1 概述

1.1 项目由来

三塘湖盆地位于新疆巴里坤县和伊吾县境内，长约 500km，宽 40~70km，总面积 2.3 万 km^2，有效勘探面积 1.8 万 km^2，石油总资源量 8.8 亿吨。盆地自西向东分别由汉水泉凹陷、条湖凹陷和马朗凹陷三大凹陷构成，是吐哈油田增储上产主要战略接替区。三塘湖盆地从二十世纪三十年代开始了地质调查，马朗凹陷、条湖凹陷是盆地主要的勘探领域，总面积 3700km^2，是二叠系分布的主要区域。

1996 年 9 月在三塘湖盆地牛圈湖完钻的马 1 井在 1823.6~1848.5m 钻遇条湖组凝灰质粉砂岩，凝灰质泥岩储层。2000 年 8 月，马 1 井条湖组射孔抽汲试油未出，综合解释为干层，牛圈湖条湖组评价工作暂停。

2018 年 10 月，评价井马 101 井 1830.5~1833.5m 试油，出油 3.57m^3/d，累产油 79.6m^3。见工业油流，显示牛圈湖条湖组致密油具有评价潜力。2019 年，马 L1-3H 井在条二段解释出 20.8m 油层，之后马 1 井区多口芦草沟组过路井在条二段致密油层钻遇显示。证实牛圈湖条湖组马 1 井区致密油连片含油。

2019 年 10 月，评价井马 T101H 投产，日产油 15t/d，累产油 3471t。2020 年 3 月，开发井马 T5-1H 投产，日产油 14.4 吨，累产油 1782 吨。进一步确定马 1 井区致密油有建产潜力。2020 年 6 月，马 L102H 井条二段 1921~1966 米压裂试油，出油 8.44 吨/天，累产 230 吨，证实马 1 井区向西具有扩边潜力。

2020 年 9 月，芦 3 井条二段 1931~1973 米压裂试油，自喷产油 2.2 吨/天，含水 77%，落实马 T102 块北部含油性。2020 年 12 月，马 T103 井、马 T101-7H 井及马 T103-6H 井陆续投产，日产油分别为 14.0 吨/天、15.6 吨/天、14.0 吨/天。

自 2019 年以来试油试采井层位与已开发的马中区块属于同一套储层，有效储层主要分布在近火山口的斜坡—洼地背景，富有机质的浅-半深湖环境有利于有效储层的形成，优质储层主要分布在火山口两侧。预测含油面积 15.76km^2，预测地质储量 971.54 万吨。

为了进一步提升牛圈湖区块石油产能，中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司三塘湖采油管理区计划投资 50105 万元实施“牛圈湖条湖组致密油开发建设项目”。拟建项目共部署总井数 28 口，其中新钻水平井 23 口，利用老井加

深井 5 口，设计单井产能 15 吨/天。衰竭开采三年，注水吞吐 6 轮次后转水驱开发，配套建设油气集输管线、计量阀组及供配电、道路等工程，本项目动用含油面积 8.4km^2，动用石油地质储量 668.7×10^{4}t，项目建成投产后，新增原油生产能力 10.35 万吨。

本项目的建设将提高三塘湖油田整体开发效益，对整个吐哈油田增储上产、稳定发展具有十分重要的意义。同时，对于落实国家关于石油工业“稳定东部、发展西部”战略方针，实现我国原油生产稳定增长和可持续发展，增强我国能源安全供应的保障能力有较大的促进作用。

1.2 环境影响评价的工作过程

本项目位于三塘湖油田牛圈湖区域，行政隶属于新疆哈密地区巴里坤哈萨克自治县境内，西南距巴里坤县城 90 公里，南距哈密市 140 公里。按照《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030 年)》和《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)，巴里坤哈萨克自治县属于自治区级水土流失重点预防区和重点治理区-Ⅱ$_2$天山北坡诸小河流域重点治理区。根据《中华人民共和国环境影响评价法》、《建设项目环境保护管理条例》（2017 年国务院令第 682 号）和《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（部令第 16 号），本项目属于五、石油和天然气开采业 07-7.陆地石油开采 0711-涉及环境敏感区的（含内部集输管线），应编制环境影响报告书。2021 年 7 月，受中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司三塘湖采油管理区的委托，新疆天地源环保科技发展股份有限公司承担了该项目的环境影响评价工作。在接受委托后，评价单位根据建设单位提供的相关文件和技术资料，并结合对建设项目影响区域的实地考察和调研，依据《环境影响评价技术导则》的有关技术要求，展开了深入细致的工作，在现场调查、环境现状资料收集的基础上，编制完成了环境影响评价报告书。

按照环境影响评价技术导则的技术规范要求，该项目遵循如下工作程序图编制完成项目环境影响报告书，见图 1.2-1。

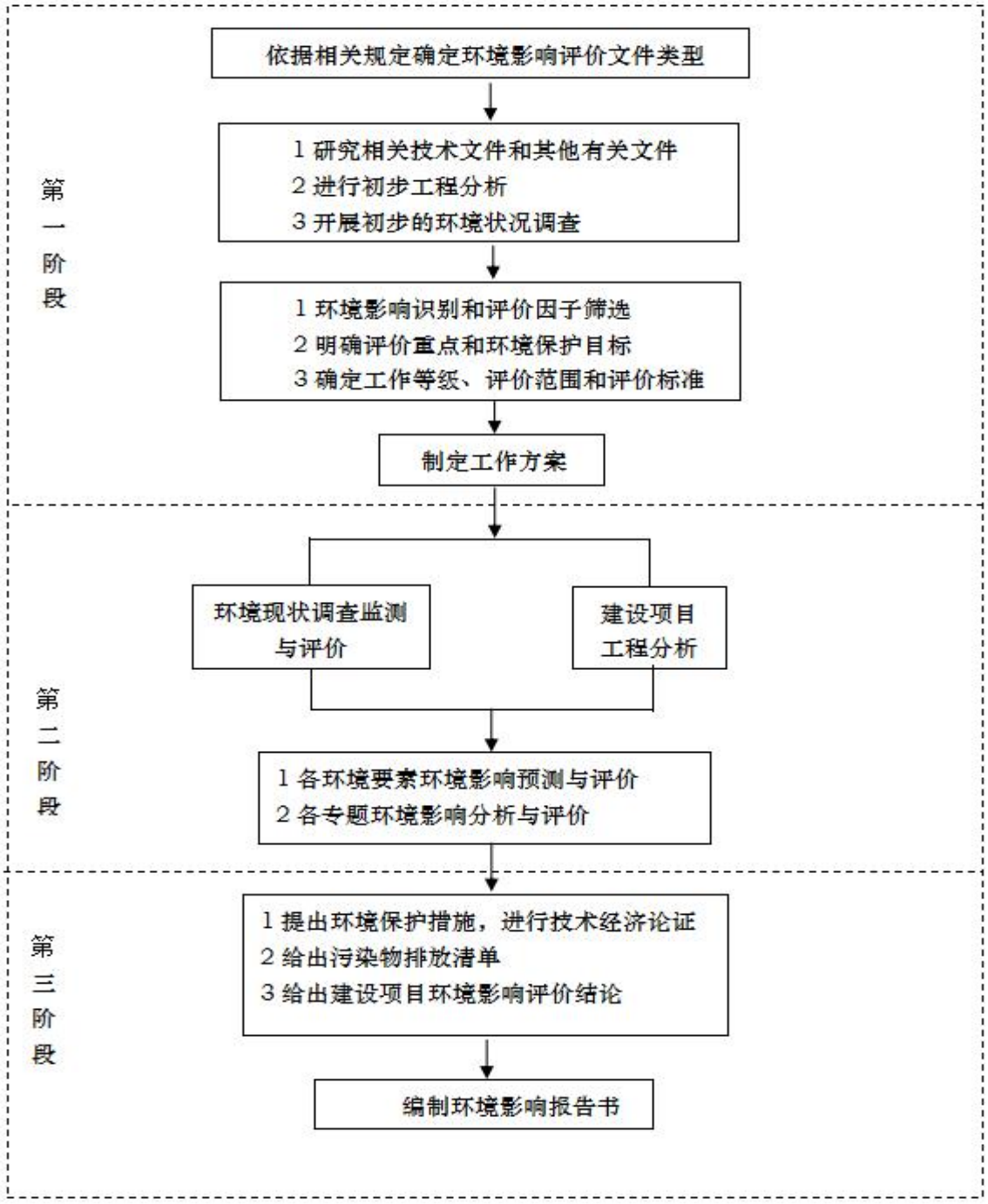


图 1.2-1　　环境影响评价工作程序框图

1.3 分析判定相关情况

1.3.1 产业政策符合性分析

本项目为油气开采项目，属于“常规石油、天然气勘探与开采”项目，根据国家发展和改革委员会发布的《产业结构调整指导目录（2019 年本）》，本项目属于第一类“鼓励类”第七条“石油、天然气”第一款“常规石油、天然气勘探与开

采”，为鼓励类产业。结合《新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件》，项目区块周边200m范围内无铁路、高速公路、国道、省道等重要交通干线，周边1000m 范围内不涉及重要河流功能区、水环境，项目的建设符合国家产业政策。

1.3.2 规划符合性分析

1.3.2.1 与《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发“十三五”规划》相符性分析

《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发“十三五”规划》提出：“到2020年，基本建成安全、稳定、经济的矿产资源保障体系，基本形成节约高效、环境友好、矿地和谐的绿色矿业发展格局。矿业经济发展支撑自治区经济中高速增长，资源开发迈向中高端水平。基本建成统一开放、竞争有序的现代矿业市场体系，形成矿产资源开发保护与矿业发展新格局。强化矿产资源的安全可持续供应与应急保障能力，对于油气、页岩气、煤层气、铜、钾盐等矿产实施鼓励性勘察开发政策。”

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

1.3.2.2 与《新疆维吾尔自治区环境保护“十三五”规划》相符性分析

《新疆维吾尔自治区环境保护“十三五”规划》提出：到2020年，全区生态环境保持良好，主要污染物排放达到国家控制要求，环境风险得到有效管控，群众环境权益的到切实维护。生态环境治理体系日趋完善，治理能力现代化取得重大进展，电能利用率稳步提升，水资源消耗得到有效控制。

本项目为油气田开发项目，油气集输及处理采用全密闭流程，采出水经处理后回注地层，各类固体废物得到妥善处置。本项目采用的各项污染防治措施切实可行，污染物能够达标排放，项目建成后区域环境质量基本保持现状，环境风险水平可以接受，本项目符合《新疆维吾尔自治区环境保护“十三五”规划》。

1.3.2.3 与《新疆生态功能区划》相符性分析

根据《新疆生态功能区划》，本项目所在区域属于天山山地干旱草原—针叶林生态区，天山南坡吐鲁番—哈密盆地戈壁荒漠、绿洲农业生态亚区，吐鲁番盆地绿洲外围防风固沙、油气勘探开发环境保护生态功能区。该区的生态服务功能

为油气资源、荒漠化控制，其发展方向为在保护生态、控制污染的前提下，合理开发油气资源，开发过程中要规范油气勘探开采作业、废弃物无害化处理。

本项目为油气开采项目，开发区域在划定的采矿许可范围内，在开发过程中要严格落实各项生态环境保护措施，实现各类污染物达标排放，各类固体废物能得到妥善处置，本项目符合《新疆生态功能区划》。

1.3.2.4 与《新疆环境保护规划（2018-2022 年）》相符性分析

本项目位于新疆维吾尔自治区哈密市巴里坤县，属于天山南麓产业带，不属于高污染产业、建材行业落后产能、不符合产业准入标准和政策的落后项目、纺织印染项目、水泥行业，因此，本项目符合《新疆环境保护规划（2018-2022 年）》（2018 年 2 月 1 日）的要求。

1.3.3 三线一单相符性分析

为适应以改善环境质量为核心的环境管理要求，切实加强环境影响评价管理，落实“生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和环境准入负面清单”（简称“三线一单”）约束，本项目建设与“三线一单”符合性具体如下：

（1）生态保护红线

根据《生态保护红线划定技术指南》（环发【2015】56 号）文件要求，结合项目所在行政区哈密市的生态保护红线分布图，哈密市境内划分的自然保护区有新疆哈密天山国家森林公园（白石头）、新疆哈密天山国家森林公园（寒气沟）、新疆哈密天山国家森林公园（黑沟）、新疆哈密天山国家森林公园（西格拉）。

本项目评价范围内无自然保护区、风景名胜区、水源地保护区等生态保护目标，不在生态保护红线内。

（2）环境质量底线

依据《生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和环境准入负面清单编制技术指南》（环办环评【2017】99 号），环境质量底线是指按照水、大气、土壤环境质量不断优化的原则，结合环境质量现状和相关规划、功能区划要求，考虑环境质量改善潜力，确定的分区域分阶段环境质量目标及相应的环境管控、污染物排放控制等要求。

项目选址区域为环境空气功能区二类区，根据《巴里坤县 2019 年环境质量年报》，项目选址区域环境空气质量为达标区，本项目评价因子中的其他污染物

非甲烷总烃符合《大气污染物综合排放标准详解》标准要求，油田开发采用密闭集输流程，非甲烷总烃无组织排放达到《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放监控浓度要求（非甲烷总烃 4.0mg/m^3）。

项目选址附近无地表水分布，且本项目产生的含油污水经牛圈湖联合站污水处理系统处理后回注地下，不外排。根据《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的有关规定，本项目所在区域的地下水为 III 类水功能区，根据地下水环境现状的监测数据，评价区域地下水各项评价因子满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准。

本项目所在区域为 2 类声环境功能区，根据环境噪声现状监测结果，项目区域目前能够满足《声环境质量标准》2 类标准要求，本项目建成后噪声产生量小，能满足《声环境质量标准》2 类标准要求，本项目建设运营不会改变项目所在区域的声环境功能，因此项目建设声环境质量是符合要求的。

因此，本项目的建设不会影响当地的环境功能，符合环境质量底线要求。

（3）资源利用上线

本项目运营期间会产生一定的电源、水源等资源的消耗，并占用土地资源进行填埋活动，项目资源消耗量相对区域资源利用总量较少；本项目不直接利用自然资源，项目建设符合资源利用上线要求。

（4）环境准入负面清单

本项目区不在《新疆维吾尔自治区 28 个国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单》《新疆维吾尔自治区 17 个新增纳入国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单》内，不属于《产业结构调整指导目录（2019 年本）》限制类、淘汰类项目，属于鼓励类项目，本项目不属于负面清单。

1.3.4 选址选线合理性分析

本工程位于国土资源部批准的中石油吐哈油田分公司采矿权区域内。

（1）井场、站选址合理性分析

本工程总井数 28 口，其中利用老井加深井 5 口；新钻水平井 23 口，根据现场调查和资料搜集，项目区评价区范围内无居民村落分布，不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园、沙化土地封禁保护区及其他需要特别保护的环境敏感区，区域水系不发育，地表发育零星植被，井场的选

址结合考虑了地形条件、当地最大暴雨量，满足防洪要求。占地类型为1206裸土地，不占用林地、耕地，项目所在区域为现有的油田开发区内，选址是合理的。

（2）集输系统选线合理性分析

本项目新建管线主要是单井管线和集输管线。拟建管线沿途所经区域生态系统以荒漠生态系统为主。管线在设计选线时走向力求顺直、平缓，并尽量减少与天然、人工障碍物交叉；选择有利地形，确保管线长期、安全、可靠运行。

1.4 关注的主要环境问题

油田开发施工期废气、钻井泥浆、岩屑、钻井废水、施工临时占地及生态破坏对周围环境的影响；运营期非甲烷总烃无组织挥发、油田采出水、井下作业废水、含油污泥、落地油、井场（站场）永久占地等对周围环境的影响。针对该项目特点，本项目关注的主要环境问题为项目产生的废气、废水、固体废物、噪声、风险以及生态破坏对周围环境的影响，并论证采取的防范措施及处理处置方式的可行性。

1.5 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本）》鼓励类“石油、天然气勘探及开采”，项目的建设符合国家的相关政策；本项目的选址、选线符合国家的相关法律法规，符合国家的产业政策和相关规划，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，项目的选址、选线从环保角度认为可行。

本项目生产过程中，钻井、井下作业、油气集输、油气处理等作业的资源（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。

本项目在坚持“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，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、噪声、废渣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，污染物达标排放可实现

达标排放，对环境的影响是可接受的，从环境保护的角度看，该项目建设是可行的。

2 总论

2.1 编制依据

2.1.1 法律、法规及条例

（1）《中华人民共和国环境保护法》（2015 年 1 月 1 日）；

（2）《中华人民共和国环境影响评价法》（2018 年 12 月 29 日）；

（3）《中华人民共和国水污染防治法》（2018 年 1 月 1 日）；

（4）《中华人民共和国大气污染防治法》（2018 年 10 月 26 日）；

（5）《中华人民共和国环境噪声污染防治法》（2018 年 12 月 29 日）；

（6）《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020 年 9 月 1 日实施）；

（7）《中华人民共和国土壤污染防治法》（2019 年 1 月 1 日）；

（8）《中华人民共和国土地管理法》（2019 年 8 月 26 日修订）；

（9）《中华人民共和国水土保持法》（2011 年 3 月 1 日）；

（10）《中华人民共和国节约能源法》（2018 年 10 月 26 日修订）；

（11）《中华人民共和国清洁生产促进法》（2012 年 7 月 1 日）；

（12）国务院令第 682 号《建设项目环境保护管理条例》（2017 年 10 月 1 日）；

（13）《全国生态环境保护纲要》（国发【2000】38 号，2000 年 11 月 26 日）；

（14）《国务院关于加强环境保护若干问题的决定》（国发【1996】31 号，1996 年 8 月 3 日）；

（15）《国务院关于落实科学发展观加强环境保护的决定》（国发【2005】39 号）；

（16）《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（部令第 16 号）；

（17）《产业结构调整指导目录（2019 年本）》（国家发展与改革委员会【2019】第 29 号令）；

（18）《关于西部大开发中加强建设项目环境保护管理的若干意见》（国家环境保护总局文件环发【2001】4 号）；

（19）《中共中央国务院关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战的意见》（2018 年 6 月 16 日）；

（20）中共中央办公厅国务院办公厅《关于划定并严守生态保护红线的若干意见》（2017 年 2 月 7 日）；

（21）《关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知》（环境保护部，环环评【2016】150 号，2016 年 10 月 27 日）；

（22）《控制污染物排放许可制实施方案》（国务院办公厅，国办发【2016】81 号，2016 年 11 月 10 日）；

（23）《排污许可证管理暂行规定》（环保部，环水体【2016】186 号，2017 年 1 月 5 日）；

（24）《国务院关于印发打赢蓝天保卫战三年行动计划的通知》（国发【2018】22 号，2018 年 6 月 27 日）；

（25）《水污染防治行动计划》（国发【2015】17 号，2015 年 4 月 2 日）；

（26）《土壤污染防治行动计划》（国发【2016】31 号，2016 年 5 月 28 日）；

（27）《企业突发环境事件风险分级方法》（HJ941-2018）；

（28）《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第 4 号，2019 年 1 月 1 日）。

2.1.2 地方有关环保法律法规

（1）《新疆维吾尔自治区环境保护条例》（2018 年 9 月 21 日修订）；

（2）《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）；

（3）《新疆维吾尔自治区清洁生产审核暂行办法》（2005 年 11 月 1 日）；

（4）《新疆维吾尔自治区水环境功能区划》（2004 年 8 月）；

（5）《新疆生态功能区划》（新疆维吾尔自治区人民政府，新政函【96】号，2005 年 12 月 21 日）；

（6）《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 12 届人大 9 次会议，2014 年 7 月 25 日）；

（7）《关于印发＜自治区打赢蓝天保卫战三年行动计划（2018-2020 年）＞

的通知》（新政发【2018】66 号，2018 年 9 月 27 日）；

（8）《新疆维吾尔自治区环境保护“十三五”规划》；

（9）《关于印发新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案的通知》（新疆维吾尔自治区人民政府，新政发【2016】21 号）；

（10）《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，新政发〔2017〕25 号）；

（11）《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》（新疆维吾尔自治区人民代表大会，2018 年 15 号文，2019 年 1 月 1 日）；

（12）《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》（新疆维吾尔自治区 12 届人大 9 次会议，2014 年 7 月 25 日）；

（13）《新疆维吾尔自治区石油勘探开发环境管理办法》（新疆维吾尔自治区人民政府令第 50 号，1995 年 3 月 1 日）；

（14）《新疆维吾尔自治区危险废物污染环境防治办法》（2010 年 5 月 1 日）；

（15）《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录（第一批）》（新政办发【2007】175 号，2007 年 8 月 1 号）；

（16）《新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件》（修订）（新环发【2017】1 号，2017 年 1 月 1 日）。

2.1.3 技术导则及规范

（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》（HJ2.3-2018）；

（4）《环境影响评价技术导则—地下水环境》（HJ610-2016）；

（5）《环境影响评价技术导则—声环境》（HJ2.4-2009）；

（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）《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）；

（9）《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）；

（10）《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）；

（11）《石油天然气行业健康、安全与环境管理体系》（SY/T6276-1997）；

（12）《石油和天然气开采行业清洁生产评价体系指标（试行）》；

（13）《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》（HJ 612-2011）；

（14）《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）；

（15）《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》（DB65/T3999-2017）；

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

（17）《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）。

2.1.4 项目文件

（1）《牛圈湖条湖组致密油开发建设项目》环境影响评价工作委托书、承诺书、合同；

（2）《牛圈湖区块条湖组致密油产能建设框架方案》（吐哈油田勘探开发研究院，2021 年 3 月）；

（3）建设单位提供的其他相关资料。

2.2 评价目的及评价原则

2.2.1 评价目的

（1）通过实地调查和现状监测，了解区块的自然环境、自然资源及土地利用情况，掌握项目所在区域的环境质量和生态环境现状。

（2）通过工程分析，明确本项目各个生产阶段的主要污染源、污染物种类、排放强度，分析环境污染的影响特征，预测和评价本项目施工期、运营期以及服役期满后对环境的影响程度，并提出应采取的污染防治和生态保护措施；分析论证施工期对自然资源的破坏程度。

（3）评述拟采取的环境保护措施的可行性、合理性及清洁生产水平，并针对存在的问题，提出各个生产阶段不同的、有针对性的、切实可行的环保措施和建议。

（4）评价该项目对国家产业政策、区域总体发展规划、清洁生产、达标排

放和污染物排放总量控制的符合性。

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，为环境保护主管部门提供决策依据。

2.2.2 评价原则

（1）坚持环境影响评价工作为经济建设、为环境管理服务的原则，注重评价工作的科学性、实用性、针对性，为工程建设、环境管理提供科学依据。

（2）坚持“预防为主，防治结合”的原则，做好建设工程污染防治工作。

（3）以国家有关环境保护法规为依据，坚持“清洁生产、达标排放、污染物排放总量控制”的原则。

（4）以科学、客观、公正的原则，开展评价工作，评价内容力求主次分明、重点突出、数据正确、结论可靠，确保评价工作质量。

（5）充分利用现有资料，在满足工程建设需要的基础上开展环境影响评价工作。

2.2.3 评价方法

（1）环境质量现状调查采用收集资料和现场调查法；

（2）工程分析采用理论测算、类比调查法。

2.3 指导思想

（1）认真贯彻各项环保法规，坚持“达标排放、总量控制”的原则，始终贯彻“清洁生产”的精神和“可持续发展”的战略思想；

（2）根据建设项目对环境的破坏和排污特征，认真做好工程分析，对运营期和环保设施等进行可行性论证，确认污染物排放点、排放量、排污特点等情况；

（3）对工程采取的环境保护措施、污染治理措施进行分析和评述，提出有针对性、可操作性强的环保措施；

（4）坚持实事求是的科学态度，报告书力求做到内容全面、重点突出、评价结果明确可信，防治对策切实可行；

（5）考虑评价区自然和社会环境特点，确定有效的生态保护措施，加强生态环境保护；

（6）评价力求遵循“依法评价、早期介入、（全面）完整性和广泛参与”的原则，评价过程中要始终强调实用性，评价结果最终应落实在改善评价区环境和环境工程治理措施上。

2.4 评价因子与评价标准

2.4.1 评价因子

2.4.1.1 环境影响因子识别

本项目主要包括钻井工程、地面工程建设、采油、油气集输处理等内容，对环境的影响时段主要为施工期、运营期和退役期。施工期以管线敷设、站场及输电线路建设等过程中造成的生态影响为主，运营期以油气开采、集输和处理过程中的污染为主。

环境影响因素识别见表 2.4-1。

表 2.4-1　　环境影响因素识别一览表

影响因素 / 环境要素	施工期						运营期					退役期		
	占地	废气	废水	固体废物	噪声	风险	废气	废水	固体废物	噪声	风险	废气	噪声	固体废物
		柴油机废气、车辆废气、扬尘	生活污水	岩屑、弃土、建筑垃圾	施工车辆、设备	井喷、井漏	无组织挥发烃类	井下作业废水	油泥	设备运转	管线等破裂、原油泄漏	构筑物拆卸扬尘	施工车辆、设备噪声	拆卸后的建筑垃圾
大气	○	+	○	+	○	+	++	○	+	○	+	+	○	+
地下水	○	○	○	○	○	+	○	○	○	○	+	○	○	○
声环境	○	○	○	○	+	○	○	○	○	++	+	○	+	○
土壤	++	+	+	+	○	+	+	+	+	○	++	+	○	+
植被	+	+	+	+	○	+	+	○	+	○	++	+	○	+
动物	+	+	○	+	+	+	+	○	+	○	+	+	+	+

注：○：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

2.4.1.2 评价因子筛选

根据建设项目环境影响因素识别结果，筛选出本项目环境影响评价因子，筛选结果见表 2.4-2。

表 2.4-2　　评价因子筛选表

类别		评价因子
环境空气	现状评价因子	SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3、非甲烷总烃
	施工期	TSP、NOx、SO_2、CO、C_mH_n
	运营期	非甲烷总烃
	退役期	TSP

水环境	现状评价因子	地下水：pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、砷、汞、六价铬、总硬度等
	施工期	SS、COD、氨氮
	运营期	石油类
	退役期	/
声环境	现状评价因子	等效连续A声级
	施工期	等效连续A声级
	运营期	等效连续A声级
	退役期	/
固体废物	现状评价	/
	施工期	生活垃圾、建筑垃圾、泥浆、岩屑等
	运行期	含油污泥、落地油
	退役期	地面设施拆除、封井、井场清理等产生的固体废物
土壤	现状评价因子	pH 值、《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 中 45 项基本因子、石油烃
	施工期	石油烃
	运营期	石油烃
	封场期	/
生态	现状评价因子	调查评价区域土地利用、植被类型、野生动物种类及分布、土壤类型、生态景观
	施工期	植被破坏、土地利用
	运营期	永久占地、植被破坏、生态恢复
	退役期	生态恢复
环境风险		结合当地的气象条件，对运营期间可能发生的油气泄漏事故进行预测分析

2.4.2 环境功能区划

（1）环境空气

本项目油田所在地位于准噶尔盆地东部荒漠区，按照《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的规定，该区域的环境空气质量功能区划属于二类功能区。

（2）水环境

项目所在区域无地表水体，无坎儿井分布。评价区地下水主要用于农业灌溉及工业取水，根据《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）以人体健康基准值为依据，主要适用于集中式生活饮用水水源及工农业用水的地下水为Ⅲ类水质。

（3）声环境

本项目所在区域属于《声环境质量标准》（GB3096-2008）规定的中 2 类区。

（4）生态环境

根据《新疆生态功能区划》，本项目所在区域属于准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区，准噶尔盆地东部荒漠、野生动物保护生态亚区，诺敏戈壁荒漠化敏感生态功能区。

2.4.3 评价标准

2.4.3.1 环境质量标准

（1）大气环境质量标准

该项目所在区域空气环境属二类区，项目区环境空气质量执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单中二级标准，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（P244），取 2.0mg/m^3，见表 2.4-3。

表 2.4-3　环境空气质量标准二级标准　单位：mg/m^3

序号	污染物	浓度限值（μg/m^3）		标准来源
1	二氧化硫（SO_2）	1 小时平均	500	环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准及修改单
		24 小时平均	150	
		年平均值	60	
2	PM_{10}	1 小时平均	-	
		24 小时平均	150	
		年平均值	70	
3	二氧化氮（NO_2）	1 小时平均	200	
		24 小时平均	80	
		年平均值	40	
4	$PM_{2.5}$	1 小时平均	--	
		24 小时平均	75	
		年平均值	35	
5	一氧化碳（CO）（mg/m^3）	1 小时平均	10	
		24 小时平均	4	
6	臭氧（O_3）	1 小时平均	200	
		日最大 8 小时平均	160	
7	非甲烷总烃	1 小时平均	2.0mg/m^3	《大气污染物综合排放标准详解》

（2）地下水质量标准

项目区地下水执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准，石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的相关标准值。地下水质量标准值见表 2.4-4。

表 2.4-4　《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）　单位：除 pH 外，mg/L

序号	项目	Ⅲ类标准

1	pH	6.5~8.5
2	挥发酚	≤0.002
3	总硬度	≤450
4	溶解性总固体	≤1000
5	氨氮	≤0.5
6	硝酸盐氮	≤20
7	亚硝酸盐氮	≤1.0
8	硫酸盐	≤250
9	氯化物	≤250
10	氟化物	≤1.0
11	氰化物	≤0.05
12	六价铬	≤0.05
13	阴离子表面活性剂	≤0.3
14	铁	≤0.3
15	锰	≤0.1
16	钠	≤200
17	钾	/
18	镉	≤0.005
19	铅	≤0.01
20	汞	≤0.001
21	砷	≤0.01
22	碳酸根	/
23	碳酸氢根	/
24	钙	/
25	镁	/
26	石油类	≤0.05

（3）声环境质量标准

根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）中声环境功能区的划分要求，执行 2 类声环境功能区要求，声环境质量标准限值见表 2.4-5。

表 2.4-5　《声环境质量标准》（GB3096-2008）　单位：dB（A）

功能区类别	昼间	夜间	标准来源
2 类	60	50	《声环境质量标准》（GB3096-2008）

（4）土壤环境

本项目用地类型为建设用地，土壤环境质量执行《土壤环境质量标准-建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中筛选限值第二类用地要求。建设用地土壤污染风险筛选值和管控值标准值见表 2.4-6。

表 2.4-6　建设用地土壤污染风险筛选值和管控值　单位：mg/kg

序号	项目	筛选值	管制值	序号	项目	筛选值	管制值
1	砷	60	140	24	1，2，3-三氯丙烷	0.5	5

2	镉	65	172	25	氯乙烯	0.43	4.3
3	铬（六价）	5.7	78	26	苯	4	40
4	铜	18000	36000	27	氯苯	270	1000
5	铅	800	2500	28	1，2-二氯苯	560	560
6	汞	38	82	29	1，4-二氯苯	20	200
7	镍	900	2000	30	乙苯	28	280
8	四氯化碳	2.8	36	31	苯乙烯	1290	1290
9	氯仿	0.9	10	32	甲苯	1200	1200
10	氯甲烷	37	120	33	间二甲苯+对二甲苯	570	570
11	1，1-二氯乙烷	9	100	34	邻二甲苯	640	640
12	1，2-二氯乙烷	5	21	35	硝基苯	76	760
13	1，1-二氯乙烯	66	200	36	苯　胺	260	663
14	顺-1，2-二氯乙烯	596	2000	37	2-氯酚	2256	4500
15	反-1，2-二氯乙烯	54	163	38	苯并[a]蒽	15	151
16	二氯甲烷	616	2000	39	苯并[a]芘	1.5	15
17	1，2-二氯丙烷	5	47	40	苯并[b]荧蒽	15	151
18	1，1，1，2-四氯乙烷	10	100	41	苯并[k]荧蒽	151	1500
19	1，1，2，2-四氯乙烷	6.8	50	42	䓛	1293	12900
20	四氯乙烯	53	183	43	二苯并[a，h]蒽	1.5	15
21	1，1，1-三氯乙烷	840	840	44	茚并[1，2，3-cd]芘	15	151
22	1，1，2-三氯乙烷	2.8	15	45	萘	70	700
23	三氯乙烯	2.8	20	46	石油烃	4500	9000

2.4.3.2 污染物排放标准

（1）废气排放标准

项目运营期井口加热采用电磁加热方式，本项目废气主要为采油及集输过程中无组织排放的非甲烷总烃，执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放监控浓度要求（非甲烷总烃 4.0mg/m^3），见表 2.4-7；井场内非甲烷总烃无组织非甲烷总烃排放满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）附录 A 表 A.1 中无组织排放监控限值要求（10mg/m^3）。

表2.4-7　　大气污染物排放标准　　单位：mg/m^3

污染物	排放限值	限值含义	标准来源
非甲烷总烃	4.0	/	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放监控浓度要求

（2）废水排放标准

本项目采出水处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准后回注地层，不向外环境排放，标准值见表 2.4-8。

表 2.4-8　　回注水水质主要控制指标

指标项		指标值				
注入层平均空气渗透率，μm²		≤0.01	＞0.01~≤0.05	＞0.05~≤0.5	＞0.5~≤1.5	＞1.5
控制指标	悬浮固体含量，mg/L	≤1.0	≤2.0	≤5.0	≤10.0	≤30.0
	悬浮物颗粒直径中值，μm	≤1.0	≤1.5	≤3.0	≤4.0	≤5.0
	含油量，mg/L	≤5.0	≤6.0	≤15.0	≤30.0	≤50.0
	平均腐蚀率，mm/a	≤0.076				
	硫酸盐还原菌（SRB），个/Ml	≤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；

工作人员依托三塘湖采油管理区生活基地，不新增员工，运营期不增加生活污水外排。

（3）噪声排放标准

施工期噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011），见表 2.4-9。

表 2.4-9　《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）　单位：dB（A）

标准名称	标准号	昼间	夜间
《建筑施工场界环境噪声排放标准》	GB12523-2011	70	55

运营期噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）表 1 的 2 类标准，见表 2.4-10。

表 2.4-10　《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）　单位：dB（A）

类别	昼间	夜间	备注
厂界噪声	60	50	2 类区标准

（4）固体废物

废物处置执行：

①《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及 2013 年修改单；

②《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）；

③《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》（DB65/T3999-2017）；

④《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》（DB65/T3998-2017）；

⑤《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）。

2.5 评价工作等级和评价重点

2.5.1 评价工作等级

2.5.1.1 大气环境

根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018），按各污染源分别确定其评价等级，并取评价级别最高者作为项目的评价等级。大气环境影响评价工作等级划分，见表 2.5-1。

表 2.5-1　　大气环境影响评价工作等级划分

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

根据（HJ2.2-2018）推荐的 AERSCREEN 模式预测，计算本项目各污染物的最大地面浓度占标率 P_i 及第 i 个污染物的地面浓度达标准限值 10%时所对应的最远距离 $D_{10\%}$。公式如下：

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

式中：P_i——第i个污染物的最大地面浓度占标率，%；

C_i——采用估算模式计算出的第i个污染物的最大地面浓度，mg/m^3；

C_{oi}——第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准，mg/m^3。一般选用《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中 1h 平均质量浓度的二级标准浓度限值，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；对该标准中未包含的污染物，使用 5.2 确定的各评价因子 1h 平均质量浓度限值。对仅有 8h 平均质量浓度限值、日平均质量浓度限值或年平均质量浓度限值的，可分别按 2 倍、3 倍、6 倍折算为 1h 平均质量浓度限值。

按《环境影响评价技术导则－大气环境》（HJ2.2-2018）规定，选择非甲烷总烃作为评价因子。

估算模型参数见表 2.5-2。

表 2.5-2　　本项目估算模型参数表

参　数		取值
城市农村/选项	城市/农村	农村
	人口数（城市人口数）	——
最高环境温度		42℃

最低环境温度		-36.8°C
土地利用类型		沙漠
区域湿度条件		干燥气候
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率（m）	90
是否考虑海岸线熏烟	考虑海岸线熏烟	否
	海岸线距离/km	——
	海岸线方向/º	——

项目各井场无组织排放源强特征参数情况见表2.5-3，预测结果见表2.5-4。

表 2.5-3　　单井井场非甲烷总烃无组织排放源强特征参数表

名称	面源起始点坐标		海拔高度（m）	面源长度（m）	面源宽度（m）	有效排放高度（m）	年排放小时数/h	排放工况	排放速率（kg/h）
	经度	纬度							
单井集输	94.118028	43.948061	705	40	30	10	8760	连续	0.048
阀组 1	94.122491	43.943333	708	45	35	3	8760	连续	0.24
阀组 2	94.116912	43.948061	711	45	35	3	8760	连续	0.575
阀组 3	94.125280	43.952386	686	45	35	3	8760	连续	0.144

表 2.5-4　　估算模式计算参数表

排放源名称	污染物名称	最大落地浓度（μg/m³）	评价标准（μg/m³）	P_{max}	D10%（m）	评价等级
单井集输	非甲烷总烃	23.96	2000	1.20%	未达到	二级
阀组 1	非甲烷总烃	86.86	2000	4.34%	未达到	二级
阀组 2	非甲烷总烃	168.46	2000	8.42%	未达到	二级
阀组 3	非甲烷总烃	55.60	2000	2.78%	未达到	二级

综合表2.5-4，根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）对评价工作等级的确定原则，1%＜Pmax=8.42%＜10%，确定本项目大气环境影响评价工作等级为二级。

2.5.1.2 地表水环境

本项目井区内无地表水体，输油管道沿线无穿越任何地表水体。在油田正常开采及油气集输过程中，本项目产生的含油污水经牛圈湖联合站污水处理系统处理后回注地下，废水不外排。根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ/T2.3-2018）表1水污染影响型建设项目评价等级判定，建设项目生产工艺中有废水产生，但作为回水利用，不排放到外环境的，按三级B评价，仅做污水处理依托可行性分析。

2.5.1.3 地下水环境

根据建设项目对地下水环境影响的程度，结合《建设项目环境影响评价分类管理名录》，将建设项目分为四类：其中Ⅰ类、Ⅱ类、Ⅲ类建设项目的地下水环

境。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录 A 中，地下水环境影响评价行业分类表，对本项目的所属行业类别进行识别，如表 2.5-5：

表 2.5-5　　地下水环境影响评价行业分类表

环评类别 / 项目类别	报告书	报告表	地下水环境影响评价项目类别	
			报告书	报告表
F 石油、天然气				
37、石油开采	全部	/	Ⅰ类	

项目所在区域无集中式饮用水水源地，地下水仅用于注水用补清水，为工业用水，不用于生活及农业灌溉，不属于生活供水水源地准保护区、不属于热水、矿泉水、温泉等特殊地下水源保护区、也不属于补给径流区，场地内无分散居民饮用水源取水井等其它环境敏感区，根据表 2.5-6，本项目的地下水环境敏感程度为：不敏感。

表 2.5-6　　地下水环境敏感程度分级

	分级	项目场地的地下水环境敏感特征
标准	敏感	集中式饮用水水源地（包括已建成的在用、备用、应急水源地，在建和规划的水源地）准保护区；除集中式饮用水水源地以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其它保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。
	较敏感	集中式饮用水水源地（包括已建成的在用、备用、应急水源地，在建和规划的水源地）准保护区以外的补给径流区；特殊地下水资源（如矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区及分散式居民饮用水水源等其它未列入上述敏感分级的环境敏感区。
	不敏感	上述地区之外的其它地区。
本项目	不敏感	不位于环境敏感区

地下水环境评价等级划分情况见下表：

表 2.5-7　　建设项目地下水评价工作等级分级表

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

按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本项目地下水环境评价等级为二级。

2.5.1.4 声环境

根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）及《环境影响评价技术导则声环境》（HJ2.4-2009）的规定，属于 2 类功能区。开发建设的噪声影响仅在建设施工期较大，进入生产期后，整个开发建设区噪声源数量相对较少，主要集中在井

场，噪声评价范围内无敏感点分布，建设项目前后评价范围内敏感目标噪声增高量较小且受影响人口数量变化不大，本项目声环境评价等级为二级评价。

声环境评价等级划分情况见表 2.5-8。

表 2.5-8　　环境噪声影响评价工作等级判定依据表

评价等级	声环境功能区	环境敏感目标噪声级增量	影响人口数量变化
一级	0 类	>5dB（A）	显著增多
二级	1 类，2 类	≥3dB（A），≤5dB（A）	较多
三级	3 类，4 类	<3dB（A）	不大
本项目	2 类	<3dB	不大
单独评价等级	二级	三级	三级
项目评价工作等级确定	二级		

2.5.1.5 生态环境

评价区域内没有自然保护区、风景名胜区、水源保护区等特殊敏感区和重要敏感区。项目永久性占地面积为 5.94hm^2，临时占地面积 24.55hm^2，面积小于 20km^2；新建各类管线共计 22.22km，均单独敷设，道路长度 6.0km，工程占地总长度小于 100km。根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2011）和《环境影响技术评价技术导则—陆地石油天然气开发建设项目》（HJ/T349-2007）的有关要求，本项目生态环境影响评价工作等级确定为三级。见表 2.5-9。

表 2.5-9　　生态影响评价等级划分表

影响区域生态敏感性	工程占地（水域）范围		
	面积≥20km^2 或长度≥100km	面积 km^2-20km^2 或长度 50km-100km	面积≤2km^2 或长度≤50km
一般区域	二级	三级	三级

2.5.1.6 土壤环境

本项目为污染影响型项目，《环境影响评价技术导则 土壤环境》（HJ964-2018）（试行）污染影响型评价工作分级规定：根据土壤环境影响评价类别、占地规模与敏感程度划分评价工作等级，详见表 2.5-9。

表 2.5-9　　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									

（1）土壤环境影响评价类别及占地规模

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》（HJ964-2018）（试行）附录A中判定，本项目属于“采矿业”中“金属矿、石油、页岩油开采”中的石油开采，为Ⅰ类项目；将建设项目占地规模分为大型（≥50hm^2）、中型（5~50hm^2）、小型（≤5hm^2），项目占地面积为5.94hm^2，占地规模为中型。

（2）土壤环境敏感程度

建设项目所在地周边的环境影响敏感程度分为敏感、较敏感、不敏感，判别依据详见表2.5-10。

表2.5-10　　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

本项目周围无耕地、园地、饮用水源地、居民区、学校等环境敏感目标和其他土壤环境敏感目标，项目区环境敏感程度为不敏感。

根据表2.5-9判定，项目区土壤环境影响评价工作等级为二级。

2.5.1.7 环境风险

（1）环境风险潜势初判

根据建设项目涉及的物质和工艺系统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2.5-11确定环境风险潜势。

表2.5-11　　建设项目环境风险潜势划分一览表

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

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）附录C及附录D确定危险物质及工艺系统危险性（P）及环境敏感程度（E）。其中危险物质及工艺系统危险性（P）由危险物质数量与临界量比值（Q）、行业及生产工艺（M）确定。密闭集输管网包括单井管线和集油支线，按各类管线管径计算原油在线量，则风险单元Q值计算结果详见下表。

表2.5-12　　本项目风险单元Q值一览表

风险单元	危险物质	临界量（t）	在线量（t）	Q

风险单元	危险物质	临界量（t）	在线量（t）	Q
密闭集输管网	原油	2500	50.5	0.02

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）附录 C 要求，当 Q＜1 时，该项目环境风险潜势为Ⅰ，不再对行业及生产工艺（M）及环境敏感程度（E）进行判定。

（2）评价工作等级判定

《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）中环境风险评价工作级别划分的判据见表 2.5-13。

表 2.5-13　　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				

本项目环境风险潜势为Ⅰ级，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）环境风险评价工作级别划分的判据，确定本工程环境风险评价工作级别为简单分析。

2.5.2 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、水环境影响评价；

（4）环境风险影响评价及风险管理；

（5）环境保护措施技术经济及可行性论证。

2.6 评价范围及环境敏感区

2.6.1 评价范围

根据各环境要素导则要求，结合项目区周边环境，确定本项目各环境要素的评价范围见表 2.6-1、图 2.6-1。

表 2.6-1　　各环境要素评价范围一览表

环境要素	评价范围
环境空气	以开发区块中心为中心、边长为 5km 的矩形
地下水	以开发区块中心为中心、以地下水流向为轴，侧向各 1km，上游 1km，下

	游 2km 的矩形区域
声环境	厂界外延 200m
土壤环境	厂界外延 200m
环境风险	以项目区中心点为中心，半径 3km 的区域内
生态环境	项目区

2.6.2 环境敏感区

本项目位于三塘湖盆地牛圈湖区块，行政隶属新疆哈密市巴里坤哈萨克自治县，西南距巴里坤县城 90km，南距哈密市 140km，区块中心地理坐标为 。根据现场调查，项目区评价范围内没有自然保护区、风景名胜区、水源保护区等敏感区，无重点保护的单位和珍奇动植物资源。

根据项目性质和周围环境特征，本环评确定的环境保护目标见表 2.6-2。

表 2.6-2　　主要环境保护目标

序号	环境要素	环境保护目标	工程与敏感目标的关系	影响人数	敏感点环境保护要求
1	环境空气	三塘湖采油管理区生活基地	区块北侧 2.1km	300 人	满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准及修改单
2	地下水	项目区地下水	集输管线和井场区域地下水	/	防止事故状态下漏油对地下水影响，使地下水符合《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类标准
3	土壤	项目区土壤	/	/	防止事故状态对土壤影响，满足《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）中筛选限值第二类用地要求
4	生态环境	脆弱的荒漠生态系统和荒漠植被、项目区广泛分布的戈壁荒漠砾幕层	永久占地面积 5.94hm^2，临时占地面积 24.55hm^2	/	防止生态破坏，保护野生动植物和土壤
5	环境风险	荒漠植被	输油管线 200m范围、井场 3km范围	/	防止油田风险事故对环境空气、荒漠生态环境产生影响

2.7 评价时段

根据油田开发的特点，本次评价针对区块开发建设的建设期、运营期（包括退役期）不同时段分别进行评价。

3 建设项目工程分析

3.1 区块勘探开发历程及回顾性分析

3.1.1 三塘湖牛圈湖条湖组勘探开发历程

三塘湖牛圈湖条湖组在2000年8月，马1井射孔抽汲试油未出，综合解释为干层，牛圈湖条湖组评价工作暂停。2018年10月，评价井马101井1830.5~1833.5米试油，出油3.57方/天，见工业油流，显示牛圈湖条湖组致密油有评价潜力。2019年，马L1-3H井在条二段钻出20.8米的致密油层，之后马1井区多口页岩油过路井在条二段致密油层钻遇显示，证实牛圈湖条湖组马1井区致密油连片含油。2019年10月，评价井马T101H投产，日产油15.5吨/天，累产油4678吨。2020年3月，马T5-1H投产，日产油14.4吨/天，累产油4072吨，进一步确定马1井区致密油有建产潜力。2020年6月，马L102H井条二段1921~1966米压裂试油，出油8.44吨/天，证实马1井区向西具有扩边潜力。2020年9月，芦3井条二段1931~1973米压裂试油，自喷产油2.2吨/天，含水77%，落实马T102块北部含油性。2020年12月，马T103井、马T101-7H井及马T103-6H井陆续投产，日产油分别为14.0吨/天、15.6吨/天、14.0吨/天。湖201C井，钻遇45米凝灰岩显示段，进一步显示了湖201块的潜力，目前正试油。

3.1.2 区块开发现状

3.1.2.1 生产井

三塘湖牛圈湖条湖组已投产开发井5口。

①马T101H井

马T101H井水平段长550米，钻遇油层366米，于2019年10月21日压裂3段14簇，入井液量3301.2方，砂量312.1方；2019年12月26日压裂4-5段，入井液量2187.7方，砂量214.9方，入液强度17.48方/米，加砂强度1.68方/米。注水补能3048方，注入压力17MPa。2月28注水吞吐补能，注入压力15.3Mpa，累计注入量8740方，焖井3天，压力由10.4MPa降至5.1MPa。目前产液15.3方/天，产油10.1吨/天，含水22.5%，累计产液6879方，累计产油4678吨，返排率39.8%。

②马T5-1H井

马 T5-1H 井于 2020 年 1 月 13 日完钻，完钻井深 2556 米，完钻层位 P_2t。水平段长度 603 米，钻遇率 90.1%，其中差油层 543.6 米（孔隙度 13.7%，渗透率 1.4mD，含油饱和度 31.9%）。2020.3.18 日压裂，分 8 段 35 簇（平均簇间距 12.6 米）入井液量 10041.3 方，砂量 733.2 方；入液强度 22.9 方/米，加砂强度 1.7 方/米。目前产液 32 方/天，产油 21.3 吨/天，含水 21.6%，累产油 4072 吨，返排率 70.3%。

③马 T103H 井

马 T103H 井于 2020 年 8 月 31 日完钻，完钻井深 3017 米，完钻层位 P2t。水平段长度 1028 米，油层 811 米，钻遇率 78.9%。压裂设计 9 段 52 簇（平均簇间距 10 米），实际压裂 8 段 47 簇，入井液量 12660.9 方，砂量 1167.2 方；压裂厚度 468 米，入液强度 27 方/米，加砂强度 2.49 方/米。目前产液 19.8 方/天，产油 13.1 吨/天，含水 22.4%，累产油 581 吨，返排率 11.2%。

④马 T101-7H 井

马 T101-7H 井于 2020 年 11 月 4 日完钻，完钻井深 2727 米，完钻层位 P2t。水平段长度 856 米，油层 592 米，钻遇率 70%压裂投产：压裂 10 段 69 簇，入液 12511 方，砂量 1167.2 方；压裂厚度 540 米，入液强度 23.2 方/米，加砂强度 2.5 方/米。12 月 29 日投产，最高日产油 16.67 方/天，目前日产液 5.1 方/天，日产油 3.4 方/天，含水 21.8%，累产油 428 吨。

⑤马 T103-6H 井

马 T103-6H 井于 2020 年 11 月 26 日完钻，完钻井深 3120 米，完钻层位 P2t。水平段长度 1155 米，油层 846 米，钻遇率 73.2%压裂投产：压裂 11 段 87 簇，入液 14660 方，砂量 1167.2 方；压裂厚度 468 米，入液强度 23.6 方/米，加砂强度 2.3 方/米。12 月 31 日投产，目前日产液 18 方/天，日产油 11.8 方/天，含水 22.7%，累产油 373 吨。

3.1.2.2 集输系统现状

本工程所在区块位于牛圈湖联合站西区，该区域建有 2 号拉油站和马一拉油站：2#拉油站建有 10 井式选井阀组，目前空余 6 头，同时建有 60KW 电磁加热器一台，站内油气已实现管输；马一拉油站建有 25 井式阀组和 8 井式阀组各一套，目前没有空余，站内油气已实现管输。本工程部署采油井可依托附近已建拉油站，油气管输至牛圈湖联合站。

牛圈湖联合站西区建有多条集输汇管（支线 1~支线 10），目前该区域单井管线 T 接在汇管上，本工程部署采油井可依托已建集输管线，油气输送至牛圈湖联合站。

3.1.2.3 供注水系统现状

（1）水源

三塘湖油田牛圈湖区块采用处理后的采出水作为注水水源，在注水水量不足时，用清水（水源井出水）作为补充水源。目前处理后采出水量为 1970m³/d。现有水源井 11 口，单井出水量为 32m³/h。共计水量 10418m³/d。

（2）注水

牛圈湖联合站注水系统设有12台注水泵（4用8备），注水泵型号为5ZB-20/38，技术参数为Q=40m³/h，P=35MPa，N=280kW，设计注水规模4800m³/d，所辖注水井205口。目前牛圈湖区块实际所需总注水量为4000m³/d。

3.1.3 环境影响回顾分析

3.1.3.1 环境影响评价手续完成情况

三塘湖牛圈湖条湖组所属的牛圈湖区块于 2007 年 3 月取得了新疆维吾尔自治区环保局“关于三塘湖油田牛圈湖区块开发建设项目环境影响报告书的批复”（新环监函【2007】83 号，并于 2011 年 3 月 31 日通过了新疆维吾尔自治区环保局的环保验收，取得了“关于三塘湖油田牛圈湖区块开发建设工程竣工环境保护验收意见的函”（新环评价函【2011】255 号）。

结合《三塘湖油田牛圈湖区块开发建设工程竣工环境保护验收调查报告》（新环验 2009-HJY-154）、环评组现场调查情况对完钻井和已建地面工程进行回顾性分析。

3.1.3.2 生态环境影响回顾

本项目区域已建成的井场永久性占地范围内进行砾石铺垫处理，永久占地上的植被已完全清除，对井场的临时占地、集输管线、道路等处进行了平整措施，站内定期安排人员巡检。油区内道路规范，没有车辆乱碾乱轧的情况发生，没有随意开设便道，减少和避免了对油田区域生态环境的扰动和破坏。目前，无环境遗留问题。

项目区地处戈壁，在以后工程的运营、服役后期进一步加强生态环境保护管

理工作，以确保区域内生态环境影响程度减少到最小。

3.1.3.3 大气环境影响回顾

目前，目前牛圈湖区块集输系统采用阀组+拉油站集输流程，区块内共有拉油站 2 座，阀组油气集输支线均 T 接至 2#拉油站、马 1 拉油站至牛圈湖联合站集输汇管，将原油输送至牛圈湖联合站。拉油站内的采暖锅炉全部停用，罐维温采用电磁加热棒，由于拉油站内储罐建设较早，未安装油气回收装置。

根据本次环境空气质量现状监测数据，无组织排放的非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放监控浓度要求（非甲烷总烃 4.0mg/m^3），说明牛圈湖条湖组现有工程对环境空气质量影响较小，在环境可接受范围内。

3.1.3.4 水环境影响回顾

（1）施工期水环境影响回顾

现有油井施工期的废水主要为钻井废水，本项目钻井废水与钻井泥浆和岩屑一同处理，现状三塘湖油田已开始启用钻井废弃物不落地装置，经钻井废弃物不落地装置固液分离后液相回用，固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）后用于油田开发过程中填坑、铺垫井场。经现场调查：未发现泥浆、岩屑及钻井废水散落井场的现象。

（2）运营期水环境影响回顾

运营期的生产废水主要有采出水和井下作业废水等。目前马 1 区块采出水依托已建牛圈湖联合站污水处理系统处理，经处理达标后回注油层；井下作业过程中作业单位自带回收罐回收作业废水，废水先运至牛圈湖联合站的干化池内，稳定后进入污水处理系统处理，处理达标的上清液回注油层，底泥暂存在废渣场，下一步交由有资质的单位进行无害化处置。根据本次地下水质量现状监测数据，区域地下水各项监测指标均未超出《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的Ⅲ类标准限值。

3.1.3.5 声环境影响回顾

井场噪声主要来自各种抽油机机泵产生的噪声，根据对生产井的噪声类比调查结果表明，生产井场界噪声一般在 37~43dB（A）之间，场界均能满足相应的声环境质量标准，已完钻井生产后不存在噪声扰民现象。在设备的选型上尽量选

用了低噪声设备，对噪声强度较大的设备进行了减噪处理，将发声源集中统一布置，工艺过程自动化水平较高，实行了工人巡检制，减少了操作工人在该岗位停留时间，同时提供了一定劳动保护以及定时保养设备。

根据本次声环境现状监测数据，各监测点均未出现超标现象，区域监测值均符合《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求，说明油田开发未对周围环境噪声产生影响。

3.1.3.6 固体废物环境影响回顾

牛圈湖区块已完钻经钻井产生的泥浆、岩屑经钻井废弃物不落地装置固液分离后液相回用，处置后的固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）后用于油田开发过程中填坑、铺垫井场，未对井场造成污染。

在油田开发过程中，建设单位严格遵守国家及地方的各项环保管理规定，对落地油进行了严格的控制与回收处理，落地原油 100%回收；含油污泥暂存在废渣场，下一步交由有资质的单位进行无害化处置，已与新疆西域北控环境工程有限公司签订了含油污泥委托处理协议；生活垃圾拉运至三塘湖基地生活垃圾填埋场填埋处理。项目区产生的固废均得到妥善处理，无乱堆放及随意排放的现象。

3.1.3.7 现状污染源调查

本项目建成后隶属于三塘湖采油管理区管辖，牛圈湖条湖组已投产开发井 5 口，因此针对牛圈湖条湖组现状 5 口老井进行污染源进行调查。

（1）废气污染物现状调查

井区废气排放情况见表 3.1-2。

表 3.1-2　　井区废气排放现状调查

区域	废气排放源	排放量				
		废气（$\times10^4m^3/a$）	SO_2（t/a）	NO_X（t/a）	烟尘（t/a）	非甲烷总烃（t/a）
	单井	/	/	/	/	1.26（无组织排放）
合计		/	/	/	/	1.26（无组织排放）

烃类气体的挥发（排放）发生于油田生产全过程的各个节点上，主要排放源是采油井口以及油气集输和处理。牛圈湖条湖组管辖范围内油气集输及处理均采用全密闭流程，极大的减少了烃类气体的挥发量，由国内外有关资料及类比国内其它油田的实测数据来看，油田总泄漏率可控制在 0.01%，即牛圈湖条湖组现有

采油井烃类无组织排放量约为 1.26t/a。

（2）废水污染物现状调查

①采出水

油井开发过程中的含油污水主要来源于油藏本身的底水、边水，以及原油掺水。油藏本身的底水、边水随着开采年限的增加呈逐渐上升状态。

经调查，目前牛圈湖条湖组产生采出水 2160m^3/a。采出水主要含有石油类、悬浮物以及少量表面活性剂。采出水随原油一起从油井中采出，目前输送至牛圈湖联合站内污水处理系统处理达标后回注油层。

②井下作业废水

井下作业废水是井下作业过程中产生的洗井、压井液，其中含有石油类、表面活性剂及酸碱物质。牛圈湖区块现有生产井产生井下作业污水量为 40.7m^3/a。

井下作业废水中主要污染物种类和浓度为：石油类<200mg/L、SS2000mg/L、COD2600mg/L。井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废水，井下作业废水先运至牛圈湖联合站的干化池暂存，然后进入牛圈湖联合站污水处理系统处理达标后回注油层。

③生活污水

正常运营期间，油田定编上岗人员 300 人，采用四班三倒制，按每人每天排放生活污水 100L/d 计，污水量按用水量的 80%计算，则每年排放生活污水 7920m^3。生活污水中的主要污染物为 COD 和 SS，其浓度分别为 200mg/L 和 300mg/L。运营期间生活污水经三塘湖油田生活基地一体化污水处理装置处理后达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）中二级标准后用于生活区绿化。

牛圈湖区块现有各类废水污染物统计情况见表 3.1-3。

表 3.1-3　　井区现有废水污染物统计表

序号	污染源	产生量	处置去向
1	含油废水	2160m^3/a	经牛圈湖联合站处理后全部回注油层
2	井下作业废水	40.7m^3/a	井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废水，井下作业废水先运至牛圈湖联合站的干化池内，稳定后进入污水处理系统处理达标后，上清液回注油层，底泥暂存在废渣场，下一步交由有资质的单位进行无害化处置。
3	生活污水	7920m^3/a	经一体化污水处理装置处理后达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）中二级标准后用于生活区绿化。

（3）噪声现状调查

油田生产阶段，噪声源主要集中在牛圈湖联合站。噪声源为各类机泵（注水泵、混输泵、喂水泵、污水泵等）、加热炉、空压机、燃气压缩机、火炬等，噪声源源强详见表 3.1-4。

表 3.1-4　　牛圈湖联合站生产阶段主要噪声源

序号	设备名称	型号规格	数量(台)	声源强度 dB(A)	备注
1	锅炉	WNS-1.25-Q	4(2用2备)	90	锅炉岗
2	天然气压缩机	ZTY470MH17×11×8	2(1用1备)	90～100	天然气处理系统
3	多级离心泵	DFG100-150×7	2(1用1备)	100	注水泵房
4	注水泵	3ZB-50/16	3(2用1备)	100	
5	放空安全阀	——	——	130	非正常情况
6	放空火炬	——	1个	75～85	

根据现场调查，牛圈湖联合站布置在戈壁荒漠地带，周围地形空旷，井区内无固定人群居住，站场的噪声在采取有效的隔音降噪措施后，再通过距离衰减，对周围声环境的影响较小。主要影响的是站内工作人员，因此不存在噪声扰民现象。

（4）固体废物现状调查

牛圈湖区块现有生产过程中产生的固体废物主要有含油污泥、落地原油和生活垃圾。固体废物现状调查情况见表 3.1-5。

表 3.1-5　　井区现有固体废物统计表

污染类型	固废产生量（t/a）	固废排放量（t/a）	处置方式
含油污泥	2.77	0	暂存在牛圈湖废渣场，下一步交由新疆西域北控环境工程有限公司进行无害化处置
落地原油	0.3	0	作业单位100%回收，回收后的落地原油运至牛圈湖联合站原油处理系统进行处理
生活垃圾	59.4	0	拉运至三塘湖基地生活垃圾填埋场填埋处理

3.1.4 主要环境问题及以新带老改进意见

牛圈湖条湖组已投产开发井 5 口，这 5 口井没有办理前期勘探环境影响评价手续。

根据现场勘查，区块在开发过程及运行过程中产生的各种废物均得到了有效的处置，无遗留的环境问题。

经现场调查，部分井场临时占地范围内恢复的植被，主要以草本植物为主，植被覆盖度低于 5%。建议建设单位继续加强对扰动地面的植被恢复，可通过播洒植物种子的方式，增加临时占地范围内的植被数量，以提高临时占地范围内的

植被覆盖度，以期达到区域内未扰动地表的植被覆盖度。

另外，部分道路属于简易便道，无路基，仅在表面覆盖戈壁砾石，路况较差，加之当地降水稀少，车辆碾压和行驶扬尘对地表植被影响较大。要求完善项目区路网，施工过程中对探临道路定期洒水，对巡检道路进行砾石碾压，减少车辆碾压和行驶扬尘。

3.2 项目概况

3.2.1 项目基本情况

3.2.1.1 项目名称和性质

项目名称：牛圈湖条湖组致密油开发建设项目

项目性质：改扩建

建设单位：中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司三塘湖采油管理区

建设地点：本项目位于三塘湖牛圈湖区块，行政隶属新疆哈密市巴里坤哈萨克自治县，西南距巴里坤县城 90km，南距哈密市 140km，区块中心地理坐标为 ，本项目在吐哈油气田开发情况“一张图”中的位置见图 3.2-1，与三塘湖油田已开发区块的位置关系见图 3.2-2。

3.2.1.2 建设内容及建设规模

根据开发方案，本项目开发对象为牛圈湖区块牛圈湖条湖组二叠系芦草沟组页岩油油藏，动用含油面积 8.40km^2，动用石油地质储量 668.7×10^{4}t，部署总井数 28 口，其中利用老井加深井 5 口；新钻水平井 23 口，均为水平井，马 T102、马 T103 和湖 201 块设 5 个平台 16 口井，马 T101 块不设平台布井。单井产能 15t/d，新建原油产能 10.35×10^{4}t/a，衰竭开采 3 年后进行注水吞吐 6 轮次后转水驱开发。不新建注水井，待进行注水开发时根据需要由本项目已建油井进行注水吞吐。设计 15 年后累计采油 62.7×10^{4}t，采出程度 9.4%，最高采油速度 0.29%。

集输工程：在湖 201-3H 井东北侧新建 5 井式多通阀选井计量装置 1 套，同时新建生产汇管 T 接至 2#支线；在 2 号拉油站新建 5 井式多通阀选井计量装置 1 套，同时新建生产汇管 T 接至 2 号拉油站生产汇管；在马 1 拉油站新建 8 井式多通阀选井计量装置 1 套，同时新建生产汇管 T 接至马 1 拉油站生产汇管；油气输至牛圈湖联合站处理。新建单井集油管线 12.8km，管线采用 D76×4 的 20＃无缝钢管，黑夹克聚氨酯防腐保温，埋地敷设。新建标准化设计井场及井口安装

23 座，新建防爆电磁加热器 24 台，配套基础建设。

注水工程：新建撬装电驱压裂泵装置至牛圈湖区块注水吞吐管网，新建 D219×30 注水干管 3540m、D159×23 注水干管 810m、D133×19 注水干管 1265m，新建 D114×17 单井注水管线 3700m，管线均采用 Q345C 管线，3PE 加强级防腐，埋地敷设。配套 23 座注水井口安装（计量型）。

新建砂石巡检路 6.0km，道路宽 4.5m，配套建设消防和给排水、供电、自控、通信、防腐等公用工程。

建设内容及规模具体见表 3.2-1。

表 3.2-1　　建设内容一览表

序号	项目			建设规模	备注
1	主体工程	钻井工程	采油井	28 口	新钻水平井 23 口，利用老井加深 5 口，待进行注水开发时根据需要注水井数由已建油井进行注水吞吐
2		集输工程	单井管线	12.8km	D76×4，20#无缝钢管
			集输支线	0.1km	D89×4，20#无缝钢管
			撬装式计量装置	3 套	1#选井阀组、马 1 拉油站、2 号拉油站
			撬装选井阀组	3 组	5 井式阀组 2 套、8 井式选井阀组 1 套，露天布置
		注水工程	单井注水管线	3.7km	D114×17，Q345C 高压无缝钢管，3PE 加强级防腐
			注水干线	1.265km	D133×19，Q345C 高压无缝钢管，3PE 加强级防腐
			注水干线	0.81	D159×23，Q345C 高压无缝钢管，3PE 加强级防腐
			注水干线	3.54	D219×30，Q345C 高压无缝钢管，3PE 加强级防腐
3	公用工程	道路		6.0km	砂石道路，宽 4.5m，用于巡检
4		供电		利用已建周边 10kV 油井二线架空线路	
5		供水		在牛圈湖水源井配水间东北侧新建撬装电驱压裂泵装置，为区块注水吞吐井提供高压水	
6		自控系统		接转站 PLC 系统	
7		消防系统		配套建设井口消防设施	
8	环保工程	施工期	废气	洒水降尘；使用使用国家规定的合格的柴油作为钻机燃料	
9			废水	钻井废水与钻井泥浆和岩屑一同由泥浆不落地装置处理；钻井队均设置了生活污水池(采用环保防渗膜+水泥压边防渗)，定期清运至生活基地污水处理设施处理	
10			噪声	选用低噪声设备，安装基础减振垫	
11			固废	本项目钻井废弃物经不落地装置固液分离后，液相循环使用，固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）后用于油田开发过程中填坑、铺垫井场	

12		运营期	废气	油气密闭集输，对各站场的设备、阀门等进行定期的检查、检修
13			废水	采油污水依托牛圈湖联合站污水处理系统进行处理，达标废水回注；井下作业废水由作业单位自带回收罐车收集，先运至牛圈湖联合站的干化池内，然后进入污水处理系统处理达标后回注地层
14			噪声	选用低噪声设备，安装基础减振垫
15			固废	含油污泥拉运至牛圈湖废渣场暂存，已与新疆西域北控环境工程有限公司签订了含油污泥委托处理协议
16	依托工程	牛圈湖联合站		原油处理规模 100×10^4t/a，污水处理系统处理规模为 3500m^3/d，天然气处理规模 $10\times10^4$$m^3$/d
17		牛圈湖废渣场		存储含油污泥和泥浆、岩屑，容积为 10000m^3
18		三塘湖基地生活垃圾填埋场		设计处理规模 4 吨/天，采用卫生填埋工艺
19		三塘湖采油管理区生活区		—

3.2.1.3 工程投资

项目总投资 50105 万元，其中钻井投资 46669 万元，地面投资 3436 万元，全部为企业自有资金。

3.2.1.4 劳动组织及定员

本项目采用作业区的管理模式，从事工艺过程操作和辅助操作的工人采用轮班工作制。岗位定员的标准依据中国石油天然气总公司《油田地面建设工程设计定员标准》，同时考虑本工程的实际情况、生产装置的自动化水平、以及生产岗位的连续性。本项目用工实行轮休制度，采用四班两倒工作制。

本项目不新增定员，均依托三塘湖采油管理区已有人员进行管理。

3.2.2 油气资源概况

3.2.2.1 区域构造特征

三塘湖盆地地处西伯利亚板块的西南缘，紧邻克拉美丽~麦钦乌拉缝合线，是在 D2~C1 褶皱基底上发育的多旋回叠加型残留盆地。盆地南、北均见超基性杂岩带或蛇绿岩带，并在蛇绿岩带以北为褶皱山系，南为克拉美丽下石炭统蛇绿岩带及其考克塞尔盖－大黑山褶皱山系，北为阿尔曼泰－扎河坝泥盆纪蛇绿岩带及其阿尔泰褶皱山系。

根据钻井揭示及综合研究结果，马朗凹陷主要发育下石炭统、上二叠统、中生界上三叠统—水西沟群三套烃源岩，上二叠统、下石炭统是主要烃源岩，形成

上、中、下三个含油气系统和 8 套储盖组合，分别为：①以中、上三叠统—侏罗系水西沟群煤系地层为烃源岩、以上侏罗统齐古组冲积扇沉积的砂砾岩为储集体、以上覆分布稳定的湖相泥岩为盖层形成的上侏罗统齐古组含气组合；②以上二叠统芦草沟组湖相泥灰岩为烃源岩、以中侏罗统头屯河组扇三角洲前缘沉积的中细砂岩为储集体、以上覆分布稳定的湖相泥岩为盖层形成的中侏罗统头屯河组含油组合；③以上二叠统芦草沟组湖相泥灰岩为烃源岩、以中侏罗统西山窑组辫状河三角洲前缘沉积的中细砂岩为储集体、以上覆分布稳定的湖相泥岩为盖层形成的中侏罗统西山窑组含油组合；④以上三叠统—侏罗系水西沟群煤系地层为烃源岩、以下侏罗统辨状河三角洲前缘沉积的中细岩为储集体、以上覆分布稳定的湖相泥岩为盖层形成的下侏罗统含油组合；⑤以芦草沟组为烃源岩、以二叠系二段底部空降型凝灰岩为储层、以上覆凝灰质泥岩为盖层形成的含油组合；⑥以上二叠统芦草沟组湖相泥灰岩为烃源岩、以上二叠统芦草沟组白云岩、沉凝灰岩和泥沉凝灰岩双重介质储层为储集体的形成的自生自储式上二叠统芦草沟组含油组合；⑦以上石炭统哈尔加乌组和巴塔玛依内山组陆相碳质泥岩、暗色泥岩为烃源岩、以上石炭统卡拉岗组、哈尔加乌组火山岩为储层，上覆火山碎屑岩、玄武岩为盖层的上石炭统卡拉岗组、哈尔加乌组含油组合；⑧以下石炭统姜巴斯套组海陆过渡相碳质泥岩、油页岩、暗色泥岩为烃源岩、以上石炭统巴塔玛依内山组火山岩为储层，上覆火山碎屑岩为盖层的石炭统巴塔玛依内山组含油组合。

三塘湖盆地现今呈南北分带、东西分块的构造格局，一级构造单元划分为北部冲断隆起带、中央坳陷带和南缘逆冲推覆带。平面上围绕条山凸起，形成了一系列平行于条山凸起的近东西走向的大型鼻隆构造带。这些鼻隆带自东向西倾伏于凹陷中，总体是东高、西低，控制油气运移聚集，是油气运移聚集的优势方向。凹陷中发育多套烃源岩和条山凸起带前缘发育众多储盖组合、各种类型的圈闭条件及良好的油气保存条件，构成了条山凸起带前缘油气富集的基本地质条件。

牛圈湖条湖组构造格局是一个西南低，向东北逐渐抬升遭受剥蚀的鼻状断块型地层-岩性圈闭。条湖组断裂较发育，基本格局为南疏北密，大致可分为两组：近东西走向的断层控制构造格局，近南北向的断层切割构造，形成断块。马 1 块断层密集，对油藏有一定的控制作用。

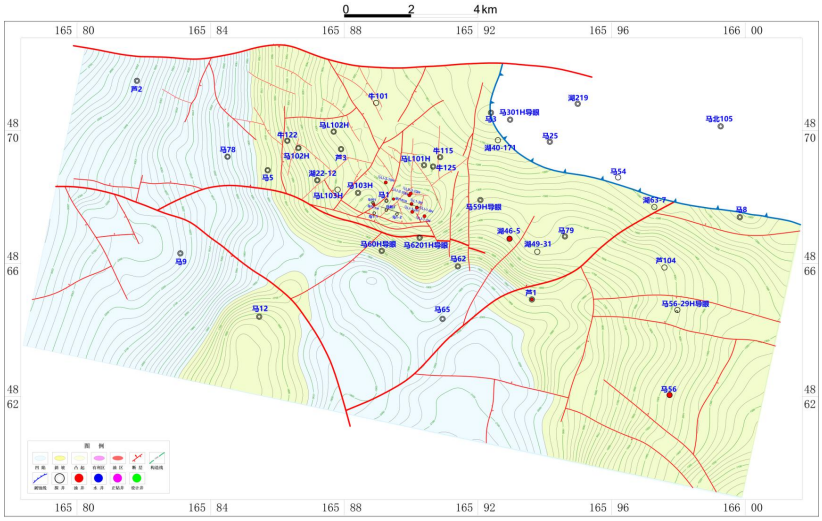


图 3.2-1　三塘湖油田牛圈湖区块条湖组二段底面构造井位图

3.2.2.2 地质特征

区域钻井揭示马朗凹陷的地层自上而下依次为新生界的第四系、第三系，中生界的下白垩统、上侏罗统齐古组、中侏罗统头屯河组、西山窑组、中上三叠统小泉沟群，上古生界的中二叠统条湖组、芦草沟组、上石炭统卡拉岗组、哈尔加乌组。该区共存在四期大的区域不整合面，分别是 P_2/C_2k、T_2k/P_2、$J_{1\text{-}2}/T_2k$ 和 J_3q/K，见表 3.2-2，其中前三个不整合在地震剖面上表现为明显的角度不整合接触关系，齐古组和下白垩统为平行不整合接触关系。

该区油气主要产层为齐古组、西山窑组、条湖组、芦草沟组、卡拉岗组和哈尔加乌组，区域划分对比标志清楚。条湖组为一套火山岩、火山碎屑岩夹滨浅湖碎屑岩、河漫沼泽建造，该层系为凝灰岩油藏的主要含油目的层位，地层深度在 1500-2700m 之间。芦草沟组为一套半深湖—滨浅湖相深灰色、灰黑色泥岩、粉砂质泥岩、钙质泥岩，深灰色页岩以及沉凝灰岩、凝灰质泥岩和凝灰岩，在不同层段夹有灰岩、白云岩、碳酸盐岩、砂砾岩沉积，最大厚度位于条湖南缘条 7 井附近，可达 800m，向北快速减薄至剥蚀尖灭。该套地层是盆地内的主要烃源岩及储集层，地层深度在 2000m-3400m 之间。卡拉岗组地层以发育大套火山岩为主，纵向上，与其上覆的沉积岩地层在岩性、电性上响应特征均有明显差异，易于划分对比。卡拉岗组地层电性上表现为低自然伽玛、低声波时差、低补偿中子、高密度、高电阻的“三低两高”特征。哈尔加乌组上部发育一套碎屑岩沉积，电性上以高自然伽玛为特征；下部以更高电阻中酸性火山岩为特征。从岩性来看，卡拉岗组以棕褐色、灰色玄武岩、安山岩、凝灰岩为主，而下伏哈尔加乌组上部

发育一套较为稳定的灰色、灰黑色泥岩、碳质泥岩、夹砂岩及煤线等碎屑岩（源岩）标志地层，哈尔加乌组下部多为灰绿色、棕色、灰、灰黄色等颜色较杂的玄武岩、安山岩，地层深度在 1400m-4500m 之间。本区发育多套地层，目的层段厚度相对稳定。

表 3.2-2　　三塘湖盆地马朗凹陷地层简表

地层 s						厚度（m）	岩性简述
界	系	统	群	组	代号		
新生界	第四系				Q	40~60	黄色含砾粘土与砂砾岩
	第三系				R	35~161	棕红色泥岩与中厚层砂砾岩不等厚互层
中生界	白垩系	下统	吐谷鲁群		K_1tg	736~1152	棕褐色泥岩、砂质泥岩夹灰色细粉砂岩及深灰色砾岩
	侏罗系	上统	石树沟群	齐古组	J_3q	176~274	紫红色泥岩与灰绿色细、粉砂岩不等厚互层
		中统		头屯河组	J_2t	200~341	灰绿色凝灰质砾岩夹棕、棕褐色凝灰质砾岩
			水西沟群	西山窑组	J_2x	115~251	上部煤岩，中上部灰色泥岩，中下部砂岩，下部泥岩
		下统		三工河+八道湾组	J_1	0~50	灰色砂岩、粉砂岩夹深灰色泥岩薄层
	三叠系	上中统	小泉沟群	克拉玛依组	T_2k^2	43~230	紫红色泥岩与粉砂岩、细砂岩呈不等厚互层
上古生界	二叠系	中统		条湖组	P_2t	0~772	上部灰色、灰绿争中基性火山岩，中部灰色泥岩、沉凝灰岩，下部灰色中基性及灰绿色辉绿岩
				芦草沟组	P_2l	0~515	灰色白云岩、灰岩与深灰色凝灰质泥岩、钙质泥岩互层
	石炭系	上统		卡拉岗组	C_2k	540~1027	棕褐色玄武岩、安山岩与灰色火山角砾岩互层
				哈尔加乌组	C_2h	400~1714	上部灰、灰黑色泥岩与凝灰质砂岩，下部灰色玄武、安山岩互层
				巴塔玛依内山组	C_2b	1000~2150	以灰、灰绿色玄武岩、安山岩为主，夹薄层灰色砂岩、泥岩
		下统		姜巴斯套组	C_1j	600~1900	灰黑色泥岩为与深灰色、灰绿色粉砂岩、砂岩不等厚互层

3.2.2.3 油藏类型

牛圈湖区块条湖组（P_2t）油藏为构造-岩性复合型油藏，油水界面不明。油藏地面原油密度 0.875g/cm^3，50℃时地面原油粘度 34mPa·s，含蜡量 33%，凝固点 20℃。牛圈湖条湖组油藏地层水的总矿化度 3489～3644mg/l，水型 $NaHCO^3$，CL-含量 1085～1587mg/l，PH 值 6.0，储层无水敏，弱应力敏、弱速敏、弱碱敏、盐敏临界值 5000mg/l。根据岩石薄片资料分析，牛圈湖区块二叠系条湖组储层主要以凝灰岩为主，牛圈湖条湖组油藏属于低孔特低渗储层，岩心分析平均孔隙度 12.47%，平均渗透率 0.32×10^{-3} μ m^2。牛圈湖条湖组生产气油比 75.5 方/吨。牛圈湖区块条湖组油藏未进行温度压力测试，参考邻区马中区块的测试资料，油藏地温梯度 2.5℃/100m，地层温度 56.3℃，地层平均压力 19.92MPa，压力梯度 0.9MPa/100m，牛圈湖条湖组油藏为异常低温、正常压力系统。

3.2.2.4 流体性质

（1）地层流体性质

牛圈湖区块条湖组致密油藏牛圈湖条湖组未取得 PVT 分析资料，临近块芦 1 块 PVT 分析结果显示，在地层条件下，地层原油密度 0.857g/cm^3；地层条件下原油粘度 39.67mPa·s；溶解气油比 75.5 方/吨，饱和压力 4.98～12.21MPa，地饱压差 5.823MPa，为未饱和油藏，该地层原油具有以下的性质：地层原油的热膨胀性和压缩性小，地层原油溶解的天然气量小，地层原油的体积系数和收缩率小。

（2）地面原油性质

依据牛圈湖区块依据牛圈湖区块条湖组条二段油藏试油取样分析结果，地面原油密度 0.875~0.911g/cm^3，平均值为 0.893g/cm^3。原油粘度 34.25~820.7mPa·s（50℃），P 凝固点平均 6~25℃，初馏点 99~188℃，汽油含量 12~13%，含蜡量 31.2~33%。

（3）原油粘温特征

马朗凹陷牛圈湖区块牛圈湖条湖组含油面积内马T101H井进行了条湖组条二段油藏地面原油地层压力条件下的粘温特征测试。测试结果显示，粘温曲线温度敏感点在25℃左右，原油在低于拐点温度时原油粘度直线上升，而高于拐点温度时粘度相对比较缓慢下降，地层温度条件下，原油粘度在11.9~35.6mPa·s之

间。

（4）地层水性质

根据三塘湖油田牛圈湖区块试油、试采取样分析结果，条湖组油藏地层水水型 $NaHCO_3$ 总矿化度 3489~3644mg/l，Cl^-含量 1085~1587mg/l，PH 值 6.0，无生产气油比数据。

3.2.2.5 油藏温度、压力系统

牛圈湖条湖组油藏未进行温度压力测试，参考邻区马中区块的测试资料，对比马 56 块预测牛圈湖条湖组地层平均温度 56.3℃，地温梯度 2.5℃/100m，地层平均压力 19.9MPa，压力梯度 0.9MPa/100m，属于异常低温、正常压力系统。

3.2.3 开发方案和总体布局

3.2.3.1 开发方案

（1）井网部署

根据开发方案，牛圈湖条湖组方案部署总井数 28 口，新钻水平井 23 口，老井加深 5 口。新钻井目的层 P2t2，井距 200m，水平段长 550~2100m，平均水平段长 1366m。设计利用老井加深侧钻 5 口，评价致密油产能，落实油层厚度分布及提高水平井甜点段钻遇率。动用面积 8.4km^2，储量 668.7 万吨，动用可采储量 66.9 万吨，设计单井初产 15.0 吨/天，建产 10.4 万吨，气油比 75.5 方/吨。水平井新井两年实施，当年递减率 52.5%。衰竭三年+“注水吞吐”6 轮次+井组渗析+水驱，最高采油速度 1.3%，预测 2035 年，累产油 62.7 万吨，单井累产 2.7 万吨，采出程度 9.4%，采油速度 0.29%。

开发利用指标预测见表 3.2-3：

表 3.2-3　　牛圈湖条湖组产能建设方案指标预测

年份	开采方式	油井（口）	注水井（口）	年注水（m^3）	累注水（m^3）	年产油（10^4t）	年产液（10^4m^3）	年产气（10^8m^3）	累产油（10^4t）	累产液（10^4m^3）	累产气（10^8m^3）	含水（%）	采油速度(%)	采出程度（%）
2020	衰竭	5				0.79	1.19	0.01	0.79	1.19	0.01	22	0.12	0.12
2021	衰竭	23				6.08	9.53	0.05	6.87	10.72	0.05	25	0.91	1.03
2022	衰竭	23				8.65	13.75	0.07	15.51	24.47	0.12	26	1.29	2.32
2023	注水吞吐+衰竭	23	5	6	6	6.33	10.34	0.05	21.84	34.81	0.16	28	0.95	3.27
2024	注水吞吐	23	23	27.6	33.6	6.36	11.01	0.05	28.20	45.81	0.21	32	0.95	4.22
2025	注水吞吐	23	23	27.6	61.2	5.15	9.33	0.04	33.35	55.14	0.25	35	0.77	4.99
2026	注水吞吐	23	23	27.6	88.8	4.30	8.29	0.03	37.66	63.44	0.28	39	0.64	5.63
2027	注水吞吐	23	23	27.6	116.4	3.66	7.56	0.03	41.32	71.00	0.31	43	0.55	6.18
2028	注水吞吐	23	23	27.6	144.0	3.13	6.83	0.02	44.45	77.82	0.34	46	0.47	6.65
2029	注水吞吐+水驱	20	21	32.4	176.4	2.89	6.81	0.02	47.35	84.63	0.36	50	0.43	7.08
2030	水驱	12	11	39.6	216.0	3.26	8.35	0.02	50.61	92.98	0.38	54	0.49	7.57
2031	水驱	12	11	35.6	251.6	2.94	8.23	0.02	53.55	101.21	0.40	58	0.44	8.01
2032	水驱	12	11	35.6	287.3	2.64	8.19	0.02	56.19	109.40	0.42	62	0.40	8.40
2033	水驱	12	11	29.7	317.0	2.38	8.49	0.02	58.57	117.89	0.44	67	0.36	8.76
2034	水驱	12	11	29.7	346.7	2.16	8.75	0.02	60.73	126.64	0.46	71	0.32	9.08
2035	水驱	12	11	23.8	370.4	1.95	9.19	0.01	62.68	135.83	0.47	75	0.29	9.37

3.2.3.2 总体布局

本项目属于吐哈油田公司三塘湖采油管理区管辖，牛圈湖区块牛圈湖条湖组井区地面工程在总体布局上采用密闭集输二级布站工艺方式生产。目前，牛圈湖区块已建成比较完善的原油处理、注水、采出水处理以及供电、供水、通信、道路等系统工程设施。本项目原油集输采用常温和加热相结合的输送方式，新建单井计量采用多通阀计量工艺技术。井区新建产能通过新建单管集输管线进入集油阀组，再输送至牛圈湖联合站处理的二级布站密闭集输流程。

原油处理依托牛圈湖联合站，其处理工艺采用高效三相分离器工艺。污水处理依托联合站污水处理站处理装置，污水处理达标后回注地层。

3.2.4 主体工程

主体工程包括钻井工程、采油工程、注水工程、集输系统工程等。

3.2.4.1 钻井工程

根据开发方案，牛圈湖条湖组方案部署总井数 28 口，新钻水平井 23 口，老井加深 5 口。新钻井目的层 P_2t_2，井距 200m，水平段长 550~2100m，平均水平段长 1366m，平均深度 3130m，总钻井进尺 7.2×10^4m，预计采油井完井周期为 30d。

——井网与布井方式

区块借鉴致密油井网型式采用水平井正对井网，水平井井距 200m，布井方位：马 T103 块 163°其它块 288~313°，与最大主应力夹角 62~88°。其中马 T102、马 T103 和湖 201 块设计 5 个平台 16 口井，马 T101 块因断层发育、微构造起伏大，不具备平台布井条件。井网部署见图 3.2-2，井位坐标见表 3.2-4。

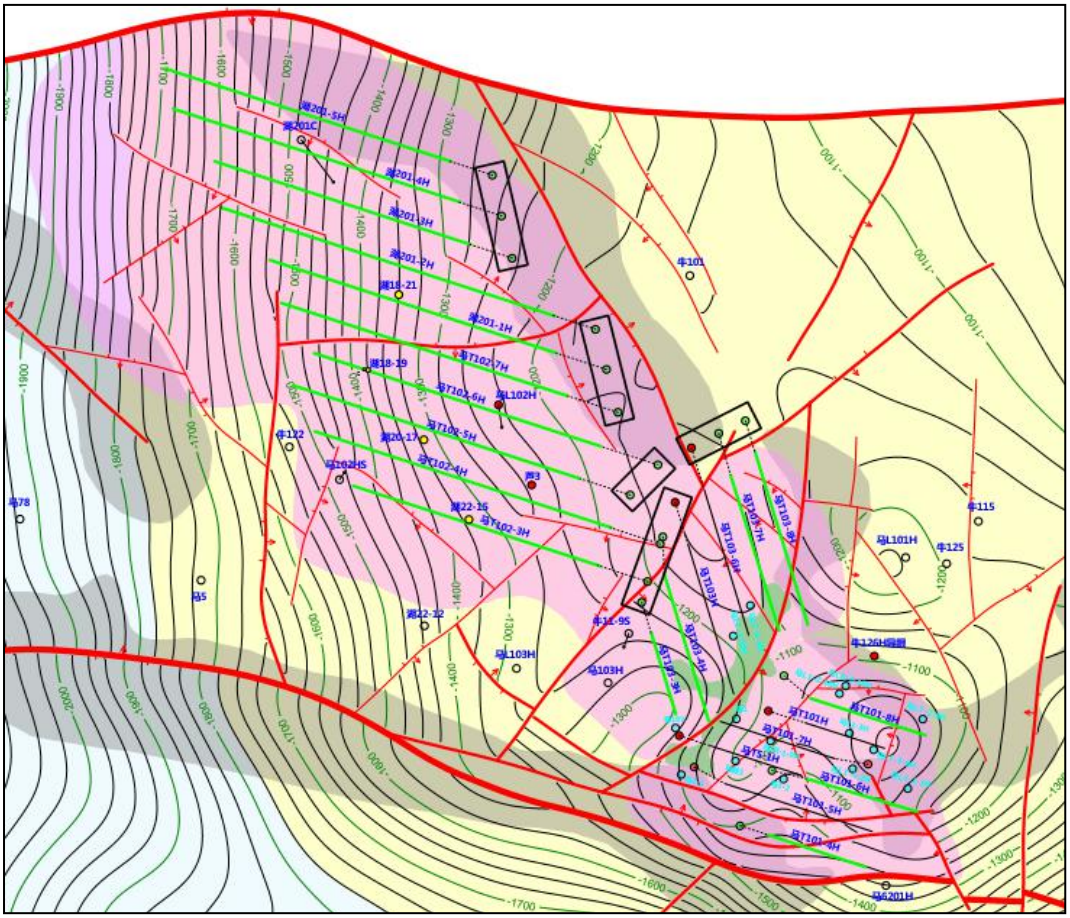


图 3.2-2　　牛圈湖条湖组井网部署图

表 3.2-4　　牛圈湖条湖组钻井部署方案

序号	井号	坐标		备注
		X	Y	

——井身结构

牛圈湖条湖组水平井采用两层套管序列的井身结构，根据区块开发部署及水平段长度的不同，分区块进行了井身结构设计。

马 T101 块、马 T103 块：用φ241mm 钻头一开，钻至井深 200m，下入Φ193.7mm 表层套管，水泥返至地面；用φ165mm 钻头二开，按设计轨迹钻至设计井深，下入φ127mm 油层套管，采用低密抗盐+增韧复合水泥浆固井，增韧水泥浆固井水泥自井底返至 A 靶点以上 200 米左右，低密抗盐水泥浆固井水泥自 A 靶点以上 200 米返至井口（图 3.2-3）。

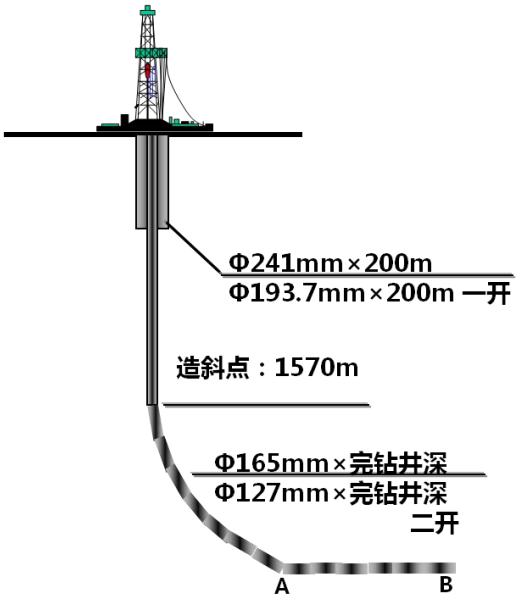


图 3.2-3 马 T101 块、马 T103 块水平井井身结构示意图

马 T102 块、湖 201 块：用φ311mm 钻头一开，钻至井深 500 米，下入Φ244.5mm 表层套管，水泥返至地面；用φ216mm 钻头二开，按设计轨迹钻至设计井深，下入φ139.7mm 油层套管，采用低密抗盐+增韧复合水泥浆固井，增韧水泥浆固井

水泥自井底返至 A 靶点以上 200 米左右，低密抗盐水泥浆固井水泥自 A 靶点以上 200 米返至井口（图 3.2-4）。

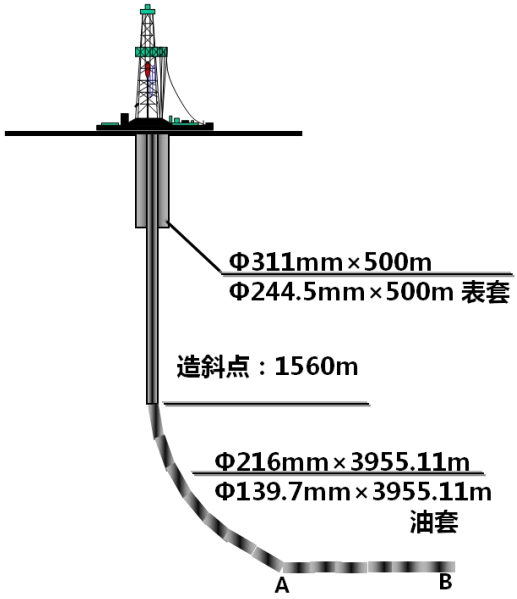


图 3.2-4 马 T102 块、湖 201 块水平井井身结构示意图

——钻井设备

牛圈湖条湖组致密油完钻井在钻井过程中使用的塔式、钟摆钻具组合能够满足井身质量控制的要求。优化不同井段的控制参数，实现水平井轨迹精确入窗及储层内穿行控制。一般井采用常规 MWD+伽马导向、配合气测录井；水平段长≥2000m 且地质情况复杂井，应用旋导+方位伽马成像随钻地质导向，实现油层钻遇率从 75.36%提高到 90%。

马 T101 块、马 T103 块：

一开钻具组合：

塔式钻具组合（0-200m）:Φ241mm3A+Φ177.8mmDC×2 根+Φ238mmFZ+Φ177.8mmDC×1 根+Φ165mmDC×3 根+Φ127mmDP

二开钻具组合：

直井段（200-1570m）：Φ165.1mmPDC+Φ135mm 螺杆（1.25°）+Φ135mm NMDC+Φ135mm 定向接头+Φ165mmFZ+Φ135mmDC×10 根+Φ101.6mmDP

造斜段（1570-A 点）：Φ165.1mmPDC＋Φ135mm 单弯螺杆(1.25°-1.50°)＋Φ135mm 无磁钻铤（MWD＋伽玛）+悬挂接头＋Φ101.6mm 加重钻杆（30 根）+Φ101.6mm 斜坡钻杆

水平段（A-B 点）“0-1”双扶倒装钻具：Φ165.1mm 钻头+Φ135mm 单弯

螺杆(1.25°双扶)＋Φ135mm 无磁钻铤（MWD＋伽玛）+悬挂接头＋Φ101.6mm 加重钻杆（3 根）＋Φ101.6mm 斜坡钻杆 30 根＋+Φ101.6mm 加重钻杆（27 根）＋Φ101.6mm 斜坡钻杆（水平段根据实钻情况，可加入Φ127mm 水力振荡器）

马 T102 块、湖 201 块：

马 T102 块、湖 201 块部署 10 口长水平段水平井，开展旋转导向与高效螺杆+水力振荡器提速对比试验，其中 5 口井水平段使用高效螺杆+水力振荡器，配合“0-1”双扶倒装钻具；另 5 口井试验旋转导向技术，提高钻柱传压效率、保证水平段轨迹平滑，提高钻进速度。

水平段“0-1”双扶倒装钻具组合：

Φ216mmPDC 钻头＋Φ172mm 马达(螺杆)＋Φ210mmFZ＋Φ172mm 无磁钻铤×1 根+Φ127mm 加重钻杆×3 根+Φ127mm 钻杆×30 根+Φ127mm 加重钻杆×2 根+Φ172mm 水力振荡器+Φ127mm 加重钻杆×1 根+Φ127mm 钻杆×190 根+Φ127mm 加重钻杆×42 根+Φ127mm 钻杆

水平段旋转导向钻具组合：

Φ216mmPDC 钻头+Φ172mmPowerDrive X6 旋转导向+定向接头+通讯短节+Φ172mmSlimpulse MWD 仪器+Φ178mm Vortex 螺杆+Φ172mm 单流阀+Φ127mm 加重钻杆×3 根+Φ127mm 钻杆×240 根+Φ127mm 加重钻杆×42 根+Φ127mm 钻杆

借鉴长庆油田陇东页岩油长水平段水平井钻井经验，集成配套剖面优化、水力振荡器+扭摆系统等 6 项的减摩降阻综合技术，保障 2000m 长水平段顺利实施。

——钻井液及储层保护

（1）钻井液

采用“坂土+GRD 聚合物”二段制钻井液体系，加强钻井液的封堵造壁能力，保证良好的流变性，减少井下漏失和井壁坍塌。

马 T101 块、马 T103 块：

1、表层钻井钻井液体系的确定

一开

0-200 米膨润土钻井液：清水+8～12％坂土+ 0.3％Na_2CO_3

2、二开钻井液体系的确定

稳斜段

GRD 聚合物钻井液：井浆+0.3-0.4%ZNP-1+0.5%Na_2CO_3+0.1-0.3%NaOH +0.5-1%DRGJ-1+0.5-1%NH4HPAN/Na-HPAN+0.5-1%LV-CMC+0.5-1%PAC

造斜段+水平段

GRD 聚合物钻井液：井浆+0.2-0.3%ZNP-1+0.5%DRGJ-1/NH4HPAN+0.5-1% LV-CMC+1-1.5%DRGF-1/NFA-25+0.1-0.3%NaOH+1-2%MEG/WR-1

为实现 2000 米长水平段井安全、高效、环保的钻探目标，以“抑制+封堵+双疏+成膜+润滑”为技术路线，结合封堵微裂缝和纳米孔缝成膜技术，阻止钻井液进入岩石层理、孔缝，同时使钻具与井壁间的直接摩擦转变为膜之间的滑动，将油基钻井液和水基钻井液优点融为一体。优选高效抑制剂（ZNP-1）、纳微米封堵剂（DBFT-204）、键合型润滑剂（TH-HSW）、成膜剂（TH-CMJ）、双疏剂（TH-SSJ）五种核心处理剂，其性能接近达到油基钻井液水平，即为 HPD 高性能水基钻井液体系。

马 T102 块、湖 201 块：

1、表层钻井钻井液体系的确定

一开

0-500 米膨润土钻井液：清水+8～12％坂土+ 0.3％Na_2CO_3

2、二开钻井液体系的确定

稳斜段

GRD 聚合物钻井液：井浆+0.3-0.4%ZNP-1+0.5%Na_2CO_3+0.1-0.3%NaOH +0.5-1%DRGJ-1+0.5-1%NH4HPAN/Na-HPAN+0.5-1%LV-CMC+0.5-1%PAC

造斜段+水平段

HPD 水基钻井液：井浆+10-20%NaCL+0.3-0.5%ZNP-1+0.5-1%LV-CMC +0.5-1%PAC +0.5%DRGJ-1+0.5%NH4HPAN/Na-HPAN+2-3%DBFT-204+ 1-2%JY-1+0.2%TCLT/XH-T3+3-5%成膜抑制剂+3-5%仿生润滑剂

（2）钻井液性能要求

表 3.2-5 马 T101 块、马 T103 块钻井液性能要求

井段	钻井液体系	密度 (g/cm^3)	粘度 (S)	API (ml)	含砂 (%)	静切力(Pa)		PV (mpa.s)	YP (Pa)
						初切	终切		
一开	膨润土	1.05-1.10	50-80	/	/	/	/	/	/

二开直井段	GRD 聚合物	1.10-1.20	50-70	15-8	≤0.3	2-4	5-8	8-12	5-8
二开造斜段	GRD 聚合物	≤1.20	50-70	8-6	≤0.5	1-3	2-8	15-30	10-20
二开水平段	GRD 聚合物	≤1.20	50-70	≤6	≤0.5	1-3	2-8	15-30	10-20

表 3.2-6 马 T101 块、马 T103 块钻井液性能要求

井段	钻井液体系	密度 (g/cm^3)	粘度 (S)	API (ml)	含砂 (%)	静切力(Pa)		PV (mpa.s)	YP (Pa)
						初切	终切		
一开	膨润土	1.05-1.10	50-80	/	/	/	/	/	/
二开直井段	GRD 聚合物	1.10-1.15	50-70	15-8	≤0.3	2-4	5-8	8-12	5-8
二开造斜段	HPD	≤1.20	50-70	9-6	≤0.5	2-4	5-8	8-12	5-8
二开水平段	HPD	≤1.20	50-70	≤6	≤0.5	1-3	2-8	15-30	10-15

（3）储层保护技术

采用 GRD 聚合物/HPD 钻井液保护油气层。钻开油气层前进行钻井液性能检测，性能符合设计要求方可钻开油气层。由于 GRD 聚合物/HPD 钻井液体系自身能降低对储层的伤害，达到保护储层的目的，对应用 GRD 聚合物/HPD 钻井液体系钻井的水平井，不另采取油层保护措施。

——固井

（1）套管串设计

马 T101 块、马 T103 块采用常规下套管方式，选用常规刚性扶正器；马 T102 块、湖 201 块长水平段井采用漂浮下套管技术，优化悬浮器安放位置，降低下套管摩阻；配套高反向承压旋转引鞋，解决下入套管遇到台肩遇阻问题；并选用滚珠扶正器，保证套管下入顺利且提高套管居中度。

马 T101 块、马 T103 块：

①表层套管串结构

Φ193.7mm 引鞋＋Φ193.7mm 套管 1～2 根＋Φ193.7mm 插座＋Φ193.7mm 套管串＋联入

②油层套管串结构

Φ127mm 浮鞋＋Φ127mm 套管 1～2 根＋Φ127mm 浮箍＋Φ127mm 套管串

马 T102 块、湖 201 块：

①表层套管串结构

外管：Φ244.5mm 引鞋＋Φ244.5mm 套管 1～2 根＋Φ244.5mm 插座＋Φ244.5mm 套管串＋联入

内管：插头＋钻杆 1 根（带弹性扶正器 1 只）＋钻杆＋方钻杆

②漂浮下套管管串结构：

Φ139.7mm 高反向承压旋转引鞋＋Φ139.7mm 套管 1-2 根＋Φ139.7mm 浮箍＋Φ139.7mm 套管串＋Φ139.7mm （DRFBF）型全通径漂浮接箍 ＋Φ139.7mm 套管串

套管强度校核

为保证大规模体积压裂条件下井筒的完整性，进一步提高油井的全生命周期，小

二开井油层套管全井段使用 P110*9.19mm 套管，二开井油层套管直井段使用 P110*9.17mm 套管，从造斜点至井底使用 P110*10.54mm 的套管，均为长圆扣套管。

（2）水泥浆配方及封固段

1）表层套管（0-200m）：早强水泥浆体系

天山 G 中（MSR）水泥+44%水+0.1%早强剂

2）油层套管（全井段封固 0-3130m）：

①增韧水泥浆（返至造斜点，封固段 2000-3130m）

天山 G 级（MSR）水泥+2.0%+0.8%USZ+4.0%BCG-300S+2.0%BCF-200S +0.05%TW302+0.1%HBF-818+44%水

②低密高强（封固段 0-2000m）

天山 G 级（MSR）水泥+70%BXE-600S+5%WG+2.25%TW200S+2%BCE-200S +1.0%USZ+0.10%TW302+0.1%XP-1+120%水

3.2.4.2 采油工程

（1）井口装置

考虑满足生产油井井口承压、密封能力和井下作业配套的要求，选择选择 KY21/65 型采油井口装置。

（2）机采方式

考虑到该区块地层储层物性差、原油物性好、油藏埋深较浅、机械采油技术的成熟性和经济性等多方面因素，停喷后转人工举升，有杆泵举升能适应油井在不同生产阶段的举升要求。

（3）压裂工艺设计

借鉴前期非常规油藏压裂开发经验及试验区经验，践行体积压裂 2.0 技术思路。结合储层物性特征，围绕提质增效进一步优化压裂参数，坚持采用密切割高强度体积压裂改造技术路线，通过形成复杂缝网、增大泄油面积，以提高单井改造程度。

1）压裂工艺

优选桥塞分段压裂工艺，针对三塘湖低温、低矿化度等特点，研究配套新型低温可溶桥塞，承压 70MPa，在牛东、马 56 等区块成功应用 20 井次 103 段，施工成功率 100%。水平井桥塞压裂工艺图见图 3.2-5。

桥塞参数：

①桥塞外径：φ109.2mm

②桥塞通径：φ42.5mm

③球座尺寸：φ42.5mm

④耐压差：70MPa

⑤耐温：120/150℃

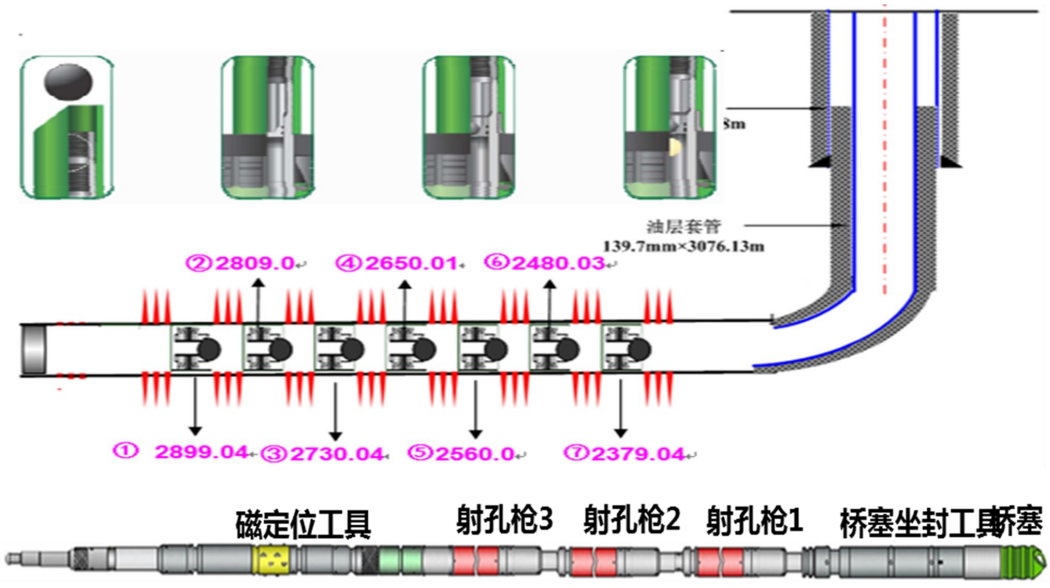


图 3.2-5　　水平井桥塞压裂工艺图

2）压裂液优选

根据储层特征，在室内进行压裂液配方评价实验，通过优选高效表面活性剂，可降低界面张力、改变储层润湿性，提高油相渗流能力，配套形成复杂岩性页岩油储层多功能型压裂液体系。采用多功能型压裂液体系，可增强压裂过程中压裂液驱油效果，降低储层伤害，提高原油流动效率，提高驱油及渗吸置换效率，进一步提高最终采收率。

推广应用在线变粘压裂液体系，实施全程滑溜水压裂。采用实时混配压裂液体系，现场只需要配备水，通过改变稠化剂的浓度即可实现滑溜水与压裂液的转变，能够减少提前配液及拉运的时间，大幅度提高施工效率。现场采用一体化压裂智能液添泵撬装装置，可精确控制添加剂量，无极调节，任意选取需要的流量值。

低粘滑溜水：（0.05%-0.2%）环保型减阻剂，可少量携砂（砂比＜15%）；

高粘滑溜水：（0.4%-1.5%）环保型减阻剂，调整浓度携砂（砂比 20%～45%）。

在携砂量一定的条件下，提高滑溜水比例，材料成本下降幅度很小，反而大幅增加压裂机组费用，整体费用随滑溜水比例升高而增加；从低粘液体造体积缝角度考虑，滑溜水利于形成更复杂缝网。综合成本及缝网改造程度，根据条湖组储层特征，低粘滑溜水比例优化在 70%左右。

压裂液体系配方：

①压裂基液配方：0.2%HPG+0.05%杀菌剂+其他

②交联比：0.3%交联剂

③基液粘度：16.5-22.5mPa·s

④冻胶粘度：220mPa·s

⑤pH 值：9-10

⑥滑溜水配方：0.10%减阻剂+其他

3）支撑剂选择

支撑剂是保证压后裂缝导流能力的关键，主缝需要较高的导流能力-填充较大粒径的支撑剂；支缝需要一定的导流能力-填充中等粒径的支撑剂；微缝填充更小粒径的支撑剂，大大降低压裂难度和砂堵风险。

牛圈湖条湖组储层埋藏深度 1800-2050 米，属特低渗储层，导流能力 15-20D.cm 即可满足主缝导流能力要求，优选组合支撑剂 70-140 目+40-70 目石

英砂，小粒径充填远端微裂缝，大粒径支撑主缝，从而提高裂缝导流能力；优化平均砂比 20-25%，最高砂比 40%。

4）压裂资料录取

①开展井下微地震裂缝监测 2-3 井次

新投压裂过程中进行裂缝监测，进而认识压裂裂缝发育形态，指导压裂井网优化及压裂裂缝部署。

②产液剖面测试 2-3 井次

对新投压裂改造后井段进行产液剖面测试，分析各层段产液产油贡献率，评价储层动用程度。

③开展地层压力测试 3-5 井次

选取不同改造强度、不同产油量井测试，分析压力对产量的影响。

3.2.4.3 集输系统工程

（1）集油工艺

单井采油井网，采用站外阀组串接集油工艺，在湖 201-3H 井东北侧新建 5 井式多通阀选井计量装置（1#），同时新建生产汇管 T 接至 2#支线；2 号拉油站已建 10 头选井阀组，其中 6 头空余，将附近新单井接至已建选井阀组，并在 2 号拉油站新建 5 井式多通阀选井计量装置（2#），同时新建生产汇管 T 接至 2 号拉油站生产汇管；在马 1 拉油站新建 8 井式多通阀选井计量装置（3#），同时新建生产汇管 T 接至马 1 拉油站生产汇管。通过已建输油生产汇管将原油输送至牛圈湖联合站。

①计量流程

单井来油 ⟶ 选井阀组计量汇管 ⟶ 单井计量系统 $\xrightarrow{\text{油气计量}}$ 生产汇管

②生产流程

单井来油 ⟶ 选井阀组 ⟶ 生产汇管 ⟶ 牛圈湖联合站

（2）采油井场

本次工程采油井场共 23 个，每个井场面积为 30m×40m，满足工艺设施的布置安装和修井时的作业用地要求，采油井场、井口安装、标志标识等采用标准化设计。井场平面布置见图 3.2-6。

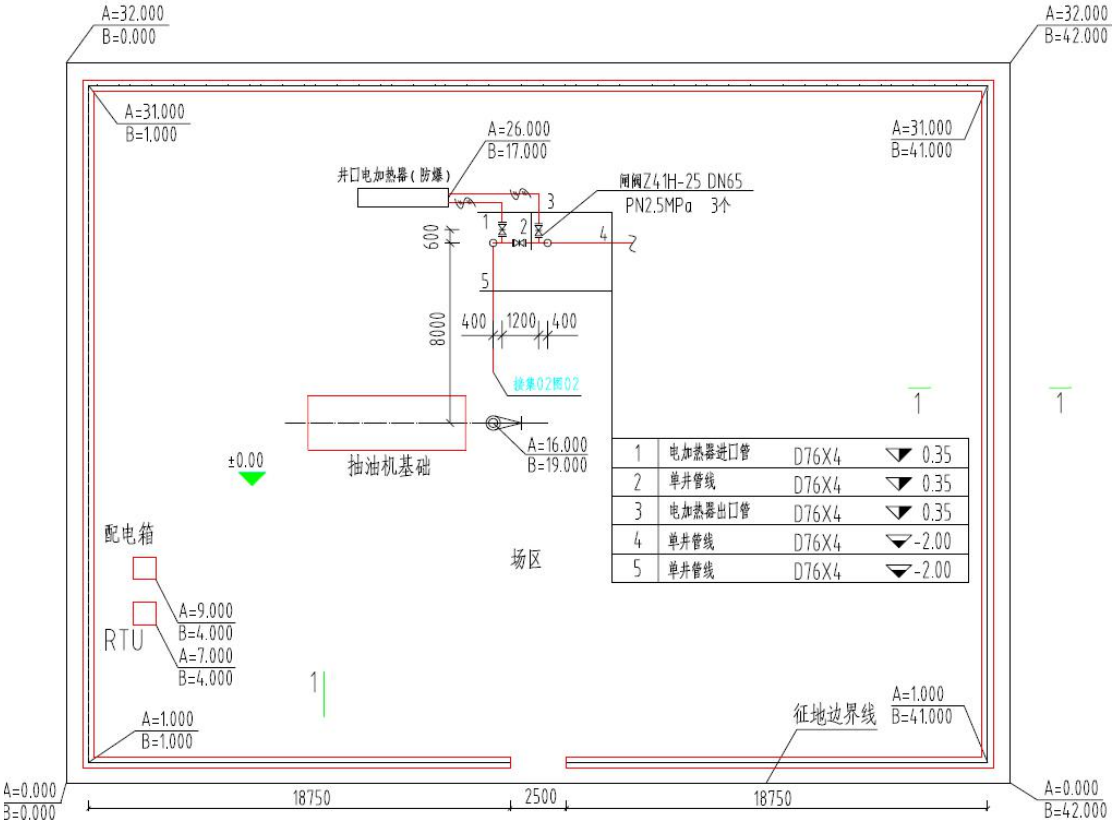


图 3.2-6　　油井井场平面布置图

（3）单井计量

新增单井通过新建多通阀选井计量装置进行计量，单井来油气在消气器进行气液分离，通过流量计计量后，气液重新汇合接入生产汇管。

单井计量示意图见图 3.2-7。

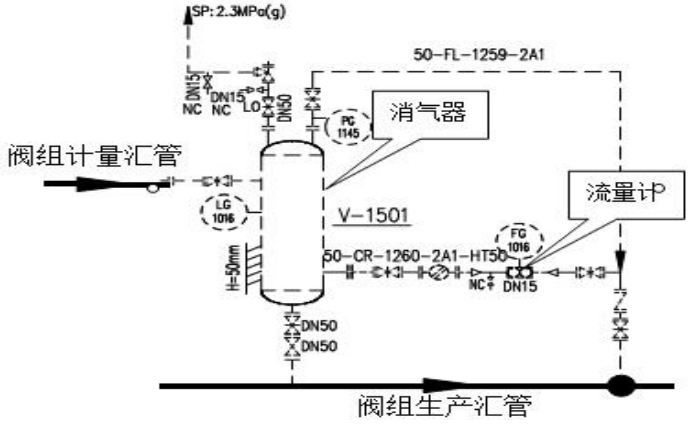


图 3.2-7　　单井计量示意图

（4）集输管网

单井集油管线：单井集油管线采用 D76×4 的 20#无缝钢管，井口回压不大于 1.5MPa，井口到集油管网节点的距离最大为 0.5km，长度为 12.8km。

混油集输汇管建设：新建 1#选井阀组至 T 接点集输汇管。经计算，新建 D89×4 集输支线 0.1km，做 40mm 厚黑夹克防腐保温、埋地敷设。

集输系统平面布置见图 3.2-8。

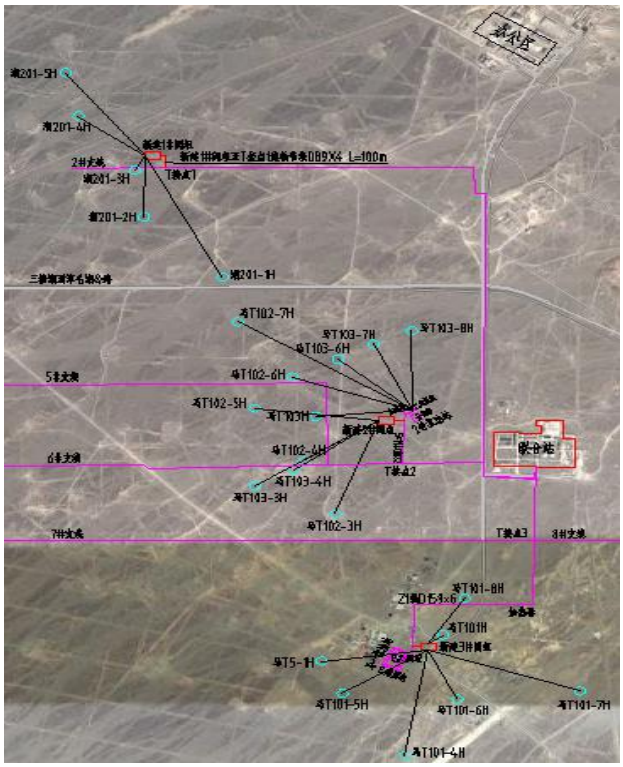


图 3.2-8　　集输管网图

（5）主要工程量汇总

工程量见表 3.2-7。

表 3.2-7　　集输工程主要工程量

序号	名称及规格	单位	数量	备注
（一）	单井部分			
1	标准化设计采油井口安装	座	23	
2	巡检道路	Km	6.0	
3	20＃无缝钢管　D76×4 (黑夹克聚氨酯防腐保温 40mm）	m	12800	单井管线
4	临时征地	m^2	64000	戈壁
5	防爆电磁加热器 10KW PN2.5MPa	台	22	
6	防爆电磁加热器 15KW PN2.5MPa	台	1	
（二）	集输管线部分			
1	20＃无缝钢管　D89×4 (黑夹克聚氨酯防腐保温 40mm）	m	100	
2	阀池 1.6m×1.6m×1.8m（长×宽×高）	座	1	
3	闸阀 Z41H-25 DN65	个	1	
4	带压开孔 DN65 PN2.5MPa	项	1	
5	穿路套管　D114×4 (3PE 普通级防腐）	m	10	
6	临时征地	m^2	500	戈壁

7	管线连头及工艺安装（新建干管与已建集输干管）	项	1	
（三）	1#选井阀组			
1	5 井式多通阀选井计量装置 PN2.5MPa （消气器+流量计）	套	1	
2	防爆电磁加热器 20KW PN2.5MPa	台	1	
3	20＃无缝钢管 D89×4（防腐保温）	m	20	
4	20＃无缝钢管 D76×4（防腐保温）	m	30	
5	防爆自控温电热带 30w/m ～220V（带附件）	m	80	
6	工艺安装	项	1	
（四）	2 号拉油站			
1	5 井式多通阀选井计量装置 PN2.5MPa （消气器+流量计）	套	1	
2	20＃无缝钢管 D76×4（防腐保温）	m	70	
3	防爆自控温电热带 30w/m ～220V（带附件）	m	120	
4	工艺安装	项	1	
（五）	马一拉油站			
1	8 井式多通阀选井计量装置 PN2.5MPa （消气器+流量计）	套	1	
2	20＃无缝钢管 D76×4（防腐保温）	m	60	
3	防爆自控温电热带 30w/m ～220V（带附件）	m	100	
4	工艺安装	项	1	

3.2.4.4 注水工程

（1）设计规模

在《关于三塘湖油田马朗凹陷芦草沟组页岩油先导试验地面工程初步设计的批复》中已在牛圈湖水源井配水间东北侧计划新建撬装电驱压裂泵装置，为马 1 条湖组区块新建 20 口注水吞吐井提供高压水，该撬装电驱压裂泵（租赁）最大注水量 4800 方/天，计划注水吞吐量 1500 方/天，本工程新增注水吞吐量 2000 方/天，该撬装电驱压裂泵满足注水吞吐要求。

（2）设计参数

注水吞吐井数　　18 口（1 轮/年）

单井注水吞吐量　400 方/天

区块注水吞吐量　2000 方/天（216000m^3/a）

注水系统压力　　42MPa；

注水介质　　清水或处理水

（3）注水吞吐方案

根据牛圈湖条湖组注水吞吐量及注水井网部署情况，由撬装电驱压裂泵出口

新建注水干线引接至新增注水井，每口注水井均安装节流阀和高压流量自控仪，实现水量调配，注水干管管线采用 D219×30、D159×23、D133×19，注水单井管线采用 D114×17，最远单井井口压力为 41.09MPa，满足开发需求。

新建电驱压裂泵、配套缓冲罐、喂水泵、变频柜等配套设施由采油管理区负责协调完成。

电驱压裂泵具体参数:

最大注水吞吐压力: 100MPa

最大注水吞吐量 4800m^3/d

最大功率 3250kW

实际注水吞吐压力： 42MPa

实际最大注水吞吐量： 3500 方/天

实际最大功率： 1200kW

（4）注水管网

新建撬装电驱压裂泵装置至牛圈湖区块注水吞吐管网，新建 D219×30 注水干管 3540m、D159×23 注水干管 810m、D133×19 注水干管 1265m，新建 D114×17 单井注水管线 3700m，管线均采用 Q345C 管线，3PE 加强级防腐，埋地敷设。配套 23 座注水井口安装（计量型）。

注水吞吐管线走向见图 3.2-9。

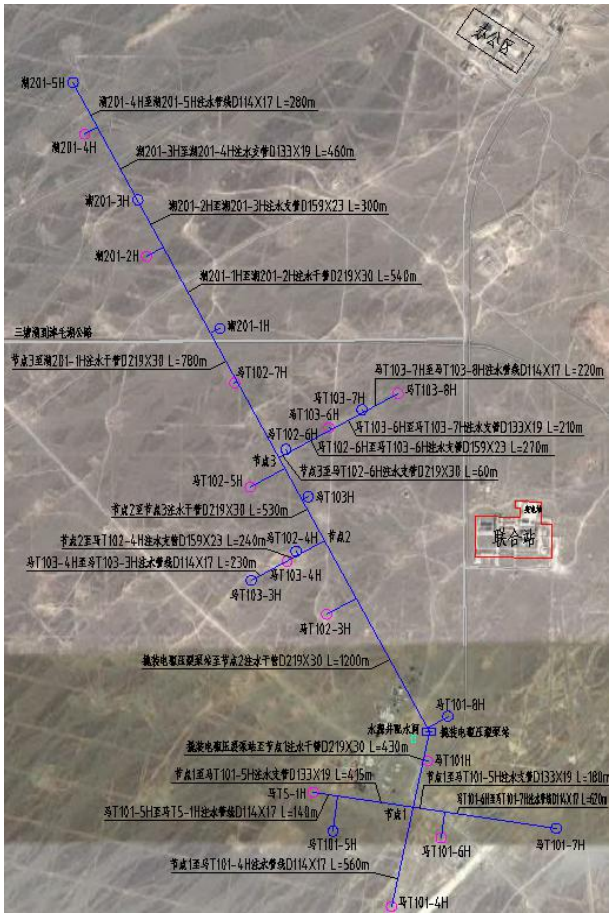


图 3.2-9　　注水吞吐管线走向图

管线选型及敷设：管线选 Q345C 无缝钢管，生产标准执行《高压化肥设备用无缝钢管》；埋地敷设，附土厚度＞1.8m，钢管外防腐采用 3PE 加强级防腐。

（5）注水井口

每口注水井均安装高压流量自控仪，实现水量计量和调配。高压流量自控仪实现流量就地显示及控制。

（6）主要工程量汇总

注水工程工程量见表 3.2-8。

表 3.2-8　　注水工程主要工程量

序号	名称及规格	单位	数量	备注
1	注水井口安装（计量型）	座	23	
2	单井注水管线 D114×17　Q345C	m	3700	
3	注水管线 D219×30　Q345C	m	3540	
4	注水管线 D159×23　Q345C	m	810	
5	注水管线 D133×19　Q345C	m	1265	
6	高压阀门 Z63Y-420　DN150　PN42MPa	个	5	
7	高压阀门 Z63Y-420　DN100　PN42MPa	个	3	
8	高压阀门 Z63Y-420　DN80　PN42MPa	个	4	

9	高压阀门 Z63Y-420　DN80　PN42MPa	个	23	单井管线
10	阀井 D1400	座	23	
11	阀池　1.6m×1.6m×1.8m（长×宽×高）	座	7	
12	高压注水管件 PN42MPa	个	35	
13	穿路套管 D325×7 (聚乙烯防腐胶带防腐）	m	80	穿路套管
14	临时征地	m^2	46575	戈壁
15	永久征地	m^2	60	戈壁
16	管线连头及工艺安装	项	1	

3.2.5 配套工程

3.2.5.1 给排水

（1）供水

区块衰竭开采 3 年后进行 6 轮次注水吞吐后转水驱开发，注水吞吐介质为清水。牛圈湖区块现有水源井 11 口，单井出水量为 32m^3/h，共计清水量 8448m^3/d。牛圈湖联合站注水系统设计注水规模为 4800m^3/d，实际区域注水规模为 1910m^3/d，其中 1410m^3/d 为污水处理系统处理后的尾水，补充清水注水量 500m^3/d，牛圈湖区块水源井供水能力可以满足新增区块注水吞吐水量要求。

（2）排水

本项目生产废水主要为采油废水，全部进入牛圈湖联合站污水处理系统处理，处理后水质符合《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准后回注地层。

本项目工作人员由三塘湖采油管理区统一部署，井场无常驻人员，生活设施依托采油厂生活区，无新增生活污水排放。

3.2.5.2 供配电工程

牛圈湖条湖组新建单井供电电源采用 10kV 架空线路。新建单井、选井阀组的供电电源就近由已建 10kV 主干线“T”接，新建 10kV 单井支线至场站旁，架空支线采用 JKLGYJ-10kV 1X70/10 型绝缘导线。

井场旁设杆上变压器台，变压器采用 S_{13}-M-50/10,10/0.4kV 50kVA，设杆上动力配电箱（带计量装置），杆上动力配电箱至螺杆泵控制箱（控制柜至螺杆泵电机）采用 YJV_{22}-0.6/1kV-4X10 电缆直埋敷设。井场设防爆配电箱 1 面，电源引自杆上动力配电箱，采用 ZA-YJV_{22}-0.6/1kV-4×10 电缆直埋敷设。井口防爆电磁加热器及摄像头电源均引自防爆配电箱。井场 RTU 控制柜电源引自螺杆泵控制

柜采用 ZA-YJV$_{22}$-0.6/1kV-3×4 电缆直埋敷设。井场供配电均采用标准化设计。

选井阀组旁设杆上变压器台，变压器采用 S$_{13}$-M-50/10,10/0.4kV 50kVA，设杆上动力配电箱（带无功补偿及计量装置），杆上动力配电箱至场区防爆配电箱采用 ZA-YJV$_{22}$-0.6/1kV--3X25+1X16 电缆直埋敷设。防爆配电箱至电磁加热器采用 ZA-YJV$_{22}$-0.6/1kV-5 × 16 电缆直埋敷设；撬装选井阀组采用 ZA-YJV$_{22}$-0.6/1kV-5X6 电缆直埋敷设，电伴热采用 ZA-YJV$_{22}$-0.6/1kV-3X4 电缆直埋敷设，接线盒处采用防爆挠性管保护。

3.2.5.3 自动控制

按照中国石油天然气股份有限公司《油气田地面工程数字化建设规定》的相关要求，本工程新建 23 口采油井、23 口注水吞吐井按照 A11 标准数据采集与传输要求进行设计。

（1）采油井场

在每座采油井场设置 1 套 RTU 系统，实现井场内螺杆泵采油井、注水吞吐井自控仪表设备数据的采集、处理与上传。采油井油压、套压及注水吞吐井压力检测仪表输出信号采用 4～20mA 标准信号，仪表信号通过有线方式接入采油井场 RTU 系统；注水吞吐井配注量计量仪表、螺杆泵自带控制器与采油井场 RTU 系统之间通过 RS485 通讯电缆进行数据交换。RTU 将采集到的数据依托通信专业新建光缆上传至牛圈湖联合站及 A11 监控平台，实现集中监控。

采油井场数据采集与传输需安装设备：智能压力变送器 3 台（采油井油压、套压及注水吞吐井压力检测）、高压流量自控仪（电磁式）1 台（注水吞吐井配注量计量）、井口 RTU 系统 1 套（包括 RTU 控制柜及柜内辅件）。

RTU 配置：8AI/2AO/8DI/8DO；通讯接口：RS-485 接口（2 路）；RS-232 接口（2 路）；USB（1 路）；Ethernet 接口（2 路）。

（2）1#选井阀组、2 号拉油站、马一拉油站

1#选井阀组、2 号拉油站、马一拉油站新建撬装多通阀选井计量装置自带 PLC 系统，主要用于撬装多通阀选井计量装置配套自控仪表信号的接入，同时该 PLC 系统需至少预留 4 个 AI 通道，满足单井流量计量、单井原油含水率检测、撬装装置区可燃气体浓度检测报警仪表信号的采集与处理，PLC 系统将采集到的数据依托通信专业新建光缆上传至牛圈湖联合站及 A11 监控平台，实现集中监控。

3.2.5.4 消防

消防配移动式手提干粉灭火器。

3.2.6 依托设施

3.2.6.1 牛圈湖联合站

本项目原油及采出水均依托牛圈湖联合站进行处理。牛圈湖联合站建设内容于2007年3月取得了新疆维吾尔自治区环保局“关于三塘湖油田牛圈湖区块开发建设项目环境影响报告书的批复”（新环监函【2007】83号）；并于2011年3月31日通过了新疆维吾尔自治区环保局的环保验收，取得了“关于三塘湖油田牛圈湖区块开发建设工程竣工环境保护验收意见的函”（新环评价函【2011】255号）。

牛圈湖联合站于2008年全面建成投产，为三塘湖油田的油、气、水集中处理站，具有油气分离、原油脱水、污水处理、注水、原油外输、轻烃回收（预留）功能，是一座高效集油、气、水集中处理，油田注水和站区采暖与一体的综合性站库，占地面积4200m^2。联合站的主要工程是对牛圈湖区块所产油气进行集中处理，并生产合格的产品。联合站平面布置图见3.2-10。

（1）原油处理系统

根据原油处理的基本工艺，原油脱水一般需经换热、加热分离等处理过程。联合站内设油气分离、原油脱水、原油稳定、原油储存与外输、污水处理、变电等功能，联合站内设有5000m^{3}的油罐4座（拱顶罐，未安装油气回收装置）。

①处理规模

牛圈湖联合站原油脱水采用一段脱水工艺，脱水设备为高效三相分离器，脱水温度60℃，一期处理规模为60×10^{4}t/a，二期处理规模最终达到100×10^{4}t/a；原油稳定采用闪蒸工艺，设计规模为100×10^{4}t/a。

②主要生产设施

牛圈湖联合站原油处理系统主要生产设备见表3.2-9。

表3.2-9　　原油处理系统主要生产设备

序号	名称及规格	单位	数量
1	三相分离器PN0.6MPa，DN3.6×14.4	台	3
2	分离缓冲罐PN0.6MPa，DN3.6×14.4	具	2
3	除油器PN0.6MPa，DN3.6×14.4	具	1

4	原油提升泵	台	3
5	工艺管线、阀门等	套	1
6	压缩机　Q=5m3/min	台	2
7	压缩机出口冷却器 A=20m2	具	2
8	压缩机入口分离器 PN0.6MPa DN1000×4000	具	1
9	压缩机出口分离器 PN0.6MPa DN800×2400	具	1
10	原油－原油换热器　（A=300m2）	具	4
11	原稳塔进料加热器　（A=260m2）	具	2
12	原油稳定塔　PN0.6MPa　DN1400×16000	座	1
13	原稳塔底泵	台	2
14	轻烃提升泵	台	2

③主要工艺流程

牛圈湖联合站原油脱水处理采用高效三相分离器，使其达到净化原油标准。原油处理工艺见图 3.2-11、图 3.2-12。

④依托可行性

牛圈湖联合站目前原油处理设计规模为 100×10^4t/a，主要采用高效三相分离器工艺对各井区来油气进行处理。三塘湖油田目前实际产能约为 55×10^4t/a，本项目此次建产新增原油产能 8.4×10^4t/a，本项目依托牛圈湖联合站处理是可行的。

（2）污水处理系统

①处理规模

牛圈湖联合站配套建设了含油污水处理装置 1 座，污水处理系统处理规模是 3500m^3/d，目前实际处理规模 3100m^3/d。含油污水经处理达到回注水标准后全部回注注水开发区块。

②污水处理工艺

污水处理采用生化微生物+两级过滤处理技术，污水处理流程见图 3.2-13。

处理流程如下：污水调节池→一级微生物反应池→二级微生物反应池→斜板沉淀池→缓冲池（提升）→纤维球过滤器→两级压紧纤维球过滤器→滤后水罐→注水系统。

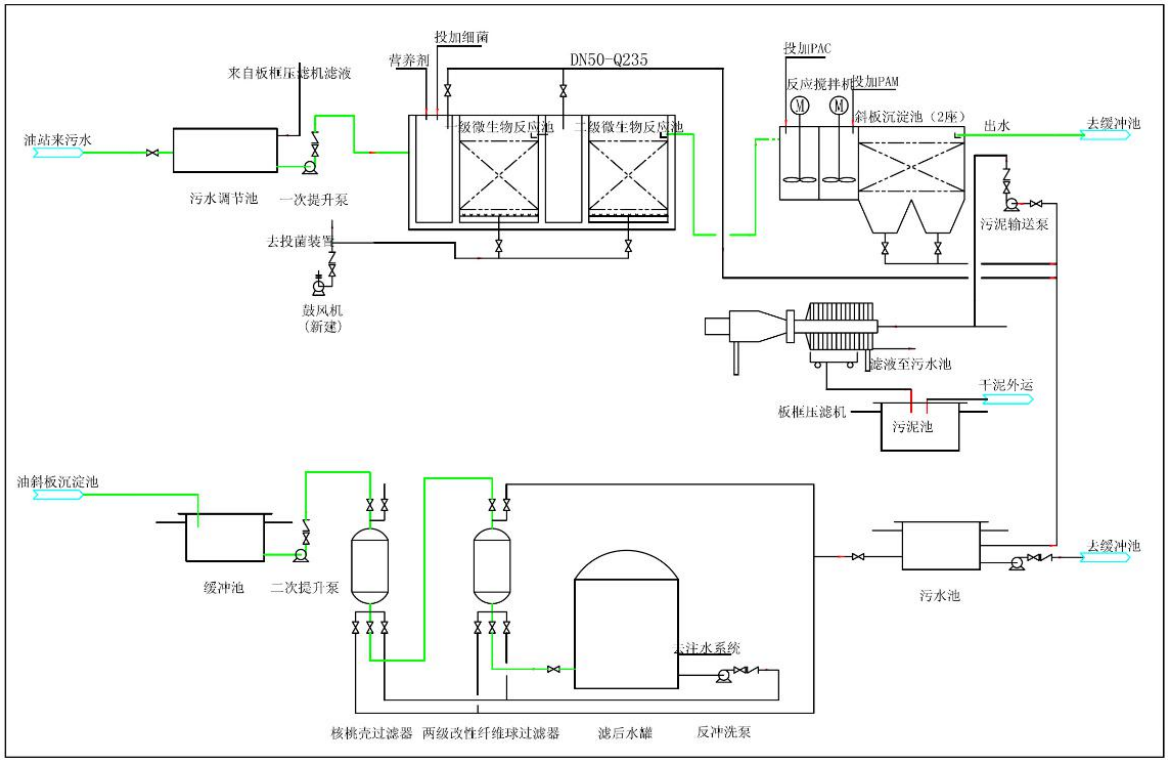


图 3.2-13　　牛圈湖联合站污水处理工艺流程图

③依托可行性

根据《三塘湖采油厂注水水质环境监测报告》（吐哈环监字第 2020-YS-CY3 号）可知，污水处理系统处理后回注水水质指标见表 3.2-10。

表 3.2-10　　回注水注水水质指标

序号	项目	单位	标准限值	监测结果				达标情况
				09:20	12:10	15:50	20:00	
1	悬浮固体	mg/L	≤5	0.526	0.521	0.517	0.526	达标
2	粒径中值	μm	≤3	1.27	1.26	1.24	1.24	达标
3	含油量	mg/L	≤5	未检出	未检出	未检出	未检出	达标
4	腐生菌 TGB	个/ml	≤1000	0.6	2.5	25	2.5	达标
5	铁细菌 IB	个/ml	≤1000	2.5	0.0	0.0	0.0	达标
6	硫酸盐还原菌 SRB	个/ml	≤25	0.0	0.0	2.5	2.5	达标

注：采样时间 2020 年 5 月 23 日。

由表 3.2-10 可知，牛圈湖联合站污水处理系统回注水水质符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中表 1 推荐水质主要控制指标要求，符合环保要求。

牛圈湖联合站污水处理系统规模为 3500m^3/d，采用“生化微生物+两级过滤处理”流程，目前实际污水处理量约 3100m^3/d。本项目未来 20 年最大新增污水

72m^3/d，牛圈湖联合站污水处理系统进行处理完全能够满足本项目污水处理量，可以依托。

3.2.6.2 牛圈湖联合站供注水系统

目前三塘湖油田牛圈湖区块采用处理后的采出水作为注水水源，在注水水量不足时，用清水（水源井出水）作为补充水源。

三塘湖油田现有清水水源井 11 口，由供水供电处管理，单井供水能力q_v=32m^3/h，最大供水能力共计清水量 8448m^3/d。

牛圈湖联合站注水系统设有 12 台注水泵（4 用 8 备），设计注水规模 4800m^3/d，实际运行四台注水泵，其中三台为工频，一台为变频，注水站水源为清水罐（水源井出水）来水和各区块经污水处理系统处理后的尾水。目前实际区域注水规模为 1910m^3/d，其中 1410m^3/d 为污水处理系统处理后的尾水，补充清水注水量 500m^3/d。

本项目区块衰竭开采3年后进行6轮次注水吞吐+压裂，最后水驱开发，注水吞吐介质为清水。根据注水吞吐方案，本项目最大注水吞吐量为215m^3/d，现有清水水源井剩余供水能力为7948m^3/d，牛圈湖区块水源井供水能力可以满足新增区块注水吞吐水量要求。

3.2.6.3 牛圈湖废渣场

本项目产生的含油污泥全部拉运至牛圈湖废渣场进行暂存，然后委托新疆西域北控环境工程有限公司对本项目产水的含油污泥进行处置，重点分析含油污泥暂存的可行性。

（1）牛圈湖废渣场

牛圈湖区块东南建有 1×10^4m^3 的废渣场，废渣场主要油泥砂等危废贮存。按照环保部门的防渗要求进行设计建设，采用 2mmHPDE 防渗薄膜，上用黄土夯实。已通过验收（《关于三塘湖油田牛圈湖区块开发建设工程竣工环境保护验收意见的函》（新环评价函【2011】255 号）。

（2）依托可行性

目前牛圈湖废渣场全部是空的，历史的含油污泥都处置了，废渣场总容量为 1×10^4m^3。

本项目钻井过程产生的废弃泥浆（泥浆循环率 95%）、岩屑量为 3096.54m^3，

经不落地装置固液分离后液相循环使用，用于钻井液的配制，固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）后用于油田开发过程中填坑、铺垫井场。含油污泥在牛圈废渣场危废临时堆场临时堆存，贮存期限不应超过 12 个月，暂存期满后交由新疆西域北控环境工程有限公司进行无害化处置，三塘湖采油管理区于 2021 年 2 月 22 日与新疆西域北控环境工程有限公司签订了含油污泥委托处理技术服务合同，由该企业负责含油污泥的装卸、运输、无害化处理、安全处置，至今已清运处理含油污泥 16734.24 吨。本项目运营期含油污泥产生量约为 939.37t（427m^3），牛圈湖废渣场剩余容量 10000m^3，危废临时堆场有足够容量容纳本项目固废。

废渣场进行了严格的防渗措施，设立了护栏及汉（维）双语警示标志，采油厂工区定期巡视，安全科不定期监督检查，符合环保要求，可以满足本项目需求。

3.2.6.4 三塘湖采油管理区生活区

三塘湖采油管理区生活区地理坐标E94°7′17.49″，N43°58′37.38″，位于本项目区块北侧2.5km，生活区占地面积为11050m^2，建设有办公楼、宿舍楼、食堂、车棚等附属设施。其中公寓建筑面积2908m^2，有容纳128人的2层公寓楼（64间宿舍）3栋，150人同时就餐的食堂，篮球场1个，2间消防车库。在院落西侧有100m^3钢筋混凝土结构地埋式生活污水处理装置一座，生活废水经地埋式污水处理装置处理达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）表4的二级标准，冬储夏灌，用于绿化。建有锅炉房1座，燃料使用区块伴生气干气，用于生活采暖及热水供应。

三塘湖采油管理区生活区可以满足油区靠前指挥、现场办公住宿的要求。

3.2.6.5 三塘湖基地生活垃圾填埋场

三塘湖基地生活垃圾填埋场三塘湖采油管理区生活区北侧7km处，其中心地理坐标为：北纬44°0′38″，东经94°7′23″，场区四周均为戈壁荒滩。《中国石油吐哈油田三塘湖基地生活垃圾填埋场建设项目》已于2017年5月取得哈密市环境保护局的批复（哈市环监函【2017】14号），同年7月投产试运行，11月完成竣工环保验收。

三塘湖基地生活垃圾填埋场总占地面积2.6万m^2，近期总占地面积为12240m^2，其中填埋库区占地面积0.75万m^2，处理规模为4t/d，其中总库容3万m^3，

有效库容2.71万m^3，服务年限15年。服务区域范围为三塘湖采油基地区域生活垃圾，服务对象为生活垃圾，不包括建筑垃圾、工业矿渣、特种垃圾等固体废弃物，工业废弃物、危险废物及其他有害废弃物禁止进入处理场。近期该垃圾填埋场采用卫生填埋法进行处理。

根据《中国石油吐哈油田三塘湖基地生活垃圾填埋场建设项目建设项目竣工环境保护验收监测报告》（天地鉴验【TDJ-2016-1088】），验收监测期间填埋场厂界无组织排放H_2S、NH_3最大排放浓度均达到《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中新建二级标准，颗粒物最大排放浓度均达到《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996）表2新污染源二级标准要求；由于该区域蒸发量大，常年大风天气，验收监测期间未产生渗滤液。

目前三塘湖采油管理区定编上岗人员300人，施工井场施工作业人员约30人，预计每天产生垃圾量约为0.33t，约占三塘湖基地生活垃圾填埋场处理能力的8.25%，该垃圾填埋场完全能够满足本项目生活垃圾产生量，可以依托。

本项目依托设施相对位置见图 3.2-14。

3.3 工程分析

3.3.1 工艺流程

项目建设可分为建设期、运营期和服役期满三个阶段。本项目包括钻井、地面工程建设、采油（气）、油气集输等施工作业内容，基本属于建设期和运营期的建设活动。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，影响结果包括非污染生态影响，以及排放的污染物质导致的环境污染。整体工艺流程及产污节点见图 3.3-1。

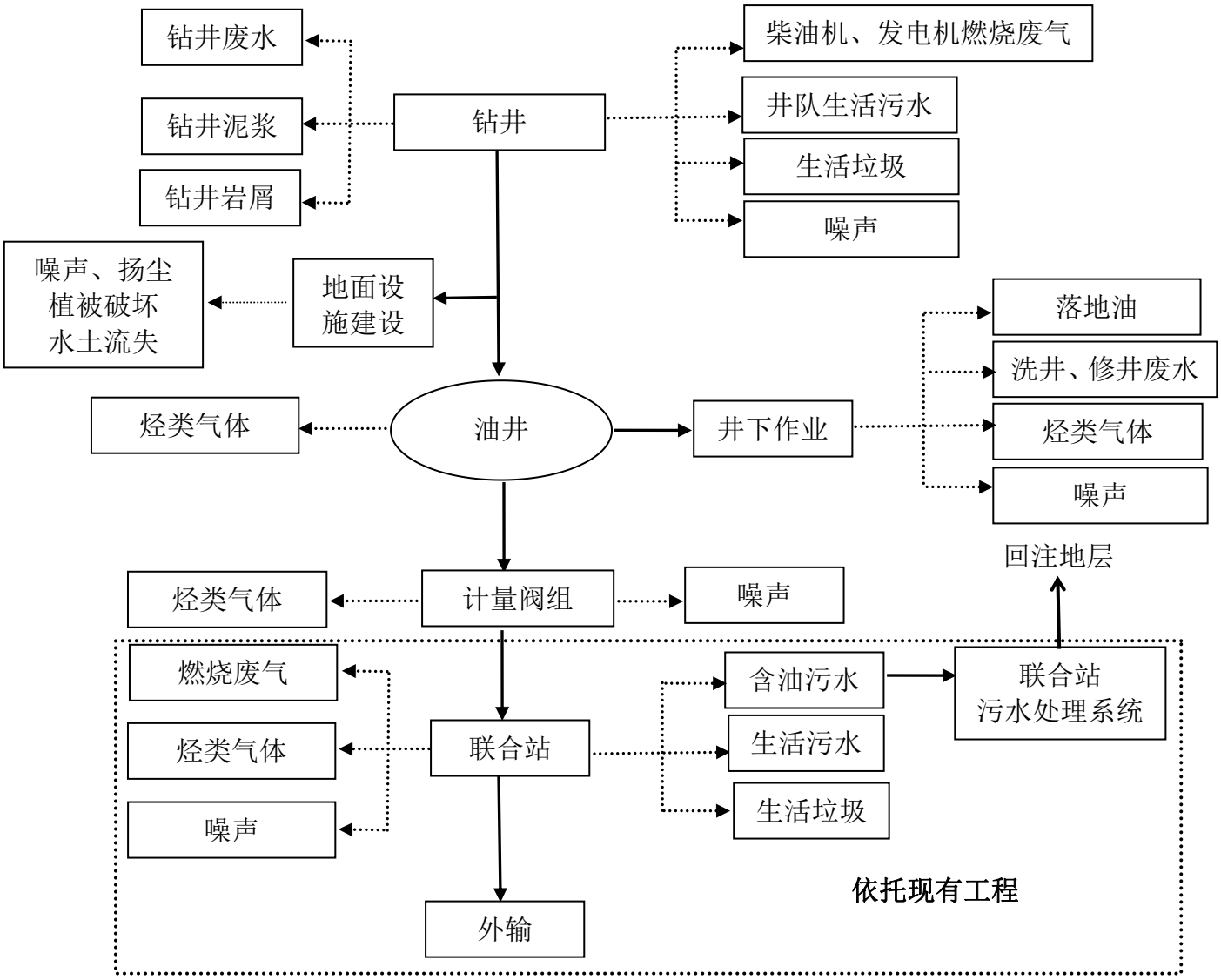


图 3.3-1　　工艺流程及产污节点图

工艺流程简述：

（1）施工期

施工期活动主要有钻井、井下作业、管线敷设、道路建设及地面井场、站场建设等。

①钻井作业

钻井是确认地下含油构造、油气储量以及进行采油生产的手段，一般包括钻前准备、钻进、录井（取心）、测井、固井以及井口安装等工程活动，根据目的不同，钻井又可分为钻探井、试采井和生产井等。钻探井的目的主要是为在物探基础上进一步了解含油构造、储油层和含油面积大小、厚度以及油气储量等；钻试采井的主要目的是为了进一步了解有开采价值的含油构造、储层和油气物性，

以便确定开采方案；钻生产井是在有开发价值的含油构造上进行作业，以获得油气资源。钻井工艺按其顺序分为如下过程：

1）钻前准备

包括定位井、修道路、平井场、供水、供电、钻井设备安装等。

2）钻井过程

钻井：用足够的压力把钻头压到井底岩石上，用钻头牙齿吃入岩石中并旋转以破碎井底岩石的过程；

洗井：在钻柱转动的同时，泥浆泵不停地工作，在井底产生岩屑后，流经钻柱内孔和钻头喷嘴的钻井液冲击井底，随时将井底岩屑清洗、携带至地面；

接单根：随着岩石的破碎、钻柱不断下落，直至方钻杆完全落入转盘内，这时一个钻杆长度不再向深钻，必须接长钻杆；

起下钻：如果钻头被磨损，将井内钻柱全部起处，换新钻头再下钻的作业。

3）完井：主要内容有钻开油层和套井完井或裸眼完井；

4）测井：在钻井完成之后，利用测量地层电阻、自然电位、声波、声幅及放射性等方式确定含油层位等；

5）固井：在井眼内下入套管，在套管与井壁环形空间注入水泥浆，进行封固，检查固井质量及确定射孔层位；

6）测井：利用声波、声幅及放射性等方式确定射孔层位，测定固井质量等。

钻井作业施工过程中废水污染源主要为生活污水，生活污水排入生活污水池(采用环保防渗膜+水泥压边防渗)暂存后，就近拉运至三塘湖生活基地污水处理装置处理；测试放喷过程废气污染源主要为放空天然气燃烧废气，燃烧废气直接排放。噪声污染源主要为泥浆泵及钻机噪声，采取基础减振等降噪措施；固体废物主要为岩屑、废泥浆、废机油及生活垃圾，岩屑及废泥浆经不落地无害化处理装置处理，产生的泥饼及砂石用于铺垫井场及道路。废机油属于危险废物，其中废机油桶装密闭收集，暂存于井场撬装式危废暂存间内，定期委托有资质单位接收处置。生活垃圾定点收集，定期拉运至三塘湖油田生活基地生活垃圾填埋场处理。

②井下作业

井下作业是油气田开发的重要工艺过程之一，在钻井过程对油井的维护过程

都要涉及到一些井下作业和施工，施工期井下作业主要包括射孔、压裂、试油等工艺。在钻井、固井、测井后都要进行射孔，将射孔枪下入井管内油气层部位，用射孔弹将井管射称蜂窝状孔，为地层的油气流入井筒创造一条畅通的通道；压裂作业的主要目的是为了扩大含油气岩层的渗滤面积，提高渗透性。

③地面工程

地面工程主要包括井场、阀组等站场工程和道路、集输管线、注水管线等管线建设工程，此外还包括供电、消防、通信等辅助工程。

1）井场及阀组建设

本项目新建井场 23 座，同时新建 3 座阀组，各井场均设置 1 台电磁加热器。新建井场和阀组施工期内容主要为设备安装及管线连接。新增电磁加热器等设备为成品外购，用施工车辆运至指定井场位置即可。

该过程废气污染源主要为施工车辆产生的车辆尾气；噪声污染源为施工车辆噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声。

2）管线敷设

本项目管道施工内容主要为集输管线建设、注水管线敷设、通信光缆敷设及井场配套设备安装，其中集输管线和通信光缆同沟并行敷设，管线主要施工内容包括施工准备、管沟开挖及下管、管道连接与试压、连头、配套设备安装、收尾工序等。管道工程施工阶段工艺流程见图 3.3-2。

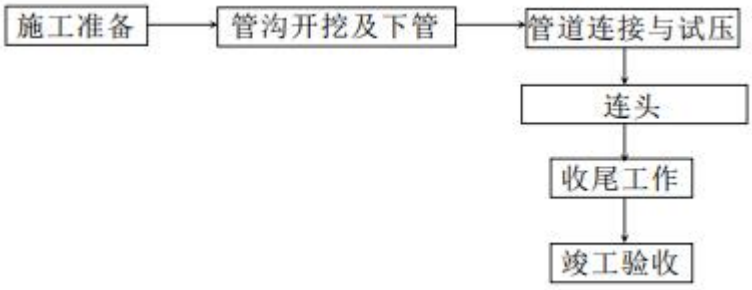


图 3.2-2 管线工程工艺流程图

A、施工准备

施工前需对场地进行平整，设置施工车辆临时停放场地。施工期间可依托已有道路进行作业，沿设计的管线走向设置宽度约 8m 的作业带并取管沟一侧作为挖方存放点，在合适地点设置车辆临时停放场地。

B、管沟开挖及下管

沿管线设计路线进行开挖管沟，并根据现场情况适当调整，保证新铺设管线与已建输送管线、集输管线保持一定距离：距离地下现有原油管线水平距离≥5m，距离外输管线水平距离≥2m。管沟底宽 0.8m，沟深 2.0m，管沟边坡比为 1:1.5，开挖过程中对管沟区挖方单侧堆放，以机械开挖为主，人工为辅。管线与电(光)缆交叉时，净距不小于 0.5m，并对电(光)缆采取角钢围裹的保护措施；与管线交叉时，两管线之间净距不小于 0.3m，并设置废旧轮胎等方法将管线隔离。开挖到设计深度位置，并对管沟底进行夯实、铺小颗粒原土、下管。本项目集输管线采用外防腐保温层保护方案，防腐保温结构为：黑夹克聚氨酯防腐保温 40mm。管线连接完毕后，将管线分段吊装至管沟内。管线下沟后，管道与沟底表面贴实且放置在管沟中心位置。 本项目集输管线最小管顶埋深 1.6m。本项目集输管线和注水管线穿越道路时，采用加装套管的施工方式进行作业。本项目集输管线和注水管线穿越井区道路 9 处，套管长度 90m。

C、管道连接与试压

集输管线和注水采用焊接组装。焊接完成后的对管道采用压缩空气进行吹扫，保持管道内清洁。管线经过连接、防腐补口，进行注水试压。集输管线试压介质采用洁净水进行试压，管道试压分段进行，集输管线试压水由排出后进入下一段管线循环使用，试压结束后就地泼洒抑尘。

D、井场配套设备安装及连头

将配套设备拉运至井场，并完成安装工作。管线施工完成后在井场将管线与采油树阀门连接，并安装 RTU 室等辅助设施；采出液通过新建集输管线输送至各对应阀组或拉油站，然后再通过现有集输管线输送至三塘湖联合站处理。

E、收尾工作

收尾工作包括管沟回填、场地平整和临时场地恢复。管线连接成功并检验合格后进行管沟回填。对管沟实施土方回填，回填时分二次回填，回填土应与管沟自然土相似，首先距管壁300㎜范围先用较小粒径的原土进行小回填，最大回填粒径不超过10㎜，然后采用原土进行回填，管顶距自然地坪不小于1.2m且管沟回填土高出自然地面300㎜，沿管线铺设方向形成垄，作为自管道上方土层自然沉降富裕量，且可以作为巡视管线的地表标志，剩余土方用于场地平整和临时施工场地土地恢复。第一次回填采用人工回填，第二次回填可采用机械回填，机械回填时，严禁施工机械碾压管道。管沟回填后，在管线沿线设置管道标识、里程桩、转角桩、标志桩、警示牌和警示带等标识。

施工过程中废气污染源为施工扬尘、焊接废气和施工车辆尾气；土方开挖和倾卸时产生的扬尘，通过控制倾卸高度减少扬尘产生量；废水污染源主要为试压废水，由管内排出后循环使用，试压结束后就地泼洒抑尘；噪声污染源为施工机械产生的噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声；固体废物为管沟开挖产生的土方，施工结束后用于回填管沟及场地平整。

（2）运营期

运营期分为采油、油气集输、油气处理时段，该时期包括洗井、修井等井下作业。

①采油过程

采油是借助油层的自身压力或使用机械方式，使原油从地下储油层产出的工艺过程。本项目衰竭开采3年后进行6轮次注水吞吐最后转水驱开发。本项目采用逆混合压裂的技术思想，优选桥塞分段压裂工艺。

注水吞吐采油是将水注入产层，注水有限高孔隙度、高渗透带、大孔喉或裂

缝等有利部位，关井后，在毛细管力的作用下，使注入水与中、小孔喉或基质中的油气产生置换，导致产层中的油水重新分布，然后开井降压，使被置换出来的油与注入水一起被采出的采油方法。对于低压油藏，注水吞吐采油首先起到补充地层能量的作用。注水吞吐采油分三个阶段：注水升压阶段、关井置换阶段和开机采油阶段。

②井下作业

采油过程中对油井的维护过程中要涉及到一些井下作业和施工，主要包括洗井、清蜡、清砂、修井等工艺。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、机具磨损和损坏等所采取的工艺措施，修井时一般需要将油管全部拔出，以便更换损坏的油管和机具。在修井作业过程中，将洗井介质（一般是清水）由泵注设备经井筒或钻杆注入，把井筒内的泥浆、沉淀物以及井壁泥皮和含水层孔隙内的堵塞物等携带至地面，产生洗井、修井废液。

另外，井下作业还包括酸化压裂，都是储层改造的手段，压裂主要是针对油井，可以沟通天然裂缝和含油透镜体，增大泄油面积和储层导流能力，酸化是用于解除地层堵塞。本项目酸化液为盐酸液，加有一定量的缓蚀剂、缓速剂和渗透剂等，压裂液采用的是常规水基弧胶压裂液，主要成分是胍胶、防膨剂、交联剂、加重剂、破胶剂、助排剂和杀菌剂等，返排的酸化液和压裂液由作业单位自带回收罐回收。

③油气集输

单井采油井网，采用站外阀组串接集油工艺，各阀组新建油气集输支线均 T 接至马 1 拉油站、二号拉油站然后经过汇管输送至牛湖联合站集输汇管，将原油输送至牛圈湖联合站。

（3）退役期

退役期作业主要包括拆除井场的采油设备、设施，封闭采油井口等施工过程。

3.3.2 施工期污染源分析

3.3.2.1 钻井部分

（1）废气

正常钻井作业时由柴油发电机作为动力来源，柴油发电机等设备燃料燃烧废气主要污染物为 NO_X、烃类、CO 等。根据开发方案，单井消耗柴油按 2t/d 估算，

新钻水平井 23 口，钻井完井周期 30d，整个钻井期间共耗柴油 1380t。

根据《油田开发环境影响评价文集》，柴油机每马力小时耗柴油 175g，产生 CO2.4g、$NO_2$10.99g、C_nH_m4.08g。据此，柴油机运转过程中排入大气的 CO、NOx、C_nH_m 的量可用下式计算。

$$Q_{CO}=2.40\times\frac{m}{175} \qquad Q_{C_mH_n}=4.08\times\frac{m}{175} \qquad Q_{NO_X}=10.99\times\frac{m}{175}$$

式中：Q—污染物排放量，kg；m—柴油机消耗柴油量，kg。

我国规定柴油中硫的含量不大于 0.035%。在此按柴油中硫含量为 0.035%估算，燃烧 1t 柴油产生的 SO_2 为 0.70kg。因此，整个钻井期间向大气中排放 C_mH_n 32.17t，NO_x86.66t，CO18.93t，$SO_2$0.97t，钻井期间排放的大气污染物将随钻井工程的结束而消失。

（2）废水

1）钻井废水

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

根据《未纳入排污许可管理行业适用的排污系数、物料衡算方法》（试行）统计结果，每百米进尺排放生产废水 21.79m^3，COD 为每百米进尺排放 3012g，石油类为每百米进尺排放 86g，预计本项目钻井总进尺 7.2×10^4m，钻井废水产生量为 15688.8m^3，COD：2.17t，石油类：0.06t。

本项目钻井废水基本与钻井泥浆和岩屑一同处理，采用不落地方式收集后在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备。钻井过程中，根据井型，表层套管下至 200m，以保护地下水层。

2）生活污水

生活污水单井钻井井场一般人员平均约 30 人，平均钻井周期为 30 天，按每人每天用水量 80L 计算，则生活用水最大量为 2.4m^3/d，按污水产生量为用水量的 80%计，则单井人员污水平均产生量为 57.6m^3。新钻井 23 口，则钻井期内生活污水总产生量为 1324.8m^3。

生活污水主要污染物为 COD、氨氮、SS 等；类比周围油田，生活污水浓度 COD 为 350mg/L，氨氮为 60mg/L、SS 为 240mg/L。钻井期间共排放生活废水 1324.8m^3，其中 COD 0.464t，氨氮 0.079，SS 0.318t。由于施工现场分散，生活

污水呈面源排放，油田钻井队均设置了生活污水池(采用环保防渗膜+水泥压边防渗)，定期清运至生活基地污水处理设施处理。

（3）固废

1）废弃泥浆和岩屑

废弃钻井泥浆和钻井岩屑是钻井作业过程中产生的主要固体废物。

①钻井泥浆

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

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

式中：*V*——废弃钻井泥浆排放量，m^3；

D——井的直径，m；

h——井深，m。

本工程单井钻井深度 3130m，单井钻井泥浆产生量见表 3.3-1。

表 3.3-1 本工程单井钻井泥浆产生量

开钻顺序	井段m	钻头尺寸m	泥浆量m^3	钻井液体系
一开	0~500	0.311	116.98	膨润土-聚合物
二开	500~3130	0.216	222.84	GRD、HPD聚合物钻井液
合计			339.82	

计算得知：单井最大排放泥浆量约为 339.82m^3，钻井期泥浆产生量 6796.40m^3。考虑泥浆循环利用率（重复利用）达到 95%以上，因此废弃泥浆产生量为 339.82m^3。本工程新钻井 23 口，废弃钻井泥浆最大产生量为 7815.86m^3。本项目钻井泥浆为水基泥浆，不在危险废物名录之列。

②钻井岩屑

钻井岩屑的产生量可按下式进行计算：

$$W=\frac{1}{4}\times\pi\times D^2\times h$$

式中：*W*——废弃钻井岩屑排放量，m^3；

D——井的直径，m；

h——井深，m。

本工程单井平均井深 3130m，单井产生的岩屑量见表 3.3-2。

表 3.3-2　　单井钻井岩屑估算表

类型	结构	D井眼直径（m）	h深度（m）	W岩屑量（m^3）
水平井	一开	0.311	500	37.96
	二开	0.216	500~3130	96.32
合计				134.28

计算可知，单井岩屑产生量为 134.28m^3，本工程设计新钻井 23 口，全部完钻后，最大钻井岩屑产生量 3088.44m^3。

油田开发实行分区管理，逐步实现废弃物不落地处置，分为环境敏感区、一般管理区和特殊管理区，分区管理要求见表 3.3-2，针对不同废弃物的种类，分类管理要求见表 3.3-3。

表 3.3-2　　钻井废弃物处置分区管理要求

序号	分区	所含土地类型	管理要求
1	环境敏感区	冰川、森林（含灌木林）、湿地、基本农田、基本草原等区域以及环境保护行政主管部门要求按严格管理区进行管理的区域。	禁止建设处置废弃物的固定设施或固定的泥浆池，产生的废弃物全部采用不落地达标处置或转移至其他区域处置，严禁堆放、掩埋、丢弃、遗洒废弃物。
2	特殊管理区	井场边界距离地表水大于 5km 且距省级以上道路大于 10km 的荒漠、戈壁。	废弃的非磺化水基泥浆、岩屑可选择就地自然蒸发、土壤混拌、自然降解等适宜方式进行预处置，处理后的固相物可进行综合利用，对井下作业废液和泥浆的分离废水经预处理后可配套人工湿地、植物蒸腾、生物降解等人工生态系统进行处置。
3	一般管理区	除环境敏感区、特殊管理区外的区域。	废弃物逐步实现不落地贮存和不落地处置，逐步淘汰现场填埋废弃物的处置方式。

表 3.3-3　　废弃物处置要求

序号	类别	处置要求
1	废弃非磺化类水基泥浆、岩屑。	采用固液分离方式处置，固相可直接用于通井路修路、填坑、铺垫井场，也可进入一般工业固废填埋场填埋，液相（废水）用于地面降尘或绿化。
2	废弃磺化类水基泥浆、岩屑。	应采用不落地方式收集后集中处置或采用撬装化处置设施现场处置，处置后产生的废水应尽可能回收利用，无法利用的剩余废水须处理达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）二级后用于地面降尘、场站绿化；废弃磺化类水基钻井液、岩屑处置残渣的 COD 浓度应满足《污水综合排放标准》（GB8978-1996）二级后用于通井路修路、铺垫井场、填坑等用途，也可进入一般工业固废填埋场填埋。废弃磺化类水基钻井液、岩屑鼓励采用高温氧化工艺进行处置，采用高温氧化工艺处理的，其产生的废气污染物执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）；二噁英、氯化氢执行《危险废物焚烧污染控制标准》（GB14848-2001）。

3	废弃油基泥浆、岩屑。	优先采用价值最大化的循环再利用方式进行回收，回收后应配置油基钻井液重复使用，严禁使用填埋、热裂解、焚烧工艺进行处置。

本项目使用环保型水基泥浆，不涉及磺化泥浆。钻井过程产生的废弃泥浆、岩屑、钻井废水采用不落地装置处置，钻井废弃物经不落地装置固液分离后，液相循环使用，用于钻井液的配制，固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）后用于油田开发过程中填坑、铺垫井场。

2）生活垃圾

井场开发建设阶段施工人员按 30 人计算，平均每人每天产生生活垃圾 0.5kg，钻井过程生活垃圾共计 10.35t，清运至三塘湖基地生活垃圾填埋场填埋处理。

（4）噪声

钻井期间，噪声产生于钻机、柴油机、发电机、泥浆泵等，声强一般在 90~105dB（A），详见表 3.3-4。

表 3.3-4　　钻井设备主要噪声源

序号	设备名称	数量	声源强度，dB（A）
1	柴油机	6 台/队（备用 1 台）	105
2	钻机	1 台/队	98
3	泥浆泵	4 台/队	90

3.3.2.2 地面工程

每个井区的开发建设，需要在开发区域进行必要的道路施工、管道施工等建设，本项目地面工程建设包括计量阀组的建设、道路的修筑，各类管线的敷设等，其影响特征为生态影响，主要表现在占地对土壤和地表植被的破坏。

（1）废气

施工扬尘污染主要造成大气中 TSP 值增高，根据类比资料，施工扬尘的起尘量与许多因素有关。影响起尘量的因素包括：基础开挖起尘量、施工渣土堆场起尘量、进出车辆带泥砂量、水泥搬运量、以及起尘高度、采取的防护措施、空气湿度、风速等。

施工阶段，需频繁使用机动车辆运输建筑原材料、施工设备、器材等，排出的机动车尾气主要污染物是 HC、CO、NOx 等，同时车辆运行、装卸建筑材料时将产生扬尘。

（2）废水

地面工程施工期间管沟开挖、清洗设备和车辆等将产生施工废水，废水污染物主要是泥沙和砾石碎屑等悬浮物。砂石骨料冲洗、砼拌合，主要含悬浮物、泥沙颗粒，经临时沉淀池处理后循环，用于施工作业带泼洒降尘。

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1000m^3，因管道中含有泥沙、杂质等，故试压废水中的污染物主要是 SS，试压废水污染因子单一。废水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。

（3）噪声

施工期噪声主要来自道路、管道建设施工中使用的机械和运输车辆，主要施工机械为装载机、压路机等，噪声级84~92dB（A）。

（4）固废

管线施工土方主要是埋地敷设管线开挖造成的土方。经计算，本项目共铺设各类管线共计 22.22km，产生施工土方量为 $2.22\times10^4m^3$。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，本工程管线施工不产生集中弃土。

本项目道路工程在施工过程中会产生 $0.94\times10^4m^3$ 的弃土，此部分土主要为道路修建时清理的表层土，主要为戈壁土，可用于井场的铺设。

本项目施工期土方平衡见表 3.3-5。

表 3.3-5　　土石方平衡一览表　　单位：万 m^3

序号	产生位置	挖方	填方	借方	剩余土方	去向
1	管线土方工程	22.22	20.66	0	1.56	回填管堤
2	道路工程	5.43	11.66	7.17	0.94	铺设井场

3.3.2.3 生态影响

生态影响主要体现在站场、道路、管线建设阶段，如占用土地、施工对地表植被的影响、土壤扰动等。

占用土地包括临时占地和永久占地，将暂时或永久改变土地原有使用功能。临时占地包括管线施工便道、集输管线施工场所等临时占地，施工结束后临时占地可恢复原有使用功能。永久占地包括采油井场、站场、道路等的永久占地。

地面工程施工作业包括计量站的场地平整、道路修建以及管线敷设等，施工作业直接破坏了地面植被，造成了土壤扰动，容易导致水土流失。

根据估算，各项工程的永久性占地面积为 5.94hm^2，临时占地面积 24.55hm^2。工程占地详见表 3.3-6。

表 3.3-6　　占地面积统计表

序号	建设项目			面积（hm^2）		备注
				永久占地	临时占地	
1	钻井井场			2.76	11.04	总井数 23 口，单井临时占地 60×80m，永久占地 30×40m
2	阀组			0.48	-	5 井式选井阀组 2 套，8 井式多通阀选井计量装置 1 套，单套占地 1600m^2
3	管线	油气集输管线	单井管线	-	6.40	长度 12.8km，临时占地宽度 5.0m
			集输支线	-	0.05	长度 0.1km，临时占地宽度 5.0m
		注水管线	单井注水管线	-	1.85	长度 3.7km，临时占地宽度 5.0m
			注水支线	-	2.81	长度 5.615km，临时占地宽度 5.0m
4	道路			2.70	2.40	长度 6.0km，路基宽 4.5m，扰动范围路基外两侧 2.0m
合计				5.94	24.55	

3.3.2.4建设期污染物排放汇总表

建设期污染物排放汇总见表 3.3-6。

表 3.3-6　　建设期污染物排放汇总

项目	工程	污染源	主要污染物及排放量		排放去向
大气污染物	井场	柴油燃烧废气	CO	18.93t	大气，无组织排放
			NO_x	86.16t	
			SO_2	0.97t	
			烃类	32.17t	
水污染物	井场	钻井废水	SS、COD、石油类、挥发酚、	15688.8m^3	经钻井废弃物不落地装置固液分离后回用
		生活污水	COD、BOD_5、氨氮、SS 等	1324.8m^3	设置生活污水池(采用环保防渗膜+水泥压边防渗)，定期清运至生活基地污水处理设施处理
固体废物	井场	钻井岩屑	岩屑	3088.44m^3	经钻井废弃物不落地装置固液分离后液相回用，固相检测合格后用于油田开发过程中填坑、铺垫井场
		钻井泥浆	粘土、聚合物等	7815.86m^3	
		生活垃圾	/	10.35t/a	生活垃圾清运至三塘湖基地生活垃圾填埋场填埋
噪声	井场	设备噪声	柴油机、钻机、泥浆泵	90~105dB（A）	声环境

3.3.3 运营期污染源分析

3.3.3.1 废气

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

本项目 28 口井采用密闭集输，涉及产能 10.35×10^4t/a，参照《环境影响评价试用技术指南（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‰。本工程油气集输全程密闭，可有效减少 VOCs 的产生，故产污系数取 0.1‰，则 VOCs 排放量为 10.35t/a。

3.3.3.2 废水

本工程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

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中产生的压井水和压井液、修井时的循环水及洗井时产生的洗井废水。根据《未纳入排污许可管理行业适用的排污系数、物料衡算方法（试行）》中（3）与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数（详见表 3.3-7）计算洗井废水的产生量。

表 3.3-7　　石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数表

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

本工程均为低渗透油井，据表 3.3-7 计算洗井废水产生量为 27.13t/井次，化学需氧量产生量为 34679.3g/井次，石油类产生量为 6112.1g/井次。三塘湖油田井下作业每 2 年 1 次，则井下作业废水中各污染物产生情况详见表 3.3-8，废水水质见表 3.3-9。

表 3.3-8　　井下作业污染物指标统计（单位：t/a）

序号	污染物指标	产生量	排放量	主要处理措施及排放去向
1	废水量	379.82	0	废水先运至牛圈湖联合站的干化池内暂存，然后进入污水处理系统处理，处理达标后回注油层。
2	COD	0.486	0	
3	石油类	0.086	0	

表 3.3-9　　井下作业废水水质

污染物	SS	COD	石油类	挥发酚	硫化物
浓度（mg/L）	1000~2000	160~2600	<200	0.1~0.2	0.2~0.3

《采油废水治理工程技术规范》（HJ2041-2014）中 3.2 条对采出水系统的定义为：“采出水处理系统：通过一系列水处理设施对油田采出水（包括少量洗井、井下作业废水及采出水处理设备反冲洗排水等）进行净化处理，使其达到生产用回注水、工艺回掺水或其它用途水质要求”；5.1.3 条规定：“洗井、井下作业等生产、作业程产生的废液及稠油注汽锅炉等配套设备产生的废水应收集到具有防渗措施的设施内，经初步处理后运至采出水处理系统进行集中处理”。

根据油田公司管理规定，井下作业均带罐作业，井下作业废水为间歇性产生，采用专用收集罐集中收集先运至牛圈湖联合站的干化池内暂存，然后进入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）规定的回注标准后回注油藏，不外排。

（2）采出水

油田开发过程中的采油废水主要来源于油藏本身的底水和边水。根据开发方案，区块总计最大采出水水量为 72m^3/d，依托牛圈湖联合站污水处理系统规模处理，处理后水质符合《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准后回注地层。

3.3.3.3 噪声

运营期噪声污染源主要包括：单井和计量站中各类机泵等。噪声排放情况见表 3.3-10。

表 3.3-10　　运营期噪声排放情况

序号	位置	噪声源	源强 dB（A）
1	井场	机泵	90~100
		井下作业（压裂、修井等）	80~120
2	计量阀组	各类机泵	90~100

3.3.3.4 固废

（1）含油污泥

根据《国家危险废物名录（2021 年版）》，含油污泥属危险废物，废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，废物代码 071-001-08。根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》07 石油与天然气开采行业系数手册，油田开采的含油污泥产生量为 90.76t/万 t，以本项目新增产能 10.35 万 t 计算，本项目含油污泥最大产生量为 939.37t。本项目产生的含油污泥运至牛圈湖废渣场临时储存场贮存，三塘湖采油管理区已与新疆西域北控环境工程有限公司签订了含油污泥委托处理协议。

（2）落地油

落地原油主要产生于油井采油树的阀门、法兰等处正常及事故状态下得泄漏、管线破损以及井下作业产生的落地原油。按照单井落地原油产生量约 0.1t/a 计算，本项目运行后油井共 28 口，落地油总产生量约 2.8t/a。

根据吐哈油田公司环境保护管理制度规定，不允许产生落地油。因此，本项目井下作业时带罐作业，落地油 100%回收，回收后的落地原油运至牛圈湖联合站进行处理。

3.3.2.5 运营期污染物排放汇总表

运营期污染物排放汇总见表 3.3-11。

表 3.3-11　　运营期污染物排放汇总

项目	工程	污染源	主要污染物及排放量		排放去向
废气	采油及集输	无组织排放	烃类	10.35t/a	大气
废水	井场	采油废水	石油类等	72m³/d	采油污水依托牛圈湖联合站污水处理系统进行处理，达标废水回注
		井下作业废水	SS、COD、石油类、挥发酚等	379.82m³/a	作业单位自带回收罐回收作业废水，井下作业废水先运至牛圈湖联合站的干化池内暂存，然后进入污水处理系统处理达标后回注油层
固体废物	牛圈湖联合站	含油污泥	-	939.37t	运至牛圈湖废渣场贮存，委托有资质的单位进行资源化达标处理
	井场	落地油	-	2.80t/a	带罐 100%回收
噪声	井场	机泵、井下作业	-	80~120dB（A）	声环境

	计量阀组	机泵	-	90~100dB（A）	

3.3.4 退役期环境影响因素分析

随着油田开采的不断进行，储量逐渐下降，最终区块进入闭井期，当油田开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，进驻其中的油田开发工作人员将陆续撤离油田区域，由此带来的大气污染物、生产废水、生活污水、噪声级固体废物等环境的影响将会消失。

油井停产后将进行一系列的清理工作，包括地面设施拆除、封井、井场清理等，将会产生少量的扬尘和固体废物。在退役期施工操作中应注意采取降尘措施，同时，将产生的固体废物集中进行集中收集，外运至指定的固体废弃物填埋场填埋处理。

3.3.5 污染物排放“三本账”

运营期污染物排放变化情况见表 3.3-12。

表 3.3-12　　本项目建设前后主要污染物排放变化情况表

项目	工程	污染源	污染物	现有排放量	本项目		总体工程排放量	排放增减量
					产生量	排放量		
废气	采油及集输	无组织挥发	NMHC（t/a）	1.26	10.35	10.35	11.61	10.35
废水	井场	井下作业废水	SS、COD、石油类、挥发酚、硫化物	0	379.82 m^3/a	0	379.82 m^3/a	379.82 m^3/a
	牛圈湖联合站	采油污水		0	72m^3/d	0	72m^3/d	72m^3/d
固废	牛圈湖联合站	含油污泥		0	939.37t	0	939.37t	939.37t

3.4 清洁生产分析

3.4.1 清洁生产技术和措施分析

3.4.1.1 钻井过程的清洁生产工艺

（1）采取小井眼钻井工艺技术，减少固体废物的排放。

（2）在钻井、防砂等钻采工艺中，采取防渗漏措施（下入表层套管），防止钻井化学药剂对地下水的污染。

（3）本项目钻井过程产生的废弃泥浆、岩屑、钻井废水采用不落地装置处置，钻井废弃物经不落地装置固液分离后，液相循环使用，用于钻井液的配制，

固相可用于通井路修路、填坑、铺垫井场。

具体规定如下：

①通过完善和加强作业废液的循环利用系统，将作业井场的钻井废液回收入罐，并进行集中处理。对泥浆类废液经过简单的沉淀、过滤等祛除有机杂质后再进行利用，使其资源化，有效减少泥浆使用量。

②钻井钻井过程中使用小循环，转换钻井泥浆及完井泥浆回收处理利用；井队充分回收利用污水，泥浆泵、水刹车的冷却水循环使用，冲洗钻台等污水经防渗污水池（防渗材料：采用土工膜）沉淀处理后，打入污水循环回收罐循环使用。

③完井后的泥浆药品等泥浆材料全部回收，废机油、洗件油及其他油品全部清理、回收处理，恢复地貌，做到“工完、料尽、场地清”。

④配备先进完善的固控设备，并保证其运转使用率，努力控制钻井液中无用固相含量为最低，保证其性能优良，从而大大减少废弃泥浆产生量。

（5）采用低固相优质钻井液，尽量减少泥浆浸泡油层时间，保护储层。

（6）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，以及防止井喷事故对环境造成污染影响。

（7）钻井废水、废钻井泥浆等钻井废物排放均控制在井场范围内，并采取了防渗措施，以避免对土壤和地下水环境造成污染影响。

3.4.1.2 油气集输及处理清洁生产工艺

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

（2）系统采用全密闭混合输送工艺，简化流程，方便操作。

（3）油气集输采用密闭集输流程

在集输方案的设计上进行了优化，充分考虑和利用油藏的自然能量，确定合理的采油方式和油井回压。在集输流程上，油气从井口至计量站，再输送至处理站，采用密闭流程，降低了油气的损耗，减少烃类物质的挥发量，从而节约了能源，降低了对大气环境的污染影响。

（4）优化布局，减少建设用地

结合油田开发现状，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，避免切割沙漠，最大限度地减少对自然环境和景观的破坏。为减少风季产生的风蚀作用，在集油支线、电力设施底部地面敷设的地表采用芦苇草方格固沙屏障。

（5）采出水处理工艺

为满足区域油田注水及环境保护的需要，采出水在牛圈湖联合站污水处理系统进行处理，处理后的达标废水全部回注注水开发地层。

3.4.1.3 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；站内阀门、等设备装置密闭性能较高，杜绝烃类气体跑、冒等无组织的排放。

（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；另外，对运输车辆采取防渗漏、溢流和散落的措施。

（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）作业单位自带回收罐回收作业废水，井下作业废水先运至牛圈湖联合站的干化池内暂存，然后进入污水处理系统处理达标后回注油层。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，拉运至联合站进行处理。

3.4.2 清洁生产水平分析

（1）评价指标体系

《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系》（试行）中规定的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（如常用纤维原料消耗量、取水量、综合能耗、污染物产生量等指标）；另一类是该指标的数值越高（大）越符合清洁生产要求（如水的循环利用率、碱回收率、固体废物综合利用率等指标）。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。

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 3.4-3。

（2）评价指标体系计算

①定量评价指标的考核评分计算

定量评价考核总分值的计算公式为：

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

式中：

P_l——定量评价考核总分值；

n——参与定量评价考核的二级指标项目总数；

S_i——第 i 项评价指标的单项评价指数；

K_i——第 i 项评价指标的权重值。

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	估算值	得分
（1）资源和能源消耗指标	30	占地面积	m^2	15	符合行业标准要求	1200	15
		新鲜水消耗	t/100m 标准进尺	15	≤25	≤20	15
（2）生产技术特征指标	5	固井质量合格率	%	5	≥95	100%	5
（3）资源综合利用指标	30	钻井液循环率	井深：2000m 以下；2000-3000；3000 以上	10	≥40%；≥50%；≥60%	95%	10
		柴油机效率	%	10	≥80	95%	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	5
		石油类排放浓度	mg/L	5	≤10	-	5
		COD 排放浓度	mg/L	5	甲类区：≤100； 乙类区：≤150	-	5
定性指标							
一级指标	权重值	二级指标			指标分值	本工程	
（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	10	
		柴油消耗	具有节油措施		5	5	
（2）生产技术特征指标	30	钻井设备	国内领先		5	5	
		压力平衡技术	具备欠平衡技术		5	5	
		钻井液收集设施	配有收集设施，且使钻井液不落地		5	5	
		固控设备	配备振动筛、除气器、除泥器、除砂器、离心机等		5	5	

			固控设备		
		井控措施	具备	5	5
		有无防噪措施	有	5	5
（3）管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系		10	5
		开展清洁生产审核，并通过验收		20	20
		定制节能减排工作计划		5	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	5
		污染物排放总量控制与减排措施情况		5	5
		满足其他法律法规要求		5	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	估算值	得分
（1）资源和能源消耗指标	30	作业液消耗	m^3/井次	10	≤5.0	0	10
		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	0	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	

（1）生产工艺及设备要求	40	防喷措施	具备	5	5
		地面管线防刺防漏措施	按标准试压	5	5
		防溢设备（防溢池设置）	具备	5	5
		防渗范围	废水、使用液、原油等可能落地处	5	5
		作业废液污染控制措施	集中回收处理	10	10
		防止落地原油产生措施	具备原油回收设施	10	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	15
		开展清洁生产审核		20	20
		制订节能减排工作计划		5	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	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	
						估算值	得分
（1）资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 采出液	30	稀油：≤65	2.42	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	60	7
		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	-	5
		COD	mg/L	5	乙类区：≤150	-	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

<table>
<tr><td></td><td></td><td colspan="3">采出废水达标排放率</td><td>%</td><td>7.5</td><td>≥80</td><td>100</td><td>7.5</td></tr>
<tr><td colspan="10">定性指标</td></tr>
<tr><td colspan="2">一级指标</td><td>指标分值</td><td colspan="5">二级指标</td><td>指标分值</td><td colspan="2">本工程评价得分</td></tr>
<tr><td colspan="2" rowspan="5">（1）生产工艺及
（2）设备要求</td><td rowspan="5">45</td><td colspan="3">井筒质量</td><td colspan="2">井筒设施完好</td><td>5</td><td colspan="2">5</td></tr>
<tr><td rowspan="2">采气</td><td>采气过程醇回收设施</td><td>10</td><td rowspan="2">采油</td><td>套管气回收装置</td><td>10</td><td colspan="2">10</td></tr>
<tr><td>天然气净化设施先进、净化效率高</td><td>10</td><td>防止落地原油产生措施</td><td>10</td><td colspan="2">10</td></tr>
<tr><td colspan="3">采油方式</td><td colspan="2">采油方式经过综合评价确定</td><td>10</td><td colspan="2">10</td></tr>
<tr><td colspan="3">集输流程</td><td colspan="2">全密闭流程，并具有轻烃回收装置</td><td>10</td><td colspan="2">10</td></tr>
<tr><td colspan="2" rowspan="3">（2）环境管理体系建设及清洁生产审核</td><td rowspan="3">35</td><td colspan="5">建立 HSE 管理体系并通过认证</td><td>10</td><td colspan="2">10</td></tr>
<tr><td colspan="5">开展清洁生产审核，并通过验收</td><td>20</td><td colspan="2">20</td></tr>
<tr><td colspan="5">制定节能减排工作计划</td><td>5</td><td colspan="2">5</td></tr>
<tr><td colspan="2" rowspan="4">（3）贯彻执行环境保护政策法规的执行情况</td><td rowspan="4">20</td><td colspan="5">建设项目环保“三同时”制度执行情况</td><td>5</td><td colspan="2">5</td></tr>
<tr><td colspan="5">建设项目环境影响评价制度执行情况</td><td>5</td><td colspan="2">5</td></tr>
<tr><td colspan="5">老污染源限期治理项目完成情况</td><td>5</td><td colspan="2">5</td></tr>
<tr><td colspan="5">污染物排放总量控制与减排指标完成情况</td><td>5</td><td colspan="2">5</td></tr>
</table>

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

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 3.4-5　　石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

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

由表 3.4-1、表 3.4-2、表 3.4-3 计算得出：本工程钻井作业定量指标得分 100 分，定性指标得分 100 分，综合评价指数得分 100 分；井下作业定量指标得分 100 分，定性指标得分 100 分，综合评价指数得分 100 分；采油作业定量指标得分 87 分，定性指标得分 100 分，综合评价指数得分 94 分；综合评价指数平均得分 98 分，该分值与表 3.4-4 中相比，达到 P≥90，属于清洁生产先进企业。但清洁生产指标中余热余能利用率未得分。

3.5 总量控制分析

根据十四五污染物总量控制指标，综合考虑本项目所在区域环境质量现状等因素，本项目总量控制指标为：

VOCs：10.35t/a

由建设单位报请环境主管部门确认本项目污染物允许排放总量，将其纳入地区总量控制指标内。

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

巴里坤哈萨克自治县是新疆维吾尔自治区东北部的一个边境县，位于天山山脉东段与东准噶尔断块山系之间的草原上，地理坐标为东经91°19′30″~94°48′30″、北纬43°21′~45°5′19″，东邻伊吾县，南接哈密市，西毗木垒哈萨克自治县，北界蒙古人民共和国，中蒙国界长达309km。全县总面积38445.3km^2，县境东西长276.4km，南北宽180.6km。县城西距新疆维吾尔自治区首府乌鲁木齐595km，东南离哈密行署所在地伊州区131km。

本项目行政隶属新疆哈密市巴里坤哈萨克自治县，西南距巴里坤县城90km，南距哈密市140km，区块中心地理坐标为 。

本项目地理位置见图4.1-1，卫星图见图4.1-2。

4.1.2 地形、地貌

三塘湖油田牛圈湖区块位于巴里坤县的三塘湖盆地。巴里坤县位于东准噶尔地槽褶皱带与塔里木板块的边缘活动带一北天山优地槽褶皱带的结合部。在早古生代以前，处于“天山古大陆”的剥蚀阶段，从志留纪末和泥盆纪初期起，才发生了不同程度的下降运动，沉积了千米以上的浅海相沉积物，到了晚古生代末期，经历了华力西构造运动及广泛的火山活动。第四纪后喜山运动对该地区的影响比较强烈，山区普遍发生地层断裂和上升运动。该区的巴里坤山南北两侧和莫钦乌拉山南北两侧共计有4条深大断裂带，走向为东西向，南北向的小规模的断裂数以千计。

巴里坤县的地势东南高，西北低。地形特征是三山（巴里坤山、莫钦乌拉山、东准噶尔断块山系）夹两盆（巴里坤盆地、三塘湖盆地）。三塘湖盆地位于新疆北天山在莫钦乌拉山与东准噶尔断块山系之间，南与吐哈盆地隔山相望，西与准噶尔盆地相邻，北与蒙古国接壤。是一南北走向的一条山谷中的三片塘地，东西长约500km，南北宽约30-50km，由东南向西北倾斜。三塘湖盆地多为戈壁地带，呈荒漠与半荒漠景观。这里因风大，形成了风蚀蘑菇和第三级的雅丹地貌分布，平均海拔1000m。

牛圈湖油田位于三塘湖盆地的东南部。莫钦乌拉山海拔一般在 2800—3200m 之间，最高峰大黑山海拔 3659.9m，东准噶尔断块山系海拔在 2000m 左右，最高峰 2912.8m，两山系山体较低，盆地地势为由东南向西北倾斜，最低点为汉水泉。

4.1.3 气象和气候

项目所在区域四季分明，冬季长达 4 个半月，春、夏、秋三季各约 2 个半月。光照充足，无霜期长，多大风，降水稀少，蒸发量大，空气干燥，夏季酷热，冬季寒冷，气温年、日变化大。气象数据见表 4.1-1。

表 4.1-1　　地面气候资料

序号	项目		单位	数量
1	一般海拔高度		m	690
2	风速	年平均	m/s	4~6
		瞬时最大	m/s	40
3	大气压	冬季	kPa	93.97
		夏季	kPa	92.10
4	气温	年平均	℃	8~10
		极端最高	℃	42
		极端最低	℃	-30.9
5	降水	年平均降水量	mm	33.9
6	冻土最大深度		cm	180
7	平均积雪日数		天	107
8	大风平均日数		天	115
9	年平均沙尘暴日数		天	20

4.1.4 水文及水文地质

（1）水文

油田地处三塘湖盆地戈壁荒漠，无常年地表径流。巴里坤县境内有大小山水河 46 条，年径流量 2.44 亿立方米，整个三塘湖乡无山水河流，仅有 4 处泉水，分别为东西庄子泉、察哈泉、东条等小泉及乡附近泉等。

本项目所在区域内无地表河流，季节性降雨也无法形成大的洪水，无坎儿井。

（2）水文地质

①地下水类型及富水性

根据前人资料分析，论证区内赋存有第四系松散岩类孔隙水及新近系、白垩系碎屑岩类孔隙裂隙承压水，本项目水文地质图见图 4.1-3，典型水文地质剖面图见图 4.1-4。

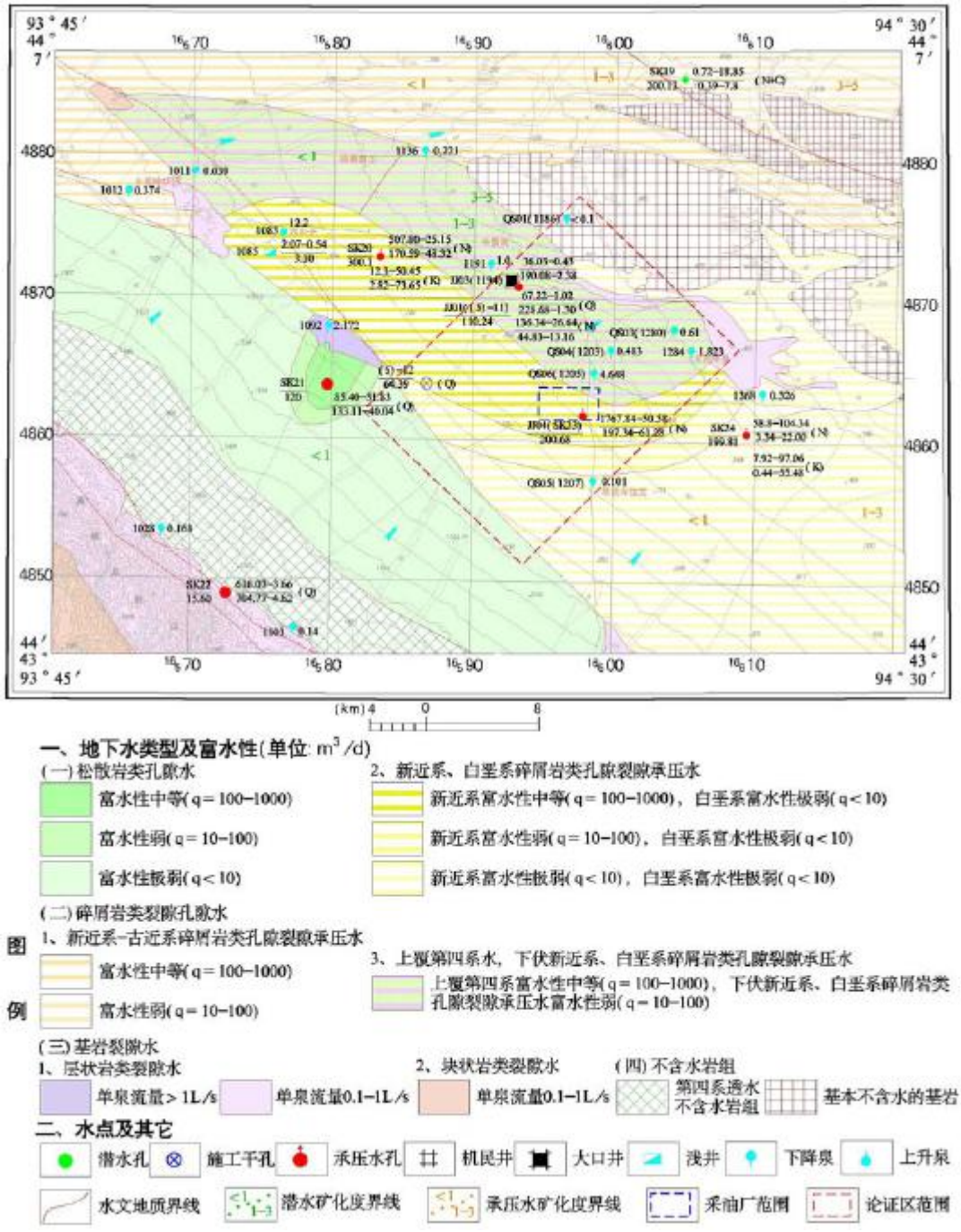


图 4.1-3　项目区所在区域水文地质图

第四系松散岩类孔隙潜水：主要分布在论证区北部的牛圈湖至沙枣泉一带，呈近东西向条带状分布。受论证区北部古近-新近纪地层抬升的影响，松散岩类孔隙水在该地段富集，根据勘探成果，含水层岩性以砂砾石、砂为主，含水层厚度小于10m，埋藏深度<5m，渗透系数6.913m/d，单井涌水量67.22m/d，换算涌水量228.68m/d，富水性中等，矿化度<1g/L，水化学类型为$HCO_3 \cdot SO_4$-Ca·Na 型。

碎屑岩类孔隙裂隙承压水：

1.新近系碎屑岩类孔隙裂隙承压水

该类型水在论证区内广泛分布，根据已有施工钻孔资料，该类型水在200m勘探深度内可以划分三层含水层：第一承压含水层顶板埋深54.66-60.30m，含水层岩性为含砾粗砂岩、中砂岩、细砂岩、粉砂岩，含水层厚度25.55-38.60m；第二承压含水层顶板埋深100.26-116.30m，含水层岩性为含砾砂岩、细砂岩、粉砂岩，含水层厚度12.70-18.35m；第三承压含水层顶板埋深148.35-170.73m，含水层岩性为砾岩、粗砂岩、细砂岩、粉砂岩、泥质砂岩，含水层厚度13.50-60.45m。单井涌水量58.8-1767.84m^3/d，换算涌水量34-197.34m^3/d，富水性极弱--中等，渗透系数0.01-0.47m/d，矿化度0.193-0.557g/L，水化学类型为HCO_3·SO_4-Ca·Na 型或SO_4·HCO_3-Ca·Na。

2.白垩系碎屑岩类孔隙裂隙承压水

分布范围与上覆的新近系碎屑岩类孔隙裂隙承压水范围相同。含水层岩性为粉砂岩、细砂岩，隔水层岩性为泥岩、砂质泥岩。根据已有钻孔资料，白垩系碎屑岩类孔隙裂隙承压水单井涌水量7.92-136.34m^3/d，换算涌水量0.44-44.83m^3/d，富水性极弱-弱，渗透系数0.002-0.167m/d。

②地下水补、径、排条件

论证区西南部的莫钦乌拉山为地下水的补给区，补给源主要为山区的大气降水和冰雪消融水，通过基岩裂隙水侧向补给、暴雨洪流入渗、河流入渗和河谷潜流补给地下水。地下水径流在洪积平原中上部以水平运动为主，水力坡度19.61-47.79‰；在洪积平原中下部以水平和垂直为主，水力坡度12.24-27.3‰。地下水径流方向为北东向。

地下水排泄以泉水溢出、人工开采、蒸发为主。新近系、白垩系碎屑岩类孔隙裂隙承压水和基岩裂隙水补给源主要为南部山区的侧向径流补给，补给来源和径流方向与孔隙潜水一致。其排泄方式主要有：受论证区北部断裂的影响，以泉水溢出方式排泄；或是顶托补给上部的孔隙潜水，以蒸发形式消耗。

③地下水化学特征

潜水水化学特征

第四系松散岩类孔隙潜水主要分布在论证区北部牛圈湖至大沙枣泉一带，零星分布于论证区南侧的洪积平原中部。潜水的水化学作用以溶滤作用为主，混合

-浓缩作用为副，论证区内洪积平原中部至下部，地下水径流强烈，岩层透水性好，潜水的矿化度相对较小，一般＜1g/L，形成低矿化度水，顺径流方向，水化学类型由HCO_3·SO_4-Ca·Na型转变为SO_4·HCO_3-Ca·Na 型；论证区西北部的牛圈湖一带，由于古近系-新近系地层抬升，导致地下水埋深变浅，以泉或泉群的形式溢出地表，形成地下水的排泄带，地下水水化学作用以混合-蒸发作用为主，水中离子含量增加，矿化度从＜1g/L 变为＞1g/L，水化学类型SO_4·HCO_3-Ca·Na型转变为SO4-Ca 型。

承压水水化学特征

碎屑岩类孔隙裂隙承压水广泛分布于论证区内。该类型水的水化学作用以溶滤作用为主，地下水埋藏深，岩层透水性好，地形坡降大，地下水径流强烈，矿化度相对较小，一般＜1g/L，形成低矿化度水，顺水流方向，水化学类型由HCO_3·SO_4-Ca·Na 型转变为SO_4·HCO_3-Ca·Na型。

4.1.5 地震

根据《中国地震动参数区划图》（GB18306-2015）2008 版，场地 50 年超越概率 10%的地震动峰值加速度为 0.20g，相应的地震基本烈度为Ⅷ度。

4.1.6 土壤与植被

项目区土壤类型为棕漠土。棕漠土的地表通常有砾幕覆盖，表层发育有不太明显的孔状荒漠结皮。由于生物作用微弱，表层土壤有机质含量通常小于 0.3%。棕漠土的成土母质为砂砾质洪积物或洪积-冲积物，以及石质残积或坡积-残积物，土壤发育厚度很小，一般不到 50cm。

项目区域及周边自然植被区划属于准噶尔荒漠省诺敏戈壁州，诺敏戈壁州位于准噶尔盆地的东端，界于天山和北塔山山链之间，为一干旱、剥蚀、残丘起伏的准平原面和山麓倾斜平原构成的地形，平均海拔 1000m 左右。

广大的剥蚀准平原上几乎没有植被。山麓倾斜平原多为砾质石膏灰棕荒漠土，有梭梭柴的荒漠群落。一些低矮石质山地则多分布盐生木（*Iljinia regelii*）、合头草（*Sympegma regelii*）和霸王 （*Zygophyllum xanthoxylon*）等荒漠植被；在山间平地可以见到膜果麻黄（*Ephedra przewalskii*）群落；而在小块沙地上有心叶优若藜（*Eurotia ewers-manniana*）的群落，其中混生以准噶尔的特有植物蒙古短苞菊 （*Brachanthemum mongolicum*）和喀什菊（*Kaschgaria komarovii*）以及

棵果木（*Gymnocarpos przewalkii*），还出现了蒙古荒漠的花棒（*Hedysarum scoparium*）。

区块地表大面积裸露，景观单调，植被利用价值低。周围低洼区域分布有零星植被、经现场勘查辨认主要为疏叶骆驼刺和戈壁藜，只有零星植被分布（覆盖度小于 5%），项目评价范围内无保护植物。

4.1.7 野生动物

按中国动物地理区划分级标准，评价区域动物区系古北界、中亚亚界、蒙新区、西部荒漠亚区、准噶尔盆地小区。虽然气候极端干燥，但由于地下水的“溢出区”和山前区域，形成评价区域及周边地区野生动物的生境，一些不依赖水源，仅靠食物中的代谢水即可维持生命的物种，如鼠类、蜥蜴类及具迁飞能力的鸟类则表现为均匀分布，但就分布地点而言，多集群栖息于有植被分布的小生境。

项目区主要为啮齿类的沙鼠以及两栖类的荒漠蜥蜴。

4.2 大气环境质量现状监测及评价

4.2.1 项目所在区达标判定

4.2.1.1 数据来源

根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）的要求，选取距离本项目最近的巴里坤县自动监测站 2019 年的监测数据，作为本项目环境空气现状评价基本污染物 SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3 的数据来源。

根据巴里坤县人民政府发布的《巴里坤县 2019 年环境质量公报》。2019 年 1-11 月，应测总天数为 334 天，其中有效实测监测天数为 312 天，无效监测天数为 24 天。优良天数为 310 天，优良天数占监测有效天数的 99.3%。其中空气质量综合指数达到Ⅰ级（优）为 163 天，占监测有效天数的 52.2%；Ⅱ级（良）为 147 天，占监测有效天数的 47.1%。Ⅲ级以上（轻度污染）为 2 天，占监测有效天数的 0.6%。

4.2.1.2 评价标准

根据本项目所在区域的环境功能区划，SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3 执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准。评价所用标准值详见表 4.2-1。

表 4.2-1　大气环境质量现状评价所用标准一览表

标准来源	污染因子	标准值（ug/m³）		
		年平均	日平均	小时平均
《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准	SO_2	60	150	500
	NO_2	40	80	200
	O_3	/	160（8小时）	200
	PM_{10}	70	150	/
	$PM_{2.5}$	35	75	/
	CO	/	4mg/m³	10mg/m³

4.2.1.3 基本污染物质量现状评价

2019 年巴里坤监测因子年均浓度，见表 4.2-2。

表 4.2-2　　2019 年巴里坤县大气环境质量及评价结果一览表

监测因子	评价指标	现状浓度（μg/m³）	标准值（μg/m³）	最大浓度占标率（%）	达标情况
SO_2	年平均值	5	60	8.33	达标
NO_2	年平均值	7	40	17.5	达标
PM_{10}	年平均值	32	70	45.71	达标
$PM_{2.5}$	年平均值	10	35	25.57	达标
CO	24 小时平均第 95 百分位数	0.45mg/m³	4.0mg/m³	11.25	达标
O_3	最大 8 小时平均第 90 百分位数	85	160	53.11	达标

由表 4.2-2 可知，基本污染物 SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3 最大浓度占标率为 53.11%，满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准要求，因此项目所在区域为达标区。

4.2.2 补充监测

4.2.2.1 监测点布设

本项目环境空气质量现状监测委托新疆天地鉴职业环境检测评价有限公司进行，监测时间为 2021 年 7 月 27 日~8 月 2 日，监测点布设位置见图 4.2-1。根据项目区所处位置及周围环境特点，以及本项目排污特点，确定本次大气现状监测项目为非甲烷总烃，在评价范围内共布设 2 个大气监测点，分别为项目区上风向 200m、项目区下风向 200m。

各项目的采样及分析方法均按国家环保局颁布的《空气和废气监测分析方法》《环境监测技术规范》的有关规定执行。

4.2.2.2 评价标准及评价方法

（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（P244），取 2mg/m^3。

（2）评价方法

空气环境质量现状采用占标率法，计算公式为：

$$P_i=C_i/C_{oi}\times100\%$$

式中：P_i——i评价因子最大占标百分比；

C_i——i评价因子实测浓度，mg/m^3；

C_{oi}——i 污染物的环境空气质量浓度标准，mg/m^3。

4.2.2.3 现状监测结果分析

非甲烷总烃监测结果见表 4.2-3。

表 4.2-3　　非甲烷总烃监测数据统计表

序号	监测点	1 小时浓度范围（mg/Nm^3）	标准（mg/Nm^3）	样本个数	超标个数	超标率（%）	最大质量浓度占标率（%）
1	1 号点（上风向）						
2	2 号点（下风向）						

根据监测结果，非甲烷总烃小时平均浓度值符合《大气污染物综合排放标准详解》环境浓度选用值。

4.3 地下水环境质量现状

本项目地下水引用《三塘湖油田马朗凹陷芦草沟组页岩油马 1 块先导试验项目境影响报告书》中监测数据，监测时间为 2020 年 4 月 7 日，监测点位分别位于：W1（E94°06'38.97"，N43°56'25.76"，井深 151m）、W2（E94°06'45.63"，N43°56'21.57"，井深 120m）、W3（E94°07'5.22"，N43°56'49.36"，井深 100m）、W4（E94°06'45.89"，N43°56'49.55"，井深 89m）、W5（E94°06'35.14"，N43°56'47.36"，井深 116m），监测点均临近牛圈湖联合站，监测井均为注水用清水水源井，仅作生产用，可以反映三塘湖油田地下水环境质量现状。

（1）评价标准与方法

分析方法：采样分析方法依照国家环保部《环境水质监测质量保证手册》与《水和废水监测分析方法》的规定进行。

评价标准：采用《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准，石

油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的相关标准值。

评价方法：采用单因子污染指数法对地下水现状进行评价，公式如下：

$$P_i=C_i/C_。$$

式中：P_i——单因子污染指数；

C_i——污染物实测浓度值（mg/m^3）；

$C_。$——评价标准值（mg/m^3）。

pH 的评价方法略有不同，其公式为：

$pH_j \leq 7.0$ 时，$S_{pH_{ij}} = \dfrac{7.0 - pH_j}{7.0 - pH_{sd}}$

$pH_j > 7.0$ 时，$S_{pH_{ij}} = \dfrac{pH_j - 7.0}{pH_{su} - 7.0}$

式中：S_{pHij}——某污染物的污染指数；

pH_j——j 点 pH 实测值；

pH_{sd}——标准中的 pH 值的下限值（6.5）；

pH_{Su}——标准中 pH 值的上限值（8.5）。

（2）评价标准及结果

地下水监测结果，见表 4.3-1。

表 4.4.1　　评价标准及评价结果　　单位：mg/L（pH 值除外）

序号	项目	Ⅲ类标准	1#		2#		3#		4#		5#	
			监测结果	S_i	监测结果	S_i	监测结果	S_i	监测结果	S_i	监测结果	S_i
1	pH	6.5~8.5										
2	挥发酚	≤0.002										
3	总硬度	≤450										
4	溶解性总固体	≤1000										
5	氨氮	≤0.5										
6	硝酸盐氮	≤20										
7	亚硝酸盐氮	≤1.0										
8	硫酸盐	≤250										
9	氯化物	≤250										
10	氟化物	≤1.0										
11	氰化物	≤0.05										
12	六价铬	≤0.05										
13	阴离子表面活性剂	≤0.3										
14	铁	≤0.3										
15	锰	≤0.1										
16	钠	≤200										
17	钾	/										
18	镉	≤0.005										
19	铅	≤0.01										
20	汞	≤0.001										
21	砷	≤0.01										
22	碳酸根	/										
23	碳酸氢根	/										

24	钙	/										
25	镁	/										
26	石油类	≤0.05										

从表 4.3-1 可知，地下水各项评价因子单因子污染指数最大值小于 1，浓度均未超出《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准的限值，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类标准限值。

4.4 声环境质量现状调查及评价

（1）监测方法

依照《声环境质量标准》（GB3096-2008）进行噪声监测，监测仪器使用 AWA6221B 型声级计，分别在井区边界共布设 4 个监测点进行实测，分昼、夜两时段监测。

（2）监测单位与监测时间

监测单位：新疆天地鉴职业环境检测评价有限公司

监测时间：2021 年 7 月 26 日

（3）评价标准

本项目所在区域执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准，见表 4.4-1。

表 4.4-1　　《声环境质量标准》　　单位：dB（A）

分类	昼间	夜间
2 类	60	50

（4）监测数据及评价结果

项目区噪声监测结果，见表 4.4-2。

表 4.4-2　　噪声监测结果单位：dB（A）

监测点位	区块边界东侧		区块边界南侧		区块边界西侧		区块边界北侧	
	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
监测值								
标准值								

对比监测数据与标准限值，可知项目区声环境质量现状良好，符合《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准。

4.5 土壤环境质量现状调查及评价

4.5.1 区块土壤类型

本项目区块地处东疆北部诺敏戈壁的三塘湖盆地。土壤类型主要是该区域的地带性土壤——灰棕漠土。该土壤是在温带大陆性干旱荒漠气候条件下和粗骨

（砾质一砂质）母质上形成的。因而灰棕漠上的生产性能较差，植物生长极少，植被主要为旱生和超于旱生的灌木、半灌木，盖度在 5%以下，甚至为不毛之地，因而生物累积作用微弱，肥力甚低，保水保肥能力差，又缺乏灌溉水源条件，所以在农业上的利用价值较低。其剖面构造是：地表由大小砾石和砂粗互相镶嵌形成较密实的砾幕，具有黑褐色的荒漠漆皮，并附生有深绿色的地衣和藻类。由于地下水位很深，降水少，土体非常干燥，表层并有 2~3cm 的孔状结皮，并混有砾石和碎石。

4.5.2 区块土壤分布情况

本项目分布为石膏灰棕漠土，分布横贯整个牛圈湖油田，在该区域占有绝对优势，井场、集输管道、前线联合站及生活点全部分布在该类土壤上，该土壤母质为砾质洪积物，植被极少。

其形态特征如下：

0-2cm：黑色砾幕。

2-3cm：棕灰色，砂壤土，蜂窝状结构，干燥，松脆，未见植物根系。

3-8cm：灰棕色，砂壤土，铁质染色明显，碎块状结构，干，较紧实，有少量白色晶粒，未见植物根系。

8-35cm：灰白色，中砾质沙壤土，块状结构，较紧，干，系石膏盐磐土。

35-78cm：灰白色，重砾质砂壤土，单粒状结构，上部有粒径 1cm 左右的石膏、盐分、碳酸钙与细土的结合体，其下有灰白色粉末状石膏和易溶盐。

项目所在区域土壤类型分布图见图 4.5-1。

4.5.3 土壤现状监测及评价

①监测布点

土壤环境现状监测共布设 6 个监测点，其中 S1~S3 为项目区内柱状样，S4 为项目区内表层样，S5、S6 为项目区外表层样。监测点坐标见表 4.5-1。

表 4.5-1　　土壤监测点位坐标一览表

序号	点位名称	地理坐标
1	S1 监测点	E94°6′50.16″，N43°57′11.76″
2	S2 监测点	E94°6′53.17″，N43°57′0.67″
3	S3 监测点	E94°6′44.98″，N43°57′1.75″
4	S4 监测点	E94°6′44.06″，N43°57′9.98″

5	S5 监测点	E94°7′2.13″，N43°57′12.34″
6	S6 监测点	E94°7′1.67″，N43°56′57.350″

（2）监测时间和频次

监测时间：2021 年 7 月 26 日，监测 1 次；

监测单位：新疆天地鉴职业环境检测评价有限公司。

（3）监测因子

S4 取表层样，监测项目为 GB36600 中规定的 pH、基本项和石油烃，共计 47 项：pH 值、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，共计 47 项。

S1、S2、S3 取柱状样，S5、S6 取表层样，监测项目为石油烃。

（4）监测方法

各监测项目采样及分析方法，均按《环境监测分析方法》及《土壤环境监测技术规范》（HJ/T166-2004）的要求进行。

（5）监测结果

土壤环境监测结果见表 4.5-2、表 4.5-3。

表 4.5-2　　土壤环境监测结果一览表——S4

序号	监测项目	标准限值	S4	
			监测值	达标情况
1	pH 值	/		
2	总砷	60		
3	镉	65		
4	铬（六价）	5.7		
5	铜	18000		
6	铅	800		
7	总汞	38		
8	镍	900		
9	硝基苯	76		
10	苯胺	260		
11	2-氯酚	2256		

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

表 4.5-3　　土壤监测结果一览表（石油烃）　　单位：mg/kg

监测因子	监测点	监测值	标准限值	达标情况
石油烃	S1		4500	达标
	S2			达标
	S3			达标

	S5			达标
	S6			达标

从评价结果可以看出，土壤中重金属、无机物及石油烃含量较低，挥发性有机物、半挥发性有机物均低于检出限，土壤环境质量可满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中筛选值第二类标准限值。

4.6 生态环境质量现状调查与评价

4.6.1 项目所在区域生态功能区划

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—$Ⅱ_4$准噶尔盆地东部荒漠、野生动物保护生态亚区—25 诺敏戈壁荒漠化敏感生态功能区。项目所属生态功能区见表 4.6-1。

表 4.6-1　　项目所属生态功能区具体情况

生态功能分区单元			隶属行政区	主要生态服务功能	主要生态环境问题	主要生态敏感因子、敏感程度	主要保护目标	主要保护措施	适宜发展方向
生态区	生态亚区	生态功能区							
Ⅱ准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区	$Ⅱ_4$准噶尔盆地东部灌木荒漠野生动物保护生态亚区	25 诺敏戈壁荒漠化敏感生态功能区	巴里坤县、伊吾县	荒漠化控制	干旱缺水、土壤风蚀、荒漠植被遭破坏	土地沙漠化轻度敏感、土壤侵蚀极度敏感	保护砾幕、保护荒漠植被、保护小绿洲及零星低地草甸与泉眼	减少人为干扰、保护野生动物饮水地	维持戈壁生态环境的稳定性，发展淖毛湖和三塘湖的商品瓜生产

4.6.2 土地利用现状调查及评价

根据《土地利用现状分类》（GB/T 21010-2017），通过现场踏勘及收集资料绘制项目区的土地利用类型示意图，项目区全部为 1206 裸土地，三塘湖采油管理区在该区域探明有比较丰富的石油资源。区域内的土地利用现状见图 4.6-1。

4.6.3 植被环境现状调查及评价

（1）区域自然植被概况

项目区自然植被区划属于准噶尔荒漠省诺敏戈壁州，诺敏戈壁州位于准噶尔盆地的东端，界于天山和北塔山山链之间，为一干旱、剥蚀、残丘起伏的准平原面和山麓倾斜平原构成的地形，平均海拔 1500m 左右。

广大的剥蚀准平原上几乎没有高等植物形成的植被。山麓倾斜平原多为砾质石膏灰棕荒漠土，有梭梭柴的荒漠群落。一些低矮石质山地则多分布盐生木（*Iljiniaregelii*）、合头草（*Sympegmaregelii*）和霸王（*Zygophyllumxanthoxylon*）的荒漠；在山间平地可以见到膜果麻黄（*Ephedraprzewalskii*）群落；而在小块沙地上有心叶优若藜（*Eurotiaewers-manniana*）的群落，其中混生以准噶尔的特有植物蒙古短苞菊（*Brachanthemummongolicum*）和喀什菊（*Kaschgariakomarovii*）以及棵果木（*Gymnocarposprzewalkii*），还出现了蒙古荒漠的花棒（*Hedysarumscoparium*）。

（2）项目区自然植被概况

项目区只有零星植被分布（覆盖度小于 5%），经现场勘查辨认主要为疏叶骆驼刺（*Alhagisparsifolia（B.KelleretShap.）Shap*）和戈壁藜（*Iljiniaregelii（Bunge）Korov.*）。绝大部分地段很少或根本无植物生长，为戈壁，地表大面积裸露，景观单调，植被覆盖度低于 5%，项目区的植被利用价值低。项目区植被类型见图 4.6-2。

4.6.3 野生动物现状调查及评价

按中国动物地理区划分级标准，评价区域动物区系古北界、中亚亚界、蒙新区、西部荒漠亚区、准噶尔盆地小区。项目区虽然气候极端干燥，但由于地下水的“溢出区”和山前区域，形成评价区域及周边地区野生动物的生境，一些不依赖水源，仅靠食物中的代谢水即可维持生命的物种，如鼠类、蜥蜴类及具迁飞能力的鸟类则表现为均匀分布，但就分布地点而言，多集群栖息于有植被分布的小生境。

本油田区域常见野生动物有两栖类、啮齿类和鸟类等 8 个种，主要的野生动物具体名录见表 4.6-2。

表 4.6-2　　评价区野生动物名录

序号	种名		拉丁名
1	两栖类	荒漠麻蜥	*Eremiasprzewalskii*
2		东疆沙蜥	*Phrynocephalusgrumgrizimalai*
3	鸟类	平原鹨	*Anthuscampestris*
4		风头百灵	*Galeridacristata*
5		漠即鸟	*Oenanthedeserti*
6		漠雀	*Rhodopechysgithagineus*

7	啮齿类	子午沙鼠	*Mevionesmevidianus*
8		三趾跳鼠	*Salpingotuskozlovi*

4.6.4 其他

区域内无文物古迹分布，也无地下水源保护区。本项目不在新疆哈密东天山生态功能自然保护区内，距离其东北界约 10km，保护区与本项目位置关系见图 4.6-3。

4.7 区域污染源调查

区域内均为油田生产设施，无其他工业污染源分布。

5 环境影响分析与评价

5.1 大气环境影响分析

5.1.1 区域地面污染气象特征分析

5.1.1.1 基本气象分析

（1）长期气象资料来源

本次评价地面气象观测资料来源于巴里坤气象观测站。该气象站属于国家气象观测基本站，编号 52101，位于本项目西南 100km。本次收集该气象站近 30 年（1981-2010 年）主要气候统计资料。

（2）气温分布特征

巴里坤盆地气候属大陆性冷凉干旱气候，山区草原具有寒温带气候的特点，没有明显的四季，气温变化剧烈，南北气候差异明显，仅分平均气温高于零摄氏度的暖季和平均气温低于零摄氏度的冷季两个季节。根据巴里坤气象观测站近 30 年（1981-2010 年）气象统计资料，该区域气候各特征值，见表 5.1-1。

表 5.1-1 巴里坤气象站气象特征值成果表

序号	气象要素		数值
1	气温	年平均气温（℃）	8.0
		一月平均气温（℃）	-11.3
		七月平均气温（℃）	24.6
		年极端最高气温（℃）	40.3
		年极端最低气温（℃）	-28.5
		最大冻土深度（cm）	150
2	气候	太阳总辐射（10^3Ka/cm^2）	155.3
		日照时数（h）	3373.4
		≥10℃活动积温	3440
		平均无重霜冻期（d）	169
3	降水	一日最大降水量（mm）	18.9
		年降水总量（mm）	34.4
		年降水量（mm）	3.0
		降雪日数（d）	5.5
		积雪日数	16.6
		最大积雪深度（cm）	5
		年冰雹日数（d）	0.5
4	风	年大风日数（d）	117.8
		年平均风速（m/s）	6.2
		最大风速（m/s）	25

		主导风向	W
5	年蒸发总量（mm）		3785.5

5.1.1.2 地面气象数据统计

地面气象资料来源于新疆维吾尔自治区巴里坤哈萨克自治县气象站（台站号52101），观测场海拔高度1650.9m。两地受相同气候系统的影响和控制，其常规气象资料可以反映拟建项目区域的基本气候特征，因而可以直接使用该气象站提供的2018年逐时观测的常规气象资料，主要包括风向、风速、总云量、低云量、干球温度等进行统计分析。

（1）评价区常规气象资料分析

评价收集了巴里坤哈萨克自治县气象站2019年逐日逐时气象资料，包括：风向、风速、总云量、低云量、干球温度等进行统计分析。

1）风向、风速统计

①全年风向、风速统计

根据巴里坤哈萨克自治县2019年常规气象资料统计的全年及各季风向频率及平均风速绘制的全年及各季风向玫瑰图见图5.1-1。

由图5.1-1可以看出：巴里坤哈萨克自治县2019年春季、夏季、秋季及全年均以W风出现频率最高，频率分别为15.94%、16.98%、16.31%、14.77%；冬季以SW风向出现频率最高，为11.72%。全年平均风速为2.59m/s，春季平均风速最大，为3.15m/s，冬季季平均风速最小，为1.68m/s。

全年主导风向角为WSW-W-WNW，出现频率合计35.43%。

②风向、风速的月变化规律

根据资料统计的巴里坤哈萨克自治县2019年年均风频的月变化见图5.1-2，年平均风速的月变化见表5.1-2。

表5.1-2　　巴里坤哈萨克自治县2019年年平均风速的月变化

月　份	1月	2月	3月	4月	5月	6月
风速（m/s）	1.06	1.79	2.84	3.25	3.36	3.32
月　份	7月	8月	9月	10月	11月	12月
风速（m/s）	2.63	3.21	2.71	2.30	2.41	2.21

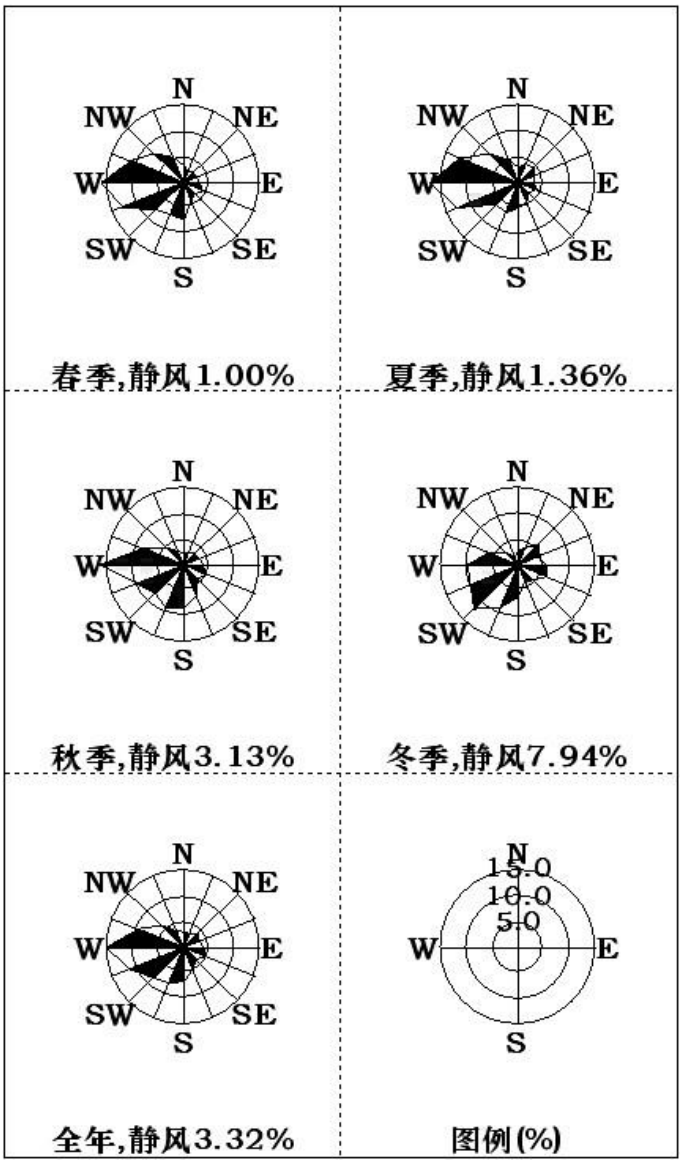


图 5.1-1　　巴里坤哈萨克自治县 2019 年全年及各季风向玫瑰图

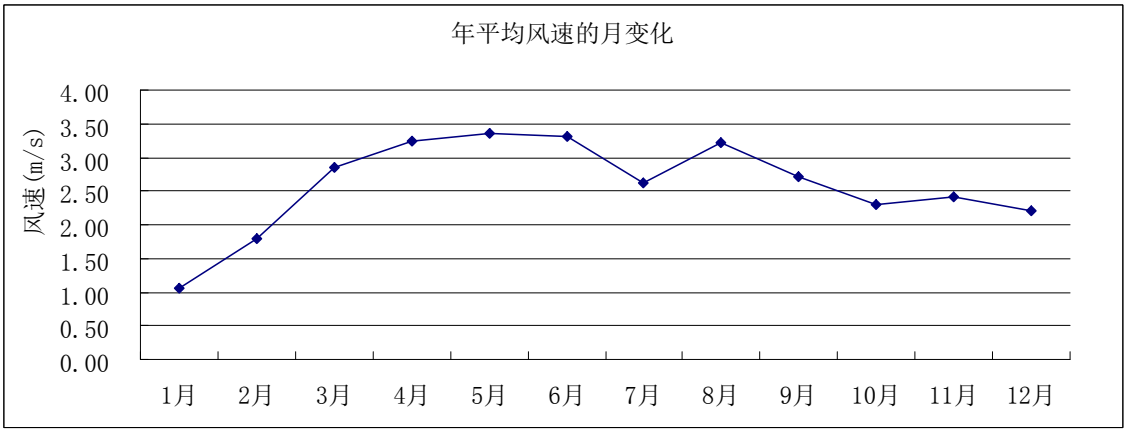


图 5.1-2　　巴里坤哈萨克自治县 2019 年年平均风速的月变化曲线

由表 5.1-2 及图 5.1-2 可以看出：5 月平均风速最大，为 3.36m/s，1 月平均风速最小，为 1.06m/s。

③季小时风速的日变化

根据资料统计的巴里坤哈萨克自治县 2019 年各季小时风速的日变化见图 5.1-3。

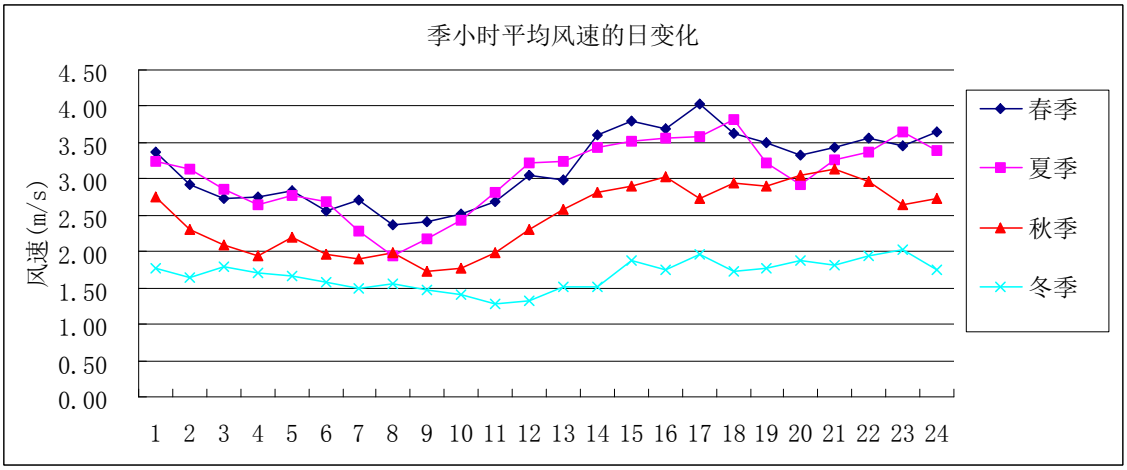


图 5.1-3　　巴里坤哈萨克自治县 2019 年各季小时风速的日变化曲线

2）年平均温度的月变化

根据常规气象资料统计的巴里坤哈萨克自治县 2019 年平均温度的月变化见表 5.1-3 及图 5.1-4。

表 5.1-3　　巴里坤哈萨克自治县 2019 年年平均温度的月变化

月份	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月
温度（℃）	-20.01	-13.59	0.91	5.72	14.88	19.21
月份	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月
温度（℃）	19.97	18.19	12.60	4.80	-2.73	-10.00

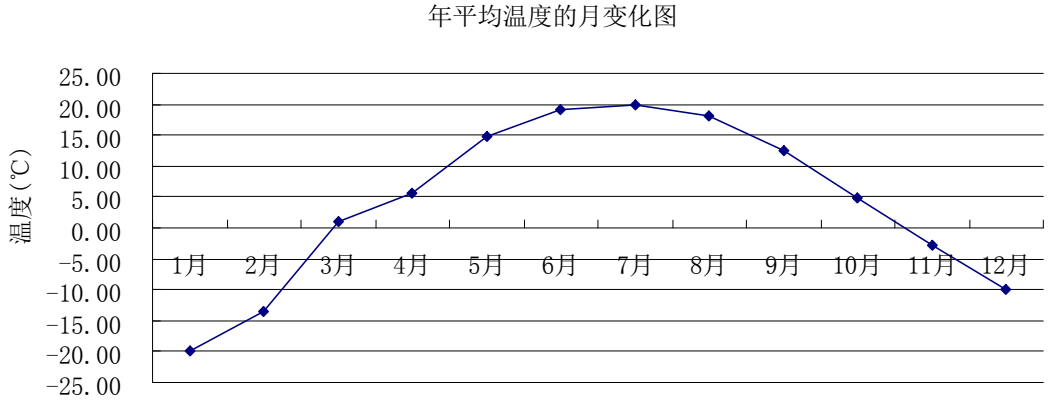


图 5.1-4　　巴里坤哈萨克自治县 2019 年年平均温度的月变化曲线

由表 5.1-3 及图 5.1-4 可以看出：巴里坤哈萨克自治县 2019 年 7 月平均温度最高，为 19.97℃，1 月平均温度最低，为-20.01℃。

3）混合层和逆温统计

根据巴里坤哈萨克自治县2019年常规气象资料统计的混合层高度及逆温出现频率统计见表5.1-4。

表5.1-4　　巴里坤哈萨克自治县2019年混合层和逆温的季变化

季节	春季	夏季	秋季	冬季
混合层平均高（m）	687	711	469	304
逆温出现概率（%）	33.15	24.09	48.83	59.27

由表5.1-4可知：

①混合层高度

混合层平均高度最低出现在早晨6时，高度为274m；最高高度出现在15时，高度1034m。混合层高度1月最低，为198m；6月最高，为797m。从季节上看，冬季最低，为304m，夏季最高，为711m。

②逆温出现频率

逆温出现频率最高出现在早晨2时，频率为78.14%；12~16时，逆温出现频率为0。逆温出现频率最高的月份为1月，达到66.94%，7月最低，为21.24%。从季节上看，冬季逆温出现频率最高，为59.27%，夏季出现频率最低，为24.09%。

5.1.2 建设期环境影响分析

本工程在施工期对环境空气的影响主要来自两个方面：一是开发期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NOx、SO_2、烃类等；二是在管线敷设、道路建设和地面工程建设过程中可能产生扬尘，如细小的建筑材料的飞扬，或土壤被扰动后导致的尘土飞扬。

（1）建设期柴油机排放废气的影响分析

区块开发新钻井23口，整个钻井期间向大气中排放烃类32.17t，NOx86.16t，CO18.93t，$SO_2$0.97t。钻井使用优质柴油，可以提高效率，减少污染物排放，对环境产生影响小，大气污染物随钻井工程的结束而消失，井场进入采油阶段，区域空气环境质量将会有所改善。

（2）运输车辆扬尘的影响分析

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4~5次，其扬尘造成的污染距离可缩小到20~50m范围，由此车辆产生的扬尘对周围环境影响较小。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。

在油田区块开发前期，由于主要进行钻井、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石子路，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，产生扬尘污染少年；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。由于本工程的土方运输量较大，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。

5.1.3 运营期环境影响分析

5.1.3.1 大气环境影响预测

油田开发建设投产后，在正常工况下空气污染的主要来源是采油和油气集输过程挥发的非甲烷总烃。按《环境影响评价技术导则－大气环境》（HJ2.2-2018）规定，选择非甲烷总烃作为评价因子。估算模型参数见表 5.1-5。

表 5.1-5　　本项目估算模型参数表

参数		取值
城市农村/选项	城市/农村	农村
	人口数（城市人口数）	——
最高环境温度		40.3°C
最低环境温度		-28.5°C
土地利用类型		沙漠
区域湿度条件		干燥气候
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率（m）	90
是否考虑海岸线熏烟	考虑海岸线熏烟	否
	海岸线距离/km	——
	海岸线方向/º	——

本项目产生的非甲烷总烃废气主要在采油以及集输过程汇总产生，本项目共新建 23 座采油井、3 座计量阀组，各井场废气源强见表 5.1-6。

表 5.1-6　　单井井场非甲烷总烃无组织排放源强特征参数表

名称	面源起始点坐标		海拔高度（m）	面源长度（m）	面源宽度（m）	有效排放高度（m）	年排放小时数/h	排放工况	排放速率（kg/h）
	经度	纬度							
单井集输	94.118028	43.948061	705	40	30	10	8760	连续	0.048
阀组 1	94.122491	43.943333	708	45	35	3	8760	连续	0.24
阀组 2	94.116912	43.948061	711	45	35	3	8760	连续	0.575
阀组 3	94.125280	43.952386	686	45	35	3	8760	连续	0.144

本项目主要污染物估算模式计算结果见表 5.1-7、表 5.1-8：

表 5.1-7　　单井非甲烷总烃估算模式计算结果

序号	距源中心下风向距离（m）	非甲烷总烃	
		下风向预测浓度（μg/m³）	浓度占标率（%）
1	10	17.23	0.86
2	25	23.96	1.20
3	50	18.97	0.95
4	75	11.84	0.59
5	100	9.33	0.47
6	200	7.35	0.37
7	300	6.47	0.32
8	400	5.87	0.29
9	500	5.40	0.27
10	600	5.00	0.25
11	700	4.65	0.23
12	800	4.35	0.22
13	900	4.10	0.21
14	1000	3.86	0.19
15	1500	2.97	0.15
16	2000	2.43	0.12
17	2500	2.07	0.10
下风向最大质量浓度及占标率		23.96	1.20
最大浓度落地距离		25	

表 5.1-8　　计量阀组非甲烷总烃估算模式计算结果

序号	距源中心下风向距离（m）	计量阀组 1		计量阀组 2		计量阀组 3	
		下风向预测浓度（μg/m³）	浓度占标率（%）	下风向预测浓度（μg/m³）	浓度占标率（%）	下风向预测浓度（μg/m³）	浓度占标率（%）
1	10	61.49	3.07	119.25	5.96	39.36	1.97
2	25	85.07	4.25	164.98	8.25	54.45	2.72
3	34	86.86	4.34	168.46	8.42	55.60	2.78
4	50	74.91	3.75	145.27	7.26	47.95	2.40

5	75	47.99	2.40	93.08	4.65	30.72	1.54
6	100	37.36	1.87	72.46	3.62	23.92	1.20
7	200	30.06	1.50	58.30	2.92	19.24	0.96
8	300	26.54	1.33	51.47	2.57	16.99	0.85
9	400	24.12	1.21	46.77	2.34	15.44	0.77
10	500	22.20	1.11	43.05	2.15	14.21	0.71
11	600	20.59	1.03	39.94	2.00	13.18	0.66
12	700	19.18	0.96	37.19	1.86	12.28	0.61
13	800	17.94	0.90	34.78	1.74	11.48	0.57
14	900	16.83	0.84	32.64	1.63	10.77	0.54
15	1000	15.91	0.80	30.86	1.54	10.19	0.51
16	1500	12.24	0.61	23.73	1.19	7.83	0.39
17	2000	10.01	0.50	19.42	0.97	6.41	0.32
18	2500	8.55	0.43	16.59	0.83	5.48	0.27
下风向最大质量浓度及占标率		86.86	4.34	168.46	8.42	55.60	2.78
最大浓度落地距离		34		34		34	

由表 5.1-7、表 5.1-8 分析可知，本项目单井无组织排放的非甲烷总烃下风向最大落地浓度为 23.96μg/m^3，最大浓度出现的距离为下风向 25m，占标准值的 1.20%；计量阀组无组织排放的非甲烷总烃下风向最大落地浓度为 168.46μg/m^3，最大浓度出现的距离为下风向 34m，占标准值的 8.42%，对周围环境空气的贡献值较小。

本项目大气评价范围内无环境敏感目标，下风向各个距离的浓度均能满足《大气污染物综合排放标准详解》（GB16297-1996）中监控点无组织排放监控浓度限值 2.0mg/m^3 要求，故本项目无组织排放的非甲烷总烃对大气环境质量影响很小。

5.1.3.2 大气环境防护距离

根据《环境影响评价技术导则—大气环境》（HJ/T2.2-2018），大气环境防护距离选用导则推荐使用的 AERSCREEN 对大气环境防护距离进行计算。采用大气导则推荐模式中的大气环境防护距离计算模式，由于本项目无组织排放非甲烷总烃在场界及 2500m 范围内无超标点，因此计算得出大气环境防护距离为 0m。

5.1.3.3 项目污染物排放量核算表

按照《环境影响评价技术导则—大气环境》（HJ/T2.2-2018）8.8.7 要求定本项目所有新增污染源大气排污节点、排放污染物、污染治理设施与预防措施以及

大气排放口基本情况。

本项目无有组织排放源，无组织排放量核算见表 5.1-8。

表 5.1-8　　项目大气污染物无组织排放量核算表

序号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	污染物排放标准		申报年排放量/（t/a）
				标准名称	浓度限值（mg/m³）	
1	油气集输	非甲烷总烃	密闭集输	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放监控浓度要求	4.0	10.35
无组织排放统计			非甲烷总烃			10.35

本项目污染物排放量核算见表 5.1-9。

表 5.1-9　　项目大气污染物排放量核算一览表

序号	污染物	年排放量/（t/a）
1	非甲烷总烃	10.35

5.1.3.4 大气环境影响评价自查表

本项目大气环境影响自查表见表 5.1-10。

表 5.1-10　　大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目						
评价等级与范围	评价等级	一级□	二级☑	三级□				
	评价范围	边长=50km□	边长 5~50km□	边长=5km☑				
评价因子	SO_2+NO_x 排放量	≥2000t/a□	500~2000t/a□	＜500t/a☑				
	评价因子	基本污染物（SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3） 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	（2019）年						
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据□	主管部门发布的数据☑	现状补充监测☑				
	现状评价	达标区☑		不达标区□				
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源☑ 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 PM2.5□ 不包括二次 PM2.5☑				
	正常排放短期浓	$C_{本项目}$最大占标率≤100%☑		$C_{本项目}$最大占标率＞100%□				

	度贡献值				
	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：（非甲烷总烃）		监测点位数（2）	无监测□
评价结论	环境影响	可以接受☑ 不可以接受□			
	大气环境防护距离	距（）厂界最远（0）m			
	污染源年排放量	SO_2：（）t/a	NO_x：（）t/a	颗粒物：（）t/a	VOCs：（10.35）t/a
注：“□”为勾选项，填“√”；“（）”为内容填写项					

5.2 地表水环境影响预测与评价

5.2.1 正常状态下废水污染源分析

（1）建设期废水

正常状况下，油田开发建设过程中可能对水环境产生不良影响的是钻井废水，钻井废水产生量为 15688.8m^3，经钻井废弃物不落地装置固液分离后回用。因此正常状况下钻井废水不会对项目区水环境产生不利影响。

钻井废水中的主要污染物为悬浮物、COD、石油类、挥发酚，钻井过程中的钻井废水、井队生活污水等均可得到有效的处置，正常情况下不会形成地表径流，或因雨水的冲刷而随地表径流漫流，加之油田开发区域内无地表水体，故钻井过程中的各种污染物质不会在进入地表水体，对地表水水质无影响。

整个油田钻井期间产生生活污水 1324.8m^3。油田钻井队均设置了生活污水池(采用环保防渗膜+水泥压边防渗)，定期清运至生活基地污水处理设施处理，不会对环境造成污染。

（2）运营期废水

本工程运营期废水主要包括井下作业废水、采油废水和生活污水。

井下作业废水年排放量为379.82m³，本项目井下作业废水严禁直接外排，作业单位自带回收罐车收集作业废水，井下作业水先运至牛圈湖联合站的干化池内，稳定后进入污水处理系统处理达标后用于回注。

牛圈湖联合站污水处理系统规模为3500m³/d，采用“生化微生物+两级过滤处理”流程。目前实际处理水量为3100m³/d，《三塘湖油田马朗凹陷芦草沟组页岩油先导试验地面工程》中未来10年最大产出水量为72m³/d，本工程未来10年最大采出水量为150m³/d，未来污水处理量为252m³/d，牛圈湖污水处理系统处理能力满足新增产能需求。

劳动定员依托三塘湖采油管理区，本项目不新增劳动定员，运营期无生活污水产生。

通过采取上述措施，运行阶段所产生的废水对地表水环境不会产生影响。

5.2.2 事故状态下废水污染源分析

油田开发生产过程中的各个环节，由于自然灾害（暴雨、洪水和地震等）和人为因素的影响，对地表水环境造成影响。直接对地表水环境造成影响的事故风险是钻井过程中的井喷事故和集输过程中的油、水泄漏事故等，对区域水环境造成影响的主要污染物是石油类。由于事故风险的不确定性，最终可能进入水环境的石油类亦是不确定的。

（1）钻井过程中的井喷事故

据吐哈油田公司已掌握的钻井资料和地质资料分析，该区域地层压力比较低，发生井喷事故可能性较小，三塘湖油田至今未发生过井喷事故。

根据新疆同类油田井喷事故现场调查（YH23-1-14井喷事故），其井喷污染范围为半径300m左右，井喷持续时间2天，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的凝析油喷散物，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，井喷事故对周围水环境的影响主要表现为对其周围地表水体的影响，对地下水体的影响概率不大，及时采取有效措施治理污染后，井喷不会造成地下水污染。

（2）原油集输过程中的泄漏事故

原油集输过程中常见的事故有稠油管线或设备因腐蚀穿孔、操作失误、自然

灾害等原因而造成的原油的泄漏。事故发生时会有大量原油溢出。造成水环境污染。

自然灾害因素，如雷击、暴雨洪水、地震等自然灾害，也可引起原油集输及处理过程的原油泄漏事故。如暴雨洪水可能冲毁油田的地面设施，或使输油管道暴露，因此对油田地面工程、输油管线带来一定的不利影响，若洪水冲断输油管线，则会引起油品泄漏，直接污染地表水环境。

5.3 地下水环境影响预测与评价

5.3.1 工程取水对区域地下水资源量的影响分析

5.3.1.1工程用水情况

牛圈湖条湖组区块衰竭开采 3 年后进行 6 轮次注水吞吐后转水驱开发，注水吞吐介质为清水，根据注水吞吐方案，本项目最大注水吞吐量为 2000m^3/d。

项目水源为区块内地下水，水源井分布于牛圈湖联合站站外，现有清水水源井 11 口，单井供水能力 q_v=32m^3/h，井深 89m~151m，最大供水能力共计清水量 9000m^3/d。未来 5 年生产最大需水量为 2100m^3/d，处理后的采出水量为 3100m^3/d，本项目新增用水量 2000m^3/d，现有水源井供水量满足新增区块注水需求。

项目区区域主要赋存第四系松散岩类孔隙水，水源地设深井泵房和转输泵站，原水从地下采出后，经就地带压除砂后加压管输至联合站、接转站和作业区。水源井水质良好，供水水处理装置暂按除砂、消毒工艺处理。

5.3.1.2工程用水对本项目区域地下水资源的影响分析

根据牛圈湖条湖组用水量 2000m^3/d，现有清水水源井剩余供水能力为 7200m^3/d，水源地运行井的采水量可以满足工程区的用水量，所以取水量是可以保障供给的。根据巴里坤县地下水资源计算，县域地下水资源量（地方）2.24 亿 m^3，年可开采量为 1.7 亿 m^3，目前利用量为 3890 万 m^3，加上 7821 万 m^3 平原泉水溢出量，约 1.17 亿 m^3，占可开采量的 68.8%。本项目取水量较小，仅占剩余可开采余量的 0.018%，不会对地下水的水位带来大的影响，不会造成区域地下水的过度开采。

5.3.2 地下水污染途径分析

油田开发对地下水产生污染的途径主要有两种方式，即渗透污染和穿透污染

途径。

①渗透污染：是导致地下水污染的普遍和主要方式。采出水的跑、冒、滴、漏和落地油、套管内上返的采出水等，都是通过包气带渗透到潜水含水层而污染地下水的。包气带厚度愈薄，透水性愈好，就愈造成潜水污染，反之，包气带愈厚、透水性愈差，则其隔污能力就愈强，则潜水污染就愈轻。

②穿透污染：以该种方式污染地下水的主要是采油过程中套外返水。采油过程中一但出现套外返水事故，采出水在水头压力差的作用下，在上返途中可直接进入各含水层，并在含水层中扩散迁移，污染地下水。

5.3.3 正常工况下废水排放对地下水环境的影响

5.3.3.1 采出水处置措施及环境影响分析

根据开发方案，采出水进入牛圈湖联合站污水处理站，经处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中主要指标后经管线回注需要注水开采的油田地下开采层，该回注地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，且回注井和采油井采取下套管注水泥固井完井方式进行了水泥固井，对潜水和承压水所在的地层进行了固封处理，可以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内回注水的交换，有效保护地下水层。正常情况下不会对地下水环境产生影响。

项目区区域主要赋存第四系松散岩类孔隙水，其中潜水埋深 15.4m。本项目采出水回注油层（约 2000m），采出水回注油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，且回注井在钻井过程中一开采用 311.0mm 钻头钻至井深 200m，下入 216mm 表层套管，水泥浆返至地面。封隔上部松散易塌流沙层和地表水层，并为井口控制和后续安全钻井创造条件。采用下套管注水泥固井完井方式进行了水泥固井，对潜水和承压水所在的地层进行了固封处理，可以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内回注水的交换，有效保护地下水层。二开采用 216mm 钻头钻至完钻井深，下入 139.7mm 油层套管，采用增韧+低密高强水泥浆体系全井段固井至造斜点以上 100m。采出水处理达标后回注油层，不存在污染地下水的可能，油田注水不会对地下水产生影响。

牛圈湖联合站已建污水处理规模为 3500m^3/d，目前该污水处理系统处理水量为 3100m^3/d，《三塘湖油田马朗凹陷芦草沟组页岩油先导试验地面工程》中未

来 10 年最大产出水量为 72m³/d，本工程未来 10 年最大采出水量为 150m³/d，未来污水处理量为 252m³/d，牛圈湖联合站污水处理系统处理能力满足本项目需求。

5.3.3.2 井下作业对地下水的影响分析

井下作业废水的产生是临时性的。主要是通过酸化、压裂等工序，产生一定的酸化、压裂作业废水。本工程产生的井下作业废水严禁直接外排，由作业单位自带回收罐回收作业废水，井下作业废水先运至牛圈湖联合站的干化池内暂存，然后进入污水处理系统处理达标后回注油层，不对地下水产生不利影响。

5.3.3.3 管线对地下水的影响分析

本工程的油气集输管线及注水管线管顶埋深-1.5m，距离地下水水位还有较大距离，在石油类污染一般影响的深度以外，且选用的管线是具有耐腐蚀性能好、抗老化性能、耐热性能好、抗冻性能好、耐磨性能好的玻璃钢管及高强度、高压力、耐腐蚀、耐结垢、摩阻系数小、保温性好、柔性好的柔性复合管，可有效的防止管线腐蚀穿孔，降低管线环境风险事故的发生。在集输系统运行期间，严格控制输送油气的性质，定期清管，排除管内的积水和污物，以减轻管道内腐蚀；定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对集输管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理，在管道破裂时能够及时截断上下游管段，以减少事故时油气的释放量，使其对水环境的危害影响范围减小到最低程度。

运营期正常工况下，原油输送管线均不排污，管线不会对地下水环境产生不利影响。

5.3.3.4 落地油对地下水的影响分析

项目建设和运营过程中产生的落地原油及时回收，不会对地下水环境产生不良影响。

根据油田环境保护的要求，对落地油必须进行 100%的回收，不存在污染地下水的可能。在特殊情况下，油田运行期会有少量原油散落在井场成为落地原油。本工程地处干旱少雨的荒漠地带，地表干燥，落地原油主要污染表层土壤。由于土壤对石油分子的顶托作用，土壤中石油类污染物大多集中在 0~20cm 的表层，最大下渗一般不会超过 1m。不会直接影响到地下水。

另外，油田区域的气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用，因此，落地原油没有进入地下浅水含水层的途径，不存在污染地下水的可能。

以上分析表明，正常生产状况下，落地原油对地下水环境没有影响。

5.3.4 事故状态下地下水环境影响分析

5.3.4.1 集输管道原油泄漏对地下水的影响

一般泄漏于土体中的原油可以同时向表面溢出和向地下渗透，并选择疏松位置运移。如果有足够多的原油泄漏到疏松的土体中，就有可能下渗至潜水带并在潜水带顶面扩展而形成“油饼”。通常集输管线泄漏产生的污染物以点源形式通过土壤表层下渗进入地下含水层。因而管道泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于原油的物理性质、泄漏量、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等因素。

本次评价针对集输管道原油泄漏对地下水产生的影响进行预测。

（1）泄漏源强

集输管道埋深为地面下 1.2m以上，管线埋深位于水位埋深以上。本工程单口油井产油量为 15.0t/d。若拟建油井集输管道发生泄漏，根据吐哈油田多年统计数据，同时考虑油田现有污染防治水平、事故应急措施及管理水平等因素，泄漏源强以单井产油量的 10%计，由于集输管道设有实时监控系统，因此该泄漏可在1h内发现，并采取关闭阀组等措施进行控制，泄漏时间取 1h，故其泄漏的原油量为 583kg。

（2）预测因子

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），本工程地下水评价等级为二级，污染物的排放对地下水流场没有明显影响，项目区及附近区域没有集中式供水水源地，地下水动态稳定，污染物在浅层含水层中的迁移可根据污染物泄露的不同位置，概化为点源瞬时泄露的一维稳定流动一维水动力弥散问题。根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）附录中推荐的瞬时注入示踪剂点源模型，污染浓度分布模型如下：

$$C_{(x,\ t)}=\frac{m/w}{2n_e\sqrt{\pi D_L t}}e^{-\frac{(x-ut)^2}{4D_L t}}$$

式中：x—距注入点的距离，m；

t—时间，d；

C（x，t）—t 时刻点 x 处的污染物的浓度，g/L；

m—注入示踪剂的质量，kg；

W—横截面面积，m^2；

u—水流速度，m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；

D_L—纵向弥散系数，m^2/d；

π—圆周率。

（4）参数选取

根据本地区的水文地质条件，评价时各参数的选取：水流速度 0.003m/d，有效孔隙度 n 为 0.5，纵向弥散系数 0.5m^2/d。

（5）预测结果

当集输管线发生泄漏时，对石油类进行迁移预测见表 5.3-1。

表 5.3-1　　非正常工况石油类随时间和位置变化的迁移结果　　单位：mg/L

预测时间 t（d）					
距注入点的距离（m）	30	100	365	1000	3650
0	18.87022	10.33239	5.401775428	3.254182916	1.68312576
10	3.67267	6.45777	4.85370039	3.189745777	1.710787868
20	0.02550	1.48481	3.316077064	2.829050717	1.69191008
30	0.00001	0.12559	1.722627894	2.270366381	1.628020671
40	0.00000	0.00391	0.680414478	1.648624361	1.524207425
50	0.00000	0.00004	0.204348205	1.083223394	1.388448425
60	0.00000	0.00000	0.046664146	0.643998566	1.230600118
70	0.00000	0.00000	0.00810235	0.346435446	1.061220604
80	0.00000	0.00000	0.00106968	0.168628235	0.89042207
90	0.00000	0.00000	0.000107377	0.074269213	0.726921776
100	0.00000	0.00000	8.19569E-06	0.029597695	0.577405563
110	0.00000	0.00000	4.75635E-07	0.010672779	0.446247472
120	0.00000	0.00000	2.09883E-08	0.003482312	0.335561476

130	0.00000	0.00000	7.04201E-10	0.001028084	0.245510428
140	0.00000	0.00000	1.79651E-11	0.000274637	0.174770976
150	0.00000	0.00000	3.48482E-13	6.63837E-05	0.121051507
160	0.00000	0.00000	5.13978E-15	1.45189E-05	0.081577917
170	0.00000	0.00000	5.76401E-17	2.87327E-06	0.053490486
180	0.00000	0.00000	4.91496E-19	5.14506E-07	0.034125734
190	0.00000	0.00000	3.18662E-21	8.33632E-08	0.021183073
200	0.00000	0.00000	1.57092E-23	1.22216E-08	0.012793738
250	0.00000	0.00000	7.50776E-37	1.84697E-13	0.000681652
300	0.00000	0.00000	3.80405E-53	2.29116E-19	1.83091E-05
350	0.00000	0.00000	2.04344E-72	2.333E-26	2.47918E-07
400	0.00000	0.00000	1.16375E-94	1.95001E-34	1.69234E-09
450	0.00000	0.00000	7.0264E-120	1.3379E-43	5.82377E-12
500	0.00000	0.00000	4.4977E-148	7.53483E-54	1.01032E-14

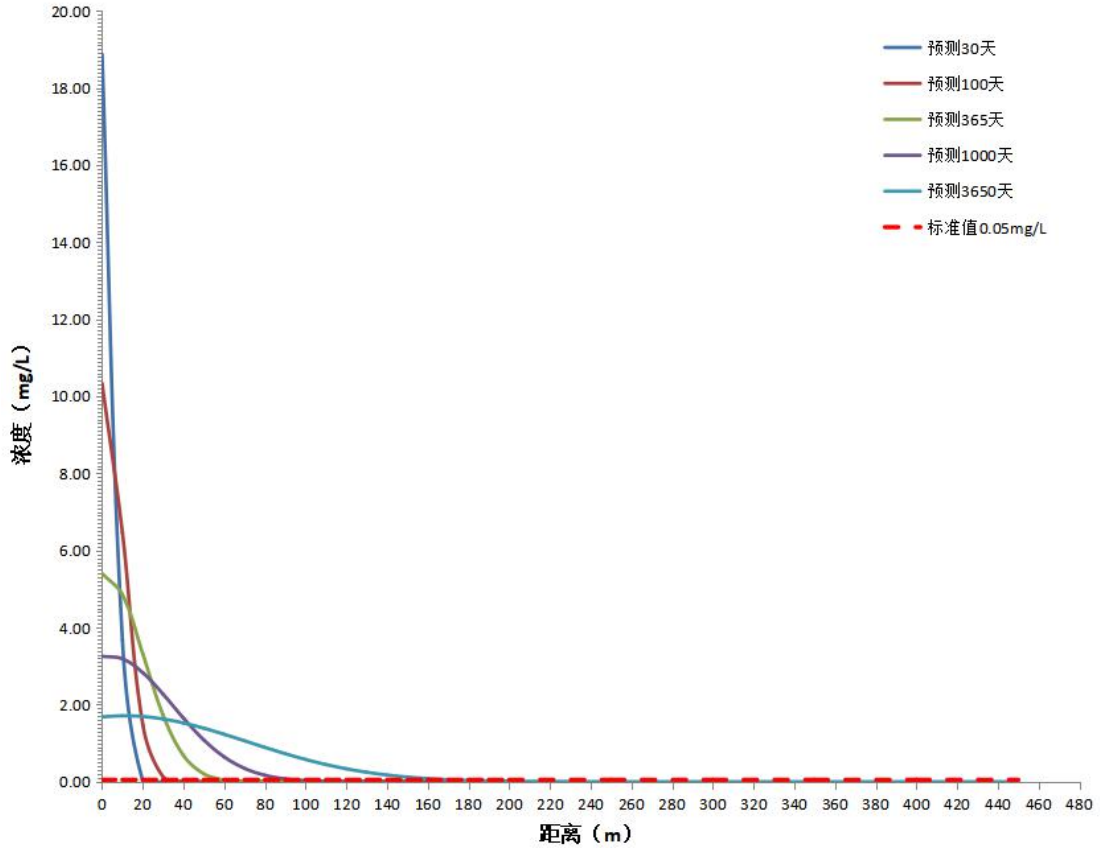


图 5.3-1　　石油类随时间沿地下水流方向污染预测结果图

《地下水质量标准》（GB/T 14838-2017）中未给出石油类质量标准，本次石油类评价采用《地表水质量标准》（GB3838-2002）III类质量标准限值。从表5.3-1 可知，在模拟期内污染物对地下水的影响范围不断扩大，泄漏 3650 天时，石油类从假定渗漏点运移至下游约 220m 范围内超过《地表水环境质量标准》

（GB3838-2002）中的Ⅲ类标准，区域潜水径流缓慢，管线泄漏非正常排放时石油类污染因子主要影响地下水流方向 220m 内潜水水质。实际上，地表土层中含有各种离子、有机物和微生物。项目产生的污染源中污染物在通过覆盖层时，污染物在迁移过程中将发生吸附、过滤、离子交换、生物降解等作用而得到不同程度的净化。因此泄漏产生的污染范围可能小于上述结果。

本工程选用耐腐蚀性能好、抗老化性能、耐热性能好、抗冻性能好、耐磨性能好的管材作为集输管线，可有效的防止管线腐蚀穿孔，降低管线环境风险事故的发生。同时，对管道定期检修，将事故发生的概率降至最低，可有效保护地下水环境不受污染。

5.3.4.2 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。

本项目在施工过程中采用下套管注水泥固井完井方式进行了水泥固井，对潜水所在地层进行了固封处理，可以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内泥浆的交换，有效保护地下水层。因此不存在污染地下水的可能，不会对地下水产生影响。

因此，推广使用水基泥浆，严格要求套管下入深度，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。

5.3.4.3 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：废弃油井在长期闲置过程中，在地下各种复合作用下，固井水泥被腐蚀，套管被腐蚀穿孔，加上只封死井口，原油物质失去了释放通道，会通过越流管道进入潜水含水层，参与地下水循环。虽然此时油层几乎没有多少压力，原油不大可能进入到含水层污染地下水，但这一现象仍应引起重视，区内的废弃井应全部打

水泥塞，并经严格的试压以防窜漏污染地下水。

5.3.4.4 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 1-2d 才能得以控制。据类比资料显示，井喷污染范围在半径 300m 左右时，井喷持续时间 2d，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的原油喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。但从事故井区土壤剖面分析，井喷事故后石油类污染物主要聚集在土壤剖面 1m 以内，石油类污染物很难下渗到 2m 以下，井喷事故对水环境的影响主要表现为对其周围土壤的影响，对地下水体的影响概率不大，若及时采取有效措施治理污染，井喷对地下水的影响极小。

综上所述，正常生产状况下，油田建设期和生产运行过程中废水及固废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。本项目开发过程中对区域水环境的影响主要来自于非正常状态。非正常的状态可以通过加强管理和采取有效的控制措施加以防范，只要加强管理，防患于未然，对水环境可能造成的影响可以避免。

5.3.5 地下水环境监测与管理

为了及时准确的掌握油田开采区域地下水环境质量状况和地下水中污染物的动态变化，应根据当地地下水流向、污染源分布情况及污染物在地下水中的扩散形式，在开采范围内布设一定数量的地下水污染监控井，同时根据开采范围的变化，重新建设污染监控井，建立地下水污染监控体系，配备先进的监测仪器设备，定期对井内水质进行监测，以便及时发现、及时控制。

本次监测方案布设点位主要围绕本次新建油井进行监控。

（1）地下水监测方案

①监测布点方案

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）及《地下水环境 监测技术规范》（HJ/T164-2004）的要求、地下水流向、项目的平面布置特征及地下水监测布点原则，项目油田区及上下游共布设地下水水质监测井 3 眼，随时掌握地下水水质变化趋势，地下水监测计划见表 5.3-2。

表 5.3-2　　地下水监测计划

监测层位	监测频率	监测因子	监测目的
潜水含水层	每年监测一次	pH、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、挥发酚类、硝酸盐（以N计）、亚硝酸盐（以N计）、氨氮、氟化物、氰化物、汞、砷、镉、铬（六价）、铅和大肠杆菌数、石油类等	监测可能产生的渗漏造成的地下水污染

②监测数据管理

上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并抄送生态环境行政主管部门，对于常规检测数据应该进行公开，满足法律中关于知情权的要求。发现污染时，要及时进行处理，开展系统调查，并上报有关部门。

（2）地下水监测管理

为保证地下水监测有效、有序管理，须制定相关规定、明确职责，采取以下管理措施和技术措施。

①管理措施

防止地下水污染管理的职责属于企业内环境保护管理部门的职责之一。建设单位环境保护管理部门指派专人负责防治地下水污染管理工作；

建设单位环境保护管理部门应委托具有监测资质的单位负责地下水监测工作，按要求及时分析整理原始资料、监测报告的编写工作；

建立地下水监测数据信息管理系统，与企业环境管理系统相联系。

②技术措施

按照《地下水环境监测技术规范》（HJ/T164-2004）要求，及时上报监测数据和有关表格；

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公司环保部门，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，为防止地下水污染采取措施提供正确的依据。

5.4 声环境影响分析与评价

本项目总体开发过程中的噪声源主要分为建设期噪声和生产运营期噪声两部分。建设期主要为钻井、站场、管线施工，对环境的影响是暂时的，影响时间短；生产运营期噪声主要以井场、计量阀组的各类机泵等噪声为主，对环境的影响周期较长，贯穿于整个生产期。现对开发施工期和生产运营期中不同设备产生

的噪声进行分析。

5.4.1 噪声预测模式

按照《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ 2.4-2009）中有关要求，选用以下模式进行噪声预测：

$$LA（r）=LwA（r_0）－20lg（r/r_0）－△L$$

式中：LA（r）—点声源在预测点r处产生的声压级；

LwA（r_0）—已知r_0处声源的声压级；

20lg（r/r_0）—点声源的几何散发衰减量；

△L—各种因素引起的衰减量，取8。

5.4.2 建设期声环境影响分析

5.4.2.1 主要噪声源

油田开发建设项目总体开发过程中的噪声源主要分为开发期噪声和生产运营期噪声两部分。开发期为钻井施工过程，主要是钻井用钻机、柴油发电机和泥浆泵噪声、机动车辆噪声等，对环境的影响是暂时的，影响时间短；生产运营期即油田的生产过程的噪声主要以站场的各类机泵及压缩机等噪声为主，对环境的影响周期较长，贯穿于整个生产期。本项目钻井及生产期的主要噪声源见表5.4-1。

表 5.4-1　　噪声源情况统计表　　单位：dB（A）

序号	设备名称	噪声强度	序号	设备名称	噪声强度
1	钻机	100-120	6	推土机	90-105
2	柴油机	95-100	7	挖掘机	80-95
3	柴油发电机	100-105	8	电焊机	90-100
4	泥浆泵	95-100	9	各类机泵	90-100
5	运输车辆	80-95	10	井下作业（压裂、修井）	80-120

5.4.2.2 井场噪声影响分析

按照《环境影响评价技术导则—声环境》（HJ2.4-2009），选用室外传播声级衰减模式预测钻井噪声对周围环境的影响水平。钻井期间，钻井井场场界噪声预测结果见表5.4-2。

表 5.4-2　　距钻井井场场界不同距离处的噪声预测值

离场界距离	10（m）	30（m）	50（m）	100（m）	150（m）	200（m）

方位	昼	夜	昼	夜	昼	夜	昼	夜	昼	夜	昼	夜
东	61.7	59.5	59.7	56	57.9	52.7	52.8	49.7	49.8	44.3	44.5	39.3
南	60.4	58.3	58.1	54.9	56.0	51.4	52.3	49.4	48.6	43.1	43.8	39.8
西	61.0	57.6	58.8	52.2	54.5	49.2	51.6	43.9	46.1	40.5	41	35.5
北	59.7	58.4	57.9	55	55.4	52.1	50.4	47.6	45	42.1	39.8	38.6

由表 5.4-2 可知，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）要求。根据现场调查评价范围内没有自然保护区、风景旅游区、文物古迹等特殊敏感目标，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。开发期噪声的影响主要是对钻井队的施工人员的影响，因此必须要做好劳动防护措施。

5.4.2.3 管线施工噪声影响分析

在管线沿线不同距离的噪声影响水平见表 5.4-3。

表 5.4-3　　道路及管线施工噪声预测值

设备	1m 处实测值	10m	20m	30m	40m	50m
装载机	90	62	56	52.5	50	48
推土机	86	58	52	48.5	46	44
挖掘机	84	56	50	46.5	44	42
电焊机	92	64	58	54.5	52	50

注：按《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）进行评价。

由上表可见，昼间距离施工点 20m 外即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）标准要求。由于管线施工均成线状分布，施工期较短，对声环境的影响随着施工结束而结束，施工对周围声环境的影响是可以接受的。

5.4.3 运营期声环境影响分析

本项目噪声源主要为井场的机泵，井场四周未设围栏，是开放式的，故只考虑传播距离引起的衰减，鉴于声源到厂界预测点的传播距离远大于声源长度，各噪声源均按点源计。

（1）预测模式

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

$$L_A（r）=L_A（r_0）-20lg（r/r_0）$$

式中：L_A（r）—距声源 r 处的 A 声级；

L_A（r_0）—参考位置 r_0 处的 A 声级；

r—预测点距声源距离，m；

r_0—参考位置距离声源距离，m。

设第i个室外声源在预测点产生的 A 声级为L_{Ai}，在 T 时间内该声源工作时间为t_i；第j个等效室外声源在预测点产生的 A 声级为L_{Aj}，在 T 时间内该声源工作时间为t_j，则本项目声源对预测点产生的贡献值(L_{eqg})为:

$$L_{eqg}=10\lg[\frac{1}{T}(\sum_{i=1}^{N}t_i10^{0.1L_{Ai}}+\sum_{j=1}^{M}t_j10^{0.1L_{Aj}})]$$

式中：T——计算等效声级的时间；

N——为室外声源个数；

M——为等效室外声源个数。

预测点的预测等效声级(Leq)计算公式：

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

式中：L_{eqg}——建设项目声源在预测点的等效声级贡献值，dB(A)；

L_{eqb}——预测点的背景值，dB(A)。

（2）噪声源源强及分布

项目噪声源为井场机泵，本次评价以单井为例，对运营期井场厂界噪声进行预测。单井机泵噪声源强在 85~90dB（A）之间，设备选用低噪设备，并采取基础减震等措施，衰减量按 20dB（A）计，其运行噪声不高于 70dB（A）。项目工程主要噪声源强见表 5.4-4。

表 5.4-4　项目主要噪声源强至厂界距离

噪声源	数量	降噪后噪声级 dB（A）
井场机泵	1	65

（3）预测结果

根据以上公式，预测项目建成后厂界四周噪声贡献值见表 5.4-5、图 5.4-1。

表 5.4-5　　厂界噪声贡献值预测结果　　单位：dB（A）

预测点编号	预测点位置	贡献值	评价标准	评价结果
单井井场	井东侧	34.1	昼间60 夜间50	达标
	井南侧	31.0		

	井西侧	32.9		
	井北侧	30.6		

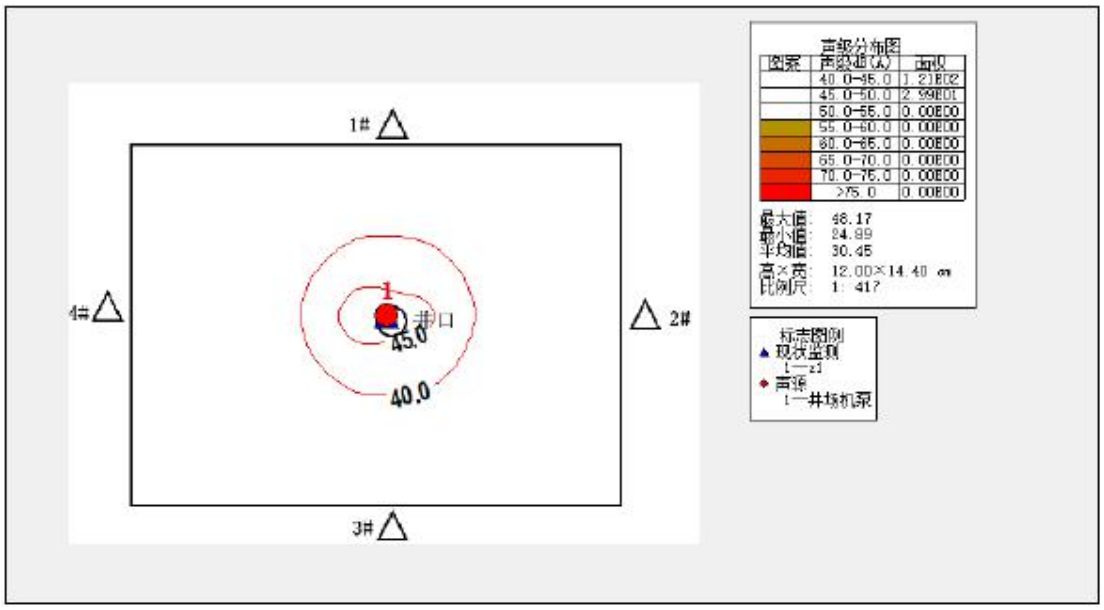


图 5.4-1　　单井井场噪声预测结果图

由预测结果可知，井场厂界四周噪声值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准限值要求，且周边无环境敏感点，因此工程实施后不会对周围声环境产生明显影响。

5.5 固体废物影响预测与评价

5.5.1 固体废物产生与分类

本项目产生的固体废物主要来自于两方面：建设期钻井过程中产生的钻井废弃泥浆和岩屑、建筑垃圾和少量生活垃圾等；运营期产生的固体废物主要包括含油污泥、生活垃圾等。油田建设期、运营期产生的固体废物排放情况见表 5.5-1。

表 5.5-1　　固体废物排放情况汇总

开发阶段	固废种类	产生量	属性	处理、处置方式
建设期	钻井岩屑	3088.44m^3	一般固废	经钻井废弃物不落地装置固液分离后液相回用，固相检测合格后用于油田开发过程中填坑、铺垫井场
	钻井泥浆	7815.86m^3	一般固废	
	生活垃圾	10.35t/a	生活垃圾	生活垃圾清运至三塘湖基地生活垃圾填埋场填埋
运营期	含油污泥	939.37t	危险废物	运至牛圈湖废渣场暂存，委托有资质的单位进行资源化达标处理
	落地油	2.8t/a	危险废物	带罐 100%回收

5.5.2 建设期固体废物环境影响分析

5.5.2.1 钻井期固体废物特征分析

区块开发过程中排放的废弃泥浆、岩屑等具有不同的性质及特征。

废弃泥浆是一种复杂的多相散体，主要成分是水、粘土、重晶石和化学处理剂等。项目钻井期使用的泥浆体系为 GRD 聚合物环保泥浆体系，GRD 聚合物环保钻井液不使用磺化材料，通过引入天然高分子改性材料（如 DRGF-1 封堵剂），以及可降解/易降解聚合物处理剂(如丙烯酰胺/丙烯酸多元聚合降滤失剂 DRGJ-1 和大分子聚丙烯酰胺类抑制剂 DRGY-1），搭配部分无毒处理剂，实现完全去磺化，为环保水基泥浆，泥浆中不含铬等有毒物质。根据《危险废物排除管理清单编制说明》，根据近 2 年来固体所开展的废水基钻井泥浆的危险特性鉴别报告，石油天然气开采产生的废水基钻井泥浆不具有相关危险特性，为第 II 类一般工业固体废物；岩屑本身无污染物，成分主要为不同年代的岩层物质及携带的少量泥浆，为一般工业固体废物。

5.5.2.2 钻井过程产生的主要污染源与处理措施

钻井过程中产生的固体废物主要是废弃泥浆、钻屑和钻井期内产生的生活垃圾。本项目共新钻井 23 口，在钻井过程中，采用无害化水基泥浆，钻井期间共产生废弃泥浆 7815.86m^3，岩屑产生量为 3088.44m^3，本项目钻井废弃物经不落地装置固液分离后，液相循环使用，用于钻井液的配制，处置后的固相满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中的综合利用污染物限值，用于油田开发过程中填坑、铺垫井场。不落地装置所有罐体与地面接触的部分均铺设防渗膜，岩屑堆放点围堰高度不小于 1m，并在围堰上方铺设防渗膜，本项目废弃泥浆、钻屑泥饼含水率约为 50%~60%，起尘量很小。

生活垃圾产生量 10.35t/a，集中收集后清运至三塘湖基地生活垃圾填埋场填埋。

本项目钻井期产生的固体均得到妥善处置，不会对周围环境产生大的影响。

5.5.3 运营期固体废物环境影响分析

5.5.3.1 运营期固废影响分析

油田生产过程中产生的固体废物主要是落地油和含油污泥。

根据现场调查，三塘湖采油管理区在落地油处理中采取了得力的措施，井下作业必须带罐（车）操作，基本做到原油不落地，油田在试采阶段，落地油进入临时设置的贮油罐，由汽车拉运。地面工程完成后，油气集输采用密闭式管道输送，落地油基本不再产生，甚至为零，所以落地油基本不会对周围环境造成影响。

运营期产生的固体废物主要是含油污泥，本项目含油污泥最大产生量为939.37t，运至牛圈湖废渣场暂存，建设单位目前已与新疆西域北控环境工程有限公司签订了含油污泥委托处理协议。含油污泥是被原油及其他有机物污染了的泥、砂、水的混合物，属危险废物，主要来源于修井、清罐和含油污水处理的污泥。污泥脱水后含水率≤70%，其特点是含盐量高，含油量占干污泥的 10%~20%，有一定热值；清罐油泥主要成分为残存的污油及罐体腐蚀生成的氧化铁碎屑等。本项目所产生的油泥属于《国家危险废物名录（2021 版）》所列的废矿物油类，其危险废物编号为 HW08。

5.5.3.2 危险废物的管理

危险废物的管理按照《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》（DB 65/T 3999-2017）、《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》（DB 65/T 3998-2017）进行严格的管理，主要要求如下：

①含油污泥属危险固废，储存、处置要严格执行国家和地方环保部门的环保规定。

②主要管理职责

——含油污泥产生单位为含油污泥管理责任主体，负责日常管理工作；

——含油污泥产生单位应建立交接制度，填写交接单，标明含油污泥产生原因、回收数量和地点（站、队、点、井号及管线部位等），负责与含油污泥处置单位签订合同，明确双方安全环保权利、义务和责任。

③监督管理

——含油污泥处置单位必须取得环保部门颁发的危废处理许可证和油田公司市场准入证。

——含油污泥产生和处置单位应建立健全含油污泥管理制度，制定管理计划，健全资料台账。

——含油污泥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，处理后泥土中含油率应小于 2%。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。

——含油污泥产生和处置单位制定相关应急预案，报当地环保部门和公司安全环保处备案。

——含油污泥等危险废物在收集、贮存、运送、处置过程中，产生单位于每月底将转移数量报送当地县级以上政府环保部门及公司安全环保处备案。

——公司安全环保处会同相关部门不定期检查含油污泥收集、贮存、运送、处置过程，结果纳入 HSE 管理考核内容。

——禁止将危险废物混入非危险废物进行贮存和处置；非危险废物被危险废物污染的，均按照危险废物进行管理和处置；废弃物经固液分离后产生的废水应严格执行废水的相关标准进行处理和管理。

④贮存、运输、处置主要管理规定

——含油污泥贮存设施必须满足具备防渗、防外溢、防泄露等基本要求，按照《环境保护图形标志—固体废物贮存（处置）场》、《危险废物标志牌式样》设置明显标志。

——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，交接数量必须与环保局批准的转移量相符。

——处置单位应为从事含油污泥收集、运送、贮存、处置人员配备必要的防护用品。

5.6 土壤环境影响分析

5.6.1 建设期土壤环境影响分析

5.6.1.1 钻井作业对土壤环境的影响

本项目井场占地主要土壤类型是石膏棕漠土。钻井作业对土壤的环境影响主要钻井废水和钻井岩屑、泥浆对周围土壤环境的影响。岩屑对土壤的影响较小，对土壤产生影响的主要是粘附在钻屑上的泥浆。钻井泥浆对土壤环境的影响与其种类、成分及土壤的理化性质特征有密切的关系。由于钻井泥浆一般含 Ca、Na

等离子，pH、盐分都很高，钻井泥浆进入土壤后，可使土壤板结，增加土壤的盐碱化程度。钻井泥浆对有机质含量高、呈酸性的土壤危害较小，而对碱性的亚粘土及高粘土土壤危害较大。工程区土壤为棕漠土，废弃泥浆进入土壤后，将加剧土壤的盐碱化程度，从而使土壤板结，土壤质量下降。

本项目钻井废弃物经不落地装置固液分离后，液相循环使用，用于钻井液的配制，处置后的固相满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中的综合利用污染物限值用于油田开发过程中填坑、铺垫井场。通过对吐哈油田其他已完钻井井场周围土壤环境质量类比调查，距井场不同距离处土壤中石油类浓度明显高于井场外土壤石油类浓度，说明油田开采对土壤存在石油类污染；而井场外 50m 至 200m 处土壤石油类浓度值较接近，且与区域土壤环境质量对照点石油类浓度也接近，因此油田开采对土壤的污染主要集中在井场内部。

从井场内土壤不同剖面深度的石油类浓度分布来看，10cm 深度的石油类浓度最高，是表层土壤石油类浓度的 2 倍，是对照点土壤中石油类浓度的 4 倍，说明油田开采产生的落地油等污染物会向下渗透对深层土壤造成影响；30cm 浓度的土壤中石油类浓度与表层土壤石油类浓度相近，说明井场石油类污染主要集中在表层至 30cm 深度处。

5.6.1.2 计量阀组建设对土壤环境的影响

本项目新建计量阀组 3 套，开发建设过程中站场区域的地表土壤被彻底清除或覆盖，施工结束后，被人工建构造物替代，因而改变地表覆盖物类型和性质，地表土壤永不可恢复。

5.6.1.3 管线建设对土壤环境的影响

管线工程建设对于沿线土壤的影响主要是由于机械施工作业对作业带的土壤产生的压实效应，同时由于管道埋入，挖出的土方回填后必须镇压夯实，这些都将直接影响土壤的结构和孔隙状况，导致土壤结构体，特别是良性结构体的破坏和土壤通气孔隙的减少。另外由于作业采用一些大型机械，加上施工中不规范作业，一般将心土和表土相混合，造成土壤质量下降。

据类比调查和有关资料介绍，保持输油管道埋入后的地面与原地面高度一致或高于地面 0.3m，将会使 1.5m 范围内土壤容重平均增加 16%左右，土壤孔隙相

应减少或降低至 45%，其中，通气孔隙减少的数量最多，自然消除压实效应所需的时间一般需要 10~20 年；作业带土壤耕作层的有机质一般降低 12%左右，全氮一般降低 22%左右，全磷一般降低 37%左右。

管线占地均为戈壁裸地，土质有机质的含量极少，地表不宜种植农作物，而且也很难生长自然植被，因此施工后对戈壁及山地的土质影响不大。因此由施工带来的对该区土壤的影响相对较小。

5.6.2 运营期土壤环境影响分析

5.6.2.1 正常情况下对土壤环境的影响

正常生产情况下，对土壤环境的影响主要为对各类土壤的永久性占用，运行期内将改变土地原有利用方式。本次评价引用与本项目区块临近的三塘湖油田牛圈湖北III区产能建设项目的竣工环境保护验收土壤调查结果。北 III 区块位于本项目区块西侧 1.67km（本项目与北 III 区块相对位置关系见图 5.6-1），与本项目土壤类型分布、土地利用情况、土壤环境影响源、影响因子与影响途径均相同，引用结果具有可类比性。

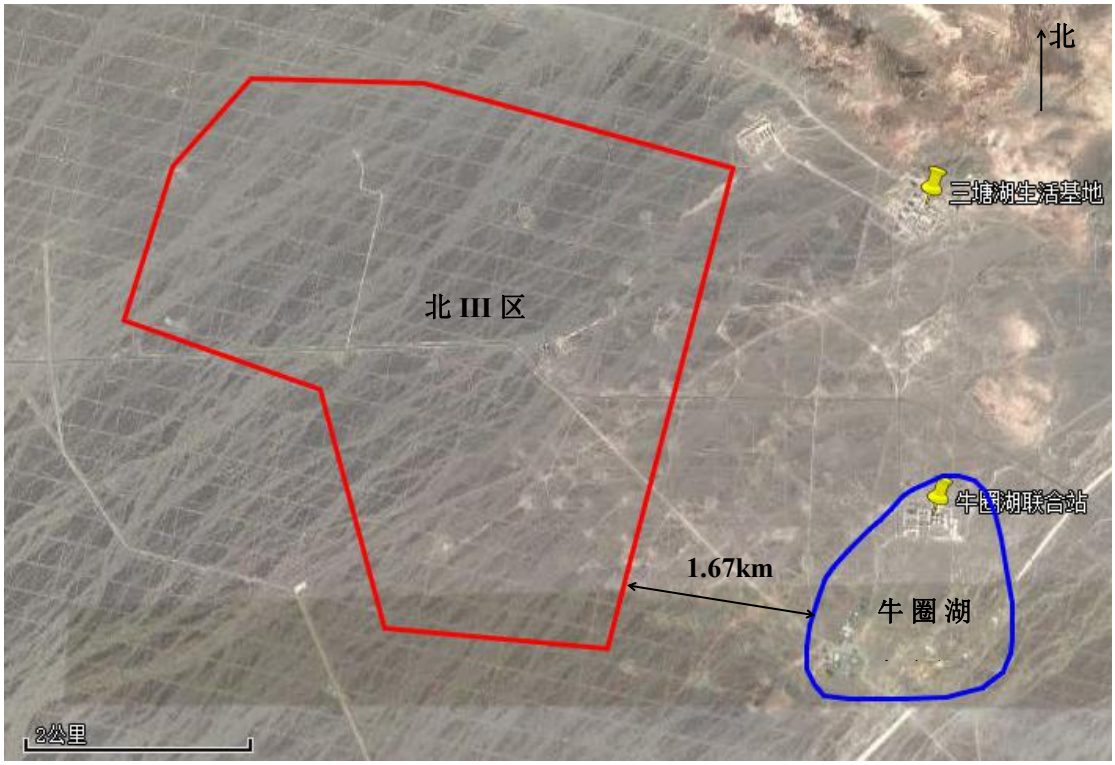


图 5.6-1　　本项目与北 III 区块相对位置关系

调查结果如下：

北 III 区完井后及时清理平整井场及废弃的钻井设备等物料，并恢复地貌；井下作业产生的原油和废液全部进罐，作业范围地表铺设工程塑料，基本做到原油不落地。截止验收监测期间，未发生井喷和集输管线泄漏等事故。本次验收对北III区项目井区土壤环境质量进行了监测，监测点位见图 5.6-2：

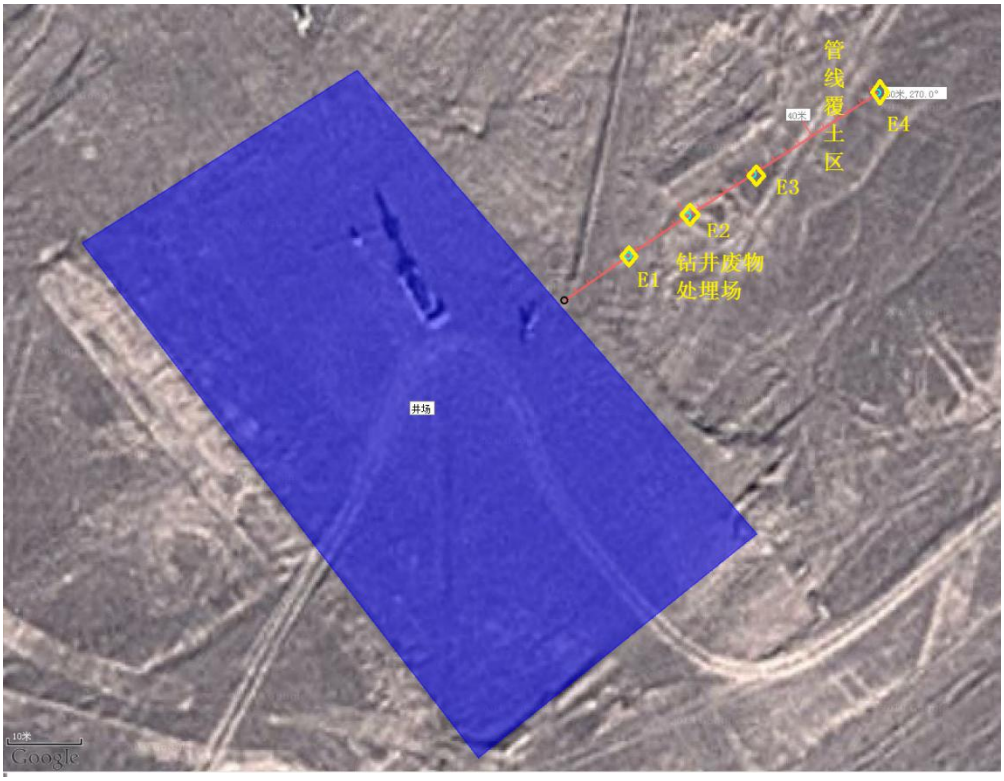


图 5.6-2　　土壤监测点位图

（1）监测点位

本次验收选取 1 座井场边界外 10m、20m、30m、50m 共设置 4 个采样点，每个监测点取 2 个样。

（2）监测因子

pH、矿物油、铅、铬、有机质、有效磷。

（3）监测时间与频次

2019 年 7 月 27 日~28 日，监测 2 天，每天采样 1 次。

（4）监测结果与分析

土壤环境监测结果见表 5.6-1。

表 5.6-1　　土壤环境监测结果　　单位：mg/kg

监测因子	监测位置及时间								标准限值	达标情况
	井场 10m		井场 20m		井场 30m		井场 50m			
	第 1 天	第 2 天	第 1 天	第 2 天	第 1 天	第 2 天	第 1 天	第 2 天		

pH	7.35	7.38	7.41	7.45	7.43	7.42	7.40	7.41	-	-
有效磷	10.6	10.2	11.8	11.2	10.2	10.6	11.2	11.5	-	-
有机质	7.58	7.42	8.27	8.42	7.94	7.87	7.68	7.62	-	-
总铬	73	70	71	72	66	79	66	63	-	-
矿物油	0.08	0.07	0.07	0.08	0.07	0.08	0.06	0.08	4500	达标
铅	23.3	22.5	23.0	13.2	23.3	16.2	28.4	11.6	800	达标

由表 5.6-1 监测结果可知：项目区土壤中铅浓度满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）标准要求，监测点土壤石油类浓度较低，说明井场外土壤受油田开发影响较小。

通过类比其他区块周围污染现状调查结果，正常工况下，油气集输过程中落地油对土壤的污染集中在表层 20cm 以上，仅在采油气井周围 50m 内，一般多呈点片状分布，对土壤的影响仅在局部和表层，影响不大。

5.6.2.2 事故状态对土壤环境的影响

运营期对土壤的污染影响，主要是发生在事故条件下，如爆管泄漏、井喷事故致使原油散落地面会有油滴落在地面。另外各类机械设备也可能出现跑、冒、漏油故障，对外环境造成油污染。在评价区内的落地油对土壤环境的影响是局部的，它受发生源的制约，主要呈点片状分布，在横向上以发生源为中心向四周扩散，距油井越远，土壤中含油量越少，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。根据中国石油大学桑玉全博士的研究成果（《石油类污染物在土壤中迁移变化规律研究》），不同类型土壤，对污染物的吸附能力存在差异，但总体在 0~30cm 深度范围内，其中对石油类污染物的吸附截留可达 90%以上。总体来看，主要影响土壤表层环境。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。

棕漠土是评价区内的主要土壤类型，其特征是：地表有黑色砾幕，自然植被稀疏，覆盖率低；剖面中有石灰、石膏岩结晶，还有坚硬的盐壳、盐盘，坚硬的盐壳、盐盘不利于原油的下渗，而且当地降水稀少，落地油一般仅在洒落范围内对表层土壤造成影响。

5.6.2.3 土壤污染防治措施可行性分析

针对本工程可能发生的土壤污染途径，土壤污染防治措施按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、运移、扩散、应急响应全阶段进行控制。

（1）源头控制

本项目将选择先进、成熟、可靠的工艺技术，并且对产生的废物进行合理的回用和治理，尽可能从源头上减少污染物排放；严格按照国家相关规范要求，对工艺、设备、堆场采取相应的措施，以防止和降低污染物的跑、冒、滴、漏，将环境风险事故降到最低。提出以下污染防控措施：

①钻井过程中，采用环境友好的钻井液体系，钻井液循环率达到95%以上；钻井废水经泥浆不落地工艺固液分离后循环使用，严格把控固井质量，井口安装井控装置，将井喷等环境风险事故发生概率降到最低。

②油田开发过程中，井下作业应配备泄油器、刮油器等，试采原油及含油污水要求全部进罐，按照“铺设作业、带罐上岗”的作业模式，及时回收落地油，落地原油回收率应达到100%；井下作业废水作业单位自带回收罐回收作业废水，井下作业产生废水先运至牛圈湖联合站的干化池内，稳定后进入污水处理系统处理，处理达标的上清液回注油层，底泥暂存在废渣场，下一步交由有资质的单位进行无害化处置。

③输送管线敷设前，应将管沟底部压实、平整；管线埋设时应在冻土层以下即深埋1.5m，同时还采用管线保温措施；对采油井、注水井、各类管线采取防腐、防腐层联合阴极保护等技术进行防腐处理，预防因腐蚀造成的井管及输油管线破裂事故污染土壤。

④油田采出水经采出水处理设施处理后达到相关标准后，全部回注区块开发油层，处理率和回注率均达到100%，且必须回注开发油层，严禁回注其他层位，严禁采出水外排。

⑤含油污泥等均属于危险废物，应按照《危险废物贮存污染控制标准》等相关标准进行贮存、处置，由有资质单位安全处置。

⑥建设单位应制定土壤污染隐患排查治理制度，定期对单井、输送管线定期开展隐患排查，发现污染隐患的，应当制定整改方案，及时采取技术、管理措施消除隐患，并如实记录归档。

（2）过程控制

本项目采取过程阻断、污染物消减和分区防控措施。

①井场污染防治过程控制井场在钻井过程中，应做好井场防渗，避免钻井过程中废弃泥浆、岩屑对土壤产生的影响。试油时井场铺设防渗布，采取试油进罐的方式，减少落地油的产生，并及时清理落地油和被原油污染的土壤，阻断污染物下渗的污染途径，以减少对土壤产生的影响。

③管线污染防治过程控制管线开挖时应将表土分区堆放，避免对土壤肥力产生影响。

对管道套管涂层进行防腐处理，或使用新型防腐管材，预防因腐蚀造成的井管及输油管线破裂事故污染周围土壤。

管道应按要求设置截断阀与报警系统和监控系统，以及时发现泄漏事故，防止原油或采出水泄漏污染土壤。只要加强生产管理和监督，采取有效的防范措施，就可有效地防止和减轻污染。

项目区土壤主要为棕漠土，面中有石灰、石膏岩结晶，还有坚硬的盐壳、盐盘，坚硬的盐壳、盐盘不利于原油的下渗，养分含量相对较低，采取的应急措施主要为：污染面积一般较小，易于控制和收集，将污染土层挖出后集中处理，并及时覆土恢复。

（3）跟踪监测与应急响应

①跟踪监测

为了掌握本项目土壤环境质量状况和土壤中污染物的动态变化，评价要求设置土壤跟踪监测系统，自行或者委托第三方定期开展土壤监测，重点监测井场、输送管线周边的土壤，建立完善的跟踪监测制度，以便及时发现并有效控制。本项目土壤跟踪监测计划参见表 5.6-2。

表 5.6-2　　土壤质量跟踪监测计划表

检测对象	检测项目	监测频次	检测方式
井场周围土地	石油烃	每 5 年 1 次	委托检测

②应急响应

输油管道原油泄漏：一旦发现在原油在输送过程中发生了泄漏，用最快的办法切断管段上、下游的截断阀，同时组织抢修队伍人工开挖集油池，并用砂土、水泥等及时围堵或导流，防止泄漏物向危险源流散，确保泄漏原油不进入地表水

体；在原油泄漏险情排除后迅速清理应急现场，回收原油，对少量无法回收的油泥，应在当地环保局的批准下妥善处理；对土壤中的污染物质进行消毒、洗消、清运，最大限度的消除危害。

注水井发生套外返水事故：注水井一旦发生套外返水事故，必须立即停止注水，重新修井、固井，并对已经污染的土壤进行相应的治理。

5.6.2.4 土壤环境影响评价自查表

本项目土壤环境影响自查表见表 5.6-3。

表 5.6-3　　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□				土地利用类型图
	占地规模	（5.94）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	《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 中 45 项基本因子、表 2 中石油烃				
	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	1	2	0~20cm	
		柱状样点数	3			
	现状监测因子	pH 值、《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 中 45 项基本因子、表 2 中石油烃				
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 GB36600-2018 中管控值				
影响预测	预测因子	石油烃				
	预测方法	附录 E□；附录 F；其他（类比分析）				
	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	
		2	石油烃（C_{10}-C_{40}）	1 次/3 年	
	信息公开指标	特征因子			
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。					

5.7 生态环境影响分析

5.7.1 生态环境影响特征

从本项目工程特点和所处区域的环境特征出发分析，项目建设过程中和项目建成运营中对生态环境影响有以下特点：

（1）油田开发建设工程对生态环境影响具有区域性环境影响特征。

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

（3）影响方式主要发生在施工期，施工结束后可逐步恢复。

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

油田开发建设过程各个时期对生态环境的影响程度、影响特征和影响时间见表 5.7-1。

表 5.7-1　　油田开发建设对生态环境的影响

工程阶段		勘探期	建设期（地面工程）	运营期
影响分析	影响程度	重	重	轻
	影响特征	可逆	部分可逆	可逆
	影响时间	短期	中、短期	短期
	影响范围	大、不固定	大、固定	小、固定

5.7.2 建设期生态影响分析

5.7.2.1 占地影响分析

（1）占地情况

针对本次工程内容的占地情况，分别从永久占地和临时占地两方面进行核算。经核算，各项工程的永久性占地面积为 5.94hm^2，临时占地面积 24.55hm^2。

工程占地详见表 5.7-2。

表 5.7-2　　占地面积统计表

序号	建设项目			面积（hm^2）		占地类型
				永久占地	临时占地	
1	钻井井场			2.76	11.04	1206 裸土地
2	计量站			0.48	-	
3	管线	油气集输管线	单井管线	-	6.40	
			集输支线	-	0.05	
		注水管线	单井注水管线	-	1.85	
			注水支线	-	2.81	
4	道路			2.70	2.40	
合计				5.94	24.55	

（2）占地影响分析

永久占地使原先土壤－植被复合体构成的自然地表被各类人工构造物长期取代；临时占地伴随着永久性占地的工程建设而发生，也不可避免地对原有地表造成破坏，使原有土壤-植被自然体系受到影响或瓦解，在扰动结束后，临时占地影响区的土壤-植被体系的恢复能力与程度取决于临时占地影响程度的大小及原先的生态背景状况。

本工程永久占地和临时占地分别为 5.94m^2 和 24.55hm^2，施工活动和工程占地在油区范围内并呈点线状分布，对土壤、植物、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响，同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。

5.7.2.2 对植被的影响

由影响因素分析和油田建设的特点决定了在诸多对自然植被的影响因素中，施工期的建设占地等行为最严重，只有勘探对地表扰动和工程施工占地对影响区段植被的一次性破坏较大。

（1）占地

由影响因素分析和油田建设的特点决定了在诸多对自然植被的影响因素中，施工期的建设占地等行为最严重，只有勘探对地表扰动和工程施工占地对影响区段植被的一次性破坏较大。本项目临时占地为 24.55hm^2，项目区植被稀疏，以麻黄、琵琶柴为主，占地对植被影响较小。

（2）污染物对植物的影响

①扬尘对植被的影响

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

②施工期废水对植被影响

施工期由于只产生少量生活废水，不产生含油污水，所以不会对植被产生影响。

（3）人为活动对植被的影响

人为活动对植被的影响主要表现为施工人员和作业机械对草本植物的践踏、碾压等，主要有以下几种途径。

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

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

（4）人为活动对植被的影响

人为活动对植被的影响主要表现为施工人员和作业机械对草本植物的践踏、碾压等，主要有以下几种途径。

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

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

5.7.2.3 对野生动物的影响

（1）对野生动物生境的破坏

施工期间的各种人为活动，施工机械、汽车的喧闹，对野生动物有一定的惊吓，破坏了其正常生境。

（2）对野生动物分布及迁徙的影响

在施工建设期，野生动物出于物种保护本能，尽可能远离施工现场，施工沿线出现野生动物分布稀疏带，从而造成其他区域分布密度的增加。施工期间的喧闹，对野生动物的迁徙有一定的影响，这种影响主要是针对在地面活动的哺乳动物，对鸟类而言，影响很小。施工结束后，影响便可随之消失。

5.7.2.4 管线工程环境影响分析

本项目新建各类管线 22.22km，临时占地面积 11.11hm^2，占地类型均为 1206 裸土地。

（1）土地利用影响分析

本工程施工作业带戈壁平原地段控制在 5m 的宽度，且对于线型开挖戈壁地来说，不会使该处土地利用类型发生改变，施工完毕即可覆土还原使用。所以除施工时临时占用一定的土地外，管线埋设后原土地利用变化不明显，整体影响较小。

（2）对植被的影响分析

本项目评价范围内植物以麻黄、琵琶柴为主，管道埋设后，被开挖部分将覆土回填，基本不会受到施工的影响。本次环评要求施工结束后即对占地进行植被恢复；运输车辆沿道路行驶，禁止乱压乱碾，总之，项目建设对植被造成一定影响。但随着施工期的结束，被开挖部分将覆土回填，可以减少项目建设对植被的破坏程度。综上所述，只要加强施工管理，项目实施不会对项目区的生态环境造成太大影响。

（3）野生动物现状调查与影响分析

管线施工可能对沿线两侧 500m 范围内的野生动物产生短暂的影响。集输管线所经地带全部为戈壁滩，因此在影响区域内存在的野生动物为少数觅食鸟类、荒漠中啮齿类小动物。这些野生动物基本会远离项目施工区域栖息与觅食，所以绝大部分地区施工对野生动物影响不大。

由于本区域的野生动物种类少，且经过现有油田设施多年运营后，已经少有大型野生动物在本区域出现，项目对野生动物的影响较小。

因此总体上看本项目建设对生态环境影响较小。

5.7.3 运营期生态影响分析

5.7.3.1 运营期对植被的影响

（1）污染物对植被的影响

油田运行期产生的污染物中，对植被生长产生影响的主要污染物为石油类。根据实地调查，在油田开发建设过程中，生活垃圾集中收集后卫生填埋，井下作业废水用罐收集先运至牛圈湖联合站的干化池内，稳定后进入污水处理系统处理后回注地层；采油废水经牛圈湖联合站污水处理站处理后用于回注地层，各类污水都进行了集中处理。因此，正常情况下油田开发工程产生的污染物排放对植被的影响较小。

（2）事故状态下污染物排放对植被的影响

事故状态如爆管泄漏致使原油散落地面会有原油直接附着在植物体上，造成局部范围内植被死亡。根据对一些事故现场的调查，爆管原油泄漏造成的植被破坏是小范围的，在荒漠地带植被损失量很小。

5.7.3.2 运营期对野生动物的影响分析

正常生产期间对野生动物的影响不大。项目区域的野生动物组成以少数觅食鸟类、啮齿类小动物、蜥蜴类爬行动物为主，区域人类开发活动频繁，许多鸟类可能受到人类或机械的干扰而飞离工程区。但是由于本区的动物属于伴人种，数量多，适应能力强，很快能在邻近区域建立新的栖息地，所以对其种群生存不会造成影响。

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

5.8 退役期环境影响分析

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

退役期的环境影响以生态环境的恢复为主，同时封井和井场清理也会产生少量扬尘和建筑垃圾，会对周围的环境造成一定影响。

油井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等。在这期间，将会产生少量扬尘和固体废物。在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，文明施工，防止水泥等的洒落与飘散，同时在清理井场时防止产生飞灰、扬尘的产生，尽可能降低对周边大气环境的影响。

另外，井场清理等工作还会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃管线、残渣等进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用，废弃建筑残渣外运至指定处理场填埋处理。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

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

5.9 风险评价

5.9.1 环境风险潜势初判

根据建设项目涉及的物质和工艺系统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 5.9-1 确定环境风险潜势。

表 5.9-1　　建设项目环境风险潜势划分一览表

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

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）附录 C 及附录 D 确定危险物质及工艺系统危险性（P）及环境敏感程度（E）。其中危险物质及工艺系统危险性（P）由危险物质数量与临界量比值（Q）、行业及生产工艺（M）确定。密闭集输管网包括单井管线和集油支线，按各类管线管径计算原油在线量，则风险单元 Q 值计算结果详见下表。

表 5.9-2　　本项目风险单元 Q 值一览表

风险单元	危险物质	临界量（t）	在线量（t）	Q

风险单元	危险物质	临界量（t）	在线量（t）	Q
密闭集输管网	原油	2500	41.81	0.02

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）附录 C 要求，当 Q＜1 时，该项目环境风险潜势为Ⅰ，不再对行业及生产工艺（M）及环境敏感程度（E）进行判定。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）环境风险评价工作级别划分的判据，确定本工程环境风险评价工作级别为简单分析。

5.9.2 环境保护目标识别

本项目所在区域为戈壁地区，干旱少雨，评价范围内无地表水体。当物料发生泄漏时应保护区域内土壤和地下水环境质量维持现有状况，不因本项目的风险事故而发生较大变化。项目区周围 5km 范围内没有固定的居民居住、无重要生物群落、无地表水体，如泄漏物料遇明火发生火灾或爆炸，仅对现场工作人员造成影响，因此应保护现场工作人员的人身安全，及时撤离，不因本项目的风险事故而遭受人身伤害。

5.9.3 环境风险识别

本项目涉及的主要风险物质为石油，主要风险单元为密闭集输管网，可能发生的环境风险有：

（1）站场危险性识别

油气集输可能发生泄漏会引发火灾、爆炸事故。计量阀组及拉油站站场常见的事故主要是因腐蚀造成管汇撬、管线等发生泄漏，泄漏后还有可能引起火灾和爆炸，在影响人身和设备安全的同时，污染环境。

（2）井场危险性识别

单井井场主要发生的风险事故为井漏事故风险，由于生产井固井质量不好，井下作业是可能引发油水窜层，污染地下水。

（3）输油管道危险性识别

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

造成直接污染，而且泄漏的原油遇到明火还可能产生火灾、爆炸事故。

5.9.4 环境风险分析

5.9.4.1 对土壤的影响分析

管线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性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响荒漠植被的生长，并可影响局部的生态环境。

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

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

5.9.4.2 对植被的影响

原油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。发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围植被产生明显影响。

5.9.4.3 对地下水环境的影响

管线泄漏的原油下渗而可能导致地下水污染风险的发生。发生泄漏事故后，及时维修处理，即使有少量的污染物泄漏，也很难通过防渗层渗入包气带。故在正常工况下，加强检修力度，发生泄漏事故及时找到泄漏点，及时维修，并将受污染的土壤全部回收，送至主体装置区进行处理，污染物从源头和末端均得到控制，没有污染地下水的通道，污染物不会渗入地下污染地下水体。

当泄漏事故不可控时，泄漏的油品经土层渗漏，通过包气带进入含水层。根

据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳占林文）中结论：棕漠土对石油类物质的截留作用是非常显著的，石油类很难在土壤剖面中随水下渗迁移，基本上被截留在0cm~10cm或0cm~20cm表层土壤中，其中表层0cm~5cm土壤截留了90%以上的泄漏原油。因此，即使发生输油管线泄漏事故，做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，不会对地下水体环境质量产生大的影响。

5.9.4.4 对大气环境的影响分析

发生泄漏事故后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。由于项目区周围无环境敏感目标，且地域空旷，扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响。

5.9.5 风险事故防范及应急处理措施

本项目建成后，环境突发事件依托三塘湖采油管理区《吐哈油田公司三塘湖采油管理区突发事件总体应急预案》（2015）及其各专项应急预案。

5.9.5.1 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。

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。

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。

5.9.5.2 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。

5.9.5.3 站场风险防范措施

（1）各站场严格按防火规范进行平面布置，站场内的电气设备及仪表按防爆等级不同选用不同的设备。

（2）站内所有设备、管线均应做防雷、防静电接地。

（3）安装火灾设备检测仪表、消防自控设施。

（4）加强设计单位相互间的配合，做好衔接，减少设计失误。

5.9.5.4 管道风险防范措施

（1）施工阶段的事故防范措施

集输管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。在施工过程中加强监理，确保施工质量。

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。

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。

按施工验收规范进行水压及密闭性试验，排除更多的存在于焊缝和母材的缺陷。

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

严格控制油品质量，定期清管。

加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

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。

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。

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。

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。

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

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。

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。

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。

定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。

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。

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。

5.9.5.5 原油泄漏事故防范措施

（1）所有风险敏感目标区段的管道设计均要符合《输油管道工程设计规范》（GB50253-2014）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）按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止原油泄漏事故的发生。

（4）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。

（5）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。

（6）操作中必须使用防爆工具，严禁用铁器敲打管线、阀门、设备。

（7）制定事故应急预案，配备适当的抢修、灭火及人员抢救设备。

5.9.5.6 洪水防范措施

（1）三塘湖采油管理区现状防洪措施

三塘湖采油管理区牛圈湖区域目前建设有整体防洪工程，该工程有防洪堤 6 条，总长 15.88km，泄洪渠两条，长度 15.95km，设计标准 50 年一遇，于 2009 年建成投运；马 56 区域 2014 年建成一条约 2.5km 的区域防洪坝，但没有设置泄洪渠；牛东区块、西峡沟区域、北小湖区域没有修建整体防洪设施，只对拉油站、接转站、生活点和部分单井进行局部防洪，现有防洪堤高度和宽度较小，且为土堤，防洪能力不足。

目前三塘湖采油管理区正在实施防洪设施建设工程，即新建马中、牛东等区块的整体防洪设施，修复并加固牛圈湖、西峡沟等区块的已建防洪设施。

（2）制定应急预案

尽管该区域发生洪水的可能性极小，但为防止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，三塘湖采油管理区特制订防洪防汛应急预案。

①各单位应组织员工对自己所辖区域的公路涵洞、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，做好记录，加强防洪防汛工作。

②对低洼及凹型油田公路段进行清雪工作，预防化雪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、疏通流道，并清除闸门池子上覆盖的积雪。

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应及时进行救援，保证员工人身安全。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洪水过后各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。

5.9.6 环境应急预案

工程应根据环境风险特点，制定相应的应急预案，具体应急预案编写内容及要求见表 5.9-3。

表 5.9-3　　环境风险事故应急预案内容

序号	项目	内容及要求
1	应急预案简介	包括应急预案编制目的、适用范围、文本管理及修订
2	单位基本情况及周围环境综述	包括单位基本情况、危险废物及其经营设施基本情况、周边环境状况
3	启动应急预案的情形	明确启动应急预案的条件和标准
4	应急组织机构	以事故应急响应为主线，明确事故报警、响应、结束、善后处置等环节的主管部门与协作部门及其职责；以应急准备及保障机构为支线，明确各应急日常管理部门及其职责；要体现应急联动机制；明确发生事故时应请求支援的外部应急/救援力量名单及其可保障的支持方式和支持能力，装备水平、联系人员及联系方式、抵达时限等，并定期更新。
5	应急响应程序-事故发现及报警（发现紧急状态时）	规定单位内部发现紧急状态时，应当采取的措施及有关报警、求援、报告等程序、方式、时限要求、内容等；明确哪些状态下（如泄漏、火灾或爆炸可能威胁单位/厂区外的环境或人体健康时）应当报告外部应急/救援力量并请求支援；明确哪些状态下（如在事故可能影响到厂外的情况下）应当自行或协助地方政府向周边临近单位、社区、受影响区域人群发出警报信息以及警报方式
6	应急响应程序-事故控制（紧急状态控制阶段）	明确接到发生事故后，各应急机构应当采取的具体行动措施。包括响应分级、警戒与治安、应急监测、现场应急处置措施和应急响应终止程序。明确应急预案的启动级别及条件；明确事故应急状态下的现场警戒与治安秩序维护的方案，包括单位内部警戒和治安的人员以及同当地公安机关的协作关系；明确事故状态下的监测方案，包括检测泄漏、压力集聚情况，气体发生的情况，阀门、管道或其他装置的破裂情况，以及污染物的排放情况等；明确各事故类型的现场应急处置的工作方案，包括现场危险区、隔离区、安全区的设定方法和每个区域的人员管理规定，切断污染源和处置污染物所采用的技术措施及操

		作程序，控制污染扩散和消除污染的紧急措施；预防和控制污染事故扩大或恶化的措施，污染事故可能扩大后的应对措施，有关现场应急过程记录的规定等
7	应急响应程序-后续事项（紧急状态控制后阶段）	明确事故得到控制后的工作内容。如应急协调人必须组织进行后期污染监测和治理，清理事故现场，进行事故总结和责任认定，报告事故，将事故记录生成记录，补充和完善应急装备，修订和完善应急预案等
8	人员安全及救护	明确紧急状态下，对伤员现场急救、安全转送、人员撤离以及危害区域内人员防护等方案
9	应急装备	列明应急装备、设施和器材清单，清单应当包括种类、名称、数量以及存放位置、规格、性能、用途和用法等信息，以利于在紧急状态下使用。规定应急装备定期检查和维护措施，以保证其有效性
10	应急预防和保障方案	包括预防事故的方案、应急设施设备器材及药剂的配备、保存、更新、养护等方案；应急培训和演习方案
11	事故报告	规定向政府部门或其他部门报告事故的时限、程序、方式和内容等
12	事故的新闻发布	明确事故的新闻发布方案，负责处理公共信息的部门，以确保提供准确信息，避免错误报道
13	应急预案实施和生效时间	明确应急预案实施和生效的时间
14	附件	包括组织机构名单、值班联系通讯表、组织应急响应有关人员联系通讯表、危险废物相关方应急咨询服务通讯表、外部应急救援单位联系通讯表、政府有关部门联系通讯表、单位平面布置图及撤离路线、危险废物相关生产环节流程图、危险废物理化特性及处理措施简表、应急设施配置图、周边区域道路交通示意图和疏散路线、交通管制示意图，周边区域的单位、社区、重要基础设施分布图及有关联系方式，供水、供电单位的联系方式，风险事故评估报告，保障制度等

（1）应急救援设备和仪器

本项目应急救援设备和仪器依托三塘湖采油管理区，其配备的应急设备、器材等物资见表 5.9-4。

表 5.9-4　　三塘湖采油管理区应急物资储备汇总表

序号	种类	物资名称	单位	配备数量	备注
1	安全防护	正压式呼吸器	套	5	
2		反光背心	件	10	
3		雨衣、雨靴	套	20	
4		安全帽	个	20	
5		防爆工具（套筒、扳手、撬棍）	套	1	
6		铜锹、铜铲	套	2	
7		线手套	副	50	

8		车辆通用型防火帽	个	4	
9		洗眼液	瓶	2	
10		护目镜	付	4	
11	监测检测	四合一气体检测仪	台	2	
12	警戒器材	警示牌	个	2	
13		警戒带	米	200	
14	报警设备	声光报警器	套	1	
15	安保物资	防爆盾牌	个	10	
16		防撞墩（硬隔离）	个	10	
17		破胎器	套	2	
18		警棍	根	10	
19		防爆头盔	个	10	
20	照明设备	手提式防爆探照灯	个	5	
21		防爆移动灯	个	5	
22		防爆手电筒	个	10	
23		蜡烛	根	100	
24	生命救助	小型急救包	个	1	
25		折叠担架	副	1	
26		全身式安全带	套	1	
27		救生绳	米	50	直径 10mm 以上
28		毛巾	条	20	
29	通讯设备	防爆对讲机	部	4	
30	广播器材	手持扩音器	个	2	
31	输转设备	防爆型手摇式抽油泵	台	1	
32		防爆电缆盘	套	1	配套绝缘电缆
33	堵漏器材	木制堵漏楔	套	1	
34		耐油胶带	卷	2	
35		管卡	套	2	采油厂正在使用的各种尺寸、耐压等级
36		盲板（凹凸、平面）	套	2	
37		金属缠绕垫、石棉垫片	套	2	
38	消防器材	干粉灭火器 5kg	具	10	
39		二氧化碳灭火器 5kg	瓶	10	
40		消防水龙带	根	2	
41	消防器材	镐	把	10	
42		灭火毯	个	20	
43	抢险工具	ND5311 冷却电器*钩车线	只	1	
44		拖车绳	根	1	
45		钢丝钳	把	10	
46		套装工具	套	1	
47	防洪防汛	尼龙绳	公斤	40	直径 8、6mm
48		铅丝	公斤	40	8#--20#

49		防水绝缘胶带	盘	2	
50		撬杠	根	10	
51		铁锹	把	20	
52		十字镐头	个	10	
53		麻袋	条	500	
54	防雪灾冰冻物资	防滑链	条	1	
55		草袋 800*500mm	条	200	

现场调查表明，三塘湖采油管理区现场的各种应急设备设施、安全防护和医疗救护器具基本上都完好在用，企业建立了应急设备、物资、器具的管理、使用、维护制度，建有应急物资管理台帐，做到了应急装备、物资专人管理，统一存放，妥善保管，统一采购和调配，每年计划配备，保证应急需要，公司环境应急能力基本能够满足突发环境事件的应急处理。

（2）应急培训计划与应急演练

1）应急培训

应急预案的各业务主管部门应每年组织应急培训工作，指导各基层单位熟练掌握相关的应急预案。

2）应急演练

①管理区级专项预案的业务归口管理部门负责相应应急预案的演练方案编制、演练实施、过程记录、评估及整改等工作。

②管理区级专项预案应每年组织演练或培训一次，参加人员为应急组织机构成员和相关抢险队伍。

③各采油中心每月至少组织一次预案演练，参加人员为本单位应急组织机构成员和抢险人员。

④应急组织机构要对演练全过程留下评价性记录（《应急预案演练记录》），并跟踪落实整改进度和效果。

5.9.7 环境风险评价结论

根据本项目建设内容，工程可能涉及的危险物质为原油，工程可能发生的风险事故类型主要为井场事故风险、油气管线泄漏事故风险，环境风险最大可信事故为集输管线泄露事故。

原油发生泄漏时，对土壤、植被、地下水会产生一定的影响，发生事故后，及时采取相应处理措施，不会对周围环境产生明显影响，评价区包气带对石油类

污染物的截留能力较强，泄漏事故发生时，及时、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。项目在制定严格的事故风险防范措施及应急计划后，可将事故发生概率减少到最低，减小事故造成的损失。

本项目属于三塘湖采油管理区管理，三塘湖采油管理区制定有《突发环境污染事件应急预案》，本项目环境风险应急管理纳入三塘湖采油管理区环境风险应急管理范围内，结合本项目特点对现有的应急预案进行补充完善，建设单位必须严格落实事故预防措施。项目在制定严格的事故风险防范措施及应急计划后，可将事故发生概率减少到最低，减小事故造成的损失。综上所述，本项目环境风险在可接受范围之内。

项目环境风险简单分析内容见表 5.9-5、项目环境风险自查见表 5.9-6。

表 5.9-5　　建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	牛圈湖条湖组致密油开发建设项目			
建设地点	新疆	哈密市	巴里坤哈萨克自治县	
地理坐标	经度	E94°6′13.07″	纬度	N43°56′56.88″
主要危险物质及分布	原油			
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	管线破裂造成的原油泄漏，事故发生时会有大量的原油溢出，对周围环境造成直接污染，而且泄漏的原油遇到明火还可能产生火灾、爆炸事故			
风险防范措施要求	（1）按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止原油泄漏事故的发生。 （2）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。 （3）按规定配置齐全各类消防设施，并定期进行检查，保持完好可用。 （4）操作中必须使用防爆工具，严禁用铁器敲打管线、阀门、设备。 （5）制定事故应急预案，配备适当的抢修、灭火及人员抢救设备。			

表 5.9-6　　建设项目环境风险评价自查表

工作内容		对项目进行环境风险调查与评价，并提出相应的预防与应急处置措施。								
风险调查	危险物质	名称	原油							
		存在总量	41.81							
	环境敏感性	大气	500m 范围内人口数_____人				5km 范围内人口数_____人			
			每公里管段周边 200m 范围内人口数（最大）__/___人							
		地表水	地表水功能敏感性	F1 □			F2 □		F3 □	
			环境敏感目标分级	S1 □			S2 □		S3 □	

		地下水	地下水功能敏感性	G1 □	G2 □	G3 □
			包气带防污性能	D1 □	D2 □	D3 □
物质及工艺系统危险性		Q 值	Q＜1☑	1≤Q＜10 □	10≤Q＜100 □	Q＞100 □
		M 值	M1 □	M2 □	M3 □	M4 □
		P 值	P1 □	P2 □	P3 □	P4 □
环境敏感程度		大气	E1 □	E2 □	E3□	
		地表水	E1 □	E2 □	E3 □	
		地下水	E1 □	E2□	E3 □	
环境风险潜势		IV^+□	IV □	III □	II □	I☑
评价等级		一级□		二级□	三级□	简单分析☑
风险识别	物质危险性	有毒有害□		易燃易爆☑		
	环境风险类型	泄露☑		火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放☑		
	影响途径	大气☑		地表水☑	地下水☑	
事故情形分析		源强设定方法	计算法□	经验估算法□	其他估算法☑	
风险预测与评价	大气	预测模型	SLAB □	AFTOX □	其他□	
		预测结果	大气毒性终点浓度-1 最大影响范围____m			
			大气毒性终点浓度-2 最大影响范围____m			
	地表水	最近环境敏感目标_____，到达时间_____h				
	地下水	下游厂区边界到达时间_____d				
		最近环境敏感目标_____，到达时间_____d				
重点风险防范措施		见 5.9.5 小节				
评价结论与建议		本项目无重大危险源，在风险防范措施和应急预案落实到位后，环境风险处于可接受水平				

6 环境保护措施及其经济技术论证

6.1 大气污染防治措施

6.1.1 建设期大气污染防治措施

地面施工过程中产生扬尘，针对产生的原因不同，应采取相应的控制措施。

（1）在井区建设初期，为防止因交通运输量的增加产生扬尘污染，首先应合理规划、选择最短的工区道路运输路线，尽量利用油田现有公路网络；其次是对使用频繁的道路路面进行洒水降尘，支线道路及通往各井场道路按沙石路面处理，以减少路面沙尘的扬起和对公路两旁土地的扰动；运输车辆进入施工区域，应以中、低速行驶（速度＜40km/h）。

（2）井场设备的放置进行合理优化，尽可能少占土地，对工作区域外的场地严禁车辆和人员进入、占用，避免破坏植被和造成土地松动；作业场地保持一定湿度，进出车辆严格限速，装卸器材文明作业，防止沙尘飞扬。

（3）集输管线尽可能沿公路走向，这样可避免施工运输对土地的扰动；在保证施工、安全的前提下，管沟开挖深度控制 1.5m 以内，避免因施工破坏土地可能带来的土地沙漠化和水土流失，及时开挖，及时回填，防止土方风化失水而起沙，土方应放置背风一侧，尽量平摊，从管沟挖土往地面送土时，施工人员应该低抛；如遇大风天气时，为防止沙土受风移动，应停止施工。

（4）定期对钻机、柴油发电机等设备进行维护，使其污染物达标排放。

（5）禁止焚烧原油、废油品产生废气污染。

6.1.2 运营期大气污染控制措施

本项目运营期的废气排放源主要为无组织排放源。无组织排放的污染物主要为井口、管线接口、阀门、场站等处产生的无组织挥发烃类。针对以上污染源，油田采取了以下大气污染治理措施：

（1）采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵。

（2）在油气集输过程中，为减轻集输过程中烃类的损失，油田开发采用密闭集输流程，从而最大限度地减少油气集输过程中烃类排放量。非甲烷总烃无组织排放达到《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放监控

浓度要求（非甲烷总烃 4.0mg/m^3）。

（3）对各站场的设备、阀门等进行定期的检查、检修，以防止跑、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，防止油气泄漏进入大气环境。

6.2 噪声污染防治措施

6.2.1 建设期噪声污染防治措施

（1）钻井期做好泥浆泵、发电机和柴油机等高噪声设备的基础减振和设置隔声罩减少噪声传播，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；避免形成污染影响；在不能对声源采取有效措施情况下，对可能受噪声影响的油田工作人员发放噪声个人防护器材，消除噪声污染影响。

（2）定期维护泥浆泵、钻机、柴油发电机、柴油动力机组、压裂车等高噪声设备。

（3）少量需要测试放喷的井场，采用修建地面放喷池，周边用砂土作堆，堆高超过 2m，尽量缩短放喷时间。

（4）做好机械设备开机时序，尽量避免高噪声设备同时操作。

6.2.2 运营期噪声防治措施

（1）选用低噪声设备。

（2）对噪声强度较大的设备进行减噪处理，根据各种设备类型所产生噪声的特性，采用不同的控制手段。

（3）将发声源集中统一布置。

（4）切合实际地提高工艺过程自动化水平。

（5）实行工人巡检制，减少操作工人在该岗位停留时间，同时提供一定劳动保护。

（6）定时保养设备，避免设备转动部件在无润滑条件下运转。

6.3 固体废物污染防治措施

6.3.1 建设期固废污染防治措施

6.3.1.1 钻井泥浆污染防治措施

（1）提高泥浆的循环利用率，减少钻井泥浆产生量

本项目钻井过程产生的泥浆、岩屑、钻井废水采用不落地装置处置，钻井废弃物经不落地装置固液分离后，液相循环使用，用于钻井液的配制，固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）后可用于通井路修路、填坑、铺垫井场。

钻井废弃物不落地装置工艺流程如下：

1）废弃泥浆、岩屑及钻井废水经振动筛、除砂器、除泥器、离心机四级分离后，实现初步分离，分离后的固相进入收集箱，再输送至甩干机和离心机进行二次深度固液分离，二次分离出的液相回用，分离出的固相进入固化罐，投加固化剂，进行钻井固体废弃物固化/稳定化作业。固化后进行检测，满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）后用于通井路修路、填坑、铺垫井场。整机外形尺寸 2.5m×1.7m×2.35m，液体处理能力 100m^3/h，净化除砂效率高，分离力度 d50=30μm，渣料筛分能力为 25~50t/h。

2）废弃泥浆、岩屑及钻井废水经振动筛、除砂器、除泥器、离心机四级分离出的液相进入废水收集罐。通过废水收集罐进行处理，处理后的再生钻井液进入处理水储罐内用于钻井液的配制。所有罐体与地面接触的部分均铺设防渗膜，堆放点围堰高度不小于 1m，并在围堰上方铺设防渗膜，挖机施工便道铺设防渗膜后垫土 10cm 压实，作业完毕后自然恢复。

钻井废弃物不落地处理工艺流程示意图见下图 6.3-1。

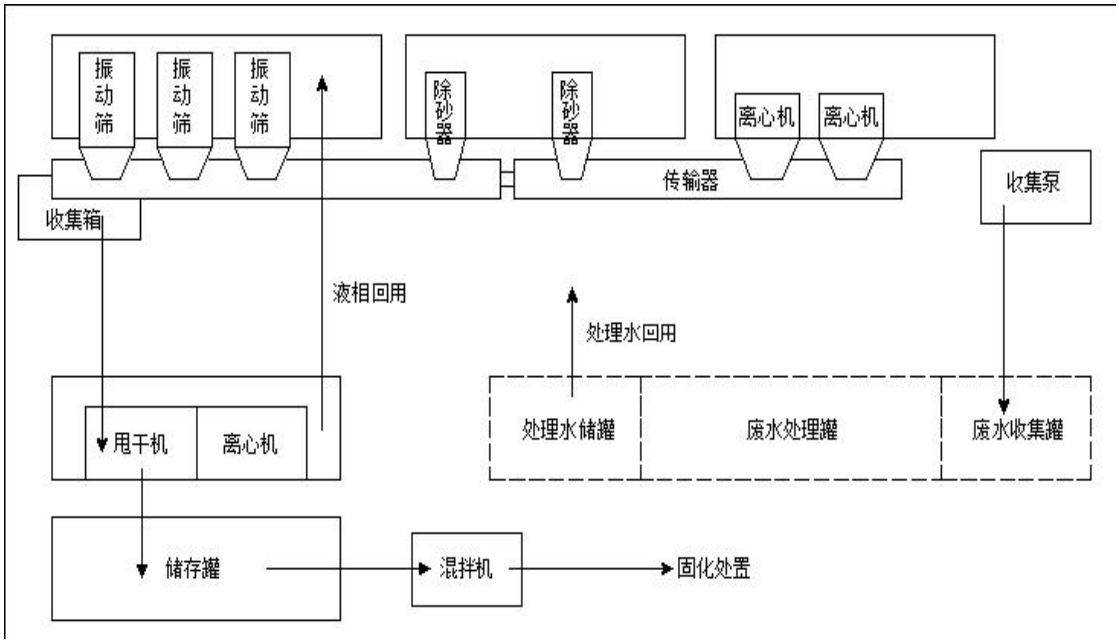


图 6.3-1　　钻井废弃物不落地处理工艺流程示意图

（2）其它固体废物污染防治措施：

井下作业时按照“铺设作业，带罐上岗”的作业模式，及时回收落地油，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。建议采用“绿色修井技术和配套设备”，以原油不出井筒为目标，达到“三不沾油”，即井场不沾油、设备不沾油、操作工人身上不沾油。具体的技术措施可包括：

①油管泄油。使用撞击式泄油器、提杆式泄油器、提管式泄油器，解决包括抽油杆砂卡和断脱等不利情况在内油管泄油问题，保证油管内原油全部泄入井筒而不落地。

②油管和抽油杆外壁刮油回流。使用方便、耐用的油管刮油器和抽油杆刮油器，将管和杆壁上附着原油刮净，并使原油经装置直接回流返回套管，避免将原油带至地面。

上述技术措施及设备在实际应用中，对控制落地原油的产生取得了很好的效果。建议建设单位在井下作业时，应结合实际情况，对施工单位提出这一技术要求。

6.3.1.2 其它固体废物污染防治措施

（1）施工土方

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，不产生集中弃土。

（2）生活垃圾

在地面工程施工中，会产生一定量的生活垃圾、建筑垃圾。将这些生活垃圾运至三塘湖生活垃圾填埋场进行卫生填埋；建筑垃圾运至地方工业垃圾处理站处理。

（3）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”。

上述技术措施在实际应用中，对各类的固废产生取得了很好的效果。只要加强管理，采取切实可行的措施，本项目开发期的固体废物不会对周围环境产生影响。

6.3.2 运营期固体废物污染防治措施

（1）落地油

井下作业必须带罐（车）操作，进入临时设置的贮油罐，由汽车拉运至指点地点处理。地面工程完成后，落地油基本不再产生，甚至为零。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，使之“不落地”。

①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。

②井下作业时严格执行“铺设作业，带罐上岗”的作业模式，及时回收落地油等废物。

③加强管理，对井口装置、集油管线等易发生泄露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。

（2）含油污泥

根据《国家危险废物名录（2021 版）》的规定，本项目所产生的含油污泥属于危险废物，编号为 HW08），全部收集后用专用罐车集中拉运至牛圈湖废渣场进行贮存，最终委托有资质的单位进行资源化达标处理。

6.4 水环境保护措施

6.4.1 建设期废水防治措施

对钻井废水的污染防治，应从源头减量和处置两方面加以考虑。

（1）节水减少排放量

由于钻井过程中因设备清洗、冷却等需消耗大量清水，如不采取有效节水措施，在浪费水资源的同时，也造成钻井废水大量的产生，给废水存储设施造成容量的负担，并带来后续处理负荷的增加。因此，必须在源头上节水降污，使钻井废水予以减量。

可在工程和技术管理上采取以下节水减排措施：

①以钻井队为单位，积累资料，分析研究在各种气候、各类施工作业条件下的合理用水量，以此为定额，在保证正常作业的情况下，控制清水用量。

②合理用水，实行用水管理，机泵冷却水循环利用，不得耗用新鲜水冲洗设备，设备冲洗使用回用水，严格控制污水排放量，搞好污水循环回用。水的重复利用率要求达到 40-50%。

③做好供水阀门和管线的安装、试运行工作，杜绝水的跑、冒、漏。

（2）废水处置

钻井废水采用钻井废弃物不落地处理装置处理，固液分离后循环使用。

（3）井喷地下水保护措施

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

①制定具体井控措施及防止井喷预案。

②开钻前由建设方地质监督或受委托的相关单位地质员，对相应的停注、泄压等措施进行检查（检查结果记录在井队井控专用本上）落实，直到相应层位套管固井候凝完为止。

③钻井液密度及其它性能符合设计要求，并按设计要求储备压井液、加重剂、堵漏材料和其它处理剂，对储备加重钻井液定期循环处理，防止沉淀。

④送至井场的防喷器有试压曲线和试压合格证。安装防喷器前要检查闸板心尺寸是否与使用钻杆尺寸相符，液控系统功能是否齐全、可靠，液控管线有无刺漏现象。

⑤钻开油、气层后，每次起下钻（活动时间间隔超过 5d）对闸板防喷器及手动锁紧装置开关活动一次，定期对井控装置进行试压。

⑥测井、固井、完井等作业时，要严格执行安全操作规程和井控措施，避免发生井下复杂情况和井喷失控事故。

⑦要严格控制提下钻速度，防止抽汲压力过大造成井涌、井喷，激动压力过大造成井漏。提钻按规定灌好钻井液，下钻过程中注意观察井口返出钻井液情况并安排中间洗井，起下钻过程中操作要连续，减少钻具静止时间。

⑧要求做好固井前的通井、循环钻井液、调整钻井液性能等工作。控制下套管速度，以防憋漏地层。

⑨下套管要操作平稳，严禁猛刹、猛放，防止溜钻、顿钻，按规程下套管，双大钳紧扣，以保证套管连接强度。

⑩目的层钻进时预防井漏和井喷，并做好油气层保护工作。

（4）地下水保护措施

项目区区域主要赋存第四系松散岩类孔隙水，其中潜水埋深 15.4m。本项目采出水回注油层（约 2000m），采出水回注油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，采油井在钻井过程中一开至 200m，并下入表层套管，采用内管注固井工艺固井，水泥浆返至地面，对 200m 以上的含水层进行了水泥固井，封隔 200m 以上易塌地层及有效水层，并为井口控制和后续安全钻井创造条件。本项目在施工过程中采用下套管注水泥固井完井方式进行了水泥固井，对潜水所在的第三系地层进行了固封处理，可以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内泥浆的交换，有效保护地下水层。

6.4.2 运营期废水防治措施

本工程运营期废水主要包括井下作业废水及采油废水。采取的污染防治措施主要有：

（1）井下作业废水

①井下作业废水的产生是临时性的。在井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废水，先运至牛圈湖联合站的干化池内，稳定后进入三塘湖联合站污水处理系统进行处理。

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。

③井下作业施工单位应配备具有足够容量的油水罐，保证施工中产生的废

液、废水全部进罐回收，最大限度地减少污染。

（2）采油废水

采出水经牛圈湖联合站污水处理系统处理，处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）后，全部回注地层，不向外环境排放。

（3）积极开展水环境保护宣传教育活动

为加强油田区域水环境保护工作，利用媒体、宣传材料等大力宣传水环境保护的法律、法规和政策，增强全民保护水资源的意识，做好保护水环境和节约用水工作的重要性、紧迫性和长期教育，组织各单位认真学习有关环境保护工作的方针政策。

（4）地下水污染防治措施

根据石油工程建设期和运行期产生的主要污染物，制定地下水环境保护措施，进行环境管理。如不采取合理的防治措施，污染物有可能渗入地下潜水，从而影响地下水环境。地下水污染具有不易发现和一旦污染很难治理的特点，因此，防止地下水污染应遵循“源头控制、防止渗漏、污染监控及事故应急响应”的主动及被动防渗相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应进行控制。

①源头控制措施：

严禁以渗坑储存的形式处置含油污水。

抽油机和采油井口装置进行场地硬化。

采用高质量的输送管线和先进的监控手段，防止原油的泄漏。

管线埋设严格按照遵守相关规定，严格控制开挖深度，加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。

规定定期对站场内的设备和输油管道开展检验、保养，一旦发现异常，及时更换易损及老化部件，杜绝跑冒滴漏的发生，并随时做好抢修，加强抢修队伍训练和工作演练，防止油气泄漏事故对地下水污染事故的发生。

②分区防渗：

抽油机处应采取硬化、防渗措施以及污油收集设施，防止跑冒滴漏的落地油下渗污染地下水。

井场在建设前应夯实其基础，采取硬化、防渗措施，防止跑冒滴漏的落地油

或污水下渗污染地下水。

输送管线敷设前，应将管沟底部的土层压实、平整。

③污染监控：

按照《地下水动态监测规程》中的有关规程对地下水位、地下水质进行观测，特别是对于可能受影响的地下水下游方向，应设立监测孔并进行信息公开。

④风险事故应急响应：

针对应急工作需要，参照相关技术导则，结合地下水污染治理的技术特点，制定地下水污染应急治理程序，成立应急指挥中心，负责编制应急方案，组建应急队伍，组织实施演练，协调各级、各专业应急力量实施应急支援行动。

在发现异常或者事故状态下，建议采取如下污染治理措施：

a、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。

b、一旦发生地下水污染事故，应立即启动应急预案。查明并切断污染源。

c、探明地下水污染深度、范围和污染程度。

d、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。

e、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。

f、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。

g、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。

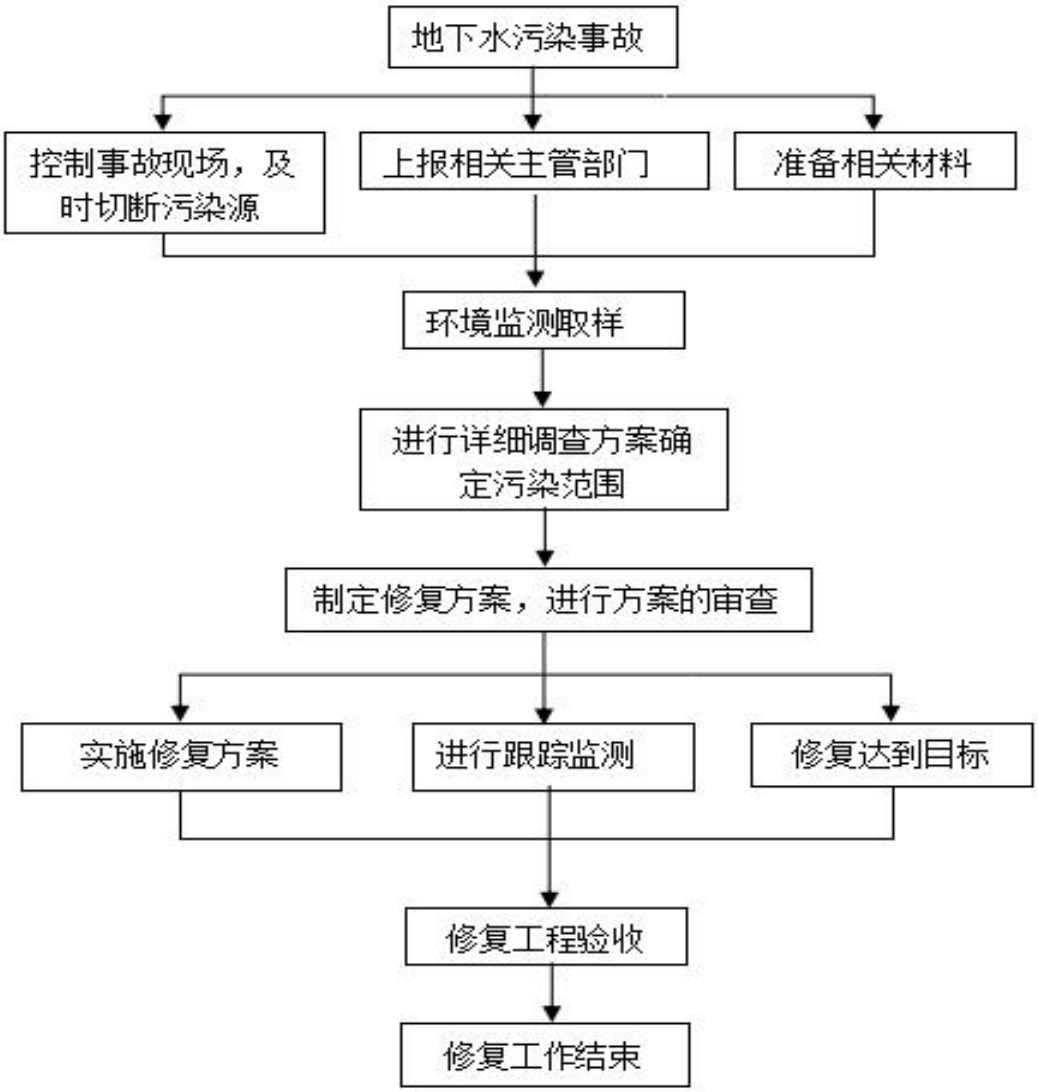


图 6.4-1　　地下水污染应急治理程序框图

6.5 生态环境保护措施

生态恢复与补偿措施主要依靠植被自然恢复的方式进行，重点防止因工程建设造成的水土流失。

6.5.1 建设期生态环境保护措施

6.5.1.1 井场、站场生态环境保护措施

在井场和站场建设施工期，要采取少占地、少破坏植被的原则，缩小施工范围。严格控制施工区域，加强监督保证施工期落实情况，将临时占地面积控制在最低。

——井场（采油井）永久占地 30m×40m。

——井场施工（采油井）占地 80m×60m。

——站场建设扰动范围不得超过界外 20m。

——集油管线、注水管线施工作业带宽度不得超过 5m。

6.5.1.2 管线施工生态保护工程措施

（1）集输管道施工时，注意保护原始地表与天然植被，划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，避免并行开辟新路，以减少风蚀沙化活动的范围。

（2）埋设各类管线时，以尽量避开植被密集区为原则；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）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。

（4）加强野生动物保护，对施工人员进行野生动物保护法的宣传教育，严禁施工人员惊扰、猎杀野生动物。

（5）划定施工作业范围和路线，严格控制和管理运输车辆及重型机械施工作业范围，采用拉设彩条方式限定运输车辆行驶范围。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。

（6）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度，不得形成汇水环境，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。

（7）无道路区作业车辆“一”字型行驶。

6.5.1.3 工程和施工人员环境教育

（1）在工程管理和施工人员进场前进行环境教育。

环境教育的主要内容包括：

——开展《中华人民共和国环境保护法》（2015 年）、《中华人民共和国野生动物保护法》（2018 年）、《中华人民共和国土地管理法》（2019 年修订）

和《中华人民共和国野生植物保护条例》（2017 年修订）。

——印制项目区内有分布的国家重点保护野生动物以及具有重要生态功能的本土植物的野外鉴定手册，并分发到工作人员手中。手册中配以彩色图片和简洁的文字说明，突出对于这些物种的保护方法和保护的重要性；

——对项目工作人员和施工人员开展相关动植物辨认和生态保护措施方面的短期培训工作；如何最大限度减少自然植被的丧失；如何在干旱地区及时开展植被恢复；以及施工作业中对于环境保护的一些注意事项等。

（2）开展环境监理

建议委托专职人员承担生态环境监理。采用巡检监理的方式。监理的重点时段是管线施工期和钻井期。

监理的重点内容是：表土分层堆放，重要植物的移栽，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。

生态环境监理要求应落实在管线、井场工程和站场工程项目承包招标书中。

6.5.1.4 植物保护

（1）设计选线过程中，尽量避开植被相当丰富的区域，避免破坏自然植物。

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

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

（4）对于施工过程中破坏的荒漠植被进行补偿。

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

6.5.2 运营期生态环境保护措施

本次评价提出，工程施工结束后应采取如下生态恢复措施：

（1）及时做好井场清理平整工作。施工结束初期，对井场永久占地范围内地表进行硬化，以减少侵蚀量。本项目临时占地不具备绿化条件，应采用砂石等材料覆盖临时占地面积，以防止侵蚀加剧。

（2）阀组区、管线、道路施工完毕后，进行施工场地的恢复和平整。

（3）立即对施工现场进行回填平整。并尽可能覆土压实，基本程序是回填

—平整—覆土—压实。工程回填物应首先考虑弃土、弃石和弃渣，并力求做到“挖填补平”。对未回填的弃土应运走用于其它井场或道路的建设。

（4）平整施工迹地。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度，不得形成汇水环境，防止水土流失。管线所经地段的原始地表存在的局部凹地，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。

（5）管道维修二次开挖回填时，尽量按原有土壤层次进行回填，以使植被得到有效恢复。

6.5.3 退役期生态环境保护措施

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

在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，文明施工，防止水泥等的洒落与飘散，同时在清理井场时防止产生飞灰、扬尘的产生，尽可能降低对周边大气环境的影响。另外，对井场清理产生的废弃管线、残渣等进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用，废弃建筑残渣外运至指定处理场填埋处理。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

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

6.5.4 生态修复方案

6.5.4.1 生态环境分区恢复治理

（1）井场、阀组区生态恢复

工程施工结束后，应对临时占地进行平整，恢复原有地貌。施工结束初期，对井场、阀组区永久占地范围内的地表进行硬化，以减少风蚀量。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。

典型生态保护措施平面示意见图 6.5-1 井场、阀组区砾石压盖措施典型设计图。

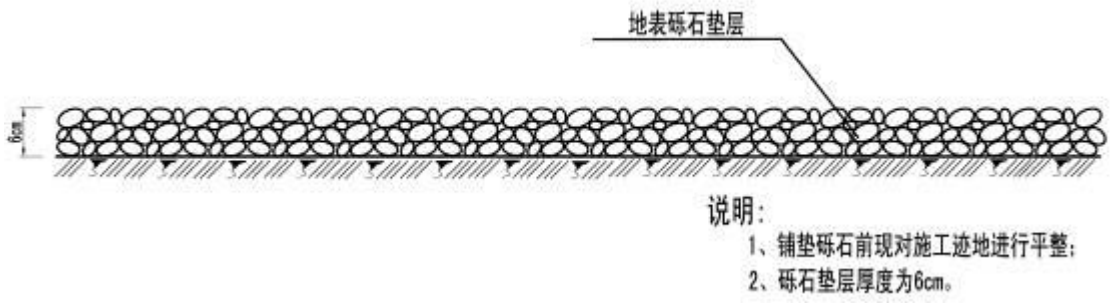


图 6.5-1　　井场、阀组区砾石压盖措施典型设计图

（2）管线生态恢复

管线施工作业带宽度控制在 5m 范围内，施工过程中应严格保护土壤结构。在施工结束后，将其分层回填至管沟，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，最后，将砾石覆在表土之上，防治风蚀的发生，待其进行原生演替后，逐渐恢复生态环境功能。

（3）道路生态恢复

项目新建道路6.0km，永久占地面积2.70hm^2，临时占地面积2.40hm^2，占地类型为1206裸土地。开挖路基及取弃土场应根据道路施工进度有序进行，必要时设置排水沟等相应保护措施。工程结束后，取弃土场及时回填、平整、夯实。

本项目生态恢复措施投资估算见表 6.5-1。

表 6.5-1　　生态恢复措施投资估算表

阶段	对象	环保措施	数量（hm^2）	验收标准	投资（万元）
施工期	施工地貌恢复	临时占地平整压实	24.55	井场周围临时占地平整、恢复	60
	井场永久占地	硬化处理	2.76	井场永久占地范围内地表水泥或砂石硬化处理	10
运营期	井场作业落地油回收及地面恢复	井下作业场地铺膜作业，回收落地油	2.4	井下作业场地范围内无落地油散落	15
	砾石覆盖措施	集油管线、注水管线底部砾石覆盖	11.11	使用砾石将扰动地表进行覆盖	30

合计	115

6.5.4.2 退役期生态恢复治理

退役期的环境影响以生态环境的恢复为主，同时封井和井场清理也会引起扬沙、产生少量建筑垃圾，会对周围的环境造成一定影响。

（1）扬沙污染防治措施

油井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井等。在这期间，将会引起扬沙。在闭井施工操作中应采取洒水措施进行降尘；做到文明施工，防止水泥等的洒落与飘散；避开大风天气进行作业。

（2）固体废物污染防治措施

井场清理等工作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，将产生的固体废物集中进行集中收集，外运至指定的固体废弃物填埋场填埋处理。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。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散落。

（3）井场地表恢复

井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫被清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。

油田设施退役后，人员撤离，区域内没有人为扰动，井场范围内的自然植被会逐渐得以恢复，有助于区域生态环境的改善。

6.6 运营期环保措施与《石油天然气开采业污染防治技术政策》相符性分析

本项目运营期采取的各项环保措施与《石油天然气开采业污染防治技术政策》相符性分析详见表 6.6-1。

表 6.6-1　　本项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的相符性分析

序号	《石油天然气开采业污染防治技术政策》中相关规定	本项目实施过程中采取的措施	相符性分析
1	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%。	井下作业时带罐，防止产生落地原油。产生落地原油后，及时回收，100%回收至原油处理站原油处理系统。	符合

2	在开发过程中，适宜注水开采的油气田，应将采出水处理满足标准后回注。	采出水经牛圈湖联合站污水处理系统处理，处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中相关标准后，全部回注油藏，不外排。	符合
3	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。新、改、扩建油气田油气集输损耗率不高于 0.5%。	油气集输采用密闭流程。	符合
4	在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到80%以上；站场放空天然气应充分燃烧。燃烧放空设施应避开鸟类迁徙通道。	本项目采出液经密闭输送后由三塘湖联合站进行气液分离，伴生气全部回收。	符合
5	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排。	井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废水，井下作业产生废水运至牛圈湖联合站污水处理系统处理达标后，回注油层。	符合
6	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。	落地原油 100%回收，含油污泥运至牛圈湖废渣场临时储存场贮存，委托新疆西域北控环境工程有限公司进行资源化达标处理。	符合
7	（1）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。 （2）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。 （3）在开发过程中，企业应加强油气井套管的检测和维护，防止油气泄漏污染地下水。 （4）建立环境保护人员培训制度。 （5）油气田企业应对勘探开发过程进行环境风险因素识别，制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。开展特征污染物监测工作，采取环境风险防范和应急措施，防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故。	本次开发建设项目实施过程中，三塘湖采油管理区在环境管理上建立的健康、安全与环境管理体系（HSE管理体系）。项目建成后由三塘湖采油管理区统一管理，应将项目实施区域纳入吐哈油田公司三塘湖采油厂突发环境污染事件应急预案，从而对环境风险进行有效防治。同时运营期间需对生产过程产生的“三废”进行严格管理，定期对“三废”进行监测。	符合

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。社会影响、经济影响、环境影响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。

本项目的建设必将带来极大的经济效益，提高油田开发的社会效益，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，环境遭受的经济损失则是巨大的。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 环保投资分析

本项目总投资 50105 万元，其中环保投资 716 万元，占总投资的 1.43%。参考中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司三塘湖采油管理区钻井及井下作业废弃物环保费用定额，环保投资估算见表 7.1-1。

表 7.1-1　　主要环保投资估算

项目名称	主要内容	投资（万元）	备注
废气处理	施工期定时洒水等	5	
废水处理	施工期生活污水采用生活污水池(采用环保防渗膜+水泥压边防渗)，定期清运	10	
	压裂废液拉运与处理	26	1.3 万元/口
	钻井废弃物不落地装置	460	20 万元/口
生态恢复	生态恢复工程、井场复貌，临时占地复貌	115	
固废处理	生活垃圾清运	10	/
	井场作业落地油回收	50	
环境管理	施工期、运行期环境监测	40	按照规定计算
环境风险	23 套井控装置（防喷器等）	/	计入工程投资
合计		716	

7.2 环境效益、社会效益分析

7.2.1 环境效益分析

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）其它环境损失。

项目占地主要为井场、计量阀组、集输系统、道路建设。项目永久占地的损失量主要为生态效益损失，而生态效益损失难以确定，工程施工与占地对植被、土壤、生态环境都会造成不利影响。

本项目对区域的主要影响是生态影响，包括植被破坏后由于地表裸露导致水土流失和土壤环境质量下降。但在加强施工管理和采取生态恢复等措施后，施工影响是可以接受的。

本项目建设期短，施工“三废”和噪声影响比较轻。不涉及当地居民搬迁，无大量弃土工程。而且建设期的各种污染物排放均属于短期污染，会随着施工的结束而消失。在正常情况下，本项目不会对周围环境产生大的影响。但在事故状态下，将对人类生存环境产生影响。如由于自然因素及人为因素的影响，引起管道泄露事故，将对周围环境造成较为严重的影响。由于事故程度不同，对环境造成的损失也不同，损失量的估算只能在事故发生后通过各项补偿费用来体现。

7.2.2 社会效益分析

本工程建设工程有助于提升新疆经济建设的能力，会带来明显的经济效益和社会效益。对于新疆来讲，石油的开发及其相关产业的建设是整个国民经济和社会发展的支柱产业，同时可带动一批相关工业、第三产业的发展，给当地的经济发展注入活力。本项目的开发建设可为地方提供就业机会，增加人员收入；工程运行过程每年可提高当地的国税、地税收入。

同时，油田的建成有利于改善当地的燃料和能源结构，提高居民的生活水平，促进当地经济发展和生态环境保护。

8 环境管理与监测

8.1 环境管理

8.1.1 环境管理制度

企业开展环境管理的目的是在项目施工阶段和运营阶段履行监督与管理职责，确保项目在各阶段执行并遵守有关环保法规，协助地方环保管理部门做好监督监测工作，了解项目明显与潜在的环境影响，制定针对性的监督管理计划与措施。环境管理包括机构设置及职责、管理制度、管理计划、环保责任制等内容。

中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司三塘湖采油管理区依据《健康安全与环境管理体系第一部分：规范》（Q/SY1002）和对照《中国石油天然气集团公司 HSE 管理体系管理手册》及《中国石油天然气股份公司勘探与生产分公司 HSE 管理体系管理手册》的要求，编制并批准了《吐哈油田分公司三塘湖采油管理区健康、安全与环境管理体系管理手册》。

三塘湖采油管理区目前已建立了完善的健康、安全与环境管理体系，为减少运营井和退役井对周围环境的影响，落实各项环保和安全措施，起到了积极作用。

8.1.1.1 机构设置

吐哈油田分公司在环境管理机构设置上实行逐级负责制。

公司管理体系最高管理者负责制定环境方针和环境目标，为环境管理方案的执行提供必要的支持和物质保障等；日常环境管理工作由安全环保科负责，在环境管理中行使职权，监督体系的建立和实施等；公司安全环保科负责环境标准的贯彻实施，确保所有有关管理体系方面要求和管理文件能正确、完全的执行；各单位安全环保负责人负责解决油田开发过程中出现的各类环境问题以及发生污染事故的处理等。

8.1.1.2 机构职责

主要职责是在本单位组织实施 HSE 管理体系程序文件相关规定，编写相关作业指导书，保障 HSE 管理体系在本单位的有效运行。本项目在开发期与运行期对环境造成一定的影响，特别是开发期对周边的生态环境影响较大。为了最大限度地减轻开发期作业活动对沿线生态环境的不利影响，最大限度地减轻项目建设对沿线地区环境的影响，建设单位除自身实施 HSE 管理外，还应完善环境监

理制度。

8.1.1.3 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“总体规划、达标排放”的原则，在生产过程中，油田采出水全部回注地层；生活污水排至生活基地污水处理设施处置。

废气污染源的控制是重点加强对站场油气集输过程中无组织排放源的管理，以加强管理作为控制手段，减轻对周围环境产生的污染，达到污染物排放总量控制的环境保护目标。

2）加强环保设备的管理

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

3）落实管理制度

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

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

（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，从而将工程运行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。

8.1.1.4 本工程 HSE 管理工作内容

应结合本工程环评识别的开发期和运行期工艺流程、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。

8.1.2 管理体系及体系运行

本项目建成后由中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司三塘湖采油管理区统一管理。在本次开发建设项目的实施过程中，将依托吐哈油田分公司在环境管理上建立的健康、安全与环境管理体系（HSE 管理体系），减少施工期和运行期对周围环境的影响，落实各项环保和安全措施。

中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司在环境管理机构设置上为多级 HSE 管理网络，实行逐级负责制，其环境管理机构设置见图 8.1-1。HSE 最高管理者为公司经理，主要负责制定环境方针和环境目标，为环境管理方案的执行提供必要的支持和物质保障；日常环境管理工作由任 HSE 管理者代表的副经理主持，在环境管理中行使职权，监督体系的建立和实施等；公司安全环保处负责监督 HSE 标准、环境标准的贯彻实施，确保所有有关 HSE 方面的要求能正确、

完全的执行；各单位安全环保负责人负责解决油田开发过程中出现的环境问题以及发生污染事故的处理等。

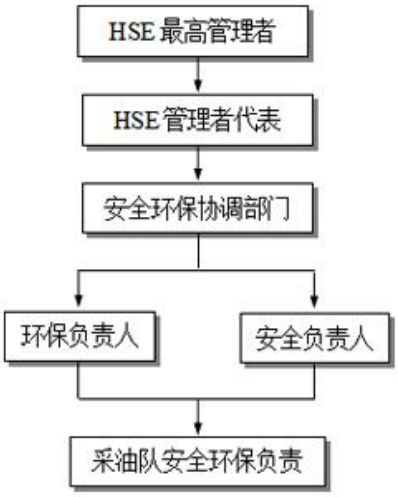


图 8.1-1　吐哈油田环境管理机构设置

HSE 最高管理者为公司经理，主要负责制定环境方针和环境目标，为环境管理方案的执行提供必要的支持和物质保障等；日常环境管理工作由任 HSE 管理者代表的副经理主持，在环境管理中行使职权，监督体系的建立和实施等；公司质量安全环保处负责监督 HSE 标准、环境标准的贯彻实施，确保所有有关 HSE 方面的要求能正确、完全的执行等；各单位安全环保负责人负责解决油田开发过程中出现的环境问题以及发生污染事故的处理等。

8.1.3 环境管理

项目的环境保护行动计划应贯穿于项目全过程，包括勘探期、施工期、运营期和闭井期，其中勘探期已经发生，故本章节对施工期、运营期和闭井期提出环境保护管理计划，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 建设期环境管理计划

建设项目开发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	实施单位	实施时间	监督单位	资金保证
1	生态环境	施工过程中严格控制占地面积，划定施工活动范围，减少临时占地和对地表的扰动。井场建设施工前，也要严格规定临	工程	施工	环境监理	纳入工程

		时占地范围。施工结束后，施工单位应负责及时清理现场，使之尽快恢复原状，将施工期对生态环境的影响降到最低。严禁施工人员采摘植被和猎捕野生动物，禁止侵扰野生动物栖息地。 施工产生的土方，应合理规划，合理利用。对于开挖管道产生的土方，回填在管垄处，土方不集中产生。对于拟永久使用的伴行道以及各场站等，建设完成后，应因地制宜的进行地表原始景观恢复。	承包商	期	公司 自治区环境监察总队	费用
2	声环境	靠近强声源的工人佩戴耳塞，限制工作时间。加强对施工机械和车辆的维修，保持较低噪声水平。			哈密市生态环境局	
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。				
4	水环境	以钻井队为单位，核算清水的用水定额，建立奖惩制度，控制和减少清水用量。安装泥浆泵冷却水循环系统、振动筛的污水循环系统，减少用清水冲洗设备，尽量采用擦洗的方式清洁设备。杜绝水的跑、冒、滴、漏现象。钻井期产生的钻井废水同废弃泥浆、岩屑一同经钻井废弃物不落地装置固液分离后液相回用，固相检测合格后用于油田开发过程中填坑、铺垫井场。			自治区生态环境厅	

8.1.3.2 运营期环境管理计划

建设项目运营环境监督管理计划见表 8.1-2。

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	实施时间	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。 定期维护集输支线、注水支线、电力设施底部等设施的地面砾石。	中国石油吐哈油田分公司石三塘湖采油管理区	运行期	自治区生态环境厅 自治区环境监察总队 哈密市生态环境局	纳入工程费用
2	声环境	对井场的厂界噪声进行定期监测，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。				
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

（1）日常环境管理

1）搞好环境监测，掌握污染现状

①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。

②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。

③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。

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	实施时间	监督单位	资金保证
1	生态环境	做好闭井期的地表恢复工作，人工种植地表原有植物，拆卸、迁移场站设备，对受影响已清除污染物区域进行换土（拉运并填埋具有原来特性的土质），恢复原有生态机能。	中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司三塘湖采油管理区	闭井期	自治区生态环境厅 自治区环境监察总队 哈密市生态环境局	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。				

8.2 环境监测计划

8.2.1 建设期环境监理计划

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，国家环境保护部等部门联合下发了《关于在重点建设项目中开展工程环境监理试点的通知》（环发【2002】41 号），对青藏铁路、西气东输工程等 13 个建在生态敏感区、生态环境影响突出的国家重点工程实行环境监理试点。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天然气股份有限公司吐哈油田分公司环保制度、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	（1）集油气线路由是否满足环评要求	环评中环保措

	开挖现场	（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。	施落实到位
3	道路建设现场	（1）道路路由是否满足环评要求 （2）施工作业是否超越了限定范围； （3）临时堆放的土石方是否采取防风固沙措施； （4）施工人员是否按操作规程及相关规定作业； （5）施工完成后是否进行了清理、临时占地是否恢复植被及耕种；	各项环保措施落实到位
4	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 运营期环境管理及监测

本项目在运行期的排污主要集中在联合站、井场，根据《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）、《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018），并根据项目开发运行实际情况确定监测项目、频率，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　　环境监测计划

监测内容	监测地点	监测项目	监测时间或频率
废气	井区	非甲烷总烃	1 次/年
废水	牛圈湖联合站污水处理系统（依托）	TGB、IB、SRB、悬浮物颗粒直径中值、悬浮固体含量、含油量	1 次/年
	生活基地污水处理站（依托）	pH、COD、BOD、SS、氨氮	1 次/年
地下水	油田区域的水源井	pH、总硬度、高锰酸盐指数、氨氮、挥发酚、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、砷、六价铬、氰化物、氟化物、硫酸盐、氯化物、汞、铅、石油类、镉、锰、铁、铜	1 次/年
噪声	井场厂界	等效连续 A 声级	1 次/季度
土壤	有代表性的井场、联合站（依托）周围	pH、石油烃、六价铬、砷、汞、铅、铜等	1 次/5 年
生态与水土保持	油田开发区	检查生态恢复落实情况	1 次/年

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牛圈湖条湖组致密油开发建设项目的环境影响后评价，旨在评价该项目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，对三牛圈湖条湖组环境质量进行定期跟踪评价。根据区块的开发方案，建议后评价时段为开发期结束后。

8.3.2 环境影响后评价内容

为验证牛圈湖条湖组致密油开发建设项目实施后，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		牛圈湖条湖组污染源调查	掌握基础数据
3	清洁生产水平		牛圈湖条湖组清洁水平调查	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

		运营阶段	（1）检查运营期EMP的实施 （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。	（1）落实EMA （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		总量控制执行情况；在线监测建设；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 竣工环保验收

工程环保措施及“三同时”验收一览表，见表 8.4-1。

表 8.4-1　　“三同时”验收一览表

排放源			“三同时”验收项目	效果
废气	运营期	烃类	采用密闭集输流程	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放监控浓度要求（非甲烷总烃 4.0mg/m^3）
废水	建设期	钻井废水	经钻井废弃物不落地装置固液分离后回用	不排入外环境
		生活污水	生活污水池(采用环保防渗膜+水泥压边防渗)，定期清运至生活基地污水处理设施处理	
	运营期	井下作业废水	作业单位自带回收罐车收集，井下作业产生废水先运至牛圈湖联合站的干化池内，稳定后进入污水处理系统处理	
		采油废水	依托牛圈湖联合站污水处理系统进行处理，达标后回注	《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）
固体废物	建设期	钻井泥浆和岩屑	经钻井废弃物不落地装置固液分离后液相回用，固相检测合格后用于油田开发过程中填坑、铺垫井场	落实《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）规定要求
		生活垃圾	清运至三塘湖基地生活垃圾填埋场填埋填埋	处置率 100%
	运营期	含油污泥	拉运至牛圈湖废渣场暂存，委托有资质的单位进行资源化达标处理	落实《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）规定要求

		落地油	保证原油不落地，回收率达100%	井场无落地油痕迹
		生活垃圾	分类收集生活垃圾，清运至三塘湖基地生活垃圾填埋场填埋	处置率 100%
噪声	运营期	厂界噪声	减振、隔声、消声	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准
环境风险		井场、站场、管线	详细的井场井喷、井漏事故应急预案；管道断裂、泄露、水体污染风险事故的应急预案。	有效应对和排除各种突发事故的不利影响
生态环境		井场、站场、管线	临时占地的生态恢复	平整场地，减少水土流失
环境监测与管理		井场、站场、管线	按照监测计划委托有监测资质的单位开展监测。	污染源达标排放，环境保护目标处的环境质量达标。

8.5 污染物排放清单

本项目污染物排放清单见表 8.5-1。

表 8.5-1　　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	排放量	执行的排放标准	建议总量指标（t/a）
施工期	废水	钻井废水	SS、COD、石油类、挥发酚	全部进入固液分离装置中，循环使用	15688.8m³	0	——	——
		管道试压废水	SS	洒水降尘	1000m³	0		
		生活污水	COD、BOD_5、SS	设置生活污水池(采用环保防渗膜+水泥压边防渗)，定期清运至生活基地污水处理设施处理	1324.8m3	0		
	废气	钻井废气	烃类	无组织排放	32.17t	0	——	——
			CO		18.93t	0		
			NO_X		86.16t	0		
			SO_2		0.97t	0		
	固废	钻井岩屑	/	经钻井废弃物不落地装置固液分离后液相回用，固相检测合格后用于油田开发过程中填坑、铺垫井场	3088.44m³	0	《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）	——
		钻井泥浆	/		7815.86m³	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	13000m³	0	——	
		生活垃圾	/	集中收集，统一运至三塘湖基地生活垃圾填埋场进行填埋处理	10.35t	0		
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，洗井废水先运至牛圈湖联合站的干化池内，稳定后进入污水处理系统处理，处理达标的上清液回注油层	379.82m³/a	0	《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准	——
		采出水			72m³/d	0		——
	废气	采油及集输挥	烃类	无组织排放	10.35t	10.35t	《大气污染物综合排放标	10.35t

		发废气					准》（GB16297-1996）中无组织排放监控浓度要求（非甲烷总烃 4.0mg/m^3）	
	固废	含油污泥	石油类	暂存在废渣场，下一步交由有资质的单位进行无害化处置	939.37t	0	《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》（DB65/T3999-2017）及危险废物暂存、处置的相关要求	——
		落地油	石油类	作业单位 100%回收，运至牛圈湖联合站原油处理系统进行处理	2.8t/a	0		——

9 结论与建议

9.1 项目概况

牛圈湖条湖组致密油开发建设项目位于三塘湖盆地牛圈湖区块，行政隶属新疆哈密市巴里坤哈萨克自治县，西南距巴里坤县城 90km，南距哈密市 140km，区块中心地理坐标为 。

根据开发方案，本项目开发对象为牛圈湖区块牛圈湖条湖组二叠系芦草沟组页岩油油藏，动用含油面积 8.40km^2，动用石油地质储量 668.7×10^{4}t，部署总井数 28 口，其中利用老井加深井 5 口；新钻水平井 23 口，均为水平井，马 T102、马 T103 和湖 201 块设 5 个平台 16 口井，马 T101 块不设平台布井。单井产能 15t/d，新建原油产能 10.35×10^{4}t/a，衰竭开采 3 年后进行注水吞吐 6 轮次后转水驱开发。不新建注水井，待进行注水开发时根据需要由本项目已建油井进行注水吞吐。设计 15 年后累计采油 62.7×10^{4}t，采出程度 9.4%，最高采油速度 0.29%。

集输工程：在湖 201-3H 井东北侧新建 5 井式多通阀选井计量装置 1 套，同时新建生产汇管 T 接至 2#支线；在 2 号拉油站新建 5 井式多通阀选井计量装置 1 套，同时新建生产汇管 T 接至 2 号拉油站生产汇管；在马 1 拉油站新建 8 井式多通阀选井计量装置 1 套，同时新建生产汇管 T 接至马 1 拉油站生产汇管；油气输至牛圈湖联合站处理。新建单井集油管线 12.8km，管线采用 D76×4 的 20＃无缝钢管，黑夹克聚氨酯防腐保温，埋地敷设。新建标准化设计井场及井口安装 23 座，新建防爆电磁加热器 24 台，配套基础建设。

注水工程：新建撬装电驱压裂泵装置至牛圈湖区块注水吞吐管网，新建 D219×30 注水干管 3540m、D159×23 注水干管 810m、D133×19 注水干管 1265m，新建 D114×17 单井注水管线 3700m，管线均采用 Q345C 管线，3PE 加强级防腐，埋地敷设。配套 23 座注水井口安装（计量型）。

新建砂石巡检路 6.0km，道路宽 4.5m，配套建设消防和给排水、供电、自控、通信、防腐等公用工程。

9.2 区域环境质量现状评价结论

大气环境：基本污染物各监测因子年平均值满足《环境空气质量标准》（GB3095-2002）二级标准，非甲烷总烃 45min 平均浓度值符合《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（P244）。

水环境：项目区地下水各监测项目无超标现象，能达到《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准。

声环境：项目区各监测点噪声值符合《声环境质量标准》（GB3096-2008）的 2 类标准要求，项目区声环境质量较好。

土壤环境：土壤中重金属、无机物及石油烃含量较低，挥发性有机物、半挥发性有机物均低于检出限，土壤环境质量可满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中筛选值第二类标准限值。

9.3 施工期环境影响评价结论

（1）废气

区块开发新钻井数共计 23 口，整个钻井期间向大气中排放烃类 32.17t，NO_x86.16t，CO18.93t，$SO_2$0.97t。钻井使用优质柴油，可以提高效率，减少污染物排放，对环境产生影响小，大气污染物随钻井工程的结束而消失，井场进入采油阶段，区域空气环境质量将会有所改善。

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 4~5 次，其扬尘造成的污染距离可缩小到 20~50m 范围，由此车辆产生的扬尘对周围环境影响较小。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。

（2）废水

正常状况下，油田开发建设过程中可能对水环境产生不良影响的是钻井废水，钻井废水产生量为 15688.8m^3。钻井废水经钻井废弃物不落地装置固液分离后回用。因此正常状况下钻井废水不会对项目区水环境产生不利影响。

整个油田钻井期间产生生活污水 1324.8m^3。油田钻井队均设置了生活污水池(采用环保防渗膜+水泥压边防渗)，定期清运至生活基地污水处理设施处理。

（3）噪声

本项目开发施工期间钻井、管线敷设和道路、站场建设都会产生一定强度的噪声，开发、施工期随着施工结束而结束，施工区域周围无人群居住，不会产生扰民现象，对周围声环境的影响是可以接受的。

（4）固废

钻井过程中产生的固体废物主要是废弃泥浆、钻屑和钻井期内产生的生活垃圾。钻井期间共产生废弃泥浆 7815.86m^3，岩屑产生量为 3088.44m^3，本项目钻井废弃物经不落地装置固液分离后，液相循环使用，用于钻井液的配制，固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）后用于填坑、平整井场。

本项目钻井过程产生生活垃圾 10.35t/a，集中收集后清运至三塘湖基地生活垃圾填埋场填埋。

（5）生态

①占地影响

钻井、集输、地面工程建设占用土地、破坏植被，改变原有生态系统结构和功能。各项工程的永久性占地面积为 5.94hm^2，临时占地面积 24.55hm^2。临时占地属暂时性影响，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临时性占地和影响将消除，并进行适当的平整，清理施工造成的污染，避免污染土地。另外，永久占地地面将采取硬化措施，减少水土流失造成的影响。

②对植被的影响

本项目在油田开发过程中临时占地面积为 24.55hm^2，项目区植被稀疏，占地对对植被影响较小。

③对野生动物的影响

由于本项目建设开发时期，极少动物出入该区域，故该项目对动物区域性生境不产生明显影响。

④对生态系统稳定性及完整性影响

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 3-5 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。

9.4 运营期环境影响评价结论

（1）废气

本项目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。油气集

输及处理采用全密闭流程，可有效减少烃类气体的挥发量，项目运营期非甲烷总烃挥发量约为 10.35t/a。

（2）废水

运营期新增采出水量最大为 72m^3/d，采出水进入已建牛圈湖联合站污水处理系统处理，经处理达标后回注地层。油井在生产过程中仅进行一次井下作业，本项目部署油井 28 口，井下作业废水最大产生量为 379.82m^3/a。井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废水，井下作业产生废水运至牛圈湖联合站污水处理系统处理达标后回注油层。

（3）噪声

运营期噪声污染源主要包括：单井和计量站中各类机泵等，正常情况下，噪声源强在 90~120dB（A）。生产运行期，井场和管线正常生产时噪声很小，对背景噪声的贡献较小，昼间、夜间噪声强度均达到《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准限值要求，且本项目位于戈壁地区，边界外 500m 范围内无固定居民居住，故在运行期间本项目不会产生扰民现象。同时，本项目各类发声设备均采用低噪声设备，同时确保设备在各种工况下达到最佳运行状态，降低噪声影响。

（4）固体废物

运营期含油污泥最大产生量为 939.37t，含油污泥运至牛圈湖废渣场暂存，委托有资质的单位进行资源化达标处理。依据吐哈油田分公司环境保护管理制度规定，不允许产生落地油。因此，本项目没有落地油排放。

9.5 其他分析结论

（1）环境风险分析

针对不同的风险影响方式采取相应的风险监控和应急措施，制定严格的应急预案，并做好日常监测工作，在落实相关污染防治措施要求的基础上，本项目风险较小，项目风险可以接受。

（2）规划和产业政策符合性

根据国家发展和改革委员会发布的《产业结构调整指导目录（2019 年本）》，本项目属于鼓励类“常规石油、天然气勘探及开采”，项目的建设符合国家产业政策。本项目建设符合新疆十三五发展规划及相关环境规划。

9.6 公众参与

根据《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第 4 号）规定，公众参与由建设单位自行开展，本评价仅引用其统计结果和结论。环评期间，建设单位通过网上公示、报纸刊登、张贴告示等方式收集当地公众意见，调查结果表明：公示期间未收到与本项目环境影响和环境保护措施有关的建议和意见。

9.7 总量控制

根据《国家环境保护“十三五”规划基本思路》，除继续实施全国二氧化硫、氮氧化物、化学需氧量、氨氮排放总量控制外，还将新增在河湖、近岸海域等重点区域以及重点行业，对总氮、总磷实行污染物总量控制；在大气方面，针对重点区域和行业，把工业烟粉尘、挥发性有机物（VOCs）纳入到总量控制中。

本项目总量控制指标为：VOCs：10.35t/a，由建设单位报请生态环境主管部门确认本项目污染物允许排放总量，将其纳入地区总量控制指标内。

9.8 综合评价结论

本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，可使本工程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，该项目建设在环境保护方面可行。

9.9 建议

（1）切实落实《中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司环境保护管理规定》中各项具体要求和措施，将油田环境保护工作落到实处。

（2）定期进行钻前、钻井过程以及油田生产全过程的应急预案演习。