

北 31 井区二叠系梧桐沟组油藏东部  
扩边开发工程  
环境影响报告书  
(征求意见稿)

中国石油新疆油田分公司开发公司  
新疆泰施特环保科技有限公司  
二〇二二年四月

# 目 录

<b>1.概述.....</b>	<b>1</b>
1.1 建设项目特点.....	1
1.2 环境影响评价的工作过程.....	2
1.3 分析判定相关情况.....	3
1.4 关注的主要环境问题及环境影响.....	4
1.5 环境影响评价的主要结论.....	4
<b>2.总则.....</b>	<b>5</b>
2.1 评价目的和原则.....	5
2.2 编制依据.....	6
2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选.....	10
2.4 环境功能区划与评价标准.....	13
2.5 评价等级和评价范围.....	18
2.6 环境保护目标.....	24
2.7 评价时段和评价重点.....	25
2.8 评价方法.....	26
<b>3.工程概况和工程分析.....</b>	<b>27</b>
3.1 区块现有开发工程环境影响回顾评价.....	27
3.2 本工程工程概况.....	31
3.3 工程内容.....	37
3.4 依托工程情况及可依托性分析.....	49
3.5 工程分析.....	54
3.6 清洁生产分析.....	70
3.7 污染物排放总量控制分析.....	78

3.8 与相关规划协调性分析.....	79
<b>4.环境现状调查与评价.....</b>	<b>93</b>
4.1 自然环境概况.....	93
4.2 生态现状调查与评价.....	96
4.3 环境空气现状调查与现状.....	102
4.4 声环境现状调查与评价.....	106
4.5 水环境现状调查与评价.....	107
4.6 土壤环境现状评价.....	111
<b>5.环境影响预测与评价.....</b>	<b>116</b>
5.1 生态环境影响评价.....	116
5.2 土壤环影响评价.....	123
5.3 环境空气影响分析.....	129
5.4 声环境影响分析.....	133
5.5 水环境影响分析.....	136
5.6 固体废物影响及分析.....	144
5.7 环境风险评价.....	147
5.8 退役期环境影响分析.....	154
<b>6.环境保护措施及其可行性论证.....</b>	<b>156</b>
6.1 生态环境保护措施.....	156
6.2 水污染防治措施.....	162
6.3 噪声污染防治措施.....	165
6.4 固体废物污染防治措施.....	166
6.5 大气环境保护措施.....	167
6.6 环境风险防范措施.....	168

6.7 土壤环境保护措施.....	175
6.8 退役期环境保护措施.....	176
<b>7.环境影响经济损益分析.....</b>	<b>180</b>
7.1 项目的社会效益和经济效益.....	180
7.2 项目环境效益分析.....	180
7.3 环境经济分析结论.....	182
<b>8.环境管理与监测计划.....</b>	<b>183</b>
8.1 环境管理机构.....	183
8.2 生产区环境管理.....	183
8.3 污染物排放的管理要求.....	188
8.4 企业环境信息公开.....	189
8.5 环境监测与监控.....	190
<b>9.结论与建议.....</b>	<b>194</b>
9.1 工程概况.....	194
9.2 环境质量现状评价结论.....	194
9.3 环境影响评价结论.....	195
9.4 综合评价结论.....	199
9.5 建议.....	199

# 1.概述

## 1.1 建设项目特点

北 31 井区二叠系梧桐沟组油藏位于乌鲁木齐市东北侧约 109km，吉木萨尔县西北侧约 50km，三台镇北侧约 30km，行政隶属昌吉回族自治州吉木萨尔县，区域构造位于准噶尔盆地东部阜康断裂带与北三台凸起的接合部位，乌鲁木齐至奇台的 G7 京新高速从油区南部边界附近通过，S11 五大高速从油区东部边界附近通过，交通便利。

根据《北 31 井区二叠系梧桐沟组油藏东部扩边地面工程》，北 31 井区二叠系梧桐沟组油藏东部扩边地面工程在北 50 断块扩边区总体部署油水井 36 口，其中：新井 35 口（采油井 27 口，注水井 8 口），老井利用 1 口（北 50 井），单井设计产能  $6.0\text{t/d}$ ，新建产能  $4.86 \times 10^4\text{t/a}$ 。优先部署新井 10 口，其中：采油井 9 口，注水井 1 口，单井直接从井口单管集输至计量站后集输至已建北三台联合站，配套仪表、通信、电气、防腐、结构等设计。采用单井和平台井相结合的方式部署，共部署 5 个平台（合计 17 口井），剩余 19 口采取单井。

按照《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 版），石油开采位于老区块内的需编制环境影响报告表，陆地石油开采项目涉及该名录中环境敏感区的需编制环境影响报告书。本项目位于北三台油田北 31 井区老区块内，可编制环境影响报告表；另根据《新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州水土保持规划》（2021-2030 年），项目所在的区域位于水土流失重点治理区，水土流失重点治理区属于《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 版）中规定的环境敏感区，需编制环境影响报告书。根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 版），建设内容涉及本名录中两个及以上项目类别的建设项目，其环境影响评价类别按照其中单项等级最高的确定，所以本项目需编制环境影响报告书。

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

## 1.2 环境影响评价的工作过程

根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 版），本工程涉及环境敏感区，需编制环境影响报告书。

根据《中华人民共和国环境影响评价法》和《建设项目环境保护管理条例》中有关规定，2022 年 2 月，中国石油新疆油田分公司开发公司委托新疆泰施特环保科技有限公司编制《北 31 井区二叠系梧桐沟组油藏东部扩边开发工程环境影响报告书》。

评价单位接受委托后，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。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。

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）。

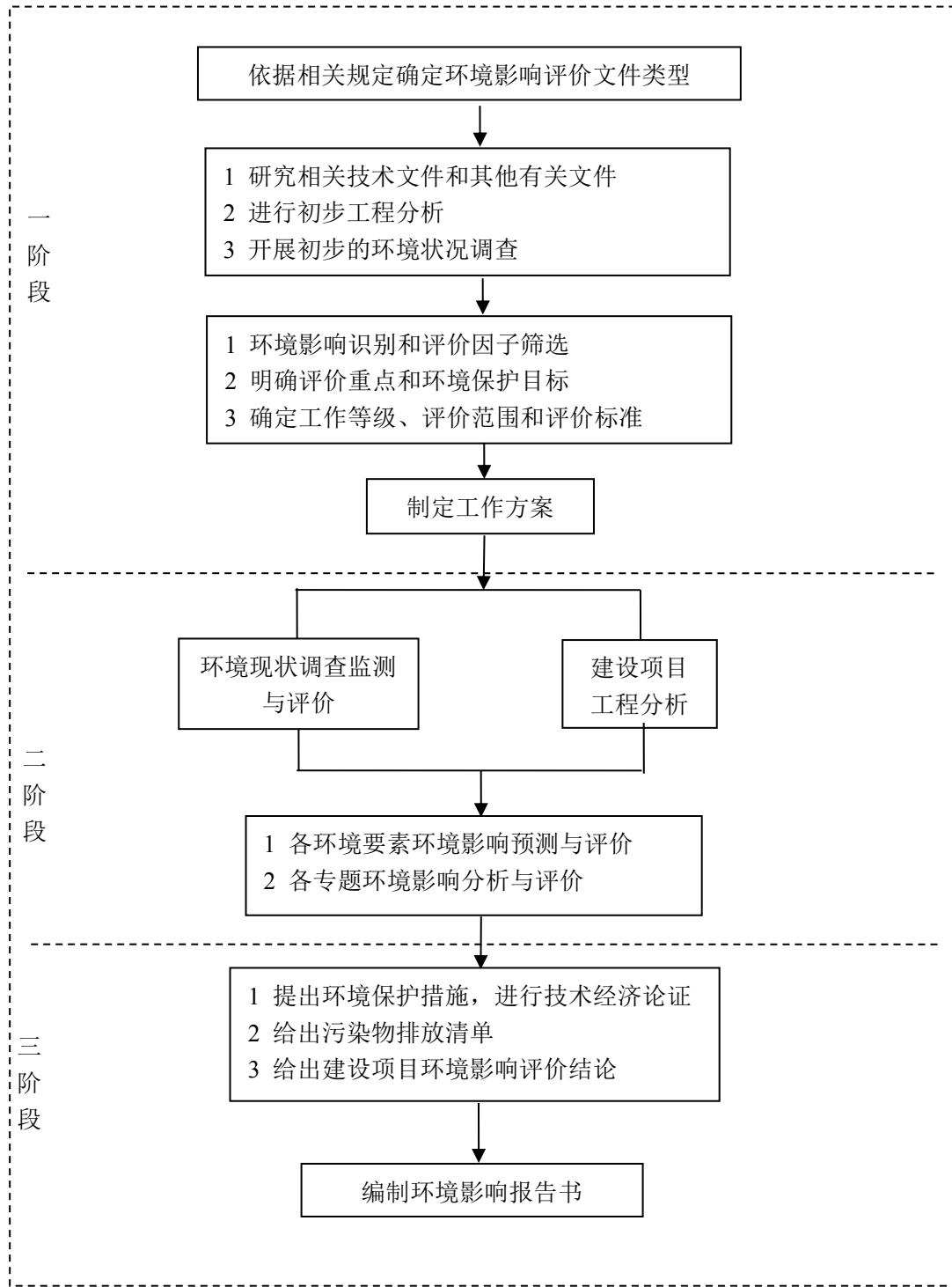


图 1. 2-1 环境影响评价工作程序图

### 1.3 分析判定相关情况

本工程为石油天然气开采项目，环境影响主要来源于钻井、采油气、井下作业、油气集输、处理等各工艺过程，主要特点为污染与生态影响并存，即项目建设占地、地表扰动等产生的生态影响以及排放的污染物导致的环境污染并存。

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”属于“鼓励类”项目，本工程建设符合国家产业政策。

本工程位于昌吉回族自治州吉木萨尔县北31井区内，据现场调查，评价范围内没有自然保护区、风景名胜区和饮用水水源保护区；项目位于水土流失重点治理区，在采取严格的水土流失防治措施后，工程的建设对生态环境影响较小。

本工程建设及选址与相关规划相符合。

## 1.4 关注的主要环境问题及环境影响

油田施工期废气、施工临时占地及生态破坏对周围环境的影响；运行期油气集输烃类无组织挥发、含油废水、含油污泥、钻井平台、单井井场和站场永久占地等对周围环境的影响。针对该项目特点，本工程关注的主要环境问题为项目产生的废气、废水、固体废物、噪声、风险以及生态破坏对周围环境的影响，并论证采取的防范措施及处理处置方式的可行性。

## 1.5 环境影响评价的主要结论

根据现场调查和资料搜集，本工程新建单井井场、平台井井场、计量（配水）站、道路不占用耕地，评价范围内无居民居住区。项目所在区域为现有的油田开发区内，选址合理。

本工程的建设符合国家产业政策，符合新疆油田分公司整体布局，虽然项目开发对当地环境将会产生一定影响，但对于大区域能源结构调整则具有明显的环境效益。建设单位各项管理制度和措施比较完备、有效，通过合理选择施工机械、合理设置施工场地等措施对生态破坏、废水、废气、噪声、固体废物进行有效控制。对环境的影响预测分析表明：本工程建设对各环境要素有一定影响，在采取相应的环境保护措施后，可使本工程对环境造成的不利影响减缓到最低，使项目开发活动与环境保护协调发展。公众参与调查结果也表明，本工程的建设得到了当地政府和公众的支持。因此，从环境保护角度，项目建设可行。

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

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

(4) 评价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。

#### 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，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	中华人民共和国城乡规划法（2015 年修订）	12 届人大第 14 次会议	2015-04-24
13	中华人民共和国防洪法（2016 年修订）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02
14	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
15	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
16	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
17	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
18	中华人民共和国防沙治沙法	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
19	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	中华人民共和国自然保护区条例（2017 年修订）	国务院令 687 号	2017-10-7
6	国务院关于加强环境保护重点工作的意见	国发〔2012〕35 号	2011-10-17
7	国务院关于印发水污染防治行动计划的通知	国发〔2015〕17 号	2015-04-02

## 北31井区二叠系梧桐沟组油藏东部扩边开发工程环境影响报告书

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
8	国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知	国发〔2013〕37号	2013-9-10
9	国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知	国发〔2016〕31号	2016-05-28
10	国务院关于印发打赢蓝天保卫战三年行动计划的通知	国发〔2018〕22号	2018-06-27
11	关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战实施方案	中发〔2018〕17号	2018-06-12
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	部令 第16号	2021-01-01
2	环境影响评价公众参与办法	生态环境部令第4号	2019-01-01
3	关于印发《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法(试行)》的通知	环发〔2015〕4号	2015-01-08
4	国家危险废物名录(2021版)	部令 第15号	2021-01-01
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	陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范	DZ/T0317-2018	2018-10-1
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	关于全疆水土流失重点预防保护区、重点治理区、重点治理区划分的公告	新疆维吾尔自治区人民政府	2000-10-31
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

**北31井区二叠系梧桐沟组油藏东部扩边开发工程环境影响报告书**

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
8	新疆生态功能区划	新政函[2005]96号	2005-07-14
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	新疆维吾尔自治区建设项目环境影响评价公众参与管理规定(试行)	新环评价发(2013)488号	2013-10-23
11	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
12	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
13	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
14	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
15	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
16	关于进一步加强和规范油气田勘探开采废弃物污染防治工作的通知	新环发[2016]360号	2016-11-15
17	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
18	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
19	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
20	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
21	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
22	关于含油污泥处置有关事宜的通知	新环发(2018)20号	2018-12-20
23	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
24	自治区党委、自治区人民政府印发《关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战实施方案》	新党发(2018)23号	2018-09-04
25	新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州水土保持规划(2021-2030年)	/	2021-7
26	自治区严禁“三高”项目进新疆 推动经济高质量发展实施方案	新政办发(2017)148号	2017-8-2
27	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	2021-2-21
28	昌吉回族自治州“三线一单”生态环境分区管控方案	昌州政办发(2021)41号	2021-6-30
29	新疆维吾尔自治区主体功能区规划	自治区发展和改革委员会	2016-10-24
30	新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划 和2035年远景目标纲要	新疆维吾尔自治区第十三届人民代表大会第四次会议	2021-2-5
31	关于加强乌鲁木齐、昌吉、石河子、五家渠区域环境同防同治的意见	新政发(2016)140号	2016-12-30
32	新疆环境保护规划(2018-2022年)	自治区人民政府常务会议	2018-2-1

## 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	DB65/T3998-2017	2017-05-30
18	油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求	DB65/T3997-2017	2017-05-30
19	油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制技术规范	DB65/T3999-2017	2017-05-30
20	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
21	陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准	GB39728-2020	2019-07-01
22	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，中国石油新疆油田分公司开发公司，2022年2月；
- (2) 《北31井区二叠系梧桐沟组油藏东部扩边方案》，新疆油田公司准东采油厂，2021年10月；
- (3) 《北31井区二叠系梧桐沟组油藏东部扩边地面工程》，新疆油田工程技术研究院，2022年1月；
- (4) 《北31井区二叠系梧桐沟组 bhw2005 等10口开发井钻试工程环境影响报告表》，新疆泰施特环保科技有限公司，2018年8月；

(5)《北三台油田北31井区梧桐沟组油藏开发调整地面建设工程环境影响报告表》，新疆泰施特环保科技有限公司，2018年9月；

(6)《中国石油新疆油田分公司准东采油厂沙南作业区油田环境影响后评价报告书》，新疆恒升融裕环保科技有限公司，2021年6月。

## 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

本次主要评价北31井区二叠系梧桐沟组油藏东部扩边地面工程，主要工程包括：部署油水井36口，其中新井35口（采油井27口，注水井8口），老井采转注1口（北50井）；采用单井及平台井方式布置，共布置19口单井和5座平台井（17口井），平台号为1号（3口井）、2号（2口井）、3号（4口井）、4号（5口井）、5号（3口井）。单井平均井深2150m，钻井总进尺75250m，新建计量（配水）站2座（北23号和北24号），阀池2座，新建进站道路1.33km、单井管线8.519km、平台管线1.781km，集输汇管1.5km，单井注水管线3.539km、平台注水管线0.761km、注水支线1.2km，注水干线1.2km；新建产能 $4.86\times10^4$ t/a，油气水处理依托北三台联合站。

#### （1）施工期

施工期建设工程包括钻井、采油集输管线及注水管线敷设，计量（配水）站、井场及道路建设，以生态影响为主。

##### ①钻井

本工程新钻井35口，钻井工程主要包括井场平整等钻前工程、钻井工程。

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，钻井产生的钻井岩屑和泥浆等固体废物。

##### ②管线和道路敷设

管线和道路敷设将破坏管道和道路沿线的植被，主要的环境影响是对生态环境和水土保持的影响，以及施工扬尘。

### ③井场和计量（配水）站建设

新建单井井场18座，新建平台井场5座，计量（配水）站2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、施工产生的固体废物等以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采油、油气集输过程中无组织排放的挥发性有机物；废水主要为采出水和井下作业废液；固体废物主要为含油污泥。

### （3）退役期

退役期，对完成采油、注水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，根据工程分析和油田生产工艺特征，对油田开发过程中的施工期、运行期和退役期环境影响因子识别见表2.3-1。

表2.3-1 影响因子识别表

序号	时段	主要影响因素	主要环境影响因子	分析结果
1	施工期	井场、站场	永久性占地、动植物影响	-
		管线和道路建设	破坏土壤和植被	-
			引起水土流失	-
			影响土地利用	-
			声环境	-
		施工生活污水	改变自然景观	-
			COD、BOD <sub>5</sub> 、NH <sub>3</sub> -N	-
		管道试压废水	SS，用于施工降尘	-
		施工机械和车辆尾气	NO <sub>x</sub> 、CO、SO <sub>2</sub> 、烃类挥发	-
		柴油发电机废气	NO <sub>x</sub> 、SO <sub>2</sub> 、烟尘等	-
		钻井泥浆、钻井岩屑	污染土壤环境	-
		施工生活垃圾	污染土壤环境	-

		施工机械和车辆噪声	影响声环境质量	-
2	运行期 (正常工况)	采出水	石油类	--
		井下作业废液	石油类、SS	--
		井口、计量(配水)站无组织废气排放	非甲烷总烃	-
		设备噪声	影响声环境质量	-
		含油污泥等危险废物	送有资质单位处置	-
		原油生产	对当地社会经济的拉动、使用地区大气环境的改善	++
3	运行期 (事故工况)	集输管线破损泄漏	污染土壤、火灾爆炸危险	-
4	退役期	封堵井眼，拆除井口装置	拆除物综合利用	-
		拆除场地恢复	场地恢复	+

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

### 2.3.2 评价因子

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

表 2.3-2 环境影响因子筛选表

环境要素	现状评价因子	影响评价因子
生态环境	调查评价区域土地利用、动植物资源、土壤侵蚀、生态景观、和生物多样性	(1) 分析油田开发建设对土地利用结构的影响 (2) 对油田建设可能造成的土地荒漠化、水土流失、植被破坏以及土壤污染等进行影响分析； (3) 油田开发建设对评价区域野生动物的影响分析 (4) 油田开发建设对生态景观的影响
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； 《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618—2018) 表1基本项目	石油烃
地下水	K <sup>+</sup> 、Na <sup>+</sup> 、Ca <sup>2+</sup> 、Mg <sup>2+</sup> 、CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> 、HCO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> 、SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> 、pH、硝酸盐、亚硝酸盐、总硬度、氯化物、氨氮、砷、汞、镉、铬(六价)、铅、氰化物、挥发酚、耗氧量、氟化物、水位、水温、石油类	石油类
环境空气	SO <sub>2</sub> 、NO <sub>2</sub> 、PM <sub>10</sub> 、PM <sub>2.5</sub> 、CO、O <sub>3</sub> 、非甲烷总烃、硫化氢	非甲烷总烃

噪声	Leq(dB(A))	Leq(dB(A))
固体废物	-	钻井泥浆、钻井岩屑、含油污泥
环境风险	-	(1) 对油田钻井期可能发生的井喷事故进行影响分析; (2) 结合当地的气象条件,对油田运行期间输气管道可能发生的原油泄漏事故进行预测分析;

## 2.4 环境功能区划与评价标准

### 2.4.1 环境功能区划

#### 2.4.1.1 环境空气

本工程油田北邻古尔班通古特沙漠,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

本项目区域内无地表水体;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,地下水水质执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准。

#### 2.4.1.3 声环境

本工程开发建设的噪声影响仅在施工期较大,进入生产期后,整个开发建设期噪声源数量相对较少,主要集中在单井井场、平台井场和计量(配水)站。项目位于吉木萨尔县北31井区内,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,准噶尔盆地南部荒漠绿洲农业生态亚区,阜康—木垒绿洲农业、荒漠草地保护生态功能区。

### 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<sub>2</sub>、NO<sub>2</sub>、PM<sub>2.5</sub>、PM<sub>10</sub>、CO、O<sub>3</sub>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<sup>3</sup>的标准，H<sub>2</sub>S 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 10 μ g/m<sup>3</sup>。指标标准取值见下表。

表 2.4-1 环境空气质量标准

序号	评价因子	标准限值 μg/Nm <sup>3</sup>			标准来源
		年平均	日平均	1 小时平均	
1	SO <sub>2</sub>	60	150	500	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准
2	NO <sub>2</sub>	40	80	200	
3	PM <sub>2.5</sub>	35	75	/	
4	PM <sub>10</sub>	70	150	/	
5	CO	/	4000	10000	
6	O <sub>3</sub>	/	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 <sub>2</sub> S	/	/	10	参考执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的 1h 平均浓度限值

#### 2.4.2.2 水环境

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

监测项目	标准限值
K <sup>+</sup>	/
Na <sup>+</sup>	≤200
Ca <sup>2+</sup>	/
Mg <sup>+</sup>	/
CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	/
HCO <sup>3-</sup>	/
pH（无量纲）	6.5~8.5
挥发酚类（以苯酚计），mg/L	≤0.002

氨氮（以 N 计）， mg/L	≤0.50
氰化物， mg/L	≤0.05
氟化物（以 F 计）， mg/L	≤1.0
氯化物（以 Cl <sup>-</sup> 计）， mg/L	≤250
硫酸盐（以 SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> 计）， mg/L	≤250
硝酸盐（以 N 计）， mg/L	≤20
亚硝酸盐氮（以 N 计）， mg/L	≤1.00
总硬度（以 CaCO <sub>3</sub> 计）， mg/L	≤450
耗氧量， mg/L	≤3.0
铬（六价）， mg/L	≤0.05
铅， mg/L	≤0.01
镉， mg/L	≤0.005
汞 mg/L	≤0.001
砷， mg/L	≤0.01
石油类， mg/L	≤0.05

注：石油类标准参考《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

项目区土壤环境执行《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。项目区外围周边土壤环境执行《土壤环境质量标准-农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中基本项目风险筛选值，见表2.4-4。

表 2.4-3 建设用地土壤污染环境风险管控标准限值

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				

表 2.4-4 农用地土壤污染环境风险管控标准限值 单位: mg/kg

序号	监测项目	标准限值		
		5.5<pH≤6.5	6.5<pH≤7.5	pH>7.5
1	镉	0.3	0.3	0.6
2	汞	1.8	2.4	3.4
3	砷	40	30	25
4	铅	90	120	170
5	铬	150	200	200
6	铜	50	100	100
7	镍	70	100	190
8	锌	200	250	300

## 2.4.3 污染物排放标准

### 2.4.3.1 废气

项目单井、平台井及计量（配水）站油气集输中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（4.0mg/m<sup>3</sup>）。

### 2.4.3.2 废水

运行期项目产生的井下作业废液、采出水依托北三台联合站处理达标后回注，不向外环境排放。项目注水井水源为北三台联合站处理后的净化水，经站内次高压注水系统给北31井区注水。回注水水质执行《油田注入水分级水质指标》（Q/SY XJ 0030-2015）中的有关标准，标准值见表 2.4-5。

表 2.4-5 《油田注入水分级水质指标》（Q/SY XJ 0030-2015）

标准分级		砂、砾岩			
		特低渗 (<10mD)	低渗 (10mD-50mD)	中渗 (50mD-500mD)	高渗（裂缝） (>500mD)
控制指标	矿化度, mg/L	接近地层水矿化度			
	悬浮固体含量, mg/L	≤8.0	≤15.0	≤20.0	≤25
	悬浮物颗粒直径中值, μm	≤3.0	≤5.0	≤5.0	≤5.0
	含油量, mg/L	≤5.0	≤10.0	≤15.0	≤30.0
	平均腐蚀率, mm/a	≤0.076			
	点腐蚀, 肉眼描述	试片有轻微点蚀			
	硫酸盐还原菌, 个/mL	≤25	≤25	≤25	≤25
	铁细菌, 个/mL	n×10 <sup>3</sup>	n×10 <sup>3</sup>	n×10 <sup>3</sup>	n×10 <sup>3</sup>
	腐生菌, 个/mL	n×10 <sup>3</sup>	n×10 <sup>3</sup>	n×10 <sup>3</sup>	n×10 <sup>3</sup>

注 1：1<n<10；

注 2：清水水质指标中去掉含油量。

### 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

#### 2.4.3.4 固体废物

固体废物处置执行：

- ① 《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001 及 2013 年修改单)。
- ② 危险废物的贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001) 及其修改单中的相关要求。
- ③ 危险废物的转移依照《危险废物转移管理办法》(部令第 23 号) 及《危险废物收集、贮存、运输技术规范》(HJ2025-2012) 进行监督和管理。
- ④ 《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)。
- ⑤ 《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)。

### 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

本工程废气排放源主要为采油、油气集输过程无组织烃类废气，污染物主要为非甲烷总烃(NMHC)。

本次评价根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 中评价等级的判定要求，选择单井、平台井及计量(配水)站的主要污染物及排放参数，采用附录 A 推荐的估算模型 AERSCREEN 分别计算项目污染源的最大环境影响，然后按评价工作分级判据进行分级。

根据项目污染源初步调查结果，分别计算项目排放主要污染物的最大地面空气质量浓度占标率  $P_i$  (第  $i$  个污染物，简称“最大浓度占标率”)，及第  $i$  个污染物的地面空气质量浓度达到标准值的 10%时所对应的最远距离  $D_{10\%}$ 。其中  $P_i$  定义为：

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

式中：  $P_i$ —第  $i$  个污染物的最大地面浓度占标率， %；

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

$C_{oi}$ —环境空气质量标准，  $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。取 GB3095 中 1 小时平均取样时间的二级标准的浓度限值。

大气评价工作级别详见表 2.5-1。

表 2.5-1 评价工作等级

评价工作等级	评价工作分级判据
一级评价	$P_{max} \geq 100\%$
二级评价	$1\% \leq P_{max} < 10\%$
三级评价	$P_{max} < 1\%$

估算模式所用参数见表 2.5-2。

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(城市人口数)	/
最高环境温度		36.9
最低环境温度		-32.3
土地利用类型		荒漠
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率(m)	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	否
	岸线距离/m	/
	岸线方向/°	/

本工程分别设置 3 号、5 号平台井、单井及北 24 号计量（配水）站，按照估算模式 AERSCREEN 计算各区域无组织排放 NMHC 的最大地面浓度、占标率  $P_i$  及  $D_{10\%}$ ，确定其评价工作等级。

表 2.5-3 本项目污染源排放估算结果一览表

污染源名称	评价因子	评价标准 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	$C_{max}$ ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	$P_{max}(\%)$	$D_{10\%}(\text{m})$	最大落地点 距离 (m)

NMHC 无组织排放估算结果						
单井	NMHC	2000.0	4.20	0.21	/	68
3号平台	NMHC	2000.0	14.01	0.70	/	118
5号平台	NMHC	2000.0	10.49	0.52	/	88
北24号计量(配水)站	NMHC	2000.0	8.89	0.44	/	53

说明：排放源强相同的污染源不进行重复计算。

由预测结果得：本项目  $P_{max}$  最大值出现为 3 号平台排放的非甲烷总烃  $P_{max}$  值为 0.70%， $C_{max}$  为  $14.01\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）分级判定，选择其中最大地面浓度占标率为  $0.70\% < 1\%$ ，故为大气环境影响评价工作等级为三级。

### （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，本项目不设大气环境评价范围。

## 2.5.2 生态环境评价等级和评价范围

### （1）评价等级

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，属于一般区域。项目新增永久占地面积  $66126.48\text{m}^2$ ，临时占地面积  $287509.4\text{m}^2$ ，总占地面积为  $353635.88\text{m}^2$ （即  $0.354\text{km}^2$ ），占地面积  $< 2\text{km}^2$ ，管线总长度共计  $18.5\text{km}$ ，长度  $\leq 50\text{km}$ 。根据《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 2.5-4，本工程生态环境影响评价工作等级确定为三级。

表 2.5-4 生态评价等级判定

影响区域生态敏感性	工程占地（水域范围）		
	面积 $\geq 20\text{km}^2$ 或 长度 $\geq 100\text{km}$	面积 $2-20\text{km}^2$ 或 长度 $50-100\text{km}$	面积 $\leq 2\text{km}^2$ 或 长度 $\leq 50\text{km}$
特殊生态敏感性	一级	一级	一级
重要生态敏感性	一级	二级	三级
一般区域	二级	三级	三级

### （2）评价范围

油田开发工程具有分布面积广的特点，且基本呈点状、线状分布，故其对环境影响仅限于各井场、站场及内部输送管线较近的范围。考虑油田整体开发对生

态环境的影响，确定生态环境评价范围为油田开发区域及区域边界向外扩展500m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

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

#### (2) 地下水环境敏感程度

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)中的地下水环境敏感程度分级表(表2.5-5)和《建设项目环境影响评价分类管理名录》，项目区无集中式饮用水水源准保护区及补给径流区，无分散式饮用水水源地，无特殊地下水资源保护区，地下水环境敏感特征为不敏感。

表2.5-5 地下水环境敏感程度分级表

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

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

#### (3) 工作等级划分

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)，本工程属于I类建设项目，地下水环境敏感程度为不敏感，依据表2.5-6，评价等级为二级。

图 2.5-1 本项目环境影响评价范围示意图

表 2.5-6 评价区地下水环境影响评价工作等级划分

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

#### (4) 评价范围

按照《环境影响评价技术导则-地下水环境》(HJ610-2016)中地下水调查评价范围确定方法,本环评采用查表法确定地下水环境现状调查评价范围,具体见表 2.5-7。

表 2.5-7 地下水环境现状调查评价范围参照表

评价等级	调查评价面积 (km <sup>2</sup> )	备注
一级	≥20	应包括重要的地下水环境保护目标,必要时适当扩大范围。
二级	6~20	
三级	≤6	

本工程地下水环境影响评价工作等级为二级,项目地下水环境现状调查范围6~20km<sup>2</sup>,具体范围包括本工程开发范围,并适当向外扩大,调查评价面积不小于6km<sup>2</sup>。本项目地下水价范围见图 2.5-1。

#### 2.5.4 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钻井机械噪声、运行期井场、站场机泵噪声和井场井下作业噪声。

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

声环境评价范围为各井场、站场、管线及道路周围200m范围内。本项目声环境影响评价范围见图 2.5-1。

#### 2.5.5 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)规定,本工程突发

环境事件风险物质主要是油类物质（矿物油类，如石油、汽油、柴油等，生物柴油等），临界量 2500t、天然气（主要成分为甲烷），临界量为 10t。项目施工期单井井场施工期柴油储量为 25t；运行期管线最大存储量 14.97t；天然气含量最大为 0.65t。

危险物质数量与临界量比值  $Q=39.97/2500+0.65/10=0.081$ ，本工程  $Q<1$ ，环境风险潜势为 I。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169—2018）评价工作等级划分要求，确定本工程环境风险评价等级为简单分析。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 <sup>+</sup>	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析 <sup>a</sup>
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。				

## 2.5.6 土壤环境评价等级

从油田对土壤环境的影响途径来看，场站（井场、计量（配水）站、管线）属于污染类项目，本工程总占地 6.613hm<sup>2</sup>，属于中型项目。本项目占地类型为低覆盖度草地、中覆盖度草地及灌木林地，土壤敏感程度为不敏感。油田开发属于 I 类项目，因此评价工作等级划分为二级。土壤评价等级划分依据见表 2.5-9。

表 2.5-9 土壤污染类项目评价工作等级划分表

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

根据评价工作等级，并结合本工程特点，考虑油田整体开发对区域的影响，确定土壤评价范围为油田开发区域及区域边界向外扩展 1.0km 范围。

## 2.6 环境保护目标

本项目评价范围没有自然保护区、水源保护区、文物保护单位；根据土地利用现状图，本工程 5 号平台及 B2065 井所在区域为灌木林地，依托北 14 号站及

新建阀池1所在区域为中覆盖度草地，剩余单井、平台井、计量（配水）站所在区域为低覆盖度草地，项目不占用耕地。根据调查，评价范围内4号平台井井位距离东北侧红旗农场收费站约830m；本工程评价范围及环境保护目标见图2.5-1和表2.6-1。

表2.6-1 环境保护目标

序号	环境要素	环境特征说明	最近距离	环境功能区划	环境质量保护要求
1	环境空气	红旗农场收费站，约10人	4号平台东北侧830m	二类	满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012)二级标准
2	声环境	井场及道路周围		不对区域声环境造成污染影响	《声环境质量标准》(GB3096-2008)2类标准
3	水环境	区域地下水水质不受项目建设影响		III类	满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)中III类标准
4	生态环境	井场、站场、道路、管线		防治生态破坏和土壤污染，保护野生动植物	
		土壤环境-项目区内		《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值	
		野生植被、动物		生境不被破坏，禁止捕杀野生动物	

## 2.7 评价时段和评价重点

评价时段包括施工期、运行期、退役期三个时段。

根据工程特点及评价因子筛选的结果，结合项目区域环境状况，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、排污系数法
4	影响评价	数学模式法、预测模式、类比分析

### 3.工程概况和工程分析

#### 3.1 区块现有开发工程环境影响回顾评价

##### 3.1.1 开发现状

北31井区自上而下发育的地层为：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）。目的层二叠系梧桐沟组地层厚度230m~320m，与上覆三叠系韭菜园组地层整合接触。自下而上分为P<sub>3wt1</sub>、P<sub>3wt2</sub>、P<sub>3wt3</sub>段，P<sub>3wt3</sub>段以泥岩为主，主要储集层为P<sub>3wt1</sub>和P<sub>3wt2</sub>段。北31井区二叠系梧桐沟组原始地层压力为23.74MPa，压力系数1.16，饱和压力11.11MPa，油层温度65.15℃。油藏属于正常压力系统，为低饱和油藏。1991年10月北31井区梧桐沟组储量复算探明含油面积5.8km<sup>2</sup>，石油地质储量714×10<sup>4</sup>t，可采储量178.5×10<sup>4</sup>t，标定采收率为25%。

北31井区梧桐沟组已探明区估算石油地质储量887×10<sup>4</sup>t，较复算储量增加173×10<sup>4</sup>t。储量增加主要原因是通过密闭取心井资料对岩电参数复查，由梧二段重新拟合得到新的岩电参数解释含油饱和度增大，使得油层厚度增大。

截至2021年9月，北31井区梧桐沟组油藏共有62口井，其中：油井40口，注水井22口。目前油井开井33口，日产液462.0t，日产油40.0t，综合含水91%，核实累积产油172.81×10<sup>4</sup>t，采油速度0.24%，采出程度24.23%，可采采出程度96.9%。目前注水井开井数18口，日注水535m<sup>3</sup>，平均单井日注水30m<sup>3</sup>。井区采油采用井口→计量站→北三台联合站的二级布站密闭加热集输工艺，即单井采出液（部分井井口电加热）油气混输进计量站计量加热，再通过集油汇管集输至北三台联合站集中进行采出液处理，净化油达到合格标准后外输。

##### 3.1.2 现状开发环境影响回顾分析

###### 3.1.2.1 现有工程环保手续履行情况

北31井区现有工程内容主要包括井场工程、集输管线工程、公用工程及环保工程。北31井区属于北三台油田，相关环保手续见表3.1-1。

表3.1-1 北31井区已开发项目环保手续履行情况一览表

项目名称	环评审批时间	审批部门	竣工验收时间	验收部门
------	--------	------	--------	------

北 31 井区二叠系梧桐沟组 BHW2005 等 10 口开发井钻试工程	2018 年 8 月 27 日	原吉木萨尔县环境保护局 吉环项发[2018]25 号	2019 年 11 月	企业自主验收
北三台油田北 31 井区梧桐沟组油藏开发调整地面建设工程	2018 年 11 月 5 日	原昌吉回族自治州环境保护局 昌州环评(2018)66 号	2021 年 1 月	企业自主验收第一批

### 3.1.2.2 现有工程开发期环境影响回顾分析

依据现有工程竣工环境保护验收情况和现场踏勘的成果，将项目区现有污染及生态影响因素、采取环保措施的落实情况分述如下：

#### (1) 生态环境影响回顾

现有工程对生态的影响主要为占地对生态的影响和对植被的破坏，占地分为临时占地和永久占地。施工期尽量减少施工用地，施工结束后，及时清除施工垃圾，对施工现场进行了回填平整，尽可能覆土压实，使其恢复至相对自然的状态，对场站周围已建成的永久性占地已进行硬化或砾石铺垫。

#### (2) 废气

根据调查，北 31 井区正常运行过程中产生的废气主要为单井及油气集输过程中无组织挥发的非甲烷总烃。北 31 井区地域空旷，扩散能力较好。根据《北 31 井区二叠系梧桐沟组 BHW2005 等 10 口开发井钻试工程（第一批）竣工环境保护验收调查表》中北 31 井区的无组织非甲烷总烃监测数据，非甲烷总烃最高浓度为  $0.67\text{mg}/\text{m}^3$ ，现有项目正常生产过程中，无组织排放非甲烷总烃最高浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）中企业边界污染控制要求 ( $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ )。

#### (3) 废水

现有工程废水主要为采出水、井下作业废液和生活污水，其中采出液管输至北三台联合站后进行油水分离，产生的采出水经北三台联合站采出水处理系统进行处置；井下作业废液排入罐中收集后交由北三台联合站采出水处理系统处理。处理后水质达到《油田注入水分级水质标准》（Q/SY XJ 0030-2015）标准中指

标后回注油藏，不向外环境排放。生活污水经排水管线汇集排放到生活污水化粪池内，冬储夏灌，不外排。

#### (4) 噪声

噪声主要为井场井下作业及井场设备运转噪声等，源强为 80dB(A)~120dB(A)。通过选用低噪声设备、基础减振等措施后，根据现有工程验收监测情况，各厂界昼间、夜间的噪声监测结果均满足环评批复要求，噪声排放可以满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2类标准。

#### (5) 固体废物

根据现场调查，新疆油田分公司在落地油处理中采取了有力的措施，井下作业必须带罐上岗，铺设防渗膜，落地原油回收率为 100%，拉运至北三台联合站回收处理。由于回收措施严密，井场基本杜绝了污油散落到地表的现象；含油污泥（砂）委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置。生活垃圾集中收集后拉运至红旗农村生活垃圾填埋场进行填埋处理。各固体废物均得到了妥善的处理。

#### (6) 现有工程污染源汇总

北31井区现有工程污染物排放情况统计表 3.1-2。

表 3.1-2 北31井区现有工程运行期产排污情况汇总

项目	污染源	污染物	产生量	排放量	主要处理措施及排放去向
废气	无组织挥发	烃类 (t/a)	1.14	1.14	环境空气
废水	井下作业废液	SS、石油类、挥发酚等 (m <sup>3</sup> /a)	5212.02	0	运至北三台联合站，处理后达到《油田注入水分级水质标准》(Q/SYXJ 0030-2015) 标准中指标后回注油藏
	采出水	石油类 (万 t/a)	12.66	0	
	生活污水	SS 等 (t/a)	303.68	0	经排水管线汇集排放到生活污水化粪池内，冬储夏灌
固体废物	含油污泥 (t/a)		108.9	0	落地油 100%回收，回收后拉运至北三台联合站处理
	生活垃圾 (t/a)		2.37	0	运至红旗农村生活垃圾填埋场进行填埋处理

### 3.1.4 依托工程环境影响回顾分析

本项目油气处理依托北三台联合站，北三台联合站在1990年建设，由于当时环评制度不完善，该项目未编制环境影响评价报告，未进行竣工环保验收，伴随环评制度的发展，中国石油新疆油田分公司于2007年委托编制了《三台油田开发建设环境影响回顾性评价报告书》，并于2007年11月7日通过审查，批复文号为（新环监函〔2007〕438号），详见附件；中国石油新疆油田分公司于2021年6月委托编制了中国石油新疆油田分公司准东采油厂沙南作业区油田环境影响后评价报告书》，2021年9月26日通过审查，备案意见的函为（新环环评函〔2021〕870号），详见附件。北三台联合站现正常运行。

北三台联合站运行过程中产生的废气主要包括油气处理过程中产生的非甲烷总、燃气锅炉运行过程中产生的SO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub>及烟尘。根据例行监测数据，燃气锅炉污染物满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中表3大气污染物特别排放限值要求；厂界非甲烷总烃可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）中企业边界污染控制要求。

北三台联合站运行过程中产生的废水主要包括分离的油田采出水、井下作业废液，油田采出水和井下作业废水经处理后满足《油田注入水分级水质标准》（Q/SYXJ 0030-2015）标准中指标后回注油藏。

北三台联合站运行过程中产生的固废包括油泥，油泥暂存在沙南作业区油泥暂存池内，后交由克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置。

北三台联合站正常运行过程中会产生机械噪声，根据例行监测数据，厂界噪声可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中2类标准要求。

### 3.1.5 现存主要环境问题及“以新带老”措施

根据现场调查，北31井区在施工过程严格控制施工过程产生的扬尘，采取有效措施防治土方的挖掘、堆放、回填和清运施工现场过程中的扬尘。运营期井口至计量站油气集输均采用密闭流程，井口密封，厂界外非甲烷总烃浓度达到相关无组织排放监控点浓度限值。钻井废水循环携带出井口，在地面经振动筛分离

出来，岩屑进入钻井液不落地系统，分离后的钻井废水返回井下。井下作业废液严禁直接外排，井下作业必须采取带罐作业，井下作业废液全部回收，采用专用废液收集罐收集后运至北三台油田联合处理站污水处理系统处理。钻井岩屑经不落地系统进行无害化处理检测符合相关标准要求后综合利用。运营期含油泥砂交由危废处理资质单位回收处置，危险废物的收集、贮存、运输须符合相关标准、规范要求。井场及管线选址尽量避让野生植物生长密集地带。严格遵守油田环境保护规章制度，不随意砍伐、踩踏野生植物，禁止乱碾乱压。完井后施工现场禁止遗弃废物，施工材料全部回收，井场平整。建立健全环保管理责任制度及突发环境事件应急预案，防止环境风险和污染事故发生。

项目区现有工程落实了环评文件及批复的生态保护和污染防治措施，无组织废气、废水、固体废物均妥善处置并污染物指标检测结果符合相关标准要求；各生产设施及依托环保设施均能正常运转，无环境问题。

## 3.2 本工程概况

### 3.2.1 工程基本情况

#### 3.2.1.1 项目名称和性质

项目名称：北31井区二叠系梧桐沟组油藏东部扩边工程

项目性质：改扩建

#### 3.2.1.2 建设地点

北三台油田北31井区行政隶属于昌吉回族自治州吉木萨尔县，东南距三台镇约30km，西距北三台联合站约5.5km。北距卡拉麦里有蹄类野生动物自然保护区约32km；油田北邻古尔班通古特沙漠，地面海拔540m~700m，地表为平坦戈壁，国道216从北31井区穿过，交通便利。

本项目地理位置见图3.2-1，与项目区位置关系图见图3.2-2。

#### 3.2.1.3 建设规模

本项目主要工程：部署油水井36口，其中新井35口（采油井27口，注水井8口），老井采转注1口（北50井）；采用单井及平台井方式布置，共布置

19口单井和5座平台井（17口井），平台号为1号（3口井）、2号（2口井）、3号（4口井）、4号（5口井）、5号（3口井）。单井平均井深2150m，钻井总进尺75250m，新建计量（配水）站2座（北23号和北24号），阀池2座，新建进站道路1.33km、单井管线8.519km、平台管线1.781km，集输汇管1.5km，单井注水管线3.539km、平台注水管线0.761km、注水支线1.2km，注水干线1.2km；新建产能 $4.86 \times 10^4$ t/a，油气水处理依托北三台联合站；配套建设自动控制、供配电、通信、消防、防腐工程等。工程项目组成见表3.2-1。

表3.2-1 项目组成表

序号	类别	名称	单位	工程量	备注
1	钻井工程	采油井	口	27口，其中13口分布在5个平台中	1号平台：1口；2号平台：1口；3号平台：4口；4号平台：4口；5号平台：3口；剩余14口井为单井，钻井总进尺58050m，新建产能4.86万t
		注水井	口	8口，分布在3个平台中	1号平台：2口；2号平台：1口；4号平台：1口；剩余4口井为单井，钻井总进尺17200m
2	老井利用		口	1	北50井采转注
3	站场	计量（配水）站	座	2	北23号和北24号，均配有1套14井式一体化轮井计量撬装置、1套6井式配水撬装置、2个80kW电加热器
		进站道路	km	1.33	道路等级为四级，路面为砂石道路，路面宽4m
4	油气集输	采油井口	套	27	10型抽油机及配套设施
		井口电加热器	台	27	井口电保温0.25kW
		单井管线	km	8.519	DN50 PN2.5MPa 耐温75℃ II型柔性复合管
		平台管线	km	1.781	DN50 PN2.5MPa 耐温75℃ II型柔性复合管
		集输汇管	km	1.5	DN100 PN3.5MPa 耐温70℃热塑性塑料内衬玻璃钢复合管
4	油区注水	注水井口装置	座	9	井口设电动恒流配水装置（6井式20MPa）
		阀池	座	2	单个阀池容积1.8m×1.8m×2.6m
		单井注水管线	km	3.539	DN50 PN20MPa 高压玻璃钢管线管
		平台注水管线	km	0.761	DN50 PN20MPa 高压玻璃钢管线管
		注水支线	km	1.2	DN80 PN20MPa 高压玻璃钢管线管
		注水干线	km	1.2	DN100 PN20MPa 高压玻璃钢管线管
5	依托工程	供水	施工期：用水由罐车拉运，水源来自北16井区；运营期：注水井水源依托北三台联合站现有注水系统。		

	原油 处理	依托北三台联合站原油处理系统处理
	伴生 气处 理	依托北三台联合站伴生气处理系统处理
	污水 处理	施工期生活污水拉运至吉木萨尔县污水处理厂； 运营期采出水及井下作业废液依托北三台联合站采出水处理系统进行处理
	固废	施工期产生的生活垃圾集中收集后拉至吉木萨尔县生活垃圾填埋场处置； 钻井岩屑进罐收集后交岩屑处置公司进行处理； 运营期产生的危险废物暂存在沙南作业区油泥暂存池内后交由具备危险废物处置资质单位进行处理。

### 3.2.1.4 劳动组织及定员

本工程运营期不新增劳动定员，巡检人员从准东采油厂现有定员中调配。

### 3.2.1.5 投资估算

本工程建设投资 14804.81 万元。

## 3.2.2 油气田资源概况

### 3.2.2.1 油藏储量

1991 年 10 月北 31 井区梧桐沟组储量复算探明含油面积 5.8km<sup>2</sup>，石油地质储量  $714 \times 10^4$ t，可采储量  $178.5 \times 10^4$ t，标定采收率为 25%。

本次北 31 井区梧桐沟组已探明区估算石油地质储量  $887 \times 10^4$ t，较复算储量增加  $173 \times 10^4$ t。储量增加主要原因是通过密闭取心井资料对岩电参数复查，由梧二段重新拟合得到新的岩电参数解释含油饱和度增大，使得油层厚度增大。北 31 井区梧桐沟组油藏原标定采收率为 25%，通过递减法预测采收率为 27.9%，计算可采储量  $247.5 \times 10^4$ t，比原可采储量增加  $69 \times 10^4$ t。

### 3.2.2.2 油层分布及油藏类型

北 31 井区自上而下发育的地层为：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）。目的层二叠系梧桐沟组地层厚度 230m~320m，与上覆三叠系韭菜园组地层整合接触。自下而上分为 P<sub>3wt1</sub>、P<sub>3wt2</sub>、P<sub>3wt3</sub> 段，P<sub>3wt3</sub> 段以泥岩为主，主要储集层为 P<sub>3wt1</sub> 和 P<sub>3wt2</sub> 段。P<sub>3wt3</sub> 段厚度 100m~195m，平均 153m；P<sub>3wt2</sub> 段厚度 50m~75m，平均 65m；P<sub>3wt1</sub> 段厚度 80m~110m，平均 89m（未穿）。

北 31 井区梧桐沟组油藏  $P_{3wt_2}$  段自上而下分为 3 个砂层组  $P_{3wt_2^1}$ 、 $P_{3wt_2^2}$ 、 $P_{3wt_2^3}$ ，各砂层组内部又进一步细分为小层共 6 个； $P_{3wt_1}$  段分为 4 个砂层组  $P_{3wt_1^1}$ 、 $P_{3wt_1^2}$ 、 $P_{3wt_1^3}$ 、 $P_{3wt_1^4}$ ，各砂层组内部又进一步细分为小层共 11 个。

北 31 井区梧桐沟组油藏综合柱状图见图 3.2-1。

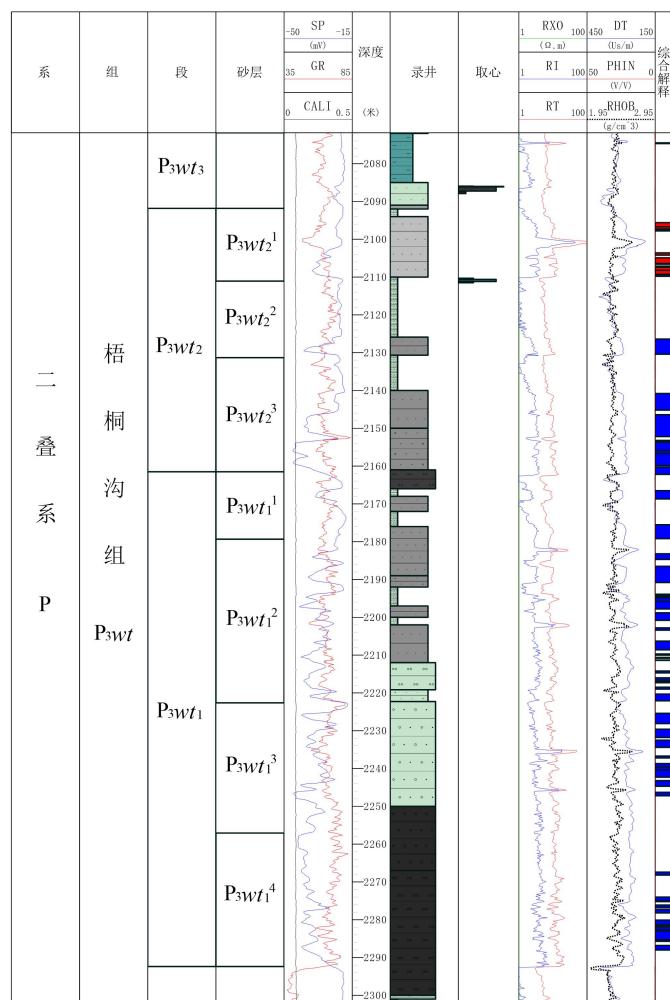


图 3.2-1 北 31 井区梧桐沟组油藏综合柱状图

### 3.2.2.3 油气物性

#### (1) 原油性质

北 31 井区原油物性见表 3.2-2。

表 3.2-2 北 31 井区二叠系梧桐沟组油藏地面原油物性表

区块名称	20℃密度 (g/cm <sup>3</sup> )	50℃粘度 (mPa.s)	含蜡量 (%)	凝固点 (℃)
北 31 井区	0.8832	45	2.9	12.7

#### (2) 伴生气性质

本项目所在井区钻井及试油过程中未发现硫化氢气体；北 31 井区伴生气物性见表 3.2-3。

表 3.2-3 北 31 井区二叠系梧桐沟组油藏伴生气物性表

层位	区块名称	相对密度	组分含量 (%)						
			甲烷	乙烷	丙烷	丁烷	戊烷	氧气	二氧化碳
P3wt	北 31 井区	0.7356	88.11	2.2	1.62	1.35	0.6	0.18	0.05
									5.89

### (3) 采出水物性

北 31 井区地层水物性见表 3.2-4。

表 3.2-4 北 31 井区二叠系梧桐沟组油藏地层水物性表

层位	区块名称	20℃密度 (g/cm <sup>3</sup> )	Cl <sup>-</sup> (mg/L)	矿化度 (mg/L)	地层水型
P3wt	北 31 井区	1.0376	9000	12500~13500	C <sub>a</sub> Cl <sub>2</sub>

根据地层水性质表，北 31 井区采出水型为地层水为 CaCl<sub>2</sub> 型。

## 3.2.3 开发方案和总体布局

### (1) 部署结果

根据《北 31 井区二叠系梧桐沟组油藏东部扩边方案》和《北 31 井区二叠系梧桐沟组油藏东部扩边地面工程方案》，在北 50 断块扩边区共部署油水井 36 口，其中：新井 35 口（采油井 27 口，注水井 8 口），老井利用 1 口（北 50 井），单井设计产能 6.0t/d，新建产能  $4.86 \times 10^4$ t/a。

项目采用单井及平台井方式布置，共布置 19 口单井和 5 座平台井（17 口井），平台号为 1 号（3 口井）、2 号（2 口井）、3 号（4 口井）、4 号（5 口井）、5 号（3 口井）。单井平均井深 2150m，钻井总进尺 75250m，新建计量（配水）站 2 座（北 23 号和北 24 号），新建进站道路 1.33km、单井管线 8.519km、平台管线 1.781km，集输汇管 1.5km，单井注水管线 3.539km、平台注水管线 0.761km、注水支线 1.2km，注水干线 1.2km；新建产能  $4.86 \times 10^4$ t/a，油气水处理依托北三台联合站。2022 年在北 31 井区优先实施新井 10 口，其中：采油井 9 口，注水井 1 口。

本项目部署情况详见表 3.2-5。

表 3.2-5 本项部署情况一览表

分类	编 号	井数 (口)	油井井号	水井井号	采转注井井号
平 台 井	1号	3	BD2077	B2066、BD2070	/
	2号	2	B2089	BD2093	/
	3号	4	BD2086、BD2090、BD2094、 B2087	/	/
	4号	5	BD2096、BD2097、BD2099、 B2095	BD2098	/
	5号	3	BD2069、BD2076、BD2082	/	/
单井		19	B2065、B2067、B2071、B2072、 B2073、B2075、B2078、B2079、 B2080、B2081、B2084、B2085、 B2088、B2092	B2068、B2074、 B2083、B2091	北 50
合计		36	27	8	1

优先实施井号：  
采油井-B2065、B2067、B2071、B2072、B2073、B2075、B2078、B2079、B2080；注水井-B2074

## (2) 开发指标预测

根据《北31井区二叠系梧桐沟组油藏东部扩边地面工程方案》，对2022年优先实施扩边方案开发指标进行预测，递减参考长期试采井及已投产井生产规律。扩边方案整体部署的开发指标预测，扩边区在2025年达到 $3.35 \times 10^4$ t的峰值产油量，预测十五年期末累产油为 $30.33 \times 10^4$ t，采出程度19.37%。15年指标预测表见表3.2-6。

表 3.2-6 北31井区二叠系梧桐沟组油藏总体部署15年开发指标预测表

时间	采油井数 (口)	注水井数 (口)	年产油 ( $10^4$ t)	年产液 ( $10^4$ t)	年注水量 ( $10^4$ m <sup>3</sup> )	含水率 (%)	气油比 (m <sup>3</sup> /t)	日产气 ( $10^4$ m <sup>3</sup> )
2022	9	1	0.47	0.78	0.83	40.00	85.11	0.13
2023	20	6	1.95	3.46	3.64	43.62	85.13	0.55
2024	27	9	3.15	5.79	4.86	45.57	85.08	0.89
2025	27	9	3.35	6.49	5.43	48.30	85.07	0.95
2026	27	9	2.84	5.90	6.16	51.84	85.21	0.81
2027	27	9	2.53	5.65	6.59	55.17	84.98	0.72
2028	27	9	2.32	5.59	6.67	58.56	84.91	0.66
2029	27	9	2.14	5.63	6.75	61.99	85.05	0.61
2030	27	9	1.98	5.65	6.88	64.89	85.35	0.56

时间	采油井数 (口)	注水井数 (口)	年产油 (10 <sup>4</sup> t)	年产液 (10 <sup>4</sup> t)	年注水量 (10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> )	含水率 (%)	油气比 (m <sup>3</sup> /t)	日产气 (10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> )
2031	27	9	1.85	5.69	7.03	67.50	84.86	0.52
2032	27	9	1.73	5.76	7.11	69.92	84.97	0.49
2033	27	9	1.63	5.85	7.20	72.16	85.28	0.46
2034	27	9	1.54	5.95	7.61	74.17	85.06	0.44
2035	27	9	1.46	6.11	7.81	76.19	84.93	0.41
2036	9	9	1.38	6.34	8.09	78.20	85.51	0.39

### 3.3 工程内容

本工程主体工程包括钻前工程、钻井工程、采油集输工程、油田注水工程及公用工程。

#### 3.3.1 钻前工程

钻前工程包括井场、生活营地等设施的建设。

##### (1) 施工井场

本项目新建 35 口井，采用单井和平台的方式进行部署，即 5 个平台（17 口井）和 18 口单井，泥浆不落地系统及泥浆罐位于井场内，井场采用砂石料铺垫。

##### (2) 施工营地

项目配套建设临时施工营地用于钻井人员生活，5 个平台各设 1 个营地，其余单井均各设 1 个临时施工营地，总计临时施工营地共 23 个，每个施工营地占地面积为 50m×30m。

##### (3) 放喷管线

钻井期项目在每个钻井井场两侧各设一根放喷管线。

#### 3.3.2 钻井工程

本项目部署油水井 35 口，其中采油井 27 口，注水井 8 口。各井井位坐标、井型、井深及完钻层位见表 3.3-1。

表 3.3-1 本项目井位坐标及情况表

序号	井号	坐标		井型	井别	井深	层位
		X	Y				
1	B2065			直井	油井	2150	P <sub>3wt</sub>
2	B2066			直井	水井	2150	P <sub>3wt</sub>

3	B2067			直井	油井	2150	P <sub>3wt</sub>
4	B2068			直井	水井	2150	P <sub>3wt</sub>
5	B2071			直井	油井	2150	P <sub>3wt</sub>
6	B2072			直井	油井	2150	P <sub>3wt</sub>
7	B2073			直井	油井	2150	P <sub>3wt</sub>
8	B2074			直井	水井	2150	P <sub>3wt</sub>
9	B2075			直井	油井	2150	P <sub>3wt</sub>
10	B2078			直井	油井	2150	P <sub>3wt</sub>
11	B2079			直井	油井	2150	P <sub>3wt</sub>
12	B2080			直井	油井	2150	P <sub>3wt</sub>
13	B2081			直井	油井	2150	P <sub>3wt</sub>
14	B2083			直井	水井	2150	P <sub>3wt</sub>
15	B2084			直井	油井	2150	P <sub>3wt</sub>
16	B2085			直井	油井	2150	P <sub>3wt</sub>
17	B2087			直井	油井	2150	P <sub>3wt</sub>
18	B2088			直井	油井	2150	P <sub>3wt</sub>
19	B2089			直井	油井	2150	P <sub>3wt</sub>
20	B2091			直井	水井	2150	P <sub>3wt</sub>
21	B2092			直井	油井	2150	P <sub>3wt</sub>
22	B2095			直井	油井	2150	P <sub>3wt</sub>
23	BD2070			定向井	水井	2150	P <sub>3wt</sub>
24	BD2077			定向井	油井	2150	P <sub>3wt</sub>
25	BD2093			定向井	水井	2150	P <sub>3wt</sub>
26	BD2086			定向井	油井	2150	P <sub>3wt</sub>
27	BD2090			定向井	油井	2150	P <sub>3wt</sub>
28	BD2094			定向井	油井	2150	P <sub>3wt</sub>
29	BD2096			定向井	油井	2150	P <sub>3wt</sub>
30	BD2097			定向井	油井	2150	P <sub>3wt</sub>
31	BD2098			定向井	水井	2150	P <sub>3wt</sub>
32	BD2099			定向井	油井	2150	P <sub>3wt</sub>
33	BD2069			定向井	油井	2150	P <sub>3wt</sub>
34	BD2076			定向井	油井	2150	P <sub>3wt</sub>
35	BD2082			定向井	油井	2150	P <sub>3wt</sub>

### 3.3.2.1 井身结构

本工程钻井均采用二开井身结构，井型为直井和定向井，采取内管注水泥工艺固井，井身结构设计说明见表 3.3-2。井型情况见图 3.3-1。

表 3.3-2 井身结构设计说明

开钻次序	套管尺寸 (mm)	设计说明
一开	273.1	采用Φ381mm 钻头钻至井深 300m，下入Φ273.1mm 表层套管，固井水泥浆返至地面。
二开	139.7	采用Φ215.9mm 钻头钻至完钻井深，下入Φ139.7mm 油层套管

	(采油井)	至完钻井深，固井水泥浆返至 1660m。
139.7 (注水井)		采用Φ215.9mm 钻头钻至完钻井深，下入Φ139.7mm 油层套管至完钻井深，固井水泥浆返至地面。

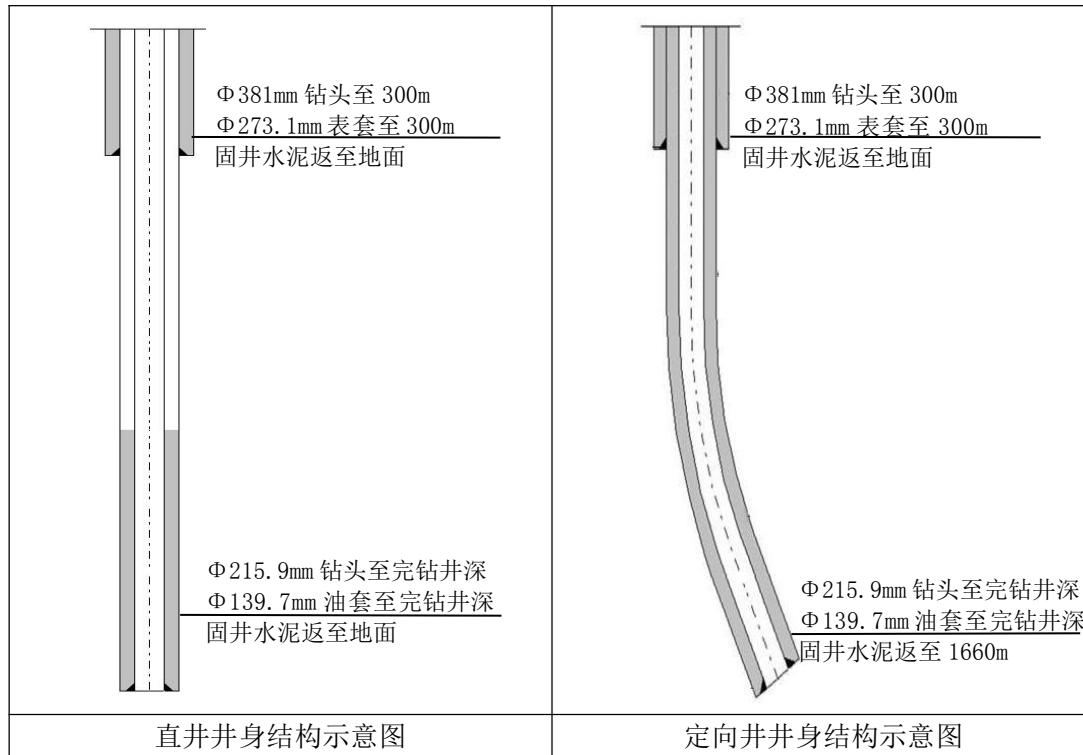


图 3.3-1 本工程钻井井深结构示意图

### 3.3.2.2 钻井物料消耗

项目施工期间各种物料消耗情况如表 3.3-3 所示。

表 3.3-3 钻井期主要材料用量一览表

物料名称	单井消耗量	消耗合计	成分
水基钻井液	278m <sup>3</sup>	9730m <sup>3</sup>	坂土、CMC（中）、Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> 等
柴油	60t	2100t	
生活用水	21m <sup>3</sup>	735m <sup>3</sup>	

### 3.3.2.3 固井设计

采用下套管注水泥固井完井方式进行水泥固井，对潜水地层进行固封处理，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。

### 3.3.2.4 钻井井场平面布置

本项目钻井期井场本着结构简单、流程合理的原则进行布局。各井场布置相似，井场在前场主要布置有录井房、地质房、废料场、材料爬犁、值班室、钻井液用房及材料房；井场的后场布置有净化罐、套装水罐、化工爬犁、钻井液不落地装备、远控台、消防房、管线盒、过桥、油水罐、配电房、钳工房及发电房。两根放喷管线从井场中心分别向井场两侧延伸布置。钻井井场平面布置图详见图3.3-2。

图 3.3-2 本项目钻井井场平面布置示意图（单井）

### 3.3.2.5 钻井设备

井场设备包括提升系统、循环系统、动力系统、控制系统等，本项目定向井采用ZJ30型钻机，单井钻井设备见下表。

表 3.3-4 钻井钻机及钻井主要设备一览表（单井）

序号	名称		型号	载荷(kN)	功率(kW)	备注
一	钻机		ZJ30	1700		
二	井架		JJ170/32-ks	1700		
三	提升系统	绞车	JC30		550	
		天车	TC170	1700		
		游动滑车	YD-170	1700		
		大钩	DG170	1700		
		水龙头	XSL-160	1600		

四	转 盘		ZP520			
五	循环 系统 配置	钻井泵 1#	F-1300		956	
		钻井泵 2#	F-1300		956	
		钻井泵 3#				
		钻井液罐	13000×3000×2500			≥196m <sup>3</sup>
		搅拌器				
六	钻井 动力 系统	柴油机 1#	CAT3406C		343	
		柴油机 2#	CAT3406C		343	
		柴油机 3#	CAT3512		1031	
		柴油机 4#	CAT3512		1031	
七	发电 机组	发电机 1#	Vovol		400	
		发电机 2#	Vovol		400	
		MCC 房				
八	钻机 控制 系统	自动压风机	2V-6.5/12			
		电动压风机	2V-6.5/12			
		气源净化装置				
		刹车系统				
		辅助刹车				
九	固控 系统	振动筛 1#	RCZ2000			处理量: 210m <sup>3</sup> /h
		振动筛 2#				
		除 砂 器	RCZ2000		55	处理量: 200~ 250m <sup>3</sup> /h
		除 泥 器			3	
		离 心 机	LW520X842N		24	处理量: 40m <sup>3</sup> /h
十	加重 装置	加重漏斗				1 套
		电动加重泵				1 套
		气动下灰装置				
十一	井控 系统	双闸板防喷器	2FZ35-35			1 套
		控制装置	FKQ3204			1 套
		节流管汇	JG-35			1 套
		压井管汇	YG-35			1 套
		除气器	ZCQ <sub>2</sub> -1/4		11	1 套
		液气分离器	YFQ-1200			1 台
十二	仪器 仪表	钻井参数仪表	八或多参数仪			1 套
		测斜仪	自浮式单点测斜仪			1 套
		防爆排风扇				4 台
		硫化氢监测仪	便携式			≥1 套
十三	液压大钳					1 套
十四	不落地系统					1 套

### 3.3.3 采油工程

#### (1) 油气集输工艺

本项目在北31井区共部署采油井27口，集输工艺流程：单井采出液油气混输至计量站计量加热，再通过集油汇管集输至北三台联合站集中进行采出液处理，净化油达到合格标准后外输。集输工艺参数如下：

井口控制回压： $\leq 1.5\text{MPa}$ ；井口原始温度： $24^{\circ}\text{C} \sim 26^{\circ}\text{C}$ ；集输控制温度：高于凝固点 $3^{\circ}\text{C} \sim 5^{\circ}\text{C}$ ；北三台联合站控制进站压力： $\leq 0.35\text{MPa}$ 。

本项目集输工艺流程见下图。



图3.3-3 本项目集输工艺流程图

本次新建采油井接入计量站情况详表3.3-5。项目集输管网见图3.3-4。

表3.3-5 新建采油井接入计量站情况表

站号	接入井数 (口)	新接入井井号
北14号计量站	4	B2067、B2072、B2073、B2079
新建 北23号计量(配水)站	12	B2065、B2069、B2071、B2076、B2077、B2078、 B2082、B2084、BD2094、B2086、B2087、B2090
新建 北24号计量(配水)站	11	B2081、B2085、B2088、B2089、B2092、B2075、 B2095、B2096、B2097、B2099、B2080

图 3.3-4 本项目集输管网示意图

### (2) 采油井场

本项目新建 27 口采油井，配置 10 型抽油机，配套电机功率 22kW。井口配置电伴热带及井口保温盒，保温盒内设 0.25kW 防爆电加热器，压力表置于保温盒内，设置清蜡和热洗接口，同时设置安全标志牌。

### (3) 计量（配水）站

本项目利旧北 14 号计量站、新建 2 座计量（配水）站，即北 23 号计量（配水）站和北 24 号计量（配水）站。为保证油区集输系统安全平稳运行，新建油井采出液需在计量站计量加热后再通过集油汇管输送至北三台联合站集中处理。

已建北 14 号站水套炉可以满足新建单井升温要求，新建北 23 号计量（配水）站、北 24 号计量（配水）站各设 2 台 80kW 的电加热器，同时设有 14 井式一体化轮井计量装置各 1 套。

### (4) 集输管网

新建单井管线 8.519km，平台管线 1.781km，均采用 DN50 PN2.5MPa II 型柔性复合管，耐温 75℃，保温层采用 30mm 保温橡塑海绵，防护层采用 2mm 高密度聚乙烯粘胶带。新建 DN100 PN3.5MPa 集油汇管 1.5km，采用耐温 70℃ 热塑性塑料内衬玻璃钢复合管，保温层采用 30mm 硬质聚氨酯泡沫塑料，防护层采用 2mm 高密度聚乙烯塑料。

管线均埋至冻土深度以下（管顶埋深-1.8m），集油管线地面设标志桩。

本项目 5 号平台（BD2082、BD2076、BD2069）管线穿越乌准铁路 1 处，穿越五大高速公路 1 处；管线从已建公路、铁路涵洞处，采用埋地方式进行穿越。

因项目所在区域属于水土流失治理区，管线敷设完成后应对管沟进行回填、压实，防止水土流失。管道穿越油区简易路采用大开挖方式，穿越完毕后恢复原有路面。

### (5) 采油工程主要工程量

采油工程主要工程量见下表。

表 3.3-6 采油工程主要工程量一览表

序号	名称、型号及规格	单位	数量	备注
一	单井井口			
1	井口安装	座	27	
2	10型抽油机及配套设施 22kW	套	27	抽油机自带基础
3	井口电伴热带 35W/m	km	2.7	
4	井口保温盒 0.25kW	个	27	
二	计量站			
1	14井式一体化轮井计量装置	套	2	(随橇附带含水分析仪)
2	电加热器 80kW	个	4	
3	无缝钢管 D60×3.5 20	m	150	
4	无缝钢管 D114×4 20	m	30	
三	站外管线			
1	单井管线	km	8.519	DN50 PN2.5MPa 耐温 75°C
2	平台管线	km	1.781	II型柔性复合管
3	集输汇管	km	1.5	DN100 PN3.5MPa 耐温 70°C热塑性塑料内衬玻璃钢复合管

### 3.3.4 注水工程

#### (1) 注水量预测

根据开发方案，本次新增注水井8口，老井转注1口，注水井总计9口；单井配注量为 $16.36\text{m}^3/\text{d}$ ~ $27.23\text{m}^3/\text{d}$ ，注水规模为 $294\text{m}^3/\text{d}$ 。

#### (2) 注水工艺方案

新建注水井采用干管多井配水流程，新增注水井接入新建配水橇内，采用恒流配水工艺在配水橇内进行配水和计量。注水井进站情况见表 3.3-7。

表 3.3-7 注水井进站情况一览表

站号	空头数 (个)	接入井数 (口)	接入新井井号
北14号站	3	1	B2074
新建 北23号计量(配水)站	6	3	B2066、BD2070、B2083
新建 北24号计量(配水)站	6	5	B2068、BD2093、BD2098、B2091、北50(老井)
合计		9	

新建2座计量(配水)站内各设6井式电动恒流配水装置各1套(20MPa),同时设置2座阀池。

### (3) 供水水源

北31井区注水水源来自北三台联合站处理后的净化水,经站内次高压注水系统给北31井区注水。次高压注水系统设计供水能力2200m<sup>3</sup>/d,目前注水量在1000m<sup>3</sup>/d,本项目新增注水量294m<sup>3</sup>/d,该系统可满足项目注水需求。

### (4) 注水井口

本项目新建注水井口装置9座,新建注水井采用干管多井配水流程,新增注水井接入新建配水橇内,采用恒流配水工艺在配水橇内进行配水和计量;注水井井口配套保温盒及就地显示压力表。

### (5) 注水管线

新建DN50 PN20MPa单井注水管道3.539km,新建平台注水管线0.761km;新建DN80 PN20MPa注水支线1.2km,新建DN100 PN20MPa注水干线1.2km,注水管线采用高压玻璃钢管线管,管线埋深深度-1.8m。管外防腐层采用挤压聚乙烯二层结构(加强级),埋地敷设,注水管线地面设标志桩。主要工程量见表3.3-8。

表3.3-8 注水部分主要工作量

序号	项目名称	单位	数量	备注
1	注水井井口	座	9	
2	井口电动恒流配水装置	座	2	新建2座计量(配水)站各配置1座6井式20MPa配水橇
3	单井注水管线	km	3.539	
4	平台井注水管线	km	0.761	
5	注水支线	km	1.2	高压玻璃钢管线管
6	注水干线	km	1.2	
7	阀池	座	2	单个阀池容积1.8m×1.8m×2.6m

## 3.3.5 公用工程

配套工程包括道路、仪表自动化、供配电、通信、消防、防腐等。

### (1) 道路

本次新建计量站进站道路共计1.33km,道路等级为四级,路面为砂石道路,

路面宽 4m，与油区已建道路相连接。

## (2) 仪表自动化

本工程涉及的油井、新建计量（配水）站等实现“无人值守、远程监控、故障巡检”的生产模式。

北 31 井区采用 LoRa+ 无线仪表采集的数据通过 LoRa+ 网关 +5.8G 无线网桥方式数据上传至沙南 LoRa+ 数据采集通信服务器，转发至准东采油厂油气生产物联网调控中心云平台。

### ①采油井口

每座井口设置 1 套防爆无线数据采集箱，内置 LoRa+ 无线数据传输模块。本工程在 27 座新建油井根据工艺要求新增以下检测点及设备：

- 井口油压（回压）检测：1 点（LoRa+）；
- 井口套压检测：1 点（LoRa+）；
- 井口油温检测：1 点（LoRa+）；
- 螺杆泵电控箱信号：1 点（LoRa+）；
- 三相电参模块检测（包括抽油机启停控制、抽油机运行状态检测、三相电流、电压模块检测）：1 点（LoRa+）；
- 一体化功图仪（包括载荷、位移、冲程）检测：1 点（LoRa+）。

### ②利旧北 14 号站

北 14 号计量站新增含水分析仪 1 套，检测油品含水量。新增设备如下：

- 含水分析仪：1 点（LoRa+）。

### ③新建 2 座计量（配水）站

新建 2 座计量（配水）站：新建北 23 号计量（配水）站、北 24 号计量（配水）站。每座新建计量（配水）站增加一体化轮井计量装置 1 套，装置自带控制系统，进行装置内的数据采集（包括液相流量、气相流量、温度、压力、含水分析、阀位状态等）。每座新建计量（配水）站增加 2 套电加热器，装置温度与电加热器进行联锁控制。每座新建计量（配水）站增加 1 套恒流配水橇，橇内自带

仪表均为有线仪表，配水橇自带控制系统进行橇内数据采集，通过无线网桥进行数据上传。新增设备如下：

——一体化轮井计量装置（液相流量、气相流量、温度、压力、含水分析、阀位状态等），装置温度与电加热器进行联锁控制：1点（LoRa+）；  
——电加热器参数上传：2点（LoRa+）。

#### ④注水井井口

本项目新建注水井口设置恒流配水装置，装置上设有流量检测和压力检测，并且自带控制系统进行橇内数据采集，控制系统配置 LoRa+无线模块进行数据上传。

#### (3) 供配电

本项目用电属于 35kV 北十六变电站供电范围，供电依托井区附近已建 10kV 架空线路北三十一线。

采用单变单井配电方式，单井杆架式变电站变压器容量 50kVA，负荷率 53.9%。变压器均采用节能型变压器，电源引自新建 10kV 架空线路，采用电缆直接埋地敷设引至井口配电箱。井口配电箱内设无功电容补偿装置，补偿后单井功率因数不低于 0.85。

#### (4) 通信

本项目在北 23、24 号计量（配水）站与各采油井各设置水泥杆 1 基，杆上安装无线网桥与 LoRa+ 网关，计量站、采油井仪表数据通过 LoRa+ 通信传输至 LoRa+ 网关后通过无线网桥上传至沙南作业区数据采集通信服务器，依托沙南作业区-准东采油厂通信链路传输至准东采油厂油气生产物联网调控中心云平台。

#### (5) 消防

本项目油区外部消防依托新疆油田应急抢险救援中心消防一大队五中队。该中队驻扎于沙南公寓，有消防队员 14 人，配有 4 辆 12 吨~15 吨水-泡联用消防车，1 辆抢险破拆指挥车。

本项目井场及计量站消防方式采用灭火器，具体配备如下：

表 3.3-9 主要工程量表

序号	名称	数量及单位	消防器材	数量及单位
1	采油井场	27 座	MF/ABC8	54 具
2	新建北 23 号计量（配水）站	1 座		
1)	14 井式一体化轮井计量橇	1 座	MF/ABC8	2 具
3	新建北 24 号计量（配水）站	1 座		
1)	14 井式一体化轮井计量橇	1 座	MF/ABC8	2 具

#### (6) 防腐保温

本项目设计范围包括：站内地上及埋地管道防腐保温；站外埋地非金属管道保温。

##### ①站内地上管道防腐保温

本工程站内地上保温管道外防腐采用无溶剂环氧涂料（固含量≥98%，干膜厚 300μm）。地上管道保温外护采用阻燃型硬质聚氨酯保温管壳（厚度 30mm）+镀锌板（厚 0.5mm）。

##### ②站内埋地管道防腐保温

埋地保温管道工作温度 60℃，外防腐采用无溶剂环氧涂料（固含量≥98%，干膜厚 300μm）。埋地管道选用阻燃型硬质聚氨酯保温管壳（厚度 30mm）保温+聚乙烯外护（胶带厚≥1.1mm，搭接宽度搭接宽度为带宽的 50%～55%）外护。

##### ③站外埋地非金属管道保温

埋地保温的耐温 75℃ II 柔性复合管道，保温层采用 30mm 保温橡塑海绵，防护层采用 2mm 高密度聚乙烯粘胶带，保温外护工厂预制。

埋地保温耐热 70℃热塑性塑料内衬玻璃钢复合管，保温层采用 30mm 硬质聚氨酯泡沫塑料，防护层采用 2mm 高密度聚乙烯塑料，保温外护工厂预制。

### 3.4 依托工程情况及可依托性分析

本项目原油、采出水、伴生气及井下作业废液处理依托北三台联合站，注水井水源依托北三台联合站现有注水系统。

### 3.4.1 北三台联合站原油处理系统

北三台联合站位于项目区北侧约26km处。北三台联合处理站（简称“北联站”）隶属准东采油厂管辖，于1990年建成投产，位于北三台油田中部。

北三台联合站原油处理系统来液总处理设计能力达 $62\times10^4\text{t/a}$ ，注水设计能力 $167.9\times10^4\text{m}^3/\text{a}$ ，外输能力 $49.27\times10^4\text{t/a}$ 。

北联站现有3套生产工艺流程，分别用于满足北三台密闭原油、北三台罐车来油和探区来稠油生产处理。北三台密闭来油直接进1号、2号多功能处理器，在原油处理器内完成油气分离、加热及一段沉降脱水，分离出的低含水原油在线计量后进入净化油罐进行大罐沉降脱水，使净化油达到要求（含水≤0.5%）后外输。北三台罐车来油通过卸油罐→卸油泵→500m<sup>3</sup>缓冲罐→回脱泵提升后与北三台密闭原油统一处理。探井作业区来油通过卸油罐→卸油泵→700m<sup>3</sup>缓冲罐→回脱泵提升至4号多功能处理器，脱出的低含水油计量后进净化油罐进行大罐沉降脱水，达标后外输。工艺流程框图见图3.4-1。

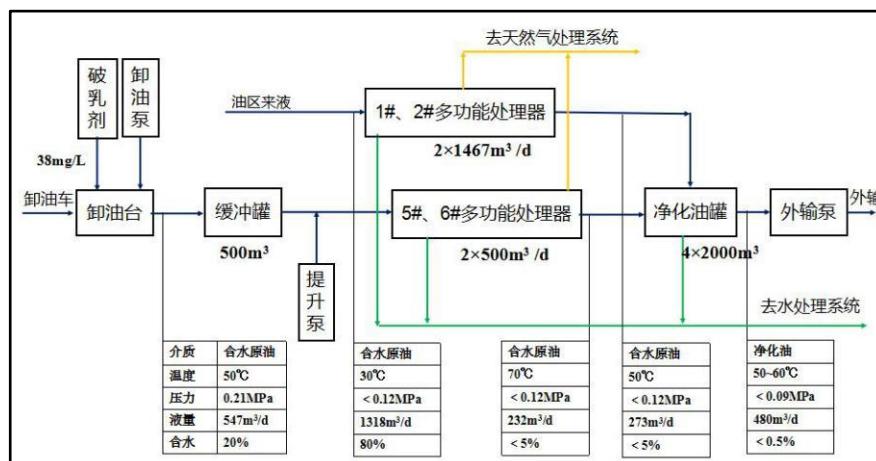


图3.4-1 北三台联合站原油处理系统流程框图

表3.4-1 北联站生产工艺参数

序号	单项名称	单位	参数
1	一段脱水压力	MPa	0.28~0.32
2	一段脱水温度	°C	50~60
3	净化油含水率	%	≤0.5
4	最大处理量	$10^4\text{t/a}$	62

项目依托可行性：北三台联合站目前实际处理能力约为 $17\times10^4\text{t/a}$ 。本项目各采油井采出液进入该联合站原油处理系统，项目新建产能 $4.86\times10^4\text{t/a}$ ，北三台

联合站现正常运行，该系统富裕处理能力可满足本项目原油处理需求。

### 3.4.2 北联站天然气处理系统

北三台联合站内建有天然气除液装置1座，采用注甲醇防冻、空冷、旋流分离工艺。设计能力 $1825\times10^4\text{Nm}^3/\text{a}$ ，目前处理量 $412\times10^4\text{Nm}^3/\text{a}$ 。本项目新增天然气量约为 $0.95\times10^4\text{m}^3/\text{d}$ （ $285\times10^4\text{m}^3/\text{a}$ ），现有天然气处理系统富裕处理能力能够满足本项目需求。

### 3.4.3 北联站采出水处理系统

北三台联合站采出水处理系统位于北三台油田联合处理站内，始建于1990年，处理规模为 $2500\text{m}^3/\text{d}$ ，北三台联合站于2018年对采出水系统进行杀菌工艺优化，2019年11月23日通过环保竣工验收（环评批复和验收意见见附件）。目前实际处理水量为 $2000\text{m}^3/\text{d}$ ，处理后水送至注水站用于油田注水。

依托可行性：北三台联合站采出水处理系统现正常运行中，可满足本项目采出水处理需求。北三台联合站回采出水处理能力 $2500\text{m}^3/\text{d}$ ，站内现有处理量 $2000\text{m}^3/\text{d}$ ，富裕量 $500\text{m}^3/\text{d}$ ，本项目采出水总量约 $143\text{m}^3/\text{d}$ ，现有采出水系统富裕处理能力能够满足本项目需求。

### 3.4.4 注水系统

本项目注水依托已建北三台联合站注水系统。该站目前建有高压和次高压两套注水系统。高压注水系统注水压力 $25\text{MPa}$ ，注水规模 $2500\text{m}^3/\text{d}$ ，目前实际注水量为 $930\text{m}^3/\text{d}$ ，高压系统给北16井区、北307井区注水。次高压注水系统注水压力 $20\text{MPa}$ ，注水规模 $2200\text{m}^3/\text{d}$ ，目前实际注水量为 $1000\text{m}^3/\text{d}$ ，次高压系统给主要用于北20井区、北31井区注水。本次新增注水井主要依托 $20\text{MPa}$ 次高压系统。

依托可行性：本次部署新增注水井9口，根据油藏开发预测指标，新增注水 $294\text{m}^3/\text{d}$ ，北三台联合站次高压注水系统注水设计能力为 $2200\text{m}^3/\text{d}$ ，实际注水量 $1000\text{m}^3/\text{d}$ ，富裕量 $1200\text{m}^3/\text{d}$ ，本项目新增注水 $294\text{m}^3/\text{d}$ ，现有回注水系统富裕注水能力能够满足本项目需求。

### 3.4.5 吉木萨尔县污水处理厂

本项目钻井期生活污水经收集后清运至吉木萨尔县污水处理厂。该污水处理厂于2015年6月1日取得原昌吉州环保局出具的《关于吉木萨尔县污水处理厂工程环境影响报告书的批复》（昌州环评〔2015〕48号）。

吉木萨尔县污水处理厂工程位于吉木萨尔县城东北15km处（张庄子村北500米），占地面积139384.9m<sup>2</sup>。实际建设规模为处理污水量3×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>/d及部分公用工程及辅助工程。污水处理工艺采用“强化脱氮改良A<sup>2</sup>/O+絮凝沉淀滤布滤池工艺”，污泥处理工艺采用带式压榨脱水一体机浓缩脱水，消毒工艺采用紫外线消毒。工程于2015年6月动工开建，2017年10月初建成并进入试运行。

吉木萨尔县污水处理厂验收监测由新疆绿格洁瑞环境检测技术有限公司进行，验收监测期间，污水处理厂排口的废水中，各项污染物日均值浓度均符合《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）中的一级A标准的要求。出水水质各项指标均满足设计标准要求。各项主要污染物SS、COD、BOD<sub>5</sub>、NH<sub>3</sub>-N、TP平均去除率均满足设计要求。

吉木萨尔县污水处理厂处理能力3万m<sup>3</sup>/d，目前处理量尚有富余，本项目新增生活污水量最大为19.6m<sup>3</sup>/d，新增污水量未达到污水厂满负荷量，项目生活污水处理方案依托可行。

### 3.4.6 吉木萨尔县生活垃圾填埋场

本项目钻井期生活垃圾经收集后清运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场处置。

吉木萨尔县生活垃圾填埋场位于吉木萨尔县县城西北约9.5km处，乌奇公路北约7km处，吉木萨尔县至三台镇乡道北约2km处。2010年8月11日，原新疆维吾尔自治区环境保护厅出具《关于吉木萨尔县生活垃圾处理工程环境影响报告书的批复》（新环函评价[2010]452号）。2015年9月29日昌吉回族自治州环境保护局（现昌吉回族自治州生态环境局）以昌州环函〔2015〕358号文对吉木萨尔县生活垃圾处理工程作出竣工环境保护意见，同意通过竣工环境保护验收。

垃圾填埋场工程于 2014 年 11 月建成后正式投入使用。该填埋场生活垃圾清运处理量 100t/d。有效库容 63 万 m<sup>3</sup>，服务年限 11 年，处理工艺为卫生填埋，渗滤液经场底收集系统排至渗滤液收集池，经处理后回喷垃圾堆体；填埋气经导气石笼收集后导出。填埋场底部和边坡采取严格防渗的设计方案。根据调查，吉木萨尔县生活垃圾填埋场正常运行，生活垃圾处理依托方案可行。本项目钻井期产生生活垃圾约 18.38t，产生量较小，该填埋场可满足项目需求。

### 3.4.7 含油污泥处置

本工程产生的油泥(砂)等危险废物委托有危险废物处置资质单位进行处理；克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司进行处理，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具有《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位于克拉玛依石化工业园南二路以北、东六街以西之间地块，于 2008 年 8 月正式投产运行，主要以处理油田污泥为主，设计处理规模为  $52 \times 10^4$ t/a，实际处理量  $35 \times 10^4$ t/a，留有  $17 \times 10^4$ t/a 的富余量，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。

### 3.4.8 系统能力平衡

根据北三台联合站各系统设计规模和运行现状，结合本工程新增产能需求，得出系统能力平衡，见表 3.4-2。

表 3.4-2 本项目依托各系统能力平衡表

项目名称	依托站	单位	设计能力	运行现状	同期拟建项目新增规模	本项目新增规模	平衡情况
原油处理	北三台联合站	$10^4\text{t/a}$	62	17	5.13	4.86	+35.01
采出水处理		$\text{m}^3/\text{d}$	2500	2000	75	143	+282
天然气处理		$10^4\text{m}^3/\text{a}$	1825	412	396	285	+732
注水 (次高压系统)		$\text{m}^3/\text{d}$	2200	1000	79	294	+827

由上表可知，北三台联合站原油处理、采出水处理、天然气处理以及注水系统均可以满足本项目处理需求。

## 3.5 工程分析

### 3.5.1 工艺流程

#### 3.5.1.1 施工期工艺流程

本项目施工期主要为钻井、井口装置安装、管线敷设及配套设施的建设等。主要污染集中在钻井、管线敷设和井口装置建设阶段。

本项目钻井施工方式是由专业钻井公司承包施工，钻井是采用旋转的钻头给所钻的地层一定的压力，使钻头的牙齿嵌入地层，然后旋转钻头，利用旋转钻头的扭矩来切削地层，并用循环的钻井液将钻屑带出井眼，以保证持续钻井。钻井施工作业流程及排污节点见下图。

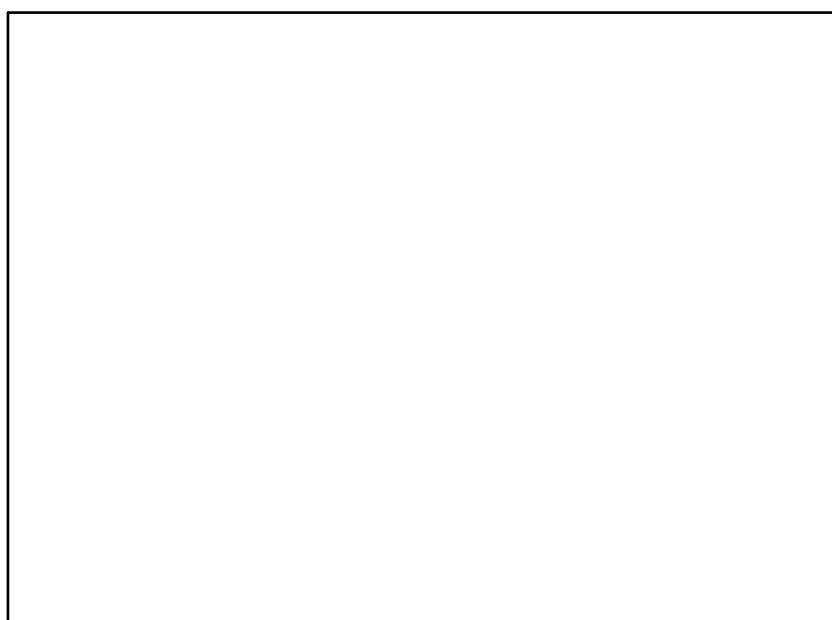


图 3.5-1 钻井施工作业流程及排污节点示意图

钻井时井筒排出的钻井液及岩屑进入钻井液不落地循环系统，该系统设置振动筛、除砂器、除泥器、离心机四级处理，经四级处理后，岩屑与钻井液完全分离，钻井液返回井筒，岩屑排至井场储罐暂存。

本项目钻井过程中使用水基钻井液，使用井场泥浆不落地系统进行处理岩屑及钻井液混合物。工艺流程如下：

- ①钻井井口产生的钻井液、岩屑混合物经振动筛、除砂器、除泥器、离心机四级实现初步分离，分离出的液相进入废水收集罐，用于钻井液配制。
- ②经不落地系统进一步固液分离，液相回用于钻井液配制，固相进入储存罐。
- ③岩屑交岩屑处置单位处理，经检测达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）要求后综合利用。
- ④钻井结束后剩余钻井液由钻井液公司回收，不外排；防渗膜由钻井队回收利用。泥浆不落地处理系统工艺流程见下图。

图 3.5-2 泥浆不落地处理系统工艺流程图

本项目井场管线敷设、井口装置建设及平台内辅助设施建设工艺流程及产污环节见图 3.5-3。

图 3.5-3 地面配套设施施工作业流程及排污节点示意图

### 3.5.1.2 运营期工艺流程

图 3.5-4 本工程运营期工艺流程及污染物排放示意图

#### (1) 井下作业

井下作业是进行采油生产的重要手段之一。一般在采油井投产前及投产以后进行，主要包括射孔、压裂、下泵、试油、洗井、修井、除砂、清蜡等一系列工艺过程。在钻井、测井后要进行射孔，将射孔枪下入井管中油层部位，用射孔弹

或射孔液将井管射成蜂窝状孔，使原油流入井管并用抽油泵采出。压裂作业是用不同的化学和物理方法对低渗透的油层进行处理，进一步提高原油产量；洗井、修井、除砂和清蜡作业均是在采油井使用一段时间后，因腐蚀、结垢、机具磨损和损坏等而采取的工艺措施。

### (2) 采油

采油就是借助油层的自身压力或者抽油泵等工艺方法，使原油从地下储油层中产出的工艺过程。一般来说依靠油层自身压力进行采油的方法称为自喷采油法，而需要用抽油泵等方法进行采油的则叫机械采油法。

### (3) 油气集输

本项目单井/平台井采出液油气混输至计量站计量加热，再通过集油汇管集输至北三台联合站集中进行采出液处理，净化油达到合格标准后外输。本项目集输工艺见图 3.3-4。

### (4) 注水工艺

本项目注水水源依托北三台联合站注水系统；该站目前建有高压和次高压两套注水系统，本项目采用次高压注水系统。

新建注水井采用干管多井配水流程，新增注水该井接入新建配水橇内，采用恒流配水工艺在配水橇内进行配水和计量

本项目注水工艺见下图。

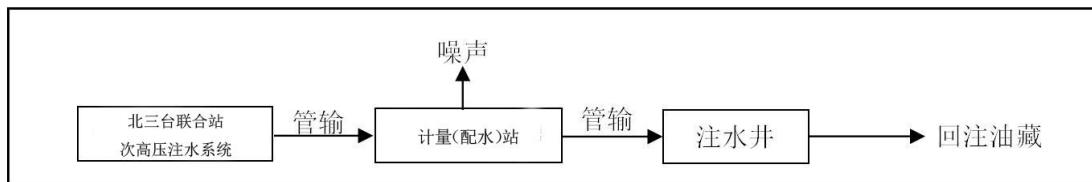


图 3.5-5 本项目注水井运营期工艺流程

## 3.5.2 环境影响因素分析

本工程建设可分为开发期、生产运营期和服役期满三个阶段。

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。生产运营期环境影响持续时间长，并随着产能规模的增加而加大，贯穿于整个运营期。服役期满后，如果封井和井场处置等措施得当，环境影响将很小；反之若出现封井不严，可能导致地下残余油水外溢等事故发生，产生局部环境污染。

本项目包括钻井、地面工程建设、采油、油气集输等施工作业内容，基本属于开发期和生产运营期的建设活动。环境影响因素主要来源于油井及与其相关的钻井、采油、井下作业、油气集输等各工艺过程，主要包括生态影响，以及排放的污染物质导致的环境污染。本项目建设生产过程环境影响因素识别见下表。

表 3.5-1 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
井场、站场、管线敷设、道路	建设施工、车辆碾压等	土壤、植被	开发期
	施工设备、车辆行驶	环境空气、土壤	
	柴油机设备、车辆产生噪声	声环境	
	施工固体废物：水基钻井岩屑、生活垃圾	土壤	
	生活污水、管道试压废水	土壤、地下水	
	占用土地	土壤、植被	
	无组织挥发	环境空气	
	设备噪声	声环境	
油气集输	含油污泥	土壤环境	运营期
	管线泄漏	土壤、地下水	
	无组织挥发	环境空气	
井下作业	设备噪声	声环境	运营期
	井下作业废液	土壤、地表水	
	设备噪声	声环境	

### 3.5.3 施工期污染源与污染物分析

施工期污染主要来自施工扬尘、钻井工程产生的柴油发电机燃料燃烧废气、钻井岩屑、管道试压废水、设备噪声、井队工作人员的生活污水和生活垃圾等。

#### 3.5.3.1 施工期污染物

##### (1) 废气

本项目施工期产生的废气主要为施工作业产生的扬尘、钻井过程柴油发电机燃料燃烧产生的废气。

### ①施工扬尘

本项目井场、站场、管线及道路施工过程中将产生扬尘，主要来自于场地的清理、平整，井场、站场及道路修建中土方的开挖、堆放、回填，施工建筑材料的装卸、运输等过程产生扬尘。

本工程在施工期产生的扬尘将对井场及沿线区域环境造成一定的影响，按起尘的原因可分为风力起尘和动力起尘，其中风力起尘主要是由于裸露的施工区表层浮尘因天气干燥及大风，产生风尘扬尘；而动力起尘，主要是在车辆运输及材料的装卸过程中，由于外力而产生的尘粒再悬浮而造成，其中施工及装卸车辆造成的扬尘最为严重。据有关文献资料介绍，车辆行驶产生的扬尘占总扬尘的 60% 以上。车辆行驶产生的扬尘，在完全干燥情况下，可按下列经验公式计算：

$$Q=0.123(QV/5)(/W6.8)0.85(/0.5P)0.75$$

式中：Q—汽车行驶的扬尘，Kg/km 辆；V—汽车速度，km/hr；

W—汽车载重量，吨；P—道路表面粉尘量，kg/m<sup>2</sup>。

下表为一辆 10 吨卡车，通过一段长度为 1km 的路面时，不同路面清洁程度，不同行驶速度情况下的扬尘量。由此可见，在同样路面清洁程度条件下，车速越快，扬尘量越大；而在同样车速情况下，路面越脏，则扬尘量越大。因此限速行驶及保持路面的清洁是减少汽车扬尘的有效手段。

表 3.5-2 在不同车速和地面清洁程度的汽车扬尘 单位：kg/辆·km

P 车速 \	0.1(kg/m <sup>2</sup> )	0.2(kg/m <sup>2</sup> )	0.3(kg/m <sup>2</sup> )	0.4(kg/m <sup>2</sup> )	0.5(kg/m <sup>2</sup> )	1.0(kg/m <sup>2</sup> )
5 (km/hr)	0.0511	0.0859	0.1164	0.1444	0.1707	0.2871
10(km/hr)	0.1021	0.1717	0.2328	0.2888	0.3414	0.5742
15 (km/hr)	0.1532	0.2576	0.3491	0.4332	0.5121	0.8613
25 (km/hr)	0.2558	0.4293	0.5819	0.7220	0.8536	1.4355

施工期扬尘的另一个主要原因是露天堆场和裸露场地的风力扬尘。由于管道施工的需要，一些建材需露天堆放；一些施工点表层土壤需人工开挖、堆放，在气候干燥又有风的情况下，会产生扬尘，其扬尘可按堆场起尘的经验公式计算：

$$Q = 2.1(V_{50} - V_0)^3 e^{-1.023W}$$

其中：Q——起尘量，kg/吨·年；

V<sub>50</sub>——距地面 50m 处风速，m/s；

V<sub>0</sub>——起尘风速，m/s；

W——尘粒的含水率，%。

V<sub>0</sub>与粒径和含水率有关，因此，减少露天堆放和保证一定的含水率及减少裸露地面是减少风力起尘的有效手段。

由于项目井位周围空旷，扩散条件良好，类比同类工程，本项目施工过程中产生的扬尘在采取相关措施后不会对环境空气产生明显影响。

## ②钻井作业柴油机烟气

开发期井场动力系统为柴油发电机，柴油机为钻机及井场提供动力、电力和照明，根据设计资料，本项目新钻井 35 口，单井钻井周期 30d，钻井周期总计 1050d，单井平均每天消耗柴油 2t，则整个钻井期间共耗柴油 2100t。

本项目使用的柴油硫含量不大于 0.05%，SO<sub>2</sub>产生量可按照下式进行计算：

$$Q_{SO2}=2000 \times B \times S$$

其中：Q<sub>SO2</sub>--SO<sub>2</sub>排放量，kg；B--耗油量，t；S--燃油全硫分含量，%。

另根据《大气环境工程师实用手册》，柴油燃烧的产污系数为：NO<sub>x</sub>3.36kg/t，烟尘 2.2kg/t。本项目开发期柴油废气大气污染物排放情况详见下表。

表 3.5-3 柴油废气大气污染物排放统计表

污染源	柴油消耗量 (t)	污染物排放量(t)		
		SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	烟尘
柴油机、发电机 钻井期	2100	2.10	7.06	4.62

柴油机组所使用的燃料为符合国家标准的柴油，其燃料属性符合《普通柴油（GB252-2015）》的标准要求，对大气环境的影响较小，大气污染物随钻井试油的结束而消失。

## (2) 废水

项目施工期废水主要为管道试压废水和生活污水。

### ①管道试压废水

本项目新建集油及注水管线长总计 18.5km，铺设完成后，需对管道进行注水试压，将会产生一定量的废水，管道试压时采用的介质为洁净的新鲜水。试压一次用水大约  $46.25\text{m}^3$ ，因管道中含有泥沙、杂质等，故试压废水中的污染物主要是 SS，试压废水污染因子单一。废水循环利用，用于施工现场降尘。

### ②生活污水

本项目在钻井井场设置生活营地，单井钻井人员为 35 人。钻井期生活用水单人消耗为  $0.02\text{m}^3/\text{d}$ ，生活用水量约  $735\text{m}^3$ ，排水系数按 0.8 计，生活污水产生量约为  $588\text{m}^3$ ，其排水水质与居民生活污水相近似， $\text{COD}_{\text{cr}}$  浓度  $350\text{mg/L}$ 、 $\text{NH}_3\text{-N}$  浓度  $30\text{mg/L}$ 、SS 浓度  $200\text{mg/L}$ ，污染物排放量分别为：0.21t、0.02t、0.12t。生活污水排入生活区设置的防渗废水收集池暂存，定期拉运至吉木萨尔县污水处理厂。

### (3) 固体废物

本工程施工期固体废物主要是钻井泥浆、钻井岩屑、生活垃圾、土石方。

#### 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：

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

式中：V——废弃钻井泥浆排放量， $\text{m}^3$ ；

D——井的直径，m；

h——井深，m。

本工程新钻井 35 口，钻井总进尺  $7.525 \times 10^4\text{m}$ ，根据计算，项目钻井泥浆产生总量约  $7076.42\text{m}^3$ ，均为水基泥浆。本项目产生的水基钻井泥浆经钻井液不落地系统处理后循环使用。

#### ②钻井岩屑

钻井过程中,岩石经钻头和钻井液的研磨而破碎成岩屑,随钻井液排出井口,进入钻井液不落地系统,处理后岩屑与钻井液分离,钻井液返回井下,岩屑排入收集罐。钻井岩屑的产生与井身结构有关,可按以下公式进行计算:

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

式中: W—产生的岩屑量, m<sup>3</sup>;

D—井眼平均内径, m;

h—裸眼长度, m;

k—膨胀系数, 水基取 2.2。

本工程钻井总进尺  $7.525 \times 10^4$ m, 据此, 可计算得出本工程水基钻井岩屑产生量为 7844.9m<sup>3</sup>。

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, 分离后的液体回用于钻井液配备, 分离后的水基岩屑暂存在水基岩屑储罐中, 待储罐即将装满时, 交由岩屑处置单位进行处理, 经处理满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017) 后综合利用。

### ③生活垃圾

施工期生活垃圾按每人每天产生量 0.5kg/d 计, 本项目施工期生活垃圾产生量为 18.38t。生活营地设有生活垃圾箱若干个, 集中收集后定期拉至吉木萨尔县生活垃圾填埋场处置。

### ④施工土石方

本项目施工土方主要由埋地敷设管线开挖、道路和计量(配水)站建设产生; 本项目土石方平衡见下表。

表 3.5-4 项目土石方平衡表

工程类别	挖方量 m <sup>3</sup>	填方量 m <sup>3</sup>	借方量 m <sup>3</sup>	弃方量 m <sup>3</sup>
管线	25160	25160	0	0
计量(配水)站	300	300	0	0
道路	4100	4100	0	0
合计	29560	29560	0	0

#### (4) 噪声

钻井过程中的噪声源主要是钻机、钻井液循环泵和柴油发电机以及运输车辆，其源强分别为：钻机：100dB（A）～110dB（A）；泥浆泵：95dB（A）～100dB（A）；柴油发电机：100dB（A）～105dB（A）；运输车辆：60dB（A）～90dB（A）。管道、站场、道路施工机械设备产生噪声源强为80-100dB（A）。

项目开发期噪声源主要包括钻机、柴油发电机、柴油机、泥浆泵，运输车辆及道路、管线施工机械设备等。通过采取选用低噪声设备、基础减震等措施减少噪声对周围声环境的影响。

由于施工区域周边200m范围无声环境敏感目标，周围无集中固定人群居住，不会出现扰民现象。施工噪声贯穿整个施工过程，待所有施工工程结束后影响随即消失。

#### (5) 施工期污染物排放情况汇总

综上所述，本项目施工期各种污染物汇总见表3.5-5。

表3.5-5 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	排放量	主要处理措施及排放去向
废气	井场 站场 道路 管线	施工机械设备	扬尘	因为钻井过程对施工地表采取洒水措施，施工材料进行篷布遮盖，有效控制作业起尘		
	井场	柴油发电机废气	SO <sub>2</sub>	2.10t	2.10t	使用国家合格柴油及设备，废气达标排放周围环境
			NO <sub>x</sub>	7.06t	7.06t	
			烟尘	4.62t	4.62t	
废水	管线	管道试压废水	SS	46.25m <sup>3</sup>	0m <sup>3</sup>	用于施工现场降尘
	依托生活营地	生活污水	废水量	588m <sup>3</sup>	0m <sup>3</sup>	排入防渗废水收集池暂存，定期清运至吉木萨尔县污水处理厂
			COD <sub>cr</sub>	0.21t	0t	
			NH <sub>3</sub> -N	0.02t	0t	
噪声	井场	钻机	/	100～110dB(A)	100～110dB(A)	选用低噪声设备、基础减震等措施，项目区200m范围无声环境敏感目标，对周围
		泥浆泵	/	95～100dB(A)	95～100dB(A)	
		柴油发电机	/	100～105dB(A)	100～105dB(A)	

		运输车辆	/	60~90dB (A)	60~90dB (A)	声环境影响小
	管线站场道路	施工机械设备	/	80~105dB (A)	80~105dB (A)	
固体废物	井场	钻井泥浆	水基泥浆	7076.42m <sup>3</sup>	0m <sup>3</sup>	全部进入泥浆不落地系统处理后回收入罐，用于后续钻井配液等环节使用
		钻井岩屑	水基岩屑	7844.9m <sup>3</sup>	0m <sup>3</sup>	经不落地系统处理后交岩屑处置单位处理
	生活营地	生活垃圾	日常垃圾	18.38t	0m <sup>3</sup>	集中排入垃圾箱，定期拉至吉木萨尔县生活垃圾填埋场处置
	管线计量(配水)站道路	施工土方	弃土	29560m <sup>3</sup>	0m <sup>3</sup>	挖方量再利用，无弃土

### 3.5.3.2 生态影响情况

#### (1) 占地

油田地面工程建设包括井场、站场的建设，各类管线的敷设，道路及临时生活营地等建设，影响特征为生态影响，即为生态资源（包括植被、土壤、野生动植物资源生境）的占用和破坏。

本工程部署开发井 36 口，其中采油井 27 口，注水井 9 口（其中 1 口老井采转注）；新建计量（配水）站 2 座，阀池 2 座，集输管线合计 11.8km、注水管线合计 6.7km；在满足生产技术要求的条件下，建设单位考虑将 17 口井设计采用平台井方式布置，剩余 19 口井采取单井井场方式布置，从而减少部分井场占地，降低对周围生态环境的影响程度。

针对本次工程内容的占地情况，分别从永久占地和临时占地两方面进行核算。见表 3.5-6。经核算，新增永久占地面积 66126.48m<sup>2</sup>，临时占地面积 287509.4m<sup>2</sup>，总占地面积为 353635.88m<sup>2</sup>，占地类型为低覆盖度草地、中覆盖度草地和灌木林地。

表 3.5-6 占地面积统计表

序号	工程内容	占地面积 (m <sup>2</sup> )			说明
		永久占地	临时占地	施工占地	

序号	工程内容	占地面积 (m <sup>2</sup> )			说明
		永久占地	临时占地	施工占地	
1	井场	38000	62350	100350	共19口单井（含老井1口），单井永久占地50m×40m；单井放喷管线施工占地25m×2m；单井施工占地85m×65m；
2	平台井场	22000	39625	61625	共5个平台： 1号平台永久占地4000m <sup>2</sup> ，施工占地11200m <sup>2</sup> ； 2号平台永久占地3000m <sup>2</sup> ，施工占地8387.5m <sup>2</sup> ； 3号平台永久占地5000m <sup>2</sup> ，施工占地14012.5m <sup>2</sup> ； 4号平台永久占地6000m <sup>2</sup> ，施工占地16825m <sup>2</sup> ； 5号平台永久占地4000m <sup>2</sup> ，施工占地11200m <sup>2</sup> ； 放喷管线临时占地25m×2m；
3	计量（配水）站	800	352	1152	共2个计量（配水）站：单个站场永久占地20m×20m；单个站场施工占地面积24m×24m
4	管线	0	148000	148000	管线总计长18.5km，施工作业带宽度为8m
5	道路	5320	2660	7980	道路总计长1.33km，路宽4m
6	临时生活营地	0	34500	34500	设置23个临时生活营地，单个营地施工占地50m×30m
7	阀池	6.48	22.4	28.88	单个阀池容积1.8m×1.8m×2.6m
合计		66126.48	287509.4	353635.88	

### 3.5.4 运行期污染源分析及污染物排放

运行期环境影响因素主要体现在采油、油气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、井下作业废液；固体废物主要为含油污泥、落地油。

#### 3.5.4.1 运行期废气污染物

本项目运行期产生的废气主要来自采油及油气集输过程中产生的无组织排放挥发性有机物。

油气集输过程中的无组织挥发废气无相应的污染源强核算技术指南，其产生量参考《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》中设备动静密封点泄漏平均排放系数法进行核算。

石油炼制工业密封点 TOC 排放速率：

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

式中：  $e_{TOC}$ ——某类密封点的 TOC 排放速率， kg/h；

$F_A$ ——某类密封点排放系数；

$WF_{TOC}$ ——物料流中含 TOC 的平均质量分数；（根据油田采出液组分数据取采出液最大含油率，取 57.86%）

$WF_{\text{甲烷}}$ ——物料流中甲烷的平均质量分数，最大取 10%；

$N$ ——某类密封点的个数（井场：阀门数取 8，法兰连接数取 20；计量站：阀门数取 15，法兰连接数取 30）。

计算 VOCs 的排放速率：

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

式中：  $e_{VOCs}$ ——物料流中 VOCs 排放速率， kg/h；

$e_{TOC}$ ——物料流中 TOC 排放速率， kg/h；

$WF_{VOCs}$ ——物料流中 VOCs 的平均质量分数；

$WF_{TOC}$ ——物料流中 TOC 的平均质量分数。

根据上述公式计算油气集输过程中的无组织挥发性废气产生量见下表。

表 3.5-7 排放系数、设备类型数量及污染物排放量

设备类型	排放系数 (kg/h/排放源)	污染物排放量(t/a)		井场 数量 (套)	站场 数量 (套)	污染物排放量 合计(t/a)	
		井场	计量站			井场	计量站
阀门	0.00023	0.0093	0.0174	27	3	0.2502	0.0521
法兰、连接件	0.00025	0.0252	0.0378	27	3	0.6799	0.1133
合计	/	0.0344	0.0551	/	/	1.0955	

根据上述计算结果，本项目采油集输过程中 VOCs 排放量为 1.0955t/a。

### 3.5.4.2 运行期废水排放情况

本项目运营期产生的废水主要包括采出水、井下作业废液。

#### (1) 采出水

油藏采出水主要来源于油气藏本身的底水、边水，项目采出液在北三台联合站经脱水处理，排出油藏采出水。油田开发初期，采出液中含水率相对油田开发后期较低，但随着开采时间延长，采出液的含水率也会不断加大。

根据开发方案，北31井区北50断块扩边区近15年最大日产水量约 $143\text{m}^3/\text{d}$ 。本项目采出液最大新增采出水量 $4.29\times 10^4\text{m}^3/\text{a}$ 。项目采出液在北三台联合站内进行脱水处理，分离出的水排入站内采出水处理系统进行处理，该系统富裕量满足项目需求，废水处理后水质达到《油田注入水分级水质标准》(Q/SYXJ 0030-2015)标准中指标后回注油藏，不向外环境排放。

## (2) 井下作业废液

井下作业废液主要为洗井废水和压裂返排液，参照《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中1120石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册中的产排污系数进行核算。

### ①洗井废水

洗井废水具体计算参数及产生量见下表。

表 3.5-8 与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数一览表

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

本项目涉及区块为非低渗透油井，根据上表计算洗井废水产生量为76.0t/井次，化学需氧量产生量为104525g/井次，石油类产生量为17645g/井次。按井下作业每2年1次计算，则单井每年产生洗井废水38t、化学需氧量52262.5g、石油类8822.5g，则本项目27口采油井产生的洗井废水、化学需氧量、石油类分别为1026t/a、1.41t/a、0.24t/a。

### ②压裂返排液

根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中1120石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册中的产排污系数，非低渗透油井单井加砂

压裂产生压裂返排液为  $119.94\text{m}^3/\text{井}$ , 本项目 27 口采油井将会产生压裂返排液约  $3238.38\text{m}^3$ 。

本项目运营期产生井下作业废液采用专用收集罐收集后拉至北三台联合站采出水处理系统, 采出液含水随原油在北三台联合站进行分离, 分离后同样依托北三台联合站采出水处理系统处理; 该水处理系统处理后水质达到《油田注入水分级水质标准》(Q/SYXJ 0030-2015) 标准中指标后回注油藏。

本项目水平衡图如下:

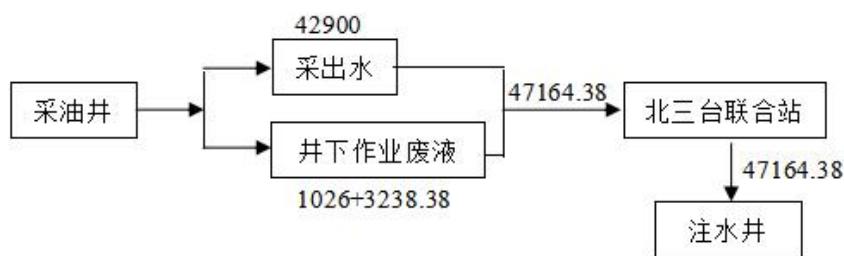


图 3.5-6 本项目水平衡示意图 单位  $\text{m}^3/\text{a}$

### 3.5.4.3 运行期固体废弃物排放情况

本项目运营期产生的固体废物主要包括含油污泥、落地油。

#### (1) 含油污泥 (HW08-251-001-08)

本项目采出液通过管线密闭集输至北三台联合站, 经油水分离后产生的采出水进入北三台联合站采出水处理系统进行处理, 处理过程中会产生一定量的含油污泥。

含油污泥是被原油及其它有机物污染了的泥、沙、水的混合物, 其排放量与油井的出砂情况有关, 其产生量根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》-07 石油与天然气开采行业系数手册中非稠油产污系数 (90.76t/万 t 产品) 进行核算。本项目新增产能  $4.86 \times 10^4\text{t/a}$ , 由此计算出含油污泥产生量为  $441.09\text{t/a}$ 。

含油污泥属于《国家危险废物名录》(2021 版) HW08 废矿物油和含矿物油废物, 含油污泥采用专用收集罐收集, 集中收集后送至沙南作业区油泥暂存池内, 定期交由克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司进行清运及处理。

#### (2) 落地油

落地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油。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，本项目井下及井上作业时带罐作业，落地油100%回收，回收后的落地油运至北三台联合站原油处理系统进行处理。

#### 3.5.4.4 运行期噪声排放情况

运行期噪声污染源主要包括：井口装置、计量（配水）站各类机泵、巡检车辆以及井下作业等产生的噪声。噪声排放情况见表3.5-9。

表3.5-9 运行期噪声排放情况

序号	位置	噪声源	源强dB(A)
1	井场、站场	机泵	80~90
		井下作业（压裂、修井等）	80~105
3	巡检车辆	车辆发动行驶	90-100

#### 3.5.4.5 运行期污染物排放情况汇总

综上所述，本工程建成后，本项目运行期各种污染物汇总见表3.5-10。

表3.5-10 运行期污染物排放情况汇总

项目	污染源	污染物	产生量	排放量	主要处理措施及排放去向
废气	无组织挥发	烃类(t/a)	1.0955	1.0955	加强巡视，密闭集输
废水	井下作业废水	废水量(t/a)	1026	0	由北三台联合站采出水处理系统处理，处理达到《油田注入水分级水质标准》(Q/SYXJ 0030-2015)中要求后进入站内注水系统通过注水井回注油藏
		COD(t/a)	1.41	0	
		石油类(t/a)	0.24	0	
	压裂返排液	COD、石油类(m <sup>3</sup> )	3238.38	0	
	采出水	废水量(10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /a)	4.29	0	
固体废物	含油污泥(t/a)		441.09	0	集中收集后临时运至沙南作业区油泥暂存池内，后交克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置。
	落地油(t/a)		/	0	作业单位100%回收，回收后的落地油运至北三台联合站原油处理系统进行处理

#### 3.5.4.6 污染物排放“三本账”

污染物排放“三本账”详见下表。

表 3.5-11 污染物排放“三本账”

项目	污染源	污染物	现有排放量	本项目产生量	本项目排放量	建设后总排放量	排放增减量
废气	无组织挥发	烃类 t/a	1.14	1.0955	1.0955	2.2355	+2.2355
废水	井场	废水量 t/a	0	1026	0	0	0
		化学需氧量 t/a	0	1.41	0	0	0
		石油类 t/a	0	0.24	0	0	0
	压裂返排液	COD、石油类 m <sup>3</sup>	0	3238.38	0	0	0
	联合站	采出水 10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /a	0	4.29	0	0	0
固体废物		含油污泥 t/a	0	441.09	0	0	0

### 3.5.5 退役期环境影响

退役期的清理工作包括地面设施拆除、井筒用水泥灌注封井、设水泥标桩、井场清理等。在这期间，将会产生少量扬尘和固体废物。井场、站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，废弃建筑残渣运至当地建筑垃圾填埋场填埋处理。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

### 3.6 清洁生产分析

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

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

#### 3.6.1 清洁生产水平技术指标对比分析

石油开采业建设项目清洁生产分析指标主要包括生产工艺与设备要求、资源综合利用指标、污染物产生指标、环境管理要求等。根据国家发展改革委、工业和信息化部联合发布的《石油天然气开采行业清洁生产评价指标体系》（试行）对本工程的清洁生产水平进行评价。

石油开采业建设项目清洁生产分析指标主要包括生产工艺与设备要求、资源综合利用指标、污染物产生指标、环境管理要求等。根据国家发展改革委、工业和信息化部联合发布的《石油天然气开采行业清洁生产评价指标体系》（试行）对本工程的清洁生产水平进行评价。

### （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。

#### ①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，综合考评清洁生产的状况和水平。

#### ②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，用于定性考核建设单位对有关政策、法规的符合性及清洁生产工作实施情况。

### （2）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。本次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：

——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，执行国家要求的数值。

——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。

——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。

### (3) 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。

### (4) 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（如清罐底泥资源化利用率、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。

表 3.6-1 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						本项目	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	本项目指标	得分
(1) 资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 采出液	30	稀油: ≤65 稠油: ≤160	<65	30
(2) 资源综合利用指标	30	余热余能利用率	%	10	≥60	/	10
		油井伴生气回收利用率	%	10	≥80	/	10
		含油污泥资源化利用率	%	10	≥90	100	10
(3) 污染物产生指标	40	石油类	mg/L	5	≤10	处理达标后回注油藏	5
		COD	mg/L	5	甲类区: ≤100 乙类区: ≤150	处理达标后回注油藏	5
		落地原油回收率	%	7.5	100	100	7.5
		采油废水回用率	%	7.5	≥60	100	7.5
		油井伴生气外排率	%	7.5	≤20	0	7.5
		采出废水达标排放率	%	7.5	≥80	100	7.5
定性指标						本项目	
一级指标	指标分值	二级指标				指标分值	本项目指标
(1) 生产工艺及设备要求	45	井筒质量		井筒设施完好		5	设施完好
		采气	采气过程醇回收设施	10	套管气回收装置	10	/
		采气	天然气净化设施先进、净化效率高	10	采油 防止落地原油产生措施	10	井场地表硬化处置，临时施工采取铺设防渗膜
		采油方式			采油方式经过综合评价确定	10	已通过综合评价确定

北31井区二叠系梧桐沟组油藏东部扩边开发工程环境影响报告书

		集输流程	全密闭流程，并具有轻烃回收装置	10	本项目全密闭集输流程，无轻烃回收装置	6
(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	作业区已建有 HSE 管理体系
		开展清洁生产审核，并通过验收			20	已开展清洁生产审核工作
		制定节能减排工作计划			5	制定有节能减排工作计划
(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	已按要求执行
		建设项目环境影响评价制度执行情况			5	已按要求执行
		老污染源限期治理项目完成情况			5	已完成
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况			5	污染物排放满足总量控制、减排要求

### (5) 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：

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

式中：

$P_l$ —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综合评价指标见下表。

表 3.6-4 石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

清洁生产企业等级	清洁生产综合评价指数
清洁生产先进企业	$P \geq 90$
清洁生产企业	$75 \leq P < 90$

《陆上石油天然气开采绿色矿山建设规范》(DZ/T 0317-2018)

结合该规范中相关内容对本项目清洁生产水平进行评价。

(1) 按照减量化、再利用、资源化的原则，综合开发利用油气藏共伴生资源，综合利用固体废弃物，废水等，发展循环经济。

本项目钻井期泥浆（水基）循环利用；采出水、井下作业废液均处理达标后回注油藏，综合利用；含油污泥等危险固废交由有资质的单位无害化处置。

(2) 油田伴生气综合利用率最低指标要求：中高渗油藏不低于 90%，低渗-特低渗油藏不低于 70%。

本项目区属于非低渗透油田，运营期 27 口采油井采用集输方式生产，伴生气回收率达 100%。

(3) “三废”排放符合生态环境保护部门的有关标准、规定和要求。

本项目各类污染物排放符合环境保护标准。

(4) 生产主要环境选用高效节能的新技术、新工艺、新设备和新材料，及时淘汰高能耗、高污染、低效率的工艺和装备。

本项目选用了先进的工艺、设备，未使用淘汰的、高污染的工艺和装备。

(5) 废液、废气、固体废物分类管理，并清洁化、无害化处置，处置率应达到 100%。

本项目无组织挥发烃类达标排放；采出水、井下作业废液均处理达标后回注油藏；含油污泥等危险固废交由有危废处置资质的单位进行处理，处置率 100%。

(6) 油气开采过程中产生的落地油应及时全部回收。

本项目正常生产情况下不产生落地油。

(7) 油气开采过程中产生的含油污泥，采取技术措施进行原油回收处理和利用。

本项目产生的含油污泥 100%回收。

### 3.6.2 清洁生产结论

《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系》（试行）

根据清洁生产综合评价指数判定：

采油（气）作业定量指标 100 分、定性指标 96 分，综合评价 98.4 分。

根据综合评价指数得分判定，本项目清洁生产企业等级为清洁生产先进企业。

《陆上石油天然气开采绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）

通过上述与规范要求比较，本项目符合资源综合利用、节能减排的要求。

## 3.7 污染物排放总量控制分析

### 3.7.1 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。

### 3.7.2 总量控制因子

目前国家对化学需氧量、氨氮、二氧化硫、氮氧化物实行总量控制。

#### （1）废气污染物

本项目运营期大气污染物主要来自项目采油、集输及储存过程中无组织烃类挥发。

#### （2）废水污染物

本项目生产过程中采出水和井下作业废水进入北三台联合站采出水处理系统处理，经处理达标后回注。

### 3.7.3 工程污染物排放量的确定

本项目采油、集输过程产生无组织 VOC<sub>s</sub> 量为 1.0955t/a。

### 3.7.4 污染物排放总量建议指标

根据工程分析可知，本项目运营时产生的非甲烷总烃为无组织排放，故不设总量控制指标。

## 3.8 与相关规划协调性分析

### 3.8.1 与国家产业政策协调性分析

石油天然气勘探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）》，“七、石油、天然气-常规石油、天然气勘探与开采”为“鼓励类”项目。石油天然气开发属于国家重点鼓励发展的产业，本项目的建设符合国家的相关政策。

### 3.8.2 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 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。

本项目位于昌吉回族自治州吉木萨尔县，项目占地为低覆盖度草地、中覆盖度草地和灌木林地，项目2.5km范围内仅有1座红旗农场收费站，位于项目东北侧约0.83km处，无其他人群居民点。

项目占地范围内无水源涵养区、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。本项目建设符合《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。

### 3.8.3 与《新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件（修订）》的符合性分析

根据《新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件（修订）》中要求：重点行业环境准入要求包括（1）建设项目须符合国家、自治区相关法律法规、产业政策要求，采用的工艺、技术和设备应符合《产业结构调整指导目录》、《产业转移指导目录》、《市场准入负面清单草案（试点版）》和《关于促进新疆工业通信业和信息化发展的若干政策意见》等相关要求，不得采用国家和自治区淘汰或禁止使用的工艺、技术和设备。（2）禁止在自然保护区、世界自然遗产地、风景名胜区、森林公园、地质公园、重要湿地、饮用水水源保护区等重点保护区域内及其它法律法规禁止的区域进行污染环境的任何开发活动。（3）不占用基本农田。

本项目符合产业政策要求，不使用落后淘汰的工艺、技术和设备；项目选址范围内无重点保护区及基本农田，所以项目符合《新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件（修订）》的要求。

### 3.8.4 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

《石油天然气开采业污染防治技术政策》提出：在勘探开发过程中，应防止产生落地油。落地油应及时回收，落地油回收率应达到100%。在开发过程中，适宜注水开采的油气田，应将采出水处理满足标准后回注。在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。在开发过程中，伴生气回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到80%以上；站场放空天然气应充分燃烧。燃烧放空设施应避开鸟类迁徙通道。在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排。应回收落地油，以及原油处理、废水处理产生的油泥（砂）等中的油类物质，含油污泥资源化利用率应达到90%以上，残余固体废物应按照《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别。油气田企业应制定环境保护管理规定，建立并运行健康、

安全与环境管理体系；加强油气田建设、勘探开发过程的环境监督管理。油气田建设过程应开展工程环境监理；在开发过程中，企业应加强油气井套管的检测和维护，防止油气泄漏污染地下水；建立环境保护人员培训制度；油气田企业应对勘探开发过程进行环境风险因素识别，制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。开展特征污染物监测工作，采取环境风险防范和应急措施，防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故。

本项目严格控制单井井场、平台井井场、道路等占地，减少占地对生态环境的影响；井下作业废液及采出液分离水（采出水）依托北三台联合站采出水处理系统处理；井下作业时带罐作业，产生含油污泥等危险废物采用专用罐收集后送至沙南作业区危险废物临时贮存场贮存，定期交由克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司进行清运及处理。项目建成后由中国石油新疆油田分公司准东采油厂统一管理，将项目实施区域纳入中国石油新疆油田分公司准东采油厂突发环境污染事件应急预案，从而对环境风险进行有效防治。同时运营期间需对生产过程产生的“三废”进行严格管理，定期对“三废”进行监测。本项目建设基本符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》要求。

### 3.8.5 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）的符合性分析

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》相符合性见下表。

表 3.8-1 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》相符合性分析

序号	要求	本项目	相符合性
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。	本项目位于已确定产能的老区内，主要部署36口井、2座计量（配水）站及配套集输管线、注水管线、道路等地面工程。	符合
2	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。	项目环境影响及风险评价详见后文“环境影响分析”章节与环境风险评价。	符合

3	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。	项目依托工程及其可行性分析详见“依托工程及可行性分析”。	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。	项目回注水水源来自北三台联合站注水系统，站内废水经处理达到《油田注入水分级水质标准》(Q/SYXJ 0030-2015)中要求后通过管线输送至计量(配水)站，再通过注水井将水回注油藏；项目采取了地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染。	符合
6	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。	本项目钻井时产生的泥浆及岩屑经泥浆不落地系统处理后，泥浆循环使用，水基岩屑交岩屑处理公司处置。	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。	施工期严格控制占地面积，施工单位在占地范围内施工，严格控制和管理运输车辆及重型机械施工作业范围。	符合
8	油气企业应当切实落实生态环境保护主体责任，进一步健全生态环境保护管理体系和制度，充分发挥企业内部生态环境保护部门作用，健全健康、安全与环境(HSE)管理体系，加强督促检查，推动所属油气田落实规划、建设、运营、退役等环节生态环境保护措施。	建设单位设置安全环保科室及人员，建有HSE管理体系，监督落实建设、运营及退役期各项生态环境保护措施。	符合

### 3.8.6 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018) 相符性分析

本工程与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T 0317-2018)相符性分析详见下表。

表 3.8-2 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》相符性分析

序号	规范内容		本工程	是否相符
1	总则	矿山企业应遵守国家法律法规和相关产业政策，依法办矿	本工程符合国家产业政策，依法办理相关勘探开发手续	符合
2	基本要求	矿区功能分区布局合理，生产、运输和储存等管理规范有序	功能分区清晰、合理，各分区均按照HSE要求规范管理	符合
3	矿容 矿貌	矿区按生产区、管理区、生活区等功能区，应运行有序，管理规范	各分区运行有序，按照HSE要求规范管理	符合
		矿区地面道路、供水、供电、卫生、环保等基础配套设施完善，道路平整规范，标识清晰、标牌统一。在生产区设置操作提示牌、说明牌、线	项目区域各项供水、供电、依托环保基础设施较为完善；道路、生产区均设置有各类操作提示牌、说明	符合

		路示意图等标识牌	牌、警示牌等	
4	资源开发方式	因矿制宜选择开采工艺和装备，符合清洁生产要求	根据矿区油藏地质情况，选用适宜的开采工艺及装备，符合清洁生产要求	符合
		贯彻“边开采、边治理、边恢复”的原则，及时治理恢复矿区地质环境	本项目开发过程中采取边开采，边治理措施，钻井期临时用地及时平整、恢复	符合
5	绿色开发	应遵循油气资源赋存状况，生态环境特征等条件，科学合理地确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备	根据油藏勘探情况及地质特征，合理制定区块开发方案，选用先进的开采工艺和技术，未使用淘汰的技术工艺及装备	符合
		合理确定场址、站址、管网、路网建设占地规模	根据油藏分布及环境情况合理布置各单井井场及平台井场、站场、道路、集输管线及注水管线的分布，合理确定占地规模，不扰动占地范围外土地	符合
		实施绿色钻井技术体系，科学选择钻井方式、环境友好型钻井液及井控措施，配套完善的固控系统，及时妥善处置钻井泥浆	钻井采用水基钻井液；钻井期配备了完善的固井设施；钻井采用泥浆不落地工艺，钻井泥浆（水基）循环使用	符合
		对伴生有硫化氢气体的油气藏，硫化氢气体含量未达到工业综合利用要求的，应采取有效的处置方案	本项目伴生气基本不含硫	符合
6	矿区生态环境保护	认真落实矿山地质环境保护与土地复垦方案的要求；应对矿区及周边生态环境进行监测监控，积极配合属地政府环境保护部门的工作	钻井期、运营期、退役期落实各项环境保护和生态恢复措施；制定了运营期环境监测方案，建设单位积极配合各级生态环境主管部门监督管理	符合
7	资源综合利用	按照减量化、再利用、资源化的原则，综合开发利用油气藏共伴生资源，综合利用固体废弃物，废水等，发展循环经济	钻井期泥浆循环利用；采出水及井下作业废液均处理达标后回注，不外排；含油污泥等危险固废交由有资质的单位无害化处置	符合
8	节能减排	“三废”排放符合生态环境保护部门的有关标准、规定和要求	各类污染物排放符合环境保护标准	符合
		生产主要环境选用高效节能的新技术、新工艺、新设备和新材料，及时淘汰高能耗、高污染、低效率的工艺和装备	选用了先进的工艺、设备，未使用淘汰的、高污染的工艺和装备	符合
		废液、废气、固体废物分类管理，并清沽化、无害化处置，处置率应达到 100%	无组织挥发烃类达标排放；采出水、井下作业废液均处理达标后回注，不外排；含油污泥等危险固	符合

		废交由有危废处置资质的单位进行处理，处置率100%	
	油气开采过程中产生的落地原油应及时全部回收	不产生落地油	符合
	油气开采过程中产生的含油污泥，采取技术措施进行原油回收处理和利用	含油污泥100%委托处置	符合

### 3.8.7 与《自治区严禁“三高”项目进新疆 推动经济高质量发展实施方案》的相符性分析

《自治区严禁“三高”项目进新疆推动经济高质量发展实施方案》（以下简称“方案”）中“三高”项目是指能（水）耗不符合相关国家标准中准入值要求且污染物排放和环境风险防控不符合国家（地方）标准及有关产业准入条件的高污染（排放）、高能（水）耗、高环境风险的工业项目。“方案”中对石化、有色、钢铁、建材、火电、煤炭、装备、纺织服装、轻工、电子产品制造等10个重点行业提出了转型升级要求。

本工程为石油天然气开发项目，生产过程中用水量很小，能（水）耗符合清洁生产指标要求，污染物排放和环境风险防控符合相关标准及产业准入条件要求，不属于“三高”项目，也不属于“方案”中10个重点行业，符合《自治区严禁“三高”项目进新疆 推动经济高质量发展实施方案》要求。

### 3.8.8“三线一单”符合性分析

#### （1）与《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》的符合性分析

根据《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》，自治区共划定1323个环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类，实施分类管控。

优先保护单元465个，主要包括生态保护红线区和生态保护红线区以外的饮用水水源保护区、水源涵养区、防风固沙区、土沙化防控区、水土流失防控区等一般生态空间管控区。生态保护红线区执行生态保护红线管理办法的有关要求；

一般生态空间管控区应以生态环境保护优先为原则，开发建设活动应严格执行相关法律、法规要求，严守生态环境质量底线，确保生态功能不降低。

重点管控单元 699 个，主要包括城镇建成区、工业园区和开发强度大、污染物排放强度高的工业聚集区等。重点管控单元要着力优化空间布局，不断提升资源利用效率，有针对性地加强污染物排放管控和环境风险防控，解决生态环境质量不达标、生态环境风险高等问题。

一般管控单元 159 个，主要包括优先保护单元和重点管控单元之外的其它区域。一般管控单元主要落实生态环境保护基本要求，推动区域环境质量持续改善。

本项目所在区域位于重点管控单元，项目与自治区环境管控单元位置关系见下图。

图 3.8-1 本项目与自治区环境管控单元位置关系图

(2) 与《昌吉回族自治州“三线一单”生态环境分区管控方案》的符合性分析

根据《昌吉州“三线一单”生态环境分区管控方案》，昌吉州共划定 119 个环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类，实施分类管控。

优先保护单元共31个：主要包括生态保护红线区和生态保护红线区以外的饮用水水源保护区、水源涵养区、防风固沙区、水土保持区、生物多样性维护区、土地沙化防控区、水土流失防控区等一般生态空间管控区。生态环境分区管控要求：优先保护单元包括生态保护红线区和一般生态空间管控区。生态保护红线区执行生态保护红线管理办法的有关要求；一般生态空间管控区应以生态环境保护优先为原则，开发建设活动应严格执行相关法律、法规要求，严守生态环境质量底线，确保生态功能不降低。

重点管控单元81个：主要包括城镇建成区、工业园区和工业聚集区等。重点管控单元要着力优化空间布局，不断提升资源利用效率，有针对性地加强污染物排放管控和环境风险防控，解决生态环境质量不达标、生态环境风险高等问题。

一般管控单元共7个：主要包括优先保护单元和重点管控单元之外的其它区域。一般管控单元主要落实生态环境保护基本要求，推动区域环境质量持续改善。

本项目所在区域位于重点管控单元，项目实施过程中产生的废气可达标排放；废水不外排，钻井期生活污水清运至吉木萨尔县污水处理厂处理，井下作业废液及采出水全部依托北三台联合站采出水处理系统处理，钻井过程中固液混合物经泥浆不落地处理系统处理后钻井泥浆循环使用，水基钻井岩屑委托岩屑处理公司处置；含油污泥等危险固废交由有相关资质单位进行清运及处理，不会对周围产生明显影响。所以，本项目符合重点管控单元管理要求。项目与昌吉州环境管控单元位置关系见下图。

图 3.8-2 本项目与昌吉州环境管控单元位置关系图

### (3) 环境质量底线

本项目为石油天然气开采项目，运营期项目井下作业废液及采出水全部依托北三台联合站采出水处理系统处理，污水不外排，不会对周围地下水环境造成影响。

项目所在区域的声环境、地下水、土壤的环境质量均较好，均可达到相应的环境功能区划要求。评价区 SO<sub>2</sub>、NO<sub>2</sub>、CO 和 O<sub>3</sub> 的年评价指标达到《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准，PM<sub>10</sub> 和 PM<sub>2.5</sub> 的年评价指标未达到《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）二级标准要求，项目所在评价区域为不达标区。本项目采油集输过程中产生无组织非甲烷总烃的可达标排放，故项目建设对区域环境质量现状影响小。

### (4) 资源利用上线

项目建设过程中会消耗一定量的柴油、电能及少量新鲜水，资源消耗量总体相对区域资源利用总量较少，各项资源用量在区域的可承受范围内，不逾越资源利用上线。本项目为油气资源开发项目，具有良好的经济效益和社会效益。

### (5) 生态环境准入清单

本项目属于《产业结构调整指导目录》（2019本）中的鼓励类，符合国家产业政策。本项目建设符合《昌吉回族自治州生态环境总体准入清单》要求。

### 3.8.9 与相关规划协调性分析

#### 3.8.9.1 与《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》的符合性分析

根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》：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。

根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，吉木萨尔县属于国家层面重点开发区域。其功能定位是：我国面向中亚、西亚地区对外开放的陆路交通枢纽和重要门户，全国重要的能源基地，我国进口资源的国际大通道，西北地区重要的国际商贸中心、物流中心和对外合作加工基地，石油天然气化工、煤电、煤化工、机电工业及纺织工业基地。

新疆国家层面和自治区层面禁止开发区域分别为 44 处和 63 处。其中卡拉麦里山自然保护区、吉木萨尔县青松森林公园属于自治区级禁止开发区域。

本项目不在卡拉麦里山自然保护区范围内，不属于主体功能区划中确定的自治区层面的禁止开发区域，所进行的石油开采活动符合“全国重要的能源基地”定位。本项目所在区域不在国家级和自治区级禁止开发区域内，不在生态红线区内。

项目位于天山北坡吉木萨尔县属于国家层面重点开发区域，且不在新疆重点生态功能区范围内。为了实现区域的生态功能，项目对开发活动严格控制，采取多井为平台井，减少占地范围，尽可能减少对生态系统的干扰；在项目实施过程中需重点保护野生动物，维护自然生态环境，落实本次环评提出的各项生态环境保护措施，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》。

本项目与生态保护红线关系图见图 3.8-3。与新疆维吾尔自治区主体功能区划分图关系见图 3.8-4。

图 3.8-3 本项目与生态保护红线关系示意图

图 3.8-4 本项目与新疆维吾尔自治区主体功能区划分图关系示意图

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

《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》提出“建设国家大型油气生产加工和储备基地。加大准噶尔、吐哈、

塔里木三大盆地油气勘探开发力度，提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度。加快中石油玛湖、吉木萨尔、准噶尔盆地南缘以及中石化顺北等大型油气田建设，促进油气增储上产。加强成品油储备，提升油气供应保障能力。”，本项目符合规划要求。

### 3.8.9.3 与《关于加强乌鲁木齐、昌吉、石河子、五家渠区域环境同防同治的意见》（新政发[2016]140号）的符合性分析

2016年自治区人民政府下发《关于加强乌鲁木齐、昌吉、石河子、五家渠区域环境同防同治的意见》，该区域范围包括乌鲁木齐市七区一县、昌吉市、阜康市、石河子市、五家渠市、玛纳斯县、呼图壁县、沙湾县、生产建设兵团第六师、第八师、第十二师，总面积6.9万平方公里。区域内建设区及周边敏感区域为重点区域，总面积1.7万平方公里。项目所在区域不属于同防同治区域。项目与其位置关系见下图。

图 3.8-5 本项目与同防同治区位置关系示意图

### 3.8.9.4 与《新疆环境保护规划（2018-2022年）》的符合性分析

《新疆环境保护规划（2018-2022年）》提出：落实严禁“三高”项目进新疆的基本要求，严格执行《新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件（修订）》和《新疆自治区28个国家重点生态功能区产业准入负面清单（实行）》的相关要

求，对石油开采及炼化、煤化工、印染等重点行业实行建设项目环境功能区准入制度。

本项目符合《新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件（修订）》要求，项目区所在的吉木萨尔县不在《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》及《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》中 28 个及 17 个国家重点生态功能区县（市）之内，因此本项目符合相关产业准入负面清单要求。本项目符合《新疆环境保护规划（2018—2022 年）》要求。

### 3.8.10 选址环境合理性分析

本项目符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》、《新疆煤炭石油天然气开发环境保护条例》中的相关要求，根据现场调查，距离北侧的卡拉麦里自然保护区约 32km。项目周边无自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产、饮用水保护区，无地质公园、重要湿地等。

本项目在对单井井场、平台井场及计量（配水）站的选址以及道路、管线的选线设计中，考虑现场地表植被及土壤分布情况，尽量避开野生植被及保护植物较丰富的区域，减小对野生植物的破坏。严格控制井场、站场、道路、管线的临时占地面积，不随意增加临时占地面积，不随意增加管线、道路修建长度和宽度；在满足施工和运营生产要求的前提下，尽量减少占地。

根据现场踏勘及井场平面布置，本项目井口距离 75m 范围内无高压线及其他永久性设施；100m 范围内无民宅（井位距离东北侧红旗农场收费站约 830m），200m 范围内无铁路、高速公路（井位距离东侧五大高速公路最近约 240m，井位距离西侧乌准铁路最近约 230m），500m 范围内无学校、医院和大型油库等人口密集型、高危性场所，其选址符合《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）的要求。

本项目 17 口单井采取平台井场的布井方式部署，可有效减小永久占地面积；项目施工过程中，每个平台只设置一个施工生活营地，可有效减少临时占地面积；

项目集输管线及道路采取就近接入的原则进行布设，从而减小占地面积，可有效减轻对生态环境造成的影响。

综上，本项目选址基本合理。

## 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

本项目行政隶属于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州吉木萨尔县，项目位于北三台油田北31井区内，东南距三台镇约30km，西距北三台联合站约5.5km。北距卡拉麦里有蹄类野生动物自然保护区约32km；油田北邻古尔班通古特沙漠，地面海拔540m~700m，地表为平坦戈壁，国道216从北31井区穿过，交通便利。

#### 4.1.2 地形、地貌

吉木萨尔县地势南高北低。地貌南部为高山雪岭，北部为卡拉麦里山岭的低山残丘，两山之间是山前倾斜平原和低缓起伏的沙丘，最高点是二工河源头的雪峰，海拔500m。南部山区面积为436km<sup>2</sup>，以云杉为主的针叶林，四季常青。中部平原面积为2828km<sup>2</sup>，占县城面积的22%，是吉木萨尔县主要农作物种植区。北部属古尔班通古特沙漠，面积达6719.9km<sup>2</sup>，占全县面积的53%，区域内气候干旱，植物群落较为单一，主要是由多枝柽柳、琵琶柴、木碱蓬、沙漠娟蒿等组成的小半灌木荒漠植被。大部分区域植被稀疏、覆盖度为5%~15%。

#### 4.1.3 气象和气候

项目所在区域属温带大陆性干旱气候，冬季长而寒冷，夏季短而炎热，春秋季节不明显，干旱少雨，昼夜温差大。平均年日照时数为2861.1小时，年平均气温7.0℃。平原无霜期170天，山区无霜期145天左右。

吉木萨尔气象站近20年气象资料统计气象参数如下：

年平均气温	7.8℃
年平均气压	93.4KPa
年平均降水量	199.0mm
年平均蒸发量	1885.2mm
年平均风速	1.48m/s
全年主导风向	WNW

最大冻土深度 141.0cm。

#### 4.1.4 水文概况

##### 4.1.4.1 地表水水文概况

吉木萨尔县境内共有冰川 54 处，发源于天山的主要河流有 10 条及一个后堡子泉水系，由西向东依次为二工河、西大龙口河、大东沟河、新地沟河、渭户沟河、东大龙口河、牛圈子沟河、吾塘沟河、小东沟、白杨河。另有四条季节性洪水沟。十条河流主河道总长 222.25km，大小支流共 162 条，10 条河流年径流量 2.4 亿  $m^3$ ，境内共有泉水 51 处，年径流量 1.09 亿  $m^3$ 。通过吉木萨尔县城镇区范围的河流有二条，其中东大龙口河发源于天山山脉，年径流量 5730 万  $m^3$ ，小龙口河（在县城区分为东沙河和西沙河）水源主要靠大有乡山间盆地的河道、渠道、田间渗漏，少数为前山岩石裂隙泉水为主要补给来源，年径流量 1094.3 万  $m^3$ ，以上两条河流 7、8 两个月份为洪水多发期。

吉木萨尔县河流特征见下表。

表 4.1-1 吉木萨尔县河流特征一览表

河名	站名	集水面积 ( $km^2$ )	所属县(市)	径流量 (亿 $m^3$ )	备注
西大龙口河	西大龙口	371.0	吉木萨尔县	0.6662	
大东沟	渠首	57.0	吉木萨尔县	0.0843	
新地沟	渠首	80.0	吉木萨尔县	0.2483	
渭户沟	渠首	62.0	吉木萨尔县	0.2426	
东大龙口河	东大龙口	163.0	吉木萨尔县	0.6413	
牛圈子沟	渠首	29.0	吉木萨尔县	0.0270	
吾塘沟	渠首	33.0	吉木萨尔县	0.2390	
小东沟	渠首	33.0	吉木萨尔县	0.0156	
二工河	渠首		吉木萨尔县	0.1584	
白杨河	五圣宫	162.0	吉木萨尔县	0.6706	奇台、吉木萨尔县界

本项目区域内无地表水体分布，集输管线沿线无穿越地表水体。

##### 4.1.4.2 地下水水文概况

###### (1) 含水层结构

北三台油田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。

第四系松散岩地层沉积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，承压含水顶板埋深多大于100m，潜水位埋深较大(10~50m)，矿化度>10g/l，水化学类型主要以CaCl<sub>2</sub>型为主；水量小，无开采利用价值。

第三系碎屑岩类孔隙—裂隙水广泛分布于准噶尔盆地广大地区，为主要的生产用水开采水源。其含水层岩性主要是砂岩和泥质砂岩，承压水顶板埋深在50~100m以下，矿化度3~10g/L，水化学类型主要以CaCl<sub>2</sub>型为主；富水性极不均匀，单井涌水量90~500m<sup>3</sup>/d。

油田区域地层岩性为：表层为第四系干燥松散的风成沙沉积，厚约200m左右；向下为第三系，地层由以泥岩、砂岩、粉砂岩为主的碎屑沉积物组成，含水层以砂岩为主，厚度在50~150m；底部为第三系的粉砂岩、泥岩沉积。地下水主要为第三系碎屑岩类承压水，顶板埋深大于100m。本区主要含水层水文地质特征如下：①白垩系含水岩组：含水层为砂岩、砾岩，富水性为贫乏~中等，一般水质较差，为咸水。②第三系含水岩组：岩性为中、粗粒砂岩、砾岩、泥岩互层，泥岩将含水的中粗粒砂岩、砾岩分隔成若干层，岩石颗粒越粗，相对富水性越好。因第三系地层在项目区内厚度很大，分布广泛，主要为承压水，为项目区内重要的含水岩组。③第四系含水岩组：岩性主要为风成沙，该套岩层基本不含水，富水特征多为潜水性质。

## (2) 补径排条件

本项目位于准噶尔古尔班通古特沙漠东南缘。山区以及丘陵区为中生界碎屑岩中孔隙裂隙潜水及层间水提供赋存条件。现代河流及间隙水山口外，呈扇形堆积，由洪积造成山麓带，为灰色砾石层，由各种变质岩及火成岩构成，近平原地带，则颗粒变细夹亚砂土层或砂质黏土层，厚度不等10~210.4m；倾斜平原区砂石层为松散岩类孔隙裂隙水提供了良好地下水储存场所。

本项目区域上属于南部的天山水系地下水系统，从南部天山山区分水岭到平原、沙漠构成一个完整的水文地质单元。按区域地下水运动规律，南侧的博格达高山区是地下水的总发源地和补给区，中山带是地下水补给、迳流、排泄交替带，山前倾斜砾质平原及细土平原区是地下水迳流、排泄区，沙漠地带是以蒸发为主的地下水排泄区。

本项目区域地层水的水型为CaCl<sub>2</sub>型，氯离子含量较高，矿化度较高。地下水径流方向基本由南向北。

#### 4.1.5 地震

按《中国地震动参数区划图》(GB18306-2015)确定：项目区范围地震烈度均为Ⅶ度，地震动峰值加速度值均为0.15g。

### 4.2 生态现状调查与评价

#### 4.2.1 评价区生态环境特征

##### 4.2.1.1 生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》，项目区域属于准噶尔盆地南部荒漠绿洲农业生态亚区，阜康-木垒绿洲农业、荒漠草地保护生态功能区，见表4.2-1。

表4.2-1 项目区沿线生态功能区划

生态区	生态亚区	生态功能区	隶属行政区	主要生态服务功能	主要生态环境问题	主要生态敏感因子、敏感程度	主要保护目标
准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区	准噶尔盆地南部荒漠绿洲农业生态亚区	阜康—木垒绿洲农业、荒漠草地保护生态功能区	阜康市、吉木萨尔县、奇台县、木垒县	农牧业产品生产、人居环境、荒漠化控制	地下水超采、农牧业产品生产、人居环境、荒漠化控制	生物多样性及其生境内度敏感，土壤侵蚀轻度敏感，局部土壤盐渍化、河流沙漠化中度敏感，萎缩、滥开荒地	保护基本农田、保护荒漠植被、保护土壤环境质量

##### 4.2.1.2 区域生态类型及特征

项目区地处天山东端北麓、准噶尔盆地东南缘。本油田地表为第四系黄土覆盖，属于山前戈壁砾石带，地面海拔700m~780m，地形开阔平坦，土壤以盐土、灰漠土、风沙土及草甸土为主，土层较薄。根据现场调查，项目区主要为荒漠草地。

#### 4.2.2 土地利用现状调查及评价

根据项目土地利用现状图及现场勘查，项目所在区域主要有低覆盖度草地、中覆盖度草地、灌木林地、耕地、工矿用地及交通用地。

本项目5号平台及B2065井所在区域为灌木林地，依托北14号站及新建阀池1所在区域为中覆盖度草地，其余单井、平台井、计量（配水）站所在区域为低覆盖度草地，项目不占用耕地，项目区不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区等敏感区域。

本项目土地利用类型图见图4.2-1。

图4.2-1 本项目土地利用现状图

#### 4.2.3 植被环境现状调查及评价

项目区所在地生态环境属于荒漠草地生态系统，主要植被类型为荒漠植被，按中国植被自然地理区划划分，项目所在区域属新疆荒漠区、北疆荒漠亚区、准噶尔荒漠省、准噶尔荒漠亚省、乌苏—奇台州。

区域内植被类型分布有多枝柽柳、琵琶柴、木碱蓬、梭梭、沙漠娟蒿、白皮沙拐枣及农田；区域植被覆盖度在5%~40%之间。根据现场调查，项目占地范围植被主要为多枝柽柳和琵琶柴。

评价区域野生高等植物估算在近20科90种以上，这里仅将油区主要分布的9科20种野生高等植物及其在荒漠草地和人工绿洲的分布状况见下表。

表4.2-2 评价区域内常见高等植物种类及遇见频度

中文名	学名	分 布	
		荒漠草地	人工绿洲
一、禾本科	<i>Gramineae</i>		
羽状三芒草	<i>Aristida pannata</i>	+	
二、杨柳科	<i>Salicaceae</i>		
白柳	<i>Sect alba</i>		+
三、藜科	<i>Chenopodiaceae</i>		
盐节木	<i>Halocnemum strobilaceum</i>	++	
盐穗木	<i>Halostachys caspica</i>	-	
猪毛菜	<i>Salsola collina</i>	+	+
盐爪爪	<i>Kalidium cuspidatum</i>	-	-
角果碱蓬	<i>Suaeda corniculata</i>	-	-
驼绒藜	<i>Ceratoides ewersmanniana</i>	+	+
盐生草	<i>Halogekton glomeratus</i>	+	+
盐生假木贼	<i>Anabasis salsa</i>	++	
短叶假木贼	<i>Anabasis brevifolia</i>	++	
小蓬	<i>Nanophyton erinaceum</i>	+	
四、十字花科	<i>Cruciferae</i>		
荒漠庭荠	<i>Alyssum desertorum</i>	+	+
五、蒺藜科			
西伯利亚白刺	<i>Nitraria sibirica</i>	+	+
六、大戟科	<i>Euphorbiacea</i>		
沙生大戟	<i>Euphorbia turazaninovii</i>	+	
七、菊科	<i>Compositae</i>		
苦艾蒿	<i>Artemisia santolina</i>	+	+
地白蒿	<i>Areemisia terrae-ablae</i>	+	+
八、莎草科			
囊果苔草	<i>Carex physodes</i>	+	+
九、柽柳科	<i>Tamaricacene</i>		
琵琶柴	<i>Reaumuria soongorica</i>	++	

中 文 名	学 名	分 布	
		荒漠草地	人工绿洲
多枝柽柳	<i>Tamarix ramosissima</i>	+	

注: ++多见, +少见, -偶见

本项目植被类型图见图 4.2-2。

图 4.2-2 本项目植被类型图

#### 4.2.4 野生动物现状调查

本油田区的动物区系类型属古北界、中亚亚界、蒙新区、西部荒漠亚区、准噶尔盆地小区。主要分布有适于荒漠及荒漠草原和人工绿洲生活的动物。爬行动物的蜥脚类种数较多, 如荒漠麻蜥、快步麻蜥、变色沙蜥等, 游蛇、花脊游蛇, 多出现在绿洲和戈壁。鸟类中毛腿沙鸡、小嘴乌鸦、寒鸦、原鸽、斑鸠等较为常见。在绿洲中, 喜近人类的麻雀、楼燕、家燕、戴胜、杜鹃、斑鸠等很易见到, 有时如紫翅椋鸟等可形成数百只的庞大群体。子午沙鼠、大沙鼠、小家鼠等啮齿动物在该区分布很广, 数量较大, 蒙古兔在这里较为常见, 小家鼠、褐家鼠、林姬鼠、田鼠数量较多。

由于项目区准噶尔盆地边缘严酷的气候条件，野生动物分布种类少，主要为爬行类、啮齿类动物。根据《国家重点保护野生动物名录》（2021）及《新疆国家重点保护野生动物名录》（2021），项目区域内不存在国家重点保护野生动物及其生境。

#### 4.2.5 土壤沙化现状

项目区所在区域沙化土地的发展趋势是：土地沙化和风沙灾害仍将持续发生，但在部分地区，随着沙化土地的综合整治与沙害防治工程的逐步实现，土地沙化和风沙灾害会有所减轻，以至基本得到控制；某些局部地区则随着人类社会经济活动的发展，风沙灾害有所增强，项目在开发过程中需注意保护生态环境，并采取有效的防治措施，风沙灾害可以降到最低限度；未受人类活动影响的地区，则将主要在气候的影响下继续其原有自然状态下的沙化演化过程。总体而言，区域大范围、全方位的生态建设，对沙化土地的扩展起到了遏制作用，但由于极端灾害气候的影响，加之局部区域治理与破坏并存，治理难度也越来越大，沙化趋势亦不容乐观。

根据《新疆维吾尔自治区第五次沙化土地监测面积汇总表》，项目所在区域为非沙化土地，本项目沙化土地现状见图 4.2-3。



图 4. 2-3 本项目沙化土地现状

#### 4.2.6 水土流失现状

根据《新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州水土保持规划（2021-2030年）》，昌吉州水土流失类型以风力侵蚀为主，强度以轻度、中度和强烈侵蚀为主；水力侵蚀次之，水力侵蚀次之，强度以轻度和中度侵蚀为主；冻融侵蚀为辅，强度以轻度侵蚀为主。吉木萨尔县风力侵蚀面积为 $2085\text{km}^2$ ，水力侵蚀面积为 $489\text{km}^2$ ，冻融侵蚀面积为 $123\text{km}^2$ ，合计侵蚀面积达 $2697\text{km}^2$ 。本项目位于强烈风力侵蚀范围。水土流失成因主要为自然因素和人为因素：

(1) 自然因素：吉木萨尔县气候干旱，植被稀疏，遇大风天气，尘土飞扬，土地沙化较为严重，尤其是洪冲积扇边缘地带和北部沙漠区最为严重。山区雨量较为丰沛，年降水量 $350\text{mm}$ 左右，且多为暴雨，雨量集中，降雨历时短、强度大，降雨强度超过了土壤正常的渗透能力，再加由于过度放牧，降低了土壤的涵养水源的能力，从而产生地面径流。大面积的裸露山地没有植被的阻洪与蓄水保水作用，冲蚀严重，在径流汇集处易诱发阵发性洪水，与冰雪融水叠加形成洪水灾害。冻融、消融交互发生，为水土流失提供了物质材料，易发生山洪和泥石流。

(2) 人为因素：水土流失导致生态环境进一步恶化，为了生存人们不断地开发建设。频繁的人为活动加剧了水土流失。随着人口的增多，人类活动加剧，特别是不合理利用土地和水资源，自然植被破坏严重。过度放牧使原来就难以生存的植被遭到严重破坏，多年形成的戈壁硬盖遭到损坏，尤其以牧道更为严重。重经济生产，轻生态建设，农田防护林体系不健全。对水资源缺乏严格管理，节水灌溉没有得到贯彻执行，大水灌溉，导致地下水位不断升高，土壤次生盐渍化严重。

水土流失总面积变化趋势总体上呈略微上升趋势。全县水土流失面积变化区域差异明显，呈现“北增南减”的特点，今后要加大北部绿洲与荒漠区过渡带、南部山区10条山河沟的治理力度，同时继续做好南部高山区和北部荒漠区的预防保护工作，体现出“北防南治”的保护格局。

本项目水土流失现状见图4.2-4。

图 4.2-4 本项目水土流失现状图

### 4.3 环境空气现状调查与现状

#### 4.3.1 区域环境空气质量达标判定

##### (1) 数据来源

基本污染物：环评收集了昌吉回族自治州 2020 年 NO<sub>2</sub>、SO<sub>2</sub>、PM<sub>10</sub>、PM<sub>2.5</sub>、CO、O<sub>3</sub> 六项基本污染物的全年监测数据。

##### (2) 评价标准

基本污染物 NO<sub>2</sub>、SO<sub>2</sub>、PM<sub>10</sub>、PM<sub>2.5</sub>、CO、O<sub>3</sub> 执行《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 二级标准。

##### (3) 评价方法

采用标准指数法评价大气污染物在评价区域内的环境质量现状，计算公式如下：

$$P_i = C_i / C_{i0} \times 100\%$$

式中：P<sub>i</sub>—污染物 i 的标准指数；

C<sub>i</sub>—常规污染物 i 的年评价浓度 (NO<sub>2</sub>、SO<sub>2</sub>、PM<sub>10</sub>、PM<sub>2.5</sub> 年平均浓度，CO 取 24 小时平均第 95 百分位浓度、O<sub>3</sub> 取日最大 8 小时平均第 90 百分位数浓度)；

C<sub>i0</sub>—污染物 i 的评价标准，μg/m<sup>3</sup>。

#### (4) 评价结果

基本污染物评价结果见下表。

表 4.3-1 吉木萨尔县区域基本污染物一览表 单位:  $\mu\text{g}/\text{m}^3$

监测因子	评价指标	现状浓度( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	标准值( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	最大浓度占标率(%)	评价结果
SO <sub>2</sub>	年平均值	8	60	13.33	达标
NO <sub>2</sub>		33	40	82.50	达标
PM <sub>10</sub>		88	70	125.71	超标 0.26 倍
PM <sub>2.5</sub>		53	35	151.43	超标 0.51 倍
CO	24 小时平均第 95 百分位数	2500	4000	62.50	达标
O <sub>3</sub>	最大 8 小时平均第 90 百分位数	131	160	81.88	达标

根据评价结果: 项目所在地基本污染物除 PM<sub>10</sub>、PM<sub>2.5</sub> 因子外, 其余基本污染物因子监测值均符合《环境空气质量标准》(GB3095-2012)二级标准标准要求。PM<sub>10</sub>、PM<sub>2.5</sub> 年平均浓度有超标现象, 主要与工业污染源及风沙季节有一定关系。项目所在区为非达标区。

#### 4.3.2 评价范围环境空气环境质量现状补充监测

本次对项目特征污染物环境质量现状采取现场实测, 监测因子为非甲烷总烃和硫化氢。

##### (1) 监测点位

本次设置 2 个监测点位: 北 50 井及项目区下风向。

监测单位: 新疆泰施特环保科技有限公司

监测时间及频率: 连续 7 天监测, 监测时间 2022 年 3 月 15 日-3 月 21 日。

监测布点图见图 4.3-1。

##### (2) 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 4.3-2。

表 4. 3-2 环境空气监测分析方法

监测项目	分析方法	方法来源	最低检出浓度 mg/m <sup>3</sup>
非甲烷总烃(NMHC)	气相色谱法	HJ/T 38-1999	0.04
硫化氢	亚甲基蓝分光光度法	GB 11742-1989	0.001

## (3) 监测结果

大气环境质量现状监测结果见表 4.3-3。

表 4. 3-3 环境空气质量现状监测结果统计表

监测点位	监测指标	监测项目
		非甲烷总烃
北 50 井	浓度范围 (mg/m <sup>3</sup> )	
	最大浓度占标率 (%)	
	超标率 (%)	
	达标情况	
项目区下风向	浓度范围 (mg/m <sup>3</sup> )	
	最大浓度占标率 (%)	
	超标率 (%)	
	达标情况	
标准值 (mg/m <sup>3</sup> )		2.0

由上表结果得：非甲烷总烃小时浓度值在 mg/m<sup>3</sup> 之间，符合《大气污染物综合排放标准详解》中“非甲烷总烃”2.0mg/m<sup>3</sup>，硫化氢均未检出，满足《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D 其它污染物空气质量浓度参考限值10μg/m<sup>3</sup>的要求，未出现超标现象，评价区域环境空气质量较好。

图 4. 3-1 本项目监测布点图

## 4.4 声环境现状调查与评价

本工程噪声评价范围内无声环境敏感点。

### 4.4.1 声环境质量现状

#### 4.4.1.1 监测点布设

本项目对区域进行现场监测，监测点共 10 个：B2067、B2075、B2085、B2073、B2078、B2091、北 50、B2065、BD2076、B2066。

#### 4.4.1.2 监测时间及频率

噪声监测委托新疆泰施特环保科技有限公司于 2022 年 3 月 15 日进行监测，监测 1 天，昼夜各一次。

#### 4.4.1.3 监测方法

测量方法按《声环境质量标准》（GB3096-2008）及《环境监测技术规范》噪声部分的相关要求。

#### 4.4.1.4 监测结果

噪声环境质量的现状监测结果见表 4.4-1。

表 4.4-1 声环境监测及评价结果 单位：dB(A)

监测点	监测时间	噪声值			
		昼间	评价结果	夜间	评价结果
B2067					
B2075					
B2085					
B2073					
B2078					
B2091					
北 50					
B2065					
BD2076					
B2066					
标准限值		60		50	

## 4.4.2 声环境质量现状评价

### 4.4.2.1 评价标准

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

### 4.4.2.2 评价结果

本工程噪声现状评价结果见表4.4-1。根据噪声监测结果可以看出，评价区域声环境质量符合《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类标准的要求，声环境质量良好。

## 4.5 水环境现状调查与评价

### 4.5.1 地表水环境评价

本项目区域无地表水体；项目采出水及井下作业废液依托北三台联合站采出水处理系统处理，不排入地表水体，项目不与当地地表水发生水利联系，根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018），本项目地表水评价等级为三级B，评价只对依托污水处理设施可行性进行分析，不对地表水环境质量现状进行评价。

### 4.5.2 地下水环境现状评价

#### （1）监测点位

本项目对项目区域地下水进行现场实测。根据水文地质资料，当地地下水由南向北流向，故在项目区上、中、下游选取监测点位5个，即：项目区南侧500m、项目区东侧800m、项目区东北侧约2.6km处、项目区北侧约2.8km处、项目区西北侧约3.3km处。

监测单位：新疆泰施特环保科技有限公司

监测时间：2022年3月15日

本次地下水环境质量现状评价采取现场监测，实测地下水点位信息见下表。

表4.5-1 地下水监测点位

序号	监测点位	与本工程位置关系
1	现状监测点位1#	项目区南侧约500m处
2	现状监测点位2#	项目区东侧约800m处

3	现状监测点位 3#	项目区东北侧约 2.6km 处
4	现状监测点位 4#	项目区北侧约 2.8km 处
5	现状监测点位 5#	项目区西北侧约 3.3km 处

## (2) 监测因子

K<sup>+</sup>、Na<sup>+</sup>、Ca<sup>2+</sup>、Mg<sup>2+</sup>、CO<sub>3</sub><sup>2-</sup>、HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>、pH、水温、挥发酚类、氨氮、氰化物、氟化物、硝酸盐、亚硝酸盐、硫酸盐、氯化物、总硬度、耗氧量、石油类、铬（六价）、汞、砷、铅、镉，共计 24 项。

## (3) 评价标准

《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准。

## (4) 评价方法

采用单因子指数法评价。评价模式为：

$$S_{ij} = \frac{C_i}{C_{oi}}$$

式中：S<sub>ij</sub>—单因子标准指数；

C<sub>i</sub>—i 类监测物现状监测浓度，mg/L；

C<sub>oi</sub>—i 类监测物浓度标准，mg/L。

pH 值的标准指数为：

$$S_{pH,j} = \frac{pH_j - 7.0}{pH_{su} - 7.0} \quad pH_j > 7.0$$

$$S_{pH,j} = \frac{7.0 - pH_j}{7.0 - pH_{sd}} \quad pH_j \leq 7.0$$

式中：S<sub>pH,j</sub>—pH 值的标准指数；

pH<sub>j</sub>—pH 的实测值；

pH<sub>sd</sub>—评价标准中 pH 的下限值；

pH<sub>su</sub>—评价标准中 pH 的上限值。

## (5) 评价结果

监测及评价结果见表 4.5-2。

表 4.5-2 地下水水质监测数据与评价结果一览表 (1) 单位：mg/L (pH 无量纲)

监测项目	标准	1#	2#
------	----	----	----

	限值	监测值	评价值	达标情况	监测值	评价值	达标情况
水温	/						
K <sup>+</sup>	/						
Na <sup>+</sup>	≤200						
Ca <sup>2+</sup>	/						
Mg <sup>+</sup>	/						
CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	/						
HCO <sup>3-</sup>	/						
pH (无量纲)	6.5~8.5						
挥发酚类 (以苯酚计), mg/L	≤0.002						
氨氮 (以 N 计), mg/L	≤0.50						
氰化物, mg/L	≤0.05						
氟化物 (以 F <sup>-</sup> 计), mg/L	≤1.0						
氯化物 (以 Cl <sup>-</sup> 计), mg/L	≤250						
硫酸盐 (以 SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> 计), mg/L	≤250						
硝酸盐 (以 N 计), mg/L	≤20						
亚硝酸盐氮 (以 N 计), mg/L	≤1.00						
总硬度 (以 CaCO <sub>3</sub> 计), mg/L	≤450						
耗氧量, mg/L	≤3.0						
铬(六价), mg/L	≤0.05						
铅, mg/L	≤0.01						
镉, mg/L	≤0.005						
汞 mg/L	≤0.001						
砷, mg/L	≤0.01						
石油类, mg/L	≤0.05						
监测项目	标准限值	3#			4#		
		监测值	评价值	达标情况	监测值	评价值	达标情况
水温	/						
K <sup>+</sup>	/						
Na <sup>+</sup>	≤200						

$\text{Ca}^{2+}$	/						
$\text{Mg}^+$	/						
$\text{CO}_3^{2-}$	/						
$\text{HCO}^{3-}$	/						
pH (无量纲)	6.5~8.5						
挥发酚类 (以苯酚计), mg/L	$\leq 0.002$						
氨氮 (以 N 计), mg/L	$\leq 0.50$						
氟化物, mg/L	$\leq 0.05$						
氯化物 (以 $\text{F}^-$ 计), mg/L	$\leq 1.0$						
氯化物 (以 $\text{Cl}^-$ 计), mg/L	$\leq 250$						
硫酸盐 (以 $\text{SO}_4^{2-}$ 计), mg/L	$\leq 250$						
硝酸盐 (以 N 计), mg/L	$\leq 20$						
亚硝酸盐氮 (以 N 计), mg/L	$\leq 1.00$						
总硬度 (以 $\text{CaCO}_3$ 计), mg/L	$\leq 450$						
耗氧量, mg/L	$\leq 3.0$						
铬(六价), mg/L	$\leq 0.05$						
铅, mg/L	$\leq 0.01$						
镉, mg/L	$\leq 0.005$						
汞 mg/L	$\leq 0.001$						
砷, mg/L	$\leq 0.01$						
石油类, mg/L	$\leq 0.05$						

监测项目	标准限值	5#		
		监测值	评价值	达标情况
水温	/			
$\text{K}^+$	/			
$\text{Na}^+$	$\leq 200$			
$\text{Ca}^{2+}$	/			
$\text{Mg}^+$	/			
$\text{CO}_3^{2-}$	/			
$\text{HCO}^{3-}$	/			
pH (无量纲)	6.5~8.5			

挥发酚类（以苯酚计）， mg/L	$\leq 0.002$			
氨氮（以 N 计）， mg/L	$\leq 0.50$			
氰化物， mg/L	$\leq 0.05$			
氟化物（以 F <sup>-</sup> 计）， mg/L	$\leq 1.0$			
氯化物（以 Cl <sup>-</sup> 计）， mg/L	$\leq 250$			
硫酸盐（以 SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> 计）， mg/L	$\leq 250$			
硝酸盐 (以 N 计)， mg/L	$\leq 20$			
亚硝酸盐氮（以 N 计）， mg/L	$\leq 1.00$			
总硬度（以 CaCO <sub>3</sub> 计）， mg/L	$\leq 450$			
耗氧量， mg/L	$\leq 3.0$			
铬（六价）， mg/L	$\leq 0.05$			
铅， mg/L	$\leq 0.01$			
镉， mg/L	$\leq 0.005$			
汞 mg/L	$\leq 0.001$			
砷， mg/L	$\leq 0.01$			
石油类， mg/L	$\leq 0.05$			

由上表结果得：项目区地下水监测因子可满足《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) III类标准。

## 4.6 土壤环境现状评价

### 4.6.1 土壤类型及分布

本工程所在区域土壤类型主要有灰漠土、草甸土、灌淤土、盐土和风沙土；项目占地范围土壤类型为草甸土。

草甸土属较肥沃土壤，其所处地形平坦，地下水位较高，土壤水分充足，成土母质含有相当丰富的矿质养分，土体较深厚，适宜多种作物和牧草生长，并能获得较高产量，是中国北方重要的农牧业土壤资源。盐化草甸土盐分含量高低不一，是限制生物产量的主要因素。在干旱区，结合旱灌淋盐；在半湿润区，修建条、台田，配合其它农业技术措施综合治理，或改种水稻，或作放牧用地。碱化

草甸土多数碱化层均含有苏打，碱性强，土壤物理性质差，改良难度大，宜于牧用。

本工程土壤类型分布图见图 4.6-1。

图 4.6-1 本项目土壤类型图

#### 4.6.2 土壤环境现状监测及评价

##### (1) 土壤环境质量现状监测

本项目土壤环境质量现状采取现场监测的方法。本次共设 3 个柱状样，3 个表层样，采样点具体情况见下表。土壤监测布点图见图 4.3-1。

监测单位：新疆泰施特环保科技有限公司。

监测时间：2022 年 3 月 15 日。

表 4.6-1 本项目监测点具体情况一览表

点位序号	监测点位			监测因子
1#	B2085 井井场	柱状样 占地范围内		镉、汞、砷、铅、六价铬、铜、镍、石油烃、pH
2#	B2073 井井场			
3#	B2078 井井场			
4#	北 50 井井场	表层样		GB36600-2018 中 45 项+pH+石油烃

5#	B2067 井井场	表层样	占地范围外 500m	镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃、pH
6#	BD2076 井井场			

### (2) 评价标准

①项目区占地范围外土壤监测点执行《土壤环境质量标准-农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018），其中石油烃参照《土壤环境质量标准-建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值要求。

②项目区占地范围内土壤监测点执行《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）中第二类用地筛选值要求。

### (3) 监测结果与评价

本次土壤环境质量监测结果见下表。

表 4.6-2 土壤监测与评价结果（1）

序号	监测项目	监测结果-表层样（占地范围内）			标准限值 (mg/kg)
		单位	北 50 井	是否达标	
1	砷	mg/kg	21.4	达标	60
2	镉	mg/kg			65
3	六价铬	mg/kg			5.7
4	铜	mg/kg			18000
5	铅	mg/kg			800
6	汞	mg/kg			38
7	镍	mg/kg			900
8	四氯化碳	mg/kg			2.8
9	氯仿	mg/kg			0.9
10	氯甲烷	mg/kg			37
11	1,1-二氯乙烷	mg/kg			9
12	1,2-二氯乙烷	mg/kg			5
13	1,1-二氯乙烯	mg/kg			66
14	顺-1,2-二氯乙烯	mg/kg			596
15	反-1,2-二氯乙烯	mg/kg			54
16	二氯甲烷	mg/kg			616
17	1,2-二氯丙烷	mg/kg			5
18	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg			10
19	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg			6.8
20	四氯乙烯	mg/kg			53
21	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg			840
22	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg			2.8
23	三氯乙烯	mg/kg			2.8
24	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg			0.5
25	氯乙烯	mg/kg			0.43
26	苯	mg/kg			4
27	氯苯	mg/kg			270
28	1,2-二氯苯	mg/kg			560
29	1,4-二氯苯	mg/kg			20

30	乙苯	mg/kg				28
31	苯乙烯	mg/kg				1290
32	甲苯	mg/kg				1200
33	间二甲苯+对二甲苯	mg/kg				570
34	邻二甲苯	mg/kg				640
35	硝基苯	mg/kg				76
36	苯胺	mg/kg				260
37	2-氯酚	mg/kg				2256
38	苯并(a)蒽	mg/kg				15
39	苯并(a)芘	mg/kg				1.5
40	苯并(b)荧蒽	mg/kg				15
41	苯并(k)荧蒽	mg/kg				151
42	䓛	mg/kg				1293
43	二苯并(a,h)蒽	mg/kg				1.5
44	茚并(1,2,3-cd)芘	mg/kg				15
45	萘	mg/kg				70
46	石油烃	mg/kg				4500
47	pH	无量纲				/

表 4. 6-2 土壤监测与评价结果 (2)

序号	监测项目	监测结果-柱状样-B2085 井 (占地范围内)						标准限值 (mg/kg)
		单位	0-0.5m	是否达标	0.5-1.5m	是否达标	1.5-3m	
1	砷	mg/kg						
2	镉	mg/kg						
3	六价铬	mg/kg						
4	铜	mg/kg						
5	铅	mg/kg						
6	汞	mg/kg						
7	镍	mg/kg						
8	石油烃	mg/kg						
9	pH	无量纲						

表 4. 6-2 土壤监测与评价结果 (3)

序号	监测项目	监测结果-柱状样-B2073 井 (占地范围内)						标准限值 (mg/kg)
		单位	0-0.5m	是否达标	0.5-1.5m	是否达标	1.5-3m	
1	砷	mg/kg						
2	镉	mg/kg						
3	六价铬	mg/kg						
4	铜	mg/kg						
5	铅	mg/kg						
6	汞	mg/kg						
7	镍	mg/kg						
8	石油烃	mg/kg						
9	pH	无量纲						

表 4. 6-2 土壤监测与评价结果 (4)

序号	监测项目	监测结果-柱状样-B2078 井 (占地范围内)						标准限值 (mg/kg)
		单位	0-0.5m	是否达标	0.5-1.5m	是否达标	1.5-3m	
1	砷	mg/kg						
2	镉	mg/kg						
3	六价铬	mg/kg						

4	铜	mg/kg
5	铅	mg/kg
6	汞	mg/kg
7	镍	mg/kg
8	石油烃	mg/kg
9	pH	无量纲

表 4. 6-2 土壤监测与评价结果 (5)

序号	监测项目	监测结果-表层样（占地范围外）				标准限值 (mg/kg)
		单位	B2067 井		BD2076 井	
			0-0.2m	是否达标	0-0.2m	是否达标
1	砷	mg/kg				
2	镉	mg/kg				
3	六价铬	mg/kg				
4	铜	mg/kg				
5	铅	mg/kg				
6	汞	mg/kg				
7	镍	mg/kg				
8	石油烃	mg/kg				
9	pH	无量纲				

由监测结果得：各监测点位的各项土壤监测因子能够满足《土壤环境质量标准-农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）和《土壤环境质量标准-建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值要求，说明区域土壤环境良好。

# 5.环境影响预测与评价

## 5.1 生态环境影响评价

### 5.1.1 施工期生态环境影响分析

#### 5.1.1.1 占地影响分析

##### (1) 占地面积及类型

本工程占地分永久占地、临时占地；永久占地主要是井场、计量（配水）站、道路占地，临时占地主要为场站施工及道路、管线作业带占地等占地。

本工程部署开发井 36 口，其中采油井 27 口，注水井 8 口，老井利用 1 口（北 50 井采转注），新建计量（配水）站 2 座，阀池 2 座，新建进站道路 1.33km、单井管线 8.519km、平台管线 1.781km，集输汇管 1.5km，单井注水管线 3.539km、平台注水管线 0.761km、注水支线 1.2km，注水干线 1.2km。

本工程为减少占地，采取单井与平台井相结合的方式进行部署，部署的 36 口井中有 17 口井分布在 5 个平台，即：1 号平台部署 3 口井，2 号平台部署 2 口井，3 号平台部署 4 口井，4 号平台部署 5 口井，5 号平台部署 3 口井；剩余 19 口井（含老井）以单井形式部署。

经核算，新增永久占地面积 66126.48m<sup>2</sup>，临时占地面积 287509.4m<sup>2</sup>，施工总占地面积为 353635.88m<sup>2</sup>，具体占地面积及土地利用类型见下表。

表 5.1-1 占地面积及土地利用类型一览表 单位：m<sup>2</sup>

类型	工程内容		占地面积及土地利用类型	
			占地 面积	土地利用类型
永久 占地	平台井场	5 个平台，合计 17 口井	22000	低覆盖度草地：18000 灌木林地：4000
	单井井场	18 口新井+1 口老井	38000	低覆盖度草地：36000 灌木林地：2000
	计量（配水）站	合计 2 座，即北 23 号、北 24 号	800	低覆盖度草地：800
	进站道路	长度 1.33km	5320	低覆盖度草地：5320
	阀池	合计 2 座	6.48	低覆盖度草地：3.24 中覆盖度草地：3.24
	小计		66126.48	

临时 占地	平台井场	5 个平台, 合计 17 口井	39625	低覆盖度草地: 32425 灌木林地: 7200
	单井井场	新井 18 口井	62350	低覆盖度草地 58886.11 灌木林地: 3463.89
	计量(配水)站	合计 2 座, 即北 23 号、北 24 号	352	低覆盖度草地: 352
	生活营地	单井 18 个, 平台井 5 个, 合计 23 个	34500	低覆盖度草地: 33000 灌木林地: 1500
	管线	集输和注水管线, 合计 18.5km	148000	低覆盖度草地: 146400 灌木林地: 1600
	进站道路	长度 1.33km	2660	低覆盖度草地: 2660
	阀池	合计 2 座	22.4	低覆盖度草地: 11.2 中覆盖度草地: 11.2
	小计			287509.4

### (2) 占地影响分析

钻井、运输、地面工程建设要侵占土地、破坏植被，改变原有生态系统结构和功能。

开发期间工程建设对生态环境的影响属于高强度、低频率的局地性破坏。钻井施工、管线铺设作业本身要占用大面积的土地，机械、运输车辆碾压、人员践踏、材料占地、土体翻出埋放地表等活动占用的土地面积远远超过工程本身。这些占地属暂时性影响，使植被遭到破坏、被铲除，野生动物受惊吓和驱赶，破坏了原有生态环境的自然性。

油田工程施工完成后，高强度的临时性占地和影响将消除，如井区安全防护距离以外（永久占地以外）可进行植被恢复重建，使被破坏的生态环境逐步恢复。而井场、场站、道路等地面建设属永久性占地，将会在原来连续分布的生态环境中形成生态斑点，产生地表温度、水分等物理异常，以及干扰地面植被和野生动物繁殖、迁移和栖息，长久影响生态环境的类型和结构。

### (3) 污染物排放对生态环境的影响

油田开发是一个复杂的系统工程，由于各环节的工作内容多、工序差别大、施工情况多样、设备配置不同，所形成的污染源类型和源强也不同，其情形较为复杂。主要污染源集中在施工期的钻井工程、运营期的油田开采工程、井下作业工程、油气集输和处理工程，其污染源分布广、排放源强小，污染因子简单，具有影响的全

方位性、综合性的特点，其对生态环境影响的途径和程度取决于水环境、空气环境、声环境被污染的程度和固废的产生量及处置方式。

油田开发工程在改变原有自然生态环境的同时，有可能再造一个兼原有生态环境与油田生态环境并存的、稳定的人工生态系统，较之原有生态环境更为适合人们的生产和生活活动，同时有利于当地及周边地区的发展，有利于人类生存环境的改善。

### 5.1.1.2 对植被的影响分析

#### (1) 占地对植被的影响

钻井工程对野生植物影响形式主要是对土地的占用以及施工阶段清场过程中对地表植被的清理及施工过程中的辗压。根据现场勘查，项目所在区域自然植被主要以荒漠植被为主，项目评价区植被多为琵琶柴和多枝柽柳，整个区域植被覆盖度在5%~40%之间，本项目5号平台及B2065井场永久占地及临时占地范围内有梭梭分布，覆盖度约40%，植被株高约在80-150cm，冠幅约在50-100cm。

本项目施工会对永久占地及临时占地的野生植物产生影响，在完井后的2~3年中，将影响占地范围之内的植被初级生产力。当临时性占地的植被得到初步恢复后，这种损失将逐渐减少。且施工结束后，钻井设施及施工人员撤出，临时占地内的植被依靠自然恢复。

本工程选址选线避绕茂密植被，减少单井占地，将17口井采取平台井形式部署，有效减少占地。项目占地区域主要占用植被类型为琵琶柴、多枝柽柳。临时占地中主要是影响项目分布区的植被影响较大。

#### (2) 生物量损失

本工程永久占地面积66126.48m<sup>2</sup>，临时占地面积287509.4m<sup>2</sup>，总占地面积为353635.88m<sup>2</sup>，项目区生物量按照1.2t/(hm<sup>2</sup>•a)计算，在油田开发初期的3~5年中，地表植被破坏后不易恢复，草地基本没有植物初级生产力，当临时性占地的植被得到初步恢复后，这种损失将会逐渐减少。本项目永久性占地年生物损失量7.94t，临时性占地生物损失量34.50t。

### (3) 污染物对植物的影响

#### ①扬尘对植被的影响

工程开发建设中的扬尘是对植物生长产生影响的因素之一，但由于该区域多风、地形开阔的自然条件使得大气中扬尘易扩散，因此在正常情况下扬尘浓度低，工期短，对植被影响很小。

#### ②开发期废水对植被影响

开发期施工人员生活污水采用防渗废水收集池收集，定期清运至吉木萨尔县污水处理厂，且产生少量生活废水，不产生含油污水，所以不会对植被产生影响。

### (4) 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、碾压等，主要有以下几种途径。

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，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施工作业中机械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) 事故状态下对植被的影响

在钻井作业过程中可能发生井喷事故。随井喷进入外环境的原油量不同，造成的污染范围、影响程度随不同地层压力而变化。井喷发生时，井场周围半径 500m 范围内的植被将全部由于石油类污染而使其呼吸受阻，不能进行正常光合作用而死亡；原油进入土壤后与土壤结合，渗入土壤孔隙，使土壤透气性和呼吸作用减弱，改变了土壤质地和结构，影响到土壤的生物功能，进而造成生长其上的植物和土壤动物的死亡，这种影响会导致污染地段多年无法生长植物或长势减弱，甚至使这一区域变为裸地。由于这一影响使土壤结构受石油类污染而发生变化，因此，被污染区域的植被不易恢复。若井喷时发生火灾，结果将使燃烧范围内的植被全部死亡。必须

采取严格有效的风险防范措施，防止、降低井喷事故风险发生。

### 5.1.1.3 对野生动物的影响分析

站场构筑物建设、管道敷设及道路修建过程中，由于机械设备的轰鸣惊扰，人群活动的增加，荒漠型鸟类和大型哺乳类动物将远离施工现场，使区域内单位面积上的动物种群数量下降，但此类影响对爬行类和小型啮齿类动物的干扰不大。一些伴人型鸟类如麻雀、乌鸦等，一般在离作业区 50m 以外活动，待无噪声干扰时较常常见于人类生活区附近。因此，随着钻井、开发各个过程的变化，该区域内野生动物的种类和数量将发生一定的变化，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。地面建设工程后期，随着开发建设进入正常生产阶段，施工人员撤离作业区域，仅少量巡检人员在油田开发区域及管道区域定期活动，区域内的人为活动逐步减少，野生动物将逐步回归原有生境，主要的影响范围仅限于场站和生活基地等人员活动较多的区域。

近年来油气田勘探开发，油田公路修建，人为活动频繁，所以野生动物种类分布较少，大型哺乳动物种类更少，基本上没有区域特有物种分布。因此，本项目不会对野生动物产生明显影响。

### 5.1.1.4 水土流失影响分析

本项目建设将对地表造成扰动，增大风蚀量。施工作业范围内的土壤地表表层遭到破坏，下层的粉细物质暴露在地层表面，在风力的作用下，风蚀量会明显加大，这种影响在短时间内不会完全恢复。但随着时间的推移，风蚀量会随着地表新保护层的逐渐形成而减弱。

### 5.1.1.5 管线建设的生态环境影响分析

根据开发方案，本工程新建集油及注水管线 18.5km，占地类型主要为低覆盖度草地，5 号平台及 B2065 井占用灌木林地。在管道敷设过程中，开挖和回填对土壤的影响主要为：破坏土壤原有结构，混合土壤层次、改变土壤质地；影响土壤养分；影响土壤紧实度；土壤污染；影响土壤物理性质。在管线施工期间，管沟开挖 8m 范围的土体将被扰动，土壤侵蚀模数和侵蚀量增大。

管线工程生态环保措施：

①对油田区域内的临时性占地（管线埋设）合理规划，严格控制临时占地面积，尽量避让植被较多的区域。管道施工作业带应严格控制在规定范围以内，不应随意扩大，管道施工作业带宽度控制在8m，并尽量避让植被。

②管沟开挖，尽可能做到土壤的分层堆放，分类回填，特别是表层土壤应分层堆放，在施工完毕后回铺于地表，减轻对土壤的破坏，以利于植被的恢复和生长。严格控制工程施工临时占地，根据管径的大小尽可能少占地。

③根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量。

④管线敷设力求线路顺直，缩短线路长度。在满足有关安全规范的基础上，减少扰动土地。

⑤对管沟回填后多余的土严禁大量集中弃置，应均匀分散在管线中心两侧，并使管沟与周围自然地表形成平滑过渡，不得形成汇水区域，防止水土流失。管线所经地段的原始地表存在局部凹地时，若有集水的可能，需采用管沟多余土或借土填高以防地表水汇集。对敷设在较平坦地段的管道，应在地貌恢复后使管沟与附近地表自然过渡，回填土与周围地表坡向保持一致，严禁在管沟两侧有集水环境存在。

⑥施工中要作到分段施工，随挖、随运、随铺、随压，不留疏松地面，提高施工效率，尽可能缩短施工工期。

### 5.1.1.6 沙化影响分析

项目施工过程中对地表的大面积碾压，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏，使风蚀荒漠化的过程加剧，从而造成水土流失，严重时会导致沙化。

这种影响在短时间内不会完全恢复。本项目建设的内容主要包括钻井平台、计量（配水）站、阀池、道路、施工营地及管道敷设，场站采取硬化措施可有效防止风蚀造成水土流失，从而避免土地沙化。

### 5.1.2 运行期生态环境影响分析

#### 5.1.2.1 对植被的影响

项目永久占地66126.48m<sup>2</sup>，永久占地主要是井场、计量（配水）站、阀池及道

路占地。永久占地内的植被完全被清除。

### (1) 正常工况下植被影响分析

管线采用埋地敷设，管底埋深约-1.8m，管线施工结束，施工迹地及管线填埋迹地植被受到破坏，形成裸地，此带与周围植被没有明显的隔离作用，管线两侧一般在3-5年内开始发生向原生植被群落演替，并逐渐得到恢复。

运行期正常工况情况下，项目对植被的影响不大。井场等永久占地范围内的植被清除，不可恢复。

### (2) 事故状态下污染物排放对植被的影响

事故状态如在井下作业时发生井喷，导致原油散落地面会有原油直接附着在植物体上，造成局部范围内植被死亡。根据对一些事故现场的调查，井喷事故原油泄漏造成的植被破坏是小范围的，植被损失量很小。

#### 5.1.2.2 对野生动物的影响分析

正常生产期间对野生动物的影响不大。项目区域的野生动物组成以爬行类、鸟类为主，本区域人类开发活动频繁，许多鸟类可能受到人类或机械的干扰而飞离工程区，同样一些体形较大的兽类也会远离工程区。但是由于本区的动物属于伴人种，数量多，适应能力强，很快能在邻近区域建立新的栖息地，所以对其种群生存不会造成影响。

#### 5.1.2.3 生态系统完整性和稳定性评价

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环境所应包含的全部本土生物多样性和生态学进程，其结构和功能没有受到人类活动胁迫的损害，本地物种处在能够持续繁衍的种群水平。它主要反映生态系统在外来干扰下维持自然状态、稳定性和自组织能力的程度。评价生态系统完整性对于保护敏感自然生态系统免受人类干扰的影响有着重要的意义。

本工程开发区的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、计量（配水）站、管线等建设中，

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，才能控制生态进一步恶化。

### 5.1.3 小结

本项目对生态环境的影响主要来自施工期占地的影响，项目永久占地面积 $66126.48m^2$ ，临时占地面积 $287509.4m^2$ ，占地类型为低覆盖度草地、中覆盖度草地及灌木林地。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，且经过现有油田设施运营，已经少有大型野生动物在本区域出现，项目对野生动物的影响较小。因此总体上看本工程建设对生态环境影响较小。

## 5.2 土壤环境影响评价

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》，本项目土壤影响评价采用类比分析。

### 5.2.1 开发期土壤环境影响评价

#### 5.2.1.1 人为扰动对土壤环境的影响

油田开发过程中，不可避免地要对土壤进行人为扰动，主要是管道沟埋大面积开挖和填埋土层，翻动土壤层次并破坏土壤结构。

在自然条件下，土壤形成了层状结构，表层是可以生长适宜的植被。土壤层次被翻动后，表层土被破坏，改变土壤质地。管道开挖和回填过程中，会对其土壤原有层次产生扰动和破坏，影响原有熟化土的肥力。在开挖的部位，土壤层次变动最为明显。

根据国内外有关资料，管道工程对土壤养分的影响与土壤的理化性质和施工作业方式密切相关。在实行分层堆放，分层覆土的措施下，土壤的有机质将下降30%~40%，土壤养分将下降30%~50%，其中全氮下降43%左右，磷素下降40%，钾素下

降43%。这说明即使是对表土层实行分层堆放和分层覆土，管道工程也难以保障覆土后表层土壤养分不被流失。

本工程新建集油及注水管线 18.5km，管线开挖临时占地面积共 148000m<sup>2</sup>。其主要土壤类型为草甸土，占地类型为低覆盖度草地、灌木林地。在管道敷设过程中，开挖和回填对土壤的影响主要为：

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。

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。

根据有关资料统计，管道工程对土壤养分的影响与土壤的理化性状密切相关。在实行分层堆放，分层覆土的措施下，土壤中有机质将下降30~40%，土壤养分将下降30~50%，其中全氮下降43%左右，磷素下降40%，钾素下降43%。这表明即使在管道施工过程中实行分层堆放和分层覆土等保护措施，管道工程对土壤养分仍有明显的影响，事实上，在管道施工过程中，难以严格保证对表土实行分层堆放和分层覆土，因而管道施工对土壤养分的影响更为明显，最后导致土地生物生产量的下降。

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、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土壤造成一定的影响。

#### ⑥土壤物理性质的影响

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：管道在运营期间，地表土壤温度比相邻地段高出 $1^{\circ}\text{C} \sim 3^{\circ}\text{C}$ ，蒸发量加大，土壤水分减少，冬季土表积雪提前融化，将可能形成一条明显的沟带。

### 5.2.1.2 车辆行驶和机械施工对土壤环境的影响

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

### 5.2.1.3 各种废弃物对土壤环境的影响

施工废物也会对土壤环境产生影响，包括生活垃圾、管道防腐材料等。这些残留于土壤的固体废物，难于分解，被埋入土壤中会长期残留，影响土壤和植物生长。

## 5.2.2 运营期土壤环境影响评价

### 5.2.2.1 正常工况下对土壤环境的影响

本项目正常工况下无废水及固废等污染物外排，不会造成土壤环境污染。如果发生井喷、管线泄漏等事故，泄漏的原油会对土壤环境产生一定的影响，泄漏的石油覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响地表植被的生

长。根据环境风险分析可知，本项目风险潜势很低，发生泄漏事故的可能性很小，且发生事故后及时采取落地油回收措施，将受污染的土壤及时收集、处理，不会对土壤环境产生明显影响。

### 5.2.2.2 非正常工况下对土壤环境的影响

#### (1) 井喷

井喷是油田开发过程中的意外事故，钻井和井下作业中均可能发生井喷。一次井喷可抛洒大量的天然气和原油，其中的轻组分挥发，而重组分油对土壤有一定的影响。井喷会造成大量原油覆盖在土壤表层，使土壤表层的土壤透气性下降，理化性状发生变化，对影响范围内的土壤表层造成严重的污染。

井喷持续时间越长，对土壤造成的污染越严重。但根据已有的相关资料，井喷事故主要影响事故区域内的表层土壤，对地表 20cm 以下深度的土壤影响不大。

#### (2) 集输管线泄漏

若本项目集输管线发生泄漏，泄漏点周围土壤将会遭受污染影响。泄漏时间越长，污染面积越大，对土壤的污染越严重。

当管线发生泄漏后，在泄漏初期由于泄漏的量少不易被发现；等查漏发现后，可能已造成大面积土壤环境的污染。泄漏物进入土壤环境中，会影响土壤中微生物生存，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物。

根据类比调查结果：泄漏事故发生后，非渗透性的基岩及粘重土壤上污染（扩展）面积较大，而疏松土质上影响扩展范围较小；粘重土壤多为耕作土，原油覆于地表会使土壤透气性下降，降低土壤肥力，影响植被的生长和恢复。在泄漏事故发生的初期，原油在土壤中下渗至一定深度，随泄漏历时的延长，下渗深度增加不大（落地油一般在土壤内部 20cm 左右范围内积聚）。

### 5.2.2.3 污染物影响途径

本项目重点预测管线泄漏对土壤环境影响。

#### (1) 预测评价范围

与现状调查评价范围一致。

## (2) 预测评价时段

重点预测时段为运营期。

## (3) 主要评价因子

本次预测评价因子为石油类。

## (4) 预测评价方法

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），污染影响型建设项目，其评价工作等级为一级、二级的，预测方法可参见附录E或进行类比分析，本次评价采用类比分析。

非正常情况下，考虑持续注入非饱和带土层中10min、20min、1h、2h后，污染物在垂直方向上的超标扩散距离和包气带底部石油类浓度，详见下表。

表 5.2-1 非正常情况下污染物在非饱和带中的超标扩散距离预测结果表

污染物种类	计算值	污染物迁移的超标扩散深度			
		10min	20min	1h	2h
石油类	影响深度（m）	全部包气带深度			
	包气带底部石油类浓度（mg/L）	515.1569	769.3116	875.3160	942.9776

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

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

因此，在项目建设过程中须做好相关防渗措施，以及原油收集、输送和暂存等区域的防腐、防渗措施，运营期须定期检查防渗层及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；故在项目运营期间，需加强管理和监督检查，减少非正常情况的发生，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。

#### 5.2.2.4 土壤环境影响评价自查表

本项目土壤环境影响评价自查表见下表。

表 5. 2-2 土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况			备注
影响识别	影响类型	污染影响型√; 生态影响型□; 两种兼有□			
	土地利用类型	建设用地√; 农用地□; 未利用地□			
	占地规模	(6.61) hm <sup>2</sup>			
	敏感目标信息	敏感目标( )、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	石油烃			
	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√			
评价工程等级		一级□; 二级√; 三级□			
现状调查内容	资料收集	a) √; b) □; c) □; d) □			
	理化特性				
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度
		表层样点数	1	2	0-20cm
		柱状样点数	3	0	在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
现状评价	现状监测因子	GB36600-2018 中 45 项、pH、石油烃, 共计 47 项			
		GB15618-2018 中表 1 基本项目, 共计 8 项			
	评价因子	石油烃			
影响预测	评价标准	GB15618√; GB 36600√; 表 D.1 □; 表 D.2 □; 其他( )			
	现状评价结论	各监测点监测因子均满足 GB15618 和 GB36600 中第二类筛选值要求			
防治措施	预测因子	石油烃			
	预测方法	附录 E □; 附录 F □; 其他(类比法)			
	预测分析内容	影响范围(落地油一般富集在 0cm~20cm 的土层中); 影响程度(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)。			
	预测结论	达标结论: a)□; b)□; c)□ 不达标结论: a)□; b)□			
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障√; 源头控制√; 过程防控√; 其他( )			
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次	
		占地范围内 4 个	砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍、石油烃	1 次/5 年	
		占地范围外 2 个	镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃		
	信息公开指标				

评价结论	采取环评提出的措施，影响可接受
------	-----------------

## 5.3 环境空气影响分析

### 5.3.1 施工期环境空气影响分析

本项目在开发期对环境空气的影响主要来自两个方面：一是开发期钻井过程中产生的废气，主要来自于柴油发电机运转时产生的烟气及钻井伴生气燃烧废气，其主要污染物为 NO<sub>x</sub>、SO<sub>2</sub>、烟尘等；二是在管线敷设、道路建设、车辆运输等在建设过程中产生的扬尘，如细小的建筑材料的飞扬，或土壤被扰动后导致的尘土飞扬等。

#### (1) 钻井作业柴油发电机烟气排放环境影响分析

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

#### (2) 施工扬尘

本工程在开发期对环境空气的影响主要来自管线敷设、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。在开发期内，在地面平整及设备拉运产生的扬尘，如沙土的飞扬，及其土壤被扰动后导致的尘土，施工运输车辆排放的少量尾气和运输中产生的扬尘等，对环境空气会造成一定的影响。

根据建设公路时砂石路面运输施工扬尘实测结果进行类比，可以类比得出规划实施期间，车辆行驶扬尘的影响范围，在距离车辆 1.0km 时，TSP 度可以达到《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准限值要求。

根据以上估算结果可以看出，车辆在砂石路面行驶时产生的扬尘，在距离下风向 1.0km 以外，可以达到《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准限值要求，即 1.0km 以外的扬尘对环境的影响在可接受的范围之内。建议建设单位在项目实施过程中，运输车辆必须加盖篷布，减少运输过程的起尘，采取降尘措施是减速慢行，同时进行定期洒水措施，从而减少运输过程中运输车辆对其扬尘影响。施工扬尘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。

#### (4) 车辆尾气

车辆行驶过程，对该区域产生间断性、不连续排放，并且汽车油料为国家合格产品，其尾气排放的污染物均符合国家标准，对周围环境不产生不利影响。

### 5.3.2 运行期大气环境影响分析

根据工程分析内容，本工程进入生产运行期间，单井加热采用电加热，无加热炉废气污染物排放。本工程对大气环境影响主要为采油、油气集输过程中产生的无组织烃类挥发。

#### (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非甲烷总烃。

#### (2) 预测因子和预测源强

在采油、油气集输环节产生的无组织挥发性有机物（VOC<sub>s</sub>）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，对本工程而言，VOC<sub>s</sub>主要为非甲烷总烃；本工程新建产能 $4.86\times10^4\text{t/a}$ 。

根据前文（3.5.4.1）计算，本项目27口采油井及2座计量站在阀门、法兰及连接件环节将产生无组织VOC<sub>s</sub>量总计 $1.0955\text{t/a}$ ，其中采油井产生无组织VOC<sub>s</sub>量为 $0.9301\text{t/a}$ ，计量（配水）站产生无组织VOC<sub>s</sub>量为 $0.1654\text{t/a}$ 。

#### (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 5.3-1。

表 5.3-1 大气污染源参数表-VOCs 面源

污染源名称	坐标		海拔高度 (m)	矩形面源		年排放小时数 (h)	污染物排放速率(kg/h)
	经度	纬度		长度 (m)	宽度 (m)		
单井			539	50	40	7200	0.0048
3号平台			540	100	50		0.0191
5号平台			542	100	40		0.0144
北24号计量 (配水)站			539	20	20		0.0076

说明：选择源强不同的面源判定。

#### (5) 预测结果

按照估算模式 AIRSCREEN 计算各污染源的无组织非甲烷总烃的最大地面浓度，预测结果见表 5.3-2。

表 5.3-2 NMHC 无组织排放估算结果一览表

污染源名称	评价因子	评价标准 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	$C_{\max}$ ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	$P_{\max}$ (%)	$D_{10\%}$ (m)	最大落地点距离 (m)
单井	NMHC	2000.0	4.20	0.21	/	68
3号平台	NMHC	2000.0	14.01	0.70	/	118
5号平台	NMHC	2000.0	10.49	0.52	/	88
北24号计量 (配水)站	NMHC	2000.0	8.89	0.44	/	53

由预测结果得：本项目  $P_{\max}$  最大值出现为 3 号平台排放的非甲烷总烃  $P_{\max}$  值为 0.70%， $C_{\max}$  为  $14.01 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 分级判定，选择其中最大地面浓度占标率为  $0.70\% < 1\%$ ，故为大气环境影响评价工作等级为三级。

本工程运营期产生的无组织非甲烷总烃落地浓度低于《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 中制要求，项目 4 号平台井东北侧约 830m 处的红旗农场收费站不会受到项目建设的影响，本项目排放的无组织挥发性有机物（非甲烷总烃）对评价区域大气环境质量不会产生明显影响。

### 5.3.3 环境空气影响评价结论

(1) 本工程在施工期对环境空气的影响主要来钻井、管线和道路敷设和地面上工

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。运输车辆必须加盖篷布，减少运输过程的起尘和遗撒，对道路采取一定洒水降尘措施，减少运输过程中运输车辆对其扬尘影响。施工扬尘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。

(2) 运行期项目对大气环境的影响主要来自采油、油气集输过程中产生一定量的烃类挥发。经预测，污染源对区域环境空气的影响主要集中在污染源下风向 118m 范围内，项目最近敏感点红旗农场收费站距离项目约 0.83km，对大气环境敏感目标影响不大。

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。

### 5.3.4 污染物排放量核算

本工程运行期，在各类环保设施正常运行的情况下，污染物排放量见表 5.3-3。

表 5.3-3 本工程大气污染物年排放量核算表

污染源	污染源	污染物	年排放量 (t/a)
无组织	井场	VOCs	0.9301
	计量（配水）站		0.1654
	合计		1.0955

### 5.3.5 大气环境影响评价自查表

本工程大气环境影响评价自查表见表 5.3-4。

表 5.3-4 建设项目大气环境影响评价自查表

工作内容		北 31 井区二叠系梧桐沟组油藏东部扩边开发工程环境影响报告书		
评价等级与范围	评价等级	一级口	二级口	三级 √
	评价范围	边长=50km 口	边长 5~50km 口	边长 5km√
评价因子	S0 <sub>2</sub> +NO <sub>x</sub> 排放量	≥2000t/a 口	500~200t/a 口	<500t/a√
	评价因子	基本污染物 ( ) 其他污染物 (非甲烷总烃)		包括二次 PM <sub>2.5</sub> 口 不包括三次 PM <sub>2.5</sub> √
评价标准	评价标准	国家标准 √	地方标准 口	附录 D √
				其他标准√

	环境功能区	一类区 <input type="checkbox"/>		二类区 <input checked="" type="checkbox"/>		一类区和二类区 <input type="checkbox"/>			
现状评价	评价基准年	(2020) 年							
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据		主管部门发布的数据 <input checked="" type="checkbox"/>		现状补充监视 <input checked="" type="checkbox"/>			
	现状评价	达标区 <input type="checkbox"/>			不达标区 <input checked="" type="checkbox"/>				
污染源调查	调查内容	本工程正常排放源 <input checked="" type="checkbox"/> 本工程非正常排放源 <input type="checkbox"/> 现有污染源 <input type="checkbox"/>		拟替代的污染源 <input type="checkbox"/>		其他在建、拟建项目污染源 <input type="checkbox"/>			
	预测模型	AERMOD <input type="checkbox"/>	ADMS <input type="checkbox"/>	AUSTAL2000 <input type="checkbox"/>	EDMS/AEDT <input type="checkbox"/>	CALPUFF <input type="checkbox"/>	网格模型 <input type="checkbox"/> 其他 <input checked="" type="checkbox"/>		
	预测范围	边长≥50km <input type="checkbox"/>		边长 5~50km <input type="checkbox"/>			边长=5km <input checked="" type="checkbox"/>		
	预测因子	预测因子 (非甲烷总烃)			包括二次 PM <sub>2.5</sub> <input type="checkbox"/> 不包括三次 PM <sub>2.5</sub> <input checked="" type="checkbox"/>				
	正常排放短期浓度贡献值	C <sub>本工程</sub> 最大占标率≤100% <input checked="" type="checkbox"/>			C <sub>本工程</sub> 最大占标率>100% <input type="checkbox"/>				
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C <sub>本工程</sub> 最大占标率≤10% <input type="checkbox"/>		C <sub>本工程</sub> 最大占标率>10% <input type="checkbox"/>				
	非正常排放lh浓度贡献值	二类区	C <sub>本工程</sub> 最大占标率≤30% <input type="checkbox"/>		C <sub>本工程</sub> 最大占标率>30% <input type="checkbox"/>				
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	非正常持续长 ( ) h			C <sub>非正常</sub> 占标率≤100% <input type="checkbox"/>		C <sub>非正常</sub> 占标率>100% <input type="checkbox"/>		
	区域环境质量的整体变化情况	k≤-20% <input type="checkbox"/>			k>-20% <input type="checkbox"/>				
环境监测计划	污染源监测	监测因子: (非甲烷总烃)		有组织废气监测 <input type="checkbox"/> 无组织废气监测 <input checked="" type="checkbox"/>		无监测 <input type="checkbox"/>			
	环境质量监测	监测因子: (非甲烷总烃)		监测点位数 (2)		无监测			
	环境影响	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/> 不可以接受 <input type="checkbox"/>							
	大气环境防护距离	距(各)厂界最远 (0) m							
	污染源年排放量	SO <sub>2</sub> : ( ) t/a	NO <sub>x</sub> : ( ) t/a	颗粒物: ( ) t/a	VOC <sub>s</sub> : (1.0955) t/a				

注: “  ”为勾选项 , 填“  ”: “ ( ) ”为内容填写项

## 5.4 声环境影响分析

### 5.4.1 开发建设期声环境影响评价

#### (1) 钻井工程施工噪声

开发期的噪声主要为钻井过程中钻机、柴油机、泥浆泵和柴油发电机等发出的噪声, 发电机、泥浆泵、钻机和柴油发电机的声压级一般在 80~110dB(A), 地面工程建设过程中推土机、挖掘机等机械噪声, 声压级一般在 80~100dB(A)。

在环境噪声预测中各噪声源作为点声源处理, 选用“无指向性点声源几何发散衰减”预测模式, 具体计算公式如下:

$$L_p(r) = L_p(r_0) - 20\lg(r/r_0)$$

式中: L<sub>p</sub>(r)—距离声源 r 处的倍频带声压级;

L<sub>p</sub>(r0)—参考位置 r0 处的倍频带声压级;

$r$ —预测点距离声源的距离 (m) ;

$r_0$ —参考位置距离声源的距离 (m) ;

预测结果见下表。

表 5.4-1 距钻井井场场界不同距离处的噪声预测值

方位\场界距离	1m	10m	20m	30m	50m	100m	150m	200m
东侧	80.67	60.67	54.65	51.13	46.69	40.67	37.15	34.65
西侧	80.67	60.67	54.65	51.13	46.69	40.67	37.15	34.65
南侧	88.18	68.18	62.16	58.63	54.2	48.18	44.66	42.16
北侧	75.92	55.92	49.90	46.38	41.94	35.92	32.40	29.90

《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011) 标准: 昼间 70dB(A), 夜间 55dB(A)。

由预测结果得:

①钻井过程中所产生的噪声会对周围一定区域内造成影响。昼间距离井场 10m 处噪声值可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011) 中昼间 70dB(A) 的要求。

②昼间施工噪声在 30m 外满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中 2 类标准要求。根据现场调查, 本工程 4 号平台井东北侧约 0.83km 处有红旗农场收费站, 基本不会对收费站人员造成明显影响。钻井噪声对局部环境的影响是暂时的, 钻井期间产生的噪声对周围环境的影响是可以接受的。开发期噪声的影响主要是对钻井队的施工人员的影响, 因此, 必须要做好劳动防护措施。

## (2) 地面工程施工噪声

本工程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 5.4-2 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 5.4-2 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，昼间施工场地 50m 以外均不超过建筑施工场界噪声限值（昼间 75dB(A)），夜间不施工。昼间施工场地 300m 外可以达到《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准限值要求。本工程周围 300m 范围内无噪声敏感点。开发期的这些噪声源均为暂时性的，只在短时期对局部环境和施工人员造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。开发期噪声对周围环境造成的影响属可接受范围。

#### 5.4.2 运营期声环境影响评价

运营期噪声污染源主要包括井场、站场内的各类机泵以及井下作业设备噪声。

选用点源模式，根据噪声衰减特性，分别预测其在评价范围内产生的噪声声级。

##### (1) 噪声随距离衰减模式

采用预测模式为点声源几何发散衰减模式：

$$L_A(r) = L_A(r_0) - 20 \lg(r/r_0)$$

式中：LA (r) ——距点声源 r 处的 A 声级 (dB)；

r0, r ——离点声源的距离 (m)；

Lw——参考位置噪声源声功率级 (dB)。

##### (2) 多声源叠加模式

$$L_0 = 10 \lg(\sum_{i=1}^N 10^{L_i})$$

式中：L0——叠加后总声压级，dB(A)；

N——声源级数；

Li——各声源对某点的声压值，dB(A)。

预测结果：

各噪声源对各站场厂界影响的等效连续声级，见下表。

表 5.4-3 厂界噪声影响预测结果 单位：dB(A)

预测站场	预测厂界	昼间			夜间		
		现状值	贡献值	叠加值	现状值	贡献值	叠加值
单井	东厂界						
	南厂界						
	西厂界						
	北厂界						
4号平台	东厂界						
	南厂界						
	西厂界						
	北厂界						
北23号计量站	东厂界						
	南厂界						
	西厂界						
	北厂界						
2类标准限值		60			50		

由预测结果得：生产运营期井场正常生产时噪声很小，运营期噪声主要来自井场抽油机泵等产生的噪声，对背景噪声的贡献较小，根据上述预测各站场厂界四周噪声值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准限值要求，不会对4号平台井东北侧红旗农场收费站（约830m）工作人员产生影响，因此本工程实施后不会对周围声环境产生明显影响。

### 5.4.3 噪声环境影响评价结论

本工程钻井期噪声随施工结束而消失，生产运行期，井场、站场和管线正常生产时噪声很小，对背景噪声的贡献较小。经预测，本项目运行过程中各单井、平台井及计量（配水）站昼间、夜间噪声值均可以达到《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类标准限值要求，项目不会对井区东北侧红旗农场收费站工作人员产生影响，故在运行期间本工程不会产生扰民现象。

## 5.5 水环境影响分析

### 5.5.1 地表水环境影响分析

#### 5.5.1.1 开发过程对地表水环境影响评价

##### (1) 钻井泥浆

本项目钻井过程采用“钻井泥浆不落地技术”，产生的钻井泥浆经不落地系统处理后循环使用，不外排，井场设有专用罐进行储存，同时储存罐体与地表接触面，均采取铺设防渗膜措施。故不对地表水环境产生影响。

### （2）管道试压废水

本项目铺设完成后，对管道进行注水试压，管道试压时采用的介质为洁净的新鲜水。试压结束后产生少量废水，其废水中主要含有泥沙、杂质等，污染因子较为单一，试压结束后，废水循环利用，用于施工现场降尘，与区域地表水水体无水力联系，故不对地表水环境产生影响。

### （3）生活污水

本工程开发建设期间，生活营地生活污水经废水收集池集中收集后最终拉至吉木萨尔县污水处理厂，污水不外排。因此，施工过程不会对项目区地表水造成影响。

## 5.5.1.2 运营期对地表水环境影响评价

在运营期内，项目产生的井下作业废液及油田采出水依托北三台联合站采出水处理系统处理，处理后水质达到《油田注入水分级水质指标》（Q/SY XJ 0030-2015）标准中指标后回注油藏，不向外环境排放。项目废水不与地表水产生水力联系。

由于项目区内无地表水体，正常情况下本工程产生的废水不会对地表水产生不利影响。

## 5.5.2 地下水环境影响分析与评价

### 5.5.2.1 水文地质概况

#### （1）区域水文地质概况

第四系松散岩地层沉积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，承压含水顶板埋深多大于100m，潜水位埋深较大(10~50m)，矿化度>10g/l，水化学类型主要以CaCl<sub>2</sub>型为主；水量小，无开采利用价值。

第三系碎屑岩类孔隙—裂隙水广泛分布于准噶尔盆地广大地区，为主要的生产用水开采水源。其含水层岩性主要是砂岩和泥质砂岩，承压水顶板埋深在50~100m

以下，矿化度  $3\sim10\text{g/L}$ ，水化学类型主要以  $\text{CaCl}_2$  型为主；富水性极不均匀，单井涌水量  $90\sim500\text{m}^3/\text{d}$ 。

油田区域地层岩性为：表层为第四系干燥松散的风成沙沉积，厚约  $200\text{m}$  左右；向下为第三系，地层由以泥岩、砂岩、粉砂岩为主的碎屑沉积物组成，含水层以砂岩为主，厚度在  $50\sim150\text{m}$ ；底部为第三系的粉砂岩、泥岩沉积。地下水主要为第三系碎屑岩类承压水，顶板埋深大于  $100\text{m}$ 。本区主要含水层水文地质特征如下：①白垩系含水岩组：含水层为砂岩、砾岩，富水性为贫乏～中等，一般水质较差，为咸水。②第三系含水岩组：岩性为中、粗粒砂岩、砾岩、泥岩互层，泥岩将含水的中粗粒砂岩、砾岩分隔成若干层，岩石颗粒越粗，相对富水性越好。因第三系地层在项目区内厚度很大，分布广泛，主要为承压水，为项目区内重要的含水岩组。③第四系含水岩组：岩性主要为风成沙，该套岩层基本不含水，富水特征多为潜水性质。

## （2）补径排条件

本项目位于准噶尔古尔班通古特沙漠东南缘。山区以及丘陵区为中生界碎屑岩中孔隙裂隙潜水及层间水提供赋存条件。现代河流及间隙水山口外，呈扇形堆积，由洪积造成山麓带，为灰色砾石层，由各种变质岩及火成岩构成，近平原地带，则颗粒变细夹亚砂土层或砂质黏土层，厚度不等  $10\sim210.4\text{m}$ ；倾斜平原区砂石层为松散岩类孔隙裂隙水提供了良好地下水储存场所。

本项目区域上属于南部的天山水系地下水系统，从南部天山山区分水岭到平原、沙漠构成一个完整的水文地质单元。按区域地下水运动规律，南侧的博格达高山区是地下水的总发源地和补给区，中山带是地下水补给、迳流、排泄交替带，山前倾斜砾质平原及细土平原区是地下水迳流、排泄区，沙漠地带是以蒸发为主的地下水排泄区。

本项目区域地层水的水型为  $\text{CaCl}_2$  型，氯离子含量较高，矿化度较高。地下水径流方向基本由南向北。

项目区水文地质见图 5.5-1。

图 5.5-1 本项目所在区域水文地质示意图

### 5.5.2.2 地下水环境影响分析与评价

#### (1) 正常运行情况下对地下水环境的影响分析

本工程运行期废水主要是产生的采出水，采出水来源于采出液，采出液管输至北三台联合站，在站内进行油水分离，采出水进入北三台联合站采出水处理系统处理达标后用于注水开发，不向外环境排放。

新疆油田公司要求井下作业必须采取带罐作业，井下作业废液全部回收，采用专用废液收集罐收集后运至北三台联合站处理。

评价区内从南向北分布多层结构的潜水—承压水含水层，纵向上，上部为潜水含水层，埋深<50m；下部为承压含水层，第一层埋深在100m左右。北三台联合站所在的沙南作业区回注水回注地层为2000m左右，可见，污水回注层与地下水处于不同层系，远远超出地下水含水层深度。油田注水不会对地下水产生影响。

### （2）落地油对地下水污染分析

本工程钻井过程中产生的落地油及时回收，并根据油田环境保护的要求，对落地油进行100%回收。本工程地处干旱少雨的荒漠地带，地表干燥，落地油主要污染表层土壤。由于土壤对石油分子的吸附作用，土壤中石油类污染物大多集中在0-20cm的表层，最大下渗一般不会超过1m，油田区域的气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用，因此，落地油没有进入地下水层的途径，不存在污染地下水的可能，因而不会对当地地下水产生影响。

综上所述，正常生产状况下，油田施工期和生产运行过程中废水不会对地下水环境产生影响。

### （3）事故对地下水环境的影响

#### 1) 井喷事故对地下水的影响

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，喷出的液量较大，一般需要1-2d才能得以控制。据类比资料显示，井喷污染范围在半径300m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喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。但从事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，对地下水体的影响概率不大，及时采取有效措施治理污染，井喷不会造成地下水污染。

## 2) 原油泄漏事故对地下水的影响

本项目运行过程中会出现输油管线泄漏事故，通常泄漏事故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。因而管线泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于油气混合物的物理性质、泄漏量、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等因素。

油气混合物中的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，油污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，油溢出的浓度按  $8.83 \times 10^5 \text{ mg/L}$  计，并成为污染地下水的源强浓度。

根据相关研究资料，本次采用指数法，按照一级衰减动力学方程分析石油中有害污染物的衰减规律。

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

$$t_{1/2} = 0.693/k$$

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

$C_0$ —污染源强（ $\text{mg/L}$ ），按  $8.83 \times 10^5 \text{ mg/L}$  计；

$k$ —有机物的降解速率常数（ $1/\text{d}$ ），根据相关研究，按  $0.015$  计；

$t$ —降解发生的时间（ $\text{d}$ ）；

$t_{1/2}$ —有机物的半衰期（ $\text{d}$ ）。

**图 5.5-2 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 46d 左右，经过约 400 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。根据地下水流速，可计算出原油泄漏后的影响范围为泄漏点的地下水下游方向 200m 以内。

故输油管道必须采取必要的防腐措施，并加强巡检，防止其泄漏进而污染到周边区域内的地下水。由于泄漏事故为短期大量排放，污染物的泄漏以地表扩展为主，一般能及时发现，并可很快加以控制，石油烃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。

综上，在加强日常对管道的防护、检修的情况下，出现泄漏事故的概率较小，当泄漏事故发生时及时采取有效措施治理污染，泄漏事故对地下水体的影响概率不大，不易对区内地下水造成污染。

本工程的单井管道受自动控制系统监控，若管道破裂发生泄漏事故，可通过关闭阀门，减少泄漏油量。由于本工程油田区域气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用。因此，管道原油泄漏事故中泄漏原油进入地下水环境的可能性较小。

建设单位应做好日常环境监测工作，并制定应急方案。若事故发生，建设单位需组织专门力量进行对污染物的控制工作，在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，使石油类污染物进入地下潜水的可能性减到最低程度。

### ③井漏事故的泥浆对地下水的影响

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

评价区内从南向北分布多层结构的潜水—承压水含水层，纵向上，上部为潜水含水层，埋深<50m；下部为承压含水层，第一层埋深在 100m 左右。

本工程采油目的层深约 2150m，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。钻井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，可以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内泥浆的交换，有效保护地下水层。因此不存在污染地下水的可能，不会对地下水产生影响。

因此，在采取严格要求套管下入深度、严格执行固井设计等措施后，可以有效控制钻井液在地层中的漏失。

#### （4）注水井对地下水环境影响分析

##### ①注水井固井质量不合格

注水井是用来向油层注水，在油田开发过程中，通过专门的注水井将水注入油藏，保持或恢复油层压力，使油藏有较强的驱动力，以提高油藏的开采速度和采收率。

本项目注水水源来自北三台联合站处理后的净化水，水质达到《油田注入水分级水质标准》（Q/SYXJ 0030-2015）标准中指标后回注。评价区内从南向北分布多层结构的潜水—承压水含水层，纵向上，上部为潜水含水层，埋深<50m；下部为承压含水层，第一层埋深在 100m 左右。

本项目采出水回注地层为 2150m 左右，可见，回注水回注地层与可开采的地下水处于不同层系，远远超出本区域可开采地下水含水层深度，且注水井在钻井过程中一开下钻头钻至井深 300m，封隔第四系有效含水层，下至有效含水层底界以下 20m，下入表层套管，固井水泥浆返至地面，封隔 300m 以上易塌地层及第四系有效水层，并为井口控制和后续安全钻井创造条件。二开完钻井深，下油层套管。本项目采用下套管注水泥固井完井方式进行了水泥固井，对孔隙潜水和承压水所在的第四系地层进行了固封处理，可以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离松散岩类孔隙含

水层与井内回注水的交换，有效保护地下水层。而井深深度地层中的水无开采利用的价值及可能性，且处理后的水质达到《油田注入水分级水质标准》（Q/SYXJ 0030-2015）中回注水水质要求，因此不存在污染第四系地下水的可能，油田注水不会对地下水产生影响。

#### ②注水管线破裂

由于管线腐蚀、误操作等原因，在注水过程中可导致注水管道破裂，会直接对土壤和地下水环境带来影响。注水管线破裂，净化水短期内大量排放，污染物经表土层下渗。加上净化后的污水中的石油类含量较低，土壤对石油类有拦截作用，项目所在区域含水层顶板埋深较深，因而，石油类污染物进入地下潜水的可能性较小。

### 5.5.3 水环境影响评价结论

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

(2) 本工程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。

(3) 项目运行期废水主要是产生采出水及井下作业废液，经北三台联合站采出水处理系统处理达标后回注油藏，不向外环境排放。

## 5.6 固体废物影响及分析

### 5.6.1 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、少量生活垃圾和施工土方；运行期产生的固体废物主要为含油污泥、落地油。项目产生的固体废物排放情况见表 5.6-1。

表 5.6-1 固体废物排放情况汇总

发展阶段	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	水基钻井泥浆	一般废物	7076.42m <sup>3</sup>	0	全部进入泥浆不落地系统处理后回收入罐，用于后续钻井配液等环节使用
	水基钻井岩屑	一般废物	7844.9m <sup>3</sup>		经不落地系统处理后交岩屑处置单位处理

	生活垃圾	一般废物	18.38t	0	集中排入垃圾箱，定期拉至吉木萨尔县生活垃圾填埋场处置
	施工土方	一般废物	29560m <sup>3</sup>	0	挖方量再利用，无弃土
运行期	含油污泥	HW08-251-001-08	441.09t/a	0	集中收集后临时运至沙南作业区油泥暂存池内，后交克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置。
	落地油	/	/	0	作业单位100%回收，回收后的落地油运至北三台联合站原油处理系统进行处理

## 5.6.2 施工期固体废物环境影响

### (1) 固体废物影响分析

本项目施工过程固体废物主要为钻井作业时产生的钻井泥浆、钻井岩屑、生活垃圾及施工土方。

钻井泥浆：水基泥浆全部进入泥浆不落地系统处理后回收入罐，用于后续钻井配液等环节使用。

钻井岩屑：水基岩屑经不落地系统收集暂存在水基岩屑暂存罐内，交岩屑处置单位处理，经检测符合《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）中要求，可进行综合利用。

生活垃圾：本项目钻井生活营地设有生活垃圾箱若干个，集中收集后定期拉至吉木萨尔县生活垃圾填埋场处置。

施工土方：本项目施工土方主要由埋地敷设管线开挖和道路等修建产生，项目不产生弃土，挖方土全部用于回填。

开发期固体废物得到有效收集、处置，严禁外排。

### (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。本项目水基钻井岩屑经岩屑处置公司处理后检测达到该标准要求后，可综合利用。

## 5.6.3 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污泥、落地油。事故状态下落地油由作业单位 100%回收，回收后的落地油运至北三台联合站原油处理系统进行处理；含油污泥集中收集后临时运至沙南作业区油泥暂存池内，后交克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置，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

本项目危险废物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  $52 \times 10^4 \text{t/a}$ ，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  $35 \times 10^4 \text{t/a}$ ，留有  $17 \times 10^4 \text{t/a}$  的富余量，本工程含油污泥产生量约  $441.08 \text{t/a}$ ，依托可行。

## 5.6.4 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。

## 5.7 环境风险评价

### 5.7.1 评价依据

#### (1) 环境风险调查

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录B进行识别，本项目涉及的危险物质主要是柴油、天然气和采出液(含原油)，本项目涉及的主要危险物料天然气、柴油和原油均属于甲A类火灾易燃易爆危险物质，但其毒性较低，对人体健康的急性影响主要是吸入性头晕、呕吐，浓度较高时会引起窒息。

#### (2) 环境风险潜势初判

建设项目环境风险潜势划分为I、II、III、IV/IV+级。本次评价根据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，建设项目环境风险潜势划分，见下表。

表 5.7-1 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。

#### ①危险物质数量与临界量比值(Q)

计算本项目所涉及的每种危险物质在厂界内的最大存在总量与其在HJ169-2018附录B中对应临界量的比值Q。

根据HJ169-2018附录C，按下式计算物质总量与其临界量比值(Q)：

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

式中：q<sub>1</sub>，q<sub>2</sub>，...，q<sub>n</sub>-每种危险物质的最大存在总量，t；Q<sub>1</sub>，Q<sub>2</sub>，...，Q<sub>n</sub>-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。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)规定，本工程突发环

境事件风险物质主要是油类物质（矿物油类，如石油、汽油、柴油等，生物柴油等），临界量 2500t、天然气（主要成分为甲烷），临界量为 10t。项目施工期单井井场施工期柴油储量为 25t；运行期管线最大存储原油量 14.97t、天然气含量最大为 0.65t。

危险物质数量与临界量比值  $Q=39.97/2500+0.65/10=0.081$ ，本工程  $Q<1$ ，环境风险潜势为 I。

## ②评价工作等级划分

风险评价工作级别，见下表。

表 5.7-2 风险评价工作级别

环境风险潜势	IV、IV+	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析 <sup>a</sup>

<sup>a</sup>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

由上表可知，本项目风险潜势为 I，风险评价等级为简单分析。

## 5.7.2 环境保护目标

根据现场调查，本工程所在区域为低覆盖度草地、中覆盖度草地及灌木林地，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。

表 5.7-3 环境保护目标

环境要素	保护目标	保护内容	环境功能
大气环境	工作人员	不因项目建设，而影响、降低区域大气环境功能等级	《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 二级标准
	4 号平台东北侧约 830m 处红旗农场收费站工作人员	收费站内工作人员(约 10 人)不受项目建设影响	
声环境	工作人员	不对区域声环境造成污染影响	《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类标准
水环境	井场、站场周围	区域地下水水质不因本项目的建设而恶化	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准
生态环境	井场、站场、道路	井场、站场、管线、道路周边植被、土壤环境	防治生态破坏和土壤污染，保护野生动植物
	土壤环境	项目区内及周边土壤环境	①项目区《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018) 中第二类用地筛选值； ②周边土壤执行《土壤环境

			质量标准-农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中基本项目风险筛选值；③防止水土流失及土壤沙化。
--	--	--	---

### 5.7.3 项目风险因素识别

#### (1) 物质风险识别

本项目涉及的主要风险物质为柴油、原油和天然气，其主要物化、毒理性质、危险等级划分见下表。

表 5.7-4 原油、天然气及柴油的理化性质及危险级别分类情况

序号	名称	组分	毒性	燃烧爆炸特性参数	危险级别
1	原油	有各种烃类和非烃类化合物所组成的复杂混合物	原油本身无明显毒性。遇热分解出有毒的烟雾，吸入大量可引起危害：有刺激和麻痹作用，吸入急性中毒者有上呼吸道刺激症状。流泪，随之出现头晕、头痛、恶心、运动失调及酒醉样症状	热值：41870KJ/kg 火焰温度：1100°C 沸点：300°C~325°C 闪点：23.5°C 爆炸极限 1.1%~6.4% (v) 自然燃点 380°C~530°C	属于高闪点液体
2	天然气	多种可燃性气体的总称，主要成分包括甲烷、乙烷等	伴生气中主要包括天然气，天然气中含有的甲烷，是一种无毒气体，当空气中大量弥漫这种气体时它会造成人因氧气不足而呼吸困难，进而失去知觉、昏迷甚至残废。	热值：50009KJ/kg 爆炸极限 5%~14% (v) 自然燃点 482°C~632°C	属于 5.1 中易燃气体，在危险货物品名表中编号 21007
3	柴油	复杂烃类(碳原子数约 10~22)混合物	柴油的毒性类似于煤油，但由于添加剂(如硫化酯类)的影响，毒性可能比煤油略大。主要有麻醉和刺激作用。柴油的雾滴吸入后可致吸入性肺炎。皮肤接触柴油可致接触性皮炎。多见于两手、腕部与前臂。	热值为 $3.3 \times 10^7$ J/L 沸点范围有 180~370°C 和 350~410°C 两类闪点：38°C	属于高闪点液体

#### (2) 生产设施危险性识别

##### ①井场危险性识别

单井井场主要发生的风险事故为井漏和井喷。井漏主要由于生产井固井质量不好，井下作业是可能引发油水窜层，污染地下水。井喷主要是在井下作业中发生的事故。本工程中，在井下作业过程中由于地层压力不稳、封井不严或者井控设备失

灵，均可能发生井喷事故。发生井喷事故时，采出水和原油一同冲出井口，很容易发生爆炸和火灾事故。

②项目钻井期井场设置柴油储罐，储罐因质量、操作运行和管理等环节存在缺陷和失误，可能会发生泄漏，对周围地下水、土壤、大气等环境造成污染。

### ③管线危险性识别

管线集输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，事故发生时会有大量的原油溢出，对周围环境造成直接污染，而且泄漏的原油遇到明火还可能产生火灾、爆炸事故。

### ④运输风险分析

井下作业过程采用罐车将井下作业废液拉至北三台联合站进行处置。因车辆本身的设计、制造、操作、管理等各环节，罐体可能因腐蚀过薄甚至穿孔、焊缝开裂、密封损坏、附件失灵等原因，在拉运过程有泄漏事故发生的风险。事故发生时罐车内储存物溢出，对周围环境造成直接污染。

## 5.7.4 环境风险分析

### 5.7.4.1 钻井期环境风险分析

#### (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，井喷的影响范围主要集中在 $200m \times 200m$ 范围内，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、地表水产生影响。但从事事故井区土壤剖面分析，井喷事故后石油类污染物主要聚集在土壤剖面1m以内。井喷事故对地下水体的影响概率不大，若及时采取有效措施治理污染，井喷不会造成地下水污染。

#### (2) 储罐泄漏环境影响分析

#### ①对大气环境影响分析

柴油储罐泄漏后，油类物质进入环境空气，其中的非甲烷总烃可能会对周围环境空气产生影响，若遇明火，可发生火灾、爆炸，火灾、爆炸产生的伴生/次生污染物可能对环境空气产生一定的影响。由于项目区地域空旷，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。

#### ②对土壤环境影响分析

泄漏的油类物质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，进而影响项目区植被的生长，并可影响局部的生态环境。

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

储罐铺设防渗膜，储罐发生泄漏后，及时清理，尽可能回收，不能回收的柴油以及受污染的土壤应集中收集后交由有相应处理资质的单位进行回收处置。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。

#### ③对植被影响分析

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

#### ④对地下水环境影响分析

储罐泄漏的油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。发生泄漏事故后，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。储罐底部铺设防渗膜，采取钢制储罐，发生泄漏的概率极小，同时一旦发生泄漏会在较短时

间内发现并采取的堵漏措施，出现长期连续性泄漏的可能性很低，发生渗漏污染地下水的风险事故概率较低。

#### 5.7.4.2 运营期环境风险分析

工程可能涉及的危险物质为天然气和原油，项目可能产生的风险事故类型主要包括井场事故风险、管线事故风险。

##### (1) 事故源强计算

本项目管线原油泄漏速度  $Q_L$  用柏努利方程计算：

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

式中：  $Q_L$ —液体泄漏速度， kg/s；

$C_d$ —液体泄漏系数，取 0.62；

A—裂口面积；

$\rho$ —泄漏液体密度；

P—容器内介质压力；

$P_0$ —环境压力， 0.1MPa；

g—重力加速度， 9.8m/s<sup>2</sup>；

h—裂口之上液位高度， m。

本项目单井管线 10.3km，采用 DN50，集输汇管 1.5km，采用 DN100；本次评价分析管线发生断裂情况，计算管径为 DN50 和 DN100 管线发生孔径（50mm 和 100mm）泄漏情况下的泄漏量。

根据上述公示，石油化工企业泄漏时间一般要控制在 10min 内，据此计算项目管线泄漏量分别为 0.539t、2.158t，管线泄漏合计 2.697t。

##### (2) 对水环境影响分析

当输油管线泄漏事故发生时，泄漏的油品经土层渗漏，通过包气带进入含水层。

根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳战林文）中结论：灰棕漠土尽管颗粒较粗、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 0~10cm 或

0~20cm 表层土壤中，其中表层 0~5cm 土壤截留了 90%以上的泄漏原油。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，不会对当地地下水体环境产生大的影响。

### （3）对土壤的影响

管线腐蚀会造成油品泄漏，这种情况相当于向土壤中直接注入原油。泄漏的大量油品进入土壤环境中后，会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的含量。

根据类比调查结果可知，泄漏事故发生后，在非渗透性的基岩及粘重土壤上污染（扩展）面积较大，而疏松土质上影响的扩展范围较小；粘重土壤多为表层土，覆于地表会使土壤透气性下降，降低土壤肥力。在泄漏事故发生的最初，原油在土壤中下渗至一定深度，随泄漏历时的延长，下渗深度增加不大（落地油一般在土壤表层 20cm 以上深度内积聚）。

### （4）对植被及农作物的影响

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

## 5.7.5、应急预案

本项目投产后归属中国石油新疆油田分公司准东采油厂。准东采油厂已制定了完善的突发环境事件应急预案，并已在昌吉回族自治州进行备案，备案号：652302-2020-027-L，备案手续见附件。

因此将项目实施区域纳入准东采油厂环境风险应急预案的管理范畴，具体内容在此不做赘述。

已编制应急预案应按照相关编制指南将本项目纳入其中进行完善，明确应急组织机构、应急措施以及应急物资等相关内容。本项目区应定期开展应急演练，通过

演练掌握应急人员在应急抢险中对预案的熟悉程度和能力，同时加强抢险应急设备的维护保养，检查是否备足所需应急材料。

### 5.7.6、结论

根据本项目建设内容，工程可能涉及的危险物质包括：原油、天然气及柴油。项目可能发生的风险事故类型主要包括井场事故风险、泄漏事故风险。本项目采取的风险措施有效可行，在严格落实本项目提出的风险防范措施的前提下，本项目环境风险可控。

本项目环境风险评价等级为简单分析，项目环境风险简单分析内容表见下表。

表 5.7-5 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	北 31 井区二叠系梧桐沟组油藏东部扩边开发工程环境影响报告书			
建设地点	新疆维吾尔自治区	昌吉回族自治州	吉木萨尔县	东南距三台镇约 30km
地理坐标	经度		纬度	
主要危险物质及分布	原油和伴生气，分布在井场、站场及集输管线；柴油，分布在单井钻井井场储罐。			
环境影响途径及危害后果	井喷、储罐破损发生油品（柴油）泄漏、单井管线和集输汇管管线泄漏，污染土壤、地下水和大气			
风险防范措施要求	井场井控严格执行相关规定，防止井喷、井喷失控和井喷着火，安装防喷器和井控装置（封井器等），采用随时调整泥浆密度，采用清水循环压井等技术，以最大限度地降低井喷事故的发生；井队配备便携式硫化氢监测仪（司钻或坐岗人员随身携带）做好硫化氢检测工作；井场设立风向标及划定紧急集合点；井下作业时要求带罐操作，井场设置明显的禁止烟火标志；在井架上、井场路口等处设置风向标；严禁在管线两侧各 5m 范围内修筑工程；加强设备维护、保养；加强员工教育培训，实行上岗证制度；运输车辆严格按照当地道路限速行车，严禁超速；项目纳入准东采油厂突发环境事件应急预案中。			
结论：在采取严格安全防护和风险防范措施后，环境风险处于可接受的水平。				

### 5.8 退役期环境影响分析

随着油田开采年限的增加，储量逐渐下降，最终将进入退役期。退役期内，各种机械设备停用，工作人员陆续撤离，大气污染物、废水、噪声及固体废物等对环境的影响将会逐步消失。

退役期的清理工作包括地面设施拆除、井筒用水泥灌注封井、设水泥标桩、井场清理等。项目封井水泥全部由混凝土供应商提供，现场不设置搅拌点。封井期间，将会产生少量扬尘和固体废物。井场、站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，废弃建筑残渣运至当地建筑垃圾填埋场填埋处理。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

井场及站场经过清理后，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，区域内没有了人为的扰动，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。

# 6.环境保护措施及其可行性论证

## 6.1 生态环境保护措施

本工程生态环境影响集中在施工期永久占地和临时占地范围内对自然植被、人工植被和野生动物的影响，生态环境保护措施的重点在于避免、消减和补偿施工活动对生态环境的影响和破坏，以及施工结束后对生态环境的恢复。

### 6.1.1 施工期生态环境保护措施

#### 6.1.1.1 井场、站场生态环境保护措施

- (1) 对油田区域内的临时占地和永久占地合理规划，严格控制临时占地面积。井场、站场、管线及道路尽量选择在植被稀少的区域布点，避开植被生长茂密区，减少对地表植被的破坏。
- (2) 严格控制施工车辆、机械及施工人员活动范围，尽量减少便道占地和对地表植被的影响，临时便道应严格控制宽度，并指定车辆的行驶路线。
- (3) 在满足设计要求的前提下进行适当的调整，以减少破坏野生植被。井场选址及井场布置严格按照《钻前工程及井场布置技术要求》(SY/T 5466-2013)中要求执行。
- (4) 施工结束后，对井场进行地面硬化处理，以减少风蚀量。
- (5) 站场施工在开挖地表、平整土地时，临时堆土必须进行拦挡，施工完毕，应尽快整理施工现场，防护工程平面图见 6.1-1。

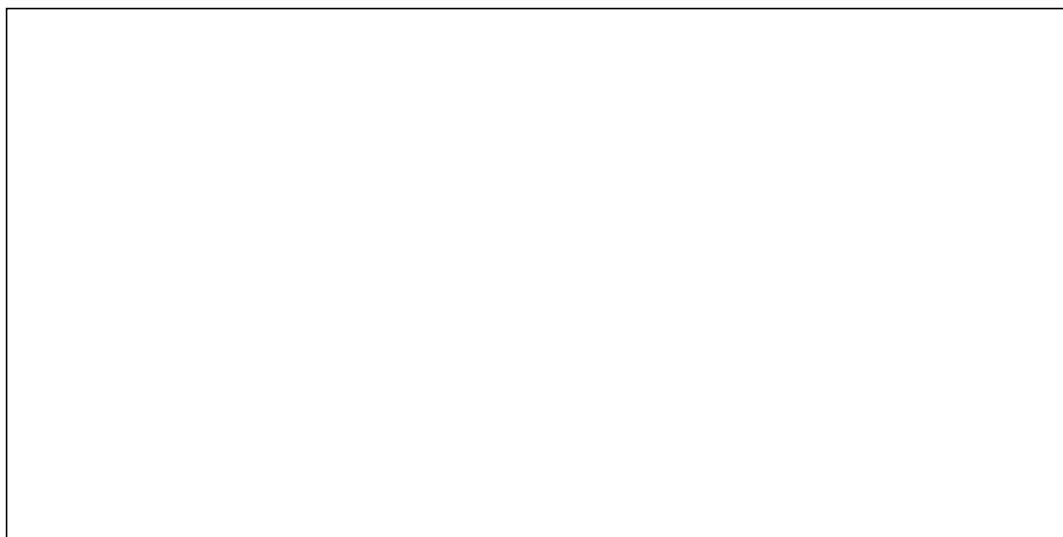


图 6. 1-1 临时堆土场防护工程平面布置图

对井场、站场、道路地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失，具体见图 6.1-2。

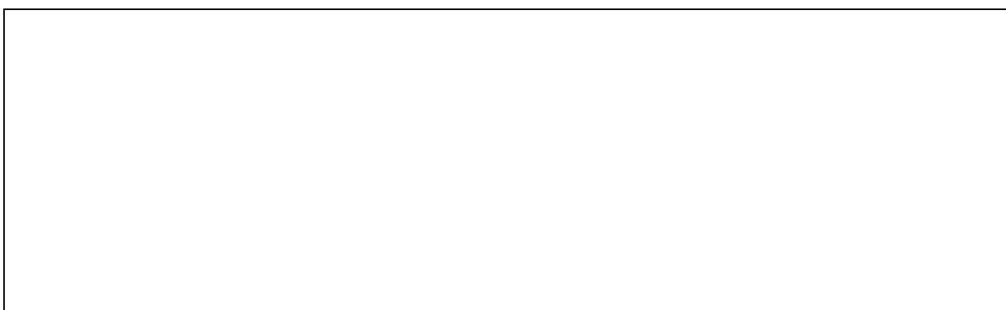


图 6.1-2 井场、站场、道路砾石压盖措施典型设计图

#### 6.1.1.2 管线施工生态保护工程措施

(1) 按设计标准规定，严格控制施工占地，不得超过作业标准规定。管道开挖时严格按照设计路线施工，严禁乱挖、多挖。施工中要作到分段施工，随挖、随运、随铺、随压，不留疏松地面，提高施工效率，尽可能缩短施工工期。

(2) 管沟开挖，尽可能做到土壤的分层堆放，分类回填，特别是表层土壤应分层堆放，在施工完毕后回铺于地表，减轻对土壤的破坏，以利于植被的恢复和生长。严格控制工程施工临时占地，根据管径的大小尽可能少占地。

(3) 尽量避免在大风天气下取土，对于施工挖出的土方，应原地回填并做表面压实处理。

(4) 在施工过程中，应加强施工人员的管理，禁止施工人员对野外植被滥砍滥伐，破坏沿线地区的生态环境。

(5) 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和自觉性；强化对职工的行为管理，建立严格的生态保护制度。在道路边和油区，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌。防止捕猎野生动物、滥采天然植被的情况发生。

#### 6.1.1.3 道路工程生态保护措施要求

(1) 对油田内的道路合理规划，道路严格控制施工作业带（开挖）面积，并尽量沿道路纵向平行布设，以减少地表破坏，减少土方的暴露面积。

- (2) 尽量利用原有道路及设施，沿已有车辙行驶，严格执行先修路，后开钻的原则进行勘探。杜绝车辆乱碾乱轧的情况发生。不随意开设便道。
- (3) 施工机械在不得在道路以外的行驶和作业，保持地表不被扰动。
- (4) 施工结束后，临时用地一律平整土地，清除用地范围内的一切固体废弃物。
- (5) 开发期临时用地禁止扩大面积，禁止在周边范围内临时施工作业。
- (6) 道路施工不得随意取弃土，严格按设计要求，在指定地点堆放工程弃渣。
- (7) 开发期清理的表土层土壤单独堆放，后期用于临时占地的生态恢复。

#### **6.1.1.4 对植被的生态保护措施要求**

- (1) 施工过程中严格规定各类工作人员活动范围，使之限于在各工区和生活区范围内活动，最大限度减少对地表植被生存环境的践踏破坏。
- (2) 确保各环保设施正常运行，污水进罐、固体废物交处置单位处理，严禁外排，避免各种污染物对土壤环境的影响，并进一步影响其地表植被。
- (3) 强化风险意识，制订切实可行的风险防范与应急预案，最大限度降低风险概率，避免事故泄漏和火灾爆炸事故可能对地表植物的破坏。
- (4) 加强施工人员对《中华人民共和国野生动物保护法》、《中华人民共和国自然保护区条例》等内容的学习，加强宣传教育工作。施工区周边设立宣传牌，简明扼要书写以保护自然为主题的宣传口号和有关法律法规，如有关爱护野生动植物和自然植被、处罚偷捕偷猎和举报电话等内容。

#### **6.1.1.5 其他保护措施**

- (1) 根据《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018)及《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》(HJ651-2013)相关要求，项目应贯彻“边开采、边治理、边恢复”的原则，及时治理和恢复矿区的地质环境，恢复损毁土地。井场、站场应平整、回填后进行自然生态恢复，并与周边地表景观相协调。
- (2) 项目临时占地范围采用自然恢复的方式对区域植被进行恢复，该范围植被在未来3年~5年时间内通过自然降水及温度等因素得以恢复；恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率。

(3) 钻井结束后施工现场禁止遗弃废物，固体废物全部回收，平整井场；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，尽量利用井场及临时道路施工时产生的表层弃土对临时占地进行覆盖。

(4) 施工过程中要做到随挖、随运、随铺、随压，不留疏松地面，提高施工效率，尽可能缩短施工工期。

### 6.1.2 防沙治沙措施

本项目荒漠化防治措施严格按照《中华人民共和国防沙治沙法》（2018 修订）和《国家林业局关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见》（林沙发[2013]136 号）中的要求，主要为：

(1) 项目在实施过程中，不得随意碾压项目区内其它固沙植被。井场、站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。

(2) 项目施工扰动范围控制在施工范围内，严格控制占地面积。

(3) 施工结束，将井场、站场、道路等临时占地范围进行平整，并覆土压实覆盖一层砾石，防止风蚀现象发生。

(4) 道路施工时，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，不开辟新路，以减少风蚀沙化活动的范围。

(6) 施工期间井场采取分区防渗，划定重点防渗区和一般防渗区，防渗主要采用防渗膜防渗，在预防污染环境的同时，也可防止发生风蚀。

(7) 施工结束后临时占地区域尽量利用施工时产生的表层土对临时占地进行覆盖，覆盖厚度根据植被恢复类型和场地用途决定；采用自然恢复的方式对区域植被进行恢复，临时占地内植被在未来 3 年~5 年时间内通过自然降水及温度等因素得以恢复；恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率，防止风蚀产生。

(8) 生态补偿：项目土地利用类型为低覆盖度草地、中覆盖度草地和灌木林地，因此在开工前，占地征用及补偿应按照地方有关工程征地及补偿要求进行，办理完相关手续，在取得行政部门许可后，方可再许可范围内进行施工活动。

### 6.1.3 运行期生态环境保护措施

(1) 在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏；定期检查管线，如发现管线刺漏，需采取补救措施，并对受浸土壤回收处理。

(2) 定时巡查井场、管线等，严防跑、冒、滴、漏，避免泄漏油品污染生态环境。

(3) 日常巡检时应控制车速，减少对野生动物的惊扰。

(4) 加强作业人员宣传教育工作，严禁捕杀野生动物，在道路边和井区内，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等环境保护警示牌。

### 6.1.4 水土保持方案

井场、站场、道路、管线施工扰动，将使井场、站场、道路、管线周围的土壤结构和植被遭到破坏，降低水土保持功能，加剧水土流失。不但造成弃土弃渣的直接水土流失加剧，还可能将加剧地表直接破坏区的水土流失，对区域的水土流失有加剧的趋势。

本环评将从开发建设过程中扰动地表地貌、破坏植被等不利水土保持的因素制订合理可行的水土保持措施，防止砾幕层破坏造成的土壤沙化，尤其是防止在风力作用下形成的风沙流对邻近区域造成危害。项目建设过程中应严格参照水土保持措施执行，防止区域水土流失的加剧。

#### (1) 防治目标

预防和治理水土流失防治责任范围内的水土流失，减少和控制新增水土流失危害，维持工程施工、运营安全及项目区生态环境的良性循环。为此，在自然环境调查的基础上，根据工程实际设计合理可行的水土保持工程，达到恢复植被，减少水土流失，改善生态环境的目的，同时也为主体工程安全运行提供环境保障。

#### (2) 水土流失防治责任范围

结合《开发建设项目水土保持方案技术规范》（GB50433-2008）中的有关规定，根据工程特点和总体布局，确定本项目水土流失防治责任范围包括工程建设区和直接影响区。防治责任范围主体属于吉木萨尔县管辖。

项目建设区：指开发建设单位工程建设征用、占用管辖等的土地范围，是建设项目建设直接造成的损坏和扰动的区域。其中用地范围包括井场、集中拉油站、管线及道路区。

直接影响区：项目建设区以外因开发建设活动而造成的水土流失及其直接危害的范围，包括施工过程可能造成践踏、碾压的周边地带，以及因工程建设改变原地貌汇流路径，对周边地区带来潜在水土流失危害的区域。

### （3）水土保持措施

根据水土流失防治分区，在分析评价主体工程中具有水土保持功能措施的基础上，针对项目建设施工活动引发水土流失的特点和危害程度，将水土保持工程措施和植物措施有机结合在一起，合理确定水土保持措施的总体布局。对主体工程中具有水土保持功能工程，纳入到方案的水土保持措施体系当中，使之与方案新增水土保持措施一起，形成一个完整、严密、科学的水土流失防治措施体系。

#### ①站场区

——为保护土地资源，在施工前，对井场所处位置进行表土剥离，剥离的表土作为后期生态恢复；在井场周边修筑地边梗；钻井作业结束后，将井场进行平整，并覆土压实覆盖一层砾石，防止风蚀现象发生。

——植物措施：项目井场、站场、道路及管线在选址选线阶段尽量选择在植被稀少的区域布点，避让植被覆盖密集区，不占用、不破坏。采取少占地、少破坏植被的原则，缩小施工范围；工程施工结束后采取自然恢复的方式对区域植被进行恢复。

#### ②道路区

新建道路选线尽量选已有便道或简单道路，若无此条件，对天然植被生长良好的地段采用避让方案，迂回绕道。开发期要完善开辟的临时便道，要严格控制占地面积，指定开发期车辆行驶路线，严禁道外行驶。

路基填料尽量利用处理达标的钻井岩屑及场地平整产生的施工弃方。路基边坡人工洒上一次水后进行“封育”，利用当地的降水进行自然恢复。在有灌溉条件的路段两侧进行人工绿化。

### ③管线区

本项目水土流失主要发生在开发期，本次环评建议对此采用工程措施与植物措施相结合的方式。在工程措施中，要限制施工作业扰动范围，开挖出的土按表层及深层分开堆放。下管后深层土填入下层，表层土覆于上层，然后洒水。此外，要求在集输管线施工结束后，在管道覆土上方设置草方格防风固沙、涵养水分。

### ④植物措施草树种优选及质量要求

本着“因地制宜、适地适树适草”的原则，根据项目自身特点和所处地区的气候特点，选择耐旱植被作为临时占地范围恢复绿化的主要植物种，如当地适生的优势免灌植物假木贼、琵琶柴、柽柳等地方植被。

## 6.2 水污染防治措施

### 6.2.1 施工期水污染防治措施

#### (1) 废水处置

本项目在钻井施工过程中采用“钻井泥浆不落地技术”，产生的钻井废水经处理达标后循环使用，废水不外排。

开发期废水主要有管道试压废水及生活污水。管道试压废水产生量较小，主要污染物为 SS，试压结束后，废水循环利用，用于施工现场降尘，可起到改善生态环境作用。施工人员生活污水经施工营地防渗废水收集池收集后，拉至吉木萨尔县污水处理厂处置。

#### (2) 井喷地下水保护措施

虽然本项目钻井期间发生井喷的可能性极小，但应切实做好防止井喷的落实工作。主要措施是安装防喷器和井控装置（简易封井器等），同时随时调整泥浆密度，修井采用清水循环压井等技术，以最大限度地降低井喷事故的发生。

- ①制定具体井控措施及防止井喷预案。
- ②开钻前由建设方地质监督或受委托的相关单位地质员，对相应的停注、泄压等措施进行检查（检查结果记录在井队井控专用本上）落实，直到相应层位套管固井候凝完为止。
- ③钻井液密度及其它性能符合设计要求，并按设计要求储备压井液、加重剂、堵漏材料和其它处理剂，对储备加重钻井液定期循环处理，防止沉淀。
- ④送至井场的防喷器有试压曲线和试压合格证。安装防喷器前要检查闸板心尺寸是否与使用钻杆尺寸相符，液控系统功能是否齐全、可靠，液控管线有无刺漏现象。
- ⑤钻开油、气层后，每次起下钻（活动时间间隔超过 5d）对闸板防喷器及手动锁紧装置开关活动一次，定期对井控装置进行试压。
- ⑥测井、固井、完井等作业时，要严格执行安全操作规程和井控措施，避免发生井下复杂情况和井喷失控事故。
- ⑦要严格控制提下钻速度，防止抽汲压力过大造成井涌、井喷，激动压力过大造成井漏。提钻按规定灌好钻井液，下钻过程中注意观察井口返出钻井液情况并安排中间洗井，起下钻过程中操作要连续，减少钻具静止时间。
- ⑧要求做好固井前的通井、循环钻井液、调整钻井液性能等工作。控制下套管速度，以防蹩漏地层。
- ⑨下套管要操作平稳，严禁猛刹、猛放，防止溜钻、顿钻，按规程下套管，双大钳紧扣，以保证套管连接强度。
- ⑩目的层钻进时预防井漏和井喷，并做好油气层保护工作。

### （3）地下水保护措施

本项目油井在钻井过程中采用下套管注水泥方式进行了固井。在保证固井质量的前提下，可有效隔离含水层与井内泥浆的交换，有效保护地下水层。

从原料产品储存、生产、运输、污染处理设施等全过程控制各种有害材料、产品泄漏，同时对有害物质可能泄漏到的区域采取防渗措施，要从源头到末端全方位采取防控措施。

## 6.2.2 运行期水污染防治措施

本工程运行期产生的采出水和井下作业废液全部依托北三台联合站采出水处理系统处理。

### (1) 采出水处理装置

采出水依托北三台联合站采出水处理系统处理达标后回注，回注水执行《油田注入水水质标准》(Q/SYXJ 0030-2015)中的有关标准。

(2) 井下作业废液严禁直接外排，井下作业废液采用专用废液收集罐收集后运至北三台联合处理站采出水处理系统处理。

(3) 确保固井质量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。

### (4) 落实地下水分区防控。

根据《环境影响技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)中要求，施工过程对井场进行分区防渗，将井口、钻井液不落地系统、油水罐、放喷罐设为重点防渗区，铺设防渗膜进行防渗，防渗要求为等效粘土防渗层  $M_b \geq 6.0m$ ,  $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ; 将井场内废料场、发电房、材料房、方罐及生活污水储集池设为一般防渗区，采用防渗膜进行防渗，防渗要求为等效粘土防渗层  $M_b \geq 1.5m$ ,  $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ; 其余地表为非防渗区；采取上述措施后，可对土壤及包气带起到良好的防护，避免对周围土壤及地下水产生影响。施工结束后，由施工单位对防渗膜进行回收再利用。

(5) 采用高质量的油气输送管道，防止油水泄漏；管线埋设严格遵守相关规定，埋至冻土层以下，并对管线进行防腐保温等保护措施；定期对管线进行检查，一旦发现异常，及时更换，尽量杜绝跑冒滴漏的发生，并随时做好抢修准备，加强抢修

队伍的训练和工作演练。

(6) 落实地下水污染监控计划和风险防范措施，制定应急预案，避免对地下水环境造成污染。根据重点污染防治区平面布置、地下水流向、环境保护目标及地下水现状监测情况，在油区设置地下水监测点 3 个，或利用油区已有水源井，用于地下水环境影响跟踪监测，监测频率不少于每年一次。当发生泄漏事故时，须加密监测。

## 6.3 噪声污染防治措施

### 6.3.1 施工期声环境保护措施

在井场，高噪声污染源主要是、泥浆泵、振动筛，测试放喷或事故放喷时产生的高压气流噪声，以及压裂车噪声。主要隔声减噪措施包括：

- (1) 泥浆泵做好基础减振和设置隔声罩；
- (2) 定期维护泥浆泵、钻机、柴油发电机、柴油动力机组等高噪声设备；
- (3) 按照设计规范，井场远离集中居民点至少 500m。
- (4) 根据已钻工程噪声实测数据，钻井期间应特别注意钻井设备噪声影响问题，应在井场周边设置临时围挡屏障。
- (5) 管道的施工设备和机械要限制在施工作业带范围内；
- (6) 现场如发生噪声投诉，现场 HSE 工程师要听取群众的意见，及时向公司汇报，及时调整施工方案，并向群众反馈采取的措施，确保他们可以接受；做好机械设备组织，尽量避免高噪声设备同时操作。
- (7) 管线施工时，要做好良好的施工管理和采取必要的降噪措施以符合《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）相关标准。

### 6.3.2 运行期声环境保护措施

- (1) 提高工艺过程的自动化水平，尽量减少操作人员在噪声源的停留时间。
- (2) 对噪声较大的设备设置消音设施和隔声设备。
- (3) 在运行期时应给机泵等设备加润滑油和减振垫，对各种机械设备定期保养。

(4) 配备必要的防噪设施，如耳塞等，供操作人员在泵房巡视检测时使用，以保护操作人员的身体健康。

类比已投产井场，运行期井场场界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中2类标准。因此，所采取的工程措施基本可行。

## 6.4 固体废物污染防治措施

### 6.4.1 施工期固废污染防治措施

(1) 钻井采用“泥浆不落地工艺”，泥浆循环利用，完井后剩余泥浆回收后用于后续钻井液配制。

(2) 水基岩屑经不落地系统收集处理后，液相回用，固相暂存在水基岩屑暂存罐中，交由岩屑处置单位进行处理。

(3) 施工人员生活垃圾经收集后运输至吉木萨尔县生活垃圾填埋场处置。

(4) 项目施工产生的土方在施工结束后回填回用，并实施压实平整水土保持措施，不产生集中弃土。

### 6.4.2 运行期固废污染防治措施

(1) 井下作业必须带罐(车)操作，压裂返排液及洗井废水需采用专用收集罐收集后送北三台联合站处理，不得向环境排放。

(2) 本工程产生的含油污泥集中收集后送至沙南作业区油泥暂存池内暂存，定期交由有相应危险废物处理资质的单位回收、处置。落地油由作业单位100%回收，回收后的落地油运至北三台联合站原油处理系统进行处理。

(3) 定期对井场进行巡视，减少跑冒滴漏，使危害影响范围减小到最低程度。

(4) 加大巡井频率，提高巡井有效性，发现对井场安全有影响的行为，及时制止、采取相应措施并向上级报告。

(5) 事故状态产生的含油污泥其收集、贮存、运输须符合《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001)及其修改单、《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)和《危险废物转移管理办法》(部令第23号[2021])要求进行监督和管理。

根据以上处理措施，只要加强管理，确保措施能够得到落实，该工程运行后的固体废物将不会给环境带来危害。

## 6.5 大气环境保护措施

### 6.5.1 施工期大气保护措施

(1) 对施工场地及道路采取洒水降尘，降尘率可达 80%；使用高质量柴油机、柴油发电机和符合国家标准的柴油，并定期对设备进行保养维护。

(2) 划定施工区及施工营地范围界限，严格控制施工区范围，减小占地；合理规划运输道路线路，尽量利用油田现有的公路网，施工车辆严格按照规定线路行驶，严禁乱碾乱压；运输车辆应加盖篷布，不能超载过量；严禁车辆在行驶中沿途振漏建筑材料及建筑废料；装卸器材应文明作业，防止沙尘飞扬。

(3) 优化施工组织，管线分段施工，缩短施工时间。场地平整时，禁止利用挖掘机进行抛洒土石方的作业。

(4) 避免在多风季节施工，粉状材料及临时土方等在井场堆放应采取覆盖防尘布（或网），逸散性材料运输采用苫布遮盖。

(5) 施工结束后尽快对施工场地进行整理和平整，减少风蚀量。

(6) 加强对施工人员的环保教育，提高全体施工人员的环保意识，坚持文明施工、科学施工，减少施工期的大气污染。

以上施工期大气污染防治措施，简单可行，具有可操作性，施工扬尘影响能够减缓到可以接受的程度，以上防治措施是可行的。

### 6.5.2 运行期大气保护措施

本工程运营期的废气排放源主要为采油、集输过程产生的无组织排放源。无组织排放的污染物主要为井口、管线接口、阀门等处产生的无组织挥发烃类。运营期大气污染控制措施如下：

(1) 定期对井场的设备、阀门等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生。

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

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

通过采取以上措施后，本工程油气开采及运输过程产生的非甲烷总烃可以满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中污染物排放要求。

## 6.6 环境风险防范措施

### 6.6.1 风险事故防范及应急处理措施

#### 6.6.1.1 风险事故防范措施

井场井控严格执行《新疆油田公司石油与天然气钻井井控实施细则》，防止井喷、井喷失控和井喷着火，设计、施工和生产各单位严格遵守《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）、《石油化工企业设计防火规范》(GB 50160-2008)、《石油和天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产管理规定》（SY/T5225-2005）。

##### (1) 井场、站场

①本工程应在预防措施上切实做好防止井喷的各项措施，严格执行各类管理制度。主要措施是安装防喷器和井控装置（封井器等），同时采用随时调整泥浆密度，采用清水循环压井等技术，以最大限度地降低井喷事故的发生。

②平面布置中尽量将火灾危险性相近的设施集中布置，并保持规定的防火距离；将全场内的明火点控制到最少，并布置在油气生产区场地边缘部位。

③按规定配置齐全各类消防设施，并定期进行检查，保持完好可用。

④加强设计单位相互间的配合，做好衔接，减少设计失误；站场内的装置区、泵房等均为爆炸火灾危险区域，区域内的配电设备均应采用防爆型；根据各建筑物的不同防爆等级采取相应的防爆措施。

⑤加强对职工的教育培训，实行上岗证制度，增强职工风险意识，提高事故自救能力，制定和强化各种安全管理、安全生产的规程，减少人为风险事故（如误操作）的发生。

## (2) 硫化氢防护技术要求

①施工井队应至少配 1 套便携式硫化氢监测仪（司钻或坐岗人员随身携带）

做好硫化氢检测工作，制定防硫化氢应急预案。

②工作区间保持通风。

③在井场大门口、钻台、振动筛、坐岗房、防喷器液控房等五处设立风向标（风袋、风飘带、风旗或其它适用的装置），并在不同方向上划定两个紧急集合点，一旦发生紧急情况，作业人员可向上风方向疏散。

## (3) 管线泄漏防范措施

①管线敷设前，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。

②在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定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段及时更换，消除爆管的隐患；加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡；定期检查管道安全保护系统，在发生泄漏事故时能够及时处理；定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。

④加强法律法规宣传力度，发现对管道安全有影响的行为，及时制止、采取相应措施并向上级报告；按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止泄漏事故的发生；配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。当有风险事故发生时，立即启动应急预案，将事故带来的损失降低到最小。

⑤加强腐蚀风险高、环境风险高的管线的腐蚀治理，加大管道腐蚀治理资金的投入。

## (5) 运输风险防范措施

①明确运输路线，加强运输过程的全程跟踪，一旦发生环境风险事故，立即启动环境应急预案。

②担任车辆运输人员必须经过上岗培训，经定期考核通过后方能持证上岗。工作人员应熟悉事故应急设备的使用和维护，了解应急手册应急处理流程，一旦发生意外，在采取应急处理的同时，迅速报告公安、交通部门和环保等有关部门，必要时疏散群众，防止事态进一步扩大和恶化。

③运输、储存井下作业废液和含油污泥所用的槽车、储罐必须符合《压力容器安全技术监察规程》的安全管理规定。储罐设计应按照《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）要求进行必要的防火设计。

④运输车辆必须是专用车或经有关部门批准使用符合安全规定的运载工具，并符合相关要求；同时定期维护和检查，防患于未然，保持车辆良好的工作状态。

⑤运输车辆严格按照当地道路限速行车，严禁超速，防范运输过程中环境风险事故发生。

⑥本工程产生的危险废物运输委托有资质的单位进行，并使用专用车辆，有明显标识，同时，运输线路的选择尽量避开敏感点集中的区域。

### 6.1.1.2 风险事故应急处理措施

#### （1）井喷事故应急措施

一旦发生井喷，绝大多数井都能通过防喷器关闭，然后采取压井措施控制井喷；最后还可用向事故井打定位斜井等方法处理井喷，并尽快采取措施回收原油。事故处理中要有专人负责，管好电源、火源，以免火灾发生。井喷时，需要对井喷的油泥等污染物进行收集，并委托有资质单位进行处理。

事故状态下泄漏的落地油 100%进行回收，交由北三台联合站处理。

#### （2）泄漏事故应急措施

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

##### ① 按顺序停泵或关井

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，将严重污染的土壤委托有资质单位进行处理。

## 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。

——挖坑撇油：在漏油点附近挖坑进行撇油。

——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。

(3) 待泄漏物质得到有效控制后，通过物资供应保障组，调用挖掘机、运输车辆等设备，由应急救援组成员尽快清除防火隔离沟内石油类泄漏物，并委托有资质单位进行处置

(4) 出现运输罐车泄漏情况，应启动以下应急措施：

① 现场运输司机及时上报生产调度室，后勤保障组调集挖掘机、推土机、抽油泵和铁锹物资，由救援组人员使用挖掘机、铲车在事故现场低洼处挖收集池（尽量防渗），将泄漏物收集至池内，用抽油泵将池内泄漏物质抽至拉运车辆内拉走，防止扩散。

② 救援组人员使用铁锹、铲车、挖掘机挖出引流渠道，将泄漏物引流集中至收集池内，减少影响范围。

③ 救援组人员对现场集油区域周围进行围堵（利用麻袋、沙土、铁丝等），限制影响范围扩大。

④ 待围堵区域内无泄漏物质后，救援组人员使用挖掘机、铲车、铁锹清除被污染地表土层。

⑤ 将清除的污染物用运输车辆转移至当地环保部门指定地点。

⑥ 对受影响已清除污染物区域进行填土、压实，恢复原有表层地貌。

## 6.6.2 应急预案

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

根据导则要求，相关环境保护应急预案应包括内容见表 6.6-1。

表 6.6-1 本工程环境风险应急预案内容一览表

序号	项目	主要内容
1	应急计划区	井场、站场、管线、运输路线。
2	应急组织结构	应急组织机构分级，各级别主要负责人为应急计划、协调第一人，应急人员必须为培训上岗熟练工；区域应急组织结构由当地政府、相关行业专家、卫生安全相关单位组成，并由当地政府进行统一调度。
3	预案分级响应条件	根据事故的严重程度制定相应级别的应急预案，以及适合相应情况的处理措施
4	报警、通讯联络方式	逐一细化应急状态下各主要负责单位的报警通讯方式、地点、电话号码以及相关配套的交通保障、管制、消防联络方法，涉及地方的还应与相关区域环境保护部门和上级环保部门保持联系，及时通报事故处理情况，以获得区域性支援。
5	应急环境监测	组织专业队伍负责对事故现场进行侦察监测，对事故性质、参数与后果进行评估，专为指挥部提供决策依据
	抢险、救援控制措施	严格规定事故多发区、事故现场、邻近区域、控制防火区域设置控制和清除污染措施及相应设备的数量、使用方法、使用人员
7	人员紧急撤离、疏散计划	事故现场、罐区邻近区、受事故影响的区域人员及公众对有毒有害物质应急剂量控制规定，制定紧急撤离组织计划和救护，医疗救护与公众健康
8	事故应急救援关闭程序	制定相关应急状态终止程序，事故现场、受影响范围内的善后处理、恢复措施，邻近区域解除事故警戒及善后恢复措施
9	事故恢复措施	制定有关的环境恢复措施（包括生态环境），组织专业人员对事故后的环境变化进行监测，对事故应急措施的环境可行性进行后影响评价
11	应急培训计划	定期安排有关人员进行培训与演练
12	公众教育和信息	对邻近地区职工及公众开展教育、培训和发布有关信息

本工程应急预案包括的井场、站场、管线、运输路线等，在生产运行中有发生原油等危化品泄漏、着火、爆炸的风险，一旦发生，可能造成财产损失及环境污染事故，给采油厂造成严重经济损失和社会影响。预案适用于本工程站场、管线、井场、运输过程中原油泄漏、着火、爆炸突发事件的应急处置工作。

(1) 泄漏、着火、爆炸突发事件处置要点：

①救人优先原则：站场、管线、采油井和运输过程中发生原油泄漏、着火、爆炸突发事件，应及时组织人员撤离危险区域，必要时立即组织周边人员疏散；在事

发区域有毒有害气体检测合格前，进入人员应配戴正压式呼吸器，落实相应安全措施。

②能量隔离原则：发生原油泄漏、着火、爆炸突发事件，应立即进行紧急停车或流程切换，对事故点或区域进行能量隔离，必要时立即通过火炬放空燃烧。

③灭火、稀释、降温原则：发生泄漏、着火、爆炸突发事件，应立即启动消防系统实施灭火，对泄漏区域进行喷淋稀释，对周边设施进行喷淋降温作业。

④控制污染原则：原油泄漏、着火、爆炸突发事件，应立即采取控制措施，防止污染扩大。

### （2）井控抢险原则

抢险中每个步骤实施前，均应进行技术交底，使有关人员心中有数；做好人身安全防护，避免烧伤、中毒、噪音伤害等；抢险作业尽量不在夜间进行，施工时，不能在施工现场同时进行可能干扰施工的其它作业。

#### ①井喷井控事件处置

A 组织专业人员佩戴安全防护器具，对井场周围进行监测，确定是否存在有毒有害气体；必要时，通知周围施工作业人员和井场切断电源、杜绝明火；

B 根据现场地形及监测结果，在上风方向地势较高的地方确定现场指挥点和医疗点，并尽快组织消防和医护人员到现场；

C 做好井口冷却工作，防止着火；有条件的，应尽快组织由四通向井口连续注水，冷却井口；

D 根据上级部门要求做好现场储水、供水及压井泥浆、压井设备的准备工作；

E 根据上级部门要求组织清障，准备更换井口部件。

### （3）应急演练情况

应急演练的目的是进一步熟练掌握应急预案，熟悉应急抢险程序，增强小组之间的配合能力，加深各抢险小组的职责意识，进一步提高应急抢险能力，从而保证以最短的时间、最快的速度处理事故事件。

定期开展应急演练，针对管道泄漏、着火、爆炸现场处置应急演练等。

演练结束要对应急演练进行评估，主要评估内容如下表 6.6-2。

表 6.6-2 急演练评估表

序号	项目	内容
1	报警	报警及时、准确、真实
2		通讯系统可靠迅速
3	通信联络	接警迅速，相关人员及时获取信息
4		上传下达信息准确
5		应急指挥组到达现场迅速
6	现场指挥	应急指挥和调度命令下达正确
7		各应急小组到位迅速，并到指定地点接受等候指挥
8	信息汇报	应急信息汇报及时、准确
9		信息记录准确、完整
10	指令执行	各应急小组执行指令及时、准确
11	事故设定	事故现场模拟真实
12	工艺处理	处理程序按照应急演练方案和操作程序正确采取停工、切断进料、隔离、放空等措施
13		上下游工艺装置正常运行
14		抢险组正确按照预案初期灭火
15		消防车及时赶到现场
16		消防车站位正确
17	消防灭火	消防队按照方案迅速灭火
18		现场各类消防设备设施处于完好状态
19		消防水压满足灭火要求
20		消防控制系统运行状态良好
21		现场模拟受伤人员逼真
22	医疗急救	现场救护人员现场包扎方法正确
23		呼吸器、防毒面具、急救药品等完好充足
24		医疗急救地点设置合理
25		专业抢险队伍迅速赶到现场
26	工程抢险	抢险的安全保护措施有效
27		现场的防爆工具等装备齐全完好
28		抢险措施正确有效
29		迅速对模拟现场进行警戒，标识清晰
30	现场警戒	非抢险人员不得进警戒区
31		相关道路进行交通管制
32	现场检测及控制措施	有明确的检测人员进行现场检测，确定危险区域
33		监测设备完好投用（风向观察）
34	人员疏散隔离	确定上风向的集合点，人员疏散及时
35		隔离区域是否覆盖应急区域
36	人员核查	现场清点人数准确无误
37	后勤保障	其他应急物资准备充足

38		应急物资补充及时到位
39	恢复生产	人员分工明确、开工程序正确
40	预案评价	通过演练，检验预案具有针对性、适用性和有效性

## 6.7 土壤环境保护措施

### 6.7.1 施工期土壤环境保护措施

- (1) 按设计标准规定，严格控制施工占地，不得超过作业标准规定。
- (2) 表层土壤集中堆放，用于临时占地复垦；管沟开挖，做到土壤的分层堆放，分类回填，在施工完毕后回铺于地表，减轻对土壤的破坏，以利于植被的恢复和生长。
- (3) 确保施工过程各环保设施正常运行，污水进罐、落地油回收、泥浆不落地，避免各种污染物对土壤环境的影响，并进一步影响其上部生长的植被。

### 6.7.2 运行期土壤环境保护措施

- (1) 加强工程生产运行管理，严防井喷事故发生。强化源头控制措施，定期检查井口和集输管线，是否有采出液跑冒滴漏的现象发生。
- (2) 一旦发生井喷，绝大多数井都能通过防喷器关闭，然后采取压井措施控制井喷；最后还可用向事故井打定位斜井等方法处理井喷，并尽快采取措施回收原油。井喷时，需要对井喷的油泥等污染物进行收集，并委托有资质单位进行处理。

#### (3) 管道事故应急措施

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

- ① 按顺序停泵或关井  
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，把对土壤的不利影响控制在最小范围内。
- 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，将严重污染的土壤委托有资质单位进行处理。

### 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。

——挖坑撇油：在漏油点附近挖坑进行撇油。

——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。

(4) 强化风险意识，制订切实可行的风险防范与应急预案，最大限度降低风险概率，避免井喷、管线泄露等事故可能对植物和周边农田的破坏。

### (5) 加强土壤环境质量监控

制定土壤跟踪监测计划、建立跟踪监测制度，以便及时发现问题，采取补救措施，避免对土壤造成污染。在项目占地范围内设 3 个柱状样点，1 个表层样点，占地范围外设 2 个表层样点，监测因子为砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍、石油烃，每 5 年监测 1 次，项目占地范围内监测标准执行《土壤环境质量标准-建设用地土壤污染风险管理标准》（试行）（GB36600-2018）中第二类用地筛选值，项目占地范围外监测标准执行《土壤环境质量标准-农用地土壤污染风险管理标准（试行）》（GB15618-2018），石油烃参照《土壤环境质量标准-建设用地土壤污染风险管理标准》（试行）（GB36600-2018）中第二类用地筛选值。

## 6.8 退役期环境保护措施

### 6.8.1 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常工况的烃类泄漏。

### **6.8.2 退役期水环境保护措施**

对完成采油的废弃井应用水泥封堵，拆除井口装置，设地面标桩，标注封井日期，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。

### **6.8.3 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。

### **6.8.4 退役期固废污染防治措施**

(1) 地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣，应集中清理收集。管线外运清洗后可回收利用，废弃建筑残渣外运至当地建筑垃圾填埋场填埋处理。

(2) 对完成采油的废弃井应封堵，拆除井口装置，设水泥标桩，最后清理场地，清除各种固体废弃物，恢复至相对自然的地貌。

- (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。

### **6.8.5 退役期土壤环境保护措施**

场站等设施拆除作业时，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。

### **6.8.6 退役期生态环境保护措施**

- (1) 站场、井场退役

项目退役时，在各类站场首先尽量回收利用各种设备，同时清理、放空各种污染源，不遗留下明显的环境问题。

所有井场拆除采油设施，实施井筒安全封闭，完好的井管和经过固化的井壁可以保证井筒内的污染物不会影响周边地下水和土壤环境。

### (2) 集输管线退役

集输管线在退役后，应将管线进行吹扫，清除管线内采出液，管线留在原地，使管线所在地的生态环境保持稳定。

### (3) 做好退役期的地表恢复工作。

(4) 拆卸、迁移场站设备，对受影响已清除污染物区域进行换土（拉运并填埋具有原来特性的土质），恢复原有生态机能。

(5) 在对原有设备拆卸、转移过程中会产生一定扬尘，故需采取洒水降尘措施，同时闭井工作避开大风等恶劣天气，避免对周围空气环境造成污染。

(6) 项目退役，井场拆除无用的采油设施含油，按照危废进行管理处置。

## 6.8.7 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：

①禁止在依法划定的自然保护区、基本农田保护区、森林公园、饮用水水源保护区、文物古迹所在地、地质遗迹保护区、基本农田保护区等重要生态保护地以及其他法律法规规定的禁采区域内开采。禁止在重要道路、航道两侧及重要生态环境敏感目标可视范围内进行对景观破坏明显的露天开采。

②油藏开发活动应符合国家和区域主体功能区规划、生态功能区划、生态环境保护规划的要求，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。

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

### (2) 生态恢复治理

①本项目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，对井场和场站永久占地范围内地表进行硬化，以减少风蚀量。

工程施工结束后，应对井场和站场的临时占地内的土地进行平整，做到“工完、料净、场地清”。充分利用前期已收集的弃土覆盖于井场表层，以便后期植被自然恢复，表层土覆盖厚度根据植被类型和场地用途确定。

单井及平台井管线和集输汇管管线施工作业带宽度控制在 8m 范围内，施工过程中保护土壤成分和结构，在管线敷设过程中，分层回填管沟，覆土压实，管沟回填后多余土方应作为管廊覆土，不得随意丢弃。道路施工过程中，严禁在道路两侧取弃土，道路施工结束后，及时清理固体废物，注意保护原始地表与天然植被，以利于植被恢复。

### （3）生态恢复要求

井场恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率，植被类型应与原有类型相似，并与周边自然景观协调，不得使用外来有害物种进行井场、站场植被恢复。

# 7.环境影响经济损益分析

## 7.1 项目的社会效益和经济效益

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) 大力开发石油工程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，作为主力油源的新疆油田蕴藏了丰富的石油资源，石油资源的开发及石油产品的发展，将把新疆地区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，这给新疆地区经济带来了良好的发展机遇。

(2) 为加快新疆地区经济发展，保持新疆地区政治和社会稳定具有重大的战略意义。原油的开发建设对拉动新疆地区的经济发展将起到重要作用，另外，原油开发和管道运营每年还要按规定向新疆当地政府上缴税费；原油工程的实施还可带动当地原油副产品加工利用和相关产业的发展，势必成为拉动经济发展新的突破口。总之，本工程在实施促进新疆地区的经济发展，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。

近年来随着石油资源的开发利用，促进当地就业，改善油地关系，保持民族团结和社会稳定等方面都起到积极的作用，不但有重要的经济意义，而且有深远的政治意义。

## 7.2 项目环境效益分析

### 7.2.1 项目环保投资估算

本工程总投资为 14804.81 万元，环保投资 2254 万元，约占总投资的 15.2%，具体环保投资估算见表 7.2-1。

表 7.2-1 环保投资估算

阶段		环保设施/措施	投资 万元
开 发 期	废气	洒水降尘、物料覆盖	35
	废水	施工期生活污水拉运至吉木萨尔县污水处理厂处置	35
		井场进行分区防渗；生活污水收集池防渗	70

	固体废物	泥浆不落地装置、水基岩屑委托处置费用	1050
		生活区设生活垃圾箱若干；施工期生活垃圾运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场处置	42
	生态	施工迹地清理平整、压实，临时占地恢复原始地貌，永久占地砾石覆盖、硬化处置	105
	环境风险	钻井防喷器、放喷管线、井控装置	560
运营期	废气	选用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门、管线	36
	废水	采出水及井下作业废液交北三台联合站采出水处理系统处理	54
	固体废物	含油污泥集中收集临时运至沙南作业区油泥暂存池内，后交克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置	17
	生态	站场地表平整、土壤环境质量监测、防沙治沙措施	36
	环境风险	井场、站场进行重点区域防渗	36
	环境管理	环境影响评价及环境保护竣工验收 环境监测	54 18
退役期	固体废物	截去地下1m内管头；井口封堵，清理现场已拆除设施等固废	36
	生态	设施拆除完工后迹地清理、平整压实、施工临时占地和原来井场的永久占地进行地貌恢复	70

## 7.2.2 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。如将采出水通过北三台联合站的采出水处理系统处理，处理达标后回注，节约了使用新鲜水的资金。

由此看来，本工程采取的环保措施既保护环境又带来了一定的经济效益。

### 7.2.2.1 环保措施的环境效益

#### (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

井下作业废液采用专用废液收集罐收集后运至北三台联合站采出水处理系统处理；采出废水依托北三台联合站采出水处理系统处理达标后回注地层。

### （3）固体废弃物

项目产生的含油污泥等危险废物依托有资质单位进行处置，减少了对环境的影响。

### （4）噪声

通过采取选用低噪声设备、隔音、减振等措施，减低了噪声污染。

### （5）生态保护措施

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

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。

## 7.2.2.2 环保措施的经济效益

本工程通过采用多种环保措施，不仅有重要的环境效益，而且在保证环境效益的前提下，一些设施的经济效益也很可观。

## 7.3 环境经济分析结论

综上所述，本工程建设符合国家产业政策，同时具备产品市场前景良好和产品价格竞争能力较强的行业优势，加上本工程具有良好的外部条件和采用可靠的工艺技术，可以确保项目实施后的经济效益和环境效益良好，项目可行。

## **8.环境管理与监测计划**

### **8.1 环境管理机构**

#### **8.1.1 环境管理机构**

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

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

#### **8.1.2 环境管理体制**

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

## **8.2 生产区环境管理**

### **8.2.1 日常环境管理**

#### **（1）搞好环境监测，掌握污染现状**

定时定点监测站场环境，以便及时掌握环境状况的第一手资料，促进环境管理的深入和污染治理的落实，消除发生污染事故的隐患。

废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，减轻对周围环境产生的污染，达到污染物排放总量控制的环境保护目标。

### （2）加强环保设备的管理

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

### （3）落实管理制度

除了加强环保设备的基础管理外，尚需狠抓制度的落实，制定环保经济责任考核制度，以提高各部门对环境保护的责任感。

日常工作的管理与调配，应明确机构，有专人负责与协调。要求做好废弃物的处理、场地的清理等每日例行的环保工作。

## 8.2.2 环境污染事故的预防与管理

### （1）对事故隐患进行监护

对污染事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效措施，防止事故发生。对各类重大事故隐患，应本着治理与监护运行的原则进行处理。在目前技术、经济等方面能够解决的，要通过技术改造或治理，尽快消除事故隐患，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应急预案。

### （2）强化专业人员培训和建立安全信息数据库

有计划、分期分批对环保人员进行培训，聘请专家讲课，收看国内外事故录像和资料，吸收这些事件中预防措施和救援方案的制定经验，学习借鉴此类事故发生后的救助方案。平时要经常进行人员训练和实践演习，锻炼队伍，以提高他们对事故的防范和处理能力。建立安全信息数据库或信息软件，使安全工程技术人员及时查询所需的安全信息数据，用于日常管理和事故处置工作。

### （3）加强风险管理

制定相应的风险对策，不断改进识别不利影响因素，从而将项目运营期各类风险水平控制在合理的、可接收的范围内，以达到减少事故发生、经济合理地保证安全运行管理技术的目的。

### 8.2.3 本项目 HSE 管理工作内容

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

### 8.2.4 环境监督机构

昌吉回族自治州生态环境局审批本工程的环境影响报告书，吉木萨尔县生态环境分局监督所辖行政区内该工程的环保竣工验收制度执行情况、排污许可证核发以及日常环境管理。

### 8.2.5 施工期环境管理

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

表 8.2-1 施工期环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	监督单位
1	生态环境	施工过程中严格控制占地面积，规定施工活动范围，减少临时占地和对地表的扰动。井场建设施工前，也要严格规定临时占地范围。施工结束后，施工单位应及时清理现场，使之尽快自然恢复，将施工期对生态环境影响降到最低。严禁施工人员踩踏植被和猎捕野生动物，禁止侵扰野生动物栖息地。施工产生的土方，应合理规划，合理利用。对于开挖管线产生的土方，全部回填	施工单位	昌吉回族自治州生态环境局、吉木萨尔县生态环境分局
2	水环境	各类管线试压废水用于施工洒水抑尘		
3	土壤环境	按规定的施工范围进行作业，可有效减少土壤扰动，施工产生的废物时清运，可避免污		

		污染物进入土壤环境造成污染		
4	声环境	选用效率高、噪声低的设备，并注意设备的正确使用和经常性维护，保持较低噪声水平。运输车辆限速、尽量减少鸣笛		
5	大气环境	逸散性材料运输、装卸和堆放过程中采取加盖苫布等抑尘措施，严禁散落和尘土飞扬。施工期各机械设备应使用高品质的柴油，加强设备的维护，减少大气污染物的排放量		
6	水土流失、土地沙化	合理安排时间，挖、填方尽量避开大风天气，堆放土方时，尽量减小土方坡度。管沟开挖、填方作业时应尽量做到互补平衡，避免土方堆积。严格按照规划的施工范围进行施工作业，不得随意开辟施工便道。施工后期，及时做好施工迹地的清理工作。做好施工后期的迹地恢复工作，包括土地平整，创造局部小环境以利于植被的恢复等，防止水土流失		
7	固体废物	垃圾集中收集后送至当地垃圾填埋场处理		

## 8.2.6 运营期环境管理

- (1) 建立和实施井区运营期的健康、安全与环境（HSE）管理体系。
- (2) 贯彻执行国家、地方及上级部门有关环境保护方针、政策、法律及法规。
- (3) 加强环保管理人员的培训、教育，学习先进的环保管理理念，提高管理人员的技术水平与业务能力，定期对运营期环境保护工作进行总结和分析，根据环保水平的发展进步持续改进、强化运营期的环境保护与管理要求。
- (4) 组织开展环境保护宣传教育、技术和经验交流活动，推广先进技术和科研成果；参加调查、分析、处理环境污染事故，并负责统计上报事故的基本情况及处理结果，协同有关部门制定防治污染事故措施，并监督实施。
- (5) 项目运行后3至5年内，须组织开展环境影响后评价工作，对项目实际产生的环境影响以及污染防治、生态保护和风险防范措施的有效性进行跟踪监测和验证评价，对存在问题提出补救方案或者改进措施，不断完善和提高建设项目环境影响评价的有效性，切实落实各项环境保护措施。

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

表 8. 2-1 运营期环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	监督单位
1	大气环境	采出物采用管线密闭集输，加强对各井场的设备和管线的巡检，定期对设备及管线组件的密封点进行泄漏检测	中国石油新疆油田分公司准东采油厂	昌吉回族自治州生态环境局、吉木萨尔县生态环境分局
2	水环境	井下作业均带罐作业，井下作业废液由罐车拉运至北三台联合站采出水处理系统处理，不外排		
3	声环境	定期对设备进行检修和维护，使其处于运行良好的状态。对井场厂界噪声进行定期监测		
4	固体废物	危险废物集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置		
5	生态环境	继续做好施工地的地表恢复工作，培训巡检人员相关环境保护知识，更好的保护沿线植被；各类集输管线上方铺设草方格；在施工结束后，投入运行前，集输干支线要完成永久标志设置，设置安全标志。对管道设施定期巡查，及时维修保养		
6	风险防范	制定事故应急预案，对重大隐患和重大事故能够快速做出反应并及时处理		
7	环境管理	建立环境管理体系和事故应急体系，实施环境监测计划		

## 8.2.7 退役期环境管理

本项目在退役期的主要内容见表 8.2-3。

表 8. 2-3 退役期环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	监督单位
1	生态环境	做好退役期的地表恢复工作，拆卸、迁移场站设备，恢复地貌	中国石油新疆油田分公司准东采油厂	吉木萨尔县生态环境分局
2	声环境	退役期间加强施工设备维护保养，合理安排施工时间		
3	大气环境	在对原有的设备拆卸、转移过程中会产生一定的扬尘，故需采取洒水降尘措施，同时闭井工作避开大风等恶劣天气，避免对周围空气造成影响		
4	水环境	管线拆除排出的废液，由罐车拉运至北三台联合站，不排入周围环境，避免对周围环境造成的影响		
5	固体废物	固体废弃物分类收集，及时清运		

## 8.2.8 事故风险的预防与管理

### (1) 对风险事故隐患进行监护

对事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效的措施，防止

事故的发生。根据国内外油气田开发过程中相关设施操作事故统计和分析，工程运行风险主要来自第三方破坏、管道腐蚀和失误操作。对以上已确认的重大事故隐患，应本着治理与监护运行的原则进行处理。在目前技术、经济等方面能够解决的，要通过技术改造或治理，尽快消除事故隐患，防止事故发生；对目前消除事故隐患有困难的，应从管理和技术两方面对其采取严格的现场监管措施，在管理上要加强制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故应急预案。

### （2）制定事故应急预案建立应急系统

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

### （3）制定事故应急预案培训

强化专业人员培训，聘请专家讲课，收看国内外事故录像资料，吸收这些事件中预防措施和救援方案的经验，学习借鉴此类事故发生后的救助方案。在日常生活中要经常进行人员训练和实践演习，锻炼指挥队伍，以提高他们对事故的防范和处理能力。

建立安全信息数据库或信息软件，使安全工程技术人员能及时查询到所需的安全信息数据，用于日常管理和事故处置工作。

## 8.3 污染物排放的管理要求

本工程污染物排放清单见表 8.3-1。

表 8.3-1 本工程污染物排放清单一览表

类别	环保措施	污染源源强	污染物	排放标准
废气	选用质量可靠的管线、设备、仪表、阀门，定期进行检查维修	1.0955t/a	NMHC	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)

废水	井下作业废液	洗井废水	经北三台联合站采出水 处理系统处理后回注	1026t/a	COD、石油类	《油田注入水分 级水质标准》 （Q/SYXJ 0030-2015）
		压裂返排液		3238.38m <sup>3</sup> /a		
	采出水			42900m <sup>3</sup> /a	石油类	
噪声	设备、车辆噪声	采用低噪声设备、基础减振，加强车辆维护保养等	80-105dB (A)	等效连续 A 声级	GB12348-2008 中 2 类标准	
固体废物	危险废物	含油污泥	集中收集后临时运至沙南作业区油泥暂存池内，后交克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置	441.09t/a	石油类	妥善处置
		落地油	100%回收后拉运至联合站原油处理系统进行处理	/		

## 8.4 企业环境信息公开

项目实施后由中国石油新疆油田分公司准东采油厂运营管理，准东采油厂应参照《企业环境信息依法披露格式准则》（环办综合〔2021〕32号）规定，并结合新疆的相关要求，可通过政府网站、报刊、广播、电视等便于公众知晓的方式公布。

公司应公开以下内容：

(1) 企业基本信息，包括中文名称、法定代表人、注册地址、生产地址、行业类别、企业联系人及联系方式、企业性质、以及属于重点排污单位、实施强制性清洁生产审核的企业等情况，还包括主要产品与服务、生产工艺的名称，以及生产工艺属于国家、地方等公布的鼓励类、限制类或淘汰类目录（名录）的情况。

(2) 环境管理信息，主要为有效期内或正在申请核发或变更的全部生态环境行政许可（包括但不限于排污许可、建设项目环境影响评价、危险废物经营许可、废弃电器电子产品处理资格许可等）的相关信息；还包括环境保护税缴纳信息、依法投保环境污染责任保险信息、环保信用评价等级等情况。

(3) 污染物产生、治理与排放信息，包括主要污染防治设施的名称、对应的产污环节、处理的污染物、对应排污口的名称、编号、年度非正常运行的设施名称、排放的污染物、次数、日期及时长、主要原因；污染防治设施由第三方负责运行维护的应当提供运维方信息。

(4) 企业应当就排污许可、建设项目环境影响评价、危险废物经营许可、废弃电器电子产品处理资格许可等生态环境行政许可新获得、变更、撤销等情况，披露变更事项、批复机关、批复文件文号、批复时间、批复原文内容等信息。

(5) 突发环境事件应急预案。

(6) 其他应当公开的环境信息。

## 8.5 环境监测与监控

### 8.5.1 施工期开展环境工程现场监理建议

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

由于建设单位聘请相关环境监理机构对施工单位、承包商、供应商和中国石油新疆油田分公司环保法律、法规、制度、标准、规范的情况依法进行监督检查，特别是加强施工现场的环境监理检查工作，目的是协助建设单位落实施工期间的各项环境保护要求和施工合同中的环保规定，确保本项目的建设符合有关相关要求。因此建议建设单位外聘环保专业人员，对各作业阶段进行环境监理工作。

(1) 环境监理人员要求

①环境监理人员必须具备环保专业知识，精通国家环境保护相关法律、法规、标准和政策，了解当地生态环境行政主管部门的环保要求。

②必须接受过 HSE 专门培训，有较长的从事环保工作经历。

③具有一定的油气田开发和输油气管道建设的现场施工经验。

(2) 环境监理人员主要职责

①监督施工现场对“环境管理方案”的落实。

②协助 HSE 部门负责人汇报环境管理现状，并根据发现的问题提出合理化建议。

③协助 HSE 部门负责人宣传贯彻国家和当地政府有关环境方面的法律、法规和政策。

④对 HSE 工作的真实性、合法性、效益性进行审查，评价其责任，并提出改进意见。

环境监理工作计划及重点见表 8.5-1。

表 8.5-1 现场环境监理工作计划

序号	场地	监督内容	监理要求
1	各站场建设现场	1) 施工作业是否超越了限定范围,施工结束后,施工现场是否进行了及时清理; 2) 站场硬化是否达到要求; 3) 废气、废水、固体废物、噪声等污染是否达标排放和妥善处理; 4) 防渗措施是否满足要求。	
2	管线敷设及道路建设现场	1) 管线及道路选线是否满足环评要求。 2) 管线及道路施工作业是否超越了施工宽度; 3) 挖土方放置是否符合要求,管沟开挖是否做到挖填平衡。土方是否进行了及时回填,管沟开挖过程中是否采取的有效可行的扬尘污染防治措施; 4) 施工人员是否按操作规程及相关规定作业; 5) 施工完成后是否进行了清理、临时占地是否恢复植被; 6) 草方格铺设情况。	环评中环保措施落实到位
3	其它	1) 施工结束后是否及时清理现场、恢复地貌,是否及时采取了生态恢复和水土保持措施; 2) 有无砍伐、破坏施工区以外的植被,有无伤害野生动物等行为。	

### 8.5.2 运营期环境保护监测计划

根据《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017)和《工业企业土壤和地下水自行监测 技术指南(试行)(HJ1209—2021)》相关规定,定期对污染源和环境质量进行监测,减少对周围环境影响。排污单位自行监测信息公开内容及方式按照《企业事业单位环境信息公开办法》(环境保护部令第31号)执行。

本项目运营期环境监测计划见表 8.5-2。

表 8.5-2 运营期环境监测计划

监测对象		监测频率	实行监测时间	监测项目	监测地点	执行标准	监测方式
运营期	噪声	1 次/季度	竣工验收后开始	等效连续声级	井场及站场厂界四周	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类标准	委托监测或运营单位自行监测
	大气	1 次/年		非甲烷总烃	项目区下风向周界外 100m	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)	

	地下水	1 次/年	pH、砷、汞、镉、铬(六价)、铅、挥发酚、石油类	利用项目区附近环境质量现状监测的水井，一般监测井数不少于3个	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)中III类水质标准；石油类参照GB3838-2002中III类水质标准	
	土壤	1 次/5年	镉、汞、砷、铅、六价铬、铜、镍、石油烃、pH	井场、站场占地范围内	《土壤环境质量标准-建设用地土壤污染风险管控标准》(试行)(GB36600-2018)中第二类用地筛选值	
			镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃、pH	井场、站场占地范围外	《土壤环境质量标准-农用地土壤污染风险管理标准》(试行)(GB15618-2018)，石油烃参照《土壤环境质量标准-建设用地土壤污染风险管控标准》(试行)(GB36600-2018)中第二类用地筛选值	

### 8.5.3 环境设施验收建议

#### (1) 验收范围

- ①与项目有关的各项环保设施，包括为防治污染和保护环境所配套建成的治理工程、设备和装置，以及各项生态保护设施等。
- ②环境影响报告书及批复文件和有关设计文件规定应采取的环保措施。

#### (2) 验收内容

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

表 8.5-3 “三同时”验收项目

治理项目	污染源	位置	验收清单治理措施	验收标准
废气	无组织挥发	井场、站场及集输管线	全密闭集输进入计量(配水)站后输至北三台联合站	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)
废水	采出水、井下作业废液	北三台联合站采出水处理系统	采出水及井下作业废液经处理达标后回注油藏	《油田注入水分级水质标准》(Q/SYX J 0030-2015)
噪声	各类机泵等	井场、站场	低噪声设备	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2类区标准要求
固废	钻井岩屑	井场	水基岩屑经不落地系统处理后交岩屑处理单位进行处置	《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)
	含油污泥	井场、站场	集中收集后临时运至沙南作业区油泥暂存	签订危险废物处置协议

			池内，后交克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置		
	落地油	井场、站场	回收后交联合站处理	100%回收	
生态恢复	植被破坏	临时占地范围	植被恢复情况：种类、优势物种、数量、覆盖度	生态保护措施落实情况；防沙治沙措施、水土保持措施落实情况；井场、站场周边及管线沿线植被恢复情况	
	工程占地	井场、站场、管线、道路	严格控制施工作业占地范围，对临时占地进行平整恢复		
	水土流失				
	土地沙化				
环境管理	防渗措施落实情况；环境管理制度是否建立并完善，环保机构及人员是否设置到位；施工期是否有环境监理报告或施工环保检查记录，是否保留必要的影像资料。				

# 9.结论与建议

## 9.1 工程概况

北三台油田北 31 井区行政隶属于昌吉回族自治州吉木萨尔县，东南距三台镇约 30km，西距北三台联合站约 5.5km。北距卡拉麦里有蹄类野生动物自然保护区约 32km；油田北邻古尔班通古特沙漠，国道 216 从北 31 井区穿过，交通便利。

本项目主要工程：部署油水井 36 口，其中新井 35 口（采油井 27 口，注水井 8 口），老井采转注 1 口（北 50 井）；采用单井及平台井方式布置，共布置 19 口单井和 5 座平台井（17 口井），平台号为 1 号（3 口井）、2 号（2 口井）、3 号（4 口井）、4 号（5 口井）、5 号（3 口井）。单井平均井深 2150m，钻井总进尺 75250m，新建计量（配水）站 2 座（北 23 号和北 24 号），阀池 2 座，新建进站道路 1.33km、单井管线 8.519km、平台管线 1.781km，集输汇管 1.5km，单井注水管线 3.539km、平台注水管线 0.761km、注水支线 1.2km，注水干线 1.2km；新建产能  $4.86 \times 10^4$ t/a，油气水处理依托北三台联合站；配套建设自动控制、供配电、通信、消防、防腐工程等，油气处理依托北三台联合站。

本工程总投资为 14804.81 万元，环保投资 2254 万元，约占总投资的 15.2%。

## 9.2 环境质量现状评价结论

### 9.2.1 生态环境质量现状

项目区占地为油田范围内，地表类型为低覆盖度草地、中覆盖度草地及灌木林地，地势平坦。距离北侧的卡拉麦里有蹄类野生动物自然保护区 32km。

根据《新疆生态功能区划》，项目区域属于准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区，准噶尔盆地南部荒漠绿洲农业生态亚区，阜康—木垒绿洲农业、荒漠草地保护生态功能区。

该油田区植被在世界植被区划中属亚非荒漠区，在中国植被区划中属新疆荒漠区、北疆荒漠亚区、准噶尔荒漠省、乌苏—奇台州。区域内植被类型分布有多枝柽柳、琵琶柴、木碱蓬、梭梭、沙漠娟蒿、白皮沙拐枣及农田，植被覆盖度在 5%~40% 之间。项目占地范围植被主要为多枝柽柳和琵琶柴。

由于项目区准噶尔盆地边缘严酷的气候条件，野生动物分布种类少，主要为爬行类、啮齿类动物。

### **9.2.2 环境空气质量现状**

项目所在地基本污染物除 PM<sub>10</sub>、PM<sub>2.5</sub> 因子外，其余基本污染物因子监测值均符合《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准标准要求。PM<sub>10</sub>、PM<sub>2.5</sub> 年平均浓度有超标现象，主要与工业污染及风沙季节有一定关系。项目所在区为非达标区。

特征污染物非甲烷总烃小时浓度值符合《大气污染物综合排放标准详解》中“非甲烷总烃”2.0mg/m<sup>3</sup>，硫化氢小时浓度值满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 其它污染物空气质量浓度参考限值 10μg/m<sup>3</sup> 的要求，未出现超标现象，评价区域环境空气质量较好。

### **9.2.3 水环境质量现状**

项目区地下水监测及评价结果表明，区域地下水满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准的要求；石油类符合《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅲ类标准的要求。

### **9.2.4 声环境质量现状**

评价区域声环境质量符合《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准的要求，声环境质量良好。

### **9.2.5 土壤环境质量现状**

各监测点位的各项土壤监测因子能够满足《土壤环境质量标准-农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）和《土壤环境质量标准-建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值要求，说明区域土壤环境良好。

## **9.3 环境影响评价结论**

### **9.3.1 生态影响评价结论**

本工程建设对生态环境的影响主要来自施工期占地的影响，项目永久占地面积 66126.48m<sup>2</sup>，临时占地面积 287509.4m<sup>2</sup>，总占地面积为 353635.88m<sup>2</sup>，占地类型为低

覆盖度草地、中覆盖度草地及灌木林地。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，且经过现有油田设施运营，已经少有大型野生动物在本区域出现，项目对野生动物的影响较小。因此总体上看本工程建设对生态环境影响较小。

### 9.3.2 环境空气影响结论

(1) 本工程在施工期对环境空气的影响主要来钻井、管线敷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，还包括柴油发电机燃烧废气。环评要求运输车辆必须加盖篷布，减少运输过程的起尘和遗撒，行驶过程中要减速慢行，而且要采取一定洒水降尘措施，减少运输过程中运输车辆对其扬尘影响，施工扬尘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。项目柴油发电机使用符合国家标准的燃油，并定期对设备进行保养维护，可有效减轻废气影响。

(2) 运行期项目对大气环境的影响主要来自油气集输过程中产生一定量的烃类挥发。经预测，本工程正常工况下排放的非甲烷总烃落地浓度低于《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中要求，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。

### 9.3.3 水环境影响评价结论

(1) 本项目钻井期生活污水排入防渗收集池，定期拉运至吉木萨尔县污水处理厂；管道试压废水用于施工现场降尘。开发期对水环境影响较小。

(2) 本工程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。

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

(4) 项目运行期废水主要是采出水，经北三台联合站处理达标后，用于注水开发，不向外环境排放。井下作业废液全部回收，采用专用废液收集罐收集后运至北三台联合站处理。

#### 9.3.4 声环境影响评价结论

本工程开发期钻井过程中产生的噪声昼间距离井场 10m 处噪声值可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）中昼间 70dB(A)的要求；昼间施工噪声在 30m 外满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求。施工过程 4 号平台井东北侧约 0.83km 处红旗农场收费站工作人员不会受到影响。运输、平整场地、管沟开挖及回填、建筑物修建等过程中，昼间施工场地 50m 以外均不超过建筑施工场界噪声限值（昼间 75dB(A)），夜间不施工。昼间施工场地 300m 外可以达到《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准限值要求。开发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。

本项目生产运营期，各站场正常生产时噪声很小，对背景噪声的贡献较小。经预测，井场外可以达到《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准限值要求。

#### 9.3.5 固体废物影响评价结论

本工程新钻的 35 口井，钻井产生的钻井泥浆、钻井岩屑经不落地收集系统处理后，钻井泥浆循环使用，水基钻井岩屑排入岩屑罐内收集，交由岩屑处理单位进行处理，经处理满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017) 相关要求后可综合利用。生活垃圾集中收集在垃圾箱内，定期拉至吉木萨尔县生活垃圾填埋场处置。

本项目运营期产生的固体废物主要为含油污泥、落地油；事故状态下的落地油由作业单位 100%回收，交由北三台联合站原油处理系统进行处理；含油污泥（HW08-251-001-08）新增产生量为 441.09t/a，属于危险废物，定期交由具有相关处置资质单位进行处置。

综合以上分析，本工程在开发建设过程中所产生的各种固体废物均可以得到有效的处理，对环境所造成的影响可以接受。

### 9.3.6 环境风险分析评价结论

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

在严格管理且制订相应风险防范措施的基础上，可将本工程的环境风险控制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。

### 9.3.7 总量控制结论

本项目采油集输过程 VOCs 均为无组织排放，不设总量控制指标。

### 9.3.8 政策和规划符合性结论

本工程为鼓励类项目，符合国家产业政策。符合自治区主体功能区划、环境保护及污染防治政策。

### 9.3.9 公参意见采纳情况

本环评根据《中华人民共和国环境影响评价法》、《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第 4 号）等法律、法规及有关规定，建设单位利用网络、报纸等方式就项目建设的意义、项目情况、对环境可能造成的影响、预防或减轻不良环境影响的对策和措施等问题向公众发布信息，并进行了环境影响评价简本的公示，供公众查阅。

在公示期间，未收到任何反馈信息。

## **9.4 综合评价结论**

本项目符合国家相关产业政策、规划及“三线一单”的要求，选址合理。运营期废气能实现“达标排放”，工业废水零排放，固体废物实现“无害化”处置；建成后区域环境质量仍可以满足相应功能区要求；开发活动对生态环境的影响较小，不会对区域生态系统或生物多样性产生较大影响；项目在运行过程中存在一定的环境风险，但采取相应的环境风险防范措施后，其影响是可防可控的。项目进行了三次网上公示、两次报纸公示，并张贴公告一次，公示期间均未收到公众反馈意见。因此，从环境保护角度，项目建设可行。

## **9.5 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) 在各井场、站场阀门等设备以及集输管线进行定期检查、维修，及时发现问题，防止油气跑、冒、滴、漏的发生，对于泄漏的落地油应及时清理，彻底回收，严防污染扩大。