.780	1200	10.000
	150	2.46	1000	7.50	1500	9.940
	180	0.89	1200	2.50	1800	8.500
	210	0.224	1400	0.22	2100	3.220
	236	**0.05**	**1482**	**0.05**	2400	0.251
	240	0.040	1550	0.01	**2523**	**0.050**
	260	0.010	1600	0.004	2626	0.010
	300	0.000	2000	0.000	3000	0.000

表 5.2-13 预测结果统计表

预测因子	预测时间	超标距离（m）	影响距离（m）
石油类	100d	236	260
	1000d	1482	1550
	1825d	2523	2626

图 5.2.5 发生泄露后石油类污染物浓度变化趋势图

根据以上预测结果，在本次设定的预测情形下：预测期间，随着时间、距离增加，污染范围也呈增加趋势。石油类浓度在预测 100d、1000d、1825d 时地下水超标距离分别为 236m、1482m、2523m，影响距离分别为 260m、1550m、2626m，当泄露发生 100d 时，不会影响到区内的地下水井，当泄露发生 1000d 及 1825d 时，可能会影响到区内的地下水井，因此，为预防污染的发生和污染源的形成，表层套管严格封闭第四系含水层，定期维护，固井质量必须符合要求，废弃井应全部打水泥塞，并经严格的试压以防窜漏污染地下水，套损发生后及时采取治理技术，尽量避免窜层污染到泄漏点周边区域内的地下水。

（2）渗透污染影响分析

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

管线与法兰连接处、管线泄漏事故会导致浅部隐蔽性污染源的产生，泄漏的油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。发生泄漏的原因有如下几种：误操作、机械故障、外力作用和腐蚀等，这几种因素的产生都是人为的或人为操控程度很高，发生污染的危害程度也取决于操作人员的处置和控制。在钻井、井下作业过程

中由于地层压力不稳、封井不严或者井控设备失灵，均可能发生井喷事故。拉油罐设施的泄漏是由基座渗漏引起的，污染危害取决于防污工程质量，因此这类污染发生的可控性很高，故一般发生在局部，应以预防为主。泄漏、井喷等事故会导致浅部隐蔽性污染源的产生，泄漏的油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。

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

污染物进入地下后，污染物向地下水系统的迁移途径为：

入渗污染物→表土层→包气带→含水层→迁移

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

根据《石油类在环境非敏感区土壤中的迁移规律研究》（岳战林、蒋平安等，新疆维吾尔自治区固体废物管理中心等，新疆农业大学学报）中对油田开发中石油类污染物在不同类型土壤中运移的研究成果，颗粒较细、质地比较粘重的土壤类型，，对石油类的截留作用更大，在相同实验条件下，石油类污染物在这些土壤中则更不易下渗迁移，其下渗迁移范围也不超过 20cm；评价区内土壤类型主要为灰漠土，油田气候干旱少雨，无地表径流，无大量降水的淋滤作用，即无从地表迁移到地下水的动力条件，故本工程泄露的石油类污染物穿透包气带迁移至地下水含水层的可能性较小。另外，根据新疆油田分公司的作业要求，落地原油一旦产生均及时、彻底进行回收，在措施落实、管理到位的前提下，可最大限度减少落地油量，故落地原油对开发区域地下水的影响很小。

在非正常状况下，建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，因而，石油类污染物进入地下潜水的可能性较小。只要建设单位和施工单位严格按照拟定的环保措施进行，非正常状况下，对地下水的影响属可接受范围。

综上，本项目需采取地下水污染防治措施按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，并定期开展地下水跟踪监测，在严格按照地下水污染防护措施后，本项目对区域地下水环境影响可接受。

5.2.3 运营期声环境影响分析

1）预测源强

本项目输气管道采用埋地敷设方式，在正常运行过程中不会产生噪声污染。因此运营期噪声污染源主要包括：井口装置；露点控制站中生产管汇、压缩机、分离器、换热器、J-T 阀、乙二醇注醇泵和罐车等交通噪声。在事故状态下，火炬放空也是较大噪声源。

本项目主要噪声排放情况见表 5.2-14。

表 5.2-14 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	井口装置	40~50	连续	机械
露点控制站	各类机泵	90～100	连续	机械
	往复式压缩机	100-105	连续	机械
	生产分离器	60-70	连续	机械
	气气换热器	60-70	连续	机械
	低温分离器	85-90	连续	机械
	三相分离器	60-70	连续	机械
	J-T 阀	70-80	连续	机械
	乙二醇注醇泵	80-85	连续	机械
	火炬	90-110	间歇	机械
罐车	交通噪声	60～90	间歇	机械

2）预测模式

本预测计算采用《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2009）中推荐的工业噪声预测模式，计算公式如下：

（1）噪声户外传播声级衰减模式

$$L_p(\mathrm{r}) = L_p(\mathrm{r}_0) - \left(A_{div} + A_{atm} + A_{bar} + A_{gr} + A_{misc}\right)$$

式中：L_p（r）—距声源 r 处的倍频带声压级，dB（A）；

L_p（r_0）—参考位置 r_0 处倍频带声压级，dB（A）；

A_{div}—声波几何发散引起的衰减量，dB（A）；

A_{bar}—屏障引起的衰减量，dB（A）；

A_{atm}—空气吸收引起的衰减量，dB（A）；

A_{gr}—地面效应引起的衰减量，dB（A）；

A_{misc}—其他多方面原因引起的衰减量，dB（A）。

（2）预测点总等效连续 A 声级计算模式：

$$L_{eqg} = 10\lg\left[\frac{1}{T}\sum_{\mathrm{i}} t_i 10^{0.1L_{\mathrm{Ai}}}\right]$$

式中：L_{eqg}—n 个声源在预测点的连续 A 声级合成，dB（A）；

L_{Ai}—噪声源达到预测点的连续 A 声级，dB（A）；

n—噪声源个数。

3）预测点设定

拟建项目井场、露点控制站噪声源和平面布置基本相同。

厂界预测点：

（1）选取呼 6 井场厂界间隔 5m 设置厂界预测点。

（2）选取露点控制站厂界间隔 5m 设置厂界预测点。

4）评价标准

厂界预测点评价标准为《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中 2 类区排放限值（昼间 60dB（A），夜间 50dB（A））。

5）预测结果

井场正常运行时其噪声预测结果见表 5.2-15。

表 5.2-15 井场、站场正常运转时井场厂界及声环境敏感点噪声贡献值

评价点	昼间（dB（A））			夜间（dB（A））			达标情况
	现状值	贡献值	预测值	现状值	贡献值	预测值	
呼6井场	40.8	24	41.6	38.3	24	39.7	达标
露点控制站东侧	44.5	48	49.7	44.9	48	49.8	达标
露点控制站南侧	43.8	48	49.5	43.5	48	49.4	达标

露点控制站西侧	41.8	48	49.0	42.3	48	49.1	达标
露点控制站北侧	41.9	48	49.0	42.7	48	49.3	达标

根据预测结果可知，井场、露点控制站的昼间、夜间厂界噪声均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2 类区排放限值要求，且周边 200m 范围内无声环境敏感点，因此项目实施后不会对周围声环境产生明显影响。

当露点控制站检修或发生异常超压时，放空火炬会产生强噪声，其噪声值约为 90dB(A)～110dB(A)，但其发生概率很小(1～2 次/年)，且持续时间很短(为瞬时强噪声)。若仅考虑噪声随距离衰减，在不到 100m 左右其噪声贡献值即能符合《声环境质量标准》(GB 3096-2008)中“夜间突发噪声”标准的要求。虽然新建火炬距周围村庄距离较远，但鉴于放空噪声具有突然性且影响较大，因此，除异常超压情况外，在需要检修放空前应及时告知周围居民并做好沟通工作。

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；废活性炭属于《国家危险废物名录》（2021 年版）HW49 非特定行业产生的废物，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；生产分离器撬容器底部产生的油泥砂、事故状态下产生的含油污泥与清管废渣同属于《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，交由克拉玛依金鑫油田环保工程有限公司负责接收、转运和处置。

针对本项目危险废物产生的环境影响如下：

1）危险废物运输

本项目建成运行后，收集单位应按照《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)相关要求对油泥(砂)、清管废渣、废活性炭进行收集。

①收集危险废物的硬质桶应按要求设置明显的表明危险废物相关信息的标签，标签信息应填写完整翔实。具体要求如下：

a．危险废物标签规格颜色说明：规格：正方形，40×40cm；底色：醒目的橘黄色；字体：黑体字；字体颜色：黑色。

b．危险废物类别：按危险废物种类选择。

c．材料应坚固、耐用、抗风化、抗淋蚀。

d．装载液体、固体的危险废物的硬质桶内必须留足够的空间，硬质桶顶部与液体表面之间保留 100mm 以上的空间；

本项目产生的危险废物按照《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)相关要求进行运输，并按要求填写危险废物的收集记录、内转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。危险废物桶装收集后定期由有危废处置资质单位接收处置。

2）危险废物运输过程影响分析

本项目产生的危险废物运输过程须委托有资质单位进行运输，运输过程中全部采用密闭容器收集储存，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上，危险废物运输过程符合《危险废物收集、贮存、运输技术规范》(HJ2025-2012)中的相关要求。

3）危险废物委托处置环境影响分析

本项目油泥(砂)和清管废渣全部委托克拉玛依金鑫油田环保工程有限公司进行处置，其处理资质及处置类别涵盖了本项目 HW08 危险废物，处置能力能够满足项目要求，目前克拉玛依金鑫油田环保工程有限公司已建设完成并投入运行，目前尚有较大处理余量。因此，本项目 HW08 危险废物全部委托克拉玛依金鑫油田环保工程有限公司接收处置可行。

运营期露点控制站工作人员产生的生活垃圾会定期清运至呼图壁县生活垃圾填埋场。

综上所述，本项目产生的各项固废均得以妥善处置，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

5.2.5.1 环境影响识别

5.2.5.1.1 项目类型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)附表 A.1，本项目建设内容属于“采矿业”中的“天然气开采”，项目类别为Ⅱ类。

5.2.5.1.2 影响类型及途径

本项目营运期外排废气主要为非甲烷总烃，不涉及废水外排。项目采出气采取密闭集输，管线进行了防腐处理，正常情况下不会造成采出液垂直入渗影响，但泄漏事故工况下储罐破裂会造成凝析油下渗进而对土壤造成垂直入渗影响。影响类型见表 5.2-16。

表 5.2-16 建设项目影响类型表

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

由表 5.6-1 可知，本项目不会因人为因素引起地下水位变化造成的土壤盐化、碱化等土壤生态影响后果的影响途径，本项目影响途径主要为运营期事故工况下储罐破裂会造成凝析油下渗进而对土壤造成垂直入渗影响，因此本项目土壤环境影响类型为“污染影响型”。

5.2.5.1.3 影响源及影响因子

本项目储罐破裂时，凝析油中的石油烃可能会下渗到土壤中，造成一定的影响。因此本评价选取石油烃作为代表性污染物进行预测。本项目土壤环境影响源及影响因子识别结果参见表 5.2-17。

表 5.2-17 土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	污染途径	特征因子	备注
凝析油储罐破裂处	垂直入渗	石油烃	事故工况

5.2.5.2 土壤环境现状调查

5.2.5.2.1 调查范围

本项目土壤环境影响评价等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，土壤现状调查范围为站场边界及管线两侧外扩 200m 范围。

5.2.5.2.2 敏感目标

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，土壤保护目标主要为调查评价范围内的耕地、低覆盖度草地，根据现场调查，本项目土壤敏感目标主要为集输管线两侧 200m 范围内的一般农田、基本农田、低覆盖度草地。

5.2.5.2.3 土地利用类型调查

（1）土地利用现状

根据现场调查结果，本项目井场及各站场新增永久占地、管线占地为草地、一般农田、基本农田。

（2）土地利用规划

本项目所在区域属于呼 6 新区块，以油气田开采为主，区域无相关土地利用规划。

5.2.5.2.4 土壤类型调查

根据国家土壤信息服务平台发布的中国 1 公里发生分类土壤图(数据来源：二普调查，2016 年)，《中国土壤分类与代码》(GB/T17296-2009)中土壤分类，土壤评价范围内土壤类型主要以灰漠土为主。评价区域土壤类型分布见图 4.2.2。

5.2.5.3 土壤环境影响评价

（2）渗漏源强设定

本次预测评价本着风险最大化原则，在模拟污染物扩散时并不考虑吸附、化学反应等降解作用，仅考虑典型污染物在对流、弥散作用下的扩散过程及规律。根据工程相关设计，为最大限度预测污染物长期运移扩散情况，本次在模拟时段内，预测污染物浓度变化过程与规律，为评价本项目建成后对土壤环境可能造成的直接影响和间接危害提供依据。

污染情景具体情况表述如下：

本次评价针对单井采气管线和 100m^3 储罐泄漏可能进入包气带产生的影响进行预测。

①储罐泄漏渗漏源强

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 3.2cm）且防渗层全部失效，则裂口总面积为 0.0008m^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 0.6；

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，在设定事故条件下储罐泄漏速率见表 5.2-19。

②单井采气管线渗漏源强

本项目假设单井采气管线泄漏量按最长管线容积的 1%计算，则泄漏量为 1.5m^3/s。

根据以上计算，可能进入包气带的污染物源强见下表：

（3）建立数学模型

根据《建设项目环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）采用一维非饱和溶质运移模型，重点预测其影响的深度。

一维非饱和溶质运移模型控制方程如下：

$$\frac{\partial(\theta c)}{\partial t}=\frac{\partial}{\partial z}\left(\theta D\frac{\partial c}{\partial z}\right)-\frac{\partial}{\partial z}(qc)$$

式中：c—污染物介质中的浓度，mg/L；

D—土壤水动力弥散系数，m^2/d；

q—渗流速率，m/d；

z—沿 Z 轴的距离，m；

t—时间变量，d；

θ—土壤含水率，%。

预测条件

b）初始条件

$c(z,t)=0 \quad t=0，L\leq z<0$

c）边界条件

第一类 Dirlchlet 边界条件

$c(z,t)=c_0$ $t>0$，$z=0$(适用于连续点情景)

$$c(z,t)=\begin{cases}c_0 & 0<t\leqslant t_0\\ 0 & t>t_0\end{cases}$$ (适用于非连续点源情景)

第二类 Neumann 零梯度边界

$$-\theta D\frac{\partial c}{\partial z}=0 \qquad t>0,\ z=L$$

（4）预测结果

①储罐泄露

第 300 天，石油烃到达 8.25m 埋深处，其浓度约为 0.002mg/kg；第 600 天，石油烃到达 12m 埋深处，其浓度约为 0.003mg/kg；第 900 天，石油烃到达 16m 埋深处，其浓度约为 0.0015mg/kg；第 1310 天，石油烃到达 20m 埋深处，其浓度约为 0.0005mg/kg。整个持续泄露期间，土壤表层的石油烃浓度最大可达到 759789mg/kg 的浓度水平，随着土壤埋深的增加，石油烃的浓度持续下降。

②采气管线泄露

第 150 天，石油烃到达 90m 埋深处，其浓度约为 0.003mg/kg；第 300 天，石油烃到达 13.3m 埋深处，其浓度约为 0.0009mg/kg；第 450 天，石油烃到达 16.6m 埋深处，其浓度约为 0.001mg/kg；第 610 天，石油烃到达 20m 埋深处，其浓度约为 0.0014mg/kg。整个持续泄露期间，土壤表层的石油烃浓度最大可达到 1013mg/kg 的浓度水平，随着土壤埋深的增加，石油烃的浓度持续下降。

根据预测结果可知，非正常状态下，凝析油储罐发生泄漏，土壤表层的石油烃浓度最大可达到 759789mg/kg 的浓度水平，因此如果储罐持续泄漏渗入土壤后，石油烃浓度会超过《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地的筛选值要求，最终会对土壤造成污染。

采气管线泄漏的污染物石油烃在土壤中均处于较低的浓度水平，石油烃预测因子低于《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地的筛选值。

综上分析，当发生非正常泄漏时，对局部土壤会产生一定程度的影响，因此必须做好源头控制、过程防控等措施，避免工程实施对土壤环境产生污染影响。

本项目土壤环境影响评价自查表，见表 5.2-21。

表 5.2-21 土壤环境影响评价自查表

	工作内容	完成情况				备注
影响识别	影响类型	污染影响型 ☑；生态影响型□；两种兼有□				
	土地利用类型	建设用地 ☑；农用地 ☑；未利用地 ☑				土地利用类型图
	占地规模	（0.00636）km^2				
	敏感目标信息	敏感目标（占用一般农田、基本农田）、方位（北侧）、距离（项目区内）				
	影响途径	大气沉降□；地面漫流□；垂直入渗 ☑；地下水位□；其他（）				
	全部污染物	石油类				
	特征因子	石油烃				
	所属土壤环境影响评价项目类别	I类□；II类 ☑；III类□；IV类□				
	敏感程度	敏感 ☑；较敏感感□；不敏感□				
	评价工作等级	一级□；二级 ☑；三级□				
现状调查内容	资料收集	a）☑；b）☑；c）☑；d）□				
	理化特性	以灰漠土为主				同附录 C
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	点位布置图
		表层样点数	1	2	20cm	
		柱状样点数	3		0~0.5m，0.5~1.5m，1.5~3m	
	现状监测因子	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》（GB36600-2018）中基本项目 45 项和 pH、石油烃；《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中基本项目 8 项和 pH、石油烃				
现状评价	评价因子	石油烃等				
	评价标准	GB 15618□☑； GB 36600☑；表 D.1□；表 D.2□；其他）				
	现状评价结论	土壤中各项监测因子满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求、《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018) 筛选值标准要求				
影响预测	预测因子	石油烃				
	预测方法	附录 E□；附录 F□；其他（☑）				
	预测分析内容	影响范围（）影响程度（☑）				
	预测结论	达标结论： a）□； b）□； c）☑ 不达标结论： a）□； b）□				

防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障 ☑；源头控制 ☑；过程防控 ☑；其他（）			
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次	
		临近农田区域的油气井	石油烃	1 次/5 年	
	信息公开指标	-			
评价结论		通过采取源头控制、过程防控措施，从土壤环境影响的角度，本项目建设可行			
注 1：“□”为勾选项，可√；“（）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。注 2：需要分别开展土壤环境影响评级工作的，分别填写自查表。					

5.3 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

环境风险评价是分析和预测建设项目对环境存在的潜在危险、有害因素，针对建设项目建设和运行期间可能发生的突发性事件或事故，引起有毒有害和易燃易爆等物质泄漏所造成的对环境影响和损害程度，提出合理可行的防范、应急与减缓措施，以使建设项目事故风险可防控。

5.4.1 评价依据

5.4.1.1 风险调查

本项目在呼 6 井区部署 4 口采气井（新钻井 3 口），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。

本项目涉及的风险物质为柴油、凝析油和天然气。风险单元为钻井期间柴油储罐、单井采气管线、露点控制站储罐区、外输管道。

5.4.1.2 环境风险潜势初判

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)的要求，结合建设项目涉及的物质和工艺系统危险性及其所在地的环境敏感程度，事故情形下环境影响途径，对建设项目潜在环境危害程度进行概化分析，按照表 5.7-1 确定环境风险潜势。

表 5.4-1 建设项目环境风险潜势划分一览表

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

本项目危险物质存在量及 Q 值具体见表 5.4-2。

经计算，本项目 Q 值为 0.85，Q＜1。根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ/T169-2018)附录 C 要求，当 Q＜1 时，该项目环境风险潜势为I，不再对行业及生产工艺(M)及环境敏感程度(E)进行判定。

5.4.1.3 评价工作等级判定

《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)中环境风险评价工作级别划分的判据见表 5.4-3。

表 5.4-3 环境风险评价工作级别划分一览表

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]

本项目综合环境风险潜势为Ⅰ级，根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)环境风险评价工作级别划分的判据，确定本工程环境风险评价工作级别为简单分析。

5.4.2 环境敏感目标概况

本项目周边以油气开采为主，部分站场周边存在居住区。项目周边敏感目标分布情况见表 5.4-4。

5.4.3 环境风险识别

（1）物质危险性识别

按《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B，对于中度危害以上的危险性物质应予以识别，按照物质危险性，结合受影响的环境因素，筛选本工程环境风险评价因子主要为柴油、天然气、凝析油。

①柴油

柴油为稍有粘性的浅黄色至棕色液体，主要成分为烷烃、芳烃、烯烃，闪点<55℃，爆炸极限 1.4%-4.5%，是易燃液体，具有甲类火灾危险性，遇明火可引起火灾爆炸。柴油的危险、有害特性详见表 5.4-5。

表 5.4-5 柴油对人的生理影响及危害

物质名称	毒性	燃爆特性		危害性质判定结果	风险类别
	理化特性	危害特性	火灾危险性	毒物危害程度分级	卫生标准（mg/m^3）
柴油	密度相对较轻的一类柴油，通常指 180~370℃馏分。由各族烃类和非烃类组成。外观为稍有粘性的棕色液体，熔点为-18℃，沸点 282~338℃，相对密度(水=1)为 0.87~0.9，闪点 57℃，引燃温度 257℃。	/	乙类	/	/

②天然气

天然气中甲烷、乙烷属单纯窒息性气体，对人体基本无毒。其它组分如丙烷、异丁烷、正丁烷、异戊烷、正戊烷等都为微毒或低毒物质。天然气除气态烃外，还

有少量二氧化碳、氮气等非烃气体。天然气理化性质、危险危害特性及防护措施见表 5.4-6。

表 5.4-6 天然气理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品名称	化学品中文名称	天然气		
	化学品英文名称	Natural gas dehydration		
成分/组成信息	主要有害成分		甲烷	
	分子式	CH_4	分子量	16.05
危险特性	危险性类别：第 2.1 类 易燃气体。 侵入途径：吸入。 健康危害：空气中甲烷浓度过高，能使人窒息。当空气中甲烷达 25%~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调。若不及时脱离，可致窒息死亡。皮肤接触液化气体可致冻伤。 环境危害：对环境有害。 燃爆危险：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物。			
急救措施	皮肤接触：如果发生冻伤，将患部浸泡于保持在 38~42℃的温水中复温。不要涂擦。不要使用热水或辐射热。使用清洁、干燥的敷料包扎。如有不适感，就医。 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。呼吸、心跳停止，立即进行心肺复苏术。就医。			
消防措施	危险特性：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氟化氧及其它强氧化剂接触发生剧烈反应。 有害燃烧产物：一氧化碳。 灭火方法：用雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉灭火。切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。消防人员必须佩戴空气呼吸器、穿全身防火防毒服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。			
泄漏应急处理	消除所有点火源。根据气体扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的所有设备应接地。禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。若可能翻转容器，使之逸出气体而非液体。喷雾状水抑制蒸气或改变蒸气云流向，避免水流接触泄漏物。禁止用水直接冲击泄漏物或泄漏源。防止气体通过下水道、通风系统和限制性空间扩散。隔离泄露区直至气体散尽。			
操作处置与储存	操作注意事项：密闭操作，全面通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止气体泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。在传送过程中，钢瓶和容器必须接地和跨接，防止产生静电。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。 储存注意事项：钢瓶装本品储存于阴凉、通风的易燃气体专用库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃。应与氧化剂等分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备。			
接触控制/个体防护	工程控制：生产过程密闭，全面通风。 呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，但建议特殊情况下，佩戴过滤式防毒面具（半面罩）。			

<table>
<tr><td></td><td colspan="4">眼睛防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可戴安全防护眼镜。
身体防护：穿防静电工作服。
手防护：戴一般作业防护手套。
其他防护：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入限制性空间或其它高浓度区作业，须有人监护。</td></tr>
<tr><td rowspan="5">理化特性</td><td>外观与性状</td><td>无色无味气体</td><td>饱和蒸气压</td><td>53.32kPa/-168.8℃</td></tr>
<tr><td>沸点</td><td>-161.4℃</td><td>闪点</td><td>-218℃</td></tr>
<tr><td>熔点</td><td>-182.6℃</td><td>溶解性</td><td>微溶于水，溶于乙醇、乙醚、苯、甲苯等。</td></tr>
<tr><td>密度</td><td>相对密度（水=1）：0.42（-164℃）；相对蒸汽密度（空气=1）：0.6</td><td>稳定性</td><td>稳定</td></tr>
<tr><td>爆炸极限</td><td>5~15%（V%）</td><td>引燃温度</td><td>537℃</td></tr>
<tr><td>稳定性和反应活性</td><td colspan="4">稳定性：稳定；禁配物：强氧化剂、强酸、强碱、卤素；避免接触的条件：高热，火源和不相容物质；聚合危害：不发生；分解产物：一氧化碳、二氧化碳。</td></tr>
<tr><td>毒理学资料</td><td colspan="4">LD50：LC50：50%（小鼠吸入，2h）。
LC50：无资料。</td></tr>
<tr><td>生态学资料</td><td colspan="4">其它有害作用：温室气体。应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。</td></tr>
<tr><td>废弃处置</td><td colspan="4">废弃物性质：危险废物。
废弃处置方法：建议用焚烧法处置。
废弃注意事项：处置前应参阅国家和地方有关法规。把倒空的容器归还厂商或在规定场所掩埋。</td></tr>
<tr><td>运输信息</td><td colspan="4">运输注意事项：采用钢瓶运输时必须戴好钢瓶上的安全帽。钢瓶一般平放，并应将瓶口朝同一方向，不可交叉；高度不得超过车辆的防护栏板，并用三角木垫卡牢，防止滚动。运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。严禁与氧化剂等混装混运。夏季应早晚运输，防止日光曝晒。中途停留时应远离火种、热源。公路运输时要按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。</td></tr>
</table>

③凝析油

凝析油理化性质、危险危害特性及防护措施见表 5.4-7。

表 5.4-7 凝析油理化性质及危险级别分类情况

名称	组分	毒性	燃烧爆炸特性参数	危险级别
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）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，分析工程可能发生的风

险事故如下表所示。

表 5.4-8 本项目可能发生的风险事故类型一览表

功能单元	事故类型	事故原因	事故后果
钻井阶段	井喷	钻井过程中因各种原因，井内液柱压力不能平衡地层压力时而造成井喷事故	遇明火有可能进一步引起火灾爆炸事故
	井漏	在钻井过程中，某些区域地质构造较为特殊，砂质岩空隙度大，或工作压力超过地层破裂压力，导致工作液体（如钻井液、固井水泥浆）发生漏失	井漏事故有可能进一步引起井喷事故：若地层为含水层，钻井液漏失可能对地下水造成污染
采气阶段	井喷	试油气过程中管线损坏、接箍未上紧、丝扣损坏、密封不良等可导致气体泄漏，导致井喷：采油气阶段修井等作业过程中如发生气侵、溢流等情况，井控措施失效，导致井喷	遇明火有可能进一步引起火灾爆炸事故
集输管线	天然气管线泄露	单井采气管线和集输干线由于管道设计缺陷、管材质量缺陷，管道腐蚀，施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致管线破裂，导致天然气泄漏事故	天然气泄漏后，遇火源会发生火灾、爆炸事故
露点控制站	天然气泄露	天然气管线穿孔、破裂，导致天然气泄露	遇火源发生火灾爆炸事故
	储罐泄漏	罐体薄破裂、阀门管线泄漏、泵设备故障、操作失误、仪表电器失灵、电线短路、静电、雷击等	凝析油及蒸汽遇明火，造成火灾、爆炸事故

（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

5.4.4.1 井喷事故影响分析

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，据类比资料显示，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的原油喷散物，井喷的影响范围一般为以井眼

为圆心、半径 200m 的区域，项目区空旷，大气扩散条件好，对项目区的大气环境影响不大。根据类比调查，从事故井区土壤剖面分析，井喷事故后石油类污染物主要聚集在土壤剖面 1m 以内。井喷事故对地下水体的影响概率不大，若及时采取有效措施治理污染，井喷不会造成地下水污染。

5.4.4.2 井漏事故影响分析

本项目井漏事故主要为运营期油水窜层。

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

本项目采用双层套管，表层套管完全封闭各含水层，固井水泥均上返地面，这样，在各含水层与井筒间形成双层套管、单层水泥环的保护措施，将事故风险降低到最低。

5.4.4.3 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。

5.4.4.4 对地下水的环境影响分析

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》（岳战林文）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。

5.4.4.5 对土壤环境的影响分析

油品泄漏对土壤环境的影响是比较显著的，泄漏的油品可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响荒漠植被的生长，并可影响局部的生态环境。

泄漏的油品进入土壤中后，渗入土壤孔隙，则使土壤透气性和呼吸作用减弱，影响土壤中的微生物生存，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。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，油品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）。

5.4.4.6 对植被的影响

油品泄漏对植被的影响主要分为三种途径，一是泄漏石油直接粘附于植物体阻断植物的光合作用，使植物枯萎、死亡；二是油品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分挥发，在对空气环境产生影响的同时，也对周围植物产生影响。本项目区域内主要为农作物，发生事故后，须及时采取相应的措施，在采取措施后基本不会对周围植被及农作物产生明显影响。

5.4.5 环境风险防范措施及应急要求

5.4.5.1 钻井风险防范措施

（1）钻井井场风险防范管理措施

建设单位以及施工钻井队结合行业作业规范，设置有专职安全环保管理人员，把安全、环境管理纳入生产管理的各个环节，为防止事故的发生能起到非常积极的作用。本项目须按照一级井控要求落实环境风险防范、应急措施以及管理措施。

（2）钻井井场应急放喷设施

在井场设放喷管线和放散管各一条，若遇天然气排出井口，需经放散管点燃后放空。本项目要加强对放喷管线、放散管及其点火装置等放喷系统的维护与检修，一旦发现问题，及时整改，放喷过程中若发现管线泄漏、点火装置发生故障等非正常工况，应立即关闭井口，停止放喷作业。

（3）井喷事故防范措施

钻井时二开及以后开次均设置井控系统，防止井筒压力不能平衡地层压力的情形发生；若发生井喷事故，应立即疏散人群，防止局部甲烷浓度过高而导致人员窒息，待事故结束后，对井口放喷物进行清理，污染的土壤由克拉玛依金鑫油田环保工程有限公司转运、处理。

（4）井漏事故防范措施

钻井时采用水泥浆固井与下套管相结合的方式将井筒与地层分隔开。一开下入表层套管，水泥浆返至地面；二开下入技术套管，水泥浆返至地面；三开下入油层套管，水泥浆自 7200m 返至地面，通过采取上述固井及下套管措施，可以有效避免发生井漏事故，从而也避免了钻井液或油品漏失发生窜层污染事故。

5.4.5.2 井下作业事故风险防范措施

（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克拉玛依金鑫油田环保工程有限公司进行回收、处置。

（4）井场设置明显的禁止烟火标志，在油气可能泄漏和积聚的场所设置可燃气体浓度检测报警装置。

（5）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。

5.4.5.3 集输及外输管线泄漏风险防范措施

（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）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。

（4）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。

5.4.5.4 凝析油储罐泄露事故风险防范措施

（1）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。

（2）选用质量合格的储罐、阀门及连接件，定期对各站场易损及老化部件进行更换，防止轻烃储罐泄漏事故的发生。

（3）储罐罐区设置围堰，新建危废暂存间内设置围堤，罐区按照一般防渗区要求建设防渗设施，即使发生泄露事故也能 将事故影响降低到最小。

5.4.5.5 火灾爆炸事故风险防范措施

（1）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。

（2）采气井场、站场设置明显的禁止烟火标志。

（3）在井场、露点控制站设置可燃气体报警装置用于紧急情况发生时保护人员及设备安全。可燃气体检测报警仪的设置符合《石油化工可燃气体和有毒气体检测报警设计规范》（GB50493-2009）的要求。在单井管线和天然气外输管线设置压力、流量等检测系统，及时了解危险物质的状态信息，避免重大事故的发生。

（4）凝析油拉运时应明确罐车运输路线，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。

（5）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。定期对管线进行巡视，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。

5.4.5.6 环境风险应急处置要求

（1）应急处置要求

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#联合站处理，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，交由克拉玛依金鑫油田环保工程有限公司进行回收、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，项目建成后采气一厂应对现有应急预案进行修编，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。具体修编内容如下：

①适用范围

将本项目实施区域纳入采气一厂整体预案，包括井场、露点控制站、单井管线、外输管线。

②环境事件分类与分级

本项目可能发生的环境事件见前节 5.4.4 环境风险分析。

按照突发环境事件严重性、紧急程度和可能波及的范围，突发环境事件的预警分为三级，预警级别由低到高，颜色依次为蓝色、黄色、橙色。根据事态的发展情况和采取措施的效果，预警颜色可以升级、降级或者解除。橙色预警需要采气一厂请求新疆油田公司、属地政府部门的力量进行救援；黄色预警需要采气一厂应急领导小组和承包商的力量进行应对救援；蓝色预警需要应急办公室力量足以进行应对救援。本项目为天然气开采项目，项目生产工艺及设施与采气一厂现有工程基本一一致，预警条件按现有应急预案执行。

③组织机构与职责

现有应急预案已成立突发环境事件应急领导组，全面负责突发环境污染事故的预防和应急等各项工作。应急组织机构见图 5.4.1。

图 5.4.1 应急组织机构图

本项目建成后，应明确现场综合保障组成员，包括组长及成员，现场综合保障组织职责如下：

※负责现场警戒、交通管制、人员疏散等。

※负责调集医疗资源，做好现场受伤、中毒人员的急救及护送转院救治。

※负责火灾爆炸事故救援物资及现场生活用品的供应、调运等。

※负责协调外部的消防、安保力量参与应急救援。

※指挥协调现场应急环境监测行动，负责现场及周边环境可燃气体、有害物质浓度监测、通报等。

※负责现场及周边环境可燃气体、有害物质空气浓度、水体污染物浓度上报等。

④监控和预警

在井场、露点控制站设置可燃气体报警装置用于紧急情况发生时保护人员及设备安全。可燃气体检测报警仪的设置符合《石油化工可燃气体和有毒气体检测报警设计规范》（GB50493-2009）的要求。在单井管线和天然气外输管线设置压力、流量等检测系统，及时了解危险物质的状态信息，避免重大事故的发生。

预警条件、预警报告流程、预警相应及预警解除要求与现有应急预案保持一致，具体执行由现场综合保障组负责。

⑤应急保障和善后处置

※应急队伍

内部能力：依托相关承包商建立管道抢维修、设备抢维修、自控抢维修等专业抢险队伍，为应急救援提供队伍保障。建立有应急物资库房，按要求储备应急物资，并根据应急演练和抢险评估结果及时进行补充，为应急救援提供资源保障。

外部能力：可依托呼图壁储气库作业区运输、人员、救治以及救援部分物资等。

当事故扩大化需要外部力量救援时，从昌吉市政府、呼图壁县政府等相邻部门,发布支援求助，请求调动相关政府部门进行全力支持和救护。

※应急资料

应急时可能用到的资料主要有：

1）露点控制站平面布置图、工艺流程图、单井管线和外输天然气管线走向图、应急疏散线路图、气象资料、危险化学品安全技术说明书等。存放地点于采气一厂资料室，由资料保管员统一管理，露点控制站值班室应设档案柜，用于存放上述资料的备份，便于现场取用；

2）应急人员联系电话；

3）外部单位联系电话；

4）新疆油田公司、采气一厂、露点控制站值班室、呼图壁县政府、呼图壁县环保局以及呼图壁县安监局等部门电话；

5）突发环境事件应急预案。

※应急物资

通常现场必需的应急设备与工具如下：

1）灭火设备：便携式灭火器等。

2）危险物质泄漏控制设备：泄漏控制工具、封堵设备、解除封堵设备等。

3）个人防护设备：防护服、手套、靴子、呼吸保护装置等。

4）通信联络设备：移动电话等。

5）医疗支持设备：急救箱等。

6）相关资料：工艺文件、行动计划、材料清单、事故分析和报告、地图图纸等。

※善后处置

善后处理工作应在现场应急指挥部统一指挥下，由各有关部门组织实施，各有关部门要组织力量全面开展污染事故善后处理工作，及时收集、清理和处理污染物，对污染事故做出评估，制定恢复计划，并迅速实施。安全环保科监督有关部门清理环境污染事故造成的污染，避免二次污染产生。对于造成生态破坏的环境污染事故，应在事故处理后进行生态监测，并视生态破坏的严重程度，酌情采取相应的生态修复措施。

⑥预案管理与演练

预案管理沿用现有应急预案管理要求，演练频次与现有应急预案保持一致。具体工作执行交由现场综合保障组。

本项目环境风险简单分析内容详见表 5.4-9。

6.环境保护措施及可行性论证

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

6.1 建设期环境保护措施

6.1.1 生态环境影响保护措施

6.1.1.1 生态影响的避让

由于资源开发工程具有特定地域的特殊性，本项目井场选址整体上具有唯一性。因此占农田、苗圃地的井场无法避让，只能采取防护、治理、补偿措施。

本项目呼 6 井，呼 7 井，呼 104 井至露点控制站的集输管线走向所占用地及周围均为农田，无法避让，因此只能采取防护、治理、补偿措施。

呼 103 井至露点控制站集输管线及外输管线走向可避让农田，从源头避免了农田的生物量损失。

在选址上采取生态避让措施的同时，要明确施工用地范围，禁止施工人员、车辆进入非施工占地区域，避免对施工区附近非施工占地区域动植物造成破坏。

6.1.1.2 生态影响的防护

针对井场、管线工程生态防护措施：

（1）对油气田区域内的永久性占地和临时性占地合理规划，严格控制临时占地面积，减少风蚀量，对规划占地范围外的区域严禁机械及车辆进入、占用，禁止乱轧乱碾，避免破坏自然植被，造成土地松动。

——井场永久性占地 6360m^2；

——采气管线施工临时占地作业度宽度不得超过 12m；

——外输管线施工临时占地作业度宽度不得超过 14m。

（2）严禁任何施工活动进入生态保护红线区内。

（3）管线施工时应根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量。管沟回填后多余的土方禁止大量集中弃置，应均匀分散在管线中心两侧，并使管沟与周围自然地表形成平滑过渡。

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

（5）加强施工管理，杜绝废水固废乱堆乱排的现象，避免施工期废水、固废等对自然植被及土壤造成不良影响。

针对野生动植物的生态保护措施：

（1）管线施工应严格限定施工范围，确定作业路线，不得随意改线。

（2）采气管线施工范围应严格限制在 12m 范围内。施工机械和车辆应严格按规定在设计场地及便道上作业和行驶，防止扩大对土壤和植被的破坏范围。在保证顺利施工的前提下，应尽可能缩小施工作业宽度，以减少临时占地影响，将施工期对环境不利影响降到最低限度。

（3）在施工便道设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对施工作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。

针对苗圃地生态保护措施：

本项目井场、集输管线占用苗圃地，项目需采取的保护措施包括：

（1）依据有关文件规定，办理建设项目使用苗圃地手续。

（2）管道穿越苗圃地，设计时尽量减少林地的占用和对植被的破坏，建议在占用苗圃地段缩短施工带宽度以减少占地。

（3）教育施工人员保护植被，注意施工及生活用火安全，防止林草火灾的发生。

（4）加强宣传教育，不乱砍滥伐树木，不肆意践踏项目建设区以外的植被，不乱捕滥猎野生动物。

（5）合理安排施工季节，尽量避免在暴雨季节大规模施工，施工过程中破坏的周边植被应及时恢复。

针对农田保护措施：

应根据当地农业活动特点组织本项目施工，减轻对农业生产破坏造成的损失，应尽量避免在收获时节进行施工。合理安排施工进度。

6.1.1.3 生态影响的治理

针对井场、管线工程生态治理措施：

（1）管线施工时管沟回填后多余的土方禁止大量集中弃置，应均匀分散在管线中心两侧，并使管沟与周围自然地表形成平滑过渡，避免形成汇水环境，防止水土流失。

（2）及时清理施工现场，做到“工完、料净、场地清”。项目结束后，建设单位应承担恢复生态的责任，及时对临时占地区域进行平整、恢复原貌，使占地造成的影响逐步得以恢复。

针对野生动植物的生态治理措施：

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

针对苗圃地生态治理措施：

本项目井场、集输管线占用苗圃地，项目需采取的治理措施包括：

（1）对临时使用苗圃地进行清理，拆除临时建筑物，清除废弃材料，结合地形恢复场地并平整土地、覆盖表土，整地、回填土。

（2）工程完工后，要对沿线占压苗圃地面积进行调查，尽量恢复，优化原有的自然环境。

针对农田治理措施：

（1）优化工程施工工艺，在施工过程中边开挖、边回填、边碾压、边采取挡渣和排水措施。施工前对管沟开挖区进行表土剥离，堆放于管沟一侧的临时堆土区且用苫布覆盖，以备施工完毕后用于复耕，施工结束后进行场地平整。在施工作业带两侧设置彩旗等设施进行边界标识，严格限制施工作业及车辆、机械通行范围，保护施工作业范围以外的植被不被破坏，尽可能减少对生态系统的扰动和破坏。

（2）施工完毕后，及时清理现场，恢复好农田田埂。管道破坏的田坎，为保护坡面，防止风蚀，均应按植物护坡技术要求种植草本植物，种植可根据当地土地条件选择多种草种进行混播。

6.1.1.4 生态影响的补偿

本项目永久占地占一般农田部分面积为 2400m^2，占苗圃地部分面积为 1200m^2；临时占地占基本农田部分面积为 212760m^2，占一般农田部分面积为 95180m^2，占苗圃地部分面积为 34820m^2。对上述生态损失，可按照《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，足额缴纳林地及耕地补偿费。

6.1.3 大气污染防治措施

（1）钻井过程

钻井期间定期对柴油发电机等设备进行维护，并且采用符合标准的柴油，并添加柴油助燃剂等措施。

（2）地面施工

地面施工过程中对于扬尘，针对不同的产生原因，应采取相应的防治措施。

①避免在大风季节施工，尽可能缩短施工时间，提高施工效率，减少裸地暴露时间。

②施工单位必须加强施工区的规划管理。挖方堆放应定点定位，并采取防尘、抑尘措施（洒水、遮盖等措施）。

③合理规划、选择最短运输路线，尽量依托现有公路网络；其次是对使用频率较高，且未做硬化处理的道路进行洒水处理；运输车辆进入施工区域，应以中、低速行驶（速度＜40km/h）。

④合理规划临时占地，控制临时占地范围，对工作区域外的场地严禁机械及车辆进入、占用，避免破坏植被和造成土地松动。

⑤管沟开挖深度不宜过深，及时开挖，及时回填，遇大风天气应停止土方作业。

⑥加强施工工地环境管理，提倡文明施工，积极推进绿色施工，严防人为扬尘污染。

综上，本项目建设期采取的废气污染防治措施可行。

6.1.4 废水污染防治措施

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

（1）节水减少污水排放量

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

在工程和技术管理上采取以下节水减排措施：

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

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

③做好供水阀门和管线的安装、试运行工作，杜绝水的跑、冒、滴、漏。

（2）废水处置措施

钻井作业期间，采用泥浆不落地系统，钻井期钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，分离后的液体回用于钻井液配备，不外排。钻井期各单井生活污水量少，且较分散，进入防渗污水池后，定期拉运至呼图壁县丰泉污水厂进行处理，不外排。

（3）其他施工期水环境保护措施

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

②本项目管道分段试压，一般采用无腐蚀性的清洁水，试压水由罐车收集后，进入下一段管线循环使用，试压结束后排入防渗的暂存池，可用作场地降尘用水。

③施工机械检修期间，地面应铺设塑料布，及时回收废机油，防止废油落地，

污染土壤和地下水。

综上，本项目建设期采取的废水污染防治措施可行。

6.1.5 噪声防治措施

施工期主要噪声为施工机械设备运转噪声和大量的施工车辆行驶产生的交通噪声。

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

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

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

（4）单井采气管道的施工设备和机械要限制在施工作业带范围内，管道的作业带宽度为 12m。

（5）管线施工时，要做好良好的施工管理和采取必要的降噪措施以符合《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）相关标准。

综上，本项目建设期采取的噪声污染防治措施可行。

6.1.6 固体废物污染防治措施

本项目施工期固体废物主要为钻井废弃泥浆、岩屑，以及施工废料、弃土和生活垃圾。

（1）生活垃圾

施工期生活营地设置垃圾集中收集箱，生活垃圾收集后定期拉运至呼图壁县生活垃圾填埋场进行填埋处置。

（2）钻井废弃泥浆、岩屑

① 泥浆岩屑处理流程

1）水基钻井泥浆岩屑处置措施

本项目一开、二采用水基钻井液，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，固相经固化处理后暂存于岩屑堆

放场地，并做相关检测，主要监测指标为：含油率、铜、铅、镍、pH，经检测各污染物均满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB 65/T 3997-2017）表 1 中综合利用限值要求后，可用于油气田勘探区内通井路修路、铺垫井场基础材料。水基钻井岩屑处理工艺流程如图 6.1.1 所示。

水基钻井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，一开、二开施工结束后岩屑满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB 65/T 3997-2017）表 1 中综合利用限值要求后全部综合利用，不得在井场遗留。

图 6.1.1 水基钻井岩屑井场处理工艺流程图

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：072-001-08），采用专用的方罐进行收集，并交由克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司负责接收、转运和处置。

（3）岩屑堆放场地

水基钻井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。三开钻井施工前，水基钻井岩屑应进行综合利用。油基岩屑采用专用的方罐进行收集，因此存放油基岩屑的方罐储存区下部应铺防渗膜，四周设置 50cm 高围堰。施工结束后，钻井单位对防渗膜进行回收利用。本项目危险废物的收集、贮存及运输过程中应依据《危险废物收集贮存运输技术规范（HJ2025-2012）》的要求进行管理；转移过程应按《危险废物转移联单管理办法》办理危险废物转移联单。

（4）施工废料、弃土

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至当地建筑垃圾填埋场。

开挖回填管沟多余的土方沿管线铺设方向形成垄，作为管道上方土层自然沉降

富裕量。

综上，本项目建设期采取的固废废物污染防治措施可行。

6.1.7 土壤污染防治措施

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

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

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

综上，本项目建设期采取的土壤污染防治措施可行。

6.2 运营期环境保护措施

6.2.1 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。

综上，本项目采取的生态环境保护措施可行。

6.2.2 废气污染防治措施

本项目运营期废气污染物主要为天然气集输及处理过程中产生的挥发性有机物。

（1）有组织废气

本项目凝析油贮存及装载过程中收集的废气属于高浓度 VOCs，本项目采用冷凝+吸附组合工艺对其进行处理，属于《挥发性有机物治理实用手册》中推荐处理工艺。本次选用压缩冷凝工艺，通过压缩气体实现降低有机气体温度、并使其液化的目的，从而实现 VOCs 的回收，具有轻烃组分回收率高，大大降低了 VOCs 的排放量，且具有一定的经济效益。吸附剂选用活性炭，具有选择性强、比表面积大、性能稳定及可再生等优点，同时低温下吸附处理 VOCs 气体，安全性也更高。

冷凝技术是一种成熟的 VOCs 治理工艺。根据《挥发性有机物治理实用手册》中表明冷凝回收处理效率为 50%～85%，活性炭吸附处理效率约为 70%～80%。因此冷凝+吸附组合工艺处理效率可达 90%。

综上所述，本项目选取的废气处理方法技术成熟，处理效率可以满足项目需求，废气排放可以满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中排放限值要求，项目采取的治理工艺可行。

（2）无组织废气

无组织排放的污染物主要为井口、管线接口、场站阀门等处产生的无组织挥发烃类。针对以上污染源，油气田可采取以下大气污染治理措施：

1）井口采出物采用密闭集输工艺，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）站场内均应设有可燃气体检测仪，检测浓度报警后可及时进行维护修理，可有效地控制伴生气的泄漏。

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）定期对集输管线进行巡检，以便及时发现问题，防止凝析油、伴生气泄漏进入环境中污染大气、土壤、地下水等。一旦发生泄漏立即切断控制阀，并在 5 日内完成修复。

5）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。

6）凝析油装车采用密闭装车系统，并新建 VOCs 冷凝吸附处理装置；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。

7）结合《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)要求，本项目对无组织废气非甲烷总烃监测和管控提出如下要求：

①监测要求，新疆油田分公司开发公司应建立监测制度，制定监测方案，对污染物排放状况及其对周边环境质量的影响开展自行监测，保存原始监测记录，并公布监测结果；对于设备与管线组件泄漏，监测采样和测定方法按 HJ733 的规定执行。

②管控要求，新疆油田分公司开发公司应定期对设备与管线组件的密封点进行 VOC_S 泄漏检测，对设备与管线组件的密封点每周进行目视观察，检查其密封处是否出现可见泄漏现象。

综上，本项目采取的废气污染防治措施可行。

6.2.3 运营期废水污染防治措施

本项目运营期主要废水是采出水、井下作业废水和生活污水。项目建成投运后，采出水和井下作业废水装车运输至采油二厂 81#联合站采出水处理系统，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，出水水质可满足《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），井下作业废液新增量为 304m^3/a，81#联合处理站采出水富余处理能力可满足项目需求。依托处理设施可行。

本项目露点控制站常驻工作人员 26 人，生活污水年产生量约 151.84m^3，生活污水经露点控制站化粪池预处理后拉运至呼图壁县污水厂处理。

综上，本项目采取的废水污染防治措施可行。

6.2.4 地下水污染防治措施

按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全方位进行控制。

6.2.4.1 源头控制措施

选择先进、成熟、可靠的工艺技术，对产生的废物进行合理的回用和治理，尽可能从源头上减少污染物排放；严格按照国家相关规范要求，对井场、管道、阀组、露点控制站等采取相应措施，以防止和降低污染物的跑、冒、滴、漏，降低风险事故，以尽量减少由于埋地管道泄漏而可能造成的地下水污染。

①输送介质可根据具体条件和重要性确定密封型式。

②输送管道采用地下敷设，对工艺要求必须地下走管的管道、阀门设专用防渗管沟，管沟上设活动观察顶盖，以便出现泄漏问题及时观察、解决，将污染物跑、冒、滴、漏降至最低限度。

③对输送管道、阀门、站场各装置进行严格检查，定期检修，有质量问题的及时更换，管道、阀门都应采用优质耐腐蚀材料制成的产品。

④严格按照油田公司的管理要求做好井控、固井及完井等工作，按要求做好油管及表层套管的安装及维护工作，同时加强勘探、开发过程中对井身结构的定期检查，确保表层套管固井质量合格。

⑤《参照废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函[2020]72 号）对完成采气的废弃井封堵，保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，污染地下水资源。

6.2.4.2 分区防治措施

（1）防渗分区

对井场、站场可能泄漏污染物的污染区地面进行防渗处理，并及时将泄漏/渗漏的污染物收集起来进行处理，可有效防治洒落地面的污染物渗入地下。根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ 610-2016）中“11.2.2分区防控措施”，本项目分区防控方案如下：

①已颁布污染控制国家标准或防渗技术规范的行业，水平防渗技术要求按照相应标准或规范执行，如 GB16889、GB18597、GB18598、GB18599、GB/T50934

等。本项目危险废物暂存间防渗按照《危险废物贮存污染控制标准》(GB 18597-2001)6.2.6 节：危险废物的堆放基础必须防渗，防渗层为至少 1m 厚粘土层(渗透系数≤10-7cm/s)，或 2mm 厚高密度聚乙烯，或至少 2mm 厚的其它人工材料，渗透系数≤10-10cm/s。

②未颁布相关标准的行业，根据预测结果和场地包气带特征及其防污性能，提出防渗技术要求或根据建设项目场地天然包气带防污性能、污染控制难易程度和污染物特性，提出防渗技术要求。根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ 610-2016）中表5污染控制难易程度分级参照表、表6天然包气带防污性能分级参照表、表7地下水污染防渗分区参照表，分区防渗方案如下:

重点防渗区：位于地下或半地下的生产功能单元，污染地下水环境的物料或污染物泄漏后，不易及时发现和处理的区域或部位。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)，重点防渗区防渗层的防渗性能不应低于6m厚渗透系数为1.0×10^{-7}cm/s的黏土层的防渗性能。

一般防渗区：根据项目特点，结合水文地质条件，对可能会产生一定程度的污染，划为一般防渗区，包括主要指井场、站场永久占地等一般区域或部位。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），一般防渗区防渗层的防渗性能不应低于1.5m厚渗透系数为1.0×10^{-7}cm/s的黏土层的防渗性能。

简单防渗区：不会对地下水环境造成污染的区域，主要包括操作室、配电箱、物流门卫等区域，不采取专门针对地下水污染的防治措施，进行简单的地面硬化即可。

图6.2.1 露点控制站分区防渗图

6.2.4.3 污染监控措施

本项目应建立地下水环境监控体系，包括科学、合理地设置地下水污染监控井，建立完善的监测制度，配备相应的检测仪器和设备，以便及时发现并及时控制。结合项目区所在区域的水文地质条件和《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ 610-2016）中要求，本项目需在项目区的上游、下游、区块内布设不少于一眼水质监测井，在监测水质的同时监测地下水水位。监测计划、监测井结构、监测层位、监测项目、监测频率等详见表6.2-1。监测井建设应满足《地下水环境监测技术规范》（HJ 164-2020）中建井要求。

上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向油田公司安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开。

（3）监测数据管理

上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向油田公司安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开。如发现异常或发生事故，加密监测频次，改为每周监测一次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

为保证地下水监测工作巧效有序运行，须明确职责、制定相关规定进行管理；具体管理措施和技术措施如下：

①管理措施

1）预防地下水污染的管理工作是环保管理部门的职责之一，新疆油田分公司环境保护管理部门应指派专人负责预防地下水污染的管理工作；

2）油田公司应委托具有监测资质的单位按时、按质、按量完成地下水监测工作，并按要求分析整理原始资料、编写监测报告；

3）建立与项目区环境管理系统相联系的地下水监测信息管理系统；

4）按突发事故的性质、类型、影响范围、后果严重性分等级制订相应的应急预案，在制定预案时要根据环境污染事故潜在威胁的情况，认真细致地考虑各项影响因素，并组织有关部门、人员进行适时演练、不断补充完善预案内容。

②技术措施：

1）定期对法兰、阀门、管道等进行检查。

2）在日常例行监测中，一旦发现地下水水质监测数据异常，应尽快核查数据，确保数据的正确性，并将核查过的监测数据通告安全环保部门，由专人负责对

数据进行分析、核实，并密切关注生产设施的运行情况。具体内容如下：了解全井场、站场生产是否出现异常情况，出现异常情况的装置、原因；加大监测密度，如监测频率临时加密为每天一次或更多，连续多天，分析变化动向。

6.2.4.4 地下水污染应急预案及处理

（1）应急预案内容

在制定井场、站场安全管理体制的基础上，制订地下水污染事故应急措施，并应与其它类型事故的应急预案相协调，并纳入到新疆油田分公司采气一厂应急预案中。地下水应急预案的具体内容如下：

① 应急预案的曰常协调和指挥机构；

② 各部门在应急预案中的职责和分工；

③确定地下水环境保护目标和对目标采取的紧急处置措施，评估潜在污染可能性；

④特大事故应急救援组织状况、人员和装备情况，平常的训练和演习。

（2）污染事故处理

在发现异常或者事故状态下，建议采取如下污染治理措施。

① 如发现异常或发生事故，加密监测频次，改为每周监测一次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

② 一旦发生地下水污染事故，应立即启动应急预案。

③ 查明并切断污染源。

④ 探明地下水污染深度、范围和污染程度。

⑤ 依据探明的地下水污染情况，合理布置浅井，并进行试抽工作。

⑥ 依据抽水设计方案进行施工，抽取被污染的地下水体，并依据各井孔出水情况进行调整。

⑦ 将抽取的地下水进行集中收集处理，并送实验室进行化验分析。

⑧ 当地下水中的特征污染物浓度满足水质保护要求后，逐步停止抽水，并进行土壤修复治理工作。

综上，本项目采取的地下水污染防治措施可行。

6.2.5 运营期噪声污染防治措施

本项目运行中噪声影响主要来自露点控制站，噪声源主要包括生产管汇；压缩机、分离器、换热器、J-T 阀、乙二醇注醇泵等。拟采取的降噪措施主要包括：

（1）将压缩机组设置在室内。

（2）压缩机基础采用减振设计，基础四周装填减振材料。

（3）空冷器壳体背面和风扇叶片上喷涂特殊配比的高阻尼材料，有效增加隔声结构的内阻尼，从而减少构件的振动。

（4）在距空冷器 3m 处设置声屏障降噪装置，声屏障总高度高出空冷器 3m，宽度与压缩机房相同，在屏障两端向内延伸与机房连接封闭，声屏障从地面算起至 3m 采用通风消声结构，3m 以上采用直立式吸隔声屏障。

（5）注醇泵等大型机泵均设置于泵房内。

（6）J-T 阀采用笼式阀。这种阀门采用特殊设计，可有效降低因高压差、高流速和气体湍流产生的噪声。

（7）放空立管和火炬设置消声器。

（8）在站场工艺设计中，尽量减少弯头、三通等管件，在满足工艺的前提下，控制气流速度，降低站场气流噪声。

（9）加强设备的维护，确保设备处于良好的运转状态，杜绝因设备不正常运转时产生的高噪声现象；

（10）加强噪声防范，做好个人防护工作。

在采取上述降噪措施的基础上，项目能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2 类标准要求。

6.2.6 运营期固体废物污染防治措施

本项目运营期产生的固体废物包括油泥（砂）、清管废渣、废活性炭和生活垃圾。

（1）含油污泥

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 0.8t/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)》中 HW08 废矿物油和含矿物油废物，具体为 071-001-08（石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚），交由克拉玛依金鑫油田环保工程有限公司进行回收、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，其危险废物类别属于《国家危险废物名录(2021 年版)》中 HW08 废矿物油和含矿物油废物，具体为 071-001-08（石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚），可交由克拉玛依金鑫油田环保工程有限公司进行回收、处置。

（3）废活性炭

VOCs 处理装置吸附单元产生的废活性炭属于《国家危险废物名录(2021 年版)》中 HW49 其他废物，具体为 900-039-49（非特定行业中烟气、VOCs 治理过程（不包括餐饮行业油烟治理过程）产生的废活性炭，化学原料和化学制品脱色（不包括有机合成食品添加剂脱色）、除杂、净化过程产生的废活性炭），可交由具有相应危险废物处置资质的单位进行回收、处置。

根据《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）规定，项目产生的危险废物若处置不当极易产生二次污染事件。危险废物贮存必须有固定的存放场地，本项目在露点控制站内设置 1 座规范的危险废物暂存间，防止风吹、日晒、雨淋，不能乱堆乱放。最终定期交由有危险废物资质的单位进行处置。

项目在露点控制站内设置 1 座规范的危险废物暂存间，建造专用的危险固废贮存设施分区贮存油泥（砂）、清管废渣、废活性炭，设施底部必须高于地下水最高水位。设施地面与裙脚要用坚固、防渗的材料建造，贮存设施周固应设置围墙或其它防护栅栏，并防风、防雨、防晒、防漏，做好危险废物的入库、存放、出库记录，不得随意堆置。

同时作为产废单位，企业应依据国家相关法律法规和标准规范的有关要求，制定管理计划，并严格按照管理计划加强危险废物全生命周期的环境管理。

危险固废暂时不能处置时必须保管好，不得出售，不得私自转移；须送有资质的单位，落实台账制度和专职管理人员，并遵守联单转移制度；同时各项目产生固废基本上能够按照相关要求分类收集，分别处置的原则，那么危险固废基本上能够做到有效安全卫生处置，基本上能够做到零排放。

危险废物临时贮存间严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）中的相关要求进行设计施工，设计原则及要求如下：

①基础必须防渗，防渗层为至少 1m 厚黏土层（渗透系数≤10^{-7}cm/s），或 2mm 厚高密度聚乙烯，或至少 2mm 厚的其他人工材料（渗透系数≤10^{-10}cm/s）。

②地面与裙角要用坚固、防渗的材料制造，建筑材料必须与危险废物兼容。

③必须有泄露液体收集装置、气体导出口及气体净化装置。

④设施内要有安全照明设施和观察窗口。

⑤用以存放装载液体、半固体危险废物容器的地方，必须有耐腐蚀的硬化地面，且表面无缝隙。

⑥应设计堵截泄露的群脚，地面与群脚所围建的容积不低于堵截最大容器的最大储量或总储量的 1/5。

⑦不兼容的危险废物必须分开存放，并设有隔离间隔断。

⑧危险废物临时贮存、处置场设有图形标志。

本项目危险废物运输工程应采取以下措施：

①建设单位需委托有危险化学品运输资质的运输企业承运。

②运输车辆必须由专业生产企业定点生产，并经检测、检验合格，方可使用。

③运输危险化学品的驾驶员、船员、装卸人员和押运人员必须了解所运载的危险化学品的性质、危害特性、包装容器的使用特性和发生意外时的应急措施。运输危险化学品，必须配备必要的应急处理器材和防护用品。

④向承运人说明运输的危险化学品的品名、数量、危害、应急措施等情况。

⑤在公路运输途中发生被盗、丢失、流散、泄漏等情况时，立即向当地公安部门报告，并采取一切可能的警示措施。

⑥事故应急救援

在运输过程中发生事故，单位主要负责人应当按照本单位制定的应急救援预案，立即组织救援。

运营期固体废物污染防治采取的管理措施：

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。

（4）生活垃圾处置

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。

综上所述，项目固体废物处置措施可行。

6.2.7 运营期土壤环境保护措施

（1）源头控制

通过加强管线内的压力、流量传感器检修维护，保障发生管线阀门连接处泄漏及时切断阀门，减少泄漏量；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，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。井下作业按照“带罐上岗”的作业模式，加强站场及管线巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”或泄漏事故发生造成油品进入土壤，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。

（2）过程防控措施

巡检车辆严格按照巡检路线行驶，不得因乱碾乱压破坏土壤结构。严格执行地下水章节分区防控措施要求。防渗措施的设计，使用年限不应低于本项目主体工程的设计使用年限。

（3）跟踪监测

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ 964-2018)土壤二级评价的跟踪监测要求，制定跟踪监测计划，发生事故泄露时对 4 口井的井口区、露点控制

站可能影响区域跟踪监测，环评建议在 4 口井场和露点控制站站场占地范围内分别设 1 个柱状样，在占地范围外分别设 1 个表层样，每五年监测 1 次。

综上所述，正常情况下，本项目的各项工程不会污染土壤环境，非正常情况下，采取有效措施后可减轻对土壤环境的影响。在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免工程实施对土壤环境产生污染影响。综上，本项目采取的土壤污染防治措施可行。

6.3 服役期满后环境保护措施

6.3.1 退役期大气环境保护措施

（1）运输车辆使用符合国家标准的油品。

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

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

6.3.2 退役期水环境保护措施

对完成采气的废弃井应封堵，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。

① 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

随着采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

本项目生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

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

（2）井场生态恢复治理

①井场生态恢复治理范围

本项目新建采气井场的所有临时占地施工范围需进行生态环境恢复治理。

②生态环境恢复治理措施

施工结束初期，对场站永久占地范围内的地表进行硬化，以减少风蚀量。

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

（3）管线生态恢复

①管线生态恢复治理范围

本项目需新建单井采气管线 33.0km，天然气外输管线 2.5km，管线施工扰动范围内需进行生态环境恢复治理。

②生态环境恢复治理措施

管道施工作业带宽度控制在 12m 范围内，施工过程中保护土壤成分和结构，在管线敷设过程中，分层回填管沟，覆土压实，管沟回填后多余土方应作为管廊覆土，不得随意丢弃。

（4）植被恢复措施及恢复要求

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。

工程施工结束后应采用能适应项目区自然条件的种类进行恢复，如蒿类、猪毛菜属、驼绒藜等原生草本植物进行植被恢复。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。各项清退工作完成后，应向生态环境主管部门提出验收申请，按规定完成退役工程的验收。

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 1781 万元，约占总投资的 6.79%，具体环保投资估算见表 7.2-1。

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

项目产生的废活性炭、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 1781 万元，环境保护投资占总投资的 6.79%。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分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、处理过程中有组织和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项目的环境影响报告书，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	实施单位	资金保证
1	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，农田复垦恢复原种植条件，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
2	水环境	管线试压废水用于施工洒水抑尘；施工期生活污水拉运至呼图壁县生活污水处理厂				
3	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				
4	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				
5	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				
6	水土流失	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。农田表土剥离后单独存放，管沟开挖、填方作业时应尽量做到互补平衡，避免土方堆积。农田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				
7	固体废物	建筑垃圾集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场；生活垃圾清运至呼图壁县生活垃圾填埋场；水基钻井岩屑经检测各污染物均满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB 65/T 3997-2017）表1中综合利用限值要求后，可用于油气田勘探区内通井路修路、铺垫井场基础材料；油基岩屑交由克拉玛依金鑫油田环保工程有限公司负责处置；废钻井液回用于钻井液配置，钻井结束后由钻井队回收带至下一个钻井井场继续使用				

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
1	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
2	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				
3	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				
4	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				
5	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 8.3-1。

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：

（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。

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。

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 174.2t。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 1781 万元，约占总投资的 6.79%。

9.1.2 产业政策符合性

石油天然气开采业是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，属于《产业结构调整指导目录》（2019 本）中国家鼓励发展的产业，项目建设符合国家的相关政策。

9.1.3 环境质量现状评价结论

9.1.3.1 生态环境质量现状

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。

9.1.3.2 环境空气质量现状

项目所在区域 SO_2、NO_2 年平均浓度及 CO、O3 日平均浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准要求；$PM_{2.5}$、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。

特征因子补充监测结果表明，监测期间评价区非甲烷总烃 1 小时平均浓度未超过《大气污染物综合排放标准详解》中参考限值。

9.1.3.3 水环境质量现状

项目区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。

9.1.3.4 声环境质量现状

根据监测结果，项目区环境噪声均达到《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准限值要求。

9.1.3.5 土壤环境质量现状

土壤环境质量监测结果表明，本项目占地范围内各监测点位的所有监测因子的污染指数均小于 1，满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（试行）第二类用地筛选值标准；项目区占地范围外各监测点小于《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB156 18-2018）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。

9.1.4 污染物排放情况

本项目运营期三废排放状况见表 9.1-1。

9.1.5 环境影响评价结论

9.1.5.1 生态影响评价结论

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、农作物和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。气田开发会造成一定生物量损失，区域的生物多样性会有所下降；管线施工作业结束后农田可复垦。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在可接受的范围内。

9.1.5.2 环境空气影响结论

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。运营期废气主要为挥发性有机物，产生的废气为持续的长期影响，装车废气及罐区呼吸废气通过 VOCs 处理装置处理后可实现达标排放，且露点控制站所处地域空旷，无组织挥发性有机废气可以得到较

好扩散，预测结果表明对大气污染物浓度贡献值小，项目实施后不会对周围环境产生明显影响。

9.1.5.3 水环境影响评价结论

施工期废水主要为钻井井场生活污水和管道试压废水，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；生活污水排至防渗污水池，钻井结束后清运至呼图壁县生活污水处理厂处理。运营期废水主要为采出水、井下作业废水，集中收集后，拉运至 81# 联合站经采出水处理系统处理达标后回注油藏。

非正常工况下，本项目凝析油储罐和采气管线破损泄露导致油品外泄、污水罐破裂导致含油污水外泄以及井下作业时发生井漏事故时，均有可能导致石油类等污染物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。通过采用质量合格的生产设备，加强管线巡检，及时更换老旧设备，以及确保固井质量合格等措施进行防范。

9.1.5.4 声环境影响评价结论

项目建设施工中使用的机械、设备和运输车辆主要有：挖掘机、推土机、轮式装载车、电焊机、吊管机、柴油发电机组等。项目施工区 500m 范围内存在上二工村、二十里店镇头宫林场村、榆树沟村、东滩村和曙光村声环境敏感点，由于地面工程在局部地段的施工周期一般为 2～3 个星期，因此其影响时间相对来说较短，只要在施工期间避免夜间施工，同时建立临时声障，在施工过程中可根据情况适当建立单面声障，作好与当地村民的沟通，施工期噪声对周围环境造成的影响属可接受程度。

运营期噪声源主要集中在露点控制站。预计本项目实施后，站场各厂界噪声能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 412348-2008)2 类标准。

9.1.5.5 固体废物影响评价结论

施工期固体废物主要为钻井岩屑、生活垃圾和建筑垃圾，水基钻井岩屑经不落地设备处理并经检测各污染物均满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）表 1 中综合利用限值要求后，可用于油气田勘探区内通井路修路、铺垫井场基础材料；油基钻井岩屑经不落地设备处理后进专用储罐，交由有资质的单位处置；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；废钻井液回用于钻井液配置，钻井接受后由钻井队带至下一个钻井井场继续使用，不外排；生活垃圾集中收集后清运至呼图壁县生活垃圾填埋场。VOCs 处理装置产生的废活性炭，油泥砂和清管废渣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均得以妥善处置，不会对区域环境造成不利影响。

9.1.5.6 土壤影响评价结论

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油品进入土壤，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。

9.1.6 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；给机泵等设备加减振垫，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，运营期产生的含油污泥和清管废渣属于《国家危险废物名录》（2021 年版）HW08 类危险废物，VOCs 处理装置产生的废活性炭属于《国家危险废物名录》（2021 年版）HW49 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。

9.1.7 其他评价结论

9.1.7.1 环境风险分析评价结论

本项目在开发过程中，由于人为因素或自然因素的影响，可能导致发生油气泄漏及井喷事故。一旦发生上述风险事故，应及时采取应急措施，尽可能减少对外环境的危害和影响。

根据以上分析，在严格管理且制订相应风险防范措施的基础上，可将本项目的环境风险控制在可接受的范围之内。但是，即使该建设工程发生风险事故的可能性很小，建设单位也不能因此而忽视安全生产，而是要严格遵守油气田开发建设、生产过程中的有关安全规定和环境管理要求，防止发生风险事故。

9.1.7.2 总量控制结论

本项目非甲烷总烃的无组织排放为 0.393t/a，有组织排放量为 3.5t/a。

9.1.7.3 清洁生产评价结论

本项目采用多井集气、采气管线气液混输的工艺方案；采取有效的污染防治措施。本项目在采输气、油气处理等生产工艺方面，均采用了目前国际、国内先进技术，能源消耗低，符合目前国际上油气田开发的一般清洁生产要求。根据综合分析判断，本项目开发严格执行各类环保、节能措施后，符合清洁生产要求。

9.1.8 公众参与结论

本项目公众参与由建设单位新疆油田分公司负责实施，首次环境影响评价公众参与相关信息通过新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站（ http://www.xjhbcy.cn/blog/article/8359），时间为 2021 年 11 月 8 日。征求意见稿公示日期为 2021 年 12 月 8 日（新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站，网址为 http://www.xjhbcy.cn/blog/article/8496）。报纸第一次公告日期为 2021 年 12 月 15 日（昌吉日报），报纸第二次公告日期为 2021 年 12 月 21 日（昌吉日报），同时张贴公示。2021 年 12 月 23 日，在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站（）公示了拟报批的环境影响报告书全文和公众参与说明。至信息公告的截止日期没有收到相关反馈信息。

9.1.9 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。

9.1.10 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。

9.1.11 综合评价结论

本项目建设符合国家相关产业政策和新疆维吾尔自治区国民经济发展规划、矿产资源总体规划。项目建成后在落实各项污染防治措施及确保达标的情况下，项目建设对区域环境影响较小；采取严格的生态恢复、水土保持措施后，项目建设对区域生态环境影响可接受；采取严格完善的环境风险防范措施和应急措施下，环境风险可防控。从环境保护角度出发，项目可行。

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。

附件