# 盆 1 井西凹陷前哨 2 井区侏罗系三工河组凝析气藏开发工程

# 环境影响报告书

（拟报批稿）

中国石油股份有限公司新疆油田分公司

二〇二一年六月

# 目 录

**1.概述 4**

**1.1 建设项目特点** 4

**1.2 环境影响评价的工作过程** 4

**1.3 分析判定相关情况** 6

**1.4 关注的主要环境问题及环境影响** 7

**1.5 环境影响评价的主要结论** 8

**2.总则 9**

**2.1 评价目的和原则** 9

**2.2 编制依据** 10

**2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选** 13

**2.4 环境功能区划与评价标准** 16

**2.5 评价等级和评价范围** 20

**2.6 污染控制目标与环境保护目标** 29

**2.7 评价时段和评价重点** 30

**2.8 评价方法** 30

**3.工程概况与工程分析 32**

**3.1 工程概况** 32

**3.2 工程分析** 53

**3.3 清洁生产水平分析** 67

**3.4 污染物排放总量控制** 74

**3.5 相关法规、政策符合性分析** 75

**3.6 相关规划符合性分析** 79

**3.7 选址、选线合理性分析** 82

**3.8“三线一单”符合性分析** 83

**4 环境现状调查与评价** **87**

**4.1 自然环境概况** 87

**4.2 生态环境现状调查与评价** 91

**4.3 环境空气质量现状调查与评价** 96

**4.4 声环境现状** 99

**4.5 水环境现状调查与评价** 101

**4.6 土壤环境现状调查与评价** 105

**5.环境影响预测与评价** **111**

**5.1 生态环境影响分析** 111

**5.2 大气环境影响分析** 118

**5.3 声环境影响分析与评价** 124

**5.4 水环境影响分析** 126

**5.5 固体废物影响分析** 133

**5.6 土壤环境影响分析** 136

**5.7 环境风险评价** 141

**6 环境保护措施及可行性论证** **160**

**6.1 施工期环境保护措施** 160

**6.2 运营期环境保护措施** 169

**6.3 服役期满后环境保护措施** 175

**7.环境影响经济损益分析** **178**

**7.1 社会效益和经济效益** 178

**7.2 环境经济损益分析** 178

**7.4 环境经济损益分析结论** 181

**8.环境管理、监测与 HSE 管理体系** **182**

**8.1 环境管理机构** 182

**8.2 开发期环境管理及监测** 183

**8.3 运营期环境管理及监测** 187

**8.4 环境影响后评价** 191

**9.结论与建议 193**

**9.1 评价结论** 193

**9.2 建议** 198

**附件：**

附件 1：委托书；

附件 2：中国石油新疆油田分公司勘探事业部芳 11 井勘探项目（前哨 2 井）竣工环境保护验收意见；

附件 3：前哨 3、前哨 4 井勘探项目竣工环境保护验收意见；

附件 4：莫北转油站油水处理系统改造完善工程竣工环境保护验收意见；

附件 5：关于石西油田作业区 2010 年-2019 年环境影响后评价报告书备案意见的函；

附件 6：石西油田作业区含油污泥转移处置合同；

附件 7：新疆油田公司采气一厂盆 5 气田突发环境事件应急预案登记表（备案编号：652324-2020-006-L）；

附件 8：环境质量现状监测报告。

# 1.概述

## 1.1 建设项目特点

前哨 2 井区侏罗系三工河组凝析气藏构造位于准噶尔盆地中央坳陷盆 1 井西凹陷东北斜坡，行政上隶属新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州呼图壁县管辖，南距呼图壁县约 122km，距盆五气田东北方向约 20km，距莫北油田西部约 5km。前哨 2 井区距离莫北转油站约 12km，距莫 7~莫 11 天然气处理站约 16km，距石西联合处理站约 30km，距离盆五气田处理站约 30km。工区地面为沙漠，地势起伏较大，地面海拔约 360m～440m，平均 400m。该区年温差为-40℃～40℃，降雨量小，蒸发量大，属大陆性干旱气候。工区靠近莫北油田，交通、水、电便利，具备较好的地面开发条件。

前哨 2 井区侏罗系三工河组凝析气藏含气面积 29.2km$^2$，凝析气控制地质储量 102.67×10$^8$m$^3$，其中干气地质储量 98.77×10$^8$m$^3$，技术可采储量 63.21×10$^8$m$^3$；凝析油控制地质储量 272.00×10$^4$t（353×10$^4$m$^3$），技术可采储量 73.4×10$^4$t（95.4×10$^4$m$^3$）。根据《盆 1 井西凹陷前哨 2 井区侏罗系三工河组凝析气藏开发方案》，本项目计划部署采气井 9 口（其中新井 6 口，老井利用 3 口）、评价井 1 口，钻井总进尺 3.53×10$^4$m，新建集气干线 17.9km，单井采气管线 10.08km，燃料气干线 17.9km，单井燃料气管线 10.08km，检修道路 20.61km，175kW 水套炉加热节流撬 4 台、120kW 水套炉加热节流撬 6 台，同时配套建设供电、通信、自控、土建等公用工程。新建产能天然气 2.03×10$^8$m$^3$/a，凝析油 2.22×10$^4$t/a。天然气、凝析油、采出水依托莫北转油站处理。项目建成后生产运行管理由新疆油田分公司采气一厂负责。

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

## 1.2 环境影响评价的工作过程

目前，前哨 2 井区侏罗系三工河组凝析气藏共有探井 2 口，评价井 2 口，尚未进行规模化开发，属陆地天然气开采新区块开发，根据《建设项目环境影

响评价分类管理名录》（2021 年版），陆地天然气开采新区块开发，需要编制环境影响评价报告书。

根据《中华人民共和国环境影响评价法》和《国务院关于修改<建设项目环境保护管理条例>的决定》中有关规定，2021 年 2 月，中国石油股份有限公司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《盆 1 井西凹陷前哨 2 井区侏罗系三工河组凝析气藏开发工程环境影响报告书》。

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

报告书经生态环境主管部门批准后，可以作为本项目建设期、运营期的环境保护管理依据。

环境影响评价工作一般分为三个阶段，即调查分析和工作方案制定阶段，分析论证和预测评价阶段，环境影响报告书编制阶段见图 1.2-1（环境影响评价工作程序图）。

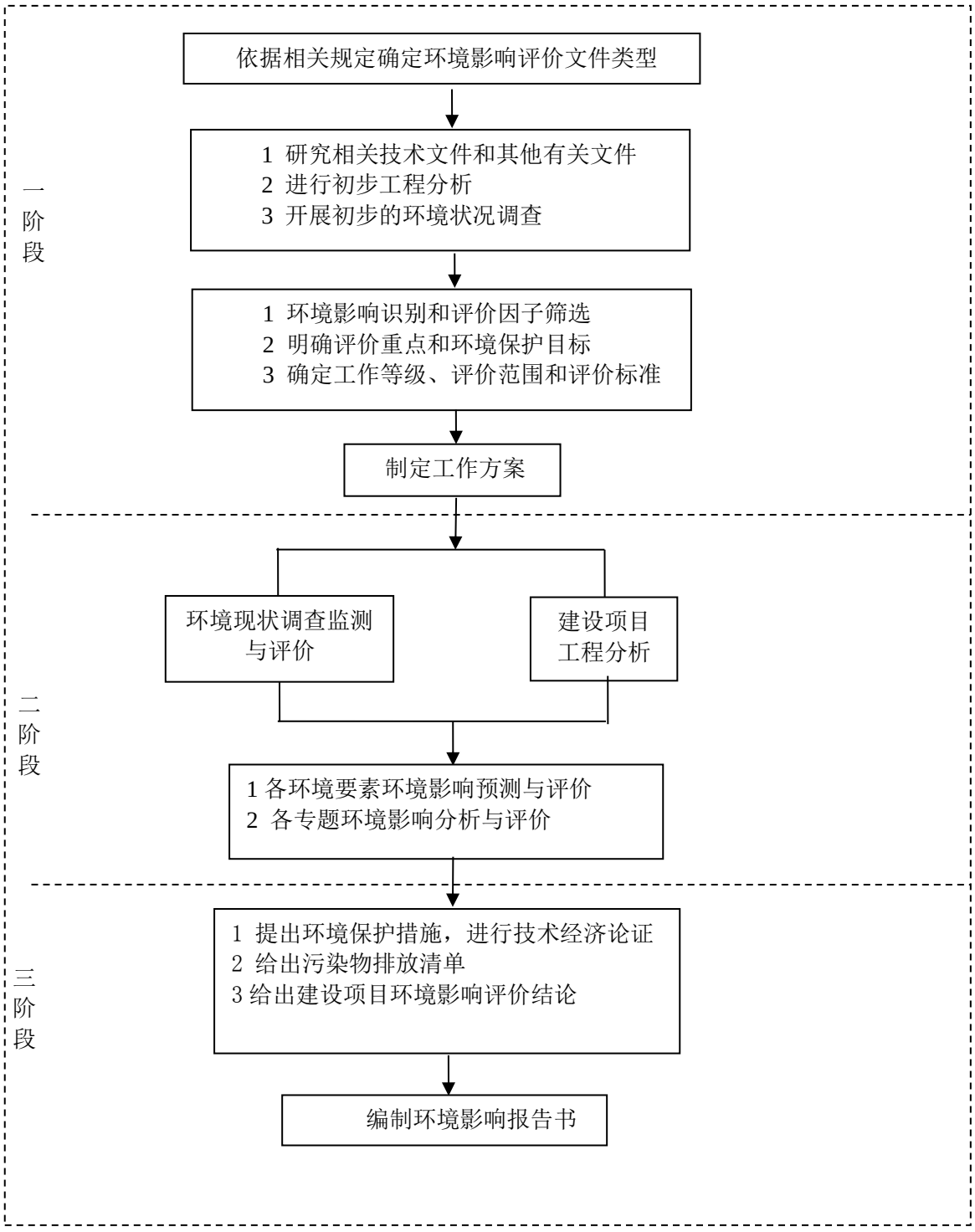



**图 1.2-1　　环境影响评价工作程序图**

## 1.3 分析判定相关情况

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。天然气开发属于国家重点鼓励发展的产业，本项目的建设符合国家产业政策。

本项目属于新疆油田分公司勘探开发项目，符合《中华人民共和国国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》和《新疆维吾尔自治区第三轮矿产资源规划》（2016-2020）的相关要求。

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

对照《新疆生态功能区划》，本项目所在区域属于准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区，准噶尔盆地中部固定、半固定沙漠生态亚区，古尔班通古特沙漠化敏感及植被保护生态功能区。本项目占地较小，对于整体的土地利用格局、植被覆盖格局、野生动物活动、土壤不会带来显著影响，项目建设符合区域生态功能定位。

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

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

## 1.4 关注的主要环境问题及环境影响

本项目为天然气开采项目，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，影响因素包括生态影响，以及排放的污染物质导致的环境污染。据现场调查，评价范围内没有自然保护区、风景名胜区、水源保护区等敏感区，没有固定集中的人群活动区。重点保护目标是：评价范围内的水土流水治理区。

本次评价关注的主要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；运营期烃类无组织挥发、气田采出水、井下作业废水、

含油污泥、落地油、井场（站场）永久占地等对周围环境的影响，并论证拟采取的生态保护和污染防治措施的可行性。

## 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。

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

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

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

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

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

# 2.总则

## 2.1 评价目的和原则

### 2.1.1 评价目的

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

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

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

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

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

通过上述评价，论证项目在环境方面的可行性，给出环境影响评价结论，为本项目的设计、施工、验收及建成投产后的环境管理提供技术依据，为生态环境主管部门提供决策依据。

### 2.1.2 评价原则

突出环境影响评价的源头预防作用，坚持保护和改善环境质量。

（1）依法评价

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

（2）科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响。

（3）突出重点

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

## 2.2 编制依据

### 2.2.1 法律法规与条例

国家和地方法律法规一览表见表 2.2-1。

**表 2.2-1　　国家和地方法律法规一览表**

| 序号 | 依据名称 | 会议、主席令、文号 | 实施时间 |
|---|---|---|---|
| 一 | **环境保护相关法律** | | |
| 1 | 中华人民共和国环境保护法（2014 年修订） | 12 届人大第 8 次会议 | 2015-01-01 |
| 2 | 中华人民共和国环境影响评价法（2018 年修订） | 13 届人大第 7 次会议 | 2018-12-29 |
| 3 | 中华人民共和国大气污染防治法（2018 年修正） | 13 届人大第 6 次会议 | 2018-10-26 |
| 4 | 中华人民共和国水污染防治法（2017 年修订） | 12 届人大第 28 次会议 | 2017-06-27 |
| 5 | 中华人民共和国环境噪声污染防治法（2018 年修订） | 13 届人大第 7 次会议 | 2018-12-29 |
| 6 | 中华人民共和国固体废物污染环境防治法（2020 年修订） | 13 届人大第 17 次会议 | 2020-09-01 |
| 7 | 中华中华人民共和国水法（2016 年修订） | 12 届人大第 21 次会议 | 2016-07-02 |
| 8 | 中华人民共和国水土保持法（2010 年修订） | 11 届人大第 18 次会议 | 2011-03-01 |
| 9 | 中华人民共和国清洁生产促进法（2012 年修订） | 11 届人大第 25 次会议 | 2012-07-01 |
| 10 | 中华人民共和国节约能源法（2016 年续订） | 12 届人大第 21 次会议 | 2016-07-02 |
| 11 | 中华人民共和国土地管理法（2018 年修订） | 13 届人大第 12 次会议 | 2019-08-26 |
| 12 | 中华人民共和国草原法（2012 年修订） | 12 届人大第 3 次会议 | 2013-06-29 |
| 13 | 中华人民共和国野生动物保护法（2016 年修订） | 12 届人大第 21 次会议 | 2017-01-01 |
| 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 | 13 届人大第 6 次会议 | 2018-10-26 |
| 17 | 中华人民共和国土壤污染防治法 | 15 届人大第 5 次会议 | 2019-01-01 |
| 二 | **行政法规与国务院发布的规范性文件** | | |
| 1 | 建设项目环境保护管理条例（2017 年修订） | 国务院令 682 号 | 2017-10-01 |
| 2 | 中华人民共和国野生植物保护条例（2017 年修订） | 国务院令 687 号 | 2017-10-07 |
| 3 | 危险化学品安全管理条例（2013 年修订） | 国务院令 645 号 | 2013-12-07 |
| 4 | 中华人民共和国土地管理法实施条例（2014 年修订） | 国务院令 653 号 | 2014-07-29 |
| 5 | 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 |

| 序号 | 依据名称 | 会议、主席令、文号 | 实施时间 |
|---|---|---|---|
| 10 | 关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚实施方案 | 中发〔2018〕17 号 | 2018-06-16 |
| **三** | **部门规章与部门发布的规范性文件** | | |
| 1 | 建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版） | 生态环境部令第 16 号 | 2020-11-30 |
| 2 | 环境影响评价公众参与办法 | 生态环境部领第 4 号 | 2019-01-01 |
| 3 | 关于印发《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》的通知 | 环发[2015]4 号 | 2015-01-08 |
| 4 | 国家危险废物名录（2021 年版） | 生态环境部令第 15 号 | 2020-11-25 |
| 5 | 产业结构调整指导目录（2019 年本） | 国家发展和改革委员会令第 29 号 | 2019-10-30 |
| 6 | 危险废物污染防治技术政策 | 环发[2001]199 号 | 2001-12-17 |
| 7 | 关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知 | 环发〔2012〕77 号 | 2012-07-03 |
| 8 | 关于加强西部地区环境影响评价工作的通知 | 环发〔2011〕150 号 | 2011-12-29 |
| 9 | 关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知 | 环发〔2012〕98 号 | 2012-08-07 |
| 10 | 关于加强国家重点生态功能区环境保护和管理的意见 | 环发〔2013〕16 号 | 2013-01-22 |
| 11 | 关于印发《建设项目环境影响评价政府信息公开指南（试行）》的通知 | 环办〔2013〕103 号 | 2014-01-01 |
| 12 | 国家沙化土地封禁保护区管理办法 | 林沙发〔2015〕66 号 | 2015-07-01 |
| 13 | 国家沙漠公园管理办法 | 林沙发〔2017〕104 号 | 2017-10-01 |
| 14 | 关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见 | 环环评〔2018〕11 号 | 2018-01-25 |
| 15 | 关于印发地下水污染防治实施方案的通知 | 环土壤〔2019〕25 号 | 2019-03-28 |
| 16 | 关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知 | 环办环评函〔2019〕910 号 | 2019-12-13 |
| 17 | 关于进一步加强建设项目全过程环保管理的通知 | 中国石化能评〔2020〕1 号 | 2020-03-19 |
| 18 | 关于印发<生态保护红线划定指南>的通知 | 环办生态〔2017〕48 号 | 2017-05-27 |
| **四** | **地方法规及通知** | | |
| 1 | 新疆维吾尔自治区环境保护条例（2018 年修订） | 13 届人大第 6 次会议 | 2018-09-21 |
| 2 | 新疆维吾尔自治区野生植物保护条例（2018 年修订） | 13 届人大第 6 次会议 | 2018-09-21 |
| 3 | 新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例（2018 年修订） | 13 届人大第 6 次会议 | 2018-09-21 |
| 4 | 新疆维吾尔自治区自然保护区管理条例（2018 年修订） | 13 届人大第 6 次会议 | 2018-09-21 |
| 5 | 关于印发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 | 2019.01.21 |
| 6 | 新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录（第一批）》 | 新政办发[2007]175 号 | 2007-08-01 |
| 7 | 新疆维吾尔自治区水环境功能区划 | 新政函[2002]194 号 | 2002-12 |
| 8 | 新疆生态功能区划 | 新政函[2005]96 号 | 2005-07-14 |

| 序号 | 依据名称 | 会议、主席令、文号 | 实施时间 |
|---|---|---|---|
| 9 | 新疆维吾尔自治区危险废物污染环境防治办法 | 11 届人大第 9 次会议 | 2010-05-01 |
| 10 | 关于下发新疆加强危险废物和医疗废物监管工作实施方案的通知 | 新环防发[2011]330 号 | 2011-07-01 |
| 11 | 关于做好危险废物安全处置工作的通知 | 新环防发[2011]389 号 | 2011-07-29 |
| 12 | 关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知 | 新政发[2014]35 号 | 2014-04-17 |
| 13 | 关于印发新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案的通知 | 新政发[2016]21 号 | 2016-01-29 |
| 14 | 关于印发新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案的通知 | 新政发[2017]25 号 | 2017-03-01 |
| 15 | 新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件（修订） | 新环发[2017]1 号 | 2017-01-01 |
| 16 | 新疆维吾尔自治区环境保护十三五规划 | 新环发[2017]124 号 | 2017-06-22 |
| 17 | 新疆维吾尔自治区大气条例防治条例 | 13 届人大第 7 次会议 | 2019-01-01 |
| 18 | 转发《关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见》 | 新环办发〔2018〕80 号 | 2018-03-27 |
| 19 | 关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知 | 新环发〔2018〕133 号 | 2018-09-06 |
| 20 | 关于含油污泥处置有关事宜的通知 | 新环发〔2018〕20 号 | 2018-12-20 |
| 21 | 关于印发《自治区打赢蓝天保卫战三年行动计划（2018-2020 年）》的通知 | 新政发〔2018〕66 号 | 2018-09-29 |
| 22 | 自治区党委、自治区人民政府印发《关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚实施方案》 | 新党发〔2018〕23 号 | 2018-09-04 |
| 23 | 关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知 | 新环环评发〔2020〕162 号 | 2020-09-01 |
| 24 | 新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案 | 新政发〔2021〕18 号 | 2021-02-22 |
| 25 | 转发《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》的通知 | 新环环评发〔2020〕142 号 | 2020-07-30 |

## 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 陆地石油天然气开发建设项目 | HJ/T349-2007 | 2007-08-01 |
| 8 | 建设项目环境风险评价技术导则 | HJ169-2018 | 2019-03-01 |
| 9 | 环境影响评价技术导则　土壤影响（试行） | HJ964-2018 | 2019-07-01 |
| 10 | 水土保持综合治理技术规范 | GB/T16453.1~6-2008 | 2009-02-01 |
| 11 | 开发建设项目水土保持技术规范 | GB50433-2008 | 2008-07-01 |
| 12 | 危险化学品重大危险源辨识 | GB18218-2018 | 2018-11-19 |
| 13 | 石油和天然气开采行业清洁生产评价体系指标（试行） | | 2009-02-19 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| 14 | 石油天然气工业健康、安全与环境管理体系 | SY/T6276-2014 | 2015-03-01 |
| 15 | 石油化工企业环境保护设计规范 | SH/T3024-2017 | 2018-01-01 |
| 16 | 石油天然气开采业污染防治技术政策 | 2012 年 第 18 号 | 2012-03-17 |
| 17 | 油气田含油污泥综合利用污染控制要求 | DB 65/T 3998-2017 | 2017-05-30 |
| 18 | 油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制技术规范 | DB 65/T 3999-2017 | 2017-05-30 |
| 19 | 陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求 | SY/T301-2016 | 2017-05-01 |
| 20 | 建设项目危险废物环境影响评价技术指南 | | 2017-10-01 |

### 2.2.3 相关文件和技术资料

（1）委托书，中国石油股份有限公司新疆油田分公司开发公司，2021.2；

（2）《盆 1 井西凹陷前哨 2 井区侏罗系三工河组凝析气藏开发方案》，新疆油田公司勘探开发研究院天然气研究中心，2020.12；

（3）《盆 1 井西凹陷前哨 2 井区侏罗系三工河组凝析气藏开发地面工程方案》，中油（新疆）石油工程设计有限公司，2021.01；

（4）《石西油田作业区 2010 年~2019 年环境影响后评价报告书》，中勘冶金勘察设计研究院有限责任公司，2021.01；

（5）《中国石油新疆油田分公司勘探事业部芳 11 井勘探项目（前哨 2 井）竣工环境保护验收意见》，中国石油新疆油田分公司勘探事业部，2019.09；

（6）《前哨 3、前哨 4 井勘探项目竣工环境保护验收意见》，中国石油新疆油田分公司勘探事业部，2020.09。

## 2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选

### 2.3.1 环境影响因素识别

本项目计划部署采气井 9 口（其中新井 6 口，老井利用 3 口）、评价井 1 口，钻井总进尺 $3.53\times10^4$m，新建集气干线 17.9km，单井采气管线 10.08km，燃料气干线 17.9km，单井燃料气管线 10.08km，检修道路 20.61km，175kW 水套炉加热节流撬 4 台、120kW 水套炉加热节流撬 6 台，同时配套建设供电、通信、自控、土建等公用工程。新建产能天然气 $2.03\times10^8m^3$ /a，凝析油 $2.22\times10^4$t/a。

本项目主要包括钻井工程、采气工程、地面工程、集输工程等作业内容，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、井场道路等地面工程建设过程中造成的生态影响为主，运营期以油气开采和集输过程中产生的污染为主。

（1）施工期

施工期建设工程包括钻井、井场、管线、道路建设，以生态影响为主。

①钻井

本项目新钻井 7 口，钻井工程主要包括井场平整等钻前工程、钻井及洗井等。

钻前工程：钻井的井位确定后，平整井场，修建井场道路；井场道路建好后，用汽车将钻井设备运至井场安装。井场道路建设的主要环境影响是施工占地造成的地表土壤和植被的破坏，引起水土流失和扬尘。

钻井工程：钻井期间主要的环境影响因素是柴油机运行时产生废气，机械设备运转时产生的噪声，以及钻井产生的岩屑等固体废弃物。

②管线和道路建设

新建集气干线 17.9km，单井采气管线 10.08km，燃料气干线 17.9km，单井燃料气管线 10.08km，检修道路 20.61km，采气管线和燃料气管线同沟敷设，管线和道路建设将破坏管道和道路沿线的植被，主要的环境影响是对生态环境和水土流失的影响，以及施工扬尘。

②井场建设

新建采气井场 10 座，这些构筑物建设的主要环境影响是施工占地和对生态环境的扰动。

此外，施工期间各种机械、车辆排放的废气和噪声、施工丢弃的固体废物等及施工人员生活污水和生活垃圾等，也将对环境产生一定的影响。

（2）运行期

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

（3）闭井期

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

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

**表 2.3-1　　影响因素识别**

| 影响因素 / 环境因素 | 施工期 | | | | | 营运期 | | | | | 闭井期 | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 占地 | 废气 | 废水 | 固体废物 | 噪声震动 | 废气 | 废水 | 固体废物 | 噪声 | 风险事故 | 废气 | 固体废物 |
| | | 施工机械和车辆废气、施工扬尘 | 生活污水 | 岩屑、弃土弃方、建筑垃圾 | 施工机械和车辆 | 无组织挥发烃类 | 生产废水、生活废水 | 油泥、落地油 | 设备运转 | 油气泄漏起火爆炸 | 构筑物拆卸扬尘 | 拆卸后的建筑垃圾 |
| 环境空气 | ○ | + | ○ | + | ○ | ++ | ○ | + | ○ | + | + | + |
| 地下水 | ○ | ○ | ○ | ○ | ○ | ○ | ++ | ○ | ○ | + | ○ | ○ |
| 声环境 | ○ | ○ | ○ | ○ | + | ○ | ○ | ○ | ++ | + | ○ | ○ |
| 土壤 | ++ | + | + | + | ○ | + | + | + | ○ | ++ | + | + |
| 植被 | + | + | + | + | ○ | + | ○ | + | ○ | ++ | + | + |
| 动物 | + | + | ○ | + | + | ++ | ○ | + | ○ | + | + | + |

**注：○：无影响；+：短期不利影响；++ ：长期不利影响。**

## 2.3.2 评价因子

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

**表 2.3-2　　环境影响因子筛选表**

| 环境要素 | 现状评价因子 | 影响评价因子 |
|---|---|---|
| 生态环境 | 调查评价区域土地利用、<br>动植物资源、<br>土壤侵蚀、<br>生态景观、和生物多样性 | （1）分析油气开发建设对土地利用结构的影响<br>（2）对项目建设可能造成的土地荒漠化、水土流失、植被破坏以及土壤污染等进行影响分析；<br>（3）油气开发建设对评价区域野生动物的影响分析<br>（4）油气开发建设对生态景观的影响<br>（5）废弃井及废弃管道对生态环境的影响。 |
| 土壤 | 《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 中 45 项基本因子、表 2 中石油烃 | 砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍、石油烃 |
| 地下水 | 色度、臭和味、浑浊度、肉眼可见物、pH、总硬度、溶解性总固体、铁、锰、铜、锌、铝、挥发酚、阴离子表面活性剂、耗氧量、氨氮、硫化物、总大肠菌群、菌落总数、亚硝酸盐氮、硝酸盐、总氰化物、氟化物、汞、砷、硒、镉、六价铬、铅、三氯甲烷、四氯化碳、苯、甲苯、石油类 | 石油类 |

| | | |
|---|---|---|
| 环境空气 | $SO_2$、$NO_2$、$PM_{10}$、$PM_{2.5}$、CO、$O_3$、非甲烷总烃、$H_2S$ | 非甲烷总烃 |
| 噪声 | Leq(dB(A)) | Leq(dB(A)) |
| 固体废弃物 | - | 油泥、建筑垃圾和生活垃圾 |
| 环境风险 | - | 天然气、凝析油<br>（1）对项目运营期可能发生的井喷事故进行影响分析；<br>（2）结合当地的气象条件，对项目运行期间集输管道可能发生的天然气及凝析油泄漏事故进行预测分析。 |

# 2.4 环境功能区划与评价标准

## 2.4.1 环境功能区划

### 2.4.1.1 环境空气

本项目位于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州呼图壁县境内，地处准噶尔盆地古尔班通古特沙漠腹部，按照《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单的规定，该区域的环境空气质量功能区划属于二类功能区。

### 2.4.1.2 水环境

项目区域内无地表水体，尚未划分水环境功能区划。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。

### 2.4.1.3 声环境

本项目开发建设的噪声影响仅在施工期较大，进入生产期后，整个开发建设期噪声源数量相对较少，主要集中在井场。项目南距呼图壁县约 122km，根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）的声环境功能区划分类，属于 2 类声环境功能区要求。

### 2.4.1.4 生态环境

根据《新疆生态功能区划》，本工程所在区域属于准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区，准噶尔盆地中部固定、半固定沙漠生态亚区，古尔班通古特沙漠化敏感及植被保护生态功能区。

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

## 2.4.2 环境质量标准

### 2.4.2.1 环境空气

（1）环境空气

环境空气质量评价中 $SO_2$、$NO_2$、$PM_{2.5}$、$PM_{10}$、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参照执行《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m 3的标准，$H_2S$ 参考执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的 1h 平均浓度限值 10μg/m$^3$。指标标准取值见表 2.4-1。

**表 2.4-1　　环境空气质量标准**

| 序号 | 评价因子 | 标准限值 μg /Nm 3 | | | 标准来源 |
|---|---|---|---|---|---|
| | | 年平均 | 日平均 | 1 小时平均 | |
| 1 | $SO_2$ | 60 | 150 | 500 | 《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准 |
| 2 | $NO_2$ | 50 | 80 | 200 | |
| 3 | $PM_{2.5}$ | 35 | 75 | / | |
| 4 | $PM_{10}$ | 70 | 150 | / | |
| 5 | CO | / | 4000 | 10000 | |
| 6 | $O_3$ | / | 160 | 200 | |
| 7 | 非甲烷总烃 | / | / | 2000 | 参考《大气污染物综合排放标准》详解 |
| 8 | $H_2S$ | / | / | 10 | 参考执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的 1h 平均浓度限值 |

### 2.4.2.2 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 2.4-2。

**表 2.4-2　　地下水质量标准值　　单位：mg/L**

| 序号 | 项目 | 标准限值 | 序号 | 项目 | 标准限值 |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | pH（无量纲） | 6.5~8.5 | 20 | 亚硝酸盐氮 | ≤1 |
| 2 | 色度 | ≤25 | 21 | 硝酸盐 | ≤20 |
| 3 | 臭和味 | 无 | 22 | 总氰化物 | ≤0.05 |
| 4 | 浑浊度 | ≤3 | 23 | 氟化物 | ≤1 |
| 5 | 肉眼可见物 | 无 | 24 | 汞 | ≤0.001 |
| 6 | 总硬度 | ≤450 | 25 | 砷 | ≤0.01 |
| 7 | 溶解性总固体 | ≤1000 | 26 | 硒 | ≤0.01 |
| 8 | 铁 | ≤0.3 | 27 | 镉 | ≤0.005 |
| 9 | 锰 | ≤0.1 | 28 | 六价铬 | ≤0.05 |
| 10 | 铜 | ≤1 | 29 | 铅 | ≤0.01 |
| 11 | 锌 | ≤1 | 30 | 三氯甲烷 | ≤0.06 |
| 12 | 铝 | ≤0.2 | 31 | 四氯化碳 | ≤0.002 |

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

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

#### 2.4.2.3 声环境

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

#### 2.4.2.4 土壤环境

评价范围内土壤质量执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值，见表 2.4-3。

**表 2.4-3　　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 | - | 25 | 1,2,3-三氯丙烷 | mg/kg | 0.5 |
| 2 | 砷 | mg/kg | 60 | 26 | 氯乙烯 | mg/kg | 0.43 |
| 3 | 镉 | mg/kg | 65 | 27 | 苯 | mg/kg | 4 |
| 4 | 铬（六价） | mg/kg | 5.7 | 28 | 氯苯 | mg/kg | 270 |
| 5 | 铜 | mg/kg | 18000 | 29 | 1,2-二氯苯 | mg/kg | 560 |
| 6 | 铅 | mg/kg | 800 | 30 | 1,4-二氯苯 | mg/kg | 20 |
| 7 | 汞 | mg/kg | 38 | 31 | 乙苯 | mg/kg | 28 |
| 8 | 镍 | mg/kg | 900 | 32 | 苯乙烯 | mg/kg | 1290 |
| 9 | 四氯化碳 | mg/kg | 2.8 | 33 | 甲苯 | mg/kg | 1200 |
| 10 | 氯仿 | mg/kg | 0.9 | 34 | 间二甲苯+对二甲苯 | mg/kg | 570 |
| 11 | 氯甲烷 | mg/kg | 37 | 35 | 邻二甲苯 | mg/kg | 640 |
| 12 | 1,1-二氯乙烷 | mg/kg | 9 | 36 | 硝基苯 | mg/kg | 76 |
| 13 | 1,2-二氯乙烷 | mg/kg | 5 | 37 | 苯胺 | mg/kg | 260 |
| 14 | 1,1-二氯乙烯 | mg/kg | 66 | 38 | 2-氯酚 | mg/kg | 2256 |
| 15 | 顺 1,2-二氯乙烯 | mg/kg | 596 | 39 | 苯并[a]蒽 | mg/kg | 15 |
| 16 | 反-1,2-二氯乙烯 | mg/kg | 54 | 40 | 苯并[a]芘 | mg/kg | 1.5 |
| 17 | 二氯甲烷 | mg/kg | 616 | 41 | 苯并[b]荧蒽 | mg/kg | 15 |
| 18 | 1,2-二氯乙烷 | mg/kg | 5 | 42 | 苯并[k]荧蒽 | mg/kg | 151 |
| 19 | 1,1,1,2-四氯乙烷 | mg/kg | 10 | 43 | 䓛 | mg/kg | 1293 |
| 20 | 1,1,2,2-四氯乙烷 | mg/kg | 6.8 | 44 | 二苯并[a、h]蒽 | mg/kg | 1.5 |
| 21 | 四氯乙烯 | mg/kg | 53 | 45 | 茚并[1、2、3-cd]芘 | mg/kg | 15 |
| 22 | 1,1,1-三氯乙烷 | mg/kg | 840 | 46 | 萘 | mg/kg | 70 |
| 23 | 1,1,2-三氯乙烷 | mg/kg | 2.8 | 47 | 石油烃 | mg/kg | 4500 |

| | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 24 | 三氯乙烯 | mg/kg | 2.8 | | | | |

## 2.4.3 污染物排放标准

### 2.4.3.1 废气

油气开采过程中井场无组织挥发产生的非甲烷总烃排放参照执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求，硫化氢执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）。具体标准限值要求见表 2.4-4。

**表 2.4-4　　大气污染物排放标准值**

| 污染物 | 项目 | 最高允许排放浓度（$mg/m^3$） | 标准来源 |
|---|---|---|---|
| NMHC | 企业边界污染物控制浓度 | 4.0 | GB39728-2020 |
| $H_2S$ | 厂界标准 | 0.06 | GB14554-93 |

### 2.4.3.2 废水

运行期项目产生的采出水在莫北转油站处理达标后回注油层，不向外环境排放，回注水执行《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中注入层平均空气渗透率＞0.05-≤0.5 的标准，标准值见表 2.4-5。

**表 2.4-5　　《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） | $n\times10^2$ | $n\times10^2$ | $n\times10^3$ | $n\times10^4$ | $n\times10^4$ |
| | TGB（个/mL） | $n\times10^2$ | $n\times10^2$ | $n\times10^3$ | $n\times10^4$ | $n\times10^4$ |

### 2.4.3.3 噪声

施工期执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）；运行期执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准，噪声限值见表 2.4-6。

**表 2.4-6　　环境噪声排放标准**

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

#### 2.4.3.3 固体废物

根据项目产生的各种固体废物的性质和去向一般工业固体废物执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）；危险废物鉴别执行《危险废物鉴别标准》（GB5085.1～7），危险废物的贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001/XG1-2013）、危险废物的转移依照《危险废物转移联单管理办法》（国家环境保护总局令第 5 号）及《危险废物收集、贮存运输技术规范》（HJ2025-201）进行监督和管理。钻井固体废物处理需满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB 65/T 3997-2017），含油污泥的处理需满足《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》（DB 65/T 3998-2017）。

## 2.5 评价等级和评价范围

### 2.5.1 环境空气评价等级和评价范围

（1）评价等级

本项目废气排放源主要为水套炉燃烧烟气排放。根据工程特点、污染特征及周围环境状况，采用《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）附录 A 推荐的估算模型 AERSCREEN 计算项目污染源的最大环境影响，选取 $SO_2$、$NO_X$、颗粒物进行核算，计算出其最大地面浓度占标率 $P_i$（第 i 个污染物，简称“最大浓度占标率”）及其地面浓度达标准值 10%时所对应的最远距离 $D_{10\%}$。其中 $P_i$ 定义为：

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

式中：$P_i$—第 i 个污染物的最大地面浓度占标率，%；

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

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

大气评价工作级别详见表 2.5-1。

**表 2.5-1　　评价工作等级**

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

估算模式所用参数见表 2.5-2。

**表 2.5-2　　估算模型参数表**

| 参数 | | 取值 |
|---|---|---|
| 城市/农村选项 | 城市/农村 | 农村 |
| | 人口数（城市选项时） | / |
| 最高环境温度/℃ | | 42.3 |
| 最低环境温度/℃ | | -34.5 |
| 土地利用类型 | | 荒漠 |
| 区域湿度条件 | | 干燥 |
| 是否考虑地形 | 考虑地形 | √是 □否 |
| | 地形数据分辨率/m | 90 |
| 是否考虑岸线熏烟 | 考虑岸线熏烟 | □是 √否 |
| | 岸线距离/km | / |
| | 岸线方向/° | / |

本项目共设置 175kW 水套炉加热节流撬 4 台、120kW 水套炉加热节流撬 6 台，加热设备采用莫北转油站返输干气作为燃料气。本次评价选取 1 台 175kW 水套炉燃烧烟气进行估算，污染物排放参数见表 2.5-3。

**表 2.5-3　　单台加热炉废气污染物排放参数**

| 污染源名称 | 海拔 m | 排气筒参数 | | | | 污染物名称 | 排放速率 kg/h |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 高度 (m) | 内径 (m) | 温度 (℃) | 流速 (m/s) | | |
| 1台175kW水套炉 | 394 | 8 | 0.3 | 100 | 1.008 | $SO_2$ | 0.009 |
| | | | | | | NOx | 0.04 |
| | | | | | | 烟尘 | 0.006 |

计算结果见表 2.5-4。

**表 2.5-4　　估算模式计算结果表**

| 参数名称 | 单位 | $SO_2$ | $NO_X$ | 颗粒物 |
|---|---|---|---|---|
| 下风向最大落地浓度 | μg/m³ | 2.582 | 11.433 | 1.844 |
| 最大浓度出现距离 | m | 80 | 80 | 80 |
| 评价标准 | μg/m³ | 500 | 200 | 450 |
| 最大占标率 | % | 0.52 | 5.72 | 0.41 |
| $D_{10\%}$ | m | 0 | 0 | 0 |

表 2.5-4 的计算结果表明，本工程对周边环境的影响主要来自水套炉燃烧烟气的排放，其最大占标率为 5.72%，其占标率 10%的最远距离 D10%=0m，最大占标率 1%≤$P_{max}$＜10%内，根据《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2008）

的要求，因此本次环评确定大气影响评价的工作等级为二级。

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则—大气环境》（HJ2.2-2018）的规定，并结合本工程特点，考虑油田整体开发对大气环境的区域影响，最终确定以项目区边界为起点，外扩 2.5km 的范围为大气环境评价范围。大气评价范围见图 2.5-1。

## 2.5.2 生态环境评价等级和评价范围

（1）评价等级

根据《环境影响评价技术导则　生态影响》（HJ19-2011），评价区域内不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区等特殊和重要敏感区，评价区域内的天山北坡诸小河流域水土流失重点治理区，不属于重要生态敏感区，项目区属于一般区域。项目新增永久占地面积 10.03hm²；临时占地面积 39.02hm²；总占地面积为 49.05hm²；占地面积＜2km$^2$，管线总长度共计 52.5km，长度 20km-100km，据《环境影响评价技术导则　生态影响》（HJ19-2011）的有关要求，具体见表 2.5-5，本工程生态环境影响评价工作等级确定为三级。

**表 2.5-5　　生态评价等级判定**

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

（2）评价范围

气田开发工程具有分布面积广的特点，且基本呈点状、线状分布，故其对环境影响仅限于井场及内部输送管线较近的范围。考虑项目整体开发对生态环境的影响，确定生态环境评价范围为油田开发区域及区域边界向外扩展 200m 范围。生态评价范围见图 2.5-1。

## 2.5.3 地下水环境评价等级和评价范围

（1）建设项目类别

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

（2）地下水环境敏感程度

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中的地下水环境敏感程度分级表（表 2.5-6）和《建设项目环境影响评价分类管理名录》，项目区无集中式饮用水水源准保护区及补给径流区，无分散式饮用水水源地，无特殊地下水资源保护区，地下水环境敏感特征为不敏感。

**表 2.5-6　　地下水环境敏感程度分级表**

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

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

（3）工作等级划分

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本工程属于Ⅰ类建设项目，地下水环境敏感程度为不敏感，依据表 2.5-7，评价等级为三级。

**表 2.5-7　　评价区地下水环境影响评价工作等级划分**

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

（4）评价范围

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”规定三级评价调查面积为≤6km$^2$，结合项目实际建设内容，本次地下水评价范围为开发区域及区域边界向外扩展 1000m，集输干线两侧 200m。

## 2.5.4 地表水环境评价等级和评价范围

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

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

### 2.5.5 噪声环境评价等级和评价范围

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

本工程所在功能区适用于《声环境质量标准》（GB3096-2008）中规定的 2 类标准，且噪声源周围 200m 没有固定集中的人群活动。依据《环境影响评价技术导则-声环境》（HJ2.4-2009）中的规定，本工程声环境影响评价工作等级定为二级。

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

### 2.5.6 环境风险评价等级和评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169－2018）评价项目的物质危险性和功能单元重大危险源判定结果以及环境敏感程度等因素，将环境风险评价工作划分为一、二、三级，评价工作等级划分见表。见表 2.5-8。

**表 2.5-8　　环境风险评价等级划分**

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

项目运营期涉及的主要危险物质为凝析油、天然气，涉及的风险为运行过程中集输管线破损造成的凝析油泄露和天然气的泄漏。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169－2018）本项目风险评价等级判定如下：

（1）环境风险潜势划分

建设项目环境风险潜势划分为Ⅰ、Ⅱ、Ⅲ、Ⅳ/Ⅳ$^{+}$级。

根据建设项目涉及的物质和工艺系统的危险性及其所在地的环境敏感程度，结合事故情形下环境影响途径，对建设项目潜在环境危害程度进行概化分析，按照表 2.5-9 确定环境风险潜势。

**表 2.5-9　　建设项目环境风险潜势划分**

| 环境敏感程度 | 危险物质及工艺系统危险性（P） | | | |
|---|---|---|---|---|
| | 极高危害（P1） | 高度危害（P2） | 中度危害（P3） | 轻度危害（P4） |
| 环境高度敏感区（E1） | Ⅳ+ | Ⅳ | Ⅲ | Ⅲ |
| 环境中度敏感区（E2） | Ⅳ | Ⅲ | Ⅲ | Ⅱ |
| 环境轻度敏感区（E3） | Ⅲ | Ⅲ | Ⅱ | Ⅰ |
| 注：Ⅳ+为极高环境风险 | | | | |

（2）P 的分级确定

①危险物质数量与临界量比值（Q）

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），定量分析危险物质数量与临界量的比值（Q），见表 2.5-10。

**表 2.5-10　　本项目重大危险源辨识一览表**

| 序号 | 物质名称 | CAS 号 | 临界量/t |
|---|---|---|---|
| 1 | 石油气（伴生气） | 68476-85-7 | 10 |
| 2 | 油类物质（矿物油类，如石油、汽油、柴油等） | / | 2500 |

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中的判定方法，当存在多种危险物质时，按照下式计算物质总量与其临界量比值（Q）：

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

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

$Q_1$，$Q_2$，…，Qn--每种危险物质的临界量，t；

当 Q<1 时，该项目环境风险潜势为 I；

当 Q≥1 时，将 Q 值划分为：（1）1≤Q<10；（2）10≤Q<100；（3）Q≥100。

本工程不涉及危险物质的存储，工程新建集气干线 17.9km，单井采气管线 10.08km，燃料气干线 17.9km，单井燃料气管线 10.08km。

根据附录 C 中表 C.1 要求，长输管道运输项目应按站场、管线分段进行评价，本工程集气干线起终点均设置截断阀，因此，本次评价对本工程新建 17.9km 集气干线（D168×8/20G，设计压力 20MPa）进行评价。

凝析油密度按照 0.770t/$m^3$、天然气相对密度取 0.639。根据计算，管道最大储油量为 305.4t。

根据克拉伯龙方程，计算管道带压运行状态下的气体质量：

$$pV=nRT$$

p：气体压强，标况压强 0.101325Mpa，管道最大压力 20Mpa；

V：气体体积，管道体积；

n：气体的物质的量，单位 mol；

T：绝对温度，293.15K；

R：气体常数。

计算得：管道带压运行状态下最大储气量为 58.66t。

本工程辨识结果详见表 2.5-11。

**表 2.5-11　　辨识结果表**

| 时期 | 位置 | 储存装置 | 物质名称 | 临界量（t） | 最大储存量（t） | Q | 合计 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 运行期 | 集输管线 | 集输管线 | 凝析油 | 2500 | 305.4 | 0.12 | 5.99 |
| | | | 天然气 | 10 | 58.66 | 5.87 | |

根据上表计算结果，本项目 Q=5.99，1≤Q＜10。

②行业及生产工艺（M）

根据附录 C 中表 C.1，本项目属于石油天然气开采业，其行业及生产工艺 M=10（即本项目生产工艺为 M3）。

**表 2.5-12　　行业及生产工艺（M）（附录 C 中表 C.1）**

| 行业 | 评估依据 | 分值 | 评分 |
|---|---|---|---|
| 石化、化工、医药、轻工、化纤、有色冶炼等 | 涉及光气及光气化工艺、电解工艺（氯碱）、氯化工艺、硝化工艺、合成氨工艺、裂解（裂化）工艺、氟化工艺、加氢工艺、重氮化工艺、氧化工艺、过氧化工艺、胺基化工艺、磺化工艺、聚合工艺、烷基化工艺、新型煤化工工艺、电石生产工艺、偶氮化工艺 | 10/套 | 0 |
| | 无机酸制酸工艺、焦化工艺 | 5/套 | 0 |
| | 其他高温或高压、且涉及危险物质的工艺过程[a]、危险物质贮存罐区 | 5/套(罐区) | 0 |
| 管道、港口/码头等 | 涉及危险物质管道运输项目、港口/码头等 | 10 | 0 |
| 石油天然气 | 石油、天然气、页岩气开采（含净化），气库（不含加气站的气库），油库（不含加气站的油库），油气管线[b]（不含城镇燃气管线） | 10 | 10 |
| 其他 | 涉及危险物质使用、贮存的项目 | 5 | 0 |
| 合计 | | | 10 |

**注：a 高温指工艺温度≥300℃，高压指压力容器的设计压力（P）≥10.0MPa；b 长输管道运输项目应按站场、管线分段进行评价。**

③P 的分级判定

根据 Q 和 M 值，按照表 2.5-13 确定 P 的分级。

**表 2.5-13　　危险物质及工艺系统危险性等级判断（P）**

| 危险物质数量与临界量比 值（$Q$） | 行业及生产工艺（M ） | | | |
|---|---|---|---|---|
| | M1 | M2 | M3 | M4 |
| $Q\geqslant100$ | P1 | P1 | P2 | P3 |
| $10\leqslant Q<100$ | P1 | P2 | P3 | P4 |
| $1\leqslant Q<10$ | P2 | P3 | P4 | P4 |

根据本项目各项参数可知，本项目 P 确定为 P4。

（3）E 的分级确定

①大气环境敏感程度

大气环境敏感程度分级见表 2.5-14。

**表 2.5-14　　大气环境敏感程度分级**

| 分级 | 大气环境敏感性 |
|---|---|
| E1 | 周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数大于 5 万人，或其他需要特殊保护区域；或周边 500m 范围内人口总数大于 1000 人；油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内，每千米管段人口数大于 200 人。 |
| E2 | 周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数大于 1 万人，小于 5 万人；或周边 500m 范围内人口总数大于 500 人，小于 1000 人；油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内，每千米管段人口数大于 100 人，小于 200 人。 |
| E3 | 周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数小于 1 万人；或周边 500m 范围内人口总数小于 500 人；油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内，每千米管段人口数小于 100 人。 |

本项目的事故情形涉及危险物质泄漏，危险物质向环境转移的途径为大气扩散对大气环境的影响。本项目边界周围 5km 范围内总人口小于 1 万人，确定大气环境敏感性为 E3。

②地下水环境敏感程度

依据地下水功能敏感性与包气带防污性能，共分为三种类型，E1 为环境高度敏感区，E2 为环境中度敏感区，E3 为环境低度敏感区。其中地下水功能敏感性分区和包气带防污性能分级分别见表 2.5-15 和表 2.5-16。当同一建设项目涉及两个 G 分区或 D 分级及以上时，取相对高值。

**表 2.5-15　　地下水功能敏感性分区**

| 分级 | 地下水环境敏感特征 |
|---|---|
| 敏感 G1 | 集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区；除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。 |
| 较敏感 G2 | 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（如热水、矿泉水、温泉等）保护区 以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区 a。 |
| 低敏感 G3 | 上述地区之外的其他地区。 |

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

项目区位置不在水源地的保护区及准保护区内，也不在水源地的补给径流区内，地下水敏感程度为低敏感。因此，本项目地下水功能敏感性分区为 G3。

**表 2.5-16　　包气带防污性能分级**

| 分级 | 包气带岩土的渗透性能 |
|---|---|
| D3 | Mb≥1.0m，K≤1.0×10$^{-6}$cm/s，且分布连续、稳定。 |
| D2 | 0.5m≤Mb＜1.0m，K≤1.0×10$^{-6}$cm/s，且分布连续、稳定<br>Mb≥1.0m，1.0×10$^{-6}$cm/s＜K≤1.0×10$^{-4}$cm/s，且分布连续、稳定。 |
| D1 | 岩（土）层不满足上述“D2”和“D3”条件。 |
| Mb：岩土层单层厚度。K：渗透系数。 | |

本项目岩（土）层不满足上述“D2”和“D3”条件，包气带防污性能分级为 D1。

依据地下水功能敏感性与包气带防污性能，共分为三种类型，E1 为环境高度敏感区，E2 为环境中度敏感区，E3 为环境低度敏感区，分级原则见表 2.5-17。

**表 2.5-17　　地下水环境敏感程度分级**

| 环境敏感目标 | 地下水功能敏感性 | | |
|---|---|---|---|
| | G1 | G2 | G3 |
| D1 | E1 | E1 | E2 |
| D2 | E1 | E2 | E3 |
| D3 | E2 | E3 | E3 |

综上，本项目地下水功能敏感性分区为 G3，包气带防污性能分级为 D1。因此，本项目地下水环境敏感性为 E2。

根据分析判定可知，本项目危险特性为 P4，大气敏感程度为 E3，地表水敏感程度为 E3，地下水敏感程度为 E2，由此判定本项目环境风险评价工作等级定为三级。

环境风险评价范围为：大气风险评价范围为集输管线评价范围设定为管道沿线 200m 的带状区域；井场和站场的评价范围设定为场界外半径 3.0km 范围。地下水环境风险评价范围同地下水评价范围。风险评价范围见图 2.5-1。

## 2.5.7 土壤环境评价等级和评价范围

从项目对土壤环境的影响途径来看，本项目属于污染类项目，永久占地 10.03hm$^2$，属于中型项目（5~50hm$^2$）。占地类型主要为沙地，土壤敏感程度为不敏感。天然气开采属于 II 类项目，因此土壤评价工作等级划分为三级。土壤评价等级划分依据见表 2.5-18。

**表 2.5-18　　土壤污染类项目评价工作等级划分表**

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

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

## 2.6 污染控制目标与环境保护目标

### 2.6.1 污染控制目标

根据开发建设和运营中对环境可能造成的污染与生态破坏，确定污染控制目标如下：

（1）项目区属于天山北坡诸小河流域水土流失重点治理区，因此要控制建设项目在开发建设过程中的各种施工活动，尽量减少对地表的扰动，做好植被恢复与水土保持工作，减缓土壤沙化。

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

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

### 2.6.2 环境保护目标

项目区地处准噶尔盆地古尔班通古特沙漠腹部，现场踏勘结果表明，区域为典型的风积沙漠地貌，地表为固定～半固定沙丘覆盖，项目区属于天山北坡诸小河流域水土流失重点治理区。评价范围没有自然保护区、水源保护区、文物保护单位等其它特殊敏感目标。本工程环境保护目标见表 2.6-1。

**表 2.6-1　　环境保护目标**

| 序号 | 环境要素 | 环境保护目标和生态保护敏感区 | 与敏感点最近的工程及距离 | 敏感点环境质量保护要求 |
|---|---|---|---|---|
| 1 | 大气 | 项目区环境空气 | 项目区及周边 | 满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准 |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| 2 | 声环境 | 项目区声环境 | 项目区周边 | 满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类标准 |
| 3 | 地下水 | 评价区地下水 | 项目区及周边 | 满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准 |
| 4 | 生态 | 天山北坡诸小河流域水土流失重点治理区 | 项目区 | 保护项目区域荒漠生态系统完整性和稳定性，保护土壤环境质量，做好植被恢复与水土保持工作，使项目区现有生态环境不因本工程的建设受到破坏。 |
| 5 | 土壤 | 项目区土壤 | 井区及周边 | 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 |
| 6 | 环境风险 | 项目区土壤、地下水 | 项目区及周边 | 发生风险事故时，可快速采取环境风险防范措施，确保风险事故对土壤、地下水等环境的影响程度可控 |

## 2.7 评价时段和评价重点

评价时段包括施工期、运行期、闭井期三个时段。

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

（1）工程分析

（2）生态环境影响评价及水土保持

（3）环境风险影响评价及风险管理

（4）地下水环境影响评价

（5）环境保护措施技术经济及可行性论证

## 2.8 评价方法

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

**表 2.8-1　　评价方法一览表**

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

**图 2.5-1　本项目环境影响评价范围示意图**

# 3.工程概况与工程分析

## 3.1 工程概况

### 3.1.1 项目基本情况

#### 3.1.1.1 项目名称和性质

项目名称：盆 1 井西凹陷前哨 2 井区侏罗系三工河组凝析气藏开发工程。

项目性质：新建。

#### 3.1.1.2 建设地点

本项目气藏构造位于准噶尔盆地中央坳陷盆 1 井西凹陷东北斜坡，行政上隶属新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州呼图壁县管辖，南距呼图壁县约 122km，距盆五气田东北方向约 20km，距莫北油田西部约 5km。前哨 2 井区距离莫北转油站约 12km，距莫 7~莫 11 天然气处理站约 16km，距石西联合处理站约 30km，距离盆五气田处理站约 30km。地理位置图见图 3.1-1，区块位置见图 3.1-2。

#### 3.1.1.3 建设内容及规模

本项目计划部署采气井 9 口（其中新井 6 口，老井利用 3 口）、评价井 1 口，钻井总进尺 $3.53\times10^4$m，新建集气干线 17.9km，单井采气管线 10.08km，燃料气干线 17.9km，单井燃料气管线 10.08km，检修道路 20.61km，175kW 水套炉加热节流撬 4 台、120kW 水套炉加热节流撬 6 台，同时配套建设供电、通信、自控、土建等公用工程。新建产能天然气 $2.03\times10^8$m$^3$/a，凝析油 $2.22\times10^4$t/a。天然气、凝析油、采出水依托莫北转油站处理。项目建成后生产运行管理由新疆油田分公司采气一厂负责。

#### 3.1.1.4 工程组成

本项目工程组成包括钻井工程、地面工程、采气工程、集输工程以及配套的供配电、自控、通信、结构、消防等工程。项目工程组成见表 3.1-1。

**图 3.1-1　项目区地理位置图**

**图 3.1-2　区块位置示意图**

**表 3.1-1　　项目组成一览表**

| 工程类别 | 工程名称 | | 工程内容及规模 |
|---|---|---|---|
| 产能 | | | 部署采气井9口（其中新井6口，老井利用3口）、评价井1口，新建产能天然气2.03×10$^8$m$^3$ /a，凝析油2.22×10$^4$t/a。 |
| 主体工程 | 钻井工程 | 水平井 | 6口，钻井总进尺3.12×10$^4$m，采用三开井深结构。 |
| | | 直井 | 1口，为评价井，钻井总进尺0.41×10$^4$m，采用三开井深结构。 |
| | 采气工程 | | 采用衰竭式开发。 |
| | 地面工程 | 井场 | 新建10座采气井场，占地面积25×30m。 |
| | | 集气干线 | 前哨201井至莫北转油站，长度17.9km，D168×8/20G，设计压力20MPa。 |
| | | 单井采气管线 | 各井场至集气干线，总长度10.08km。直井采气管道D60×5/20G，设计压力12MPa；水平井采气管道D76×6/20G，设计压力12MPa |
| | | 燃料气干线 | 莫北转油站至前哨201井，长度17.9km，D168×8/20G，设计压力12MPa，与集气干线同沟敷设。 |
| | | 单井燃料气管线 | 燃料气干线至各井场，总长度10.08km，D60×3.5/20G，设计压力1.6MPa，与单井采气管线同沟敷设。 |
| 辅助工程 | 道路 | | 新建检修道路20.61km，砂石路面，路基宽4.5m，路面宽3.5m。 |
| | 供电工程 | | 改造35kV莫北变电站 |
| | 供水工程 | | 钻井过程用水由罐车拉运，运行期不消耗新鲜水 |
| | 通信工程 | | 在井口与莫北转油站之间新建光缆线路，光缆容量按照16芯考虑，新建光缆线路与输气管线同沟敷设。 |
| 依托工程 | 莫北转油站 | | 项目天然气、凝析油、采出水依托莫北转油站处理。莫北转油站建于 2001 年，承担着莫北油田原油转输、天然气处理和转输的任务。设计采出液预脱水能力为 60×10$^4$t/a，气田气设计处理能力为 60×10$^4$m$^3$/d，伴生气设计处理能力为 60×10$^4$m$^3$/d，凝析油处理能力 140t/d，采出水处理能力 1500m$^3$/d。 |

#### 3.1.1.5 工程投资

工程总投资 14940 万元。

#### 3.1.1.6 劳动组织及定员

本项目井场无人值守，不新增劳动定员，依托新疆油田分公司采气一厂现有工作人员。

### 3.1.2 油气资源概况

#### 3.1.2.1 地层特征

根据该区钻井揭示的地层层序与区域地层对比，自上而下钻遇有第四系（Q）、新近系（N）、古近系（E）、白垩系（K）、侏罗系（J）、三叠系（T）、

二叠系（P）和石炭系（C）。该区缺失上侏罗统（J），其中二叠系（P）与三叠系（T）、三叠系（T）与侏罗系（J）、侏罗系（J）与白垩系（K）为区域性不整合，侏罗系内部头屯河组（$J_2t$）与下伏地层为不整合接触。本次开发目的层为侏罗系三工河组（$J_1s$）。

全区侏罗系西山窑组煤层强反射为标志层，煤层底界在地震剖面上表现为强振幅波峰反射，同相轴连续性好，分布稳定；在地震剖面上，三工河组二段底界波组特征表现为中-弱振幅波峰反射，波组特征较稳定，横向连续性较好，也是主要标志层。

通过对该区及周边探井、评价井声波时差曲线和密度曲线制作合成记录，并结合前哨 1、前哨 2、莫 16 井的 VSP 资料进行层位标定。标定结果表明，各井地质分层在地震剖面上一致性较好，横向上能够连续追踪对比，侏罗系三工河组二段一砂层气层在地震剖面上表现为中强振幅波谷反射特征。在单井精细标定的基础上，采用井震结合的方法进行全区地质分层对比和层位标定。

根据岩性和电性特征，侏罗系三工河组划分为三段，自下而上为三工河组一段（$J_1s_1$）、三工河组二段（$J_1s_2$）、三工河组三段（$J_1s_3$），其中三工河组二段自上而下划分为一砂层（$J_1s_2^1$）、二砂层（$J_1s_2^2$）。三工河组一段岩性以灰色细砂岩、绿灰色细砂岩及泥质粉砂岩、深灰色泥岩为主，电性特征显示双侧向电阻率为中高阻箱状，高自然伽马、自然电位曲线负异常明显；三工河组二段一砂层以灰色泥岩、中细砂岩为主，电性表现为中高阻箱状特征，自然伽马曲线与自然电位曲线在砂岩与泥岩处有明显幅度变化；三工河组二段二砂层以灰色粉细砂岩、细砂岩为主，电性整体表现为中高阻锯齿状、低自然伽马特征；三工河组三段岩性以深灰色、灰色泥岩及泥质粉砂岩为主，电性特征显示双侧向电阻率主要为高阻箱状，局部锯齿状特征，自然伽马曲线与自然电位曲线在砂岩与泥岩处有明显幅度变化。气层主要发育在三工河组二段一砂层中。

#### 3.1.2.2 构造与断裂特征

区域构造格局形成于白垩纪晚期，整体为北西-南东走向、西南倾的单斜，地层倾角较小，平均1°～2°，具有东北高、西南低的特点，发育低凸构造。

平面上，本区断裂主要分为两组，一组为北东-南西向，延伸较远，与区域上的莫北凸起延伸方向大致平行，其中前哨2井西断裂为此组断裂之一；另一组

断裂为北西-南东向，延伸距离相对较短。平面上两组断裂均为正断裂，断距较小，断面较陡，近似直立。

前哨2井区发育2条正断裂，前哨2井北断裂为北东-南西走向，倾向南东，断距20m～25m，莫16井东断裂为北东东-南西西走向，倾向北北西，断距10m～20m，断开层位为侏罗系八道湾组至西山窑组。

#### 3.1.2.3 沉积特征

准噶尔盆地早侏罗世主要为湿润气候，沉积了较厚的砂泥岩。通过已钻井的岩心、单井沉积序列、沉积相及沉积旋回分析，结合地震相和测井相识别，区块主要受东部物源体系控制，沉积相类型为三角洲-湖泊沉积。

研究区三工河组二段岩心整体以灰色、浅灰色中细砂岩、泥质细砂岩、粉砂质泥岩和泥岩为主，砂岩粒度整体偏细，变化不大，泥岩颜色以灰色等还原色为主，表明为湿润气候背景下的湖泊沉积环境。由于湿润多雨，三工河组以牵引流岩相为主，同时受坡折控制，坡折带之下局部发育重力流岩相。岩石颗粒磨圆较好，具有远物源特征，具有牵引流岩相的水下河道沉积特征，交错层理较发育，但冲刷面不明显；岩心中可见块状砂岩，伴有撕裂状泥砾，并且砂泥岩之间存在突变接触。砂岩中常发育浅灰色薄层钙质砂岩，在测井曲线上表现为明显高电阻、高密度的“钙尖”特征。

前哨 2 井区三工河组二段一砂层单井沉积相分析表明，主要发育滨浅湖-三角洲前缘亚相沉积，底部为三角洲前缘水下分流河道及间湾，上部为前缘席状砂和远砂坝微相，测井曲线整体以薄层泥岩和“钙尖”为界，呈多个齿化箱状叠置，底部岩性以灰色、浅灰色厚层块状中细砂岩为主，夹薄层灰色钙质砂岩、泥质砂岩和泥岩，砂岩见低角度交错层理，见少量椭圆形泥砾，上部为灰色厚层泥岩，测井曲线较平直，反映滨浅湖沉积特征。

在岩心相、测井相、单井相、剖面相研究的基础上，结合地震剖面、地震属性和古地貌，统计研究区砂体厚度、砂地比（44.2%～52.8%之间）等进行综合分析，对盆 1 井西凹陷东北斜坡沉积相分布特征开展刻画。该区三工河组二段一砂层沉积时期发育三角洲前缘和湖泊相类型，物源来自盆地东部，从坡上向坡下至凹陷中心，由三角洲前缘水下分流河道、前缘席状砂逐渐过渡到滨浅湖相，前哨 2 井区发育三角洲前缘水下分流河道微相。

在地震剖面上，顺物源方向，朵叶体中心沉积的砂体具有明显的前积特点，新一期沉积的砂体叠置与已沉积砂体的顶部往湖盆方向前积；垂直物源方向砂体侧积叠置，砂体表现出侧积特征，单砂体之间横向叠置分布。

#### 3.1.2.4 气藏性质

（1）气藏类型

综合相态特征、井流物组分、录测井及试气资料综合判断气藏为带弱边水、小油环的凝析气藏。

（2）气油界面

由试气成果、岩电资料、气测及压力等资料，落实了气藏的气油界面。前哨 4 气藏的气油界面为-3641.0m，主要依据如下：①前哨 401 井压裂后获日产气 2.63 万方，日产油 8.02 方，密度为 0.8104g/cm$^3$，大于前哨 2 和前哨 4 凝析油（密度为 0.7659g/cm$^3$），为轻质油；②前哨 401 井复压与前哨 2 井、前哨 4 井、前哨 201 井相当，表现为气藏特征，显示气层有一定厚度；③前哨 401 井在 4047.0m（海拔-3641.0m）处气测值出现明显的坡降，结合试气、压力特征判断此处为气油界面。油水界面为-3651m，主要依据如下：前哨 2 井区侏罗系三工河组二段油气藏和盆 5 侏罗系三工河组二段油气藏处在一个成藏带上，类比盆 5 侏罗系三工河组二段油气藏油环高度 10m 左右，前哨 2 井区侏罗系三工河组二段油气藏油环高度取值 10m，油环底界为-3651.0m；⑤前哨 401 井产出水氯离子浓度为 10598.68mg/L（压裂液氯离子浓度为 8013.37mg/L），与前哨 1 井相当，且退液量和日产气量稳定，显示该井已产地层水。前哨 2 砂体内已钻井试产试采未见油和水，但从相图和井流物资料看，气藏带油环，气油界面取值和前哨 4 砂体相同。

前哨 2 井区侏罗系三工河组二段一砂层储层区域上发育稳定，成藏主要受岩性和断裂控制，为带弱边水、小油环的岩性凝析气藏。

#### 3.1.2.5 流体性质

（1）地面原油性质

前哨 2 井区三工河组凝析气藏凝析油密度在 0.7561g/cm$^3$～0.7700g/cm$^3$ 之间，与莫北 2 气藏、盆 5 气藏基本相当；凝析油含量在 169.9g/cm$^3$～205.9g/cm$^3$ 之间，介于莫北 2 气藏和盆 5 气藏之间；黑油密度 0.8104g/cm$^3$，比莫北 2 气藏和盆 5 气藏小，为轻质原油。

**表3.1-2　　前哨2井区侏罗系三工河组$J_1s_2^1$凝析气藏原油性质参数表**

| 区块 | 油气藏 | 密度（$g/cm^3$） | 50℃粘度（mPa s） | 凝固点（℃） | 含蜡（%） | 凝析油含量（$g/m^3$） |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 前哨 2 | 前哨 2 砂体 $J_1s_2^1$ 气藏 | 0.7654 | 0.71 | -9.49 | 1.18 | 169.9 |
| | 前哨 4 砂体 $J_1s_2^1$ 气藏 | 0.7700 | 0.77 | -15.71 | 0.86 | 205.9 |
| | $J_1s_2^1$ 油环（前哨 401 井） | 0.8104 | 2.21 | -12.00 | 2.80 | |
| 莫北 2 | $J_1s_2^{1-2}$ 气藏 | 0.774 | 0.95 | -18.00 | 0.90 | 174.9 |
| | $J_1s_2^{1-2}$ 油环 | 0.842 | 7.35 | 12.60 | 7.73 | |
| 盆 5 | $J_1s_2^{2-2}$ 气藏 | 0.764 | 0.82 | -14.00 | 1.55 | 249.1 |
| | $J_1s_2^{2-2}$ 油环 | 0.846 | 7.30 | 14.59 | 5.92 | |

（2）天然气性质

前哨 2 井区三工河组凝析气藏天然气相对密度 0.630～0.639，介于莫北 2 气藏和盆 5 气藏之间，甲烷含量 89.10%～90.29%，为不含硫化氢凝析气。

**表3.1-3　　前哨2井区侏罗系三工河组J1s21凝析气藏天然气主要性质表**

| 区块 | 层位 | 相对密度 | 天然气组分（%） | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | 甲烷 | 中间烃 | $C_7^+$ | $C_{11}^+$ | 非烃 |
| 前哨 2 岩体 | $J_1s_2^1$ | 0.630 | 90.29 | 7.29 | / | / | 2.68 |
| 前哨 4 岩体 | $J_1s_2^1$ | 0.639 | 89.10 | 7.59 | / | / | 3.09 |
| 莫北 2 | $J_1s_2^1$ | 0.615 | 90.65 | 3.89 | 2.42 | 1.21 | 2.37 |
| 盆 5 井 | $J_1s_2^{2-2}$ | 0.668 | 86.12 | 8.91 | 3.13 | 1.04 | 1.84 |

（3）地层水性质

前哨 2 井区三工河组凝析气藏地层水矿化度 18486.4 mg/L～22243.64mg/L 之间，氯离子含量 9547.57mg/L～10084.97mg/L 之间，水型为 $NaHCO_3$ 型。

**表3.1-4　　前哨2井区及邻区侏罗系三工河组气藏地层水性质表**

| 区块 | 主要离子（mg/L） | | | | 矿化度（mg/L） | 水型 | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | $K^+$和 $Na^+$ | $CO_3^{2-}$ | $HCO_3^-$ | $Cl^-$ | | | |
| 前哨 2 | 8067.10 | / | 1823.49 | 10084.97 | 22243.64 | $NaHCO_3$ | 前哨 1 井 |
| | 6728.19 | / | 1322.21 | 9547.57 | 18486.40 | $NaHCO_3$ | 前哨 401 井 |
| 莫北 2 | 11352.57 | / | 938.55 | 16989.31 | 30513.29 | $NaHCO_3$ | |
| 盆 5 井 | 6562.00 | / | 694.00 | 10358.00 | 17644.00 | $CaCl_2$ | |

### 3.1.2.6 地质储量

前哨 2 井区侏罗系三工河组凝析气藏含气面积 29.2$km^2$，凝析气控制地质储量 102.67×$10^8m^3$，其中干气地质储量 98.77×$10^8m^3$，技术可采储量

63.21×$10^8$$m^3$；凝析油控制地质储量 272.00×$10^4$t（353×$10^4$$m^3$），技术可采储量 73.4×$10^4$t（95.4×$10^4$$m^3$）。

### 3.1.3 区块开发现状

盆 1 井西凹陷周缘油气勘探始于二十世纪八十年代，二十世纪九十年代以后在石西凸起、莫北凸起和莫索湾凸起陆续发现石西油田、莫北油田和莫索湾油气田侏罗系三工河组油气藏。1997 年 12 月石西 2 井区块、石 002 井区块侏罗系三工河组二段油藏上交探明含油面积 7.5$km^2$，石油地质储量 536×$10^4$t；1999 年 12 月莫北 2 井区块、莫 005 井区块侏罗系三工河组二段油气藏上交探明含油气面积 24.0$km^2$，石油地质储量 2408×$10^4$t，天然气地质储量 76.98×$10^8$$m^3$；2001 年 12 月盆 5 井区块侏罗系三工河组凝析气藏上交探明含气面积 38.1$km^2$，天然气地质储量 102.01×$10^8$$m^3$。油气发现主要集中在凸起区，相邻的凹陷斜坡区鲜有发现，勘探程度较低。2011 年新疆油田公司开拓油气勘探思路，在兼顾凸起区的同时，开始走向斜坡区，寻找盆 1 井西凹陷内构造岩性油气藏，从而开启了斜坡区油气勘探的序幕。2012 年 11 月部署风险探井前哨 1 井在三工河组二段见良好油气显示，2013 年 5 月在三工河组二段 3943.0m～3946.5m 进行试油，经破堵后自喷，获日产气 2.82×$10^4$$m^3$、日产油 19.97$m^3$，实现了由源边凸起区勘探向源内凹陷区勘探的突破。

前哨 2 井区发现井为前哨 2 井，2019 年 5 月在三工河组二段 3972.0m～3990.0m 进行试油，经破堵、气举后自喷，10mm 油嘴试气 8 小时获稳定日产气 12.63×$10^4$$m^3$、折日产油 21.32t，10mm 油嘴试气 4 小时获最高日产气 20.26×$10^4$$m^3$、折日产油 51.62t，从而发现了前哨 2 井区侏罗系三工河组凝析气藏。前哨 2 井获高产工业油气流后，迅速部署前哨 3、前哨 4 井。2020 年 4 月前哨 4 井完井后在三工河组二段 4002.5m～4026.0m 进行油管分层压裂试油，总用压裂液 685$m^3$，加陶粒 60$m^3$，抽汲放喷后 10mm 油嘴试气 6 小时获稳定日产气 24.40×$10^4$$m^3$、折日产油 46.97t，12mm 油嘴试气 2 小时获最高日产气 30.36×$10^4$$m^3$、折日产油 58.75t。

为进一步扩大三工河组二段勘探成果，快速落实前哨 2 井区气藏规模，勘探评价一体化，2020 年 7 月相继上钻前哨 201、前哨 401 井。其中前哨 201 井完井后在三工河组二段 4024.5m～4041.0m 进行试油，总用压裂液

566.1m$^3$，加陶粒 50m$^3$进行储层改造，气举放喷后 5mm 油嘴试气 24 小时获稳定日产气 6.79×10$^4$m$^3$、日产油 16.46t，12mm 油嘴试气 1 小时获最高日产气 28.03×10$^4$m$^3$、折日产油 70.72t。前哨 401 井完井后在三工河组二段 4036.0m～4045.5m 进行试油，总用压裂液 336.2m$^3$，加陶粒 30m$^3$进行储层改造，2 次气举放喷后油嘴试气获日产气 2.15×10$^4$m$^3$、日产油 6.17t。

目前，前哨 2 井区侏罗系三工河组凝析气藏共有探井 2 口，评价井 2 口，试油获工业气流 4 井 4 层，尚未进行规模化开发，属陆地天然气开采新区块开发。

项目区现有工程环保手续履行情况见表 3.1-5。

**表 3.1-5　　现有工程环保手续统计表**

| 序号 | 井号 | 井深 | 完钻时间 | 环评 | 验收 |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 前哨 2 | 4310 | 2019 年 4 月 | 呼环评函字〔2018〕29 号 | 2019 年 9 月 28 日完成自主验收，见附件 2。 |
| 2 | 前哨 3 | 4325 | 2020 年 2 月 | 呼环评字〔2019〕36 号 | 2020 年 9 月 8 日完成自主验收，见附件 3。 |
| 3 | 前哨 4 | 4180 | 2020 年 1 月 | | |
| 4 | 前哨 201 | 4084 | 2020 年 8 月 | 呼环评字〔2020〕22 号 | 正在进行 |

根据现场调查，前哨 3 井已封井，其余 3 口井在勘探评价过程中，落实了环评及批复中提出环保措施，现场无遗留的环境问题。

## 3.1.4 开发方案

### 3.1.4.1 部署结果

本项目计划部署采气井 9 口（其中新井 6 口，老井利用 3 口）、评价井 1 口，钻井总进尺 3.53×10$^4$m，新建集气干线 17.9km，单井采气管线 10.08km，燃料气干线 17.9km，单井燃料气管线 10.08km，检修道路 20.61km，175kW 水套炉加热节流撬 4 台、120kW 水套炉加热节流撬 6 台，同时配套建设供电、通信、自控、土建等公用工程。新建产能天然气 2.03×10$^8$m$^3$ /a，凝析油 2.22×10$^4$t/a。天然气、凝析油、采出水依托莫北转油站处理。

单井采用加热节流工艺，井场加热后，采出物流经多相流量计计量后搭接至集输管线输至莫北转油站。采出物流在莫北转油站三相分离后，采出气进气

田气处理系统处理后，经莫北～石西气田气输气管道外输至彩石克管网供下游用户使用；采出水进采出水处理系统处理后回注油藏；凝析油经气田气凝析油处理系统处理后装车外售。

#### 3.1.4.3 开发指标预测

新建产能天然气 $2.03\times10^8m^3$ /a，凝析油 $2.22\times10^4t/a$，其中直井采气井场单井产气 $5\times10^4m^3/d$，凝析油油 5t/d；水平井采气井场单井产气 $7.5\sim10\times10^4m^3/d$，凝析油油 7.5~9t/d。可稳产 8 年，稳产期末累积采气 $16.5\times10^8m^3$，采出程度 30.9%，地层压力 24.6MPa，压力保持程度 63.1%；最终累计产气 $29.5\times10^8m^3$，气藏采收率 55.4%。开发指标预测见表 3.1-6。

**表 3.1-6　　前哨 2 井区侏罗系三工河组凝析气藏产能开发指标预测表**

| 开发时间（年） | 年产气（亿方） | 年产凝析油（万吨） | 年产水（万吨） | 采气速度（%） | 累积产气（亿方） | 气采出程度（亿方） | 地层压力（兆帕） |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 2021 | 0.50 | 0.60 | 0.08 | 0.9 | 0.5 | 0.9 | 38.1 |
| 2022 | 1.75 | 2.10 | 0.09 | 3.3 | 2.3 | 4.2 | 37.0 |
| 2023 | 2.03 | 2.22 | 0.09 | 3.8 | 4.3 | 8.0 | 35.4 |
| 2024 | 2.03 | 2.06 | 0.10 | 3.8 | 6.3 | 11.8 | 33.5 |
| 2025 | 2.03 | 1.93 | 0.15 | 3.8 | 8.3 | 15.7 | 31.8 |
| 2026 | 2.03 | 1.80 | 0.25 | 3.8 | 10.4 | 19.5 | 30.0 |
| 2027 | 2.03 | 1.68 | 0.35 | 3.8 | 12.4 | 23.3 | 28.5 |
| 2028 | 2.03 | 1.55 | 0.50 | 3.8 | 14.4 | 27.1 | 26.7 |
| 2029 | 2.03 | 1.40 | 0.54 | 3.8 | 16.5 | 30.9 | 24.6 |
| 2030 | 1.95 | 1.23 | 0.49 | 3.7 | 18.4 | 34.6 | 22.6 |
| 2031 | 1.81 | 1.05 | 0.47 | 3.4 | 20.2 | 38.0 | 20.8 |
| 2032 | 1.66 | 0.91 | 0.44 | 3.1 | 21.9 | 41.1 | 19.1 |
| 2033 | 1.50 | 0.71 | 0.41 | 2.8 | 23.4 | 43.9 | 17.6 |
| 2034 | 1.28 | 0.56 | 0.38 | 2.4 | 24.7 | 46.3 | 16.3 |
| 2035 | 1.08 | 0.44 | 0.35 | 2.0 | 25.7 | 48.3 | 15.4 |
| 2036 | 0.92 | 0.33 | 0.32 | 1.7 | 26.7 | 50.0 | 14.4 |
| 2037 | 0.77 | 0.25 | 0.28 | 1.4 | 27.4 | 51.5 | 13.3 |
| 2038 | 0.66 | 0.21 | 0.24 | 1.2 | 28.1 | 52.7 | 12.2 |
| 2039 | 0.56 | 0.18 | 0.22 | 1.1 | 28.7 | 53.8 | 11.0 |
| 2040 | 0.47 | 0.14 | 0.19 | 0.9 | 29.1 | 54.7 | 10.0 |
| 2041 | 0.41 | 0.13 | 0.17 | 0.8 | 29.5 | 55.4 | 9.0 |
| 总 | 29.53 | 21.48 | 6.11 | 55.4 | 29.5 | 55.4 | 9.0 |

### 3.1.5 主体工程

主体工程包括钻井工程、采气工程和地面工程，其中地面工程包括井场、集输管线、道路建设。

### 3.1.5.1 钻井工程

本工程计划部署采气井 9 口、评价井 1 口，其中新钻井 7 口（直井评价井 1 口、水平井 6 口），老井利用 3 口（完钻勘探井转为生产井），钻井总进尺 $3.53\times10^4$m。各井基本情况见表 3.1-7。

**表 3.1-7　　各基本情况统计表**

| 序号 | 井号 | 井型 | 井口坐标 | | 井深/m | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | Y 坐标 | X 坐标 | | |
| 1 | 前哨 2 | 完钻直井 | | | 4310 | 2019 年 4 月完钻 |
| 2 | 前哨 201 | 完钻直井 | | | 4084 | 2020 年 8 月完钻 |
| 3 | 前哨 4 | 完钻直井 | | | 4180 | 2020 年 1 月完钻 |
| 4 | 前哨 202 | 直井 | | | 4025 | |
| 5 | 前哨 203_H | 水平井 | | | 5200 | |
| 6 | QSHW202 | 水平井 | | | 5150 | |
| 7 | QSHW203 | 水平井 | | | 5100 | |
| 8 | QSHW204 | 水平井 | | | 5200 | |
| 9 | 前哨 402_H | 水平井 | | | 5400 | |
| 10 | QSHW402 | 水平井 | | | 5150 | |

（1）井身结构

①水平井

本项目新钻水平井 6 口，采用三开水平井井深结构。

一开：采用 Φ444.5mm 钻头钻至井深 500m（钻穿地表未成岩砂层，进入稳定泥岩段 5~10m），下入 Φ339.7mm 表层套管，水泥浆返至地面。封隔地表松散易塌地层，并为井口控制和后续安全钻井创造条件。

二开：采用 Φ311.2mm 钻头钻至斜深 3973m（钻穿 $J_2x$，进入 $J_1s_3$ 中上部稳定泥岩地层），下入 Φ244.5mm 技术套管，封隔上部易失稳不稳定地层，固井水泥浆返至井深 2500m，为三开安全钻井和油气层保护创造条件。

三开：采用 Φ165.1mm 钻头钻至设计完钻井深，下入 Φ139.7mm+Φ127mm 复合油层套管，固井水泥浆返至井深 3000m。

水平井井深结构示意图见图 3.1-3。

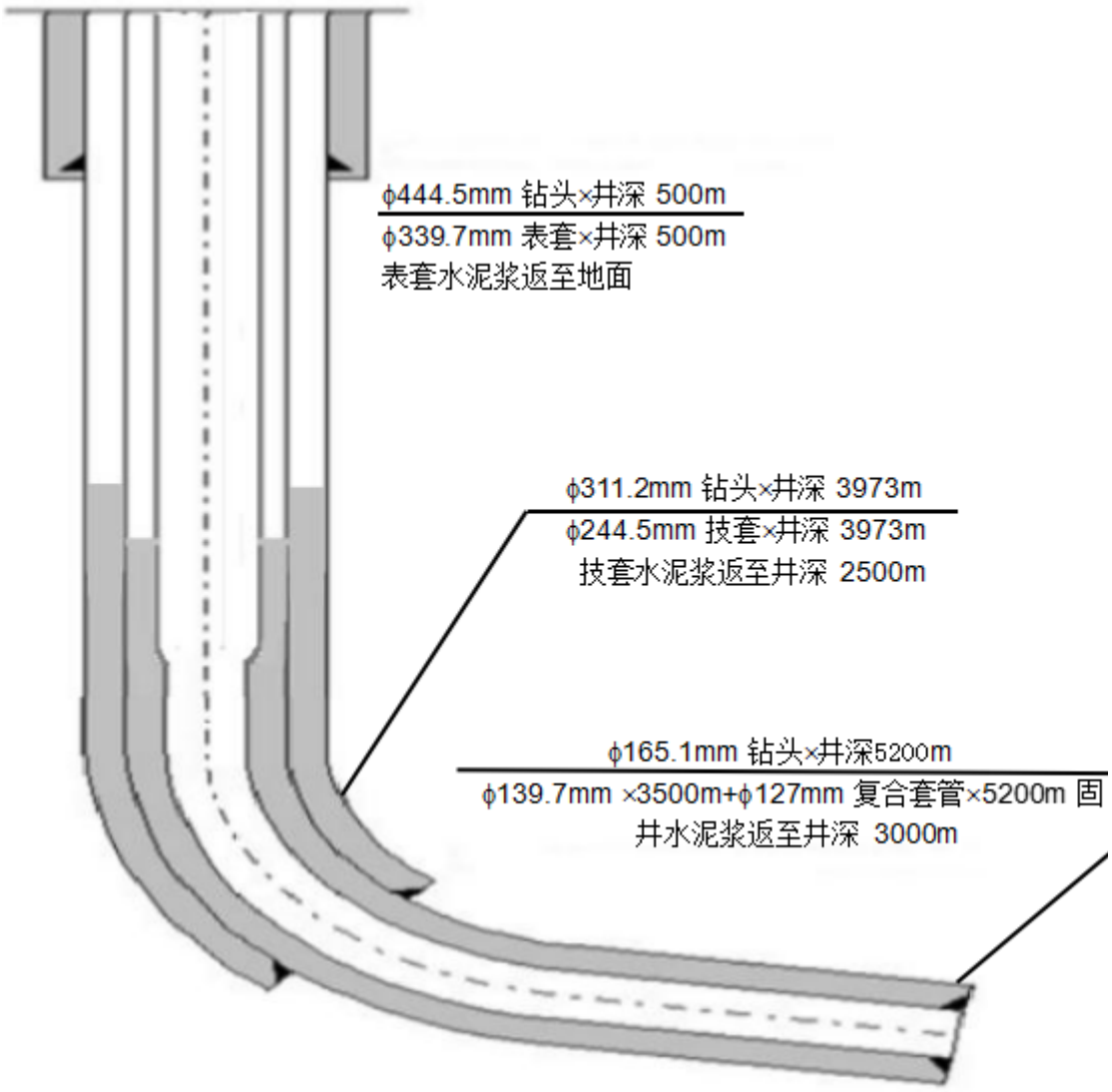



**图 3.1-3　　水平井井深结构示意图**

②直井

本项目新钻直井评价井 1 口，采用三开直井井深结构。

一开：采用Φ444.5mm钻头钻至井深 500m，下入Φ339.7mm表层套管，固井水泥浆返至地面，为井口控制和下部地层安全钻井创造条件。

二开：采用Φ311.2mm钻头钻至井深 3210m，钻穿三工河组，并进入稳定泥岩，下入Φ244.5mm技术套管封隔上部缩径垮塌等不稳定地层，固井水泥浆返至井深 2200m。

三开：采用 Φ215.9mm 钻头钻至设计完钻井深，下入 Φ139.7mm 油层尾管，完井时回接 Φ139.7mm 套管至井口，固井水泥浆返至地面。

直井井深结构示意图见图 3.1-4。

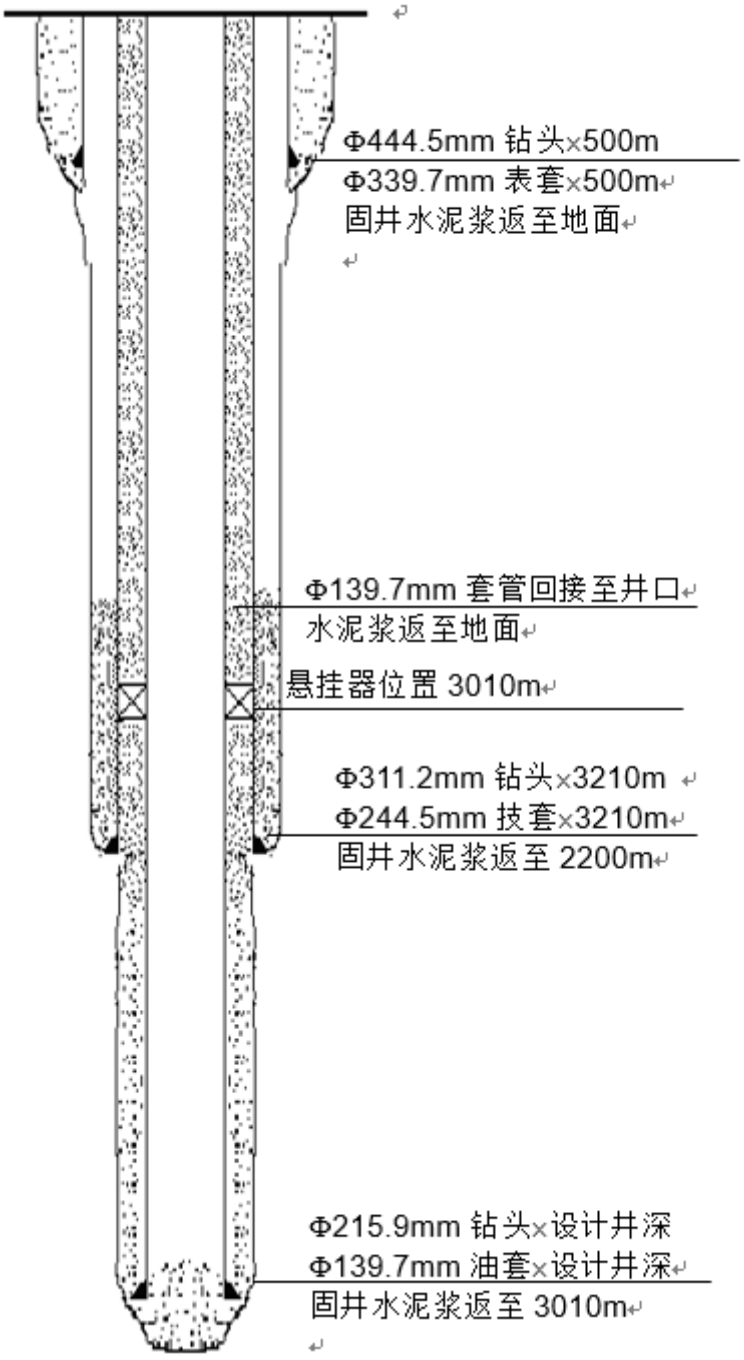



**图 3.1-4　直井井深结构示意图**

（2）钻井液

本项目钻井过程中，一开、二开采用水基非磺化钻井液体系，三开采用油基钻井液体系。

①一开钻井液体系

钻井液体系：坂土-CMC 钻井液体系。

配方：8%坂土＋0.4%$Na_2CO_3$ +0.4%CMC（中）+重晶石。

②二开钻井液体系

钻井液体系：有机盐钻井液体系

配方：水+2%~3%Visco1+0.3%$Na_2CO_3$+0.05%~0.1%XC+0.1~0.2%IND10+1%~2%Redu1+3%~5%NFA-25+2% PGCS-1（或 WRF-9）+25%~30%Weigh2+1%胺基抑制剂+1%玻璃小球+0.3%KSZJ-1+重晶石。

③三开钻井液体系

钻井液体系：白油基钻井液体系

配方：85:15（白油:30%$CaCl_2$ 水溶液）+2%~2.5%主乳化剂 JX-EMUL+0.5%~1%辅乳化剂 JX-COAT+1%润湿剂 JX-WET+2.5%~3.0%有机土 JX-GEL+2.5%降滤失剂 JX-FLR+1.5%CaO+1.0%增粘剂 JX-HSV-4+2%天然沥青+重晶石。

#### 3.1.5.2 采气工程

本工程采用衰竭式开发，新建无人值守采气井场 10 座，每座井场设置 1 座采气树。

#### 3.1.5.3 集输工程

单井采用加热节流工艺，井场加热后，采出物流经多相流量计计量后搭接至集输管线输至莫北转油站。采出物流在莫北转油站三相分离后，采出气进气田气处理系统处理后，经莫北～石西气田气输气管道外输至彩石克管网供下游用户使用；采出水进采出水处理系统处理后回注油藏；凝析油经气田气凝析油处理系统处理后装车外售。

**（1）集输管线**

本工程自前哨 201 井采气井场新建一条集气干线，各单井新建采气管线分别搭接至集气干线，保温输至莫北转油站气田气处理系统。

本工程新建前哨 201 井至莫北转油站集气干线，长度 17.9km，D168×8/20G，设计压力 20MPa。新建各井场至集气干线，总长度 10.08km。直井采气管道 D60×5/20G，设计压力 12MPa；水平井采气管道 D76×6/20G，设计压力 12MPa。

集输管线统计情况见表 3.1-8，集输管网示意见图 3.1-5。

**表 3.1-8　　集输管线工程规模统计表**

| 序号 | 管道起点 | 管道终点 | 管道类别 | 长度 | 采气规模 | 设计压力 |
|---|---|---|---|---|---|---|

| | | | | km | $\times10^4m^3/d$ | MPa |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 前哨 201 井 | 莫北转油站 | 集气干线 | 17.9 | 5.0 | 20 |
| 2 | 前哨 2 井 | 集气干线 | 单井采气管道 | 0.95 | 5.0 | 12 |
| 3 | 前哨 4 井 | 集气干线 | 单井采气管道 | 0.76 | 5.0 | 12 |
| 4 | 前哨 202 | 集气干线 | 单井采气管道 | 1.75 | 5.0 | 12 |
| 5 | 前哨 203_H | 集气干线 | 单井采气管道 | 1.2 | 7.5 | 12 |
| 6 | QSHW202 | 集气干线 | 单井采气管道 | 0.82 | 10.0 | 12 |
| 7 | QSHW203 | 集气干线 | 单井采气管道 | 0.99 | 10.0 | 12 |
| 8 | QSHW204 | 集气干线 | 单井采气管道 | 1.25 | 10.0 | 12 |
| 9 | 前哨 402_H | 集气干线 | 单井采气管道 | 1.5 | 7.5 | 12 |
| 10 | QSHW402 | 集气干线 | 单井采气管道 | 0.86 | 10.0 | 12 |
| 合计 | | | | 27.98 | | |

**（2）井口加热工程**

①加热设备

本工程单井采用加热节流工艺，井场采用水套炉加热节流橇，共设置 175kW 水套炉加热节流撬 4 台、120kW 水套炉加热节流撬 6 台。加热设备采用莫北转油站返输干气作为燃料气，燃料气耗气量为 4040$Nm^3/d$。各井加热设备统计见表 3.1-9。

**表 3.1-9　　各井加热设备统计表**

| 序号 | 位置 | 加热设备 | 耗气量/耗电量 |
|---|---|---|---|
| 1 | 前哨 201 井 | 120kW 水套炉加热节流撬 | 340$Nm^3/d$ |
| 2 | 前哨 2 井 | 120kW 水套炉加热节流撬 | 340$Nm^3/d$ |
| 3 | 前哨 4 井 | 120kW 水套炉加热节流撬 | 340$Nm^3/d$ |
| 4 | 前哨 202 | 120kW 水套炉加热节流撬 | 340$Nm^3/d$ |
| 5 | 前哨 203_H | 120kW 水套炉加热节流撬 | 340$Nm^3/d$ |
| 6 | QSHW202 | 175kW 水套炉加热节流撬 | 500$Nm^3/d$ |
| 7 | QSHW203 | 175kW 水套炉加热节流撬 | 500$Nm^3/d$ |
| 8 | QSHW204 | 175kW 水套炉加热节流撬 | 500$Nm^3/d$ |
| 9 | 前哨 402_H | 120kW 水套炉加热节流撬 | 340$Nm^3/d$ |
| 10 | QSHW402 | 175kW 水套炉加热节流撬 | 500$Nm^3/d$ |

②燃料气管线

燃料气为莫北转油站返输干气，新建莫北转油站至前哨 201 井燃料气干线，长度 17.9km，D168×8/20G，设计压力 12MPa，与集气干线同沟敷设；新建燃料气干线至各井场单井燃料气管线，总长度 10.08km，D60×3.5/20G，设计压力 1.6MPa，与单井采气管线同沟敷设。

**图 3.1-5　本项目集输管网示意**

## 3.1.6 辅助工程

辅助工程包括供配电、自控、通信、防腐、道路等。

### 3.1.6.1 供配电工程

本工程用地负荷约 373kW，为二级用电负荷，新增负荷位于莫北 35kV 变电站供电范围。本工程新建一条 10kV 架空线路为本次新增负荷供电，引自莫北变电站 10kV 备用出线柜，其中主干线 24km，分支线共 12.5km。新建 10kV 架空线路主干线导线采用 JL/G1A-120/20，分支线导线采用 JL/G1A-70/20。

目前莫北变电站设备年久失修，存在供电电压不稳定等生产供电不安全因素，本次需对其改造。主要包括莫北 35kV、10kV 开关柜及附件改造，综合自动化系统进行改造。电气主接线尽量与已建原有电气主接线形式保持一致；已建各设备基础、电缆沟尽量不做改动，充分利用。

### 3.1.6.2 自控工程

采气井场采用“无人值守、故障巡检、远程控制”的管理模式进行设计。本工程在每座采气井场新建 1 套 RTU 及现场一次仪表,实现井场工艺参数的实时采集、显示、报警、联锁和存储等功能。

新建井站数据通过新建光纤传输链路接入莫北转油站，井场 RTU 采用 MODBUS TCP 协议接入莫北转油站已建 DCS 系统。

### 3.1.6.3 通信工程

在井口与莫北转油站之间新建光缆线路，光缆容量按照 16 芯考虑，其中 2 芯用于传输自动化数据，2 芯用于视频监控，其余备用。光缆在前哨 201 井接入转油站，其余按照就近串接方式最终引至前哨 201 井。新建光缆线路与输气管线同沟敷设。

### 3.1.6.4 道路工程

本工程新建采气井场的巡检道路 20.61km，按公路四级道路标准设计。各井场道路规模见表 3.1-10。

**表 3.1-10　　新建检修道路规模统计表**

| 序号 | 井场 | 单位 | 规模 |
|---|---|---|---|
| 1 | 前哨 2 | m | 820 |
| 2 | 前哨 4 | m | 1080 |
| 3 | 前哨 201 | m | 10750 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| 4 | QSHW203 | m | 780 |
| 5 | QSHW402 | m | 500 |
| 6 | 前哨 203_H | m | 1550 |
| 7 | QSHW202 | m | 930 |
| 8 | QSHW204 | m | 2450 |
| 9 | 前哨 402_H | m | 830 |
| 10 | 前哨 202 | m | 920 |

（1）路基、路面

路基：采用低路堤式，填高按 1.0m 控制，填方土方为 149812.5m$^3$。

路面：砂砾路面，路基宽 4.5m，路面宽 3.5m；路基填方边坡为 1:1.75，挖方段设 1m 落沙台，路堑边坡 1：1.75，路基压实度不低于 93%。

路面结构：25cm 厚级配砂砾+聚丙烯编织布，路肩结构采用与路面结构一致。

（2）筑路材料

本工程不设取弃土场，筑路材料均外购。

天然砂砾从红浅料场，平均运距 210km；

面层用碎石从后山料场拉运，平均运距 220km；

水泥从克拉玛依购买，平均运距 205km；

沥青从克拉玛依拉运，平均运距 205km；

聚丙烯编织布从乌鲁木齐拉运，运距 350km；

水从 148 团拉运，平均运距 3km；

芦苇从福海拉运，平均运距 550km。

3.1.6.5 防腐设计

基础防腐：根据现场地质情况，按《工业建筑防腐蚀设计标准》（GB/T50046-2018）的相关要求进行处理。本次按弱腐蚀考虑，刷冷底子油二道，沥青胶泥涂层厚度≥300μm。

钢构件除锈：本工程钢构件表面均应进行除锈处理,除锈质量等级应达到国标中 St2.0 级标准, 采用醇酸防锈底漆两道；黄色防锈面漆两道。

围栏及其大门做浸塑处理，包塑 1mm。

### 3.1.7 依托工程

本项目天然气、凝析油、采出水依托莫北转油站处理。

采出物流经多相流量计计量后搭接至集输管线输至莫北转油站。采出物流在莫北转油站三相分离后，采出气进气田气处理系统处理后，经莫北～石西气田气输气管道外输至彩石克管网供下游用户使用；采出水进采出水处理系统处理后回注油藏；凝析油经气田气凝析油处理系统处理后装车外售。

莫北转油站建于 2001 年，承担着莫北油田原油转输、天然气处理和转输的任务。设计采出液预脱水能力为 $60\times10^4$t/a，气田气设计处理能力为 $60\times10^4$m$^3$/d，伴生气设计处理能力为 $60\times10^4$m$^3$/d，凝析油处理能力 140t/d，采出水处理能力 1500m$^3$/d。莫北转油站建设初期未开展环境影响评价，2016 年进行了一次油水处理工艺完善改造，其环境影响评价文件由原自治区环保厅批复（新环函〔2016〕560 号），2019 年 12 月 5 日完成企业自主验收（见附件 4）。石西油田作业区分别于 2011 年、2021 年完成两次环境影响后评价工作，对所辖工程实际产生的环境影响以及污染防治、生态保护和环境风险防范措施的有效性进行了跟踪监测和验证评价，2021 年环境影响后评价备案意见见附件 5。

（1）气田气处理系统

莫北转油站气田气处理系统于 2002 年建成，设计天然气处理规模为 $60\times10^4$Nm$^3$/d，目前所辖气井共有 8 口，其中 2 口已停产关井，其余 6 口为间开井，因进站压力过低，目前气田气与增压后伴生气汇合输至石西联合处理站统一处理。集气间来气压力 8.1MPa、温度 20~21℃条件下进入生产分离器进行分离，分出的天然气注入乙二醇后，水合物生成温度降到-10℃，进入气气换热器换热到 3~5℃后，再次注入乙二醇，经过节流阀节流降压到 4.2~4.5MPa，温度-15~-16℃，然后进入低温分离器进行分离，分出的气经过气气换热器与原料气复热至 3~5℃后计量输送至彩石克环网。气田气处理系统工艺流程图见图 3.1-6。

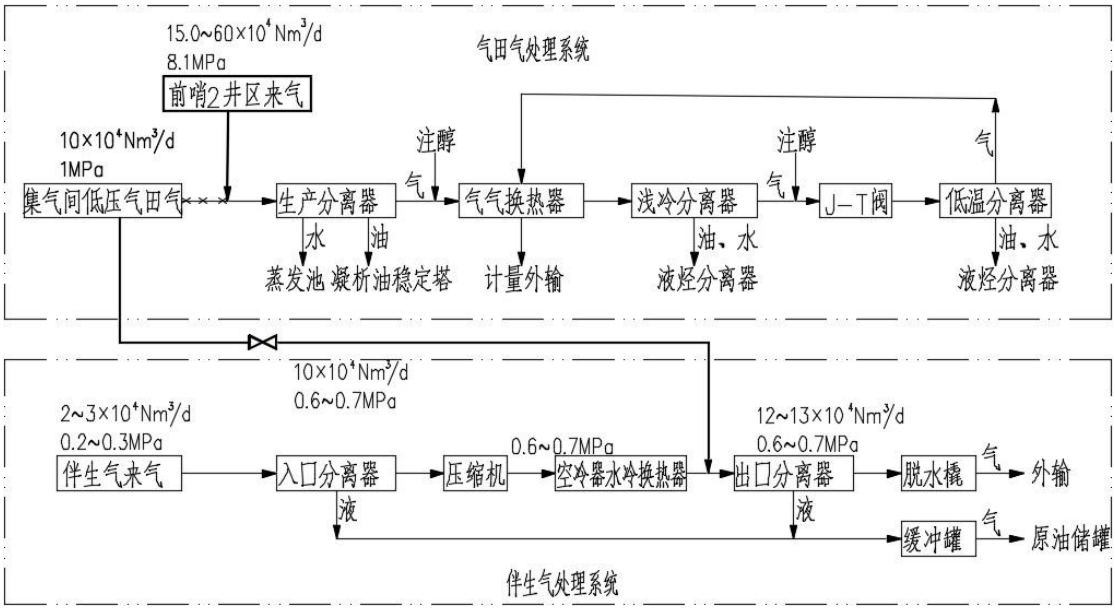



**图 3.1-6　莫北转油站气田气处理系统工艺流程图**

（2）凝析油处理系统

莫北转油站凝析油处理规模为 140t/d，目前日处理凝析油量 7~10t。生产分离器来油、浅冷分离器、低温分离器来液节流至 2.5MPa，输至液烃三相分离器，分出的凝析油经节流后（0.5MPa）进入稳定塔，凝析油稳定塔采用导热油作为加热介质，控制塔底温度 110℃，采用气动调节阀控制塔顶压力稳定在 0.4MPa。稳定塔顶部排出的不凝气输至外输气调压后端燃料气系统，塔底稳定凝析油经空冷器空冷，输至稳定凝析油储罐装车外售。凝析油处理系统工艺流程见图 3.1-7。

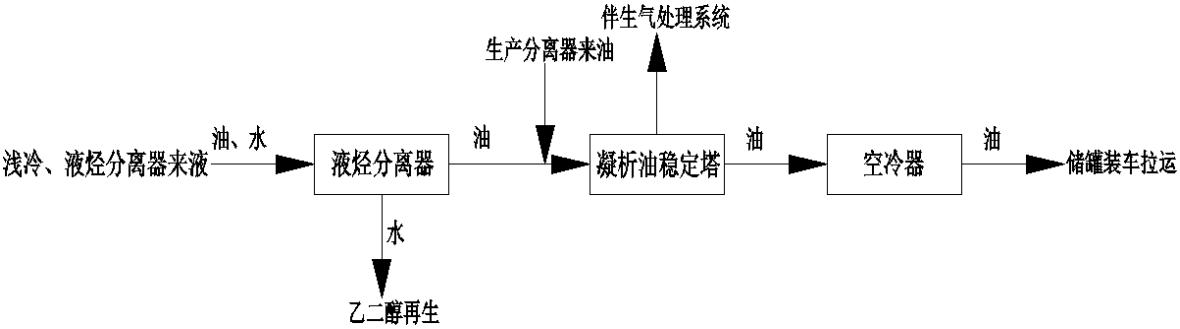



**图 3.1-7　气田气处理系统凝析油处理工艺流程图**

（3）采出水处理系统

莫北转油站于 2016 年建设一套处理规模为 1500m$^3$/d 的采出水处理装置，目前转油站采出水量约 400m$^3$/d。采用 SGOT 工艺，原油预脱水系统来水进入 SGOT 双旋流除油器进行物理除油，除油器可去除大部分水体中的油。出水进

入缓冲水罐，经泵提升后进入 SGOT 速沉器，在速沉器中投加絮凝剂、助凝剂，药剂与污水反应后出水进入 SGOT 过滤器，经过滤后出水进注水系统进行回注。采出水处理工艺流程见图 3.1-8。

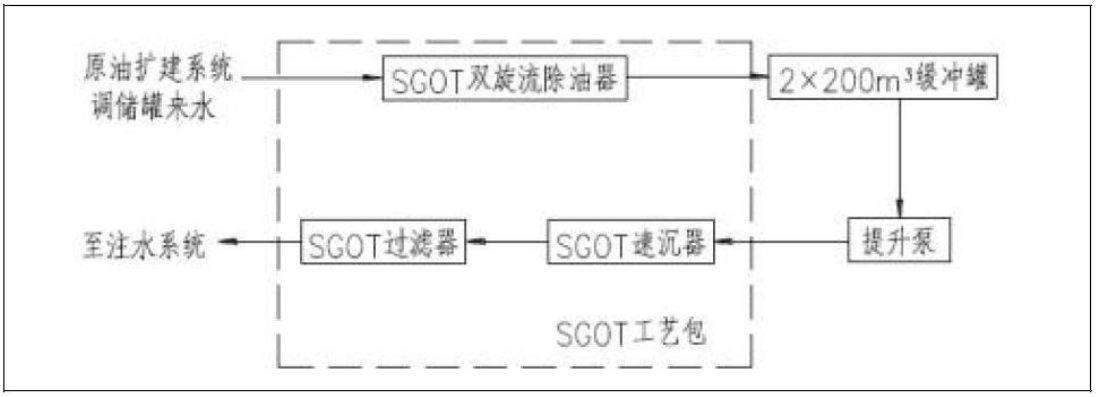



**图 3.1-8　采出水处理流程框图**

（4）依托可行性分析

①天然气依托可行性分析

本项目天然气依托莫北转油站气田气处理系统处理，设计天然气处理规模为 $60\times10^4Nm^3/d$，目前所辖气井共有 8 口，其中 2 口已停产关井，其余 6 口为间开井，因进站压力过低，目前气田气与增压后伴生气汇合输至石西联合处理站统一处理。本项目最大气量为 $60.0\times10^4Nm^3/d$，依托可行。

②凝析油依托可行性分析

本项目的凝析油处理依托莫北转油站气田气凝析油系统处理，设计处理规模为 140t/d，目前日处理凝析油量 7~10t，富余量为 130t/d。本项目凝析油产量最大约 67t/d，依托可行。

③采出水依托可行性分析

本项目采出水依托莫北转油站采出水处理系统处理，设计处理规模 1500m³/d，目前处理量约 400m³/d，富余量为 1100m³/d，设计出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）的生产回注水质指标要求。本项目采出水量最大约 17m³/d，依托可行。

可行性分析见表 3.1-11。

**表 3.1-11　本项目天然气、凝析油、采出水处理依托可行性分析**

| 产能 | 设计规模 | 目前处理量 | 富余量 | 本项目新增处理规模 | 可行性分析结论 |
|---|---|---|---|---|---|
| 天然气 | $60\times10^4Nm^3/d$ | $0Nm^3/d$ | $60\times10^4Nm^3/d$ | $60\times10^4Nm^3/d$ | 依托可行 |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| 凝析油 | 140t/d | 10t/d | 130t/d | 67t/d | 依托可行 |
| 采出水 | 1500m$^3$/d | 400m$^3$/d | 1100m$^3$/d | 17m$^3$/d | 依托可行 |

# 3.2 工程分析

## 3.2.1 影响因素及污染源构成

本工程建设可分为施工期、运行期和闭井期三个阶段。

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

本工程包括钻井、地面工程建设、采气、油气集输等施工作业内容，基本属于开发建设期和生产运行期的建设活动。项目建设污染源构成见表 3.2-1。

环境影响因素主要来源于单井及与其相关的钻井、采气、井下作业、油气集输等各工艺过程，影响结果包括生态影响，以及排放的污染物质导致的环境污染。油田开发过程污染物排放流程见图 3.2-1。

**表 3.2-1　　项目建设污染源构成**

| 开发作业过程 | 主要污染物 | 污染源性质 |
|---|---|---|
| 钻井 | 钻井废水、生活污水 | 临时性污染源，随作业结束而消除 |
| | 柴油机烟气 | 临时性污染源，随作业结束而消除 |
| | 废弃钻井泥浆<br>钻井岩屑 | 临时性污染源，作业结束后不再产生，但仍存在于环境中 |
| | 噪声 | 临时性污染源，随作业结束而消除 |
| | 占地 | 生态影响 |
| 井下作业 | 落地原油 | 间断性污染源 |
| | 修井废水、洗井废水、压裂液 | 间断性污染源 |
| | 噪声 | 间断性污染源 |
| 采油和油气集输 | 采油废水、生活污水 | 持续性影响环境的污染源 |
| | 燃烧烟气、烃类气体 | 持续性影响环境的污染源 |
| | 废油泥砂、落地原油 | 持续性影响环境的污染源 |
| | 噪声 | 持续性影响环境的污染源 |
| | 占地 | 生态影响 |

油气田开发的污染源是钻井、井下作业、采气、油气集输、储运等各工艺过程，以及计量站、拉油站、集输管网等设施所组成的区域性污染源。根据现场勘察和类比调查，油田开发环境影响因素识别见表 3.2-2。

**表 3.2-2　　环境影响因素识别表**

| 建设活动 | 主要环境影响因素 | 环境影响因素主要受体 | 备注 |
|---|---|---|---|
| 钻井 | 排放废弃钻井泥浆、岩屑 | 土壤、地下水 | 施工期 |
| | 排放污水 | 土壤、地下水 | |
| | 设备、车辆产生噪声 | 声环境 | |
| | 排放车辆、设备尾气 | 环境空气 | |
| | 井喷爆炸、火灾等 | 土壤、环境空气及生态环境 | 事故 |
| 管线敷设 | 油田建设施工、车辆碾压等 | 土壤和景观 | 施工期 |
| | 排放设备、车辆尾气 | 环境空气 | |
| | 设备、车辆产生噪声 | 声环境 | |
| | 施工固体废物 | 土壤 | |
| 建设活动 | 主要环境影响因素 | 环境影响因素主要受体 | 备注 |
| 油气集输 | 排放含油废水 | 地下水 | 非正常 |
| | 井场加热炉排放废气 | 环境空气 | 运行期 |
| | 产生设备噪声 | 声环境 | |
| | 油气泄漏、含油污水泄漏 | 土壤、地下水 | 事故 |
| 井下作业 | 产生作业废水 | 土壤、地表水 | 施工期<br>运行期 |
| | 产生作业废气 | 环境空气 | |
| | 产生设备噪声 | 声环境 | |

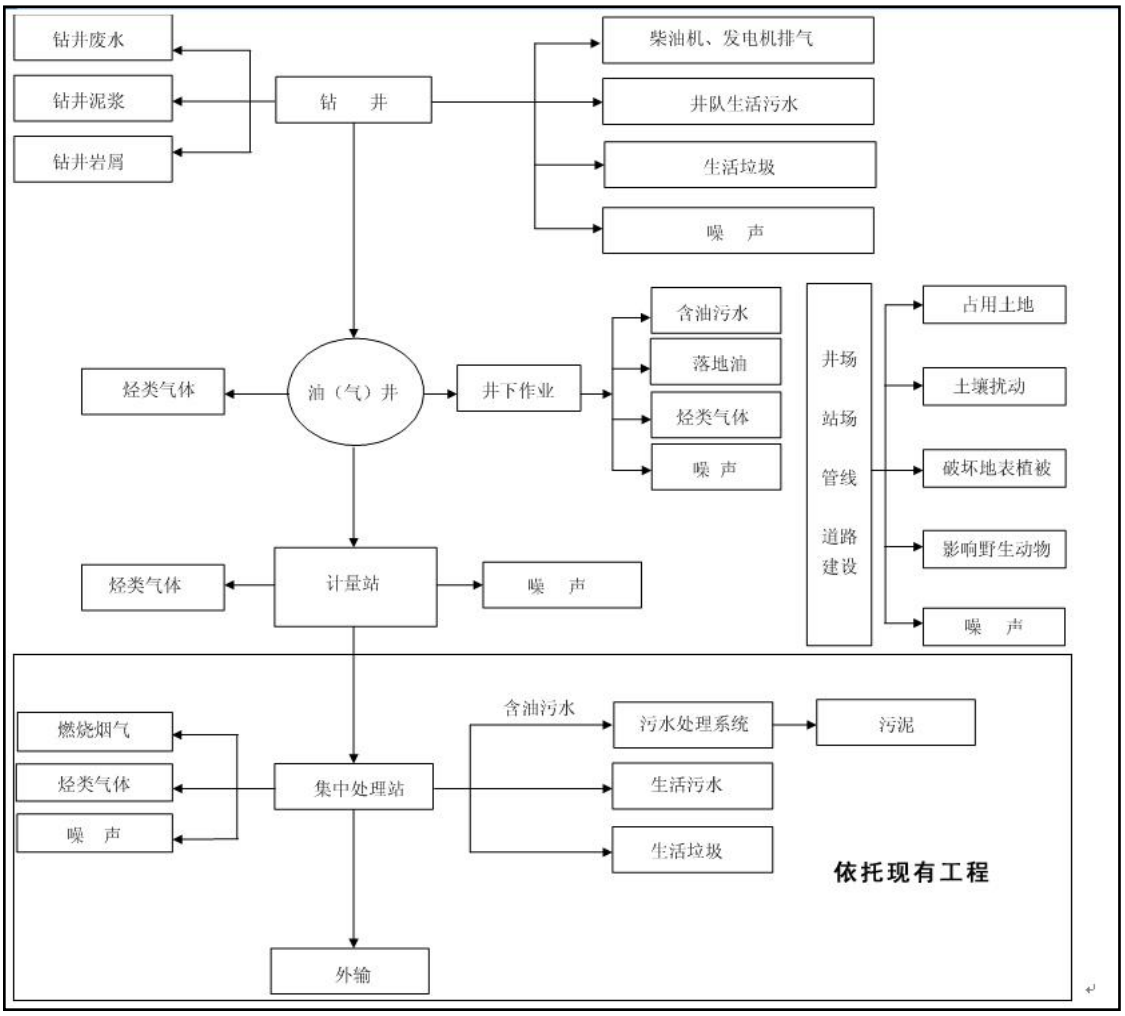



**图 3.2-1　油（气）田开发过程污染物排放流程示意图**

## 3.2.3 施工期生态影响及污染源分析

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

### 3.2.3.1 生态影响因素

本项目计划部署采气井 9 口（其中新井 6 口，老井利用 3 口）、评价井 1 口，钻井总进尺 $3.53\times10^4$m，新建集气干线 17.9km，单井采气管线 10.08km，燃料气干线 17.9km，单井燃料气管线 10.08km，检修道路 20.61km。采（集）气管线与燃料气管线同沟敷设。

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

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

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

本项目占地分为永久占地和临时占地，永久占地主要为井场和道路，临时占地为管线。根据估算，本项目总占地面积 49.05hm$^2$，其中永久性占地面积为 10.03hm$^2$，临时占地面积 39.02hm$^2$，工程占地类型主要为沙地，详见表 3.2-1。

**表 3.2-1　　占地面积统计表**

| 序号 | 建设项目 | | 面积(hm$^2$) | | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | 永久占地 | 临时占地 | |
| 1 | 井场 | | 0.75 | 5.78 | 部署井场 10 座，单井永久占地 30×25m；新钻井 7 口，临时占地 90×100m，临时占地已扣除永久占地范围 |
| 2 | 道路 | | 9.28 | 0 | 20.61km，砂石路面宽 4.5m |
| 3 | 施工营地 | | | 1.68 | 设施工营地 7 处，40×60m |
| 4 | 管线 | 集气干线 | 0 | 21.48 | 新建集气干线 17.9km，燃料气干线 17.9km，同沟敷设，作业带宽度 12m |
| | | 单井管线 | 0 | 10.08 | 新建单井采气管线 10.08km，单井燃料气管线 10.08km，同沟敷设，作业带宽度 10m |
| | 合计 | | 10.03 | 39.02 | |

### 3.2.3.2 施工期污染源分析

施工期主要污染来自钻井工程产生的燃料燃烧废气及汽车尾气排放、钻井岩屑及钻井废水、钻井噪声、井队工作人员的生活污水和生活垃圾等，平整场地和堆放设备破坏地表等。

**（1）废气**

1）钻井废气

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。

本工程新钻井 7 口，单井钻井周期 90d。钻井周期总计 630d，平均每天消耗柴油 2t，则整个钻井期间共耗柴油 1260t。

根据《油田开发环境影响评价文集》，柴油机每耗柴油 175g，产生 CO 2.40g、$NO_2$ 10.99g、烃类 4.08g。据此，柴油机运转过程中排入大气中的 CO、总烃和 $NO_2$ 量可用下式计算：

$$Q_{CO}=2.40\times\frac{m}{175} \qquad Q_{CnHm}=4.08\times\frac{m}{175} \qquad Q_{NO_2}=10.99\times\frac{m}{175}$$

式中：m －柴油机消耗柴油量；175－经验系数。

我国规定柴油中硫的含量不大于 0.035%。在此按柴油中硫含量为 0.035% 估算，燃烧 1t 柴油产生的 $SO_2$ 为 0.70kg。因此，本工程钻井期间共向大气中排放 CO：17.28t，烃类：29.38t，$NO_2$：79.13t，$SO_2$：0.88t。

施工期施工机械大气污染物排放情况详见表 3.2-2。

**表 3.2-2　　施工机械、车辆大气污染物排放统计表　　（单位:t）**

| 污染源 | 污染物排放量(t) | | | |
|---|---|---|---|---|
| | CO | 烃类 | $NO_2$ | $SO_2$ |
| 柴油机燃料烟气 | 17.28 | 29.38 | 79.13 | 0.88 |

2）扬尘

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 3.2-3 为一辆载重 5t 的卡车，通过一段长度为 500m 的路面时，不同路面清洁程度、不同行驶速度情况下产生的扬尘量。由此可见，在同样路面清洁度情况下，车速越快，扬尘量越大；而在同样车速情况下，路面清洁度越差，则扬尘量越大。

**表 3.2-3　　不同车速和地面清洁程度时的道路表面起尘量单位：kg/辆 ł km**

| 车速 \ P | 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**

本项目施工期产生的废水主要包括管道试压废水以及施工人员产生的生活污水。

①钻井废水

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

根据类比调查，钻井废水中主要污染物的浓度见表 3.2-4。

**表 3.2-4　　钻井废水水质表及污染物产生量**

| 污染物 | SS | COD | 石油类 |
|---|---|---|---|
| 浓度（mg/L） | 2000～2500 | 3000～4000 | 60～70 |
| 产生量（t） | 46.46 | 74.34 | 1.30 |

根据《未纳入排污许可管理行业试用的排污系数、物料衡算方法（试行）》中与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数，每百米进尺钻井废水产生量 52.64m³；预计本工程钻井总进尺 $3.53\times10^4$m，钻井废水产生量为 18582m³；其中 SS：46.46t，COD：74.34t，石油类：1.30t。

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

②管道试压废水

本工程新建管道试压采用洁净水，管道试压废水中主要污染物为 SS。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 2.5$m^3$ 计算，本工程管线总长度为 52.50km，试压废水为 131.25$m^3$，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

本项目钻井期单井施工人员预计 50 人，钻井周期按 90d 计，生活用水量按 50L/人 d 计算，排水量按用水量的 85%计算，则单井钻井期生活污水产生量约为 191.25$m^3$，则 7 口井钻井期生活污水产生量约 1339$m^3$。钻井期生活污水经施工营地防渗生活污水收集池收集后，定期拉运至生活污水处理厂处理。

管线、道路等地面工程施工期不设施工营地，施工人员在施工单位集中公寓居住，无新增生活污水产生。

**（3）噪声**

钻井过程中的噪声源主要是发电机、钻机和各类泵的噪声，其中柴油发电机、钻机噪声级在 100dB（A）～110dB（A）之间，钻井液循环泵噪声级在 95dB（A）～100dB（A）之间，其他构筑物施工机械噪声级在 85dB（A）～100dB（A）之间。

**（4）固体废物**

本工程施工期固体废物主要是钻井泥浆、岩屑和建筑垃圾。

①钻井泥浆

钻井废弃泥浆的性质由使用的钻井泥浆决定，其产生量随井深改变而变。钻井废弃泥浆的产生量按下式进行计算：

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

式中：V——废弃钻井泥浆排放量，$m^3$；

D——井的直径，m；

h——井深，m。

本工程新钻井 7 口，钻井总进尺 $3.53\times10^4$m，根据计算，钻井泥浆产生量约 3254$m^3$。钻井泥浆经不落地系统固液分离，回用于钻井液配备。

②钻井岩屑

钻井过程中的钻井液采用不落地技术处理，分离出的液相继续回用于钻井，待钻井工程结束后由供应商回收或带至下一个钻井井场继续使用，无废水及废弃钻井液外排。固体废物主要为钻井岩屑。岩屑产生、排放量与井身结构以及回收率等因素有关，其中岩屑产生量可按下式计算：

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

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；

d——岩屑膨胀系数，水基钻井液取 d=2.2，油基钻井液取 d=1.5。

本工程钻井总进尺 $3.53\times10^4$m，据此，可计算得出本工程钻井过程中一开、二开使用水基钻井液产生岩屑共计 5263$m^3$（一般固废），三开使用油基钻井液产生岩屑 276$m^3$（HW08 类危险废物）。

钻井泥浆、岩屑采用经不落地系统进行处理，在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，分离后的水基钻井液产生的岩屑满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）后，用于铺设通井路、铺垫井场基础材料；油基钻井液产生的岩屑为 HW08 含油危废（废物代码：071-002-08），在井场方罐暂存，定期委托克拉玛依博达生态环保科技有限公司处置。

③生活垃圾

本项目钻井期单井施工人员预计 50 人，钻井周期按 90d 计，生活垃圾产生量按 0.5kg/人 d 计算，则单井钻井期生活垃圾产生量约为 2.25t，则 7 口井钻井期生活垃圾产生量约 15.75t。钻井期生活垃圾经集中收集后，定期清运至生活垃圾填埋场处理。

管线、道路等地面工程施工期不设施工营地，施工人员在施工单位集中公寓居住，无新增生活垃圾产生。

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，剩余土方用于场地平整和临时施工场地恢复。

**（5）施工期污染物排放情况汇总**

本工程施工期污染物排放情况汇总见表 3.2-4。

**表 3.2-4　　本工程施工期污染物排放情况汇总表**

| 项目 | 工程 | 污染源 | 污染物 | 产生量 | 主要处理措施及排放去向 |
|---|---|---|---|---|---|
| 废气 | 钻井 | 钻井机械 | CO | 17.28 | 使用合格燃料，加强施工管理 |
| | | | $NO_X$ | 79.13 | |
| | | | 烃类 | 29.38 | |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | $SO_2$ | 0.88 | |
| | 管线、道路 | 施工场地 | TSP、$SO_2$、$NO_x$等 | 少量 | 洒水降尘，使用合格燃料 |
| 废水 | 钻井、管线 | 钻井废水 | 浮物、石油类、COD等 | 18582$m^3$ | 采用不落地技术进行固液分离后，液相回用于钻井液配备。 |
| | | 管道试压废水 | SS | 131.25$m^3$ | 试压期间循环使用，试压结束后，试压废水可用作场地降尘用水 |
| | | 生活污水 | COD、氨氮等 | 1339$m^3$ | 防渗生活污水收集池收集后，定期拉运至生活污水处理厂处理 |
| 固体废物 | 井场、管线、道路 | 泥浆 | / | 3254$m^3$ | 采用经不落地系统进行处理，在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，分离后的水基钻井液产生的岩屑满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）后，用于铺设通井路、铺垫井场基础材料；油基钻井液产生的岩屑为HW08含油危废（废物代码：071-002-08），在井场方罐暂存，定期委托克拉玛依博达生态环保科技有限公司处置。 |
| | | 岩屑（一般固废） | / | 5263$m^3$ | |
| | | 岩屑（危险废物） | 石油类 | 276$m^3$ | |
| | | 生活垃圾 | / | 15.75t | 集中收集后定期清运至生活垃圾填埋场处理 |
| 噪声 | 钻井、管线、道路 | 施工机械、运输车辆 | / | 85~110dB(A) | 加强施工管理 |

## 3.2.4 运营期污染源分析

### 3.2.4.1 废水污染源

（1）采出水

根据本项目开发指标预测表，最大采出水量 16.4t/d（5400t/a），采出水中主要污染物为 SS、COD、石油类、挥发酚等，其浓度分别为 44mg/L，4500mg/L，69.53mg/L，0.15mg/L。由此可计算出：本项目 SS、COD、石油类、挥发酚的年产生量分别为 0.24t、24.55t、0.38t、0.0008t。

本项目采出水依托莫北转油站采出水处理系统处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准中指标后回注油层，不外排。

（2）生活污水

运营期不新增劳动定员，工作人员由内部调剂解决，故不新增生活污水。

（3）井下作业废水

井下作业主要包括油井维修、大修、酸化、压裂等，井下作业废水的主要

来源为修井过程产生的压井水和压井液、修井时的循环水及洗井时产生的洗井废水。根据《未纳入排污许可管理行业试用的排污系数、物料衡算方法（试行）》中与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数（见表 3.2-5），计算井下作业废水的产生量。

**表 3.2-5　　与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数一览表**

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

本项目气藏储层为高孔、高渗储层，根据表 3.2-5 计算井下作业废水产生量为76.04t/井次，化学需氧量产生量为104525.3g/井次，石油类产生量为17645g/井次。按井下作业每 2 年 1 次计算，则单井每年产生井下作业废水 38.02t、化学需氧量 52262.7g、石油类 8822.5g。本项目部署 10 口采气井，井下作业废水产生量 308.2t/a、化学需氧量 0.53t/a、石油类 0.09t/a。井下带罐作业，作业废水拉运至石西集中处理站采出水处理系统，处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后回注油层，不外排。

### 3.2.4.2 废气污染源

本项目运营期间，对大气环境影响主要为水套炉燃烧烟气及油气集输过程中产生一定量的烃类挥发。

（1）加热炉燃烧烟气

本工程单井采用加热节流工艺，井场采用水套炉加热节流橇，共设置 175kW 水套炉加热节流撬 4 台、120kW 水套炉加热节流撬 6 台。加热设备采用莫北转油站返输干气作为燃料气，燃料气耗气量为 4040Nm$^3$/d。各井水套炉统计见表 3.2-6。

**表 3.2-6　　各井水套炉统计表**

| 序号 | 位置 | 加热设备 | 耗气量/耗电量 |
|---|---|---|---|
| 1 | 前哨 201 井 | 120kW 水套炉加热节流撬 | 340Nm$^3$/d |

| | | | |
|---|---|---|---|
| 2 | 前哨 2 井 | 120kW 水套炉加热节流撬 | 340Nm$^3$/d |
| 3 | 前哨 4 井 | 120kW 水套炉加热节流撬 | 340Nm$^3$/d |
| 4 | 前哨 202 | 120kW 水套炉加热节流撬 | 340Nm$^3$/d |
| 5 | 前哨 203_H | 120kW 水套炉加热节流撬 | 340Nm$^3$/d |
| 6 | QSHW202 | 175kW 水套炉加热节流撬 | 500Nm$^3$/d |
| 7 | QSHW203 | 175kW 水套炉加热节流撬 | 500Nm$^3$/d |
| 8 | QSHW204 | 175kW 水套炉加热节流撬 | 500Nm$^3$/d |
| 9 | 前哨 402_H | 120kW 水套炉加热节流撬 | 340Nm$^3$/d |
| 10 | QSHW402 | 175kW 水套炉加热节流撬 | 500Nm$^3$/d |

本次评价根据《污染源源强核算技术指南 锅炉》（HJ991-2018）（以下简称“指南”）中的相关要求，采用产污系数法核算水套炉大气污染物产生量，按照指南中的要求，产污系数选用《第一次全国污染源排查工业污染源产排污系数手册》中燃气工业锅炉产污系数表。由于指南中未提出颗粒物计算方式，本次评价参考《环境影响评价工程师职业资格登记培训教材—社会区域类》中天然气燃烧颗粒物产生系数2.4kg/万m$^3$原料，各污染物产污系数见表3.2-7。

**表 3.2-7　　各污染物产排污系数表**

| 产品名称 | 原料名称 | 工艺名称 | 规模等级 | 污染物指标 | 单位 | 产污系数 | 末端治理技术名称 | 排污系数 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 蒸汽/热水/其它 | 天然气 | 室燃炉 | 所有规模 | 工业废气量 | 标立方米/万立方米-原料 | 136259.17 | 直排 | 136,259.17 |
| | | | | 二氧化硫 | 千克/万立方米-原料 | 0.02S① | 直排 | 0.02S |
| | | | | 氮氧化物 | 千克/万立方米-原料 | 18.71 | 直排 | 18.71 |
| | | | | 颗粒物 | 千克/万立方米-原料 | 2.4 | 直排 | 2.4 |

**注：**①产排污系数表中二氧化硫的产排污系数是以含硫量（S）的形式表示的，其中含硫量（S）是指燃气收到基硫分含量，单位为毫克/立方米。燃料中含硫量（S）为 200 毫克/立方米，则 S=200。本次评价按 S=200 计算。

根据表 3.3-7，本项目各井水套炉燃烧烟气污染物排放情况见表 3.2-8。

**表 3.2-8　　各井水套炉燃烧烟气污染物排放情况一览表**

| 名称 | 燃气量（万 Nm³/a） | 污染物 | 产生量 (t/a) | 产生浓度（mg/m³） | 排放方式 |
|---|---|---|---|---|---|
| 前哨 201 | 11.22 | 烟气量（万 Nm³/a） | 152.89 | -- | 经 8m 高排气筒排放 |
| | | 烟尘 | 0.03 | 17.8 | |
| | | $SO_2$ | 0.05 | 29.4 | |
| | | $NO_X$ | 0.21 | 137.5 | |
| 前哨 2 | 11.22 | 烟气量（万 Nm³/a） | 152.89 | -- | 经 8m 高排气筒排放 |
| | | 烟尘 | 0.03 | 17.8 | |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | $SO_2$ | 0.05 | 29.4 | |
| | | $NO_X$ | 0.21 | 137.5 | |
| 前哨 4 | 11.22 | 烟气量（万 $Nm^3/a$） | 152.89 | -- | 经 8m 高排气筒排放 |
| | | 烟尘 | 0.03 | 17.8 | |
| | | $SO_2$ | 0.05 | 29.4 | |
| | | $NO_X$ | 0.21 | 137.5 | |
| 前哨 202 | 11.22 | 烟气量（万 $Nm^3/a$） | 152.89 | -- | 经 8m 高排气筒排放 |
| | | 烟尘 | 0.03 | 17.8 | |
| | | $SO_2$ | 0.05 | 29.4 | |
| | | $NO_X$ | 0.21 | 137.5 | |
| 前哨 203_H | 11.22 | 烟气量（万 $Nm^3/a$） | 152.89 | -- | 经 8m 高排气筒排放 |
| | | 烟尘 | 0.03 | 17.8 | |
| | | $SO_2$ | 0.05 | 29.4 | |
| | | $NO_X$ | 0.21 | 137.5 | |
| QSHW202 | 16.50 | 烟气量（万 $Nm^3/a$） | 224.83 | -- | 经 8m 高排气筒排放 |
| | | 烟尘 | 0.05 | 17.8 | |
| | | $SO_2$ | 0.07 | 29.4 | |
| | | $NO_X$ | 0.31 | 137.5 | |
| QSHW203 | 16.50 | 烟气量（万 $Nm^3/a$） | 224.83 | -- | 经 8m 高排气筒排放 |
| | | 烟尘 | 0.05 | 17.8 | |
| | | $SO_2$ | 0.07 | 29.4 | |
| | | $NO_X$ | 0.31 | 137.5 | |
| QSHW204 | 16.50 | 烟气量（万 $Nm^3/a$） | 224.83 | -- | 经 8m 高排气筒排放 |
| | | 烟尘 | 0.05 | 17.8 | |
| | | $SO_2$ | 0.07 | 29.4 | |
| | | $NO_X$ | 0.31 | 137.5 | |
| 前哨 402_H | 11.22 | 烟气量（万 $Nm^3/a$） | 152.89 | -- | 经 8m 高排气筒排放 |
| | | 烟尘 | 0.03 | 17.8 | |
| | | $SO_2$ | 0.05 | 29.4 | |
| | | $NO_X$ | 0.21 | 137.5 | |
| QSHW402 | 16.50 | 烟气量（万 $Nm^3/a$） | 224.83 | -- | 经 8m 高排气筒排放 |
| | | 烟尘 | 0.05 | 17.8 | |
| | | $SO_2$ | 0.07 | 29.4 | |
| | | $NO_X$ | 0.31 | 137.5 | |

由表 3.2-8 可知，本项目 10 台水套炉燃烧烟气污染物共排放 $SO_2$ 0.58t/a，NOx 2.50t/a，烟尘 0.38t/a。废气污染物排放浓度能够满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建锅炉大气污染物排放浓度限值（颗粒物 20mg/$m^3$、$SO_2$50mg/$m^3$、$NO_x$200mg/$m^3$）。

（2）无组织排放非甲烷总烃

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

本项目采用密闭集输，凝析油最大产能 $2.22\times10^4$t/a，参照《环境影响评价实用技术指南（第二版）》（机械化工出版社）中提供的无组织排放源强估算系数，VOCs 产生量为原料年用量或产品年产量的 0.1‰~0.4‰。本项目油气集输全程密闭，可有效减少 VOCs 的产生，故产污系数取 0.1‰，则 VOCs 排放量为 2.22t/a。

3.2.4.3 固体废物污染源

**（1）油泥（砂）**

油泥（砂）是被原油及其它有机物污染了的泥、砂、水的混合物，属于危险废物 HW08 071-001-08。油泥（砂）产生量与油井的出砂情况有关，根据类比调查，油气田开采的油泥（砂）产生量为 1.5~2.2t/万 t 采出液，根据本项目开发指标预测表，最大采出液 $2.31\times10^4$t/a 计算，油泥（砂）最大产生量为 5.08t/a。本项目产生的油泥（砂）委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司回收、处置。

**（2）落地原油**

落地原油主要产生于油井采油树的阀门、法兰等处正常及事故状态下的泄漏、管线破损以及井下作业产生的落地原油。按照单井落地原油产生量约 0.1t/a 计算，本项目运行后落地油产生量约 1.0t/a，属于危险废物 HW08 071-001-08。

根据新疆油田分公司环境保护管理制度规定，不允许产生落地油。因此，本项目井下作业时带罐作业，落地油 100%回收，回收后的落地原油运至石西集中处理站原油处理系统进行处理。

**（3）生活垃圾**

运营期工作人员由油区内部调剂解决，故不新增生活垃圾。

**表 3.2-9　　本项目营运期危险废物产排污统计表**

| 编号 | 固废来源 | 固废种类 | 产生量（t/a） | 主要成分 | 危废类别 | 性质判定 | 排放量（t/a） | 固废去向 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| $S_1$ | 井场 | 油泥（砂） | 5.08 | 含油污泥 | HW08 071-001-08 | 危险废物 | 0 | 委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司回收、处置 |
| $S_2$ | 井场 | 落地原油 | 1.0 | 含油污泥 | HW08 071-001-08 | 危险废物 | 0 | 作业单位100%回收，回收后的落地原油运至石西集中处理站原油处理系统进行处理。 |

### 3.2.4.4 噪声源

本项目运营期主要噪声源是井场机泵等设备噪声，以及压裂、修井等井下作业噪声，噪声级为 70～120dB(A)，见表 3.2-10。

**表 3.2-10　　噪声源设备**

| 位置 | 噪声源 | 声源强 dB（A） | 排放规律 |
|---|---|---|---|
| 井场 | 井口装置 | 70~85 | 连续 |
| | 井下作业（压裂、修井等） | 80-120 | 间歇 |

### 3.2.4.5 运营期污染物排放情况汇总

本项目运营期三废排放状况见表 3.2-11。

**表 3.2-11　　运营期污染物排放汇总**

| 工段 | 污染源 | 主要污染物 | 产生量 | 排放量 | 排放去向 |
|---|---|---|---|---|---|
| 油气集输 | 燃烧烟气 | 烟气量（万 Nm³/a） | 1205.10 | 1205.10 | 大气 |
| | | $NO_X$（t/a） | 2.50 | 2.50 | |
| | | $SO_2$（t/a） | 0.38 | 0.38 | |
| | | 烟尘（t/a） | 0.38 | 0.38 | |
| | 无组织排放 | 烃类（t/a） | 2.22 | 2.22 | 大气 |
| 采出水 | | 采出水量（t/a） | 5400 | 0 | 依托莫北转油站采出水处理系统处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准中指标后回注油层，不外排。 |
| | | SS（t/a） | 0.24 | 0 | |
| | | COD（t/a） | 24.55 | 0 | |
| | | 石油类（t/a） | 0.38 | 0 | |
| | | 挥发酚（t/a） | 0.0008 | 0 | |
| 井下作业废水 | | 井下作业废水（t/a） | 308.2 | 0 | 井下带罐作业，作业废水拉运至石西集中处理站采出水 |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| | COD（t/a） | 0.53 | 0 | 处理系统，处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后回注油层，不外排。 |
| | 石油类（t/a） | 0.09 | 0 | |
| 油泥（砂） | 石油类 | 5.08t/a | 0 | 委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司回收、处置。 |
| 落地原油 | 石油类 | 1.0t/a | 0 | 落地油 100%回收，回收后的落地原油运至石西集中处理站原油处理系统进行处理。 |

### 3.5.4 闭井期环境影响分析

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

井场拆除的井架、集输设施、井构筑物等为钢制材料，可回收利用。

通过采取以上措施，可使闭井期环境影响降到最低。

## 3.3 清洁生产水平分析

本项目建成后生产运行管理由新疆油田分公司采气一厂负责。为贯彻实施《中华人民共和国环境保护法》和《中华人民共和国清洁生产促进法》，进一步推动中国石油天然气开采业的清洁生产，防止生态破坏，保护人民健康，促进经济发展，并为石油天然气开采业开展清洁生产提供技术支持和导向，参照《石油天然气开采业清洁生产评价指标体系（试行）》，对新疆油田分公司采气一厂清洁生产水平作出评价。

### 3.3.1 清洁生产水平评价

（1）评价指标体系

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

定量评价指标：选取有代表性的、能反映“节约能源、降低消耗、减轻污染、增加效益”等有关清洁生产最终目标的指标，建立评价模式；通过对比各项指标

的实际达到值、评价基础值和指标权重值，经过计算和评分，综合考评采气一厂实施清洁生产的状况和清洁生产水平。

定性评价指标：根据国家有关推行清洁生产的产业发展和技术进步政策、资源环境保护政策规定以及行业发展规划选取，用于定性考核采气一厂对有关政治法规的符合性及清洁生产工作实施情况。

①评价依据

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

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

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

c 定量评价指标体系的评价基准值代表行业清洁生产的平均先进水平。

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

②权重分值

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

③评价指标

评价指标分为定量指标和定性指标。定量指标和定性指标又分为一级指标和二级指标。一级指标为普遍性、概括性的指标；二级指标为反映油气勘探开发企业清洁生产各方面具有代表性的、易于评价考核的指标。定量评价的二级指标从其数值情况来看，可分为两类情况：一类是该指标的数值越低（小）越符合清洁生产要求（如物料消耗量、取水量、综合能耗、污染物产生量等指标）；另一类是该指标的数值越高（大）越符合清洁生产要求（如水的钻井液循环利用率、含油污泥资源化利用率、余热余能利用率等指标）。因此，对二级指标的考核评分，根据其类别采用不同的计算模式。

在行业评价指标项目、权重及基准值中未出现的指标，按照最高值进行确

定，即清洁生产具有较高水平。

不同类型油气勘探开发企业清洁生产评价指标体系的各评价指标、评价基准值和权重值见表3.3-1。

**表 3.3-1　　采油（气）作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值**

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

| 定性指标 | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 一级指标 | 权重值 | 二级指标 | | | | | 指标分值 | 审核后得分 |
| （1）生产工艺及设备要求 | 45 | 井筒质量 | | | 井筒设施完好 | | 5 | 5 |
| | | 采气 | 采气过程醇回收设施 | 10 | 采油 | 井筒设施完好 | 10 | 10 |
| | | | 天然气净化设施先进、净化效率高 | 10 | | 套管气回收装置 | 20 | 20 |
| | | 采油方式 | | | 采油方式经过综合评价确定 | | 5 | 5 |
| | | 集输流程 | | | 全密闭流程，并具有轻烃回收装置 | | 5 | 5 |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| （2）环境管理体系建设及清洁生产审核 | 35 | 建立 HSE 管理体系并通过认证 | 10 | 10 |
| | | 开展清洁生产审核，并通过验收 | 20 | 12 |
| | | 制订节能减排工作计划 | 5 | 5 |
| （3）贯彻执行环境保护政策法规的执行情况 | 20 | 建设项目环保“三同时”制度执行情况 | 5 | 5 |
| | | 建设项目环境影响评价制度执行情况 | 5 | 5 |
| | | 老污染源限期治理项目完成情况 | 5 | 5 |
| | | 污染物排放总量控制与减排指标完成情况 | 5 | 5 |

（2）评价指标体系计算

①定量评价指标的考核评分计算

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

对指标数值越高（大）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

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

对指标数值越低（小）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

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

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

$S_{xi}$—第 i 项评价指标的实际值（考核年度实际达到值）；

$S_{oi}$—第 i 项评价指标的评价基准值。

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

定量评价考核总分值的计算公式为：

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

式中：$P_1$—定量评价考核总分值；

n—参与定量评价考核的二级指标项目总数；

$S_i$—第 i 项评价指标的单项评价指数；

$K_i$—第 i 项评价指标的权重值。

由于企业因自身统计原因值所造成的缺项，该项考核分值为零。

②定性评价指标的考核评分计算

定性评价指标考核总分值的计算公式为：

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

式中：

$P_2$—定性评价二级指标考核总分值；

$F_i$—定性评价指标体系中第 i 项二级指标的得分值；

n—参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

③综合评价指数考核评分计算

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

综合评价指数计算公式为：

$$P=0.6P_1+0.4P_2$$

式中：P—清洁生产综合评价指数；

$P_1$—定量评价指标考核总分值；

$P_2$—定性评价指标考核总分值。

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

**表 3.3-2　石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数**

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

根据清洁生产综合评价指数判定：审核后新疆油田分公司采气一厂综合评价指数为 86.3，因此新疆油田分公司采气一厂属于清洁生产企业。

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

### 3.3.2 清洁生产建议

（1）建议优化生产设备参数，提高设备运行效率，节约能源。

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

（3）需进一步提高清洁生产审核的参与度。

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

（5）加强放空天然气回收研究工作。

（6）新疆油田分公司采气一厂设备和工艺预设计与实际生产状况有较大出入，需根据实际情况调节相关参数、加装节能设备或直接更换设备，节约能耗。

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

因此新疆油田分公司采气一厂在今后的生产过程中，还需要持续做好清洁生产的各项工作。将清洁生产真正纳入到四厂的管理制度当中，只有这样才可以真正达到“节能、降耗、减污、增效”的目的，走可持续发展的道路。

## 3.4 污染物排放总量控制

### 3.4.1 总量控制原则

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

### 3.4.2 污染物总量控制因子

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

（1）废气污染物

本工程单井采用加热节流工艺，井场采用水套炉加热节流橇。共设置 175kW 水套炉加热节流撬 4 台、120kW 水套炉加热节流撬 6 台，加热设备采用莫北转油站返输干气作为燃料气。6 台水套炉燃烧烟气污染物共排放 $SO_2$ 0.58t/a，NOx 2.50t/a，烟尘 0.38t/a。

本项目采用密闭集输，可有效减少 VOCs 的产生，VOCs 排放量为 2.22t/a。

（2）废水污染物：

生产过程中产生的采出水和井下作业废水经处理达标后回注，不外排。

由上可知，本项目总量控制因子：$SO_2$、NOx。

### 3.4.3 总量控制建议指标

本工程投产后二氧化硫、氮氧化物排放总量指标为 $SO_2$ 0.3858t/a，$NO_x$ 2.50t/a。

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

## 3.5 相关法规、政策符合性分析

### 3.5.1 与国家产业政策协调性分析

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

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

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

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

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

本工程位于昌吉回族自治州呼图壁县境内，南距呼图壁县约122km，地处准噶尔盆地中央坳陷盆1井西凹陷东北斜坡，项目占地类型为沙地。项目评价范围内没有水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域。项目设计阶段已经对大气、水体、固体废物等污染防治进行了设计，环评要求项目按照“三同时”，要求项目大气、水体、固体废物等污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。油气采用密闭集输，项目建设符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的要求。

### 3.5.3 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

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

本工程天然气、凝析油、采出水依托莫北转油站处理，井下作业时带罐作业，落地油 100%回收，产生油泥（砂）等危废委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司回收、处置。项目建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》要求。

### 3.5.4 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。

### 3.5.5 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 3.5-1。

**表 3.5-1　　与“环办环评函[2019]910 号”符合性**

| 序号 | 要求 | 项目情况 | 符合性 |
|---|---|---|---|
| 1 | 油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性。 | 本项目为陆地天然气开采新区块开发，评价对象为盆 1 井西凹陷前哨 2 井区，评价了项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出了有效的生态环境保 护和环境风险防范措施；对依托的污水处理设施、固废处理设施等均论证了依托可行性和有效性，项目依托处置可行。 | 符合 |
| 2 | 未确定产能建设规模的陆地油气开采新区块，建设勘探井应当依法编制环境影响报告表。海洋油气勘探工程应当填报环境影响登记表并进行备案。<br>确定产能建设规模后，原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的，可以纳入区块环评。<br>2021 年 1 月 1 日起，原则上不以单井形式开展环评。过渡期间，项目建设单位可以根据实际情况，报批区块环评或单井环评。 | 本项目为陆地天然气开采新区块开发，评价对象为盆 1 井西凹陷前哨 2 井区，报告书进行了产能项目环境影响评价。 | 符合 |
| 3 | 涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目，应当符合国家和地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求。涉及污染物排放的海洋油气开发项目，应当符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）等排放标准要求。 | 本项目废水经依托工程处理达标后回注油层，不外排，不涉及水污染物总量控制指标。 | 符合 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| 4 | 涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。建设项目环评文件中应当包含钻井液、压裂液中重金属等有毒有害物质的相关信息，涉及商业秘密、技术秘密等情形的除外。 | 本项目废水经依托工程处理 达标后回用于注水开发，回注水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）要求，回注到现役油藏；本次评价包含钻井液、压裂液中重金属等有毒有害物质的相关信息。 | 符合 |
| 5 | 油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》（2017 年 10 月 1 日）要求评价。 | 本项目钻井一开、二开采用水基非磺化钻井液，三开采用油基钻井液，钻井泥浆、岩屑采用经不落地系统进行处理，在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，分离后的水基钻井液产生的岩屑满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）后，用于铺设通井路、铺垫井场基础材料；油基钻井液产生的岩屑为 HW08 含油危废（废物代码：071-002-08），在井场方罐暂存，定期委托克拉玛依博达生态环保科技有限公司处置。。运营期过程产生的油泥砂为危废，委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司回收、处置。 | 符合 |
| 6 | 涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场 $H_2S$ 的无组织排放。高含硫天然气净化厂应当采用先进高效硫黄回收工艺，减少 $SO_2$ 排放。井场水套加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备，应当优先使用清洁燃料，废气排放应当满足国家和地方大气污物排放标准要求。 | 根据井区勘探井流体性质分析，本项目采出气为不含硫化氢凝析气。加热设备采用莫北转油站返输干气作为燃料气，废气污染物排放浓度能够满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建锅炉大气污染物排放浓度限值。 | 符合 |
| 7 | 施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施。 | 本项目对施工期环境影响进行了重点分析并提出生态环境保护措施。本次评价对施工期噪声提出相应措施，施工对周边生态环境影响较小。 | 符合 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| 8 | 涉及自然保护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 |
| 9 | 油气企业应按照企事业单位环境信息公开办法、环境影响评价公众参与办法等有关要求，主动公开油气开采项目环境信息，保障公众的知情权、参与权、表达权和监督权。各级生态环境主管部门应当按要求做好环评审批、监督执法等有关工作的信息公开。 | 建设单位作为责任主体，按照《环境影响评价公众参与办法》（2019 年 1 月 1 日）等相关规定，开展了本项目信息公示和公众意见调查等工作，公示期间未收到公众反馈意见 | 符合 |

## 3.6 相关规划符合性分析

### 3.6.1 能源发展“十三五”规划

国家《能源发展“十三五”规划》中明确，十三五”时期，要夯实油气供应基础, 着力提高两个保障能力：“一是加大**新疆**、鄂尔多斯盆地等地区勘探开发力度, 加强非常规和海上油气资源开发，提高资源的接续和保障能力，二是有序推进煤制油、煤制气示范工程建设，推广生物质液体燃料, 提升战略替代保障能力”。本项目属于**油气资源开发项目**，符合国家能源规划。

### 3.6.2 全国矿产资源规划

《全国矿产资源规划》第四章第二节指出，“强化东部老油区挖潜，加大中西部油气开发力度，加快海域石油增储上产，力争石油年产量保持在 2 亿吨左右。东部地区以松辽盆地、渤海湾盆地为重点，加强精细勘探开发，积极发展先进采油技术，增储挖潜，努力减缓老油田产量递减。西部以塔里木、鄂尔多斯、**准噶尔等盆地为重点**，探明优质资源储量，实现增储稳产、力争上产。做强渤海、拓展南海、加快东海、探索黄海及其他海域，加快海洋石油勘探开发，保持老油田持续稳产，加快新区产能建设，大力提升海域石油产量。”本项目属于**准噶尔盆地的油气开采项目，**符合《全国矿产资源规划》要求。

### 3.6.3《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》

《自治区国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》提出，按照“稳步推进、重点突破、互利共赢、惠及民生”的原则，全面推进新疆油气资源开发利用。在资源勘探开发利用转化过程中提高地方参与程度，加大石油天然气资源在新疆

加工转化力度。推进中央驻疆油气开发企业的就地注册，加快与新疆本地企业合资合作，支持在新疆注册成立公司的企业参与新疆油气区块竞争出让，鼓励和支持各类企业参与石油和非常规油气资源勘探开发。围绕塔里木、**准噶尔**和吐哈三大油气资源，重点建设独山子、乌鲁木齐、克拉玛依、南疆塔河石化等千万吨级大型炼化一体化基地。对于油气开发，重点建设西北石油局油气勘探开发项目、新疆油田勘探开发项目、吐哈油田勘探开发项目、塔中西部油气勘探项目、塔里木油田油气勘探开发项目。本项目属于**准噶尔盆地油气基地**，符合《自治区国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》的要求。

### 3.6.4《新疆维吾尔自治区矿产资源规划》（2016-2020 年）

新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016~2020 年）按矿种将规划区划分为油气、煤炭和煤层气、金属矿产、非金属矿产等 4 类重点开采区。其中油气重点开采规划区为：准噶尔、塔里木和吐-哈三大盆地，三塘湖、柴窝堡、伊宁、焉耆等小盆地油气开采区；准东阜康矿区白杨河、准南乌鲁木齐矿区碱沟、库拜矿区拜城煤层气抽采区。

根据新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016~2020 年）全区划分为 9 个鼓励开采规划区：①阿尔泰山黄金、有色金属、黑色金属、稀有金属、白云母、宝石矿产开采规划区；②塔里木盆地、准噶尔盆地、吐哈盆地及周边油气、油砂、煤炭、煤层气、页岩气开采规划区；③西准噶尔铬、金、膨润土、煤炭、石材矿产开采规划区；④东准噶尔金、煤炭、有色金属、建材非金属矿产开采规划区；⑤西天山黑色金属、有色金属、金、煤炭、铀矿产开采规划区；⑥东天山金、黑色金属、有色金属、煤炭、化工、建材非金属矿产开采规划区；⑦南天山黑色金属、金、有色金属、煤炭、化工、特色非金属矿产开采规划区；⑧西昆仑煤炭、黑色金属、有色金属、金、宝玉石矿产开采规划区；⑨阿尔金山有色金属、金、石棉、玉石矿产开采规划区。限制开采规划区：马兰基地军事管理区边缘缓冲区；国家和自治区级 6 处风景名胜区；国家和自治区 14 处重要人文历史古迹保护区；26 处自然保护区的试验区。禁止开采规划区：军事管理区、风景名胜、历史遗迹保护等核心区；重要饮用水水源保护区；铁路、高速公路、国道、省道、油气管线等线型工程两侧一定距离内；重要工业区、大型水利工程设施、城镇市政工

程设施等一定范围内；机场、国防工程设施圈定的地区、自然保护区的核心区和缓冲区。

本项目属于油气开发项目，位于准噶尔盆地中央坳陷盆 1 井西凹陷东北斜坡，开发区域位于新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016~2020 年）九个鼓励开采规划区中的“塔里木盆地、准噶尔盆地、吐哈盆地及周边油气、油砂、煤炭、煤层气、页岩气开采规划区”。

本项目符合新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016~2020 年）要求。

### 3.6.5《新疆维吾尔自治区矿产资源规划环境影响报告书》

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

### 3.6.6《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发"十三五"规划》

《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发″十三五″规划》提出：“到 2020 年，基本建成安全、稳定、经济的矿产资源保障体系，基本形成节约高效、环境友好、矿地和谐的绿色矿业发展格局。矿业经济发展支撑自治区经济中高速增长，资源开发迈向中高端水平。基本建成统一开放、竞争有序的现代矿业市场体系，形成矿产资源开发保护与矿业发展新格局。……强化矿产资源的安全可持续供应与应急保障能力，对于油气、页岩气、煤层气、铜、钾盐等矿产实施鼓励性勘察开发政策。”《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发″十三五″规划》将规划分区划分为重点矿区、限制开采区和禁止开采区。重点矿区：全区划分为 9 大矿产资源开发区域。限制开采区：严重供大于求以及下游产业产能过剩、耗能大、污染重的矿产分布区域；具有地方特色且需保护性限量开采矿种的分布区域；虽有可靠的资源基础，但当前市场容量有限，应用研究不够，资源利用方式不合理的区域；在较高技术经济条件与一定外部条件下，才能达到资源合理利用的区域；需要进行矿产资源储备和保护的矿产地；钨矿分布区域；国家和地方规定的其他限制开采矿产资源的区域。区内要进一步严格矿业权管理，按照现行法律法规加强监督管理。禁止开采区：军事管理区，国家和自治区级自然保护区、重要水源涵养区、风景名胜区、历史遗迹保护区，重要饮用水水源保护区；铁路、高速公路、国道、

省道、油气管线等线型工程两侧一定距离内，重要工业区、大型水利工程设施、城镇市政工程设施等一定范围内，机场、国防工程设施圈定的地区。

本项目属于油气开发项目，开发区域位于《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发″十三五″规划》划定的九大矿产资源开发重点矿区中的“塔里木盆地、准噶尔盆地、吐哈盆地及周边油气、砂岩、煤炭、煤层气、页岩气开发区域”，不属于限制开采区和禁止开采区，本项目符合《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发″十三五″规划》。

### 3.6.7《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。呼图壁县属于天山北坡经济带国家级重点开发区域。

本项目属于天然气开采项目，位于昌吉回族自治州呼图壁县境内，属于国家级重点开发区域，项目建设与《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相符合。

### 3.6.8《新疆环境保护规划（2018-2022 年）》

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

## 3.7 选址、选线合理性分析

本项目部署采气井 9 口（其中新井 6 口，老井利用 3 口）、评价井 1 口，钻井总进尺 $3.53\times10^4$m，新建集气干线 17.9km，单井采气管线 10.08km，燃料气干线 17.9km，单井燃料气管线 10.08km，检修道路 20.61km。根据现场调查和资料搜集，本项目集输干线避让了准噶尔盆地南缘土地沙化防控与防风固沙生态保护红线，评价范围不涉及自然保护区、风景名胜区和饮用水水源保护区等特殊敏感区域和重要生态敏感区域。

项目占地均在规划的油区内，项目区属于天山北坡诸小河流域水土流失重点治理区。本项目无法避让天山北坡诸小河流域水土流失重点治理区，项目水土流失防治将采用北方风沙区建设类项目一级标准，并适当提高防治目标值。工程主体设计中应进一步优化施工工艺，加强防治措施以减小因工程建设带来的不利影响，从而减少水土流失。项目建设及运行过程中需按照设计及环评要求采取水土流失防治措施，根据项目影响预测分析，项目对周边产生的环境影响在可接受范围内，项目选址、选线合理。

## 3.8“三线一单”符合性分析

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

（1）生态保护红线

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

本项目位于昌吉回族自治州呼图壁县境内，地处准噶尔盆地中央坳陷盆1井西凹陷东北斜坡，根据《新疆生态功能区划》，属于准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区，准噶尔盆地中部固定、半固定沙漠生态亚区，古尔班通古特沙漠化敏感及植被保护生态功能区。目前新疆生态保护红线未最终划定，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），本项目集输干线避让了准噶尔盆地南缘土地沙化防控与防风固沙生态保护红线，距红线最近距离为340m，评价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3.8-1。

（2）环境质量底线

本项目为石油天然气开采项目。采出水依托莫北转油站处理达标后回注油藏，正常运行期不会对周围地下水环境造成影响。加热设备采用莫北转油站返输干气作为燃料气，废气污染物排放浓度能够满足《锅炉大气污染物排放标准》

（GB13271-2014）表 2 新建锅炉大气污染物排放浓度限值。含油污泥等危废依托委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司回收、处置，固废能得到合理规范处置。

项目区域内环境空气质量执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级标准，地下水质量执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准，声环境质量执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类区标准，项目区占地范围内土壤基本项目执行《土壤环境质量标准建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表 1 第二类用地筛选值，石油烃类执行表 2 第二类用地筛选值。

本次环评调查显示，项目区域环境质量总体满足相应质量标准要求，对环境影响较小，符合环境质量底线要求。

（3）资源利用上线

本项目开发过程中的生产废水进行综合利用，节约了水资源。能源利用均在区域供气、供电负荷范围内，消耗未超出区域负荷上限。本项目用地性质主要是未利用地（沙地），土地资源消耗符合要求。总之，本项目开发符合资源利用上线要求。

（4）生态环境准入清单

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

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未列入该清单。

综上所述，本项目建设符合“三线一单”要求。

**图 3.8-1　本项目与生态保护红线位置关系图**

# 4 环境现状调查与评价

## 4.1 自然环境概况

### 4.1.1 地理位置

呼图壁县位于新疆维吾尔自治区中北部，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。全县南北长 258km，东西最大宽度 52km，总面积 9721.6km$^2$。

本项目构造位于准噶尔盆地中央坳陷盆 1 井西凹陷东北斜坡，行政上隶属新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州呼图壁县管辖，南距呼图壁县约 122km，距盆五气田东北方向约 20km，距莫北油田西部约 5km。前哨 2 井区距离莫北转油站约 12km，距莫 7~莫 11 天然气处理站约 16km，距石西联合处理站约 30km，距离盆五气田处理站约 30km。

### 4.1.2 地质构造

盆 1 井西凹陷东邻石西凸起倾末端与莫北凸起西翼，南邻莫索湾凸起西端，北接达巴松凸起南翼，区域构造位置有利。前哨低凸带处于盆 1 井西凹陷东环带斜坡区，与莫北凸起平行，为北东向南西倾的继承性低幅度鼻状构造带，倾末端与莫索湾凸起衔接，是油气运移的有利指向区，并与海西期、燕山期断裂具有良好的配置关系，是有利的成藏组合带。

在早侏罗世八道湾组-三工河组沉积时期，盆 1 井西凹陷及相邻凸起构造相对稳定，气候以温暖潮湿型为主，物源供给充足，湖盆面积和可容空间大，持续、规模接受沉积。三工河组为一套湖侵背景下的三角洲前缘砂泥岩建造，发育三角洲前缘水下分流河道、河口砂坝沉积。因此，在斜坡区形成了丰富的储集砂体，为油气成藏奠定了基础。

### 4.1.3 地形地貌

项目区位于准噶尔盆地古尔班通古特沙漠腹地，处于玛纳斯河流域下游的东部，属典型的风积沙漠地貌，整个地势由东北向西南倾斜，海拔高程 360～440m。

受构造作用及风力等外力作用，形成风积地形，地形复杂。其地貌成因类型为风积平原区，表现为沙漠、土质和沙质平原。沙漠广为分布在开发区域大部分地区，由第四系风积物组成，沙丘高 10～30m，宽数十米。土质平原在开发区东部一带分布，海拔高程 360～400m，由亚砂土、亚粘土组成，地形较平坦。沙质平原在开发区域东部广泛分布，海拔高程 400～440m，地形较平坦，植被稀疏。

### 4.1.4 水文地质

项目区无天然地表水体，与该地区有补给关系的准噶尔盆地边缘发育多条河流。其中南部有呼图壁河、塔西河、玛纳斯河；北部有乌伦古河、和布克河和白杨河。这些河流的径流特点均由盆地外围水资源形成的山区河流经盆地边缘汇流至盆地中心—玛纳斯湖。而实际上，由于各流域灌区的大量引水灌溉，加上沿程河道渗漏和蒸发，现已无地表水流入玛纳斯湖，基本上是以地下径流的方式汇入盆地，最终流向盆地的最低处—玛纳斯湖。

（1）地下水类型，含水层及富水特征

根据水文地质勘探资料表明，项目区域埋藏有两种类型的地下水，即第四系松散岩类孔隙水和第三系碎屑岩类孔隙-裂隙水。

①第四系松散岩类孔隙水

第四系松散沉积物厚度数十米至上百米不等，含水层为一套冲积-湖积的双层结构，上部为潜水，下部为承压水，含水层岩性以粗砂为主，承压水含水层顶板埋深多大于 60m。潜水位埋深为 10m-15m，为微咸水；而且该层采水量一般小于 50$m^3$/d。矿化度 1-3g/L，水化学类型主要以 Cl-$SO_4$-Na 型和 Cl-Na 型为主。

根据现有资料分析，评价区内的第四系沉积物基本不含水或含少量水，地下水埋深浅则十数米，深则数十米，其水质较差，不适于工农业开发利用。另一方面，大部分地区，地下水位以上，降水入渗后被包气带地层阻隔，短期内形成局部上层滞水，地下水或以毛细水、结合水形式存在，正是这些主要接受少量、不定期降水补给的少量重力水、毛细水甚至结合水的存在，成为当地植被得以维系的前提和关键。

②第三系碎屑岩类孔隙-裂隙水

第三系碎屑岩类孔隙-裂隙水顶板埋深 50-100m，承压水岩性主要是砂岩和泥质砂岩，地下水单井涌水量 122.89$m^3$/d-345.4$m^3$/d，矿化度 3-10g/L，水化学类

型以 Cl-Na 型和 Cl-SO4-Na 型为主，生产用水主要是开采第三系碎屑岩类孔隙-裂隙水。

（2）地下水补给、径流、排泄条件

受区域水文地质条件控制，评价区位于准噶尔盆地腹地，下水补给来源较少，浅层承压水主要接受盆地北部山区、以及上游玛纳斯湖等地表径流垂向渗漏补给，同时向深部承压水进行径流补给。浅层地下水的总体径流方向由西北向东南进行径流，径流速度缓慢，浅层承压水的径流强度比深部地下承压水的径流强度要大。深部承压水除主要接受北部以及浅层承压水还可能接受盆地南部补给，无论是来自北部和南部的补给，汇集于此的深部承压水径流速度缓慢，几乎处于滞缓状态。由于气候干燥，浅层的地下水由水平运动转化为垂直运动，大量的消耗、蒸发排泄。

（3）地下水化学特征

由于评价区位于准噶尔盆地腹地，气候干燥，地下水补给总体上来源匮乏，蒸发浓缩作用强烈，加之径流速度也缓慢，导致其矿化度逐渐升高、地下水质逐渐变差，地下水多为半咸水及咸水。区内地下水水化学特征水平方向上变化很小，但在垂向上，无论是矿化度还是水化学类型均存在一定的变化。在垂向上，地下水化学类型由浅部的 Cl-Na 型过渡到 Cl·$SO_4$-Na（Ca）型；浅层承压水矿化度向深层承压水的矿化度逐渐减，地下水矿化度从大于 10g/L 变化到 5-10g/L 左右。承压水水化学类型由浅层的 Cl-Na 型过渡到至深部的 Cl×$SO_4$-Na（Ca）型，矿化度由浅层 19.06g/L 过渡到至深部的 5.44g/L。

项目区域水文地质见图 4.1-1。。

**图4.1-1 区域水文地质图**

## 4.1.5 气候、气象

项目区位于古尔班通古特沙漠腹地，属于大陆北温带干旱、半干旱性气 候，具有典型的荒漠大陆性气候特征，即冬季寒冷，夏季炎热，干旱少雨，日照充足，春秋季气温变化快，日较差和年较差大，蒸发量大，风沙日多。区域内气候具有以下几个明显特征。

（1）降水稀少

年平均降水量 70-150mm，降水的分布具有边缘高并向腹地逐渐减少的趋势。在季节分配上与其它沙漠地区相比较为均匀，各月都有一定数量的降水，尤其是冬季有较稳定的积雪，冬春两季降水量合计约占全年的 30%-45%，这一特征使得该区域冬春干旱不明显，为春季短命、类短命植物提供了生存条件。

（2）冬季漫长而寒冷，温度变化大

区域年平均气温在 4-9℃之间，月平均气温在 0℃以下的时段达 5 个月之久（11-3 月）。1 月平均气温在-10～-20℃之间，7 月平均最高气温（7-8 月）28-33℃左右。绝对最高、最低温度均在±40℃以上。

（3）风大、风频、起沙风向集中

影响本区域的风主要是从西部各山谷和山口（阿拉山口、托里山口、老风口和额尔齐斯河谷地等）进入的西风气流和冬季蒙古高压形成的东北风系，西风和西北风多出现在 4～8 月份；9 月至次年 3 月多东北风；另外，在沙漠北部及腹地，春季、夏季还有一定比例的东南风。评价区域气象资料详见表 4.1-1。

**表 4.1-1　　评价区域气象资料统计**

| 项　　目 | | 单位 | |
|---|---|---|---|
| 气温 | 年平均 | ℃ | 7.0 |
| | 最冷月平均/最热月平均 | ℃ | -22.3/28.0 |
| | 极端最高/极端最低 | ℃ | 42.3/-34.5 |
| 主导风向及频率 | 年平均 | % | NW，14.84 |
| | 春季 | % | W，16.71 |
| | 夏季 | % | W，18.89 |
| | 秋季 | % | W，15.75 |
| | 冬季 | % | ENE，16.53 |
| 风速 | 年平均 | m/s | 2.6 |
| | 最大风速 | m/s | 20 |
| | 冬季/夏季 | m/s | 1.4/3.0 |
| 相对湿度 | 年平均 | % | 53 |
| | 冬季/夏季 | % | 79/35 |
| 最大冻土深度 | 平均值 | cm | 114 |
| | 极值 | cm | 167 |
| 最大积雪厚度 | | mm | 140 |
| 项　　目 | | 单位 | 石西地区 |
| 降雨量 | | mm | 90.8 |
| 年蒸发量 | | mm | 2230 |
| 降水量 | 一日最大 | mm | 14.3 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| | 历年平均 | mm | 96.1 |
| 年平均降水天数 | | d/a | 43 |

## 4.2 生态环境现状调查与评价

项目区地处准噶尔盆地古尔班通古特沙漠腹地，地表为固定、半固定沙地，区域自然环境特征为干旱少雨、水源奇缺；沙漠广布，生态环境脆弱，生物多样性独特；矿产资源丰富。

### 4.2.1 生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》，项目区属于准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区，准噶尔盆地中部固定、半固定沙漠生态亚区，古尔班通古特沙漠化敏感及植被保护生态功能区。

本区域主要敏感因子为生物多样性及其生境高度敏感，土地沙漠化极度敏感，土壤侵蚀高度敏感、土壤盐渍化轻度敏感。

主要的生态问题是：人为干扰范围扩大、工程建设引起沙漠植被破坏、鼠害严重、植被退化、沙漠化构成对南缘绿洲的威胁。

### 4.2.2 土地利用现状

据 TM 遥感影像解译结果，区域土地利用现状见图 4.2-2。

从图中可以看到，本项目所在区域土地利用类型均为未利用土地中的沙地，土地现状以自然状态为主，呈典型的干旱荒漠。

**图 4.2-1　项目区土地利用现状图**

### 4.2.3 植被现状调查与评价

区域内除局部地段外，地表基本无植被生长。植物物种的分布和水文条件直接有关，沙漠边缘分布有一年生草本植物和依靠水平根系吸收水分的植物，地下水位较深的地区，分布深根型多年生植物，沙漠腹地绝大部分为连绵的流动沙丘，极端干旱的气候和稀疏的植被使得该区域的生物种类贫乏，局部地段零星分布有少量的柽柳等植物群落，绝大部分地段很少或根本无植物生长，为裸地。见图 4.2-2 植被类型分布图，项目区主要植物种类见表 4.2-1。

**表 4.2-1　　项目区主要植物种类**

| 中文名 | 学 名 |
|---|---|
| 沙生柽柳 | *Tamarix taklamakanensis* |

### 4.2.4 野生动物现状调查

评价区位于塔河以南，气候极端干旱，生态系统脆弱，油田建设工程势必会对脆弱的沙漠生态环境造成一定的影响，同时也会不同程度地影响到建设项目周围的野生动物活动。

按中国动物地理区划的分级标准，油田开发区域属古北界、中亚亚界、蒙新区、西部荒漠亚区、准噶尔盆地小区。因该区域地处准噶尔盆地的古尔班通古特沙漠腹地，气候极端干燥，按气候区划为酷热干旱区。在项目区域分布有野生脊椎动物约 33 种，以鸟类和小型哺乳动物为主。野生动物种类详见表 4.2-2。

根据《国家重点保护野生动物名录（1988.12.18）》及《新疆重点保护动物和植物名录（1988）》，作业区及周边区域内的 32 种动物中，国家级保护动物有 9 种，国家的Ⅰ级保护动物有蒙古野驴，国家Ⅱ级保护动物有鹅喉羚、草原班猫、兔狲及鸮、雀鹰、草原鹞、棕尾鵟、红隼。自治区级保护动物有 10 种，自治区 1 级保护动物蒙古野驴，自治区 2 级保护动物有鹅喉羚、草原班猫、兔狲、鸮、草原鹞、棕尾鵟、红隼，自治区 3 级保护动物有沙狐、雀鹰。

由于准噶尔盆地严酷的气候条件，夏季酷热，冬季严寒而且极为干旱，所以野生动物种类分布较少，没有区域特有种类。该区域大型哺乳动物种类相对较少，区域内分布仅有鹅喉羚、狼、沙狐等种类。蒙古野驴在冬季降雪后，活动范围偶尔可涉及该区域。由于饮水、食物及人类活动影响的原因，准噶尔盆地荒漠中各种大型资源动物数量不多，因此作业区不是有蹄类动物的主要分布区，只是偶然在此活动，有些动物只在冬季降雪后才深入沙漠的腹地。

同时，由于作业区周边油田较多，人为活动频繁，项目现状调查和走访中，未发现大型野生动物和受保护野生动物。

**图 4.2-2　项目区植被类型分布图**

### 4.2.5 生态环境现状小结

本项目区位于准噶尔盆地古尔班通古特沙漠腹地，评价区域内不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区等特殊敏感区和重要敏感区。根据《新疆生态功能区划》，项目区属于准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区，准噶尔盆地中部固定、半固定沙漠生态亚区，古尔班通古特沙漠化敏感及植被保护生态功能区。项目区气候极端干旱，土壤发育较差，类型较为简单，广大地区为风沙土所覆盖，绝大部分地段很少或根本无植物生长，为裸地，野生动物很少。

## 4.3 环境空气质量现状调查与评价

### 4.3.1 区域大气环境质量达标判定

本项目位于昌吉回族自治州呼图壁县境内，根据《环境影响评价技术导则-大气环境》（H.J2.2-2018）中“评价范围内没有环境空气质量监测网络数据或公开发布的环境空气质量现状监测数据的，可选择符合 HJ664 规定，并且与评价范围地理位置临近，地形、气候条件相近的环境空气质量城市点或区域点监测数据”的规定，本次评价选择中国环境影响评价网环境空气质量模型技术支持服务系统发布的昌吉市 2019 年的六项基本污染物 $SO_2$、$NO_2$、$PM_{10}$、$PM_{2.5}$、CO、$O_3$ 监测结果，对区域环境空气质量现状进行分析，监测统计结果见表 4.3-1。

**表 4.3-1　　区域空气质量现状评价结果一览表**

| 监测因子 | 评价指标 | 现状浓度（μg/m$^3$） | 标准值（μg/m$^3$） | 占标率（%） | 达标情况 |
|---|---|---|---|---|---|
| $SO_2$ | 年平均值 | 10 | 60 | 0.17 | 达标 |
| $NO_2$ | 年平均值 | 38 | 40 | 0.95 | 达标 |
| $PM_{10}$ | 年平均值 | 98 | 70 | 1.40 | 达标 |
| $PM_{2.5}$ | 年平均值 | 57 | 35 | 1.63 | 达标 |
| CO | 24 小时平均第 95 百分位数 | 2400 | 4000 | 0.60 | 达标 |
| $O_3$ | 最大 8 小时平均第 90 百分位数 | 122 | 160 | 0.76 | 达标 |

由表 4.3-1 可知：2019 年昌吉州 $SO_2$、$NO_2$、CO、$O_3$ 年平均浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准要求；$PM_{2.5}$、$PM_{10}$ 的年平均浓度均超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准要求，本工程所在区域为非达标区域。超标原因主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。

### 4.3.2 特征因子补充监测

（1）监测点位

本次委托新疆新能源（集团）环境检测有限公司对项目区环境空气中特征污染物进行了监测，监测时间为 2021 年 3 月 6 日~3 月 12 日。

监测点位基本信息见表 4.3-2 和图 4.3-1。

**表 4.3-2　　补充监测点位基本信息　　单位：mg/m$^3$**

| 监测点名称 | 地理坐标 | 监测因子 | 监测时段 |
|---|---|---|---|
| QSHW402 井场 | | 非甲烷总烃、硫化氢 | 2021 年 3 月 6 日~3 月 12 日连续监测 7 天、每天采样 4 次。 |

（2）监测因子

监测项目：非甲烷总烃、硫化氢。

（3）监测时间及频次

监测时间：2021 年 3 月 6 日至 2021 年 3 月 12 日连续监测 7 天。非甲烷总烃、硫化氢采用 1 小时浓度每天采样 4 次，每次采样不少于 45 分钟。

**图 4.3-1　本项目环境质量现状监测布点图**

（4）采样及分析方法

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

**表 4.3-3　　大气污染物采样分析方法及依据**

| 序号 | 监测项目 | 分析方法 | 依据 | 检出限（$mg/m^3$） |
|---|---|---|---|---|
| 1 | $H_2S$ | 亚甲蓝分光光度法 | GB11742-1989 | 0.005 |
| 2 | NMHC | 气相色谱法 | HJ604-2017 | 0.07 |

（5）评价标准

非甲烷总烃参考《大气污染物综合排放标准详解》，以 2.0$mg/m^3$ 作为环境质量标准限值；$H_2S$ 参照《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的浓度限值（10$\mu g/m^3$）。

（6）评价方法

采用最大值占标率法进行评价区环境空气质量现状评价，计算公式如下：

$$Pi = Ci / Coi$$

式中：Pi—污染物 i 的占标率；

Ci—污染物 i 的实测浓度，$mg/m^3$；

C0i—污染物 i 的评价标准，$mg/m^3$。

（7）监测及评价结果

监测结果见表 4.3-4。

**表 4.3-4　　非甲烷总烃监测结果统计一览表　　单位：$mg/m^3$**

| 监测点位 | 污染物 | 平均时间 | 评价标准 | 监测浓度范围 | 最大浓度占标率（%） | 超标率（%） | 达标情况 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| QSHW402 井场 | $H_2S$ | 1h 平均 | 0.01 | ＜0.005 | 0.5 | 0 | 达标 |
| | NMHC | | 2 | 0.49~0.66 | 0.33 | 0 | 达标 |

由监测结果可知，监测期间评价区非甲烷总烃 1 小时平均浓度未超过《大气污染物综合排放标准详解》中参考限值，$H_2S$ 1 小时平均浓度未超过《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的浓度限值。

## 4.4 声环境现状

声环境现状委托新疆新能源（集团）环境检测有限公司进行现场监测。

### 4.4.1 监测点布设

本次布设 4 个噪声监测点位，分别为 QSHW402 井、前哨 2 井、前哨 201 井、前哨 4 井。监测点位见图 4.3-1。

### 4.4.2 监测时间

声环境质量现状监测时间为 2021 年 3 月 3 日~4 日，连续监测 2 天，分昼间和夜间两个时段进行。

### 4.4.3 监测方法

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

### 4.4.4 评价标准

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

### 4.4.5 评价方法

评价方法采用直接对标法。

### 4.4.6 监测及评价结果

监测及评价结果统计见表 4.4-1。

**表 4.4-1　　声环境现状监测统计结果一览表**

| 监测时间 | 监测点 | 昼间 | | | 夜间 | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 实测值 | 标准值 | 达标情况 | 实测值 | 标准值 | 达标情况 |
| 2021.3.3 | QSHW402 井 | 45 | 60 | 达标 | 36 | 50 | 达标 |
| | 前哨 2 井 | 46 | | 达标 | 36 | | 达标 |
| | 前哨 201 井 | 46 | | 达标 | 36 | | 达标 |
| | 前哨 4 井 | 47 | | 达标 | 35 | | 达标 |
| 2021.3.4 | QSHW402 井 | 47 | 60 | 达标 | 36 | 50 | 达标 |
| | 前哨 2 井 | 45 | | 达标 | 35 | | 达标 |
| | 前哨 201 井 | 46 | | 达标 | 35 | | 达标 |
| | 前哨 4 井 | 46 | | 达标 | 36 | | 达标 |

从表 4.4-1 可以看出，项目区声环境满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准要求。

# 4.5 水环境现状调查与评价

项目区 5.0km 范围内无地表水体，油气集输管线沿线无穿越地表水体。本项目在正常开采及油气集输过程中，产生的含油污水、井下作业废水不外排，不与周边地表水体发生水力联系，因此，本次环评不进行地表水环境现状调查与评价，仅对地下水环境现状进行调查评价。

## 4.5.1 地下水环境现状调查

### 4.5.1.1 调查方法

项目区地处准噶尔盆地古尔班通古特沙漠腹地，地下水类型主要为松散岩类孔隙水，以潜水为主，潜水位埋深大于 10m，含水层岩性为第四系细砂。根据现场调查，项目区周边人工开采水井分布数量很少，本次评价从实际出发，引用项目区附近的地下水监测井数据。

### 4.5.1.2 监测点位布设

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》，地下水现状调查评价范围可以根据建设项目所在地水文地质条件确定。本项目所在区域地下水类型为孔隙水，地下水资源小于 10 万 $m^3/km^2$.年，属于地下水资源贫乏地区。根据项目区综合水文地质图可知，本项目区位于准噶尔盆地古尔班通古特沙漠腹地，在钻探深度内是以单一结构的潜水含水层为主的沙漠平原区，含水层岩性为细砂、粉砂、粉细砂。本项目引用《石西油田作业区前哨 2 井地面集气工艺完善改造工程环境影响报告表》中莫水 5、莫水 6、莫水 12 地下水监测数据，监测时间为 2019 年 11 月 8 日，监测单位为新疆新能源（集团）环境检测有限公司。本项目所引用的地下水监测井，均位于项目区地下水径流下游，与本项目所在地属于同一水文地质单元，监测时间为 2019 年 11 月 8 日，监测数据具有代表性、时效性。

本次环评地下水环境质量现状监测共引用 3 个地下水监测点，分别是莫水 5、莫水 6、莫水 12。地下水监测点情况表 4.5-1、点位见图 4.3-1 所示。

**表 4.5-1　　本项目地下水监测点情况统计表**

| 监测点位置 | 坐标 | 与项目位置关系 | 监测对象 | 监测单位及时间 | 数据来源 |
|---|---|---|---|---|---|
| 莫水 5 | | 前哨 402_H 东南侧 7.8km | | 新疆新能源（集团）环境检测有限公 | 石西油田作业区前哨 2 井地面集气工艺完 |
| 莫水 6 | | 前哨 4 井南 | | | |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | 侧 14.2km | | 司，2019 年 11 月 8 日 | 善改造工程环境影响报告表 |
| 莫水 12 | | 前哨 402_H 井东南侧 9.6km | | | |

#### 4.5.1.3 监测频率

引用地下水监测点均监测 1 天，每个点位采样 1 次。

#### 4.5.1.4 监测项目及分析方法

（1）监测项目

①基本水化学组成因子离子：$K^+$、$Na^+$、$Ca^{2+}$、$Mg^{2+}$、$CO_3^{2-}$、$HCO_3^-$、$Cl^-$、$SO_4^{2-}$；

②基本水质因子：pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、铬（六价）、总硬度、氟化物、镉、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氯化物；

③特征因子：挥发性酚类、石油类。

（2）分析方法

采样按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)执行，监测分析方法按照《地下水环境监测技术规范》（HJ/T164-2004）、《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）有关标准和规范执行。各地下水监测因子和检测分析因子分析方法及检出限情况见表 4.5-2。

**表 4.5-2　　地下水环境监测因子和检测因子分析方法及检出限值一览表**

| 序号 | 监测因子 | 检 测 方 法 | 最低检出浓度 |
|---|---|---|---|
| 1 | pH | 水质 pH 值的测定 玻璃电极法 GB6920-1986 | / |
| 2 | 总硬度 | 水质 钙和镁总量的测定 EDTA 滴定法 GB7477-1987 | 5mg/L |
| | | 生活饮用水标准检验方法 感官性状和物理指标 GB/T5750.4-2006（7.1 法） | 1.0mg/L |
| 3 | 溶解性总固体 | 生活饮用水标准检验方法 感官性状和物理指标 GB/T5750.4-2006（8.1 法） | 5mg/L |
| 4 | 挥发酚 | 水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法 HJ503-2009 | 0.0003mg/L |
| 5 | 耗氧量 | 水质 化学需氧量的测定 快速消解分光光度法 HJ/T399-2007 | / |
| 6 | 氨氮 | 水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法 HJ535-2009 | 0.025mg/L |
| 7 | 亚硝酸盐 | 水质 无机阴离子(F-、Cl-、$NO^{2-}$、Br-、$NO^{3-}$、$PO_4^{3-}$、$SO_3^{2-}$、$SO_4^{2-}$)的测定 离子色谱法 HJ84-2016 | 0.016mg/L |
| 8 | 硝酸盐 | 水质 无机阴离子(F-、Cl-、$NO^{2-}$、Br-、$NO^{3-}$、$PO_4^{3-}$、$SO_3^{2-}$、$SO_4^{2-}$)的测定 离子色谱法 HJ84-2016 | 0.016mg/L |

| | | | |
|---|---|---|---|
| 9 | 氰化物 | 水质 氰化物的测定 容量法和分光光度法 HJ484-2009 | 0.004mg/L |
| 10 | 氟化物 | 水质 无机阴离子(F-、Cl-、NO2-、Br-、NO3-、PO43-、SO32-、SO42-)的测定 离子色谱法 HJ84-2016 | 0.006mg/L |
| 11 | 砷 | 水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法 HJ694-2014 | 0.3μg/L |
| 12 | 镉 | 生活饮用水标准检验方法 金属指标9.1无火焰原子吸收分光光度法 （GB/T5750.6-2006） | 0.5μg/L |
| 13 | 六价铬 | 水质 六价铬的测定 二苯碳酰二肼分光光度法 GB7467-1987 | 0.004mg/L |
| 14 | 石油类 | 水质 石油类的测定 紫外分光光度法 HJ970-2018 | 0.01mg/L |
| 15 | 碳酸盐 | 碱度（总碱度、重碳酸盐和碳酸盐）的测定（酸滴定法）（SL 83-1994） | / |
| 16 | 碳酸盐 | 碱度（总碱度、重碳酸盐和碳酸盐）的测定（酸滴定法）（SL 83-1994） | / |
| 17 | $SO_4^{2-}$ | 水质 无机阴离子(F-、Cl-、$NO^{2-}$、Br-、$NO^{3-}$、$PO_4^{3-}$、$SO_3^{2-}$、$SO_4^{2-}$)的测定 离子色谱法 HJ84-2016 | 0.018mg/L |
| 18 | $Cl^-$ | 水质 无机阴离子(F-、Cl-、$NO^{2-}$、Br-、$NO^{3-}$、$PO_4^{3-}$、$SO_3^{2-}$、$SO_4^{2-}$)的测定 离子色谱法 HJ84-2016 | 0.007mg/L |
| 19 | 硫酸盐 | 水质 硫酸盐的测定 铬酸钡分光光度法（HJ/T 342-2007） | 8mg/L |
| 20 | 氯化物 | 水质 氯化物的测定 硝酸银滴定法（GB11896-89） | / |

## 4.5.2 地下水环境质量现状检测分析因子浓度

各监测点地下水检测分析因子（八大离子）分析结果见表 4.5-3。

**表 4.5-3 地下水检测分析因子（八大离子）分析结果一览表 单位：mg/L**

| 监测因子 / 监测点 | | $K^+$ | $Na^+$ | $Ca^{2+}$ | $Mg^{2+}$ | $CO_3^{2-}$ | $HCO_3^-$ | $Cl^-$ | $SO_4^{2-}$ |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 潜水 | 莫水 5 | 6.355 | 562.196 | 76.38 | 15.12 | 0.501 | 158 | 858 | 8.15 |
| | 莫水 6 | 7.354 | 853.497 | 204.62 | 56.57 | 0.501 | 137 | 1681 | 17.4 |
| | 莫水 12 | 5.927 | 465.096 | 53.87 | 3.41 | 0.501 | 129 | 667 | 8.15 |

由表 4.5-3 分析可知，评价区地下水矿化度大于 1.0g/L，地下水阴离子以 $HCO_3^-$、$Cl^-$为主，阳离子以 $Na^+$、$Ca^{2+}$为主，水化学类型主要以 $HCO_3$ Cl-Ca·Na 型为主。

## 4.5.3 地下水环境质量现状评价

### 4.5.3.1 评价标准与评价方法

（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

评价方法采用单因子指数法。

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。

### 4.5.2.2 监测及评价结果

本次环评地下水监测及评价结果见表 4.5-4。

**表 4.5-4　　地下水现状监测及评价结果单位：mg/L（除 pH 外）**

| 监测项目 | Ⅲ类标准值 | 标准值 | 单位 | 监测值 | | | 对标结果 | | | 评价结果 | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | 莫水 5 | 莫水 6 | 莫水 12 | Pi 莫水5 | Pi 莫水6 | Pi 莫水12 | 莫水 5 | 莫水 6 | 莫水 12 |
| 1 | pH | 6.5～8.5 | 无量纲 | 7.07 | 7.13 | 7.09 | 0.047 | 0.087 | 0.06 | 达标 | 达标 | 达标 |
| 2 | 砷 | ≤10 | μg/l | 1.3 | 0.8 | 0.7 | 0.13 | 0.08 | 0.07 | 达标 | 达标 | 达标 |
| 3 | 镉 | ≤5 | μg/l | 0.202 | 0.202 | 0.248 | 0.04 | 0.04 | 0.05 | 达标 | 达标 | 达标 |
| 4 | 六价铬 | ≤0.05 | mg/L | 0.008 | 0.007 | 0.005 | 0.16 | 0.14 | 0.10 | 达标 | 达标 | 达标 |
| 5 | 氰化物 | ≤0.05 | mg/L | ＜0.004 | ＜0.004 | ＜0.004 | / | / | / | 达标 | 达标 | 达标 |
| **6** | 氟化物 | ≤1.0 | mg/L | 0.71 | 0.79 | 0.88 | 0.71 | 0.79 | 0.88 | 达标 | 达标 | 达标 |
| **7** | **溶解性总固体** | **≤1000** | **mg/L** | **$1.17\times10^3$** | **$1.04\times10^3$** | **$1.20\times10^3$** | **1.17** | **1.04** | **1.20** | **超标** | **超标** | **超标** |
| 8 | 氨氮 | ≤0.50 | mg/L | 0.167 | 0.172 | 0.189 | 0.33 | 0.34 | 0.38 | 达标 | 达标 | 达标 |
| 9 | 总硬度 | ≤450 | mg/L | 219 | 248 | 192 | 0.49 | 0.55 | 0.43 | 达标 | 达标 | 达标 |
| 10 | 石油类 | ≤0.05 | mg/L | 0.02 | 0.02 | 0.03 | 0.40 | 0.40 | 0.60 | 达标 | 达标 | 达标 |
| 11 | 硝酸盐氮 | ≤20 | mg/L | 0.266 | 0.370 | 0.233 | 0.01 | 0.02 | 0.01 | 达标 | 达标 | 达标 |

| | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 12 | 亚硝酸盐氮 | ≤1.0 | mg/L | ＜0.016 | ＜0.016 | ＜0.016 | / | / | / | 达标 | 达标 | 达标 |
| 13 | 耗氧量 | ≤3.0 | mg/L | 1.30 | 1.20 | 1.30 | 0.43 | 0.40 | 0.43 | 达标 | 达标 | 达标 |
| 14 | 挥发酚 | ≤0.002 | mg/L | ＜0.0003 | ＜0.0003 | ＜0.0003 | / | / | / | 达标 | 达标 | 达标 |
| 15 | 硫酸盐 | ≤250 | mg/L | 9.05 | 30.0 | 15.4 | 0.04 | 0.12 | 0.06 | 达标 | 达标 | 达标 |
| 16 | **氯化物** | **≤250** | **mg/L** | **341** | **869** | **473** | **1.36** | **3.48** | **1.89** | **超标** | **超标** | **超标** |

从表 4.5-4 可以看出，项目区地下水水质天然背景值较高，溶解性总固体、氯化物均有不同程度超标，其余监测因子可满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类限值。石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅲ类标准。

## 4.6 土壤环境现状调查与评价

### 4.6.1 土壤类型及分布调查

项目区气候极端干旱，植被极为稀疏，土壤发育较差，类型较为简单，广大地区为风沙土所覆盖。这种土壤是在风成沙性母质上发育起来的，质地较粗，物理性粘粒很少。因风蚀风积作用的交替进行，使土壤发育处于不断的复幼状况下，加之植被稀疏生物作用微弱，有机物质积累很少，成土过程十分微弱，剖面层次分化不明显，因此风沙土在很大程度上只具有风积沙沉积物岩性特征而缺乏其它的诊断层和诊断特征。风沙土可分为流动风沙土、半固定风沙土和固定风沙土三个亚类。而本区域土壤类型以流动风沙土为主。见图 4.6-1 土壤类型分布图。

流动风沙土：地表光裸无植被，偶见单个的沙生柽柳。土壤剖面无发育层次，只有干沙层和湿沙层之分。干沙层表面为沙波纹，疏松，无结构，灰黄色。湿沙层为淡黄色，湿润，疏松。流动风沙土养分含量极低，有机质含量小于 1g/kg。颗粒组成以 0.25～01mm 的细砂粒极为主，干沙层自然含水量 0.6～1.1g/kg，湿沙层 14~15g/kg。

### 4.6.2 土壤环境质量现状监测

本项目属于采矿业的石油开采活动，根据《环境影响评价技术导则　土壤环境》（HJ 964-2018）规定，为Ⅰ类建设项目。项目属于土壤污染影响型项目，占地规模小，环境敏感程度为不敏感，因此评价工作等级为二级。本次在项目占地范围内布设 3 个柱状样点（前哨 2 井、前哨 201 井、前哨 4 井），1 个表层样

点（QSHW402 井），在占地范围外评价范围内布设 2 个表层样点（QSHW401 井北侧 200m、前哨 202 井南侧 200m），对项目区土壤环境质量现状进行监测。土壤监测采样日期为 2021 年 3 月 12 日至 3 月 14 日，监测单位为新疆新能源（集团）环境检测有限公司。

#### 4.6.2.1 监测点位

占地范围内：3 个柱状样（S2~S4），1 个表层样（表层 S1）；

占地范围外：井场外 200m 范围内共 2 个表层样（S5~S6）。

监测点位信息详见表 4.6-1，监测点位见图 4.3-1。

**表 4.6-1　　土壤监测点位信息**

| 监测项目 | | 监测点位 | | | 监测时间 | 监测频率/要求 | 监测因子 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 土壤 | 占地范围内 | 1 | | 1 个监测点 | 监测 1 次 | 表层样 0-0.2m 取样 | ①基本因子：《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地的 45 项基本因子；②特征因子：石油烃 |
| | | 2 | | 3 个监测点 | 监测 1 次 | 柱状样：0-0.5m、0.5-1.5m、1.5-3m 分别取样 | 特征因子：石油烃 |
| | | 3 | | | | | |
| | | 4 | | | | | |
| | 占地范围外 | 1 | | 2 个监测点 | 监测 1 次 | 表层样 0-0.2m 取样 | 特征因子：石油烃 |
| | | 2 | | | | | |

#### 4.6.2.2 监测时间

土壤监测采样日期为 2021 年 3 月 12 日至 3 月 14 日。

#### 4.6.2.3 监测因子

土壤监测因子如下：

基本因子：《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地的 45 项基本因子：砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷，1,2-二氯乙烷，1,1-二氯乙烯，顺-1,2-二氯乙烯，反-1,2-二氯乙烯，二氯甲烷，1,2-二氯丙烷，1,1,1,2-四氯乙烷，1,1,2,2-四氯乙烷，四氯乙烯，1,1,1-三氯乙烷，1,1,2-三氯乙烷，三氯乙烯，1,2,3-三氯丙烷，氯乙烯，苯，氯苯，1,2-二氯苯，1,4-二氯苯，乙苯，苯乙烯，甲苯，

间二甲苯+对二甲苯，邻二甲苯，硝基苯，苯胺，2-氯酚，苯并[a]蒽，苯并[a]芘，苯并[b]荧蒽，苯并[k]荧蒽，䓛，二苯并[a,h]蒽，茚并[1,2,3-cd]芘、萘。

特征因子：石油烃。

#### 4.6.2.4 评价标准

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

#### 4.6.2.5 评价方法

采用标准指数法：

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

式中：　Ci——i 污染物的监测值；

Si——i 污染物的评价标准值；

Pi——i 污染物的污染指数

#### 4.6.2.6 监测结果与评价

土壤现状监测与评价结果见表 4.6-2、4.6-3。

**表 4.6-2　　S1 表采用样监测结果统计表　单位：mg/kg　pH 无量纲**

| 序号 | 污染物项目 | 监测结果 | | | 标准限值（mg/kg） | 是否达标 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 单位 | QSHW402 井场内(0～20cm) | Pi | | |
| 1 | 砷 | mg/kg | 4.41 | 0.074 | 60 | 达标 |
| 2 | 镉 | mg/kg | ＜0.07 | / | 65 | 达标 |
| 3 | 六价铬 | mg/kg | 0.56 | 0.098 | 5.7 | 达标 |
| 4 | 铜 | mg/kg | 12.1 | 0.001 | 18000 | 达标 |
| 5 | 铅 | mg/kg | 11.4 | 0.014 | 800 | 达标 |
| 6 | 汞 | mg/kg | 0.034 | 0.001 | 38 | 达标 |
| 7 | 镍 | mg/kg | 9.4 | 0.010 | 900 | 达标 |
| 8 | 石油烃 | mg/kg | ＜6 | / | 4500 | 达标 |
| 9 | 四氯化碳 | mg/kg | ＜0.03 | / | 2.8 | 达标 |
| 10 | 氯仿 | mg/kg | ＜0.02 | / | 0.9 | 达标 |
| 11 | 氯甲烷 | mg/kg | ＜0.003 | / | 37 | 达标 |
| 12 | 1,1-二氯乙烷 | mg/kg | ＜0.02 | / | 9 | 达标 |
| 13 | 1,2-二氯乙烷 | mg/kg | ＜0.01 | / | 5 | 达标 |
| 14 | 1,1-二氯乙烯 | mg/kg | ＜0.01 | / | 66 | 达标 |
| 15 | 顺-1,2-二氯乙烯 | mg/kg | ＜0.008 | / | 596 | 达标 |
| 16 | 反-1,2-二氯乙烯 | mg/kg | ＜0.02 | / | 54 | 达标 |
| 17 | 二氯甲烷 | mg/kg | ＜0.02 | / | 616 | 达标 |
| 18 | 1,2-二氯丙烷 | mg/kg | ＜0.008 | / | 5 | 达标 |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 19 | 1,1,1,2-四氯乙烷 | mg/kg | ＜0.02 | / | 10 | 达标 |
| 20 | 1,1,2,2-四氯乙烷 | mg/kg | ＜0.02 | / | 6.8 | 达标 |
| 21 | 四氯乙烯 | mg/kg | ＜0.02 | / | 53 | 达标 |
| 22 | 1,1,1-三氯乙烷 | mg/kg | ＜0.02 | / | 840 | 达标 |
| 23 | 1,1,2-三氯乙烷 | mg/kg | ＜0.02 | / | 2.8 | 达标 |
| 24 | 三氯乙烯 | mg/kg | ＜0.009 | / | 2.8 | 达标 |
| 25 | 1,2,3-三氯丙烷 | mg/kg | ＜0.02 | / | 0.5 | 达标 |
| 26 | 氯乙烯 | mg/kg | ＜0.02 | / | 0.43 | 达标 |
| 27 | 苯 | mg/kg | ＜0.01 | / | 4 | 达标 |
| 28 | 氯苯 | mg/kg | ＜0.005 | / | 270 | 达标 |
| 29 | 1,2-二氯苯 | mg/kg | ＜0.02 | / | 560 | 达标 |
| 30 | 1,4-二氯苯 | mg/kg | ＜0.008 | / | 20 | 达标 |
| 31 | 乙苯 | mg/kg | ＜0.006 | / | 28 | 达标 |
| 32 | 苯乙烯 | mg/kg | ＜0.02 | / | 1290 | 达标 |
| 33 | 甲苯 | mg/kg | ＜0.006 | / | 1200 | 达标 |
| 34 | 间二甲苯+对二甲苯 | mg/kg | ＜0.009 | / | 570 | 达标 |
| 35 | 邻二甲苯 | mg/kg | ＜0.02 | / | 640 | 达标 |
| 36 | 硝基苯 | mg/kg | ＜0.09 | / | 76 | 达标 |
| 37 | 苯胺 | mg/kg | ＜0.08 | / | 260 | 达标 |
| 38 | 2-氯酚 | mg/kg | ＜0.06 | / | 2256 | 达标 |
| 39 | 苯并〔a〕蒽 | mg/kg | ＜0.1 | / | 15 | 达标 |
| 40 | 苯并〔a〕芘 | mg/kg | ＜0.1 | / | 1.5 | 达标 |
| 41 | 苯并〔b〕荧蒽 | mg/kg | ＜0.2 | / | 15 | 达标 |
| 42 | 苯并〔k〕荧蒽 | mg/kg | ＜0.1 | / | 151 | 达标 |
| 43 | 䓛 | mg/kg | ＜0.1 | / | 1293 | 达标 |
| 44 | 二苯并〔a,h〕蒽 | mg/kg | ＜0.1 | / | 1.5 | 达标 |
| 45 | 茚并〔1,2,3-cd〕芘 | mg/kg | ＜0.1 | / | 15 | 达标 |
| 46 | 萘 | mg/kg | ＜0.007 | / | 70 | 达标 |
| 47 | pH | 无量纲 | 9.62 | / | / | 达标 |

**表 4.6-3　　土壤监测及评价结果（石油烃）　单位：mg/kg**

| 占地范围内<br>柱状样监测点位 | 监测层位 | 标准限值 | 监测结果（mg/kg） | 标准指数 | 评价结果 |
|---|---|---|---|---|---|
| 前哨 2 井 | 0～0.5m | 4500 | ＜6 | / | 达标 |
| | 0.5～1.5m | | ＜6 | / | 达标 |
| | 1.5～3.0m | | ＜6 | / | 达标 |
| 前哨 201 井 | 0～0.5m | | ＜6 | / | 达标 |
| | 0.5～1.5m | | ＜6 | / | 达标 |
| | 1.5～3.0m | | ＜6 | / | 达标 |
| 前哨 4 井 | 0～0.5m | | ＜6 | / | 达标 |
| | 0.5～1.5m | | ＜6 | / | 达标 |
| | 1.5～3.0m | | ＜6 | / | 达标 |
| 占地范围外<br>表层样监测点位 | 监测层位 | | 监测结果（mg/kg） | 标准指数 | 评价结果 |
| QSHW401 井北侧 | 0～0.2m | | ＜6 | / | 达标 |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| 200m | | | | | |
| 前哨 202 井南侧 200m | 0～0.2m | | ＜6 | / | 达标 |

由监测结果可知：评价范围内监测点位的所有监测因子的污染指数均小于1，满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）（试行）第二类用地筛选值标准。

**图 4.6-1　项目区土壤类型分布图**

# 5.环境影响预测与评价

## 5.1 生态环境影响分析

### 5.1.1 生态环境影响特征

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

（1）油田开发建设工程对生态环境影响具有区域性环境影响特征。

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

（3）影响方式主要发生在施工期，施工结束后可逐步恢复。

在干旱荒漠背景下，工程开发建设对区内生态体系稳定性影响的主要途径是地表扰动和植被破坏。

### 5.1.2 生态环境影响

#### 5.1.2.1 占地影响分析

本项目计划部署采气井 9 口（其中新井 6 口，老井利用 3 口）、评价井 1 口，钻井总进尺 $3.53\times10^4$m，新建集气干线 17.9km，单井采气管线 10.08km，燃料气干线 17.9km，单井燃料气管线 10.08km，检修道路 20.61km。采（集）气管线与燃料气管线同沟敷设，占地类型为沙地。

本项目总占地面积 49.05hm$^2$，其中永久性占地面积为 10.03hm$^2$，临时占地面积 39.02hm$^2$。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

工程占地在油区范围内并呈点线状分布，对土壤、植物、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响，同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。

由于临时占地的扰动、破坏，将增加土壤风蚀量，油田所在区域为稀疏植被区，植被的防风固沙作用相对较弱。但地表保护层砾幕或盐壳层具有很强的防风沙的生态功能，其作用不容忽视。这种盐壳的形成是由于长期的风蚀或土壤中的盐碱沉积作用，使地表原有的细砂及细粉物质被吹蚀，由于雨水的作用，使砾石与土层紧密地结合，形成了致密而稳定的保护结构，它保护着地下的粉细物质，对区域由于风蚀引起的水土流失起着很好的抑制作用。由于运输车辆及施工人员的活动，可使地表砾幕和盐壳层受到破坏，这些保护层一旦被破坏，又得经过一年、二年甚至三到五年的吹蚀，使地表粉细物质全部被吹蚀后才能处于稳定状态。因而在近几年内，区域内的风蚀量会有所增加，影响空气环境质量。

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

#### 5.1.2.2 水土流失的影响分析

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），本项目位于呼图壁县境内，属于天山北坡诸小河流域水土流失重点治理区。建设单位在项目建设和运行过程中要严格按照设计、环评以及水保要求做好水土流失防治措施。

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

（1）土壤粗粒化

在土壤沙化过程中，当风力作用地表产生风蚀时，便产生风选作用，细粒物质被带走，粗粒物质大部分原地保留下来，从而使土壤颗粒变粗，将未沙化的原始土壤和“就地起沙”形成的风沙土颗粒粒级加以比较，沙化后的风沙土较之原始土壤粗砂和细砂粒显著增加，而粉砂和粘粒粒级减少。

（2）土壤贫瘠及含盐量变化

沙化引起土壤贫瘠化的原因，一是积累土壤有机质的表层被风吹蚀；二是在风沙化发展过程中，土壤干旱并在高温影响下，有机物质矿化加强，使原来积累

的有机物大量分解；三是土壤粗粒化结果。从未沙化原始土壤与沙化地段土壤肥力对比看，土壤有机质和全氮含量随沙漠化增加有所降低，特别是土壤有机质随沙化强度的变化十分明显。磷素和钾素随沙化程度增加，含量无明显差异。土壤中的易溶性盐分是随土壤水分发生移动的，并随着土壤水分蒸发而在地表聚积。由于沙土毛管上升高度低，因此，通过毛管上升水流到达地表而产生的积盐很微弱，另外在土壤受到风蚀沙化时，表土层的盐分有的被吹蚀，有的和含盐轻的底土层发生混合，因而也降低了风沙土壤的盐分含量，据邻近油田的调查结果表明，随沙化增强，盐分含量降低。

（3）对油区公路、管线、井场的危害

评价区内春夏两季为多风季节，尤其是春季大风频繁，沙尘暴天气较多， 而此时降水稀少，因而干旱沙质地表的沙层易被风力吹扬，风沙活动可以风蚀公路。

在敷设管线下管回填时，回填土高于原地表，由于土质疏松，易被春秋季的大风扬起的沙尘，从而造成水土流失。此外管线穿越冲沟处，水工防护设施设计不当或没有采取水工防护，可能在洪水季节由于水流的冲刷而剥蚀暴露出管线。

#### 5.1.2.3 对植被的影响分析

根据管道建设的特点，对植被环境影响最大的是管道施工对地表植被的扰动和破坏。项目区域植被稀疏，地表大面积裸露，景观单调，绝大部分地段很少或根本无植物生长，为裸地。对地表植被影响较小。

在管线施工过程中，开挖管沟区将底土翻出，使土体结构几乎完全改变。挖掘区植被全部被破坏，其管线两侧的植被则受到不同程度的破坏和影响。

根据工程分析资料，施工作业期间的污染主要来自于扬尘及施工期废弃物。虽然在整个作业期间都有生活废水的产生，但因其量较少，作业期短，因而影响很小。因而在此只从扬尘、施工废弃物对植被的影响进行分析。

（1）扬尘对植被的影响

工程开发建设中的扬尘是对植被生长产生影响的因素之一，扬尘产生的颗粒物质在植物地上器官(叶、茎、花和果实)沉降将对植物产生直接影响。沉降物在植物表面的扬尘以干粉尘、泥膜等形式累积，植物表面上的沉降物覆盖层阻塞气孔，导致气体交换减少，叶片温度升高，光合作用下降，叶片黄化干缩，植物的干物质生产受到影响。一般情况下，大范围内很低浓度的颗粒物慢性沉降不至于

对自然生态系统产生不利影响，只有当颗粒物的沉降速率很高时才会造成生态问题。但对植物的伤害程度还取决于周围的环境及地形。

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

（2）施工废弃物对植被的影响

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

（3）施工期人为活动对植被的影响

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

①由于开发及施工过程中人类践踏形成的小面积局部地段的次生裸地，从而增加产生沙化的可能性；其多集中在临时性占地外围 50m 范围内，这种影响一般为短期性影响，且强度不大，施工结束，这一影响也逐渐消除。

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

#### 5.1.2.4 植物的生物量损失

本工程区域植被稀少，全部为沙漠地带，植物的生物损失量极少。

#### 5.1.2.5 对野生动物的影响分析

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

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

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

### 5.1.4 退役期生态环境影响分析

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

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

另外，井场清理等工作还会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃管线、残渣等进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用，

废弃建筑残渣外运至指定处理场填埋处理。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

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

### 5.1.5 区域生态系统稳定性及完整性影响分析

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

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

根据工程区域生态系统偏离自然状况的程度，将生态系统完整性划分为 5 个等级，分别是高、好、适度、差和恶化。“高”的生态系统完整性状态是完全或者计划全部与没有受到干扰的参考点情况一致。“好”的生态系统完整性有着重要的但是轻微偏离没有受到干扰的状态的特征。在“适度”的生态系统完整性层次，所有的标准都表现出较强的偏离没有受到干扰的状态。“差”的生态系统完整性则受到很强的偏离，而“恶化”则是极度偏离。工程区域生态系统完整性等级见表 5.1-2。

**表 5.1-2　　工程所在区域生态系统完整性等级表**

| 标准 | 生态系统完整性 | | | | | 工程区域 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | 高 | 好 | 适度 | 差 | 恶化 | |

| | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 指示物种 | 指示种 | 没有或者几乎没有指示植物死亡 | 一些草本植物死亡 | 大量草本和少量灌木死亡 | 大量灌木死亡 | 大量乔木树种开始死亡 | 好 |
| | 物种结构 | 没有或者几乎没有变化 | 轻微变化 | 重大变化 | 剧烈变化 | 过度变化 | 高 |
| | 生物量和密度 | | | | | | |
| 压力 | 气候干旱程度 | 较湿润 | 适中 | 较干旱 | 很干旱 | 干旱加剧 | 差 |
| | 地下水位/水质 | 小于 1.5m/很好 | 1.5-3m/好 | 3-5m/中 | 5-9m/差 | 9m/很差 | 差 |
| | 土壤盐分 | 较低 | 一般低 | 较高 | 高 | 很高 | 差 |
| 响应 | 生物个体响应 | 生长很好 | 能正常生长 | 生长缓慢 | 停止生长 | 濒临死亡 | 好 |
| | 种群相对多度 | 没有或者几乎没有变化 | 轻微变化 | 重大变化 | 完全变化 | 完全变化 | 好 |
| | 物种多样性 | | | | | | |
| 结构 | 种群结构 | 没有或者几乎没有变化 | 轻微变化 | 重大变化 | 剧烈变化 | 过度变化 | 适度 |
| | 土壤状况 | | | | | | |
| | 空间异质性/斑块大小/破碎度 | 没有或者几乎没有变化 | 轻微变化 | 重大变化 | 完全变化 | 完全变化 | 适度 |
| 功能 | 种群适应性 | 好 | 好 | 一般 | 较差 | 很差 | 适度 |
| | 种群生物量 | 大量增加 | 有所增加 | 不变 | 减少 | 急剧减少 | 差 |
| | 群落演替 | 正向演替 | 正向演替 | 演替方向不明显 | 逆向演替 | 被新的群落所取代 | 适度 |
| | 对小尺度干扰 | 没有或几乎没有影响 | 轻微影响 | 重大影响 | 剧烈影响 | 过度影响 | 差 |
| | 斑块连接性 | 很好 | 较好 | 一般 | 较差 | 很差 | 适度 |
| | 营养循环速率 | 很大 | 较大 | 一般 | 较小 | 很小 | 差 |
| 组成 | 丰度/频度/重要性/生物量/密度 | 没有或几乎没有变化 | 轻微变化 | 重大变化 | 剧烈变化 | 过度变化 | 好 |
| | 物种多样性 | | | | | | |
| | 同一性/分布 | | | | | | |

从表 5.1-2 可以看出工程区生态完整性受本项目影响较小，工程区生态完整性变化主要受区域自然环境变化影响。油田开发加大了评价区人为干扰的力度，同时也加剧局部区域有自然荒漠生态系统向人工生态系统演替的趋势；但是由于工程占地面积有限，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因此对于

评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显影响。

### 5.1.6 小结

本项目建设区域没有自然保护区、风景名胜区、基本农田等生态环境敏感目标。本项目位于呼图壁县境内，属于天山北坡诸小河流域水土流失重点治理区。建设单位在项目建设和运行过程中要严格按照设计、环评以及水保要求做好水土流失防治措施。

项目对生态环境的影响主要来自施工期占地的影响，本项目总占地面积 49.05hm$^2$，其中永久性占地面积为 10.03hm$^2$，临时占地面积 39.02hm$^2$，占地类型均为沙地。地表植被稀疏，项目地表植被为本区域广布的荒漠植被，由工程造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降。

由于本区域的野生动物种类少，少有大型野生动物在本区域出现，工程对野生动物的影响较小。

因此总体上看本项目建设对生态环境影响较小。

## 5.2 大气环境影响分析

### 5.2.1 施工期环境空气影响分析

#### 5.2.1.1 污染源分析

施工期废气主要包括井场、站场、管线作业带等施工场地平整清理、管沟开挖、回填、建材运输、露天堆放、装卸等过程产生的扬尘，施工机械及运输车辆产生的燃油废气等。

#### 5.2.1.2 施工期大气环境影响分析

本项目在施工期对环境空气的影响主要为钻井、管线敷设、道路建设和地面工程建设过程中可能产生扬尘，如细小的建筑材料的飞扬，或土壤被扰动后导致的尘土飞扬。

（1）钻井作业柴油机烟气排放环境影响分析

钻井作业柴油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，加之大气环境影响评价范围内地域辽阔，扩散条件较好。类比其它相似钻井井场，场界外各项污染物浓度均小于《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）

中新污染源无组织排放监控点浓度限值和《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中浓度限值。

钻井作业柴油机烟气排放及总烃挥发对周围环境影响较小。

（2）运输车辆扬尘的影响分析

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

在油田区块开发前期，由于主要进行地面建筑、道路等施工，区块内大量出入中型车辆，因此区块内道路主要为砂石路，车辆行驶的扬尘污染较重，要求适当洒水降尘，减轻污染。随油田开发进入产液期，区块道路面硬化，这部分扬尘影响大大减轻。

（3）地面工程施工过程中扬尘的影响

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

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

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

### 5.2.2 运营期大气环境影响分析

根据工程分析内容，井场采用加热节流工艺，采用水套炉加热节流橇。共设置 175kW 水套炉加热节流撬 4 台、120kW 水套炉加热节流撬 6 台，加热设备采用莫北转油站返输干气作为燃料气。本项目对大气环境影响主要为水套炉燃烧烟气和油气集输过程中产生一定量的烃类挥发。

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

#### 5.2.2.1 水套炉燃烧烟气影响预测分析

（1）预测因子及标准

根据工程污染源、工程区域环境的特点，结合环境影响因素分析结果，确定本次评价的大气环境影响预测因子为 $SO_2$、$NO_2$、烟尘。

$SO_2$、$NO_2$、烟尘评价标准执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级标准。

（2）预测评价范围

本次大气评价范围确定为项目区边界为起点，外扩 2.5km 的范围。

（3）预测模式

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

（4）污染源参数

污染源预测参数见表 5.2-1。

表 5.2-1 大气污染源参数表

| 名称 | 燃气量（万 $Nm^3/a$） | 污染物 | 产生量 (t/a) | 产生浓度（$mg/m^3$） | 排放方式 |
|---|---|---|---|---|---|
| 前哨 203_H | 11.22 | 烟气量（万 $Nm^3/a$） | 152.89 | -- | 经 8m 高排气筒排放 |
| | | 烟尘 | 0.03 | 17.8 | |
| | | $SO_2$ | 0.05 | 29.4 | |
| | | $NO_X$ | 0.21 | 137.5 | |
| QSHW202 | 16.50 | 烟气量（万 $Nm^3/a$） | 224.83 | -- | 经 8m 高排气筒排放 |
| | | 烟尘 | 0.05 | 17.8 | |
| | | $SO_2$ | 0.07 | 29.4 | |
| | | $NO_X$ | 0.31 | 137.5 | |
| QSHW203 | 16.50 | 烟气量（万 $Nm^3/a$） | 224.83 | -- | 经 8m 高排气筒排放 |
| | | 烟尘 | 0.05 | 17.8 | |
| | | $SO_2$ | 0.07 | 29.4 | |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | $NO_X$ | 0.31 | 137.5 | |
| QSHW204 | 16.50 | 烟气量（万 Nm³/a） | 224.83 | -- | 经 8m 高排气筒排放 |
| | | 烟尘 | 0.05 | 17.8 | |
| | | $SO_2$ | 0.07 | 29.4 | |
| | | $NO_X$ | 0.31 | 137.5 | |
| 前哨 402_H | 11.22 | 烟气量（万 Nm³/a） | 152.89 | -- | 经 8m 高排气筒排放 |
| | | 烟尘 | 0.03 | 17.8 | |
| | | $SO_2$ | 0.05 | 29.4 | |
| | | $NO_X$ | 0.21 | 137.5 | |
| QSHW402 | 16.50 | 烟气量（万 Nm³/a） | 224.83 | -- | 经 8m 高排气筒排放 |
| | | 烟尘 | 0.05 | 17.8 | |
| | | $SO_2$ | 0.07 | 29.4 | |
| | | $NO_X$ | 0.31 | 137.5 | |

（5）预测结果

本项目设置 175kW 水套炉加热节流撬 4 台、120kW 水套炉加热节流撬 6 台，本次评价影响预测选取 1 台 175kW 水套炉进行。按照估算模式 AIRSCREEN 计算燃烧排放污染物 $NO_X$、$PM_{10}$、烟尘的最大地面浓度，预测结果见表 5.2-2。

表 5.2-2　　175kW 水套炉燃烧废气排放预测结果一览表

| 距源中心下风向距离(m) | $SO_2$ | | $NO_2$ | | 烟尘 | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | 下风向预测浓度（μg/m³） | 占标率（%） | 下风向预测浓度（μg/m³） | 占标率（%） | 下风向预测浓度（μg/m³） | 占标率（%） |
| 10 | 2.168 | 0.43 | 9.602 | 4.8 | 1.549 | 0.34 |
| 50 | 2.286 | 0.46 | 10.124 | 5.06 | 1.633 | 0.36 |
| **80** | **2.582** | **0.52** | **11.433** | **5.72** | **1.844** | **0.41** |
| 100 | 2.429 | 0.49 | 10.755 | 5.38 | 1.735 | 0.39 |
| 150 | 1.764 | 0.35 | 7.81 | 3.9 | 1.26 | 0.28 |
| 200 | 1.392 | 0.28 | 6.163 | 3.08 | 0.994 | 0.22 |
| 300 | 1.21 | 0.24 | 5.359 | 2.68 | 0.864 | 0.19 |
| 400 | 0.991 | 0.2 | 4.39 | 2.19 | 0.708 | 0.16 |
| 500 | 0.854 | 0.17 | 3.781 | 1.89 | 0.61 | 0.14 |
| 600 | 0.756 | 0.15 | 3.348 | 1.67 | 0.54 | 0.12 |
| 700 | 0.674 | 0.13 | 2.986 | 1.49 | 0.482 | 0.11 |
| 800 | 0.607 | 0.12 | 2.69 | 1.34 | 0.434 | 0.1 |
| 900 | 0.548 | 0.11 | 2.428 | 1.21 | 0.392 | 0.09 |
| 1000 | 0.497 | 0.1 | 2.2 | 1.1 | 0.355 | 0.08 |
| 1100 | 0.452 | 0.09 | 2.004 | 1 | 0.323 | 0.07 |
| 1200 | 0.414 | 0.08 | 1.834 | 0.92 | 0.296 | 0.07 |
| 1300 | 0.381 | 0.08 | 1.685 | 0.84 | 0.272 | 0.06 |
| 1400 | 0.351 | 0.07 | 1.554 | 0.78 | 0.251 | 0.06 |
| 1500 | 0.325 | 0.06 | 1.439 | 0.72 | 0.232 | 0.05 |
| 1600 | 0.302 | 0.06 | 1.337 | 0.67 | 0.216 | 0.05 |
| 1700 | 0.282 | 0.06 | 1.247 | 0.62 | 0.201 | 0.04 |
| 1800 | 0.264 | 0.05 | 1.171 | 0.59 | 0.189 | 0.04 |
| 1900 | 0.25 | 0.05 | 1.108 | 0.55 | 0.179 | 0.04 |
| 2000 | 0.237 | 0.05 | 1.05 | 0.52 | 0.169 | 0.04 |
| 2100 | 0.225 | 0.04 | 0.996 | 0.5 | 0.161 | 0.04 |
| 2200 | 0.214 | 0.04 | 0.947 | 0.47 | 0.153 | 0.03 |

| 距源中心下风向距离(m) | $SO_2$ | | $NO_2$ | | 烟尘 | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | 下风向预测浓度（μg/m³） | 占标率（%） | 下风向预测浓度（μg/m³） | 占标率（%） | 下风向预测浓度（μg/m³） | 占标率（%） |
| 2300 | 0.204 | 0.04 | 0.901 | 0.45 | 0.145 | 0.03 |
| 2400 | 0.194 | 0.04 | 0.859 | 0.43 | 0.139 | 0.03 |
| 2500 | 0.185 | 0.04 | 0.82 | 0.41 | 0.132 | 0.03 |
| 最大地面浓度 | 2.582μg/m³ | | 11.433μg/m³ | | **1.844**μg/m³ | |
| 最大地面浓度占标率 | 0.52% | | 5.72% | | 0.41% | |
| 最大地面浓度距源距离 | 80m | | | | | |

根据以上计算结果可知：

①项目 2500m 范围内，生产过程中排放的污染物 $SO_2$、$NO_2$、烟尘最大落地浓度占标率均小于 10%，其中 $P_{SO2}$=0.52%、$P_{NO2}$=5.72%、$P_{烟尘}$=0.41%，占标率最大的污染物为 $NO_2$，占标率为 5.72%，出现在水套炉下风向距离 80m 处。

②有组织源对区域环境空气的影响主要集中在污染源下风向 80m 范围内，项目区 5km 范围内无大气环境敏感点以上，因此对大气环境敏感目标影响不大。

③预测结果表明，本工程正常工况下有组织源排放的各种大气污染物下风向地面浓度均低于《环境空气质量标准》二级标准限值，项目正常排放的各污染物对评价区域大气环境质量均不会产生明显影响。

#### 5.2.2.2 废气无组织排放大气环境影响分析

在油气集输环节产生的挥发性有机物（VOCs）主要包括非甲烷总烃（烷烃、烯烃、芳香烃、炔烃等）、含氧有机化合物（醛、酮、醇、醚、酯、酚等）、卤代烃，含氮有机化合物，含硫有机化合物等，对本项目而言，VOCs 主要为非甲烷总烃。本项目采用密闭集输，凝析油最大产能 $2.22\times10^4$t/a，参照《环境影响评价实用技术指南（第二版）》（机械化工出版社）中提供的无组织排放源强估算系数，VOCs 产生量为原料年用量或产品年产量的 0.1‰~0.4‰。本项目油气集输全程密闭，可有效减少 VOCs 的产生，故产污系数取 0.1‰，则 VOCs 排放量为 2.22t/a。

烃类无组织排放是影响油气田区域环境空气的主要污染源之一，本项目油气开采、集输采用密闭流程，井口密封并设紧急切断阀，可有效减少烃类气体的排放量。类比同类井场非甲烷总烃监测结果可知，正常运行情况下，井场外非甲烷总烃浓度可达到《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》

（GB39728-2020）中企业边界污染物控制（4.0mg/m$^3$）要求，说明站井场正常运行期间无组织排放的非甲烷总烃对周围环境空气影响较小。

#### 5.2.2.3 大气污染物排放量核算

本项目大气污染物排放量核算情况详见表 5.2-5。

**表 5.2-5　　大气污染物无组织排放量核算结果**

| 污染源 | 污染物项目 | 主要污染防治措施 | 国家或地方污染物排放标准 | | 核算年排放量（t/a） |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | 标准名称 | 浓度限值（mg/m$^3$） | |
| 井场 | $SO_2$ | 采用莫北转油站返输干气作为燃料气 | 锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建锅炉大气污染物排放浓度限值 | 50 | 0.58 |
| | NOx | | | 200 | 2.50 |
| | 烟尘 | | | 20 | 0.38 |
| | 非甲烷总烃 | 日常维护，做好密闭措施 | 非甲烷总烃排放参照执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求 | 井场、站场边界无组织挥发产生的非甲烷总烃 1h 平均浓度限值 4mg/m$^3$ | 2.22 |

#### 5.2.2.4 大气环境影响评价自查表

大气环境影响评价自查表见表 5.2-6。

**表 5.2-6　　大气环境影响评价自查表**

| 工作内容 | | 自查项目 | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 评价等级与范围 | 评价等级 | 一级□ | | 二级√ | | 三级□ | | | |
| | 评价范围 | 边长=50km□ | | 边长 5～50km□ | | 边长=5km√ | | | |
| 评价因子 | $SO_2$+$NO_x$ 排放量 | ≥2000t/a□ | | 500～2000t/a□ | | ＜500t/a√ | | | |
| | 评价因子 | 基本污染物（$SO_2$、$NO_2$、$PM_{10}$、$PM_{2.5}$、 CO、$O_3$）<br>其他污染物（NMHC、$H_2S$） | | | | 包括二次 PM2.5□<br>不包括二次 PM2.5√ | | | |
| 评价标准 | 评价标准 | 国家标准√ | | 地方标准□ | | 附录 D√ | | 其他标准□ | |
| 现状评价 | 环境功能区 | 一类区□ | | 二类区√ | | 一类区和二类区□ | | | |
| | 评价基准年 | （2019）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√<br>本项目非正常排放源□<br>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（$SO_2$、$NO_2$、烟尘） | | | 包括二次 PM2.5□<br>不包括二次 PM2.5√ |
| | 正常排放短期浓度贡献值 | C 本项目最大占标率≤100%√ | | | C 本项目最大占标率＞100%□ |
| | 正常排放年均浓度贡献值 | 一类区 | C 本项目最大占标率≤10%□ | | C 本项目最大占标率＞10%□ |
| | | 二类区 | C 本项目最大占标率≤30%□ | | C 本项目最大占标率＞30%□ |
| | 非正常排放 1h 浓度贡献值 | 非正常持续时长（）h | c 非正常占标率≤100%□ | | c 非正常占标率＞100%□ |
| | 保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值 | C 叠加达标□ | | | C 叠加不达标□ |
| | 区域环境质量的整体变化情况 | k≤-20%□ | | | k＞-20%□ |
| 环境监测计划 | 污染源监测 | 监测因子：（$SO_2$、$NO_2$、烟尘非甲烷总烃氢） | 有组织废气监测√<br>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 | $SO_2$：（0.58）t/a | $NO_x$：（2.50）t/a | 颗粒物：（0.38）t/a | VOCs：（2.22）t/a |

### 5.2.3 退役期大气环境影响分析

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

## 5.3 声环境影响分析与评价

### 5.3.1 施工期声环境影响分析

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

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

**表 5.3-1　　施工主要机械噪声值及衰减情况表**

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

通过类比分析可知，运输、平整场地、管沟开挖及回填、建筑物修建等过程中，昼间施工场 50m 以外均不超过《建筑施工场界环境噪声排放标准》（昼间 75dB(A)），而在夜间则会超标（夜间 55dB(A)）。项目区 5km 内无居民，并且施工期噪声源均为暂时性的，只在短时期对局部环境和施工人员造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。施工期噪声对周围环境造成的影响属可接受范围。

## 5.3.2 运营期声环境影响分析

### 5.3.2.1 运营期主要噪声源

本项目运营期噪声源主要为井场机泵等设备噪声，以及压裂、修井等井下作业噪声，因井下作业为阶段性作业，故本次噪声预测仅考虑井场机泵噪声。

### 5.3.2.2 井场噪声环境影响预测

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

项目建成后不同距离噪声预测值见表 5.3-2。

**表 5.3-2　　各种施工机械在不同距离的噪声预测值　　单位：dB（A）**

| 距离（m） | 运行噪声 | 5 | 10 | 30 | 60 | 80 | 100 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 井场机泵 | 70 | 56.0 | 50.2 | 42.1 | 38.9 | 38.2 | 37.8 |

井口装置噪声源强较低，影响范围有限。由预测结果可知，本项目单井井场厂界噪声值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准限值要求，且周边无声环境敏感点，因此工程实施后不会对周围声环境产生明显影响。

### 5.3.2.3 井下作业噪声环境影响分析

井下作业过程中最强的噪声源为压裂车噪声，最高可达 120dB(A)，导致作业现场周围噪声超出《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）标准要求，但是由于油井多分布在空旷地带，加上井下作业周期较短，声源具有不

固定性和不稳定性，在施工时，对高噪声设备设置临时屏蔽设施，则其对周围环境的影响是可以接受的。

### 5.3.3 退役期声环境影响分析

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

### 5.3.4 声环境影响评价小结

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

## 5.4 水环境影响分析

### 5.4.1 水文地质条件

项目区无天然地表水体，与该地区有补给关系的准噶尔盆地边缘发育多条河流。其中南部有呼图壁河、塔西河、玛纳斯河；北部有乌伦古河、和布克河和白杨河。这些河流的径流特点均由盆地外围水资源形成的山区河流经盆地边缘汇流至盆地中心—玛纳斯湖。而实际上，由于各流域灌区的大量引水灌溉，加上沿程河道渗漏和蒸发，现已无地表水流入玛纳斯湖，基本上是以地下径流的方式汇入盆地，最终流向盆地的最低处—玛纳斯湖。

（1）地下水类型，含水层及富水特征

根据水文地质勘探资料表明，项目区域埋藏有两种类型的地下水，即第四系松散岩类孔隙水和第三系碎屑岩类孔隙-裂隙水。

①第四系松散岩类孔隙水

第四系松散沉积物厚度数十米至上百米不等，含水层为一套冲积-湖积的双层结构，上部为潜水，下部为承压水，含水层岩性以粗砂为主，承压水含水层顶板埋深多大于 60m。潜水位埋深为 10m-15m，为微咸水；而且该层采水量一般小于 50$m^3$/d。矿化度 1-3g/L，水化学类型主要以 Cl-$SO_4$-Na 型和 Cl-Na 型为主。

根据现有资料分析，评价区内的第四系沉积物基本不含水或含少量水，地下水埋深浅则十数米，深则数十米，其水质较差，不适于工农业开发利用。另一方面，大部分地区，地下水位以上，降水入渗后被包气带地层阻隔，短期内形成局部上层滞水，地下水或以毛细水、结合水形式存在，正是这些主要接受少量、不

定期降水补给的少量重力水、毛细水甚至结合水的存在，成为当地植被得以维系的前提和关键。

②第三系碎屑岩类孔隙-裂隙水

第三系碎屑岩类孔隙-裂隙水顶板埋深 50-100m，承压水岩性主要是砂岩和泥质砂岩，地下水单井涌水量 122.89$m^3$/d-345.4$m^3$/d，矿化度 3-10g/L，水化学类型以 Cl-Na 型和 Cl-SO4-Na 型为主，生产用水主要是开采第三系碎屑岩类孔隙-裂隙水。

（2）地下水补给、径流、排泄条件

受区域水文地质条件控制，评价区位于准噶尔盆地腹地，下水补给来源较少，浅层承压水主要接受盆地北部山区、以及上游玛纳斯湖等地表径流垂向渗漏补给，同时向深部承压水进行径流补给。浅层地下水的总体径流方向由西北向东南进行径流，径流速度缓慢，浅层承压水的径流强度比深部地下承压水的径流强度要大。深部承压水除主要接受北部以及浅层承压水还可能接受盆地南部补给，无论是来自北部和南部的补给，汇集于此的深部承压水径流速度缓慢，几乎处于滞缓状态。由于气候干燥，浅层的地下水由水平运动转化为垂直运动，大量的消耗、蒸发排泄。

（3）地下水化学特征

由于评价区位于准噶尔盆地腹地，气候干燥，地下水补给总体上来源匮乏，蒸发浓缩作用强烈，加之径流速度也缓慢，导致其矿化度逐渐升高、地下水质逐渐变差，地下水多为半咸水及咸水。区内地下水水化学特征水平方向上变化很小，但在垂向上，无论是矿化度还是水化学类型均存在一定的变化。在垂向上，地下水化学类型由浅部的 Cl-Na 型过渡到 Cl·$SO_4$-Na（Ca）型；浅层承压水矿化度向深层承压水的矿化度逐渐减，地下水矿化度从大于 10g/L 变化到 5-10g/L 左右。承压水水化学类型由浅层的 Cl-Na 型过渡到至深部的 Cl×$SO_4$-Na（Ca）型，矿化度由浅层 19.06g/L 过渡到至深部的 5.44g/L。

## 5.4.2 水环境影响分析

由于工程区附近无地表水体，工程开发建设、运营产生废水也不排入地表水体，因此，本项目在开发建设、运营对当地区域地表水体不产生影响。

本环评仅对工程开发、运行排放废水对工程区域地下水环境的影响进行分析。

#### 5.4.2.1 正常状况下地下水环境影响分析

（1）地下水污染源类型

在建设期，对地下水环境可能造成影响的污染源为施工人员生活污水及管道试压废水。

运营期，废水污染源主要为回注的采出水和井下作业废水，污染物主要为石油类。

（2）废水处置措施及可行性分析

1）施工期废水

钻井期生活污水经施工营地防渗生活污水收集池收集后，定期拉运至生活污水处理厂处理。

管线、道路等地面工程施工期不设施工营地，施工人员在施工单位集中公寓居住，无新增生活污水产生。

管道试压废水主要污染物为 SS，可用作场地降尘用水。

2）运营期的采出水

根据本项目开发指标预测表，最大采出水量 16.4t/d（5400t/a），采出水中主要污染物为 SS、COD、石油类、挥发酚等，其浓度分别为 44mg/L，4500mg/L，69.53mg/L，0.15mg/L。由此可计算出：本项目 SS、COD、石油类、挥发酚的年产生量分别为 0.24t、24.55t、0.38t、0.0008t。本项目采出水依托莫北转油站采出水处理系统处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准中指标后回注油层，不外排。

综合回注井地质资料，回注层为高矿化的盐水，与项目区所在区域内潜水含水层及有供水意义的含水层无水力联系，在正常情况下不会对其产生影响。确保回注污水不破坏潜水和承压水的水质，可对回注污水实现有效封堵。且回注井在钻井过程中进行了固井，在固井质量良好的情况下可确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内回注水的交换，有效保护地下水层，可对回注水实现有效封堵。后期随着注水量的不断增加，地层压力也随之不断升高，必须加强监测、观察，避免因水窜层造成地下水的污染。采出水处置措施可行。

3）运营期的井下作业废水

本项目井下作业废水集中收集后拉运至石西集中处理站进行处理，处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后回注油层，根据上述分析，处置措施可行。

综上，正常情况下，本项目采出水经处理后回注油层，综合回注井地质和结构资料，回注层与工程所在区域内潜水含水层及承压水层无水力联系，在正常情况下不会对其产生影响；回注井在钻井过程中进行了固井，在固井质量良好的情况下可以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内回注水的交换，有效保护地下水层，可对回注水实现有效封堵；集输管线是全封闭系统，输送、储存的介质不会与管线穿越区的地下水水体之间发生联系，正常运行时不会对管线穿越地区地下水环境造成影响。即正常情况下，本项目的实施对地下水的影响较小。

#### 5.4.2.2 非正常状况下地下水环境影响分析

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

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

油田开发对地下水产生污染的途径主要有两种方式，即渗透污染和穿透污染途径。

**渗透污染**：是导致地下水污染的普遍和主要方式。采出水的跑、冒、滴、漏和落地油、套管内上返的采出水等，都是通过包气带渗透到潜水含水层而污染地下水的。包气带厚度愈薄，透水性愈好，就愈造成潜水污染，反之，包气带愈厚、透水性愈差，则其隔污能力就愈强，则潜水污染就愈轻。

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

（1）油水窜层对地下水的污染影响

油水窜层一般是由于表层套管和油层套管的固井失误导致油气窜层使地下水受污染。井孔坍塌、埋钻、卡钻处理失效导致油气窜层，对第四系含水层厚度判定不定，误为第三系套管隔离失效；对事故废弃井和终采后的弃井封井失当和未进行封井等等，以及其他不可予见的事故产生，都可能造成上部潜水水质劣变乃至严重污染。

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

根据区域水文地质条件，本项目潜水位埋藏深度大于 10m，含水层厚度小于于 10m。项目区的潜水和承压水水质均较差，受强烈蒸发蒸腾作用，地下水矿化多大于 10g/L，地下水类型多为 Cl-$SO_4$-Na 型咸水。根据井身结构，本项目水平井均采用三开井身结构。在钻井过程中采用双极固井，可确保井壁不会发生侧漏，可有效隔离潜水层和承压水层与开采层的交换，有效保护地下水层。

由废弃的油井、套管被腐蚀破坏而污染到地下水的现象，在前期不会发生，待油田开发到中后期时，废弃的油井、套管被腐蚀破坏，才可能会对地下水有影响：废弃油井在长期闲置过程中，在地下各种复合作用下，固井水泥被腐蚀，套管被腐蚀穿孔，加上只封死井口，油气物质失去了释放通道，会通过越流管道进入潜水含水层，参与地下水循环。虽然此时油层几乎没有多少压力，原油不大可能进入到含水层污染地下水，但这一现象仍应引起重视，评价区内的废弃井应全部打水泥塞，并经严格的试压以防窜漏污染地下水。

（2）井喷事故对地下水的污染影响

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。根据测算，井喷发生后，一般需要 1-2d 才能得以控制。据类比资料显示，井喷在污染最大范围在半径 200m 左右时，井喷持续时间 2d，井喷范 围内土壤表层可见有蜡状的原油喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。但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，石油类污染物很难下渗到 2m 以下，井喷事故对水环境的影响主要表现为对其周围土壤的影响，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。

（3）泄漏事故对地下水的污染影响

集输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。管线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，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。贮污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。

通常集输管线泄漏产生的污染物以点源形式通过土壤表层下渗进入地下含水层。因而管道泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于原油的物理性质、泄漏量、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等因素。

a、地表污染物在包气带土壤中的下渗

由于各种土壤的不同土层对石油类均有吸附能力，石油类污染物主要集中在表层，随着时间的推移，包气带土壤对石油类物质的吸附将趋向饱和，吸附能力将逐渐降低。一般来讲，土壤表层 0~20cm 的滞留石油类物质的含量至少是下层（1m 以下）石油类物质含量的 35 倍；且石油类多在地表 1m 以内积聚，1m 以下土壤中含油量甚少。本项目输油管线一旦发生泄漏，建设单位及当地环境保护部门会组织专门力量进行污染物的清除工作，将在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质。将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。

考虑最不利情况，地表连续入渗通过包气带土壤进入地下水，其历时时间与包气带的厚度成正比，与土壤的渗透系数成反比，即：t=h/k。

式中：t－污染物渗透穿过包气带的时间（d）；

h－包气带厚度（m）；

k－垂直渗透系数（m/d）。

由区域地质资料可知，该区域内包气带土壤厚度为大于 10m；土壤垂向饱和平均渗透系数为 0.4-0.99m/d，则由此推算当事故发生，评价区域内污染物达到饱水状态后渗透至潜水含水层的时间大于 25d。

b、集输管道采出液的泄漏对地下水的影响分析

当污染物连续进入土壤包气带时，如果忽略包气带的持水作用及对污染物的滞留作用和净化作用，污染物可到达地下水潜水含水层大于 25d。如果考虑以上作用，污染物穿过包气带到达地下水所需时间会更长一些。

原油属疏水性有机污染物，难溶于水且容易被土壤吸附。泄漏后首先被表层的土壤吸附截留，进入到潜水后，原油将随着地下水运移和衰减。由于油品泄漏为偶然事故，符合自然衰减规律，油溢出的最大浓度按 10mg/L 计，并成为污染地下水的源强浓度。

根据相关研究资料，本次采用解析法，按照一级衰减动力学方程分析石油中有机污染物的衰减规律。

$e_i=C_0 \cdot e^{-kt}$

$t^{1/2}=0.693/k$

式中：$e_i$——预测浓度（被降解后的浓度），按 0.3mg/L 计（该值取自《生活饮用水卫生标准》(GB5749-2006)）；

$C_0$——污染源强（mg/l），按 10mg/L 计；

k——有机物的降解速率常数（/d），根据相关研究，按 0.015 计；

t——降解发生的时间（d）；

$t_{1/2}$——有机物的半衰期（d）；

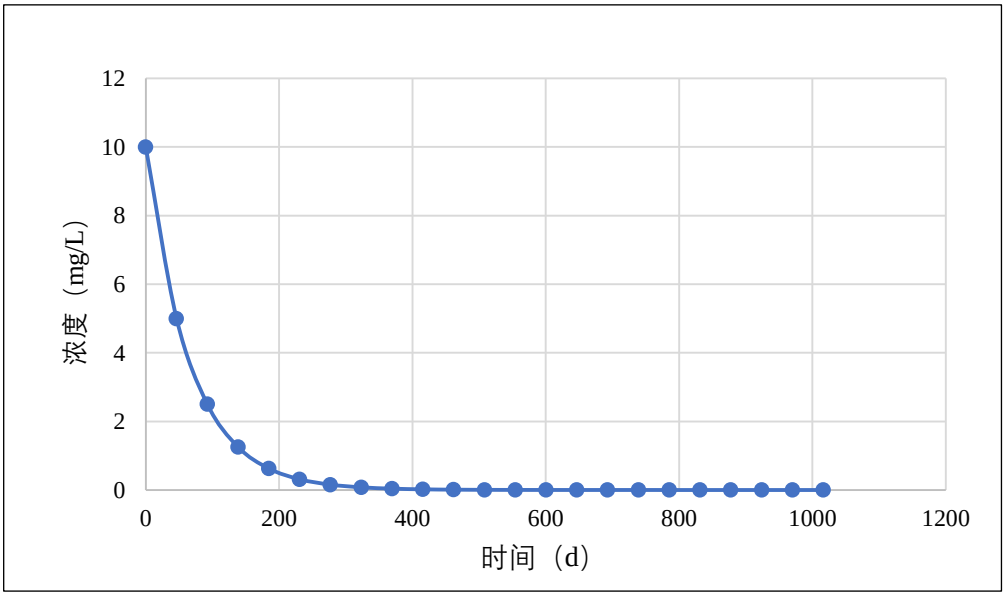



**图 5.4-4　有机污染物的一级衰减曲线**

由计算结果可以看出，石油类污染物的半衰期约为 50d 左右，经过 231 天的自然降解，污染物浓度才可达到地下水中石油类浓度的标准值 0.3mg/L。故输油管道必须采取必要的防渗和防腐措施，并加强巡检，防止其泄漏进而污染到周边区域内的地下水。由于管线泄漏事故为短期大量排放，污染物的泄漏以地表扩展为主，一般能及时发现，并可很快加以控制，石油烃多属疏水性有机污染物，难

溶于水而容易被土壤有机质吸附，当土壤中有机质含量较高时，石油烃等污染物在其中迁移的阻滞作用较强，迁移及衰减速度较慢，其影响范围不大，对地下水环境不易产生不利影响。项目区地下水循环条件差，径流、排泄基本处于停滞状态，为密闭型地下水，因此，集输管线破裂对地下水环境产生的影响也非常有限。

非正常状况下，对地下水的影响属可接受范围。

### 5.4.3 小结

本项目钻井期生活污水经施工营地防渗生活污水收集池收集后，定期拉运至生活污水处理厂处理；管线、道路等地面工程施工期不设施工营地，施工人员在施工单位集中公寓居住，无新增生活污水产生。管道试压废水经沉淀后用于降尘，不会对当地水环境产生大的不利影响。

运营期的采出水依托莫北转油站污水处理系统处理，井下作业废水依托石西集中处理站污水处理系统处理，均达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准中指标后，回注油层。

正常状况下，污染源从源头上可以得到控制；非正常状况下，由于管线泄漏事故为短期大量排放，污染物的泄漏以地表扩展为主，一般能及时发现，并可很快加以控制，石油烃多属疏水性有机污染物，难溶于水而容易被土壤有机质吸附，其影响范围不大，对地下水环境不易产生不利影响。因项目区地下水循环条件差，径流、排泄基本处于停滞状态，为密闭型地下水，因此，集输管线破裂对地下水环境产生的影响也非常有限。非正常状况下，对地下水的影响属可接受范围。

## 5.5 固体废物影响分析

### 5.5.1 固体废物产生与分类

本工程开发过程中产生的固体废物主要来自于两方面：施工期钻井过程中产生的钻井废弃泥浆和岩屑、少量生活垃圾等；运行期产生的固体废物主要为油泥砂和工作人员产生的生活垃圾。项目产生的固体废物排放情况见表 5.5-1。

表 5.5-1　　固体废物排放情况汇总

| 开发阶段 | 固废种类 | 废物特征 | 产生量 | 排放量 | 主要处理措施及排放去向 |
|---|---|---|---|---|---|
| 施工期 | 钻井泥浆 | 一般废物、危险废（HW08 071-002-08） | 3254m$^3$ | 0 | 钻井泥浆经不落地系统固液分离，回用于钻井液配备。 |
| | 钻井岩屑 | 一般废物 | 5263m$^3$ | 0 | 采用经不落地系统进行处理，分离后的水基钻井液产生的岩屑满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）后，用于铺设通井路、铺垫井场基础材料；油基钻井液产生的岩屑为 HW08 含油危废（废物代码：071-002-08），在井场方罐暂存，定期委托克拉玛依博达生态环保科技有限公司处置。 |
| | | 危险废（HW08 071-002-08） | 276m$^3$ | 0 | |
| | 生活垃圾 | 一般废物 | 15.75t | 0 | 集中收集后定期清运至生活垃圾填埋场处理 |
| 运行期 | 油泥砂 | 危险废物（HW08 071-001-08） | 5.08t/a | 0 | 委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司回收、处置。 |
| | 落地油 | 危险废物（HW08 071-001-08） | 1.0t/a | 0 | 落地油 100%回收，运至石西集中处理站原油处理系统进行处理。 |

## 5.5.2 施工期固体废弃物环境影响

（1）施工期固废环境影响分析

本工程钻井过程中一开、二开采用水基非磺化钻井液体系，三开采用油基钻井液体系，采用经不落地系统进行处理，在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，分离后的水基钻井液产生的岩屑满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）后，用于铺设通井路、铺垫井场基础材料；油基钻井液产生的岩屑为 HW08 含油危废（废物代码：071-002-08），在井场方罐暂存，定期委托克拉玛依博达生态环保科技有限公司处置。

钻井期生活垃圾经集中收集后，定期清运至生活垃圾填埋场处理。管线、道路等地面工程施工期不设施工营地，施工人员在施工单位集中公寓居住，无新增生活垃圾产生。

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，剩余土方用于场地平整和临时施工场地恢复。

（2）固废综合利用可行性分析

根据《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）规定，达到本标准污染物限值的钻井固体废物作为可利用资源，用于铺设服务油田生产的各种内部道路、铺垫井场、固废场封场覆土。本工程一开、二开钻井液采用水基钻井液体系，采用泥浆不落地技术处理经检测达到 DB65/T3997-2017 标准要求后，用于井区筑路、平整场地，符合《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）。三开采用油基钻井液体系，产生的岩屑为 HW08 含油危废（废物代码：071-002-08），在井场方罐暂存，定期委托克拉玛依博达生态环保科技有限公司处置。钻井液循环使用、岩屑合规处置，对环境影响较小。

### 5.5.3 运行期固体废弃物环境影响

（1）运营期固废环境影响分析

本项目运营期产生的固体废物主要为含油泥（砂）、落地油，最大产生量 6.08t/a，其中油泥（砂）最大产生量 5.08t/a，属于危险废物 HW08 071-001-08，委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司回收、处置；落地油最大产生量 1.0t/a，属于危险废物 HW08 071-001-08，由作业单位 100%回收，回收后的落地原油运至石西集中处理站原油处理系统进行处理。处置方式符合《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》（SYT 7301-2016）、《建设项目危险废物环境影响评价指南》(2017.10.1 实施)、《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环办发〔2018〕20 号）中的相关要求。通过采取以上措施，本工程产生的固体废物能够得到妥善的处置，不会对周围环境产生影响。

（2）危废处置依托可行性分析

本工程含油污泥依托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司进行处置，该公司具有处置含油污泥的危险废物经营许可证。

克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司于 2006 年开始建设，2008 年 8 月正式投产运行，有《危险废物经营许可证》（6502040007）、《道路运输经营许可证》（新交运管许可克市字 650203002309 号），具有油田污油泥运输及处置的资质，符合国家对危险废物的处置、转运要求。

克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司主要以处理油田污泥为主，设计处理规模为 $52\times10^4$t/a，采用“水—助溶剂”工艺，通过筛分、洗涤、静置、分离等工序，对含油污泥进行多次洗涤，将油品分离，净化污泥；根据污泥品种不同在洗涤液配方和洗涤工序中进行调整，处置多种不同性质的油田污泥，处置后的还原土属于一般固废，在指定地点填埋处理。目前博达实际处理量 $35\times10^4$t/a，留有 $17\times10^4$t/a 的富余量，本工程含油污泥产生量约 6.08t/a，依托可行。

### 5.5.4 固体废弃物环境影响评价小结

综合以上分析可知，项目施工期及运行期产生的固体废物根据其废物属性，按照一般固废和危险固废要求分类安全处置，不会对区域环境造成不利影响。

## 5.6 土壤环境影响分析

### 5.6.1 施工期土壤环境影响分析

项目区主要土壤类型是流动风沙土，本项目计划部署采气井 9 口（其中新井 6 口，老井利用 3 口）、评价井 1 口，钻井总进尺 $3.53\times10^4$m，新建集气干线 17.9km，单井采气管线 10.08km，燃料气干线 17.9km，单井燃料气管线 10.08km，检修道路 20.61km。本项目总占地面积 49.05hm$^2$，其中永久性占地面积为 10.03hm$^2$，临时占地面积 39.02hm$^2$。施工期对土壤质量的影响主要为井场、道路的永久占地、管道敷设过程中的开挖和回填的人为扰动、车辆行驶和机械施工、各种废弃物污染影响。

①破坏土壤原有结构

土壤结构是经过较长的历史时期形成的，管沟开挖和回填必将破坏土壤的结构。尤其是土壤中的团粒结构，一旦遭到破坏，必须经过较长的时间才能恢复。除管道开挖的 部分受到直接的破坏外，开挖土堆放两边占用土地，也会破坏土壤结构，此外，土层的 混合和扰动，同样会改变原有土壤层的性质。在施工中由于打乱土层，改变土壤容重，地表植被受到破坏，使得地表填筑物由于太阳热能的吸收量增加。类比调查表明：管道在运行期间，地表土壤温度比相邻地段高出 1℃-3℃，蒸发量加大，土壤水分减少，将可能形成一条明显的沟带。

②混合土壤层次、改变土壤质地

土壤质地因地形和土壤形成条件的不同而有较大的变化，即使同一土壤剖面，表层土壤质地与底层的也截然不同。管道的开挖和回填，必定混合原有的土壤层次，降低土壤的蓄水保肥能力，易受风蚀，从而影响土壤的发育，植被的恢复。

③影响土壤养分

土体构型是土壤剖面中各种土层的组合情况。不同土层的特征及理化性质差异较大。就养分而言，表土层远较心土层好，其有机质、全氮、速效磷、钾等含量高，紧实度、孔隙状况适中，适耕性强。施工对原有土体构型势必扰动，使土壤养分状况受到影响，严重者使土壤性质恶化，并波及其上生长的植被，甚至难以恢复。

根据调查，项目区土壤类型为风沙土，土壤养分整体平均水平偏低，工程占地范围内几乎无植被分布，故管道工程对土壤养分影响不大，生物量几乎无损失。

④影响土壤紧实度

管道铺设后的回填，一般难以恢复原有的土壤紧实度，施工中机械碾压，人员践踏等都会影响土壤的紧实度。土层过松，易引起水土流失，土体过紧，又会影响作物生长。

⑤土壤污染

施工过程中将产生施工垃圾、生活垃圾以及焊渣、废弃外涂层涂料等废物。这些固体垃圾可能含有难于分解的物质，如不妥善管理，回填入土，将影响土壤质量。另外施工过程中，各种机器设备的燃油滴漏也可能对沿线土壤造成一定的影响。

⑥工程对土壤沙化的影响

管道施工活动可能破坏地表保护层，土壤表层受干扰强烈，降低风沙区地表稳定性，在风蚀的作用下，有可能使流动风沙土移动速度增加，加快该区域沙漠化进程。

## 5.6.2 运营期土壤环境影响分析

### 5.6.2.1 正常工况下土壤环境影响分析

本项目在建设运行过程中可能造成土壤污染，按照《环境影响评价技术导则—土壤环境（试行）》（HJ964-2018）的相关要求，本项目土壤环境影响属于污染影响型，土壤环境影响评价工作等级判定为二级，本次采用导则附录 E 推荐的类

比分析法并结合定性分析法进行土壤环境影响预测。根据建设项目自身性质及其对土壤环境影响的特点，对运营期项目对土壤环境可能造成的影响，并针对这种影响提出防治对策，从而达到预防与控制环境恶化，减轻不良环境影响的目的，为土壤环境保护提供科学依据。

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

#### 5.6.2.2 非正常工况下土壤环境影响分析

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

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

**表 5.6-1　　建设项目土壤环境影响类型与影响途经表**

| 不同时段 | 污染影响型 | | | | 生态影响型 | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 大气沉降 | 地面漫流 | 垂直入渗 | 其他 | 盐化 | 碱化 | 酸化 | 其他 |
| 建设期 | | | | | | | | |
| 运营期 | | | √ | | | | | |
| 服务期满后 | | | | | | | | |
| 注：在可能产生的土壤影响类型出打“√”，列表未涵盖的可自行设计。 | | | | | | | | |

**表 5.6-2　　污染影响型建设项目土壤环境影响源及影响因子识别表**

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

**（1）溢油污染过程分析**

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

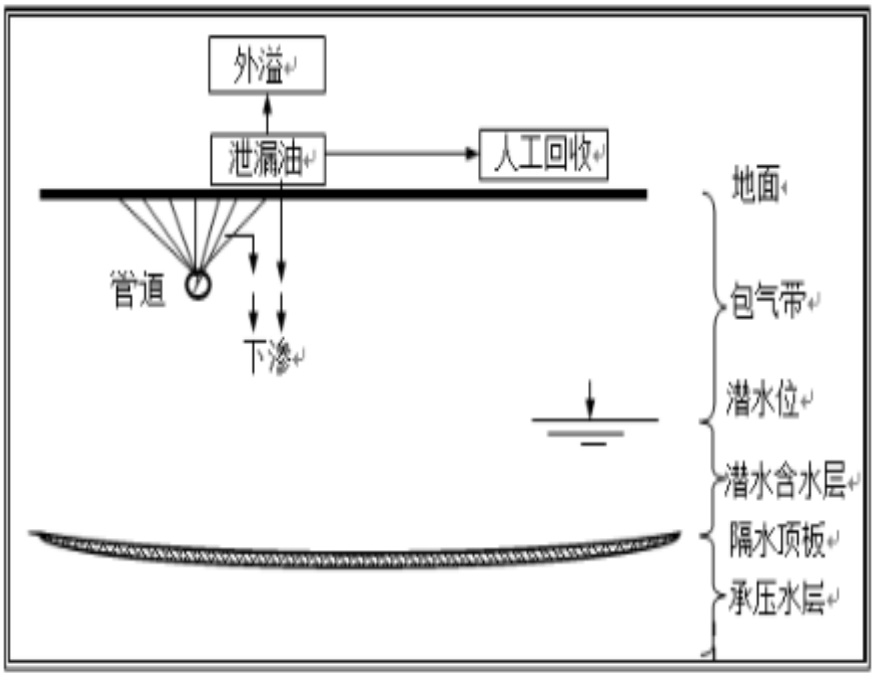



**图 5.6-1　溢油污染过程示意图**

—溢油在包气带中的污染过程分析

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

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

**（2）垂直入渗影响预测**

①项目区包气带岩性及厚度

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

②预测方法

采用类比分析法进行预测。

③预测情景设定

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

④污染物预测评价因子

污染物预测评价因子为石油类，考虑原油中石油类浓度为 1000mg/L。

⑤预测结果

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

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

### 5.6.3 土壤环境影响自查表

本项目土壤环境影响评价自查表，见表 5.6-4。

**表 5.6-4　　土壤环境影响评价自查表**

| 工作内容 | | 盆 1 井西凹陷前哨 2 井区侏罗系三工河组凝析气藏开发工程 | 备注 |
|---|---|---|---|
| 影响识别 | 影响类型 | 污染影响型√；生态影响型□；两种兼有□ | |
| | 土地利用类型 | 建设用地√；农用地□；未利用地□ | 土地利用类型图 |
| | 占地规模 | （10.03）$hm^2$ | |
| | 敏感目标信息 | 敏感目标（无）、方位（/）、距离（/） | |
| | 影响途径 | 大气沉降□；地面漫流□；垂直入渗√；地下水位□；其他□ | |
| | 全部污染物 | 采出液、井下作业废水 | |
| | 特征因子 | 石油烃 | |
| | 所属土壤环境影响评价项目类别 | Ⅰ类□；Ⅱ类√；Ⅲ类□；Ⅳ类□； | |
| | 敏感程度 | 敏感□；较敏感□；不敏感√； | |
| 评价工作等级 | | 一级□；二级□；三级√ | |

<table>
<tr><td rowspan="6">现状调查内容</td><td>资料收集</td><td colspan="5">a）√；b）√；c）√；d）√；</td><td></td></tr>
<tr><td>理化特性</td><td colspan="5">/</td><td>同附录 C</td></tr>
<tr><td rowspan="3">现状监测点位</td><td>层位</td><td>占地范围内</td><td>占地范围外</td><td>深度</td><td rowspan="3">点位布置图</td></tr>
<tr><td>表层样点数</td><td>1</td><td>2</td><td>0-0.2m</td></tr>
<tr><td>柱状样点数</td><td>3</td><td>-</td><td>0-3m</td></tr>
<tr><td>现状监测因子</td><td colspan="4" rowspan="2">《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（Gb36600-2018）第二类用地的 45 项基本因子、石油烃</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="3">现状评价</td><td>评价因子</td><td></td></tr>
<tr><td>评价标准</td><td colspan="4">GB15618□；GB36600√；表 D.2□；其他（）</td><td></td></tr>
<tr><td>现状评价结论</td><td colspan="4">土壤环境质量较好</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="3">影响预测</td><td>预测因子</td><td colspan="4">-</td><td></td></tr>
<tr><td>预测方法</td><td colspan="4">附录 E√；附录 F□；其他（）</td><td></td></tr>
<tr><td>预测分析内容</td><td colspan="4">影响范围（事故状态下，井场、站场产生的采出液、井下作业废水进入土壤的 0-3m 土层）影响程度（较小）</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="5">防治措施</td><td>预测结论</td><td colspan="4">达标结论：a）√；b）□；c）□<br>不达标结论：a）□；b）□</td><td></td></tr>
<tr><td>防控措施</td><td colspan="4">土壤环境质量现状保障√；源头控制√；过程防控√；其他（）</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="4">跟踪监测</td><td rowspan="2">层位</td><td colspan="2">前哨 201 井</td><td rowspan="2">深度</td><td rowspan="2">监测指标</td><td rowspan="2">监测频次</td></tr>
<tr><td>厂界内</td><td>厂界外 200m</td></tr>
<tr><td>表层</td><td>1</td><td>1</td><td>0-0.2m</td><td rowspan="2">石油烃</td><td rowspan="2">每 5 年 1 次</td></tr>
<tr><td>柱状</td><td>1</td><td>-</td><td>0-3m</td></tr>
<tr><td>信息公开指标</td><td colspan="4">-</td><td></td></tr>
<tr><td colspan="2">评价结论</td><td colspan="4">在工程做好定期监测、严格执行本次环评提出的污染防治措施的前提下本项目对土壤环境影响可接受</td><td></td></tr>
<tr><td colspan="7">注 1：“□”为勾选项，可√；“（）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。<br>注 2：需要分布开展土壤环境影响评价等级工作的，分别填写自查表。</td></tr>
</table>

# 5.7 环境风险评价

## 5.7.1 评价依据

### 5.7.1.1 评价工作等级

根据 2.5.6 章节关于环境风险评价等级的判定结果，本项目环境风险评价等级确定为三级。见表 5.7-1。

**表 5.7-1　　风险评价工作等级划分表**

| 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] |

### 5.7.1.2 风险评价范围

大气风险评价范围为集输管线评价范围设定为管道沿线 200m 的带状区域；井场和站场的评价范围设定为场界外半径 3.0km 范围。地下水环境风险评价范围同地下水评价范围。

## 5.7.2 风险调查

### 5.7.2.1 建设项目风险源调查

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凝析油、天然气。

（1）天然气

天然气中甲烷、乙烷属单纯窒息性气体，对人体基本无毒。其它组分如丙烷、异丁烷、正丁烷、异戊烷、正戊烷等都为微毒或低毒物质。天然气除气态烃外，还有少量二氧化碳、氮气等非烃气体。天然气理化性质、危险危害特性及防护措施见表 5.7-2。

**表 5.7-2　　天然气理化性质、危险危害特性及防护措施表**

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| 化学品名称 | 化学品中文名称 | 天然气 | | |
| | 化学品英文名称 | Natural gas dehydration | | |
| 成分/组成信息 | 主要有害成分 | | 甲烷 | |
| | 分子式 | $CH_4$ | 分子量 | 16.05 |
| 危险特性 | 危险性类别：第 2.1 类 易燃气体。<br>侵入途径：吸入。<br>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。<br>环境危害：对环境有害。<br>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。<br>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。<br>有害燃烧产物：一氧化碳。<br>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。 | | | |

<table>
<tr><td>操作处置与储存</td><td colspan="4">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。<br>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。</td></tr>
<tr><td>接触控制/个体防护</td><td colspan="4">工程控制：生产过程密闭，全面通风。<br>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）。<br>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。<br>身体防护：穿防静电工作服。<br>手防护：戴一般作业防护手套。<br>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℃）；<br>相对蒸汽密度（空气=1）：0.6</td><td>稳定性</td><td>稳定</td></tr>
<tr><td>爆炸极限</td><td>5~15%（V%）</td><td>引燃温度</td><td>537℃</td></tr>
<tr><td>稳定性和反应活性</td><td colspan="4">稳定性：稳定；禁配物：强氧化剂、强酸、强碱、卤素；避免接触的条件：高热，火源和不相容物质；聚合危害：不发生；分解产物：一氧化碳、二氧化碳。</td></tr>
<tr><td>毒理学资料</td><td colspan="4">LD50：$LC_{50}$：50%（小鼠吸入，2h）。<br>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。<br>废弃处置方法：建议用焚烧法处置。<br>废弃注意事项：处置前应参阅国家和地方有关法规。把倒空的容器归还厂商或在规定场所掩埋。</td></tr>
<tr><td>运输信息</td><td colspan="4">运输注意事项：采用钢瓶运输时必须戴好钢瓶上的安全帽。钢瓶一般平放，并应将瓶口朝同一方向，不可交叉；高度不得超过车辆的防护栏板，并用三角木垫卡牢，防止滚动。运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。严禁与氧化剂等混装混运。夏季应早晚运输，防止日光曝晒。中途停留时应远离火种、热源。公路运输时要按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。</td></tr>
</table>

（2）凝析油

凝析油理化性质、危险危害特性及防护措施见表 5.7-3。

**表 5.7-3　　凝析油理化性质、危险危害特性及防护措施表**

| | |
|---|---|
| 特别 | 易燃易爆 |

| | |
|---|---|
| 警示 | |
| 理化特性 | 凝析油是指从凝析气田或者油田伴生天然气凝析出来的液相组分，又称天然汽油。其主要成分是 C5 至 C11+烃类的混合物，并含有少量的大于 C8 的烃类以及二氧化硫、噻吩类、硫醇类、硫醚类和多硫化物等杂质，其馏分多在 20℃-200℃之间，挥发性好。<br>【主要用途】是生产溶剂油优质的原料。 |
| 危害信息 | 【燃烧和爆炸危险性】<br>其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。<br>【健康危害】<br>蒸气可引起眼及上呼吸道刺激症状，如浓度过高，几分钟即可引起呼吸困难、紫绀等缺氧症状。 |
| 安全措施 | 【操作安全】<br>密闭操作，注意通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴自吸过滤式防毒面具(半面罩)，戴化学安全防护眼镜，穿防静电工作服，戴橡胶耐油手套。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止蒸气泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂、还原剂、碱类接触。灌装时应控制流速，且有接地装置，防止静电积聚。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物。<br>【储存安全】<br>储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃。保持容器密封。应与氧化剂分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备和合适的收容材料。<br>【运输安全】<br>运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。夏季最好早晚运输。运输时所用的槽(罐)车应有接地链，槽内可设孔隔板以减少震荡产生静电。严禁与氧化剂、食用化学品等混装混运。运输途中应防曝晒、雨淋，防高温。中途停留时应远离火种、热源、高温区。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。公路运输时要按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。严禁用木船、水泥船散装运输 |
| 应急处置原则 | 【急救措施】<br>皮肤接触：脱去污染的衣着，用大量流动清水彻底冲洗。<br>眼睛接触：立即翻开上下眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗至少 15 分钟，就医。<br>吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。呼吸困难时给输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸。就医。<br>食入：催吐，就医<br>【灭火方法】<br>消防人员须佩戴防毒面具、穿全身消防服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。灭火剂：雾状水、泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。<br>【泄漏应急处置】<br>切断火源：在确保安全情况下堵漏。禁止泄漏物进入受限制的空间(如下水道等)，以避免发生爆炸。喷水雾可减少蒸发。用砂土、蛭石或其它惰性材料吸收，然后收集运至废物处理场所。或在保证安全情况下，就地焚烧。如大量泄漏，利用围堤收容，然后收集、转移、回收或无害处理后废弃。 |

#### 5.7.2.2 环境敏感目标调查

地处准噶尔盆地古尔班通古特沙漠腹部，现场踏勘结果表明，区域为典型的风积沙漠地貌，地表为固定～半固定沙丘覆盖，评价范围没有自然保护区、水源保护区、文物保护单位等其它特殊敏感目标。

### 5.7.3 环境风险潜势初判

#### 5.7.3.1 危险物质及工艺系统危险性（P）的分级确定

（1）危险物质数量与临界量比值（Q）

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），定量分析危险物质数量与临界量的比值（Q），见表 5.7-4。

**表 5.7-4　　本项目重大危险源辨识一览表**

| 序号 | 物质名称 | CAS 号 | 临界量/t |
|---|---|---|---|
| 1 | 石油气（伴生气） | 68476-85-7 | 10 |
| 2 | 油类物质（矿物油类，如石油、汽油、柴油等） | / | 2500 |

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中的判定方法，当存在多种危险物质时，按照下式计算物质总量与其临界量比值（Q）：

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

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

$Q_1$，$Q_2$，…，Qn--每种危险物质的临界量，t；

当 Q<1 时，该项目环境风险潜势为 I；

当 Q≥1 时，将 Q 值划分为：（1）1≤Q<10；（2）10≤Q<100；（3）Q≥100。

本工程不涉及危险物质的存储，工程新建集气干线 17.9km，单井采气管线 10.08km，燃料气干线 17.9km，单井燃料气管线 10.08km。

根据附录 C 中表 C.1 要求，长输管道运输项目应按站场、管线分段进行评价，本工程集气干线起终点均设置截断阀，因此，本次评价对本工程新建 17.9km 集气干线（D168×8/20G，设计压力 20MPa）进行评价。

凝析油密度按照 0.770t/$m^3$、天然气相对密度取 0.639。根据计算，管道最大储油量为 305.4t。

根据克拉伯龙方程，计算管道带压运行状态下的气体质量：

$$pV=nRT$$

p：气体压强，标况压强 0.101325Mpa，管道最大压力 20Mpa；

V：气体体积，管道体积；

n：气体的物质的量，单位 mol；

T：绝对温度，293.15K；

R：气体常数。

计算得：管道带压运行状态下最大储气量为 58.66t。

本工程辨识结果详见表 5.7-5。

**表 5.7-5　　辨识结果表**

| 时期 | 位置 | 储存装置 | 物质名称 | 临界量（t） | 最大储存量（t） | Q | 合计 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 运行期 | 集输管线 | 集输管线 | 凝析油 | 2500 | 305.4 | 0.12 | 5.99 |
| | | | 天然气 | 10 | 58.66 | 5.87 | |

根据上表计算结果，本项目 Q=5.99，1≤Q＜10。

（2）行业及生产工艺（M）

根据附录 C 中表 C.1，本项目属于石油天然气开采业，其行业及生产工艺 M=10（即本项目生产工艺为 M3）。

**表 5.7-6　　行业及生产工艺（M）（附录 C 中表 C.1）**

| 行业 | 评估依据 | 分值 | 评分 |
|---|---|---|---|
| 石化、化工、医药、轻工、化纤、有色冶炼等 | 涉及光气及光气化工艺、电解工艺（氯碱）、氯化工艺、硝化工艺、合成氨工艺、裂解（裂化）工艺、氟化工艺、加氢工艺、重氮化工艺、氧化工艺、过氧化工艺、胺基化工艺、磺化工艺、聚合工艺、烷基化工艺、新型煤化工工艺、电石生产工艺、偶氮化工艺 | 10/套 | 0 |
| | 无机酸制酸工艺、焦化工艺 | 5/套 | 0 |
| | 其他高温或高压、且涉及危险物质的工艺过程[a]、危险物质贮存罐区 | 5/套(罐区) | 0 |
| 管道、港口/码头等 | 涉及危险物质管道运输项目、港口/码头等 | 10 | 0 |
| 石油天然气 | 石油、天然气、页岩气开采（含净化），气库（不含加气站的气库），油库（不含加气站的油库），油气管线[b]（不含城镇燃气管线） | 10 | 10 |
| 其他 | 涉及危险物质使用、贮存的项目 | 5 | 0 |
| 合计 | | | 10 |

注：[a]高温指工艺温度≥300℃，高压指压力容器的设计压力（P）≥10. 0MPa；[b]长输管道运输项目应按站场、管线分段进行评价

（3）危险物质及工艺系统危险性（P）

根据 Q 和 M 值，按照表 5.7-7 确定 P 的分级。

**表 5.7-7　　危险物质及工艺系统危险性等级判断（P）**

| 危险物质数量与临界量比 值（$Q$） | 行业及生产工艺（M ） | | | |
|---|---|---|---|---|
| | M1 | M2 | M3 | M4 |
| $Q\geqslant100$ | P1 | P1 | P2 | P3 |
| $10\leqslant Q<100$ | P1 | P2 | P3 | P4 |
| $1\leqslant Q<10$ | P2 | P3 | P4 | P4 |

根据本项目各项参数可知，本项目 P 确定为 P4。

### 5.7.3.2 E 的分级确定

（1）大气环境敏感程度

大气环境敏感程度分级见表 5.7-8。

**表 5.7-8　　大气环境敏感程度分级**

| 分级 | 大气环境敏感性 |
|---|---|
| E1 | 周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数大于 5 万人，或其他需要特殊保护区域；或周边 500m 范围内人口总数大于 1000 人；油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内，每千米管段人口数大于 200 人。 |
| E2 | 周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数大于 1 万人，小于 5 万人；或周边 500m 范围内人口总数大于 500 人，小于 1000 人；油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内，每千米管段人口数大于 100 人，小于 200 人。 |
| E3 | 周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数小于 1 万人；或周边 500m 范围内人口总数小于 500 人；油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内，每千米管段人口数小于 100 人。 |

本项目的事故情形涉及危险物质泄漏，危险物质向环境转移的途径为大气扩散对大气环境的影响。本项目边界周围 5km 范围内总人口小于 1 万人，确定大气环境敏感性为 E3。

（2）地下水环境敏感程度

依据地下水功能敏感性与包气带防污性能，共分为三种类型，E1 为环境高度敏感区，E2 为环境中度敏感区，E3 为环境低度敏感区。其中地下水功能敏感性分区和包气带防污性能分级分别见表 5.7-9 和表 5.7-10。当同一建设项目涉及两个 G 分区或 D 分级及以上时，取相对高值。

**表 5.7-9　　地下水功能敏感性分区**

| 分级 | 地下水环境敏感特征 |
|---|---|
| 敏感 G1 | 集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区；除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。 |
| 较敏感 G2 | 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（如热水、矿泉水、温泉等）保护区 以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区 a。 |
| 低敏感 G3 | 上述地区之外的其他地区。 |
| a“环境敏感区”是指《建设项目环境影响评价分类管理名录》中所界定的涉及地下水的环境 | |

| 敏感区 |
|---|

项目区位置不在水源地的保护区及准保护区内，也不在水源地的补给径流区内，地下水敏感程度为低敏感。因此，本项目地下水功能敏感性分区为 G3。

**表 5.7-10　　包气带防污性能分级**

| 分级 | 包气带岩土的渗透性能 |
|---|---|
| D3 | Mb≥1.0m，K≤1.0×10$^{-6}$cm/s，且分布连续、稳定。 |
| D2 | 0.5m≤Mb＜1.0m，K≤1.0×10$^{-6}$cm/s，且分布连续、稳定<br>Mb≥1.0m，1.0×10$^{-6}$cm/s＜K≤1.0×10$^{-4}$cm/s，且分布连续、稳定。 |
| D1 | 岩（土）层不满足上述“D2”和“D3”条件。 |
| Mb：岩土层单层厚度。K：渗透系数。 | |

本项目岩（土）层不满足上述“D2”和“D3”条件，包气带防污性能分级为 D1。

依据地下水功能敏感性与包气带防污性能，共分为三种类型，E1 为环境高度敏感区，E2 为环境中度敏感区，E3 为环境低度敏感区，分级原则见表 5.7-11。

**表 5.7-11　　地下水环境敏感程度分级**

| 环境敏感目标 | 地下水功能敏感性 | | |
|---|---|---|---|
| | G1 | G2 | G3 |
| D1 | E1 | E1 | E2 |
| D2 | E1 | E2 | E3 |
| D3 | E2 | E3 | E3 |

综上，本项目地下水功能敏感性分区为 G3，包气带防污性能分级为 D1。因此，本项目地下水环境敏感性为 E2。

### 5.7.3.3 建设项目环境风险潜势判断

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），建设项目环境风险潜势划分见表 5.7-12。

**表 5.7-12　　建设项目环境风险潜势划分**

| 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 |
| 注：IV$^{+}$ 为极高环境风险 | | | | |

根据分析判定可知，本项目危险特性为 P4，大气敏感程度为 E3，地表水敏感程度为 E3，地下水敏感程度为 E2。

### 5.7.3.4 评价工作等级划分

评价工作等级划分依据详见表 5.7-13。

**表 5.7-13　　评价工作等级划分**

| 环境风险潜势 | Ⅳ、Ⅳ$^{+}$ | Ⅲ | Ⅱ | Ⅰ |
|---|---|---|---|---|

| 评价工作等级 | 一 | 二 | 三 | 简单分析 |
|---|---|---|---|---|
| 注：简单分析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。 | | | | |

根据表 5.7-16，本工程环境风险评价工作等级为三级。

## 5.7.4 风险识别

### 5.7.4.1 井下作业危险性识别

（1）井喷事故风险

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

（2）井漏事故风险

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

### 5.7.4.2 输油管道危险性识别

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

### 5.7.4.3 风险类型识别

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

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

## 5.7.5 环境风险分析

### 5.7.5.1 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，井喷的影响范围及影响程度较大。由于项目区人烟稀少，所以井喷对人员的伤害有限，对项目区及周边土壤环境、大气环境、地下水产生影响。

井喷事故发生时对地下水环境的影响主要是原油以面源的形式渗漏进入包气带土壤并污染地下水。污染物迁移途径为地表以下的包气带和含水层，然后随地下水流动而污染地下水。石油类污染物主要聚积在土壤表层 1m 以内，一般很难渗入到 2m 以下。同时油田区域气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用。因此，井喷事故中的泄漏原油不会进入地下含水层污染地下水。

### 5.7.5.2 井漏事故影响分析

本工程井漏事故主要为运营期油水窜层。

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

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

### 5.7.5.3 对大气环境的影响分析

凝析油、天然气发生泄漏事故后，进入环境中，释放出的 NMHC 会对周围环境空气产生影响，若遇明火，可发生火灾、爆炸，火灾、爆炸产生的伴生/次生污染物可能对环境空气产生一定的影响。由于项目区地域空旷，无敏感点分布，大气扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响。

### 5.7.5.4 对地下水的环境影响分析

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

发生泄漏事故后，若及时维修处理，即使有少量的污染物泄漏，也很难通过防渗层渗入包气带。故在正常工况下，加强检修力度，发生泄漏事故及时找到泄

漏点，及时维修，并将受污染的土壤全部集中收集，交由有资质的单位进行处理，污染物从源头和末端均得到控制，阻断了污染地下水的通道，污染物不会渗入地下污染地下水体。

当泄漏事故不可控时，泄漏的油品经土层渗漏，通过包气带进入含水层。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳占林文）中结论：风沙土尽管颗粒较粗、结构较松散、孔隙比较大，但对石油类物质的截留作用是非常显著的，石油类很难在土壤剖面中随水下渗迁移，基本上被截留在 0cm～10cm 或 0cm～20cm 表层土壤中，其中表层 0cm～5cm 土壤截留了 90%以上的泄漏原油。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。

详见 5.4.2.2 非正常状况下地下水环境影响分析。

#### 5.7.5.5 对土壤环境的影响分析

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

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

运营期管线破裂，将能回收的原油回收，送石西集中处理站原油处理系统处理，不能回收的以及受污染的土壤集中收集后交由有相应处置资质的单位进行处理。

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

#### 5.7.5.6 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；二是原油污染土壤造成的土壤理性化性状变化间接影响植物生长，严重时会导致植物死亡；三是泄漏的原油中的轻组分挥发，在对空气环境产生影响的同时，也对周围植物产生影响。本工程区域内

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

### 5.7.6 环境风险防范措施及应急预案

各种事故无论是人为因素引起的，还是自然因素所致，都可以采取必要的预防措施，以减少事故的发生或使事故造成的危害降低到最低限度。对于人为因素引起的事故可以通过提高人员技术素质、加强责任心以及采取技术手段和管理手段等方法来避免；而对于自然因素引起的事故则主要靠采取各种措施来预防。项目建成后生产运行管理由新疆油田分公司采气一厂负责，采气一厂制定有《新疆油田公司采气一厂盆 5 气田突发环境事件应急预案》，并在昌吉州生态环境局玛纳斯县分局备案（备案编号：652324-2020-006-L），详见附件 7。

#### 5.7.6.1 井下作业事故风险预防措施

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

（2）井场设置风向标，以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散。

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

（4）在油气可能泄漏和积聚的场所设置可燃气体浓度检测报警装置。

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

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

#### 5.7.6.2 集输事故风险预防措施

（1）严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。

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

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

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

（4）加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

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

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

（7）定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。

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

（9）加强对集输管线沿线重点敏感地段的环保管理，定期进行环境监测。

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

#### 5.7.6.3 窜层污染事故的防范措施

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

（2）利用已有的或者新开发的水井，定期对油田开发区各地下水层监测井采样分析，一年采样一次，分析项目为石油类、挥发酚等石油特征指标，根据监测指标的变化趋势，对可能产生的隐蔽污染，做到及时发现，尽早处理。

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

#### 5.7.6.4 管线安全运行措施

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

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

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

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

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

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

（6）加强职工安全意识教育和安全生产技术培训，制定安全生产操作规程。

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

#### 5.7.6.5 重视和加强管理

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

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

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

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

#### 5.7.6.6 环境风险应急预案

项目建成后生产运行管理由新疆油田分公司采气一厂负责，采气一厂自成立以来，已经稳定生产多年，目前采气一厂已经有 1 套成熟的风险应急预案。

采气一厂制定有《新疆油田公司采气一厂盆 5 气田突发环境事件应急预案》，并在昌吉州生态环境局玛纳斯县分局备案（备案编号：652324-2020-006-L）。

本项目生产过程中存在的事故类型主要为：油气管道泄漏、火灾爆炸、井喷。采油四厂现有应急预案基本可以满足风险应急的需求。

本项目应急预案应急处置措施如下：

1）井场泄漏处置

（1）伴有甲烷、二氧化氮等有害气体逸散时

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

②监测有害气体浓度，根据现场风向，协调当地政府部门疏散现场及周边无关人员；

③现场人员生命受到威胁、撤离现场无望时，现场应急指挥应立即发出点火指令。

（2）引发火灾、爆炸时

①现场发生火灾、爆炸，应立即阻断引火源，并组织灭火；

②确定警戒范围，撤离无关人员。

2）站场泄漏处置

（1）站场设备、储罐泄漏

①若站场设备、储罐出现泄漏，确定泄漏源的位置；

②关断泄漏处两端阀门或关停设备，对泄漏处进行紧急堵漏处理；

③对于泄漏的原油进行有效防护或转移到安全处，防止发生火灾、爆炸事故；

④采取围堰堵截的方式，使泄漏物不外流，防止污染物扩散，确保总排口阀门处于关闭状态，如果发生大型泄漏或火灾事故，启用事故应急池导流设施将物料或消防水引致应急池或应急罐；

⑤现场密切监测泄漏物、泄漏点状况，当泄漏无法控制时，人员在切断泄漏点与生产系统等的连接后，根据风向标的指示，紧急撤离至安全区域；

⑥如果少量泄漏，采取用沙石填埋、泡沫覆盖的方式处理，杜绝泄漏物流入雨排管网；如果量大，则用工具进行收集；

⑦确定是否已有泄漏物质进入大气、附近水体、下水道等场所；

⑧事件发生后，应急监测小组对厂区、周围敏感目标大气污染物浓度进行监测，及时、准确地确定超标的项目及超标量，立即向应急指挥中心汇报监测结果。

（2）伴有甲烷、二氧化氮等有毒有害气体逸散时

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

②监测有害气体浓度，根据现场风向，协同当地政府部门疏散现场及周边无关人员。

③现场人员生命受到威胁、撤离现场无望时，现场应急指挥应立即发出点火指令。

（3）引发火灾、爆炸时

①现场发生火灾、爆炸，应立即阻断引火源，并组织灭火；

②确定警戒范围，撤离无关人员。

3）管道泄漏处置

（1）输油管道破裂泄漏时

①如出现人员伤亡，在确保安全前提下先组织力量抢救受伤人员；

②切断管道泄漏源，封闭事件现场和危险区域，周边设置警示标识，同时组织人员切断周边着火源，防止事态扩大和引发次生事故；

③配合地方政府有关部门设置警戒线，划定安全区域，组织撤离、疏散周边居民、群众；

④组织输油管道泄漏的围控、处置；

⑤原油管道泄漏原油回收并妥善处理；

⑥对污染现场进行清理，并确保达到环境保护要求。

（2）输气管道破裂泄漏时

①应迅速停运泄漏管道，必要时实行紧急放空。同时，封闭事故现场，发出天然气泄漏报警；

②组织专业医疗救护小组抢救现场中毒人员和受伤人员；

③监测有害气体浓度，根据现场风向，加强现场人员的个人防护，疏散现场及周边无关人员和公众；

④条件允许时，迅速组织力量对泄漏管道进行封堵、抢修作业；

⑤放空的天然气应通过放空火炬点燃烧掉，当火炬高度小于 1m 时应立即关闭放空阀门。

（3）油气管道泄漏引发火灾、爆炸时

①立即切断泄漏源，封闭泄漏现场；

②组织专业医疗救护小组抢救现场受伤人员；

③组织现场消防力量进行灭火；

④组织力量对泄漏管道进行封堵、抢修；

⑤对污染物进行隔离，并组织清理；

⑥采取隔离、警戒和疏散措施，避免无关人员进入事发区域，并合理布置消防和救援力量；

⑦当重点要害部位存在有毒有害气体泄漏时，应进行有毒有害气体监测；

⑧迅速将受伤、中毒人员送医院抢救，并根据需要配备医疗救护人员、治疗药物和器材；

⑨当重点要害部位可燃物料存量较多时，尽量采取工艺处理措施，转移可燃物料，切断危险区与外界装置、设施的连通，组织专家组和相关技术人员制定方案；

⑩火灾扑救过程中，专家组应根据危险区的危害因素和火灾发展趋势进行动态评估，及时提出灭火指导意见；

⑪灭火完毕后，立即清理火灾现场，组织力量对泄漏点封堵抢险。

4）井喷失控

（1）伴有甲烷、二氧化氮等有毒有害气体逸散时

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

②监测有毒有害气体浓度，根据现场风向，协同当地政府疏散现场及周边无关人员；

③现场人员生命受到威胁、井口失控、撤离现场无望时，现场应急指挥应立即发出点火指令；

④条件允许时，迅速组织应急救援队伍抢装井口和实施压井作业。

（2）引发火灾、爆炸时

①现场发生火灾、爆炸，应立即阻断引火源，并组织灭火；

②条件允许时，迅速组织抢装井口和压井作业；

③井场四周设置围堤，防止喷出物污染环境；

④依据井喷事件程度确定警戒范围，撤离无关人员。

（3）遇险人员应急撤离条件

①井喷失控后，经采取措施无效，危及设施及人员生命安全或引起重大火灾无法控制时；

②空气中甲烷、二氧化氮分别达到浓度 25%～30%、3%以上，且无法有效控制时；

③由于各种原因（如油气泄漏）导致设施发生火灾，经采取措施无效，危及设施及人员生命安全时；

④由于各种原因导致设施发生爆炸，危及整个设施和人员生命安全时。

#### 5.7.6.7 现有环境风险防范措施的有效性分析

采气一厂目前采用的环境风险防范措施较为齐全，制定有突发环境事件应急预案及其配套文件并在主管部门进行了备案，配备有应急物资，定期开展应急演练，与当地政府建立了应急联动机制，因此，在严格执行应急预案和应急处置的基础上，现有环境风险防范措施是有效的。

### 5.7.7 风险评价结论

本项目所涉及的危险物质包括天然气、凝析油，可能发生的风险事故包括井场事故、管线泄露事故。原油发生泄漏时，对土壤、植被、地下水会产生一定的影响，发生事故后，在严格落实本项目提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。做好事故风险防范措施，将事故发生概率减少到最低。综上所述，本项目环境风险程度属于可以防控的。本项目环境风险影响评价自查表见表 5.7-14。

**表 5.7-14　　本项目环境风险影响评价自查表**

| 工作内容 | | 完成情况 | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 风险调查 | 危险物质 | 名称 | 凝析油 | 天然气 | / | / |
| | | 存在总量/t | 305.4 | 58.66 | / | / |
| | 环境敏感性 | 大气 | 500m 范围内人口数 0 人 | | 5km 范围内人口数 0 人 | |
| | | | 每公里管段周边 200m 范围内人口数（最大） | | | 0 人 |
| | | 地表水 | 地表水功能敏感性 | F1□ | F2□ | F3 √ |
| | | | 环境敏感目标分 | S1□ | S2□ | S3 √ |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | 级 | | | |
| | | 地下水 | 地下水功能敏感性 | G1□ | G2□ | G3 √ |
| | | | 包气带防污性能 | D1 √ | D2□ | D3□ |
| 物质及工艺系统危险性 | | Q 值 | Q＜1□ | 1≤Q＜10 √ | 10≤Q＜100□ | Q＞100□ |
| | | M 值 | M1□ | M2□ | M3 √ | M4□ |
| | | P 值 | P1□ | P2□ | P3□ | P4 √ |
| 环境敏感程度 | | 大气 | E1□ | E2□ | | E3 √ |
| | | 地表水 | E1□ | E2□ | | E3 √ |
| | | 地下水 | E1□ | E2 √ | | E3□ |
| 环境风险潜势 | | IV+□ | IV□ | III□ | II √ | I□ |
| 评价等级 | | 一级□ | 二级□ | 三级 √ | | 简单分析□ |
| 风险识别 | 物质危险性 | 有毒有害 √ | | 易燃易爆 √ | | |
| | 环境风险类型 | 泄漏 √ | | 火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放 √ | | |
| | 影响途径 | 大气 √ | 地表水□ | | 地下水 √ | |
| 事故情形分析 | | 源强设定方法 | 计算法□ | 经验估算法□ | | 其他估算法□ |
| 风险预测与评价 | 大气 | 预测模型 | SLAB□ | AFTOX□ | | 其他□ |
| | | 预测结果 | 大气毒性终点浓度-1　最大影响范围___m | | | |
| | | | 大气毒性终点浓度-2　最大影响范围___m | | | |
| | 地表水 | 最近环境敏感目标_____，到达时间_____h | | | | |
| | 地下水 | 下游厂区边界到达时间_____d | | | | |
| | | 最近环境敏感目标_____，到达时间_____d | | | | |
| 重点风险防范措施 | | 应加强对管线进行维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生。井下作业时要求带罐操作，最大限度避免落地原油产生，原油落地浸染土壤产生的含油污泥交由具备相应危废处理资质的单位进行回收、处置。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。 | | | | |
| 评价结论与建议 | | 项目区周围无居民区等环境敏感区，在做好相应的环境风险防范措施的前提下，本工程的环境风险是可以防控的。 | | | | |

# 6 环境保护措施及可行性论证

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

## 6.1 施工期环境保护措施

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

### 6.1.1 主要生态环境保护措施

#### 6.1.1.1 管线工程生态保护措施

（1）本项目占地及补偿应按照地方有关工程征地及补偿要求进行，由相关部门许可后方可开工建设。

（2）严禁任何施工活动进入准噶尔盆地南缘土地沙化防控与防风固沙生态保护红线内。合理调整管线走向，应尽可能绕避植被覆盖度较高的区域。干线施工作业宽度应控制在 12m 以内，单井管线施工作业宽度应控制在 10m 以内，在植被覆盖度较高的地段，应尽可能缩小施工作业带宽。

（3）合理规划工程占地，严格控制工程占地面积，对规划占地范围外的区域严禁机械及车辆进入、占用，禁止乱轧乱碾，避免破坏自然植被，造成土地松动。

（4）管线施工时应根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量。

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

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

（7）施工期充分利用现有油田道路，尽可能减少道路临时占地，降低对地

表和植被的破坏，施工机械在不得在道路以外行驶和作业，保持地表不被扰动，不得随意取弃土。

（8）加强野生动物保护，对施工人员进行宣传教育，禁止捕杀野生动物。

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

（10）及时清理施工现场，做到“工完、料净、场地清”。

（11）工程结束后，建设单位应承担恢复生态的责任，及时对临时占地区域进行平整、恢复原貌，使占地造成的影响逐步得以恢复。

#### 6.1.1.2 对沙漠植物的生态保护措施

（1）设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域，避免破坏沙漠植物。

（2）施工过程中严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区和生活区范围内活动，最大限度减少对沙漠植物生存环境的践踏破坏。

确保各环保设施正常运行，污水进罐、落地油回收、固体废物填埋，避免各种污染物对土壤环境的影响从而进一步影响其上部生长的沙生植被。

#### 6.1.1.3 野生动植物生态保护措施

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

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

（3）干线施工作业宽度应控制在 12m 以内，单井管线施工作业宽度应控制在 10m 以内。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。

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

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

（6）站场建设选址尽量少占植被茂密的地块，尤其不得铲除保护植物。若无法进行避让，需对保护植物进行移植保护。同时，严格控制占地面积，以减少占地和保护野生植物。

施工过程不得将沙生植被尤其是保护植物随意作为薪柴使用。

#### 6.1.1.4 自然景观保护措施

本项目油田开发区的基质以沙漠生态景观为主。沙漠生态景观稳定性较差，异质化程度低，生态体系的稳定性和必要的抵御干扰的柔韧性差。油田开发建设后，其原始的沙漠背景变成了以沙漠、油田道路、抽油机共同存在的自然与人工相互共存的景观格局。

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

（1）对现有的自然资源，包括植被、散落生长的胡杨，直至现有的地形、地貌等都要尽可能的加以保护。

（2）在管线、道路的选线、敷设过程中，合理的规划布局，根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工。对敷设在较平坦地段的管道，应在地貌恢复后使管沟与附近地表自然过渡，减缓对原始自然景观的破坏。

（3）严格遵守各项规程、规范、施工时限和范围，施工结束后立即对地表等环境景观进行恢复，并实施防风固沙工程和绿化措施，使油田开发与周围景观环境协调发展。

（4）油田退役后必须完全恢复地貌，彻底封闭油井，及时清除井场残留的固体废物。

#### 6.1.1.5 严格实施防沙治沙措施

由于项目区位于沙漠内，按照《中华人民共和国防沙治沙法》（2018 年 11 月 14 日修订）有关规定以及《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138 号）文件，在沙化土地范围内从事开发建设活动的，必须事先就该项目可能对当地及相关地区生态产生的影响进行环境影响评价，依法提交环境影响报告；环境影响报告应当包括有关防沙治沙的内容。

在施工过程中，不得随意碾压项目区内其它固沙植被。井场位置应根据场地周边植被分布情况，在满足设计要求的前提下进行适当的调整，以减少占地。尽量避开沙丘，减缓对沙丘活化的影响。土地临时使用过程中发现土地沙化或者沙化程度加重的，应当及时报告当地人民政府。

为避免由于沙漠的移动可能对管道产生浮力和推动力而使管位移损坏，沙漠地区的管道应采取防风固沙的保护措施，线路回填后，用芦苇草方格固沙，固沙宽度 8m，以保障管道安全。针对管线采取防沙治沙措施，草方格铺设面积为 22.39hm$^2$。

草方格通用设置图详见图 6.1-1。

#### 6.1.1.6 水土流失防治措施

项目区地处准噶尔盆地古尔班通古特沙漠腹部，气候干燥，风力强大，地表土质疏松干燥，区域大部分土壤表层为风沙土所覆盖，植被分布稀疏，主要为柽柳灌丛，属于典型沙质荒漠生态系统。由于干旱少雨，水资源极度匮乏，植被生长主要靠地下水维持，根据现场调查，在植被遭到破坏的区域，在自然条件下很难得到恢复。由于受到区域土壤、水分等条件的限制，进行植被恢复在经济技术条件下将很难实现，因此，本次水土流失防治主要以工程措施为主。

（1）工程防治措施

①道路及输油管线施工时，在柽柳分布地段，要特别注意保护原始地表与天然植被，应划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业方法，走统一车辙，避免加行开辟新路，以减少风沙活动。

②施工中严格按照规定的施工占地要求，划定适宜的堆料场，尽量减少地表植被的破坏。避免再大风、雨天施工，特别是路基修筑、管沟开挖、管道回填作业等。

③为减少风沙危害，线路走向应尽量与沙龙走向一致，尽量绕开植被， 并在垄间通过。与道路走向一致的管道建设，恢复后的地面应低于路面，并置于道路背风一侧。

④做好迹地恢复，施工结束后，要做好施工迹地的恢复工作，应结合地形修整成一定形状，与周围环境相协调。

⑤站场建设应尽量利用挖方料，做到土石方平衡。在管道施工结束后，要立即对现场进行回填、平整、形成新的合适坡度，并尽可能覆土压实，基本程序是回填-平整-覆土-压实。工程回填物应首先考虑弃土、弃石和弃渣，并力求做到挖填平衡。

（2）水土保持管理措施

对工程措施的管理要纳入生产管理计划之中，专业人员负责施工设计和技术指导，在责任范围内建立相应的管理措施。根据《中华人民共和国水土保持法》，在山区、丘陵区、风沙区以及水土保持规划确定的容易发生水土流失的其他区域开办可能造成水土流失的生产建设项目，生产建设单位应当编制水土保持方案，报县级以上人民政府水行政主管部门审批，并按照经批准的水土保持方案，采取水土流失预防和治理措施。没有能力编制水土保持方案的，应当委托具备相应技术条件的机构编制。

①项目选线和拟采用的技术标准，应该充分考虑水土流失因素，尽量避开植被茂盛地段，施工期间严格划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行范围，不另辟施工便道，不得离开运输道路及随意驾驶。由专人监督负责，以防破坏土壤和植被。

②严禁在大风、大雨天气下施工，特别是深挖和回填等作业。

③在管线沿线的植被良好地段，对自然生态环境和自然植被采取封禁，禁止人进入打柴和放牧，并设立警示牌，以提醒施工作业人员。

④建设项目主管部门应该积极主动，加强水土保护管理，对施工人员进行培训和教育，自觉保持水土，保护植被。严禁施工材料乱堆乱放，不随意乱采乱挖沿线植被。

⑤对施工迹地恢复平整，以减少区域水土流失量的增加。

⑥加强施工期管理，加速建设进度，减少施工期水土流失的产生；同时在施工期间，应提前制定严密的交通管理措施。

#### 6.1.1.7 其他生态保护措施要求

（1）在工程施工过程中和施工结束后，及时对施工场地进行平整，以便自然植被后期自然恢复。

（2）工程结束后，做好施工场地的恢复工作，并按相关规定对植被损失进行生态经济补偿。

（3）加强施工期环境监理，监理的重点内容：管道施工、单井拉油点施工结束后的植被恢复，野生动物保护，以及材料堆放、施工方式等环境保护内容。

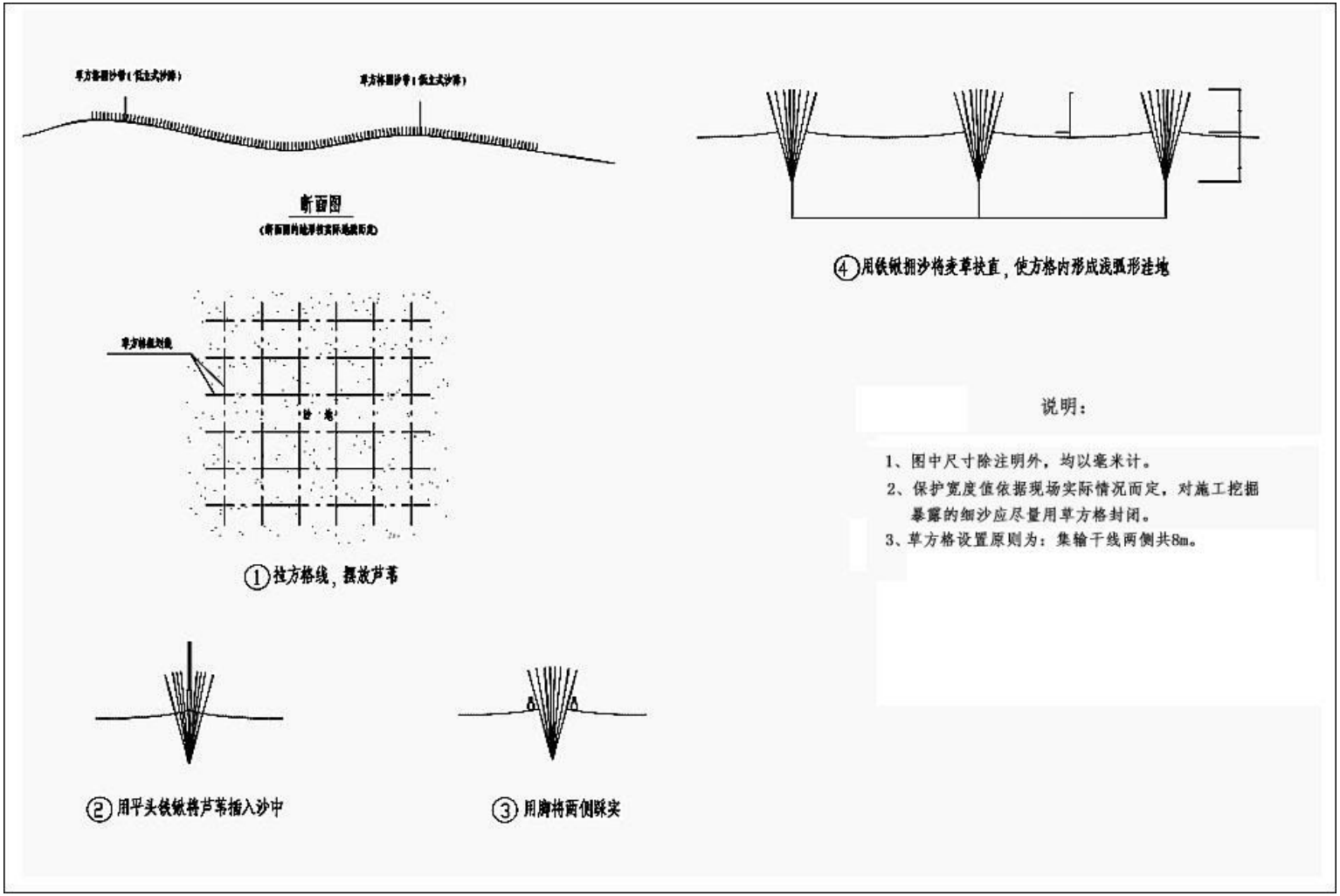



**图 6.1-1　　固沙草方格设置通用图**

### 6.1.2 大气污染防治措施

本项目施工期废气主要包括井场、站场、管线作业带等施工场地平整清理、管沟开挖、回填、建材运输、露天堆放、装卸等过程产生的扬尘，施工机械及运输车辆产生的燃油废气等。提出以下大气污染防治措施：

（1）避免在大风季节施工，尽可能缩短施工时间，提高施工效率，减少裸地暴露时间。

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

（3）合理规划、选择最短的运输路线，充分利用油气田现有公路网络，禁止随意开辟道路，运输车辆应以中、低速行驶，减少车辆行驶动力起尘。

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

（5）管沟开挖深度不宜过深，及时开挖，及时回填，遇大风天气应停止土方作业。

（6）加强对施工机械、车辆的维修保养，禁止以柴油为燃料的施工机械超负荷工作，减少烟尘和尾气的排放。

（7）加强施工工地环境管理，提倡文明施工，积极推进绿色施工，严防人为扬尘污染。

### 6.1.3 废水污染防治措施

本项目施工期产生的废水主要包括管道试压废水以及施工人员产生的生活污水。试压废水经沉淀后用作场地降尘用水。钻井期生活污水经施工营地防渗生活污水收集池收集后，定期拉运至生活污水处理厂处理。管线、道路等地面工程施工期不设施工营地，施工人员在施工单位集中公寓居住，无新增生活污水产生。

### 6.1.4 固体废物污染防治措施

本次油田建设在开发期产生的固体废物主要包括施工废料、弃土，施工人员产生的生活垃圾。施工单位不准将各种固体废物随意丢弃和随意排放。

（1）钻井岩屑

本工程钻井过程中一开、二开采用水基非磺化钻井液体系，三开采用油基钻井液体系，采用经不落地系统进行处理，在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，分离后的水基钻井液产生的岩屑满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）后，用于铺设通井路、铺垫井场基础材料；油基钻井液产生的岩屑为 HW08 含油危废（废物代码：071-002-08），在井场方罐暂存，定期委托克拉玛依博达生态环保科技有限公司处置。

（2）施工废料

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等。首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至建筑垃圾填埋场填埋。施工单位对固废要进行收集并固定地点集中暂存，同时要做好固废暂存点的防护工作，避免风吹、流失。

（3）生活垃圾

钻井期生活垃圾经集中收集后，定期清运至生活垃圾填埋场处理。管线、道路等地面工程施工期不设施工营地，施工人员在施工单位集中公寓居住，无新增生活垃圾产生。生活垃圾应定点存放，由施工单位定时和统一集中处置。

（4）弃土

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，剩余土方用于场地平整和临时施工场地恢复。

### 6.1.5 噪声防治措施

本项目施工期噪声源主要是各类施工机械和运输车辆。为最大限度避免和减轻施工及运输噪声对周围声环境的不利影响，本评价对施工期噪声控制提出以下要求和建议：

（1）建设单位应要求施工单位使用低噪声、低振动的机械设备类型，并在施工中设专人对其进行保养维护，对设备使用人员进行培训，严格按操作规范使用各类机械；

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

（3）运输车辆进出工地时应低速行驶，少鸣笛或不鸣笛。

### 6.1.6 土壤污染防治措施

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

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

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

（4）项目区处于风蚀区，需要严格采取各项水土流失防治措施，施工完毕后通过对临时占地采取土地平整和防沙治沙措施，地表基本可免受水土流失。

## 6.2 运营期环境保护措施

生产运营期环境影响持续时间长，并随着产能规模的增加而加大，贯穿于整个运营期。

### 6.2.1 生态环境保护措施

#### 6.2.1.1 监督和管理措施

（1）针对本项目的建设，新疆油田公司开发公司负责工程建设期间对生态环境的保护工作，落实本项目环保措施的实施并与各施工单位签定详细的环境保护协议，明确各方的责任以及奖惩规定。

（2）选择信誉良好、素质较高的施工队伍，保证工程建设的质量，避免因质量问题对环境带来不利影响；同时，通过培训和发放宣传手册强化施工人员的环境保护意识，明确施工人员的行为和奖惩制度。

（3）针对已经发生的破坏生态环境的问题必须认真、及时的解决，并对正在和即将建设的工程提出具体、可行的整改和防治措施。

#### 6.2.1.2 运营期生态保护措施

（1）加强管理，确保各项环保措施落实。对主干道路采取沥青或水泥硬化，对施工迹地表面覆以砾石，以减少风蚀量。

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

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

（4）在管线上方设置各种标志，防止各类施工活动对管线的破坏。

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

### 6.2.2 废气污染防治措施

本项目运营期的废气排放源主要为水套炉燃烧废气和无组织排放源。无组织排放的污染物主要为井口、管线接口、阀门、场站等处产生的无组织挥发烃类。针对以上污染源，油田采取了以下大气污染治理措施：

（1）采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵。

（2）水套加热炉采用莫北转油站返输干气作为燃料气。

（3）在油气集输过程中，为减轻集输过程中烃类的损失，油田开发采用密闭集输流程，井场、站场非甲烷总烃无组织排放达到《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求。一旦发生泄漏事故，紧急切断油、气源，实施关井，从而最大限度地减少油气集输过程中烃类及油的排放量。定期对油气集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄漏进入大气环境。

（4）井场需按照实际生产需要设置可燃气体探测器。

### 6.2.3 废水污染防治措施

#### 6.2.3.1 地下水环境污染防控措施

本项目依据“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”原则，对本项目区地下水采取严格的污染防控措施。

①建立和完善本工程的地下水环境监测制度和环境管理体系，制定完善的监测计划。

②在制定全厂环保管理体制的基础上，制订专门的地下水污染事故的应急措施，并应与其它应急预案相协调。

#### 6.2.3.2 采出水和井下作业废水

本项目运营期的主要废水是采出水和井下作业废水。

采出水经莫北转油站污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后回注油层。

井下作业废水用罐车拉运至石西集中处理站污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后回注油层。

为防止污水回注过程中污染表层地下水，要确保回注井套管无破损，固井质量合格，在污水回注的过程中，要加强对注水压力的监控，发现井口压力突然下降应立即停止回注，检查回注井壁套管是否破损。

#### 6.2.3.23 管道的防护措施

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

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

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

（4）定期对管线进行检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生，定期对管线进行巡视，应加强管线和警戒标志的管理工作，提高巡线的有效性，发现对管道安全有影响的行为，应及时制止、采取相应措施并向上级报告。

### 6.2.4 噪声污染防治措施

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

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

### 6.2.5 固体废物污染防治措施

含油污泥委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司回收、处置。危险废物由专用运输车辆进行运输、转移，并严格按照《危险废物转移联单管理办法》，实施危险废物转移联单管理制度。含油污泥临时贮存场所要严格按照《危险废物贮存污染控制标准》中的有关规范进行设计和管理。井下作业时带罐作业，落地油 100%回收。

具体管理要求如下：

（1）加强监督力度，最大限度控制落地油产生。井下作业时应带罐操作，且在作业井场地面铺设防渗膜，使落地油回收率达到 100%。

（2）危险废物的管理主要要求如下：

① 含油污泥属危险固废，储存、处置要严格执行国家和地方环保部门的环保规定。

② 主要管理职责

——含油污泥产生单位为含油污泥管理责任主体，负责日常管理工作；

——含油污泥产生单位应建立交接制度，填写交接单，标明含油污泥产生原因、回收数量和地点，负责与含油污泥处置单位签订合同，明确双方安全环保权利、义务和责任。

③ 监督管理

——含油污泥产生和处置单位应建立健全含油污泥管理制度，制定管理计划，健全资料台账。

——含油污泥满足《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》（DB 65/T 3998-2017），明确泥土去向，满足政府环保部门要求，不准随意抛弃、堆放。

——含油污泥产生和处置单位制定相关应急预案，报当地环保部门和公司安全环保处备案。

——含油污泥等危险废物在收集、贮存、运送、处置过程中，产生单位于每月底将转移数量报送当地县级以上生态环境主管部门及公司安全环保处备案。

——公司安全环保处会同相关部门不定期检查含油污泥收集、贮存、运送、处置过程，结果纳入 HSE 管理考核内容。

——禁止将危险废物混入非危险废物进行贮存和处置；非危险废物被危险废物污染的，均按照危险废物进行管理和处置；废弃物经固液分离后产生的废水应严格执行废水的相关标准进行处理和管理。

④ 贮存、运输、处置主要管理规定

——含油污泥贮存设施必须满足具备防渗、防外溢、防泄露等基本要求，按照《环境保护图形标志—固体废物贮存（处置）场》危险废物标志牌式样设置明显标志。

——固体废物（危险废物）贮存场所必须按照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）中的相关要求进行分区和防渗。

——含油污泥处置单位采用专用车辆到指定地点收集运输含油污泥，运输过程中不准设置中转储存点，严禁偷排、洒落、泄漏和随意倾倒等。

——产生单位向处置单位转移含油污泥时，交接数量必须与生态环境主管部门批准的转移量相符。

### 6.2.6 土壤环境保护措施

结合本项目特点与调查评价范围内的土壤环境质量现状，在分析土壤污染途径的基础上，根据环境影响预测与评价结果，按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，提出合理、可行、操作性强的土壤环境影响防控措施。

#### 6.2.6.1 源头控制措施

从生产过程入手，在工艺、设备、集输管道等方面尽可能地采取泄漏控制措施，从源头最大限度降低采出液和井下作业废水泄漏的可能性和泄漏量，使项目区污染物对土壤的影响降至最低，一旦出现泄漏等即可由区域内的各种配套措施进行收集、处置。

（1）定期检查井场、管线，是否有采出液泄露的现象发生。

（2）本工程选用耐腐蚀性能好、抗老化性能、耐热性能好、抗冻性能好、耐磨性能好的管材作为集输管线，可有效的防止管线腐蚀穿孔，降低管线环境风险事故的发生。

（3）对管道定期检修，将事故发生的概率降至最低，可有效保护土壤和地下水环境不受污染。

（4）由于发生管线泄漏时管线的压力变化明显比较容易发现，可及时采取必要的处理措施，使造成的污染控制在局部环境。

（5）如果发生井下作业废水渗漏、集输管道的采出液渗漏，建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，委托具有相应 HW08 危废处理资质单位对污染土壤进行转运处置，因而，石油类污染物进入土壤和地下潜水的可能性较小。

具体步骤为：

1）按顺序停泵或关井

在管道发生断裂、漏油事故时，按顺序停泵或关井。抢修队根据现场情况及时抢修，做好安全防范工作，把损失控制在最小范围内。

2）回收泄漏原油

首先限制地表污染的扩大。油受重力和地形的控制，会流向低洼地带，应尽量防止泄漏石油移动。在可能的情况下应进行筑堤，汇集在低洼坑中的地表油，用车及时进行收集，将严重污染的土壤集中处理，交给有资质单位处理。

3）挖坑应急

因地制宜地采取有效措施清除土壤油浸润体中的残油，减轻土壤污染。

①坑撇油：在漏油点附近挖坑进行撇油。

②挖沟截油：根据原油以漏油点为点源向下游迁移扩散为主的特点，在漏油点下游的 10m～30m 处，根据漏油量的大小挖 2~3m 深的两条水平截油沟，一撇二排，以加速土壤油浸润体中残油的外泄，减小事故影响范围。

#### 6.2.6.2 过程控制措施

根据本项目特点，从垂直入渗途径，采取过程阻断、污染物削减和分区防控措施保护土壤环境。

#### 6.2.6.3 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，发生事故泄露时对井场、管线可能影响区域跟踪监测，在占地范围内和占地范围外分别设 1 个表层样，在占地范围内设 1 个柱状样，每五年监测 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。

#### 6.2.6.4 小结

本项目通过采用严格的管理措施，在工艺、设备、集输管道等方面采取源头控制措施，并从垂直入渗途径采取过程阻断、污染物削减和分区防控措施，来尽可能降低项目运营对土壤环境的影响，措施可行。

## 6.3 服役期满后环境保护措施

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。

### 6.3.1 退役期大气环境保护措施

（1）运输车辆使用符合国家标准的油品。

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

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

### 6.3.2 退役期水环境保护措施

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

### 6.3.3 退役期噪声污染防治措施

（1）选用低噪声机械和车辆。

（2）加强设备检查维修，保证其正常运行。

（3）加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

### 6.3.4 退役期固废及土壤污染防治措施

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

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

（3）运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

### 6.3.5 退役期生态环境保护措施

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

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

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

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

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

### 6.3.6 生态恢复治理方案

（1）生态环境保护与恢复治理的一般要求

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

采取有效预防和保护措施，避免或减轻矿产资源开发活动造成的生态破坏

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

（2）井场生态恢复治理

①井场生态恢复治理范围

本项目计划部署采气井 9 口（其中新井 6 口，老井利用 3 口）、评价井 1 口，所有施工范围需进行生态环境恢复治理。

②生态环境恢复治理措施

施工结束初期，对场站永久占地范围内的地表进行硬化，以减少风蚀量。

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

（3）管线生态恢复

①管线生态恢复治理范围

本项目新建集气干线 17.9km，单井采气管线 10.08km，燃料气干线 17.9km，单井燃料气管线 10.08km，燃料气管线与采气管线同沟敷设，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

干线施工作业宽度应控制在 12m 以内，单井管线施工作业宽度应控制在 10m 以内，施工过程中保护土壤成分和结构，在管线敷设过程中，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，按照林草部门要求进行恢复，井场恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率，植被类型应于原有类型相似，并与周边自然景观协调，不得使用外来有害物种进行井场、站场植被恢复。

# 7.环境影响经济损益分析

## 7.1 社会效益和经济效益

### 7.1.1 社会效益

本工程的建设投产，对本地区的经济和社会发展都具有非常重要的意义，主要体现在以下几个方面。

（1）大力开发油气资源是贯彻和落实西部大开发战略的重要举措，是把西部地区资源优势转变为经济优势的有力保证，作为主力油源准噶尔盆地蕴藏了丰富的油气资源，油气资源的开发，将把新疆丰富的地下资源变为实实在在的经济收益。同时，资源的开发建设伴随着基础设施的完善，这给新疆经济带来了良好的发展机遇。

（2）为加快新疆经济发展，保持新疆政治和社会稳定具有重大的战略意义。油气的开发建设对拉动新疆的经济发展将起到重要作用，另外，油气资源开发还可带动当地原油副产品加工利用和相关产业的发展，推动地方发展。总之，本工程在实施促进新疆的经济发展，保持边疆民族团结和社会稳定等方面，具有特别重要的意义。

### 7.1.2 经济效益

项目总投资 14940 万元，经过建设项目可行性研究报告分析，其在经济上可行。

## 7.2 环境经济损益分析

### 7.2.1 环境损失分析

油气开发建设对环境造成的损失主要表现在：

（1）工程占地造成的环境损失；

（2）突发事故状态污染物对土壤、植被的污染造成的环境损失；

（3）其他环境损失。

本项目永久占地主要为井场和道路占地。项目永久占地的损失量分为经济损失和生态效益损失两部分，经济损失即为项目土地征购费及复垦费，直接费用约 70 万元。生态效益损失难以确定，工程施工与占地对植被、土壤、生态环境都会造成不利影响。

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

本工程建设期短，施工“三废”和噪声影响比较轻。不涉及当地居民搬迁，无大量弃土工程。而且建设期的各种污染物排放均属于短期污染，会随着施工的结束而消失。因此，在正常情况下，基本上不会对周围环境产生影响。但在事故状态下，将对人类生存环境产生影响。如由于自然因素及人为因素的影响，引起管道泄漏事故，将对周围环境造成较为严重的影响。由于事故程度不同，对环境造成的损失也不同，损失量的估算只能在事故发生后通过各项补偿费用来体现。

### 7.2.2 项目环保投资估算

在项目开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算该项目环境保护投资约 415.8 万元，环境保护投资占总投资的 2.78%。具体环保投资估算见表 7.2-1。

**表 7.2-1　　环保投资估算**

| 环境要素 | 采取的环境保护措施 | 费用（万元） | 备注 |
|---|---|---|---|
| 生态恢复 | 施工迹地平整清理、永久占地硬化 | 8 | |
| | 管线草方格防护 | 35 | |
| 废水处理 | 压裂废液拉运与处理 | 1.3 | |
| | 施工期生活污水拉运处理 | 3.0 | |
| 固体废物处置 | 泥浆不落地装置 | 140 | |
| | 油基岩屑委托处置 | 15 | |
| | 生活垃圾收集及运输 | 3.0 | |
| | 落地油回收 | 2 | |
| 环境风险 | 井控装置 | 151 | |
| | 可燃气体报警器 | 9.5 | |
| 环境管理 | 环境影响评价 | 15 | |
| | 环境保护竣工验收 | 15 | |
| | 环境监测 | 8 | |
| | 施工期环境监理 | 10 | |

| | | | |
|---|---|---|---|
| | 合计 | 415.8 | |

### 7.2.3 环保措施效益分析

本工程在设计中充分考虑了环境保护的要求，严格执行各项环境保护标准。同时还针对在生产运行过程中产生的“三废”，从实际出发采取多种相应的治理措施。如将采出水通过莫北转油站污水处理系统处理，处理达标后回注油层，节约了使用新鲜水的资金。

（1）废气

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

（2）废水

井下作业废水采用专用废液收集罐收集后运至石西集中处理站污水处理系统处理；采出废水依托莫北转油站污水处理系统处理达标后回注。由工程分析可知，本项目每年最多可产生含油废水约 5400$m^3$/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 10800 元/a。

（3）固体废弃物

项目产生的油泥（砂）拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置，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。管线采用草方格防护，防止土壤沙化。

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

本工程选用先进、成熟、可靠、具有节能和环保效果的技术，使各种污染物在排放前得以尽可能大的削减。在生产过程中充分、有效地利用了资源，减少各种资源的损失，大大减低其对周围环境的影响。

## 7.4 环境经济损益分析结论

本项目经分析具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于项目在建设过程中都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算该项目环境保护投资约 415.8 万元，环境保护投资占总投资的 2.78%。实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来双赢。

# 8.环境管理、监测与 HSE 管理体系

## 8.1 环境管理机构

### 8.1.1 决策机构

本项目的 HSE 管理机构应实行逐级负责制，受新疆油田公司 HSE 委员会的直接领导和监督，项目的环保管理机构新疆油田公司设安全环保质量处，并设专人负责工程开发建设期的环境保护工作。

新疆油田公司负责该项目的组织，协调工作，与自治区有关地方政府协商提供必要支持，并协调勘探部门的分工协作工作，包括生态环境建设和保护的宏观管理和决策。

### 8.1.2 实施与管理机构

新疆油田公司安全环保质量处负责全公司环境保护的监督管理，负责制定相关环境保护规划、制度，下发环境保护相关文件，执行上级集团及公司环境保护重大决策，落实政府环境保护管理部门相关要求。中石油集团下发 HSE 考核体系及指标，对公司及各二级单位进行 HSE 考核。

目前，新疆油田公司项目管理流程为：项目建设立项从二级单位发起，依次报地面建设处、投资发展处，上报总部审批后实施；安全环保项目由安全环保处审查后，报投资发展部，上报总部审批；项目经总部批准后，下发投资发展处，依次下发地面建设处建设，竣工后，由采油厂负责运行。

地面工程项目由地面建设处外委设计院设计、勘探研究院负责油藏、地质等方面的研究、设计，工程技术研究院负责钻井方案的设计。相关设计包含环境保护工程的设计。

项目建设由开发公司组织实施，负责组织开展环评，项目竣工后，由开发公司负责组织环境保护验收。

验收合格后，由采油厂负责运行，同时负责运行过程的环境保护管理。

新疆油田公司对油田“三废”的防治，以属地管理为主，各采油厂产生的生产废水、生活污水均由采油厂自行处置，固废（含油污泥、废弃泥浆）及公共设施

“三废”的处理处置交由第三次处置，主要以合同形式约定相关环保责任，公司对第三方处置单位下达环境保护考核指标，油田服务中心负责落实、分解管辖区内的相关考核指标。

各采油厂为新疆油田分公司下属二级单位，均设 QHSE 管理科，负责落实集团及分公司环境保护管理要求及规定，本项目建成运营后由新疆油田公司采气一厂负责生产运行管理。

### 8.1.3 监督机构

新疆维吾尔自治区生态环境厅是新疆维吾尔自治区负责环境管理的最高行政职能机构，负责检查该项目环境影响评价的执行情况，审批该项目的环境影响评价报告书，指导昌吉州生态环境局、呼图壁县生态环境分局对该项目在建设期与运营期的日常环境管理工作。

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

## 8.2 开发期环境管理及监测

### 8.2.1 承包方的环境管理

本项目开发在对施工承包方管理上应按照 HSE（健康、安全、环保）管理程序进行管理，具体见图 8.2-1。

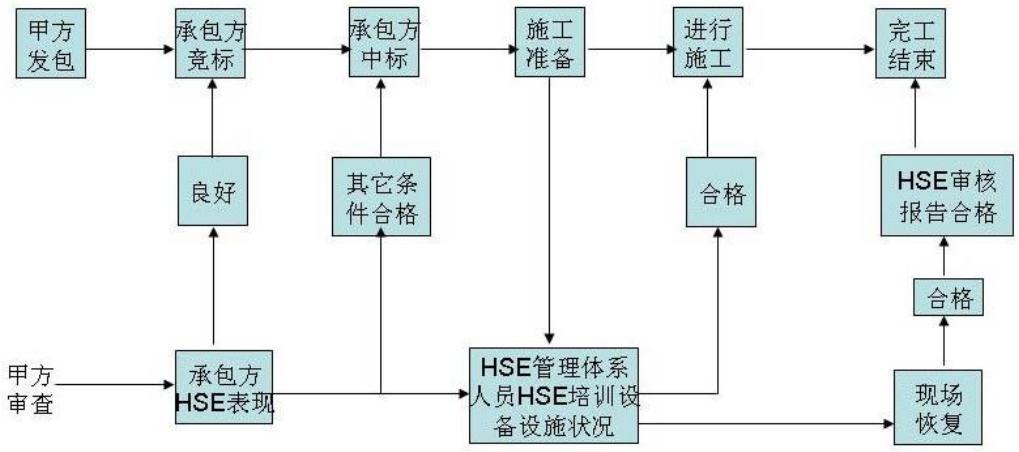


**图 8.2-1 分承包方 HSE 管理程序方框图**

（1）分承包方的选择

开发建设期对环境的破坏程度与施工承包方的素质和管理水平有很大关系。在承包方的选择上，除实力、人员素质和装备技术等方面外，还要考虑施工承包方的 HSE 表现，应优先那些 HSE 管理水平高、业绩好的单位。

（2）对分承包方的环保要求

在承包合同中应明确规定有关环境保护条款，如对承包工程的主要环境保护目标，应采取的水、气、声、生态保护措施等，将环保工作的执行情况作为工程验收的标准之一。承包方应按照公司 HSE 体系要求，建立相应的 HSE 管理机构。

承包方在施工之前，应按照其承包工程的环保要求，编制详细的“环境管理方案”，并连同施工计划一起呈报公司的 HSE 管理部门以及相关的地方生态环境管理部门，批准后方可以开工。

（3）对施工人员进行 HSE 培训

在施工作业之前必须对全体施工人员进行 HSE 培训。

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

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

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

### 8.2.2 地面工程建设环境管理

在合理选择施工队伍的基础上，加强对井场、管道、道路沿线施工的环境管理工作，监督管道沿线各项环保措施的落实情况。

——合理选线，划定并尽量缩小施工作业范围，严禁超界施工；

——保护项目区域荒漠生态系统完整性和稳定性，保护土壤环境质量，做好植被恢复与水土保持工作，防止土壤沙化；

——运输车辆按固定线路行驶，尽可能不破坏原有地表植被和土层，严格禁止施工作业区域以外的其他活动；施工结束后，凡受到施工车辆、机械破坏的地方都要及时修整，使之尽快恢复原貌。

### 8.2.3 施工期环境监理

为减轻国家重点工程对环境的影响，将环境管理制度从事后管理转变为全过程管理，建议本项目充分借鉴同类相关项目工程环境监理经验，实行工程环境监理。

由建设单位聘请相关环境监理机构对施工单位、承包商、供应商和新疆油田公司环保法律、法规、制度、标准、规范的情况依法进行监督检查，特别是加强施工现场的环境监理检查工作，目的是协助建设单位落实施工期间的各项环境保护要求和施工合同中的环保规定，确保本项目的建设符合有关环保法律法规的要求。

（1）环境监理人员要求

①环境监理人员必须具备环保专业知识，精通国家环境法律、法规和政策，了解当地生态环境管理部门的要求和环境标准。

②必须接受过 HSE 专门培训，有较长的从事环保工作经历。

③具有一定的油田开发和输油气管道建设的现场施工经验。

（2）环境监理人员主要职责

①监督施工现场对“环境管理方案”的落实。

②及时向 HSE 部门负责人汇报环境管理现状，并根据发现的问题提出合理化建议。

③协助 HSE 部门负责人宣传贯彻国家和当地政府有关环境方面的法律和法规。

④对 HSE 工作的真实性、合法性、效益性进行审查，评价其责任，并提出改进意见。

（3）环境监理范围

①管道工程

本项目管道工程环境监理的范围即为工程扰动的范围：干线施工作业宽度应控制在 12m 以内，单井管线施工作业宽度应控制在 10m 以内。

②道路工程

本项目不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区及文物保护区等特殊保护目标，环境监理范围为工程扰动范围，即道路施工的作业带 4.5m 的范围内。

③井场

井场环境监理的范围即为工程扰动的范围：单井永久占地 30×25m，新钻井临时占地 90×100m。

（4）环境监理内容

①施工期环境监理主要内容

针对施工期污水的环境保护处理措施，汽车尾气、施工扬尘的大气环境影响控制措施，运输车辆的声环境控制措施，施工土方量等固体废物主要处置措施，进行环境监理，必要时采取旁站的形式完成监理工作。另外，还应对管道、场站、道路等施工期的生态保护措施、防沙治沙措施、恢复方案进行监理。

②试运行期环境监理主要内容

按照竣工环境保护验收有关要求逐项核查环保措施、设施落实情况、效果，重点关注生态保护措施及作业带地貌恢复的情况。

环境监理工作计划及重点见表 8.2-1。

**表 8.2-1　　现场环境监理工作计划**

| 序号 | 场地 | 监 督 内 容 | 监理要求 |
|---|---|---|---|
| 1 | 井场、阀组站 | ①井位布设是否满足环评要求；<br>②井场的环保设施，施工是否严格按设计方案执行，施工质量是否能达到要求；<br>③施工作业是否超越了限定范围；<br>④废水、废气、废渣等污染是否达标排放。 | 环评中环保措施落实到位 |
| 2 | 管沟开挖现场 | ①集输线路是否满足环评要求；<br>② 施工作业是否超越了作业带宽度；<br>③挖土方放置是符合要求，回填后多余的土方处置是否合理；<br>④施工人员是否按操作规程及相关规定作业；<br>⑤施工完成后是否进行了清理。 | |
| 3 | 道路建设现场 | ①施工作业是否超越了限定范围；<br>②临时堆放的土石方是否采取防风固沙措施；<br>③施工人员是否按操作规程及相关规定作业。 | 各项环保措施落实到位 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| 4 | 其它 | ①施工结束后是否及时清理现场、恢复地貌，是否及时采取生态恢复、防沙治沙、水土保持措施；<br>②施工季节是否合适；<br>③有无砍伐、破坏施工区以外的作物和植被，有无伤害野生动物等行为。 | 各项环保措施落实到位 |

# 8.3 运营期环境管理及监测

## 8.3.1 运营期环境管理

建设项目运营环境监督管理计划见表 8.3-1。

**表 8.3-1　　项目运营环境监督管理计划**

| 序号 | 监督管理项目 | 监督检查具体内容 | 实施单位 | 监督单位 |
|---|---|---|---|---|
| 1 | 环境计划管理 | 环境管理计划的实施情况，包括井区环境整治、排污口规范化整治、环保治理方案的落实情况等 | 建设单位 | 昌吉州生态环境局、呼图壁县生态环境分局 |
| 2 | 污染源管理 | ①环保设施的运行情况，防止闲置和不正常运行；<br>②各废气排放源的排放情况，掌握排污动态，防止直接排放<br>③各废水排污口的排放情况，防止废水漫流或超标排放<br>④检查固废的堆放、运输、处置措施的执行情况，防止造成环境污染<br>⑤检查噪声排放源治理措施的消声、隔声效果，防止超标排放 | 建设单位 | 昌吉州生态环境局、呼图壁县生态环境分局 |
| 3 | 环境监测管理 | ①组织废气污染源、空气环境质量监测，防止废气、粉尘影响<br>②组织废水污染源、地下水环境监测，防止水环境污染<br>③组织噪声源、厂界环境噪声监测，防止扰民影响<br>④组织危险废物监测 | 建设单位 | 昌吉州生态环境局、呼图壁县生态环境分局 |
| 4 | 生态环境管理 | 定期检查受影响范围内生态系统的动态变化情况 | 建设单位 | 昌吉州生态环境局、呼图壁县生态环境分局 |

（1）日常环境管理

——做好环境监测，掌握污染现状

定时定点做好环境监测，以便及时掌握环境状况的第一手资料，促进环境管理的深入和污染治理的落实，消除发生污染事故的隐患。

在生产过程中，采出水进入莫北转油站污水处理系统，处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后回注油层。

废气污染源的控制是重点加强油气集输过程中无组织排放源的管理，以加强管理作为控制手段，减轻环境污染，达到污染物排放控制和环境保护目标。

——加强环保设备的管理

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

——落实管理制度

除加强环保设备的基础管理外，尚需狠抓制度的落实，制定环保经济责任制考核制度，以提高各部门对环境保护的责任感。

日常工作的管理与调配，应明确机构，有专人负责与协调。要求做好废弃物的处理、场地的清理等每日例行的环保工作。

（2）重大环境污染事故的预防与管理

——对事故隐患进行监护

对污染事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效措施，防止事故发生。对各类重大事故隐患，应本着治理与监护运行的原则进行处理。在目前技术、财力等方面能够解决的，要通过技术改造或治理，尽快消除事故隐患，防止事故发生；对目前消除事故隐患有困难的，应从管理和技术两方面对其采取严格的现场监护措施，在管理上要加强制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故预案。

——强化专业人员培训和建立安全信息数据库

有计划、分期分批对环保人员进行培训，聘请专家讲课，收看国内外事故录像和资料，吸收这些事件中预防措施和救援方案的制定经验，学习借鉴此类事故发生后的救助方案。平时要经常进行人员训练和实践演习，锻炼指挥队伍，以提高他们对事故的防范和处理能力。建立安全信息数据库或信息软件，使安全工程技术人员及时查询所需的安全信息数据，用于日常管理和事故处置工作。

——加强风险管理

由于本项目在运行过程中，不确定潜在事故因素多且无法预测，因此有必要制定相应的风险对策，不断改进识别到的不利影响因素，从而将工程运营期各类风险水平控制在合理的、可接收的范围内，以达到减少事故发生、经济合理地保证安全运行管理技术的目的。

——加强监测

应加强对区域地下水、土壤、大气环境（非甲烷总烃、硫化氢）等的监测，对环境污染隐患做到及早发现、及时处理，制定事故状态下环境风险应急预案和应急处理措施，强化环境风险防范和应急处理能力，严防污染事故发生，不定期开展环境突发事件应急演练。

为了监控油田作业开发对地下水（主要为潜层地下水）的影响情况，应设置地下水监控井，并定期检测。地下水污染监控井监测层位应选择区域具有开采可能影响到的目标含水层。地下水污染监控井的建设和管理应符合《地下水环境监测技术规范》HJ/T 164 的规定。

### 8.3.2 运营期环境监测计划

本项目运营期环境监测应根据项目开发运行实际情况确定监测项目、频率，并委托具有计量认证资质和环境监测资质的监测单位监测。环境监测计划见表 8.3-1。

**表 8.3-1　　运营期环境监测计划**

| 编号 | 环境要素 | 地点 | 监测项目 | 监测频次 |
|---|---|---|---|---|
| 1 | 废气 | 井场无组织废气 | 非甲烷总烃 | 每年一次 |
| 2 | 废气 | 加热炉烟气 | 二氧化硫、氮氧化物、烟尘 | 每季度一次 |
| 3 | 噪声 | 井场厂界 | 厂界噪声监测 | 每年一次 |
| 4 | 地下水 | 地下水监控井 | 石油类 | 每年 1 次 |
| 5 | 土壤 | 井场内、外土壤 | 石油烃 | 5 年 1 次 |

检查管道沿线生态恢复及水土保持措施落实情况。

### 8.3.3“三同时”验收

（1）环境工程设计

①必须按照环评文件及批复要求，落实项目环境工程设计，确保“三废”稳定达标排放；按要求制定环境风险事故应急预案。

②建立健全环境管理组织机构、各项环保规章制度。

③项目污染防治设施必须与主体工程“三同时”。

（2）环境设施验收建议

①验收范围

与项目有关的各项环保设施，包括为防治污染和保护环境所配套建成的治理工程、设备和装置，以及各项生态保护设施等；环评文件及批复文件和有关设计文件规定应采取的环保措施。

②验收条件

根据《建设项目环境保护管理条例》（国务院令 682 号）中有关规定，编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目竣工后，新疆油田公司应当按照国务院环境保护行政主管部门规定的标准和程序，对配套建设的环境保护设施进行验收，编制验收报告。新疆油田公司在环境保护设施验收过程中，应当如实查验、监测、记载建设项目环境保护设施的建设和调试情况，不得弄虚作假。

新疆油田公司对项目进行自主验收，新疆油田公司或者其委托的第三方技术机构应当依照国家有关法律法规及相关技术规范等要求，编制竣工环境保护验收报告，验收报告编制完成后，新疆油田公司应组织成立验收工作组。除按照国家规定需要保密的情形外，新疆油田公司应当依法向社会公开验收报告。编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目，其配套建设的环境保护设施经验收合格，方可投入生产或者使用；未经验收或者验收不合格的，不得投入生产或者使用。

③建设项目环境保护“三同时”验收内容

根据建设项目“三同时”原则，在项目建设过程中，环境污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用，拟建项目建成运行时，应对环保设施进行验收，验收清单见表 8.3-2。

**表 8.3-2　　三同时验收一览表**

| 项目 | 污染源 | 产生位置 | 验收清单 | | 验收标准 |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | 治理要求 | 数量 | |
| 废气 | 非甲烷总烃 | 井场 | 密闭输送、采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵、定期的检查、检修 | | 《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准（GB39728—2020）》中非甲烷总烃无组织排放监控浓度限值（4.0mg/m$^3$） |
| | 水套炉 | 井场 | 采用莫北转油站返输干气作为燃料气。 | | 满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表2新建锅炉大气污染物排放浓度限值（颗粒物20mg/m$^3$、$SO_2$50mg/m$^3$、$NO_x$200mg/m$^3$）。 |
| 废水 | 采出水 | 井场 | 依托莫北转油站采出水处理系统处理达标后回注油层 | | 《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012） |
| | 井下作业废水 | 井场 | 用罐车拉运至运至石西集中处理站污水处理系统处理达标后回注油层 | | 《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012） |
| 噪声 | 井口装置、井下作业 | 井场 | 选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振 | | 《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类区标准 |
| 固废 | 油泥（砂） | 井场、管线 | 委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置 | | 《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其修改单要求 |
| 土壤 | 采出水、井下作业废水、油泥砂 | 井场、管线 | 井场内、外 | | 确保评价范围内土壤质量达到《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地土壤筛选值要求 |
| 生态恢复 | 项目占地 | 井场、站场、管线 | 临时占地植被恢复；干线作业宽度12m以内，单井管线10m以内，井场90m×100m，道路4.5m | | 《建设项目竣工环境保护验收技术规范石油天然气开采》（HJ612-2011） |
| | 防沙治沙 | 管线 | 草方格铺设面积为22.39hm$^2$，管线固沙宽度8m。 | | 预防土地沙化，治理沙化土地，维护生态安全 |
| 环境管理 | 纳入新疆油田公司采气一厂现有的环境管理规章制度、环境风险事故应急预案 | | | | |

## 8.4 环境影响后评价

根据《中华人民共和国环境影响评价法》《建设项目环境影响后评价管理办法（试行）》《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）《关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知》（新

环环评发〔2020〕162 号）要求，项目正式投产或运营后，每 3~5 年开展一次环境影响后评价，依法报批生态环境主管部门备案。石油天然气开发建设项目可按照开发区块整体开展环境影响后评价工作。

因此，项目正式投产或运营后，可纳入新疆油田公司采气一厂整体开展环境影响后评价工作。

# 9.结论与建议

## 9.1 评价结论

### 9.1.1 项目概况

本项目位于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州呼图壁县境内，距呼图壁县约122km，地处准噶尔盆地古尔班通古特沙漠腹部，

本项目计划部署采气井 9 口（其中新井 6 口，老井利用 3 口）、评价井 1 口，钻井总进尺 $3.53\times10^4$m，新建集气干线 17.9km，单井采气管线 10.08km，燃料气干线 17.9km，单井燃料气管线 10.08km，检修道路 20.61km，175kW 水套炉加热节流撬 4 台、120kW 水套炉加热节流撬 6 台，同时配套建设供电、通信、自控、土建等公用工程。新建产能天然气 $2.03\times10^8m^3$ /a，凝析油 $2.22\times10^4$t/a。天然气、采出水依托莫北转油站处理，凝析油依托石西集中处理站处理。项目建成后生产运行管理由新疆油田分公司采气一厂负责。

本项目总投资为 14940 万元，环保投资 415.8 万元，约占总投资的 2.78%。

### 9.1.2 产业政策及规划符合性

石油天然气开采业是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，属于《产业结构调整指导目录》（2019 本）中国家鼓励发展的产业，项目建设符合国家的相关政策，符合自治区主体功能区划、环境保护及污染防治政策。

### 9.1.3 环境质量现状

（1）环境空气质量现状

中国环境影响评价网环境空气质量模型技术支持服务系统发布的昌吉市 2019 年的六项基本污染物 $SO_2$、$NO_2$、$PM_{10}$、$PM_{2.5}$、CO、$O_3$ 监测结果，2019 年昌吉州 $SO_2$、$NO_2$、CO、$O_3$ 年平均浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准要求；$PM_{2.5}$、$PM_{10}$ 的年平均浓度均超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准要求，本工程所在区域为非达标区域。超标原因主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。

特征因子补充监测结果表明，评价范围内监测点非甲烷总烃 1 小时平均浓度

未超过《大气污染物综合排放标准详解》中参考限值，$H_2S$ 1 小时平均浓度未超过《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的浓度限值。

（2）水环境质量现状

项目区地下水水质天然背景值较高，溶解性总固体、氯化物均有不同程度超标，其余监测因子可满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类限值，经处理后可作为油田生产生活用水。石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅲ类标准。

（3）声环境质量现状

声环境质量监测结果表明，各监测点位噪声值均未超出标准值，声环境现状满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类标准要求。

（4）土壤环境质量现状

土壤环境质量监测结果表明，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。

（5）生态环境质量现状

本项目地处准噶尔盆地古尔班通古特沙漠腹部，评价区域内不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区等特殊敏感区和重要敏感区。根据《新疆生态功能区划》，评价区域属于准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区，准噶尔盆地中部固定、半固定沙漠生态亚区，古尔班通古特沙漠化敏感及植被保护生态功能区。项目区气候极端干旱，土壤发育较差，类型较为简单，广大地区为风沙土所覆盖，绝大部分地段很少或根本无植物生长，为裸地，野生动物极少。

## 9.1.4 环境影响预测与分析

### 9.1.4.1 生态环境影响分析

本项目建设区域没有自然保护区、风景名胜区、基本农田等生态环境敏感目标。项目位于呼图壁县境内，属于天山北坡诸小河流域水土流失重点治理区，建设单位在项目建设和运行过程中要严格按照设计、环评以及水保要求做好水土流失防治措施。

项目对生态环境的影响主要来自占地影响，项目总占地面积 49.05$hm^2$，其中永久性占地面积为 10.03$hm^2$，临时占地面积 39.02$hm^2$，占地类型为沙地。地表

植被稀疏，工程区地表植被为本区域广布的荒漠植被，由工程造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降。

#### 9.1.4.2 大气环境影响分析

根据工程分析，本项目建设期废气排放主要是井场、管线、道路作业带等施工场地平整清理、管沟开挖、回填、建材运输、露天堆放、装卸等过程产生的扬尘，施工机械及运输车辆产生的燃油废气等。建设期污染属于阶段性局部污染，随着工程结束，其影响也相应消失。

运行期项目对大气环境的影响主要来自井场水套炉燃烧废气、油气集输过程中产生一定量的无组织烃类挥发排放，根据工程分析估算，本项目 6 台水套炉燃烧烟气污染物共排放 $SO_2$0.58t/a，NOx 2.50t/a，烟尘 0.38t/a。废气污染物排放浓度能够满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建锅炉大气污染物排放浓度限值（颗粒物 20mg/m$^3$、$SO_2$50mg/m$^3$、$NO_x$200mg/m$^3$）。无组织 VOCs 排放量为 2.22t/a。

经预测，有组织源对区域环境空气的影响主要集中在污染源下风向 80m 范围内，项目区 5km 范围内无大气环境敏感点以上，因此对大气环境敏感目标影响不大。项目正常工况下排放的各种大气污染物下风向地面浓度均低于《环境空气质量标准》二级标准限值，项目正常排放的各污染物对评价区域大气环境质量均不会产生明显影响。

综上所述，项目在施工期和运行期对大气环境的影响在影响时间和影响范围上各不相同，施工期是暂时性小范围影响，随施工的结束而消失，运行时期为持续的长期影响，但各废气污染物均可以得到较好扩散，对大气污染物浓度贡献值小，且项目区地域空旷，并不会使区域环境空气质量发生显著改变，项目的建设对区域大气环境的影响可以保持在环境可接受的范围之内。

#### 9.1.4.3 水环境影响分析

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

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

运营期的采出水依托莫北转油站污水处理系统处理，井下作业废水依托石西集中处理站污水处理系统处理，均达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准中指标后，回注油层。

正常状况下，污染源从源头上可以得到控制；非正常状况下，由于管线泄漏事故为短期大量排放，污染物的泄漏以地表扩展为主，一般能及时发现，并可很快加以控制，石油烃多属疏水性有机污染物，难溶于水而容易被土壤有机质吸附，其影响范围不大，对地下水环境不易产生不利影响。因项目区地下水循环条件差，径流、排泄基本处于停滞状态，为密闭型地下水，因此，集输管线破裂对地下水环境产生的影响也非常有限。非正常状况下，对地下水的影响属可接受范围。

#### 9.1.4.4 声环境影响分析

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

本项目运营期噪声源主要为井场机泵等设备噪声，以及压裂、修井等井下作业噪声，对环境的影响周期较长，贯穿于整个生产期。由预测结果可知，本项目单井井场厂界噪声值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008）2 类标准限值要求，且周边无声环境敏感点，因此工程实施后不会对周围声环境产生明显影响。

#### 9.1.4.5 固体废物影响分析

本工程钻井过程中一开、二开采用水基非磺化钻井液体系，三开采用油基钻井液体系，采用经不落地系统进行处理，在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，分离后的水基钻井液产生的岩屑满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）后，用于铺设通井路、铺垫井场基础材料；油基钻井液产生的岩屑为 HW08 含油危废（废物代码：071-002-08），在井场方罐暂存，定期委托克拉玛依博达生态环保科技有限公司处置。

钻井期生活垃圾经集中收集后，定期清运至生活垃圾填埋场处理。管线、道路等地面工程施工期不设施工营地，施工人员在施工单位集中公寓居住，无新增生活垃圾产生。

本项目产生的油泥（砂）最大产生量为 5.08t/a，委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司回收、处置。井下作业时带罐作业，落地油 100%回收，回收后的落地原油运至石西集中处理站原油处理系统进行处理。

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

#### 9.1.4.6 环境风险分析

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

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

### 9.1.5 总量控制指标

本工程投产后二氧化硫、氮氧化物排放总量指标为 $SO_2$ 0.58t/a，$NO_x$ 2.50t/a。

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

### 9.1.6 总结论

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

因此，报告书认为，本项目建设在环境保护方面可行。

## 9.2 建议

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

（2）加强设备维护、维修工作，确保各类环保设施正常运行。

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