



**塔河油田西部奥陶系油藏 2020 年
第一期侧钻项目
环境影响报告书
(送审稿)**

建设单位：中国石油化工股份有限公司西北油田分公司

评价单位：森诺科技有限公司

编制时间：二〇二一年五月

目录

概述	1
1 建设项目特点	1
2 环境影响评价的工作程序及过程	2
3 分析判定相关情况	3
4 关注的主要环境问题及环境影响	18
5 环境影响评价的主要结论	19
1 总则	20
1.1 编制依据	20
1.2 评价目的、评价方法及评价重点	24
1.3 评价因子识别与选取	26
1.4 环境功能区划	28
1.5 评价标准	28
1.6 评价工作等级及评价范围	32
1.7 环境保护目标	33
2 现有项目工程分析	35
2.1 建设单位简介	35
2.2 区域勘探开发情况	37
2.3 环评批复及验收情况	38
2.4 现有工程回顾	42
2.5 与拟建项目相关的现有、在建项目回顾	80
2.6 现有及在建项目污染物排放汇总	93
2.7 排污许可证申请及执行情况	94
2.8 现有工程存在问题及后续管理要求	94
3 本项目工程分析	95
3.1 拟建项目概况	95
3.2 油气资源概况	95
3.3 区块开发规划	98
3.4 项目组成	100

3.5	能源消耗	110
3.6	工程占地	110
3.7	劳动定员	110
3.8	施工周期	110
3.9	工艺流程及产污环节分析	111
3.10	主要污染物排放及治理措施	115
3.11	清洁生产分析	127
3.12	污染物排放总量控制分析	128
4	区域环境概况	130
4.1	地理位置	130
4.2	自然环境概况	130
5	环境质量现状调查与评价	134
5.1	环境空气质量现状监测与评价	134
5.2	地表水质量现状评价	139
5.3	地下水质量现状监测与评价	139
5.4	地下水（包气带）现状监测与评价	148
5.5	声环境质量现状监测与评价	149
5.6	土壤环境质量现状监测与评价	151
5.7	生态环境质量现状调查与评价	162
6	环境影响预测与评价	172
6.1	环境空气影响评价	172
6.2	地表水环境影响评价	188
6.3	地下水环境影响评价	195
6.4	声环境影响评价	207
6.5	固体废物对环境的影响分析	213
6.6	土壤环境影响评价	218
6.7	生态影响分析	233
6.8	环境风险评价	245
7	环境保护措施及其可行性论证	260

7.1	施工期环保措施论证	260
7.2	运营期环保措施论证	262
7.3	闭井期环境保护措施论证	264
7.4	环保措施汇总	265
8	环境影响经济损益分析	267
8.1	社会效益分析	267
8.2	环境效益分析	267
8.3	经济效益分析	267
8.4	环保投资	268
9	环境管理与监测计划	270
9.1	环境管理目的	270
9.2	环境保护管理计划	270
9.3	环境监测计划	272
9.4	排污口规范化	273
9.5	污染物排放清单	276
9.6	信息公开	277
10	结论	279
10.1	建设项目概况	279
10.2	环境现状评价结论	279
10.3	环境影响评价	280
10.4	环境风险	282
10.5	公众意见采纳情况	282
10.6	环境影响经济损益分析	282
10.7	环境管理与监测计划	282
10.8	清洁生产分析	283
10.9	污染物总量控制	283
10.10	产业政策及选址选线可行性	283
10.11	结论	283
10.12	“三同时”竣工验收一览表	283

11 附件	286
附件 1 委托书.....	286
附件 2 应急预案备案文件.....	287
附件 3 采油二厂排污许可证.....	288
附件 4 塔河油田 12 区环境影响后评价报告书备案意见.....	289
附件 5 《关于对西北油田分公司 TH12235CX 勘探井工程环境影响报告表的批复》（阿地环函字[2020]519 号）.....	291
附件 6 《关于对西北油田分公司 TH12547CH 勘探井工程环境影响报告表的批复》（阿地环函字[2020]614 号）.....	295
附件 7 《关于对西北油田分公司 TH12214CH 井（勘探井）建设工程环境影响报告表的批复》（阿地环函字[2020]684 号）.....	299
附件 8 《关于对西北油田分公司 TH12562CH 勘探井工程环境影响报告表的批复》（阿地环函字[2020]690 号）.....	303
附件 9 《关于对西北油田分公司 TH12520XCH 勘探井工程环境影响报告表的批复》（阿地环函字[2020]691 号）.....	307
附件 10 《关于对西北油田分公司 TH12551CH 勘探井工程环境影响报告表的批复》（阿地环函字[2020]692 号）.....	311

概述

1 建设项目特点

中国石油化工股份有限公司西北油田分公司(以下简称“西北油田分公司”)是中国石化上游一家原油生产企业,油田主体位于新疆维吾尔自治区巴音郭楞蒙古自治州、阿克苏地区、喀什地区 3 个地区(州)的轮台县、库车市、沙雅县、且末县、巴楚县 5 个县(市)境内。

西北油田分公司塔河油田 12 区位于国土资源部批准的新疆塔里木盆地塔河油田开采区域内,属西北油田分公司采油二厂管辖。其奥陶系油藏的开发始于 2000 年 7 月,截至 2020 年底,已部署油水井 505 口(生产油井 457 口,注水井 27 口,长停井 10 口,封井 11 口),年产油量约为 $183.9 \times 10^4 \text{t}$,年产气量约为 $5586.5 \times 10^4 \text{m}^3$,年注水量约为 $95.6 \times 10^4 \text{t}$,平均含水 41.6%。塔河油田 12 区设有油气集输站场 19 座,其中计转站 16 座,混输泵站 1 座、卸油站 1 座、中间热泵站 1 座;油气处理站场 1 座。

为加快石油天然气资源的勘探、开发,西北油田分公司于 2020 年分别委托新疆天合环境技术咨询有限公司、新疆威泽环保科技有限公司编制了 TH12235CX 井、TH2214CH 井、TH12562XCH 井、TH12520XCH 井、TH12551CH 井和 TH12547CH 井共 6 口侧钻井的环评报告,并取得阿克苏地区生态环境局环评批复,分别为《关于对西北油田分公司 TH12235CX 勘探井工程环境影响报告表的批复》(阿地环函字[2020]519 号)、《关于对西北油田分公司 TH12547CH 勘探井工程环境影响报告表的批复》(阿地环函字[2020]614 号)、《关于对西北油田分公司 TH12214CH 井(勘探井)建设工程环境影响报告表的批复》(阿地环函字[2020]684 号)、《关于对西北油田分公司 TH12562CH 勘探井工程环境影响报告表的批复》(阿地环函字[2020]690 号)、《关于对西北油田分公司 TH12520XCH 勘探井工程环境影响报告表的批复》(阿地环函字[2020]691 号)、《关于对西北油田分公司 TH12551CH 勘探井工程环境影响报告表的批复》(阿地环函字[2020]692 号)(批复文件见附件 2),目前各勘探井正准备开钻。

为改善塔河油田 12 区块开发效果,提高油藏采收率,西北油田分公司拟实施塔河油田西部奥陶系油藏 2020 年第一期侧钻项目;拟对 TH12235CX 井、TH2214CH 井、TH12562XCH 井、TH12520XCH 井、TH12551CH 井和 TH12547CH 井共 6 口井进一步开发,对上述 6 口井配套建设油气集输等地面工程内容。主要建设内容有:依托现有 TH12235CX 井、TH2214CH 井、TH12562XCH 井、TH12520XCH 井、TH

12551CH 井和 TH12547CH 井的井场建设，安装 5 台游梁式抽油机、1 台皮带式抽油机、6 套井口装置、新建配套混输管线 1.60km、改造治理配套集油管线 8.16km。项目实施后最大产油能力 $3.75 \times 10^4 \text{t/a}$ （第 2 年），最大产液量 $4.67 \times 10^4 \text{t/a}$ （第 15 年）。

拟建项目的建设符合国家、行业颁布的相关产业政策、法规及规范，项目的建设可以把埋藏在地下的财富变为今日社会、经济急需的宝贵资源，支持社会发展和国家建设，减少国家原油进口、节约外汇。

2 环境影响评价的工作程序及过程

根据《中华人民共和国环境保护法》（2015 年 1 月 1 日）、《中华人民共和国环境影响评价法》（2018 年 12 月 29 日）、《建设项目环境保护管理条例》（2017 年 10 月 1 日），拟建项目需开展环境影响评价。

根据《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保[2019]4 号），项目所在地新疆阿克苏地区库车市属于水土流失重点治理区，按照《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（2021 年 1 月 1 日），拟建项目应编制环境影响报告书。为此，中国石油化工股份有限公司西北油田分公司委托评价单位森诺科技有限公司开展本项目的环评工作（委托书见附件 1）。

评价单位接受委托后，立即成立项目组并按要求开展工作。

项目组首先进行了现场踏勘，在研究相关技术文件和其他相关文件的基础上，进行了初步工程分析和初步的环境现状调查；根据环境影响识别结果、环境保护目标分布情况和确定的工作等级、评价范围及评价标准，制定了工作方案。根据工作方案，项目组在工程分析、环境现状调查与评价的基础上，开展了各环境要素和各专题的环境影响分析与评价工作，据此提出了环境保护措施和环境管理要求。环评工作过程中，根据《环境影响评价公众参与办法》（2019 年 1 月 1 日）等相关规定，建设单位作为责任主体开展了项目信息公示和公众意见调查等工作，收集公众对本项目建设的意见，以使拟采取的环境保护措施更加完善，最大限度减少工程建设对环境的影响，充分发挥工程建设的环境效益和社会效益。在以上工作的基础上，完成了本环境影响报告书的编制。

3 分析判定相关情况

3.1 选址符合性分析

1) 工程选址选线原则

(1) 本项目依托现有井场，500m 内无环境敏感目标，尽量远离了居住区、学校、医院等；

(2) 本项目不新建进井道路，依托油区现有道路，减少新增永久占地和对地表植被的破坏。

(3) 管线线路应尽量直接、连续、均衡，并与地形、地物相适应，与周围环境相协调，不刻意追求高等级线型井场路，最大限度减少占地。

2) 井场选址可行性分析

(1) 本项目依托老井井场，井场位置已经确定，选址 500m 内无环境敏感目标，尽量远离了居住区、学校、医院等；

(2) 根据项目周边关系图，本项目开发区域位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市，市区东南方向约 50km 处，开发区域属城市建成区以外；从现状调查结果看，项目永久占地的土地利用类型为工矿仓储用地，临时占地的土地利用类型为耕地、未利用地等。

3) 管线路由合理性分析

本项目新建管线主要是集输管线。拟建管线沿途所经区域生态系统以农田生态系统、荒漠生态系统和工矿用地生态系统为主。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；尽量靠近和利用现有公路；选择有利地形，确保管线长期、安全、可靠运行。

综上所述，本项目选址充分考虑了工程对沿线区域环境的影响，基本合理可行。

3.2 政策符合性分析

1) 《产业结构调整指导目录（2019 年本）》（2020 年 1 月 1 日）

本项目为常规石油开采工程，属于《产业结构调整指导目录（2019 年本）》（2020 年 1 月 1 日）中鼓励类范围：第七类石油、天然气中的第 1 条常规石油、天然气勘探与开采，项目的建设符合国家产业政策。

2) 《石油天然气开采业污染防治技术政策》（2012 年 3 月 7 日）

西北油田分公司新、改、扩建项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到 95%以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置达到 100%。本项目工

业废水处理达标后回用于油田注水开发，均不外排，工业固体无害化处理处置达到 100%。项目的建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》（2012 年 3 月 7 日）的要求。

表 0-1 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》（2012 年 3 月 7 日）符合性分析表

文件要求	项目情况	符合情况
一、总则		符合
（三）到 2015 年末，行业新、改、扩建项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到 90%以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到 100%。要遏制重大、杜绝特别重大环境污染和生态破坏事故的发生。要逐步实现对行业排放的石油类污染物进行总量控制。	项目采用清洁生产工艺和技术，生产废水回用率达到 100%，固体废物资源化及无害化处理处置率达到 100%。	符合
（四）石油天然气开采要坚持油气开发与环境保护并举，油气田整体开发与优化布局相结合，污染防治与生态保护并重。大力推行清洁生产，发展循环经济，强化末端治理，注重环境风险防范，因地制宜进行生态恢复与建设，实现绿色发展。	拟开展污染防治与生态保护的措施。拟推行清洁生产，发展循环经济，强化末端治理，注重环境风险防范，因地制宜进行生态恢复与建设，实现绿色发展。	符合
（五）在环境敏感区进行石油天然气勘探、开采的，要在开发前对生态、环境影响进行充分论证，并严格执行环境影响评价文件的要求，积极采取缓解生态、环境破坏的措施。	项目位于自治区级水土流失重点治理区，在开发前对生态、环境影响进行了充分论证，并拟严格执行环境影响评价文件的要求，积极采取了缓解生态、环境破坏的措施。	符合
二、清洁生产		符合
（一）油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置。	本项目已纳入西北油田分公司整体开发方案，油气和废物均集中收集、处理处置。	符合
（二）油气田开发不得使用含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂，逐步淘汰微毒及以上油气田化学剂，鼓励使用无毒油气田化学剂。	拟使用环保型无毒无害的化学剂（钻井液等）。	符合
（三）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%。	项目开发中原油不落地。井下作业采用带罐施工；井下作业过程中拟配备泄油器、刮油器等。	符合
（四）在油气勘探过程中，宜使用环保型炸药和可控震源，应采取防渗等措施预防燃料泄漏对环境的污染。	本项目不涉及油气勘探过程。	符合
（五）在钻井过程中，鼓励采用环境友好的钻井液体系；配备完善的固控设备，钻井液循环率达到 95%以上；钻井过程产生的废水应回用。	本项目不涉及钻井工程。	符合
（六）在井下作业过程中，酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返	本项目不涉及钻井工程，不涉及酸化、压裂作业。	符合

文件要求	项目情况	符合情况
排入罐率应达到 100%。酸化、压裂作业和试油（气）过程应采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施。		
（七）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；对于稠油注汽开采，鼓励采出水处理后回用于注汽锅炉。	采出液管输至塔河油田二号、四号联合站进行三相分离，分离出的采出水经站内采出水处理系统进行处理，经处理达标后回注地层，无外排。	符合
（八）在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。新建 3000m ³ 及以上原油储罐应采用浮顶型式，新、改、扩建油气储罐应安装泄漏报警系统。新、改、扩建油气田油气集输损耗率不高于 0.5%，2010 年 12 月 31 日前建设的油气田油气集输损耗率不高于 0.8%。	采出液密闭管输至塔河油田二号、四号联合站，在联合站内进行三相分离。项目实施后，油气集输损耗率不高于 0.1%。	符合
（九）在天然气净化过程中，应采用两级及以上克劳斯或其他实用高效的硫回收技术，在回收硫资源的同时，控制二氧化硫排放。	本项目不涉及天然气净化。	符合
三、生态保护		符合
（一）油气田建设宜布置丛式井组，采用多分支井、水平井、小孔钻井、空气钻井等钻井技术，以减少废物产生和占地。	本项目依托 6 座老井井场，不涉及永久占地。	符合
（二）在油气勘探过程中，应根据工区测线布设，合理规划行车线路和爆炸点，避让环境敏感区和环境敏感时间。对爆点地表应立即进行恢复。	本项目不涉及油气勘探过程。	符合
（三）在测井过程中，鼓励应用核磁共振测井技术，减少生态破坏；运输测井放射源车辆应加装定位系统。	不涉及核磁共振测井技术及放射源。	符合
（四）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。	本项目采用密闭集输方式输送伴生气。	符合
（五）在油气开发过程中，应采取措施减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复。井场周围应设置围堤或井界沟。应设立地下水水质监测井，加强对油气田地下水水质的监控，防止回注过程对地下水造成污染。	本项目计划设立地下水水质监测井以加强对油田地下水水质的监控。	符合
（六）位于湿地自然保护区和鸟类迁徙通道上的油田、油井，若有较大的生态影响，应将电线、采油管线地下敷设。在油田作业区，应采取措施，保护零散自然湿地。	不涉及湿地自然保护区和鸟类迁徙通道。	符合
（七）油气田退役前应进行环境影响后评价，油气田企业应按照后评价要求进行生态恢复。	退役前拟进行环境影响后评价，建设单位将按照后评价要求进行生态恢复。	符合
四、污染治理		符合
（一）在钻井和井下作业过程中，鼓励污	本项目不涉及钻井工程，运营期	符合

文件要求	项目情况	符合情况
油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污水、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。在油气开发过程中，未回注的油气田采出水宜采用凝聚气浮和生化处理相结合的方式。	井下作业废液拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站废液处理系统进行处理，处理达标后回注地层。	
(二) 在天然气净化过程中，鼓励采用二氧化硫尾气处理技术，提高去除效率。	不涉及天然气净化。	符合
(三) 固体废物收集、贮存、处理处置设施应按照标准要求采取防渗措施。试油（气）后应立即封闭废弃钻井液贮池。	固体废物收集、贮存、处理处置设施拟按照标准要求采取防渗措施。	符合
(四) 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（2021 年版）》（2021 年 1 月 1 日）和危险废物鉴别标准识别，根据识别结果资源化利用或无害化处置。	本项目原油不落地。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达到 100%（委托有资质的单位处置）。	符合
(五) 对受到油污染的土壤宜采取生物或物化方法进行修复。	正常工况下土壤不会受到油污染，事故状态下，建设单位启动应急预案及时处理受污染土壤。	符合
五、鼓励研发的新技术		符合
(一) 环境友好的油田化学剂、酸化液、压裂液、钻井液，酸化、压裂替代技术，钻井废物的随钻处理技术，提高天然气净化厂硫回收率技术。	本项目不涉及钻井工程，不涉及酸化、压裂作业，不涉及天然气净化。	符合
(二) 二氧化碳驱采油技术，低渗透地层的注水处理技术。	本项目油井采用天然能量开发方式。	符合
(三) 废弃钻井液、井下作业废液及含油污泥资源化利用和无害化处置技术，石油污染物的快速降解技术，受污染土壤、地下水的修复技术。	本项目不涉及钻井工程，运营期井下作业废液及含油污泥采用资源化利用和无害化处置技术。	符合
六、运行管理与风险防范		符合
(一) 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。	制定了环境保护管理规定，建立并运行了健康、安全与环境管理体系。	符合
(二) 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。	加强了油气田建设、勘探开发过程的环境监督管理。	符合
(三) 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。	设置监测工艺，加强油井套管的检测和维护，防止油气泄漏污染地下水。	符合
(四) 油气田企业应建立环境保护人员培训制度，环境监测人员、统计人员、污染治理设施操作人员应经培训合格后上岗。	建立了环境保护人员培训制度，环境监测人员、统计人员、污染治理设施操作人员经培训合格后上岗。	符合
(五) 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。应开展特征污染物监测	对勘探开发过程进行了环境风险因素识别，制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。采取环	符合

文件要求	项目情况	符合情况
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。	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。	

3)《关于在南疆四地州深度贫困地区实施〈环境影响评价技术导则 大气环境 (HJ 2.2-2018)〉差别化政策有关事宜的复函》(环办环评函[2019]590 号)

本项目位于阿克苏地区，根据《关于在南疆四地州深度贫困地区实施〈环境影响评价技术导则 大气环境 (HJ 2.2-2018)〉差别化政策有关事宜的复函》(环办环评函[2019]590 号)，新建项目可不提供颗粒物区域削减方案。

4)《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》(新环环评发[2020]138 号)

根据《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》(新环环评发[2020]138 号)，沙区建设项目在环评报告中需设置专门的防沙治沙内容。本项目是石油开采项目，位于阿克苏地区库车市城区东南约 50km，在沙区范围内。本报告中提出了防沙治沙及防止水土流失的生态保护措施，项目建设对沙区生态环境影响较小，符合《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》(新环环评发[2020]138 号)的有关要求。

3.3 规划符合性分析

1)《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划(2016—2020 年)》(2017 年 9 月 26 日)

本项目位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市，位于塔里木盆地北缘，属于塔里木盆地、准噶尔盆地、吐哈盆地及周边油气、油砂、煤炭、煤层气、页岩气开采规划区，为《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划(2016—2020 年)》(2017 年 9 月 26 日)中的鼓励开采规划区。因此，本项目符合《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划(2016—2020 年)》(2017 年 9 月 26 日)的要求。

2)《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》(2016 年 10 月 24 日)

根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》(2016 年 10 月 24 日)，将新疆分为以下主体功能区：按开发方式，分为优化开发区域、重点开发区域、限制开发区域和禁止开发区域四类；按开发内容，分为城市化地区、农产品主产区和重点生态功能区三类；按层级，分为国家和省级两个层面。

本项目建设地点位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市，属于新疆国家级农产品主产区(天山南坡主产区)，天山南坡主产区涉及 10 个县市，这些农产品

主产区县市的城区或城关镇和重要工业园区是自治区级的重点开发区域，但这些县市以享受国家农产品主产区的政策为主。

新疆农产品主区的功能定位是：保障农牧产品供给安全的重要区域，农牧民安居乐业的美好家园，社会主义新农村建设的示范区；农产品主区发展方向和开发原则还包括：位于农产品主区的点状能源和矿产资源基地建设，必须进行生态环境影响评估，并尽可能减少对生态空间与农业空间的占用，同步修复生态环境。其中，在水资源严重短缺、环境容量很小、生态十分脆弱、地震和地质灾害频发的地区，要严格控制能源和矿产资源开发。

本项目属于石油天然气开采行业，不新增占地，未增加对生态空间和农业空间的占用，管道施工期结束后恢复临时占地，及时修复生态环境，尽可能减少对区域生态环境的影响，因此符合自治区对该区域的功能定位要求。

3) 《新疆环境保护规划（2018-2022 年）》（2018 年 6 月 27 日）

本项目位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市，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 6 月 27 日）的要求。

4) 《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》（2018 年 9 月 21 日）

项目为石油天然气开采，在开发过程中开展了环境影响评价，使用先进技术、工艺和设备，实行清洁生产，不使用国家和自治区明令淘汰的技术、工艺和设备，保持场地平整、清洁卫生，在井场内实施无污染作业，散落油和油水混合液等含油污染物回收处理，产生的伴生气进行回收利用，因此，本项目符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》（2018 年 9 月 21 日）的要求，详见表 0-2。

表 0-2 与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》（2018 年 9 月 21 日）符合性

序号	《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》（2018 年 9 月 21 日）中相关规定	本项目实施过程中采取的措施	相符性分析
1	禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发。	本项目位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市境内。不涉及水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域。	符合

序号	《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》(2018 年 9 月 21 日)中相关规定	本项目实施过程中采取的措施	相符性分析
2	<p>新建、改建、扩建煤炭、石油、天然气开发项目，开发单位应当进行环境影响评价，编制环境影响评价文件，报环境保护主管部门审批。环境影响评价文件未经批准，发展和改革、国土资源等有关部门不予办理相关手续，开发单位不得开工建设。</p> <p>煤炭、石油、天然气开发项目建设过程中，开发单位应当同时实施环境影响评价文件及其审批部门审批意见中提出的环境保护对策措施；在项目建设、运行过程中产生不符合经审批的环境影响评价文件的情形的，开发单位应当组织环境影响的后评价，并采取改进措施。</p>	<p>本项目属于改扩建项目，依法进行环境影响评价工作，目前未开工建设。在项目建成投产后，开展自主环保竣工验收并应当依法向社会公开验收报告。</p>	符合
3	<p>煤炭、石油、天然气开发项目实行环境监理，其大气、水体、固体废物等污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。</p>	<p>本项目拟在建设期间实行环境监理，严格执行“三同时”制度。</p>	符合
4	<p>煤炭、石油、天然气开发单位应当制定生态保护和恢复治理方案，并予以实施。生态保护和恢复治理方案内容应当向社会公布，接受社会监督。</p>	<p>临时占地在施工期将会对环境产生影响，工程结束后对临时占地进行生态恢复。</p>	符合
5	<p>煤炭、石油、天然气开发单位排放污染物的，应当向县级以上人民政府环境保护主管部门申报排放污染物的种类、浓度和数量，经依法审查后领取《排污许可证》。</p>	<p>本项目建成后将申报排放污染物的种类、浓度和数量，依法申领《排污许可证》。</p>	符合
6	<p>煤炭、石油、天然气开发单位应当使用先进技术、工艺和设备，实行清洁生产。禁止使用国家和自治区明令淘汰的技术、工艺和设备。</p>	<p>本项目采用先进技术、工艺设备，未使用国家和自治区明令淘汰的技术、工艺和设备。</p>	符合
7	<p>石油开发单位应当建设清洁井场，做到场地平整、清洁卫生，在井场内实施无污染作业，并根据需要在井场四周设置符合规定的挡水墙、雨水出口和防洪渠道。散落油和油水混合液等含油污染物应当回收处理，不得掩埋。</p>	<p>本项目建设清洁井场、场地平整、清洁卫生；井场四周设置井界沟，减少受污染的雨水量，同时防止井场内污水或落地油等随地面径流进入外环境；本项目带罐作业，落地油 100%回收。</p>	符合
8	<p>石油、天然气开发单位应当定期对油气输送管线和油气储存设施进行巡查、检测、防护，防止油气管线或者油气储存设施断裂、穿孔，发生渗透、溢流、泄漏，造成环境污</p>	<p>本项目建成后，建设单位将定期对油气输送管线和油气储存设施进行巡查、检测、防护。</p>	符合

序号	《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》(2018 年 9 月 21 日)中相关规定	本项目实施过程中采取的措施	相符性分析
	染。		
9	石油、天然气开发单位钻井和井下作业应使用无毒、低毒钻井液。对已使用的有毒钻井液应当回收利用并做无害化处置,防止污染环境。对钻井作业产生的污水应当进行回收,经处理达标后方可回注。未经处理达标的污水不得回注或者外排。对钻井作业产生的油污、废矿物油应当回收处理。	本项目不涉及钻井工程。	符合
10	石油、天然气开发单位应当采取保护性措施,防止油井套管破损、气井泄漏,污染地下水体。	根据调查,本次依托的六口侧钻井采取了保护性措施,防止油井套管破损,污染地下水体。	符合
11	运输石油、天然气以及酸液、碱液、钻井液和其他有毒有害物品,应当采取防范措施,防止渗漏、溢流和散落	本项目采出液通过密闭管网运输,加强对集油管线和油水井的监测和管理工作,定期检查,及时发现、修补坏损井,减少管线破坏、减少原油泄漏量。	符合
12	煤炭、石油、天然气开发单位应当加强危险废物的管理。危险废物的收集、贮存、运输、处置,必须符合国家和自治区有关规定;不具备处置、利用条件的,应当送交有资质的单位处置。	本项目运营期产生的油泥砂属于危险废物,按照《危险废物贮存污染控制标准》(GB 18597-2001)及其修改单(环境保护部公告 2013 年第 36 号)标准,全部拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站统一处理。	符合
13	煤炭、石油、天然气开发过程中产生的伴生气、有毒有害气体或者可燃性气体应当进行回收利用;不具备回收利用条件的,应当经过充分燃烧或者采取其他防治措施,达到国家或者自治区规定的排放标准后排放。	本项目产生的伴生气依托二号联轻烃站处理,净化后的伴生气回收利用。	符合
14	煤炭、石油、天然气开发单位应当在开发范围内因地制宜植树种草,在风沙侵蚀区域应当采取设置人工沙障或者网格林带等措施,保护和改善生态环境。	建设单位拟在施工和运营过程做好防沙固沙措施,防止沙丘活化。	符合
15	煤炭、石油、天然气开发单位实施下列活动的,应当恢复地表形态和植被:(一)建设工程临时占地破坏腐殖质层、剥离土石;(二)震裂、压占等造成土地破坏的;(三)占用土地作为临时道路的;(四)油气井、站、中转站、联合站等地面装置设施关闭或者废弃的。	施工期结束后,根据项目占用土地类型和土地面积,考虑其原有土地功能,对管道临时占地进行生态恢复;闭井期根据井场所在区域未受油田开发干扰地貌情况全面进行地貌恢复,使废弃井场所在地貌与区域相协调,保留各类绿化工程、生态保护措施,使开发区域生态环境功能不变。	符合
16	煤炭、石油、天然气开发单位应当在矿井、油井、气井关闭前,向县	本项目闭井期将根据井场所在区域未受油田开发干扰地貌情况全面进行地貌恢复,	符合

序号	《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》(2018 年 9 月 21 日)中相关规定	本项目实施过程中采取的措施	相符性分析
	级以上环境保护主管部门提交生态恢复报告并提请验收。	并提请验收。	
17	煤炭、石油、天然气开发单位应当制定突发环境事件应急预案,报环境保护主管部门和有关部门备案。发生突发环境事件的,应当立即启动应急预案,采取应急措施,防止环境污染事故发生。	本项目油气管线采用质量较好的材质,且有泄漏气体检测设施;本项目所在的塔河油田 12 区属西北油田分公司采油二厂管辖,采油二厂制订有突发环境事件应急预案,备有相应的应急物资,采取了各类环境风险防范措施,以便在油气管道泄漏时能够及时发现,在采取突发环境事件应急预案中规定的防护措施后,油气管道发生火灾爆炸概率较低。	符合

5) 与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》(2019 年 1 月 1 日)符合性分析详见表 0-3。

表 0-3 与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》(2019 年 1 月 1 日)符合性分析

序号	《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》(2019 年 1 月 1 日)中相关规定	本项目实施过程中采取的措施	相符性分析
1	禁止在自治区行政区域内引进能(水)耗不符合相关国家标准中准入值要求且污染物排放和环境风险防控不符合国家(地方)标准及有关产业准入条件的高污染(排放)、高能(水)耗、高环境风险的工业项目。自治区人民政府应当制定或者适时修订高污染(排放)、高能(水)耗、高环境风险项目认定标准,并向社会公布。	本项目属于《产业结构调整指导目录(2019 年本)》(2020 年 1 月 1 日)中鼓励类范围:第七类石油、天然气中的 1、常规石油、天然气勘探与开采,项目的建设符合国家产业政策。且本项目不属于国家及自治区《市场准入负面清单(2020 年版)》中禁止准入项目,不属于高污染(排放)、高能(水)耗、高环境风险的工业项目。本项目的建设符合相关政策、规划要求。	符合
2	自治区人民政府工业和信息化、发展和改革、生态环境等部门制定产业结构调整目录时,应当将严重污染大气的工艺、设备、产品列入淘汰目录。州、市(地)、县(市、区)人民政府(行政公署)应当组织制定现有高污染工业项目标准改造或者关停计划,并组织实施。禁止新建、改建、扩建列入淘汰类目录的高污染工业项目。禁止使用列入淘汰类目录的工艺、设备、产品。	本项目采用先进技术、工艺设备,未使用国家和自治区明令淘汰的技术、工艺和设备。	符合

6) 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T 0317-2018) 符合性分析详见表 0-4。

表 0-4 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T 0317-2018) 符合性分析

序号	《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T 0317-2018) 中相关规定		本项目实施过程中采取的措施	相符性分析
1	矿区环境	矿区按生产区、管理区、生活区等功能分区, 各功能区符合 GB50187 的规定, 建立管理机构, 制订管理制度, 运行有序、管理规范。	本项目按相关要求设置各功能分区。采油二厂建立管理机构, 制订管理制度, 运行有序、管理规范。	符合
2		矿区地面道路、供水、供电、卫生、环保等基础配套设施完善, 道路平整规范, 标识清晰、标牌统一。	本项目建设清洁井场、场地平整、清洁卫生; 配套建设井场道路、供水、供电、环保等基础设施。	符合
3		执行各类废弃物管理制度。固体废弃物按照 GB18599 的规定堆放、综合利用和处置; 矿区废液污物按照 GB8978 的规定存储和处置。	本项目井下作业废液拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站废液处理系统进行处理, 处理达标后回注地层; 油泥砂拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站统一处理。	符合
4		矿区油气生产、储运过程安全有序, 按照 AQ2012 安全规程执行; 在需警示安全的区域设置安全标志, 警示标志设置符合 GB 14161 和 SY 6355 的规定。	本项目严格执行《石油天然气安全规程》(AQ 2012-2007), 在需警示安全的区域设置安全标志。	符合
5	资源开发方式	应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件, 科学合理确定开发方案, 选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺, 推广使用成熟、先进的技术装备, 严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备。	本项目采用先进技术、工艺设备, 未使用国家和自治区明令淘汰的技术、工艺和设备。	符合
6		集约节约利用土地资源, 土地利用符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模。	本项目均依托现有井场, 以减少永久占地	符合
7		应实施绿色钻井技术体系, 科学选择钻井方式、环境友好型钻井液及井控措施, 配备完善的固控系统, 及时妥善处置钻井泥浆。	本项目不涉及钻井工程	符合
8		油气开发全过程应采取措施防止地下水污染, 建立动态监测评估、处理及报告机	本项目计划设立地下水水质监测井以加强对油田地下水水质的监控。	符合

		制。		
9		对伴生有二氧化碳气体的油气藏，二氧化碳气体含量未达到工业综合利用要求的，应采取有效处置方案，未制定二氧化碳气体处置方案的油气藏不得开发。	根据塔河油田伴生气组分分析数据显示，塔河油田 12 区地层伴生气中的二氧化碳含量约为 0.265%。且随着开发年数的增加，地层伴生气中二氧化碳含量会逐年降低，根据《天然气》(GB 17820-2018) 中一类和二类天然气的外售标准，二氧化碳的含量分别应小于 3%和 4%。因此，伴生气中二氧化碳气体含量可以满足工业综合利用要求。	符合
10		对伴生有硫化氢气体的油气藏，硫化氢气体含量未达到工业综合利用要求的，应采取有效处置方案，未制定硫化氢气体处置方案的油气藏不得开发。	根据塔河油田伴生气组分分析数据显示，塔河油田 12 区地层伴生气中的 H ₂ S 浓度介于 1545~262468mg/m ³ ，平均为 56151mg/m ³ ；本项目伴生气 H ₂ S 含量较高，伴生气在二号、四号联合站分离脱硫后，通过压缩机增压外输至二号联轻烃站进行脱硫和轻烃回收，最终形成净化气、液化石油气及 I 号稳定轻烃等产品。	符合
11		油气生产过程中产生的废液、废气、固体废物应建档分类管理，并清洁化、无害化处置，处置率应达到 100%。	本项目施工期、运营期产生的各类污染物均能得到妥善处置，不外排。	符合
12	资源综合利用	油气生产过程中的采出水应清洁处理后循环利用；不能循环利用的，应达标排放、回注或采取其他有效利用方式。	本项目运营期依托塔河油田二号、四号联合站进行采出液处理，经站内采出水处理系统处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T 5329-2012) 相关要求回注地层。	符合
13		油气开采过程中产生的落地原油，应及时完全回收。	本项目运营期井下作业采用带罐作业方式，落地油 100%回收。	符合
14		油气开采过程中产生的含油污泥。采取技术措施进行原油回收处理和利用，处理后固体废物含油率低于 2%，并按 5.2.3 要求进行处置。	油气开采过程产生的油泥砂全部拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站统一处理。	符合

7) 《新疆生态功能区划》(2005 年 12 月 21 日)

本项目位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市，属于 IV 塔里木盆地暖温带极干旱沙漠、戈壁及绿洲农业生态区、IV1 塔里木盆地西部和北部荒漠、绿洲农业生态亚区、渭干河三角洲荒漠—绿洲农业、盐渍化敏感生态功能区，主要生态服务功能为农产品生产、荒漠化控制、油气资源，发展方向为发展棉花产业、特色林果业和农区畜牧业，建设石油和天然气基地。本项目为石油天然气开采，符合《新疆生态功能区划》(2005 年 12 月 21 日) 的要求。

8) 《关于重点区域执行大气污染物特别排放限值的公告》(新疆维吾尔自治区环境保护厅公告 2016 年 第 45 号)

本项目位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市，不属于自治区大气污染防治重点区域。

9)《关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知》(新政发[2014]35号)

本项目位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市，不属于自治区大气污染防治联防联控重点区域，不属于高污染高耗能行业。

10)《新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件(修订)》(2017年7月21日)

本项目为石油天然气开采业，不属于《新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件(修订)》(2017年7月21日)涉及的行业，符合准入要求。

3.4 《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》(环办环评函[2019]910号)

本项目与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》(环办环评函[2019]910号)符合性分析见表 0-5。

表 0-5 与环办环评函[2019]910号符合性

序号	要求	项目情况	符合性
1	油气开采项目(含新开发和滚动开发项目)原则上应当以区块为单位开展环评(以下简称区块环评),一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险,提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的,应当论证其可行性和有效性	本项目评价了项目建设、运营带来的环境影响和环境风险,提出了有效的生态环境保护和环境风险防范措施;对依托的污水处理设施、固废处理设施等均论证了依托可行性和有效性,项目依托处置可行	符合
2	未确定产能建设规模的陆地油气开采新区块,建设勘探井应当依法编制环境影响报告表。海洋油气勘探工程应当填报环境影响登记表并进行备案。确定产能建设规模后,原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的,可以纳入区块环评。自2021年1月1日起,原则上不以单井形式开展环评。过渡期间,项目建设单位可以根据实际情况,报批区块环评或单井环评	本项目6口勘探井已取得环评批复(见附件2),本次对区块进行环境影响评价	符合

序号	要求	项目情况	符合性
3	涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目，应当符合国家和地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求。涉及污染物排放的海洋油气开发项目，应当符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB 4914-2008）等排放标准要求	本项目废水依托处置达标后回用于注水开发，不外排至地表水体，不涉及水污染物总量控制指标	符合
4	涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。建设项目环评文件中应当包含钻井液、压裂液中重金属等有毒有害物质的相关信息，涉及商业秘密、技术秘密等情形的除外	本项目废水依托处置达标后回用于注水开发，回注水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）要求，回用于油田注水开发；本项目钻井及压裂工序已在探井阶段完成，根据调查，钻井液、压裂液不涉及重金属等有毒有害物质	符合
5	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》（2017年10月1日）要求评价	本项目钻井固废已妥善处理；运营期主要固体废物为油泥砂，委托有危险物资质的单位无害化处置，本项目固废章节按《建设项目危险废物环境影响评价指南》（2017年10月1日）要求进行评价	符合
6	涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场 H ₂ S 的无组织排放。高含硫天然气净化厂应当采用先进高效硫磺回收工艺，减少 SO ₂ 排放。井场水套加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备，应当优先使用清洁燃料，废气排放应当满足国家和地方大气污染物排放标准要求	本项目伴生气 H ₂ S 含量较高，伴生气在二号、四号联合站分离后，通过压缩机增压外输至二号联轻烃站进行脱硫和轻烃回收，最终形成净化气、液化石油气及 I 号稳定轻烃等产品；水套加热炉采用二号联合站经过处理的干气，废气满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）表 2 新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值要求（颗粒物：20mg/m ³ 、SO ₂ ：50mg/m ³ 、NO _x ：200mg/m ³ ）。本次评价提出切实可行的环境风险防范措施	符合

序号	要求	项目情况	符合性
7	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态环境保护措施	本项目对施工期环境影响进行了分析并提出生态环境保护措施。钻井和压裂已在探井阶段完成	符合
8	涉及自然保护地和生态保护红线的，应当说明工程实施的合法合规性和对自然生态系统、主要保护对象等的实际影响，接受生态环境主管部门依法监管	本项目不涉及自然保护地和生态保护红线，项目建设对自然保护地和生态保护红线影响较小	符合
9	油气企业应按照企事业单位环境信息公开办法、环境影响评价公众参与办法等有关要求，主动公开油气开采项目环境信息，保障公众的知情权、参与权、表达权和监督权。各级生态环境主管部门应当按要求做好环评审批、监督执法等有关工作的信息公开	建设单位作为责任主体，按照《环境影响评价公众参与办法》（2019年1月1日）等相关规定，开展了本项目信息公示和公众意见调查等工作，公示期间未收到公众反馈意见	符合

3.5 “三线一单”符合性分析

本项目与《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》（环环评[2016]150号）、《关于印发〈新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案〉的通知》（新政发[2021]18号）中“三线一单”符合性分析见表 0-6。

表 0-6 与“三线一单”符合性

序号	环环评[2016]150号要求	新政发[2021]18号要求	项目情况	符合性
1	生态保护红线是生态空间范围内具有特殊重要生态功能必须实行强制性严格保护的区域。相关规划环评应将生态空间管控作为重要内容，规划区域涉及生态保护红线的管理要求，提出相应对策措施。在生态保护红线范围内，严控各类开发建设活动，依法不予审批新建工业项目和矿业开发项	生态保护红线	按照“生态功能不降低、面积不减少、性质不改变”的基本要求，对划定的生态保护红线实施严格管控，保障和维护国家生态安全的底线和生命线	符合

序号	环评[2016]150 号要求	新政发[2021]18 号要求	项目情况	符合性	
		目的环评文件			
2	资源利用上线	资源是环境的载体，资源利用上线是各地区能源、水、土地等资源消耗不得突破的“天花板”。相关规划环评应依据有关资源利用上线，对规划实施以及规划内项目的资源开发利用，区分不同行业，从能源资源开发等量或减量替代、开采方式和规模控制、利用效率和保护措施等方面提出建议，为规划编制和审批决策提供重要依据	资源利用上线 强化节约集约利用，持续提升资源能源利用效率，水资源、土地资源、能源消耗等达到国家、自治区下达的总量和强度控制目标。加快区域低碳发展，积极推动乌鲁木齐市、昌吉市、伊宁市、和田市等 4 个国家级低碳试点城市发挥低碳试点示范和引领作用	本项目营运过程中消耗一定的水、电能源，新增少量永久占地，但本项目的建设可以增加难动用油气开采量，符合资源利用上线的要求；项目水、电等资源消耗量相对区域资源利用总量较小，符合资源利用上线要求	符合
3	环境质量底线	环境质量底线是国家和地方设置的大气、水和土壤环境质量目标，也是改善环境质量的基准线。有关规划环评应落实区域环境质量目标管理要求，提出区域或者行业污染物排放总量管控建议以及优化区域或行业发展布局、结构和规模的对策措施。项目环评应对照区域环境质量目标，深入分析预测项目建设对环境质量的影响，强化污染防治措施和污染物排放控制要求	环境质量底线 全区水环境质量持续改善，受污染地表水体得到有效治理，饮用水安全保障水平持续提升，地下水超采得到严格控制，地下水水质保持稳定；全区环境空气质量有所提升，重污染天数持续减少，已达标城市环境空气质量保持稳定，未达标城市环境空气质量持续改善，沙尘影响严重地区做好防风固沙、生态环境保护修复等工作；全区土壤环境质量保持稳定，污染地块安全利用水平稳中有升，土壤环境风险得到进一步管控	根据环境质量现状监测结果可知，环境空气、地下水质量指标中个别因子出现超标现象。本项目的大气污染物为挥发性有机物、H ₂ S 等，根据大气环境影响预测结果，本项目正常运营时大气污染物对区域环境空气质量影响较小，符合大气环境功能区要求；本项目污染物均能达标排放，建成后对环境影响较小；本项目所在地区地下水的矿化度较高，在做好防渗的前提下，对土壤和地下水影响较小。各项污染物均能实现达标排放，可满足总量控制的要求，项目建设后不会突破环境质量底线	符合
4	负面清单	环境准入负面清单是基于生态保护红线、环境质量底线和资源利用上线，以清单方式列出的禁止、限制	生态环境准 以环境管控单元为基础，从空间布局约束、污染物排放管控、环境风险防控和资源利用效率四个方	本项目属于《产业结构调整指导目录（2019 年本）》（2020 年 1 月 1 日）中鼓励类范围：	符合

序号	环评[2016]150 号要求	新政发[2021]18 号要求	项目情况	符合性
	等差别化环境准入条件和要求。要在规划环评清单式管理试点的基础上,从布局选址、资源利用效率、资源配置方式等方面入手,制定环境准入负面清单,充分发挥负面清单对产业发展和项目准入的指导和约束作用	入清单 面严格环境准入。基于新疆各地自然地理条件、资源禀赋、经济社会发展状况的差异性,将全区划分为七大片区。天山南坡片区重点突出塔里木盆地北缘荒漠化防治、保障生态用水和博斯腾湖综合治理	第七类石油、天然气中的 1、常规石油、天然气勘探与开采,项目的建设符合国家产业政策。且本项目不属于国家及自治区《市场准入负面清单(2020 年版)》(2020 年 12 月 10 日)中禁止准入项目。本项目的建设符合相关政策、规划要求	

4 关注的主要环境问题及环境影响

本项目关注的主要环境问题及环境影响如下:

1) 废气: 本项目施工期会产生扬尘、焊接烟尘及施工废气等大气污染物;运营期废气主要为挥发性有机物无组织挥发、H₂S 无组织挥发、水套加热炉有组织废气。本次评价主要关注以上大气污染物对大气环境的影响以及相应的大气污染防治措施的可行性和可靠性。

2) 废水: 本项目施工期废水主要为清管废水、试压废水和生活污水。清管废水依托四号联合站、二号联合站内现有污水处理设施进行处理,经处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T 5329-2012)相关要求回注地层,不外排;管线试压采用无腐蚀性的清洁水,试压废水可经沉淀后用于施工场地洒水降尘;生活污水排入环保厕所,定期清运,不外排。运营期废水主要为井下作业废液、采出水。作业废液、采出水经处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T 5329-2012)相关要求回注地层。环评中主要关注废水处理及回注的可行性和可靠性。

3) 噪声: 本项目施工期噪声污染源主要是挖掘机、推土车等,运营期主要为抽油机、通井机、机泵等。环评中主要关注噪声的环境影响以及控制措施的可行性。

4) 固废: 本项目施工期会产生施工废料、生活垃圾等。施工废料部分回收利用,剩余废料拉运至市政部门指定地点处理,生活垃圾拉运至西北油田分公司油田工程服务中心塔河油田绿色环保工作站进行处理;运营期产生的固体废物主要为油泥砂,本项目产生的油泥砂拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色

环保工作站统一处理。环评中主要关注油泥砂处理方式的可行性。

5) 环境风险：本项目运营期的环境风险主要是泄漏、火灾、爆炸事故。环评中主要关注泄漏等突发环境事件的环境影响。

5 环境影响评价的主要结论

本项目的建设符合国家、行业颁布的相关产业政策、法规及规范；正常工况下，施工期和运营期对生态环境、大气环境、地表水环境、地下水环境、土壤环境和声环境影响小，不会改变区域的环境功能，项目总体符合清洁生产要求，采用的环保措施可行。项目存在井喷、泄漏、火灾爆炸等环境风险，评价结果表明，本项目突发环境事件的概率较低环境风险潜势较低，在采取安全防范措施和突发环境事件应急预案、落实各项安全环保措施并执行完整以及确保风险防范和应急措施切实有效的前提下，满足国家相关环境保护和安全法规、标准的要求，本项目的环境风险可控。综上所述，从环境保护角度分析，本项目的建设可行。

1 总则

1.1 编制依据

1.1.1 法律法规

- 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) 《中华人民共和国环境噪声污染防治法》(2018 年 12 月 29 日);
- 4) 《中华人民共和国大气污染防治法》(2018 年 10 月 26 日);
- 5) 《中华人民共和国水污染防治法》(2018 年 1 月 1 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);
- 7) 《中华人民共和国土壤污染防治法》(2019 年 1 月 1 日);
- 8) 《中华人民共和国突发事件应对法》(2007 年 11 月 1 日);
- 9) 《中华人民共和国清洁生产促进法》(2012 年 7 月 1 日);
- 10) 《中华人民共和国石油天然气管道保护法》(2010 年 10 月 1 日);
- 11) 《中华人民共和国水土保持法》(2011 年 3 月 1 日);
- 12) 《中华人民共和国水法》(2016 年 7 月 2 日);
- 13) 《中华人民共和国城乡规划法》(2019 年 4 月 23 日);
- 14) 《中华人民共和国矿产资源法》(2009 年 8 月 27 日);
- 15) 《中华人民共和国野生动物保护法》(2018 年 10 月 26 日);
- 16) 《中华人民共和国防沙治沙法》(2018 年 10 月 26 日);
- 17) 《中华人民共和国土地管理法》(2020 年 1 月 1 日)。

1.1.2 国务院行政法规、部门规章与规范

- 1) 《建设项目环境保护管理条例》(2017 年 10 月 1 日);
- 2) 《建设项目环境影响评价分类管理名录(2021 年版)》(2021 年 1 月 1 日);
- 3) 《国务院办公厅转发环境保护部等部门关于推进大气污染联防联控工作改善区域空气质量指导意见的通知》(国办发[2010]33 号);
- 4) 《关于进一步加强环境影响评价管理 防范环境风险的通知》(环发[2012]77 号);
- 5) 《关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知》(环发[2012]98 号);

- 6) 《国土资源部 国家发展和改革委员会关于发布实施〈限制用地项目目录(2012 年本)〉和〈禁止用地项目目录(2012 年本)〉的通知》(国土资发[2012]98 号);
- 7) 《国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知》(国发[2013]37 号);
- 8) 《关于印发〈建设项目环境影响评价政府信息公开指南(试行)〉的通知》(环办[2013]103 号);
- 9) 《关于加强规划环境影响评价与建设项目环境影响评价联动工作的意见》(环发[2015]178 号);
- 10) 《国务院关于印发水污染防治行动计划的通知》(国发[2015]17 号);
- 11) 《关于印发〈控制污染物排放许可制实施方案〉的通知》(国办发[2016]81 号);
- 12) 《国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知》(国发[2016]31 号);
- 13) 《国家危险废物名录(2021 年版)》(2021 年 1 月 1 日);
- 14) 《建设项目环境影响评价信息公开机制方案》(2015 年 12 月 10 日);
- 15) 《建设项目环境保护事中事后监督管理办法(试行)》(2015 年);
- 16) 《关于加强规划环境影响评价与建设项目环境影响评价联动工作的意见》(环发[2015]178 号);
- 17) 《关于印发〈“十三五”环境影响评价改革实施方案〉的通知》(环环评[2016]95 号);
- 18) 《关于印发〈全国生态保护“十三五”规划纲要〉的通知》(环生态[2016]151 号);
- 19) 《国务院办公厅关于促进开发区改革和创新发展的若干意见》(国办发[2017]7 号);
- 20) 《关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知》(环办环评[2017]84 号);
- 21) 《关于印发〈生态环境部贯彻落实〈全国人民代表大会常务委员会关于全面加强生态环境保护 依法推动打好污染防治攻坚战的决议〉实施方案〉的通知》(环厅[2018]70 号);
- 22) 《关于加强固定污染源废气挥发性有机物监测工作的通知》(环办监测函[2018]123 号);
- 23) 《排污许可管理条例》(2021 年 3 月 1 日);
- 24) 《环境影响评价公众参与办法》(2019 年 1 月 1 日);
- 25) 《产业结构调整指导目录(2019 年本)》(2020 年 1 月 1 日);

- 26) 《固定污染源排污许可分类管理名录（2019 年版）》（2019 年 11 月 20 日）；
- 27) 《关于油田回注采油废水和油田废弃钻井液适用标准的复函》（环函[2005]125 号）；
- 28) 《石油天然气开采业污染防治技术政策》（2012 年 3 月 7 日）；
- 29) 《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函[2019]910 号）；
- 30) 《关于印发〈2020 年挥发性有机物治理攻坚方案〉的通知》（环大气[2020]33 号）。

1.1.3 自治区相关规章与规范

- 1) 《新疆维吾尔自治区环境保护条例》（2018 年 9 月 21 日）；
- 2) 《新疆维吾尔自治区野生植物保护条例》（2018 年 9 月 21 日）；
- 3) 《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》（2018 年 9 月 21 日）；
- 4) 《新疆维吾尔自治区人民政府办公厅关于发布新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录（第一批）的通知》（新政办发[2007]175 号）；
- 5) 《新疆生态功能区划》（2005 年 12 月 21 日）；
- 6) 《关于印发新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案的通知》（新政发[2016]21 号）；
- 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）；
- 8) 《关于印发新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案的通知》（新政发[2017]25 号）；
- 9) 《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》（2019 年 1 月 1 日）；
- 10) 《新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件（修订）》（2017 年 7 月 21 日）；
- 11) 《关于印发〈新疆维吾尔自治区环境保护“十三五”规划〉的通知》（新环发[2017]124 号）；
- 12) 《新疆维吾尔自治区清洁生产审核暂行办法》（2005 年 11 月 1 日）；
- 13) 《新疆维吾尔自治区地下水资源管理条例》（2017 年 7 月 1 日）；
- 14) 《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016-2020 年）》（2017 年 9 月 26 日）；

- 15) 《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》(2016 年 10 月 24 日);
- 16) 《新疆环境保护规划(2018-2022 年)》(2018 年 6 月 27 日);
- 17) 《关于重点区域执行大气污染物特别排放限值的公告》(新疆维吾尔自治区环境保护厅公告 2016 年 第 45 号);
- 18) 《关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知》(新政发[2014]35 号);
- 19) 《新疆维吾尔自治区林业厅关于印发〈进一步加强防沙治沙工作方案〉的通知》(新林造字[2012]763 号);
- 20) 《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》(新环环评[2020]138 号)。

1.1.4 环境影响评价技术导则与技术规范

- 1) 《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》(HJ 2.1-2016);
- 2) 《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ 2.2-2018);
- 3) 《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ 2.3-2018);
- 4) 《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ 610-2016);
- 5) 《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ 2.4-2009);
- 6) 《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018);
- 7) 《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ 19-2011);
- 8) 《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ 964-2018);
- 9) 《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ/T 349-2007);
- 10) 《突发环境事件应急监测技术规范》(HJ 589-2010);
- 11) 《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ 2025-2012);
- 12) 《大气污染防治工程技术导则》(HJ 2000-2010);
- 13) 《水污染治理工程技术导则》(HJ 2015-2012);
- 14) 《陆上石油天然气生产环境保护推荐作法》(SY/T 6628-2005);
- 15) 《陆上钻井作业环境保护推荐作法》(SY/T 6629-2005);
- 16) 《石油天然气工程设计防火规范》(GB 50183-2004);
- 17) 《采油废水治理工程技术规范》(HJ 2041-2014);
- 18) 《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);
- 19) 《环境噪声与振动控制工程技术导则》(HJ 2034-2013);

- 20) 《污染源源强核算技术指南 锅炉》(HJ 991-2018);
- 21) 《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》(HJ953-2018);
- 22) 《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ 819-2017)。

1.1.5 项目依据文件

- 1) 《塔河油田西部奥陶系油藏 2020 年第一期侧钻项目环境影响评价工作委托书》;
- 2) 《塔河油田西部奥陶系油藏 2020 年第一期侧钻项目可行性研究报告》;
- 3) 《关于对西北油田分公司 TH12235CX 勘探井工程环境影响报告表的批复》(阿地环函字[2020]519 号);
- 4) 《关于对西北油田分公司 TH12547CH 勘探井工程环境影响报告表的批复》(阿地环函字[2020]614 号);
- 5) 《关于对西北油田分公司 TH12214CH 井(勘探井)建设工程环境影响报告表的批复》(阿地环函字[2020]684 号);
- 6) 《关于对西北油田分公司 TH12562CH 勘探井工程环境影响报告表的批复》(阿地环函字[2020]690 号);
- 7) 《关于对西北油田分公司 TH12520XCH 勘探井工程环境影响报告表的批复》(阿地环函字[2020]691 号);
- 8) 《关于对西北油田分公司 TH12551CH 勘探井工程环境影响报告表的批复》(阿地环函字[2020]692 号);
- 9) 《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司塔河油田 12 区环境影响后评价报告书》(新环环评函[2021]160 号);
- 10) 与项目有关的其他文件。

1.2 评价目的、评价方法及评价重点

1.2.1 评价目的

环境影响评价是项目建设环境管理的重要环节之一,通过本次环境影响评价,拟达到以下主要目的:

- 1) 通过现场调查与工程分析,确定工程建设过程以及运营过程中的环境影响要素,并对各要素的影响程度和影响范围进行分析和预测;
- 2) 依据国家有关法律、法规以及技术规范的要求,对项目拟采取的环境保护措施进行分析、论证、评价,判定项目拟采取的环保措施是否可行,并针对存在的不足提出切实可行的改善措施;

3) 对工程建设过程以及运营过程进行环境风险分析、预测、评价, 对项目拟采取的风险控制措施进行评价, 并针对存在的不足提出切实可行的措施;

4) 在以上各项工作的基础上对项目进行综合评价, 从环境保护角度判断项目是否满足环境容量、生态系统的要求, 从而整体判定项目是否具有环境可行性。

1.2.2 评价方法

本次评价工作在充分利用现有资料的基础上, 针对影响环境的主要因子, 分别采用以下评价方法:

1) 项目所在地环境概况调查、地表水、地下水环境现状调查采用收集资料和测量法, 生态环境现状调查采用现场调查法和搜集资料法, 环境空气与声环境现状调查采用现场调查和测量法;

2) 工程分析以物料衡算法为主、类比分析法为辅, 查阅参考资料分析法作为以上两种方法的补充;

3) 环境空气影响预测采用 AERSCREEN 估算模式, 环境空气质量现状评价采用单因子指数法;

4) 声环境影响预测采用点声源的几何发散衰减法, 声环境现状评价采用单因子指数法;

5) 地下水影响预测采用解析法, 预测污染物运移趋势和对地下水环境保护目标的影响;

6) 土壤影响预测采用解析法, 预测污染物运移趋势和对土壤的环境影响;

7) 生态环境影响预测以类比分析法为主;

8) 地表水影响评价以环境影响分析为主。

1.2.3 评价重点

针对该项目的实际情况, 本次评价的重点是:

1) 工程分析: 判定工程施工期和运营期的环境影响因素和环境影响因子, 确定主要污染源参数;

2) 施工期及运营期大气环境影响评价、土壤环境影响评价、固废环境影响评价、生态环境影响评价、环境风险评价;

3) 环境保护措施经济技术论证: 对项目拟采取的环境保护措施从经济可行性、技术可靠性两方面进行论证, 针对不足提出切实可行的改进措施。

1.3 评价因子识别与选取

1.3.1 环境影响因素识别

1.3.1.1 施工期环境影响因素

1) 本项目中地面建设施工带来对土地表层的扰动、地貌改变、地表植被的破坏、土地利用格局变化;施工临时占用土地,会造成水土流失和地表植被破坏;

2) 施工期旧管道清管废水、试压废水和施工人员产生的生活污水对地表水环境的影响;

3) 施工机械排放的废气、施工产生的扬尘、焊接烟尘对大气环境的影响;

4) 施工期施工机械产生的机械噪声对周围声环境的影响;

5) 施工期产生的施工废料、生活垃圾对周围环境的影响。

1.3.1.2 运营期环境影响因素

项目建成运营后,将促进项目周边地区经济发展,对产业结构调整起到一定作用,同时也会带来一些环境问题,主要表现在以下几个方面:

1) 水套加热炉有组织排放废气及井场无组织排放废气对大气环境产生影响;

2) 采油设备的噪声对周围声环境的影响;作业期间机械设备产生的噪声对周围声环境的影响;

3) 事故状态下落地油对土壤的影响。

1.3.1.3 闭井期环境影响因素

1) 闭井期井场设备的拆除、井口封堵、井场清理等过程中,将有少量施工扬尘、和施工机械废气产生,主要污染物为颗粒物、SO₂、NO₂、C_mH_n等,对大气环境产生一定的影响;

2) 地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、建筑垃圾、油泥砂等固体废物,会对周围环境造成一定的影响;

3) 井场设备拆卸和车辆运输产生的噪声会对周围声环境产生影响。

1.3.1.4 环境影响因素识别

通过对项目开发的环境影响活动分析,归纳列出了环境影响矩阵,见表 1.3-1。

表 1.3-1 本项目环境影响矩阵

工程活动		自然环境因素			生态环境因素				社会环境因素	
		大气	地表水	声环境	土壤	植被	景观	水土流失	土地利用	经济
施工期	施工临时占地				-1S	-1S			-1S	
	地面施工活动		-1S	-1S	-2L	-1L			-1S	+1S
运营期	工程永久占地				-2L				-2L	+2L
	采油工程	-1L		-1L						+2L
	集输工程	-1L			-1S					+1L
	井下作业	-1S	-1S	-1S						+1S
闭井期	井口封堵	-1S								
	设备拆除			-1S						
	井场清理	-1S			-1S					
	车辆运输	-1S		-1S						

注：表中“1”表示影响较小；“2”表示影响较大；“+”表示有利影响；“-”表示不利影响；“L”表示长期影响；“S”表示短期影响。

1.3.2 评价因子选取

根据环境影响因素识别结果，确定本次评价选取的主要评价因子见表 1.3-2。

表 1.3-2 评价因子一览表

环境要素	现状评价	预测因子
环境空气	基本污染物：PM _{2.5} 、PM ₁₀ 、SO ₂ 、NO ₂ 、O ₃ 、CO 特征污染物：非甲烷总烃、H ₂ S	SO ₂ 、NO ₂ 、颗粒物、非甲烷总烃、H ₂ S
地表水	pH、氨氮、化学需氧量	——
地下水	K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻ 、pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、六价铬、总硬度、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、总大肠菌群、菌落总数、石油类	石油类
声环境	等效连续 A 声级	等效连续 A 声级
土壤环境	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、砷、镉、铬 (六价)、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、氯乙烯、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、蒽、二苯并[a, h]蒽、茚并[1, 2, 3-cd]芘、萘	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)
生态环境	植被、动物、土壤、土地利用功能	——

1.4 环境功能区划

本项目所在地的环境功能区划情况详见表 1.4-1。

表 1.4-1 本项目所在地的环境功能区划情况

类型	功能区名称	保护级别	备注
环境空气	二类环境空气质量功能区	二级	/
地表水	农灌用水	III类	英达里亚河
地下水	/	III类	/
声环境	2类功能区	2类噪声限值	/
土壤环境	建设用地/耕地	第二类用地	建设项目占地范围内

1.5 评价标准

1.5.1 环境质量标准

本次评价执行环境质量标准见表 1.5-1。

表 1.5-1 环境质量标准一览表

项目	执行标准	标准分级或分类	备注
环境空气	《环境空气质量标准》(GB 3095-2012)及其修改单(生态环境部公告 2018 年第 29 号)	二级	详见表 1.5-2
	《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ 2.2-2018)附录 D	——	
	《大气污染物综合排放标准详解》(1997 年)	——	
地表水	《地表水环境质量标准》(GB 3838-2002)	III类	详见表 1.5-3
地下水	《地下水质量标准》(GB/T 14848-2017)	III类	详见表 1.5-4
	石油类参考《生活饮用水卫生标准》(GB 5749-2006)	生活饮用水水质参考指标及限值	
声环境	《声环境质量标准》(GB 3096-2008)	2类	昼: 60dB (A), 夜: 50dB (A)
土壤	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB 36600-2018)	筛选值中第二类用地	详见表 1.5-5

表 1.5-2 环境空气质量标准

序号	污染物名称	取值时间	单位	标准限值	标准来源
基本污染物					
1	SO ₂	年平均	μg/m ³	60	《环境空气质量标准》(GB 3095-2012)及其修改单(生态环境部公告 2018 年第 29 号)
		24 小时平均	μg/m ³	150	
		1 小时平均	μg/m ³	500	

塔河油田西部奥陶系油藏 2020 年第一期侧钻项目

序号	污染物名称	取值时间	单位	标准限值	标准来源
2	NO ₂	年平均	μg/m ³	40	号)
		24 小时平均	μg/m ³	80	
		1 小时平均	μg/m ³	200	
3	PM ₁₀	年平均	μg/m ³	70	
		24 小时平均	μg/m ³	150	
4	PM _{2.5}	年平均	μg/m ³	35	
		24 小时平均	μg/m ³	75	
5	CO	1 小时平均	mg/m ³	10	
		24 小时平均	mg/m ³	4	
6	O ₃	8 小时平均	μg/m ³	160	
		1 小时平均	μg/m ³	200	
其他污染物					
1	H ₂ S	1 小时平均	μg/m ³	10	《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ 2.2-2018) 附录 D
2	非甲烷总烃	1 小时平均	mg/m ³	2.0	《大气污染物综合排放标准详解》(1997 年) 推荐值

表 1.5-3 地表水环境质量标准 (单位: mg/L)

项目	COD	氨氮
III类标准	20.0	1.0

表 1.5-4 地下水环境质量标准

水质因子	pH	总硬度	耗氧量	氨氮	亚硝酸盐	硝酸盐	硫酸盐
III类标准	6.5~8.5	450	3.0	0.5	1.0	20	250
水质因子	溶解性总固体	氯化物	氟化物	氰化物	挥发性酚类	砷	镉
III类标准	1000	250	1.0	0.05	0.002	0.01	0.005
水质因子	铁	汞	硫化物	钠	菌落总数	锰	六价铬
III类标准	0.3	0.001	0.02	200	100	0.1	0.05
水质因子	总大肠菌群	石油类	/	/	/	/	/
III类标准	3.0	0.3	/	/	/	/	/

备注: 石油类参照执行《生活饮用水卫生标准》(GB 5749-2006) 中表 A.1 生活饮用水水质参考指标及限值的标准; 单位: mg/L, pH 无量纲、总大肠菌群 MPNb/100mL、菌落总数 CFU/mL。

表 1.5-5 土壤环境质量标准 (单位: mg/kg)

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

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

1.5.2 污染物排放标准

本次评价工作采用的污染物排放标准见表 1.5-6。

表 1.5-6 污染物排放标准一览表

项目	执行标准		标准分级或分类	备注
废气	有组织排放	《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)	表 2	见表 1.5-7
	无组织排放	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB 39728-2020)	第 5.9 条	
		《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-1993)	表 1	
废水	《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T 5329-2012)		表 1	见表 1.5-8
噪声	施工期:《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB 12523-2011)		——	见表 1.5-9
	运营期:《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008)		2 类区	
固体废物	《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》(GB 18599-2001) 及其修改单(环境保护部公告 2013 年 第 36 号)		——	——
	《危险废物贮存污染控制标准》(GB 18597-2001) 及其修改单		——	

项目	执行标准	标准分级 或分类	备注
物	(环境保护部公告 2013 年 第 36 号)		

表 1.5-7 废气排放标准限值一览表

污染物	排放标准限值			
	《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014) 表 2		《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-1993) 表 1	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB 39728-2020) 第 5.9 条
	有组织排放限值		厂界监控点浓度限值	厂界监控点浓度限值
	排放浓度 (mg/m ³)	排放速率 (kg/h)	无组织排放监控浓度 (mg/m ³)	无组织排放监控浓度 (mg/m ³)
SO ₂	50	/	/	/
NO _x	200	/	/	/
颗粒物	20	/	/	/
VOCs	/	/	/	4.0
H ₂ S	/	/	0.06	/
烟气黑度	林格曼黑度 I 级	/	/	/

表 1.5-8 回注水控制标准限值

项目		《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T 5329-2012)				
注入层平均空气渗透率, μm^2		≤ 0.01	$>0.01 \sim \leq 0.05$	$>0.05 \sim \leq 0.5$	$>0.05 \sim \leq 1.5$	> 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/年	≤ 0.076				
	SRB, 个/mL	≤ 10	≤ 10	≤ 25	≤ 25	≤ 5
	IB, 个/mL	$n \times 10^2$	$n \times 10^2$	$n \times 10^3$	$n \times 10^4$	$n \times 10^4$
	TGB, 个/mL	$n \times 10^2$	$n \times 10^2$	$n \times 10^3$	$n \times 10^4$	$n \times 10^4$
注 1: $1 < n < 1.5$;						
注 2: 清水水质指标中去掉含油量。						

表 1.5-9 噪声排放标准 (单位: dB (A))

类别	昼间	夜间
施工期	70	55
运营期	60	50

1.6 评价工作等级及评价范围

1.6.1 评价等级

根据环境影响评价技术导则的有关要求，并结合项目所处的地理位置、环境功能区划、排放污染物种类及排放量，以及执行排放标准限值等，确定该项目各环境要素的评价等级，详见表 1.6-1。

表 1.6-1 环境影响评价等级确定

项目	判定依据		评价等级
环境空气	最大地面浓度占标率	水套加热炉排放 NO_x $P_{\max}=7.94\% < 10\%$	二级
声环境	环境噪声功能区划	2 类区	二级
	评价范围内敏感目标噪声增加值	无敏感目标	
	受影响人群变化	变化不大	
地表水	排放方式	不外排	三级 B
地下水	建设项目类别	I 类	二级
	项目场地地下水环境敏感程度	不敏感	
土壤环境	影响类型	污染影响型	一级
	项目类别	I 类	
	占地规模	本项目涉及永久占地面积 0.012km^2 ，不新增永久占地，小型	
	敏感程度	井场 1000m 范围内有农田，敏感程度属于敏感	
生态环境	本项目占地面积 $0.094\text{km}^2 < 2\text{km}^2$ ，管线总长 $9.76\text{km} < 50\text{km}$ ，影响区域生态敏感性为重要生态敏感区		三级
环境风险	本项目环境风险潜势为 I 级		简单分析

1.6.2 评价范围

根据本项目各环境要素评价等级，结合当地气象、水文、地质条件和项目“三废”排放情况，及井场周围企事业单位、居民分布特点，确定本次评价范围见表 1.6-2。

表 1.6-2 评价范围确定

项目	评价等级	评价范围
环境空气	二级	以井场为中心，边长 5km 的矩形范围
地表水	三级 B	——
地下水	二级	塔河油田 12 区整个区块范围
声环境	三级	厂界外 200m 范围内
土壤环境	一级	井场厂界外 1000m 范围内；管线两侧 200m 范围内

项目	评价等级	评价范围
生态环境	三级	井场厂界外 1000m 范围内；管线两侧 200m 范围内
环境风险	简单分析	不设置评价范围

1.7 环境保护目标

根据现场调查，确定了本项目评价范围内的环境保护目标，具体情况见表 1.7-1，环境保护目标分布情况见图 1.7-1。

表 1.7-1 环境敏感目标一览表

环境要素	名称	保护对象	环境功能区	参考污染源	相对方位	相对距离 (m)
地下水	本项目周边地下水	地下水环境	《地下水质量标准》(GB/T 14848-2017) III类	井场	—	—
土壤环境	周边农田	土壤环境	《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准 (试行)》(GB 15618-2018)	TH12562CH	—	—
生态环境	灌木林地	国家二级公益林和地方级公益林、天然林		管道临时占地		

图 1.7-1 本项目评价范围及环境敏感目标分布图

2 现有项目工程分析

2.1 建设单位简介

塔河油田 12 区于 2000 年 7 月投入开发，是塔河油田主力生产区块之一，位于新疆维吾尔自治区库车市。主力开发油藏类型为奥陶系油藏，位于塔河油田 10 区西部，新疆维吾尔自治区轮台县与库车市交界处，地理位置东经 $83^{\circ} 57'$ ~ $84^{\circ} 27'$ 、北纬 $41^{\circ} 10'$ ~ $40^{\circ} 35'$ ，工区西面为勘探登记区块边界线，北面、东南分别与于奇西、塔河主体区、盐下区块交界，总面积为 2108.5km^2 ，全区被艾丁、艾丁北、于奇三维及 6-7 区、10 区东、10 区西、12 区北高精度三维及托甫台、托甫台南等三维地震覆盖，累计提交探明含油面积 1648km^2 ，地质储量 $85538 \times 10^4\text{t}$ ，动用储量 $55024 \times 10^4\text{t}$ 。

从 2000 年部署第 1 口探井 S85 井开始，到目前已历经 21 年，塔河油田 12 区奥陶系油藏先后进行了 9 次大规模开发建设。截至 2020 年底，共有油水井 505 口（生产油井 457 口，注水井 27 口，长停井 10 口，封井 11 口）及附属配套设施（注水增压点 12 座、生活基地 3 处、污水处理设施等）、油田内部集输管网 4562km 等。塔河油田 12 区地理位置见图 2.1-1。

图 2.1-1 塔河油田 12 区区域图

2.2 区域勘探开发情况

西北油田分公司塔河油田采油二厂（以下简称“采油二厂”）位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市境内。采油二厂隶属于中国石油化工股份有限公司西北油田分公司，是集油气开采、集输和处理为一体的石油企业，管辖塔河 6 区、7 区、10 区北、12 区 4 个区块。12 区从 2000 年开始至目前主要经历了勘探-油藏评价阶段和规模开发阶段。

1) 勘探-油藏评价阶段：2000 年 7 月~2007 年 4 月

该阶段共部署 10 口井，2000 年部署探井 S85 井，对鹰山组 5780-5800m 酸压抽汲出 9.96m³ 稠油；2001 年部署探井 S94 井，对鹰山组 5884-5960m 酸压抽汲出油 30.8m³，测试为稠油层，初步证明了 12 区的含油气性。2003 年部署探井 S104 井，对鹰山组酸压评价为干层，说明 12 区缝洞储集体发育有一定的复杂性。

2006 年 7~8 月在 12 区东部部署开发评价井 S94-1（日产油 19.6t/d）、TH12113（日产油 35t/d）建产，开始了 12 区东南部的滚动开发。2007 年 2~3 月在 12 区部署 AD4~AD8 等 5 口探井，其中 3 口井（AD4、AD7、AD5）获得工业油流，AD4 井初期产能达到了 1000t/d，同时开发部署的 S94CH 初期产能达到 250t/d。阶段末投产 10 口井，建产 6 口井，开井 6 口，日产液水平 943.3t/d，日产油水平 939.1t/d，综合含水 0.45%，累产液 3.67×10⁴t，累产油 3.58×10⁴t。

2) 规模开发阶段：2007 年 5 月~目前

在前期勘探开发取得突破的基础之上，2007 年 5 月后 12 区部署力度逐渐加大。截止 2020 年底，塔河油田 12 区奥陶系油藏共经历了 9 次大规模开发建设。塔河油田 12 区目前已经历 2007 年“塔河油田 12 区开发地面工程先期配套项目”（简称：先期配套）、2008 年“塔河油田 12 区奥陶系油藏东区产能建设项目”（简称：12 区东区）、2009 年“塔河油田 12 区奥陶系油藏总体开发项目”（简称：12 区整体）、2010 年“塔河油田 12 区奥陶系油藏第三期开发项目”（简称：12 区三期）、2011 年“塔河油田 12 区奥陶系油藏第四期开发项目”（简称：12 区四期）、2012 年“塔河油田 12 区奥陶系油藏第五期开发项目”（简称：12 区五期）、2013 年“塔河油田 12 区奥陶系油藏第六期开发项目”（简称：12 区六期）、2014 年“塔河油田奥陶系油藏第七期开发项目”（简称：12 区七期）、“塔河油田 12 区奥陶系油藏 2015~2016 年产能建设项目”（简称：2015~2016 产能）。

截至 2020 年底，塔河油田 12 区奥陶系油藏总井数 505 口（生产油井 457 口，注水井 27 口，长停井 10 口，封井 11 口）。

2.3 环评批复及验收情况

目前，12 区现有工程共取得环评批复 31 项，环保手续齐全。12 区现有工程环评批复及验收批复情况见表 2.3-1。

本项目涉及 6 口老井及相应管线均包含在表 2.3-1 中《塔河油田 12 区奥陶系油藏总体开发项目环境影响报告书》（新环评价函[2010]644 号）、《塔河油田 12 区 2015-2016 年产能建设项目报告书》（新环函[2017]85 号）、《塔河油田 12 区奥陶系油藏第四期开发项目环境影响报告书》（新环评价函[2011]1004 号）、《塔河油田 12 区奥陶系油藏第三期开发项目环境影响报告书》（新环评价函[2011]619 号）进行环境影响评价；侧钻井工程分别编制了《西北油田分公司 TH12235CX 勘探井工程环境影响报告表》（阿地环函字[2020]519 号）、《西北油田分公司 TH12547CH 勘探井工程环境影响报告表》（阿地环函字[2020]614 号）、《西北油田分公司 TH12214CH 井（勘探井）建设工程环境影响报告表》（阿地环函字[2020]684 号）、《西北油田分公司 TH12562CH 勘探井工程环境影响报告表》（阿地环函字[2020]690 号）、《西北油田分公司 TH12520XCH 勘探井工程环境影响报告表》（阿地环函字[2020]691 号）、《西北油田分公司 TH12551CH 勘探井工程环境影响报告表》（阿地环函字[2020]692 号）；现有工程环保手续齐全。

表 2.3-1 12 区现有工程环评批复及验收批复汇总表

序号	项目名称	环评批复文号	环评批复时间	验收批复文号	验收批复时间
1	塔河油田 12 区开发地面工程先期配套项目环境影响报告书	新环监函 [2008]80 号	2008 年 3 月 7 日	新环评价函 [2010]587 号	2010 年 9 月 21 日
2	塔河油田 12 区奥陶系油藏东区产能建设项目环境影响报告书	新环监函 [2009]151 号	2009 年 4 月 15 日	新环函[2015] 909 号	2015 年 8 月 12 日
3	塔河油田 12 区奥陶系油藏总体开发项目环境影响报告书	新环评价函 [2010]644 号	2010 年 10 月 12 日	新环评价函 [2012]855 号	2012 年 8 月 27 日
4	塔河油田 12 区奥陶系油藏第三期开发项目环境影响报告书	新环评价函 [2011]619 号	2011 年 7 月 14 日	新环函[2015] 914 号	2015 年 8 月 12 日
5	塔河油田 12 区奥陶系油藏第四期开发项目环境影响报告书	新环评价函 [2011]1004 号	2011 年 11 月 19 日	新环函[2017] 52 号	2017 年 1 月 9 日
6	塔河油田 12 区奥陶系油藏第五期产能建设项目环境影响报告书	新环评价函 [2013]493 号	2013 年 6 月 14 日	由于历史原因, 尚未开展竣工环境保护验收	
7	塔河油田 12 区奥陶系油藏第六期产能建设项目环境影响报告书	新环函[2014] 165 号	2014 年 2 月 13 日	西北油安[2019] 348 号	2019 年 9 月 4 日
8	塔河油田 12 区奥陶系油藏第七期产能建设项目环境影响报告书	新环函[2015] 196 号	2015 年 2 月 16 日	西北油安[2019] 343 号	2019 年 9 月 3 日
9	塔河油田 12 区 2015-2016 年产能建设项目环境影响报告书	新环函[2017] 85 号	2017 年 1 月 13 日	油田环验[2019] 2 号	2019 年 1 月 7 日
10	塔河油田四号联合站及原油外输配套工程环境影响评价报告书	新环评价函 [2012]1152 号	2012 年 11 月 16 日	新环函[2015] 1183 号	2015 年 11 月 3 日
11	四号联合站混烃外输及处理项目环境影响报告书	新环函[2016] 1397 号	2016 年 9 月 27 日	油田环验[2019] 4 号	2019 年 1 月 7 日
12	塔河油田四号联合站混烃脱硫优化工程环境影响报告表	阿地环函字 [2019]437 号	2019 年 7 月 18 日	工程尚未完成, 暂未进行竣工环境保护自主验收	
13	塔河油田 12 区 TH12518 井区奥陶系油藏 2019 年第一期产能建设项目环境影响报告表	阿地环函字 [2019]370 号	2019 年 6 月 26 日	工程尚未完成, 暂未进行竣工环境保护自主验收	
14	塔河油田 12 区 TH12369CH--TH12169 断裂带奥陶系油藏侧钻建设项目环境影响报告表	阿环函字 [2019]645 号	2019 年 11 月 22 日	工程尚未完成, 暂未进行竣工环境保护自主验收	

塔河油田西部奥陶系油藏 2020 年第一期侧钻项目

序号	项目名称	环评批复文号	环评批复时间	验收批复文号	验收批复时间
15	塔河油田 12 区 TH12369CH-TH12169 断裂带奥陶系油藏开发方案建设项目环境影响报告表	阿地环函字 [2019]646 号	2019 年 11 月 22 日	工程尚未完成, 暂未进行竣工环境保护自主验收	
16	塔河油田 12 区奥陶系油藏 2018 年第一期产能建设项目环境影响报告表	阿地环函字 [2019]648 号	2019 年 11 月 22 日	工程尚未完成, 暂未进行竣工环境保护自主验收	
17	塔河油田 12 区奥陶系油藏 TH12402-TH12201 井区调整完善方案项目环境影响报告表	阿地环函字 [2019]649 号	2019 年 11 月 22 日	工程尚未完成, 暂未进行竣工环境保护自主验收	
18	塔河油田 12 区奥陶系油藏 TH12518 断裂带 2018 年产能建设项目	阿地环函字 [2019]651 号	2019 年 11 月 22 日	工程尚未完成, 暂未进行竣工环境保护自主验收	
19	塔河油田 12 区奥陶系油藏 TH12521-AD2 井区油藏评价方案项目环境影响报告表	阿地环函字 [2019]650 号	2019 年 11 月 22 日	工程尚未完成, 暂未进行竣工环境保护自主验收	
20	塔河油田西部奥陶系油藏侧钻井 2018 年第二期侧钻井产能建设项目环境影响报告表	阿地环函字 [2019]291 号	2019 年 6 月 6 日	工程尚未完成, 暂未进行竣工环境保护自主验收	
21	塔河油田 TH12516 混输泵站集输优化工程环境报告表	阿地环函字 [2019]466 号	2019 年 8 月 20 日	工程尚未完成, 暂未进行竣工环境保护自主验收	
22	塔河油田 12 区水域环境敏感区集油干线环保隐患治理工程 (二期) 环境影响报告表	阿地环函字 [2019]620 号	2019 年 11 月 13 日	工程尚未完成, 暂未进行竣工环境保护自主验收	
23	中石化西北油田分公司采油二厂塔四联生产区基地污水处理项目环境影响报告表	库环监函 [2016]138 号	2016 年 11 月 1 日	2018 年 4 月 21 日通过自主验收	
24	中石化西北油田分公司采油二厂塔四联生活区基地污水处理项目环境影响报告表	库环监函 [2016]142 号	2016 年 11 月 1 日	2018 年 4 月 21 日通过自主验收	
25	中石化西北油田分公司采油二厂采油二三队基地污水处理项目环境影响报告表	库环监函 [2016]146 号	2016 年 11 月 1 日	2018 年 4 月 21 日通过自主验收	
26	西北油田分公司 TH12520XCH 勘探井工程环境影响报告表	阿地环函字 [2020]691 号	2020 年 11 月 2 日	工程尚未完成, 暂未进行竣工环境保护自主验收	
27	西北油田分公司 TH12551CH 勘探井工程环境影响报告表	阿地环函字 [2020]692 号	2020 年 11 月 2 日	工程尚未完成, 暂未进行竣工环境保护自主验收	
28	西北油田分公司 TH12562CH 勘探井工程环境影响报告表	阿地环函字 [2020]690 号	2020 年 11 月 2 日	工程尚未完成, 暂未进行竣工环境保护自主验收	
29	西北油田分公司 TH12235CX 勘探井工程环境影响报告表	阿地环函字 [2020]519 号	2020 年 11 月 2 日	工程尚未完成, 暂未进行竣工环境保护自主验收	

塔河油田西部奥陶系油藏 2020 年第一期侧钻项目

序号	项目名称	环评批复文号	环评批复时间	验收批复文号	验收批复时间
30	西北油田分公司 TH12214CH（勘探井）建设工程环境影响报告表	阿地环函字 [2020]684 号	2020 年 11 月 2 日	工程尚未完成，暂未进行竣工环境保护自主验收	
31	西北油田分公司 TH12547CH 勘探井工程环境影响报告表	阿地环函字 [2020]614 号	2020 年 10 月 14 日	工程尚未完成，暂未进行竣工环境保护自主验收	

2.4 现有工程回顾

2.4.1 塔河油田 12 区总体工程回顾

12 区内现有联合站 1 座（四号联合站），计转站 16 座、混输泵站 1 座、卸油站 1 座、中间热泵站 1 座、油水井 505 口（生产油井 457 口，注水井 27 口，长停井 10 口，封井 11 口）及附属配套设施（注水增压点 12 座、生活基地 3 处、污水处理设施等）、油田内部集输管网 4562km 等。塔河油田十二区现有工程主要由主体工程、辅助工程、公用工程、环保工程等组成，现有工程组成情况见表 2.4-1。

表 2.4-1 工程组成一览表

项目组成		数量	备注		
主体工程	油水井	油井	457 口	---	
		注水井	27 口	---	
		封井	11 口	---	
		长停井	10 口	---	
	采油系统	抽油机	457 台	---	
	油气集输系统	各类管线	4562km	集输管线 4183km、注水管线 121km、外输油管线 190km、外输气管线 68km	
		计转站、卸油站等	18 座	12-1、12-2、12-3、12-4、12-5、12-6、12-7、12-8、12-9、12-10、12-11、12-12、12-13、12-14、12-15、AD20 等 16 座计转站；TH12516 混输泵站 1 座；TH12330 卸油站 1 座	
		热泵站	1 座	12 区中间热泵站	
		加热炉	434 台	为保障采出液、原油的顺利输送，井场、计转站配备了一定数量的加热炉设备，包括井场水套加热炉、计转站外输加热炉、双盘管加热炉、单盘管加热炉、加热锅炉等。加热设备均以伴生气、天然气为燃料，加热炉功率为 180kW、200kW、400kW、600kW、700kW、1000kW、1600kW、4500kW 等 8 种	
	联合站	四号联合站	1 座	于 2013 年建成，兼有原油、污水、天然气等处理功能	
公用工程	供水	生产、生活用水	油服中心供水首站	1 座	生活水源：12 区内有供水井 15 口，通过供水首站为塔河油田供水系统供水。站内给水采用罐车就近从塔河供水首站或未站拉水，通过气压供水装置向站内各个用水点供水。注水水源：经处理达标的采出水
		回注用水	注水增压站	12 座	供水水源为采油二厂处理后的采出水，不足用水由采油一厂等其他厂处理达标的采出水补充。通过塔河油田一期至四期注水工程及 12 区内 TH12144 增压点、S94-1 增压点、12-4 增

项目组成			数量	备注	
				压点、TH12507 增压点、TH12349 增压点、TH12403 罐区、TH12326 增压点、TH12215 罐区、TH12349 增压点、TH12403 罐区、TH12326 增压点、TH12215 罐区等注水增压点进行回注	
供电	变电站		3 座	由国家电网供电，12 区目前建有 35kV 变电所 2 座，110kV 变电站 1 座	
供热	燃气加热炉		6 台	生活基地加热炉	
	生活基地		3 座	四号联合站生产区基地、四号联合站生活区基地、二、三队生活基地等	
环保工程	废水	采油污水	四号联合站	1 套	分离后的含油污水采用沉降-过滤工艺处理达标后回注。采出水处理规模为 4000m ³ /d，目前实际规模约 2100m ³ /d
		生活污水	四号联合站生产区、生活区和二、三队生活基地生活污水处理系统	3 套	3 套为地理式生活污水处理设施，采用预处理+RAAO+消毒+过滤工艺。
	废气	天然气放空	火炬设施	12 座	四号联合站火炬、12-4、12-5、12-6、12-8、12-15、12-1、12-3、12-7、12-9、12-12、12-13 计转站火炬
	环境风险应急措施			配备应急物资；建立健全环境风险应急预案；委托监测等	
依托工程	西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站			本区块产生的含油污泥、受浸土、废液及生活垃圾，依托西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站（原为塔河油田一号固废液处理站）处理。油污泥处理系统（主要处理对象为含油量>5%油泥），设计年处理含油污泥的量为 6×10 ⁴ m ³ ，有 4 套分离装置；受浸土（主要指含油量<5%的污油泥）依托中石化西南石油工程有限公司巴州分公司（规模 7×10 ⁴ t/a）和阿克苏塔河环保工程有限公司处理（规模 15×10 ⁴ t/a）处理；废液处置能力 65m ³ /h，在站内自行处理；生活垃圾一期设计库容 73100m ³ ，2016 年投产，在站内采用填埋处置	
	二号联合站			位于采油二厂 6 区内，2003 年建成投产，设计混合原油处理规模 390×10 ⁴ t/a	
	二号联轻烃站			2005 年建成投产，设计处理规模 15×10 ⁴ m ³ /d	
	采油二厂本部生活基地及污水处理设施			位于采油二厂二号联合站北面，生活污水处理设施为地理式生活污水处理设施，设计规模 15m ³ /h，处理二厂基地的生活污水	

2.4.2 主体工程

1) 油气水井

截至 2020 年底，塔河油田 12 区奥陶系油藏总井数 505 口（生产井 457 口，注水井 27 口，长停井 10 口，封井 11 口）。

2) 油气集输系统

(1) 油气集输流程

塔河油田 12 区采用两级布站为主,采用单井→计转站→联合站的布站方式,原油从井口输到计转站,计转站汇集后进入联合站处理。联合站油气分离后的气相经管道输送至二号联轻烃站进行处理。部分集输管线不完善的偏远井,采出液先进入落地罐中,定期通过罐车拉运至卸油站,通过卸油站泵输至四号联合站或二号联合站处理。采出液进入联合站后进行油气水三相分离,分离出的油外输至油站,分离出的污水经处理达标后回注。各站检修或事故状态下放空的自然气通过火炬燃烧。

为降低原油黏度或减少原油结蜡,部分井场、计转站需要设置加热炉对采出液进行加热后再进行输送,还有部分井场采用掺稀油输送的方式,即计转站分离出的稀油经加热后通过掺稀管线输送至各计转站,在通过计转站分输至各管输油井井口,在井口与采出液混合升温后,一同通过集油管线输送至计转站,最终进入相应联合站进行处理。

12 区一部分混合液通过 12-4、12-5、12-6、12-8、12-15、12-12 等计转站进入采油二厂 6 区内的二号联合站进行处理,剩余部分混合液通过其余计转站进入 12 区内的四号联合站进行集中处理。

12 区油气流程见图 2.4-1。

图 2.4-1 油气集输流程

(2) 加热设备

为保障采出液、原油的顺利输送,井场、计转站配备了一定数量的加热炉设备,包括井场水套加热炉、计转站外输加热炉、双盘管加热炉、单盘管加热炉、加热锅炉等。加热设备均以伴生气为燃料,加热炉功率为 180kW、200kW、400kW、600kW、700kW、1000kW、1600kW、4500kW 等 8 种。

(3) 集输管线

12 区共有各类管线 4562km,其中集输管线 4183km、注水管线 121km,12 区所产原油主要通过四号联合站外输至雅克拉末站,外输油管线 190km、外输气管线 68km。

3) 注水系统

注水是指利用注水井把水注入油层,以补充和保持油层压力的措施。

油田投入开发后,随着开采时间的增长,油层本身能量将不断地被消耗,致

使油层压力不断地下降，地下原油大量脱气，黏度增加，油井产量大大减少，甚至会停喷停产，造成地下残留大量死油采不出来。为了弥补原油采出后所造成的地下亏空，保持或提高油层压力，实现油田高产稳产，并获得较高的采收率，而对油田进行注水。

塔河油田奥陶系油藏属于碳酸盐岩油藏，普遍采用注水开发方式。近年来，历经注水替油探索、单元注水规模扩大、再至精细化定量化注水三个阶段，注水规模稳步扩大。经过四期注水工程建设，西北油田分公司逐步研究探索形成了独具特色的以“集中处理、低压输送、局部增压、井口活动泵注入”为主的注水工艺，满足了各阶段油藏开发部署的要求。

塔河油田注水主要水源是二号联和四号联合站污水处理系统处理达到回注标准的污水，系统模式是以低压输水干线、支线为骨架，联合站污水通过管道低压集中输送注水区域，在区域内增压注水的系统。供水干线、支线是连接水源（4座联合站）和注水区域的重要环节，低压供水干线、支线分四期建设完成。

12 区注水系统设有四号联合站注水系统 1 套，单元注水井 27 口，注水增压点 12 座，增压点外输泵设计排量一般为 $30\text{m}^3/\text{h}$ 。污水处理系统主要流程说明：四号联合站内油站分离出的含油污水进入 2 座 1000m^3 一次除油罐初步除油除悬浮物后，出水进入 2 座 200m^3 污水缓冲罐，出水投加混凝剂、絮凝剂经过提升加压后进入压力混凝沉降罐，在此去除悬浮物及剩余污油，出水投加阻垢剂后进入 3 座全自动双滤料过滤器，进一步除油除悬浮物，最终确保水质达到回注标准，滤后水投加杀菌剂后进入 2 座 500m^3 污水外输罐，然后由外输泵提升并投加缓蚀剂和阻垢剂后至 12-12 计转泵站附近分水阀组。

塔河油田注水工艺流程图见图 2.4-2，一至四期注水工程管网总体布置图见图 2.4-3。

图 2.4-2 注水工艺流程图

图 2.4-3 注水工程一期至四期水工程管网总体布置图

4) 集输站场

(1) 计转站

12 区油气集输站场有计转站 16 座、混输泵站 1 座，两类站场运行工艺一样。

计转站内一般有两套工艺流程：计转系统和掺稀系统。计转系统：负责所辖油井的单井计量、加热、油气分离缓冲、原油加压外输、伴生气调压计量外输；掺稀系统：联合站来稀油计量加热、加压、分配回掺至所辖油井井口。

12 区主要集输站场统计见表 2.4-2。

表 2.4-2 12 区主要集输站场统计表

序号	站场名称	建设时间	设计采出液处理量 (10 ⁴ t/a)	设计气处理量 (10 ⁴ t/a)	设计掺稀量 (10 ⁴ t/a)
1	12-1 计转站	2007 年 9 月	120	1642.5	36
2	12-2 计转站	2008 年	28	474.5	12
3	12-3 计转站	2007 年 11 月	28	474.5	12
4	12-4 计转站	2008 年 8 月	125	5.5	58
5	12-5 计转站	2008 年 8 月	28.5	1.2	13
6	12-6 计转站	2010 年 12 月	40	1.3	45
7	12-7 计转站	2009 年 9 月	30	463.6	14
8	12-8 计转站	2012 年 3 月	40	/	40
9	12-9 计转站	2009 年 9 月	44	664.3	20
10	12-10 计转站	2011 年 7 月	53	295.65	38
11	12-11 计转站	2009 年 8 月	40	0.75 (混输气)	30
12	12-12 计转站	2009 年 3 月	75	3.12	35
13	12-13 计转站	2010 年 9 月	60	1.5	63
14	12-14 计转站	2013 年 1 月	40	0.6 (混输气)	22
15	12-15 计转站	2013 年 8 月	40	219	20
16	TH12516 混输泵站	2011 年 8 月	42	0.6 (混输气)	30
17	AD20 计转站	2011 年 7 月	30	182.5	21

(2) 四号联合站

12 区现状仅有 1 座油气处理站，为塔河油田四号联合站。四号联合站位于 12 区主干公路以东，于 2013 年建成，是中石化西北油田分公司在 2012 年启动的塔里木盆地大会战的三大重点工程之一。

四号联合站主要功能：负责四号联周围单井的进站加热、计量和配气；油井及各计转站来液的加热、油气分离、原油脱水、原油稳定、大罐抽气、净化油储存及计量外输、伴生气外输、污水处理等。

四号联合站设计原油处理规模 $260 \times 10^4 \text{t/a}$ ，混合液处理规模 $400 \times 10^4 \text{t/a}$ ，污水处理规模 $4000 \text{m}^3/\text{d}$ ，四号联合站原油处理采用两级热化学大罐沉降脱水、负压稳定、原油储罐静止沉降放底水生产工艺生产合格原油，合格原油通过新建外输管道输送至雅克拉装车末站外销。四号联合站整体工艺流程图见图 2.4-4。

图 2.4-4 四号联合站工艺流程图

站内主要设备见表 2.4-3。

表 2.4-3 站场主要设备一览表

序号	名称	数量	型号	备注
1	一次沉降罐	3 座	$\Phi 23640\text{mm}$ 、 $H=14300\text{mm}$	5000m^3
2	二次沉降罐	1 座	$\Phi 23640\text{mm}$ 、 $H=14300\text{mm}$	5000m^3
3	净化油罐	4 座	$\Phi 28500\text{mm}$ 、 $H=17430\text{mm}$	10000m^3
4	两相分离器	3 台	$\Phi 3000 \times 17208\text{mm}$	
5	燃气加热炉	4 台	4500kW	
6	天然气分离器	1 台	$\Phi 2400 \times 7300\text{mm}$	
7	原油负压稳定装置	1 套	$\Phi 3000 \times 26000\text{mm}$	
8	大罐抽气装置	1 套	压缩机排量 $45000\text{Nm}^3/\text{d}$	
9	一次除油罐	2 座		1000m^3
10	污水外输罐	2 座		500m^3
11	混烃储罐	3 座	$\Phi 3200 \times 11300\text{mm}$	100m^3
12	碱洗缓冲罐	1 座	$\Phi 1800 \times 8966\text{mm}$	
13	水洗缓冲罐	1 座	$\Phi 1800 \times 8966\text{mm}$	

①原油处理系统

四号联合站原油脱硫采用了负压气提脱硫（稳定）工艺。

单井（或计转站）进站原油加药后进加热炉加热，温升至 80°C 后进油气两相分离器进行气、液两相分离，含水原油进一次沉降罐和二次沉降罐沉降脱水，含水小于 5% 的原油经脱水泵提升进加热炉，加热到 90°C 进入负压稳定（脱硫）塔进行负压气提，原油中的轻组分和硫化氢被脱出，脱硫后的原油经提升泵提升进入净化油罐，静止沉降后放底水至合格原油（含水 $\leq 0.5\%$ ），通过外输泵后计量、外输至雅克拉末站；脱出气经前置空冷器冷却后进入负压压缩机进行增压，增压后的伴生气经后置冷却器冷却，进入低压三相分离器分离后，伴生气进入伴生气外输系统。

二级沉降罐及净化油储罐的底部污水可通过循环泵进入进站阀组，或排入污

水池静置，下层污水排入污油池，经污油泵提升进入进站阀组，继续进行脱水处理；上层污水经污水泵进入污水处理系统处理。原油处理系统工艺流程见图 2.4-5。

图 2.4-5 原油负压稳定（脱硫）装置工艺流程示意图

②伴生气处理系统

a、混烃回收流程：大罐抽气压缩机出口伴生气及原油负压稳定压缩机出口伴生气经空冷器冷却后与进站两相分离器来气混合，混合后进低压三相分离器分离，经分离后的伴生气经外输气压缩机增压外输，经分离后的凝液去排入混烃缓冲罐内缓冲，最后通过提升泵进混烃分馏装置，混烃分馏后外输至雅克拉集气处理站生产液化气和轻烃。混烃回收工艺流程示意图见图 2.4-6。

图 2.4-6 混烃回收流程示意图

b、混烃外输分馏流程：含硫混烃经换热器升温后进入混烃脱硫塔的中部，与由塔下部进塔的净化天然气及塔底再沸器返塔气体逆流接触，混烃中的几乎全部 H_2S 及绝大部分 $C_1\sim C_4$ 进入塔顶气相，塔顶气相经塔顶冷凝器冷却后进塔顶回流罐，凝液经塔底回流泵提升回到混烃脱硫稳定塔上部，塔顶回流罐富含硫化氢气相去四号联已建低压三相分离器入口管线进行后续处理。大部分进 C_{5+} 入塔底再沸器，脱硫后混烃经换热器换热降温后再经后冷器冷却至 $40^\circ C$ 以下进已建混烃储罐。混烃外输分馏工艺流程示意图见图 2.4-7。

图 2.4-7 混烃外输分馏工艺流程示意图

③污水处理系统

12 区采出水处理系统于 2013 年投运。采出水处理系统设计处理规模为 $4000m^3/d$ ，目前处理量 $2917m^3/d$ ，剩余处理能力 $1083m^3/d$ ，采用沉降+压力除油+过滤处理工艺。

主要工艺流程：四号联合站内一次沉降罐分离出的含油污水进入 2 座 $1000m^3$ 一次除油罐初步除油除悬浮物后，出水进入 2 座 $200m^3$ 缓冲罐，出水投加混凝剂、絮凝剂经过提升加压后进入压力混凝沉降罐，在此去除悬浮物及剩余油污，出水投加阻垢剂后进入 3 座全自动双滤料过滤器，进一步除油除悬浮物，最终确保水质达到回注标准，滤后水投加杀菌剂后进入 2 座 $500m^3$ 污水外输罐，然后由外输泵提升并投加缓蚀剂和阻垢剂后输送至 12-12 计转泵站附近分水阀组。

四号联合站注水站即由 2 座 $500m^3$ 污水外输罐和外输泵组成。

2.4.3 公用工程

1) 供排水工程

目前, 油田共建有供水干线 3 条, 分别为从供水首站至采油三厂供水干线、供水首站至采油二厂供水干线、供水首站至供水末站供水干线; 配水管线 2 条, 供水末站至联合基地, 供水末站至老采油三队及中原油建; 产水管线共有 5 条。

供水首站于 2004 年 8 月 18 日正式建成投产。经过 3 次扩建现供水平稳运转功率在 65%的设计规模为: $8700\text{m}^3/\text{d}$, 供水设计压力为: 1.6MPa , 理论供水能力为 $560\text{m}^3/\text{h}$, 储罐储水能力为 1500m^3 , 目前拥有一套供水自动化信息系统, 3 台流量 $283\text{m}^3/\text{h}$ 的供水泵。主要功能是给供水末站、采油二厂、采油三厂进行淡水输送, 以及生产用水的装车。

12 区内共有水一井、水五井、水六井、水七井、水八井、水十井、水十一井、水十四井、水十五井、水十六井、水十七井、水十八井、水十九井、水二十井、水二十一井等供水井 15 口。12 区各站内给水采用罐车就近从塔河供水首站或末站拉水, 通过气压供水装置向站内各个用水点供水。

各基地生活污水通过排水管收集后, 经预处理+RAAO+消毒+过滤工艺污水处理设施进行污水的处理, 处理后污水达到《污水综合排放标准》(GB 8978-1996) 二级标准, 用于绿化, 无外排。

油田采出水进入四号联合站和二号联合站油田采出水处理系统, 处理达标后全部用于回注, 不外排。

2) 生活设施

12 区内生活基地有四号联合站生产区基地、四号联合站生活区基地、采油二、三队基地等 3 个基地。其中四号联合站生产区基地定员 110 人, 四号联合站生活区基地定员 50 人, 采油二、三队基地定员 150 人。基地内设职工公寓主楼、食堂、辅助用房、车库等。

(1) 四号联合站生活区基地生活污水

四号联合站生活区基地生活污水为地理一体式生活污水处理设施, 采用预处理+RAAO+消毒+过滤工艺。处理后污水达到《污水综合排放标准》(GB 8978-1996) 二级标准, 用于绿化。

综合污水经机械格栅去除大颗粒杂物后进入隔油调节池, 进行隔油、水质水量调节, 由提升泵提升进入缺氧池进行脱氮处理, 处理后自流进入厌氧池, 利用厌氧菌的作用, 去除废水中的有机物, 进入好氧池, 利用好氧微生物的新陈代谢作用, 进一步把有机物分解成无机物, 再进入二沉池对小颗粒悬浮物进行泥水分

离，沉淀后的污水处理消毒池进行杀菌处理，再经过滤装置过滤后达标排入清水池，可直接外排或回用绿化浇灌。污水处理工艺示意图见图 2.4-8。

图 2.4-8 生活基地污水处理工艺流程图

(2) 四号联合站生产区基地生活污水

为埋地式生活污水处理设施，采用预处理+RAAO+消毒+过滤工艺。处理后污水达到《污水综合排放标准》(GB 8978-1996) 二级标准，用于绿化。污水处理工艺示意图见图 2.4-8。

(3) 二、三队基地生活污水

二、三队基地生活污水为埋地式生活污水处理设施，采用预处理+RAAO+消毒+过滤工艺。处理后污水达到《污水综合排放标准》(GB 8978-1996) 二级标准，用于绿化。污水处理工艺示意图见图 2.4-8。

2.4.4 依托工程

1) 二号联合站

12 区部分开发井的采出液经过计转站输送至二号联合站处理。塔河油田二号联合站于 2003 年 10 月建成投产，主要负责塔河油田 6 区、7 区、10 区油区的原油处理任务。2008 年二号联合站进行扩建，扩建后的最终处理原油规模为 $390 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

主要工艺流程：进站原油加药后进加热炉加热，升温至 75°C 后进三相分离器进行油、气、水三相分离，含水原油脱除一部分游离水和伴生气后，含水 $\leq 15\%$ 的原油进入脱硫塔进行脱硫，然后进入一次沉降罐和二次沉降罐沉降脱水，含水 $\leq 5\%$ 的原油经脱水（硫）泵提升进加热炉，升温至 80°C 后进原油储罐，在原油储罐静止沉降后排底水，合格原油外输至输油首站，沉降出的污水自压进入污水处理系统。

二号联合站工艺流程见图 2.4-9。

图 2.4-9 二号联合站工艺流程图

2) 西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站

塔河油田 12 区产生的含油污泥、废液及生活垃圾等均依托西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站处理；受浸土（主要是含油小于 5%的污油泥）则由西北油田分公司油田工程服务中心委托阿克苏塔河环保工程有限公司或中石化西南石油工程有限公司巴州分公司在站内处理。

(1) 基本情况

西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站原为塔河油田一号固废液处理站，位于库车市境内塔河油田 S61 井附近，距离东南侧一号联合站约 4km，距离西侧的二号联合站约 15km，离西南侧的三号联合站约 34km；其南侧约 1.8km 处是塔河油田主干道，交通便利。

按处理对象，该站内主要有污油泥处理、废液处理、生活垃圾处理等 3 个系统。其中，污油泥处理系统主要是处理联合站清罐、井下作业等过程产生的含油量大于 5%的污油泥；废液处理系统主要处理勘探开发、压裂作业、酸化作业等过程产生的废液；生活垃圾主要在站内采用填埋方式处置。

该处理站于 2002 年建成运行，2014 年进行了扩建，且由中国石油大学（华东）编制完成《塔河油田一号固废液处理站扩建工程环境影响报告表》；2014 年 6 月 23 日，阿克苏地区生态环境局以阿地环函字[2014]236 号批复通过；2015 年阿克苏地区生态环境局以阿地环函字[2014]236 号通过该项目竣工环境保护验收。

(2) 含油污泥处理系统

西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站内含油污泥处理系统始建于 2011 年，主要处理联合站清罐（油气处理、污水处理等环节）、井下作业等过程产生的含油量大于 5%的污油泥；并于 2012 年、2015 年进行了扩建，原阿克苏环保局、自治区环保厅分别以阿地环函字[2012]297 号、新环函[2015]811 号文对扩建工程进行了批复；自治区环保厅以新环函[2016]2005 号通过了扩建工程环保验收。

该污油泥处理系统以化学热洗作为主导工艺，辅助焚烧处理技术，主要包括预液化单元、油泥分离单元、固液分离单元、油水分离单元、供热单元，其主体工艺流程详见图 2.4-10。

图 2.4-10 污油泥处理工艺流程图

目前，含油污泥处理系统在运行含油污泥处置装置有 4 套（5 项分离装置），每套处理能力为 50m³/d，处理设施年运行有效天数约 300d，设计年处理含油污

泥的量为 $6 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。2020 年, 实际年处理含油污泥量 47870.42t (约 35198.8 m^3 , 折算比重 1.36), 富余 $1.48 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。

(3) 受浸土处理系统

受浸土(含油量 $<5\%$ 油泥)主要来自修井作业、管线穿孔和井喷等突然事故等产生的落地油、污染土, 其含油量波动很大, 其组分比较复杂而不稳定, 除含原油、泥沙外, 通常还会含有杂草等杂质, 主要呈固态状。受浸土按照危险废物管理流程全过程管理, 受浸土运至站内后, 由油田工程服务中心外委中石化西南石油工程有限公司巴州分公司(危险废物经营许可证编号: 6529230053, 处理规模 $7 \times 10^4 \text{ t/a}$)或阿克苏塔河环保工程有限公司(危险废物经营许可证编号: 6529230040, 处理规模 $15 \times 10^4 \text{ t/a}$)在绿色环保站内处理。

受浸土经处理后达到《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)标准中相应指标要求, 用于铺垫井场和井场道路。

(4) 废液处理系统

西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站废液处理系统承担着西北油田分公司勘探开发作业生产过程中产生的废水、酸压废液、部分磺化泥浆滤出液等的处理, 其中作业、酸化、压裂废液占 80%。

根据资料搜集和现场调查, 废液处理系统于 2015 年 12 月通过环境保护竣工验收(阿地环函字[2015]501号), 该系统采用“接收+隔油+调节+加药+沉降+过滤”的主处理工艺(详见图 2.4-11), 设计处理能力为 $65 \text{ m}^3/\text{h}$, 目前实际处理量为 $9.2 \text{ m}^3/\text{h}$, 富余 $55.8 \text{ m}^3/\text{h}$ 。废液处理系统出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T 5329-2012)后输至 TK512 注水井回注, 系统产生污油泥则由站内污油泥系统自行处理。

图 2.4-11 废液处理工艺流程图

(5) 生活垃圾填埋场

西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站中原有垃圾填埋场已封场。2015 年阿克苏环保局以阿地环函字[2015]445 号文批复塔河油田生活垃圾池建设工程。新建垃圾填埋场位于一号固废液处理站西侧, 于 2016 年建成, 2020 年企业自主验收; 设计总库容 146000 m^3 , 日均处理垃圾量 26t, 年均处理垃圾量 9490t。其中, 一期设计库容 73100 m^3 , 截至目前, 填埋生活垃圾约 10000 m^3 。

2.4.5 工艺流程及产污环节

现有工程运营期主要产污环节包括：

(1) 废气

采油井场、接转站、联合站等站场无组织挥发的非甲烷总烃和硫化氢，加热的燃烧废气。

(2) 废水

联合站分离出的采油污水、作业过程产生的作业废液、生活污水。

(3) 固体废物

接转站、联合站等站场产生的油泥砂，生活垃圾。

(4) 噪声

计转站、联合站等各泵类设备噪声，井下作业噪声及抽油机噪声。

表 2.4-4 现有工程运营期主要产污环节分析

工程内容	污染物			
	废气	废水	固体废物	噪声
采油	井场无组织挥发的非甲烷总烃和硫化氢，加热炉燃烧废气	生活污水	生活垃圾	抽油机噪声
油气集输	无组织挥发的非甲烷总烃，加热炉燃烧废气	生活污水	生活垃圾	外输泵噪声
注水系统	——	生活污水	生活垃圾	注水站噪声
油气处理	站场无组织挥发的非甲烷总烃、站场加热炉燃烧废气、放空火炬燃烧废气	采油污水 生活污水	油泥砂， 生活垃圾	外输泵噪声
井下作业	——	作业废液 生活污水	油泥砂， 生活垃圾	井下作业噪声

图 2.4-12 现有工程工艺流程及产污环节图

2.4.6 污染物产生、处理及达标分析

1) 大气污染物

(1) 无组织挥发的非甲烷总烃、硫化氢

生产过程中，采油井场、接转站、联合站会有非甲烷总烃、硫化氢无组织挥发。12 区现有油井基本上采用密闭集输流程，部分偏远井单井拉油，因此无组织挥发量较少。根据 2020 年塔河油田 12 区统计数据，现有工程非甲烷总烃排放量为 183.9t/a。根据 12 区已有的 65 口井检测报告，平均 H₂S 浓度介于 1545~262468mg/m³，平均为 56151mg/m³，气油比平均为 16m³/t，2020 年产油 183.9×10⁴t，经核算，现有工程硫化氢排放量为 1.65t/a。

达标性分析引用《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司塔河油田 12 区环境影响后评价报告书》（新环环评函[2021]160 号）中新疆新能源（集团）环境检测有限公司对 12 区典型井场、典型站场无组织挥发的非甲烷总烃、硫化氢监测数据。监测数据见表 2.4-5、表 2.4-6。

表 2.4-5 典型井场无组织非甲烷总烃监测结果（mg/m³）

监测点位	时间		监测结果 (厂界上风向)	时间	监测结果 (厂界下风向)
	TH12135 井	11 月 15 日	09:41	0.76	09:44
11:01			0.75	11:03	0.74
12:21			0.75	12:23	0.75
11 月 16 日		09:44	0.78	09:47	0.74
		11:04	0.74	11:06	0.73
		12:24	0.74	12:26	0.73
AD13 井	11 月 21 日	09:33	0.75	09:36	0.76
		11:01	0.73	11:03	0.74
		12:31	0.75	12:33	0.77
	11 月 22 日	09:36	0.72	09:39	0.73
		11:04	0.74	11:07	0.72
		12:34	0.74	12:37	0.77

表 2.4-6 典型站场无组织非甲烷总烃监测结果 (mg/m³)

监测地点	时间		上风向	时间	下风向 1	时间	下风向 2	时间	下风向 3
12-8 计转站	11 月 15 日	09:59	0.75	10:03	0.76	10:07	0.77	10:11	0.77
		11:18	0.74	11:20	0.74	11:22	0.76	11:24	0.77
		12:38	0.77	12:40	0.74	12:42	0.74	12:44	0.75
	11 月 16 日	10:02	0.73	10:06	0.77	10:09	0.77	10:14	0.74
		11:21	0.74	11:23	0.74	11:25	0.72	11:27	0.74
		12:41	0.72	12:43	0.76	12:45	0.76	12:47	0.75
TH12144 增压点	11 月 15 日	10:26	0.74	10:29	0.77	10:32	0.76	10:35	0.73
		11:21	0.75	11:43	0.75	11:45	0.76	11:47	0.74
		12:41	0.74	13:03	0.75	13:05	0.74	13:07	0.74
	11 月 16 日	10:29	0.75	10:32	0.74	10:35	0.74	10:38	0.74
		11:44	0.75	11:46	0.76	11:48	0.73	11:50	0.75
		13:04	0.74	13:06	0.74	13:08	0.73	13:10	0.77
四号联合站	11 月 15 日	15:48	0.77	15:51	0.75	15:54	0.76	15:57	0.74
		17:12	0.76	17:15	0.76	17:18	0.77	17:21	0.74
		18:41	0.74	18:45	0.72	18:49	0.74	18:53	0.74
	11 月 16 日	15:53	0.74	15:56	0.75	15:59	0.74	16:02	0.77
		17:17	0.76	17:20	0.76	17:23	0.77	17:26	0.74
		18:46	0.77	18:50	0.74	18:54	0.76	18:58	0.75
TH12330 卸油站	11 月 17 日	09:31	0.76	09:35	0.74	09:39	0.76	09:43	0.75
		10:51	0.74	10:54	0.77	10:56	0.77	10:58	0.73
		12:11	0.76	12:14	0.76	12:16	0.69	12:18	0.73
	11 月 18 日	09:35	0.74	09:39	0.75	09:43	0.75	09:47	0.76
		10:55	0.76	10:58	0.76	11:01	0.74	11:03	0.75
		12:15	0.75	12:18	0.75	12:21	0.75	12:23	0.75

从表 2.4-5、表 2.4-6 可以看出，12 区各井场、站场厂界非甲烷总烃能够达到《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB 39728-2020) 中非甲烷总烃无组织排放监控浓度限值 ($4.0\text{mg}/\text{m}^3$)。

典型井场无组织硫化氢监测结果见表 2.4-7、表 2.4-8。

表 2.4-7 典型井场无组织硫化氢监测结果 (mg/m^3)

监测点位	时间		监测结果 (厂界上风向)	时间		监测结果 (厂界下风向)
TH12135 井	11 月 15 日	09:40	<0.005	09:43	<0.005	
		11:00	<0.005	11:02	0.005	
		12:20	<0.005	12:22	0.005	
	11 月 16 日	09:43	<0.005	09:46	0.005	
		11:03	<0.005	11:05	0.005	
		12:23	<0.005	12:25	0.005	
AD13 井	11 月 21 日	09:32	<0.005	09:35	<0.005	
		11:00	<0.005	11:02	<0.005	
		12:30	<0.005	12:32	<0.005	
	11 月 22 日	09:35	<0.005	09:38	0.005	
		11:03	<0.005	11:06	0.005	
		12:33	<0.005	12:36	0.005	

表 2.4-8 典型站场无组织 H₂S 监测结果 (mg/m³)

监测地点	时间		上风向	时间	下风向 1	时间	下风向 2	时间	下风向 3
12-8 计转站	11 月 15 日	09:58	<0.005	10:02	0.005	10:06	0.007	10:10	0.006
		11:17	<0.005	11:19	0.005	11:21	0.006	11:23	0.006
		12:37	<0.005	12:39	0.005	12:41	0.006	12:43	0.006
	11 月 16 日	10:01	<0.005	10:05	0.005	10:08	0.006	10:13	0.006
		11:20	<0.005	11:22	0.005	11:24	0.007	11:26	0.006
		12:40	<0.005	12:42	0.005	12:44	0.007	12:46	0.006
TH12144 增压点	11 月 15 日	10:25	<0.005	10:28	<0.005	10:31	0.005	10:34	<0.005
		11:40	<0.005	11:42	0.005	11:44	0.005	11:46	0.005
		13:00	<0.005	13:02	<0.005	13:04	0.005	13:06	0.005
	11 月 16 日	10:28	<0.005	10:31	<0.005	10:34	0.005	10:37	<0.005
		11:43	<0.005	11:45	<0.005	11:47	0.005	11:49	0.005
		13:03	<0.005	13:05	<0.005	13:07	0.005	13:09	0.005
四号联合站	11 月 15 日	15:47	<0.005	15:50	0.005	15:53	0.006	15:56	0.007
		17:11	<0.005	17:14	0.005	17:17	0.007	17:20	0.007
		18:40	<0.005	18:44	0.005	18:48	0.007	18:52	0.007
	11 月 16 日	15:52	<0.005	15:55	0.006	15:58	0.007	16:01	0.006
		17:16	<0.005	17:19	0.006	17:22	0.007	17:25	0.007
		18:45	<0.005	18:49	0.006	18:53	0.007	18:57	0.007
TH12330 卸油站	11 月 17 日	09:30	<0.005	09:34	0.005	09:38	0.005	09:42	0.007
		10:50	<0.005	10:53	0.005	10:55	0.006	10:57	0.006
		12:10	<0.005	12:13	0.005	12:15	0.006	12:17	0.007
	11 月 18 日	09:34	<0.005	09:38	0.005	09:42	0.006	09:46	0.006
		10:54	<0.005	10:57	0.006	11:00	0.006	11:02	0.006
		12:14	<0.005	12:17	0.005	12:20	0.007	12:22	0.006

从表 2.4-7、表 2.4-8 可以看出，12 区各井场、站场厂界 H₂S 浓度能够满足《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-1993) 厂界标准值要求 (0.06mg/m³)。

(2) 各类加热设备燃烧废气

燃料燃烧烟气主要来自站场及井场 434 台燃气锅炉及生活基地 6 台燃气锅炉，其燃料均为天然气，燃烧废气直接经烟囱排放。目前，440 台燃气锅炉均已办理排污许可手续。锅炉所燃烧的天然气为净化处理后的天然气，属于清洁燃料，燃烧产生的废气通过烟囱排放，排气筒高度均大于 8m。

①废气排放浓度

废气排放浓度引用《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司塔河油田 12 区环境影响后评价报告书》(新环环评函[2021]160 号) 中对 12 区现有燃气加热炉燃烧废气的现场监测数据，监测结果见表 2.4-10。由监测结果可以看出，现有工程各类燃气加热炉燃烧废气排放浓度能够满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014) 表 2 中新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值要求(烟尘:20mg/m³、SO₂: 50mg/m³、NO_x: 200mg/m³)。

②排放量

为计算现有工程废气污染物排放量，本次评价加热炉烟气二氧化硫、氮氧化物、烟尘浓度取各类加热炉监测值中的最大值。根据 12 区现有统计数据，12 区现有加热炉燃料消耗量约为 4695.675×10⁴m³/a，燃料气来自净化后天然气。由于加热炉烟气中二氧化硫未检出，为了保守起见，本次评价参照《天然气》(GB 17820-2018) 中的二类天然气总硫含量 (100mg/m³) 计算。经估算废气排放总量 SO₂: 9.39t/a, NO_x: 91.96t/a, 颗粒物: 5.36t/a。现有工程污染物排放情况详见表 2.4-9。

表 2.4-9 各类燃料消耗及污染物排放情况一览表

序号	污染物	伴生气/天然气消耗量 (10 ⁴ m ³ /a)	烟气量 (10 ⁴ m ³ /a)	浓度	产生量
				(mg/m ³)	(t/a)
1	SO ₂	4695.675	63861.18	14.7	9.39
2	NO _x			144.0	91.96
3	烟尘			8.4	5.36

表 2.4-10 典型有组织废气监测结果

检测项目	采样点位	TH12135 加热锅炉 (200kW)			四号联合站加热炉 (400kW)			12-8 计转站加热锅炉 (1000kW)			12-4 计转站加热锅炉 (1600kW)			四号联合站/压缩机岗 域加热锅炉 (4500kW)		
	测试时间	2020 年 10 月 20 日			2020 年 10 月 28 日			2020 年 10 月 20 日			2020 年 10 月 23 日			2020 年 10 月 28 日		
	采样频次	频次 1	频次 2	频次 3	频次 1	频次 2	频次 3	频次 1	频次 2	频次 3	频次 1	频次 2	频次 3	频次 1	频次 2	频次 3
SO ₂	实测浓度 mg/N m ³	<3	<3	<3	<3	<3	<3	<3	<3	<3	<3	<3	<3	<3	<3	<3
	折算浓度 mg/N m ³	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	排放量 kg/h	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
NO _x	实测浓度 mg/N m ³	27	29	31	15	16	18	113	115	109	72	72	74	76	77	79
	折算浓度 mg/N m ³	88	98	100	105	112	121	133	134	126	135	137	144	108	110	113
	排放量 kg/h	0.014 5	0.015 5	0.016 2	0.013 0	0.016 0	0.012 9	0.091 5	0.090 0	0.085 9	0.101 0	0.100 0	0.101 0	0.193 0	0.198 0	0.207 0
烟尘	实测浓度 mg/N m ³	1.7	2.0	1.9	1.2	1.2	1.2	1.8	2.1	2.0	2.2	2.3	2.2	2.9	3.0	3.1

塔河油田西部奥陶系油藏 2020 年第一期侧钻项目

检测项目	采样点位	TH12135 加热锅炉 (200kW)			四号联合站加热炉 (400kW)			12-8 计转站加热锅炉 (1000kW)			12-4 计转站加热锅炉 (1600kW)			四号联合站/压缩机岗 域加热锅炉 (4500kW)		
	测试时间	2020 年 10 月 20 日			2020 年 10 月 28 日			2020 年 10 月 20 日			2020 年 10 月 23 日			2020 年 10 月 28 日		
	采样频次	频次 1	频次 2	频次 3	频次 1	频次 2	频次 3	频次 1	频次 2	频次 3	频次 1	频次 2	频次 3	频次 1	频次 2	频次 3
折算浓度	度															
	mg/N m ³	5.5	6.7	6.2	8.4	8.4	8.1	2.1	2.5	2.3	4.1	4.4	4.3	4.1	4.3	4.4
排放量	kg/h	0.000 9	0.001 1	0.001 0	0.001 0	0.001 2	0.008 6	0.001 5	0.001 6	0.001 6	0.003 1	0.003 2	0.003 0	0.007 4	0.007 7	0.008 1
烟气流量	Ndm ³ / h	892	890	885	865	998	718	1303	1292	1311	2468	2469	2392	4483	4551	4647
含氧量	%	15.6	15.8	15.6	18.5	18.5	18.4	6.1	6.0	5.9	11.7	11.8	12.0	8.7	8.7	8.8
流速	m/s	3.5	3.5	3.4	4.9	5.7	4.1	2.9	2.9	2.9	5.4	5.4	5.3	4.4	4.5	4.6
烟温	℃	123.2	124.2	124.5	72.8	77.7	76.9	113.8	115.9	119.0	143.2	143.9	144.2	139.6	142.5	143.4

(3) 放空火炬

四号联合站和个别计转站均设有放空火炬，为间断性排放。火炬及放空系统主要用于排放燃烧生产装置事故状态排出的可燃气体以及生产装置开、停车状态时产生的可燃气体，废气排放量较小。放空部分的自控内容主要包括：火炬自动点火，火炬分液罐的液位控制，并且火炬自带 PLC 控制系统，并有远程和就地点火系统，控制火炬的运行状态控制室显示，进行运行数据采集及报警等。12 区内现有 12 根火炬，主要分布在四号联合站、12-1 计转站、12-3 计转站、12-4 计转站、12-5 计转站、12-6 计转站、12-8 计转站、12-7 计转站、12-9 计转站、12-12 计转站、12-13 计转站、12-15 计转站内。

2) 水污染物

现有工程运营期产生的废水主要包括采油污水、井下作业废液、生活污水。

(1) 采油污水

根据 12 区 2020 年产能现状，采油污水产生量约为 $95.6 \times 10^4 \text{t/a}$ 。采油污水经四号联合站采出水处理系统处理达标后全部回注地层，不外排。

达标性分析引用《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司塔河油田 12 区环境影响后评价报告书》（新环环评函[2021]160 号）对四号联合站采出水水质监测数据，监测日期为 2020 年 11 月 25 日至 2020 年 11 月 30 日，监测结果见表 6。由表 6 可知，四号联合站污水处理系统出水中石油类、悬浮物均可满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）中注入层平均空气渗透率 $> 1.5 \mu\text{m}^2$ 对应回注水质指标要求，用于油田油层回注用水的处置措施基本有效。

表 2.4-11 四号联合站污水处理系统出水水质监测结果表

编号	采样时间		检测结果	
			石油类 (mg/L)	悬浮固体含量 (mg/L)
1	2020.11.21	11:30	0.46	16
		13:30	0.28	19
		15:30	0.16	17
2	2020.11.22	11:00	0.31	16
		13:00	0.28	18
		15:00	0.20	14
《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）中注入层平均空气渗透率 $> 1.5 \mu\text{m}^2$ 对应标准			≤ 50.0	≤ 30.0
达标情况			达标	达标

(2) 井下作业废液

作业废液主要包括修井作业产生的井筒循环液、井口返排水、冲洗水、冷却水(机械污水)。每次修井产生的废液量约 30m³,作业废液产生量约 1.45×10⁴m³/a。作业废液由塔河绿色环保站废水处理系统处理达标后,回注地层用于油田注水开发,无外排。

本次收集了 2019 年塔河绿色环保站废水处理出口例行检测数据,以及《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司塔河油田 12 区环境影响后评价报告书》(新环环评函[2021]160 号)中塔河绿色环保站废水处理系统水质监测数据,监测结果见表 2.4-12。由表 2.4-12 可知,塔河绿色环保站污水处理系统出水中石油类、悬浮物均可满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T 5329-2012)中注入层平均空气渗透率>1.5 μm²对应回注水质指标要求,用于油田油层回注用水的处置措施基本有效。

表 2.4-12 塔河绿色环保站污水处理系统出水水质监测结果表

数据来源	监测单位	采样时间		检测结果	
				石油类 (mg/L)	悬浮固体含量 (mg/L)
例行监测	西北油田分公司实验中心	2019 年	2019.2	1.38	21
			2019.12	0.487	14.26
例行监测	天蓝蓝环保技术服务有限公司	2019 年	2019.7	0.08	8
			2019.9	13	0.08
后评价报告	新疆正天华能环境工程技术有限公司	2020 年	第一天	2.68-2.77	19-20
			第二天	2.57-2.65	18-20
执行标准	《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T 5329-2012)中注入层平均空气渗透率>1.5 μm ² 对应标准限值			≤50.0	≤30.0
达标情况				达标	达标

(3) 生活污水

12 区内共分布四号联合站生产区基地、四号联合站生活区基地、采油二三支队基地等 3 个基地,各基地生活污水均采用地理一体式生活污水处理设施处理。

采油二厂委托有资质的第三方检测机构如新疆中测测试有限责任公司等进行了例行监测,本次主要引用第三方监测数据进行评价分析。12 区各生活基地生活污水水质监测结果统计表见表 2.4-13。

表 2.4-13 各基地生活污水处理装置出口水质监测结果 (单位: mg/L (pH 除外))

点位	监测项目	《污水综合排放标准》 (GB 8978-1996) 二级 标准	《城镇污水处理厂污染物排放标准》 (GB 18918-2002) 中一级 B 标准	2018. 2	2019. 9	2020. 5	达标 情况
采油二 厂二三 区基地 污水处 理系统 出口	pH	6-9	6-9	7.39	7.16	6.74	达标
	SS	150	20	15	4	17	达标
	COD	150	60	31	8	38	达标
	BOD5	30	20	5.6	1.2	/	达标
	氨氮	25	8 (15)	6.13	5.28	0.793	达标
	总氮	/	1	10.52	8.77	/	达标
	动植物油	15	3	1.31	<0.06	/	达标
	粪大肠菌群 (个/L)	/	10000	/	/	/	达标
	总磷	/	1	/	/	0.845	达标
	石油类	10	3	/	/	<0.06	达标
四号联 生产区 污水处 理系统 出口	pH	6-9	6-9	7.34	7.17	6.82	达标
	SS	150	20	15	2	15	达标
	COD	150	60	35	7	40	达标
	BOD5	30	20	5.9	1	/	达标
	氨氮	25	8 (15)	6.39	5.48	0.687	达标
	总氮	/	1	10.52	9.46	/	达标
	动植物油	15	3	0.36	<0.06	/	达标
	粪大肠菌群 (个/L)	/	10000	/	/	/	达标
	总磷	/	1	/	/	0.883	达标
	石油类	10	3	/	/	<0.06	达标
四号联 生活区 污水处 理系统 出口	pH	6-9	6-9	7.31	7.23	6.65	达标
	SS	150	20	14	3	13	达标
	COD	150	60	38	10	42	达标
	BOD5	30	20	5	0.8	/	达标
	氨氮	25	8 (15)	6.27	6.92	0.76	达标

塔河油田西部奥陶系油藏 2020 年第一期侧钻项目

点位	监测项目	《污水综合排放标准》 (GB 8978-1996) 二级 标准	《城镇污水处理厂污染物排放标准》 (GB 18918-2002) 中一级 B 标准	2018.2	2019.9	2020.5	达标 情况
	总氮	/	1	10.82	11.1	/	达标
	动植物油	15	3	0.49	<0.06	/	达标
	粪大肠菌群 (个/L)	/	10000	/	/	/	达标
	总磷	/	1	/	/	0.88	达标
	石油类	10	3	/	/	<0.06	达标

由监测结果可知：目前 12 区三个生活基地的生活污水经地理式生化污水处理装置处理后生活污水各项监测指标均可达到《污水综合排放标准》(GB 8978-1996) 中二级标准(环评批复标准)要求,同时可满足《城镇污水处理厂污染物排放标准》(GB 18918-2002) 表 1 中一级 B 标准要求。

采油二厂委托河南元光科技有限公司对辖区内生活污水处理设备设施进行定期维护保养,同时健全了各设施运行管理台账,将生活污水处理设施纳入采油二厂 HSSE 日常检查范围,由河南元光科技有限公司实时调整系统运行参数和加药量,确保处理设施稳控运行。在强化运维及管理后,现状各基地生活污水处理设施出水水质中,各监测指标可满足《污水综合排放标准》(GB 8978-1996) 中二级标准(环评批复标准),同时可满足《城镇污水处理厂污染物排放标准》(GB 18918-2002) 表 1 中一级 B 标准,采取的生活污水处理措施基本有效。

3) 固体废物

现有工程运营期间产生的固体废物主要为油泥砂、废机油、废油桶、生活垃圾。

(1) 油泥砂

接转站、联合站的油罐、污水罐、隔油池等底部会沉积泥沙,为保证各类设施正常运行,需要定期对其进行清理,清理出来的泥沙即为油泥砂,油泥砂为危险废物(HW08 废矿物油与含矿物油废物),全部运至塔河油田绿色环保站处理,或区域内其他第三方有资质的单位(阿克苏塔河环保工程有限公司(危险废物经营许可证编号:6529230040)、中石化西南石油工程有限公司巴州分公司(危险废物经营许可证编号:6529230053))进行处理,采油厂内部不设置贮存点。

委托运输单位名称:库车畅源生态环保科技有限责任公司(运输 652923004007),新疆天河运输有限公司(652923000084),新疆交运大件起重运输有限责任公司(650104000373)。运输过程中车厢铺设防渗膜,防治渗漏;装载高度不允许超过车厢挡板边沿。

根据 12 区 2020 年统计数据,12 区油泥砂产生量为 1.9×10^4 t/a。

(2) 废机油

一般来自压缩机组润滑、更换机油,塔河油田公司有专业的维修和检修队伍,维修检修期间即把废矿物油回收拉运至有资质的第三方公司(轮台塔中石油化工有限公司等)处理。根据统计数据,2020 年 12 区废机油产生量为 40t。

(3) 废油桶

废油桶由供应厂家直接回收,产生量较小。

(4) 生活垃圾

生活垃圾主要包括各生活点产生的生活垃圾，全部委托依托塔河油田绿色环保工作站统一处理。根据 12 区 2020 年统计数据，12 区生活垃圾产生量为 56.57t/a。

4) 噪声

运营期主要以站场的各类机泵运行时产生的机械噪声，如各场站机泵，井场采油机、井下作业机械等设备。根据现场勘察情况，项目产噪设备采取了厂房隔声、消声器、固定基座等降噪方式。现有工程运营期主要噪声源统计情况见表 2.4-14。

表 2.4-14 项目运营期噪声源统计表

序号	项目	设备名称	1m 处声压级 (dB (A))
1	井场采油	抽油机	65
2	油气集输	外输泵	85
3	井下作业	通井机	100
4		机泵	80
5	站场	各类机泵	85-100
		火炬	100-110
		燃气压缩机	100

达标性分析引用《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司塔河油田 12 区环境影响后评价报告书》(新环环评函[2021]160 号)中 2020 年 10 月 22 日~2020 年 10 月 23 日对 12 区典型井场、站场厂界噪声监测数据，布点情况详见下表 2.4-15。

表 2.4-15 典型井场、站场噪声监测布点

序号	监测位置	具体位置	监测要求
1	井场	东、南、西、北场界外 1m	连续监测 2 天，每天昼间、夜间各监测 1 次，并记录使用仪器型号、编号及其校准记录、测定时间内的气象条件(风向、风速、雨雪等天气状况)
2	站场	东、南、西、北场界外 1m	

厂界噪声监测结果详见表 2.4-16。

表 2.4-16 各站场噪声现状监测结果 (dB (A))

点位	具体监测位置	昼间		夜间	
		10 月 22 日	10 月 23 日	10 月 22 日	10 月 23 日
12-4 计转站场	东厂界外 1m	47	48	44	42
	西厂界外 1m	48	48	42	43

点位	具体监测位置	昼间		夜间	
		10月22日	10月23日	10月22日	10月23日
	南厂界外 1m	47	48	42	43
	北厂界外 1m	47	47	42	42
12-4 计转站场	东厂界外 1m	46	48	44	42
	西厂界外 1m	47	48	42	43
	南厂界外 1m	46	46	42	43
	北厂界外 1m	47	47	42	42
H12144 增压泵站场	东厂界外 1m	47	47	42	42
	西厂界外 1m	47	46	43	42
	南厂界外 1m	46	47	42	42
	北厂界外 1m	48	46	42	42
12-11 罐区	东厂界外 1m	48	48	43	42
	西厂界外 1m	49	49	43	43
	南厂界外 1m	48	48	43	44
	北厂界外 1m	47	48	44	44
TH12173 井场	东厂界外 1m	47	49	43	44
	西厂界外 1m	48	48	43	43
	南厂界外 1m	48	47	43	43
	北厂界外 1m	48	47	43	42
TH12135 井场	东厂界外 1m	48	48	43	42
	西厂界外 1m	47	48	44	44
	南厂界外 1m	48	48	44	44
	北厂界外 1m	48	48	44	43
AD19 井场	东厂界外 1m	48	48	43	42
	西厂界外 1m	49	49	43	43
	南厂界外 1m	48	48	43	44
	北厂界外 1m	47	48	44	44

根据表 2.4-16, 12 区典型井场、站场场界处能够达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008) 中 2 类标准要求, 12 区各井场、站场噪声对周边居民的影响较小。

5) 土壤

土壤环境达标性分析引用《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司塔河油田 12 区环境影响后评价报告书》(新环环评函[2021]160 号) 中新疆正天华能工程技术有限公司、新疆新能源(集团)环境检测有限公司对 12 区开发区域内各土类及代表性监测点进行了采样和分析。

(1) 监测点布设

12 区位于塔克拉玛干沙漠北部边缘, 区块内主要土壤类型为草甸土、盐土、漠境盐土和风沙土, 分别在各土壤类型中布设土壤监测点。

①建设用地

12-10 计转站、AD20 计转站、TH2330 卸油站站各设 1 个表层样和柱状样, 其中表层样监测建设用地 45 项基本因子、pH 和石油烃 (C₁₀-C₄₀), 共 47 个因子, 柱状样监测砷、镉、铬 (六价)、铜、铅、汞、镍、pH 和石油烃 (C₁₀-C₄₀), 共 9 个因子。具体见表 2.4-17。

②农用地

TH12509、TH12518、TH12504、TH12421X、中间热泵站、12-10 计转站外、AD20 计转站外、AD17、TH12403、TH12213、TH12133、TH12135CH、TH12330 卸油站、12-4 计转站外 50m 各布设 1 个表层样点, 共 14 个表层样, 监测 pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃 (C₁₀-C₄₀) 共计 10 项因子, 具体见表 2.4-18。

表 2.4-17 土壤现状监测点位及监测因子一览表 (站内建设用地)

序号	监测点名称	位置	监测因子
1	12-10 计转站	站内生产区裸露空地	表层样监测: 砷、镉、铬 (六价)、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, 氯乙烯, 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, 蒽, 二苯并[a, h]蒽, 茚并[1, 2, 3-cd]芘、萘、pH、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀) 共计 47 项因子。 柱状样监测: 砷、镉、铬 (六价)、铜、铅、汞、镍、pH 和石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)
2	AD20 计转站	站内生产区裸露空地	
3	TH12330 卸油站	站内生产区裸露空地	
4	四号联合站	站内生产区裸露空地	

表 2.4-18 土壤现状监测点位及监测因子一览表 (站外农用地)

序号	监测点名称	位置	监测因子	土壤类型
1	TH12509	井场外	pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀) 共计 10 项因子	草甸土
2	TH12504	井场外		沼泽土
3	TH12421X	井场外		潮土
4	中间热泵站	站外		盐土
5	12-10 计转站	站外		盐土
6	TH12135CH	井场外		漠境盐土

序号	监测点名称	位置	监测因子	土壤类型
7	TH12330 卸油站	站外		漠境盐土

(2) 监测时间及频率

采样 1 次，表层样取样深度在 0~20cm。柱状样采样深度在 0~0.5m、0.5m~1.5m、1.5~3m 分别取样。

(3) 监测分析方法

监测因子监测方法参照《土壤环境监测技术规范》(HJ/T 166-2004) 要求进行，用地范围内分析方法参照《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》(GB 36600-2018) 中执行。用地范围外按《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》(GB 15618-2018) 中的规定进行，石油烃 (C₁₀-C₄₀) 参照执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》(GB 36600-2018) 表 2 第二类用地筛选值 4500mg/kg。

(4) 土壤环境质量评价

评价方法采用标准指数法，

$$P_i = \frac{C_i}{S_i}$$

式中：C_i——i 污染物的监测浓度值；

S_i——i 污染物的评价标准值；

P_i——i 污染物的污染指数。

监测与评价结果见表 2.4-19、表 2.4-20、表 2.4-21。

表 2.4-19 土壤现状监测及评价结果一览表（建设用地，检测值单位：pH 无量纲，其他 mg/kg）

监测点 位	取样 层位	pH	六价铬		镉		铅		铜		镍		汞		砷		石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)		达 标 情 况
			检 测 值	标 准 指 数	检 测 值	标 准 指 数													
12-10 计转站	0~ 0.5m	7.94	< 2	-	0.11	0.002	13	0.016	15.9	0.001	21	0.023	0.004	0.0001	9.65	0.161	30	0.007	达 标
	0.5~ 1.5m	7.77	< 2	-	0.09	0.001	12	0.267	15.5	0.001	20	0.022	0.006	0.0002	10.6	0.177	< 6	-	达 标
	1.5~ 3.0m	7.96	< 2	-	0.12	0.002	12	0.267	14.5	0.001	17	0.019	0.024	0.0006	9.62	0.160	22	0.005	达 标
AD20 计 转站	0~ 0.5m	8.29	< 2	-	0.12	0.002	13	0.289	12.7	0.001	18	0.020	0.010	0.0003	8.89	0.148	25	0.006	达 标
	0.5~ 1.5m	8.20	< 2	-	0.16	0.002	14	0.311	15.2	0.001	20	0.022	0.010	0.0002	8.34	0.139	19	0.004	达 标
	1.5~ 3.0m	8.41	< 2	-	0.16	0.002	13	0.289	12.3	0.001	17	0.019	0.009	0.0002	8.73	0.146	20	0.004	达 标
TH12330 卸油站	0~ 0.5m	7.72	< 2	-	0.15	0.002	13	0.289	16.5	0.001	21	0.023	0.009	0.0002	9.68	0.215	30	0.007	达 标
	0.5~ 1.5m	8.41	< 2	-	0.39	0.006	24	0.533	31.2	0.002	35	0.039	0.004	0.0001	14.4	0.320	31	0.007	达 标
	1.5~ 3.0m	8.09	< 2	-	0.38	0.006	20	0.444	21.1	0.001	28	0.031	0.007	0.0002	10.7	0.178	< 6	-	达 标

注：低于检出限，以<检出限表示，不进行评价。

表 2.4-20 土壤现状监测及评价结果一览表（建设用地表层样）

序号	指标	标准值	检测结果单位	12-10 计转站		AD20 计转站		TH12330 卸油站		达标性
				检测结果	评价结果	检测结果	评价结果	检测结果	评价结果	
1	pH	-	-	8.47	-	8.41	-	7.75	-	达标
2	六价铬	5.7	mg/kg	<2	-	<2	-	<2	-	达标
3	汞	38	mg/kg	0.012	0.0003	0.008	0.0002	0.009	0.0002	达标
4	砷	60	mg/kg	9.64	0.161	7.83	0.1305	7.63	0.1272	达标
5	铜	18000	mg/kg	19.4	0.001	19.3	0.0011	17.9	0.0010	达标
6	镍	900	mg/kg	23	0.026	21	0.0233	18	0.0200	达标
7	镉	65	mg/kg	0.42	0.006	0.12	0.0018	0.15	0.0023	达标
8	铅	800	mg/kg	16	0.02	16	0.0200	14	0.0175	达标
9	四氯化碳	2.8	mg/kg	<0.03	-	<0.03	-	<0.03	-	达标
10	氯仿	0.9	mg/kg	<0.02	-	<0.02	-	<0.02	-	达标
11	氯甲烷	37	mg/kg	<3	-	<3	-	<3	-	达标
12	1, 1-二氯乙烷	9	mg/kg	<0.02	-	<0.02	-	<0.02	-	达标
13	1, 2-二氯乙烷	5	mg/kg	<0.01	-	<0.01	-	<0.01	-	达标
14	1, 1-二氯乙烯	66	mg/kg	<0.01	-	<0.01	-	<0.01	-	达标
15	顺-1, 2-二氯乙烯	596	mg/kg	<0.08	-	<0.08	-	<0.08	-	达标
16	反-1, 2-二氯乙烯	54	mg/kg	<0.02	-	<0.02	-	<0.02	-	达标
17	二氯甲烷	616	mg/kg	<0.02	-	<0.02	-	<0.02	-	达标
18	1, 2-二氯丙烷	5	mg/kg	<0.008	-	<0.008	-	<0.008	-	达标
19	1, 1, 1, 2-四氯乙烷	10	mg/kg	<0.02	-	<0.02	-	<0.02	-	达标
20	1, 1, 2, 2-四氯乙烷	6.8	mg/kg	<0.02	-	<0.02	-	<0.02	-	达标
21	四氯乙烯	53	mg/kg	<0.02	-	<0.02	-	<0.02	-	达标

塔河油田西部奥陶系油藏 2020 年第一期侧钻项目

序号	指标	标准值	检测结果单位	12-10 计转站		AD20 计转站		TH12330 卸油站		达标性
				检测结果	评价结果	检测结果	评价结果	检测结果	评价结果	
22	1, 1, 1-三氯乙烷	840	mg/kg	<0.02	-	<0.02	-	<0.02	-	达标
23	1, 1, 2-三氯乙烷	2.8	mg/kg	<0.02	-	<0.02	-	<0.02	-	达标
24	三氯乙烯	2.8	mg/kg	<0.009	-	<0.009	-	<0.009	-	达标
25	1, 2, 3-三氯丙烷	0.5	mg/kg	<0.02	-	<0.02	-	<0.02	-	达标
26	氯乙烯	0.43	mg/kg	<0.02	-	<0.02	-	<0.02	-	达标
27	苯	4	mg/kg	<0.01	-	<0.01	-	<0.01	-	达标
28	氯苯	270	mg/kg	<0.005	-	<0.005	-	<0.005	-	达标
29	1, 2-二氯苯	560	mg/kg	<0.02	-	<0.02	-	<0.02	-	达标
30	1, 4-二氯苯	20	mg/kg	<0.008	-	<0.008	-	<0.008	-	达标
31	乙苯	28	mg/kg	<0.006	-	<0.006	-	<0.006	-	达标
32	苯乙烯	1290	mg/kg	<0.02	-	<0.02	-	<0.02	-	达标
33	甲苯	1200	mg/kg	<0.006	-	<0.006	-	<0.006	-	达标
34	间二甲苯+对二甲苯	570	mg/kg	<0.009	-	<0.009	-	<0.009	-	达标
35	邻二甲苯	640	mg/kg	<0.02	-	<0.02	-	<0.02	-	达标
36	硝基苯	76	mg/kg	<0.09	-	<0.09	-	<0.09	-	达标
37	苯胺	260	mg/kg	<0.08	-	<0.08	-	<0.08	-	达标
38	苯并[α]蒽	15	mg/kg	<0.1	-	<0.1	-	<0.1	-	达标
39	苯并[α]芘	1.5	mg/kg	<0.1	-	<0.1	-	<0.1	-	达标
40	苯并[b]荧蒽	15	mg/kg	<0.2	-	<0.2	-	<0.2	-	达标
41	苯并[k]荧蒽	151	mg/kg	<0.1	-	<0.1	-	<0.1	-	达标
42	蒽	1293	mg/kg	<0.1	-	<0.1	-	<0.1	-	达标
43	二苯并[α, h]蒽	1.5	mg/kg	<0.1	-	<0.1	-	<0.1	-	达标
44	茚并[1, 2, 3-cd]芘	15	mg/kg	<0.1	-	<0.1	-	<0.1	-	达标

塔河油田西部奥陶系油藏 2020 年第一期侧钻项目

序号	指标	标准值	检测结果单位	12-10 计转站		AD20 计转站		TH12330 卸油站		达标性
				检测结果	评价结果	检测结果	评价结果	检测结果	评价结果	
45	萘	70	mg/kg	<0.007	-	<0.007	-	<0.007	-	达标
46	2-氯酚	2256	mg/kg	<0.06	-	<0.06	-	<0.06	-	达标
47	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	4500	mg/kg	16	0.004	22	0.005	61	0.013	达标

注：低于检出限，以<检出限表示，不进行评价。

表 2.4-21 土壤现状监测及评价结果一览表（农用地）

序号	测点信息	pH	铬		镉		铅		铜		镍		锌		汞		砷		石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)		达标情况
			250		0.6		170		100		190		300		3.4		25		4500		
			监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	
1	TH12509	8.78	19	0.076	0.1	0.167	8	0.047	9.4	0.094	11	0.058	29	0.097	0.038	0.011	14.7	0.588	56	0.012	达标
2	TH12518	8.17	73	0.292	0.28	0.467	34	0.200	30.2	0.302	37	0.195	99	0.330	0.030	0.009	9.60	0.384	6	0.001	达标
3	TH12504	8.48	46	0.184	0.23	0.383	21	0.124	24.2	0.242	26	0.137	82	0.273	0.047	0.014	14.1	0.564	25	0.006	达标
4	TH12421X	8.05	60	0.240	0.30	0.500	25	0.147	30.8	0.308	32	0.168	86	0.287	0.039	0.011	13.0	0.520	22	0.005	达标
5	中间热泵站	8.47	33	0.132	0.18	0.300	16	0.094	13.6	0.136	17	0.089	39	0.130	0.047	0.014	9.18	0.367	18	0.004	达标
6	12-10 计转站	8.10	43	0.172	0.14	0.233	17	0.100	17.7	0.177	22	0.116	67	0.223	0.044	0.013	10.4	0.416	65	0.014	达标
7	AD20 计转站	8.37	42	0.168	0.14	0.233	19	0.112	17.7	0.177	23	0.121	69	0.230	0.029	0.009	10.0	0.400	23	0.005	达标
8	AD17 计转站	8.13	53	0.212	0.21	0.350	24	0.141	23.4	0.234	28	0.147	79	0.263	0.033	0.010	12.7	0.508	28	0.006	达标

塔河油田西部奥陶系油藏 2020 年第一期侧钻项目

9	TH12403	8.21	46	0.184	0.16	0.267	19	0.112	20.8	0.208	24	0.126	62	0.207	0.024	0.007	11.2	0.448	23	0.005	达标
10	TH12213	8.32	41	0.164	0.11	0.183	18	0.106	17.0	0.170	21	0.111	54	0.180	0.025	0.007	9.95	0.398	23	0.005	达标
11	TH12133	8.52	35	0.140	0.10	0.167	16	0.094	15.0	0.150	18	0.095	46	0.153	0.071	0.021	7.61	0.304	56	0.012	达标
12	TH12135CH	8.26	54	0.216	0.24	0.400	27	0.159	31.6	0.316	34	0.179	88	0.293	0.029	0.009	14.4	0.576	41	0.009	达标
13	TH12330 卸油站	8.11	45	0.180	0.15	0.250	19	0.112	18.3	0.183	23	0.121	62	0.207	0.030	0.009	10.7	0.428	25	0.006	达标
14	12-4 计转站	8.24	32	0.128	0.11	0.183	15	0.088	11.5	0.115	15	0.079	36	0.120	0.050	0.015	7.18	0.287	31	0.007	达标

注：监测值单位 mg/kg，pH 无量纲。

①代表性场站场内柱状样

从表 2.4-19 中可以看出，站内柱状样土壤 pH 在 7.72~8.41 之间，均为弱碱性土壤，各项监测因子均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）中表 1 建设用地土壤污染风险筛选值和管制值（基本项目）中第二类用地的筛选值要求。石油烃（C₁₀-C₄₀）标准指数均小于 1，土壤质量状况良好。

②代表性井场、站场外表层样

从表 2.4-20、表 2.4-21 中可以看出，代表性井场、站场外表层样土壤 pH 在 7.75~8.52 之间，均为弱碱性土壤，各表层土壤中镉、砷、铅、镍、锌、汞、铬等重金属元素含量均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）中表 1 农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）中筛选值要求，石油烃（C₁₀-C₄₀）的监测值均满足参照执行的《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）表 2 第二类用地筛选值要求，土壤质量状况良好。土壤中镉、砷、铅、铜、镍、锌、汞、铬等重金属元素含量均可满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）要求。土壤中的石油烃（C₁₀-C₄₀）和重金属的含量并未因油田的开发建设而明显增加，土壤环境质量基本保持稳定。

6) 生态环境

12 区位于塔里木河冲积平原，地表沉积物以粉细沙为主，地形北高南低，海拔高度在 940m 左右，其上分布有稀疏的灌丛。整个 12 区生态评价范围约 900km²。12 区生态评价范围属于典型荒漠生态系统，系统中有部分农田镶嵌分布。

(1) 生态恢复情况

根据现场调查情况，西北公司对施工期临时占地均进行了较好的生态恢复，生态影响较小。

站场周围临时占地恢复情况	井场周围临时占地恢复情况
报废井周围的生态恢复情况	管线临时占地恢复情况

图 2.4-13 生态恢复情况现场照片

(2) 工程占地

通过现场勘查及资料收集，12 区工程总占地面积 3310.02hm²，其中临时占

地面积 3231.22hm²，永久占地面积 78.8hm²。

(3) 生态恢复措施

①井场和站场生态恢复情况

站场四周设置围栏，均有围墙围护，站内地面均进行了水泥硬化处理，且进行人工绿化种植植被；井场永久占地的范围内均进行了砾石铺垫处理。

②管线和道路生态恢复情况

管线区域的植被恢复以自然恢复为主，人工植树为辅。区块自然植被恢复缓慢，种子萌发和幼苗生长主要依赖洪水，因此植被的恢复需要时间长。通过现场调查，被扰动的区域水分条件好的已恢复植被，水分条件不好的区域有零星植物恢复生长。油气管线占地因各自所在区域水分条件不同，自然恢复程度有所不同。

油区主干路为沥青路面，至各单井为独立的探临路，砂石路面，路面宽约 4.5m。所有的施工车辆都是在已建道路上行驶，未发生车辆乱碾乱轧的情况，未随意开设便道。道路两侧植被自然恢复。

③废弃井生态恢复情况

12 区有封井 11 口，已按照油田公司有关封井要求进行封井，采取如下保护措施：

a、挤堵裸眼段，封堵所有射孔段，并确保层间不窜；封堵表层套管鞋，保护浅层水；封堵井口，隔绝地表与井筒。

b、对圆井或方井坑进行回填，设置地面封井标识。

c、实施单井地面工程的拆除，将阀门、地上管线均拆除后统一拉运至报废场所。管线拆除前先用盐水进行清扫，再用氮气吹扫置换，置换完成后进行通球清管，最后用盲板封堵。

d、清理临时占地范围内的废弃物、戈壁石、井场垫土层。

e、临时土地平整。对井场临时进行平整，达到起伏平缓，无陡坡，无深坑的效果。

4) 现有项目污染物排放汇总

12 区现有工程污染物排放情况汇总见下表 2.4-22。

表 2.4-22 12 区现有工程污染物排放情况汇总表

污染物类型		污染物名称	产生量	排放量	去向
废气	燃烧废气	废气量	63861.18 × 10 ⁴ Nm ³ /a	63861.18 × 10 ⁴ Nm ³ /a	大气
		SO ₂	9.39t/a	9.39t/a	

污染物类型		污染物名称	产生量	排放量	去向
		烟尘	5.36t/a	5.36t/a	大气
		NO _x	91.96t/a	91.96t/a	
	生产和集输过程无组织废气	非甲烷总烃	183.9t/a	183.9t/a	
		硫化氢	1.65t/a	1.65t/a	
	站场放空火炬废气	SO ₂ 、NO _x 等	少量	少量	
废水	生活污水		0.9×10 ⁴ t/a	0	四号联合站生产区基地、四号联合站生活区基地、采油二三队基地等 3 个基地，各基地生活污水均采用地理一体式生活污水处理设施处理，处理后污水达到《污水综合排放标准》(GB 8978-1996) 二级标准，用于绿化
	生产废水	作业废水	1.45×10 ⁴ t/a	0	由四号联合站污水处理系统处理达标后用于油田注水开发，不外排
		采油污水	94.15×10 ⁴ t/a	0	
固废	井下作业、清理油罐等	油泥砂	1.9×10 ⁴ t/a	0	全部运至塔河油田绿色环保站处理，或区域内其他第三方有资质的单位（阿克苏塔河环保工程有限公司、中石化西南石油工程有限公司巴州分公司等）进行处理
	设备检修等	废机油	40t	0	检修期间即把废矿物油回收拉运至有资质的第三方公司（轮台塔中石油化工有限公司等）处理
		废油桶	少量	少量	由厂家回收
	值班人员	生活垃圾	56.57t/a	0	依托塔河油田绿色环保工作站统一处理
噪声	各类机泵、抽油机等		65~110	65~110	采取了厂房隔声、消声器、固定基座等降噪方式

2.5 与拟建项目相关的现有、在建项目回顾

2.5.1 侧钻井依托老井情况回顾

2.5.1.1 老井现状

本项目 6 口井均在现有井身结构基础上进行侧钻，依托的老井均为单井井场。依托老井现状情况见表 2.5-1。

表 2.5-1 本项目拟依托老井现状情况一览表

区块	依托老井场现状						本次井号
	老井井号	井别	运行状态	关停原因	投产时间	井场占地面积 (m ²)	
12区	TH12520	油井	关井	供液不足	2011年7月	2000	TH12520XCH
	TH12551	油井	关井	供液不足	2016年1月	2000	TH12551CH
	TH12562	油井	关井	拟进行侧钻	2018年12月	2000	TH12562CH
	TH12235	油井	关井	供液不足	2010年12月	2000	TH12235CX
	TH12214	油井	关井	供液不足	2009年	2000	TH12214CH
	TH12547	油井	关井	水淹关井	2017年5月	2000	TH12547CH

TH12520 井场抽油机	TH12547
TH12551	TH12562
TH12235	TH12214

图 2.5-1 老井建设现状

2.5.1.2 工程概况

1) 生产现状

截止 2020 年底，依托的 6 口老井中仅 1 口 TH12562 井在运行，其余 5 口全部关井，在运行油井生产现状见表 2.5-2。

表 2.5-2 TH12562 井生产现状表

序号	采油井数	日产液	日产油	含水率	生产天数	加热炉数量	集油管线
	口	t	t	%	d	台	km
1	1	60	16	73	300	1	1.68

2) 工程组成

依托老井工程组成一览表见表 2.5-3。

表 2.5-3 6 口老井工程基本组成一览表

项目组成	工程分类	工程内容	建设规模
主体工程	采油工程	抽油机	6 台
		井口装置	6 套
	油气集输系统	集油管线	Φ114×4.5mm 集油管道 3.04km, Φ108×10mm 集油管道 3.76km, Φ133×9.5mm 集油管道 3.75km, Φ108×4.5mm 集油管道 2.50km, Φ108×5mm 集油管道 2.62km, D178×14

项目组成	工程分类	工程内容	建设规模
			柔性复合管混输管道 3.78km, 共计 19.45km
		加热炉	6 台 400kW 水套加热炉 (每座井场各 1 台)
		掺稀管线	D60×7mm 20G 掺稀管线 7.97km
		燃料气管线	D48×4mm 20#燃料气管线 12.04km
辅助工程	道路工程	通井道路	路面宽度为 5.5~6m, 路基宽度为 4~7m, 砂石路面, 共计 300m
	供配电工程		6 台变压器, 由附近已建油田 10kV 架空线路引接
	仪控工程	仪控系统	每口油井设油井控制柜 1 台, 包括 RTU 测控系统、多功能电表等, 共设 6 套 RTU 系统, 完成油井工艺参数的采集、控制
	通信工程	通信系统	井场设视频监控共 6 套 (每座井场各 1 套), 采用无线方式远传至采油管理区

2.5.1.3 存在问题

目前, 该 6 口井均为低效产能井, 产液量不足, 大部分已关停。为提高油气开采率, 西北油田分公司拟对 6 口井进行侧钻, 提高储量动用, 完善注采井网。经现场踏勘可知, 6 口井无相关环保隐患问题。

2.5.2 管线工程相关的现有工程回顾

2.5.2.1 管线现状

1) TH12520XCH 井场至 12-2 计转站集油管线工程

TH12520XCH 井场至 12-2 计转站集油管线主要负责 TH12520XCH 油井采出液的收集和输运任务, 管线起点为 TH12520XCH 井场, 终点为 12-2 计转站。采用加热掺稀集输, TH12520XCH 井场采出液通过管线输送至 12-2 计转站, 经过计量后, 再依托现有管线输送至二号联合站进行处理。

表 2.5-4 TH12520XCH 井场至 12-2 计转站集油管线工程输送参数现状表

管线名称	输量 (t/d)	长度 (km)	管线规格	起点/终点压力 (MPa)	起点/终点温度 (°C)
TH12520XCH 井场至 12-2 计转站集油管线	46	3.04	Φ114×4.5mm	1.25/0.55	70/34

图 2.5-2 TH12520XCH 井场至 12-2 计转站集油管线现状路由走向图

2) TH12547CH 井场至 TH12536 罐区管线工程

TH12547CH 井场至 TH12536 罐区管线原起点为 TH12536 罐区，终点为 TH12547CH 井场，目前该管线已停用。原采出液由 TH12536 罐区通过管线输送至 TH12547CH 井场，再经已建管线输送至 TP-17 混输泵站，然后集中拉运 12-2 计转站，最终进入四号联合站处理。

表 2.5-5 TH12547CH 井场至 TH12536 罐区管线工程输送参数现状表

管线名称	输量 (t/d)	长度 (km)	管线规格	起点/终点压力 (MPa)	起点/终点温度 (°C)
TH12547CH 井场至 TH12536 罐区管线	54	2.62	Φ108×10mm	0.6/0.4	50/30

图 2.5-3 TH12547CH 井场至 TH12536 罐区管线现状路由走向图

3) TH12214CH 井场至 12-11 计转站管线工程

TH12214CH 井场至 12-11 计转站管线主要负责 TH12214CH 油井采出液的收集和输运任务，管线起点为 TH12214CH 井场，终点为 12-11 计转站。采用加热掺稀集输，TH12547CH 井场采出液通过管线输送至 TH12536 罐区，最终进入四号联合站进行处理。

表 2.5-6 TH12214CH 井场至 12-11 计转站管线输送参数现状表

管线名称	输量 (t/d)	长度 (km)	管线规格	起点/终点压力 (MPa)	起点/终点温度 (°C)
TH12214CH 井场至 12-11 计转站管线	52	2.5	Φ108×4.5	0.9/0.3	70/39

图 2.5-4 TH12214CH 井场至 12-11 计转站管线工程现状路由走向图

2.5.2.2 存在的问题

3 条管线均未做内穿插治理，存在安全隐患。为此，西北油田分公司拟实施管线改造工程，保证管线安全运行。

2.5.3 在建工程回顾

2.5.3.1 环保手续

本项目 6 口井钻井工程均进行了环境影响评价,并取得批复,详见附件 2 及表 2.5-7。

表 2.5-7 6 口井钻井工程环评情况

序号	项目名称	环境影响评价		
		批复部门	批复时间	批复文号
1	西北油田分公司 TH12520XCH 勘探井工程环境影响报告表	阿克苏地区生态环境局	2020 年 11 月 2 日	阿地环函字 [2020]691 号
2	西北油田分公司 TH12551CH 勘探井工程环境影响报告表	阿克苏地区生态环境局	2020 年 11 月 2 日	阿地环函字 [2020]692 号
3	西北油田分公司 TH12562CH 勘探井工程环境影响报告表	阿克苏地区生态环境局	2020 年 11 月 2 日	阿地环函字 [2020]690 号
4	西北油田分公司 TH12235CX 勘探井工程环境影响报告表	阿克苏地区生态环境局	2020 年 11 月 2 日	阿地环函字 [2020]519 号
5	西北油田分公司 TH12214CH (勘探井) 建设工程环境影响报告表	阿克苏地区生态环境局	2020 年 11 月 2 日	阿地环函字 [2020]684 号
6	西北油田分公司 TH12547CH 勘探井工程环境影响报告表	阿克苏地区生态环境局	2020 年 10 月 14 日	阿地环函字 [2020]614 号

2.5.3.2 工程概况

1) 工程概况

本项目 6 口井均在原有井身结构基础上进行侧钻,完钻后进行试油,获取有关技术参数。6 口井工程概况见表 2.5-8。

表 2.5-8 6 口井工程概况表

序号	项目名称	建设地点	总投资 (万元)	建设性质	井数	原井身结构	侧钻方式	目的层位	实施情况
1	TH12520XCH 勘探井	阿克苏地区库车市境内,位于四号联合站西南侧约 19.3km 处	1738	改扩建	1 口	四级	裸眼侧钻	奥陶系中统一间房组	尚未开钻
2	TH12551CH 勘探井	阿克苏地区库车市境内,四号联合站西南侧约 18.5km 处	1916	改扩建	1 口	新三级	裸眼侧钻	奥陶系中统一间房组	尚未开钻

序号	项目名称	建设地点	总投资 (万元)	建设性质	井数	原井身结构	侧钻方式	目的层位	实施情况
3	TH12562CH 勘探井	阿克苏地区库车市境内，四号联合站西南侧约 24km 处	1916	改扩建	1 口	五级	裸眼侧钻	奥陶系中统一间房组	尚未开钻
4	TH12235CX 勘探井	阿克苏地区库车市境内，位于四号联合站西北侧 1.6km 处	1738	改扩建	1 口	四级	7 寸套管开窗	奥陶系	尚未开钻
5	TH12214CH 勘探井	阿克苏地区库车市境内	1738	改扩建	1 口	新三级	裸眼侧钻	奥陶系中-下统鹰山组 (O _{1-2Y})	尚未开钻
6	TH12547CH 勘探井	阿克苏地区库车市境内，二号联合站西南偏西侧约 43.8km 处	1738	改扩建	1 口	新三级	裸眼侧钻	奥陶系中统一间房组	尚未开钻

2) 工程组成

目前，钻井工程尚未开钻，本次工程组成引用相应环境影响报告表中内容，工程组成一览表见表 2.5-9。

表 2.5-9 钻井工程基本组成一览表

工程组成	TH12235CX 井	TH12520XCH	TH12551CH	TH12562CH	TH12214CH	TH12547CH	
	环评工程内容	环评工程内容	环评工程内容	环评工程内容	环评工程内容	环评工程内容	
钻前工程	钻井前准备工作, 包括井场平整、设备基础修建等	钻井前准备工作, 包括井场平整、设备基础修建等	钻井前准备工作, 包括井场平整、设备基础修建等	钻井前准备工作, 包括井场平整、设备基础修建等	钻井前准备工作, 包括井场平整、设备基础修建等	钻井前准备工作, 包括井场平整、设备基础修建等	
钻井工程	井号	TH12235CX 勘探井 1 口	勘探井 1 口 TH12520XCH 井	勘探井 1 口 TH12551CH 井	勘探井 1 口 TH12562CH 井	勘探井 1 口 TH12214CH 井	勘探井 1 口 TH12547CH 井
	井深	设计为 6768.03m (斜)/6530m (垂)	设计为 6791.25m (斜)/6580m (垂)	设计为 6809.27m (斜)/6569m (垂)	设计为 7137.39m (斜)/6668m (垂)	设计为 7094.83m (斜)/6591m (垂)	设计为 6999.18m (斜)/6641m (垂)
	进尺	168.03m	271.25m	491.27m	557.39m	614.83m	457.18m
	井型	侧钻井	侧钻井	侧钻井	侧钻井	侧钻井	侧钻井
	井身结构	一开次侧钻井, 无固井需求。侧钻点选择在 6600m, 侧钻点以上井身结构同原井; 开窗成功后, 采用 149.2mm 钻头钻至完钻井深, 裸眼完井	一开次侧钻井, 无固井需求。侧钻点选择在 6520m, 侧钻点以上井身结构同原井; 开窗成功后, 采用 149.2mm 钻头钻至完钻井深, 裸眼完井	一开次侧钻井, 无固井需求。侧钻点选择在 6318m, 侧钻点以上井身结构同原井; 开窗成功后, 采用 149.2mm 钻头钻至完钻井深, 裸眼完井	一开次侧钻井, 无固井需求。侧钻点选择在 6580m, 侧钻点以上井身结构同原井; 开窗成功后, 采用 149.2mm 钻头钻至完钻井深, 裸眼完井	侧钻点选择在 6480m, 侧钻点以上井身结构同原井; 开窗成功后, 采用 149.2mm 钻头钻至完钻井深, 裸眼完井	一开次侧钻井, 无固井需求。侧钻点选择在石炭系巴楚组 6542m, 侧钻点以上井身结构同原井; 开窗成功后, 采用 149.2mm 钻头钻至完钻井深, 裸眼完井
钻井液体系	聚磺高效低摩阻钻井液	聚磺高效低摩阻钻井液	聚磺高效低摩阻钻井液	聚磺高效低摩阻钻井液	聚磺高效低摩阻钻井液	聚磺高效低摩阻钻井液	
试油工程	对该井油气产能情况进行测试。产出油气经计量后, 采出液进入原油储罐, 天然气燃烧排放	对该井油气产能情况进行测试。产出油气经计量后, 采出液进入原油储罐, 天然气燃烧排放	对该井油气产能情况进行测试。产出油气经计量后, 采出液进入原油储罐, 天然气燃烧排放	对该井油气产能情况进行测试。产出油气经计量后, 采出液进入原油储罐, 天然气燃烧排放	对该井油气产能情况进行测试。产出油气经计量后, 采出液进入原油储罐, 天然气燃烧排放	对该井油气产能情况进行测试。产出油气经计量后, 采出液进入原油储罐, 天然气燃烧排放	
钻后工程	工程结束后进行设备搬迁以及钻井产生“三废”的无害化处理, 井场平整及临时占地恢复	工程结束后进行设备搬迁以及钻井产生“三废”的无害化处理, 井场平整及临时占地恢复	工程结束后进行设备搬迁以及钻井产生“三废”的无害化处理, 井场平整及临时占地恢复	工程结束后进行设备搬迁以及钻井产生“三废”的无害化处理, 井场平整及临时占地恢复	工程结束后进行设备搬迁以及钻井产生“三废”的无害化处理, 井场平整及临时占地恢复	工程结束后进行设备搬迁以及钻井产生“三废”的无害化处理, 井场平整及临时占地恢复	
工程占地面积 (m ²)	10000	15200	16246.8	15200	17800	13400	
环保工程	废气	设 2 座放喷池, 面积共 400m ²	设 2 座放喷池, 面积共 432m ²	设 2 座放喷池, 面积共 432m ²	设 2 座放喷池, 面积共 432m ²	设 2 座放喷池, 面积共 400m ²	设 2 座放喷池, 面积共 400m ²
	废水	钻井采用泥浆不落地工艺, 钻井废水产生量为 36m ³ 。钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地处理系统处理, 处理后的液相全部回用于配备钻井液, 不外排	钻井采用泥浆不落地工艺, 钻井废水产生量为 167.82m ³ 。钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地处理系统处理, 处理后的液相全部回用于配备钻井液, 不外排	钻井采用泥浆不落地工艺, 钻井废水产生量为 167.82m ³ 。钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地处理系统处理, 处理后的液相全部回用于配备钻井液, 不外排	钻井采用泥浆不落地工艺, 钻井废水产生量为 190.4m ³ 。钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地处理系统处理, 处理后的液相全部回用于配备钻井液, 不外排	钻井采用泥浆不落地工艺, 钻井废水产生量为 1666m ³ 。钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地处理系统处理, 处理后的液相全部回用于配备钻井液, 不外排	钻井采用泥浆不落地工艺, 钻井废水产生量为 156.17m ³ 。钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地处理系统处理, 处理后的液相全部回用于配备钻井液, 不外排
		生活污水产生量为 40m ³ 。设置可移动环保厕所, 生活污水由生活污水收集罐收集, 定期拉运至采油二厂生活基地污水处理系统处理	生活污水产生量为 188m ³ 。设置可移动环保厕所, 生活污水由生活污水收集罐收集, 定期拉运至采油二厂生活基地污水处理系统处理	生活污水产生量为 204m ³ 。设置可移动环保厕所, 生活污水由生活污水收集罐收集, 定期拉运至采油二厂生活基地污水处理系统处理	生活污水产生量为 204m ³ 。设置可移动环保厕所, 生活污水由生活污水收集罐收集, 定期拉运至采油二厂生活基地污水处理系统处理	生活污水产生量为 235m ³ 。设置可移动环保厕所, 生活污水由生活污水收集罐收集, 定期拉运至采油二厂生活基地污水处理系统处理	生活污水产生量为 235m ³ 。设置可移动环保厕所, 生活污水由生活污水收集罐收集, 定期拉运至采油二厂生活基地污水处理系统处理
固体废物	钻井总固废量 93.98 m ³ 。岩屑随钻井泥浆带出, 采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离, 分离后	钻井总固废量 96.2m ³ 。岩屑随钻井泥浆带出, 采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离, 分离后	钻井总固废量 109.35m ³ 。岩屑随钻井泥浆带出, 采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离, 分离后	钻井总固废量 112.52m ³ 。岩屑随钻井泥浆带出, 采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离, 分离后	钻井总固废量 3095m ³ 。一开、二开和三开上部产生的非磺化水基泥浆废弃物, 采用泥浆不落地技	钻井总固废量 118.08m ³ 。岩屑随钻井泥浆带出, 采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离, 分离后	

工程组成	TH12235CX 井	TH12520XCH	TH12551CH	TH12562CH	TH12214CH	TH12547CH
	环评工程内容	环评工程内容	环评工程内容	环评工程内容	环评工程内容	环评工程内容
物	后的液相回用于钻井液配制，分离后的固相运至塔河油田绿色环保站深度处理	的液相回用于钻井液配制，分离后的固相运至塔河油田绿色环保站深度处理	后的液相回用于钻井液配制，分离后的固相运至塔河油田绿色环保站深度处理	后的液相回用于钻井液配制，分离后的固相运至塔河油田绿色环保站深度处理	术在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配制，分离后的固相可用于铺垫井场、道路等；二开下部、三开下部和四开产生的磺化水基泥浆废弃物，拉运至塔河油田绿色环保站处理	后的液相回用于钻井液配制，分离后的固相运至塔河油田绿色环保站深度处理
	压裂废水量约 100m ³ ，采用专用废液收集罐收集后运至塔河油田绿色环保站处理	含油污泥量约 100m ³ ，暂存酸碱收集罐，加碱中和后定期运至塔河油田绿色环保站处理	压裂废水量约 100m ³ ，采用专用废液收集罐收集后运至塔河油田绿色环保站处理			
	机械设备废油产生量不足 0.1t，定期拉运至塔河油田绿色环保站进行处理和资源化回收	机械设备废油产生量不足 0.1t，定期拉运至塔河油田绿色环保站进行处理和资源化回收	机械设备废油产生量不足 0.1t，定期拉运至塔河油田绿色环保站进行处理和资源化回收	机械设备废油产生量不足 0.1t，定期拉运至塔河油田绿色环保站进行处理和资源化回收	机械设备废油产生量不足 1t，定期拉运至塔河油田绿色环保站进行处理和资源化回收	机械设备废油产生量 0.1t，定期拉运至塔河油田绿色环保站进行处理和资源化回收
	井场和生活区各设 1 个垃圾收集箱。生活垃圾 0.26t，集中收集后定期运至塔河油田绿色环保站生活垃圾池填埋处置	井场和生活区各设 1 个垃圾收集箱。生活垃圾 1.18t，集中收集后定期运至塔河油田绿色环保站生活垃圾池填埋处置	井场和生活区各设 1 个垃圾收集箱。生活垃圾 1.29t，集中收集后定期运至塔河油田绿色环保站生活垃圾池填埋处置	井场和生活区各设 1 个垃圾收集箱。生活垃圾 1.29t，集中收集后定期运至塔河油田绿色环保站生活垃圾池填埋处置	井场和生活区各设 1 个垃圾收集箱。生活垃圾 1.2t，集中收集后定期运至塔河油田绿色环保站生活垃圾池填埋处置	井场和生活区各设 1 个垃圾收集箱。生活垃圾 1.175t，集中收集后定期运至塔河油田绿色环保站生活垃圾池填埋处置
噪声	钻井作业中的噪声源主要是钻机、泥浆泵等产生噪声等，其源强为 95dB(A)~105dB(A)，采取基础减振、加衬弹性垫料和安装消声装置等措施	钻井作业中的噪声源主要是钻机、泥浆泵等产生噪声等，其源强为 95dB(A)~105dB(A)，采取基础减振、加衬弹性垫料和安装消声装置等措施				
	试油期间噪声主要为测试放喷时产生的高压气流噪声，噪声源强 90~100dB(A)	试油期间噪声主要为测试放喷时产生的高压气流噪声，噪声源强 90~100dB(A)				

2.5.3.3 工艺流程及产污环节

钻井工程工艺流程主要包括钻前准备、钻进、固井、测井和试油，工艺流程见图 2.5-5。

图 2.5-5 勘探工艺流程及产排污节点

2.5.3.4 污染物产生、处理及达标排放情况

本项目钻井工程尚未施工，污染物产生、处理及达标排放情况引自相应的环境报告表中内容。

1) 钻井工程

(1) 废气

施工期废气主要是井场平整、放喷池挖填、物料装卸和车辆运输等过程产生的扬尘，各类燃油动力机械作业时产生的燃油废气，以及试油作业井场无组织挥发的轻烃。主要采取以下措施：

①运输土石方等车辆，车箱遮盖严密后方可运出场外；

②对土石方临时堆场及建筑材料（如水泥、沙石等）修建围护设施，并合理堆放物料，减少迎风面积，同时定时洒水，减少风对料堆表面细小颗粒物的侵蚀引起的扬尘量；

③开挖的土方避开大风天气，挖方应用篷布遮盖，减少扬尘产生量。

(2) 废水

①钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排。

②生活区设置可移动环保厕所，生活污水由生活污水收集罐收集，定期拉运至采油二厂生活基地污水处理系统处理。

(3) 固体废物

①钻井过程产生的钻井固废采用“泥浆不落地”工艺（即：随钻随治工艺）进行处理。

TH12214CH 勘探井一开、二开和三开上部产生的非磺化水基泥浆废弃物，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配制，分离后的固相可用于铺垫井场、道路等；二开下部、三开下部和四开产生的磺化水基

泥浆废弃物，拉运至塔河油田绿色环保站处理。

其余 5 口井钻井岩屑随泥浆带出，一同进入泥浆不落地系统进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配制，分离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/T 3997-2017)中综合利用污染物限值要求后，用于铺垫油区内的井场、道路等。

②压裂废液收集至废液罐中，采用专用废液收集罐收集后运至塔河油田绿色环保站处理。

③生活垃圾集中收集后定期运至塔河油田绿色环保站生活垃圾池填埋处置。

④钻井期间使用的机械设备运行过程中需进行维护、保养、维修等工作，以使其能正常运转，此过程中将产生少量的废油，如废液压油、废润滑油、废机油等，属于危险废物，废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，废物代码为 900-249-08（根据《国家危险废物名录（2021 年版）》（2021 年 1 月 1 日）该小项已调整为：其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物），拉运至塔河油田绿色环保站进行处理和资源化回收。

（4）噪声

钻井作业中的噪声源主要是钻机、柴油发电机、泥浆泵、施工机械及运输车辆产生噪声等，钻井完成，噪声随即消失。

2) 试油工程

试油期间产生的污染包括放喷天然气燃烧废气、少量生活污水、气流噪声以及生活垃圾。

（1）放喷天然气燃烧废气

本工程试油期间分离出的天然气经过管线引至放喷池燃烧后排放。据此，试油期间大气污染物主要为天然气燃烧过程产生的烟尘、SO₂、NO_x等。由于塔河油田 12 区奥陶系油藏属超重质油区，产气量少，且放喷时间较短，因此试油期间废气污染物排放量较小。

（2）生活污水

试油期间产生的少量生活污水由生活污水收集罐收集，最终拉运至采油二厂生活基地污水处理系统处理。

（3）气流噪声

试油期间噪声主要为测试放喷时产生的高压气流噪声，噪声源强 90~100dB (A)。

（4）生活垃圾

生活垃圾集中收集后拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工

作站统一处理。

根据本项目钻井工程环境影响报告表及其环评批复可知，项目施工期各类废气、废水、固体废物、噪声均能达标排放。

2) 污染物产生及排放汇总

6 口井钻井期污染物产生及排放汇总情况见表 2.5-10。

表 2.5-10 污染物产生与排放情况汇总

项目	污染源	主要污染工序	污染物	TH12235CX 井		TH12520XCH		TH12551CH		TH12562CH		TH12214CH		TH12547CH	
				产生量	排放量	产生量	排放量	产生量	排放量	产生量	排放量	产生量	排放量	产生量	排放量
废气	施工扬尘	井场平整、进场道路等	扬尘	少量	少量	少量	少量	少量	少量	少量	少量	少量	少量	少量	少量
	施工废气	放喷天然气燃烧废气	烃类、NO _x 、SO ₂ 、颗粒物	少量	少量	少量	少量	少量	少量	少量	少量	少量	少量	少量	少量
		车辆与机械废气	SO ₂ 、NO ₂ 、C _m H _n	少量	少量	少量	少量	少量	少量	少量	少量	少量	少量	少量	少量
		钻井柴油发动机废气	烃类、NO _x 、SO ₂ 、颗粒物	少量	少量	少量	少量	少量	少量	少量	少量	少量	少量	少量	少量
废水	钻井废水	钻井过程	COD、石油类等	36m ³	0	92.66m ³	0	167.82m ³	0	190.4m ³	0	1666m ³	0	156.17m ³	0
	生活污水	施工人员生活	悬浮物、COD	40m ³	0	188m ³	0	204m ³	0	204m ³	0	235m ³	0	188m ³	0
固体废物	钻井固废	钻井	钻井废泥浆	87.52m ³	0	91.91m ³	0	101.57m ³	0	103.22m ³	0	1377m ³	0	100.5m ³	0
			岩屑	6.46m ³	0	4.29m ³	0	7.78m ³	0	9.3m ³	0	1718m ³	0	17.58m ³	0
	压裂废液	压裂施工	COD、石油类	100m ³	0	100m ³	0	100m ³	0	100m ³	0	100m ³	0	100m ³	0
	生活垃圾	施工人员生活	生活垃圾	0.760t	0	1.190t	0	1.290t	0	1.290t	0	1.200t	0	1.435t	0
		检修设备	废机油	0.1t	0	0.1t	0	0.1t	0	0.1t	0	1t	0	0.1t	0

塔河油田西部奥陶系油藏 2020 年第一期侧钻项目

项目	污染源	主要污染工序	污染物	TH12235CX 井		TH12520XCH		TH12551CH		TH12562CH		TH12214CH		TH12547CH	
				产生量	排放量										
噪声	钻机、泥浆泵等			95~105dB (A)		78~105dB (A)									
	测试放喷时产生的高压气流噪声			90~100dB (A)											

2.6 现有及在建项目污染物排放汇总

塔河油田 12 区现有、在建工程污染物排放情况汇总见表 2.6-1。

表 2.6-1 塔河油田 12 区现有、在建工程污染物排放情况汇总一览表

污染物类型		污染物名称	现有工程排放量	在建工程排放量	去向
废气	燃烧废气	SO ₂	9.39t/a	少量	大气
		烟尘	5.36t/a	少量	
		NO _x	91.96t/a	少量	
	无组织挥发	非甲烷总烃	183.9t/a	0	
		H ₂ S	1.65t/a	0	
	站场放空火炬废气	SO ₂ 、NO _x 等	少量	0	
	施工扬尘	扬尘	0	少量	
	车辆与机械废气	SO ₂ 、NO ₂ 、C _m H _n	0	少量	
钻井柴油发动机废气	烃类、NO _x 、SO ₂ 、颗粒物	0	少量		
废水	生产废水	作业废液	0	0	由西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站废液处理系统处理达标后用于油田注水开发，不外排
		采出水	0	0	由四号联合站和二号联合站的污水处理系统处理达标后用于油田注水开发，不外排
	生活污水	悬浮物、COD	0	0	采用地理一体式生活污水处理设施处理
	钻井废水	SS、COD、石油类、挥发酚、硫化物	0	0	与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地处理系统处理，处理后的液相全部回用于配备钻井液，不外排
固废	井下作业、清理油罐等	油泥砂	0	0	全部运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站处理
	钻井固废	钻井废泥浆、岩屑	0	0	岩屑随钻井泥浆带出，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配制，分离后的固相运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站深度处理
	压裂废液	COD、石油类	0	0	采用专用废液收集罐收集后运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站处理
	设备检修等	废机油	0	0	委托有资质单位处理
废油桶		0	0	由厂家回收	

污染物类型	污染物名称	现有工程排放量	在建工程排放量	去向
值班人员	生活垃圾	0	0	依托西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站统一处理

2.7 排污许可证申请及执行情况

2020年6月,采油二厂按照《固定污染源排污许可分类管理名录(2019版)》(2019年12月20日)规定的范围,已对加热炉等固定污染源办理了排污许可证。其中,联合站内加热炉、锅炉等办理排污许可证编号为91650000742248144Q083U(见附件),并按排污许可管理办法及时完成了季报、年报等填报工作,各排放口排放烟气中SO₂、NO_x、颗粒物均可达标排放;计转站及井场加热炉按照登记管理进行了填报,且都已获得登记回执。

2.8 现有工程存在问题及后续管理要求

目前,塔河油田12区已开展后评价工作并完成备案,引用《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司塔河油田12区环境影响后评价报告书》(新环评函[2021]160号)结论,12区存在的主要问题为:

- 1) 部分生产井井场临时占地处于自然恢复状态,由于工程所在区域气候干旱,水土条件差,植被恢复情况较差;
- 2) 有部分井场遗留有废弃设施没有及时清运;
- 3) 部分已建工程由于历史原因、工程进度等,暂未开展环境保护竣工验收工作;
- 4) 部分管线运行时间较长,存在安全隐患。

针对以上问题,在本次开发建设过程中应该采取必要的措施,对油田目前存在的问题加以整改:

- 1) 督促施工单位,对井场临时占地进行恢复,平整场地;
- 2) 加强环境管理,对井场的固体废弃物限期治理,妥善处置;
- 3) 对未验收项目尽快开展竣工环保验收工作;
- 4) 本项目涉及3条管线均未做内穿插治理,存在安全隐患。为此,西北油田分公司拟实施管线改造工程,保证管线安全运行。

3 本项目工程分析

3.1 拟建项目概况

项目名称：塔河油田西部奥陶系油藏 2020 年第一期侧钻项目

建设地点：新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市，市区东南方向约 50km 处，地理位置见图 3.1-1

建设性质：改扩建

建设单位：中国石油化工股份有限公司西北油田分公司

建设投资：总投资 13979.7 万元，环保投资 1066 万元

建设内容：

1) 井场：安装 5 台游梁式抽油机、1 台皮带式抽油机，并对现有加热炉基础、抽油机基础进行修复；

2) 管线：新建 TH12562H 井至 TH12559 井 $\Phi 114 \times 5\text{mm}$ 混输管线 1.60km，改造集油管线 8.16km，采用密闭集输工艺；

另外，配套建设通信工程。本项目采用自然能量开发，项目建成投产后，最大产油能力 $3.75 \times 10^4 \text{t/a}$ （第 2 年），最大产液量 $4.67 \times 10^4 \text{t/a}$ （第 15 年）。

图 3.1-1 项目地理位置示意图

3.2 油气资源概况

3.2.1 构造特征

塔河油田 12 区位于阿克库勒凸起西部斜坡，岩溶、成藏分带性明显，地质构造较塔河油田主体区低。12 区现今地貌 T74 面整体呈南东高、北西低的单斜构造形态，东西最大高差在 800m 左右，其中东部构造高地上发育了一系列残丘、中部为南北向断隆带、西部呈隆洼相间构造格局。

3.2.2 油藏类型

塔河油田 12 区奥陶系油藏属于以弹性驱及水压驱动为主，碳酸盐岩岩溶缝洞型超重质未饱和底水油藏。奥陶系油藏油气富集程度较高，原油性质平面变化较大，平面上原油密度北高南低，由中部稠油区向北西部重质油区、西南部中—轻质油区过渡。北西部原油为高黏度、高含蜡、高含硫的超重质原油，地面原油密度介于 $0.9543 \sim 1.0724 \text{g/cm}^3$ ，平均 1.0248g/cm^3 ，属于超重质原油；西南部原

油是以轻-中质原油为主的中等黏度、中等含硫、高含蜡的常规原油，地面原油密度介于 $0.8147\sim 0.9647\text{g/cm}^3$ ，平均 0.8744g/cm^3 ，属于轻-中质原油，流动性能较好，油井采用常规方式正常生产。

3.2.3 油气物性

1) 原油物性

塔河油田 12 区原油为高黏度、含蜡、高含硫的超重质原油，原油性质在平面上呈北高南低趋势。原油密度介于 $0.9543\sim 1.0565\text{g/cm}^3$ ，平均 1.017g/cm^3 ，属于超重质原油；原油动力黏度很大，流动性能极差；凝固点介于 $8\sim 60^\circ\text{C}$ ，平均在 32°C ；含盐量介于 $531\sim 55149\text{mg/L}$ ，平均 18794mg/L ；平均含硫 2.6%，平均含蜡量为 5.9%。原油性质见表 3.2-1。

表 3.2-1 原油性质分析表

区块	密度 (g/cm^3) (20 $^\circ\text{C}$)	动力黏度 ($\text{mPa}\cdot\text{s}$) (50 $^\circ\text{C}$)	凝固点 ($^\circ\text{C}$)	含硫 (%)	含盐量 (mg/L)	气油比 (m^3/t)
塔河油田 12 区	0.9543~1.0565	166991	8~60	2.6	531~55149	16

2) 掺稀油物性

本项目涉及 TH12520CH、TH12551CH、TH12214CH、TH12235CX 井采用井口加热掺稀生产，掺稀比 1.3~2.24。掺稀油来源为二号联合站，稀油物性数据见表 3.2-2。

表 3.2-2 稀油物性表

二号联合站混配前稀油	密度 (g/cm^3)	0.905		
	温度 ($^\circ\text{C}$)	30	40	50
	黏度 ($\text{mPa}\cdot\text{s}$)	24.0	18.0	15.0

3) 混合油物性

12 区各站混合液粘温关系数据见表 3.2-3。

表 3.2-3 各站混合油物性表

井号	掺稀来源	原油黏度 ($\text{mPa}\cdot\text{s}$)				原油密度 (g/cm^3)	备注
		50 $^\circ\text{C}$	60 $^\circ\text{C}$	70 $^\circ\text{C}$	75 $^\circ\text{C}$		
TH12520CH	12-2 站	2780	1420	740	570	0.9695	包括 12-1、12-3 站产液
TH12551CH	12-2 站	2780	1420	740	570	0.9695	
TH12214CH	12-11 站	910	530	380	310	0.9454	包括 12-

TH12235CX	12-11 站	910	530	380	310	0.9454	12 站产液
-----------	---------	-----	-----	-----	-----	--------	--------

4) 伴生气成分

塔河油田 12 区奥陶系油藏属超重质油区，天然气总体特征是甲烷含量低、重烃 (C_2^+) 含量高。地下油藏具有区域性特点，本次收集到项目区伴生气组分，详见表 3.2-4。

表 3.2-4 伴生气组分一览表

区块	相对密度	百分含量 (%)								
		甲烷	乙烷	丙烷	异丁烷	正丁烷	正戊烷	异戊烷	氮气	二氧化碳
12 区	0.716	71.626	9.211	3.978	0.329	0.830	0.094	0.085	13.58	0.265

塔河油田 12 区 H_2S 浓度介于 $1545\sim 262468\text{mg}/\text{m}^3$ ，平均为 $56151\text{mg}/\text{m}^3$ 。从 H_2S 含量的平面分布来看，12 区西南部 TH12403 井区硫化氢浓度最高，一般都在 $10\times 10^4\text{mg}/\text{m}^3$ 以上；中部 H_2S 浓度稍低一些，但也达到 $2\sim 7\times 10^4\text{mg}/\text{m}^3$ 以上；东部 H_2S 浓度相对较低，如 TH12107 井 H_2S 浓度只有为 $1545\text{mg}/\text{m}^3$ 。总体上，12 区西部硫化氢浓度较高，中部浓度次之，东部浓度最低。本项目 6 口井位于 12 区中、西部区域。

5) 燃料气成分

本项目井场加热炉燃料气由二号联合站经过处理的干气，燃料气组分见表 3.2-5。

表 3.2-5 燃料气组分

组分及主要物性	单位	含量 (%)
C_1	Mo1%	96.226
C_2	Mo1%	1.77
C_3	Mo1%	0.3
iC_4	Mo1%	0.062
nC_4	Mo1%	0.075
iC_5	Mo1%	0.02
nC_5	Mo1%	0.016
C_6	Mo1%	0.051
CO_2	Mo1%	0.475
N_2	Mo1%	0.967
H_2S	$\leq\text{mg}/\text{Nm}^3$	20

组分及主要物性	单位	含量 (%)
低位发热值	MJ/Nm ³	33.812
密度	kg/Nm ³	0.6982
相对密度 (标准状态)	kg/Nm ³	0.5796

3.3 区块开发规划

3.3.1 设计指标

主要设计指标见表 3.3-1。

表 3.3-1 本项目主要指标设计表

设计井数 (口)	井网	井距	开井率	采油速度 (%)	单井最大日产油能力 (t)	新增可采 (10 ⁴ t/a)
6	不规则井网	400m 以上	设计前三年开井率 100%, 从第四年开始逐次降低	1.37	20	32.57

3.3.2 开发方式

本项目 6 口油井投产初期以天然能量开发, 后期视天然能量评价结果转抽或注水、注气替油。

3.3.3 开发规模及指标预测

本项目共部署 6 口油井, 项目实施后最大产油能力 3.75×10^4 t/a (第 2 年), 最大产液量 4.67×10^4 t/a (第 15 年)。本项目开发指标预测见表 3.3-2。

表 3.3-2 本项目 15 年主要开发指标预测表

时间	单井日产液能力	单井日产油能力	气油比	年产液	年产油	注采年增油	年产油合计	年产气	累产油合计	累产气	含水率
年	t/d	t/d	m ³ /t	10 ⁴ t	10 ⁴ t	10 ⁴ t	10 ⁴ t	10 ⁸ m ³	10 ⁴ t	10 ⁸ m ³	%
2021	20.0	20.0	16	0.04	0.04	0.00	0.04	0.000	0.04	0.0001	0.0
2022	19.2	18.0	16	3.48	3.36	0.39	3.75	0.005	3.79	0.0054	6.0
2023	18.6	16.3	16	3.53	3.20	0.38	3.58	0.005	7.36	0.0106	12.0
2024	17.5	14.9	16	3.24	2.80	0.37	3.16	0.004	10.52	0.0150	15.1
2025	16.7	13.6	16	2.51	2.08	0.73	2.81	0.003	13.33	0.0184	18.5
2026	18.3	12.6	16	2.56	1.76	0.73	2.49	0.003	15.82	0.0212	31.3
2027	20.2	11.7	16	2.77	1.61	0.70	2.30	0.003	18.12	0.0238	42.0
2028	22.7	10.9	16	3.06	1.47	0.68	2.15	0.002	20.27	0.0261	51.9
2029	26.1	10.2	16	2.73	1.07	0.96	2.03	0.002	22.30	0.0278	60.9
2030	29.4	9.6	16	2.98	0.97	0.93	1.90	0.002	24.20	0.0294	67.4
2031	33.7	9.0	16	3.31	0.88	0.93	1.81	0.001	26.01	0.0308	73.4
2032	39.7	8.4	16	3.75	0.80	0.92	1.72	0.001	27.73	0.0321	78.8
2033	48.5	7.9	16	3.32	0.54	1.12	1.66	0.001	29.39	0.0329	83.7
2034	57.4	7.5	16	3.85	0.50	1.10	1.60	0.001	30.99	0.0337	87.0
2035	70.8	7.0	16	4.67	0.46	1.12	1.58	0.001	32.57	0.0345	90.1

3.4 项目组成

3.4.1 工程组成

本项目主要工程组成情况具体见表 3.4-1,运营期井场平面布置示意图见图 3.4-1,项目主要工程布局情况见图 3.4-2。

表 3.4-1 本项目工程组成

项目组成	工程分类	工程内容	建设规模	备注
主体工程	采油工程	抽油机	油井井口安装 5 台游梁式抽油机, 1 台皮带式抽油机, 共 6 台	新建/利旧
		井口装置	6 套	新建
	油气集输系统	集油管线	改造治理 TH12520XCH 井场至 12-2 计转站 $\Phi 114 \times 4.5\text{mm}$ 集油管线 3.04km、TH12547CH 井场至 TH12536 罐区 $\Phi 108 \times 5\text{mm}$ 集油管线 2.62km、TH12214CH 井场至 12-11 计转站 $\Phi 108 \times 4.5\text{mm}$ 集油管线 2.50km, 合计 8.16km	改造
			新建 TH12562H 井至 TH12559 井 DN125 非金属柔性复合管混输管线 1.60km	新建
		加热炉	6 台 400kW 水套加热炉 (每座井场各 1 台)	利旧
		站场	12-11 计转站、12-12 计转站, 对采出液进行三相分离及后续处理	依托
辅助工程	道路工程	通井道路	井场路均为砂石路面结构, 路面宽度为 5.5~6m, 路基宽度为 4~7m。	依托
	供电工程	井口变压器	——	依托
		供电线路	由附近已建油田 10kV 架空线路引接	依托
	仪控工程	仪控系统	每口油井设油井控制柜 1 台, 包括 RTU 测控系统、多功能电表等	依托
通信工程	通信系统	井场设视频监控共 6 套 (每座井场各 1 套), 采用无线方式远传至采油管理区	依托	
公用工程	给水	职工用水	值班职工饮用水采用桶装车运或依托现有站场提供	依托
	排水	旱厕	值班职工生活污水排放依托各站场内的旱厕; 井场雨水自然外排	依托
环保工程	施工期	固废	①施工废料尽量回收利用, 剩余废料集中收集后由施工单位拉运至施工现场附近计转站、联合站等场所内的垃圾桶中, 委托油田工程服务中心绿色环保工作站统一处理; ②生活垃圾集中收集后拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站统一处理	新建
		废气	①原材料运输、堆放要求遮盖; ②及时清理场地上弃渣料, 采取覆盖、洒水抑尘; ③加强施工管理, 尽可能缩短施工周期	——
		废水	①清管废水依托四号联合站、二号联合站内现有污水处理设施进行处理, 不外排; ②管线试压采用无腐蚀性的清洁水, 试压废水可经沉淀后用于施工场地洒水降尘; ③生活污水排入环保厕所, 定期清运	依托
		噪声	合理安排施工时间, 选用低噪声施工设备, 同时要加	新建

项目组成	工程分类	工程内容	建设规模	备注
			强检查、维护和保养工作等	
	运营期	固废	油泥砂拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站统一处理	依托
		废水	①井下作业废液拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站废液处理系统进行处理，处理达标后回注地层；②采出液分别依托塔河油田二号、四号联合站处理，分离出的采出水经站内采出水处理系统处理达标后回注地层，用于油田注水开发	依托
		噪声	选择低噪声设备；加强设备维护，使其处在最佳运行状态	新建
	闭井期	固废	施工废料部分回收利用，剩余废料集中收集后委托油田工程服务中心绿色环保工作站统一处理	新建
		废气	加强施工管理，尽可能缩短施工周期	新建
		废水	管道清管废水拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站废液处理系统进行处理，处理达标后回注地层	依托
		噪声	合理安排施工时间，选用低噪声施工设备，同时要加强检查、维护和保养工作等	新建
		生态恢复	减少施工占地，对临时占地进行生态恢复	新建
		风险应急措施	配备应急物资；建立环境风险应急预案等	依托

图 3.4-1 运营期典型井场平面布置示意图

图 3.4-2 工程布局图

3.4.2 主体工程

3.4.2.1 采油工程

1) 采油方式

在满足油藏配产的前提下，初期在掺稀情况下自喷开采，油井停喷或需要提液时采用抽稠泵、抗稠油电潜泵配合掺稀采油，考虑到油井产能的差异，产能较高井时采用抗稠油电潜泵配合掺稀采油。新建 5 台游梁式抽油机、1 台皮带式抽油机。

2) 油井生产管柱

(1) 油管

支撑管选用易钻+碳钢组合材质，在井斜 45° 以上选择易钻材质，45° 以下选用碳钢材质。

(2) 井口装置

本项目井口装备主要由套管头、油管头、采油树等组成。套管头底部采用螺纹连接方式与外层套管相连。密封形式采用橡胶密封结构。

3) 稠油降粘

本项目油井采用掺稀降粘工艺，最佳掺稀油密度为 0.90~0.910g/cm³，掺稀油源根据井位部署情况，就近由最近站场进行掺稀。

表 3.4-2 采油工程量一览表

部署井号	采油方式		稠油降粘		
	举升方式	管、杆需求	掺稀油源	掺稀比	备注
TH12520CH	抽稠泵	杆 2000m 油管 3500m	12-2 站	1.295	/
TH12551CH	电潜泵	油管 4500m	12-2 站	1.49	/
TH12562CH	抽稠泵	杆 2000m 油管 3000m	/	/	/
TH12235CX	电潜泵	油管 4500m	12-11 站	2.24	纳米保温油管
TH12214CH	抽稠泵	杆 2000m 油管 3500m	12-11 站	1.63	/
TH12547CH	抽稠泵	杆 2000m 油管 3000m	/	/	/

3.4.2.2 集输工程

1) 集输工艺流程

(1) 输油工艺流程

本次工程部署的 6 口井全部利用管道就近进入采油二厂已建站场生产，采用

井口加热掺稀三管集输工艺或加热双管集输工艺。

TH12520XCH、TH12551CH、TH12235CX、TH12214CH 井采出液依托现有井场加热炉加热后经已建混输管线分别输送至已建 12-2 计转站、12-11 计转站，经加热后由集油管线分别输送至二号联合站、四号联合站处理；在站内进行气液分离，分离出来的伴生气输送至轻烃站处理。

TH12562CH 井采出液依托现有井场加热炉加热，经新建混输管线输送至 TH12559 井，最终通过现有集油管线输送至已建 12-2 计转站，经加热后由集油管线输送至二号联合站处理；在站内进行气液分离，分离出来的伴生气输送至轻烃站处理。

TH12547CH 井采出液依托现有井场加热炉加热，经已建管线依次输送至 TH12536 泵站及 TH12562CH 井场，经 TH12562CH 至 TH12559 新建混输管道最终进入已建 12-2 计转站，经加热后由集油管线分别输送至二号联合站处理；在站内进行气液分离，分离出来的伴生气输送至轻烃站处理。

(2) 掺稀工艺流程

TH12520XCH、TH12551CH、TH12235CX、TH12214CH 井属于重质油油井，采用井口加热掺稀保温集输流程。二号联合站混配的稀油经现有掺稀管线输送至相应计转站，在站内与来自单井的采出液进行混合掺稀、气液分离，分离出来的油水混合物经加热后由现有集油管线分别输送至二号联合站和四号联合站进行处理；伴生气经除杂质后输送至二号联轻烃站处理。

2) 集输管线工程量

(1) 改造管线工程量

由于现有 3 段管线存在刺漏和未做内穿插治理，因此，本次针对此部分管线进行隐患治理，合计改造管线长度 8.16km，其中改造 TH12520XCH 井场至 12-2 计转站管线 3.4km，改造 TH12547CH 井场至 TH12536 罐区管线 2.62km，改造 TH12214CH 至 12-11 计转站管线 2.50km。

采用内穿插 HTPO 管防腐修复技术，即在原管道内插入一条高密度聚乙烯管（HTPO），利用非金属材料良好的化学稳定性和耐腐蚀性能，将高密度聚乙烯管内穿插在原有金属管道中，形成非金属内穿插和原金属管线包裹的一种“管中管”的复合结构。

(2) 新建管线工程量

根据油井所在区域情况，以及工程本身需要，新建 TH12562CH 井至 TH12559 井混输管道 1.60km。

本项目集输管线工程量见表 3.4-3。本项目油气集输系统流程见图 3.4-3。

表 3.4-3 管线位置图

序号	管线名称	起点	终点	坐标	地理位置图
1	新建 TH12562CH 井至 TH12559 井 混输管道	TH12562CH 井	TH12559 井	1: 83.353800° , 41.274422° ; 2: 83.356118° , 41.286217°	
2	改造 TH12520XCH 井场至 12- 2 计转站管 线	TH12520XCH 井场	12-2 计 转站	1: 83.385561° , 41.323584° ; 2: 83.417806° , 41.316156°	
3	改造 TH12547CH 井场至 TH12536 罐 区管线	TH12547CH 井场	TH12536 罐区	1: 83.335126° , 41.243068° ; 2: 83.350546° , 41.273161°	
4	改造 TH12214CH 井场至 12- 11 计转站 管线	TH12214CH 井场	12-11 计 转站	1: 83.509462, 41.438142; 2: 83.521864° , 41.454323°	

表 3.4-4 本项目油气集输流程表

序号	单井名称	进入站场	管线长度 (km)	管线规格	输量 (t/d)	集输方式	是否满足需求	建设性质
1	TH12214CH	12-11 掺稀混输站	2.50	Φ108×4.5mm	52	加热掺稀	满足	改造

塔河油田西部奥陶系油藏 2020 年第一期侧钻项目

2	TH12235CX	12-11 掺稀混输站	3.75	Φ 133×9.5mm	65	加热掺稀	满足	依托现有
3	TH12520XCH	12-2 计转站	3.04	Φ 114×4.5mm	46	加热掺稀	满足	改造
4	TH12551CH	12-2 计转站	2.08	Φ 108×10mm	50	加热掺稀	满足	依托现有
5	TH12562CH	TH12559 井	1.60	DN125	62	加热输送	满足	新建
6	TH12547CH	TH12536 罐区管线	2.62	Φ 108×10mm	54	加热输送	满足	改造

表 3.4-5 本项目集输系统工程量

序号	管线名称	输量 (t/d)	管线长度 (km)	规格	材质	集输方式	进入站场	进入联合站
1	新建 TH12562CH 井至 TH12559 井混输管道	62	1.60	DN125	无缝钢管	加热输送	12-2 计转站	二号联合站
小计		——	1.60	——	——	——	——	——
2	改造 TH12520XCH 井场至 12-2 计转站管线	46	3.04	Φ 114×4.5mm	HTPO 管	加热掺稀管输	12-2 计转站	二号联合站
3	改造 TH12547CH 井场至 TH12536 罐区管线	54	2.62	Φ 108×5mm	HTPO 管	加热输送	12-2 计转站	二号联合站
4	改造 TH12214CH 井场至 12-11 计转站管线	52	2.50	Φ 108×4.5mm	HTPO 管	加热掺稀管输	12-11 计转站	四号联合站
小计		——	8.16	——	——	——	——	——

图 3.4-3 本项目集输流程示意图

3.4.3 辅助工程

3.4.3.1 道路工程

本项目依托现有井场已有砂石路面。目前，塔河油田采油二厂内部已经形成较为完善的单井井场道路系统，井场路均为砂石路面结构，路面宽度为 5.5~6m，路基宽度为 4~7m，可以满足本次工程需求，本次无新增工作量。

3.4.3.2 供配电工程

12 区目前建有艾丁 35/10KV 变电站、12 区东 35/10KV 变电站和 12 区 110KV 变电站，区域内 10KV 配电网较为完善，。

本次部署的 6 口侧钻井高压电源均由附近已建油田 10kV 架空线路引接。目前每个井场配备变压器 1 台，共计 6 台，对井场新建的视频监控系统和 RTU 进行配电。现有的供配电系统可以满足本次工程用电需求，本次无新增工作量。

3.4.3.3 自控、通信工程

1) 自控工程

本次 6 口侧钻井均配置完善的自控仪表系统，满足本工程需求，本次无新增工作量。

2) 通信工程

12-11 计转站、10-4 计转站、12-2 计转站、均已敷设光缆，与站场外输管道同沟敷设，经二号联号联合站机房接入西北油田分公司网络，用来完成语音通信机视频、生产数据传输。

本次部署的 6 口侧钻井至站场之间采用光缆通信方式，光缆与单井集输管线同沟敷设，井场设置摄像头和远程喊话设备，其中 TH12214CH、TH12235CX 及 TH12520XCH 井因投产时间较早，目前通信模式为无线电话卡，本次工程新增 3 口单井至 12-11 计转站、12-2 计转站架空光纤共计 15km。

3.4.4 公用工程

3.4.4.1 给水

施工期的生产用水包括管线清管、试压用水。管道清管用水、试压用水均采用无腐蚀性的清洁水；施工人员生活用水采用桶装车运提供。

运营期用水主要是值班人员生活饮用水，采用桶装车运提供。

3.4.4.2 排水

本项目施工期清管废水依托四号联合站、二号联合站内现有污水处理设施进行处理，不外排。管线试压采用无腐蚀性的清洁水，试压废水可经沉淀后用于施工场地洒水降尘。施工作业期间，施工人员生活污水产生量较少，生活污水排入环保厕所，定期清运。

本项目运营期井场内雨水自然外排。井下作业废液拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站废液处理系统进行处理，处理达标后回注地层；采出液分别依托塔河油田二号、四号联合站处理，分离出的采出水经站内采出水处理系统处理达标后回注地层，用于油田注水开发。

3.4.5 依托工程

本项目涉及工程依托的环节主要包括清管废水处理、试压废水、采出液及采油污水处理、井下作业废液处理、油泥砂处置、生活污水及生活垃圾等。

本项目运营期采油污水经二号联合站、四号联合站污水处理系统处理达标后回用于油田注水开发，不外排；油泥砂、井下作业废液、生活垃圾等依托西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站处理；生活污水依托联合站生产区生活污水处理系统。

本项目依托工程可行性分析见表 3.4-6，由表 3.4-6 可知，本项目依托工程满足“三同时”要求，满足国家环保要求。

表 3.4-6 项目依托工程情况

依托内容	依托工程					本项目需求能力	环评及验收情况			依托可行性
	名称	设计规模	实际处理量	富余能力	环境影响报告名称		环评批复文号	验收批复文号		
采出液、原油及污水处理	四号联	采出液处理系统	400×10 ⁴ t/a	280×10 ⁴ t/a	120×10 ⁴ t/a	1.40×10 ⁴ t/a	塔河油田四号联合站及原油外输配套工程环境影响评价报告书	新环评价函[2012]1152号	新环函[2015]1183号	可行
		污水处理系统	4000m ³ /d	2917m ³ /d	1900m ³ /d					
	二号联	采出液处理系统	390×10 ⁴ t/a	310×10 ⁴ t/a	80×10 ⁴ t/a	2.81×10 ⁴ t/a	塔河油田二号联采出水系统扩建及采油二厂注水支干线完善工程环境影响报告表	阿地环函字[2020]709号	已通过验收	可行
		污水处理系统	5000m ³ /d	4869m ³ /d	131m ³ /d					
油泥砂处理	西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站		6×10 ⁴ m ³ /a	3.52×10 ⁴ m ³ /a	2.48×10 ⁴ m ³ /a	2.34t/a	受浸土、含油污泥、含油废物无害化资源化回收贮存处置利用配套项目环境影响报告表	阿地环函字[2018]448号	已通过验收	可行
井下作业废液处理			65m ³ /h	9.2m ³ /h	55.8m ³ /h	井下作业废液180m ³ /a	塔河油田一号固废液处理站扩建工程	阿地环函字[2015]397号	阿地环函字[2015]501号	可行

3.5 能源消耗

本工程能耗主要包括抽油机电耗、井口水套炉燃料气消耗。本项目运营期主要能源消耗统计见表 3.5-1。

表 3.5-1 能源消耗统计一览表

项目	电 ($10^4\text{kW}\cdot\text{h/a}$)	天然气 ($10^4\text{m}^3/\text{a}$)
用量	219	24.84

注：天然气消耗为水套加热炉天然气消耗。

3.6 工程占地

本工程占地总面积 93830m^2 ，全部为临时占地，不新增永久占地，临时占地在施工期将会对环境产生影响，工程结束后对临时占地进行生态恢复，可以将其影响降至最低。工程占地类型主要为耕地、林地、工矿仓储用地和未利用地。

表 3.6-1 本项目占地统计表

建设项目	临时占地面积 (m^2)	永久占地面积 (m^2)	备注
井场	12000	0	采油设备安装在现有井场内，无新增永久占地
管线	78080	0	施工作业带宽度 8m
修复作业 基坑	3750	0	基坑长度 $25\text{m}\times 6\text{m}$
小计	93830	0	
合计	93830		

3.7 劳动定员

本项目不新增劳动定员，设备设施的运行管理及维护由西北油田分公司内部调剂解决。

3.8 施工周期

本项目地面工程建设内容较少，单个井场地面工程施工周期约 10d，管线施工周期约 20d，施工总周期约 80d。

3.9 工艺流程及产污环节分析

3.9.1 施工期

本项目施工期主要为地面工程建设，主要包括井场设备安装、新建管线敷设和管线修复治理等内容。

1) 井场设备安装

本项目部署 6 口油井，共配套安装 5 台游梁式抽油机、1 台皮带式抽油机；每座井场各安装 1 台 400kW 水套加热炉。

按照“施工准备→基础验收划线→机座安装→减速器安装→支架安装→游梁安装→曲柄安装→刹车装置安装→附件安装→电机安装→电控箱安装→加注润滑油坚固螺栓→试运”的顺序完成各井场设备的安装。

2) 新建管线敷设

(1) 穿越施工

管道施工前，首先要对施工作业带进行清理和平整，以便施工人员、施工车辆和机械、管材等进入施工场地；管材防腐绝缘后运到现场，开始布管、组装焊接，无损探伤，补口及防腐检漏；在完成管沟开挖、顶管穿越等基础工作以后，按照施工规范，将在现场处理后的管道下到管沟内。

本项目管道施工时穿越土路 4 次，采用挖沟法进行穿越，穿越长度合计 60m，管道挖沟法施工过程见图 3.9-1。

本项目管道施工时穿越沥青路 1 处，采用顶管法进行穿越，穿越长度合计 30m。套管顶部距公路路面不小于 1.2m，距路边沟渠底面不小于 0.5m。顶管施工技术是国内外比较成熟的一项非开挖敷设管线的施工技术，目前国内采用较多的是采用大推力的千斤顶直接将预制套管压入土层中，再在管内利用人工或机械掏挖土石、清除余土而成管的施工方法。

顶管施工工艺过程为：测量放线→做顶管工作井→搭设平台→安装后背→铺设导轨→顶镐、顶铁、油泵就位→复测高程及中心线→安装管线→开挖管前土方→顶进。顶管施工过程见图 3.9-2。

图 3.9-1 管道挖沟法作业示意图

图 3.9-2 管线顶管施工示意图

(2) 清管及试压

管线系统安装完毕后，在投入生产前，必须进行吹扫及试压，清出管线内部的杂物并检验管线及焊缝的质量。当吹扫出的气体无铁锈、尘土、石块、水等脏物时为吹扫合格，吹扫合格后应及时封堵。

① 管线清管

管线系统压力试验合格后，应进行吹扫，吹扫采用空气吹扫。

吹扫前将设备进、出口隔断，将流量计、过滤器、调节阀等设备或仪表拆除。

吹扫压力不超过设备和管线系统设计压力。吹扫时进行间断性吹扫，并以最大量进行，空气流速不得小于 20m/s。吹扫过程中，当目测排气无烟尘时，在排出口用白布或涂白色油漆的靶板检查，在 5min 内，靶板上无铁锈及其他杂物为合格。

② 管线试压

管线液体压力试验介质为洁净水，强度试验压力为设计压力的 1.5 倍。液体压力试验时，必须排净系统内的空气。升压应分级缓慢，达到试验压力后停压 2h，然后降至设计压力，进行严密性试验，达到试验压力后停压 4h，不降压、无泄漏和无变形为合格。然后缓慢降压进行试验水的排放。

3) 管线修复治理

(1) 原金属管试压补漏

为保证管道内穿插效果，管道扫线清管完毕后，必须对原金属管进行试压试验(找漏)，试验介质采用无腐蚀性的清洁水，其试验压力为设计压力的 1.15 倍，试验完毕后对刺漏点进行补漏修复后，再进行 HTPO 管内穿插修复施工。

(2) 内穿插修复

在主管道内通过“0”型穿插技术插入一条高密度聚乙烯管 (HTPO)。内穿插修复工艺示意图见图 3.9-3。

图 3.9-3 内穿插修复工艺示意图

(3) 改造完后整体试压

为保证 HTPO 管连接效果，改造完后进行整体试压：管道按照原金属管道设计要求进行压力试验，要求全线整体试压，试验介质采用无腐蚀性的清洁水，考虑管道已服役一段时间，强度试验的压力和严密性试验压力均采用设计压力进行

试压。

综上，地面工程建设过程中主要产污环节：施工期产生的施工扬尘（G1-1）、施工废气（G1-2）、焊接烟尘（G1-3）、施工噪声（N1-1）、管道清管废水（W1-1）、试压废水（W1-2）、施工废料（S1-1）。另外，施工期人员会产生生活污水（W1-3）和生活垃圾（S1-2）。

施工期主要产污环节见表 3.9-1，主要工艺流程及产污环节见图 3.9-4。

表 3.9-1 本项目施工期主要产污环节分析

污染物			
废气	废水	固体废物	噪声
施工扬尘（G1-1）	管道清管废水（W1-1）	施工废料（S1-1） 生活垃圾（S1-2）	施工噪声（N1-1）
施工废气（G1-2）	试压废水（W1-2）		
焊接烟尘（G1-3）	生活污水（W1-3）		

图 3.9-4 施工期工艺流程及产排污节点

3.9.2 运营期

项目的运营期主要是采油、油气集输等主要流程。另外，还包括采油井的井下作业等辅助流程。

1) 采油

本项目采用机械采油，选用 5 台游梁式抽油机，1 台皮带式抽油机。

2) 油气集输

本次工程部署的 6 口井采出液经掺稀加热后通过混输管线管输至计转站，在计转站气液分离处理，分离后的气相经管道输送至二号联轻烃站进一步分离，分离出天然气、轻烃、液化气自用于井场加热炉做燃料或外售第三方；分离出的采出液管输送至四号联合站或二号联合站处理，采出液在站内进行二相分离，分离出的采出水经塔河油田二号、四号联合站采出水处理系统处理后回注地层，不外排。

3) 井下作业

井下作业主要是指对存在问题的井进行作业，基于每口井不同的井下复杂情况，井下作业可分为大修和小修。修井作业常规工艺如：冲砂、检泵、下泵、清防蜡、防砂、配注、堵水、封串、挤封、二次固井、打塞、钻塞、套管整形、修

复、打捞等作业，以恢复采油井产能、封堵无效层以及其他井下故障处理的过程。

井下作业通井机、机泵的运行会产生井下作业噪声；另外井下作业过程中产生井下作业废液，包括修井、洗井废水，其中主要污染物含有 SS、石油类等。井下作业过程中，严格按照要求，带罐作业，产生的废水全部进入施工现场污水罐，并拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站废液处理系统进行处理，处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）相关要求回注地层；另外在井下作业过程中，会产生少量油泥砂，拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站统一处理。

项目运营期的主要产污环节包括：采油井场无组织挥发废气（G2-1）、水套加热炉废气（G2-2），井下作业过程中施工机械产生的井下作业噪声（N2-1）、抽油机等采油设备运转产生的采油设备噪声（N2-2），井下作业过程中产生的作业废液（W2-1），联合站分出采油污水（W2-2），在采出液及采油污水处理过程中会产生油泥砂（S2-1）、井下作业产生的油泥砂（S2-2）。另外，本项目运营期无新增劳动定员，故运营期无新增生活污水与生活垃圾产生。

综上，运营期主要产污环节见表 3.9-2，主要工艺流程及产污环节见图 3.9-5。

表 3.9-2 本项目运营期主要产污环节分析

阶段	工程内容	污染物			
		废气	废水	固体废物	噪声
运营期	井下作业	---	作业废液（W2-1）	油泥砂（S2-2）	井下作业噪声（N2-1）
	采油	井场无组织挥发废气（G2-1）	---	---	采油噪声（N2-2）
	油气集输	加热炉废气（G2-2）	---	---	---
	油气处理	---	采油污水（W2-2）	油泥砂（S2-1）	---

图 3.9-5 运营期工艺流程及产排污节点图

3.9.3 闭井期

运营期结束后进入闭井期，闭井期主要是把井场设备拆除，井口封存，清理井场等过程。

表 3.9-3 本项目闭井期主要产污环节一览表

阶段	工程内容	污染物			
		废气	废水	固体废物	噪声
闭井期	设备拆除、封井施工	施工废气 (G3-1) 施工扬尘 (G3-2)	清管废水 (W3-1)	废弃井口设备及废弃建筑残渣 (S3-1) 油泥砂 (S3-2)	设备拆除及封井施工噪声 (N3-1)

图 3.9-6 项目闭井期主要产污环节图

3.10 主要污染物排放及治理措施

3.10.1 施工期污染物排放情况

3.10.1.1 废气

本项目施工期大气污染物主要包括施工扬尘 (G1-1)、施工废气 (G1-2) 和焊接烟尘 (G1-3)。

1) 施工扬尘 (G1-1)

本项目管线敷设、井场设施建设、车辆运输过程等均会产生少量施工扬尘。

施工期产生的扬尘污染主要取决于施工作业方式、材料的堆放以及风力等因素,其中受风力因素的影响最大,随着风速的增大,施工扬尘的污染程度和超标范围也将随之增强和扩大。

汽车运输也会产生扬尘污染,其扬尘量、粒径大小等与多种因素如路面状况、车辆行驶速度、载重量和天气情况等相关。其中风速、风向等天气状况直接影响扬尘的传输方向和距离。由于汽车运输过程中产生的扬尘时间短、扬尘落地快,其影响范围主要集中在运输道路两侧,如果采用道路定期洒水抑尘、控制车辆装载量并采取密闭或者遮盖措施,可有效减少运输扬尘对周围环境空气的影响。

2) 施工废气 (G1-2)

施工废气主要为施工过程中车辆与机械废气。

本项目井场设施建设、车辆运输过程中,将有少量的施工车辆与机械废气产生,主要污染物为 SO_2 、 NO_x 、 C_mH_n 等。由于废气量较小,且施工现场均在野外,有利于污染物的扩散,同时废气污染源具有间歇性和流动性。因此,对局部地区的环境影响较轻。

3) 焊接烟尘 (G1-3)

焊接烟尘是指在管线连接处焊接过程中产生的气体及粉尘。焊接烟尘主要来自焊条的药皮，少量来自焊芯及被焊工件。焊接烟尘产生量较小，且施工现场均在野外，焊接地点分散，有利于焊接烟尘的扩散，因此对局部地区的环境影响较轻。焊接烟尘的产生量与焊条的种类有关，施工中要求施工单位选用低毒低尘焊条，可最大限度地降低施工过程对周围空气环境的不利影响。

3.10.1.2 废水

本项目施工期水污染物主要包括管道清管废水（W1-1）、试压废水（W1-2）和生活污水（W1-2）。

1) 管道清管废水（W1-1）

对现有集油干线内部进行清洗会产生清管废水。项目采用无腐蚀性的清洁水对管线内壁分批次、分段进行冲洗，清管废水最大产生量约为 78m³，主要污染物为石油类，通过现有集输管道输至塔河油田四号联进行处理，处理达标后回注地层，不外排。

2) 试压废水（W1-2）

管道采用分段试压方式，本项目新建管线 1.60km，治理管线 8.16km，经核算，新建试压废水产生量约为 98m³，试压废水中主要污染物为悬浮物，经收集沉淀后用于洒水降尘，不外排。

3) 生活污水（W1-3）

生活污水主要来自地面工程建设等过程中施工人员产生的生活污水。施工期按照 25 人计，一般生活用水量约 50L/(人·d)，生活污水产生量为用水量的 80%，本项目总施工周期约为 80d，生活污水产生量约为 80m³，本项目施工人员生活污水排入环保厕所，定期清运，不外排。

3.10.1.3 固体废物

1) 施工废料（S1-1）

施工废料主要包括管道焊接作业中产生废焊条、防腐作业中产生的废防腐材料等。施工废料产生量约为 20kg/km 管道，本项目新建、治理管道共计 9.76km，因此，施工废料产生量为 0.2t。施工废料尽可能回收利用，剩余废料拉运至市政部门指定地点，由环卫部门处理。

2) 生活垃圾（S1-2）

项目开发建设期间生活垃圾主要来自地面工程施工现场。生活垃圾按照每人每天产生 0.5kg 计算，施工人员 25 人，施工总周期约为 80d，施工期生活垃圾

产生量约为 1t。生活垃圾集中收集后拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站统一处理。

3.10.1.4 噪声

本项目施工期噪声主要为施工机械噪声（N1-1）。场地的平整、设备的运输等施工过程中，因使用各种机械工具和车辆而产生噪声污染，具有间断性和暂时性。施工中使用的机械、设备和运输车辆主要有推土机、吊管机、电焊机和切割机等。由于施工时间较短，且均在野外，施工产生的噪声只对局部环境造成短时影响。

类比同类工程施工机械的噪声源强，确定本项目施工机械的噪声源强见表 3.10-1。

表 3.10-1 本项目施工期噪声统计表

序号	项目	设备名称	声压级 (dB (A))
1	地面工程建设	挖掘机	92
2		推土机	95
4		牵引绞车	88
5		电焊机	85
6		切割机	95

3.10.1.5 生态

1) 施工作业带清理和管沟开挖

本项目所在区域以荒地为主，油田在开发阶段中的地面建设、新建管道等过程，会对区域内的生态环境，特别是建设范围内的生态环境造成严重影响。本项目施工期影响主要表现在占用土地、改变土地利用类型、扰动土层、破坏植被。

集油管道管沟开挖过程中，造成的土体扰动将使土壤的结构、组成及理化性质特性等发生变化，进而造成对土壤的侵蚀，影响植被的恢复、农作物的生长发育等。

本项目管道主要采用沟埋方式敷设。管道敷设施工作业带控制在 8m 范围内。管沟开挖作业带范围内的土壤和植被都会受到扰动或者破坏，尤其是在开挖管沟约 5m 的范围内，植被破坏严重。

2) 工程占地

本工程占地总面积 93830m²，均为临时占地。临时占地在施工期将会对环境产生影响，工程结束后对临时占地进行生态恢复，可以将其影响降至最低。

3.10.2 运营期污染物排放情况

3.10.2.1 废气

本项目运营期间产生的大气污染物主要为井场无组织挥发废气（G2-1）、加热炉废气（G2-2）。

1) 井场无组织挥发废气（G2-1）

本项目井场无组织挥发主要为井场无组织挥发废气，主要污染物为非甲烷总烃、硫化氢。

本项目井场无组织挥发主要为井场无组织挥发废气，主要污染物为非甲烷总烃、H₂S。本项目采用密闭集输可极大地减少无组织废气挥发量。根据类比调查，结合各油田的经验数据并咨询行业专家，井场非甲烷总烃、H₂S 无组织挥发量计算公式如下：

$$G_{\text{轻烃}} = M \times \lambda \times \rho \times \eta \times \beta$$

$$G_{\text{非甲烷总烃}} = G_{\text{轻烃损耗}} \times \alpha$$

$$G_{\text{H}_2\text{S}} = M \times \lambda \times \eta \times \beta \times \gamma$$

式中：G 轻烃损耗——油井轻烃（油气）损耗量，kg/a；

M——油井产油能力，t/a；

λ ——气油比，m³/t；

ρ ——井口挥发轻烃的密度，kg/m³；

η ——油气集输系统损耗率，取 5%；

β ——井口挥发占油气集输系统总损耗的百分比，管输井场取 20%；

α ——伴生气中非甲烷总烃的质量百分比含量，%；

γ ——伴生气中硫化氢的浓度，mg/m³；

根据项目开发指标预测，本项目井场烃类挥发总量为 0.0858t/a，其中非甲烷总烃为 0.021t/a，硫化氢无组织排放量为 0.0066t/a，详见表 3.10-2。

表 3.10-2 本项目轻烃、非甲烷总烃、H₂S 产生量计算参数及计算结果

项目	单井计算结果	6 口井计算结果
油井产油能力 (10 ⁴ t)	0.625	3.750
气油比 (m ³ /t)	16	16
井口挥发轻烃的密度 (kg/m ³)	0.716	0.716
井口总烃挥发量 (t/a)	0.0143	0.0858
非甲烷总烃占比 (%)	24.55	24.55
井场非甲烷总烃挥发量 (t/a)	0.0035	0.0210
H ₂ S 浓度 mg/m ³	56151	56151

项目	单井计算结果	6 口井计算结果
H ₂ S 排放量 (t/a)	0.0011	0.0066

2) 加热炉废气 (G2-2)

(1) 污染物核算

本项目新建 6 台 400kW 加热炉，燃料为二号联外输干气，燃烧烟气分别经 6 根高 8m、内径 0.2m 的排气筒排放。按照加热炉运行 365d，加热炉热效率 90%、燃料气平均低位发热量按 33.812MJ/m³ 计，本项目投产后加热炉伴生气年均消耗量约 24.84×10⁴m³/a (单台 4.14×10⁴m³/a)。

根据《第一次全国污染源普查工业污染源产排污系数手册》(2011 年 9 月 1 日) 以及《实用环境保护数据大全》中相关天然气燃烧产排污系数，燃烧 1Nm³ 天然气约产生 13.6Nm³ 的烟气；产排污系数表中 SO₂ 的产排污系数是以含硫量 (S) 的形式表示的，其中含硫量 (S) 是指燃气收到基硫分含量，单位为 mg/m³。本次环评采用《天然气》(GB 17820-2018) 中二类标准要求，因此 S=100；本次环评中对于燃烧室产生的烟尘参照“《实用环境保护数据大全》中每燃烧 1000m³ 燃料气产生烟尘 0.12kg”进行计算，颗粒物、SO₂、NO_x 外排总量分别为 0.300t/a、0.498t/a、4.650t/a。

表 3.10-3 水套加热炉废气污染物排放情况一览表

井号	加热炉数量 400kW 台	燃气量 10 ⁴ m ³ /a	烟气量 10 ⁴ m ³ /a m ³ /h		NO _x			SO ₂			颗粒物			排气筒编号及参数
					浓度	速率	排放量	浓度	速率	排放量	浓度	速率	排放量	
					mg/m ³	kg/h	t/a	mg/m ³	kg/h	t/a	mg/m ³	kg/h	t/a	
TH12520CH	1	41.4	564.11	643.96	137.43	0.088	0.775	14.71	0.009	0.083	8.83	0.006	0.050	DA001, H/D=8m/0.2m
TH12551CH	1	41.4	564.11	643.96	137.43	0.088	0.775	14.71	0.009	0.083	8.83	0.006	0.050	DA002, H/D=8m/0.2m
TH12562CH	1	41.4	564.11	643.96	137.43	0.088	0.775	14.71	0.009	0.083	8.83	0.006	0.050	DA003, H/D=8m/0.2m
TH12235CX	1	41.4	564.11	643.96	137.43	0.088	0.775	14.71	0.009	0.083	8.83	0.006	0.050	DA004, H/D=8m/0.2m
TH12214CH	1	41.4	564.11	643.96	137.43	0.088	0.775	14.71	0.009	0.083	8.83	0.006	0.050	DA005, H/D=8m/0.2m
TH12547CH	1	41.4	564.11	643.96	137.43	0.088	0.775	14.71	0.009	0.083	8.83	0.006	0.050	DA006, H/D=8m/0.2m
合计	6	248.4	3384.66	/	/	0.528	4.650	/	0.054	0.498	/	0.036	0.300	/

根据表 3.10-3，本项目水套加热炉烟气污染物浓度均能满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）表 2 中新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值要求（颗粒物：20mg/m³、SO₂：50mg/m³、NO_x：200mg/m³），加热炉燃烧烟气经高 8m、内径 0.2m 的排气筒排放，排气筒高度能够达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）中燃气锅炉烟囱不低于 8m 的要求。

3.10.2.2 废水

本项目运营期产生的废水主要包括井下作业废液(W2-1)、采油污水(W2-2)。

1) 井下作业废液 (W2-1)

井下作业废液主要包括修井作业产生的井筒循环液、井口返排水、冲洗水、冷却水(机械污水)。每次修井产生的废液量约 30m³,按每年单井修井 1 次计算,本项目井下作业废液产生量为 180m³/a(6 口井),主要污染物为石油类及悬浮物。

本项目井下作业废液由罐车拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站废液处理系统进行处理,处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T 5329-2012)相关要求回注地层,不外排。

2) 采油污水 (W2-2)

依据本项目 15 年开发指标预测表,采油污水最大产量出现在开发第 15 年,产液量为 4.67×10⁴m³/a,产油量为 0.46×10⁴m³/a,则采油污水产生量为 4.21×10⁴m³/a,主要污染物为石油类、COD 及悬浮物。采出水依托塔河油田二号、四号联合站内采出水处理系统处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T 5329-2012)中推荐水质标准后回用于油田注水开发,不外排。

3.10.2.3 固体废物

本项目运营期产生的固体废物主要包括塔河油田二号、四号联合站清罐产生的油泥砂(S2-1)、井下作业产生的油泥砂(S2-2)。

本项目在采出液及采出水处理过程以及井下作业过程中均会产生油泥砂(S2-1、S2-2)。根据前期开发经验,本项目油泥砂产生量按每 1.0×10⁴t 采出液产生油泥砂量为 0.5t,本项目最大产液量为 4.67×10⁴t/a,则本项目油泥砂的产生量为 2.34t/a。

本项目油泥砂属于危险废物(HW08/071-001-08),全部拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站统一处理。

本项目运营期危险废物汇总情况见表 3.10-4。

表 3.10-4 本项目运营期危险废物汇总表

危险废物名称	油泥砂
危险废物类别	HW08 废矿物油与含矿物油废物
危险废物代码	071-001-08 石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚
产生量	2.34t/a
产生工序及装置	作业现场、采出液及采油污水处理过程中

形态	固体
主要成分	砂石、矿物油
有害成分	矿物油
产废周期	每次作业、清罐产生，无明显周期性
危险特性	T, I
污染防治措施	拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站统一处理

3.10.2.4 噪声

项目运营期主要噪声源统计情况见表 3.10-5。

表 3.10-5 项目运营期噪声源统计表

序号	生产运行项目	设备名称	声压级 (dB (A))	防治措施	降噪后 (dB (A))
1	井下作业 N2-1	通井机	100	/	100
2		机泵	80	/	80
3	井场采油 N2-2	抽油机	65	/	65

3.10.2.5 生态

项目生产运营期对生态环境的影响较小，主要为作业过程产生的废物对地表土壤的污染以及事故条件下对生态环境的影响等。运营期采取以下生态保护及补偿措施：

1) 本项目事故状态下将对生态环境造成较大的影响，因此须对事故风险严加防范和控制。加强日常生产监督管理和安全运行检查工作，制定安全生产操作规程，加强职工安全意识教育和安全生产技术培训。一旦发现事故应及时采取相应的补救措施，尽量减少影响和损失。

2) 对于作业过程中产生的各类废物及时进行妥善处置和处理，不得长期在环境中堆存，避免对景观环境、土壤和水体造成影响。

3) 对各种设备、阀门定期进行检查，防止跑、冒、滴、漏，及时巡检，消除事故隐患。

3.10.3 闭井期环境影响分析

3.10.3.1 废气

闭井期井场设备的拆除、井口封堵、井场清理等过程中，将有少量施工扬尘和施工机械废气产生，主要污染物为颗粒物、SO₂、NO₂、C_mH_n等。由于废气量较小，

且施工现场均在野外,有利于污染物扩散,同时废气污染源具有间歇性和流动性,因此对局部地区的环境影响较轻。

3.10.3.2 固废

1) 地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、建筑垃圾,应集中清理收集,不能回收的外运至指定填埋场填埋处理;

2) 地面设施拆除、井场清理等工作过程中被原油污染的土壤或油渣等危险固废,拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站统一处理。

3.10.3.3 噪声

油井进入闭井期时,噪声主要源自井场设备拆卸和车辆运输,影响范围在声源周围 200m 范围内。

3.10.3.4 废水

闭井期井场混输管线清理过程中会产生清管废水,清管废水收集后由罐车拉运至塔河油田二号、四号联合站采出水处理系统处理,达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T 5329-2012)中推荐水质标准后回注地层,用于油田注水开发,不外排。

3.10.4 非正常工况

本项目为油田采掘类项目,油井一旦投入采油会一直处于运行状态,除非井下作业或者发生风险事故;西北油田分公司具备完善的事故应急预案及风险防范措施,并定期巡线。因此,发生事故的几率很低。

运行过程中,项目集油管线可能由于腐蚀、老化或其他原因破损泄漏,会对周围的土壤造成一定污染。发生事故后,应及时维修,并将被污染的土壤挖出作为油泥,拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站统一处理。另外,本项目废气非正常工况排放主要指井场水套加热炉有组织排放废气存在超标风险。本项目通过采用双电路供电、选用优质设备、加强运行管理的措施,可以避免废气非正常工况的发生。

3.10.5 污染物排放情况汇总

项目施工期和运营期的各种污染物排放情况见表 3.10-6,项目投产后污染物产生及排放情况见。

表 3.10-6 本项目施工期、运营期污染物排放情况汇总表

项目	阶段	污染源	主要污染工序	污染物	产生量	削减量	排放量	主要处理措施及排放去向
废气	施工期	施工扬尘 (G1-1)	管沟开挖、场地平整、车辆运输	扬尘	少量	—	少量	合理化管理、控制作业面积、控制车辆装载量并采取密闭或者遮盖措施、大风天停止作业等措施
		施工废气 (G1-2)	施工车辆与机械	SO ₂ 、NO _x 、C _m H _n	少量	—	少量	选用专业作业车辆及设备, 使用品质较好的燃油, 加强设备和运输车辆的检修和维护
		焊接烟尘 (G1-3)	管线焊接	烟尘	少量	—	少量	采用无毒或低毒焊条
	运营期	烃类无组织挥发 (G2-1)	采油	非甲烷总烃	0.021t/a	0	0.021t/a	采用密闭集输; 加强日常管理
		H ₂ S 无组织挥发 (G2-2)	采油	H ₂ S	0.0066t/a	0	0.0066t/a	采用密闭集输; 加强日常管理
		水套加热炉废气 (G2-3)	水套加热炉	SO ₂	14.71mg/m ³ ; 0.498t/a	0	14.71mg/m ³ ; 0.498t/a	以塔河油田二号联合站处理的干气作为燃料, 通过一根高度 8m, 内径 0.2m 排气筒排放
				NO _x	137.43mg/m ³ ; 4.650t/a	0	137.43mg/m ³ ; 4.650t/a	
	颗粒物			8.83mg/m ³ ; 0.300t/a	0	8.83mg/m ³ ; 0.300t/a		
	闭井期	施工废气 (G3-1)	施工车辆与机械	SO ₂ 、NO _x 、C _m H _n	少量	—	少量	加强车辆管理和维护; 选择技术先进的动力机械设备
施工扬尘 (G3-2)		地面设施拆除、井场清理	扬尘	少量	—	少量	采取合理化管理、洒水抑尘、大风天停止作业等措施	
废水	施工期	管道清管废水 (W1-1)	管道清管	COD、石油类	78m ³	78m ³	0	通过现有集输管道输至塔河油田四号联进行处理, 处理达标后回注地层
		试压废水 (W1-2)	管道试压	悬浮物	98m ³	98m ³	0	收集后经沉淀后用于洒水降尘
		生活污水 (W1-3)	施工人员生活	悬浮物、COD	80m ³	80m ³	0	生活污水排入环保厕所, 定期清运, 不外排

塔河油田西部奥陶系油藏 2020 年第一期侧钻项目

项目	阶段	污染源	主要污染工序	污染物	产生量	削减量	排放量	主要处理措施及排放去向	
固体废物	运营期	井下作业废液 (W2-1)	井下作业	悬浮物、石油类	180m ³ /a	180m ³ /a	0	拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站废液处理系统进行处理, 处理达标后回用于油田注水开发, 不外排	
		采出水 (W2-1)	油气处理	COD、石油类、悬浮物	4.21×10 ⁴ t/a	4.21×10 ⁴ t/a	0	依托塔河油田二号、四号联合站采出水处理系统处理, 处理达标后回用于油田注水开发, 不外排	
		清管废水	管道清管	石油类、悬浮物	少量	少量	0	依托塔河油田二号、四号联合站采出水处理系统处理, 处理达标后回用于油田注水开发, 不外排	
	施工期	施工期	施工废料 (S1-1)	施工建设过程	废焊条、废边角料等	0.2t	0.2t	0	施工废料部分回收利用, 剩余废料拉运至市政部门指定地点, 由环卫部门处理
			生活垃圾 (S1-2)	施工人员生活	生活垃圾	1t	1t	0	拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站统一处理
		运营期	油泥砂 (S2-1、S2-2)	油气处理、井下作业	石油类	2.34t/a	2.34t/a	0	拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站统一处理
		闭井期	废弃井口设备及废弃建筑残渣 (S3-1)	设备拆除、井场恢复	废弃设备、管线、建筑垃圾	少量	少量	0	集中清理收集, 不能回收的外运至指定填埋场填埋处理
			油泥砂 (S3-2)	地面设施拆除、井场清理	石油类	少量	少量	0	拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站统一处理

表 3.10-7 项目投产后塔河油田 12 区污染物产生及排放情况汇总表

污染物	现有工程排放量	在建工程排放量	本项目			以新带老	最终排放量	排放增减量	
			产生量	削减量	排放量				
废气	废气量 (10 ⁴ m ³)	63861.18	0	3466.44	0	3466.44	0	67327.62	+3466.44
	SO ₂ (t/a)	9.39	0	0.498	0	0.498	0	9.888	+0.498

塔河油田西部奥陶系油藏 2020 年第一期侧钻项目

污染物	现有工程 排放量	在建工程 排放量	本项目			以新带老	最终排放量	排放增减量
			产生量	削减量	排放量			
NO _x (t/a)	91.96	0	4.650	0	4.650	0	96.610	+4.650
颗粒物 (t/a)	5.36	0	0.300	0	0.300	0	5.660	+0.300
无组织排放H ₂ S (t/a)	1.65	0	0.0066	0	0.0066	0	1.6566	+0.0066
无组织排放非甲烷总烃 (t/a)	183.90	0	0.021	0	0.021	0	183.921	+0.021
废水	钻井废水 (10 ⁴ t/a)	0	0	0	0	0	0	+0
	采出水 (10 ⁴ t/a)	0	0	4.21	4.21	0	0	+0
	作业废液 (10 ⁴ t/a)	0	0	0.018	0.018	0	0	+0
固废	钻井固废 (t/a)	0	0	0	0	0	0	+0
	压裂废液 (t/a)	0	0	0	0	0	0	+0
	油泥砂 (t/a)	0	0	2.34	2.34	0	0	+0
	废机油 (t/a)	0	0	0	0	0	0	+0

3.11 清洁生产分析

对于石油开采行业来说,对地下开采出的原油组成、性质均取决于地质因素,非企业本身所能控制,且石油开发工艺已非常成熟,所以从改变原料与工艺方面防治污染,其难度较大。目前国内外石油开发行业在清洁生产方面更强调压缩排污和循环回用,即尽可能使产生的污染物得到再生和循环,从技术上减少污染物外排量。

本项目的清洁生产分析主要从清洁生产工艺和设备、清洁生产措施、清洁生产总体评价和循环经济等方面进行分析。

3.11.1 清洁生产的工艺和设备

1) 本项目依托附近现有联合站采出水处理设施,利用其剩余处理能力,减少新增站场的建设;

2) 本项目混输管线外侧采用聚氨脂泡沫黄夹克保温,能够有效降低管线腐蚀速率,减少穿孔等事故的发生。

3.11.2 清洁生产措施分析

本项目采取的清洁生产措施如下:

1) 本项目采出水依托塔河油田二号、四号联合站采出水处理系统处理后用于区块注水开发,无外排,并节约了区块注水开发新鲜水消耗;

2) 油泥砂拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站统一处理。

3.11.3 清洁生产总体评价

本项目对污染物的处理方式合理,回收设施完善,在污染物排放量控制及废水循环利用等方面也达到了较高水平,在清洁生产设施的选用上也减少了资源、能源的消耗,削减了污染物的产生量,将清洁生产的思想贯穿于生产的全过程,符合清洁生产要求,为油田持续、稳定、清洁开发打下了坚实的基础。

3.11.4 清洁生产建议

1) 在满足生产需要的前提下,要尽量控制耗电量;

2) 定期检查和维修各类管线、容器等可能发生泄漏的部位,减少或杜绝泄漏事故的发生。定期检查生产设施,保证其处于正常运行和使用状态。严格岗位责任制,定期对员工进行环境保护意识教育;

3) 严格管理, 确保各项环保措施的落实。如对井下作业队伍废水回收装置的使用情况, 井场油泥砂回收、处置情况进行检查;

4) 井下作业施工要严格占地标准, 尽量减少占地, 减少对土壤和植被的破坏;

5) 油田进入开发后期后, 应采取如下环保措施:

(1) 加强管理, 增加设施巡视次数, 及时发现并处理管线破裂、穿孔等事故, 将油气泄漏量降至最低并及时回收污染物;

(2) 对废弃油井要做好安全封井工作, 井眼要内外封堵, 同时要保证固井、封井措施的有效可行, 防止油水串层。

3.11.5 循环经济分析

循环经济模式倡导环境和谐发展的经济模式, 以实现资源使用的减量化、产品的反复使用和废弃物的资源化, 其主要特征为低投入、高利用和低排放。

石油天然气是不可再生资源, 在油田开发过程中要以资源为基础, 通过产业创新、制度创新和技术创新, 提高资源的开发效率和资源的利用率, 减少其他资源的消耗, 拉长产业链条, 使废料和余能多次回收复用, 物质合理循环, 价值逐级增值, 形成互为资源、协同高效发展的发展模式。

本项目开发建设在采油、集输等各生产环节, 都非常重视“清洁生产”、“循环经济”理念的落实。项目充分利用塔河油田二号、四号联合站采出水处理设施余量对采出水处理达标后用于回注开发, 做到了资源的回收利用, 减少了新鲜水的消耗。

综上所述, 项目整体耗能较低, 使用了清洁能源。采用的集输工艺较为环保, 污染物排放控制在较低水平, 各种资源和废物综合利用措施有效, 符合循环经济减量化、再利用和资源化的原则。

3.12 污染物排放总量控制分析

3.12.1 总量控制因子

根据《国务院关于印发“十三五”生态环境保护规划的通知》(国发[2016]65号), 主要污染物总量控制指标 4 个, 分别为 SO_2 、 NO_x 、化学需氧量和氨氮。

本工程油气集输和处理采用密闭集输工艺, 井场内设置水套加热炉, 用联合站处理后的干气作为燃料, 燃料燃烧产生 SO_2 、 NO_x 、颗粒物等废气。

运营期产生的采出水进入联合站污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T 5329-2012) 中的有关标准后回注油层, 不外排; 井

下作业废液拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站废液处理系统进行处理，处理达标后回注地层。

根据《关于在南疆四地州深度贫困地区实施〈环境影响评价技术导则 大气环境（HJ 2.2-2018）〉差别化政策有关事宜的复函》（环办环评函[2019]590 号）和自治区建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法，本项目的污染物排放总量控制因子如下：

废气污染物： SO_2 、 NO_x 。

3.12.2 本项目污染物排放总量

根据自治区建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法，结合本项目排放特征，确定总量控制因子为大气污染因子： SO_2 、 NO_x 。项目运营期 SO_2 排放量为 0.498t/a， NO_x 排放量为 4.650t/a。

4 区域环境概况

4.1 地理位置

本项目位于塔河油田 12 区，隶属于阿克苏地区库车市。阿克苏地区位于新疆维吾尔自治区天山南麓、塔里木盆地北缘，东经 $78^{\circ} 03'$ 至 $84^{\circ} 07'$ 之间，北纬 $39^{\circ} 30'$ 至 $42^{\circ} 41'$ 之间，总面积 $13.2 \times 10^4 \text{km}^2$ 。北靠温宿县，南邻阿瓦提县，西与乌什、柯坪两县相毗邻，东与新和、沙雅两县接壤，东南部伸入塔克拉玛干大沙漠与和田地区的洛浦、策勒两县交界。

库车市位于天山中部南麓，塔里木盆地北缘，地理位置为北纬 $40^{\circ} 46' \sim 42^{\circ} 35'$ ，东经 $82^{\circ} 35' \sim 84^{\circ} 17'$ 之间，东与巴音郭楞蒙古自治州的轮台县为邻，东南与尉犁县相接，南靠塔克拉玛干沙漠，西南与沙雅县相连，西以渭干河为界与新和县隔河相望，西北与拜城县接壤，北部与巴音郭楞蒙古自治州和静县毗连，属阿克苏地区东端。库车市境南北长 193km，东西宽 164km，全市面积 $1.52 \times 10^4 \text{km}^2$ ，东距自治区首府乌鲁木齐市直线距离 448km，公路里程 753km，西距行署驻地阿克苏市直线距离 227.5km，公路里程 257km。

4.2 自然环境概况

4.2.1 地形地貌

库车市域在大地构造上处于天山地槽褶皱带与塔里木台地两大构造单元的接触部位，沿东西走向，在乌（乌鲁木齐）喀（什）公路（314 道）以北 30km 范围内分布新构造运动第三系地层，却勒塔克背斜（低山）和亚肯背斜以北为第四纪沉积洼地，东路以南上部地层为第四纪地质结构的冲积、洪积和风积层，均为巨厚的松散堆积物。

库车市北部天山山脉，呈东西走向，海拔 1400~4550m；后山区呈现高山地貌，海拔 4000m 以上为积雪带，为库车平原提供水源。前山区海拔 1400~2500m 之间，主要分布有风化作用强烈的低山带，低山带前局部有剥蚀残丘，海拔 1300m 左右。低山带南为山前洪积扇带和平原带。平原带海拔低于 1200m，自西北向东南倾斜，平均坡降 0.8%。平原带北半部自西向东为渭干河冲洪积平原、库车河洪积平原和东部洪积扇群带；南部为塔里木河冲积平原。平原带西部为一个近直角三角形的绿洲，南北长 60km，东西长 55km，是库车市绿洲农业的集中带。

项目区地处天山南麓，塔克拉玛干沙漠北部边缘，塔里木河两岸，地表沉积物以粉细沙为主，地势平坦，海拔高度在 930m 左右，该区域为典型的荒漠生态系统。

在地貌上，项目区属于塔里木河干流上游和渭干河下游冲积平原，处在一个东西走向的低槽区。区域内局部风积地貌较发育，多见固定、半固定沙丘和少量的流动沙丘。植被以柽柳灌木丛为主。

4.2.2 地质特征

项目区地质构造处于天山山地地槽褶皱带与塔里木地台两大构造单元的接触部位，为向塔里木地台倾斜的拗陷，见图 4.2-1。沿东西走向，在老国道 314 以北 30km 范围内分布新构造运动第三系地层却勒塔克背斜；亚肯背斜以北为第四纪沉积洼地，以南上部地层为第四纪地质结构的冲积、洪积和风积层，均为巨厚的松散堆积物。项目处于库车河冲洪积扇中下部，亚肯背斜的西段，场地表面以砾质戈壁为主，卵砾石、砂砾石层深度为 0~66.7m。区域内无地下断层，地层稳定性良好。

图 4.2-1 库车河山前地质结构及地下补、进、排剖面示意图

4.2.3 水文及水文地质

4.2.3.1 地表水

库车市境内主要河流有库车河（苏巴什河）、渭干河和塔里木河。库车市库车河发源于天山山脉木孜塔格山，年径流量 $3.31 \times 10^8 \text{m}^3$ ，6、7、8 月占总径流量的 58.4%，灌溉面积 15333.3hm^2 。渭干河发源于天山南麓哈雷克群山和汗腾格里峰，年径流量 $22.46 \times 10^8 \text{m}^3$ ，库车市按 39.5% 分水，实际水量为 $8.87 \times 10^8 \text{m}^3$ ，灌溉面积为 44840hm^2 。塔里木河是通过库车南部的过境河流，由西向东横穿草湖地区，可灌溉一些草场。

库车河：发源于天山山脉的哈里克他乌山东段，自北向南穿过却勒塔格山，流程 127km，平均年径流量 $3.31 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

塔里木河：我国最长的内陆河，干流全长 1321km，位于天山以南，由塔里木盆地周边的叶尔羌河、喀什噶尔河、阿克苏河和孔雀河以及包括渭干河在内的 144 条河流汇集而成，流域总面积 $103 \times 10^4 \text{km}^2$ ，流域内 144 条大小河流的水资源总量为 $429 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

本项目最近地表水体为英达里亚河，位于 TH12551CH 井场北侧 3.55km 处。

英达里亚河：渭干河流出口后分为东西两支：西支是主河道，经三县（市）分水后有少量余水下泄，可输至沙雅县境内，东支英达里亚河，在 1992 年黑孜水库未建成前，为渭干河的泄洪河道，最后注入草湖地区巴依孜湖，水库建成后只在大洪

水年份有水下泄，渭干河现已与塔里木河干流失去地表水力联系，英达里亚河现状主要功能为农业排水通道，同时也是渭干河的一条分支退洪河道，由于切割较深，在枯水期也是一条重要的地下水排泄通道。

4.2.3.2 地下水

区域地下水在北部砾质平原接受大气降水、河渠水的渗漏补给，沿地层倾斜方向向南东运动，径流进入细土平原。根据区内地形、地貌、地质特征分析，自天山山前至塔里木河，含水层颗粒由卵石、圆砾渐变为粉细砂，由单层渐变为多层。粘性土从无到有渐增为多层，从而形成垂向上多层含水层和隔水层交互出现的综合含水组，即形成上部为潜水、下部为承压水的含水层组。下部承压水头随深度增加而增大，致使地下水在水平运动的同时不断向上运动，顶托补给上部潜水，最终以地面蒸发和植物蒸腾的形式（隐蔽蒸发）排泄。下部承压水水质相对优良。上部潜水在砾质平原由于埋藏深，处于补给径流区，水质优良，至细土平原，由于埋藏浅，垂直蒸发强烈，造成潜水强烈浓缩，水质大多恶劣，不能饮用，其含盐量甚至可达 50g/L 以上，以 $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4\text{-Na}$ 型水为主，不适于人类和牲畜饮用。

区域水文地质图见图 4.2-2。项目区域地下水情况详见 6.3.3 评价区域水文地质环境章节。

图 4.2-2 项目区域水文地质图

4.2.4 气象特征

项目区地处欧亚大陆腹地，为典型的温带大陆性干燥气候。其显著气候特点是：日照时间长，热量丰富；气候干燥，降水稀少，蒸发强烈；夏季炎热，冬季干冷年温差和日温差都很大；春季多风沙。据库车市气象站多年观测资料统计，主要常规气象要素见表 4.2-1。

表 4.2-1 项目所在地区主要气象要素表

气象要素	单位	观测结果	气象要素	单位	观测结果
年平均气温	℃	11.6	年降雨量	mm	79.9
最热月平均气温	℃	25.8	年平均蒸发量	mm	2302.5
最冷月平均气温	℃	-7.9	标准冻结深度	c	80
极端最高气温	℃	41.5	年平均日照时数	h	2568.3
极端最低气温	℃	-32.0	年平均气压	hPa	893.7
年平均风速	m/s	2	年平均逆温层高度	m	1661.0

气象要素	单位	观测结果	气象要素	单位	观测结果
常年主导风向	/	N	年均相对湿度	%	45
最大风速极限	m/s	27	历年平均雷暴日数	d	30.3

4.2.5 土壤

根据《中国土壤分类与代码》(GB/T 17296-2009)、国家土壤信息服务平台和现场调查,项目所在区域的土壤类型为盐土。

盐土是水溶性盐类在土壤表层或土体内逐渐积聚的过程,即盐化过程是导致盐土形成的主要原因。气候干旱和地下水位高是盐化发生的必要条件。在干旱、半干旱地区,溶有各种盐类的地下水因蒸发作用而沿土壤毛细管孔隙上升至地表,其中的液态水分子汽化,水中的各种盐类则残留于土壤表面及土体,久而久之,土壤即因水溶性盐类日益增多而盐化成为盐土。

在本项目评价区,气候干旱,降水稀少,土壤长年处在积盐过程中。不仅积盐的程度重,形态多,盐分组成变化复杂,同时积盐途径也多样。面积最大、分布最广的代表性类型是盐土。地下水位 1.5m~4m,矿化度 5g/L~30g/L,高的达 40g/L~50g/L;聚盐层厚度一般在 10cm 以上,最厚的可达 40cm~50cm;积盐的形态,有以盐结皮为主、结皮疏松层为主、疏松层为主和盐结壳为主等不同状况。

4.2.6 生态环境概况

项目所在区域地处塔里木盆地塔克拉玛干沙漠边缘,属于大陆性干旱气候下的干旱荒漠生态环境,土壤、动植物种群等具有干旱荒漠绿洲生态环境特征。评价区内无渔业、自然森林、珍稀动物或濒危物种及自然保护区。

评价区属荒芜的戈壁,基本属于单一的裸地,具有物理系统的稳定性。由于自然条件恶劣,其生态系统中的植被能够提供的生产量极为有限,仅靠季节性的降水发育一些短命的盐生植物,植物群系以胀果麻黄群系为主,伴生骆驼刺、花花柴、黑刺、苦豆子、红柳、盐蒿、盐爪爪、盐蓬、假木贼、甘草等。其生物量低、生命周期短、阻抗稳定性较差。

因为人类活动频繁,评价区野生动物分布较少,主要是伴人性鸟类和啮齿类、爬行类动物。

5 环境质量现状调查与评价

5.1 环境空气质量现状监测与评价

5.1.1 项目所在区域环境空气达标情况

本次评价采用环境空气质量模型技术支持服务系统中 2018 年年度空气质量监测数据,阿克苏地区 2018 年 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5} 年均浓度分别为 8 μg/m³、30 μg/m³、137 μg/m³、53 μg/m³; CO 24 小时平均第 95 百分位数为 2.2mg/m³, O₃ 日最大 8 小时平均第 90 百分位数为 139 μg/m³, 监测数据统计结果见表 5.1-1。

表 5.1-1 阿克苏地区 2018 年基本污染物环境质量现状一览表

污染物	平均时间	评价标准 (μg/m ³)	现状浓度 (μg/m ³)	最大浓度占标率 (%)	达标情况
SO ₂	年平均	60	8	13.3	达标
NO ₂		40	30	75.0	达标
PM ₁₀		70	137	195.7	不达标
PM _{2.5}		35	53	151.4	不达标
CO	24 小时平均 第 95 百分位数	4mg/m ³	2.2mg/m ³	55.0	达标
O ₃	日最大 8 小时平均 第 90 百分位数	160	139	86.9	达标

因此,本项目所在区域 PM_{2.5} 和 PM₁₀ 年均浓度不满足《环境空气质量标准》(GB 3095-2012)及其修改单(生态环境部公告 2018 年 第 29 号)中二级标准限值,SO₂、NO₂、CO 和 O₃ 年均浓度可满足《环境空气质量标准》(GB 3095-2012)及其修改单(生态环境部公告 2018 年 第 29 号)中二级标准限值。因此项目所在地阿克苏地区属于大气环境不达标区。

5.1.2 项目所在区域环境空气质量现状

5.1.2.1 基本污染物

根据《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ 2.2-2018)中 6.2.1.3 条规定:“评价范围内没有环境空气质量监测网数据或公开发布的环境空气质量现状数据的,可选择符合 HJ664 规定,并且与评价范围地理位置临近、地形、气候条件相近的环境空气质量区域点或背景点监测数据。”

本项目以 2018 年为评价基准年,在环境质量现状数据收集过程中发现库车市环境管理、监控、监测体系尚在完善阶段,环境空气监测子站 2018 年 7 月才与自治区

联网使用，2018 年仅有 7 月~12 月的监测数据，不能满足评价需求。而新和县自动监测站于 2017 年 12 月投运，一直按照规范进行运维。新和县监测站距库车市监测站直线距离为 35km，符合《环境空气质量监测点位布设技术规范（试行）》（HJ 664-2013），且两个监测站所处地形、地貌、周边环境相似，满足《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ 2.2-2018）中要求。《关于印发〈库车县大气环境质量限期达标规划〉的通知》（2019 年 3 月 10 日）中亦引用新和县监测站数据支撑库车市环境空气质量现状评价。两座空气子站基本信息表见表 5.1-2。

表 5.1-2 两座空气子站基本信息表

名称	坐标	周边情况	位置
1 号站 (库车空气子站)	E82°58' 24.70" N41°43' 30.84"	位于市区西北方向，西北侧为住宅区，周边多为文教、办公区域	库车市气象局
2 号站 (新和空气子站)	E82°37' 0.54" N41°32' 59.77"	位于县城中心位置，周边多为住宅、文教、办公区域	新和县农机局

因此，本次评价基本污染物环境质量现状数据引用新和县监测站 2018 年全年的监测数据。根据 2018 年新和县农机局监测站空气质量逐日统计结果，SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO、O₃ 各有 362 个有效数据，区域内基本污染物环境质量现状评价结果见表 5.1-3。

表 5.1-3 新和县 2018 年环境空气质量评价表（单位：mg/m³）

污染物	年评价指标	评价标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	最大浓度占标率 (%)	超标频率 (%)	达标情况
SO ₂	年平均	60	5.9	9.8	0	达标
	日平均第 98 百分位数	150	19	12.7		达标
NO ₂	年平均	40	33.9	84.7	0	达标
	日平均第 98 百分位数	80	74	92.5		达标
CO	日平均第 95 百分位数	4000	3800	95	0	达标
O ₃	最大 8 小时平均第 90 百分位数	160	117	73.6	0	达标
PM _{2.5}	年平均	35	69.7	199	80.9	超标
	日平均第 95 百分位数	75	166	221	27.6	超标
PM ₁₀	年平均	70	284.1	406	94.7	超标
	日平均第 95 百分位数	150	666	444	66.9	超标

根据表 5.1-3 结果分析可知，本项目所在区域不达标的污染物 PM_{2.5}、PM₁₀ 的百分位数日平均浓度最大占标率分别为 221%、444%；PM_{2.5}、PM₁₀ 的年平均超标倍数分别为 0.99、3.06。而 PM_{2.5}、PM₁₀ 的年平均浓度超标频率达到 80.9%、94.7%，百分位数

日平均浓度超标倍数则分别达到 1.21 和 3.44。

因此，根据对基本污染物的年评价指标的分析结果，本项目所在区域 SO₂、NO₂、CO、O₃ 的年评价指标为达标；PM₁₀、PM_{2.5} 的年评价指标均有超标。超标原因与当地气候条件干燥等自然地理条件有关。

5.1.2.2 其他污染物

本项目其他污染物主要为硫化氢和 VOCs，评价范围内无适合的历史数据，因此本次评价对其进行补充监测。引用数据来自《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司塔河油田 12 区环境影响后评价报告书》（新环环评函[2021]160 号）。

1) 监测布点

根据导则要求、工程特点及周围环境特征，考虑气象条件及敏感点情况，在周围布设了 1 个环境质量现状监测点。环境空气现状监测点与本项目方位及位置见表 5.1-4 和图 5.1-1。

图 5.1-1 环境空气质量现状监测点位

表 5.1-4 环境空气监测点位

监测点名称	监测点位	监测因子	相对厂址方位	相对厂界距离/m
G1#	四号联生活基地	E 83.57265472° N 41.43577726°	硫化氢、非甲烷总烃	/

2) 监测时间与频率

新疆新能源（集团）环境检测有限公司（CMA：173112050002）于 2020 年 11 月 1 日~2020 年 11 月 7 日对环境空气质量现状进行了监测，连续监测 7 天。

硫化氢、非甲烷总烃监测 1 小时平均浓度，连续监测 7 天。1 小时浓度每天采样 4 次，开机时间分别为每天 2:00、8:00、14:00、20:00 时，按照国家环保局颁发的相关导则、标准中的有关规定执行。

3) 监测分析方法

监测分析方法具体见表 5.1-5。

表 5.1-5 环境空气现状监测采样及分析方法

序号	项目名称	分析方法	方法来源	检出限
1	非甲烷总烃	气相色谱法	HJ 604-2017	0.07mg/m ³
2	硫化氢	亚甲蓝分光光度法	GB/T 11742-1989	0.005mg/m ³

4) 监测结果

现状监测期间的气象情况具体见表 5.1-6；环境空气现状监测结果具体见表 5.1-7。

5) 环境质量现状评价结果

G1#监测点位污染物的环境质量现状评价结果见表 5.1-8。

表 5.1-6 现状监测期间同步气象观测情况

采样日期	天气	风向	风速 (m/s)	气温 (°C)	气压 (kPa)
2020/11/1	晴	西北	1.4~1.9	1.6~13.6	92.14
2020/11/2	晴	西北	1.4~1.8	1.8~13.9	92.14
2020/11/3	晴	西北	1.4~1.6	2.1~14.3	92.14
2020/11/4	晴	西北	1.4~1.6	1.7~14.2	92.14
2020/11/5	晴	西北	1.4~1.8	1.6~13.4	92.14
2020/11/6	晴	西北	1.4~1.7	1.8~13.6	92.14
2020/11/7	晴	西北	1.4~1.8	2.0~13.8	92.14

表 5.1-7 G1#监测点位环境空气质量现状监测数据 (单位: mg/m³)

监测时间	非甲烷总烃				硫化氢			
	4: 00	10: 00	16: 00	22: 00	4: 00	10: 00	16: 00	22: 00
2020/11/1	0.54	0.56	0.54	0.53	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005
2020/11/2	0.54	0.55	0.54	0.54	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005
2020/11/3	0.56	0.54	0.54	0.51	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005
2020/11/4	0.54	0.50	0.55	0.56	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005
2020/11/5	0.56	0.53	0.53	0.56	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005
2020/11/6	0.51	0.53	0.53	0.53	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005
2020/11/7	0.54	0.55	0.51	0.57	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005

表 5.1-8 环境空气质量现状评价结果表

监测点位	污染物	平均时间	评价标准 (μg/m ³)	监测浓度范围 (μg/m ³)	最大浓度占标率 (%)	超标率 (%)	达标情况
G1	非甲烷总烃	1h 平均	2000	500~570	28.5	0	达标
	硫化氢	1h 平均	10	未检出	0.0	0	达标

从表 5.1-8 评价结果可以看出: 评价区内环境空气中非甲烷总烃满足参照执行的《大气污染物综合排放标准详解》(1997 年) 中的推荐值要求, 硫化氢满足《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ 2.2-2018) 附录 D 要求。

5.2 地表水质现状评价

本项目正常工况下无废水排入地表水, 距离本项目最近的地表水体为 TH12551CH 井场北侧 3.55km 处的英达里亚河 (灌溉河, 属渭干河支流)。

根据阿克苏地区生态环境局 2021 年 2 月 26 日发布的《2021 年 2 月阿克苏水环境质量状况》中的数据, 渭干河千佛洞站断面水质达到《地表水环境质量标准》(GB 3838-2002) 中的 II 类标准要求。因此英达里亚河满足《地表水环境质量标准》(GB 3838-2002) 中的 III 类标准要求。

5.3 地下水水质现状监测与评价

5.3.1.1 监测布点

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ 610-2016) 要求, 结合评价区地下水流向、水位埋深等水文地质条件, 采用控制性布点和功能性布点相结合的原则, 在评价区内共布设 8 个地下水水质、水位现状监测点和 1 个地下水水位监测点。

监测点基本情况见表 5.3-1，监测点位图见图 5.3-1。

表 5.3-1 监测点位表

编号	监测点位	坐标	布点类型	设置意义
W1#	西北塔河区块地下水 T01 井	83° 25' 12.20" E 41° 26' 43.69" N	水质、水位监测点	上游
W2#	塔四联水井	83° 34' 29.24" E 41° 25' 41.07" N	水质、水位监测点	区块侧方
W3#	西北塔河区块地下水 T03 井	83° 44' 6.94" E 41° 24' 20.92" N	水质、水位监测点	下游
W4#	西北塔河区块地下水 T02 井	83° 36' 19.48" E 41° 25' 15.15" N	水质、水位监测点	/
W5#	西北塔河区块地下水 T06 井	83° 46' 5.94" E 41° 21' 9.13" N	水质、水位监测点	/
W6#	西北塔河区块地下水 T04 井	83° 29' 51.39" E 41° 19' 20.96" N	水质、水位监测点	下游
W7#	西北塔河区块地下水 T27 井	83° 29' 28.00" E 41° 12' 51.90" N	水质、水位监测点	下游
W8#	西北塔河区块地下水 T28 井	83° 21' 40.93" E 41° 12' 30.67" N	水质、水位监测点	区块侧方

图 5.3-1 地下水监测布点图

5.3.1.2 监测项目

- 1) 基本水化学组成因子: K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} ;
 - 2) 基本水质因子: pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发酚、氰化物、砷、汞、六价铬、总硬度、铅、氟、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、总大肠菌群、菌落总数;
 - 3) 特征因子: 石油类。
- 同时测量井深、埋深、水温等参数, 并调查地下水使用功能。

5.3.1.3 监测时间和频率

监测单位: 新疆环疆绿源环保科技有限公司 (CMA: 193112050004)。

按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ 610-2016) 的要求, 在 2021 年 3 月 4 日每个点取一次水样进行检测。

5.3.1.4 监测方法

地下水监测方法详见表 5.3-2。

表 5.3-2 地下水现状监测分析方法

序号	监测项目	分析方法	方法来源	检出限
1	pH 值	玻璃电极法	GB/T 6920-1986	/
2	总硬度	乙二胺四乙酸二钠滴定法	GB/T 5750.4-2006	1.0mg/L
3	溶解性总固体	称量法	GB/T 5750.4-2006	/
4	硝酸盐	紫外分光光度法	GB/T 5750.5-2006	0.2mg/L
5	亚硝酸盐	重氮偶合分光光度法	GB/T 5750.5-2006	0.001mg/L
6	氯化物	硝酸银滴定法	GB/T 11896-1989	10mg/L
7	铁	火焰原子吸收分光光度法	GB/T 11911-1989	0.03mg/L
8	锰	火焰原子吸收分光光度法	GB/T 11911-1989	0.01mg/L
9	氨氮	纳氏试剂分光光度法	HJ 535-2009	0.025mg/L
10	钾	火焰原子吸收分光光度法	GB/T 11904-1989	0.05mg/L
11	钠	火焰原子吸收分光光度法	GB/T 11904-1989	0.01mg/L
12	钙	原子吸收分光光度法	GB/T 11905-1989	0.02mg/L
13	镁	原子吸收分光光度法	GB/T 11905-1989	0.002mg/L
14	六价铬	二苯碳酰二肼分光光度法	GB/T 7467-1987	0.004mg/L
15	硫酸盐	铬酸钡分光光度法	GB/T 5750.5-2006	5.0mg/L
16	石油类	紫外分光光度法	HJ 970-2018	0.01mg/L
17	挥发酚	4-氨基安替比林分光光度法	HJ 503-2009	0.0003mg/L
18	碳酸盐	酸碱指示剂滴定法 (B)	《水和废水监测分析方法 (第四版)》(2002 年)	/

序号	监测项目	分析方法	方法来源	检出限
19	重碳酸盐	酸碱指示剂滴定法 (B)	《水和废水监测分析方法 (第四版)》(2002 年)	/
20	耗氧量	碱性高锰酸钾滴定法	GB/T 5750.7-2006	0.05mg/L
21	砷	原子荧光法	HJ 694-2014	0.3 μg/L
22	汞	原子荧光法	HJ 694-2014	0.04 μg/L
23	镉	石墨炉原子吸收法测定镉、铜和铅 (B)	《水和废水监测分析方法 (第四版)》(2002 年)	0.1 μg/L
24	氟化物	离子选择电极法	GB/T 7484-1987	0.05mg/L
25	氰化物	异烟酸-吡啶酮分光光度法	GB/T 5750.5-2006	0.002mg/L
26	细菌总数	平皿计数法	HJ 1000-2018	/
27	总大肠菌群	多管发酵法	GB/T 5750.12-2006	/

5.3.1.5 评价标准

现状评价主要执行《地下水质量标准》(GB/T 14848-2017) III类标准限值、石油类参照《生活饮用水卫生标准》(GB 5749-2006) 中表 A.1 生活饮用水水质参考指标及限值的标准, 具体项目的标准限值见表 1.5-4。

5.3.1.6 评价方法

本项目的地下水水质评价采用单因子标准指数法。标准指数 > 1, 表明该水质因子已超过了规定的水质标准, 指数值越大, 超标越严重。标准指数公式分为以下两种情况:

对于评价标准为定值的水质因子, 其标准指数计算公式:

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

其中: P_i 为第 i 个水质因子的标准指数 (无量纲), C_i 为第 i 个水质因子的监测浓度值 (mg/L); C_{si} 为第 i 个水质因子的标准浓度值 (mg/L)。

对于评价标准值为区间值的水质因子 (如 pH 值), 其标准指数计算公式:

$$P_{pH} = \frac{7.0 - pH}{7.0 - pH_{sd}} \quad pH \leq 7.0$$

$$P_{pH} = \frac{pH - 7.0}{pH_{su} - 7.0} \quad pH \geq 7.0$$

其中: P_{pH} 为 pH 的标准指数 (无量纲); pH 为 pH 监测值; pH_{su} 为标准中 pH 的上限值, pH_{sd} 为标准中 pH 的下限值。

5.3.1.7 现状监测与评价结果

各监测点位水文参数见表 5.3-3。地下水水质现状监测结果及标准指数评价结果见表 5.3-4、表 5.3-5。

表 5.3-3 地下水水文参数

检测点位	监测点位	水温 (°C)	水位 (m)
W1#	西北塔河区块地下水 T01 井	9.4	6.89
W2#	塔四联水井	8.2	/
W3#	西北塔河区块地下水 T03 井	7.6	7.28
W4#	西北塔河区块地下水 T02 井	8.4	7.16
W5#	西北塔河区块地下水 T06 井	8.8	7.36
W6#	西北塔河区块地下水 T04 井	8.4	7.24
W7#	西北塔河区块地下水 T27 井	8.2	6.97
W8#	西北塔河区块地下水 T28 井	8.6	7.18

表 5.3-4 地下水环境质量现状监测结果表

检测项目	单位	监测结果							
		W1#	W2#	W3#	W4#	W5#	W6#	W7#	W8#
pH 值	无量纲	7.86	7.58	7.34	7.82	7.14	7.56	7.82	7.22
氨氮	mg/L	0.414	0.127	0.464	0.183	0.34	0.242	0.248	0.292
氯化物	mg/L	7.87×10^3	121	7.03×10^3	53.8	929	3.30×10^3	235	161
硝酸盐氮	mg/L	<0.016	<0.016	<0.016	<0.016	<0.016	<0.016	<0.016	<0.016
硫酸盐	mg/L	3.85×10^3	89.3	3.15×10^3	45.1	481	1.84×10^3	206	93.8
亚硝酸盐氮	mg/L	<0.003	<0.003	<0.003	<0.003	<0.003	<0.003	<0.003	<0.003
氟化物	mg/L	0.47	0.43	0.74	0.51	0.77	0.39	0.95	0.63
溶解性总固体	mg/L	1.71×10^4	432	1.53×10^4	506	2.67×10^3	9.07×10^3	1.16×10^3	607
总硬度	mg/L	6.92×10^3	59	2.22×10^3	33	273	1.28×10^3	222	133
氰化物	mg/L	<0.004	<0.004	<0.004	<0.004	<0.004	<0.004	<0.004	<0.004
六价铬	mg/L	<0.004	<0.004	<0.004	<0.004	<0.004	<0.004	<0.004	<0.004
挥发酚	mg/L	0.0005	0.0006	0.0006	0.0004	0.001	0.0008	0.0012	0.0008
耗氧量	mg/L	2.74	0.86	2.26	1.12	1.95	2.34	1.06	1.07
石油类	mg/L	0.02	0.02	0.02	0.03	0.03	0.04	0.03	0.04
汞	$\mu\text{g/L}$	<0.04	<0.04	<0.04	<0.04	<0.04	<0.04	<0.04	<0.04
砷	$\mu\text{g/L}$	<0.3	<0.3	<0.3	<0.3	<0.3	<0.3	<0.3	<0.3
硫化物	mg/L	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005
镉	$\mu\text{g/L}$	4	<1	1	<1	2	3	<1	<1
铁	mg/L	0.04	0.08	0.04	0.05	<0.03	0.06	<0.03	0.05
锰	mg/L	1.32	<0.01	0.41	<0.01	0.02	1.82	<0.01	<0.01
总大肠菌群	MPN/100mL	<2	<2	2	2	2	<2	2	2
菌落总数	CFU/ml	89	96	74	93	90	39	84	73

塔河油田西部奥陶系油藏 2020 年第一期侧钻项目

检测项目	单位	监测结果							
		W1#	W2#	W3#	W4#	W5#	W6#	W7#	W8#
钾	mg/L	65.9	1.42	89.4	2.2	13.5	28.8	7.69	4.54
钠	mg/L	2.95×10^3	108	4.40×10^3	57.6	703	1.97×10^3	281	124
钙	mg/L	430	15.7	227	6.71	46.7	246	23.4	21.6
镁	mg/L	1.40×10^3	3	385	3.49	32.4	167	15.1	9.3
CO_3^{2-}	mg/L	0	0	0	0	0	0	0	0
HCO_3^-	mg/L	46.6	58.9	220	59.8	82.5	76.8	185	101

备注：“<+数字”表示低于检出限，数字为检出限。

表 5.3-5 地下水质量现状评价结果（单位：无量纲）

检测项目	评价结果							
	W1#	W2#	W3#	W4#	W5#	W6#	W7#	W8#
pH 值	0.573	0.387	0.227	0.547	0.093	0.373	0.547	0.147
氨氮	0.828	0.254	0.928	0.366	0.68	0.484	0.496	0.584
氯化物	31.480	0.484	28.120	0.215	3.716	13.200	0.940	0.644
硝酸盐氮（以 N 计）	0.0004	0.0004	0.0004	0.0004	0.0004	0.0004	0.0004	0.0004
硫酸盐	15.400	0.357	12.600	0.180	1.924	7.360	0.824	0.375
亚硝酸盐氮	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002
氟化物	0.470	0.430	0.740	0.510	0.770	0.390	0.950	0.630
溶解性总固体	17.100	0.432	15.300	0.506	2.670	9.070	1.160	0.607
总硬度	15.378	0.131	4.933	0.073	0.607	2.844	0.493	0.296
氰化物	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040
六价铬	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040
挥发酚	0.250	0.300	0.300	0.200	0.500	0.400	0.600	0.400
耗氧量	0.913	0.287	0.753	0.373	0.650	0.780	0.353	0.357

塔河油田西部奥陶系油藏 2020 年第一期侧钻项目

检测项目	评价结果							
	W1#	W2#	W3#	W4#	W5#	W6#	W7#	W8#
石油类	0.067	0.067	0.067	0.100	0.100	0.133	0.100	0.133
汞	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020
砷	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015
硫化物	0.125	0.125	0.125	0.125	0.125	0.125	0.125	0.125
镉	0.800	0.100	0.200	0.100	0.400	0.600	0.100	0.100
铁	0.133	0.267	0.133	0.167	0.050	0.200	0.050	0.167
锰	13.200	0.050	4.100	0.050	0.200	18.200	0.050	0.050
总大肠菌群	0.333	0.333	0.667	0.667	0.667	0.333	0.667	0.667
菌落总数	0.890	0.960	0.740	0.930	0.900	0.390	0.840	0.730

监测结果表明：部分点位地下水水质监测点的总硬度、溶解性总固体、氯化物、硫酸盐、锰超标，其单因子指数分别为 14.378、16.10、30.480、14.400 和 17.200。这些指标超标主要是受半干旱气候、蒸发浓缩作用、原生水文地质环境等因素综合影响。其余各项指标均满足《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）III类标准，石油类满足《生活饮用水卫生标准》（GB 5749-2006）中表 A.1 生活饮用水水质参考指标及限值的标准。本项目特征污染物石油类在各监测点均不超标，说明项目附近油气田开发未对地下水造成较大影响。

5.4 地下水（包气带）现状监测与评价

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）中 8.3.2.2 要求：“对于一、二级的改、扩建项目，应在可能造成地下水污染的主要装置或设施附近开展包气带污染现状调查，对包气带进行分层取样，一般在 0cm~20cm 埋深范围内取一个样品，其他取样深度应根据污染源特征和包气带岩性、结构特征等确定，并说明理由。样品进行浸溶试验，测试分析浸溶液成分。”

本项目属于改扩建项目，对现有场地开展包气带污染现状调查。

5.4.1.1 监测布点

本次在可能造成地下水污染的主要装置或设施附近开展包气带污染现状调查。考虑到塔河油田 12 区可能造成地下水污染，因此对其场地开展包气带污染现状调查。包气带监测点见表 5.4-1 和图 5.4-1。

表 5.4-1 包气带监测点一览表

序号	名称		坐标	位置	取样深度
B1	TH12214CH	监测点 1	83.51248891 41.43933583	井场内	0cm~20cm
					20cm~80cm
B2	TH12214CH	背景点 1	83.51227527 41.44002847	井场外相对未受 污染处	0cm~20cm
					20cm~80cm

图 5.4-1 包气带监测布点图

5.4.1.2 监测项目

石油类、挥发性酚类、硫化物、汞、镉、砷、六价铬、铅

5.4.1.3 监测时间与频率

监测单位：新疆环疆绿源环保科技有限公司（CMA：193112050004）

监测时间：2021 年 3 月 4 日

监测频率：监测 1 天，每天 1 次。每个采样点每层取 1 个混合样品

5.4.1.4 监测方法

土壤浸出液检测方法见表 5.4-2。

表 5.4-2 土壤浸出液检测方法

序号	监测项目	分析方法	方法来源	检出限
1	挥发性酚类	4-氨基安替比林分光光度法	HJ 503-2009	0.0003mg/L
2	硫化物	亚甲基蓝分光光度法	GB/T 16489-1996	0.005mg/L
3	石油类	红外分光光度法	HJ 637-2018	0.06mg/L
4	汞	微波消解/原子荧光法	HJ 702-2014	0.02μg/L
5	镉	石墨炉原子吸收分光光度法	HJ 787-2016	0.6μg/L
6	砷	微波消解/原子荧光法	HJ 702-2014	0.10μg/L
7	六价铬	二苯碳酰二肼分光光度法	GB/T 15555.4-1995	0.004mg/L
8	铅	石墨炉原子吸收分光光度法	HJ 787-2016	0.9μg/L

5.4.1.5 评价标准

土壤浸出液检测结果与背景对照样的检测值进行比对,评价包气带是否受到污染,是否对地下水环境产生影响。

5.4.1.6 检测与评价结果

土壤浸出液检测结果见表 5.4-3。

表 5.4-3 土壤浸出液检测结果一览表

采样日期	2021 年 1 月 16 日			
	TH12214CH 井场内		TH12214CH 井场外	
检测点位				
采样深度 (m)	0~0.2	0.2~0.8	0~0.2	0.2~0.8
石油类 (mg/L)	0.08	0.08	0.08	0.07
挥发酚 (mg/L)	< 0.01	< 0.01	0.02	0.02
六价铬 (mg/L)	< 0.004	< 0.004	< 0.004	< 0.004
硫化物 (mg/L)	0.018	0.014	0.008	< 0.005
汞 (μg/L)	0.23	0.08	0.91	0.03
镉 (μg/L)	3.4	2.4	2.4	2.8
砷 (μg/L)	0.28	0.21	0.27	0.31
铅 (μg/L)	< 1	< 1	< 1	< 1

根据表 5.4-3,现有工程中可能污染的点和对照点(未受到污染的点)的浸溶液浓度基本没差别,说明本项目现有工程没有对包气带造成污染。

5.5 声环境质量现状监测与评价

5.5.1.1 监测布点

本次声环境现状采用现场实测的方式,井场周围 200m 范围内无居民区,因

此只对现有井场进行检测，监测点位详见表 5.5-1。

表 5.5-1 声环境现状监测点位情况一览表

序号	监测位置	具体位置	布设意义
1	TH12520CH 井场 东、南、西、北厂界	83.38555022° E 41.32402338° N	项目声环境现状

5.5.1.2 监测项目

等效连续 A 声级 (Leq)。

5.5.1.3 监测方法

按《声环境质量标准》(GB 3096-2008) 要求。

5.5.1.4 监测时间及频率

新疆锡水金山环境科技有限公司 (CMA: 183112050011) 于 2021 年 3 月 5 日~2021 年 3 月 6 日期间对本项目声环境现状进行了监测，连续监测 2 天，每天昼间和夜间各 1 次。

5.5.1.5 现状监测与评价结果

监测结果见表 5.5-2。

表 5.5-2 噪声监测结果 (dB (A))

监测地点	监测地点	编号	2021 年 3 月 5 日		2021 年 3 月 6 日	
			昼间 Leq	夜间 Leq	昼间 Leq	夜间 Leq
TH12520CH 井场	厂界东	N1#	45	41	44	43
	厂界南	N2#	44	42	46	43
	厂界西	N3#	47	42	45	42
	厂界北	N4#	45	43	45	41

1) 评价标准

评价标准：环境噪声执行《声环境质量标准》(GB 3096-2008) 中 2 类区标准 (昼间 60dB (A)，夜间 50dB (A))。

2) 评价方法

采用超标值法，计算公式为：P=Leq-Lb

式中：

P—超标值，dB (A)；

Leq—监测点等效连续 A 声级，dB (A)；

Lb—评价标准值，dB (A)。

3) 评价结果

评价结果见表 5.5-3。

表 5.5-3 声环境质量现状评价结果 (dB (A))

监测点位置	监测时间	昼间			夜间		
		监测结果	标准值	超标值	监测结果	标准值	超标值
N1#	2021 年 3 月 5 日	45	60	-15	41	50	-9
N2#		44	60	-16	42	50	-8
N3#		47	60	-13	42	50	-8
N4#		45	60	-15	43	50	-7
N1#	2021 年 3 月 6 日	44	60	-16	43	50	-7
N2#		46	60	-14	43	50	-7
N3#		45	60	-15	42	50	-8
N4#		45	60	-15	41	50	-9

从表 5.5-3 可以看出，TH12520CH 井场声环境现状值均能够满足《声环境质量标准》(GB 3096-2008) 中的 2 类区标准。

5.6 土壤环境质量现状监测与评价

5.6.1.1 监测布点

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境 (试行)》(HJ 964-2018)，本项目属于土壤一级评价，共布设监测点位 11 个，具体布点见表 5.6-1 和图 5.6-1。

表 5.6-1 土壤监测布点一览表

序号	监测点位		坐标		取样 分层	监测因子	选点依据	备注
	井号	具体位置						
S1#	TH12562CH	井场内远离井口位置处	83.354108° E	41.274456° N	表层 样点	基本因子+特征因子	该井为服务期最短老井，选择井场内部，为受人为扰动最小的背景样	占地范围内
S2#	TH12214CH	井口周围	83.512359° E	41.439083° N	表层 样点	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	/	
S3#	TH12520CH	井口周围	83.385203° E	41.323451° N	柱状 样点	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	/	
S4#	TH12235CH	井口周围	83.553380° E	41.431683° N	柱状 样点	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	/	
S5#	TH12562CH	井口周围	83.354108° E	41.274400° N	柱状 样点	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	/	
S6#	TH12214CH	井口周围	83.512359° E	41.439015° N	柱状 样点	基本因子+特征因子	该井为服务期最长老井，受污染情况可能较重	
S7#	TH12551CH	井口周围	83.400851° E	41.326903° N	柱状 样点	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	/	
S8#	TH12562CH	井场厂界外 50m	83.354098° E	41.273952° N	表层 样点	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	土壤环境敏感目标	占地范围外
S9#	TH12235CH	井场厂界外 50m	83.554190° E	41.431204° N	表层 样点	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)		
S10#	TH12520CH	井场厂界外	83.385442° E	41.322967° N	表层 样点	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)		
S11#	TH12214CH	井场厂界外	83.512385° E	41.438520° N	表层 样点	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)		

备注：a. 表层样在 0m~0.2m 取样；

b. 柱状样在 0m~0.5m、0.5m~1.5m、1.5m~3m 处分别取样，每个柱状监测点应取 3 个样。

c. 表层样监测点土壤监测取样方法参照 HJ/T 166 执行；柱状样监测点土壤监测取样方法参照 HJ 25.1 和 HT 25.2 执行。

图 5.6-1 土壤环境监测布点图

5.6.1.2 监测项目

基本因子：砷、镉、铬（六价）、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、氯乙烯、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、蒽、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘；

特征因子：石油烃（C₁₀-C₄₀）。

同时调查 S6 点位土壤理化特性及土壤剖面。

5.6.1.3 监测时间和频率

采样 1 次，取剖面样，不得混合；按照国家环保局颁发的相关导则、标准中的有关规定执行。新疆锡水金山环境科技有限公司（CMA: 183112050011）于 2021 年 3 月 5 日对项目评价范围内土壤环境质量进行了采样，2021 年 3 月 6 日~12 日进行了监测分析。

5.6.1.4 监测方法

监测分析方法具体见表 5.6-2。

表 5.6-2 土壤环境现状监测采样及分析方法

序号	监测项目	监测方法及依据	检出限
1	pH	土壤检测第 2 部分 土壤 PH 的测定 NY/T1121.2-2006	/
2	镉	土壤质量 铅、镉的测定 KI-MIBK 萃取火焰原子吸收分光光度法 GB/T 17140-1997	0.05mg/kg
3	汞	土壤和沉积物 汞、砷、硒、铋、锑的测定 微波消解/原子荧光法 HJ 680-2013	0.002mg/kg
4	砷	土壤和沉积物 汞、砷、硒、铋、锑的测定 微波消解/原子荧光法 HJ 680-2013	0.01mg/kg
5	铜	土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法 HJ 491-2019	1mg/kg
6	铅	土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法 HJ 491-2019	10mg/kg
7	铬（六价）	土壤和沉积物 六价铬的测定 碱溶液提取-火焰原子吸收分光光度法 HJ 1082-2019	0.5mg/kg
8	镍	土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法 HJ 491-2019	3mg/kg

序号	监测项目	监测方法及依据	检出限
9	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	土壤和沉积物 石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀) 的测定 气相色谱法 HJ 1021-2019	6mg/kg
10	阳离子交换量	土壤阳离子交换量的测定 三氯化六合钴浸提—分光光度法 HJ 889-2017	0.8cmol/kg
11	氧化还原电位	土壤 氧化还原电位的测定 电位法 HJ746-2015	/
12	渗滤率	森林土壤渗滤率的测定 LY/T1218-1999	/
13	土壤容重	土壤检测 第 4 部分: 土壤容重的测定 NY/T 1121.4-2006	/
14	总孔隙度	森林土壤水分-物理性质的测定 LY/T1215-1999	/
15	氯乙烯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱-质谱法 HJ 642-2013	1.5 μg/kg
16	1,1-二氯乙烯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱-质谱法 HJ 642-2013	0.8 μg/kg
17	二氯甲烷	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱-质谱法 HJ 642-2013	2.6 μg/kg
18	反-1,2-二氯乙烯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱-质谱法 HJ 642-2013	0.9 μg/kg
19	1,1-二氯乙烷	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱-质谱法 HJ 642-2013	1.6 μg/kg
20	顺-1,2-二氯乙烯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱-质谱法 HJ 642-2013	0.9 μg/kg
21	氯仿	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱-质谱法 HJ 642-2013	1.5 μg/kg
22	1,1,1-三氯乙烷	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱-质谱法 HJ 642-2013	1.1 μg/kg
23	四氯化碳	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱-质谱法 HJ 642-2013	2.1 μg/kg
24	1,2-二氯乙烷	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱-质谱法 HJ 642-2013	1.3 μg/kg
25	苯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱-质谱法 HJ 642-2013	1.6 μg/kg
26	三氯乙烯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱-质谱法 HJ 642-2013	0.9 μg/kg
27	1,2-二氯丙烷	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱-质谱法 HJ 642-2013	1.9 μg/kg
28	甲苯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱-质谱法 HJ 642-2013	2.0 μg/kg
29	1,1,2-三氯乙烷	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱-质谱法 HJ 642-2013	1.4 μg/kg
30	四氯乙烯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱-质谱法 HJ 642-2013	0.8 μg/kg
31	氯苯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱-质谱法 HJ 642-2013	1.1 μg/kg
32	1,1,1,2-四氯乙烷	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱-质谱法 HJ 642-2013	1.0 μg/kg
33	乙苯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱-质谱法 HJ 642-2013	1.2 μg/kg
34	间,对-二甲苯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱-质谱法 HJ 642-2013	3.6 μg/kg

序号	监测项目	监测方法及依据	检出限
		谱-质谱法 HJ 642-2013	
35	邻-二甲苯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱-质谱法 HJ 642-2013	1.3 μg/kg
36	苯乙烯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱-质谱法 HJ 642-2013	1.6 μg/kg
37	1,1,2,2-四氯乙烷	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱-质谱法 HJ 642-2013	1.0 μg/kg
38	1,2,3-三氯丙烷	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱-质谱法 HJ 642-2013	1.0 μg/kg
39	1,4-二氯苯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱-质谱法 HJ 642-2013	1.2 μg/kg
40	1,2-二氯苯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱-质谱法 HJ 642-2013	1.0 μg/kg
41	氯甲烷	土壤和沉积物 挥发性卤代烃的测定 顶空/气相色谱-质谱法 HJ736-2015	3.0 μg/kg
42	硝基苯	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法 HJ 834-2017	0.09mg/kg
43	苯胺	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法 HJ 834-2017	3.78mg/kg
44	2-氯苯酚	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法 HJ 834-2017	0.06mg/kg
45	苯并[a]蒽	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法 HJ 834-2017	0.1mg/kg
46	苯并[a]芘	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法 HJ 834-2017	0.1mg/kg
47	苯并[b]荧蒽	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法 HJ 834-2017	0.2mg/kg
48	苯并[k]荧蒽	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法 HJ 834-2017	0.1mg/kg
49	蒽	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法 HJ 834-2017	0.1mg/kg
50	二苯并[a,h]蒽	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法 HJ 834-2017	0.1mg/kg
51	茚并[1,2,3-cd]芘	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法 HJ 834-2017	0.1mg/kg
52	萘	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法 HJ 834-2017	0.09mg/kg

5.6.1.5 评价方法

采用标准指数法进行评价。

其计算公式如下：

$$P_i = C_i / C_0$$

式中：P_i—i 污染物指数；

C_i—i 污染物实测值，mg/kg；

C_0-i 污染物质量标准, mg/kg。

5.6.1.6 现状监测与评价结果

根据国家土壤信息平台(<http://www.soilinfo.cn/MAP/index.aspx>)查询, 本项目评价范围内土壤类型为盐土。

项目所在区域土壤理化性质见表 5.6-3, 土壤剖面调查见表 5.6-4, 土壤监测结果见表 5.6-5~表 5.6-6。

表 5.6-3 土壤理化性质

采样点号		S6# (井场内)	采样时间	2021 年 3 月 5 日
经度		83° 32' 15.48" E	纬度	41° 27' 15.78" N
层次		柱状 (50cm)	柱状 (100cm)	柱状 (200cm)
现场记录	颜色	灰棕色	灰棕色	红棕色
	结构	粒状	粒状	粒状
	质地	砂土	砂土	砂土
	砂砾含量	10%	10%	10%
	其他异物	无	无	无
实验室测定	pH 值 (无量纲)	7.58	7.60	7.51
	阳离子交换量 (cmol/kg)	5.6	5.8	6.1
	氧化还原电位 (mv)	316	304	311
	土壤渗滤率 (mm/min)	0.543	0.522	0.565
	土壤容重 (g/cm ³)	1.8	1.8	1.7
	孔隙度 (%)	33.8	33.1	32.7

表 5.6-4 土壤剖面调查

点号	景观照片	土壤剖面照片	层次
6#			0-10cm 表土层 10-50cm 心土层 50cm 以上 母质层

表 5.6-5 土壤环境质量现状监测结果 (S6#、S1#监测点)

监测项目		S6#			S1#
采样深度 (m)		0~0.5	0.5~1.5	1.5~3	0~0.2
检测项目	单位	监测结果			
氯乙烯	μg/kg	<1.5	<1.5	<1.5	<1.5
1,1-二氯乙烯	μg/kg	<0.8	<0.8	<0.8	<0.8
二氯甲烷	μg/kg	<2.6	<2.6	<2.6	<2.6
反-1,2-二氯乙烯	μg/kg	<0.9	<0.9	<0.9	<0.9
1,1-二氯乙烷	μg/kg	<1.6	<1.6	<1.6	<1.6
顺-1,2-二氯乙烯	μg/kg	<0.9	<0.9	<0.9	<0.9
氯仿	μg/kg	<1.5	<1.5	<1.5	<1.5
1,1,1-三氯乙烷	μg/kg	<1.1	<1.1	<1.1	<1.1
四氯化碳	μg/kg	<2.1	<2.1	<2.1	<2.1
1,2-二氯乙烷	μg/kg	<1.3	<1.3	<1.3	<1.3
苯	μg/kg	<1.6	<1.6	<1.6	<1.6
三氯乙烯	μg/kg	<0.9	<0.9	<0.9	<0.9
1,2-二氯丙烷	μg/kg	<1.9	<1.9	<1.9	<1.9
甲苯	μg/kg	<2.0	<2.0	<2.0	<2.0
1,1,2-三氯乙烷	μg/kg	<1.4	<1.4	<1.4	<1.4
四氯乙烯	μg/kg	<0.8	<0.8	<0.8	<0.8
氯苯	μg/kg	<1.1	<1.1	<1.1	<1.1
1,1,1,2-四氯乙烷	μg/kg	<1.0	<1.0	<1.0	<1.0
乙苯	μg/kg	<1.2	<1.2	<1.2	<1.2
间,对-二甲苯	μg/kg	<3.6	<3.6	<3.6	<3.6

塔河油田西部奥陶系油藏 2020 年第一期侧钻项目

监测项目		S6#			S1#
采样深度 (m)		0~0.5	0.5~1.5	1.5~3	0~0.2
邻-二甲苯	μg/kg	<1.3	<1.3	<1.3	<1.3
苯乙烯	μg/kg	<1.6	<1.6	<1.6	<1.6
1,1,2,2-四氯乙烷	μg/kg	<1.0	<1.0	<1.0	<1.0
1,2,3-三氯丙烷	μg/kg	<1.0	<1.0	<1.0	<1.0
1,4-二氯苯	μg/kg	<1.2	<1.2	<1.2	<1.2
1,2-二氯苯	μg/kg	<1.0	<1.0	<1.0	<1.0
氯甲烷	μg/kg	<3.0	<3.0	<3.0	<3.0
硝基苯	mg/kg	<0.09	<0.09	<0.09	<0.09
苯胺	mg/kg	<3.78	<3.78	<3.78	<3.78
2-氯苯酚	mg/kg	<0.06	<0.06	<0.06	<0.06
苯并[a]蒽	mg/kg	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1
苯并[a]芘	mg/kg	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1
苯并[b]荧蒽	mg/kg	<0.2	<0.2	<0.2	<0.2
苯并[k]荧蒽	mg/kg	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1
蒽	mg/kg	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1
二苯并[a,h]蒽	mg/kg	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1
茚并[1,2,3-cd]芘	mg/kg	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1
萘	mg/kg	<0.09	<0.09	<0.09	<0.09
砷	mg/kg	14.0	12.2	5.86	15.8
铅	mg/kg	30	16	11	36
汞	mg/kg	0.303	0.202	0.129	0.344
镉	mg/kg	2.14	1.99	1.84	3.80
铜	mg/kg	21	16	13	32
镍	mg/kg	33	29	25	37
铬(六价)	mg/kg	2.3	1.7	1.0	3.2
石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	mg/kg	21.6	6.50	<6	<6

表 5.6-6 土壤环境质量现状监测结果

点位	深度 (m)	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀) (mg/kg)
S2#	0~0.2	7.28
S3#	0~0.5	<6
	0.5~1.5	<6
	1.5~3	<6
S4#	0~0.5	<6
	0.5~1.5	<6
	1.5~3	<6
S5#	0~0.5	<6

点位	深度 (m)	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀) (mg/kg)
	0.5~1.5	<6
	1.5~3	<6
	0~0.5	<6
S7#	0.5~1.5	<6
	1.5~3	<6
	0~0.2	<6
S8#	0~0.2	<6
S9#	0~0.2	<6
S10#	0~0.2	<6
S11#	0~0.2	<6

土壤环境质量现状评价结果见表 5.6-7~表 5.6-8。

表 5.6-7 土壤环境质量现状评价结果

监测项目	S6#			S1#
	0~0.5	0.5~1.5	1.5~3	0~0.2
采样深度 (m)	0~0.5	0.5~1.5	1.5~3	0~0.2
检测项目	评价结果			
氯乙烯	0.001744	0.001744	0.001744	0.001744
1,1-二氯乙烯	0.000044	0.000044	0.000044	0.000044
二氯甲烷	0.000002	0.000002	0.000002	0.000002
反-1,2-二氯乙烯	0.000008	0.000008	0.000008	0.000008
1,1-二氯乙烷	0.000089	0.000089	0.000089	0.000089
顺-1,2-二氯乙烯	0.000001	0.000001	0.000001	0.000001
氯仿	0.000833	0.000833	0.000833	0.000833
1,1,1-三氯乙烷	0.000001	0.000001	0.000001	0.000001
四氯化碳	0.000375	0.000375	0.000375	0.000375
1,2-二氯乙烷	0.000130	0.000130	0.000130	0.000130
苯	0.000200	0.000200	0.000200	0.000200
三氯乙烯	0.000161	0.000161	0.000161	0.000161
1,2-二氯丙烷	0.000190	0.000190	0.000190	0.000190
甲苯	0.000001	0.000001	0.000001	0.000001
1,1,2-三氯乙烷	0.000250	0.000250	0.000250	0.000250
四氯乙烯	0.000008	0.000008	0.000008	0.000008
氯苯	0.000002	0.000002	0.000002	0.000002
1,1,1,2-四氯乙烷	0.000050	0.000050	0.000050	0.000050
乙苯	0.000021	0.000021	0.000021	0.000021
间,对-二甲苯	0.000003	0.000003	0.000003	0.000003
邻-二甲苯	0.000001	0.000001	0.000001	0.000001
苯乙烯	0.000001	0.000001	0.000001	0.000001
1,1,2,2-四氯乙烷	0.000074	0.000074	0.000074	0.000074

塔河油田西部奥陶系油藏 2020 年第一期侧钻项目

监测项目	S6#			S1#
	0~0.5	0.5~1.5	1.5~3	0~0.2
检测项目	评价结果			
1, 2, 3-三氯丙烷	0.001000	0.001000	0.001000	0.001000
1, 4-二氯苯	0.000030	0.000030	0.000030	0.000030
1, 2-二氯苯	0.000001	0.000001	0.000001	0.000001
氯甲烷	0.000041	0.000041	0.000041	0.000041
硝基苯	0.000592	0.000592	0.000592	0.000592
苯胺	0.007269	0.007269	0.007269	0.007269
2-氯苯酚	0.000013	0.000013	0.000013	0.000013
苯并[a]蒽	0.003333	0.003333	0.003333	0.003333
苯并[a]芘	0.033333	0.033333	0.033333	0.033333
苯并[b]荧蒽	0.006667	0.006667	0.006667	0.006667
苯并[k]荧蒽	0.000331	0.000331	0.000331	0.000331
蒽	0.000039	0.000039	0.000039	0.000039
二苯并[a, h]蒽	0.033333	0.033333	0.033333	0.033333
茚并[1, 2, 3-cd]芘	0.003333	0.003333	0.003333	0.003333
萘	0.000643	0.000643	0.000643	0.000643
砷	0.233333	0.203333	0.097667	0.263333
铅	0.075000	0.040000	0.027500	0.090000
汞	0.007974	0.005316	0.003395	0.009053
镉	0.032923	0.030615	0.028308	0.058462
铜	0.001167	0.000889	0.000722	0.001778
镍	0.036667	0.032222	0.027778	0.041111
铬(六价)	0.403509	0.298246	0.175439	0.561404
石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	0.004800	0.001444	0.000667	0.000667

表 5.6-8 土壤环境质量现状评价结果

点位	深度(m)	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)
S2#	0~0.2	0.0016
S3#	0~0.5	0.0007
	0.5~1.5	0.0007
	1.5~3	0.0007
S4#	0~0.5	0.0007
	0.5~1.5	0.0007
	1.5~3	0.0007
S5#	0~0.5	0.0007
	0.5~1.5	0.0007
	1.5~3	0.0007

点位	深度 (m)	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)
S7#	0~0.5	0.0007
	0.5~1.5	0.0007
	1.5~3	0.0007
S8#	0~0.2	0.0007
S9#	0~0.2	0.0007
S10#	0~0.2	0.0007
S11#	0~0.2	0.0007

由评价结果可知,项目所在区域土壤各项监测指标满足《土壤环境质量 建设用 地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB 36600-2018)中表 1 和表 2 中第二类用地的筛选值要求。井场外敏感目标处石油烃(C₁₀-C₄₀)满足参考执行的《土壤环境质量 建设用 地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB 36600-2018)中表 2 中第二类用地的筛选值要求。监测结果表明项目所在区域土壤未受到污染,土壤环境质量现状良好。

5.7 生态环境质量现状调查与评价

5.7.1 生态环境相关区划与规划

5.7.1.1 生态环境相关区划

根据《新疆生态功能区划》(2005 年 12 月 21 日),项目区属于塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区(IV),塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区(IV1),渭干河三角洲绿洲农业盐渍化敏感生态功能区(55)。区域内的油气资源丰富,油田勘探开发工作已开展多年。项目区生态功能区的主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态环境问题和主要保护目标见表 5.7-1 和图 5.7-1。

表 5.7-1 本项目评价区生态环境功能区划一览表

生态功能分区单元	生态区	生态亚区	生态功能区
	IV 塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区	IV1 塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区	55. 渭干河三角洲绿洲农业盐渍化敏感生态功能区
主要生态服务功能	沙漠化控制、土壤保持、生物多样性维护、农畜产品生产		
主要生态环境问题	农产品生产、荒漠化控制、油气资源		
主要生态敏感因子、敏感程度	土壤盐渍化、洪水灾害、油气开发造成环境污染		
主要保护目标	生物多样性及其生境中度敏感,土地沙漠化中度敏感、土壤盐渍化高度敏感		
主要保护措施	保护农田、保护荒漠植被、保护水质、防治洪水灾害		
主要发展方向	节水灌溉、开发地下水、完善水利工程设施、发展竖井排灌、防治		

	油气污染、减少向塔河注入农田排水
--	------------------

图 5.7-1 生态功能区划图

5.7.1.2 生态系统调查

本项目所在区域属于荒漠生态系统和工矿用地生态系统的复合生态类型，其结构简单，戈壁和油气生产设施相嵌分布；另外评价范围内还有农田生态系统。

1) 荒漠生态系统

荒漠生态系统是新疆面积最大的生态系统类型，分布非常广泛。

评价区域属于新疆南部地区塔里木盆地荒漠生态系统。系统由乔木、半灌木、小半灌木构成初级生产力。土壤类型为盐土，属于典型的盐生荒漠。动物种类、数量稀少。荒漠生态系统功能简单，结构脆弱，一经破坏极难恢复。该类荒漠生态系统位于农田生态系统的外围，与人工植被相嵌分布。

评价区自然植被主要是柽柳群系、花花柴群系和盐穗木群系。群落植物种类贫乏、结构简单、覆盖度低，有些地面完全裸露。12 区中部和东部主要分布柽柳群系，建群种为柽柳，伴生有盐穗木、盐节木、疏叶骆驼刺、花花柴，局部区域零星分布有胡杨。植被覆盖度约为 20~30%。花花柴群系分布在 12 区西部，以花花柴为建群种，伴有疏叶骆驼刺等，以及垦荒农田，覆盖度 25%。盐穗木群系分布在 12 区西北、西南角及东部边缘，以盐穗木等灌木为主，伴生柽柳、芦苇、疏叶骆驼刺、花花柴等，覆盖度 20~35%

2) 工矿用地生态系统

工矿用地生态系统是指工矿区空间范畴内人工构造的社会环境系统与相应的自然环境系统形成的以工业生产、矿产资源开发利用等为主导的自然、经济、社会各个子系统相互影响、相互制约的复合生态系统。评价区域内分布着油田生产设施，都属于工矿用地生态系统。

3) 农田生态系统

农田生态系统主要是垦荒农田，本项目位于绿洲-荒漠交错带地区，属于绿洲边缘，在基本农田保护区之外。

5.7.2 生态系统类型与特点

塔河油田位于天山南麓，塔克拉玛干沙漠北部边缘，该区域为天山山前洪积倾斜戈壁平原与塔里木河北岸冲积平原之间的地带，地势较为平坦，为局部丘地

和波状沙丘，海拔高度 900m~1000m。

项目区属暖温带大陆性干旱气候，该区域气候干燥，降水稀少。夏季炎热；冬季干冷；春季升温快而不稳，多风沙扬尘天气；秋季降温迅速。年温差和日温较差大。光照充足，热量丰富，蒸发强烈，无霜期较长，风沙活动频繁。全年盛行东北风，其次为北风，年均风速 2.57m/s，风沙、沙尘暴天气较多，平均为 13 天/年。

项目区内土壤类型主要为盐土。自然植被主要是刚毛柽柳群系、花花柴群系和盐穗木群系。动物种群多为荒漠鸟类、爬行类和啮齿类动物。

5.7.3 环境敏感目标调查及评价

根据现场和资料收集，项目区无自然保护区、风景名胜区、水源保护区等敏感目标，本项目临时占地占用了国家和地方公益林（但不涉及国家一级公益林），涉及天然林。

重点公益林是指生态区位极为重要或生态状况极为脆弱，对国土生态安全、生物多样性保护和经济社会可持续发展具有重要作用，以提供森林生态和社会服务产品为主要经营目的的重点防护林和特种用途林。包括水源涵养林、水土保持林、防风固沙林和护岸林；自然保护区的森林和国防林等。

根据《新疆维吾尔自治区库车市重点公益林区划界定成果报告》，库车市共有林业用地 4272390 亩。其中公益林 3887490 亩，占林业用地的 90.99%，重点公益林面积为 2562398 亩，占公益林面积的 65.91%。

从重点公益林林种结构分析，重点公益林中，共有 2 个二级林种，水源涵养林 638113 亩，占重点公益林面积的 24.90%；防风固沙林 1924285 亩，占重点公益林面积的 75.10%。其重要原因就是库车市荒漠化、沙化严重，库车市又处在塔克拉玛干沙漠边缘，防风固沙林是库车市工农业生产的天然屏障，是库车市绿洲农业及社会经济的发展的基础和保证。

从区域而言，防风固沙林分布在塔克拉玛干沙漠周边荒漠化严重区，水源涵养林位于天山南坡水土流失严重区。

就林种而言，水源涵养林是库车市绿洲的生命线，山区的几条河流是绿洲灌溉的主要来源，而防风固沙林又是绿洲的天然屏蔽，阻挡了沙漠的北移，同时也保护着塔河流域的稳定。

就地类分析，在重点公益林中，有林地占 36.82%，疏林地占 11.19%，灌木林地占 49.72%，合计为 97.73%。突出了保护现有的天然林及天然灌木林资源。

全市共区划重点公益林林班 151 个，小班 2766 个，其中天山林场所有的 90

个林班, 1766 个小班, 胡杨林管理站 52 个林班, 894 个小班, 县属的 9 个林班, 106 个小班。管理单位分别为林业局下属的库车市天山林场, 库车市胡杨林管理站和林业工作站。

拟建项目区内的公益林主要是塔里木河流域荒漠灌丛, 属于胡杨林管理站管理, 为国家二级公益林和库车市地方公益林区。小班代号为 2、12, 林地类型为荒漠灌木林, 主要作用为防风固沙。本项目临时占地占用了国家和地方公益林(但不涉及国家一级公益林), 涉及天然林。管线工程应采取避让措施, 减少公益林地带的占用。

5.7.4 土地利用现状调查与评价

1) 技术方法

本次土地利用现状调查结合评价范围 GoogleEarth、全国土地利用现状图和现场实际踏勘, 得出评价范围内的土地利用现状。

2) 评价范围土地利用现状

根据《土地利用现状分类》(GB/T 21010-2017), 评价范围内的土地利用类型主要为耕地、荒漠、林地和工矿仓储用地等, 其中荒漠面积最大, 评价范围内土地利用现状见图 5.7-2。

图 5.7-2 土地利用现状图

5.7.5 植被现状调查与评价

5.7.5.1 植被分区

本项目评价区内植被区系属于温带荒漠区域，东部温带荒漠亚区域，暖温带灌木、半灌木荒漠地带，暖温带灌木、半灌木、裸露极旱荒漠亚地带，塔里木盆地沙漠、稀疏灌木、半灌木荒漠区，本项目植被区域见图 5.7-3。

图 5.7-3 植被区域图

5.7.5.2 主要植物种类及重点保护植物

项目区位于天山南麓、塔克拉玛干沙漠北部边缘，为塔里木河冲积平原，地势较为平坦。根据现场勘察和《中华人民共和国植被图(1:1000000)》(2007年)，评价区分布的植物种类包括柽柳科(多枝柽柳、刚毛柽柳等)、禾本科(芦苇等)、豆科(疏叶骆驼刺)、藜科(假木贼)等。自然植被以柽柳灌丛为主，人工栽培植物主要有棉花等农作物。

本区域生态环境条件较差，戈壁荒漠景观决定了该区域植被组成简单，类型单一，种类贫乏等特点，植被多为耐旱型，主要植被群系有多枝柽柳灌丛、胡杨疏林。

柽柳灌丛主要的建群种为多枝柽柳，生长在沙丘顶部，丘高一般 2m~4m，有的达 5m~6m；从整个景观上看，灌丛生长状况不良，并且由于风蚀的作用，多枝柽柳所在的沙丘成圆锥形，形成了“柽柳包”。群落非常单调，柽柳的枝干从灌丛丘上伸出，高度 0.5m~1.5m，覆盖度 5%~30%。灌木层下草本较少，只有在水分条件较好的部分地段草本较丰富，主要有疏叶骆驼刺、盐穗木、鹿角草、芦苇、盐爪爪、碱蓬等植被。

现场踏勘期间，项目所在位置未见《国家重点保护野生植物名录(第一批)》和《国家重点保护野生植物名录(第二批)》(讨论稿)中的重点保护野生植物及中国濒危珍稀植物，也没有古树名木分布。本项目植被类型见图 5.7-4。

图 5.7-4 植被类型图

5.7.6 动物现状调查与评价

5.7.6.1 野生动物资源现状调查

按中国动物地理区划,评价区域动物区系属古北界、蒙新区、西部荒漠亚区、天山南麓平原州、塔里木河中游区。

项目所在区域存在的野生动物数量极少,主要栖息分布着一些耐旱的荒漠动物,种类十分单调,主要有爬行动物南疆沙蜥;哺乳动物有长耳跳鼠、子午沙鼠、沙狐;另外根据调查和了解,还有鹅喉羚、马鹿偶尔出没;本地鸟类有白尾地鸦、红隼、小沙百灵等。

现场踏勘期间,项目评价范围内未见《国家重点保护野生动物名录》(2021年2月1日)、《国家重点保护水生野生动物名录》中的重点保护野生动物和中国濒危珍稀动物。

5.7.6.2 野生动物资源现状评价

项目所在区域人类活动频繁,由于人类对生态环境的破坏和干扰使得项目区自然条件有所变化,野生动物种类也在不断减少。区域内野生动物多为常见的广布物种,已基本对人类活动产生适应性。现场调查期间,项目所在位置内未见《国家重点保护野生动物名录》(2021年2月1日)、《国家重点保护水生野生动物名录》中的重点保护野生动物和中国濒危珍稀动物。

5.7.7 土壤环境质量现状调查与评价

根据《全国水土保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果》(2013年8月12日)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),项目评价范围属于省级水土流失重点治理区。

根据《中国土壤分类与代码》(GB/T 17296-2009)、国家土壤信息服务平台(<http://www.soilinfo.cn/map/>)和现场调查,项目所在区域的土壤类型以盐土为主,土壤类型见图 5.7-5。

项目所在区域的土壤类型为盐土。盐土剖面形态的基本特点是发育层次不明显,一般无腐殖质层,土层一般都较深厚,土壤质地以壤质土为主,受风沙影响多以砂壤土或砂土为主。盐土容重多在 $1.3\text{mg}/\text{m}^3 \sim 1.4\text{mg}/\text{m}^3$,土壤孔隙度多为 45%~55%,一般表层稍高。项目区主要是典型盐土亚类,通常由草甸盐土和盐化土壤进一步积盐,盐生植被取代草甸植被,生草过程进一步削弱而来。其地下水

位约 2m~3m，地面起伏不平，并被 5cm~15cm 的盐结皮或盐结壳所覆盖，盐类组成以氯化物为主，生物累积少，有机质含量及其他养分含量均较低。植被以稀疏的盐生灌丛为主，常见的有柽柳、骆驼刺、盐穗木等，覆盖度 20%~35%。

图 5.7-5 土壤类型图

5.7.8 小结

项目位于库车市境内，项目评价范围内生态系统类型主要有 3 大类：农田生态系统、荒漠生态系统和工矿用地生态系统，以荒漠生态系统为主。

项目评价范围内无《国家重点保护野生植物名录（第一批）》、《国家重点保护野生植物名录（第二批）》（讨论稿）中重点保护野生植物及中国濒危珍稀植物，也没有古树名木分布；现场踏勘期间，项目评价范围内未见《国家重点保护野生动物名录》（2021 年 2 月 1 日）、《国家重点保护水生野生动物名录》中的重点保护野生动物和中国濒危珍稀动物。

6 环境影响预测与评价

6.1 环境空气影响评价

6.1.1 评价等级与评价范围

6.1.1.1 评价等级的确定

1) 判定依据

根据项目工程分析结果,选择项目污染源正常排放的主要污染物及排放参数,分别计算每一种污染物的最大地面质量浓度占标率 P_i (第 i 个污染物),及第 i 个污染物的地面质量浓度达标准限值 10%时所对应的最远距离 $D_{10\%}$ 。其中 P_i 定义为:

$$P_i = \frac{C_i}{C_{0i}} \times 100\% \quad \text{公式 (1)}$$

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空气质量浓度, $\mu\text{g}/\text{m}^3$;

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

评价工作等级按照表 6.1-1 的分级依据进行划分,最大地面质量浓度占标率 P_i 按公式(1)计算,污染物 i 大于 1,取 P 值中最大者 (P_{\max}) 和其对应的 $D_{10\%}$ 。

表 6.1-1 评价工作等级划分表

评价工作等级	评价工作等级分级依据
一级	$P_{\max} \geq 10\%$
二级	$1\% \leq P_{\max} < 10\%$
三级	$P_{\max} < 1\%$

2) 判定结果

本项目 6 座侧钻井井场规格均相同,根据指标预测结果投产后油井产量基本相同,故本次选取其中之一的 TH12520CH 井场进行厂界无组织排放的面源估算,预测选取特征污染物为非甲烷总烃、 H_2S ;井场内水套加热炉有组织排放的点源估算,预测选取特征污染物 SO_2 、 NO_x 、颗粒物。

根据工程分析确定的源强,采用导则推荐的 AERSCREEN 估算模式进行计算,本项目估算模型参数见表 6.1-2,估算结果见表 6.1-3 及表 6.1-4。

根据估算结果知,本项目有组织、无组织排放各类污染物的最大占标率为

$P=7.94\% < 10\%$ 。《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ 2.2-2018)中规定：“二级评价项目大气环境影响评价范围边长 5km 的矩形”。本项目属于石油开采行业，不在 HJ 2.2-2018 中“对电力、钢铁、水泥、石化、化工、平板玻璃、有色等高耗能行业的多源项目或以使用高污染燃料为主的多源项目，并且编制环境影响报告书的项目评价等级提高一级”要求范围之列，同时结合估算结果 ($P=7.94\% < 10\%$)，本项目大气环境评价等级不需提级，因此最终确定本项目大气环境影响评价为二级。

表 6.1-2 估算模型参数表

选项		参数
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数 (城市选项时)	/
最高环境温度 (°C)		41.5
最低环境温度 (°C)		-32
土地利用类型		荒漠
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否
	地形数据分辨率 (m)	90m
是否考虑海岸线熏烟	考虑海岸线熏烟	<input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 否
	岸线距离 (km)	/
	岸线方向 (°)	/

6.1.1.2 评价范围

本项目评价等级为二级，评价范围为以井场为中心、边长 5km 的矩形范围。本项目评价范围基本信息见图 1.7-1。

表 6.1-3 估算参数选择情况及估算结果一览表（点源）

污染源名称	污染物名称	污染物排放速率 (g/s)	排气筒底部海拔高度 (m)	排气筒高度 (m)	排气筒内径 (m)	烟气出口流量 (m/s)	烟气出口温度 (°C)	最大落地浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	最大落地浓度出现距离 (m)	最大地面浓度占标率 (%)	判定结果
水套加热炉	SO ₂	0.0026	950	8	0.2	5.8	120	1.7022	108	0.34	三级
	NO _x	0.0246						15.8872	108	7.94	二级
	颗粒物	0.0016						1.0087	108	0.22	三级

表 6.1-4 估算参数选择情况及计算结果一览表（面源）

污染源名称	污染物名称	污染物排放速率 (g/s)	面源长度 (m)	面源宽度 (m)	面源排放高度 (m)	最大落地浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	最大落地浓度出现距离 (m)	最大地面浓度占标率 (%)	判定结果
井场	非甲烷总烃	0.000112	50	40	1.5	2.3710	48	0.12	三级
	H ₂ S	0.000035	50	40	1.5	0.7409	48	7.41	二级

备注：VOCs 暂未发布环境质量标准，本次评价以非甲烷总烃进行表征。

6.1.2 区域大气污染源调查与分析

1) 点源

本项目点源排放参数见表 6.1-5。

2) 面源

本项目面源排放参数见表 6.1-6。

表 6.1-5 点源参数调查清单

点源编号	井号	点源名称	排气筒高度	排气筒内径	烟气出口速度	烟气出口温度	年排放小时数	排放工况	评价因子源强		
									SO ₂	NO _x	颗粒物
单位	——	——	m	m	m/s	℃	h	——	g/s	g/s	g/s
DA001	TH12520CH	水套加热炉	8	0.2	5.8	120	8760	连续排放	0.0026	0.0246	0.0016
DA002	TH12551CH	水套加热炉	8	0.2	5.8	120	8760	连续排放	0.0026	0.0246	0.0016
DA003	TH12562CH	水套加热炉	8	0.2	5.8	120	8760	连续排放	0.0026	0.0246	0.0016
DA004	TH12235CX	水套加热炉	8	0.2	5.8	120	8760	连续排放	0.0026	0.0246	0.0016
DA005	TH12214CH	水套加热炉	8	0.2	5.8	120	8760	连续排放	0.0026	0.0246	0.0016
DA006	TH12547CH	水套加热炉	8	0.2	5.8	120	8760	连续排放	0.0026	0.0246	0.0016

表 6.1-6 面源参数调查清单

面源编号	面源名称	面源长度	面源宽度	与正北夹角	面源初始排放高度	年排放小时数	排放工况	评价因子源强	
		m	m	°	m	h		VOCs	H ₂ S
							——	g/s	g/s
A1	TH12520CH	50	40	0	1.5	8760	正常	0.000112	0.000035
A2	TH12551CH	50	40	0	1.5	8760	正常	0.000112	0.000035
A3	TH12562CH	50	40	23	1.5	8760	正常	0.000112	0.000035
A4	TH12235CX	50	40	41	1.5	8760	正常	0.000112	0.000035
A5	TH12214CH	50	40	5	1.5	8760	正常	0.000112	0.000035
A6	TH12547CH	50	40	20	1.5	8760	正常	0.000112	0.000035

6.1.3 污染气象特征分析

本次评价采用距拟建项目 55km 处库车气象站 2018 年逐日逐次的常规气象观测资料。库车市气象站地处东经 82° 97'、北纬 41° 72'，海拔高程为 1081.9m，属国家基本气象站，气象资料可以满足《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ 2.2-2018) 中的相关要求，现将库车市主要气象特征概述如下：

(1) 温度

根据库车市气象站 2018 年统计资料，年平均气温月变化情况见表 6.1-7，2018 年平均气温月变化曲线见图 6.1-1。从年平均气温月变化资料中可以看出 7 月份平均气温最高 (23.15°C)，1 月气温平均最低 (-6.96°C)。

表 6.1-7 库车市 2018 年各月平均温度变化统计表

月份	1	2	3	4	5	6
温度 (°C)	-6.960	-2.340	8.140	15.47	17.58	23.11
月份	7	8	9	10	11	12
温度 (°C)	23.15	20.45	18.46	9.690	1.940	-2.890

图 6.1-1 库车市 2018 年各月平均温度变化曲线图

(2) 风速、风频

根据库车市气象站 2018 年气象资料，库车市全年主导风向为北 (N) 风，出现频率为 13.03%，静风频率为 3.45%。风速 ≤ 0.5m/s 的最大持续小时为 12h，开始于 2018 年 10 月 8 日 22 时。

春季静风频率相对较小，为 1.90%，但以东 (E) 风为主导风向，出现频率为 13.90%，其次为北 (N) 风，出现频率为 13.00%。

夏季静风频率较春季略大，为 1.99%，主导风向为北 (N) 风，出现频率为 12.18%，其次为北偏西北 (NNW) 风，出现频率为 11.19%。

秋季静风频率最大，为 5.91%，主导风向为北 (N) 风，出现频率为 13.60%，其次为北偏东北 (NNE) 风，出现频率为 11.63%。

冬季静风频率较秋季略小，为 4.03%，主导风向为北 (N) 风，出现频率为 13.33%，其次为北偏东北 (NNE) 风，出现频率为 10.23%。

经统计，库车市 2018 年平均风速为 1.59m/s。西南 (SW) 方向风速最大，为 2.01m/s，其次是东偏东南 (ESE) 风向下的风速，风速为 1.99m/s。东偏东北 (NNE) 方向风速最小，为 0m/s。

库车市 2018 年全年及四季各风向频率见表 6.1-8，图 6.1-2；全年及四季各风速见表 6.1-9，图 5.2-3。

(3) 污染系数

污染系数是用某风向的频率与该风向平均风速的比来表示的，值越大则其下风向受污染的概率也越大。根据库车市 2018 年气象统计资料，项目区域污染系数统计结果见表 6.1-10、图 5.2-4。

经统计，评价区域全年各风向污染系数以 N 风向为大，为 9.80；NNE 风向次之，为 8.80；污染系数最小风向方位是 ENE，为 0。春、夏、秋、冬四季各风向污染系数均以 N 风向最大，分别为 8.97、8.17、10.23 和 12.58。

表 6.1-8 库车市 2018 年各月、季及全年风向频率表 (单位: %)

月份	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	静风
一月	13.04	9.01	6.72	0.00	22.85	6.18	3.49	3.49	2.02	1.75	3.90	4.57	4.70	3.90	4.44	6.59	3.36
二月	11.46	10.12	5.06	0.00	13.84	3.72	1.64	2.08	2.68	3.87	6.10	9.52	6.99	7.29	5.80	7.74	2.08
三月	16.80	10.08	4.44	0.00	14.38	4.17	2.96	1.75	2.02	6.32	8.47	6.59	5.65	2.96	3.63	8.20	1.61
四月	10.56	13.06	3.89	0.00	13.19	5.69	2.92	1.94	3.33	4.44	9.17	4.72	3.89	3.47	6.39	11.39	1.94
五月	11.56	10.22	4.30	0.00	14.11	7.66	5.78	2.55	3.63	5.38	7.53	5.78	3.09	2.96	4.03	9.27	2.15
六月	12.78	12.22	5.00	0.00	13.61	4.58	6.11	2.92	4.86	5.28	6.81	3.47	2.78	2.64	4.58	10.56	1.81
七月	13.31	10.75	6.59	0.00	9.01	4.30	4.03	3.36	4.57	7.66	6.18	2.82	1.88	2.82	9.01	12.37	1.34
八月	10.48	9.14	5.24	0.00	6.85	4.30	2.82	5.24	4.44	7.26	7.80	8.06	4.70	3.23	6.99	10.62	2.82
九月	13.47	11.67	4.17	0.00	4.72	3.06	3.06	1.94	3.47	5.42	10.14	8.75	3.61	5.28	8.47	10.42	2.36
十月	12.50	10.08	4.57	0.00	15.99	5.91	2.69	2.28	2.69	3.49	6.45	3.76	4.03	2.96	4.03	7.93	10.62
十一月	14.86	13.19	3.06	0.00	11.39	4.44	3.19	2.22	2.22	3.89	8.75	10.83	5.14	3.19	2.92	6.11	4.58
十二月	15.32	11.56	5.38	0.00	10.62	4.57	3.09	2.96	2.28	4.44	4.44	6.85	3.49	4.17	4.97	9.41	6.45
全年	13.03	10.91	4.87	0.00	12.56	4.90	3.49	2.74	3.18	4.94	7.13	6.28	4.14	3.71	5.43	9.22	3.45
春季	13.00	11.10	4.21	0.00	13.90	5.84	3.89	2.08	2.99	5.39	8.38	5.71	4.21	3.13	4.66	9.60	1.90
夏季	12.18	10.69	5.62	0.00	9.78	4.39	4.30	3.85	4.62	6.75	6.93	4.80	3.13	2.90	6.88	11.19	1.99
秋季	13.60	11.63	3.94	0.00	10.76	4.49	2.98	2.15	2.79	4.26	8.42	7.74	4.26	3.80	5.13	8.15	5.91
冬季	13.33	10.23	5.74	0.00	15.83	4.86	2.78	2.87	2.31	3.33	4.77	6.90	5.00	5.05	5.05	7.92	4.03

表 6.1-9 库车市 2018 年各月、季及全年风速表 (单位: m/s)

月份	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C
一月	1.02	1.01	1.07	0.00	1.47	1.24	1.20	1.19	1.35	1.35	1.63	1.83	1.63	1.17	1.02	1.01	1.22
二月	1.10	1.08	0.86	0.00	1.30	1.32	1.31	1.13	1.38	2.09	1.98	1.89	1.72	1.41	1.24	1.26	1.36
三月	1.23	1.26	1.22	0.00	2.22	2.15	1.84	1.52	1.63	1.92	2.02	2.10	1.61	1.39	1.39	1.76	1.67
四月	1.46	1.46	1.28	0.00	2.86	2.62	1.96	1.49	1.34	1.83	2.15	2.38	2.03	1.98	2.29	2.65	2.04
五月	1.74	1.31	1.50	0.00	2.44	2.64	2.15	1.61	1.49	1.82	2.19	1.94	1.63	1.53	2.30	2.47	1.96
六月	1.64	1.31	1.42	0.00	2.11	2.32	1.83	1.98	1.88	1.84	2.32	1.83	1.46	2.14	1.86	1.98	1.80
七月	1.52	1.51	1.30	0.00	1.90	2.14	2.14	1.75	1.84	1.95	2.24	1.62	2.00	1.50	2.70	2.09	1.86
八月	1.29	1.20	1.21	0.00	1.46	1.61	1.48	1.51	1.67	1.85	1.83	2.26	1.47	1.52	2.22	1.66	1.58
九月	1.37	1.21	1.21	0.00	1.59	1.87	1.78	1.39	1.52	1.92	2.15	2.13	1.33	1.70	1.64	1.23	1.56
十月	1.27	1.15	1.03	0.00	2.13	2.38	1.20	1.28	1.19	1.55	1.75	1.44	1.61	1.35	1.75	2.10	1.46
十一月	1.35	1.16	1.04	0.00	1.51	1.73	1.60	1.18	1.18	1.47	1.82	1.99	1.56	1.06	0.90	1.58	1.41
十二月	1.06	1.09	0.96	0.00	1.10	1.23	1.03	1.05	1.09	1.32	1.66	1.57	1.37	1.16	1.06	1.13	1.10
全年	1.33	1.24	1.17	0.00	1.88	1.99	1.70	1.44	1.52	1.79	2.01	1.96	1.61	1.48	1.81	1.79	1.59
春季	1.45	1.35	1.33	0.00	2.50	2.52	2.02	1.55	1.47	1.86	2.12	2.12	1.74	1.65	2.06	2.34	1.89
夏季	1.49	1.34	1.31	0.00	1.89	2.03	1.85	1.69	1.80	1.89	2.11	2.03	1.57	1.69	2.35	1.92	1.75
秋季	1.33	1.17	1.10	0.00	1.83	2.06	1.54	1.28	1.32	1.68	1.93	1.95	1.51	1.43	1.53	1.61	1.47
冬季	1.06	1.06	0.98	0.00	1.34	1.26	1.15	1.13	1.27	1.61	1.78	1.77	1.61	1.27	1.11	1.14	1.22

表 6.1-10 库车市 2018 年各月、季及全年污染系数表

风速	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C
一月	12.78	8.92	6.28	0.00	15.54	4.98	2.91	2.93	1.50	1.30	2.39	2.50	2.88	3.33	4.35	6.52	4.94
二月	10.42	9.37	5.88	0.00	10.65	2.82	1.25	1.84	1.94	1.85	3.08	5.04	4.06	5.17	4.68	6.14	4.64
三月	13.66	8.00	3.64	0.00	6.48	1.94	1.61	1.15	1.24	3.29	4.19	3.14	3.51	2.13	2.61	4.66	3.83
四月	7.23	8.95	3.04	0.00	4.61	2.17	1.49	1.30	2.49	2.43	4.27	1.98	1.92	1.75	2.79	4.30	3.17
五月	6.64	7.80	2.87	0.00	5.78	2.90	2.69	1.58	2.44	2.96	3.44	2.98	1.90	1.93	1.75	3.75	3.21
六月	7.79	9.33	3.52	0.00	6.45	1.97	3.34	1.47	2.59	2.87	2.94	1.90	1.90	1.23	2.46	5.33	3.44
七月	8.76	7.12	5.07	0.00	4.74	2.01	1.88	1.92	2.48	3.93	2.76	1.74	0.94	1.88	3.34	5.92	3.41
八月	8.12	7.62	4.33	0.00	4.69	2.67	1.91	3.47	2.66	3.92	4.26	3.57	3.20	2.13	3.15	6.40	3.88
九月	9.83	9.64	3.45	0.00	2.97	1.64	1.72	1.40	2.28	2.82	4.72	4.11	2.71	3.11	5.16	8.47	4.00
十月	9.84	8.77	4.44	0.00	7.51	2.48	2.24	1.78	2.26	2.25	3.69	2.61	2.50	2.19	2.30	3.78	3.67
十一月	11.01	11.37	2.94	0.00	7.54	2.57	1.99	1.88	1.88	2.65	4.81	5.44	3.29	3.01	3.24	3.87	4.22
十二月	14.45	10.61	5.60	0.00	9.65	3.72	3.00	2.82	2.09	3.36	2.67	4.36	2.55	3.59	4.69	8.33	5.09
全年	9.80	8.80	4.16	0.00	6.68	2.46	2.05	1.90	2.09	2.76	3.55	3.20	2.57	2.51	3.00	5.15	3.79
春季	8.97	8.22	3.17	0.00	5.56	2.32	1.93	1.34	2.03	2.90	3.95	2.69	2.42	1.90	2.26	4.10	3.36
夏季	8.17	7.98	4.29	0.00	5.17	2.16	2.32	2.28	2.57	3.57	3.28	2.36	1.99	1.72	2.93	5.83	3.54
秋季	10.23	9.94	3.58	0.00	5.88	2.18	1.94	1.68	2.11	2.54	4.36	3.97	2.82	2.66	3.35	5.06	3.89
冬季	12.58	9.65	5.86	0.00	11.81	3.86	2.42	2.54	1.82	2.07	2.68	3.90	3.11	3.98	4.55	6.95	4.86

图 6.1-2 库车市 2018 年各月、季及全年风向玫瑰图

图 6.1-3 库车市 2018 年各月、季及全年风速玫瑰图

图 6.1-4 库车市 2018 年各月、季及全年污染系数图

6.1.4 施工期大气环境影响分析

施工废气污染源主要来自井场施工、管线施工和运输车辆行驶产生的扬尘（粉尘）及运输车辆排放的烟气，烟气中的主要污染物为 SO_2 、 NO_2 、 C_mH_n 等。这些污染物将对环境空气造成一定程度的污染，但这种污染是短期的，工程结束后，污染将不复存在。本次评价主要利用同类项目的建设经验和监测结果，类比分析本项目施工期对井场周围大气环境的影响。

1) 扬尘影响分析

本项目施工期扬尘主要产生于三个部分：井场施工、管线施工、车辆运输过程。

施工期产生的扬尘（粉尘）污染主要取决于施工作业方式、材料的堆放以及风力等因素，其中受风力的影响最大，随着风速的增大，施工扬尘（粉尘）的污染程度和超标范围也将随之增强和扩大。

管线的地面开挖、填埋、土石方堆放过程为分段进行，施工时间较短，作业带内产生的扬尘（粉尘）为无组织面源排放，根据类似工程的实际现场调查：在大风情况下施工现场下风向 1m 处扬尘浓度可达 $3\text{mg}/\text{m}^3$ 以上，25m 处为 $1.53\text{mg}/\text{m}^3$ ，下风向 60m 范围内 TSP 浓度超标。但由于施工过程为分段进行，施工时间较短，在严格执行分层开挖、分层回填的操作制度、避免长距离施工、工程措施与生物措施相结合的情况下，施工作业扬尘污染是短时的，且影响不会很大，各大气保护目标在施工期内受到施工扬尘的影响较小。

施工阶段汽车运输过程中，也会产生扬尘污染。扬尘量、粒径大小等与多种因素有关，如路面状况、车辆行驶速度、载重量、天气情况等。其中风速、风向等天气状况直接影响扬尘的传输方向和距离。由于汽车运输过程中产生的扬尘时间短、扬尘落地快、影响范围主要集中在运输道路两侧，故汽车运输扬尘对周边的环境空气影响程度和范围较小，影响时间也较短。如果采用硬化道路、道路定时洒水抑尘、控制车辆装载量并采取密闭或遮盖措施，可大大减少运输扬尘对周围环境空气的影响。

建设单位应采取如下扬尘防治措施：

- (1) 尽量缩减施工作业面积，且施工场地采取围挡可有效减少扬尘扩散；
- (2) 物料集中堆放，表面采取遮盖或集中堆存在库房内；
- (3) 施工现场及道路定期洒水抑尘；
- (4) 控制车辆装载量并采取密闭或者遮盖措施，出入车辆清洗、渣土车密闭运输；
- (5) 避免大风天气施工；
- (6) 重污染天气应急期间，按要求严格落实各项应急减排措施。

经采取防治措施后，本项目产生的施工扬尘对周围大气环境影响较小。

2) 施工机械尾气影响分析

本项目管线敷设、井场建设过程中，将有少量的施工车辆与机械废气产生，主要污染物为 SO_2 、 NO_2 、 C_mH_n 等。由于废气量较小，且施工现场在野外，有利于污染物的扩散，同时废气污染源具有间歇性和流动性。因此，对局部地区的环境影响较轻。

6.1.5 运营期环境空气影响预测与评价

本项目大气环境影响评价等级为二级评价，根《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ 2.2-2018)，二级评价项目不进行进一步预测与评价，只对污染物排放量进行核算，因此 AERSCREEN 估算结果作为本次预测结果。

6.1.5.1 预测因子与预测范围

1) 预测因子

根据本项目工程分析和污染源分析以及估算模式计算结果，选择颗粒物、 SO_2 、 NO_2 、非甲烷总烃、 H_2S 作为预测因子，预测参数见表 6.1-5 和表 6.1-6。

2) 预测范围

预测范围与评价范围一致：以井场为中心，边长 5km 的矩形范围。

6.1.5.2 预测模式的选取

本次评价中对点源和面源的估算采用《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ 2.2-2018) 推荐模式 AERSCREEN。

6.1.5.3 预测结果与评价

本项目各油井井场情况一致，根据工程分析，面源排放源强一致。本次选取 TH12520CH 井场的面源及其点源进行估算，有组织排放预测结果见表 6.1-11，

无组织排放预测结果见表 6.1-12。

表 6.1-11 水套加热炉有组织排放估算模式预测结果一览表

下风向距离 (m)	SO ₂		NO _x		颗粒物	
	预测质量浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)	预测质量浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)	预测质量浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)
25	1.0008	0.20	9.3408	4.67	0.5931	0.13
50	1.5594	0.31	14.5544	7.28	0.9241	0.21
75	1.3644	0.27	12.7344	6.37	0.8085	0.18
100	1.6873	0.34	15.7481	7.87	0.9999	0.22
108	1.7022	0.34	15.8872	7.94	1.0087	0.22
125	1.6520	0.33	15.4187	7.71	0.9790	0.22
150	1.6168	0.32	15.0901	7.55	0.9581	0.21
下风向最大 质量浓度及 占标率	1.7022	0.34	15.8872	7.94	1.0087	0.22
D _{10%} 最远距 离 (m)	未出现		未出现		未出现	
最大落地浓 度距源距离 (m)	108		108		108	

表 6.1-12 井场无组织排放估算模式预测结果一览表

距源中心下风向 距离 (m)	非甲烷总烃		硫化氢	
	预测质量浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)	预测质量浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)
25	1.8908	0.09	0.5909	5.91
48	2.3710	0.12	0.7409	7.41
50	2.3602	0.12	0.7376	7.38
75	1.9351	0.10	0.6047	6.05
100	1.6486	0.08	0.5152	5.15
125	1.5521	0.08	0.4850	4.85
150	1.4360	0.07	0.4488	4.49
最大落地浓度出 现距离 (m)	48		48	
D _{10%} 最远距离 (m)	未出现		未出现	
最大落地浓度及 占标率	2.3710	0.12	0.7409	7.41

估算结果表明，本项目在正常情况下废气有组织排放、无组织排放的各污染物在最大落地浓度点的浓度均能达标，因此本项目对环境空气影响较小。

6.1.5.4 厂界无组织废气影响分析

通过对井场非甲烷总烃、H₂S 排放情况预测可知，井场排放非甲烷总烃、H₂S 的最大落地浓度为 2.3710μg/m³、0.7409μg/m³，因此，井场厂界非甲烷总烃浓度能够满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）表 2 限值要求（4.0mg/m³），井场厂界 H₂S 浓度能够满足《恶臭污染物排放标准》（GB 14554-1993）厂界标准值要求（0.06mg/m³）。

6.1.5.5 大气环境防护距离

根据 AERSCREEN 估算结果，本项目污染物最大落地浓度占标率 < 10%，本项目不需设置大气环境防护距离。

6.1.5.6 污染物排放量核算

根据工程分析，本项目正常工况下有组织排放源排放量、无组织排放源排放量、大气污染物年排放量见分别见表 6.1-13~表 6.1-15。

表 6.1-13 大气污染物有组织排放量核算表

序号	排放口 编号	污染物	核算排放浓度 (mg/m ³)	核算排放速率 (g/s)	核算年排放量 (t/a)
主要排放口					
1	DA001	SO ₂	14.71	0.0026	0.083
		NO _x	137.43	0.0246	0.775
		颗粒物	8.83	0.0016	0.050
2	DA002	SO ₂	14.71	0.0026	0.083
		NO _x	137.43	0.0246	0.775
		颗粒物	8.83	0.0016	0.050
3	DA003	SO ₂	14.71	0.0026	0.083
		NO _x	137.43	0.0246	0.775
		颗粒物	8.83	0.0016	0.050
4	DA004	SO ₂	14.71	0.0026	0.083
		NO _x	137.43	0.0246	0.775
		颗粒物	8.83	0.0016	0.050
5	DA005	SO ₂	14.71	0.0026	0.083
		NO _x	137.43	0.0246	0.775
		颗粒物	8.83	0.0016	0.050
6	DA006	SO ₂	14.71	0.0026	0.083
		NO _x	137.43	0.0246	0.775
		颗粒物	8.83	0.0016	0.050
主要排放口合计			SO ₂ (t/a)		0.498

塔河油田西部奥陶系油藏 2020 年第一期侧钻项目

序号	排放口 编号	污染物	核算排放浓度 (mg/m ³)	核算排放速率 (g/s)	核算年排放量 (t/a)
			NO _x (t/a)		4.650
			颗粒物 (t/a)		0.300
有组织排放总计					
有组织排放总计			SO ₂ (t/a)		0.498
			NO _x (t/a)		4.650
			颗粒物 (t/a)		0.300

表 6.1-14 大气污染物无组织排放量核算表

序号	排放口 编号	产污环节	污染物	主要污染 防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放 量 (t/a)
					标准名称	浓度限值 (mg/m ³)	
1	A1	井场无组 织挥发	VOCs	油井密闭 集输	非甲烷总烃：《陆 上石油天然气开 采工业大气污染 物排放标准》(GB 39728-2020)中 挥发性有机物厂 界监控点浓度限 值； H ₂ S：《恶臭污染 物排放标准》(GB 14554-1993)厂 界监控点浓度限 值	4.00	0.0035
			H ₂ S			0.06	0.0011
2	A2	井场无组 织挥发	VOCs	油井密闭 集输		4.00	0.0035
			H ₂ S			0.06	0.0011
3	A3	井场无组 织挥发	VOCs	油井密闭 集输		4.00	0.0035
			H ₂ S			0.06	0.0011
4	A4	井场无组 织挥发	VOCs	油井密闭 集输		4.00	0.0035
			H ₂ S			0.06	0.0011
5	A5	井场无组 织挥发	VOCs	油井密闭 集输		4.00	0.0035
			H ₂ S			0.06	0.0011
6	A6	井场无组 织挥发	VOCs	油井密闭 集输		4.00	0.0035
			H ₂ S			0.06	0.0011
无组织排放总计							
无组织排放合计		VOCs		0.0210			
		H ₂ S		0.0066			

表 6.1-15 大气污染物年排放量核算表

序号	污染物	年排放量 (t/a)
1	SO ₂	0.498
2	NO _x	4.650
3	颗粒物	0.300
4	VOCs	0.0210
5	H ₂ S	0.0066

6.1.6 大气环境影响评价自查表

本项目大气环境影响评价自查表详见表 6.1-16。

表 6.1-16 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目						
评价等级与范围	评价等级	一级 <input type="checkbox"/>		二级 <input checked="" type="checkbox"/>		三级 <input type="checkbox"/>		
	评价范围	边长=50km <input type="checkbox"/>		边长=5~50km <input type="checkbox"/>		边长=5km <input checked="" type="checkbox"/>		
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥2000t/a <input type="checkbox"/>		500~2000t/a <input type="checkbox"/>		<500t/a <input checked="" type="checkbox"/>		
	评价因子	基本污染物 (SO ₂ 、NO _x 、颗粒物、CO、O ₃)				包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/>		
		其他污染物 (非甲烷总烃、H ₂ S)				不包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/>		
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/>		地方标准 <input type="checkbox"/>		附录 D <input type="checkbox"/>		
		其他标准 <input type="checkbox"/>						
现状评价	评价功能区	一类区 <input type="checkbox"/>		二类区 <input checked="" type="checkbox"/>		一类区和二类区 <input type="checkbox"/>		
	评价基准年	(2018) 年						
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 <input type="checkbox"/>		主管部门发布的数据 <input checked="" type="checkbox"/>		现状补充检测 <input checked="" type="checkbox"/>		
	现状评价	达标区 <input type="checkbox"/>				不达标区		
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源 <input checked="" type="checkbox"/> 本项目非正常排放源 <input type="checkbox"/> 现有污染源 <input type="checkbox"/>		拟替代的污染源 <input type="checkbox"/>		其他在建、本项目污染源 <input type="checkbox"/> 区域污染源 <input type="checkbox"/>		
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD <input type="checkbox"/>	ADMS <input type="checkbox"/>	AUSTAL2000 <input type="checkbox"/>	EDMS/AEDT <input type="checkbox"/>	CALPUFF <input type="checkbox"/>	网格模型 <input type="checkbox"/> 其他 <input type="checkbox"/>	
	预测范围	边长≥50km <input type="checkbox"/>		边长 5~50km <input type="checkbox"/>		边长=5km <input checked="" type="checkbox"/>		
	预测因子	预测因子 (非甲烷总烃、H ₂ S、颗粒物、SO ₂ 、NO _x)				包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/>		
	正常排放短期浓度贡献值	C 本项目最大占标率≤100% <input type="checkbox"/>			C 本项目最大占标率>100% <input type="checkbox"/>			
	正常排放年均浓度贡献值	一类区		C 本项目最大占标率≤10% <input type="checkbox"/>			C 本项目最大占标率>10% <input type="checkbox"/>	
二类区		C 本项目最大占标率≤30% <input type="checkbox"/>			C 本项目最大占标率>30% <input type="checkbox"/>			

	非正常 1h 浓度贡献值	非正常持续时长 () h	C _{非正常} 占标率 ≤ 100% <input type="checkbox"/>		C _{非正常} 占标率 > 100% <input type="checkbox"/>
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	C 叠加达标 <input type="checkbox"/>			C 叠加不达标 <input type="checkbox"/>
	区域环境质量的整体变化情况	k ≤ -20% <input type="checkbox"/>		k > -20% <input type="checkbox"/>	
环境监测计划	污染源监测	监测因子: (非甲烷总烃、H ₂ S、SO ₂ 、NO _x 、颗粒物)	有组织废气监测 <input checked="" type="checkbox"/>	无监测 <input type="checkbox"/>	
	环境质量监测	监测因子: (/)	无组织废气监测 <input checked="" type="checkbox"/>	监测点位数 (/)	
评价结论	环境影响	可以接受 不可以接受 <input type="checkbox"/>			
	大气环境保护距离	距 (/) 厂界最远 (/) m			
	污染源年排放量	SO ₂ : (0.498) t/a	NO _x : (4.650) t/a	颗粒物: (0.300) t/a	非甲烷总烃: (0.021) t/a
注: “ <input type="checkbox"/> ”, 填“ <input checked="" type="checkbox"/> ”; “()”为内容填写项					

6.1.7 小结

本项目水套加热炉废气满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表 2 中新建燃气锅炉大气污染物排放限值要求(颗粒物: 20mg/m³、SO₂: 50mg/m³、NO_x: 200mg/m³); 非甲烷总烃无组织排放浓度能够达到《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB 39728-2020)中 VOCs 厂界监控点浓度限值(4.0mg/m³); 硫化氢无组织排放浓度能够达到《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-1993)表 1 中相关标准要求(0.06mg/m³)。根据大气环境影响估算结果及评价等级, 根据导则要求, 项目不需设置大气环境保护距离, 项目选址合理。

本项目投产运营后, 各污染物对周边大气污染物浓度贡献值较小, 对周围环境影响较小。

6.2 地表水环境影响评价

6.2.1 评价等级

本项目运营期采出水依托塔河油田二号、四号联合站采出水处理系统处理, 处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T 5329-2012)后回用于油田注水开发, 不外排; 井下作业废液拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站废液处理系统进行处理, 处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T 5329-2012)后回用于油田注水开发, 不外排。

根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ 2.3-2018), 本项目废水不外排, 地表水环境影响评价等级为三级 B。

6.2.2 评价要求

1) 区域水污染源调查: 水污染影响型三级 B 评价, 可不开展区域污染源调查, 主要调查依托污水处理设施的日处理能力、处理工艺、设计进水水质、处理后的废水稳定达标排放情况, 同时应调查依托污水处理设施执行的排放标准是否涵盖建设项目排放的有毒有害的特征水污染物。

2) 环境影响预测: 水污染影响型三级 B 评价可不进行水环境影响预测。

3) 环境影响评价: 水污染影响型三级 B 评价。主要评价内容包括:

- (1) 水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价;
- (2) 依托污水处理设施的环境可行性评价。

6.2.3 地表水环境影响分析

6.2.3.1 废水产生及处理情况

1) 施工期废水产生及处理情况

本项目施工期产生的废水包括清管废水、试压废水和生活污水。

(1) 清管废水

本项目现有管道清管废水产生量约为 78m^3 , 依托四号联合站、二号联合站内现有污水处理设施进行处理, 不外排。因此, 清管废水对水环境影响不大。

(2) 试压废水

本项目试压废水产生量约为 98m^3 , 经收集沉淀后用于洒水降尘, 不外排。因此, 试压废水对水环境影响不大。

(3) 生活污水

施工人员的生活污水排入井场环保厕所, 定期清运, 不会直接外排于区域环境中。

2) 运营期废水产生及处理情况

运营期产生的废水包括采出水、井下作业废液。

(1) 井下作业废液

本项目井下作业废液产生量为 $180\text{m}^3/\text{a}$, 拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站废液处理系统进行处理, 处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T 5329-2012) 中推荐水质标准后回用于油田注水开发, 不外排。

(2) 采出水

本项目采出液分别管输进入塔河油田二号、四号联合站进行分液处理，采出水产生量为 $4.21 \times 10^4 \text{t/a}$ ，经站内采出水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T 5329-2012)中推荐水质标准后回用于油田注水开发，不外排。

本项目运营期废水类别、污染物及治理措施信息见表 6.2-1。

表 6.2-1 废水类别、污染物及治理措施信息表

序号	废水类别	污染物种类	排放去向	排放规律	污染治理设施			排放口编号	排放口设置是否符合要求	排放口类型
					污染治理设施编号	污染治理设施名称	污染治理设施工艺			
1	井下作业废液	COD、石油类	其他（处理达标后回注）	/	/	绿色环保站废液处理系统	接收隔油调节加药沉降过滤	/	<input type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否	<input type="checkbox"/> 企业排口 <input type="checkbox"/> 雨水排放 <input type="checkbox"/> 清净下水排放 <input type="checkbox"/> 温排水排放 <input type="checkbox"/> 车间或车间处理设施排放口
2	采出水	COD、石油类、悬浮物	其他（处理达标后回注）	/	/	塔河油田二号、四号联合站采出水处理系统	自然除油+混凝沉降+过滤	/	<input type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否	<input type="checkbox"/> 企业排口 <input type="checkbox"/> 雨水排放 <input type="checkbox"/> 清净下水排放 <input type="checkbox"/> 温排水排放 <input type="checkbox"/> 车间或车间处理设施排放口

3) 闭井期废水产生及处理情况

闭井期会产生少量清管废水，收集后由罐车拉运至塔河油田二号、四号联合站，经站内采出水处理系统处理达标后就地回注地层，不外排。因此，闭井期产生的废水对周围水环境影响较小。

6.2.3.2 依托污水处理设施可行性分析

1) 塔河油田二号联合站

塔河油田二号联合站于 2003 年 10 月建成投产，负责塔河油田 6 区、7 区、10 区油区的原油处理任务。2008 年二号联合站进行扩建，扩建后的最终处理原油规模为 $390 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

二号联合站处理装置主要生产流程：计转（量）站来油→进站加热炉→三相分离器→原油脱硫装置→一次沉降罐→二次沉降罐→脱水泵→脱水加热炉→净化油储罐→外输泵→输油首站。

流程描述：进站原油加药后进加热炉加热，升温至 75°C 后进三相分离器进行油、气、水三相分离，含水原油脱除一部分游离水和伴生气后，含水 $\leq 15\%$ 的原油进入脱硫塔进行脱硫，然后进入一次沉降罐和二次沉降罐沉降脱水，含水 $\leq 5\%$ 的原油经脱水（硫）泵提升进加热炉，温升至 80°C 后进原油储罐，在原油储罐静止沉降后排底水，合格原油外输至输油首站，沉降出的污水自压进入污水处理系统。

本项目 TH12520CH、TH12551CH、TH12562CH 和 TH12547CH；采出水产生量为 $2.81 \times 10^4 \text{t/a}$ ，主要污染物为 COD、石油类及悬浮物。在二号联合站采出水处理系统处理余量为 $800 \text{m}^3/\text{d}$ 范围内。因此，二号联合站采出水处理系统能够满足本项目运营期废水处理的需要，故依托工程可行。

2) 塔河油田四号联合站

四号联合站站址位于 12 区主干公路以东，于 2013 年建成投产，负责塔河油田主力上产区块 10 区、12 区原油的集输及处理，同时兼顾部分于奇西区块的产能。设计原油处理规模 $260 \times 10^4 \text{t/a}$ ，混合液处理规模 $400 \times 10^4 \text{t/a}$ ，污水处理规模 $4000 \text{m}^3/\text{d}$ ，原油处理采用热化学大罐沉降脱水、负压稳定（脱硫）、原油储罐静止沉降放底水生产工艺生产合格原油，合格原油通过新建外输管道输送至雅克拉装车末站外销。

四号联合站采出水处理主工艺流程为采出水进入 2 座 1000m^3 一次除油罐初步除油除悬浮物后，出水进入 2 座 200m^3 污水缓冲罐，出水投加混凝剂、絮凝剂经过提升加压后进入压力混凝沉降罐，在此去除悬浮物及剩余污油，出水投加阻垢剂后进入 3 座全自动双滤料过滤器，进一步除油除悬浮物，最终确保水质达到回注标准，滤后水投加杀菌剂后进入 2 座 500m^3 污水外输罐，然后由外输泵提升并投加缓蚀剂和阻垢剂后至 12-12 计转泵站附近分水阀组并回注。

本项目 TH12235CX 和 TH12214CH 采出水产生量为 $1.40 \times 10^4 \text{t/a}$ ，主要污染物

为 COD、石油类及悬浮物。在四号联合站采出水处理系统处理余量为 1900m³/d 范围内。因此，四号联合站采出水处理系统能够满足本项目运营期废水处理的需要，故依托工程可行。

3) 西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站废液处理系统

塔河油田绿色环保站作业废液处理系统承担着西北油田分公司勘探开发作业生产过程中产生的废水、酸压废液、部分磺化泥浆滤出液等的处理，其中作业酸压废液占 80%。

根据资料搜集和现场调查，废液处理系统于 2015 年 12 月通过环境保护竣工验收（阿地环函字[2015]501 号）。废液设计处理能力为 65m³/h，实际平均运行为 9.2m³/h，富余 55.8m³/h。主工艺流程为：接收、隔油、调节、加药、沉降、过滤，废液处理系统出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）回注至 TK512 井。

本项目 6 口井井下作业废液产生量为 180m³/a，主要污染物为 COD、石油类。在绿色环保站废液处理系统处理余量范围内。因此，绿色环保站废液处理系统能够满足本项目运营期废水处理的需要，故依托工程可行。

6.2.3.3 对地表水环境的影响分析

1) 施工期对地表水环境的影响分析

本项目施工期清管废水、试压废水和生活污水均得到合理有效处置，不会导致水体污染，对周边地表水环境影响较轻。

2) 运营期对地表水环境的影响分析

本项目通过采取加强监管，杜绝各类废水、固体废物排入地表水。为了控制井喷事故的发生，西北油田分公司制定了完备的井控管理规定。井下作业施工安排专人观察井口，发生溢流后立即按程序处置并上报。事故状态下废水进行收集拉运处理，通过及时采取压井或关井等措施能够有效控制井控事故的发生。因此，本项目运营期废水均得到合理有效处置，无废水外排，项目依托废水处理设施可满足项目运营期废水的处理需求，对地表水环境影响较小。

3) 闭井期对地表水环境的影响分析

闭井期清管废水产生量较少，拉运至塔河油田二号、四号联合站采出水处理系统处理后回注，对周边地表水环境基本不会造成影响。

6.2.3.4 地表水污染防治与保护措施

本项目井位距离地表水体较远。本次环评要求建设单位必须实施以下环保措

施:

- (1) 禁止生活污水和生活垃圾直接进入河道；
- (2) 施工结束后要尽快恢复出、入土地地的原貌，减少水土流失。

6.2.4 地表水环境影响评价自查表

本项目地表水环境影响评价自查表见表 6.2-2。

表 6.2-2 地表水环境影响评价自查表

工作内容		自查项目		
影响识别	影响类型	水污染影响型 <input checked="" type="checkbox"/> ；水文要素影响型 <input type="checkbox"/>		
	水环境保护目标	饮用水水源保护区 <input type="checkbox"/> ；饮用水取水口 <input type="checkbox"/> ；涉水的自然保护区 <input type="checkbox"/> ；涉水的风景名胜区 <input type="checkbox"/> ；重要湿地 <input type="checkbox"/> ；重点保护与珍稀水生生物的栖息地 <input type="checkbox"/> ；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道 <input type="checkbox"/> ；天然渔场等渔业水体 <input type="checkbox"/> ；水产种质资源保护区 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>		
	影响途径	水污染影响型	水文要素影响型	
		直接排放 <input type="checkbox"/> ；间接排放 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/> 不外排	水温 <input type="checkbox"/> ；径流 <input type="checkbox"/> ；水域面积 <input type="checkbox"/>	
影响因子	持久性污染物 <input type="checkbox"/> ；有毒有害污染物 <input type="checkbox"/> ；非持久性污染物 <input type="checkbox"/> ；pH 值 <input type="checkbox"/> ；热污染 <input type="checkbox"/> ；富营养化 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>	水温 <input type="checkbox"/> ；水位（水深） <input type="checkbox"/> ；流速 <input type="checkbox"/> ；流量 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>		
评价等级	水污染影响型		水文要素影响型	
	一级 <input type="checkbox"/> ；二级 <input type="checkbox"/> ；三级 A <input type="checkbox"/> ；三级 B <input checked="" type="checkbox"/>		一级 <input type="checkbox"/> ；二级 <input type="checkbox"/> ；三级 <input type="checkbox"/>	
现状调查	区域污染源	调查项目		数据来源
		已建 <input type="checkbox"/> ；在建 <input type="checkbox"/> ；拟建 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>	拟替代的污染源 <input type="checkbox"/>	排污许可证 <input type="checkbox"/> ；环评 <input type="checkbox"/> ；环保验收 <input type="checkbox"/> ；既有实测 <input type="checkbox"/> ；现场监测 <input type="checkbox"/> ；入河排放口数据 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
	受影响水体水环境质量	调查时期		数据来源
		丰水期 <input type="checkbox"/> ；平水期 <input type="checkbox"/> ；枯水期 <input type="checkbox"/> ；冰封期 <input type="checkbox"/> 春季 <input type="checkbox"/> ；夏季 <input type="checkbox"/> ；秋季 <input type="checkbox"/> ；冬季 <input type="checkbox"/>		生态环境保护主管部门 <input checked="" type="checkbox"/> ；补充监测 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
	区域水资源开发利用状况	未开发 <input type="checkbox"/> ；开发量 40%以下 <input type="checkbox"/> ；开发量 40%以上 <input type="checkbox"/>		
	水文情势调查	调查时期		数据来源
丰水期 <input type="checkbox"/> ；平水期 <input type="checkbox"/> ；枯水期 <input type="checkbox"/> ；冰封期 <input type="checkbox"/> 春季 <input type="checkbox"/> ；夏季 <input type="checkbox"/> ；秋季 <input type="checkbox"/> ；冬季 <input type="checkbox"/>		水行政主管部门 <input type="checkbox"/> ；补充监测 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>		
补充监测	监测时期		监测因子	监测断面或点位
	丰水期 <input type="checkbox"/> ；平水期 <input type="checkbox"/> ；枯水期 <input type="checkbox"/> ；冰封期 <input type="checkbox"/> 春季 <input type="checkbox"/> ；夏季 <input type="checkbox"/> ；秋季 <input type="checkbox"/> ；冬季 <input type="checkbox"/>		()	监测断面或点位个数 () 个
现状评价	评价范围	河流：长度 () km；湖库、河口及近岸海域：面积 () km ²		
	评价因子	()		
	评价标准	河流、湖库、河口：I 类 <input type="checkbox"/> ；II 类 <input type="checkbox"/> ；III 类 <input checked="" type="checkbox"/> ；IV 类 <input type="checkbox"/> ；V 类 <input type="checkbox"/> 近岸海域：第一类 <input type="checkbox"/> ；第二类 <input type="checkbox"/> ；第三类 <input type="checkbox"/> ；第四类 <input type="checkbox"/>		

工作内容		自查项目				
		规划年评价标准 ()				
	评价时期	丰水期 <input type="checkbox"/> ; 平水期 <input type="checkbox"/> ; 枯水期 <input type="checkbox"/> ; 冰封期 <input type="checkbox"/> 春季 <input type="checkbox"/> ; 夏季 <input type="checkbox"/> ; 秋季 <input type="checkbox"/> ; 冬季 <input type="checkbox"/>				
	评价结论	水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标状况: 达标 <input checked="" type="checkbox"/> ; 不达标 <input type="checkbox"/> 水环境控制单元或断面水质达标状况: 达标 <input type="checkbox"/> ; 不达标 <input type="checkbox"/> 水环境保护目标质量状况: 达标 <input type="checkbox"/> ; 不达标 <input type="checkbox"/> 对照断面、控制断面等代表性断面的水质状况: 达标 <input type="checkbox"/> ; 不达标 <input type="checkbox"/> 底泥污染评价 <input type="checkbox"/> 水资源与开发利用程度及其水文情势评价 <input type="checkbox"/> 水环境质量回顾评价 <input type="checkbox"/> 流域 (区域) 水资源 (包括水能资源) 与开发利用总体状况、生态流量管理要求与现状满足程度、建设项目占用水域空间的水流状况与河湖演变状况 <input type="checkbox"/> 依托污水处理设施稳定达标排放评价 <input type="checkbox"/>			达标区 <input checked="" type="checkbox"/> 不达标区 <input type="checkbox"/>	
影响预测	预测范围	河流: 长度 () km; 湖库、河口及近岸海域: 面积 () km ²				
	预测因子	()				
	预测时期	丰水期 <input type="checkbox"/> ; 平水期 <input type="checkbox"/> ; 枯水期 <input type="checkbox"/> ; 冰封期 <input type="checkbox"/> 春季 <input type="checkbox"/> ; 夏季 <input type="checkbox"/> ; 秋季 <input type="checkbox"/> ; 冬季 <input type="checkbox"/> 设计水文条件 <input type="checkbox"/>				
	预测背景	建设期 <input type="checkbox"/> ; 生产运营期 <input type="checkbox"/> ; 服务期满后 <input type="checkbox"/> 正常工况 <input type="checkbox"/> ; 非正常工况 <input type="checkbox"/> 污染控制和减缓措施方案 <input type="checkbox"/> 区 (流) 域水环境质量改善目标要求情景 <input type="checkbox"/>				
	预测方法	数值解 <input type="checkbox"/> ; 解析解 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/> 导则推荐模式 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>				
影响评价	水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价	区 (流) 域水环境质量改善目标 <input type="checkbox"/> ; 替代削减源 <input type="checkbox"/>				
	水环境影响评价	排放口混合区外满足水环境管理要求 <input type="checkbox"/> 水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标 <input checked="" type="checkbox"/> 满足水环境保护目标水域水环境质量要求 <input type="checkbox"/> 水环境控制单元或断面水质达标 <input type="checkbox"/> 满足重点水污染物排放总量控制指标要求, 重点行业建设项目, 主要污染物排放满足等量或减量替代要求 <input type="checkbox"/> 满足区 (流) 域水环境质量改善目标要求 <input type="checkbox"/> 水文要素影响型建设项目同时应包括水文情势变化评价、主要水文特征值影响评价、生态流量符合性评价 <input type="checkbox"/> 对于新设或调整入河 (湖库、近岸海域) 排放口的建设项目, 应包括排放口设置的环境合理性评价 <input type="checkbox"/> 满足生态保护红线、水环境质量底线、资源利用上线和环境准入清单管理要求 <input type="checkbox"/>				
	污染物排放量核算	污染物名称		排放量 (t/a)	排放浓度 (mg/L)	
		()		()	()	
替代源排放情况	污染源名称	排污许可证编号	污染物名称	排放量 (t/a)	排放浓度 (mg/L)	

工作内容		自查项目				
		()	()	()	()	()
	生态流量确定	生态流量：一般水期 () m ³ /s；鱼类繁殖期 () m ³ /s；其他 () m ³ /s 生态水位：一般水期 () m；鱼类繁殖期 () m；其他 () m				
防治措施	环保措施	污水处理设施 <input type="checkbox"/> ；水文减缓设施 <input type="checkbox"/> ；生态流量保障设施 <input type="checkbox"/> ；区域削减 <input type="checkbox"/> ；依托其他工程措施 <input checked="" type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>				
	监测计划			环境质量	污染源	
		监测方式		手动 <input type="checkbox"/> ；自动 <input type="checkbox"/> ；无监测 <input checked="" type="checkbox"/>	手动 <input type="checkbox"/> ；自动 <input type="checkbox"/> ；无监测 <input checked="" type="checkbox"/>	
		监测点位		()	()	
	监测因子		()	()		
	污染物排放清单	<input type="checkbox"/>				
评价结论		可以接受 <input checked="" type="checkbox"/> ；不可以接受 <input type="checkbox"/>				
注：“ <input type="checkbox"/> ”为勾选项，可打√；“()”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。						

6.2.5 小结

本项目施工期、运营期、闭井期各类废水均可妥善处置，项目距离主要地表水体较远，废水不进入地表水环境，对周围地表水环境基本无影响，地表水环境影响可以接受。

6.3 地下水环境影响评价

6.3.1 评价等级

1) 项目分类

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ 610-2016)附录 A，本项目行业类别为“F 石油、天然气中的 37、石油开采”，环评类别为“报告书”，因此地下水环境影响评价项目类别为“I 类”。

2) 环境敏感程度

建设项目场地的地下水环境敏感程度可分为敏感、较敏感、不敏感三级，分级原则见表 6.3-1。

表 6.3-1 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
敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区；除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区
较敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区以外的补给径流区；未划定准保护区的集中式饮用水水

	源，其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地；特殊地下水资源（如矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区
不敏感	上述地区之外的其他地区

本项目所在区域不属于上述内容中敏感及较敏感区域，项目场地的地下水环境敏感特征为不敏感。

3) 评价工作等级确定

建设项目地下水环境影响评价工作等级的划分见表 6.3-2。

表 6.3-2 地下水环境影响评价等级划分依据

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

本项目属于 I 类项目，项目所在区域地下水环境敏感特征为不敏感，根据表 6.3-2，判断本项目地下水评价等价为二级。

6.3.2 评价范围

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ 610-2016) 要求的地下水环境现状调查与评价工作范围应包括与建设项目相关的地下水环境保护目标，以说明地下水环境的现状，反映调查评价区地下水基本流场特征，满足地下水环境影响预测和评价为基本原则。

本项目涉及井位较为分散，但各井场周边均无重要地下水环境保护目标，根据导则要求，结合项目周边的地形地貌、水文地质条件、井位分布情况等，同时为满足地下水环境影响二级评价的要求，采用导则中推荐的自定义法确定了本项目地下水评价范围，评价范围为项目区块（塔河油田 12 区），评价范围详见图 1.7-1。

6.3.3 评价区域水文地质环境

6.3.3.1 地质构造

塔河油田位于塔里木盆地东北坳陷区沙雅隆起阿克库勒凸起南部，阿克库勒凸起位于新疆塔里木盆地沙雅隆起中段南翼，西邻哈拉哈塘凹陷，东靠草湖凹陷，南接满加尔坳陷。

阿克库勒凸起于加里东中-晚期形成凸起雏形，海西早期受区域性挤压抬升

形成向西南倾伏的东北向展布的大型鼻凸，在长期的抬升暴露风化剥蚀过程中，使凸起大部分地区普遍缺失志留系-泥盆系及中、上奥陶统。海西晚期运动使凸起再次抬升暴露风化剥蚀，形成了一系列近东西向的褶皱和断裂系统，断块活动特征较为明显，大部分地区仅仅保留石炭系下统（缺失石炭系上统及二叠系），局部地区奥陶系碳酸盐岩暴露，同时造成海西早期运动形成的区域不整合面进一步南倾。这种构造面貌一直持续演化至印支-燕山期。印支-燕山期主压应力为NE-SW 方向，持续性的稳定挤压，形成盐边三叠、侏罗系中的 NEE 向右行扭动张性断裂组合，同时导致工区东南侧下石炭统盐体的大规模塑性流动形成三叠、侏罗系盐边低幅度背斜构造带。

地质柱状图见图 6.3-1。

图 6.3-1 地质柱状图

6.3.3.2 水文地质条件

1) 地下水类型、赋存分布规律及含水层空间分布特征

在塔里木河以北，地下水类型为双层-多层结构的第四系松散岩类孔隙潜水-承压水。区内广泛分布的第四系砂类地层，为第四系松散岩类孔隙水的赋存、分布提供了一定的储水空间。

地下水的埋藏深度变化复杂多样，无规律性，表现为从北部的 5.12m 左右向中部变为 3m~5m、1m~3m，向南部又变为 >5m，再向南部又变为 1m~3m 和 3m~5m。

2) 含水层的富水性

塔里木河以北区域的地下水类型为双层-多层结构的第四系松散岩类孔隙潜水-承压水，其富水性可划分为两个级别：潜水水量中等、承压水水量丰富；潜水水量中等、承压水水量中等。

——潜水水量中等、承压水水量丰富

近似呈半圆状分布在塔里木河以北区域的西北角地段。分布于该区的潜水，潜水位埋深 3m~6m 左右，钻孔揭露的潜水含水层厚度 17m~50m，含水层岩性为第四系细砂、粉砂；换算涌水量为 363.0m³/d~810.0m³/d，水量中等；渗透系数为 1.82m/d~4.01m/d，影响半径为 198.77m~310.29m。该区的承压水水头，为 -1.38m~+2.03m，承压含水层的顶板埋深 <50m；钻孔揭露的承压含水层厚度 <50m，含水层岩性为细砂、粉砂、粉细砂，隔水层岩性为粉质黏土、粉土；换算

涌水量为 $1000\text{m}^3/\text{d}\sim 1308\text{m}^3/\text{d}$ ，水量丰富；渗透系数为 $4.19\text{m}/\text{d}\sim 5.37\text{m}/\text{d}$ ，影响半径为 $134.27\text{m}\sim 186.97\text{m}$ 。

——潜水水量中等、承压水水量中等

根据承压含水层的顶板埋藏深度，又可分为承压含水层的顶板埋深 $50\text{m}\sim 100\text{m}$ 区和 $<50\text{m}$ 区，分别叙述如下：

(1) 承压含水层的顶板埋深 $50\text{m}\sim 100\text{m}$ 区

该区呈片状分布在塔里木河以北区域的中部地段。分布于该区的潜水，潜水位埋深从 $1\text{m}\sim 3\text{m}$ 到 $>5\text{m}$ 不等，钻孔揭露的潜水含水层厚度 $<20\text{m}$ ，含水层岩性为第四系细砂、粉砂；换算涌水量为 $107.3\text{m}^3/\text{d}\sim 1000.0\text{m}^3/\text{d}$ ，水量中等；渗透系数为 $1.05\text{m}/\text{d}\sim 3.82\text{m}/\text{d}$ ，影响半径为 $180.07\text{m}\sim 350.45\text{m}$ 。该区的承压水水头，为 $1.75\text{m}\sim 2.39\text{m}$ ，承压含水层的顶板埋深为 $50\text{m}\sim 100\text{m}$ ；钻孔揭露的承压含水层厚度 $<150\text{m}$ ，含水层岩性为第四系细砂、粉砂，隔水层岩性为粉质黏土、粉土；换算涌水量为 $197\text{m}^3/\text{d}\sim 991\text{m}^3/\text{d}$ ，水量中等；渗透系数为 $0.98\text{m}/\text{d}\sim 4.19\text{m}/\text{d}$ ，影响半径为 $182.27\text{m}\sim 315.97\text{m}$ 。

(2) 承压含水层的顶板埋深 $<50\text{m}$ 区

该区呈片状分布在塔里木河以北区域的南部地段。分布于该区的潜水，潜水位埋深从 $1\text{m}\sim 3\text{m}$ 到 $>5\text{m}$ 不等，钻孔揭露的潜水含水层厚度 $<50\text{m}$ ，含水层岩性为第四系细砂、粉砂；换算涌水量为 $100\text{m}^3/\text{d}\sim 614\text{m}^3/\text{d}$ ，水量中等；渗透系数为 $0.89\text{m}/\text{d}\sim 2.59\text{m}/\text{d}$ ，影响半径为 $221.09\text{m}\sim 350.45\text{m}$ 。该区的承压水水头，为 $2.05\text{m}\sim 3.96\text{m}$ ，承压含水层的顶板埋深 $<50\text{m}$ ；钻孔揭露的承压含水层厚度为 54.91m ，含水层岩性为第四系细砂、粉砂，隔水层岩性为粉质黏土、粉土；换算涌水量为 $233.0\text{m}^3/\text{d}\sim 801\text{m}^3/\text{d}$ ，水量中等；渗透系数为 $1.57\text{m}/\text{d}\sim 3.99\text{m}/\text{d}$ ，影响半径为 $192.37\text{m}\sim 325.97\text{m}$ 。

3) 地下水的补、径、排条件

工程区地形平缓，地形坡降 $1/500\sim 1/1000$ 左右，含水层以粉土质砂、含细粒土砂为主，富水性中等，渗透系数： $5.74\times 10^{-3}\sim 7.92\times 10^{-4}\text{cm}/\text{s}$ ($0.68\text{m}/\text{d}$)，属中-弱透水层，渗透条件较差，因此地下水径流缓慢，水循环强度弱。

项目区地处渭干河冲洪积平原的最下游，处在塔北断裂隆起带和塔中坳陷带的边缘交汇地带。区内第四系松散冲洪积层岩性主要以粉细砂为主，并伴有薄层粘性土出现，在垂向上呈多元互层结构，中砂呈薄层的透镜状分布，形成了单一的孔隙潜水和少量岛弧状微承压水。第四系下伏的第三系上新统成岩理度极差，两者物理性质基本一致，构成了统一的裂隙孔隙层间水赋存场所和空间。地下水的补给、径流、排泄条件主要受地形条件和含水层介质所控制。地下水补给水源

主要是塔里木河沿途渗漏和灌水漫溢垂直渗漏补给,其次是北部较大河流的洪水对部分地段也有一定的补给作用。塔里木河冲积平原地形较为平坦, 坡降不大。该区地下水埋深在泛滥区 1m~3m, 河间地块 5m~10m, 河滩低洼地则小于 1m, 形成季节性沼泽湿地。地下水水力坡度不大, 为 0.2%~0.8%, 总的方向由西向东径流, 径流非常缓慢, 甚至停滞。水平循环仅限制于表层附近, 30m~60m 以下地下水基本处于停滞状态, 水质矿化度不断增高, 形成咸水。表层潜水垂直循环比较强烈, 洪水期塔里木河大量漫溢, 沿古河床的低洼地, 洪泛积水入渗补给地下水, 使水质变淡, 水位上升。地下水淡化带宽 30m~50m, 地下水矿化度为 1g/L~3g/L, 而在古河床之间的河间地, 沉积物颗粒较细, 地下水水质变差, 矿化度为 3g/L~10g/L。淡化带内承压水顶板埋深一般小于 50m, 局部达 100m。

地下水排泄主要以蒸发和植物蒸腾方式排泄, 但不同地段具有不同的排泄特点。洪泛区蒸发主要在枯水季节, 河间地段则常年进行, 枯水季节河道水平排泄地下水量也相当可观。据不完全统计, 仅渭干河每年排泄地下水量 $1.565 \times 10^8 \text{m}^3$ 。据目前掌握的资料分析, 深层地下水基本得不到补给和循环, 径流、排泄处于停滞状态, 属于高度矿化度封闭型水, 其矿化度高达十几至几十 g/L。

6.3.3.3 包气带特征

在塔里木河以北, 从北部-中部的英达里亚、奥依库都克-南部的塔里木农场、塔里木一线, 包气带普遍存在于地表以下, 包气带岩性主要为粉土和细砂、粉砂, 其结构总体来说比较松散, 包气带厚度约 5.12m~6.0m 左右, 粉土的垂向渗透系数为 0.22m/d~0.79m/d, 细砂、粉砂的垂向渗透系数为 1.15m/d~1.93m/d。

6.3.3.4 地下水利用现状

评价区所处的区域为沙漠区, 属塔河油田, 基本无开采地下水现象。且地下水水化学类型为 $\text{CL} \cdot \text{SO}_4\text{-Na}$ 型或 CL-Na 型水, 矿化度一般大于 5g/L, 部分大于 10g/L。地下水水质极差, 不宜于生活饮用。

6.3.4 正常工况下地下水环境影响评价

6.3.4.1 施工期污染物对地下水影响分析

本项目施工期废水主要为清管废水、试压废水及生活污水。

1) 清管废水

旧管线清管废水依托四号联合站、二号联合站内现有污水处理设施进行处理, 不外排。因此, 清管废水基本不会对地下水造成影响。

2) 试压废水

管道采用分段试压方式，试压用水一般采用清洁水，本项目试压废水产生量较少，主要污染物为悬浮物，试压废水经收集沉淀后用于洒水降尘，不外排。因此，试压废水基本不会对地下水造成影响。

3) 生活污水

本项目施工期设置环保厕所，生活污水排入环保厕所，定期清运，不会直接外排于区域环境中。因此，施工期对地下水影响很小。

6.3.4.2 运营期污染物对地下水影响分析

1) 废水对地下水环境影响

本项目运营期采出水依托塔河油田二号、四号联合站内采出水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T 5329-2012)中推荐水质标准后回用于油田注水开发，不外排；井下作业废液拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站废液处理系统进行处理，处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T 5329-2012)中推荐水质标准后回用于油田注水开发，不外排。

井下作业过程中采取带罐作业，确保井下作业废液不会泄漏至环境中。油井采出液提升至地面后通过混输管线密闭输送至计转站，通过集油干线输运至塔河油田二号、四号联合站进行油水分离，在站内分理出的采出水用于油田注水开发，不外排。

本项目运营期废水均妥善处置，不会对地下水造成影响。

2) 固体废弃物对地下水环境影响分析

井下作业：井下作业工程中可能会有原油散落到地面，为防止污染土壤，减少固废产生，西北油田分公司严格要求修井作业采取带罐作业，作业施工结束后拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站废液处理系统进行处理。作业过程中可实现落地油的全部回收，正常运行情况下对地下水环境影响较小。

油泥砂：油泥砂属危险废物，按照《危险废物贮存污染控制标准》(GB 18597-2001)等相关标准贮存、处置。正常运行情况下对地下水环境影响较小。

6.3.5 非正常工况地下水环境影响评价

本项目运营期非正常工况主要是管线泄漏，通常分为短期大量排放和长期少量排放两类。短期大量排放，一般能及时发现，并可通过一定方式加以控制，影

响范围不大；而长期少量排放一般较难发现，对地下水可产生一定潜在影响。人为破坏也可造成管线破裂，使大量原油漏出，但此类泄漏为非连续性行为，其影响仅限表层，污染物不易进入地下含水层。

管线泄漏至土体的原油可以同时向表面溢出和向下渗透，并选择疏松位置运移。如果有足够的多的原油泄漏到疏松的土体中，就有可能下渗至潜水含水层并在潜水含水层顶面扩展而形成“油饼”。

管道泄漏的原油以点源形式通过土壤表层下渗进入地下含水层。因此，管道泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于采出液的物理性质、泄漏量、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等因素。本次评价则运用解析模型对非正常工况下因管线破损导致采出液泄漏情景进行预测，以评价对地下水环境的影响。

1) 预测范围及预测时段

本次预测以潜水含水层为主预测范围，与评价范围一致；短期泄漏预测时段选取产生地下水污染的关键时段，包括污染发生后 10d、100d、365d、1000d。

2) 溶质运移预测模型的建立

由于原油泄漏和井喷事故不会对地下水流场产生明显的影响，并且评价区内含水层的基本参数变化较小，因此采用解析法对地下水环境进行分析预测。

(1) 水文地质条件的概化

根据评价区水文地质情况和解析解的适用条件，将该模型的水文地质条件概化为：各含水层之间无水力联系或水力联系较弱，各含水层厚度均一，水平方向为均质各向同性，含水层水平均匀展布，向四周无限延伸。

(2) 污染源概化

拟建油井集油管道发生泄漏，为评价事故状态下对地下水的最大影响，泄漏源强以单口油井产液量的 100%计，但由于集油管道设有实时监控系統，因此该泄漏可在 0.5h 内发现，并采取关闭阀组等措施进行控制，泄漏时间取 0.5h。因此本次评价将泄漏点概化为平面瞬时点源。

(3) 污染源强的确定

本项目单口油井最大产液量为 70.8t/d，事故状态下 0.5h 内集油管线采出液泄漏量为 1.474t，采出液含水率取 0%（最小值）；非正常状况下，污染物运移通常可概化为两个相互衔接的过程：①污染物由地表垂直向下穿过包气带进入潜水含水层的过程；②污染物进入潜水含水层后，随地下水流进行迁移的过程，本项目所在区域地下水埋深大于 5m，本次评价预测考虑泄漏原油仅有 1%进入潜水含水层，则石油类泄漏源强为 14.74kg。

(4) 数学模型

事故状态下的地下水溶质运移可看做是一维稳定流动二维水动力弥散问题，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ 610-2016)，此次预测采用平面瞬时点源污染问题水动力弥散方程解析解作为预测数学模型。平面瞬时点源污染水动力弥散方程解析解为：

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

式中：x, y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

C(x, y, t)—t 时刻点 x, y 处的示踪剂浓度，mg/L；

M—含水层的厚度，m；

m_M —长度为 M 的线源瞬时注入的示踪剂质量，g；

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 ；

D_T —横向 y 方向的弥散系数， m^2/d ；

π —圆周率。

(5) 预测模型参数的确定

本次评价根据项目评价区及附近地区水文地质勘察数据，水文地质等参数部分引用历史数据，部分采取保守的经验参数。

含水层的厚度 M：根据本项目附近水文地质勘察资料，含水层为双层-多层结构的第四系松散岩类孔隙潜水-承压水，潜水含水层厚度 17m~50m，本次环评预测含水层厚度按含水层厚度最小值取值，为 17m；

浅层含水层的平均有效孔隙度 n：场区含水层岩性主要为细砂、粉砂，渗透系数 1.82m/d~4.01m/d，地下水的水力坡度 I 取 0.8‰。本区地下水类型为孔隙水，地勘资料显示场区内粉砂的孔隙比均值为 0.25，根据公式 $e=n_e/(1-n_e)$ ，有效孔隙度 n_e 计算为 0.2；

水流实际平均流速 u：地下水水力坡度一般较小，为 0.2‰~0.8‰，评价区地下水主要是由西北向东南方向呈一维流动， $V=KI=0.0032m/d$ ，则地下水流速为：

$$u=v/n=KI/n=0.0032md/0.2=0.016m/d$$

因此，本区地下水流速为 0.016m/d。

纵向 x 方向的弥散系数 D_L ：参考 Gelhar 等人关于纵向弥散度与观测尺度关系的理论，模型计算中纵向弥散度选用 10m。由此计算本项目区域含水层中的纵向弥散系数：

$$D_L = \alpha_L \times u = 10 \times 0.016 \text{ m/d} = 0.16 \text{ (m}^2/\text{d)}$$

根据经验一般 $D_T/D_L=0.1$ ， D_T 取 $0.016 \text{ (m}^2/\text{d)}$

最终确定的各项参数见表 6.3-3。

表 6.3-3 本项目地下水预测参数

含水层	含水层厚度 M (m)	地下水流速 u (m/d)	有效孔隙度 n	纵向弥散系数 (m ² /d)	横向弥散系数 (m ² /d)
第四系潜水	17	0.016	0.2	0.16	0.016

2) 地下水污染预测模拟和影响分析

(1) 评价标准

石油类参照《生活饮用水卫生标准》(GB 5749-2006) 中表 A.1 生活饮用水水质参考指标及限值的标准，确定标准限值为 0.3 mg/L ，以此来判断污水对地下水的污染情况。

(2) 预测结果

集油管线瞬时泄漏时石油类对地下水的影响见表 6.3-4 和图 6.3-2。

表 6.3-4 集油管线瞬时泄漏时石油类预测结果

污染项目	超标范围 (m)			
	10d	100d	365d	1000d
石油类	2.5	/	/	/

根据计算结果，当泄漏事故连续发生 10d 时，此时污染源下游 2.5m 范围内水质不满足设定的标准限值，超标范围仍在井场内；当泄漏事故连续发生 100d、365d、1000d 时，石油类污染晕消失。

10d	100d
365d	1000d

图 6.3-2 集油管线泄漏事故石油类运移范围示意图

由于地下水层自净能力有限，几乎不存在自然降解，进入地下水的石油类污染物在污染范围内会对地下水水质产生影响。

本次集油管线泄漏预测评价未考虑土层及含水层吸附作用的影响。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可能小于上述结果。

为了尽可能地减小项目运营期对地下水的影响，本项目对采出液或物料运送、

储存过程中各设施采取有效地防渗措施，对设备定期检修，将事故发生的概率降至最低，保护地下水环境不受污染。

6.3.6 废弃井影响分析

闭井期，本项目在采取水泥返高至地面、双水泥塞防气窜的封井方式后，将降低地下水遭受污染的可能性。闭井期拆除采油设备，清除回收集油管线内残余的原油，彻底清理回收井场内的含油泥砂，避免对浅层地下水造成污染。对废弃油井进行彻底的封井措施，避免深部石油串层造成对地下水的污染。

6.3.7 地下水环境保护措施与对策

6.3.7.1 建设项目污染防控对策

1) 施工期地下水污染防治与保护措施

旧管线清管废水依托四号联合站、二号联合站内现有污水处理设施进行处理；采用清洁水进行管道试压，管线试压废水用于井场洒水降尘；施工场地设置移动环保旱厕，生活污水沉淀后用于洒水降尘。

2) 运营期地下水污染防治与保护措施

(1) 井下作业过程中，带罐作业，防止原油落地，作业废液全部拉运处理达标后回注地层；

(2) 井场各类设施严格按照相关设计规范采取相应的防渗措施；

(3) 油泥砂属危险废物，拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站统一处理。西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站的设计及建设要求满足《危险废物贮存污染控制标准》(GB 18597-2001)及其修改单(环境保护部公告 2013 年 第 36 号)要求；

(4) 加强对集油管线和油井的监测和管理工作，定期检查，及时发现、修补坏损井，减少管线破坏、减少原油泄漏量；

①一旦发​​生油井出油异常，应及时查明原因，若是套管损坏，应及时采用水泥灌浆等措施封堵套管，防止含油污水泄漏污染地下水；

②对破损、服役期满的管线要及时更换，防止原油对浅层地下水的污染；

③对井口装置、集油管线等易发生泄漏的部位进行巡回检查，减少或杜绝油井跑冒滴漏，以及原油泄漏事件的发生。

(5) 回注水经过处理并达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T 5329-2012)指标后方可注入目的层，严禁采出水外排；

(6) 严防各种事故的发生；

(7) 在人员素质和管理水平提高上下功夫, 严格定期检查各种设备的制度, 积极培养工作人员的责任意识, 提高工作人员的技术水平;

(8) 一旦发生事故, 立即启动应急预案和应急系统, 把对地下水会的影响降低到最小程度;

(9) 严格执行环保文件的要求, 实施建设项目“三同时”制度, 杜绝将污水直接排放地表水中, 以防止入渗补给地下水的地下水受到污染。

3) 闭井期地下水污染防治与保护措施

(1) 闭井期拆除采油设备, 清除回收集油管线内残余的采出液, 彻底清理回收井场内的含油泥砂, 避免对浅层地下水造成污染;

(2) 对废弃油井进行彻底的封井措施, 避免深部石油串层造成对地下水的污染;

(3) 清管废水收集后拉运至塔河油田二号、四号联合站进行处理后用于注水开发, 不外排, 避免对地下水造成污染。

4) 分区防控措施

对本项目各单元进行分区防渗处理, 可有效防止污染物渗入地下, 并及时地将泄漏、渗漏的污染物收集并进行集中处理。

根据项目区各生产功能单元可能泄漏至地面区域的污染物性质和生产单元的构筑方式, 将项目区划分为污染防治区和非污染防治区, 污染防治区包括重点污染防治区和一般污染防治区, 分区情况详见表 6.3-5 和图 6.3-3。

(1) 重点污染防治区

是指位于地下或者半地下的生产功能单元, 对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后, 不易及时发现和处理的区域或部位。

(2) 一般污染防治区

是指对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后, 可及时发现和处理的区域或部位, 主要为重点污染防治区和非污染防治区以外的其他区域。

(3) 非污染防治区

指除污染防治区以外的基本不会对地下水环境造成污染的区域或部位。

表 6.3-5 项目分区防渗方案一览表

污染防治区类别	防渗性能要求	污染防渗区域	污染防渗部位	措施
重点污染防治区	防渗性能应不低于 6.0m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7} cm/s 的黏土层防渗性能	作业期间井口四周区域	地面	井下作业采用带罐作业, 防止原油落地
一般污染防治区	防渗性能应不低于 1.5m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7} cm/s	加热炉	地面	设置整体槽钢底座

污染防治区类别	防渗性能要求	污染防渗区域	污染防渗部位	措施
	的黏土层防渗性能			

图 6.3-3 运营期井场分区防渗示意图

6.3.7.2 地下水环境监测与管理

1) 地下水监测计划

为了及时准确掌握井场及其下游地区地下水环境质量状况和地下水体中污染物的动态变化，拟建立较全面的地下水长期监控系统，包括科学、合理地设置地下水污染监控井，建立完善的监测制度，配备先进的检测仪器和设备，以便及时发现并采取措施。

根据《地下水环境监测技术规范》(HJ 164-2020)要求，结合研究区含水层系统和地下水径流系统特征，考虑潜在污染源、环境保护目标等因素布置地下水监测点。

2) 地下水监测原则

地下水监测将遵循以下原则：

- (1) 重点污染防治区加密监测原则；
- (2) 以浅层地下水监测为主的原则；
- (3) 兼顾场区边界的原则。

3) 监测井布置

依据上述监测原则，参照《地下水环境监测技术规范》(HJ 164-2020)的要求，结合研究区水文地质条件和污染预测结果，充分利用西北油田分公司塔河油田区块范围内已有地下水监测井，以便及时准确地反馈地下水水质状况，进而分析施工期各设施防渗性能变化及油井运行状况，为及时采取控制地下水污染的保护措施提供重要依据。

地下水跟踪监测计划、监测层位、监测项目、监测频率见表 6.3-6。

表 6.3-6 地下水跟踪监测计划

编号	地点	水位 (m)	监测层位	监测因子	监测频率	监测单位
LW1#	西北塔河区块地下	7.28	潜水	pH、耗氧量、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、总硬度、溶解	每年丰水期、枯水期各采样监测 1	委托有资质单位定

编号	地点	水位 (m)	监测 层位	监测因子	监测频率	监测单位
	水 T02		层系	性总固体、氟化物、氯化物、硫酸盐、石油类	次, 非正常情况随时监测	期采样监测分析
LW2#	西北塔河区块地下水 T01	6.89				
LW3#	西北塔河区块地下水 T28	7.18				

6.3.7.3 应急响应

1) 制定地下水风险事故应急响应预案, 明确风险事故状态下应采取封闭、截流等措施。一旦出现地下水污染事故, 立即启动应急预案和应急处置办法, 及时将泄漏的采出液进行收集, 杜绝其淋溶水下渗进入地下水;

2) 建立向生态环境主管部门报告制度。

6.3.8 小结

1) 本项目为石油开采项目, 项目类别为“ I 类”, 项目场地的地下水环境敏感特征为不敏感, 地下水评价等价二级。

2) 根据对集油管道泄漏对地下水的影响预测结果: 当泄漏事故连续发生 10d 时, 此时污染源下游 2.5m 范围内水质不满足设定的标准限值, 超标范围仍在井场内; 当泄漏事故连续发生 100d、365d、1000d 时, 石油类污染晕消失。

3) 本项目对地下水有潜在影响, 生产单位必须做好构筑物、泥浆不落地装置区、管道的防渗设计、施工和维护工作, 坚决避免跑、冒、滴、漏现象的发生, 发现问题及时汇报解决。同时, 严格按照施工规范施工, 保证施工质量; 运营期加强巡井、巡线, 设备定期检验、维护、保养。严格落实施工期和运营期各项环保及防渗措施, 并加强管理, 可有效控制渗漏环节, 防止影响地下水。

在采取各项污染防治及保护措施后, 拟建工程的施工建设、运营期及闭井期对地下水环境的影响较小。

6.4 声环境影响评价

6.4.1 声环境影响分析

6.4.1.1 施工期声环境影响分析

1) 源强及特点

施工噪声是由多种施工机械设备和运输车辆发出的,而且一般设备的运作都是间歇性的,因此,施工噪声有间歇性和短暂性的特点。施工期的主要噪声源及源强见表 6.4-1。

表 6.4-1 本项目施工期噪声统计表

序号	项目	设备名称	声压级 (dB (A))
1	地面工程建设	挖掘机	92
2		推土机	95
3		牵引绞车	88
4		电焊机	85
5		切割机	95

2) 施工噪声影响分析

施工期噪声源产生的声压级噪声随距离衰减后的预测值见表 6.4-2。

表 6.4-2 施工期噪声源产生的声压级噪声随距离衰减后的预测值

噪声源		离施工点不同距离处的噪声估算值 dB (A)							噪声衰减至 70dB (A) 时的距离 (m)	噪声衰减至 55dB (A) 时的距离 (m)
名称	声压级 dB (A)	10m	50m	100m	150m	200m	300m	400m		
挖掘机	92	72	58	52	48	46	42	40	13	71
推土机	95	75	61	55	51	49	45	43	18	100
牵引绞车	88	68	54	48	44	42	38	36	3	18
电焊机	85	65	51	45	41	39	35	33	6	32
切割机	95	75	61	55	51	49	45	43	18	100

根据表 6.4-2,本项目主要施工机械产生噪声昼间在 18m 以外,夜间在 100m 以外不超过《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB 12523-2011)中的标准限值(昼间 70dB (A)、夜间 55dB (A))。

经实地考察可知,本项目井口周围 200m 范围内无居民区,应尽量选取低噪声设备,同时合理规划施工时段,尽可能降低施工噪声对周边环境的影响。

3) 施工期噪声影响减缓措施

综合上述分析,施工噪声会对周围声环境敏感目标造成一定程度影响,但这种影响持续不长,随着施工作业的结束,当地声环境质量将恢复至原有状况。

6.4.1.2 运营期声环境影响预测与评价

1) 主要噪声源分析

本项目为油田开发项目,各设备比较分散且大部分均独立运行,本项目正常

运营过程中主要噪声源是抽油机，当进行井下作业时，通井机、机泵等井下作业设备会产生噪声表 6.4-3。

表 6.4-3 运营期主要噪声源源强

序号	噪声类型	设备名称	源强 (dB (A))
1	采油噪声	抽油机	65
2	井下作业噪声	通井机	100
		机泵	80

2) 预测模式

本预测计算采用《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ 2.4-2009)中推荐的工业噪声预测模式，计算公式如下：

(1) 噪声户外传播声级衰减模式

$$L_p(r) = L_p(r_0) - (A_{div} + A_{atm} + A_{bar} + A_{gr} + A_{misc})$$

式中： $L_p(r)$ —距声源 r 处的倍频带声压级，dB (A)；

$L_p(r_0)$ —参考位置 r_0 处倍频带声压级，dB (A)；

A_{div} —声波几何发散引起的衰减量，dB (A)；

A_{bar} —屏障引起的衰减量，dB (A)；

A_{atm} —空气吸收引起的衰减量，dB (A)；

A_{gr} —地面效应引起的衰减量，dB (A)；

A_{misc} —其他多方面原因引起的衰减量，dB (A)。

(2) 预测点总等效连续 A 声级计算模式：

$$L_{eqg} = 10 \lg \left[\frac{1}{T} \sum_i t_i 10^{0.1L_{Ai}} \right]$$

式中： L_{eqg} — n 个声源在预测点的连续 A 声级合成，dB (A)；

L_{Ai} —噪声源达到预测点的连续 A 声级，dB (A)；

n —噪声源个数。

(3) 参数的确定

① 声波几何发散引起的 A 声级衰减量 A_{div} ：

a、点声源

b、有限长 (L_0) 线声源

当 $r > L_0$ 且 $r_0 > L_0$ 时 $A_{div} = 20 \lg(r/r_0)$

当 $r < L_0/3$ 且 $r_0 < L_0/3$ 时 $A_{div} = 10\lg(r/r_0)$

当 $L_0/3 < r < L_0$ 且 $L_0/3 < r_0 < L_0$ 时 $A_{div} = 15\lg(r/r_0)$

②空气吸收衰减量 A_{atm}

空气吸收引起的 A 声级衰减量按下式计算：

$$A_{atm} = a(r - r_0) / 1000$$

式中：a—每 1000m 空气吸收系数，是温度、湿度和声波频率的函数。常年平均气温为 14℃，平均相对湿度 66%，设备噪声以中低频为主，空气衰减系数很小，本评价在计算时忽略此项。

③地面效应衰减量 A_{gr}

地面效应衰减量 A_{gr} 声级衰减量按下式计算：

$$A_{gr} = 4.8 - \left(\frac{2h_m}{r} \right) \left[17 + \left(\frac{300}{r} \right) \right]$$

式中：r—声源到预测点的距离，m；

hm—传播路径的平均离地高度，m；若 A_{gr} 计算出负值，可用“0”代替。

④屏障引起的衰减量 A_{bar}

位于声源和预测点之间的实体障碍物，如围墙、建筑物、突破、地堑或绿化林带都能起声屏障作用，从而引起声能量的较大衰减。

声屏障引起的衰减按下式计算：

$$A_{bar} = -10\lg \left[\frac{1}{3 + 20N_1} + \frac{1}{3 + 20N_2} + \frac{1}{3 + 20N_3} \right]$$

当屏障很长（作无限长处理时），则

$$A_{bar} = -10\lg \left[\frac{1}{3 + 20N_1} \right]$$

双绕射计算按照下式：

$$\delta = [(d_{ss} + d_{sr} + e)^2 + a^2]^{\frac{1}{2}} - d$$

式中：a—声源和接收点之间的距离在平行于屏障上边界的投影长度，m。

d_{ss} —声源到第一绕射边的距离，m。

d_{sr} —（第二）绕射边到接收点的距离，m。

e— 在双绕射情况下两个绕射边界之间的距离，m。

在任何频带上，屏障衰减 A_{bar} 在单绕射（即薄屏障）情况，衰减最大取 20dB

(A); 屏障衰减 A_{bar} 在双绕射 (即厚屏障) 情况, 衰减最大取 25dB (A)。

绿化林带噪声衰减计算:

绿化林带的附加衰减与树种、林带结构和密度等因素有关。在声源附近的绿化林带, 或在预测点附近的绿化林带, 或两者均有的情况都可以使声波衰减。

通过树叶传播造成的噪声衰减随通过树叶传播距离 f 的增长而增加, 其中 $d_r=d_1+d_2$, 为了计算 d_1 和 d_2 , 可假设弯曲路径的半径为 5km。

⑤其他多方面原因引起的衰减 A_{misc}

其他衰减包括通过工业场所的衰减; 通过房屋群的衰减等。在声环境影响评价中, 一般情况下, 不考虑自然条件 (如风、温度梯度、雾) 变化引起的附加修正。

工业场所的衰减、房屋群的衰减等可参照《声学 户外声传播的衰减 第 2 部分: 一般计算方法》(GB/T 17247.2-1998) 计算。

本次评价采用 BREEZE NOISE 软件进行预测。

3) 预测点设定

本项目采油井场噪声源和平面布置基本相同。

厂界预测点: 井场厂界间隔 5m 设置厂界预测点。

4) 评价标准

厂界预测点评价标准为《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008) 中 2 类区排放限值 (昼间 60dB (A), 夜间 50dB (A))。

5) 预测结果

(1) 井场正常运营噪声预测

本项目井场布置示意图见图 6.4-1, 井场厂界噪声预测结果见表 6.4-4, 声级图见图 6.4-1。

表 6.4-4 井场正常运转时井场厂界噪声贡献值

评价点	昼间 (dB (A))			夜间 (dB (A))			达标情况
	现状值	贡献值	预测值	现状值	贡献值	预测值	
井场厂界	47.0	38.9	47.6	43.0	38.9	44.2	达标

图 6.4-1 本项目运营期声级图

根据预测结果可知, 昼间、夜间井场厂界噪声均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008) 2 类区排放限值要求, 不会对周围声环境敏感目

标造成明显的不利影响。

(2) 井下作业时设备噪声预测

井下作业噪声类比西北油田分公司现有井场监测数据。不同作业类型在不同距离下的噪声情况见表 6.4-5。

表 6.4-5 各井下作业工况下不同距离处的噪声值

工况	距离 (m)	噪声等效声级 (dB (A))	距离 (m)	噪声等效声级 (dB (A))
小修	72~82	60	140~150	50
大修	87~97	60	160~170	50

由表 6.4-5 可知,小修作业主要噪声源为通井机,一般距离井口 72m~82m,噪声降低至 60dB (A);距离井口 140m~150m,噪声降低至 50dB (A)。大修作业主要噪声源为修井机,距离井口 87m~97m,噪声降低至 60dB(A);距离井口 160m~170m,噪声降低至 50dB (A)。

根据以上类比分析,本项目井下作业时井场厂界夜间噪声达不到《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008)中的 2 类区标准,本项目井场周围 200m 范围内无声环境敏感目标,因此本项目在井下作业时对井场周边声环境敏感目标较小,且井下作业施工时间是短暂的,在井下作业结束后这种不利影响将消失。

6.4.1.3 闭井期噪声环境影响分析

油井进入闭井期时,噪声源主要源自井场拆卸设备,影响范围在声源周围 200m 范围内,且闭井期噪声的影响随着闭井完毕会消失,影响只是短暂的。

6.4.2 噪声防治措施

6.4.2.1 施工期噪声防治措施

1) 合理安排施工时间

制定施工计划时,尽可能避免大量高噪声设备同时施工。同时,高噪声设备施工时间尽量安排在昼间。

2) 施工现场布局和施工设备降噪

尽量避免在同一地点安排大量的高噪声设备,以避免局部声级过高。

选用低噪声设备和工艺,可从根本上降低源强。同时要加强检查、维护和保养工作,减少运行振动噪声。整体设备要安放稳固,并与地面保持良好接触,有条件的应使用减振机座,各种机泵等要安装消音隔音设施,最大限度地降低噪声

源的噪声。

3) 减少施工交通噪声

由于施工期交通运输对环境的影响较大，应尽量减少夜间运输量，限制大型载重车的车速，对运输车辆定期维修、养护，减少或杜绝鸣笛，合理安排运输路线。

6.4.2.2 运营期噪声防治措施

运营期井场噪声主要来自于抽油机、井下作业设备等。运营期合理布局采油设备，选用低噪声设备，同时要加强检查、维护和保养工作，减少运行振动噪声。整体设备要安放稳固，并与地面保持良好接触。尽量减少作业次数、合理安排施工时间，井下作业时柴油发电机和各种机泵等要安装消音隔音设施，最大限度地降低噪声源的噪声。本项目通过以上措施，可大大降低运营期噪声对周围环境的影响。故运营期对周边环境的影响较小。

6.4.3 小结

1) 本项目施工期能满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB 12523-2011) 中的标准要求，不会对周围声环境敏感目标造成明显的不利影响。

2) 本项目运营期昼间、夜间各厂界预测点均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008) 2 类区排放限值要求，不会对周围声环境敏感目标造成明显的不利影响。运营期井下作业过程井场厂界达不到《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008) 2 类区排放限值要求。本项目井场周围 200m 范围内无声环境敏感目标，因此本项目在施工期、闭井期及运营期井下作业时对声环境影响较小。施工期和闭井期的施工，以及井下作业时间是短暂的，在施工作业结束后这种不利影响将消失。

综上，结合项目选址、平面布置、声源的排放强度与排放方式、噪声污染控制措施等方面综合进行评价，本项目对声环境影响较小。

6.5 固体废物对环境的影响分析

6.5.1 固体废物产生及排放情况

6.5.1.1 施工期固体废物产生及排放情况

本项目施工期固体废物主要为施工废料、生活垃圾。各类固废的性质及产生量见表 6.5-1。

表 6.5-1 各类固废的性质及产生量一览表

序号	名称	产生量 (t)	固废类别	处置方式	排放量 (t/a)
1	施工废料	0.2	一般固废	施工废料部分回收利用, 剩余废料拉运至市政部门指定地点, 由环卫部门处理	0
2	生活垃圾	1.0	一般固废	拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站统一处理	0

6.5.1.2 运营期固体废物产生情况

本项目运营期的固体废物主要为油泥砂。运营期固废的性质及产生量见表 6.5-2, 运营期危险废物汇总表见表 6.5-3。

表 6.5-2 项目运营期固废一览表

序号	名称	产生量 (t/a)	主要成分	固废分类		处置方式	排放量 (t/a)
				废物类别	危废代码		
1	油泥砂	2.34	砂石、矿物油	HW08	071-001-08	拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站统一处理	0

表 6.5-3 本项目运营期危险废物汇总表

危险废物名称	油泥砂
危险废物类别	HW08 废矿物油与含矿物油废物
危险废物代码	071-001-08 石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚
产生量	2.34t/a
产生工序及装置	作业现场、联合站清罐过程产生
形态	固体
主要成分	砂石、矿物油
有害成分	矿物油
产废周期	每次作业、清罐产生, 无明显周期性
危险特性	T, I
污染防治措施	拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站统一处理

6.5.1.3 闭井期固体废物产生情况

闭井期地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃设备及建筑垃圾、油泥砂, 废弃设备及建筑垃圾应集中清理收集, 大部分可外售或回收再利用, 不能回收再利用的外运至附近垃圾处理场处理。油泥砂作为危险废物应委托有资质单位拉运进行无害化处理。

6.5.2 固体废物转移、储存、处置措施

6.5.2.1 一般固体废物

施工期施工废料以及闭井期废弃设备及建筑垃圾属于一般工业固体废物，应《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB 18599-2001）及其修改单（环境保护部公告 2013 年第 36 号）进行管理与处置，施工废料及废弃设备及建筑垃圾部分回收利用，不能利用的由施工单位拉运至附近垃圾处理场处理。施工期、运营期生活垃圾均属于一般固废，暂存于垃圾桶内，定期拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站统一处理。

本项目一般固废均采用可行的处理处置措施，对环境影响较小。

6.5.2.2 危险废物

本项目运营期油泥砂拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站统一处理。西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站已按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2001）及其修改单（环境保护部公告 2013 年第 36 号）的要求，设置警示标志，并对地面进行防渗，满足防风、防雨、防晒要求，建立台账及管理制度。

1) 收集和贮存

(1) 危险废物的贮存和运输严格按照国家对危险废物处理的有关规定执行。根据《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2001）及其修改单（环境保护部公告 2013 年第 36 号）的要求，危险废物的储存应采取以下措施：

① 危险废物临时存储场所按照桶装、袋装物质的区别制作标示牌对危险废物进行表示。

② 危险废物贮存容器及材质要满足相应的强度要求；盛装危险废物的容器材质和衬里要与危险废物相容（不相互反应）；且完好无损。

③ 危险废物临时存储场所设置警示标志，配置通信设备、照明设施等；待危险废物贮存设施停用后，应请监测部门进行监测，表明已不存在污染时，方可摘下警示标志。

(2) 危险废物临时存储场所内清理出来的泄漏物，也属于危险废物，必须按照危险废物处理原则处理。

(3) 安全环保机构作为专门危险固废处置机构，主要负责危险固废的收集、贮存及处置。

(4) 按月统计各厂区、各车间的危险废物种类、产生量、暂存时间、交由处置时间等，并按月向当地环保部门报告。

2) 转移和运输

(1) 危险废物在储存、转移、处理过程中严格执行《危险废物转移联单管理办法》(1999 年 10 月 1 日)五联单制度,并制定内部转移、转运制度;按照《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ 2025-2012)相关要求处置和运输。

(2) 建设单位与危废资质单位共同研究危险废物运输的有关事宜,确保危险废物的运输安全可靠,减少或避免运输过程中的二次污染和可能造成的环境风险。

(3) 应委托专业运输单位进行运输,运输过程防止扬散和洒漏。

(4) 运输危险废物的单位应当制定在发生意外事故时采取的应急措施和防范措施。

(5) 运输危险废物的人员,应当接受专业培训,经考核合格后,方可从事运输危险废物的工作。

(6) 运输时,发生突发性事故必须立即采取措施消除或者减轻对环境的污染危害,及时通报给附近的单位和居民,并向事故发生地县级以上人民政府生态环境主管部门和有关部门报告,接受调查处理。

3) 处置

本项目产生的油泥砂属于危险废物,拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站统一处理。

6.5.3 固体废物环境影响分析

6.5.3.1 一般固体废物环境影响分析

本项目一般固废产生量较小,成分简单,全部进行综合利用和安全处置,对环境的影响较小。

6.5.3.2 危险废物环境影响分析

1) 危险废物贮存场所(设施)环境影响分析

(1) 贮存场选址可行性分析

本项目依托的西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站已严格按照《危险废物贮存污染控制标准》(GB 18597-2001)及其修改单(环境保护部公告 2013 年 第 36 号)的要求,设置警示标志,并对地面进行了防渗处理,满足防雨、防晒、防风要求,建立台账及管理制度。贮存场所处位置地质结构稳定,地震烈度不超过 7 度,贮存场底部高于地下水最高水位,周边无易燃易爆等危险

品仓库，附近无高压输电线。因此本项目贮存场选址是可行的。

(2) 危险废物产生量、贮存期限等环境影响分析

本项目危险废物产生情况见表 6.5-2，危废暂存场所基本情况见表 6.5-4。

表 6.5-4 本项目危废暂存场所基本情况

序号	贮存场所名称	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	位置	贮存方式	处理能力	贮存周期
1	绿色环保工作站	油泥砂	HW08	071-001-08	绿色环保工作站内	桶装	$6 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$	定期拉运，无明显周期

本项目产生的油泥砂拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站统一处理。

该站内建有污油泥处理系统，以化学热洗作为主导工艺，辅助焚烧处理技术，主要包括预液化单元、油泥分离单元、固液分离单元、油水分离单元、供热单元，详细资料见 2.4.4 节。

本项目产生油泥砂依托西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站存放和处理，其能力平衡分别见表 6.5-5 和表 6.5-6。

表 6.5-5 该站油泥砂存放能力平衡分析表

名称	设施名称	规模 (m^3)	已用量 (m^3)	剩余容量 (m^3)	本项目新增量	依托是否可行性
西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站	污油泥接收池	36000	31000	5000	2.34t	是

表 6.5-6 该站油泥砂处理能力平衡分析表

名称	单位	设计能力	运行现状	剩余能力	本项目新增量	依托是否可行性
西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站	m^3/a	60000	39198.8	20801.2	2.34t	是

综上所述可以看出，本项目的油泥砂委托西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站拉运处置是可行的。

(3) 危险废物对环境要素及环境敏感目标影响分析

本项目贮存场对可能产生泄漏、渗漏的途径均进行有效预防，在确保各项防

渗措施得以落实,并加强维护和环境管理的前提下,可有效控制污染物外漏现象,对区域地表水、地下水、土壤及周边环境敏感目标环境影响较小。

2) 运输过程环境影响分析

本项目危险废物从产生环节运输到西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站距离较短;要求盛装危险废物的容器材质和衬里要与危险废物相容(不相互反应)且完好无损;危险废物在运输过程中采用密闭运输;严格执行《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ 2025-2012)相关要求。

严格落实上述要求后,危险废物对运输路线沿线环境敏感点的影响较小。

3) 处置影响分析

目前西北油田分公司已开发多年,西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站可满足本项目油泥砂处理依托需求。

因此,本项目危险废物处置具有可行性。

6.5.4 闭井期固体废物环境影响分析

油井退役后地面设施拆除、井场清理等工作会产生少量油泥砂,应及时回收,防止对局部区域造成污染,以利于井场土地资源后续利用。回收后的油泥砂及时委托有危险废物处理资质的单位进行无害化处理,防止闭井期对周围环境造成新的影响。

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

6.5.5 小结

本项目各类固体废物依其性质不同,分别得到合理有效处置,项目固体废物不会有渗滤液外排,对环境空气、地表水、地下水及土壤环境影响较小。

6.6 土壤环境影响评价

6.6.1 评价等级

6.6.1.1 项目类别

本项目属于石油开采行业。根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ 964-2018)附录 A 可知,项目行业类别为采矿业,土壤环境影响评价项目类别为 I 类项目,详见表 6.6-1。

表 6.6-1 土壤环境影响项目类别表

行业类别	I	II	III	IV
采矿业	金属矿、石油、页岩油开采	化学矿采选；石棉矿采选；煤矿采选、天然气开采、页岩气开采、砂岩气开采、煤层气开采（含净化、液化）	其他	/

6.6.1.2 占地规模

本项目不涉及永久占地面积，占地规模为小型（ $\leq 5\text{hm}^2$ ）。

6.6.1.3 敏感程度

井场 1km 范围内有耕地，因此，判定项目周围土壤环境敏感程度为敏感，敏感程度分级详见表 6.6-2。

表 6.6-2 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、饮用水水源地或居住区、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

6.6.1.4 评价工作等级确定

根据上述识别结果，本项目为 I 类项目，属于污染影响型，占地规模为小型，周围土壤环境敏感程度为敏感。根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）中 6.2.2 污染影响型项目评价工作分级的划分依据，判定项目土壤环境影响评价工作等级为一级，评价工作等级划分详见表 6.6-3。

表 6.6-3 污染影响型评价工作等级划分表

敏感程度 \ 占地规模	I 类			II 类			III 类		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	—
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	—	—

注：“—”表示可不开展土壤环境影响评价工作。

6.6.2 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）要求，本项目评价范围为井场占地及井场周围外扩 1km 范围内，管线评价范围为两侧外扩

0.2km，详见表 6.6-4。

表 6.6-4 现状调查范围

评价工作等级	影响类型	调查范围	
		占地范围内	占地范围外
一级	生态影响型	全部	5km 范围内
	污染影响型		1km 范围内
二级	生态影响型		2km 范围内
	污染影响型		0.2km 范围内
三级	生态影响型		1km 范围内
	污染影响型		0.05km 范围内

6.6.3 土壤环境敏感目标

本项目土壤环境敏感目标见表 6.6-5，土壤环境评价范围及敏感目标分布，见图 1.7-1。

表 6.6-5 土壤环境敏感目标分布情况一览表

序号	敏感目标名称	参照污染源	方位	距离(m)	环境特征	执行标准
1	周边农田	TH12562CH 井场	项目所在地周边	紧邻	农田	《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）

6.6.4 土壤环境影响识别

6.6.4.1 土壤环境影响类型与影响途径

1) 土壤环境影响类型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018），本项目土壤环境影响类型为污染影响型。

2) 土壤环境影响途径

根据工程组成，可分为施工期、运营期、闭井期三个阶段对土壤的环境影响。

施工期环境影响识别主要针对施工过程施工机械开挖、碾压、施工人员踩踏、废水及固体废物在临时储存及处理过程中对土壤环境产生的影响等。

运营期环境影响识别主要针对井下作业、油气集输等过程中对土壤环境产生的影响等。

闭井期环境影响识别主要针对采油设备拆除过程对土壤环境产生的影响等。

本项目土壤环境影响类型与影响途径识别情况见表 6.6-6。

表 6.6-6 项目土壤环境影响类型与影响途径识别表

阶段	污染影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他
施工期	/	/	√	/
运营期	/	/	√	/
闭井期	/	/	√	/

6.6.4.2 土壤环境影响源与影响因子

本项目土壤环境影响途径主要为垂直入渗型，土壤环境影响源与影响因子识别情况见表 6.6-7。

表 6.6-7 土壤环境影响源与影响因子识别表

阶段	污染源	工艺流程/节点	污染途径	污染物种类	污染介质	可能污染区域	备注
运营期	集油管线	非正常工况下，集油管线破裂导致采出液连续渗漏污染土壤	垂直入渗	石油类	表层土壤、深层土壤	井场及其周围区域	事故情况下
	井场	非正常工况下，井下作业防渗材料破裂导致落地油污染土壤或落地油随雨水间断入渗污染土壤	垂直入渗	石油类	表层土壤、深层土壤	井场及其周围区域	事故情况下
闭井期	采油设备	采油设备拆除过程可能产生落地油随雨水间断入渗污染土壤	垂直入渗	石油类	表层土壤、深层土壤	井场及其周围区域	事故情况下

6.6.5 土壤环境影响预测与评价

6.6.5.1 施工期土壤环境影响分析

1) 土壤理化性质影响

施工期对土壤理化性质的影响主要是施工期的土石方开挖、施工机械设备碾压等活动，可扰乱土壤表层、破坏土壤结构，这种扰乱和破坏，除了开挖处受到直接的破坏外，挖出土方的堆放将直接占压开挖处附近的土地，破坏土壤表层及其结构。由于表层的团粒结构是经过较长的历史时期形成的，一旦遭到破坏，短期内难以恢复，在生境恶劣的环境下尤其困难。因此，在整个施工过程中，该工程对土壤表层的影响较大。

2) 土壤肥力影响

土地平整的开挖与回填中，将有可能扰动甚至打乱原有土体构型，使土壤养

分含量及肥力状况受到影响。根据相关资料,开挖与回填对土壤养分的影响相当明显,即使实行分层堆放、分层回填措施,土壤表土的有机质也将下降 43%,黏粒含量减少 60%~80%,磷下降 40%,钾下降 43%。但这种影响一般持续 2~3 年,随时间推移逐渐消失,土壤的肥力将逐渐恢复。

3) 土壤环境质量影响

施工期对土壤环境质量的影响主要是施工期间的固体废物堆存及施工设备漏油等,造成污染物进入土壤环境。

施工过程固体废物可能含有难以生物降解的物质,如不妥善管理,回填入土,将影响土壤质量,因此,施工时必须对固体废物进行严格管理,统一回收和专门处理,不得随意抛撒。正常情况下,施工中不应有施工机械的含油污水产生,但在机械的维修过程中可能产生污油。因此,在机械维修时,应把产生的污油收集,集中处理,避免污染环境;平时使用中要注意施工机械的维护,防止漏油事故的发生。

采取上述措施后,施工期废弃物基本不会对项目区土壤环境造成影响。

6.6.5.2 运营期土壤环境影响预测与评价

本项目重点预测集油管线泄漏对土壤环境影响。

1) 预测评价范围

与现状调查评价范围一致。

2) 预测评价时段

重点预测时段为运营期。

3) 情景设定

(1) 正常工况

正常工况下,井下作业过程等可视场所若发生渗漏,可立即采取措施,根据建设单位多年运行经验,带罐作业,井下作业落地油回收率可达 100%。因此,只有地下埋设的集油管线等非可视部分发生小面积渗漏时,才可能有少量物料通过泄漏点逐渐入渗污染土壤。因此,正常工况下一般不会有污染物渗漏。

(2) 非正常工况

在实际生产过程中,由于采取了压力检测与控制等措施,井场内有实时视频监控,加之现场有值班人员巡视,发现若出现严重泄漏(如全管径断裂)时会及时采取关停措施,关停时间一般不超过 30min,污染土壤及时清运的情况下,污染物通常不会继续下渗,造成进一步污染。本次土壤污染预测情景主要针对非正常工况,情景设定为集油管线开裂或因腐蚀磨损等发生小孔泄漏,难以发现,导

致采出液长期渗漏污染土壤。

4) 预测因子

本次选择特征因子石油类进行影响预测。

5) 预测方法

管线穿孔泄漏后，采出液首先在包气带中发生垂直和侧向迁移。经资料调研可知，污染物在包气带层中的运移和分布都受到多种因素的控制，如污染物本身的物理化学性质、土壤性质、土壤含水率等。且迁移转化过程十分复杂，存在包括吸附、沉淀、生物吸收、化学与生物降解等作用，本次预测评价本着风险最大化原则，在模拟污染物扩散时不考虑吸附、化学反应等降解作用，仅考虑典型污染物在对流、弥散作用下的扩散过程及规律。

一般认为，水在土壤中的运移符合活塞流模式，由于评价区土壤层岩性单一，污染物的弥散、吸附和降解作用所产生的侧向迁移距离远远小于垂向迁移距离。因此，忽略侧向运移，重点预测污染物在土壤中垂向向下迁移情况，可概化为一维垂向数值模型。

本次评价选用《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）中附录 E 中 E.2.1 推荐的预测方法，该方法适用于污染物以点源形式垂直进入土壤环境的影响预测，重点预测污染物可能影响的深度。

（1）水流运行基本方程

土壤水流运动的控制方程为一维垂向饱和-非饱和土壤水中水分运动方程（Richards 方程），即

$$\frac{\partial \theta}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial z} \left[k(\theta) \left(1 + \frac{\partial h}{\partial z} \right) \right] - S$$

式中： θ ——土壤体积含水率（ $\text{cm}^3 \text{cm}^{-3}$ ）；

h ——压力水头[L]，饱和带大于零，非饱和带小于零；

K ——非饱和渗透系数（ cm/h ）；

T ——时间变量（ $1/h$ ）；

Z ——空间变量（ cm ），地表为原点，向上为正。

（2）土壤水分运移模型

土壤水分运移模型可用来描述水分在土壤中的运移过程。HYDRUS-1D 软件水流模型中包括单孔介质模型、双孔隙/双渗透介质模型等多种土壤水分运移模型。本文模拟时采用 Van Genuchten- Malen 提出的土壤水力模型来进行模拟预测，且在模拟中不考虑水流滞后的现象

$$\theta(h) = \theta_s + \frac{\theta_s - \theta_r}{\left[1 + |\alpha h|^n\right]^m} \quad h < 0, m = 1 - \frac{1}{n}, n > 1$$

$$\theta(h) = \theta_s \quad h > 0$$

$$K(h) = K_s S_e^l \left[1 - (1 - S_e^{1/m})^n\right]^2 \quad S_e = \frac{\theta - \theta_r}{\theta_s - \theta_r}$$

式中： θ_r ——土壤残余含水率；

θ_s ——土壤饱和含水率；

S_e ——有效饱和度；

α ——土壤水力特征经验参数；

n ——土壤孔隙大小分配指数；

K_s ——饱和水力传导系数；

l ——土壤孔隙连通性参数，通常取 0.5。

(3) 土壤溶质运移模型

①一维非饱和溶质垂向运移控制方程：

$$\frac{\partial(\theta c)}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial z} \left(\theta D \frac{\partial c}{\partial z} \right) - \frac{\partial}{\partial z} (qc)$$

式中： c ——污染物介质中的浓度，mg/L；

D ——弥散系数， m^2/d ；

q ——渗透速度， m/d ；

z ——沿 z 轴的距离， m ；

t ——时间变量， d ；

θ ——土壤含水率， $\%$ 。

②初始条件

$$c(z, t) = 0 \quad t = 0, \quad L \leq z < 0$$

③边界条件

a) 第一类 Dirichlet 边界条件

$$\text{连续点源:} \quad c(z, t) = c_0 \quad t > 0, \quad z = 0$$

$$\text{非连续点源} \quad c(z, t) = \begin{cases} c_0, & 0 < t \leq t_0 \\ 0, & t > t_0 \end{cases}$$

b) 第二类 Neumann 零梯度边界条件

$$-\theta D \frac{\partial c}{\partial z} = 0 \quad t > 0, \quad z = L$$

(4) 软件选用及简介

本次土壤数值模拟选用 HYDRUS-1D 软件。HYDRUS 软件由美国国家盐土改良中心 (US Salinity laboratory)、美国农业部、农业研究会联合开发, 于 1991 年研制成功的 HYDRUS 模型是一套用于模拟变饱和多孔介质中水分、能量、溶质运移的数值模型。经改进与完善, 目前已得到广泛认可与应用, 能够较好地模拟水分、溶质与能量在土壤中的分布, 时空变化, 运移规律, 分析人们普遍关注的农田灌溉、田间施肥、环境污染等实际问题。

(5) 模型构建

包气带污染物运移模型为: 集油管线出现泄漏对特征污染物石油类在包气带中的运移进行模拟。

根据资料调研结果, 本项目模型选择自地表向下 3m 范围内进行模拟, 土壤质地均为砂土。模拟厚度设置为 3m, 模型剖分按 10cm 间隔, 共 301 个节点。在模型中设置 6 个观测点位, 编号 N1~N6, 分别位于 -0.5m、-1.0m、-1.5m、-2.0m、-2.5m、-3.0m 深处。

本次设定模型运行时间为 10d, 本次共设置了 5 个输出时间点, 分别为 2d、4d、6d、8d、10d。

模型结构如图 6.6-1 所示:

图 6.6-1 模型结构图

(6) 泄漏源强及参数选取

①参数选取

本项目所在地土壤质地为砂土, 土壤水力参数见表 6.6-8, 土壤溶质运移参数见表 6.6-9。

表 6.6-8 土壤水力参数表

土壤层次 (cm)	土壤质地	饱和含水率 θ_s	残余含水率 θ_r	α (cm^{-1})	n	饱和导水率 K_s (cm/d)	经验参数 l
0~300	砂土	0.43	0.045	0.145	2.68	712.8	0.5

备注: 表中参数引用 HYDRUS 软件中所推荐的包气带基本岩性参数。

表 6.6-9 土壤溶质运移参数表

土壤层次 (cm)	土壤质地	土壤密度 (g/cm^3)	纵向弥散系数 D_L (m^2/d)
0~300	砂土	1.76	0.16

备注：①土壤质地及密度取自；②纵向弥散系数采用水流速度乘以纵向弥散度，其中纵向弥散度为项目附近水文地质勘察的相关数据。

②泄漏源强

集油管线由于开裂或腐蚀磨损等原因，造成采出液少量泄漏。参考《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018)附录 E，设定本项目集油管线破裂泄漏孔径为 10mm，采出液速度为 0.038m/s，泄漏点隐蔽、泄漏量较少，短期内不易发现。采出液泄漏速率 Q 为：

$$Q=3.14 \times 0.005^2 \times 0.038\text{m/s} \times 3600\text{s/h} \times 24\text{h/d}=0.257\text{m}^3/\text{d};$$

石油类泄漏源强见表 6.6-10。

表 6.6-10 泄漏源强表

预测情景	污染物	浓度 (mg/L)	泄漏采出液量 (m ³ /d)	单位时间渗漏通量 (cm/d)
集油管线泄漏	石油类	1000	0.257	75.312

(7) 边界条件

对于边界条件概化方法，综述如下：

①水流模型

上边界为定通量边界，单位时间渗漏通量为 75.312cm/d，设定土壤剖面初始压力水头为-100cm。下边界为潜水含水层自由水面，由于本项目地下水埋深较浅，约 2m~3m，因此，下边界设定为定压力水头。

②溶质运移模型

模型上边界概化为污染物变量，下边界为自由排泄边界。

6) 预测结果

本次模型中未考虑污染物自身降解、滞留等作用。石油类在观测点的浓度随时间变化见图 6.6-2，不同时刻石油类浓度-剖面深度变化曲线见图 6.6-3。

图 6.6-2 不同观测点处石油类浓度-时间变化曲线图

图 6.6-3 不同时刻石油类浓度-剖面深度变化曲线图

由图 6.6-2 及图 6.6-3 可知，发生泄漏后，最先污染表层土壤，时间越久，污染物向土壤下方运移越深，泄漏发生后短期内对表层土壤环境影响严重，泄漏

约 1.5d 后，石油类迁移至-300cm 处，且本项目所在区域地下水埋深较浅，即事故状态下，石油类先后会污染土壤及地下水，预测结果表明污染物迁移过程中对土壤影响较大。因此，本次环评要求项目在建设过程中加强管道的防腐，以及源头控制和分区防渗措施，在运行过程中加强巡线和维护，减少非正常工况下污染物渗漏对土壤的影响。

6.6.5.3 闭井期土壤环境影响分析

闭井期，采油设备拆除过程或封井过程可能产生落地油，若不及时回收，可能随雨水入渗污染土壤。本项目产生的被原油污染的土壤等危险废物拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站进行无害化处置，同时对井场永久占地进行土地复垦及植被恢复。因此，闭井期施工活动对土壤环境在可接受范围内。

6.6.6 土壤环境保护措施与对策

6.6.6.1 源头控制措施

本项目对施工期和运营期产生的废水进行合理的治理和综合利用，以先进工艺、设备对污水储存和处理，尽可能从源头上减少污染物泄漏的可能性和泄漏量。

1) 施工期源头控制措施

(1) 废水

井场四周设置井界沟，防止井场内污水随地面径流进入外环境。

(2) 其他

加强施工期固废管理。施工过程中固体废物可能含有难以生物降解的物质，如不妥善管理，随意丢弃，将影响土壤质量，因此，施工时必须对固体废物进行严格管理，统一回收和专门处理，不得随意抛撒。正常情况下，施工中不应有施工机械油料泄漏，但在机械故障的情况下可能产生少量污油，因此，在机械维修时，应把产生的污油收集，集中处理，避免污染环境；平时使用中要注意施工机械的维护，防止漏油事故的发生。

2) 运营期源头控制措施

为预防石油烃（ $C_{10}-C_{40}$ ）对土壤环境的影响，本次运营期采取以下土壤环境保护措施，详见表 6.6-11。

表 6.6-11 运营期土壤环境保护措施表

序号	土壤环境保护措施	实施部位	实施时间	实施保证措施	预期效果
1	油井采出液经混输管线输送至塔河油田二号、四号联合站，不外排	井场	运营期	加强管理级设备检查及维修，保证集输站污水处理系统正常运行	对周围环境基本不造成污染
	井下作业废液拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站废液处理系统进行处理，处理达标后回注地层用于油田注水开发，无外排	井场	运营期	加强管理级设备检查及维修，保证集输站污水处理系统正常运行	对周围环境基本不造成污染
	减少井下作业频次，从源头减少落地油产生	井场	运营期	加强施工进度	对周围环境基本不造成污染

3) 闭井期源头控制措施

(1) 加强管理，减少采油设备拆除过程污染物的跑冒滴漏。

(2) 试压废水由塔河油田二号、四号联合站进行处理，经处理达标后回用于油田注水开发，不外排。

(3) 建设单位拆除设施、设备或者建筑物、构筑物，可能造成二次污染的，应当采取相应的防渗漏、污染物收集等防治措施，制定、实施土壤污染防治工作方案。土壤污染防治工作方案应当包括被拆除设施、设备或者建筑物、构筑物的基本情况，残留污染物清理、安全处置以及应急措施，土壤污染防治技术要求和周边环境污染防治要求等内容。

6.6.6.2 过程防控措施

环评要求建设单位须做好场区分区防渗措施。本项目按重点污染防治区、一般污染防治区、非污染防治区分别采取不同等级的防渗措施，防渗层尽量在地表铺设，防渗材料可根据具体防渗区域拟选取 HDPE 或其他防渗材料，按照污染防治分区采取不同的设计方案。

1) 施工期过程防控措施

井场设有防渗环保厕所。

2) 运营期过程防控措施

(1) 井场工程区

①建议井场四周设置井界沟，减少受污染的雨水量，同时防止井场内污水或落地油等随地面径流进入外环境。

②修井、洗井等井下作业要按照“铺设作业、带罐上岗”的作业模式，及时

回收污水、落地油等。井下作业过程属于重点污染防治区，防渗技术要求为等效黏土防渗层 $M_b \geq 6.0m$ ，渗透系数 $K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$ 。另外，重点防渗区还要满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2001）及其修改单（环境保护部公告 2013 年 第 36 号）中要求，落地油回收率可达 100%。

针对以上措施的实施，实际运营中设专人管理，定期对设备检查及维修，跟踪废水、固废的去向，从而达到对周围环境减少污染的预期效果。

（2）管线工程区

①采取防腐措施和定期防腐检测。

②定期对管线的厚度及焊缝情况进行测试，特别是使用期超过 5 年，壁厚低于规定要求管段应及时更换，消除因腐蚀造成泄漏的隐患。

③加强管线的监控和巡线工作，发现失压或泄漏等现象立即启动应急预案，及时封堵和进行清理。

④设置截断阀，发现泄漏时可尽快关断阀门，尽可能减少采出液泄漏量。

（3）隐患排查制度

建设单位应当定期对重点区域、重点设施开展隐患排查，保证持续有效防止有毒有害物质渗漏、流失、扬散。发现污染隐患的，应当立即制定整改方案，及时采取技术、管理等措施消除隐患。本项目重点区域包括地下管线，以及依托的水污染治理设施等。

3) 闭井期过程控制措施

（1）环评建议在采油设备拆除过程中，及时回收各类污染物。危险废物应委托有资质的单位进行无害化处置。

（2）废弃井每年至少巡检 1 次，并记录巡检资料，防止发生油水串层及跑冒油，污染周围环境。

6.6.6.3 跟踪监测

对井场内及井场附近敏感目标的土壤定期监测，发现土壤污染时，及时查找泄漏源，防止污染源的进一步下渗，必要时对已污染的土壤进行替换或修复。基于建设项目现状监测点，兼顾土壤环境影响跟踪监测计划的原则，环评建议分别在井场及其附近农田设监测点。本项目土壤环境跟踪监测计划见表 6.6-12。

表 6.6-12 土壤环境跟踪监测计划

序号	监测点位	取样要求	监测项目	监测频次	执行标准
1	井场内	取柱状样，在 0~0.5m、0.5~1.5m、	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	项目投产运行	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险

序号	监测点位	取样要求	监测项目	监测频次	执行标准
		1.5~3m 处分别取样，每个柱状监测点应取 3 个样		后每 3 年监测一次	管控标准（试行）》 （GB 36600-2018）
2	井场外农田	表层样 0~0.2m	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)		《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险 管控标准（试行）》 （GB 36600-2018）

本项目土壤保护措施图见图 6.6-4。

图 6.6-4 土壤保护措施布置图

6.6.7 土壤环境影响评价自查表

本项目土壤环境影响评价自查表见表 6.6-13。

表 6.6-13 本项目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 <input checked="" type="checkbox"/> ; 生态影响型 <input type="checkbox"/> ; 两种兼有 <input type="checkbox"/>				
	土地利用类型	建设用地 <input checked="" type="checkbox"/> ; 农用地 <input checked="" type="checkbox"/> ; 未利用地 <input checked="" type="checkbox"/>			土地利用类型图	
	占地规模	(1.2) hm ²				
	敏感目标信息	敏感目标(农田)、方位(四周)、距离(紧邻)				
	影响途径	大气沉降 <input type="checkbox"/> ; 地面漫流 <input type="checkbox"/> ; 垂直入渗 <input checked="" type="checkbox"/> ; 地下水位 <input type="checkbox"/> ; 其他()				
	全部污染物	废气: 非甲烷总烃; 固废: 石油烃(C ₁₀ -C ₄₀); 废水: 石油类等				
	特征因子	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)				
	所属土壤环境影响评价项目类别	I类 <input checked="" type="checkbox"/> ; II类 <input type="checkbox"/> ; III类 <input type="checkbox"/> ; IV类 <input type="checkbox"/>				
	敏感程度	敏感 <input checked="" type="checkbox"/> ; 较敏感 <input type="checkbox"/> ; 不敏感 <input type="checkbox"/>				
评价工作等级	一级 <input checked="" type="checkbox"/> ; 二级 <input type="checkbox"/> ; 三级 <input type="checkbox"/>					
现状调查内容	资料收集	a) <input checked="" type="checkbox"/> ; b) <input checked="" type="checkbox"/> ; c) <input checked="" type="checkbox"/> ; d) <input checked="" type="checkbox"/>				
	理化特性	调查了土体构型、土壤结构、土壤质地、阳离子交换量、饱和导水率、土壤容重、孔隙度等			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	2个	4个	0~0.2m	
		柱状样点数	5个	0个	0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m处分别取样	
现状监测因子	建设用地: pH、砷、镉、铬(六价)、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、氯乙烯、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、蒽、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘等45项指标。 特征指标: 石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)。					
现状评价	评价因子	同现状监测因子				
	评价标准	GB 15618 <input type="checkbox"/> ; GB 36600 <input checked="" type="checkbox"/> ; 表D.1 <input type="checkbox"/> ; 表D.2 <input type="checkbox"/> ; 其他()				
	现状评价结论	占地范围内土壤环境质量满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB 36600-2018)中的第二类用地的筛选值,说明项目所在区域土壤环境质量状况良好				
影响预测	预测因子	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)				
	预测方法	附录E <input checked="" type="checkbox"/> ; 附录F <input type="checkbox"/> ; 其他				
	预测分析内容	影响范围(厂界外扩1km)影响程度(较小)				
	预测结论	达标结论: a) <input checked="" type="checkbox"/> ; b) <input type="checkbox"/> ; c) <input type="checkbox"/> 不达标结论: a) <input type="checkbox"/> ; b) <input type="checkbox"/>				
防治	防控措施	土壤环境质量现状保障 <input checked="" type="checkbox"/> ; 源头控制 <input checked="" type="checkbox"/> ; 过程防控 <input checked="" type="checkbox"/> ; 其他()				

措施	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次
		2	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	每3年一次
	信息公开指标	土壤环境跟踪监测达标情况		
评价结论	项目所在区域土壤环境质量现状满足相关标准要求，土壤环境质量状况良好。根据资料调研结果，项目产生污染物对周围土壤环境影响在可接受范围内，通过采取本报告表提出的环境保护措施及跟踪监测计划，从土壤环境影响的角度，项目建设可行。			

6.6.8 小结

1) 根据本项目内容和工程特点，本项目特征污染物为石油烃 (C₁₀-C₄₀)。

2) 根据《环境影响评价技术导则 土壤环境 (试行)》(HJ 964-2018)，确定本次土壤环境影响评价等级为一级，评价范围为井场占地及井场周围外扩 1.0km 范围内，管线评价范围为两侧外扩 0.2km 范围内。

3) 土壤环境质量现状调查结果表明，本项目井场内及井场外的建设用地中土壤各项监测指标满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB 36600-2018) 中建设用地土壤污染风险筛选值和管控值中第二类用地的筛选值要求。说明项目所在区域土壤未受到污染，土壤环境质量现状良好。

4) 通过分析，本项目正常运行状态下基本不会对土壤造成污染；非正常工况下，污染物随时间推移不断下渗，因此，本次评价针对各类污染物均提出对应的污染治理措施，可确保污染物达标排放及防止渗漏发生，从源头上控制项目对区域土壤环境的污染源强，确保项目对区域土壤环境的影响处于可接受水平。

5) 建设单位在严格落实环评提出的污染防治措施及土壤环境跟踪监测计划的前提下，项目对区域土壤环境影响是可接受的。从土壤环境影响的角度，项目建设是可行的。

6.7 生态影响分析

6.7.1 评价等级及范围

6.7.1.1 评价等级

本项目总占地面积为 0.094km²，占地范围小于 2km²，项目新建和改造治理集输管线的长度为 9.76km < 50km，项目位于省级水土流失重点治理区，属于重要生态环境敏感区。根据《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ 19-2011) 的有关要求，确定本次生态环境评价等级为三级。

表 6.7-1 生态环境评价工作等级划分表

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

6.7.1.2 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ/T 349-2007）中关于生态影响评价范围的要求，确定本项目生态环境影响评价范围为井场外扩 1km，油气集输管线两侧各 0.2km 带状区域。

6.7.1.3 生态环境保护目标

本项目所在区域及其生态环境不涉及新疆生态保护红线规划，生态环境保护目标主要是本项目临时占地占用的国家和地方公益林（但不涉及国家一级公益林），涉及天然林。管线工程应采取避让措施，减少公益林地带的占用。

6.7.2 评价时段

本项目评价时段为施工期、运营期和闭井期。

6.7.3 施工期生态环境影响分析

6.7.3.1 土地利用影响分析

本项目临时占地为集输管线施工占地，管线工程施工方式为地下埋设。管线工程临时占地主要集中在管线开挖埋设施工过程中。管线施工一般采用分段施工方式，施工时间较短，在管线敷设完成后该地段土地利用大部分可恢复为原用地类型。由于管线沿线两侧约 5m 范围内不能种植深根植物，一般情况下，施工完成后对土地复垦，以改善景观、防止水土流失。

从宏观整体区域看，管线施工临时占地与扰动将不会影响到该区域的土地利用结构。在管线服务期满后，管线 5m 范围外可以重新种植深根作物，对土地利用的影响也将逐渐消失。

总之，在短期内，临时占地将影响管线沿线土地的利用状况，施工结束后即可覆土恢复原貌，其影响将逐渐减小或消失。因此，临时占地对区域土地利用类型的影响较小。

6.7.3.2 植被影响分析

管道沿线无珍稀野生植物，由于施工扰动，导致原有的植被破坏，相应减少植被的数量。但本项目施工作业面很窄，局段施工期短暂，施工期结束后随着人工恢复与补偿措施及自然演替过程，不会对植被的数量及多样性产生影响。

在管线施工过程中，开挖管沟区将底土翻出，将使土体结构几乎完全改变，挖掘区的植被全部遭到毁灭性破坏，管线两侧其他区域的植被则受到不同程度的破坏和影响。

以管沟为中心两侧 2.5m 的范围内，植被遭到严重破坏，原有植被成分基本消失，植物的根系也受到彻底破坏；在管沟两侧 2.5m~5m 的范围内，由于挖掘施工中各种机械、车辆和人员活动的碾压、践踏以及挖出土的堆放，造成植被的破坏较为严重；管沟两侧 5m~10m 的范围内，由于机械、车辆和人员活动较少，对植被的破坏程度相对较轻。

管道沿线的植被破坏具有暂时性，一般施工结束后而终止。根据管线所经地区的土壤、气候等自然条件分析，施工结束后，周围植物渐次侵入，开始进入恢复演替过程。如果采用人工植树种草的措施恢复植被的覆盖度，比自然恢复可以加快恢复进程，一般区域 2 年~3 年可恢复草本植被，3 年~5 年恢复灌木植被。本工程采用复耕和人工植树种草相结合的方式。

6.7.3.3 动物影响分析

施工期对动物的影响方式主要包括井场建设迫使动物远离原有生境，各种车辆和机械噪声对野生动物的惊扰，这种影响是短暂的。根据类比调查，井场噪声影响范围为距井场边界 500m 以内，即施工过程可能对井场周围 500m 范围内的野生动物造成惊吓和干扰，影响范围很小，受工程影响的动物数量较少。

根据现场踏勘和走访调查，项目评价范围内野生动物种类、数量均不丰富，项目周围未发现国家和自治区重点保护陆生动物，项目开发活动对区域野生动物的影响不属于永久性和伤害性影响，只是造成短时间的干扰，随着施工结束，对野生动物的干扰也随之消失。因此，本项目对野生动物种群和数量影响较小。

6.7.3.4 土壤影响分析

1) 土壤理化性质影响

施工过程中，土石方开挖、堆放、回填及材料堆放、人工踩踏、机械设备碾压等活动将对土壤理化性质产生影响，如扰乱土壤表层、破坏土壤结构，这种扰乱和破坏，除了开挖处受到直接的破坏外，挖出土方的堆放将直接占压开挖处附

近的土地，破坏土壤表层及其结构。由于表层的团粒结构是经过较长的历史时期形成的，一旦遭到破坏，短期内难以恢复，在生境恶劣的环境下尤其困难。因此，在整个施工过程中，该工程对土壤表层的影响较严重。

工程土方的开挖与回填，使原土壤层次混合，原土体构型破坏。土体构型被破坏，将明显的改变土体中物质和能量的转移和传递规律，使表层通气透水性变差，亚表层保水、保肥性能降低，从而造成对植物的生长、发育及其产量影响。同时由于管线埋入，挖出的土方回填后需要保护地面与原地面高度一致，必须用机械碾压夯实，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透气孔隙的减少。另外由于作业采用大型机械，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。

2) 土壤污染影响

施工过程中将产生施工垃圾、生活垃圾等固体废物，这些固体废物可能含有难以生物降解的物质，如不妥善管理，回填入土，将影响土壤质量。因此，施工时必须对固体废物进行严格管理，统一回收和专门处理，不得随意抛撒。因此，项目产生的施工废物对土壤环境质量影响较小。

6.7.3.5 水土流失影响分析

管线施工过程将扰动地表、破坏植被、增大地表裸露面积，使土壤变得疏松，破坏原有水土保持稳定状态，引起一定程度的水土流失。本项目施工期水土流失类型主要为水力侵蚀，自然恢复期间，水土流失量有所减少。

管线工程开挖面积小，施工期短，土方可做到挖填平衡，无外运，实际新增水土流失量小。但施工过程中需对占地范围内的耕作层土壤进行表土剥离，单独堆放。本项目考虑将表土采用就近堆放的原则进行临时堆放，并采取临时防护措施，可有效减少水土流失。同时对临时表土堆放场进行复垦。通过采取以上措施后，工程产生的水土流失量在可接受范围内。

为有效控制工程施工准备期、施工期和自然恢复期各种水土流失的发生，本项目施工过程中临时堆土采取土工布遮盖、四周拦挡和修建临时排水沟等临时防护措施，有效防止雨水冲刷。施工结束后，对临时占地及时进行土地整治、植被恢复和土地复垦。施工期是水土流失防治的重点时期，应加强水土保持工作。

施工期引起的水土流失影响待施工结束后逐渐消失，运营期地表复原后，只要严格实施各项水土保持措施，不会造成新的水土流失。

6.7.4 运营期生态环境影响分析

6.7.4.1 植被影响分析

1) 修井过程对植被影响

运营期井场正常运行不会对井场外周围植被产生影响,但在修井作业过程中,若落地油回收不及时,可能洒落地面,影响植被生长。因此,修井过程中采用带罐作业,防止落地油产生。通过采取以上措施后,运营期修井作业不会对周围土壤和植被造成显著影响。

2) 管线运行对植被影响

运营期正常情况下,管线所经地区处于正常状态,对地表植被无不良影响。非正常(事故)状况下,如漏油、爆炸等,产生的原油和废气会对周边植被产生不利影响。运营期加强巡线,发现问题及时采取紧急关闭阀门、及时维修等措施,管线泄漏一般影响时间较短,造成植被损失较小。

6.7.4.2 动物影响分析

与施工期相比,运营期对野生动植物的影响较小,主要是抽油机运行噪声和修井作业噪声可能对鸟类产生影响。

1) 抽油机运行噪声影响

抽油机运行噪声,属低频稳态噪声,与钻井噪声相比明显下降,一般在 65dB(A)左右,经距离衰减后,在 50m 处噪声已降至 31dB(A)。研究表明,小于 50dB(A)的噪声对鸟类的正常活动无明显影响,据此推算,工程噪声影响范围为井场周围 50m 以内区域,50m 以外区域,鸟类的正常活动无明显影响。本项目所在区域分布的鸟类均为一般种类,鸟类飞翔能力强,因此运营期对鸟类影响较小。

2) 修井机械噪声影响

修井机械声功率一般为 80dB(A)~100dB(A),排放规律是间歇的。根据类比,小修作业一般距离井口 72m~82m,噪声降低至 60dB(A);距离井口 140m~150m,噪声降低至 50dB(A);大修作业一般距离井口 87m~97m,噪声降低至 60dB(A);距离井口 160m~170m,噪声降低至 50dB(A)。修井机械噪声周期较短,声源具有不确定性和不稳定性,在施工时对周围环境的影响是可以接受的。

根据调研,野生动物在环境噪声提高时,首先会因警惕行为而驻足倾听,而后随环境噪声增至 60dB(A)时出现避让奔逃的现象,至距离噪声源 60m 以上时停止奔逃,但群体仍处于躁动状态直至平静。本项目附近无生态保护区,区域内野生动物多为常见的广布物种,且修井机械噪声是暂时的,只在短时期对局部环境造成影响,待施工结束后这种影响也随之消失,不会对野生动物造成伤害。因

此，本项目修井机械噪声对野生动物造成的影响在可接受范围内。

根据现状调查，受工程影响的野生动物均为常见种类，分布范围广，适应性强。项目完工后，随着植被的恢复、施工影响的消失，动物的生存环境得以复原，不会因局部生境破坏而导致种群消失或灭绝，部分暂时离开的动物将回到原来的栖息地。因此，运营期不会对野生动物的活动产生影响。

6.7.4.3 土壤影响分析

运营期，油气开采很少在大面积范围内造成污染，影响主要是非正常工况下导致，如井下作业、管线泄漏等，会在附近形成局部污染，污染物如回收不及时可能对土壤环境产生一定影响。

1) 修井过程对土壤影响

运营期井场正常运行不会对井场外周围植被产生影响，但在修井作业过程中，若井下作业废液或油泥砂回收不规范、不及时，可能洒落至井场外，影响周边植被生长。因此，修井过程中必须要求带罐作业，废水全部收集处理。通过采取以上措施后，运营期修井作业不会对周围植被造成显著影响。

2) 泄漏事故对土壤影响

运营期采用混输管线管输，正常情况下，不会导致沿线土壤污染。非正常（事故）状况下，如管线泄漏导致采出液泄漏、起火爆炸等，含油采出液和废气会对周边土壤产生不利影响。运营期应加强管线管理，控制行车速度，及时发现问题，及时维修，避免事故的发生。

6.7.5 闭井期生态环境影响评价

闭井期，油井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、封井、井场清理等，将会产生少量扬尘和固体废物。若不采取有效的生态保护措施，管线中残存的少量原油有可能对管线沿线的土壤和地下潜水造成污染，对当地的生态环境产生不利影响。因此，闭井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收集，外运至指定的固体废物填埋场填埋处理。

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，对这些废弃管线、残渣将进行集中清理收集，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填埋场填埋处理。

6.7.6 生态环境保护与恢复措施

6.7.6.1 施工期生态环境保护与恢复措施

1) 常规保护措施

(1) 强化施工阶段的环境管理。在施工期，为保证施工质量，应建立环境监督制度，监督指导施工落实生态保护措施，确保工程实施过程中，执行国家、地方等相关环境法律法规。

(2) 严格划定施工作业范围，在施工作业带内施工。施工过程中应确定严格的施工范围，并使用显著标志加以界定，严格控制工程施工过程中的人工干扰范围。在保证施工顺利进行的前提下，尽量减少占地面积。严格限制施工人员及施工机械活动范围，不破坏施工作业带以外的植物。

(3) 妥善处理施工期产生的各类污染物，防止其对重点地段的生态环境造成重大污染，特别是对坑塘水面及土壤的影响。

(4) 提高施工效率，缩短施工时间，同时采取边铺设管道边分层覆土的措施，减少裸地的暴露时间，施工结束后，应及时清理现场，使之尽量恢复原状，将施工期对生态环境的影响降到最低程度。

2) 工程占地保护措施

(1) 施工人员、施工车辆以及各种设备应按规定的路线行驶、操作，不得随意破坏土地和道路设施。

(2) 材料堆放场、施工机械设备等临时占地布置在永久征地范围内，不新增临时占地。物料临时堆放场周围一定范围内，应采取一定的拦挡防护措施或设置仓库等，避免化学品等污染物扩散。

(3) 施工前作业带场地清理，应注意表层土壤的堆放及防护问题，避免雨天施工，造成水土流失危害并污染周边环境；临时用地使用完后，立即实施恢复措施；加强临时占地恢复的管理工作。

3) 植物保护及恢复措施

(1) 严格规定施工车辆的行驶便道，防止施工车辆在有植被的地段任意行驶。禁止乱压乱碾，防止对耕地、盐碱地植被产生扰动。

(2) 施工便道尽量利用现有道路，通过改造或适当拓宽，一般能满足施工要求即可，避免穿越植被生长茂密区域。

(3) 加强施工管理，划定适宜的堆料场，严禁施工材料乱堆乱放，妥善处理施工场地各类污染物，防止扩大对植物的破坏范围。

(4) 加强施工管理，划定适宜的堆料场，施工作业场内的临时建筑尽可能

采用成品或简易拼装方式，严禁施工材料乱堆乱放，妥善处理施工场地各类污染物，防止扩大对植物的破坏范围。

4) 动物保护措施

(1) 科学规划、严格管理施工场地，尽可能保护现存植被

野生动物和植被有着密不可分的依赖关系，植被条件的好坏是影响野生动物种类组成的一个十分重要的因素。工程区植被的破坏将导致本区动物种类及数量的减少。因此，要严格控制施工作业范围，尽可能地减少施工过程中所造成的植被破坏，保护野生动物赖以生存的生态环境。

(2) 加强野生动物保护的宣传力度

按照《中华人民共和国野生动物保护法》(2018年10月26日)要求，加大对保护野生动物的宣传力度，提高施工人员对野生动物的保护意识。尤其是与人类发展密切相关，有益于农、林健康发展的爬行类、兽类等。施工过程中张贴动物保护告示或设置警示牌，禁止捕杀动物。

(3) 及时进行植被恢复，改善动物的栖息环境

工程中造成的植被破坏及野生动物资源损失，仅靠生物群落的自然演替是远远不够的。因此，施工结束后，要尽快开展植树种草工作，加快生物群落的恢复速度，改善本区的植被条件，恢复工程区野生动物资源。

5) 土壤保护措施

(1) 合理安排施工进度及施工时间，尽量避开雨季施工，不能避免时，保证施工期排水通畅，减少项目造成的水土流失。项目区土建项目中应及时防护，随挖、随运、随填、随夯、不留松土。

(2) 本项目剥离的表土单独收集集中堆放至临时堆放场，临时堆放场根据就近原则，在项目附近就近堆放并采取临时防护措施，如采取土工布遮盖、修建临时土质排水沟等。施工结束后用于新开垦耕地或其他耕地的土壤改良，最终得到合理利用。

(3) 合理组织施工，做到工序紧凑、有序，以缩短工期，减少施工期土壤流失量。

(4) 管线的建设应做好防腐工作，可保证设备设施的安全运行。

6) 水土保持措施

井场区施工前剥离表土，集中堆放于井场区的施工场地内，并采取拦挡、无纺布土工布遮盖、修建临时土质排水沟等临时防护措施；井场地面采用机械碾压方式进行硬化，减少水土流失。

综上所述，拟建工程施工方案中采用合理的工程防护措施，同时应合理安排

施工期、尽量避开雨季施工，保证施工期间排水通畅，按照水利部门的相关管理要求做好水土保持工作，定期检查井场及周围水土流失情况，若发现有水保设施损坏，应及时报告有关部门并加以维护和补救。项目区土建工程中应及时防护，随挖、随运、随填、随夯、不留松土。合理组织施工，做到工序紧凑、有序，以缩短工期，减少施工期土壤流失量。

本项目施工期生态保护措施图见图 6.7-1。

图 6.7-1 施工期生态保护措施示意图

6.7.6.2 运营期生态环境保护与恢复措施

工程在正常运营期间，基本上不会对生态环境造成影响。运营期，应加强以下生态保护措施：

- 1) 运营期应加强混输管线的维护；
- 2) 加强值班人员管理及生态环境保护知识的宣传，禁止值班人员破坏植被、捕杀动物，禁止乱扔垃圾；
- 3) 禁止在管线沿线附近取土，避免造成管线破坏，采出液泄漏污染周围环境；
- 4) 管线上方设置标志，以防附近施工活动对管线造成破坏。

6.7.6.3 闭井期生态环境保护与恢复措施

1) 生态保护措施

按照《石油天然气开采业污染防治技术政策》（2012年3月7日）和《废弃井及长停井处置指南》（SY/T 6646-2017），油气井退役或报废后，应当在6个月内将打开的油气层和井口封闭，以防止对地下水的影响。环境条件适合的，应当对地表进行复垦或绿化。

闭井期的井场、管线等相关构筑物处置措施应按照《废弃井封井处置规范》（Q/SH 0653-2015）要求进行处置，并采取以下生态保护措施：

（1）井场处置措施

①拆除相关设备、围墙，疏松已夯实和硬化的地面，清理场地及各种污染物，对拆除地面设施产生的垃圾及时外运，送至指定的垃圾填埋场处理，对于危险废物外运委托有资质的单位进行处理，根据井场所在区域未受油田开发干扰地貌情况全面进行地貌恢复，使废弃井场所在地貌与区域相协调。

②废弃设备堆放区设置临时拦挡和截排水设施，减少水土流失量。

③控制机械噪声、车辆运输噪声，避免对动物生存环境的惊扰。

④保留各类绿化工程、生态保护措施，使开发区域生态环境功能不变；

（2）废弃管线处置措施

①对于废弃地下集油管线主要采取进行清管处理；

②清管废水用罐车拉运至塔河油田二号、四号联合站进行处理，处理达标后回注地层，不外排。

（3）生态保护措施

①废弃设备堆放区设置临时拦挡和截排水设施，减少水土流失量。

- ②及时回收拆除采油（气）设备过程中产生的落地油。
- ③控制机械噪声、车辆运输噪声，避免对动物生存环境的惊扰。

2) 生态恢复措施

根据项目占用土地类型和土地面积，对井场占地进行生态恢复。生态恢复的具体要求如下：

根据立地条件和因地制宜原则，在生态恢复过程中，应考虑其原有土地功能，对生态环境进行恢复和重建。

(1) 土壤环境调查与监测

井场退役后，建设单位在对设施进行拆除后，应对设施所在区域土壤环境进行调查和监测，重点监测土壤中的石油烃（ $C_{10}-C_{40}$ ）含量，判断其环境质量现状和污染情况，如果土壤中总石油烃（ $C_{10}-C_{40}$ ）含量高于所在区域土壤背景值，应对所在区域土壤进行专门恢复措施。

(2) 恢复措施

生态恢复可选择当地耐盐植物等，恢复可由建设单位出资，交由专业机构进行植被恢复。

本报告中闭井期封井作业、生态保护措施和生态恢复措施均按照相关要求和指南进行整理，待将来工程实施时，由建设单位按照工程实际发生情况进行相应调整。

6.7.7 小结

1) 通过调查可知，评价区内生态系统以荒漠生态系统、农田生态系统为主。

2) 本项目管道建设会临时侵占土地，改变原有土地类型，从而影响到原有生态系统的结构功能。

3) 项目建设过程中缩小工程占地、加快工程进度等措施减缓土地占用影响；从源头入手，控制原油落地、对油泥砂进行无害化处理等措施减缓各类污染物对生态的影响；对因项目建设而受影响的区域，采用植物修复法实施生态修复。

4) 施工期对生态环境的影响表现为破坏植被、占用土地等，施工对地表植被的破坏仅为短期的损毁，随着施工期的结束而消失。只要在施工期，加强对施工人员的管理，以及竖立警示牌，严格控制施工作业范围，施工期影响可得到有效控制。本项目在正常运营期间不会对生态环境造成影响。

综上所述，项目施工期、运营期、闭井期将对周围生态环境产生一定影响，在采取有效的控制和处理措施后，项目对周围生态环境影响较小，可以控制在可接受程度之内。

6.8 环境风险评价

6.8.1 评价目的和评价重点

环境风险评价的目的是分析和预测建设项目存在的潜在危险、有害因素，建设项目建设和运营期间可能发生的突发性事件或事故（一般不包括人为破坏及自然灾害），引起有毒有害和易燃易爆等物质泄漏，所造成的人身安全与环境影响和损害因素，提出合理可行的防范、应急减缓措施，以使项目事故率、损失和环境影响达到可以接受水平。

本次环评根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）、《关于进一步加强环境影响评价管理 防范环境风险的通知》（环发[2012]77 号）和《关于切实加强风险防范 严格环境影响评价管理的通知》（环发[2012]98 号）对本项目进行环境风险评价，以突发性事故导致的危险物质环境急性损害防控为目标，对建设项目的环境风险进行分析、预测和评估，提出环境风险预防、控制、减缓措施，明确环境风险监控及应急建议要求，为建设项目环境风险防控提供科学依据。

6.8.2 评价依据

6.8.2.1 风险调查

风险源调查范围主要是主体工程、辅助工程、公用工程、环保工程等环节涉及的生产设施。经调查，本项目风险源主要是油井和集输管线。

1) 危险物质调查

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018），本项目所涉及危险物质主要是原油（以采出液形式存在，含水 0%~90.1%）、天然气（原油伴生气）和 H₂S 等，危险物质的危险有害特性及安全技术分析详见表 6.8-1~表 6.8-3。

表 6.8-1 原油危险有害特性及安全技术资料一览表

标识	中文名：原油	英文名：Petroleum
理化性质	外观与形状：红棕色或黑色、荧光的稠厚性油状液体	溶解性：不溶于水，溶于多数有机溶剂
	熔点（℃）：-35	沸点（℃）：120~200
	相对密度：0.712（水=1）	稳定性：稳定
危险特性	危险性类别：中闪点易燃液体	燃烧性：易燃
	闪点（℃）：<28	爆炸上限（%）：5.4
	爆炸下限（%）：2.1	燃烧（分解）产物：一氧化碳、二氧化碳
	其蒸气与空气形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与氧化剂能发	

	生强烈反应。遇高温，容器内压增大，有开裂和爆炸危险性。
	灭火方法：泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。用水灭火无效。
	灭火剂：泡沫、干粉、二氧化碳
毒性	LD ₅₀ ：500mg/kg~5000mg/kg
健康危害	侵入途径：吸入、食入
	健康危害：蒸气可引起眼及上呼吸道刺激症状，如浓度过高，几分钟即可引起呼吸困难、紫绀等缺氧症状。
特性分析	<p>①易燃易爆性：原油属中闪点易燃液体，甲 B 类火灾危险性物质，原油蒸气与空气混合，易形成爆炸性混合物，遇氧化剂会引起燃烧爆炸；原油中各组分的爆炸浓度和爆炸温度的范围都很宽，因此爆炸的危险性很大；</p> <p>②易挥发性：原油中含有液化烃，沸点很低，在常温下具有较大的蒸气压，尽管油区实行全密闭作业，在作业场所仍不同程度地存在因蒸发而产生的可燃性油气；</p> <p>③毒性物质：原油属于低毒类物质；</p> <p>④易产生静电的危险性：原油中伴生物质的电导率一般都较低，为静电的非导体，很容易产生和积聚电荷，而且消散较慢；</p> <p>⑤易泄漏、扩散性：原油的集输、储运作业都是在压力状态下进行的，在储运过程中，容易产生泄漏事故，原油一旦泄漏将覆盖较大面积，扩大危险区域；油品的蒸气一般比空气重，易沿地表扩散；</p> <p>⑥热膨胀性：原油受热后，温度升高，体积膨胀，若容器罐装过满，超过安全容量，或者管道输油后不及时排空，又无泄压装置，便可导致容器或管件的损坏，引起油品外溢、渗漏，增加火灾爆炸危险性。</p>

表 6.8-2 伴生气危险有害特性及安全技术资料一览表

标识	中文名：甲烷	英文名：Methane
理化性质	外观与形状：无色无臭无味	自燃温度：537℃
	相对于水的密度是 0.42	相对于空气密度是 0.55
危险特性	危险性类别：第 2.1 类易燃气体	燃烧性：易燃
	闪点（℃）：-188	爆炸上限（V%）：15
	爆炸下限（V%）：5.3	燃烧（分解）产物：一氧化碳、二氧化碳
	极易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物。遇高温和明火有燃烧爆炸的危险。	
	灭火方法：切断气源。若不能立即切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。	
灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳。		
健康危害	空气中甲烷浓度过高，能使人窒息。当空气中甲烷达 25%~30%时，可引起头痛、头晕、注意力不集中、呼吸和心跳加速等，甚至因缺氧而窒息。	
泄漏	<p>①泄漏的清除措施，包括使用排气或换气装置，对环境通风，以及用非活性气体（通常为氮气），对密闭空间进行吹扫，使用环境中甲烷的浓度低于最低爆炸下限。如果在密闭空间，要防止工作人员窒息和引发火灾及爆炸事故。</p> <p>②如果泄漏的量比较大，又不仅限于罐体等容器中，即在整个工作区间释放，要及时疏导没有配备个人防护装备的人员。同时要考虑安全区距离与气体泄漏速度的关系，要避免火灾或爆炸的危险。</p> <p>③一旦发生火灾，要马上切断气源，用灭火器材（如二氧化碳，四氯化碳，干粉等）灭火。如果火灾是由于液化气瓶引起，那么让气瓶完全燃尽，同时用大量水对周围的气瓶及其他物体降温。</p>	

表 6.8-3 H₂S 危险有害特性及安全技术资料一览表

标识	中文名：硫化氢	英文名：Hydrogen Sulfide
	CAS 号：7783-06-4	
理化性质	外观与形状：常温下为无色气体，有特殊臭味	相对空气密度 1.19 倍
	熔点（℃）：-85.5	沸点（℃）：-60.4
	稳定性：稳定	
危险特性	危险性类别：第 2.1 类易燃气体	燃烧性：易燃
	闪点（℃）：-50	爆炸上限（%）：46.0
	爆炸下限（%）：4.0	燃烧（分解）产物：水、二氧化硫
	危险特性：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物。遇明火、高热可引起燃烧爆炸。与浓硝酸、发烟硝酸或其他强氧化剂剧烈反应，发生爆炸。气体比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇明火会引着回燃。	
	灭火方法：切断气源。若不能立即切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。	
	灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉。	
健康危害	侵入途径：吸入	
	健康危害：本品是强烈的神经毒素，对黏膜有强烈刺激作用。短期内吸入高浓度的硫化氢后出现流泪、眼痛、眼内异物感、畏光、视觉模糊、流涕、咽喉部灼烧感、咳嗽、胸闷、头痛、头晕、乏力、意识模糊等。重者可出现脑水肿、肺水肿，极高浓度（1000mg/m ³ 以上）时可在数秒内突然昏迷，发生闪电型死亡。高浓度接触眼结膜发生水肿和角膜溃疡。长期低浓度接触，可引起神经衰弱综合症和植物神经功能紊乱。	

2) 生产工艺特点

拟建项目属于石油和天然气开采，涉及危险物质的使用和临时贮存，主要包括石油天然气开采过程将原油及其伴生气（主要成分甲烷，含硫化氢）开采出来单井密闭集输后，通过管道密闭输送下游站场，正常工况下无危险物质泄漏。

6.8.2.2 风险潜势初判

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018），定量分析危险物质数量与临界量的比值（Q）和所属行业及生产工艺特点（M），按照附录 C 对危险物质及工艺系统危险性（P）等级进行判断。本项目首先确定危险物质数量与临界量的比值（Q）。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录 C，Q 按下式进行计算：

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

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

Q_1, Q_2, \dots, Q_n ——每种危险物质的临界量，t。

当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势为 I。

当 $Q \geq 1$ 时，将 Q 值划分为：(1) $1 \leq Q < 10$ ；(2) $10 \leq Q < 100$ ；(3) $Q \geq 100$ 。

本次新建管线主要为单井至站场的集输管线，各站场和开发井均有控制（截断）阀，发生泄漏时，可通过控制（截断）阀进行紧急切断。故本项目最大存在量按照单井至站场集输管线等各类单根管线的最大管径和最大长度计算。

危险物质数量与临界量比值结果见表 6.8-4。

表 6.8-4 建设项目 Q 值确定表

单元	物质名称	存储设施名称	设施规格及规模	最大在线量 q_i (t)	临界量 Q (t)	Q	ΣQ
TH12520XCH 井场至 12-2 计转站集输管线	原油	集输管线	$\Phi 114 \times 4.5\text{mm}$ 集输管线 3.04km	31.541	2500	0.013	0.060
	伴生气			0.361	10	0.036	
	H ₂ S			0.028	2.5	0.011	
TH12547CH 井场至 TH12536 罐区管线	原油	集输管线	$\Phi 108 \times 5\text{mm}$ 集输管线 2.62km	24.397	2500	0.010	0.047
	伴生气			0.279	10	0.028	
	H ₂ S			0.022	2.5	0.009	
TH12214CH 井场至 12-11 计转站管线	原油	集输管线	$\Phi 108 \times 4.5\text{mm}$ 集输管线 2.50km	23.280	2500	0.009	0.044
	伴生气			0.267	10	0.027	
	H ₂ S			0.021	2.5	0.008	
TH12562H 井至 TH12559 井管线	原油	混输管线	DN125 混输管线 1.60km	19.959	2500	0.008	0.038
	伴生气			0.229	10	0.023	
	H ₂ S			0.018	2.5	0.007	

备注：①原油在线量计算说明：因为本项目原油以采出液形式存在，以采出液中含纯原油的量最大在线量；②原油最低含水率取 0%，原油密度为 $1.017\text{t}/\text{m}^3$ ；③气油比为 $16\text{m}^3/\text{t}$ ，伴生气密度为 $0.716\text{kg}/\text{m}^3$ ；④H₂S 密度为 $56151\text{mg}/\text{m}^3$ 。

本项目各独立单元 Q 值均小于 1。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）中附录 C，当 $Q_{\max} < 1$ ，本项目环境风险潜势为 I，可开展简单分析。

6.8.2.3 评价等级

按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）中的有关规定，风险评价工作等级划分见表 6.8-5。

表 6.8-5 风险评价工作级别表

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

本项目环境风险潜势为 I，按照《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018) 附录 A 要求风险评价可开展简单分析。

6.8.3 环境敏感目标概况

按照《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018) 要求，结合本项目环境风险评价等级，确定环境风险敏感目标如下：

1) 大气环境敏感目标

调查以井场为中心，半径 500m 范围内的居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构。经调查，本项目井场 500m 范围无敏感目标。

2) 地表水敏感目标

经调查，本项目周围无地表水敏感目标。

3) 地下水敏感目标

本项目地下水评价范围内无集中式饮用水源、分散式饮用水源地等地下水环境敏感目标。本项目地下水保护目标为地下水潜水层。根据水文地质调查，项目所在区域包气带防污性能为低 (D1)。

本项目环境风险敏感目标分布情况见表 6.8-6。

表 6.8-6 调查范围环境敏感目标一览表

类别	环境敏感特征					
环境空气	厂址周边 500m 范围内					
	序号	敏感目标名称	相对方位	距离 m	属性	人口数
	1	/	/	/	/	/
	厂址周边 500m 范围内人口数小计					/
	大气环境敏感程度 E 值					E3
地表水	受纳水体					
	序号	受纳水体名称	排放点水域环境功能		24h 内流经范围 km	
	1	/	/		/	
	内陆水体排放点下游 10km (近岸海域一个潮周期最大水平距离两倍) 范围内敏感目标					
	序号	敏感目标名称	环境敏感特征	水质目标	与排放点距离/m	
	1	/	/	/	/	/
地表水环境敏感程度 E 值					E3	

类别	环境敏感特征					
	序号	环境敏感区名称	环境敏感特征	水质目标	包气带防污性能	与下游厂界距离/m
地下水	1	/	G3	III类	D1	/
	地下水环境敏感程度 E 值					E2

6.8.4 环境风险识别

6.8.4.1 主要危险物质及分布情况

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018),并结合项目情况,本次仅分析运营期主要危险物质及分布,详见表 6.8-7。

表 6.8-7 项目危险物质数量及分布情况表

时段	存放位置	危险物质名称	危害特性	最大存在总量 (t)
运营期	集油管线	原油	可燃液体	99.177
		H ₂ S	易燃气体、毒性气体	1.136
		伴生气	易燃气体	0.089

6.8.4.2 可能影响环境的途径

根据石油开采特点,本次评价仅从运营期分析可能产生的事故类型主要环境影响途径,详见表 6.8-8。

表 6.8-8 本项目主要事故类型、来源及影响环境的途径等

影响时段	事故类型	来源	危险物质	影响环境的途径	可能影响的环境敏感目标	
运营期	泄漏	集油管线	原油、伴生气、H ₂ S	①原油泄漏进入地表环境,阻塞土壤孔隙,使土壤板结,通透性变差,不利于植物生长; ②原油泄漏进入地表水体,形成油膜,降低水体溶解氧浓度,使水质变差 ③泄漏后聚积地面,通过地面渗透进入地下含水层,影响地下水水质; ④伴生气、H ₂ S 泄漏扩散破坏周围大气环境	地表水环境敏感目标	/
					大气敏感目标	周边站场
	火灾爆炸产生的次生污	集油管线	伴生气及次生污染物 CO 等	产生的有害气体遇明火发生火灾或爆炸,污染大气,同时破坏周围地表植被	地下水环境敏感目标	周围具有饮用水功能的潜层地下水
					大气敏感目标	周边站场

影响时段	事故类型	来源	危险物质	影响环境的途径	可能影响的环境敏感目标	
	染					
	套管外返水	采油井	原油	固井质量不好、油井表层套管腐蚀或者固井水泥老化等，可能导致水泥环破裂及脱落，最终造成套外返水，可能会穿透含水层污染承压水，对地下水环境造成影响	地下水环境敏感目标	周围具有饮用水功能的潜层地下水

6.8.5 环境风险分析

本项目混输管线应作为环境风险重点防范区域。

6.8.5.1 大气环境影响分析

原油泄漏事故发生时，其中的伴生气逐渐挥发进入大气，会对事故现场空气环境产生影响，局部大气中烃类浓度可能高出正常情况的数倍或更多，但不会超过井喷时因伴生气排放对大气的影晌强度，更不会导致大气环境的明显恶化。若可燃气体遇明火发生火灾或爆炸，会对周边大气环境有较大污染。在及时采取措施控制火势的情况下，可将影响降到最低。

一旦天然气管线泄漏，天然气与空气形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。当足够数量的可燃或易燃物料泄漏出来，与空气充分混合并被点燃时，将会产生蒸气云爆炸（VCE）。同时当天然气在不完全燃烧下会产生次生污染物一氧化碳。本项目天然气管线采用质量较好的材质，且有泄漏气体检测设施，西北油田分公司有完善的应急预案及环境风险防范措施，天然气发生爆炸概率较低，对周围环境影响不大。

综上，单井泄漏事故在及时采取应急措施后，对周边大气环境影响较小。

6.8.5.2 地表水环境影响分析

采出液泄漏事故发生时，在非雨天且原油泄漏点距水体较远的前提下，因为原油的黏稠特性，流动缓慢，一般情况下不会直接污染地表水体。本项目管线距离地表水体较远，在及早发现事故并采取堵截措施后，采出液泄漏事故不会对其产生影响。

6.8.5.3 地下水环境影响分析

原油泄漏事故发生时，生产单位会按照应急预案及时关闭生产管线，采取

现场污染物治理措施，将事故产生的油泥砂拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站统一处理。此类事故原油泄漏量小，处理及时，对地下水产生影响较小。

上述事故若处理不当或不彻底而导致原油残留在包气带的可能性，在重力和土壤毛细力的驱动下，垂直向下迁移，同时也横向扩展，由于原油残余量较小，且项目所在区域包气带普遍较厚，因此原油将全部被截留在包气带中。但是，在淋滤作用下，原油中易溶解的组分不断被淋滤水带入包气带，当经过足够长的时间和淋滤作用后，石油类污染物才有可能迁移至毛细带，此后在浮力、毛细力等的作用下，加之原油量较小，将很难到达潜水面，随地下水流运移的石油类污染物也微乎其微。相较而言，这些事故状态下的污染程度和范围都很小，因此对地下水环境的影响较小。

6.8.5.4 生态环境影响分析

采出液泄漏至周边土壤，会导致土壤污染，对周边植物的影响尤为显著，原油黏附于枝叶，阻止植物进行光合作用，可使植物枯萎死亡。由于原油会迅速渗透到土壤中，在土壤中粘附于植物根系，杀死土壤中的微生物，可阻止植物吸收水分和矿物质而死亡。遭受污染的地区可能在几十年甚至上百年的时间内都会寸草不生。许多研究表明，一些石油烃类进入动物体内后，对哺乳类动物有致癌、致畸等作用。因此，在发生泄漏事故后，应及时清理被污染的土壤。

6.8.6 环境风险防范措施及应急要求

6.8.6.1 风险防范措施

1) 常规环境管理措施

- (1) 严格执行国家的安全、卫生标准规范及相关的法律法规。
- (2) 制定安全生产方针、政策、计划和各种规范，完善安全管理制度和安全操作规程，建立健全环境管理体系和监测体系，完善各种规章、制度和标准。
- (3) 对施工单位及人员定期进行环保、安全教育，增强职工的环保意识和安全意识。
- (4) 在施工、选材等环节严守质量关，加强技术工人的培训，提高操作水平。
- (5) 总结经验，吸取教训，研究各种定型事故，充分吸取教训，并注意在技术措施上的改进和防范，尽可能减少人为的繁琐操作过程。
- (6) 配置便携式可燃气体监测报警仪，在有油气可能散发、泄漏的场所携

带，及时发现有害气体泄漏情况，以便及时处理，保护人身安全及大气环境。

(7) H_2S 监测应采取固定式与携带式 H_2S 监测仪结合使用的方式。做好 H_2S 监测和防范工作，以免 H_2S 中毒事故发生。

2) 管线泄漏事故风险防范措施

为尽量避免井场内管线及设备破裂事故的发生，减轻泄漏事故对环境的影响，应该采取以下的预防措施：

(1) 管理措施

① 管线敷设线路应设置永久性标志，提醒人们在管线两侧 20m~50m 范围内进行各项施工活动时注意保护管线，减少由此可能造成的事故。

② 加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

③ 按规定进行维修、保养，及时更换易损及老化部件。

④ 制定巡线制度，并设置专门巡线工，定时对管道进行巡视；密切关注管道沿线环境的变化。

(2) 加强防腐措施

金属腐蚀的本质在于金属原子在腐蚀介质的作用下，失去电子变成离子而转移到腐蚀介质中，导致金属发生破坏。本项目采用良好的绝缘涂层隔断金属表面与腐蚀介质的接触，阻止电子从金属表面流动腐蚀介质中，使金属免遭腐蚀。

(3) 加强施工质量监督，保证施工质量符合建设标准。

3) H_2S 泄漏事故风险防范措施

本项目伴生气中 H_2S 含量高，若处理不当可能造成 H_2S 中毒事故，必须加强安全管理，加强事故防范措施。发生突发性事故的诱发因素很多，其中被认为重要的因素有以下几个方面：设计上存在缺陷；设备质量差，或过度超时、超负荷运转；管理或指挥失误；违章操作。因此，对突发性污染事故的防治对策，应从以下几点严格控制和管理，加强事故措施和事故应急处理的技能，懂得紧急救援的知识。“预防为主，安全第一”是减少事故发生、降低污染事故损害的主要保障。

针对本项目特点，本次评价建议在运营阶段应考虑下列安全防范措施，以避免事故的发生：

(1) 配备足够的正压呼吸器，并放在使用方便、清洁的地方，定期检查，做好记录；配 H_2S 超标报警仪。第一级报警值应设置在 $10\text{mg}/\text{m}^3$ ，但不启动报警音响，仅向施工人员提示 H_2S 的浓度值；第二级报警值设置在 $20\text{mg}/\text{m}^3$ 。空气中 H_2S 含量接近 20ppm 时，工作人员必须佩戴正压呼吸器，且不能一人单独作业，以便于救护。一旦发现 H_2S 含量超标，应迅速往上风口转移，确保安全。

(2) 设备、管道、管件等均采用可靠的密封技术，使储存等过程都在密闭的情况下进行，防止易燃易爆物料泄漏。

(3) 在可能有气体泄漏或聚集危险的关键地点装设检测器，报警信号送到控制室和消防门，并建立定期巡回检查制度。

(4) 在生产岗位设置事故柜和急救器材、救生器防护面罩、护目镜、胶皮手套、耳塞等防护、急救用具、用品。

(5) 建设单位领导应该提高对突发性事故的警觉和认识，作到警钟常鸣。安全环保科由企业领导直接领导，全权负责。主要负责检查和监督安全生产和环保设施的正常运转情况。对安全和环保应建立严格的防范措施，制定严格的管理规章制度，列出潜在危险的过程、设备等清单，严格执行设备检验和报废制度。

(6) 职工安全生产的经验不足，一定程度上会增加事故发生的概率，因此企业对生产操作工人必须进行上岗前专业技术培训，严格管理，提高职工安全环保意识。

(7) 企业对具有高危害设备设置保险措施，可设置消防装置等必备设施，并辅以适当的通讯工具，定期进行安全环保宣传教育以及紧急事故模拟演习，提高事故应变能力。

(8) 发生伴生气扩散时，应及时进行井控，争取最短时间控制井喷源头，尽可能切断泄漏源。含 H_2S 伴生气扩散时间短，通过空气流动自然扩散和自然降雨降低空气中 H_2S 浓度。

4) 井喷事故风险防范措施

(1) 修井时，在井口上安装防喷器和控制装置，防止井喷事故发生。

(2) 根据中国石化安[2006]707号文件要求在发生井喷失控(当封井器关闭后，井口仍有油气喷出)时起，施工单位经理 5min 内下令实施点火；井喷发生泄漏事故 30min 内紧急撤离距井口 500m 范围内的人员。井喷失控点燃后可通过空气流动自然扩散和自然降雨降低空气中 SO_2 浓度。必要时可向燃烧口周边喷洒水来降低废气中 SO_2 浓度。

(3) 针对具体的每口井制定井喷应急预案，包括针对 H_2S 井喷和放喷点火的具体详细程序和设备规范，并对相关人员进行井喷应急预案培训。

(4) 按照《硫化氢环境人身防护规范》(SY/T 6277-2017)及其他相关规范的要求配备相关监测设备及人身防护设施。

4) 公益林防火措施

(1) 强化责任，实行森林防火领导负责制。西北油田分公司领导应制定防火操作规程，奖罚分明，提高工作人员森林防火责任意识。

(2) 大力开展宣传教育。西北油田分公司应普遍开展宣传周、宣传月、举办知识竞赛,利用报纸、电视、广播、黑板报、张贴标语等多种形式在各种场合不厌其烦地进行宣传。

(3) 强化野外火源管理,制定办法,严格要求,加强对工作人员管理,严禁携带火种进入公益林区。

6.8.6.2 应急预案

本项目投产后由西北油田分公司采油二厂进行管理,目前西北油田分公司采油二厂已经有 1 套成熟的风险应急预案,《西北油田分公司采油二厂突发环境事件应急预案》已取得库车市生态环境局的备案,备案编号:652923-2020-012-M。

本项目生产过程中存在的事故类型主要为:集油管线泄漏、火灾爆炸。西北油田分公司采油二厂现有应急预案基本可以满足风险应急的需求。

6.8.6.3 应急处置措施

拟建项目应急预案应急处置措施如下。

1) 井场泄漏处置

(1) 伴有甲烷、硫化氢等有害气体逸散时

①应迅速封闭事故现场,抢救现场窒息人员,发出甲烷、硫化氢报警信号,进行交通管制,禁止外人进入现场,控制事态发展;

②监测有害气体浓度,根据现场风向,协调当地政府部门疏散现场及周边无关人员;

③现场人员生命受到威胁、撤离现场无望时,现场应急指挥应立即发出点火指令。

(2) 引发火灾、爆炸时

①现场发生火灾、爆炸,应立即阻断引火源,并组织灭火;

②确定警戒范围,撤离无关人员。

2) 管道泄漏处置

(1) 集输管道破裂泄漏时

①如出现人员伤亡,在确保安全前提下先组织力量抢救受伤人员;

②切断管道泄漏源,封闭事件现场和危险区域,周边设置警示标识,同时组织人员切断周边着火源,防止事态扩大和引发次生事故;

③配合地方政府有关部门设置警戒线,划定安全区域,组织撤离、疏散周边居民、群众;

- ④组织输油管道泄漏的围控、处置；
- ⑤原油管道泄漏原油回收并妥善处理；
- ⑥对污染现场进行清理，并确保达到环境保护要求。

(2) 集输管道泄漏引发火灾、爆炸时

- ①立即切断泄漏源，封闭泄漏现场；
- ②组织专业医疗救护小组抢救现场受伤人员；
- ③组织现场消防力量进行灭火；
- ④组织力量对泄漏管道进行封堵、抢修；
- ⑤对污染物进行隔离，并组织清理；
- ⑥采取隔离、警戒和疏散措施，避免无关人员进入事发区域，并合理布置消防和救援力量；
- ⑦当重点要害部位存在有毒有害气体泄漏时，应进行有毒有害气体监测；
- ⑧迅速将受伤、中毒人员送医院抢救，并根据需要配备医疗救护人员、治疗药物和器材；
- ⑨当重点要害部位可燃物料存量较多时，尽量采取工艺处理措施，转移可燃物料，切断危险区与外界装置、设施的连通，组织专家组和相关技术人员制定方案；
- ⑩火灾扑救过程中，专家组应根据危险区的危害因素和火灾发展趋势进行动态评估，及时提出灭火指导意见；
- ⑪灭火完毕后，立即清理火灾现场，组织力量对泄漏点封堵抢险。

3) 井喷失控

(1) 应迅速封闭事故现场，抢救现场窒息人员，发出甲烷、硫化氢报警信号，进行交通管制，禁止外人进入现场，控制事态发展；

(2) 监测有毒有害气体浓度，根据现场风向，协同当地政府疏散现场及周边无关人员；

(3) 现场人员生命受到威胁、井口失控、撤离现场无望时，现场应急指挥应立即发出点火指令；

(4) 条件允许时，迅速组织应急救援队伍抢装井口和实施压井作业；

(5) 当空气中 H_2S 浓度达到 $15mg/m^3$ (10ppm) 的阈限值时，现场应：

- ①安排专人观察风向、风速确定危险区。
- ②切断危险区不防爆电器的电源。
- ③安排专人佩戴正压式空气呼吸器到危险区检测泄漏点。
- ④非作业人员撤入安全区。

⑤继续监测空气中 H₂S 浓度（进行监测）。

（6）当空气中 H₂S 浓度达到 30mg/m³（20ppm）的安全临界浓度时，应：

①启动报警音响，戴上正压式空气呼吸器。

②实施井控程序，控制 H₂S 泄漏源。

③切断作业现场所有可能的着火源。

④立即向上级部门报告。

⑤指派专人在井口 100m、500m 和 1000m、3000m 处进行 H₂S 监测，需要时监测点可适当加密。

⑥设立警戒区，任何人未经许可不得入内。

⑦撤离现场的非应急处置人员。

⑧清点现场人员。

⑨通知救援机构，救护人员进入戒备状态。

（7）当井喷失控时，应：

①立即通知并协助当地政府疏散井口 500m 范围内的居民和其他人员，根据监测情况，考虑风向、地形、人口密度、受污染程度等情况及时作出风险和危害程度评估，决定是否扩大撤离范围。

②关停生产设施。

③请求援助。

（8）当井喷失控、空气中 H₂S 浓度达到 150mg/m³（100ppm）的危险临界浓度时，现场作业人员应按预案立即撤离井场，通知当地政府和其他有关机构，同时向上级主管部门报告。

6.8.6.4 应急监测计划

1) 适用范围

适用项目范围内发生的环保事故和应急情况的监测。

2) 应急监测措施

（1）环保监测站接到环保事故信息后，根据接报的情况判断可能的污染物质，进行应急准备，并立即组织有关人员，分别进行现场的监测采样和实验室的准备工作。

①人员及采样容器准备。技术人员一名、实验室人员一名、采样人员两名，采样容器要备足。

②化验室分析人员取样后，应快速、准确的完成样品的分析，出具数据和保存，并保留样品。

(2) 化验室在接到环境事故信息后, 必须在最短时间内到达目的地采样, 一般不超过 30min。

(3) 当对某种污染物缺少监测手段时, 安全环保科负责对外请求支援的联系与协调。

(4) 监测数据可用电话或书面的形式以最快速度上报应急指挥中心。

(5) 应急监测应做到当事故发生直到事故最终处理终结的全过程监测, 其监测频次以满足较少损失和事故处理以及事故发生后的生产恢复的需求。

3) 应急监测方案

本项目环境风险应急监测方案详见表 6.8-9。

表 6.8-9 风险事故情况下环境应急监测方案一览表

时间	监测要素	监测点位	监测项目	监测频次	监测方式
环境 风险 事故	大气环境	事故地点下风向及距离较近的敏感点	非甲烷总烃、一氧化碳、硫化氢、二氧化硫	事故发生及处理过程中进行实时监测, 过后 30min 一次直至应急结束	自行或委托监测
	水环境	地下水	石油类		
	土壤环境	受污染土壤	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)		

4) 应急监测设施

针对风险事故状况下的应急措施, 西北油田分公司应配备必要的仪器设备, 建议设备配置情况见表 6.8-10。

表 6.8-10 应急监测仪器配备情况一览表

仪器	数量	备注
便携式可燃气体 (甲烷及非甲烷总烃) 检测仪	2	常用设施
便携式硫化氢检测仪	2	常用设施
便携式 COD 测定仪	1	委托监测
化学分析试剂	若干	足够量的常用试剂

6.8.7 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目环境风险简单分析内容表见表 6.8-11。

表 6.8-11 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	塔河油田西部奥陶系油藏 2020 年第一期侧钻项目				
建设地点	新疆维吾尔自治区	阿克苏地区	库车市	(/) 县	(/) 园区

地理坐标	经度	83.35391389	纬度	41.27459167
主要危险物质及分布	主要突发环境风险物质包括原油（以采出液形式存在，含水率 0%~90.1%，属于油类物质）、天然气（原油伴生气）和 H ₂ S，主要分布在油井、集油管线内			
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	<p>1) 集油管线泄漏事故会导致原油及其伴生气泄漏至地面和大气中，会对事故现场大气环境产生影响；泄漏至地面原油若堵截不及时或处理不当，未及时回收落地原油则可能渗入地下，或在淋滤状态下深入地下水环境中对其产生影响；</p> <p>2) 伴生气泄漏至地面和大气中，会对事故现场大气环境产生影响；若是遇明火发生火灾或爆炸，污染大气，同时破坏周围地表植被。但总体而言，本项目属于石油开采行业，环境风险程度较低，在采取预防措施和应急处置措施后，对周围环境影响较小。</p>			
风险防范措施要求	<p>1) 严格执行国家的环保标准规范及相关的法律法规。</p> <p>2) 制定环保生产方针、政策、计划和各种规范，完善安全管理制度和安全操作规程，建立健全环境管理体系和监测体系，完善各种规章、制度和标准。</p> <p>3) 对施工单位及人员定期进行环保、安全教育，增强职工的环保意识和安全意识。</p> <p>4) 在施工、选材等环节严守质量关，加强技术工人的培训，提高操作水平。</p> <p>5) 研究各种事故，总结经验，充分吸取教训，并注意在技术措施上的改进和防范，尽可能减少人为的繁琐操作过程。</p>			
<p>填表说明： 本项目各独立单元的危险物质数量与临界量比值 $Q_{max} < 1$，则环境风险潜势直接判定为 I，风险评价开展简单分析。</p>				

6.8.8 小结

1) 本项目环境风险潜势为 I，风险评价开展简单分析。本项目涉及《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018) 附录 B 中的突发环境风险物质，主要是以采出液形式存在的原油、天然气（伴生气）和 H₂S，分布在油井、混输管线内，具有一定的潜在危险性。

2) 本次评价制定了一系列的风险防范措施、应急预案以及应急监测方案，可将事故风险概率和影响程度降至最低。通过采取有效的预防措施和制定完善的应急救援预案，严格执行项目安全评价提出的安全对策措施，本项目的环境风险是可以防控的。

7 环境保护措施及其可行性论证

7.1 施工期环保措施论证

7.1.1 水污染防治措施

施工期产生废水包括清管废水、试压废水和施工人员生活污水。施工期所采取的废水环保措施技术经济可行性分析见表 7.1-1。

表 7.1-1 施工期废水环保措施经济技术可行性分析

废水类型	产生量 (m ³)	环保措施			治理效果	是否可行
		内容	技术论证	经济论证		
清管废水	78	依托四号联合站、二号联合站内现有污水处理设施进行处理,不外排	四号联合站、二号联合站出水水质能够满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T 5329-2012)中推荐水质标准	合理利用,减少成本	不外排	可行
试压废水	98	收集后经沉淀后用于现场洒水降尘	采用清洁水,可重复利用,主要污染物为悬浮物	可节约用于洒水降尘的新鲜水	不外排	可行
生活污水	80	井场设置环保厕所,定期清运	施工人数有限,且短期施工	投资较少	不外排	可行

经分析,针对施工期废水采用的环保措施在技术、经济上是可行的。

7.1.2 环境空气污染防治措施

施工期产生废气包括施工扬尘和动力设备的燃油废气等施工废气。施工期所采取的废气环保措施技术经济可行性分析见表 7.1-2。

表 7.1-2 施工期废气环保措施经济技术可行性分析

废气类型	产生量	环保措施			治理效果	是否可行
		内容	技术论证	经济论证		
施工扬尘	/	施工区域定期洒水抑尘;控制车辆装载量并采取密闭或者遮盖措施;大风天停止作业	施工现场均在野外,有利于污染物扩散,同时废气污染源具有间歇性和流动性	为经济可行的扬尘处理措施	施工场地无大量起尘	可行
施工废气	/	选择技术先进的动力机械设备,主要是优良发动机;选择符合国家要求的燃油指标		/	少量施工车辆废气	可行
焊接	/	焊接作业时采用无毒或低		/	少量无毒	可行

废气类型	产生量	环保措施			治理效果	是否可行
		内容	技术论证	经济论证		
烟尘		毒焊条			烟尘	

经分析，针对施工期废气采用的环保措施在技术、经济上是可行的。

7.1.3 噪声控制措施

施工期噪声源主要包括建设期使用挖掘机、推土机、电焊机和切割机等。参考同类施工机械噪声影响预测结论，本项目主要施工机械昼间在 18m 以外，夜间在 100m 以外均不超过《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB 12523-2011) 中的标准限值 (昼间 70dB (A)、夜间 (55dB (A)))。

本项目井口周围 200m 范围内无声环境敏感目标，且无大型野生动物。同时施工周期较短，噪声影响随着施工期的结束将消失。

施工期噪声控制措施如下：

1) 合理安排施工时间

制定施工计划时，尽可能避免高噪声设备同时施工。

2) 施工现场布局和施工设备

尽量避免在同一地点安排大量的高噪声设备，以避免局部声级过高。

选用低噪声施工设备，从根本上降低源强。同时要加强检查、维护和保养工作，减少运行振动噪声。整体设备要安放稳固，并与地面保持良好接触，各种机泵等要安装消音隔音设施，最大限度地降低噪声源的噪声。

3) 减少施工交通噪声

由于施工期交通运输对环境影响较大，应尽量减少夜间运输量，限制大型载重车的车速，对运输车辆定期维修、养护，减少或杜绝鸣笛，合理安排运输路线。

7.1.4 固体废物处置措施

施工期产生固体废物包括施工废料和施工人员生活垃圾，属于一般固废。施工期所采取的固废环保措施技术可行性分析见表 7.1-3。

表 7.1-3 施工期固废环保措施经济技术可行性分析

固废类型	产生量 (t)	环保措施			治理效果	是否可行
		内容	技术论证	经济论证		
施工废料	0.2	施工建设过程产生的废防腐材料、废焊条等，尽可能回收利用，不能利用	施工废料部分可回收再利用或外售	部分可再利用，减少投资	无堆积垃圾	可行

固废类型	产生量 (t)	环保措施			治理效果	是否可行
		内容	技术论证	经济论证		
		的由施工单位拉运至附近垃圾处理场处理				
生活垃圾	1.0	施工场地临设垃圾桶内，拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站统一处理	施工人员数量有限，临时垃圾桶足以盛装生活垃圾	统一处置，处理费用合理，企业可以承担	不外排	可行

经分析，针对施工期固废采用的环保措施在技术、经济上是可行的。

7.1.5 生态保护与补偿措施

施工期对生态环境产生影响的因素主要为：施工占地及施工过程中对土壤和动植物的影响以及污染物排放对土壤及植被的影响。

与之相对应，拟采取的土壤和生态环境污染防治措施主要有：严格控制占地面积，尽快恢复植被以及减少进入土壤和生态系统的污染物质。

施工期本项目采取如下生态保护与补偿措施：

1) 项目开发区域无自然保护区、风景名胜区，但施工区域内有植被分布，因此，管线工程应尽量选择在地表无植被，且地势较高处。地面施工填土要到环保部门指定位置取土，不得随意取土和破坏地表植被；

2) 工程施工占用公益林前，应向林草主管部门办理相关手续，应按《中华人民共和国森林法》（2020年7月1日）、《新疆维吾尔自治区建设项目使用林地审核审批管理办法（试行）》（新林资字[2015]497号）等有关规定，办理建设项目使用林地手续后施工建设。施工过程中，加强施工人员的管理，确保施工人员和车辆在规定范围内作业，严禁砍伐公益林作燃料，做好森林火灾的防范工作；

3) 严格界定施工活动范围，尽可能缩小施工作业带宽度，管线作业带宽度必须控制在 8m 内，减少对地表的碾压。重点保护项目区内的灌木，最大程度减少梭梭占用，选择植被生长稀疏地段进行作业。

7.2 运营期环保措施论证

7.2.1 水污染防治措施

运营期废水包括井下作业废液、采出水。运营期所采取的废水环保措施技术经济可行性分析见表 7.2-1。

表 7.2-1 运营期废水环保措施经济技术可行性分析

废水类型	产生量 (m ³ /a)	环保措施			治理效果	是否可行
		内容	技术论证	经济论证		
井下作业废液	180	拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站废液处理系统进行处理, 达标后回注地层, 不外排	绿色环保工作站、塔河油田二号联合站、四号联合站稳定运行, 目前出水水质能够满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T 5329-2012) 中推荐水质标准要求, 回注地层, 不外排	可节约大量用于注水驱油的新鲜水	达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T 5329-2012) 中推荐水质标准要求, 回注地层, 不外排	可行
采出水	最大 4.21× 10 ⁴ t/a	经塔河油田二号、四号联合站采出水处理系统处理达标后回注, 用于油田注水开发, 不外排	《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T 5329-2012) 中推荐水质标准			

经分析, 针对运营期废水采用的环保措施在技术、经济上是可行的。

7.2.2 环境空气污染防治措施

运营期产生废气包括非甲烷总烃无组织排放、H₂S 无组织排放、水套加热炉废气。运营期所采取的废气环保措施技术经济可行性分析见表 7.2-2。

表 7.2-2 运营期废气环保措施经济技术可行性分析

废气类型	产生量 (t/a)	环保措施			治理效果	是否可行
		内容	技术论证	经济论证		
非甲烷总烃挥发	0.0210	井口密封, 密闭集输	井口密封可有效抑制井口烃类、H ₂ S 气体的挥发; 目前在油田应用广泛	/	厂界非甲烷总烃浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB 39728-2020) 表 2 限值要求 (4.0mg/m ³)	可行
H ₂ S 无组织挥发	0.0066	井口密封, 密闭集输		/	厂界 H ₂ S 浓度满足《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-1993) 表 1 (0.06mg/m ³)	可行
水套加热炉废气	颗粒物: 0.300t/a SO ₂ : 0.498t/a NO _x : 4.650t/a	以天然气为燃料, 烟经高 8m、内径 0.2m 排气筒 (共 6 根) 排放	加热集输工艺技术成熟	/	满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014) 表 2 中污染物排放限值要求	可行

经分析, 针对运营期废气采用的环保措施在技术、经济上是可行的。

7.2.3 噪声控制措施

由于井区噪声源分布分散，噪声污染的防治主要是采取经济合理噪声源控制措施。为降低噪声影响，在井场设计中采取降噪措施有：

- 1) 设备选型尽可能选择低噪声设备；
- 2) 加强对抽油机的维护、减少作业次数。

采用以上措施后，可有效的减少噪声影响，对周围声环境影响较小。

7.2.4 固体废物处置措施

运营期产生固体废物主要为油泥砂，属于危险废物。运营期所采取的固废环保措施技术可行性分析见表 7.2-3。

表 7.2-3 运营期固废环保措施经济技术可行性分析

固废名称	产生量	环保措施			治理效果	是否可行
		内容	技术论证	经济论证		
油泥砂	2.34t/a	拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站统一处理	根据“6.5.3 固体废物环境影响分析”，依托暂存及委托处理具有可行性	处理费用合理，企业可以承担	全部拉运作无害化处置，不外排	可行

7.2.5 生态保护与补偿措施

油田生产运营期生态环境影响主要为非正常工况下产生的污染物对土壤的污染，及时处理突发环境事件以及从源头控制风险事故的发生，是减少生产运营期生态环境影响的主要措施。另外，在生产运营期，可针对开发期造成的生态影响，采取生态补偿措施：

- 1) 提高职工的环境保护意识，在生产生活中杜绝人为破坏植被的现象；
- 2) 油田运营过程中，尽量减少占地，以减少对地表植被破坏，降低生态风险。

7.3 闭井期环境保护措施论证

1) 地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣，应集中清理收集；混输管线清洗后（分段清洗，清管废水进塔河油田二号、四号联合站采出水处理系统，处理达标后回注用于油田开发），或经分段封堵后埋于地下、或回收再利用；废弃建筑残渣外运至指定填埋场填埋处理；

2) 本项目采油井废弃时, 井口套管接头应露出地面, 并用厚度不低于 5mm 的圆形钢板焊牢, 钢板面上应用焊痕标注井口和封堵日期。废弃井每年至少巡检 1 次, 并进行记录, 防止发生油水串层及跑冒油, 污染地下水资源;

3) 选择能适应自然条件, 在油田服役后期能自然生长的植被种类进行恢复。

7.4 环保措施汇总

本项目环保措施汇总见表 7.4-1。

表 7.4-1 环境保护措施一览表

序号	项目	措施内容
1	施工期	1) 控制施工区域、场地定期洒水抑尘, 或控制车辆装载量并采取密闭或者遮盖; 2) 选用专业作业车辆及设备, 使用品质较好的燃油, 加强设备和运输车辆的检修和维护, 焊接作业时使用无毒低尘焊条; 3) 加强施工管理, 尽可能缩短施工周期。
	运营期	1) 井口密封, 采出液采用密闭集输; 2) 水套加热炉采用二号联合站处理后的干气作为燃料, 排气筒高度 8m, 内径 0.2m。
	闭井期	1) 控制施工区域、场地定期洒水抑尘, 或控制车辆装载量并采取密闭或者遮盖; 2) 选用专业作业车辆及设备, 使用品质较好的燃油, 加强设备和运输车辆的检修和维护。
2	施工期	1) 旧管线清管废水依托四号联合站、二号联合站内现有污水处理设施进行处理, 不外排; 2) 管线试压废水经收集沉淀后用于施工现场洒水抑尘; 3) 生活污水排入环保厕所, 定期清运, 不会直接外排于区域环境中。
	运营期	1) 采出水经塔河油田二号、四号联合站采出水处理系统处理达标后回注, 用于油田注水开发, 不外排; 2) 井下作业废液拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站废液处理系统进行处理, 处理达标后回注地层。
	闭井期	清管废水由罐车拉运至塔河油田二号、四号联合站, 经站内采出水处理系统处理达标后回注地层, 不外排
3	施工期	1) 合理安排施工时间, 尽可能避免高噪声设备同时施工; 2) 合理布局施工现场和施工设备, 选用低噪声施工设备。同时要加强检查、维护和保养工作, 减少运行振动噪声。整体设备要安放稳固, 并与地面保持良好接触, 柴油发动机和各种机泵等要安装消声、隔声设施, 最大限度地降低噪声源的噪声; 3) 尽量减少夜间运输量, 限制大型载重车的车速, 对运输车辆定期维修、养护, 减少或杜绝鸣笛, 合理安排运输路线。
	运营期	1) 设备选型尽可能选择低噪声设备; 2) 加强设备维护, 使其处在最佳运行状态。
	闭井期	闭井施工中通过合理安排施工时间、选用低噪声施工设备并加强保养维护、尽量减少夜间运输量, 可进一步减轻闭井期噪声对周围声环境的影响。
4	固体废物	1) 施工废料部分回收利用, 剩余废料拉运至市政部门指定地点, 由环卫部门处理; 2) 生活垃圾全部收集后拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站统一处理。

序号	项目	措施内容
	物	
	运营期	油泥砂依托西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站暂存，最终均委托有危险废物处理资质的单位进行无害化处理。
	闭井期	1) 废弃设备及建筑垃圾应集中清理收集，大部分可外售或回收再利用，不能回收再利用的外运至附近垃圾处理场处理； 2) 油泥砂拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站统一处理。
5	生态环境	
	施工期	1) 合理制定施工计划，严格施工现场管理，减少对生态环境的扰动； 2) 制定合理、可行的生态恢复计划，并按计划落实； 3) 加强人员环保意识培训。
	运营期	1) 提高职工的环境保护意识，在生产生活中杜绝人为破坏植被的现象； 2) 油田运营过程中，尽量减少占地，以减少对地表植被破坏，降低生态风险。
	闭井期	选择能适应自然条件，在油田服役后期能自然生长的植被种类进行恢复。
6	环境风险	制定风险防范措施及应急预案

8 环境影响经济损益分析

8.1 社会效益分析

中国是个资源贫乏的国家，尤其是石油资源。随着国民经济的快速发展，国内石油需求量越来越大，石油已经成为社会、经济不可或缺的重要资源。自 2007 年，中国已进入能源预警期，应对能源安全挑战是我国可持续发展的战略重点之一。为了减少对外依赖，增加国内石油供应，保证中国能源安全和可持续发展，国家大力支持石油资源开发。

本项目的建设，可以把埋藏在地下的财富变为今日社会、经济急需的宝贵资源，支持社会发展和国家建设，减少国家原油进口、节约外汇。同时，该区块的开发，能够增加一定的就业机会，解决部分剩余劳动力；开发的大量投资也能够拉动相关产业的发展，具有良好的社会效益。

8.2 环境效益分析

本项目在建设过程中，地面设施建设等需要临时或永久占地，扰动土壤，破坏地表植被，带来一定的环境损失。环境损失包括直接损失和间接损失，直接损失指由于项目建设对土壤、植被和其生境的破坏所造成的环境经济损失，即土地资源破坏所造成的损失；间接损失指由土地资源损失所引起的其他生态问题，如生物多样性下降等生态灾害所造成的环境经济损失。

本项目占地总面积 93830m²，均为临时占地面积。当工程完工，临时占地将被恢复，临时占地对土地资源和生态环境的破坏程度较小，时间较短。只有在油田停止开发后，永久占地才有可能被恢复，永久占地对土地资源和生态环境的破坏严重，时间长。

根据生态影响评价分析，项目占地类型主要为工矿及仓储用地、耕地、林地和未利用地，生态系统以为荒漠生态系统和农田生态系统为主。本项目在开发建设过程中，不可避免的会产生一些污染物，包括无组织挥发的废气、采出水、井下作业废液、油泥砂、各种设备运行时产生的噪声等，这些污染物都会对油田周围的环境造成一定的影响，如果处理不当或者管理措施不到位，就可能会危害油田开发区域内的环境。

8.3 经济效益分析

根据项目可研报告提供的经济评价，该项目税前主要财务评价指标满足行业

基准收益要求，在财务上可行，评价期内创造较大的经济增加值。

8.4 环保投资

从经济学角度讲，油气资源属不可再生的资源，资源的数量将随着开发利用而逐渐枯竭。随着经济的不断发展，人类对油气资源的需求量不断增加，虽然，其总量比较丰富，但其贮量是有限的，相对于人类对油气资源的需求而言，油气资源是稀缺的。环境资源是发展经济的重要物质基础，倘若人们不是合理的开发利用，以致造成环境资源枯竭、退化、环境污染和生态破坏，就会直接影响经济的发展。因此，在油气资源开发建设中，应把生态环境恢复重建及环境保护减缓措施，纳入工程设计、规划建设中。

本项目的建设以“安全、适用、效益、环保”为指导思想，遵循高效节能、安全生产的原则，利用目前最有经济效益和先进的工艺技术来进行设计，得出了科学合理的建设方案和油气集输、处理工艺和产品外输方案。

本次评价中环保设施的范围按以下原则划分：凡属治理污染、保护环境的设施；凡是既为生产所属又为治理污染服务，但其主要目的是为改善环境且同时又提高经济效益的设施均属环保设施。

本项目总投资 13979.7 万元，环保投资 1066 万元，占项目总投资 7.63%，具体见表 8.4-1。

表 8.4-1 环保设施投资估算表

类别	投资项目	基本内容	投资（万元）	备注
废气处理	施工扬尘	围挡、遮盖，定期洒水抑尘	10	/
废水处理	清管废水	依托四号联合站、二号联合站内现有污水处理设施进行处理，不外排	8	废水处置费用
	试压废水	收集后部分用于降尘、场地绿化	5	
	施工期生活污水处理	施工期井场设置临时环保厕所	3	厕所建设及处置费用
固体废物处理	施工废料、生活垃圾处理	拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站统一处理	8	拉运费用
噪声防治	噪声防治	选用低噪声设备、加强设备的维修保养	18	井场采用低噪声抽油机的费用等
生态恢复	生态恢复措施	对临时占地进行生态恢复、水土保持	30	施工临时用地的恢复，水土保持等费用
环境	风险防范措施	管线隐患治理	960	

塔河油田西部奥陶系油藏 2020 年第一期侧钻项目

类别	投资项目	基本内容	投资（万元）	备注
风险		设备防腐、自控监测系统、应急设施、应急预案等	24	/
合计			1066	/

9 环境管理与监测计划

9.1 环境管理目的

经济的可持续发展和环境管理是相互支持的两个方面，严格的环境管理是国家和地方环保政策、法规在企业生产中得以实施的保障。在实际生产中，环境管理实质上是生产管理的主要内容之一，其目的是在发展生产的同时，对污染物的排放实行必要的控制，保护环境质量和生态环境，以实现环境效益、社会效益、经济效益的统一。

石油天然气工业的勘探、开发活动风险较大，环境影响范围广，为了贯彻实施国家的可持续发展战略，促进陆上石油工业的发展，做到有章可循，就必须建立符合我国法律规定和有关安全、环保标准要求的 QHSE 管理体系。

9.2 环境保护管理计划

9.2.1 机构及人员设置

本项目的环境管理工作由西北油田分公司采油二厂负责管理，并定期委托专业单位进行环境监测。

9.2.2 项目建设期的环境管理

1) 建立有效的管理机构

建设方应设专人负责施工作业 QHSE 的贯彻执行，主要职责在于监督承包商履行承包合同，监督施工作业进程。制定施工作业的环境保护规定。根据施工作业合同中有关环保要求和各作业特点，分别制定各项环保措施。如在施工过程中，要求在保证安全和顺利施工的情况下，尽量限制作业带的宽度，减少对土地的征用及植被、作物的人为破坏，禁止猎杀野生动物；在车辆运输中，要事先确定路线，防止车辆油料及物料装运的泄漏等。

2) 建立完善的环保工作计划

(1) 在施工前制定环境保护规划

收集施工地区现有的自然生态环境、社会环境状况以及当地政府有关环境保护的法规等，作为制定规划的依据。重点考虑生态、野生动物、植物等。

(2) 进行环境保护培训

在施工前需对全体员工进行环境保护知识和环保意识培训。并结合施工计划提出具体的环保措施。

(3) 紧急情况处理计划

计划中要考虑施工中可能出现的紧急情况，并明确处理紧急情况的协调及提交相关的恢复措施报告。

(4) 施工结束后的恢复计划

施工前必须制定恢复计划，主要包括：收集所有的施工材料废弃物和生活废弃物，施工结束后不留废弃物品，并对环境恢复情况进行回访等。

(5) 施工期环保档案

记录施工中环保工作内容，建立环保档案，为竣工验收提供基础性资料。

3) 严格执行环境监督和审查制度

(1) 施工全过程的监督

施工过程中应经常对施工单位及施工状况进行监督核查，保证制定环保规划的实施和对潜在问题的预防，评估环境保护计划实施的效果。

(2) 环境保护审查

在施工完成后，提出施工中的环境影响报告，对工程进行环境保护审查。

9.2.3 项目运营期的环境管理

1) 项目转入运营期，应按要求开展自主验收，检查环保设施是否按“三同时”进行；

2) 加强环保设施的管理，定期检查环保设施的运行情况，排除故障，保证环保设施正常运转；

3) 制定环境监测计划，督促检查内部环境监测机构或委托当地环境监测机构对各污染源、污染治理设施进行监测；配合当地环境监测机构按有关规定实施的环境监督监测工作；

4) 领导和组织对各污染源、及项目周边环境进行监测；

5) 监督检查本区块各项环境保护设施的运转，组织环保人员技术培训和学习有关环保知识；

6) 建立区块环境保护档案，进行环境统计工作，及时准确上报环境报表；

7) 负责区块环境污染和生态纠纷的处理，提出处理意见，及时向有关部门报告；

8) 环境管理除了应抓好日常生产中各项环保设施的运行和维护工作之外，工作应重点针对管线泄漏、着火爆炸等重大事故的预防和处理。重大环境污染事故不同于一般的环境污染，它没有固定的排放方式和排放途径，具有发生突然、危害严重等特点。应严格执行突发环境事件应急预案的要求进行处理。

9.2.4 开发后期管理

根据油田开发规律，一般油井在投产一定周期后，不可避免的面临减产、停产、报废的过程，为了解决开发后期可能引发的环境问题，必须对报废井采取安全、环境友好的处置方式。

对于报废井，在将地面设备回收以后，必须采取封井措施，彻底杜绝报废井憋压跑油污染。并将井场产生的油泥外运出敏感区，重新恢复地面植被。

报废管线必须及时回收，并采取措施不得造成管线内油水的外溢污染。恢复地面原貌。

油井退役后，井场受到污染的表层土壤应清理、处置，改良次表层土壤并进行复垦或绿化。

9.3 环境监测计划

9.3.1 监测机构

本项目环境影响评价期、施工期、运营期环境监测委托有资质的单位进行，建设单位协助监测工作。

9.3.2 特征污染物清单

本次根据评价因子筛选原则，提出的项目特征污染物清单见表 9.3-1。

表 9.3-1 项目特征污染物清单

特征污染物	质量标准		排放标准	
	来源	小时浓度/ 一次浓度限值 (mg/m^3)	来源	限值 (mg/m^3)
非甲烷总烃	参考《大气污染物综合排放标准详解》(1997年)(1997年)	2.00	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB 39728-2020)表2	4.00
H ₂ S	《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ 2.2-2018)附录D	0.01	《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-1993)表1	0.06
SO ₂	《环境空气质量标准》(GB 3095-2012)及其修改单(生态环境部公告 2018年第29号)二级标准	0.50	《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表2	50.00
NO _x		0.25		200.00
颗粒物		0.15 (24小时平均浓度)		20.00

9.3.3 环境监测计划

本项目运营期的环境监测计划见表 9.3-2。

表 9.3-2 运营期环境监测计划

监测类别	监测项目	监测布点	监测频次	执行标准
大气环境	非甲烷总烃	井场边界	1 次/a	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB 39728-2020) 中厂界监控点浓度限值 (4.0mg/m ³)
	H ₂ S	井场边界		《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-1993) 厂界标准值要求 (0.06mg/m ³)
	SO ₂ 、颗粒物、NO _x 、林格曼黑度	水套加热炉排气筒	氮氧化物每月 1 次, 其他每年 1 次	《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014) 表 2 中污染物排放标准要求 (颗粒物: 20mg/m ³ 、SO ₂ : 50mg/m ³ 、NO _x : 200mg/m ³ 、林格曼黑度≤1 (级))
地下水环境	地下水位、水质 (氨氮、耗氧量、石油类)	井场及上、下游	每年 1 次	《地下水质量标准》(GB/T 14848-2017) III类标准、石油类参照《生活饮用水卫生标准》(GB 5749-2006) 中表 A.1 生活饮用水水质参考指标及限值的标准
声环境	等效连续 A 声级	井场边界	1 次/季度, 每次监测 1d, 分昼间和夜间	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008) 2 类
固体废物	固废的产生量、堆放量、堆放地点和利用率	西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站	随产随记	建立台账
土壤环境	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	井场 (柱状样)	1 次/3a	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准 (试行)》(GB 36600-2018)
		井场外 (表层样)	1 次/3a	

9.4 排污口规范化

9.4.1 排污口图形标志

本项目主要涉及废气排放口及噪声排放源。废气排放口和噪声排放源图形符号分为提示图形符号和警告图形符号两种, 图形符号的设置按《环境保护图形标志——排放口 (源)》(GB 15562.1-1995) 的规定, 在排污口或采样点附近设置标志牌, 标志牌按照《关于印发排放口标志牌技术规格的通知》(环办[2003]95号) 及《环境保护图形标志——固体废物贮存 (处置) 场》(GB 15562.2-1995), 详见表 9.4-1。

表 9.4-1 环保图形标志

序号	提示图像符号 背景颜色：绿色 图形颜色：白色	警告图像符号 背景颜色：黄色 图形颜色：黑色	名称	功能
1			一般固体废物	表示固体废物贮存、处置场
2			危险废物	
3			噪声源	表示噪声向外环境排放
4			废气排放口	表示废气向大气排放

9.4.2 排污口立标

污染物排放口的环保图形标志牌应设置在靠近采样点，并设在醒目处，标志牌设置高度为其上边缘距离地面约 2m；

重点排污单位的污染物排放口以设置立式标志牌为主，一般排污单位的污染物排放口，可根据情况设置立式或平面固定式标志牌。

9.4.3 排污口管理

9.4.3.1 管理原则

排污口是企业污染物进入环境，污染环境的信道，强化排污口的管理是实施污染物总量控制的基础工作之一，也是区域环境管理逐步实现污染物排放科学化、定量化的重要手段。

具体管理原则如下：

- 1) 向环境排放的污染物的排放口必须规范化；

2) 如实向生态环境主管部门申报排污口数量、位置及所排放的主要污染物种类、数量、浓度、排放去向等情况;

3) 废气排气装置应设置便于采样、监测的采样孔和采样平台;

4) 固废堆存时, 应设置专用堆放场地, 并有防扬散、防流失、对有毒有害固废采取防渗漏措施。

9.4.3.2 排放源建档

1) 本项目应使用国家环保局统一印制的《中华人民共和国规范化排污口标志登记证》, 并按要求填写有关内容;

2) 根据排污口管理内容要求, 项目建成投产后, 应将主要污染物种类、数量、浓度、排放去向、立标情况及设施运行情况记录于档案。

9.4.3.3 技术文件管理

在环境监测和管理中, 应建立如下文件档案:

1) 污染源的监测记录技术文件;

2) 污染控制、环境保护治理设施的设计和运行管理文件;

3) 所有导致污染事件的分析报告和监测数据资料。

9.5 污染物排放清单

本项目污染物排放清单见表 9.5-1。

表 9.5-1 污染物排放清单一览表

类别	污染源	污染物名称	污染物排放情况		治理措施及效果	验收标准	
			排放量	排放浓度		标准名称	排放标准
类别	水套加热炉	SO ₂	0.498t/a	14.71mg/m ³	水套加热炉采用塔河油田二号联合站处理的干气为燃料；通过 1 根高度 8m，内径 0.2m 排气筒排放	《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）表 2	50mg/m ³
		NO _x	4.650t/a	137.43mg/m ³			200mg/m ³
		颗粒物	0.300t/a	8.83mg/m ³			20mg/m ³
	井场无组织排放	H ₂ S	0.0066t/a	—	采用密闭集输	《恶臭污染物排放标准》（GB 14554-1993）表 1	0.06mg/m ³
		非甲烷总烃	0.0210t/a	—	采用密闭集输		
废水	井下作业废液	悬浮物、石油类	0	—	拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站废液处理系统进行处理，达标后回注地层	《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）	—
	采出水	COD、石油类、悬浮物	0	—	依托塔河油田二号、四号联合站采出水处理系统处理达标后回用于注水开发		—
固体废物	采油	油泥砂	0	—	油泥砂拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站统一处理	《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2001）及其修改单（环境保护部公告 2013 年 第 36 号）	—

9.6 信息公开

根据有关规定，建设单位的信息公开包含环评信息公开、环境应急预案信息公开及自行监测信息公开等内容。

9.6.1 环评信息公开

根据《建设项目环境影响评价信息公开机制方案》（2015 年 12 月 10 日）有关规定，建设单位既是建设项目环评公众参与和履行环境责任的主体，也是建设项目环评信息公开的主体。建设单位应该公开的信息报告：

1) 建设单位在建设项目环境影响报告书编制过程中，应当向社会公开建设项目的工程基本情况、拟定选址选线、周边主要保护目标的位置和距离、主要环境影响预测情况、拟采取的主要环境保护措施、公众参与的途径方式等。

2) 建设单位在建设项目环境影响报告书编制完成后，向生态环境保护主管部门报批前，应当向社会公开环境影响报告书全本，其中对于编制环境影响报告书的建设项目还应一并公开公众参与情况说明。报批过程中，如对环境影响报告书进一步修改，应及时公开最后版本。

3) 建设项目开工建设前，建设单位应当向社会公开建设项目开工日期、设计单位、施工单位和环境监理单位、工程基本情况、实际选址选线、拟采取的环境保护措施清单和实施计划、由地方政府或相关部门负责配套的环境保护措施清单和实施计划等，并确保上述信息在整个施工期内均处于公开状态。

4) 项目建设过程中，建设单位应当在施工中中期向社会公开建设项目环境保护措施进展情况、施工期的环境保护措施落实情况、施工期环境监测结果等。

5) 建设项目建成后，建设单位应当向社会公开建设项目环评提出的各项环境保护设施和措施执行情况、竣工环境保护验收监测和调查结果。对主要因排放污染物对环境产生影响的建设项目，投入生产或使用后，应当定期向社会特别是周边社区公开主要污染物排放情况。

9.6.2 环境应急预案信息公开

根据《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》（环发[2015]4 号）有关规定，建设单位应当主动公开与周边可能受影响的居民、单位、区域环境等密切相关的环境应急预案信息。国家规定需要保密的情形除外。

9.6.3 排污许可信息公开

根据《排污许可管理条例》（2021 年 3 月 1 日）有关规定，排污单位应当及时公开有关排污信息，自觉接受公众监督。另外，实行重点管理的排污单位在提交排污许可申请材料前，应当将承诺书、基本信息以及拟申请的许可事项向社会公开。公开途径应当选择包括全国排污许可证管理信息平台等便于公众知晓的方式，公开时间不得少于五个工作日。排污单位自行监测、执行报告及生态环境保护主管部门监管执法信息应当在全国排污许可证管理信息平台上记载，并按照本办法规定在全国排污许可证管理信息平台上公开。

9.6.4 验收信息公开

根据《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》（2017 年 11 月 20 日）有关规定，建设项目配套建设的环境保护设施竣工后，公开竣工日期；对建设项目配套建设的环境保护设施进行调试前，公开调试的起止日期；验收报告编制完成后 5 个工作日内，公开验收报告，公示的期限不得少于 20 个工作日。

9.6.5 自行监测信息公开

根据《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ 819-2017）及行业自行监测有关规定，排污单位自行监测信息公开内容及方式按照《企业事业单位环境信息公开办法》（2015 年 1 月 1 日）及《国家重点监控企业自行监测及信息公开办法（试行）》（环发[2013]81 号）执行。

10 结论

10.1 建设项目概况

西北油田分公司拟实施“塔河油田西部奥陶系油藏 2020 年第一期侧钻项目”。项目主要工程内容：对 6 口侧钻井配套建设油气集输等地面工程；安装 5 台游梁式抽油机，1 台皮带式抽油机；安装 6 台 400kW 水套加热炉（每座井场各 1 台）；新建 TH12562H 井至 TH12559 井 DN125 非金属柔性复合管混输管线 1.60km；改造治理 $\Phi 114 \times 4.5\text{mm}$ 集油管线 3.04km， $\Phi 108 \times 5\text{mm}$ 集油管线 2.62km， $\Phi 108 \times 4.5\text{mm}$ 集油管线 2.50km。项目实施后，最大产油能力 $3.75 \times 10^4\text{t/a}$ （第 2 年），最大产液量 $4.67 \times 10^4\text{t/a}$ （第 15 年）。

本项目总投资 361.76 万元，环保投资约为 1066 万元，占项目总投资 7.63%。

10.2 环境现状评价结论

1) 环境空气现状监测数据表明：项目所在区域的 PM_{10} 、 $\text{PM}_{2.5}$ 的年评价指标存在超标现象，不能满足《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）及其修改单（生态环境部公告 2018 年 第 29 号）中二级标准要求，项目所在区域为不达标区；非甲烷总烃能满足参照执行的《大气污染物综合排放标准详解》（1997 年）中的推荐值要求， H_2S 满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）附录 D 要求。

2) 根据监测结果，英达里亚河水质能够满足《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）中的 III 类水域标准值要求

3) 项目所在区域地下水中石油类满足《生活饮用水卫生标准》（GB 5749-2006）中表 A.1 生活饮用水水质参考指标及限值的标准要求，说明项目附近油气田开发未对地下水造成较大影响，但其他部分水质监测指标不满足《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）III 类标准要求，总硬度、溶解性总固体、氯化物、硫酸盐、锰等因子存在不同程度的超标。这些指标超标主要是受半干旱气候、蒸发浓缩作用、原生水文地质环境等因素综合影响。

4) 本项目依托的现有井场声环境现状值能够满足《声环境质量标准》（GB 3096-2008）中的 2 类区标准。

5) 项目所在区域土壤各项监测指标满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）中表 1 和表 2 中第二类用地的筛选值要求。井场外敏感目标处石油烃（ $\text{C}_{10}\text{-C}_{40}$ ）满足参考执行的《土壤环境质量 建设

用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）中表 2 中第一类用地的筛选值要求。监测结果表明项目所在区域土壤未受到污染，土壤环境质量现状良好。

10.3 环境影响评价

10.3.1 施工期环境影响评价

10.3.1.1 废水

施工期间产生的旧管线清管废水依托四号联合站、二号联合站内现有污水处理设施进行处理，不外排；管线试压废水经收集沉淀后用于洒水降尘，不外排；施工人员的生活污水排入环保厕所，定期清运，不直接排入区域环境中。因此，施工期产生的废水对地表水环境影响很小。

10.3.1.2 废气

本项目废气主要包括施工扬尘、施工废气、焊接烟尘。

本项目采取以下措施尽量减少施工扬尘排放：原材料运输、堆放要求遮盖；距离居民点较近区施工场地周围设围栏，道路采取临时硬化措施；及时清理场地上弃渣料，不能及时清运的要采取覆盖措施，洒水灭尘。

本项目尽量采用符合国家规范要求的车辆、设备及燃油减少施工废气排放，同时加强施工管理，尽可能缩短施工周期；选用低毒低尘焊条，可最大限度地降低施工过程对周围空气环境的不利影响。

10.3.1.3 固废

本项目施工废料尽量回收利用，不能利用部分拉运至环卫部门指定地点，由环卫部门处理。生活垃圾集中收集后拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站统一处理。

施工期固废均为一般固废，在采取上述措施后，对周边环境影响较轻。

10.3.1.4 噪声

本项目施工噪声主要为施工设备噪声，主要为挖掘机、推土机等设备运行噪声。施工期施工机械产生噪声昼间在 18m 以外，夜间在 100m 以外不超过《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）中的标准限值（昼间 70dB（A）、夜间 55dB（A））。

经实地考察可知，本项目井口周围 200m 范围内无居民区，应尽量选取低噪

声设备，同时合理规划施工时段，尽可能降低施工噪声对周边居民的影响。

10.3.1.5 生态环境

本项目施工过程中土地平整、施工机械碾压、施工人员及车辆踩踏、管线开挖等工程活动将破坏植被，迫使野生动物远离原有生境，扰乱土壤耕作层，破坏土壤耕作层结构，影响土壤肥力，破坏原有水土保持稳定状态，加剧水土流失。经调查，项目所在地周围野生动物种类、数量均不丰富，无国家和自治区重点保护物种。施工期间采取相应控制措施，且施工结束后对临时占地进行平整并恢复原貌，本项目不会影响植物群落的演替，并随着施工结束，对野生动物的干扰也随之消失。

本项目所在位置不在生态保护红线区内，施工期各项污染物均妥善处置，且距离生态保护红线区距离较远，故本项目施工期不会对生态保护红线区生态环境产生影响。对生态环境影响较小。

10.3.2 运营期环境影响评价

10.3.2.1 废水

运营期，井下作业废液拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站废液处理系统进行处理；采出水依托塔河油田二号、四号联合站内采出水处理系统处理，井下作业废液、采出水处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）中推荐水质标准后回注地层，不外排，对地表水环境影响较小。

10.3.2.2 废气

本项目大气污染评价等级为二级，大气评价范围是以油井井场为中心，边长为 5km 的矩形区域。运营期本项目井场非甲烷总烃厂界浓度能够达到《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）中 VOCs 厂界监控点浓度限值（ $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ ）；井场 H_2S 厂界浓度能够达到《恶臭污染物排放标准》（GB 14554-1993）厂界标准值要求（ $0.06\text{mg}/\text{m}^3$ ）；水套加热炉废气排放浓度满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）表 2 中污染物排放标准要求（颗粒物： $20\text{mg}/\text{m}^3$ 、 SO_2 ： $50\text{mg}/\text{m}^3$ 、 NO_x ： $200\text{mg}/\text{m}^3$ ）。本项目投产运营后，各污染物对周边大气污染物浓度贡献值较小，无需设置大气环境保护距离，对周围环境影响较小。

10.3.2.3 固废

本项目产生的油泥砂拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工

作站统一处理，对周围环境影响较小。

10.3.2.4 噪声

本项目在正常生产过程中噪声主要为抽油机、井下作业噪声。正常运行时，采油过程运行时井场厂界噪声能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中的 2 类区标准要求。本项目井场周围 200m 范围内无居住区，不会对周围声环境造成较大影响。

10.3.2.5 生态

本项目运营期将对周围生态环境产生一定影响，在采取有效的控制和处理措施后，项目的运行对周围生态环境影响较小，可以控制在可接受程度之内。

10.4 环境风险

根据对本项目进行风险识别和源项分析可知，生产过程中危险、有害物质主要是原油、伴生气和 H₂S 等，事故类型主要包括采出液泄漏、火灾爆炸、套管外返水等，风险潜势综合判断为 I，评价等级为简单分析。

针对项目生产特点，结合对各类事故的影响分析，提出了有针对性的风险防范措施，同时制定了本项目的应急预案纲要。

在严格落实报告书提出的各项事故风险防范措施和应急预案情况下，本项目的建设及运行带来的环境风险是可以接受的，项目建设是可行的。

10.5 公众意见采纳情况

建设单位按国家有关规定进行建设项目环境影响两次信息公示，公示的方式有中国石化胜利油田网站、当地公开发布的报纸上发布、现场张贴等。本项目两次信息公示期间均未收到公众对项目的反馈意见。

10.6 环境影响经济损益分析

为了保护环境，达到环境目标的要求，本项目采取了相应的环保措施，所支付的环保费用还能取得一定的经济效益。从社会效益、环境效益和经济效益上分析可以得出，本项目建设是可行的，符合社会、经济与环境协调发展的原则。

10.7 环境管理与监测计划

建设单位必须制定严格的 QHSE 程序文件和作业文件，加强 QHSE 宣传，严格

执行各项管理措施,实施施工期管理。加强环境管理,并按监测计划实施对大气、噪声等监测,对废水转运及处理进行管理。

建设单位应按照 QHSE 管理体系制定相应的施工期管理规定,对施工承包商提出 QHSE 方面的严格要求。项目须设立专门的 QHSE 管理机构,并配备专职的管理人员,项目运行后由该机构负责项目的环保管理工作。运营期环境监测工作由环境监测站承担,负责对本项目废水、废气和企业噪声等进行必要的监测,完成常规环境监测任务,在突发性污染事故中负责对大气、水体环境进行及时监测。环境监测站根据国家及公司环境监测的有关要求配置完善监测仪器及设备。

10.8 清洁生产分析

本项目总体符合清洁生产要求。

10.9 污染物总量控制

本项目总量控制指标为:SO₂排放量为 0.498t/a,NO_x 排放量为 4.650t/a。

10.10 产业政策及选址选线可行性

本项目符合《产业结构调整指导目录(2019年本)》(2020年1月1日)等要求,符合相关规划的要求,选址选线可行,在进一步落实各项环保措施的情况下,其建设是可行的。

10.11 结论

本项目的建设符合国家、行业颁布的相关产业政策、法规、规范;正常工况下,施工期和运营期对生态环境、大气环境、地表水环境、地下水环境和声环境影响小,不改变区域的环境功能;项目总体符合清洁生产要求,采用的环保措施可行。项目存在井喷、泄漏、火灾爆炸等环境风险,评价结果表明,本项目突发环境事件的概率较低,在采取安全防范措施和突发环境事件应急预案、落实各项安全环保措施并执行完整以及确保风险防范和应急措施切实有效的前提下,满足国家相关环境保护和安全法规、标准的要求,本项目的环境风险可控。综上所述,从环境保护角度分析,本项目的建设可行。

10.12 “三同时”竣工验收一览表

本项目“三同时”竣工验收一览表见表 10.12-1。

表 10.12-1 “三同时”竣工验收一览表

阶段	项目	措施内容	处理效果	验收内容	验收标准	完成时限
施工期	固体废物	施工废料：部分回收利用，剩余废料拉运至市政部门指定地点，由环卫部门清运	无乱堆、乱放、乱弃现象	废物去向台账	——	完井后实施
		生活垃圾：拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站统一处理	无乱堆、乱放、乱弃现象	存放点干净、整洁	——	与主体工程同步
	废水	清管废水：依托四号联合站、二号联合站内现有污水处理设施进行处理，不外排； 试压废水：收集后用于洒水降尘、场地绿化	不外排	——	——	与主体工程同步
		生活污水：排入环保厕所，定期清运，不直接外排于区域环境	不外排	环保厕所	——	
	废气	1) 原材料运输、堆放要求遮盖；及时清理场地上弃渣料，采取覆盖； 2) 加强施工管理，尽可能缩短施工时间； 3) 采用无毒或低毒焊条，使用品质较好的燃油	——	——	——	与主体工程同步
	噪声	1) 合理选择施工时间； 2) 选择低噪声设备	无噪声扰民现象发生	——	执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB 12523-2011) 要求	与主体工程同步
	生态环境	1) 合理制定施工计划，严格施工现场管理，减少对生态环境的扰动； 2) 制定合理、可行的生态恢复计划，并按计划落实	——	临时占地完成生态恢复	恢复地表植被	施工结束
运营期	固体废物	油泥砂：拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站统一处理	绿色环保站无害化处理，不外排	拉运台账	执行《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ 2025-2012)、《危险废物贮存污染控制标准》(GB 18597-2001) 及其修改单(环境保护部公告 2013 年 第 36 号)	运营期
	废水	采出水：依托塔河油田二号、四号联合站内采出水处理系统处理达标后，回注地层，无外排	回注地层，不外排	废水无外排，联合站正常运行	执行《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T 5329-2012) 中推荐水质指标	运营期

塔河油田西部奥陶系油藏 2020 年第一期侧钻项目

阶段	项目	措施内容	处理效果	验收内容	验收标准	完成时限
		井下作业废液：拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站废液处理系统进行处理，处理达标后，回注地层	回注地层，不外排	废水无外排，绿色环保站正常运行		运营期
	废气	井场无组织挥发轻烃：采用密闭管线输送	——	——	执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）中挥发性有机物厂界监控点浓度限值	运营期
		井场无组织挥发 H ₂ S：采用密闭管线输送	——	——	执行《恶臭污染物排放标准》（GB 14554-1993）厂界标准值要求	
		单个井场水套加热炉采用塔河油田二号联合站处理后的干气做燃料，烟气经 1 根高 8m、内径 0.2m 排气筒排放（共 6 根）	SO ₂ 、颗粒物、NO _x 、烟气黑度达标排放	污染物达标排放	执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）表 2 中新建燃气锅炉污染物排放标准要求	
	噪声	1) 修井作业等合理选择施工时间，减少对周围声环境的影响； 2) 设备选型尽可能选择低噪声设备	井场厂界达标	井场厂界噪声值	执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中的 2 类标准	运营期
环境风险	风险防范措施及应急预案		应急预案已制定	应急预案文件	——	
环境管理与环境监测	委托有关部门或设备生产厂家，对有关人员进行操作技能培训，培训合格后上岗；制定环境管理制度与监测计划，委托有资质的单位定期进行监测，建立健全设备运行记录		——	环境管理制度；监测计划	——	——

11 附件

附件1 委托书

中国石油化工股份有限公司西北油田分公司文件

西北油开评〔2020〕37号

环境影响评价委托书

森诺科技有限公司：

根据西北石油局有限公司、西北油田分公司 2020 年建设项目环境影响评价框架合同招标结果，现委托你单位承担以下项目环境影响评价工作，项目如下：

- 1、 塔河油田西部奥陶系油藏 2020 年第一期侧钻项目
- 2、 塔河油田 12 区 AD22-AD8 井区奥陶系油藏 2021 年第一期产能建设项目
- 3、 塔河油田西部奥陶系油藏 2021 年第一期侧钻项目

请你单位接到委托书后立即开工，并按照《环境影响评价技术导则》、《关于规范建设项目环境影响评价节点管理控制流程的通知》（西北油工单安〔2017〕13号）及投标承诺要求按时完成项目的环境影响评价工作。

二零二零年十二月一日



附件2 应急预案备案文件

突发环境事件应急预案备案登记表

备案编号：652923-2020-012-M

单位名称	中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油二厂	统一社会信用代码	91650000742248144Q
法定代表人	张炜	联系电话	18999621166
单位地址	中心地理坐标：东经 83° 50' 51" 北纬 41° 19' 25"		
风险级别	较大〔较大-大气（Q2-M1-E2）+一般-水（Q1-M1-E3）〕		
突发环境事件应急预案备案文件目录	1. 突发环境事件应急预案备案表； 2. 环境应急预案及编制说明： 环境应急预案（签署发布文件、环境应急预案文本）； 编制说明（编制过程概述、重点内容说明、征求意见及采纳情况说明、评审情况说明）； 3. 环境风险评估报告； 4. 环境应急资源调查报告； 5. 环境应急预案评审意见。		
备案意见	你单位报送的《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油二厂突发环境事件应急预案》备案文件已于 2020 年 6 月 21 日收讫，文件齐全，予以备案。 库车市环境保护局 2020 年 6 月 21 日		
备案编号	652923-2020-012-M		
报送单位	中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油二厂		
受理部门负责人	徐广平	经办人	胡英杰

附件3 采油二厂排污许可证

排污许可证

证书编号：91650000742248144Q083U

单位名称：中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油二厂联合站

注册地址：新疆乌鲁木齐市新市区北京北路2号

法定代表人：张炜

生产经营场所地址：新疆阿克苏市库车县塔里木乡采油二厂联合站

行业类别：陆地石油开采，热力生产和供应

统一社会信用代码：91650000742248144Q

有效期限：自2020年07月01日至2023年06月30日止



发证机关：（盖章）库车县环境保护局

发证日期：2020年06月30日

中华人民共和国生态环境部监制

库车县环境保护局印制

附件4 塔河油田 12 区环境影响后评价报告书备案意见

新疆维吾尔自治区生态环境厅

新环环评函〔2021〕160号

关于中国石油化工股份有限公司西北油田 分公司塔河油田 12 区环境影响后评价 报告书备案意见的函

中国石油化工股份有限公司西北油田分公司：

你公司报送的《西北油田分公司关于申请〈中国石油化工股份有限公司西北油田分公司塔河油田 12 区环境影响后评价报告书〉备案的函》（函字〔2021〕9号）及所附相关材料收悉。根据《中华人民共和国环境影响评价法》《建设项目环境影响后评价管理办法（试行）》（部令第37号）等要求，结合实际，现提出如下备案意见：

一、你公司开展建设项目环境影响后评价应当遵循科学、客观、公正原则，并对环境影响后评价结论负责。

二、请依法公开《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司塔河油田 12 区环境影响后评价报告书》（以下简称《报告书》），接受社会监督。严格按照《报告书》要求，落实补救方案、改进措施，并将其作为后续建设项目环境影响评价管理的依据。

三、你公司应在收到备案意见后 20 个工作日内，将备案后的

《报告书》分送阿克苏地区生态环境局、阿克苏地区生态环境局库车市分局，并按规定接受各级生态环境主管部门的监督管理。

2021年2月25日



抄送：阿克苏地区生态环境局，阿克苏地区生态环境局库车市、分局，
自治区生态环境保护综合行政执法局，新疆天合环境技术咨询有
限公司。

附件5 《关于对西北油田分公司 TH12235CX 勘探井工程环境影响报告表的批复》（阿地环函字[2020]519 号）

新疆维吾尔自治区阿克苏地区生态环境局

阿地环函字〔2020〕519 号

关于对西北油田分公司 TH12235CX 勘探井工程环境影响报告表的批复

中国石油化工股份有限公司西北油田分公司：

你公司报送，由新疆天合环境技术咨询有限公司编制的《西北油田分公司 TH12235CX 勘探井工程环境影响报告表》（以下简称《报告表》）收悉，经研究，现批复如下：

一、该项目拟建于新疆阿克苏地区库车市境内，塔河油田 12 区，项目区东南方向距塔河油田四号联合站约 1.6km。井口地理坐标为：83° 33′ 3.76″ E，41° 25′ 51.17″ N。项目建设性质为改扩建，建设内容及规模为：设计钻井井深 6768.03m（斜深）/6530m（垂深），设计井型为侧钻斜井，目的层为奥陶系中统一间房组，完井方法为裸眼完井。井场将新建应急池（600m³）1 座，放喷池 2 座（主放喷池 200 m³、副放喷池 200 m³）；设置钻井平台 1 套、钻井废弃物不落地处理系统 1 套。井场永久占地面积 2000m²。钻井性质为勘探井。项目总投资 1738 万元，其中环保投资 185 万元，占总投资的 10.64%。

项目的建设有利于加快当地油气资源的开发，促进县域经济持续健康发展。结合库车市环保局初审意见（库环监函

[2020]141号),在全面落实报告表提出的各项环境保护措施的基础上,同意该项目建设。

二、在项目建设和环境管理中要严格执行相关环保法律法规,严格按照《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》要求,禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、沙漠公园、沙化封禁保护区、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气的开发。认真落实该报告表中提出的各项环保措施,做好以下工作:

(一)严格落实各项废气污染防治措施。钻井期制定环境管理制度,合理规划工程占地和施工场地,严格限制施工机械和人员的活动范围,避免生态破坏,采取洒水抑尘等措施防治扬尘污染。妥善处置工程建设产生的废土渣,减少无组织粉尘排放。

(二)落实噪声污染防治措施。钻井期通过采取对柴油发电机、泥浆泵等设施增加隔振垫、弹性垫料等减振措施,做好噪声污染防治工作,确保施工噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)中相应限值要求。

(三)加强水污染防治工作。钻井期废水主要为钻井废水、压裂废水和生活污水。钻井废水连同钻井泥浆、岩屑进入不落地系统进行固液分离,分离后的液体回用于钻井液配备,不对外排放;压裂废水采用专用废液收集罐收集后拉运至塔河油田绿色环保站处理;生活污水用罐收集后,定期拉运至采油二厂生活基地污水处理系统处理,不得造成二次污染。

(四) 按照固体废物“资源化、减量化、无害化”处置原则落实各类固体废物收集、综合利用和处置措施。钻井期钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，分离后的磺化水基泥浆废弃物均拉运至塔河油田绿色环保站处理。生活垃圾集中收集后，拉运至塔河油田绿色环保站生活垃圾池填埋处置。

(五) 认真落实项目封井期的生态环境保护措施。采取因地制宜的生态修复方法，合理安排封井期迹地恢复工作，禁止对项目区域的生态环境功能遗留不利影响。

(六) 项目完井后，试采及后续开发等工程需编制环境影响评价文件，经审批通过后方可开工建设。

三、加强项目环境风险防范工作，建立严格的环境风险管理制度，认真落实报告表提出的各项风险防范措施；重点对突发环境污染事件和钻井井喷过程及 H₂S 环境污染事件进行风险评价，做好单位应急预案和地方环境应急预案的衔接，防止污染事故发生后对周围环境质量和人群健康产生不良影响；并定期进行风险事故应急演练，及时对应急预案进行完善。

四、严格执行环境保护“三同时”制度。项目建设应开展施工期环境监理，定期向环保部门报告环境监理情况，环境监理报告纳入竣工环境保护验收内容；工程施工结束后按照新修订的《建设项目环境保护管理条例》相关规定进行验收，并向地区生态环境局备案。

五、项目的日常管理由库车市环保局负责，地区环境监察支队抽查监督，阿克苏（南疆）危险废物管理中心负责对

项目危险废物收集处置工作进行监督管理。

六、该报告经批准后，如工程的性质、规模、工艺、地点或者防治污染、防止生态破坏的措施发生重大变动的，建设单位应当重新报批环境影响评价文件，否则不得实施建设。自环评批复文件批准之日起，如工程超过 5 年未开工建设，环境影响评价文件应当报我局重新审核。

七、你单位收到批复后，须于 10 个工作日内将批准后的报告表和批复文件送至库车市环保局，并按规定接受各级生态环境主管部门的日常监督检查。



抄送：局领导、危管中心、监察支队、监测站、库车市环保局
阿克苏地区生态环境局办公室 2020年9月11日印发

附件6 《关于对西北油田分公司 TH12547CH 勘探井工程环境影响报告表的批复》（阿地环函字[2020]614 号）

新疆维吾尔自治区阿克苏地区生态环境局

阿地环函字〔2020〕614 号

关于对西北油田分公司 TH12547CH 勘探井工程环境影响报告表的批复

中国石油化工有限公司西北油田分公司：

你公司报送、新疆天合环境技术咨询有限公司编制的《西北油田分公司 TH12547CH 勘探井工程环境影响报告表》（以下简称《报告表》）收悉，经研究，现批复如下：

一、该项目拟建于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市境内，塔河油田 12 区内，井口位于塔河油田二号联合站西南偏西侧约 43.8km 处。井口地理坐标为：83° 20′ 7.24"E，41° 14′ 36.45"N。建设性质为改扩建，在 TH12547 井原有井身结构基础上进行侧钻，建设内容及规模为：主体工程（钻前工程、钻井工程等）、辅助公用工程（供电、供水工程等）、环保工程（应急池、放喷池、钻井废弃物不落地处理系统等）、办公及生活设施（全部为活动房），以及仓储工程（泥浆储备罐等）等组成，井场永久占地面积 2000 平方米，本次新增占地均为耕地（种植棉花）。钻井性质为勘探井。本工程总投资为 1738 万元，其中环保投资 185 万元，占总投资的 10.64%。

项目的建设有利于加快当地油气资源的开发，促进县域

经济持续健康发展。在全面落实报告表提出的各项环境保护措施的基础上，同意该项目建设。

二、在项目建设和环境管理中要严格执行相关环保法律法规，严格按照《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》要求，禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、沙漠公园、沙化封禁保护区、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气的开发。认真落实该报告表中提出的各项环保措施，做好以下工作：

（一）严格落实各项废气污染防治措施。钻井期制定环境管理制度，合理规划工程占地和施工场地，严格限制施工机械和人员的活动范围，避免生态破坏，采取洒水抑尘等措施防治扬尘污染。妥善处置工程建设产生的废土渣，减少无组织粉尘排放。

（二）落实噪声污染防治措施。钻井期通过采取对柴油发电机、泥浆泵等设施增加隔振垫、弹性垫料等减振措施，做好噪声污染防治工作，确保施工噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）中相应限值要求。

（三）加强水污染防治工作。钻井期废水主要为钻井废水、压裂废水和生活污水。钻井废水连同钻井泥浆、岩屑采用不落地收集系统收集，不对外排放；压裂废水采用专用废液收集罐收集后拉运至塔河油田绿色环保站处理；钻井期产生的生活污水由生活污水收集罐收集，定期拉运至塔河油田二号联合站生活基地污水处理系统处理，不得造成二次污染。

(四) 按照固体废物“资源化、减量化、无害化”处置原则落实各类固体废物收集、综合利用和处置措施。钻井期钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统处理, 开窗段产生的磺化水基泥浆废弃物, 现场进行固液分离后, 液相回用于钻井液配制, 分离后的固相拉运至塔河油田绿色环保站深度处理, 处理达到《油田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T 3997-2017)的相关要求, 达标固废用于铺筑井场、道路等, 对达标净化水用于单井回注。生活垃圾统一收集后, 定期运至塔河油田绿色环保站生活垃圾池填埋处置。钻井期产生的废油及含油废物, 拉运至塔河油田绿色环保站进行处理和资源化回收进行无害化处理。

(五) 认真落实项目封井期的生态环境保护措施。采取因地制宜的生态修复方法, 合理安排封井期迹地恢复工作, 禁止对项目区域的生态环境功能遗留不利影响。

(六) 项目完井后, 试采及后续开发等工程需编制环境影响评价文件, 经审批通过后方可开工建设。

(七) 因项目占用耕地(种植棉花), 项目开工前须取得自然资源部门的相关手续方可开工建设

三、加强项目环境风险防范工作, 建立严格的环境风险管理制度, 认真落实报告表提出的各项风险防范措施; 重点对突发环境污染事件和钻井井喷过程及 H₂S 环境污染事件进行风险评价, 做好单位应急预案和地方环境应急预案的衔接, 防止污染事故发生后对周围环境质量和人群健康产生不良影响; 并定期进行风险事故应急演练, 及时对应急预案进行完善。

四、严格执行环境保护“三同时”制度。项目建设应开展施工期环境监理，定期向环保部门报告环境监理情况，环境监理报告纳入竣工环境保护验收内容；工程施工结束后按照新修订的《建设项目环境保护管理条例》相关规定进行验收，并向地区生态环境局备案。

五、项目的日常管理由库车市环保局负责，地区环境监察支队抽查监督，阿克苏（南疆）危险废物管理中心负责对项目危险废物收集处置工作进行监督管理。

六、该报告经批准后，如工程的性质、规模、工艺、地点或者防治污染、防止生态破坏的措施发生重大变动的，建设单位应当重新报批环境影响评价文件，否则不得实施建设。自环评批复文件批准之日起，如工程超过 5 年未开工建设，环境影响评价文件应当报我局重新审核。

七、你单位收到批复后，须于 10 个工作日内将批准后的报告表和批复文件送至库车市环保局，并按规定接受各级生态环境主管部门的日常监督检查。

阿克苏地区生态环境局

2020 年 10 月 14 日



抄送：局领导、危管中心、监察支队、监测站、库车市环保局
阿克苏地区生态环境局办公室 2020 年 10 月 14 日印发

附件7 《关于对西北油田分公司 TH12214CH 井（勘探井）建设工程环境影响报告表的批复》（阿地环函字〔2020〕684 号）

新疆维吾尔自治区阿克苏地区生态环境局

阿地环函字〔2020〕684 号

关于对西北油田分公司 TH12214CH 井(勘探井)建设工程环境影响报告表的批复

中国石油化工股份有限公司西北油田分公司：

你公司报送，新疆威泽环保科技有限公司编制的《西北油田分公司 TH12214CH 井(勘探井)建设工程环境影响报告表》（以下简称《报告表》）收悉，经研究，现批复如下：

一、该项目拟建于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市境内，井口地理坐标：83°30'35.37"E，41°26'15.67"N。建设性质为新建。建设内容及规模为：设计钻井井深 7094.83m（斜深）/6591m（垂深），设计井型为水平井，目的层为奥陶系中-下统鹰山组（O1-2y），完井方法为裸眼完井。井场将新建应急池（600m³）1座，放喷池 2 座（主放喷池 200m³、副放喷池 200m³）；设置钻井平台 1 套、钻井废弃物不落地处理系统 1 套。井场永久占地面积 3600m²，用地类型为荒草地。钻井性质为勘探井。项目总投资为 1738 万元，其中环保投资 205 万元，占总投资的 11.8%。

项目的建设有利于加快当地油气资源的开发，促进地方经济持续健康发展。在全面落实报告表提出的各项环境保护措施的基础上，同意该项目建设。

二、在项目建设和环境管理中要严格执行相关环保法律法规，严格按照《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》要求，禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、沙漠公园、沙化封禁保护区、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气的开发。认真落实该报告中提出的各项环保措施，做好以下工作：

（一）严格落实各项废气污染防治措施。钻井期制定环境管理制度，合理规划工程占地和施工场地，严格限制施工机械和人员的活动范围，避免生态破坏，采取洒水抑尘等措施防治扬尘污染。妥善处置工程建设产生的废土渣，减少无组织粉尘排放。

（二）落实噪声污染防治措施。钻井期通过采取对柴油发电机、泥浆泵等设施增加隔振垫、弹性垫料等减振措施，做好噪声污染防治工作，确保施工噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）中相应限值要求。

（三）加强水污染防治工作。钻井期废水主要为钻井废水、压裂废水和生活污水。钻井废水连同钻井泥浆、岩屑进入不落地系统进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，不对外排放；压裂废水采用专用废液收集罐收集后拉运至塔河油田绿色环保站处理；生活污水用罐收集后，定期拉运至采油二厂生活基地污水处理系统处理，不得造成二次污染。

（四）按照固体废物“资源化、减量化、无害化”处置原则落实各类固体废物收集、综合利用和处置措施。钻井期

钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，分离后的非磺化水基泥浆废弃物，经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求后，可用于铺垫油区内的井场、道路，不得用于填充自然坑洼；磺化水基泥浆废弃物拉运至塔河油田绿色环保站处理。生活垃圾集中收集后，拉运至塔河油田绿色环保站生活垃圾池填埋处置。

（五）认真落实项目封井期的生态环境保护措施。采取因地制宜的生态修复方法，合理安排封井期迹地恢复工作，禁止对项目区域的生态环境功能遗留不利影响。

（六）项目完井后，试采及后续开发等工程需编制环境影响评价文件，经审批通过后方可开工建设。

三、加强项目环境风险防范工作，建立严格的环境风险管理制度，认真落实报告表提出的各项风险防范措施；重点对突发环境污染事件和钻井井喷过程及 H₂S 环境污染事件进行风险评价，做好单位应急预案和地方环境应急预案的衔接，防止污染事故发生后对周围环境质量和人群健康产生不良影响；并定期进行风险事故应急演练，及时对应急预案进行完善。

四、严格执行环境保护“三同时”制度。项目建设应开展施工期环境监理，定期向环保部门报告环境监理情况，环境监理报告纳入竣工环境保护验收内容；工程施工结束后按照新修订的《建设项目环境保护管理条例》相关规定进行验收，并向地区生态环境局备案。

五、项目的日常管理由库车市环保局负责，地区环境监

察支队抽查监督，阿克苏（南疆）危险废物管理中心负责对项目危险废物收集处置工作进行监督管理。

六、该报告经批准后，如工程的性质、规模、工艺、地点或者防治污染、防止生态破坏的措施发生重大变动的，建设单位应当重新报批环境影响评价文件，否则不得实施建设。自环评批复文件批准之日起，如工程超过 5 年未开工建设，环境影响评价文件应当报我局重新审核。

七、你单位收到批复后，须于 10 个工作日内将批准后的报告表和批复文件送至库车市环保局，并按规定接受各级生态环境主管部门的日常监督检查。

阿克苏地区生态环境局

2020 年 11 月 2 日



抄送：局领导、危管中心、监察支队、监测站、库车市环保局
阿克苏地区生态环境局办公室 2020 年 11 月 2 日印发

附件8 《关于对西北油田分公司 TH12562CH 勘探井工程环境影响报告表的批复》（阿地环函字〔2020〕690 号）

新疆维吾尔自治区阿克苏地区生态环境局

阿地环函字〔2020〕690 号

关于对西北油田分公司 TH12562CH 勘探井工程环境影响报告表的批复

中国石油化工股份有限公司西北油田分公司：

你公司报送，新疆天合环境技术咨询有限公司编制的《西北油田分公司 TH12562CH 勘探井工程环境影响报告表》（以下简称《报告表》）收悉，经研究，现批复如下：

一、该项目拟建于新疆阿克苏地区库车市境内，塔河油田 12 区，位于塔河油田四号联合站西南侧约 24km 处，井口地理坐标：83°21'14.1"E，41°16'28.5"N。项目建设性质为改扩建，建设内容及规模为：设计钻井井深 7137.39m（斜）/6668m（垂），钻井进尺 557.39m，目的层为奥陶系中统一间房组，完井方法为裸眼完井。在 TH12562 井原有井身结构基础上进行侧钻，侧钻方式采用二开次套管开窗侧钻，侧钻点选择在 6580m。井场将新建应急池（600m³）1 座，放喷池 2 座（主放喷池 200m³、副放喷池 200m³）；设置钻井平台 1 套、钻井废弃物不落地处理系统 1 套。项目井场现状占地面积为 2000m²，本次新增临时占地面积 17446.8m²，用地类型为耕地。钻井性质为勘探井。项目总投资 1916 万元，其中环保投资 185 万元，占总投资的 9.65%。

项目的建设有利于加快当地油气资源的开发，促进县域经济持续健康发展。在全面落实报告表提出的各项环境保护

措施的基础上，同意该项目建设。

二、在项目建设和环境管理中要严格执行相关环保法律法规，严格按照《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》要求，禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、沙漠公园、沙化封禁保护区、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气的开发。认真落实该报告中提出的各项环保措施，做好以下工作：

（一）严格落实各项废气污染防治措施。钻井期制定环境管理制度，合理规划工程占地和施工场地，严格限制施工机械和人员的活动范围，避免生态破坏，采取洒水抑尘等措施防治扬尘污染。妥善处置工程建设产生的废土渣，减少无组织粉尘排放。

（二）落实噪声污染防治措施。钻井期通过采取对柴油发电机、泥浆泵等设施增加隔振垫、弹性垫料等减振措施，做好噪声污染防治工作，确保施工噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）中相应限值要求。

（三）加强水污染防治工作。钻井期废水主要为钻井废水、压裂废水和生活污水。钻井废水连同钻井泥浆、岩屑采用不落地收集系统收集，不对外排放；压裂废水采用专用废液收集罐收集后拉运至塔河油田绿色环保站处理；钻井期产生的生活污水由生活污水收集罐收集，定期拉运至采油二厂生活基地污水处理系统处理，不得造成二次污染。

（四）按照固体废物“资源化、减量化、无害化”处置原则落实各类固体废物收集、综合利用和处置措施。钻井期钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，分离后的非磺化

水基泥浆废弃物，经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求后，可用于铺垫油区内的铺垫井场、道路，不得用于填充自然坑洼；磺化水基泥浆废弃物、聚磺及含油泥浆废弃物均拉运至塔河油田绿色环保站处理。生活垃圾集中收集后，拉运至塔河油田绿色环保站生活垃圾池填埋处置。

（五）认真落实项目封井期的生态环境保护措施。采取因地制宜的生态修复方法，合理安排封井期迹地恢复工作，禁止对项目区域的生态环境功能遗留不利影响。

（六）项目完井后，试采及后续开发等工程需编制环境影响评价文件，经审批通过后方可开工建设。

三、加强项目环境风险防范工作，建立严格的环境风险管理制度，认真落实报告表提出的各项风险防范措施；重点对突发环境污染事件和钻井井喷过程及 H₂S 环境污染事件进行风险评价，做好单位应急预案和地方环境应急预案的衔接，防止污染事故发生后对周围环境质量和人群健康产生不良影响；并定期进行风险事故应急演练，及时对应急预案进行完善。

四、严格执行环境保护“三同时”制度。项目建设应开展施工期环境监理，定期向环保部门报告环境监理情况，环境监理报告纳入竣工环境保护验收内容；工程施工结束后按照新修订的《建设项目环境保护管理条例》相关规定进行验收，并向地区生态环境局备案。

五、项目的日常管理由库车市环保局负责，地区环境监察支队抽查监督，阿克苏（南疆）危险废物管理中心负责对项目危险废物收集处置工作进行监督管理。

六、该报告经批准后，如工程的性质、规模、工艺、地点或者防治污染、防止生态破坏的措施发生重大变动的，建设单位应当重新报批环境影响评价文件，否则不得实施建设。自环评批复文件批准之日起，如工程超过 5 年未开工建设，环境影响评价文件应当报我局重新审核。

七、你单位收到批复后，须于 10 个工作日内将批准后的报告表和批复文件送至库车市环保局，并按规定接受各级生态环境主管部门的日常监督检查。

阿克苏地区生态环境局
2020 年 11 月 2 日



抄送：局领导、危管中心、监察支队、监测站、库车市环保局
阿克苏地区生态环境局办公室 2020 年 11 月 2 日印发

附件9 《关于对西北油田分公司 TH12520XCH 勘探井工程环境影响报告表的批复》（阿地环函字[2020]691 号）

新疆维吾尔自治区阿克苏地区生态环境局

阿地环函字〔2020〕691 号

关于对西北油田分公司 TH12520XCH 勘探井工程环境影响报告表的批复

中国石油化工股份有限公司西北油田分公司：

你公司报送，新疆天合环境技术咨询有限公司编制的《西北油田分公司 TH12520XCH 勘探井工程环境影响报告表》（以下简称《报告表》）收悉，经研究，现批复如下：

一、该项目拟建于新疆阿克苏地区库车市境内，塔河油田 12 区，位于塔河油田四号联合站西南侧约 19.3km 处，井口地理坐标：83°23'08.2" E，41°19'25.2" N。项目建设性质为改扩建，建设内容及规模为：设计钻井井深 6791.25m（斜）/6580m（垂），钻井进尺 271.25m，目的层为奥陶系中统一间房组，完井方法为裸眼完井。在 TH12520 井原有井身结构基础上进行侧钻，侧钻方式采用二开次套管开窗侧钻，侧钻点选择在 6520m。井场将新建应急池（600m³）1 座，放喷池 2 座（主放喷池 200m³、副放喷池 200m³）；设置钻井平台 1 套、钻井废弃物不落地处理系统 1 套。项目井场现状占地面积为 2000m²，本次新增临时占地面积 17446.8m²，用地类型为草地。钻井性质为勘探井。项目总投资 1738 万元，其中环保投资 185 万元，占总投资的 10.6%。

项目的建设有利于加快当地油气资源的开发，促进县域经济持续健康发展。在全面落实报告表提出的各项环境保护

措施的基础上，同意该项目建设。

二、在项目建设和环境管理中要严格执行相关环保法律法规，严格按照《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》要求，禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、沙漠公园、沙化封禁保护区、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气的开发。认真落实该报告中提出的各项环保措施，做好以下工作：

（一）严格落实各项废气污染防治措施。钻井期制定环境管理制度，合理规划工程占地和施工场地，严格限制施工机械和人员的活动范围，避免生态破坏，采取洒水抑尘等措施防治扬尘污染。妥善处置工程建设产生的废土渣，减少无组织粉尘排放。

（二）落实噪声污染防治措施。钻井期通过采取对柴油发电机、泥浆泵等设施增加隔振垫、弹性垫料等减振措施，做好噪声污染防治工作，确保施工噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）中相应限值要求。

（三）加强水污染防治工作。钻井期废水主要为钻井废水、压裂废水和生活污水。钻井废水连同钻井泥浆、岩屑采用不落地收集系统收集，不对外排放；压裂废水采用专用废液收集罐收集后拉运至塔河油田绿色环保站处理；钻井期产生的生活污水由生活污水收集罐收集，定期拉运至采油二厂生活基地污水处理系统处理，不得造成二次污染。

（四）按照固体废物“资源化、减量化、无害化”处置原则落实各类固体废物收集、综合利用和处置措施。钻井期钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，分离后的非磺化

水基泥浆废弃物，经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求后，可用于铺垫油区内的铺垫井场、道路，不得用于填充自然坑洼；磺化水基泥浆废弃物、聚磺及含油泥浆废弃物均拉运至塔河油田绿色环保站处理。生活垃圾集中收集后，拉运至塔河油田绿色环保站生活垃圾池填埋处置。

（五）认真落实项目封井期的生态环境保护措施。采取因地制宜的生态修复方法，合理安排封井期迹地恢复工作，禁止对项目区域的生态环境功能遗留不利影响。

（六）项目完井后，试采及后续开发等工程需编制环境影响评价文件，经审批通过后方可开工建设。

三、加强项目环境风险防范工作，建立严格的环境风险管理制度，认真落实报告表提出的各项风险防范措施；重点对突发环境污染事件和钻井井喷过程及 H₂S 环境污染事件进行风险评价，做好单位应急预案和地方环境应急预案的衔接，防止污染事故发生后对周围环境质量和人群健康产生不良影响；并定期进行风险事故应急演练，及时对应急预案进行完善。

四、严格执行环境保护“三同时”制度。项目建设应开展施工期环境监理，定期向环保部门报告环境监理情况，环境监理报告纳入竣工环境保护验收内容；工程施工结束后按照新修订的《建设项目环境保护管理条例》相关规定进行验收，并向地区生态环境局备案。

五、项目的日常管理由库车市环保局负责，地区环境监察支队抽查监督，阿克苏（南疆）危险废物管理中心负责对项目危险废物收集处置工作进行监督管理。

六、该报告经批准后，如工程的性质、规模、工艺、地点或者防治污染、防止生态破坏的措施发生重大变动的，建设单位应当重新报批环境影响评价文件，否则不得实施建设。自环评批复文件批准之日起，如工程超过 5 年未开工建设，环境影响评价文件应当报我局重新审核。

七、你单位收到批复后，须于 10 个工作日内将批准后的报告表和批复文件送至库车市环保局，并按规定接受各级生态环境主管部门的日常监督检查。

阿克苏地区生态环境局
2020 年 11 月 2 日



抄送：局领导、危管中心、监察支队、监测站、库车市环保局
阿克苏地区生态环境局办公室 2020 年 11 月 2 日印发

附件10 《关于对西北油田分公司 TH12551CH 勘探井工程环境影响报告表的批复》（阿地环函字〔2020〕692 号）

新疆维吾尔自治区阿克苏地区生态环境局

阿地环函字〔2020〕692 号

关于对西北油田分公司 TH12551CH 勘探井工程环境影响报告表的批复

中国石油化工股份有限公司西北油田分公司：

你公司报送，新疆天合环境技术咨询有限公司编制的《西北油田分公司 TH12551CH 勘探井工程环境影响报告表》（以下简称《报告表》）收悉，经研究，现批复如下：

一、该项目拟建于新疆阿克苏地区库车市境内，塔河油田 12 区，位于塔河油田四号联合站西南侧约 18.5km 处，井口地理坐标：83°24'03.8"E，41°19'37.8"N。项目建设性质为改扩建，建设内容及规模为：设计钻井井深 6809.27m（斜）/6569m（垂），钻井进尺 491.27m，目的层为奥陶系中统一间房组，完井方法为裸眼完井。在 TH12551 井原有井身结构基础上进行侧钻，侧钻方式采用二开次套管开窗侧钻，侧钻点选择在 6318m。井场将新建应急池（600m³）1 座，放喷池 2 座（主放喷池 200m³、副放喷池 200m³）；设置钻井平台 1 套、钻井废弃物不落地处理系统 1 套。项目井场现状占地面积为 2000m²，本次新增临时占地面积 17446.8m²，用地类型为草地。钻井性质为勘探井。项目总投资 1916 万元，其中环保投资 185 万元，占总投资的 9.65%。

项目的建设有利于加快当地油气资源的开发，促进县域经济持续健康发展。在全面落实报告表提出的各项环境保护

措施的基础上，同意该项目建设。

二、在项目建设和环境管理中要严格执行相关环保法律法规，严格按照《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》要求，禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、沙漠公园、沙化封禁保护区、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气的开发。认真落实该报告中提出的各项环保措施，做好以下工作：

（一）严格落实各项废气污染防治措施。钻井期制定环境管理制度，合理规划工程占地和施工场地，严格限制施工机械和人员的活动范围，避免生态破坏，采取洒水抑尘等措施防治扬尘污染。妥善处置工程建设产生的废土渣，减少无组织粉尘排放。

（二）落实噪声污染防治措施。钻井期通过采取对柴油发电机、泥浆泵等设施增加隔振垫、弹性垫料等减振措施，做好噪声污染防治工作，确保施工噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）中相应限值要求。

（三）加强水污染防治工作。钻井期废水主要为钻井废水、压裂废水和生活污水。钻井废水连同钻井泥浆、岩屑采用不落地收集系统收集，不对外排放；压裂废水采用专用废液收集罐收集后拉运至塔河油田绿色环保站处理；钻井期产生的生活污水由生活污水收集罐收集，定期拉运至采油二厂生活基地污水处理系统处理，不得造成二次污染。

（四）按照固体废物“资源化、减量化、无害化”处置原则落实各类固体废物收集、综合利用和处置措施。钻井期钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，分离后的非磺化

水基泥浆废弃物，经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求后，可用于铺垫油区内的铺垫井场、道路，不得用于填充自然坑洼；磺化水基泥浆废弃物、聚磺及含油泥浆废弃物均拉运至塔河油田绿色环保站处理。生活垃圾集中收集后，拉运至塔河油田绿色环保站生活垃圾池填埋处置。

（五）认真落实项目封井期的生态环境保护措施。采取因地制宜的生态修复方法，合理安排封井期迹地恢复工作，禁止对项目区域的生态环境功能遗留不利影响。

（六）项目完井后，试采及后续开发等工程需编制环境影响评价文件，经审批通过后方可开工建设。

三、加强项目环境风险防范工作，建立严格的环境风险管理制度，认真落实报告表提出的各项风险防范措施；重点对突发环境污染事件和钻井井喷过程及 H₂S 环境污染事件进行风险评价，做好单位应急预案和地方环境应急预案的衔接，防止污染事故发生后对周围环境质量和人群健康产生不良影响；并定期进行风险事故应急演练，及时对应急预案进行完善。

四、严格执行环境保护“三同时”制度。项目建设应开展施工期环境监理，定期向环保部门报告环境监理情况，环境监理报告纳入竣工环境保护验收内容；工程施工结束后按照新修订的《建设项目环境保护管理条例》相关规定进行验收，并向地区生态环境局备案。

五、项目的日常管理由库车市环保局负责，地区环境监察支队抽查监督，阿克苏（南疆）危险废物管理中心负责对项目危险废物收集处置工作进行监督管理。

六、该报告经批准后，如工程的性质、规模、工艺、地点或者防治污染、防止生态破坏的措施发生重大变动的，建设单位应当重新报批环境影响评价文件，否则不得实施建设。自环评批复文件批准之日起，如工程超过 5 年未开工建设，环境影响评价文件应当报我局重新审核。

七、你单位收到批复后，须于 10 个工作日内将批准后的报告表和批复文件送至库车市环保局，并按规定接受各级生态环境主管部门的日常监督检查。

阿克苏地区生态环境局
2020 年 11 月 2 日



抄送：局领导、危管中心、监察支队、监测站、库车市环保局
阿克苏地区生态环境局办公室 2020 年 11 月 2 日印发