三台油田北10井区头屯河组油藏东南部扩边开发工程

环境影响报告书

（报批稿）

新疆泰施特环保科技有限公司

二〇二一年十月

三台油田北10井区头屯河组油藏东南部扩边开发工程

环境影响报告书



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

目录

1.概述.....1

1.1 建设项目特点.....1

1.2 环境影响评价的工作过程.....2

1.3 分析判定相关情况.....4

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

2.总则.....5

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.....9

2.4 环境功能区划与评价标准.....12

2.5 评价等级和评价范围.....16

2.6 环境保护目标.....22

2.7 评价时段和评价重点.....23

2.8 评价方法.....23

3.工程概况和工程分析.....24

3.1 区块现有开发工程环境影响回顾评价.....24

3.2 本工程工程概况.....28

3.3 工程内容.....33

3.4 依托工程情况及可依托性分析.....42

3.5 工程分析.....46

3.6 清洁生产分析.....61

3.7 污染物排放总量控制分析.....68
3.8 与相关规划协调性分析.....69
4. 环境现状调查与评价.....80
4.1 自然环境概况.....80
4.2 生态现状调查与评价.....83
4.3 环境空气现状调查与现状.....85
4.4 声环境现状调查与评价.....87
4.5 水环境现状调查与评价.....89
4.6 土壤环境现状评价.....92
5. 环境影响预测与评价.....98
5.1 生态环境影响评价.....98
5.2 土壤环影响评价.....104
5.3 环境空气影响分析.....109
5.4 声环境影响分析.....116
5.5 水环境影响分析.....119
5.6 固体废物影响及分析.....126
5.7 环境风险评价.....129
6. 环境保护措施及其可行性论证.....137
6.1 生态环境保护措施.....137
6.2 水污染防治措施.....144
6.3 噪声污染防治措施.....146
6.4 固体废物污染防治措施.....147
6.5 大气环境保护措施.....148
6.6 环境风险防范措施.....151

6.7 土壤环境保护措施.....160

7. 环境影响经济损益分析.....162

7.1 项目的社会效益和经济效益.....162

7.2 项目环境效益分析.....162

7.3 环境经济分析结论.....165

8. 环境管理与监控计划.....166

8.1 环境管理制度.....166

8.2HSE（健康、安全与环境）管理体系建立.....167

8.3 环境管理计划.....174

8.4 施工期环境监理制度.....179

8.5 环境监测计划.....180

8.6 环保设施竣工验收管理.....182

9. 结论与建议.....185

9.1 工程概况.....185

9.2 环境质量现状评价结论.....185

9.3 环境影响评价结论.....186

9.4 综合评价结论.....190

9.5 建议.....190

1.概述

1.1 建设项目特点

北10井区头屯河组油藏位于乌鲁木齐市以东约120km，阜康市以东约55km，行政隶属昌吉回族自治州阜康市，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《三台油田北10井区头屯河组油藏东南部扩边部署意见》，在油藏东南部沿用170m反七点注采井网部署油水井47口，其中采油井33口，注水井14口，采油井单井设计产能5.0t，新建产能4.95×10^4t，钻井总进尺9.87×10^4m，动用含油面积1.28km^2，动用地质储量309.5×10^4t，动用可采储量68.1×10^4t，为减少征地面积，开发井采用平台部署，兼顾虑到实施轮次需求，共部署5个平台组。

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环境敏感区的需编制环境影响报告书。本项目位于三台油田北10井区老区块内，可编制环境影响报告表；另根据《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》，项目所在的阜康市位于II_2天山北坡诸小河流域，属于水土流失重点治理区，水土流失重点治理区属于环境敏感区，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。本工程与北10井区老区块范围对比情况见图1.1-1。

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》，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，2021年6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《三台油田北10井区头屯河组油藏东南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）。

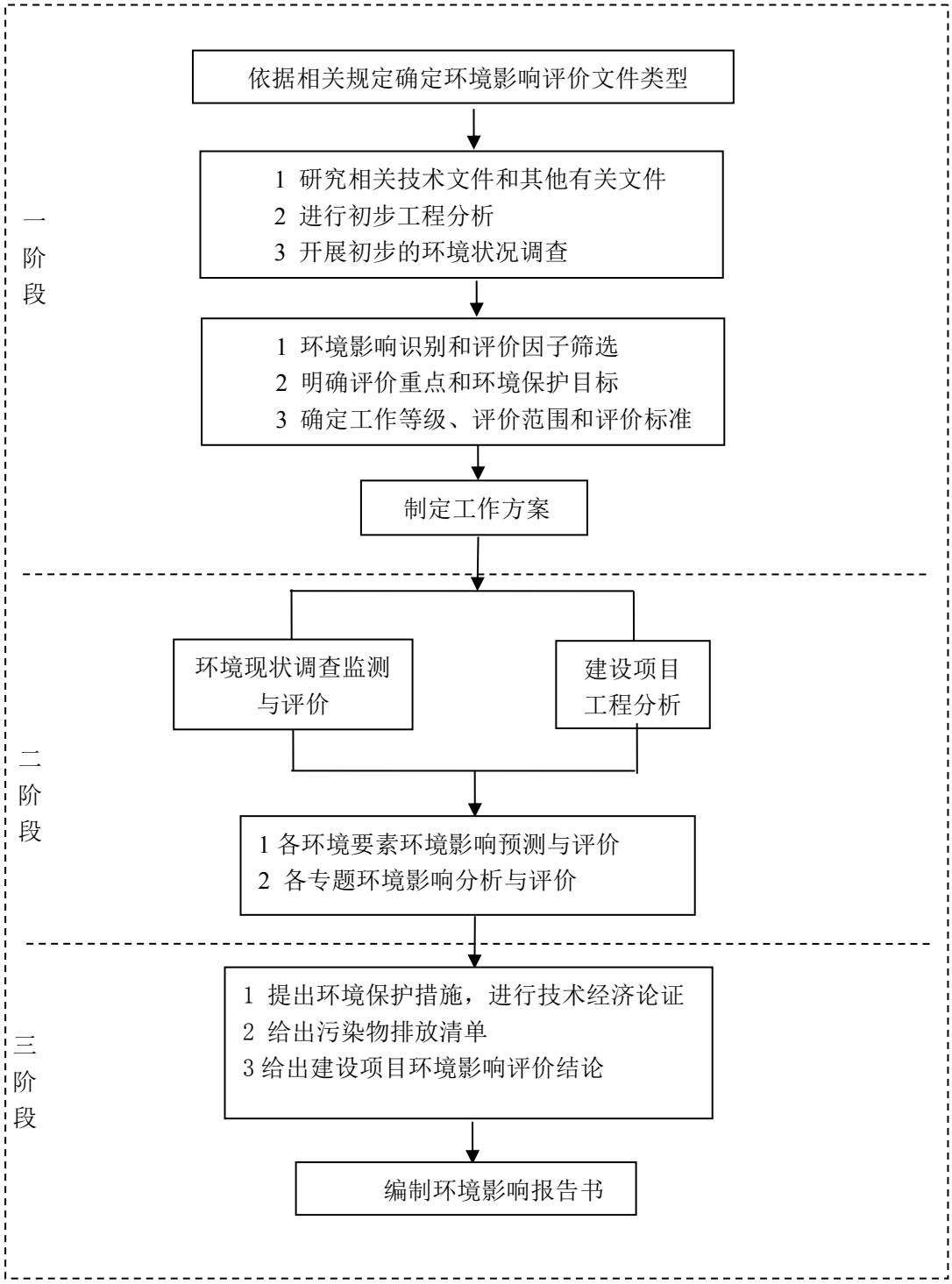


图 1.2-1　　环境影响评价工作程序图

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阜康市北10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等特殊敏感区域和重要生态敏感区域。工程建设与相关规划相符合。

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、落地油、钻井平台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，本工程新建井场、集中拉油站及道路不占用农田，周围无居住区。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、运行期和闭井期满主要污染源、污染物种类、排放强度，分析环境污染的影响特征，预测和评价本工程施工期、运行期及闭井期对环境的影响程度，并提出采取的污染防治和生态保护措施。

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

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

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

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 （2016年修订）	12届人大第24次会议	2016-11-07
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
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		

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
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	生态环境部领第4号	2019-01-01
3	关于印发《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》的通知	环发[2015]4号	2015-01-08
4	国家危险废物名录（2021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
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
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	新环发[2016]360号	2016-11-15

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
	作的通知		
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实施方案》	新党发〔2018〕23 号	2018-09-04

2.2.2 环评有关技术规定

环评有关技术规定见表 2.2-2。

表 2.2-2　　环评技术导则依据一览表

序号	依据名称	标准号	实施时间
1	建设项目环境影响评价技术导则　总纲	HJ2.1-2016	2017-1-1
2	环境影响评价技术导则　大气环境	HJ2.2-2018	2018-12-01
3	环境影响评价技术导则 地表水环境	HJ2.3-2018	2019-03-01
4	环境影响评价技术导则　声环境	HJ2.4-2009	2010-04-01
5	环境影响评价技术导则　生态影响	HJ19-2011	2011-09-01
6	环境影响评价技术导则　地下水环境	HJ610-2016	2016-01-07
7	环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目	HJ/T349-2007	2007-08-01
8	建设项目环境风险评价技术导则	HJ169-2018	2019-03-01
9	环境影响评价技术导则　土壤影响（试行）	HJ964-2018	2019-07-01
10	水土保持综合治理技术规范	GB/T16453.1~6-2008	2009-02-01
11	开发建设项目水土保持技术规范	GB50433-2008	2008-07-01
12	危险化学品重大危险源辨识	GB18218-2018	2018-11-19
13	石油和天然气开采行业清洁生产评价体系指标（试行）		2009-02-19
14	石油天然气工业健康、安全与环境管理体系	SY/T6276-2014	2015-03-01
15	石油化工企业环境保护设计规范	SH/T3024-2017	2018-01-01
16	石油天然气开采业污染防治技术政策	2012 年第 18 号	2012-03-17
17	油气田含油污泥综合利用污染控制要求	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	挥发性有机物无组织排放控制标准	GB 37822-2019	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，2021.6；

（2）《三台油田北10井区头屯河组油藏东南部扩边部署意见》，新疆油田公司准东采油厂，2021年6月；

（3）《三台油田北10井区头屯河组油藏东南部扩边地面工程》，新疆石油工程设计有限公司，2021年8月；

（4）《新疆油田公司三台油田北10井区头屯河组油藏开发建设项目环境影响报告书》，中国石油大学（华东），2016年10月；

（5）《三台油田北10井区头屯河组油藏开发工程环境影响报告表》，新疆泰施特环保科技有限公司，2021年1月；

（6）《三台油田北10井区头屯河组油藏2021年第一轮滚动开发工程环境影响报告表》，新疆泰施特环保科技有限公司，2021年4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

本次主要评价三台油田北10井区头屯河组油藏东南部扩边开发工程，主要工程包括：部署开发井47口，采油井33口，注水井14口，建设集中拉油站5座，对北10集中拉油站注水系统进行扩建，扩建注水泵撬一座，新建单井集油管线1.0km；平台集油管线2.0km。注水支线2.0km，单井注水管线1.5km。新建产能4.95×10^4t/a。原油及采出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、集输及注水管线敷设，集中拉油站建设，以生态影响为主。

①钻井

本工程新钻井47口，钻井工程主要包括井场平整等钻前工程、钻井及井下作业等。

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

钻井工程：钻井期间主要的环境影响因素是柴油机运行时产生废气，钻井作业产生的钻井平台冲洗废水，机械设备运转时产生的噪声，以及钻井产生的废岩屑和泥浆等固体废弃物。

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井场和拉油站建设

新建井场47座，集中拉油站5座，这些构筑物建设的主要环境影响是施工占地和对生态环境的扰动。

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

（2）运行期

运行期环境影响因素主要体现在采油、油气集输过程中无组织排放的挥发性有机物及拉油站放空燃烧烟气；废水主要为采出水、井下作业废水等；固体废物主要为含油污泥。

（3）闭井期

闭井期，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开发工艺特征，对油田开发过程中的施工期、运行期和闭井期环境影响因子识别见表2.3-1。

表2.3-1　　影响因子识别

序号	时段	主要影响因素	主要环境影响因子	分析结果
1	施工期	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	-
			影响农牧业	-
			引起水土流失	-
			影响土地利用	-
			声环境	-
			改变自然景观	-

			影响道路交通	-
		生活污水	COD、BOD_5、NH_3-N	-
		施工机械和车辆尾气	NO_2、CO、SO_2、烃类挥发	-
		施工垃圾和生活垃圾	污染土壤环境	-
		施工机械和车辆噪声	影响声环境质量	-
2	运行期（正常工况）	火炬燃烧放空	烟尘、NO_x、SO_2	-
		采出水	石油类	-
		井下作业废水	石油类、SS	-
		井口、拉油站无组织废气排放	非甲烷总烃	-
		设备噪声	影响声环境质量	-
		落地油、含油污泥	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	-
		集中拉油站储罐泄露	污染土壤、火灾爆炸	——
4	闭井期	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）油田开发对当地农牧业影响； （5）油田开发建设对生态景观的影响 （6）废弃井及废弃管道对生态环境的影响。
土壤	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表1中45项基本因子、表2中石油烃； 《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	pH、氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、六价铬、总硬度、铅、氟化物、镉、铁、锰、铜、锌、溶解性总固体、高锰酸盐指数、硫酸盐、氯化物、石油类、总大肠菌群、菌落总数	石油类、COD、挥发酚
环境空气	SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3、非甲烷总烃、H_2S	非甲烷总烃、NO_2、SO_2、颗粒物
噪声	Leq(dB(A))	Leq(dB(A))
固体废弃物	–	废弃钻井泥浆、岩屑、油泥（砂）、建筑垃圾和生活垃圾
环境风险	–	烃类、CO （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

本工程油田所在地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，按照《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单的规定，该区域的环境空气质量功能区划属于二类功能区。

2.4.1.2 水环境

项目区域内无地表水体，尚未划分水环境功能区划。根据《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中地下水分类标准，该区域地下水划分为 III 类，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，主要集中在采油平台和集中拉油站。项目位于阜康市北 10 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_2、NO_2、$PM_{2.5}$、PM_{10} 、CO、O_3六项指标执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准。对于未作出规定的非甲烷总烃参照执行参照执行《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m³的标准，H_2S参考执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录D中的1h平均浓度限值10μg/m³。指标标准取值见表2.4-1。

表2.4-1　　环境空气质量标准

序号	评价因子	标准限值μg /Nm³			标准来源
		年平均	日平均	1小时平均	
1	SO_2	60	150	500	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准
2	NO_2	50	80	200	
3	$PM_{2.5}$	35	75	/	
4	PM_{10}	70	150	/	
5	CO	/	4000	10000	
6	O_3	/	160	200	
7	非甲烷总烃	/	/	2000	参考《大气污染物综合排放标准》详解
8	H_2S	/	/	10	参考执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录D中的1h平均浓度限值

2.4.2.2 水环境

项目区地下水水质评价执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类水质标准，具体标准值见表2.4-2。

表2.4-2　　地下水质量标准值　　单位：mg/L

项目	标准限值	项目	标准限值
pH（无量纲）	6.5~8.5	总硬度	≤450
氨氮	≤0.50	汞	≤0.001
挥发酚类	≤0.002	砷	≤0.01
铬（六价）	≤0.05	镉	≤0.005

氰化物	≤0.05	铅	≤0.01
亚硝酸盐（以N计）	≤1.00	铜	≤1.00
硝酸盐	≤20	锌	≤1.00
氟化物	≤1.0	铁	≤0.3
氯化物	≤250	锰	≤0.10
硫酸盐	≤250	溶解性总固体	≤1000
耗氧量（COD_{Mn}法，以O_3计）	≤3.0	菌落总数（CPU/mL）	≤100
总大肠菌群（MPN/100mL）	≤3.0	石油类	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

评价范围内土壤环境执行《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。井场外草地及退耕还林地执行《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。

表2.4-3　　建设用地土壤污染风险筛选值

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

18	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	41	苯并[b]荧蒽	mg/kg	15
19	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	10	42	苯并[k]荧蒽	mg/kg	151
20	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	6.8	43	䓛	mg/kg	1293
21	四氯乙烯	mg/kg	53	44	二苯并[a、h]蒽	mg/kg	1.5
22	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	840	45	茚并[1、2、3-cd]芘	mg/kg	15
23	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	2.8	46	萘	mg/kg	70

2.4.3 污染物排放标准

2.4.3.1 废气

项目平台井及集中拉油站油气集输中无组织挥发产生的非甲烷总烃排放参考执行《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。集中拉油站燃烧放空废气执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表2中新污染物源大气污染物排放限值中排放浓度及二级最高允许排放速率要求（火炬高度不足15m，排放速率标准值按外推法计算结果再严格50%执行）。具体标准限值要求见表2.4-4。

表2.4-4　　大气污染物排放标准值

污染物	项目	最高允许排放浓度（mg/m^3）	排放速率（kg/h）	标准来源
集中拉油站燃烧放空废气	NO_x	240	0.17	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表2标准限值中表2标准限值
	SO_2	550	0.58	
	烟尘	120	0.78	
NMHC	企业边界污染控制要求	4.0	/	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）

2.4.3.2 废水

运行期项目产生的油田采出废水依托北三台联合站处理达标后回注油层，不向外环境排放。项目注水井水源为北10集中拉油站，回注水执行《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准（注入层平均空气渗透率＞1.5μm²），标准值见表2.4-5。

表2.4-5　　《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）

注入层平均空气渗透率（μm²）		≤0.01	＞0.01-≤0.05	＞0.05-≤0.5	＞0.5-≤1.5	＞1.5
控制指标	悬浮固体含量（mg/L）	≤1.0	≤2.0	≤5.0	≤10.0	≤30.0

	悬浮物颗粒直径中值（μm）	≤1.0	≤1.5	≤3.0	≤4.0	≤5.0
	含油量（mg/L）	≤5.0	≤6.0	≤15.0	≤30.0	≤50.0
	平均腐蚀率（mm/a）	≤0.076				
	SRB（个/Ml）	≤10	≤10	≤25	≤25	≤25
	IB（个/mL）	$n\times10^2$	$n\times10^2$	$n\times10^3$	$n\times10^4$	$n\times10^4$
	TGB（个/mL）	$n\times10^2$	$n\times10^2$	$n\times10^3$	$n\times10^4$	$n\times10^4$

2.4.3.3 噪声

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

表2.4-6　　环境噪声排放标准

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

2.4.3.4 固体废物

根据项目产生的各种固体废物的性质和去向一般工业固体废物执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）；危险废物的贮存执行《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、危险废物的转移依照《危险废物转移联单管理办法》（国家环境保护总局令第5号）及《危险废物收集、贮存运输技术规范》（HJ2025-201）进行监督和管理。水基岩屑经处理后需满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中的相关要求；含油污泥经处理后需满足《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》（DB65/T3998-2017）。

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集中拉油站火炬燃烧烟气、油气集输过程烃类废气，排放污染物主要有SO_2、NO_X、烟尘、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，选择各平台组及集中拉油站火炬（8m）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，μg/m³；

C_{oi}—环境空气质量标准，μg/m³。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}≥100%
二级评价	1%≤P_{max}＜10%
三级评价	P_{max}＜1%

估算模式所用参数见表2.5-2。

表2.5-2　　估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数(城市人口数)	/
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5个钻井平台组及5座集中拉油站放空火炬，环评按照估算模式AERSCREEN计算各平台排放NMHC及放空火炬（8m）排放的SO_2、NO_X及颗粒物的最大地面浓度、占标率P_i及$D_{10\%}$，确定其评价工作等级。计算结果见表2.5-3。

表2.5-3　　估算模式计算结果表

污染源名称	评价因子	评价标准（μg/m³）	C_{max}（μg/m³）	P_{max}(%)	$D_{10\%}$(m)	最大落地点距离（m）
面源						
7号平台	NMHC	2000.0	69.8	3.49	/	72
8号平台	NMHC	2000.0	96.6	4.83	/	241
9号平台	NMHC	2000.0	54.0	2.70	/	89
10号平台	NMHC	2000.0	72.2	3.61	/	116
11号平台	NMHC	2000.0	99.8	4.99		204
点源						
7号平台	SO_2	500	1.10	0.22	/	83
	NO_x	250	5.90	2.36	/	
	TSP	900	1.80	0.20	/	
8号平台	SO_2	500	1.45	0.29	/	70
	NO_x	250	7.65	3.06	/	
	TSP	900	2.34	0.26	/	
9号平台	SO_2	500	1.00	0.20	/	74
	NO_x	250	5.15	2.06	/	
	TSP	900	1.53	0.17	/	
10号平台	SO_2	500	1.25	0.25	/	60
	NO_x	250	6.45	2.58	/	
	TSP	900	1.98	0.22	/	
11号平台	SO_2	500	1.45	0.29	/	70
	NO_x	250	7.65	3.06	/	
	TSP	900	2.34	0.26	/	

计算结果表明，本项目P_{max}最大值出现为11号平台面源排放NMHC的P_{max}值为4.99%，C_{max}为99.8μg/m³，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4.99%＜10%，故为大气环境影响评价工作等级为二级。

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则—大气环境》（HJ2.2-2018）的规定，并结合本工程特点，考虑油田整体开发对大气环境的区域影响，最终确定以油区边界为

起点，外扩2.5km的矩形范围为大气环境评价范围。大气评价范围见图2.5-1。

2.5.2 生态环境评价等级和评价范围

（1）评价等级

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215925㎡，临时占地面积93575㎡，总占地面积为122350㎡，占地面积＜2km²，管线总长度共计6.5km，据《环境影响评价技术导则　生态影响》（HJ19-2011）和《环境影响技术评价技术导 则—陆地石油天然气开发建设项目》（HJ/T349-2007）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≥20km²或 长度≥100km	面积2-20km²或 长度20-100km	面积≤2km²或 长度≤50km
特殊生态敏感性	一级	一级	一级
重要生态敏感性	一级	二级	三级
一般区域	二级	三级	三级

（2）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。

表 2.5-6　　评价区地下水环境影响评价工作等级划分

环境敏 \ 项目类别	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^2）	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^2，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20km^2。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、生产运行期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、拉油站、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。本项目产能最大的平台集中拉油站设2座60m^{3}拉油罐，最大存储量111t。天然气含量最大为1.6t。

危险物质数量与临界量比值Q=111/2500+1.6/10=0.204

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$^+$	Ⅲ	Ⅱ	Ⅰ
评价工作等级	一	二	三	简单分析[a]

A是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性的说明。见附录A。

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、集中拉油站、管线）属于

污染类项目，本工程永久占地21.59hm^2，属于中型项目。本项目占地类型为低覆盖度草地，土壤敏感程度为敏感。油田开发属于Ⅰ类项目，因此评价工作等级划分为一级。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

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

根据评价工作等级，并结合本工程特点，考虑油田整体开发对区域的影响，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

根据土地利用现状图，本工程7号、8号、9号及10号平台所在区域为低覆盖度草地，11号平台所在区域为低覆盖度草地，现状为退耕还林地，主要种植有梭梭。评价范围没有自然保护区、水源保护区、文物保护单位等其它特殊敏感目标。

本工程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

环境要素	保护目标	保护内容	环境功能
大气环境	井场及道路周围	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
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
水环境	井场周围	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、道路	井场、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	项目区内土壤环境	《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
	人工种植植被	梭梭	自治区一级保护植物，项目施工尽量避让保护

	西侧 1000m 耕地	农田植被	保护农田植被，减小施工废气影响

2.7 评价时段和评价重点

评价时段包括施工期、运行期、闭井期三个时段。

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

（1）工程分析

（2）生态环境影响评价及水土保持

（3）环境风险影响评价及风险管理

（4）地下水环境影响评价

（5）环境保护措施技术经济及可行性论证

2.8 评价方法

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

表 2.8-1　　评价方法一览表

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

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10井区头屯河组油藏共试油21井29层，获工业油流9井9层。该油藏发现井为北10井，该井于1986年6月30日完钻，完钻井深2860m，完钻层位为二叠系头屯河组（P_3wt）。在头屯河组2005.0m~2027.5m井段试油，测试器无油嘴试产，日产油0.392t，最高日产油1.23t，累产油2.52t。

为进一步落实油藏规模，1986年至1990年以头屯河组为目的层钻探井8口（北29、北4A、北54、北57、北63、北64、北65、北66），开发试验井5口（B001、B002、B003、B005、B006）。1990年上报探明含油面积2.1km^2，地质储量299.0×10^{4}t，可采储量41.9×10^{4}t。

1991年在油藏南部钻开发井5口（B007、B008、B009、B010、B012），形成1个以B008井为中心的300m井距反七点注采井网，初期日产油2.2t～6.6t，平均4.8t，由于地面配套条件限制，未注水。2000年6月以石炭系为目的层钻探井北88井，于2005年6月在头屯河组试采，压裂改造后初期日产油1.7t，不含水。

2015年为录取目的层资料,落实油藏生产能力,实施3口开发控制井(B4367、B4389、B4417），均压裂投产，初期日产油4.1t～5.3t，平均4.8t，其中B4389井在原探明储量面积外获工业油流。

为继续落实油藏规模，2016年～2018年在油藏北部钻评价井3口（北409、北417、北418），北418井在头屯河组试油获工业油流，日产油3.96t。

2017年在油藏东部主体区开辟实施170m井距反七点7注12采注水试验区，新钻采油井11口、注水井6口，老井利用采油1口（B4367），老井利用注水1口（B008），采油井全部投产，初期平均日产液4.0t，日产油3.6t，含水11.2%，单井阶段平均日产油2.6t/d。注水井投注后，见到明显注水效果，注水试验区第一批3个注水井组11口采油井中已有10口井注水见效，日增产水平20.4t，累增油5284t。

2018 年 4 月，对该区开展地质工艺联合提产攻关，同年纤维防砂压裂试验 8 口井，初期平均日产液 5.6t，日产油 4.9t，取得一定效果。通过持续探索研究，纤维防砂压裂工艺不断改进，2019 年以来实施防砂压裂 6 口井，初期平均日产液 6.1t，日产油 5.2t。

截止 2020 年底，该区油井开井 20 口，日产液 62.0t，日产油 50.0t，累积产油 15.73×10^4t，采出程度 5.26%；注水井开井 7 口，日注水 142m^3，累计注水 7.19×$10^4$$m^3$。

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

目前北 10 井区已开发项目环评及验收情况见表 3.1-1。

表 3.1-1　　北 10 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	主要建设内容	竣工验收时间	验收部门
新疆油田公司三台油田北 10 井区头屯河组油藏开发建设项目环境影响报告书	2016.11.22	原新疆维吾尔自治区环境保护厅 新环函[2016]1718 号	部署采油井 14 口、注水井 7 口，其中新钻井 20 口、利旧 1 口，总钻井进尺 4.25×10^4米，新建产能 2.02×10^4吨/年；新建集中拉油站 1 座、注水站 1 座、计量站 1 座；新建集油管线 4.38 公里，掺水管线 4.38 公里，注水管线 2.6 公里；新建道路 1.4 公里以及给排水、供电、供暖等设施。	2018 年 10 月	企业自主验收
三台油田北 10 井区头屯河组油藏开发工程	2021.1.5	昌吉州生态环境局 昌州环评〔2021〕6 号	部署 3 口采油井及配套地面设施，单井井型为直井，总钻井进尺 6085m，项目新建产能 0.45×10^4t/a。	正在建设，未验收	/
三台油田北 10 井区头屯河组油藏 2021 年第一轮滚	2021.4.14	昌吉州生态环境局 昌州环评	部署钻井 15 口(采油井 13 口，注水井 2 口)，老井采转注	正在建设，未验收	/

动开发工程环境影响报告表		〔2021〕34号	4口，配套建设单井拉油点1座以及供配电等配套设施，新建单井出油管线0.7km，输气管线0.5km，并对北10井区已建集中拉油注水站（北10号站）进行扩建，新建产能2.21×10^4t/a。		

3.1.2.2 现有工程环境影响回顾分析

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10井区现有工程采取集中拉油生产工艺，由于区域原有稠度较大，现阶段基本无伴生天然气产生。原项目正常运行过程中产生的废气主要为原油集输过程中无组织挥发的非甲烷总烃。

无组织大气污染物主要来源为各种管线、设备等烃类无组织挥发，主要污染物是非甲烷总烃。北10井区地域空旷，扩散能力较好。根据《新疆油田公司三台油田北10井区头屯河组油藏开发建设项目竣工环境保护验收调查报告》中对北10集中拉油站及B4362井场的监测数据，监测期间非甲烷总烃最高浓度为0.53mg/m^3,原有项目正常生产过程中，厂界无组织排放非甲烷总经最高浓度满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996）中无组织排放浓度限值要求。

（3）废水

现有工程废水主要为采出水和井下作业废水，采出水及井下作业废水依托北三台联合站采出水处理系统处理。处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分

析方法》（SY/T5329-2012）中注水水质控制指标要求后用于油田注水，不向外环境排放。

（4）噪声

区域为空旷地带，对声强的增加不敏感，因此油田运行期产生的各种噪声对周围环境的影响较小，未导致所在区域声环境质量超出相应功能区要求，未发生噪声扰民的现象。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。

（5）固体废弃物

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，铺设作业，控制落地原油产生量，落地原油回收率为100%，拉运至最近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吉木萨尔县垃圾填埋场。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10井区现有工程污染物排放情况统计表3.1-2。

表3.1-2　　北10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）	3.35	3.35	环境空气
废水	井下废水	SS、COD、石油类、挥发酚、硫化物（$10^4m^3/a$）	0.54	0	运至北三台联合站，处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中有关标准后用于油田回注水
	采出水	废水量（$10^4m^3/a$）	0.36	0	
	生活污水	SS、COD、BOD_5、动植物油（$10^4m^3/a$）	0.18	0	经污水收集池收集后，转运至吉木萨尔县污水处理厂
固体废物	油泥（砂）（t/a）		4.09	0	委托相应处理资质单位回收处理
	生活垃圾（t/a）		9.0	0	集中收集，由环卫部门统一清运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场填埋处理

3.1.3 现存主要环境问题及“以新带老”措施

（1）现存主要环境问题

项目所在油区道路总体规范，但部分部分井场道路目前仍属于砂石简易便道，无路基，仅在表面覆盖戈壁砾石，路况较差，车辆碾压和行驶产生的扬尘对区域空气环境、地表植被影响较大。

（2）“以新带老”措施

施工过程中对探临道路和井场道路定期洒水，减少车辆碾压和行驶扬尘。为避免车辆因乱碾乱压造成的生态影响，本工程建设过程中应严格规定施工车辆、施工机械及施工人员的活动范围，不得乱碾乱轧，随意开设便道，减少对油田区域地表的扰动和破坏，施工结束后，要及时平整施工场地，清理施工废弃物，以便临时占地自然恢复。

3.2 本工程工程概况

3.2.1 工程基本情况

3.2.1.1 项目名称和性质

项目名称：三台油田北10井区头屯河组油藏东南部扩边开发工程

项目性质：改扩建

3.2.1.2 建设地点

北三台油田北10井区头屯河组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，北三台油田的东部，行政隶属于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州阜康市管辖。

本项目位于北三台油田北10井区范围内，项目工区西距阜康市约55km，北距北三台联合站约26km，距离北侧的卡拉麦里有蹄类野生动物自然保护区约58km。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

本项目主要评价三台油田北10井区头屯河组油藏东南部扩边开发工程，主要工程包括：部署开发井47口，其中采油井33口，注水井14口，采用平台井方式布置，共布置5座大平台组，5座大平台分为11个小平台，钻井总进尺9.87×10^4m，新建集中拉油站5座，新建平台集油管道2.0km、单井集油管道1.0km、注水支线2.0km，单井注水管道1.5km。新建产能4.95×10^4t/a，油气处理依托

北三台联合站。以及配套的自动控制、供配电、通信、消防、防腐等。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	33 口，分布在 5 个大平台，11 个小平台中	新钻井 47 口，钻井总进尺 9.87×10^4m
			注水井	口	14 口，分布在 9 个小平台中	
2	站场		集中拉油站	座	5	设 9 座 60m^3拉油罐，LE0.8×2.4-1.6 分离器 5 座，5 座 ND50 H=8m 放空管
3	油气集输	采油井	采油井口抽油机	套	33	普通螺杆泵
			井口电加热器	台	33	电保温
		集油管道	单井集油管道	km	1.0	D60×3.5/20 埋地敷设
			平台集油管道	km	2.0	D76×4/20 埋地敷设
4	油区注水	注水井	注水井口装置	座	14	井口恒流配水装置，设保温盒，压力表置于保温盒内
		注水管线	注水干支线	km	2.0	D114×16/20 埋地敷设
			单井注水管线	km	1.5	D60×9/20 埋地敷设
5	依托工程	供水	钻井期用水由罐车拉运，运营期依托北 10 井区现有注水系统			
		原油处理	依托北三台联合站原油处理系统处理，处理规模为 28×10^4t/a，实际处理规模为 7.7×10^4t/a。			
		伴生气处理	本项目各平台井采用集中拉油工艺，产生的伴生气经放散管充分燃烧后排放			
		污水处理	钻井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水依托北三台联合站污水处理系统进行处理，目前处理规模为 2500m^3/d，实际处理规模为 1912m^3/d			

3.2.1.4 劳动组织及定员

本工程运营期不新增劳动定员，均依托现有作业区工作人员。

3.2.1.5 投资估算

本工程建设投资 19392.48 万元。

3.2.2 油气田资源概况

3.2.2.1 油藏储量

北10井区头屯河组油藏南部以五梁山断裂为界，西部以北102井、北418井外推一个井距为计算线，北部、东部以地震属性预测的砂体边界为储量估算边界，预测含油面积为18.7km^2，有效厚度按已钻井解释的油层厚度，采用等值线权衡法计算为14.5m，估算油藏东部石油地质储量为3642.4×10^{4}t。

3.2.2.2 油层分布及油藏类型

北10井区主要含油层系为侏罗系头屯河组，沉积厚度65m～270m。根据岩性、电性，自下而上分为头一段（J_2t_1），头二段（J_2t_2），头三段（J_2t_3），油层主要发育在头一段（J_2t_1）。根据沉积旋回，头一段（J_2t_1）、头二段（J_2t_2）各分为3个小层。构造高部位头二段（J_2t_2）顶部及头三段（J_2t_3）被削蚀，头一段（J_2t_1）发育稳定。

油层主要在$J_2t_2^3$、$J_2t_1^1$、$J_2t_1^2$、$J_2t_1^3$层4个小层发育，其中，在$J_2t_1^1$层发育最好，其次为$J_2t_1^2$层，$J_2t_2^3$、$J_2t_1^3$层局部发育较好。$J_2t_2^3$层油层厚度0.5m~21.3m，平均5.7m；油层在B4389、北66、北65、北10、B012井区域点状发育，厚度在10m以上，其它位置较薄；$J_2t_1^1$层油层厚度0.5m～31.3m，平均15.6m，呈北东-南西条带状展布，中间厚，向两侧逐渐减薄，油层平面展布范围大、发育好，是本区的主力油层；$J_2t_1^2$层砂体厚度0.3～31.2m，平均13.4m，在已开发区内发育较好，同呈北东-南西条带状展布，中间厚，向两侧逐渐减薄；$J_2t_1^3$层砂体厚度0.5m～11.4m，平均4.8m，在北54-B4389井一线、北66井区域、北4A-北10-北65井一线呈零星片状发育。

3.2.2.3 油气物性

（1）原油性质

北10井区头屯河组油藏地面脱气原油密度平均0.9242g/cm^3，地面原油粘度（50℃）平均1585mPa·s，属于普通稠油。地面原油粘度（50℃）在BD4403～BD4378井区域粘度较高，在3000mPa·s以上，向四周逐渐降低，原油含蜡量0.94%～5.52%，凝固点-8.5℃～+17℃，酸值0.3757～2.324KOHmg/g，初馏点为129℃，见表3.2-2。

表 3.2-2　　北 10 井区头屯河组油藏地面原油性质表

井区	平均密度（g/cm³）	50℃粘度（mPa·s）	凝固点（℃）	含蜡量（%）	初馏点（℃）
北10	0.9242	1585	-8.5~17	0.94~5.52	129

（2）天然气性质

根据北 10 井区头屯河组油藏天然气分析资料统计表明，天然气相对密度为 0.5547，以甲烷为主，含量占 98.98%，乙烷含量占 0.01%，丙烷含量占 0.01%，氧含量为 0.17%，氮含量为 0.83%。含硫量极低，可忽略不计（硫含量≤10mg/m³）。

表 3.2-3　　北 10 井区天然气性质

相对密度	甲烷%	乙烷%	丙烷%	氧气%	氮气%
0.5547	98.98	0.01	0.01	0.17	0.83

（3）采出水物性

北 10 井区头屯河组油藏地层水性质详见表 3.2-4。

表 3.2-4　　北 10 井区头屯河组油藏地层水性质表

HCO_3^- mg/L	Ca^{2+} mg/L	Mg^{2+} mg/L	Cl^- mg/L	K^++Na^+ mg/L	SO_4^{2-} mg/L	矿化度 mg/L	pH	水型
540.8	412.3	83.1	13104.7	8077.7	4.1	21952.3	7.16	$CaCl_2$

根据地层水性质表，北 10 井区头屯河组油藏地层水水型为 $CaCl_2$。

3.2.3 开发方案和总体布局

（1）部署结果

根据《三台油田北 10 井区头屯河组油藏东南部扩边部署意见》，在北 10 井区头屯河组油藏东南部沿用 170m 反七点注采井网部署油水井 47 口，其中采油井 33 口，注水井 14 口，单井设计产能 5.0t，新建产能 4.95×10^4t，钻井总进尺 9.82×10^4m，动用含油面积 1.28km²，动用地质储量 309.5×10^4t，动用可采储量 68.1×10^4t，平均单井控制地质储量为 9.37×10^4t。

项目采用平台井方式布置，共布置 5 座大平台组，5 座大平台分为 11 个小平台，新建集中拉油站 5 座，新建平台集油管道 2.0km、单井集油管道 1.0km；注水支线 2.0km，单井注水管道 1.5km。采出液处理依托北三台联合站。项目整体分三批进行实施。本项目分批实施部署表见表 3.2-5。

表 3.2-5　　本项目计划实施采油井及注水井号一览表

实施顺序	批次井数（口）	井数（口）	油井井号	水井井号
第一批	15	4	BD4344、BD4323、BD4331、	BD4332
		6	BD4314、BD4392、BD4313、BD4316、BD4317	BD4315
		5	BD4328、BD4329、BD4339、BD4348	BD4338
第二批	22	2	BD4322、BD4343	
		4	BD4302、BD4304、	BD4303、BD4312
		1	BD4295	
		6	BD4305、BD4307、BD4308、BD4319	BD4306、BD4318
		4	BD4396、BD4340、BD4350	BD4349
		5	BD4359、BD4370、BD4384	BD4383、BD4371
第三批	10	4	BD4290、BD4293	BD4291、BD4294
		3	BD4320	BD4309、BD4330
		3	BD4360、BD4372、BD4385	
合计	47		33	14

（2）开发指标预测

根据《三台油田北 10 井区头屯河组油藏东南部扩边部署意见》，本工程按区域已生成井产能进行预测，预计 2022 年达到最大产能 4.95×10^4t/a，北 10 井区整体开发指标预测见表 3.2-6。

表 3.2-6　　北 10 井区整体开发指标预测汇总表

年份	采油井（口）	注水井（口）	年产油（10^4t）	年产气（10^4m^3）	年产水（10^4m^3）	年产液（10^4m^3）	年注水（10^4m^3）	采出程度(%)	采油速度(%)	含水(%)
2022	33	14	4.95	138.11	0.26	5.62	6.18	1.60	1.60	5
2023	33	14	4.41	122.91	0.38	5.15	5.67	3.03	1.42	8
2024	33	14	3.96	110.62	0.44	4.73	5.20	4.31	1.28	10
2025	33	14	3.61	100.67	0.49	4.40	4.84	5.48	1.17	12
2026	33	14	3.32	92.61	0.50	4.09	4.50	6.55	1.07	13
2027	33	14	3.12	87.06	0.55	3.93	4.32	7.56	1.01	15
2028	33	14	2.96	82.70	0.56	3.77	4.15	8.52	0.96	16
2029	33	14	2.82	78.57	0.62	3.67	4.03	9.43	0.91	18
2030	33	14	2.68	74.64	0.67	3.56	3.92	10.30	0.86	20
2031	33	14	2.54	70.91	0.72	3.47	3.81	11.12	0.82	22
2032	33	14	2.44	68.07	0.81	3.45	3.80	11.91	0.79	25
2033	33	14	2.34	65.35	1.00	3.54	3.89	12.67	0.76	30
2034	33	14	2.25	62.73	1.21	3.64	4.01	13.40	0.73	35
2035	33	14	2.18	60.85	1.45	3.81	4.20	14.10	0.70	40
2036	33	14	2.09	58.42	1.71	3.98	4.38	14.78	0.68	45
2037	33	14	2.01	56.08	1.71	3.89	4.28	15.43	0.65	46
2038	33	14	1.93	53.84	1.71	3.80	4.18	16.06	0.62	47

2039	33	14	1.85	51.68	1.71	3.71	4.09	16.65	0.60	48
2040	33	14	1.78	49.62	1.71	3.63	4.00	17.23	0.57	49
2041	33	14	1.71	47.63	1.71	3.55	3.91	17.78	0.55	50

3.3 工程内容

本工程主体工程包括钻前工程、钻井工程、采油工程、油气集输工程和油田注水工程。

3.3.1 钻前工程

钻前工程包括井场、生活营地、道路、放喷管线等设施的建设。

（1）施工井场

本项目47口井采用平台部署，共部署5个平台组，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个平台建设5个施工营地，每个施工营地占地面积为100m×80m。

（3）新建道路

本次新建四级道路共150m连接油区已建道路，道路宽度4.5m。

（4）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47口，其中采油井33口，注水井14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	井深	目的层位
		X	Y			
1	BD4292			定向井		J_2t
2	BD4313			定向井		J_2t
3	BD4314			定向井		J_2t
4	BD4315			定向井		J_2t
5	BD4316			定向井		J_2t
6	BD4317			定向井		J_2t

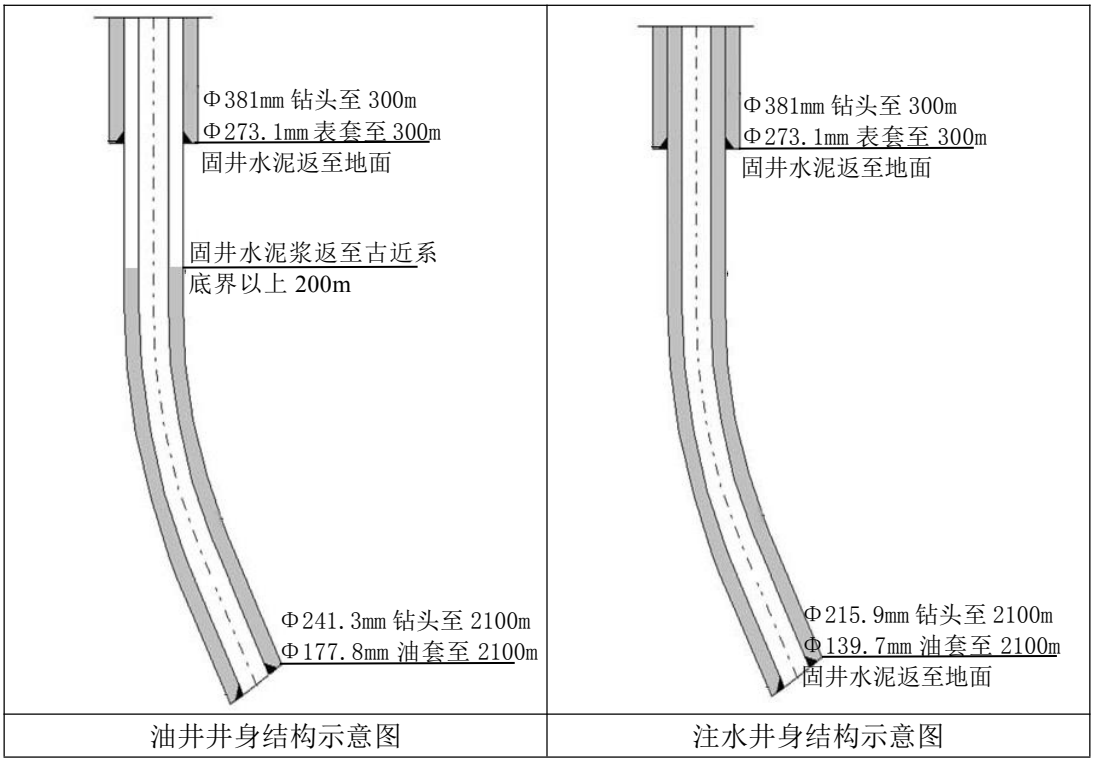
7	BD4323			定向井		J_2t
8	BD4328			定向井		J_2t
9	BD4329			定向井		J_2t
10	BD4331			定向井		J_2t
11	BD4332			定向井		J_2t
12	BD4338			定向井		J_2t
13	BD4339			定向井		J_2t
14	BD4344			定向井		J_2t
15	BD4348			定向井		J_2t
16	BD4343			定向井		J_2t
17	BD4322			定向井		J_2t
18	BD4306			定向井		J_2t
19	BD4305			定向井		J_2t
20	BD4304			定向井		J_2t
21	BD4312			定向井		J_2t
22	BD4303			定向井		J_2t
23	BD4302			定向井		J_2t
24	BD4391			定向井		J_2t
25	BD4290			定向井		J_2t
26	BD4385			定向井		J_2t
27	BD4372			定向井		J_2t
28	BD4384			定向井		J_2t
29	BD4383			定向井		J_2t
30	BD4371			定向井		J_2t
31	BD4360			定向井		J_2t
32	BD4370			定向井		J_2t
33	BD4359			定向井		J_2t
34	BD4350			定向井		J_2t
35	BD4349			定向井		J_2t
36	BD4340			定向井		J_2t
37	BD4396			定向井		J_2t
38	BD4320			定向井		J_2t
39	BD4309			定向井		J_2t
40	BD4330			定向井		J_2t
41	BD4319			定向井		J_2t
42	BD4295			定向井		J_2t
43	BD4308			定向井		J_2t
44	BD4318			定向井		J_2t
45	BD4307			定向井		J_2t
46	BD4294			定向井		J_2t
47	BD4293			定向井		J_2t

3.3.2.1 井身结构

本工程钻井均采用二开完井井身结构，井型为定向井，井身结构设计说明见表。见图 3.3-2。

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	177.8（采油井）	采用Φ241.3mm 钻头钻至完钻井深，下入Φ177.8mm 油层套管至完钻井深，固井水泥浆返至古近系底界以上 200m。
	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。



油井井身结构示意图　　注水井身结构示意图

图 3.3-1　本工程钻井井深结构示意图

3.3.2.2 钻井液

本工程钻井液均采用非磺化水基钻井液，一开采用坂土-CMC 钻井液体系，主要成分为坂土、CMC（中）、Na_2CO_3；二开钻井液主要成分为坂土、Na_2CO_3、MAN101、NaOH、MAN104、复配胺盐、润滑剂、堵漏剂。

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，对潜水所在的第四系地层进行固封处理，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申布置。

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3.3-3　　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^3
		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：210m³/h
		振动筛 2#				
		除 砂 器	RCZ2000		55	处理量：200～250m³/h
		除 泥 器			3	
		离 心 机	LW520X842N		24	处理量：40m³/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_2-1/4		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

3.3.2 采油工程

（1）油气集输工艺

由于北10井区油品黏度大，集输困难以及2021年掺水集输工艺为试验工程，试验效果有待验证，并且北10井区已建采油井均采用单井拉油方式生产，故本次新建采油井采用集中拉油方式生产，即采用“采油井口→集中拉油站→北三台联合站”的工艺流程。

北10井区新部署33口采油井共部署5个平台组（11个平台）。计划在7、8、9、10号及11号平台组各建设1座集中拉油站，共新建5座集中拉油站。本次新建采油井进集中拉油站情况详表3.3-3。集油区集输管网见**图3.3-3**。本项目拉油路线图见**图3.3-4**。

表 3.3-3　　新建采油井进集中拉油站情况表

平台组号	站号	井数(口)	油井井号
7	1 号集中拉油站	5	BD4322、BD4343、BD4344、BD4323、BD4331
8	2 号集中拉油站	9	BD4302、BD4304、BD4290、BD4314、BD4392、BD4313、
			BD4316、BD4317、BD4305

9	3号集中拉油站	8	BD4328、BD4329、BD4339、BD4348
10	4号集中拉油站	6	BD4359、BD4370、BD4384、BD4360、BD4372、BD4385
11	5号集中拉油站	9	BD4293、BD4307、BD4308、BD4295、BD4319、BD4320、 BD4396、BD4340、BD4350
合计		33	

（2）采油井场

本项目新建采油井口33座，均采用螺杆泵，配套电机功率30kW。设置清蜡和热洗接口，同时设置安全标志牌。

（3）集中拉油站

本次新建5座集中拉油站，每座集中拉油站内设生产分离器、拉油方罐和放空火炬。集中拉油站接入液量和接入气量见表3.3-4。

表3.3-4　　集中拉油站液量、气量处理量表

序号	接入井口数（口）	接入液量（m^3/d）	接入气量（Nm^3/d）
1号集中拉油站	5	25	600
2号集中拉油站	9	45	1080
3号集中拉油站	4	20	480
4号集中拉油站	6	30	720
5号集中拉油站	9	45	1080

新建5座集中拉油站平面布置遵循《石油天然气工程设计防火规范》（GB0183-2004）和《石油天然气工程总图设计规范》SY/T0048-2016中的有关规定。生产分离器、60m^3拉油方罐均布置在采油平台内，满足安全间距要求，井场边缘设置围墙。放空火炬位于站场全年最小风频的上风侧，拉油站平面布置图详见**图3.3-5。**

本工程每口单井出油管道长度为10～50m，管道距离短，因此选用钢管。新建单井出油管道采用D60×3.5/20无缝钢管，管道保温后埋地敷设，管底埋深-1.7m，总长度为1.0km。平台集油管道采用D76×4/20无缝钢管，管道保温后埋地敷设，管底埋深-1.7m，总长度为2.0km。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。

表 3.3-5　　工艺部分主要工程量一览表

序号	项目名称	单位	数量	备注
1	35MPa DN65 采油井口安装	座	33	通集 18103
2	普通螺杆泵	台	33	
3	单井集油管道：D60×3.5/20	km	1.0	埋地保温
4	平台集油管道：D76×4/20	km	2.0	埋地保温
5	1、2、4、5 号集中拉油站	座	4	
1）	LE0.8×2.4-1.6 分离器	座	1	通制 18105
2）	60m³ 拉油方罐（12m×2.8m×2.6m）	座	2	
3）	放空火炬（DN50 8m）	座	1	
4）	无缝钢管（站内）D76×4/20	m	50	埋地保温
5）	火炬放空管线：D60×3.5/20	m	30	地面保温
6	3 号集中拉油站	座	1	
1）	LE0.8×2.4-1.6 分离器	座	1	通制 18105
2）	60m³ 拉油方罐（12m×2.8m×2.6m）	座	1	
3）	放空火炬（DN50 8m）	座	1	
4）	无缝钢管（站内）D76×4/20	m	50	埋地保温
5）	火炬放空管线：D60×3.5/20	m	30	地面保温
7	阀池（2m×2m×2.5m）	座	4	

3.3.3 注水工程

（1）注水量预测

本次部署新增注水井14口，根据油藏开发预测指标，新增年注水6.18×10^4m³/a，平均日注188m³/d。北10集中拉油注水站能力为228m³/d，实际注水量217m³/d，不能满足注水需求，故在北10集中拉油注水站扩建Q=9.5m³/h，P=32MPa注水泵1座，扩建后注水能力为456m³/d，满足注水需求。

（2）注水工艺方案

本项目新部署注水井 14 口，注水水源依托北 10 已建拉油注水站，注水井口注入压力为 32MPa。结合新增注水井的位置分布，注水系统新建部分采用单干管单井配注工艺，单井管线与注水干线 T 接，单井线上设截止阀，在井口设恒流配水装置，进行配水计量和调节。

（3）供水水源

北 10 井区注水水源为北 10-水 1 水源井，位于站区南部约 0.8km 处，最大供水能力约 510m³/d，本项目运行后总供水量为 456m³/d，该水源井可满足供水要求。

（4）注水井口

新建注水井口装置14座，井口设恒流配水装置共14套；井口设防冻压力表，置于保温盒内。采用标准化井口。

（5）注水管线

新建D114×16mm注水支线2.0km，D60×9mm单井注水管线1.5km。新建注水支线及单井管线均采用20无缝钢管，管外防腐层采用挤压聚乙烯二层结构（加强级），埋地敷设，管顶埋至冻土深度以下，注水干线、支线地面设标志桩。主要工程量见表3.3-6。

表3.3-6　　注水部分主要工作量

序号	项目名称	单位	数量	备注
1	注水井场安装	座	14	
2	井口恒流配水装置	座	14	
3	注水支线：D114×16/20	km	2.0	
4	单井注水管道：D60×9/20	km	1.5	
5	动火连头	处	20	
6	注水泵撬（Q=9.5m^3/h，P=32MPa）	台	1	

3.3.4 配套工程

配套工程包括道路、自动控制、供配电、通信、消防、防腐等。

（1）道路

为满足站内生产、消防、巡检之需。需新建站区道路长150m。

1）路基宽5.0m，路面宽4.5m，填方、挖方边坡均为1：1.5。

2）路面结构：25cm厚天然砂砾+土基，路肩采用25cm天然砂砾。

（2）自动控制

本工程共部署33口螺杆泵井，单座螺杆泵井仪表测控内容如下：

1）井口回压检测：1点（Lora+）；

2）井口套压检测：1点（Lora+）；

3）螺杆泵电控箱信号：1点（Lora+）。

螺杆泵采用Lora+协议无线仪表，螺杆泵电控箱内配置Lora+无线传输模块，用于接入螺杆泵的螺杆泵扭矩、转速、变频参数及变频调节参数、电参数、螺杆泵启停控制及状态反馈等参数（RS485通讯），再通过无线Lora+通讯方式接入就近井平台的Lora+网关。

（3）供配电

北10井区位于35kV马庄简易变电站东北侧2km处，属于该变电站供电范围，马庄简易变电站主变容量1×2.5MVA，2020年最大负荷1.5MW，由该变电站引出3条10kV架空线路气一线、气二线和气三线，其中气三线穿越北10井区，2020年3条线最大负荷分别为0.8MW、0.4MW、0.85MW，目前北10井区生产用电依托气三线。

采用单变带多井配电方式，每座平台设1座杆架式变电站，变压器均采用二级能效变压器，电源引自已建10kV架空线路，采用电缆直埋地敷设引至井口配电箱。

（4）通信

本工程利用已建无线网桥主站AP，汇聚本工程所有井场仪表数据信号。新建Lora+网关汇聚就近井场仪表数据后再通过同杆无线网桥RT传输至无线网桥主站AP，而后集油区数据接入至探井作业区监控室通讯服务器，最终利用已建骨干网络上传至准东采油厂生产调度中心生产监控云平台进行集中监控、管理。

（5）消防

北10拉油注水站外部消防依托应急抢险救援中心消防一大队五中队。应急抢险救援中心消防一大队五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。消防救援队伍能在30min内达到本站。

（6）防腐

本次为新建设备和管道做防腐设计，具体做法如下：

1）保温管道及分离器保温层下外壁：无溶剂环氧防腐涂料，喷涂二道，防腐层干膜厚度≥300μm。

2）分离器外露部分及外附件，防腐层采用环氧富锌底漆、环氧云铁中间漆和交联氟碳面漆的复合结构，二道环氧富锌底漆（60μm）-二道环氧云铁中间漆（100μm）-二道交联氟碳涂料（80μm），防腐层干膜厚度≥240μm

3）火炬外壁：有机硅耐热漆，二道底漆-三道面漆，防腐层干膜厚度≥150μm。

4）钢管及分离器表面采用喷砂除锈，除锈等级不低于Sa2.5级。钢接头表面手工机械除锈，除锈等级不低于St3级。

3.4 依托工程情况及可依托性分析

本项目原油及采出水处理依托北三台联合站，注水井水源依托北10井区已建拉油注水站1座（北10号站）。

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。根据与建设方沟通，北三台联合站原油处理系统在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2017年委托编制了《三台油田开发建设工程环境影响回顾性评价报告书》，并于2017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。北三台联合站现正常运行。

北三台联合站原油处理系统目前分为稠油和稀油两部分，稠油设计处理能力28×10^4t/a，目前处理量为7.7×10^4t/a；稀油设计处理能力20×10^4t/a，目前处理量为9.5×10^4t/a。北10原油处理依托北三台联合站稠油原油处理系统。

北联站现有3套主生产工艺流程，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^{3}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^{3}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。

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	℃	50～60
3	净化油含水率	%	≤0.5
4	最大处理量	10^4t/a	62

项目依托可行性：北联站目前稠油实际处理能力约为7.7×10^4t/a。本项目各采油井采出液进入北联站原油处理系统，项目新建产能4.95×10^4t/a，北联站现正常运行，可满足本项目原油处理需求。

3.4.2 北联站采出水处理系统

北联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2500m^3/d，北联站于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1912m^3/d，处理后水送至注水站用于油田注水。

依托可行性：北联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2500m^3/d，站内现有处理量1912m^3/d，富裕量558m^3/d，本项目采出水总量约5500m^3/a，预计单日采出水最大量为18.3m^3，现有回注水系统注水能力能够满足本项目需求。

3.4.3 注水系统

本项目注水依托已建北10集中拉油注水站。该站于2016年11月取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅环评批复（新环函[2016]1718号），2018年10月乌鲁木齐优尼科检测技术有限公司编制完成该项目验收调查报告。该站于2018年5月开工，2018年8月完工。

北10拉油注水站已建注水系统，注水系统设计压力32MPa，设计规模228m^3/d，实际注水量217m^3/d，注水站内已建Q=9.5m^3/h，P=32MPa柱塞泵2台（1用1备），60m^3储水罐2座，防膨剂加药装置1套，4井式DN100分水器1套（剩余空头2个）；北10井区已建注水井7口，注水井井口注入压力21～28.4MPa，单井注水量16～30m^3/d，满足配注需求。注水系统采用单干管单井配水工艺，单井管线与注水干线T接，在井口采用恒流配水装置进行配水计量。

依托可行性：本次部署新增注水井14口，根据油藏开发预测指标，新增年注水6.18×10^4m^3/a，平均日注188m^3/d，北10集中拉油注水站注水能力为228m^3/d，实际注水量217m^3/d，不能满足注水需求，故在北10集中拉油注水站扩建=9.5m^3/h，P=32MPa注水泵1座，扩建后注水能力为456m^3/d，满足注水需求。

北10井区注水水源为北10-水1水源井，位于站区南部约0.8km处，最大供水能力约510m^3/d；可满足北10拉油注水站注水量需求。

3.4.4 吉木萨尔县污水处理厂

本项目钻井期生活污水经收集后委托服务公司清运至吉木萨尔县污水处理厂。本项目距离吉木萨尔县污水处理厂约60km，该污水处理厂于2015年6月1日取得原昌吉州环保局于出具的《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（张家庄子村北500米），占地面积139384.9m^2。实际建设规模为处理污水量3×10^4m^3/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^2/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_5、NH_3-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^3/d，目前处理量尚有富余，本项目新增生活污水量32.9m^3/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。

3.4.5 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^3，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。

3.4.6 含油污泥暂存

本工程产生的油泥砂送至北三台联合站污泥暂存场暂存。北三台联合站东北侧建有1座污泥暂存场，规格为30m×30m×1.2m，有效容积约1080m^3，定期由克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司拉运、处置。

本工程产生含油污泥约12.1t/a，送至北三台联合站污泥暂存场暂存，定期由克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司拉运、处置，依托该暂存场可行。

3.4.7 含油污泥处置

本工程产生的油泥（砂）委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司进行处理，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52×10^4t/a，实际处理量35×10^4t/a，留有17×10^4t/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3.4-3。

表 3.4-3　　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	新增规模	平衡情况
原油处理（稠油）	北三台处理站	10^4t/a	28	7.7	4.95	+20.3
采出水处理	北三台处理站	m^3/d	2500	2087	18.3	+394.7
注水	北10集中拉油注水站	m^3/d	228	217	188	-177

由表 3.4-3 可知，北三台联合站原油处理、采出水处理系统可以满足本次新建产能的处理需求，北 10 集中拉油注水站注水系统扩建至 456m^3/d 后，可以满足本工程注水需求。

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、采油井口装置安装、管线敷设、拉油罐建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。

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。

本项目一开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。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，用于油田内井场铺筑等。

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。

3.5.1.2 运营期工艺流程

（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）集中拉油

由于北10井区油品黏度大，集输困难以及2021年掺水集输工艺为试验工程，试验效果有待验证，并且北10井区已建采油井均采用单井拉油方式生产，故本次新建采油井采用集中拉油方式生产，即采用“采油井口→集中拉油站→北三台联合站”的工艺流程。油井单井来气液先进入立式气液分离器内进行气、液分离，分离出的液相进入拉油罐储存、定期拉运，分出的伴生气输至放空火炬燃烧放空。

（4）注水工艺

水源井来水进入北10拉油注水站注水系统，再管输至注水井进行回注。注水系统采用单干管单井配水工艺，单井管线与注水干线T接，在井口采用恒流配水装置进行配水计量。

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、拉油站、管线敷设、道路建设	油田建设施工、车辆碾压等	土壤、植被	开发期
	施工设备、车辆行驶	环境空气	
	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	土壤、地下水	
	占用土地	土壤、植被	
	无组织挥发	环境空气	运营期
	设备噪声	声环境	
	含油污泥	土壤环境	
井下作业	井下作业废水	土壤、地表水	运营期
	作业废气	环境空气	
	设备噪声	声环境	
集中拉油	放空火炬、无组织挥发	环境空气	
	含油污泥	土壤环境	
	储罐、管线泄漏	土壤、地下水	事故

3.5.3 施工期污染源与污染物分析

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

3.5.3.1施工期污染物

（1）废气

项目施工期产生的主要废气为施工作业产生的扬尘、车辆尾气和柴油机、柴油发电机组燃烧烟气及伴生气燃烧废气等。

①施工扬尘

本项目井场、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、堆放以及施工车辆运输产生的扬尘。

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/㎡。

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

车速 \ P	0.1(kg/m²)	0.2(kg/m²)	0.3(kg/m²)	0.4(kg/m²)	0.5(kg/m²)	1.0(kg/m²)
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_{50}——距地面 50m 处风速，m/s；

V_0——起尘风速，m/s；

W——尘粒的含水率，%。

V_0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

钻井期间的废气主要来源于发电机、柴油机等设备产生的废气、管线施工产生的扬尘及施工车辆尾气等，均为无组织排放，随施工结束而消失。

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

本工程新钻井 47 口，单井钻井周期 36d。钻井周期总计 1692d，平均每天消耗柴油 2t，则整个钻井期间共耗柴油 3384t。

本项目使用的柴油硫含量不大于 0.05%，SO_2产生量可按照下式进行计算：

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

其中：Q_{SO2}--SO_2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_x3.36kg/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_2	NO_x	烟尘
柴油机、发电机钻井期	3384	3.38	11.37	7.44

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。

③钻井伴生气燃烧废气影响分析

本项目钻井过程中可能会出现油层伴生气排出地面的情况，钻井伴生气产生属于偶发状况，产量不大，且钻井过程中集输管线未建设投用，无法回收，根据

《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）要求，应通过钻机配套的火炬点燃放空。伴生气属于天然气，其燃烧后主要污染物为烟尘、NO_x、SO_2，烟气污染物含量低。另根据本区块钻井情况，区内未检测到H_2S等有害气体，伴生气通过放散管燃烧放空产生的污染物较少，不会对周围环境产生不利影响。

（2）废水

项目施工期废水主要为钻井废水、管道试压废水和生活污水。

①钻井废水

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（即钻井泥浆）经泥浆不落地系统处理后循环使用，不外排，钻井废水不会对地下水产生影响。

②管道试压废水

本项目新建集油及注水管线长6.5km，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10m^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。

③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0.02m^3/d，生活用水量约11844m^3，排水系数按0.8计，生活污水产生量约为947.5m^3，其排水水质与居民生活污水相近似，COD_{cr}浓度350mg/L、NH_3-N浓度30mg/L、SS浓度200mg/L，污染物排放量分别为：0.33t、0.03t、0.19t。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、土石方和建筑垃圾。

①钻井泥浆

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

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

式中：V——废弃钻井泥浆排放量，m³；

D——井的直径，m；

h——井深，m。

本工程新钻井47口，钻井总进尺9.87×10⁴m，根据计算，采油井单井钻井泥浆产生量为293.83m³，注水井单井钻井泥浆产生量为285.62m³。产生总量约13695.07m³。项目产生的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。

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，m³；

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9.87×10⁴m，据此，可计算得出本工程采油井单井钻井泥浆产生量为8454.93m³，注水井单井钻井泥浆产生量为3081.54m³。产生总量约11536.47m³。

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，分离后的岩屑暂存在水基岩屑储罐中，交由有资质的岩屑处置单位进行进一步处理，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29.61t。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

管线施工土方主要由于埋地敷设管线开挖造成。本项目共新建各类管线6.5km，管道施工过程中将开挖约1.8m深的管沟，共产生施工土方量为9360m^3，管线敷设完工后，土方回填至管沟，将剩余的土方量回填在管廊上，并实施压实平整的水土保持措施，本项目不产生集中弃土。

⑤建筑垃圾

本工程施工期产生的建筑垃圾集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场填埋处理。

（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、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，本工程各种污染物汇总见表3.5-4。

表3.5-4　　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_2	3.38t	3.38t	使用国家合格柴油及设备，废气达标排放周围环境
			NO_x	11.37t	11.37t	
			烟尘	7.44t	7.44t	
废水	管线	管道试压废水	SS	10m^3	0m^3	用于施工现场降尘
	依托	生活	废水量	947.5m^3	0m^3	排入防渗废水收集池

	生活营地	污水	COD_{cr}	0.33t	0t	暂存，定期清运至吉木萨尔县污水处理厂
			NH_3-N	0.03t	0t	
			SS	0.19t	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，对周围声环境影响小
		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）	
	管线道路	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	13695.07m^3	0m^3	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	11536.47m^3	0m^3	经不落地系统处理后交岩屑处置单位处理
	依托生活营地	生活垃圾	日常垃圾	29.61t	0m^3	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
	管线道路	施工土方	弃土	0m^3	0m^3	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的建设，各类管线的敷设，拉油站的建设等，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47口，其中采油井33口，注水井14口，新建集中拉油站5座，新建平台集油管道2.0km、单井集油管道1.0km；注水支线2.0km，单井注水管道1.5km。井场采用平台井方式布置，大大减少了井场占地。

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3.5-5。经核算，新增永久占地面积93575㎡，临时占地面积122350㎡，总占地面积为215925㎡，占地类型为低覆盖度草地。

表3.5-5　　占地面积统计表

序号	工程内容	占地面积（m^2）			说明
		永久	临时	总占地	

序号	工程内容	占地面积（m^2）			说明
		永久	临时	总占地	
1	7号平台	9800	12400	22200	平台永久占地70×140m；施工占地80×170m，施工营地占地100×80m，放喷管线占地50×2×6m
2	8号平台	28800	16300	45100	平台永久占地60×480m；施工占地70×510m，施工营地占地100×80m，放喷管线占地50×2×14m
3	9号平台	10200	12300	22500	平台永久占地60×170m；施工占地70×200m，施工营地占地100×80m，放喷管线占地50×2×5m
4	10号平台	13800	13800	27600	平台永久占地60×230m；施工占地70×260m，施工营地占地100×80m，放喷管线占地50×2×6m
5	11号平台	24300	15550	39850	平台永久占地60×405m；施工占地70×435m，施工营地占地100×80m，放喷管线占地50×2×14m
6	集中拉油站	6000	0	6000	单个拉油站永久占地为1200m^2，本工程新建5座集中拉油站
7	道路	675	0	675	道路长150m，宽4.5m
8	集油管线、掺水管线、注水管线	0	52000	52000	新建平台集油管道2.0km、单井集油管道1.0km、注水支线2.0km，单井注水管道1.5km，作业带宽度8m
合计		93575	122350	215925	

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及拉油站放空燃烧烟气；废水主要为采出水、井下作业废水等；固体废物主要为含油污泥。

3.5.4.1 运行期废气污染物

本工程运行期间产生的废气主要为集中拉油站伴生气燃烧放空烟气以及油气集输过程中产生的无组织排放挥发性有机物。

（1）伴生气燃烧放空烟气

本工程新建采油井33口，按5个平台组进行布置，设置5座集中拉油站，其中，其中1、2、4、5号集中拉油站各设2座60m^3拉油罐，1座D0.6m×1.8m分离器，1座ND50 H=8m放空管；3号集中拉油站设1座60m^3拉油罐，1座D0.6m×1.8m分离器，1座ND50 H=8m放空管。

项目按单井产油量为5t/d、气油比24m^3/t、年生产300d计算，伴生气量为118.8×10^4m^3/a。火炬燃烧放空时间与伴生气产生量及产生时间有关，按对环境影响最不利条件考虑，火炬燃烧放空时间按24h/d、300天/年计。

根据《排污申报登记实用手册》第231页的计算实例，完全燃烧1m^3的天然气产生的废气量为10.89m^3，每燃烧10000m^3的天然气产生的SO_2为1.5kg，每燃烧10000m^3的天然气产生的NO_x为6.3kg。颗粒物计算参考《环境影响评价工程师职业资格登记培训教材—社会区域类》中天然气燃烧颗粒物产生系数2.4kg/万m^3原料。

根据上述系数计算：本项目各钻井平台集中拉油站伴生气放空燃烧产生废气量为1293.73×10^4m^3/a，NO_x的排放量为0.748t/a（0.104kg/h），排放浓度57.81mg/m^3；SO_2排放量为0.178t/a（0.024kg/h），排放浓度13.76mg/m^3；颗粒物排放量为0.285t/a（0.039kg/h），排放浓度22.03mg/m^3。

本项目集中拉油站火炬高度8m，通过火炬燃烧产生的污染排放速率和排放浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表2标准限值要求（火炬高度不足15m，排放速率标准值按外推法计算结果再严格50%执行，即SO_2排放速率限值0.58kg/h,NO_x排放速率限值0.17kg/h,烟尘排放速率限值0.78kg/h；SO_2排放浓度限值550mg/m^3，NO_x排放浓度限值240mg/m^3，烟尘排放浓度限值120mg/m^3）。

建设单位应根据开发过程中伴生气的实际情况，提高油气生产密闭集输率或采取天然气回收装置进行回收。

（2）油气集输及处理过程的烃类挥发

在油气集输环节产生的挥发性有机物（VOC_s）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，VOCs主要为非甲烷总烃。本工程新建产能4.95×10^4t/a，部署的33口采油井全部采用集中拉油。VOCs排放主要集中在采油井密闭集输至集中拉油罐及拉油罐原油储存过程。

①集输过程VOC_s排放量

本工程33口井采用平台布置，井口采出液通过密闭管线输送至集中拉油罐，项目新建产能4.95×10^4t/a，参照《环境影响评价实用技术指南（第二版）》（机

械化工出版社）中提供的无组织排放源强估算系数，VOC_s产生量为原料年用量或产品年产量的0.1‰～0.4‰。本工程井口至集中拉油罐全程密闭，可有效减少VOC_s的产生，故产污系数取0.1‰，则VOC_s排放量为4.95t/a。

②集中拉油井场VOC_s排放量

本工程采用集中拉油，涉及产能4.95×10^4t/a，参照《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南》（试行）中工艺过程源—石油化工业—油品储存—原油排污系数0.123g/kg油品，根据计算，集中拉油站原油储存过程VOC_s排放量为6.08t/a。

根据上述计算结果，本工程采出液集输及油品存储过程中VOC_s排放量为11.03t/a。

3.5.4.2 运行期废水排放情况

本项目运营期依托准东采油厂，不新增员工。产生的废水主要包括采出液分离水（称为采出水）及井下作业废水。

（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，本工程采出液中平均含水率为10%。项目新增产能为4.95×10^4t/a。则采出液最大产水量约1.83m^3/d（$0.55\times10^4m^3$/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，处理后水质达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准中指标后回注油藏，不向外环境排放。

（2）井下作业废水

井下作业废水的主要来源为压裂返排液及洗井时产生的洗井废水，其产生量按照《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。洗井废水具体计算参数及产生量见下表。

表3.5-6　　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	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称	排污系数

称								
井下作业	洗井液（水）	低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	吨/井次-产品	27.13	回收回注	0
				化学需氧量	克/井次-产品	34679	回收回注	0
				石油类	克/井次-产品	6122	回收回注	0

本项目涉及区块为低渗透油井，根据上表计算井下作业废水—洗井液产生量为27.13t/井次，化学需氧量产生量为34679g/井次，石油类产生量为6122g/井次。按井下作业每2年1次计算，则单井每年产生井下作业废水13.565t、化学需氧量17339.5g、石油类3061g，则本项目33口采油井井下作业时产生的井下作业废水洗井液、化学需氧量、石油类分别为447.65t/a、0.57t/a、0.10t/a。

另根据《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，低渗透油井单井加砂压裂井下作业废水产生量为153.21m³/井，本项目油井采油前采取加砂压裂，单井采油前实施压裂一次，则井下作业废水—压裂返排液为5055.93m³。

本工程运营期产生的井下作业废水采用专用收集罐收集后拉运至北联站采出水处理系统，采出液含水随原油在北三台联合站进行分离，分离后依托北联站采出水处理系统处理，处理后水质达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准中指标后回注油藏。

3.5.4.3 运行期固体废弃物排放情况

（1）油泥（砂）

油泥（砂）是被原油及其它有机物污染了的泥、砂、水的混合物，属于危险废物HW08 071-001-08。油泥（砂）产生量与油井的出砂情况有关，根据类比调查，油田开采的油泥(砂)产生量为1.5～2.2t/万t采出液，本工程按5.5×10^{4}t/a计算，则油泥（砂）最大产生量为12.1t/a。本工程产生的油泥砂送至北三台联合站污泥暂存池暂存（北三台联合站东北侧建有1座污泥暂存场，规格为30m×30m×1.2m），定期交由克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司或有相应危险废物处理资质的单位回收、处置。

（2）落地原油

落地原油主要产生于油井采油树的阀门、法兰等处正常及事故状态下的泄漏、管线破损以及井下作业产生的落地原油。按照单井落地原油产生量约0.1t/a

计算，本项目运行后共33口油井，落地油总产生量约3.3t/a，属于危险废物HW08 071-001-08。

根据新疆油田分公司环境保护管理制度规定，不允许产生落地油。因此，本项目井下作业时带罐作业，落地油100%回收，回收后的落地原油拉运至北三台联合站卸油罐，进入联合站原油处理系统进行处理。

（3）清罐油泥

本项目设9座60m³集中拉油罐，LE0.8×2.4-1.6分离器5座，5座ND50 H=8m放空管。储罐底泥每3～5年清理一次，根据类比，清罐油泥量约为0.5t/次（约0.17t/a），属于危险废物HW08 251-001-08。储罐底泥经北三台联合站油泥暂存场暂存后交由克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司或有相应危险废物处理资质的单位回收、处置。

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、拉油站车辆、放空系统以及井下作业等产生的噪声。噪声排放情况见表3.5-7。

表3.5-7　　运行期噪声排放情况

序号	位置	噪声源	源强dB（A）
1	井场	机泵	80～90
		井下作业（压裂、修井等）	80～105
2	拉油站	放空系统	80
3	运输车辆	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3.5-8。

表3.5-8　　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	燃烧烟气	NO_x（t/a）	0.748	0.748	通过8m高排气筒燃烧放空
		SO_2（t/a）	0.178	0.178	
		烟尘（t/a）	0.285	0.285	
	无组织挥发	烃类（t/a）	11.03	11.03	密闭集输
废水	洗井废水	SS、COD、石油类、	447.65t/a	0	经北三台联合站采出水处理系统处理，处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）后用于回注水
	压裂返排液		5055.93t	0	
	采出水	废水量	5500m³/a	0	

固体废物	油泥（砂）（t/a）	12.1	0	委托相应处理资质单位回收处理
	清罐油泥（t/3a）	0.5	0	
	落地原油（t/a）	3.3	0	回收后拉运至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 3.5-9　　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	天然气燃放		NO_x t/a	0.227	0.748	0.748	0.975	+0.748
			SO_2 t/a	0.054	0.178	0.178	0.232	+0.178
			烟尘 t/a	0.086	0.285	0.285	0.371	+0.285
	无组织挥发		烃类 t/a	3.35	11.03	11.03	14.38	+11.03
废水	井场	洗井水	废水量 t/a	0	447.65	0	0	0
			化学需氧量 t/a	0	0.57	0	0	0
			石油类 t/a	0	0.10	0	0	0
	井场	压裂返排液	废水量 t/a	0	5055.93	0	0	0
固体废物	油泥（砂）（t/a）			0	12.1	0	0	0
	清罐油泥（t/3a）			0	0.5	0	0	0
	落地原油（t/a）			0	3.3	0	0	

3.5.5 闭井期环境影响分析

闭井期，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。

井场拆除的井架、集输设施、井构筑物等为钢制材料，可回收利用。

通过采取以上措施，可使闭井期环境影响降到最低。

3.6 清洁生产分析

3.6.1 产品的清洁性分析

本工程的产品为原油和天然气。石油、天然气与煤相比，是一种洁净能源，热值高，燃烧产生的污染物少。天然气代替燃煤可明显减少二氧化硫、氮氧化物、二氧化碳等污染物质的排放，采用天然气作为煤炭等替代燃料可有效减少酸雨形成和温室效应。在一次能源消费煤炭占70%的中国，发展石油、天然气洁净能源对改善一次能源消费结构和大气污染物减排具有重要意义。

3.6.2 集输工艺清洁生产分析

（1）采用全自动控制系统对主要采油和集输工艺参数进行控制，能够提高管理水平，尽量简化工艺过程，减少操作人员，同时使集输系统的安全性、可靠性得到保证，实现集输生产过程少放空，减少天然气燃烧对环境的污染。

（2）井下作业起下油管时，安装自封式封井器，避免原油、污水喷出。

（3）对施工中的运输车辆采取防渗漏、防溢流和防散落措施。

（4）井下作业过程中，对产生的散落原油和废液采用循环作业罐（车）收集。在井场设有应急池，收集的废油等非正常情况下的排污，运至北三台联合站进入原油预处理流程。

（5）井下作业过程中铺防渗土工膜防止原油落地。

（6）优化布局，减少建设用地。为了尽量减少对当地地形地貌的破坏和扰动，充分利用已建道路解决道路交通问题。按工艺流程进行优化组合，布置紧凑。管线、水、电、道路等沿地表自然走向敷设，最大限度地减少了对自然环境和景观的破坏，土方量也大大减少。

3.6.3 节能及其它清洁生产措施

（1）优化简化单井集输管网，降低生产运行时间；

（2）采用井口电加热输送工艺；

（3）管线均进行保温，减少热量损失；

（4）采用节能型变压器；

（5）采用高效加热设备，合理利用能量，降低生产运行能耗损失。

3.6.4 建立有效的环境管理制度

除了技术、设备等物化因素外，生产活动离不开人的因素，这主要体现于运行操作和管理上。将环境管理和环境监测纳入油田质量安全环保部门负责，采用HSE管理模式，注重对员工进行培训，使员工自觉遵守HSE管理要求，保护自身的安全和健康。

主要采取的环境管理措施有：

（1）落实环保目标责任制，坚持环保指标考核，推行清洁生产。

（2）在钻井生产过程中，防止泥浆、污水外溢，发生外溢设置防渗的应急池，并及时清理。泥浆药品按照标准化管理规定妥善存放，如在装卸过程中发生散落要及时清理回收。

（3）井下作业系统积极推行“铺膜”等无污染作业法；加强管理，对管线及井口设施定期检查，维修，减少或杜绝生产过程中的“跑、冒、滴、漏”现象发生。

本工程开发以此为依据，认真落实清洁生产技术和措施，可以最大限度地降低开发建设对环境造成的污染影响。

3.6.5 清洁生产技术指标

（1）原油采收率

采用注水开发，提高原油采收率。

（2）井场占地面积

本工程部署开发井47口，其中采油井33口，注水井14口，新建集中拉油站5座。在满足工艺安装和检修需要的同时，井场设备相对集中，布置紧凑，采用平台井方式布置，以减少占地面积。工程新增永久占地面积93575㎡，临时占地面积122350㎡，总占地面积为215925㎡，占地类型为低覆盖度草地。

（3）落地油产生量

根据现场调查，新疆油田分公司在落地油处理中采取了得力的措施，井下作业必须带罐(车)操作，进入临时设置的贮油罐，由汽车拉运至指定地点处理。

3.6.6 清洁生产水平

参照《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系》（试行）中的石油天然气开采业有关的清洁生产水平技术指标进行对比分析，以此来说明本工程的清洁生产水平。

（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 评价依据

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

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

——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了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”、“否”或完成程度两种选择来评定

② 权重分值

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

③ 评价指标

评价指标分为定量指标和定性指标。定量指标和定性指标又分为一级指标和二级指标。一级指标为普遍性、概括性的指标；二级指标为反映油气勘探开发企业清洁生产各方面具有代表性的、易于评价考核的指标。定量评价的二级指标从其数值情况来看，可分为两类情况：一类是该指标的数值越低（小）越符合清

洁生产要求（如物料消耗量、取水量、综合能耗、污染物产生量等指标）；另一类是该指标的数值越高（大）越符合清洁生产要求（如水的循环利用率、含油污泥资源化利用率、余热余能利用率等指标）。因此，对二级指标的考核评分，根据其类别采用不同的计算模式。

在行业评价指标项目、权重及基准值中未出现的指标，按照最高值进行确定，即清洁生产具有较高水平。

不同类型油气勘探开发企业清洁生产评价指标体系的各评价指标、评价基准值和权重值见表3.6-1。

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

一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	清洁生产审核	
						实际值	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	18.77	30
（2）资源综合利用指标	30	余热余能利用率	%	10	≥60	0	0
		油井伴生气回收利用率	%	10	≥80	0	0
		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	0.23	5
		COD	mg/L	5	乙类区：≤150	1.28	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

一级指标	指标分值	二级指标					指标分值	清洁生产审核
								得分
（1）生产工艺及设备要求	45	井筒质量			井筒设施完好		5	5
		采气	采气过程醇回收设施	10	采油	套管气回收装置	10	0
			天然气净化设施先进、净化效率高	10		防止落地原油产生措施	10	10
		采油方式				采油方式经过综合评价确定	10	10
		集输流程				全密闭流程，并具有轻烃回收装置	10	0
(2)环境管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过认证					10	10
		开展清洁生产审核，并通过验收					20	20
		制定节能减排工作计划					5	5
(3)贯彻执行环境保护政策法规的执行情况	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况					5	5
		建设项目环境影响评价制度执行情况					5	5
		老污染源限期治理项目完成情况					5	5
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况					5	5

（2）评价指标体系计算

①定量评价指标的考核评分计算

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

对指标数值越高（大）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

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

对指标数值越低（小）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

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

式中：

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

S_{xi}—第 i 项评价指标的实际值（考核年度实际达到值）；

S_{oi}—第 i 项评价指标的评价基准值。

本评价指标体系各二级指标的单项评价指数的正常值一般在 1.0 左右，但当其实际数值远小于（或远大于）评价基准值时，计算得出的 Si 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 Si＞k/m 时（其中 k 为该类一级指标的权重值，m 为该类一级指标中实际参与考核的二级指标的项目数），取该 S_i 值为 k/m。

定量评价考核总分值的计算公式为：

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

式中：

P_1—定量评价考核总分值；

n—参与定量评价考核的二级指标项目总数；

S_i—第 i 项评价指标的单项评价指数；

K_i—第 i 项评价指标的权重值。

由于企业因自身统计原因值所造成的缺项，该项考核分值为零。

② 定性评价指标的考核评分计算

定性评价指标考核总分值的计算公式为：

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

式中：

P_2—定性评价二级指标考核总分值；

F_i—定性评价指标体系中第 i 项二级指标的得分值；

n—参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

③ 综合评价指数考核评分计算

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

综合评价指数计算公式为：

$$P=0.6P_1+0.4P_2$$

式中：P—清洁生产综合评价指数；

P_1—定量评价指标考核总分值；

P_2—定性评价指标考核总分值。

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况，不同等级的清洁生产企业的综合评价指标见表 3.6-2。

表 3.6-2　　石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

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

由表 3.6-1 计算得出：本工程清洁生产定量指标得分 80 分，定性指标得分 80 分，综合评价指数得分 80 分，与表 3.6-2 中相比较，75≤P＜90，属于清洁生产企业。

3.6.7 持续改进清洁生产的建议

本工程采用集中拉油方式生产，建设方应根据开发过程中伴生气的实际情况，提高油气生产密闭集输率或采取天然气回收装置进行回收。

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拉油站伴生气放空燃烧产生的烟气及项目采油、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

本项目集中拉油站污染物排放：SO_2 0.178t/a、NO_X 0.748t/a、颗粒物 0.285t/a。

本工程井场 VOC_s 排放量为 11.03t/a。

3.7.4 污染物排放总量建议指标

本项目 VOC_S 均为无组织排放，故不设总量控制指标。本工程建议总量控制指标为：SO_2 0.178t/a、NO_X 0.748t/a，颗粒物 0.285t/a。由于项目位于“乌、昌、石”区域内，需倍量替代 SO_2 0.356t/a，NO_x 1.496t/a，颗粒物 0.57t/a。

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阜康市，项目占地为低覆盖度草地，项目周边2.5km范围无人群居民点。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；集中拉油站对分离出的伴生气采取火炬燃烧放空。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《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，应防止产生落地原油。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到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，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到80%以上；站场放空天然气应充分燃烧。燃烧放空设施应避开鸟类迁徙通道。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。应回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的油泥（砂）等中的油类物质，含油污泥资源化利用率应达到90%以上，残余固体废物应按照《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别。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

本项目井场采用平台井形式生产，减少占地对生态环境的影响；井下作业废水及采出液分离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先在北三台联合站污泥贮存场暂存，委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置；由于北10井区油品黏度大、无法实现长输密闭集输，故本次新建采油井采用集中拉油方式生产，伴生气无法回收，采取火炬燃烧放空方式，放空火炬已避开鸟类迁徙通道；项目实施过程中，将依托中国石油新疆油田分公司在环境管理上建立的健康、安全与环境管理体系（HSE管理体系），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，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。

3.8.4 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》相符性分析

序号	要求	本项目	相符性
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。	本次位于北10井区“一张图”范围内，主要建设5座平台组和5座集中拉油站，配套集输管线、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。	本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。	本项目回注水源为北10-水1水源井清水，水源井清水经处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后经管线回注地层，本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水基泥浆及岩屑经泥浆不落地系统处理后，泥浆循环使用，岩屑交资质单位处理。	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

3.8.5 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SHE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SHE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、线路示意图等标识牌	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、说明牌、警示牌等	符合
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井场、站场、道路、集输管线的分布，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	认真落实矿山地质环境保护与土地复垦	钻井期、运营期、退役期	符合

	生态环境保护	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	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	
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水均处理达标后回注，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 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，并清洁化、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、井下作业废水均处理达标后回注，不外排；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%	符合
		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

3.8.6 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。

3.8.7 与《自治区打赢蓝天保卫战三年行动计划（2018～2020年》的符合性分析

根据《自治区打赢蓝天保卫战三年行动计划（2018~2020年》，重点区域范围，“乌—昌—石”区域，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;“奎—独—乌”区域，包括奎屯市、乌苏市、克拉玛依市独山子区、生产建设兵团第七师。“乌-昌-石”区域和“奎-独-乌”区域所以新（改、扩）建项目应执行最严格的大气污染物排放标准。本工程位于阜康市，为重点区域，需执行《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》（GB39728-2020）中重点地区特别控制要求。符合其相关要求。

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。

（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。

重点管控单元共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，井下作业废水及油田采出水全部依托北三台联合站采出水处理系统处理，水基钻井岩屑经泥浆不落地处理系统处理后钻井泥浆循环使用，钻井岩屑委托处理，油泥（砂）交资质单位处理，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。

（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水及油田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_2、NO_2、CO和O_3的年评价指标达到《环境空气质量

标准》（GB3095-2012）二级标准，PM_{10}和$PM_{2.5}$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。项目油气集输过程中产生的非甲烷总烃可达标排放，伴生气中基本不含硫化氢，经充分燃烧后放空。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。

3.8.8 与相关规划协调性分析

3.8.8.1 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》，阜康市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。

项目位于天山北坡阜康市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3.84。

3.8.8.2 与《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016-2020年）》符合性分析

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

根据《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016-2020年）》全区划分为9个鼓励开采规划区：①阿尔泰山黄金、有色金属、黑色金属、稀有金属、白云母、宝石矿产开采规划区；②塔里木盆地、准噶尔盆地、吐哈盆地及周边油气、油砂、煤炭、煤层气、页岩气开采规划区；③西准噶尔铬、金、膨润土、煤炭、石材矿产开采规划区；④东准噶尔金、煤炭、有色金属、建材非金属矿产开采规划区；⑤西天山黑色金属、有色金属、金、煤炭、铀矿产开采规划区；⑥东天山金、黑色金属、有色金属、煤炭、化工、建材非金属矿产开采规划区；⑦南天山黑色金属、金、有色金属、煤炭、化工、特色非金属矿产开采规划区；⑧西昆仑煤炭、黑色金属、有色金属、金、宝玉石矿产开采规划区；⑨阿尔金山有色金属、金、石棉、玉石矿产开采规划区。限制开采规划区：马兰基地军事管理区边缘缓冲区；国家和自治区级6处风景名胜区；国家和自治区14处重要人文历史古迹保护区；26处自然保护区的试验区。

禁止开采规划区：军事管理区、风景名胜、历史遗迹保护等核心区；重要饮用水水源保护区；铁路、高速公路、国道、省道、油气管线等线型工程两侧一定距离内；重要工业区、大型水利工程设施、城镇市政工程设施等一定范围内；机场、国防工程设施圈定的地区、自然保护区的核心区和缓冲区。

本工程属于油气开发项目，位于准噶尔盆地东南部，开发区域位于《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016-2020年）》九个鼓励开采规划区中的“塔里木盆地、准噶尔盆地、吐哈盆地及周边油气、油砂、煤炭、煤层气、页岩气开采规划区”。本工程符合《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016-2020年）》及其规划环评要求。

3.8.8.3 与《新疆十四五规划和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。

3.8.8.4 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。

本工程所在区域不属于同防同治区域。

3.8.9 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，本项目不占用公益林，距离北侧的卡拉麦里自然保护区约58km。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。

本项目在对平台、集中拉油站的选址以及道路和管线的选线设计中，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、道路、管线临时占地面积，不随意增加临时

占地面积，不随意增加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；道路不允许绕弯增加修建长度。

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它永久性设施。100m范围内无民宅，200m范围内无铁路、高速公路（井位距离东侧五大高速最近为250m），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。

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阜康市，阜康市位于昌吉回族自治州境内，地处天山东段博格达峰北麓，准噶尔盆地东南缘。市域东临吉木萨尔县，西接米东区，南以天山分水岭与乌鲁木齐县相邻，北入古尔班通古特沙漠与阿勒泰地区富蕴县接壤。市域东西相距76km，南北延绵198km，地理坐标为东经87°46′～88°44′，北纬43°45′～45°30′，行政区总面积11726km^2。阜康市城区位于市域西部，西南方向距乌鲁木齐市57km，西距昌吉州首府昌吉市93km，建成区面积10km^2。项目区西距阜康市约55km。

4.1.2 地形、地貌

阜康市区域地势南高北低，总的趋势是由东南向西北倾斜，海拔高程5445m至450m，根据地形、植被、气候等因素，大致分为南部山区、中部平原区和北部沙漠三个大地貌单元，构成典型的干旱半干旱的自然景观。

南部山区：南部山区海拔5445～800m，位于天山山脉东段北坡，山峰连绵，沟壑纵横。地貌带南北向排列，东西向延展。风景秀丽，负有盛名的天池，即坐落在南部山区博格达峰北侧这一带山谷之中。

中部平原区：中部平原区海拔450～700m，平均坡度为2.5%，由山前各河系冲积和洪积而成。东西狭长，且西窄东宽，地形由东南向西北倾斜，地势较平坦，水源丰富，土层深厚，是阜康市粮油产区及城区所在地。北部沙漠区：北部沙漠区从海拔450m自南向北延伸到海拔800m左右，约占阜康市总面积的53%，为古尔班通古特沙漠的一部分，区内沙丘起伏连绵，其高度一般为5～25m左右，为固定或半固定沙丘。

4.1.3 气象和气候

阜康市属于大陆北温带干旱、半干旱性气候，具有典型的荒漠大陆性气候特征，即冬季寒冷，夏季炎热，干旱少雨，日照充足，春秋季气温变化快，日较差和年较差可达-35℃～35℃，蒸发量大，风沙日多，常规气象资料统计见表13。

表4.1-1　　常规气象资料统计

项目名称		单位	数值
气温	最冷月平均气温	℃	-23.8
	最热月平均气温	℃	31.7
	极端最高气温	℃	36.9
	极端最低气温	℃	-32.3
	年平均气温	℃	6.4
降水量	一日最大值	mm	15.3
	一小时最大值	mm	9.0
	年降水天数平均值/极值	d/a	67
风速	冬季平均风速	m/s	2.0
	夏季平均风速	m/s	2.9
	年平均风速	m/s	2.6
	年最大风速	m/s	21.0
	年主导风向	\	W；NE
相对湿度	冬季相对湿度	\	85%
	夏季相对湿度	\	44%
大气压力	冬季	kPa	94.92
	夏季	kPa	93.23
最大积雪厚度厚度		mm	240
最大冻土深度平均值/极值		cm	175/183.25
地下土壤温度	-0.8m处历年平均值	℃	108
	-1.6m处历年平均值	℃	11.0
雷暴日数		d/a	1
沙暴日数		d/a	5
年蒸发量		mm	2244.0
地震烈度		度	Ⅵ

4.1.4 水文概况

4.1.4.1 地表水

阜康市区域内共有河流7条，自西向东分别为水磨河、三工河、四工河、甘河子河、白杨河、西沟河和黄山河。各河流均源自山区，流逝于平原。由于山高坡降大，山区面积小，又处于干旱地区，所以河流流程短，径流量小，年径流量在各季节内差异很大。7条河流总计平均径流量1.94亿m^3，平均流量6.16m^3/s。

年径流量丰枯变幅1.84～1.92倍，年内4～5月、9～10月为平水期，6～8月为丰水期，11～3月为枯水期。

项目区无地表水体，输油管道沿线无穿越地表水体。

4.1.4.2 地下水水文地质

（1）补径排条件

本项目位于准格尔古尔班通古特沙漠东南缘以南，天山支脉博格多山北麓，区域上地貌由山区、丘陵区及冲洪积平原构成。地层由二叠系-第三系皆有分布，地层岩性灰多为砂岩、泥岩、长石砂岩；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。

（2）含水层结构

按照地下水含水介质分，本项目所属地下水类型为第四系松散岩类孔隙水，具有单一结构和双层、多层结构；双层、多层结构的地下水具有承压性。

单一结构潜水含水层及富水性：呈条带状分布于评价区山前陡倾斜平原区，南起山前接触带，北至S303省道北侧一带。含水层岩性为第四纪冲洪积卵砾石层和钙质胶结卵砾石层，其下隔水底板为第三系紫红色泥岩、泥质粉砂岩及粉砂质泥岩等。含水层介质粒径南粗北细的变化规律，由南部粗大颗粒的卵砾石向北部较细颗粒的砂砾石、砂变化；垂向上厚度及岩性特征变化较大，总体上表现为上粗下细的特征即上部为卵砾石、下部为砂砾石，一般洪积扇扇轴部位含水层较厚，沉积物颗粒粗，而扇间含水层较薄，沉积物粒度相对较细，粗细交错层次较复杂。潜水水位埋藏深度具有水平分带特征，由南部山前带水位埋深＞50m，向北渐变为10-50m、近溢出带一般为5～10m。水力坡度2%～4%，流向北偏西。溢出带以北，潜水埋深逐渐变大。潜水富水性水平分带性明显，从南向北呈现出“强

-弱”的变化规律。

（3）地下水化学特征

区域上，山前倾斜砾质平原及细土平原区是地下水迳流、排泄区，迳流条件较好，地下水水质较好，地下水矿化度多＜1g/l，为淡水；在细土平原至溢出带边缘地下水水质较差，地下水矿化度在1-5g/l之间，为微咸水或咸水；接近沙漠边缘，由于气候干燥，地下水补给总体上来源匮乏，蒸发浓缩作用强烈，加之径流速度也缓慢，导致其矿化度逐渐升高、地下水质逐渐变差，地下水多为半咸水及咸水。总体上，承压水水质较潜水水质好。地下水水化学类型由平原区的HCO_3-Ca或 HCO_3•SO_4-Na•Ca过渡为Cl•SO_4—Na或CL-Na。评价区内，部为地下水水质好，矿化度＜1g/l；北部矿化度在1-5g/l，水质较差，地下水类型为HCO_3-Ca或HCO_3•SO_4-Na•Ca。

4.1.5 野生动植物

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，东方沙蟒、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、凤头百灵、漠即鸟、红尾伯劳、沙百灵、粉红椋鸟等较为常见。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。

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灌木半灌木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

生态功能分区单元			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
生态区	生态亚区	生态功能区					

准噶尔盆地温带干旱荒漠与绿洲生态功能区	准噶尔盆地南部灌木半灌木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、荒漠植被退化、沙漠化威胁、局部土壤盐渍化、河流萎缩、滥开荒地	生物多样性及其生境中度敏感，土壤侵蚀轻度敏感，土地沙漠化中度敏感，土壤盐渍化轻度敏感	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，土壤以灰漠土为主，土层较薄，植被稀疏。项目区所在区域为低覆盖度草地。

4.2.2 土地利用现状调查及评价

根据遥感调查结果，采用图形叠加法对评价范围内的生态现状进行分析，即将遥感影像与平面布置图进行叠加，并参照《土地利用现状分类》（GBT21010-2017），以确定评价范围内土地利用类型，并统计各类土地利用类型的面积，将成果绘制成土地利用现状图。项目区土地利用现状图见图4.2-1。

根据项目土地利用现状图及现场勘查，项目区所在区域为低覆盖度草地。11号平台现状为退耕还林地。根据现状调查，本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。项目土地利用类型图见**图4.2-1。**

4.2.3 植被环境现状调查及评价

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。自然植被主要以荒漠植被矮小灌木为主，项目评价区域内占优势的植被为小蓬，整个区域植被覆盖度在5%～15%之间。本项目11号平台占地范围内种植有梭梭，植株一般高1.0m～2.0m。梭梭属于新疆维吾尔自治区一级保护植物。

项目区所在地生态环境属于荒漠草地生态系统。按照新疆维吾尔自治区畜牧厅资源办公室制定的有关新疆草场分类原则，评价区内草场类型属于荒漠草地。荒漠草地在新疆分布很广，包括温性草原化荒漠、温性荒漠和高寒荒漠三大草地类。项目区所在地为温性荒漠类草地-土质温性荒漠亚类。它是新疆地带性草地的典型类型。评价区域内草地类型简单，草地资源等级评价的原则及标准遵循中

国北方《重点牧区草场资源调查大纲和技术规程》，项目区属于四等七级草场，平均鲜草量1500kg/hm^2。

项目区植被类型图见**图 4.2-2**。

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，东方沙蟒、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、凤头百灵、漠即鸟、红尾伯劳、沙百灵、粉红椋鸟等较为常见。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，没有国家和自治区保护动物。

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：环评收集了昌吉州2020年NO_2、SO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3六项基本污染物的全年监测数据。

（2）评价标准

常规污染物NO_2、SO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3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：

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

式中：P_i—污染物 i 的标准指数；

C_i—常规污染物 i 的年评价浓度（NO_2、SO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$年平均浓度，CO 取 24 小时平均第 95 百分位浓度、O_3取日最大 8 小时平均第 90 百分位数浓度）；

C_{io}—污染物 i 的评价标准，μg/m³。

（4）评价结果

基本污染物评价结果见下表。

表 4.3-1　　监测结果统计一览表　　单位：μg/m³

污染物	年评价指标	现状浓度（μg/m³）	标准值（μg/m³）	占标率（%）	达标情况
SO_2	年平均质量浓度	8	60	13.3	达标
NO_2		33	40	82.5	达标
PM_{10}		88	70	125.7	超标0.257倍
$PM_{2.5}$		53	35	151.4	超标0.514倍
CO	24小时平均第95百分位数	2500	4000	62.5	达标
O_3	日最大8小时平均第90百分位数	131	160	81.9	达标

根据评价结果：项目所在地基本污染物除 PM_{10}、$PM_{2.5}$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_{10}、$PM_{2.5}$年平均浓度有超标现象，主要与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、硫化氢。

（1）监测点位

本次设置 2 个监测点位：7 号平台及项目区东北侧 300m。

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 2021 年 8 月 20 日-8 月 26 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/m³
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	
		H_2S	非甲烷总烃
7 号平台	浓度范围（mg/m³）	0.005-0.006	0.40-0.55
	最大浓度占标率（%）	50-60	20-27.5
	超标率（%）	0	0
	达标情况	达标	达标
项目区东北侧 300m	浓度范围（mg/m³）	0.005-0.006	0.39-0.61
	最大浓度占标率（%）	50-60	13-30.5
	超标率（%）	0	0
	达标情况	达标	达标
标准值（mg/m³）		0.01	2.0

说明：ND 表示低于方法检出限，即＜0.005mg/m³

上表结果得：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/m³，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/m³的要求，未出现超标现象，评价区域环境空气质量较好。

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

本次监测考虑工程特点，分别每座平台的厂界四周布设噪声监测点，共 20 个监测点。

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2021年8月25日-26日进行监测，监测2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	监测方位	噪声值		标准
			昼间	夜间	
7号平台	2021.08.25	东	42	40	昼间60，夜间50
		南	41	41	
		西	41	40	
		北	41	40	
	2021.08.26	东	41	40	
		南	42	40	
		西	42	40	
		北	42	40	
8号平台	2021.08.25	东	42	40	昼间60，夜间50
		南	43	40	
		西	42	40	
		北	42	41	
	2021.08.26	东	41	40	
		南	42	40	
		西	41	40	
		北	41	40	
9号平台	2021.08.25	东	42	41	昼间60，夜间50
		南	42	39	
		西	41	40	
		北	42	40	
	2021.08.26	东	43	40	
		南	41	40	
		西	41	40	
		北	41	40	
10号平台	2021.08.25	东	42	40	昼间60，夜间50
		南	42	41	
		西	43	41	
		北	43	40	
	2021.08.26	东	42	40	
		南	41	40	
		西	42	40	
		北	42	40	
11号平台	2021.08.25	东	43	40	昼间

		南	42	41	60，夜间50
		西	40	40	
		北	41	40	
	2021.08.26	东	42	40	
		南	42	40	
		西	41	40	
		北	42	40	
达标情况			达标	达标	

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

项目区域无地表水体。本项目采出水及井下作业废水依托北联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，未进行地表水环境质量现状评价。

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，根据当地地下水由南向北流向，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：2021年8月20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^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg+、CO_3^{2-}、HCO^{3-}、pH、溶解性总固体、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、菌落总数、总大肠菌群、铬（六价）、汞、锰、铁、硒、砷、石油类；共计 25 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_{ij}—单因子标准指数；

C_i—i 类监测物现状监测浓度，mg/L；

C_{oi}—i 类监测物浓度标准，mg/L。

pH 值的标准指数为：

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

$$S_{pH,j}=\frac{7.0-pH_j}{7.0-pH_{sd}}\qquad pH_j\le 7.0$$

式中：$S_{pH,j}$—pH 值的标准指数；

pH_j—pH 的实测值；

pH_{sd}—评价标准中 pH 的下限值；

pH_{su}—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）

项目	III类标准	1#		2#		3#		达标情况
		监测结果	标准指数	监测结果	标准指数	监测结果	标准指数	
pH	6.5-8.5	7.3	0.200	7.5	0.333	7.2	0.133	达标
水温	/	11.6	/	13.4	/	12.8	/	/
氨氮（以N计）	≤0.50	ND	0	ND	0	ND	0	达标
总硬度（以$CaCO_3$计）	≤450	62	0.138	68	0.151	81	0.180	达标
耗氧量（高锰酸盐指数	≤3.0	1.2	0.400	0.8	0.267	1.1	0.367	达标
硝酸盐氮	≤20.0	1.02	0.051	1.76	0.088	1.75	0.088	达标
亚硝酸盐氮	≤1.00	ND	0	ND	0	ND	0	达标
硫酸盐	≤250	61	0.244	61	0.244	58	0.232	达标
碳酸盐	/	0.00	/	0.00	/	0.00	/	/
重碳酸盐	/	87.0	/	83.7	/	89.9	/	/
氰化物	≤0.05	ND	0	0.001	0.020	ND	0	达标
氟化物	≤1.0	0.12	0.120	0.13	0.130	0.20	0.200	达标
氯化物	≤250	15	0.060	15	0.060	14	0.056	达标
挥发酚（以苯酚计）	≤0.002	ND	0	ND	0	ND	0	达标
石油类	≤0.5	0.01	0.020	0.01	0.020	0.01	0.020	达标
六价铬	≤0.05	ND	0	ND	0	ND	0	达标
钾	/	1.06	/	0.72	/	0.66	/	/
钙	/	19.9	/	16.0	/	19.5	/	/
钠	≤200	26.4	0.132	27.6	0.138	28.1	0.141	达标
镁	/	5.15	/	5.84	/	5.83	/	/
铅	≤0.01	0.00881	0.881	0.00535	0.535	0.00539	0.539	达标
镉	≤0.005	0.00098	0.196	ND	0	ND	0	达标
汞	≤0.001	0.00022	0.220	0.00044	0.440	0.00050	0.500	达标
砷	≤0.01	0.0011	0.110	0.0010	0.100	0.0004	0.040	达标

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

项目	III类标准	4#		5#		达标情况
		监测结果	标准指数	监测结果	标准指数	
pH	6.5-8.5	7.3	0.200	7.4	0.267	达标
水温	/	14.6	/	12.5	/	/
氨氮（以N计）	≤0.50	ND	0	ND	0	达标
总硬度（以$CaCO_3$计）	≤450	60	0.133	60	0.133	达标
耗氧量（高锰酸盐指数）	≤3.0	0.9	0.3000	0.5	0.167	达标
硝酸盐氮	≤20.0	1.07	0.0535	0.57	0.029	达标
亚硝酸盐氮	≤1.00	ND	0	0.003	0.003	达标
硫酸盐	≤250	54	0.216	58	0.232	达标
碳酸盐	/	0.00	/	0.00	/	/
重碳酸盐	/	90.3	/	88.6	/	/
氰化物	≤0.05	ND	0	0.001	0.020	达标
氟化物	≤1.0	0.10	0.100	0.12	0.120	达标
氯化物	≤250	14	0.056	15	0.060	达标

挥发酚（以苯酚计）	≤0.002	ND	0	0.0003	0.150	达标
石油类	≤0.5	0.01	0.020	ND	0	达标
六价铬	≤0.05	ND	0	ND	0	达标
钾	/	0.66	/	0.67	/	/
钙	/	19.2	/	18.6	/	/
钠	≤200	29.0	0.145	29.2	0.146	达标
镁	/	5.14	/	5.24	/	/
铅	≤0.01	0.00528	0.528	0.0055	0.550	达标
镉	≤0.005	ND	0	ND	0	达标
汞	≤0.001	0.00031	0.310	0.00025	0.250	达标
砷	≤0.01	ND	0	0.0004	0.040	达标

监测结果表明：地下水各监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准;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。

4.6 土壤环境现状评价

4.6.1 土壤类型及分布

本项目所在区域土壤类型主要为灰漠土。

灰漠土是新疆北部地区温带荒漠的地带性土壤，也是本油田所在区域的主要土壤类型之一。灰漠土是在干旱荒漠气候条件下，通过微弱的生物积累过程，粘化铁质化过程和微弱淋溶过程的共同作用下形成的。灰漠土其成土母质为典型的黄土状物质，冲积相沉积层理明显，质地偏粘，常为重壤和粘土夹层。

剖面特征：地表具多角裂缝，表土为发育良好的荒漠结皮层，呈浅灰色干面包状，此层以下为淡灰色的片层结构，约2～5cm厚；第三层为粘化、铁质化过程形成的浅棕色紧密实层，粘粒含量稍高，腐殖质层不明显，有白色斑点或菌丝状的碳酸钙沉积；在40cm以上，有石膏晶粒出现。

本工程土壤类型分布图见**图4.6-1**。

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5个柱状样，6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：2021年9月9日。

表4.6-1　　本项目监测点具体情况一览表

序号	点号	监测点名称	监测项目
1	柱状样	拟建7号平台	汞、砷、六价铬、镉、铅、镍、铜、石油烃、pH
2		拟建8号平台	1.表层样（0～0.5m）测GB36600-2018中45项、pH、石油烃共47项 2.其余2个样测特征项：汞、砷、六价铬、镉、铅、镍、铜、石油烃、pH
3		拟建9号平台	汞、砷、六价铬、镉、铅、镍、铜、石油烃、pH
4		拟建10号平台	
5		拟建11号平台	
6	表层样	拟建7号平台内	镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃、pH
7		拟建11号平台内	
8	表层样占地外	拟建7号平台外	
9		拟建8号平台外	
10		拟建10号平台外	
11		拟建11号平台外	

（2）评价标准

项目区低覆盖度外草地及退耕还林地监测点土壤质量评价执行《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；其余监测点土壤质量评价执行《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-8号平台柱状样（0-50cm）			标准限值（mg/kg）
		单位	监测结果	是否达标	
1	砷	mg/kg	5.30	达标	60
2	镉	mg/kg	0.14	达标	65
3	六价铬	mg/kg	ND	达标	5.7
4	铜	mg/kg	24	达标	18000
5	铅	mg/kg	17.4	达标	800
6	汞	mg/kg	1.54	达标	38
7	镍	mg/kg	10	达标	900
8	四氯化碳	mg/kg	ND	达标	2.8

9	氯仿	mg/kg	ND	达标	0.9
10	氯甲烷	mg/kg	ND	达标	37
11	1,1-二氯乙烷	mg/kg	ND	达标	9
12	1,2-二氯乙烷	mg/kg	ND	达标	5
13	1,1-二氯乙烯	mg/kg	ND	达标	66
14	顺-1,2-二氯乙烯	mg/kg	ND	达标	596
15	反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	ND	达标	54
16	二氯甲烷	mg/kg	ND	达标	616
17	1,2-二氯丙烷	mg/kg	ND	达标	5
18	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	ND	达标	10
19	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	ND	达标	6.8
20	四氯乙烯	mg/kg	ND	达标	53
21	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	ND	达标	840
22	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	ND	达标	2.8
23	三氯乙烯	mg/kg	ND	达标	2.8
24	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	ND	达标	0.5
25	氯乙烯	mg/kg	ND	达标	0.43
26	苯	mg/kg	ND	达标	4
27	氯苯	mg/kg	ND	达标	270
28	1,2-二氯苯	mg/kg	ND	达标	560
29	1,4-二氯苯	mg/kg	ND	达标	20
30	乙苯	mg/kg	ND	达标	28
31	苯乙烯	mg/kg	ND	达标	1290
32	甲苯	mg/kg	ND	达标	1200
33	间二甲苯+对二甲苯	mg/kg	ND	达标	570
34	邻二甲苯	mg/kg	ND	达标	640
35	硝基苯	mg/kg	ND	达标	76
36	苯胺	mg/kg	ND	达标	260
37	2-氯酚	mg/kg	ND	达标	2256
38	苯并〔a〕蒽	mg/kg	ND	达标	15
39	苯并〔a〕芘	mg/kg	ND	达标	1.5
40	苯并〔b〕荧蒽	mg/kg	ND	达标	15
41	苯并〔k〕荧蒽	mg/kg	ND	达标	151
42	䓛	mg/kg	ND	达标	1293
43	二苯并〔a,h〕蒽	mg/kg	ND	达标	1.5
44	茚并〔1,2,3-cd〕芘	mg/kg	ND	达标	15
45	萘	mg/kg	ND	达标	70
46	石油烃	mg/kg	35	达标	4500
47	pH	无量纲	8.21	/	/

说明：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。

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-7号平台							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	是否达标	
1	砷	mg/kg	4.66	达标	6.67	达标	7.17	达标	60
2	镉	mg/kg	0.16	达标	0.18	达标	0.16	达标	65
3	六价铬	mg/kg	ND	达标	ND	达标	ND	达标	5.7
4	铜	mg/kg	26	达标	27	达标	30	达标	18000
5	铅	mg/kg	17.0	达标	18.5	达标	13.4	达标	800
6	汞	mg/kg	0.775	达标	0.378	达标	0.601	达标	38
7	镍	mg/kg	16	达标	20	达标	12	达标	900
8	石油烃	mg/kg	26	达标	50	达标	90	达标	4500
9	pH	无量纲	8.23	/	8.23	/	8.20	/	/

说明：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。

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-9号平台							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	是否达标	
1	砷	mg/kg	6.56	达标	4.66	达标	6.30	达标	60
2	镉	mg/kg	0.14	达标	0.15	达标	0.12	达标	65
3	六价铬	mg/kg	ND	达标	ND	达标	ND	达标	5.7
4	铜	mg/kg	22	达标	25	达标	21	达标	18000
5	铅	mg/kg	14.7	达标	13.4	达标	11.5	达标	800
6	汞	mg/kg	0.623	达标	0.387	达标	0.335	达标	38
7	镍	mg/kg	14	达标	11	达标	13	达标	900
8	石油烃	mg/kg	25	达标	36	达标	28	达标	4500
9	pH	无量纲	8.08	/	8.13	/	8.02	/	/

说明：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。

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-10号平台							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	是否达标	
1	砷	mg/kg	4.67	达标	5.35	达标	5.41	达标	60
2	镉	mg/kg	0.18	达标	0.22	达标	0.17	达标	65
3	六价铬	mg/kg	ND	达标	ND	达标	ND	达标	5.7
4	铜	mg/kg	26	达标	25	达标	27	达标	18000
5	铅	mg/kg	14.6	达标	14.6	达标	14.2	达标	800
6	汞	mg/kg	0.369	达标	0.566	达标	0.326	达标	38
7	镍	mg/kg	10	达标	12	达标	12	达标	900
8	石油烃	mg/kg	40	达标	40	达标	27	达标	4500
9	pH	无量纲	7.79	/	7.84	/	7.92	/	/

说明：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。

表 4.6-2　土壤监测与评价结果（5）

序号	监测项目	监测结果-柱状样-11号平台							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	是否达标	
1	砷	mg/kg	5.01	达标	5.25	达标	7.31	达标	60
2	镉	mg/kg	0.24	达标	0.14	达标	0.22	达标	65

3	六价铬	mg/kg	ND	达标	ND	达标	ND	达标	5.7
4	铜	mg/kg	29	达标	30	达标	29	达标	18000
5	铅	mg/kg	19.0	达标	15.3	达标	16.0	达标	800
6	汞	mg/kg	0.241	达标	0.345	达标	0.550	达标	38
7	镍	mg/kg	10	达标	17	达标	10	达标	900
8	石油烃	mg/kg	31	达标	25	达标	28	达标	4500
9	pH	无量纲	7.01	/	7.02	/	7.03	/	/

说明：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。

表 4.6-2　土壤监测与评价结果（6）

序号	监测项目	监测结果-柱状样-8号平台					标准限值（mg/kg）
		单位	0.5-1.5m	是否达标	1.5-3m	是否达标	
1	砷	mg/kg	7.84	达标	4.30	达标	60
2	镉	mg/kg	0.18	达标	0.18	达标	65
3	六价铬	mg/kg	ND	达标	ND	达标	5.7
4	铜	mg/kg	27	达标	29	达标	18000
5	铅	mg/kg	16.1	达标	17.1	达标	800
6	汞	mg/kg	1.42	达标	0.468	达标	38
7	镍	mg/kg	13	达标	10	达标	900
8	石油烃	mg/kg	25	达标	41	达标	4500
9	pH	无量纲	8.22	/	8.20	/	/

说明：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。

表 4.6-2　土壤监测与评价结果（7）

序号	监测项目	监测结果—占地范围内表层样					标准限值（mg/kg）
		单位	7号平台		11号平台		
			表层	是否达标	表层	是否达标	
1	砷	mg/kg	3.31	达标	6.89	达标	60
2	镉	mg/kg	0.13	达标	0.22	达标	65
3	六价铬	mg/kg	ND	达标	ND	达标	5.7
4	铜	mg/kg	26	达标	28	达标	18000
5	铅	mg/kg	13.7	达标	13.6	达标	800
6	汞	mg/kg	0.828	达标	0.584	达标	38
7	镍	mg/kg	12	达标	14	达标	900
8	石油烃	mg/kg	37	达标	50	达标	4500
9	pH	无量纲	7.34	/	7.10	/	/

说明：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。

表 4.6-2　土壤监测与评价结果（7）　单位：mg/kg，pH除外

序号	监测项目	监测结果-占地范围外表层样								标准限值（mg/kg）	
		7号平台北侧外5m	是否达标	10号平台西北侧外5m	是否达标	8号平台东侧外3m	是否达标	11号平台东侧外5m	是否达标		
1	砷	5.54	达标	4.12	达标	4.99	达标	7.24	达标	30	25
2	镉	0.16	达标	0.11	达标	0.14	达标	0.40	达标	0.3	0.6

3	铬	27	达标	24	达标	26	达标	34	达标	200	250
4	铜	23	达标	23	达标	30	达标	30	达标	100	100
5	铅	14.8	达标	14.7	达标	13.6	达标	16.0	达标	120	170
6	汞	0.467	达标	1.44	达标	0.565	达标	0.421	达标	2.4	3.4
7	镍	13	达标	10	达标	13	达标	12	达标	100	190
8	石油烃	25	达标	29	达标	26	达标	76	达标	4500	
9	pH	8.12	/	7.34	/	8.34	/	7.09	/	6.5-7.5	＞7.5
10	锌	64	达标	56	达标	67	达标	117	达标	250	300
说明：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）。											

由上表监测结果得：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、集中拉油站、道路占地，临时占地主要为井场施工及管道作业带占地等占地。

本工程部署开发井47口，其中采油井33口，注水井14口，新建集中拉油站5座，新建平台集油管道2.0km、单井集油管道1.0km；注水支线2.0km，单井注水管道1.5km。井场采用平台井方式布置，大大减少了井场占地。

经核算，新增永久占地面积215925㎡，临时占地面积93575㎡，总占地面积为122350㎡，占地类型为低覆盖度草地。

（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。主要污染源集中在钻井工程、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，项目区所在区域内的自然植被主要以荒漠植被为主，11 号平台现状为退耕还林地。项目评价区域内占优势的植被为小蓬，整个区域植被覆盖度在 5%～15%之间，本项目 11 号平台永久占地及临时占地区域内种植有梭梭。

本项目施工扰动面积总计 215925m^2，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。项目区生物生产量按照 1.5t/(hm^2•a)计算，生物损失量约为 32.38t/a。当临时性占地的植被得到初步恢复后，这种损失将逐渐减少。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，主要占用植被类型为小蓬。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93575m^2，临时占地面积122350m^2，总占地面积为215925m^2，项目区属于四等七级草场，平均鲜草量1500kg/hm^2，在油田开发初期的3～5a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。永久性占地年生物损失

量14.02t，临时性占地生物损失量18.34t。

（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

在采油和井下作业过程中均可能发生井喷事故。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

井场构筑物建设、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种分布。因此，本项目运营期不会对野生动物产生明显影响。

5.1.1.4 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6.5km，占地类型主要为低覆盖度草地。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。

5.1.2 运行期生态环境影响分析

5.1.2.1 对植被的影响

永久占地93575㎡，永久占地主要是井场、集中拉油站及道路占地。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

事故状态如爆管泄漏致使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，爆管原油泄漏造成的植被破坏是小范围的，在荒漠地带植被损失量很小。

5.1.2.2 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。

根据油田管理制度，只要加强管理可以杜绝油田职工对野生动物的猎杀，所以，正常生产期间对野生动物影响不大。

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

本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、拉油站、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 闭井期生态影响分析

闭井期内，对完成采油的废弃井，封堵内外井眼，拆除井口装置，截去地下1m管头，清理场地，清除、填埋各种固体废弃物。通过采取以上措施，可使闭井期生态影响降到最低。

5.1.4 小结

本工程建设区域没有特殊生态敏感区和重要生态敏感区，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93575㎡，临时占地面积122350㎡，占地类型为低覆盖度草地。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 土壤环影响评价

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6.5km，管线开挖临时占地面积共52000m^2。其主要土壤类型为灰漠土，占地类型为低覆盖度草地。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以及焊渣、废弃外涂层涂料等废物。这些固体垃圾可能含有难于分解的物质，如不妥善管理，回填入土，将影响土壤质量。另外施工过程中，各种机器设备的燃油滴漏也可能对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℃～3℃，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。井场和管道的施工场地、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，包括建筑垃圾、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、管线及储罐泄漏等事故，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相应的治理措施，将受污染的土壤及时收集、处理，不会对土壤环境产生明显影响。

5.2.2.2 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）集输管线及拉油罐泄漏

若本项目集输管道或拉油罐发生泄漏，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。

拉油罐发生泄漏容易发现，可及时采取相应的补救措施，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（落地原油一般在土壤内部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及拉油罐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	污染物运移的超标扩散深度			
		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随土质有很大的差别，质地越粗，下渗力越强。落地油一般富集在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

<table>
<tr><td colspan="2">工作内容</td><td colspan="4">完成情况</td><td>备注</td></tr>
<tr><td rowspan="8">影响识别</td><td>影响类型</td><td colspan="4">污染影响型√；生态影响型□；两种兼有□</td><td></td></tr>
<tr><td>土地利用类型</td><td colspan="4">建设用地√；农用地□；未利用地□</td><td>低覆盖度草地</td></tr>
<tr><td>占地规模</td><td colspan="4">（21.59）hm^2</td><td></td></tr>
<tr><td>敏感目标信息</td><td colspan="4">敏感目标（ 无 ）、方位（　　）、距离（　　）</td><td></td></tr>
<tr><td>影响途径</td><td colspan="4">大气沉降；地面漫流□；垂直入渗√；地下水位□；其他（　）</td><td></td></tr>
<tr><td>全部污染物</td><td colspan="4">石油烃</td><td></td></tr>
<tr><td>特征因子</td><td colspan="4">石油烃</td><td></td></tr>
<tr><td>所属土壤环境影响评价项目类别</td><td colspan="4">Ⅰ类√；Ⅱ类□；Ⅲ类□；Ⅳ类□</td><td></td></tr>
<tr><td>敏感程度</td><td colspan="4">敏感√；较敏感□；不敏感□</td><td></td></tr>
<tr><td colspan="2">评价工程等级</td><td colspan="4">一级√；二级□；三级□</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="6">现状调查内容</td><td>资料收集</td><td colspan="4">a）√；b）□；c）□；d）□</td><td></td></tr>
<tr><td>理化特性</td><td colspan="4"></td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="3">现状监测点位</td><td></td><td>占地范围内</td><td>占地范围外</td><td>深度</td><td rowspan="3"></td></tr>
<tr><td>表层样点数</td><td>2</td><td>4</td><td>0-20cm</td></tr>
<tr><td>柱状样点数</td><td>5</td><td>0</td><td>在0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m分别取样</td></tr>
<tr><td rowspan="2">现状监测因子</td><td colspan="4">GB36600-2018中45项、pH、石油烃，共计47项</td><td></td></tr>
<tr><td colspan="4">GB15618-2018中表1基本项目，共计8项</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="3">现状评价</td><td>评价因子</td><td colspan="4">石油烃</td><td></td></tr>
<tr><td>评价标准</td><td colspan="4">GB15618√；GB 36600√；表D.1□；表D.2□；其他(　　)</td><td></td></tr>
<tr><td>现状评价结论</td><td colspan="4">各监测点监测因子均满足GB15618和GB36600中第二类筛选值要求</td><td></td></tr>
</table>

影响预测	预测因子	石油烃			
	预测方法	附录 E 口；附录 F 口；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)口；b)口；c)口 不达标结论：a)口；b)口			
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	
		5 个	砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍、石油烃	1 次/3 年	
		1 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 气象资料

（1）常规地面气象观测数据来源

本项目常规地面气象观测资料选用阜康市气象观测站 2019 年全年逐日逐时风向、风速、干球温度、以及定时总云、低云资料。

（2）常规地面气象观测数据统计结果

① 温度

当地全年中 7 月最热，平均温度为 25.35℃，12 月份最冷，月平均温度为 -16.70℃。

② 风速

当地年风速的月变化情况见表 5.3-2 和图 5.3-2。当地季小时平均风速的日变化情况见表 5.3-3 和图 5.3-3。

③风向风频

全年最大风向风频为 WSW-W-WNW，风频和为 24.93%小于 30%，无明显主导风向。仅夏季有明显主导风向为 SW-WSW-W，风频之和为 32.24%。冬季最大风向风频为 ENE-E-ESE，风频和为 28.47%。

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_x、SO_2、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辽阔扩散条件较好。类比其它相似钻井井场，场界外各项污染物浓度均小于《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中新污染源无组织排放监控点浓度限值。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）本项目钻井过程中可能会出现油层伴生气排出地面的情况，由于无法回收，根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）要求，通过火炬点燃放空。伴生气属于天然气，其燃烧后主要污染物为烟尘、NO_x、SO_2，烟气污染物含量低，对大气环评影响较小。

（3）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油气集输过程中产生一定量的烃类挥发和通过火炬燃烧的伴生气产生废气污染物。

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

5.3.2.1 火炬燃烧废气排放大气环境影响分析

（1）预测因子及标准

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

（2）预测因子和预测源强

在油气集输环节产生的挥发性有机物（VOC_s）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，VOCs主要为非甲烷总烃。本工程新建产能4.95×10^4t/a，部署的5口采油平台。

本次评价按照密闭集输井场和拉油井场分别进行核算VOC_s排放量。

根据前文计算，项目集输过程VOC_s排放量4.95t/a，集中拉油井场VOC_s排放量6.08t/a。因此，本工程产生无组织VOC_s排放量总计11.03t/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 5.3-6。

表 5.3-6　　大气污染源参数表-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)		NMHC
7 号平台			695	140	70	7200	0.232
8 号平台			704	480	60		0.418
9 号平台			689	170	60		0.186
10 号平台			679	230	60		0.279
11 号平台			690	405	60		0.418

表 5.3-7　　放空火炬污染源排放参数一览表（点源）

排放源 9 号平台	污染物	排放量（kg/h）	排放参数			
			高(m)	内径（m）	温度（℃）	流速（m/s）
7 号平台	SO_2	0.00375	8	0.5	160	0.385
	NO_x	0.0157				
	TSP	0.006				
8 号平台	SO_2	0.00674	8	0.5	160	0.694
	NO_x	0.0283				
	TSP	0.0108				
9 号平台	SO_2	0.00300	8	0.5	160	0.308
	NO_x	0.0126				
	TSP	0.0048				
10 号平台	SO_2	0.00449	8	0.5	160	0.462
	NO_x	0.0189				
	TSP	0.0072				
11 号平台	SO_2	0.00674	8	0.5	160	0.694
	NO_x	0.0283				
	TSP	0.0108				

（5）预测结果

按照估算模式 AIRSCREEN 计算各平台集中拉油站火炬放空燃烧排放污染物 SO_2、NO_X、烟尘及非甲烷总烃的最大地面浓度，预测结果见表 5.3-8。

表 5.3-8　　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（μg/m³）	C_{max}（μg/m³）	P_{max}(%)	$D_{10\%}$(m)	最大落地点距离（m）
7 号平台	NMHC	2000.0	69.8	3.49	/	72
8 号平台	NMHC	2000.0	96.6	4.83	/	241
9 号平台	NMHC	2000.0	54.0	2.70	/	89
10 号平台	NMHC	2000.0	72.2	3.61	/	116
11 号平台	NMHC	2000.0	99.8	4.99		204

表 5.3-9　　各点源污染物排放估算结果一览表

污染源名称	评价因子	评价标准（μg/m³）	C_{max}（μg/m³）	P_{max}(%)	$D_{10\%}$(m)	最大落地点距离（m）
7 号平台	SO_2	500	1.10	0.22	/	83
	NO_x	250	5.90	2.36	/	
	TSP	900	1.80	0.20	/	
8 号平台	SO_2	500	1.45	0.29	/	70
	NO_x	250	7.65	3.06	/	
	TSP	900	2.34	0.26	/	
9 号平台	SO_2	500	1.00	0.20	/	74
	NO_x	250	5.15	2.06	/	
	TSP	900	1.53	0.17	/	
10 号平台	SO_2	500	1.25	0.25	/	60
	NO_x	250	6.45	2.58	/	
	TSP	900	1.98	0.22	/	
11 号平台	SO_2	500	1.45	0.29	/	70
	NO_x	250	7.65	3.06	/	
	TSP	900	2.34	0.26	/	

由上表预测结果得：本项目 P_{max} 最大值出现为 11 号平台面源排放 NMHC 的 P_{max} 值为 4.99%，C_{max} 为 99.8 μg/m³，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 4.99%＜10%，故为大气环境影响评价工作等级为二级。

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

本项目可采取对储罐罐体保温，减少罐内温差的变化，从而大大地降低了气体的蒸发损耗，罐体外表使用浅色涂层，来控制和减少 VOC_s 的挥发排放。

本项目运营期 VOC_s 无组织排放会对区域大气环境质量造成一定影响。类比其他油田，运营期油田内的 VOC_s 一般满足环境质量标准要求，影响在可接受范围内。

5.3.2.2 环境防护距离核算

本工程为油田开发项目，项目建设涉及采油井、管线、集中拉油站多种设施，本次评价对项目单井拉油站无组织挥发的非甲烷总烃的环境防护距离进行核定。

在此根据《石油化工企业卫生防护距离》（SH3093-1999）中的相关规定，将本工程单井拉油站的防护距离参照该标准确定为150m,即从各站场边界向外150m距离。

就目前本区域的现状布局而言，单井拉油站向外 150m 距离内空旷无物，其间无居民区存在，亦不存在建设居民区的可能性，故各拉油站 150m 的环境防护距离可以得以保证。

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、单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。运输车辆必须加盖篷布，减少运输过程的起尘和遗撒，尤其在通过三道槽子村段，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。

（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和通过火炬燃烧的伴生气产生废气污染物。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 241m 范围内，与项目最近的敏感点相距 3.0km 以上，对大气环境敏感目标影响不大。项目正常工况下排放的各种大气污染物下风向地面浓度均低于《环境空气质量标准》二级标准限值，项目正常排放的各污染物对评价区域大气环境质量均不会产生明显影响。

综上所述，项目在施工期和运行期对大气环境的影响在影响时间和影响范围上各不相同，施工期是暂时性小范围影响，随施工的结束而消失，运行时期为持续的长期影响，但各废气污染物均可以得到较好扩散，对大气污染物浓度贡献值小，且项目区地域空旷，并不会使区域环境空气质量发生显著改变，项目的建设对区域大气环境的影响可以保持在环境可接受的范围之内。

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 5.3-10。

表 5.3-10　　本工程大气污染物年排放量核算表

污染源	序号	污染物	年排放量/（t/a）
有组织	1	SO_2	0.178
	2	NO_X	0.748
	3	烟尘	0.285
无组织	3	VOC_s	11.03

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 5.3-11。

表 5.3-11　　建设项目大气环境影响评价自查表

工作内容		三台油田北 10 井区头屯河组油藏东南部扩边开发工程							
评价等级与范围	评价等级	一级口		二级√		三级 口			
	评价范围	边长=50km 口		边长 5~50km 口		边长 5km√			
评价因子	SO_2+NO_X排放量	≥2000t/a 口		500~200t/a 口		＜500t/a√			
	评价因子	基本污染物（SO_2、NO_X、TSP） 其他污染物（非甲烷总烃）				包括二次 $PM_{2.5}$口 不包括三次 $PM_{2.5}$ √			
评价标准	评价标准	国家标准 √		地方标准 口		附录 D √		其他标准√	
现状评价	环境功能区	一类区 口		二类区√		一类区和二类区口			
	评价基准年	（2020）年							
	环境空气质量现状调查数据来掘	长期例行监测数据		主管部门发布的数据 √		现状补充监视√			
	现状评价	达标区 口				不达标区√			
污染源调查	调查内容	本工程正常排放源√ 本工程非正常排放源口 现有污染源口		拟替代的污染源口		其他在建、拟建项目污染源 口		区域污染源口	
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD √	ADMS口	AUSTAL2000口	EDMS/AEDT 口	CALPUFF口		网格模型口	其他口
	预测范围	边长≥50k 口		边长 5~50km 口				边长＝5km√	
	预测因子	预测因子（SO_2、NO_X、TSP）				包括二次 $PM_{2.5}$口 不包括三次 $PM_{2.5}$ √			
	正常排放短期浓度贡献值	$C_{本工程}$最大占标率≤100% √				$C_{本工程}$最大占标率＞100% 口			
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	$C_{本工程}$最大占标率≤10%口			$C_{本工程}$最大标率＞10% 口			
		二类区	$C_{本工程}$最大占标率≤30%口			$C_{本工程}$最大标率＞30% 口			
	非正常排放 1h 浓度贡献值	非正常持续长（ ）h		$C_{非正常}$占标率≤100%口		$C_{非正常}$占标率＞100% 口			
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	$C_{叠加}$达标口				$C_{叠加}$不达标 口			
	区域环境质量的整体变化情况	k≤-20%口				k＞-20% 口			

环境监测计划	污染源监测	监测因子：（SO_2、NO_X、非甲烷总烃）	有组织废气监测 √ 无组织废气监测 √		无监测 口
	环境质量监测	监测因子：（非甲烷总烃）	监测点位数（2）		无监测
评价结论	环境影响	可以接受 √ 不可以接受 口			
	大气环境防护距离	距（各）厂界最远（0）m			
	污染源年排放量	SO_2：（0.178）t/a	NO_X：（0.748）t/a	颗粒物：（0.285）t/a	VOC_s：（11.03）t/a
注：“ 口”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：$L_p(r)$—距离声源 r 处的倍频带声压级；

$L_p(r0)$—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

距场界距离 / 方位	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，本工程西北侧约 4.3km 处有东戈壁村，基本不会对村民造成明显影响。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场中的各类机泵以及井下作业设备噪声，油水分离器及天然气火炬放空等噪声。

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

$$L_0=10\lg(\sum_{i=1}^{n}10^{Li/10})$$

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
7 号平台	东厂界	42	37	43	40	42	44
	南厂界	42	42	45	41	37	42
	西厂界	42	37	43	40	42	44
	北厂界	42	42	45	40	37	42
8 号平台	东厂界	42	38	43	41	38	42
	南厂界	43	42	45	40	42	44
	西厂界	42	38	43	40	38	42
	北厂界	42	42	45	41	42	44
9 号平台	东厂界	43	38	44	41	38	42
	南厂界	42	42	45	40	42	44
	西厂界	41	38	42	40	38	42
	北厂界	42	42	45	40	42	44
10 号平台	东厂界	42	38	43	40	38	42
	南厂界	42	42	45	41	42	44
	西厂界	43	38	44	41	38	42
	北厂界	43	42	45	40	42	44
11 号平台	东厂界	43	38	44	40	38	42
	南厂界	42	42	45	41	42	44

	西厂界	41	38	42	40	38	42
	北厂界	42	42	45	40	42	44
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，且本项目周边 300m 范围内无固定居民居住，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，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平台四周昼间、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，项目井区周围 300m 范围内无噪声敏感点，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）钻井废水

本项目钻井过程采用“钻井泥浆不落地技术”，产生的钻井液经不落地系统处理后循环使用，废水综合利用，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水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《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准中指标后回注油藏，不向外环境排放。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

本项目位于准格尔古尔班通古特沙漠东南缘以南，天山支脉博格多山北麓，区域上地貌由山区、丘陵区及冲洪积平原构成。地层由二叠系-第三系皆有分布，地层岩性灰多为砂岩、泥岩、长石砂岩；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。

（2）含水层结构

按照地下水含水介质分，本项目所属地下水类型为第四系松散岩类孔隙水，具有单一结构和双层、多层结构；双层、多层结构的地下水具有承压性。

①单一结构潜水含水层及富水性

呈条带状分布于评价区山前陡倾斜平原区，南起山前接触带，北至 S303 省道北侧一带。含水层岩性为第四纪冲洪积卵砾石层和钙质胶结卵砾石层（砾岩），其下

隔水底板为第三系紫红色泥岩、泥质粉砂岩及粉砂质泥岩等。含水层介质粒径南粗北细的变化规律，由南部粗大颗粒的卵砾石向北部较细颗粒的砂砾石、砂变化；垂向上厚度及岩性特征变化较大，总体上表现为上粗下细的特征即上部为卵砾石、下部为砂砾石，一般洪积扇扇轴部位含水层较厚，沉积物颗粒粗，而扇间含水层较薄，沉积物粒度相对较细，粗细交错层次较复杂。

潜水水位埋藏深度具有水平分带特征，由南部山前带水位埋深>50m，向北渐变为 10-50m、近溢出带一般为 5～10m。水力坡度 2%～4%，流向北偏西。溢出带以北，潜水埋深逐渐变大。潜水富水性水平分带性明显，从南向北呈现出“强-弱”的变化规律。在吉木萨尔县一带富水性丰富，水量在 1000-5000m^3/d 之间；在吉木萨尔县西侧山前倾斜平原，富水性中等，水量在 100-1000m^3/d。

②双层或多层结构孔隙含水层及富水性

主要分布于评价区北部的细土平原区到评价区北侧的喀拉麦里山前潜水溢出带之间的大部分地区，表现为上部潜水、下伏承压水或自流水的双层或多层含水层结构。

上部潜水：含水层岩性以砾石为主。溢出带以北地区，沿古河道的地带，含水层岩性较粗，以砾石粗砂为主。而非古河道地区评价区一带，岩性多以粉细砂及亚砂土、亚粘土为主。地下水埋藏深度＞20m。由南向北颗粒由粗变细。富水性变化规律明显，天山北麓由南，富水性由强变弱。向下游细土平原区，富水性中等，水量在 100-1000m^3/d；近沙漠一带为富水性极弱区，水量＜100m^3/d。

下伏孔隙承压含水层：受沉积环境和基底构造的影响，承压含水层岩性一般为砾石、粗中细砂,由南向北逐渐变细结构由上游向下游，厚度逐渐变薄，颗粒变细，弱透水层增厚，大致可分为三个承压层：第一层埋藏深度<100m，地下水与潜水联系密切；第二层埋藏深度 100-200m；第三层埋藏深度 200-300m。富水性基本呈南强北弱的变化规律。富水性特征表现为：细土带到沙漠区富水性为中等以上，水量在 1000-5000m^3/d 之间；三台镇以北 3-10km 区域富水性中等，水量为 100-1000m^3/d；沙漠区到溢出带的范围，水量＜100m^3/d，为富水性弱区。

（3）地下水化学特征

区域上，山前倾斜砾质平原及细土平原区是地下水迳流、排泄区，迳流条件较好，地下水水质较好，地下水矿化度多＜1g/l，为淡水；在细土平原至溢出带边缘

地下水水质较差，地下水矿化度在 1-5g/l 之间，为微咸水或咸水；接近沙漠边缘，由于气候干燥，地下水补给总体上来源匮乏，蒸发浓缩作用强烈，加之径流速度也缓慢，导致其矿化度逐渐升高、地下水质逐渐变差，地下水多为半咸水及咸水。总体上，承压水水质较潜水水质好。地下水水化学类型由平原区的 HCO_3-Ca 或 HCO_3•SO_4-Na•Ca 过渡为 Cl•SO_4—Na 或 CL-Na。评价区内，部为地下水水质好，矿化度＜1g/l；北部矿化度在 1-5g/l，水质较差，地下水类型为 HCO_3-Ca 或 HCO_3•SO_4-Na•Ca。

（4）地下水的补给、径流及排泄条件

评价区位于冲洪积细土平原，地下水主要接受平原区河流渗漏补给，还接受南侧山前潜水径流补给，同时区内灌溉水、大气降水也是补给方式之一。地下水由南向北径流，山前倾斜平原含水岩组为单一的卵砾石潜水，径流条件较好；水平方向上向北径流补给下游潜水，垂直方向上向下部承压水渗透补给。承压水在冲洪积扇缘径流良好，向北侧沙漠区径流变缓，一方面是沿径流方向向盆地中心缓慢流动，另外垂直方向上顶托补给潜水。地下水的排泄方式主要为沟谷排泄、潜水成片溢出形成沼泽或湿地、靠植物蒸腾排泄，另外人工开采地下水也是其主要排泄方式之一。项目区水文地质见图 5.5-1。

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，采出液经集中拉运至北三台联合站，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，井下作业废水全部回收，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。

本工程不新增劳动定员，均依托现有作业区工作人员，不新增生活污水产生。

（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原油及时回收，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，落地原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，落地原油没有进入地下水层的途径，不存在污染地下水的可能。本工程产生的油泥（砂）和清罐底泥委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置，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，喷出的液量为133m^3/d-266m^3/d，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

一般泄漏于土体中的原油可以同时向表面溢出和向地下渗透，并选择疏松位置运移。如果有足够多的原油泄漏到疏松的土体中，就有可能下渗至潜水带并在潜水带顶面扩展而形成“油饼”。

原油属疏水性有机污染物，难溶于水且容易被土壤吸附。泄漏后首先被表层的土壤吸附截留，进入到潜水后，原油将随着地下水运移和衰减。由于油品泄漏为偶然事故，符合自然衰减规律，油溢出的最大浓度按9.2×10^5mg/L计，并成为污染地下水的源强浓度。

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

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

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

式中：

e_i——预测浓度（被降解后的浓度），按 0.3mg/L 计；

C_0——污染源强（mg/l），按 9.2×10^5mg/L 计；

k——有机物的降解速率常数（/d），根据相关研究，按 0.015 计；

t——降解发生的时间（d）；

$t_{1/2}$——有机物的半衰期（d）；

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 995 天的自然降解，污染物浓度才可达到地下水中石油类浓度的标准值 0.3mg/L。故拉油站的油罐和输油管道必须采取必要的防渗和防腐措施，并加强巡检，防止其泄漏进而污染到周边区域内的地下水。由于管线泄漏事故为短期大量排放，污染物的泄漏以地表扩展为主，一般能及时发现，并可很快加以控制，石油烃多属疏水性有机污染物，难溶于水而容易被土壤有机质吸附，当土壤中有机质含量较高时，石油烃等污染物在其中迁移的阻滞作用较强，迁移及衰减速度较慢，其影响范围不大，对地下水环境不易产生不利影响。

管线和拉油站的石油发生泄漏的原因有如下几种：误操作、机械故障、外力作用和腐蚀，这几种因素的产生都是人为的或人为操控程度很高，发生污染的危害程度也取决于操作人员的处置和控制。贮污设施的泄漏是由基座渗漏引起的，污染危害取决于防污工程质量，因此这类污染发生的可控性很高，故一般发生在局部，可以预防为主。且事故发生后，由于各种土壤的不同土层对石油类均有吸附能力，石油类污染物主要集中在表层，随着时间的推移，包气带土壤对石油类物质的吸附将趋向饱和，吸附能力将逐渐降低。一般来讲，土壤表层 0～20cm 的滞留石油类物质的含量至少是下层（1m 以下）石油类物质含量的 35 倍；且石油类多在地表 1m 以内积聚，1m 以下土壤中含油量甚少。本工程输油管线一旦发生泄漏，建设单位需组织专门力量进行污染物的清除工作，将在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质。

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 2100m，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，严格要求套管下入深度等措施，可以有效控制钻井液在地层中的漏失。

（4）注水井回注对地下水环境影响分析

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。

北 10 井区注水井水源为北 10-水 1 水源井清水，水源井清水经处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）中的有关标准后经管线回注地层。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 2100m 左右，可见，污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 400m 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《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）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。

5.5.3 水环境影响评价结论

（1）项目落地油 100%进行回收，落地原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水，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、少量生活垃圾等；运行期产生的固体废物主要为油泥砂。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

开发阶段	固废种类	废物特征	产生量	排放量	主要处理措施及排放去向
施工期	钻井泥浆	一般废物	13695.07m³	0	采用泥浆不落地技术，钻井泥浆循环使用，岩屑交资质单位处理
	钻井岩屑	一般废物	11536.47m³		
	生活垃圾	一般废物	29.61t	0	拉至吉木萨尔县生活垃圾填埋场处置
运行期	油泥砂	危险废物（HW08 071-001-08）	12.1t/a	0	委托克拉玛依市博达生物环保科技有限责任公司进行回收处理

开发阶段	固废种类	废物特征	产生量	排放量	主要处理措施及排放去向
施工期	钻井泥浆	一般废物	13695.07m³	0	采用泥浆不落地技术，钻井泥浆循环使用，岩屑交资质单位处理
	落地油	危险废物（HW08 071-001-08）	3.3t/a	0	作业单位100%回收，回收后的落地原油运至北三台联合站原油处理系统进行处理
	拉油站清罐油泥	危险废物（HW08 251-001-08）	0.17t/次	0	委托克拉玛依市博达生物环保科技有限责任公司进行回收处理

本工程设计提出钻井液采用“非磺水基”钻井液体系，采用泥浆不落地技术，在井场进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，分离后的岩屑交由有资质的岩屑处理单位处理。

施工期不设生活营地，运行期不新增劳动定员，无新增生活垃圾产生。

5.6.2 施工期固体废弃物环境影响

（1）固废影响分析

本项目施工过程固体废弃物主要为钻井作业时产生的钻井泥浆、岩屑、生活垃圾、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、压滤脱水后，暂存在水基岩屑暂存罐内，交由有资质的岩屑处置单位处理，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，用于铺设服务油田生产的各种内部道路、铺垫井场、固废场封场覆土及作为自然坑洼填充材料的利用方式。本工程钻井液采用水基钻井液体系，钻井岩屑经处理经检测达到DB65/T3997-2017

标准要求后，用于井区筑路、平整场地，符合《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）。废弃泥浆、岩屑经处理检测达标后综合利用，对环境影响较小。

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泥（砂）、落地油和拉油站清罐油泥，其中油泥（砂）最大产生量 12.1t/a，属于危险废物 HW08 071-001-08，定期交由具有相关资质的第三方单位无害化处置；落地油最大产生量 3.3t/a，属于危险废物 HW08 071-001-08，由作业单位 100%回收，回收后的落地原油运至北三台联合站原油处理系统进行处理；拉油站储罐 3～5 年清理一次，清罐油泥产生量约 0.5t/次，属于危险废物 HW08 251-001-08，定期交由具有相关资质的第三方单位无害化处置，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

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

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

克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司主要以处理油田污泥为主，设计处理规模为 52×10^4t/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 35×10^4t/a，留有 17×10^4t/a 的富余量，本工程含油污泥产生量约 11.06t/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）：

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

式中：q_1，q_2，...，q_n-每种危险物质的最大存在总量，t；Q_1，Q_2，...，Qn-每

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

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。项目产能最大的8号平台拉油站设2座60m^{3}拉油罐，最大存储量111t。天然气含量最大为1.6t。

危险物质数量与临界量比值Q=111/2500+1.6/10=0.204

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[a]

[a]是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性的说明。见附录A

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，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	井场及道路周围	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
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
水环境	井场周围	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、道路	井场、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	项目区内土壤环境	《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
	人工种植植被	梭梭	自治区一级保护植物，项目施工尽量避保护

	西侧 1000m 耕地	农田植被	保护农田植被，减小施工废气影响

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、石油和天然气，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℃ 沸点：300℃～325℃ 闪点：23.5℃ 爆炸极限 1.1%～6.4%（v）自然燃点 380℃～530℃	属于高闪点液体
2	天然气	多种可燃性气体的总称，主要成分包括甲烷、乙烷等	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℃～632℃	属于 5.1 类中易燃气体，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 3.3×10^7J/L 沸点范围有 180～370℃和 350～410℃两类闪点：38℃	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输油管线危险性识别

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

本项目采用集中拉油生产方式，常见的事故主要是拉油点拉油罐因为腐蚀、损坏或者其他原因等发生泄漏，泄漏后还有可能引起火灾和爆炸，在影响人身和设备安全的同时，污染环境。本项目拟建 5 座集中拉油点，单罐拉油过程中操作条件要求严格，正常情况下不会有环境风险发生。

⑤拉油运输风险识别

本项目采用集中拉油方式将采出液拉运至北三台联合站。运输过程中因车辆本身的设计、制造、操作、管理等各环节有存在缺陷的可能性，可能发生原油泄漏事故的风险。事故发生时罐车内采出液溢出，对周围环境造成直接污染，泄漏的油气如遇到明火还可能生火灾、爆炸事故。

5.7.4、环境风险分析

5.7.4.1 钻井期环境风险分析

除自然灾害引发事故外，本项目风险事故主要为：钻井过程中发生的井喷及储罐泄露。

（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×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，柴油进入环境空气，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。由于项目区周围无环境敏感目标，且地域空旷，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

泄漏的柴油可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响项目区植被的生长，并可影响局部的生态环境。

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

柴油储罐铺设防渗膜，储罐发生泄漏后，及时清理，不能回收的柴油/采出液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

柴油泄漏对植被的影响主要分为三种途径，一是泄漏物直接粘附于植物体阻断植物的光合作用，使植物枯萎、死亡；二是柴油污染土壤造成的土壤理性化性状变化间接影响植物生长，严重时会导致植物死亡；三是泄漏的柴油中的轻组份挥发，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

柴油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，项目可能发生的风险事故类型主要包括井场事故风险、输油管道及储油罐事故风险。

（1）事故源强计算

①拉油点储罐泄漏

本项目单井拉油点原油储罐为60m³，储罐原油泄漏速度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0.65；

A—裂口面积，m^2；

ρ—泄漏液体密度；

P—容器内介质压力，Pa；

P_0—环境压力，Pa；

g—重力加速度，9.8m/s^2；

h—裂口之上液位高度，m。

经计算，本项目60m³储油罐泄漏孔径为50mm时，泄漏速率为5.64kg/s。石油化工企业泄漏时间一般要控制在30min内，据此计算本项目1个60m³储油罐30min中泄漏量为10.15t，采出液含水率为10%，本项目原油泄漏量约为9.13t。

②单井出油管线泄漏

新建平台集油管道2.0km，采用D76×4/20无缝钢管；单井集油管道1.0km，采用D60×3.5/20无缝钢管。本次评估主要分析发生概率较大情况，计算管径为D76×4管线发生小孔径（10mm）泄漏情况下的泄漏量。

按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），液体泄漏速率Qr用伯努利方程计算（公式见上节），假设裂口多为圆形和多边形，泄漏系数取0.65，经计算泄漏速率为6.25kg/s，假设管线泄漏时间为30min情况下泄漏量为11.25t，采出液含水率为10%，本项目原油泄漏量约为10.13t。

（2）对水环境影响分析

当泄漏事故发生时，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：石膏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

输油管道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

油品泄漏对植被及周边农作物的影响主要分为三种途径，一是泄漏石油直接粘附于植物及农作物体阻断植物的光合作用，使植物枯萎、死亡；二是原油污染土壤造成的土壤理性化性状变化间接影响植物及农作物生长，严重时会导致死亡；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，也对周围植物及农作物产生影响。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	三台油田北 10 井区头屯河组油藏东南部扩边开发工程			
建设地点	新疆维吾尔自治区	昌吉回族自治州	阜康市	西距阜康市 55km
地理坐标	经度		纬度	
主要危险物质及分布	原油和伴生气，分布在采油井场及集输管线； 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、管线、储罐破损发生油品（柴油、原油）和天然气泄漏，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；对储油罐内外表面、油罐区地面、输油管线外表面做“六胶两布”防渗防腐处理；站场设置“危险、禁止烟火”等标志；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；制定井喷事故应急措施、管道事故应急措施、运输罐车泄漏事故应急措施以及制定应急预案。			
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。				

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）本项目占地类型为低覆盖度草地，主要野生植被有小蓬等矮小灌木，项目施工井场、临时道路和管线选线在设计及建设过程中，应尽量避开植被较丰富的区域，减小对野生植物的破坏。

（2）在满足设计要求的前提下进行适当的调整，以减少占用野生植被。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。

（3）对油田区域内采油井场、集中拉油站的永久性占地合理规划，严格控制施工区域，将临时占地面积控制在最低。站场、井场、管线及道路尽量选择在植被稀少的区域布点。

（4）严格控制施工车辆、机械及施工人员活动范围，尽量减小便道占地和对地表植被的影响，临时便道应严格控制宽度，并应指定车辆的行驶路线，尽量减小便道占地和对地表植被的影响。

（5）本项目 7 号、8 号、9 号、10 号平台占地类型为低覆盖度草地，项目施工前应完成征地手续，对于施工过程中破坏的地表植被，要制定补偿措施，进行补偿。

（6）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。

对井场、集中拉油站地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失。

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，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，禁止在周边耕地（撂荒地）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、退耕还林地的生态保护措施要求

（1）本项目 11 号平台及集中拉油站占用退耕还林地，主要种植梭梭，梭梭为自治区级一级保护植，根据《中华人民共和国野生植物保护条例》中相关规定，项

目建设单位开工前应取得林草部门的许可后，应缴纳相应的补偿费用由林草部门采取拯救措施对其进行异地种植保护。

（2）11 号平台、集中拉油点及道路建设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，最大限度减少对退耕还林地植被生存环境的践踏破坏。

（3）施工过程中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，避免各种污染物对退耕还林地植物的的影响。

（4）项目临时占用的退耕还林地区域，使用后（完钻后）立即实施复垦措施；可与当地农民进行协商，由农民自行复垦。

（5）对占用的退耕还林地进行经济补偿。

（6）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。

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）占用低覆盖度草地的区域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。

（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 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，及时清理落地油，降低土壤污染。

（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；

6.1.3 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）设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域，避免破坏荒漠植物。

（2）严禁在荒漠结皮、荒漠植被发布地段随意行车，破坏地表植被和稳定的结皮层，结合水保设置环保限行桩。施工结束后，对施工迹地及时清理、平整，减少沙物质来源。

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

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

（5）井场施工在开挖地表、平整土地时，临时堆土必须进行拦挡，施工完毕，应尽快整理施工现场。

（6）强化风险意识，制定切实可行的风险防范与应急预案，最大限度降低风险概率，避免可能发生的油品泄漏事故对荒漠野生植物生存环境造成威胁。

（7）加强对施工人员和职工的教育，强化保护野生植物的观念，不得随意踩踏野生植物。

6.1.4 闭井期生态环境保护措施

（1）拆除地面设施、清理井场等，拆除的报废设备和建筑废料等应送固废填埋场处置。

（2）对完成采油的废弃井应封堵内井眼，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，清理场地，清除填埋各种固体废物，恢复原有地貌。

（3）保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止其发生油水层窜层，产生二次污染。

6.1.4 生态修复方案

（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（实行）》（HJ651-2013）的相关要求，本工程生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：禁止在依法划定的自然保护区、风景名胜区、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；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；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）生态环境恢复治理范围

本项目所有施工范围需进行生态环境恢复治理。

（3）生态环境恢复治理措施

①井场、站场生态恢复

本工程主要建设内容包括 5 座大平台组，新建集中拉油站 5 座，新建平台集油管道 2.0km、单井集油管道 1.0km；注水支线 2.0km，单井注水管道 1.5km，项目永久占地面积 93575㎡，临时占地面积 122350㎡，总占地面积为 215925㎡，占地类型为低覆盖度草地。项目施工结束后，应对临时占地进行平整，恢复原有地貌。充分利用工程施工前期收集的表土覆盖于井场、道路和管线表层，覆盖厚度根据植被恢复类型和场地用途确定。施工结束初期，对井场、站场永久占地范围内的地表进行硬化，以减少侵蚀量。临时占地范围不具备植被恢复条件的，应采用砂石等材料覆盖临时占地面积，以防止侵蚀加剧。工程施工结束后临时占地内植被在未来 3-5 年时间内通过植物生长季节和气象条件等因素自然恢复。井场、站场临时占地区恢复后的植被覆盖度不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖度，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。

②管线生态恢复

本项目新建集油干线6.5km，施工占地面积52000㎡，均为临时占地。施工过程中注意保护土壤成分和结构。在施工结束后，分层回填管沟，覆土压实，管沟回填后多余土方应作为修路用土，不得随意丢弃。施工结束后应对临时占地内地貌进行恢复，尽可能保持植物原有的生存环境，以利于植被恢复。

③道路生态恢复

本项目新建道路150m，其中永久占地面积675㎡。开挖路基及取弃土工程均应根据道路施工进度有计划地进行表土剥离并保存。工程结束后，取弃土应及时回填、平整、压实，并利用堆存的表土对临时占地进行植被和景观恢复，与原有地貌和景观协调。

6.1.5 水土保持方案

井场、集中拉油站、道路、管线施工扰动，将使站场、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：项目采油井口及井场、道路及集输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“封育”。

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，根项目自身特点和所处地区的气候特点，选择小蓬等地方植被。

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

本工程运行期的主要废水是油田采出水及井下作业废水。全部依托北三台联合站采出水处理系统处理。

（1）污水处理装置

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《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准。

（2）井下作业废水严禁直接外排，井下作业废水采用专用废液收集罐收集后运至北三台联合处理站污水处理系统处理。

（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），根据每个生产装置、以及布置相应的辅助设施和公用工程设施，将项目区分为污染防治区和非污染防治区，其中污染防治区分为重点污染防治区和一般污染防治区。

重点污染防治区为集中拉油站油罐区、输油管线。对储油罐内表面、油罐区地面、输油管线外表面做“六胶两布”防渗防腐处理，防火堤采用钢筋混凝土结构，防渗技术要求达到等效黏土防渗层≥6m，防渗层渗透系数≤10^{-10}cm/s。一般污染防治区为井场基础、提升泵基础，基础采用混凝土结构，防渗技术要求达到等效黏土防渗层≥1.5m，防渗层渗透系数≤10^{-7}cm/s。

非污染防治区为油区道路等区域，采用一般地面硬化。

（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；定期对输油管道进行检查，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，在油区地下水流向上游、下游分别设置 1 个地下水环境影响跟踪监测点，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、压裂车等高噪声设备；

（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 工程师要听取牧民的意见，及时向公司汇报，及时调整施工方案，并向牧民反馈采取的措施，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)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、压滤脱水后，暂存在水基岩屑暂存灌内，交由有岩屑处置资质的单位进行集中处理。

（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）项目新建管线施工产生的土方在管线施工结束后回填在管堤上，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，所使用的各种化学药剂严格控制落地，残液落地要彻底清理干净，不得向环境排放。

（2）本工程产生的油泥砂送至北三台联合站污泥暂存场暂存，定期交由有相应危险废物处理资质的单位回收、处置。

（3）定期对井场进行巡视，减少落地原油量，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。

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；运输车辆应加盖逢布，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

本工程油气集输采用集中拉油的生产方式，采油装置、管线接口、阀门、油罐等关键危险部位均采用先进设备和材料，严格控制油品泄漏对大气环境的影响，井口密封并设紧急截断阀，可有效减少无组织烃类的挥发。

本工程位于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州阜康市，根据《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》（GB39728-2020）要求，本工程原油储存应符合表 3 规定的特别控制要求，详见表 6.5-1。

表 6.5-1　　原油和 2 号稳定轻烃储存特别控制要求

物料	物料真实蒸气压，kPa	单罐设计容积，m^3	排放控制要求
原油	＞66.7	—	①
	≥27.6 但≤66.7	≥75	②
	≥5.2 但＜27.6	≥150	②
2 号稳定轻烃	—	—	②
① 符合下列要求之一：			
a）采用压力罐或低压罐；			
b）采用固定顶罐，采取油罐烃蒸气回收措施；			
c）采取其他等效措施。			
② 符合下列要求之一：			
a）采用浮顶罐。外浮顶罐的浮盘与罐壁之间采用双重密封，且一次密封采用浸液式、机形等高效密封方式；内浮顶罐的浮盘与罐壁之间采用浸液式、机械式鞋形等高效密封			
b）采用固定顶罐并对排放的废气进行收集处理，非甲烷总烃去除效率不低于 90%；			
c）采用气相平衡系统；			
d）采取其他等效措施。			

根据《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》附件中石化行业 VOCs 污染源排查参考计算表格中油品理化参数可知，原油真实蒸汽压为 32kPa。本工程集中拉油采用 60m^3 的拉油灌。该灌运行成熟稳定，考虑避免极端天气等突发因素导致溢油、停产情况发生，60m^3 容积罐出现问题可随时调剂，不影响区块的正常生产，根据“标准化设计的思路”建设 60m^3 罐，根据区块产液波动可进行罐数量增减吊装调配，施工快捷方便，快速建产，因此集中拉油罐容量确定为 60m^3。

根据《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》（GB39728-2020）中表 3（具体见表 6.5-1），本工程真实蒸气压、单罐设计容积等未达到《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》（GB39728-2020）中表 3 的控制要求的前提条件，无需执行表 3 规定的排放控制要求。为了进一步减小本工程运营期无组织排放，油田采取了以下大气污染治理措施：

（1）拉油罐挥发性有机物控制措施

①本工程集中拉油点拉油罐为固定顶罐，单罐容积 60m^3，设计有呼吸阀。按照《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》（GB39728-2020）中固定顶罐的要求，

固定顶罐罐体应保持完好，不应有孔洞及缝隙，除计量、检查、维护等正常活动外，罐上开孔应密闭，并定期检查呼吸阀定压是否符合设定要求。

②固定顶罐不符合上述规定的，应在 90 天内完成修复或排空储罐停止使用。若延迟修复或排空储罐，应将相关方案报生态环境主管部门确定。

③编制检查与修复记录并至少保存 3 年。

（2）有组织排放源主要采取措施：

①集中拉油站放空火炬不低于 8m。

②采用加强管理措施，减少天然气的泄漏量，严禁伴生气直接放空；

（3）挥发性有机物无组织排放控制措施

本工程油气开采及运输过程应满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）要求。

①储存无组织排放控制要求

拉油站储罐应保持完好，不应有孔洞、缝隙；储罐附件开口（孔），除采样、计量、维护、例行检查和其他正常活动外，应密闭；定期检查呼吸阀的定压是否符合设定要求。若储罐不符合上述要求，应记录并在 90d 内修复或排空储罐停止使用。如延迟修复或排空储罐，应将相关方案报生态环境主管部门确定。

②转移和输送无组织控制要求

集输井场应采用密闭管道输送，拉油站拉油过程应采用密闭容器、罐车。拉运过程应采用底部装载方式；若采用顶部浸没式装载，出油管口距离罐底部高度应小于 200mm。

拉油过程采用密闭装车工艺。完整的密闭装卸过程应该是全密闭、全压力状态，通过装(卸)车泵从油罐车(车载油罐)底部注入(抽出)，车载油罐与油储罐(卸油罐)通过气相平衡线实现两者之间的压力平衡。车载油罐、油储罐、卸油罐均为压力罐，在装车、卸车和运输过程中为全密闭、全压力状态，从而保证轻油与大气之间的全过程、全方位隔离，避免油气散发，同时防止空气进入油储运设施中，实现清洁生产和安全生产。

③项目所在区域运行过程中随着开采程度的变化，如油品符合集输条件，应采取集输生产工艺。

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在储油罐周围修建防火堤，防火堤高度不低于 1.0m，防止原油意外事故渗漏造成大面积的环境污染。按照《石油化工企业设计防火规范》(GB 50160-2008)的 6.2.12 中的要求防火堤内的有效容积不应小于罐组内 1 个最大储罐的容积。

⑦对储油罐内外表面、防火堤的内表面、油罐区地面做防渗防腐处理。

⑧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、交叉杨志和警示牌等。

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制订应急操作规程，在规程中说明发生管道事故时应采取的操作步骤。

⑥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）拉油运输风险防范措施

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担任油品储运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，防止事态进一步步扩大和恶化。

③运输、储存原油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运输油品的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；运输车辆、危废临时储罐进行定期的维护和检查，防患于未然，保持槽车和良好的工作状态，保证接地正常。

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

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，以便使事故造成的危害减至最小程度。本工程的风险事故主要为储油罐泄漏引起的火灾或爆炸事故，当事故发生时应启动以下应急措施。

（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，收集的废油运至北三台联合站处理。

（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

在管道及拉油罐发生断裂、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）罐区四周设置防火堤。一旦发生储油罐泄漏、火灾或爆炸事故，立即停止相应井场作业。

（4）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进行处置。

（5）发生火灾时，事故现场工作人员立即通知断电，油田停产，并拉响警报。启动突发环境事件应急预案，同时迅速安排抢险人员到达事故现场，火灾事故发生时，消防队灭火完毕后将泄漏物质收集在罐体防火隔离沟内。组织有关人员将污染物质用运输车辆转移至有资质单位处理。

（6）爆炸事故发生时，确保罐体防火隔离沟能够容纳泄漏物质。组织有关人员将防火隔离沟内的污染物质用运输车辆转移至北三台联合站处理。

（7）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在敏感路段发生火灾，首先居民撤离 1.0km 以外安全区域，防止火灾燃烧中 CO 和烟尘超标对人体的伤害。

⑥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。

⑦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

对于重大或不可接受的风险（管线泄漏风险），制定应急响应方案，建立应急反应体系，当事故一旦发生时可迅速加以控制，使危害和损失降低到尽可能低的程度。定期开展环境风险应急培训和演练，落实各项应急环境管理措施以及各项风险防范措施，确保风险事故得到有效控制。制定突发环境事件应急预案，并报环境保护主管部门备案。

作为事故风险防范和应急对策的重要组成部分，应急组织机构应制定应急计划，其基本内容应包括应急组织、应急设施（设备器材）、应急通讯联络、应急监测、应急安全保卫、应急撤离措施、应急救援、应急状态终止、事故后果评价、应急报告等。

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 和图 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、输油管线、集中拉油站、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，专为指挥部门提供决策依据
	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	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，

	关闭程序	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

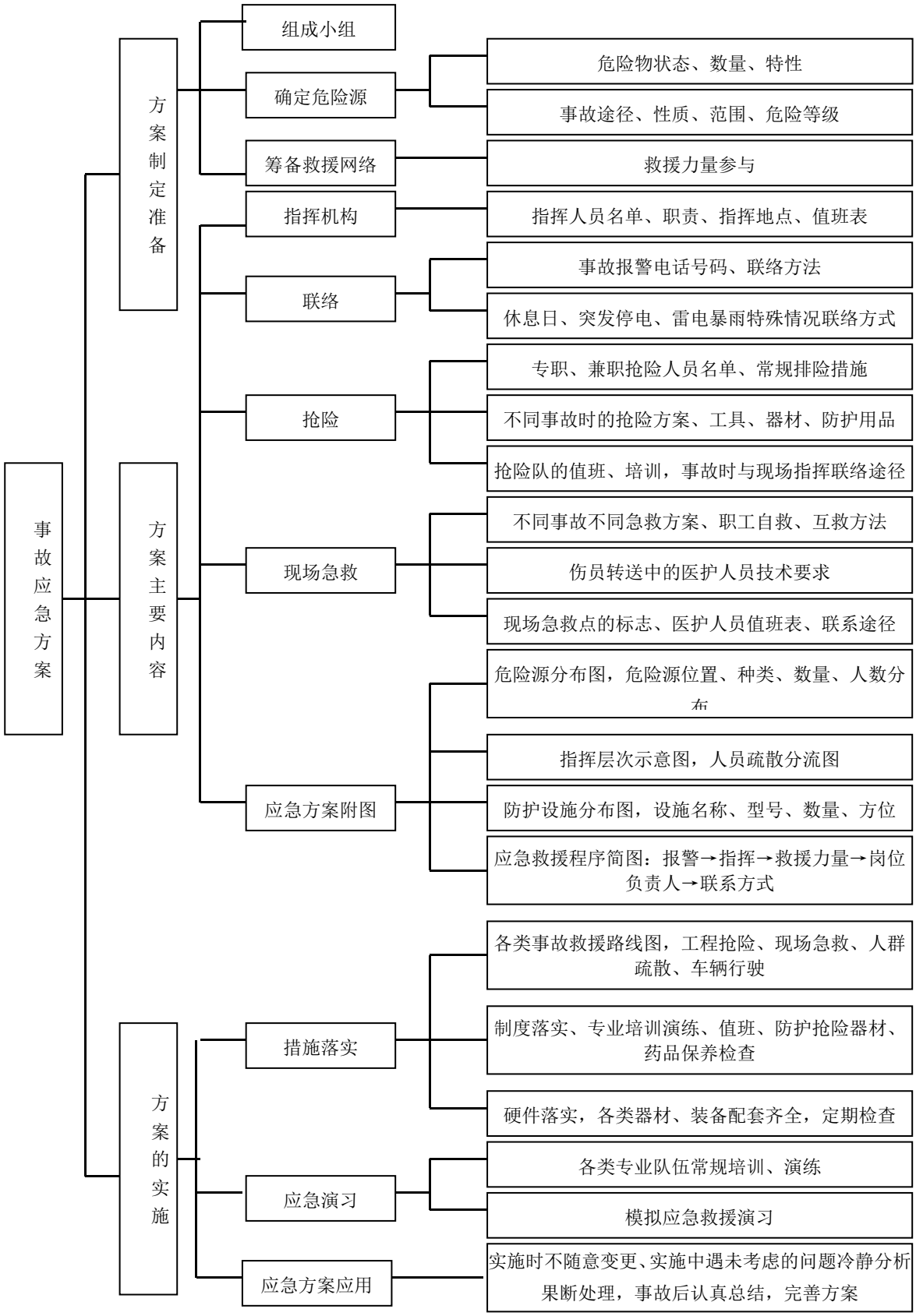


图 6.6-1　　事故应急方案流程图

本工程应急预案包括的井场、集中拉油站、集油管线、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，给作业区造成严重经济损失和社会影响。预案适用于本工程集中拉油站和集输管道、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：集中拉油站、集油管线、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；若原油进入农灌渠，应立即实施围油等控制措施，避免扩散。

（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	通信联络	通讯系统可靠迅速
3		接警迅速，相关人员及时获取信息
4		上传下达信息准确
5	现场指挥	应急指挥组到达现场迅速
6		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	消防灭火	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	医疗急救	现场模拟受伤人员逼真
22		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	工程抢险	专业抢险队伍迅速直到现场
26		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	现场警戒	迅速对模拟现场进行警戒，标识清晰

30		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。施工作业尽量远离农田，严禁占用农田施工。

（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荒漠植被和周边农田。

（4）因地制宜地选择施工季节，尽量避开农作物的生长和收获期，减少因施工对农田土壤影响造成农作物当季损失。

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。在项目区内设置 1 个土壤跟踪监测点，监测因子为砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍、石油烃，每 5 年监测 1 次，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控标准》（试行）（GB36600-2018）中第二类用地筛选值；在 11 号平台外 200m 退耕还林地内设 1 个土壤监测点，监测因子为镉、汞、砷、铅、总铬、铜、镍、锌、石油烃，每 5 年监测 1 次，监测标准执行《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），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。

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19392.48万元，环保投资1487万元，约占总投资的7.67%，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	47
	废水	钻井期生活污水拉运至吉木萨尔县污水处理厂处置	47

		井场及重点防渗区域的防渗	94
	固体废物	泥浆不落地装置	330
		施工人员生活垃圾运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场处置	47
	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	141
	环境风险	钻井防喷器、井控装置	495
	环境管理	设立宣传牌、标志牌加强生态保护宣传	5
运营期	大气	集中拉油站伴生气火炬燃烧放空	9
	水环境	采用专用废液、废水收集罐收集，集中收集至罐中后依托北三台联合站采出水处理系统处理；井场分区防渗措施	66
	固体废物	危险废物委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司	20
	生态	站场地表平整、土壤环境质量监测、防沙治沙	50
	环境风险	集中拉油站罐区防渗	36
	环境管理	环境影响评价及环境保护竣工验收	50
		环境监测	20
退役期	生态	设施拆除后进行地表清理、平整、地貌恢复	30

在上述环保措施得到妥善落实后，能够确保本工程所产生的钻井废水、井下作业废水以及废泥浆、岩屑等废物不会对土壤和地下水造成污染；同时，在生态保护措施和水土保持措施有效落实后，能够使项目对生态环境和水土保持能力的破坏降至最低。这种由环保投资挽回环境和生态损失而产生的经济效益是巨大的，目前难以估价。

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污水处理系统处理，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。

集中拉油站火炬将伴生气充分燃烧后排放，减轻了有毒、有害气体对大气的污染。

（2）废水

井下作业废水采用专用废液收集罐收集后运至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

项目产生的油泥（砂）及生产污水处理装置污泥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.环境管理与监控计划

环境管理是企业管理的一项重要内容，加强环境监督管理力度，尽可能的减少“三废”排放数量及提高资源的合理利用率，把对环境的不良影响减小到最低限度，是企业实现环境、生产、经济协调持续发展的重要措施。环境监测是环境管理的重要组成部分，是工业污染防治的依据和环境监督管理工作的哨兵，加强环境监测是了解和掌握项目排污特征，研究污染发展趋势及防治对策的重要依据与途径。

本工程对环境的影响主要来自施工期的各种作业活动及运行期的风险事故。无论是施工期的各种作业活动还是运行期的事故，都将会给生态环境带来较大的影响。为最大限度地减轻施工作业对生态环境的影响，减少事故的发生，确保工程建设与安全运行，本章针对本工程在施工期和运行期的生态破坏和环境污染特征，提出了施工期和运行期的环境管理、施工环境监理、HSE（健康、安全与环境）管理和环境监测计划的内容。

8.1 环境管理制度

开展企业环境管理的目的是在项目施工阶段和运营阶段履行监督与管理职责，确保项目在各阶段执行并遵守有关环保法规，协助地方环保管理部门做好监督监测工作，了解项目明显与潜在的环境影响，制定针对性的监督管理计划与措施。

环境管理包括机构设置及职责、管理制度、管理计划、环保责任制等内容。

8.1.1 机构设置

为对本工程工程进行有效的管理，需要设置相应的生产管理机构、行政管理机构和辅助生产机构。鉴于本工程工程实际建设中的特点，建议建设单位在施工期成立安全环保小组，建立实施 HSE 管理体系，专职负责施工期的环境监理与管理工作以及营运期日常性环保管理工作。

8.1.2 机构职责

主要职责是在本单位组织实施 HSE 管理体系程序文件相关规定，编写相关作业指导书，保障 HSE 管理体系在本单位的有效运行。为了最大限度地减轻施工期作业

活动对沿线生态环境的不利影响，最大限度地减轻项目建设对沿线地区环境的影响，建设单位除自身实施 HSE 管理外，还应完善环境监理制度。

8.2HSE（健康、安全与环境）管理体系建立

新疆油田分公司在环境保护工作部署中，已明确规定要认真贯彻执行环境保护法律、法规和各项方针政策，紧紧围绕油田分公司改革和发展的总目标，以宣传为先导、以管理为中心、以科技为依托，全面建立和实施 ISO14001 环境管理体系和 HSE 管理体系。在健康、安全和环境管理方面做了大量工作，新疆油田已形成完整的 HSE 管理体系。

本油田开发建设工程应在施工期、运行期和油田服役后期建立和实施 HSE 管理体系，该体系应该符合《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T6276-2014）的要求，其中环境管理的内容符合 ISO14000 系列标准规定的环境管理体系原则，以及有关石油开采、集输等环境保护的要求。

8.2.1 开发建设期的 HSE 管理计划

8.2.1.1 HSE 方针和目标

参加本工程开发建设的施工作业队伍应遵循以下 HSE 方针和目标：

（1）各项活动都遵守国家及地方政府颁布的各种适用的法律、法规、标准、准则和条例，同时满足建设单位对健康、安全和环境的有关要求。

（2）参加施工作业的全体员工首先通过教育、培训，提高环境意识，认识到健康、安全与环境问题的重要性，认识到项目建设对环境可能造成的影响；通过教育、培训，提高保护环境的能力。

（3）将 HSE 管理体系作为施工单位管理制度的重要组成部分，把环境保护管理工作贯穿于施工的全过程，使各种环境影响降到最低限度。

（4）在施工期间，尽可能做到不毁坏施工作业面附近的生态环境，施工完后尽快恢复受影响区域的原貌。

（5）加强施工作业营地管理，作业和生活产生的污水、垃圾、废弃物要集中处理，不乱扔乱排。

（6）对施工单位的 HSE 管理情况进行定期检查、审核，发现问题及时纠正，做到 HSE 管理体系的持续改进。

8.2.1.2 组织机构和职责

本工程施工期间的 HSE 管理机构实行逐级负责制，上设项目经理，项目经理下面设置 HSE 部门经理，施工队设置 HSE 负责人和现场 HSE 协调员。

（1）项目经理

• 项目经理作为最高管理者负责制定 HSE 方针和 HSE 目标；

• 采取相应的措施使 HSE 管理措施顺利执行，并检查和监督这些指示的落实情况；

• 为 HSE 管理方案的执行提供必要的支持和资源保证，如人力、财力、培训和技术；

• 坚持进行监视、记录和审查；

• 负责确定对方案进行审核的需要，定期对体系进行审核，并根据审核和评审的结果指示负责机构对该方案进行修正和改进；

• 任命 HSE 部门经理。

（2）HSE 部门经理

• 在 HSE 事务中代表项目经理行使职权；

• 监督 HSE 管理措施的制定、实施和维护，确保有效的 HSE 管理；

• 宣传贯彻当地政府关于自然保护区方面的法规、条例、环境方面的法律、法规及中国石油天然气股份有限公司的 HSE 方针；

• 组织员工进行 HSE 教育和培训、不定期应急事件演习、环境例行检查，并定期组织召开 HSE 管理会议；

• 在施工过程中，发现问题，及时向项目经理汇报、提出建议，使项目经理对管理体系的总体运行状况和重大问题保持了解，并为体系的评审和改进提出依据；

• 批准任命 HSE 负责人和 HSE 工程师。

（3）HSE 负责人和 HSE 工程师

• 负责施工期间 HSE 管理措施的编制、实施和检查；

• 对施工期间出现的环境问题加以分析；

• 监督施工现场对 HSE 管理措施的落实情况；

• 协助 HSE 部门经理宣传贯彻国家和地方政府有关环境方面的法律、法规，地方政府关于自然保护区方面的法规、条例及中国石油天然气股份有限公司的 HSE 方

针；

• 配合 HSE 部门经理组织施工人员进行教育和培训；

• 及时向 HSE 部门经理汇报 HSE 管理现状，提出合理化建议，为 HSE 审查和改进提供依据。

（4）全体施工人员

• 每位施工人员应清楚地意识到环境保护的重要性；

• 执行 HSE 管理规程、标准；

• 了解对环境的影响和可能发生的事故；

• 按规章制度操作，发现问题及时向上面汇报，并提出改进意见。

8.2.1.3 培训

为提高施工作业人员的环境意识和能力，对参加施工作业的人员进行培训，培训内容如下：

（1）提高各级管理人员和全体施工作业人员的环境保护意识

• 学习国家和地方政府有关环境方面的法律、法规及建设单位的各项环境保护要求；

• 认清环境保护的目标和指标；

• 认识到遵守环境方针与工作程序并符合 HSE 管理体系要求的重要性；

• 认识到偏离规定的工作程序可能带来的后果。

（2）熟悉各项环境保护工作的基本方法

• 减少、收集和处理废弃物的方法；

• 管理、存放及处理钻井液、泥浆、岩屑、燃油和机油的方法；

• 保护及恢复地表的方法；

• 应急处理项目建设可能引起的其它污染情况等。

8.2.1.4 HSE 管理体系文件的控制

从下列几个方面对 HSE 管理体系文件进行管理：

（1）所有文件都必须报建设单位审批；

（2）经批准的文件及时下发给各个施工队，要求他们按照文件执行；

（3）所有文件都要有专人管理，有一定的存放位置，并能迅速查找；

（4）根据当地政府和建设单位的要求及时修改有关文件，确保现存文件的适宜

性；

（5）凡对管理体系的有效运行具有关键作用的岗位，都能得到有关文件的现行版本；

（6）文件失效后，应及时从所有曾经发放的部门和使用场所收回，避免继续使用，如失效的文件不能及时销毁的，应根据其性质规定必要的留存期限并予以执行；

（7）所有文件都应字迹清楚，注明日期，标识明确，妥善保管；

（8）所有批准的与 HSE 有关的事务，都应作详细的记录，并在工程结束时同其它记录一起交给建设单位，具体如下：

• 现场考察报告；

• 政府有关部门颁布的与环境有关的可适用的法律、法规、标准、准则和条款，以及建设单位、施工单位对环境保护的有关规定；

• HSE 方针；

• 环境危害及有关影响；

• 会议记录；

• 培训；

• 检查记录，发现问题的纠正和预防措施；

• 应急准备和响应信息；

• 事故报告；

• 环境审核结果。

8.2.1.5 检查和审核

为了保证该 HSE 管理体系有效地运行，预防污染和保护环境的措施得到有效推行，并使体系得到持续改进，在工程施工期间要进行不定期的检查和 HSE 审核，在工程结束时，不但进行工程质量检查验收，还要进行 HSE 工作审核验收。综上所述，HSE 管理体系的运作方式用图 8.1-1 简示如下：

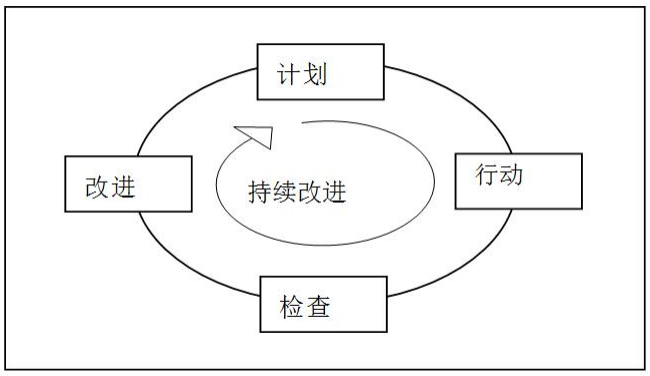


图 8.1-1　　HSE 管理体系的运作方式

此运作方式也适合运行期的 HSE 管理体系。

8.2.2 运行期 HSE 管理计划

8.2.2.1HSE 方针和目标

运行期管理遵循以下 HSE 方针：

（1）遵守国家及地方政府颁布的各种适用的法律、法规、标准、准则和条款，同时满足上级主管单位对健康、安全和环境的有关要求。

（2）项目运行期的全体员工首先通过教育、培训，不断提高环境意识，认识到健康、安全与环境问题的重要性，认识到石油开采对环境可能造成的影响，通过教育、培训，提高正确使用健康、安全和环境保护设施以及应急处理方面的能力。

（3）将 HSE 管理体系作为石油开采、集输、处理各环节管理制度的重要组成部分，把环境保护管理工作贯穿于油田运行期管理的全过程中，使风险和环境影响降到最低限度。

（4）有效地处理石油开采过程中产生的废水、废气和固体废物，尽最大努力减少对环境的污染。

（5）定期检修各种设备、管线，应急反应程序齐备，尽量预防因泄漏产生的污染事故。

（6）上级主管部门对油田开发运行期管理单位的 HSE 管理情况进行定期检查、审核，发现问题及时纠正，做到 HSE 管理体系的持续改进。

8.2.2 组织机构和职责

（1）组织机构

本工程纳入准东采油厂统一进行管理。

目前，新疆油田分公司所属各油气田作业区采用了一种全新的管理模式，实行一体化管理，作业区不设机关科室，管理直接到岗位，下设机关管理职能岗位和采油部、运行部、工程维护部三个基层单位，承担作业区生产经营、HSE 管理、工程维护、后勤保障等工作。

（2）职责

①新疆油田分公司 HSE 管理委员会

• 贯彻并监督执行国家关于环境保护的方针、政策、法令；

• 作为最高管理部门负责制定 HSE 方针、目标；

• 采取相应的措施使环境管理措施顺利执行，并检查和监督这些指示的落实情况；

• 为环境管理方案的执行提供必要的支持和资源保证，如人力、财力、培训和技术；

• 坚持进行监视、记录和审查；

• 负责确定对方案进行审核的需要，定期对体系进行审核，并根据审核和评审的结果指示负责机构对该方案进行修正和改进；

• 组织鉴定和推广环境科研成果。

②准东采油厂 HSE 管理

• 在 HSE 事务中代表新疆油田分公司 HSE 管理委员会行使职权；

• 监督 HSE 管理措施的制定、实施和维护，确保有效的 HSE 管理；

• 宣传贯彻当地政府关于自然保护区方面的法规、条例，环境方面的法律、法规及中国石油天然气股份有限公司的 HSE 方针；

• 组织员工进行环境管理教育和培训、不定期应急事件演习、环境例行检查、并定期组织召开环境管理会议；

• 在生产过程中，发现问题，及时向上级主管部门汇报、提出建议，使上级主管部门对 HSE 体系的总体运行状况和重大问题保持了解，并为体系的评审和改进提出依据；

• 组织推广和实施先进的污染治理技术。

③HSE 兼职管理员和全体人员

• HSE 兼职管理员和每位工作人员应清楚地意识到环境保护的重要性；

• 执行 HSE 管理规程、标准；

• 了解对环境的影响和可能发生的事故；

• 按规章制度操作，发现问题及时向上面汇报，并提出改进意见。

8.2.2.3 培训

为提高全体员工的 HSE 意识和能力，应对本区块全体管理及工作人员进行上岗培训，考核合格后方可投入工作，培训内容如下：

（1）提高各级管理人员和全体员工的环境保护意识

• 学习国家和地方政府有关环境方面的法律、法规，地方政府有关自然保护区的法规、条例及中国石油天然气股份有限公司的有关规定；

• 了解新疆油田分公司环境保护的目标和指标；

• 认识到遵守环境方针与工作程序的重要性及违反规定的工作程序可能带来的后果。

（2）熟悉各项环境保护工作的基本方法

• 熟悉有关 HSE 的各种规章制度和操作规程；

• 掌握各种 HSE 有关设施的使用、维护方法，合理处置废水、废气和固体废物等的方法；

• 掌握事故的预防和紧急处理方法。

8.2.2.4 HSE 管理体系文件的控制

从下列几个方面对 HSE 管理体系文件进行管理：

（1）所有文件都必须经报上级主管单位的 HSE 管理部门审批；

（2）经批准的文件及时下发给各有关岗位，要求他们按照文件执行；

（3）所有文件都要专人管理，有一定的存放位置，并能迅速查找；

（4）根据政府和上级单位的要求及时修改有关文件，确保现存文件的适宜性；

（5）凡对管理体系的有效运行具有关键作用的岗位，都能得到有关文件的现行版本；

（6）文件失效后，应及时从所有曾经发放的部门和使用场所收回，避免继续使用，如失效的文件不能及时销毁的，应根据其性质规定必要的留存期限并予以注明；

（7）所有文件都应字迹清楚，注明日期，标识明确，妥善保管。

（8）所有批准的与 HSE 有关的事务，都应作详细的记录，具体如下：

• 政府有关部门颁布的与环境有关的可适用的法律、法规、标准、准则和条款，以及上级主管单位对环境保护的有关规定；

• HSE 方针；

• 环境危害及有关影响；

• 应急准备和响应信息；

• 会议、培训、检查记录；

• 发现问题的纠正和预防措施；

• 事故报告；

• 环境审核和评审结果。

8.2.2.5 检查和审核

为了保证该 HSE 管理体系有效地运行，预防污染和保护环境的措施得到有效推行，并使体系得到持续改进，工程项目经理要进行不定期的检查和定期的 HSE 审核、评审。

8.2.2.6 持续改进

通过审核和评审，把安全专业检查、安全考核与审计工作结合起来，通过审计，不断纠正不符合项，做到持续改进。

8.3 环境管理计划

为了最大限度地减轻施工期作业活动对沿线生态环境的不利影响，减少营运期事故的发生，确保管道安全运行，建立科学有效的环境管理体制，落实各项环保和安全措施显得尤为重要。根据中国石油企业 HSE 管理体系及清洁生产的要求，结合区域环境特征，分施工期和营运期提出本工程的环境管理计划。各个阶段环境管理/监理的内容、实施部门及监督机构见表 8.3-1。

表 8.3-1　　本工程环境管理和监督计划

阶段	影响因素		防治措施建议	实施机构	监督管理机构
施工期	生态保护	土地占用	严格控制施工占地面积，严格控制井位外围作业范围，钻井现场严格管理，尽量少占地，施工结束后尽快恢复临时性占用；及时清理废弃泥浆，合理处置弃土等等	施工单位及建设单	建设单位环保部门及当地生态环境管理部门

		生物多样性	加强施工人员的管理，严禁对野生动植物的破坏等等	位	建设单位环保部门及当地生态环境管理部门
		植被	保护荒漠灌丛植被；收集保存表层土，临时占地及时清理；地表施工结束后恢复植被；对保护植被进行异地种植保护		建设单位环保部门、地生态环境管理部门及林草部门
		水土保持	主体工程与水保措施同时施工，并加强临时防护措施，土石方按规范放置，作好防护措施等等		建设单位环保部门及当地生态环境管理部门
		重点区段	施工尽量缩小临时占地范围，施工结束立即恢复植被		建设单位环保部门及当地生态环境管理部门
	污染防治	施工扬尘	施工现场洒水降尘，粉质材料规范放置，施工现场设置围栏等等		建设单位环保部门及当地生态环境管理部门
		废水	处理达标后回用		建设单位环保部门及当地生态环境管理部门
		固体废物	废弃泥浆按规范处置；利用工程弃土；施工废料回收利用，不能利用的弃渣送弃渣场		建设单位环保部门及当地生态环境管理部门
		噪声	选用低噪声的设备、加消声设施，保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等		
运营期	正常工况	废水	污水处理装置和回注系统	建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境管理部门
		废气	集中拉油站火炬充分燃烧后排放		
		固体废弃物	集中堆放，委运处理		
		噪声	选用低噪声设备、加消声减振设施		
	事故风险		事故预防及原油泄漏应急预案	建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境管理部门

8.3.1 项目施工期环境管理

为确保各项环保措施的落实，最大限度地减轻施工作业对环境的影响，本工程在施工期间要实施 HSE 管理。施工期 HSE 管理主要工作是施工现场环境监察，主要任务为：

（1） 宣传国家和地方有关环境方面的法律、法规；负责制定拟建管道施工作业的环境保护规定，并根据施工中各工段的作业特点分别制定相应的环境保护要求；

（2） 落实环评报告书及施工设计中的环保措施，如防止水土流失等；

（3） 及时发现施工中新出现的环境问题，提出改善措施；

（4） 记录施工中环境工作状况，建立环保档案，为竣工验收提供基础性资料；负责协调与吉木萨尔县环保、水利、土地、交通等部门的关系；负责有关环保文件、技术资料的收集建档；

（5） 制定发生事故的应急计划，监督各项环保措施的落实及环保工程的检查和预验收。

本工程施工期环境管理监督内容见表 8.3-2。

表 8.3-2 施工期环境管理内容

重点地段	重点管理内容	目的
井位钻井	1. 弃渣是否按规定堆放在指定弃渣点； 2. 对地下水采取的保护措施是否合理。	减少地下水污染
管线道路	1．是否严格执行了表层土壤保护； 2．施工作业场地设置是否合理，施工、运输车辆是否按指定路线行驶； 3．施工人员是否超越施工作业带施工； 4．施工人员是否超越施工活动范围； 5．垃圾、废物是否有指定地点堆放，是否及时清理； 6．施工结束后临时用地是否彻底恢复。 7.施工是否利用现有便道。	减少土壤和植被的破坏，减少水土流失

8.3.2 营运期环境管理

为确保各项环保措施的落实，最大限度地减轻施工作业对环境的影响，本工程在运行期管理的主要内容是：

（1）定期进行环保安全检查和召开有关会议；

对领导和职工特别是兼职环保人员进行环保安全方面的培训；

（2） 制订完备的岗位责任制，明确规定各类人员的职责，有关环保职责及安全、事故预防措施应纳入岗位责任制中；

（3） 制定各种可能发生事故的应急计划，定期进行演练；配备各种必要的维护、抢修器材和设备，保证在发生事故时能及时到位；

（4） 主管环保的人员应参加生产调度和管理工作会议，针对生产运行中存在的环境污染问题，向主管领导和生产部门提出建议和技术处理措施。

环境管理工作重点是：环境管理除了应抓好日常站场各项环保设施的运行和维护工作之外，工作重点应针对管道破裂、天然气泄漏着火爆炸、站场事故排放、着火爆炸等重大事故的预防和处理。重大环境污染事故不同于一般的环境污染，它没

有固定的排放方式和排放途径，具有发生突然、危害严重等特点。为此，必须制订相应的应急预案。

8.3.2.1 正常工况的环境管理

（1）制订必要的规章制度和操作规程，主要包括：

①生产过程中安全操作规程；

②设备检修过程中安全操作规程；

③正常运行过程中安全操作规程；

④各种特殊作业（危险区域用火、进入设备场地等）中的安全操作规程；

⑤不同岗位的规程和管理制度，如输气操作岗位、计量操作岗位、自动控制操作岗位及巡线、抢维修岗位等；

⑥环境保护管理规程。

（2）员工的培训

培训工作包括上岗前培训和上岗后的定期培训，培训的方式可采用理论培训和现场演练两种方式，培训的内容包括基础培训、技能培训和应急培训三部分。

（3）加强环保设备的管理

建立环保设备台帐，制定主要环保设备的操作规程及安排专门操作人员，建立重点处理设备的环保运行记录等。

（4）落实管理制度

除加强环保设备的基础管理外，还需狠抓各项管理制度的落实，制定环保经济责任制考核制度，以提高各部门对环境保护的责任感。

8.3.3 事故风险的预防与管理

（1）对事故隐患进行监护

对事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效措施，防止事故发生。根据国内外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、财力等方面能够解决的，要通过技术改造或治理，尽快消除事故隐患，防止事故发生；对目前消除事故隐患有困难的，应从管理和技术两方面对其采取严格的现场监护措施，在管理上要加强制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故预案。

（2）制定事故应急预案建立应急系统

首先根据本工程性质、国内外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，向上级报告事故动态，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）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，收看国内外事故录象资料，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。日常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。

8.3.4 其他环境管理要求

（1）排污口规范化管理及排污许可手续

根据《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020 年修订），产生工业固体废物的单位应当取得排污许可证。排污许可的具体办法和实施步骤由国务院规定。现暂未出台固体废物排污许可工作申领的具体办法和实施步骤，待后续相关办法出台后，建设单位需按照相关办法进行固体废物排污许可证的申领。工程实施后，建设单位应建立健全工业固体废物产生、收集、贮存、运输、利用、处置全过程的污染环境防治责任制度，建立固体废物管理台账，如实记录产生工业固体废物的种类、数量、流向、贮存、利用、处置等信息，实现工业固体废物可追溯、可查询。应当向所在地生态环境主管部门提供工业固体废物的种类、数量、流向、贮存、利用、处置等有关资料，以及减少工业固体废物产生、促进综合利用的具体措施，并执行排污许可管理制度的相关规定。

另外，本工程需根据《排污口规范化整治技术要求(试行)》、《<环境保护图形标志>实施细则》、《环境保护图形标志》、《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017)，建立完善自行监测制度及排污口规范化管理制度。

（2）环境影响后评价要求

根据《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）严格落实《建设项目环境影响后评价管理办法(试行)》要求。在本工程通过环境影响评价审批并通过环境保护设施竣工验收、且稳定运行满 5 年后，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，推动油气田开发建设绿色高质量发展。

8.4 施工期环境监理制度

为减轻工程对环境的影响，将环境管理制度从事后管理转变为全过程管理，本工程可以充分借鉴相关项目工程环境监理经验，实行工程环境监理。

由建设单位聘请有资质的环境监理机构对施工单位、承包商、供应商按照国家、自治区及地方和新疆油田公司环保法律、法规、制度、标准、规范的情况依法进行监督检查，特别是加强施工现场的环境监理检查工作，目的是协助建设单位落实施工期间的各项环境保护要求和施工合同中的环保规定，确保本工程的建设符合有关环保法律法规的要求。

8.4.1 环境监理人员要求

（1）环境监理人员必须具备环保专业知识，精通国家环境法律、法规和政策，了解当地环保部门的要求和环境标准。

（2）必须接受过 HSE 专门培训，有较长的从事环保工作经历。

（3）具有一定的油田开发和输气管道建设的现场施工经验。

8.4.2 环境监理人员主要职责

（1）监督施工现场对“环境管理方案”的落实。

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

（3）协助 HSE 部门负责人宣传贯彻国家和当地政府有关环境方面的法律和法规。

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

环境监理工作的重点见表 8.4-1。

表 8.4-1　　现场环境监理工作计划

序号	场 地	监 督 内 容	监理要求
1	新建各站场、井位	1）井位布设是否满足环评要求 2）各站场的环保设施，施工是否严格按设计方案执行，施工质量是否能达到要求； 3）施工作业是否超越了限定范围； 4）废水、废气、废渣等污染是否达标排放。	环评中环保措施落实到位
2	集输管沟开挖现场	1）集输线路由是否满足环评要求 2）是否执行了“分层开挖、分层堆放、分层回填”的操作制度； 3）施工作业是否超越了作业带宽度； 4)挖土方放置是符合要求，回填后多余的土方处置是否合理； 5）施工人员是否按操作规程及相关规定作业； 6）施工完成后是否进行了清理、临时占地是否恢复植被。	环评中环保措施落实到位
3	道路建设现场	1）道路路由是否满足环评要求 2）施工作业是否超越了限定范围； 3）临时堆放的土石方是否采取防风固沙措施； 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及耕种；	各项环保措施落实到位
4	其　它	1）施工结束后是否及时清理现场、恢复地貌，是否及时采取了生态恢复和水土保持措施； 2）施工季节是否合适； 3）有无砍伐、破坏施工区以外的作物和植被，有无伤害野生动物等行为。 4）保护植被是否采取了相应的保护措施	环评中环保措施落实到位

8.5 污染物排放清单

本工程污染物排放清单见表 8.5-1。

表 8.5-1　　污染物排放清单

类别		环保措施		污染源源强	污染物	排放标准
废气	挥发性有机物废气	无组织	选用质量可靠的管线、设备、仪表、阀门，定期	11.03t/a	NMHC	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》

			进行检查维修			（GB39728-2020）
	伴生气燃烧放空废气		井口设生产分离器，气相通过站内 DN50、高 8m 火炬燃烧放空	0.178t/a	SO_2	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）
				0.748t/a	NO_X	
				0.285t/a	颗粒物	
废水	井下作业废水		经北三台联合站采出水处理系统处理后回注	5503.58t/a	COD、石油类	《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）
	采出水			5500m^3/a	/	
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	油泥（砂）	收集后暂存至北三台联合站污泥贮存场，委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置	12.1t/a	矿物油	妥善处置
		清罐油泥		0.5t/3a		
		落地原油	回收后拉运至联合站原油处理系统进行处理	3.3	矿物油	

8.6 环境监测计划

本工程在施工和运营期间，施工机械和生产设备均投入使用，故在各个阶段需对生产过程产生的三废和生态影响进行严格监管，定期对各个阶段产生的三废和生态影响进行监测，减少对周围环境影响。本工程在运营期的监测应根据项目开发运行实际情况确定监测项目、频率，并委托具有计量认证资质和环境监测资质的监测单位监测。

各污染物监测和分析方法按照《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）执行。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。

本项目在运营期的排污主要集中在平台井井场和集中拉油站，其监测应根据项目开发运行实际情况确定监测项目、频率，并委托具有计量认证资质和环境监测资质的监测单位监测。

环境监测计划见表 8.6-1。

表 8.6-1　　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
施工期	生态	在开发期按施工进展情况确定		临时占地范围	施工现场	临时占地恢复	委托监测或建

运营期	噪声	4 次/年	竣工验收后开始	等效连续声级	拉油站、各平台井井场厂界四周	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类标准	设单位自行监测
	大气	1 次/年		非甲烷总烃	单井拉油站下风向周界外 10m	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）	
				NO_2、SO_2颗粒物	拉油站下风向 2km 处	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准	
	地下水	1 次/年		pH、溶解性总固体、挥发酚、氨氮、氰化物、氟化物、氯化物、硫酸盐、硝酸盐、亚硝酸盐、菌落总数、总大肠菌群、铬（六价）、汞、锰、铁、硒、砷、石油类	项目区上游、下游各 1 个监测点	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类水质标准	
	土壤	1 次/3 年		砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍、石油烃	平台井井场及拉油站 200m 内范围	《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	11 平台东侧退耕还林地	《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），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	

8.7 环保设施竣工验收管理

（1）环境工程设计

① 必须按照本环评文件及批复要求，落实项目环境工程设计，确保“三废”稳定达标排放；按要求制定环境风险事故应急预案。

② 建立健全环境管理组织机构、各项环保规章制度。

③ 项目污染防治设施必须与主体工程“三同时”。

（2）环境设施验收建议

① 验收范围

与项目有关的各项环保设施，包括为防治污染和保护环境所配套建成的治理工

程、设备和装置，以及各项生态保护设施等；环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 验收条件

根据《关于修改<建设项目环境保护管理条例>的决定》中有关规定，编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目竣工后，建设单位应当按照国务院环境保护行政主管部门规定的标准和程序，对配套建设的环境保护设施进行验收，编制验收报告。建设单位在环境保护设施验收过程中，应当如实查验、监测、记载建设项目环境保护设施的建设和调试情况，不得弄虚作假。

建设单位对大气、水、噪声进行自主验收，建设单位或者其委托的第三方技术机构应当依照国家有关法律法规及相关技术规范等要求，编制竣工环境保护验收报告，验收报告编制完成后，建设单位应组织成立验收工作组。除按照国家规定需要保密的情形外，建设单位应当依法向社会公开验收报告。编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目，其配套建设的环境保护设施经验收合格，方可投入生产或者使用；未经验收或者验收不合格的，不得投入生产或者使用。

③ 建设项目环境保护“三同时”验收内容

根据建设单位项目“三同时”原则，在项目建设过程中，环境污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用，拟建项目建成运行时，应对环保设施进行验收，验收清单见表 8.7-1。

表 8.7-1　　“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	集中拉油站及平台井井场	全密闭集输进罐	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）
	火炬	单井拉油站	伴生气燃烧后通过 8m 高排气筒放空	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）
废水	采出水、井下作业废水	北三台联合站采出水处理系统	采出水及井下作业废水经处理达标后回注油藏	《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）
噪声	各类机泵等	平台井井场、集中拉油站	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由有岩屑处理资质单位进行处置。	《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)；
	含油	井场	收集后暂存至北三台	应符合危险废物暂存、处置的相关要

	污泥		联合站污泥贮存场，	求
	清罐油泥	集中拉油站		
	落地油	井场	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	《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》HJ 612-2011
	工程占地	平台井井场、集油管线、道路	严格控制占地范围施工迹地恢复	
环境管理	成立环保领导小组，安排专职环保管理工作人员 1 人			
	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；施工人员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10井区头屯河组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，北三台油田的东部，行政隶属于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州阜康市管辖。在阜康市以东约55km。

本次主要评价三台油田北10井区头屯河组油藏东南部扩边开发工程，主要工程包括：部署开发井47口，其中采油井33口，注水井14口，采用平台井方式布置，共布置5座大平台，5座大平台分为11个小平台，钻井总进尺9.87×10^{4}m，新建集中拉油站5座，新建平台集油管道2.0km、单井集油管道1.0km、注水支线2.0km，单井注水管道1.5km。新建产能4.95×10^{4}t/a，油气处理依托北三台联合站。

本工程总投资为19392.48万元，环保投资1487万元，约占总投资的7.67%。

9.2 环境质量现状评价结论

9.2.1 生态环境质量现状

项目区占地为油田境内，地表类型为低覆盖度草地，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58km。

根据《新疆生态功能区划》，项目区域属于准噶尔盆地南部灌木半灌木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。自然植被主要以荒漠植被矮小灌木为主，项目评价区域内占优势的植被为小蓬，整个区域植被覆盖度在5%～15%之间。本项目11号平台占地范围内种植有梭梭，植株一般高1.0m～2.0m。梭梭属于新疆维吾尔自治区一级保护植物。

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，没有国家和自治区保护动物。

9.2.2 环境空气质量现状

项目所在地基本污染物除 PM_{10}、$PM_{2.5}$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_{10}、$PM_{2.5}$年平均浓度有超标现象，主要与风沙季节有一定关系。项目所在区为非达标区。

特征污染物 H_2S 监测浓度满足《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 0.01mg/m^3，非甲烷总烃监测浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m³ 的标准。

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。

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

本工程建设区域没有特殊生态敏感区和重要生态敏感区，项目对生态环境的影响主要来自施工期占地的影响，项目新增永久占地面积 215925m²，临时占地面积 93575m²，总占地面积为 122350m²，其中 7 号、8 号、9 号及 10 平台占地类型为低覆盖度草地，11 号平台占地类型为低覆盖度草地，现状为退耕还林地。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。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，钻井伴生天然气经充分燃烧后放空，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及储存过程中产生一定量的烃类挥发和通过火炬燃烧的伴生气产生废气污染物。经预测，本工程正常工况下排放的各大气污染物下风向地面浓度均低于《环境空气质量标准》二级标准限值，项目正常排放的各污染物对评价区域大气环境质量均不会产生明显影响。

综上所述，项目在施工期和运行期对大气环境的影响在影响时间和影响范围上各不相同，施工期是暂时性小范围影响，随施工的结束而消失，运行时期为持续的长期影响，但各废气污染物均可以得到较好扩散，对大气污染物浓度贡献值小，且项目区地域空旷，并不会使区域环境空气质量发生显著改变，项目的建设对区域大气环境的影响可以保持在环境可接受的范围之内。

9.3.3 水环境影响评价结论

（1）本项目开发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，落地原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。井下作业废水全部回收，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。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 47 口井，钻井产生的废弃泥浆、岩屑经不落地收集系统处理后，钻井泥浆循环使用，钻井岩屑经岩屑罐暂存，交由岩屑处理资质单位进行处理，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。

运营期产生的固体废物主要为含油泥（砂）、落地油和拉油站清罐油泥，其中油泥（砂）最大产生量 12.1t/a，属于危险废物 HW08 071-001-08，定期交由具有相关资质的第三方单位无害化处置；落地油最大产生量 3.3t/a，属于危险废物 HW08 071-001-08，由作业单位 100%回收，回收后的落地原油运至北三台联合站原油处理系统进行处理；拉油站储罐 3～5 年清理一次，清罐油泥产生量约 0.17t/次，属于危险废物 HW08 251-001-08，定期交由具有相关资质的第三方单位无害化处置，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。

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 VOC_S 均为无组织排放，故不设总量控制指标。本工程建议总量控制指标为：SO_2 0.178t/a、NO_x 0.748t/a，颗粒物 0.285t/a。由于项目位于“乌、昌、石”区域内，需倍量替代 SO_2 0.356t/a，NO_x 1.496t/a，颗粒物 0.57t/a。

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，使工程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。

9.5 建议

（1）在实际开发过程中，集中拉油井须结合油区滚动开发部署情况和开发中实际产生气量，适时启动项目密闭集输工艺或采取伴生气回收装置进行回收利用，减少无组织废气排放。

（2）拉油站采出液拉运车辆、危险废物转运车辆及井下作业废水拉运车辆均安装 GPS 全程定位，保存相关影像资料，并存档备查。

（3）危险固体废物应严格按照《危险废物贮存污染控制标准》等相关标准进行贮存、处置，及时交送有资质单位进行处理。