

建设项目环境影响报告表

(报批稿)

项 目 名 称：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

建设单位(盖章)：中国石油新疆油田分公司开发公司

编制日期 2021 年 3 月

中华人民共和国生态环境部制

建设项目环境影响报告表

项 目 名 称：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

建设单位(盖章)：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



打印编号: 1614601726000


编制单位和编制人员情况表

项目编号	262007		
建设项目名称	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		
建设项目类别	05—007陆地石油开采		
环境影响评价文件类型	报告表		
一、建设单位情况			
单位名称 (盖章)	中国石油新疆油田分公司开发公司		
统一社会信用代码	91650200715597998M		
法定代表人 (签章)	刘卫东		
主要负责人 (签字)	铁文斌		
直接负责的主管人员 (签字)	薛伟		
二、编制单位情况			
单位名称 (盖章)	新疆泰施特环保科技有限公司		
统一社会信用代码	91650100592807966G		
三、编制人员情况			
1. 编制主持人			
姓名	职业资格证书管理号	信用编号	签字
王景月	2015035650352014650103000814	BH 001437	王景月
2. 主要编制人员			
姓名	主要编写内容	信用编号	签字
王景月	报告表全部章节	BH 001437	王景月

专家意见及修改说明

复核意见:

环境影响报告表技术审查复核专家意见表

项目名称	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		
专家姓名	李万刚	职务/职称	高级工程师
单 位	自治区排污权交易储备中心	电 话	18599122666
审查意见: 本项目基本按照技术审查会议纪要及专家修改意见进行了修改完善,环境影响报告表结构完整、内容较为全面、污染防治措施可行,结论基本可信,建议通过技术审查。			
最终结论	通过 <input type="checkbox"/> 修改后通过 <input checked="" type="checkbox"/> 重审 <input type="checkbox"/>	专家签字	
评审日期		2021年3月19日	

建设项目环境影响报告表专家技术复核意见表

建设项目环境影响报告编制单位：

新疆泰施特环保科技有限公司

建设项目环境影响报告名称：

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

技术复核人姓名：孙红叶

职 务、职 称：高级工程师

所 在 单 位：自治区环境工程评估中心

联 系 电 话：13999869061


填表日期：2021 年 3 月 20 日

<p style="writing-mode: vertical-rl;">报告书修改情况总体意见</p>	<p>经认真复核评价单位修改后的报告表，结合修改说明核查相应章节内容，该报告表对专家意见均逐条作出了答复和补充说明，基本满足技术规范和导则要求，提出的污染防治措施总体可行，评价结论总体可信。</p> <p style="text-align: right;">孙红叶 2021.3.20</p>	
<p style="writing-mode: vertical-rl;">报告书编制仍存在的主要问题</p>	<p style="text-align: center;">无</p>	
<p style="writing-mode: vertical-rl;">技术复核结论</p>	<p style="text-align: center;">通过 <input checked="" type="checkbox"/></p>	<p style="text-align: center;">不通过 <input type="checkbox"/></p>

建设项目环境影响报告书(表)专家复核意见


项目名称	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		
姓名	杨永虎	职务/职称	高工
单位	新疆环境保护科学研究院	电话	13999287638
该报告表基本按专家意见进行了修改完善。			
最终结论	通过 <input checked="" type="checkbox"/> 修改后通过 <input type="checkbox"/> 重审 <input type="checkbox"/>	专家签字	杨永虎
评审日期		2021 年 3 月 19 日	

建设项目环评文件技术复核专家意见表

项目名称：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			
编制单位：新疆泰施特环保科技有限公司		编制主持人	杨彪
复核人	孙轶刚	工作单位	新疆天合环境技术咨询有限公司
联系电话	13899842295	职务职称	高级工程师
报告表修改情况总体意见	<p>该报告表已按照专家意见进行了修改完善，同意报告表修改内容，报告表编制较规范，基本满足技术规范和导则要求，提出的污染防治和生态恢复措施具有一定的针对性，评价结论总体可信，原则上通过技术评估。</p>		
报告表编制仍存在的主要问题	<p>复核人： </p> <p>2021年3月20日</p>		
技术复核结论	<input checked="" type="checkbox"/> 通过√		<input type="checkbox"/> 不通过□

初审意见:


环境影响报告表技术审查专家意见表

项目名称	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		
专家姓名	李万刚	职务/职称	高级工程师
单位	自治区排污权交易储备中心	电话	18599122666
审查意见: 本项目环境影响报告表结构完整、内容较为全面、污染防治措施可行,结论基本可信,但建议再做如下修改和完善: 1. 补充完善项目区生态、植被调查现状,梭梭及白梭梭属于自治区一级保护植物,核实项目区植被分布覆盖相关情况,完善评价区内环境敏感区域和保护目标一览表。 2. 核实工程建设内容,表格与后面文字描述保持一致;补充完善本项目三个平台井依托北10井区已建拉油注水站、油井采出物处理依托北三台联合站,北联站、北联站采出水处理系统、吉木萨尔县污水处理厂、吉木萨尔县生活垃圾填埋场等依托工程环评、验收、排污许可等环保手续落实情况以及目前运行情况,完善依托可行性分析。 3. 完善本项目与《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/T7301-2016)的符合性分析内容;核实执行《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》(GB 18599-2001)《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)准确性。 4. 建议完善施工期、运营期废气、废水、固体废物、噪声主要产污环节、主要治理措施;完善一、二开岩屑产生情况估算表,核实并完善项目永久占地、临时占地相关情况分析,完善项目集输管线、注水管线施工期环境影响分析。 5. 进一步完善施工期环境保护环节管理计划,针对大气环境、水环境、声环境、固体废物、土壤、生态环境分别提出具体的环境管理要求;完善退役后相关工程分析以及具体污染防控措施要求,并针对临时占地建议进一步列表补充后续完井后生态恢复相关要求。 6. 补充完善竣工环保验收相关内容,核实文本前后表述不一致以及文字错误等,规范相关附图附件资料。			
最终结论	通过 <input type="checkbox"/> 修改后通过 <input checked="" type="checkbox"/> 重审 <input type="checkbox"/>	专家签字	
评审日期		2021年3月10日	


**《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》技术审查意见表**

专家姓名	孙红叶	职务/职称	高级工程师	联系电话	13999869061
建设单位名称	中国石油新疆油田分公司开发公司		环评编制单位名称	新疆泰施特环保科技有限公司	
专家技术审查意见	<p>1、根据《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知(新环环评发〔2020〕142号)要求,说明项目所在地油气资源开发上位规划及规划环评工作的开展情况。</p> <p>2、根据项目所在区域的生态环境特点,梭梭为自治区 1 级保护植物,完善管道选择和临时占地等各个环节的避让或保护措施,说明本项目实施后,是否对自治区 1 级保护植物梭梭造成破坏(是否砍伐?明确数量?)及采取的相应的保护或恢复措施(优先考虑移栽?移栽地?)。</p> <p>3、本项目三个平台井(4号、5号、6号平台)设1个拉油点,明确分离器型号,放空管规格。参照《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》中的排污系数,在拉油站内应设置厂区内非甲烷总烃监控点,企业可采用便携式仪器进行自行监测,监控要求执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019)。报告应根据区块产气量,伴生气回收利用率分析与《石油天然气开采业污染防治技术政策》伴生气回收利用率应达到80%以上要求的符合性分析。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,完善非甲烷总烃的管控要求。</p> <p>4、《报告表》提出,钻井岩屑满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)要求后,用于综合利用。根据现行生态环境部门要求,应说明具体的综合利用方案,估算井场或道路综合利用量,能否消纳本项目岩屑量。</p> <p>5、完善环境风险分析,细化对农作物的影响分析,对于车辆运输路线、油泥转运等方面,按照危险废物转运“五联单”要求提出有针对性的防治措施。</p> <p>6、规范报告附图。补充平面布置图、环境敏感目标保护图、评价范围图等。细化工程平面布局图(完善本项目的区域位置示意图和本项目周边已有道路和拟新建拉油道路走向示意图)。</p>				
环评报告编制质量				打分(百分制)	75
对该项目环境保护审批有关技术问题的建议	建议报告经认真修改后,上报审批。				
专家签字	姓名: 孙红叶			2021 年 3 月 11 日	

**《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
境影响报告表》技术审查意见表**

专家姓名	杨永虎	职务/职称	高工	联系电话	13999287638
建设单位名称	中国石油新疆油田分公司开发公司		环评编制单位名称	新疆泰施特环保科技有限公司	
专家技术审查意见	<p>该报告表编制较规范，内容较全面，提出的污染防治措施具有一定针对性，评价结论总体可信，建议报告表对以下内容进行修改完善。</p> <ol style="list-style-type: none"> 1、完善项目工程组成内容, 本项目包括钻井和地面工程, 核实项目区生活用水量及来源, 明确生活污水在项目区的收集方式及收储能力, 由于吉木萨尔县污水处理厂距离本项目较远, 评价应核实生活污水、生活垃圾处置去向; 2、评价应结合现场调查情况, 完善项目区生态环境现状调查分析, 核实项目永久占地及临时占地范围内是否有梭梭等保护植被; 评价应结合现场调查及区域植被分布情况, 完善生态环境影响分析及生态恢复措施; 3、完善项目生产工艺流程及污染源强核算, 本项目产生的伴生气统一通过北 10 集中拉油站的火炬燃烧排放, 其中单井伴生气每天产生量约 80—130m³, 本项目总共设置 13 口采油井, 每天燃烧的伴生气量大, 评价应根据伴生气的成分, 核算燃烧伴生气产生的污染物; 4、本项目部署的 15 口井除 BHW1001 井外, 其余 14 口井均依托已建北 10 集中拉油注水站, 评价应分析北 10 集中拉油注水站的规模及目前与之连接的采油井和注水井, 完善依托可行性分析内容; 5、完善井位选择、临时占地、道路铺设、钻井工程等各个生产环节的避让或保护措施, 完善岩屑、泥浆在井场内贮存污染防治措施; 6、完善环境监管及监测计划, 核实环保投资, 完善“三同时”验收内容; 规范报告附图; 校核报告前后不一致内容。 				
环评报告编制质量	良			打分(百分制)	76
对该项目环境保护审批有关技术问题的建议					
专家签字	姓名: 		2021 年 3 月 9 日		

专家技术审查意见

项目名称	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		
编制单位	新疆泰施特环保科技有限公司	项目负责人	杨彪
姓名	孙轶刚	职务/职称	高级工程师
单位	新疆天合环境技术咨询有限公司	电话	13899842295
<p>该报告表编制基本规范，内容较全面，提出的污染减缓措施具有一定的针对性。</p> <p>报告表需修改、补充完善的方面：</p> <p>(1) 依据国家和自治区关于水土流失重点防治区和重点治理区复核划分成果的有关文件，核实项目所在区域是否在重点治理区等环境敏感区，如在，根据分类管理名录（2021本）应编制环评报告书。</p> <p>(2) 项目采用单井拉油和集中拉油的集输方式，非管线集输，油品挥发量较管线集输有所增加，清洁生产水平减低，核实集输方式，核实非甲烷总烃挥发量。</p> <p>(3) 根据生态图件，核实项目区植被类型和植被盖度。</p> <p>(4) 补充依托工程（北10集中拉油注水站、北联原有处理站、污水处理站）的竣工验收批复或验收意见，核实依托工程的可依托性，补充生活污水处理、生活垃圾处置的相关协议。</p> <p>(5) 《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》重复分析，根据自治区和昌吉州现有“三线一单”划分成果细化完善本项目“三线一单”符合性分析。。</p> <p>(6) 核实地下水引用监测数据的有效性（引用数据是否在3年有效期内？）。</p> <p>(7) 根据核实后的非甲烷总烃挥发量，核实大气影响预测，核实大气预测结果。</p> <p>(8) 根据项目建设内容，补充应急预案完善与定期演练要求。</p> <p>(8) 规范报告书附图、附件，统一报告表前后内容。</p>			
最终结论	通过 <input type="checkbox"/> 修改后通过 <input checked="" type="checkbox"/> 重审 <input type="checkbox"/>	专家签字	
评审日期		2021年3月11日	

专家意见——李万刚

1.补充完善项目区生态、植被调查现状，梭梭及白梭梭属于自治区一级保护植物，核实项目区植被分布覆盖相关情况，完善评价区内环境敏感区域和保护目标一览表。

修改说明：已完善项目生态、植被调查现状，已完善项目区植被分布覆盖情况见 P44 4、生态环境质量现状，4.6 区域植被现状；

已完善评价区内环境敏感区域和保护目标一览表，见 P51 表 37 区域环境保护目标一览表。

2.核实工程建设内容，表格与后面文字描述保持一致；补充完善本项目三个平台井依托北 10 井区已建拉油注水站、油井采出物处理依托北三台联合站，北联站、北联站采出水处理系统、吉木萨尔县污水处理厂、吉木萨尔县生活垃圾填埋场等依托工程环评、验收、排污许可等环保手续落实情况以及目前运行情况，完善依托可行性分析。

修改说明：已核实工程建设内容，已修改表格和文字描述不一致的地方；

已完善本项目三个平台井依托北 10 井区已建拉油注水站、油井采出物处理依托北三台联合站，北联站、北联站采出水处理系统、吉木萨尔县污水处理厂、吉木萨尔县生活垃圾填埋场等依托工程环评、验收、排污许可等环保手续落实情况以及目前运行情况，见 P22 8、依托工程。

3.完善本项目与《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/T7301-2016）的符合性分析内容；核实执行《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB 18599-2001）《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）准确性。

修改说明：已补充，见 P28 （4）与《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/T7301-2016）符合性分析。

已核实，本项目水基钻井岩屑执行《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB 18599-2001）和《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）。

4.建议完善施工期期、运营期废气、废水、固体废物、噪声主要产污环节、主要治理措施；完善一、二开岩屑产生情况估算表，核实并完善项目永久占地、临时占地相关情况分析，完善项目集输管线、注水管线施工期环境影响分析。

修改说明：完善施工期期、运营期废气、废水、固体废物、噪声主要产污环节、主要治理措施，见施工期环境影响分析和运营期环境影响分析章节；

已完善一、二开岩屑产生情况估算表，见 P59 表 40 岩屑量计算表；

已完善项目永久占地、临时占地相关情况分析，见 P20 6 工程占地；

已完善项目集输管线、注水管线施工期环境影响分析，见 P68 2.3 管线施工对地下水环境影响分析；P74 5.6 管线施工生态环境影响分析。

5.进一步完善施工期环境保护环节管理计划，针对大气环境、水环境、声环境、固体废物、土壤、生态环境分别提出具体的环境管理要求；完善退役后相关工程分析以及具体污染防控措施要求，并针对临时占地建议进一步列表补充后续完井后生态恢复相关要求。

修改说明：已按照大气环境、水环境、声环境、固体废物、土壤、生态环境分别提出施工期环境保护环节管理计划，见 P102 （1）施工期环境管理要求；

已完善退役后相关工程分析以及具体污染防控措施要求见 P101 9、退役期环境影响分析及防治措施，已补充退役期生态恢复要求，见 P103（3）退役期环境管理要求。

6.补充完善竣工环保验收相关内容，核实文本前后表述不一致以及文字错误等，规范相关附图附件资料。

修改说明：已完善竣工环保验收相关内容，见 P104 10.3“三同时”验收一览表；已核实核实文本前后表述不一致以及文字错误等，已规范相关附图附件资料。

专家意见——孙红叶

1、根据《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》(新环环评发〔2020〕142号)要求，说明项目所在地油气资源开发上位规划及规划环评工作的开展情况。

修改说明：已说明项目所在地油气资源开发上位规划及规划环评工作的开展情况，见 P29 9.4 油气资源开发规划环评开展情况。

2、根据项目所在区域的生态环境特点，梭梭为自治区 1 级保护植物，完善管道选择和临时占地等各个环节的避让或保护措施，说明本项目实施后，是否对自治区 1 级保护植物梭梭造成破坏（是否砍伐？明确数量？）及采取的相应的保护或恢复措施（优先考虑移栽？移栽地？）。

修改说明：已完善管道选择和临时占地等各个环节的避让或保护措施，已提出保护植物梭梭保护和恢复措施见 P74 5.7 生态环境保护措施。

3、本项目三个平台井（4 号、5 号、6 号平台）设 1 个拉油点，明确分离器型号，放空管规格。参照《排污许可证申请与核发技术规范石化工业》中的排污系数，在拉油站内应设置厂区内非甲烷总烃监控点，企业可采用便携式仪器进行自行监测，监控要求执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）。报告应根据区块产气量，伴生气回收利用率分析与《石油天然气开采业污染防治技术政策》伴生气回收利用率应达到 80%以上要求的符合性分析。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，完善非甲烷总烃的管控要求。

修改说明：已补充，已明确分离器型号，放空管规格见 P17 ②集中拉油站和单井拉油点；三个平台井（4 号、5 号、6 号平台）采用集中拉油工艺，依托北 10 井区已建计量拉油注水站 1 座（北 10 号站）；

已补充拉油站内应设置厂区内非甲烷总烃监控点的要求 见 P68-69 （1）大气污染防治措施；

本项目 1 口水平井采用单井拉油工艺，产生的伴生气经放散管充分燃烧后排放。本项目 12 口平台井产生的伴生气通过管线集输至北 10 拉油站分离出后主要用于回

掺水加热炉用气，耗气量为 1817.8m³/d，本项目伴生气产生量预计 700~1900m³/d，可完全用于北 10 集中拉油处理站加热炉燃料。

已根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）要求，完善非甲烷总烃的管控要求，见 P84 1.3 运营期大气污染防治措施（2）无组织排放污染防治措施。

4、《报告表》提出，钻井岩屑满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）要求后，用于综合利用。根据现行生态环境部门要求，应说明具体的综合利用方案，估算井场或道路综合利用量，能否消纳本项目岩屑量。

修改说明：已补充本项目钻井岩屑综合利用的说明，见 P71（2）钻井岩屑、废弃泥浆处置措施，本项目产生岩屑量较小，能够消纳本项目岩屑量。

5、完善环境风险分析，细化对农作物的影响分析，对于车辆运输路线、油泥转运等方面，按照危险废物转运“五联单”要求提出有针对性的防治措施。

修改说明：已完善环境风险分析 对农作物的影响分析 见 P98（5）对植被及农作物的影响；

已补充车辆运输过程、油泥转运的防治措施，已按照危险废物转运“五联单”要求提出有针对性的防治措施见 P99-100（4）运输风险预防措施（5）危险废物运输预防措施。

6、规范报告附图。补充平面布置图、环境敏感目标保护图、评价范围图等。细化工程平面布局图（完善本项目的区域位置示意图和本项目周边已有道路和拟新建拉油道路走向示意图）。

修改说明：已规范报告附图，平面布置图见 图 5、图 8；本项目评价范围及周边敏感点示意图见图 16；本项目的区域位置示意图见图 2；本项目周边已有道路和拟新建拉油道路走向示意图见图 6。

专家意见——杨永虎

1、完善项目工程组成内容，本项目包括钻井和地面工程，核实项目区生活用水量及来源，明确生活污水在项目区的收集方式及收储能力，由于吉木萨尔县污水处理厂距离本项目较远，评价应核实生活污水、生活垃圾处置去向；

修改说明：已完善项目工程组成，见 P7 5 工程组成 5.2 钻井工程、5.3 采油工程；

已核实项目区生活用水量及来源，见 P13 ⑤钻井物料消耗；

已明确生活污水在项目区的收集方式及收储能力，见 P68 2.1 生活污水影响分析；

已核实生活污水、生活垃圾处置去向，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。

2、评价应结合现场调查情况，完善项目区生态环境现状调查分析，核实项目永久占地及临时占地范围内是否有梭梭等保护植被；评价应结合现场调查及区域植被分布情况，完善生态环境影响分析及生态恢复措施；

修改说明：已完善项目区生态环境现状调查分析，见 P44 4、生态环境质量现状，4.6 区域植被现状；

已完善生态环境影响分析及生态恢复措施，已提出保护植被保护措施见 P74 5.7 生态环境保护措施

3、完善项目生产工艺流程及污染源强核算，本项目产生的伴生气统一通过北 10 集中拉油站的火炬燃烧排放，其中单井伴生气每天产生量约 80~130m³，本项目总共设置 13 口采油井，每天燃烧的伴生气量大，评价应根据伴生气的成分，核算燃烧伴生气产生的污染物；

修改说明：本项目产生的伴生气通过管线集输至北 10 拉油站分离出后主要用于回掺水加热炉用气，耗气量为 1817.8m³/d，本项目伴生气产生量预计 700~1900m³/d，可完全用于北 10 集中拉油处理站加热炉燃料。加热炉燃烧污染物排放情况已计算，见 P60 （2）天然气加热炉燃烧废气。

4、本项目部署的 15 口井除 BHW1001 井外，其余 14 口井均依托已建北 10 集中拉油注水站，评价应分析北 10 集中拉油注水站的规模及目前与之连接的采油井和注水井，完善依托可行性分析内容；

修改说明：已补充北 10 集中拉油注水站拉油系统尚未投入使用，未计入油井，已接入注水井情况已补充，已完善依托可行性分析内容，见 P22 8.1 北 10 集中拉油注水站。

5、完善井位选择、临时占地、道路铺设、钻井工程等各个生产环节的避让或保护措施，完善岩屑、泥浆在井场内贮存污染防治措施；

修改说明：已完善井位选择、临时占地、道路铺设、钻井工程等各个生产环节的避让或保护措施，见 P74 5.7 生态环境保护措施；

已完善岩屑、泥浆在井场内贮存污染防治措施，见 P71 (3) 岩屑堆放场污染防治要求。

6、完善环境监管及监测计划，核实环保投资，完善“三同时”验收内容；规范报告附图；校核报告前后不一致内容。

修改说明：已完善环境监管及监测计划，见 P103 10.2 监测计划；已核实环保投资，见 P105 11、环保投资；已完善“三同时”验收内容，P104 10.3“三同时”验收一览表；已规范报告附图；已校核报告前后不一致内容。

专家意见——孙轶刚

1、依据国家和自治区关于水土流失重点防治区和重点治理区复核划分成果的有关文件，核实项目所在区域是否在重点治理区等环境敏感区，如在，根据分类管理名录（2021 本）应编制环评报告书。

修改说明：经咨询水行政相关部门以及水保行业专家，昌吉州以及阜康市水土保持规划尚未出成果，对水土流失重点预防区和重点治理区两区无批复可参考的界定成果，经查询国家级水土流失重点预防和重点治理区复核划分图，本项目不属于查询国家级水土流失重点预防和重点治理区。详见 P29。

2、项目采用单井拉油和集中拉油的集输方式，非管线集输，油品挥发量较管线集输有所增加，清洁生产水平减低，核实集输方式，核实非甲烷总烃挥发量。

修改说明：参照《环境影响评价实用技术指南（第二版）》（机械工业出版社）中提供的无组织排放源强系数：按原料年用量或产品年产量的 0.1‰~0.4‰。本项目已修改取用最大排污系数 0.4‰进行核算，详见 P62 （3）无组织挥发性有机物。

3、根据生态图件，核实项目区植被类型和植被盖度。

修改说明：已根据生态图件核实项目区植被类型和植被盖度，见 P50 4.6 区域植被现状。

4、补充依托工程（北 10 集中拉油注水站、北联原有处理站、污水处理站）的竣工验收批复或验收意见，核实依托工程的可依托性，补充生活污水处理、生活垃圾处置的相关协议。

修改说明：已补充依托工程环评批复和验收意见情况，已完善依托工程的可行性，见 P22 8、依托工程。已补充生活污水处理、生活垃圾处置的相关协议，详见附件。

5、《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》重复分析，根据自治区和昌吉州现有“三线一单”划分成果细化完善本项目“三线一单”符合性分析。

修改说明：已删除重复部分，已根据自治区和昌吉州现有“三线一单”划分成果细化完善本项目“三线一单”符合性分析，见 P30。

6、核实地下水引用监测数据的有效性（引用数据是否在3年有效期内？）。

修改说明：本项目引用地下水监测时间为：2020年12月24日和2020年5月28日-6月2日，在3年有效期内。

7、根据核实后的非甲烷总烃挥发量，核实大气影响预测，核实大气预测结果。

修改说明：已根据核实后的非甲烷总烃挥发量进行预测，详见P80 1.1大气污染物影响分析。

8、根据项目建设内容，补充应急预案完善与定期演练要求。

修改说明：已根据项目建设内容，补充应急预案完善与定期演练要求，见P101（6）应急预案。

9、规范报告书附图、附件，统一报告表前后内容。

修改说明：已规范报告书附图、附件，已统一报告表前后内容。



BD4326 井场现状



BD4346 井场现状



**BD4324 井场现状
现场踏勘照片**

《建设项目环境影响报告表》编制说明

1、项目名称—指项目立项批复时的名称，应不超过 30 个字（两个英文段作一个汉字）。

2、建设地点—指项目所在地详细地址，公路、铁路应填写起止地点。

3、行业类别—按国标填写。

4、总投资—指项目投资总额。

5、主要环境保护目标—指项目周围一定范围内集中居民住宅区、学校、医院、保护文物、风景名胜区、水源地和生态敏感点等，应尽可能给出保护目标、性质、规模和距厂界距离等。

6、结论与建议—给出本项目清洁生产、达标排放和总量控制的分析结论，确定污染防治措施的有效性，说明本项目对环境造成的影响，给出建设项目环境可行性的明确结论，同时提出减少环境影响的其他建议。

7、预审意见—由行业主管部门填写意见，无主管部门的项目，可不填。

8、审批意见—由负责审批该项目的环境保护行政主管部门批复。

目 录

建设项目基本情况.....	1
建设项目所在地自然环境社会环境简况.....	33
环境质量状况.....	38
评价适用标准.....	53
建设项目工程分析.....	54
项目主要污染物产生及预计排放情况.....	65
环境影响分析.....	66
建设项目拟采取的防治措施及预期治理效果.....	80
结论与建议.....	107

建设项目基本情况

项目名称	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				
建设单位	中国石油新疆油田分公司开发公司				
法人代表	刘卫东	联系人	薛伟		
通讯地址	克拉玛依市友谊路 36 号				
联系电话	0990-6889165	传真	/	邮政编码	834000
建设地点	项目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，行政隶属于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州阜康市。				
立项审批部门	/		批准文号	/	
建设性质	新建 <input type="checkbox"/> 改扩建 <input checked="" type="checkbox"/> 技改 <input type="checkbox"/>	行业类别及代码	B0711 陆地石油开采		
占地面积(平方米)	永久占地 15362m ²		绿化面积(平方米)	/	
总投资(万元)	6711.86	其中：环保投资(万元)	503	环保投资占总投资比例	7.49%
评价经费(万元)	--	预期投产日期	2021 年 6 月		

工程内容及规模：

1、项目背景

三台油田北 10 井区头屯河组位于准噶尔盆地东部，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。为优化三台油田北 10 井区头屯河组油藏开发效果，中国石油新疆油田分公司开发公司拟在三台油田北 10 井区头屯河组油藏新部署 15 口井（采油井 13 口，注水井 2 口），老井采转注 4 口（B010、B012、北 64、B009），共新建产能 2.21×10⁴t。

项目建设属于老油区内产能项目，与北 10 井区一张图位置关系示意图见图 1，根据《中华人民共和国环境影响评价法》的规定、国务院令第 682 号《建设项目环境保护管理条例》要求，以及《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版），本项目属于“五、石油和天然气开采业-7 陆地石油开采-其他”，应编制环境影响报告表。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承担本项目的环评工作。接受委托后，环评单位立即对建设区域环境现状进行调查踏勘，收集了相关资料，在此基础上，对项目产生的环境影响进行了全面分析，并

编制完成《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》，报环境保护行政主管部门批准后，可作为本项目环保工作及主管部门环境管理的依据。



图 1 本项目与北 10 井区一张图位置关系示意图

2、北 10 井区头屯河组油藏概况

北三台油田北 10 井区头屯河组原油性质见表 1。

表 1 北三台油田北 10 井区头屯河组原油性质表

井区	密度 (g/cm ³)	50℃粘度 (mPa·s)	凝固点 (℃)	含蜡量 (%)
北三台油田北 10 井区	平均 0.9242	115.7-5926.4	-8.5-17	0.9-5.52

天然气性质见表 2。

表 2 北三台油田北 10 井区头屯河组天然气性质表

相对密度	甲烷%	乙烷%	丙烷%	氧气%	氮气%	硫含量 mg/m ³
0.5547	98.98	0.01	0.01	0.17	0.83	<10

3、地理位置

3.1 地理位置

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。本项目工区西距离阜康市约为 55km，距离北侧卡拉麦里有蹄类野生动物自然保护区约 58km，本项目区域位置关系示意图见图 2。

3.2 井位部署

本项目新部署 13 口采油井，2 口注水井，老井采转注 4 口，为减少征地面积，本项目新部署井位除 BHW1001 井外其余新部署 14 口井采用平台部署，共部署 3 个平台，详见下表。本项目按照同一平台井同时施工、同时投产的原则分为二批实施；优先实施 4 号平台、5 号平台和水平井，6 号平台第二批实施。本项目井位部署示意图见图 3。

表 3 北 10 井区井位部署情况表

序号	井号	井位坐标				备注	平台号
		X	Y	E	N		
1	B4336	15635046.2	4887872.1	88°41'21.44"	44°06'53.70"	采油井	4 号平台
2	BD4346	15635050.9	4887887.6	88°41'21.66"	44°06'54.20"	采油井	
3	BD4324	15635030.6	4887823.9	88°41'20.69"	44°06'52.15"	采油井	
4	BD4325	15635028	4887816.2	88°41'20.56"	44°06'51.90"	采油井	
5	BD4337	15635048.5	4887879.9	88°41'21.54"	44°06'53.95"	采油井	
6	BD4326	15635033	4887831.8	88°41'20.80"	44°06'52.41"	注水井	
7	BD4369	15635058.9	4888291	88°41'22.39"	44°07'07.25"	采油井	5 号平台
8	B4357	15635059.1	4888241.6	88°41'22.36"	44°07'05.65"	采油井	
9	BD4347	15635067.3	4888240.8	88°41'22.73"	44°07'05.62"	采油井	
10	BD4358	15635067.1	4888290.9	88°41'22.77"	44°07'07.24"	注水井	
11	BD4345	15634690	4887679	88°41'05.20"	44°06'47.66"	采油井	6 号平台 /
12	BD4333	15634647.1	4887651.4	88°41'03.25"	44°06'46.79"	采油井	
13	BD4353	15634644.1	4887658.6	88°41'03.12"	44°06'47.02"	采油井	
14	BD4334	15634691.7	4887670.9	88°41'05.27"	44°06'47.39"	采油井	
15	BHW1001	15634403.2	4888647.8	88°40'53.17"	44°07'19.18"	采油井	
16	B010	15634654.74	4887709.55	88°41'05.44"	44°06'49.45"	老井采转注	/
17	B012	15634835.41	4887469.19	88°41'13.36"	44°06'41.56"	老井采转注	/
18	北 64	15634957.12	4887735.42	88°41'19.09"	44°06'50.11"	老井采转注	/
19	B009	15635079.57	4887965.63	88°41'24.82"	44°06'57.49"	老井采转注	/



图2 本项目区域位置关系示意图

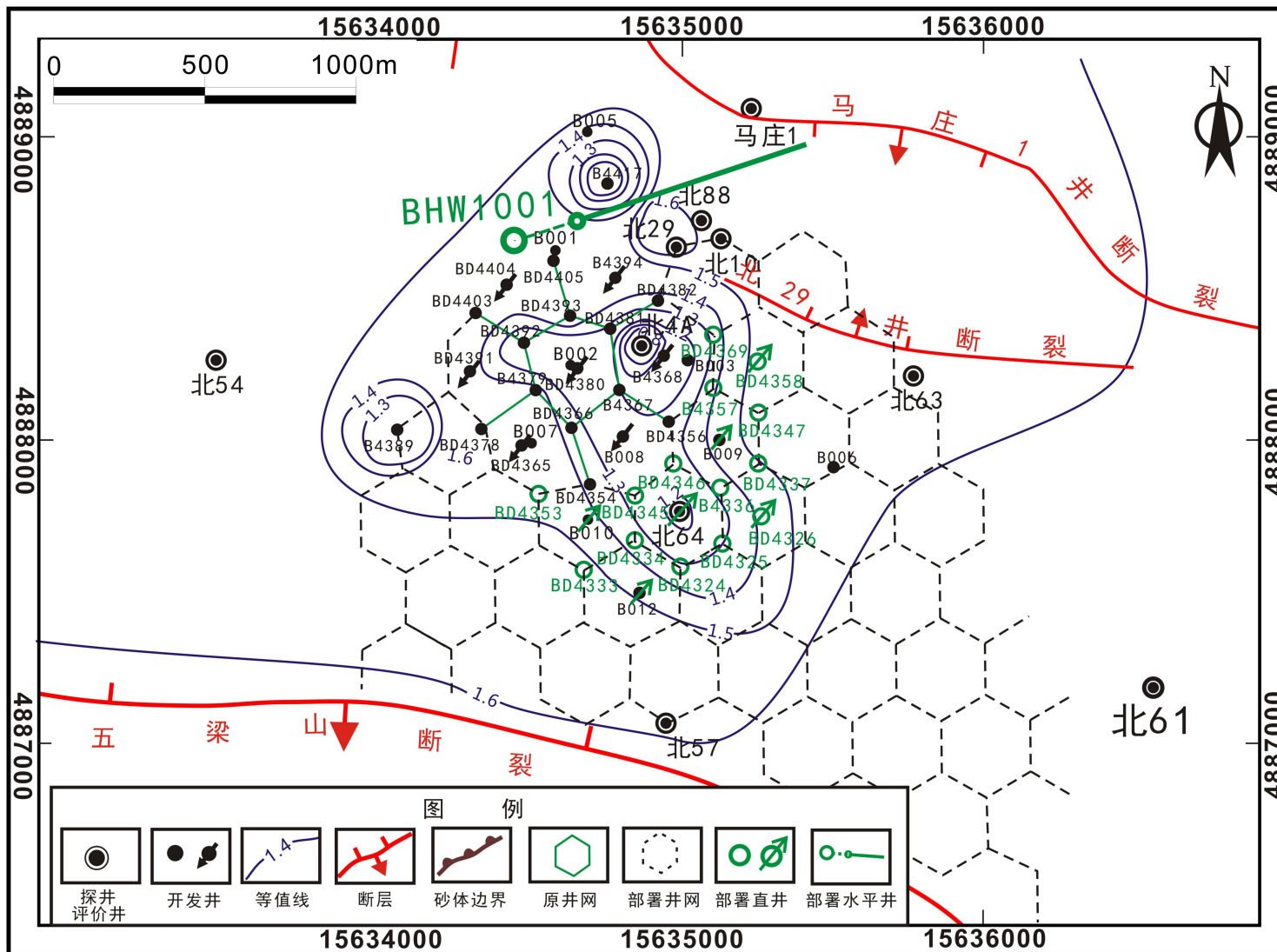


图3 本项目井位部署示意图

4 产能方案

本项目在油藏东南部部署采油井 12 口,注水井 2 口,老井转注 4 口(B010、B012、北 64、B009), 12 口油井单井设计产能 5.0t, 新建产能 1.80×10^4 t, 动用含油面积 0.45km^2 , 动用地质储量 92.1×10^4 t, 动用可采储量 20.3×10^4 t。在油藏北部部署试验水平井 1 口, 单井设计产能 13.5t, 新建产能 0.41×10^4 t, 动用含油面积 0.18km^2 , 动用地质储量 29.6×10^4 t, 动用可采储量 6.5×10^4 t。本项目共新建产能 2.21×10^4 t。

表 4 北 10 井区头屯河组油藏扩边及水平井提产试验开发部署表

区域	目的层位	井型	部署总井数(口)	新钻井(口)			老井转注(口)	单井设计产能(t/d)	新建产能(10^4 t)
				总井数	采油井	注水井			
东南部	J _{2t}	直井/定向井	18	14	12	2	4	5.00	1.80
北部		水平井	1	1	1	/	/	13.50	0.41
合计			19	15	13	2	4	/	2.21

根据下表可知 2022 年年产油量达到最大 2.09×10^4 t, 年产液达到最大 2.28×10^4 t, 年产气量在 2022 年达到最大 $58 \times 10^4 \text{m}^3$ 。

表 5 北 10 井区头屯河组油藏控制井部署方案指标预测表

年份	采油井(口)	注水井(口)	年产油(10^4 t)	年产气(10^4m^3)	年产水(10^4m^3)	年产液(10^4m^3)	年注水(10^4m^3)	累产油(10^4 t)	累产水(10^4m^3)	累注水(10^4m^3)	累产气(10^4m^3)	采出程度(%)	采油速度(%)	含水(%)
2021	13	2	0.74	20.35	0.04	0.77	0.75	0.74	0.04	0.75	20.35	0.60	0.60	5.0
2022	13	2	2.09	58.00	0.18	2.28	2.21	2.83	0.22	2.96	78.36	2.33	1.72	8.0
2023	13	2	1.89	52.20	0.21	2.09	2.03	4.72	0.43	4.98	130.56	3.87	1.55	10.0
2024	13	2	1.70	46.98	0.23	1.93	1.86	6.41	0.66	6.85	177.54	5.27	1.39	12.0
2025	13	2	1.54	42.75	0.23	1.77	1.71	7.96	0.89	8.56	220.30	6.54	1.27	13.0
2026	13	2	1.41	38.91	0.25	1.65	1.59	9.36	1.14	10.15	259.20	7.69	1.15	15.0
2027	13	2	1.28	35.40	0.24	1.52	1.47	10.64	1.38	11.62	294.61	8.74	1.05	16.0
2028	13	2	1.18	32.57	0.26	1.43	1.38	11.82	1.64	13.00	327.18	9.71	0.97	18.0
2029	13	2	1.08	29.97	0.27	1.35	1.30	12.90	1.91	14.30	357.15	10.60	0.89	20.0
2030	13	2	1.00	27.57	0.28	1.28	1.22	13.89	2.19	15.52	384.72	11.42	0.82	22.0
2031	13	2	0.94	25.92	0.31	1.25	1.19	14.83	2.51	16.71	410.63	12.19	0.77	25.0
2032	13	2	0.88	24.36	0.29	1.17	1.12	15.71	2.80	17.84	434.99	12.91	0.72	25.0
2033	13	2	0.83	22.90	0.35	1.18	1.13	16.54	3.15	18.96	457.89	13.59	0.68	30.0
2034	13	2	0.79	21.75	0.42	1.21	1.15	17.32	3.58	20.11	479.64	14.23	0.65	35.0

2035	13	2	0.75	20.67	0.50	1.24	1.18	18.07	4.0 7	21.2 8	500. 31	14.8 5	0.61	40.0
------	----	---	------	-------	------	------	------	-------	----------	-----------	------------	-----------	------	------

5 工程组成

本工程包括钻前工程、钻井工程、输油工程及其他配套工程等，工程组成见表 6。

表 6 工程项目组成一览表

工程类别		建设规模	
主体工程	钻前工程	新建井场、岩屑堆放场地、放喷管线、施工营地、临时道路等。	
	钻井工程	共新钻 15 口井（采油井 13 口，注水井 2 口）	
	地面工程	井口装置	新建井口 13 座，其中水平井 1 座，采用螺杆泵，配套电机功率 30kW。
		采油管线	新建单井出油管线 0.7km，采用 D60×3.5 无缝钢管。新建集油管线 1.9km，采用 D114×5 无缝钢管。
		输气管线	新建输气管线到马庄集气站 1#—北联站输气管线处，共 0.5km，规格为 D89×3.5，采用 20#无缝钢管。
		拉油站	三个平台井（4 号、5 号、6 号平台）采用集中拉油工艺，依托北 10 井区已建计量拉油注水站 1 座（北 10 号站）；拉油站进行扩建，在已建拉油站西侧新建Φ1800×5400-1.6 的三相分离器 1 座，除油器 1 台，放空火炬 1 座，800kW 相变加热炉 1 座，掺水泵 2 台（离心泵，1 用 1 备）。
		单井拉油点	水平井 BHW1001 井设置单井拉油点 1 个，设 1 座一体化自吸式多功能储液罐（30m ³ ），1 根带点火装置的放散管和 1 座Φ800×2400 气液两相分离器。
	注水工程	井口装置	新建注水井口装置 6 座，井口设恒流配水装置共 6 套；井口设防冻压力表，置于保温盒内。采用标准化井口。
		注水管线	新建 D114×16mm 注水干线 0.6km，D89×12mm 注水支线 0.607km，D60×9mm 单井注水管线 0.87km。
	公用工程	给排水	给水：本项目施工期生活用水就近从北联站由罐车拉运至项目区；运营期北 10 井区注水井水源为北 10-水 1 水源井清水。 排水：钻井期生活污水经防渗废水收集池收集后清运至吉木萨尔县污水处理厂，井下作业废水由罐车送至北联站采出水处理系统。
供配电		施工期井场内设柴油发电机发电；运营期工作电源引自马庄变电站气三线。	
道路		本次新建道路共 266m 连接油区已建道路，道路宽度 7m	
消防		已建集中拉油注水站采用移动式消防，配备了 12 具二氧化碳灭火器。新建拉油点采用移动式消防，配备相应数量的灭火器，合计配备 8kg 干粉灭火器 6 具。	
环保工程	废气	施工期材料及临时土方采用防尘布覆盖，并采取洒水措施；运营期井口至拉油点采取密闭输送，可有效减少污染物排放。	
	噪声	采用低噪声设备，并进行基础减震。	
	井下作业废水及采出水	井下作业废水经井口收集罐进行收集后运至北联站采出水处理系统，采出水依托北联站采出水处理系统处理。	
	伴生气	本项目 1 口水平井采用单井拉油工艺，产生的伴生气经放散管充分燃烧后排放。本项目 12 口平台井产生的伴生气通过管线集输至北 10	

		拉油站分离出后主要用于回掺水加热炉用气。
	固体废物	项目使用水基非磺化钻井泥浆，钻井泥浆及岩屑经泥浆不落地处理系统处理后钻井泥浆循环使用，钻井岩屑综合利用。
	生态保护	完工后迹地清理并平整压实、临时占地释放后植被和土壤的恢复。
依托工程	集中拉油注水站	本项目集中拉油井和注水井依托北 10 井区已建计量拉油注水站 1 座（北 10 号站）。
	钻井期生活垃圾	钻井期生活垃圾经收集后由钻井公司集中清运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场。
	钻井期生活污水	生活污水经防渗废水收集池收集后清运至吉木萨尔县污水处理厂处理。
	采出物	采出液拉运至北联站原油处理系统进行处理。
	井下作业废水	井下作业废水收集至专用收集罐中，由罐车拉运至北联站采出水处理系统，处理达标后均回注油藏。

5.1 钻前工程

钻前工程包括井场、生活营地、道路、放喷管线、岩屑堆放场地等设施的建设。

①施工井场

本项目 BHW1001 井设置一个施工井场，其余 14 口井采用平台部署，共部署 3 个平台，泥浆不落地系统位于井场内，岩屑堆放场紧邻井场，占地尺寸为 20m×30m，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，3 个平台建设 1 个施工营地占地面积为 100m×88m，BHW1001 井设置一个施工营地，占地面积为 50m×40m。

③新建道路

本次新建道路共 266m 连接油区已建道路，道路宽度 7m。

④放喷管线

BHW1001 井和 3 个平台两侧各设一根放喷管线。

5.2 钻井工程

①钻井部署

本项目新钻 15 口井（采油井 13 口，注水井 2 口），各井的井型、坐标及井深及目的层位见表 7。

表 7 本项目钻井情况一览表

序号	井号	井型	类型	井深 m	目的层位
1	B4336	直井	采油井	2050	J _{2t}

2	B4357	直井	采油井	2050	J _{2t}
3	BD4324	定向井	采油井	2050	J _{2t}
4	BD4325	定向井	采油井	2050	J _{2t}
5	BD4326	定向井	注水井	2050	J _{2t}
6	BD4333	定向井	采油井	2050	J _{2t}
7	BD4334	定向井	采油井	2050	J _{2t}
8	BD4337	定向井	采油井	2050	J _{2t}
9	BD4345	定向井	采油井	2050	J _{2t}
10	BD4346	定向井	采油井	2050	J _{2t}
11	BD4347	定向井	采油井	2050	J _{2t}
12	BD4353	定向井	采油井	2050	J _{2t}
13	BD4358	定向井	注水井	2050	J _{2t}
14	BD4369	定向井	采油井	2050	J _{2t}
15	BHW1001	水平井	采油井	2950	J _{2t}

②井身结构

拟钻 15 口中 12 口井（BD4324、BD4325、BD4326、BD4333、BD4334、BD4337、BD4345、BD4346、BD4347、BD4353、BD4358、BD4369）井型为定向井，2 口井（B4336、B4357）井型为直井，1 口井BHW1001 为水平井，均采用二开井身结构，井身结构见下表。井身结构见图 4，井身结构设计说明见表 8。

表 8 井身结构设计说明

开钻次数	钻头尺寸 (mm)	套管尺寸 (mm)	设计说明
一开	381	273.1	钻至井深 300m，采用内管注水泥工艺固井，水泥浆返至地面。
二开	241.3+215.9	177.8+139.7	钻至井深，水泥浆返至 1450m。

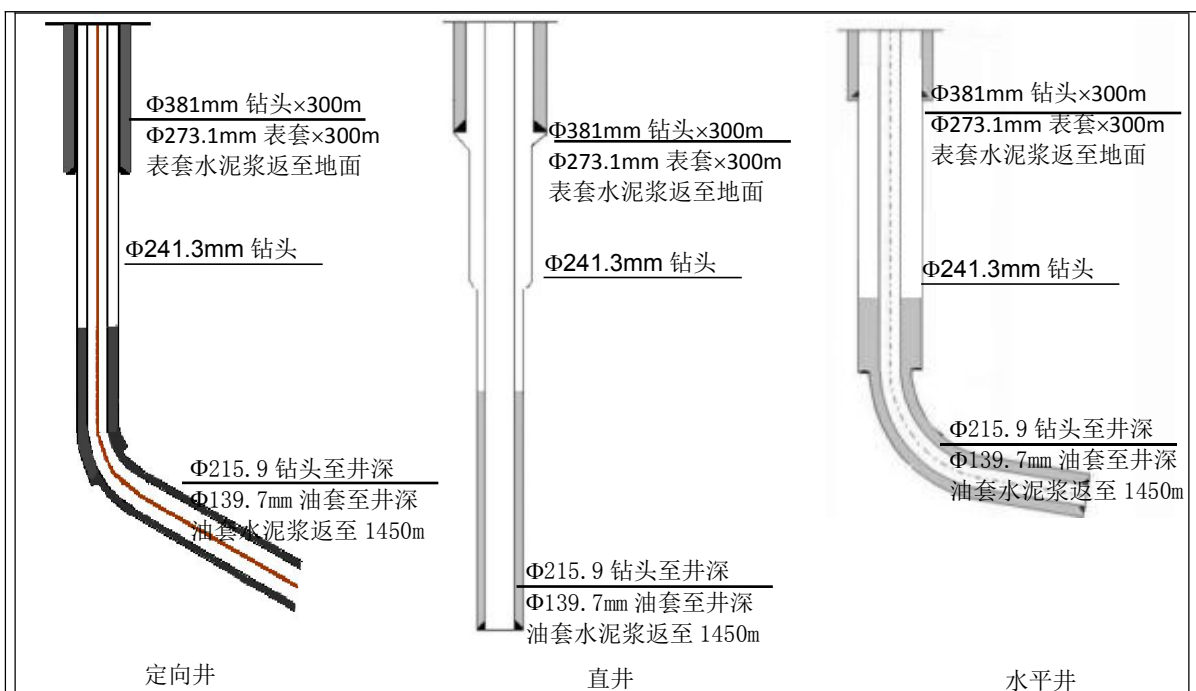


图 4 井身结构示意图

③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，本项目直井定向井采用 Zj30 型钻机、水平井采用 Zj50 钻井，单井钻井设备详见下表。

表 9 钻井钻机及钻井主要设备一览表（直井、定向井）

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		底座高度：4.9m	
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: 210m ³ /h
		振动筛 2#				
		除砂器	RCZ2000	55		处理量: 200~250m ³ /h
		除泥器		3		
		离心机	LW520X842N	24		处理量: 40m ³ /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

表 10 钻机选型及主要设备表 (水平井)

序号	名称	型号	载荷 (kN)	功率 (kW)	备注	
一	钻机	ZJ-50	3150			
二	井架	JJ315/45-K	3150			
三	提升系统	绞车	JC50D		1100	
		天车	TC1-315	3150		
		游动滑车	YC-315	3150		
		大钩	DG315	3150		
		水龙头	SL450	4500		
四	转盘	ZP375			开口直径 952.5mm	
五	循环系统配置	钻井泵	F1600		1180	2 台
		钻井液罐	13000×3000×2500			总容量: 250m ³
		搅拌器	NJ-7.5			12 个
六	钻机动力系统	柴油机 1#	CAT3512		1520	
		柴油机 2#	CAT3512		1520	
		柴油机 3#	CAT3512		1520	
七	发电机组	发电机 1#	Volvo		400	1 台
八	钻机控制系统	自动压风机	2V-6.5/12			6.5m ³ /min
		电动压风机	2V-6.5/12			6.5m ³ /min

		气源净化装置					
		刹车系统					
		辅助刹车					
九	固控系统	振动筛 1#			2.2		
		振动筛 2#					
		除砂器				1台	
		除泥器					
		离心机	LW450/1200			2台, 处理量 40 m ³ /h	
			LW600/945				
		二开	环形防喷器	FH35-35			1套
			双闸板防喷器	2FZ35-35			1套
			节流管汇	JG-35			1套
			压井管汇	YG-35			1套
			控制装置	FKQ5606			1套
			司钻控制台				1套
			液气分离器	YFQ-1200			1套 (处理量 ≥240m ³ /h)
			除气器	ZCQ1/4		11	1套
十	仪器仪表	钻井参数仪	八参数仪			1套	
		测斜仪	自浮式测斜仪			1套	
十一	防硫设备	H ₂ S 监测仪	便携式			≥1套	
十二		液压大钳	Q10Y-M			1台	
十三		泥浆不落地系统				1套	

④钻井井场布置

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。钻井井场平面布置图详见图 5。

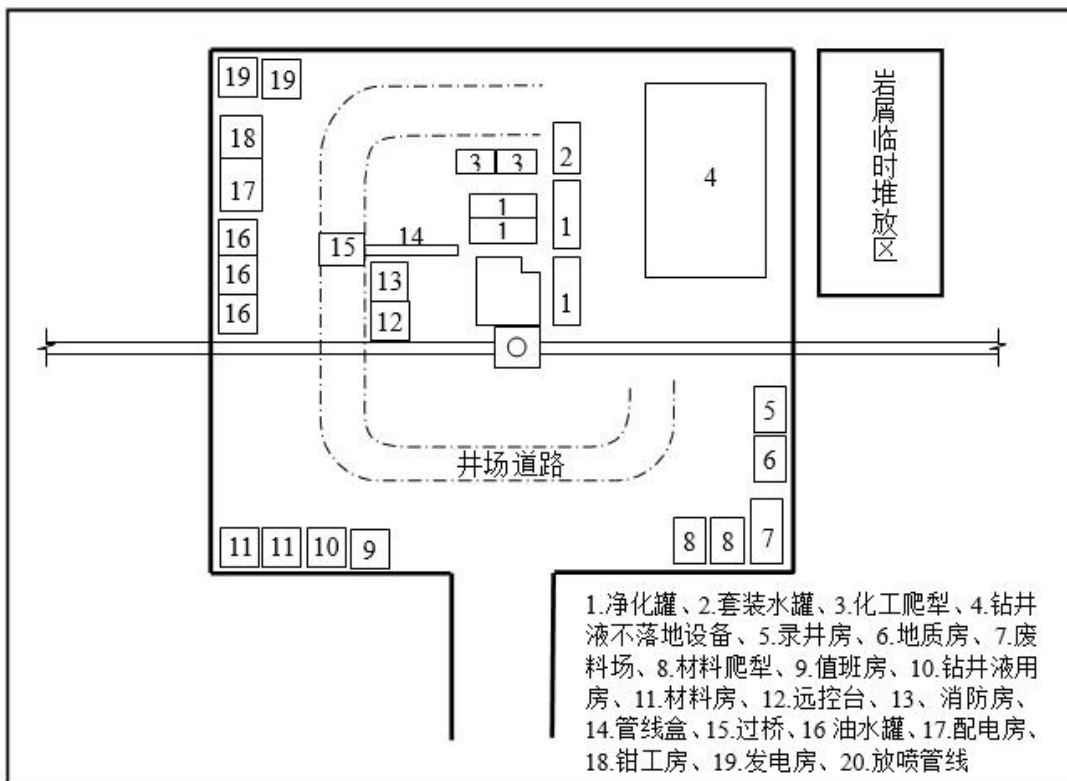


图5 钻井井场平面布置示意图（单井）

⑤钻井物料消耗

项目施工期间主要物料消耗为钻井液、柴油及新鲜水等。

钻井期间用水主要为生活用水，本项目施工期用水就近从北联站由罐车拉运至项目区；

本项目钻井各开次采用水基钻井液。一开采用坂土-CMC 钻井液体系，主要成分为：坂土、CMC（中）、 Na_2CO_3 。二开钻井液体系主要成分为：坂土、 Na_2CO_3 、MAN101、KOH、MAN104 等。

各种物料消耗情况如表 11 所示。

表 11 主要材料用量一览表

物料名称	单井消耗量	消耗合计	单位
钻井液	267~372	4110	m^3
柴油	46~72	716	t
新鲜水	16.1~25.2	250.6	m^3

⑥钻井周期

本项目水平井单井钻井期为 36 天，直井和定向井单井钻井期为 23 天，单井钻井人员 35 人。

5.3 采油工程

本项目提出二种方案：

(一) 方案一：依托已建北 10 集中拉油站集中拉油

(1) 工艺

北 10 井区新部署 13 口油井，无油气计量依托条件，三个平台井（4 号、5 号、6 号平台）采用单井计量方式集输至北 10 拉油注水站；水平井 BHW1001 距集中拉油注水站较远，采用单井拉油工艺。

(2) 方案部署

北 10 井区新部署 13 口油井，本项目三个平台井（4 号、5 号、6 号平台）单井气液电加热后经单井计量后采出液密闭集输至集中拉油注水站，经过分离器分离后，伴生气可依托已建火炬进行放烧，采出液进入储罐，然后由罐车拉运至北三台处理站处理。即采用“采油井口→计量装置→拉油注水站→北三台联合站”的工艺流程。

水平井 BHW1001 周边无依托设施，采用单井拉油工艺。即采用“采油井口→单井拉油点→北三台联合站”的工艺流程。新建单井拉油点位于井场占地范围内。

表 12 部署油井接入系统情况一览表

序号	接入计量站/管汇/单井计量/拉油	接入油井数量	井号
1	4号平台集中拉油	5口	BD4346、B4336、BD4324、BD4325、BD4337
2	5号平台集中拉油	3口	BD4369、B4357、BD4347
3	6号平台集中拉油	4口	BD4345、BD4353、BD4334、BD4333
4	单井拉油	1口	BHW1001

(3) 工程设施

①采油井口装置

新建井口 13 座，其中水平井 1 座，采用螺杆泵，配套电机功率 30kW。井口设电加热装置 13 座，水平井和控制井选择加热器的电功率分别为 20kW 和 12kW；配置井口保温盒，保温盒内设 0.15kW 电加热器，压力表置于保温盒内，设置清蜡和热洗接口，同时设置安全标志牌。自喷期采油树采用电热带及保温棉保温。

②管汇及计量装置

平台各新建 3 座多通阀管汇橇，均预留计量接口，各设一座称重式单井计量装置，共 3 座。

③拉油站

拉油站内已建 60m³ 储油罐 3 座、分离器 1 座、火炬 1 座，投用后可满足 2022 年最大产液量 75.7m³/d 储存的需求；伴生气可利用旧已建火炬进行放烧，原油汽车密闭装卸按规范要求操作。

水平井 BHW1001 井设置单井拉油点 1 个，设 1 座一体化自吸式多功能储液罐（30m³），1 根带点火装置的放散管和 1 座Φ800×2400 气液两相分离器。伴生气可通过放散管进行放烧，原油汽车密闭装卸按规范要求操作。

④集输管线

新建 DN50PN3.5MPa 井口管线 1.5km，采用耐温 90℃ 柔性复合管；新建 DN100PN3.5MPa 集油支线 1.2km，采用耐温 70℃ 塑料合金防腐蚀复合管；新建 DN150 PN3.5MPa 集油干线 0.35km，采用耐温 70℃ 塑料合金防腐蚀复合管。保温层均采用 40mm 保温橡塑海绵，防护层采用 2mm 高密度聚乙烯塑料。管线埋至冻土深度以下敷设，地面设标志桩。

(4) 主要工程量

表 13 方案一集输系统工程量表

序号	名称	工程量	单位	备注
一	油区			
1	采油井口装置	13	台	螺杆泵，配套电机功率 30kW；其中水平井 1 座
2	计量装置	3	座	
3	电加热器	1	座	加热功率 20kW
4	电加热器	12	座	加热功率 12kW
5	集油干线采用 DN100PN3.5MPa	0.35	km	耐温 70℃ 塑料合金防腐蚀复合管，40mm 保温层
6	集油支线 DN100PN3.5MPa	1.2	km	耐温 70℃ 塑料合金防腐蚀复合管，40mm 保温层
7	单井集输管线 DN50PN3.5MPa	1.5	km	耐温 90℃；40mm 保温层
8	管汇橇	3	座	4 井式、5 井式、6 井式管汇
9	阀池	1	座	
10	单井拉油点	1	个	
1)	一体化自吸式多功能储液罐 (30m ³)	1	座	水平井
2)	放散管	1	根	带点火装置
3)	气液两相分离器Φ800×2400	1	座	

(二) 方案二：采用单管环状掺水集油工艺

(1) 工艺

集中拉油站内回掺水经相变炉集中加热后经掺水泵提升后，直接输至集油区各

个单井，混合各单井产出液后一起进集中拉油站内三相分离器进行油气水分离，分离后原油含水约 3%，脱出的水部分经相变炉加热后进行回掺，其余由罐车拉运至北三台联合站采出水处理系统处理；分离出来的伴生气经除油器和调压计量橇处理后作为站内燃料气气源为相变炉供气；分离出来的原油装车拉运至北联站处理。水平井 BHW1001 距集中拉油注水站较远，采用单井拉油工艺。本项目拉油路线示意图见下图。

表 14 单管环状掺水集油工艺相关工艺参数

项目	回掺水量 (m ³ /d)	掺水比例 (%)	进口温度 (°C)	出口温度 (°C)	加热负荷 (kW)	耗气量 (m ³ /d)
掺水加热	334	85	50	80	661.7	1817.8

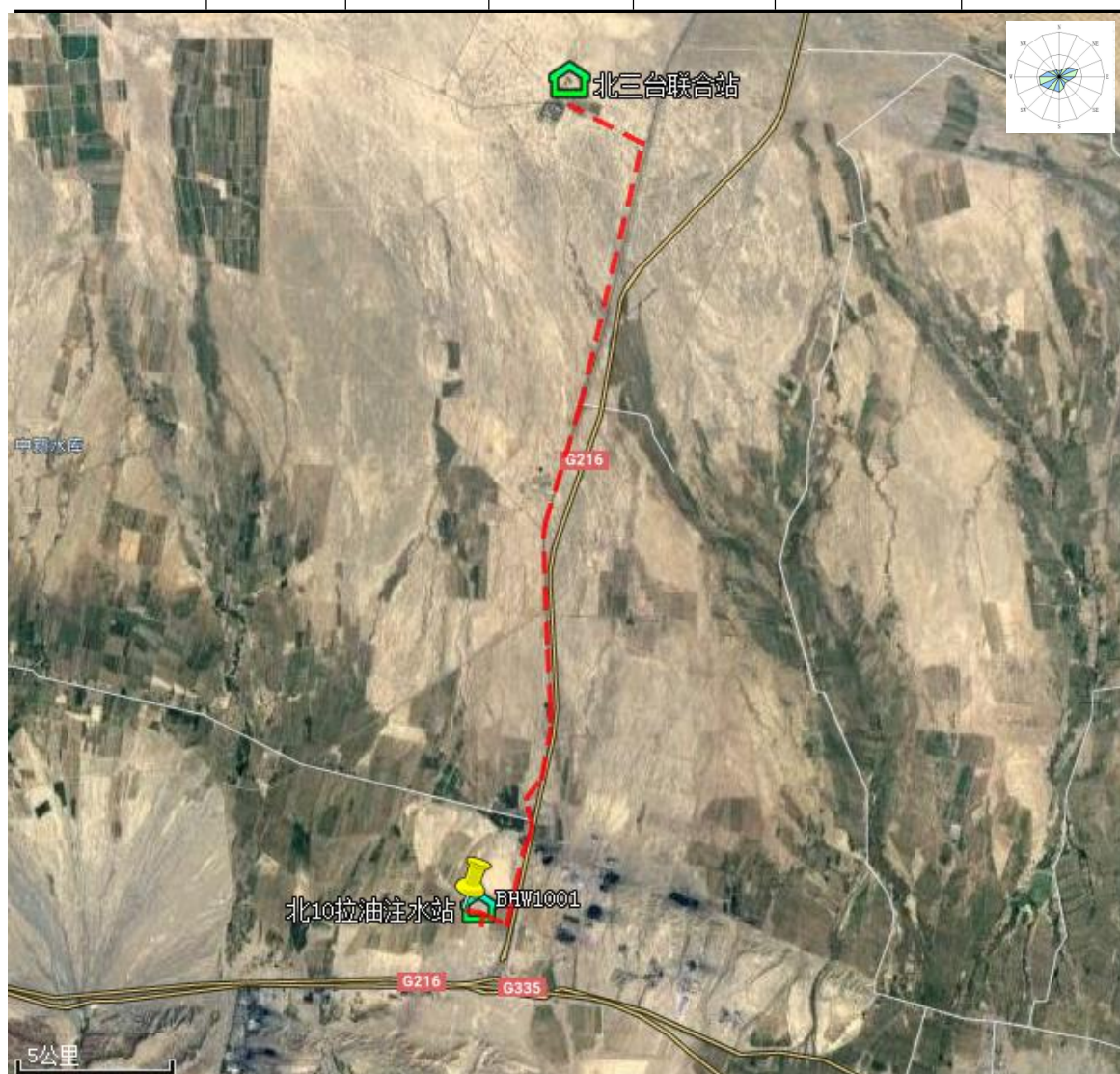


图 6 拉油路线示意图

(2) 方案部署

本方案共部署 3 个平台，4 号平台部署 5 口油井，5 号平台部署 3 口油井，6 号平台部署 4 口油井。平台采油井通过单井管线 T 接到集油（掺水）干线上。

水平井 BHW1001 周边无依托设施，采用单井拉油工艺。即采用“采油井口→单井拉油点→北三台联合站”的工艺流程。新建单井拉油点位于井场占地范围内。

部署油井接入系统情况见表 15 所示。

表 15 部署油井接入系统情况一览表

序号	接入计量站/管汇/单井拉油	接入油井数量/口	井号	备注
1	T 接到集油干线	3	BD4369、B4357、BD4347	5号平台
2	T 接到集油干线	5	BD4346、B4336、BD4324、BD4325、BD4337	4号平台
3	T 接到集油干线	4	BD4345、BD4353、BD4334、BD4333	6号平台
4	单井拉油	1	BHW1001	

(3) 工程设施

①采油井口

新建井口 13 座，其中水平井 1 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。

②集中拉油站和单井拉油点

集中拉油站：已建北 10 集中拉油站在站内进行扩建，在已建拉油站西侧新建 $\Phi 1800 \times 5400-1.6$ 的三相分离器 1 座，除油器 1 台（规格为 $\Phi 400 \times 1200$ ），放空火炬 1 座，放空火炬选用 D50 无缝钢管预制，高 8m。800kW 相变加热炉 1 座，利旧 3 座 60m^3 储油罐；根据最佳掺水比例 85% 考虑，最大掺水需求为 $15.8\text{m}^3/\text{h}$ 。选择 $Q=20\text{m}^3/\text{h}$ ， $H=80\text{m}$ ， $N=6\text{kW}$ 掺水泵 2 台（离心泵，1 用 1 备）。

单井拉油点 1 个（水平井），设 1 座一体化自吸式多功能储液罐（ 30m^3 ），1 根带点火装置的放散管和 1 座 $\Phi 800 \times 2400$ 气液两相分离器。伴生气可通过放散管进行放烧，原油汽车密闭装卸按规范要求操作。

③集输管线

新建单井管线 0.7km，采用 D60×3.5 无缝钢管。新建集油管线 1.9km，采用 D114×5 无缝钢管。保温层均采用 40mm 保温橡塑海绵，防护层采用 2mm 高密度聚乙烯塑料。管线埋至冻土深度以下敷设，地面设标志桩。

④输气管线

本项目产生的伴生气通过管线集输至北 10 拉油站分离出后主要用于回掺水加热

炉用气，耗气量为 1817.8m³/d，本项目伴生气产生量预计 700~1900m³/d，伴生气不足时，需依托马庄集气站进行补充。为满足用气需求，新建输气管线到马庄集气站 1#—北联站输气管线处，共 0.5km，规格为 D89×3.5，采用 20#无缝钢管。

⑤值班室

拉油站内增设简易值班室 1 座，采用移动式列车房。

(4) 主要工程量

表 16 油气集输系统工程量表

序号	名称	工程量	单位	备注
一	油区			
1	采油井口装置	13	台	其中水平井 1 口，采用螺杆泵，配套电机功率 30kW
2	单井出油管线 D60×3.5	0.7	km	无缝钢管，带 40mm 保温层
3	集油管线 D114×5	1.9	km	无缝钢管，带 40mm 保温层
4	电加热带	0.7	km	
5	移动式列车房	1	座	
6	输气管线 D89×3.5	0.5	km	20#无缝钢管，带保温层
7	阀池	1	座	
二	拉油站			
1	三相分离器	1	座	Φ1800×5400-1.6，橇装
2	除油器	1	座	Φ400×1200，橇装
3	相变炉	1	座	800kW，橇装
4	掺水泵	2	台	Q=20m ³ /h，H=80m，N=6kW，橇装
5	火炬	1	套	
6	工艺管线及阀件			
三	单井拉油点			
1	一体化自吸式多功能储液罐 (30m ³)	1	座	水平井
2	放散管	1	根	带点火装置
3	气液两相分离器Φ800×2400	1	座	

(5) 方案对比

二个方案优缺点对比见表 17。

表 17 方案对比

序号	项目	方案一：依托已建拉油站集中拉油	方案二：采用单管环状掺水集油工艺
一	工程投资 (万元)	824.78	809.26
二	年运行费用 (万元)	218.9	253.9
三	征地费	857.65	455.06
四	优点	方便集中管理。	1) 用较低的投资可实现掺水工艺，便于集中管理，为后期建设和运行管理提供保障； 2) 征地费用较方案一低；

五	缺点	1) 产量较低时, 存在凝管风险; 2) 投资相比方案二高; 加热集输能耗比方案二; 3) 征地费最高。	1) 运行费用较高; 2) 计量难度较大。
---	----	--	--------------------------

根据方案对比, 综合考虑工程投资及二个方案的优缺点, 采用方案二。

5.3 注水工程

①注水方案

本项目新部署注水井 2 口, 老井采转注 4 口, 本项目注水依托北 10 已建拉油注水站, 本次部署注水规模为 75m³/d, 最大井口注入压力为 20MPa。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。北 10 井区注水管网部署图见图 7。

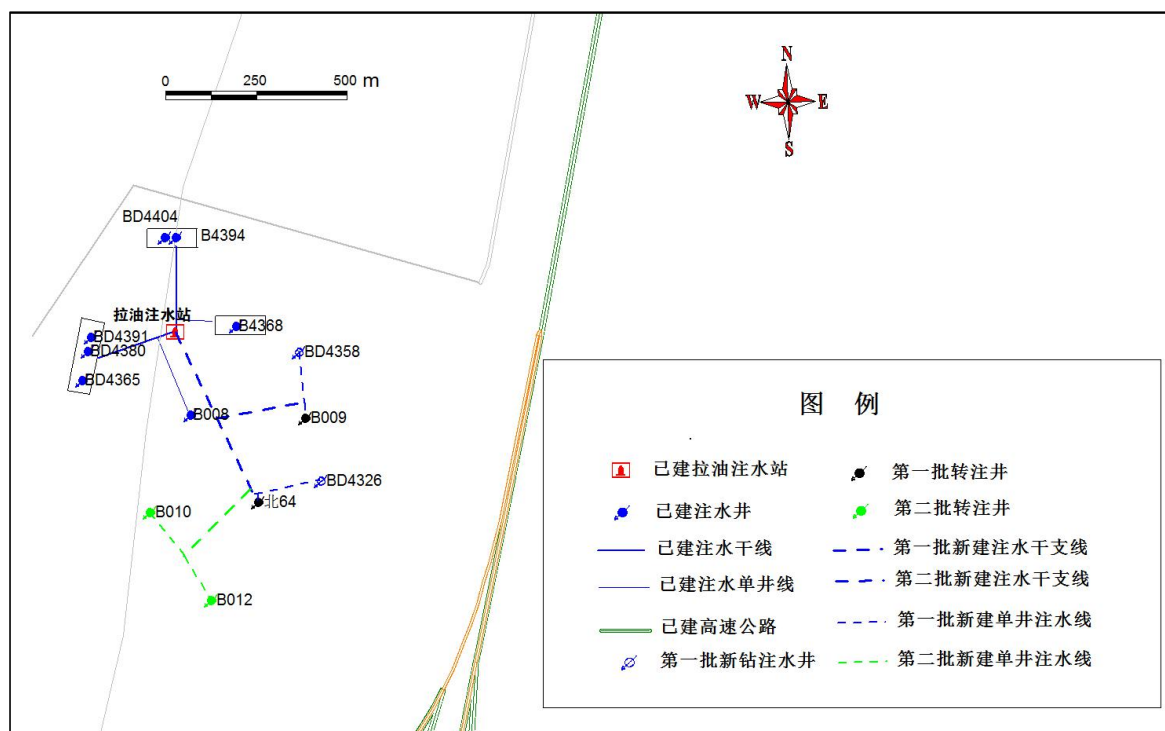


图 7 北 10 井区注水管网部署图

②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; 已建供水管线为 DN100 的玻璃钢管线, 长度约 800m。目前实际注水量 142m³/d, 供水能力可满足井区用水需求。

③注水井口

新建注水井口装置 6 座，井口设恒流配水装置共 6 套；井口设防冻压力表，置于保温盒内。采用标准化井口。

④注水管线

新建 D114×16mm 注水干线 0.6km，D89×12mm 注水支线 0.607km，D60×9mm 单井注水管线 0.87km。新建注水干线、支线、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 18。

表 18 注水系统建设工程量表

序号	项目名称	单位	工程量	备注
1	注水井口装置	座	6	
2	井口恒流配水装置	套	6	
3	D114×16mm 注水干线	km	0.6	20 无缝钢管
4	D89×12mm 注水支线	km	0.607	20 无缝钢管
5	D60×9mm 单井注水管线	km	0.87	20 无缝钢管
6	阀池	座	3	

5.4 劳动定员

项目地面工程施工人员依托准东采油厂现有施工公司，地面工程可以在钻井期间完成。项目运营期间采油井运行依托准东采油厂，不再新增劳动定员。

6、工程占地

项目占地包括永久和临时占地，其中临时占地包括施工井场、施工营地、管线施工占地、岩屑堆放场地占地等；永久占地包括井场及道路占地。工程总占地面积合计为 113505m²，其中永久占地 15362m²，临时占地 98143m²，根据项目勘界报告，项目占地类型为其他草地，占地情况详见表 19。

表 19 工程占地面积一览表

分区	占地面积 (m ²)	占地性质 (m ²)		备注
		永久	临时	
井场	38719	13500	25219	本项目 BHW1001 井设置一个施工井场，其余 14 口井采用平台部署，共部署 3 个平台，井场施工占地面积：4 号平台 145m×65m，5 号平台 100m×88m，6 号平台 138m×88m，BHW1001 井 85m×70m；钻井岩屑堆存场地为 20m×30m，放喷管线位于井场施工占地范围内。井场永久占地面积为 30m×30m，1 口水平井拉油点位于井场永久占地范围内。
施工营地	10800	0	10800	3 个平台建设 1 个施工营地占地面积为 100m×88m，BHW1001 井设置一个施工营地，占地面积为 50m×40m。
管线	62124	0	62124	共新建各类管线 5177m，施工作业带宽度为 12m。

道路	1862	1862	0	道路长 266m，宽 7m
合计	113505	15362	98143	

7、公用工程

7.1 给排水

给水：项目施工期用水包括钻井人员生活用水及钻井液配制用水；运营期不新增劳动定员，用水主要为井下作业用水。项目区周围无成熟的供水管网，因此，用水需由罐车就近从北联站供水点拉运至井场。北 10 井区注水井水源为北 10-水 1 水源井清水。

排水：施工期排水主要为钻井人员生活污水，生活污水排放量按用水量的 80% 计，为 200.48m³。对于生活污水，要求在施工营地设置临时防渗收集池，生活污水经收集后由钻井公司定期清运至吉木萨尔县污水处理厂集中处理；运营期废水主要为井下作业废水及采出水，采出水与原油进入北三台联站原油处理系统进行脱水后进入北联站采出水处理系统，井下作业废水收集至专用储罐中，由罐车拉运至北三台联站采出水处理系统。

7.2 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，电源引自己建 10kV 架空线路，采用电缆直埋地敷设引至井口配电箱。

7.3 道路

根据工艺安排，本次方案共新建道路 266km，按四级道路标准建设，路面宽 7m，采用砂石路面。

7.4 消防

已建集中拉油注水站采用移动式消防，配备了 12 具二氧化碳灭火器。

新建拉油点采用移动式消防，配备相应数量的灭火器，合计配备 8kg 干粉灭火器 6 具。

8、依托工程

本项目三个平台井（4号、5号、6号平台）依托北10井区已建拉油注水站1座（北10号站）；本项目部署油井采出物处理依托北三台联合站，本项目新部署注水井2口，老井采转注4口，注水依托北10已建拉油注水站。

8.1 北10集中拉油注水站

考虑到北10井区部署的15口井除BHW1001井外，其余14口井其位置均围绕在已建集中拉油注水站周围，可依托已建北10集中拉油注水站。该站于2016年11月取得原新疆环保厅环评批复（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。

目前北10井区已建计量拉油注水站1座（北10号站），站内设LE0.8X2.4-1.6稀油计量分离器1座，LE0.6X2.0-0.7天然气分液包1座，60m³储油罐3座，拉油系统尚未投入使用，未接入油井。

注水站内已建柱塞泵2台（1用1备），60m³储水罐2座，防膨剂加药装置1套，DN1004井式分水器1套（剩余空头2个）；已建注水井7口。注水系统设计压力32MPa，设计规模228m³/d，实际注水量147m³/d，注水井井口注入压力21~28.4MPa，单井注水量16~30m³/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。

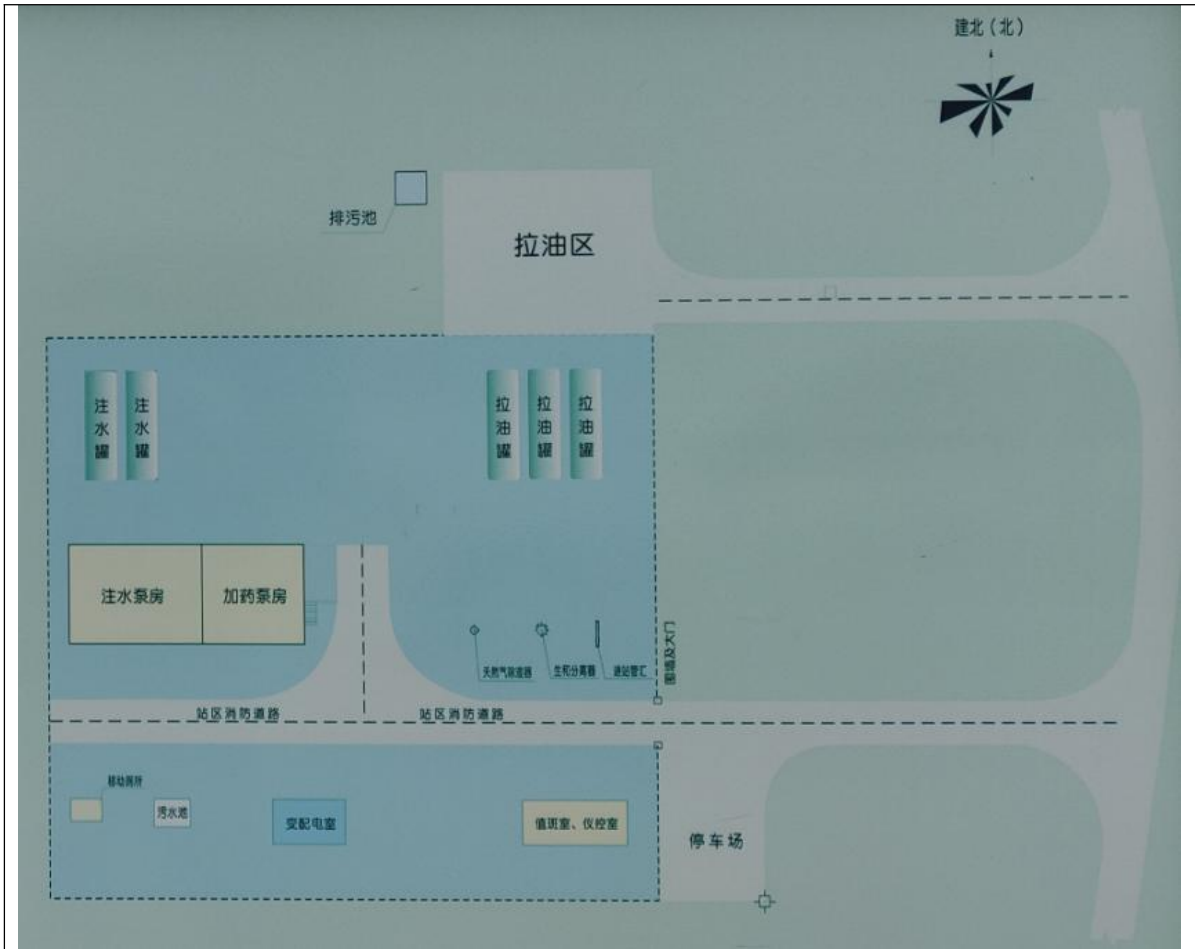


图 8 北 10 集中拉油注水站平面布置示意图

依托可行性分析：

(1) 集中拉油站：

已建拉油系统尚未投入使用，未有油井接入已建拉油站，站区设置有 3 座 60m³ 储油罐，余量充足，可满足 2022 年最大产液量 75.7m³/d 储存的需求。

(2) 注水站

本次部署老井油转注 4 口，新增注水井 2 口，已建注水井 7 口，目前北 10 井区已建计量拉油注水站 1 座，根据油藏开发预测指标，13 口新、老井 2021-2035 年注水总需求见表 20，2022 年注水量最大为 7.15×10⁴m³/a，平均日注 217m³/d，北 10 集中拉油注水站能力为 228m³/d，满足注水需求。

表 20 2021-2035 年北 10 井区 13 口新、老水井注水需求及系统能力平衡表

年份	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
年注水量 (10 ⁴ m ³)	6.13	7.15	6.35	5.49	4.94	4.36	3.9	3.77	3.73	3.76	3.68	3.79	4.39	4.64	4.98
平均日注 (m ³ /d)	186	217	192	166	150	132	118	114	113	114	112	115	133	141	151

注水站能力 (m ³ /d)	228	228	228	228	228	228	228	228	228	228	228	228	228	228	228
平衡 (m ³ /d)	42	11	36	62	78	96	110	114	115	114	116	113	95	87	77

8.2 北联站原油处理系统

北联站位于项目区北侧约 26km 处。北三台油田联合处理站（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 28×10⁴t/a，目前处理量为 5.5×10⁴t/a；稀油设计处理能力 20×10⁴t/a，目前处理量为 9.5×10⁴t/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→500m³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→700m³缓冲罐→回脱泵提升至 4 号多功能处理器，脱出的低含水油计量后进净化油罐进行大罐沉降脱水，达标后外输。

工艺流程框图见图 9。

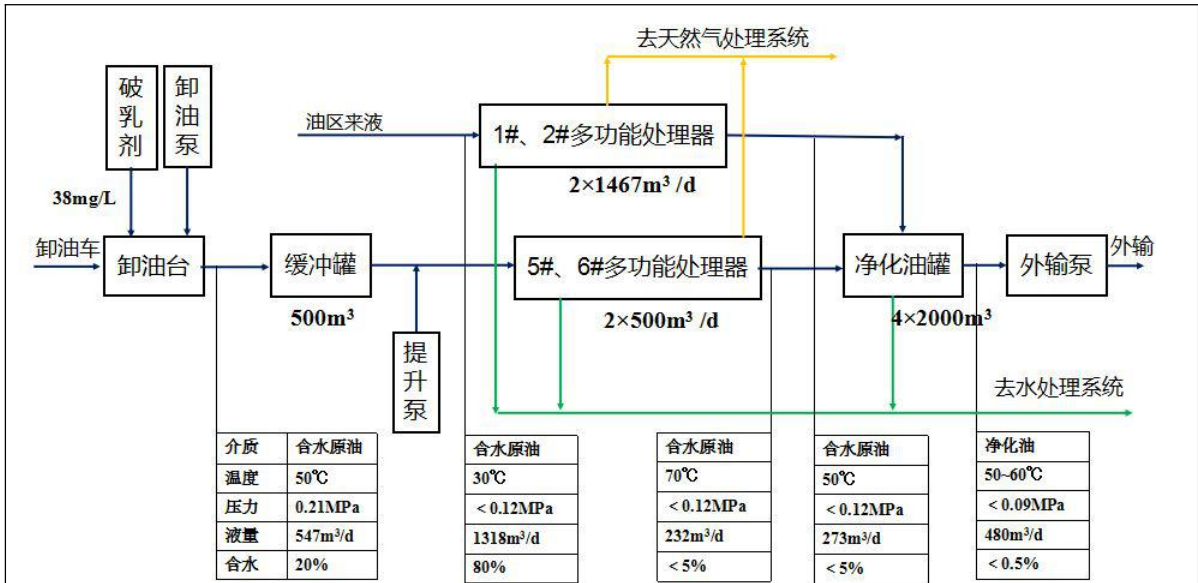


图9 北三台联合站原油处理系统流程框图

表21 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 ⁴ t/a	62

项目依托可行性：北联站目前稠油实际处理能力约为 $5.5 \times 10^4 \text{t/a}$ 。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 $2.21 \times 10^4 \text{t/a}$ ，北联站现正常运行，可满足本项目原油处理需求。

8.3 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 $2500 \text{m}^3/\text{d}$ ，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 $1600 \text{m}^3/\text{d}$ ，处理后水送至注水站用于油田注水。

依托可行性：北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 $2500 \text{m}^3/\text{d}$ ，站内现有处理量 $1912 \text{m}^3/\text{d}$ ，富裕量 $558 \text{m}^3/\text{d}$ ，本项目采出水总量约 $2205 \text{m}^3/\text{a}$ ，预计单日采出水最大量为 38m^3 ，现有回注水系统注水能力能够满足本项目需求。

本项目依托各系统能力平衡情况详见下表。

表22 地面工程各系统能力平衡表

项目名称	依托站	单位	设计	运行	新增	平衡
------	-----	----	----	----	----	----

			能力	现状	规模	情况
原油处理 (稠油)	北三台处理站	10 ⁴ t/a	28	5.5	2.2	+20.3
采出水处理	北三台处理站	m ³ /d	2500	1912	38	+550
注水	北10集中拉油注水站	m ³ /d	228	142	75	+11
供水能力	北10集中拉油注水站 水源系统	m ³ /d	510	142	75	+293

8.4 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 139384.9m²。实际建设规模为处理污水量 3×10⁴m³/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 A²/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、BOD₅、NH₃-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 m³/d，目前处理量尚有富余，本项目新增生活污水量 200.48m³，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。

8.5 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m³,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。

9、项目可行性分析判定

9.1 产业政策相符性分析

石油天然气开采业是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业,本工程属于《产业结构调整指导目录》(2019年本)中“常规石油、天然气勘探与开采”鼓励类项目,项目的建设符合国家的相关政策。

9.2 相关规划符合性分析

(1)与《新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件(修订)》的符合性分析

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

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

(2)与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的符合性分析

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

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

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

本工程位于北三台油田北10井区内，项目占地为其他草地，项目与最近的居民区相距3.8km。项目评价范围内没有水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域；项目设计阶段已经对大气、水体、固体废物等污染防治进行了设计，环评要求项目按照“三同时”，要求项目大气、水体、固体废物等污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。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) 《新疆维吾尔自治区 28 个国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单》符合性分析

2017年6月，自治区发展和改革委员会发布《新疆维吾尔自治区 28 个国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单》，阜康市不在自治区 28 个国家重点生态功能区县（市）之内，因此本项目符合相关产业准入负面清单要求。

(4) 与《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/T7301-2016）符合性分析

文件要求石油天然气勘探、开采、集输、废水（液）处理过程中产生的油与泥砂形成的混合物处置应符合以下要求：1、含油污泥化学热洗、热解、蒸汽喷射、常温溶剂萃取等处理污染控制应满足 SY/T7300 要求；2 含油污泥经处理后剩余固相资源化利用场所的选址、设计、施工、验收和运行应遵守国家、地方相关法律法规要求及相关标准、行业规范的规定；3 含油污泥经处理后剩余固相用于铺设通井路、铺垫井场的场地应选择在油田作业区内；4 含油污泥经处理后剩余固相资源化利用过程中使用的添加剂应不会造成二次污染；5 含油污泥经处理后剩余固相禁止农用。

本项目为石油开采项目，在开采过程中采出液中含有一定量的含油泥（砂），按照《国家危险废物名录》的划分为废矿物油与含矿物油废物类，其危险废物编号为 HW08，含油泥（砂）由生产运行单位委托具有相应的危险废物处置资质的单位进行处理。处理后对其中分离的原油进行回收资源化利用，处置后达标的泥沙进行

无害化处置，本项目油泥砂处置符合《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》（SY/T7301-2016）中相关要求。

9.3 选址合理性分析

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，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。项目区不属于自然保护区、风景名胜区、水源保护区、水土流失重点预防区和重点治理区（见图 10）等环境敏感区，本项目的建设对环境的影响可接受，从环境保护角度分析本项目选址合理。

综上所述，本项目符合国家产业政策，且选址选线合理。

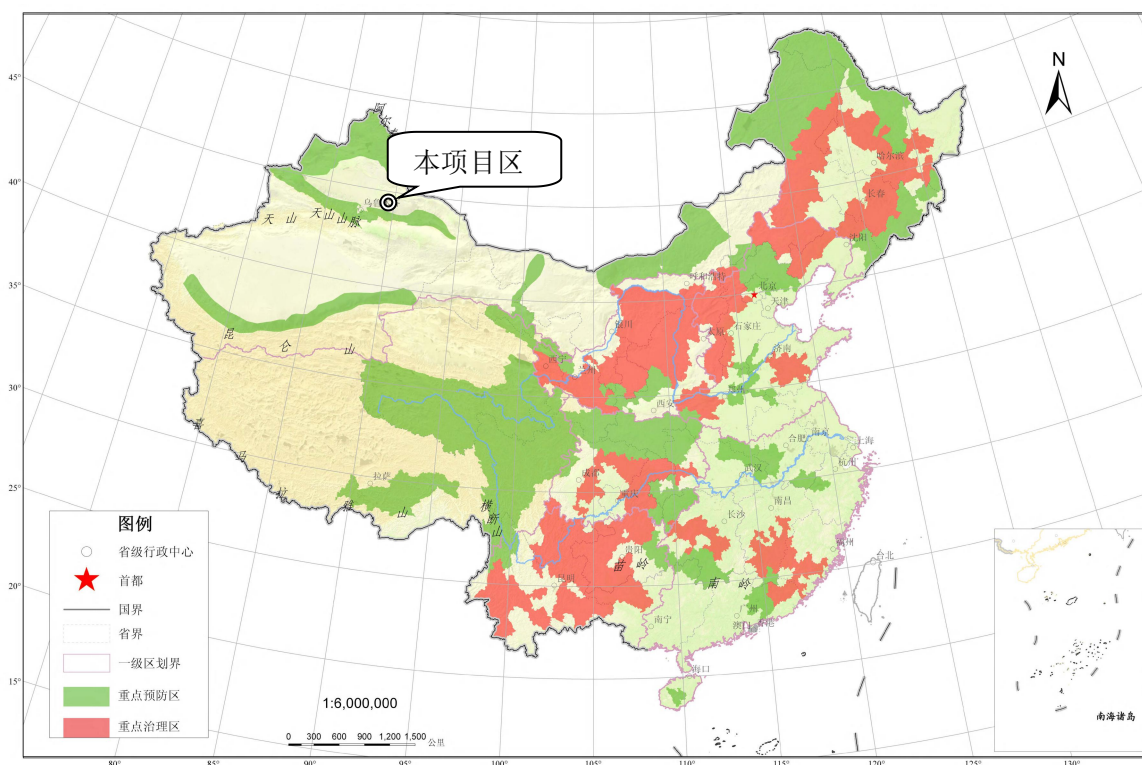


图 10 国家级水土流失重点预防和重点治理区复核划分图

9.4 油气资源开发规划环评开展情况

根据自治区生态环境厅转发《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》的通知（新环环评发〔2020〕142号），文件中要求各有关单位应加快推进油气发展（开发）相关规划编制。新疆油田分公司已按照要求编制《新疆油田“十四五”生态环境保护规划》，主要包括新疆油田发展现状（油田生产及环保现状、“十三五”取得的成效、存在问题）、面临的形势（生态环境保护要求及其对企业的影响、油

田发展带来的生态环境保护挑战)、发展思路与目标、重点任务部署、保障措施和远景规划六个方面。按照集团公司“十四五”生态环境保护规划总体思路,新疆油田着重从绿色低碳发展方式、污染防治攻坚战、防控生态环境风险、生态环境监控与监管、生态环境治理技术攻关等7方面规划21项重点任务。

9.5“三线一单”符合性分析

本项目的建设 with 项目所在区域“三线一单”符合性分析见表23。

表 23 项目的建设 with 区域“三线一单”符合性分析一览表

分析内容	工程建设情况	分析结论
生态保护红线	本项目周围无自然保护区、风景名胜区等环境敏感目标;项目区不属于优先保护单元,但属于阜康市地下水资源利用的重点监控单元,由于本项目不属于地下水消耗类项目,符合生态保护红线要求。	项目的选址符合生态保护红线的要求
环境质量底线	运营期原油集输均采用相对密闭集输工艺,井场采取选用低噪声设备,基础减震等措施;井下作业废水及采出水集中收集后送至北三台联合站污水处理系统处理,处理达标后均回注油藏,不外排。综上,项目对区域环境质量的影响较小,不会突破区域环境质量底线	项目的建设不会突破区域环境质量底线
资源利用上限	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;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	符合区域资源利用要求
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。项目所在生态功能区尚未制定环境准入负面清单,不存在相关制约因素	本项目建设符合国家产业政策。所在生态功能区尚无环境准入负面清单

与本项目有关的原有污染情况及主要环境问题：

1、北三台油田北 10 井区环保手续及开发现状

2016 年 10 月中国石油大学（华东）编制完成了《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 年 11 月取得原新疆环保厅环评批复（新环函[2016]1718 号）。环评批复见附件。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。

北 10 井区属准东采油厂探井作业区管辖，现有生产井 20 口，产液量 62t/d，产油量 50t/d，含水 19.6%，多为零散采油井，采出液均依托北三台联合站处理。

2、现有工程环境影响回顾评价

（1）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联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。

（2）废气

现有工程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，正常生产过程中厂界无组织排放非甲烷总烃最高浓度能够满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放浓度限值。

（3）固体废物

工程运行期产生的油泥属于危险废物 HW08，产生的油泥全部委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司进行回收处理。

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，防渗铺设作业，控制落地原油产生量，落地原油回收率为 100%，拉运至北三台油田联合处理站进行处理。由于回收措施严密，井场杜绝了油污散落到地表的現象。

（4）噪声

现有工程噪声主要为站场的各类机泵运行时产生的机械噪声，采取了基础减震

及厂房隔声等措施，经监测各单井井场各厂界昼间、夜间噪声排放能够达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准。

由噪声现状监测数据可知，昼间、夜间的环境噪声监测值均符合《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类声环境功能区环境噪声限值的要求。

（5）生态环境

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。

3、采转注老井环境影响分析

由于开发需求，本项目将北10井区原有4口老井由油井转为注水井（B010、B012、北64、B009），根据现场勘查，B010井现已封井，B012井现已停井，现场均无遗留环境问题。B009、北64井现正在正常生产中，采用单井拉油方式生产，井口来液经计量后进罐，伴生气通过放散管燃放，采出液依托北三台联合站处理，主要污染物为伴生气燃放废气和采出水等，本项目转为注水井将拆除原有井口相关采油设施，原有采油过程中的污染物即消失不再产生。

4、与本项目有关的原有环境问题及“以新代老”措施

项目所在油区道路总体规范，但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。

“以新代老”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。

建设项目所在地自然环境社会环境简况

自然环境简况(地形、地貌、地质、气候、气象、水文、植被、生物多样性等):

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 11726km²。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 10km²。

三台油田北 10 井区头屯河组位于准噶尔盆地东部，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。项目地理位置见图 11。

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。

阜康市地图标准画法示意图

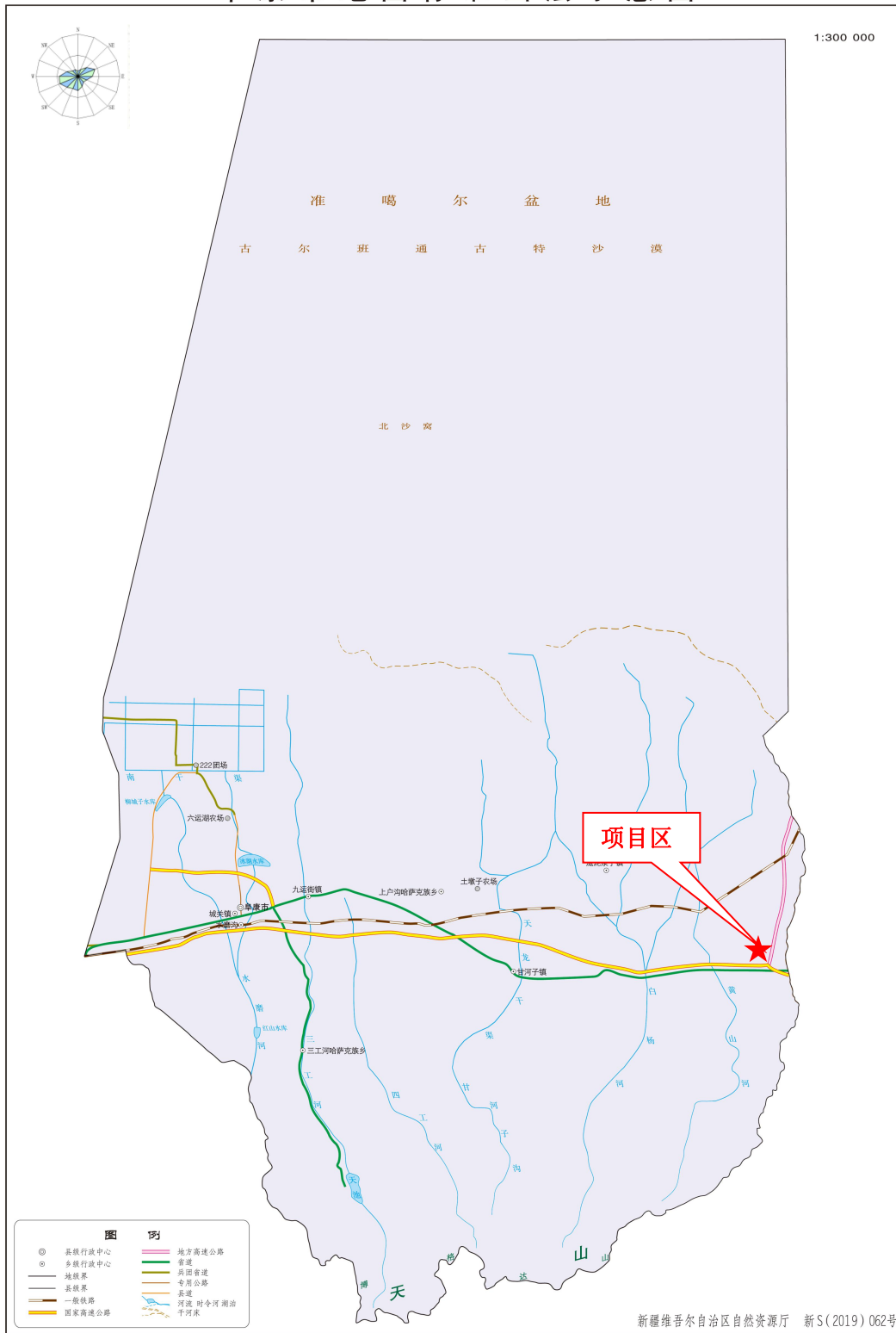


图 11 本项目地理位置示意图

3、气象、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，春秋季节气温变化快，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 24。

表 24 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		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、水文地质

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 m³，平均流量 6.16m³/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。

4.2 地下水

(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 $<1\text{g/l}$ ，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 $1-5\text{g/l}$ 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，加之迳流速度也缓慢，导致其矿化度逐渐升高、地下水水质逐渐变差，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 $\text{HCO}_3\text{-Ca}$ 或 $\text{HCO}_3\cdot\text{SO}_4\text{-Na}\cdot\text{Ca}$ 过渡为 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4\text{-Na}$ 或 Cl-Na 。评价区内，部为地下水水质好，矿化度 $<1\text{g/l}$ ；北部矿化度在 $1-5\text{g/l}$ ，水质较差，地下水类型为 $\text{HCO}_3\text{-Ca}$ 或 $\text{HCO}_3\cdot\text{SO}_4\text{-Na}\cdot\text{Ca}$ 。

(4) 地下水的补给、迳流及排泄条件

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迳流补给，同时区内灌溉水、大气降水也是补给方式之一。地下水由南向北迳流，山前倾斜平原含水岩组为单一的卵砾石潜水，迳流条件较好；水平方向上向北迳流补给下游潜水，垂直方向上向下部承压水渗透补给。承压水在冲洪积扇缘迳流良好，向北侧沙漠区迳流变缓，一方面是沿迳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。

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。

环境质量状况

建设项目所在区域环境质量现状及主要环境问题（环境空气、地面水、地下水、声环境、生态环境等）：

根据本项目的建设规模、地理位置及功能性质，对评价区大气环境、水环境、声环境及土壤环境现状进行调查和评价。项目监测布点图见图 12。

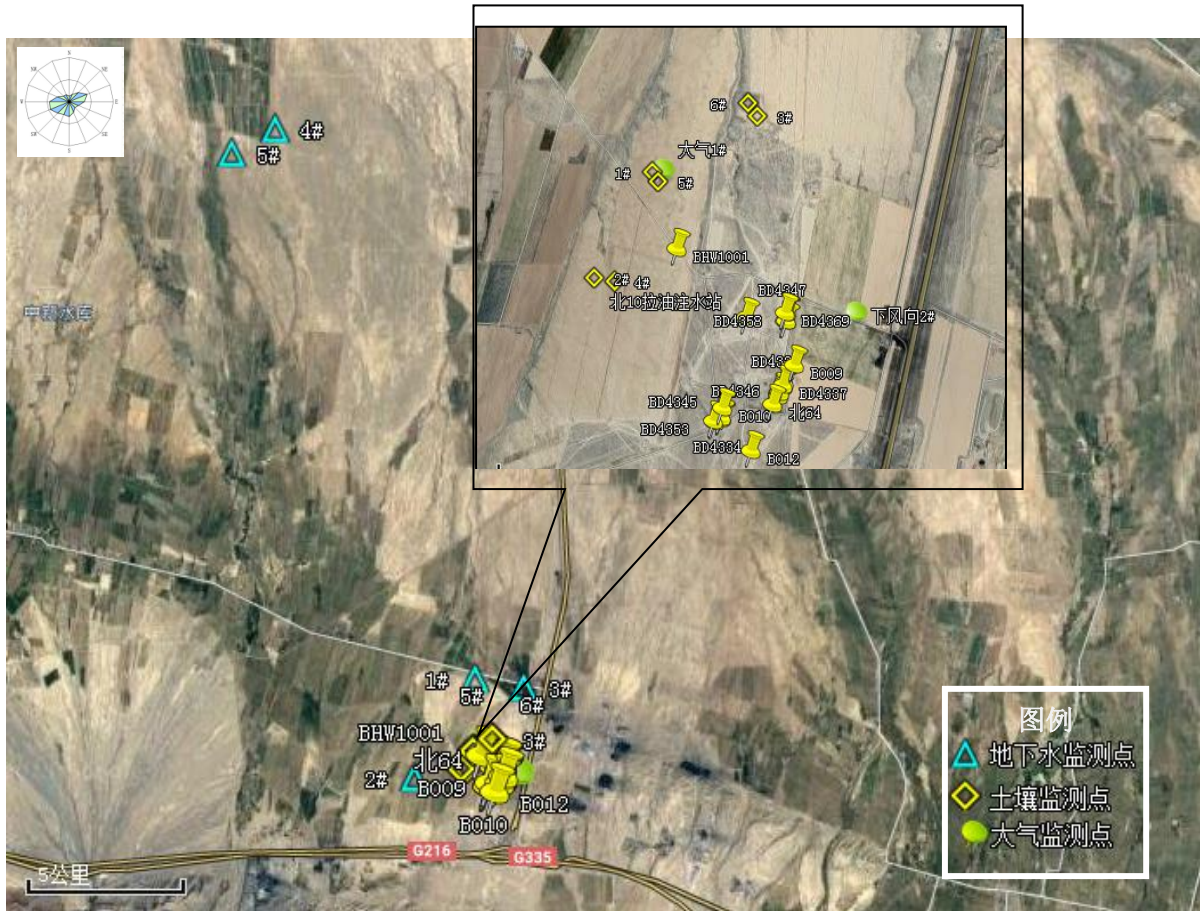


图 12 项目监测布点示意图

1、大气环境质量现状评价

1.1 基本污染物

(1) 数据来源

基本污染物：环评收集了阜康市 2019 年 NO_2 、 SO_2 、 PM_{10} 、 $\text{PM}_{2.5}$ 、 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} 、 $\text{PM}_{2.5}$ 、 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：

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

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} 、 $\text{PM}_{2.5}$ 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_{i0} —污染物 i 的评价标准， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

(4) 评价结果

基本污染物评价结果见下表。

表 25 监测结果统计一览表 单位： $\mu\text{g}/\text{m}^3$

污染物	年评价指标	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	标准值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)	达标情况
SO_2	年平均质量浓度	12	60	20.0	达标
NO_2		30	40	75.0	达标
PM_{10}		112	70	160.0	超标0.60倍
$\text{PM}_{2.5}$		75	35	214.3	超标1.14倍
CO	百分位数日平均	981	4000	24.5	达标
O_3	8h平均质量浓度	80	160	50.0	达标

根据评价结果：项目所在地阜康市基本污染物除 PM_{10} 、 $\text{PM}_{2.5}$ 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} 、 $\text{PM}_{2.5}$ 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。

1.2 其他污染物

本次引用《三台油田北 10 井区头屯河组油藏开发工程》中的监测数据来说明项目区特征污染因子的质量现状，监测单位为新疆泰施特环保科技有限公司。

(1) 监测项目及监测时间

特征污染物硫化氢及非甲烷总烃采用现场监测，监测时间为 2020 年 11 月 24 日-11 月 30 日，连续监测 7 天，监测点位情况见下表。

非甲烷总烃小时平均浓度每天监测时段取当地时间 2、8、14、20 时 4 个小时质量浓度值，每小时至少有 45 分钟的采样时间。

(2) 评价标准

非甲烷总烃参考《大气污染物综合排放标准详解》中的一次浓度限值 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 。

作为环境质量标准限值；硫化氢执行《环境影响评价技术导则—大气环境》(HJ2.2-2018)中附录 D 表 D.1 的限值要求 0.01mg/m³。

(3) 评价方法

采用占标率评价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：

$$I_i = \frac{C_i}{C_{oi}}$$

式中： I_i —第 i 种污染物占标率（%）；

C_i -某种污染物的实际监测浓度， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ；

C_{oi} -某种污染物的环境空气标准浓度， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

(4) 监测及评价结果

表 26 特征污染物环境质量监测结果

监测点位	监测指标	监测项目		与本项目位置关系
		H ₂ S	非甲烷总烃	
1#	浓度范围 (mg/m ³)	ND~0.007	0.82~1.25	监测点位于本项目区西北侧 0.5km
	占标率范围 (%)	0~0.7	0.41~0.625	
	超标率 (%)	0	0	
	最大超标倍数 (倍)	0	0	
2#	浓度范围 (mg/m ³)	ND~0.006	0.81~1.27	监测点位于本项目区下风向 0.4km
	占标率 (%)	0~0.6	0.405~0.635	
	超标率 (%)	0	0	
	最大超标倍数 (倍)	0	0	
标准值 (mg/m ³)		0.01	2.0	/

评价结果表明：评价区域环境空气质量中非甲烷总烃一次浓度值满足《大气污染物综合排放标准详解》中 2.0mg/m³ 的浓度限值。各监测点 H₂S 浓度均满足《环境影响评价技术导则—大气环境》(HJ2.2-2018)中附录 D 表 D.1 的限值 0.01mg/m³ 的要求。

2、水环境质量现状调查与评价

2.1 地表水

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。

2.2 地下水

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中附录 A 中的规定，本项目为石油开采类，属于 I 类建设项目。本项目所在区域的地下水不属于“集中式饮用水源的准保护区、除集中式饮用水源地以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的保护区”等敏感区域，也不属于“集中式水源区的准保护区以外的补给径流区、分散式饮用水水源地、特殊地下水资源保护区”等较敏感区域，属于不敏感区域。确定本项目地下水环境影响评价等级为二级，地下水评价范围为 6~20km²。

本次地下水环境质量现状评价采取引用数据，引用监测点位与本项目位于相同地下水水文地质单元，引用的数据具有一定的代表性。

实测和引用地下水点位信息见下表。

表 27 地下水监测点位

序号	监测点位	与本工程位置关系	监测时间和单位
1	《三台油田北 10 井区头屯河组油藏开发工程》1#	项目区东侧 3km	新疆泰施特环保科技有限公司 2020 年 12 月 24 日
2	《三台油田北 10 井区头屯河组油藏开发工程》2#	项目区西 2.5km	
3	《三台油田北 10 井区头屯河组油藏开发工程》3#	项目区西北 3km	
4	《北三台凸起西泉 029 井区二叠系梧桐沟组、石炭系油藏西泉 032 评价井工程》地下水上游 4#	本工程西北侧 21km	新疆环疆绿源环保科技有限公司，2020 年 5 月 28 日-6 月 2 日
5	《北三台凸起西泉 029 井区二叠系梧桐沟组、石炭系油藏西泉 032 评价井工程》地下水下游 5#	本工程西北侧 21km	

(1) 评价标准

执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准；石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准。

(2) 评价方法

本报告采用单因子指数法评价，评价因子即现状监测因子。

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:

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

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

式中: $S_{pH,j}$ —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。

(3) 评价及分析结果

水质监测结果及统计分析结果见下表。

表 28 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	7.7	0.47	7.8	0.53	7.7	0.47	达标
水温	/	9.9	/	9.7	/	9.7	/	/
氨氮 (以 N 计)	≤0.50	0.037	0.074	0.057	0.114	0.063	0.126	达标
总硬度 (以 CaCO ₃ 计)	≤450	130	0.289	130	0.289	133	0.296	达标
硝酸盐氮	≤20.0	ND	0	ND	0	ND	0	达标
亚硝酸盐氮	≤1.00	0.017	0.017	ND	0	ND	0	达标
硫酸盐	≤250	158	0.632	139	0.556	153	0.612	达标
碳酸盐	/	22.60	/	15.50	/	18.08	/	/
重碳酸盐	/	96.26	/	104.9	/	101.1	/	/
氰化物	≤0.05	ND	0	ND	0	ND	0	达标
氟化物	≤1.0	0.54	0.540	0.52	0.520	0.35	0.350	达标
氯化物	≤250	53	0.212	51	0.204	45	0.180	达标
耗氧量 (高锰酸盐指数, 以 O ₂ 计)	≤3.0	0.6	0.200	0.6	0.200	0.6	0.200	达标
挥发酚 (以苯酚计)	≤0.002	0.0006	0.300	0.0005	0.250	0.0009	0.450	达标
六价铬	≤0.05	ND	0	ND	0	ND	0	达标
钾	/	0.35	/	0.36	/	0.32	/	/
钙	/	25.4	/	25.9	/	26.2	/	/
钠	≤200	57.7	0.289	62.6	0.313	62.3	0.312	达标
镁	/	11.9	/	11.7	/	12.4	/	/
铅	≤0.01	4.26	0.426	5.22	0.522	6.74	0.674	达标
镉	≤0.005	ND	0	ND	0	ND	0	达标
汞	≤0.001	ND	0	ND	0	ND	0	达标

砷	≤0.01	ND	0	ND	0	ND	0	达标
石油类	≤0.5	0.04	0.080	0.04	0.080	0.04	0.080	达标
总氯	/	ND	/	ND	/	ND	/	/

表 29 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#		
		监测结果	标准指数	达标情况	监测结果	标准指数	达标情况
钠	≤200	109	0.55	达标	116	0.58	达标
pH	6.5-8.5	8.30	0.87	达标	8.23	0.82	达标
总硬度	≤450	123	0.27	达标	128	0.28	达标
氨氮	≤0.50	0.028	0.056	达标	<0.025	<0.05	达标
石油类	≤0.5	<0.01	<0.02	达标	<0.01	<0.02	达标
氯化物	≤250	65.8	0.26	达标	57.8	0.23	达标
硝酸盐	≤20	0.235	0.01	达标	0.212	0.01	达标
硫酸盐	≤250	159	0.64	达标	153	0.61	达标
亚硝酸盐氮	≤1.0	0.026	0.03	达标	0.027	0.03	达标
镉	≤0.005	<0.001	<0.20	达标	<0.001	<0.20	达标
铅	≤0.01	<0.010	<1.00	达标	<0.010	<1.00	达标
六价铬	≤0.05	<0.004	<0.08	达标	<0.004	<0.08	达标
汞	≤0.001	<0.00004	<0.04	达标	<0.00004	<0.04	达标
砷	≤0.01	<0.0003	<0.03	达标	<0.0003	<0.03	达标
挥发酚	≤0.002	<0.0003	<0.15	达标	<0.0003	<0.15	达标
氰化物	≤0.05	<0.004	<0.08	达标	<0.004	<0.08	达标
耗氧量	≤3.0	0.6	0.20	达标	0.7	0.23	达标
氟化物	≤1.0	0.46	0.46	达标	0.49	0.49	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。

3、声环境现状调查与评价

本工程所在区域以油田开发为主要功能，属于《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的2类功能区，项目区周边无声环境敏感目标，噪声主要对工作人员产生影响，项目实施后受影响人口数量变化不大，根据《环境影响评价技术导则-声环境》（HJ2.4-2009）的有关要求，确定声环境评价等级为二级，评价范围为边界向外200m。

3.1 监测点位及项目

本次声环境质量现状调查采用现场监测的方式进行，监测单位为新疆泰施特环保科技有限公司，监测时间为2021年2月26日-2月27日。

本次声环境质量现状监测在每个井场布设一个监测点。声环境质量现状监测项目为连续等效A声级（Leq（A））。

（2）评价标准

执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类标准。

(3) 监测及评价结果

噪声监测及评价结果见下表。

表 30 噪声监测及评价结果一览表 单位: dB (A)

点位名称	昼间			夜间		
	监测值	标准值	评价结果	监测值	标准值	评价结果
B4336	40.9	60	达标	39.1	50	达标
BD4346	41.3	60	达标	38.8	50	达标
BD4324	40.9	60	达标	39.5	50	达标
BD4325	39.4	60	达标	39.5	50	达标
BD4337	41.3	60	达标	39.7	50	达标
BD4326	40.8	60	达标	38.8	50	达标
BD4369	40.8	60	达标	38.3	50	达标
B4357	41.3	60	达标	39.1	50	达标
BD4347	40.1	60	达标	39.4	50	达标
BD4358	40.5	60	达标	38.5	50	达标
BD4345	39.6	60	达标	39.6	50	达标
BD4333	39.9	60	达标	39.5	50	达标
BD4353	40.1	60	达标	39.4	50	达标
BD4334	42.1	60	达标	39.6	50	达标
BHW1001	41.1	60	达标	38.2	50	达标
B010	40.9	60	达标	40.3	50	达标
B012	41.3	60	达标	40.65	50	达标
北 64	41.0	60	达标	39.3	50	达标
B009	41.1	60	达标	40.6	50	达标

由监测数据可知,各井场监测点位昼间、夜间的环境噪声监测值均符合《声环境质量标准》(GB3096-2008)中 2 类声环境功能区环境噪声限值的要求,评价区内声环境质量现状良好。

4、生态环境质量现状

4.1 生态评价等级

(1) 工程占地

本项目施工期总占地面积为 113505m²,占地包括施工井场、生活营地、道路、钻井液不落地系统及管线。项目完井永久占地 15362m²。

(2) 生态评价等级

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2011)生态影响评价工作等级划分,依据影响区域的生态敏感性和评价项目的工程占地范围,将生态影响评价等级划分为一级、二级和三级,详见下表。

本项目管线、井场总占地面积约为 0.113km²，其占地面积小于 2km²；各类管线长度共计 5.177km，长度小于 50km；项目所在区域既不属于自然保护区、世界文化和自然遗产地等特殊生态敏感区，也不属于风景名胜区、森林公园、地质公园等重要生态敏感区，属于一般区域，因此本项目生态影响评价等级为三级。

表 31 生态影响评价工作等级划分表

影响区域 生态敏感性	工程占地（水域）面积		
	面积≥20km ² 或长度≥100km	面积 2km ² ~20km ² 或长度 50km~100km	面积≤2km ² 或长 度≤50km
特殊生态敏感区	一级	一级	一级
重要生态敏感区	一级	二级	三级
一般区域	二级	三级	三级

4.2 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。项目区生态功能见下表。

表 32 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

4.3 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。项目区所在区域为其他草地。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下图。

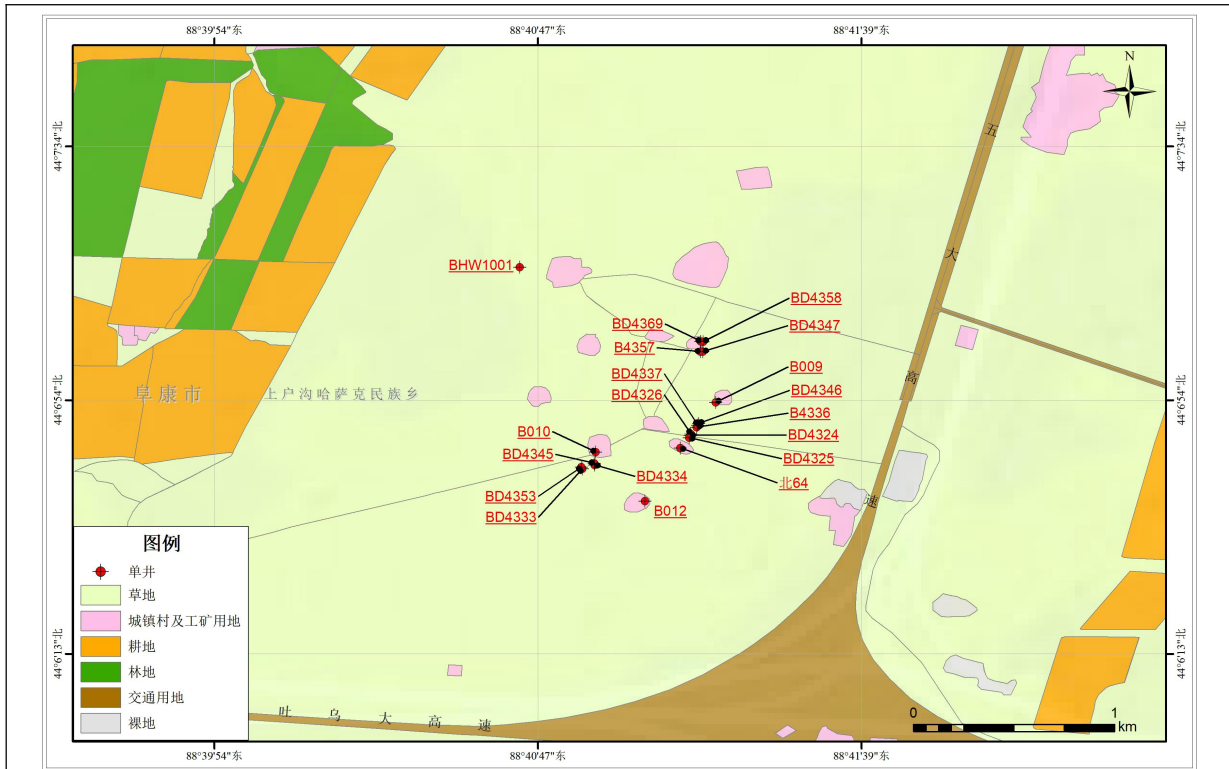


图 13 本项目区域土地利用类型示意图

4.4 土壤环境现状

本项目所在区域土壤类型主要为灰褐土和棕钙土。

灰褐土和棕钙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。该区域的地表物质均为第四纪的最新沉积物。丘陵状老洪冲积扇上，有较厚的第四纪风成黄土沉积，在部分平原区也有一些黄土沉积，成为当地土壤形成的母质基础。由于洪积扇坡度较大，该区域大部分地带土壤质地较粗糙，多以沙砾质为主，表层和中部夹有一些土层，但厚度不大，只在北部一般农田区土层稍厚。土层下部多为巨厚的砾石夹砾层，有的可达数百米。

项目区土壤类型图见下图。

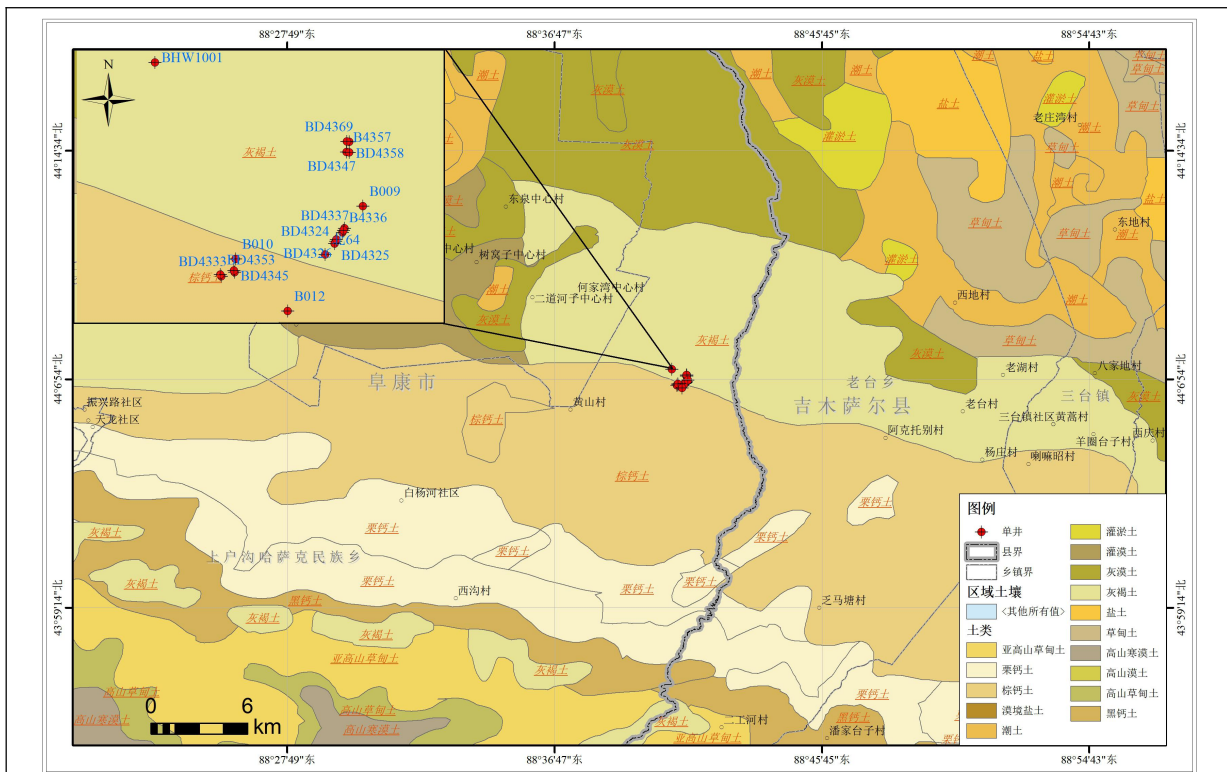


图 14 本项目区域土壤类型示意图

(1) 土壤评价等级

本项目为石油开采类项目，属于 I 类项目，对土壤的影响主要表现为污染影响；项目区周边土壤环境敏感程度为不敏感；本占地规模属于小型（ $<5\text{hm}^2$ ）。根据《环境影响评价技术导则-土壤环境（试行）》（HJ964-2018）判定，本工程土壤环境影响评价为二级评价。

(2) 现状监测与评价

本次土壤评价引用《三台油田北 10 井区头屯河组油藏开发工程》中测定的土壤数据来说明项目区土壤环境质量现状，该报告中设置 3 个柱状样，3 个表层样，共计 6 个监测点，现场采样时间为 2020 年 11 月 24 日。

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

监测点位及监测因子情况见表 33。

表 33 土壤环境质量现状监测布点一览表

点位	与本项目位置关系	监测点位		监测项目	分析方法
1#	本项目北侧 500m	1 个表层样	0~0.2m	GB36600-2018 中 45 项+石油 烃	参照《土壤环境 质量建设用 地土壤污染风
2#	本项目西南侧 300m	1 个表层样	0~0.2m		

3#	本项目东北侧 900m	1 个表层样	0~0.2m	石油烃	险管控标准 (试行)》 (GB36600-2018)
4#	本项目西南侧 400m	1 个柱状样点	0~0.5m		
			0.5~1.5m		
			1.5~3m		
5#	本项目北侧 500m	1 个柱状样点	0~0.5m		
			0.5~1.5m		
			1.5~3m		
6#	本项目东北侧 1000m	1 个柱状样点	0~0.5m		
			0.5~1.5m		
			1.5~3m		

(3) 监测结果

土壤监测与评价结果分别见下表。

表 34 土壤监测与评价结果 (1)

序号	监测项目	监测结果		标准限值 (mg/kg)	达标情况
		深度	0~20cm		
1	砷	mg/kg	2.18	60	达标
2	镉	mg/kg	0.27	65	达标
3	六价铬	mg/kg	ND	5.7	达标
4	铜	mg/kg	28	18000	达标
5	铅	mg/kg	27	800	达标
6	汞	mg/kg	0.998	38	达标
7	镍	mg/kg	11	900	达标
8	四氯化碳	mg/kg	ND	2.8	达标
9	氯仿	mg/kg	ND	0.9	达标
10	氯甲烷	mg/kg	ND	37	达标
11	1, 1-二氯乙烷	mg/kg	ND	9	达标
12	1, 2-二氯乙烷	mg/kg	ND	5	达标
13	1, 1-二氯乙烯	mg/kg	ND	66	达标
14	顺-1, 2-二氯乙烯	mg/kg	ND	596	达标
15	反-1, 2-二氯乙烯	mg/kg	ND	54	达标
16	二氯甲烷	mg/kg	ND	616	达标
17	1, 2-二氯丙烷	mg/kg	ND	5	达标
18	1, 1, 1, 2-四氯乙烷	mg/kg	ND	10	达标
19	1, 1, 2, 2-四氯乙烷	mg/kg	ND	6.8	达标
20	四氯乙烯	mg/kg	ND	53	达标
21	1, 1, 1-三氯乙烷	mg/kg	ND	840	达标
22	1, 1, 2-三氯乙烷	mg/kg	ND	2.8	达标
23	三氯乙烯	mg/kg	ND	2.8	达标
24	1, 2, 3-三氯丙烷	mg/kg	ND	0.5	达标
25	氯乙烯	mg/kg	ND	0.43	达标
26	苯	mg/kg	ND	4	达标
27	氯苯	mg/kg	ND	270	达标
28	1, 2-二氯苯	mg/kg	ND	560	达标
29	1, 4-二氯苯	mg/kg	ND	20	达标

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

表 35 表层土壤监测与评价结果 (2)

位置	监测项目	监测结果		标准限值 (mg/kg)	达标 情况
		单位	0~20cm		
2#	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	mg/kg	ND	4500	达标
3#		mg/kg	14	4500	达标

表 36 柱状土壤监测与评价结果 (3)

位置	监测项目	监测结果			标准 值	达标 情况
		单位	0~50cm	50~150cm		
4#	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	mg/kg	7	ND	4500	达标
5#		mg/kg	7	ND		达标
6#		mg/kg	7	ND		10

监测结果表明,各监测因子均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地筛选值要求。

4.5 动物

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,东方沙蜥、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。

4.6 区域植被现状

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—奇台县。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，本项目施工占地范围内有极少量保护植被梭梭分布。项目区植被类型分布图见下图。

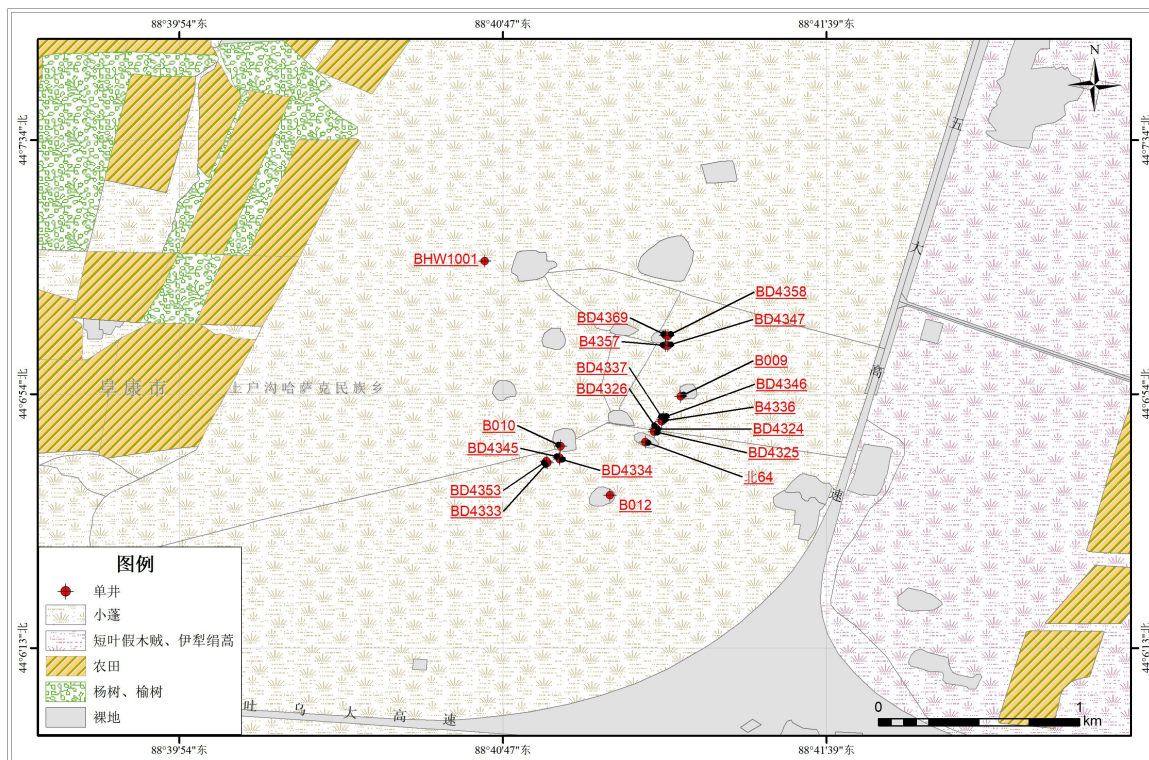


图 15 本项目区域植被类型分布示意图

主要环境保护目标（列出名单及保护级别）：

根据现场调查，本项目所在区域内无依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜保护区、森林公园、沙化土地封禁保护区、沙漠公园及其他需要特别保护的敏感区，卡拉麦里有蹄类野生动物自然保护区位于项目区北侧 58km 处，本项目钻井与地面集输工程均不占用及穿越该保护区，且不在本项目大气影响范围内。

根据建设工程特征，确定该工程的环境保护目标主要为评价区生态环境质量、环境空气质量以及水环境质量等。评价范围内主要环境保护目标见下表 37。

表 37 区域环境保护目标一览表

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 建设用土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018) 中第二类用地筛选值
	野生植被	梭梭等野生植被	自治区一级保护植物，项目施工尽量避免保护
	BD4369 井及 BD4347 井的东侧约 100 米	农田植被	保护农田植被，减小施工废气影响

根据项目开发对环境可能造成的污染与生态破坏，确定污染控制对象和防止生态破坏目标如下：

- (1) 控制建设工程在建设过程中的各种施工活动，尽量减少对生态环境的破坏。
- (2) 保证项目区场界噪声达标。
- (3) 保证评价区域空气质量、地下水质量基本维持现有水平；将工程对生态环境的不利影响减到最小并控制在小范围区域，使受影响区域的整体生态环境无明显破坏。

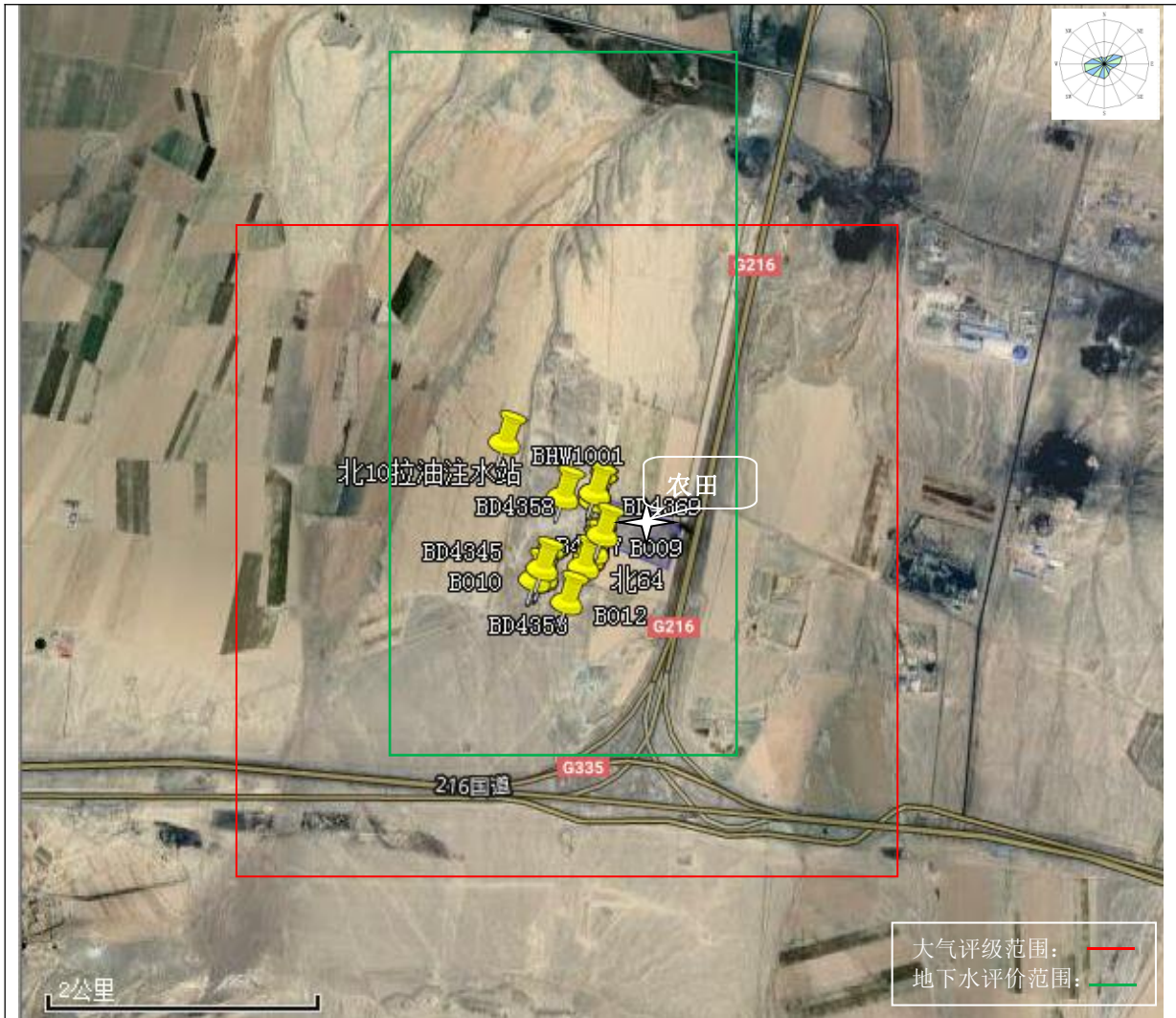


图 16 本项目评价范围及周边敏感点示意图

评价适用标准

<p style="text-align: center;">环 境 质 量 标 准</p>	<p>1.基本污染物执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级标准；对于未做规定的非甲烷总烃参考《大气污染物综合排放标准详解》中的一次浓度限值 2.0mg/m³，硫化氢执行《环境影响评价技术导则—大气环境》（HJ2.2-2018）中附录 D 表 D.1 的限值要求 0.01mg/m³。</p> <p>2.《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准值。</p> <p>3.《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的III类标准；石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准。</p> <p>4.《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中的第二类建设用地筛选值。</p>
<p style="text-align: center;">污 染 物 排 放 标 准</p>	<p>1.施工期大气污染物排放执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）颗粒物周边无组织排放限值 1.0mg/m³；运营期无组织排放废气非甲烷总烃执行《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；加热炉烟气执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中表 2 排放限值。</p> <p>2.施工场界噪声排放执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）表 1 规定的排放限值；运营期厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类功能区标准。</p> <p>3.钻井泥浆及岩屑执行《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；本项目危险废物的收集、运输须符合《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；一般废物执行《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599-2001）及（2013 年修改）。</p> <p>4.运营期采出水和井下作业废水执行《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中要求。</p>
<p style="text-align: center;">总 量 控 制 指 标</p>	<p>本项目集中拉油站建设加热炉燃料为天然气，本工程建议总量控制指标为：SO₂ 0.11t/a，NO_x 1.022t/a，需倍量替代 SO₂ 0.22t/a，NO_x 2.044t/a 由中国石油新疆油田分公司进行内部调配。</p>

建设项目工程分析

工艺流程简述（图示）：

本项目建设主要分为施工期、运营期和退役期三个阶段。

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、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，以保证持续钻进。钻井工程作业流程及产污环节见图 17。

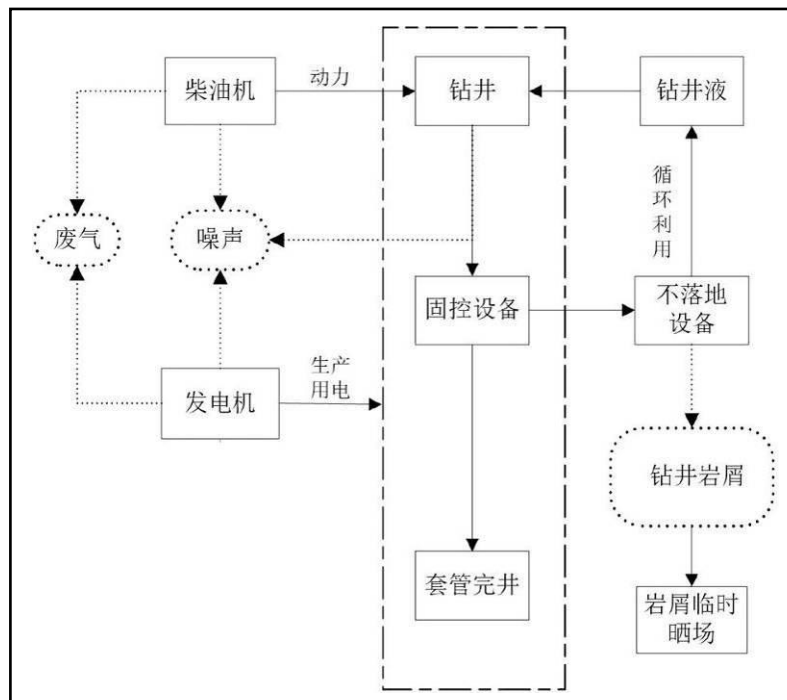


图 17 钻井工艺流程图

管线敷设和井口装置建设工艺流程及产污环节见图 18。

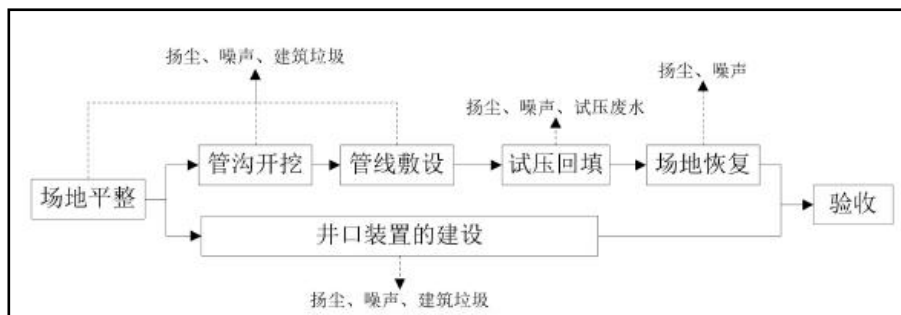


图 18 管线敷设和井口装置建设工艺流程图

2、运营期工艺流程

(1) 单管环状掺水集油工艺

本项目 12 口平台井采用单管环状掺水集油工艺，集中拉油站内回掺水经相变炉集中加热后经掺水泵提升后，直接输至集油区各个单井，混合各单井产出液后一起进集中拉油站内三相分离器进行油气水分离，分离后原油含水约 3%，脱出的水部分经相变炉加热后进行回掺，其余由罐车拉运至北三台联合站采出水处理系统处理；分离出来的伴生气经除油器和调压计量橇处理后作为站内燃料气气源为相变炉供气；分离出来的原油装车拉运至北联站处理。

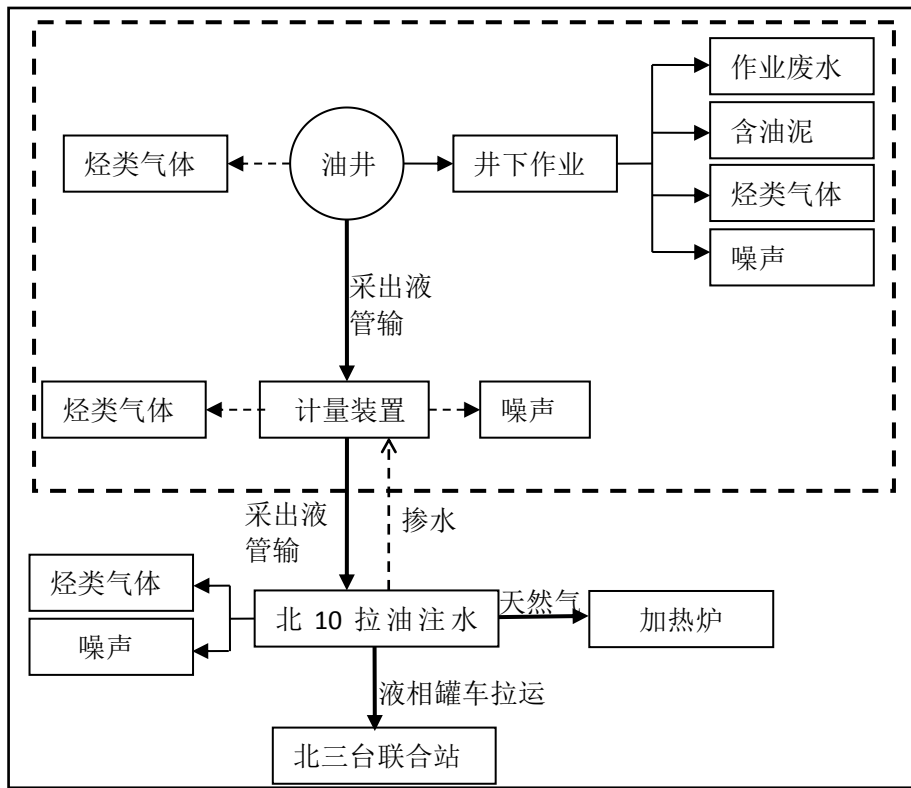


图 19 运营期工艺流程图

(2) 单井拉油工艺

水平井 BHW1001 周边无依托设施，采用单井拉油工艺。本项目运营期采用单井拉油的生产工艺，地层采出物在单井拉油点设置的气液分离装置分离后，气相经伴生气放散管充分燃烧后排放，采出液暂存在单井拉油罐中，定期由罐车拉运至北三台联合站，在北三台联合站处理。工艺流程详见图 20。

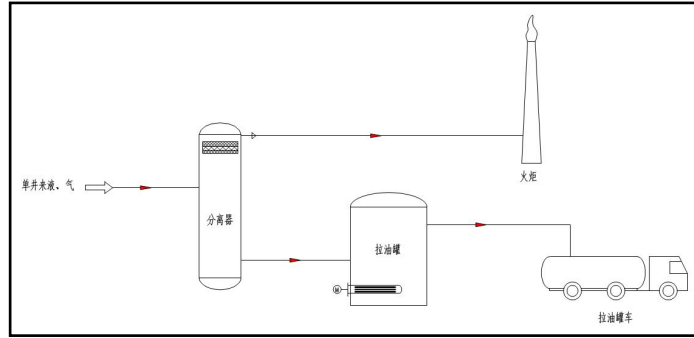


图 20 本项目单井拉油流程示意图

(3) 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。工艺流程见下图。

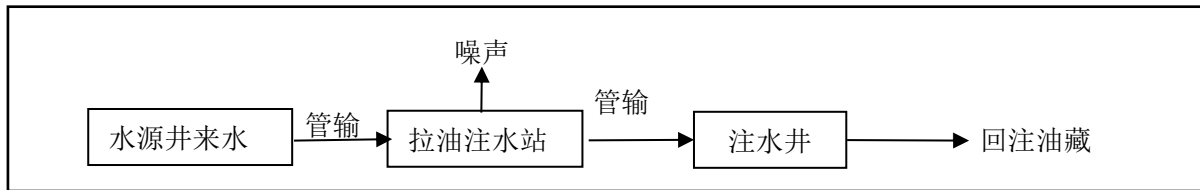


图 21 注水井运营期工艺流程

3、退役期工艺流程

本项目退役期主要为各井场设备和管线等地面设施的拆除、封井、井场清理等。退役期产生的污染物主要为扬尘、施工运输车辆和燃油机械排放的尾气，施工噪声及占地影响。同时井场、站场清理等工作还会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣等固体废物。

主要污染工序：

1、主要污染工序

本项目实施过程中主要污染工序见下表。

表 38 主要污染工序一览表

阶段	污染物	产污环节	污染因子
施工期	废气	施工过程	TSP
		施工燃油机械排放废气、汽车尾气	二氧化硫、氮氧化物、烟尘
		钻井伴生废气燃烧	二氧化硫、氮氧化物、烟尘
	废水	钻井人员	生活污水
	噪声	动力设备	A 声级

	固体废物	钻井人员	生活垃圾
		钻井及管线铺设	建筑垃圾、钻井泥浆及岩屑、废钻井液
运营期	废气	原油输送	非甲烷总烃
		放散管燃烧排放的废气	二氧化硫、氮氧化物、烟尘
		加热炉烟气	二氧化硫、氮氧化物、烟尘
	废水	井下作业废水、采出水	COD、悬浮物、石油类
	噪声	动力设备	A 声级
固体废物	油泥砂	危废	
退役期	废气	拆解过程、运输过程	施工扬尘、汽车尾气
	噪声	动力设备、施工机械、车辆	等效连续 A 声级
	固体废物	废弃管线、建筑垃圾	/

2、施工期污染影响因素分析

2.1 废气

施工期废气主要为施工扬尘、汽车尾气和柴油机、发电机燃烧烟气及伴生废气燃烧废气。

(1) 施工扬尘

井场、施工营地、管线及单井拉油点施工过程中将产生扬尘，主要来自于场地的清理、平整，土方的开挖、堆放、回填，施工建筑材料的装卸、运输、堆放以及施工车辆运输产生的扬尘。

(2) 柴油机、柴油发电机燃料燃烧废气

钻井期井场动力系统为柴油机和发电机，为钻机及井场提供动力、电力和照明。根据设计资料，本项目钻井期间柴油消耗量为 2t/d，柴油总计消耗量 716t。本项目使用的普通柴油硫含量不大于 0.2%，SO₂ 产生量可按照下式进行计算：

$$Q_{SO_2}=2 \times B \times S$$

其中：Q_{SO₂}--SO₂ 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。项目实施期大气污染物排放情况详见下表。

表 39 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
柴油机燃料烟气	716	0.286	2.409	1.580

(3) 汽车尾气

施工期各类工程及运输车辆较多，车辆排放的尾气会对大气环境造成一定污染。

2.2 废水

项目施工期产生的废水主要为员工生活污水；钻井废水主要为井下作业废水，计入运营期污染排放。

本项目钻井施工人员在施工营地会产生生活污水，生活用水量按每人每天 20L 计，排放量按耗水量的 80% 计算，产生量为 200.48m³。污染物为 SS、COD、氨氮、BOD₅，其浓度值一般为 SS：250mg/L，COD：300mg/L，氨氮：15mg/L，BOD₅：200mg/L。本项目施工期短、施工人数少，要求在各施工营地设置防渗废水收集池，收集后由钻井公司定期清运至吉木萨尔县污水处理厂。

2.3 固体废物

本项目施工期产生的固体废物主要为钻井泥浆及岩屑、生活垃圾、建筑垃圾及弃土方。

(1) 钻井泥浆

钻井过程中，会产生钻井泥浆与岩屑，钻井泥浆的排放量随井的深度而增加，其排放量计算采用《油田开发环境影响评价文集》中的经验公式：

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

式中：V—排到地面上的泥浆量（m³）；

D—井眼的平均直径（m）；

h—井深（m）；

计算得知：本项目钻井泥浆总产生量为 3175.23m³。岩屑及泥浆进入钻井液不落地系统，经振动筛、除泥沙器、离心机等使岩屑及泥浆固液分离，分离后的泥浆循环使用，钻井结束后剩余泥浆由专业服务公司回收，泥浆罐底部沉淀会产生少量的废弃泥浆，加入固化剂进行固化后进入岩屑暂存场，和岩屑一起检测达标后按照 DB65/T3997-2017 中的相关要求处置。

(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，岩屑排入暂存场堆放。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，类比类似项目取 2.2。

根据计算本项目岩屑产生总量为 3506.19m³，详见表 40。

表 40 岩屑量计算表

名称	一开 (m ³)	二开 (m ³)	小计 (m ³)
B4336	75.21	157.92	233.13
BD4346	75.21	157.92	233.13
BD4324	75.21	157.92	233.13
BD4325	75.21	157.92	233.13
BD4337	75.21	157.92	233.13
BD4326	75.21	157.92	233.13
BD4369	75.21	157.92	233.13
B4357	75.21	157.92	233.13
BD4347	75.21	157.92	233.13
BD4358	75.21	157.92	233.13
BD4345	75.21	157.92	233.13
BD4333	75.21	157.92	233.13
BD4353	75.21	157.92	233.13
BD4334	75.21	157.92	233.13
BHW1001	75.21	167.16	242.37
合计		3506.19	

(2) 生活垃圾

钻井工程设置有生活营地，单井钻井人员为 35 人，生活垃圾产生量按 0.5kg/d·人计，本项目水平井单井钻井期为 36 天，直井和定向井单井钻井期为 23 天，则生活垃圾产生量为 6.27t。生活垃圾经集中收集后清运至吉木萨尔县垃圾填埋场。

(3) 建筑垃圾

施工过程中会产生少量的废边角料、废包装物等建筑垃圾。

(4) 管线施工土方

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 5177m，管道施工过程中将开挖 2m 深的管沟，共产生施工土方量为 10354m³，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。

本项目钻井工程无挖填方作业，仅在井场平整需要用石料铺垫井场，井场永久占

地为 30m×30m，铺垫厚度约 0.1m，则石料用量约 1350m³。本项目土石方平衡图见下图：

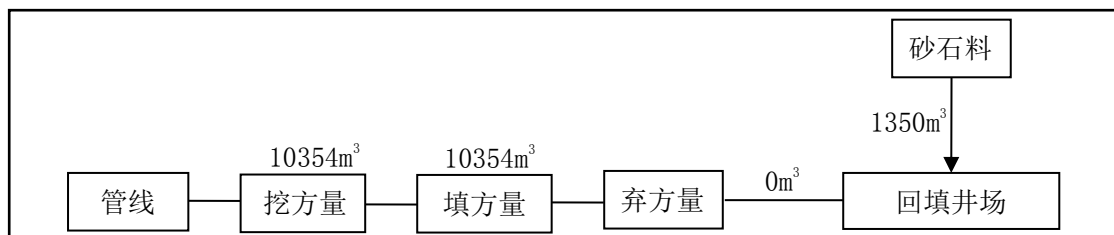


图 22 本项目施工期土石方平衡图

2.4 噪声

施工期噪声源主要为施工机械噪声，噪声级在 95dB（A）~105dB（A）之间。

3、运行期污染影响因素分析

3.1 废气

（1）伴生气燃烧放空烟气

本项目 1 口井采用单井拉油工艺，根据相关油气资料，本项目所在区块伴生气产生量较小，单井伴生气每天产生量较小约 80~130m³，且伴生气产生为偶发无连续性，不具有回收价值，BHW1001 井的采出物在单井拉油点设置的气液分离装置分离后，气相经伴生气放散管充分燃烧后排放。伴生气燃烧后产生的二氧化硫、氮氧化物自然扩散，排放量小，周围扩散条件较好，对周围大气环境影响不大。

（2）天然气加热炉燃烧废气

除 BHW1001 井单井拉油外，其余 12 口井产生的伴生气经过集输管线进入北 10 集中拉油站后主要用于回掺水加热炉用气，耗气量为 1817.8m³/d，本项目伴生气产生量预计 700~1900m³/d，可完全用于北 10 集中拉油处理站加热炉燃料。燃烧后达标烟气通过 8m 高排气筒放空。

参照《污染源源强核算技术指南锅炉》、《排污许可证核发与申请核算技术规范 锅炉》中产污系数法计算烟气、颗粒物、SO₂ 以及 NO_x 的排放量与浓度。基准烟气量取值，见下表。

表 41 基准烟气量取值表

燃气锅炉	天然气		$V_{gy}=0.285Q_{net}+0.343$	Nm^3/m^3
	高炉煤气		$V_{gy}=0.194Q_{net}+0.946$	Nm^3/m^3
	转炉煤气		$V_{gy}=0.19Q_{net}+0.926$	Nm^3/m^3
	焦炉煤气		$V_{gy}=0.265Q_{net}+0.114$	Nm^3/m^3
燃生物质锅炉	$Q_{net, ar} \geq 12.54MJ/kg$	$V_{daf} \geq 15\%$	$V_{gy}=0.393Q_{net, ar}+0.876$	Nm^3/kg
		$V_{daf} < 15\%$	$V_{gy}=0.385Q_{net, ar}+1.095$	Nm^3/kg
	$Q_{net, ar} < 12.54MJ/kg$		$V_{gy}=0.385Q_{net, ar}+0.788$	Nm^3/kg

注：1. V_{daf} ，燃料干燥无灰基挥发分（%）； V_{gy} ，基准烟气量（ Nm^3/kg 或 Nm^3/m^3 ）。
 2. $Q_{net, ar}$ ，固体/液体燃料收到基低位发热量（ MJ/kg ）； Q_{net} ，气体燃料低位发热量（ MJ/m^3 ）；按前三年所有批次燃料低位发热量的平均值进行选取，未投运或投运不满一年的锅炉按设计燃料低位发热量进行选取，投运满一年但未满三年的锅炉按运行周期内所有批次燃料低位发热量的平均值选取。
 3. 经验公式估算法不适用于使用型煤、水煤浆、煤矸石、石油焦、油页岩、发生炉煤气、沼气、黄磷尾气、生物质气等燃料的基准烟气量计算。

本项目加热炉年消耗天然气 $54.53 \times 10^4 m^3$ ，本项目天然气低位发热值为 $35.544 MJ/m^3$ 。根据上表可计算出天然气的基准烟气量为 $10.47 Nm^3/m^3$ ，烟气量为 $82.92 \times 10^4 m^3/a$ 。

燃气加热炉的废气污染物（颗粒物、二氧化硫、氮氧化物）计算公式：

$$E_j = R \times \beta_j \times 10^{-3}$$

式中： E_j —核算时段内第 j 种污染物的排放量，吨；

R —核算时段内锅炉燃料耗量，吨或万立方米；

β_j —第 j 种污染物产排污系数，千克/吨-燃料或千克/万立方米-燃料。

天然气加热炉废气产污系数见下表。

表 42 废气产物系数表（单位：千克/万立方米-燃料）

燃料名称	污染物指标	产污系数	末端治理技术名称	排污系数
天然气	二氧化硫	0.02S	直排	0.02S
	颗粒物	2.86	直排	2.86
	氮氧化物	18.71（无低氮）	直排	18.71

本项目加热炉烟气量为 $570.93 \times 10^4 m^3/a$ ，经计算本项目燃气加热炉污染物排放情况见下表：

表 43 天然气加热炉废气污染源排放情况

序号	污染因子	排放量 t/a	排放浓度	最大许可排放浓度《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中表 2 排放限值
1	SO ₂	0.11	19.103	50mg/m ³

2	颗粒物	0.159	8.247	20mg/m ³
3	NO _x	1.022	178.706	200mg/m ³

根据上表计算结果可知，本项目天然气加热炉废气污染物满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表2中燃气锅炉限值，燃气加热炉烟囱高度不得低于8m。

（3）无组织挥发性有机物

运营期废气主要为无组织挥发性有机物，主要产生于井场及拉油点。参照《环境影响评价实用技术指南（第二版）》（机械工业出版社）中提供的无组织排放源强系数：按原料年用量或产品年产量的0.1‰~0.4‰。本项目新增非甲烷总烃主要产生于井口集输至集中拉油点和水平井井口至单井拉油点的过程中，该过程相对密闭，产污系数取0.4‰，本项目原油的产能为2.21×10⁴t/a，NMHC的排放量为8.84t/a。

3.2 废水

项目运行过程依托准东采油厂，不新增工作人员，没有生活污水产生。运营期产生的废水主要为井下作业废水及油井采出水。

（1）井下作业废水

井下作业废水的主要来源为油井修井过程中产生的压井水和压井液、修井时的循环水及洗井时产生的洗井废水。根据《未纳入排污许可管理行业适用的排污系数、物料衡算方法（试行）》中与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数计算洗井废水的产生量，见表44。

表 44 与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数一览表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称	排污系数
井下作业	洗井液(水)	低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	t/井次-产品	27.13	回收回注	0
				化学需氧量	g/井次-产品	34679.3	回收回注	0
				石油类	g/井次-产品	6112.1	回收回注	0

本项目涉及区块为低渗透油井，井下作业每年1次。采用上表低渗透油井洗井作业产污系数，计算结果详见表45。

表 45 井下作业废水产生量一览表

污染物指标	产污系数	单井产生量 (t/a)	合计产生量 (t/a)
工业废水量	27.13t/井次-产品	27.13	352.69
化学需氧量	34679.3g/井次-产品	0.0347	0.4511

石油类	6112.1g/井次-产品	0.0061	0.0793
-----	---------------	--------	--------

(2) 采出水

集中拉油站内回掺水经相变炉集中加热后经掺水泵提升后，直接输至集油区各个单井，混合各单井产出液后一起进集中拉油站内三相分离器进行油气水分离，分离后原油含水约 3%，脱出的水部分经相变炉加热后进行回掺，其余由罐车拉运至北三台联合站采出水处理系统处理；分离出来的伴生气经除油器和调压计量橇处理后作为站内燃料气气源为相变炉供气；分离出来的原油装车拉运至北联站处理。本项目 12 口平台井油水平衡图见下图：

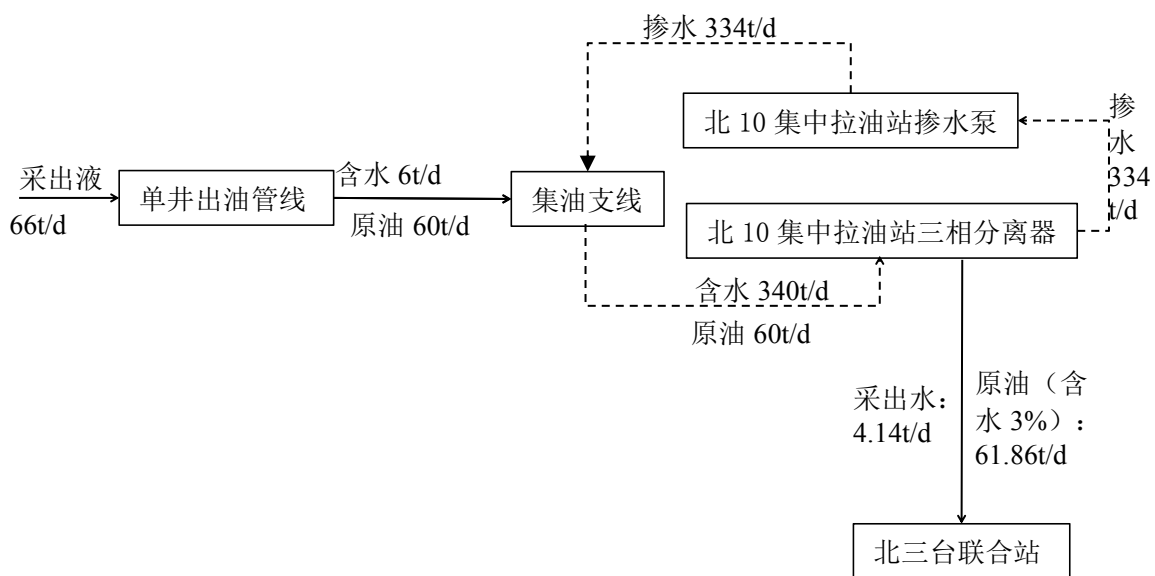


图 23 本项目油水平衡图（采出液按平均含水率约 10%计）

根据项目地面工程方案，13 口采油井采出水总量按 2205m³/a，本项目采出水依北三台联合站污水处理系统处理，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。

3.3 噪声

运营期间的噪声源主要为场站设备运转噪声、井下作业机械和巡检车辆等。声源噪声值见下表。

表 46 项目噪声产生量一览表

噪声源名称		声功率级[dB (A)]	噪声特性	排放规律	备注
井场	井下作业	80-105	机械	间歇	单井声源
	机泵	90-100	机械	连续	
	抽油机	75-80	机械	连续	
交通噪声	巡检车辆	60-80	机械	间接	

3.4 固体废物

项目运营期依托准东采油厂，不新增工作人员，没有生活垃圾产生。井下作业时要求带罐作业，井口采用箱式清洁作业平台防止产生落地油，井口排出物全部进罐，做到原油 100%回收。项目采油井产生的固体废物主要为含油泥（砂）。

（1）含油泥（砂）

本项目采出液中含有一定量的含油泥（砂），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，以本项目预测最大采出液量 2.28 万 t/a 计算，油泥（砂）最大产生量为 5.01t/a。按照《国家危险废物名录》的划分为废矿物油与含矿物油废物类，其危险废物编号为 HW08，含油泥（砂）由生产运行单位委托具有相应的危险废物处置资质的单位进行处理。

（2）落地油

落地原油主要产生于阀门、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。中国石油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%回收处理。

4、退役期主要污染工序

退役期的环境影响主要为采油井停采后进行一系列的清理工作，包括地面设施的拆除、封井、井场清理等，将产生少量扬尘、地表废弃建筑、不可移动的废弃设施、废弃管线等固体废物。在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，同时，将产生的建筑垃圾进行集中收集，运至环保部门指定地点填埋处理。

项目主要污染物产生及预计排放情况

内容 类型	排放源 (编号)		污染物名称	处理前产生浓度及产生量	排放浓度及排放量
大气 污染物	施工期	柴油机 发电机	柴油燃烧烟 气	SO ₂ : 0.286t NO ₂ : 2.409t 烟尘: 1.58t	SO ₂ : 0.286t NO ₂ : 2.409t 烟尘: 1.58t
	运营期	井场、拉油点 及管线	非甲烷总烃	8.84t/a	8.84t/a
			SO ₂	0.11t/a	0.11t/a
			加热炉烟气	颗粒物	0.159t/a
			NO _x	1.022t/a	1.022t/a
水 污 染 物	施工期	施工人员	生活污水	200.48m ³	0
	运营期	作业废水	SS、COD、 石油类、挥发 酚硫化物	352.69m ³	0
		采出水		2205m ³ /a	0
固 体 废 物	施工期	钻井	岩屑	3506.19m ³	0
		施工员工	生活垃圾	6.27t	0
	运营期	集输过程	油泥(砂)	5.01t/a	0
噪 声	巡检车辆 60~90dB (A)、泵类噪声 75~105dB (A)				
其 他	/				
<p>主要生态影响(不够时可附另页)</p> <p>本项目的建设对生态的影响主要表现在占地、对项目区植被、动物和土壤的影响。本项目新建井场 15 座,新建新建各类管线共 5177m。工程总占地面积合计为 113505m²,其中永久占地 15362m²,临时占地 98143m²,本项目土地利用现状为其他草地。永久占地改变了原有的土地利用方式,临时占地伴随着永久占地的工程建设而发生,不可避免地对原有地表造成破坏,使原有土壤和植被自然体系受到影响,施工活动和工程占地在井区范围内呈点线状分布,对土壤、植被、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响。</p>					

环境影响分析

施工期环境影响分析:

1、大气环境影响

1.1 影响分析

施工期产生的主要废气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等。

(1) 施工扬尘

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/m²。

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 47 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/m ²)	0.2 (kg/m ²)	0.3 (kg/m ²)	0.4 (kg/m ²)	0.5 (kg/m ²)	1.0 (kg/m ²)
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。

由于项目区远离人群居住区，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不会对环境空气产生明显影响。

(3) 钻井作业柴油机烟气

钻井作业柴油机烟气排放集中在钻井施工期的短暂时段，且平均日排放量不大，加之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《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。因此，钻井作业柴油机烟气排放及总烃挥发对周围环境影响较小。

施工期产生的污染是暂时性的，对环境的影响随着施工期的结束而消失，建设区域地处其他草地，无集中固定人群居住，从影响时间、范围和程度来看，施工期废气对周围大气环境质量影响较小。

2.2 施工期废气防治措施及管理措施

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

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

(3) 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。

(4) 优化施工组织，管线分段施工，缩短施工时间，合理安排施工计划，避免在多风季节施工。风速过大时应停止施工，并对堆放的砂石等建筑材料进行遮盖处理。

(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。

2、水环境影响分析

2.1 生活污水影响分析

本项目钻井工程施工人员在生活营地生活污水产生量为 200.48m³。本项目施工期短、施工人数少，要求在施工营地设置防渗废水收集池。本项目钻井期间平台井集中生活营地设置容积不小于 30m³ 防渗废水收集池，水平井单井生活营地设置不小于 10m³ 防渗废水收集池。施工过程中产生的生活污水由服务公司定期清运至吉木萨尔县污水处理厂集中处理。

2.2 钻井工程对地下水环境影响分析

项目钻井过程中采用套管与土壤隔离，并在套管与地层之间注入水泥进行固井，水泥浆返至地面，封隔疏松地层和水层；表层套管的下土深度可满足本项目的地下水保护需要，可有效的保护地下水环境不受污染。本项目使用水基钻井液，钻井过程中，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，减轻对地下水环境的影响。由于本项目采油目的层与地下水处于不同层系，远远超出本区域地下水含水层深度，在施工过程中采用下套管注水泥固井、完井方式进行水泥固井，对含水层进行了固封处理，有效保护地下水层。项目在钻井过程中产生的废水不与当地水体发生水力联系，同时对产生的废水排放进行严格管理，因此基本不会对所在区域地下水产生影响。本项目区域气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用。综上所述，正常生产状况下，钻井期废水对地下水环境不会产生不利影响。

2.3 管线施工对地下水环境影响分析

管道敷设埋深一般在-2.0m 以内，在施工过程中的辅料、废料等在降水的淋滤作用下产生的浸出液进入地下含水层，将对地下水造成不同程度的影响，其影响程度决定于下渗量及其饱和地带的厚度、岩性和对污染物的阻滞、吸附分解等自然净化能力。由于本区域降水少，且管道沿线表层土壤有一定的自然净化能力，管线施工

对地下水的影响很小。因此，正常的管线埋设不会对地下水造成不利影响。

3、声环境影响分析

3.1 声环境影响分析

施工期噪声源主要为钻井作业过程中的钻井、柴油发电机、柴油机、泥浆泵机和集输工程、公用工程施工过程中的各种施工机械及机动车辆产生的噪声，在这些施工噪声中，对声环境影响最大的是机械噪声。声压级一般为 95dB (A) ~105dB (A)。

根据施工现场噪声源的特点和周围环境状况，选择声源在半自由空间的距离衰减模式。预测模式如下：

$$L_2=L_1-20\lg r_2/r_1-AL$$

式中：L₂—距声源处 r₂ 声源值[dB(A)]；

r₂, r₁—与声源的距离 (m)。

ΔL—各种衰减量 (除发散衰减外)，8dB (A)。

依据上式，计算噪声源在 5~250m 范围内距离衰减变化情况，预测结果见下表。

表 48 主要施工设备噪声随距离衰减变化单位：dB (A)

序号	设备名称	声压级	受声点不同距离处噪声衰变值								
			5m	10m	30m	40m	60m	80m	100m	200m	250m
1	柴油发电机	100	78	72	62	60	58	54	52	46	44
2	钻机	105	83	77	67	65	61	59	57	51	49
3	泥浆泵	100	78	72	62	60	58	54	52	46	44
4	推土机	95	73	67	57	55	51	49	47	41	39
5	运输车辆	100	78	72	62	60	58	54	52	46	44

由计算结果可知，施工期机械噪声经过距离衰减后在施工井场边界噪声值最大为 67dB (A)，昼间可满足《建筑施工场界噪声排放标准》(GB12523-2011) 中限值要求，夜间超过《建筑施工场界噪声排放标准》(GB12523-2011) 中限值要求。施工期机械噪声昼间经距离衰减至 80m，夜间衰减至 250m 方可满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中 2 类标准要求。由现场勘查可知，声环境评价范围内没有自然保护区、风景旅游区、文物古迹等特殊敏感目标，无集中人群居住点。因此，施工期的噪声仅对施工人员产生影响。为了进一步减小噪声对周围环境的影响，需采取噪声防治措施。

3.2 防治措施

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

(2) 在施工作业中必须合理安排各类施工机械的工作时间，对不同施工阶段，按《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）对施工场界进行噪声控制。

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

4、固体废物影响分析

施工期固体废物主要为钻井泥浆及岩屑、生活垃圾、建筑垃圾及废土方。

4.1 钻井岩屑

(1) 不落地装置

本项目采用水基非磺化钻井液，钻井液（即钻井泥浆）将岩屑带出油井后进入泥浆不落地装置处理，工艺流程图如下：

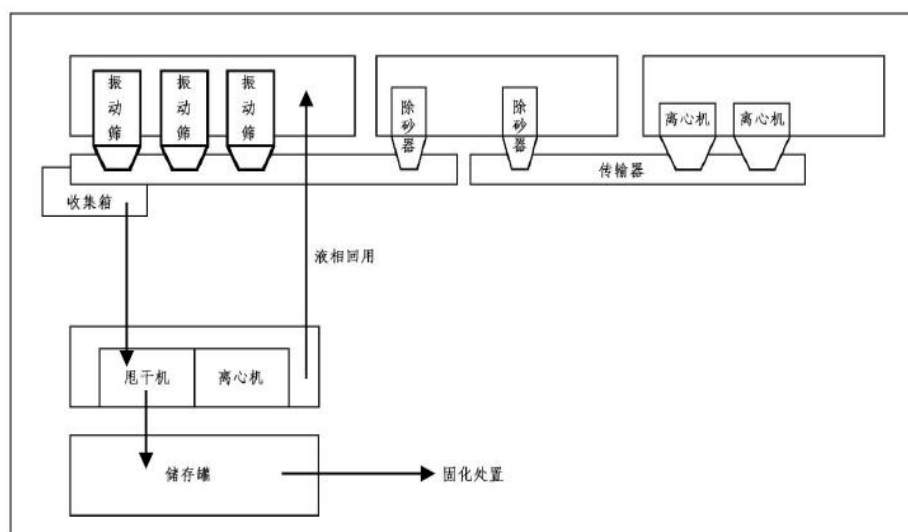


图 24 钻井液及岩屑不落地处理系统工艺流程

本项目钻井泥浆及岩屑采用不落地方式收集后集中分离处置，工艺流程如下：

1) 钻井泥浆、岩屑经振动筛、除砂器、除泥器、离心机四级分离后，实现初步分离，分离的固相进入收集箱进行深度处理。

2) 分离出的液相进入废水收集罐。通过废水收集罐进行处理，处理后的再生钻井液进入处理水储罐内用于钻井液配制。

3) 初步分离的固相进入收集罐后，投加固化剂进行固化、稳定化。

施工期固体废物主要为钻井岩屑、废弃泥浆和生活垃圾。

(2) 钻井岩屑、废弃泥浆处置措施

项目采用水基钻井液，钻井时井筒返排的钻井液及岩屑经固液分离装置进行分离，分离出的液相回用于钻井液配置，固相岩屑经固化处理后暂存于岩屑临时堆放场地。完井后可循环使用的泥浆由钻井液公司回收用于下个井场，泥浆罐底部沉淀会产生少量的废弃泥浆，不可利用的废弃泥浆加入固化剂进行固化后进入岩屑暂存场。岩屑临时堆放场中的固相委托有资质的单位进行相关检测，岩屑检测取样频次和检测指标需严格按照《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中堆场采样的相关要求执行。各污染物需满足《油气田钻井固体废物综合利用污染物控制要求》（DB65/T3997-2017）中相关指标要求，检测达标的岩屑和废弃泥浆委托有处置资质的单位按照《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中相关要求在油田范围内综合利用，可用于油田范围内铺垫井场或油区道路，本项目产生的钻井岩屑可得到妥善处置。

根据计算，本项目岩屑产生量约 3506.19m³，钻井结束后岩屑主要用于铺设新疆油田公司新建钻井项目的临时道路及井场。根据调查，道路及井场铺垫厚度约 0.2m 本项目产生岩屑可铺设面积为 17530.95m³，本项目产生岩屑量较小，北三台油田范围内进行其他石油开发工程需铺垫井场和道路，可将本项目产生岩屑全部消纳。

(3) 岩屑堆放场污染防治要求

本项目钻井期分离出的岩屑临时堆放于岩屑临时堆放场地，临时堆放场地紧邻泥浆不落地装置，方便岩屑储存，堆放场设有 0.5m 高的围堰，不落地系统、围堰及岩屑堆存场地底部均采用 HDPE 防渗膜进行防渗，岩屑表面覆盖防尘网，采取上述措施，可有效减缓对周边环境的影响。

4.2 生活垃圾

本项目钻井施工营地生活垃圾产生量为 6.27t。生活垃圾经集中收集后清运至吉木萨尔县垃圾填埋场填埋处理，不会对周围环境产生不利影响。

4.3 建筑垃圾

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

4.4 施工土石方

本项目钻井工程无挖填方作业，仅在井场平整需要用石料铺垫井场。本项目管线敷设完工后，土方回填至管沟，将剩余的土方量回填在管廊上，并实施压实平整水土保持措施，本项目不产生集中弃土，对环境的影响较小。

5、生态环境影响分析

5.1 占地影响

本项目占地分为临时占地和永久占地，其中临时占地包括井场、施工营地、临时道路等，合计 98143m²，永久占地包括完井后的井场及道路，总计 15362m²，占地类型为其他草地。项目对生态的影响主要表现在对评价区域内植被、野生动物和土壤的影响。

永久占地改变了原有的土地利用方式及土地利用价值，永久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。临时占地主要包括采油管线、井场及营地等施工区，临时占地伴随着永久占地工程建设而发生，不可避免地对原有地表造成破坏，使原有土壤和植被体系受到影响，施工结束后，临时占地可恢复原有使用功能。

5.2 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碾压。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，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，本项目永久占地及临时占地区域有梭梭分布，植被覆盖度约 10%左右，本项目施工扰动面积总计 113505m²，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，将影响占地范围内的植被初级生产力。项目区生物生产量按照 1.2t/(hm²•a)计算，生物损失量约为 13.56t/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。

5.3 对动物的影响

施工期对动物的影响主要表现在建设项目占地使野生动物的原始生存环境被破坏或改变、植被的减少或污染破坏引起野生动物食物来源减少。施工过程中由于机械设备的轰鸣惊扰、人群活动的增加，使区域内单位面积上的野生动物种群数量下

降，但此类影响对爬行类和小型啮齿动物的干扰不大，它们能很快适应当地的环境，并重建新栖息地，故本项目建设对项目区及周边的野生动物的影响较小。运营期不新增用地，占地对野生动物的影响不再增加，对野生动物的影响范围仅限于井场等人员活动较多的区域，人为捕杀野生动物的风险也随之降低，仅少量巡检人员在站场定期活动，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。

5.4 对土壤的影响

对土壤的影响主要为人为扰动、车辆行驶和机械施工、各种废弃物污染影响。

(1) 人为扰动对土壤的影响

在自然条件下，土壤形成了层状结构，表层可以生长适宜的植被。井场、道路施工过程中，土壤层次被翻动后，会对其土壤原有层次产生扰动和破坏，表层土被破坏，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。

(2) 车辆行驶和机械施工对土壤的影响

车辆行驶和机械设备的碾压、施工人员的践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。各种车辆在荒漠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。

(3) 各种固体废物对土壤的影响

建筑垃圾及生活垃圾集中收集后送至环保部门指定的建筑垃圾填埋场填埋处理，油泥（砂）交由有相应危险废物处理资质的单位回收、处置，固体废物均得到妥善处理，减少了固体废物对土壤的影响。

5.5 对农作物影响分析

本项目 BD4369 井及 BD4347 井的东侧约 100 米为农田，本项目部署季节为初春，根据现场勘查，周边农田尚未种植作物。本项目预计春季开钻，钻井施工时如井场周围已种植作物，则施工过程中井场、临时道路等建设过程中产生的扬尘，如细小建筑物料（如沙土）的飞扬，以及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，可能会对施工周围耕地种植作物产生一定影响。根据经验，通过适时洒水可有效抑制扬尘，可使扬尘量减少 70%；对一些粉状材料采取罐装、篷布遮盖、围板遮挡等一些防风措施也可有效减少扬尘污染。如施工时井场周围已种植作物需严格按照上述措施减少扬尘，可有效降低对周围作物的影响。

5.6 管线施工生态环境影响分析

本项目埋地敷设管线进行管沟开挖，共产生施工土方量为 10554m³，施工时土方分层开挖，分层回填，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，不产生集中弃土。管沟开挖对施工扰动地表造成一定的影响，在大雨和大风天气条件下，如不采取水土保持措施，均会引发土壤侵蚀。本工程工期较短，管线、道路分段施工且避开恶劣天气，在严格控制临时占地范围、采取遮盖、洒水压实等措施的前提下，可在一定程度上减少施工期水土流失。管沟开挖可能会造成小范围内植物生产能力下降、植被覆盖率降低、生物多样性减少，选线时应避让植被生长茂盛地带。

5.7 生态环境保护措施

(1) 本项目占地类型为其他草地，主要植被有小蓬等矮小灌木，项目井场、临时道路和管线选线在设计及建设过程中，应尽量避免植被较丰富的区域，减小对野生植物（尤其是保护植物—梭梭）的破坏。

(2) 项目井场占地范围内无梭梭，管道选线过程中如无法避开保护植被，应根据《中华人民共和国野生植物保护条例》中相关保护措施，项目建设单位应缴纳相应的补偿费用，由林草部门对保护植物进行迁地保护。

(3) 根据《新疆维吾尔自治区野生植物保护条例》，本项目建设过程中如涉及灌木采伐，应按相关规定依法办理采伐手续（建设项目临时占用灌丛植被区域的期满后，用地单位要在一年内恢复被使用林地的林业生产条件，同时按照“异地补种，占一补一”林地恢复补偿要求，切实保护灌丛植被区域的生态完整性，确保三年内不低于原有的生态环境质量）。

(4) 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。

(5) 管理措施：严格遵守油田环境保护规章制度，严格划定车辆行驶路线及临时道路开拓路线，禁止乱碾乱轧；严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区范围内活动，最大限度减少对植物生存环境的踩踏破坏和对野生动物栖息地的侵扰。

①加强环境保护宣传工作，提高环保意识，特别是注意对野生动物和自然植被

的保护。严禁在施工场地外砍伐植被，严禁捕杀任何野生动物并在施工现场设置宣传牌，通过宣传和严格的检查管理措施，达到保护生态环境的目的。

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

③加强对大气质量的保护力度，在运输易飞扬的物料时用篷布覆盖严密。配备专用洒水车，对施工现场和运输道路经常进行洒水湿润，减少施工扬尘。

(6) 确保项目实施过程各环保设施正常运行，井下作业废水排入井场专用储罐，定期拉运指定油田污水处理系统处置，钻井岩屑进不落地系统处理，固相监测符合《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)要求后用于油田范围内综合利用。

(7) 重点设施污染防治措施

本工程钻井采用水基钻井液，井场所有罐体与地面接触的部分均铺设防渗膜；岩屑堆放场设有围堰，围堰高度不小于 0.5m，场内地表及围堰上方铺设防渗膜，岩屑呈锥形堆放，并表面覆盖防尘网；防渗厚度为 1.5mm；作业完毕后恢复场地原样。

(8) 其它保护措施：

①根据《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018)，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，复垦矿区压占和损毁土地。

②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。

(9) 防沙治沙措施

本环评要求建设单位严格按照《中华人民共和国防沙治沙法》(2018)中有关规定执行防沙治沙措施：

①土地临时使用过程中发现土地沙化或者沙化程度加重的，应当及时报告当地人民政府。

②项目施工扰动范围控制在施工范围内，严格控制占地面积。

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

④道路施工时，划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，不开辟新路，以减少风蚀沙化活动的范围。

采取上述措施，项目施工过程中对周围生态环境的破坏可降低至可接受水平。

6、钻井期环境风险分析与评价

本项目钻井作业，污染物排放以正常生产排放为主，但也存在危害工程安全和环境的危险因素，这些危险因素的存在有可能引起突发性环境事故，造成人员伤亡或环境污染。

由于人为因素或自然因素的影响，可能导致发生原油或含油污水的泄漏事故，甚至发生火灾、爆炸等，给环境带来严重的污染。

自然灾害的影响主要包括雷击、暴雨、洪水、地震等。虽然发生频率较低，但具有突然性和猛烈性，造成的污染破坏较为严重。

放喷是油气勘探、开发中，为进行油、气测试工作而人为打开井口，让井内油气有控制地喷出井外。钻开或射开油、气层后，若地层压力大于井筒压力，打开地面控制系统，地层中油、气流入井筒，沿井筒、井口控制装置、管汇、放喷管线排出。当油、气层压力小于井筒压力时，须采用降低井筒压力的诱导方法，才能使油、气流入井内沿井筒流出地面放喷。属于备用应急。

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。

（1）环境风险因素识别

本项目主要环境风险是井喷和硫化氢中毒，其对项目区及周边土壤环境、大气环境和地下水环境的影响均较大。统计新疆近几年油田所发生的风险事故，发生于钻井阶段的占 65.9%，油气生产过程中为 10.6%，还有 23.5%发生于其他生产过程。由此可见，钻井阶段是油田开发建设的事故多发阶段。

（2）最大可信事故

钻井期间发生井喷的概率较小，且即使发生井喷，其影响范围主要集中在井场

周围 200m×200m 范围，井场设置有放喷管线与放喷罐，可有效降低井喷对环境的影响。但由于井喷会造成一定的生态环境影响，因此将井喷事故列为施工期最大可信事故。

本项目每座井场设置一座 40m³ 柴油储罐，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）附录 B，柴油临界量 2500t，本项目单井场柴油最大存储量为 32t，小于临界量， $Q < 1$ 。据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJT169-2018），施工期环境风险评价等级定为简单分析，主要针对井喷及硫化氢中毒提出风险防范措施。

（3）环境风险防范措施

本项目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（简易封井器等），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。

1) 钻井作业事故防范措施

①安装防喷器前认真检查闸板心子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。

②防喷器顶部安装防溢管时用螺栓连接，不用的螺孔用丝堵堵住。防溢管与防喷器的连接密封可用金属密封垫环或专用橡胶圈。防溢管处应装挡泥伞，保证防喷器组及四通各闸阀清洁、无钻井液。

③远程控制台距井口不少于 25m 的专用活动房内，距放喷管线或压井管线有 2m 以上距离，周围留有宽度不少于 2m 的人行通道，周围 10m 内不得堆放易燃、易爆、腐蚀物品。

④放喷管线接出井口 30m 以远，距各种设施应 $\geq 50m$ 。放喷管线通径 $\geq 78mm$ ，不允许在现场焊接。放喷管线每隔 9-11m、转弯处（前后基墩固定）、出口处用基墩或地锚固定牢靠，悬空处要支撑牢固；放喷管线出口处使用双基墩固定，距出口端不超过 1.5m。不接辅助放喷管线。

⑤作业班应按钻进、起下钻杆、起下钻铤和空井发生溢流四种工况，按“逢五逢十”防喷演习制度进行防喷演习，防喷演习遵循“以司钻为中心，班自为战，从实战出发”的原则。

⑥在井口安装防喷器和控制装置，杜绝井喷的发生。

⑦井场设置明显的禁止烟火标志；井场钻井设备及电器设备、照明灯具符合防火防爆的安全要求，井场安装探照灯，以备井喷时钻台照明。

⑧按消防规定配备灭火器、消防铁锹和其它消防器材。

根据项目特点，严格执行中石油已制定的井场应急预案，由项目主要负责人按照应急预案中的要求定期组织职工学习并进行演习。

2) 柴油罐

本项目采取的油品储存罐措施：

①火灾爆炸防范措施

a、明火：应在整个罐区范围设置为“防火禁区”，加强对明火的管理，规定进入罐区后，不许携带火种，严禁烟火；在油罐储区配备灭火设备；装卸车时运输车辆处于熄火状态。

b、静电火花:为防止静电火花引发事故，在储罐区内铺设防静电接地网，接地电阻应小于 10Ω 。工作人员进入岗位前必须进行静电释放，在输料管道的阀门处、流量计、过滤器、泵等连接处设静电跨接，装卸物料时要注意控制流速和装料方式，避免喷射、冲击等使物料面电位增加，储罐内安装液位自动控制装置，严禁高位进物料。

②物料泄漏防范措施

油罐储存区底部地表作水泥防渗处理，防止泄漏的柴油下渗污染局部地表土壤；加强职工的职业技能培训，提高生产意识，并制定规范的操作规程；定期检查装卸料泵、接口、阀门等部件，对存在隐患的部件做到及时更换，可以大大降低物料的泄漏。

(4) 硫化氢防护技术要求

该区钻井过程中未发现 H_2S 等有毒有害气体，但井场仍应实行硫化氢防护措施：

①施工井队应至少配 1 套便携式硫化氢检测仪（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，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。

(5) 环境风险处理措施

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。一旦发生柴油罐火灾情况，及时采用罐区备用的灭火器进行灭火，控制火情。

(6) 环境风险评价结论

本次实施评价部署环境保护按照《新疆油田公司环境保护管理办法》执行。所有施工作业都必须符合安全与环境保护要求，必须严格按照安全与环境保护的有关法律、法规及相关行业标准执行。本项目设计中严格执行各种安全标准、规范，采取完善的安全措施，可有效地防止火灾、爆炸、泄漏、井喷等事故的发生。

运行期环境影响分析:

1、大气环境影响

1.1 大气污染物影响分析

依据《环境影响评价技术导则-大气环境》(HJ2.2-2018)中 5.3 节工作等级的确定方法,结合项目工程分析结果,选择正常排放的主要污染物及排放参数,采用附录 A 推荐模型中的 AERSCREEN 模式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。

(1) 评价等级判定依据

依据《环境影响评价技术导则-大气环境》(HJ2.2-2018)中 5.3 节工作等级的确定方法,结合项目工程分析结果,选择正常排放的主要污染物非甲烷总烃的排放参数,采用附录 A 推荐模型中的 AERSCREEN 模式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。采用《环境影响评价技术导则-大气环境》(HJ2.2-2018)中规定的方法核算,计算公式及评价工作级别表如下:

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

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 个污染物的最大地面浓度, $\mu\text{g}/\text{m}^3$;

C_{0i} —第 i 个污染物的环境空气质量标准, $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

一般选用 GB3095 中 1h 平均质量浓度的二级浓度限值,如项目位于一类环境空气功能区,应选择相应的一级浓度限值;对仅有 8h 平均质量浓度限值、日平均质量浓度限值或年平均质量浓度限值的,可分别按 2 倍、3 倍、6 倍折算为 1h 平均质量浓度限值。具体分级判据见下表。

表 49 评价工作等级划分依据表

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

(2) 染物评价标准

污染物评价标准和来源见下表。

表 50 污染物评价标准

污染物	功能区	取值时	标准值($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	标准来源
-----	-----	-----	---------------------------------	------

名称		间		
SO ₂	二类限区	一小时	500.0	环境空气质量标准(GB 3095-2012)
TSP	二类限区	日均	300.0	环境空气质量标准(GB 3095-2012)
NO _x	二类限区	一小时	250.0	环境空气质量标准(GB 3095-2012)
NMHC	二类限区	一小时	2000.0	《环境空气质量 非甲烷总烃限值》 (DB13/1577-2012) 二级标准

(3) 污染源参数

运营期油气无组织挥发废气的产生位置为采油井口、拉油点等。本次评价预测污染源强将整个 5 号平台井场作为面源对 NMHC 进行预测。依据《环境影响评价技术导则—大气环境》(HJ2.2-2018)中 5.3 节工作等级的确定方法,结合项目工程分析结果,选择正常排放的主要污染物及排放参数,采用附录 A 推荐模型中的 AERSCREEN 模式计算项目污染源的最大环境影响,对污染源影响进行预测。其污染物排放参数见下表所示。

表 51 NMHC 排放参数一览表(面源)

污染源	矩形面源(单井)			污染物排放速率
	长度(m)	宽度(m)	有效高度(m)	NMHC
面源	110	30	8.00	0.342kg/h

表 52 加热炉污染源排放参数一览表(点源)

排放源	污染物	排放量 (kg/h)	排放参数		
			高(m)	内径(m)	温度(°C)
点源(加热炉)	SO ₂	0.013	8	0.5	160
	NO _x	0.018			
	TSP	0.117			

表 53 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		31.1
最低环境温度		-33.4
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/°	/

(4) 预测结果

根据《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ2.2-2018)的要求,采用 AERSCREEN 模式对污染物落地浓度进行预测。预测结果见表 54。

表 54 估算结果一览表

下风向 距离	矩形面源		点源					
	NMHC 浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	NMHC 占标率 (%)	SO ₂ 浓 度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	SO ₂ 占 标率(%)	NO _x 浓 度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	NO _x 占 标率(%)	TSP 浓 度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	TSP 占 标率(%)
50.0	159.890	7.99	0.15	0.03	0.20	0.08	1.31	0.15
100.0	131.500	6.58	0.14	0.03	0.20	0.08	1.28	0.14
200.0	108.490	5.42	0.07	0.01	0.10	0.04	0.67	0.07
300.0	92.655	4.63	0.04	0.01	0.06	0.02	0.37	0.04
400.0	79.894	3.99	0.03	0.01	0.04	0.01	0.23	0.03
500.0	69.542	3.48	0.02	0.00	0.02	0.01	0.16	0.02
600.0	62.709	3.14	0.01	0.00	0.02	0.01	0.13	0.01
700.0	57.391	2.87	0.01	0.00	0.02	0.01	0.11	0.01
800.0	52.795	2.64	0.01	0.00	0.02	0.01	0.10	0.01
900.0	48.792	2.44	0.01	0.00	0.01	0.01	0.09	0.01
1000.0	46.137	2.31	0.01	0.00	0.01	0.00	0.08	0.01
1200.0	41.975	2.10	0.01	0.00	0.01	0.00	0.06	0.01
1400.0	38.454	1.92	0.01	0.00	0.01	0.00	0.05	0.01
1600.0	35.432	1.77	0.01	0.00	0.01	0.00	0.06	0.01
1800.0	32.812	1.64	0.01	0.00	0.01	0.00	0.06	0.01
2000.0	30.520	1.53	0.01	0.00	0.01	0.00	0.06	0.01
2500.0	25.888	1.29	0.01	0.00	0.02	0.01	0.13	0.01
3000.0	22.415	1.12	0.03	0.01	0.04	0.02	0.25	0.03
3500.0	19.784	0.99	0.04	0.01	0.06	0.02	0.36	0.04
4000.0	17.835	0.89	0.04	0.01	0.05	0.02	0.34	0.04
4500.0	16.229	0.81	0.03	0.01	0.05	0.02	0.31	0.03
5000.0	14.908	0.75	0.03	0.01	0.05	0.02	0.31	0.03
10000.0	8.514	0.43	0.02	0.00	0.03	0.01	0.17	0.02
11000.0	7.873	0.39	0.02	0.00	0.03	0.01	0.17	0.02
12000.0	7.325	0.37	0.01	0.00	0.02	0.01	0.13	0.01
13000.0	6.850	0.34	0.01	0.00	0.02	0.01	0.13	0.01
14000.0	6.441	0.32	0.01	0.00	0.02	0.01	0.13	0.01
15000.0	6.086	0.30	0.01	0.00	0.02	0.01	0.12	0.01
20000.0	4.797	0.24	0.01	0.00	0.01	0.00	0.07	0.01
25000.0	3.954	0.20	0.01	0.00	0.01	0.00	0.08	0.01
下风向 最大浓 度	169.440	8.47	0.18	0.04	0.25	0.10	1.61	0.18
下风向 最大浓 度出现 距离	66.0	66.0	65.0	65.0	65.0	65.0	65.0	65.0

D10%最远距离	/	/	/	/	/	/	/	/
----------	---	---	---	---	---	---	---	---

由预测结果可知：本项目 P_{\max} 最大值出现为矩形面源排放的 $NMHC P_{\max}$ 值为 8.47%， C_{\max} 为 $169.44\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）分级判据，确定本项目大气环境影响评价工作等级为二级。评价不进行进一步预测与评价，只对污染物排放量进行核算。

表 55 大气污染物有组织排放量核算表

序号	排放口编号	污染物	核算排放浓度/ (mg/m^3)	核算排放速率/ (kg/h)	核算年排放量/ (t/a)
主要排放口					
加热炉排气筒		SO_2	50	0.013	0.11
		NO_x	200	0.018	0.159
		颗粒物	20	0.117	1.022

表 56 大气污染物无组织排放量核算表

序号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量 (t/a)
				标准名称	浓度限值/ ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	
1	采油及拉油	非甲烷总烃	密闭输油	GB16297-1996	2000	8.84
无组织排放总计						
无组织排放总计			VOC_s		8.84t/a	

本项目加热炉使用天然气属于清洁能源，具有热值高、燃烧完全、排放污染物低等特点，加热炉燃烧排放的污染物浓度能够达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中表 2 排放限值的要求，非甲烷总烃可以达到《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求。本项目周围较为空旷，项目区域扩散条件良好，项目运营过程产生大气污染物能够实现达标排放，对周围环境影响较小。本项目的实施不会使区域环境空气质量发生明显改变。

1.2 拉油站无组织废气影响分析

本项目 1 口水平井距离集中拉油站较远采用单井拉油工艺，该井伴生气产生量较小，且伴生气产生为偶发无连续性，不具有回收价值，产生的伴生气（天然气）在拉油点分离出后通过放散管燃烧排放，符合《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中相关要求。经充分燃放后产生的废气污染物较小，且项目所在区域较开阔，伴生气充分燃放后自由扩散对项目区环境影响不大。

本项目在输送过程中会产生少量的挥发性有机物，井口来油气经过密闭管线进入集中拉油点或单井拉油点储油罐暂存，转运装车采用底部装载方式，装卸过程中产生的废气返回罐车，可减少挥发性有机物产生。为佐证预测结论，本次评价选取引用新疆油田公司下属作业区范围内正在生产的单井拉油点场界及放散管下风向 NMHC 浓度监测的监测数据。监测点位及监测结果，详见下表。

表 57 已建某单井拉油点场界 NMHC 监测结果一览表

拉油点场界	标准值 (mg/m ³)	监测点位置	监测值 (mg/m ³)	评价结果
G1	GB39728-2020	井场场界上风向	0.19~0.32	达标排放
G2		井场场界下风向	0.20~0.37	达标排放
G4		井场场界下风向	0.16~0.27	达标排放
G3	GB37822-2019 10.0	火炬下风 1m 处，采样高度 > 1.5m	0.21~0.45	达标排放

监测结果表明，单井拉油点场界上下风向监测点以及火炬下风向的 NMHC 浓度均可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求。

1.3运营期大气污染防治措施

(1) 有组织排放源主要采取措施：

- ①集中拉油站加热炉大气污染物通过不低于 8m 烟囱排放。
- ②燃料采用本项目部署井位采出物中分离的伴生气，实现伴生气资源化利用。

(2) 无组织排放污染防治措施

本项目集输拉油过程应按照《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中落实大气污染防治措施：

①固定顶管运行要求：本项目水平井 BHW1001 井场设置 1 座 30m³ 拉油罐，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管道输送挥发性有机物控制措施

本项目单井出油管线应带压密闭，定期巡检，确保设备稳定运行。

③装载方式要求

采出液转运时装车应采用底部装载方式，若采用顶部浸没式装载，出料管口距离罐底高度应小于 200mm。装卸过程中产生的废气应连接至安装在罐车上的气相平衡系统内，最终返回罐车。

④其他排放控制要求

对油气田放空天然气应予以回收。不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空；不能燃烧直接放空的，应报生态环境主管部门备案。本项目 1 口水平井采用单井拉油工艺，产生的伴生气经放散管充分燃烧后排放。本项目 12 口平台井产生的伴生气通过管线集输至北 10 拉油站分离出后主要用于回掺水加热炉燃料。

⑤应加强对密闭管线及密封点的巡检，并安装可燃气体泄漏检测仪，一旦发生泄漏立即切断控制阀，并在 5 日内完成修复。在拉油站内设置非甲烷总烃监控点，企业可采用便携式仪器进行自行监测，监控要求执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）。

在采取上述措施后，加热炉烟气、伴生气燃烧排放的废气 SO₂、NO_x 及拉油站 NMHC 的无组织排放可以满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）以及《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。

1.4 大气影响自查表

表 58 建设项目大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目						
评价等级与范围	评价等级	一级 <input type="checkbox"/>		二级 <input checked="" type="checkbox"/>		三级 <input type="checkbox"/>		
	评价范围	边长=50km <input type="checkbox"/>		边长 5~50km <input type="checkbox"/>		边长=5km <input checked="" type="checkbox"/>		
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥2000t/a <input type="checkbox"/>		500~2000t/a <input type="checkbox"/>		<500t/a <input checked="" type="checkbox"/>		
	评价因子	基本污染物() 其他污染物(非甲烷总烃)			包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM _{2.5} <input checked="" type="checkbox"/>			
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/>		地方标准 <input type="checkbox"/>		附录 D <input checked="" type="checkbox"/>		
		其他标准 <input type="checkbox"/>						
现状评价	环境功能区	一类区 <input type="checkbox"/>		二类区 <input checked="" type="checkbox"/>		一类区和二类区 <input type="checkbox"/>		
	评价基准年	(2019) 年						
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 <input type="checkbox"/>		主管部门发布的数据 <input checked="" type="checkbox"/>		现状补充监测 <input checked="" type="checkbox"/>		
	现状评价	达标区 <input type="checkbox"/>			不达标区 <input checked="" type="checkbox"/>			
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源 <input checked="" type="checkbox"/>		拟替代的污染源 <input type="checkbox"/>	其他在建、拟建项目污染源 <input type="checkbox"/>		区域污染源 <input type="checkbox"/>	
		本项目非正常排放源 <input type="checkbox"/>			现有污染源 <input type="checkbox"/>			
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD <input type="checkbox"/>	ADMS <input type="checkbox"/>	AUSTAL2000 <input type="checkbox"/>	EDMS/AEDT <input type="checkbox"/>	CALPUFF <input type="checkbox"/>	网格模型 <input type="checkbox"/>	其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	预测范围	边长 50km <input type="checkbox"/>		边长 5~50km <input type="checkbox"/>		边长=5km <input checked="" type="checkbox"/>		
	预测因子	预测因子(非甲烷总烃)			包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM _{2.5} <input checked="" type="checkbox"/>			
	正常排放短期浓度贡献值	本项目最大占标率≤100% <input checked="" type="checkbox"/>			本项目最大占标率>100% <input type="checkbox"/>			
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	本项目最大占标率≤10% <input type="checkbox"/>			本项目最大占标率>10% <input type="checkbox"/>		
		二类区	本项目最大占标率≤30% <input checked="" type="checkbox"/>			本项目最大占标率>30% <input type="checkbox"/>		
	非正常排放 1h 浓度贡献值	非正常持续时 () h		非正常占标率≤100% <input type="checkbox"/>		非正常占标率>100% <input type="checkbox"/>		
保证率日平均浓度和	叠加达标 <input type="checkbox"/>			叠加不达标 <input type="checkbox"/>				

	年平均浓度叠加值				
	区域环境质量的整体变化情况	$k \leq -20\%$ <input type="checkbox"/>	$k > -20\%$ <input type="checkbox"/>		
环境 监测 计划	污染源监测	监测因子:(硫化氢、非甲烷总烃)	有组织废气监测 <input type="checkbox"/>	无组织废气监测 <input checked="" type="checkbox"/>	无监测 <input type="checkbox"/>
	环境质量监测	监测因子:(PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、SO ₂ 、NO ₂ 、CO、O ₃ 、非甲烷总烃)	监测点位数 (2 个)		无监测 <input type="checkbox"/>
评价结论	环境影响	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/> 不可以接受 <input type="checkbox"/>			
	大气环境防护距离	距(四周)厂界最远 (0) m			
	污染源年排放量	SO ₂ : (0) t/a	NO _x : (0) t/a	颗粒物: (0) t/a	VOCs: (8.84) t/a

注：“”为勾选项，填“”；“（ ）”为内容填写项

2、水环境影响

2.1 对地表水影响分析

本工程运营期产生的废水主要包括井下作业废水和采出水。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，处理达标后回注地层；采出水依托北联站采出水处理系统，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）标准中指标后回注地层。本工程运营期废水不直接排入外环境，因此正常生产情况下对地表水环境无影响。

2.2 对地下水影响分析

(1) 水文地质资料

本项目所属地下水类型为第四系松散岩类孔隙水，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。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 $>50\text{m}$ ，向北渐变为 $10\text{-}50\text{m}$ 、近溢出带一般为 $5\sim 10\text{m}$ 。水力坡度 $2\%\sim 4\%$ ，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。

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。

(2) 正常情况对地下水影响分析

本项目正常工况下运营期间对地下水环境的影响主要为采出水、井下作业废水。

①采出水

油田运行期产生的采出水进入北联站采出水处理系统，处理后的水达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中主要指标后经管线回注地层。

②井下作业废水

本项目正常工况下，主要是井下作业过程产生少量作业废水，这部分废液作业时不落地，直接进井场废液罐回收后，井下作业废水进入北联站采出水处理系统，经处理达标后回注油层，不外排入环境。

③管线及拉油罐对地下水影响

正常工况下，拉油点储油罐按设计要求进行了防渗处理；单井出油管线埋地深度在地下水位以上并按设计要求进行了防腐处理，采油井进行了固井处理，污染源均得到有效控制，污染物渗入地下污染地下水体的概率较小。另外，项目运行时准东采油厂会定期对井场的阀门和设备、拉油点的原油储罐和拉油罐车进行检查，可有效防止泄漏事故发生。故正常情况下，管线及拉油罐不会对地下水产生影响。

本项目正常运行过程中废水不会对当地地下水环境产生不利影响。

(3) 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。项目区区域主要赋存第四系松散岩类孔隙潜水，项目区内从南向北分布多层结构的潜水-承压水含水层，垂向上，上部为潜水含水层，埋深小于 80m，下部为承压含水层，埋深 80-300m 之间。本项目采出水回注地层为 1760m 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 2050m，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 1760m 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。

（4）事故状态下地下水环境影响分析

① 泄漏事故影响分析

本项目运行过程中会出现输油管线泄漏及拉油点油罐泄漏事故，通常泄漏事故产生的污染物以点源形式通过土壤表层下渗进入地下含水层。因而管线泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于油气混合物的物理性质、泄漏量、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等因素。

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

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

$$e_i = C_0 \cdot e^{-kt}$$
$$t_{1/2} = 0.693/k$$

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

C_0 —污染源强（ mg/L ），按 $9.2 \times 10^5 \text{mg/L}$ 计；

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

t —降解发生的时间（ d ）；

$t_{1/2}$ —有机物的半衰期（ d ）。

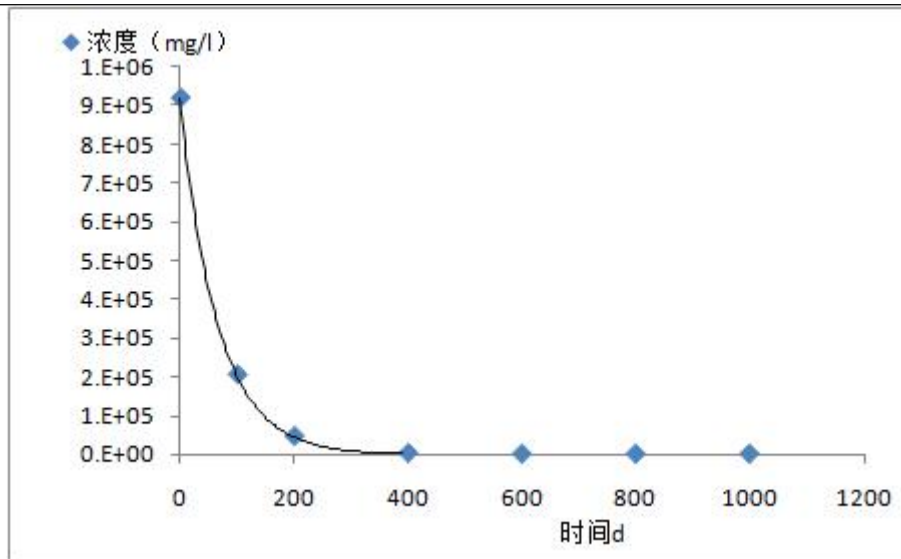


图 25 有机污染物的一级衰减曲线

由计算结果可以看出，石油类污染物的半衰期约为 46d 左右，经过 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。根据地下水流速，可计算出原油泄漏后的影响范围为泄漏点的地下水下游方向 200m 以内。

故输油管道及拉油罐必须采取必要的防腐措施，并加强巡检，防止其泄漏进而污染到周边区域内的地下水。由于泄漏事故为短期大量排放，污染物的泄漏以地表扩展为主，一般能及时发现，并可很快加以控制，石油烃多属疏水性有机污染物，难溶于水而容易被土壤有机质吸附，当土壤中有机质含量较高时，石油烃等污染物在其中迁移的阻滞作用较强，迁移及衰减速度较慢，其影响范围不大，对地下水环境不易产生不利影响。

②井喷事故对地下水的影响

井喷事故为瞬时排放，是以面源形式的原油渗漏污染地下水，井喷事故一旦发生，大量的原油喷出井口，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。据类比资料显示，若井喷持续 2 天时间，井喷污染范围在半径 300m 左右时，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的喷射物。因本项目地层压力系数较低，发生井喷的可能性很小，若发生井喷，其形式为溢流，影响范围主要集中在井口 200m×200m 范围内。类比事故井场土壤剖面分析，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，项目区域承压水顶板埋深在 >50m，井喷对地下水体的影响概率不大。

(5) 水污染防治措施

运营期废水主要包括井下作业废水和采出水。采取的污染防治措施主要有：

①井下作业主要包括修井、洗井等，产生的废水（液）主要包括废洗井液等。井下作业过程中废水（液）不落地，采用专用收集罐收集后拉运至北三台联合站采出水处理系统，处理达标后回注地层，不外排入环境。

②采出水依托北三台联合站采出水处理系统，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）标准中指标后回注地层，不向外环境排放。

③确保固井质量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。定期对生产井的固井质量进行检查，对于固井质量不合格的井，先查明固井质量不合格的原因，并及时采取一系列的修整措施，保证固井质量合格，防止发生井漏和油水窜层等事故。

④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。

⑤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，其影响范围不大。在事故发生后，建设单位可立即进行关井并及时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，因而，石油类污染物进入地下潜水的可能性较小。

3、声环境影响

3.1 声环境影响分析

项目噪声源为井场设备，本次评价对运营期井场厂界噪声进行预测。单井噪声源强在 75~105dB（A）之间，项目设备选用低噪设备，并采取基础减震等措施，衰减量按 20dB（A）计，其运行噪声源不高于 85dB（A）。

计算模式采用《环境影响评价技术导则—声环境》（HJ2.4-2009）中所推荐的预测模式，计算式如下：

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

式中： $L_A(r)$ —距声源 r 处的 A 声级；

$L_A(r_0)$ —参考位置 r_0 处的 A 声级；

r—预测点距声源距离，m；

r₀—参考位置距声源距离，m。

预测点的预测等效声级(L_{eq})计算公式：

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

式中： L_{eqg} ——建设项目声源在预测点的等效声级贡献值，dB(A)；

L_{eqb} ——预测点的背景值，dB(A)。

根据以上公式，预测项目建成后厂界四周噪声贡献值见下表。

表 59 厂界噪声贡献值预测结果 [单位：dB (A)]

预测点编号	预测点位置	贡献值	评价标准	评价结果
井场	东场界	46	昼间 60 夜间 50	达标
	南场界	43		
	西场界	46		
	北场界	43		

由预测结果可知，本工程井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，且周边无声环境敏感点，因此工程实施后不会对周围声环境产生明显影响。

3.2 防治措施

- (1) 尽量选用低噪声设备。
- (2) 定期给抽油机、机泵、运输车辆等高噪声设备进行保养和维修。
- (3) 加强噪声防范，做好个人防护工作。

4、固体废物影响

4.1 固废影响分析

运营期正常工况下固体废物主要为拉油罐清罐底泥产生的油泥（砂），清罐底泥及油泥（砂）属于《国家危险废物名录》（2021本）HW08 废矿物油和含矿物油废物，交由有相应危险废物处理资质的单位回收、处置。

4.2 固废污染防治措施

- (1) 井场覆防渗膜，井下作业时带罐上岗，防止产生落地原油。
- (2) 加强巡检，加大巡井频率，提高巡井有效性，发现对井场安全有影响的行为，及时制止、采取相应措施并向上级报告，尽量杜绝管线、阀门“跑、冒、滴、漏”及人为破坏现象。

(3) 事故状态下原油落地会侵染土壤，污染土壤必须经收集交由有相应处理资质的单位进行接收、运输及无害化处理。

(4) 危险废物的运输和转移过程中污染防治措施

本项目拉油站油罐中油泥（砂）量到达一定量后，由生产运行单位委托有资质的单位对油罐进行清理，清理出的油泥（砂）不在拉油点或集中拉油站贮存，油罐中油泥（砂）处置应符合《陆上石油天然气开采含油污泥处理处置及污染控制技术规范》（SY/T7300-2016）、《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其修改单相关规定要求。

本项目产生的固体废物均能得到妥善的处置，不会对周围环境产生影响。

5、运营期生态环境影响分析

项目运营期不新增占地，不会对植被产生新的影响，占地对动物的影响也不再增加，车辆运输和机械噪声及人为活动相对施工期均有所减小，施工期的临时占地正在进行自然恢复。运营期仍需要采取以下防护措施：

(1) 运营期定期检查管线，如发生管线老化、接口断裂，及时更换管线；管道维修二次开挖回填时，应尽量按原有土壤层次进行回填，以使植被得到有效恢复。

(2) 定时巡查井场、管线等，及时清理落地原油，降低土壤污染。

(3) 加强环境保护宣传工作，提高环保意识，特别是对野生动物和自然植被的保护。严禁捕杀任何野生动物，在油区和站场设置宣传牌，通过宣传和严格的检查管理措施，达到保护生态环境的目的。

(4) 燃烧放空设施应避免鸟类迁徙通道。

6、运营期土壤环境影响分析

6.1 土壤环境影响分析

正常情况下，项目输送的介质不会与土壤之间发生直接联系，因此不会对土壤环境造成不良影响。本工程对土壤环境的影响主要为管线泄漏事故状态下产生的影响。

管线及储罐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。

泄漏分为短期泄漏和长期泄漏两类。短期大量泄漏一般能及时发现，并通过一定的方式加以控制，影响范围不大。而长期少量的泄漏一般难以发现，可能会对土壤环境造成较严重的影响。

本工程新建管线采用埋地敷设，当管道发生泄漏时，原油在土壤内部沿水平方向向四周扩散的同时，也会在重力的作用下沿垂直方向向地下渗透，排除地质灾害等因素外，原油一般情况下不会冒出地表形成地面扩散。由于原油黏度和凝固点较高，且流动性较差，加上土壤对原油具有较强的吸附和截留能力，因此泄漏的原油很难向土壤深层迁移。石油类在水平扩散和垂直下渗时受土壤的吸附和截留作用影响，其浓度将逐渐降低。影响原油污染范围的因素包括原油的泄漏量、存留时间、环境温度、土壤结构、质地等。国内类比资料显示，原油管线泄漏点周围土壤中石油类含量的监测结果表明，原油泄漏影响土壤最大深度小于 2m，影响半径小于 75m。

泄漏原油对土壤理化性质的影响可以用 pH 值、总盐量、总碱度三项指标来说明。据已有的试验和监测资料表明，受到原油污染的地块和正常地块土壤中的 pH 值、总盐量、总碱度无明显的差别，即原油泄漏对土壤的理化性质的影响不大。但由于石油是粘稠大分子物质，渗入土壤后，将堵塞土壤孔隙，使土壤板结，通透性变差，从而导致土壤长期处于缺氧还原状态，土壤养分释放慢，不能满足作物生长发育的需要而致其死亡。

发生泄漏事故后，对污染较轻的土壤，其复原有赖于污染油就地生物降解情况，可以采取提高微生物的降解能力，例如用石灰调高 pH 值，通过深翻提高土壤的通气性等；对污染较重的土壤，必要时应及时对已被污染的土壤用新鲜土壤进行置换，被污染土壤可委托有资质的单位进行处置。

现在油气田管理制度愈来愈完善，员工环境保护及风险预防意识日益增强，一般情况下，发生原油管线泄漏时因管道的压力变化较易发现，及时采取必要处理措施后，可使污染控制在局部地区，不会造成大面积的区域性污染。

6.2 运营期土壤环境保护措施

(1) 巡检车辆严格按照油田巡检路线行驶，不得因乱碾乱压破坏土壤结构。

(2) 井下作业按照“带罐上岗”的作业模式，加强井场及管线巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”或泄漏事故发生造成原油进入土壤，发生泄漏事故时应及时清理落地原油，受污染的土壤应交由具备相应危废处理资质的单位进行回收处置，降低对土壤

环境质量的影响程度。

7、服务期满后环境影响分析

(1) 服务期满后环境空气影响分析

项目服务期满后，对完成采油的废弃井，进行封堵内外井眼，拆除井口装置，清理场地工作，在此过程中，会有少量施工扬尘产生，对环境空气产生一定影响，但由于工程量小、施工时间短，因此对环境空气影响较小。

(2) 服务期满后水环境的影响

项目服务期满后，由于井架拆除过程中不产生废水，因此对水环境不产生影响。

(3) 服务期满后声环境影响分析

项目服务期满后，由于井架拆除过程中会产生一定的施工噪声，施工噪声主要可分为机械噪声、施工作业噪声和施工车辆噪声。机械噪声主要由施工机械所造成，如挖土机械、升降机等，多为点声源；施工作业噪声主要指一些零星的敲打声、装卸车辆的撞击声、拆卸模板的撞击声等，多为瞬时噪声。施工噪声在空旷地带的传播距离较远，影响范围可达 200m。本项目拟选场区周围空旷，无居民区等声环境敏感目标，项目施工对场区周围声环境质量影响不大。

(4) 服务期满后固废影响分析

项目服务期满后井场拆除的井架、集输设施、井构筑物等为材料，可回收利用。

8、环境风险评价

8.1 评价依据

(1) 风险潜势判定

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），建设项目环境风险潜势划分为 I、II、III、IV/IV+级。

危险物质数量与临界量比值（Q）：计算所涉及的每种危险物质在厂界内的最大存在总量与其在附录 B 中对应临界量的比值 Q。在不同厂区的同一种物质，按其在厂界内的最大存在总量计算。对于管线项目，按照管线及井场储罐内输送、储存的危险物质最大存在总量计算。

当只涉及一种危险物质时，计算该物质的总量与其临界量比值，即为 Q；当存在多种危险物质时，则按式（C.1）计算物质总量与其临界量比值（Q）：

$$Q=q_1/Q_1+q_2/Q_2+\dots q_n/Q_n$$

式中： q_1, q_2, \dots, q_n —每种危险物质的最大存在总量，t；

Q_1, Q_2, \dots, Q_n —每种危险物质的临界量，t。

当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势判定为 I，当 $Q \geq 1$ 时，将 Q 值划分为：（1） $1 \leq Q < 10$ ；（2） $10 \leq Q < 100$ ；（3） $Q \geq 100$ 。

本项目涉及的风险物质为石油和天然气，各风险单元 Q 值计算结果详见下表。

表 60 本项目单井各风险单元 Q 值一览表

序号	名称	管线长度 (m)	储油罐容积 (m ³)	在线量 (t)	合计	临界量 (t)	Q 值
1	各类集油管线	2600	/	30.32	60.32	2500	0.24
2	储油罐	/	30 (1 个)	30			

根据上表可知：本项目风险潜势为 I。

（2）评价等级判定

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）判定本项目环境风险评价等级。具体判定划分见下表。

表 61 环境风险评价工作级别划分

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说明。

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。

8.2 环境保护目标

本项目井场、道路沿线周围没有自然保护区、风景旅游区、文物古迹等特殊敏感目标、天然地表水体。主要环境敏感目标为地下水环境、周边农田及土壤环境。

8.3 环境风险识别

（1）物质风险识别

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

表 62 原油、天然气的理化性质及危险级别分类情况

序号	名称	组分	毒性	燃烧爆炸特性参数	危险级别
1	原油	有各种烃类和非烃类化	原油本身无明显毒性。遇热分解出有毒的烟雾，吸入大量可	热值：41870kJ/kg 火焰温度：1100℃	属于高闪点液体

		合物所组成的复杂混合物	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	沸点：300~325℃ 闪点：23.5℃ 爆炸极限 1.1~6.4% (v) 自然燃点 380~530℃	
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

(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。

③单井拉油罐危险性识别

常见的事故主要是单井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 3 座单井拉油点，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。

④拉油运输风险识别

本项目采用单井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。

8.4 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 30m³，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，m²；

ρ—泄漏液体密度；

P—容器内介质压力，Pa；

P₀—环境压力，Pa；

g—重力加速度，9.8m/s²；

h—裂口之上液位高度，m。

经计算，本项目 30m³ 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 30m³ 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

新建单井出油管线 0.7km，采用 D60×3.5 无缝钢管。新建集油管线 1.9km，采用 D114×5 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 D114×5 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 Q_r 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）。

（3）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。

8.5 环境风险防范措施及应急要求

（1）井下作业、井场事故风险预防措施

①井控操作实行持证上岗，各岗位人员有明确的分工，并且应经过井控专业培训。在油气层中钻进，每班进行一次防喷操作演习；

②井场设置明显的禁止烟火标志；井场设备及电器设备、照明灯具符合防火防爆的安全要求，井场安装探照灯，以备井喷时钻台照明；

③在井架上设置风向标，以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散；

④按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其它消防器材；

⑤井下作业时要求带罐操作，最大限度避免落地原油产生，而泄漏物料和落地原油应及时回收、处置。

(2) 泄漏事故的风险防范措施

①管线敷设前，加强对管材和焊接质量的检查，防止因管材质量及焊接缺陷造成泄漏事故的发生。选择有经验的单位进行施工，加强施工过程监理，确保施工质量；

②定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；

③按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止气泄漏事故的发生；

④定期对管线进行巡视，应加强管线和警戒标志的管理工作，提高巡线的有效性，发现对管道安全有影响的行为，应及时制止、采取相应措施并向上级报告。

(3) 拉油点储罐风险预防措施

①拉油点严格按防火规范进行平面布置，设备的电气附属设施符合防爆要求，各项作业活动必须使用防爆工具，合理规划灭火器配置；

②所有设备、管线均应做防雷、防静电接地；

③安装火灾设备检测仪表、消防自控设施；

④在可能发生原油泄漏或油气积聚的场所应按照《石油化工企业可燃气体检测报警设计规范》(SH 3063-94)的要求设置可燃气体报警装置；

⑤加强设计单位相互间的配合，做好衔接，减少设计失误；

⑥对拉油点管理人员不定期组织举办风险管控、应急管理培训，加强管理人员风险辨识、隐患排查及应对突发事件的能力。定期对储罐进行巡检，及时发现缺陷和问题，有针对性的采取相应措施，消除安全隐患。

(4) 运输风险预防措施

由于采出液在运输过程中具有爆炸、易燃等危险性，对项目区的生态环境具有一定的潜在危险，完成运输任务是一项技术性和专业性强的工作，在运输过程中稍有不慎，便可对环境造成损失。

为防止采出液运输过程中的风险事故，主要从以下 6 个方面进行防范：

①配备具有危险货物运输资质的驾驶员和押运员。

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

②车辆安全状况和安全性能合格

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

③采出液装卸注意事项

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

④按规定的路线进行行驶

采出液在运输过程中必须按油田区域内规定的路线进行行驶，严禁偏离路线进行运输。行车过程中要遵守交通、消防、治安等法律法规。

⑤行车途中勤检查

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

(5) 危险废物运输预防措施

本项目产生的危险废物为油泥（砂），在危险废物转移、运输中，应做到以下几点：

①转运过程中，严格按照原国家环保总局制定的《危险废物转移联单管理办法》执行转移“五联单”制度，并向危险废物移出地和接受地的县级以上地方人民政府环境保护行政主管部门报告。

②危险废物的运输车辆将经过环保主管部门的检查，并持有主管部门签发的许

可证，负责废物的运输司机将通过公司内部培训，持有证明文件。

③承载危险废物车辆将设置明显的标志或适当的危险符号，以引起注意。

④车辆所载危险废物将注明废物来源、性质和运往地点，必要时将派专门人员负责押运。

⑤组织危险废物的运输单位，在事先需作出周密的运输计划和行驶路线，其中包括有效的废物泄漏情况下的应急措施。

⑥建设单位应跟踪厂区危废的转移、运输和处置情况，防止发生危废非法转移、非法运输和非法外卖等情况。

(6) 应急预案

本项目投产后归属中国石油新疆油田分公司开发公司准东采油厂。准东采油厂已制定了完善的突发环境事件应急预案。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。

8.6 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。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。

9、退役期环境影响分析及防治措施

(1) 退役期环境影响分析

退役期的环境影响以生态恢复为主，同时封井和井场清理会产生扬尘、施工车辆和机械排放尾气以及一定量的建筑垃圾。油田停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等。在这期间，将会产生少量扬尘和固体废物。

(2) 防治措施

1) 在闭井施工操作中应做到文明施工，防止水泥等的洒落与飘散。

2) 退役期封井施工过程中, 应加强施工质量管理, 避免出现封井不严等非正常工况的烃类泄漏。保证对废弃井采取的固井、封井措施有效可行, 防止发生油水窜层, 污染地下水资源。

3) 废弃管线、残渣等进行集中清理收集, 管线外运经清洗后回收再利用, 废弃建筑残渣运至政府部门指定地点填埋处理, 逸散性材料运输过程中, 运输车辆均加盖篷布, 以防止行驶过程中固体废物的散落。

4) 及时清理作业现场, 做到“工完、料尽、场地清”, 清理工作的临时占地要及时平整。站场经过清理后, 永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫被清理, 以便井场后期自然恢复。油田设施退役后, 人员撤离, 区域内没有了人为的扰动, 井场范围内的自然植被会逐渐得以恢复, 有助于区域生态环境的改善。

10、环境管理与监测计划

10.1 环境管理

(1) 施工期环境监督管理要求

本项目项目施工期环境监督管理要求, 见表 63。

表 63 项目施工期环境监督管理要求

序号	影响因素	环保措施	实施单位	监督单位
1	生态环境	站场建设施工前, 严格规定临时占地范围。施工结束后, 施工单位应负责及时清理现场, 将施工期对生态环境的影响降到最低。严禁施工人员采摘植被和猎捕野生动物, 禁止侵扰野生动物栖息地。施工产生的土方, 应合理规划, 合理利用。	工程承包商	昌吉州生态环境局、阜康市生态分局
2	声环境	加强对施工机械和车辆的维修, 保持较低噪声水平。		
3	大气环境	粉状材料的运输要袋装或罐装, 禁止散装, 堆放时设篷盖。运送建筑材料的卡车须用帆布遮盖, 严禁散落和随风飞扬。		
4	水环境	施工营地设置防渗废水收集池, 收集后由钻井公司定期清运至吉木萨尔县污水处理厂。		
5	固体废物	土方回填至管沟, 将剩余的土方量回填在管廊上, 并实施压实平整水土保持措施, 本项目不产生集中弃土。建筑垃圾及生活垃圾集中收集后送至指定地点填埋处理。钻井岩屑进入泥浆不落地装置处理, 满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017) 要求后综合利用。		
6	土壤	在施工初期, 要注意保存表土, 设专门的表土堆放场地, 并采取覆盖、拦挡措施, 合理布置拦挡设施; 车辆行驶和机械设备必须按规定路线行驶, 不能随意碾压和践踏井场周围区域。		

7	环境管理	施工单位应建立环境保护档案。建设单位要求施工单位在施工前进行环保自查，并在现场派驻 HSE 监理，建设单位安全环保部门及对施工单位施工期间进行环保日常检查并做好记录；完工前，建设单位要求施工单位进行环保完工自查，安全环保主管部门现场验收合格后报请现场验收，合格后方可记录为完工，做到工完料净场地清，并做好记录。		
---	------	---	--	--

(2) 运营期环境管理要求

本项目运营期环境监督管理计划，见表 64。

表 64 项目运营期环境监督管理计划

序号	监督管理项目	环保措施	实施单位	监督单位
1	环境计划管理	环境管理计划的实施情况，包括井区环境整治、排污口规范化整治、环保治理方案的落实情况等。	生产运营单位	昌吉州生态环境局、阜康市生态分局
2	污染源管理	检查采油及储油设置的运行情况，保证正常运行。检查固废的运输、处置措施的执行情况，防止造成环境污染；检查噪声排放源治理措施的消声、隔声效果，防止超标排放		
3	环境监测管理	组织空气环境质量监测；组织地下水环境监测，防止水环境污染；组织厂界环境噪声监测。		
4	生态环境管理	继续做好施工迹地的地表恢复工作。培训巡线人员相关的水土保护知识，使之在保护沿线植被的同时，随时观察沿线的水土流失状况，以便能及时的采取补救措施。定期维护注水支线、电力设施底部等设施的地面固沙草方格。定期检查受影响范围内生态系统的动态变化情况		

(3) 退役期环境管理要求

本项目退役期环境监督管理计划，见表 65。

表 65 项目退役期环境监督管理计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	监督单位
1	生态环境	项目所在油田退役前应进行环境影响后评价，并进行生态恢复；对受影响已清除污染物区域进行换土（拉运并填埋具有原来特性的土质），恢复原有生态机能。	中国石油新疆油田分公司	昌吉州生态环境局、阜康市生态分局
2	声环境	闭井期间采用低噪声设备，操作周期为短期，对周围环境产生间歇式影响，伴随闭井期工作结束而终止。		
3	大气环境	在对原有设备拆卸、转移过程产生一定扬尘，故需采取洒水降尘措施，同时闭井工作避开大风等恶劣天气，避免对周围空气环境造成污染。		
4	固体废物	固体废弃物分类收集，优先回收利用，不可回收利用的及时清运。		

10.2 监测计划

本工程运营期间需对生产过程生产的“三废”进行严格管理，定期对污染源和环

境质量进行监测，减少对周围环境影响。环境监测计划表，见表 66。

表 66 运营期环境监测计划

编号	环境要素	地点	监测项目	监测频次
1	大气	井场边界、拉油站下方向	非甲烷总烃	1 次/半年
		拉油站加热炉	SO ₂ 、颗粒物、NO _x	1 次/半年
2	地下水	上游、项目区及下游	参照《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准	1 次/年
3	生态	项目区	临时占地平整情况、植被恢复情况	1 次/年
4	噪声	井场场界四周	等效声级 dB (A)	1 次/年
5	土壤	井场内	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018) 中基本项目	1 次/5 年

10.3“三同时”验收一览表

本项目建成投产后，应根据《中华人民共和国环境保护法》以及《建设项目环境保护管理条例》要求，开展自主环保竣工验收并应当依法向社会公开验收报告，环保验收建议清单见表 67。

表 67 “三同时”竣工验收调查建议清单

治理项目	污染源	污染因子	防治措施	治理要求	验收标准
废气	井场	NMHC	对设备进行定期检修和工艺运行管理	保持正常运行，减少无组织排放	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 中企业边界污染物控制要求
	拉油站加热炉	SO ₂ 、颗粒物、NO _x	8m 高排气筒	达标排放	《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014) 中燃气锅炉的排放浓度限值要求
噪声	机泵	A 声级	隔声、基础减震，采用低噪声设备	厂界噪声达标排放	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类
废水	井下作业过程	石油类、SS	北三台联合站采出水处理系统	达标后回注地层	《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)
固废	拉油站	油泥(砂)	/	委托有相应危险废物处置资质的单位处理	不造成二次污染
生态环境	工程占地	植被破坏土壤压覆地表扰动水土流失	严格控制占地范围，对临时进行清理平整	生态保护措施落实情况；井场、站管线周边植被恢复情况。	

11、环保投资

项目总投资 6711.86 万元，其中环保投资 503 万元，占工程总投资的 7.49%。本工程环保投资估见表 68。

表 68 环境保护投资估算

阶段	环境要素	项目名称	环保措施	投资 (万元)
施工期	生态环境	临时占地	完工后迹地清理并平整压实，进行生态恢复	30
	废气	井场和管线施工产生的施工扬尘	采取各项防尘抑尘措施	10
	废水	施工生活污水	防渗废水收集池	4
	固体废物	泥浆不落地设备	钻井岩屑进入泥浆不落地装置处理，满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）要求后综合利用。	210
	井控装置	井口防喷	井口防喷器	225
运营期	废气	无组织挥发烃类	选用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等与井场、管线同步建设	12
		加热炉	8m 高排气筒	
		伴生气	设置放散管燃放	
	废水	采出水、作业废水	废水收集后依托北联站采出水处理系统达标后回注地层	6
固体废物	油泥（砂）	交由 HW08 类危废处置单位处理	6	
合计				503

建设项目拟采取的防治措施及预期治理效果

内容 类型	排放源(编号)	污染物名称	防治措施	预期治理效果
大气污 染物	井场、集输管 线、拉油点	非甲烷总烃	对设备及管线进行定期检 修，防止跑、冒、滴、漏	场界满足 GB39728-2020 无组织排放监控 浓度限值，加热 炉烟气满足《锅 炉大气污染物排 放标准》 (GB13271-2014)中燃气锅炉的 排放浓度限值要 求
	放散管燃放	二氧化硫、 氮氧化物、 烟尘	自然扩散	
	拉油站加热炉	烟尘、NO _x 、 SO ₂	采用洁净天然气，加热炉设 置不低于 8m 的烟囱	
水污 染物	井场	井下作业废 水	将废水由罐车拉运至北三 台联合站采出水处理系统	达标回注地层
		采出水	依托北三台联合站采出水 处理系统	
固体 废物	拉油罐	油泥(砂)	交由具有相应的危险废物处 置资质的单位进行处理	无害化处理
	井场	落地油	落地油 100%回收	无害化处理
噪声	尽量选用低噪声设备，对噪声强度较大的设备进行减噪处理；各类机泵位于泵房内，定期给机泵等设备加润滑油和减振垫，对各种机械设备定期保养；加强噪声防范，做好个人防护工作。			
其他	/			

生态保护措施及预期效果

本项目施工期对生态的影响主要是占地影响，占地包括永久占地和临时占地。占地会对项目区植被、土壤及野生动物造成影响。施工结束后，临时占地范围内植被可逐渐自然恢复。场站永久占地通过采取地面硬化等措施，对于减少植被破坏、减缓水土流失、抵制荒漠化发展起到一定的积极作用，有效保护脆弱的荒漠生态环境。

结论与建议

一、结论

1、项目概况

三台油田北 10 井区头屯河组位于准噶尔盆地东部，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。根据方案，拟在三台油田北 10 井区头屯河组油藏部署钻井 15 口（采油井 13 口，注水井 2 口），老井采转注 4 口（B010、B012、北 64、B009），新建产能 2.21×10^4 t。项目总占地面积为 113505m^2 ，临时占地面积为 98143m^2 ，永久占地面积 15362m^2 ，占地类型为其他草地。项目总投资为 6711.86 万元，其中环保投资 503 万元。

2、区域环境现状

（1）环境空气

基本污染物：项目所在地阜康市 PM_{10} 、 $\text{PM}_{2.5}$ 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} 、 $\text{PM}_{2.5}$ 年平均浓度有超标现象，主要与风沙季节有一定关系。

特征污染物：评价区域环境空气质量中非甲烷总烃一次浓度值满足《大气污染物综合排放标准详解》中 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的浓度限值。各监测点 H_2S 浓度均满足《环境影响评价技术导则—大气环境》（HJ2.2-2018）中附录 D 表 D.1 的限值 $0.01\text{mg}/\text{m}^3$ 的要求。

（2）水环境

监测结果表明：各监测点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。

（3）声环境

根据噪声监测数据，各监测点位昼间、夜间的噪声强度均符合《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准限值要求，评价区内声环境质量现状良好。

（4）土壤环境

监测结果表明，各土壤监测因子均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值要求。

3、环境影响分析

3.1 施工期影响分析结论

(1) 废气

施工期废气主要为施工扬尘、柴油机、发电机燃料烟气。项目施工期短暂，并采用合格油品，产生的废气对环境的影响较小；扬尘通过合理安排施工，易起尘物料遮盖，采取洒水措施，加强车辆管理进行防治。施工期的废气污染随施工结束而消失。

(2) 废水

施工期废水主要为生活污水，项目施工期短、施工人数少，要求在各施工营地设置防渗废水收集池，收集后由钻井公司定期清运至吉木萨尔县污水处理厂。施工期对水环境影响不大。

(3) 噪声

噪声源主要为施工机械及运输车辆噪声，源强约95~105dB(A)。噪声贯穿于整个施工过程，待所有施工期结束后影响将消失，且项目区周边无声环境敏感区，不会出现扰民现象。

(4) 固体废物

固体废物主要为钻井岩屑、生活垃圾、建筑垃圾及土石方，钻井岩屑采用不落地系统进行处理，固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中的要求后综合利用；生活垃圾经集中收集后清运至吉木萨尔县垃圾填埋场填埋处理；建筑垃圾集中收集后定期送至符合环卫部门要求的建筑垃圾填埋场；本项目管线敷设完工后，土方回填至管沟，将剩余的土方量回填在管廊上，并实施压实平整水土保持措施，本项目不产生集中弃土，对环境的影响较小。

(5) 生态

本项目总占地面积为113505m²，临时占地面积为98143m²，永久占地面积15362m²。占地类型为其他草地。建设单位应加强管理，严格控制施工占地，保护井场周边耕地，施工机械和车辆应严格按照道路行驶，禁止乱碾乱轧；施工现场禁止遗弃废物；施工结束后对地表进行平整，后期施工迹地依靠自然恢复。采取以上措施后，可将项目对生态环境的影响减少至最低。

3.2 运营期影响分析结论

(1) 大气环境影响分析

运营期的大气污染源主要是集中拉油站加热炉烟气和油气集输过程中无组织挥发废气，其中加热炉燃料为天然气，不含硫，属清洁能源，燃烧烟气可满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中新建燃气锅炉排放限值要求，达标烟气通过8m高排气筒放空。大气污染物排放量较小，对周围大气环境影响甚微。运营期定期对井场的设备、阀门等检查、检修，以防止“跑、冒、滴、漏”现象的发生，确保井场边界NMHC浓度低于（GB39728-2020）中相关要求，定期对输油管线和拉油站储油罐进行巡检。项目区域空旷，扩散条件较好，不会对周围环境产生不利影响。

（2）水环境影响分析

本项目运营期井下作业废水及采出水均依托北三台联合站采出水处理系统处理，处理达标后回注油藏不外排。因此本工程运营期产生的废水不会对水环境造成影响。

（3）声环境影响分析

运营期噪声主要为井场机械噪声以及巡检车辆产生的交通噪声，通过对其基础进行减震降噪处理，加强管理，预测运营期井场昼夜厂界噪声均能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的2类区标准。另外项目周围200m内无集中固定人群居住点，对环境的影响较小。

（4）固体废物影响分析

项目运营期产生的油泥（砂）量为5.01t/a，油泥（砂）属于《国家危险废物名录》（2021本）HW08废矿物油和含矿物油废物，交由有相应危险废物处理资质的单位回收、处置。

4、环境风险评价结论

本项目可能涉及的危险物质为原油和天然气，项目可能发生的风险事故类型主要包括泄漏事故风险。

本项目井场、输油管线及拉油点发生原油泄漏事件可能会造成项目区土壤、环境空气、地下水环境污染。根据分析可知，油气泄漏一般会在很短的时间内发现，采取紧急措施的前提下不会对地下水水质、环境空气产生影响。

5、总体结论

综上所述：本项目符合国家有关产业政策，在严格执行已有各项环保政策、规定的基础上，认真落实本报告表中提出的环保措施与建议的前提下，从环境保护角度分

析，该项目的建设可行。

二、建议

(1) 建设单位应将施工期、运行期的环境保护管理工作纳入已有的企业制度中，确保环保设施与主体工程“三同时”。

(2) 为保证工程正常运行，从设计、管道材质选择、阀门选型、材料采购、管线敷设、交付使用、运行维护等建立明确的目标责任，确保工程建设质量。

(3) 建立健全井场、管线的定时巡检制度、定期检查连通阀门、发现问题，及时上报处理。

预审意见:

公章

经办人:

年 月 日

下一级环境保护行政主管部门审查意见:

公章

经办人:

年 月 日

审批意见：

公章

经办人：

年 月 日

项目委托书

新疆泰施特环保科技有限公司（单位名称以公章为准）：

现有《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》，项目委托贵单位进行该项目的评价工作及评价报告的编制，请接受委托后到新疆油田开发公司经营办签订合同，并按合同约定组织该项目评价工作的实施。



中国石油新疆油田分公司开发公司

2021年2月19日

附件：本项目所在北 10 井区环评批复—对“关于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的批复”[新环函（2016）1718 号]

新疆维吾尔自治区环境保护厅

新环函〔2016〕1718 号

关于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的批复

中国石油新疆油田分公司开发公司：

你公司《关于中国石油天然气股份有限公司新疆油田分公司三台油田北 10 井区头屯河组油藏开发建设项目环境影响报告书的报告》（油新开发环字〔2016〕18 号）及所附有关资料收悉。经研究，批复如下：

一、新疆油田公司三台油田北 10 井区位于阜康市境内，距阜康市区以东约 55 公里。工程主要建设内容与规模为：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。

项目新增永久性占地 4.39 万平方米，临时性占地 19.32 万平方米，项目总投资 9446.83 万元，其中环保投资 291.91 万元，占总投资的 3.09%。

根据中国石油大学（华东）编制的《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》（以下简

称《报告书》)的评价结论、自治区环境工程评估中心关于《报告书》的技术评估意见(新环评估〔2016〕225号)、昌吉州环保局关于《报告书》的初审意见(昌州环函〔2016〕284号)以及阜康市环保局关于《报告书》的初审意见(阜环函〔2016〕84号),从环境保护的角度,原则同意该项目按照《报告书》所列地点、性质、规模、采用的生产工艺及环境保护措施建设。

二、在工程设计、建设和环境管理中要认真落实《报告书》提出的各项环保要求,严格执行环保“三同时”制度,确保各类污染物稳定达标排放,并达到以下要求:

(一)强化生态环境保护措施。项目应严格落实生态环境保护 and 恢复治理方案中的各项措施,合理规划油区永久性占地,控制临时占地面积;管线及井场施工尽量避让植被覆盖度较高区域,不得随意扩大占用、扰动地表面积,施工结束后及时清理场地、平整土地,做好植被恢复、水土保持等工作。

(二)严格落实水污染防治措施。项目运营期间产生的井下作业废水经专用废液收集罐收集后,拉运至北三台处理站废液池,其上清液经处理后用于油田注水。采出水经北三台联合站污水处理系统处理,达到回注要求后部分用于井口回掺,部分回注地层。钻井废水采用泥浆不落地技术处理,钻井废水排入移动式一体化废水处理设备后用于冲洗振动筛,循环利用,不外排。

(三)严格落实各项废气污染防治措施。采取措施减少烃类气体的无组织排放,非甲烷总烃排放须符合《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中无组织排放监控浓度限值要求。

(四)加强固体废物的分类管理。对钻井过程中产生的废弃

泥浆、岩屑进行脱水回收处理。废弃泥浆、岩屑经泥浆回收器回收脱水后形成泥饼用于平整井场，脱出水用于冲洗振动筛，循环利用，不外排。运营期含油泥砂交由危废处理资质单位回收处置，危险废物的收集、贮存、运输须符合相关标准、规范要求；井下作业时带罐操作，含油泥砂全部回收；生活垃圾集中收集后，交由北三台生活基地统一处理。

（五）加强项目环境风险防范。制定事故状态下环境风险应急预案，建立与地方政府突发环境事故应急预案对接机制，形成联动具体实施方案，并定期开展应急演练；加强对地下水、土壤等的监控，落实污染防治及防井喷、防漏、固井措施，避免生产事故引发环境污染。

（六）开展工程环境监理，在施工招标文件、施工合同和工程监理合同文件中明确环保条款和责任。建立专项档案，定期向当地环保部门报告。

三、项目运行期必须严格执行区域污染物排放总量控制要求，确保项目实施后二氧化硫、氮氧化物排放总量控制在核定的指标内。本项目主要污染物排放总量指标：二氧化硫 0.004 吨/年、氮氧化物 0.81 吨/年。

四、在工程施工和运营过程中，应建立畅通的公众参与平台，及时解决公众提出的环境问题，满足公众合理的环保要求。定期发布企业环境信息，并主动接受社会监督。

五、项目的日常环境监督检查工作由昌吉州环保局、阜康市环保局负责，自治区环境监察总队进行不定期抽查。项目竣工后，须按规定程序向我厅申请竣工环境保护验收，验收合格后，方可

正式投入运行。

六、如项目的性质、规模、工艺、防治污染、防止生态破坏的措施发生重大变动，须报我厅重新审批。自环评批复文件批准之日起，如工程超过5年未开工建设，环境影响评价文件应当报我厅重新审核。

七、你公司应在收到本批复后20个工作日内，将批准后的报告书分送昌吉州环保局、阜康市环保局，并按规定接受各级环境保护行政主管部门的监督检查。

新疆维吾尔自治区环境保护厅

2016年11月22日

抄送：自治区发改委，昌吉州环保局，阜康市环保局，自治区环境监察总队，自治区环境工程评估中心，中国石油大学（华东）。

附件：《关于三台油田开发建设工程环境影响回顾性评价报告书的批复》（新环监函〔2007〕438号）

新疆维吾尔自治区环境保护局

新环监函〔2007〕438号

关于三台油田开发建设工程环境影响 回顾性评价报告书的批复

中国石油新疆油田分公司：

你公司报送的《关于对三台油田环境影响报告书进行审批的函》及所附《三台油田开发建设工程环境影响回顾性评价报告书》（以下简称“报告书”）、自治区环境工程评估中心技术评估意见（新环评估〔2007〕165号）、昌吉州环保局对报告书的初步审查意见（昌吉州环函〔2007〕100号）均已收悉。经研究，现批复如下：

一、新疆油田公司三台油田位于乌鲁木齐市以东 120km，三台镇以西 15 km 处，地跨昌吉州阜康市、吉木萨尔县。该油田自二十世纪五十年代开始了地质及地球物理勘探工作，至 1998 年相继发现了五梁山北 10 井区块、台 3 井断块、马庄、台 13 井断块、台 14 井断块和北 83 井区块等共 10 个油藏、5 个气藏。截至 2006 年年底共计钻井 271 口，油藏埋深平均 2500m。目前油田利用生产井 72 口、注水井 6 口、封井 193 口；已建注水站 1 座，注水量 $200 \text{ m}^3 / \text{d}$ ；北 83 井区已建计量站 1 座；建设各类油田道路 193km；

办公、生活设施依托三台电厂。其中 72 口油井日产液量 200 t/d，日产油量 136 t/d。油田采油井采用单井单罐的生产方式，采出液入罐，产生的少量伴生气 4 万 m³/d，全部用于原油储罐的保温加热。整个油田区共有 60m³ 圆罐 27 座、20m³ 方罐 33 座、北 83 井区系统有 500m³ 圆罐 2 座。油田采出液由汽车拉运至已建北三台联合站进行处理。

同意报告书的结论，你公司应按报告书的要求对油气田多年来的滚动开发过程中已存在的环境问题进行治理和补救，并预防新的环境污染。

二、在今后的日常环境管理过程中应完善和改进以下工作：

(一)油气集输应采取密闭集输工艺，储罐应采用内浮顶罐，减少烃类挥发。

(二)对部分原油储罐的保温加热应尽快由燃煤加热改用燃烧天然气或电伴热带的方式，以减少大气污染物的产生量。

(三)三台油田作业区应继续对三台油田的废弃井进行全面的清查，对废弃的敞口井和露头井进行科学的治理，加强环境监督管理，避免油水窜层导致地下水污染。

(四)油田开采区应设置导洪坝、导洪渠等防洪措施，以有效抵御洪水。

(五)对已污染的土壤和植被进行恢复治理。

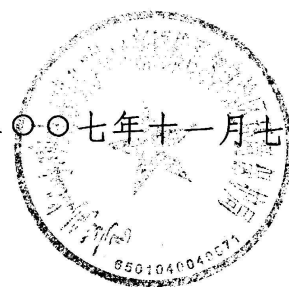
(六)采油井应按规范，安装井控及防井喷装置。

(七)制定环境风险应急预案，并进行定期演练。

三、项目建设单位要严格按照“报告书”及批复的要求落实各级环保部门提出的各项环保措施和要求。项目日常环境监督、检查和督促、落实工作由自治区环境监察总队和昌吉州环保局负责，并将监督过程中遇到的问题及时向我局汇报。

四、今后，该油气田若进一步勘探开发扩大生产规模，必须严格按有关法律法规的要求进行环境影响评价工作。

二〇〇七年十一月七日



主题词：环保 建设项目 回顾性评价 报告书 批复

抄送：昌吉州环保局，自治区环境监察总队，自治区环境监测总站，自治区环境工程评估中心，自治区环境保护技术咨询中心。

新疆维吾尔自治区环境保护局

2007年11月12日印发

附件：北联站采出水处理系统杀菌工艺优化工程环评批复及验收意见

昌吉回族自治州环境保护局 文件

昌州环评〔2018〕53号

昌吉州环保局关于中国石油新疆油田分公司 准东采油厂三座站杀菌工艺优化工程 环境影响报告表的批复

中国石油新疆油田分公司准东采油厂：

你公司报送的《中国石油新疆油田分公司开发公司准东采油厂三座站杀菌工艺优化工程环境影响报告表》（以下简称《报告表》）及相关材料均收悉，经研究，批复如下：

一、准东采油厂三座站杀菌工艺优化工程优化工程行政隶属新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州，分别位于李晓华站、吉祥

联合站和北三台联合站内。在李晓华站、吉祥联合站和北联站各新建 1 套电解盐杀菌装置。其中，李晓华站的电解盐杀菌装置处理规模的按照污水系统处理量 5000m³/d 考虑，新增 1 套有效氯产量为 12kg/h 的电解盐杀菌装置；吉祥联合站考虑将来污水处理系统扩建能力，电解盐杀菌装置处理规模按照 2800m³/d 考虑，新增 1 套有效氯产量为 9kg/h 的电解盐杀菌装置 1 套；北联站的电解盐杀菌装置处理规模的按照污水系统处理量 2500m³/d 考虑，新增 1 套有效氯产量为 6kg/h 的电解盐杀菌装置。

项目总投资 1296 万元，环保投资 81 万元。

根据根据中勘冶金勘察设计研究院有限责任公司编制报告表结论，阜康市环保局（阜环函〔2018〕109 号）、吉木萨尔县环保局（吉环项审发〔2018〕08 号），结合环境质量目标要求，从环境保护角度，我局原则同意该项目按照《报告表》中所列建设项目性质、规模、地点建设。

二、要求建设单位在项目建设和环境管理中认真落实《报告表》中提出的各项环保要求，确保项目运行不影响地下水和地表水环境，并重点做好以下工作：

（一）大气污染防治措施。次氯酸钠产生时有一定量氢气产生，次氯酸钠发生器、输送管路、次氯酸钠储罐均密闭，正常情况下氢气不会发生泄漏，由次氯酸钠储罐顶部的排氢管排出并通过鼓风机排至室外，在室内顶部设置可燃气体检测仪（氢气型）

报警，并与轴流风机联动，确保安全；酸洗过程中少量会有硫化氢产生，在酸洗罐添加、更换和配置酸液（盐酸）过程中会有少量的氯化氢逸散，酸洗过程采用密闭流程，尽量缩短酸液配制时间，酸洗过程采取密闭流程，可减少氯化氢的产生，稀盐水中硫含量很低，酸洗产生硫化氢的量很少；在设备检修和事故状态下，杀菌装置会有少量氯气产生，氯气、氯化氢和硫化氢的产生量少，排放时间短，且项目区周边无居民。

（二）水环境影响分析及防治措施。污水处理系统处理后的净化水经本项目新建的电解盐杀菌装置进行杀菌，净化水中的SRB、TCB、FB需满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后，回注油层。

（三）声环境影响分析及防治措施。三站的昼、夜厂界噪声均能达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准要求，因此，不会对声环境产生明显影响。

（四）固体废物环境影响分析及防治措施。运营期固体废物主要为废离子交换树脂，为危险废物，属于《国家危险废物名录》（2016版）中的HW13有机树脂类废物中非特定行业中的废弃的离子交换树脂，废物代码为900-015-13，废离子交换树脂在李晓华站、吉祥联合站和北联站站临时贮存时应满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）（2013年修订）中“与其他类别的危险废物分开堆放，危废临时暂存设施基础必须防渗、且设施应有防风、防雨、防晒、防渗措施”等的相关要求，

集中收集后交由有相应处理资质处置。

三、在工程施工和运营过程中，应建立畅通的公众参与平台，及时解决公众提出的环境问题，满足公众合理的环保要求。定期发布企业环境信息，并主动接受社会监督。

四、你单位须按环境保护“三同时”制度要求，做到环境保护设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用。项目竣工后，应按程序组织开展项目竣工环境保护验收，经验收合格后，方可正式投入运行。

五、本项目的日常环境监管工作由阜康市环保局、吉木萨尔县环保局负责，昌吉州环境监察支队进行不定期抽查。

六、你公司应在收到本批复后 20 个工作日内，将批准后的《报告表》及批复文件送昌吉州环境监察支队，阜康市环保局、吉木萨尔县环保局，并接受各级环境保护行政主管部门的监督管理。

昌吉回族自治州环境保护局

2018年9月21日

抄送：州环境监察支队、阜康市环保局、吉木萨尔县环保局，
中勘冶金勘察设计院有限责任公司，存档。

昌吉回族自治州环境保护局

2018年9月21日印发

中国石油新疆油田分公司准东采油厂三座站 杀菌工艺优化工程竣工环境保护验收意见

2019年11月23日，新疆油田根据《中国石油新疆油田分公司准东采油厂三座站杀菌工艺优化工程竣工环境保护验收监测表》并对照《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》，严格依照国家有关法律法规、建设项目竣工环境保护验收技术规范、环评及批复等要求对本项目进行竣工环境保护验收。验收工作组由建设单位、验收调查表编制单位和相关技术专家组成，验收工作组审阅并核查了有关资料，听取了项目建设与验收调查情况的汇报，经讨论形成验收意见如下：

一、项目基本情况

（一）建设地点、规模及主要内容

项目行政隶属于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州，分别位于李晓华站、吉祥联合站和北三台联合站内。在李晓华站、吉祥联合站和北联站各新建1套电解盐杀菌装置。其中，李晓华站新增1套电解盐杀菌装置有效氯产量为12kg/h；吉祥联合站新增1套电解盐杀菌装置有效氯产量为9kg/h；北联站新增1套电解盐杀

菌装置有效氯产量为 6kg/h。三站内电解盐杀菌装置的电解效率均 >90%，NaClO 溶液浓度均 >0.8%。

（二）建设过程及环保审批情况

2018 年 9 月，中勘冶金勘察设计研究院有限责任公司编制完成了《中国石油新疆油田分公司准东采油厂三座站杀菌工艺优化工程环境影响报告表》，2018 年 9 月 21 日取得环评批复（昌州环评【2018】53 号）。项目于 2018 年 10 月开始建设，2019 年 7 月建成并进入调试阶段。2019 年 11 月南京国环科技股份有限公司编制完成了《中国石油新疆油田分公司准东采油厂三座站杀菌工艺优化工程竣工环境保护验收监测表》。

（三）投资情况

项目实际总投资 1457.54 万元，全部为环保投资。

（四）验收范围

本次验收针对准东采油厂三座站杀菌工艺优化工程的建设内容进行验收，主要包括：电解盐杀菌装置、电解盐间、配电室、盐库等。

二、工程变动情况

本项目建设地点、性质、工艺、污染防治措施与环评文件及批复一致。

三、环境保护措施落实情况

(一) 废气

在酸洗罐添加、更换和配置酸液（盐酸）过程中会有少量的氯化氢逸散，酸洗过程采用密闭流程，尽量缩短酸液配制时间，可减少氯化氢的产生，稀盐水中硫含量很低，酸洗产生硫化氢的量很少；在设备检修和事故状态下，杀菌装置会有少量氯气产生。氯气、氯化氢和硫化氢的产生量少，排放时间短，项目区周边无居民区、地域空旷，扩散条件良好。

(二) 废水

运营期项目本身无废水产生，污水处理系统处理后的净化水经本项目电解盐杀菌装置进行杀菌后回注地层。

(三) 噪声

噪声源主要为操作间内各类机泵，源强在 80dB (A) ~90dB (A)，主要产生噪声的设备设置于室内，运营过程产生的噪声经屏蔽、减振、隔声处理排入环境。

(四) 固体废物

固体废物主要为废离子交换树脂，危废代码为 900-015-13。李晓华站产生的废离子交换树脂在火烧山固废储存场危废暂存区暂存、吉祥联合站产生的废离子交换树脂在吉祥作业区固废

储存场危废暂存区暂存，北联站产生的废离子交换树脂在沙南作业区固废储存场危废暂存区暂存，统一收集后交由新疆新能源（集团）准东环境发展有限公司处理。

四、环境保护设施调试效果

（一）废气污染物达标排放情况

验收监测期间，李晓华站、北三台联合站、吉祥联合站厂界外硫化氢无组织排放最大浓度分别为 0.007mg/m³、未检出、0.010mg/m³，均满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 新改扩建二级标准；李晓华站氯气、氯化氢无组织排放最大浓度分别为 0.38mg/m³、0.19mg/m³，北三台联合站氯气、氯化氢无组织排放最大浓度分别为 0.39mg/m³、0.19mg/m³，吉祥联合站氯气、氯化氢无组织排放最大浓度分别为 0.37mg/m³、0.17mg/m³，均满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 无组织排放监控浓度限值。

（二）废水污染物达标排放情况

验收监测期间，污水处理系统处理后的净化水经本项目电解盐杀菌装置进行杀菌后，李晓华站、北三台联合站净化水中腐生菌、铁细菌、硫酸盐还原菌浓度均满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）标准。

（三）厂界噪声达标排放情况

验收监测期间，三座联合站厂界噪声监测点昼间、夜间噪声监测值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类区标准要求。

（四）固体废物

三座站内固体废物主要为废离子交换树脂，每座软化水处理装置均是每3年更换1次。李晓华站产生的废离子交换树脂在火烧山固废储存场危废暂存区暂存、吉祥联合站产生的废离子交换树脂在吉祥作业区固废储存场危废暂存区暂存，北联站产生的废离子交换树脂在沙南作业区固废储存场危废暂存区暂存，统一收集后交由新疆新能源（集团）准东环境发展有限公司处理。

五、工程建设对环境的影响

建设项目排放的废气、废水及噪声对周边环境空气、地下水及声环境影响较小。

六、验收结论

根据关于发布《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》的公告（国环规环评[2017]4号），依据验收监测结果，中国石

油新疆油田分公司准东采油厂三座站杀菌工艺优化工程基本落实了环评及批复的要求，企业自主环境保护验收部分主要污染物达标排放，符合环境保护验收条件。

六、后续要求

(1) 加强对各项环保设施的维护，确保回注水长期稳定达标回注。

(2) 落实和完善企业的各项管理制度，责任到岗，提高全体职工的环保意识。

(3) 落实应急预案提出的各项风险防范措施，加强应急演练，避免环境污染事件发生。

中国石油新疆油田分公司准东采油厂

2019年11月23日

验收工作组组长：文洋

验收工作组成员：刘胜 穆盛存 王东

新疆维吾尔自治区环境保护厅

新环函评价〔2010〕452号

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

吉木萨尔县建设局：

你单位委托自治区环境保护技术咨询中心编制的《吉木萨尔县生活垃圾处理工程环境影响报告书》（以下简称《报告书》）、对《报告书》进行批复的上报函、自治区环境工程评估中心技术评估意见（新环评估〔2010〕263号）及昌吉州环保局对报告书的审查意见（昌州环审函〔2010〕52号）均收悉。经研究，现批复如下：

一、拟建生活垃圾填埋场位于吉木萨尔县城西北约9.5km处的未利用地上。该工程按远期规划，分期建设，总占地面积21.94万 m^2 。工程近期设计垃圾处理规模为100t/d，占地7万 m^2 ，有效库容约63万 m^3 ，服务年限11年；远期设计垃圾处理规模为130t/d，占地10.5万 m^2 ，有效库容约94.5万 m^3 ，服务年限12年。工程主要由垃圾填埋场场地工程、垃圾收集清运系统、场外道路工程及管理区辅助工程等组成，总投资2352.81万元，其中环保投资190万元。

垃圾填埋场主要处置城镇生活垃圾，不作为工业固体废物和

危险废弃物处置场所。填埋区采用分单元逐日覆土工艺进行改良型厌氧卫生填埋，其中工艺主要包括机械卸料、铺平、压实、覆盖、喷水降尘、灭虫等过程。

依据该工程环境影响报告书的评价结论、报告书的技术评估意见、昌吉州环保局对该报告书的审查意见，原则同意工程按报告书所列地点、性质、规模和环保措施进行建设。

二、在工程设计、建设和环境管理中要认真落实《报告书》提出的各项环保要求，严格执行环保“三同时”制度，确保各类污染物稳定达标排放，并达到以下要求：

（一）本工程运营后，须严格按照《生活垃圾卫生填埋场封场技术规程》（CJJ112-2007）中的相关要求，立即对原县城生活垃圾场进行封场作业。

（二）施工期应当严格控制地表扰动范围，加强现状生态环境的保护。采取有效措施减缓施工扬尘，加强施工车辆的管理，初步设计中应当确定施工期运输路线，避免车辆随意碾压破坏地表。

（三）加强填埋场边坡与底部防渗工程、渗滤液及填埋气收集系统的施工监理，确保填埋场防渗及收集系统在运行期能够正常运行。

（四）按照规范要求，在填埋场界外设置地下水监测井，定期进行水质监测、对比。加强填埋场的环境管理，设置警示标志，并注明防护距离，定期向当地环保部门提交填埋场的运行情况报告。

（五）按照减量化、资源化、无害化的要求，实行垃圾分类

回收，综合利用。

(六) 及时对收集系统中渗滤液进行处理，严格执行报告书提出的渗滤液的处置方案。渗滤液经场底收集系统排至渗滤液收集池，经处理后达到《生活垃圾填埋场污染控制标准》(GB16889-2008)规定的指标，回喷垃圾堆体。运行中杜绝渗滤液随意排放。管理区废水经化粪池处理后，灌期用于防护林灌溉，非灌期用吸污车运至县城污水处理厂处理，严禁回喷至垃圾堆体。

(七) 选用低硫煤作为燃料，锅炉排放烟尘及 SO₂ 等大气污染物须满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2001) 中二类区 II 时段标准后，经不低于 20m 高排气筒排放。

(八) 须设置 600m 卫生防护距离，在此范围内不得建设居民住宅、学校、医院等环境敏感目标。

(九) 工程运营中应严格执行《生活垃圾填埋场污染控制标准》(GB16889-2008) 做好污染防治工作。按照设计规范做好填埋场封场后的环境管理和地表生态恢复。

三、工程污染物排放总量控制指标 SO₂ 0.93t/a，从昌吉州污染物排放总量控制指标中核拨。

四、工程的日常环境监督检查工作由昌吉州环保局负责，自治区环境监察总队进行不定期抽查。工程竣工后，须在试运行前向我厅书面提交试运行申请，经审查同意后方可进行试运行。在工程试运行三个月内，须按规定程序向我厅申请竣工环境保护验收。验收合格后，工程方可正式投入运行。

五、如工程的性质、规模、地点、采用的生产工艺、防治污

染、防止生态破坏的措施发生重大变动，须报我厅重新审批。

二〇一〇年八月十日

主题词：环保 环评 建设项目 报告书 批复

抄送：自治区发改委、住建厅，自治区环境监察总队，自治区环境工程评估中心，昌吉州环保局，吉木萨尔县环保局，自治区环保技术咨询中心。

新疆维吾尔自治区环境保护厅

2010年8月11日印发

附件：钻井期生活污水、生活垃圾清运协议

—合同编号：

垃圾、污水清运、用电合同

委托方（甲方）：新疆贝肯能源工程股份有限公司

受托方（乙方）：吉木萨尔县金家石油工程技术服务有限公司

签订日期：2021年5月12日

签订地点：新疆克拉玛依市白碱滩区

垃圾、污水清运、生活用电合同

委托方(甲方): 新疆贝肯能源工程股份有限公司

住所地: 新疆克拉玛依市白碱滩区门户路91号

法定代表人(负责人): 陈平贵

受托方(乙方): 吉木萨尔县金宗石油工程技术服务有限公司

住所地: 新疆昌吉州吉木萨尔县北庭商贸城C2-11号

法定代表人(负责人): 谢宗金

第一条: 合同宗旨及原则:

本合同经双方友好协商,本着公正平等、互惠互利的原则,就乙方对甲方施工作业区域及生活区提供日常生活、生产垃圾清洁运输、污水清运、及驻地生活用电事宜,协商一致,签订本协议。

第二条: 合同的范围:

本合同规定的垃圾、污水清洁运输、驻地生活用电服务范围,作业内容由甲方提供,乙方需认真执行。

第三条: 合同履行期限:

自合同签订之日起至2021年12月31日止。

第四条: 承包内容及方式:

甲方在施工作业区域及生活驻地内的垃圾、污水、生活用电全部由乙方负责,乙方按照甲方指令按时保质保量清运垃圾及污水,提供生活用电服务,用电标准为三相交流50Hz、220/380V电压电源。

第五条:合同双方的责任:

一、甲方权利和义务:

1. 甲方保证施工作业区域内运输路线的畅通。
2. 甲方指派专人负责对乙方工作质量及时监督检查,发现质量问题及时要求乙方整改,直至达到符合服务质量标准。
3. 甲方对乙方提供的服务工作享有监督权和检查权。
4. 甲方各井队队长应根据井队垃圾及污水储存情况,定期及时通知乙方回收、拉运井队基地及井场所有垃圾、污水。
5. 甲方有权对乙方所提供的供电稳定性、计量表准确性及变压器的安全性享有监督权,并有权要求乙方更换存在隐患的供电设备设施。

6. 有关事项通知

- 6.1 井场及驻地位置发生变更
- 6.2 电能质量异常
- 6.3 电能计量设备及供电设备异常

二、乙方权利和义务:

1. 乙方在甲方设立的施工作业的场所内,乙方员工在作业现场管理上受乙方领导,在业务上接受乙方和甲方双重管理。
2. 乙方应认真执行规定的作业项目和标准,确保垃圾能及时清运出场,运输至政府规定的垃圾清运站。
3. 乙方应遵守国家有关法律、法规,办理各种用工手续,如因用工不当,产生劳动纠纷由乙方自行处理,由此给甲方造成的损失将由乙

方全部承担。乙方应加强管理,如日常作业中发生工伤事故引起的全部费用由乙方自行承担。

4. 乙方在承包的清运工作范围内,甲方如因清运工作未达到清运质量标准,被相关地区职能主管部门(如环卫、城管、市容等)及油田公司环保处等部门查处并处罚,该罚款由乙方承担。

5. 乙方在进行清运作业时必须要爱护甲方施工作业区域内的建筑物及公共区域各种设施、设备等。

6. 由于乙方在日常清运工作中不慎将甲方施工作业区域内的设施、设备、物品及材料等造成损坏,乙方应承担赔偿责任。

7. 乙方人员应按作业规定及时清运、并做好清运范围内的保洁工作。

8. 如遇特殊情况的需要,乙方人员应听从甲方的统一指挥和工作安排。

9. 乙方进行有损甲方企业形象和与甲方利益相悖的行为,一经发现乙方有上述行为,甲方将追究乙方责任,并可视情节轻重进行处理直至终止本合同。

10. 乙方人员如有行为触犯国家法律法规,交由国家司法部门处理,与甲方无关。

11. 乙方在收到甲方垃圾回收通知后,应在两天之内(如有特殊情况不能上去,请以书面形式说明原因)安排人员回收。

12. 提供符合标准质量的设备计量器及供电设备。

第六条：结算费用与支付方式（以下金额均为不含税价）：

- 1、垃圾、污水清运实行月包干制，5000 元/月/队（含垃圾箱租赁费、运费、人工等所有费用）。
- 2、井队生活驻地用电，1 元/KW.h
- 3、每月以甲方人员签字认可的单据，根据上述约定费用，由乙方代开增值税专用发票向甲方结算。
- 4、结算方式：按甲方签字确认单据，开具增值税专用发票（涉及税率变化执行新税率），通过银行转账或承兑汇票方式分期付款。
- 5、乙方应对其指定的下列账户信息的真实性、安全性、准确性负责。

开户行：中国农业银行吉木萨尔县支行

帐号：3007 0101 0400 13683

第七条：合同终止：

1. 本合同规定的履行期限届满，甲、乙双方不再续签，本合同自动终止。
2. 在合同履行过程中，如遇不可抗拒的因素致使本合同无法继续履行时，本合同自动终止。
3. 合同内容变更、提前终止，一方须提前以书面通知对方。
4. 因国家法律、法规的变更导致本合同自动终止或解除，本合同自动终止。

第八条：合同变更、解除：

1. 乙方严重失职造成甲方的重大损失，甲方可以解除合同，并可要求乙方支付违约金与赔偿金。

2. 乙方发生严重质量事故后, 除按本合同相关条款约定扣除相应服务费用外, 在收到甲方书面整改通知一个月内仍不能采取补救措施及行动, 甲方可以解除合同。

3. 甲乙一方破产或明显出现资不抵债的情况或丧失履行本合同的能力, 以及其他原因要求中途解除本合同, 必须提前以书面形式向对方说明告知。

第九条:违约责任:

1、乙方接到甲方通知两天内及时上井, 每延迟一天支付甲方违约金额 1000 元。

2、如乙方未按合同要求提供服务(按合同标准)作业, 给甲方造成恶劣影响和损失时, 甲方有权要求乙方无条件依据损失进行赔偿。

3、乙方应听从甲方安排, 如发现乙方私自从甲方施工作业区或生活区内偷窃甲方材料、设备等物资, 由此给甲方造成的损失甲方有权要求乙方赔偿原物品三倍价格并每次处以 10000 元罚款。

4、乙方提供不符合标准的设备设施进行供电, 造成用电量不准确, 甲方有权不予支付此次用电费用。

5、乙方供电设备存在安全隐患由此造成的人员伤害, 设备损失等重大事故, 甲方有权解除合同, 乙方应承担此次事故的全部责任。

第十条:争议解决:

双方在履行合同的过程中, 如双方发生争议, 双方应本着互谅互让原则友好协商解决, 如协商不成, 可向克拉玛依市白碱滩区人民法院提起诉讼。

第十一条:合同的生效:

本协议经甲乙双方法定代表人(负责人)或授权代理人签字并盖章后生效。

2、本协议经甲乙双方协商一致,可以变更,协议变更协议应采用书面形式。

3、有下列情形之一的,本协议终止:

3.1 协议已经按照约定履行完毕;

3.2 双方协商一致终止协议;

第十二条 : 不可抗力:

1、下列事件可认为是不可抗力事件:战争、动乱、自然灾害等不能预见、不能避免并不能克服的客观情况;

2、由于不可抗力事件致使一方当事人不能履行本协议的,受不可抗力影响方应立即通知另一方当事人,采取积极措施减少不可抗力造成的损失,并在不可抗力发生后 5 日内向另一方当事人提供发生不可抗力的证明。

3、由于不可抗拒的原因,致使协议无法按期履行或不能履行的,所造成的损失由双方各自承担。受不可抗力影响一方未履行通知义务,和/或任何一方未积极采取减损措施,致使损失扩大的,该方应就扩大的损失向另一方承担赔偿责任。不可抗力事件结束或其影响消除后,如本协议目的仍可实现,双方应立即继续履行协议义务,协议有效期和/或协议有关执行期间应相应延长。

第十三条 : 通知:

委托方（甲方）：

通讯地址：新疆克拉玛依市白碱滩区门户路 91 号

联系人：陈华超

联系电话/传真：15999396266

受托方（乙方）：吉木萨尔县金宗石油工程技术服务有限公司

通讯地址：新疆昌吉州吉木萨尔县北庭综合物流园果蔬区 5 号楼 5 号

商铺

联系人：谢宗金

联系电话/传真：15199698155

第十四条：其它约定：

1、本协议未尽事项，由甲乙双方根据国家法律、法规及有关规定协商另行订立补充协议，双方共同遵照执行。

甲方（盖章）



法定代表（负责）人：



授权代表（签字）：

签字日期：2021年3月12日

乙方（合同章）：吉木萨尔县金宗石油工程技术服务有限公司

法定代表（负责）人：

授权代表（签字）：

签字日期：2021年3月12日



附件：监测报告



新疆泰施特环保科技有限公司
XINJIANG TAISHI ENVIRONMENTAL PROTECTION TECHNOLOGY CO., LTD.



想了解更多
关注我们



173112050006

检测报告

报告编号：TST-2020-0079-1

项目名称 三台油田北 10 井区头屯河组油藏开发工程

委托单位 中国石油新疆油田分公司开发公司

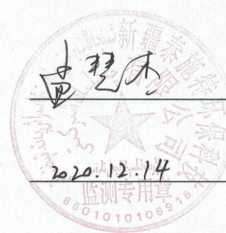
检测类别 地下水、环境空气、土壤

编制： 吴婉君

审核： 袁玲

签发： 史理杰

日期： 2020.12.14





想了解更多
关注我们

检测报告

报告编号: TST-2020-0079-1

第 1 页 共 12 页

样品信息:

检测类别	采样日期	样品编号	采样点	采样人	采样方式	样品状态
地下水	2020.12.24 17:21	W2020-0079-1-1-1	项目区东北 2km 1#	施亚军、杜江	瞬时	无色、无味、清澈
	2020.12.24 18:42	W2020-0079-1-2-1	项目区西 2km 2#	施亚军、杜江	瞬时	无色、无味、清澈
	2020.10.24 17:58	W2020-0079-1-3-1	项目区西北 2.5km 3#	施亚军、杜江	瞬时	无色、无味、清澈
环境 空气	2020.11.24- 2020.11.30	/	详见附图 1	施亚军、刘苍苍	连续	气袋、吸收瓶无破损
土壤	2020.11.24	S2020-0079-1-1-1	B7007 井场内 (0-0.5m) 1#	施亚军、杜江	/	黄色、砂土、干、 有少量根系物
	2020.11.24	S2020-0079-1-1-2	B7007 井场内 (0.5-1.5m) 1#	施亚军、杜江	/	黄色、砂土、干、 有少量根系物
	2020.11.24	S2020-0079-1-1-3	B7007 井场内 (1.5-3m) 1#	施亚军、杜江	/	黄色、砂土、干、 无根系物
	2020.11.24	S2020-0079-1-2-1	B7007 井场外 100m 处 2#	施亚军、杜江	/	黄色、砂土、干、 有少量根系物
	2020.11.24	S2020-0079-1-3-1	B7008 井场内 3#	施亚军、杜江	/	黄色、砂土、干、 有少量根系物
	2020.11.24	S2020-0079-1-4-1	B7008 井场内 (0-0.5m) 4#	施亚军、杜江	/	黄色、砂土、干、 有少量根系物
	2020.11.24	S2020-0079-1-4-2	B7008 井场内 (0.5-1.5m) 4#	施亚军、杜江	/	黄色、砂土、干、 有少量根系物
	2020.11.24	S2020-0079-1-4-3	B7008 井场内 (1.5-3m) 4#	施亚军、杜江	/	黄色、砂土、干、 无根系物
	2020.11.24	S2020-0079-1-5-1	B7009 井场内 (0-0.5m) 5#	施亚军、杜江	/	黄色、砂土、干、 有少量根系物
	2020.11.24	S2020-0079-1-5-2	B7009 井场内 (0.5-1.5m) 5#	施亚军、杜江	/	黄色、砂土、干、 有少量根系物
	2020.11.24	S2020-0079-1-5-3	B7009 井场内 (1.5-3m) 5#	施亚军、杜江	/	黄色、砂土、干、 无根系物



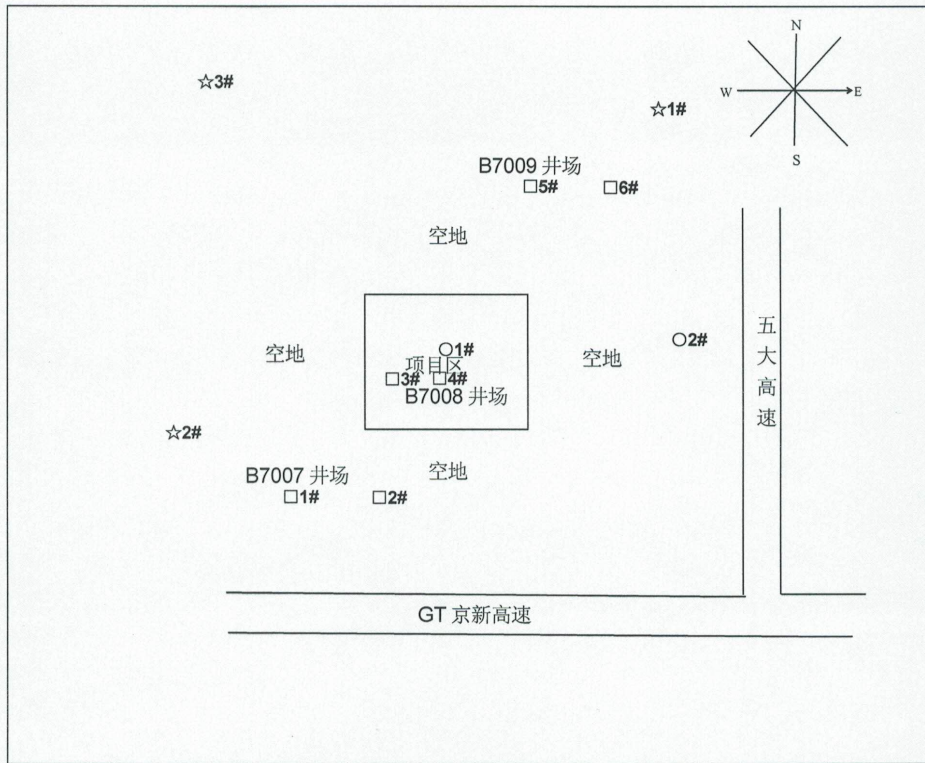
检测报告

报告编号: TST-2020-0079-1

第 2 页 共 12 页

	2020.11.24	S2020-0079-1 -6-1	B7009 井场外 100m 处 6#	施亚军、杜江	/	黄色、砂土、干、 有少量根系物
检测时间	2020.11.24~2020.12.11		项目地址	准噶尔盆地东部, 吉木萨尔凹陷东斜坡		
委托方联系人	李璐倩		联系方式	13999293163		
检测性质	环评监测					

附图 1:



说明: ☆地下水采样点
○环境空气采样点
□土壤采样点



想了解更多
关注我们

检测报告

报告编号: TST-2020-0079-1

第 3 页 共 12 页

检测结果:

(1) 地下水

检测项目	检测结果			单位
	W2020-0079-1-1-1	W2020-0079-1-2-1	W2020-0079-1-3-1	
pH	7.7	7.8	7.7	无量纲
水温	9.9	9.7	9.7	℃
氨氮 (以 N 计)	0.037	0.057	0.063	mg/L
总硬度 (以 CaCO ₃ 计)	130	130	133	mg/L
硝酸盐氮	ND	ND	ND	mg/L
亚硝酸盐氮	0.017	ND	ND	mg/L
硫酸盐	158	139	153	mg/L
碱度	碳酸盐	22.60	15.50	mg/L
	重碳酸盐	96.26	104.9	mg/L
氰化物	ND	ND	ND	mg/L
氟化物	0.54	0.52	0.35	mg/L
氯化物	53	51	45	mg/L
耗氧量 (高锰酸盐 指数, 以 O ₂ 计)	0.6	0.6	0.6	mg/L
挥发酚 (以苯酚计)	0.0006	0.0005	0.0009	mg/L
六价铬	ND	ND	ND	mg/L
钾	0.35	0.36	0.32	mg/L
钙	25.4	25.9	26.2	mg/L
钠	57.7	62.6	62.3	mg/L
镁	11.9	11.7	12.4	mg/L
铅	4.26	5.22	6.74	μg/L
镉	ND	ND	ND	μg/L
汞	ND	ND	ND	μg/L
砷	ND	ND	ND	μg/L
石油类	0.04	0.04	0.04	mg/L
总氯	ND	ND	ND	mg/L

注: 1. 采样方式为瞬时随机采样, 只对当时采集的样品负责。

2. ND 表示低于方法检出限。



检测报告

报告编号: TST-2020-0079-1

第 4 页 共 12 页

(2) 环境空气

检测项目	检测点	采样频次	检测结果 (mg/m ³)						
			2020.11.24	2020.11.25	2020.11.26	2020.11.27	2020.11.28	2020.11.29	2020.11.30
硫化氢	项目区内 1#	1	0.006	ND	0.006	0.005	0.006	0.006	0.005
		2	0.007	0.006	0.005	0.006	ND	0.005	0.005
		3	0.006	0.005	0.006	ND	0.006	ND	0.005
		4	0.005	0.006	0.005	0.005	0.006	0.006	0.005
	项目区下风向 1km 处 2#	1	0.005	ND	0.006	ND	ND	ND	ND
		2	0.005	ND	ND	0.005	0.005	ND	0.005
		3	0.005	ND	ND	ND	0.005	0.005	0.006
		4	0.005	ND	ND	ND	ND	ND	0.005
非甲烷总烃	项目区内 1#	1	0.96	1.00	1.06	1.10	0.96	0.92	1.02
		2	0.91	1.03	0.99	0.97	0.96	0.83	1.06
		3	0.96	1.08	1.02	1.02	0.93	0.90	0.99
		4	1.25	0.96	0.97	1.00	0.91	1.00	0.99
		5	0.90	1.07	1.09	1.13	1.00	1.03	0.93
		6	0.99	0.97	1.04	0.99	1.01	0.89	1.18
		7	1.05	0.99	1.03	1.04	0.94	0.86	0.98
		8	1.01	0.90	0.91	0.99	0.99	1.00	1.15
		9	1.00	0.89	1.05	1.04	0.92	1.01	1.15
		10	0.84	1.20	1.03	0.99	1.02	0.93	1.22
		11	0.88	0.94	1.08	1.15	0.94	0.98	1.18
		12	1.13	0.95	1.00	0.98	0.99	0.92	1.16
		13	1.07	0.93	1.00	0.91	0.87	0.93	1.15
		14	1.03	0.93	1.09	0.94	0.89	0.96	0.93
		15	1.04	0.82	1.01	0.82	0.90	1.06	1.11
		16	0.99	0.97	1.03	0.97	0.96	0.99	0.95
	项目区下风向 1km 处 2#	1	1.01	0.95	1.04	1.11	0.91	0.96	0.97
		2	0.83	0.89	0.99	0.96	0.81	1.02	1.05
		3	0.95	0.95	0.97	1.03	0.86	0.95	0.90
		4	1.27	0.82	1.01	1.03	0.91	0.90	1.09
		5	0.92	0.98	1.05	1.02	1.02	0.97	1.03
		6	1.14	0.96	1.02	1.07	0.99	0.95	1.11
		7	1.00	0.92	1.02	0.96	0.95	0.88	1.17
		8	1.01	0.87	0.96	0.96	0.93	0.92	1.24
		9	1.01	1.12	1.09	0.94	0.86	0.97	1.24



检测报告

报告编号: TST-2020-0079-1

第 5 页 共 12 页

	10	0.93	0.79	0.97	0.92	1.02	1.02	1.15
	11	0.96	0.88	1.10	1.01	0.88	0.91	1.13
	12	1.04	1.04	0.85	0.90	0.87	0.98	1.11
	13	0.98	0.85	0.98	0.94	0.93	1.03	0.98
	14	0.97	0.94	1.09	1.02	0.88	0.92	1.09
	15	0.95	1.11	1.00	0.94	0.98	0.91	0.89
	16	0.93	0.85	0.99	0.98	1.02	0.90	1.09

注: 1. 硫化氢采样方式为连续采样, 连续采样 60min。

2. ND 表示低于方法检出限。

(3) 土壤-1

检测项目	检测结果		单位
	S2020-0079-1-3-1		
六价铬	ND		mg/kg
铜	28		mg/kg
铅	27		mg/kg
镉	0.27		mg/kg
镍	11		mg/kg
汞	0.998		mg/kg
砷	2.18		mg/kg
挥发性有机物	四氯化碳	ND	µg/kg
	氯仿	ND	µg/kg
	氯甲烷	ND	µg/kg
	1,1-二氯乙烷	ND	µg/kg
	1,2-二氯乙烷	ND	µg/kg
	1,1-二氯乙烯	ND	µg/kg
	顺-1,2-二氯乙烯	ND	µg/kg
	反-1,2-二氯乙烯	ND	µg/kg
	二氯甲烷	ND	µg/kg
	1,2-二氯丙烷	ND	µg/kg
	1,1,1,2-四氯乙烷	ND	µg/kg
	1,1,2,2-四氯乙烷	ND	µg/kg
	四氯乙烯	ND	µg/kg
	1,1,1-三氯乙烷	ND	µg/kg
	1,1,2-三氯乙烷	ND	µg/kg
三氯乙烯	ND	µg/kg	



检测报告

报告编号: TST-2020-0079-1

第 6 页 共 12 页

	1,2,3-三氯丙烷	ND	µg/kg
	氯乙烯	ND	µg/kg
	苯	ND	µg/kg
	氯苯	ND	µg/kg
	1,2-二氯苯	ND	µg/kg
	1,4-二氯苯	ND	µg/kg
	乙苯	ND	µg/kg
	苯乙烯	ND	µg/kg
	甲苯	ND	µg/kg
	间二甲苯+对二甲苯	ND	µg/kg
	邻二甲苯	ND	µg/kg
半挥发性有机物	硝基苯	ND	mg/kg
	苯胺	ND	mg/kg
	2-氯酚	ND	mg/kg
	苯并[a]蒽	ND	mg/kg
	苯并[a]芘	ND	mg/kg
	苯并[b]荧蒽	ND	mg/kg
	苯并[k]荧蒽	ND	mg/kg
	蒽	ND	mg/kg
	二苯并[a,h]蒽	ND	mg/kg
	茚并[1,2,3-cd]芘	ND	mg/kg
	萘	ND	mg/kg
石油烃	ND	mg/kg	

注: 1. ND 表示低于方法检出限。

(3) 土壤-2

检测项目	样品编号	检测结果 (mg/kg)
石油烃	S2020-0079-1-1-1	7
	S2020-0079-1-1-2	ND
	S2020-0079-1-1-3	ND
	S2020-0079-1-2-1	ND
	S2020-0079-1-4-1	7
	S2020-0079-1-4-2	ND
	S2020-0079-1-4-3	ND
	S2020-0079-1-5-1	7



检测报告

报告编号: TST-2020-0079-1

第 7 页 共 12 页

	S2020-0079-1-5-2	ND
	S2020-0079-1-5-3	10
	S2020-0079-1-6-1	14

注: 1. ND 表示低于方法检出限。

GPS 点位信息

采样点		GPS 点位信息
地下水	项目区东北 2km (水位 120m) 1#	(44°08'58.18"N;88°42'19.65"E)
	项目区西 2km (水位 120m) 2#	(44°07'11.13"N;88°38'34.40"E)
	项目区西北 2.5km (水位 120m) 3#	(44°09'10.10"N;88°39'23.41"E)
环境空气	项目区内 1#	(44°07'34.36"N;88°40'47.19"E)
	项目区下风向 1km 处 2#	(44°07'34.92"N;88°40'26.27"E)
土壤	B7007 井场内 1#	(44°07'15.21"N;88°40'35.17"E)
	B7007 井场外 100m 处 2#	(44°07'16.17"N;88°40'32.05"E)
	B7008 井场内 3#	(44°07'34.37"N;88°40'47.21"E)
	B7008 井场内 4#	(44°07'34.15"N;88°40'47.35"E)
	B7009 井场内 5#	(44°07'49.28"N;88°41'13.26"E)
	B7009 井场外 100m 处 6#	(44°07'50.16"N;88°41'17.04"E)

环境空气气象参数:

采样日期	气温 ℃	大气压 kPa	相对湿度 %	风速/风向 m/s
2020.11.24	-3.7	95.07	32	1.1/西
2020.11.25	-4.2	96.48	34	1.0/西
2020.11.26	-4.7	96.47	34	1.1/西
2020.11.27	-5.3	96.62	35	1.8/西
2020.11.28	-5.7	96.71	35	1.0/西
2020.11.29	-5.6	96.98	35	1.1/西
2020.11.30	-6.8	97.03	34	1.3/西

仪器信息

名称	型号	实验室编号	检校有效期
电子天平	DT-210L	YQSB-019	2021.10.28
离子计	PXSJ-216 (配氟离子)	YQSB-035	2021.10.28
原子荧光光度计	AFS-9230	YQSB-045	2021.10.28
气相色谱仪 (岛津)	GC-2010Plus	YQSB-049	2022.10.28
原子吸收分光光度计	AA-6880	YQSB-050	2022.10.28
可见分光光度计	722G	YQSB-053	2021.04.07



想了解更多
关注我们

检测报告

报告编号: TST-2020-0079-1

第 8 页 共 12 页

可见分光光度计	2000	YQSB-108	2021.10.28
可见分光光度计	2000	YQSB-109	2021.10.28
气相色谱-质谱联用仪	7820A-5977B (安捷伦)	YQSB-113	2021.11.08
紫外可见分光光度计	UV2600	YQSB-118	2021.10.28
温度计	(0~+100) °C	WDJ-01	2021.09.26
具塞滴定管	50mL	DDG-01	2021.09.03
具塞滴定管	25mL	DDG-02	2021.09.03
座式滴定管	5mL	DDG-05	2021.11.01
具塞滴定管	25mL	DDG-09	2021.11.01
具塞滴定管	25mL	DDG-10	2021.11.11
大气采样器	ZR-3500	YQSB-089	2021.10.28
大气采样器	ZR-3500	YQSB-091	2021.10.28

检测依据

产品类别	检测项目	检测标准 (方法) 名称及编号 (含年号)	方法检测限	
水和废水	pH	水质 pH 值的测定 玻璃电极法 GB 6920-1986	0.1(pH 值)	
	水温	水质 水温的测定 温度计或颠倒温度计测定法 GB 13195-1991	/	
	氨氮	水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法 HJ 535-2009	0.025mg/L	
	总硬度	水质 总硬度的测定 EDTA 滴定法 GB 7477-1987	5.00mg/L	
	硝酸盐氮	水质 硝酸盐氮的测定 紫外分光光度法 HJ/T 346-2007	0.08mg/L	
	亚硝酸盐氮	水质 亚硝酸盐氮的测定 分光光度法 GB 7493-1987	0.003mg/L	
	硫酸盐	水质 硫酸盐的测定 铬钡钡分光光度法 (试行) HJ/T 342-2007	1mg/L	
	碱度	碳酸盐	水质 碱度 (总碱度、重碳酸盐和碳酸盐) 的测定 酸滴定法 SL 83-1994	/
		重碳酸盐	水质 碱度 (总碱度、重碳酸盐和碳酸盐) 的测定 酸滴定法 SL 83-1994	/
	氰化物	生活饮用水标准检验方法 无机非金属指标 4.1 异烟酸-吡啶啉酮分光光度法 GB/T 5750.5-2006	0.002mg/L	
	氟化物	水质 氟化物的测定 离子选择电极法 GB 7484-1987	0.05mg/L	
	氯化物	水质 氯化物的测定 硝酸银滴定法 GB 11896-1989	2mg/L	
	耗氧量 (高锰酸盐)	水质 高锰酸盐指数的测定 (酸法) GB	0.5mg/L	



检测报告

报告编号: TST-2020-0079-1

第 9 页 共 12 页

	指数)		11892-1989	
	挥发酚	水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法 方法 1 萃取分光光度法	HJ 503-2009	0.0003mg/L
	六价铬	水质 六价铬的测定 二苯碳酰二肼分光光度法	GB 7467-1987	0.004mg/L
	钾	水质 钾和钠的测定 火焰原子吸收分光光度法	GB 11904-1989	0.03mg/L
	钙	水质 钙和镁的测定 原子吸收分光光度法	GB 11905-1989	0.02mg/L
	钠	水质 钾和钠的测定 火焰原子吸收分光光度法	GB 11904-1989	0.010mg/L
	镁	水质 钙和镁的测定 原子吸收分光光度法	GB 11905-1989	0.002mg/L
	铅	生活饮用水标准检验方法 金属指标 11.1 无火焰原子吸收分光光度法	GB/T 5750.6-2006	2.5μg/L
	镉	生活饮用水标准检验方法 金属指标 9.1 无火焰原子吸收分光光度法	GB/T 5750.6-2006	0.5μg/L
	汞	水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定原子荧光光度法	HJ 694-2014	0.04μg/L
	砷	水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定原子荧光光度法	HJ 694-2014	0.3μg/L
	石油类	水质 石油类的测定 紫外分光光度法 (试行)	HJ 970-2018	0.01mg/L
	总氯	水质 游离氯和总氯的测定 N,N-二乙基-1,4-苯二胺滴定法	HJ 585-2010	0.02mg/L
环境 空气 与废 气	硫化氢	居住区大气中硫化氢卫生检验标准方法亚甲蓝分光光度法	GB 11742-1989	0.005mg/m ³
	非甲烷总烃	环境空气 总烃、甲烷和非甲烷总烃的测定 直接进样气相色谱法	HJ 604-2017	0.07mg/m ³
土壤	六价铬	固体废物 六价铬的测定 碱消解/火焰原子吸收分光光度法	HJ 687-2014	2mg/kg
	铜	土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法	HJ 491-2019	1mg/kg
	铅	土壤质量 铅、镉的测定 石墨炉原子吸收分光光度法	GB/T 17141-1997	0.1mg/kg
	镉	土壤质量 铅、镉的测定 石墨炉原子吸收分光光度法	GB/T 17141-1997	0.01mg/kg
	镍	土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法	HJ 491-2019	3mg/kg



检测报告

报告编号: TST-2020-0079-1

第 10 页 共 12 页

	汞	土壤质量 总汞、总砷、总铅的测定 原子荧光法 第 1 部分 土壤中总汞的测定	GB/T 22105.1-2008	0.002mg/kg
	砷	土壤质量 总汞、总砷、总铅的测定 原子荧光法 第 2 部分 土壤中总砷的测定	GB/T 22105.2-2008	0.01mg/kg
挥发性有机物	四氯化碳	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.3μg/kg
	氯仿	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.1μg/kg
	氯甲烷	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.0μg/kg
	1,1-二氯乙烷	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.2μg/kg
	1,2-二氯乙烷	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.3μg/kg
	1,1-二氯乙烯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.0μg/kg
	顺-1,2-二氯乙烯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.3μg/kg
	反-1,2-二氯乙烯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.4μg/kg
	二氯甲烷	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.5μg/kg
	1,2-二氯丙烷	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.1μg/kg
	1,1,1,2-四氯乙烷	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.2μg/kg
	1,1,2,2-四氯乙烷	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.2μg/kg
	四氯乙烯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.4μg/kg
	1,1,1-三氯乙烷	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.3μg/kg
	1,1,2-三氯乙烷	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.2μg/kg
	三氯乙烯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.2μg/kg



检测报告

报告编号: TST-2020-0079-1

第 11 页 共 12 页

	1,2,3-三氯丙烷	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.2μg/kg	
	氯乙烯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.0μg/kg	
	苯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.9μg/kg	
	氯苯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.2μg/kg	
	1,2-二氯苯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.5μg/kg	
	1,4-二氯苯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.5μg/kg	
	乙苯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.2μg/kg	
	苯乙烯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.1μg/kg	
	甲苯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.3μg/kg	
	间二甲苯+对二甲苯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.2μg/kg	
	邻二甲苯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.2μg/kg	
	半挥发性有机物	硝基苯	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法	HJ 834-2017	0.09mg/kg
		苯胺	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法	HJ 834-2017	0.1mg/kg
2-氯酚		土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法	HJ 834-2017	0.06mg/kg	
苯并[a]蒽		土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法	HJ 834-2017	0.1mg/kg	
苯并[a]芘		土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法	HJ 834-2017	0.1mg/kg	
苯并[b]荧蒽		土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法	HJ 834-2017	0.2mg/kg	
苯并[k]荧蒽		土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法	HJ 834-2017	0.1mg/kg	
屈		土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法	HJ 834-2017	0.1mg/kg	
二苯并[a,h]蒽		土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法	HJ 834-2017	0.1mg/kg	
茚并[1,2,3-cd]		土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法	HJ 834-2017	0.1mg/kg	



想了解更多
关注我们

检测报告

报告编号: TST-2020-0079-1

第 12 页 共 12 页

	芘			
	萘	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法	HJ 834-2017	0.09mg/kg
	石油烃	土壤和沉积物 石油烃 (C10-C40) 的测定 气相色谱法	HJ 1021-2019	6mg/kg

1. 本报告无新疆泰施特环保科技有限公司报告专用章、骑缝章和批准人签字无效。
2. 本报告不得涂改、增删。
3. 本报告只对采样/送检样品检测结果负责。
4. 本报告未经同意不得作为商业广告使用。
5. 未经新疆泰施特环保科技有限公司书面批准, 不得部分复制检测报告。
6. 对本报告有疑义, 请在收到报告 10 天之内与本公司联系。
7. 除客户特别申明并支付样品管理费, 所有样品超过标准规定的时效期均不再做留样。
8. 委托检测结果及其对结果的判定结论只代表检测时状况, 报告中所附标准限值由客户提供。
9. 除客户特别申明并支付档案管理费, 本次检测的所有记录档案保存期限为六年。

报告结束

新疆环疆绿源环保科技有限公司 水质检测结果报告



项目名称	北三台凸起西泉 029 井区二叠系梧桐沟组、石炭系油藏西泉 032 评价井工程				
委托单位	新疆泰施特环保科技有限公司				
项目地址	阜康市准噶尔盆地东部北三台凸起西斜坡				
样品类型	地下水	样品数量	1		
采样日期	2020 年 5 月 28 日	分析日期	2020 年 5 月 28 日-6 月 2 日		
样品状态	清澈、透明、无异味				
检测仪器名称及编号	便携式 pH 计微型酸度计 PHB-4		HJLY-JCSB-051		
	pH 计 PHS-3C		HJLY-JCSB-022		
	可见分光光度计 722		HJLY-JCSB-012		
	万分之一天平 FA2004N		HJLY-JCSB-014		
	恒温恒湿培养箱 HS-150		HJLY-JCSB-007		
	离子色谱 YC3000		HJLY-JCSB-005		
	原子吸收分光光度计 AA6880/AAC		HJLY-JCSB-002		
	原子荧光分光光度计 AFS-8510		HJLY-JCSB-001		
检测人员	唐国智、王海莲、杨丹等				
采样点位	检测项目	单位	检测结果	检测依据	检出限
			20200506-D1-1		
D1: 项目区上游地下水	钾	mg/L	1.18	水质 钾和钠的测定 火焰原子吸收分光光度法 GB11904-89	0.05mg/L
	钠	mg/L	109		0.01mg/L
	钙	mg/L	26.2	水质 钙和镁的测定 原子吸收分光光度法 GB11905-89	0.02mg/L
	镁	mg/L	12.0		0.002mg/L
	硫酸盐	mg/L	159	水质 无机阴离子 (F ⁻ 、Cl ⁻ 、NO ₂ ⁻ 、Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻) 的测定 离子色谱法 HJ 84-2016	0.018mg/L
	氯化物	mg/L	65.8		0.007mg/L
	硝酸盐 (以 N 计)	mg/L	0.235		0.016mg/L
	碳酸根 (以 CaCO ₃ 计)	mg/L	0	碱度 (总碱度、重碳酸盐和碳酸盐) 的测定 (酸滴定法) SL 83-1994	/
	重碳酸根 (以 CaCO ₃ 计)	mg/L	128		/



续表:

采样点位	检测项目	单位	检测结果	检测依据	检出限
			20200506-D1-1		
D1: 项目区上游地下水	pH 值	无量纲	8.30	水质 pH 值的测定 玻璃电极法 GB 6920-86	/
	亚硝酸盐氮	mg/L	0.026	水质 亚硝酸盐氮的测定 分光光度法 GB 7493-87	0.003mg/L
	总硬度	mg/L	123	水质 钙和镁总量的测定 EDTA 滴定法 GB 7477-87	0.05mmol/L
	氨氮	mg/L	0.028	水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法 HJ 535-2009	0.025mg/L
	氰化物	mg/L	<0.004	水质 氰化物的测定 容量法和分光光度法 HJ 484-2009	0.004mg/L
	挥发酚	mg/L	<0.0003	水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法 HJ 503-2009	0.0003mg/L
	高锰酸盐指数	mg/L	0.6	水质 高锰酸盐指数的测定 GB 11892-89	0.5mg/L
	氟化物	mg/L	0.46	水质 氟化物的测定 离子选择电极法 GB 7484-87	0.05mg/L
	水温	℃	14.2	水质 水温的测定 温度计或颠倒温度计测定法 GB 13195-91	/
	六价铬	mg/L	<0.004	水质 六价铬的测定 二苯碳酰二肼分光光度法 GB 7467-87	0.004mg/L
	汞	μg/L	<0.04	水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法 HJ 694-2014	0.04μg/L
	砷	μg/L	<0.3		0.3μg/L
	铅	μg/L	<10	水质 铜、锌、铅、镉的测定 原子吸收分光光度法 GB 7475-87	10μg/L
	镉	μg/L	<1		1μg/L
石油类*	mg/L	0.01	水质 石油类的测定 紫外分光光度法 HJ 970-2018	0.01mg/L	

备注: 采样点位坐标 D1: E 88°33'17.57", N 44°16'52.31"; *表示该项目外委分包, 外委至新疆新特新材料检测中心有限公司, 该单位资质证书编号为 163120340001。

以下空白

新疆环疆绿源环保科技有限公司 水质检测结果报告



项目名称	北三台凸起西泉 029 井区二叠系梧桐沟组、石炭系油藏西泉 032 评价井工程				
委托单位	新疆泰施特环保科技有限公司				
项目地址	阜康市准噶尔盆地东部北三台凸起西斜坡				
样品类型	地下水	样品数量	1		
采样日期	2020 年 5 月 28 日	分析日期	2020 年 5 月 28 日-6 月 2 日		
样品状态	清澈、透明、无异味				
检测仪器名称及编号	便携式 pH 计微型酸度计 PHB-4		HJLY-JCSB-051		
	pH 计 PHS-3C		HJLY-JCSB-022		
	可见分光光度计 722		HJLY-JCSB-012		
	万分之一天平 FA2004N		HJLY-JCSB-014		
	恒温恒湿培养箱 HS-150		HJLY-JCSB-007		
	离子色谱 YC3000		HJLY-JCSB-005		
	原子吸收分光光度计 AA6880/AAC		HJLY-JCSB-002		
	原子荧光分光光度计 AFS-8510		HJLY-JCSB-001		
检测人员		唐国智、王海莲、杨丹等			
采样点位	检测项目	单位	检测结果	检测依据	检出限
			20200506-D2-1		
D2: 项目区下游地下水	钾	mg/L	1.28	水质 钾和钠的测定 火焰原子吸收分光光度法 GB11904-89	0.05mg/L
	钠	mg/L	116		0.01mg/L
	钙	mg/L	25.9	水质 钙和镁的测定 原子吸收分光光度法 GB11905-89	0.02mg/L
	镁	mg/L	13.3		0.002mg/L
	硫酸盐	mg/L	153	水质 无机阴离子 (F ⁻ 、Cl ⁻ 、NO ₂ ⁻ 、Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻) 的测定 离子色谱法 HJ 84-2016	0.018mg/L
	氯化物	mg/L	57.8		0.007mg/L
	硝酸盐 (以 N 计)	mg/L	0.212		0.016mg/L
	碳酸根 (以 CaCO ₃ 计)	mg/L	0	碱度 (总碱度、重碳酸盐和碳酸盐) 的测定 (酸滴定法) SL 83-1994	/
	重碳酸根 (以 CaCO ₃ 计)	mg/L	134		/



续表:

采样点位	检测项目	单位	检测结果	检测依据	检出限
			20200506-D2-1		
D2: 项目区下游地下水	pH 值	无量纲	8.23	水质 pH 值的测定 玻璃电极法 GB 6920-86	/
	亚硝酸盐氮	mg/L	0.027	水质 亚硝酸盐氮的测定 分光光度法 GB 7493-87	0.003mg/L
	总硬度	mg/L	128	水质 钙和镁总量的测定 EDTA 滴定法 GB 7477-87	0.05mmol/L
	氨氮	mg/L	<0.025	水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法 HJ 535-2009	0.025mg/L
	氰化物	mg/L	<0.004	水质 氰化物的测定 容量法和分光光度法 HJ 484-2009	0.004mg/L
	挥发酚	mg/L	<0.0003	水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法 HJ 503-2009	0.0003mg/L
	高锰酸盐指数	mg/L	0.7	水质 高锰酸盐指数的测定 GB 11892-89	0.5mg/L
	氟化物	mg/L	0.49	水质 氟化物的测定 离子选择电极法 GB 7484-87	0.05mg/L
	水温	℃	14.8	水质 水温的测定 温度计或颠倒温度计测定法 GB 13195-91	/
	六价铬	mg/L	<0.004	水质 六价铬的测定 二苯碳酰二肼分光光度法 GB 7467-87	0.004mg/L
	汞	μg/L	<0.04	水质 汞、砷、硒、铍和锑的测定 原子荧光法 HJ 694-2014	0.04μg/L
	砷	μg/L	<0.3		0.3μg/L
	铅	μg/L	<10		水质 铜、锌、铅、镉的测定 原子吸收分光光度法 GB 7475-87
	镉	μg/L	<1	1μg/L	
石油类*	mg/L	<0.01	水质 石油类的测定 紫外分光光度法 HJ 970-2018	0.01mg/L	

备注: 采样点位坐标 D2: E 88°34'8.47", N 44°18'28.87"; *表示该项目外委分包, 外委至新疆新特新材料检测中心有限公司, 该单位资质证书编号为 163120340001。

以下空白

编制:

审核: 李飞

签发:





想了解更多
关注我们



173112050006

检测报告

报告编号: TST-2021-0027

项目名称 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

委托单位 中国石油新疆油田分公司开发公司

检测类别 噪声

编制: 吴婉君

审核: 李玲

签发: 田慧林

日期: 2021.3.2





想了解更多
关注我们

检测报告

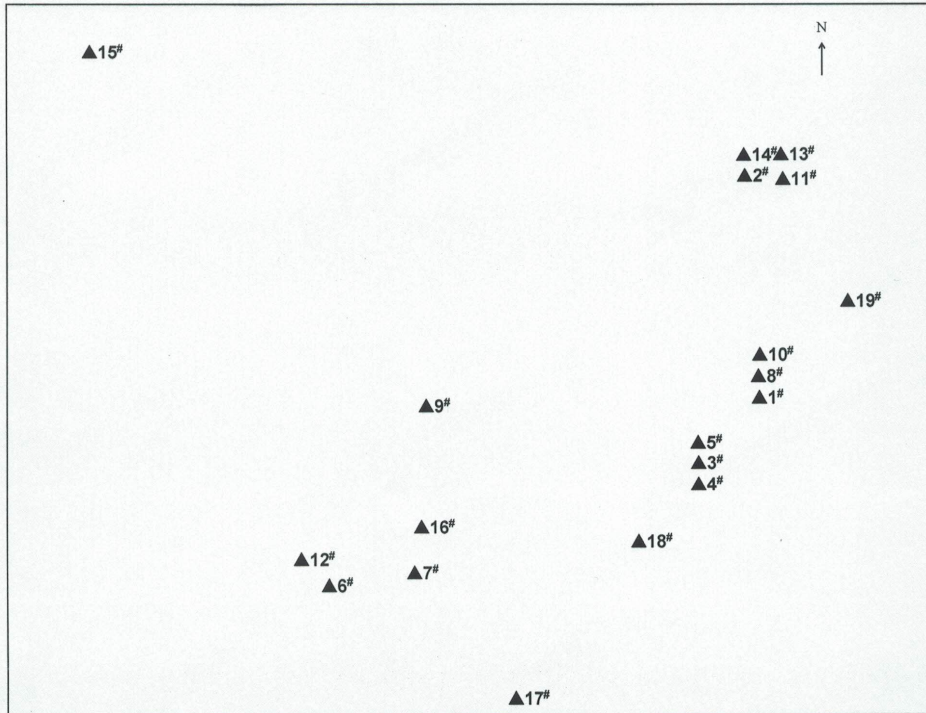
报告编号: TST-2021-0027

第 1 页 共 4 页

监测信息:

检测类别	采样日期	采样点	采样人	监测方式	样品状态
噪声	2021.02.26- 2021.02.27	详见附图1	杨阳、王亚军	连续	/
检测时间	2021.02.26~2021.02.27		项目地址	北 10 井区头屯河组油藏(乌鲁木齐市以东约 120km, 三台镇以西约 15km, 行政隶属阜康市)	
委托方联系人	刘娟	联系方式	17690905951		
检测性质	环评检测				

附图 1:



说明: ▲噪声监测点



检测报告

报告编号: TST-2021-0027

第 2 页 共 4 页

检测结果:

(1) 噪声

单位: dB (A)

测点编号	检测点位置	主要声源	检测时间	结果	
				昼间	夜间
1#	B4336	其他	2021.02.26 昼间 10:05~13:50 2021.02.26-2021.02.27 夜间 22:00~02:15	昼间	40.9
		其他		夜间	39.1
2#	B4357	其他		昼间	41.3
		其他		夜间	39.1
3#	BD4324	其他		昼间	40.9
		其他		夜间	39.5
4#	BD4325	其他		昼间	39.4
		其他		夜间	39.5
5#	BD4326	其他		昼间	40.8
		其他		夜间	38.8
6#	BD4333	其他		昼间	39.9
		其他		夜间	39.5
7#	BD4334	其他		昼间	42.1
		其他		夜间	39.6
8#	BD4337	其他		昼间	41.3
		其他		夜间	39.7
9#	BD4345	其他	昼间	39.6	
		其他	夜间	39.6	
10#	BD4346	其他	昼间	41.3	
		其他	夜间	38.8	
11#	BD4347	其他	昼间	39.5	
		其他	夜间	38.7	
12#	BD4353	其他	昼间	40.1	
		其他	夜间	39.4	
13#	BD4358	其他	昼间	40.5	
		其他	夜间	38.5	
14#	BD4369	其他	昼间	40.8	
		其他	夜间	38.3	
15#	BHW1001	其他	昼间	41.1	
		其他	夜间	38.2	
16#	B010	其他	昼间	40.9	
		其他	夜间	40.3	



检测报告

报告编号: TST-2021-0027

第 3 页 共 4 页

17#	B012	其他	昼间	41.3
		其他	夜间	40.5
18#	北 64	其他	昼间	41.0
		其他	夜间	39.3
19#	B009	其他	昼间	41.1
		其他	夜间	40.6

GPS 点位信息

	采样点	GPS 点位信息
噪声	B4336 1#	(44°06'53.70"N;88°41'21.44"E)
	B4357 2#	(44°07'05.65"N;88°41'22.36"E)
	BD4324 3#	(44°06'52.15"N;88°41'20.69"E)
	BD4325 4#	(44°06'51.90"N;88°41'20.56"E)
	BD4326 5#	(44°06'52.41"N;88°41'20.80"E)
	BD4333 6#	(44°06'46.79"N;88°41'03.25"E)
	BD4334 7#	(44°06'47.39"N;88°41'05.27"E)
	BD4337 8#	(44°06'53.95"N;88°41'21.54"E)
	BD4345 9#	(44°06'47.66"N;88°41'05.20"E)
	BD4346 10#	(44°06'54.20"N;88°41'21.66"E)
	BD4347 11#	(44°07'05.62"N;88°41'22.73"E)
	BD4353 12#	(44°06'47.02"N;88°41'03.12"E)
	BD4358 13#	(44°07'07.24"N;88°41'22.77"E)
	BD4369 14#	(44°07'07.25"N;88°41'22.39"E)
	BHW1001 15#	(44°07'19.18"N;88°40'53.17"E)
	B010 16#	(44°06'49.45"N;88°41'05.44"E)
	B012 17#	(44°06'41.56"N;88°41'13.36"E)
	北 64 18#	(44°06'50.11"N;88°41'19.09"E)
	B009 19#	(44°06'57.49"N;88°41'24.82"E)

仪器信息

名称	型号	实验室编号	检校有效期
数字风速表	AVM-01	YQSB-061	2021.11.11
多功能声级计	AWA6228+	YQSB-114	2021.11.01
声校准器	AWA6221B	YQSB-043	2021.10.11



检测报告

报告编号: TST-2021-0027

第 4 页 共 4 页

检测依据

产品类别	检测项目	检测标准 (方法) 名称及编号 (含年号)	方法检测限
噪声	工业企业厂界 噪声	工业企业厂界环境噪声排放标准 GB 12348-2008	/

1. 本报告无新疆泰施特环保科技有限公司报告专用章、骑缝章和批准人签字无效。
2. 本报告不得涂改、增删。
3. 本报告只对采样/送检样品检测结果负责。
4. 本报告未经同意不得作为商业广告使用。
5. 未经新疆泰施特环保科技有限公司书面批准, 不得部分复制检测报告。
6. 对本报告有疑义, 请在收到报告 10 天之内与本公司联系。
7. 除客户特别申明并支付样品管理费, 所有样品超过标准规定的时效期均不再做留样。
8. 委托检测结果及其对结果的判定结论只代表检测时状况, 报告中所附标准限值由客户提供。
9. 除客户特别申明并支付档案管理费, 本次检测的所有记录档案保存期限为六年。

报告结束

建设项目环评审批基础信息表

填表单位（盖章）：		中国新疆石油田分公司开发公司				填表人（签字）：		建设单位联系人（签字）：				
建 设 项 目	项目名称	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				建设内容、规模	建设内容：部署油水井19口，新钻井15口（采油井13口，注水井2口），老井转注4口（B010、B012、北64、B009），共新建产能2.21×10 ⁴ t。共新建各类管线5127m。					
	项目代码 ¹											
	建设地点	项目构造位于准噶尔盆地东部早渐新裂带与北二台凸起的接合部位，行政隶属于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州阜康市。										
	项目建设周期（月）					计划开工时间	2021年4月					
	环境影响评价行业类别	五、石油和天然气开采业—7陆地石油开采				预计投产时间	2021年6月					
	建设性质	改扩建				国民经济行业类型 ²	B0711陆地石油开采					
	现有工程排污许可证编号（改、扩建项目）					项目申请类别	新申项目					
	规划环评开展情况					规划环评文件名						
	规划环评审查机关					规划环评审查意见文号						
	建设地点中心坐标 ³ （非线性工程）	经度	88.689413	纬度	44.114950	环境影响评价文件类别		环境影响报告表				
	建设地点坐标（线性工程）	起点经度		起点纬度		终点经度		终点纬度		工程长度（千米）		
	总投资（万元）	6711.84				环保投资（万元）	503.00		所占比例（%）	7.49%		
建 设 单 位	单位名称	中国新疆石油田分公司开发公司		法人代表	刘卫东		单位名称	新疆泰施特环保科技有限公司		证书编号		
	统一社会信用代码（组织机构代码）	91650200715597988M		技术负责人	薛伟		环评文件项目负责人	王景月		联系电话	0991-6366255	
	通讯地址	克拉玛依市友谊路36号		联系电话	0990-6889165		通讯地址	新疆乌鲁木齐市高新区（新市区）北区环园路739号				
污 染 物 排 放 量	污 染 物	现有工程（已建+在建）		本工程（拟建或调整变更）		总体工程（已建+在建+拟建或调整变更）			排放方式			
		①实际排放量（吨/年）	②许可排放量（吨/年）	③预测排放量（吨/年）	④“以新带老”削减量（吨/年）	⑤区域平衡替代本工程削减量 ⁴ （吨/年）	⑥预测排放总量（吨/年）	⑦排放增减量（吨/年）				
	废 水	废水量(万吨/年)	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	◎不排放		
		COD	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	○间接排放： <input type="checkbox"/> 市政管网 <input type="checkbox"/> 集中式工业污水处理厂		
		氨氮	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	○直接排放：受纳水体		
		总磷	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000			
	废 气	总氮	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000			
		废气量（万标立方米/年）	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	/		
		二氧化硫	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	/		
		氮氧化物	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	/		
颗粒物		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	/			
挥发性有机物		0.000	0.000	8.840	0.000	0.000	8.840	8.840	/			
项 目 涉 及 保 护 区 与 风 景 名 胜 区 的 情 况	影响及主要措施		名称	级别	主要保护对象（目标）	工程影响情况	是否占用	占用面积（公顷）	生态防护措施			
	生态保护目标								□ 避让 □ 减缓 □ 补偿 □ 重建（多选）			
	自然保护区								□ 避让 □ 减缓 □ 补偿 □ 重建（多选）			
	饮用水水源保护区（地表）				/				□ 避让 □ 减缓 □ 补偿 □ 重建（多选）			
	饮用水水源保护区（地下）				/				□ 避让 □ 减缓 □ 补偿 □ 重建（多选）			
风景名胜区				/				□ 避让 □ 减缓 □ 补偿 □ 重建（多选）				

注：1、同级经济部门审批核发的唯一项目代码
 2、分类依据：国民经济行业分类(GB/T 4754-2011)
 3、对多点项目仅提供主体工程的中心坐标
 4、指该项目所在区域通过“区域平衡”专为本工程替代削减的量
 5、⑦=③-①-⑤，⑧=②-④+③