目录

1. 概述 - 1 -
1.1 建设项目特点 - 1 -
1.2 环境影响评价的工作过程 - 2 -
1.3 分析判定相关情况 - 3 -
1.4 关注的主要环境问题和环境影响 - 4 -
1.5 环境影响评价的主要结论 - 4 -
2. 总则 - 6 -
2.1 编制依据 - 6 -
2.2 评价工作原则 - 12 -
2.3 环境影响识别与评价 - 13 -
2.4 环境功能区划和评价因子筛选 - 15 -
2.5 评价等级和评价范围 - 20 -
2.6 评价内容及评价重点 - 32 -
2.7 控制污染与环境保护目标 - 33 -
3. 建设项目工程分析 - 42 -
3.1 工程开发现状与环境影响回顾 - 42 -
3.2 建设项目概况 - 51 -
3.3 工程分析 - 78 -
3.4 清洁生产水平分析 - 96 -
3.5 污染物排放总量控制 107
3.6 相关法规、政策符合性分析 - 35 -
4. 环境现状调查与评价 108
4.1 自然环境概况 108
4.2 环境空气现状调查与评价 111
4.3 水环境现状调查与评价 114
4.4 声环境现状调查与评价 118
4.5 土壤环境现状调查与评价 119
4.6 生态环境现状调查与评价 122

5. 环境影响预测与评价.....133
5.1 大气环境影响分析.....133
5.2 水环境影响分析与评价.....140
5.3 声环境影响分析与评价.....- 162 -
5.4 固体废物环境影响分析与评价.....- 165 -
5.5 土壤环境影响分析与评价.....- 167 -
5.6 生态环境影响分析.....- 172 -
5.7 环境风险评价.....- 180 -
6. 环境保护措施及其可行性论证.....- 205 -
6.1 大气污染防治措施.....- 205 -
6.2 水环境保护措施.....- 206 -
6.3 噪声污染防治措施.....- 210 -
6.4 固废污染防治措施.....- 211 -
6.5 土壤环境保护措施.....- 214 -
6.6 生态环境保护措施.....- 215 -
6.7 生态恢复方案.....- 218 -
6.8 水土保持方案.....- 219 -
6.9 防沙治沙方案.....- 221 -
7. 环境影响经济损益分析.....- 223 -
7.1 经济效益分析.....- 223 -
7.2 社会效益分析.....- 223 -
7.3 环境经济损益分析.....- 223 -
7.4 环境经济损益分析结论.....- 225 -
8. 环境管理与监测计划.....- 226 -
8.1 环境管理.....- 226 -
8.2 环境监理与监测计划.....- 232 -
8.3 环境影响后评价.....- 234 -
8.4 污染物排放清单.....- 236 -
9. 环境影响评价结论与建议.....- 238 -

9.1 结论..... - 238 -
9.2 要求与建议..... - 244 -

附件：

附件1　环评委托书；

附件2　玛湖凹陷玛18-艾湖1井区块百口泉组油藏开发建设工程环境影响报告书批复；

附件3　玛湖凹陷玛18-艾湖1井区块百口泉组油藏开发建设工程（第一批）竣工环境保护验收意见；

附件4　玛湖凹陷玛18-艾湖1井区块百口泉组油藏开发建设工程（第二批）竣工环境保护验收意见；

附件5　玛湖凹陷玛18-艾湖1井区块百口泉组油藏开发建设工程（第三批）竣工环境保护验收意见；

附件6　玛18转油站改扩建工程环境影响报告表批复；

附件7　玛18转油站改扩建工程竣工环境保护验收意见；

附件8　玛18井区百口泉组油藏开发建设钻井工程（第一批）环境影响报告表批复；

附件9　玛18井区百口泉组油藏开发建设钻井工程（第二批）环境影响报告表批复；

附件10　玛18井区百口泉组油藏开发建设钻井工程（第三批）环境影响报告表批复；

附件11　玛18井区百口泉组油藏开发建设钻井工程（第四批）环境影响报告表批复；

附件12　玛18井区百口泉组油藏开发建设钻井工程（第五批）环境影响报告表批复；

附件13　玛18井区百口泉组油藏开发建设钻井工程（第六批）环境影响报告表批复；

附件14　玛18井区百口泉组油藏开发建设钻井工程（第七批）环境影响报告表批复；

附件15　百口泉采油厂应急预案备案表；

附件16　环境监测报告；

附件17　建设项目环境影响报告审批基础信息表。

1. 概述

1.1 建设项目特点

玛18井区位于新疆维吾尔自治区和布克赛尔蒙古自治县境内，属于百口泉采油厂管辖，井区北部为艾里克湖，东南部为玛纳斯湖，距克拉玛依市乌尔禾区南偏东约26km，距百口泉联合站约27km，距乌尔禾稀油处理站约29km，距玛北油田玛2井区约23km。工区地表大部分为戈壁砾石，植被较少，地势较为平坦，平均地面海拔280m，夏季炎热，冬季寒冷，全年气温在-36℃~43℃之间，年降水量小于200mm。井区东南部靠近玛纳斯湖盐厂生产区，附近有简易公路通过，奎北铁路横穿工区，交通条件较为便利。

艾湖油田玛18井区采用“水平井+体积压裂”方式开发，“水平井+体积压裂”是一种提高油气初始产量和最终采收率的技术，主要为完钻的水平井在投产前射孔后为疏通油气层，使用压裂液通过水力压裂过程，使天然裂缝不断扩张和脆性岩石产生剪切滑移，形成天然裂缝与人工裂缝相互交错的裂缝网络，从而增加改造体积，达到增产增效的目的，使用后的压裂返排液最终一次性和采出液一起排出。近年来随着区块油气开采规模的不断增加，玛18井区含压裂返排液的采出液也不断增多，结合区域用水需求，含压裂返排液的采出液在玛18转油站脱水后采出水优先回用于艾湖油田压裂液复配，剩余的采出水转输至百口泉注输联合站采出水处理系统处理后，回注油藏。原油经玛18转油站脱水后输至百口泉注输联合站原油处理系统处理。

根据艾湖油田玛18井区百口泉组油藏南部未实施区地面工程方案、玛18井区百口泉组油藏加密调整地面工程方案和玛18井区百口泉组油藏南部未动用区内MHW6223等48口水平井补充部署地面建设工程方案，本工程计划部署开发井123口，新建压裂返排液储存池2座、新建天然气撬装回收系统7套、天然气外输管线30km，同时配套建设油气集输、供配电、通信、自控、土建等公用工程。123口开发井中包括：7口单罐拉油老井（利旧）配套建设集输管线；69口开发井钻井工程已分批次编制环境影响报告表，并上报属地生态环境行政主管部门审批（详见附件）不在本次工程评价范围内；另外新钻47口钻井工程属于本次评价范围。新建的30km天然气外输管线位于和布克赛尔蒙古自治县和克拉玛依市乌尔禾两个区域。工程新建产能145×10^4t/a。

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

1.2 环境影响评价的工作过程

本工程部分工程内容超出老区块范围，涉及新区开发；工程东北侧（最近距离75m）为和布克赛尔江格尔国家沙漠公园，工程所在地和布克赛尔蒙古自治县属于水土流失重点治理区，按照《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021年版）涉及环境敏感区的需编制环境影响报告书。

中国石油新疆油田分公司开发公司于2021年5月委托南京国环科技股份有限公司开展《艾湖油田玛18井区百口泉组油藏南部区块开发工程环境影响报告书》的编制工作（委托书见附件1）。

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

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

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

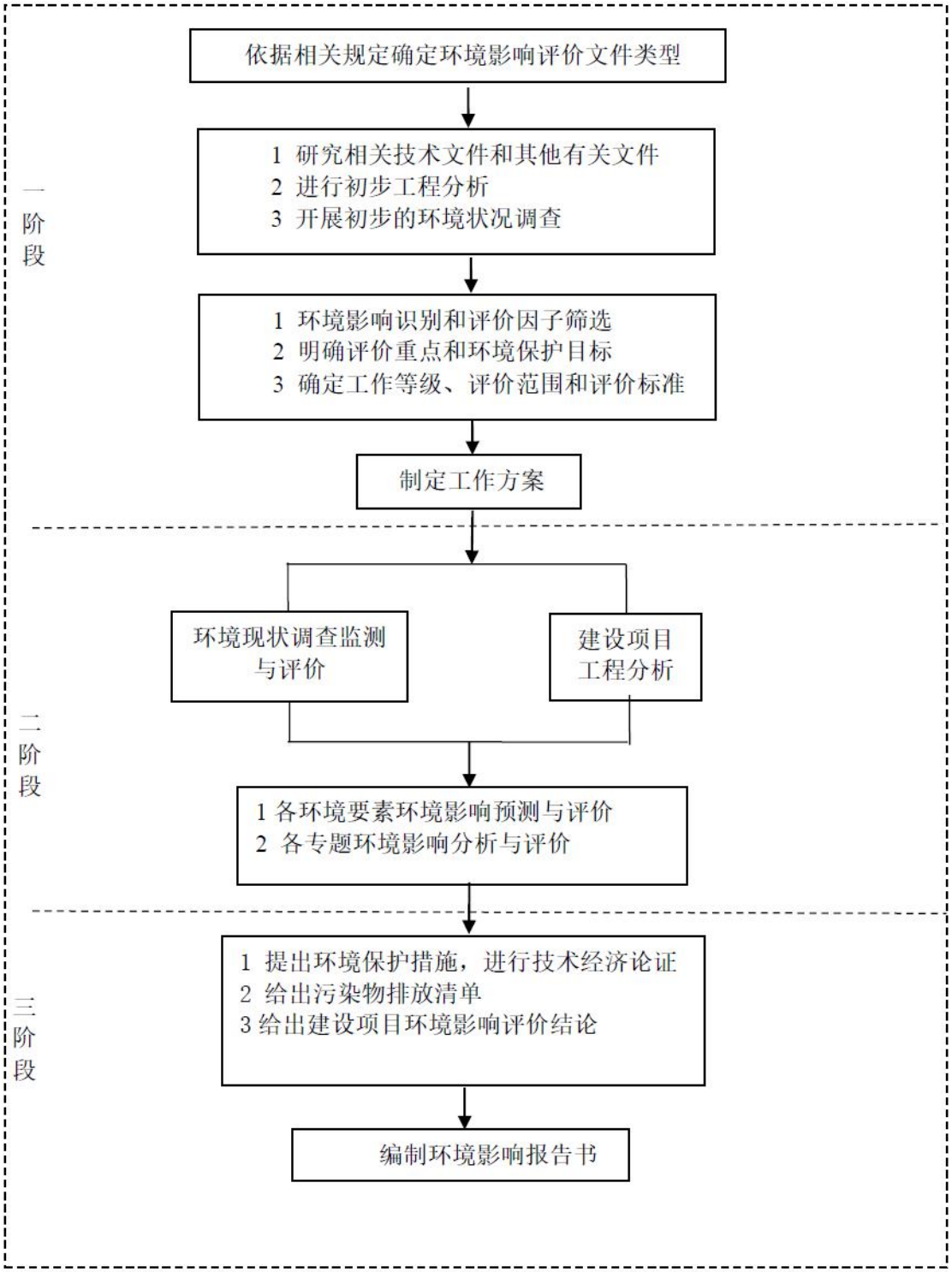


图 1.2-1　环境影响评价工作程序图

1.3 分析判定相关情况

根据《产业结构调整指导目录》（2019 年本），“常规石油、天然气勘探与开采，原油、天然气、液化天然气、成品油的储运和管道输送设施及网络建设”属鼓励类项目。石油天然气开发属于国家重点鼓励发展的产业，本项目的建设符

合国家产业政策。

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

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

对照《新疆生态功能区划》，本项目所在区域属于准噶尔盆地温带干旱荒漠与绿洲生态功能区准噶尔盆地北部灌木半灌木荒漠生态亚区白杨河河谷林、乌尔禾雅丹地貌保护生态功能区。本项目对于整体的土地利用格局、植被覆盖格局、野生动物活动、土壤不会带来显著影响，项目建设符合区域生态功能定位。

本项目不在拟定的生态红线范围内，项目区环境质量可以达到功能区要求，水耗、电耗较小，符合国家产业政策和环保政策，符合“三线一单”要求。

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

1.4 关注的主要环境问题和环境影响

本次评价针对施工期和运营期产生的废气、废水、噪声、固体废物的达标排放情况以及提出的生态减缓措施是否将生态影响降至最低进行分析和论述，并针对以上环境影响所采取的环境保护及风险防范措施的可行性进行分析。

关注的主要环境问题有：施工期废气、废水、钻井泥浆、岩屑以及施工临时占地造成的生态影响；运营期油气集输过程中的环境影响及风险和油气处理过程中产生的无组织挥发烃类、采出水、井下作业废水、落地原油、含油污泥、井场永久占地等环境影响。此外，重点关注项目建设对和布克赛尔江格尔国家沙漠公园的影响，重点保护区域周边野生动植物。

1.5 环境影响评价的主要结论

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，本项目属于《产业结构调整指导目录》（2019 年本）中“石油、天然气勘探及开采”鼓励类

项目，项目建设符合国家的相关政策。

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

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

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

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

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

2. 总则

2.1 编制依据

2.1.1 国家法律法规与条例

（1）《中华人民共和国环境保护法》（全国人大常委会，2015年1月1日施行）；

（2）《中华人民共和国环境影响评价法》（13届人大第7次会议，2018年12月29日施行）；

（3）《中华人民共和国大气污染防治法》（13届人大第6次会议，2018年10月26日实施）；

（4）《中华人民共和国水污染防治法》（2017年第二次修正，2018年1月1日起施行）；

（5）《中华人民共和国环境噪声污染防治法》（13届人大第7次会议，2018年12月29日施行）；

（6）《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（全国人民代表大会常务委员会，2020年9月1日实施）；

（7）《中华人民共和国土壤污染防治法》（全国人民代表大会常务委员会，2019年1月1日实施）；

（8）《国务院关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》（国令第682号，2017年10月1日起施行）；

（9）《中华人民共和国水土保持法》（中华人民共和国主席第三十九号令，2011年3月1日施行）；

（10）《中华人民共和国清洁生产促进法》（全国人大常委会，2012年7月1日施行）；

（11）《中华人民共和国节约能源法》（2018年10月26日修正）；

（12）《中华人民共和国土地管理法》（13届人大第12次会议，2019年8月26日实施）；

（13）《中华人民共和国土地管理法实施条例》（国务院令653号，2014年7月29日）；

（14）《中华人民共和国防洪法》（12届人大第21次会议，2016年7月2日实施）；

（15）《中华人民共和国草原法》（12届人大第3次会议，2013年6月29日）；

（16）《中华人民共和国野生植物保护条例》（国务院令第687号，2017年10月7日）；

（17）《中华人民共和国野生动物保护法》（2016年7月2日第十二届全国人民代表大会常务委员会第二十一次会议修订，2017年1月1日实施）；

（18）《中华人民共和国石油天然气管道保护法》（11届人大15次会议，2010年10月1日）；

（19）《危险化学品安全管理条例》（国务院令645号，2013年12月7日）；

（20）《建设项目环境影响评价分类管理名录》（生态环保部令第16号，2020年11月30日）；

（21）《国家危险废物名录》（环境保护部第15号令，2020年11月25日）；

（22）《危险废物污染防治技术政策》（环境保护部2001年第199号公告，2001年12月17日施行）；

（23）《产业结构调整指导目录（2019年本）》（中华人民共和国国家发展和改革委员会第29号令，2020年1月1日施行）；

（24）《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》（环发[2012]77号，2012年7月3日）；

（25）《关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知》（环发[2012]98号，2012年8月7日）；

（26）《中华人民共和国突发事件应对法》（10届人大第29次会议，2007年11月1日）；

（27）《突发环境事件应急预案管理暂行办法》（环发[2010]113号，2010年9月28日）；

（28）《环境影响评价公众参与办法》（生态环保部令第4号，2019.1.1）；

（29）《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》（2013年第31号，2013年5月24日）；

（30）《中华人民共和国矿产资源法》（中华人民共和国主席令2009年第18号，2009年8月27日起施行）；

（31）《中华人民共和国石油天然气管道保护法》（中华人民共和国主席令（第三十号），2010年10月1日）；

（32）《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告2012年第18号，2012年03月07实施）；

（33）《能源发展“十三五”规划》（国家能源局，2017年1月5日）；

（34）《中华人民共和国防沙治沙法》（2018年修订），2018年10月26日施行；

（35）《国务院关于加强环境保护重点工作的意见》（国发[2012]35号，2011年10月17日）；

（36）《国务院关于印发水污染防治行动计划的通知》（国发[2015]17号，2015年4月2日）；

（37）《国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知》（国发[2013]37号，2013年9月10日）；

（38）《国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知》（国发[2016]31号，2016年5月28日）；

（39）《关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚实施方案》（中发[2018]17号，2018年6月16日）；

（40）国家林业局《国家沙漠公园管理办法》（林沙发〔2017〕104号，2017年10月1日起实施，有效期至2022年12月31日）。

2.1.2 地方法律、法规及文件

（1）《新疆维吾尔自治区环境保护条例（2018年修订）》（新疆维吾尔自治区第十三届人民代表大会常务委员会第六次会议，2018年9月21日实施）；

（2）《新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案》（新政发[2016]21号）；

（3）《新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案》（新政发[2014]35号）；

（4）《新疆维吾尔自治区人民政府办公厅转发贯彻落实<全国生态环境保护纲要>实施意见的通知》（自治区人民政府办公厅，新政办[2001]147号，2001

年9月30日）；

（5）《新疆维吾尔自治区野生植物保护条例》（新疆维吾尔自治区人民代表大会常务委员会，2018年9月21日）；

（6）《关于修改〈自治区实施中华人民共和国野生动物保护法办法〉的决定》（新疆维吾尔自治区人大常委会，1997年1月22日）；

（7）《新疆维吾尔自治区实施<中华人民共和国土地管理法>办法》（新疆维吾尔自治区人大常委会，1999年10月1日）；

（8）《新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案》（新疆维吾尔自治区人民政府办公厅，2017年3月7日印发）；

（9）《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保[2019]4号）；

（10）《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》；

（11）关于印发《新疆维吾尔自治区环境保护“十三五规划”》的通知（新环发[2017]124号）；

（12）《新疆生态功能区划》（新政函[2005]96号，2005年07月14日）；

（13）《新疆水环境功能区划》（新政函[2002]194号，2002年11月16日）；

（14）《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录（第一批）》（新政办发[2007]175号）；

（15）《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国节约能源法〉办法》（2013年11月28日新疆维吾尔自治区第十二届人民代表大会常务委员会第五次会议通过）；

（16）《新疆维吾尔自治区地下水资源管理条例》（新疆维吾尔自治区第十二届人民代表大会常务委员会公告（第40号），自2017年7月1日起施行）；

（17）《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》（13届人大第7次会议，2019年1月1日）；

（18）《新疆维吾尔自治区危险废物环境防治办法》（新疆维吾尔自治区人民政府令第163号公布，自2010年5月1日起施行）；

（19）《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例（2018年修订）》（2018年9月21日新疆维吾尔自治区第十三届人民代表大会常务委员会

第六次会议）；

（20）《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》（新环发[2018]133号，2018年9月6日）；

（21）《新疆维吾尔自治区危险废物污染环境防治办法》（11届人大第9次会议，2010年5月1日）；

（22）《关于下发新疆加强危险废物和医疗废物监管工作实施方案的通知》（新环防发[2011]330号，2011年7月1日）；

（23）《关于做好危险废物安全处置工作的通知》（新环防发[2011]389号，2011年7月29日）；

（24）《新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件》（新环发[2017]1号，2017年1月1日）；

（25）《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环办发[2018]20号，2018年12月20日）；

（26）自治区党委、人民政府印发《关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚实施方案》（新党发[2018]23号，2018年9月4日）；

（27）《关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知》（新环环评发[2020]162号，2020年9月1日）；

（28）《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》（新政发[2021]18号，2021年2月22日）；

（29）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》（新环环评发[2020]142号，2020年7月30日）。

2.1.3 技术标准及规范

（1）《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）；

（2）《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）；

（3）《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ/T2.3-2018）；

（4）《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2009）；

（5）《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）；

（6）《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2011）；

（7）《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）；

（8）《建设项目竣工环境保护验收技术规范石油天然气开采》（HJ612-2011）；

（9）《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）；

（10）《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告2017年第43号，2017年10月1日起施行）；

（11）《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ/T349-2007）；

（12）《开发建设项目水土保持技术规范》（GB50433-2008）；

（13）《石油和天然气开采行业清洁生产评价体系指标（试行）》（2009年2月19日）；

（14）《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T6276-2014）；

（15）《石油化工企业环境保护设计规范》（SH/T 3024 2017）；

（16）《石油天然气开采业污染防治技术政策》（2012年第18号）；

（17）《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》（DB 65/T3998-2017）；

（18）《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制技术规范》（DB 65/T 3999-2017）；

（19）《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》（SY/T301-2016）；

（20）《建设项目危险废物环境影响评价技术指南》（2017年10月1日）。

2.1.4 委托书及相关技术资料

（1）《玛18井区百口泉组油藏南部未动用区内MHW6223等48口水平井补充部署地面建设工程方案》，新疆油田公司工程技术研究院，2020年7月；

（2）《玛18井区百口泉组油藏2020年水平井加密调整地面工程方案》，中国石油新疆油田分公司工程技术研究院，2020年7月；

（3）《艾湖油田玛18井区百口泉组油藏南部未实施区水平井调整地面工程》，中国石油新疆油田分公司工程技术研究院，2020年10月；

（4）《玛湖凹陷玛18-艾湖1井区块百口泉组油藏开发建设工程环境影响报告书》及其批复（新环函[2015]620号，2015年5月27日）；

（5）《玛18井区百口泉组油藏开发建设钻井工程（第一批）环境影响报告

表》及其批复（塔第环字[2020]102号，2020年9月9日）；

（6）《玛18井区百口泉组油藏开发建设钻井工程（第二批）环境影响报告表》及其批复（塔第环字[2020]103号，2020年9月9日）；

（7）《玛18井区百口泉组油藏开发建设钻井工程（第三批）环境影响报告表》及其批复（塔第环字[2020]104号，2020年9月9日）；

（8）《玛18井区百口泉组油藏开发建设钻井工程（第四批）环境影响报告表》及其批复（塔第环字[2021]18号，2021年1月21日）；

（9）《玛18井区百口泉组油藏开发建设钻井工程（第五批）环境影响报告表》及其批复（塔第环字[2021]17号，2021年1月21日）；

（10）《玛18井区百口泉组油藏开发建设钻井工程（第六批）环境影响报告表》及其批复（塔第环字[2021]19号，2021年1月21日）；

（11）《玛18井区百口泉组油藏开发建设钻井工程（第七批）环境影响报告表》及其批复（塔第环字[2021]20号，2021年1月21日）；

（12）艾湖油田玛18井区百口泉组油藏南部区块开发工程环境影响评价委托书。

2.2 评价工作原则

2.2.1 评价目的

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

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

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

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

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

通过上述评价，论证项目在环境方面的可行性，给出环境影响评价结论，为

本项目的设计、施工、验收及建成投产后的环境管理提供技术依据，为生态环境主管部门提供决策依据。

2.2.2 评价原则

突出环境影响评价的源头预防作用，坚持保护和改善环境质量。

（1）依法评价

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

（2）科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响。

（3）突出重点

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

2.3 环境影响识别与评价因子筛选

本项目分为施工期、运营期、退役期三个时段。施工期以钻井、管线敷设、道路铺设、压裂返排液储存池开挖、设备安装过程中造成的生态破坏影响为主，运营期污染源以油气集输和处理过程中的污染为主。建设项目环境影响因素识别见表 2.3-1。

表 2.3-1　环境影响因素识别一览表

环境因素影响因素	施工期					运营期					退役期	
	占地	废气	废水	固体废物	噪声震动	废气	废水	固体废物	噪声	风险事故	废气	固体废物
		车辆废气施工扬尘	生活污水	弃土弃方建筑垃圾	施工车辆	无组织挥发烃类	采出水、井下作业废水	油泥	设备运转	管线泄漏	构筑物拆卸扬尘	拆卸后的建筑垃圾
环境空气	○	+	○	+	○	++	○	+	○	+	+	+
地下水	○	○	○	○	○	○	○	○	○	+	○	○
声环境	○	○	○	○	+	○	○	○	++	+	○	○
土壤	++	+	+	+	○	+	+	+	○	++	+	+

植被	+	+	+	+	〇	+	〇	+	〇	++	+	+
动物	+	+	〇	+	+	+	〇	+	〇	+	+	+

注：〇为无影响，+为短期不利影响，++为长期不利影响。

根据上表，筛选出本项目环境影响评价因子见表 2.3-2。

表 2.3-2　环境影响评价因子筛选表

环境要素	现状评价因子	影响评价因子
环境空气	SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、NMHC、O_3、CO、H_2S	NMHC
地表水	pH 值、DO、悬浮物、高锰酸盐指数、氨氮、挥发酚、硫化物、氰化物、氟化物、砷、汞、总磷、石油类	石油类
地下水	pH、水温、溶解性总固体、总硬度、氨氮、耗氧量、氟化物、亚硝酸盐氮、氯化物、硝酸盐氮、挥发酚、碳酸根、碳酸氢根、汞、铁、锰、铅、钾、钙、钠、镁、硫酸盐、石油类	石油类
噪声	Leq[dB（A）]	Leq[dB（A）]
土壤	砷、镉、铬、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、聚乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4 二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、䓛、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘	石油烃、pH
固体废物	/	油（泥）砂、清罐含油污泥、废弃分子筛、压裂返排液储存池隔油池上层污油
生态环境	调查评价区域土地利用类型、植被类型、野生动物种类及分布、土壤类型、生态景观	（1）分析油田开发建设对土地利用结构的影响；（2）分析油田开发建设可能造成的植被破坏影响；（3）分析油田开发建设对评价区域野生动物的影响；（4）分析油田开发建设对生态景观的影响；（5）分析油田开发建设对土壤环境质量的影响。
环境风险	/	（1）对油田钻井期可能发生的风险事故进行分析；（2）结合当地的气象条件，对运营期间油气管道、井壁破裂、

		储罐泄漏、储存池破损等可能发生的油气泄漏事故进行预测分析。

2.4 环境功能区划

2.4.1 环境功能区划

2.4.1.1 环境空气

按照《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的规定，本项目所在区域的环境空气质量功能区划属于二类功能区。

2.4.1.2 水环境

（1）地表水：玛纳斯湖是玛纳斯河的尾闾，按《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）V类功能区评价；根据《克拉玛依市生态建设与环境保护规划（2006-2020）修编》，艾里克湖划分为农业用水区，属于《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）V类功能区。

（2）地下水：本项目所在区域内地下水按照《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的规定，该区域地下水属于V类功能区。

（3）声环境

本工程开发建设的噪声影响仅在施工期较大，进入生产期后，整个开发建设期噪声源数量相对较少，主要集中在井场、计量站、转油站。根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）的声环境功能区划分类，属于 3 类声环境功能区要求。

2.4.1.3 土壤环境

建设用地范围内土壤环境质量执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值标准，建设用地范围外土壤环境质量执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）筛选值。

2.4.1.4 生态环境

根据《新疆生态功能区划》，项目所在区域属于II准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区—II_1 准噶尔盆地北部灌木半灌木荒漠生态亚区—16 白杨河河谷林、乌尔禾雅丹地貌保护生态功能区。

2.4.2 评价标准

2.4.2.1 环境质量标准

根据项目所在区域的自然环境特点，采用以下环境标准。

（1）环境空气

环境空气质量评价中 SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3 六项指标执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级浓度限值；非甲烷总烃参照《＜大气污染物综合排放标准>详解》中推荐值 2.0mg/m³ 执行；H_2S 按照《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 执行，标准取值见表 2.4-1。

表 2.4-1 环境空气质量标准

评价因子	平均时段	二级标准浓度限值（μg/m³）	标准来源
SO_2	年平均	60	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单
	24 小时平均	150	
	1 小时平均	500	
NO_2	年平均	40	
	24 小时平均	80	
	1 小时平均	200	
CO	24 小时平均	4mg/m³	
	1 小时平均	10mg/m³	
O_3	日最大 8 小时平均	160	
	1 小时平均	200	
PM_{10}	年平均	70	
	24 小时平均	150	
$PM_{2.5}$	年平均	35	
	24 小时平均	75	
非甲烷总烃	小时平均	2.0mg/Nm³	参照《＜大气污染物综合排放标准>详解》（GB16297-1996）
H_2S	1 小时平均	10	《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D

（2）水环境评价标准

地下水执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）V 类标准，玛纳斯湖和艾里克湖执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）V 类标准，具体标准值见表 2.4-2 和表 2.4-3。

表 2.4-2 地下水质量标准 单位：除 pH 外，mg/L

序号	监测项目	V 标准限值	序号	监测项目	V 标准限值	标准来源
1	pH	pH>9.0	13	碳酸氢根	-	《地下水质量标准》
2	水温	-	14	汞	>0.002	

序号	监测项目	V 标准限值	序号	监测项目	V 标准限值	标准来源
3	溶解性总固体	>2000	15	铁	>2.0	（GB/T14848-2017）V类标准
4	总硬度	>650	16	锰	>1.5	
5	氨氮	>1.5	17	铅	>0.1	
6	耗氧量	>10	18	钾	-	
7	氟化物	>2.0	19	钙	-	
8	亚硝酸盐氮	>4.8	20	钠	-	
9	氯化物	>350	21	镁	-	
10	硝酸盐氮	>30	22	硫酸盐	>350	
11	挥发酚	>0.01	23	石油类	≤1.0	
12	碳酸根	-	-	-	-	

表 2.4-3　　地表水环境质量标准　　单位：除 pH 外，mg/L

序号	项目	V 类标准	序号	项目	V 类标准	标准来源
1	pH 值*	6~9	8	挥发酚	0.2	《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）V 类标准
2	溶解氧	2	9	硫化物	1	
3	悬浮物	150	10	氰化物	0.2	
4	氨氮	2	11	汞	0.001	
5	高锰酸盐指数	15	12	砷	0.1	
6	总磷	0.4	13	石油类	1	
7	氟化物	1.5	-	-	-	

（3）声环境

声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 3 类标准，即昼间 65dB(A)，夜间 55dB（A）。

（4）土壤环境

占地范围内土壤环境质量执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值标准，占地范围外土壤环境质量执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）具体标准值见表 2.4-4 和表 2.4-5，本工程场地土壤特征污染物为石油烃。

表 2.4-4　　建设用地土壤污染风险管控标准　　（单位：mg/kg，pH 无量纲）

序号	污染物项目	第二类用地	
		筛选值	管控值
重金属和无机物			
1	铬（六价）	5.7	78
2	镉	65	172
3	铜	18000	36000
4	铅	800	2500
5	砷	60①	140

序号	污染物项目	第二类用地	
		筛选值	管控值
6	汞	38	82
7	镍	900	2000
挥发性有机物			
8	四氯化碳	2.8	36
9	氯仿	0.9	10
10	氯甲烷	37	120
11	1,1-二氯乙烷	9	100
12	1,2-二氯乙烷	5	21
13	1,1-二氯乙烯	66	200
14	顺-1,2-二氯乙烯	596	2000
15	反-1,2-二氯乙烯	54	163
16	二氯甲烷	616	2000
17	1,2-二氯丙烷	5	47
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10	100
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	50
20	四氯乙烯	53	183
21	1,1,1-三氯乙烷	840	840
22	1,1,2-三氯乙烷	2.8	15
23	三氯乙烯	2.8	20
24	1,2,3-三氯丙烷	0.5	5
25	氯乙烯	0.43	4.3
26	苯	4	40
27	氯苯	270	1000
28	1,2-二氯苯	560	560
29	1,4-二氯苯	20	200
30	乙苯	28	280
31	苯乙烯	1290	1290
32	甲苯	1200	1200
33	间二甲苯+对二甲苯	570	570
34	领二甲苯	640	640
半挥发性有机物			
35	硝基苯	76	760
36	苯胺	260	663
37	2-氯酚	2256	4500
38	苯并[a] 蒽	15	151
39	苯并[a] 芘	1.5	15
40	苯并[b] 荧蒽	15	151
41	苯并[k] 荧蒽	151	1500
42	䓛	1293	12900
43	二苯并[a,h] 蒽	1.5	15
44	茚并[1,2,3-cd] 芘	15	151

序号	污染物项目	第二类用地	
		筛选值	管控值
45	萘	70	700
其他项目			
46	石油烃	826	4500

表 2.4-5　农用地土壤污染风险管控标准　（单位：mg/kg，pH 无量纲）

序号	监测项目	标准筛选值	序号	监测项目	标准筛选值
1	总汞	3.4	7	石油烃（C_{10}-C_{40}）	4500
2	总砷	25	8	pH	＞7.5
3	六价铬	-	9	铜	100
4	铅	170	10	锌	300
5	镉	0.6	11	铬	250
6	镍	190	-	-	-

2.4.2.2 污染物排放标准

（1）废气

采油、油气储存和集输、压裂返排液储存过程中无组织排放的非甲烷总烃执行《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，见表 2.4-6。

表 2.4-6　大气污染物排放标准值

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

（2）废水

按照《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函[2019]910 号）规定：在相关行业污染无可指标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求回注，同步采取切实可行措施防治污染。

本项目采出水依托百口泉注输联合站污水处理系统处理后达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的相关标准后全部回注油藏，不向外环境排放，标准值见表 2.4-7。

施工期生活污水依托玛 18 集中公寓，集中收集后定期拉运至乌尔禾污水处理厂，运营期工作人员依托百口泉采油厂工作人员，不新增员工，运营期无生活污水外排。

表 2.4-7　碎屑岩油藏注水水质推荐指标

注入层平均空气渗透率，μm^2	≤0.01	＞0.01~≤0.05	＞0.05~≤0.5	＞0.5~≤1.5	＞1.5

控制指标	悬浮固体含量，mg/L	≤1.0	≤2.0	≤5.0	≤10.0	≤30.0
	悬浮物颗粒直径中值，μm	≤1.0	≤1.5	≤3.0	≤4.0	≤5.0
	含油量，mg/L	≤5.0	≤6.0	≤15.0	≤30.0	≤50.0
	平均腐蚀率，mm/a	≤0.076				
	硫酸盐还原菌（SRB，个/M1）	≤10	≤10	≤25	≤25	≤25
	铁细菌（IB），个/mL	$n\times10^2$	$n\times10^2$	$n\times10^3$	$n\times10^4$	$n\times10^4$
	腐生菌（TGB），个/mL	$n\times10^2$	$n\times10^2$	$n\times10^3$	$n\times10^4$	$n\times10^4$

注：①1＜n＜10；②清水水质指标中去掉含油量。

（3）噪声

施工期执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）；运行期执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 3 类标准，噪声限值见表 2.4-8。

表 2.4-8　　环境噪声排放标准

标准来源	类别	噪声限值 dB（A）	
		昼间	夜间
《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）	/	70	55
《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）	3 类	65	55

（4）固体废物

根据项目产生的各种固体废物的性质和去向，一般工业固体废物执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）；危险废物鉴别执行《危险废物鉴别标准》（GB5085.1～7），危险废物的贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001，2013 年修订）、危险废物的转移依照《危险废物转移联单管理办法》（国家环境保护总局令第 5 号）及《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）进行监督和管理。含油污泥的处理需满足《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》（DB65/T3998-2017）。

2.5 评价等级和评价范围

2.5.1 环境空气评价等级和评价范围

（1）评价等级

本项目废气排放源主要为油田非甲烷总烃的无组织排放。根据工程特点、污染特征及周围环境状况，采用《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）附录 A 推荐的估算模型 AERSCREEN 计算项目污染源的最大环境影响，选取非甲烷总烃为候选因子核算，计算出其最大地面浓度占标率 P_i（第 i 个污染物，简

称“最大浓度占标率”）及其地面浓度达标准值 10%时所对应的最远距离 $D_{10\%}$。其中 P_i 定义为：

$$P_i=C_i/C_{0i}\times100\%$$

式中：

P_i——第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

C_i——采用估算模式计算出的第 i 个污染物的最大 1 小时地面空气质量浓度，μg/m³；

C_{0i}——第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准，μg/m³。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。

大气评价工作级别详见表 2.5-1。

表 2.5-1　大气环境评价工作等级分级判据

评价工作等级	评价工作等级分级判据
一级	$P_{max}\geq10\%$
二级	$1\%\leq P_{max}<10\%$
三级	$P_{max}<1\%$

估算模式所用参数见表 2.5-2。

表 2.5-2　估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/℃		27.5
最低环境温度/℃		-16.7
土地利用类型		戈壁
区域湿度条件		干
是否考虑地形	考虑地型	☑是☐否
	地形数据分辨率/m	90m
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	☐是☑否
	海岸线距离/km	/
	海岸线方向/°	/

污染物排放参数见表 2.5-3。

表 2.5-3　污染物面源参数调查清单

污染源名称	坐标		海拔高度	矩形面源		面源高度	年排放小	污染物排
	经度	纬度		长度	宽度			

				/m	/m	/m	/m	时数	放速率 kg/h
油气集输		***	***	260	10000	4618	3	8760	16.55
储存池	15 万方	***	***	275	230	164	1	8760	0.0005
	20 万方	***	***	285	230	218	1	8760	0.008
天然气回收		***	***	270	840	700	5	8760	0.71

计算结果见表 2.5-4。

表 2.5-4　　估算模式计算结果表

源		污染物	最大浓度值（μg/m³）	出现距离（m）	占标率（%）	评价等级
油气集输		NMHC	36.724	5320	1.8362	II
储存池	15 万方	NMHC	0.21762	139	0.010881	III
	20 万方	NMHC	3.3972	151	0.16986	III
天然气回收		NMHC	33.27	547	1.6635	II

表 2.5-4 的计算结果表明，本工程对周边环境的影响主要为油气集输、压裂返排液储存和天然气回收过程中产生一定量的烃类挥发。油气集输非甲烷总烃最大地面浓度点预测浓度 36.724mg/m³，最大占标率 1.8362%，最大落地浓度出现距离为 5320m；15 万 m³ 压裂返排液储存池非甲烷总烃最大地面浓度点预测浓度 0.21762mg/m³，最大占标率 0.010881%，最大落地浓度出现距离为 139m；20 万 m³ 压裂返排液储存池非甲烷总烃最大地面浓度点预测浓度 3.3972mg/m³，最大占标率 0.16986%，最大落地浓度出现距离为 151m；天然气回收非甲烷总烃最大地面浓度点预测浓度 33.27mg/m³，最大占标率 1.6635%，最大落地浓度出现距离为 547m。最大占标率 1%≤P_{max}＜10%内，根据《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）的要求，因此本次环评确定大气影响评价的工作等级为二级。

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则—大气环境》（HJ2.2-2018）的规定，并结合本工程特点，考虑油田整体开发对大气环境的区域影响，以油区边界外扩 2.5km 的区域作为大气评价范围。大气评价范围见图 2.5-1。

2.5.2 地下水环境评价等级和评价范围

（1）评价等级

本项目涉及场站和线性工程，按照《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）分段判定评价等级。

①建设项目类别

场站工程属于石油天然气开采，按照《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）中附录A判断，属于I类项目；天然气外输管线属于III类项目。

②地下水环境敏感程度

依据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中的地下水环境敏感程度分级表（表2.5-5）和《建设项目环境影响评价分类管理名录》，项目场站工程无集中式饮用水水源准保护区及补给径流区，无分散式饮用水水源地，无特殊地下水资源保护区，地下水环境敏感特征为不敏感；外输天然气管线距离黄羊泉水源地保护区1km、距离百口泉水源地BT3水源井最近距离330m，属于保护区以外的补给径流区，地下水敏感特征为较敏感。

表2.5-5　　地下水环境敏感程度分级表

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

③工作等级划分

依据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）评价等级划分依据（详见表2.5-6），本项目场站工程地下水评价等级为二级、天然气外输管线地下水评价等级为三级。

表2.5-6　　评价区地下水环境影响评价工作等级划分

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

（2）评价范围

本项目场站工程调查、评价范围根据地下水流向为自西北向东南，选取下游2km，南北两侧1km，上游1km为评价范围；天然气外输管线评价范围为管线两侧外延200m范围，终点区域评价范围包含BT3水源井保护区范围。评价范围见

图 2.5-1。

2.5.3 地表水环境评价等级和评价范围

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

项目运营阶段正常情况无废水外排，地表水污染影响主要调查污染产生、处理及达标排放情况。

2.5.4 声环境评价等级和评价范围

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

本工程所在功能区适用于《声环境质量标准》（GB3096-2008）中规定的 3 类标准，且噪声源周围 200m 没有固定集中的人群活动。依据《环境影响评价技术导则-声环境》（HJ2.4-2009）中的规定，本工程声环境影响评价工作等级定为三级。

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

2.5.5 环境风险评价等级和评价范围

2.5.5.1 评价等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169－2018）评价项目的物质危险性和功能单元重大危险源判定结果以及环境敏感程度等因素，将环境风险评价工作划分为一、二、三级，评价工作等级划分见表。见表 2.5-7。

表 2.5-7　　环境风险评价工作级别划分一览表

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

项目运营期涉及的主要危险物质为原油、天然气、液化气和轻烃。涉及的风

险为运行过程中集输管线破损造成的原油和天然气的泄漏，天然气回收撬装站球罐破损造成液化气和轻烃的泄漏。

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

（1）环境风险潜势划分

建设项目环境风险潜势划分为I、II、III、IV/IV^{+}级。

根据建设项目涉及的物质和工艺系统的危险性及其所在地的环境敏感程度，结合事故情形下环境影响途径，对建设项目潜在环境危害程度进行概化分析，按照表 2.5-8 确定环境风险潜势。

表 2.5-8　　项目环境风险潜势划分依据一览表

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

（2）P 的分级确定

①危险物质数量与临界量的比值（Q）

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），定量分析危险物质数量与临界量的比值（Q），见表 2.5-9。

表 2.5-9　　本项目重大危险源辨识一览表

序号	物质名称	CAS 号	临界量/t
1	液化石油气（俗名：压凝汽油）	68476-85-7	2500
2	天然气（甲烷）	/	10
3	油类物质（原油）	/	2500
4	轻烃（石脑油、粗汽油）	8030-30-6	2500

本工程新建各类原油集输管道 77.67km，天然气输送管道 30km，液化气储罐 7 座（单座容积 200m^3），轻烃储罐 7 座（单座容积 200m^3）。原油密度按照 0.826t/m^3 计、天然气平均相对密度 0.66 计。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）中的判定方法，当存在多种危险物质时，按照下式计算物质总量与其临界量比值：

$$Q = \frac{q1}{Q1} + \frac{q2}{Q2} + \cdots \frac{qn}{Qn}$$

式中：q_1，q_2……q_n—每种危险物质的最大存在量，t；

Q_1，Q_2…Q_n—每种危险物质的临界量，t。

当 Q＜1 时，环境风险潜势为 I。

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

Q 的确定见表 2.5-10。

表 2.5-10　　建设项目 Q 值确定表

序号	分段	危险物质名称		最大存在总量 q_n	临界量 Q_n	Q 值	
1	管线	天然气（管线）		364.77	10	36.48	
2	场站	原油	单井出油管线	114	2500	0.05	0.94
3			集输支线	547	2500	0.22	
4		轻烃储罐（天然气回收撬装站）		840.00	2500	0.34	
5		液化气储罐（天然气回收撬装站）		812.00	2500	0.32	
6		油类物质	15 万方储存池	7.5	2500	0.003	
			20 万方储存池	10	2500	0.004	
项目 Q 值Σ						37.42	

注：①根据 HJ169-2018 附录 C 的规定，长输管线按照两个截断阀室之间管段危险物质最大存在量计算。②单井出油管线和集输支线均分布于井场周边，长度较短，Q 值纳入场站工程计算，不再单独核算。

根据上表计算结果，本项目 Q=37.42，其中：场站 Q＜1，风险潜势为 I，可进行简单分析；天然气外输管线 10≤Q＜100，以下危险性（P）仅针对天然气外输管线进行判定。

②行业及生产工艺（M）

根据附录 C 中表 C.1，详见表 2.5-11。

表 2.5-11　行业及生产工艺（M）　（附录 C 中表 C.1）

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

	管线 [b]（不含城镇燃气管线）		
其他	涉及危险物质使用、贮存的项目	5	-

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

由上表可知，油气管线分值为 10，以 M3 表示（M1＞20；10＜M2≤20；5＜M3≤10；M4≤5）。

③P 的分级判定

根据 Q 和 M 值，按照表 2.5-12 确定 P 的分级。

表 2.5-12　　危险物质及工艺系统危险性等级判断（P）

危险物质数量与临界量比值（Q）	行业及生产工艺（M）			
	M1	M2	M3	M4
Q≥100	P1	P1	P2	P3
10≤Q＜100	P1	P2	P3	P4
1≤Q＜10	P2	P3	P4	P4

根据本项目各项参数可知，天然气外输管线工程 10≤Q＜100、M3，则其 P 确定为 P3。

（3）E 的分级确定

①大气环境敏感程度

大气环境敏感程度分级见表 2.5-13。

表 2.5-13　　大气环境敏感程度分级

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

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

②地表水环境敏感程度

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 D，地表水环

境敏感程度分级依据详见表 2.5-14 和表 2.5-15。

表 2.5-14　地表水功能敏感性分区

分级	地表水环境敏感特征
敏感 F1	排放点进入地表水水域环境功能为II类及以上，或海水水质分类第一类；或以发生事故时，危险物质泄漏到水体的排放点算起，排放进入受纳河流最大流速时，24h 流经范围内涉跨国界的。
较敏感 F2	排放点进入地表水水域环境功能为III类，或海水水质分类第二类；或以发生事故时，危险物质泄漏到水体的排放点算起，排放进入受纳河流最大流速时，24h 流经范围内涉跨省界的。
低敏感 F3	上述地区之外的其他地区。

表 2.5-15　　环境敏感目标分级

分级	环境敏感目标
S1	发生事故时，危险物质泄漏到内陆水体的排放点下游（顺水流向）10km 范围内、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内，有如下一类或多类环境风险受体：集中式地表水饮用水水源保护区（包括一级保护区、二级保护区及准保护区）农村及分散式饮用水水源保护区；自然保护区；重要湿地；珍稀濒危野生动植物天然集中分布区；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道；世界文化和自然遗产地；红树林、珊瑚礁等滨海湿地生态系统；珍稀、濒危海洋生物的天然集中分布区海洋特别保护区；海上自然保护区；盐场保护区；海水浴场；海洋自然历史遗迹；风景名胜区；或其他特殊重要保护区域。
S2	发生事故时，危险物质泄漏到内陆水体的排放点下游（顺水流向）10km 范围内、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内，有如下一类或多类环境风险受体的：水产养殖区；天然渔场；森林公园；地质公园；海滨风景游览区；具有重要经济价值的海洋生物生存区域。
S3	排放点下游（顺水流向）10km 范围、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内无上述类型 1 和类型 2 包括的敏感保护目标。

表 2.5-16　　地表水环境敏感程度分级

环境敏感目标	地表水功能敏感性		
	F1	F2	F3
S1	E1	E1	E2
S2	E1	E2	E3
S3	E1	E2	E3

本项目天然气外输管线起点距玛纳斯湖最近距离 5km、东北距艾里克湖最近距离 4km，玛纳斯湖、艾里克湖水环境功能均为《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）V 类，水功能敏感性为 F3；周边无地表水饮用水水源保护区、自然保护区、重要湿地、天然渔场、森林公园、地质公园等敏感环境风险受体，地表水环境敏感分级为 S3；综上地表水环境敏感程度分级为 E3。

③地下水环境敏感程度

依据地下水功能敏感性与包气带防污性能，共分为三种类型，E1 为环境高

度敏感区，E2 为环境中度敏感区，E3 为环境低度敏感区。其中地下水功能敏感性分区和包气带防污性能分级分别见表 2.5-17 和表 2.5-18。当同一建设项目涉及两个 G 分区或 D 分级及以上时，取相对高值。

表 2.5-17　　地下水功能敏感性分区

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

天然气外输管线距离百口泉水源 BT3 井 330m，该水源井已封井，按照备用水源补给径流区计。因此，本项目地下水功能敏感性分区为 G2。

表 2.5-18　　包气带防污性能分级

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

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

依据地下水功能敏感性与包气带防污性能，共分为三种类型，E1 为环境高度敏感区，E2 为环境中度敏感区，E3 为环境低度敏感区，分级原则见表 2.5-19。

表 2.5-19　　地下水环境敏感程度分级表

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

综上，本项目地下水功能敏感性分区为 G2，包气带防污性能分级为 D1。因此，本项目地下水环境敏感性为 E1。

表 2.5-20　　环境风险敏感特征一览表

类别	环境敏感特征					
环境空气	厂址周边 5km 范围内					
	序号	敏感目标名称	相对方案	距离/m	属性	人口数
	-	-	-	-	-	-
	厂址周边 500m 范围内人口数小计					-

<table>
<tr><td rowspan="6"></td><td colspan="5">厂址周边 5km 范围内人口数小计</td><td>-</td></tr>
<tr><td colspan="6">管段周边 200m 范围内</td></tr>
<tr><td>序号</td><td>敏感目标名称</td><td>相对方案</td><td>距离/m</td><td>属性</td><td>人口数</td></tr>
<tr><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td></tr>
<tr><td colspan="5">每公里管段人口数（最大）</td><td>-</td></tr>
<tr><td colspan="5">大气环境敏感程度 E 值</td><td>E3</td></tr>
<tr><td rowspan="7">地表水</td><td colspan="5">受纳水体</td><td>-</td></tr>
<tr><td>序号</td><td colspan="2">受纳水体名称</td><td colspan="2">排放点水域环境功能</td><td>24h 内流经范围/km</td></tr>
<tr><td>-</td><td colspan="2">-</td><td colspan="2">-</td><td>-</td></tr>
<tr><td colspan="6">内陆水体排放点下游 10km（近岸海域一个超周期最大水平距离两倍）范围内敏感目标</td></tr>
<tr><td>序号</td><td colspan="2">敏感目标名称</td><td>环境敏感特征</td><td>水质目标</td><td>与排放点距离/m</td></tr>
<tr><td>-</td><td colspan="2">-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td></tr>
<tr><td colspan="5">地表水环境敏感程度 E 值</td><td>E3</td></tr>
<tr><td rowspan="3">地下水</td><td>序号</td><td>环境敏感区名称</td><td>环境敏感特征</td><td>水质目标</td><td>包气带防污性能</td><td>与下游厂界距离/m</td></tr>
<tr><td>-</td><td>百口泉 BT3 水源井</td><td>G1</td><td>III 类</td><td>D1</td><td>天然气管线距离最近距离 330m</td></tr>
<tr><td colspan="5">地下水环境敏感程度 E 值</td><td>E1</td></tr>
</table>

根据分析判定可知：

a 场站工程风险评价等级：场站工程进行环境风险简单分析；

b 天然气管线分析评价等级：危险特性为 P3，大气敏感程度为 E3，地表水敏感程度为 E3，地下水敏感程度为 E1。天然气管线大气和地表水风险潜势为 II，其风险评价等级为三级；地下水风险潜势为 III，其风险评价工作等级定为二级。

2.5.5.2 评价范围

场站工程风险评价等级为简单分析，不设置环境风险评价范围；对天然气管线风险评价范围设定如下：

（1）大气环境风险评价范围：管线两侧各 100m。

（2）地表水环境风险评价范围：根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）地表水评价等级为三级 B，新建天然气管线穿越艾里克湖泄洪渠，地表水环境风险评价范围覆盖艾里克湖泄洪渠。

（3）地下水环境风险评价范围：地下水环境风险评价范围同地下水评价范围，根据地下水流向为自西北向东南，选取下游 2km，东北、西南两侧 1km，上

游1km为评价范围。风险评价范围见图2.5-1。

2.5.6 生态环境评价等级和评价范围

（1）评价等级

根据《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19-2011），本项目不涉及自然保护区、世界文化和自然遗产地、风景名胜区、森林公园、地质公园、重要湿地、原始天然林、珍稀濒危野生动物天然集中分布区等特殊生态敏感区和重要生态敏感区，生态敏感性属于一般区域。本项目新增永久占地面积0.34km²，临时占地面积1.45km²，总占地面积为1.78km²，占地面积＜2km²，线性工程总长度共计98.21km，据《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19-2011）的有关要求，具体见表2.5-21，本工程生态环境影响评价工作等级确定为三级。

表2.5-21　　生态评价等级判定

影响区域生态敏感性	工程占地（含水域）范围		
	面积≥20km² 或长度≥100km	面积2~20km² 或长度50~100km	面积≤2km² 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

（2）评价范围

油田开发工程具有分布面积广的特点，且基本呈点状、线状分布，故其对环境影响仅限于各站场及内部输送管线较近的范围。考虑油田整体开发对生态环境的影响，确定生态环境评价范围为油田开发区域及区域边界向外扩展1km范围，管线两侧0.2km范围。生态评价范围见图2.5-1。

2.5.7 土壤环境评价等级和评价范围

（1）评价等级

根据《环境影响评价技术导则—土壤环境（试行）》（HJ964-2018），从油田对土壤环境的影响途径来看，拟建工程不属于会造成土壤酸化、盐化、碱化的生态影响型项目，属于污染影响型项目，因此根据污染影响型建设项目类别判定评价等级。

本项目永久占地0.34km²，属于中型项目。占地类型主要为戈壁、灌木林地，土壤敏感程度为不敏感。油气开发属于I类项目，因此土壤评价工作等级划分为二级。土壤评价等级划分依据见表2.5-22~表2.5-24。

表 2.5-22　污染影响型敏感程度分级表

敏感程度	判别依据
敏感	建设项目周边存在耕地、园地、牧草地、饮用水水源地或居民区、学校、医院、疗养院、养老院等土壤环境敏感目标的
较敏感	建设项目周边存在其他土壤环境敏感目标的
不敏感	其他情况

表 2.5-23　污染影响型占地类型划分表

类型	大型	中型	小型
规模	≧50hm^2	5hm^2~50hm^2	≦5hm^2

表 2.5-24　污染影响型评价工作等级划分表

敏感程度 评价工作等级 占地规模	I类			II类			III类		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	二级
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-	-
注：“—”表示可不开展土壤环境影响评价工作									

（2）评价范围

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

2.6 评价内容及评价重点

2.6.1 评价工作内容

本次评价的主要内容包括工程分析、环境概况调查、环境质量现状与影响分析，环境影响预测与评价、环境保护措施及可行性分析、总量控制、环境风险评价、环境经济损益分析、环境管理与监控计划、结论及建议。

2.6.2 评价重点

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

（1）建设项目工程分析；

（2）生态环境影响评价；

（3）大气、地下水环境影响评价；

（4）环境风险评价及风险管理；

（5）环境保护措施技术经济及可行性论证。

2.6.3 评价时段

根据本项目实施的不同阶段和环境影响特点，评价时段包括建设期、生产运营期和退役期三个时段，以建设期和生产运营期两个时段为评价重点。

2.6.4 评价对象

根据工程内容和环境现状调查，本次评价的对象包括本项目开发建设所涉及到的井区、场站和集输管线等工程内容。

2.7 控制污染与环境保护目标

2.7.1 污染控制目标

根据开发建设和运营中对环境可能造成的污染与生态破坏，确定污染控制目标如下：

（1）项目区东北侧（最近距离75m）为和布克赛尔江格尔国家沙漠公园，南侧1km为玛纳斯湖，因此要控制建设项目在开发建设过程中的各种施工活动，尽量减少对地表的扰动，做好植被恢复与水土保持工作，禁止造成水体污染。

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

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

2.7.2 环境保护目标

（1）生态环境

根据《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4号），本项目位于和布克赛尔蒙古自治县和克拉玛依市乌尔禾区，其中和布克赛尔蒙古自治县属于天山北坡诸小河流域水土流失重点治理区。

据现场调查，除油区工作人员外，没有固定人群居住，项目区东北侧75m为和布克赛尔江格尔国家沙漠公园。本项目生态系统脆弱，可恢复性差，自然荒漠生态系统和为重点保护目标。

（2）大气环境

在钻井和采油过程中，采取各种工程措施，将各种大气污染物排放控制在最

低程度，确保区域内大气环境质量符合《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单中的二级标准。

（3）水环境

①地表水

根据现场调查可知，项目区南侧距玛纳斯湖最近距离 1km、新建天然气外输管线距艾里克湖最近距离 4km。

②地下水

本项目新建天然气外输管线东北距离黄羊泉地下水水源地保护区 800m，西南侧距离百口泉地下水源保护区的 BT3 水源井最近距离 330m。

在钻井和采油过程中控制开采量，保护区域地下水资源和水质，确保项目区水环境质量不因本项目的建设而产生不利影响，保证地下水质量维持现有水平。

（4）声环境

评价区内声环境保护目标主要为油区的工作人员。保护油田区域噪声符合《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 3 类标准。

本项目环境敏感目标详见表 2.7-1，敏感目标分布图详见图 2.7-1，与沙漠公园位置关系见图 2.7-2。

表 2.7-1　环境敏感目标一览表

环境要素	环境保护目标	环境保护目标说明	与项目区的关系
地表水	艾里克湖及其泄洪区	确保地表水不受污染	北距离艾里克湖最近距离 7km；天然气外输管线穿越艾里克湖泄洪区
	玛纳斯湖（盐场）		南距玛纳斯湖最近距离 1km，南距玛纳斯湖盐场最近距离 2km
地下水	黄羊泉地下水水源地	确保地下水不受污染	天然气外输管线东北侧距离水源地最近距离 800m
	百口泉地下水水源地		天然气外输管线西南侧距离百口泉 BT3 水源井最近距离 330m
生态环境	土壤	临时占地 3~5 年可基本恢复到自然状态	井场区占地
	野生动物		
	荒漠植被		
	水土保持	防止因工程建设加剧水土流失	项目所在区域
	和布克赛尔江格尔国家沙漠公园	保护荒漠生态	玛 18 井区东侧与和布克赛尔江格尔国家沙漠公园生态保育区相距 75m

2.8 相关法规、政策符合性分析

2.8.1 与国家产业政策符合性分析

根据《产业结构调整指导目录（2019 年本）》的有关规定，本项目属于第一类“鼓励类”第七项“石油、天然气”第 1 条“常规石油、天然气勘探及开采”，符合国家产业政策。本工程的实施，对于保障国家能源安全，促进国民经济健康快速发展具有极其重要的战略意义。

2.8.2 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性分析

本项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的相关要求相符性见表 2.8-1。

表 2.8-1　　与《石油天然气开采业污染防治技术政策》相符性分析一览表

序号	要求	本项目	相符性
1	到 2015 年末，行业新、改、扩建项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到 90%以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到 100%。要遏制重大、杜绝特别重大环境污染和生态破坏事故的发生。要逐步实现对行业排放的石油类污染物进行总量控制。	项目钻井废水循环利用，运营期压裂返排液用于压裂液复配，采出液经百口泉注输联合站污水处理系统处理后回注地层，工业废水回用率大于 90%；钻井泥浆经“钻井泥浆不落地技术”处理后循环使用，落地油 100%回收。本环评对项目可能产生的环境风险进行了分析，并提出了相应的风险防范措施和应急预案。	符合
2	油气田开发不得使用含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂，逐步淘汰微毒及以上油气田化学剂，鼓励使用无毒油气田化学剂。	本项目使用的油气田化学剂均为无毒，环境友好的化学剂，无含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂。	符合
3	在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到 100%。	井下作业过程中配备了泄油器、刮油器等设备井下作业时带罐，落地油 100%回收。	符合
4	在钻井过程中，鼓励采用环境友好的钻井液体系；配备完善的固控设备，钻井液循环率达到 95%以上；钻井过程产生的废水应回用。	本项目一开、二开使用无害化水基泥浆，三开应地质条件需求，采用油基钻井液。一开、二开钻井液体系为环保水基泥浆，未添加磺化物，为环境友好的钻井液，采用“钻井泥浆不落地技术”，钻井液循环使用，钻井废水全部回用。三开使用的油基泥浆进行循环使用，油基岩屑为含油危废，由密封储罐收集，	符合

		委托具有相应危废转运、处置资质的单位转运及处置。	
5	在井下作业过程中，酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率应达到 100%。	本项目井下作业过程中，严格按照中国石油新疆油田分公司开发公司环境保护规定的要求，带罐作业，100%回收。采出废水经百口泉注输联合站处理达标后回注油藏，严禁直接外排。	符合
6	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用。	本项目一开、二开采用钻井泥浆不落地技术，无钻井废水排放，运营期废水经百口泉注输联合站污水处理系统处理达标后，全部回注地层；落地油 100%回收，定期交由有相应危险废物处理资质的单位处置。三开使用的油基泥浆进行循环使用，油基岩屑为含油危废，由密封储罐收集，委托具有相应危废转运、处置资质的单位转运及处置。	符合
7	应回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的油泥（砂）等中的油类物质，含油污泥资源化利用率应达到 90%以上，残余固体废物应按照《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别，根据识别结果资源化利用或无害化处置。	将落地油 100%进行回收，定期交由有相应危险废物处理资质的单位处置。	符合
8	油气田企业应制定环境保护管理规定，建立并运行健康、安全与环境管理体系。	中国石油新疆油田分公司开发公司目前已建立了完善的健康、安全与环境管理体系（QHSE 管理体系）。	符合
9	加强油气田建设、勘探开发过程的环境监督管理。油气田建设过程应开展工程环境监理。	环评要求项目开展工程环境监理，并拟定了开发期环境监理计划。	符合

2.8.3 与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》符合性分析

本项目与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》相符性见表 2.8-2。

表 2.8-2 与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》相符性分析一览表

序号	要求	本项目	相符性
1	禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发。	项目用地不属于水源涵养区、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，距离东北侧和布克赛尔江格尔国家沙漠公园最近距离 75m。	符合

2	煤炭、石油、天然气开发项目实行环境监理，其大气、水体、固体废物等污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。	环评要求项目开展工程环境监理，并拟定了环境监理计划，要求项目严格执行“三同时”制度。	符合
3	石油开发单位应当建设清洁井场，做到场地平整、清洁卫生，在井场内实施无污染作业，并根据需要在井场四周设置符合规定的挡水墙、雨水出口和防洪渠道。散落油和油水混合液等含油污染物应当回收处理，不得掩埋	严格落实中石油SHEQ管理措施，平整井场；玛18井区属于大陆性干旱气候，降水量远小于蒸发量，未设置挡水墙、防洪渠道，天然气外输管线穿越艾里克湖泄洪渠区段已有导流堤。 事故状态下产生的落地油集中收集后交由有相应处理资质的单位进行回收、处置。	符合
4	煤炭、石油、天然气开发单位应当制定生态保护和恢复治理方案，并予以实施。生态保护和恢复治理方案内容应当向社会公布，接受社会监督。	环评要求建设单位制定生态保护和恢复治理方案，开展生态环境恢复治理工作。	符合
5	煤炭、石油、天然气开发单位应当使用先进技术、工艺和设备，实行清洁生产。禁止使用国家和自治区明令淘汰的技术、工艺和设备。	项目使用先进技术、工艺和设备，实行清洁生产。未使用国家和自治区明令淘汰的技术、工艺和设备，较好地考虑了清洁生产的要求，属于清洁生产先进企业。	符合
6	石油、天然气开发单位钻井和井下作业应当使用无毒、低毒钻井液。对已使用的有毒钻井液应当回收利用并做无害化处置，防止污染环境。对钻井作业产生的污水应当进行回收，经处理达标后方可回注。未经处理达标的污水不得回注或者外排。对钻井作业产生的污油、废矿物油应当回收处理。	①一开、二开使用无害化水基泥浆，三开应地质条件需求，采用油基钻井液。本项目对三开使用的油基泥浆进行循环使用，油基岩屑为含油危废，由密封储罐收集，委托具有相应危废转运、处置资质的单位转运及处置；②本项目无钻井废水外排，井下作业废水经百口泉注输联合站处理达标后，全部回注地层；③落地油100%回收，定期交由有相应危险废物处理资质的单位处置。	符合
7	石油、天然气开发单位应当采取保护性措施，防止油井套管破损、气井泄漏，污染地下水体。	本项目采用下套管注水泥固井完井方式进行水泥固井，保证表层套管封固质量完好；按设计规定实施，确保施工质量；同时严格要求套管下入深度等措施，可以有效控制钻井液在含水层中的漏失，并防止油气泄漏污染地下水。	符合
8	煤炭、石油、天然气开发单位实施下列活动的，应当恢复地表形态和植被：（一）建设工程临时占地破坏腐殖质	环评要求钻井结束后，应对临时占地内的土地进行平整，自然恢复原有地貌，充分利用前期收集的表土	符合

	层、剥离土石的；（二）震裂、压占等造成土地破坏的；（三）占用土地作为临时道路的；（四）油气井、站、中转站、联合站等地面装置设施关闭或者废弃的。	覆盖于井场表层，临时占地范围不具备植被恢复条件的，应采用砾石等材料覆盖临时占地面积，以防止侵蚀加剧。	

2.8.4 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》的符合性分析

本项目与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》相符性见表 2.8-3。

表 2.8-3　　与进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理相符性分析一览表

序号	要求	本项目	相符性
1	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。	本次以玛 18 井区百口泉组油藏南区块为单位进行评价，包括拟建开发井及配套集输管线、供配电、天然气回收、压裂返排液储存等地面工程。	符合
2	项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。	项目环境影响及风险评价详见后文“环境影响分析”章节与环境风险评价。	符合
3	依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性。	本项目依托工程及其可行性分析详见 3.2.7 小节。	符合
4	涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。	本项目运营期采出废水经百口泉注输联合站污水处理系统处理达标后用于回注油藏，依托可行性详见 3.2.7 小节。本项目采取了地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染，详见报告第 6 章环保措施章节。	符合
6	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。	本项目对三开使用的油基泥浆进行循环使用，油基岩屑为含油危废，由密封储罐收集，委托具有相应危废转运、处置资质的单位转运及处置。	符合
7	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。	施工期严格控制占地面积，施工单位在占地范围内施工，严格控制和管理运输车辆及重型机械施工作业范围。具体详见环境保护措施章节。	符合
8	油气企业应当切实落实生态环境保护主体责任，进一步健全生态环境保护管	建设单位设置安全环保科室及人员，建有 HSE 管理体系，监督落	符合

	理体系和制度，充分发挥企业内部生态环境保护部门作用，健全健康、安全与环境（HSE）管理体系，加强督促检查，推动所属油气田落实规划、建设、运营、退役等环节生态环境保护措施。	实建设、运营及退役期各项生态环境保护措施。	

2.8.5 与《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）符合性分析

本项目运营期采取的各项环保措施与《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中要求的相符性分析详见表2.8-4。

表2.8-4 本项目与《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》的相符性分析

序号	陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准中要求	本项目	是否相符
1	油气田采出水、原油稳定装置污水、天然气凝液及其产品储罐排水、原油储罐排水应采用密闭管道集输，接入口和排出口采取与环境空气隔离的措施。	本项目采出液、分离采出水均采用管道密闭集输，经计量最终输至百口泉注输联合站处理。	相符
2	在气田内将气井采出的井产物进行汇集、处理、输送的全过程应采用密闭工艺流程		相符
3	油气集中处理站、涉及凝析油或天然气凝液的天然气处理厂、储油库边界非甲烷总经浓度不应超过4.0mg/m^3。	在采取密闭集输，加强运营期管理等措施情况下，厂界非甲烷总烃可满足标准限值。	相符

2.8.6 与《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》相符性分析

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

优先保护单元465个，主要包括生态保护红线区和生态保护红线区以外的饮用水水源保护区、水源涵养区、防风固沙区、土沙化防控区、水土流失防控区等一般生态空间管控区。生态保护红线区执行生态保护红线管理办法的有关要求；一般生态空间管控区应以生态环境保护优先为原则，开发建设活动应严格执行相关法律、法规要求，严守生态环境质量底线，确保生态功能不降低。

重点管控单元699个，主要包括城镇建成区、工业园区和开发强度大、污染物排放强度高的工业聚集区等。重点管控单元要着力优化空间布局，不断提升资

源利用效率，有针对性地加强污染物排放管控和环境风险防控，解决生态环境质量不达标、生态环境风险高等问题。

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

本项目所在区域位于一般管控单元，详见图2.8-1。本项目与一般管控单元管控要求相符性分析详见表2.8-5。

表2.8-5　　管控要求相符性分析

序号	管控要求	本项目	相符性
1	石油、天然气开发单位应当使用先进技术、工艺和设备，实行清洁生产。禁止使用国家和自治区明令淘汰的技术、工艺和设备。	本项目采用先进技术、工艺及设备，实行清洁生产，生产运营单位百口泉采油厂已通过第三轮清洁生产审核。未使用国家和自治区淘汰的技术、工艺及设备。	符合
2	石油开发单位应当建设清洁井场，做到场地平整、清洁卫生，在井场内实施无污染作业，并根据需要在井场四周设置符合规定的挡水墙、雨水出口和防洪渠道。散落油和油水混合液等含油污染物应当回收处理，不得掩埋。	本项目井场均进行了场地平整，固体废物分类收集，统一清运，采用泥浆不落地工艺，散落油和油水混合液回收处理，清洁卫生。项目区属于大陆性干旱气候，降水量远小于蒸发量，不需要设置挡水墙、防洪渠道。	符合
3	石油、天然气开发单位应当定期对油气输送管线和油气储存设施进行巡查、检测、防护，防止油气管线或者油气储存设施断裂、穿孔，发生渗透、溢流、泄漏，造成环境污染。	生产运行单位定期对本项目输送管线及油气储存设施进行巡检。	符合
4	石油、天然气开发单位钻井和井下作业应当使用无毒、低毒钻井液。对已使用的有毒钻井液应当回收利用并做无害化处置，防止污染环境。对钻井作业产生的污水应当进行回收，经处理达标后方可回注。未经处理达标的污水不得回注或者外排。对钻井作业产生的污油、废矿物油应当回收处理。	本项目一开、二开使用无害化水基泥浆，采用泥浆不落地工艺，钻井作业不产生钻井废水。三开应地质条件需求，采用油基钻井液。本项目对三开使用的油基泥浆进行循环使用，油基岩屑为含油危废，由密封储罐收集，委托具有相应危废转运、处置资质的单位转运及处置。钻井作业产生的落地原油100%回收处理。	符合
5	石油、天然气开发单位应当采取保护性措施，防止油井套管破损、气井泄漏，污染地下水体。	本项目采用下套管注水泥固井完井方式进行水泥固井，保证表层套管封固质量完好；按设计规定实施，确保施工质量；同时严格要求套管下入深度等措施，可以有效控制钻井液在含水层中	符合

		的漏失，并防止油气泄漏污染地下水。	
6	运输石油、天然气以及酸液、碱液、钻井液和其他有毒有害物品，应当采取防范措施，防止渗漏、泄漏、溢流和散落。	本项目运输石油、钻井液等采用专用罐车进行拉运，本环评已提出相应运输风险防范措施，详见风险专项第 5.1 小节。	符合
7	石油、天然气开发过程中产生的伴生气、有毒有害气体或者可燃性气体应当进行回收利用；不具备回收利用条件的，应当经过充分燃烧或者采取其他防治措施，达到国家或者自治区规定的排放标准后排放。	本项目伴生气经天然气撬装回收装置回收利用。	符合

3. 建设项目工程分析

3.1 工程开发现状与环境影响回顾

3.1.1 工程开发历程

玛 18-艾湖 1 井区百口泉组油藏含油面积 91.6km^2，石油地质储量 4886.66×10^{4}t，储量丰度 53.35×10^{4}t/km^2，属于特低丰度、高产、深层的大型油藏。该区块原油为轻质油，平均密度在 0.81g/cm^3~0.84g/cm^3 之间，含蜡量和凝固点变化较大，天然气的平均相对密度在 0.66 左右。

玛 18 井区隶属新疆油田公司百口泉采油厂管理，位于新疆维吾尔自治区和布克赛尔蒙古自治县境内。井区东南部靠近玛纳斯湖盐厂生产区，附近有简易公路通过，奎北铁路横穿工区，交通条件较为便利。油区油气集输及配套系统具有良好的依托条件。

3.1.2 井区开发现状

玛 18 井区现有工程情况详见表 3.1-1。

表 3.1-1　玛 18 井区现有工程组成表

序号	工程项目		建设内容
1	主体工程	钻井工程	已实施开发井 184 口，日产液量 5000m^3/d，现状产能约 76×10^{4}t/a
		地面集输工程	计量站 14 座、单井计量装置 4 套、计量撬 8 座、管汇 4 井式 1 座、端点加药撬 1 座、单井管线 51.76km、集油支线 6.198km、集油干线 5.35km
		原油转输及处理	原油转输依托玛 18 转油站，原油处理依托百口泉注输联合站
		原油伴生气	伴生天然气由克拉玛依市富城天然气有限责任公司 16#天然气撬装装置处理
2	公用工程	供水工程	注水采用百联站污水处理系统处理后净化水，百联站压裂返排液处理装置处理后返排液用于压裂液复配
		供配电工程	依托达湖 35kV 变电站和塔城金丝（玛北）110kV 变电站，建有输电线路和杆架式变电站
		道路工程	油区道路就近与油区已建道路相连接，厂外道路为砂砾简易路面
3	环保工程	废气	油气集输非甲烷总烃为无组织排放
		废水	污水处理依托百口泉注输联合站污水处理系统处理、压裂返排液依托百联站已建压裂返排液处理装置处理
		固废	落地油百分之百回收；油泥（砂）委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置
		噪声	选用低噪声设备，安装基础减振垫

3.1.2.1 油区集输现状

玛 18 井区已建集输干线 4 条（A 线、B 线、C 线、D 线），采用 DN200 非金属管线，单井来液依托该 4 条集输干线输至玛 18 转油站。

集输工艺流程：井口→计量站→转油站→处理站加热密闭集输三级布站方式，水平井采用井口电加热工艺。单井来液经计量站计量，通过管汇进入转油站生产分离器，油气分离后液相输送至百口泉注输联合站处理、气相输送至克拉玛依市富城天然气有限责任公司 16#天然气撬装装置处理。目前该区块日产液约 5000m^3/d，日产气约 35×$10^4$$m^3$/d~41×$10^4$$m^3$/d。

3.1.2.2 原油接转现状

玛 18 井区已建转油站 1 座，设计转液规模 250×10^4t/a。玛 131 井区、玛 2 井区产液统一输到玛 18 转油站后，与玛 18 井区产液经共同输往百联站进行处理及外输。玛 18 转油站目前日转输量为约 5000m^3/d，转输压力为 1.5MPa。

已建两条玛 18-百联站转液管线，均采用 DN250 PN6.0MPa 非金属管，长度 26km。其中旧管线设计输送能力 260×10^4t/a，主要输送玛 18 转油站和艾湖 2 转油站来液，目前日输液量约 5400m^3/d（含艾湖 2 转油站液量 400m^3/d）；新管线于 2020 年 8 月建成投产，搭接到玛 2 至玛 18 管线，主要输送玛 2 和玛 131 井区来液，设计输送能力约 200×10^4t/a，目前日输液量约为 4850m^3/d，玛 2 起点压力约 3.4MPa，管线终点压力为 0.2MPa~0.3MPa。

3.1.2.3 原油处理

玛 18 井区周边已建成百口泉注输联合站 1 座，距离玛 18 井区约 27km，原油处理能力为 260×10^4t/a（其中：玛湖井区原油脱水系统 210×10^4t/a，百口泉老区原油脱水系统 50×10^4t/a），目前已近满负荷运行。

3.1.2.4 原油外输

百联站处理后的原油经百联站-百克站输油管道输至百-克站，经百-克首站外输至 701 泵站。百联站-百克站输油管道设计输量 80×10^4t/a~320×10^4t/a；百-克首站设计输送能力 300×10^4t/a。

（1）百联站-百克站输油管道

百联站至百克站输油管道 4.1km，采用 D323.9×7/L245 螺旋焊缝钢管，设计输量 80×10^4t/a~320×10^4t/a，设计压力 1.6MPa。

（2）百克站外输系统

百-克首站目前建有离心泵3台并联使用，2用1备。其中1台离心泵参数为Q=200m³/h、H=400m，2台离心泵参数为Q=260m³/h、H=400m。

3.1.2.5 天然气回收

玛18井区有克拉玛依市富城天然气有限责任公司建设天然气回收装置5套：1套30×10⁴m³/d（中冷）、3套5×10⁴m³/d（浅冷），1套10×10⁴m³/d（浅冷），合计能力55×10⁴m³/d，目前处理量约为34×10⁴m³/d~39×10⁴m³/d。玛18转油站分离伴生气依托此撬装回收装置处理后外输。

3.1.2.6 天然气外输

目前已建成玛18~玛139输气管线－夏百线1号阀池输气管线，管线全长48km，玛18－玛139输气管线管径为D114×5mm，设计压力6.3MPa，设计输气能力20×10⁴m³/d（目前该管线已停用），玛139输气管线－夏百线1号阀池输气管线，管线全长18km，管径为D168.3×6.3mm，设计压力6.3MPa，设计输气能力30×10⁴m³/d。

目前已建玛18至百口泉天然气出口线，管线全长30km，管径为D219×6mm，设计压力4MPa，设计输气能力50×10⁴m³/d，目前实际输送量为34×10⁴m³/d~40×10⁴m³/d。

3.1.2.7 采出水处理

百口泉注输联合站污水系统分为稀油污水处理系统和稠油污水处理系统（稠油已停用）。稀油污水处理系统设计处理规模为8000m³/d，原油处理站产生的含油污水先经过重力沉降除油，再经过混凝沉降除油，最后经过过滤器处理后回注油藏。

百联站已建两套压裂返排液处理装置处理，设计处理各为2000m³/d，主要处理来自玛131、玛18等井区的压裂返排液。目前实际处理压裂返排液量约2000m³/d，处理合格后回注百口泉油田。

3.1.2.8 拟利旧老井现状

本工程利旧老井7口，从单井拉油改为密闭集输。老井现状生产情况见表3.1-2。

表3.1-2　　拟利用老井现状生产情况一览表

序号	井号	日产液（t）	日产油（t）

1	Ma5227	0.6	0.45
2	玛 607	4.6	0.46
3	Ma5026	2	1.72
4	玛 604	3	1
5	艾湖 011	2.1	1.47
6	玛 609	0.6	0.4
7	艾湖 012	未开井	

现有工程分布详见图 3.1-1。

3.1.3 区块开发环境影响回顾分析

玛 18 井区于 2015 年始开发建设，本次工程与老区块的位置关系详见图 3.1-2。

3.1.3.1 环保手续履行情况

经统计，玛 18 井区开展的环保手续情况详见表 3.1-3。

表 3.1-3　　现有项目环保手续履行情况统计表

序号	建设项目名称	环评批复单位	批复文号	环评审批时间	环境保护竣工验收情况
1	玛湖凹陷玛 18-艾湖 1 井区块百口泉组油藏开发建设工程	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函[2015]620 号	2015 年 5 月 27 日	2018 年 5 月 31 日完成《玛湖凹陷玛 18-艾湖 1 井区块百口泉组油藏开发建设工程（第一批）》自主验收
					2020 年 1 月 13 日完成《玛湖凹陷玛 18-艾湖 1 井区块百口泉组油藏开发建设工程（第二批）》自主验收
					2020 年 12 月 29 日完成《玛湖凹陷玛 18-艾湖 1 井区块百口泉组油藏开发建设工程（第三批）》自主验收
2	玛 18 转油站改扩建工程	和布克赛尔蒙古自治县环境保护局	和环评函字[2018]16 号	2018 年 6 月 8 日	2019 年 11 月 15 日通过自主验收
3	玛 18 井区百口泉组油藏开发建设钻井工程（第一批）	塔城地区生态环境局	塔第环字[2020]102 号	2020 年 9 月 9 日	项目建设中，目前 12 口钻井中已有 11 口井开钻，均尚未完钻
4	玛 18 井区百口泉组油藏开发建设钻井工程（第二批）	塔城地区生态环境局	塔第环字[2020]103 号	2020 年 9 月 9 日	项目建设中，目前 16 口钻井中已有 10 口井开钻、1 口井完钻
5	玛 18 井区百口泉组油藏开发建设钻井工程（第三批）	塔城地区生态环境局	塔第环字[2020]104 号	2020 年 9 月 9 日	目前 9 口钻井均尚未开钻
6	玛 18 井区百口泉组油藏开发建设钻井工程（第四批）	塔城地区生态环境局	塔第环字[2021]18 号	2021 年 1 月 21 日	目前 6 口钻井均尚未开钻
7	玛 18 井区百口泉组油藏开发建设钻井工程（第五批）	塔城地区生态环境局	塔第环字[2021]17 号	2021 年 1 月 21 日	目前 10 口钻井均尚未开钻
8	玛 18 井区百口泉组油藏开发建设钻井工程（第六批）	塔城地区生态环境局	塔第环字[2021]19 号	2021 年 1 月 21 日	目前 10 口钻井均尚未开钻
9	玛 18 井区百口泉组油藏开发	塔城地区生态环	塔第环字[2021]20 号	2021 年 1 月 21 日	目前 6 口钻井均尚未开钻

	建设钻井工程（第七批）	境局			

3.1.3.2 现有污染源及防治措施调查

（1）大气污染源及其措施

现有工程废气主要为采油、集输过程中非甲烷总烃无组织排放；玛18转油站内2台加热炉及1台采暖撬燃烧天然气过程中有组织废气排放。

玛18井区除部分老井外，基本采用密闭集输工艺，玛18井区现状产能约76×10^4t/a，其中采用单井拉油生产工艺老井产能约0.16×10^4t/a。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估算系数，非甲烷总烃产生量为原料年用量或产品年产量的0.1‰～0.4‰，密闭集输工艺按照0.1‰计、单井拉油工艺按照0.4‰计，则现有工程密闭集输无组织排放非甲烷总烃为75.8t/a、单井拉油无组织排放非甲烷总烃为0.6t/a，共计排放量76.4t/a。

玛18转油站内2台加热炉及1台采暖撬燃烧天然气，根据《玛18转油站改扩建工程竣工环境保护验收监测报告表》，烟尘、SO_2、NOx排放量分别为0.153t/a、0.042t/a、7.83t/a；2座加热炉排放筒高度均为18m，1座采暖撬排气筒高度为8m。

（2）水污染源及其措施

运营期废水主要为依托百口泉联合站稀油处理站油水分离后的含油污水、井下作业废水和生活污水。

井区采出液经计量站计量后混输到玛18转油站，由其混输至百口泉联合站稀油处理站；百联站污水处理系统采用“高效水质净化与稳定技术”，处理后达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）后回注油藏。

（3）噪声污染源及其措施

运营期声环境影响主要来自于站场内各类机泵等设备运行时产生的机械噪声，通过隔声、距离衰减达标排放。

（4）固体废物污染源及其措施

井下作业带罐操作，作业范围地表铺设防渗膜，做到原油不落地。运营期产生的油泥砂委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置。

3.1.3.3 环境影响回顾

（1）生态环境影响回顾

建设单位通过严格控制施工占地，埋设管线避开植被密集区，管沟开挖分层堆放、分类回填，临时占地及时恢复原貌，井场永久占地、道路永久占地均以砾石硬化等措施保护生态环境。

据调查，利旧老井永久占地范围内已无植被，地表进行了平整并用砾石压实，在主要设备区和通道铺垫了砂砾石层；临时占地进行了迹地平整和清理，植被正在恢复中。现有管线部分管沟高于地表10~15cm，除管廊上方覆土高于地表外，管线两侧施工迹地基本恢复平整，管线临时占地区域内的植被自然恢复中。

（2）大气环境影响回顾

玛18井区运营期废气主要为：采油、集输过程中非甲烷总烃无组织排放；玛18转油站内2台加热炉及1台采暖撬燃烧天然气过程中有组织废气排放。根据《玛湖凹陷玛18-艾湖1井区块百口泉组油藏开发建设工程（第三批）环境保护验收监测报告》（2020年12月）、《玛18转油站改扩建工程竣工环境保护验收监测报告表》（2019年12月）验收监测结果：

①玛18转油站内2座加热炉和1座采暖撬排气筒烟气中烟尘、SO_2、NO_x浓度均满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)中表2新建锅炉大气污染物浓度排放限值要求；

②玛18采油井井场、玛18转油站及依托百口泉注输联合站厂界周界无组织非甲烷总烃最高浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中非甲烷总烃无组织排放监控浓度限值4.0mg/m^{3}的要求。

（3）水环境影响回顾

钻井施工采取了双层套管技术，避免了对地下水造成污染，开钻前对井场罐区做防渗处理以避免对地下水和土壤造成污染。施工期生活污水依托玛18集中公寓化粪池收集后定期拉运至乌尔禾污水处理厂处理。

运行期，废水主要为采出水和井下作业废水。

①采出水：玛18井区采出液经管网密闭集输至玛18转油站，由玛18转油站转输至百口泉采油厂稀油污水处理站，处理后出水用于回注油藏。

②井下作业废水：井下作业废水采用专用废液收集罐收集后运往百口泉采油厂稀油污水处理站，处理后回注油藏。

根据《玛湖凹陷玛18-艾湖1井区块百口泉组油藏开发建设工程（第三批）

环境保护验收监测报告》（2020 年 12 月）验收监测结果，百口泉采油厂稀油处理站污水处理系统出口水质满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）要求。

（4）声环境影响回顾

施工期为钻井施工过程，主要是钻井用钻机、柴油发电机和泥浆泵噪声、井下作业噪声、机动车辆噪声等，对环境的影响是暂时的，影响时间短；运营期噪声源主要来自于站场内各类机泵等设备运行时产生的机械噪声，根据《玛湖凹陷玛 18-艾湖 1 井区块百口泉组油藏开发建设工程（第三批）环境保护验收监测报告》（2020 年 12 月）验收监测结果：玛 18 井区采油井、计量撬、计量站及依托工程（玛 18 转油站、百口泉采油厂注输联合站）厂界四周噪声均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 3 类标准要求。

（5）固体废物环境影响回顾

钻井采用泥浆不落地装置进行处理，钻井泥浆循环使用，无法利用的剩余钻井泥浆由专业泥浆技术服务单位进行回收利用。岩屑经监测符合《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）标准后综合利用。

运营期采取井下作业带罐操作，作业范围地表铺设防渗膜，做到原油不落地。玛 18 井区采出液密闭集输至百口泉采油厂注输联合站处理，联合站产生的含油污泥委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司清运处理。

表 3.1-4　现有工程污染物排放情况汇总表

类型	类别	单位	现有工程排放量
废气	烟尘	t/a	0.153
	SO_2	t/a	0.042
	NO_x	t/a	7.83
	VOCs	t/a	76.4
废水	采出水	t/a	0
	井下作业废水	t/a	0
固废	油泥	t/a	0
	落地原油	t/a	0

注：其中 VOCs 排放均为无组织排放。

3.1.4 存在问题及“以新带老”措施

存在问题：7 口利旧老井采用单井拉油工艺，尚未配套地面集输管线，无组织排放非甲烷总烃较高。

以新带老措施：本次工程配套建设老井的管线集输，降低无组织挥发非甲烷

总烃排放量。

3.2 建设项目概况

3.2.1 工程基本情况

3.2.1.1 项目名称和性质

项目名称：艾湖油田玛 18 井区百口泉组油藏南部区块开发工程；

建设单位：中国石油新疆油田分公司开发公司；

项目性质：改扩建。

3.2.1.2 建设地点

玛 18 井区行政区划隶属新疆维吾尔自治区和布克赛尔蒙古自治县境内，属于百口泉采油厂管辖，井区北部为艾里克湖，东南部为玛纳斯湖，距克拉玛依市乌尔禾区南偏东约 26km，距百口泉联合站约 27km，距乌尔禾稀油处理站约 29km，距玛北油田玛 2 井区约 23km。拟建工程中心地理坐标为：E***，N***。

新建 30km 天然气外输管线位于和布克赛尔蒙古自治县和克拉玛依市乌尔禾区，其中和布克赛尔蒙古自治县境内 3.6km、克拉玛依市乌尔禾区境内 26.4km。该管线起点、终点坐标详见表 3.2-1。

表 3.2-1　天然气管线拐点坐标

序号	名称	经度	纬度
1	起点	***	***
2	终点	***	***

区域地理位置图见图 3.2-1。

3.2.1.3 建设规模及组成

本项目主要建设内容包括利旧老井 7 口（单井拉油改为管线集输）、新钻开发井 47 口，配套建设 123 口开发井的集输、供配电等地面工程，新建压裂返排液储存池 2 座、新建天然气撬装回收系统 7 套等地面工程，新建产能 145×10^4t，具体内容见表 3.2-2。

表 3.2-2　　项目建设内容一览表

名称	建设内容		建设规模及建设内容
主体工程	一、钻井工程		
	钻井		新钻开发井 47 口；井型均为三开水平井井；设计总进尺 24.81×10^4m
	井口	钻井液循环设施	设置在每座井场靠近井口位置，控制钻井液注入和循环使用
		地面安全阀	防止突发事故，在管道爆裂或其他情况下控制钻井液注入

	地面设施	井口控制面板		设置在每座井场井口，控制地面各安全阀门，防止突发事故
		防喷装置		设置在每座井场井口，用于防止地下承压水和深层油气喷出；每口井防喷装置包括：双闸板防喷器 2 套、环形防喷器 1 套、单闸板防喷器 1 套，详见表 3 井控设备
		储存装置		发电机柴油罐（1 个）、油基岩屑罐（2 个）、各类罐体罐基础和应急放喷池（1 个，容积 300m^3）
	二、地面工程			
	地面工程	井场		新建井口装置 116 座，采用 14 型立式抽油机，功率为 37kW
		站场	计量站	新建 12 井式多通阀撬 10 座
			返排液储存	新建压裂返排液存储池 2 座，设计容积分别为 15 万 m^3 和 20 万 m^3
			天然气回收	新建中冷天然气回收撬装装置 7 套，合计天然气回收规模 115×10^{4}Nm^3/d
			玛 18 转油站	扩建 1 台三相分离器，1 座污水外输泵房，配套工艺管线及阀门
	集输管线			配套建设 123 口开发井的集输管线，总长度 107.67km，包括：单井出油管线 50.97km、各类集输支线 26.7km、天然气外输管线 30km，其中为减少管线施工工程量约有 9.5km 管线同沟敷设
辅助工程	进场道路			新建三级道路 12.8km，新建四级道路 16.4km
公用工程	供电			用电依托塔城金丝（玛北）110kV 变电站引出的油区 10kV 架空线路；拟建工程采用架空线路，新建 10KV 架空线路 65.5km，0.4KV 架空线路 2.2km；杆式变电站 61 座
	供水			本次工程依托百口泉注输联合站水系统，注水水源为百口泉注输联合站提供的采出净化水
	供暖			项目冬季不施工，不涉及供热；运营期井口采用电加热
环保工程	废气	施工期	柴油发电机	废气产生量较少，属无组织排放
		运营期	油气集输	废气产生量较少，属无组织排放
	废水	施工期	钻井废水	经“钻井泥浆不落地技术”处理后循环使用，不外排
		运营期	井下作业废水	作业单位自带回收罐（50m^3，双层防渗钢制撬装罐）回收作业废水，拉运至百口泉注输联合站污水处理系统处理达标后回注
			采出水	经百口泉注输联合站污水处理系统处理达标后回注
	噪声	施工期	设备、钻井机械噪声	在施工期产生的机械噪声，通过距离衰减和隔声等设施达标排放
		运	机械噪声	选用低噪声设备，安装基础减振垫

		营期		
	固废	施工期	钻井岩屑、泥浆	钻井液及携带岩屑经“不落地技术”处理后循环使用，剩余泥浆回收再利用；岩屑暂存于储罐。水基钻井泥浆经不落地收集系统处理，产生的钻井固体废物（岩屑）经检测，符合《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017），用于通井路修路、铺垫井场。油基钻井液经“不落地技术”处理，产生的油基岩屑委托有资质的单位处理
		运营期	废弃分子筛	委托有资质的单位处理
			油泥（砂）	委托有资质的单位处理
			落地油	本项目井下作业时带罐（50m³，双层防渗钢制撬装罐）作业，落地油100%回收，回收后的原油运至百口泉注输联合站进行处理
			含油污泥	压裂返排液隔油池上层污油拉运至百口泉注输联合站油处理系统处理
	生态	生态恢复		施工结束后井场周边平整场地，自然恢复
依托工程	百口泉注输联合站			原油处理能力260×10⁴t/a，污水处理能力8000m³/d，压裂返排液处理能力4000m³/d，天然气处理规模20×10⁴Nm³/d。目前百口泉注输联合站原油处理系统已近满负荷运行，计划通过降低进液含水率提高油处理负荷，该工程计划于2021年12月投产，已另行环评不在本次评价范围内。
	玛18转油站			玛18转油站设计规模为250×10⁴t/a，最大日输液量约7500m³，主要负责将玛131井区、玛2井区、艾湖2井区及玛18井区产液共同输往百联站进行处理及外输。本次工程扩建玛18转油站三相分离器1台。
	玛18井区钻井集中公寓			钻井期施工人员统一在玛18井区钻井集中公寓居住，集中公寓位于项目区北侧2km处。玛18井区钻井集中公寓属于“中国石油新疆油田分公司玛湖凹陷玛18-艾湖1井区块百口泉组油藏开发建设工程”辅助工程，于2015年取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅批复，文号“新环函[2015]620号”；于2019年通过环境保护竣工自主验收。
	克拉玛依金鑫油田环保工程有限公司			钻井期油基岩屑依托克拉玛依金鑫油田环保工程有限公司处置。该公司位于克拉玛依市石化工业园区金东一街，危险废物经营许可证编号6502030052，废物类别为HW08废矿物油与含矿物油废物(071-001-08、071-002-08、072-001-08、900-210-08、900-213-08)；规模为年处理废矿物油与含矿物油废物5.9万吨/年。
	克拉玛依博达生态环			运营期油泥砂委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公

	保科技有限责任公司	司处置。该公司含油污泥处置厂主要从事油田污泥的回收处置，具备处置 HW08 废物的资质（危废经营许可证编号 6502040047，有效期限 2017 年 9 月至 2022 年 9 月），主要以处理含油污泥为主，设计处理规模为 52×10^4t/a。

3.2.1.4 投资估算

项目总投资 83766 万元，其中钻井投资 37215 万元，地面工程投资 46551 万元。环保投资 2676 万元，占总投资的 3.1%。

3.2.1.5 劳动组织及定员

玛 18 井区隶属百口泉采油厂，本工程建成后由该厂负责运行管理。

3.2.2 油气资源概况

3.2.2.1 原油性质

玛 18 井区原油性质见表 3.2-3。

表 3.2-3　　玛 18 井区百口泉组油藏地面原油性质参数表

层位	断块	密度（g/cm³）	50℃粘度（mPa•s）	凝固点（℃）	初馏点（℃）	含蜡（%）
T1b1	艾湖 013					
	艾湖 1					
	玛 604					
	玛 18					
	玛 6					
	平均					
T1b2	艾湖 013					
	艾湖 1					
	玛 604					
	玛 18					
	玛 6					
	平均					

3.2.2.2 伴生气物性

玛 18 井区原油伴生气以甲烷为主，C2 含量 5.19%，C3+含量 5.31%，伴生气较富天然气，具体见表 3.2-4。

表 3.2-4　　玛 18 井区伴生气性质表

相对密度	天然气组分（%）									
	甲烷	乙烷	丙烷	异丁烷	正丁烷	异戊烷	正戊烷	正己烷	氮气	二氧化碳

3.2.2.3 地层水性质

玛 18 井区采出水均为氯化钙水型，呈弱酸性，钙离子含量高，矿化度在 13958~34297mg/L，见表 3.2-5。

表 3.2-5　玛 18 井区采出液检测数据

井号	1#缓冲出口	2#缓冲出口	3#缓冲出口
日期	2019-10-16		
pH			
碳酸根，mg/L			
碳酸氢根，mg/L			
氢氧根，mg/L			
钙离子，mg/L			
镁离子，mg/L			
氯离子，mg/L			
硫酸根离子，mg/L			
钾+钠离子，mg/L			
矿化度，mg/L			
水型			
腐生菌，个/mL			
硫酸盐还原菌，个/mL			
铁细菌，个/m			
Fe^{2+}，mg/L			
Fe^{+}，mg/L			
硫化物，mg/L			

3.2.3 开发方案

3.2.3.1 部署方案

在艾湖油田玛 18 井区百口泉组油藏范围内部署采油井 123 口，其中 7 口老井利旧（单罐拉油改密闭集输），分三批实施，单井设计产能 25t/d~35t/d，新建产能 145×10^4t/a。

分批实施情况顺序详见表 3.2-6。

表 3.2-6　分批实施顺序表

实施顺序	已批复钻井井号	本次新部署采油井	利旧老井	数量
第一批（2021 年）	MaHW6221、MaHW6225、MaHW6227、MaHW6228、MaHW6440、MaHW6441、MaHW6442、MaHW6443、MaHW6444、MaHW6512、MaHW6500、MaHW6501、MaHW6502、MaHW6513、	MaHW6222、MaHW6223、MaHW6224、MaHW6229、MaHW6254、MaHW6435、MaHW6436、MaHW6437、MaHW6438、MaHW6313、MaHW6314、MaHW6330、MaHW6339、MaHW6475、	Ma5227、玛 607、Ma5026、玛 604、艾湖 011、玛 609、	46 口

	MaHW6474、MaHW6129A、MaHW6220、MaHW6015、MaHW6016、	MaHW6476、MaHW6477、MaHW6478、MaHW6017、MaHW6018、MaHW6019	艾湖 012	
第二批（2022 年）	MaHW6445、MaHW6446、MaHW6447、MaHW6448、MaHW6450、MaHW6451、MaHW6452、、MaHW6503、MaHW6504、MaHW6505、MaHW6506、MaHW6507、MaHW6480、MaHW6481、MaHW6482、MaHW6321、MaHW6315、MaHW6316、MaHW6317、MaHW6318、MaHW6319、MaHW6320、MaHW6514、MaHW6515、MaHW6516、MaHW6517、MaHW6518、MaHW6519、MaHW6331、MaHW6332、MaHW6323、MaHW6324、MaHW6325、MaHW6326、MaHW6327、MaHW6328、MaHW6329、MaHW6520、	MaHW6449、MaHW6453、MaHW6454、MaHW6455、MaHW6456、MaHW6508、MaHW6509、MaHW6322、MaHW6479、MaHW6483、MaHW6484、MaHW6485、MaHW6486、MaHW6487、MaHW6488、MaHW6489	-	54 口
第三批（2023 年）	MaHW6467、MaHW6468、MaHW6469、MaHW6470、MaHW6472、MaHW6473、MaHW6333、MaHW6334、MaHW6335、MaHW6336、MaHW6337、MaHW6338	MaHW6457、MaHW6458、MaHW6459、MaHW6460、MaHW6461、MaHW6462、MaHW6463、MaHW6464、MaHW6465、MaHW6466、MaHW6471、	-	23 口
合计	69 口	47 口	7 口	123 口

3.2.3.2 开发指标预测

本工程设计产能 145×10^4t/a，预测指标详见表 3.2-7。

表 3.2-7　　预测指标一览表

序号	实施井数	日均产油	日均产液	年产油	年产液	年产气	含水率	气油比
	(口)	(t/d)	(t/d)	(10^4t)	(10^4t)	(10^4m^3)	（%）	m^3/t
2021								
2022								
2023								
2024								
2025								
2026								
2027								
2028								

2029								
2030								
2031								
2032								
2033								
2034								
2035								

3.2.4 主体工程

本项目主体工程包括钻井工程、采油工程、地面集输工程、天然气回收及外输工程和压裂返排液储存工程。

3.2.4.1 钻井工程

新建 47 口开发井基本情况见表 3.2-8。

表 3.2-8　　新建开发井基本情况

序号	井区	井号	功能	设计井深（m）	序号	井区	井号	功能	设计井深（m）
1	玛18井区	MaHW6222	采油井		25	玛 18 井区	MaHW6464	采油井	
2		MaHW6223			26		MaHW6465		
3		MaHW6224			27		MaHW6466		
4		MaHW6229			28		MaHW6471		
5		MaHW6254			29		MaHW6478		
6		MaHW6435			30		MaHW6488		
7		MaHW6436			31		MaHW6479		
8		MaHW6437			32		MaHW6489		
9		MaHW6438			33		MaHW6475		
10		MaHW6512			34		MaHW6476		
11		MaHW6449			35		MaHW6483		
12		MaHW6453			36		MaHW6484		
13		MaHW6454			37		MaHW6477		
14		MaHW6455			38		MaHW6485		
15		MaHW6456			39		MaHW6486		
16		MaHW6508			40		MaHW6487		
17		MaHW6509			41		MaHW6018		
18		MaHW6457			42		MaHW6330		
19		MaHW6458			43		MaHW6339		
20		MaHW6459			44		MaHW6313		
21		MaHW6460			45		MaHW6314		
22		MaHW6461			46		MaHW6017		
23		MaHW6462			47		MaHW6019		
24		MaHW6463			-	-	-		-
合计		47 口井	-	钻井总进尺 248101m					

（1）井身结构

本次新钻井为水平井设计，采用三开井身结构设计。

一开：采用Φ381mm 钻头钻至井深 500m，下入Φ273.1mm 表层套管，固井水泥浆返至地面。

二开：采用Φ241.3mm 钻头钻穿白碱滩组底界进入克上组 10m 见稳定泥岩后中完（井深约 3383m），下入Φ193.7mm 技术套管，采用微珠低密度水泥双胶塞有控固井工艺固井，水泥浆返至 800m，交井前表套与技套环空挤水泥 20t。

三开：采用Φ165.1mm 钻头钻至完钻井深，下入Φ127mm 油层套管，固井水泥浆返至井深 3183m（进技套 200m）。

井身结构示意图详见图 3.2-2。

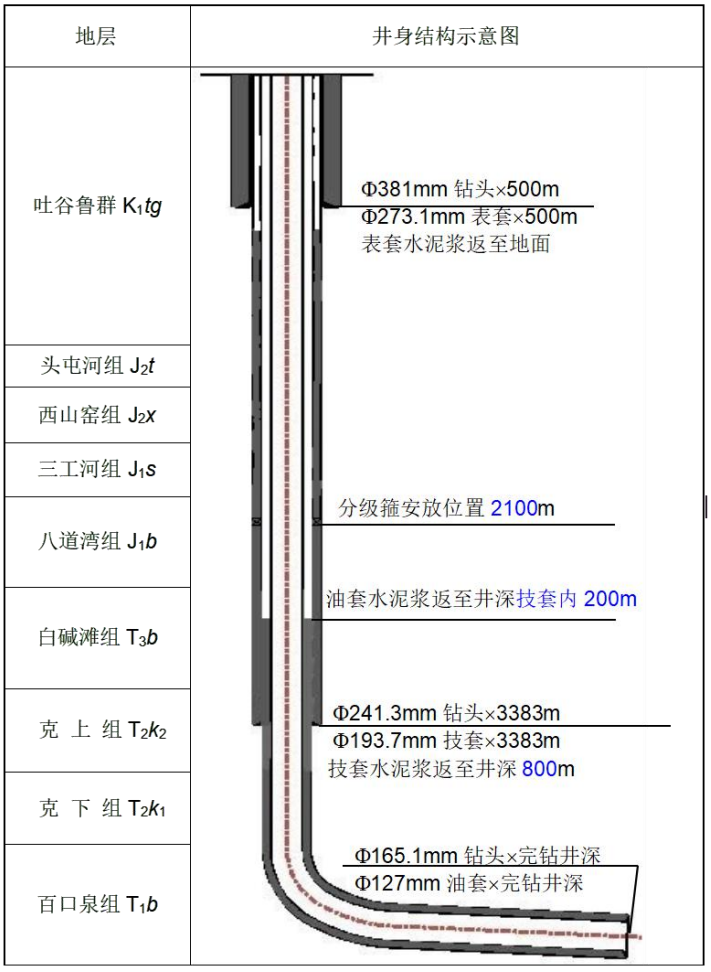


图 3.2-2　　井身结构示意图

（2）井场设备

井场设备包括提升系统、循环系统、钻井动力系统、发电机组、钻井控制系统、固控系统、井控系统、仪器仪表等。钻井设备详见表 3.2-9。

表 3.2-9　　主要设备一览表

序号	名称			型号	载荷（kN）	功率(kW)	备　注
1	钻机			ZJ-70D	4500		
2	井架			JJ450/45-K	4500		
3	提升系统	绞车		JC70		1470	
		天车		TC-450	4500		
		游动滑车		YC-450	4500		
		大钩		DG450	4500		
		水龙头		SL450	4500		
4	顶部驱动装置			DQ70BS	4500		三开安装
5	转盘			ZP375			开口直径 952.5mm
6	循环系统配置	钻井泵		F1600HL		1180	3 台
		钻井液罐		13000×3000×2500			总容量：400m^3
		搅拌器		NJ-7.5			12 个
7	钻机动力系统	柴油机 1#		CAT3512(B)		1022	4 台
8	发电机组	发电机 1#		MAGNETEC689SR4		400	4 台
		MCC 房					1 栋
9	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					
10	固控系统	振动筛 1#				2.2	2 台 处理量 210m^3/h
		振动筛 2#					
		除砂器					1 台
		除泥器					
		离心机		LW450X945-N			2 台，处理量 40m^3/h
				LW600X200-N			
11	井控系统	二开	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	FKQ3204			1 套
		三开	或 环形防喷器	FH35-35			1 套
			或 单闸板防喷器	FZ35-70			1 套
			或 双闸板防喷器	2FZ35-70			1 套

				节流管汇	JG-70			1 套
				压井管汇	YG-70			1 套
				控制装置	FKQ5606			1 套
				司钻控制台				1 套
				节流控制箱				1 套
				液气分离器	YFQ-1200			1 套（处理量 ≥240m³/h）
		除气器			ZCQ1/4		11	1 套
12	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
					便携式 H_2S 检测仪			≥1 套
13	液压大钳				Q10Y-M			1 台

（2）钻井液体系

根据钻井工程设计，单井钻井液使用量约 1388m³，钻井液循环利用率＞90%。本工程新建 47 口钻井液最大使用量为 65236m³。

①一开钻井液

- 钻井液体系：坂土-CMC 钻井液体系。
- 配方提示：8%坂土＋0.4%Na_2CO_3+0.4%CMC（中）。
- 主控性能指标：密度 1.10~1.20g/cm³；粘度 60~100s。

②二开钻井液

- 钻井液体系：钾钙基聚合物钻井液体系。
- 配方：4%坂土+0.2%Na_2CO_3+0.3%NaOH+5%KCl+0.4%~0.6%SP-8+0.4%~0.6%PMHA-2+0.5%复配铵盐+2%HY-2+2%~3%阳离子乳化沥青+0.2%~0.5%CaO+2%随钻堵漏剂+0.5%液体润滑剂+重晶石。

③主控性能指标：钻井液性能指标见表 3.2-10。

表 3.2-10　钻井液性能指标表

密度 (g/cm³)	粘度 (s)	失水 (ml)	泥饼 (mm)	pH	塑性粘度 (mPa·s)	动切力 (Pa)	静切力 (Pa)

③三开钻井液

- 钻井液体系：白/柴油基钻井液体系。
- 配方：85：15（白/柴油：30%$CaCl_2$ 水溶液）+2%~2.5%主乳化剂+2%~3%辅乳化剂+1%~2%润湿剂+2.5%~3.0%有机土+2.5%降滤失剂

+1.5%CaO+2%氧化沥青+重晶石。

❖ 主控性能指标

钻井液性能指标见表 3.2-11。

表 3.2-11　　钻井液性能指标表

密度 (g/cm^3)	粘度 (s)	塑性粘度 (mPa·s)	HTHP 失水 mL	动切力 (Pa)	静切力 (Pa)	破乳电压 （V）

二开及三开直井段使用螺杆钻具组合，三开造斜段、水平段分别设计全螺杆钻具组合、全旋导钻具组合、造斜段使用旋导水平段使用螺杆钻具组合。三开造斜段、水平段钻具组合在各井钻进过程中由工程部根据实际钻井设备条件确定。

表 3.2-12　　造斜段和水平段使用螺杆

开钻次序	一开	二开	三开
钻头尺寸 mm			
井段 m			
井筒容积 m^3			
钻井液用量 m^3	184	381	823

（3）钻井井场平面布置

井场平面布置本着结构简单、流程合理的原则进行。单井场布置有值班房、录井房、配电房、罐区、不落地设备区等。井场平面布置图详见图 3.2-3。

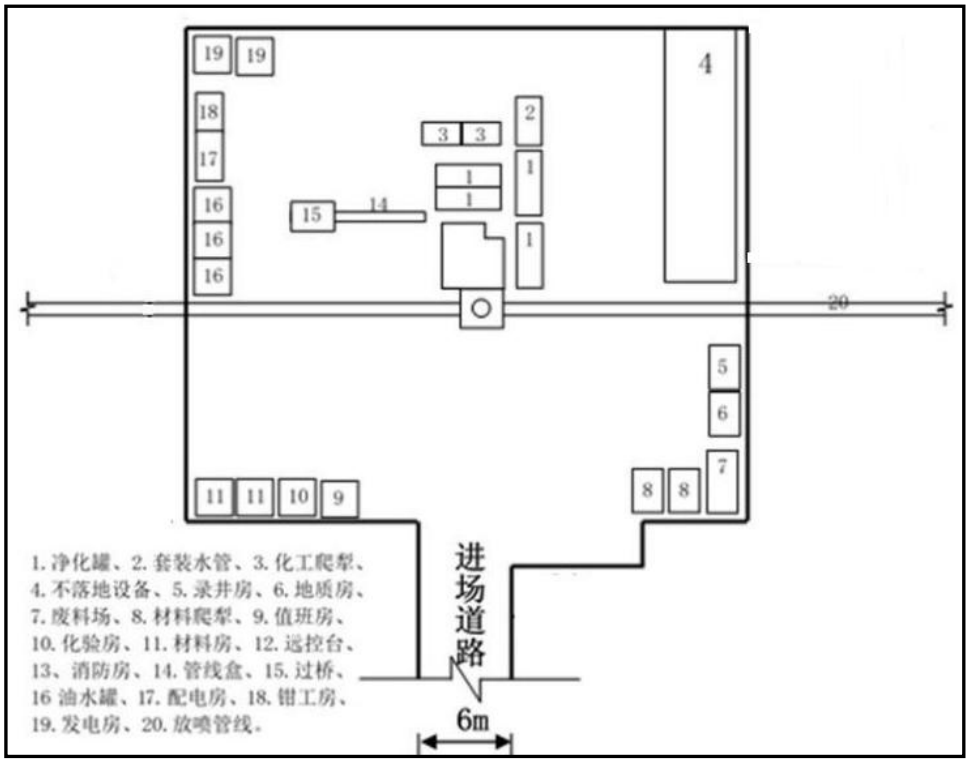


图 3.2-3　　井场平面布置示意图

3.2.4.2 采油工程

（1）采油井口：新建井口装置 116 座，采用 14 型立式抽油机。采油井口采油树及出油管线露地部分采取保温措施，设置管线补偿器进行热力补偿；

（2）举升方式：机械采油；

（3）清蜡方式：油管生产井自喷期采用机械清蜡工艺，套管生产井自喷期采用连续油管机械清蜡工艺，抽油期采用尼龙刮蜡器配合周期热洗工艺；

（4）防砂工艺：在生产后期若发现出砂，采用管内防砂工艺结合定期冲砂来保持油井正常生产。由于该区油井需要进行压裂改造，因此重点是做好压裂出砂预防工作，优化单井压裂设计，控制压裂液返排速度，减少出砂风险。

表 3.2-13　　采油工程量表

序号	项目名称	工程量	单位	备注
1	采油井口装置 14 型机（水平井）	116	座	配置 14 型立式抽油机（37kW）
2	电加热器（40kW）	116	台	
3	井口电加热带	11200	m	

3.2.4.3 地面集输工程

（1）集输工艺

本工程采用井口→计量站→转油站→集中处理站的三级布站方式，由于该区油品凝固点较高，单井产气量较大时，气体节流效应较为突出，出油温度较低，因此考虑采用单井加热集输工艺。

根据部署方案，部分油井可就近接入已建计量站或多通阀橇空头，部分油井接入新建 10 座计量站（新建 29 号~新建 38 号），计量站内设一体化轮井计量装置，部署油井接入系统情况见表 3.2-14 所示。

表 3.2-14　　部署油井接入系统情况一览表

序号	接入计量站/多通阀	空头数量（个）	接入油井数量（口）	接入井号
1	3-1 号多通阀	3	1	MaHW6229
2	3-2 号多通阀	3	3	MaHW6220、MaHW6221、Ma5227（老井）
3	5-2 号多通阀	1	1	MaHW6222
4	7-3 号多通阀	3	1	MaHW6254
5	8 号计量站	2	1	MaHW6512
6	9-1 号多通阀	3	2	MaHW6503、MaHW6504
7	10 号计量站	7	7	MaHW6443、MaHW6444、MaHW6445、MaHW6505、MaHW6506、MaHW6480、玛 607

				（老井）
8	14 号计量站	3	2	MaHW6223、MaHW6224
9	26 号计量站	4	1	MaHW6435
10	27 号计量站	9	3	MaHW6436、MaHW6437、MaHW6438
11	7-1 号多通阀	3	1	MaHW6478
12	8 号多通阀	4	4	MaHW6477、MaHW6485、MaHW6486、MaHW6487
13	9-1 号多通阀	5	2	MaHW6488、MaHW6479
14	9-2 号多通阀	8	1	MaHW6489
15	25 号计量站	10	4	MaHW6475、MaHW6476、MaHW6483、MaHW6484
16	新建 29 号计量站	12	12	MaHW6225、MaHW6500、MaHW6227、MaHW6501、MaHW6502、MaHW6228、MaHW6440、MaHW6441、MaHW6442、MaHW6321、Ma5026（老井）、玛 604（老井）
17	新建 30 号计量站	12	11	MaHW6513、MaHW6454、MaHW6509、MaHW6508、MaHW6453、MaHW6456、MaHW6450、MaHW6455、艾湖 011（老井）、MaHW6018、MaHW6474
18	新建 31 号计量站	12	8	MaHW6507、MaHW6447、MaHW6448、MaHW6449、MaHW6451、MaHW6452、玛 609（老井）、MaHW6330
19	新建 32 号计量站	12	10	MaHW6446、MaHW6461、MaHW6462、MaHW6463、MaHW6464、MaHW6465、MaHW6466、MaHW6467、MaHW6468、MaHW6481
20	新建 33 号计量站	12	12	MaHW6457、MaHW6458、MaHW6459、MaHW6460、MaHW6469、MaHW6470、MaHW6471、MaHW6472、MaHW6473、艾湖 012（老井）、MaHW6482、MaHW6339
21	新建 34 号计量站	12	10	MaHW6319、MaHW6320、MaHW6514、MaHW6515、MaHW6516、MaHW6517、MaHW6518、MaHW6519、MaHW6017、MaHW6129A
22	新建 35 号计量站	12	9	MaHW6313、MaHW6314、MaHW6315、MaHW6316、MaHW6317、MaHW6318、MaHW6331、MaHW6332、MaHW6322
23	新建 36 号计量站	12	7	MaHW6323、MaHW6324、MaHW6325、MaHW6326、MaHW6327、MaHW6328、MaHW6329
24	新建 37 号计量站	12	7	MaHW6333、MaHW6334、MaHW6335、MaHW6336、MaHW6337、MaHW6338、MaHW6019
25	新建 38 号计量站	12	3	MaHW6520、MaHW6015、MaHW6016
合计		188	123	123 口井

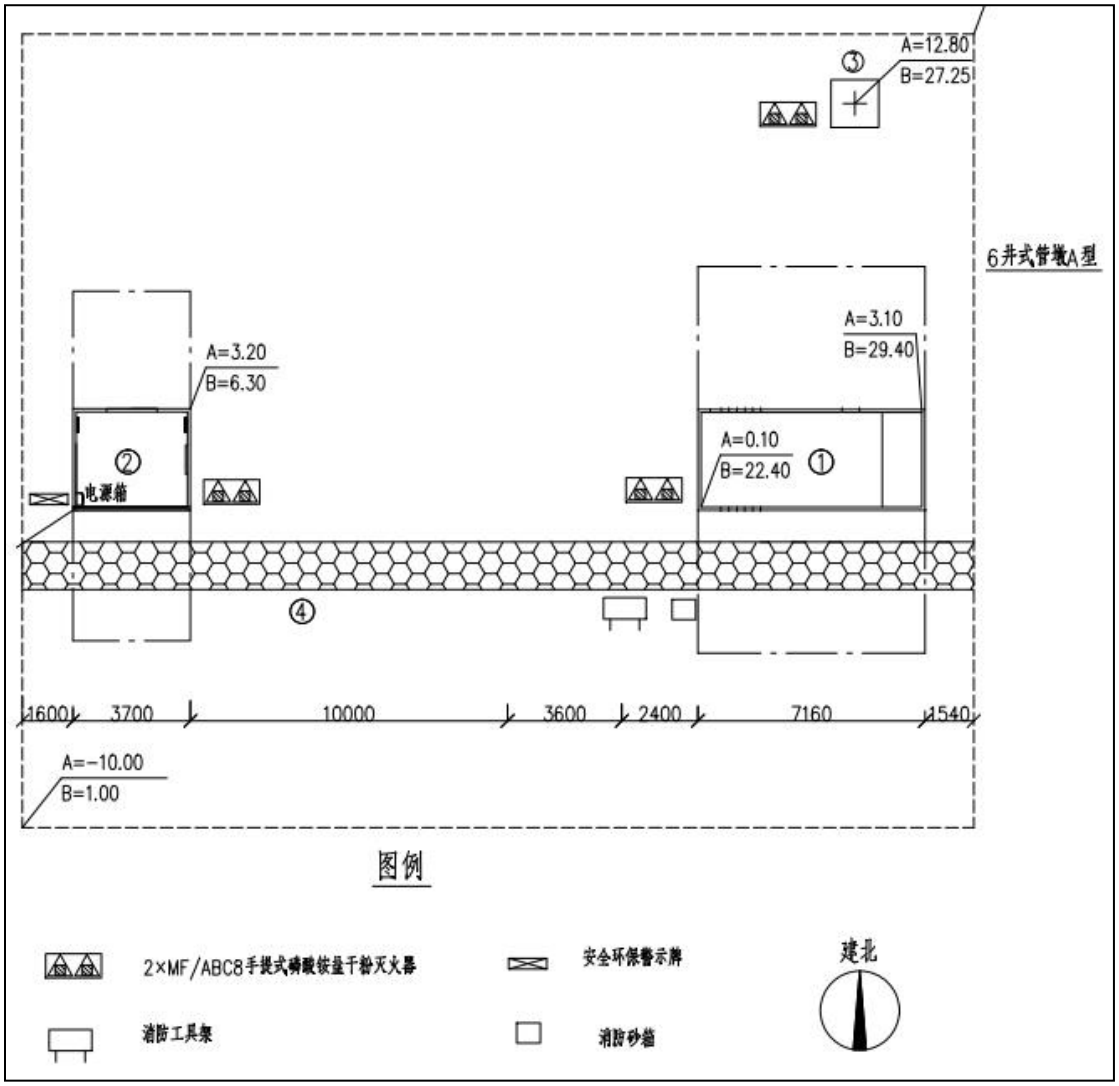


图 3.2-4　标准化计量站平面布置图

表 3.2-15　计量站工程量表

序号	项目名称	工程量	单位
1	12 井式一体化自动选井计量装置	10	座
2	12 井式多通阀橇	1	座
3	阀池	9	座

（2）原油接转

原油接转依托玛 18 转油站，该站设计规模为 250×10⁴t/a，目前实际转液量 5000m³/d。已建玛 18-百联站转液管线，采用 DN250 6.0MPa 非金属管，管线输送能力为 260×10⁴t/a。根据玛 18 井区百口泉组油藏 2020 年水平井加密调整地面工程方案，新建三相分离器 1 台，以满足生产需求，三相分离器规格为Φ3000mm ×9600mm。

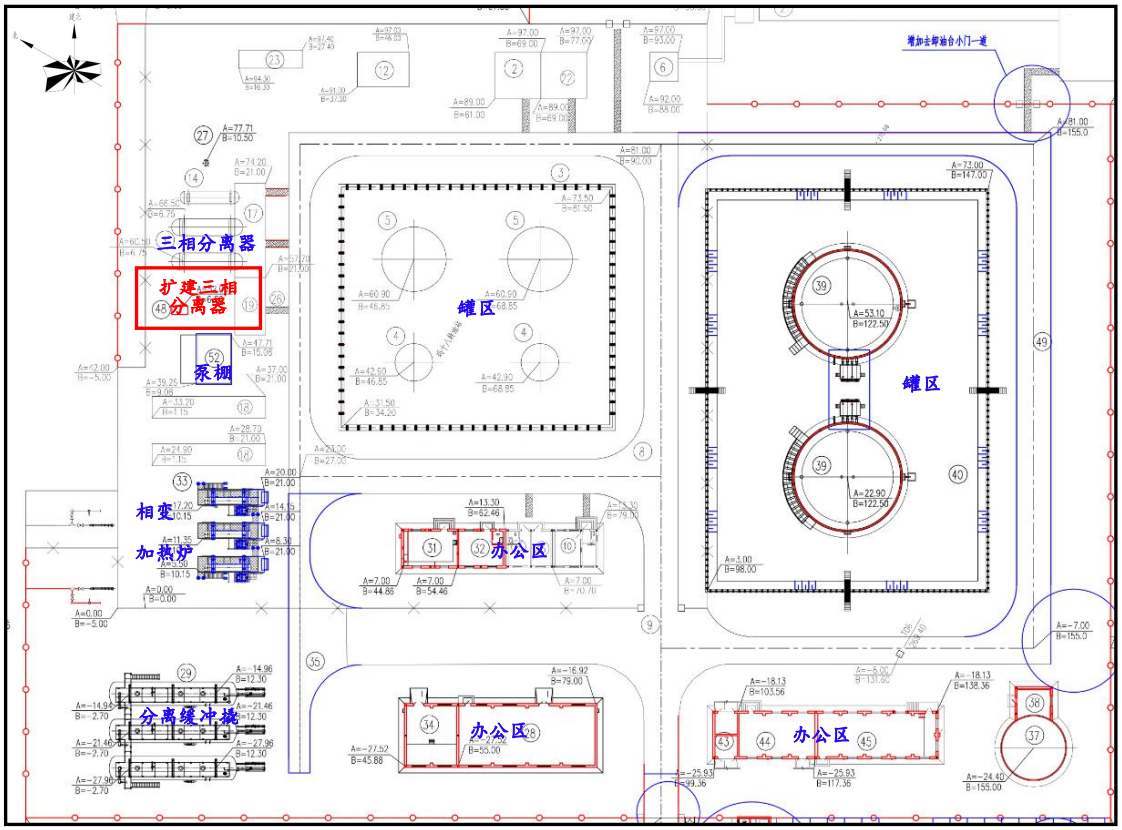


图 3.2-5　　玛 18 转油站平面布置图

（3）原油集输

采用自动选井一体化计量三级布站加热密闭集输工艺。即单井原油经计量站后集中输至转油站，最终进入原油处理站集中处理工艺流程：井口→计量站→转油站→处理站。原油经单井出油管线进入计量站后，经集油支线进入联合站进行油、气、水三相处理和分离。

新建水平井出油及计量管线采用 DN65 2.5MPa 耐温 90℃的柔性复合管、DN65 12MPa 耐温 90℃的柔性复合管（潜水水位较高的区域），集油支线采用 DN150 3.5MPa 耐温 70℃热塑性塑料内衬玻璃钢复合管，集油干线采用 DN250 3.5MPa 耐温 70℃热塑性塑料内衬玻璃钢复合管，新建复线采用 DN200 3.5MPa 耐温 70℃热塑性塑料内衬玻璃钢复合管和 DN250 3.5MPa 耐温 70℃热塑性塑料内衬玻璃钢复合管，保温层采用 30mm 硬质聚氨酯泡沫塑料，防护层采用 2mm 高密度聚乙烯塑料。

新建原油集输管线无穿越、交叉工程。

（4）集输系统平面布置

新建采出液集输管线平面布置详见图 3.2-6。

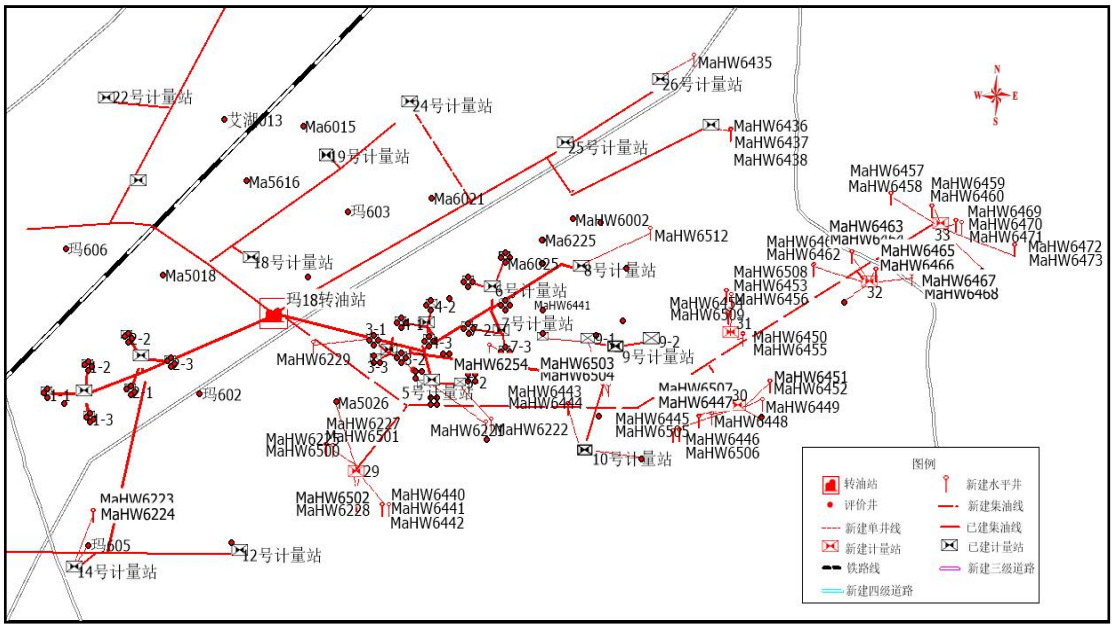


图 3.2-6　集输管线平面布置图（一）

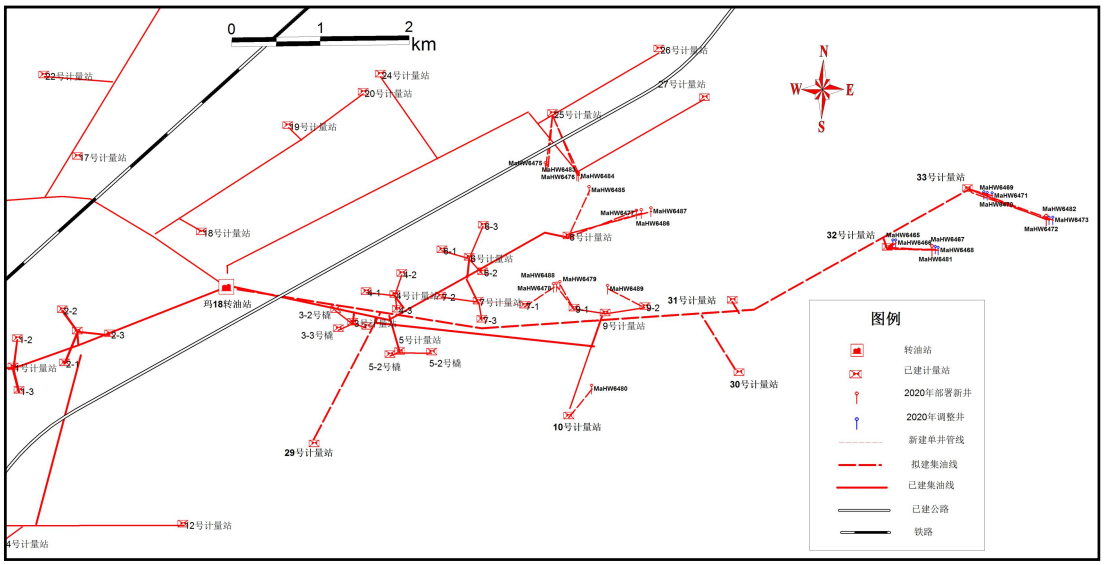


图 3.2-6　集输管线平面布置图（二）

3.2.4.4 天然气处理及外输工程

（1）天然气回收工程

根据开发方案及预测指标，2024 年玛 18 井区新老井产气量达到峰值 172.15×$10^4Nm^3/d$，之后产量逐年递减，玛 18 井区现有天然气回收装置（处理能力 55×$10^4Nm^3/d$）将不能满足天然气回收利用的需求，故本次工程拟于玛 18 井区现有 16#天然气撬装回收装置旁新建中冷天然气橇装回收装置 7 套，总设计处理能力 115×$10^4Nm^3/d$，其中 15×$10^4Nm^3/d$ 回收装置 5 套、20×$10^4Nm^3/d$ 回收装置 2 套。

天然气回收橇装站主要分为六个单元：天然气增压单元、气处理单元、外输

计量单元、产品储存及装车单元、火炬及放空单元。单套20×10⁴Nm³/d天然气回收橇装装置主要设备如下：

①进站分离器：采用两相分离器，设计尺寸Φ2200×7800。

②原料气压缩机：采用电动压缩机，参数见表3.2-16。

表3.2-16 原料气压缩机参数表

项目	参数
单台排量	20×10⁴Nm³/d
入口压力	0.2-0.3MPa
入口温度	20-30℃
出口压力	2.0MPa
出口温度	≤50℃
单台额定功率	1400kW

③分子筛脱水装置：分子筛脱水装置设计压力4MPa，包括含气-气换热器、加热炉、电动球阀等。

④多股流换热器：多股流换热器设计3股冷流与3股热流换热，采用螺旋绕管式换热器，该类型换热器属于管式换热器，承压较高，换热效率高，可达到3℃端面换热温差，且结构紧凑，单位容积具有较大的传热面积。

⑤混合冷剂系统：选用2台往复式压缩机，功率300kW。单套混合冷剂制冷系统附带冷剂储罐、蒸发器、冷凝器。

⑥低温分离器：采用两相分离器，设计尺寸Φ1200×3600。

⑦重接触塔：单座处理气量20×10⁴Nm³/d，处理液量10t/d，设计压力1.4MPa。

⑧脱乙烷塔：单座处理气量2.5×10⁴Nm³/d，处理液量30t/d，设计压力1.4MPa。

⑨液化气塔：单座处理气量2×10⁴Nm³/d，处理液量30t/d，设计压力1.4MPa。

⑩外输气增压机橇：处理后外输气增压至3.4-4.0MPa外输，外输气压缩机单台设计能力20×10⁴Nm³/d，设计排气压力4.0Mpa，计算功率500kw。

表3.2-17 单套20×10⁴Nm³/d中冷处理装置主要工程量表

序号	名称	单位	总体工程量	备注
一	中冷处理装置（20×10⁴Nm³/d）	套	1	
1	分离计量模块 Q=20×10⁴Nm³/d	座	1	
2	原料气压缩机橇 Q=10×10⁴Nm³/d	座	2	电机功率：1150kW
3	分子筛脱水橇	座	1	
4	低温分离模块（低温分离器、冷箱系	座	1	

	统、重吸收塔等）			
5	混合冷剂制冷模块 （冷剂压缩机、气化器等）	座	1	电机功率：800kW
6	精馏模块（脱乙烷塔、液化气塔、再沸器等）	座	1	
7	外输计量橇	座	1	
8	冷水机组模块	座	1	
9	导热油模块	座	1	
10	中控室模块	座	1	
11	仪表风模块	座	1	
二	公用工程设施	套	1	
1	污油罐橇	座	1	单罐容积：15m³/座
2	装车泵橇（液化气）	座	1	
3	装车泵橇（轻烃）	座	1	
4	液化气储罐	座	1	球罐容积：200m³/座
5	轻烃储罐	座	1	球罐容积：200m³/座
6	放空火炬	座	1	

表 3.2-18　　单套 15×10⁴Nm³/d 中冷处理装置主要工程量表

序号	名称	单位	总体工程量	备注
一	中冷处理装置（15×10⁴Nm³/d）	套	1	
1	分离计量模块　Q=15×10⁴Nm³/d	座	1	
2	原料气压缩机橇 Q=7.5×10⁴Nm³/d	座	2	单台电机功率：900kW
3	分子筛脱水橇	座	1	
4	低温分离模块（低温分离器、冷箱系统、重吸收塔等）	座	1	
5	混合冷剂制冷模块（冷剂压缩机、气化器等）	座	1	单台电机功率：750kW
6	精馏模块（脱乙烷塔、液化气塔、再沸器等）	座	1	
7	外输计量橇	座	1	
8	冷水机组模块	座	1	
9	导热油模块	座	1	
10	中控室模块	座	1	
11	仪表风模块	座	1	
二	公用工程设施	套	1	
1	污油罐橇	座	1	单罐容积：15m³/座
2	装车泵橇（液化气）	座	1	
3	装车泵橇（轻烃）	座	1	
4	液化气储罐	座	1	球罐容积：200m³/座
5	轻烃储罐	座	1	球罐容积 200m³/座

（2）天然气外输工程

①天然气外输管线工程量

根据预测，现有天然气外输管线已不能满足新增输气需求，需新建一条玛 18 天然气撬装回收装置至百口泉 5#气站复线，设计压力 6.3MPa，管线全长 30km，设计输气能力 100×10⁴m³/d，于管线 12km 处设置阀池 1 座。

图 3.2-7　天然气外输复线平面布置图

②管道材质压力

天然气外输管线采用采用 20#钢管，并进行三层 PE 涂层防腐。管线设计压力 6.3MPa。

③管线穿越工程

a 公路穿越

本工程沿线穿越公路 8 次，均为油田道路，详见表 3.2-19。

表 3.2-19　公路穿越统计表

序号	公路名称	所在县市	公路等级	穿越方式	穿越长度
1					
2					
3					
4					
5					
6					
7					
8					

为保证管道安全，管道穿越公路时加保护套管。保护套管用钢筋混凝土套管，套管应伸出路基坡脚或路边沟外 2m。大开挖穿越采用钢筋混凝土套管，顶管采用 DN1000 钢筋混凝土套管，套管和输气管道之间设置聚乙烯绝缘支撑，套管端部支撑间距 500mm，中间部分支撑间距为 2m。

b 铁路穿越

本工程沿线穿越铁路 1 次，从现有涵洞穿越，详见表 3.2-20。

表 3.2-20　铁路穿越统计表

序号	铁路名称	穿越方式	穿越长度
1	奎北铁路	顶管	80m

除穿越工程以外的工程，新建建（构）筑物距离铁路保护区外至少 200m，

以符合铁路保护要求。

c 穿越艾里克湖泄洪区

管道起点自玛 18 转油站，向西敷设约 3km，穿越铁路，向西北敷设约 4km 穿越艾里克湖泄洪区，再向西北继续敷设至终点百联站。

d 其他情况

一般情况下，管道与其它埋地构筑物交叉原则上应位于建（构）筑物的下方。

管道与其他管道交叉时，其垂直净距不应小于 0.3m。当小于 0.3m 时，两管道应设置坚固的绝缘隔离物；管道在交叉点两侧各延伸 10m 以上的管段，应采用相应的最高绝缘等级；同时与已有管道交叉角度不低于 30°，施工时在交叉位置放置废旧轮胎等方法将两管道隔离；穿越回填后地面需要设置管道交叉穿越标志桩。

管道与电力、通信电缆交叉时，其垂直净距不应小于 0.5m。交叉点两侧各延伸 10m 以上的管段，应采用相应的最高绝缘等级。

3.2.4.5 压裂返排液储存工程

玛 18 转油站脱水后剩余低含水油输至百口泉注输联合站进行集中处理，转油站脱出返排液就近用于压裂液复配；由于压裂作业具有季节性，夏季含压裂返排液的采出水直接就近用于压裂液复配用水，冬季无压裂作业，但含压裂返排液的采出水仍持续产生，故建设压裂返排液储存池储存冬季产生的压裂返排液，夏季用于压裂复配。根据开发方案及预测指标，本次工程拟建压裂返排液储存池 2 座，分别位于玛 18 转油站西北侧 2km 处和东北侧近玛 103 井区，总容积 35 万 m^3（1 座 15 万 m^3+1 座 20 万 m^3）。

（1）储存池规格

两座储存池规格详见表 3.2-21。

表 3.2-21　储存池规格一览表

序号	存储池容积	长×宽×深（m）	一段隔油池尺寸（2 座）长×宽×深（m）	二段隔油池尺寸（2 座）长×宽×深（m）
1	15 万方	230×164×4	29×54×4	29×28×4
2	20 万方	230×218×4	29×70×4	29×39×4

（2）防渗

储存池池底防渗采用 1.5mm 厚 GH-1 型普通高密度聚乙烯膜防渗。池底考虑小型机械清泥需要，池底防渗层自上而下分别为 200mm 厚现浇混凝土板

（C25F200）—300mm 厚砂砾石土垫层（压实度≥0.9）—100mm 厚细土（砂）保护层—1.5mm 厚土工膜—整平压实基础。

储存池边坡部分考虑光面膜抗剪强度低，会影响防渗系统的边坡稳定性，边坡采用 1.5mm 厚 GH-2T2 型环保用双糙面高密度聚乙烯膜防渗。考虑边坡不承受车辆荷载影响，边坡防渗结构自上而下采用：120mm 厚 C25 现浇混凝土板—400mm 砂砾石垫层—200g/m^2 土工布一层—1.5mm 厚双糙面普通高密度聚乙烯膜—填筑压实边坡；为防止边坡混凝土板冻胀开裂，在现浇混凝土板上层配φ10 构造钢筋，间距 250mm，钢筋保护层厚度 25mm，混凝土标号 C25F200。边坡及池底相交处采用圆弧过度。

（3）池堤结构

考虑池顶巡检及小型车辆通行需要，设计储存池四周池堤顶宽取 3m，堤顶采用 60mm 厚预制混凝土块+30mm 厚 1:3 水泥砂浆护砌，堤顶内侧设现浇 C25 混凝土路缘石。池堤内外侧填筑边坡 1:2，为防止雨水冲刷，池堤外侧边坡采用 60mm 厚预制混凝土块+30mm 厚 1:3 水泥砂浆护砌。

（4）卸车台

每座储存池在缓冲池北侧建卸车台 1 座，卸车台采用原土填筑压实，面层采用级配碎石面层 100mm 厚+300mm 厚级配良好的砂砾石土夯实，压实度≥0.93。卸车台两侧增加立柱防护，间距 1m。

（5）安全措施改造

为避免四周风沙及荒漠动物进入储存池内，在储存池池顶四周路缘石，路缘石采用 C25 现浇混凝土结构，顶宽 200mm，底宽 500mm，高 550mm，高出池顶 200mm，上部安装成品双边丝栏杆，栏杆高 1.5m。

（6）储存池平面布置

储存池成矩形布置，分为 3 格，北侧第一格作为缓冲及隔油池使用，由两个独立池子组成，每个独立的池子分为一段隔油池及二段隔油池，返排液在隔油池经自然沉降后底部水进入南侧第三、四格的储存池。在每座储存池北侧布置卸车坡道两座。每座储存池南北两侧均设有设备平台，用于临时收油车收油或安装收油泵及外输水泵等。水池周围设铁艺围栏。存储池平面布置见图 3.2-8。

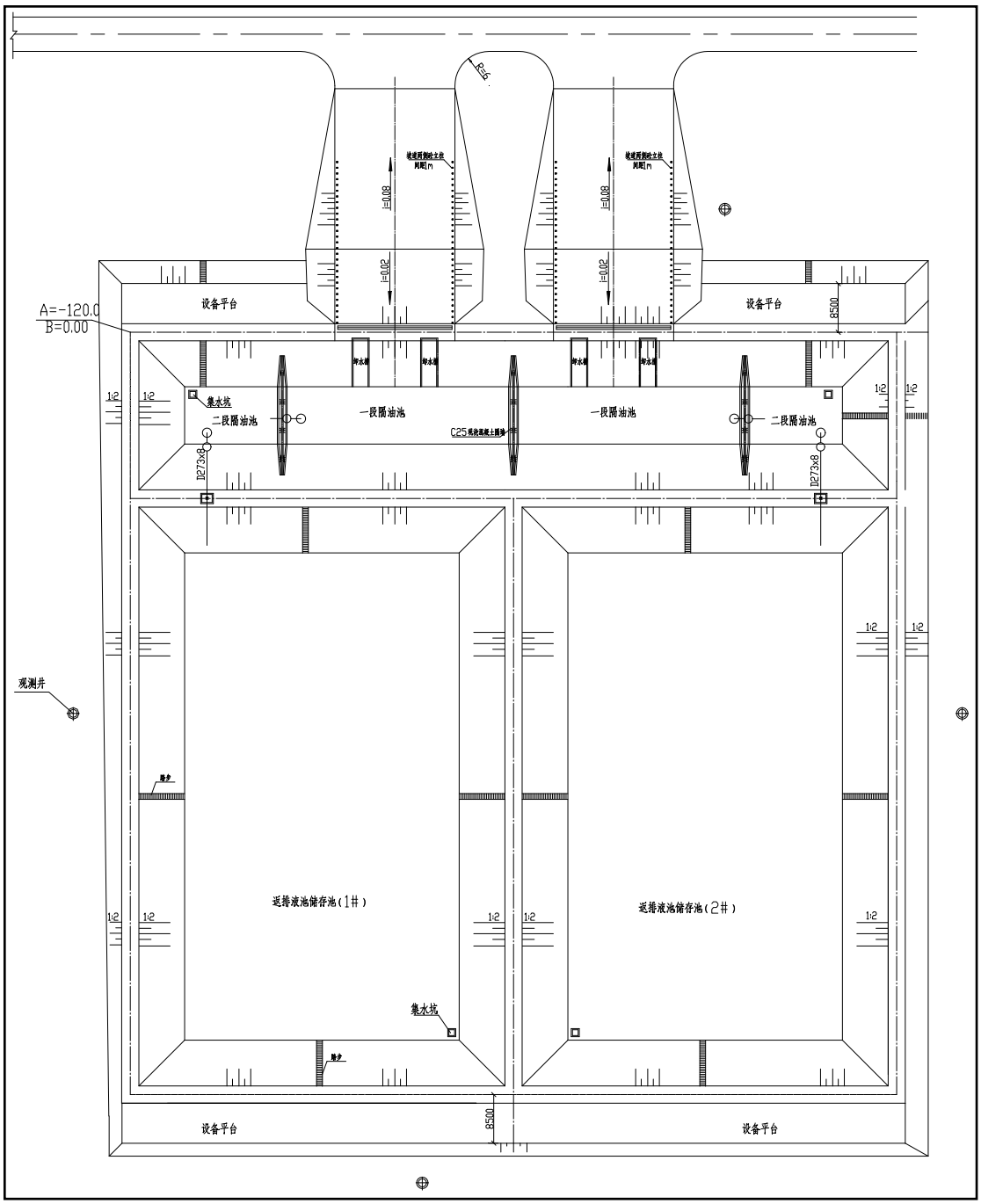


图 3.2-8　　单座压裂返排液储存池平面布置

3.2.5 辅助工程

3.2.5.1 道路

新建油田三级道路 12.6km，采用沥青路面，路面宽 7m；新建四级道路 16.4km，采用砂石路面，路面宽 6m。道路沿线设置必要的限制速度、急转弯等交通指示和安全警示标牌。

图 3.2-9　　道路平面布置图

3.2.5.2 管线防腐及保温

本工程单井管线、集油管线和输水管线均选用非金属管材，管道自身属材质防腐，无需对管道增加内外防腐涂层。输气管线采用20#钢，采用三层PE涂层防腐。

单井出油管道保温层采用30mm保温橡塑海绵，防护层采用1mm厚聚乙烯粘胶带缠绕一道（搭接50%-55%）。集油支、干线保温层采用30mm硬质聚氨酯泡沫，防护层采用2mm高密度聚乙烯。管线埋至冻土深度以下，对于地下水位较高区域，管底埋至地下水位以上，采用土堤埋设，集输支线、干线地面设标志桩。输水管线不保温。

3.2.6 公用工程

3.2.6.1 给排水

给水：本项目在钻井过程中施工人员依托玛18井区钻井集中公寓，井场不单独设置施工营地，项目区无生活污水产生。钻井期用水主要为钻井液配比用水。根据建设单位提供的资料，钻井液配比用水约为钻井液用量的90%，则钻井期配比用水58712.4m^3。本项目用水使用车辆从乌尔禾区拉运，可满足其需求量。

排水：本项目钻井期采用泥浆不落地工艺，无生产废水产生；运营期采压裂返排液夏季用于压裂液复配，冬季储存至储存池次年利用，采出液分离的采出水经百口泉注输联合站污水处理系统处理后回注油藏。

3.2.6.2 供电

钻井作业过程中电源引自井场外部10kV架空线路，备用柴油发电机。

运营期：塔城金丝（玛北）110kV变电站距油区约9km，为玛18井区主供电源。采油井采用单变带单井和单变带多井的配电方式，每1~4口井设1座杆架式变电站；计量站电源由新建杆架式变电站就近引接。具体工程量详见表3.2-22。

表3.2-22　　供配电工程量表

序号	名称	单位	工程量
一	集油区		
1	10kV架空线路	km	39.5
2	0.4kV架空线路	km	2.2
3	柱上真空断路器	只	9
4	故障指示器	只	8
5	杆架式变电站（315kVA）	座	5
6	杆架式变电站（250kVA）	座	6

7	杆架式变电站（200kVA）	座	11
8	杆架式变电站（100kVA）	座	7
9	杆架式变电站（160kVA）	座	18
10	杆架式变电站（80kVA）	座	14
11	电力电缆 ZA-YJV22-0.6/1kV 4×120+1×70	km	0.5
12	电力电缆 ZA-YJV22-0.6/1kV 4×95+1×70	km	0.7
13	电力电缆 ZA-YJV22-0.6/1kV 4×70+1×35	km	3.3
14	电力电缆 ZA-YJV22-0.6/1kV 4×50+1×25	km	11.5
15	电力电缆 ZA-YJV22-0.6/1kV 4×35+1×16	km	7.5
16	电力电缆 ZA-YJV22-0.6/1kV 4×10	km	0.2
17	电力电缆 ZA-YJV22-0.6/1kV 3×4	km	1.8
18	电力电缆 ZA-YJV22-0.6/1kV 5×16	km	1.2
19	电力电缆 ZA-YJV22-0.6/1kV 5×10	km	1.3
20	电力电缆 ZA-YJV22-0.6/1kV 4×4	km	2.8
21	电力电缆 ZA-YJV22-0.6/1kV 3×4	km	2.8
22	井口配电箱	只	114
23	防爆动力配电箱	只	18
24	低压开关箱	只	4
二	玛 18 转油站		
1	低压配电柜	面	2
2	电力电缆 ZA-YJV22-0.6/1kV 3×120+1×70	km	1
3	电力电缆 ZA-YJV22-0.6/1kV 3×35+1×16	km	0.4
4	电力电缆 ZA-YJV22-0.6/1kV 4×16	km	0.2
5	电力电缆 ZA-YJV22-0.6/1kV 4×6	km	0.2
三	天然气回收装置		
1	10kV 架空线路 2×(3×LGJ-185)	km	20
2	柱上真空断路器	只	4
3	故障指示器	只	4
4	10/0.4kV 变配电室	座	2
5	电力电缆 ZB-YJV22-7.8/15kV 3×150	km	1
6	电力电缆 ZB-YJV22-7.8/15kV 3×70	km	0.8
7	电力电缆 ZB-YJV22-7.8/15kV 3×50	km	3.8
8	电力电缆 ZA-YJV22-0.6/1kV 3×150+1×70	km	2.5
9	电力电缆 ZA-YJV22-0.6/1kV 3×50+1×25	km	1.2
10	电力电缆 ZA-YJV22-0.6/1kV 3×25+1×16	km	0.8
11	电力电缆 ZA-YJV22-0.6/1kV 4×16	km	1
12	防爆动力配电箱	只	6
四	压裂返排液存储池		

1	10kV 架空线路	km	6
2	杆架式变电站（125kVA）	座	1
3	杆架式变电站（100kVA）	座	1
4	电力电缆 ZA-YJV22-0.6/1kV 3×120+1×70	km	0.5
5	电力电缆 ZA-YJV22-0.6/1kV 3×70+1×35	km	0.5
6	电力电缆 ZA-YJV22-0.6/1kV 4×6	km	0.2

3.2.6.3 供暖

项目冬季不施工，施工期不涉及供热；运营期采用电加热。

3.2.7 依托工程

3.2.7.1 百口泉注输联合站

中国石油新疆油田分公司百口泉注输联合站（简称“百联站”）行政上隶属克拉玛依市乌尔禾区，距克拉玛依市区东北侧约 70km，由百口泉采油厂运营管理。

百联站原油处理能力为 50×10^4t/a，1979 年 9 月建成投产，1997 年对原油及含油污水处理装置进行了整体改造，2001 年对注水部分进行改造，建成了集原油处理、含油污水处理和注水为一体的联合处理站。

2015 年 5 月 18 日取得自治区环保厅批复（新环函[2015]619 号），其中审批的百联站原油处理规模为 130×10^4t/a；原油稳定处理规模为 130×10^4t/a；原油外输系统规模为 160×10^4t/a；2018 年 4 月 8 日，中国石油新疆油田分公司百口泉采油厂组织召开了“玛北斜坡区玛 131 井区百口泉组油藏开发建设工程（百联站原油处理系统改扩建工程）”竣工环境保护验收会，对该项目进行自主验收。

2018 年 2 月，中国石油新疆油田分公司委托中国石油大学（华东）编制《中国石油新疆油田分公司百口泉注输联合站改造工程环境影响报告书》，将百联站原油处理规模扩建到 260×10^4t/a；原油稳定规模扩建到 290×10^4t/a；原油外输规模扩建到 300×10^4t/a，并于 2018 年 5 月 9 日取得克拉玛依市环保局批复（克环保函[2018]83 号）。百联站扩建工程于 2018 年 6 月开工建设，2019 年 6 月完成建设进行生产调试，2019 年 11 月通过环境保护竣工验收。

百口泉注输联合站的原油处理设计能力为 260×10^4t/a（其中玛湖原油处理系统 210×10^4t/a），原油稳定能力 290×10^4t/a，原油外输能力 300×10^4t/a，天然气处理能力 20×10^4m^3/d，稀油采出水处理能力 8000m^3/d，压裂返排液处理能力 4000m^3/d，油田注水能力 0.96×10^4m^3/d。目前，玛北、艾湖区块实际来液为高含水原油（含水率约 60%）大于 2018 年百联站改扩建设计含水率，造成百联站原

油处理系统现近满负荷运行。为降低百联站原油加热、脱水设备负荷，保证主体装置处理能力，计划扩建游离水脱除器，以恢复一段脱水装置原设计处理能力，满足未来采出液处理需求。该扩建工程计划2021年12月建成投运，目前在办理环境影响评价手续。

百口泉注输联合站的原油稳定能力290×10⁴t/a、原油外输能力300×10⁴t/a，实际经脱水、稳定和外输原油量为136×10⁴t/a，该系统能力富余较大，可以满足本项目运营期145×10⁴t/a原油稳定和外输需求。

百口泉注输联合站建有压裂返排液处理装置，设计处理能力4000m³/d，现状实际处理量约2000m³/d，剩余处理能力可以满足本项目运营期1970.24m³/d水量的处理需求。

3.2.7.2 玛18转油站

本项目玛18井区油气集输依托玛18转油站转输至百口泉注输联合站。玛18转油站于2018年6月8日取得和布克赛尔蒙古自治县环境保护局批复（和环评函字[2018]16号），2019年11月完成该工程自主验收。玛18转油站设计规模为250×10⁴t/a，最大日输液量约7500m³，主要负责将玛131井区、玛2井区、艾湖2井区及玛18井区产液共同输往百联站进行处理及外输。

玛18井区来液经已建三相分离器进行气液分离，分离后的含水原油通过相变加热炉加热（温升至40~50℃）、分离缓冲橇对加热后的含水原油进行分离缓冲，分离出部分采出水供压裂用水。低含水油通过转输泵增压转输至百口泉注输联合站进行处理。站内三相分离器分离出的天然气经除油器处理，分离出的伴生气通过玛18天然气撬装回收装置回收处理。

目前玛18转油站现状转液量为5000m³/d，根据开发方案，三相分离器将不满足生产需求，需扩建。

3.2.7.3 运营期含油污泥处置

克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司含油污泥处置厂主要从事油田污泥的回收处置，具备处置HW08废物的资质（危废经营许可证编号6502040047，有效期限2017年9月至2022年9月），位于克拉玛依石化工业园南二路以北、东六街以西之间地块，于2008年8月正式投产运行，主要以处理油田污泥为主，设计处理规模为52×10⁴t/a，实际处理量35×10⁴t/a，留有17×10⁴t/a的富余量，

采用“水—助溶剂”工艺，通过筛分、洗涤、静置、分离等工序，对含油污泥进行多次洗涤，将油品分离，净化污泥；根据污泥品种不同在洗涤液配方和洗涤工序中进行调整，处置多种不同性质的油田污泥，处置后的还原土属于一般固废，填埋在环保局指定地点填埋处理。

本项目运营期排放危险废物为油泥（砂）（危废代码为 HW08 071-001-008），排放量为 319t/a，克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司剩余处理能力满足本项目处置需求。

3.2.7.4 玛 18 井区钻井集中公寓

玛 18 井区钻井集中公寓位于项目区北侧 2km 处，占地面积 47500m^2。该公寓属于“中国石油新疆油田分公司玛湖凹陷玛 18-艾湖 1 井区块百口泉组油藏开发建设工程”辅助工程，于 2015 年取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅批复，文号“新环函[2015]620 号”；于 2019 年通过环境保护竣工自主验收。

集中公寓配套建有生活污水防渗收集池 2 个，污水收集池体积共计 140m^3（单个污水收集池体积为 70m^3），污水集中收集后定期清运至乌尔禾污水处理厂处理。

公寓生活垃圾集中收集，统一拉运至乌尔禾生活垃圾填埋场处置。

玛 18 井区钻井集中公寓生活设施服务范围为玛 18 井区、艾湖 1 井区、玛 131 井区等钻井期钻井队的生活依托，本项目位于玛 18 井区，距离玛 18 井区钻井集中公寓距离较近，依托可行。

3.2.7.5 克拉玛依金鑫油田环保工程有限公司

克拉玛依金鑫油田环保工程有限公司含油岩屑处理一厂位于克拉玛依市石化工业园区金东一街，占地面积 13334m^2；危险废物经营方式为收集、贮存和处置；废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物（071-001-08、071-002-08、072-001-08、900-210-08、900-213-08）。

厂区新建了一套热脱附（OSTDS）装置，包括上料系统、间接加热及热脱附系统、出料降温加湿系统、解析气冷凝系统、循环洗涤水处理系统、不凝气处理系统、油水分析处理系统等工作单元；配套建设了含油岩屑（油泥）和洗净泥沙桶装堆放场 900m^2，处理规模 400m^3/天的生产废水处理装置，含油岩屑（污泥）储存池 1000m^3，循环水池（含消防水池）500m^3，事故应急池 500m^3。

热脱附装置设计处理能力 10t/h，年设计处理能力 5.9 万吨/年，现状处理量 4.5 万吨/年。本工程油基岩屑产生量约 10485.86t，小于克拉玛依金鑫油田环保工程有限公司处理能力；根据《国家危险废物名录》（2021 年），油基岩屑为类别 HW08 含油危废（废物代码：071-002-08），由密封储罐收集，委托克拉玛依金鑫油田环保工程有限公司处理可行。

3.3 工程分析

油田开发是一项包含多种工艺技术的系统工程，包括钻井、测井、井下作业、采油、原油集输和油气处理等。

3.3.1 工艺流程

3.3.1.1 施工期工艺流程

（1）钻井施工

钻井是采用旋转的钻头给所钻的地层一定的压力，使钻头的牙齿嵌入地层，然后旋转钻头，利用旋转钻头的扭矩来切削地层，并用循环的钻井液将钻屑带出井眼，以保证持续钻井。钻井施工作业流程及排污节点见图 3.3-1。

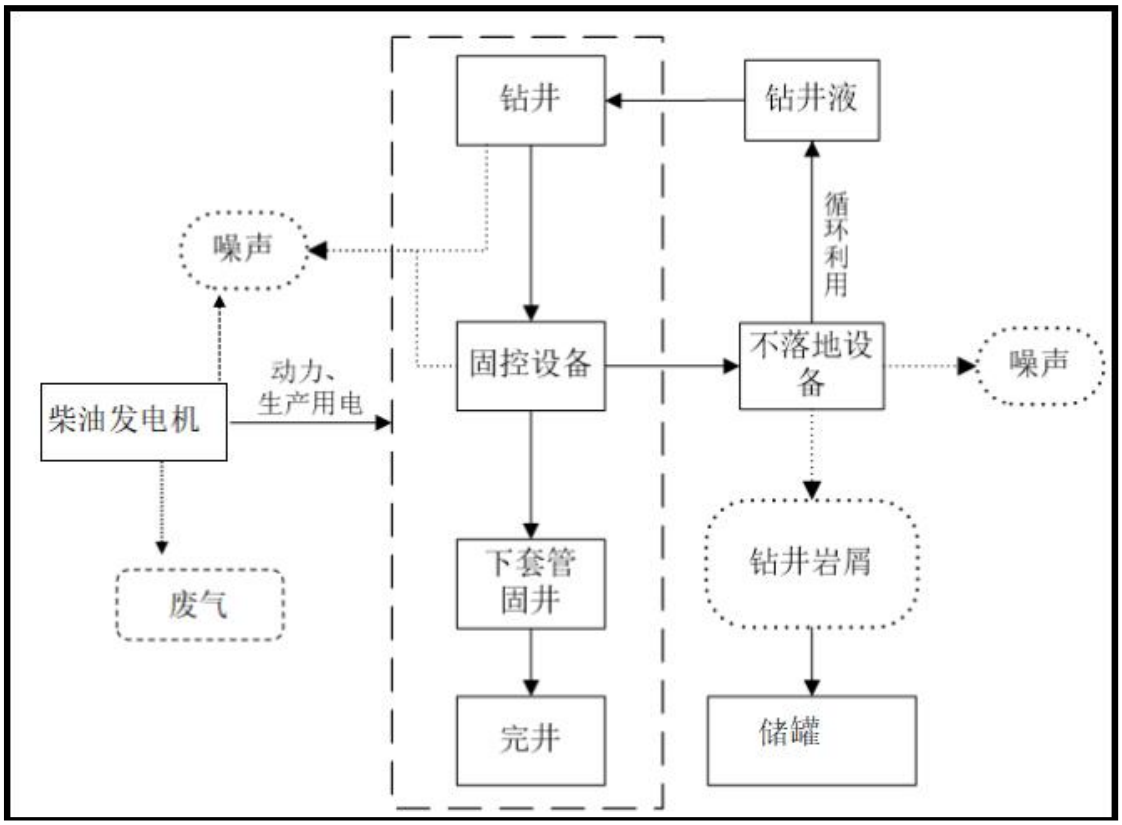


图 3.3-1　钻井施工作业流程及产污节点图

钻井时井筒排出的钻井液及岩屑进入钻井液不落地循环系统，该系统设置振

动筛、除砂器、除泥器、离心机四级处理，经四级处理后，岩屑与钻井液完全分离，钻井液返回井筒，岩屑排至井场储罐暂存。

工艺流程说明：

❖ 一开、二开钻井过程中使用水基钻井液，使用井场不落地系统进行处理。工艺流程如下：

①钻井井口产生的钻井液、岩屑混合物经振动筛、除砂器、除泥器、离心机四级实现初步分离，分离出的液相进入废水收集罐，用于钻井液配制。分离出的混合物进入收集箱待进一步处理。

②收集箱中的混合物经不落地系统进一步固液分离，液相回用于钻井液配制，固相进入储存罐，投加固化剂进行固化、稳定化作业。

③固化、稳定化后的固相暂存于铺设防渗膜的储罐，经检测达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）要求后，用于油田内井场铺筑等。

④钻井结束后剩余钻井液由钻井液公司回收，不外排；防渗膜由钻井队回收利用。

工艺流程图见图 3.3-2，不落地设备照片如图 3.3-3 所示。

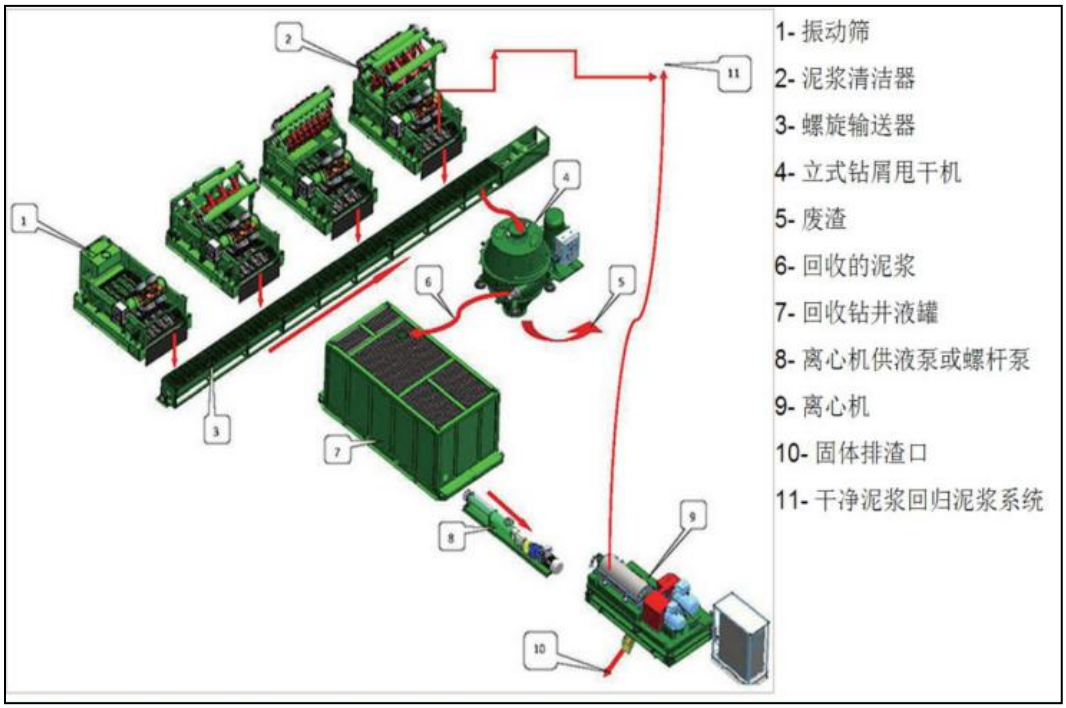


图 3.3-2　泥浆不落地处理系统工艺流程



图 3.3-3　　泥浆不落地装置照片

❖ 三开钻井过程产生的油基钻井液及岩屑经井口振动筛、清洁器、离心机等设备进行初步分离后，液相回用于钻井，固相为油基钻井液及岩屑，属于 HW08 类危险废物（废物代码：071-002-08），采用专用装置收集，并由具有相应危废资质单位（金鑫油田环保工程有限公司）转运、处置。

固井作业：

固井是在已钻成的井眼内下入套管，然后在套管与井壁之间环空内注入水泥浆将套管和地层固结在一起的工艺过程，可防止复杂情况以保证安全继续钻进下一段井眼或保证顺利开采生产层中的油、气。

固井工程包括下套管和注水泥两个过程。下套管就是在已经钻成的井眼中按规定深度下入一定直径、由某种或几种不同钢级及壁厚的套管组成的套管柱。注水泥就是在地面上将水泥浆通过套管柱注入到井眼与套管柱之间的环形空间中的过程。固井的主要目的是封隔疏松的易塌、易漏地层；封隔油、气、水层，防止互相窜漏。固井作业的主要设备有水泥搅拌机、下灰罐车、混合漏斗和其他附属安全放喷设备等。

另外，现场施工前根据实际情况要作水泥浆配方及性能复核试验，同时，如果是钻进中井漏严重，则应考虑采用双凝水泥浆体系固井，从而提高固井质量，防止因为井漏事故造成地下水环境污染。

（2）集输工程施工

①施工放线和场地清理

根据施工图坐标点施工放线，打百米桩和转角桩并撒白灰线作为施工作业带边界。项目管线施工作业带宽 8m，管线顶埋深-1.8m。设计交桩后施工单位采用与管道轴线等距平行移动的方法移桩，移桩位置在施工作业带边界线内 1m 处。

最后清理施工现场，以便施工人员、车辆、管材等进入施工场地。

②管道运输和布管

管道运输和布管在管沟堆土的另一侧进行，要求堆放地点地势平整、无水、无尖硬物的地方。布管过程不允许地面拖拉，以防损坏。

③管道敷设

本工程管道敷设采用埋地。

根据管道稳定性和安全要求，综合考虑沿线地形气象条件冻土深度为1.8m，管线顶埋深为冻土层以下。

④清管和试压

清管应符合有关输气道线路工程施工及验收规定。管道下沟回填土后要求进行强度和严密性试压，其力值、允许降稳时间应满足相规范要求，对于不合格的管段查出原因及时泄压修补后重新试压直至合格。

⑤试运投产

试运投产应符合有关管道规范，试运投产由建设单位组织计、施工生产管理等部门组成试投机构，按照有关规定进行验收。

（3）输配电工程施工

架空线路档距平均为50m。线路采用复合绝缘子，杆架式变电站高压侧设跌落式熔断器及避雷器组保护。

（4）道路工程施工

①施工流程

在完成线路勘测、工程设计并获得施工许可后，施工人员进驻现场，进行清场，清除施工场地内杂草、灌木等植物残体，然后采用挖掘机自上而下开挖路基、并用振动压路机进行碾压；按施工工艺进行路面施工，摊铺碎石基层，压路机压实，摊铺沥青混凝土路面、进行养护等；同步进行配套工程施工。

②筑路材料

本项目土石方及砂石料采用商业料场材料，本项目不再设置相应取土、料场。商品料场选用龙达砂厂和艾湖1井西料场。各类筑路材料沿现有盐场公路运送至施工现场。

表3.2-23　　料场情况表

序号	料场名称	材料名称	平均运距/km	面积/m^2	储量/万m^3	覆盖层		运输方式
						种类	厚度/m	

1	艾湖1井西料场	砂砾	11	44000	17	砂砾	4	汽车运输
2	龙达砂厂	砾石、砂石	20	-	-	路面名称及水泥混凝土		汽车运输

（5）天然气橇装回收站

天然气回收装置为橇装设施，场地清理平整后，进行地基基础施工、材料进场，然后进行储罐、泵撬等固定安装。安装完毕，检验合格后投入使用。

（6）压裂返排液储存池

测量、放线后定位，确定基坑开挖位置，采用机械开挖人工配合的方式；地基夯实后进行灰土垫层、铺填碾压，防渗层施工，混凝土浇筑。

3.3.1.2 运营期工艺流程

（1）井下作业

井下作业是进行采油生产的重要手段之一。一般在采油井投产前及投产以后进行，主要包括射孔、酸化、压裂、下泵、试油、洗井、修井、除砂、清蜡等一系列工艺过程。在钻井、测井后要进行射孔，将射孔枪下入井管中油层部位，用射孔弹或射孔液将井管射成蜂窝状孔，使原油流入井管并用抽油泵采出。酸化、压裂作业是用不同的化学和物理方法对低渗透的油层进行处理，进一步提高原油产量；洗井、修井、除砂和清蜡作业均是在采油井使用一段时间后，因腐蚀、结垢、机具磨损和损坏等而采取的工艺措施。

（2）采油

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

（3）油气集输

油气密闭集输至无人值守计量阀组，计量后油气混输至玛18转油站转输至百口泉注输联合站处理，气相输往玛18天然气回收撬装装置处理。

（4）天然气回收

伴生气经过往复压缩机前两级增压至1.4~1.5MPag，50℃，随后通过冷箱预冷至25℃进入两相分离器进行气、液分离。初步脱水后的天然气通过分子筛脱水装置彻底脱除水分，随后进入冷箱冷却至-91℃后进入低温分离器进行气液分离，气相去重吸收塔与脱乙烷塔塔顶的返回的冷凝气进行重吸收，重吸收后的气

体通过脱乙烷塔塔顶换热器及冷箱复热至 35℃后进入压缩机三级增压至 4.0MPag 后进入外输管网。

低温分离器以及重吸收塔底部分出的烃液进入脱乙烷塔进行精馏。脱乙烷塔塔顶的气体通过塔顶换热器降温至-99℃去重吸收塔塔顶。脱乙烷塔塔底的液体进入到液化气塔进行轻烃稳定，液化气塔塔顶得到的液化石油气去液化石油气储罐，塔底得到 1 号稳定轻烃去轻烃储罐。

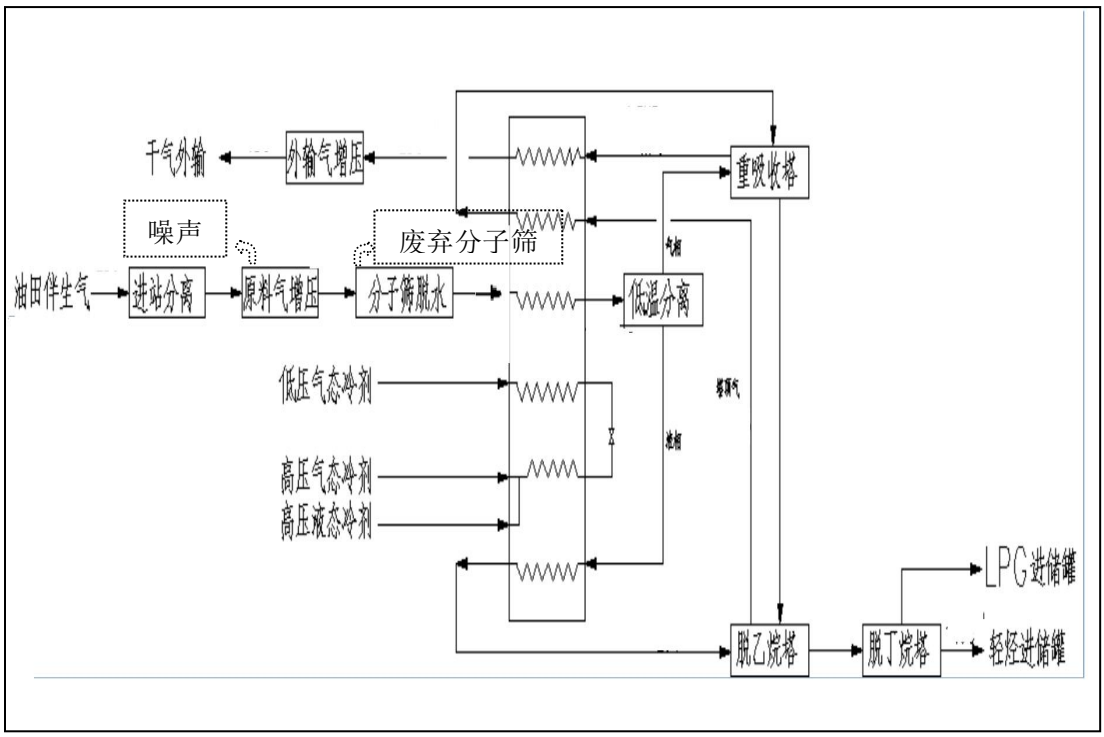


图 3.3-4　天然气回收工艺流程及产污环节图

（5）运营期压裂返排液存储

①初步脱油的压裂返排液经外输泵输送至新建的压裂返排液储存池两个独立的隔油池（两个隔油池间断运行），每个隔油池内设一段隔油池及二段隔油池，压裂返排液在隔油池经自然沉降，隔油池内上层污油由收油泵车或临时收油泵进行回收，定期拉运至百口泉注输联合处理站油处理系统进行处理。

②隔油池内下层清水进入储存池，储存池内水由用水单位根据用水需求在储存池的设备平台上安装临时输水泵及临时输水管线输至用水点（临时输水泵及临时输水管线由用水单位自建，不在本次评价范围内），用于压裂液的复配，池底污泥定期清掏并交由具有相应危险废物处置资质的单位进行处置。

3.3.2 环境影响因素分析

本项目建设分为施工期、生产运营期和服役期满三个阶段。

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

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

本工程开发过程污染物排放流程详见图 3.3-5。

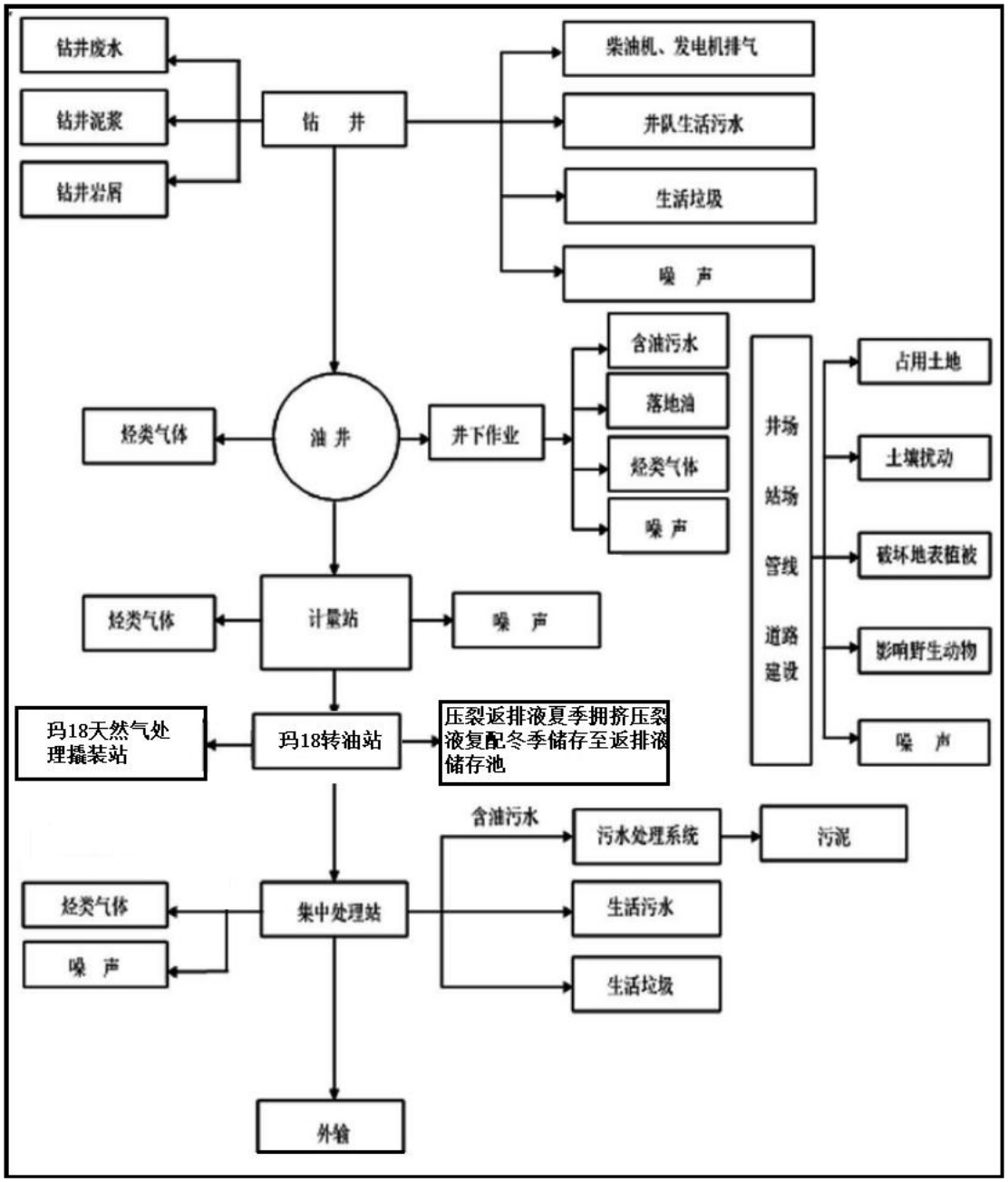


图 3.3-5　　油田开发过程污染物排放流程

3.3.3 工程污染源分析

3.3.3.1 施工期生态影响及污染源分析

（1）生态影响因素

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

占用土地包括临时占地和永久占地，将暂时或永久改变土地原有使用功能。

临时占地包括管线、井场施工扰动的临时占地，施工结束后临时占地可恢复原有使用功能。永久占地主要为井场井口、计量站、压裂返排液储存池、道路占地。

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

本项目占地分为永久占地和临时占地，占地面积统计详见表 3.3-1。

表 3.3-1　　工程占地一览表

序号	区域		面积（m^2）	其中（m^2）		占地类型	备注
				永久	临时		
1	采油井场		517000	42300	474700	戈壁、灌木林地	单座井场永久占地面积为 30m×30m；临时占地 100m×110m-30m×30m；已批复 69 口单井已计算占地，本次不重复计算
2	集输管线		1046080	0	785680		新建管线长度 130.76km，施工作业带宽度 8m
3	计量站		20000	20000	0	戈壁、灌木林地	单座占地 40m×50m
4	天然气撬装站		84000	0	84000	戈壁	单座占地 100m×120m
5	压裂返排液储存池	15 万 m^3	37720	37720	0	戈壁	230m×164m
6		20 万 m^3	50140	50140	0	戈壁	230m×218m
7	道路	三级	88200	88200	0	戈壁、低盖度草地	宽度 7m
8		四级	98400	98400	0		宽度 6m
9	输电线路		102200	200	102000	戈壁	
10	合计		1783340	336960	1446380	-	-

（2）大气污染物

本工程在施工期对环境空气的影响主要来自两个方面：一是施工钻井过程中产生的废气，主要来自于钻机（柴油机）和发电机运转时产生的烟气，其主要污染物为 NO_x、SO_2、烃类等；二是地面工程建设过程中可能产生扬尘，如细小的建筑材料的飞扬，或土壤被扰动后导致的尘土飞扬。

①扬尘

建设期运输车辆产生扬尘，采用洒水降尘，在施工场地实施每天洒水抑尘作业 4 次~5 次，其扬尘造成的污染距离可缩小到 20m~50m 范围，由此车辆产生的扬尘对周围环境影响较小。从影响时间、范围和程度来看，钻井废气对周围大气

环境质量影响是有限的。

由于主要进行钻井、管线敷设等施工，项目区内大量出入中型车辆，因此项目区内道路主要为石子路，车辆行驶的扬尘污染较重，先应合理规划、选择最短的工区道路运输路线，对使用频繁的道路路面进行洒水处理，减少路面沙尘的扬起和对公路两旁土地的扰动。再者，在道路两旁植被受扰动范围内种植根系发达、耐干旱、抗风沙和枝叶茂盛的优良植被，运输车辆进入施工区域，应以中、低速行驶（速度小于40km/h），特别是路过村庄等人群居住地时，速度小于20km/h。另外，运输车辆拉运水泥、石灰等物资需加盖篷布。

②柴油机烟气

主要来自钻井作业期间钻井和发电机所用柴油产生的燃烧废气，其主要污染物为TSP、NO_2、SO_2、CO和非甲烷总烃等。本项目钻井累计作业期约3760天，共消耗柴油约7520t。

柴油发电机每千瓦时耗油235g，产生烃类5.55g、CO3.24g、NOx14.95g；柴油中含硫量0.2%，假设柴油充分燃烧，则整个柴油联动机运转过程中排入大气的烃类、CO、NOx、SO_2的量可用下式计算：

$Q_{CnHm}=5.55\times m/235$　　$Q_{CO}=3.24\times m/235$

$Q_{NOx}=14.95\times m/235$　　$Q_{SO2}=2\times 0.002\times m$

式中：Q—污染物排放量，kg；m—柴油机消耗柴油量，kg。

因此，钻井作业期间，累计排放到大气中的污染物情况见表3.3-2。

表3.3-2　　钻井施工期间柴油机烟气污染物产生量

污染物	总排放量（t）
NOx	478.4
SO_2	30.08
CO	103.68
烃类气体	177.6

柴油机组所使用的燃料为符合国家标准的柴油，其燃料属性符合《普通柴油》（GB252-2011）的标准（硫含量≤0.035%），属于清洁燃料，对大气环境的影响较小，大气污染物随钻井工程的结束而消失。

（3）废水

在钻井施工过程中采用“钻井泥浆不落地技术”，产生的钻井废水经处理达标后循环使用，废水不外排，钻井废水不会对地下水产生影响。

施工期的管道试压将产生一定量的废水，管道试压时采用的介质为中性洁净

水，根据设计资料一次用水大约1980m³，因管道中含有泥沙、杂质等，故试压废水中的污染物主要是SS，试压废水污染因子单一。废水经收集进行沉淀处理后，循环利用，最终用于施工作业带泼洒降尘。

（4）固体废物

开发建设过程中固体废弃物主要为钻井作业时产生的钻井泥浆、岩屑，施工土方。

①钻井泥浆

钻井泥浆的排放量依井的深度而增加，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：

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

式中：V－排到地面上的泥浆量（m³）；

D－井的直径，m；一开381mm，二开241.3mm，三开165.1mm；

h－井深（m）。

计算得知：本工程单井水基泥浆约376.16m³，单井油基泥浆140.71m³~196.75m³，新钻开发井共产生水基泥浆17679.65m³、油基泥浆7920.86m³。水基泥浆全部进入泥浆不落地系统处理后回收入罐，用于后续钻井配液等环节使用；油基泥浆在储备罐暂存，随钻井队用于后续钻井使用。

②钻井岩屑

钻井岩屑产生量按下式计算：

$$W=1/4\times л\times D^2\times h\times d\times 2.2$$

式中：W－钻井岩屑排放量，t；

D—井的直径，m；一开381mm，二开241.3mm，三开165.1mm；

h－井深，m；

d－所钻岩石的密度（g/cm³），取2.5g/cm³。

2.2为膨胀系数。

根据各井井身结构和上述岩屑经验公式，本工程单井钻井水基岩屑约1038.12t，油基岩屑为152.99t~294.22t；新钻开发井共产生水基岩屑48791.73t、油基岩屑10485.86t。水基岩屑经不落地系统收集、压滤脱水后，暂存在水基岩屑暂存区，完井后进行资源化利用；油基岩屑在振动筛后经钢罐集中收集，交由

有危废转运处置资质的单位进行转运处置。

③施工土方

管线施工土方主要由于埋地敷设管线、压裂返排液储存池开挖、道路施工产生。

❖ 管道施工过程中将开挖2m深的管沟，产生施工土方量约523040m^3，管线敷设完工后，土方回填至管沟，将剩余的土方量回填在管廊上，并实施压实平整水土保持措施。

❖ 压裂返排液储存池开挖土方部分用于储存池池堤、卸车台施工，部分用于道路施工，剩余少量弃方用于周边井场平整。

❖ 四级道路施工清理表层土后摊铺砂石料，主要弃土为清表土方；三级道路挖方全部用于路基、路面施工。项目土方平衡详见表3.3-3。

表3.3-3 施工期土方平衡表 单位：m^3

序号	名称		挖方	填方/筑方	借方	弃方	备注
1	各类集输管线		294630	321009	26379	0	管沟回填土高出地面300mm以上，用来弥补土层沉降的需要
2	道路	三级公路	2646	4410	1764	0	借方由压裂返排液储存池挖方量解决
3		四级公路	1476	1968	1968	1476	-
4	返排液储存池	15万方	150880	138810	0	12070	土方回用于管线、道路施工
5		20万方	200560	184515	0	16045	
合计弃方量：1448							-

施工废弃土方收集后用于周边井场平整。

（5）钻井噪声

钻井过程中的噪声源分别来自钻井机械、泥浆泵和柴油发电机，其源强分别为：钻机100~120dB（A）；泥浆泵95~100dB（A）；柴油机约90~105dB（A）。

不同类型施工机械在不同距离处的噪声预测值见表3.3-4。

表3.3-4 各种施工机械在不同距离的噪声预测值 单位：dB（A）

距离（m）	源强	隔声后	5	10	15	20	25	30	40	50	60	80	100	160
钻机	120	105	91	85	81	79	77	75	73	71	69	67	65	61
泥浆泵	100	85	71	65	61	59	57	55	53	51	49	47	45	42
柴油机	105	90	76	70	67	65	63	61	59	57	55	53	51	47

根据预测结果，施工期间，钻机的噪声在施工场界外320m处时夜间噪声达

《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）标准要求。同时，对高噪声设备采取隔声措施，并加强机械设备的保养，保证机械设备的正常运转，以降低设备正常运转的噪声。进一步落实以上措施后，钻井噪声对周边环境及施工人员的影响将进一步减少，钻井期产生噪声对周边环境影响不大。

（6）施工期污染物排放情况

本工程施工期污染物排放情况见表3.3-5。

表3.3-5　　本工程施工期污染物排放情况表

项目	工程	污染源		污染物	产生量（完钻后）	主要处理措施及排放去向
废气	井场	施工期机械运行		扬尘	因为钻井过程基本为有水作业，作业面小，起尘量少。	
	井场	钻井机械废气		CO	103.68t	环境空气
				NOx	478.4t	
				烃类	177.6t	
				SO_2	30.08t	
废水	集输管线	试压废水		SS	水量1980m³	沉淀后泼洒降尘
固体废物	井场	钻井泥浆	水基	/	17679.65m³	泥浆不落地系统分离处理后回用
			油基		7920.86m³	在储备罐暂存，随钻井队用于后续钻井使用
		钻井岩屑	水基	/	48791.73t	泥浆不落地系统分离经检测合格后可用于后续井场铺设
			油基		10485.86t	在振动筛后经钢罐集中收集，交由有危废转运处置资质的单位进行转运处置
	管线、道路等工程	施工弃土			1448m³	用于周边土地平整
噪声	井场	柴油发电机		/	100～105dB(A)	声环境
		钻机		/	100～120dB(A)	
		泥浆泵		/	95～100dB(A)	

3.3.3.2 运营期污染源分析及污染物排放

（1）运营期废气污染物排放

生产运营期间单井加热采用电加热，无废气污染物排放，在油气集输过程中产生一定量的烃类挥发；压裂返排液储存过程烃类的挥发；天然气回收处理过程中挥发的烃类废气，非正常工况火炬燃烧废气；轻烃及液化气储存均采用带压密闭集输工艺且采用密闭压力球罐，无烃类气体产生。

①油气集输烃类挥发

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

参照《环境影响评价实用技术指南（第二版）》（机械化工出版社）中提供的无组织排放源强估算系数，VOCs产生量为原料年用量或产品年产量的0.1‰~0.4‰。本项目油气集输及处理采用密闭流程，井口密封并设紧急截断阀，可有效减少烃类气体的挥发量，故产污系数取0.1‰，则VOCs排放量为145t/a。

②压裂返排液储存烃类挥发

由于目前尚无准确计算压裂返排液储存池非甲烷总烃排放的数学模型，而且也无已建成的同类项目非甲烷总烃排放系数作为参考，本次评价参照《第二次全国污染源普查产排污核算系数手册（试用版）》中石油与天然气开采行业中污水池等敞口油水分离设施中挥发性有机物的产污系数0.6kg/m^3-产品，对压裂返排液储存池的非甲烷总烃无组织排放进行整体估算，压裂返排液储存池产生NMHC的量见表3.3-6。

表3.3-6　　压裂返排液储存池产生NMHC的量

名称	容积	进入压裂返排液储存池中液相含油量	NMHC产生量
玛18井区压裂返排液储存池	15×10^{4}m^3	7.5t/a（9.08m^3）	0.005t/a
	20×10^{4}m^3	10t/a（12.1m^3）	0.007t/a
合计	35×10^{4}m^3	17.5t/a（21.2m^3）	0.012t/a

③天然气回收烃类挥发

天然气回收过程中无组织排放的烃类，本工程球罐为密闭压力罐，无烃类气体产生；天然气回收采用密闭集输处理工艺，其烃类气体的损耗可控制在0.2‰以下，本工程处理规模为115×10^{4}Nm^3/d，烃类气体的损失为7.59×10^{4}m^3/a，非甲烷总烃挥发量约为6.2t/a。

④非正常工况火炬燃烧废气

❖ 开、停车（含事故性停车）

正常停车完全在人为控制之下，按操作程序分步停车。不会造成某工序有大量物料冗余、泄放，因此正常停车对环境影响不大。

事故性停车是指某工序的主要设备发生故障造成的停车。本项目装置用DCS

控制系统，由全厂中心控制室控制，完成对全部单元过程的监控及停车联锁。一旦某个工序出现故障，前面的各工序会自动闭锁，停止进料。系统中的冗余物料排入火炬燃烧，按火炬最大燃烧能力 75t/h（90361m³/h）计算，火炬燃烧污染物量见表 3.3-7。这部分燃烧的原料气在短期内（按 1 小时计算）会对周围环境造成一定影响。待故障排除后，产生的局部影响会自行消除。

表 3.3-7　　火炬燃烧污染物排放量（最大值）

烟气量	烟尘		SO_2		NO_x	
m^3/h	kg/h	mg/m^3	kg/h	mg/m^3	kg/h	mg/m^3
1.08×10^6	258.61	239.5	569.27	527.1	3072.69	2845.1

❖ 设备检修

从本项目装置特点上分析，系统内部的物料主要是原料气、混合制冷剂、分子筛。系统内的原料气在检修前用氮气吹扫至火炬燃烧，对环境影响不大。

（2）运营期废水污染物排放

运营期不新增劳动定员，工作人员由百口泉采油厂内部调剂解决，故不新增生活污水。运营期产生污水主要为油气开采井下作业废水、采出水。

①井下作业废水

井下作业主要包括油井维修、大修、酸化、压裂等，井下作业废水的主要来源为修井过程产生的压井水和压井液、修井时的循环水及洗井时产生的洗井废水。根据《未纳入排污许可管理行业试用的排污系数、物料衡算方法（试行）》中与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数（见表 3.3-8），计算井下作业废水的产生量。

表 3.3-8　　与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数一览表

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

本项目油藏为低渗储层，根据表 3.3-8 计算井下作业废水产生量为 27.13t/井次，化学需氧量产生量为 34679.3g/井次，石油类产生量为 6122.1g/井次。按井下作业每 2 年 1 次计算，则本项目每年产生井下作业废水 1668.495t、化学需氧量

2.13t、石油类0.38t。井下废水带罐收集拉运至百口泉注输联合站处理，处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后回注油层，不外排。

②采出水

油气田开发过程中的采出水是伴随着原油从地层开采出来的，主要来源于油藏本身的底水、边水和注汽凝结水，根据产能预测，稳产期间最大采出水量核算为1970.24t/d（65.02×10^4t/a），采出水中主要污染物为SS、COD、石油类、挥发酚等。

本项目采出水依托百口泉注输联合站的生产废水处理系统处理后，均达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准中指标后回注油层，不外排。

（3）运营期固体废物排放

井下作业时带罐作业，作业区域铺设防渗膜，落地油100%回收。故运营期固体废物主要包括油泥（砂）、压裂返排液储存池隔油池的上层污油、天然气撬装回收装置废弃分子筛、天然气回收处理分离的油泥。

①油泥（砂）

油泥（砂）是被原油及其它有机物污染了的泥、砂、水的混合物，属于危险废物（HW08）。根据类比调查，油田开采的油泥（砂）产生量为1.5～2.2t/万t计算，本项目按最大产能145万t计算，油泥（砂）最大产生量为319t/a。

本项目产生的油泥（砂）交由有危险废物处置资质的单位回收、处置。

②隔油池污油

压裂返排液储存池隔油池会产生一定量的含油污泥，根据建设单位提供资料，隔油池隔油效率约60%、含水率98%，污泥产生量约21t/a。压裂返排液储存池隔油池污泥定期百口泉注输联合站油处理系统处理。

③废弃分子筛

废分子筛主要来自天然气中冷处理装置分子筛脱水单元，属于《国家危险废物名录》中HW49其他废物，危废代码900-041-49。分子筛每两年更换一次，每次更换48t，平均年产生量24t/a，委托有资质的单位进行处置。

④天然气回收分离油泥

天然气回收过程中除液器、压缩机出口分离器等生产设备分离出的油泥，产生量为182.5t/a（0.5t/d）。经管线排入污油罐撬，拉运至玛18转油站最终进入百联站油处理系统处理，不外排。

（4）运营期噪声排放

运营期噪声污染源主要包括：单井中各类机泵，返排液储存输水泵，天然气回收压缩机、装车泵撬、放空系统等。噪声排放情况见表3.3-9。

表3.3-9　　运营期噪声排放情况

序号	位置	噪声源	源强dB（A）	降噪措施	衰减后源强dB（A）	排放规律
1	井场	机泵	90～100	选用低噪声设备，减震垫、定期维护保养	70	连续运行
		井下作业	80～120	选用低噪声设备	/	偶发
2	计量站	机泵	90～100	选用低噪声设备，减震垫、定期维护保养	70	连续运行
3	压裂返排液储存池	输水泵	90～100	选用低噪声设备，减震垫、定期维护保养	70	连续运行
4	天然气回收	压缩机	90~105	减振+构筑物隔声	75	连续运行
5		装车泵撬	90~105	选用低噪声设备，减震垫、定期维护保养	75	连续运行
6		放空系统	60~70	调节放空阀开度	50	放空时运行（偶发）

（5）运营期污染物排放汇总

综上所述，本项目运营期污染物排放情况汇总详见表3.3-10。

表3.3-10　　本项目运营期污染物排放情况汇总表

类型	工程	污染源	污染物	本项目产生量	本项目排放量	主要处理措施及处理去向
废气	采油	油气集输	非甲烷总烃	145t/a	145t/a	无组织排放，大气环境
	储运	压裂返排液储存池	非甲烷总烃	0.012t/a	0.012t/a	无组织排放
	天然气回收		非甲烷总烃	6.2t/a	6.2t/a	无组织排放，大气环境
	火炬（事故状态）		烟尘	258.61kg/h	258.61kg/h	大气环境
			SO_2	569.27kg/h	569.27kg/h	
			NO_x	3072.69kg/h	3072.69kg/h	
废水	井下作业废水		水量	1668.495t/a	0	处理后回注油藏
			COD	2.13t/a	0	
			石油类	0.38t/a	0	
	采出水		COD、石油	水量	0	处理后回注油藏

		类、挥发酚	65.02×10⁴t/a		
固废	油泥砂		319t/a	0	委托有资质单位处置
	储存池隔油池含油污泥		21t/a	0	进百联站油处理系统
	废弃分子筛		24t/a	0	委托有资质的单位进行处置
	天然气回收分离油泥		182.5	0	拉运至玛 18 转油站最终进入百联站油处理系统处理

（6）污染物排放三本账

污染物排放“三本账”详见表 3.3-11。

表 3.3-11　污染物排放“三本账”

类型	类别	单位	现有工程	本工程		总体工程		
			排放量	产生量	排放量	“以新带老”削减量	排放量	增减量
废气	烟尘	t/a	0.153	0	00	0	0.153	0
	SO_2	t/a	0.042	0	0	0	0.15	0
	NOx	t/a	7.83	0	0	0	13.646	0
	VOCs	t/a	76.4	151.2	151.2	0.5	227.1	+150.7
废水	采出水	t/a	0	65.02×10⁴	0	0	0	0
	井下作业废水	t/a	0	1668.495	0	0	0	0
固废	油泥砂	t/a	0	319	0	0	0	0
	隔油池上层污油	t/a	0	21	0	0	0	0
	废弃分子筛	t/a	0	24	0	0	0	0
	天然气回收油泥	t/a	0	182.5	0	0	0	0

注：其中 VOCs“以新带老”削减量为 7 口利旧老井由单罐拉油改为管线集输削减量。

3.3.3.3 退役期污染源分析

服役期满后，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，无废水产生，仅在土壤回填过程中有部分扬尘产生。

井场拆除的抽油机、集输设施、井构筑物等为钢制材料，清洗油污后可回收利用。对工业垃圾填埋场，及时清理覆土填埋、压实，并立警示标志。通过采取以上措施，可使退役期生态环境影响降到最低。

3.4 清洁生产水平分析

本项目隶属新疆油田公司百口泉采油厂管辖。为贯彻实施《中华人民共和国环境保护法》和《中华人民共和国清洁生产促进法》，进一步推动中国石油天然气开采业的清洁生产，防止生态破坏，保护人民健康，促进经济发展，并为石油天然气开采业开展清洁生产提供技术支持和导向，参照《石油天然气开采业清洁生产评价指标体系（试行）》，对玛18井区清洁生产水平作出评价。

3.4.1 清洁生产技术和措施分析

（1）钻井过程的清洁生产工艺

①钻采方案的设计技术先进、实用成熟，具有良好的可操作性。工程采用水平井钻井方式，使用先进的钻井工艺及设备，钻井效率高，钻井废物产生量少，对地表扰动轻。井身结构设计能够满足油田开发和钻井作业的要求，科学的进行了钻井参数的设计，钻井设备和泥浆泵均能够保证安全施工的需要。

②采用一开、二开采用非磺化水基钻井液，同时兼顾了钻井特性和经济性，生物降解性好，环境可接受性强。

③设置井控装置（防喷器等），并采取了防止井喷和井漏的技术措施，以防止井喷事故对环境造成污染事故。

④井下作业过程选用性能优良的压裂液、修井液。作业过程配备泄油器、刮油器，作业全程铺设防渗膜。

（2）原油集输及处理清洁生产工艺

①密闭混合输送工艺能够减少投资，避免含油污水分散处理。

②优化布局，减少建设用地对井场及站场按工艺流程进行优化组合，布置紧凑。在集油区将油、水、电、道路等沿地表自然走向敷设，最大限度地减少对自然环境和景观的破坏。

（3）运营期井下作业清洁生产工艺

①在井场加强油井井口的密闭，减少井口烃类的无组织挥发；管汇撬阀门、油泵等设备采用密闭性能可靠的装置，杜绝跑、冒、滴、漏现象发生。

②原油生产过程中起下油管时，安装自封式封井器，避免原油、污水喷出。

③采油井口的清蜡过程采用油罐车及时清理排出的油污及蜡块。

④在井下作业过程中，对产生的原油和废液拟采用循环作业罐（车）收集，

运至百口泉注输联合站污水处理系统处理达标后，上清液回注油层，节约了新鲜水的同时减少的外排；井下作业过程中铺膜防止原油落地，对作业过程中散落的落地油，及时收集清运，拉运至百口泉注输联合站原油处理系统进行处理。

（4）节能及其它清洁生产措施分析

①采用高压管道，可减少管网的维修，延长管道使用寿命。

②选用节能型电气设备。站场的动力、供电等设备根据设计所确定的用电负荷，在保证安全要求的前提下，选择节能型的设备，防止造成大量能耗，从而降低生产成本。

③采用先进、可靠的自动控制技术，提高生产运行参数的安全性、准确性。集油区采用自动化管理，实现无人值守，提高了管理水平。

（5）建立有效的环境管理制度

本项目将环境管理和环境监测纳入新疆油田分公司安全环保部门负责，采用HSE管理模式，注重对员工进行培训，使员工自觉遵守HSE管理要求，保护自身的安全和健康。为减少和杜绝环境污染事故的发生，建立、健全管理规章制度，制订了详细的污染控制计划和实施方案，责任到人，指标到岗，实施监督；实行公平的奖惩制度，大力弘扬保护环境的行为。

通过以上分析可以看出，本项目无论是在生产工艺、设备的先进性、合理性，还是在原材料及能量的利用以及生产管理和员工的素质提高等各方面均考虑了清洁生产的要求，将清洁生产的技术运用到了开发生产的全过程中。特别是该项目注重源头控制污染物的产生量和废物的重复利用，充分利用了能源和资源，尽量减少或消除了污染物的产生，并使废物在生产过程中转化为可用资源，最大限度的降低了工程对环境造成的污染。

3.4.2 清洁生产水平分析

3.4.2.1 评价指标体系

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

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

的实际达到值、评价基础值和指标权重值，经过计算和评分，综合考评玛18井区实施清洁生产的状况和清洁生产水平。

定性评价指标：根据国家有关推行清洁生产的产业发展和技术进步政策、资源环境保护政策规定以及行业发展规划选取，用于定性考核百口泉采油厂对有关政治法规的符合性及清洁生产工作实施情况。

（1）评价依据

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

①凡国家或行业在有关政策、规划等文件中对该项指标已有明确要求的就执行国家要求的数值；

②凡国家或行业对该项指标尚无明确要求值的，则选用国内重点大中型油气勘探开发企业近年来清洁生产所实际达到的中上等以上水平的指标值。

③定量评价指标体系的评价基准值代表行业清洁生产的平均先进水平。

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

（2）权重分值

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

（3）评价指标

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

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

不同类型油气勘探开发企业清洁生产评价指标体系的各评价指标、评价基准值和权重值见表3.4-1。

表 3.4-1　钻井作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本工程	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	本工程指标	得分
（1）资源和能源消耗指标	30	占地面积	hm^2	15	符合行业标准要求	33.70	15
		新鲜水消耗	t/100m 标准进尺	15	≤25	23	15
（2）生产技术特征指标	5	固井质量合格率	%	5	≥95	98	5
（3）资源综合利用指标	30	钻井液循环率	井深：2000m 以下；2000-3000m；3000m 以上	10	≥40%；≥50%；≥60%	本工程单井井深 4683~5883m：钻井液循环率 90%	10
		柴油机效率	%	10	≥80	85	10
		污油回收率	%	10	≥90	100	10
（4）污染物指标	35	钻井废水产生量	t/100m 标准进尺	10	甲类区：≤30；乙类区：≤35	0	10
		废弃钻井液产生量	m^3/100m 标准进尺	10	≤10	0	10
		柴油机烟气排放浓度	——	5	符合排放标准要求	符合《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中新污染源无组织排放监控点浓度限值	5
		石油类排放浓度	mg/L	5	≤10	项目废水不外排	5
		COD 排放浓度	mg/L	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	项目废水不外排	5
定性指标						本工程	
一级指标	权重值	二级指标		指标分值		本工程指标	得分
（1）资源与能源消耗指标	15	钻井液消毒	可生物降解或无毒钻井液	10		本项目一开和二开钻井液为环保水基泥浆，未添加磺化物	7

		柴油消耗	具有节油措施	5	具有节油措施	5
（2）生产技术特征指标	30	钻井设备	国内领先	5	国内领先	5
		压力平衡技术	具备欠平衡技术	5	具备欠平衡技术	5
		钻井液收集设施	配有收集设施，且使钻井液不落地	5	井下作业时带罐作业	5
		固控设备	配备振动筛、除气器、除泥器、除砂器、离心机等固控设备	5	配备了振动筛、除气器、除泥器、除砂器、离心机等固控设备	5
		井控措施	具备	5	具备	5
		有无防噪措施	有	5	有	5
（3）管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系		10	开发公司建立有 HSE 管理体系	10
		开展清洁生产审核，并通过验收		20	所属油田作业区已完成清洁生产审核	20
		定制节能减排工作计划		5	制定有节能减排工作计划	5
（4）贯彻执行环境保护法规符合性	20	废弃钻井泥浆处置措施满足法规要求		10	采用泥浆不落地工艺，泥浆循环使用，完井后剩余泥浆回收入罐，用于后续钻井配液等环节使用。	10
		污染物排放总量控制与减排措施情况		5	污染和排放满足总量控制和减排要求	5
		满足其他法律法规要求		5	满足	5

表 3.4-2　井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本工程	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	本工程指标	得分
（1）资源和能源	30	作业液消耗	m^3/井次	10	≤5.0	＜5	10

消耗指标		单位能耗	-	10	行业基本水平	符合	10
		新鲜水消耗	m^3/井次	10	≤5.0	＜5	10
（2）生产技术特征指标	20	压裂放喷返排入罐率	%	20	100	100%	20
（3）资源综合利用指标	20	落地原油回收利用率	%	10	100	100%	10
		生产过程排出物利用率	%	10	100	100%	10
（4）污染物产生指标	30	作业废液排放量	m^3/井次	10	≤3.0	0	10
		石油类排放浓度	mg/L	5	甲类区：≤10；乙类区：≤50	0	5
		COD 排放浓度	mg/L	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	0	5
		含油污泥排放量	m^3/井次	5	甲类区：≤50；乙类区：≤70	0	5
		一般固体废物（生活垃圾）	m^3/井次	5	符合环保要求	符合	5

定性指标						
一级指标	权重值	二级指标		指标分值	本工程指标	得分
（1）生产工艺及设备要求	40	防喷措施	具备	5	具备	5
		地面管线防刺防漏措施	按标准试压	5	按标准试压	5
		防溢设备（防溢池设置）	具备	5	具备	5
		防渗范围	废水、使用液、原油等可能落地处	5	废水、使用液、原油等可能落地处	5
		作业废液污染控制措施	集中回收处理	10	井下作业时带罐作业	10
		防止落地原油产生措施	具备原油回收设施	10	井下作业时带罐作业，落地原油运至百口泉注输联合站原油处理系统进行处理	10

（2）管理体系建设及清洁生产审核	40	建立 HSE 管理体系并通过认证	15	新疆油田公司开发公司建立了 HSE 管理体系并通过认证	15
		开展清洁生产审核	20	所属油田作业区已完成清洁生产审核	20
		制订节能减排工作计划	5	制定有节能减排工作计划	5
（3）贯彻执行环境保护法规符合性	20	满足其他法律法规要求	20	满足其他法律法规要求	20

表 3.4-3 采油（气）作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标							
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	本工程	
						本工程指标	得分
（1）资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 采出液	30	稀油：≤65	＜50	30
（2）资源综合利用指标	30	余热余能利用率	%	10	≥60	——	0
		油井伴生气回收利用率	%	10	≥80	100	10
		含油污泥资源化利用率	%	10	≥90	100	10
（3）污染物产生指标	40	石油类	mg/L	5	≤10	0	5
		COD	mg/L	5	乙类区：≤150	0	5
		落地原油回收率	%	7.5	100	100	7.5
		采油废水回用率	%	7.5	≥60	100	7.5
		油井伴生气外排率	%	7.5	≤20	0	7.5
		采出废水达标排放率	%	7.5	≥80	100	7.5
定性指标							

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

3.4.2.2 评价指标体系计算

（1）定量评价指标的考核评分计算

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

对指标数值越高（大）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

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

对指标数值越低（小）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

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

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

S_{xi}—第 i 项评价指标的实际值（考核年度实际达到值)；

Soi—第 i 项评价指标的评价基准值。

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

定量评价考核总分值的计算公式为：

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

式中：P—定量评价考核总分值；

n—参与定量评价考核的二级指标项目总数；

St—第 i 项评价指标的单项评价指数；

K—第 i 项评价指标的权重值。

由于企业因自身统计原因值所造成的缺项，该项考核分值为零。

（2）定性评价指标的考核评分计算

定性评价指标考核总分值的计算公式为：

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

式中：

P_2—定性评价二级指标考核总分值；

F_i—定性评价指标体系中第 i 项二级指标的得分值；

n—参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

（3）综合评价指数考核评分计算

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

综合评价指数计算公式为：

$$P=0.6P_1+0.4P_2$$

式中：P—清洁生产综合评价指数；

P_1—定量评价指标考核总分值；

P_2—定性评价指标考核总分值。

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况，不同等级的清洁生产企业的综合评价指标见表 3.4-4。

表 3.4-4　　石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

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

3.4.3 清洁生产结论

根据清洁生产综合评价指数判定：

钻井作业定量指标 100 分、定性指标 97 分，综合评价 98.8 分；

井下作业定量指标 100 分、定性指标 100 分，综合评价 100 分；

采油（气）作业定量指标 90 分、定性指标 100 分，综合评价 94 分。

综上，项目属于清洁生产先进水平。

3.5 污染物排放总量控制

3.5.1 总量控制原则

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

3.5.2 污染物总量控制因子

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

（1）废气污染物

本项目不新建加热炉（锅炉），主要废气污染物为油气集输、天然气回收和压裂返排液储存过程无组织挥发的非甲烷总烃。

（2）废水污染物

生产过程中产生的采出水和井下作业废水，均经处理达标后回注，不外排。

由上可知，本项目总量控制因子：非甲烷总烃。

3.5.3 总量控制建议指标

（1）开发期

由于开发期的钻井作业集中于较短时间内，钻井期间排放的污染物将随钻井工程的结束而消亡，故不考虑对钻井期间产生的污染物进行总量控制。

（2）运营期

根据工程分析，本项目运营期废气污染物主要为非甲烷总烃，均为无组织排放，排放量估算量为 151.2t/a，不纳入总量控制指标内。

4. 环境现状调查与评价

4.1 自然环境概况

4.1.1 地理位置

和布克赛尔蒙古自治县位于准噶尔盆地西北边缘，地处塔城、克拉玛依、阿勒泰三地区中心，北与阿勒泰、哈萨克斯坦共和国交界，南部与玛纳斯、沙湾接壤，西南部以乌尔禾为界与克拉玛依市相连，西与额敏县、托里县以白杨河为界，东邻阿勒泰地区，东西最长 210km，南北最宽 207km，辖区总面积 3.06km^2。

克拉玛依市地处准噶尔盆地西北边缘，位于东经 84°14′～86°01′，北纬 44°07′～46°18′之间。该市东部与古尔班通古特沙漠接壤，南面是沙湾县和乌苏市，西部和西北部与托里县相连，北面与和布克赛尔蒙古自治县为邻。全市呈南北长，东西窄的斜长条状，总面积为 9500km^2，占自治区总面积的 0.6%，海拔高度在 270m～500m 之间。

本项目主体工程位于新疆维吾尔自治区塔城地区和布克赛尔蒙古自治县县城以南 76km，玛纳斯湖西北侧 0.85km~3km 处，项目区中心地理坐标为 N***，E***。项目新建天然气外输管线位于和布克赛尔蒙古自治县和克拉玛依乌尔禾区两个行政区域范围内。

4.1.2 地形地貌

和布克赛尔蒙古自治县地貌比较复杂，有山地、丘陵、平原、荒漠，县境海拔最高点是赛尔山的木斯套峰，海拔 3835m，终年积雪，最低点为南部边缘已干涸的玛纳斯湖，海拔 249m。其地势特征为北高南低，北部地区地形以山区和低山区为主，海拔在 1000m~1500m，南部以平原为主，海拔在 1000m 以下。县境内明显可分为四大地区，即北部及西北部高山、亚高山地区，和布克谷地，中部中低山丘陵区，南部平原荒漠区。北部及西北部高山、亚高山地区包括赛尔山、北中部地区哈同山（水流较少，景象较为荒凉）、西北部边境连接赛尔山和哈同山脉的铁布克山。和布克谷地包括赛尔山以南，哈同山以北。中部中低山丘陵区包括哈同山东部及阿德尔山、赛勒克特山、阿尔根特山、沙勒布尔特山、迪伦山等组成，这一地区植被少、水源缺乏，地面起伏不平。南部平原荒漠区包括中、低带以南的广大平原、荒漠地区，由此以南至准噶尔腹地，其北部为和布克河下

游和夏孜盖三角洲，是农作物种植区。

克拉玛依市呈南北长、东西窄的斜条状。总的地貌特征是广阔平坦的戈壁滩，海拔高度 270m～500m。地势是西北高于东南，北～南和西～东的坡度均为 2%。中心城区位于山脉与盆地之间，西北缘是南、北走向的扎依尔山脉（成吉思汗山），山势较低，海拔高度 600～800m，由构造剥蚀低山和丘陵地形组成；南部为独山子山，海拔高度 1283m；东南面是戈壁滩，一直伸展到准噶尔盆地中部的沙漠区。

4.1.3 水文

4.1.3.1 和布克赛尔蒙古自治县

（1）河流

和布克赛尔蒙古自治县县境内有两条主要河流，白杨河与和布克河，有大小沟溪 31 条。白杨河发源于和布克赛尔蒙古自治县的旦木郭勒，年径流量 2.4 亿 m^3，和布克河发源于铁布肯乌散乡的霍尔茹，属和布克谷地的泉流河系，其年径流量约为 4200 万 m^3，是和布克赛尔蒙古自治县南部灌区、察和特灌区水源与加音塔拉水库的主要蓄水水源。水资源总量 4.35 亿 m^3，可利用水资源量 2.56 亿立方米，已利用水资源量 0.79 亿 m^3；地表水资源量 2.55 亿 m^3，可开采量 1.85 亿立方米；地下水资源量 1.80 亿 m^3，可开采量 0.71 亿 m^3。

（2）湖泊

①玛纳斯湖

玛纳斯湖是玛纳斯河的尾闾，位于天山北部准噶尔盆地中心，是主要汇集天山北坡地表径流而成的内陆湖，原为准噶尔盆地西部的一个大型咸水湖及周围盐沼和草甸，近年来因农业垦荒截水，发源于哈比尔原山的玛纳斯河完全断流，湖区已变成干涸的盐地和盐漠。玛纳斯湖地下水位较高，离地面约 2m，东面和南面是固定、半固定沙漠（古尔班通道古特沙漠）。玛纳斯湖湿地地区植被组成极其贫乏，以梭梭灌木为主。湖泊在水源稀少、降水贫乏的干旱气候背景下蒸发更加强烈，迅速萎缩并形成间歇干涸的荒漠景观。

②艾里克湖

艾里克湖位于克拉玛依市乌尔禾区境内，地处准噶尔盆地西部低山丘陵的东缘，为白杨河的尾闾湖泊，湖盆三面环山，水源补给大部分来自白杨河，面积 52.4km^2，长度 12.4km，最大宽度 4.2km，平均宽度为 3.5km。湖泊环抱小盆地

及大面积洪积扇平原，自然坡降约 3%。最低海拔 278m，大部分海拔在 300m 左右。地貌单元上艾里克湖东南接玛纳斯河下游冲积，湖积平原，分为构造剥蚀地貌、堆积地貌两类，地势基本由西北向东南倾斜。艾里克湖地处温带大陆性荒漠气候，年均降水量 96.4mm，年均雨日 98.6 天，寒暑差异悬殊，冬季积雪较厚，年均日照 2637 小时，年均平均气温 8.4℃。年均蒸发量 3016.4mm，年均无霜期 225 天，年均冻土日 123 天，最大冻土深度 180cm，平均冻土深度 140cm。春季、秋季多大风，七、八级大风年均 68 天，平均风速达 3.5m/s，定时最大风速可达 30.3m/s，风向西北，处于地震烈度 7 度区。艾里克湖湖区芦苇丛生，鱼跃禽鸣，野猪、黄羊经常出没，树木成林，农田纵横，艾里克湖因此被誉为“戈壁沙漠上的一颗明珠”。

4.1.3.2 克拉玛依市

根据《新疆准噶尔盆地油田区地下水及其利用》资料，本项目所在区域地下水化学特征受地质、地貌、岩性、埋深及补排关系等因素的影响和控制。地下水的补给主要由地表水渗透、大气降水以及地下潜流组成，以地表水的渗漏为主，其次是地下潜流和大气降水。

乌尔禾水资源主要有白杨河、克拉苏河和达尔布都河，以及白杨河水库、黄羊泉水库和风城高库 3 座水库。

黄羊泉地下水水源地保护区为东南-西北走向的 2 块长条状保护区，保护区面积 18.24km^2。本项目新建天然气外输管线东北距离黄羊泉地下水水源地保护区 800m。

百口泉地下水水源地共包括 44 眼机井，该水源含水层岩性为砂石层，根据该水源周边环境情况，单口井一级保护区半径选取规范中范围经验值下限 100m，现状百口泉水源井已封井。单井一级保护区周长为 0.63km，面积为 0.03km^2。百口泉地下水水源一级保护区周长为 27.63km，面积为 1.32km^2。本项目新建天然气外输管线西南距离百口泉地下水水源地 BT3 水源井距离 330m。

4.1.4 气候气象

和布克赛尔蒙古自治县地处内陆，远离海洋，属大陆性北温带干旱气候，气候特点为冬寒漫长、夏凉短促、无霜期短、降水较少、蒸发旺盛、空气干燥、积雪薄而不稳定，春秋多大风，全年盛行西风。由于纬度及地形的差异，全县分为

两个大的不同气候区。北部山地气候区，包括和布克谷地在内，≥10℃的积温在2100℃左右，年平均气温只有 3.1℃~3.5℃，无霜期短，仅 135 天左右；降水量除中山带以上稍多外，一般降水都在 150mm 左右；积雪不稳定，有明显的冬季逆温层，有利于牲畜越冬和喜凉作物的生长，但春秋多有偏西大风，常受风灾之害。南部平原气候区，热量丰富，年平均气温 7.0℃~7.3℃，≥10℃的积温在 3300℃~3350℃之间，光照充足，无霜期较长达 180 天~190 天；降水少，年平均降水只有 88.5mm，蒸发量大；夏季炎热，有干热风之害；冬季严寒，降雪少，积雪薄。

克拉玛依属大陆性干旱气候。夏季酷热，冬季严寒，冬夏两季气温回升快且时间漫长，而春秋季时间短且极不稳定。具体气象资料见表 4.1-1。

表 4.1-1　克拉玛依气象资料

序号	项目	单位	数值
1	最热月平均气温(7 月)	℃	27.6
2	最冷月平均气温(1 月)	℃	-16.3
3	极端最高气温	℃	44
4	极端最低气温	℃	-31.7
5	年平均气温	℃	9.0
6	最大风速	m/s	26.0
7	年平均风速	m/s	2.7
8	主导风向	—	NW-NNW
9	年平均降水量	mm	129.4
10	历年最大降水量	mm	178.7
11	历年平均蒸发量	mm	3445.2
12	年均降水量	mm	129.4
13	最大积雪厚度	mm	250
14	冻土深度	cm	163.4

4.2 环境空气现状调查与评价

4.2.1 区域大气环境质量现状调查

4.2.1.1 基本污染物环境质量现状

根据《环境影响评价技术导则-大气环境》（H.J2.2-2018）对环境质量现状数据的要求，选取生态环境部环境工程评估中心国家环境保护环境影响评价数值模拟重点实验室环境空气质量模型技术支持服务系统发布的 2020 年塔城地区和克拉玛依市达标区判定数据。

塔城地区 2020 年 SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$ 年均浓度分别为 3μg/m^3、10μg/m^3、37μg/m^3、12μg/m^3；CO24 小时平均第 95 百分位数为 1.1mg/m^3，O_3 日最大 8 小

时平均第 90 百分位数为 106μg/m³；各污染物平均浓度均优于《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值。

克拉玛依市 2020 年 SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$ 年均浓度分别为 6 μg/m³、21 μg/m³、54μg/m³、26μg/m³；CO 24 小时平均第 95 百分位数为 1.4mg/m³，O_3 日最大 8 小时平均第 90 百分位数为 117 μg/m³；各污染物平均浓度均优于《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值。

表 4.2-1　基本污染物环境质量现状　单位：μg/m³

污染物	评价指标	标准值	塔城地区		克拉玛依市		达标情况
			现状浓度	占标率%	现状浓度	占标率%	
SO_2	年平均质量浓度	60	3	5	6	10	达标
NO_2	年平均质量浓度	40	10	25	21	52.5	达标
PM_{10}	年平均质量浓度	70	37	61.66	54	77.14	达标
$PM_{2.5}$	年平均质量浓度	35	12	34.29	26	74.29	达标
CO	95%保证率日均质量浓度	4000	1100	27.5	1400	35	达标
O_3	90%保证率日均质量浓度	160	106	66.25	117	73.13	达标

综上，项目所涉及塔城地区和克拉玛依市均属于达标区，本项目评价区属于达标区。

4.2.1.2 其他污染物环境质量监测

针对其他污染物（非甲烷总烃、硫化氢）环境质量，本项目采用新疆天熙环保科技有限公司对项目区的实测数据监测数据。

（1）监测点位

监测点坐标：项目区监测点位坐标 E***，N****，项目区下风向监测点位坐标 E***，N***。监测布点图见附图 4.2-1。

（2）监测时间及频率

非甲烷总烃、硫化氢监测时间为 2021 年 1 月 25 日至 1 月 31 日，连续 7 天。

（3）采样及分析方法

各监测项目的采样方法按国家环保局颁布的《环境监测技术规范（大气部分）》的规定执行；分析方法按《空气和废气监测分析方法》和《环境空气质量标准》（GB3095-2012）引用标准的有关规定执行。具体见表 4.2-2。

表 4.2-2　　环境空气监测分析方法

污染物	分析方法	方法来源
非甲烷总烃	气相色谱法	HJ604-2011
硫化氢	亚甲基蓝分光光度法	GB11742-1989

（4）监测结果

非甲烷总烃、硫化氢监测结果见表 4.2-3。

表 4.2-3　　监测结果（单位：mg/m³）

监测时间（小时均值）	监测点位	非甲烷总烃	硫化氢
2021 年 1 月 25 日	项目区		
	项目区南侧		
2021 年 1 月 26 日	项目区		
	项目区南侧		
2021 年 1 月 27 日	项目区		
	项目区南侧		
2021 年 1 月 28 日	项目区		
	项目区南侧		
2021 年 1 月 29 日	项目区		
	项目区南侧		
2021 年 1 月 30 日	项目区		
	项目区南侧		
2021 年 1 月 31 日	项目区		
	项目区南侧		

4.2.2 大气环境现状评价

（1）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“非甲烷总烃”环境浓度选用值，确定环境空气中非甲烷总烃浓度限值 2.0mg/m³。

硫化氢小时均值浓度执行《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 其它污染物空气质量浓度参考限值 10μg/m³ 的要求。

（2）评价结果及评价结论

项目所在区域环境空气质量评价结果统计见表 4.2-4。

表 4.2-4　　监测因子评价结果统计表

监测项目	监测点位	浓度范围（mg/Nm³）	最大值占标率	标准值（mg/Nm³）
非甲烷总烃	项目区			2.0
	项目区南侧			2.0
硫化氢	项目区			0.01
	项目区南侧			0.01

根据表 4.2-4 的监测数据可知，非甲烷总烃小时浓度值在 0.26mg/m³~0.74mg/m³ 之间，符合《大气污染物综合排放标准详解》中“非甲烷

总烃”2.0mg/m^3；硫化氢均未检出，满足《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 其它污染物空气质量浓度参考限值 10μg/m^3 的要求，未出现超标现象。

4.3 水环境现状调查与评价

4.3.1 地表水环境现状

《中国新疆水环境功能区划》没有对玛纳斯湖做出功能区划，玛纳斯湖是玛纳斯河的尾闾，本次按V类功能区评价；根据《克拉玛依市生态建设与环境保护规划（2006-2020）修编》，艾里克湖划分为农业用水区，属于V类功能区。

（1）监测点位及监测项目

本次地表水现状调查引用《玛北油田 2#井区、玛湖凹陷玛 18-艾湖 1 井区块百口泉组油藏开发、玛北斜坡区玛 131 井区百口泉组油藏开发建设工程项目环境影响后评价报告书》中地表水监测数据。

本次评价共引用 2 个水质监测断面，各监测断面位置见表 4.3-1，图 4.3-1。

表 4.3-1　地表水环境监测布点及监测因子情况表

断面编号	断面位置	监测因子
W1	大艾里克湖	pH 值、DO、悬浮物、高锰酸盐指数、氨氮、挥发酚、硫化物、氰化物、氟化物、砷、汞、总磷、石油类
W2	玛纳斯湖	

（2）监测时间、频次及方法

监测时间：2019 年 9 月 26 日-27 日。

监测频次：连续监测 3 天，每天采样 1 次。

监测方法：按国家环保局颁发的《环境监测技术规范》和《环境监测分析方法》有关规定和要求执行。

（3）监测结果及评价

对照地表水环境质量标准，采用单项水质参数的标准指数 S 进行评价。计算公式如下：

单项因子 i 在第 j 点的标准指数为：

$$P_i = \frac{C_i}{C_{si}}$$

式中：P_i——第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i——第 i 个水质因子的监测浓度，mg/L；

C_{si}——第 i 个水质因子的标准浓度，mg/L。

pH 的标准指数为：

$$P_{pH} = \frac{7.0 - pH}{7.0 - pH_{sd}}$$，pH≤7 时；

$$P_{pH} = \frac{pH - 7.0}{pH_{su} - 7.0}$$，pH＞7 时；

式中：P_{pH}—pH 的标准指数，无量纲；

pH—pH 监测值；

pH_{sd}—标准中 pH 的下限值；

pH_{su}—标准中 pH 的上限值。

超标率计算方法：

η=超标次数×100%/总测次

监测结果详见表 4.3-2。

表 4.3-2　　地表水环境质量现状监测结果

断面	W1 大艾里克湖			W2 玛纳斯湖			V 类标准
项目	监测结果			监测结果			
	第一天	第二天	第三天	第一天	第二天	第三天	
pH 值*							6~9
溶解氧							2
悬浮物							150
氨氮							2
高锰酸盐指数							15
总磷							0.4
氟化物							1.5
挥发酚							0.2
硫化物							1
氰化物							0.2
汞							0.001
砷							0.1
石油类							1

注：ND 表示未检出；硫化物检出限 0.005mg/L，氰化物检出限 0.004mg/L。

监测结果表明：除 W1 氟化物，W2 氨氮、高锰酸钾指数超标外，其余污染因子均能达到《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）V 类标准。

根据中国环境科学院对湖水水质的溯源分析，湖水水质超标原因主要是上游农村生活污水无序排放、农田排碱水入湖、湖内渔业养殖以及湖滨芦苇湿地底泥有机物释放导致。目前，克拉玛依市人民政府已编制并逐步落实《艾里克湖水体保持方案（艾里克湖水体达标方案）》，通过水体置换及淤泥疏浚工程、生态水量补给工程、排碱渠水入湖封堵和引流工程、芦苇收割工程、污水处理厂提标改造及回用工程、围栏禁牧工程、艾里克湖湖滨带生态修复工程、白杨河流域沿河巡检工程、水文监测站建设等措施改善湖水水质。

本项目与艾里克湖和玛纳斯湖无水力联系，不会影响湖水水质的变化。

4.3.2 地下水环境现状

本次地下水监测数据引用《玛北油田 2#井区、玛湖凹陷玛 18-艾湖 1 井区块百口泉组油藏开发、玛北斜坡区玛 131 井区百口泉组油藏开发建设工程项目环境影响后评价报告书》中监测数据，监测报告编号：TX2019-550（1）。

本次评价共引用 6 个地下水水质数据，各监测点位置见表 4.3-3，图 4.3-1。

表 4.3-3　地下水环境监测布点及监测因子情况表

编号	采样位置	坐标	相对位置	水位
1	玛水 12 井			
2	玛水 15 井			
3	玛水 45 井			
4	玛水 41 井			
5	玛水 25 井			
6	玛水 1 井			
7	玛水 14 井			
8	玛水 13 井			

（1）监测项目

pH、水温、溶解性总固体、总硬度、氨氮、耗氧量、氟化物、亚硝酸盐氮、氯化物、硝酸盐氮、挥发酚、碳酸根、碳酸氢根、汞、铁、锰、铅、钾、钙、钠、镁、硫酸盐、石油类，共 23 项监测因子。

（2）监测时间与频次

玛水水井采样日期 2019 年 9 月 30 日，监测 1 天，每天采样 1 次。

（4）采样和分析方法

地下水采样和分析方法按照《地下水环境监测技术规范》（HJ/T164-2004）及有关国家标准的要求和规定进行。

（5）评价标准

玛水水质评价采用《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）V 类标准。石油类评价采用《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的 V 类标准。

（6）评价方法

评价方法采用单项标准指数法，模式如下：

①对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算方法如下：

$$P_i = \frac{C_i}{C_{si}}$$

式中：P_i——第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i——第 i 个水质因子的监测浓度值，mg/L；

C_{si}——第 i 个水质因子的标准浓度值，mg/L。

②pH 的标准指数评价模式：

$$P_{pH} = \frac{7.0 - pH}{7.0 - pH_{sd}} \qquad pH \leq 7 \text{ 时}$$

$$P_{pH} = \frac{pH - 7.0}{pH_{su} - 7.0} \qquad pH > 7 \text{ 时}$$

式中：P_{pH}——pH 在标准指数，无量纲；

pH——pH 监测值；

pH_{su}——评价标准规定的 pH 上限；

pH_{sd}——评价标准规定的 pH 下限。

（7）监测结果

地下水水质监测结果见表 4.3-4。

表 4.3-4　　地下水水质监测及评价结果　单位：mg/L（pH 除外）

序号	监测项目	玛水 12	玛水 15	玛水 25	玛水 1	玛水 45	玛水 41	V 标准限值
1	pH							pH>9.0
2	水温							-
3	溶解性总固体							>2000
4	总硬度							>650
5	氨氮							>1.5
6	耗氧量							>10

序号	监测项目	玛水 12	玛水 15	玛水 25	玛水 1	玛水 45	玛水 41	V 标准限值
7	氟化物							>2.0
8	亚硝酸盐氮							>4.8
9	氯化物							>350
10	硝酸盐氮							>30
11	挥发酚							>0.01
12	碳酸根							-
13	碳酸氢根							-
14	汞							>0.002
15	铁							>2.0
16	锰							>1.5
17	铅							>0.1
18	钾							-
19	钙							-
20	钠							-
21	镁							-
22	硫酸盐							>350
23	石油类							≤1.0

注：ND 表示未检出，碳酸根检出限 5mg/L，汞检出限 0.00004mg/L。

地下水监测结果表明：溶解性总固体、总硬度、氯化物、氟化物、硫酸盐监测值较高，属于《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）V类标准的要求，并且重金属类、石油类等监测值较低，说明区域地下水水质为天然劣质水分布区，水质差，不能用于生活、工业和农业供水，其它用水可根据使用目的选用，属于V类水体。

4.4 声环境现状调查与评价

4.4.1 监测点位及监测时间

本次声环境质量现状监测委托新疆天熙环保科技有限公司进行，在项目区拟建井场及场站四周设置声环境监测点，监测时间为 2021 年 1 月 25 日~26 日，昼夜各监测 1 次。监测因子为监测点的昼间和夜间的等效连续 A 声级。

4.4.2 监测方法

测量方法采用《环境监测技术规范》（噪声部分）对项目区背景噪声进行声压级测量（以 A 声级计）；测量仪器：AWA6228+型多功能声级计。

4.4.3 评价标准

本项目执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）3 类标准，具体噪声标准

值见表 4.4-1。

表 4.4-1　声环境评价标准　单位:dB(A)

类　别	昼　间	夜　间
3 类	65	55

4.4.4 监测结果

监测结果见表 4.4-2。

表 4.4-2　噪声现状监测结果及分析统计表　单位:dB(A)

监测日期	监测时间	监测点		标准	监测结果	监测时间	标准	监测结果
2021.1.25-1.26	昼间	MaHW6515		65		夜间	55	
		MaHW6502						
		新建计量站						
2019.10.30-10.31		玛 18 转油站	厂界北侧					
			厂界西侧					
			厂界南侧					
			厂界东侧					

4.4.5 评价结果

监测结果可以看出，监测区域各监测点位的昼间和夜间噪声环境质量均符合《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 3 类标准，总体来讲该区域声环境质量较好。

4.5 土壤环境现状调查与评价

4.5.1 监测点位与监测时间

本次评价采用现场实测法来评价区域土壤环境质量状况，根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）表 6，本项目在占地范围内布置 3 个柱状样点和 4 个表层样点，占地范围外布置 2 个表层样。

本次布点采用均布性与代表性相结合的原则，监测点位见表 4.5-1，监测布点见图 4.2-1。

采样时间为 2020 年 3 月 16 日。

表 4.5-1　　土壤现状监测及评价结果　　单位：mg/kg

评价工作等级	占地范围内	占地范围外
二级-污染影响型	3 个柱状样点，4 个表层样点	2 个表层样点
监测点位	表层样 T1（单井集输管线）柱状样 T3（井场）、表层样 T4（井场）、柱状样 T5（计量站）、柱状样 T7	表层样 T2（集输管线外）、表层样 T6（井场外）

	（井场）、表层样 T8（压裂返排液储存池）、表层样 T9（天然气管线）	
a 表层样应在 0~0.2 m 取样。 b 柱状样通常在 0~0.5 m、0.5~1.5 m、1.5~3 m 分别取样。		

4.5.2 监测项目和监测频率

监测项目：表层样 T2、T4、T8 和 T9 监测点土壤监测 47 项（《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600—2018）表 1 中 45 项因子和 pH、石油烃），其余表层样和柱状样监测石油烃、pH、镉、铜、铅、砷、汞及镍，共 8 项。

监测频率：监测一天，每天 1 次。

4.5.3 监测内容和评价结果

采用《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值。监测结果见表 4.5-2 和表 4.5-3。

表 4.5-2　　土壤现状监测及评价结果（一）　　单位：mg/kg

序号	污染物项目	T4	T8	T9	第二类用地筛选值	达标情况
1	镉				65	达标
2	铜				18000	达标
3	铅				800	达标
4	砷				60	达标
5	汞				38	达标
6	镍				900	达标
7	铬（六价）				5.7	达标
8	四氯化碳				2.8	达标
9	氯仿				0.9	达标
10	氯甲烷				37	达标
11	1,1-二氯乙烷				9	达标
12	二氯甲烷				616	达标
13	1,2-二氯丙烷				5	达标
14	1,1,1,2-四氯乙烷				10	达标
15	1,1,2,2-四氯乙烷				6.8	达标
16	四氯乙烯				53	达标
17	1,1,2-三氯乙烷				2.8	达标
18	1,2,3-三氯丙烷				0.5	达标
19	苯				4	达标
20	1,2-二氯乙烷				5	达标
21	1,1-二氯乙烯				66	达标
22	顺-1,2-二氯乙烯				596	达标

序号	污染物项目	T4	T8	T9	第二类用地筛选值	达标情况
23	反-1,2-二氯乙烯				54	达标
24	苯乙烯				1290	达标
25	甲苯				1200	达标
26	间二甲苯+对二甲苯				570	达标
27	邻二甲苯				640	达标
28	1,1,1-三氯乙烷				840	达标
29	三氯乙烯				2.8	达标
30	氯乙烯				0.43	达标
31	氯苯				270	达标
32	1,2-二氯苯				560	达标
33	乙苯				28	达标
34	1,4-二氯苯				20	达标
35	硝基苯				76	达标
36	苯胺				260	达标
37	苯并[a]芘				1.5	达标
38	苯并[k] 荧蒽				151	达标
39	二苯并[a,h] 蒽				1.5	达标
40	萘				70	达标
41	2-氯苯酚				2256	达标
42	苯并[a] 蒽				15	达标
43	苯并[b] 荧蒽				15	达标
44	䓛				1293	达标
45	茚并[1,2,3-cd]芘				15	达标
46	pH				/	/
47	石油烃				4500	达标

表 4.5-3　　土壤现状监测及评价结果（二）　　单位：mg/kg

序号	污染物项目	T1	T3			T5			T7			第二类用地筛选值	达标情况
			1#	2#	3#	1#	2#	3#	1#	2#	3#		
1	pH											/	/
2	汞											38	达标
3	砷											60	达标
4	六价铬											-	
5	铅											800	达

													标
6	镉											65	达标
7	铜											18000	达标
8	镍											900	达标
9	石油烃											4500	达标

表 4.5-4　　土壤现状监测及评价结果（三）　　单位：mg/kg

序号	监测项目	T2	T6	风险筛选值
1	pH			＞7.5
2	总汞			3.4
3	总砷			25
4	六价铬			-
5	铅			170
6	镉			0.6
7	铜			100
8	镍			190
9	石油烃（C_{10}-C_{40}）			4500

由此可以看出，占地范围内土壤环境质量满足《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标准，占地范围外土壤环境质量满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018），项目区域土壤环境质量现状较好。

4.6 生态环境现状调查与评价

4.6.1 生态系统调查与评价

4.6.1.1 生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》，评价区域属于：

生态区：准噶尔盆地温带干旱荒漠与绿洲生态功能区。

生态亚区：准噶尔盆地北部灌木半灌木荒漠生态亚区。

生态功能区：16 白杨河河谷林、乌尔禾雅丹地貌保护生态功能区。

主要生态功能：土壤保持、景观多样性维护、旅游。

主要生态问题：河谷林衰败、土壤风蚀、滥挖甘草和肉苁蓉、自然景观受损。

生态敏感因子、敏感程度：土地沙漠化轻度敏感、土壤侵蚀极度敏感。

保护目标：保护河谷林与地貌景观。

保护措施：河谷林封育保护、增加生态用水、旅游建设与自然景观相协调。

该生态功能区适宜发展方向为：复壮河谷林，合理发展旅游业。新疆生态功能区划见图4.6-1。

4.6.1.2 生态系统现状调查

根据现场调查，评价区内的生态系统主要是荒漠生态系统。

评价区荒漠生态系统主要由荒漠灌木、半灌木、小灌木以及戈壁、裸土等类型构成，植被覆盖度小于5%。

灌木荒漠主要由旱生的荒漠灌木为建群优势种所组成的荒漠植被类型。藜科梭梭属的梭梭和白梭梭是主要的建群优势种，其株高1.5m~3m，耐旱耐盐碱，是温带荒漠中最典型的植物物种，此外，梭梭为良好的固沙植物，在防风固沙和保水土方面具有重要作用。在更贫瘠的沙丘地带，荒漠半灌木形成的低矮灌丛是更常见的植被类型，它们可以很好地适应灰棕荒漠土、棕色荒漠土和淡棕钙土，建群优势种常为珍珠猪毛菜、木本猪毛菜、无叶假木贼等。这类荒漠植被通常为单层结构，个体株高低于1.5m，物种丰富度低，盖度小，群落整体呈现出低矮的样貌，也常常镶嵌分布在荒漠灌丛中。多汁的盐生荒漠小灌木是主要分布在荒漠区的湖滨平原、河流两岸、冲积扇缘和低洼地，它们耐盐性极强，能适应NaCl、Na_2SO_4含量10%~20%的盐土。主要建群种有盐爪爪、木碱蓬、盐节木、盐穗木等，这类荒漠植被的类型相对单一，物种分布受土壤盐分限制，因而此类小灌木是较好的盐碱地指示植物。

4.6.1.3 生态系统评价

（1）天然降水稀少

降水量稀少是该生态系统的最基本环境特征。在气候上，评价区处于干旱地区，且降水随着季节不同分配不均匀，主要集中在冬季（非植物生长季）。由于降水稀少和蒸散十分强烈，少量天然降水远不能满足植物生长发育所需要的水分，只有耐干旱和耐盐碱的荒漠植物才能得以生存，由此形成内陆干旱荒漠生态景观。

（2）植被分布不均，生态服务功能受到限制

植被是环境因素综合作用的产物，是生态系统的核心。受自然条件的制约，

评价区植被总体表现为低矮且分布不均匀。由低矮植被所形成的生物保护层不健全且功能微弱，使地表物质易受侵蚀和搬运，具有潜在的灾害性影响。

（3）生态环境的结构脆弱，破坏后不易恢复

物种和生态系统类型是在长期发展进化的过程中，适应复杂条件和生存环境的产物，两者间已形成了相关的平衡关系。荒漠生态系统的植被低矮，物种贫乏，异质性较差，系统平衡关系的相关性极容易受到破坏，且破坏后较难恢复，这就是干旱地区生态环境的脆弱性。荒漠植被破坏后，在自然状况下经历几十年都难以恢复到原来的植被状况，甚至永远不能逆转。无植被或少植被覆盖的地表，易受到侵蚀。

可见，本工程区域生态环境比较脆弱，生态系统的稳定性主要取决于植被、土壤及其复合体的稳定性。在现有水资源条件下，荒漠环境的地表和植被对人为破坏等外界干扰敏感，并易于演变为生物量减少、生产能力降低的次一级脆弱类型。

4.6.2 植被现状调查与评价

根据现场调查和查阅相关资料，评价区周围都是稀疏植被荒漠区。

（1）植被类型及分布

按中国植被自然地理区划划分，项目所在区域属北方植物界、新疆荒漠区、北疆荒漠亚区、准噶尔荒漠省、准噶尔荒漠亚省、玛纳斯湖州。由于项目区地处准噶尔盆地西北边缘玛纳斯河流域下游段，在冲洪积平原的干旱荒漠区分布着荒漠植被，自然地带性植被主要是梭梭沙漠。

梭梭群系属于小半乔木荒漠，主要分布于克拉玛依油田内的大部分区域。适应于盐化壤土，如梭梭壤漠；也见于石膏的砾质戈壁，如梭梭砾漠。在准噶尔盆地的沙漠边缘，可以见到梭梭与耐盐潜水超旱生灌木形成的群落，如梭梭沙漠植被类型。在壤土上，梭梭高到 1.5m～2m 以至 4m～5m。群落总盖度因土壤不同而各异，在龟裂型土壤上不超过 10%，在壤土、沙土上会达 30%～40%。群落种类组成在龟裂型及强盐化土壤上只有 5 种左右，而在弱盐化土、沙壤土上则可多达 10～14 种。伴生植物多为一年生盐柴类，如：盐生草、角果藜、叉毛蓬等。

（2）保护植物

在砾质戈壁上，梭梭高度一般不超过 1m，群落总盖度 5%～10%。群落种类

组成很单调。伴生种多为超旱生灌木或超旱生半灌木，常见的有膜果麻黄、木蓼、琵琶柴、盐生木、合头草等根据《关于发布新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录的通知》，项目所在地区内分布的野生植物中，膜果麻黄、梭梭、白梭梭属地方一级保护植物。

项目区内荒漠植被以梭梭为主，植被群系单一。

（3）植被种类

根据实地调查，本次共记录植物 5 科 13 属 20 种。植物组成中，藜科植物种类较多，记录藜科植物有梭梭、白梭梭、珍珠猪毛菜、木本猪毛菜、无叶假木贼、短叶假木贼、毛足假木贼、展枝假木贼、高枝假木贼、盐生草、盐爪爪、盐穗木、囊果碱蓬、合头草等 14 种；柽柳科 2 种，包括短穗柽柳和多枝柽柳；禾本科 2 种，包括芦苇和黄茅；豆科与蒺藜科各一种，分别为骆驼刺和白刺。详见表 4.6-1。

表 4.6-1　　评价区调查高等植物种类及分布情况

序号	物种名	科名	属名	学名	分布
1	梭梭	藜科	梭梭属	*Haloxylon ammodendron*	＋＋
2	白梭梭	藜科	梭梭属	*Haloxylon persicum*	＋
3	珍珠猪毛菜	藜科	猪毛菜属	*Salsola passerina*	＋＋
4	木本猪毛菜	藜科	猪毛菜属	*Salsola arbuscula*	＋
5	无叶假木贼	藜科	假木贼属	*Anabasis aphylla*	＋＋
6	短叶假木贼	藜科	假木贼属	*Anabasis brevifolia*	＋＋
7	毛足假木贼	藜科	假木贼属	*Anabasis riopoda*	＋
8	展枝假木贼	藜科	假木贼属	*Anabasis truncata*	＋
9	高枝假木贼	藜科	假木贼属	*Anabasis elatior*	＋
10	短穗柽柳	柽柳科	柽柳属	*Tamarix laxa*	＋＋
11	多枝柽柳	柽柳科	柽柳属	*Tamarix ramosissima*	＋
12	盐生草	藜科	盐生草属	*Halogeton glomeratus*	＋＋
13	盐爪爪	藜科	盐爪爪属	*Kalidium foliatum*	＋
14	盐穗木	藜科	盐穗木属	*Halostachys caspica*	＋
15	囊果碱蓬	藜科	碱蓬属	*Suaeda physophora*	＋
16	合头草	藜科	合头草属	*Sympegma regelii*	＋
17	骆驼刺	豆科	骆驼刺属	*Alhagi sparsifolia*	＋
18	芦苇	禾本科	芦苇属	*Phragmites australis*	＋
19	黄茅	禾本科	黄茅属	*Heteropogon contortus*	＋
20	白刺	蒺藜科	白刺属	*Nitraria tangutorum*	＋

注：＋＋为多见；＋为少见。

4.6.3 野生动物现状调查与评价

根据《中国动物地理区划》，评价区域属古北界、中亚亚界、蒙新区、西部荒漠亚区、准噶尔盆地小区。

评价区地处准噶尔盆地荒漠区的北部，气候干燥，雨量稀少。按气候区划为酷热干旱区，野生动物无论是种类组成还是数量都比较贫乏，野生动物的栖息生境单元类型极为单一，基本为荒漠区。由于油田及周围区域油田的开发建设活动，大量人员、机械的进入，荒漠环境中人类活动频率大幅度增加，使得大型脊椎动物早已离开，迁至它处生存、繁衍。因此目前在油田开发区内已见不到这些动物的出没。结合现有动物图谱、照片，通过查阅资料文献及调查访问，确定了评价区内分布的主要野生脊椎动物 24 种，其中爬行类 3 种、哺乳类 5 种、鸟类 16 种。该区域共有国家级保护动物 6 种，包括鸢、猎隼、红隼、燕隼、草原鹞、草原雕。该 6 种动物均为国家二级保护动物，没有区域特有种。详见表 4.6-2。

表 4.6-2　　评价区常见野生脊椎动物分布种类及遇见频度

序号	中名	学名	居留特性	分布的生境	
				荒漠	草甸
爬行类					
1	快步麻蜥	*Eremias velox*		+	
2	旱地沙蜥	*Phrynocephalus helio eopus*		+	
3	密点麻蜥	*Eremias multiocellata*		+	
哺乳类					
4	小五趾跳鼠	*Allactage elater*		+	+
5	毛脚跳鼠	*Dipus sagitta*		+	+
6	子午沙鼠	*Meriones meridianus*		+	+
7	柽柳沙鼠	*Meriones tamariscinus*		+	+
8	大沙鼠	*Rhombomys opimus*		+	+
鸟类					
9	鸢	*Milvus Korschun*	S	+	+
10	草原鹞	*Circus macrorus*	R	±	±
11	草原雕	*Apuila rapax*	R	±	±
12	红隼	*Falco tinnunculus*	R	+	+
13	燕隼	*Falco subbuteo*	B	±	±
14	猎隼	*Falco cherrclg*	B	±	±
15	毛脚沙鸡	*Syrrhaptes paradoxus*	R	±	
16	角百灵	*Eremophila alpestris*	R	+	
17	短趾沙百灵	*Calandrella cinerea*	R	+	+
18	小沙百灵	*Calandrella rufes ens*	R	+	+
19	凤头白灵	*Galerida cristata*	R	+	+

序号	中名	学名	居留特性	分布的生境	
				荒漠	草甸
20	云雀	*Alauda arvensis*	B	+	++
21	石鸡	*Alectoris graeca*	R	++	+
22	原鸽	*Columba livia*	R	+	+
23	岩鸽	*Columba rupestris*	R	±	±
24	毛脚燕	*Delichon urbica*	B	+	+

注：表中 R 留鸟、S 夏候鸟、B 繁殖鸟、W 冬候鸟、T 旅鸟；++多见种、+常见种、±偶见。

4.6.4 土壤现状调查与评价

4.6.4.1 土壤类型及理化性质

项目区井场区域土壤类型为灰棕漠土和沼泽盐土；新建输气管线区域土壤类型为灰棕漠土和硫盐化草甸土。

灰棕漠土是新疆北部地区温带荒漠区的地带性土壤。该土类是在北疆温带地区干旱荒漠气候条件和粗骨质（砾质－砂质）成土母质上形成的，一般情况下地表具有一层砾幕，有黑褐色的荒漠漆坡。由于该区域地下水位较深，降水稀少，土层非常干燥，地表分布植被稀疏，一般生长有少量的梭梭、假木贼、猪毛菜和琵琶柴等，有些砾石戈壁地带基本上是不毛之地，生物的累积作用十分微弱。其土壤剖面表层有厚约 2~3cm 略带黄灰色的结皮，混有砾石和碎石，以下土层为浅红棕色或淡褐色，砾质和砂质呈不明显的层片状，土壤结构比较疏松，再下开始出现石膏聚积层。

沼泽盐土是在局部地形低洼泉水出露的沼泽地段，由于水位下降，在强烈蒸发作用下，盐分逐渐向地表聚积，形成兼有沼泽过程和积盐过程的另一盐土类型。积盐特点与草甸盐土相似，形成草、盐相互胶结的盐结皮，结皮硬度比草甸盐土的稍大，并呈小丘状隆起，下部土层蓝灰潜育化特征明显，有的还出现薄层泥炭。结皮厚 5cm~10cm，含盐量 3~25%。盐分组成有氯化物-硫酸钠类型，有硫酸盐-氯化钙-镁类型，也有以氯化钠为主的。向下含盐量显著减少，除亚表层在 1~3%外，其余均小于 1%，这种盐土叫沼泽盐土。盐土的一个亚类。多零星分布于半荒漠及荒漠地区的浅平洼地边缘。主要由各种沼泽土、盐泽或盐沼干涸积盐而成；也可由其它盐土因遭沼泽化而成。强烈积盐过程和沼泽过程交替进行。从表层起就有潜育现象，形成黑色腐泥及粗有机质，地表常带有白色盐霜或盐结皮；积盐层下有黑色糊状的腐殖质层和青灰色的潜育层。

草甸土的成土过程具有腐殖质累积的草甸化过程和氧化还原交替特征。草甸

土区水分供应充足，植被生长繁茂，根系又深又密，每年为土壤提供了大量的有机残体，在土壤冻结后，分解缓慢且不彻底，因而在土壤中逐渐积累了很高含量的腐殖质。同时由于地下水位的周期性升降，土壤氧化还原交替进行，形成了锈色斑纹层。

4.6.4.2 土地利用现状调查与评价

参照全国土地利用现状调查技术规程、全国土地利用现状分类系统，根据实地调查和 TM 影像数据的解读分类，通过 ArcGIS 地理信息系统软件处理得到项目区域及周边地区的土地利用类型。

拟建工程区域内土地利用类型为戈壁、灌木林地和低盖度草地。项目区内景观生态体系较为脆弱，虽有一定的生产能力但受到干扰以后的恢复能力较弱。本项目土地利用类型见图 4.6-3。

4.6.5 沙化现状调查

本项目涉及和布克赛尔蒙古自治县和克拉玛依市乌尔禾区两个行政区域，根据《新疆维吾尔自治区第五次沙化土地监测报告》，项目涉及区域的沙化土地变化情况见表 4.6-3。

和布克赛尔蒙古自治县监测区范围内，沙化土地总面积 2874225.27 公顷，较第四次监测减少 166.09 公顷。其中：流动沙地 0 公顷；半固定沙地 184170.75 公顷，较第四次监测减少 40152.52 公顷；固定沙地 659004.02 公顷，较第四次监测增加 19023.54 公顷；沙化耕地 1329.82 公顷；非生物治沙工程地 0 公顷；风蚀残丘 48010.65 公顷；风蚀劣地 14240.9 公顷；戈壁 1115583.89 公顷，较第四次监测增加 55429.27 公顷；有明显沙化趋势的土地 19165.56 公顷，较第四次监测增加 1235.4 公顷；其他土地类型 832719.68 公顷，较第四次监测减少 4034.62 公顷。

克拉玛依市乌尔禾区监测区范围内，沙化土地总面积 221072.36 公顷，较第四次监测减少 0.33 公顷。其中：流动沙地 0 公顷；半固定沙地 1987.97 公顷，较第四次监测增加 1712.44 公顷；固定沙地 14337.02 公顷，较第四次监测减少 11104.45 公顷；沙化耕地 438.47 公顷；非生物治沙工程地 0 公顷；风蚀残丘 44494.76 公顷，较第四次监测减少 1657.92 公顷；风蚀劣地 0 公顷；戈壁 112934.06 公顷，较第四次监测增加 12374.15 公顷；有明显沙化趋势的土地 13754.36 公顷，

较第四次监测减少 955.81 公顷；其他土地类型 33125.72 公顷，较第四次监测减少 566.01 公顷。

表 4.6-3　　项目涉及区域沙化土地动态变化情况　　（单位：公顷）

统计单位		总面积	沙化土地面积														有明显沙化趋势的土地	其他土地类型
			计	流动沙地	半固定沙地			固定沙地			露沙地	沙化耕地	非生物治沙工程地	风蚀残丘	风蚀劣地	戈壁		
					计	人工半固定沙地	天然半固定沙地	计	人工固定沙地	天然固定沙地								
和布克赛尔蒙古自治县	第五次	2874225.27	2022340.03	0	184170.75	0	184170.75	659004.02	0	659004.02	0	1329.82	0	48010.65	14240.9	1115583.89	19165.56	832719.68
	第四次	2874391.36	2019706.9	0	224323.27	0	224323.27	678027.56	0	678027.56	0	0	0	57201.45	0	1060154.62	17930.16	836754.3
	动态变化	-166.09	2633.13	0	-40152.52	0	-40152.52	-19023.54	0	-19023.54	0	1329.82	0	-9190.8	14240.9	55429.27	1235.4	-4034.62
克拉玛依市乌尔禾区	第五次	221072.36	174192.28	0	1987.97	0.15	1987.82	14337.02	23.7	14313.32	0	438.47	0	44494.76	0	112934.06	13754.36	33125.72
	第四次	221072.69	172670.79	0	275.53	0	275.53	25441.47	0	25441.47	0	241.2	0	46152.68	0	100559.91	14710.17	33691.73
	动态变化	-0.33	1521.49	0	1712.44	0.15	1712.29	-11104.45	23.7	-11128.15	0	197.27	0	-1657.92	0	12374.15	-955.81	-566.01

4.6.6 水土流失现状调查

根据《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4 号），本项目位于和布克赛尔蒙古自治县和克拉玛依市乌尔禾区，其中和布克赛尔蒙古自治县属于天山北坡诸小河流域水土流失重点治理区。结合项目区地理位置、地形地貌和气候环境特点，确定项目区水土流失类型主要为风力侵蚀。

根据《土壤侵蚀分类分级标准》（SL190-2007）中风蚀强度分级指标（见表 4.6-4），对项目区风力侵蚀强度进行评价。结合项目区的地理位置、地形地貌、气候特征、土壤、植被及周围环境特点等具体情况进行分析，该区域水土流失类型为中度风力侵蚀。

表 4.6-4　风力侵蚀强度分级表

级别	地表形态	植被覆盖度 %	风蚀厚度 （mm/a）	侵蚀模数 t/km^2·a
微度	固定沙丘、戈壁和滩地	＞70	＜2	＜200
轻度	固定沙丘、半固定沙丘、戈壁	70~50	2~10	200~2500
中度	半固定沙丘、戈壁	50~30	10~25	2500~5000
强烈	半固定沙丘、流动沙丘、戈壁	30~10	25~50	5000~8000
极强烈	流动沙丘、戈壁	＜10	50~100	8000~15000
剧烈	大片流动沙丘	＜10	＞100	＞15000

根据《土壤侵蚀分类分级标准》（SL190-2007）中风蚀强度分级指标，结合油田开发区的风蚀强度及油田建设过程中的土地占用情况，估算出区块开发过程中的水土流失量如下：

油田区域按中度侵蚀风蚀厚度 25mm/a 进行计算，侵蚀模数为 5000t/（km^2·a）。在地面工程建设过程中，荒漠地区临时占地面积为 1.45km^2，地面被扰动后失去地表保护层，下层的细小物质成为风蚀的主要对象，所造成的水土流失量为 7.45t/a。随着细土物质不断被吹蚀，以后每年可吹物质减少，风蚀量将逐年降低，直到地表重新形成新的保护层后才能消失。

4.6.7 和布克赛尔江格尔国家沙漠公园

根据国务院 2013 年批准实施的《全国防沙治沙规划》提出的：“有条件的地方建设沙漠公园，发展沙漠景观旅游”。根据 2016 年 8 月国家林业局发布的《国家沙漠公园发展规划（2016-2025 年）》，地方政府决定筹建新疆和布克赛尔江格尔国家沙漠公园。新疆和布克赛尔江格尔国家沙漠公园位于准噶尔盆地克拉玛

依市乌尔禾区与和布克赛尔县交界处，属于干旱沙区、古尔班通古特沙漠亚区。其隶属的古尔班通古特沙漠为我国第二大沙漠，是我国最大的固定、半固定沙漠。根据2019年6月11日《国家林业和草原局关于调整新疆和布克赛尔江格尔国家沙漠公园范围和功能区划的复函》（林沙发[2019]58号）指示，新疆和布克赛尔江格尔国家沙漠公园按照批示调整功能区划范围，包括生态保育区、沙漠体验区、宣教展示区以及管理服务区。沙漠公园位于和布克赛尔县城南98km，有典型风蚀景观和玛纳斯盐湖；沙漠公园是以沙漠景观为主体，以保护荒漠生态、合理利用沙漠资源为目的，在促进防沙治沙和维护生态服务功能的基础上，开展公众游憩休闲或进行科学、文化和教育活动的特定区域。玛18#井区在西北侧与沙漠公园接壤，本项目东北侧（MaHW6471井）与和布克赛尔江格尔国家沙漠公园生态保育区最近距离约75m。

与本项目相关的保护对策为：规范工程施工作业行为，严格控制开发作业范围，不得扰动或破坏工程区外沙漠、砾幕等各类地表形态，减少对荒漠土地的占用。

5. 环境影响预测与评价

5.1 大气环境影响分析

5.1.1 施工期大气环境影响分析

5.1.1.1 施工期污染源分析

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

5.1.1.2 施工期大气环境影响分析

（1）运输车辆扬尘的影响分析

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

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

（3）地面工程施工过程中扬尘的影响

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

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

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

5.1.2 运营期大气环境影响分析

生产运营期的大气污染源主要是油气集输过程中的烃类挥发对大气环境的影响。

（1）预测模式

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

（2）预测因子和预测源强

在石油开采、集输过程中有无组织排放，故将非甲烷总烃作为预测因子。

本项目主要污染源调查参数见表 5.1-1。

表 5.1-1 本项目运营期无组织排放污染源参数调查清单

序号	污染源产生工序		预测因子	面源海拔高度/m	污染物排放速率（kg/h）	面源参数			年排放小时数（h）
						长度	宽度	高度	
1	石油开采、集输过程的烃类挥发		NMHC	260	16.55	10000m	4618m	3m	8760
2	压裂返排液储存池	15 万 m^3	NMHC	275	0.0005	230	164	1m	8760
3		20 万 m^3	NMHC	285	0.008	230	218	1m	8760
4	天然气回收		NMHC	270	0.71	840	700	5m	8760

（3）估算模型参数

本项目估算模型参数见表 2.5-2。

（4）预计评价结果

本项目油气集输无组织排放非甲烷总烃估算结果见表 5.1-2。

表 5.1-2 非甲烷总烃估算模式计算结果表

D（m）	非甲烷总烃							
	油气集输		15 万方储存池		20 万方储存池		天然气回收	
	Ci（μg/m3）	Pi（%）	Ci（μg/m3）	Pi（%）	Ci（μg/m3）	Pi（%）	Ci（μg/m3）	Pi（%）
100	27.433	1.37	0.20024	1.00120E-002	3.0682	0.15341	21.498	1.0749
200	27.661	1.38305	0.1503	7.51500	2.6547	0.132735	24.216	1.2108

				E-003				
300	27.886	1.3943	0.10224	5.11200 E-003	1.7764	8.88200E -002	26.884	1.3442
400	28.109	1.40545	0.07989 3	3.99465 E-003	1.3796	6.89800E -002	29.792	1.4896
500	28.329	1.41645	0.06545 8	3.27290 E-003	1.1384	5.69200E -002	32.218	1.6109
600	28.547	1.42735	0.05573 5	2.78675 E-003	0.97158	4.85790E -002	33.151	1.65755
700	28.762	1.4381	0.04886 9	2.44345 E-003	0.84399	4.21995E -002	30.508	1.5254
800	28.974	1.4487	0.04330 6	2.16530 E-003	0.74612	3.73060E -002	27.432	1.3716
900	29.185	1.45925	0.03871	1.93550 E-003	0.66842	3.34210E -002	24.903	1.24515
1000	29.393	1.46965	0.03486 6	1.74330 E-003	0.60482	3.02410E -002	22.835	1.14175
1100	29.598	1.4799	0.03160 8	1.58040 E-003	0.55161	2.75805E -002	21.115	1.05575
1200	29.802	1.4901	0.02882 8	1.44140 E-003	0.50635	2.53175E -002	19.656	0.9828
1300	30.003	1.50015	0.02641	1.32050 E-003	0.46727	2.33635E -002	18.405	0.92025
1400	30.202	1.5101	0.02432 7	1.21635 E-003	0.43318	2.16590E -002	17.339	0.86695
1500	30.399	1.51995	0.02250 1	1.12505 E-003	0.4033	2.01650E -002	16.401	0.82005
1600	30.595	1.52975	0.02089 3	1.04465 E-003	0.37684	1.88420E -002	15.559	0.77795
1700	30.788	1.5394	0.01946 7	9.73350 E-004	0.35309	1.76545E -002	14.782	0.7391
1800	30.979	1.54895	0.01819 7	9.09850 E-004	0.33184	1.65920E -002	14.085	0.70425
1900	31.168	1.5584	0.01706 3	8.53150 E-004	0.31271	1.56355E -002	13.448	0.6724
2000	31.355	1.56775	0.01604 5	8.02250 E-004	0.29532	1.47660E -002	12.864	0.6432
2100	31.541	1.57705	0.01511 8	7.55900 E-004	0.27961	1.39805E -002	12.325	0.61625
2200	31.725	1.58625	0.01428 8	7.14400 E-004	0.26521	1.32605E -002	11.832	0.5916
2300	31.906	1.5953	0.01352 8	6.76400 E-004	0.25202	1.26010E -002	11.372	0.5686

2400	32.087	1.60435	0.012832	6.41600E-004	0.23997	1.19985E-002	10.945	0.54725
2500	32.266	1.6133	0.012194	6.09700E-004	0.22875	1.14375E-002	10.552	0.5276
2600	32.443	1.62215	0.011613	5.80650E-004	0.21851	1.09255E-002	10.189	0.50945
2700	32.618	1.6309	0.01108	5.54000E-004	0.20901	1.04505E-002	9.8471	0.492355
2800	32.792	1.6396	0.010584	5.29200E-004	0.20013	1.00065E-002	9.5242	0.47621
2900	32.964	1.6482	0.010122	5.06100E-004	0.19191	9.59550E-003	9.2209	0.46105
3000	33.134	1.6567	0.009695	4.84750E-004	0.18423	9.21150E-003	8.9361	0.44681
3500	33.967	1.69835	0.0079639	3.98195E-004	0.15266	7.63300E-003	7.7383	0.38692
4000	34.764	1.7382	0.0066948	3.34740E-004	0.12927	6.46350E-003	6.8017	0.34009
4500	35.53	1.7765	0.0057435	2.87175E-004	0.11141	5.57050E-003	6.0357	0.30179
5000	36.267	1.81335	0.0051771	2.58855E-004	0.097405	4.87025E-003	5.4028	0.27014
5320	36.724	1.8362						
5500	36.108	1.8054						
最大落地浓度	36.725	1.8362	0.21762	0.010881	3.3972	0.16986	33.27	1.66350
最大浓度落地距离	5320m		139m		151m		547m	
D10 距源最远距离	-		-		-		-	

根据以上预测结果可知：

①预测范围内，项目生产过程中无组织排放的污染物非甲烷总烃最大地面浓度点预测浓度 36.725 μg/m^3（小于 10%），最大占标率 1.8362%，最大落地浓度出现距离为 5320m。

②无组织源对区域环境空气的影响主要集中在污染源下风向 5320m 范围内，项目区周边无敏感点，因此对大气环境敏感目标影响不大。

③预测结果表明，本项目正常工况下排放的非甲烷总烃下风向地面浓度均低于《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单二级标准限值。

（6）大气环境影响分析

烃类无组织排放是影响油气田区域环境空气的主要污染源之一，本项目油气开采、集输采用密闭流程，井口密封并设紧急切断阀，可有效减少烃类气体的排放量。根据现状监测结果，区域环境空气中非甲烷总烃、硫化氢满足标准限值要求。工程实施后，非甲烷总烃最大地面浓度点预测浓度 36.725 μg/m^3，最大占标率 1.8362%。

5.1.3 大气防护距离

根据《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018），使用大气环境防护距离计算模式计算本项目的大气环境防护距离。根据导则要求，在满足厂界监控点处达标排放的情况下，计算出厂界外的任何一点均符合环境质量标准的要求，这样的情况下可以不设置大气防护距离。预测结果表明，本项目无组织废气排放无超标点，不会造成环境空气质量的超标现象，因此本项目不设大气环境防护距离。

5.1.4 卫生防护距离

本工程为油田开发项目，项目建设涉及输油管线、场站等多种设施，本次评价对拟建工程无组织挥发的非甲烷总烃的环境防护距离进行核定。

根据《大气有害物质无组织排放卫生防护距离推导技术导则》（GB/T39499-2020）计算项目的卫生防护距离。公式如下：

$$\frac{Q_c}{c_m}=\frac{1}{A}(BL^C+0.25r^2)^{0.50}L^D \quad \cdots\cdots(1)$$

式中：

Qc——大气有害物质的无组织排放量，单位为千克每小时（kg/h)；

C_m——大气有害物质环境空气质量的标准限值，单位为毫克每立方米(mg/m^3）；

L——大气有害物质卫生防护距离初值，单位为米（m）；

r——大气有害物质无组织排放源所在生产单元的等效半径，单位为米（m）；

A、B、C、D——卫生防护距离初值计算系数，无因次，根据工业企业所在地区近 5 年平均风速及大气污染源构成类别从表 1 查取。

本项目卫生防护距离计算参数见表 5.1-3。

表 5.1-3　　卫生防护距离计算系数

卫生防护距离初值计算系数	工业企业所在区近 5 年平均/（m/s）	卫生防护距离 L/m								
		L≤1000			1000＜L≤2000			L>2000		
		工业企业大气污染源构成类型								
		I	II	III	I	II	III	I	II	III
A	<2	400	400	400	400	400	400	80	80	80
	2~4	700	470	350	700	470	350	380	250	190
	>4	530	350	260	530	350	260	290	190	110
B	<2	0.01			0.015			0.015		
	>2	0.021			0.036			0.036		
C	<2	1.85			1.79			1.79		
	>2	1.85			1.77			1.77		
D	<2	0.78			0.78			0.57		
	>2	0.84			0.84			0.76		

注：I 类：与无组织排放源共存的排放同种有害气体的排气筒的排放量，大于或等于标准规定的允许排放量的 1/3 者。

II 类：与无组织排放源共存的排放同种有害气体的排气筒的排放量，小于标准规定的允许排放量的 1/3，或虽无排放同种大气污染物之排气筒共存，但无组织排放的有害物质的容许浓度指标是按急性反应指标确定者。

III 类：无排放同种有害物质的排气筒与无组织排放源共存，但无组织排放的有害物质的容许浓度是按慢性反应指标确定者。

经计算，本项目无组织废气排放计算得到 L 结果见表 5.1-4。

表 5.1-4　无组织废气卫生防护距离预测结果

污染源		污染物	产生废气单元占地面积（m^2）	排放速率（kg/h）	标准浓度限值（mg/m^3）	卫生防护距离初值（m）	卫生防护距离提级值（m）	防护距离（m）
油气集输		NMHC	46180000	16.55	2.0	23.47	50	100
压裂返排液储存	15 万 m^3	NMHC	37720	0.0005	2.0	3.37	50	
	20 万 m^3	NMHC	50140	0.008	2.0	4.09	50	
天然气回收		NMHC	588000	0.71	2.0	10.99	50	

综上，本项目卫生防护距离设定为 100m。拟建项目区向外 100m 距离内空旷无物，其间无居民区存在，亦不存在建设居民区的可能性，故 100m 的环境防护距离可以得以保证。

5.1.6 大气污染物排放量核算

本项目无组织排放量核算情况详见表 5.1-5。

表 5.1-5　　大气污染物无组织排放量核算结果

污染源	污染物	主要污染防治措	国家或地方污染物排放标准	核算年排放

	项目	施			量（t/a）
			标准名称	浓度限值（mg/m³）	非甲烷总烃
油气集输、天然气回收	非甲烷总烃	油区做好日常维护、做好密闭措施	非甲烷总烃排放参照执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求	井场、站场边界无组织挥发产生的非甲烷总烃 1h 平均浓度限值 4mg/m³	151.2

5.1.7 大气环境影响评价自查表

项目大气环境影响自查表见表 5.1-6。

表 5.1-6　大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目							
评价等级与范围	评价等级	一级□		二级☑		三级□			
	评价范围	边长=50km□		边长 5~50km□		边长=5km☑			
评价因子	SO_2+NO_x 排放量	≥2000t/a□		500~2000t/a□		＜500t/a□			
	评价因子	基本污染物（） 其他污染物（非甲烷总烃）				包括二次 $PM_{2.5}$□ 不包括二次 $PM_{2.5}$☑			
评价标准	评价标准	国家标准☑	地方标准□	附录 D□	其他标准□				
现状评价	环境功能区	一类区□		二类区☑		一类区和二类区□			
	评价基准年	（2020）年							
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据□		主管部门发布的数据☑		现状补充监测☑			
	现状评价	达标区☑				不达标区☐			
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源☑ 本项目非正常排放源□ 现有污染源☐		拟替代的污染源□		其他在建、拟建项目污染源□		区域污染源□	
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD□	ADMS□	AUSTAL 2000□	EDMS/AEDT□	CALPUFF□	网格模型□	其他☑	
	预测范围	边长≥50km□		边长 5~50km□		边长=5km☑			
	预测因子	预测因子（非甲烷总烃）				包括二次 $PM_{2.5}$□ 不包括二次 $PM_{2.5}$☑			
	正常排放短期浓度贡献值	$C_{本项目}$最大占标率≤100%☑				$C_{本项目}$最大占标率＞100%□			
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	$C_{本项目}$最大占标率≤10%□			$C_{本项目}$最大占标率＞10%□			
		二类区	$C_{本项目}$最大占标率≤30%□			$C_{本项目}$最大占标率＞30%□			

	非正常排放 1h 浓度贡献值	非正常持续时长（）h	$c_{非正常}$占标率≤100%□	$c_{非正常}$占标率＞100%□	
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	$C_{叠加}$达标□		$C_{叠加}$不达标□	
	区域环境质量的整体变化情况	k≤-20%□		k＞-20%□	
环境监测计划	污染源监测	监测因子：（非甲烷总烃）	有组织废气监测□ 无组织废气监测☑		无监测□
	环境质量监测	监测因子：（　　）	监测点位数（　）		无监测□
评价结论	环境影响	可以接受☑　　不可以接受□			
	大气环境防护距离	距（）厂界最远（0）m			
	污染源年排放量	SO_2：（0）t/a	NO_x：（0）t/a	颗粒物：（0）t/a	VOCs：（151.2）t/a
注：“□”为勾选项，填“√”；“（）”为内容填写项					

5.1.8 退役期大气环境影响分析

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

5.2 水环境影响分析与评价

5.2.1 地下水环境影响分析

5.2.1.1 地质与水文地质概况

（1）地质概况

评价区域位于准噶尔盆地西北缘断阶带下盘，玛湖凹陷北斜坡。构造格局为一南倾的平缓单斜，局部发育鼻状构造及低幅度背斜。自上而下分为 P_2w_1、P_2w_2、P_2w_3 三个砂层组，其中主力油层 P_2w_2 砂层组进一步细分为 P_2w_{2-1}、P_2w_{2-2}。沉积相为水下扇扇中亚相沉积，物源主要来自北西方向。

储层岩性以砂质不等粒小砾岩为主，孔隙组合主要为粒间溶孔—界面缝—粒间残留孔，孔隙类型以次生溶孔为主，粘土矿物以伊蒙混层为主（46%）。油层

孔隙度为 6.0%～14.23%，平均为 8.14%，渗透率为 0.36～1763.4mD，平均为 6.42mD，水平最大主应力方向为 N63.3°W，属微细喉道、低孔、特低渗、非均质性较强的较差储集层。

（2）地质构造概况

准噶尔盆地是天山-阿尔泰山地槽褶皱系中的一个大型的山间锄陷，周围均有大型断裂存在。区域构造基本上是东南倾斜的单斜，自西北向东南成阶梯状下降，基底为加里东期及华力西中期以前的沉积构造，华力西中期以后地槽全部回返结束。走向内陆盆地的发展阶段，接受了厚达万米的陆相碎屑沉积，经喜马拉雅运动后，使西部发生强烈褶皱，形成了现今盆地景观。

评价区域附近的断裂呈北东向延伸，延伸长度不明，断裂较为平直，推测为正断层，断面倾向南东，倾角较陡，该段列为中生代断裂，被第四组沉积物所覆盖，近期无活动，工程路线近期无活动性断裂，属构造基本稳定区。

（3）项目区水位地质概况

根据玛湖地区已有水井资料，玛湖地区埋藏有 2 种类型地下水，即第四系松散岩类孔隙水和白垩系碎屑岩类裂隙孔隙水。

①第四系松散岩类孔隙水

在玛湖地区，第四系松散沉积物广泛分布，含水层为一套冲积、湖积沉积的结构，岩性均为砂。据收集资料显示，单井涌水量一般为 303m^3/d～439m^3/d，矿化度 1.87g/L～5.08g/L，水化学类型主要为 Cl•SO_4-Na 型水和 Cl-Na 型水。

根据水井水文地质柱状图可以看出，第四系厚度为 20m~65m 不等，包气带岩性以石英长石为主偶见砾石，粒径约为 2cm~5cm，颗粒由北向南方向变细，到玛纳斯湖北岸变为细砂，通过渗水试验得出渗透速度由北向南逐渐变小。该区目前无居民点，地下水基本不开采，已有水井均为新疆油田公司所钻水井，主要用于工业生产。玛纳斯湖周围盐业公司所用清水均引自艾里克湖。

地下水潜水等水位线分布情况见图 5.2-1。

图 5.2-1　　玛纳斯湖西北侧地下水潜水等水位线图

②白垩系碎屑岩类裂隙孔隙水

通过对白垩系地层岩性、沉积特征的分析研究，说明中生代地层是在潮湿气候的泻湖、湖泊环境条件下形成的。新生代开始，区域地壳上升，白垩纪地层接受风化、剥蚀，湖泊相水便在白垩系碎屑岩层的层状裂隙孔隙中残留下来，即形成了区域地下水。与此同时，山区降水入渗形成的基岩裂隙水和地表水，在漫长的地质历史时期，通过侧向流入和渗漏补给储存在白垩纪的层中，构成地下水的含水层。

根据相关资料显示，在玛湖一带，白垩系碎屑岩类裂隙孔隙水含水层顶板埋深在65m～218m之间，单井涌水量一般为302m^3/d～439m^3/d，矿化度3g～6g，为半咸水，水化学类型主要为Cl•SO_4-Na型水。

根据本次评价新钻井的水文地质柱状图可以看出，部分区域第四系以下无第三系地层分布，第四系地层之下为白垩系地层，岩性由上至下为砂岩、泥岩交替出现。白垩系碎屑岩类裂隙孔隙水含水层顶板埋深为87m~130m，含水层厚度分别为241m~299m。

③地下水补给、径流、排泄条件

区内微弱的大气降水对平原区地下水的直接渗入补给意义不大，流经区内的3条主要河流（白杨河、克拉苏河、达尔布图河）是平原地下水的主要补给来源。由于河流源头处在山势较低的中—低山区，降水稀少，水源有限，3条河流域均属季节性很强的小河，其特点是汛期短，洪峰大，平水期干枯或有少量的水，汛期流量占年径流量的75%以上。达尔布图大断裂穿越上述3条河流，切穿了中新生界，使河水沿着断裂破碎带，渗漏补给粗颗粒地层中，尤其是在百口泉地区第三系地下水的补给源主要靠克、达两河出山后，而在黄羊泉地区则为白杨河、克拉苏河出山口，顺着地层倾斜方向直接切入新生界岩层中并河水渗漏补给各透水岩层。在西北部补17孔～观1孔地带，第三系砂砾岩含水层之上直接被第四系松散沉积物所覆盖，中间未有挡板阻隔，上部潜水也可直接渗入砂砾岩之中，形成一个统一的潜水面，地下径流沿地形越度由西北向东南缓缓流动。

大气降水对平原区地下水的直接渗入补给意义不大，但本区夏、秋雨季集中往往也形成部分洪流，对山前带地下水的补给也是客观存在的，就其补给量来说与河水渗入补给量相比是相当微弱，数量有限。

从目前开采利用地下水的现状来看，井排以北地区是地下水的径流运移区，在井排地区则形成了一部分地下水为垂向排泄，另一部分向南继续径流至排泄。百口泉地区第三系地下水，在开发前主要是向下游径流排泄，在浅1号井以北2.5km处，由于第三系出露地表，含水层被剥蚀后形成许多泉群排泄地下水，另在扇形地的前缘由于受构造的影响，自流水沿断裂带上升以泉的形式排泄地下水，百口泉就有此种情况而得名。自六十年代水源地大规模开采以来，地下水的循环条件发生了根本的变化，人工开采代替了天然排泄。日开采量占地下水补给量的75％以上，以致于使泉水量锐减，向下游的径流量也大大减少；另有一部分地下水排泄到白垩系岩层之中。

由于百口泉地区独特的沉积环境，有些地方第四系沉积直接不整合于第三系顶部的风化面上，在顶部泥岩遭受剥蚀后，第三系岩层中的地下水便通过“天窗”进入第四系或形成“管道”上升到地表，成为上升泉，虽然这种补给是局部少量的（开发前第三系水头高于地面5m～20m，而第四系水位埋深仍在数米以下，在大规模开采的情况下，无论承压区还是开采区二者的水位相差很大），但足以说明第四系潜水和第三系地下水之间的补排关系，就其补给量来说可视为上升泉的排泄量。

④水层埋藏、分布

据相关勘探资料，百口泉地区新第三系含水层的层数和厚度分布不均，厚度不大。北部地区大部分水井揭露1～3层（含水层单层较厚），少数钻孔揭露5～6层（浅12、浅15、补13），含水层厚度一般5m～20m。最厚达22.5m（浅15井）；中部地层揭露2m～4层，少数钻孔揭露8层（浅2、浅9井），含水层厚度较大，尤以百联站最厚可达20m～33m；在井排地段含水层总厚度表现为由西向东变薄的特征（西段平均厚度19m，中段为14.7m，东段为13.95m）；南部地区揭露6～9个含水层，且单层厚度较薄，多在lm～2m，含水层总厚度一般为13m～22.5m。

第一含水层在北部和南部地区，一般埋藏深度15m～30m，个别地段埋藏较浅，如浅15井仅有9m。在中部井排地段和百联站一带埋藏较深多在25m～55m之间。在百口泉地区的西部，靠近山体地带从北向南，含水层埋深由深变浅。

新第三系含水层在岩性和渗透性能上的变化特征是，北部地区以砾岩、砂砾

岩为主的粗颗粒物质，含水岩层的渗透性能较强，在 A39～观 2 井的西部渗透系数在 50m/d 左右，由西北向东南随着含水层岩性变细，岩层的渗透性能变弱，渗透系数渐变为 15m/d～30m/d；在井排以南地区，岩性多为砂岩、粉砂岩为主的细颗粒物质，分选不好，为泥质胶结，疏松，底部有不规则的细砾岩或砾状砂岩，含水岩层的渗透性能较弱，渗透系数一般为 5m/d～10m/d。

⑤地下水化学特征

由于地下水的形成是受地形地貌、地层岩性、埋藏条件以及径流条件等诸多因素的影响或控制。由北部山区、谷底到南部的冲洪积-湖积，地下水化学类型以及矿化度在水平和垂直方向上均存在一定的变化。

评价区西北侧主要接受北部的白杨河、大布渡河倾斜平原地下水侧向径流补给，地下水化学类型主要为 $HCO_3 \cdot SO_4$-Ca·Na 型，地下水水质较好，矿化度小于 1g/L；评价区内下伏的白垩系承压水，可能受含油地层的影响，矿化度有所增加，达到 1g/L~3g/L，地下水化学类型过渡到 $HCO_3 \cdot SO_4$-Na。向东南至小艾里克湖一带，地下水矿化度进一步增大，矿化度达 3g/L-10g/L，地下水化学类型 Cl-Na 型，矿化度达 6.25g/L~6.32g/L。在评价区东南艾里克湖一带，地下水水质进一步变差，无论是上覆第四系潜水还是下伏层间承压水，均为高矿化度的 Cl-Na 型盐水，矿化度多大于 10g/L。

水文地质柱状图见图 5.2-2，水文地质剖面图见图 5.2-3。

图 5.2-2　　玛 18 井区水文地质柱状图

图 5.2-3　　玛 18 井区水文地质剖面图

5.2.1.2 施工期地下水环境影响分析

（1）钻井对地下水影响

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有效保护地下水环境不受污染；钻井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，并且在钻井施工过程中采用“钻井泥浆不落地技术”，无钻井废水产生。

本项目一开、二开采用水基钻井液，三开使用油基钻井液，钻井液中含有碱类添加剂，油基钻井液中含有矿物油，在高压循环中除形成一定厚度的粘土泥皮护住井壁以外，也使部分含碱类、含油钻井液进入含水层，对水质的硬度和矿化度的劣变起到了一定的影响，油基钻井液将对地下水水质造成污染。因此，推广使用清洁无害的泥浆，严格控制使用有毒有害泥浆及化学处理剂，同时选用合理的钻井液密度等措施，可以有效控制钻井液在含水层中的漏失，减轻对地下水环境的影响。

（2）管道试压废水

本工程的管道敷设埋深为-1.8m，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，所以管线施工对地下水的影响很小。因此，正常的管线埋设对地下水造成影响的很小。

（3）对水源地影响

新建燃气管线距离黄羊泉水源地保护区 800m，距离较远，施工期不会对其产生影响。

百口泉水源井现状浅层地下水位埋深为 25m～55m 左右；管沟开挖深度在 2m 左右，管沟开挖不会揭露浅层地下水，不会改变区域局部地下水的径流方向，因此施工活动对百口泉水源地影响很小。

5.2.1.3 运营期地下水环境影响分析

本项目运营期水污染源为井下作业废水和采出水。

（1）井下作业废水

井下作业废水严禁直接外排，采用专用废液收集罐收集后运往百口泉注输联合站污水处理系统处理，不会对地下水产生不利影响。

（2）油田采出水

根据开发方案，本项目采出水进入百口泉注输联合站进行处理，经处理达标后回注油藏，不排入外环境。百口泉注输联合站污水处理系统处理达标后的回注水回注到开采油层，回注油层深度达1600m，可见，回注油层与地下水处于不同层系，远远超出区域地下水含水层的深度，且回注井在钻井过程中对潜水所在的第四系地层进行了水泥浆固井，一开水泥浆固井深度500m，水泥浆返至地面，固井深度远远超过了承压水埋深，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，因此，采出水回注对地下水环境基本无影响。

5.2.1.4 非正常状况下地下水环境影响分析

运营期非正常工况下，废水污染源主要为油水窜层、井喷、集输管线和压裂返排液储存池废水的泄漏，污染物主要为石油类。

包括油田工程生产过程中，各种环节都存在着易燃、易爆、有害物质，除危害工程本身安全外，同时对地下水也构成污染的危险。主要表现在井下作业过程中，因操作失误或处理措施不当而发生的井喷或井漏等工程事故；自然灾害引起的油田污染事故；输油、输气管线运行过程中，管线腐蚀穿孔，误操作及人为破坏等原因造成的管线破裂使油品泄漏；油水串层、井喷、集输管道、压裂返排液储存池的泄漏。无论是人为因素还是自然因素所造成的事故，对油田区地下水体均可能产生污染的风险。

（1）集输管道原油泄漏对地下水的影响

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

（2）井漏事故的泥浆对地下水的影响

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

就钻井液漏失而言，其径流型污染的范围不大，发生在局部且持续时间较短。

钻井过程中表层套管（隔离含水体套管）固井后，继续钻井数千米到达含油气目的层。在表层套管内提下钻具和钻井的钻杆自重离心力不稳定，在压力下的钻杆转动对套管产生摩擦、碰撞，有可能对套管和固井环状水泥柱产生破坏作用，使具有多种添加剂的钻井液（特别是混油钻井液）在高压循环的过程中，从破坏处产生井漏而进入潜水含水层污染地下水，其风险性是存在的。此外，钻井时一般使用水基膨润土为主，并加有碱类添加剂，在高压循环中除形成一定厚度的粘土泥皮护住井壁以外，也使大量的含碱类钻井液进入含水层，虽然没有毒性，但对水质的硬度和矿化度的劣变起到了一定的影响。因此，推广使用清洁无害的泥浆，严格控制使用有毒有害泥浆及化学处理剂，同时严格要求套管下入深度等措施，可以有效控制钻井液在含水层中的漏失，减轻对地下水环境的影响。

（3）油水窜层对地下水的污染影响

钻井完井后原油窜层污染（包括生产井的窜层）的主要原因是：

①下入的表层套管未封住含水层；

②固井质量差；

③工艺措施不合理或未实施。

因此，为预防污染的发生和污染源的形成，表层套管必须严格封闭含水层，固井质量应符合环保要求。

由废弃的油井、套管被腐蚀破坏而污染到地下水的现象，在前期不会发生，待油田开发到中后期时，废弃的油井、套管被腐蚀破坏，才可能会对地下水有影响。本项目所在区域无潜水层，原油不大可能进入到含水层污染地下水，评价区内的废弃井应全部打水泥塞，油水窜层污染地下水可能性极小。

（4）井喷事故对地下水的污染影响

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，除造成重大经济损失外，还会造成严重的环境污染。根据测算，井喷发生后，一般需要 1d~2d 才能得以控制。

据类比资料显示，井喷污染范围在半径约 300m 左右时，井喷持续时间 2d，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的原油喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。但从事故井区土壤剖面分析，井喷事故后石油类污染物主要聚集在土壤剖面 1m 以内，石油类污染物很难下渗到 2m 以下，井喷事故对水环境的影响主要表

现为对其周围土壤的影响，对地下水体有一定的影响，若及时采取有效措施治理污染，井喷对地下水的影响极小。

（5）事故状态下对地下水影响预测

本次评价针对集输管线、油井井壁破裂、天然气撬装回收装置储罐泄漏、压裂返排液储存池泄漏对地下水产生的影响进行预测。

原油属疏水性有机污染物，难溶于水且容易被土壤吸附。泄漏后首先被表层的土壤吸附截留，进入到潜水后，原油将随着地下水运移和衰减。考虑最不利情况，结合项目特征及风险物质特征、装置情况以及项目区水文地质条件，本次评价对泄漏的原油全部经过包气带并进入含水层中进行简单预测分析。

由于油品泄漏为偶然事故，符合自然衰减规律，根据《石油类有机物对地下水污染的模拟分析》（葛春等，天津市环境保护开发中心），在常温下，石油类溶解度为10mg/L，设为石油类在地下水的源强浓度。由于《地下水质量标准（GB/T14848-2017）》III类标准中没有对石油类进行说明，参照《生活饮用水卫生标准（GB5749-2006）》，将石油类污染物浓度标准定为0.3mg/L。

①泄漏源强

❖ 集输管线泄漏

当集输管线发生全管径泄漏，根据伯努利方程进行泄漏量计算，计算公式如下：

$$Q_L = C_d A_r \rho_1 \sqrt{\frac{2(P_1 - P_0)}{\rho_1} + 2gh}$$

式中：Q_L—— 液体泄漏速率，kg/s；

P—— 容器内介质压力，kPa，设计压力2500kPa；

P_0—— 环境压力，kPa，取101.325kPa；

C_d—— 液体泄漏系数，此值常用0.6～0.64，取0.62；

A—— 裂口面积，m^2，取$0.2m^2$；

g—— 重力加速度；

h—— 裂口之上液位高度，m，在此取0.2m；

ρ—— 泄漏液体密度，kg/m^3，在此取$826kg/m^3$；

本次评价考虑最不利因素选取DN250集输管线进行预测，根据上述公式计

算出该段集输管线发生全管径泄漏时，泄漏速率为319.46kg/s，事故应急反应时间为10min，据此计算液体的泄漏量为191.68t。管线输送为油水混合物，项目区块最低含水率为33.5%，集输管线全管径泄漏最大原油泄漏量为127.47t，按照表层土壤对污染物截留率90%计算，进入含水层原油为12.75t。

❖ 油井井壁破裂发生原油泄漏

本项目单井最大产油量为33t/d，泄漏时间取1h，其原油的泄漏量为1375kg。

❖ 储罐泄漏

储罐泄漏根据伯努利方程进行泄漏量计算，泄漏速率为1025.14kg/s，罐区设有围堰，事故应急反应时间按10min计，据此计算液体的泄漏量为615.08t。由于罐区均按照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）中的要求进行防渗，因此下渗量约为307.54kg。

❖ 压裂返排液储存池泄漏

假设压裂返排液储存池发生防渗层出现穿孔（孔径20cm），则裂口总面积为0.03m^2。

表5.2-1　设定事故条件下污水的泄漏速率计算结果

物料名称	泄漏口面积（m^2）	泄漏口之上液位高度(m)	水池底部压力（MPa）	环境压力（MPa）	液体密度（kg/m^3）	泄漏速率（kg/s）
含油污水	0.03	1.5	0.49	0.1	1000	77.58

发生事故后，泄漏时间控制时间为30min，根据表5.2-1中的泄漏速率，计算泄漏量为139.64t，其中石油类29.32kg。按照表层土壤对污染物截留率90%计算，计算出事故状态下可能进入地下含水层的污水量为2.9kg。

②预测因子

选取油田特征污染物石油类。

③预测模型

根据《环境影响评价技术导则　地下水环境》（HJ610-2016），本项目地下水评价等级为二级，含水层的基本参数变化很小，因此可采用解析法进行预测，预测模型选择导则推荐的地下水溶质运移解析法中的一维稳定流动二维弥散点源模型进行预测，公式如下：

$$C(x,y,t)=\frac{m_M/M}{4\pi nt\sqrt{D_L D_T}}e^{-\left[\frac{(x-ut)^2}{4D_L t}+\frac{y^2}{4D_T t}\right]}$$

式中：x、y—计算点处的位置坐标；t—时间(d)；

C(x,y,t)—t 时刻点 x,y 处的示踪剂浓度(g/L)；

M—含水层厚度(m)；

m_M—瞬时注入的质量(kg)；

U—水流速度(m/d)；

ne—孔隙度，无量纲；

DL—纵向弥散系数(m^2/d)；

Dt—横向 y 方向的弥散系数(m^2/d)；

Π—圆周率。

④参数选取

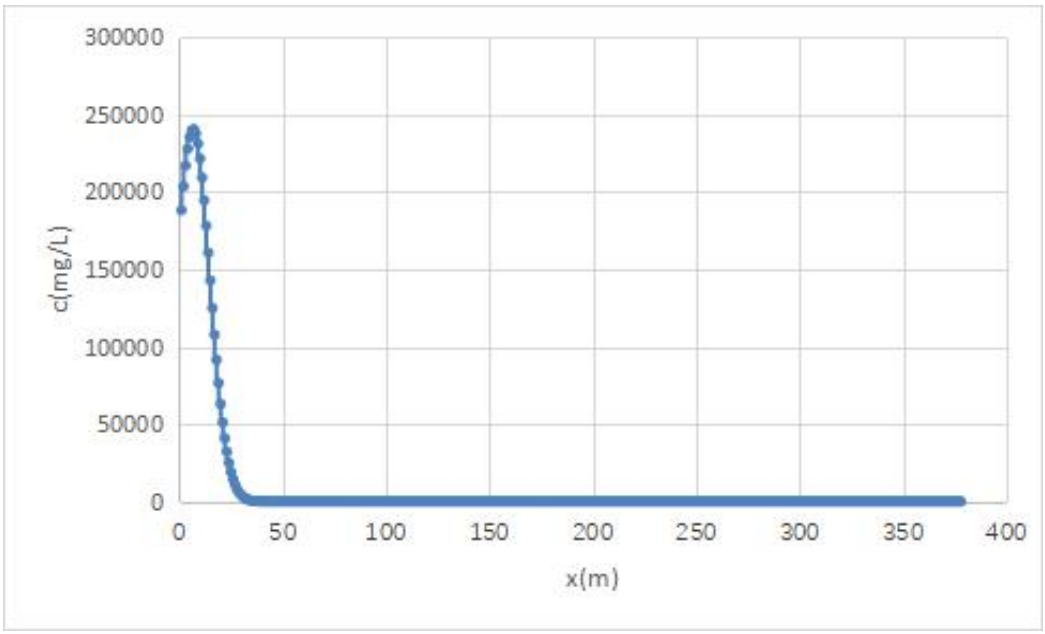
模型中所需参数及来源见表 5.2-2。

表 5.2-2　　模型所需参数一览表

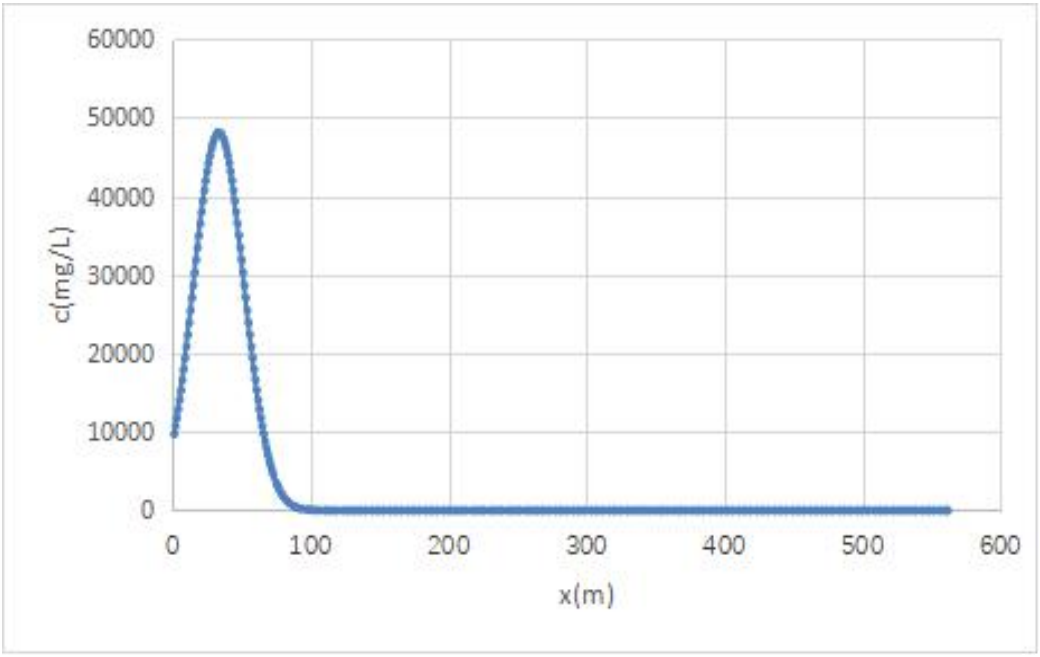
序号	参数符号	参数名称	参考数值	备注
1	K	渗透系数	1.2m/d	按照水文地质参数经验值表
2	U	水流速度	0.067m/d	计算值
3	ne	有效孔隙度	0.18	查阅《水文地质手册》取经验值
4	m_M	瞬时注入的质量	12750kg、1375kg、307.54kg、2.9kg	计算值
5	t	时间	100d、500d、1000d	-
6	DL	纵向弥散系数	0.33m^2/d	根据弥散系数图获取
7	M	含水层厚度	20	

①模拟结果

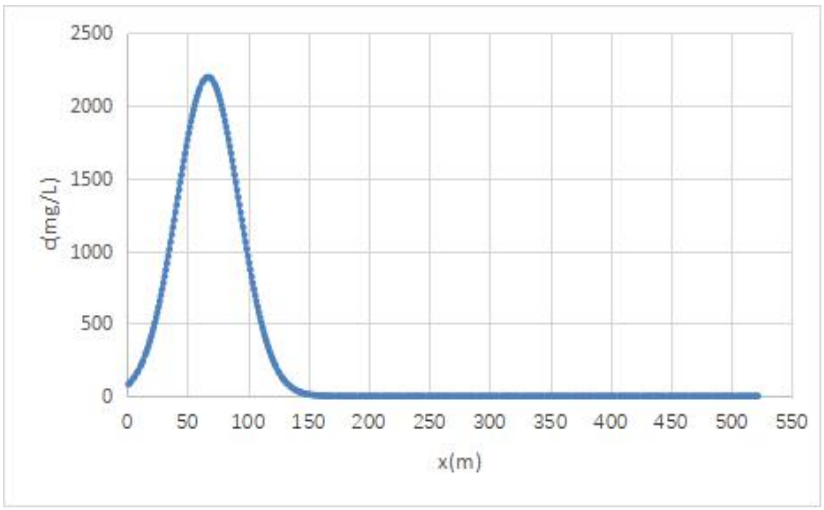
当集输管线发生全管径泄漏、油井井壁破裂、储罐破裂、压裂返排液储存池池底破损发生泄漏时，石油类物质经过 100d、500d 和 1000d 后在地下水中的扩散结果分别见图 5.2-4~图 5.2-7。



泄漏 100d 石油类浓度随距离的变化关系

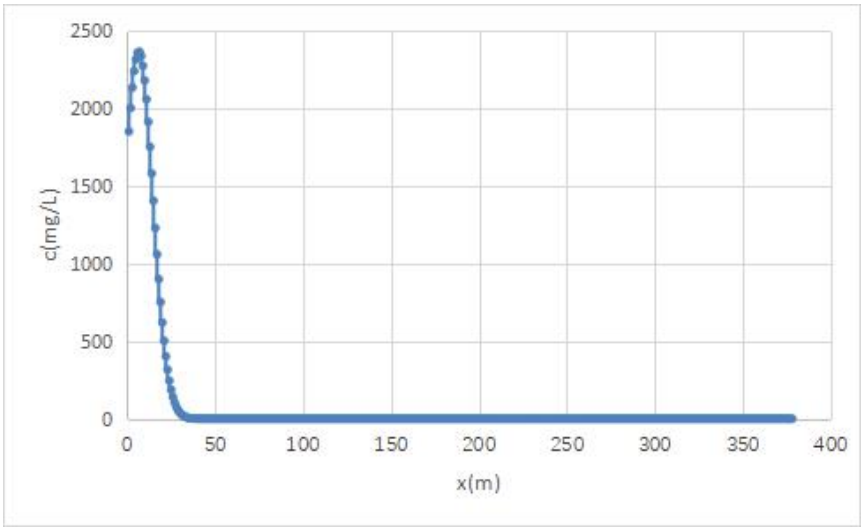


泄漏 500d 石油类浓度随距离的变化关系

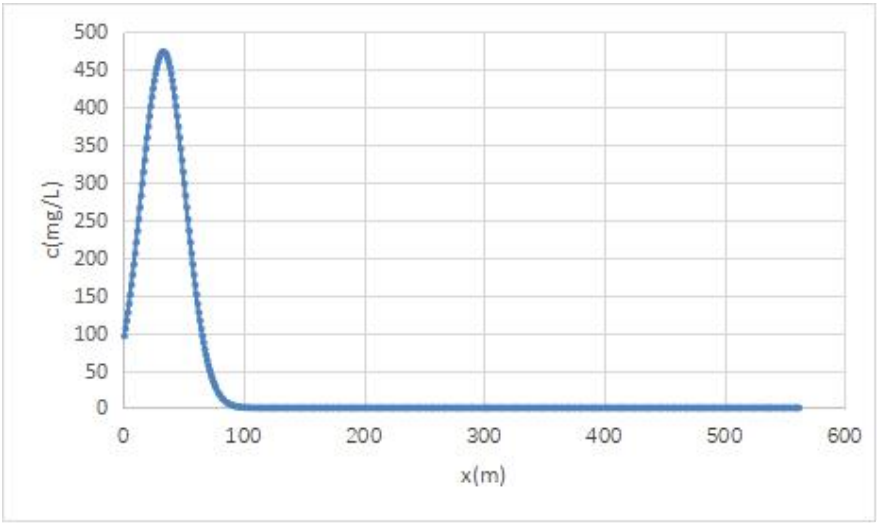


泄漏 1000d 石油类浓度随距离的变化关系

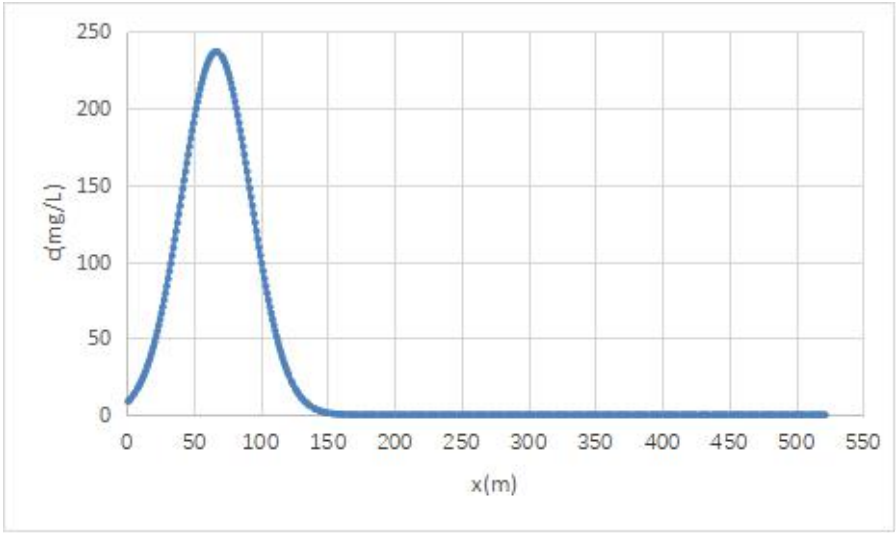
图 5.2-4　　集输管线发生全管径泄漏时石油类浓度随距离的变化关系



泄漏 100d 石油类浓度随距离的变化关系

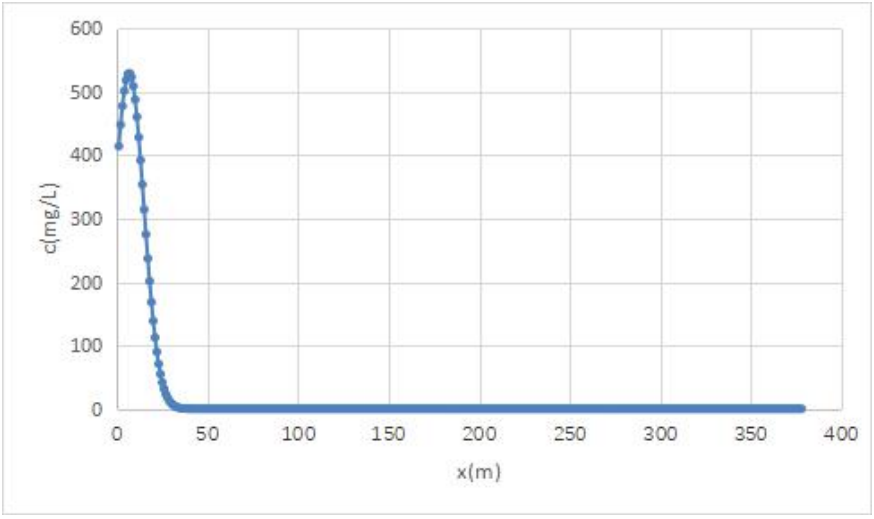


泄漏 500d 石油类浓度随距离的变化关系

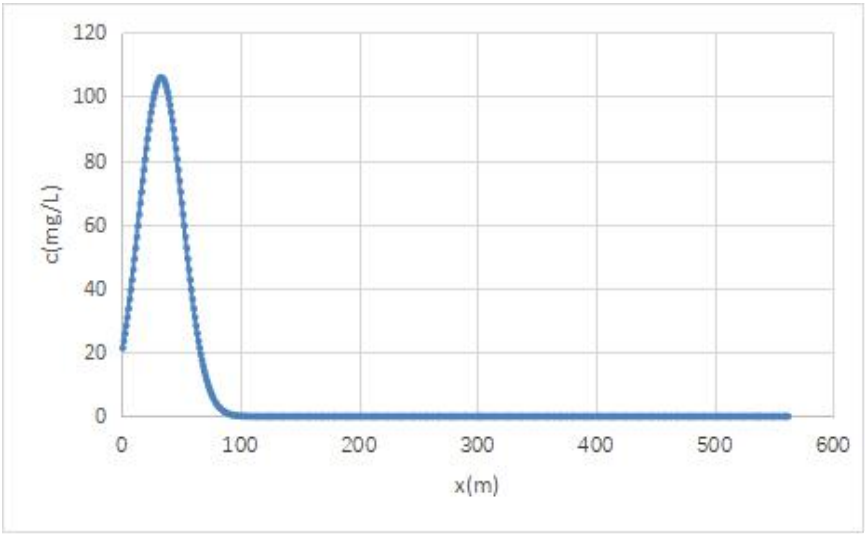


泄漏 1000d 石油类浓度随距离的变化关系

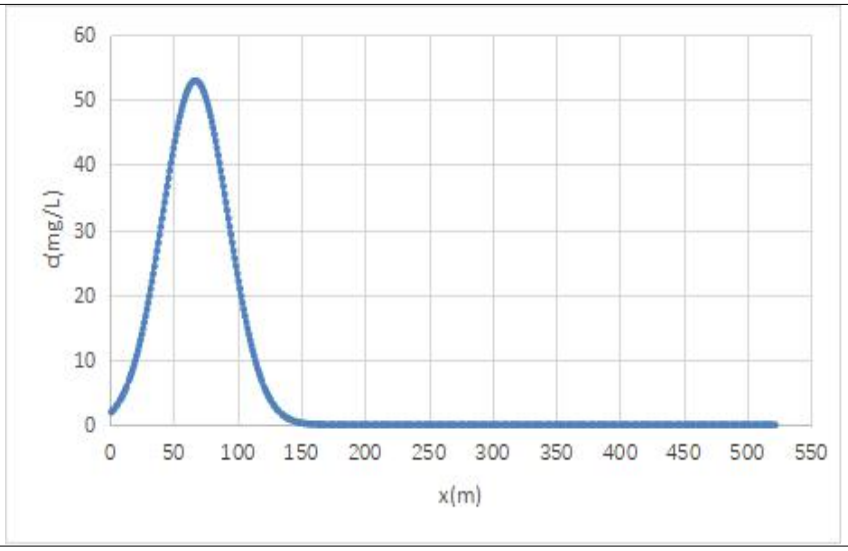
图 5.2-5　　油井井壁破裂发生原油泄漏时石油类浓度随距离的变化关系



泄漏 100d 石油类浓度随距离的变化关系

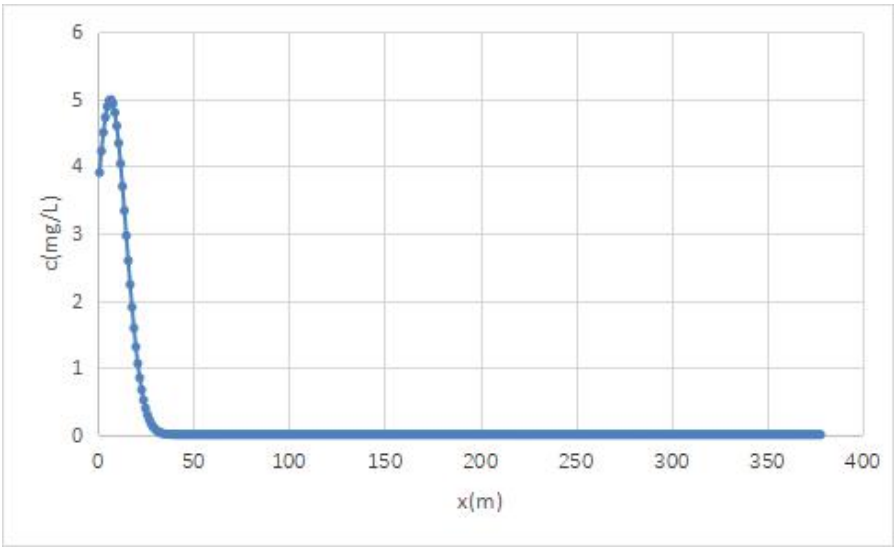


泄漏 500d 石油类浓度随距离的变化关系

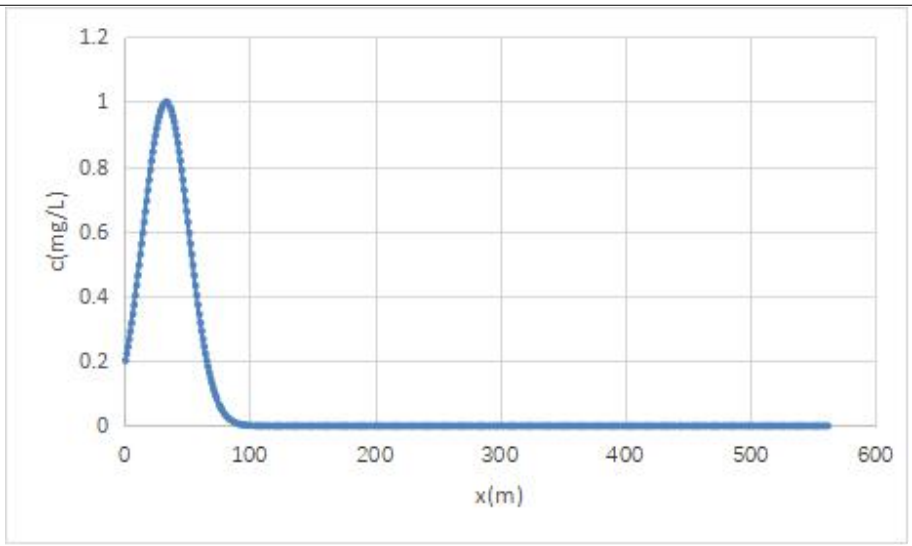


泄漏 1000d 石油类浓度随距离的变化关系

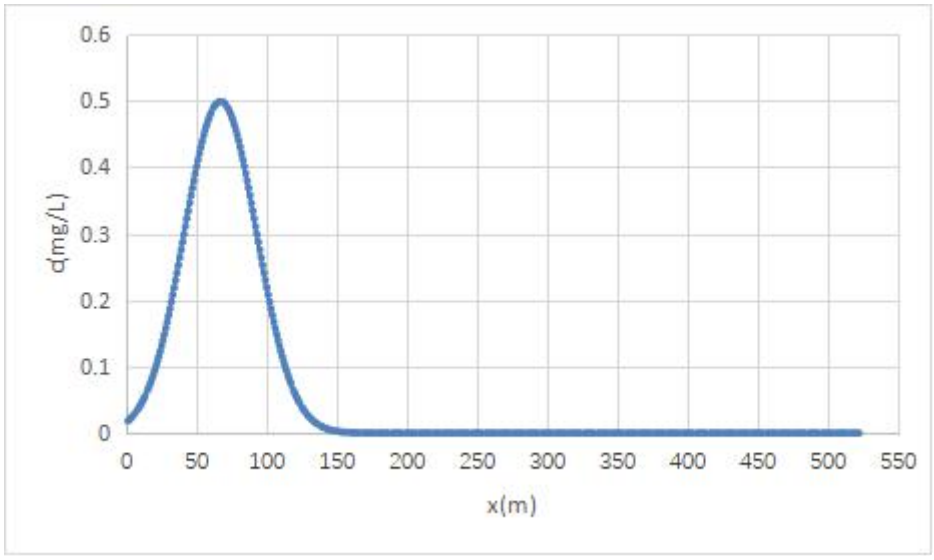
图 5.2-6　储罐破裂发生原油泄漏时石油类浓度随距离的变化关系



泄漏 100d 石油类浓度随距离的变化关系



泄漏 500d 石油类浓度随距离的变化关系



泄漏 1000d 石油类浓度随距离的变化关系

图 5.2-7　　压裂返排液储存池破损发生原油泄漏时石油类浓度随距离的变化关系

从预测结果可知：随着时间的增加，污染范围有所增加，集输管线、油井井壁破损、储罐泄漏、储存池破损发生泄漏后 100d、500d 和 1000d 的污染物超标最远距离分别为 49m、122m 和 175m。

在消除土体裂隙和根孔影响的试验条件下，石油类下渗下移的深度不会超过 20cm，泄漏的原油进入地下水的可能性很小，并定期对设备进行检修，将事故发生的概率将至最低，发生泄漏后做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品及被污染的土壤。因此，发生泄漏后采取相应的措施后不会对地下水环境产生大的影响。

项目新建原油集输管线、采油井场、储罐、储存池均位于百口泉地下水水源地和黄羊泉地下水水源地下游，且距离较远，事故状态在采取及时处理措施后不会对其产生影响。

5.2.1.5 地下水环境影响评价结论

（1）运营期井下作业和采出水经百口泉注输联合站污水处理系统处理达标后回注油藏，对地下水无影响。

（2）井喷、输油管道、储罐及返排液储存池泄漏事故对地下水体的影响概率不大，若发生泄漏后做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品及被污染的土壤。因此，发生泄漏后采取相应的措施后不会对地下水环境产生影响。

综上所述，正常生产状况下，废水均得到了有效的处理处置，不会对地下水环境产生不利影响。

5.2.2 地表水环境影响分析

5.2.2.1 正常工况

运营期项目产生的采出水和井下作业废水经百口泉注输联合站污水处理系统达标后，作为回注水用于生产，不与地表水产生水力联系。因此，正常情况下本工程废水不会对地表水产生不利影响。

5.2.2.2 事故状态下地表水环境影响

对于本工程来说，可能对地表水环境产生影响的事故为原油泄漏。对地表水的影响一般有两种途径：一种是泄漏的油品直接进入地表水体。另一种是油品或含油污水泄漏于地表，由降雨形成的地表径流将落地油或受污染的土壤带入水体。

环玛湖区域内的第四系地下潜水，由于地表高差的作用形成水力坡度，在最低洼处地下水渗出形成玛纳斯湖。地下水流向由西北向东南汇集。

环玛湖区域第四系含水层岩性主要为粉砂、粘土、粉砂、砾岩、泥岩等，其中泥岩层及粘土层可起到隔水作用。根据含水层岩性和紧实度，该区域地下水流速在 8m/d~10m/d 之间，当距离玛纳斯湖 3.5km 的采油井发生污染物泄漏事故时，在不考虑含水层土壤吸附和阻隔的情况下，污染物最快经过 350d 的时间到达玛纳斯湖中。

如发生油品泄漏事故，应立即对泄漏点采取措施。由于本工程的单井集输管道受自动控制系统监控，一旦发生泄漏能够及时发现，通过关闭阀门，可减少泄漏油量，并且根据新疆油田公司的环保要求，井下作业带罐作业，落地油 100%回收，通过采取各种措施，可最大限度防止泄漏事故的发生，使事故后的影响降至最低程度。

表 5.2-3　　地表水环境影响评价自查表

工作内容		自查项目	
影响识别	影响类型	水污染影响型☑；水温要素影响型☐	
	水环境保护目标	饮用水水源保护区☐；饮用水取水口☐；涉水的自然保护区☐；涉水的风景名胜区☐；重要湿地☐；重点保护与珍稀水生生物的栖息地☐；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道☐；天然渔场等渔业水体☐；水产种植资源保护区☐；其他☐	
	影响途径	水污染影响型	水文要素影响型
		直接排放☐；间接排放☑；其他☐	水温☐；径流☐；水域面积☐
	影响因子	持久性污染物☐；有毒有害污染物☐；非持久性污染物☐；pH 值☐；热污染	水温☐；水位（水深）☐；流速☐；流量☐；其他☐

		□；富营养化□；其他□		
评价等级		水污染影响型		水文要素影响型
		一级□；二级□；三级 A□；三级 B☑；		一级□；二级□；三级□
现状调查	区域污染源	调查项目		数据来源
		已建□；在建□；拟建□；其他□	拟替代的污染源□	排污许可证□；环评□；环保验收□；既有实测□；现场监测□；入河排放口数据□；其他□
	受影响水体水环境质量	调查时期		数据来源
		丰水期□；平水期□；枯水期□；冰封期□；春季□；夏季□；秋季□；冬季□		生态环境保护主管部门□；补充监测□；其他□
	区域水资源开发利用状况	未开发□；开发利用 40%以下□；开发利用 40%以上□		
	水文情势调查	调查时期		数据来源
		丰水期□；平水期□；枯水期□；冰封期□；春季□；夏季□；秋季□；冬季□		水行政主管部门□；补充监测□；其他□
	补充监测	监测时期	监测因子	监测断面或点位
		丰水期□；平水期□；枯水期□；冰封期□；春季□；夏季□；秋季□；冬季□	（）	监测断面或点位个数（）个
现状评价	评价范围	河流：长度（）km；湖库、河口及近岸海域：面积（）km^2		
	评价因子	（）		
	评价标准	河流、湖库、河口：I 类□；II 类□；III 类□；IV 类□；V□ 近岸海域：第一类□；第二类□；第三类□；第四类□ 规划年评价标准（）		
	评价时期	丰水期□；平水期□；枯水期□；冰封期□ 春季□；夏季□；秋季□；冬季□		
	评价结论	水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标状况：达标□；不达标□ 水环境控制单元或断面水质达标状况：达标□；不达标□ 水环境保护目标质量状况：：达标□；不达标□ 对照断面、控制断面等代表性断面的水质状况：达标□；不达标□ 底泥污染评价□ 水资源与开发利用程度及其水文情势评价□ 水环境质量回顾评价□ 流域（区域）水资源（包括水能资源）与开发利用总体状况、生态流量管理要求与现状满足程度、建设项目占用水域空间的额水流状况与河湖演变状况□		
影响预测	预测范围	河流：长度（）km；湖库、河口及近岸海域：面积（）km^2		
	预测因子	（）		
	预测时期	丰水期□；平水期□；枯水期□；冰封期□ 春季□；夏季□；秋季□；冬季□		

<table>
<tr><td rowspan="3"></td><td></td><td colspan="5">设计水文条件□</td></tr>
<tr><td>预测情景</td><td colspan="5">建设期□；生产运行期□；服务期满后□
正常工况□；非正常工况□
污染控制和减缓措施方案□
区（流）域环境质量改善目标要求情景□</td></tr>
<tr><td>预测方法</td><td colspan="5">数值解□；解析解□；其他□
导则推荐模式□；其他□</td></tr>
<tr><td rowspan="7">影响评价</td><td>水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价</td><td colspan="5">区（流）域环境质量改善目标□；替代削减源□</td></tr>
<tr><td>水环境影响评价</td><td colspan="5">排放口混合区外满足水环境管理要求□
水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标□
满足水环境保护目标水域水环境质量要求□
水源控制单元或断面水质达标□
满足重点水污染物排放总量控制指标要求，重点行业建设项目，主要污染物排放满足等量或减量替代要求□
满足区（流）域水环境质量改善目标要求□
水文要素影响型建设项目同时应包括水文情势变化评价、主要水文特征值影响评价、生态流量符合性评价□
对于新设或调整入河（湖库、近岸海域）排放口的建设项目，应包括排放口设置的环境合理性评价□满足生态保护红线、水环境质量底线、资源利用上线和环境准入清单管理要求□</td></tr>
<tr><td rowspan="2">污染源排放量核算</td><td>污染物名称</td><td colspan="2">排放量（t/a）</td><td colspan="2">排放浓度（mg/L）</td></tr>
<tr><td>（）</td><td colspan="2">（）</td><td colspan="2">（）</td></tr>
<tr><td rowspan="2">替代源排放情况</td><td>污染源名称</td><td>排污许可证编号</td><td>污染物名称</td><td>排放量（t/a）</td><td>排放浓度（mg/L）</td></tr>
<tr><td>（）</td><td>（）</td><td>（）</td><td>（）</td><td>（）</td></tr>
<tr><td>生态流量确定</td><td colspan="5">生态流量：一般水期（）m^3/s；鱼类繁殖期（）m^3/s；其他（）m^3/s
生态水位：一般水期（）m；鱼类繁殖期（）m；其他（）m</td></tr>
<tr><td rowspan="6">防治措施</td><td>环保措施</td><td colspan="5">污水处理设施□；水温减缓设施□；生态流量保障设施□；区域削减□；依托其他工程措施□；其他□</td></tr>
<tr><td rowspan="4">监测计划</td><td></td><td colspan="2">环境质量</td><td colspan="2">污染源</td></tr>
<tr><td>监测方式</td><td colspan="2">手动□；自动□；无监测</td><td colspan="2">手动□；自动□；无监测</td></tr>
<tr><td>监测点位</td><td colspan="2">（）</td><td colspan="2">（）</td></tr>
<tr><td>监测因子</td><td colspan="2">（）</td><td colspan="2">（）</td></tr>
<tr><td>污染物排放清单</td><td colspan="5">□</td></tr>
<tr><td colspan="2">评价结论</td><td colspan="5">可以接受☑；不可以接受□</td></tr>
<tr><td colspan="7">注：“□”为勾选项，可√；“（）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。</td></tr>
</table>

5.3 声环境影响分析与评价

5.3.1 施工期环境影响分析

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

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

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

式中：$L_p(r)$—距离声源 r 处的倍频带声压级；

$L_p(r_0)$—参考位置 r_0 处的倍频带声压级；

r—预测点距离声源的距离（m）；

r_0—参考位置距离声源的距离（m）；

预测结果见表 5.3-1。

表 5.3-1　　距场界不同距离处的噪声预测值

距场界距离 / 方位	1m	10m	20m	30m	50m	100m	150m	200m
东	80.67	60.67	54.65	51.13	46.69	40.67	37.15	34.65
西	80.67	60.67	54.65	51.13	46.69	40.67	37.15	34.65
南	88.18	68.18	62.16	58.63	54.2	48.18	44.66	42.16
北	75.92	55.92	49.90	46.38	41.94	35.92	32.40	29.90
《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）标准：昼间 70dB(A)，夜间 55dB(A)。								

由预测结果可以看出：

（1）钻井过程中所产生的噪声会对周围一定区域内造成影响。昼间距离井场 10m 处，夜间 50m 处噪声值可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）中昼间 70dB(A)，夜间 55dB(A)的要求。

（2）昼间施工噪声在 10m 外，夜间施工噪声在 50m 外满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 3 类标准要求。根据现场调查评价范围内没有集中固定居民居住，不产生噪声扰民现象，对局部环境的影响是暂时的，钻井期间产生的噪声对周围环境的影响是可以接受的。施工期噪声的影响主要是对钻井队的施工

人员的影响，因此必须要做好劳动防护措施。

5.3.2 运营期环境影响分析

运营期噪声污染源主要包括场中的各类机泵以及井下作业设备噪声，天然气撬装回收装置压缩机、电动压缩机、各类机泵、非正常工况下火炬放空等噪声。噪声源强详见表 3.3-9。

5.3.2.1 预测模式

选用点源模式，根据噪声衰减特性，分别预测其在评价范围内产生的噪声声级。

（1）噪声随距离衰减模式

采用预测模式为点声源几何发散衰减模式：

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

式中：L_A（r）— 距点声源 r 处的 A 声级（dB）；

r_0, r — 离点声源的距离（m）；

L_w — 参考位置噪声源声功率级（dB）。

（2）多声源叠加模式

$$\mathbf{L}_0 = 10\lg(\sum_{i=1}^{n} 10^{Li/10})$$

式中：L_0 ---- 叠加后总声压级，dB(A)；

n ---- 声源级数；

Li --- 各声源对某点的声压值，dB(A)。

5.3.2.2 预测结果

（1）正常工况

预测正常工况下各噪声源对各厂界影响的等效连续声级，见表 5.3-2。

表 5.3-2　　厂界噪声影响预测结果　　单位： dB(A)

预测场站	预测厂界	昼间			夜间		
		现状值	贡献值	叠加值	现状值	贡献值	叠加值
MaHW6502 井场	东厂界		37.96	43.96	39.1	37.96	41.58
	南厂界		40.46	44.73		40.46	42.04
	西厂界		36.94	43.72		36.94	42.56
	北厂界		42.04	45.39		42.04	43.14
计量站	东厂界		43.98	46.23	40.5	43.98	45.59

	南厂界		46.48	47.88		46.48	47.46
	西厂界		43.98	46.23		43.98	45.59
	北厂界		46.48	47.88		46.48	47.46
玛 18 转油站	东厂界		30.92	47.20	44.6	30.92	44.78
	南厂界		34.44	47.42	45.4	34.44	45.73
	西厂界		30.00	47.97	46.1	30.00	46.21
	北厂界		33.10	48.33	45.4	33.10	45.65

由预测结果可知，生产运营期井场正常生产时噪声很小，运营期噪声主要来自井场抽油机泵等产生的噪声，对背景噪声的贡献较小。且本项目位于戈壁荒漠，周边 200m 范围内无固定居民居住，根据上述预测井场和场站的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）3 类标准限值要求，且周边无环境敏感点，因此工程实施后不会对周围声环境产生明显影响。

（2）非正常工况

在非正常工况下，启动火炬放空系统。火炬系统噪声源强可达到 105dB(A)，厂界的噪声贡献值有显著提高。火炬系统噪声源随距离衰减结果见表 5.3-3，噪声衰减分布见图 5.3-1。

表 5.3-3　　火炬系统噪声源随距离衰减

距离(m)	50	100	150	200	250	300	350	400
噪声值 dB(A)	69.73	63.74	60.23	57.73	55.79	54.21	52.87	51.71

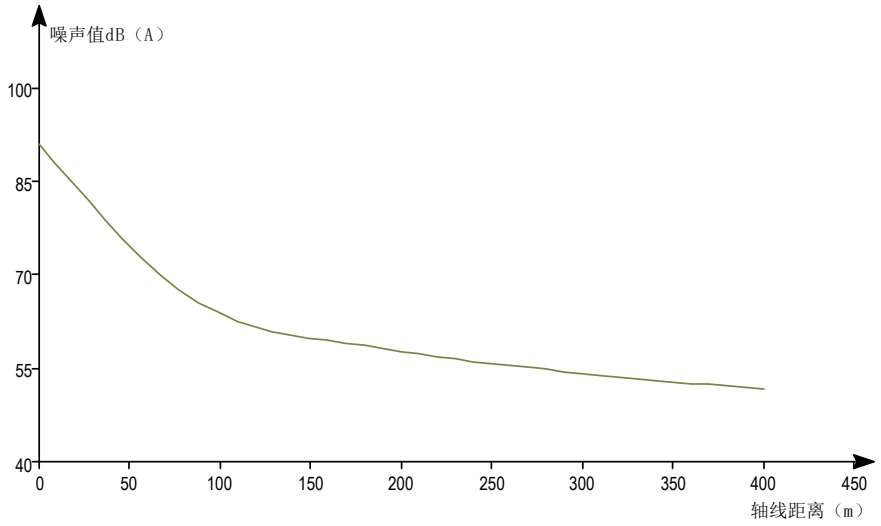


图 5.3-1　火炬系统噪声衰减图

由上可知，火炬噪声昼间 150m 外，夜间 400m 外才可满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）3 类区标准的要求，因天然气回收撬装站周边无居民区等声环境敏感目标，因此火炬噪声不会产生扰民现象。

5.3.3 服务期满后环境影响分析

本项目服务期满后，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。

本项目井区周围没有固定人群居住，因此项目施工对场区周围声环境质量影响不大。

5.4 固体废物环境影响分析与评价

5.4.1 施工期固体废物环境影响分析

本项目施工期固废主要是钻井废弃泥浆和岩屑、施工弃土。

5.4.1.1 废弃钻井泥浆和岩屑

（1）水基钻井岩屑、剩余水基泥浆

本项目一开、二开钻井产生的钻井液及岩屑一同进入不落地系统进行处理，并实现固液分离，分离后的液相循环使用，钻井结束后钻井液由井队回收，送至下个井场用于新钻井液的配置，不外排。固相水基岩屑中各类污染物经检测后能够达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）中污染物限值的相关标准后，可就近用于铺设通井路、铺垫井场等基础材料，进行综合利用，对环境影响较小。

（2）油基钻井岩屑、油基泥浆

三开产生的油基钻井液及岩屑一同进入不落地系统进行处理，并实现固液分离，分离后的液相循环使用，钻井结束后钻井液由井队回收，送至下个井场用于新钻井液的配置，不外排。产生的油基岩屑为类别 HW08 含油危废（废物代码：071-002-08），由密封储罐收集，委托克拉玛依金鑫油田环保工程有限公司转运及处置。

5.4.1.2 施工弃土

本项目施工期管线施工产生的弃土回填在管堤上；压裂返排液储存池开发土方部分回用于管堤和道路施工，剩余部分集中堆存并实施压实平整水土保持措施，施工结束后用于周边井场平整。

5.4.2 运营期固体废物环境影响分析

油田生产过程中产生的固体废物主要是油泥（砂）、废弃分子筛、储存池隔油池上层污油和天然气回收分离油泥。

根据《国家危险废物名录》（2021 年本，部令第 15 号），油田生产运营过程中产生含油污泥作为废矿物油类，属于危险废物（废物类别 HW08）。

表 5.4-1　本项目危险废物具体名录

危险废物名称	废物类别	行业来源	废物代码	危险废物	危险特性
油泥(砂)	HW08 废矿物油与含矿物油废物	石油开采	071-001-08	石油开采和炼制产生的油泥和油脚	T/I
废弃分子筛	HW49 其他废物	非特定行业	900-041-49	含有或沾染毒性、感染性危险废物的废气包装物、容器、过滤吸附介质	T/In

（1）油泥砂

本项目井场不产生含油污泥，运营期采出液依托百口泉注输联合站处理过程中会生产含油污泥委托有危废处置资质的单位负责转运、接收和无害化处理。

（2）隔油池上层污油

压裂返排液储存池的隔油池上层污泥拉运至百口泉注输联合站油处理系统处理。

（3）废弃分子筛

废弃分子筛由天然气回收装置产生，集中收集后交有资质的单位进行处置。

综上，通过采取切实可行的措施，并加强管理，本项目运营期的固体废物不会对周围环境产生影响。

（4）天然气回收分离油泥

天然气回收过程中除液器、压缩机出口分离器等生产设备分离出的油泥，产生量为 182.5t/a（0.5t/d）。经管线排入污油罐撬，拉运至玛 18 转油站最终进入百联站油处理系统处理，不外排。

5.4.3 退役期固体废物环境影响分析

油井退役后地面设施拆除、井场清理等工作会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣进行集中清理收集后外运。

地面设施拆除、井场清理等工作过程中被原油污染的土壤或油渣等危险固

废，交由有资质的单位进行无害化处置，不会对周围环境产生影响。

5.5 土壤环境影响分析与评价

本项目土壤影响类型与途径见表5.5-1，影响因子见表5.5-2。

表5.5-1　建设项目土壤环境影响类型与影响途径表

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

表5.5-2　污染影响型建设项目土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程	污染途径	特征因子	备注
输油管线	-	垂直入渗	石油类	-

根据建设项目对土壤环境可能产生的影响主要为井下作业、采出液、压裂返排液垂直下渗造成的土壤污染。故将本次项目土壤环境影响类型划分为污染影响型，主要影响方式为垂直下渗。

5.5.1 施工期土壤环境影响

对土壤质量的影响主要为人为扰动、车辆行驶和机械施工、各种废弃物污染影响。

5.5.1.1 人为扰动对土壤的影响

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

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

根据国内外有关资料，管道工程对土壤养分的影响与土壤的理化性质和施工作业方式密切相关。在实行分层堆放，分层覆土的措施下，土壤的有机质将下降30%～40%，土壤养分将下降30%～50%，其中全氮下降43%左右，磷素下降40%，钾素下降43%。这说明即使是对表土层实行分层堆放和分层覆土，管道工程也难以保障覆土后表层土壤养分不被流失。

5.5.1.2 车辆行驶和机械施工对土壤的影响

在施工中，车辆行驶和机械作业时机械设备的碾压、施工人员的踩踏等都会对土壤的紧实度产生影响。机械碾压的结果使土壤紧实度增高，地表水入渗减少，土壤团粒结构遭到破坏，土壤养分流失，不利于植物生长。各种车辆（尤其是重型卡车）在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，甚至退化为沙地。井场和管道的施工场地、临时施工营地等都存在这种影响。

5.5.1.3 水土流失影响

油田工程建设对当地水土流失影响的方式包括扰动、损坏、开挖及破坏原地貌、地表土壤结构及植被。工程施工及占地呈线状分布，所造成的水土流失因管线所经过的区域不同而不同。建设期间，开挖管沟、土方排放、机械作业人员活动等都会加剧水土流失。

施工车辆对地表的大面积碾压，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏，使风蚀荒漠化的过程加剧；在管线的敷设过程中，最直接而且易引起水土流失的是施工过程中使影响范围内的地表保护层变得松散，增加风蚀量。临时占地范围内的土壤地表表层遭到破坏，下层的粉细物质暴露在地层表面，在风力的作用下，风蚀量会明显加大，这种影响在短时间内不会完全恢复。但随着时间的推移，风蚀量会随着地表新保护层的逐渐形成而减弱。油田各种管道的敷设均采用明沟开挖方式，管沟开挖土方在管道一侧临时堆放。施工期内，管沟边堆起一道临时土垄，在大风状态下易发生风力侵蚀，即使在堆土回填后风蚀量会有所减少，但地表仍为疏松地带，需要一个较长的恢复阶段。

5.5.1.4 施工期污染影响途径

项目建设活动中产生的废气和废渣等典型污染物质，会对土壤产生严重负面影响。主要以占用和污染两种方式污损土壤。

污染影响形式为大气沉降、地面漫流和垂直入渗。

建设期大气污染主要为施工扬尘和机械设备排放的尾气，而施工扬尘对环境的影响最为明显。由于施工场地设置围栏、洒水抑尘、覆盖防尘、限制车速、保持施工场地洁净、避免大风天气作业等防尘措施，且施工场地已经干化结实，起尘量很小。因此，本项目施工期产生的扬尘不会对土壤环境造成影响。

建设期固体废物主要为土地平整和施工产生的弃土，不含重金属和无机物、挥发性有机物、半挥发性有机物，弃土用于周边井场平整，因此本项目施工期产生的弃土不会对土壤环境造成影响。

5.5.2 运营期土壤环境影响分析

5.5.2.1 正常状况下对土壤环境的影响分析

本项目污染土壤的途径主要为液体物料、废水输送及处理过程中发生跑冒滴漏，渗入土壤对土壤产生影响危害土壤环境。

本项目生产过程中液体物料配置过程中均为密闭管路连接，不会出现溢出和泄漏情况，实现可视可控，且在管线上做好标识，如若出现泄漏等事故情况，可及时发现，及时处理。

综上，本项目从源头控制液体物料、废水泄漏，同时采取可视可控措施，若发生泄漏可及时发现，对收集泄漏物的排污罐、压裂返排液储存池等采取各项防渗措施，通过采取以上措施，液体物料、废水、废液等进入土壤的量很少，不会对周围土壤环境产生明显影响。

5.2.2.2 非正常状况下对土壤环境的影响分析

（1）井喷

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

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

（2）集输管线泄漏

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

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

根据类比调查结果：输油管道泄漏事故发生后，非渗透性的基岩及粘重土壤

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

5.2.2.3 污染物影响途径

①项目污废水产生情况

拟建项目为石油开采项目，项目运行期最有可能对土壤环境造成影响的情况为原油泄漏，本次土壤预测考虑为石油类。

②土壤污染途径

污染物从污染源进入土壤所经过的路径称为土壤污染途径，土壤污染途径是多种多样的。根据工程分析，拟建项目可能对土壤造成污染的途径主要有：含油物质发生泄漏对土壤造成的影响。

③主要评价因子

本次预测评价因子为石油类。

④类比分析

类比《玛北油田2#井区、18#井区、131#井区开发建设工程项目环境影响后评价》中同类型管线事故泄漏情况，该后评价范围包括玛18井区，土壤类型一致、预测事故类型一致，具有可类比性。非正常情况下，考虑持续注入非饱和带土层中10min、20min、1h、2h后，污染物在垂直方向上的超标扩散距离和包气带底部石油类浓度，详见表5.5-3。

表5.5-3　非正常情况下污染物在非饱和带中的超标扩散距离预测结果表

污染物种类	计算值	污染物运移的超标扩散深度			
		10min	30min	1h	2h
石油类	影响深度（m）	全部包气带深度	全部包气带深度	全部包气带深度	全部包气带深度
	包气带底部石油类浓度（mg/L）	515.1569	769.3116	875.3160	942.9776

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

从土壤环境污染现状调查可知，在纵向上石油的渗透力随土质有很大的差别，质地越粗，下渗力越强。落地油一般富集在0cm~20cm的土层中，石油在土表的蒸发量与时间呈负指数相关，开始5h内石油蒸发强烈，24h后石油在土壤

表面多呈粘稠状。落地油积存于表层会影响表层土壤通透性，影响土壤养分的释放，降低土壤动物及微生物的活性，使土壤的综合肥力下降，最终影响植物根系的呼吸作业和吸收作用。

因此，在项目建设过程中须做好相关防渗措施，以及原油收集、输送和暂存等区域的防腐、防渗措施，运行期须定期检查防渗层及管道的破损或破裂情况，若发现有破损或破裂部位须及时进行修补。故在项目运行期间，需加强管理和监督检查，减少非正常情况的发生，避免污染物进入土壤及地下水含水层中。在工程做好防渗、定期监测、严格执行本次环评提出的污染防治措施的前提下本项目对土壤环境影响可接受。

5.5.3 土壤环境自查表

本项目土壤环境自查表见表 5.5-4。

表 5.5-4　土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况				备注
影响识别	影响类型	污染影响型☑；生态影响型□；两种兼有□				
	土地利用类型	建设用地√；农用地□；未利用地□				/
	占地规模	（33.696）hm^2				
	敏感目标信息	敏感目标（）、方位（）、距离（）				
	影响途径	大气沉降□；地面漫流□；垂直入渗☑；地下水位□；其他（）				
	全部污染物	石油烃				
	特征因子	石油烃				
	所属土壤环境影响评价类别	I 类☑；II 类☐；III 类□；IV 类□				
	敏感程度	敏感□；较敏感□；不敏感☑				
评价工作等级		一级☐；二级√；三级☐				
现状调查内容	资料收集	a）□；b）□；c）□；d）□；				
	理化特性					同附录 C
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	点位布置图
		表层样点数	4	2	0~20cm	
		柱状样点数	3	0	在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样	
	现状监测因子	（GB36600-2018）表 1 中 45 项因子和表 2 中石油烃和 pH 值，共 47 项				
现状评价	评价因子	石油烃				
	评价标准	GB15618√；GB36600□；表 D.1□；表 D.2□；其他（）				
	现状评价结论	各监测点各监测项目均满足 GB 15618-2018 和				

		GB36600-2018 中筛选值			
影响预测	预测因子				
	预测方法	附录 E□；附录 F；其他（）			
	预测分析内容	影响范围（） 影响程度（）			
	预测结论	达标结论：a）□；b）□；c）□ 不达标结论：a）□；b）□			
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障□；源头控制□；过程防控□；其他（）			
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次	
	信息公开指标				
评价结论		采取环评提出的措施，影响可接受			
注 1：“□”为勾选项，可√；“（）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。 注 2：需要分别开展土壤环境影响评级工作的，分别填写自查表。					

5.6 生态环境影响分析

5.6.1 对生态环境影响的途径

本项目开发过程包括钻井工程、油田开采工程、井下作业工程、油气集输工程及相应的配套设施建设工程。油田开发占地面积大，一般为网状布局，不可避免地会对周围生态环境造成不同程度的污染和破坏。

5.6.1.1 生态环境影响类型

（1）占地对地表土壤、植被影响

钻井、运输、地面工程建设要侵占土地、破坏植被，改变原有生态系统结构和功能。

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

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

（2）污染物排放对生态环境的影响

油田开发是一个复杂的系统工程，由于各环节的工作内容多、工序差别大、施工情况多样、设备配置不同，所形成的污染源类型和源强也不同，其情形较为复杂。主要污染源集中在钻井工程、油田开采工程、井下作业工程、油气集输和处理工程，其污染源分布广、排放源强小，污染因子简单，具有影响的全方位性、综合性的特点，其对生态环境影响的途径和程度取决于水环境、空气环境、声环境被污染的程度和固废的产生量及处置方式。

（3）系统重建

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

5.6.1.2 生态环境影响因素

环境影响因素识别实际上是对主体（开发建设项目）的识别，包括主要工程和辅助工程。对于本项目来讲，主要从油田开发工程（钻井、地面基本设施建设、配套设施和道路建设等）、油田内部油气集输管道工程等诸多方面分析环境影响因素。

（1）钻井

本项目新钻采油井47口，井场的平整会产生土方；钻井过程中废物的排放、钻井机械的运输等施工活动均可对地表原生结构造成破坏，对生态环境带来不利影响。在井场选址过程中，应尽量选择动土作业量小的地段，场地平整所产生的土方随地势进行处置，尽可能填入低洼地带；井场材料整齐堆放，严格管理，不得随地洒落，完井后全部回收外运；施工机械划定运行线路，不得随意开行便道，以减少对地表原生结构的破坏。各种措施的采用，可有效减轻钻井过程对生态环境的影响。

（2）管线修建

管道修建中的地沟挖掘、下管及填埋过程中，对生态环境的影响主要是对土地的占用、对原生地表及管沟开挖范围内土层结构的破坏。本项目新建各类管线（均为油田内部集输管网）130.76km，施工期结束后，这种影响将随即消失，受

影响的地表将在一定时期内逐步恢复到原生状态。

生态环境影响因素见表 5.6-1。

表 5.6-1　　生态环境影响因素

工程活动	主要影响
钻井工程	1、永久占地改变土地的使用功能。 2、钻前施工过程对井场周围植被和土壤产生不利影响。
开挖管沟、储存池	1、工程扰动使土壤结构、组成及理化特性发生变化。 2、开挖过程对周边植被造成破坏。 3、土方处置不当加剧风蚀。
道路建设	1、永久占地改变土地的使用功能。 2、施工过程对道路两侧植被和土壤产生不利影响。
井场建设	1、永久占地改变土地的使用功能，使未利用土地得以利用。 2、施工过程对四周植被和土壤产生不利影响。

5.6.1.3 生态环境影响程度

工程建设对生态环境影响程度主要指所造成的影响是否可逆和可恢复。

（1）永久性占地区域

永久性占地对生态环境（地表土壤及植被）的影响是不可逆的，改变了土地原有的利用方式及土地利用价值。

管道铺设占地区域的生态环境影响为临时性影响，在管道敷设完成后对其上部占地区域进行平整、恢复原貌，其生态影响可逐步得以恢复。

（2）临时性占地区域

施工完成后，当施工地的土壤质地及地形条件适于植被生长，在土壤保水能力较强、有水分保证的地段（如冲沟两侧、低洼地段），被破坏的土壤表层结构和植被可以很快得到自然恢复。但在自然环境水分条件较差的区域，生态环境自然恢复的速度十分缓慢。

5.6.2 对植被的影响分析

本项目钻井工程、集输管道工程是造成植被破坏的主要原因，其中以钻井工程和管道建设的影响最为显著。

5.6.2.1 工程占地对植被的影响及生物量损失

油田开发过程中的占地包括井场、管道等占地，对植被的影响主要表现在施工期，主要影响形式是对土地的占用以及施工阶段清场过程中对地表植被的清理及施工过程中的辗压。

项目区内荒漠植被以梭梭为主，植被群系单一，生产力较低。根据新疆维吾尔自治区畜牧厅编制的《新疆草地资源及其利用》，项目区产草量按照750kg/hm^{2}计算，对开发区域占地类型、植物生物量损失量影响见表5.6-2。

表5.6-2　　评价区域占地类型及生物量损失

植被类型	占地类型	工程内容	占地面积（hm^2）	生物量损失（t/a）	影响时间（a）
梭梭壤漠	永久占地	井场	4.23	3.17	永久
		计量站	2.0	1.50	永久
		储存池	8.78	6.59	永久
		道路	18.66	14.00	永久
		输电线路	0.02	0.015	
	临时占地	井场	47.47	35.60	3~5
		管线	78.59	59.17	3~5
		天然气撬装站	8.4	6.30	3~5
		输电线路	10.2	7.65	
合计			178.33	134	——

在油田开发过程中土地被扰动，地表植被基本被毁。在投入运营后，其中有部分地表土地被永久占用，地表被各种构筑物或砾石覆盖。其余土地重新回到原来的自然状态，但地表植被及地表结构却发生了变化。地表保护层被破坏后，其稳定性下降，防止水土流失的能力也随之下降。本项目在油田开发过程中临时占地面积为144.64hm^2，永久占地面积为33.70hm^2。在油田开发初期的3～5年中，荒漠植被破坏后不易恢复，因而使得144.64hm^{2}荒漠土地基本没有植物初级生产能力，生物损失量约为134t/a，当临时性占地的植被得到初步恢复后，这种损失将会逐渐减少。

5.6.2.2 管线修建对植被的影响

集输管线的建设对植被的破坏包括管沟宽度和施工场地宽度两部分。管道建设中管沟部分的植被被彻底清除，而施工带地面上的植被破坏则因施工方式的不同而异。项目油田内部的集输管线管径较小，管线施工完成后，由于很少再次进行干扰，其地表进行平整后，植物会逐渐自然恢复。

5.6.2.3 人类活动对植被的影响

项目开发建设过程中大量人员、机械进入荒漠区，使荒漠环境中人类活动频率大幅度增加。对植被的影响主要表现在人类和机械对植物的践踏、碾压和砍伐，使原生植被生境发生较大变化。荒漠区单位面积上人口密度的增加将导致工程开发范围内及边缘区形成次生荒漠化。但评价区植被分布不均匀，因此，人类活动

对该区域天然植被产生的不良影响非常有限。

5.6.2.4 突发性事故对植被的影响

项目开发建设中对生态环境造成严重破坏的主要事故类型为原油和含油污水泄漏，其产生的污染物排放均会对评价范围内的植被造成不同程度的影响，影响程度与发生事故时泄漏的油量及是否发生火灾有很大关系。植被体上附着的原油越多，植物死亡率就越高，而且草本植被比乔、灌木更敏感，更易受到致命的影响。如果发生火灾，则植被的地上部分会完全被毁，但如果土壤环境未被破坏，第二年植被将会重新生长。

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

5.6.3 对野生动物影响分析

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

5.6.3.1 施工期对野生动物的影响

井场构筑物建设、管道敷设及道路修建过程中，由于机械设备的轰鸣惊扰，人群活动的增加，荒漠型鸟类和大型哺乳类动物将远离施工现场，使区域内单位面积上的动物种群数量下降，但此类影响对爬行类和小型啮齿类动物的干扰不大。一些伴人型鸟类如麻雀、乌鸦等，一般在离作业区 30m 以外活动，待无噪声干扰时较常见于人类生活区附近。因此，随着钻井、开发各个过程的变化，该区域内野生动物的种类和数量将发生一定的变化，原有的荒漠型鸟类和大型哺乳类将逐渐避开人类活动的干扰迁至其它区域，而常见的伴人型野生动物种类有所增加。地面建设工程后期，随着开发建设进入正常生产阶段，施工人员撤离作业区域，仅少量巡检人员在油田开发区域及管道区域定期活动，区域内的人为活动逐步减少，野生动物将逐步回归原有生境，主要的影响范围仅限于场站和生活基地等人员活动较多的区域。

5.6.3.2 运营期对野生动物的影响

本项目开发区内广泛分布于沙质荒漠，植被盖度低，植物种类多为以梭梭建群种的小半乔木荒漠植被。由于干旱和食物短缺，加上区域内乔灌木植被少，难以给野生动物提供栖息及躲藏之地，大型野生动物分布较少，仅以啮齿类动物的活动痕迹较为多见。再加上区内近年来油气田勘探开发，油田公路修建，人为活动频繁，所以野生动物种类分布较少，大型哺乳动物种类更少，基本上没有区域特有种分布。因此，本项目运营期不会对野生动物产生明显影响。

5.6.3.3 退役期对野生动物的影响

退役期内，对完成采油气的废弃井，封堵内外井眼，拆除抽油机械设置，截去地下 1m 管头，清理场地，并立警示标志。

占地范围具备植被恢复条件的，应将井场水泥平台或砂砾石铺垫清理，不具备植被恢复条件的区域，建议保留井口水泥底座，以防止沙化，起到防沙固沙作用。

通过采取以上措施，可使退役期生态环境影响降到最低。

5.6.4 对荒漠生态景观变化的影响分析

本项目开发区的基质为荒漠生态景观。荒漠生态景观的稳定性较差，异质化程度低，生态体系的稳定性和必要的抵御干扰的柔韧性较差。项目区内景观的控制性组分是荒漠植被，由于面积偏小，物种较少，尚达不到作为种群源及物种流动的生物廊道要求。此外，作为开放系统的景观，需要不断地与周边环境进行物质能量和物种的交换，才能不断增强景观系统的阻抗和恢复能力。本项目区域内的各种节点，还没有达到自我调节和控制周围环境质量的能力，对外界干扰的抗性差，系统极其脆弱，因此，从该方面来说，本项目区荒漠景观的稳定性较低。

本项目开发过程中永久性占地面积为 33.70hm^2，原地表被永久性构筑物占用，由荒漠生态景观变为人工景观。也就是说，区域内作为基质组成部分的荒漠生态景观中减少了 33.70hm^2。对于整个油田开发区来讲，占原有荒漠生态景观的比例极小。

5.6.5 对土地利用变化的影响分析

油田井区建设工程位于荒漠生态系统，井场、站场、道路等地面建设属永久性占地，即将土地利用类型由戈壁荒漠植被转变为工程建设用地。

临时性占地则在破坏植被的基础上还对土壤环境产生不利影响。土壤有机质的分解使表土内有机质含量大幅度降低，不利于植被恢复，临时占地还使土壤的富集过程受阻，使土壤生产力下降这将使生态系统的敏感性增强，更易遭到破坏。但在严格执行生态保护与恢复措施的情况下，被临时占地破坏的土地及其生态功能将逐渐得到恢复。此外，因临时和永久性占地面积占评价区域面积比重不大，因此总体上建设工程会对区域内土地利用变化造成的影响较小。

5.6.6 土地沙化和水土流失影响分析

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

（1）土壤粗粒化

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

（2）土壤贫瘠及含盐量变化

沙化引起土壤贫瘠化的原因，一是积累土壤有机质的表层被风吹蚀；二是在风沙化发展过程中，土壤干旱并在高温影响下，有机物质矿化加强，使原来积累的有机物大量分解；三是土壤粗粒化结果。从未沙化原始土壤与沙化地段土壤肥力对比看，土壤有机质和全氮含量随沙漠化增加有所降低，特别是土壤有机质随沙化强度的变化十分明显。磷素和钾素随沙化程度增加，含量无明显差异。土壤中的易溶性盐分是随土壤水分发生移动的，并随着土壤水分蒸发而在地表聚积。由于沙土毛管上升高度低，因此，通过毛管上升水流到达地表而产生的积盐很微弱，另外在土壤受到风蚀沙化时，表土层的盐分有的被吹蚀，有的和含盐轻的底土层发生混合，因而也降低了风沙土壤的盐分含量，据邻近油田的调查结果表明，随沙化增强，盐分含量降低。

（3）对油区公路、管线、井场的危害

评价区内春夏两季为多风季节，尤其是春季大风频繁，沙尘暴天气较多，而

此时降水稀少，因而干旱沙质地表的沙层易被风力吹扬，风沙活动可以风蚀公路。

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

5.6.7 对玛纳斯湖盐场影响分析

本项目南侧距离玛纳斯湖盐场最近距离2km。

钻井期表层套管严格封闭含水层管道，保障固井质量，且固井一开水泥浆固井深度500m，防止对土壤、地下水及盐业资源产生不利影响。

单井管线、集油管线和输水管线均选用非金属管材，管道自身属材质防腐；管道强度、稳定性、抗震等满足要求，保证整个输油管道安全、可靠、平稳运行；输气管线采用三层PE涂层防腐，能有效保护管道腐蚀，防止对土壤、地下水及盐业资源产生不利影响。

施工期运输车辆采用洒水降尘，其扬尘造成的污染距离可缩小到20m~50m范围，施工扬尘对南侧2km处盐场影响较小。运营期油气采用密闭集输，无扬尘产生，对盐场基本没有影响。

采取以上措施后，项目运行对盐业资源影响较小。

5.6.8 对和布克赛尔江格尔国家沙漠公园影响分析

根据国务院2013年批准实施的《全国防沙治沙规划》提出的：“有条件的地方建设沙漠公园，发展沙漠景观旅游”。根据2016年8月国家林业局发布的《国家沙漠公园发展规划（2016-2025年）》，地方政府决定筹建新疆和布克赛尔江格尔国家沙漠公园。新疆和布克赛尔江格尔国家沙漠公园位于准噶尔盆地克拉玛依市乌尔禾区与和布克赛尔县交界处，属于干旱沙区、古尔班通古特沙漠亚区。其隶属的古尔班通古特沙漠为我国第二大沙漠，是我国最大的固定、半固定沙漠。根据2019年6月11日《国家林业和草原局关于调整新疆和布克赛尔江格尔国家沙漠公园范围和功能区划的复函》（林沙发[2019]58号）指示，新疆和布克赛尔江格尔国家沙漠公园按照批示调整功能区划范围，包括生态保育区、沙漠体验区、宣教展示区以及管理服务区。

经调查，项目北距沙漠公园生态保育区75m。

井区对新疆和布克赛尔江格尔国家沙漠公园不产生占地影响，工程施工期

间，钻井活动对沙漠公园周边动物会产生一定干扰，但随着施工期结束，影响将会消除。根据《国家沙漠公园管理办法》第十六条：“除国家另有规定外，在国家沙漠公园范围内禁止下列行为：

（一）开展房地产、高尔夫球场、大型楼堂馆所、工业开发、农业开发等建设项目。

（二）直接排放或者堆放未经处理或者超标准的生活污水、废水、废渣、废物及其他污染物。

（三）其它他破坏或者有损荒漠生态系统功能的活动。

工程不在沙漠公园范围内建设项目，不向沙漠公园内直接排放或者堆放未经处理或者超标准的生活污水、废水、废渣、废物及其他污染物，不对沙漠公园产生其它破坏也不做有损荒漠生态系统功能的活动。经分析，工程建设未改变荒漠生态系统，未对沙漠公园周边植被造成破坏，未影响沙漠公园植物多样性，未改变沙漠公园的土地利用类型，未影响沙漠公园的水土流失。工程对新疆和布克赛尔江格尔国家沙漠公园实际影响较小，符合《国家沙漠公园管理办法》的管控要求。

5.7 环境风险评价

5.7.1 评价目的和评价重点

环境风险评价的目的是分析和预测建设项目存在的潜在危险、有害因素，建设项目建设和运营期间可能发生的突发性事件或事故（一般不包括人为破坏及自然灾害），引起有毒有害和易燃易爆等物质泄漏，所造成的人身安全与环境影响和损害因素，提出合理可行的防范、应急减缓措施，以使项目事故率、损失和环境影响达到可以接受水平。

本次环评根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）、《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》（环发[2012]77 号）和《关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知》（环发[2012]98 号）对拟建项目进行环境风险评价，以突发性事故导致的危险物质环境急性损害防控为目标，对建设项目的环境风险进行分析、预测和评估，提出环境风险预防、控制、减缓措施，明确环境风险监控及应急建议要求，为建设项目环境风险防控提供科学依据。

5.7.2 评价依据

5.7.2.1 评价工作等级

根据 2.5.5 章节关于环境风险评价等级的判定结果，场站工程环境风险进行简单分析，新建天然气外输管线大气和地表水风险潜势为 II，其风险评价等级为三级；地下水风险潜势为 III，其风险评价工作等级定为二级。

5.7.2.2 评价范围

场站工程不设置分析评价法范围，新建天然气外输管线风险评价范围如下：大气环境风险评价范围为管线两侧各 100m；地表水环境风险评价范围覆盖艾里克湖泄洪区域；地下水环境风险评价范围同地下水评价范围。

5.7.3 环境风险调查

5.7.3.1 危险物质风险识别

按照《建设项目环境风险评价技术导则》(HI/T169-2018）附录 B、《危险化学品重大危险源辨识》(GB18218-2009)、《职业性接触毒物危害程度分级》(GB50844-85）中涉及的有毒有害、易燃易爆物质进行危险性识别。对于中度危害以上的危险性物质应予以识别，按照物质危险性，结合受影响的环境因素，筛选本工程环境风险评价因子主要为原油、天然气、硫化氢。

（1）天然气

天然气中甲烷、乙烷属单纯窒息性气体，对人体基本无毒。其它组分如丙烷、异丁烷、正丁烷、异戊烷、正戊烷等都为微毒或低毒物质。天然气除气态经外，还有少量二氧化碳、氮气等非怪气体。天然气理化性质、危险危害特性及防护措施见表 5.7-1。

表 5.7-1　　天然气理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品名称	化学品中文名称	天然气		
	化学品英文名称	Natural gas dehydration		
成分/组成信息	主要有害成分	甲烷		
	分子式	CH_4	分子量	16.05
危险特性	危险性类别：第 2.1 类易燃气体。侵入途径：吸入。 健康危害：空气中甲烷浓度过高，能使人窒息。当空气中甲烷达 25%~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调。若不及时脱离，可致窒息死亡。皮肤接触液化气体可致冻伤。 环境危害：对环境有害。 燃爆危险：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物。			
急救措施	皮肤接触：如果发生冻伤，将患部浸泡于保持在 38~42℃的温水中复温。不			

<table>
<tr><td></td><td colspan="4">要涂擦。不要使用热水或辐射热。使用清洁、干燥的敷料包扎。如有不适感，就医。
吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。呼吸、心跳停止，立即进行心肺复苏术。就医。</td></tr>
<tr><td>消防措施</td><td colspan="4">危险特性：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氟化氧及其它强氧化剂接触发生剧烈反应。
有害燃烧产物：一氧化碳。
灭火方法：用雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉灭火。切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。消防人员必须佩戴空气呼吸器、穿全身防火防毒服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。</td></tr>
<tr><td>泄漏应急处理</td><td colspan="4">消除所有点火源。根据气体扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的所有设备应接地。禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。若可能翻转容器使之逸出气体而非液体。喷雾状水抑制蒸气或改变蒸气云流向，避免水流接触泄漏物。禁止用水直接冲击泄漏物或泄漏源。防止气体通过下水道、通风系统和限制性空间扩散。隔离泄漏区直至气体散尽。
储存注意事项:钢瓶装本品储存于阴凉、通风的易燃气体专用库房。远离火种、热源。库温不宜超过30℃。应与氧化剂等分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备。</td></tr>
<tr><td>操作处置与储存</td><td colspan="4">操作注意事项：密闭操作，全面通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止气体泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。在传送过程中，钢瓶和容器必须接地和跨接，防止产生静电。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。</td></tr>
<tr><td>接触控制/个体防护</td><td colspan="4">工程控制：生产过程密闭，全面通风。
呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，但建议特殊情况下，佩戴过滤式防毒面具(半面罩）。
眼睛防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可戴安全防护眼镜。
身体防护：穿防静电工作服。
手防护：戴一般作业防护手套。
其他防护：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入限制性空间或其它高浓度区作业，须有人监护。</td></tr>
<tr><td rowspan="5">理化特性</td><td>外观与性状</td><td>无色无味气体</td><td>饱和蒸气压</td><td>53.32kPa/-168.8℃</td></tr>
<tr><td>沸点</td><td>-161.4℃</td><td>闪点</td><td>-218℃</td></tr>
<tr><td>熔点</td><td>-182.6℃</td><td>溶解性</td><td>微溶于水，溶于乙醇、乙醚、苯、甲苯等</td></tr>
<tr><td>密度</td><td>相对密度（水=1）：0.42（-161.4℃）
相对蒸汽密度（空气=1）；0.6</td><td>稳定性</td><td>稳定</td></tr>
<tr><td>爆炸极限</td><td>5~15%（V%）</td><td>引燃温</td><td>537℃</td></tr>
</table>

			度	
稳定性和反应活性	稳定性：稳定；禁配物：强氧化剂、强酸、强碱、卤素；避免接触的条件：高热，火源和不相容物质；聚合危害：不发生；分解产物：一氧化碳、二氧化碳。			
毒理学资料	LC50：50%(小鼠吸入，2h)。 LC50：无资料。			
生态学资料	其它有害作用：温室气体。应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。			
废弃处置	废弃物性质：危险废物。废弃处置方法:建议用焚烧法处置。 废弃注意事项：处置前应参阅国家和地方有关法规。把倒空的容器归还厂商或在规定场所掩埋。			
运输信息	运输注意事项：采用钢瓶运输时必须戴好钢瓶上的安全帽。钢瓶一般平放，并应将瓶口朝同一方向，不可交叉；高度不得超过车辆的防护栏板，并用三角木垫卡牢，防止滚动。运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。严禁与氧化剂等混装混运。夏季应早晚运输，防止日光曝晒。中途停留时应远离火种、热源.公路运输时要按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。			

（2）原油

原油理化性质、危险危害特性及防护措施见表 5.7-2。

表 5.7-2　　原油理化性质、危险危害特性及防护措施表

特别警示	易燃易爆
理化特性	原油是指从凝析气田或者油田伴生天然气凝析出来的液相组分，又称天然汽油。其主要成分是 C_5 至 C_{11+}烃类的混合物，并含有少量的大于 C_8 的烃类以及二氧化硫、噻吩类、硫醇类、硫醚类和多硫化物等杂质，其馏分多在 20℃-200℃之间，挥发性好。 【主要用途】 是生产溶剂油优质的原料。
危害信息	【燃烧和爆炸危险性】 其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。 【健康危害】 蒸气可引起眼及上呼吸道刺激症状，如浓度过高，几分钟即可引起呼吸困难、紫绀等缺氧症状。
安全措施	【操作安全】 密闭操作，注意通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴自吸过滤式防毒面具(半面罩)，戴化学安全防护眼镜，穿防静电工作服，戴橡胶耐油手套。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止蒸气泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂、还原剂、碱类接触。灌装时应控制流速，且有接地装置，防止静电积聚。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物。

	【储存安全】 储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过30℃。保持容器密封。应与氧化剂分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备和合适的收容材料。 【运输安全】 运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。夏季最好早晚运输。运输时所用的槽(罐)车应有接地链，槽内可设孔隔板以减少震荡产生静电。严禁与氧化剂、食用化学品等混装混运。运输途中应防曝晒、雨淋，防高温。中途停留时应远离火种、热源、高温区。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。公路运输时要按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。严禁用木船、水泥船散装运输。
应急处置原则	【急救措施】 皮肤接触：脱去污染的衣着，用大量流动清水彻底冲洗。 眼睛接触：立即翻开上下眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗至少15分钟，就医。吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。呼吸困难时给输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸。就医。 食入：催吐，就医。 【灭火方法】 消防人员须佩戴防毒面具、穿全身消防服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。灭火剂：雾状水、泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。 【泄漏应急处置】 切断火源：在确保安全情况下堵漏。禁止泄漏物进入受限制的空间(如下水道等)，以避免发生爆炸。喷水雾可减少蒸发。用砂土、蛭石或其它惰性材料吸收，然后收集运至废物处理场所。或在保证安全情况下，就地焚烧。如大量泄漏，利用围堤收容，然后收集、转移、回收或无害处理后废弃。

（3）轻烃

轻烃理化性质、危险危害特性及防护措施详见表5.7-3。

表5.7-3　　稳定轻烃理化性质、危险危害特性及防护措施表

名称	简述	毒性	燃烧爆炸特性参数	危险级别
稳定轻烃	又称天然汽油，主要为烷烃的C_4～C_6成分	蒸气可引起眼及上呼吸道刺激症状，如浓度过高，几分钟即可引起呼吸困难、紫绀等缺氧症状	闪点：<-18℃ 爆炸极限：1.1%～6.8%	易燃液体
闪点	引燃温度	爆炸上限	爆炸下限	沸点
-2℃	350℃	8.7%	1.1%	20~160℃
健康危害		石脑油蒸气可引起眼及上呼吸道刺激症状，如浓度过高，几分钟即可|起呼吸困难、紫绀等缺氧症状。		
环境危害		对环境有危害，对水体、土壤和大气可造成污染。		
消防措施	危险特性	其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引|起燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。		

	有害燃烧产物	一氧化碳、二氧化碳。
	灭火方法	喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。灭火剂：泡沫、二氧化碳、干粉、砂土。用水灭火无效。
应急处理		迅速撤离泄漏污染区人员至安全区，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，防静电工作服。尽可能切断泄漏源。防止流入下水道、排洪沟等限制性空间。小量泄漏：用砂土、蛭石或其它惰性材料吸收。大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容。用泡沫覆盖，降低蒸气灾害。防爆泵转移至槽车或专用收集器内，回收或运至废物处理场所处置。
操作处置与储存	操作注意事项	密闭操作，全面通风。操作人员必须经过专]培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴过滤式防毒面具（半面罩），戴安全防护眼镜，穿防静电工作服，戴橡胶耐油手套。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止蒸气泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。灌装时应控制流速，且贿接地装置，防止静电积聚。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物。
	储存注意事项	储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过30℃。保持容器密封。应与氧化剂分开存放，切总混储。采彩防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备和合适的收容材料。
毒性		LD50：无资料 LC50：16000mg/m^3，4小时（大鼠吸入）

（4）液化气

液化气理化性质详见表5.7-4。

表5.7-4　液化气理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品名称	化学品中文名称	液化石油气
	化学品俗名	压凝气油
	化学品英文名称	Liquefied　petroleum ges
成分/组成信息	主要有害成分	丙烷、丙烯、丁烷、丁烯
危险特性	极易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物。遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与氟、氯等接触会发生剧烈的化学反应。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。	
急救措施	若有冻伤，就医治疗。 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。	
消防措施	危险特性：极易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物。遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与氟、氯等接触会发生剧烈的化学反应。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。 有害燃烧产物：一氧化碳、二氧化碳。 应急处理切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。喷水	

<table>
<tr><td></td><td colspan="4">冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。灭火剂:雾状水、泡沫、二氧化碳。</td></tr>
<tr><td>泄漏应急处理</td><td colspan="4">迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防静电工作服。不要直接接触泄漏物。尽可能切断泄漏源。用工业覆盖层或吸附/吸收剂盖住泄漏点附近的下水道等地方，防止气体进入。合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。</td></tr>
<tr><td>操作处置与储存</td><td colspan="4">【操作注意事项】密闭操作，全面通风。密闭操作，提供良好的自然通风条件。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴过滤式防毒面具（半面罩)，穿防静电工作服。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止气体泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂、卤素接触。在传送过程中，钢瓶和容器必须接地和跨接，防止产生静电。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。
【储存注意式样】储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过30°℃。应与氧化剂、卤素分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备。</td></tr>
<tr><td>接触控制/个体防护</td><td colspan="4">【工程控制】生产过程密闭，全面通风。提供良好的自然通风条件。
【呼吸系统防护】高浓度环境中，建议佩戴过滤式防毒面具（半面罩）
【眼睛防护】一般不需要特殊防护，高浓度接触时可戴化学安全防护眼睛
【身体防护】穿防静电工工作服
【手防护】戴一般作业防护手套
【其他防护】工作现场严禁吸烟。避免宝浓度吸入。进入罐、限制性空间或其他高浓度区作业须有人监护</td></tr>
<tr><td rowspan="6">理化特性</td><td>外观与性状</td><td>无色气体或棕黄色油状液体，有特殊臭味</td><td>饱和蒸气压</td><td>无资料</td></tr>
<tr><td>沸点</td><td>无资料</td><td>闪点</td><td>-74℃</td></tr>
<tr><td>熔点</td><td>无资料</td><td>溶解性</td><td>无资料</td></tr>
<tr><td>密度</td><td>无资料</td><td>稳定性</td><td>426~537℃</td></tr>
<tr><td>爆炸极限</td><td>上限：33%
下限5%</td><td rowspan="2">引燃温度</td><td rowspan="2">-</td></tr>
<tr><td colspan="2"></td></tr>
<tr><td>稳定性和反应活性</td><td colspan="4">禁配物：强氧化剂、卤素。</td></tr>
<tr><td>毒理学资料</td><td colspan="4">LD50：无资料
LC50：无资料</td></tr>
<tr><td>生态学资料</td><td colspan="4">该物质对环境有危害，应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。</td></tr>
<tr><td>废弃处置</td><td colspan="4">处置前应参阅国家和地方有关法规。建议用焚烧法处置。</td></tr>
<tr><td>运输信息</td><td colspan="4">【包装方法】
钢制气瓶
【运输注意事项】
本品铁路运输时限使用耐压液化气企业自备罐车装运，装运前需报有关部门批准。装有液化石油气的气瓶(即石油气的气瓶)禁止铁路运输。采用刚瓶运输时必须戴好钢瓶上的安全帽。钢瓶一般平放，并应将瓶口朝同一方</td></tr>
</table>

	向，不可交叉;高度不得超过车辆的防护栏板，并用三角木垫卡牢，防止滚动。运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。严禁与氧化剂、卤素等混装混运。夏季应早晚运输，防止日光曝晒。中途停留时应远离火种、热源。公路运输时要按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。

5.7.3.2 生产系统危险识别

根据工程内容，结合油田项目的风险经验分析，项目可能发生风险事故的单元为井场、集输管道、天然气回收撬装站和压裂返排液储存池。

（1）井下作业危险性识别

①井喷事故风险：井喷时大量的油气从井口喷出，喷出的油气流可高达数十米，喷出气体几万到几十万方，井喷事故发生时，大量烃类气体随之扩散，当烃类气体在空气中的浓度达到爆炸极限时，遇火可形成爆炸，在爆炸浓度范围以外，则极易发生火灾，火灾和爆炸均会造成灾难性的后果。

②井漏事故风险：钻井施工表层套管下入深度不够或固井质量不好可能引发污染地下水事故，如钻井液漏失、油气上窜造成地下水污染等。

（2）集输管道危险性识别

管道输送是一种安全可行的输送方式，但存在于环境中的管道会受到各种环境因素的作用，同时管道本身的设计、管材制造、施工、操作运行和管理等各环节都可能存在着缺陷和失误，所有这些因素都可能导致事故的发生。发生的事故主要为管线破裂造成的油气泄漏，事故发生时会有大量的油气溢出，对周围环境造成直接污染，而且泄漏的油气遇到明火还可能产生火灾、爆炸事故。

（3）天然气回收撬装站危险识别

天然气回收系统或储罐区外如果发生烃类气体泄漏，蒸气不断地向空气中逸散，不仅造成经济损失，而且还会导致火灾和爆炸事故，污染环境，从而给安全生产带来危害。

（4）压裂返排液储存池危险性识别

压裂返排液储存池防渗层破损，导致含油污水泄漏，污染土壤和地下水。

5.7.3.3 风险类型识别

（1）环境风险类型

通过分析中本项目可能涉及的危险物质及危险场所及危险特性，本项目可能

发生的环境风险主要包括井喷、井漏、油类泄漏、火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。

（2）风险途径识别

本项目在生产作业过程中涉及到的物料主要为油类物品和天然气，各物料在集输、处理过程中具有温度高、压力大、操作条件要求苛刻等特点，在外界因素的破坏下，生产和输送设施具有发生物料泄漏、火灾、爆炸等突发性风险事故的可能性。发生泄漏的油气可进入周边地表水体，存在污染艾里克湖和玛纳斯湖的风险；通过地表土壤下渗，随着扩散程度存在污染地下水的可能性；如泄漏物质遇到明火，造成火灾或爆炸，产生的次生污染（SO_2、CO、烟尘）存在污染局部环境空气质量的可能性，污染大气环境。

5.7.3.4 环境敏感目标调查

本项目环境风险评价范围内环境敏感目标为南侧玛纳斯湖和东北侧和布克赛尔江格尔国家沙漠公园，详见表 2.7-1。

5.7.4 风险事故情形

5.7.4.1 事故情形设定

（1）地面站场风险类型分析

根据国内石油化工系统事故类型及引发原因统计，见表 5.7-5。站场可能产生的风险事故类型主要为储罐引起的火灾爆炸事故，占 28.5%，事故发生的原因主要为明火，占 66%。

表 5.7-5　　国内石油化工系统事故类型及原因统计

序号	事故类型	比例（%）	引发事故原因	比例（%）
1	火灾爆炸事故	28.5	明火	66
2	人身伤亡事故	20.8	电气及设备	13
3	设备损坏事故	24.0	静电	8
4	跑、冒油事故	15.7	雷电	4
5	其它	11.0	其它	9

（2）贮运系统的最大可信事故概率

另据中国石化总公司 1983-1993 年《石油化工典型事故汇编》统计，炼油系统共发生 293 起事故，其中储运系统 74 起，占 25.3%。可见罐区事故发生较多。尽管随着防灾减灾技术的不断提高，目前事故率及作业伤亡人数在不断降低，以一亿工作小时事故死亡人数比较，远低于建筑业和矿业，但是储运系统事故发生

率仍然较高。

5.7.4.2 最大可信事故及风险原因分析

（1）管道泄漏、爆炸事故

根据有关统计资料，在我国以往的天然气和石油管道泄漏事件中，由外部人员或管道操作者导致的事故约占 80%以上，而地震、洪水或滑坡等自然因素造成的事故只占 20%以下。管道事故按破裂程度大小可以分为 3 类：针孔/裂纹（损坏处直径≤20mm）；穿孔（损坏处直径＞20mm，但小于管道直径）；断裂（损坏处直径等于管道直径）。各种事故发生的频率如表 5.7-6 所示。

表 5.7-6　　油气管线泄漏事故发生频率　　单位：10^{-3} 次·km^{-1}·a^{-1}

序号	事故原因	针孔/裂纹	穿孔	断裂	总计
1	外部原因	0.073	0.168	0.095	0.336
2	带压开孔	0.02	0.02	/	0.04
3	腐蚀	0.088	0.001	/	0.098
4	施工缺陷和材料缺陷	0.073	0.044	0.01	0.127
5	地移动	0.01	0.02	0.02	0.050
6	其他	0.044	0.01	0.01	0.064
7	合计	0.308	0.272	0.135	0.715

由表 5.7-6 可以看出，管道事故发生频率为 0.715×10^{-3} 次·km^{-1}·a^{-1}，其中针孔/裂纹发生的频率最高，穿孔次之，断裂最少。

本工程一旦原油发生泄漏，由于原油黏度和凝固点较高，流动性较差，加上黄土对原油具有很强的吸附能力，泄漏原油很难向地表和土壤深层渗透，被点燃引发火灾爆炸的可能性较小，对环境的影响有限。

（2）站场事故分析

本项目地面工程主要包括 7 座 200m^3 稳定轻烃储罐和 7 座 200m^3 液化气罐，站场存在大量油气储存爆炸的风险。根据国内外储罐事故概率分析，确定本工程站场生产及储存系统最大可信事故类型为事故泄漏后导致的火灾，事故的概率为 8.7×10^{-5} 次/（罐•年）。

（3）最大可信事故

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）的定义，最大可信事故是指基于经验统计分析，在一定可能性区间内发生的事故中，造成环境危害最严重的事故。在风险识别、事故后果和概率分析的基础上可以判断，本工程以储罐泄露事故的后果最严重，因此本工程的最大可信事故确定为储罐泄漏。储罐

泄漏的影响分析详见 2.2 小节。

5.7.4.3 源项分析

（1）气体泄漏源强

由于爆炸本身造成的冲击波危害很大，远远大于爆炸瞬间所带来的大气环境污染；火灾的热辐射带来的损伤也远大于火灾后次生污染物带来的损害。

《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）将环境风险定义为：突发性事故对环境造成的危害程度及可能性。根据这一定义，环境风险关注的是泄漏的有毒有害物质或者事故中生成的有毒有害物对环境的危害影响，而并非火灾或爆炸事故本身对人身或环境的安全影响。

从环境风险角度来看，能够对周围大气环境带来危害的主要是火灾后的次生污染物。

当沿途管线天然气发生泄漏事故时，会挥发出非甲烷总烃；泄漏后如果遇到明火源会发生火灾，火灾同时会伴生/次生大量的 CO、SO_2、烟尘等二次污染物，将对周围环境产生影响，大气环境风险影响中以 CO 的毒性最大。因此，本次评价假定的大气事故关注原油泄漏事故发生后遇明火燃烧，发生火灾事故后所排放的 CO 对周边的大气环境带来影响。

《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中明确：泄漏事件应结合建设项目探测和隔离系统的设计原则确定。一般情况下，设置紧急隔离系统的单元，泄漏事件可设定为 10min，未设置紧急隔离系统的单元，泄漏事件可设定为 30min。

综合考虑到事故发生时，预计项目发生事故时需要的应急反应时间要留有一定的余量。即使本项目较国内一般石油化工企业的设备、控制技术先进，但还是需要留有一定的余量。本项目确定的事故应急反应时间为 10min。

气体泄漏量采用《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 F 中气体泄漏速率公示计算，公示如下。

$$Q_G = YC_d AP\sqrt{\frac{M\gamma}{RT_G}\left(\frac{2}{\gamma+1}\right)^{\frac{\gamma+1}{\gamma-1}}}$$

式中：Q_G——气体泄漏速率，kg/s；
P——容器压力，Pa；
C_d——气体泄漏系数；当裂口形状为圆形时取 1.00，三角形时取 0.95，长方形时取 0.90；
M——物质的摩尔质量，kg/mol；
R——气体常数，J/(mol·K)；
T_G——气体温度，K；
A——裂口面积，m^2；

经计算，气体泄漏量为 10545.16kg/s，应急反应时间内泄漏量 6327.1t。

（2）储罐泄漏量计算

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 F，轻烃泄漏速率 QL 用伯努利方程计算，计算结果详见 5.2.1.4 小节。

（3）火灾次生危害源强计算

当液体沸点高于环境温度时：

$$m_f = \frac{0.001H_c}{C_P(T_b - T_a) + H_V}$$

式中：m_f—液体单位表面积燃烧速度，kg/（m^2·s)；

H_c—液体燃烧热；取 49.5×10^6J/kg；

C_p—液体的比定压热容；取 2.072×10^3J/（kg·K)；

T_b—液体常压沸点，取 473K；

T_a—环境温度，取 298K；

H_V—液体在常压沸点下的蒸发热（气化热），取 474×10^3J/kg。

根据以上计算，原油燃烧速率为 0.06kg/（m^2·s）。

原油火灾伴生/次生一氧化碳产生量计算：

$$G_{co}=2.33\times q\times C\times Q$$

$$Q=V\times S$$

式中：q—原油中碳不完全燃烧率，取 6%；

C—原油中碳的质量百分比含量，取 85%；

Q—参与燃烧的原油量，kg/h；

S—液池面积，m^2；

V—原油燃烧质量速率，0.06kg/（m^2·s）。

经计算，一氧化碳产生量为 770.02kg/h。

5.7.5 风险评价

5.7.5.1 天然气管线泄露后对环境影响

天然气管线泄漏事故发生时，天然气进入大气，会对事故现场空气环境产生影响，局部大气中烃类浓度可能高出正常情况的数倍或更多，对周围大气环境造成一定影响。

管线泄漏后，若没有及时关闭泄漏源，油气与空气形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。当足够数量的可燃或易燃物料泄漏出来，与空气充分混合并被点燃时，将会产生蒸气云爆炸（VCE）。在不完全燃烧下会产生次生污染物一氧化碳。

拟建项目油气管线采用质量较好的材质，且有泄漏气体检测设施，百口泉采油厂制订有突发环境事件应急预案，备有相应的应急物资，采取了各类环境风险防范措施，以便在管道泄漏时能够及时发现，在采取突发环境事件应急预案中规定的防护措施后，油气管道发生火灾爆炸概率较低，拟建项目所处地点开阔，对周围环境及人员影响较小。

5.7.5.2 原油泄漏后对环境造成的影响

（1）原油泄漏对大气环境的影响

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

（2）对土壤的影响

油品泄漏对土壤环境的影响是比较显著的。泄漏的石油覆盖于地表可使土壤透气下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，渗入土壤孔隙，则使土壤透气性和呼吸作用减弱，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响荒漠植被的生长，并可影响局部的生态环境。泄漏到土壤中的原油对环境的污染将受到物理分散作用的影响。原油沿土壤表面横向散开会增大污染面积，但同时将有助于低分子量的烃类挥发。由重力和毛细管力引起的垂直渗透作用会妨碍蒸发，减少生物降解的可利用养分，而且可能引起地下水的污染。

本项目集油管道油品泄漏事故状态下，相当于向土壤中直接注入原油。泄漏的原油进入土壤中后，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，造成土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响土壤正常的结构和功能。直观的管道油品泄漏，若不及时处理，会在短时间内导致泄漏区域的大面积污染，而当小量的隐性泄漏发生时，在泄漏初期由于泄漏的油量少而不易被发现，等查漏发现后，往往已造成大面积污染，所以，需要加强集输管道的检测，及时避免这一类小量的隐性泄漏事故。

（3）对植被的影响

油品泄漏对植被的影响主要分为三种途径：

一是泄漏石油直接粘附于植物体阻断植物的光合作用，使植物枯萎、死亡；

二是原油污染土壤造成的土壤理性化性状变化间接影响植物生长，严重时会导致植物死亡；

三是泄漏的原油中的轻组份挥发，在对空气环境产生影响的同时，也对周围植物产生影响。

另外，如果原油泄漏的同时发生火灾爆炸事故，导致植被燃烧，则对事故区附近的植被将产生灾害性影响。

①接触毒性危害

接触毒性主要是低沸点烃类物质对植物细胞的类脂膜结构的溶解作用，每类化合物的毒性都随着分子极性的增大而增大，随着分子量的增大而减小。油品低沸点组分较易通过蒸发和淋滤从潮湿但排水良好土壤中的生物活性表层中清除掉，所以这些组分的影响是短期的。油类物质中的低沸点成分对植物嫩芽和根系的脆弱部分有很大的接触毒性，但对乔木和灌木的木质部分影响很小。

②间接有害影响

土壤中油类物质污染对植被的间接影响一般为植物根系中氧缺乏（因为烃被微生物降解时消耗了土壤中的氧）。这种缺氧条件可促使生物产生对植物有害的化合物，微生物还要与植物竞争无机养分。油品组分也会改变土壤的物理结构，降低其储存水分和空气的能力。所有这些不利影响既可以立即表现出来，也可在污染油被生物降解时表现出来。中等规模的油品类泄漏，其生物降解一旦结束，上述不利影响就会消失，这是因为土壤的有机质和结合氮都有所增加的缘故。

5.7.5.3 原油泄漏对地下水的影响

本项目属油藏开发项目，事故状态对地下水的影响主要表现在油水混输管线的泄漏。

根据设计方案，集输管线敷设在地表以下 1.8m，只有发生泄漏事故才有可能影响到地下水。

一般泄漏于土体中的液态物质可以同时向表面溢出和向地下渗透，并选择疏松位置运移。通常管线泄漏产生的污染物以点源形式通过土壤表层下渗进入地下含水层。因而管道泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于泄漏物质的泄漏量、泄漏方式、多孔介质特征、含水率及地下水位埋深等因素。

①原油采出水对地下水的影响

当采出水连续进入土壤包气带时，如果忽略包气带的持水作用及对污染物的滞留作用和净化作用，采出水在 14d 可到达地下水浅水含水层。因此建设单位需加强管线的巡检工作，一旦发现管线穿刺等问题立即关闭进出阀门，及时对管线进行修补，随后对污染土壤进行挖除，以减少采出水下渗对区域地下水的影响。

②石油类对地下水的影响

各种土壤的不同土层对石油类均有着吸附能力。石油类污染物主要集中在表层，随着时间的推移，包气带土壤对石油类物质的吸附将趋向饱和，吸附能力将逐渐降低。一般来讲，土壤表层 0～20cm 的滞留石油类物质的含量至少是下层（1m 以下）石油类物质含量的 35 倍；且石油类多在地表 1m 以内积聚，1m 以下土壤中含油量甚少。所以油品泄漏将迅速沿土壤下渗，到达紧实层后下渗缓慢，影响地下水的可能性不大。在事故发生后，建设单位会组织专门力量进行污染物的清除工作，会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浅水的可能性较小。

总之，做好管线安全监测及处理泄漏事故的应急方案是减少污染物排放、保护土壤和地下水环境的最佳方法。在管线泄漏事故状态下若能尽快关闭进出阀门，缩短油品泄漏时间，则可大大减少油品泄漏量，将事故状态下原油及采出水泄漏对地下水环境的影响控制在最小程度。

5.7.5.4 风险对生态环境的影响分析

原油对植物的影响主要通过油膜覆盖植物叶片和覆盖土壤表面来进行的，当

植物叶片被油膜覆盖时，植物叶片气孔被堵塞，植物蒸腾通道受阻，CO_2 的交换受到限制，引起植物叶片高温胁迫和叶片光合效率降低，尤其是影响湿地植物的氧气输送，如堵塞叶片气孔等，同时原油对地表的覆盖会妨碍土壤与氧气之间的交换，影响植物的生长。

5.7.5.5 井喷风险事故分析

钻井过程中，当地层与井眼的系统压力平衡遭到破坏，地层流体失去井筒喷出地面，即发生井喷。对于可能发生的井喷情况，若无法借助井控设备采用常规方法对天然气进行有效控制，则出现敞喷势态，即井喷失控。井喷失控一方面将导致大量的天然气资源受到严重破坏；另一方面，当天然气在空气中浓度达到爆炸极限，遇火便会发生爆炸、燃烧，酿成火灾，造成人员伤亡，污染自然环境。因此，井喷危害主要表现为：井喷失控喷射出的天然气遇火燃烧爆炸，造成冲击波和热辐射伤人，并对周围环境造成影响。

天然气主要成分为甲烷，硫化氢检测浓度小于 10ppm。由于甲烷摩尔质量 14 低于空气 29，属于轻质气体，随着时间的推移，扩散到空气中的甲烷会迅速上浮，不会在地面形成稳定气团，不会对居民的健康、生命造成影响，但有突出的温室效应。

根据调查，项目 500m 范围内无居民点，符合《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2004）：在工程上，天然气从井口喷出后有自动点火装置，若井场自动点火装置失灵，也可以用点火枪远距离实施点火；从井涌至井喷至少要 20min，足够周边工作人员安全撤离。

此外，钻井施工过程中在临时占地范围四周设置围栏，非施工作业人员禁止出入，井场周边野生动物因施工作业噪声影响，不会出现在井场附近，若发生井喷事故对野生动物影响极小。

5.7.6 环境风险管理

5.7.6.1 环境风险管理

环境管理目标是采用最低合理可行原则管控环境风险。采取的环境风险防范措施应与社会经济技术发展水平相适应，运用科学的技术手段和管理方法，对环境风险进行有效的预防、监控、响应。

百口泉采油厂全面推行 HSE 健康、安全、环境体系，制定了该厂和基层站、

队的 HSE 方针、目标、特定工作程序和作业指导书，落实了组织机构、岗位职责及 HSE 安全防护设施资源配置等，逐年形成了自下而上的完整的安全管理网络和管理制度体系。环境风险管理措施情况见表 5.7-7。

表 5.7-7　环境风险管理情况

序号	检查项目	现有状态
1	环境风险评估工作开展，环境风险隐患排查开展情况	已开展系统的风险评估和风险排查工作
2	环境风险隐患排查台帐建设及管理情况	已建立环境风险隐患排查台帐
3	周边企事业单位签订突发环境事件应急联动协议的情况	已与周边主要单位签订应急联动协议
4	环境应急组织机构设置和专职人员的配备情况	依托专职消防人员及机构
5	环境应急培训和演练情况	各单位已开展环境应急培训和演练
6	应急物资和装备保障工作情况	应急物资储备满足要求
7	污染防治设施运行情况	污水处理设施运行良好
8	与环保部门联系情况，发生事故信息通报是否及时准确	能够及时与环保部门联系，发生事故时信息通报及时准确
9	企业的事故预防与应急能力建设	拥有比较完善的突发事件应急预案和机构人员，相关制度也比较完善
10	环境风险教育和宣传，环境安全文化建设情况	已开展环境风险教育和宣传，环境安全文化建设
11	消防验收意见及消防检查情况	建设项目严格按照消防要求进行消防设计审核和消防验收，消防检查合格
12	安全生产许可	获得安全生产许可证
13	环境影响评价及批复的其他环境风险防控措施落实情况	建设项目按环保“三同时”要求执行，并严格落实批复中要求的各项环境风险防控措施

5.7.6.2 消防设施及安全管理

（1）消防设施

采油井场不设消防水设施。在每个计量站、天然气撬装回收装置及值班班组房配有灭火器、消防铁锹、镐头、消防毛毡、消防桶等；工具摆放在站门口消防架上，消防砂存放在消防池内。

储罐区防火堤外分别设置消防冷却水环状网，储罐上设固定水幕喷头；原油储罐区防火堤外分别设置消防泡沫环状网，储罐上设固定水幕喷头，原油储罐上分别设置空气泡沫发生器，站区设置地下式消火栓。配备灭火器。

（2）消防安全管理

百口泉采油厂有较健全的消防安全制度和操作规程，处理站、计量站、各岗

位均设兼职消防安全责任人，并有消防安全教育等记录。疏散通道、安全出口管理符合要求，已建立防火档案，每日进行防火巡查，各站定期进行消防培训，电工操作工等均持证上岗。制订有灭火疏散预案，并定期进行消防演练。

5.7.6.3 安全生产管理

百口泉采油厂有健全的安全管理机构和网络，主要负责人和各级安全管理及监督人员安全生产知识和管理能力基本适应安全生产管理的需要。制定有内容较为全面具体、操作性较强的安全管理制度、安全生产责任制及安全操作规程，并能较好地执行。新建、改扩建工程“三同时”管理较为规范，压力容器、特种设备、防雷防静电接地、长输管道、工艺管道、安全阀、压力表、气体报警器、职业病危害因素、个体防护用品检验检测工作到位，职工教育培训工作较有成效，各类从业人员按国家有关要求进行了适当的安全教育培训持证上岗，事故应急救援预案体系健全。综上所述，百口泉采油厂安全管理现状总体良好，能够满足企业安全生产的需要。

5.7.7 风险事故防范措施

5.7.7.1 防控原则

坚持“以人为本，生命第一”、“保护生产、生活设施”以及“尽量消减环境污染”原则。鉴于环境污染事故的特殊性，还应坚持以下原则：

①确认污染物危害与毒性原则：确定污染物危害特性，安排污染源排查程序，切断污染源。

②及时告知原则：监测、勘查、确认事发现场及周边情况，确定污染物对周边的影响，立即告知周边可能受到影响的单位、人群，必要时组织疏散。

5.7.7.2 井喷预防措施

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

（1）在钻井泥浆循环时，如果泥浆液面快速上升，应立即停泵，在阻流管线打开的情况下立即关井，然后慢慢关闭阻流器。如发现泥浆罐液面在慢速上升，且在一次起下钻之后发生溢流时，应采用旋转头和橡胶阻流器继续钻进，防止井

喷发生。

（2）起下钻时，当发现井内液体流出，而钻杆在井内时，应立即接上回压阀或管内防喷器并关井。若发现流体流出而钻铤正位于防喷器处时，立即接上回压阀或管内防喷器，用多效万能防喷器关井；在突然发生井内液体大量流出的情况下，应将井内钻具下过钻铤，在钻杆处关闭全密封闸板。如果不下过钻铤，则可用万能防喷器关井。当钻头从井眼中起出后发现井内液体流出时，要立即关闭全封闭闸板。

（3）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。作业班每月不少于一次不同工况的防喷演习。二开前应进行四种工况的防喷演习。换班人员应在第一次提下钻作业中进行四种工况的防喷演习，演习不合格不得进行下步作业。

5.7.7.3 钻井、井下作业事故防范措施

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

（2）井控操作实行持证上岗，各岗位的钻井人员有明确的分工，并且应经过井控专业培训。在油层钻进过程中，每班进行一次防喷操作演习。

（3）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。

（4）在井架、井场路口等处设风向标，发生事故时人员迅速向上风向疏散。

（5）按消防规定配备灭火器、消防铁锹和其它消防器材。

（6）钻开目的层后提下钻操作要平稳，减小井底压力激动，避免井漏及井喷事故发生。快速钻穿目的层，提高裸眼井段电测一次成功率，快速完井。

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

5.7.7.4 管道风险防范措施

（1）施工阶段的事故防范措施

①集输管线敷设前，应加强对管材质量的检查，严禁使用不合格产品。在施工过程中加强监理，确保施工质量。

②在集输管线的敷设线路上设置永久性标志，包括里程桩、转角桩、交叉标

志和警示牌等。

③对阀池内阀门两端法兰、管道起点及终点连头处、穿越铁路套管及泄洪区套管的焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生，从而增加管道的安全性。

④建立施工质量保证体系，提高施工检验人员水平，加强检验手段。

⑤选择有丰富经验的单位进行施工，并对其施工质量进行监理。

（2）运行阶段的事故防范措施

①严格控制油品质量，定期清管。

②加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

③定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段及时更换，消除爆管的隐患。

④定期检查管道安全保护系统，在发生泄漏事故时能够及时处理。

⑤加大巡线频率，提高巡线有效性，发现对管道安全有影响的行为，及时制止、采取相应措施并向上级报告。

⑥按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生。

⑦完善各站场的环境保护工程，及时清除、处理各种污染物，保持安全设施的完好，杜绝火灾的发生。

（3）管理措施

①在管道系统投产运行前，应制订出供正常、异常或紧急状态下的操作手册和维修手册，并对操作、维修人员进行培训，持证上岗。

②制订应急操作规程，在规程中说明发生管道事故时应采取的操作步骤。

③规定抢修进度，限制事故的影响，说明与人员有关的安全问题。

④定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。

⑤提高职工安全意识，识别事故发生前异常状态，并采取相应措施。

⑥对重要的仪器设备有完善的检查项目和维护方法；按计划进行定期维护；有专门档案（包括维护记录档案），文件齐全。

5.7.7.5 原油泄漏事故防范措施

（1）所有区段的管道设计均要符合《输油管道工程设计规范》

（GB50253-2003）的要求。

（2）加强《石油天然气管道保护条例》的宣传力度，普及原油管道输送知识，发现问题及时报告。

（3）建设涉及到的管道均采用保温无缝钢管，使用防腐降阻剂进行防腐。

（4）按规定进行设备维修、保养，及时更换易损老化部件，防止原油泄漏事故发生。

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

（6）确保各装置的安全距离，构筑物区域内设置接地装置，定期检测设备接地电阻及防雷设施。

（7）按规定配置齐全各类消防设施，并定期进行检查，保持完好可用。

（8）操作中必须使用防爆工具，严禁用铁器敲打管线、阀门、设备。

（9）制定事故应急预案，配备适当的抢修、灭火及人员抢救设备。

5.7.7.6 防洪措施

该区域发生洪水的可能性极小，但为防治在油田生产过程因天气变化出现的融雪和暴雨发生安全事故，进一步规范生产运行中突遇融雪天和暴雨天的安全管理，提高对突发事件和自然灾害的反应能力，建立紧急情况下快速、有效的应急处理机制，确保油田生产安全，百口泉采油厂制定防洪防汛应急预案。

（1）组织员工对自己所辖区域的公路铁路涵洞、低洼油田公路、重点上修井及措施井、防洪堤坝、防渗段进行重点检查，作好记录，加强防洪防汛工作。

（2）对低洼及凹形油田公路段进行清雪工作，预防化学后冲刷公路，造成道路中断，影响生产车辆通行。

（3）公路涵洞要组织清障、清理杂物、疏通流到，并清理闸门盖子上覆盖的积雪。

（4）对融雪期、下雨天突发洪水，各单位应组织员工对洪水情况进行观察，将员工撤向高处，对被洪水围困的员工要及时进行救援，保证员工人生安全，同时向作业区值班领导和生产运行科值班室值班人员通报洪水最新情况，并做好记录。生产运行科值班室的值班人员接到通报后，应及时准确地做好记录，并及时上报科室、作业区领导和油田公司生产运行处值班室，并做好应急救援。

（5）洪水过后个单位应积极进行自救，将洪水造成的损失降到最低点，同时将损失情况以书面形式报生产运行科值班室，由值班室汇总后报作业区值班领导及科室领导和油田公司生产运行处值班室。

（6）各单位一时无法恢复的损失情况及问题应统计汇总后，报作业区生产运行科和相关科室，由作业区协调解决。

（7）抗洪防汛所需的物资由物资管理站储备提供。

（8）井场附属设备、住井房、营地住房不要摆放在山坡下或低洼处。员工不要随意到山坡下走动或停留。

（9）住房、设备都必须按要求安装接地导线，避免发生雷击事故。

（10）认真检查井场、营地电路，保证绝缘良好，避免因短路发生火灾，或因漏电发生触电事故。

5.7.7.7 水体污染事件的防控处置措施

（1）事发单位采取有效措施，尽快切断污染源，同时严防饮水中毒等次生事件发生。

（2）现场应急指挥部总指挥到达现场后接管现场指挥权，全面了解突发事件情况，即迅速了解事发地及涉及河流、渠道等水体一定范围的地表水文条件、重要保护目标及其分布等情况。

（3）总指挥负责召集指挥部成员、监测站、专家组成员现场开会，部署警戒、监测、抢险等工作。

（4）制定抢险方案。

（5）抢险救援组迅速了解事发地及下游一定范围的地表及地下水文条件、重要保护目标及其分布等情况，针对特征污染物质，采取有效措施使之被有效拦截、吸收、稀释、分解，降低水环境中污染物质的浓度(原油泄漏要在事发水域附近或下游选取有利地点，进行有效的拦截，利用吸油托栏、吸油毡和吸油机等吸收原油，降低水中的原油浓度)。

（6）综合保障组在事故发生地附近布置警戒、交通管制等。

（7）迅速在事件发生水域布点监测，在第一时间确定污染情况，出具监测数据；测量水体流速，估算污染水体转移速率。对污染状况进行跟踪调查，根据监测数据和其他相关数据，预测污染水体的迁移速度和影响范围，及时调整对策。

（8）抢险调度组，负责抢险人员的后勤生活保障，负责对上沟通汇报和对外联络工作。

（9）《新闻媒体突发事件专项应急预案》做好启动准备。

5.7.8 风险事故应急处理措施

5.7.8.1 油气泄漏应急措施

（1）发现站内管线、阀门、法兰等泄漏，应立即佩戴安全防护装备对泄漏点进行紧固或带压非焊堵漏，并立即切断油气来源。容器内部有压力时，对于容器和其连接的进出口管线、接口和第一道阀以内，不得进行修理、焊接、紧固，特殊情况需要带压紧固等必须由使用单位经现场评价后制定检修方案和应急方案，现场请示应急指挥小组并落实好安全措施后，方可作业。

（2）泄漏事故发生时，在岗人员必须佩戴正压呼吸器及安全防护装备，划定危险区域。

（3）若泄漏量很大，工艺操作人员迅速切断泄漏点，不能切断的要采取停车工艺处理。

（4）事故发生后，应根据现场实际状况和风向划定警戒区域，用警戒绳圈定，警戒线内人员必须都佩戴安全防护用具。

（5）严重泄漏事故岗位人员应立即向厂调度及消防队、急救中心等部门报警求救，同时通知临近事故点人员进行必要的防护和撤离。

5.7.8.2 火灾、爆炸事故应急措施

（1）火灾爆炸发生后，岗位人员报火警（119），并及时向生产调度报告，生产调度报告应急小组指挥部领导，并向毗邻单位提出安全防范要求。

（2）值班调度电话通知应急救援组织机构组长，应急救援组织机构启动应急救援预案，迅速拉响火警报警器。

（3）事故点当班负责人立即通知停止输油、输气、卸油等相关操作，只有在消防人员的保护下才能进行转、倒油等工艺处理。

（4）设置警戒区域，封锁通往现场的各个路口，禁止无关人员和车辆进入，防止因火灾或爆炸而造成不必要的损失和伤亡。

（5）进入现场的人员必须佩带或使用安全防护装备和穿好防火服。

（6）根据风险评价结果，如发生火灾，附近工作人员应紧急撤离至419.6m

之外，防止火灾燃烧中CO和烟尘超标对人体的危害。

（7）组织环保分析专业人员负责对各个重点部位土壤、环境空气进行实时监测，及时上报检测结果，方便应急小组决策。

5.7.8.3 陆上溢油事件的处理

（1）事发单位立即切断溢油源。

（2）事发单位立即采取围、堵等措施控制影响范围，百口泉采油厂应急救援队伍到达后进一步采取措施控制影响范围。

（3）在溢油现场布设隔离设施，并进行人员警戒，严密监控防止发生火灾爆炸等次生灾害事件。

（4）采用机械回收等方法，将溢油最大限度地回收。

（5）对少量确实无法回收的油，委托第三方进行无害化处置，降低污染程度。

（6）评估对生态保护目标的破坏程度，形成报告。

5.7.8.4 突发有毒气体扩散事件的处理

（1）采取有效措施，尽快切断污染源。

（2）迅速了解事发地地形地貌、气象条件、重要保护目标及其分布等情况。

（3）布点监测，确定污染物种类、浓度，以及现场空气动力学数据(气温、气压、风向、风力等)。

（4）做好可能受污染人群的疏散及中毒人员的救治工作。

（5）对污染状况进行跟踪监测，预测污染扩散强度、速度和影响范围，及时调整对策。

5.7.8.5 安全防护

（1）应急人员的安全防护

现场处置人员应根据不同类型环境事件的特点，佩戴相应的专业防护装备，采取安全防护措施。

（2）受灾群众的安全防护

（3）协助政府现场应急救援指挥部组织群众的安全防护工作，主要工作内容包括：告知群众应采取的安全防护措施；设立紧急避难场所；组织群众安全疏散撤离。

5.7.9 环境风险应急预案

根据属地管理原则，按照有关法律法规，参与相关单位及当地政府相关的管理部门应形成综合应急体系，形成联动，当发生事故时，根据《百口泉采油厂突发环境事件应急响应预案》（备案号：650205-2019-017-M）及其各专项应急预案，及时通知相关机构；视事故地点、规模、危害等，启动相应的应急预案，形成群防群治的应急联动机制，依靠各方的力量，将事故造成的危害降低到最低程度。

6. 环境保护措施及其可行性论证

6.1 大气污染防治措施

6.1.1 施工期大气污染防治措施

（1）钻井过程

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

（2）地面施工

地面施工过程中对于扬尘，针对不同的产生原因，应采取相应的防治措施。

①首先应合理规划、选择最短运输路线，尽量依托油田现有公路网络；其次是对使用频率较高，且未做硬化处理的道路进行洒水处理；运输车辆进入施工区域，应以中、低速行驶（速度＜40km/h）。

②粉状材料及临时土方等在井场堆放应采取覆盖防尘布，逸散性材料运输采用苫布遮盖。

③优化施工组织，道路和管线分段施工，缩短施工时间。

④施工结束后尽快对施工场地进行恢复平整，减少风蚀量。

6.1.2 运营期大气污染控制措施

（1）采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵。

（2）在油气集输过程中，为减轻烃类的排放，油田开发采用管道密闭集输流程，非甲烷总烃无组织排放达到《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求。一旦发生泄漏事故，紧急切断油、气源，实施关井。

（3）对各井场的设备、阀门等进行定期的检查、检修，以减少跑、冒、滴、漏的发生。定期对油气集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患。

（4）液化石油气和1号稳定轻烃采用压力罐储存，降低挥发性有机物的产生量。

（5）油气田采出水、储罐排水应采用密闭管道集输，接入口和排出口采取与环境空气隔离的措施。

（6）设备或管线组件发生了泄漏，应开展修复工作。

（7）油气集中处理站、涉及凝析油或天然气凝液的天然气处理厂、储油库边界非甲烷总烃浓度不应超过 4.0 mg/m^3。

6.1.3 退役期大气污染控制措施

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，将会引起扬尘。在闭井施工操作中应注意采取洒水降尘措施，文明施工，防止水泥等的洒落与飘散。

6.2 水环境保护措施

6.2.1 施工期废水防治措施

施工期废水主要有管道试压废水，管道试压废水产生量较小，主要污染物为 SS，试压结束后，用于周围沙漠植被的绿化，可起到改善生态环境作用。

6.2.2 运营期废水防治措施

6.2.2.1 废水治理措施

本项目运营期废水主要包括井下作业废水和采出水。

（1）井下作业废水

①井下作业带罐作业，产生的井下作业废水采用专用收集罐集中收集后送至百口泉注输联合站污水处理系统处理。

②井下作业过程中所使用的各种化学药剂严格控制落地，落地残液要彻底清理干净，不得向环境排放。

（2）本项目采出水经百口泉注输联合站污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）后，全部回注油层，不向外环境排放。

（3）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。

（4）加强汛期检查，检测泄洪量。阀池内两端法兰，管道起点及重点连接处，穿越铁路及泄洪区套管的焊接质量严格把关，防止焊接缺陷造成泄漏事故的

发生。

6.2.2.2 百联站水处理设施依托可行性分析

百联站已建两套压裂返排液处理装置处理，各设计处理规模 1000m³/d，主要处理来自玛 131、玛 18 等井区的压裂返排液。

（1）处理工艺及规模

一套采用“破胶反应+磁分离+过滤”处理工艺，共设两列处理装置，单列装置处理水量 1000m³/d。具体处理工艺流程如下：

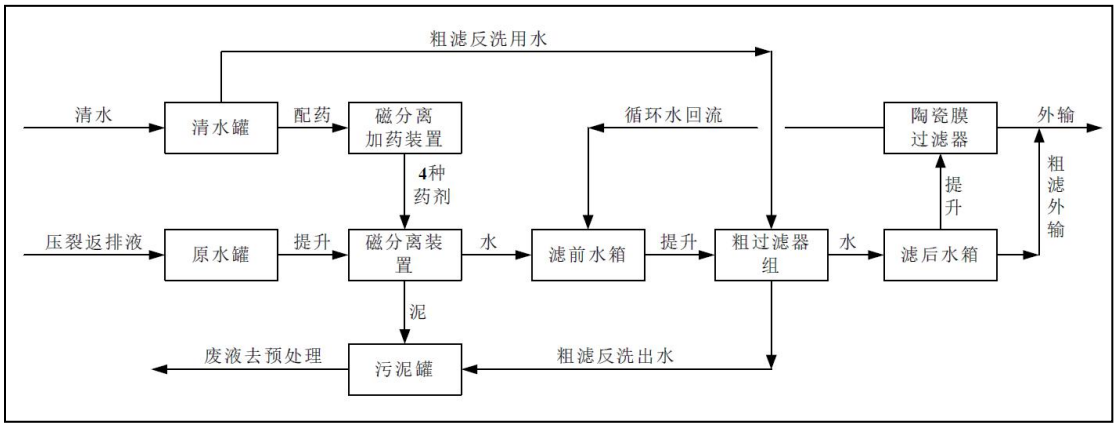


图 6.2-1　水处理工艺流程图（一）

另一套采用，“臭氧催化+软化+混凝沉降+气浮+过滤”处理工艺，共设 2 列处理装置，单列单列装置处理水量 1000m³/d。具体处理工艺流程如下：

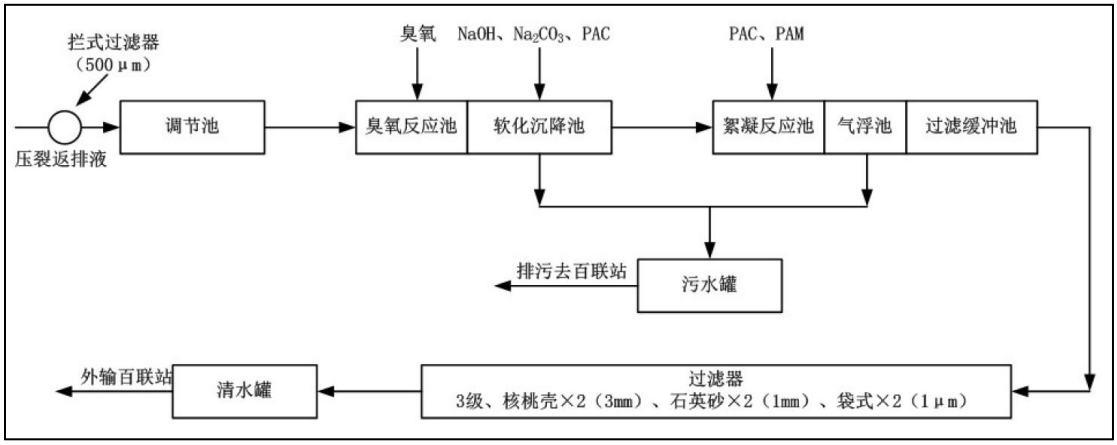


图 6.2-2　水处理工艺流程图（二）

目前两套处理装置实际处理水量约 2000m³/d。

（2）处理效果

根据 2020 年 6 月压裂返排液处理项目验收监测报告，经处理后的水质满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）后进入百联站

注水系统回用。

（3）依托可行性分析

百口泉注输联合站建有压裂返排液处理装置，设计处理能力 4000m^3/d，经处理后的水质满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）后进入百联站注水系统回用。现状实际处理量约 2000m^3/d，剩余处理能力可以满足本项目运营期 1970.24m^3/d 水量的处理需求。

6.2.3 地下水环境保护措施

（1）分区防治措施

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ 610-2016）表 7 和《石油化工防渗工程技术规范》（GB/T50934-2013）的要求，确定本项目防渗分区见表 6.2-1。

表 6.2-1　　项目分区防渗内容及技术要求

污源名称	防治分区	防渗技术要求
罐区、污油罐	重点防渗	不应低于 6.0m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7} cm/s 的黏土层的防渗性能
返排液隔油池和储存池		
天然气回收装置区	一般防渗区	等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，$K\leq1\times10^{-7}$cm/s；或参照 GB16889 执行

各分区应根据《石油化工防渗工程技术规范》（GB/T50934-2013）的要求进行防渗处理：

①一般污染防治区防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7}cm/s 的黏土层的防渗性能；

②重点污染防治区防渗层的防渗性能不应低于 6.0m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7}cm/s 的黏土层的防渗性能；

③地面防渗层可采用黏土、抗渗混凝土、高密度聚乙烯（HDPE）膜、钠基膨润土防水毯或其他防渗性能等效的材料；

④当建设场地具有符合要求的黏土时，地面防渗宜采用黏土防渗层，防渗层顶面采用混凝土地面或设置厚度不小于 200mm 的砂石层。

（2）污染监控措施

本工程应建立完善的监测制度，结合工程区所在区域的水文地质条件和《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）中要求，本工程需布设 3 眼监测井，在监测水质的同时监测地下水水位（监测井位的设置可依托原有水井）。

监测计划、孔深、监测井结构、监测层位、监测项目、监测频率等详见表 6.2-2。上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向百口泉采油厂安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开。

表 6.2-2　　地下水监测计划

孔号	区位	监测频率	主要监测项目
G1	项目区的上游、下游和项目区各布设 1 个（监测井位的设置可依托原有水井）	每年采样 1 次。发生事故时加大取样频率。	pH、石油类、挥发性酚、硫化物、COD

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

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

①管理措施

a 预防地下水污染的管理工作是环保管理部门的职责之一，工程区环境保护管理部门应指派专人负责预防地下水污染的管理工作；

b 工程区环境保护管理部门应委托具有监测资质的单位按时、按质、按量完成地下水监测工作，并按要求分析整理原始资料、编写监测报告；

c 建立与工程区环境管理系统相联系的地下水监测信息管理系统；

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

②技术措施

a 定期对储罐、法兰、阀门、管道等进行检查。

b 在日常例行监测中，一旦发现地下水水质监测数据异常，应尽快核查数据，确保数据的正确性，并将核查过的监测数据通告安全环保部门，由专人负责对数据进行分析、核实，并密切关注生产设施的运行情况。具体内容如下：了解站场生产是否出现异常情况，出现异常情况的装置、原因。

③地下水污染应急预案及处理

a 应急预案内容

在制定站场安全管理体制的基础上，制订专门的地下水污染事故应急措施，

并应与其它类型事故的应急预案相协调，并纳入到新疆油田公司百口泉采油厂的应急预案中。地下水应急预案的具体内容如下：

- ❖ 应急预案的日常协调和指挥机构；
- ❖ 各部门在应急预案中的职责和分工；
- ❖ 确定地下水环境保护目标和对目标采取的紧急处置措施，评估潜在污染可能性；
- ❖ 特大事故应急救援组织状况、人员和装备情况，平常的训练和演习。

b 污染事故处理

在发现异常或者事故状态下，建议采取如下污染治理措施。

- ❖ 如发现异常或发生事故，加密监测频次，改为每周监测一次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。
- ❖ 查明并切断污染源。
- ❖ 探明地下水污染深度、范围和污染程度。
- ❖ 依据探明的地下水污染情况，合理布置浅井，并进行试抽工作。
- ❖ 依据抽水设计方案进行施工，抽取被污染的地下水体，并依据各井孔出水情况进行调整。
- ❖ 将抽取的地下水进行集中收集处理，并送实验室进行化验分析。
- ❖ 当地下水中的特征污染物浓度满足地下水功能区划的标准后，逐步停止抽水，并进行土壤修复治理工作。

6.3 噪声污染防治措施

6.3.1 施工期噪声污染防治措施

（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）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。

6.3.2 运营期噪声防治措施

（1）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。

（2）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。

（3）加强噪声防范，做好个人防护工作。

6.4 固废污染防治措施

6.4.1 施工期固废污染防治措施

（1）施工单位应及时回收落地油等废物，在油管管桥下等部位铺塑料布，防止原油落地，同时辅以人工收油方式，减少进入环境的落地油数量。

（2）施工期钻井采用“泥浆不落地技术”，所有与地面接触的罐体均铺设防渗膜。本项目钻井产生的钻井液及岩屑进入不落地系统进行处理，并实现固液分离，分离后的液相循环使用，钻井结束后钻井液由井队回收，送至下个井场用于新钻井液的配置；一开、二开钻井产生的固相水基岩屑中各类污染物经检测后能够达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）中污染物限值的相关标准后，可就近用于铺设通井路、铺垫井场等；三开产生的油基岩屑由密封储罐收集，委托具有相应危废转运、处置资质的单位转运及处置。

（3）岩屑检测符合《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）中综合利用污染物限值后用于铺垫井场。

（4）本项目新建管线施工产生的土方在管线施工结束后回填在管堤上，并实施压实平整水土保持措施。

（5）三开钻井施工前，钻井单位对油基钻井液、岩屑作业区域及固废收集储罐区进行防渗处理，防渗做法为下部铺防渗膜，上部设水泥临时防渗层，确保渗透系数≤10^{-10}cm/s，四周设防雨堤。施工结束后，将水泥临时防渗层破碎和防渗膜分类收集，作为危废进行管理。本项目危险废物的收集过程中，应依据《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ 2025-2012）的要求进行管理；转移过程应按《危险废物转移联单管理办法》办理危险废物转移联单。

按照《国家危险固体废物名录》规定，本工程危险废物收集和临时储存措施按《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）规定进行：

①必须将危险废物装入容器内，禁止将不相容（相互反应）的危险废物在同一容器内混装。

②容器应满足相应强度要求，且完好无损，容器材质和衬里与危险废物相容（不相互反应）。

③设置单独的危废存放间，危险废物分类收集，妥善保存。危险废物临时贮

存场所应防雨、防风、防晒、防漏，四周按《环境保护图形标志-固体废物贮存（处置）场》（GB-15562.2-1995）规定设置警示标志，地面进行防渗处理，渗透系数≤10-10cm/s，地面与裙脚、围堰采用坚固、防渗的材料建造，地面与裙脚所围建的容积不低于堵截最大容器的最大储量或总储量的五分之一，设有泄漏液体收集装置。

④做好危险废物情况的记录，记录上须注明危险废物的名称、来源、数量、特性、和包装容器的类别、入库日期、存放库位、危废出库日期及接受单位名称，危险废物的记录和货单在危险废物回取后继续保留三年。

⑤必须定期对贮存的危险废物包装容器及贮存设施进行检查，发现破损，应及时采取措施清理更换。

按照《危险废物收集 贮存 运输技术规范（HJ 2025-2012）》中有关规定，本项目产生的危险废物拉运应满足以下要求：

危险废物运输应由持有危险废物经营许可证的单位按照其许可证的经营范围组织实施，承担危险废物运输的单位应获得交通运输部门颁发的危险货物运输资质。

废弃危险化学品的运输应执行《危险化学品安全管理条例》有关运输的规定。

运输单位承运危险废物时，应在危险废物包装上按照 GB18597 附录 A 设置标志。

危险废物公路运输时，运输车辆应按 GB13392 设置车辆标志。

危险废物运输时的中转、装卸过程应遵守如下技术要求：

①卸载区的工作人员应熟悉废物的危险特性，并配备适当的个人防护装备，装卸剧毒废物应配备特殊的防护装备。

②卸载区应配备必要的消防设备和设施，并设置明显的指示标志。

③危险废物装卸区应设置隔离设施，液态废物卸载区应设置收集槽和缓冲罐。

（6）本项目产生的危险废物委托具有相应危废转运、处置资质的单位转运及处置。转运过程严格按照相关要求进行操作转运，严禁由不具备相应资质的单位私自转运。

（7）完井后，井场废物全部进行清理、回收处理，做的“工完、料尽、场地

清”。

6.4.2 运营期固废污染防治措施

6.4.2.1 落地原油污染防治措施

（1）加强监督力度，最大限度控制落地油产生。井下作业时严格执行“铺设作业，带罐上岗”的作业模式，必须带罐（车）操作，且在作业井场地面铺设防渗膜，使落地油100%回收。应按照清洁生产的原则，实施源头控制，对井口泄漏油、井下作业时产生的油及时回收，使之“不落地”。

（2）在钻井过程中及完成井后，严格执行井控技术规定和井口装置试压要求，落实好防喷、防漏技术措施。

（3）加强管理，对井口装置、集油管线等易发生泄漏的部位进行巡回检查，减少或杜绝气井跑、冒、滴、漏，以及油品泄漏事件的发生。

6.4.2.1 含油污泥污染防治措施

（1）含油污泥储存、运输要求

百口泉注输联合站原油在处理过程中所产生的油泥（砂）属于危险废物，编号为HW08。暂存在百口泉注输联合站，下一步交由有资质的单位进行无害化处置。

①危险废物贮存设施应配备通讯设备、照明设施和消防设施，应按危险废物的种类和特性进行分区贮存，贮存区应配置有气体报警、火灾报警和导出静电的接地装置，其贮存期限应符合《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》。

②含油污泥贮存设施必须满足具备防渗、防外溢、防泄漏等基本要求，暂存场所必须满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2001）及其修改单的相关要求，并按照《环境保护图形标志—固体废物贮存（处置）场》、《危险废物标志牌式样》设置明显标志。

③运输过程中应执行《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移联单管理办法》要求中有关运输的规定，含油污泥处置单位采用专用车辆到指定地点收集运输含油污泥，运输过程中不准设置中转储存点，严禁偷排、洒落、泄漏和随意倾倒等。产生单位向处置单位转移含油污泥时，交接数量必须与生态环境局批准的转移量相符。

（2）管理要求

①含油污泥产生和处置单位应建立健全含油污泥管理制度，制定管理计划，健全资料台账；

②暂存含油污泥必须采取符合国家环境保护标准的防护措施，并不得超过一年；确需延长期限的，必须报原审批环境保护行政主管部门批准；

③含油污泥产生和处置单位要签订经济合同，内容要满足《废矿物油回收利用污染控制技术规范》（HJ607-2011）要求。合同条款中应明确泥土去向，满足政府环保部门要求，不准随意抛弃、堆放；

④含油污泥产生和处置单位应制定相关应急预案，报当地环保部门和公司安全环保处备案；

⑤含油污泥等危险废物收集、贮存、运送、处置过程中，产生单位应严格执行国家《危险废物转移联单管理办法》，于每月底将转移数量报送当地县级以上政府环保部门及公司安全环保处备案；

⑥禁止将危险废物混入非危险废物进行贮存和处置；非危险废物被危险废物污染的，均按照危险废物进行管理和处置；废弃物经固液分离后产生的废水应严格执行废水的相关标准进行处理和管理。

6.4.3 退役期固废污染防治措施

井场清理等工作还会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃管线、残渣等进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用，废弃建筑残渣外运至指定处理场填埋处理。运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

6.5 土壤环境保护措施

（1）防渗措施

井下作业区及罐区设置防渗措施，防渗措施详见表6.5-1。

表6.5-1　　场地防渗措施

场地	染物类型	防渗措施
罐区	石油类	高密度聚乙烯防渗膜（厚度不小于1.5mm）；防渗膜防渗系数≤1.0×10^{-7}cm/s
井下作业区	石油类	井下作业废液带罐回收，施工作业区域下垫高密度聚乙烯防渗膜（厚度不小于1.5mm）；防渗膜防渗系数≤1.0×10^{-7}cm/s

（2）土壤污染物处理措施

原油落地后收集的原油和受侵染的土壤属于危险废物，要求及时收集拉运至百口泉注输联合站污泥暂存间暂存，定期委托有资质单位处置。

6.6 生态环境保护措施

该区域气候极其干旱，生态恢复与补偿措施主要依靠植被自然恢复的方式进行，重点是防止因工程建设引起水土流失而导致土地沙化。

6.6.1 施工期生态环境保护措施

6.6.1.1 井场、管线等工程生态保护措施要求

（1）对油田区域内的临时性占地（井场、管线、临时道路）等合理规划，严格控制占地面积，尽量选择在植被稀少或荒漠的区域布点。采取少占地、少破坏植被的原则，缩小施工范围。严格控制施工区域，将临时占地面积控制在最低。

①井场永久占地 30m×30m；

②集油管线施工作业带宽度不得超过 8m；

③临时道路施工作业宽度不得超过 7m。

（2）一切作业尽量利用原有公路，按原有车辙行驶，若无原有公路，要严格执行先修道路，后施工的原则。不得随意开设便道，杜绝车辆乱碾乱轧的情况发生。

（3）钻井作业结束后，将井场进行平整，并覆土压实覆盖一层砾石（6cm），防止风蚀现象发生。

6.6.1.2 管线工程生态保护措施要求

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

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

（3）根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量。

（4）对管沟回填后多余的土严禁大量集中弃置，应均匀分散在管线中心两侧，并使管沟与周围自然地表形成平滑过渡，不得形成汇水区域，防止水土流失。管线所经地段的原始地表存在局部凹地时，若有集水的可能，需采用管沟多余土

或借土填高以防地表水汇集。对敷设在较平坦地段的管道，应在地貌恢复后使管沟与附近地表自然过渡，回填土与周围地表坡向保持一致，严禁在管沟两侧有集水环境存在。

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

6.6.1.3 对荒漠植物生态保护措施要求

（1）施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，最大限度减少对荒漠植物生存环境的踩踏破坏，避免破坏荒漠植物。

（2）确保生产设施正常运行，避免各种污染物对土壤环境的影响，并进一步影响其上部生长的荒漠植被。

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

（4）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。

（5）重点保护项目区内的灌木，最大程度减少梭梭占用，选择梭梭生长稀疏地段进行作业。管线敷设过程中，应确定施工作业线，不随意改线，尽量减少占用和破坏植被，把破坏和影响严格控制在征地范围内，管线作业带控制在管线两侧8m，尽可能缩小施工作业宽度，减少占地，尽量避开梭梭，并在道路树立明显标志牌，禁止工作人员在灌木林地践踏，施工取土应单侧堆土，尽量减少占地面积，减少对地表的碾压破坏。施工结束后对破坏和占用的植被及时恢复。

6.6.1.4 对荒漠动物生态保护措施要求

（1）业主单位要按照林业、保护区管理中心等部门的要求，加强对工作人员特别是施工和日常巡检人员生物多样性保护方面法律法规及相关知识的宣传和培训，提高生物多样性保护意识，杜绝任何破坏保护区生态环境的行为。加强监督管理，坚决杜绝保护区内的偷猎、盗伐等非法活动。

（2）加强施工人员管理，不得偷猎、伤害、恐吓和惊扰野生动物，如遇到野生动物受到意外伤害，应立即与自然保护区管理机构联系，由专业人员处理。

（3）加强管理，确保各生产设施的正常运行，避免强噪声环境的出现，避让对野生的动物的惊扰。

6.6.1.5 开展环境监理

建议委托专职人员承担生态监理。采用巡检监理的方式。监理的重点时段是管线施工期。

监理的重点内容是：表土分层堆放，管道施工结束后的植被恢复，野生动物保护，以及材料堆放、施工方式等环境保护内容。

生态监理要求应落实在管线、道路、井场等工程等项目承包招标书中。

6.6.2 运营期生态环境保护措施

（1）井场永久占地戈壁土压实或砾石覆盖，以减少风蚀量。

（2）定期检查管线，如发生管线老化、接口断裂，及时更换管线。

（3）定时巡查井场及管线等，及时清理落地原油，降低土壤污染。

（4）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。

（5）提高驾驶人员技术素质、加强责任心，贯彻安全驾驶机动车辆的行为规定，严格遵守交通法规，杜绝疲劳驾车等行为，减少对道路两侧植被的破坏。

（6）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。

（7）加强对工作人员特别是巡线人员生物多样性保护方面法律法规及相关知识的宣传和培训，提高生物多样性保护意识，杜绝任何破坏保护区生态环境的行为。加强监督管理，坚决杜绝保护区内的偷猎、盗伐等非法活动。

（8）在井区设立宣传牌，简明扼要书写以保护自然为主题的宣传口号和有关法律法规，如有关爱护野生动植物和自然植被、处罚偷捕偷猎和举报电话等内容。

（9）加强巡线人员管理，不得偷猎、伤害、恐吓和惊扰野生动物，如遇到野生动物受到意外伤害，应立即与自然保护区管理机构联系，由专业人员处理。

6.6.3 退役期生态环境保护措施

随着油井开采时间的延长，其储量将逐年降低，最终进入退役期。当开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，井场和集输等设施陆续被拆卸、转移，原有的大气污染物、噪声及固体废物等对环境的影响将会逐渐减弱甚至消失。

（1）对完成采油的废弃井，采取先封堵内外井眼，拆除井口装置，截去地

下 1m 管头的措施，清理场地，清除各种固体废物，恢复原有地貌。保留各类绿化、生态保护设施，使油田开发区生态环境功能不变。保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水串层，成为污染地下水的通道。

（2）临时占地范围具备植被恢复条件的，应将永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。

（3）临时占地范围不具备植被恢复条件的，建议保留井口水泥底座，以防止沙化，起到防沙固沙作用。

（4）要求通过宣传教育的形式，使施工工作人员对于保护区动植物有基本的认识与了解。在退役期施工过程中，如遇到保护植物应进行避让，严禁踩踏破坏；遇到保护动物时，应主动避让，不得惊扰、伤害野生动物，不得破坏保护动物的生息繁衍地，禁止妨碍野生动物生息繁衍的施工活动。

6.7 生态恢复方案

6.7.1 井场生态恢复措施

本项目新钻采油井 47 口。所有施工范围需进行生态环境恢复治理。

①施工结束初期，对井场等永久占地范围内的地表实施水泥硬化或砾石覆盖等措施，以减少风蚀量。施工期临时占地和退役期设施拆除后占地内的植被进行恢复。

②工程施工结束后，应对井场临时占地内的土地进行平整，恢复原有地貌。充分利用前期已收集的弃土覆盖于井场表层，覆盖厚度根据植被类型和场地用途确定。对于恢复状态不好且易发生沙化的地段，根据实际情况对地表进行人工固沙处理。在植被恢复用地上，进行人工播撒适量抗旱耐碱的植物种子。减少植被破坏，减缓水土流失，抵制沙漠化发展将起到一定的积极作用。

③退役期实施封井措施，防止油水串层。

对井场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失，具体见图 6.7-1。

6.7.2 管线生态恢复措施

本项目需新建各类单井管线、集油支线、天然气管线，共计临时占地

40.06hm^2。

①支线管道施工作业带宽度控制在8m范围内，施工过程中注意保护土壤成分和结构。在施工结束后，分层回填管沟，覆土压实，管沟回填后多余土方应作为管廊覆土，不得随意丢弃。施工结束后应对临时占地内地貌进行恢复，尽可能保持植物原有的生存环境，以利于植被恢复。

②工程施工结束后采用自然恢复的方式进行恢复区域植被，临时占地内植被在未来3~5年时间内通过自然降水及温度等因素得以恢复。对于恢复状态不好且易发生沙化的地段，根据实际情况对地表进行人工固沙处理。在植被恢复用地上，进行人工播撒适量抗旱耐碱的植物种子。

6.7.3 道路生态恢复措施

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

6.8 水土保持方案

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

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

6.8.1 防治目标

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

6.8.2 水土流失防治责任范围

结合《开发建设项目水土保持方案技术规范》（SL204-1998）中的有关规定，

根据工程特点和总体布局，确定本项目水土流失防治责任范围包括工程建设区和直接影响区。

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

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

6.8.3 水土保持措施

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

（1）井场区

①为保护土地资源，在施工前，对井场所处位置进行表土剥离，剥离的表土作为后期生态恢复；在井场周边修筑地边梗；钻井作业结束后，将井场进行平整，并覆土压实覆盖一层砾石（6cm），防止风蚀现象发生。

②植物措施：项目采油井口及井场、道路及集输管线在选址选线阶段尽量选择在植被稀少或荒漠的区域布点，全部避让自治区一级保护植物，不占用、不破坏。采取少占地、少破坏植被的原则，缩小施工范围；工程施工结束后采取自然恢复的方式对区域植被进行恢复。

（2）道路区

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

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

（3）管线区

本项目水土流失主要发生在施工期，本次环评建议对此采用工程措施与植物措施相结合的方式。在工程措施中，要限制施工作业扰动范围，开挖出的土按表层及深层分开堆放。下管后深层土填入下层，表层土覆于上层，然后洒水“封育”。

由于管线敷设地面还形成一条高于地面的土埂，因此若供排水与地表天然排水方向垂直，则要分段设排水沟。

（4）植物措施草树种优选及质量要求

本着“因地制宜、适地适树适草”的原则，根项目自身特点和所处地区的气候特点，选择耐寒、耐旱、抗盐碱沙生植物种作为场内恢复绿化和造林的骨干植物种，如当地适生的优势免灌植物为盐生假木贼群系、梭梭群系植被等。

（5）编制防洪规划和水土保持规划的要求

建议建设单位必须在项目前期编制符合要求的水土保持方案，以便有效防止水土流失。

6.9 防沙治沙方案

根据《国家林业局关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见》（林沙发[2013]136号）：沙区开发建设项目是指在沙漠、戈壁、沙地、沙化土地和潜在沙化土地上实施的开发建设项目，主要包括在沙区范围内开发的工业、农业、畜牧业、能源、水利、交通、城市建设、旅游、自然资源等建设项目。按照《防沙治沙法》的规定，“沙区开发建设项目都应当包括具有防沙治沙内容的环境影响评价”。

6.9.1 防治目标

开展沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的主要目的，是对开发建设项目实施后可能造成对沙区植被、生态的影响和土地沙化趋势变化进行综合分析、预测和评估，提出预防或者减轻不良影响的对策和措施，为沙区开发建设项目的立项决策提供生态承载能力等方面的科学依据。

本项目区块开发涉及到区域主要的植被群系有盐生假木贼群系、梭梭群系、盐生假木贼+琵琶柴群系等。总体防治目标为：维持生态环境现状，预防遏制新的沙化形成，保护沙区植被。根据工程实际设计合理可行的防沙治沙工程，达到恢复植被，遏制沙化，改善生态环境的目的，同时也为主体工程安全运行提供环

境保障。

6.9.2 防沙治沙措施

在防沙、治沙方面，要坚持“因地制宜、因害设防、保护优先、综合治理”的原则，坚持宜乔则乔、宜灌则灌、宜草则草，采取以林草植被建设为主的综合措施，加强地表覆盖，减少尘源。具体措施有：

（1）严禁在荒漠结皮地段随意踩踏、占用，破坏地表植被和稳定的结皮层。施工结束后，对施工场地及时进行清理、平整，减少沙物质来源。

（2）项目所在区域都是荒漠，表层基本都为砾石构成的砾幕。为保护土地资源，在施工前，对井场所处位置进行表土剥离，剥离的表土作为后期生态恢复；在井场周边修筑地边梗；钻井作业结束后，将井场进行平整，并覆土压实覆盖一层砾石（6cm），防止风蚀现象发生。禁止随意剥离工程占地以外的剥离砾石。

（3）植物措施：项目采油井口及井场、道路及集输管线在选址选线阶段尽量选择在植被稀少或荒漠的区域布点，全部避让自治区一级保护植物（膜果麻黄和梭梭），不占用、不破坏。采取少占地、少破坏植被的原则，缩小施工范围；工程施工结束后采取自然恢复的方式对区域植被进行恢复。

（4）工程项目所在地采取风沙防护工程，治理结束后，恢复期应在充分利用既有防沙治沙措施的基础上，进一步采取机械治沙和生物治沙等综合整治措施，控制土地沙漠化的扩展。

7. 环境影响经济损益分析

一个项目的开发建设，除对国民经济的发展起着促进作用外，同时也在一定程度上影响着项目拟建地区环境的变化。社会因子、经济因子、环境因子是一个系统的三要素，最终以提高人类的生活质量为目的。它们之间既互相促进，又互相制约，必须通过全面规划、综合平衡、正确地把全局利益和局部利益、长远利益和近期利益结合起来，对环境保护和经济发展进行协调，实现社会效益、经济效益、环境效益的三统一。

艾湖油田玛 18 井区百口泉组油藏南部区块的开发建设必将带来极大的经济效益，同时可以增加就业机会，提高油气田开发的社会效益，但是任何一种开发或生产活动和行为，都不可避免地会对环境（资源）产生一定的影响，特别是与石油相关的建设工程，在忽视环境保护的情况下，所造成的环境污染和生态破坏是相当严重的。为了减少不利环境影响造成的经济损失，该项目在开发建设工程和污染防治方面均采取了一定的措施，投入了一定的资金来减少项目建设对环境的影响。

7.1 经济效益分析

项目总投资 83766 万元，其中钻井投资 37215 万元，地面工程投资 46551 万元。环保投资 2676 万元，占总投资的 3.2%。经过建设项目投资估算分析，在经济上可行。

7.2 社会效益分析

本项目开发的社会效益主要体现在油田开发对当地工业和经济的发展具有明显的促进作用，能够带动一批相关工业、第三产业的发展，给当地经济发展注入新的活力。

本项目开发是对新疆经济发展的一项重大举措。对于提供就业机会，增加部分人员收入，提高当地税收有着显著的作用。因此，本项目具有良好的社会效益。

7.3 环境经济损益分析

7.3.1 环境损失分析

（1）开发建设期环境效益分析

油田开发建设对环境造成的损失主要表现在：

①工程占地造成的环境损失；

②突发事故状态污染物对土壤、植被的污染造成的环境损失；

③其他环境损失。

工程占地主要为井场建设和集输（输油、天然气管线）管道占地以及道路建设占地。工程施工与占地对植被、土壤、生态环境都有不利影响。本项目地面建设工程区域主要影响是生态影响，包括破坏原有地表砾幕结构，地表裸露导致水土流失。但在加强施工管理和采取生态恢复等措施后，施工影响是可以接受的。

本项目施工期短，施工“三废”和噪声影响比较轻。不涉及当地居民搬迁，无大量弃土工程。而且建设期的各种污染物排放均属于短期污染，会随着施工的结束而消失。因此，在正常情况下，基本上不会对周围环境产生影响。但在事故状态下，将对人类生存环境产生影响。如由于自然因素及人为因素的影响，引起管道、井场区泄漏事故，将对周围环境造成较为严重的影响。由于事故程度不同，对环境造成的损失也不同，损失量的估算只能在事故发生后通过各项补偿费用来体现。

7.3.2 环保投资分析

在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于保护环境、污染防治和恢复地貌等，环保措施贯穿于油田开采及生产的全过程，从钻井至地面设施建设、生产运营期及闭井期。经估算该项目环境保护投资约 2676 万元，环境保护投资占总投资的 3.2%。环保投资估算见表 7.3-1。

表 7.3-1　主要环保投资估算

阶段	环保设施/措施	投资(万元)
施工期	施工迹地清理平整、压实，临时占地恢复原始地貌，永久占地砾石覆盖或水泥硬化	47
	粉状材料及临时土方等在井场堆放应采取覆盖防尘布	47
	施工期生活污水拉运至乌尔禾污水处理厂处理	5
	钻井防喷器等安全措施	900
	泥浆不落地技术	1410
	罐区防渗措施	47
	设立宣传牌、标志牌加强生态保护宣传	2
	临时占地经济补偿	80

运营期	修井及井下作业过程中铺设防渗膜	38
	含油污泥委托有资质的单位处置	10
退役期	设施拆除后进行地貌恢复	90
合计		2676

7.4 环境经济损益分析结论

项目经分析具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于井场、管线等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算该项目环境保护投资约 2676 万元，环境保护投资占总投资的 3.2%。实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来双赢。

8. 环境管理与监测计划

环境管理是企业管理的一项重要内容，加强环境监督管理力度，尽可能的减少三废排放数量及提高资源的合理利用率，把对环境的不良影响减小到最低限度，是企业实现环境、生产、经济协调持续发展的重要措施。环境监测是环境管理的重要组成部分，是工业污染防治的依据和环境监督管理工作的哨兵，加强环境监测是了解和掌握项目排污特征，研究污染发展趋势及防治对策的重要依据与途径。

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

8.1 环境管理

8.1.1 环境管理机构

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

百口泉采油厂的环保工作由新疆油田公司安全环保处领导，并全过程监督该建设工程的环境保护管理，环保设施建设工作。建设项目经理部设专职环境管理人员，全面负责该油田开发建设期的环境管理工作。本工程进入生产运行期后，油田主要管理工作均依托百口泉采油厂完成并全面负责该油田生产运行期的环境管理工作。本区块由玛湖项目部玛18井区基层单位设一名专（兼）职环保工程技术人员负责油田建设期的环保工作及站场内外环保设施的运行和检查工作，以及环境污染事故处理和报告。

8.1.2 环境管理体制

新疆油田分公司已经建立了环境保护指标体系，对各二级单位的环保指标完成情况按《新疆油田分公司环境保护管理规定》的各项指标进行考核。推行环境

保护目标责任制，明确各单位企业行政一把手为本单位环保第一责任人，并规定了应负的法律责任和行政责任，其它行政领导和机关处室也都有明确环保职责，初步形成了领导负责，部门参加，环境保护部门监督管理，分工合作，各负其责的环境管理体制。

8.1.2.1 生产区环境管理

（1）日常环境管理

①搞好环境监测，掌握污染现状

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

废水管理应按“达标排放”的原则，在生产过程中，油田采出水全部回注。

废气污染源的控制是重点加强对油气集输过程中无组织排放源的管理，以加强管理作为控制手段，减轻对周围环境产生的污染。

②加强环保设备的管理

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

③落实管理制度

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

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

（2）环境污染事故的预防与管理

①对事故隐患进行监护

对污染事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效措施，防止事故发生。对各类重大事故隐患，应本着治理与监护运行的原则进行处理。在目前技术、财力等方面能够解决的，要通过技术改造或治理，尽快消除事故隐患，防止事故发生；对目前消除事故隐患有困难的，应从管理和技术两方面对其采取严格的现场监护措施，在管理上要加强制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故预案。

②强化专业人员培训和建立安全信息数据库

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

③加强风险管理

由于本项目不确定潜在事故因素无法预测，因此有必要制定相应的风险对策，不断改进识别到的不利影响因素，从而将工程运营期各类风险水平控制在合理的、可接收的范围内，以达到减少事故发生、经济合理地保证安全运行管理技术的目的。

8.1.2.2 本项目 HSE 管理工作内容

应结合本项目环评识别的施工期和运营期工艺流程、污染和风险源项、危害和影响程度识别和评价的结果，侧重在以下方面开展工作：

（1）工艺流程分析；

（2）污染生态危害和影响分析；

（3）泄漏事故危害和风险影响分析；

（4）建立预防危害的防范措施；

（5）制定环境保护措施；

（6）建立准许作业手册和应急预案。

8.1.3 环境管理计划

项目的环境保护行动计划应贯穿于项目全过程，包括施工期、运营期和闭井期，计划内容涉及生态环境、声环境、大气环境、水环境、景观保护以及水土流失等方面不利影响的减缓和保护措施。

8.1.3.1 施工期环境管理计划

建设项目施工期环境监督管理计划见表 8.1-1。

表 8.1-1　施工期环境保护监督管理计划

序号	影响因素	环保措施
1	生态环境	严格控制占地面积，划定施工活动范围，减少临时占地和对地表的扰动。 施工结束后，施工单位应负责及时清理现场。 严禁破坏植被、捕杀野生动物。

		对于开挖管道产生的土方，回填在管垄处，土方不集中产生。 施工结束后临时营地恢复地貌。
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（石灰、水泥）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。 严禁焚烧各类废弃物。
4	水环境	钻井期节约用水。严禁施工废液乱排乱放。
5	固废	管沟回填后多余土方应作为廊覆，不得随意丢弃。 施工垃圾应分类存储，严禁现场抛洒、掩埋。

8.1.3.2 运营期环境管理计划

（1）日常环境管理

①搞好环境监测，掌握污染现状

- ❖ 定时定点监测井场环境，以便及时掌握环境状况的第一手资料，促进环境管理的深入和污染治理的落实，消除发生污染事故的隐患。
- ❖ 废水管理应按“总体规划”原则，在生产过程中，油田采出水全部回注，均不外排。
- ❖ 废气污染源的控制是重点加强对油气集输过程中无组织排放源的管理，以加强管理作为控制手段，减轻环境污染，达到污染物排放控制和环境保护目标。

②加强环保设备的管理

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

③落实管理制度

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

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

（2）重大环境污染事故的预防与管理

①对事故隐患进行监护

对污染事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效措施，防止事故发生。对各类重大事故隐患，应本着治理与监护运行的原则进行处理。在目前技术、财力等方面能够解决的，要通过技术改造或治理，尽快消除事故隐患，防止事故发生；对目前消除事故隐患有困难的，应从管理和技术两方面对其

采取严格的现场监护措施，在管理上要加强制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故预案。

②强化专业人员培训和建立安全信息数据库

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

③加强风险管理

由于在运行过程中，不确定潜在事故因素多且无法预测，因此有必要制定相应的风险对策，不断改进识别到的不利影响因素，从而将工程运营期各类风险水平控制在合理的、可接收的范围内，以达到减少事故发生、经济合理地保证安全运行管理技术的目的。

建设项目运营环境监督管理计划见表 8.1-2。

表 8.1-2　运营期环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	监督单位	资金保证
1	生态环境	继续做好施工迹地的地表恢复工作，利用冬季融雪和夏季少量的降水使景观慢慢得以自然恢复。 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。	中国石油新疆油田分公司开发公司	自治区生态环境厅及所在行政区生态环境主管部门	纳入工程费用
2	声环境	对井场的厂界噪声进行监测，在噪声超标点位采取必要的隔声降噪措施。			
3	大气环境	对大气进行定期监测。			
4	水环境	对污水的处理设施进行定期维护。			
5	景观保护	对项目区域内的环境保护和生态恢复措施的执行和落实情况进行监督。			
6	管道保护	在施工结束、投入运行之前，集输干支线要完成永久性标志的设置，并对易遭车辆碰撞破坏的局部管道采取防护措施，设置安全标志。 对管道设施定期巡查，及时维修保养。 制定事故应急预案，对安全运行的重大隐患和重大事故能够作出快速反应并及时处理。			

序号	影响因素	环保措施	实施单位	监督单位	资金保证
7	环境管理	建立环境管理体系和事故应急体系。 实施环境监测计划			纳入运行管理费用
8	风险防范措施	制定事故应急预案，对重大隐患和能够快速作出反应并及时处理。			
9	固体废物处置	事故状态产生的落地原油委托具备相应危废处理资质的单位进行接收、转运和无害化处理。			

8.1.3.3 闭井期环境管理计划

建设项目运营环境监督管理计划见表 8.1-3。

表 8.1-3　闭井期环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	监督单位	资金保证
1	生态环境	做好闭井期的地表清理工作，对占地范围内的设施进行拆除，场地清理平整。	中国石油新疆油田分公司开发公司	自治区生态环境厅及所在行政区环境保护行政主管	纳入闭井期闭井管理费用中
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	水环境	设备排出的废水采用罐车拉走，不排入周围环境，避免对周围环境造成影响。			

8.1.3.4 环保设施竣工验收管理

根据建设单位项目“三同时”原则，在项目建设过程中，环境污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用。

建设单位自主验收的环保设施验收清单见表 8.1-4。

表 8.1-4　　拟建项目环境保护“三同时”验收一览表

治理项目	污染源	位置	验收标准	
			治理要求	验收标准
废水	采出水	百口泉注输联合站	保持正常运行，处理达标后回注油藏	《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)
	井下作业废水	井场	作业单位自带回收罐回收作业废水，废水拉运至百口泉注输联合站经污水处理系统处理达标后回注油藏	

治理项目	污染源		位置	验收标准	
				治理要求	验收标准
废气	油田开发过程烃类无组织挥发		集输过程	密闭集输	《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
噪声	各类机泵		采油井场	低噪声设备	《工业企厂界环境噪声排放》（GB12348-2008）3 类
固废	钻井泥浆	水基	采油井场	钻井泥浆经“泥浆不落地工艺”处理后循环使用，剩余泥浆回收	-
		油基		油基泥浆在储备罐暂存，随钻井队用于后续钻井使用	-
	钻井岩屑	水基	采油井场	岩屑堆放在储罐，检测达标后综合利用	《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)
		油基		油基岩屑在振动筛后经钢罐集中收集，交由有危废转运处置资质的单位进行转运处置	应符合危险废物暂存、处置的相关要求
	油泥(砂)		百口泉注输联合站	交由有资质的单位进行无害化处置	应符合危险废物暂存、处置的相关要求
	落地油		井场	保证原油不落地，回收率达 100%	井场无落地油痕迹
生态	工程占地		井场、管线、道路、储存池	严格控制占地范围；永久占地水泥硬化或砾石覆盖，临时占地地貌恢复	-
	土壤		管线	开挖时分层开挖、分层回填	
环境管理				环境管理制度是否建立并完善，环保机构及人员是否设置到位；施工人员是否保留必要的影像资料。	

8.2 环境监理与监测计划

8.2.1 施工期环境监理计划

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

由建设单位聘请有资质的环境监理机构对施工单位、承包商、供应商沿线地区和中国石油股份有限公司环保法律、法规、制度、标准、规范的情况依法进行监督检查，特别是加强施工现场的环境监理检查工作，目的是协助建设单位落实施工期间的各项环境保护要求和施工合同中的环保规定，确保本项目的建设符合有关环保法律法规的要求。因此建议建设单位外聘环保专业人员，对各作业段进

行环境监理工作。

（1）环境监理人员要求

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

②必须接受过 HSE 专门培训，有较长的从事环保工作经历。

③具有一定的气田开发和输气管道建设的现场施工经验。

（2）环境监理人员主要职责

①监督施工现场对“环境管理方案”的落实。

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

③协助 HSE 部门负责人宣传贯彻国家和当地政府有关环境方面的法律和法规。

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

环境监理工作的重点见表 8.2-1。

表 8.2-1　现场环境监理工作计划

序号	场地	监督内容	监理要求
1	新建各井场	（1）井位布设是否满足环评要求； （2）各井场的环保设施，施工是否严格按设计方案执行，施工质量是否能达到要求； （3）施工作业是否超越了限定范围； （4）废水、废气、废渣等污染是否达标排放。	环评中环保措施落实到位
2	集油气管沟开挖现场	（1）集油气线路由是否满足环评要求 （2）是否执行了“分层开挖、分层堆放、分层回填”的操作制度； （3）施工作业是否超越了作业带宽度； (4)挖土方放置是符合要求，回填后多余的土方处置是否合理； （5）施工人员是否按操作规程及相关规定作业； （6）施工完成后是否进行了清理、临时占地是否恢复植被及耕种。	环评中环保措施落实到位
3	道路建设现场	（1）道路路由是否满足环评要求 （2）施工作业是否超越了限定范围； （3）临时堆放的土石方是否采取防风固沙措施； （4）施工人员是否按操作规程及相关规定作业； （5）施工完成后是否进行了清理、临时占地是否恢复植被及耕种；	各项环保措施落实到位

序号	场地	监督内容	监理要求
4	保护动物和保护植物	（1）是否有滥捕和滥挖保护动物和植物行为 （2）是否严格施工作业带宽度，减少占地	环评中环保措施落实到位
5	其它	（1）施工结束后是否及时清理现场、恢复地貌，是否及时采取了生态恢复和水土保持措施； （2）施工季节是否合适； （3）有无砍伐、破坏施工区以外的作物和植被，有无伤害野生动物等行为。	环评中环保措施落实到位

8.2.2 运营期环境监测计划

本项目在运营期监测应根据项目开发运行实际情况确定监测项目、频率，并委托具有计量认证资质和环境监测资质的监测单位监测。环境监测计划见表 8.2-2。

表 8.2-2　运营期环境监测计划

监测对象	监测频率	监测点	监测项目	执行标准	监测单位
废气	1 次/季度	井场、玛 18 转油站四周、压裂返排液储存池四周、百口泉注输联合站厂界四周	非甲烷总烃	《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	委托监测
噪声	2 次/年	井场、玛 18 转油站四周、压裂返排液储存池四周、百口泉注输联合站厂界四周	等效连续 A 声级	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 3 类标准	
土壤	1 次/5 年	井场厂界内、压裂返排液储存池周边	砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍、石油烃	《土壤环境质量标准-建设用地土壤污染风险管控标准》（试行）（GB36600-2018）中第二类用地筛选值	
地下水	1 次/年	利用井区现有水井	pH、石油类、挥发性酚、硫化物、COD	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅴ类标准	

8.3 环境影响后评价

根据《国务院关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》（国令第 682 号，2017 年 10 月 1 日起施行）中第十九条：“编制环境影响报告书、环境影

响报告表的建设项目，其配套建设的环境保护设施经验收合格，方可投入生产或者使用；未经验收或者验收不合格的，不得投入生产或者使用。前款规定的建设项目投入生产或者使用后，应当按照国务院环境保护行政主管部门的规定开展环境影响后评价”，建设单位应按要求开展艾湖油田玛 18 井区百口泉组油藏南部区块开发工程的环境影响后评价，旨在评价该区块在实施后的实际环境影响，并汲取环评的经验和教训。确保项目环境影响评价及其建议的减缓措施得到了有效的贯彻实施，同时也可以确定为提高项目的环境经济效益所需的改进措施。

8.3.1 环境影响后评价时段

结合环境监测结果和环境管理成果，对玛 18 井区百口泉组油藏南部区块环境质量进行定期跟踪评价。根据区块的开发方案，建议后评价时段为施工期结束后。

8.3.2 环境影响后评价内容

为验证艾湖油田玛 18 井区百口泉组油藏南部区块开发工程实施后，各项环境减缓措施的有效性，应对本次环境影响评价的主要结论和项目环境保护措施的实施情况进行跟踪、监测和评价。主要回顾和跟踪评价内容见表 8.3-1。

表 8.3-1 项目环境影响后评价的主要内容

序号	项目		工作内容	主要目的和意义
1	环境监测与回顾评价		（1）大气环境监测与回顾评价 （2）地下水环境监测与回顾评价 （3）土壤环境监测与回顾评价 （4）噪声环境监测与回顾评价 （5）生态环境监测与回顾评价	掌握环境变化趋势
2	污染源调查		艾湖油田玛 18 井区百口泉组油藏南部区块污染源调查	掌握基础数据
3	清洁生产水平		艾湖油田玛 18 井区百口泉组油藏南部区块清洁水平调查	掌握基础数据
4	环境保护措施回顾	施工阶段	（1）审核环保初步设计和 EMP （2）检查施工临时占地的还原 （3）检查粉尘和噪声污染控制措施，决定施工时间 （4）检查空气污染物的排放 （5）检查施工场所生活污水和含油废水的处理和排放	（1）严格执行三同时 （2）确保临时占地满足环保要求 （3）减少建设对周围环境的影响，执行相关环保法规和标准 （4）确保水质不被污染 （5）确保景观和土地资源不被严重破坏，避免造成水土流失
		运营	（1）检查运营期 EMP 的实施	（1）落实 EMA

序号	项目		工作内容	主要目的和意义
		阶段	（2）检查监测计划的实施 （3）检查有必要采取一步的环保措施 （4）检查环境敏感点的环境质量是否满足其相应质量标准要求 （5）加强监督，防止突发事故，预先制定紧急事故应对方案，一旦发生施工能及时消除危险	（2）落实监测计划 （3）切实保护环境 （4）加强环境管理，切实保护人群健康 （5）确保污水排放满足标准。
5	环境管理		动态管理系统建设；公众意见；环保投资比例	回顾并修改环境管理各项措施

8.4 污染物排放清单

本工程污染物排放清单及管理要求见表 8.4-1。

表 8.4-1　　本项目污染物排放清单

时段	类别	污染源		污染物	治理措施	产生量(完钻后)	排放量(完钻后)	执行的排放标准	建议总量指标（t/a）
施工期	废水	管道试压废水		SS	回用于荒漠绿化或道路降尘	1980t	1980t	——	——
	废气	柴油废气		烃类	无组织排放	177.6t	177.6t	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中无组织排放监控点浓度限值	——
				CO		103.68t	103.68t		
				NOx		478.4t	478.4t		
				SO_2		30.08t	30.08t		
	固废	钻井岩屑	水基	/	岩屑暂存于井场储罐，经检测合格后用于铺垫井场等综合利用	48791.73t	0	《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中的综合利用污染物限值	——
			油基	/	油基岩屑在振动筛后经钢罐集中收集，交由有危废转运处置资质的单位进行转运处置	10485.86t	0	《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2001）及其修改单	——
		钻井泥浆	水基	/	钻井泥浆进入泥浆不落地系统循环使用，完井后剩余泥浆回收入罐，用于后续钻井配液等环节使用	17679.65m^3	0	-	——

			油基	/	油基泥浆在储备罐暂存，随钻井队用于后续钻井使用	7920.86m³	0	——	——
		施工土方		/	施工结束后回填管堤之上，实施压实平整水土保持措施	29004m³	29004m³	——	
运营期	废水	井下作业废水		SS、COD、石油类、挥发酚、硫化物	作业单位自带回收罐回收作业废水，拉运至百口泉注输联合站处理	1668.495t	0	《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)相关标准	——
		采出水			密闭集输至百口泉注输联合站，处理达标后回注油藏	65.02 万 t/a	0		——
	废气	采油及集输挥发废气		烃类	无组织排放	151.2t/a	151.2t/a	《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	——
	固废	油泥（砂）			交由有资质的单位进行无害化处置	319t/a	0	《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2001）及其修改单	——
		隔油池上层污油			拉运至百口泉注输联合站油处理系统处理	21t/a	0	——	——
		废弃分子筛			集中收集后清运至当地固废垃圾填埋场处理	24t/a	0	《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2001）及其修改单	-

9. 环境影响评价结论与建议

9.1 结论

9.1.1 项目建设概况

本项目属于百口泉采油厂管辖，位于新疆维吾尔自治区和布克赛尔蒙古自治县和克拉玛依乌尔禾区境内，井区北部为艾里克湖，东南部为玛纳斯湖，距克拉玛依市乌尔禾区南偏东约 26km，距百口泉联合站约 27km，距乌尔禾稀油处理站约 29km，距玛北油田玛 2 井区约 23km。中心坐标：E***，N***。

本工程主要建设内容包括利旧老井 7 口（单井拉油改为管线集输）、新钻开发井 47 口，配套建设 123 口开发井的集输、供配电等地面工程，新建压裂返排液储存池 2 座、新建天然气撬装回收系统 7 套等地面工程，新建产能 145×10^4t。

9.1.2 环境质量现状

9.1.2.1 环境空气质量现状调查结论

（1）区域环境空气质量监测结果

根据生态环境部环境工程评估中心国家环境保护环境影响评价数值模拟重点实验室环境空气质量模型技术支持服务系统发布的 2020 年塔城地区和克拉玛依市达标区判定数据，各污染物平均浓度均优于《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值，属于环境空气达标区。

（2）特征污染物监测结果

根据特征因子补充监测结果，评价范围内各监测点的非甲烷总烃小时平均浓度均满足《大气污染物综合排放标准详解》中“非甲烷总烃”标准要求，硫化氢小时均值浓度执行《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 其它污染物空气质量浓度参考限值 10μg/m^3 的要求，未出现超标现象，评价区域现状环境空气质量良好。

9.1.2.2 水环境质量现状调查结论

大艾里克湖氟化物和玛纳斯湖氨氮、高锰酸钾指数超过《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）V 类标准。

地下水监测结果表明：溶解性总固体、总硬度、氯化物、氟化物、硫酸盐监测值较高，属于《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）V类标准的要求，并且

重金属类、石油类等监测值较低，说明区域地下水水质为天然劣质水分布区，水质差，不能用于生活、工业和农业供水，其它用水可根据使用目的选用，属于Ⅴ类水体。

9.1.2.3 声环境质量现状调查结论

根据监测结果表明：项目区域内背景噪声监测点昼间、夜间噪声强度均达到《声环境质量标准》（GB3096-2008）中3类标准限值要求，周围声环境质量良好。

9.1.2.4 土壤环境质量现状调查结论

根据监测结果，项目占地范围内土壤环境质量执行《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值标准，占地范围外土壤环境质量执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）。

综上，土壤污染风险较低，项目区土壤环境现状较好。

9.1.2.5 生态环境质量现状调查结论

（1）生态功能区划：项目所在区域属于II准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区—II_1准噶尔盆地北部灌木半灌木荒漠生态亚区—16白杨河河谷林、乌尔禾雅丹地貌保护生态功能区。本项目东北侧距离和布克赛尔江格尔国家沙漠公园75m，项目所在区域不在和布克赛尔江格尔国家沙漠公园内。

（2）土壤类型：开发区内分布的土壤为灰棕漠土和沼泽盐土。灰棕漠土土层非常干燥，地表分布植被稀疏，土壤结构比较疏松；沼泽盐土是在局部地形低洼泉水出露的沼泽地段，由于水位下降，在强烈蒸发作用下，盐分逐渐向地表聚积。

（3）植被：项目所在区域属北方植物界、新疆荒漠区、北疆荒漠亚区、准噶尔荒漠省、准噶尔荒漠亚省、玛纳斯湖州。由于项目区地处准噶尔盆地西北边缘玛纳斯河流域下游段，在冲洪积平原的干旱荒漠区分布着荒漠植被，自然地带性植被主要是梭梭壤漠。

（3）野生动物：评价区地处准噶尔盆地荒漠区的北部，气候干燥，雨量稀少。按气候区划为酷热干旱区，野生动物无论是种类组成还是数量都比较贫乏，野生动物的栖息生境单元类型极为单一，基本为荒漠区。

（4）土地利用类型：项目区土地利用类型为低覆盖度草地。

9.1.3 主要环境影响

9.1.3.1 大气影响评价结论

（1）施工期废气：本项目钻井作业柴油发电机烟气排放及施工扬尘对周围环境影响较小。

（2）运营期废气：经预测，本项目集输过程、天然气回收过程、压裂返排液储存过程无组织挥发的非甲烷总烃下风向各个距离的浓度均能满足《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，不会对周围环境产生不利影响。项目在生产工艺中采用密闭流程，可有效减少无组织烃类的排放，挥发物较少，无组织烃类可达标排放。

综上所述，本项目施工期和运营期排放的废气对区域环境产生的影响较小。

9.1.3.2 水环境影响评价结论

（1）施工期废水：管道试压废水应尽可能重复利用，试压结束后，用于周围沙漠植被的绿化，可起到改善生态环境作用。

（2）运营期废水：采出水及井下作业废水送至百口泉注输联合站污水处理系统处理达标后用于油田注水。本工程运营期产生的废水不会对水环境造成影响。

（3）事故状态下对地下水的污染主要为管道泄漏、井漏、油水窜层等，管道泄漏是以点源形式污染地下水，其污染迁移途径为地表以下的包气带和含水层；井喷事故是以面源形式的原油渗漏污染地下水，井漏事故对水环境的污染是油气窜层，造成地下含水层水质污染。事故发生后，及时采取相应的措施，不会对地下水环境产生明显影响。

9.1.3.3 声环境影响评价结论

本项目钻井期噪声随施工结束而消失。生产运营期，井场和管线正常生产时噪声很小，对背景噪声的贡献较小。井区周围噪声监测点昼间、夜间噪声强度均达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的3类区标准（昼间60dB(A)，夜间50dB(A)）。且本项目位于戈壁荒漠，周边无人群居住，项目开发建设中的噪声对环境影响较小。

9.1.3.4 固体废物环境影响评价结论

（1）施工期固废

施工期钻井采用“泥浆不落地技术”，所有与地面接触的罐体均铺设防渗膜。本项目钻井产生的钻井液及岩屑进入不落地系统进行处理，并实现固液分离，分离后的液相循环使用，钻井结束后钻井液由井队回收，送至下个井场用于新钻井液的配置；一开、二开钻井产生的固相水基岩屑中各类污染物经检测后能够达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）中污染物限值的相关标准后，可就近用于铺设通井路、铺垫井场等；三开产生的油基岩屑由密封储罐收集，委托具有相应危废转运、处置资质的单位转运及处置，对环境影响较小。

本项目施工期管线施工产生的弃土回填在管堤上，并实施压实平整水土保持措施。

（2）运营期固废

依托百口泉注输联合站污水处理系统产生的含油污泥属于危险废物，交由具备相应危废处理资质的单位负责转运、接收、无害化处理，不会对区域环境造成不利影响。

9.1.3.5 生态环境影响评价结论

本项目临时占地面积为144.64hm^2，永久占地面积为33.70hm^2。油田开发过程中，施工迹地植被将消失而形成裸地。但施工区域与周围植被没有明显的隔离，临时占地一般在3年~5年或更长时间内将向原生植被群落演替。在整个油田开发过程中，临时占地和永久占地的影响范围较小，建设项目对该区域生态系统稳定性及完整性的影响不大。

9.1.3.6 环境风险评价结论

本工程发生风险事故的类型主要为集油管线泄漏、储罐泄漏、火灾及爆炸等类型。

经过风险分析和评价，本项目须加强管理，严格落实本报告提出的各项事故风险防范措施、制定应急预案，尽可能杜绝各类事故的产生和发展，将事故发生概率降低，减小事故造成的损失，避免当地环境受到污染。

综上，在采取评价中提出的风险事故防范措施和工程中应增加的污染事故预

防及减轻措施后，能有效预防事故的发生，将建设项目风险降至最低程度，可使项目建设、营运中的环境风险控制在可接受的范围内。因此，该项目建设从环境风险的角度认为风险水平可接受。

9.1.4 环境保护防治措施

9.1.4.1 施工期

本项目钻井过程中，将产生一定量的废水、废气、固体废物和噪声。

（1）废气防治措施：钻井期大气污染主要为钻井场柴油发电机燃料产生的废气，采用高效设备的方式，定期对钻机（电钻）、柴油发电机等设备进行维护，并且采用符合标准的柴油，并添加柴油助燃剂等措施，减轻对大气环境的影响；对使用频率较高，且未做硬化处理的道路进行洒水处理，以减少路面沙尘的扬起和对公路两旁植被的扰动。

（2）废水防治措施：管道试压废用作为荒漠绿化或道路降尘。

（3）噪声防治措施：采用低噪声设备，定期维护，装设基础减振和设置隔声罩以减少噪声传播，合理安排施工时间，高噪声施工设备减少夜间使用或禁止使用。

（4）固废防治措施：①施工期钻井采用“泥浆不落地技术”，所有与地面接触的罐体均铺设防渗膜。本项目钻井产生的钻井液及岩屑进入不落地系统进行处理，并实现固液分离，分离后的液相循环使用，钻井结束后钻井液由井队回收，送至下个井场用于新钻井液的配置；一开、二开钻井产生的固相水基岩屑中各类污染物经检测后能够达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）中污染物限值的相关标准后，可就近用于铺设通井路、铺垫井场等；三开产生的油基岩屑由密封储罐收集，委托具有相应危废转运、处置资质的单位转运及处置。②施工土方在管线施工结束后回填在管堤上，并实施压实平整水土保持措施。

（5）生态保护措施：①严格控制施工区域，将临时占地面积控制在最低；②严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区和生活区范围内活动，最大限度减少对荒漠植物生存环境的践踏破坏和避免破坏野生动物的活动场所和生存环境；③开展施工环境监理；④施工结束后，施工迹地清理、平整，做的工完料净场地清。

9.1.4.2 运营期

（1）废气防治措施：本项目装置均采用全密闭流程，尽量减少非甲烷总烃的无组织排放。

（2）废水防治措施：①本项目井下作业废水严禁外排，作业单位自带回收罐收集后，拉运至百口泉注输联合站污水处理系统处理。②采出水密闭集输至百口泉注输联合站处理达标后用于油田注水，不外排进入环境。

（3）噪声：发声设备进行合理的布局，减弱噪声对操作人员的影响，同时针对设备，采用降噪控制，避免不必要的噪声产生。

（4）固废：①单井落地原油、修井落地原油由作业单位100%回收，回收后的落地原油运至百口泉注输联合站暂存。②百口泉注输联合站污水处理系统产生的含油污泥定期委托有资质的单位进行无害化处置。

（5）生态保护措施：①对于永久占地（油田区及油田公路、集输管线上方、电力设施底部）地面上面实施砾石覆盖措施，减少风蚀量；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开展生态环境恢复治理工作。

9.1.5 污染物总量控制符合要求

本项目VOCs均为无组织排放，无需申请总量控制指标。

9.1.6 符合产业政策并与相关规划相协调

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

9.1.7 公参意见采纳情况

本环评根据《中华人民共和国环境影响评价法》、《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第4号）等法律、法规及有关规定，建设单位利用网络、报纸等方式就项目建设的意义、项目情况、对环境可能造成的影响、预防或减轻不良环境影响的对策和措施等问题向公众发布信息，并进行了环境影响评价简本的公示，供公众查阅。

在公示期间，未收到任何反馈信息。

9.1.8 总结论

综上所述，项目属于国家产业政策鼓励项目，项目实施后可取得较大的经济效益和社会效益。尽管在工程建设和运行中，会对周围的环境产生一定的不利影响，并在今后的建设和运行中存在一定风险性，但其影响和风险是可以接受的。只要建设单位加强环境管理，认真落实可行性研究报告和本环评报告书中提出的各项污染防治措施、风险防范措施以及生态环境保护和恢复措施，可使本项目对环境造成的不利影响降低到最低限度。

因此，本报告书认为，在完成百口泉注输联合站扩建工程建设，满足原油处理需求的前提下，本项目建设在环境保护方面可行。

9.2 要求

（1）在项目建设运行中，应积极采用先进的新工艺、新技术，减少污染物的产生量、排放量，确保污染物稳定达标。

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

（4）项目的环境污染治理措施和生态保护措施必须与主体工程“三同时”：其配套的环保设施也必须与主体工程同时建设投入运行；建设单位应在项目设计、施工建设、投产运行阶段严格按照本环评文件及批复要求，落实项目各项环境保护措施，确保“三废”稳定达标排放。

（5）针对可能发生的重大环境风险事故，建设单位必须制定详细的环境风险防范措施和应急预案，并定期进行预案演练。

（6）加强汛期检查，检测泄洪量。对、管道起点及终点连头处、穿越铁路套管及泄洪区套管的焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。