

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

建设单位：中国石油化工股份有限公司西北油田分公司

编制单位：新疆天合环境技术咨询有限公司

2021 年 2 月

1. 总则

1.1 后评价任务由来

中国石油化工股份有限公司西北油田分公司在塔里木盆地进行石油天然气开发 20 多年，逐步形成了以塔河油田为核心，外围油田为补充的开发格局，由于各种历史原因，油田开发过程中存在有环保手续合规性缺失、环境风险隐患问题。近年来随着生态环境保护法制建设不断健全，环境监管执法尺度之严前所未有。

为贯彻习近平生态文明思想，助力打好污染防治攻坚战，保证石油天然气开发与生态环境保护协调发展，根据《中华人民共和国环境影响评价法》（2018 年修订）、《建设项目环境影响后评价管理办法（试行）》（生态环境部令 第 37 号）、《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》（新环发〔2018〕133 号）、《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）、《关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知》（新环环评发〔2020〕162 号）要求，油气田需开展环境影响后评价工作。中国石化集团有限公司在《关于进一步加强建设项目全过程环保管理的通知》（中国石化能评〔2020〕1 号），提出了规范开展项目环境影响后评价要求。西北油田分公司编制了《2020 年建设项目环保合规清查专项整治方案》，确定在其所辖油田范围内组织开展环境影响后评价工作。

目前西北油田分公司油气勘查开采矿权范围为采矿区 9 处，探矿区 17 处，分别由采油一厂、采油二厂、采油三厂、采油四厂、雅克拉采气厂进行管理开发，油气运销部、油田工程服务中心管理、基地管理中心、资产管理中心管理其它生产附属设施及生活基地。因此环境影响后评价地域范围为分公司所辖所有探（采）矿权区域及区域所有生产附属设施（即五厂一部三中心）。在满足环境影响后评价相关法律法规要求，综合考虑生产运营单位、行政区划、矿权范围、原有区块环评和验收范围等因素基础上，确定编制 11 个区块环境影响后评价报告，委托新疆天合环境技术咨询有限公司（以下简称天合公司）开展工作。天合公司承接任务后，开展了大量的现场调查、资料收集、现场监测等工作，并在此基础上通过分析，按照环评技术导则、有关政策法规和标准的要求，编制完成

11 个区块环境影响后评价报告书。

采油二厂是一个是集油气开采、集输和处理为一体的多功能、高效率现代化采油企业，管辖塔河 6 区、7 区、10 区北、12 区等 4 个油田区块，均为奥陶系缝洞型碳酸盐岩油藏。本次采油二厂编制 3 个环境影响后评价报告，分别是《塔河油田 6、7 区环境影响后评价报告书》、《塔河油田 12 区环境影响后评价报告书》，以及采油二厂的十区北与采油三厂的十区南编制《塔河油田 10 区环境影响后评价》。本报告即为《塔河油田 12 区环境影响后评价报告书》。

采油二厂 12 区后评价工作范围包括了区内的采油井、注水井、地面设施以及污水处理等环保设施，本次后评价工作主要为区块现场踏勘及资料收集、区域环境质量现状监测及现有污染源监测、化验室分析、数据资料整理研判、报告书编制等工作，最终提交《塔河油田 12 区环境影响后评价报告书》。

1.2 后评价目的和原则

采油二厂 12 区后评价范围位于新疆维吾尔自治区库车市境内。从 2000 年勘探至今近 20 年间，12 区主要经历了勘探-油藏评价阶段和规模开发阶段。2000 年 7 月~2007 年 4 月勘探-油藏评价阶段，2007 年 5 月~目前为规模开发阶段，在规模开发阶段，12 区油田建设进行了 21 次产能扩建及场站、附属设施建设、技术改造等。

随着中国石油化工股份有限公司西北油田分公司油气勘探开发的深入，12 区油气开发建设活动及区域环境质量状况均发生了一定变化。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）》、《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》（新环发〔2018〕133 号）、《关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知》（新环环评发〔2020〕162 号）要求，塔河油田 12 区开展环境影响后评价工作

1.2.1 评价目的

建设项目环境影响后评价，是指编制环境影响报告书的建设项目在通过环境保护设施竣工验收且稳定运行一定时期后，对其实际产生的环境影响以及污染防治、生态保护和风险防范措施的有效性进行跟踪监测和验证评价，并提出补救

方案或者改进措施，以提高环境影响评价有效性。

本次后评价目的在于以下几点：

(1) 完善环保手续依法合规的需要。梳理后评价范围内各生产设施的环保手续，核查油气田历史时期未批先建、未验先投等违规项目，解决历史遗留的环境问题，提出环境管理要求，使油田环境管理满足现行环保要求。对未履行环评手续工程进行环境影响现状评估。

(2) 申领排污许可证的需要。通过调查已完成的钻井、油气处理和油气集输等生产现状，掌握各个生产阶段主要污染源、污染源种类、排放强度，分析环境污染的影响特征、影响程度，为办理排污许可提供依据。

(3) 提出补救方案和改进措施。根据油田区域环境空气、水环境、生态环境、声环境、土壤环境质量变化趋势评价，结合现场调查和监测发现的环境污染、污染设施运行和生态恢复方面存在的问题，客观评估各项环境保护措施的实施效果，以区域环境质量改善为目标，提出有效的环境保护补救方案与改进措施。

(4) 提升环境管理能力要求。对标现有环境保护法律法规和政策规范，提出后续改进措施和要求。经备案后的后评价文件作为生态环境主管部门环境管理的依据，为油田日常环保监督管理和排污许可提供技术支撑。

1.2.2 评价原则

(1) 坚持“科学、客观、公正”的评价原则。全面反映建设项目的实际环境影响，客观评估各项环境保护措施的实施效果。

(2) 坚持政策性、针对性、科学性和实用性原则。对现行标法规政策，认真梳理环境问题，实事求是和客观公正地开展评价工作。

(3) 应坚持与生态环境相协调的原则、污染物达标排放的原则、符合清洁生产的原则、防范环境风险的原则。

(4) 以突出重点和调查环境问题为原则。充分利用现有资料和以往工作成果，缩短评价周期。

1.2.3 评价必要性

(1) “以改善环境质量为核心”的环境管理总体要求。《水污染防治行动计划》《“十三五”生态环境保护规划》《重点流域水污染防治“十三五”规划》《“十

“十三五”环境影响评价改革实施方案》都提出“以改善环境质量为核心”的环境管理要求。为适应贯彻执行以改善环境质量为核心的环境管理总体要求，落实“生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和环境准入负面清单”约束，紧紧围绕“以改善环境质量为核心”开展环境影响后评价工作。

(2) 环境影响后评价与环境影响评价的衔接。根据新修订的环境影响评价法，环境影响后评价是当前环境管理制度的重要组成部分，是落实建设项目环境保护事中事后监督管理的重要举措。新环境影响评价法规定，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，建设单位应当组织环境影响的后评价，采取改进措施，并报原环境影响评价文件审批部门和建设项目审批部门备案。其评价内容应根据管理办法规定，实现环境影响后评价与环境影响评价的有效衔接，总结经验，突出重点。

(3) 环境影响后评价与排污许可制的衔接。根据《排污许可管理办法（试行）》《水污染防治行动计划》《“十三五”生态环境保护规划》等有关规定，“十三五”期间将对固定污染源实行全覆盖一证式管理；环境影响评价制度是建设项目的环境准入门槛，是申请排污许可证的前提和重要依据，环境影响评价文件及审批文件中与污染物排放相关的主要内容应当纳入排污许可证，其排污许可证执行情况应作为环境影响后评价的重要依据。

1.3 编制依据

1.3.1 法律法规与条例

国家和地方法律法规一览表见表 1.3-1。

表 1.3-1 国家和地方法律法规一览表

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
一	环境保护相关法律		
1	中华人民共和国环境保护法（2014 年修订）	12 届人大第 8 次会议	2015-01-01
2	中华人民共和国环境影响评价法（2018 年修订）	13 届人大第 7 次会议	2018-12-29
3	中华人民共和国大气污染防治法（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
4	中华人民共和国水污染防治法（2017 年修订）	12 届人大第 28 次会议	2018-01-01
5	中华人民共和国环境噪声污染防治法（2018 年修订）	13 届人大第 7 次会议	2018-12-29
6	中华人民共和国固体废物污染环境防治法（2020 年修订）	13 届人大第 17 次会议	2020-09-01
7	中华人民共和国水法（2016 年修订）	12 届人大第 21 次会议	2016-09-01
8	中华人民共和国水土保持法（2010 年修订）	11 届人大第 18 次会议	2011-03-01

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
9	中华人民共和国清洁生产促进法（2012 年修订）	11 届人大第 25 次会议	2012-07-01
10	中华人民共和国节约能源法（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
11	中华人民共和国土地管理法（2020 年修订）	13 届人大第 12 次会议	2020-01-01
12	中华人民共和国城乡规划法（2019 年修订）	13 届人大第 10 次会议	2019-04-23
13	中华人民共和国防洪法（2016 年修订）	12 届人大第 21 次会议	2016-09-01
14	中华人民共和国草原法（2012 年修订）	12 届人大第 3 次会议	2013-06-29
15	中华人民共和国野生动物保护法（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
16	中华人民共和国石油天然气管道保护法	11 届人大 15 次会议	2010-10-01
17	中华人民共和国突发事件应对法	10 届人大第 29 次会议	2007-11-01
18	中华人民共和国防沙治沙法（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
19	中华人民共和国土壤污染防治法	15 届人大第 5 次会议	2019-01-01
20	中华人民共和国森林法（2019 年修订）	13 届人大第 15 次会议	2020-07-01
21	中华人民共和国草原法（2013 年修订）	12 届人大第 3 次会议	2013-06-29
二 行政法规与国务院发布的规范性文件			
1	建设项目环境保护管理条例（2017 年修订）	国务院令 682 号	2017-10-01
2	中华人民共和国野生植物保护条例（2017 年修订）	国务院令 687 号	2017-10-07
3	危险化学品安全管理条例（2013 年修订）	国务院令 645 号	2013-12-07
4	中华人民共和国河道管理条例（2018 年修订）	国务院令 698 号	2018-03-19
5	中华人民共和国土地管理法实施条例（2014 年修订）	国务院令 653 号	2014-07-29
6	中华人民共和国自然保护区条例（2017 年修订）	国务院令 687 号	2017-10-7
7	中华人民共和国森林法实施条例（2018 年修订）	国务院令 698 号	2018-03-19
8	风景名胜区条例（2016 年修订）	国务院令 666 号	2016-02-06
9	国务院关于加强环境保护重点工作的意见	国发〔2012〕35 号	2011-10-17
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	2015-04-02
11	国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知	国发〔2013〕37 号	2013-9-10
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	2016-05-28
13	国务院关于印发打赢蓝天保卫战三年行动计划的通知	国发〔2018〕22 号	2018-06-27
14	关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战实施方案	中发〔2018〕17 号	2018-06-16
三 部门规章与部门发布的规范性文件			
1	建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）	生态环境部令第 16 号	2020-11-30
2	环境影响评价公众参与办法	生态环境部令第 4 号	2019-01-01
3	国家危险废物名录（2021 年版）	生态环境部令第 15 号	2020-11-25
4	产业结构调整指导目录（2019 本）	国家发展和改革委员会令 （2019）第 29 号令	2019-08-27
5	国家重点保护野生植物名录(第一批)	国家林业局、农业部第 4 号 令	1999-08-04
6	国家重点保护野生动物名录	林业部、农业部令第 1 号	1989-01-04
7	关于印发《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》的通知	环发〔2015〕4 号	2015-01-08
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	2014-01-01
9	关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知	环发〔2012〕77 号	2012-07-03

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
10	关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知	环发〔2012〕98号	2012-08-07
11	关于加强国家重点生态功能区环境保护和管理的意见	环发〔2013〕16号	2013-01-22
12	关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见	环环评〔2018〕11号	2018-01-25
13	关于印发地下水污染防治实施方案的通知	环土壤〔2019〕25号	2019-03-28
14	关于发布<建设项目竣工环境保护验收暂行办法>的公告	国环规环评〔2017〕4号	2017-11-20
15	建设项目环境影响后评价管理办法(试行)	环境保护部令第37号	2016-01-01
16	关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知	环办环评函〔2019〕910号	2019-12-13
17	关于进一步加强建设项目全过程环保管理的通知	中国石化能评〔2020〕1号	2020-03-19
18	危险废物经营许可证管理办法(2016修订)	国务院令第666号	2016-02-16
19	挥发性有机物(VOCs)污染防治技术政策	环境保护部公告2013年第31号	2013-05-24
22	排污许可管理办法(试行)	生态环境部令第7号	2019-08-22
23	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	2017-11-14
24	关于印发<“十三五”环境影响评价改革实施方案>的通知	环办评〔2016〕95号	2016-07-15
25	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	环办环评〔2016〕150号	2016-10-26
26	关于印发建设项目竣工环境保护验收现场检查及审查要点的通知	环办〔2015〕113号	2015-12-30
27	关于印发<建设项目环境保护事中事后监督管理办法(试行)>的通知	环发〔2015〕163号	2015-12-10
28	关于印发<生态保护红线划定指南>的通知	环办生态〔2017〕48号	2015-05-27
29	石油天然气开采业污染防治技术政策	环保部公告2012年第18号	2012-03-17
30	自然资源部 国家林业和草原局关于做好自然保护区范围及功能分区优化调整前期有关工作的函	自然资函〔2020〕71号文	2020-02-10
31	自然资源部 国家林业和草原局关于生态保护红线自然保护区内矿业权差别化管理的通知	自然资函〔2020〕861号	2020-09-26
32	工矿用地土壤环境管理办法(试行)	生态环境部2018第3号	2018-08-01
33	重点排污单位土壤污染隐患排查指南(试行)	生态环境部2021第1号	2020-01-04
34	污染地块土壤环境管理办法(试行)	生态环境部令2017第42号	2017-07-01
四 地方法规及通知			
1	新疆维吾尔自治区环境保护条例(2018年修订)	13届人大第6次会议	2018-09-21
2	新疆维吾尔自治区野生植物保护条例(2018年修订)	13届人大第6次会议	2018-09-21
3	新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例(2018年修订)	13届人大第6次会议	2018-09-21
4	新疆维吾尔自治区自然保护区管理条例(2018年修订)	13届人大第6次会议	2018-09-21
5	新疆维吾尔自治区大气污染防治条例(2018年修订)	13届人大第7次会议	2019-01-01
6	新疆维吾尔自治区地下水资源管理条例(2017年修订)	12届人大第29次会议	2017-05-27
7	关于印发新疆维吾尔自治区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	2019-01-21
8	新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录(第一批)》	新政办发〔2007〕175号	2007-08-01
9	新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录	新林动植字〔2000〕201号	2000-02-01
10	新疆维吾尔自治区水环境功能区划	新政函〔2002〕194号	2002-11-16

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
11	新疆生态功能区划	新政函〔2005〕96号	2005-07-14
12	关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知	新政发〔2014〕35号	2014-04-17
13	关于印发新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案的通知	新政发〔2016〕21号	2016-01-29
14	关于印发新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案的通知	新政发〔2017〕25号	2017-03-01
15	新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件（修订）	新环发〔2017〕1号	2017-01-01
16	新疆维吾尔自治区环境保护十三五规划	新环发〔2017〕124号	2017-06-22
17	转发《关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见》	新环办发〔2018〕80号	2018-03-27
18	关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知	新环发〔2018〕133号	2018-09-06
19	关于含油污泥处置有关事宜的通知	新环发〔2018〕20号	2018-12-20
20	关于印发《自治区打赢蓝天保卫战三年行动计划（2018-2020年）》的通知	新政发〔2018〕66号	2018-09-29
21	自治区党委、自治区人民政府印发《关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战实施方案》	新党发〔2018〕23号	2018-09-04
22	转发《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》的通知	新环评价发〔2020〕142号	2020-07-29
23	关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知	新环环评发〔2020〕162号	2020-09-01

1.3.2 环评有关技术规定

环评有关技术规定见表 1.3-2。

表 1.3-2 环评技术导则依据一览表

序号	依据名称	标准号	实施时间
1	建设项目环境影响评价技术导则 总纲	HJ2.1-2016	2017-1-1
2	环境影响评价技术导则 大气环境	HJ2.2-2018	2018-12-01
3	环境影响评价技术导则 地表水环境	HJ2.3-2018	2019-03-01
4	环境影响评价技术导则 声环境	HJ2.4-2009	2010-04-01
5	环境影响评价技术导则 生态影响	HJ19-2011	2011-09-01
6	环境影响评价技术导则 地下水环境	HJ610-2016	2016-01-07
7	环境影响评价技术导则 土壤环境	HJ964-2018	2019-07-01
8	建设项目环境风险评价技术导则	HJ169-2018	2019-03-01
9	环境影响后评价技术导则	DB65/T3016-2020	2020-02-01
10	危险化学品重大危险源辨识	GB18218-2018	2018-11-19
11	环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目	HJ/T349-2007	2007-08-01
12	建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采	HJ612-2011	2011-06-01
13	石油和天然气开采行业清洁生产评价体系指标（试行）	发改委公告2009年第3号	2009-02-19
14	石油天然气工业健康、安全与环境管理体系	SY/T6276-2014	2015-03-01
15	石油天然气开采业污染防治技术政策	2012年 第18号	2012-03-17
16	油气田含油污泥综合利用污染控制要求	DB 65/T 3998-2017	2017-05-30

序号	依据名称	标准号	实施时间
17	油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求	DB 65/T 3997-2017	2017-05-30
18	油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制技术规范	DB 65/T 3999-2017	2017-05-30
19	陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求	SY/T301-2016	2017-05-01
20	《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》	GB39728-2020	2020-01-01
21	一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准	GB 18599-2020	2020-07-01
22	建设用地土壤污染状况调查技术导则	HJ25.1-2019	2019-12-05
23	建设用地土壤污染风险管控和修复 监测技术导则	HJ682-2019	2019-12-05

1.3.3 建设项目环境影响报告文件及其审批部门审批决定

建设项目环境影响报告文件、环评批复、竣工环保验收报告及验收意见汇总见表 1.3-3。

表 1.3-3 12 区区块环境影响报告文件、环评批复、竣工环保验收报告及验收意见汇总表（产能及地面工程）

序号	项目名称	环评编制单位	环评批复文号	环评批复时间	验收编制单位	验收批复文号	验收批复部门	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	国家环保总局环境发展中心	新环监函〔2008〕80 号	2008 年 3 月 7 日	自治区环境监测总站	新环评价函〔2010〕587 号	原自治区环保厅	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	新疆环境保护技术咨询中心	新环监函〔2009〕151 号	2009 年 4 月 15 日	自治区环境监测总站	新环函〔2015〕909 号	原自治区环保厅	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	新疆环境保护技术咨询中心	新环评价函〔2010〕644 号	2010 年 10 月 12 日	自治区环境监测总站	新环评价函〔2012〕855 号	原自治区环保厅	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	新疆环境保护技术咨询中心	新环评价函〔2011〕619 号	2011 年 7 月 14 日	自治区环境监测总站	新环函〔2015〕914 号	原自治区环保厅	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	新疆环境保护技术咨询中心	新环评价函〔2011〕1004 号	2011 年 11 月 19 日	自治区环境监测总站	新环函〔2017〕52 号	原自治区环保厅	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	新疆环境保护技术咨询中心	新环评价函〔2013〕493 号	2013 年 6 月 14 日	/	/	/	/
7	塔河油田 12 区奥陶系油藏第六期产能建设项目报告	新疆环境保护科学研究院	新环函〔2014〕165 号	2014 年 2 月 13 日	新疆金天昆环境科技有限公司	西北油安〔2019〕348 号	中石化西北油田分公司	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	新疆环境保护科学研究院	新环函〔2015〕196 号	2015 年 2 月 16 日	新疆金天昆环境科技有限公司	西北油安〔2019〕343 号	中石化西北油田分公司	2019 年 9 月 3 日
9	《塔河油田 12 区 2015~2016 年产能建设项目报告书》	新疆金天昆环境科技有限公司	新环函〔2017〕85 号	2017 年 1 月 13 日	新疆正天华能环境工程技术有限公司	油田环验〔2019〕2 号	中石化西北油田分公司	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	新疆维吾尔自治区环境保护科学研究院	新环评价函【2012】1152 号	2012 年 11 月 16 日	自治区环境监测总站	新环函〔2015〕1183 号	原自治区环保厅	2015 年 11 月 3 日

序号	项目名称	环评编制单位	环评批复文号	环评批复时间	验收编制单位	验收批复文号	验收批复部门	验收批复时间
11	四号联合站混烃外输及处理项目环境影响报告书	中国石油大学 (华东)	新环函【2016】 1397 号	2016 年 9 月 27 日	新疆天合环境技 术咨询有限公司	油田环验(2019) 2 号	中石化西北油 田分公司	2019 年 1 月 7 日
12	塔河油田四号联合站混烃脱硫优化工程	新疆天合环境 技术咨询有限公司	阿地环函字 [2019]437 号	2019 年 7 月 18 日	/	/	/	/
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	新疆天合环境 技术咨询有限公司	阿地环函字 [2019]370 号	2019 年 6 月 26 日	/	/	/	/
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	新疆天合环境 技术咨询有限公司	阿地环函字 [2019]645 号	2019 年 11 月 22 日	/	/	/	/
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	新疆天合环境 技术咨询有限公司	阿地环函字 [2019]646 号	2019 年 11 月 22 日	/	/	/	/
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	新疆天合环境 技术咨询有限公司	阿地环函字 [2019]648 号	2019 年 11 月 22 日	/	/	/	/
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	新疆天合环境 技术咨询有限公司	阿地环函字 [2019]649 号	2019 年 11 月 22 日	/	/	/	/
18	塔河油田 12 区奥陶系油藏 TH12518 断裂 带 2018 年产能建设项目	新疆天合环境 技术咨询有限公司	阿地环函字 [2019]651 号	2019 年 11 月 22 日	/	/	/	/
19	塔河油田 12 区奥陶系油藏 TH12521-AD2	新疆天合环境	阿地环函字	2019 年 11 月	/	/	/	/

序号	项目名称	环评编制单位	环评批复文号	环评批复时间	验收编制单位	验收批复文号	验收批复部门	验收批复时间
	井区油藏评价方案项目环境影响报告表	技术咨询有限公司	[2019]650 号	22 日				
20	塔河油田西部奥陶系油藏侧钻井 2018 年第一期产能建设方案环境影响报告表	新疆天合环境技术咨询有限公司	阿地环函字 [2019]647 号	2019 年 11 月 22 日	/	/	/	/
21	塔河油田 TH12516 混输泵站集输优化工程环境报告表	新疆天合环境技术咨询有限公司	阿地环函字 [2019]466 号	2019 年 8 月 20 日	/	/	/	/
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	森诺科技有限公司	阿地环函字 [2019]620 号	2019 年 11 月 13 日	/	/	/	/
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	乌鲁木齐天辰创展工程咨询有限公司	库环监函 [2016]138 号	库车县环境保护局	2016 年 11 月 1 日	河南元光科技有限公司	仅有验收意见，无文号	中石化西北油田分公司
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	乌鲁木齐天辰创展工程咨询有限公司	库环监函 [2016]142 号	库车县环境保护局	2016 年 11 月 4 日	河南元光科技有限公司	仅有验收意见，无文号	中石化西北油田分公司
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	乌鲁木齐天辰创展工程咨询有限公司	库环监函 [2016]146 号	库车县环境保护局	2016 年 11 月 4 日	河南元光科技有限公司	仅有验收意见，无文号	中石化西北油田分公司

1.3.4 相关文件和技术资料

- (1) 委托书；
- (2) 采油二厂生产设施情况。包括生产报表、井位部署图、集输管线图，注水管网图等；各站场情况介绍，工艺流程及平面布置；各类环保设施台账；地面工程平面布置图；钻井井号、井位坐标、钻井时间等资料；
- (3) 采油二厂自行监测报告；
- (4) 突发环境应急预案全本及备案表；
- (5) 清洁生产审核报告及审核意见；
- (6) 采油二厂绿色企业申报资料。

1.4 评价内容及评价范围

1.4.1 评价内容和评价重点

1.4.1.1 评价内容

根据陆地石油天然气开采项目特点和区域环境特征，结合区块内各建设项目环境影响评价文件及现行生态环境保护管理要求，本着实用有效的原则合理确定本次后评价内容。

环境影响后评价的主要内容应包括：建设项目过程回顾、建设项目工程评价、区域环境变化评价、环境保护措施有效性评估及环境影响预测验证、环境保护补救方案和改进措施、环境影响后评价结论等。

1.4.1.2 评价重点

针对油田开发项目特点和区域环境特征，结环境影响评价文件及管理要求，本次后评价的评价重点如下：

(1) 建设项目工程评价。对工程组成、实施及变动、工程运行、污染源调查、环保设施运行等情况进行调查，界定项目变动情况。

(2) 建设项目过程回顾。梳理环保手续，判定各类工程环保手续的依法、合规性。根据环境管理档案、污染设施运行台账、排污口规范化管理及排污许可手续、例行监测报告、自行监测等，分析环境管理体系完整性。

(3) 区域环境质量变化评价。按大气环境、水环境、声环境、土壤环境等环境要素进行环境质量现状监测，并与历史监测资料进行对比等，分析环境质量

变化情况。生态用遥感解译分析近 30 年土地利用类型和植被变化；通过调查油田周围区域环境敏感目标变化情况、污染源或其他影响源变化。

(4) 环境保护措施有效性评估及环境影响预测验证。评价分析各要素环境保护措施达标情况，对照现行环境保护法律法规及标准，进行措施有效性评价；按环境要素环境影响预测验证，对未履行环评手续的工程进行环境影响现状评估。

(5) 环境保护补救方案与改进措施。根据区域环境质量变化评价、环保措施有效性评价结果，以区域环境质量改善为目标，根据梳理出的环境问题，提出有效的环境保护补救方案与改进措施。

1.4.2 评价方法与评价因子

1.4.2.1 评价方法

(1) 工程概况调查

通过现场调查及资料搜集，对工程项目组成，实施及变动、工程运行、污染源调查、环保设施运行等情况进行调查。

工程实际建设内容发生变动的，应予以说明；不符合环境影响审批文件批复规模的，应对工程实际规模予以说明。对照《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》，界定项目变动情况，依据相关法律法规要求，对下一步环保手续的完善提供改进依据。

(2) 区域环境质量现状及变化趋势分析

通过对各站场、井场、管线、污染防治设施等进行现场踏勘、调查，合理布设区域环境质量现状监测点，对标统计分析，并与历史监测资料进行对比等，分析区域环境质量变化情况。

生态：生态环境调查采用资料搜集、现场勘查与遥感解译等方法。通过对各站场、各井场、管线、污染防治设施等进行现场踏勘、样方调查、永久占地及临时占地实际测量、遥感等方法，开展现状评价，判定评价区域与生态红线等环境敏感目标的位置关系；对每座生产井场进行现场调查，了解各井的地表设施现状，实地测量井场占地范围，管道临时占地恢复情况，采用遥感对油田区域近 30 年的土地利用类型等进行对比、分析，进行生态环境变化趋势分析。

其他要素：通过调查油田周围区域环境敏感目标变化情况、污染源或其他

影响源变化，对评价范围内大气环境、水环境、声环境、土壤环境等环境要素进行环境质量现状监测，监测布点位置及监测因子原则上与环境影响报告书相衔接，并根据工程实际情况和相关规范进行了必要的调整，监测频次、采样要求和监测分析方法按相关规范执行。

（3）环保措施有效性评估

通过对各站场、井场、管线、污染防治设施等进行现场目测、调查、现场取样检测、对标统计分析，并与环评、验收、例行监测等历史监测资料进行对比，对照现行环境保护法律法规及标准，评估环境影响报告书规定的污染防治、生态保护和风险防范措施是否适用、有效，能否达到国家或者地方相关法律、法规、标准的要求。

（4）环境影响预测验证

根据油气田开发特点，对环境的影响主要是工程建设对生态的破坏和勘探、开发过程中产生的钻试修废物贮存、处置对土壤和地下水的影响。本次后评价预测验证的重点是对生态、固体废物的环境影响进行影响预测验证。由于生产废水处理达标后回注地层，不外排，锅炉采用天然气等清洁能源，评价范围内基本无声环境敏感点，本次采用环境质量历史监测和现状监测数据对比，验证项目实施和运营过程，是否对区域自然环境有明显污染影响，通过环保设施历史监测、本次补充监测数据，验证项目运行过程中配套建设的环保设施、采取的措施是否有效，是否能够稳定达标排放。

本次后评价对各环境要素采用监测验证影响评价结论，判定有效性，对未履行环评手续的工程进行环境影响现状评估。

生态影响验证方法：通过现场调查和遥感的方法进行生态环境影响预测验证。现场调查是对生产井场、站场进行全面调查，了解各井、各站的地表设施现状，实地测量井场占地范围，管道临时占地恢复情况，对植被恢复状况进行样方调查，并采用遥感手段对油田区域近 30 年的土地利用类型等进行对比、分析。

固体废物影响验证方法：对生产井进行了现场踏勘、调查，初步判断井场遗留固废情况；并通过检测分析 2017 年采用钻井不落地处理钻井泥饼是否满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017），进行固体废物影响有效性验证。

(5) 环境管理体系完整性

搜集环境管理档案、污染设施运行台账、排污口规范化管理及排污许可手续、例行监测报告、自行监测等，分析环境管理体系完整性；对各项目、地面工程、单井等的环保手续分别进行统计分析，判定各类工程环保手续的依法、合规性。

1.4.2.2 评价因子

本次环境影响后评价评价因子见表 1.4-1。

表 1.4-1 评价因子一览表

类别	项目	评价因子
大气环境	现状评价	24 小时平均: 总悬浮颗粒物 (TSP)、可吸入颗粒物 (粒径小于等于 10 微米, PM ₁₀)、细颗粒物 (粒径小于等于 2.5 微米, PM _{2.5})、二氧化硫 (SO ₂)、二氧化氮 (NO ₂)、臭氧 (O ₃)、一氧化碳 (CO) ; 1 小时平均: SO ₂ 、NO ₂ 、CO、硫化氢 (H ₂ S)、非甲烷总烃 (NMHC)
	污染源分析	TSP、SO ₂ 、氮氧化物 (NO _x)、H ₂ S、NMHC、烟气黑度
	影响评价	TSP、SO ₂ 、NO ₂ 、H ₂ S、NMHC、总挥发性有机物 (VOCs)
地表水	现状评价	水温、pH、溶解氧、高锰酸盐指数、化学需氧量 (COD)、五日生化需氧量 (BOD ₅)、氨氮、总磷、总氮、铜、锌、氟化物、硒、砷、汞、镉、六价铬、铅、氰化物、挥发酚、石油类、阴离子表面活性剂、硫化物、粪大肠菌群、硫酸盐、氯化物、硝酸盐、铁、锰共 29 项
	污染源分析	pH、COD、石油类、悬浮物 (SS)、总汞、总镉、总铬、总砷、六价铬、挥发酚、硫化物、氯化物共 12 项
	影响评价	COD、BOD ₅ 、SS、石油类
地下水	现状评价	色、嗅和味、肉眼可见物、pH、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、铜、锌、铝、挥发性酚类(以苯酚计)、阴离子表面活性剂、耗氧量、氨氮 (NH ₃ -N)、钠、总大肠菌群、菌落总数、亚硝酸盐、硝酸盐、氰化物、氟化物、碘化物、汞、砷、硒、镉、铬(六价)、铅、三氯甲烷、四氯化碳、苯、甲苯、石油类共计 37 项
	污染源分析	回注水监测因子: pH、SS、石油类、硫化物; 生活污水监测因子: pH、COD、BOD ₅ 、NH ₃ -N、SS、动植物油类
	影响评价	石油类
声环境	现状评价	L _{eq} (A)
	污染源分析	L _{eq} (A)
	影响评价	L _{eq} (A)
固体废物	污染源	含油污泥、废机油、建筑垃圾、生活垃圾、随钻泥饼
	影响分析	
环境风险	源项识别	原油、天然气 (甲烷)、液化气 (石油气)、甲醇、凝析油、轻烃、H ₂ S
	风险评价	CO、H ₂ S
生态	现状调查	土地利用类型、土壤类型、植被类型、植被覆盖度等
	影响评价	占地、生物量损失

类别	项目	评价因子
土壤环境	现状调查	<p>建设用地土壤现状调查: 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、石油烃共计 48 项因子。</p> <p>农用地土壤现状调查: pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃共计 10 项因子。</p>
	影响评价	随钻泥饼: pH、六价铬、铜、锌、镍、铅、镉、砷、苯并[a]芘、含油率、含水率、化学需氧量等

1.4.3 后评价时段与评价范围

(1) 评价时段

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。

2000 年~2007 年为 12 区的勘探-油藏评价阶段, 部署了多个探井, 于 2007 年 5 月后, 12 区部署力度逐渐加大, 进入规模开发阶段。

本次后评价评价时段为: 2000 年至 2019 年。

(2) 评价范围

后评价范围原则上应与环评文件的评价范围一致, 当项目实际建设内容发生变更, 或环评文件未能全面反映工程运行的实际影响时, 可适当调整评价范围。

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, 属中国石油化工有限公司西北油田分公司采油二厂管辖。

12 区后评价范围包括了塔河 12 区的采油(气)井、注水井、地面设施以及污水处理等环保设施。12 区后评价范围与西北油田分公司塔河油田位置关系见图 1.4-1。

结合原环评各要素评价范围, 并综合油田开发特点及污染源现状监测数据, 本次环境影响后评价各要素评价范围见表 1.4-2。

表 1.4-2 本项目评价范围一览表

序号	环境要素	评价依据	评价范围
----	------	------	------

1	环境空气	根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)要求划定项目大气评价范围	对站场废气排放对周围的环境影响进行回顾,评价范围以联合站、计转站为中心周围 5km 范围。
2	地下水	根据《环境影响评价技术导则 地下水导则》(HJ 610-2016)中要求划定评价范围	利用地下水资源的影响及废水排放对地下水水质的影响进行回顾评价,评价范围重点在油田开发区域;
3	地表水	根据《环境影响评价技术导则 地表水导则》(HJ 610-2018)中要求划定评价范围	英达利亚河、库车河支流流经区内
4	声环境	判定油田所在区域声环境功能区划、声环境质量变化程度及受建设项目影响人口的数量,根据《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2009)中要求划定评价范围	对油田开发区的主要噪声源进行分析,对周围声环境的影响进行回顾评价,评价范围为井区及各站场界外 1m
5	环境风险	依据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018),判定项目涉及的物质及工艺系统危险性和所在地的环境敏感性确定环境风险潜势,确定评价范围	环境风险评价的范围主要包括单井井场、处理站等区域边界向外扩 3km 的范围。
6	生态环境	依据《环境影响评价技术导则-生态影响》(HJ19-2011),判定影响区域的生态敏感性和项目的工程占地范围	油田开发过程中的生产活动、工程占地、配套设施的建设和“三废”排放将对周围地区土壤和植被产生一定程度的影响,评价范围主要为油田开发区及道路外输管线沿线 0.5km 的范围。
7	土壤环境	依据《环境影响评价技术导则 土壤环境》(HJ964-2018),中要求划定评价范围	分析回顾泥浆、岩屑及其他废液的排放和处置对井场周围及排放点周围土壤产生的影响。

图 1.4-1 12 区后评价范围与西北油田分公司塔河油田位置关系示意图

1.5 评价标准

1.5.1 环境质量标准

1.5.1.1 环境空气

环境空气质量评价中 TSP、SO₂、NO₂、PM_{2.5}、PM₁₀、CO、O₃ 六项指标执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准。对于未作出规定的非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m³的标准，H₂S 参考执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的 1h 平均浓度限值 10μg/m³。指标标准取值见表 1.5-1。

表 1.5-1 环境空气质量标准

序号	评价因子	二级标准限值 (μg/m ³)			一级标准限值 (μg/m ³)			标准来源
		年平均	24 小时平均	1 小时平均	年平均	24 小时平均	1 小时平均	
1	总悬浮颗粒物 (TSP)	200	300		80	120		《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 及修改单
2	二氧化硫 (SO ₂)	60	150	500	20	50	150	
3	二氧化氮 (NO ₂)	50	80	200	40	80	200	
4	细颗粒物 (粒径小于等于 2.5 微米, PM _{2.5})	35	75		15	35		
5	可吸入颗粒物 (粒径小于等于 10 微米, PM ₁₀)	70	150		40	50		
6	一氧化碳 (CO)		4000	10000		4000	10000	
7	臭氧 (O ₃)		160	200		100	160	
8	非甲烷总烃 (NMHC)			2000				参考《大气污染物综合排放标准》详解
9	硫化氢 (H ₂ S)			10				参考执行《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 附录 D 中的 1h 平均浓度限值

1.5.1.2 地表水

采油二厂 12 区后评价范围位于新疆维吾尔自治区库车市境内，区域主要地表水体为库车河支流萨依艾肯河、渭干河支流英达利亚河。萨依艾肯河分布于 12 区北部，属典型的冰雪消融及降水补给型河流，英达利亚河是渭干河的一条分支河道，全长约 100km，自 12 区西部通过，由西北向东南注入巴依库勒湖，

均属于季节性河流，根据《中国新疆水环境功能区划》，萨依艾肯和英达力亚河主要水体功能为灌溉，水质目标为 III 类。

有关标准限值见表 1.5-2。

表 1.5-2 《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 中的 III 类标准 单位: mg/L, pH 除外

序号	监测项目	标准值	序号	监测项目	标准值
1	pH (无量纲)	6-9	13	氰化物	≤0.2
2	化学需氧量	≤20	14	总氮	≤1.0
3	五日生化需氧量(BOD ₅)	≤4	15	铁	≤0.3
4	高锰酸盐指数	≤6	16	锰	≤0.1
5	氨氮	≤1.0	17	铜	≤1.0
6	硝酸盐	≤10	18	锌	≤1.0
7	挥发酚	≤0.005	19	砷	≤0.05
8	硫化物	≤0.2	20	汞	≤0.0001
9	氯化物	≤250	21	镉	≤0.005
10	硫酸盐	≤250	22	铬(六价)	≤0.05
11	石油类	≤0.05	23	铅	≤0.05
12	氟化物	≤1.0	24	总磷	≤0.2

1.5.1.3 地下水

结合已有的环评及批复，区域地下水执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) 的 III 类标准；石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 中的 III 类标准，见表 1.5-3。

表 1.5-3 地下水质量标准值

序号	监测项目	标准值	序号	监测项目	标准值
1	色 (铂钴色度单位)	≤15	20	钠 (mg/L)	≤200
2	嗅和味	无	21	总大肠菌群 (MPN/100mL 或 CFU/100mL)	≤3.0
3	浑浊度 (NTU)	≤3	22	菌落总数 (CFU/mL)	≤100
4	肉眼可见物	无	23	亚硝酸盐 (以 N 计) (mg/L)	≤1.0
5	pH (无量纲)	5.5≤pH<6.5	24	硝酸盐 (以 N 计) (mg/L)	≤20.0
6	总硬度 (以 CaCO ₃ 计) (mg/L)	≤450	25	氰化物 (mg/L)	≤0.05
7	溶解性总固体	≤1000	26	氟化物 (mg/L)	≤1.0
8	硫酸盐 (mg/L)	≤250	27	碘化物 (mg/L)	≤0.08
9	氯化物 (mg/L)	≤250	28	汞 (mg/L)	≤0.001
10	铁 (mg/L)	≤0.3	29	砷 (mg/L)	≤0.01
11	锰 (mg/L)	≤0.10	30	硒 (mg/L)	≤0.01
12	铜 (mg/L)	≤1.00	31	镉 (mg/L)	≤0.005
13	锌 (mg/L)	≤1.00	32	铬(六价) (mg/L)	≤0.05
14	铝 (mg/L)	≤0.20	33	铅 (mg/L)	≤0.01
15	挥发性酚类(以苯酚计) (mg/L)	≤0.002	34	三氯甲烷 (μg/L)	≤60

序号	监测项目	标准值	序号	监测项目	标准值
16	阴离子表面活性剂 (mg/L)	≤0.3	35	四氯化碳 (μg/L)	≤2.0
17	耗氧量 (COD _{Mn} 法, 以 O ₂ 计) (mg/L)	≤3.0	36	苯 (μg/L)	≤10.0
18	氨氮 (以N计) (mg/L)	≤0.50	37	甲苯 (μg/L)	≤700
19	硫化物 (mg/L)	≤0.02	38	石油类 (mg/L)	≤0.05

1.5.1.4 声环境

根据历史环评文件, 12 区声环境执行《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中 3 类标准, 即昼间 65dB (A), 夜间 55dB (A)。

声环境按现行管理要求执行《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中 2 类标准, 即昼间 60dB (A), 夜间 55dB (A)。

1.5.1.5 土壤环境

根据项目所在区域环境特征, 油田内地面工程联合站、计转站、井场等建设用地执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表 1 筛选值标准。标准限值见表 1.5-4。

表 1.5-4 《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》表 1 筛选值标准

单位: mg/kg

序号	污染物项目	筛选值
		第二类用地
重金属和无机物		
1	砷	60①
2	镉	65
3	铬(六价)	5.7
4	铜	18000
5	铅	800
6	汞	38
7	镍	900
挥发性有机物		
8	四氯化碳	2.8
9	氯仿	0.9
10	氯甲烷	37
11	1, 1-二氯乙烷	9
12	1, 2-二氯乙烷	5
13	1, 1-二氯乙烯	66
14	顺-1, 2-二氯乙烯	596
15	反-1, 2-二氯乙烯	54
16	二氯甲烷	616
17	1, 2-二氯丙烷	5
18	1, 1, 1, 2-四氯乙烷	10

序号	污染物项目	筛选值
		第二类用地
19	1, 1, 2, 2-四氯乙烷	6.8
20	四氯乙烯	53
21	1, 1, 1-三氯乙烷	840
22	1, 1, 2-三氯乙烷	2.8
23	三氯乙烯	2.8
24	1, 2, 3-三氯丙烷	0.5
25	氯乙烯	0.43
26	苯	4
27	氯苯	270
28	1, 2-二氯苯	560
29	1, 4-二氯苯	20
30	乙苯	28
31	苯乙烯	1290
32	甲苯	1200
33	间二甲苯+对二甲苯	570
34	邻二甲苯	640
半挥发性有机物		
35	硝基苯	76
36	苯胺	260
37	2-氯酚	2256
38	苯并[a]蒽	15
39	苯并[a]芘	1.5
40	苯并[b]荧蒽	15
41	苯并[k]荧蒽	151
42	蒽	1293
43	二苯并[a, h]蒽	1.5
44	茚 [1 并, 2, 3-cd]芘	15
45	萘	70
石油烃类		
46	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	4500
注：①具体地块土壤中污染物检测含量超过筛选值，但等于或者低于土壤环境背景值（见 3.6）水平的，不纳入污染地块管理。土壤环境背景值可参见附录 A。		

区域地面工程场站外的农田、荒地、林地、草地等土壤执行《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表 1 筛选值标准，见表 1.5-5。

表 1.5-5 《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》表 1 筛选值

序号	污染物名称	单位	风险筛选值 (pH>7.5)
1	Cu≤	mg/kg	100
2	Zn≤	mg/kg	300

序号	污染物名称	单位	风险筛选值 (pH>7.5)
3	As≤	mg/kg	25
4	Ni≤	mg/kg	190
5	Pb≤	mg/kg	170
6	Cd≤	mg/kg	0.6
7	Cr≤	mg/kg	250
8	Hg≤	mg/kg	3.4

1.5.2 污染物排放标准

1.5.2.1 废气

《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)中表 1 和表 2 大气污染物排放浓度限值。2014 年 7 月之前的井场加热炉执行《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表 1 大气污染物排放浓度限值;2014 年 7 月之前井场加热炉执行《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表 2 新建锅炉大气污染物排放浓度限值。非甲烷总烃无组织排放执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准(GB39728—2020)》中厂界标准;H₂S 无组织排放执行《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)中新建项目二级标准。具体标准值如表 1.5-6。

表 1.5-6 大气污染物排放标准

污染物	最高允许排放浓度 (mg/m ³) (表 2)	最高允许排放浓度 (mg/m ³) (表 1)	标准来源
NO _x	200	400	《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)
SO ₂	50	100	
烟尘	20	30	
非甲烷总烃	4.0 (厂界外)		《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准(GB39728—2020)》
H ₂ S	0.06		《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)中新建项目二级标准

1.5.2.2 废水

(1) 生产废水

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

主要的生产废水为采出水，小部分在西达里亚集输站处理，大部分依托塔河油田一号联合站处理后，直接回注单井或者通过增压站回注到单井。回注水执行《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）其注入层平均空气渗透率 $>1.5\mu\text{m}^2$ 评价标准，标准值见表 1.5-7。

表 1.5-7 《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）

注入层平均空气渗透率, μm^2		≤ 0.01	$>0.01-\leq 0.05$	$>0.05-\leq 0.5$	$>0.5-\leq 1.5$	> 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/a	≤ 0.076				
	SRB, 个/ML	≤ 10	≤ 10	≤ 25	≤ 25	≤ 25
	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	$n \times 10^2$	$n \times 10^2$	$n \times 10^3$	$n \times 10^4$	$n \times 10^4$

(2) 生活污水

12 区内的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，根据环评批复要求，处理后污水达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）表 4 中二级标准限值要求，用于站区绿化。2019 年 10 月 24 日，新疆维吾尔自治区生态环境厅、新疆维吾尔自治区市场监督管理局联合发布了《农村生活污水处理排放标准》（DB 65 4275-2019），准自 2019 年 11 月 15 日起实施。该标准适用于城镇建成区以外的 $500\text{m}^3/\text{d}$ （不含）以下规模的农村生活污水处理设施的水污染物排放。边远矿山、远离城镇的公路、铁路服务区、收费站、变电站、管道和输变电路配套生活设施的 $500\text{m}^3/\text{d}$ （不含）以下规模的生活污水处理设施，经有审批权的生态环境部门批准后，可按照该标准执行。油田生活基地生活污水处理设施属于远离城镇的配套生活设施 $500\text{m}^3/\text{d}$ （不含）以下规模的生活污水处理设施，适用于此标准。本次后评价建议油田生活基地执行《农村生活污水处理排放标准》（DB654275-2019）B 级标准，出水用于生态林、荒漠的灌溉。具体标准值见表 1.5.8。

表 1.5-8 基本控制项目允许排放浓度

序号	标准 监测项目	《污水综合排放标准》 (GB8978—1996)二级标准 限值	《农村生活污水处理排放标准》（DB 65 4275-2019）表 2 标准		
			A 级	B 级	C 级

1	pH	6-9	6~9		
2	化学需氧量	150 mg/L	60 mg/L	180 mg/L	200 mg/L
3	氨氮	25 mg/L	/	/	/
4	动植物油	15 mg/L	/	/	/
5	总氮	/	/	/	/
6	总磷	/	/	/	/
7	五日生化需氧量	30 mg/L	/	/	/
8	悬浮物	150 mg/L	30 mg/L	90 mg/L	100 mg/L
9	阴离子表面活性剂	10 mg/L	/	/	/
10	粪大肠菌群	/	40000MPN/L		
11	蛔虫卵个数	/	2 个/L		

1.5.2.3 噪声

施工噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）；生活基地厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准，站场、井场等厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准，噪声限值见表 1.5-9。

表 1.5-9 环境噪声排放标准

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

1.5.2.4 固体废物

根据项目产生的各种固体废物的性质和去向，含油污泥满足《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》（SY/T7301-2016）相关要求及《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环办发〔2018〕20 号）要求；钻井固体废物执行《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）要求。生活垃圾执行《生活垃圾填埋污染控制标准》（GB16889-2008）；一般工业固体废物贮存执行《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599-2001）及其修改单（环保部公告 2013 第 36 号）；危险废物贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其修改单（环境保护部公告 2013 年第 36 号）。

1.5.3 评价标准的变化情况

采油二厂 12 区后评价工作范 12 区的采油（气）井、注水井、地面设施以及污水处理等环保设施，从 2000 年开始勘探、开发，至 2019 年 12 月期间，随着环保管理的日趋严格，早期已完成环境影响评价工作使用的评价标准与本次后评价所采用评价标准变化见表 1.5-10。

表 1.5-10 评价标准变化情况表

序号	标准	已做环评报告采用标准	本次后评价采用标准
1	环境质量标准	2016 年之前执行《环境空气质量标准》（GB 3095-1996）（含修改单）中二级标准；2016 年之后执行《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）中二级标准。	《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）中二级标准及其修改单
2		《地表水环境质量》（GB3838-2002）中 V 类标准	《地表水环境质量》（GB3838-2002）中 III 类标准
3		执行《地下水质量标准》（GB/T14848-93）中 IV 类和 III 类标准，石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III 类执行；	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中 III 类标准，石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III 类执行
4		《土壤环境质量标准》（GB15618-1995）二级标准，石油类最高允许含量选用“六五”国家《土壤环境含量研究》提出的建议标准（300mg/kg）	站场内执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值标准。站外执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值标准；
5		2008 年之执行《城市区域环境噪声标准》（GB3906-93）中的 3 类标准；2008 年之后《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类、3 类标准	《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类标准
6	污染物排放标准	2012 年之前执行《建设施工场界噪声限值》（GB12523-90），2012 年之后执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）；	《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011） 《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准
		2008 年之前执行《工业企业厂界噪声标准》（GB12348-90）中 III 类标准；2008 年之后执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类和 3 类标准	
7		工业炉窑大气污染物排放标准（GB9078-1996）二级标准；	《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中表 1 和表 2 大气污染物排放浓度限值；联合
		2014 年之前执行锅炉大气污染物排放	站、计转站、井场、晒水池厂界外非甲烷总烃

序号	标准	已做环评报告采用标准	本次后评价采用标准
		标准（GB13271-2001）中二类区标准，2014 年之后执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建锅炉大气污染物排放浓度限值；《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）无组织排放浓度限值	无组织排放执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表 2 新污染源无组织排放监控浓度限值；厂界内执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）无组织排放限值要求。
8		生活排放污水执行《污水综合排放标准》（GB8978-1996）中的二级标准	生活排放污水执行《污水综合排放标准》（GB8978-1996）中的二级标准；2019 年 11 月 15 日后，执行《农村生活污水处理排放标准》（DB 65 4275-2019）中表 2 农村生活污水处理设施出水用于生态恢复的污染物排放限值（日均值）。
9		2012 年之前生产废水排放执行《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-94）；2012 年之后生产废水《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准	生产废水《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准
10		-	《油气田钻井固体废弃物综合利用污染物控制要求》（DB65/T3997-2017）相关规定 《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》（SY/T7301-2016）

1.6 环境保护目标

采油二厂 12 区位于新疆维吾尔自治区库车市境内的东南部，12 区占地范围不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园及其他需要特别保护的环境敏感区。除油田公司外，固定集中的人群活动区有喀让古二村和种羊场，评价范围内环境敏感目标变化不大，新增小面积垦荒耕地。主要环境保护目标见表 1.6-1。

表 1.6-1 环境保护目标一览表

环境要素	环境保护目标	工程敏感目标的关系	环境功能区划	保护级别	敏感点环境保护要求
环境空气	喀让古二村	油区内	二类功能区	《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 二级标准	不改变区域环境空气功能
	四号联生活基地	油区内			
	二、三队生活基地	油区内			
	种羊场	油区内			
生态环境	新疆库车龟兹国家沙漠公园	11口井位于沙漠公园内	沙漠公园	国家沙漠公园	防沙治沙, 保护和恢复沙漠植被
	保护植物	区内	塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区	肉苁蓉、膜果麻黄、胀果甘草等自治区 I 级保护植物	不改变生态功能
	保护动物	区内		塔里木兔、雉鸡等国家和自治区级保护动物	
	垦荒耕地	区内		一般耕地, 非基本农田	
社会环境	耕地、灌木林地	占用耕地、草地、灌木林地	III类功能区	《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 中的III类标准	减少占地, 办理相关补偿手续
水环境	英达利亚河	集输管线穿越	III类功能区	《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 中的III类标准	《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 中的III类标准
	库车河	集输管线穿越	III类功能区	《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 中的III类标准	《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 中的III类标准
	深层承压水、和浅层地下水	区内及周边	III类功能区	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准	不对评价区域地下水水质产生污染影响

环境要素	环境保护目标	工程敏感目标的关系	环境功能区划	保护级别	敏感点环境保护要求
	(油田供水井(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15口承压水井))	12区范围内	III类功能区	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准	不对供水井地下水水质产生污染影响。
声环境	种羊场	油区内	2类声功能区	《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2类标准	不改变声环境功能区
	二、三队生活基地	油区内			
	四号联生活基地	油区内			

1.7 工作程序

本次环境影响后评价工作分为三个阶段，即前期准备阶段，调查分析与评价阶段，报告编制阶段。

(1)前期准备阶段

天合公司接受环评委托后，即组织技术人员进行了环境现状初步调查和资料收集，结合有关规划和当地环境特征，按国家和自治区环境保护法律法规、规范、标准的要求，开展本次环境影响后评价工作。

收集现行环境保护法律法规及政策标准、环评文件、竣工环保验收(或调查)、相关工程设计等相关文件，项目日常运行过程中的环境监测、环境管理相关资料，在充分研读的基础上，开展现场踏勘，对项目建设情况、环保设施建设及运行情况、周边环境变化情况等实地调查和验证，确定评价范围、评价时段、评价重点、评价方法、敏感点和环境保护目标等。

(2)调查分析与评价阶段

在第一阶段的基础上，做进一步的工程评价，进行充分的环境现状调查，并采用相应的标准和方法，开展现状监测，进行建设工程回顾和工程评价，环境质量评价，分析验证环境影响评价预测的正确性，对环保措施的有效性进行评价，识别项目运行过程中存在的环境问题，提出改进措施及建议。

(3)环境影响评价文件编制阶段

汇总、分析调查分析与评价阶段工作所得的各种资料、数据，根据工程的环境影响、法律法规和标准等的要求，提出环境保护补救方案和改进措施。从环境保护的角度，针对项目特点与区域环境特征以及已产生的环境影响，给出后评价结论和提出进一步开展环境影响后评价工作的建议，并最终完成环境影响后评价报告书编制。环境影响后评价的工作程序见图 1.7-1。

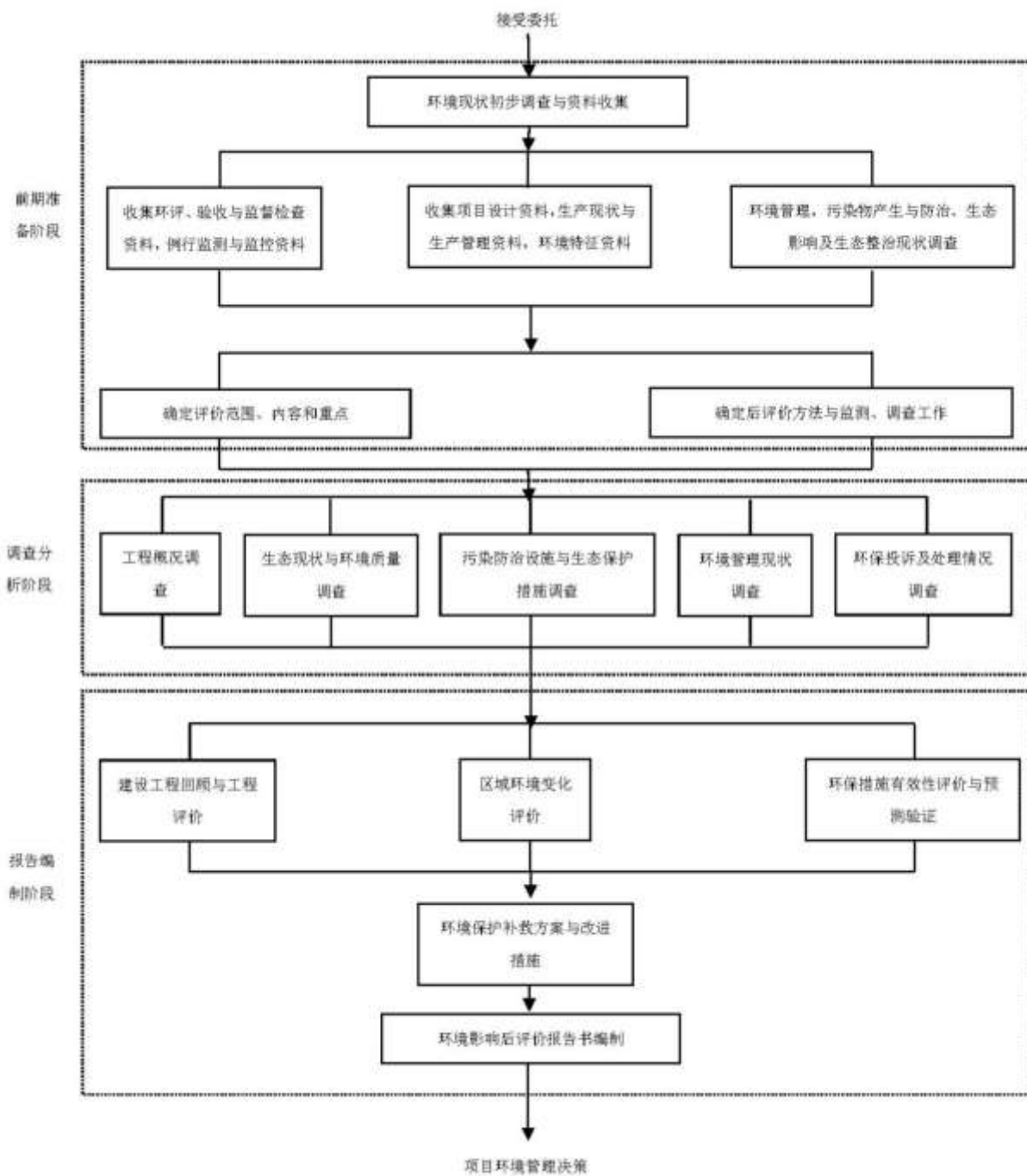


图 1.7-1 建设项目环境影响后评价工作程序图

2.后评价建设项目工程评价

2.1 区块勘探开发情况

塔河油田 12 区坐标范围***。

2.1.1 后评价项目总体概况

项目名称：西北油田分公司塔河油田 12 区环境影响后评价（2000~2019 年）

建设单位：西北油田分公司采油二厂。

评价范围：在塔河油田开采权范围内，隶属于采油二厂管辖。根据 2020 年 9 月开展的现场调查工作结合收集到的资料，本次后评价主要工程包括四号联合站 1 座、计转站 17 座、中间热泵站 1 座、卸油站 1 座、油气水井 505 口（油气生产井 457 口，注水井 27 口，长停井 10 口，封井 11 口）及附属配套设施（供水首站 1 座、供水井 15 口、注水增压点 12 座、生活基地 3 座及配套生活污水处理设施等），油田集输管网（共计 4562km，其中集输管线 4183km、注水管线 121km、外输油管线 190km、外输气管线 68km）等。后评价项目现有工程组成一览表见表 2.1-1。

评价时段：2000 年~2019 年。

建设地点：12 区位于新疆维吾尔自治区库车市境内的东南部，坐标范围***。地理位置图见图 2.1-1，平面布局图见图 2.1-2。

表 2.1-1 后评价项目现有工程组成一览表

序号	工程内容		单位	数量	情况简介		
1	主体工程	油气集输工程	井场及其他配套集输工程	采油井	座	457	库车市
			注水井	座	27	库车市	
			封井	座	11	库车市	
			长停井	座	10	库车市	
			计转站、卸油站等	座	18	12-1~12-15 计转站、TH12516 混输泵站、AD20 计转站、TH12330 卸油站	
			热泵站	座	1	12 区中间热泵站	
		各类管线输油、输气、注水管线	Km	4562	集输管线 4183km、注水管线 121km、外输油管线 190km、外输气管线 68km		
油气处理工程	油气处理	四号联合站	座	1	2013 年建成，主要负责 10 区、12 区部分站库原油的集输和处理。四号联合站设计原油处理规模 260×10 ⁴ t/a，混合液处理规模 400×10 ⁴ t/a，污水处理规模 4000m ³ /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。伴生气通过压缩机增压后外输至二号联轻烃站进行脱硫和轻烃回收。		
2	环保工程	污水处理	工业废水	四号联合站采出水处理系统	套	1	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，处理达标后全部回注。
			生活污水	四号联合站生产区生活污水处理系统	套	1	为地理式生活污水处理设施，采用预处理+RAAO+消毒+过滤工艺。设计及实际处理规模为 48m ³ /d。
				四号联合站生活区生活污水处理系统	套	1	为地理式生活污水处理设施，采用预处理+RAAO+消毒+过滤工艺。设计及实际处理规模为 24 ³ /d。
				二、三队生活基地生活污水处理系统	座	1	为地理式生活污水处理设施，采用预处理+RAAO+消毒+过滤工艺。设计及实际处理规模为 48m ³ /d。
		废气	天然气放空	火炬设施	座	12	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
3	配套工程	供水	生产、生活用水	油服中心供水首站	座	1	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末站拉水，通过气压供水装置向站内各个用水点供水。 注水水源：处理达标的采出水。
			回注用	注水增压站	座	12	供水水源为采油二厂处理后的采出水，不足用水由

序号	工程内容			单位	数量	情况简介	
		水				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。	
	供热	生产、生活供热	燃气加热炉(生产)	台	434	四号联合站、各站场加热炉，井场加热炉，中间加热炉等。	
			燃气加热炉(生活)	台	6	生活基地加热炉。	
	供电	变电站	变电站	座	3	国家电网供电，12 区目前建有 35kV 变电所 2 座，110kV 变电站 1 座	
	生活基地			座	3	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	
5	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 万 m ³ ，有 4 套 5 项分离装置；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 万吨/a）和阿克苏塔河环保工程有限公司（规模 15 万吨/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					位于库车市，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
		塔河油田新建危废填埋场					2018 年 11 月投产，设计规模为 5×10 ⁴ m ³ ，主要填埋物为随钻泥饼，后续计划暂存还原土。填埋单元的作业方法以机械摊铺为主，并辅以人工作业。
		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。
		雅克拉装车末站					位于雅克拉火车站以西 2km，雅克拉基地东北 5km，314 国道北侧，装车能力 80×10 ⁴ t/a，转输能力 220×10 ⁴ t/a。
		雅克拉集气处理站					位于雅克拉-大涝坝气田，设计处理能力 260×10 ⁴ m ³ /d，目前处理量 240×10 ⁴ m ³ /d；凝析油处理量 17×10 ⁴ t/a。

图 2.1-1 塔河油田 12 区地理位置示意图

图 2.1-2 塔河油田 12 区平面布局图

2.1.2 区域勘探开发情况

西北油田分公司塔河采油二厂（以下简称“采油二厂”）位于新疆维吾尔自治区库车市境内。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，管辖塔河六区、七区、十区北、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 2019 年 12 月底，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）七次大规模开

发建设、“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 2019 年 12 月底，塔河油田 12 区奥陶系油藏总井数 505 口（油气生产井 457 口，注水井 27 口，长停井 10 口，封井 11 口），2019 年，产油 183.9 万 t、产气 5586.5 万 m³。

2.1.3 油气资源概况及产能现状

2.1.3.1 油气资源概况

塔河油田 12 区奥陶系油藏储层是以碳酸岩盐溶蚀孔、洞、缝为主要储集空间。油藏驱动能量主要以弹性驱及弹性水压驱动为主。原油为高粘度、含蜡、高含硫的超重质原油。

（1）原油物性

原油密度介于 0.9543~1.0565g/cm³，平均 1.017g/cm³，属于超重质原油；原油动力粘度很大，如 AD4 井在 90°C 测试为 45000mPa.s，流动性能极差；凝固点介于 8~60°C，平均在 32°C，说明该区油质重质组份含量高，说明由于在油气运移过程中还受到某种程度的水洗作用导致该区原油重质组份含量高；平均含硫 2.6%，平均含蜡量为 5.9%；含盐量介于 531~55149mg/L，平均 18794mg/L。总体而言，该区原油为高粘度、含蜡、高含硫的超重质原油。工区原油性质在平面上呈北高南低趋势。

（2）伴生气物性

塔河油田 12 区奥陶系油藏属超重质油区，产气量少且采集化验分析干扰因素多。因此，通过筛选仅保留了 4 口井相对合格的天然气化验数据（见表 3.2-2）。天然气甲烷含量在 60.08%~71.63% 之间，平均 66%，相对密度在 0.716~0.799g/cm³ 之间，平均 0.754g/cm³，重烃含量平均 17.49%，干燥系数为 4.43。天然气总体特征是甲烷含量低、重烃（C₂₊）含量高。根据 12 区已有的 65 口井检测到 H₂S，平均 H₂S 浓度介于 1545—262468mg/m³，平均为 56151mg/m³，从 H₂S 含量的平面分布来看，12 区西南部 AD4—AD7 井区及 TH12403 井区，硫化氢浓度最高，一般都在 10×10⁴mg/m³ 以上，最高的是 AD11 井 H₂S 浓度高达 262468mg/m³；中部 H₂S 浓度稍低一些，但也达到 2-7×10⁴mg/m³ 以上，最高的是 TH12330 井 H₂S 浓度为 70294mg/m³；东部 H₂S 浓度相对较低，如 TH12107 井

H₂S 浓度只有为 1545mg/m³，总体上，工区西部硫化氢浓度较高，中部浓度次之，东部浓度最低。

(3) 掺稀油物性

10 区、12 区奥陶系油藏掺稀所需的稀油来自一号联和三号联，稀油的原油物性：原油密度 0.8988g/cm³、粘度 21.7 m²/s (30°C)。

(4) 油田采出水物性

目前 12 区平均地层水密度为 1.141g/cm³，pH 值为 6.3；总矿化度为 218033mg/L，Cl⁻为 133522mg/L。为 CaCl₂ 型水，属封闭环境下的高矿化度地层水。

(5) 伴生气物性

12 区油藏伴生气量较小。油区西部浓度较高，中部浓度次之，东部浓度最低，伴生气中 H₂S 浓度较高。

2.1.3.2 产能现状

12 区 2017 年~2019 年实际产油、产气、注水情况见表 2.1-2。

根据历年区块环评报告书的产能统计结果，环评批复的产能规模为*万 t/a，2019 产油*万 t，现状产能远远小于环评中批复的产能。

表 2.1-2 12 区 2017 年~2019 年产量数据表

年度	2017	2018	2019
油 (10 ⁴ t)	*	*	*
气 (10 ⁴ m ³)	*	*	*
水 (10 ⁴ m ³)	*	*	*
注水 (10 ⁴ m ³)	*	*	*

2.1.4 地面工程建设现状

采油二厂主要生产内容为稠油开采，生产工艺包括采油系统、油气处理系统、生产辅助三部分。

采油系统主要是掺稀油开采工艺，油井采出液从井下提升到地面后，与通过管线泵输至井口的稀油混合，通过管线输送至接转站，在接转站气液分离处理后，进入油气处理系统。

在油气处理系统主要是对采出液和采出气的处理。接转站气液分离出的天然气进入轻烃站，在轻烃站进一步分离，分离出天然气、轻烃、液化气；接转站

分离出的采出液管输送至联合站；部分集输管线不完善的偏远井，采出液先进入高架罐中，定期通过罐车拉运至卸油站，通过卸油站泵输至联合站。采出液进入联合站后进行油气水三相分离，分离出的油输往外输油站，分离出的污水经处理后输往注水站回注，分离出的天然气外输。各站检修或事故状态下放空的天燃气通过火炬燃烧。

根据 2020 年 10 月开展的现场调查工作结合收集到的资料，截止 2019 年底，12 区内有联合站 1 座（四号联合站），计转站 17 座、中间热泵站 1 座、卸油站 1 座、油气水井 505 口（油气生产井 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 座、污水处理设施等）、油田内部集输管网 4562km 等。12 区现有地面工程设施情况一览表见表 2.1-3 和 2.1-4。

2.1.4.1 单井站

（1）油气生产井

12 区共有采油井 457 口，具体见表 2.1-3。

表 2.1-3 12 区生产井一览表（457 口）

序号	井号	开钻时间	完钻时间	管线进站情况	井别	所属行政区域
1	AD11CH2	*	*	*	采油井	库车市
2	AD7	*	*	*	采油井	库车市
3	TH12103	*	*	*	采油井	库车市
4	TH12110	*	*	*	采油井	库车市
5	TH121101	*	*	*	采油井	库车市
6	TH121102	*	*	*	采油井	库车市
7	TH121122	*	*	*	采油井	库车市
8	TH12112CH	*	*	*	采油井	库车市
9	TH121138	*	*	*	采油井	库车市
10	TH121140	*	*	*	采油井	库车市
11	TH12118	*	*	*	采油井	库车市
12	TH12148	*	*	*	采油井	库车市
13	TH12158X	*	*	*	采油井	库车市
14	TH12171CH	*	*	*	采油井	库车市
15	TH12172X	*	*	*	采油井	库车市
16	TH12176	*	*	*	采油井	库车市
17	TH12180	*	*	*	采油井	库车市
18	TH12186	*	*	*	采油井	库车市
19	TH12182CH	*	*	*	采油井	库车市

序号	井号	开钻时间	完钻时间	管线进站情况	井别	所属行政区域
20	TH12258	*	*	*	采油井	库车市
21	TH12196	*	*	*	采油井	库车市
22	TH12218	*	*	*	采油井	库车市
23	TH12247	*	*	*	采油井	库车市
24	TH12248	*	*	*	采油井	库车市
25	TH12173	*	*	*	采油井	库车市
26	TH123108	*	*	*	采油井	库车市
27	TH123116	*	*	*	采油井	库车市
28	TH12314	*	*	*	采油井	库车市
29	TH12340	*	*	*	采油井	库车市
30	TH12386	*	*	*	采油井	库车市
31	TH12396	*	*	*	采油井	库车市
32	TH12415	*	*	*	采油井	库车市
33	TH12423	*	*	*	采油井	库车市
34	TH12429CX	*	*	*	采油井	库车市
35	TH12434H	*	*	*	采油井	库车市
36	TH12456	*	*	*	采油井	库车市
37	TH12184	*	*	*	采油井	库车市
38	TH12524CH	*	*	*	采油井	库车市
39	TH12541	*	*	*	采油井	库车市
40	TH12549H	*	*	*	采油井	库车市
41	TH12552	*	*	*	采油井	库车市
42	TH12566X	*	*	*	采油井	库车市
43	AD16	*	*	*	采油井	库车市
44	AD19	*	*	*	采油井	库车市
45	AD22	*	*	*	采油井	库车市
46	TH12188	*	*	*	采油井	库车市
47	AD4	*	*	*	采油井	库车市
48	AD6CH	*	*	*	采油井	库车市
49	AD9CH	*	*	*	采油井	库车市
50	S85CX	*	*	*	采油井	库车市
51	S94CH	*	*	*	采油井	库车市
52	TH12101	*	*	*	采油井	库车市
53	TH12102	*	*	*	采油井	库车市
54	TH12107	*	*	*	采油井	库车市
55	TH121100	*	*	*	采油井	库车市
56	TH121103	*	*	*	采油井	库车市
57	TH121104	*	*	*	采油井	库车市
58	TH121105	*	*	*	采油井	库车市
59	TH121107	*	*	*	采油井	库车市
60	TH121109X	*	*	*	采油井	库车市
61	TH12111	*	*	*	采油井	库车市

序号	井号	开钻时间	完钻时间	管线进站情况	井别	所属行政区域
62	TH121110	*	*	*	采油井	库车市
63	TH121112CH	*	*	*	采油井	库车市
64	TH121113	*	*	*	采油井	库车市
65	TH121114	*	*	*	采油井	库车市
66	TH121115	*	*	*	采油井	库车市
67	TH121116	*	*	*	采油井	库车市
68	TH121117	*	*	*	采油井	库车市
69	TH121118CH	*	*	*	采油井	库车市
70	TH121119H	*	*	*	采油井	库车市
71	TH121120	*	*	*	采油井	库车市
72	TH121121	*	*	*	采油井	库车市
73	TH121123	*	*	*	采油井	库车市
74	TH121124	*	*	*	采油井	库车市
75	TH121127	*	*	*	采油井	库车市
76	TH121128	*	*	*	采油井	库车市
77	TH12113	*	*	*	采油井	库车市
78	TH121130	*	*	*	采油井	库车市
79	TH121133	*	*	*	采油井	库车市
80	TH12252	*	*	*	采油井	库车市
81	TH121139X	*	*	*	采油井	库车市
82	TH121141	*	*	*	采油井	库车市
83	TH12114H	*	*	*	采油井	库车市
84	TH12116	*	*	*	采油井	库车市
85	TH12117	*	*	*	采油井	库车市
86	TH12121	*	*	*	采油井	库车市
87	TH12122	*	*	*	采油井	库车市
88	TH12123	*	*	*	采油井	库车市
89	TH12124CH	*	*	*	采油井	库车市
90	TH12125H	*	*	*	采油井	库车市
91	TH12126	*	*	*	采油井	库车市
92	TH12127	*	*	*	采油井	库车市
93	TH12128	*	*	*	采油井	库车市
94	TH12129CH	*	*	*	采油井	库车市
95	TH12132	*	*	*	采油井	库车市
96	TH12134CX2	*	*	*	采油井	库车市
97	TH12135CH	*	*	*	采油井	库车市
98	TH12137	*	*	*	采油井	库车市
99	TH12139	*	*	*	采油井	库车市
100	TH12140	*	*	*	采油井	库车市
101	TH12141	*	*	*	采油井	库车市
102	TH12142	*	*	*	采油井	库车市
103	TH12143	*	*	*	采油井	库车市

序号	井号	开钻时间	完钻时间	管线进站情况	井别	所属行政区域
104	TH12145	*	*	*	采油井	库车市
105	TH12147	*	*	*	采油井	库车市
106	TH12150	*	*	*	采油井	库车市
107	TH12151	*	*	*	采油井	库车市
108	TH12154	*	*	*	采油井	库车市
109	TH12159	*	*	*	采油井	库车市
110	TH12161	*	*	*	采油井	库车市
111	TH12162X	*	*	*	采油井	库车市
112	TH12163	*	*	*	采油井	库车市
113	TH12164	*	*	*	采油井	库车市
114	TH12165	*	*	*	采油井	库车市
115	TH12166	*	*	*	采油井	库车市
116	TH12167	*	*	*	采油井	库车市
117	TH12168H	*	*	*	采油井	库车市
118	TH12169	*	*	*	采油井	库车市
119	TH12253X	*	*	*	采油井	库车市
120	TH12178	*	*	*	采油井	库车市
121	TH12254	*	*	*	采油井	库车市
122	TH12256	*	*	*	采油井	库车市
123	TH12189	*	*	*	采油井	库车市
124	TH12190	*	*	*	采油井	库车市
125	TH12191	*	*	*	采油井	库车市
126	TH12192	*	*	*	采油井	库车市
127	TH12195	*	*	*	采油井	库车市
128	TH12197	*	*	*	采油井	库车市
129	TH12198	*	*	*	采油井	库车市
130	TH12199	*	*	*	采油井	库车市
131	TH12201	*	*	*	采油井	库车市
132	TH12202	*	*	*	采油井	库车市
133	TH12207	*	*	*	采油井	库车市
134	TH12209CH	*	*	*	采油井	库车市
135	TH12210	*	*	*	采油井	库车市
136	TH12211	*	*	*	采油井	库车市
137	TH12215	*	*	*	采油井	库车市
138	TH12216	*	*	*	采油井	库车市
139	TH12217	*	*	*	采油井	库车市
140	TH12221	*	*	*	采油井	库车市
141	TH12227H	*	*	*	采油井	库车市
142	TH12229	*	*	*	采油井	库车市
143	TH12230	*	*	*	采油井	库车市
144	TH12231	*	*	*	采油井	库车市
145	TH12233	*	*	*	采油井	库车市

序号	井号	开钻时间	完钻时间	管线进站情况	井别	所属行政区域
146	TH12234	*	*	*	采油井	库车市
147	TH12235	*	*	*	采油井	库车市
148	TH12237	*	*	*	采油井	库车市
149	TH12238	*	*	*	采油井	库车市
150	TH12239CH	*	*	*	采油井	库车市
151	TH12241X	*	*	*	采油井	库车市
152	TH12243	*	*	*	采油井	库车市
153	TH12244	*	*	*	采油井	库车市
154	TH12245	*	*	*	采油井	库车市
155	TH12250	*	*	*	采油井	库车市
156	TH12259	*	*	*	采油井	库车市
157	TH12261	*	*	*	采油井	库车市
158	TH12361	*	*	*	采油井	库车市
159	TH12364	*	*	*	采油井	库车市
160	TH12257	*	*	*	采油井	库车市
161	TH12367X	*	*	*	采油井	库车市
162	TH12436	*	*	*	采油井	库车市
163	TH12263	*	*	*	采油井	库车市
164	TH12266X	*	*	*	采油井	库车市
165	TH12269	*	*	*	采油井	库车市
166	TH12271	*	*	*	采油井	库车市
167	TH12272	*	*	*	采油井	库车市
168	TH12273	*	*	*	采油井	库车市
169	TH12275X	*	*	*	采油井	库车市
170	TH12277	*	*	*	采油井	库车市
171	TH12278	*	*	*	采油井	库车市
172	TH12279	*	*	*	采油井	库车市
173	TH12281H	*	*	*	采油井	库车市
174	TH12301CH	*	*	*	采油井	库车市
175	TH12303	*	*	*	采油井	库车市
176	TH12304X	*	*	*	采油井	库车市
177	TH12305	*	*	*	采油井	库车市
178	TH12306	*	*	*	采油井	库车市
179	TH12307	*	*	*	采油井	库车市
180	TH12310	*	*	*	采油井	库车市
181	TH12527	*	*	*	采油井	库车市
182	TH12528	*	*	*	采油井	库车市
183	TH123107	*	*	*	采油井	库车市
184	TH123109X	*	*	*	采油井	库车市
185	TH123110	*	*	*	采油井	库车市
186	TH123112X	*	*	*	采油井	库车市
187	TH123113X	*	*	*	采油井	库车市

序号	井号	开钻时间	完钻时间	管线进站情况	井别	所属行政区域
188	TH123114	*	*	*	采油井	库车市
189	TH123118	*	*	*	采油井	库车市
190	TH123119H	*	*	*	采油井	库车市
191	TH123120	*	*	*	采油井	库车市
192	TH12312CH	*	*	*	采油井	库车市
193	TH12313CH2	*	*	*	采油井	库车市
194	TH12185	*	*	*	采油井	库车市
195	TH12249	*	*	*	采油井	库车市
196	TH12251	*	*	*	采油井	库车市
197	TH12255	*	*	*	采油井	库车市
198	TH12321	*	*	*	采油井	库车市
199	TH12323CH	*	*	*	采油井	库车市
200	TH12324 加	*	*	*	采油井	库车市
201	TH12329	*	*	*	采油井	库车市
202	TH12330	*	*	*	采油井	库车市
203	TH12333	*	*	*	采油井	库车市
204	TH12334	*	*	*	采油井	库车市
205	TH12337	*	*	*	采油井	库车市
206	TH12338	*	*	*	采油井	库车市
207	TH12339	*	*	*	采油井	库车市
208	TH12345	*	*	*	采油井	库车市
209	TH12348	*	*	*	采油井	库车市
210	TH12349	*	*	*	采油井	库车市
211	TH12260	*	*	*	采油井	库车市
212	TH12353	*	*	*	采油井	库车市
213	TH12355	*	*	*	采油井	库车市
214	TH12358	*	*	*	采油井	库车市
215	TH12359	*	*	*	采油井	库车市
216	TH12360CH	*	*	*	采油井	库车市
217	TH12370	*	*	*	采油井	库车市
218	TH12439	*	*	*	采油井	库车市
219	TH12525	*	*	*	采油井	库车市
220	TH12526	*	*	*	采油井	库车市
221	TH12177CH	*	*	*	采油井	库车市
222	TH12518CH	*	*	*	采油井	库车市
223	TH12372	*	*	*	采油井	库车市
224	AD23CH	*	*	*	采油井	库车市
225	TH12375CX	*	*	*	采油井	库车市
226	TH12376H	*	*	*	采油井	库车市
227	TH12377	*	*	*	采油井	库车市
228	TH12380H	*	*	*	采油井	库车市
229	TH12381H	*	*	*	采油井	库车市

序号	井号	开钻时间	完钻时间	管线进站情况	井别	所属行政区域
230	TH12382	*	*	*	采油井	库车市
231	TH12383H	*	*	*	采油井	库车市
232	TH12384H	*	*	*	采油井	库车市
233	TH12387	*	*	*	采油井	库车市
234	TH12388	*	*	*	采油井	库车市
235	TH12389CH	*	*	*	采油井	库车市
236	TH12390	*	*	*	采油井	库车市
237	TH12392	*	*	*	采油井	库车市
238	TH12393X	*	*	*	采油井	库车市
239	TH121136	*	*	*	采油井	库车市
240	TH123100X	*	*	*	采油井	库车市
241	TH12401	*	*	*	采油井	库车市
242	TH12402	*	*	*	采油井	库车市
243	TH12403	*	*	*	采油井	库车市
244	TH12408	*	*	*	采油井	库车市
245	TH12409CX	*	*	*	采油井	库车市
246	TH12416	*	*	*	采油井	库车市
247	TH12417	*	*	*	采油井	库车市
248	TH12419CX	*	*	*	采油井	库车市
249	TH12420	*	*	*	采油井	库车市
250	TH12422	*	*	*	采油井	库车市
251	TH12424CH	*	*	*	采油井	库车市
252	TH12426	*	*	*	采油井	库车市
253	TH12427	*	*	*	采油井	库车市
254	TH12428	*	*	*	采油井	库车市
255	TH12430	*	*	*	采油井	库车市
256	TH12431	*	*	*	采油井	库车市
257	TH123103X	*	*	*	采油井	库车市
258	TH12315CH	*	*	*	采油井	库车市
259	TH12442	*	*	*	采油井	库车市
260	TH12444	*	*	*	采油井	库车市
261	TH12445	*	*	*	采油井	库车市
262	TH12446	*	*	*	采油井	库车市
263	TH12447X	*	*	*	采油井	库车市
264	TH12450	*	*	*	采油井	库车市
265	TH12452	*	*	*	采油井	库车市
266	TH12453	*	*	*	采油井	库车市
267	TH12454	*	*	*	采油井	库车市
268	TH12501	*	*	*	采油井	库车市
269	TH12504	*	*	*	采油井	库车市
270	TH12508	*	*	*	采油井	库车市
271	TH12509	*	*	*	采油井	库车市

序号	井号	开钻时间	完钻时间	管线进站情况	井别	所属行政区域
272	TH12510	*	*	*	采油井	库车市
273	TH12511	*	*	*	采油井	库车市
274	TH12513CH2	*	*	*	采油井	库车市
275	TH12516X	*	*	*	采油井	库车市
276	TH12523	*	*	*	采油井	库车市
277	TH12317CH	*	*	*	采油井	库车市
278	TH12318CH	*	*	*	采油井	库车市
279	TH12530	*	*	*	采油井	库车市
280	TH12531X	*	*	*	采油井	库车市
281	TH12532	*	*	*	采油井	库车市
282	TH12536X	*	*	*	采油井	库车市
283	TH12537X	*	*	*	采油井	库车市
284	TH12539	*	*	*	采油井	库车市
285	TH12540	*	*	*	采油井	库车市
286	TH12543	*	*	*	采油井	库车市
287	TH12544	*	*	*	采油井	库车市
288	TH12545	*	*	*	采油井	库车市
289	TH12546	*	*	*	采油井	库车市
290	TH12554	*	*	*	采油井	库车市
291	TH12556H	*	*	*	采油井	库车市
292	TH12558H	*	*	*	采油井	库车市
293	TH12559	*	*	*	采油井	库车市
294	TH12560X	*	*	*	采油井	库车市
295	TH12319CH	*	*	*	采油井	库车市
296	TH12564H	*	*	*	采油井	库车市
297	TH12565	*	*	*	采油井	库车市
298	TH12567X	*	*	*	采油井	库车市
299	TS3-3CH	*	*	*	采油井	库车市
300	TH12133	*	*	*	采油井	库车市
301	TH12455X	*	*	*	采油井	库车市
302	TH12418CH	*	*	*	采油井	库车市
303	TH12410CH	*	*	*	采油井	库车市
304	TH12507CH	*	*	*	采油井	库车市
305	TH12405	*	*	*	采油井	库车市
306	TH12379	*	*	*	采油井	库车市
307	AD10CH2	*	*	*	采油井	库车市
308	AD12CH	*	*	*	采油井	库车市
309	AD14	*	*	*	采油井	库车市
310	AD15	*	*	*	采油井	库车市
311	AD17	*	*	*	采油井	库车市
312	AD2	*	*	*	采油井	库车市
313	AD20	*	*	*	采油井	库车市

序号	井号	开钻时间	完钻时间	管线进站情况	井别	所属行政区域
314	AD24CH	*	*	*	采油井	库车市
315	AD26	*	*	*	采油井	库车市
316	AD28	*	*	*	采油井	库车市
317	TH12351CH	*	*	*	采油井	库车市
318	AD8CH2	*	*	*	采油井	库车市
319	S104CX	*	*	*	采油井	库车市
320	TH12104	*	*	*	采油井	库车市
321	TH12105CH	*	*	*	采油井	库车市
322	TH121106	*	*	*	采油井	库车市
323	TH121108	*	*	*	采油井	库车市
324	TH121129	*	*	*	采油井	库车市
325	TH121131	*	*	*	采油井	库车市
326	TH121132	*	*	*	采油井	库车市
327	TH121134	*	*	*	采油井	库车市
328	TH121135	*	*	*	采油井	库车市
329	TH121137	*	*	*	采油井	库车市
330	TH12362CH	*	*	*	采油井	库车市
331	TH12119CH	*	*	*	采油井	库车市
332	TH12120	*	*	*	采油井	库车市
333	TH12130	*	*	*	采油井	库车市
334	TH12131	*	*	*	采油井	库车市
335	TH12138 加	*	*	*	采油井	库车市
336	TH12144	*	*	*	采油井	库车市
337	TH12152	*	*	*	采油井	库车市
338	TH12153	*	*	*	采油井	库车市
339	TH12155X	*	*	*	采油井	库车市
340	TH12160	*	*	*	采油井	库车市
341	TH12366CH	*	*	*	采油井	库车市
342	TH12179CH	*	*	*	采油井	库车市
343	TH12181CH	*	*	*	采油井	库车市
344	TH12183CH	*	*	*	采油井	库车市
345	TH12369CH	*	*	*	采油井	库车市
346	TH12193X	*	*	*	采油井	库车市
347	TH12194	*	*	*	采油井	库车市
348	TH12204	*	*	*	采油井	库车市
349	TH12205 加	*	*	*	采油井	库车市
350	TH12208	*	*	*	采油井	库车市
351	TH12213CH	*	*	*	采油井	库车市
352	TH12214	*	*	*	采油井	库车市
353	TH12220	*	*	*	采油井	库车市
354	TH12223	*	*	*	采油井	库车市
355	TH12224CH	*	*	*	采油井	库车市

序号	井号	开钻时间	完钻时间	管线进站情况	井别	所属行政区域
356	TH12225CX	*	*	*	采油井	库车市
357	TH12226	*	*	*	采油井	库车市
358	TH12228	*	*	*	采油井	库车市
359	TH12232	*	*	*	采油井	库车市
360	TH12236	*	*	*	采油井	库车市
361	TH12240H	*	*	*	采油井	库车市
362	TH12242	*	*	*	采油井	库车市
363	TH12246	*	*	*	采油井	库车市
364	TH12374CX	*	*	*	采油井	库车市
365	TH12398	*	*	*	采油井	库车市
366	TH12399	*	*	*	采油井	库车市
367	TH12433CH	*	*	*	采油井	库车市
368	TH12262	*	*	*	采油井	库车市
369	TH12264	*	*	*	采油井	库车市
370	TH12265	*	*	*	采油井	库车市
371	TH12267	*	*	*	采油井	库车市
372	TH12270	*	*	*	采油井	库车市
373	TH12274	*	*	*	采油井	库车市
374	TH12302CX2	*	*	*	采油井	库车市
375	TH12308CH2	*	*	*	采油井	库车市
376	TH12562H	*	*	*	采油井	库车市
377	AD3CH	*	*	*	采油井	库车市
378	TH12115CH	*	*	*	采油井	库车市
379	TH123104	*	*	*	采油井	库车市
380	TH123106X	*	*	*	采油井	库车市
381	TH123111	*	*	*	采油井	库车市
382	TH123115X	*	*	*	采油井	库车市
383	TH123117	*	*	*	采油井	库车市
384	TH12311 加	*	*	*	采油井	库车市
385	TH123121	*	*	*	采油井	库车市
386	TH12322	*	*	*	采油井	库车市
387	TH12325	*	*	*	采油井	库车市
388	TH12327	*	*	*	采油井	库车市
389	TH12170CH	*	*	*	采油井	库车市
390	TH12331	*	*	*	采油井	库车市
391	TH12332	*	*	*	采油井	库车市
392	TH12341	*	*	*	采油井	库车市
393	TH12342	*	*	*	采油井	库车市
394	TH12343	*	*	*	采油井	库车市
395	TH12344	*	*	*	采油井	库车市
396	TH12346CH	*	*	*	采油井	库车市
397	TH12347	*	*	*	采油井	库车市

序号	井号	开钻时间	完钻时间	管线进站情况	井别	所属行政区域
398	TH12350	*	*	*	采油井	库车市
399	TH12352	*	*	*	采油井	库车市
400	TH12354X	*	*	*	采油井	库车市
401	TH12356CX2	*	*	*	采油井	库车市
402	TH12357	*	*	*	采油井	库车市
403	TH12363	*	*	*	采油井	库车市
404	TH12365XCX	*	*	*	采油井	库车市
405	TH12368CH	*	*	*	采油井	库车市
406	TH12309CH	*	*	*	采油井	库车市
407	TH123101	*	*	*	采油井	库车市
408	TH12373X	*	*	*	采油井	库车市
409	TH12378	*	*	*	采油井	库车市
410	TH12385H	*	*	*	采油井	库车市
411	TH12394	*	*	*	采油井	库车市
412	TH12395	*	*	*	采油井	库车市
413	TH123102	*	*	*	采油井	库车市
414	TH12406	*	*	*	采油井	库车市
415	TH12407	*	*	*	采油井	库车市
416	TH12411	*	*	*	采油井	库车市
417	TH12412	*	*	*	采油井	库车市
418	TH12421X	*	*	*	采油井	库车市
419	TH12425	*	*	*	采油井	库车市
420	TH12432	*	*	*	采油井	库车市
421	TH12328CH	*	*	*	采油井	库车市
422	TH12371CH	*	*	*	采油井	库车市
423	TH12440X	*	*	*	采油井	库车市
424	TH12441	*	*	*	采油井	库车市
425	TH12443	*	*	*	采油井	库车市
426	TH12448	*	*	*	采油井	库车市
427	TH12451	*	*	*	采油井	库车市
428	TH12503	*	*	*	采油井	库车市
429	TH12505CH	*	*	*	采油井	库车市
430	TH12506	*	*	*	采油井	库车市
431	TH12512	*	*	*	采油井	库车市
432	TH12397	*	*	*	采油井	库车市
433	TH12517	*	*	*	采油井	库车市
434	TH12520X	*	*	*	采油井	库车市
435	TH12521	*	*	*	采油井	库车市
436	TH12522CH	*	*	*	采油井	库车市
437	TH12438X	*	*	*	采油井	库车市
438	TH12514CH	*	*	*	采油井	库车市
439	TH12529	*	*	*	采油井	库车市

序号	井号	开钻时间	完钻时间	管线进站情况	井别	所属行政区域
440	TH12533	*	*	*	采油井	库车市
441	TH12534	*	*	*	采油井	库车市
442	TH12535	*	*	*	采油井	库车市
443	TH12542	*	*	*	采油井	库车市
444	TH12547H	*	*	*	采油井	库车市
445	TH12548CH	*	*	*	采油井	库车市
446	TH12550	*	*	*	采油井	库车市
447	TH12551X	*	*	*	采油井	库车市
448	TH12555	*	*	*	采油井	库车市
449	TH12561X	*	*	*	采油井	库车市
450	TH12569H	*	*	*	采油井	库车市
451	TH12571	*	*	*	采油井	库车市
452	TS302X	*	*	*	采油井	库车市
453	TH12203CX	*	*	*	采油井	库车市
454	TH12276	*	*	*	采油井	库车市
455	TH12280	*	*	*	采油井	库车市
456	TH12568	*	*	*	采油井	库车市
457	TH12570X	*	*	*	采油井	库车市

(2) 注水井

12 区共有注水井 27 口，具体见表 2.1-4。

表 2.1-4 12 区单元注水井一览表 (27 口)

序号	井号	注水层位	注入方式
1	TH123105	奥陶系一间房组+鹰山组	正注
2	TH12435	奥陶系鹰山组	反注
3	TH12553	奥陶系一间房组	正注
4	AD13CH	奥陶系一间房组	正注
5	S94-1	奥陶系一间房组	正注
6	TH12109	奥陶系一间房组	正注
7	TH121111	奥陶系鹰山组	正注
8	TH121126	奥陶系一间房组	正注
9	TH12146	奥陶系鹰山组	正注
10	TH12149	奥陶系一间房组	正注
11	TH12174	奥陶系鹰山组	正注
12	TH12175	奥陶系鹰山组	正注
13	TH12187X	奥陶系鹰山组	正注
14	TH12206	奥陶系一间房组	正注
15	TH12212	奥陶系一间房组	正注
16	TH12326CH	奥陶系一间房组	正注
17	TH12336	奥陶系一间房组	正注
18	TH12391	奥陶系一间房组	正注
19	TH12404CH	奥陶系一间房组	正注

序号	井号	注水层位	注入方式
20	TH12413	奥陶系一间房组	正注
21	TH12414	奥陶系一间房组	正注
22	TH12437X	奥陶系鹰山组	正注
23	TH12449	奥陶系一间房组	正注
24	TH12515	奥陶系一间房组	正注
25	TH12538H	奥陶系一间房组	套注
26	TH12557X	奥陶系一间房组	正注
27	TH12563	奥陶系鹰山组	正注

(3) 长停井和报废井

12 区共计长停井 10 口，封井 11 口，具体见表 2.1-5。

表 2.1-5 长停井和封井一览表

序号	井号	年度	开钻时间	完钻时间	生产情况
1	TH121125	*	*	*	长停井
2	TH12268X	*	*	*	封井
3	AD1	*	*	*	封井
4	AD18	*	*	*	封井
5	AD21	*	*	*	长停井
6	AD25	*	*	*	长停井
7	AD27	*	*	*	封井
8	AD5CH	*	*	*	长停井
9	KZ4	*	*	*	封井
10	TH12106CH	*	*	*	封井
11	TH12108	*	*	*	长停井
12	TH12136	*	*	*	封井
13	TH12156	*	*	*	封井
14	TH12157	*	*	*	长停井
15	TH12219CX	*	*	*	封井
16	TH12222CH	*	*	*	封井
17	TH12316	*	*	*	长停井
18	TH12320	*	*	*	长停井
19	TH12335CH	*	*	*	封井
20	TH12502	*	*	*	长停井
21	TH12519	*	*	*	长停井

2.1.4.2 油气处理系统

(1) 原油处理及外输系统

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厂进行处理。

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，一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，由胜利油田勘察设计研究院有限公司设计，胜利油田石油化工建设有限责任公司施工，于 2013 年建成，是中石化西北油田分公司在二〇一二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。工艺流程及平面布置图见图 2.1-6、2.1-7。

塔河油田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。

四号联合站原油脱硫采用了负压气提脱硫（稳定）工艺，原油经脱水泵提压后从负压原油脱硫塔顶部进入，在塔内负压情况下同底部进入的净化天然气逆向接触进行脱硫和稳定，脱硫和稳定后的含水 5%原油从底部排出，通过提升泵提升至加热炉加热后进入净化油罐进一步沉降脱水至合格原油。气相通过负压压缩机抽气和从塔底补入少量天然气，使进入负压稳定塔中的原油经负压气提，原油中的轻组分和硫化氢被脱出，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。低压三相分离器的轻油排入凝液分水缓冲罐内，凝结水排入零位油罐。

图 2.1-3 原油负压稳定（脱硫）装置工艺流程示意图

（2）天然气处理系统

四号联天然气处理及加工部分分为六部分，分别为：大罐抽气回收装置、原油负压稳定（脱硫）装置、伴生气及轻油外输装置、仪表风装置、火炬放空装置、混烃处理及销售。

①大罐抽气回收装置工艺流程

流程描述：大罐挥发气经大罐通气管汇入大罐抽气总管，大罐气回收总管，以 5‰的坡度坡至罐区外大罐抽气压缩机，经压缩机增压后，进入出口冷却器，将伴生气温度降至 40~50℃，再进入油气分离器进行油气分离，分离后的天然气进入外输压缩机增压外输。

图 2.1-4 大罐抽气回收装置工艺流程示意图

②伴生气及轻油外输装置

四号联油气分离、原油稳定、大罐抽气伴生气通过压缩机增压后外输至二号联轻烃站进行脱硫和轻烃回收。

工艺流程描述：从低压三相分离器分离出的伴生气进入伴生气外输压缩机进行增压，经外输压缩机增压后的伴生气经过工艺气冷却器（压缩机配套）冷却后，进入伴生气外输三相分离器分离后，气相经过计量外输至二号联轻烃站。分出的凝结水排入底水罐。分出的轻油通过液位调节同低压三相分离器来的轻油一起进入凝液分水缓冲罐，在凝液分水缓冲罐中静态沉降，手动放水，轻油通过提升泵增压后外输。

图 2.1-5 伴生气及轻油外输装置工艺流程示意图

干气流程：自 12 区返输干气管线上引一条 $\Phi 219 \times 6$ 管线进入四号联合站天然气分离器除液，再经过滤、调压、计量后供给加热系统及其它用气，并考虑为油罐气回收系统补气。

③混烃脱硫

含硫混烃经换热器升温后进入混烃分馏脱硫塔中部，与由塔下部进塔的塔底重沸器返塔气体逆流接触，混烃中的全部硫化氢及绝大部分 C1-C4 进入塔顶气相，塔顶气相经塔顶空冷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进行后续处理。大部分 C5+ 进入塔底重沸器，脱硫后混烃经换热器换热降温再经后空冷器冷却至 40℃ 以下进已建混烃储罐，同时考虑不合格混烃接入已建碱洗流程，在投产初期不合格产品经碱洗后进入储罐。

低压三相分离器含硫气进入站内伴生气流程，经外输压缩机输送至二号联

轻烃站后续处理。

图 2.1-6 四号联合站工艺流程图

图 2.1-7 四号联合站平面布置示意图

2.1.4.3 油气集输系统

(1) 集输管线

12 区共有各类管线 4562km，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。

(2) 集输站场

12 区油气集输站场有计转站 17 座、中间站 1 座、卸油站 1 座。集输系统见图 2.1-3。

计转站内一般有两套工艺流程：计转系统和掺稀系统。

原油计转系统：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。

站内设备主要有 500m³储油罐，外输双螺杆泵，掺稀泵，燃气加热炉台，油气分离缓冲罐，计量分离器，天然气分离器，天然气分水器等。

采油二厂集输系统图见图 2.1-8，12 区主要集输站场统计见表 2.1-6。

图 2.1-8 采油二厂集输系统图

(1) 12-1 计转站

本站 2007 年 9 月投产运行，站内分为 3 套工艺流程：原油计转系统、掺稀系统、天然气外输系统。原油计转系统负责所辖油井的单井加热、计量、及 12-2、12-3、12516、10321 泵站加热油气分离、原油加压外输、伴生气调压计量外输及本站生产进汇总外输；掺稀系统负责三联稀油计量、加压、分配回掺至本站所辖单井及 12-3、TH10321 泵站所辖单井，给 12-2 计转站提供低压稀油；天然气外输系统负责本站天然气分离后计量、外输至二联轻烃。

图 2.1-9 12-1 计转站工艺流程图及平面布置图

(2) 12-2 计转站

本站 2008 年投产运行，掺稀系统投用时间 2019 年 8 月，站内分为 2 套工艺流程：原油计转系统、掺稀系统。原油计转系统负责所辖油井的单井加热、计量、油气分离、原油加压外输；掺稀系统负责 12-1 来稀油计量、加压、分配回掺至本站所辖单井及 12516 混输泵站所辖单井。

图 2.1-10 12-2 计转站工艺流程图及平面布置图

(3) 12-3 计转站

本站 2007 年 6 月动工建设，2007 年 11 月投产运行，站内分为 2 套工艺流程：原油计转系统、掺稀系统。原油计转系统负责所辖油井的单井加热、计量、原油加压外输；掺稀系统负责 12-1 计转站来稀油分配至本站所辖单井。

图 2.1-11 12-3 计转站工艺流程图及平面布置图

(4) 12-4 计转（掺稀）站简介

12-4 计转（掺稀）站位于塔河 12 区，由胜利油田勘察设计院设计，河南油建负责施工，于 2008 年 3 月 15 日开工建设，2008 年 8 月 4 日正式投产运行。12-4 计转（掺稀）站油气集输系统主要分为原油计转系统和掺稀系统两部分。主要负责该站所辖油井的单井计量、4 座计量（掺稀）混输泵站（12-5、12-6、12-8、

12-15) 及所辖单井油气的加热、油气分离缓冲、原油加压外输、伴生气调压、计量、放空等。掺稀系统主要负责对稀油干线来油的计量、加热、加压、分配回掺至所辖油井井口, 并为 4 座计量(掺稀)混输泵站(12-5、12-6、12-8、12-15)提供稀油。

图 2.1-12 12-4 计转站工艺流程图及平面布置图

(5) 12-5 计量(掺稀)混输泵站简介

12-5 计量(掺稀)混输泵站位于塔河 12 区, 由胜利油田勘察设计院设计, 大庆建筑安装工程公司负责施工, 于 2008 年 3 月 1 日开工建设, 2008 年 8 月 4 日正式投产运行。12-5 计量(掺稀)混输泵站油气集输系统主要分为油气混输系统和掺稀系统两部分。主要负责所辖油井的原油加热、单井计量、原油增压外输等。掺稀系统主要负责 12-4 计转(掺稀)站和 12-15 计量(掺稀)混输泵站来稀油的计量、分配、回掺至所辖油井井口。

图 2.1-13 12-5 计转站工艺流程图及平面布置图

(6) 12-6 计量(掺稀)混输泵站简介

12-6 计量(掺稀)混输泵站位于塔河 12 区, 由胜利油田勘察设计院设计, 江汉油建负责施工, 于 2010 年 9 月 10 日开工建设, 2010 年 12 月 28 日正式投产运行。

12-6 计量(掺稀)混输泵站油气集输系统主要分为油气混输系统和掺稀系统两部分。主要负责所辖油井的原油加热、单井计量、原油增压外输等。掺稀系统主要负责 12-4 计转(掺稀)站来稀油的计量、分配、回掺至所辖油井井口。

图 2.1-14 12-6 计转站工艺流程图及平面布置图

(7) 12-7 计转站简介

12-7 掺稀计转站于 2009 年 3 月开始建设，2009 年 9 月投产运行，站内分为两套工艺流程：计转系统和掺稀系统。

图 2.1-15 12-7 计转站工艺流程图及平面布置图

(8) 12-8 计量（掺稀）混输泵站简介

12-8 计量（掺稀）混输泵站位于塔河 12 区，由胜利油田勘察设计院设计，江汉油建负责施工，于 2011 年 8 月 30 日开工建设，2012 年 3 月 15 日正式投产运行。12-8 计量（掺稀）混输泵站油气集输系统主要分为油气混输系统和掺稀系统两部分。油气混输系统主要负责所辖油井的原油加热、单井计量、原油增压外输等。掺稀系统主要负责 12-4 计转（掺稀）站来稀油的计量、分配、回掺至所辖油井井口。

图 2.1-16 12-8 计转站工艺流程图及平面布置图

(9) 12-9 计转站简介

12-9 掺稀计转站于 2009 年 3 月开始建设，2009 年 9 月投产运行，站内分为两套工艺流程：计转系统和掺稀系统。

图 2.1-17 12-9 计转站工艺流程图及平面布置图

(10) 12-10 计转站简介

12-10 掺稀计转站于 2011 年 7 月投产运行，站内主要工艺流程：油井来油经进站阀组进入生产汇管，经加热炉加热，温度由约 40℃升至 75℃经混输泵增压，外输去 12-13 计转站。

图 2.1-18 12-10 计转站工艺流程图及平面布置图

(11) 12-11 计转站简介

12-11 掺稀计转站于 2009 年 8 月投产运行，站内主要工艺流程：混合液外输和单井掺稀，该站负责所辖区的单井产液计量、加热、混输去 12-12 计转站。掺稀油来自 12-12 计转站，计量掺回至各单井。

图 2.1-19 12-11 计转站工艺流程图及平面布置图

(12) 12-12 计转站简介

12-12 掺稀计转站于 2009 年 3 月开始建设，2009 年 8 月投产运行，站内分为两套工艺流程：计转系统和掺稀系统。处理装置最初设计规模为年处理液量 $75 \times 10^4 \text{t/a}$ ，掺稀规模 $35 \times 10^4 \text{t/a}$ ，伴生气 $3.12 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。12-12 计转（掺稀）站油气集输工程分为原油计转系统。主要负责所辖油井的单井计量，及 12-11 计转站和 12-14 计转站、12330 卸油站来液处理加热，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：一联来稀油计量加热，加压、分配回掺至所辖油井井口及 12-11 计转站和 12-14 计转站所辖单井。

图 2.1-20 12-12 计转站工艺流程图及平面布置图

(13) 12-13 计转站简介

12-13 计转掺稀站位于新疆维吾尔自治区库车市境内，该地区属干旱沙漠边缘，该站与 2010 年初施工油处理系统于同年 9 月投产，12-13 计转（掺稀）站油气集输工程分为原油计转系统：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：自 12 区稀油供油管线上引出稀油进站计量加热，加压、分配回掺至所辖油井井口，同时给 12-10 混输站供高压稀油。

图 2.1-21 12-13 计转站工艺流程图及平面布置图

(14) 12-14 计转站简介

12-14 掺稀计转站于 2013 年 1 月投产运行，站内主要工艺流程：混合液外输和单井掺稀，该站负责所辖区的单井产液计量、加热、混输去 12-12 计转站。掺稀油来自 12-12 计转站，计量掺回至各单井。

图 2.1-22 12-14 计转站工艺流程图及平面布置图

(15) 12-15 计量（掺稀）混输泵站简介

12-15 计量（掺稀）混输泵站位于塔河 12 区，由胜利油田勘察设计院设计，胜利油建负责施工，于 2013 年 3 月 1 日开工建设，2013 年 8 月 16 日正式投产运行。

12-15 计量（掺稀）混输泵站油气集输系统主要分为油气混输系统和掺稀系统两部分。

油气混输系统主要负责所辖油井的原油加热、单井计量、原油增压外输等。

掺稀系统主要负责稀油干线来稀油的计量、增压、分配、回掺至所辖油井井口，并为 12-5 计量（掺稀）混输泵站部分单井提供稀油。

图 2.1-23 12-15 计转站工艺流程图

(16) 12516 混输泵站

本站 2011 年 6 月建设，于 2011 年 8 月投入使用，站内分为 2 套工艺流程：原油计转系统、掺稀系统。原油计转系统负责所辖油井的单井加热、计量、油气分离、原油加压外输；掺稀系统负责稀油计量、加压、分配回掺至本站所辖单井。

图 2.1-24 12516 计转站工艺流程图及平面布置图

(17) AD20 混输站简介

AD20 混输站于 2011 年 7 月投产运行，站内主要工艺流程：油井来油经进站阀组进入生产汇管，经加热炉加热，温度由约 40°C 升至 75°C 经混输泵增压，外输去 12-9 计转站。

图 2.1-25 AD20 计转站工艺流程图及平面布置图

(18) 12330 卸油站简介

12330 卸油站于 2009 年 8 月投产运行，站内主要工艺流程：槽车将稠油卸至地罐后经外输泵增压至 12-12 计转站，站内主要设备有：2 台 70m³/h、1 台 30 m³/h 双螺杆泵，6 座 50 方罐。

(19) 中间站简介

中间站于 2007 年 9 月投用，原油管线的最大输送量为 200×10⁴t/a，最小输送量为 74×10⁴t/a。主要流程为上游计转站来油经加热，温度由 68°C 升至 80°C，经输油泵加压后将原油输至二号联合站。

图 2.1-26 二厂中间站工艺流程图及平面布置图

2.1.4.3 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 4000m³/d，采用沉降+压力除油+过滤处理工艺，工艺流程为油站来水→除油罐→缓冲罐→提升泵→压力混凝沉降罐→全自动双滤料过滤器→外输缓冲罐→外输泵→12-12 计转泵站附近分水阀组。采出水处理工艺流程图见图 2.1-27。

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 1000m³ 一次除油罐初步除油除悬浮物后，出水进入 2 座 200m³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 φ3.0m 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 500m³ 外输缓冲罐，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。

辅助工艺流程

a、反冲洗流程：污水外输缓冲罐→反冲洗泵→全自动双滤料过滤器→反冲洗回收水罐。

B、反冲洗回收流程：反冲洗回收水罐→反冲洗回收泵→一次除油罐进水。

C、污水回收流程：溢流、放空污水→污水回收池→污水回收泵→一次除油罐进水。

D、污油回收流程：各构筑物收油→污油池→污油回收泵→油系统。

E、污泥处理流程：各构筑物排泥→污泥池→污泥泵→压滤机→污泥堆放场→污泥车外运。

F、加药系统：在污水处理系统压力混凝沉降罐进水管线上投加混凝剂和絮凝剂等水质净化剂，在双滤料过滤器前投加阻垢剂，污水外输缓冲罐进水投加杀菌剂，缓冲罐出水投加缓蚀剂及阻垢剂。

12 区采出水处理系统设计能力与实际处理量见下表 2.1-7。

表 2.1-7 12 区采出水处理系统数据表

污水站名称	设计能力 (m ³ /d)	2019 年处理量 (m ³ /d)	负荷率 (%)
四号联合站	4000	2100	52.5

图 2.1-27 四号联合站污水处理系统工艺流程示意图

2.1.5 公用工程

(1) 供排水工程

目前，油田共建有供水干线 3 条，分别为从首站至采油三厂供水干线、首站至采油二厂供水干线、首站至末站供水干线；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：8700m³/d，供水设计压力为：1.6MPa，理论供水能力为 560m³/h，储罐储水能力为：1500m³，目前拥有一套供水自动化信息系统，3 台 132kW，流量：283m³/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》(GB8978-1996)二级标准，用于绿化，无外排。

油田采出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。

2.1.6 依托工程

2.1.6.1 二号联合站

12 区部分开发井的混合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，设计原油处理能力为 150×10⁴t/a，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，扩建原油处理能力 $240 \times 10^4 \text{t/a}$ （第二套原油处理装置），扩建后的最终处理原油规模为 $390 \times 10^4 \text{t/a}$ ，目前最大日处理液量 14648t。

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：接转站进站原油加药后进加热炉加热，温升至 75°C 后进油气三相分离器进行油、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，含水小于 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。

2.1.6.2 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，以下简称“绿色环保站”）处理。

（1）基本情况

绿色环保站位于塔河油田 S61 井附近，库车市境内，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，绿色环保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。油污泥处理系统，其中受浸土（含油量 $< 5\%$ ）入场计量后，依托中石化西南石油工程有限公司巴州分公司、阿克苏塔河环保工程有限公司处理；含油污泥（含油量 $> 5\%$ ），自行在绿色环保工作站内处理降低含油后，进一步委托站内塔河环保公司或西南环保公司采取热解析处理处置；废液在站内自行处理；生活垃圾在站内采用填埋处置。绿色环保工作站平面布置见图 2.1-28，主要设备分布见表 2.1-8。

表 2.1-8 绿色环保工作站现有主要设施分布情况

序号	工程内容	建设时间	规模及运行情况
1	新建生活垃圾池	2016	在用, 规模 $5 \times 10^4 \text{m}^3$, 填埋场总面积为 31686.24m^2 , 2018 年 11 月投入运营, 2020 年 7 月企业自主完成竣工环境保护验收。
2	4 号池	2013	在用, 曾贮存受浸土, 容积均为 11000m^3 , 目前已清理, 正在开展土壤调查与风险评估。
3	7、8、9 号池	2013~2019	在用, 尚有受浸土堆存, 每个容积均为 11000m^3 , 拟清理后, 开展土壤调查
4	5 号池、6 号池	2019	在用, 有受浸土堆存, 每个容积均为 11000m^3 , 环保手续全, 建设较规范
5	污污泥处理装置区	2012、2015	一期 (2012 年); 含油污泥处理装置 2 套, 每套处理能力为 $50 \text{m}^3/\text{d}$, 年处理含油污泥的量为 3万 m^3 ; 焚烧炉、型煤系统。二期扩建 (2015 年), 对含油污泥处理装置扩建, 在现有 2 套含油污泥处置装置的基础上, 对油泥处置设施进行扩建, 新增 2 套受浸泥土处置设施, 每套设计处理能力 $50 \text{m}^3/\text{d}$, 年处理含油污泥的量为 3万 m^3 ; 焚烧炉、型煤系统 2018 年停用。
6	废液装置区	2004、2014、2015、2020	2014、2015、2020 进过 3 次扩建, 手续齐全, 废液处置规模 $65 \text{m}^3/\text{h}$, 含废液接收池, 沉淀池等
7	12 万 m^3 蒸发池	2004	停用, 已清理, 正在开展土壤调查与风险评估
8	1-3 号池	2013	停用, 1 号池 8000m^3 , 2 号池 12000m^3 , 3 号池 16000m^3 , 曾贮存含油污泥, 目前已清理, 正在开展土壤调查与风险评估。

图 2.1-28 塔河油田一号固废液处理站平面示意影像图 (2020 年)

(2) 含油污泥处理系统

绿色环保站内油污泥处理系统 (主要处理对象为含油量 $> 5\%$ 油泥), 首期工程始建于 2011 年, 处理规模为 $50 \text{m}^3/\text{d}$, 采用热化学清洗油泥分离技术; 西北油田分公司于 2012 年、2015 年对含油污泥处置设施进行了扩建, 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 号文件批复扩建工程, 2016 年扩建后, 以新环函〔2016〕2005 号批复通过验收。

目前, 绿色环保站运行的含油污泥处置装置有 4 套 (5 项分离装置), 主要处理流体油污泥 (含油量 $> 5\%$), 每套处理能力为 $50 \text{m}^3/\text{d}$, 处理设施年运行有效天数约 300 天, 日处理量约为 200m^3 , 年处理含油污泥的量为 6万 m^3 。2019 年, 实际年处理含油污泥量 47870.42t/a (约 35198.8m^3 , 折算比重 1.36), 富裕 $1.48 \text{万 m}^3/\text{a}$ 。

(3) 受浸土处理系统

“受浸土” (主要指含油量 $< 5\%$ 的污油泥) 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, 其组份比较复杂而不稳定, 除含原油、泥沙外, 通常还会含有杂草等机杂, 主要呈固态状。该部

分危险废物，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、阿克苏塔河环保工程有限公司处理在站内处理。

本区块产生的“受浸土”均第一时间转运至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）或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）接收并进行达标处理。其中，阿克苏塔河环保工程有限公司处理能力为 15 万吨/a，中石化西南石油工程有限公司巴州分公司处置能力为 7 万吨/a。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》（DB65/T3999-2017）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

塔河油田绿色环保工作站作业废液处理系统承担者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，废液处理系统建于 2004 年，先后于 2014、2015、2020 年进行了升级改造，至目前，废液处置能力为 65m³/h，实际平均运行为 9.2m³/h，富裕 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推荐指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）回注至 TK512 井。

（5）生活垃圾填埋场

绿色环保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 m³，日均处理垃圾量 26t，年均处理垃圾量 9490t，一期设计库容 73100m³，截止目前，填埋生活垃圾约 10000m³。

2.1.6.3 塔河油田新建危废填埋场

（1）基本情况

地理坐标：*，行政区划隶属于新疆维吾尔自治区轮台县境内。主要填埋物为塔河油田一号固废液处理站钻完井废液处理后产生的泥饼及钻

井岩屑。新建单池危废填埋场设计规模为 $5 \times 10^4 \text{m}^3$ ，填埋场总面积为 31686.24m^2 ($200.8 \text{m} \times 157.8 \text{m}$)。填埋场结构设计包括防渗系统、渗滤液收集与处理、填埋气体导排系统、地下水监测以及填埋场封场等。配套建设 6m 宽砂石路 450m，配备监控设施，架设刺铁丝围栏并安装大门等。

2017 年 7 月 18 日，新疆维吾尔自治区生态环境厅以新环函〔2017〕1091 号文件批复塔河油田危废填埋场建设工程建设，工程于 2017 年 9 月 7 日开工建设，2017 年 10 月 30 日竣工，2018 年 11 月投入运营，2020 年 7 月，企业自主完成竣工环境保护验收。

危废填埋场计划堆存塔河油田一号固废处理站废液处理系统产生的泥饼，目前，实际堆存为钻井废弃泥浆和岩屑，后续计划暂存还原土。填埋单元的作业方法以机械摊铺为主，并辅以人工作业。危险废物由自卸汽车运入填埋库区入口处倾倒，然后用推土机进行逐层摊铺填埋作业。

2.1.6.4 注水系统

中国石油化工股份有限公司西北油田分公司所属的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联合站处理后污水，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。

塔河油田注水一期工程主要包括注水工程（敷设注水管线 52.3km，其中埋地管线 17.7km，临时活动管线 34.6km；污水联络干线 24.6km；回注管线 3.5km）、TK308 回注泵房扩建、一号联污水处理系统扩建及相应的配套工程。2009 年西北油田分公司委托新疆环境保护科学研究院对塔河油田奥陶系油藏整体注水开发一期工程进行了环境影响评价，报告书于 2009 年 8 月 31 日通过自治区环保厅批复，批复文号新环评价函【2009】391 号，该工程于 2009 年 10 月开工，2011

年 6 月竣工，于 2015 年 8 月取得自治区环保厅竣工环保验收批复，文号：新环评价函[2015]911 号。

塔河油田注水二期工程主要包括输水管线工程、二号联输水泵站、三号联输水泵站及相关配套工程。共敷设输水管线 150.84km（包括输水干线 39.9 km、输水支干线 71.44 km、临时活动管线 40km）。2011 年西北油田分公司委托新疆环境保护科学研究院对塔河油田奥陶系油藏整体注水开发二期工程进行了环境影响评价，环境影响报告书于 2011 年 11 月 24 日通过自治区环保厅批复，批复文号新环评价函【2011】1170 号，该工程于 2012 年 4 月开工，2013 年 1 月竣工，2015 年 12 月取得自治区环保厅竣工环保验收批复，文号：新环评价函[2015]1410 号。

塔河油田注水开发三期工程主要包括输水管线工程 101.6 km、TP-1 增压站、TP136 增压站设施及相关配套工程建设。通过该期工程建设，将供水管网覆盖到托甫台区块全部、十区大部以及二区和 12 区的部分区域，主干线实现三座联合站相互联通。2012 年西北油田分公司委托新疆环境保护科学研究院对塔河油田奥陶系油藏整体注水开发三期工程进行了环境影响评价，环境影响报告书于 2012 年 11 月 26 日通过自治区环保厅批复，批复文号新环评价函【2012】1151 号，该工程于 2013 年 4 月开工，2013 年 11 月竣工，2015 年 12 月取得自治区环保厅竣工环保验收批复，文号：新环评价函[2015]1418 号。

塔河油田注水四期工程实际建设各类管线长度 83.57km，二号联及三号联污水处理系统设备改造，以及项目配套的电力、自控等工程。2014 年西北油田分公司委托新疆环境保护科学研究院对塔河油田奥陶系油藏整体注水开发四期工程进行了环境影响评价，环境影响报告书于 2014 年 9 月 5 日通过原自治区环保厅批复，批复文号新环函【2014】1096 号，该工程于 2014 年 10 月 23 日开工建设，2016 年 6 月 15 日竣工，2016 年 12 月 27 日取得原自治区环保厅竣工环保验收批复，文号：新环函[2016]2002 号。

经过以上四期的注水工程建设，塔河 3 区、4 区、6 区、7 区已有主、支干线的覆盖，8 区、10、12 区及托甫台区的主力井区也有主干线覆盖。目前，已实现一号联合站、二号联合站、三号联合站、四号联合站注水系统互相连通。塔河油田采油废水经处理达到回注水标准后依托已建的注水管线基本可达到全部回

注。

12 区采油废水经二号联和四号联的污水处理系统处理达到回注标准后可以依托塔河油田已建注水管线。12 区注水系统设有四号联合站注水站 1 座，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 30m³/h。

塔河油田一至四期注水工程管网总体布置图见图 2.1-29。其中采油二厂注水系统的相对位置关系见图 2.1-30。

图 2.1-29 塔河油田一至四期注水工程管网总体布置图

图 2.1-30 采油二厂注水增压点站及注水井相对位置图

2.2 主要污染源及环境影响调查

塔河油田 12 区后评价范围各工程开发过程中涉及废气、废水、固废及噪声，开采过程中涉及的污染物排放情况如图 2.2-1 所示。

图 2.2-1 油气田开发产污节点示意图

根据现场调查及相关资料收集，12 区油气开发污染源及主要影响因素情况见表 2.2-1。

表 2.2-1 12 区油田开发污染源及主要影响因素一览表

序号	影响类别	污染源	污染物/影响类别	备注
1	废气	燃料燃烧烟气	SO ₂ 、NO _x	热媒炉、井场加热炉
		放空火炬废气	SO ₂ 、NO _x	站场放空火炬
		储罐大小呼吸废气	非甲烷总烃	站场储油罐
		天然气生产和集输过程无组织废气	非甲烷总烃	-
2	废水	生产废水	pH、COD、石油类、悬浮物、总汞、总镉、总铬、总砷、六价铬、挥发酚、硫化物、氯化物	-
		钻试修废水		
		采油(气)废水		
		反冲洗水		
洗盐水				
生活污水	pH、COD、氨氮、动植物油、总氮、总磷、BOD ₅ 、悬浮物、阴离子洗涤剂	-		
3	固体废物	钻井、修井、井下作业	磺化泥浆废弃物	一般工业固体废物
		设备维修、生产设备	含油污泥	危险废物
		生活垃圾	生活垃圾	生活垃圾
4	噪声	压缩机、风机、泵类等	Leq	分布于各站场
5	生态	工程占地	联合站、各转油站、各井场、等的设施占地以及管线临时占地全部为荒地，临时占地可自然恢复，永久占地区域天然植被将失去其生存空间	-

2.3 环保措施建设及运行情况

12 区油气生产环保设施比较齐全，现有联合站均配套有采出水处理系统、蒸发池和固体废物填埋场，区域还建有钻试修环保站与含油污泥处理站。新建钻井施工期间，各钻井队在其施工营地附近设施防渗的生活污水蒸发池，钻井产生的废泥浆和岩屑处理根据泥浆体系不同现场处理、送区域已建环保站处理。营运

期采出水处理通过四号联合站，并依托二号联合站采出水处理设施处理；含油污泥和油泥(砂)处理、生活垃圾处理均依托塔河油田塔河油田一号固废液处理站。根据对 12 区进行调查，统计环保设施台账清单如下表，详细情况见下表 2.3-1。

表 2.3-1 环保设施台账清单

所属单位		12 区			
所属场站		四号联合站	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
水污染源环 保设施	工业污水处理设施	采出水处理设施	/	/	/
	生活污水处理设施	/	一体化生活污水处理设施	一体化生活污水处理设施	一体化生活污水处理设施
固废环保设 施	工业固废池	依托塔河油田绿色环保工作站（一号固废液处理站）、2#废液处理站			
	生活垃圾池	依托塔河油田绿色环保工作站（一号固废液处理站）			
废气污染源 环保设施	燃气锅炉；油品 集输	加热炉均采用清洁能源天然气；除个别偏远零散单井外采用单井流程，其余均采用管线进行密闭集输；四号联合站设大罐抽气回收装置、脱硫装置，伴生气进入塔河二号联轻烃站（伴生气回收率 96%）			

2.3.1 废气

废气主要来自燃料燃烧烟气、放空火炬废气、储罐大小呼吸废气、天然气生产和集输过程无组织废气。

(1)燃料燃烧烟气

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。

涉及的废气治理设施基本情况见附表 1 所示，目前 12 区有锅炉 440 台，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，现状监测孔开孔率可达 60%。火炬情况统计见表 2.3-3 所示。

根据《排污许可申请与核发技术规范 锅炉》（HJ953-2018）核算废气排放总量。燃料消耗量约为 $4695.675 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{a}$ ，燃料气来自净化后天然气，基本不含硫。估算废气排放总量 SO_2 : 1.14t/a, NO_x : 87.86t/a, 颗粒物 18.12 t/a。

四号联合站燃气加热炉

计转站燃气加热炉（12-4 计转站）

井场燃气加热炉 (TH12115 井)

井场燃气加热炉 (TH12143 井)

井场燃气加热炉 (TH121140 井)

井场燃气加热炉 (AD17 井)

(2)放空火炬废气

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。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 区内火炬分布情况见表 2.3-1。

表 2.3-2 火炬统计情况表

序号	排放点名称
1	四号联合站
2	12-4 计转站
3	12-5 计转站
4	12-6 计转站
5	12-8 计转站
6	12-15 计转站
7	12-1 计转站
8	12-3 计转站
9	12-7 计转站
10	12-9 计转站
11	12-12 计转站
12	12-13 计转站

(3)无组织废气

无组织挥发的非甲烷总烃、硫化氢为在石油开采、运输、处理过程中，由于阀门、管件泄漏及储罐呼吸造成的气体挥发而形成的。防止烃类气体和硫化氢挥发的主要措施如下：针对大罐呼吸加装抽气回收装置；集输流程上尽量采用管道输送，工艺流程上采用密闭流程，并定期对阀门等生产设备进行检维修，保障生产设施的气密性，尽量减少无组织废气的排放量。

2.3.2 废水

12 区存在的废水污染源主要包括生活基地产生的生活污水以及采出水。

2.3.2.1 采出水

12 区采出水处理系统位于四号联合站内，采用两级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，主要对 12 区、10 区北的部分来液进行集中处理后回注。设计处理规模为 4000m³/d，现状实际处理量 2100m³/d，处理负荷 52.5%。处理达标后的采出水全部进行回注，均不外排。

2.3.2.2 生活污水

采油二厂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。其中 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、采油二三队基地等 3 个基地。

(1) 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。设计及实际处理规模为 24m³/d。处理后污水达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）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。

污水处理工艺见图 2.3-2。

图 2.3-2 生活基地污水处理工艺示意图

(2) 四号联合站生产区基地生活污水

为地理式生活污水处理设施，采用预处理+RAAO+消毒+过滤工艺。设计及实际处理规模为 48m³/d。处理后污水达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）二级标准，用于绿化。污水处理工艺示意图见图 2.3-2。

(3) 二、三队基地生活污水

为地理式生活污水处理设施，采用预处理+RAAO+消毒+过滤工艺。设计及实际处理规模为 48m³/d。处理后污水达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）二级标准，用于绿化。污水处理工艺示意图见图 2.3-2。

12 区内三个生活基地总人数约 310 人，按每人每天生活用水 100L、废水量为用水量的 80%，采油二厂生活污水产生量约为 0.9×10⁴t/a。

2.3.3 噪声

12 区油气田开发建设项目总体开发过程中的噪声源主要分为施工期噪声和运营期噪声两部分。

施工期为钻井施工过程，主要是钻井用钻机、柴油发电机和泥浆泵噪声、井下作业噪声、机动车辆噪声等，其源强分别为：①钻机：100~110dB（A）；②泥浆泵：95~100dB（A）；③柴油发电机：100~105dB（A）。施工期对环境的影响是暂时的，影响时间短。

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、加热炉等。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。

噪声源主要为具体分布情况见下表 2.3-4。

表 2.3-4 站场噪声源分布情况

噪声源类型	设备所在位置	年运行
加药泵	加药间	连续运行
空压机	游离水脱除器间	连续运行
外输泵	电脱水器操作间	连续运行
外输泵	外输泵房	连续运行
喂液泵	污水泵房	连续运行
注水泵	注水泵房	连续运行
消防泵	消防泵房	不连续运行
鼓风机	主控室	连续运行
喂液泵	锅炉房	连续运行
压缩机	空压站	连续运行

表 2.3-5 12 区油气田噪声源排放情况

序号	位置	时段	噪声源	源强 dB（A）
----	----	----	-----	----------

1	井场	运营期	抽油机	80~85
			井下作业	80~120
2	站场	运营期	加热炉	90~95
			燃气压缩机	95~100
			各类机泵	85~100
			火炬	100~110

2.3.4 固废

(1) 施工期固体废物

12 区油气田开发建设项目总体开发过程中，施工期主要固废为钻井岩屑。2017 年之前，废弃钻井液和岩屑等排入具有防渗措施的岩屑池内，待风干后覆土掩埋处理；2017 年以后，钻井井场岩屑及钻井液逐渐采用不落地设备在井场就地处理，分离出的液相可回用于钻井工程，固相严格按照《关于进一步加强和规范油气田勘探开采行业废弃物污染防治工作的通知》新环发[2016]360 号文及《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）、《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》（DB65/T3999-2017）中的相关要求进行处理和利用。

(2) 运营期固体废物

运营期中产生的固废主要包括一般工业固体废物、危险废物和生活垃圾。其中一般工业固体废物主要包括工业垃圾；危险废物主要包括清罐、清管的含油污泥、隔油池清淤产生的工业油泥、废油桶等，根据《国家危险废物名录》，天然原油和天然气开采行业，石油开采产生的油泥以及废弃钻井液处理产生的污泥均为 HW08 废矿物油，属于危险废物；生活垃圾主要包括各生活点产生的生活垃圾。

一般工业固废、生活垃圾由车辆拉运至塔河油田一号固废液处理站，分类在一般固体垃圾填埋场、生活垃圾池内进行储存、填埋处理；含油污泥等危险废物，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；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。

目前 12 区内未设置固体废物填埋场，区域内的生活垃圾依托塔河油田一号

固废液处理站。

2.3.5“三废”治理历程回顾

(1) 废气治理历程回顾

早期建设过程中，加热炉燃用未经处理的湿气且密闭集输率低，存在天然气井场放空的情况。随着油气田的逐步建设，密闭集输率的提高，现加热炉均燃用处理后的返输干气，为清洁能源，也减少了无组织废气排放。

(2) 废水治理历程回顾

早期采出水主要依托二号联合站处理；后随着油气田开采及四号联合站的建成，注水量的需求增加及注水标准的出台，现状采出水经二号联合站、四号联合站处理达标后回注。2004 年二号联合站新建一座污水处理站和回注泵站，污水处理规模 5000m³/d，2015 年四号联合站建成污水处理规模 4000m³/d。

早期生活污水进入蒸发池或直接外排绿化，后 2016 年对生活污水处理设施进行了改造，解决污水超标排放问题，处理后污水达到《污水综合排放标准》(GB8978-1996) 二级标准后用于绿化，经过几年的运维和规范管理，现状处理后生活污水可满足《城镇污水处理厂污染物排放标准》(GB18918-2002)表 1 一级 B 标准。

(3) 固废治理历程回顾

2007 年之前，废弃钻井液和岩屑等排入具有防渗措施的岩屑池内，待固化后覆土掩埋处理；2008-2016 年，废弃钻井液和岩屑等排入具有防渗措施的岩屑池内，待固化后填埋处置（固化后清运至塔河油田一号固废液处理站处置）。

2017 年后，随着 2016 年底《关于进一步加强和规范油气田勘探开采行业废弃物污染防治工作的通知》新环发[2016]360 号文及三项地方标准的出台，钻井井场设置岩屑池，其池底和池体压实，采取 HJHY 系列二布一膜环保型防渗膜进行防渗，水基废弃泥浆和岩屑排入岩屑池。施工过程中后，岩屑池中的一开、二开上部的废弃泥浆和岩屑在单井废液池中固化后综合利用，二开下部含磺化的钻井废弃物应用不落地达标处理技术，进行固液分离，分离出的磺化泥浆岩屑现场处理后，达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB 65/T3997-2017) 标准中相应指标要求后，用于铺垫井场；磺化泥浆拉运至西北油田分公司油田工程服务中心环保工程管理部调质、调配后用于下一钻井工程重复利用，不能重复

利用的现场采用化学法处理后达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB 65/T3997-2017）标准中相应指标要求后，用于铺垫井场。

2.4 污染物排放总量

12 区位于新疆维吾尔自治区库车市境内，已办理了锅炉排污许可登记。

根据现场踏勘与现有环评、验收资料对比，经过核算统计，12 区后评价范围工程污染物排放情况见表 2.4-1。

表 2.4-1 本次评价范围污染物排放情况一览表

序号	影响类别	污染物	产生量(t/a)	排放量(t/a)	备注
1	废气	SO ₂	1.14	1.14	-
		NO _x	87.86	87.86	-
		颗粒物	18.12	18.12	
		非甲烷总烃	183.9	183.9	-
2	废水	生产废水	95.6×10 ⁴	0	-
		生活污水	0.9×10 ⁴	0	-
3	固体废物	含油污泥	1.9×10 ⁴	0	-
		磺化泥浆	—	0	视钻井情况而定
		生活垃圾	56.57	0	-

2.5 项目实际建设变动情况说明

通过 12 区已有的环评、验收手续中的主要建设内容与实际情况相比变动情况见表 2.5-1。

对比历年环评批复和验收调查文件，截止 2019 年底塔河油田 12 区开发范围未超出环评中的开发范围。变化情况主要有：1.环评批复产能共计*万 t/a，2019 实际产油*万 t，现状产能小于环评中批复的产能；2 井数增加 67 口，新增油气产能均依托现有二号联合站和四号联合站处理。四号联合站现状采出水处理量 2100m³/d，小于环评中批复的处理规模。

其余工程内容与环评、验收中基本一致。

表 2.5-1 建设内容变动情况一览表

序号	工程名称	环评阶段	验收阶段	现阶段
----	------	------	------	-----

序号	工程名称	环评阶段	验收阶段	现阶段
1	四号联合站	四号联合站设计原油处理规模 260×10 ⁴ t/a, 混合液处理规模 400×10 ⁴ t/a, 污水处理规模 4000m ³ /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。	原油处理设计规模 250×10 ⁴ t/a, 混合液处理规模 280×10 ⁴ t/a, 污水处理规模 4000m ³ /d。设计规模与环评一致。	2019 年目前实际日处理混合液最大约*, 污水处理规模 2100m ³ /d, 采出水现状处理量未超过环评批复的处理量。
2	开发井、注水井及评价井	钻井年代为 2006~2019 年, 原环评为采油井, 历年环评包括 438 口开发井、35 口评价井。批复产能共计*万 t/a。	验收年代为 2010~2020 年, 历年验收包括 337 口井的产能工程, 及 16 口评价井的钻井工程。	2019 实际产油*, 约有 505 口井, 其中油气生产井 457 口, 注水井 27 口, 长停井 10 口, 封井 11 口。井数增加。
3	计转站、卸油站、热泵站等	12-1 计转站、12-2 计转站、12-3 计转站、12-4 计转站、12-5 计转站、12-6 计转站、12-7 计转站、12-8 计转站、12-9 计转站、12-10 计转站、12-11 计转站、12-12 计转站、12-13 计转站、12-14 计转站、12-15 计转站、12-16 计转站、TH12330 卸油站、AD20 计转站、12 区中间热泵站	12-1 计转站、12-2 计转站、12-3 计转站、12-4 计转站、12-5 计转站、12-6 计转站、12-7 计转站、12-8 计转站、12-9 计转站、12-10 计转站、12-11 计转站、12-12 计转站、12-13 计转站、12-15 计转站、TH12330 卸油站、AD20 计转站、12 区中间热泵站	现状产能小于环评中批复的产能, 计转站集输量未超出环评中集输量。
4	生活基地	本工程采用预处理+RAAO+消毒+过滤工艺。污水处理设施能力: 48 m ³ /d, 新增混合液回流泵、污泥回流泵、反冲洗泵、过滤器及新增自动控制系统。	与环评基本一致	污水处理量 48m ³ /d。主要污水处理工艺为: 预处理+RAAO+消毒+过滤工艺。
	生活污水	本工程采用预处理+RAAO+消毒+过滤工艺。污水处理设施能力: 24m ³ /d, 新增混合液回流泵、污泥回流泵、反冲洗泵、过滤器及新增自动控制系统。	与环评基本一致	污水处理量 24 m ³ /d。主要污水处理工艺为: 预处理+RAAO+消毒+过滤工艺。

序号	工程名称	环评阶段	验收阶段	现阶段
	采油二三队基地	改造二三队基地内一体化污水处理装置，新增调节池内提升泵、混合液回流泵、污泥回流泵、反冲洗泵、绿化泵等，并更换手动格栅为机械格栅，一体化污水处理装置填料、纤维球过滤器填料、装置内部液位控制装置等。本工程采用预处理+RAAO+消毒+过滤工艺。污水处理设施能力：48m ³ /d。	与环评基本一致	污水处理量 48 m ³ /d。 主要污水处理工艺为:预处理+RAAO+消毒+过滤工艺。
5	注水工程管线、增压站等相关配套工程	依托塔河油田注水工程，该注水工程分四期建设	验收年代为 2012~2019 年，与环评基本一致	/

3.12 建设过程回顾

3.1 区域开发活动环保手续情况

3.1.1 环保手续履行情况回顾

3.1.1.1 环保手续执行情况

2000 年至今近 20 年间，主要经历了勘探-油藏评价阶段和规模开发阶段。2000 年 7 月~2007 年 4 月勘探-油藏评价阶段，2007 年 5 月~目前为规模开发阶段，在规模开发阶段，12 区油田建设进行了 21 次产能扩建及场站、附属设施建设、技术改造等，均进行了环境影响评价。12 区内油气田开发环保手续履行情况如表 3.1-1~3.1-2 所示。其中主要产能开发和联合站建设的环评及验收工作如下：

2008 年，实施塔河油田 12 区开发地面工程先期配套项目（原新疆维吾尔自治区环保局以新环监函〔2008〕80 号批复），2010 年原自治区环境保护厅以新环评价函〔2010〕587 号通过验收。

2009 年，实施塔河油田 12 区奥陶系油藏东区产能建设项目（原新疆维吾尔自治区环保局以新环监函〔2009〕151 号批复），2015 年原自治区环境保护厅以新环函〔2015〕909 号通过验收。

2010 年，实施塔河油田 12 区奥陶系油藏总体开发项目（原新疆维吾尔自治区环保厅以新环评价函〔2010〕644 号批复），2012 年原自治区环境保护厅以新环评价函〔2012〕855 号通过验收。

2011 年，实施塔河油田 12 区奥陶系油藏第三期开发项目（原新疆维吾尔自治区环保厅以新环评价函〔2011〕619 号批复），2015 年原自治区环境保护厅以新环函〔2015〕914 号通过验收。

2011 年，实施塔河油田 12 区奥陶系油藏第四期开发项目（原新疆维吾尔自治区环保厅以新环评价函〔2011〕1004 号批复），2017 年原自治区环境保护厅以新环函〔2017〕52 号通过验收。

2012 年，实施塔河油田四号联合站及原油外输配套工程，（原新疆维吾尔自治区环保厅以新环评价函【2012】1152 号），2015 年原自治区环境保护厅以

新环函〔2015〕1183 号通过验收。

2013 年，实施塔河油田 12 区奥陶系油藏第五期产能建设项目（原新疆维吾尔自治区环保厅以新环评价函〔2013〕493 号批复），由于历史原因，尚未开展竣工环境保护验收。

2014 年、2015 年、2017 年，12 区分别实施了塔河油田 12 区奥陶系油藏第六期、第七期、2015~2016 年产能建设项目等三个产能开发项目，均获得原自治区环保厅的环评批复，并于 2019 年开展了竣工环境保护自主验收。

2017~2019 年，实施了 AD11CH2 等 71 个单井钻井工程环境影响报告表，大部分已完成了竣工环境保护自主验收。

2019 年，实施了 TH12518 井区奥陶系油藏 2019 年第一期产能建设项目、TH12369CH--TH12169 断裂带奥陶系油藏侧钻建设项目、TH12369CH-TH12169 断裂带奥陶系油藏开发方案建设项目、奥陶系油藏 2018 年第一期产能建设项目、TH12402-TH12201 井区调整完善方案项目、奥陶系油藏 TH12518 断裂带 2018 年产能建设项目、奥陶系油藏 TH12521-AD2 井区油藏评价方案项目、奥陶系油藏侧钻井 2018 年第一期产能建设方案等产能开发项目、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等，均获得阿克苏生态环境局的环评批复，截止至统计日期（2019 年 12 月 31 日），由于工程尚未完成，暂未进行竣工环境保护自主验收。

3.1.1.2“三同时”履行情况分析

12 区内现有 12 区内有联合站 1 座（四号联合站），计转站 17 座、中间热泵站 1 座、卸油站 1 座、油气水井 505 口（油气生产井 457 口，注水井 27 口，长停井 10 口，封井 11 口）及附属配套设施（供水首站 1 座、供水井 15 口、注水增压点 12 座、生活基地 3 座、污水处理设施等），油田内部集输管网和道路等。区域内各类管线 4562km。

因 12 区管辖范围大，建设历程复杂，本次后评价将片区内现有的工程分为地面站场和油井两部分进行梳理，主要通过现有收集到的环评、验收中明确的站场以及各分区内带井号的井场工程量进行逐一梳理。

采油二厂 12 区后评价范围工程环保手续履行情况见表 3.1-1。主要设施环保手续情况见表 3.1-2，油气井环保手续履行情况统计汇见 3.1-3、附表 2~附表 3。

根据分析结果，采油二厂 12 区后评价范围开发时间从 2000 年开始，陆续开展有 21 次（其中 9 次为区块环评报告书）产能新建、扩建及场站、附属设施建设、技术改造等。根据统计结果，目前统计 12 区的 505 口井、20 个站场中，376 口井、18 座站场环保手续齐全；129 口井、2 座站场，受工程进度、历史原因等因素影响，暂未履行“三同时”手续；2017 年以后的井均开展了单井钻井环评。

综上所述，油田在开发过程中采取了生态保护和污染防治措施，污染物满足达标排放，产生的环境影响在可接受的范围内，环境监测表明区块环境质量满足相应质量标准要求，在落实本次后评价提出的改进措施后油田开发对环境产生的影响可进一步减缓。

表 3.1-1 12 区后评价范围内油气开发活动环保手续履行情况一览表

序号	项目名称	环评情况	环评工程概况	验收情况	验收内容
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	编制单位：国家环保总局环境发展中心；2008 年 3 月 7 日取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复，新环监函（2008）80 号	主要建设内容：AD2、AD3、AD4、AD5、AD6、AD7 以及 TK1023、TK1025、TK 1026、TK 1029 等 10 口井、12-1 计转（掺稀）站、12-2 计量（掺稀）混输泵站、12-3 计量（掺稀）混输泵站、10-4 计量混输（掺稀）泵站、10-3 计（掺稀）转站等 5 座站场；中间热泵站（1 座）；AD4、7 井区的集输管网，AD4、7 井区中心转接站到二号联的外输油管线，一号联到 AD7 井区的稀原油管线，二号联低压气管网至 12 区天然气供气管线，供电系统，道路，通信，自控及其他配套工程。设计产量 1792.28t/d。	编制单位：自治区环境监测总站；2010 年 9 月 21 日通过自治区环境保护厅验收，新环评价函（2010）587 号	10 口井：TH10338（原 TK1023）、TH10326（原 TK1025）、TH10328（原 TK1026）、TH10345（原 TK1029）、AD7、AD4、AD3、AD6CH、AD2、AD5CH 等； 站场（5 座）：12-1 计转（掺稀）站、12-2 计量（掺稀）混输泵站、12-3 计量（掺稀）混输泵站、10-4 计量混输（掺稀）泵站、10-3 计转（掺稀）站； 中间热泵站（1 座）； 油气集输系统 197.13km：其中油气集输管线 61.63km、12-1 计转站至二号联原油外输管道 36km、一号联至 12-1 计转站掺稀原油输送管道 56km、二号联至 12-1 计转站燃料气返输管线 36km、10-3 计转站至 10-1 计转站伴生气外输管线 5.5km； 道路工程：主干路、支干路、井场路等。 实际产量 1792.28t/d。
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	编制单位：新疆环境保护技术咨询中心；2009 年 4 月 15 日取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复，新	东区部署开发井 41 口（其中老井 17 口，新钻井 24 口），井口设 400kw 水套加热炉，地面工程主要包括新建转接（掺稀）站 1 座（12-4 转接掺稀站），新建计量（掺稀）混输泵站 4 座（12-5、12-6、12-7、12-8 计量掺稀混输泵站），集输管线 88.2km（出油、掺稀、燃料气 3 条管	编制单位：自治区环境监测总站；2015 年 8 月 12 日通过自治区环境保护厅验收，新环函	实际已部署开发 38 口井，总产能为*t/a；已按环评内容建设完成 12-4 转接（掺稀）站、4 座计量（掺稀）混输泵站（12-5、12-6、12-7、12-8 计量（掺稀）混输泵站）；单井集输管线 86.3km（出油、掺稀、燃料气 3 条管线同沟敷设），外输管线 38km（其中外输支干线 28km，外输主干线 10km），新

序号	项目名称	环评情况	环评工程概况	验收情况	验收内容
		环监函(2009)151号	线同沟敷设), 外输管线 42km (其中外输支干线 27 km, 外输主干线 15km), 新建油区支干路 14.8km, 扩建二号联合站。以及配套的电力、供排水、消防等公用工程。高峰期三年的年产油分别为 40.86×10^4 t、 62.6×10^4 t 和 46.64×10^4 t, 平均为 50.3×10^4 t, 预测期末累积产油 373.97×10^4 t, 采出程度 8.25%, 含水率 66.18%。	(2015) 909 号	建油区支干路 15.1km, 完成二号联扩建工程及其他公用工程。
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	编制单位: 新疆环境保护技术咨询中心; 2010 年 10 月 12 日取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复, 新环评价函(2010)644 号	新建产能 57.8 万 t/a。采用油气混输与分输相结合的方式, 单井集输采用井筒掺稀降粘、油气加热输送工艺。本工程开发油井 71 口(其中完钻井 51 口, 新钻井 20 口), 新建站场 6 座(其中转接站 4 座, 混输泵站 2 座), 对中间热泵站进行扩建, 新建单井集输管线 329km (单井出油、掺稀、燃料气 3 条管线同沟敷设), 外输支干线 55.25km (站场间油、掺稀、燃料气 3 条管线同沟敷设), 新建三号联合站至 12 区稀油干线的稀油管道 18km, 新建电力及、道路、配套设施等。	编制单位: 自治区环境监测总站; 2012 年 8 月 27 日通过自治区环境保护厅验收, 新环评价函(2012)855 号	建设内容主要包括: 开发单井 71 口, 新建站场 6 座, 油气集输管线约 402km, 油田巡检道路约 62km, 配套建设电力、给排水、消防、自控等公用设施。区块油气集输采用油气混输与分输相结合的方式, 单井集输采用井筒掺稀降粘、油气加热输送方式。原油生产能力 57.8×10^4 t/a, 原油及伴生气依托塔河油田二号联合站进行处理。工程总投资 331398 万元, 其中环保投资 3209 万元, 占总投资的 0.97%。
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	编制单位: 新疆环境保护技术咨询中心; 2011 年 7 月 14 日取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复, 新	部署油井 40 口(不含盐井直井 39 口+含盐直井 1 口); 新建产能 47.5×10^4 t; 新建 12-13 计转(掺稀)站 1 座; 单井集输管线 107km (单井出油、掺稀、燃料气 3 条管线同沟敷设), 外输支干线 6.9km (站场间油、掺稀、燃料气 3 条管线同沟敷设), 外输主干线 23.8km, 以	编制单位: 自治区环境监测总站; 2015 年 8 月 12 日通过自治区环境保护厅验收, 新环函	署油井 40 口(不含盐井直井 39 口+含盐直井 1 口); 新建产能 47.5×10^4 吨/年; 新建 12-13 计转(掺稀)站 1 座; 单井集输管线 107km (单井出油、掺稀、燃料气 3 条管线同沟敷设), 外输支干线 6.9km (站场间油、掺稀、燃料气 3 条管线同沟敷设), 外输主干线 23.8km。

序号	项目名称	环评情况	环评工程概况	验收情况	验收内容
		环评价函〔2011〕619号	及配套的电力、给排水及消防、结构、通信、暖通、自控、机制、防腐、热工等配套工程。	〔2015〕914号	工程总投资 140111 万元,环保投资 3380.94 万元, 占总投资的 2.41%。项目于 2009 年 7 月开工建设, 2010 年 5.月投入试运行。
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	编制单位:新疆环境保护技术咨询中心; 2011 年 11 月 19 日取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复, 新环评价函〔2011〕1004 号	属加密调整项目。主体工程包括: 钻井工程(部署开发井 45 口, 新增原油产能 48.2×104t/a)、站场工程(新建计量混输泵站 1 座)、管网工程(新建各类集输管线约 150km)、新建油区道路 8.3km; 扩建 12 区二厂三队生活基地; 新建防洪工程等。本工程总投资 17.67 亿, 其中环保投资 3917.5 万元。	编制单位: 自治区环境监测总站; 2017 年 1 月 9 日通过自治区环境保护厅验收, 新环函〔2017〕52 号	本项目新建单井 45 口, 新建计量(掺稀)混输泵站 1 座、扩建 5 座计量混输泵站部分集输设备, 新建单井集输管线 141.7 公里、外输支干线 8 公里、油区支干道路 8.3 公里。采出液依托塔河油田二号联合站处理。工程总投资 169500 万元, 环保投资 3166 万元, 占总投资的 1.87%。
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	编制单位:新疆环境保护技术咨询中心; 2013 年 6 月 14 日取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复, 新环评价函〔2013〕493 号	部署油井 50 口, 新建产能 44.0×104t, 新建油气集输站场 3 座, 以及配套工程。原油处理依托塔河油田已建二号联合站, 固废依托塔河油田已建 1 号、2 号固废、液废处理场处置。该项目工程计划总投资约 194607 万元, 其中环保投资约 3602.5 万元。	尚未验收	未完成

序号	项目名称	环评情况	环评工程概况	验收情况	验收内容
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	编制单位：新疆环境保护科学研究院；2014 年 2 月 13 日取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复，新环函〔2014〕165 号	设计在现有塔河油田 12 区内加密布设开发井 45 口，总钻井进尺 28.1 万米，新建产能约 19.7 万吨/年。工程建设主要内容有：钻井工程（新建 42 口直井、2 口水平井、1 口“S 型”定向井）、集输工程（各类管线 342.8 千米）、油田道路 77.5 千米，扩建原有生活基地，配套建设供水、供电、通讯等工辅设施。油气处理依托塔河油田二号联合站和四号联合站。本次开发工程新增占地 328.24 万平方米，其中永久占地 22.38 万平方米，临时占地 305.83 万平方米。该项目工程计划总投资约 156574.73 万元，其中环保投资约 1830 万元。	编制单位：新疆金天昆环境科技有限公司，2019 年 9 月 4 日通过自主验收，西北油安〔2019〕348 号	钻井 45 口，集输工程（各类管线 326 千米），新建井口燃气加热炉和中间炉 54 台、计转站燃气加热炉 7 台；进站道路 9 千米；扩建原有生活基地，配套建设供水、供电、通讯等工辅设施。油气处理依托塔河油田二号联合站和四号联合站。项目新建产能 14.5 万吨/年。项目实际总投资为 140900 万元，环保投资实际费用为 1718.5 万元，占项目总投资的 1.22%。
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	编制单位：新疆环境保护科学研究院；2015 年 2 月 16 日取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复，新环函〔2015〕196 号	共部署新井 42 口，新建产能 16.07 万吨。扩建 12-5、12-7、12-15 三座阀组；单井出油管线 116.58km；渗稀管线 97.36km；燃料气管线 44.19km；修复单井道路 46.2km；以及项目配套的电力、给排水及消防、结构、通信、暖通、自控、机制、防腐、热工等配套工程。电力及道路配套设施等。	编制单位：新疆金天昆环境科技有限公司，2019 年 9 月 3 日通过自主验收，西北油安〔2019〕343 号	该项目新钻井 42 口，200kW 加热炉 3 台，400kW 加热炉 39 台，12-5、12-7、12-15 站场阀组扩建，单井出油管线 112.7km，单井渗稀管线 109.4km，单井燃料气管线 90.25km，修复单井道路 43.89km。项目总投资 127368 万元，其中环保投资为 2061 万元。占总投资的 1.62%。
9	塔河油田 12 区 2015~2016 年产能建设项目环境影响报告书	编制单位：新疆金天昆环境科技有限公司；2017 年 1 月 13 日取得自治	新建产能 27.62×104t（1）钻井工程。共新钻井 54 口（直井 1 口、水平井 53 口），总钻井进尺 33.54×104 米。（2）地面集输工程。扩建 6 座计转站阀组，新井全部采用井口加热集输工艺。	编制单位：新疆正天华能环境工程技术有限公司；2019 年 1 月	（1）钻井工程 本项目计划开发部署新井 54 口，其中直井 53 口，水平井 1 口。实际实施开发井新井 46 口。 （2）油气集输工程

序号	项目名称	环评情况	环评工程概况	验收情况	验收内容
		区环保厅批复,新环函(2017)85号	(3)集输管线。新建单井集油管线 159.35 千米,掺稀管线 150.75 千米,燃料气管线 65.71 千米。(4)道路。修复单井道路 60.36 千米。; 54 台双盘管加热炉(200kW)和 8 台单盘管加热炉(200kW)。	7 日通过自主验收,油田环验(2019)2号	本项目设计扩建掺稀阀组 25 套,扩建进站阀组 16 套;新修单井集油管线 159.35km;掺稀管线 150.75km、燃料气管线 65.71km。实际扩建掺稀阀组 27 套,扩建进站阀组 19 套;新修单井集油管线 124.14km;掺稀管线 121.05km、燃料气管线 112.93km。(3)配套工程 项目配套工程包括道路、供热工程。设计修复井场道路 60.36km。油气集输和计量阀组间设置加热炉进行加热,共设置 54 台双盘管加热炉(200kW)和 8 台单盘管加热炉(200kW)。实际修复井场道路 50.6km,共设置 40 台 400kW 加热炉,6 台 200kW 加热炉。
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	编制单位:新疆维吾尔自治区环境保护科学研究院;2019 年 8 月 20 日取得自治区环保厅批复:新环评价函【2012】1152 号	新建四号联合站主要负责四号联周围单井的进站加热、计量和配气;各计转站油气混合液的加热、油气分离、原油脱水、原油稳定(脱硫)、大罐抽气、原油储存、原油计量外输、伴生气外输、污水处理。联合站设计原油处理规模 260 万吨/年,混合液处理规模 400 万吨/年,污水处理规模 4000 立方米/天。新建原油外输管道输油规模为 300 万吨/年,管道总长 43.5 千米。	编制单位:自治区环境监测总站;2015 年 11 月 3 日通过自治区环境保护厅验收,新环函(2015)1183 号	新建四号联合站、原油外输系统及配套工程。四号联合站建设原油加热分离系统、原油沉降及罐区、污水处理及回灌系统以及辅助生产、生活设施。原油设计处理规模为 260x 10 ⁴ 吨/年、混合液设计处理规模为 400x 10 ⁴ 吨/年、污水处理设计规模为 4000 立方米/天;新建原油外输管线 41.8 公里,输油规模为 300 万吨/年,同时对原油外输管线依托的 1#中间热泵站和雅克拉装车末站进行扩建;建设联合站站内、外连接道路 1.7 公里。

序号	项目名称	环评情况	环评工程概况	验收情况	验收内容
11	四号联合站混烃外输及处理项目环境影响报告书	编制单位：中国石油大学（华东）；2016年9月27日取得自治区环保厅批复：新环函【2016】1397号	项目建设内容包括两部分：(1)混烃脱硫设施。拟建于四号联合站西侧空地内，设计混烃处理规模 70 吨/天，采用碱洗法脱硫工艺，脱硫设施包括 1 座 22 立方米混烃碱洗罐、1 座 22 立方米混烃水洗罐、1 座 49 立方米碱液罐、1 座 49 立方米碱渣罐、3 座 100 立方米混烃储罐及配套机泵和其他辅助设施，在雅克拉集气站建设 2 座 51 立方米混烃分水罐及配套机泵等；(2)混烃外输管线设施。管线自四号联合站混烃脱硫设施起，沿油区 7 号主干公路敷设，至雅克拉集气站止，全长 17 千米。	编制单位：新疆天合环境技术咨询有限公司；2019年1月7日通过自主验收，油田环验〔2019〕4号	与环评基本一致。包括两部分：(1)混烃脱硫设施。拟建于四号联合站西侧空地内，设计混烃处理规模 70 吨/天，采用碱洗法脱硫工艺，脱硫设施包括 1 座 22 立方米混烃碱洗罐、1 座 22 立方米混烃水洗罐、1 座 49 立方米碱液罐、1 座 49 立方米碱渣罐、3 座 100 立方米混烃储罐及配套机泵和其他辅助设施，在雅克拉集气站建设 2 座 51 立方米混烃分水罐及配套机泵等；(2)混烃外输管线设施。管线自四号联合站混烃脱硫设施起，沿油区 7 号主干公路敷设，至雅克拉集气站止，全长 17 千米。
12	塔河油田四号联合站混烃脱硫优化工程	编制单位：新疆天合环境技术咨询有限公司；2019年7月18日取得阿克苏地区环保局批复：阿地环函字[2019]437号	项目建设位于现有厂界内，工程采用混烃分馏工艺取代现有的混烃碱洗工艺，脱出混烃中硫化氢和部分有机硫，脱硫后混烃依然外输雅克拉生产液化气和轻烃。按照四号联原碱洗脱硫规模确定本次混烃分馏设计处理规模为 60t/d，脱硫前混烃硫化氢含量按 0.4%，脱硫后混烃总硫含量<0.1%。项目主要建设内容包括：混烃脱硫稳定塔底重沸器 1 台、混烃脱硫稳定塔 1 座、混烃进料加热器 1 台、混烃脱硫塔塔顶冷凝器 1 座、混烃后冷器 1 座、混烃脱硫塔回流罐 1 座、混烃脱硫塔塔顶回流泵 2 台、导热油加热炉系统 1 套，配套建设供电、供水、消防、自控等辅助公用工程。项目总投资 874.44 万元，	尚未验收	未完成

序号	项目名称	环评情况	环评工程概况	验收情况	验收内容
			其中环保投资 19 万元，占总投资的 2.17%。		
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	编制单位：新疆天合环境技术咨询有限公司；2019 年 6 月 26 日取得阿克苏地区环保局批复：阿地环函字[2019]370 号	(1)部署油井 6 口(KFOAD20-4X、KFOTH12422-2X、TH12455X、TH12456、KFOTH12444-1、KFOTH12443-1，其中两口井已经单独作环评，本项目评价四口单井);新建产能 4.03 万 t; (2)单井部分新建集输管线 15.32km, 新建掺稀管线 15.32km,新建燃料气管线 4.75km.新建 200kw 加热炉 6 台。(3) AD20 混输泵站扩建 10 井式选井计量阀组 1 座、10 井式掺稀阀组 1 座; (4)12-9 计转掺稀站扩建高压掺稀泵 1 台; (5) 12-1 计转掺稀站扩建稀油增压泵三台(两用一备); (6)新建 AD20 站至 12-9 外输油管线 DN200 共计 6.8km;以及项目配套的电力、给排水及消防、结构、通信、暖通、自控、机制、防腐、热工等配套工程。	尚未验收	未完成
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	编制单位：新疆天合环境技术咨询有限公司；2019 年 11 月 22 日取得阿克苏地区环保局批复：阿地环函字[2019]645 号	部署油井 5 口,井号分别为 TH121140、TH123104、TH123106X.TH121139X、TH123105(这 5 口井的钻井工程均已取得阿克苏地区生态环境局的环评批复);新建产能 3.795 万 t;根据新井原油物性及地理位置就近进入已建站场 10-4 站、12-14 站、10-7 站、12-5 站、12-15 站。5 口开发井均采用井口加热，掺稀三管集输工艺。新建集输管线 10.16km,掺稀管线 10.16km, 燃料气管线 4.78km,5 座井场新	尚未验收	未完成

序号	项目名称	环评情况	环评工程概况	验收情况	验收内容
			建 200kw 加热炉 5 台;以及配套的电力、给排水及消防、结构、通信、暖通、自控、机制、防腐、热工等配套工程		
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	编制单位: 新疆天合环境技术咨询有限公司; 2019 年 11 月 22 日取得阿克苏地区环保局批复: 阿地环函字[2019]646 号	部署油井 3 口, 井号分别为 TH12183CH、TH12360CH、TH12239CH, (钻井已批);新建产能 1.98x 10 ⁴ t;根据新井原油物性及地理位置就近进入已建站场 10-7 站、12-14 站、12-5 站。3 口开发井均采用井口加热, 3 座井场新建 200kw 加热炉 3 台, 掺稀三管集输工艺。集输管道和加热炉全部依托现有工程。	尚未验收	未完成
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	编制单位: 新疆天合环境技术咨询有限公司; 2019 年 11 月 22 日取得阿克苏地区环保局批复: 阿地环函字[2019]648 号	部署油井 8 口, 井号分别为 TH121137、TH121138、TH123107、TH123108、TH123109X、TH123110、TH123111、TH12564H (钻井已批), 新建产能 6.204 万 t; 根据新井原油物性及地理位置就近进入已建站场 12-15 站、12-4 站、12-13 站、10-4 站、12-14 站、12-3 站。8 口开发井均采用井口加热, 掺稀三管集输工艺。新建集输管线 25.23km, 掺稀管线 25.23km, 燃料气管线 7.74km, 8 座井场新建 200kw 加热炉 8 台;以及配套的电力、给排水及消防、结构、通信、暖通、自控、机制、防腐、热工等配套工程。	尚未验收	未完成

序号	项目名称	环评情况	环评工程概况	验收情况	验收内容
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	编制单位: 新疆天合环境技术咨询有限公司; 2019 年 11 月 22 日取得阿克苏地区环保局批复: 阿地环函字[2019]649 号	部署油井 6 口, 井号分别为 TH12278、TH121141、TH123112X、TH123113X、TH12452、TH12453(这 6 口井的钻井已批复); 新建产能 4.554 万 t; 根据新井原油物性及地理位置就近进入已建站场 12-7 站、10-5 站、12-12 站、12-9 站。6 口开发井均采用井口加热, 掺稀三管集输工艺。新建集输管线 10.14km, 掺稀管线 10.14km, 燃料气管线 4.80km, 6 座井场新建 200kw 加热炉 6 台; 以及配套的电力、给排水及消防、结构、通信、暖通、自控、机制、防腐、热工等配套工程。	尚未验收	未完成
18	塔河油田 12 区奥陶系油藏 TH12518 断裂带 2018 年产能建设项目	编制单位: 新疆天合环境技术咨询有限公司; 2019 年 11 月 22 日取得阿克苏地区环保局批复: 阿地环函字[2019]651 号	部署油井 5 口, 井号分别为 TH12567X、TH12566X、TH12569H、TH12458、TH12459X(这 5 口井的钻井工程已批); 新建产能 5.28 万 t; 根据新井原油物性及地理位置就近进入 12-9 计转掺稀站、12-16 计量掺稀混输泵站。5 口开发井均采用井口加热, 掺稀三管集输工艺。新建集输管线 18.02km, 掺稀管线 18.02km, 燃料气管线 4.7km, 5 座井场新建 200kw 加热炉 5 台; 以及配套的电力、给排水及消防、结构、通信、暖通、自控、机制、防腐、热工等配套工程。	尚未验收	未完成

序号	项目名称	环评情况	环评工程概况	验收情况	验收内容
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	编制单位：新疆天合环境技术咨询有限公司；2019 年 11 月 22 日取得阿克苏地区环保局批复：阿地环函字[2019]650 号	部署油井 2 口，井号分别为 TH12565、TH12568 (这 2 口井的钻井已批);新建产能 7590t; 根据新井原油物性及地理位置就近进入已建站场 12-2 站。2 口开发井均采用井口加热,掺稀三管集输工艺。新建集输管线 8.27km,掺稀管线 8.27km, 燃料气管线 1.90km, 2 座井场新建 200kw 加热炉 2 台;以及配套的电力、给排水及消防、结构、通信、暖通、自控、机制、防腐、热工等配套工程。	尚未验收	未完成
20	塔河油田西部奥陶系油藏侧钻井 2018 年第一期产能建设方案环境影响报告表	编制单位：新疆天合环境技术咨询有限公司；2019 年 11 月 22 日取得阿克苏地区环保局批复：阿地环函字[2019]647 号	部署油井 10 口，井号分别为 AD10CH2、AD11CH2、TH12308CH2、TH12409CX,TH12424CH、TH129CH、TH10356CX.TH10114XCH、TP155XCH、TH10116CH (这 10 口井的钻井工程已批);新建产能 6.6 万 t; 根据新井原油物性及地理位置就近进入已建站场 12-1 站、12-1 站、10-4 站、12-9 站、12-9 站、TP-11 站、10-3 站、10-7 站、TP-19 站、10-9 站。10 口开发井均采用井口加热，掺稀三管集输工艺。10 座井场新建 200kw 加热炉 10 台。集输管道和加热炉全部依托现有工程。	尚未验收	未完成
21	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	编制单位：新疆天合环境技术咨询有限公司；2019 年 6 月 6 日取得阿	平均单井年底保有产能 16t/d，新增经济可采储量 29.71×104t，最高年产油 4.56×104t，钻井工程，共部署 14 口侧钻井，TP171CH、TP177CH、TH10376CX、TH10363CH、TP194CH、	尚未验收	未完成

序号	项目名称	环评情况	环评工程概况	验收情况	验收内容
	项目环境影响报告表	克苏地区环保局批复：阿地环函字[2019]291号	AD24CH、TP180CH、TP130CH2、TP127CH、TH12239CH、TH12513CH2、TP113CH2、TP174CH、TP181CX。新建 AD24CH 井集输管线 3.25km;掺稀管线 3.46km;燃料气管线 3.46km;新建 200kW 加热炉 1 台,TH12536 计量阀组站扩建 2 台混输泵及其配套设施, TP-11 计转站、10-2 计转站各扩建外输泵 1 台及其配套设施;配套工程,修复砂石料道路 10km。本工程不新增永久占地,临时占地 20632m ² 。本项目总投资为 22970 万元,环保投资 1250 万元,占总投资的 5.44%。		
22	塔河油田 TH12516 混输泵站集输优化工程环境报告表	编制单位：新疆天合环境技术咨询有限公司；2019 年 8 月 20 日取得阿克苏地区环保局批复：阿地环函字[2019]466 号	在保留现有外输管线的基础上,新建 1 条 TH12516 混输泵站至 12-2 计转站集输管线(全长 6.5 千米),新建集输管线采用 HTPO 内穿插及 30 毫米聚氨酯泡沫黄夹克防护工艺。	尚未验收	未完成
23	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	编制单位：森诺科技有限公司；2019 年 11 月 13 日取得阿克苏地区环保局批复：阿地环函字[2019]620 号	对塔河油田 12 区 12-12 站至 12-4 站集油干线、12-12 站至塔河油田四号联原油外输管线、12-7 站至塔河油田四号联原油外输管线、12-6 站至 12-4 站集油干线 4 条管线采用内穿插高密度聚乙烯管(HTPO)和纤维增强涂层 2 种修复方案进行管线隐患治理。该项目总投资 2220.71 万元,	尚未验收	未完成

序号	项目名称	环评情况	环评工程概况	验收情况	验收内容
			其中环保投资 52.0 万元，环保投资占总投资约 2.34%。		
24	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	编制单位：乌鲁木齐天辰创展工程咨询有限公司;2016 年 11 月 1 日取得原库车县环保局批复：库环监函[2016]138 号	一、本项目建于采油二厂塔四联生产区基地(中心地理坐标*)。建设内容:本工程主要是改造塔四联生产区基地内一体化污水处理装置，新增混合液回流泵、污泥回流泵、反冲洗泵、过滤器及新增自动控制系统。污水处理设施能力: 48m ³ /d。项目建设性质为改建，总投资 41.85 万元，其中环保投资为 41.85 万元，环保投资占总投资比例 100%。主要污水处理工艺为:预处理+RAAO+消毒+过滤工艺。	2018 年 4 月 21 日通过自主验收	本工程采用预处理+RAAO+消毒+过滤工艺。污水处理设施能力: 24m ³ /d，新增混合液回流泵、污泥回流泵、反冲洗泵、过滤器及新增自动控制系统。
25	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	编制单位：乌鲁木齐天辰创展工程咨询有限公司;2016 年 11 月 1 日取得原库车县环保局批复：库环监函[2016]142 号	一、本项目建于库车县采油二厂塔四联生活区基地(中心地理坐标*)。建设内容:本工程主要是改造塔四联生活区基地内一体化污水处理装置，新增混合液回流泵、污泥回流泵、反冲洗泵、过滤器及新增自动控制系统。污水处理设施能力: 24m ³ /d。项目建设性质为改建，总投资 42.55 万元，其中环保投资为 42.55 万元，环保投资占总投资比例 100%。主要污水处理工艺为:预处理+RAAO+消毒+过滤工艺。	2018 年 4 月 21 日通过自主验收	本工程采用预处理+RAAO+消毒+过滤工艺。污水处理设施能力: 24m ³ /d，新增混合液回流泵、污泥回流泵、反冲洗泵、过滤器及新增自动控制系统。
26	中石化西北油田分公司采油二厂采油二三队基地	编制单位：乌鲁木齐天辰创展工程咨询有限公司	一、本项目建于库车市采油二厂采油二三队基地内(中心地理坐标*)。建设内容:本工程主要是改造采油二厂采油二三队基地内一体化污水处	2018 年 4 月 21 日通过自主验收	本工程污水处理工艺为：预处理+RAAO+消毒+过滤工艺。污水处理设施能力：48m ³ /d，处理后污水达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）二级

序号	项目名称	环评情况	环评工程概况	验收情况	验收内容
	污水处理项目环境影响报告表	司;2016年11月1日取得原库车县环保局批复:库环监函[2016]146号	理装置,新增调节池内提升泵、混合液回流泵、污泥回流泵、反冲洗泵、绿化泵等,并更换手动格栅为机械格栅,一体化污水处理装置填料、纤维球过滤器填料、装置内部液位控制装置等。污水处理设施能力:48m ³ /d。项目建设性质为改建,总投资44.36万元,其中环保投资为44.36万元,环保投资占总投资比例100%。主要污水处理工艺为:预处理+RAAO+消毒+过滤工艺。		标准。本工程主要是改造二三队基地内一体化污水处理装置,新增调节池内提升泵、混合液回流泵、污泥回流泵、反冲洗泵、绿化泵等,并更换手动格栅为机械格栅,一体化污水处理装置填料、纤维球过滤器填料、装置内部液位控制装置等。

表 3.1-2 主要设施（地面工程）环保手续履行情况

主要设施	工程内容	项目名称	环境影响评价	环境保护竣工验收
四号联合站	2012年在塔河油田中北部新建四号联合站站,永久占地面积41910m ² 。设计原油处理规模260万t/a,混合液处理规模400万t/a,污水处理规模4000m ³ /d,原油处理采用两级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。	塔河油田四号联合站及原油外输配套工程	编制单位:新疆维吾尔自治区环境保护科学研究院;2019年8月20日取得自治区环保厅批复:新环评价函(2012)1152号	编制单位:自治区环境监测总站;2015年11月3日通过自治区环境保护厅验收,新环函(2015)1183号。
	2016年在四号联合站西侧空地内新建混烃脱硫设施,设计混烃处理规模70吨/天,采用碱洗法脱硫工艺,新建混烃输送管线17km,混烃分馏依托雅克拉集气站现有设施。	塔河油田四号联合站混烃外输及处理工程	编制单位:中国石油大学(华东);2019年9月27日取得自治区环保厅批复:新环函(2016)1397号	编制单位:新疆天合环境技术咨询有限公司;2019年1月7日通过自主验收,油田环验(2019)4号。
	项目建设位于混烃设施现有厂界内,工程采用混烃分馏工艺取代现有的混烃碱洗工艺,脱出混烃中硫化氢和部分有机硫,脱硫后混烃依然外输雅克拉生产液化气 and 轻烃。按照四号联原碱洗脱硫规模确定本次混烃分馏设计处理规模为60t/d。	塔河油田四号联合站混烃脱硫优化工程	编制单位:新疆天合环境技术咨询有限公司;2019年7月18日取得阿克苏地区环保局批复:阿地环函字[2019]437号	暂未验收
12-1计转	2007年9月运行,站内分为3套工艺流程:原油计转系统、掺稀	塔河油田12区开发地面	编制单位:国家环保总局环境发展中心;2008年3	编制单位:自治区环境监测总站;2010

塔河油田 12 区环境影响后评价报告书

主要设施	工程内容	项目名称	环境影响评价	环境保护竣工验收
站	系统、天然气外输系统。设计规模处理液量 120 万 t/a，设计掺稀规模 36 万 t/a。	工程先期配套项目	月 7 日取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复，新环监函〔2008〕80 号	年 9 月 21 日通过自治区环境保护厅验收，新环评价函〔2010〕587 号。
12-2 计转站	2008 年运行，站内分为 2 套工艺流程：原油计转系统、掺稀系统。设计规模处理液量 28 万 t/a，设计掺稀规模 12 万 t/a。	塔河油田 12 区开发地面工程先期配套项目	编制单位：国家环保总局环境发展中心；2008 年 3 月 7 日取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复，新环监函〔2008〕80 号	编制单位：自治区环境监测总站；2010 年 9 月 21 日通过自治区环境保护厅验收，新环评价函〔2010〕587 号。
12-3 计转站	2007 年 11 月运行，站内分为 2 套工艺流程：原油计转系统、掺稀系统。设计规模处理液量 28 万 t/a，设计掺稀规模 12 万 t/a。	塔河油田 12 区开发地面工程先期配套项目	编制单位：国家环保总局环境发展中心；2008 年 3 月 7 日取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复，新环监函〔2008〕80 号	编制单位：自治区环境监测总站；2010 年 9 月 21 日通过自治区环境保护厅验收，新环评价函〔2010〕587 号。
12-4 计转站	2008 年 8 月初次建设运行，后陆续进行了两次扩建、改造等，现站内分为 2 套工艺流程：原油计转系统、掺稀系统。设计规模处理液量 125 万 t/a，设计掺稀规模 58 万 t/a。	塔河油田 12 区奥陶系油藏东区产能建设项目	编制单位：新疆环境保护技术咨询中心；2009 年 4 月 15 日取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复，新环监函〔2009〕151 号	编制单位：自治区环境监测总站；2015 年 8 月 12 日通过自治区环境保护厅验收，新环函〔2015〕909 号。
		塔河油田 12 区奥陶系油藏第四期开发项目	编制单位：新疆环境保护技术咨询中心；2011 年 11 月 19 日取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复，新环评价函〔2011〕1004 号	编制单位：自治区环境监测总站；2017 年 1 月 9 日通过自治区环境保护厅验收，新环函〔2017〕52 号。
		塔河油田 12 区奥陶系油藏第六期产能建设项目	编制单位：新疆环境保护科学研究院；2014 年 2 月 13 日取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复，新环函〔2014〕165 号	编制单位：新疆金天昆环境科技有限公司，2019 年 9 月 4 日通过自主验收，西北油安〔2019〕348 号。
12-5 计转站	2008 年 8 月初次建设运行，后陆续进行了三次扩建、改造等，现站内分为 2 套工艺流程：原油计转系统、掺稀系统。设计规模处理液量 28.5 万 t/a，设计掺稀规模 13 万 t/a。	塔河油田 12 区奥陶系油藏东区产能建设项目	编制单位：新疆环境保护技术咨询中心；2009 年 4 月 15 日取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复，新环监函〔2009〕151 号	编制单位：自治区环境监测总站；2015 年 8 月 12 日通过自治区环境保护厅验收，新环函〔2015〕909 号。
		塔河油田 12 区奥陶系油藏第四期开发项目	编制单位：新疆环境保护技术咨询中心；2011 年 11 月 19 日取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复，新环评价函〔2011〕1004 号	编制单位：自治区环境监测总站；2017 年 1 月 9 日通过自治区环境保护厅验收，新环函〔2017〕52 号。
		塔河油田 12 区奥陶系油藏第六期产能建设项目	编制单位：新疆环境保护科学研究院；2014 年 2 月 13 日取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复，	编制单位：新疆金天昆环境科技有限公司，2019 年 9 月 4 日通过自主验收，

塔河油田 12 区环境影响后评价报告书

主要设施	工程内容	项目名称	环境影响评价	环境保护竣工验收
			新环函〔2014〕165号	西北油安〔2019〕348号。
		塔河油田 12 区奥陶系油藏第七期产能建设项目	编制单位：新疆环境保护科学研究院；2015 年 2 月 16 日取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复，新环函〔2015〕196 号	编制单位：新疆金天昆环境科技有限公司，2019 年 9 月 3 日通过自主验收，西北油安〔2019〕343 号。
12-6 计转站	2010 年 12 月初次建设运行，后进行了扩建、改造等，现站内分为 2 套工艺流程：原油计转系统、掺稀系统。设计规模处理液量 125 万 t/a，设计掺稀规模 58 万 t/a。	塔河油田 12 区奥陶系油藏东区产能建设项目	编制单位：新疆环境保护技术咨询中心；2009 年 4 月 15 日取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复，新环监函〔2009〕151 号	编制单位：自治区环境监测总站；2015 年 8 月 12 日通过自治区环境保护厅验收，新环函〔2015〕909 号。
		塔河油田 12 区奥陶系油藏总体开发项目	编制单位：新疆环境保护技术咨询中心；2010 年 10 月 12 日取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复，新环评价函〔2010〕644 号	编制单位：自治区环境监测总站；2012 年 8 月 27 日通过自治区环境保护厅验收，新环评价函〔2012〕855 号
		塔河油田 12 区奥陶系油藏第六期产能建设项目	编制单位：新疆环境保护科学研究院；2014 年 2 月 13 日取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复，新环函〔2014〕165 号	编制单位：新疆金天昆环境科技有限公司，2019 年 9 月 4 日通过自主验收，西北油安〔2019〕348 号。
12-7 计转站	2009 年 9 月初次建设运行，后进行了扩建、改造等，现站内分为 2 套工艺流程：原油计转系统、掺稀系统。设计规模处理液量 30 万 t/a，设计掺稀规模 14 万 t/a。	塔河油田 12 区奥陶系油藏东区产能建设项目	编制单位：新疆环境保护技术咨询中心；2009 年 4 月 15 日取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复，新环监函〔2009〕151 号	编制单位：自治区环境监测总站；2015 年 8 月 12 日通过自治区环境保护厅验收，新环函〔2015〕909 号
		塔河油田 12 区奥陶系油藏总体开发项目	编制单位：新疆环境保护技术咨询中心；2010 年 10 月 12 日取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复，新环评价函〔2010〕644 号	编制单位：自治区环境监测总站；2012 年 8 月 27 日通过自治区环境保护厅验收，新环评价函〔2012〕855 号。
		塔河油田 12 区奥陶系油藏第四期开发项目	编制单位：新疆环境保护技术咨询中心；2011 年 11 月 19 日取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复，新环评价函〔2011〕1004 号	编制单位：自治区环境监测总站；2017 年 1 月 9 日通过自治区环境保护厅验收，新环函〔2017〕52 号。
		塔河油田 12 区奥陶系油藏第七期产能建设项目	编制单位：新疆环境保护科学研究院；2015 年 2 月 16 日取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复，新环函〔2015〕196 号	编制单位：新疆金天昆环境科技有限公司，2019 年 9 月 3 日通过自主验收，西北油安〔2019〕343 号。

塔河油田 12 区环境影响后评价报告书

主要设施	工程内容	项目名称	环境影响评价	环境保护竣工验收
12-8 计转站	2009 年 9 月初次建设运行，后进行了扩建、改造等，现站内分为 2 套工艺流程：原油计转系统、掺稀系统。设计规模处理液量 40 万 t/a，设计掺稀规模 40 万 t/a。	塔河油田 12 区奥陶系油藏东区产能建设项目	编制单位：新疆环境保护技术咨询中心；2009 年 4 月 15 日取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复，新环监函（2009）151 号	编制单位：自治区环境监测总站；2015 年 8 月 12 日通过自治区环境保护厅验收，新环函（2015）909 号
		塔河油田 12 区奥陶系油藏第六期产能建设项目	编制单位：新疆环境保护科学研究院；2014 年 2 月 13 日取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复，新环函（2014）165 号	编制单位：新疆金天昆环境科技有限公司，2019 年 9 月 4 日通过自主验收，西北油安（2019）348 号
12-9 计转站	2009 年 9 月初次建设运行，后进行了扩建、改造等，现站内分为 2 套工艺流程：原油计转系统、掺稀系统。设计规模处理液量 44 万 t/a，设计掺稀规模 20 万 t/a。	塔河油田 12 区奥陶系油藏总体开发项目	编制单位：新疆环境保护技术咨询中心；2010 年 10 月 12 日取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复，新环评价函（2010）644 号	编制单位：自治区环境监测总站；2012 年 8 月 27 日通过自治区环境保护厅验收，新环评价函（2012）855 号
		塔河油田 12 区奥陶系油藏总体开发项目	编制单位：新疆环境保护技术咨询中心；2010 年 10 月 12 日取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复，新环评价函（2010）644 号	编制单位：自治区环境监测总站；2012 年 8 月 27 日通过自治区环境保护厅验收，新环评价函（2012）855 号。
		塔河油田 12 区奥陶系油藏第四期开发项目	编制单位：新疆环境保护技术咨询中心；2011 年 11 月 19 日取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复，新环评价函（2011）1004 号	编制单位：自治区环境监测总站；2017 年 1 月 9 日通过自治区环境保护厅验收，新环函（2017）52 号。
		塔河油田 12 区奥陶系油藏第六期产能建设项目	编制单位：新疆环境保护科学研究院；2014 年 2 月 13 日取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复，新环函（2014）165 号	编制单位：新疆金天昆环境科技有限公司，2019 年 9 月 4 日通过自主验收，西北油安（2019）348 号
12-10 计转站	2011 年 7 月初次建设运行，后进行了扩建、改造等，现站内分为 2 套工艺流程：原油计转系统、掺稀系统。设计规模处理液量 53 万 t/a，设计掺稀规模 38 万 t/a。	塔河油田 12 区奥陶系油藏总体开发项目	编制单位：新疆环境保护技术咨询中心；2010 年 10 月 12 日取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复，新环评价函（2010）644 号	编制单位：自治区环境监测总站；2012 年 8 月 27 日通过自治区环境保护厅验收，新环评价函（2012）855 号。
		塔河油田 12 区奥陶系油藏第四期开发项目	编制单位：新疆环境保护技术咨询中心；2011 年 11 月 19 日取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复，新环评价函（2011）1004 号	编制单位：自治区环境监测总站；2017 年 1 月 9 日通过自治区环境保护厅验收，新环函（2017）52 号。
		塔河油田 12 区奥陶系油	编制单位：新疆环境保护科学研究院；2014 年 2	编制单位：新疆金天昆环境科技有限

塔河油田 12 区环境影响后评价报告书

主要设施	工程内容	项目名称	环境影响评价	环境保护竣工验收
		藏第六期产能建设项目	月 13 日取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复，新环函〔2014〕165 号	公司，2019 年 9 月 4 日通过自主验收，西北油安〔2019〕348 号。
12-11 计 转站	2009 年 8 月初次建设运行，后进行了扩建、改造等，现站内分为 2 套工艺流程：原油计转系统、掺稀系统。设计规模处理液量 40 万 t/a，设计掺稀规模 30 万 t/a。	塔河油田 12 区奥陶系油藏总体开发项目	编制单位：新疆环境保护技术咨询中心；2010 年 10 月 12 日取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复，新环评价函〔2010〕644 号	编制单位：自治区环境监测总站；2012 年 8 月 27 日通过自治区环境保护厅验收，新环评价函〔2012〕855 号。
		塔河油田 12 区奥陶系油藏第六期产能建设项目	编制单位：新疆环境保护科学研究院；2014 年 2 月 13 日取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复，新环函〔2014〕165 号	编制单位：新疆金天昆环境科技有限公司，2019 年 9 月 4 日通过自主验收，西北油安〔2019〕348 号。
12-12 计 转站	2009 年 3 月运行，站内分为 2 套工艺流程：混合液外输、单井掺稀。设计规模处理液量 75 万 t/a，设计掺稀规模 35 万 t/a。	塔河油田 12 区奥陶系油藏总体开发项目	编制单位：新疆环境保护技术咨询中心；2010 年 10 月 12 日取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复，新环评价函〔2010〕644 号	编制单位：自治区环境监测总站；2012 年 8 月 27 日通过自治区环境保护厅验收，新环评价函〔2012〕855 号
12-13 计 转站	2010 年 9 月运行，站内分为 2 套工艺流程：原油计转系统、掺稀系统。设计规模处理液量 60 万 t/a，设计掺稀规模 63 万 t/a。	塔河油田 12 区奥陶系油藏第三期开发项目	编制单位：新疆环境保护技术咨询中心；2011 年 7 月 14 日取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复，新环评价函〔2011〕619 号	编制单位：自治区环境监测总站；2015 年 8 月 12 日通过自治区环境保护厅验收，新环函〔2015〕914 号。
12-14 计 转站	2013 年 1 月运行，站内分为 2 套工艺流程：混合液外输和单井掺稀。设计规模处理液量 40 万 t/a，设计掺稀规模 22 万 t/a。	塔河油田 12 区奥陶系油藏第五期产能建设项目	编制单位：新疆环境保护技术咨询中心；2013 年 6 月 14 日取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复，新环评价函〔2013〕493 号	暂未验收
12-15 计 转站	2013 年 1 月初次建设运行，后进行了扩建、改造等，站内分为 2 套工艺流程：油气混输系统、掺稀系统。设计规模处理液量 40 万 t/a，设计掺稀规模 20 万 t/a。	塔河油田 12 区奥陶系油藏第五期产能建设项目	编制单位：新疆环境保护技术咨询中心；2013 年 6 月 14 日取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复，新环评价函〔2013〕493 号	暂未验收
		塔河油田 12 区奥陶系油藏第七期产能建设项目	编制单位：新疆环境保护科学研究院；2015 年 2 月 16 日取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复，新环函〔2015〕196 号	编制单位：新疆金天昆环境科技有限公司，2019 年 9 月 3 日通过自主验收，西北油安〔2019〕343 号。
TH12516 混输泵站	2011 年 8 月建设，站内分为 2 套工艺流程：原油计转系统、掺稀系统。设计规模处理液量 30 万 t/a，设计掺稀规模 21 万 t/a。	塔河油田 12 区奥陶系油藏第五期产能建设项目	编制单位：新疆环境保护技术咨询中心；2013 年 6 月 14 日取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复，	暂未验收

塔河油田 12 区环境影响后评价报告书

主要设施	工程内容	项目名称	环境影响评价	环境保护竣工验收
			新环评价函（2013）493 号	
AD20 计转站	2011 年 7 月建设，站内分为 2 套工艺流程：油气混输系统和掺稀系统	塔河油田 12 区开发地面工程先期配套项目	编制单位：国家环保总局环境发展中心；2008 年 3 月 7 日取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复，新环监函（2008）80 号	编制单位：自治区环境监测总站；2010 年 9 月 21 日通过自治区环境保护厅验收，新环评价函（2010）587 号。
12 区中间热泵站	2007 年 9 月运行，原油管线的最大输送量为 200 万 t/a，最小输量为 74 万 t/a。	塔河油田 12 区开发地面工程先期配套项目	编制单位：国家环保总局环境发展中心；2008 年 3 月 7 日取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复，新环监函（2008）80 号	编制单位：自治区环境监测总站；2010 年 9 月 21 日通过自治区环境保护厅验收，新环评价函（2010）587 号。
		塔河油田四号联合站及原油外输配套工程	编制单位：新疆维吾尔自治区环境保护科学研究院；2019 年 8 月 20 日取得自治区环保厅批复：新环评价函【2012】1152 号	编制单位：自治区环境监测总站；2015 年 11 月 3 日通过自治区环境保护厅验收，新环函（2015）1183 号
TH12330 卸油站	2009 年 8 月运行，槽车将稠油卸至地罐后经外输泵增压至 12-12 计转站。	塔河油田 12 区开发地面工程先期配套项目	编制单位：国家环保总局环境发展中心；2008 年 3 月 7 日取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复，新环监函（2008）80 号	编制单位：自治区环境监测总站；2010 年 9 月 21 日通过自治区环境保护厅验收，新环评价函（2010）587 号。
塔四联生产区基地生活污水处理系统	污水处理工艺为：预处理+RAAO+消毒+过滤工艺。污水处理设施能力：48 m ³ /d，处理后污水达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）二级标准，用于绿化。	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	编制单位：乌鲁木齐天辰创展工程咨询有限公司；2016 年 11 月 1 日取得原库车县环保局批复：库环监函[2016]138 号	编制单位：新疆新环监测检测研究院（有限公司），2018 年 4 月 21 日通过河南元光科技有限公司自主验收。
塔四联生活区基地生活污水处理系统	污水处理工艺为：预处理+RAAO+消毒+过滤工艺。污水处理设施能力：24 m ³ /d，处理后污水达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）二级标准，用于绿化。	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	编制单位：乌鲁木齐天辰创展工程咨询有限公司；2016 年 11 月 1 日取得原库车县环保局批复：库环监函[2016]142 号	编制单位：新疆新环监测检测研究院（有限公司），2018 年 4 月 21 日通过河南元光科技有限公司自主验收。
采油二三队基地污水处理项目	污水处理工艺为：预处理+RAAO+消毒+过滤工艺。污水处理设施能力：48 m ³ /d，处理后污水达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）二级标准，用于绿化。	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	编制单位：乌鲁木齐天辰创展工程咨询有限公司；2016 年 11 月 1 日取得原库车县环保局批复：库环监函[2016]146 号	编制单位：新疆新环监测检测研究院（有限公司），2018 年 4 月 21 日通过河南元光科技有限公司自主验收。

主要设施	工程内容	项目名称	环境影响评价	环境保护竣工验收
供水首站	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。	西北油田分公司油气田淡水工程	编制单位：新疆环境保护技术咨询中心；2009 年 4 月 3 日取得阿克苏地区环保局批复：阿地环函 [2009]67 号	编制单位：阿克苏地区环境科技咨询服务中心，2010 年 12 月 14 日通过阿克苏地区环保局验收。
12 区内的生活基地	四号联生活基地	塔河油田四号联合站及原油外输配套工程	编制单位：新疆维吾尔自治区环境保护科学研究院；2019 年 8 月 20 日取得自治区环保厅批复：新环评价函（2012）1152 号	编制单位：自治区环境监测总站；2015 年 11 月 3 日通过自治区环境保护厅验收，新环函（2015）1183 号。
		塔河油田 12 区奥陶系油藏第四期开发项目	编制单位：新疆环境保护技术咨询中心；2011 年 11 月 19 日取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复，新环评价函（2011）1004 号	编制单位：自治区环境监测总站；2017 年 1 月 9 日通过自治区环境保护厅验收，新环函（2017）52 号。
	二、三队生活基地	塔河油田 12 区奥陶系油藏第六期产能建设项目	编制单位：新疆环境保护科学研究院；2014 年 2 月 13 日取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复，新环函（2014）165 号	编制单位：新疆金天昆环境科技有限公司，2019 年 9 月 4 日通过自主验收，西北油安（2019）348 号。

表 3.1-3 各油气井环保手续履行情况统计汇总表

项目名称	管辖单位	行政区划	环保手续情况					
			有环评有验收		有环评暂未验收		无环保手续	
			井	站	井	站	井	站
《塔河油田 12 区环境影响后评价报告书》	采油二厂、油服工程中心	阿克苏地区库车市	376	18	129	2	0	0
注：各单井环保手续统计表见附表 3								

3.1.1.2 环保手续存在的问题及改进方案

针对12区各井环保手续存在的问题及改进建议如下：

现提出如下三同时环境管理方案：

(1) 对已有环评手续工程尽快开展竣工环保验收工作

《建设项目环境保护管理条例》第十九条 编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目，其配套建设的环境保护设施经验收合格，方可投入生产或者使用；未经验收或者验收不合格的，不得投入生产或者使用。

对早期开发《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》，需尽快开展竣工环保验收。

另外，2019 年年批复的《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》、《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》、《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》、《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》、《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》、《塔河油田 12 区奥陶系油藏 TH12518 断裂带 2018 年产能建设项目环境影响报告表》、《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》、《塔河油田西部奥陶系油藏侧钻井 2018 年第一期产能建设方案环境影响报告表》、《塔河油田四号联合站混烃脱硫优化工程环境影响报告表》、《塔河油田 TH12516 混输泵站集输优化工程环境影响报告表》以及 TH12182CH、TH123116、TH12429CX、TH12524CH、TH121112CH、TH123118、TH123119H、TH123120、TH12375CX、TS3-3CH、TH12418CH、TH10302CX2、TH123117、TH123121、TH12344、TH12356CX2、TH12522CH、TH12571、TH12570X 等 19 口单井钻井环评，对近期批复的环评项目，投产后按照《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》（国环规环评[2017]4 号）中相关要求，在规定时限内开展竣工环保验收，并向所在生态环境管理部门备案。对由于历史原因一直未完成竣工环保验收的项目，尽快完成竣工环保验收，并向所在生态环境管理部门备案。

表 3.1-4 尽快开展验收工程

序号	项目名称	纳入验收的主要工程内容
1	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	2 座计转站 12-14、TH12516 计转站, 及 TH12176、TH12167、TH12186、TH12258、TH12173、TH12184、TH12188、TH12252、TH12253X、TH12254、TH12256、TH12259、TH12261、TH12361、TH12364、TH12367X、TH12436、TH12527、TH12528、TH12185、TH12249、TH12255、TH12324 加、TH12260、TH12370、TH12439、TH12525、TH12526、TH12177CH、TH12518CH、TH121136、TH123100X、TH123103X、TH12315CH、TH12317CH、TH12318CH、TH12319CH、AD28、TH12351CH、TH12362CH、TH12138 加、TH12366CH、TH12179CH、TH12369CH、TH12225CX、TH12398、TH12399、TH12433CH、TH12562H、AD3CH、TH12115CH、TH12170CH、TH12368CH、TH12309CH、TH123101、TH123102、TH12328CH、TH12397、TH12438X、TH12514CH 等 60 口井的产能工程及配套的电力、给排水及消防、结构、通信、暖通、自控、机制、防腐、热工等工程。
2	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	工程尚未完成, 根据工程最终完成内容进行“三同时”竣工环保验收
3	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	
4	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	
5	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	
6	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	
7	塔河油田 12 区奥陶系油藏 TH12518 断裂带 2018 年产能建设项目	
8	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	
9	塔河油田西部奥陶系油藏侧钻井 2018 年第一期产能建设方案环境影响报告表	
10	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	
11	塔河油田 TH12516 混输泵站集输优化工程环境报告表	
12	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	
13	塔河油田四号联合站混烃脱硫优化工程环境影响报告表	
14	TH12182CH、TH123116、TH12429CX、TH12524CH、TH121112CH、TH123118、TH123119H、TH123120、TH12375CX、TS3-3CH、TH12418CH、TH10302CX2、TH123117、TH123121、TH12344、TH12356CX2、TH12522CH、TH12571、TH12570X 等 19 口单井钻井环评	

(2) 同期同区域并可纳入分期验收工作

按照《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）规定：陆地油气开采区块项目环评批复后，产能总规模、新钻井数量增 30%及以上，回注井增加，占地面积范围内新增环境敏感区，井位或站场位置变化导致评价范围内环境敏感目标数量增加，开发方式、生产工艺、井类别变化导致新增污染物种类或污染物排放量增加，与经批复的环境影响评价文件相比危险废物实际产生种类增加或数量增加、危险废物处置方式由外委改为自行处置或处置方式变化导致不利环境影响加重，主要生态环境保护措施或环境风险防范措施弱化或降低等情形，依法应当重新报批环评文件。

《建设项目环境保护管理条例》第十八条规定：分期建设、分期投入生产或者使用的建设项目，其相应的环境保护设施应当分期验收。《关于油气田滚动勘探开发项目竣工环保验收方式的复函》（新环函〔2018〕1514号）：可结合项目特点，分期建设，分期验收、分期投产，未经验收或者验收不合格的，不得投入生产或者使用。

区域内有多次区块环评及验收，根据环办环评函〔2019〕910号要求，考虑纳入近期环评报告中，按照总井数不超过 30%原则，开展二次验收。

对塔河油田 12 区奥陶系油藏第四期开发项目、塔河油田 12 区奥陶系油藏东区产能建设项目、塔河油田 12 区奥陶系油藏总体开发项目，已开展完成竣工环保验收，同期同区域并可纳入分期验收工作，并向阿克苏地区生态环境局备案，具体见表 3.1-5。

表 3.1-5 考虑分期验收工程

序号	项目名称	已开展验收情况	下一步验收内容
1	塔河油田 12 区奥陶系油藏第四期开发项目	环评 45 口，验收 45 口，新建产能 38.63×10 ⁴ t；新建 12-8 计量（掺稀）混输泵站 1 座，扩建 12-4、12-5、12-7、12-9、12-12 站部分集输设备。新建单井集输管线 141.7km（单井出油、掺稀、燃料气 3 条管线同沟敷设），外输支干线 8km（站场间油、掺稀、燃料气 3 条管线同沟敷设），油区支干道路 8.3km。	12 口井（AD9CH、S85CX、TH12135CH、TH12250、TH12205 加、TH12213CH、TH12224CH、TH12363、TH12421X、AD27、TH12219CX、TH12222CH）及其集输工程，考虑开展二次验收
2	塔河油田 12 区奥陶系油藏东区产能建设项目	环评 41 口，验收 38 口。总产能为 40.2×10 ⁴ t/a；已按环评内容建设完成 12-4 转接（掺稀）站、4 座计量（掺稀）混输泵站（12-5、12-6、12-7、12-8 计量（掺稀）混输泵站）；单井集输管线 86.3km（出	15 口井（AD16、AD19、AD22、TH12113、TH12323CH、TH12509、TH12133、AD14、AD15、AD17、AD20、TH12331、AD1、AD18、AD21）及其集输工程，考虑开展二

序号	项目名称	已开展验收情况	下一步验收内容
	设项目	油、掺稀、燃料气 3 条管线同沟敷设), 外输管线 38km(其中外输支干线 28km, 外输主干线 10km), 新建油区支干路 15.1km, 完成二号联扩建工程及公用工程等.	次验收
2	塔河油田 12 区奥陶系油藏总体开发项目	产能 57.8 万 t/a。本工程开发单井 71 口(其中完钻井 51 口, 新钻井 20 口), 新建站场 6 座(其中转接站 4 座, 混输泵站 2 座), 单井集输管线 329km(单井出油、掺稀、燃料气 3 条管线同沟敷设), 外输支干线 55.25km(站场间油、掺稀、燃料气 3 条管线同沟敷设), 掺稀油主管道 18km, 电力及道路配套设施等。	19 口井 (TH12172X、TH12140、TH12207、TH12209CH、TH12227H、TH12229、TH12251、TH12334、TH12338、TH12416、AD12CH、TH12105CH、TH12228、TH12412、AD25、KZ4、TH12106CH、TH12136、TH12335CH) 及其集输工程, 考虑开展二次验收

3.1.2 环境影响预测和评价结论回顾

塔河油田 12 区后评价范围位于新疆维吾尔自治区库车市境内, 塔里木河北岸。

经历 9 次区块环评, 环评报告均委托环评单位编制。主要评价结论总结如下: 工程占地范围不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、森林公园及其他需要特别保护的环境敏感区。油气田开发属于国家产业政策所鼓励项目, 项目实施后可以取得较大的经济效益和社会效益。工程建设和运行中, 会对周围的环境产生一定的不利影响, 并存在一定的风险性, 但其影响和风险是可以接受的。只要加强环境管理, 认真落实环评报告中提出的各项污染防治措施、风险防范措施以及生态环境保护和恢复措施, 就可以使本工程对环境造成的不利影响降到最低限度。因此, 环评报告书认为, 项目建设在环境保护方面是可行的。

(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

根据 2008 年批复的报告书, 摘录环境影响预测和评价结论如下表 3.1-6。

表 3.1-6 环境影响预测和评价结论

环境要素	现状评价结论	环境影响预测结论内容	备注
生态环境	评价区用地现状以自然状态为主, 人为干扰较小。植被种类较单一, 群落结构简单, 植被分布不均, 植被盖度为 10~50%。土壤类型包括盐化草甸土、盐化沼泽土、结壳盐土、荒漠风沙土四类。土壤侵蚀以风力侵蚀为主, 基本为轻度风力侵蚀级别。土壤环境各指标均满足标准限值要	本项目对区域生态环境的影响主要集中在施工期。运行期和闭井期通过采取生态恢复措施, 可在一定程度上缓解对区域生态环境的不利影响。施工期生态环境影响主要由施工占地引起, 具体表现为改变占地区域土地利用状况、土壤结构、土壤性质和植被覆盖。通过规范施工行为, 加强施工管理, 严格控制占地面积, 能够减缓施工期对生态环境产生	

环境要素	现状评价结论	环境影响预测结论内容	备注
	求。评价区内动物种群数量较少，多为荒漠鸟类、爬行类和啮齿类动物。	的不利影响。同时，本项目在采取评价提出的相关措施的前提下，水土流失和洪涝灾害影响可接受。	
环境空气	SO ₂ 、NO ₂ 小时浓度和日均浓度、非甲烷总烃和 H ₂ S 的小时浓度监测值均可满足标准限值要求。TSP 日均监测浓度普遍超标，超标倍数为 0.47~6.77。主要由于评价区地处干旱荒漠，风沙较大，植被覆盖度低所致。	本项目施工期扬尘影响较小。运行期无组织挥发的烃类、H ₂ S 不会对周边区域环境产生不利影响，同步建设伴生气回收管线，分离出的伴生气全部输至脱硫装置（近期依托 8-3 计转站，远期依托三号联）进行脱硫处理，不会对周边环境空气产生不利影响。闭井期地面清理工作对区域环境空气的影响是暂时的，主要影响对象为油田工作人员。	
水环境	英额达里亚河和巴依孜库勒湖的 pH、石油类、高锰酸盐指数、硫化物、挥发酚、氨氮等指标的监测结果均可满足标准限值要求。COD _{Cr} 指标超标，最大超标倍数为 2.32（巴依孜库勒湖），超标原因为人类活动影响所致。pH、石油类、高锰酸盐指数、硫化物、挥发酚、氟化物、氨氮的监测值均可满足标准限值要求。总硬度监测结果超标倍数为 0.19~0.20，原生地质环境是总硬度超标的根本原因，区域干旱、少雨是次要原因。	本项目施工期和运行期内产生的生产废水经收集后，送联合站处理，达标后回灌库车组中下部或康村组中上部地层，生活污水收集至营地的防渗污水池，进行蒸发处理，不向地表水体排放。因此，不会对区域地表水环境产生不利影响。同时，由于回灌地层的稳定性，在正常工况下不会造成回注水窜层，不对地下水环境产生影响。	
声环境	监测结果均可满足声环境质量 1 类区标准限值要求。	由于本项目工程 200m 范围内无噪声敏感点，因此不会造成噪声扰民现象。	
固体废物	/	本项目产生的钻井废弃泥浆、油泥砂、钻井岩屑、生活垃圾等各种固体废物均得到妥善处置，因此，不会对环境产生不利影响。	
环境风险	/	井喷为本项目最大可信事故。本项目区内油井发生井喷后，可能对下风向 2000m 范围内区域产生污染，TK1026 井（距离敏感点最近井）在最不利情况下发生井喷事故时，对英达亚村 H ₂ S 地面浓度贡献值超过“居住区大气中有害物质的最高容许浓度 0.01 mg/m ³ ”限值要求。10-4 计量站至 10-3 计转站段管线发生 H ₂ S 泄漏事故时，泄漏管线 760m 范围内 H ₂ S 浓度超过《工业企业设计卫生标	

环境要素	现状评价结论	环境影响预测结论内容	备注
		准》中居住区大气中有害物质的最高容许浓度限值 0.01mg/m ³ 的要求。 在采取评价提出风险防范措施和应急措施的前提下，可在最大程度上降低本项目的风险影响。	

本项目作为塔河油田 12 区地面开发建设工程的先期配套项目，是塔河油田 12 区地面开发建设工程的一部分，可以有效解决 12 区原油集输、油气分离、伴生气回收、道路等先期配套问题。因此，本项目对 12 区的开发有着重要意义。

(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

根据 2009 年批复的报告书，摘录环境影响预测和评价结论如下表 3.1-7。

表 3.1-7 环境影响预测和评价结论

环境要素	现状评价结论	环境影响预测结论内容	备注
生态环境	<p>塔河油田 12 区奥陶系油藏东区区块南北长约 19km，东西宽约 21km，整个区块面积约 345km²。项目区域为典型的荒漠生态系统，根据《新疆维吾尔自治区生态功能区划》，项目处于塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区，区域内无地表水系，植被以盐生灌丛植被为主，区域内除受油田开发影响外，其它人为干扰较小，基本保持原自然荒漠生态环境。</p> <p>该区域属地处塔里木河以北冲积平原，土壤发育较差，类型较为简单，成土母质含盐量高，加上高温、干燥、蒸发强烈，毛细管水上升快，造成盐渍化，评价区内分布的土壤类型主要为典型盐土和漠境盐土及少量风沙土。该区域的植被除解放渠沿岸分布有茂密胡杨外，基本均属于荒漠类型的灌木、低河漫滩盐化草甸，项目取植被主要类型为多枝柽柳—疏叶骆驼刺群落、盐穗木-柽柳群落、稀疏柽柳包。在油田开发区域，因石油开发建设活动早已开展，人类活动频繁，使得对人类活动敏感的野生动物早已离去，已难见大中型的野生动物，偶尔可见到塔里木兔的踪迹。评价区属于荒漠自然生态系统，生态环境脆弱。</p>	<p>塔河油田 12 区奥陶系油藏东区区块开发工程对区内生态环境的影响程度，主要通过土壤—植被系统的影响来体现。本工程永久占地面积 48.93ha，临时征占地面积 104.16ha。施工活动和工程占地在井区油气集输范围内并呈点、线状分布，对土壤、植物、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响，同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。</p>	

环境要素	现状评价结论	环境影响预测结论内容	备注
环境空气	<p>塔河油田 12 区奥陶系油藏东区区块范围内没有大气敏感区，无常住居民。鉴于油田开发特点，本次评价在二号联布及采油四队各布设了 1 个非甲烷总烃的监测点，在油田区域内布设了 1 个大气常规因子监测点。</p> <p>监测结果表明：采油四队附近非甲烷总烃超标，这是由于该区域非甲烷总烃本地浓度较高所致；SO₂、NO₂、TSP 的日平均浓度均小于评价标准，可以达到《环境空气质量标准》（GB3095-1996）中的二级标准要求，项目区空气环境质量良好。</p>	<p>在钻井期间，井场周围大气环境中非甲烷总烃的浓度低于《大气污染物综合排放标准》中无组织排放周界限值（4.0mg/m³）。除 TSP 的个别监测值超标外，其它监测因子的监测值均低于《环境空气质量标准》中的二级标准的限值，说明钻井期间所排放的大气污染物对空气环境的影响不大，而且这种影响随着钻井的结束而结束。</p> <p>在运营期间，井场、站场均设有加热炉，原油实现管道密闭集输，因此，本项目运营期大气污染源主要包括站场、井场加热炉排放烟气，以及井场、站场无组织挥发 H₂S 和烃类。</p>	
水环境	<p>（1）地表水</p> <p>塔河油田 12 区东位于库车县东南于奇艾肯地块。“于奇艾肯”系维吾尔语，意为三条河的交汇处，及库车河、英达里亚河（渭干河支流）和木日河（塔里木河支流）三河的交汇处。</p> <p>项目区域内没有地表水系，距离项目区最近的地表水为油区北 5km 英达力亚河支流萨依艾肯，属于季节性河流，根据《中国新疆水环境功能区划》，英达力亚河支流萨依艾肯主要水体功能为灌溉，水质目标为 III 类。</p> <p>（2）地下水</p> <p>塔河油田 12 区东所在区域地下水主要以库车河、英达里亚河（渭干河支流）河水渗透、塔里木河水侧向渗透及洪水泛滥补给为主，以天山山脉水源补给的孔隙水为辅。潜水水位 3-6m 之间，矿化度较高，水质较差，许多地段矿化度可高达 40g/l。地下水的流动方向与地层倾斜方向一致，由西北向东南缓慢流动。地下水水位及水质随地表水丰枯期变化而相应改变。</p> <p>监测资料表明：深层地下水监测点地下水监测指标均能够满足《地下水质量标准》（GB/T14848-93）的 III 类标准，反映出目前油田开发尚未对深层地下水造成污染。</p>	<p>项目区内无地表水系，项目涉及最近的地表水系为油区北 5km 英达力亚河支流萨依艾肯。地下水环境水文地质复杂程度为简单型，地下水环境敏感程度为不敏感。</p> <p>项目运营期产生废水主要包括含油生产水及生活污水。含油生产水处理后回灌、回注，生活污水经处理后用于绿化或外排，正常运行状态下不会对地表水产生影响。</p>	

环境要素	现状评价结论	环境影响预测结论内容	备注
声环境	根据现状调查结果，项目区范围无长期居住人群，因此，将受本项目施工和运营主要影响的人群为油田的工作人员。监测结果表明：二号联噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》声环境功能 3 类区标准；生产井井场夜间噪声超出了《工业企业厂界环境噪声排放标准》声环境功能 3 类区标准；区域未扰动区域昼、夜噪声均未超过《声环境质量标准》3 类标准，项目所在区域内声环境质量良好。	油气田开发期间钻井、管线敷设和计转站建设都会产生一定强度的噪声，特别是钻井过程中的噪声具有连续性，噪声强度大，产噪设备的噪声影响主要集中在声源周围 200m 范围内。塔河油田 12 区奥陶系油藏东区内无固定人群活动区，故受影响的人群主要为油田工作人员，不会造成噪声扰民。运营期塔河油田 12 区奥陶系油藏东区噪声主要来自各种机泵等源强在 85~100dB(A)。项目区域无常住居民，噪声对周围环境可不计。	
固体废物	由于油田滚动开发的特点，12 区东已完钻井 17 口。环评组 2008 年 4 月赴现场踏勘发现，在钻井和完钻井的废液池设置规范，钻井过程中产生的固废均排入废液池中，没有随地排放的现象，施工建筑废料堆放整齐，项目施工人员生活垃圾也做到了集中堆放，统一清运。	本项目产生的固体废物主要来自于两方面：开发期钻井过程中产生的钻井废弃泥浆和岩屑、建筑垃圾和少量生活垃圾等；运行期产生的固体废物主要包括：管线清渣、油泥（砂）、生活垃圾等。这些固体废物进行分类收集，定点堆放处理。这些固体废物主要依托塔河油田固废、液废处理场处理。本项目所产生的各类固体废物均能得到妥善的处置，不会对周围环境产生影响。	
环境风险	/	本项目区内油井发生井喷后，可能对下风向 2000m 范围内的敏感点产生污染，在发生最不利情况下发生井喷事故时，对英达亚村 H ₂ S 地面浓度贡献值均小于 MAC 半径（车间有害物质最高容许浓度），但超过“居住区大气中有害物质的最高容许浓度”限值要求（除静风 B 稳定度气象外）。 本项目须采取有效的风险防范措施，并在风险事故状态下，采取有效的应急措施，控制风险影响，是控制环境风险影响的有效途径。本次评价将以此为重点，针对工程环境风险事故的特点，提出相应的风险防范措施和事故应急预案。	

塔河油田 12 区奥陶系油藏东区产能建设项目属于国家产业政策所鼓励项

目,项目实施后可以取得较大的经济效益和社会效益。尽管在工程建设和运行中,会对周围的环境产生一定的不利影响,并存在一定的风险性,但其影响和风险是可以接受的。只要加强环境管理,认真落实可行性研究报告和本报告中提出的各项污染防治措施、风险防范措施以及生态环境保护和恢复措施,就可以使本工程对环境造成的不利影响降到最低限度。因此,报告书认为,该项目建设在环境保护方面是可行的。

(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

根据 2010 年批复的报告书,摘录环境影响预测和评价结论如下表 3.1-8。

表 3.1-8 环境影响预测和评价结论

环境要素	现状评价结论	环境影响预测结论内容	备注
生态环境	塔河油田 12 区奥陶系油藏区块地处天山南麓,塔克拉玛干沙漠北部边缘。项目区域为典型的荒漠生态系统,根据《新疆生态功能区划》,项目区处于塔里木河上中游乔灌木及胡杨林保护生态功能区,区域内无地表水系,植被以盐生灌木植被为主,区域内除受油田开发影响外,其它人为干扰较小,基本保持原自然荒漠生态环境。根据现场和资料收集,项目区无自然保护区、风景名胜、水源保护区等敏感目标,主要生态敏感目标为库车县重点公益林。	塔河油田 12 区奥陶系油藏开发工程对区内生态环境的影响程度,主要通过土壤-植被系统的影响来体现。本工程永久占地面积 94.29hm ² ,临时占地面积 406.57hm ² 。施工活动和工程占地在井区油气集输范围内并呈点、线状分布,对土壤、植物、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响,同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。	
环境空气	TH12403 和 12-4 计转站上下风向非甲烷烃超标和硫化氢均小于标准限值;二号联和采油四队 SO ₂ 、NO ₂ 的日平均浓度均小于评价标准,可以达到《环境空气质量标准》(GB3095-1996)中的二级标准要求, TSP 因项目区干旱环境所致,二号联略有超标,项目区整体空气环境质量良好。	在钻井期间,井场周围大气环境中非甲烷总烃的浓度低于《大气污染物综合排放标准》中无组织排放周界限值(4.0mg/m ³)。除 TSP 的个别监测值超标外,其它监测因子的监测值均低于《环境空气质量标准》中的二级标准的限值,说明钻井期间所排放的大气污染物对空气环境的影响不大,而且这种影响随着钻井的结束而结束。 在运营期间,井场、站场均设有加热炉,原油实现管道密闭集输,因此,本项目运营期大气污染源主要包括站场、井场加热炉排放烟气,以及井场、站场无组织挥发 H ₂ S 和烃	

环境要素	现状评价结论	环境影响预测结论内容	备注
		类。	
水环境	<p>(1) 地表水</p> <p>项目区域内没有常年地表水系,英达力亚河(渭干河支流)尾泄洪道流经项目区西北部,油区北 5km 库车河支流萨依艾肯,均属于季节性河流,根据《中国新疆水环境功能区划》,萨依艾肯和英达力亚河主要水体功能为灌溉,水质目标为 III 类。</p> <p>(2) 地下水</p> <p>监测资料表明深层地下水监测点地下水监测指标均能够满足《地下水质量标准》(GB/T14848-93)的 III 类标准,反映出目前油田开发尚未对深层地下水造成污染。</p>	<p>项目区域内没有常年地表水系,英达力亚河(渭干河支流)尾泄洪道流经项目区西北部,油区北 5km 库车河支流萨依艾肯,均属于季节性河流。地下水环境水文地质复杂程度为简单型,地下水环境敏感程度为不敏感。</p> <p>项目运营期产生废水主要包括含油生产水及生活污水。含油生产水处理后回灌、回灌,生活污水经处理后用于绿化,正常运行状态下不会对地表水产生影响。</p>	
声环境	<p>二号联噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》声环境功能 3 类区标准;生产井井场夜间噪声超出了《工业企业厂界环境噪声排放标准》声环境功能 3 类区标准;区域未扰动区域昼、夜噪声均未超过《声环境质量标准》3 类标准,项目所在区域内声环境质量良好。</p>	<p>油气田开发期间钻井、管线敷设和计转站建设都会产生一定强度的噪声,特别是钻井过程中的噪声具有连续性,噪声强度大,产噪设备的噪声影响主要集中在声源周围 200m 范围内。项目区内的种羊场农田五队和种羊场农田六队,距离井场在 200m 以上,故受影响的人群主要为油田工作人员,不会造成噪声扰民。</p> <p>运营期塔河油田 12 区奥陶系油藏噪声主要来自各种机泵等源强在 85~100dB(A)。项目区内的种羊场农田五队和种羊场农田六队,距离井场在 200m 以上,噪声对周围环境可不计。</p>	
固体废物	<p>钻井和完钻井的废液池设置规范,钻井过程中产生的固废均排入废液池中,没有随地排放的现象,施工建筑废料堆放整齐,项目施工人员生活垃圾也做到了集中堆放,统一清运。</p>	<p>本项目产生的固体废物主要来自于两方面:开发期钻井过程中产生的钻井废弃泥浆和岩屑、建筑垃圾和少量生活垃圾等;运行期产生的固体废物主要包括:管线清渣、油泥(砂)、生活垃圾等。这些固体废物进行分类收集,定点堆放处理。这些固体废物主要依托塔河油田固废、液废处理场和塔河油田 12 区及雅克拉-大涝坝固废、液废处理场处理。本项目所产生的各类固体废物均能得到妥善的处置,不会对周围环境产生影响。</p>	

环境要素	现状评价结论	环境影响预测结论内容	备注
环境风险	/	本项目须采取有效的风险防范措施,并在风险事故状态下,采取有效的应急措施,控制风险影响。本次评价针对工程环境风险事故的特点,提出相应的风险防范措施和事故应急预案。	

塔河油田 12 区奥陶系油藏总体开发项目属于国家产业政策所鼓励项目,项目实施后可以取得较大的经济效益和社会效益。尽管在工程建设和运行中,会对周围的环境产生一定的不利影响,并存在一定的风险性,但其影响和风险是可以接受的。只要加强环境管理,认真落实可行性研究报告和本报告中提出的各项污染防治措施、风险防范措施以及生态环境保护和恢复措施,就可以使本工程对环境造成的不利影响降到最低限度。因此,报告书认为,该项目建设在环境保护方面是可行的。

(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

根据 2011 年批复的报告书,摘录环境影响预测和评价结论如下表 3.1-9。

表 3.1-9 环境影响预测和评价结论

环境要素	现状评价结论	环境影响预测结论内容	备注
生态环境	塔河油田 12 区奥陶系油藏区块地处天山南麓,塔克拉玛干沙漠北部边缘。项目区域为典型的荒漠生态系统,根据《新疆生态功能区划》,项目区处于塔里木河上中游乔灌木及胡杨林保护生态功能区,区域内无地表水系,植被以盐生灌丛植被为主,区域内除受油田开发影响外,其它人为干扰较小,基本保持原自然荒漠生态环境。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,主要生态敏感目标为库车县重点公益林。	塔河油田 12 区奥陶系油藏对区内生态环境的影响程度,主要通过土壤-植被系统的影响来体现。本工程永久占地面积 94.29hm ² ,临时占地面积 406.57hm ² 。施工活动和工程占地在井区油气集输范围内并呈点、线状分布,对土壤、植物、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响,同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。	
环境空气	本次评价在二号联合站及采油四队布设大气常规因子监测点。在 TH12403 井、12-4 计转站上风向和下风向 10m、50m、100m 布设 H ₂ S、非甲烷总烃特征因子监测点。	在钻井期间,井场周围大气环境中非甲烷总烃的浓度低于《大气污染物综合排放标准》中无组织排放周界限值(4.0mg/m ³)。除 TSP 的个别监测值超标外,其它监测因子的监测值均低于《环	

环境要素	现状评价结论	环境影响预测结论内容	备注
	<p>监测结果表明：TH12403 和 12-4 计转站上下风向非甲烷烃超标和硫化氢均小于标准限值；二号联和采油四队 SO₂、NO₂ 标准限值；二号联和采油四队 SO₂、NO₂ 的日平均浓度均小于评价标准，可以达到《环境空气质量标准》（GB3095-1996）中的二级标准要求，TSP 因项目区干旱环境所致，二号联略有超标，项目区整体空气环境质量良好。</p>	<p>境空气质量标准》中的二级标准的限值，说明钻井期间所排放的大气污染物对空气环境的影响不大，而且这种影响随着钻井的结束而结束。</p> <p>在运营期间，井场、站场均设有加热炉，原油实现管道密闭集输，因此，本项目运营期大气污染源主要包括站场、井场加热炉排放烟气，以及井场、站场无组织挥发 H₂S 和烃类。</p>	
水环境	<p>(1) 地表水</p> <p>塔河油田 12 区位于库车县东南于奇艾肯地块。“于奇艾肯”系维吾尔语，意为三条河的交汇处，及萨依艾肯（库车河汉流）、英达里亚河（渭干河汉流）和木日河（塔里木河汉流）三河的交汇处。项目区域内没有常年地表水系，英达力亚河（渭干河汉流）尾泄洪道流经项目区西北部，油区北 5km 库车河汉流萨依艾肯，均属于季节性河流，根据《中国新疆水环境功能区划》，萨依艾肯和英达力亚河主要水体功能为灌溉，水质目标为 III 类。</p> <p>(2) 地下水</p> <p>塔河油田 12 区所在区域地下水主要以萨依艾肯（库车河汉流）、英达里亚河（渭干河汉流）河水渗透、塔里木河水侧向渗透及洪水泛滥补给为主，以天山山脉水源补给的孔隙水为辅。潜水水位 3-6m 之间，矿化度较高，水质较差，许多地段矿化度可高达 40g/l。地下水的流动方向与地层倾斜方向一致，由西北向东南缓慢流动。地下水水位及水质随地表水丰枯期变化而相应改变。</p> <p>监测资料表明：深层地下水监测点地下水监测指标均能够满足《地下水质量标准》（GB/T14848-93）的 III 类标准，反映出目前油田开发尚未对深层地下水造成污染。</p>	<p>项目区域内没有常年地表水系，英达力亚河（渭干河汉流）尾泄洪道流经项目区西北部，油区北 5km 库车河汉流萨依艾肯，均属于季节性河流。地下水环境水文地质复杂程度为简单型，地下水环境敏感程度为不敏感。</p> <p>项目运营期产生废水主要包括含油生产水及生活污水。含油生产水处理后回灌、回注，生活污水经处理后用于绿化，正常运行状态下不会对地表水产生影响。</p>	
声环境	<p>根据现状调查结果，项目区范围内居住人群距离井场较远（200m 以上），本项目施工和运营主要影响的人群为油田的</p>	<p>油气田开发期间钻井、管线敷设和计转站建设都会产生一定强度的噪声，特别是钻井过程中的噪声具有连续性，噪声</p>	

环境要素	现状评价结论	环境影响预测结论内容	备注
	工作人员。 监测结果表明：二号联噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》声环境功能 3 类区标准；生产井井场夜间噪声超出了《工业企业厂界环境噪声排放标准》声环境功能 3 类区标准；区域未扰动区域昼、夜噪声均未超过《声环境质量标准》3 类标准，项目所在区域内声环境质量良好。	强度大，产噪设备的噪声影响主要集中在声源周围 200m 范围内。项目区内的种羊场农田五队和种羊场农田六队，距离井场在 200m 以上，故受影响的人群主要为油田工作人员，不会造成噪声扰民。 运营期塔河油田 12 区奥陶系油藏噪声主要来自各种机泵等源强在 85~100dB (A)。由于项目区附近没有人居，钻井期间产生的噪声主要是对施工人员产生影响。项目区内的居民距离井场在 200m 以上，钻井工程噪声不影响当地居民正常生活。	
固体废物	环评组 2010 年 7 月赴现场踏勘发现，在钻井和完钻井的废液池设置规范，钻井过程中产生的固废均排入废液池中，没有随地排放的现象，施工建筑废料堆放整齐，项目施工人员生活垃圾也做到了集中堆放，统一清运。	本项目产生的固体废物主要来自于两方面：开发期钻井过程中产生的钻井废弃泥浆和岩屑、建筑垃圾和少量生活垃圾等；运行期产生的固体废物主要包括：管线清渣、油泥（砂）、生活垃圾等。这些固体废物进行分类收集，定点堆放处理。这些固体废物主要依托塔河油田固废、液废处理场和塔河油田 12 区及雅克拉-大涝坝固废、液废处理场处理。本项目所产生的各类固体废物均能得到妥善的处置，不会对周围环境产生影响。	
环境风险	/	本项目区内油井发生井喷后，可能对下风向 2000m 范围内的敏感点产生污染，在发生最不利情况下发生井喷事故时，对英达亚村 H ₂ S 地面浓度贡献值均小于 MAC 半径（车间有害物质最高容许浓度），但超过“居住区大气中有害物质的最高容许浓度”限值要求（除静风 B 稳定度气象外）。 本项目须采取有效的风险防范措施，并在风险事故状态下，采取有效的应急措施，控制风险影响。本次评价针对工程环境风险事故的特点，提出相应的风险防范措施和事故应急预案。	

塔河油田 12 区奥陶系油藏第三期开发项目属于国家产业政策所鼓励项目，项目实施后可以取得较大的经济效益和社会效益。尽管在工程建设和运行中，会对周围的环境产生一定的不利影响，并存在一定的风险性，但其影响和风险是可

以接受的。只要加强环境管理，认真落实可行性研究报告和本报告中提出的各项污染防治措施、风险防范措施以及生态环境保护和恢复措施，就可以使本工程对环境造成的不利影响降到最低限度。因此，报告书认为，该项目建设在环境保护方面是可行的。

(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

根据 2011 年批复的报告书，摘录环境影响预测和评价结论如下表 3.1-10。

表 3.1-10 环境影响预测和评价结论

环境要素	现状评价结论	环境影响预测结论内容	备注
生态环境	塔河油田 12 区地处天山南麓，塔克拉玛干沙漠北部边缘。项目区域为典型的荒漠生态系统，根据《新疆生态功能区划》，项目区处于塔里木河上中游乔灌木及胡杨林保护生态功能区，区域内无地表水系，植被以盐生灌丛植被为主，区域内除受油田开发影响外，其它人为干扰较小，基本保持原自然荒漠生态环境。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，主要生态敏感目标为库车县重点公益林。	塔河油田 12 区奥陶系油藏对区内生态环境的影响程度，主要通过土壤—植被系统的影响来体现。本工程永久占地面积 21.6hm ² ，临时占地面积 151.16hm ² 。施工活动和工程占地在井区油气集输范围内并呈点、线状分布，对土壤、植物、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响，同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。	
环境空气	本次评价在二号联合站及采油四队布设大气常规因子监测点。在 TH12403 井、12-4 计转站上风向和下风向 10m、50m、100m 布设 H ₂ S、非甲烷总烃特征因子监测点。 监测结果表明：TH12403 和 12-4 计转站上下风向非甲烷总烃超标和硫化氢均小于标准限值；二号联和采油四队 SO ₂ 、NO ₂ 的日平均浓度均小于评价标准，可以达到《环境空气质量标准》(GB3095-1996) 中的二级标准要求，TSP 因项目区干旱环境所致，二号联略有超标，项目区整体空气环境质量良好。	在钻井期间，井场周围大气环境中非甲烷总烃的浓度低于《大气污染物综合排放标准》中无组织排放周界限值 (4.0mg/m ³)。除 TSP 的个别监测值超标外，其它监测因子的监测值均低于《环境空气质量标准》中的二级标准的限值，说明钻井期间所排放的大气污染物对空气环境的影响不大，而且这种影响随着钻井的结束而结束。 在运营期间，井场、站场均设有加热炉，原油实现管道密闭集输，因此，本项目运营期大气污染源主要包括站场、井场加热炉排放烟气，以及井场、站场无组织挥发 H ₂ S 和烃类。	
水环境	(1) 地表水 塔河油田 12 区位于库车县东南于奇艾肯地块。“于奇艾肯”系维吾尔语，意为	项目区域内没有常年地表水系，英达力亚河（渭干河支流）尾泄洪道流经项目区西北部，油区北 5km 库车河支流萨依	

环境要素	现状评价结论	环境影响预测结论内容	备注
	<p>三条河的交汇处，及萨依艾肯（库车河汉流）、英达里亚河（渭干河汉流）和木日河（塔里木河汉流）三河的交汇处。项目区域内没有常年地表水系，英达力亚河（渭干河汉流）尾泄洪道流经项目区西北部，油区北 5km 库车河汉流萨依艾肯，均属于季节性河流，根据《中国新疆水环境功能区划》，萨依艾肯和英达力亚河主要水体功能为灌溉，水质目标为 III 类。</p> <p>（2）地下水</p> <p>塔河油田 12 区所在区域地下水主要以萨依艾肯（库车河汉流）、英达里亚河（渭干河汉流）河水渗透、塔里木河水侧向渗透及洪水泛滥补给为主，以天山山脉水源补给的孔隙水为辅。潜水水位 3-6m 之间，矿化度较高，水质较差，许多地段矿化度可高达 40g/l。地下水的流动方向与地层倾斜方向一致，由西北向东南缓慢流动。地下水水位及水质随地表水丰枯期变化而相应改变。</p> <p>监测资料表明：深层地下水监测点地下水监测指标均能够满足《地下水质量标准》（GB/T14848-93）的 III 类标准，反映出目前油田开发尚未对深层地下水造成污染。</p>	<p>艾肯，均属于季节性河流。地下水环境水文地质复杂程度为简单型，地下水环境敏感程度为不敏感。</p> <p>项目运营期产生废水主要包括含油生产水及生活污水。含油生产水处理后回注，生活污水经处理后用于绿化，正常运行状态下不会对地表水产生影响。</p>	
声环境	<p>根据现状调查结果，项目区范围内居住人群距离井场较远（200m 以上），本项目施工和运营主要影响的人群为油田的工作人员。</p> <p>监测结果表明：二号联噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》声环境功能 3 类区标准；生产井井场夜间噪声超出了《工业企业厂界环境噪声排放标准》声环境功能 3 类区标准；区域未扰动区域昼、夜噪声均未超过《声环境质量标准》3 类标准，项目所在区域内声环境质量良好。</p>	<p>油气田开发期间钻井、管线敷设和计转站建设都会产生一定强度的噪声，特别是钻井过程中的噪声具有连续性，噪声强度大，产噪设备的噪声影响主要集中在声源周围 200m 范围内。项目区内的种羊场农田五队和种羊场农田六队，距离井场在 200m 以上，故受影响的人群主要为油田工作人员，不会造成噪声扰民。</p> <p>运营期塔河油田 12 区奥陶系油藏噪声主要来自各种机泵等源强在 85~100dB（A）。由于项目区附近没有居住，钻井期间产生的噪声主要是对施工人员产生影响。项目区内的居民距离井场在 200m 以上，钻井工程噪声不影响当地居</p>	

环境要素	现状评价结论	环境影响预测结论内容	备注
		民正常生活。	
固体废物	环评组 2011 年 2 月赴现场踏勘发现,在钻井和完钻井的废液池设置规范,钻井过程中产生的固废均排入废液池中,没有随地排放的现象,施工建筑废料堆放整齐,项目施工人员生活垃圾也做到了集中堆放,统一清运。	本项目产生的固体废物主要来自于两方面:开发期钻井过程中产生的钻井废弃泥浆和岩屑、建筑垃圾和少量生活垃圾等;运行期产生的固体废物主要包括:管线清渣、油泥(砂)、生活垃圾等。这些固体废物进行分类收集,定点堆放处理。这些固体废物主要依托塔河油田 1#固废、液废处理场和塔河油田 2#固废、液废处理场处理。本项目所产生的各类固体废物均能得到妥善的处置,不会对周围环境产生影响。	
环境风险	/	本项目区内油井发生井喷后,可能对下风向 2000m 范围内的敏感点产生污染,在发生最不利情况下发生井喷事故时,对英达亚村 H ₂ S 地面浓度贡献值均小于 MAC 半径(车间有害物质最高容许浓度),但超过“居住区大气中有害物质的最高容许浓度”限值要求(除静风 B 稳定度气象外)。 本项目须采取有效的风险防范措施,并在风险事故状态下,采取有效的应急措施,控制风险影响。本次评价针对工程环境风险事故的特点,提出相应的风险防范措施和事故应急预案。	

塔河油田 12 区奥陶系油藏第四期开发项目属于国家产业政策所鼓励项目,项目实施后可以取得较大的经济效益和社会效益。尽管在工程建设和运行中,会对周围的环境产生一定的不利影响,并存在一定的风险性,但其影响和风险是可以接受的。只要加强环境管理,认真落实可行性研究报告和本报告中提出的各项污染防治措施、风险防范措施以及生态环境保护和恢复措施,就可以使本工程对环境造成的不利影响降到最低限度。因此,报告书认为,该项目建设在环境保护方面是可行的。

(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

根据 2013 年批复的报告书,摘录环境影响预测和评价结论如下表 3.1-11。

表 3.1-11 环境影响预测和评价结论

环境要素	现状评价结论	环境影响预测结论内容	备注
生态环境	塔河油田 12 区奥陶系油藏第五期产能建设项目地处天山南麓，塔克拉玛干沙漠北部边缘。项目区域为典型的荒漠生态系统，根据《新疆生态功能区划》，项目区处于塔里木河上中游乔灌木及胡杨林保护生态功能区，区域内植被以盐生灌丛植被为主，区域内除受油田开发影响外，其它人为干扰较小，基本保持原自然荒漠生态环境。区域土壤属于碱性土壤，土壤未受到油田开发的污染。区域土壤现状质量一般。评价区内植被种类单一，郁闭度小，分布不均匀，生物量低，植被多样性单一，种群集群分布，生态系统脆弱，植被群落稳定性差。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，主要生态敏感目标为库车县重点公益林。	塔河油田 12 区五期产能建设项目对区内生态环境的影响程度，主要通过土壤—植被系统的影响来体现。本工程永久占地面积约为 46.17hm ² ，临时占地面积 165.37hm ² 。施工活动和工程占地在油区范围内并呈点线状分布，对土壤、植物、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响，同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。	
环境空气	本次评价在二号联和采油二厂三队生活区布设大气常规因子监测点。在 12-12 计转站上风向和下风向 10m、50m、100m 布设 H ₂ S、非甲烷总烃特征因子监测点。监测结果表明：二号联和采油二厂三队 SO ₂ 、NO ₂ 的日平均浓度均小于评价标准，可以达到《环境空气质量标准》（GB3095-1996）中的二级标准要求，由于特殊的气候条件 TSP、PM ₁₀ 均超过标准，12-12 计转站监测点的非甲烷总烃、H ₂ S 均未超过标准值。	在钻井期间，井场周围大气环境中非甲烷总烃的浓度低于《大气污染物综合排放标准》中无组织排放周界限值（4.0mg/m ³ ）。除 TSP 的个别监测值超标外，其它监测因子的监测值均低于《环境空气质量标准》中的二级标准的限值，说明钻井期间所排放的大气污染物对空气环境的影响不大，而且这种影响随着钻井的结束而结束。 在运营期间，井场、站场均设有加热炉，原油实现管道密闭集输，因此，本项目运营期大气污染源主要包括站场、井场加热炉排放烟气，以及井场、站场无组织挥发烃类。	
水环境	（1）地表水 项目区域内没有常年地表水系，英达力亚河（渭干河汉流）尾泄洪道流经项目区西北部，油区北 5km 库车河汉流萨依艾肯，均属于季节性河流，根据《中国新疆水环境功能区划》，萨依艾肯和英达力亚河主要水体功能为灌溉，水质目标为 III 类。 （2）地下水	项目区域内没有常年地表水系，英达力亚河（渭干河汉流）尾泄洪道流经项目区西北部，油区北 5km 库车河汉流萨依艾肯，均属于季节性河流。地下水环境水文地质复杂程度为简单型，地下水环境敏感程度为不敏感。 项目运营期产生废水主要包括含油生产水及生活污水。含油生产水处理后回注，生活污水经处理后用于绿化，正常运行	

环境要素	现状评价结论	环境影响预测结论内容	备注
	监测指标除石油类、硫化物外，均执行 GB/T14848-93《地下水质量标准》中的 III 类标准，石油类、硫化物参照执行 GB3838-2002《地表水环境质量标准》III 类标准。根据监测结果，各项指标均可达标监测结果显示，区域地下水水质良好。	状态下不会对地表水产生影响。	
声环境	根据现状调查结果，项目区范围内居住人群距离井场较远（200m 以上），本项目施工和运营主要影响的人群为油田的工作人员。 监测结果表明：评价区域声环境质量符合《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 3 类标准的要求，厂界噪声监测中各个监测点的噪声均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 3 类标准的要求，声环境质量良好。	油气田开发期间钻井、管线敷设和计转站建设都会产生一定强度的噪声，特别是钻井过程中的噪声具有连续性，噪声强度大，产噪设备的噪声影响主要集中在声源周围 200m 范围内。项目区内的种羊场农田五队和种羊场农田六队，距离井场在 200m 以上，故受影响的人群主要为油田工作人员，不会造成噪声扰民。	
固体废物	环评组 2012 年 5 月赴现场踏勘发现，在钻井和完钻井的废液池设置规范，钻井过程中产生的固废均排入废液池中，没有随地排放的现象，施工建筑废料堆放整齐，项目施工人员生活垃圾也做到了集中堆放，统一清运。	本项目产生的固体废物主要来自于两方面：开发期钻井过程中产生的钻井废弃泥浆和岩屑、建筑垃圾和少量生活垃圾等；运行期产生的固体废物主要包括：管线清渣、油泥（砂）、生活垃圾等。这些固体废物进行分类收集，定点堆放处理。这些固体废物主要依托塔河油田 1#固废、液废处理场处理。本项目所产生的各类固体废物均能得到妥善的处置，不会对周围环境产生影响。	
环境风险	/	本项目区内油井发生井喷后，可能对下风向 2000m 范围内的敏感点产生污染，在发生最不利情况下发生井喷事故时，对英达亚村 H ₂ S 地面浓度贡献值均小于 MAC 半径（车间有害物质最高容许浓度），但超过“居住区大气中有害物质的最高容许浓度”限值要求（除静风 B 稳定度气象外）。 本项目须采取有效的风险防范措施，并在风险事故状态下，采取有效的应急措施，控制风险影响。本次评价针对工程环境风险事故的特点，提出相应的风险防范措施和事故应急预案。	

(7) 塔河油田 12 区奥陶系油藏第六期产能建设项目报告

根据 2014 年批复的报告书，摘录环境影响预测和评价结论如下表 3.1-12。

表 3.1-12 环境影响预测和评价结论

环境要素	现状评价结论	环境影响预测结论内容	备注
生态环境	塔河油田 12 区奥陶系油藏第六期产能建设项目地处天山南麓，塔克拉玛干沙漠北部边缘。项目区域为典型的荒漠生态系统，根据《新疆生态功能区划》，项目区处于塔里木河上中游乔灌木及胡杨林保护生态功能区，区域内植被以盐生灌丛植被为主，区域内除受油田开发影响外，其它人为干扰较小，基本保持原自然荒漠生态环境。区域土壤属于碱性土壤，土壤未受到油田开发的污染。区域土壤现状质量一般。评价区内植被种类单一，郁闭度小，分布不均匀，生物量低，植被多样性单一，种群集群分布，生态系统脆弱，植被群落稳定性差。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，主要生态敏感目标为库车县重点公益林。	项目区生态完整性受本项目影响较小，项目区生态完整性变化主要受区域自然环境变化影响。油田开发加大了评价区人为干扰的力度，同时也加剧局部区域有自然荒漠生态系统向人工生态系统演替的趋势；但是由于项目占地面积有限，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因此对于评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显影响。	
环境空气	本次评价在二号联、12-8 计量掺稀混输站及拟建部署井 TH12512-1 井布设大气常规因子监测点。 监测结果表明：除二号联 TSP 的日平均浓度超出了评价标准外，其他监测点的监测因子均达《环境空气质量标准》（GB3095-1996）中的二级标准要求，二号联 TSP 的日平均浓度超标由于特殊的气候条件造成的。	在钻井期间，井场周围大气环境中非甲烷总烃的浓度低于《大气污染物综合排放标准》中无组织排放周界限值（4.0mg/m ³ ）。除 TSP 的个别监测值超标外，其它监测因子的监测值均低于《环境空气质量标准》中的二级标准的限值，说明钻井期间所排放的大气污染物对空气环境的影响不大，而且这种影响随着钻井的结束而结束。 在运营期间，井场、站场均设有加热炉，原油实现管道密闭集输，因此，本项目运营期大气污染源主要包括站场、井场加热炉排放烟气，以及井场、站场无组织挥发 H ₂ S 和烃类。	
地下水环境	(1) 地表水 项目区域内没有常年地表水系，英达力亚河（渭干河支流）尾泄洪道流经项目	1、地表水影响 项目区域内没有常年地表水系。 项目运营期产生废水主要包括含油生产	

环境要素	现状评价结论	环境影响预测结论内容	备注
	<p>区西北部，油区北 5km 库车河汉流萨依艾肯，均属于季节性河流，根据《中国新疆水环境功能区划》，萨依艾肯和英达力亚河主要水体功能为灌溉，水质目标为 III 类。</p> <p>(2) 地下水</p> <p>选取距离项目区南 4km 处英达里亚村现有水井（井深 10m）做为地下水监测点。监测的各项指标均可达标监测结果显示，区域地下水水质良好。</p>	<p>水及生活污水。含油生产水处理后回注，生活污水经处理后用于绿化。</p> <p>2、地下水影响</p> <p>本项目注水方式采用正注，注水深度为 4500m~5000m，穿越地下含水层。若井套管在地下含水层段经腐蚀发生破裂，回注废水进入到地下含水层中，则会造成地下水的严重污染，对地下水环境造成极大的破坏。</p> <p>正常情况下，管套未发生破裂，由于地下水的相对稳定性，废水回注油井对地下水影响很小。</p> <p>油田采出水分离后，经塔河油田二号联合站污水处理系统进行处理后，硫化物含量低于 10ml/L，通过注水井回注，注水深度为 4500m~5000m，穿越地下含水层。</p> <p>处理后的硫化物含量符合回注水质标准，地下水相对稳定，废水回注油井对地下水影响很小。</p>	
声环境	<p>根据现状调查结果，项目区范围内居住人群距离井场较远（200m 以上），本项目施工和运营主要影响的人群为油田的工作人员。</p> <p>监测结果表明：评价区域声环境质量符合《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 3 类标准的要求，厂界噪声监测中各个监测点的噪声均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 3 类标准的要求，声环境质量良好。</p>	<p>油气田开发期间钻井、管线敷设和计转站建设都会产生一定强度的噪声，特别是钻井过程中的噪声具有连续性，噪声强度大，产噪设备的噪声影响主要集中在声源周围 200m 范围内。项目区内的种羊场农田五队和种羊场农田六队，距离井场在 200m 以上，故受影响的人群主要为油田工作人员，不会造成噪声扰民。</p> <p>运营期塔河油田 12 区奥陶系油藏噪声主要来自各种机泵等源强在 85~100dB（A）。由于项目区附近没有人居住，钻井期间产生的噪声主要是对施工人员产生影响。项目区内的居民距离井场在 200m 以上，钻井工程噪声不影响当地居民正常生活。</p>	
固体废物	/	<p>本项目产生的固体废物主要来自于两方面：开发期钻井过程中产生的钻井废弃泥浆和岩屑、建筑垃圾和少量生活垃圾等；运行期产生的固体废物主要包括：</p>	

环境要素	现状评价结论	环境影响预测结论内容	备注
		管线清渣、油泥（砂）、生活垃圾等。这些固体废物进行分类收集，定点堆放处理。生活垃圾主要依托塔河油田一号固废液处理站处理，油泥砂主要依托塔河油田油泥砂处理场。本项目所产生的各类固体废物均能得到妥善的处置，不会对周围环境产生影响。	
环境风险	/	<p>本项目区内油井发生井喷后，可能对下风向 2000m 范围内的敏感点产生污染。在发生最不利情况下发生井喷事故时，对英达里亚村 H₂S 地面浓度贡献值均小于 MAC 半径（车间有害物质最高容许浓度），但超过“居住区大气中有害物质的最高容许浓度”限值要求（除静风 B 稳定度气象外）。</p> <p>本项目须采取有效的风险防范措施，并在风险事故状态下，采取有效的应急措施，控制风险影响，是控制环境风险影响的有效途径。本次评价将以此为重点，针对工程环境风险事故的特点，提出相应的风险防范措施和事故应急预案。</p>	

塔河油田 12 区奥陶系油藏第六期产能建设项目属于国家产业政策所鼓励项目，项目实施后可以取得较大的经济效益和社会效益。尽管在工程建设和运行中，会对周围的环境产生一定的不利影响，并存在一定的风险性，但其影响和风险是可以接受的。只要加强环境管理，认真落实可行性研究报告和本报告中提出的各项污染防治措施、风险防范措施以及生态环境保护和恢复措施，就可以使本工程对环境造成的不利影响降到最低限度。因此，报告书认为，该项目建设在环境保护方面是可行的

（8）塔河油田 12 区奥陶系油藏第七期产能建设项目

根据 2015 年批复的报告书，摘录环境影响预测和评价结论如下表 3.1-13。

表 3.1-13 环境影响预测和评价结论

环境要素	现状评价结论	环境影响预测结论内容	备注
生态环境	塔河油田 12 区奥陶系油藏第七期产能建设项目地处天山南麓，塔克 拉玛干沙	项目区生态完整性受本项目影响较小，项目区生态完整性变化主要受区域自然	

环境要素	现状评价结论	环境影响预测结论内容	备注
	<p>漠北部边缘。项目区域为典型的荒漠生态系统，根据《新疆生态 功能区划》，项目区处于塔里木河上中游乔灌木及胡杨林保护生态功能区，区域内植被以盐生灌木植被为主，区域内除受油田开发影响外，其它人为 干扰较小，基本保持原自然荒漠生态环境。区域土壤属于碱性土壤，土壤 未受到油田开发的污染。区域土壤现状质量一般。评价区内植被种类单一， 郁闭度小，分布不均匀，生物量低，植被多样性单一，种群集群分布，生 态系统脆弱，植被群落稳定性差。</p>	<p>环境变化影响。油田开发加大了评价区人为干扰的力度，同时也 加剧局部区域有自然荒漠生态系统向人工生态系统演替的趋势；但是由于 项目占地面积有限，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因 此对于评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显影响。</p>	
环境空气	<p>本次评价引用《塔河油田 12 区奥陶系油藏第六期产能建项目环境影响报告书》中大气监测数据。监测结果表明：除二号联 TSP 的日平均浓度超出了评价标准外，其他监测点的监测因子均达《环境空气质量标准》（GB3095-1996）中的二级标准要求，二号联 TSP 的日平均浓度超标由于特殊的气候条件造成的。</p>	<p>在钻井期间，井场周围大气环境中非甲烷总烃的浓度低于《大气污染物综合排放标准》中无组织排放周界限值（4.0mg/m³）。除 TSP 的个别监测值超标外，其它监测因子的监测值均低于《环境空气质量标准》中的二级标准的限值，说明钻井期间所排放的大气污染物对空气环境的影响不 大，而且这种影响随着钻井的结束而结束。</p> <p>在运营期间，井场、站场均设有加热炉，原油实现管道密闭集输，因 此，本项目运营期大气污染源主要包括站场、井场加热炉排放烟气，以及 井场、站场无组织挥发 H₂S 和烃类。</p>	
水环境	<p>（1）地表水 项目区域内没有常年地表水系，英达力亚河（渭干河支流）尾泄洪道流经项目区西北部，油区北 5km 库车河支流萨依艾肯，均属于季节性河流，根据《中国新疆水环境功能区划》，萨依艾肯和英达力亚河主要水体功能 为灌溉，水质目标为 III 类。</p> <p>（2）地下水 本次评价引用《塔河油田 12 区奥陶系油藏第六期产能建项目环境影响报告书》中地下水进行监测数据，监测点位为距离项目区南 4km 处现有 水井英达里亚村压井（井深 10m）。监测的各</p>	<p>（1）地表水影响 项目区域内没有常年地表水系。项目运营期产生废水主要包括含油生产水及生活污水。含油生产水处理后回注，生活污水经处理后用于绿化。</p> <p>（2）地下水影响 本项目钻井废水在完井后贮存于井场旁的防渗泥浆池中，经固化后填埋处理；运行期产生的采出水采出水经采油二厂二号和四号联合站污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后回注地层，部分排入站外防渗污水蒸发池进</p>	

环境要素	现状评价结论	环境影响预测结论内容	备注
	<p>项指标均可达标监测结果显示,区域地下水水质良好。</p>	<p>行蒸发处理,不会对水环境产生影响。本项目落地油 100%进行回收,并且油田区域气候干旱少雨,不存在大量降水的淋滤作用,因此不存在污染水环境的可能。</p> <p>井喷及输油管道原油泄漏事故对对地下水体的影响概率不大,若及时采取有效措施治理污染,井喷不会造成地下水污染。</p> <p>本项目推广使用清洁无害的泥浆,同时严格要求套管下入深度等措施,可以有效控制钻井液在含水层中的漏失,减轻对地下水环境的影响。综上所述,正常生产状况下,油田建设期和生产运行过程中废水及落地原油对水环境不会产生不利影响。</p>	
声环境	<p>根据现状调查结果,项目区范围内居住人群距离井场较远(200m 以上),本项目施工和运营主要影响的人群为油田的工作人员。</p> <p>监测结果表明:评价区域声环境质量符合《声环境质量标准》(GB3096-2008)中 3 类标准的要求,厂界噪声监测中各个监测点的噪声均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中的 3 类标准的要求,声环境质量良好。</p>	<p>油气田开发期间钻井、管线敷设和计转站建设都会产生一定强度的噪声,特别是钻井过程中的噪声具有连续性,噪声强度大,产噪设备的噪声影响主要集中在声源周围 200m 范围内。项目区 200m 范围内无声环境敏感目标,故受影响的人群主要为油田工作人员,不会造成噪声扰民。</p> <p>运营期塔河油田 12 区奥陶系油藏噪声主要来自各种机泵等源强在 85~100dB(A)。由于项目区附近没有人居住,钻井期间产生的噪声主要是对施工人员产生影响。项目区内的居民距离井场在 200m 以上,钻井工程噪声不影响当地居民正常生活。</p>	
固体废物		<p>本项目产生的固体废物主要来自于两方面:开发期钻井过程中产生的钻井废弃泥浆和岩屑、建筑垃圾和少量生活垃圾等;运行期产生的固体废物主要包括:管线清渣、油泥(砂)、生活垃圾等。这些固体废物进行分类收集,定点堆放处理。生活垃圾主要依托塔河油田一号固废、液废处理场处理,油泥砂主要依托塔河油田油泥砂处理场。本项目所产生的各类固体废物均能得到妥善的处</p>	

环境要素	现状评价结论	环境影响预测结论内容	备注
		置，不会对周围环境产生影响。	
环境风险		<p>本项目区内油井发生井喷后，可能对下风向 2000m 范围内的敏感点产生污染，在发生最不利情况下发生井喷事故时，居民区 H₂S 地面浓度贡献值均小于 MAC 半径（车间有害物质最高容许浓度），但超过“居住区大气中有害物质的最高容许浓度”限值要求（除静风 B 稳定度气象外）。</p> <p>本项目须采取有效的风险防范措施，并在风险事故状态下，采取有效的应急措施，控制风险影响，是控制环境风险影响的有效途径。本次评价将以此为重点，针对工程环境风险事故的特点，提出相应的风险防范措施和事故应急预案。</p>	

塔河油田 12 区奥陶系油藏第七期产能建设项目属于国家产业政策所鼓励项目，项目实施后可以取得较大的经济效益和社会效益。尽管在工程建设和运行中，会对周围的环境产生一定的不利影响，并存在一定的风险性，但其影响和风险是可以接受的。只要加强环境管理，认真落实可行性研究报告和本报告中提出的各项污染防治措施、风险防范措施以及生态环境保护和恢复措施，就可以使本工程对环境造成的不利影响降到最低限度。因此，报告书认为，该项目建设在环境保护方面是可行的。

(9) 塔河油田 12 区 2015~2016 年产能建设项目环境影响报告书

根据 2017 年批复的报告书，摘录环境影响预测和评价结论如下表 3.1-14。

表 3.1-14 环境影响预测和评价结论

环境要素	现状评价结论	环境影响预测结论内容	备注
生态环境	塔河油田 12 区奥陶系油藏 2015—2016 年产能建设项目地处天山南麓，塔克拉玛干沙漠北部边缘。项目区域为典型的荒漠生态系统，根据《新疆生态功能区划》，项目区处于塔里木河上中游乔灌木及胡杨林保护生态功能区，区域内植	项目区生态完整性受本项目影响较小，项目区生态完整性变化主要受区域自然环境变化影响。油田开发加大了评价区人为干扰的力度，同时也加剧局部区域有自然荒漠生态系统向人工生态系统演替的趋势；但是由于项目占地面积有限，	

环境要素	现状评价结论	环境影响预测结论内容	备注
	<p>被以盐生灌丛植被为主，区域内除受油田开发影响外，其它人为干扰较小，基本保持原自然荒漠生态环境。区域土壤属于碱性土壤，土壤未受到油田开发的污染。区域土壤现状质量一般。评价区内植被种类单一，郁闭度小，分布不均匀，生物量低，植被多样性单一，种群集群分布，生态系统脆弱，植被群落稳定性差。</p> <p>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，主要生态敏感目标为库车县重点公益林。</p>	<p>区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因此对于评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显影响。</p>	
环境空气	<p>塔河油田 12 区项目在英达里亚村布设的监测点中所有监测项目均满足《环境空气质量标准》（GB3095-1996）中的二级标准要求。项目区大气环境质量良好。</p>	<p>在钻井期间，井场周围大气环境中非甲烷总烃的浓度低于《大气污染物综合排放标准》中无组织排放周界限值（2.0mg/m³）。除 TSP 的个别监测值超标外，其它监测因子的监测值均低于《环境空气质量标准》中的二级标准的限值，说明钻井期间所排放的大气污染物对空气环境的影响不大，而且这种影响随着钻井的结束而结束。</p> <p>在运营期间，井场、站场均设有加热炉，原油实现管道密闭集输，因此，本项目运营期大气污染源主要包括站场、井场加热炉排放烟气，以及井场、站场无组织挥发 H₂S 和烃类。</p>	
水环境	<p>（1）地表水</p> <p>项目区域内没有常年地表水系，英达力亚河（渭干河支流）尾泄洪道流经项目区西北部，油区北 5km 库车河支流萨依艾肯，均属于季节性河流，根据《中国新疆水环境功能区划》，萨依艾肯和英达力亚河主要水体功能为灌溉，水质目标为 III 类。</p> <p>（2）地下水</p> <p>通过对项目区地下水进行的现状监测，各项监测因子均可达到《地下水质量标准》中的 III 类标准。区域地下水水质良好。</p>	<p>项目区域内没有常年地表水系。</p> <p>项目运营期产生废水主要包括含油生产水及生活污水。含油生产水处理后回注，生活污水经处理后用于绿化。</p> <p>本项目钻井废水在完井后贮存于井场旁的防渗泥浆池中，经固化后填埋处理；运行期产生的采出水经采油二厂二号和四号联合站污水处理系统处理满足油田注水水质标准后回注地层，部分排入站外防渗污水蒸发池进行蒸发处理，不会对水环境产生影响。</p> <p>本项目落地油 100% 进行回收，并且油田区域气候干旱少雨，不存在大量降水</p>	

环境要素	现状评价结论	环境影响预测结论内容	备注
		<p>的淋滤作用，因此不存在污染水环境的可能。</p> <p>井喷及输油管道原油泄漏事故对地下水体的影响概率不大，若及时采取有效措施治理污染，井喷不会造成地下水污染。</p> <p>本项目推广使用清洁无害的泥浆，同时严格要求套管下入深度等措施，可以有效控制钻井液在含水层中的漏失，减轻对地下水环境的影响。</p> <p>综上所述，正常生产状况下，油田建设期和生产运行过程中废水及落地原油对水环境不会产生不利影响。</p>	
声环境	<p>根据现状调查结果，项目区范围内居住人群距离井场较远（200m 以上），本项目施工和运营主要影响的人群为油田的工作人员。</p>	<p>油气田开发期间钻井、管线敷设和计转站建设都会产生一定强度的噪声，特别是钻井过程中的噪声具有连续性，噪声强度大，产噪设备的噪声影响主要集中在声源周围 200m 范围内。项目区 200m 范围内无声环境敏感目标，故受影响的人群主要为油田工作人员，不会造成噪声扰民。</p> <p>运营期塔河油田 12 区奥陶系油藏噪声主要来自各种机泵等源强在 85~100dB（A）。由于项目区附近没有人居住，钻井期间产生的噪声主要是对施工人员产生影响。项目区内的居民距离井场在 200m 以上，钻井工程噪声不影响当地居民正常生活。</p>	
固体废物		<p>本项目产生的固体废物主要来自于两方面：开发期钻井过程中产生的钻井废弃泥浆和岩屑、建筑垃圾和少量生活垃圾等；运行期产生的固体废物主要包括：管线清渣、油泥（砂）、生活垃圾等。这些固体废物进行分类收集，定点堆放处理。生活垃圾主要依托塔河油田一号固废液处理站处理，油泥砂主要依托塔河油田油泥砂处理场。本项目所产生的各类固体废物均能得到妥善的处置，不会对周围环境产生影响。</p>	

环境要素	现状评价结论	环境影响预测结论内容	备注
环境风险		<p>本项目区内油井发生井喷后，可能对下风向 2000m 范围内的敏感点产生污染。项目区 2000 米范围内除工作人员外，无居住区。</p> <p>本项目须采取有效的风险防范措施，并在风险事故状态下，采取有效的应急措施，控制风险影响，是控制环境风险影响的有效途径。本次评价将以此为重点，针对工程环境风险事故的特点，提出相应的风险防范措施和事故应急预案。</p>	

塔河油田 12 区奥陶系油藏 2015—2016 年产能建设项目属于国家产业政策所鼓励项目，项目实施后可以取得较大的经济效益和社会效益。尽管在工程建设和运行中，会对周围的环境产生一定的不利影响，并存在一定的风险性，但其影响和风险是可以接受的。只要加强环境管理，认真落实可行性研究报告和本报告中提出的各项污染防治措施、风险防范措施以及生态环境保护和恢复措施，就可以使本工程对环境造成的不利影响降到最低限度。因此，报告书认为，该项目建设在环境保护方面是可行的。

(10) 塔河油田四号联合站及原油外输配套工程环境保护验收调查报告

根据 2012 年批复的报告书，摘录环境影响预测和评价结论如下表 3.1-15。

表 3.1-15 环境影响预测和评价结论

环境要素	现状评价结论	环境影响预测结论内容	备注
生态环境	<p>按新疆生态功能区划，评价区属塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区，主要生态服务功能是农产品生产、荒漠化控制、油气资源。主要生态环境问题是土壤盐渍化、洪水灾害、油气开发造成环境污染。生态敏感因子敏感程度为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。发展方向是发展棉花产业、特色林果业和农区畜牧业，建设石油和天然气基地。</p> <p>评价区土壤属于碱性土壤（pH>7.5），重金属符合土壤环境质量二级标准，土壤背景的石油类质量状况良好，没有受到油田开发的污染。</p>	<p>本工程建设将新增占地面积 87680m²，管线敷设主要沿已有公路或与已建管线平行敷设，从生态保护的角度分析，本工程站场选址、管线走向设计方案基本合理，在采取相应的生态保护措施后，生态影响尚在可接受的范围内。</p>	

环境要素	现状评价结论	环境影响预测结论内容	备注
	土地利用类型主要为盐土荒漠（盐碱地和低地盐生草甸）、砾石质荒漠戈壁戈壁。盐土荒漠植被以早生、超早生盐生植物和低地盐生草甸为主，砾石质荒漠植被以膜果麻黄和盐柴类半灌木为建群种评价区分布的各种野生脊椎动物中，以鸟类为主，爬行类动物次之。		
环境空气	评价区域内所有监测点位的 TSP 均有部分天数浓度超标，其它监测项目都满足评价标准要求。评价区域内的首要污染物为总悬浮颗粒物，其超标原因主要是由于项目区地处塔克拉玛干沙漠边缘，干燥少雨，沙尘天数较多造成。H ₂ S 有部分时段监测数值较高，接近标准限值，是因采样点距生产油井距离较近，采样时阵风天气所致。	本项目采用大罐抽气装置将沉降罐和原油储罐中挥发出来的烃类成分进行收集、压缩，再送到二号联合站气体处理系统，避免大罐气从安全阀、呼吸阀等处外溢，实现油气密闭集输和节约能源。因此废气污染源主要是各站加热炉燃烧天然气产生废气经 20m 高烟囱排放，可满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）、《工业炉窑大气污染物排放标准》（GB9078-1996）中 1997 年 1 月 1 日后新建工业窑炉烟尘最高允许排放浓度标准要求。由于本工程区域内无大气敏感点，大风天气出现频率较高，活动频繁，有利于废气污染物的迁移和扩散，大气环境影响较小。	
水环境	项目区地表水体水质监测断面的监测因子污染指数均小于 1，符合《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 IV 类标准。 通过对一号联合站水源井（1#）和雅克拉装车站（2#）水源井的监测，雅克拉装车站水源井氯化物和硫酸盐超标，其它监测项目均在《地下水质量标准》（GB/T14848-93）中 III 类标准范围内。 氯化物和硫酸盐超标，含盐量较高，这与当地水文地质条件有关。	经污水处理系统处理后的合格污水外输，同时在四号联新建装车鹤管，一部分污水装车就近对周边注水替油井进行注水，一部分处理合格污水外输至 12-12 计转泵站附近分水阀组，全部用于回注，不外排。正常情况下生产废水不会对周围环境产生影响。处理后生活污水用于生活基地周边绿化，不会对周围环境产生影响。 正常情况下生产废水不会对区域地下水产生影响。根据塔河油田多年的实践证明，正常情况下，油田污水回注对地下水环境不会产生影响。事故状态下，联合站区包气带均有 2m 左右厚的粉质粘土层，对污染物降解、吸附作用很强，污染物到达潜水面时，其污染物含量会大幅度降低。	
声环境	各站噪声监测值均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 3 类标准要求。	通过采取有效的防噪措施，声波在传播过程中通过距离衰减、空气吸收和屏障衰减，噪声对周围声环境和站场工作人	

环境要素	现状评价结论	环境影响预测结论内容	备注
		员产生影响较小。	
固体废物	/	工业固体废物运往 S61 井附近的塔河油田固废、液废处置中心集中处理。只要严格按照要求处理，不会对周围环境造成影响。	
环境风险	/	根据火灾爆炸危险性评价，采取安全补偿措施后，罐区危险程度为可接受的安全级。根据风险计算公式，本次评价确定的油罐池火事故产生的烟气在假设的气象条件下，不会出现致人死亡后果，其环境风险水平数量级为 10^{-6} 。行业风险水平 8.33×10^{-5} 。故而风险为可接受水平。	

(11) 塔河油田四号联合站混烃外输及处理工程环境保护验收调查报告

根据 2016 年批复的报告书，摘录环境影响预测和评价结论如下表 3.1-16。

表 3.1-16 环境影响预测和评价结论

环境要素	现状评价结论	环境影响预测结论内容	备注
生态环境	按新疆生态功能区划，评价区属塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区，主要生态服务功能是农产品生产、荒漠化控制、油气资源。主要生态环境问题是土壤盐渍化、洪水灾害、油气开发造成环境污染。生态敏感因子敏感程度为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。发展方向是发展棉花产业、特色林果业和农区畜牧业，建设石油和天然气基地。土地利用类型主要为盐土荒漠（盐碱地和低地盐生草甸）、砾石质荒漠戈壁戈壁。盐土荒漠植被以旱生、超旱生盐生植物和低地盐生草甸为主，砾石质荒漠植被以膜果麻黄和盐柴类半灌木为建群种评价区分布的各种野生脊椎动物中，以鸟类为主，爬行类动物次之。	综上所述，本工程建设将新增占地面积 9990m^2 ，管线敷设主要沿油区已有公路平行敷设，从生态保护的角度分析，本工程站场选址、管线走向设计方案基本合理，在采取相应的生态保护措施后，生态影响尚在可接受的范围内。	
环境空气	区域常规因子和特征因子中，评价区内的 SO_2 、 NO_2 、 CO 浓度均能够满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准的要求。 PM_{10} 、TSP 超标现象严	本项目运营期的主要废气污染物为装置无组织挥发的烃类，根据核算，四号联合站废气中 NMHC 的排放量约 0.29kg/h ，采用 SCREEN3 模式对废气污	

环境要素	现状评价结论	环境影响预测结论内容	备注
	重, 主要是由于项目地处沙漠, 风沙较大, 地表干燥, 植被覆盖率低, 大风引起扬尘, 造成超标; 区域特征因子 NMHC 浓度能够满足《大气污染物综合排放标准详解》中推荐值的要求, 特征因子硫化氢浓度能够满足《工业企业设计卫生标准》(TJ36-79) 中要求。 厂界特征监测因子中, 非甲烷总烃浓度能够满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996) 企业边界大气污染物浓度限值; 硫化氢浓度能够满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-1993) 中二级新扩改建项目厂界标准。因此, 厂界监测点各特征污染物均满足相应标准的要求。	染物影响预测, NMHC 的最大落地浓度为 0.0494mg/m ³ , 其最大落地浓度对应的距离为 326m, 本项目的建设对环境空气的影响程度较小。	
水环境	评价区内雅克拉集气站水源井硫酸盐、氯化物、溶解性总固体、总硬度有超标现象, 主要是由于该区域地下水深度和自然原因造成, 本项目地下水水质监测点中与石油开发相关的特征因子石油类均未超标。	拟建项目运营期废水产生量 0.35m ³ /d, 依托雅克拉集气站现有污水处理设施处理, 对地表水的环境影响极小。	
声环境	区域声环境昼间、夜间声环境质量均达到《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中 3 类标准限值要求, 拟建项目区域声环境质量良好; 雅克拉集气站、四号联合站周边噪声值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008) 中 3 类标准要求。	拟建项目噪声源数量少, 噪声值低, 并通过选用低噪声设备、基础减震等措施降噪, 本项目的建设对声环境的影响较小。	
固体废物	/	本项目的固体废物产生总量为 35m ³ /月, 为含碱的危险废物, 依托二号联合站现有废碱处理设施处理, 处理/处置率达到 100%, 不会对环境造成影响。	
环境风险	/	/	
土壤	各土壤监测点位监测因子监测结果均符合《土壤环境质量标准》(GB15618-1995) 中三级标准要求。	/	

塔河油田四号联合站混烃外输及处理工程建设符合国家产业政策、及地方相关规定, 选址合理, 采用清洁的生产工艺、先进的污染防治措施, 废气满足达标排放要求, 工业固体废物的处理处置符合“减量化、资源化、无害化”原则, 项

目实施后污染物排放总量满足总量控制要求,对周围环境的影响满足环境功能区划的要求,环境风险水平可以接受,社会公众支持项目建设。

综上所述,在建设和运营过程中严格执行“三同时”制度,落实本环境影响评价中提出的各项环境保护措施的前提下,从环境保护角度论证,本项目的建设可行。

3.1.3 环评批复及验收文件要求回顾

(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

对其环评及验收批复文件摘录主要意见如下表 3.1-17:

表 3.1-17 环评批复及验收文件要求

序号	环评批复(新环监函〔2008〕80号)	验收意见(新环评价函〔2010〕587号)
1	<p>(一)项目建设期间要认真落实建设期环境保护措施和要求,现场施工作业机具和人员活动范围严格限制在作业带范围内,尽量减少施工破坏面,尽可能避开柽柳灌木和荒漠草本植被密集区。站场控制在站场边界外扩 10m 范围,管线和支干路控制在线路边界外扩 2m 范围。妥善处理施工产生的污水、固废,严格控制生态破坏和噪声污染。施工结束后对开挖的土壤及时分层回填,清理场地并恢复临时占地的地貌和植被。对永久占地及损坏的柽柳灌丛等植被,按“占一补一”、“伐一补一”的要求进行恢复和补偿。</p> <p>(二)项目生产过程中产生的油泥砂可以依托塔河油田固废、液废处理场进行临时贮存,贮存场需满足《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597)各项要求,做好处理场的防渗和安全防护工作,待南疆危废处理中心建成后,全部转运至南疆危废处理中心进行无害化处理。</p> <p>(三)油藏采出水在联合站分离后,通过联合站的含油污水处理系统处理达到回灌水标准后回注地层,井下作业废水收集后运至联合站进行酸化处理达标后回灌地层,正常时废水不外排,非正常状态下排入事故污水池。井下作业必须带罐作业,杜绝落地油的产生,废水入罐后运往联合站污水处理系统处理。生活污水收集至营地的防渗污水池,进行蒸发处理。</p> <p>(四)要结合实际完善水土保持方案并严格落实</p>	<p>(一)工程永久占地 26.46hm²,临时占地 56.47 hm²,除个别水分条件较好的井场植被已恢复,其余大部分井场临时占地均进行了平整、自然恢复;井场周围未发现落地油,泥浆池已进行回填、平整;管道工程占地区域内的原始植被正在逐步恢复,基本落实了环评提出的水土保持和生态保护措施。</p> <p>(二)井下作业废水、油藏采出水集中收集至二号联合站污水处理系统处理,经处理达标后回灌地层;生活污水依托二号联合站生活污水处理装置。</p> <p>(三)12-1 号计转站 2 台加热炉、12-21 号计转站 1 台加热炉所排放废气中烟尘、SO₂浓度符合《工业窑炉大气污染物排放标准》(GB9078-1996)中的二级标准,排放废气中 NO_x浓度、排放速率达到《大气污染物排放标准》(GB16297-1996)中二级标准限值。二号联集中处理站及计转站场界周边无组织排放的非甲烷总烃周界外浓度都能满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)周界外最高浓度限值。</p>

	<p>实。在管线和道路建设中设置足够的桥、涵，尽可能保持沿线过水通道的畅通，保证水流及下游生态用水的畅通。结合实际加强防洪和护坡工作，严格按照防洪标准建设各项地面设施，站场边坡设置混凝土护坡，井场边坡设置砂袋护坡进行防护，严防造成新的水土流失。</p> <p>(五)落实站场的隔声降噪措施，加强各站场场界噪声的检测，控制各站场厂界噪声达到《工业企业厂界噪声标准》(GB12348—90)中的III类标准要求，钻井井场达到《建筑施工场界噪声限值》(GB 12523—90)要求。</p> <p>(六)油气集输及处理，产品储存均采用密闭流程，放空气均排入火炬系统，发电机、加热炉等均采用高效节能设备和高效燃烧器，切实减少污染、节约能源。</p> <p>(七)运行期间做好环境风险防范工作，确保项目环境安全。采取多种措施防止发生井喷、井漏事故及油气泄漏事故。配置健全的消防设施并妥善考虑消防水的处理和处置。加强项目安全生产检查，对事故隐患做到及早发现，及时处理。今后在 10 口油井 2000m 范围内禁止规划建设新居民点，10-4 计量站至 10-3 计转站原油管线选线距离英达里亚村的距离不小于 800m。加强对工作人员的硫化氢安全教育，井场内工作人员应配备硫化氢检测仪、空气呼吸器等设备。不断完善项目环境风险防范措施和应急预案并定期演练。</p> <p>(八)加强对工作人员的教育和管理，禁止捕猎任何野生动物、随意砍伐自然植被或随意开荒的行为。加强人员动植物保护等环保培训。</p> <p>(九)做好项目清洁生产审核工作，切实落实各项清洁生产指标，提高清洁生产水平。</p>	<p>(四)二号联合站及计转站的厂界噪声均可达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中的 3 类标准。</p> <p>(五)钻井产生的泥浆、岩屑在完钻后进行了固化掩埋;含油泥沙输送至塔河油田固废、废液处理厂填埋处理。</p> <p>(六)本项目主要污染物年排放总量均未超过“环评”批复的要求限值，满足总量控制指标的要求。</p>
2	<p>(1) 本项目通过实施清洁生产，废水、工业固体废物全部综合利用或无害化处置零排放：新增二氧化硫排放量 32.19t/a，在中石化西北分公司的总量控制指标内调剂解决。其它污染物按《报告书》提出的指标进行考核。</p> <p>(2) 在初步设计阶段要进一步细化环境保护设施，在环保篇章中落实防止生态破坏和环境污染的各项措施和投资。积极开展工程环境监理工作，在施工招标文件、施工合同和工程监理招标文件中明确环保条款和责任，定期向当地环保部门提交工程环境监理报告。</p> <p>(3) 由阿克苏地区环保局按行政区划分别承</p>	<p>四、工程环境保护手续齐全，落实了环评及批复提出的环保要求，主要污染物达标排放，主要污染物达标排放，基本符合环境保护验收条件，同意通过竣工环境保护验收。</p> <p>五、工程投运后应做好以下工作：加强油区采油作业的环境管理，严格控制作业场所范围，减少对周围地表植被的破坏;扩建二号联污水处理站(依托设施)的处理规模，确保 12 区的含油污水处理后全部回注，严禁外排;完善各项环保管理制</p>

	担各自范围内该项目建设内容的日常环境监督管理工作，自治区环境监察总队负责不定期抽查。工程竣工后，必须按规定程序向我局申请项目竣工环境保护验收，合格后方可正式投入运营。	度，建立健全环保档案，制定环境风险应急预案，预防发生风险事故，确保区域环境安全。 六、我厅委托阿克苏地区环境保护局和库车县环保局负责该工程运营期的环境监管。
--	---	---

(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

对其环评及验收批复文件摘录主要意见如下表 3.1-18:

表 3.1-18 环评批复及验收文件要求

序号	环评批复（新环监函〔2009〕151号）	验收意见（新环函〔2015〕909号）
1	<p>（一）项目建设期间要认真落实建设期环保措施和要求，现场施工作业机具和人员活动范围严格限制在作业带范围内，尽量减少施工破坏面。要尽快完成油田道路的建设，车辆要严格按规划道路行驶。合理规划油区内的永久性占地（井场、计量泵站、接转站和道路等），钻井期井场占地小于 100×100m²，完钻井井场永久占地小于 80×80m²，控制临时占地面积，管道施工作业带宽控制在 8m，管沟要分层开挖，分层回填，施工结束后做好地表恢复；主干道利用原有已形成的便道，路基宽为 6.5m，扰动范围控制在 4m。施工结束后要立即对各类工程建设施工迹地及临时占地进行清理，恢复原有地貌，对损失的植被，按“占一补一”、“伐一补一”的要求进行恢复和补偿。</p> <p>（二）结合实际完善水土保持方案并严格落实。道路建设时，间隔 1.5~2.0km 设置一处涵洞，保证水流的畅通。结合实际加强防洪和护坡工作，严格按照防洪标准建设各项地面设施，对低洼处的站场设置混凝土护坡，并设置沙袋或设置防洪堤进行防护，严防造成新的水土流失。</p> <p>（三）钻井期废水、岩屑和废弃泥浆存放在各井场经防渗的废水废浆池内，自然蒸发、固化。钻井作业结束后，上清液收集运至二号联合站统一处理，对泥浆池中废物及时清运至塔河油田已建固废、液废处置场处理。并对井场进行平整，使其自然恢复。项目生产过程中产生的油泥、砂均可与钻井期产生的固体废物一并依托塔河油田已建</p>	<p>（一）本工程永久占地约为 48.12hm²，临时占地约为 152.1hm²，占用土地中无农业用地，临时占地区域地表平整、原始植被基本恢复原状，施工期和运营期未发生捕猎野生动物的现象。</p> <p>（二）本项目含油污水依托塔河油田二号联合站污水处理系统处理，处理后全部进行回注，无外排。</p> <p>（三）计转站、联合站厂界非甲烷总烃无组织排放监控浓度符合《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）标准限值要求。</p> <p>（四）计转站、联合站各监测点昼间、夜间噪声值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3 类标准要求。</p> <p>（五）钻井过程产生的岩屑、废弃泥浆均排放至井场开挖的防渗泥浆池中固化填埋处理，少量散落原油及时回收运至塔河油田固废、废液处理场处置。</p> <p>（六）根据监测结果核算，本项目二氧化硫排放总量为 0.45 吨/年，符合总量控制指标要求。</p>

<p>固废、液废处置场进行临时贮存，做好处理场的防渗和安全防护工作，确保满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597）各项要求，待南疆危废处理中心建成后，全部转运至南疆危废处理中心进行无害化处理。</p> <p>（四）油气集输采用全密闭流程，油田含硫化氢伴生气经二层 PE 防腐处理的管道密闭输送至已建天然气处理站处理；油田各井场、站场加热用燃料气为净化后的天然气，加热炉大气污染物排放执行《工业炉窑大气污染物排放标准》（GB9078-1996）要求。</p> <p>（五）油田采出液通过集输管线经各计量站计量后，输至接转站，再输至已建二号联进行脱水处理，含油废水经已有处理规模为 5000m³/d 的污水处理系统进行处理，水质满足《碎屑岩油藏注水水质标准》（SY/T5329-94）后，全部回灌，正常时废水不外排，非正常状态下排入事故污水池贮存。井下作业必须带罐作业，杜绝落地油的产生，废水入罐后运往联合站污水处理系统处理。生活污水收集至营地的防渗污水池，进行蒸发处理。</p> <p>（六）落实站场的隔声降噪措施，加强各站场噪声的监测，控制各站场厂界噪声达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 3 类标准要求。钻井井场达到《建筑施工厂界噪声限值》（GB12523-90）要求。</p> <p>（七）运行期做好环境风险防范工作，确保项目环境安全。采取多种措施防止发生井喷、井漏事故及油漆泄露事故。为防止油气泄露，集输管线增加防腐涂层。配置健全的消防设施并妥善考虑消防水的处理和处置。在可能产生易燃易爆介质泄露的地方，设置可燃气体、硫化氢检测报警器。做好油田区地下水环境的监测工作。加强项目安全生产检查，一旦发生事故应立即启动应急预案和应急监测程序。对高硫化氢含量井应将伴生气燃烧后排放，并跟踪监测污染物硫化氢、CO、非甲烷总烃的迁移情况，直至事故影响根本消除，将其纳入原有 HSE 管理体系。今后要不断完善项目环境风险防范措施和应急预案并定期演练。</p> <p>（八）加强对工作人员的教育和管理，禁止</p>	
---	--

	<p>捕猎任何野生动物、随意砍伐自然植被或随意开荒的行为。加强人员动植物保护等环保培训。</p> <p>(九) 做好项目清洁生产审核工作, 切实落实各项清洁生产指标, 提高清洁生产水平。</p>	
2	<p>三、本项目废水、工业固体废物全部综合利用或无害化处置, 新增二氧化硫排放量 0.73t/a, 在中石化西北分公司的总量控制指标内调剂解决。其他污染物按《报告书》提出的指标进行考核。</p> <p>四、在初步设计阶段要进一步细化环保设施, 在环保篇章中落实防止生态破坏和环境污染的各项措施和投资。积极开展工程环境监理工作, 在施工招标文件、施工合同和工程监理招标文件中明确环保条款和责任, 定期向当地环保部门提交工程环境监理报告。</p> <p>五、由阿克苏地区负责该项目建设内容的日常环境监督管理工作, 自治区环境监察总队负责不定期抽查。工程竣工后, 必须按规定程序向我局申请项目竣工环保验收, 合格后方可正式投入运营。</p>	<p>三、塔河油田 12 区奥陶系油藏东区产能建设项目基本落实了环评及批复的要求, 环保设施运行正常, 污染物达标排放, 基本符合环境保护验收条件, 项目竣工环境保护验收合格。</p> <p>四、项目投运后应做好水土流失、植被损毁的治理恢复, 固定巡检道路, 防止对周边生态环境造成破坏, 落实自然水系保护措施。加强生产井、集输管线、生产设备运行管理, 避免原油、伴生气等泄露对环境造成影响。加强环保设施日常运行管理, 落实环境污染事故风险防范措施, 确保各项污染物长期稳定达标排放。</p> <p>五、请自治区环境监察总队和阿克苏地区环保局、库车县环保局做好该项目运营期的环境监督管理工作。</p>

(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

对其环评及验收批复文件摘录主要意见如下表 3.1-19:

表 3.1-19 环评批复及验收文件要求

序号	环评批复(新环评价函(2010)644号)	验收意见(新环评价函(2012)855号)
1	<p>(1) 进一步优化设计和提高清洁生产水平, 选择先进的生产工艺和自动控制技术, 采用先进的管理体系, 降低环境风险和对周围环境的影响。</p> <p>(2) 加强施工期环境管理。落实施工期生态保护和水土保持措施, 严格限制施工作业带宽度, 尽可能减少新开施工便道, 最大限度避开柽柳灌木和荒漠草本植被密集区; 场站及生活基地控制在永久占地外扩 10m 范围, 各类管线同沟敷设, 施工作业带宽度控制住 8m, 支干路扰动范围控制在 4m 范围, 并设置足够的桥涵; 施工结束后对开挖的土壤及时分层回填, 清理场地并恢复临时占地的地貌和植被, 对永久占地及损坏的柽柳</p>	<p>(一)本工程永久占地 94.29 公顷, 临时占地 406.57 公顷。集油管线、油田道路两侧等施工迹地基本得到了平整、清理, 迹地内植被基本恢复, 井场临时占地扰动范围内植被处于自然恢复状态。试生产期间井场基本无落地油, 井场回填平整。油田施工期间没有发生捕杀野生动物的事件。采取了一定的水土保持措施, 修建有防洪堤、导流渠等。基本落实了环评提出的各项生态环境保护措施。</p> <p>(二)塔河油田 12 区奥陶系油藏含油废水产生量约为 1000m³/d, 经二号联合站污水处理系统处理后回灌地层。生活污水经地埋式污水处理装置处理后用于绿化。</p>

<p>灌丛等植被,按“占一补一”、“伐一补一”的要求进行恢复和补偿;加强施工人员对野生动植物保护的宣传教育工作。</p> <p>(3)严格落实水环境保护措施,做好钻井废水的收集、处理。工程应采用水基无害化钻井泥浆,加强重复利用,废弃泥浆和钻井废水储存于井场防渗泥浆池内,完钻后清运至塔河油田 12 区及雅克拉-大涝坝固废、液废处理场处置。同时,加强井场的管理和维护,及时清理、平整,使其自然恢复。</p> <p>(4)加强运营期含油污水处理管理,避免非正常排放。含油污水依托塔河油田二号联合站,经该站污水处理系统(5000m³/d)处理,水质达到《碎屑岩油藏注水水质标准》(SY/T5329-94)后,全部回灌地层。井下作业应带罐作业,废水入罐后运往联合站污水处理系统处理。生活基地生活污水经处理能力为 8m³/h 一体化污水处理装置处理后,水质达到《污水综合排放标准》(GB8978-1996)二级标准冬储夏灌,不外排。</p> <p>(5)按照国家和地方有关规定,按照减量化、无害化、资源化的原则,对钻井废弃泥浆、钻井岩屑、生活垃圾进行分类收集和处置。项目生产过程中产生的油泥砂可以依托塔河油田固废、液废处理场进行临时贮存,贮存场需满足《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597)各项要求,做好处理场的防渗和安全防护工作;生活垃圾收集后清运至塔河油田 12 区及雅克拉-大涝坝固废、液废处理场处置。</p> <p>(6)落实站场的隔声降噪措施,加强各站场场界噪声的检测,控制各站场厂界噪声达到《工业企业厂界噪声标准》(GB12348-90)中的 III 类标准要求,钻井井场达到《建筑施工场界噪声限值》(GB12523-90)要求。</p> <p>(7)油气集输采用密闭流程,油田各井场、站场加热用燃料气为净化后的天然气;加热炉大气污染物排放执行《工业炉窑大气污染物排放标准》(GB9078-1996)要求。</p> <p>(8)加强环境风险事故防范,严格执行突发环境污染事故报告制度。采取多种措施防止发生井喷、井漏事故及油气泄漏事故。在可能产生易燃、易爆介质泄漏的部位,设置可燃气体、硫化氢检测报警器。配置健全的消防设施并妥善考虑消防水的处理和处置。井场内工作人员应配备硫</p>	<p>(三)油田各井场、站场加热用燃料气为净化后的天然气。计转站、混输热泵站加热炉排放废气中烟尘、SO₂ 浓度监测值均符合《工业窑炉大气污染物综合排放标准》(GB9078-1996)中的二类区 II 时段标准,NO_x 排放浓度、速率均符合《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中二级标准。二号联集中处理站计转站场界周边无组织排放的非甲烷总烃监测值均符合《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)。</p> <p>(四)计转站、二号联合站厂界噪声昼间监测值符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)3 类标准。夜间噪声最大超标 0.9dB,超标点附近无环境敏感点。</p> <p>(五)钻井期产生的泥浆、岩屑在完钻后固化掩埋处理。工程运营期油泥沙送至塔河油田 S61 固废处理场处置。</p> <p>(六)据监测结果核算:该项目加热炉 SO₂ 排放总量为 0.97t/a,NO_x 排放总量为 1.27t/a。</p> <p>(七)100%受调查公众对工程的环保工作表示满意和基本满意。</p> <p>三、塔河油田 12 区奥陶系油藏总体开发项目基本落实了“环评”及批复中提出的生态环境保护和污染治理措施,主要污染物达标排放,工程竣工环境保护验收合格。</p> <p>四、应进一步做好以下工作:</p> <p>(一)加强管理,严格控制采油作业场所范围,减少对周围地表植被的影响。</p> <p>(二)完善环保管理制度,健全环保运行台账及档案,生产开发中产生的含油固废应委托有危废处理资质的单位进行处置。</p> <p>(三)加强环境风险防范工作,落实环境事故应急措施,避免发生井喷、管道泄漏等突发事件,确保区域环境安全。</p> <p>五、我厅委托阿克苏地区环保局负责该项目运营期的环境监督管理。</p>
--	---

	<p>化氢检测仪、空气呼吸器等设备，加强对工作人员的安全教育，不断完善项目环境风险防范措施和应急预案并定期演练。本项目油井 2000m 范围内禁止规划建设新居民点。</p> <p>(9)初步设计阶段需进一步论证和优化各项环境保护措施，在环保篇章中落实防止生态破坏和环境污染的各项措施和投资。积极开展工程环境监理工作，在施工招标文件、施工合同和工程监理招标文书中明确环保条件和责任，定期向当地环保部门提交环境监理报告。</p> <p>(10)本项目通过实施清洁生产，废水、工业固体废物全部综合利用或无害化处置零排放，新增二氧化硫排放量 1.09t/a，在中石化西北分公司的总量控制指标内调剂解决。其它污染物按《报告书》提出的指标进行考核。</p> <p>(11)由阿克苏地区负责该项目建设内容的日常环境监督管理工作，自治区环境监察总队负责不定期抽查。工程竣工后，必须按规定程序向我局申请项目竣工环境保护验收，合格后方可正式投入运营。</p>	
2		

(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

对其环评及验收批复文件摘录主要意见如下表 3.1-20:

表 3.1-20 环评批复及验收文件要求

序号	环评批复（新环评价函〔2011〕619号）	验收意见（新环函〔2015〕914号）
1	<p>二、在工程滚动开发建设和环境管理中要认真落实《报告书》提出的各项环保措施，严格执行环保“三同时”制度，确保达到以下要求：</p> <p>（一）采取“以新带老”措施，解决项目区前期勘探遗留的问题。组织施工人员对已完钻井场、管道、未压实和平整的地段进行修整，重新将覆土压实、平整，并适当洒水，减少扬尘及水土流失；对已建井场、管道征地范围外被破坏的柽柳灌丛进行补植恢复，并定期管理维护，保证补植柽柳的存活率；污水池中剩余钻井废液用罐车运至塔河油田固废、废液处置中心处理。</p> <p>（二）项目选线中应尽可能避开荒漠植被密集区，勘探结束后在易产生风势、沙地活化</p>	<p>（一）本工程永久占地约为 32.02hm²，临时占地约为 128.84hm²，占用土地中无农业用地，临时占地区域地表平整，原始植被基本恢复原状，施工期和运营期未发生捕猎野生动物的现象。</p> <p>（二）含油污水依托塔河油田二号联合站污水处理系统处理，处理后全部进行回注，无外排。</p> <p>（三）12-13 号计转站 3 台加热炉排放废气中烟尘、SO₂浓度均符合《工业窑炉大气污染物综合排放标准》（GB9078-1996）标准限值要求；NO_x 浓度、排放速率均符合《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）标准限值</p>

<p>的地段进行人工机械固沙。严格控制永久占地面积，在建设中集油管道、计转站、油田道路等合理规划。严格控制施工作业带（开挖面）面积，减少对项目区植被的破坏，尤其是区域内零星分布的胡杨，施工时采取必要的措施，确保不对其生长产生的不利影响；管道铺设地表开挖施工时，对管沟区土壤，做到分层开挖，单侧堆放。施工期结束后，分层循序回填压实，以减少临时占地影响，保护植被生长层，同时减少水土流失。</p> <p>应尽快委托有资质单位编制项目水土保持方案，并严格落实。在施工期严格按照规范作业，减少对土壤和植被的扰动和破坏；在运行期做好防洪和护坡等工作，严格造成新的水土流失。</p> <p>（三）使用无毒、低毒泥浆，并尽量循环使用。钻井期废水、岩屑和废弃泥浆存放在各井场经防渗处理的废泥浆池内。钻井施工作业结束后，含油废弃泥浆运至塔河固废、液废处置中心填埋处理，并对井场进行平整，推出临时占地并进行生态恢复。井下作业时采取带罐操作，对落地油进行回收。废油、油砂。</p> <p>（四）含油污水直接输往塔河油田二号联合站含油污水处理系统，处理达标后回灌。井下作业废水由罐车运至塔河固废、液废处置中心处理。生活污水经一体化污水处理装置处理，满足《污水综合排放标准》（GB8978-1996）二级标准后夏季用于绿化，冬季储存于污水蒸发池。</p> <p>（五）油气集输、处理及外输时采用全密闭流程，减少烃类物质排放。项目加热炉燃烧废气中 NOX 和放空火炬燃烧天然气尾气执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中二级标准。加热炉燃烧废气中烟尘和 SO₂ 排放执行《工业炉窑大气污染物排放标准》（GB9078-1996）中非金属热处理炉二级标准。</p> <p>（六）确保厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 3 类标准要求。</p> <p>（七）运行期做好环境风险防范工作。加强项目安全生产检查，对事故隐患做到及早发现，及时处理；要不断完善项目环境风险应</p>	<p>要求。计转站、联合站厂界非甲烷总烃无组织排放监控浓度符合《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）标准限值要求。</p> <p>（四）计转站、联合站各监测点昼间、夜间噪声值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3 类标准要求。</p> <p>（五）钻井过程产生的岩屑、废弃泥浆均排放至井场防渗泥浆池中固化覆土填埋处理，落地原油、生活垃圾运至塔河油田固废、液废处理场处置。</p> <p>三、塔河油田 12 区奥陶系油藏第三期开发项目基本落实了环评及批复的要求，环保设施运行正常，污染物达标排放，基本符合环境保护验收条件，项目竣工环境保护验收合格。</p> <p>四、项目投运后应做好水土流失、植被损毁的治理恢复，固定巡检道路，防止对周边生态环境造成破坏，落实自然水系保护措施。加强生产井、集输管线、生产设备运行管理，避免原油、伴生气等泄露对环境造成影响。加强环保设施日常运行管理，落实环境污染事故风险防范措施，确保各项污染物长期稳定达标排放。</p> <p>五、请自治区环境监察总队和阿克苏地区环保局、库车县环保局做好该项目运营期的环境监督管理工作。</p>
---	--

	<p>急预案并定期演练，健全有关环境安全突发事件应急处理和综合方案和事故防范、减缓措施和各类应急处理设施。</p> <p>三、项目建设必须执行配套建设的环境保护设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用的环境保护“三同时”制度。项目竣工后，你公司须按规定程序向自治区环保厅申请试生产和项目竣工环境保护验收，经验收合格后，方可正式投入生产。</p> <p>四、本项目的日常环境管理工作由阿克苏地区环保局负责，自治区环境监察总队进行不定期抽查。</p>	
--	--	--

(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

对其环评及验收批复文件摘录主要意见如下表 3.1-21:

表 3.1-21 环评批复及验收文件要求

序号	环评批复（新环评价函〔2011〕1004 号）	验收意见（新环函〔2017〕52 号）
1	<p>（1）中石化西北油田分公司拟开发的 12 区奥陶系油藏第四期产能建设项目位于塔河油田 12 区内，属加密调整项目。主体工程包括：钻井工程（部署开发井 45 口，新增原油产能 48.2×104t/a）、站场工程（新建计量混输泵站 1 座）、管网工程（新建各类集输管线约 150km）、新建油区道路 8.3km；扩建 12 区二厂三队生活基地；新建防洪工程等。本工程总投资 17.67 亿，其中环保投资 3917.5 万元。</p> <p>（2）在工程滚动开发建设和环境管理中要认真落实《报告书》提出的各项环保措施，严格执行环保“三同时”制度，确保达到以下要求：</p> <p>①尽快完成油区前期开发工程环境保护竣工验收工作。</p> <p>②采取“以新带老”措施，解决开发区块前期勘探遗留的问题。组织施工人员对已完钻井场、管道、未压实和平整的地段进行修整，重新将覆土压实、平整，并适当洒水，减少扬尘及水土流失。</p> <p>③工程布井及选线中应尽可能避开荒漠</p>	<p>二、环境保护措施及环境风险防范措施落实情况</p> <p>（一）生态环境</p> <p>本项目实际永久占地约 21.9 万平方米，临时占地约 151.16 万平方米。临时占地区域地表平整、恢复后，原始植被有待恢复。施工期和运营期未发生捕猎野生动物的现象。钻井作业完成后，各井场泥浆池均已进行固化覆土处理。</p> <p>（二）水环境</p> <p>本项目含油污水依托塔河油田二号联合站污水处理系统处理，处理后全部进行回注，无外排。</p> <p>井下作业废液送往塔河油田固废、废液处理场进行处置。生活基地生活污水产生量约为 3 立方米/天，经地理式污水处理设施处理后用于绿化灌溉。</p> <p>（三）声环境</p> <p>选择低噪声设备，对高噪声设备采用密闭隔离、加装移动式吸音围栏等措施。</p> <p>（四）固体废物</p> <p>运行期油泥砂产生量约为 7 吨/年，生活垃圾产生量约为 2 吨/年，经收集后统一</p>

<p>植被密集区,勘探结束后在易产生风蚀、沙地活化的地段进行人工机械固沙。严格控制永久占地面积,在建设中集油管道、计转站、油田道路等合理规划。严格控制施工作业带(开挖面)面积,减少对工程区植被的破坏;管道铺设地表开挖施工时,对管沟区土壤,做到分层开挖,单侧堆放;施工结束后,分层循序回填压实,以减少临时占地影响,保护植被生长层,同时减少水土流失。应尽快委托有资质单位编制水土流失保持方案,并严格落实。在施工期严格按照规范作业,减少对土壤和植被的扰动和破坏;在运行期做好防洪和护坡等工作,严格造成新的水土流失。</p> <p>④使用无毒、低毒泥浆,并尽量循环使用。钻井期废水、岩屑和废弃泥浆存放在各井场经防渗处理的废泥浆池内。钻井施工作业结束后,平整井场,退出临时占地并进行生态恢复。井下作业时采取带罐操作,对落地油进行回收,含油污泥等运至塔河油田固废、液废处理场处理。</p> <p>⑤采出液经二号联合站配套的污水系统处理满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-94)要求后回灌,生活污水经处理后夏季用于绿化,冬季储存于污水蒸发池。</p> <p>⑥油气集输、处理及外输时采用全密闭流程,减少烃类物质排放。加热炉燃烧废气中 NOX 和放空火炬燃烧天然气尾气排放执行《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中二级标准。加热炉燃烧废气中烟尘和 SO₂ 排放执行《工业炉窑大气污染物排放标准》(GB9078-1996)中非金属热处理炉二级标准。</p> <p>⑦确保厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中的 3 类标准要求。</p> <p>⑧切实落实《中国石化集团公司安全、环境与健康管理》中各项要求及措施,加快区块后续工程建设,单井拉油井尽快实现密闭集输,减少烃类挥发,</p>	<p>拉运至塔河油田 1 号固废填埋场处置。</p> <p>(五)环境风险防范 塔河油田采油二厂制定了《突发环境污染事件应急预案》,并在阿克苏地区环保局备案。</p> <p>三、环境保护设施运行效果和工程建设对环境的影响</p> <p>(一)生态环境项目永久占地、临时占地面积与环评预测一致。</p> <p>(二)水环境 含油污水经塔河油田二号联合站污水处理系统处理后,pH 及悬浮物、石油类排放浓度均符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-94)标准限值要求。</p> <p>(三)大气环境 计量(掺稀)混输站加热炉外排废气中二氧化硫、氮氧化物浓度符合《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2001)中燃气锅炉 II 时段标准要求。 计量(掺稀)混输站厂界非甲烷总烃无组织排放监控浓度符合《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中标准限值要求。</p> <p>(四)噪声 计量(掺稀)混输站(北侧夜间除外)各监测点昼间、夜间噪声值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)3 类标准要求。</p> <p>(五)公众意见调查 30 位被调查者中,27 位对项目的环保工作表示满意,3 位表示较满意。</p> <p>四、验收结论和后续要求 塔河油田 12 区奥陶系油藏第四期开发项目在实施过程中基本落实了环评文件及批复要求,配套建设了相应的环境保护设施,落实了相应的环境保护措施,经验收合格,同意该项目正式投入生产。 工程正式投运后应做好以下工作:加强环保设施日常运行管理,完善环保应急预案,落实环境污染事故风险防范措施,确</p>
---	---

	<p>提高清洁生产水平。</p> <p>⑨运行期做好环境风险防范工作，充分考虑硫化氢的风险事故影响，合理配置 H₂S 监测仪。加强工程安全生产检查，对事故隐患做到及早发现，及时处理；要不断完善工程环境风险应急预案并定期演练，健全有关环境安全突发事件应急处理的综合方案和事故防范、减缓措施和各类应急处理设施。</p> <p>三、工程污染物排放总量控制指标 SO₂ 0.6t/a、NO_x 8 t/a，从中石化西北油田分公司污染物放排总量控制指标中调剂解决。</p> <p>四、工程的日常环境监督检查工作由阿克苏地区环保局负责，自治区环境监察总队进行不定期抽查。工程竣工后，须在试生产前向我厅书面提交试运行申请，经审查批准后方可进行试生产。在工程试生产三个月内，须按规定程序向我厅申请竣工环境保护验收。验收合格后，工程方可正式投入生产。</p>	<p>保各项污染物长期稳定达标排放。</p> <p>请自治区环境监察总队、阿克苏地区环保局、库车县环保局做好该项目运营期的日常环境监督管理。</p>
2		

(6) 塔河油田 12 区奥陶系油藏第六期产能建设项目报告

对其环评及验收批复文件摘录主要意见如下表 3.1-22:

表 3.1-22 环评批复及验收文件要求

序号	环评批复（新环函〔2014〕165号）	验收意见（西北油安〔2019〕348号）
1	<p>三、项目建设和运行管理应重点做好以下工作</p> <p>（一）油田开发区域多为生态环境脆弱区。你公司应严格落实油田开发各阶段的环境保护措施，合理规划开发区域内永久性占地，严格控制临时占地面积，避免扩大施工期地表扰动范围，防止土地沙化。施工前应制定环保行动计划，明确环境保护责任，划定施工活动范围。施工过程中要做好项目区生态保护和污染防治。施工结束后要及时进行场地清理、平整等地表恢复工作，防止造成水土流失和生态破坏。</p> <p>（二）使用环保型泥浆钻井液体系，并做到循环使用。井下作业时须带罐，修井作业时用防渗土工膜铺垫井场，使修井落地油全部得到回收。钻井废弃泥浆和岩屑等在排入防渗泥浆池后经固化后填埋处理；位于农田等敏感区域的防渗泥浆池应及时清</p>	<p>（一）生态保护工程和设施。</p> <p>本项目所涉及的永久占地和临时占地都已经按照有关土地管理办法的要求，办理了征地手续；项目永久占地为 16.65hm²，临时占地为 292.19hm²。</p> <p>管线施工过程中控制了施工作业带宽度，落实了生态保护措施和水土保持措施，降低了水土流失强度。</p> <p>（二）污染防治和处置设施。</p> <p>施工期废水、废气及噪声采取了相应控制措施，固体废物得到妥善处置。运营期，本工程</p>

<p>理并恢复原貌。油田产生的油泥、砂经收集后运往塔河油田污油泥处理站进行回收处理。危险废物的处置要符合《危险废物填埋污染控制标准》（GB18598-2001）等相关要求。</p> <p>（三）钻井废水排入防渗废液池进行自然蒸发；含油废水须经联合站污水处理系统处理后满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-94）要求后回灌地层，生活污水经一体化污水处理装置处理达标后用于油区绿化。各类生产、生活废水严禁直接外排。</p> <p>（四）严格落实各项废气、烟尘污染防治措施。油田区油气集输采用全密闭流程。在油气集输过程中，不得将炬类气体直接放空。</p> <p>（五）本项目采出液中硫化氢含量较高，应加强项目环境风险防范。制定事故状态下环境风险应急预案和污染防治措施，避免生产事故引发环境污染。采取有效措施防止发生油气泄漏等事故。配置健全的消防设施并妥善考虑消防水的处理和处置。加强项目安全生产检查，对事故隐患做到及早发现，及时处理。建立与地方政府突发环境事故应急预案对接及联动具体实施方案，确保风险事故得到有效控制，避免发生污染事件。</p> <p>（六）积极开展清洁生产审核，降低油田开发单位产品水耗、能耗，逐步提高企业清洁生产水平，从源头减少污染物产生。</p> <p>（七）按照排污口设置及规范化整治管理的相关规定设置各类排污口，按要求标识，并设计必备的监测采样平台。</p> <p>（八）开展本项目工程环境监理，在施工招标文件、施工合同和工程监理合同文件中明确环保条款和责任。建立专项档案，定期向当地环保部门报告。在本项目进入试生产前向我厅提交该工程环境监理报告。此项工作纳入竣工环保验收内容。</p> <p>四、各井场加热炉均使用天然气，污染物总量控制指标为二氧化硫 0.68 吨/年、氮氧化物 8.69 吨/年，纳入中石化西北油田分公司总量控制指标内。</p> <p>五、项目的日常环境监督检查工作由阿克苏地区环保局和库车县环保局负责，自治区环境监察总队进行不定期抽查。项目建成后，你公司须按规定程序向我厅申请项目竣工环境保护验收，验收合格后，项目方可正式投入生产。</p> <p>六、如项目的性质、规模、地点、采用的工艺、防治污染和防止生态破坏的措施发生重大变动，须报我厅重新审批。</p>	<p>站场废水、废气及噪声采取了相应控制措施。</p> <p>（三）风险防范设施及其它。塔河油田采油二厂制定了《突发环境污染事件应急预案》，并在阿克苏地区环保局备案。</p> <p>四、环境保护设施运行效果和工程建设对环境影响</p> <p>(一)生态环境。 临时占地已基本平整，植被正在自然恢复。场站等永久占地进行了平整和规范化。</p> <p>(二)大气环境。 本项目对场站废气进行了监测，监测结果表明场站无组织废气排放满足相关标准要求。</p> <p>(三)噪声。 项目区厂界四周各监测点昼间、夜间噪声值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)3 类标准要求。</p>
---	--

2		<p>要求：（一）加强运营期油气管线监管力度，落实环境污染事故风险防范措施，减少环境风险事故发生。</p> <p>（二）加强环保设施日常运行管理，确保各项污染物长期稳定达标排放。</p> <p>（三）项目运营后由西北油田分公司安全环保督查大队负责日常环境监督管理、西北油田分公司环境监测站负责日常环境监测管理。</p>
---	--	---

(7) 塔河油田 12 区奥陶系油藏第七期产能建设项目

对其环评及验收批复文件摘录主要意见如下表 3.1-23:

表 3.1-23 环评批复及验收文件要求

序号	环评批复（新环函（2015）196 号）	验收意见（西北油安（2019）343 号）
1	<p>（一）加强生态保护。严格落实各项环境生态恢复措施。合理规划油区永久占地，严格控制临时性占地面积，不得随意扩大扰动地表范围。项目占用重点公益林，应向林业主管部门办理相关手续。落实项目区生态保护和污染防治措施，防治土地沙化，及时清理场地、平整土地，防止造成水土流失和生态破坏。</p> <p>（二）严格落实各项大气污染防治措施。项目 65 台井口加热炉(200 千瓦 23 套,400 千瓦 20 台)均采用天然气为燃料，废气排放须符合《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)中新建锅炉大气污染物排放限值要求；油田区油气集输采用全密闭流程，非甲烷总烃排放须符合《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中无组织排放监控浓度限值要求。硫化氢排放必须符合《恶臭污染物排放标准》(GB14559-94)恶臭污染物厂界标准值二级标准；在油气运输过程中，不得将烃类气体直接放空。</p> <p>（三）做好废水污染治理工作。钻井废水排入井场防渗废液池进行自然蒸发；井下作业废水采用废液收集罐收集后运至塔河二号废液处理厂集中处理，采出水经联合站污水处理系统处理满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329—2012)要求后回注地层；生活污水经</p>	<p>三、环境保护措施及环境风险防范措施落实情况</p> <p>（一）生态保护工程和设施。本项目所涉及的永久占地和临时占地都已经按照有关土地管理办法的要求，办理了征地手续；项目永久占地 15.12hm²，临时占地 119.2hm²。管线施工过程中控制了施工作业带宽度，落实了生态保护措施和水土保持措施，降低了水土流失强度。</p> <p>（二）污染防治和处置设施。施工期废水、废气及噪声采取了相应控制措施，固体废物得到妥善处置。运营期，本工程站场废水、废气及噪声采取了相应控制措施。</p> <p>（三）风险防范设施及其它。塔河油田采油二厂制定了《突发环境污染事件应急预案》，并在阿克苏地区环保局备案。</p> <p>四、环境保护设施运行效果和</p>

	<p>一体化污水处理装置处理达标后用于油区绿化；各类生产、生活废水严禁直接外排。</p> <p>（四）做好固体废物综合利用和处置工作。提高泥浆的循环利用率，减少废气钻井泥浆产生量；井下作业时须带罐操作，修井作业时用防渗土工膜铺垫井场，修井落地原油全部回收。钻井废弃泥浆和岩屑等在排入防渗泥浆池后经固化后回填处理；含油泥砂经收集后运往有危废处理资质的单位进行处置。危险废物的处置须符合《危险废物填埋污染控制标准》（GB18598-2001）等相关要求。生活垃圾统一收集运送至塔河油田一号固废、废液处理厂生活垃圾填埋池填埋处理。</p> <p>（五）强化环境风险防范和应急措施。制定事故状态下环境风险应急预案和污染防治措施，避免生产事故引发环境污染。采取有效措施防止发生油气泄漏等事故。配置健全的消防设施并妥善考虑消防水的处理和处置。加强项目安全生产检查，对事故隐患做到及早发现，及时处理。建立与地方政府突发环境事故应急预案对接及联动具体实施方案，确保风险事故得到有效控制，避免发生污染事件。</p> <p>（六）积极开展清洁生产审核。降低油田开发单位产品水耗、能耗，逐步提高企业清洁生产水平，从源头减少污染物产生。</p> <p>（七）按照排污口设置及规范化整治管理的相关规定设置各类排污口，按要求标识。</p> <p>（八）开展本项目工程环境监理，在施工招标文件、施工合同和工程监理合同文件中明确环保条款和责任。建立专项档案，定期向当地环保部门报告。在本项目进入试生产前向我厅提交该工程环境监理报告。此项工作纳入竣工环保验收内容。</p> <p>（九）开展油田区块环境影响后评价，全面深入排查存在的各类环境问题，才去改进措施。</p>	<p>工程建设对环境的影响</p> <p>（一）生态环境。 临时占地已基本平整，植被正在自然恢复。场站等永久占地进行了平整和规范化。</p> <p>（二）大气环境。 本项目对场站废气进行了监测，监测结果表明场站无组织废气排放满足相关标准要求。</p> <p>（三）噪声。 项目区厂界四周各监测点昼间、夜间噪声值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3类标准要求。</p>
2	<p>三、本项目主要污染物排放总量控制指标:二氧化硫 29.54 吨/年, 氮氧化物 8.69 吨/年, 该项目总量控制指标由中石化西北油田分公司内部调剂解决。</p> <p>四、项目的日常环境监督检查工作由阿克苏地区环保局和库车县环保局负责, 自治区环境监察总队进行不定期抽查。项目竣工后, 须在试生产前向我厅书面提交试生产申请, 经审查批准后方可进行试生产。在项目试生产三个月内, 须按规定程序向</p>	<p>六、要求</p> <p>（一）加强运营期油气管线监管力度, 落实环境污染事故风险防范措施, 减少环境风险事故发生。</p> <p>（二）加强环保设施日常运行管理, 确保各项污染物长期稳定达标排放。</p> <p>（三）项目运营后由西北油田分公司安全环保督查大队负</p>

	<p>我厅申请竣工环境保护验收，验收合格后，方可正式投入运行。</p> <p>五、环境影响报告批准后，项目的性质、规模、地点、生产工艺、防治污染和防止生态破坏的措施发生重大变动，须报我厅重新审批。</p>	<p>责日常环境监督管理、西北油田分公司环境监测站负责日常环境监测管理。</p>
--	--	--

(8) 塔河油田 12 区 2015~2016 年产能建设项目环境影响报告书

根据 2017 年批复的报告书，摘录环境影响预测和评价结论如下表 3.1-3。对其环评及验收批复文件摘录主要意见如下表 3.1-24：

表 3.1-24 环评批复及验收文件要求

序号	环评批复（新环函〔2017〕85 号）	验收意见（油田环验〔2019〕2 号）
1	<p>(1) 强化生态环境保护措施。项目应严格落实各阶段的环境保护措施和生态修复方案，合理规划油区永久性占地，控制临时占地面积；管线及井场施工尽量避让植被覆盖度较高区域，不得随意扩大占用、扰动地表面积，施工结束后及时清理场地、平整土地，防止水土流失和沙化加剧。</p> <p>(2) 严格落实水污染防治措施。钻井期间，钻井废水排入井场内的防渗泥浆池固化处理，完井后对泥浆池进行固化，并覆土填埋平整处理。项目运营期间产生的采油废水经塔河油田二号、四号联合站污水处理系统处理达到回注要求后，回注地层；井下作业废水采用专用废液收集罐收集后运至塔河油田一号固废液处理站处置。生活污水经地理式一体化污水处理设备处理后，冬储夏灌。</p> <p>(3) 严格落实各项废气污染防治措施。加热炉以天然气为燃料，确保大气污染物排放符合《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)中新建燃气锅炉大气污染物排放限值要求。油田区油气集输及处理采用全密闭流程，非甲烷总烃无组织排放须符合《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中相应标准限值要求。</p> <p>(4) 加强固体废物的分类管理。开发过程中产生的前三开钻井废弃泥浆、岩屑储存于防渗废液池中，钻井结束现场固化填埋；第四开储于储罐依托塔河油田污油泥处理站集中处理。生活垃圾收集后统一运至塔河油田一号固废液处理站处置。运营期产生的油泥（砂）运至塔河油田油泥砂处理场处置。</p>	<p>本项目落实了环评及批复文件提出的环保措施和要求，污染物排放满足国家及地方现行排放标准。经研究，同意塔河油田 12 区奥陶系油藏 2015-2016 年产能建设项目通过竣工环境保护验收(噪声及固体废物污染防治设施除外)。在工程正式投运后，你单位要认真组织落实验收工作组提出的后续工作建议，并继续做好以下工作:1.建立健全环保管理体系，严格落实各级环保主体责任，做好污染源监测和环境质量监测工作。</p> <p>2.加强含油污泥等危险废物规范化管理，从源头减少产生量，收集、运输、贮运和处置过程必须严格符合国家危险废物有关的法律和规章要求。</p> <p>3.加强日常管理,定期修订突发环境事件应急预案,按要求组织开展演练;加强与地方政府的应急联动,提高应急处置能力。</p>

	<p>(5) 加强项目环境风险防范。制定事故状态下环境风险应急预案，建立与地方政府突发环境事故应急预案对接机制，形成联动具体实施方案，并定期开展应急演练。</p> <p>(6) 积极开展清洁生产审核，减低单位产品水耗、能耗，逐步提高企业清洁生产水平，从源头减少污染物产生。</p> <p>(7) 开展项目环境监理，在施工招标文件、施工合同和工程监理合同文件中明确环保条款和责任。建立专项档案，定期向当地环保部门报告。</p>	
2	<p>3、项目运行期必须严格执行区域污染物排放总量控制要求，确保项目实施后二氧化硫、氮氧化物排放总量控制在核定的指标内。本项目主要污染物排放总量指标：二氧化硫 0.78 吨/年、氮氧化物 3.10 吨/年。</p> <p>4、在工程施工和运营过程中，应建立畅通的公众参与平台，及时解决公众提出的环境问题，满足公众合理的环保要求。定期发布企业环境信息，并主动接受社会监督。</p> <p>5、项目的日常环境监督检查工作由阿克苏地区环保局、库车县环保局负责，自治区环境监察总队进行不定期抽查。项目竣工后，须按规定程序向我厅申请竣工环境保护验收，验收合格后，方可正式投入运行。</p> <p>6、如项目的性质、规模、工艺、防治污染、防止生态破坏的措施发生重大变动，须报我厅重新审批。自环评批复文件批准之日起，如工程超过 5 年未开工建设，环境影响评价文件应当报我厅重新审核。</p> <p>7、你公司应在收到本批复后 20 个工作日内，将批准后的报告书分送阿克苏地区环保局、库车县环保局，并按规定接受各级环境保护行政主管部门的监督检查。</p>	

3.2 油田环保及验收措施落实情况

12 区属于滚动开发，开发过程中考虑实际生产需要，以及钻井开采价值等因素，井数及井性质可能有所调整。

本次后评价收集、统计 12 区开发过程中环保设施竣工验收资料和环境主管部门意见。针对意见或批复中要求进一步改善的内容，通过现场调查和监测手段，并结合现状管理情况提出改进措施。

鉴于 12 区的历次环评报告书较多，部分报告书中各要素的污染防治措施较为相近，故本次后评价，对不同时期的环评、验收报告中的环保措施进行了整理、归纳，主要环保措施落实情况及后评价期间调查情况统计见表 3.2-1。

表 3.2-1 环保措施落实情况

项目	2009 年环评及批复意见要求	2015 验收期间措施落实情况	2011 年环评及批复意见要求	2017 验收期间措施落实情况	2015 环评及批复意见要求	2019 验收期间措施落实情况	现状调查情况
生态	合理规划油区内的永久性占地（井场、计量泵站、接转站和道路等），钻井期井场占地小于 100×100m ² ，完钻井井场永久占地小于 80×80m ² ，控制临时占地面积，管道施工作业带宽控制在 8m，管沟要分层开挖，分层回填，施工结束后做好地表恢复；主干道利用原有已形成的便道，路基宽为 6.5m，扰动范围控制在 4m。施工结束后要立即对各类工程建设施工迹地及临时占地进行清理，恢复原有地貌，	建设期间能认真落实建设期环保措施和要求，施工中严格控制施工作业带面积，减少对工程区植被的破坏；施工结束后及时进行了场地清理及平整。井场占地 80×80m ² ，对完钻井场、管线进行了平整恢复，井场建设完成后，泥浆池进行了恢复，钻井废液均进行了妥善处理	严格控制永久占地面积。采取“以新带老”措施，解决开发区前期勘探遗留的问题。组织施工人员对已完钻井场、管道、未压实和平整的地段进行修整，重新将覆土压实、平整，并适当洒水，减少扬尘及水土流失。工程布井及选线中应尽可能避开荒漠植被密集区，勘探结束后在易产生风蚀、沙地活化的地段进行人工机械固沙。	工程永久占地与环评预测一致。施工结束后对临时占地进行了平整和恢复，井场废弃泥浆池进行了固化填埋。井场、站场占地选择在植被稀疏区域，本项目无人工机械固沙设施	严格控制油田内各单井的地面作业面积，尽量选取平坦地带、植被稀疏区域建立井场。新建的 42 口油井，单井井场永久占地范围不得超过 60×60m。对井场占地范围内进行夯实，永久占地的地表层铺压砾石层，以控制风蚀强度。施工后期，及时做好施工场地清理工作，包括土地平整，创造局部小环境以利于植被的恢复等。	按要求执行。管沟回填后临时占地内进行清理平整。施工中以挖作填，多余的少量弃土方用作地面平整及道路修建	井场严格控制占地，永久性占地范围内进行砾石铺垫处理。井场内临时占地的植被恢复以自然恢复为主，人工播撒草籽为辅。管线和道路临时占地以自然恢复为主，恢复缓慢，种子萌发和幼苗生长主要依赖洪水，部分报废井已按照油田公司有关封井要求进行封井，进行了地质恢复。环评及环评批复提出的生态保护要求基本得到落实。
水	油田采出液通过集	井下作业均采	采出液经二号联合	根据对污水处理设	本项目油藏采出水输往	钻井期间钻井废液	采出水输往塔河二号、四

项目	2009 年环评及批复意见要求	2015 验收期间措施落实情况	2011 年环评及批复意见要求	2017 验收期间措施落实情况	2015 环评及批复意见要求	2019 验收期间措施落实情况	现状调查情况
环境	<p>输管线经各计量站计量后，输至接转站，再输至已建二号联进行脱水处理，含油废水经已有处理规模为 5000m³/d 的污水处理系统进行处理，水质满足《碎屑岩油藏注水水质标准》（SY/T5329-94）后，全部回灌，正常时废水不外排，非正常状态下排入事故污水池贮存。井下作业必须带罐作业，杜绝落地油的产生，废水入罐后运往联合站污水处理系统处理。生活污水收集至营地的防渗污水池，进行蒸发处理。</p>	<p>用带罐作业，含油污水均进入二号联污水处理系统处理后用于井下回灌，无外排</p>	<p>站配套的污水系统处理满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-94）要求后回灌，生活污水经处理后夏季用于绿化，冬季储存于污水蒸发池。</p>	<p>施进、出口水质的监测结果可以看出，除硫化物超标外，pH、悬浮物、石油类的监测结果均满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-94）中的标准要求。处理后全部进行回注。</p>	<p>塔河二号联合站的污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后用于回注地层。井下作业废水需收集后运至位于塔河油田二号液废处理场集中处理。生活污水处理设施依托西北油田分公司采油二厂现有处理设施，生活污水经地理式一体化污水处理设施处理后用于厂外周围荒漠植被绿化。</p>	<p>按要求排至井场防渗泥浆池，完井后就地固化、处理，上覆原土，恢复地貌，调查中未发现泥浆污水随意外排的情况，含油生产废水依托二号、四号联合站污水处理站污水处理系统进行处理后全部回注地层。本工程工作人员生活污水经化粪池处理后，用于绿化，不外排。</p>	<p>号联合站的污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后用于回注地层。井下作业废水需收集后运至位于塔河油田一号固废液处理站集中处理。生活污水处理设施经基地现有地理式一体化污水处理设施处理达标后用于厂外周围荒漠植被绿化。</p>
环	油气集输采用全密	已落实。经监	油气集输、处理及	12-8 计量（掺稀）	油气集输、处理及外输	本项目油气输送采	站场、井场加热炉燃用处

项目	2009 年环评及批复意见要求	2015 验收期间措施落实情况	2011 年环评及批复意见要求	2017 验收期间措施落实情况	2015 环评及批复意见要求	2019 验收期间措施落实情况	现状调查情况
境空气	闭流程，油田含硫化氢伴生气经二层 PE 防腐处理的管道密闭输送至已建天然气处理站处理；油田各井场、站场加热用燃料气为净化后的天然气，加热炉大气污染物排放执行《工业炉窑大气污染物排放标准》（GB9078-1996）要求。	测，厂界无组织排放非甲烷总烃及计转站内加热炉排放废气均达到相应标准	外输时采用全密闭流程，减少烃类物质排放。加热炉燃烧废气中 NOX 和放空火炬燃烧天然气尾气排放执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中二级标准。加热炉燃烧废气中烟尘和 SO ₂ 排放执行《工业炉窑大气污染物排放标准》（GB9078-1996）中非金属热处理炉二级标准。	混输站无组织排放非甲烷总烃最高浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）标准要求。12-8 计量（掺稀）混输站加热炉外排废气中 SO ₂ 和 NO _x 浓度均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2001）中燃气锅炉II时段标准要求	时采用全密闭流程，减少烃类物质排放。12-15 计转站加热炉燃烧废气中非甲烷总烃排放执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中二级标准，H ₂ S 排放执行《恶臭 污染物排放标准》（GB14554-93）二级标准。加热炉燃烧废气中 NO _x 和 SO ₂ 排放执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中新建锅炉标准。	用全过程密闭集输工艺，井场和集输管道烃类挥发损失很小，对周围环境空气的影响较小； 2-15 计转站加热炉厂界无组织非甲烷总烃最大排放浓度未超过《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）标准限值。调查期间，油气集输过程中，未发现烃 类气体直接放空的现象。	理后的返输天然气，从运行现状情况看，天然气气质稳定，各设备运行正常，排放废气中各项污染物浓度较低，后评价阶段监测的结果显示，站场锅炉废气排放满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建锅炉大气污染物排放浓度限值要求由表 6.2-4、表 6.2-5 可知，各场站无组织排放的硫化氢满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表 1 恶臭污染物厂界标准值新建项目二级标准；无组织排放非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表 2 无组织排放监控浓度限值。

项目	2009 年环评及批复意见要求	2015 验收期间措施落实情况	2011 年环评及批复意见要求	2017 验收期间措施落实情况	2015 环评及批复意见要求	2019 验收期间措施落实情况	现状调查情况
声环境	落实站场的隔声降噪措施，加强各站场噪声的监测，控制各站场厂界噪声达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 3 类标准要求。钻井井场达到《建筑施工厂界噪声限值》（GB12523-90）要求。	场站设备采用加装减震垫、安装消声器等措施降噪，经验收监测，厂界噪声达标排放	确保厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 3 类标准要求。	12-8 计量（掺稀）混输泵站各监测点昼间厂界噪声监测结果满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3 类标准限值；夜间厂界噪声除 2 号监测点达标外，其余各监测点噪声均超标。夜间厂界噪声最大超标 9.7dB（A），超标原因是受热水循环间和泵房噪声影响	厂界 昼间、夜间的噪声监测结果均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3 类标准要求。	12-15 计转站、二号联合站、四号联合站监测点厂界昼间、夜间的噪声监测结果均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3 类标准要求。	各站场、井场厂界噪声均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准限值；12 区后评价范围内敏感点声环境质量均可满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类标准，未发生噪声扰民现象。
固废	钻井期废水、岩屑和废弃泥浆存放在各井场经防渗的废水废浆池内，自然蒸发、干化。钻井作业结束后，上清液收集运至二号联合站统	钻井期泥浆均排放至泥浆池中，钻井工程结束后，泥浆池均进行了清理及恢复，运行期固废、含	使用无毒、低毒泥浆，并尽量循环使用。钻井期废水、岩屑和废弃泥浆存放在各井场经防渗处理的废泥浆池内。	泥浆均排放至泥浆池中，钻井清场后，泥浆池均进行固化填埋，平整井场	提高泥浆的循环利用率，减少废气钻井泥浆产生量；井下作业时须带罐操作，修井作业时防渗土工膜铺垫井场，修井落地原油全部回收。钻井废弃泥浆和	（1）据调查，钻探过程中使用环保型泥浆钻井液体系，并做到循环使用，钻井废弃泥浆、岩屑在井场废液池中固化后覆土填埋。	（1）钻井期：2017 年之前，废弃钻井液和岩屑等排入具有防渗措施的岩屑池内，待风干后覆土掩埋处理；2017 年以后，钻井井场岩屑及钻井液逐渐采用不落地设备在

项目	2009 年环评及批复意见要求	2015 验收期间措施落实情况	2011 年环评及批复意见要求	2017 验收期间措施落实情况	2015 环评及批复意见要求	2019 验收期间措施落实情况	现状调查情况
	<p>一处理，对泥浆池中废物及时清运至塔河油田已建固废、液废处置场处理。并对井场进行平整，使其自然恢复。</p> <p>项目生产过程中产生的油泥、砂均可与钻井期产生的固体废物一并依托塔河油田已建固废、液废处置场进行临时贮存，做好处理场的防渗和安全防护工作，确保满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597）各项要求，待南疆危废处理中心建成后，全部转运至南疆危废处理中心进行无害化处理。</p>	油污泥、油砂均运至塔河油田固废、废液处理中心处置。			<p>岩屑等在排入防渗泥浆池后经固化后回填处理；含油泥砂经收集后运往有危废处理资质的单位进行处置。危险废物的处置须符合《危险废物填埋污染控制标准》（GB18598-2001）等相关要求。生活垃圾统一收集运送至塔河油田一号固废、废液处理厂生活垃圾填埋池填埋处理。</p>	<p>（2）钻井过程中井场少量散落原油及时回收。项目验收调查时未发现有明显的落地油。一号联原油处理产生的油泥砂由专车拉运塔河油田污油泥处理站和一号固废处理站处置。（3）工程新增劳动定员 12 人，新增生活垃圾运至塔河油田一号固废液废处理场处置。</p> <p>（4）本项目产生的固废均得到妥善处理，无乱堆放及随意排放的现象，实现了固废的无害化处理。</p>	<p>井场就地处理，分离出的液相可回用于钻井工程。</p> <p>（2）运营期：12 区现状产生的固废（生活垃圾、含油污泥、建筑垃圾）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，或区域内其他第三方有资质的单位进行处理。</p>

项目	2009 年环评及批复意见要求	2015 验收期间措施落实情况	2011 年环评及批复意见要求	2017 验收期间措施落实情况	2015 环评及批复意见要求	2019 验收期间措施落实情况	现状调查情况
风险	运行期做好环境风险防范工作，确保项目环境安全。采取多种措施防止发生井喷、井漏事故及油漆泄露事故。为防止油气泄露，集输管线增加防腐涂层。配置健全的消防设施并妥善考虑消防水的处理和处置。在可能产生易燃易爆介质泄露的地方，设置可燃气体、硫化氢检测报警器。做好油田区地下水环境的监测工作。加强项目安全生产检查，一旦发生事故应立即启动应急预案和应急监测程序。对高硫化氢含量井应将伴生气燃烧后排放，并跟踪监测	项目运行期制定了各项操作规程及岗位制度，对生产的稳定运行提供了保障，站场主装置区均设置有报警装置。	建立环境管理体系和事故应急体系。实施环境监测计划，运行期做好环境风险防范工作。加强项目安全生产检查，对事故隐患做到及早发现，及时处理；要不断完善项目环境风险应急预案并定期演练，健全有关环境安全突发事件应急处理和综合方案和事故防范、减缓措施和各类应急处理设施。	监测计划未落实	制定事故状态下环境风险应急预案和污染防治措施，避免生产事故引发环境污染。采取有效措施防止发生油气泄漏等事故。配置健全的消防设施并妥善考虑消防水的处理和处置。加强项目安全生产检查，对事故隐患做到及早发现，及时处理。建立与地方政府突发环境事故应急预案对接及联动具体实施方案，确保风险事故得到有效控制，避免发生污染事件。	据调查，中石化西北油田分公司塔河采油二厂制定有《突发环境污染事件应急预案》，并在阿克苏地区环保局备案（备案编号：2014019）；建设单位应在积极排查本工程环境风险生产环节基础上，在当地环保部门的监督指导下，继续完善环境风险防范应急预案，从而对环境风险进行有效控制。	采油二厂于 2020 年 6 月 21 日编制完成并发布了《中石化西北油田分公司采油二厂突发环境事件应急预案》，在库车市环境保护局进行了备案，备案编号：652923-2020-012-M。2020 年，依据《中国石化突发环境事件风险评估指南》（2019 年 7 月），编制了《西北油田分公司采油二厂突发环境事件风险评估报告》（2020 年 6 月）。塔河油田 12 区采取了有效的环境风险防范和应急措施，建立了应急管理体系，定期开展了应急培训和应急演练，具备处置突发环境事件的能力，应急物资储备充足，应急保障措施完善。

项目	2009 年环评及批复 意见要求	2015 验收期间 措施落实情况	2011 年环评及批复 意见要求	2017 验收期间措施 落实情况	2015 环评及批复意见 要求	2019 验收期间措施 落实情况	现状调查情况
	污染物硫化氢、CO、 非甲烷总烃的迁移 情况，直至事故影响 根本消除，将其纳入 原有 HSE 管理体系。 今后要不断完善项 目环境风险防范措 施和应急预案并定 期演练。						

3.3 环境管理机构建立及运行情况回顾

回顾建设单位环境管理机构建设、环境管理制度制定情况、环保设施运行记录、排污口规范化管理及排污许可手续、建设项目环境影响评价文件及竣工环境保护验收调查报告提出的跟踪监测方案的实施情况、档案管理情况等，分析环境管理体系的完整性。

3.1.1 采油二厂环境管理运行情况回顾

中国石化西北油田分公司安全环保处负责全公司环境保护的监督管理，负责制定相关环境保护规划、制度，下发环境保护相关文件，执行上级集团及公司环境保护重大决策，落实政府环境保护管理部门相关要求。中石化集团下发 HSE 考核体系及指标，对公司及各二级单位进行 HSE 考核。

目前，中国石化西北油田分公司项目管理流程为：项目建设立项从二级单位发起，依次报地面建设处（油气勘探管理部、油气开发管理部）、投资发展部，上报总部审批后实施；安全环保项目由安全环保处审查后，报投资发展部，上报总部审批；项目经总部批准后，下发投资发展部，依次下发地面建设处建设，竣工后，由采油厂负责运行。

地面工程工程项目由地面建设处外委设计院设计、勘探研究院负责油藏、地质等方面的研究、设计，工程技术研究院负责钻井方案的设计。相关设计包含环境保护工程的设计。

项目建设由地面建设处组织实施，负责组织开展环评，项目竣工后，由公司安全环保处负责组织环境保护验收。

验收合格后，由采油厂负责运行，同时负责运行过程的环境保护管理。

中国石化西北油田分公司对油田“三废”的防治，以属地管理为主，各采油厂产生的生产废水、生活污水均由采油厂自行处置，固废（含油污泥、废弃泥浆）及公共设施“三废”的处理处置交由公司二级单位油田服务中心处理处置，油田服务中心自建或委托第三方建设运行固废环保处置设施，油田服务中心负责对第三方的环境保护监督管理，主要以合同形式约定相关环保责任，公司对油田服务中

心下达环境保护考核指标，油田服务中心负责落实、分解管辖区内的相关考核指标。

采油二厂为中国石化西北油田分公司下属二级单位，采油二厂设 QHSE 管理科，负责落实集团及分公司环境保护管理要求及规定，同时制定了细化的采油二厂环境管理制度。

随着国家、自治区及地方对环境保护法律法规、规章制度及标准规范的健全，采油二厂对环境保护工作的投入、环境管理制度的亦逐步完善，特别是“新环保法”实施以来，采油二厂能够深入贯彻习近平总书记生态文明建设新理念新思想新战略，深刻领会十九大报告关于环境保护精神实质，切实增强政治意识、大局意识、核心意识、看齐意识，在思想上政治上行动上同以习近平同志为核心的党中央保持高度一致，提高政治站位，树牢绿色发展理念和红线意识，积极贯彻落实国家、自治区生态环境保护方针政策，认真执行环境保护法律法规，在环境管理体制建设、标准制度管理、污染物控制治理、环境风险排查防控等方面取得很大成效，具体体现在以下几个方面。

（1）环境管理体系进一步健全

严格履行“三同时”管理制度，按规范申领并执行排污许可证，及时、足额缴纳环境保护税。通过开展清洁生产、后评价、隐患排查等工作，以合规性管理为核心，完善了环保手续，完善了环境管理制度，显著提升了环境管理水平。

目前集团公司制定与环保相关规章制度 111 个，分公司制定与环保相关规章制度及实施细则 114 个，其中 2015 年来，新增及更新环保管理制度占比 90% 以上，采油二厂在执行集团、分公司环境管理要求的同时，结合实际运行情况，进一步补充制定了相关的环境管理规定及污染治理作业指导书，采油二厂基本落实了集团、分公司环境管理要求；同时，采油二厂能够积极响应配合地方生态环境主管部门监督检查，对发现的问题，积极落实改进措施。

（2）污染防治水平得到提升

采用钻井废弃物不落地技术，从全过程控制污染物的产生，对达标废物进行综合用；积极开展清洁生产审核，提高油田清洁生产水平；积极开展隐患排查，定期对土壤、地下水、无组织废气进行监测，并进行隐患治理。通过上述工作，

基本实现了污染物全过程防治对含油污泥全过程管理，集中处置，大大降低了对周边环境的风险。

（3）生态环境保护意识增强

认真贯彻落实中共中央办公厅、国务院办公厅《关于划定并严守生态保护红线的若干意见》（以下简称《若干意见》）及自治区关于生态红线的划定意见，分公司及采油二厂积极制定退出生态保护红线计划，对涉及生态保护红线油气生产设施退出。

（4）环境监管能力进一步加强

西北石油局有限公司、西北油田分公司 2019 年印发《西北石油局有限公司、西北油田分公司 HSSE 管理体系检查监督实施细则》（西北油发安〔2019〕225 号），对采油二厂 HSSE 管理体系运行情况、HSSE 各项制度执行有效性和现场 HSSE 管理情况等进行检查。分为 HSSE 综合检查、专业 HSSE 检查、HSSE 专项检查 and HSSE 督察。查找不符合项以及需要改进的要素，提升 HSSE 绩效。

（5）积极践行绿色发展、低碳发展理念。公司于 2020 年初，开展“绿色企业”创业活动，按照绿色企业考核指标，通过“六查六核”方式，对存在的问题及时整改，于 2020 年底，通过绿色企业创建。

3.3.2 环境管理落实情况

本次后评价，以企业环保法规的合规性管理为核心，从管理机构设置、保障机制、制度建设、排污口规范化管理及排污许可手续、设施运行管理、清洁生产、突发环境事件隐患排查和治理、环境事件应急管理、档案管理、信息管理、供应商环境管理等 10 个方面评价采油二厂环境管理落实情况。

3.3.2.1 环境管理机构

采油二厂建立了三级环境保护管理机构，形成了环境管理网络。采油二厂环境保护管理委员会及其办公室为一级管理职能机构，基层单位环境保护管理领导小组及其办公室为二级管理职能机构，班组为三级管理职能机构。采油二厂对所属各单位及所有进入采油二厂的承包商也要求必须建立健全环境保护管理职能机构，设置专（兼）职环保工作人员，有效开展工作。

采油二厂设置 QHSE 管理科，负责采油厂工业现场“三标”、QHSE 管理体系执行、环境保护、工业动火、防暑降温、交通安全、工伤、特种设备、防雷防静电、井控管理、劳动保护等工作的管理，为采油厂有效的开展环保工作提供了依据。

采油二厂 QHSE 管理科职责：

- 对采油厂环境保护管理委员会全面负责。
- 负责处理采油厂环境保护管理委员会环保工作日常事务。
- 负责具体组织贯彻落实各项环保法律、法规、条例、规章和政策。
- 负责组织起草采油厂环境保护规章制度，拟定环保长远计划、年度计划、工作目标并检查落实。
- 根据上级部门下达的环保指标，负责层层分解落实，定期组织考核。
- 具体组织采油厂环保检查，整改、落实存在的问题。
- 及时了解、掌握上级部门和采油厂环保工作动态，及时向环保委员会提供有关环保工作计划、动态、议案、提案。
- 建立健全环保基础资料、台帐、技术档案，按时保质上报环境统计报表及其它材料。
- 开展环保科研、环境宣传教育；开展文明清洁生产活动。
- 负责对采油厂环境保护事故的调查、处理和上报工作，仲裁和协调处理各单位在环保方面出现的争议。

图 3.3-1 采油二厂环保管理组织机构图

3.3.2.2 环保保障机制建设

为确保企业环境管理能够被有效执行，环境目标得以实现，采油二厂从“经费、文化、技术”等方面建立保障机制，确保各项制度得到落实和推进。

经费方面，采油二厂对环保经费纳入预算，对“三废”处置费用、环境影响评价与验收报告、清洁生产审核；环境保护设施建设、运营、维护、改造；环境保护税缴纳；环境保护标志及标识；环境监测；环境保护教育培训；环境事故应急救援器材、装备的配备及应急演练；其他与环境保护直接相关的物品或者活动等进行经费投入。

文化建设方面，采油二厂制定了 2020 年度绿色文化建设活动方案，以员工环境道德意识、环境道德观念教育培养为重点，促进价值取向、思维方式、生产方式、生活方式的“绿色化”，使安全绿色健康理念融入员工主流价值观，形成推动企业绿色发展的思想自觉和行动自觉，实现油田与社会、与环境、与员工的和谐共处、协调发展。

技术更新方面，采油二厂通过持续开展清洁生产，提升工艺、技术水平，不使用国家明令禁止使用的设备、材料和工艺技术，积极采用信息化手段加强环境管理，建立了污染物排放及处理处置电子台账管理。

3.3.2.3 环境管理制度

结合国家、地方环境保护法律、法规要求，采油二厂制定了多项环保管理制度，主要有《采油二厂环境保护管理实施细则》、《采油二厂水体污染事故应急预案》、《采油二厂环境污染事故应急预案》、《采油二厂钻井、完井、作业和修井环保交接管理办法》、《采油二厂环境保护岗位责任制》、《采油二厂清洁生产管理规定》等环保相关制度，并建立了 QHSE 管理体系，基本明确了机构与职责、污染防治、生态环境保护、清洁生产、风险防控、奖励处罚等内容。

3.3.2.4 排污口规范化管理及排污许可手续

排污口是否规范，是项目验收的前提条件之一。从评价调查及收集资料可以看出，采油二厂基本能做到排污口规范化。固体废物、危险废物贮存场所均设置有标志牌，废气排放口、噪声排放口规范化管理较规范，废气监测口的设置、噪声排放口标志牌设置符合国家和自治区的相关要求进行规范管理，并自行开展了相关监测。

2016 年 11 月 10 日国务院发布《控制污染物排放许可制实施方案》规定：落实按证排污责任。纳入排污许可管理的所有企事业单位必须按期持证排污、按证排污，不得无证排污。《方案》规定应于 2020 年前完成排污许可证申领。

采油二厂按照《固定污染源排污许可分类管理名录（2019 版）》规定的范围，已对加热炉等固定污染源办理了排污许可证。

采油二厂按照《中华人民共和国环境保护税法实施条例》规定，及时、足额按月缴纳了环境保护税。

根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》、《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》等，采油二厂应进一步建立完善项目环保“三同时”管理制度。

根据《排污口规范化整治技术要求（试行）》、《〈环境保护图形标志〉实施细则》、《环境保护图形标志》、《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017），采油二厂可进一步建立完善自行监测制度及排污口规范化管理制度。

3.3.2.5 环保设施运行管理

（1）废水

采油二厂《2020 年度 HSSE 目标管理责任书》对废水管理目标为：油田采出水回注率 100%，无外排工业废水；生活污水处理达标率 100%。建立了注水站、管网台账，对注水水质进行在线监测，注水水质满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法（SYT-5329-2012）》限值要求。

对于生活污水的管理，制定了《采油二厂生活污水监督管理办法》，定期对生活污水处理设施进行巡检，设置专业团队进行运行管理，每个季度对生活污水处理情况进行取样检测，并统计处理量。

（2）废气

采油二厂《2020 年度 HSSE 目标管理责任书》对废气管理目标为：外排有控废气平均达标率大于 99.5%，脱硫及硫磺回收装置有效运行率 100%；脱硫及硫磺回收有效运行率 100%。采油二厂有加热炉、热水炉等锅炉 783 个，建立了污染源台账，每月对烟气进行抽样检测分析，并进行统计，2019 年 SO₂ 排放量为 27.89t，NO_x 排放量为 167.6t。

（3）固废

采油二厂《2020 年度 HSSE 目标管理责任书》对废水管理目标为：固废（含危废）合规处置率 100%，转移联单执行率 100%；年度新增污油泥总量控制在 6400 吨以内。采油二厂按年度制定了“危险废物管理计划”，建立“采油二厂危险废物识别及管控清单”，明确了各区产生危废类别，来源，废物代码，特性等，对产生的危废委托资质单位进行处置，并按规范填写了“危险废物转移联单”并进

行了存档,及时在“自治区危险废物动态管理信息系统”中如实填报了转移处置信息。

根据《大气污染防治法》、《水污染防治法》、《土壤污染防治法》、《固体废物污染环境防治法》、《工业企业厂界环境噪声排放标准》、《新疆维吾尔自治区环境保护条例》、《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》、《新疆维吾尔自治区环境保护条例》、《新疆维吾尔自治区自然保护区管理条例》等有关法律法规和标准,采油二厂应根据更新的环保相关要求等,进一步建立完善废水、废气、噪声、一般固废、危险废弃物等环保设施运行管理制度,明确污染物排放管理的责任部门与责任人,针对污染物排放情况,应对照国家标准与有关规定做合规性评价,并存档。

3.3.2.6 清洁生产

按照《中华人民共和国清洁生产促进法》相关要求,自 2013 年开展第一轮清洁生产审核以来,目前采油二厂已完成 3 轮清洁生产审核。按审核程序和时限完成了清洁生产审核评估、验收工作,实现了“节能、降耗、减污、增效”的目的。

3.2.2.7 突发环境事件隐患排查和治理

根据现场调查,采油二厂贯彻“预防为主”的方针,事先采取防范措施,主动开展突发环境事件管理,以加强环境风险防控管理、隐患排查治理,有效预防和减少了事故的发生,保证了生产经营活动的有序进行。

按集团、分公司及采油二厂通知文件,如《关于开展采油二厂 2020 年第二季度 HSSE 大检查的通知》,采油二厂按季度开展排查工作,开展自检自查,并组织 HSSE 大检查专业检查组开展隐患排查,并制定了整改方案。

根据《企业突发环境事件隐患排查和治理工作指南(试行)》、《突发环境事件调查处理办法》、《突发环境事件应急管理办法》、《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法(试行)》、《企业突发环境事件风险评估指南(试行)》、《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ/T169)、《重点排污单位土壤污染隐患排查指南(试行)》(生态环境部 2021 年 1 号文),采油二厂应进一步建立完善隐患排查和治理制度,通过制定隐患排查工作方案、定期组织隐患排查、开展隐患治理、预测预警等一系列工作,有效防范事故发生。

3.2.2.8 突发环境事件应急管理

根据现场调查，采油二厂开展了风险评估，并根据环境风险评价报告编制相应层次的《突发环境事件应急预案》，开展了应急演练、培训，储备了应急物资，并成立事故应急指挥中心，由采油二厂厂长、采油二厂书记、总工程师、总会计师、纪委书记工会主席、总地质师、副厂长、副总工程师、采油气工程专家、机关各职能部室负责人等组成，是采油二厂突发环境事件应急管理工作的最高领导机构。其组成如下：

总指挥：张炜、顾维毅

副总指挥：赵峰、蔡献峰、吴文明、杜春晖、董乃仕、靳永红、邹国君、李荣强

主要成员：机关各职能部室、基层单位负责人

现场应急指挥顺序为总指挥、副总指挥；当总指挥无法到达时，原则上由副总指挥代行总指挥职责统筹指挥，亦可由总指挥根据实际情况授权制定专人负责。

图 3.3-2 采油二厂环境突发事件应急组织机构图

根据《企业突发环境事件隐患排查和治理工作指南（试行）》、《突发环境事件调查处理办法》、《突发环境事件应急管理办法》、《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》、《企业突发环境事件风险评估指南（试行）》、《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169），采油二厂应进一步完善突发环境事件应急管理制度，建立环境应急管理机构或指定专人负责环境应急管理工作。

3.2.2.9 档案管理

环境保护档案管理不规范，早期勘探开发阶段环保资料缺失，导致部分项目环保手续资料不全，影响项目的依法合规性。随着国家、自治区和集团公司环境管理要求的提高，采油二厂围绕 HSE 制度体系，逐步健全了环境保护法律法规汇编、建设项目环境管理、污染防治设施运行管理、固体废弃物处置利用管理、环境安全隐患治理与风险管控、环境管理依法合规情况检查与整改等环境管理档案。

根据《环境保护档案管理规定 环境监察》、《排污单位环境管理台账及排污许可证执行报告技术规范 总则》，采油二厂应进一步建立完善环境管理文件和档案管理制度，明确责任部门、人员、流程、形式、权限及各类环境管理档案及保存要求等，确保企业环境管理规章制度和操作规程编制、使用、评审、修订符合有关要求。

3.2.2.10 信息公开

根据现场调查，采油二厂开展了信息公开相关工作，对建设项目环境影响评价、验收等内容采取网络、报纸、公示公告等形式进行了信息公开。

根据《中华人民共和国环境保护法》及《企业事业单位环境信息公开办法》，采油二厂应进一步建立健全环境信息公开制度，定期公开企业环境管理信息，积极通过网站、信息平台或当地报刊等便于公众知晓。同时，企业应将环境信息公开及主动沟通纳入公共关系（危机）管理机制的范畴，通过主动建立与周边社区、媒体的沟通管理机制，明确负责部门、沟通方式与沟通内容，通过定期建立执法单位、社区代表、媒体召开座谈会、互动交流等环保公共关系维护机制，确保公众对企业环保问题的任何投诉、建议，都能够得到及时处理与反馈。

3.2.2.11 供应商审核环境管理

根据现场调查，采油二厂通过合同、定期检查等方式，对供应商环境保护责任进行监督、考核。

为深化环境管理的过程性管理，采油二厂应进一步建立完善针对供应商的环境管理绩效审核制度，规范供应商的环境行为，将审核结果纳入公司采购决策等日常经营管理活动。

3.3.3 存在的问题

（1）环境管理制度需进一步细化完善

缺少细化的环保档案管理制度、排污许可相关管理制度、污染设施运行管理制度（水、土壤、气、固废、噪声污染防治及生态环境保护）等。

国家近年来进一步加强了风险管控、土壤防治、自行监测与信息公开等的管理,出台了相关法律法规,采油二厂相关制度中这部分内容需及时补充或更新,同时按照国家环保政策要求,及时更新其它环境保护管理体系及制度。

(2) 基层单位环保力量薄弱,缺少针对性培训。

采油二厂建立了相对完善的 QHSE 管理体系。环境保护管理体系作为 QHSE 管理系统的重要组成部分。但基层环保管理人为具体制度、规范的落实人员,环境管理力量薄弱,环境保护持续改进力度不足。

采油二厂对各 HSE 人员开展了定期培训,但针对性的培训较少,如排污许可、固废分类管理、在产企业土壤及地下水自行监测、各类环保设施的运行原理及操作规程等。

改进措施及建议见 13 章。

3.4 环境监测回顾

3.4.1 环境监测回顾

根据西北油田分公司及采油二厂的环境监测计划,采油二厂目前例行监测情况见表 3.4-1。

2013年,环保部印发《国家重点监控企业自行监测及信息公开办法(试行)》,按照《环保法》规定,重点监控企业应按照环境保护法律法规要求,为掌握本单位的污染物排放状况及其对周边环境质量的影响等情况,组织开展自行监测。并按照国家或地方污染物排放(控制)标准、环境影响评价报告书(表)及其批复、环境监测技术规范的要求,制定自行监测方案。

2017年,原环境保护部发布《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017),按照国家相关要求,重点排污企业必须按照《排污单位自行监测技术指南 总则》开展自行监测工作。

2020年,新疆维吾尔自治区生态环境厅《关于公布新疆维吾尔自治区2020年重点排污单位名录的通知》,采油二厂被列入重点排污单位名录,主要监控因素为土壤环境。

近两年来，中国石油化工股份有限公司西北油田分公司发布了环境监测计划，西北油田分公司实验中心对对辖区范围的工业废水、生活污水、生产废水、回注水、污油泥、泥浆不落地开展监督监测，锅炉、地下水和土壤外委协测。

主要的监测情况如下：

表 3.4-1 采油二厂例行环境监测情况一览表

分类	项目/类别	监测点位	监测时间及频率	监测单位	监测项目
废水	采出水	二号联合站污水处理设施出口	1 次/1 月	实验中心	悬浮固体、含油量
		四号联合站污水处理设施出口			
		抽检注水站及注水井井口等，3 点次/月			
	生活污水	二厂生活污水处理设施出口	1 次/周	实验中心	悬浮物、COD、BOD、氨氮、石油类、总磷、挥发酚、硫化物、pH
二厂生活污水处理设施出口		1 次/季度	新疆中测测试有限责任公司等第三方单位	pH、COD、BOD ₅ 、NH ₃ -N、SS、石油类、总磷。	
环境空气质量及废气	环境空气质量	二号联合站、轻烃站周边，四号联周边	1 次/年	巴州凯米克监测服务有限公司等第三方单位	SO ₂ 、NO _x 、颗粒物、非甲烷总烃、硫化氢
	锅炉废气	每月抽检不小于 10 点位（年度不少于在用加热炉 20%）	40 次/季，一次 1 天，3 次/天	巴州凯米克监测服务有限公司等第三方单位	SO ₂ 、NO _x 、颗粒物、林格曼黑度
	无组织废气	二号联合站、四号联合站、塔库首站	1 次/年	巴州凯米克监测服务有限公司等第三方单位	非甲烷总烃、硫化氢
噪声	厂界噪声	二号联合站、轻烃站、四号联合站厂界	2 次/年	实验中心	昼夜连续等效 A 声级 Leq
		抽测计转站厂界	1 次/年	实验中心	昼夜连续等效 A 声级 Leq
固废	随钻不落地处理浆固化	井场随钻不落地处理工艺末端排放口	每月抽检不小于 8 点位，3 次/井次（转磺前 1 次、转磺后 2 次）	实验中心	含油率、含水率、PH 值、COD
地下水	采油二厂新建的 11 口水源井		1 次/年	实验中心	地下水环境质量标准全基本项目全分析（28 项）
			2 次/年	巴州凯米克监测服务有限公司等第三方单位	
土壤	每年抽取二厂内 15 点位		1 次/年	新疆正天华能环境工程技术有限公司等第三方单位	砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、pH

3.4.2 改进措施及建议

通过对区块后评价区污染源监测及环境质量监测情况回顾可见，建设单位对污染源及环境质量进行了例行监测，本次后评价对不满足《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ 819-2017）等最新政策、标准要求的监测内容，提出改进建议，具体见表 3.4-2。

表 3.4-2 环境监测改进建议

分类	类别	监测点位	企业现有监测计划方案	本次后评价提出环境监测改进建议	备注
废水	生活污水	各基地生活污水处理设施出口	执行《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）“一级 B”标准；监测指标：pH、COD、BOD ₅ 、NH ₃ -N、SS、石油类、总磷；监测频次：1 次/季。	执行《农村生活污水处理排放标准》（DB654275-2019）B 级标准，出水用于生态林、荒漠的灌溉。监测项目：pH、化学需氧量(COD _{Cr})、悬浮物(SS)、粪大肠菌群、蛔虫卵个数。监测项目及频次 2 次/年。	《农村生活污水处理排放标准》（DB654275-2019）B 级标准
地下水			潜水：采油二厂现有 11 口例行监测井； 监测项目：地下水环境质量标准全基本项目全分析（28 项） 监测频次	对油区内污染隐患相对较大的区域和设施（联合站及应急池区域）增设观测井（6 口）需列入例行监测。	依据：《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）、《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）
			承压水：供水首站； 监测项目：地下水环境质量标准全基本项目全分析（28 项） 监测频次，。未测石油类。	将油区内居民饮用水井（塔里木乡英达利亚村饮用水井，草湖牧场饮用水井）列入例行监测。石油类、硫化物、挥发酚等石油开发行业特征因子；油服中心供水首站等供水井的监测项目中增加石油类监测项目。监测频率 1 次/年。	
土壤		计转站、单井	监测频次：1 次/年；监测项目：pH、镉、汞、砷、铅、铬（六价）、铜、镍、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃共计 9 项因子。 监测频次：1 次/年。	《新疆维吾尔自治区 2020 年重点排污单位名录》；《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ 819-2017）
生态		生态敏感区	未提出	公益林区选择 1-2 个样方进行植物指标监测（1）群落组成；（2）生物量、生产力等；监测频次：1 次/年	《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》（环办环评函〔2019〕910 号），环境影响评价文件及其批复等管理文件有明确要求
地表水		重要河	未提及	英达利亚河、木日河、巴依孜库勒湖；	《排污单位自行监测技术指

	流、水域		监测频次：1 次/年；石油类、硫化物、挥发酚等石油开发行业特征因子。	南 总则》（HJ 819-2017）环境影响评价文件及其批复等管理文件有明确要求的
--	------	--	------------------------------------	---

3.5 与相关规划、政策符合性回顾

回顾分析本项目与规划环评及审查意见、现行的国家及地方环境保护政策的符合性。

3.5.1 与相关区域、流域、环保等规划相符性

早年环保政策对油气勘探开发区域没有提出规划环评的要求，塔河油田没有单独开展开展过规划环评。

本项目属于油气开发项目，地处塔里木盆地，开发区域位于《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发“十三五”规划》、《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016-2020 年）》划定的九大矿产资源开发重点矿区中的“塔里木盆地、准噶尔盆地、吐哈盆地及周边油气、砂岩、煤炭、煤层气、页岩气开发区域”，不属于限制开采规划区和禁止开采规划区。《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016-2020 年）环境影响报告书》于 2017 年 8 月 3 日取得原环境保护部审查意见（环审〔2017〕114 号）。

本项目符合《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016-2020 年）》《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发“十三五”规划》及其规划环评要求。

3.5.2 国家产业政策符合性分析

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。塔河油田作为新疆油气开采的主战场之一，对于保障国家能源安全，促进国民经济健康发展具有极其重要的战略意义。

石油天然气开发一直国民经济的重要基础产业和支柱产业。历年来的《产业结构调整指导目录》，石油、天然气勘探及开采均被列入鼓励类项目，本项目符合国家的相关产业政策。

3.5.3 地方和行业相关规划及政策符合性分析

采油二厂 12 区自开发至今，其实际建设内容与现行相关规划及政策符合性分析结果见表 3.5-1。

表 3.5-1 12 区现状与相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	实际建设情况	符合性
《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》	油气开发。重点建设西北石油局油气勘探开发项目、新疆油田勘探开发项目、吐哈油田勘探开发项目、塔中西部油气勘探项目、塔里木油田油气勘探开发项目	12 区属于西北石油局油气勘探开发项目	符合
《新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件》(2017 年修订)	铁路、高速公路、国道、省道等重要交通干线两侧 200 米范围以内，重要工业区、大型水利设施、城镇市政设施所在区域，军事管理区、机场、国防工程设施圈定的区域	12 区所在区域不在铁路、高速公路、国道、省道等重要交通干线两侧 200 米范围以内，不在重要工业区、大型水利设施、城镇市政设施所在区域，军事管理区、机场、国防工程设施圈定的区域。	符合
	伊犁河、额尔齐斯河等重要河流源头区、水环境功能区划为 I、II 类和具有饮用功能的 III 类水体岸边 1000 米以内，其它 III 类水体岸边 200 米以内，禁止新建或改扩建非金属矿选矿工程，存在山体等阻隔地形或建设人工地下水阻隔设施的，可根据实际情况，在确保不会对水体产生污染影响的前提下适当放宽距离要求	12 区评价范围内无 I、II 类和具有饮用功能的 III 类水体。	符合
	供热设施须满足《大气污染防治行动计划实施方案》要求，各污染物排放满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271)	根据例行监测数据及本次后评价期间监测数据，12 区加热炉各污染物排放浓度可满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表 2 燃气锅炉标准要求	符合
	噪声排放执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348)	根据例行监测数据及本次后评价期间监测数据，12 区各站场厂界噪声可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2 类标准	符合
《石油天然气开采业污染防治技术政策》(公告 2012 年第 18 号)	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	12 区工业废水回用率达到 90% 以上，但部分井场内遗留有钻井废弃物未清理，工业固体废物资源化及无害化处理处置率未达到 100%	固废存在处置不规范现象，已制定整改计划

文件名称	文件要求	实际建设情况	符合性
	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	12 区对整体布局进行了优化，区域内设置四号联合站，并依托 6 区内的二号联合站对油气进行集中处理	符合
	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	12 区钻井期不涉及国际公约禁用化学物质的油气田化学剂	符合
	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%	12 区井下作业配备相关设备，落地原油回收率可达 100%	符合
	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	12 区钻井过程中使用的钻井液体系循环率可达 95% 以上，钻井废水回用于泥浆配置	符合
	在井下作业过程中，酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率应达到 100%。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	12 区现阶段酸化压裂废液收集在回收罐后加碱中和后拉运至指定的地点进行处理；酸化、压裂作业和试油（气）过程已采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施	符合
《石油天然气开采业污染防治技术政策》(公告 2012 年第 18 号)	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%	12 区开采油气主要采取管道集输，原油储罐全部按照环保规范进行建设，油气集输损耗率低于 0.5%	符合
	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	12 区范围内钻井采取了水平井等钻井技术，减少了废物产生和占地	符合
	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	12 区主要依托 6 区内的轻烃厂处理天然气。	符合
	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	12 区开发过程中采取避让等措施减轻了生态影响，对已封井的井场进行了植被恢复。区域内设置有地下水水质监测井，通过近年区域监测数据分析可知，12 区开发过程中区域地下水未造成明显影响。	符合

文件名称	文件要求	实际建设情况	符合性
	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	12 区不涉及湿地自然保护区和鸟类迁徙通道	符合
	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排	12 区井下作业过程中产生的污水送塔河油田一号固废处理站（塔河绿色环保处理站内）进行处理	符合
	应回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的油泥（砂）等中的油类物质，含油污泥资源化利用率应达到 90% 以上，残余固体废物应按照《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别，根据识别结果资源化利用或无害化处置	采油二厂制定危险废物管理计划，含油污泥均第一时间转运至阿克苏塔河环保工程有限公司和中石化西南石油工程有限公司巴州分公司等有资质的单位接收并进行达标处理。	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》(新疆维吾尔自治区第十二届人民代表大会常务委员会公告第 7 号)	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、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	12 区占地不涉及水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域。	符合
	开发单位应当对污染物排放及对周围环境的影响进行环境监测，接受环境保护主管部门的指导，并向社会公布监测情况	12 区已制定环境质量及污染源监测方案，定期进行监测	符合
	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	12 区积极推进清洁生产，未使用国家和自治区明令淘汰的技术、工艺和设备	符合
	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	12 区含油废物由塔河油田绿色环保站或其他有资质的第三方单位处置	符合
	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	12 区油藏为超稠油，伴生气较少，含硫率高，伴生天然气分离后作为燃料气进入供气系统。	符合
《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》(环办环评函[2019]910 号)	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推荐指标及分析方法》(SY/T5329)等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染	根据后评价期间监测数据，四号联合站采出水处理设施出水可以达到回注标准。	对比例行监测数据，采出水存在个别超标现象，需进一步加强运维
	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，	部分井场内遗留有钻井废弃物未清理	已制定清理计划

文件名称	文件要求	实际建设情况	符合性
	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		
	陆地油气开采项目的建设单位应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水液面逸散、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控,通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施,有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放	12 区联合站、计转站采用密闭集输等措施控制无组织排放	VOC 无组织排放需进一步完善相关控制措施
《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》(环办环评函[2019]910 号)	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硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应当采用先进高效硫磺回收工艺,减少二氧化硫排放。井场加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备,应当优先使用清洁能源,废气排放应当满足国家和地方大气污染物排放标准要求	12 区建设四号联合站,并依托轻烃厂处理含硫天然气。生产用加热炉、锅炉等废气排放可满足国家和地方大气污染物排放标准要求	符合
	陆地油气开采区块项目环评批复后,产能总规模、新钻井总数量增加 30% 及以上,回注井增加,占地面积范围内新增环境敏感区,井位或站场位置变化导致评价范围内环境敏感目标数量增加,开发方式、生产工艺、井类别变化导致新增污染物种类或污染物排放量增加,与经批复的环境影响评价文件相比危险废物实际产生种类增加或数量增加、危险废物处置方式由外委改为自行处置或处置方式变化导致不利环境影响加重,主要生态环境保护措施或环境风险防范措施弱化或降低等情形,依法应当重新报批环评文件	12 区产能总规模、总井数未增加 30% 及以上,占地面积内无新增环境敏感区,危险废物实际产生种类未增加,实际处置方式或拟采取的整改处置方式较环评阶段有所改进	符合
	建设单位或生产经营单位按规定开展建设项目竣工环境保护验收,并录入全国建设项目竣工环境保护验收信息平台。分期建设、分期投入生产或者使用的建设项目,其相应的环境保护设施应当分期验收	对 12 区竣工环保验收手续进行梳理,部分项目的环境保护竣工验收资料缺失,需完善环保验收资料或完成竣工环保验收。	部分项目尚未验收,已制定整改计划
	陆地区块产能建设项目实施后,建设单位或生产经营单位应对地下水、生态、土壤等开展长期跟踪监测,发现问题应及时整改。项目正式投入生产或运营后,每 3-5 年开展一次环境影响后评价,依法报生态环境主管部门备案。按要求开展环评的现有滚动开发区块,可以不单独开展环境影响后评价,法律法规另有规定的除外	12 区对地下水、生态、土壤等正在开展跟踪监测工作。本次后评价工作对 12 区项目进行了梳理,针对后评价过程中排查出的问题制定了整改计划,拟报新疆生态环境厅备案。	符合

3.5.4“三线一单”分析

"三线一单",是指生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和生态环境

准入清单，是推进生态环境保护精细化管理、强化国土空间环境管控、推进绿色发展高质量发展的一项重要工作。

(1)生态保护红线

生态保护红线指在生态空间范围内具有特殊重要生态功能、必须强制性严格保护的区域，是保障和维护国家生态安全的底线和生命线，通常包括具有重要水源涵养、生物多样性维护、水土保持、防风固沙、海岸生态稳定等功能的生态功能重要区域，以及水土流失、土地沙化、石漠化、盐渍化等生态环境敏感脆弱区域。

12区块位于库车市境内，根据《新疆生态功能区划》，属于塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区。目前新疆生态保护红线未最终划定，根据《新疆维吾尔自治区生态保护红线划定方案》（2018年），12区后评价范围不涉及生态红线，目前生态红线正在评估调整，调整后如有生产设施划入生态保护红线，根据《自然资源部国家林业和草原局关于生态保护红线自然保护地内矿业权差别化管理的通知》，油气已依法设立的采矿权不扩大用地范围，继续开采活动，可办理采矿权延续、变更(不含扩大矿区范围)、注销。目前12区油气开发符合生态保护红线要求。

(2)环境质量底线

评价区域内环境空气质量执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级标准，地下水质量执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类标准，声环境质量执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类区标准，场站外土壤执行《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表1 筛选值标准；场站内土壤基本项目执行《土壤环境质量标准建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表1 第二类用地筛选值，石油烃类执行表2 第二类用地筛选值。

本次后评价调查显示，评价区域环境质量总体满足相应质量标准要求，对环境影响较小，符合环境质量底线要求。

(3)资源利用上线

本项目营运过程中消耗一定量的天然气、电等，均为清洁能源，符合资源利用上线要求。

(4)环境准入负面清单

石油天然气开发是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录》（2019本），将“石油、天然气勘探及开采”列入“鼓励类”项目。可知，石油天然气开发属于国家重点鼓励发展的产业，本项目的建设符合国家的相关政策。

根据《关于印发新疆维吾尔自治区28个国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单（试行）的通知》（新发改规划[2017]89号）和《关于印发新疆维吾尔自治区17个新增纳入国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单（试行）的通知》（新发改规划〔2017〕1796号）文规定，本项目所在行政区库车市未列入该清单。

综上，本项目建设符合“三线一单”要求。

图 3.5-1 12 区与新疆生态保护红线位置关系示意图

3.6 工程回顾小结及补救方案和改进措施

采油二厂12区后评价范围开发时间从2010年开始，塔河油田12区奥陶系油藏共经历了9次大规模开发建设。根据统计结果，目前统计12区的505口井、20个站场中，376口井、18座站场环保手续齐全；129口井、2座站场，受工程进度、历史原因等因素影响，暂未履行“三同时”手续；2017年以后的井均开展了单井钻井环评。

对比历年环评批复和验收调查文件，截止2019年底塔河油田12区后评价范围内实际建设内容部分发生变动，井数增加约67口，新增油气产能均经12区内的四号联合站和依托6区内的二号联合站处理。截止2019年底，12区产油183.9万t、产气5586.5万m³、产水95.6万m³；四号联合站现状采出水处理量2100m³/d，小于环评中批复的处理规模。

4. 区域环境质量变化评价

4.1 自然环境概况

4.1.1 地理位置

12区行政区划属库车市境内，位于新疆维吾尔自治区库车市境内的东南部，区块地理坐标为*。

地理位置见图 2.1-1。

4.1.2 地形地貌

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，自西向东依次为渭干河冲积洪积平原，库车河洪积平原和东部的洪积扇群带，地势较为平坦，为局部丘地和波状沙丘，海拔高度900m-1000m。

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。

4.1.3 气候与气象

项目所在地库车市地处暖温带，油田所处地区气候干燥，降水稀少，夏季炎热，冬季干冷，年温差和日温差均较大，属暖温带大陆性干旱气候。库车市平原区域南北地形地貌不同，地势高差较大，形成了明显的区域性气候差异。其基本特征是：北部山区气候湿润，气温凉爽，光照充足，降水量大，蒸发量小。南部平原气候干燥，气温炎热，光照充足，热量丰富，降水稀少，蒸发强烈，风沙活动频繁。根据库车市气象站近 30 年（1971—2000 年）的气候资料统计，结果见表 4.1-1。

表 4.1-1 库车市气象站近 30 年的气候资料统计

气象要素	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	年均值
气压 (hPa)	901.7	898.5	895.4	892.9	891.1	888.1	886.7	888.9	893.9	898.8	902.2	903.3	893.3
气温 (°C)	-7.1	-1.4	6.9	15.2	20.3	23.5	25.3	24.2	19.4	11.5	2.8	-5	11.4
空气湿度 (%)	64	52	40	31	34	39	41	43	45	48	55	66	47
风速 (m/s)	1.4	1.8	2.2	2.6	2.5	2.5	2.5	2.2	2.0	1.7	1.4	1.2	2.0
降水 (mm)	1.8	2.9	3.4	2.7	8.7	18.1	12.9	11.6	7.0	3.2	1.1	1.2	74.5
最大风速 (m/s)/风向	7.7 E	10.5 ENE	20.0 NNW	20.0 NNW	27.0 NNW	18.0 WSW	18.0 WNW	15.0 NNW	18.0 NW	16.3 N	17.5 NNW	9.0 N	27.0 NNW
最多风向风频 (%)	N 19	N 21	N 15	N 15	N 16	N 14	N 14	N 16	N 18	N 19	N 14	N 13	N 16
蒸发量(mm)	25.0	53.8	149.9	264.2	337.0	359.0	370.4	319.5	229.2	143.7	61.9	24.0	2337.6

(1) 日照与气温：每年日照时间 2947h，日照百分率 67%，7 月份最长，日平均 9.1h，12 月份最短，日平均 6.1h。年平均气温 11.4°C，年极端最高气温 41.5°C，极端最低气温-27.4°C，平均日较差 11.9°C。

(2) 降水与蒸发：年平均降水量 74.5mm，多集中每年 6-8 月份(夏季)。小时最大降水量 30.3mm(1960 年 6 月 4 日)，年最小降水量为 33.6mm，最长无水期 153 天。年平均蒸发量可达 2337.6mm。

(3) 地温与冻土：地表下深度 40cm 的地温变化与气温变化同步，大于 40cm 时，随着深度的增加，温度的滞后性越大，高低温均滞后于气温。地表极端最高地温为 69°C，极端最低地温-33°C。

(4) 湿度：年平均相对湿度 47%，12 月份相对湿度 66%，3-10 月份相对湿度 50% 以下。

(5) 风速风向：年平均大风日（瞬间风速 $\geq 17\text{m/s}$ ）18 天，多出现在 4-6 月，占全年大风日 85%，并时常伴有沙暴，风后浮尘有时持续数日，平均风力 9-10 级，历史瞬间最大风速 40m/s 。历年最多风向为 N（北风），频率 16%，其中静风为 14%，SW（西南风）和 NNW（北北西风）各为 9%，E（东风）为 7%，年平均风速为 2.0m/s 。

4.1.4 区域地质

塔河油田构造位于塔里木盆地沙雅隆起中段阿克库勒凸起西南部，阿克苏凸起西部为哈拉哈塘凹陷，北部为雅克拉凸起，南部为顺托果勒隆起，东南部为满家尔拗陷，东部为草湖凹陷。

塔河油田 12 区属于区内第四纪沙土层，厚约 50m ，土壤较为疏松，下部有很厚的第三纪泥岩、粉砂岩和细砂岩。地震基本烈度为 6 度，地基承载力一般为 110kPa 。

4.1.5 水文及水文地质

4.1.5.1 水文

塔河油田 12 区位于。库车河的下游，地下水位较高。12 区内的地表水体有英达利亚河和库车河支流，均为季节性河流，主要水体功能为灌溉。

评价区域内的地表水系主要为塔里木河水系，塔里木河是我国最长的内陆河流，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 103万km^2 ，流域内 144 条大小河流的水资源总量为 429亿m^3 。

英达利亚河：渭干河流出山口后分为东西两支：西支是主河道，经三县分水后有少量余水下泄，可输至沙雅县境内，东支英达利亚河，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，英达利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。

库车河：发源于南天山山脉的哈里克山东段，从龙口冲出却勒塔格山后，抵达兰干水文站，整个流程都在库车市境内，集流面积 2956km^2 ，流程 127km ，平均

年径流量3.31亿m³，最大洪峰流量1940m³/s，最小流量0.62m³/s。自兰干水文站以下，河流经引水枢纽进入引水总干渠，输送下游，灌溉乌恰、依西哈拉、牙哈、乌尊、比西巴克等乡以及库车镇、良种繁育场的农田。河床则经过一个20多公里长的卵砾石锥形洪积扇，穿过牙哈乡的喀兰古，向东南消失于荒漠戈壁。

经调查了解，库车市和沙雅县境内河流流量受当地农业灌溉、库车河引流工程等因素影响，河流流量有所减小。

4.1.5.2 水文地质条件

➤ 地下水赋存条件

12 区属塔里木河中下游冲积平原、渭干河与库车河冲洪积扇的扇缘地带，第四系地层厚度大于 200m，赋存第四系松散岩类孔隙水，含水层为潜水和承压水多层结构。本次后评价主要引用《塔河油田水文地质普查报告》（2004 年），对区内水文地质条件进行概述。

区域内含水层岩性以细砂、粉细砂为主，隔水层的岩性为粘土、亚粘土。

① 潜水含水层

区内潜水含水层岩性为上更新统和全新统冲积细砂、粉细砂。根据区域水文地质调查中的地下水位埋深资料，区内潜水埋深主要受补给源和地形控制，区内北部地区的潜水水位埋深在 7m~10.5m 之间，中部的潜水水位埋深在 4~7m 之间，南部地区的潜水埋深在 1~4m 之间。根据区内已有的一眼潜水钻孔及物探、钻探成果资料，潜水含水层的底板埋藏深度一般小于 60m，局部地区在 100m 左右，潜水含水层的厚度在 40m 以内。潜水含水层主要由塔河冲积形成，含水层的岩性颗粒较细，主要为细砂、粉细砂，渗透系数小于 10m/d。从含水层的岩性及厚度变化规律来看，自西南向东北，潜水含水层渗透系数呈现由大到小的变化趋势。

② 承压水含水层

从地层岩性的角度分析，地层垂直向上分为四层（从上到下）：第一层为第四系粉砂和粉细砂。第二层为第四系粉砂、细砂和粉细砂。第三层为第四系粉砂与粘土互层，第四层为第三系的泥岩、砂岩互层。

物探解译出来的含水层地下水溶解性总固体含量分为两层（从上到下）：

1) 第四系含水层

第一层为咸水含水层（潜水含水层）。

第二层为淡水含水层（承压水含水层）由地层的第二层和第三层组成。

2) 第三系含水层

第三层为裂隙孔隙水含水层（水质不明）。

第四系承压水含水层的顶板埋藏深度的变化规律是：区块东北部，淡水含水层的顶板埋藏深度最大，最大达到 120m。西南部，第四系承压水的顶板埋藏深度较小，

最小 55m。区块中部地区，淡水含水层的顶板埋藏深度一般为 60m—80m，这种埋藏深度的分布范围最广。

➤ 地下水补给、径流与排泄

(1) 潜水的补给、径流与排泄

① 补给条件

区块内潜水的补给来源主要有西北部地下水的侧向流入补给和区内地表的入渗补给。

地下水的侧向流入补给：区块属于渭干河、库车河冲洪积扇扇缘的一部分，接受渭干河、库车河冲洪积扇中上游地区地下水的侧向流入补给，补给强度取决于潜水含水层的厚度、岩性、地下水的径流条件。

地表水的入渗补给：夏季洪水和冬季的冬闲水流入本区，积存在地表低洼处，通过包气带向下渗漏补给潜水，对于不同地段，包气带的岩性和地层结构不同，地表水对潜水的补给强度不同。

② 径流条件

区内的潜水含水层岩性主要为粉砂，透水性很差，地层岩性变化较大，地形坡度平缓，造成潜水径流缓慢。地下水流向为西北向东南方向。

③ 排泄条件

区块内的潜水以侧向流出，蒸发蒸腾及少量的人工开采等排放泄方式排出区外。

(2) 承压水的补给、径流及排泄

① 补给条件

承压水的补给来源主要是西北方向地下水的侧向流入补给。

② 径流条件

区块内的含水层岩性主要为粉砂，透水性很差，承压水径流比较缓慢。

③ 排泄条件

承压水的排泄途径主要是从区块东南方向侧向流出。另外，由于承压水的水头比潜水的水位高，在弱隔水层段可能会存在少量的越流排泄。图 4.1-1 为钻孔柱状图，图 4.1-2 为塔河油田水文地质剖面图。

➤ 地下水动态特征

根据《塔河油田水文地质普查报告》，区内承压水水位随季节发生变化，低水位期在冬季 12 月，高水位期在夏季 8 月份，最大水位变幅可达到 1m。

➤ 地下水化学特征

根据《塔河油田水文地质普查报告》，采集了 35 组潜水水化学分析样品，由于区内无大的地表河流，地下水(潜水)主要接受上游地下水的侧向补给及暂时性洪流的入渗补给，水流滞缓，蒸发浓缩作用强烈，水化学类型复杂，主要以 $\text{SO}_4\cdot\text{Cl}$ (或 SO_4)— $\text{Na}\cdot\text{Mg}$ (或 $\text{Mg}\cdot\text{Na}$)、 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4\text{-Na}$ (或 $\text{Na}\cdot\text{Mg}$ 、 $\text{Na}\cdot\text{Mg}\cdot\text{Ca}$)及 Cl-Na (或 $\text{Na}\cdot\text{Mg}$)型水为主。地下水溶解性总固体含量较高，在 0.468—132.1g/L 之间。

➤ 地下水开发利用现状

根据《塔河油田水文地质普查报告》，区内具有供水意义的地下水位第四系松散岩类孔隙水。区内潜水的矿化度一般大于 5g/L，部分大于 10g/L，矿化度较高，地下水水质极差，均为不宜饮用的地下水；承压水水质良好，适合于生活饮用。

12 区区域范围内，人类活动程度较低，个别地段开垦荒地引水灌溉。油田区工业用水及生活用水取自深层承压水，井深约 200m，为当地生活饮用水的主要供水层和保护对象。

图 4.1-1 钻孔柱状图

图 4.1-2 塔河油田水质地质图

4.1.6 土壤、植被及野生动物分布

库车境内发育的地带性土壤为棕荒漠土，在西北部的山地上分布着少量的灰钙土和棕钙土。全境西北向东南依次分布着灰钙土、荒漠灰钙土、灰棕色荒漠土。不少地方由于缺少雨水冲刷，盐分板结在土壤表面上，形成严重的盐碱土，土壤含盐量很高。农业土壤主要有潮土、灌淤土及灌耕棕漠土 3 种，潮土占比重最大，占总耕地面积的 70.83%，灌淤土仅次于潮土，占总耕地面积的 19.24%；灌耕棕漠土占总耕地面积的 6.73%，分布在库车河灌区。除此之外，还有风沙土、水稻土、沼泽土、草甸土、盐土等，但占比例很小。

12 区属于平原荒漠区，地貌类型为冲积平原，地面海拔 940m，相对高差 30m~40m，土壤类型主要有盐土、草甸土、潮土等。

12 区地处干旱、半干旱荒漠地区，植被组成较为简单，类型单调，分布稀疏。主要植被为柽柳，同时生存的建群植物有旱生、超旱生的灌木、小灌木、半灌木及早生的一年草本、多年生草本和中生短命植物等荒漠植物，如：碱蓬、梭梭、骆驼刺、盐蒿、盐爪爪、假木贼等，平均盖度为 20%。

据现场调查，目前 12 区几乎没有大型野生动物，小型动物也较少，如麻雀等一般鸟类及鼠类。

4.2 环境保护目标的变化

利用现场调查、资料收集、遥感解译等方法，分析项目评价范围内的环境保护目标分布，并与环境影响评价文件和竣工环境保护验收时相比，说明评价范围内环境保护目标的变化情况及采取的保护措施。

根据资料搜集和实地调查，12 区内无自然保护区、风景名胜区、饮用水水源保护区、珍稀动植物资源天然集中分布区等重点保护目标，不位于待定的生态红线内。油田所在区域有地表水体英达里亚河和库车河支流，将评价区域内居民集中区域设为大气环境保护目标，将油田所在区域地下水设为地下水环境保护目标。油田内站场、井场周边 3km 的居民区等敏感目标分布设为环境风险保护目标。主要环境保护目标及变化情况见表 4.2-1。

12 区后评价范围内开展区块环评 9 次，与环境影响评价文件和竣工环境保护验收时相比，主要变化情况如下：

- (1) 12 区后评价工程占地范围涉及新设立的新疆龟兹国家沙漠公园。
- (2) 12 区后评价范围内垦荒耕地面积不断加大，主要种植棉花经济作物。
- (3) 12 区后评价范围内其他环境敏感目标较环评期间变化较小。

表 4.2-1 项目环境保护目标变化情况一览表

序号	环境要素	环境保护目标	相对方位	环境功能区划	保护级别	变化情况
1	环境空气	站场、井场为中心，半径 3km 范围，主要包括喀让古二村、种羊场、四号联生活基地、二、三队生活基地	油区内	二类功能区	《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 二级标准	井场周围开荒人数较早期有所增加
2	地表水环境	英达里亚河	集输管线穿越	III类功能区	《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 中的 III 类标准	原有
		库车河支流	集输管线穿越			
3	水环境	深层承压水(当地生活用水取水层)、和浅层地下水	区块内及周边	III类功能区	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III 类标准	原有
		油田供水井(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 15 口井、均为承压水井)				
4	声环境	种羊场	油区内	2类声环境功能区	《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2类标准	原有
		二、三队生活基地	油区内			
		四号联生活基地	油区内			
5	生态	新疆龟兹国家沙漠公园	该沙漠公园范围正在调整中。 调整前范围：12 区东南角 11 口生产井 (TH12172X、TH12101、H121141、TH121111、H12102、TH12190、TH12180、TH121140、H12103、TH121114、H12104) 位于新设立的新疆龟兹国家沙漠公园内。 调整后范围：无地面设施。	-	国家沙漠公园，但不涉及沙化土地封禁保护区	新划定
		保护动物(塔里木兔等)	区块内		国家和自治区级保护动物	原有
		荒漠灌丛	区块内		自然植被-	原有，受开荒影响，面积

序号	环境要素	环境保护目标	相对方位	环境功能区划	保护级别	变化情况
						变小
		垦荒耕地	区块内		一般耕地，非基本农田	原有，开荒面积增大

图 4.2-1 12 区与新疆龟兹国家沙漠公园（调整前）位置关系示意图

图 4.2-2 12 区与新疆龟兹国家沙漠公园（调整后）位置关系示意图

4.3 污染源或其他影响源变化

利用现场调查、资料收集等方法，分析项目评价范围内的污染源分布，并与环境影响评价文件和竣工环境保护验收文件相比，说明评价范围内污染源、其它影响源的变化情况及防治措施。

采油二厂 12 区后评价范围位于新疆维吾尔自治区库车市境内。区块地处塔里木河以北冲积平原，远离城镇，没有大规模工业和农业开发。

本次后评价统计了环评阶段、验收阶段的工程内容，以及后评价阶段已建成的各项工程内容，分析污染源变化情况。

表 4.3-1 污染源变化分析

序号	环境要素	污染源	环评阶段	验收阶段	后评价阶段
1	废水	生产废水	2015 年之前采出水全部依托二号联合站采出水处理系统处理后回注地层；2015 年四号联合站验收后，进入塔河油田二号、四号联合站污水处理系统处理，经处理达标后回注地下。	与环评基本一致	与环评基本一致。处理工艺：二级沉降+精细过滤
		生活污水	早期生活区工作人员，的少量生活污水排入站外化粪池，蒸发处理；2010 年之后，各基地建设了生活污水经一体化污水处理装置，生活污水经一体化污水处理装置处理，满足《污水综合排放标准》（GB8978-1996）二级标准后夏季用于绿化，冬季储存于污水蒸发池。	与环评基本一致	于 2016 年进行了污水处理设施改造，生活污水经预处理+RAAO+消毒+过滤工艺污水处理设施进行生活污水的处理，处理后污水可达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）“一级 B”标准，水质优于环评批复的标准，夏季用于绿化。
2	废气	站场、井场	大气污染物主要源自钻井、采油（气）、油气集输过程中使用动力机械（钻机、柴油机）、加热设施（加热炉）、火炬系统等设备排放的废气。主要污染物为 NO ₂ 、SO ₂ 、烃类。	与环评基本一致	与环评基本一致
		无组织排放	密闭集输	密闭集输，有个别单井采用拉油方式	大部分密闭集输，有个别偏远单井（TH12195、TH12113、TH12423、TH12375CX、TH12244、AD11CH2、TH12532、TH12536 等）采用拉油方式。

序号	环境要素	污染源	环评阶段	验收阶段	后评价阶段
3	噪声	各类机泵	四号联合站、计转站、增压站、中间热泵站、卸油站等站场、井场	四号联合站、计转站、增压站、中间热泵站、卸油站等站场、井场	四号联合站、计转站、增压站、中间热泵站、卸油站等站场、井场
4	固废	钻井废弃物、含油污泥	四号联合站、计转站、增压站、中间热泵站、卸油站等站场、井场	四号联合站、计转站、增压站、中间热泵站、卸油站等站场、井场	四号联合站、计转站、增压站、中间热泵站、卸油站等站场、井场

通过对 9 次区块环评阶段、8 次竣工环保验收阶段，本次后评价实际污染源现场调查对比，12 区后评价范围油气开发一直在塔河油田采矿权范围内，油田滚动开发，为保持产能规模，2007 年后陆续新钻井较多，但是 12 区总体产能没有突破设计规模，污染源总体变化不大。

4.4 区域环境质量现状变化情况

区域环境变化历史资料包括建设项目环境影响评价监测资料及遥感资料、竣工环境保护验收监测资料、生产期跟踪监测资料、例行监测资料和后评价范围内的其他可利用资料，这些资料应能反映区域环境变化趋势和环境现状。同时委托新疆新能源(集团)环境检测有限公司对区域环境质量现状进行了全面的监测，监测时间为2020年10-12月。

本次后评价通过对各站场、井场、管线、污染防治设施等进行现场目测、调查、现场取样检测、对标统计分析，并与历史监测资料进行对比，分析环境质量现状及变化情况，主要结论如下：

(1) 环境空气

后评价区环境空气污染物浓度变化不大。本次后评价收集了 2007 年至 2020 年期间的大气监测资料作为评价的基础资料，分析评价区各污染物浓度变化。区域内各监测点 SO₂、NO₂、TSP、PM_{2.5}、O₃ 日均浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准要求，PM₁₀ 出现超标，主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。各监测点位 H₂S 满足《环境影响评价技术导

则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的 1h 平均浓度限值 $0.01\text{mg}/\text{m}^3$ 要求，非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的标准要求。12 区区域 SO_2 、 NO_2 监测值仅在小范围内上下波动，变化不大，监测值均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准的要求。 H_2S 满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的 1h 平均浓度限值 $0.01\text{mg}/\text{m}^3$ 要求。 TSP 、 PM_{10} 出现超标，主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。

（2）水环境

英达利亚河各监测值仅在小范围内上下波动，各监测项目均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的 III 类标准。根据前期环评中英达利亚河环境质量历史、现状监测数据对比结果，水质总体变化不大，氨氮、石油类稍高于 2007 年的监测结果，主要因区域内工业、农业活动的增多，人为的干扰加大所致；与 12 区油气开发活动相关的指标“石油类”可满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的 III 类标准，变化不大。

12 区后评价阶段地下水 4 个潜水监测点水质较差，氯化物、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、钠、氟化物、铁、锰等指标均等有不同程度的超标，超标的主要原因与当地水文地质条件有关，2 个承压水监测点水质良好。石油类均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III 类标准。12 区油田开发后，周边地下水环境质量呈波动性变化，无明显变化。

（3）生态环境

区域生态环境质量无明显变化。后评价区位于天山南麓，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。该区域的植被均属于荒漠类型的灌木、低河漫滩盐化草甸。土地利用类型为草地、沙地。12 区后评价范围内垦荒耕地面积不断加大，主要种植棉花经济作物大部分保持原有荒漠景观，局部新增工业用地和交通用地。

塔河油田 12 区大区域土壤环境质量保持稳定，土壤中的石油类和重金属的含量并未因油田的开发建设而明显增加。

（4）土壤环境

原有环评中监测指标少，土壤环境质量执行《土壤环境质量标准》（GB15618-1995）中二级（ $\text{pH}>7.5$ ）标准，其中总铬采用旱地标准 $250\text{mg}/\text{kg}$ 。

石油类选用“六五”国家《土壤环境含量研究》提出的建议标准（300mg/kg）作为评价标准。本次后评价仅环境影响报告书土壤环境质量监测数据进行对比，按现行的土壤环境质量标准进行评价，对比分析土壤环境质量变化情况。历次环评中土壤监测点位少，监测项目也仅限于石油类、部分重金属指标，与本次后评价相比，评价标准发生变化，采样监测项目也大不同，基本没有可比性。土壤中石油类的没有超过“六五”国家《土壤环境含量研究》提出的建议标准 300mg/kg，本次后评价石油烃含量较低，满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求。土壤中的石油烃和重金属的含量并未因油田的开发建设而明显增加。该监测点的土壤环境质量保持稳定，无明显变化。

（5）声环境

区域噪声影响较小。各监测点昼、夜监测值均低于《声环境质量标准》（GB3095-2008）2 类标准值，表明区内声环境质量现状良好，满足所在功能区的要求，未发生明显变化。

具体内容见 4.4.1~4.4.6 节。

图 4.4-1 监测点位图

4.4.1 环境空气

环境空气质量评价中 TSP、SO₂、NO₂、PM_{2.5}、PM₁₀、CO、O₃ 六项指标执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准。对于未作出规定的非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m³的标准，H₂S 参考执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的 1h 平均浓度限值 10μg/m³。

4.4.1.1 项目所在区域环境质量达标情况

项目地处阿克苏地区境内，根据《环境影响评价技术导则·大气环境》（HJ2.2-2018）对环境质量现状数据的要求，本项目引用生态环境部环境工程评估中心公布的全国环境空气质量达标区判定。

2018 年阿克苏地区各县（市）已建成运行环境空气自动监测站点 10 个，其中阿克苏市 2 个站点电视台站点和艺术中心站点为国家环境空气自动监测网，分别位于阿克苏市东城区和西城区，其余 8 个县级站点为自治区环境空气自动监测网。2018 年 7 月 1 日，8 个县级环境空气自动监测站点实现与自治区生态环境厅联网，2018 年 10 月底完成与国家联网。目前，阿克苏市国控点空气质量水平数据作为国家判定阿克苏地区整体空气指标达标与否的依据。本项目采用阿克苏市 2019 年的监测数据，作为本工程环境空气现状评价基本污染物 SO₂、NO₂、CO、O₃、PM₁₀ 和 PM_{2.5} 的数据来源。空气质量达标区判定结果见表 4.4-1。

表 4.4-1 阿克苏市空气质量现状评价结果一览表

评价因子	年评价指标	现状浓度 μg/m ³	标准限值 μg/m ³	占标率 %	达标情况
SO ₂	年平均	7	60	13.3	达标
NO ₂	年平均	31	40	75	达标
CO	第 95 百分位数日平均	1900	4000	55	达标
O ₃	第 90 百分位数日平均	130	160	86.9	达标
PM ₁₀	年平均	101	70	195.7	超标
PM _{2.5}	年平均	39	35	151.4	超标

项目所在阿克苏地区 SO₂、NO₂、年平均浓度及 CO、O₃ 日平均浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准要求；PM_{2.5}、PM₁₀ 年浓度超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值要求，超标主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。因此阿克苏地区为环境空气质量不达标区。

4.4.1.2 区域空气环境质量现状调查

(1) 监测点位及监测项目

本次后评价在 12 区评价范围内主要考虑居民区、公寓，原有环评监测点位等，共布设喀让古二村、四号联生活基地、二、三队生活基地、种羊场 4 个监测点，监测项目为 H₂S、非甲烷总烃的小时平均值和 TSP、PM₁₀、PM_{2.5}、O₃、CO、SO₂、NO₂ 的 24 小时平均值，见表 4.4-2，图 4.4-1 环境质量现状监测点位示意图。

监测时间：为 2020 年 11 月 1 日-11 月 7 日由新疆新能源检测有限公司完成。

表 4.4-2 环境空气监测点位及监测因子一览表

编号	区块	监测点名称	监测点具体坐标	监测因子	
				1小时平均	24小时平均
1	塔河12区	喀让古二村	*	H ₂ S、非甲烷 总烃	TSP、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、 O ₃ 、CO、SO ₂ 、NO ₂
2	塔河12区	四号联生活基地	*		
3	塔河12区	二、三队生活基地	*		
4	塔河12区	种羊场	*		

(2) 评价标准

因早期环评中的对标标准使用的《环境空气质量标准》（GB3095-1996），对比后期出台的《环境空气质量标准》（GB3095-2012）标准中的相关评价指标更为全面，因此后评价环境空气质量评价中 PM₁₀、PM_{2.5}、CO、SO₂、NO₂、TSP 执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单中的二级标准；非甲烷总烃参考《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）确定一次浓度限值 2.0mg/m³，H₂S 执行《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中其他污染物空气质量浓度参考限值（0.01mg/m³）的浓度限值要求。

(3) 评价方法

采用质量浓度占标率法，计算公式为：

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

式中：

P_i——第 i 个污染物的最大占标百分比，%；

C_i ——第 i 个污染物监测浓度, $\mu\text{g}/\text{m}^3$;

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

(4) 评价结果

监测及评价结果见表 4.4-3 和表 4.4-4。

根据评价结果, 后评价区域内各监测点 SO_2 、 NO_2 、 TSP 、 $\text{PM}_{2.5}$ 、 PM_{10} 、 O_3 日均浓度均满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 的二级标准要求。各监测点位 H_2S 满足《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 附录 D 中的 1h 平均浓度限值 $0.01\text{mg}/\text{m}^3$ 要求, 非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的标准要求。

表 4.4-3 环境空气质量现状常规因子监测结果表

监测点	/	SO_2 (日均值)	NO_2 (日均值)	PM_{10} (日均值)	$\text{PM}_{2.5}$ (日均值)	TSP (日均值)	O_3 (日均值)	CO (日均值)
喀让古二村	浓度范围 (mg/m^3)	0.004-0.008	0.003-0.004	0.073-0.128	0.040-0.069	0.114-0.199	0.041-0.052	<0.3
	评价标准 (mg/m^3)	0.15	0.08	0.15	0.075	0.3	0.16	$4(\mu\text{g}/\text{Nm}^3)$
	最大占标率 (%)	5.33%	5%	85.33%	92%	66.33%	32.5%	<7.5%
	超标率 (%)	0	0	0	0	0	0	0
	达标情况	达标	达标	达标	达标	达标	达标	达标
四号联生活基地	浓度范围 (mg/m^3)	0.006-0.008	0.003-0.004	0.067-0.130	0.039-0.071	0.102-0.196	0.027-0.048	<0.3
	评价标准 (mg/m^3)	0.15	0.08	0.15	0.075	0.3	0.16	$4(\mu\text{g}/\text{Nm}^3)$
	最大占标率 (%)	5.33%	5%	86.67%	94.67%	65.33%	30%	<7.5%
	超标率 (%)	0	0	0	0	0	0	0
	达标情况	达标	达标	达标	达标	达标	达标	达标
二、三队生活基地	浓度范围 (mg/m^3)	0.006-0.008	0.003-0.004	0.063-0.100	0.032-0.051	0.104-0.164	0.023-0.044	<0.3
	评价标准 (mg/m^3)	0.15	0.08	0.15	0.075	0.3	0.16	$4(\mu\text{g}/\text{Nm}^3)$
	最大占标率 (%)	5.33%	5%	66.67%	68%	54.66%	27.5%	<7.5%
	超标率 (%)	0	0	0	0	0	0	0
	达标情况	达标	达标	达标	达标	达标	达标	达标
种羊场	浓度范围 (mg/m^3)	0.004-0.006	0.003-0.004	0.061-0.112	0.033-0.061	0.101-0.185	0.023-0.040	<0.3
	评价标准 (mg/m^3)	0.15	0.08	0.15	0.075	0.3	0.16	$4(\mu\text{g}/\text{Nm}^3)$
	最大占标率 (%)	6%	5%	74.67%	81.33%	61.67%	25%	<7.5%
	超标率 (%)	0	0	0	0	0	0	0

监测点	/	SO ₂ (日均值)	NO ₂ (日均值)	PM ₁₀ (日均值)	PM _{2.5} (日均值)	TSP (日均值)	O ₃ (日均值)	CO (日均值)
	达标情况	达标	达标	达标	达标	达标	达标	达标

表 4.4-4 H₂S、NMHC 监测评价结果监测结果表

监测点	/	非甲烷总烃	H ₂ S
喀让古二村	浓度范围(mg/m ³)	0.51-0.57	<0.005
	评价标准(mg/m ³)	2.0	0.01
	最大超标率 (%)	28.5%	<50%
	超标率(%)	0%	0%
	达标情况	达标	达标
四号联生活基地	浓度范围(mg/m ³)	0.50-0.57	<0.005
	评价标准(mg/m ³)	2.0	0.01
	最大超标率 (%)	28.5%	<50%
	超标率(%)	0%	0%
	达标情况	达标	达标
二、三队生活基地	浓度范围(mg/m ³)	0.50-0.57	<0.005
	评价标准(mg/m ³)	2.0	0.01
	最大超标率 (%)	31%	<50%
	超标率(%)	0%	0%
	达标情况	达标	达标
种羊场	浓度范围(mg/m ³)	0.51-0.56	<0.005
	评价标准(mg/m ³)	2.0	0.01
	最大超标率 (%)	28%	<50%
	超标率(%)	0%	0%
	达标情况	达标	达标

4.4.1.3 大气环境质量变化趋势与分析

本次后评价时间跨度较大从 2000 年-2019 年，期间环境空气质量标准由《环境空气质量标准》（GB3095-1996）更新为《环境空气质量标准》（GB3095-2012），本次评价利用往年环评报告中的监测数据及评价时段内的环境空气监测数据（表 4.4-5），针对主要监测因子进行统计分析，其中 NO₂ 质量标准存在新旧标准变化情况，本次后评价标准值选取新《环境空气质量标准》（GB3095-2012）作为评价标准，评价结果详见表 4.4-6。

由表 4.4-6 可以看出，12 区区域 NO₂ 监测值仅在小范围内上下波动，变化不大，SO₂、TSP、PM₁₀、非甲烷总烃监测值都变小，其中非甲烷总烃由超标变为达标，总体来看环境空气质量变好。

表 4.4-5 区域开展过的空气环境质量监测数据统计情况

项目/类别	监测点位	监测时间及频率	监测单位	监测项目
塔河油田 12 区奥陶系油藏东区产能建设项	塔河油田 12 区东	2008 年 07 月	/	SO ₂ 、NO ₂ 、TSP、非甲烷总烃

目环境影响报告书				
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	二、三队生活基地	2014 年 11 月	新疆维吾尔自治区分析测试研究院	PM ₁₀ 、SO ₂ 、NO ₂ 、非甲烷总烃
本次后评价	二、三队生活基地	2020 年 10 月	新疆新能源检测有限公司	PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、CO、SO ₂ 、NO ₂ 、TSP

表 4.4-6 12 区区域环境空气质量监测数据一览表

监测因子	时间	浓度范围 (mg/m ³)	最大浓度占标率 (%)	达标情况	标准值 (mg/m ³)
SO ₂	2008	0.027-0.036	24	达标	0.15
	2014	0.012-0.029	19.33	达标	
	2020	0.006-0.008	5.33	达标	
NO ₂	2008	0.004-0.007	8.75	达标	0.08
	2014	0.016-0.029	36.25	达标	
	2020	0.003-0.004	5	达标	
TSP	2008	0.095-0.192	64	达标	0.3
	2014	/	/	达标	
	2020	0.104-0.164	54.67	达标	
PM ₁₀	2008	/	/	达标	0.15
	2014	0.111-0.127	84.67	/	
	2020	0.032-0.051	34	达标	
非甲烷总烃	2008	4.2-6.2	310	超标	2.0
	2014	0.165-0.208	10.4	超标	
	2020	0.50-0.57	28.5	达标	

4.1.1.4 空气环境质量现状评价及对比分析小结

(1) 后评价阶段区域环境质量现状调查与评价小结

本次设置的 4 个空气监测点中，TSP、O₃、CO、SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5} 基本污染物的 24 小时平均值能够满足《环境空气质量标准》（GB3095-1996）及其修改单中的二级标准。特征污染物 H₂S 小时平均值满足《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中其他污染物空气质量浓度参考限值（0.01mg/m³）的浓度限值要求；非甲烷总烃小时平均值满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）确定一次浓度限值 2.0mg/m³要求；各监测点与油田开发活动相关的特征污染物 H₂S、非甲烷总烃均达标。

(2) 环境空气质量对比分析结果

通过历史监测数据对比分析,12 区区域 NO₂ 监测值仅在小范围内上下波动,变化不大,SO₂、TSP、PM₁₀、非甲烷总烃监测值都变小,其中非甲烷总烃由超标变为达标,总体来看环境空气质量变好。

4.4.2 地表水

12 区区域内主要地表水体为英达利亚河和库车河。

本次后评价地表水环境现状对英达利亚河及库车河均进行了调查,监测采样期间,12 区内的库车河无水,无法取样进行水质现状监测。本次后评价主要对英达利亚河水水质现状进行评价,并通过对比历年和本次环境质量监测,分析英达利亚河环境质量变化趋势。

4.4.2.1 区域地表水质量现状监测

(1) 监测布点及监测项目

监测点位:英达利亚河在 12 区范围的上游、中游、下游三个断面。

监测时间:2020 年 11 月 9 日~11 月 10 日。

监测项目:pH 值、高锰酸盐指数、化学需氧量、五日生化需氧量、氨氮、总氮、总磷、铜、锌、氟化物、硒、砷、汞、镉、硫化物、铬(六价)、铅、氰化物、挥发酚、石油类、阴离子表面活性剂、硫化物,共计 22 项。

地表水监测按照《地表水环境质量标准》(GB3838—2002)相关要求执行。各项目分析方法按有关国家标准方法和行业标准方法分析。

(2) 评价标准

根据《中国新疆水环境功能区划》及历年环评,执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中的 III 类标准。

(3) 评价方法

评价方法采用标准指数法对监测结果进行评价。其单项水质参数 i 在第 j 点的标准指数为: $S_i=C_i/C_{0i}$

式中, S_i —某监测点 i 污染物污染指数;

C_i —第 i 种污染物测定浓度值,单位 mg/l;

C_{0i} —第 i 种污染物评价标准,单位 mg/l。

①对 pH 值单项指数计算式为:

$$\text{pH} \leq 7 \text{ 时, } S_{\text{PH}} = \frac{7.0 - \text{PH}_{\text{实测}}}{7.0 - \text{PH}_6};$$

$$\text{pH} > 7 \text{ 时, } S_{\text{PH}} = \frac{\text{PH}_{\text{实测}} - 7.0}{\text{PH}_9 - 7.0};$$

②DO 的标准指数为:

对溶解氧(DO)的标准指数计算公式为:

$$\text{DO}_j \leq \text{DO}_f \text{ 时, } S_{\text{DO}, j} = \text{DO}_s / \text{DO}_j;$$

$$\text{DO}_j > \text{DO}_f \text{ 时, } S_{\text{DO}, j} = \frac{|\text{DO}_f - \text{DO}_j|}{\text{DO}_f - \text{DO}_s};$$

式中: $S_{\text{DO}, j}$ —溶解氧的标准指数;

DO_j ——溶解氧在 j 点的实测统计代表值, mg/L;

DO_s ——溶解氧的水质评价标准限值, mg/L;

DO_f —饱和溶解氧浓度, mg/L, 对于河流, $\text{DO}_f = 468 / (31.6 + T)$;

T —水温, °C。

(4) 地表水环境质量现状监测结果

本次后评价期间, 英达利亚河三个断面监测及评价结果见表 4.4-7,

由表 4.4-7 可看出, 本次后评价地表水调查设置的 3 个监测断面(英达利亚河上游、中游、下游)的各项指标水质情况基本一致, 均可满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中的 III 类标准。

4.4.2.2 地表水环境质量变化趋势与分析

因早期收集到的地表水现状评价中监测的指标与本次后评价不能一一对应, 因此本次后评价选取与人类活动相关的水质指标和与石油开发活动相关的污染物指标进行对比分析, 与历史水质监测数据对比情况见表 4.4-8。

由表 4.4-8 可看出, 水质总体变化不大, 仅氨氮稍高于 2007 年的监测结果, 主要因区域内工业、农业活动的增多, 人为的干扰加大所致; 与 12 区油气开发活动相关的指标“石油类”由 2006 年的未检出也略有所升高, 但可满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中的 III 类标准。

4.4.3.3 小结

(1) 后评价阶段地表水现状调查与评价结论

根据现状监测结果，本次后评价地表水调查设置的 3 个监测断面（英达利亚河上游、中游、下游）的各项指标水质情况基本一致，均可满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的 III 类标准。

（2）地表水环境质量对比分析结果

根据前期环评中英达利亚河环境质量历史、现状监测数据对比结果，水质总体变化不大，氨氮、石油类稍高于 2007 年的监测结果，主要因区域内工业、农业活动的增多，人为的干扰加大所致；与 12 区油气开发活动相关的指标“石油类”可满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的 III 类标准，变化不大。

表 4.4-7 地表水监测及评价结果（英达利亚河）

检测项目	标准限值	英达利亚河上游				英达利亚河中游				英达利亚河下游			
		第一天		第二天		第一天		第二天		第一天		第二天	
		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
pH	6~9	8.10	0.55	8.12	0.56	8.17	0.59	8.03	0.52	8.40	0.70	8.38	0.69
水温	/	8.2	/	7.6	/	8.4	/	7.8	/	8.4	/	8	/
氨氮(mg/L)	1	0.160	0.16	0.138	0.138	0.083	0.083	0.093	0.093	0.183	0.183	0.166	0.166
硫酸盐(mg/L)	250	28.4	0.11	29.2	0.117	27.7	0.111	28.3	0.113	55.0	0.220	54.4	0.218
氯化物(mg/L)	250	16.4	0.07	21.5	0.086	18.8	0.075	17.3	0.069	38.5	0.154	36.0	0.144
耗氧量(mg/L)	6	1.0	0.17	1.1	0.183	1.0	0.167	1.0	0.167	1.5	0.250	1.4	0.233
挥发酚(mg/L)	0.005	<0.0003	<0.06	<0.0003	<0.06	<0.0003	<0.06	<0.0003	<0.06	<0.0003	<0.06	<0.0003	<0.06
阴离子表面活性剂(mg/L)	0.2	<0.05	<0.25	<0.05	<0.25	<0.05	<0.25	<0.05	<0.25	<0.05	<0.25	<0.05	<0.25
总氰化物(mg/L)	0.2	<0.004	<0.02	<0.004	<0.02	<0.004	<0.02	<0.004	<0.02	<0.004	<0.02	<0.004	<0.02
硝酸盐氮(mg/L)（以 N 计）	10	<0.016	<0.0016	<0.016	<0.0016	<0.016	<0.0016	<0.016	<0.0016	<0.016	<0.0016	<0.016	<0.0016
氟化物(mg/L)	1	0.62	0.62	0.64	0.640	0.65	0.650	0.62	0.620	0.70	0.700	0.69	0.690
总磷(mg/L)	0.2	0.12	0.600	0.12	0.600	0.09	0.450	0.08	0.400	0.05	0.250	0.06	0.300
总氮(mg/L)	1	0.810	0.81	0.946	0.946	0.661	0.661	0.604	0.604	0.582	0.582	0.696	0.696
汞(mg/L)	0.0001	<0.04×10 ⁻³	<0.4	<0.04×10 ⁻³	<0.4	0.05×10 ⁻³	<0.4	<0.04×10 ⁻³	<0.4	<0.04×10 ⁻³	<0.4	0.07×10 ⁻³	<0.4
砷(mg/L)	0.05	4.6×10 ⁻³	0.09	5.1×10 ⁻³	0.102	8.0×10 ⁻³	0.160	5.0×10 ⁻³	0.100	4.8×10 ⁻³	0.096	3.4×10 ⁻³	0.068
硒(mg/L)	0.01	<0.4×10 ⁻³	<0.04	<0.4×10 ⁻³	<0.04	<0.4×10 ⁻³	<0.04	<0.4×10 ⁻³	<0.04	<0.4×10 ⁻³	<0.04	<0.4×10 ⁻³	<0.04
铁(mg/L)	0.3	0.243	0.81	0.236	0.787	0.179	0.597	0.248	0.827	0.108	0.360	0.058	0.193

检测项目	标准限值	英达利亚河上游				英达利亚河中游				英达利亚河下游			
		第一天		第二天		第一天		第二天		第一天		第二天	
		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
锰(mg/L)	0.1	0.025	0.25	0.029	0.290	0.021	0.210	0.021	0.210	$<0.12 \times 10^{-3}$	<0.001	$<0.12 \times 10^{-3}$	<0.001
铜(mg/L)	1	0.66×10^{-3}	0.66×10^{-3}	$<0.08 \times 10^{-3}$	$<0.08 \times 10^{-3}$	$<0.08 \times 10^{-3}$	$<0.08 \times 10^{-3}$	$<0.08 \times 10^{-3}$	$<0.08 \times 10^{-3}$	$<0.08 \times 10^{-3}$	$<0.08 \times 10^{-3}$	$<0.08 \times 10^{-3}$	$<0.08 \times 10^{-3}$
锌(mg/L)	1	5.04×10^{-3}	5.04×10^{-3}	0.204	0.204	3.84×10^{-3}	3.84×10^{-3}	3.77×10^{-3}	3.77×10^{-3}	$<0.67 \times 10^{-3}$	$<0.67 \times 10^{-3}$	1.42×10^{-3}	1.42×10^{-3}
铅(mg/L)	0.05	4.9×10^{-3}	0.10	5.03×10^{-3}	0.10	4.8×10^{-3}	0.10	5.01×10^{-3}	0.10	0.68×10^{-3}	0.014	0.5×10^{-3}	0.010
镉(mg/L)	0.005	0.14×10^{-3}	<0.001	0.26×10^{-3}	<0.001	0.21×10^{-3}	<0.001	0.23×10^{-3}	<0.001	0.10×10^{-3}	<0.001	0.06×10^{-3}	<0.001
六价铬(mg/L)	0.05	0.005	0.10	0.005	<0.08	0.007	<0.08	0.005	<0.08	0.004	<0.08	<0.004	<0.08
溶解氧(mg/L)	5	9.36	0.35	9.41	0.36	9.24	0.37	9.74	0.31	9.77	0.29	9.24	0.38
硫化物(mg/L)	0.2	<0.005	<0.025	<0.005	<0.025	<0.005	<0.025	<0.005	<0.025	<0.005	<0.025	<0.005	<0.025
石油类(mg/L)	0.05	0.03	0.60	0.03	1	0.03	1	0.03	1	0.03	1	0.03	1
粪大肠菌群(MPN/100ml)	10000	80	0.01	90	<0.002	110	<0.002	50	<0.002	110	<0.002	20	<0.002
化学需氧量(mg/L)	20	9.03	0.45	12.0	0.600	13.5	0.675	19.6	0.980	7.53	0.377	9.03	0.452
五日生化需氧量(mg/L)	4	2.3	0.58	2.0	0.500	2.5	0.625	2.9	0.725	3.5	0.875	3.3	0.825

表 4.4-8 英达利亚河监测及对比评价结果

监测结果	监测断面	项目	pH	石油类 (mg/L)	COD _{Cr} (mg/L)	COD _{Mn} (mg/L)	S ²⁻ (mg/L)	挥发酚 (mg/L)	NH ₃ -N (mg/L)
		监测时间							
	英达里亚河	2007.5.26	8.24	<0.02	9.15	2.48	<0.02	<0.002	<0.025
		2007.5.27	8.3	<0.02	10.4	2.56	<0.02	<0.002	<0.025
	英达利亚河 (下游)	2020.11.9	8.4	0.03	7.53	1.5	<0.005	<0.0003	0.183
		2020.11.10	8.38	0.03	9.03	1.4	<0.005	<0.0003	0.166

4.4.3 地下水

本项目地下水环境质量现状评价执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)中 III 类标准。其中石油类、硫化物参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中的 III 类标准。

4.4.3.1 区域地下水质量现状监测

(1) 地下水监测点位及监测项目

本次后评价主要引用采油二厂 12 区内常规地下水监测井(4 个潜水监测井)的数据,来说明区域地下水环境质量现状。为了对比分析变化情况,本次后评价搜集了前期环评中的监测数据,进行了 2 个承压水监测井的补充监测,本次监测项目共计 38 项,监测点位及监测项目见表 4.4-9。

(2) 分析方法及评价标准

分析方法:采样按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)执行,监测分析方法按照《地下水环境监测技术规范》(HJ/T164-2004)、《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)、《环境水质监测质量保证手册》(第二版)有关标准和规范执行。

结合已有的环评及批复,区域地下水执行《地下水质量标准》(GB/T14848-1993)的 III 类标准;石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中的 III 类标准。

(3) 评价方法

评价方法采用标准指数法对监测结果进行评价。

同地表水部分。

(4) 地下水现状调查及对比分析

地下水监测结果见表 4.4-10、4.4-11。

根据监测结果可知,12 区区域内潜水由于径流缓慢,蒸发排泄强烈,水质较差,氯化物、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、钠、氟化物、铁、锰等出现不同程度的超标,超出《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)的 III 类标准限值,超标主要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,除此之外的其他项目均符合《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)

中Ⅲ类标准限值的要求。石油类均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准。

承压水水质良好，除 12-1 计转站南侧机井中溶解性总固体稍有所超标外，其余各监测项目均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准限值的要求，石油类均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准。

4.4.3.2 地下水环境质量变化趋势与分析

本次地下水变化情况的对比分析，搜集了前期环评中的监测数据，对 12-12 计转站南侧机井、12-1 计转站南侧机井两个监测井的监测数据进行了对比。对比评价结果见表 4.4-12、4.4-13。

根据前期环评中环境质量现状历史监测数据，以及后评价期间对区域环境质量现状监测情况，12计转站南侧机井、12-1计转站南侧机井两口监测井的地下水环境质量呈波动性变化，无明显变化。石油开发行业特征污染物石油类未检出，满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅲ类标准要求。

表 4.4-9 地下水监测点基本信息表

序号	监测点位	经度	纬度	监测时间及频率	监测单位	监测项目	监测层位	备注
1	12-4增压站	*	*	2020/5/1	巴州凯米克检测服务有限公司	pH、六价铬、溶解性总固体、氨氮、氯离子、硫酸根离子、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、氟化物、石油类、总大肠菌群、Na、Cd、As、Fe、Hg、Mn、氧化物、总硬度、挥发酚、阴离子表面活性剂、色度、化学需氧量、肉眼可见物、嗅和味、硫化物、浑浊度、高锰酸盐指数等28项。	潜水	采油二厂例行监测井
2	AD14	*	*	2020/5/1				
3	TH12303	*	*	2020/5/1				
4	TH121104	*	*	2020/5/1				
5	12-12计转站南侧机井	*	*	2020/11/09	新疆新能源(集团)环境检测有限公司	色、嗅和味、肉眼可见物、pH、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、铜、锌、铝、挥发性酚类(以苯酚计)、阴离子表面活性剂、耗氧量、氨氮、钠、总大肠菌群、菌落总数、亚硝酸盐、硝酸盐、氧化物、氟化物、碘化物、汞、砷、硒、镉、铬(六价)、铅、三氯甲烷、四氯化碳、苯、甲苯、石油类共计37项。	承压水	环评中监测点
6	12-1计转站南侧机井	*	*	2020/11/09				环评中监测点

表 4.4-10 地下水水质现状监测及评价结果（承压水）

监测项目	标准限值	12-12 计转站南侧机井		12-1 计转站南侧机井	
		监测结果	标准指数	监测结果	标准指数
pH(无量纲)	6.5~8.5	8.13	0.75	8.28	0.85
色度(度)	15	<5	<0.33	<5	<0.33
臭和味(无量纲)	无	无任何臭和味	达标	无任何臭和味	达标
浊度(NTU)	3	<1	<0.33	<1	<0.33
总硬度(mg/L)	450	135	0.30	350	0.78
硫酸盐(mg/L)	250	185	0.74	24	0.10
氯化物(mg/L)	250	82.6	0.33	37.4	0.15
挥发酚(mg/L)	0.002	<0.0003	<0.15	<0.0003	<0.15

监测项目	标准限值	12-12 计转站南侧机井		12-1 计转站南侧机井	
		监测结果	标准指数	监测结果	标准指数
阴离子表面活性剂(mg/L)	0.3	<0.05	<0.17	<0.05	<0.17
耗氧量(mg/L)	3	0.5	0.17	1.1	0.37
总氰化物(mg/L)	0.05	<0.002	<0.04	<0.002	<0.04
亚硝酸盐氮(mg/L)	1	0.005	0.01	0.007	0.01
硝酸盐氮(mg/L)	20	<0.016	<0.0008	<0.016	<0.0008
氟化物(mg/L)	1	0.53	0.53	0.44	0.44
碘化物(mg/L)	0.08	<0.05	<0.63	<0.05	<0.63
铁(mg/L)	0.3	0.167	0.5567	0.148	0.4933
锰(mg/L)	0.1	0.02	0.2	0.018	0.1800
铜(mg/L)	1	<0.08×10 ⁻³	<0.08×10 ⁻³	<0.08×10 ⁻³	<0.08×10 ⁻³
锌(mg/L)	1	<0.67×10 ⁻³	<0.67×10 ⁻³	5.36×10 ⁻³	0.005
铝(mg/L)	0.2	0.09	0.46	0.05	0.27
汞(mg/L)	0.001	0.08×10 ⁻³	0.08	<0.04×10 ⁻³	<0.04
砷(mg/L)	0.01	2.7×10 ⁻³	0.3	6.5×10 ⁻³	0.65
硒(mg/L)	0.01	<0.4×10 ⁻³	0.04	<0.4×10 ⁻³	0.04
镉(mg/L)	0.005	0.12×10 ⁻³	0.024	0.31×10 ⁻³	0.062
铅(mg/L)	0.01	0.59×10 ⁻³	0.06	0.64×10 ⁻³	0.06
六价铬(mg/L)	0.05	<0.004	<0.001	<0.004	<0.001
钠(mg/L)	200	115	0.58	194	0.97
溶解性总固体(mg/L)	1000	506	0.51	1.12×10 ³	1.12
氨氮(mg/L)	0.5	0.051	0.10	0.019	0.04
石油类(mg/L)	0.05	< 0.01	< 0.2	< 0.01	< 0.2
苯(μg/L)	10	<3	<0.3	<3	<0.3

监测项目	标准限值	12-12 计转站南侧机井		12-1 计转站南侧机井	
		监测结果	标准指数	监测结果	标准指数
甲苯($\mu\text{g/L}$)	700	<3	<0.004	<3	<0.004
三氯甲烷($\mu\text{g/L}$)	60	<0.02	<0.0003	<0.02	<0.0003
四氯化碳($\mu\text{g/L}$)	2	<0.03	<0.015	<0.03	<0.015
肉眼可见物(无量纲)	无	无	达标	无	达标
总大肠菌群(MPN/100ml)	3	<2	<0.67	<2	<0.67
细菌总数(CFU/ml)	100	66	0.66	48	0.48

表 4.4-11 地下水水质现状监测及评价结果 (潜水)

检测项目	标准限值 (III 类)	12-4 增压站		AD14		TH12303		TH121104	
		监测结果	标准指数	监测结果	标准指数	监测结果	标准指数	监测结果	标准指数
pH	6.5-8.5	7.25	0.17	7.2	0.13	7.22	0.15	6.94	0.12
六价铬 (mg/L)	0.05	<0.004	<0.08	<0.004	<0.08	<0.004	<0.08	<0.004	<0.08
溶解性总固体 (mg/L)	1000	4.76×10^4	47.6	3.37×10^4	33.7	1.05×10^4	10.5	4.42×10^4	44.2
氨氮 (mg/L)	0.5	0.114	0.23	<0.025	<0.05	<0.025	<0.05	<0.025	<0.05
氯离子 (mg/L)	250	1.13×10^4	45.2	1.31×10^4	52.4	3.93×10^3	15.72	4.58×10^2	1.83
硫酸根离子 (mg/L)	250	137	0.55	153	0.61	818	3.27	391	1.56
硝酸盐氮 (mg/L)	20	0.09	0.005	0.1	0.01	0.04	0.002	0.02	0.001
亚硝酸盐氮 (mg/L)	1	0.066	0.066	0.007	0.01	<0.003	<0.003	<0.003	<0.003
氟化物 (mg/L)	1	0.73	0.730	0.42	0.42	0.29	0.29	4.23	4.23

检测项目	标准限值(III类)	12-4 增压站		AD14		TH12303		TH121104	
		监测结果	标准指数	监测结果	标准指数	监测结果	标准指数	监测结果	标准指数
石油类 (mg/L)	0.05	0.03	0.60	<0.01	<0.2	0.03	0.60	<0.01	<0.2
总大肠菌群	3	< 2	<0.67	< 2	<0.67	< 2	<0.67	< 2	<0.67
Na (mg/L)	200	5.43×10 ³	27.15	3.81×10 ³	19.05	2.19×10 ³	10.95	250	1.25
As (μg/L)	10	<0.3	<0.03	<0.3	<0.03	<0.3	<0.03	1	0.10
Fe (mg/L)	0.3	1.47	4.90	0.72	2.40	1.97	6.57	2.12	7.07
Hg (μg/L)	1	<0.04	<0.04	<0.04	<0.04	<0.04	<0.04	<0.04	<0.04
Mn (mg/L)	0.1	0.84	8.40	0.71	7.10	0.75	7.50	0.09	0.90
氰化物 (mg/L)	0.05	<0.004	<0.08	<0.004	<0.08	<0.004	<0.08	<0.004	<0.08
总硬度	450	3.13×10 ³	6.96	3.46×10 ³	7.69	1.60×10 ³	3.56	3.64×10 ²	0.81
挥发酚 (mg/L)	0.002	<0.0003	<0.15	<0.0003	<0.15	<0.0003	<0.15	<0.0003	<0.15
阴离子表面活性剂	0.3	0.066	0.22	<0.05	<0.17	0.054	0.18	0.066	0.22
色度 (度)	15	10	0.67	10	0.67	15	1.00	5	0.33
肉眼可见物	无	无	达标	无	达标	无	达标	无	达标
嗅和味	无	无	达标	无	达标	无	达标	无	达标
硫化物 (mg/L)	0.02	0.008	0.40	<0.005	<0.25	<0.005	<0.25	0.024	1.20
浑浊度	3	3	1.00	2	0.67	2	0.67	2	0.67
高锰酸盐指数	3	1.3	0.43	1.7	0.57	2	0.67	0.5	0.17

表 4.4-12 地下水水质变化情况统计表 (12-12 计转站南 3km 压井)

序号	监测项目	GB/T14848-2017 中 III 标准限值	12-12 计转站南 3km 压井						变化情况
			监测日期: 2012.5.18		监测日期: 2014.11.21		监测日期: 2020.10		
			监测结果	标准指数	监测结果	标准指数	监测结果	标准指数	
1	pH	6.5-8.5	8.61	1.07	8.32	0.136	8.13	0.75	↓

2	溶解性总固体	1000	451	0.45	/	/	506	0.51	↑
3	总硬度	450	260	0.58	71.3	0.158	135	0.3	上下浮动
4	硫酸盐	250	174	0.70	/	/	185	0.74	变化不大
5	高锰酸盐指数	3	1	0.33	0.48	0.16	0.5	0.17	↓
6	挥发酚	0.002	<0.002	<1	/	/	<0.0003	<0.15	变化不大
7	硝酸盐氮	20	<0.018	<0.0009	/	/	<0.016	<0.0008	变化不大
8	石油类	0.05	<0.02	<0.4	/	/	<0.01	<0.2	变化不大
9	亚硝酸盐氮	1	<0.009	<0.009	/	/	0.005	0.005	变化不大
10	氨氮	0.5	0.068	0.136	/	/	0.051	0.102	变化不大
11	氯化物	250	115	0.46	98.3	0.39	82.6	0.33	↓
12	氟化物	1	0.43	0.43	0.45	0.45	0.53	0.53	↑

表 4.4-13 地下水水质变化情况统计表（12-1 计转站南侧机井）

序号	监测项目	GB/T14848-2017 7 中 III 标准限值	12-1 计转站南侧机井						变化情况
			监测日期：2014.11.21		监测日期：2015.5.27		监测日期：2020.10		
			监测结果	标准指数	监测结果	标准指数	监测结果	标准指数	
1	pH	6.5-8.5	8.45	0.03	7.34	0.25	8.28	0.85	↑
2	总硬度	450	93.5	0.21	87.4	0.19	350	0.78	上下浮动
3	高锰酸盐指数	3	0.32	0.11	0.4	0.13	1.1	0.37	↑
4	氨氮 (NH ₃ -N)	0.5	/	/	0.14	0.28	0.019	0.04	↓
5	氟化物	1	0.41	0.41	0.17	0.17	0.44	0.44	上下浮动
6	氯化物	250	69.5	0.28	122	0.49	37.4	0.15	上下浮动
7	氰化物	0.05	/	/	<0.001	<0.02	<0.002	<0.04	变化不大
8	挥发性酚类	0.002	/	/	<0.0003	<0.15	<0.0003	<0.15	变化不大
9	铬（六价）	0.05	/	/	<0.004	<0.08	<0.004	<0.001	变化不大
10	石油类	0.05	/	/	<0.005	<0.1	<0.01	<0.2	变化不大
11	砷	0.01	0.003	0.28	<0.001	<0.1	6.5×10 ⁻³	0.65	上下浮动
12	汞	0.001	/	/	<0.00005	<0.05	<0.04×10 ⁻³	<0.04	↓
13	铅	0.05	/	/	<0.0025	<0.05	0.64×10 ⁻³	0.06	变化不大
14	镉	0.01	/	/	<0.0005	<0.05	0.31×10 ⁻³	0.06	变化不大

4.4.3.3 小结

(1) 后评价阶段地下水现状调查与评价结论

由上表可以看出 12 区所在区域潜水水质较差，氯化物、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、钠、氟化物、铁、锰等指标均等有不同程度的超标；2 个承压水监测点水质良好，除 12-1 计转站南侧机井中溶解性总固体稍有所超标外，各项指标均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准限值的要求，石油类均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准。超标均是受原生水文地质条件影响。

(2) 地下水环境质量对比分析结果

根据前期环评中环境质量现状历史监测数据，以及后评价期间对区域环境质量现状监测情况，12 计转站南侧机井、12-1 计转站南侧机井（均为承压水）两口监测井的地下水环境质量呈波动性变化，无明显变化。

4.4.4 声环境

根据现场调查监测，12 区内油气井井场噪声影响范围有限，噪声源多集中在处理站、计转站内，声环境敏感目标除油田工作人员外，仅涉及喀让古二村和种羊场。

4.4.4.1 监测点位、监测时间及频率

本次后评价声环境现状调查主要针对计转站、增压站、罐区、井场和敏感目标进行了现状监测。

监测时间：2020 年 10 月~11 月。

监测单位：新疆新能源（集团）环境检测有限公司。

监测频次：连续监测 2 天，每天昼、夜间各监测一次。

4.4.4.2 评价标准

本次后评价敏感点声环境质量执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类标准；计转站、增压站、罐区、井场场界执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准。

4.4.4.3 评价方法

监测值与标准值直接对比，说明声环境质量现状是否超标。

4.4.4.4 噪声监测结果

(1) 敏感点

敏感点声环境质量现状监测结果见表 4.4-14。

表 4.4-14 敏感点声环境质量监测结果

监测项目	监测点位	监测时间	测量结果 (dB(A))				评价结果
			昼间		夜间		
			实测值	标准值	实测值	标准值	
种羊场	*	2020 年 10 月 22 日	43	60	38	50	达标
		2020 年 10 月 23 日	45	60	39	50	达标
二、三队生活基地	*	2020 年 10 月 22 日	47	60	37	50	达标
		2020 年 10 月 23 日	44	60	39	50	达标
四号联生活基地	*	2020 年 10 月 22 日	44	60	38	50	达标
		2020 年 10 月 23 日	46	60	37	50	达标

(2) 站场

站场厂界噪声监测结果见表 4.4-15。

表 4.4-15 站场厂界噪声现状

监测点		昼间				夜间			
		第一天	第二天	标准限值	达标情况	第一天	第二天	标准限值	达标情况
12-9 计转站	1# (东)	47	48	60	达标	44	42	50	达标
	2# (西)	48	48		达标	42	43		达标
	3# (南)	47	48		达标	42	43		达标
	4# (北)	47	47		达标	42	42		达标
12-4 计转站	1# (东)	46	48	60	达标	44	42	50	达标
	2# (西)	47	48		达标	42	43		达标
	3# (南)	46	46		达标	42	43		达标
	4# (北)	47	47		达标	42	42		达标
12-4 计转站	1# (东)	47	48	60	达标	43	42	50	达标
	2# (西)	47	46		达标	42	43		达标
	3# (南)	46	48		达标	41	42		达标
	4# (北)	46	47		达标	43	43		达标
H12144 增压泵站	1# (东)	47	47	60	达标	42	42	50	达标
	2# (西)	47	46		达标	43	42		达标
	3# (南)	46	47		达标	42	42		达标
	4# (北)	48	46		达标	42	42		达标
12-11 罐区	1# (东)	48	48	60	达标	43	42	50	达标
	2# (西)	49	49		达标	43	43		达标

	3# (南)	48	48		达标	43	44		达标
	4# (北)	47	48		达标	44	44		达标

(3) 井场

井场厂界噪声监测结果见表 4.4-16。

表 4.4-16 井场厂界噪声现状

监测点		昼间				夜间			
		第一天	第二天	标准 限值	达标 情况	第一天	第二天	标准 限值	达标 情况
TH12173	1# (东)	47	49	60	达标	43	44	50	达标
	2# (西)	48	48		达标	43	43		达标
	3# (南)	48	47		达标	43	43		达标
	4# (北)	48	47		达标	43	42		达标
TH12364	1# (东)	47	48	60	达标	42	43	50	达标
	2# (西)	48	47		达标	41	43		达标
	3# (南)	48	46		达标	42	42		达标
	4# (北)	47	46		达标	43	42		达标
TH12310	1# (东)	47	48	60	达标	43	42	50	达标
	2# (西)	47	46		达标	42	43		达标
	3# (南)	46	48		达标	41	42		达标
	4# (北)	46	47		达标	43	43		达标
AD13	1# (东)	47	47	60	达标	42	42	50	达标
	2# (西)	47	46		达标	43	42		达标
	3# (南)	46	47		达标	42	42		达标
	4# (北)	48	46		达标	42	42		达标
AD19	1# (东)	48	48	60	达标	43	42	50	达标
	2# (西)	49	49		达标	43	43		达标
	3# (南)	48	48		达标	43	44		达标
	4# (北)	47	48		达标	44	44		达标
TH12135	1# (东)	48	48	60	达标	43	42	50	达标
	2# (西)	47	48		达标	43	44		达标
	3# (南)	48	48		达标	44	44		达标
	4# (北)	48	48		达标	44	43		达标
TH12252	1# (东)	47	48	60	达标	43	42	50	达标
	2# (西)	48	47		达标	43	44		达标
	3# (南)	48	48		达标	43	44		达标
	4# (北)	46	47		达标	44	44		达标
TH12133	1# (东)	47	48	60	达标	43	42	50	达标
	2# (西)	48	47		达标	43	44		达标
	3# (南)	48	48		达标	43	44		达标
	4# (北)	46	47		达标	44	44		达标
TH12180	1# (东)	47	48	60	达标	44	43	50	达标

	2#(西)	48	49		达标	43	42		达标
	3#(南)	47	47		达标	43	44		达标
	4#(北)	48	47		达标	44	44		达标
TH12221	1#(东)	48	48	60	达标	42	42	50	达标
	2#(西)	48	49		达标	42	43		达标
	3#(南)	48	48		达标	44	43		达标
	4#(北)	48	48		达标	44	43		达标
TH12208	1#(东)	48	48	60	达标	42	42	50	达标
	2#(西)	47	48		达标	42	43		达标
	3#(南)	49	47		达标	44	43		达标
	4#(北)	48	47		达标	44	43		达标
TH12417	1#(东)	46	47	60	达标	42	43	50	达标
	2#(西)	47	47		达标	42	42		达标
	3#(南)	47	47		达标	42	41		达标
	4#(北)	48	48		达标	42	42		达标
TH12416	1#(东)	47	46	60	达标	43	41	50	达标
	2#(西)	46	47		达标	42	42		达标
	3#(南)	48	47		达标	42	43		达标
	4#(北)	48	48		达标	43	41		达标
TH12504	1#(东)	48	47	60	达标	43	41	50	达标
	2#(西)	48	48		达标	42	42		达标
	3#(南)	49	48		达标	42	43		达标
	4#(北)	48	48		达标	43	43		达标
TH12509	1#(东)	46	47	60	达标	43	43	50	达标
	2#(西)	46	46		达标	41	42		达标
	3#(南)	48	46		达标	42	41		达标
	4#(北)	47	47		达标	42	42		达标
TH12518	1#(东)	47	48	60	达标	43	43	50	达标
	2#(西)	47	49		达标	41	42		达标
	3#(南)	48	47		达标	43	44		达标
	4#(北)	48	49		达标	42	42		达标

由表 4.4-14 可以看出，敏感点声环境质量均可满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类标准；由表 4.4-15 和表 4.4-16 可以看出，计转站、增压站、罐区、井场场界均可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准。

4.4.5 土壤环境

4.4.5.1 区域土壤环境质量现状监测

为了解评价区域土壤环境质量现状，后评价阶段委托新疆新能源（集团）环境检测有限公司，于 2020 年 11 月~12 月对评价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。本次后评价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、12-4 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，共 47 个因子，柱状样监测砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、pH 和石油烃，共 9 个因子。具体见表 4.4-17。

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、石油烃共计 10 项因子，具体见表 4.4-18。

表 4.4-17 土壤现状监测点位及监测因子一览表（站内）

监测点名称	监测点位置	监测因子
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。
12-4 计转站	站内生产区裸露空地	
AD20 计转站	站内生产区裸露空地	
TH12330 卸油站	站内生产区裸露空地	

表 4.4-18 土壤现状监测点位及监测因子一览表（站外）

编号	监测点名称	位置	监测因子	备注（土壤类型）
----	-------	----	------	----------

1	TH12509	井场外	pH、镉、汞、砷、 铅、铬、铜、镍、 锌、石油烃共计 10 项因子	草甸土
2	TH12518	井场外		草甸土
3	TH12504	井场外		沼泽土
4	TH12421X	井场外		潮土
5	中间热泵站	站外		盐土
6	12-10 计转站	站外		盐土
7	AD20 计转站	站外		盐土
8	AD17 计转站	站外		盐土
9	TH12403	井场外		盐土
10	TH12213	井场外		盐土
11	TH12133	井场外		漠境盐土
12	TH12135CH	井场外		漠境盐土
13	TH12330 卸油站	站外		漠境盐土
14	12-4 计转站	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。柱状样取样深度在 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)》(GB36600-2018)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)》(GB15618-2018)中的规定进行，石油烃参照执行《土壤环境质量 建设用地污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)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，监测与评价结果见表

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

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。

①代表性场站内柱状样

12-10 计转站、12-4 计转站、AD20 计转站、TH2330 卸油站站场内土壤柱状样监测及评价结果一览表见表 4.4-19~4.4-23。

从表中可以看出,站内柱状样土壤 pH 在 8.01~8.27 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)》(GB36600-2018)中第二类用地筛选值。石油烃标准指数在 0.002~0.003 之间,远小于标准值,土壤质量状况良好。

②代表性井场、场站外表层样

各代表性井场、站场外土壤现状监测及评价结果一览表见表 4.4-24。从表中可以看出,各表层土壤的 pH 在 8.01~8.79 之间,均为弱碱性土壤。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)》(GB36600-2018)表 2 第二类用地筛选值 4500mg/kg,标准指数在 0.005~0.013 之间,远小于标准值,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)》(GB15618-2018)。

表 4.4-19 土壤现状监测及评价结果一览表（建设用地）

测点	测点信息	pH	六价铬		镉		铅		铜		镍		汞		砷		石油烃		达标情况
	标准值 (mg/kg)	/	5.7		65		800		18000		900		38		60		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	
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
	1.5-3m	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
12-4 计转 站	0-0.5m	8.11	<2	-	0.10	0.002	15	0.333	14.1	0.001	18	0.020	0.007	0.0002	7.17	0.120	17	0.004	达标
	0.5-1.5m	8.20	<2	-	0.12	0.002	12	0.267	10.4	0.001	14	0.016	0.010	0.0003	6.87	0.115	81	0.018	达标
	1.5-3m	7.97	<2	-	0.24	0.004	14	0.311	14.7	0.001	15	0.017	0.003	0.0001	7.61	0.127	25	0.006	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	8.86	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	0.0003	8.34	0.139	19	0.004	达标
	1.5-3m	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
TH2330 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
	1.5-3m	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

表 4.4-20 土壤现状监测及评价结果一览表（建设用地表层样） 12-10 计转站

序号	检测项目	单位	限值	监测结果	Pi	达标情况
1	pH			8.47		
2	六价铬	mg/kg	5.7	<2	-	达标
3	汞	mg/kg	38	0.012	0.0003	达标
4	砷	mg/kg	60	9.64	0.161	达标
5	铜	mg/kg	18000	19.4	0.001	达标
6	镍	mg/kg	900	23	0.026	达标
7	镉	mg/kg	65	0.42	0.006	达标
8	铅	mg/kg	800	16	0.02	达标
9	四氯化碳	mg/kg	2.8	<0.03	-	达标
10	氯仿	mg/kg	0.9	<0.02	-	达标
11	氯甲烷	mg/kg	37	<3	-	达标
12	1, 1-二氯乙烷	mg/kg	9	<0.02	-	达标
13	1, 2-二氯乙烷	mg/kg	5	<0.01	-	达标
14	1, 1-二氯乙烯	mg/kg	66	<0.01	-	达标
15	顺-1, 2-二氯乙烯	mg/kg	596	<0.08	-	达标
16	反-1, 2-二氯乙烯	mg/kg	54	<0.02	-	达标
17	二氯甲烷	mg/kg	616	<0.02	-	达标
18	1, 2-二氯丙烷	mg/kg	5	<0.008	-	达标
19	1, 1, 1, 2-四氯乙烷	mg/kg	10	<0.02	-	达标
20	1, 1, 2, 2-四氯乙烷	mg/kg	6.8	<0.02	-	达标
21	四氯乙烯	mg/kg	53	<0.02	-	达标
22	1, 1, 1-三氯乙烷	mg/kg	840	<0.02	-	达标
23	1, 1, 2-三氯乙烷	mg/kg	2.8	<0.02	-	达标

24	三氯乙烯	mg/kg	2.8	<0.009	-	达标
25	1, 2, 3-三氯丙烷	mg/kg	0.5	<0.02	-	达标
26	氯乙烯	mg/kg	0.43	<0.02	-	达标
27	苯	mg/kg	4	<0.01	-	达标
28	氯苯	mg/kg	270	<0.005	-	达标
29	1, 2-二氯苯	mg/kg	560	<0.02	-	达标
30	1, 4-二氯苯	mg/kg	20	<0.008	-	达标
31	乙苯	mg/kg	28	<0.006	-	达标
32	苯乙烯	mg/kg	1290	<0.02	-	达标
33	甲苯	mg/kg	1200	<0.006	-	达标
34	间二甲苯+对二甲苯	mg/kg	570	<0.009	-	达标
35	邻二甲苯	mg/kg	640	<0.02	-	达标
36	硝基苯	mg/kg	76	<0.09	-	达标
37	苯胺	mg/kg	260	<0.08	-	达标
38	苯并[α]蒽	mg/kg	15	<0.1	-	达标
39	苯并[α]芘	mg/kg	1.5	<0.1	-	达标
40	苯并[b]荧蒽	mg/kg	15	<0.2	-	达标
41	苯并[k]荧蒽	mg/kg	151	<0.1	-	达标
42	蒽	mg/kg	1293	<0.1	-	达标
43	二苯并[α , h]蒽	mg/kg	1.5	<0.1	-	达标
44	茚并[1, 2, 3-cd]芘	mg/kg	15	<0.1	-	达标
45	萘	mg/kg	70	<0.007	-	达标
46	2-氯酚	mg/kg	2256	<0.06	-	达标
47	石油烃	mg/kg	4500	16	0.004	达标

表 4.4-21 土壤现状监测及评价结果一览表（建设用地表层样） 12-4 计转站

序号	检测项目	单位	限值	监测结果	Pi	达标情况
1	pH			8.54		
2	六价铬	mg/kg	5.7	<2	-	达标
3	汞	mg/kg	38	0.005	0.0001	达标
4	砷	mg/kg	60	7.25	0.1208	达标
5	铜	mg/kg	18000	15.5	0.0009	达标
6	镍	mg/kg	900	17	0.0189	达标
7	镉	mg/kg	65	0.16	0.0025	达标
8	铅	mg/kg	800	18	0.0225	达标
9	四氯化碳	mg/kg	2.8	<0.03	-	达标
10	氯仿	mg/kg	0.9	<0.02	-	达标
11	氯甲烷	mg/kg	37	<3	-	达标
12	1, 1-二氯乙烷	mg/kg	9	<0.02	-	达标
13	1, 2-二氯乙烷	mg/kg	5	<0.01	-	达标
14	1, 1-二氯乙烯	mg/kg	66	<0.01	-	达标
15	顺-1, 2-二氯乙烯	mg/kg	596	<0.08	-	达标
16	反-1, 2-二氯乙烯	mg/kg	54	<0.02	-	达标
17	二氯甲烷	mg/kg	616	<0.02	-	达标
18	1, 2-二氯丙烷	mg/kg	5	<0.008	-	达标
19	1, 1, 1, 2-四氯乙烷	mg/kg	10	<0.02	-	达标
20	1, 1, 2, 2-四氯乙烷	mg/kg	6.8	<0.02	-	达标
21	四氯乙烯	mg/kg	53	<0.02	-	达标
22	1, 1, 1-三氯乙烷	mg/kg	840	<0.02	-	达标
23	1, 1, 2-三氯乙烷	mg/kg	2.8	<0.02	-	达标

24	三氯乙烯	mg/kg	2.8	<0.009	-	达标
25	1, 2, 3-三氯丙烷	mg/kg	0.5	<0.02	-	达标
26	氯乙烯	mg/kg	0.43	<0.02	-	达标
27	苯	mg/kg	4	<0.01	-	达标
28	氯苯	mg/kg	270	<0.005	-	达标
29	1, 2-二氯苯	mg/kg	560	<0.02	-	达标
30	1, 4-二氯苯	mg/kg	20	<0.008	-	达标
31	乙苯	mg/kg	28	<0.006	-	达标
32	苯乙烯	mg/kg	1290	<0.02	-	达标
33	甲苯	mg/kg	1200	<0.006	-	达标
34	间二甲苯+对二甲苯	mg/kg	570	<0.009	-	达标
35	邻二甲苯	mg/kg	640	<0.02	-	达标
36	硝基苯	mg/kg	76	<0.09	-	达标
37	苯胺	mg/kg	260	<0.08	-	达标
38	苯并[α]蒽	mg/kg	15	<0.1	-	达标
39	苯并[α]芘	mg/kg	1.5	<0.1	-	达标
40	苯并[b]荧蒽	mg/kg	15	<0.2	-	达标
41	苯并[k]荧蒽	mg/kg	151	<0.1	-	达标
42	蒽	mg/kg	1293	<0.1	-	达标
43	二苯并[α , h]蒽	mg/kg	1.5	<0.1	-	达标
44	茚并[1, 2, 3-cd]芘	mg/kg	15	<0.1	-	达标
45	萘	mg/kg	70	<0.007	-	达标
46	2-氯酚	mg/kg	2256	<0.06	-	达标
47	石油烃	mg/kg	4500	90	0.02	达标

表 4.4-22 土壤现状监测及评价结果一览表（建设用地表层样） AD20 计转站

序号	检测项目	单位	限值	监测结果	Pi	达标情况
1	pH			8.41		
2	六价铬	mg/kg	5.7	<2	-	达标
3	汞	mg/kg	38	0.008	0.0002	达标
4	砷	mg/kg	60	7.83	0.1305	达标
5	铜	mg/kg	18000	19.3	0.0011	达标
6	镍	mg/kg	900	21	0.0233	达标
7	镉	mg/kg	65	0.12	0.0018	达标
8	铅	mg/kg	800	16	0.0200	达标
9	四氯化碳	mg/kg	2.8	<0.03	-	达标
10	氯仿	mg/kg	0.9	<0.02	-	达标
11	氯甲烷	mg/kg	37	<3	-	达标
12	1, 1-二氯乙烷	mg/kg	9	<0.02	-	达标
13	1, 2-二氯乙烷	mg/kg	5	<0.01	-	达标
14	1, 1-二氯乙烯	mg/kg	66	<0.01	-	达标
15	顺-1, 2-二氯乙烯	mg/kg	596	<0.08	-	达标
16	反-1, 2-二氯乙烯	mg/kg	54	<0.02	-	达标
17	二氯甲烷	mg/kg	616	<0.02	-	达标
18	1, 2-二氯丙烷	mg/kg	5	<0.008	-	达标
19	1, 1, 1, 2-四氯乙烷	mg/kg	10	<0.02	-	达标
20	1, 1, 2, 2-四氯乙烷	mg/kg	6.8	<0.02	-	达标
21	四氯乙烯	mg/kg	53	<0.02	-	达标
22	1, 1, 1-三氯乙烷	mg/kg	840	<0.02	-	达标
23	1, 1, 2-三氯乙烷	mg/kg	2.8	<0.02	-	达标

24	三氯乙烯	mg/kg	2.8	<0.009	-	达标
25	1, 2, 3-三氯丙烷	mg/kg	0.5	<0.02	-	达标
26	氯乙烯	mg/kg	0.43	<0.02	-	达标
27	苯	mg/kg	4	<0.01	-	达标
28	氯苯	mg/kg	270	<0.005	-	达标
29	1, 2-二氯苯	mg/kg	560	<0.02	-	达标
30	1, 4-二氯苯	mg/kg	20	<0.008	-	达标
31	乙苯	mg/kg	28	<0.006	-	达标
32	苯乙烯	mg/kg	1290	<0.02	-	达标
33	甲苯	mg/kg	1200	<0.006	-	达标
34	间二甲苯+对二甲苯	mg/kg	570	<0.009	-	达标
35	邻二甲苯	mg/kg	640	<0.02	-	达标
36	硝基苯	mg/kg	76	<0.09	-	达标
37	苯胺	mg/kg	260	<0.08	-	达标
38	苯并[α]蒽	mg/kg	15	<0.1	-	达标
39	苯并[α]芘	mg/kg	1.5	<0.1	-	达标
40	苯并[b]荧蒽	mg/kg	15	<0.2	-	达标
41	苯并[k]荧蒽	mg/kg	151	<0.1	-	达标
42	蒽	mg/kg	1293	<0.1	-	达标
43	二苯并[α , h]蒽	mg/kg	1.5	<0.1	-	达标
44	茚并[1, 2, 3-cd]芘	mg/kg	15	<0.1	-	达标
45	萘	mg/kg	70	<0.007	-	达标
46	2-氯酚	mg/kg	2256	<0.06	-	达标
47	石油烃	mg/kg	4500	22	0.005	达标

表 4.4-23 土壤现状监测及评价结果一览表（建设用地表层样） TH12330 卸油站

序号	检测项目	单位	限值	监测结果	Pi	达标情况
1	pH			7.75		
2	六价铬	mg/kg	5.7	<2	-	达标
3	汞	mg/kg	38	0.009	0.0002	达标
4	砷	mg/kg	60	7.63	0.1272	达标
5	铜	mg/kg	18000	17.9	0.0010	达标
6	镍	mg/kg	900	18	0.0200	达标
7	镉	mg/kg	65	0.15	0.0023	达标
8	铅	mg/kg	800	14	0.0175	达标
9	四氯化碳	mg/kg	2.8	<0.03	-	达标
10	氯仿	mg/kg	0.9	<0.02	-	达标
11	氯甲烷	mg/kg	37	<3	-	达标
12	1, 1-二氯乙烷	mg/kg	9	<0.02	-	达标
13	1, 2-二氯乙烷	mg/kg	5	<0.01	-	达标
14	1, 1-二氯乙烯	mg/kg	66	<0.01	-	达标
15	顺-1, 2-二氯乙烯	mg/kg	596	<0.08	-	达标
16	反-1, 2-二氯乙烯	mg/kg	54	<0.02	-	达标
17	二氯甲烷	mg/kg	616	<0.02	-	达标
18	1, 2-二氯丙烷	mg/kg	5	<0.008	-	达标
19	1, 1, 1, 2-四氯乙烷	mg/kg	10	<0.02	-	达标
20	1, 1, 2, 2-四氯乙烷	mg/kg	6.8	<0.02	-	达标
21	四氯乙烯	mg/kg	53	<0.02	-	达标
22	1, 1, 1-三氯乙烷	mg/kg	840	<0.02	-	达标
23	1, 1, 2-三氯乙烷	mg/kg	2.8	<0.02	-	达标

24	三氯乙烯	mg/kg	2.8	<0.009	-	达标
25	1, 2, 3-三氯丙烷	mg/kg	0.5	<0.02	-	达标
26	氯乙烯	mg/kg	0.43	<0.02	-	达标
27	苯	mg/kg	4	<0.01	-	达标
28	氯苯	mg/kg	270	<0.005	-	达标
29	1, 2-二氯苯	mg/kg	560	<0.02	-	达标
30	1, 4-二氯苯	mg/kg	20	<0.008	-	达标
31	乙苯	mg/kg	28	<0.006	-	达标
32	苯乙烯	mg/kg	1290	<0.02	-	达标
33	甲苯	mg/kg	1200	<0.006	-	达标
34	间二甲苯+对二甲苯	mg/kg	570	<0.009	-	达标
35	邻二甲苯	mg/kg	640	<0.02	-	达标
36	硝基苯	mg/kg	76	<0.09	-	达标
37	苯胺	mg/kg	260	<0.08	-	达标
38	苯并[α]蒽	mg/kg	15	<0.1	-	达标
39	苯并[α]芘	mg/kg	1.5	<0.1	-	达标
40	苯并[b]荧蒽	mg/kg	15	<0.2	-	达标
41	苯并[k]荧蒽	mg/kg	151	<0.1	-	达标
42	蒽	mg/kg	1293	<0.1	-	达标
43	二苯并[α , h]蒽	mg/kg	1.5	<0.1	-	达标
44	茚并[1, 2, 3-cd]芘	mg/kg	15	<0.1	-	达标
45	萘	mg/kg	70	<0.007	-	达标
46	2-氯酚	mg/kg	2256	<0.06	-	达标
47	石油烃	mg/kg	4500	61	0.013	达标

表 4.4-24 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		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	8.1	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
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

4.4.5.2 土壤环境质量变化趋势分析

(1) 数据来源

以 12 区历年的土壤监测数据为依据（见表 4.4-25），分析 12 区土壤环境质量变化趋势。

表 4.4-25 区域开展过的土壤环境质量监测数据统计情况

项目/类别	监测点位	监测时间及频率	监测单位	监测项目
塔河油田 12 区奥陶系油藏总体开发项目环境影响报告书	TH12213 西 20m、TH12213 北 200m、TH12403 西 20m、TH12403 西 100m、12-4 计转站外输管道沿线	2009 年 10 月	阿克苏地区环境监测站	pH、总盐、有机质、总铬、石油类
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	TH12-15 井外、TH12-12 井外、TH12403 西 100m	2012 年 5 月	新疆环境监测总站	pH、总盐、有机质、总铬、石油类
中国石化西北油田分公司土壤和地下水环境初步调查报告	二号联合站、四号联合站	2020 年 4 月	新疆正天华能工程技术有限公司	建设用地 45 项基本因子、石油烃

(2) 12 区 2009 年 10 月土壤环境质量现状监测结果

表 4.4-26 土壤监测结果统计表（单位：mg/kg 干土）

序号	监测点	土壤类型	pH	总盐 (g/kg)	有机质 (g/kg)	总铬 (mg/kg)	石油类 (mg/kg)
1	TH12213 西 20m (12 区东部)	漠境盐土	8.07	103	0.611	55.3	13.2
2	TH12213 北 200m (12 区东部)	漠境盐土	8.30	19.7	0.752	60.8	9.9
3	TH12403 西 20m (12 区西部)	盐土	8.24	38.3	0.319	51.1	7.2
4	TH12403 西 100m (12 区西部)	盐土	8.30	11.2	0.551	60.0	9.5
5	12-4 计转站外输管道沿线 (12 区东部)	盐土	8.41	99.5	0.589	50.2	11.4

(3) 12 区 2012 年 5 月土壤环境质量现状监测结果

表 4.4-27 土壤监测结果统计表 (单位: mg/kg 干土)

序号	监测点	pH	总盐 (g/kg)	有机质 (g/kg)	总铬 mg/kg)	石油类 (mg/kg)
1	TH12-15 井 (12 区东部)	8.58	8.76	5.20	11.6	<2.6
2	TH12-12 井 (12 区中部)	7.72	9.13	9.15	29.4	<2.6
3	TH12403 西 100m (12 区西部)	8.48	22.2	4.36	11.9	<2.6

(4) 12 区 2020 年 4 月 (企业自行监测数据) 土壤环境质量现状监测结果
2020 年 4 月具体监测结果见表 4.4-28 和表 4.4-29。

(5) 土壤环境质量变化趋势

历年环评中土壤监测指标少, 土壤环境质量执行《土壤环境质量标准》(GB15618-1995) 中二级 (pH>7.5) 标准, 其中总铬采用旱地标准 250 mg/kg, 石油类选用“六五”国家《土壤环境含量研究》提出的建议标准 (300mg/kg) 作为评价标准。《中国石化西北油田分公司土壤和地下水环境初步调查报告》土壤环境质量执行《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准 (试行)》(GB36600-2018) 第二类用地风险筛选值要求。历年土壤现状监测值中的石油类 (或石油烃) 和重金属指标均能满足相应的标准要求, 土壤中的石油类 (或石油烃) 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。

表 4.4-28 土壤现状监测及评价结果一览表（建设用地表层样） 二号联合站

序号	检测项目	单位	限值	监测结果	Pi	达标情况
1	六价铬	mg/kg	5.7	<2	-	达标
2	汞	mg/kg	38	0.0082	0.0002	达标
3	砷	mg/kg	60	4.69	0.0782	达标
4	铜	mg/kg	18000	12	0.0007	达标
5	镍	mg/kg	900	6	0.007	达标
6	镉	mg/kg	65	0.17	0.0026	达标
7	铅	mg/kg	800	41	0.0513	达标
8	四氯化碳	mg/kg	2.8	<0.03	-	达标
9	氯仿	mg/kg	0.9	<0.005	-	达标
10	氯甲烷	mg/kg	37	<1.0	-	达标
11	1, 1-二氯乙烷	mg/kg	9	<0.02	-	达标
12	1, 2-二氯乙烷	mg/kg	5	<0.01	-	达标
13	1, 1-二氯乙烯	mg/kg	66	<0.01	-	达标
14	顺-1, 2-二氯乙烯	mg/kg	596	<0.008	-	达标
15	反-1, 2-二氯乙烯	mg/kg	54	<0.02	-	达标
16	二氯甲烷	mg/kg	616	<0.02	-	达标
17	1, 2-二氯丙烷	mg/kg	5	<0.008	-	达标
18	1, 1, 1, 2-四氯乙烷	mg/kg	10	<0.02	-	达标
19	1, 1, 2, 2-四氯乙烷	mg/kg	6.8	<0.02	-	达标
20	四氯乙烯	mg/kg	53	<0.02	-	达标
21	1, 1, 1-三氯乙烷	mg/kg	840	<0.02	-	达标
22	1, 1, 2-三氯乙烷	mg/kg	2.8	<0.02	-	达标
23	三氯乙烯	mg/kg	2.8	<0.009	-	达标

24	1, 2, 3-三氯丙烷	mg/kg	0.5	<0.02	-	达标
25	氯乙烯	mg/kg	0.43	<0.02	-	达标
26	苯	mg/kg	4	<3.1	-	达标
27	氯苯	mg/kg	270	<3.9	-	达标
28	1, 2-二氯苯	mg/kg	560	<3.6	-	达标
29	1, 4-二氯苯	mg/kg	20	<4.3	-	达标
30	乙苯	mg/kg	28	<4.6	-	达标
31	苯乙烯	mg/kg	1290	<3.0	-	达标
32	甲苯	mg/kg	1200	<3.2	-	达标
33	间二甲苯+对二甲苯	mg/kg	570	<0.009	-	达标
34	邻二甲苯	mg/kg	640	<4.7	-	达标
35	硝基苯	mg/kg	76	<0.09	-	达标
36	苯胺	mg/kg	260	<0.06	-	达标
37	苯并[α]蒽	mg/kg	15	<0.12	-	达标
38	苯并[α]芘	mg/kg	1.5	<0.17	-	达标
39	苯并[b]荧蒽	mg/kg	15	<0.17	-	达标
40	苯并[k]荧蒽	mg/kg	151	<0.11	-	达标
41	蒽	mg/kg	1293	<0.14	-	达标
42	二苯并[α , h]蒽	mg/kg	1.5	<0.13	-	达标
43	茚并[1, 2, 3-cd]芘	mg/kg	15	<0.13	-	达标
44	萘	mg/kg	70	<0.007	-	达标
45	2-氯酚	mg/kg	2256	<0.04	-	达标
46	石油烃	mg/kg	4500	7	0.0015	达标

表 4.4-29 土壤现状监测及评价结果一览表（建设用地表层样） 四号联合站

序号	检测项目	单位	限值	监测结果	Pi	达标情况
1	六价铬	mg/kg	5.7	<2	-	达标
2	汞	mg/kg	38	0.0033	0.00009	达标
3	砷	mg/kg	60	9.46	0.1577	达标
4	铜	mg/kg	18000	23	0.0012	达标
5	镍	mg/kg	900	32	0.0356	达标
6	镉	mg/kg	65	0.12	0.0018	达标
7	铅	mg/kg	800	56	0.07	达标
8	四氯化碳	mg/kg	2.8	<0.03	-	达标
9	氯仿	mg/kg	0.9	<0.005	-	达标
10	氯甲烷	mg/kg	37	<1.0	-	达标
11	1, 1-二氯乙烷	mg/kg	9	<0.02	-	达标
12	1, 2-二氯乙烷	mg/kg	5	<0.01	-	达标
13	1, 1-二氯乙烯	mg/kg	66	<0.01	-	达标
14	顺-1, 2-二氯乙烯	mg/kg	596	<0.008	-	达标
15	反-1, 2-二氯乙烯	mg/kg	54	<0.02	-	达标
16	二氯甲烷	mg/kg	616	<0.02	-	达标
17	1, 2-二氯丙烷	mg/kg	5	<0.008	-	达标
18	1, 1, 1, 2-四氯乙烷	mg/kg	10	<0.02	-	达标
19	1, 1, 2, 2-四氯乙烷	mg/kg	6.8	<0.02	-	达标
20	四氯乙烯	mg/kg	53	<0.02	-	达标
21	1, 1, 1-三氯乙烷	mg/kg	840	<0.02	-	达标
22	1, 1, 2-三氯乙烷	mg/kg	2.8	<0.02	-	达标
23	三氯乙烯	mg/kg	2.8	<0.009	-	达标

24	1, 2, 3-三氯丙烷	mg/kg	0.5	<0.02	-	达标
25	氯乙烯	mg/kg	0.43	<0.02	-	达标
26	苯	mg/kg	4	<3.1	-	达标
27	氯苯	mg/kg	270	<3.9	-	达标
28	1, 2-二氯苯	mg/kg	560	<3.6	-	达标
29	1, 4-二氯苯	mg/kg	20	<4.3	-	达标
30	乙苯	mg/kg	28	<4.6	-	达标
31	苯乙烯	mg/kg	1290	<3.0	-	达标
32	甲苯	mg/kg	1200	<3.2	-	达标
33	间二甲苯+对二甲苯	mg/kg	570	<0.009	-	达标
34	邻二甲苯	mg/kg	640	<4.7	-	达标
35	硝基苯	mg/kg	76	<0.09	-	达标
36	苯胺	mg/kg	260	<0.06	-	达标
37	苯并[α]蒽	mg/kg	15	<0.12	-	达标
38	苯并[α]芘	mg/kg	1.5	<0.17	-	达标
39	苯并[b]荧蒽	mg/kg	15	<0.17	-	达标
40	苯并[k]荧蒽	mg/kg	151	<0.11	-	达标
41	蒽	mg/kg	1293	<0.14	-	达标
42	二苯并[α , h]蒽	mg/kg	1.5	<0.13	-	达标
43	茚并[1, 2, 3-cd]芘	mg/kg	15	<0.13	-	达标
44	萘	mg/kg	70	<0.007	-	达标
45	2-氯酚	mg/kg	2256	<0.04	-	达标
46	石油烃	mg/kg	4500	8	0.0018	达标

4.4.5.4 土壤环境现状评价及变化分析小结

(1) 土壤环境质量现状评价结论

12 区内的油气开发和生产活动呈点、线装分布，由上述监测结果可看出，12-10 计转站、12-4 计转站、AD20 计转站、TH2330 卸油站站场砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、pH、石油烃 9 项因子均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表 1 筛选值标准要求；12-10 计转站、12-4 计转站、AD20 计转站、TH2330 卸油站 45 项土壤监测因子满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表 1 筛选值标准要求；14 个站场、井场外的监测点位 pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃、全盐等 11 项监测因子均全部满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表 1 筛选值标准要求。

(2) 土壤环境质量变化分析小结

历年土壤现状监测值中的石油类（或石油烃）和重金属指标均能满足相应的标准要求，土壤中的石油类（或石油烃）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。

4.4.6 生态环境

4.4.6.1 生态环境现状调查

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) 生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》（2005 版），12 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），塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区（59）。塔河流域的乔灌木植被是保护绿洲生态环境的天然屏障，流域的油气资源丰富，油田勘探开发工作开展多年。本区域在生态环境敏感性综合评价中，主要敏感因子为生物多样性及其生境高度敏感，土壤侵蚀和土地沙漠化中度敏感、土壤盐渍化轻度敏感。主要生态服务功能是：沙漠化控制、土壤保持、生物多样性维护、农畜产品生产。主要的生态问题是：河水水量减少、水质恶化、植被破坏、沙漠化扩大、土壤盐渍化、湿地减少、野生动物减少、毁林开荒。评价区生态功能区划图见 4.4-2。

图 4.4-2 评价区域生态功能区划图

(2) 区域生态环境特征

评价区自然生态系统主要为荒漠生态系统，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，该区域自然生态系统由小半灌木多枝木本盐柴类植物、杂类草盐生草甸和塔里木河构成。土壤为结壳盐土和潮土，属于典型的盐生荒漠。该类荒漠生态系统位于塔里木河冲积平原，区域内野生动物栖息地生境单一，以荒漠野生动物类群构成系统的次级和顶级生物主体。荒漠生态系统功能简单，结构脆弱，一经破坏极难恢复。所以在防止绿洲农田土地荒漠化、保护绿洲稳定、维持生物多样性方面具有十分重要的作用。

(3) 生态系统评价

12 区所在区域的生态系统具有以下一些特征：区域天然降水稀少；植被稀疏，生态服务功能受到限制；地表积盐，属于土壤盐渍化敏感地区；生态环境的结构脆弱，破坏后不易恢复。

①天然降水稀少

环境水分稀少是生态系统的最基本环境特征。在气候上，评价区处于干旱和极干旱地区，多年平均降水量仅 76.1mm，且降水随着季节不同分配不均匀，主要集中在冬季(非植物生长季)。由于降水稀少和蒸散十分强烈(年平均蒸发量 2612mm)，少量天然降水远不能满足中生植物生长发育所需要的水分，只有耐干旱和耐盐碱的荒漠植物才能得以生存，由此形成内陆干旱荒漠生态景观。农田生态系统中农作物主要依靠塔里木河进行灌溉。

②沙漠包围绿洲

评价区域外部沙漠面积大，且分布广，是一个典型的“沙漠广布，壤土隘狭，边缘相嵌分布”的地区。区域内绿洲面积受沙漠的影响，绿洲常面临着风沙危害和土壤侵蚀(风蚀)的威胁。

③植被稀疏，生态服务功能受到限制

植被是环境因素综合作用的产物，是生态系统的核心。受自然条件的制约，评价区植被总体表现为低矮而稀疏，主要为灌木类植被和草本类植被，且分布不均匀。由低矮、稀疏植被所形成的生物保护层不健全且功能微弱，使地表物质易

受侵蚀和搬运，所形成的强大有害物质流(风沙)，威胁人类生存环境，同时对农林牧业生产潜在的灾害性影响。

④地表积盐，属于土壤盐渍化敏感地区

由于气候干旱，降水稀少，蒸发强烈，土壤的淋洗作用极其微弱，热力作用所造成的水分上行过程占优势，将土壤下层和地下水中的可溶性盐分随毛细管水运动被带至上层和地表，造成土壤不同程度盐渍化的现象。

⑤生态环境的结构脆弱，破坏后不易恢复

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

(4) 土地利用现状

后评价区地处天山南麓，塔里木河以北冲积平原，远离城镇，没有大规模工业和农业开发。

为了在宏观上反映项目区地物种类及覆盖状况，为环境影响后评价地面调查提供指导，利用遥感图像（Landsat8 卫星 2019 年 7 月接收的数据）进行了分析，提取出各个子类的土地覆盖类型。根据现场踏勘及相关资料，采用图形叠加法对评价范围内的生态现状进行分析，并参照《土地利用现状分类》

（GB/T21010-2017），以确定塔河油田 12 区的土地利用类型，并统计各类土地利用类型的面积，将成果绘制成土地利用现状图。对土地覆盖类型图进行的定量统计结果见表 4.4-30。土地利用类型图见图 4.4-3。

表 4.4-30 土地利用结构表

土地利用类型		2019	
		面积 (km ²)	%
1	有林地	6.55	0.74
2	中覆盖度草地	178.90	20.32
3	盐碱地	1.67	0.19
4	沙地	243.53	27.66
5	低覆盖度草地	357.51	40.60
6	耕地	82.32	9.35
7	水域	7.22	0.82

8	工矿交通用地	2.85	0.32
	合计	880.55	100.00

塔河油田 12 区后评价范围内土地利用类型有 8 类，其中面积最大的为低覆盖度草地，面积占评价区的 40.6%，其次是沙地，面积占评价区的 27.66%，沙地主要分布在区块的东部，林地、耕地、工矿用地、水域分布面积较小。从土地利用现状结构来看，油田开发区域基本保持原有的荒漠生态系统，部分地区受人类活动的影响。整个区域的自然生态环境质量较好，局部地区的人类干扰未超过生态系统的承载力。

(5) 植被现状调查与评价

① 区域植被区系

依据《新疆植被及其利用》中植物地理区划的划分标准，拟建项目所在的植被区划属新疆荒漠区。具体内容见表。

表 4.4-31 评价区植被地理区划

植被区	植被亚区	植被省	植被亚省	植被州
(二)新疆荒漠区(亚非荒漠区的一部分)	B.东疆-南疆荒漠亚区(亚中荒漠亚区的一部分)	VII.塔里木荒漠省	b.塔克拉玛干荒漠亚省	15.阿克苏-库尔勒洲

按中国植被自然地理区划，区块属暖温带灌木、半灌木荒漠地带，塔里木盆地沙漠、稀疏灌木、半灌木荒漠区。区域内生态环境条件较差，荒漠景观决定了该区域植被组成较为简单，类型较单一，种类贫乏等特点，植被多为耐旱型，主要为刚毛柽柳群系、花花柴群系、盐穗木群系和骆驼刺群系，整个区域植被覆盖度在 35% 左右。

② 评价区植被类型

塔河油田 12 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。按照建群种植物的生活型和群落生态外貌，油田区域植被类型包括自然植被和人工植被。

自然植被主要是刚毛柽柳群系、花花柴群系和盐穗木群系，少量的多枝柽柳+芦苇群系和骆驼刺群系。刚毛柽柳群系多分布在 12 区中部及东部，土壤类型为盐土，群系内植被株高一般为 1.2m，分布不均匀。其建群种为刚毛柽柳，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、灰杨。植被盖度约为 20~30%。盐穗木群系分布在 12 区西北、西南角及东部边缘，土壤为盐土、草甸土和潮土。以盐穗木等灌木为主，伴生柽柳、芦苇、疏叶骆驼刺、

花花柴等，植被覆盖度 20~35%。花花柴群系分布在 12 区西面，土壤以盐土为主。其建群种为花花柴，伴有疏叶骆驼刺等，以及农作物附近，植被覆盖度约为 25%。

人工植被主要为棉花，零星分布在塔河 12 区西部。TH12529、TH12553 等油井位于农田中间，并有单井集输管线穿越农田。

主要植物名录见表。区块的植被类型及分布见图 4.4-4。

表 4.4-32 评价区主要高等植物及分布一览表

科名	中文名	学名	分布
麻黄科	膜果麻黄	<i>Ephedra przewalskii</i>	-
藜科	沙拐枣	<i>Calligonum mongolicum</i>	+
	盐穗木	<i>Halostachys caspica</i>	++
藜科	圆叶盐爪爪	<i>Kalidium Schrenkianum</i>	+
	假木贼	<i>Anabassis spp.</i>	+
豆科	铃铛刺	<i>Halimodendron halodendron</i>	++
	胀果甘草	<i>G.indlata Batal</i>	++
	疏叶骆驼刺	<i>Althagi sparsifolia</i>	++
蒺藜科	骆驼蓬	<i>Peganum barmlat</i>	++
	西伯利亚白刺	<i>Nitraria sibirica</i>	+
怪柳科	多枝怪柳	<i>Tamarix ranosissima</i>	++
	刚毛怪柳	<i>T.hispida</i>	++
	琵琶柴	<i>Reaumuria soongonica</i>	+
茄科	黑刺	<i>Lycium rutheulcum</i>	+
菊科	盐生鸦葱	<i>Scorzonera Salsula</i>	+
	新疆绢蒿	<i>Seriphidium boratalense</i>	+
	花花柴	<i>Karelinia caspica</i>	++
禾本科	芦苇	<i>Phragmites communis</i>	++
	赖草	<i>Aneurolepidium seealinud</i>	++

注：++多见，+少见，-偶见。

图 4.4-3 区块土地利用现状图

图 4.4-4 区块植被类型图

③区域保护植物

根据《国家重点保护野生植物名录（第一批和第二批）》和《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录（第一批）》，评价区有自治区 I 级保护植物膜果麻黄、胀果甘草、肉苁蓉。

（6）野生动物现状调查与评价

①野生动物区划

根据《中国动物地理》的动物地理区划标准，拟建油田开发所在区域的动物区系属于古北界、蒙新区、西部荒漠亚区、塔里木盆地省、天山南麓平原洲、塔里木河中上游区。

②野生动物栖息生境类型

拟建工程区域地处塔里木盆地，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。通过对工程区内动物的实地调查和有关资料的查询，该区域主要以半灌木荒漠为主，栖息着一些耐旱型荒漠动物，以鸟类、爬行动物和啮齿类动物为主，动物种类和数量较少。

③野生动物种类及分布

根据现场实地调查，目前油田可发区及其邻近区域内的野生动物数量不多，以荒漠动物为主。项目所在地区内分布的主要野生脊椎动物 17 种，其中两栖类 1 种、爬行类 3 种、鸟类 10 种、哺乳类 3 种。各种野生脊椎动物分布状况见表 4.4-33。

表 4.4-33 区内主要脊椎动物名录

序号	中文名	拉丁名	留居型	分布
两栖类				
1	绿蟾蜍	<i>Bufo viridis</i>	/	±
爬行类				
2	南疆沙蜥	<i>Phrynocephalus forsythi</i>		
3	密点麻蜥	<i>Eremias multiocellata</i>	/	+
4	荒漠麻蜥	<i>Eremias przewalskii</i>	/	±
鸟类				
5	雉鸡	<i>Phasianus colchicus</i>	R	±
6	原鸽	<i>Columba livia</i>	R	+
7	灰斑鸠	<i>Streptopelia decaocto</i>	R	+
8	角百灵	<i>Eremophila alpestris</i>	R	+
9	蒙古沙雀	<i>Rhodopechys mongolica</i>	R	+

序号	中文名	拉丁名	留居型	分布
10	紫翅椋鸟	<i>Sturnus vulgaris</i>	B	++
11	寒鸦	<i>Corvus monedula</i>	W	+
12	小嘴乌鸦	<i>Corvus corone</i>	B	++
13	黑顶麻雀	<i>Passer ammodendri</i>	R	++
14	棕尾伯劳	<i>Lanius isabellinus</i>	B	++
兽类				
15	塔里木兔	<i>Lepus yarkandensis</i>	/	+
16	三趾心颅跳鼠	<i>Salpingotus kozlovi</i>	/	±
17	子午沙鼠	<i>Meriones meridianus</i>	/	±

注：(1) R—留鸟；B—繁殖鸟。

(2) ±—偶见种；+—常见种；++—多见种。

其中以鸟类为主，占有所有动物的 63.16%。据统计，该区域有国家二级重点保护动物 1 种，即塔里木兔；雉鸡为自治区级二级重点保护动物；塔里木兔为我国特有种。

在油田开发区域，因石油开发建设活动早已开展，人类活动频繁，使得对人类活动敏感的野生动物早已离去，已难以再见到大中型野生动物，偶尔可见到塔里木兔的踪迹。

(7) 土壤类型与分布

根据遥感影像图、新疆维吾尔自治区土壤类型图、《新疆土壤》及现场踏勘结果，塔河 12 区内的土壤类型以典型盐土和残余盐土为主，还包括盐化草甸土、盐化沼泽土和荒漠风沙土，具体分布情况见图 4.4-5。

①盐土

塔河 12 区大部分地区的土壤类型为典型盐土和残余盐土。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 1.3~1.4mg/m³，土壤孔隙度多为 45~55%，一般表层稍高。区块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 2~3m，地面起伏不平，并被 5~15cm 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，有机质含量及其它养分含量均较低。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，盖度 20~35%。土壤剖面特征见表 4.4-34。

②草甸土

草甸土主要分布在 12 区的西南部，在东北角也有较少分布。草甸土有多个沉积层次，其质地、结构和厚度各不相同。但从发生学上区分，基本上可分两个发生层，即腐殖质层、氧化-还原层。主要母质为河流冲击无，也有少量洪积物、湖积物。盐化草甸土是由地下水直接参与，在其上发育草甸植被并产生一定生物积累过程的半水成土壤。地下水埋深一般在 1~3m，矿化度 1~3g/l，土壤受地下水浸润。草甸植被发育良好，但类型简单，多见芨芨草和芦苇。盐化草甸土盐分表聚性强，常有 0.5~1.0cm 的盐结皮。植被覆盖度 20~35%。

表 4.4-34 盐土剖面特征

土层厚度	颜色	土壤质地	土壤结构	紧实度
0~5cm	棕色	壤质沙土	盐壳,且干	坚硬
5~12cm	淡褐色	中壤土	粉末状	较松散
12~30cm	褐色	重壤土	块状结构	潮湿,稍紧,少量细孔
30~51cm	淡褐色	中壤土夹轻壤	块状结构	潮松,中量孔隙,有较多白色盐晶
51~80cm	淡棕褐色	轻壤土	块状结构	潮湿,松,少量孔隙,中量盐晶

③沼泽土

沼泽土的主要成土过程是沼泽化过程，实质主要是腐殖质化和潜育化。沼泽土的腐殖质层疏松多孔，结构良好。潜育层因长期处于水分饱和呈浸水状态，土体结构致密，孔隙度小，土壤容重偏大。沼泽土普遍有盐渍化特征，盐分表聚明显。

④风沙土

风沙土是干旱与半干旱地区，沙化-风蚀-流沙过程形成的幼年土。主要分布在 12 区西北角，被典型盐土所包裹。主风沙土颗粒组成均一，但质地粗，渗水快，漏肥漏水，养分水平低；颗粒团聚差，易被风吹蚀，流动。风沙土是不宜开垦农用，而应该封育植被，逐步提高植被覆盖率。当植被覆盖后，风沙土会逐渐由流动风沙土发育到半固定风沙土，再逐渐发育到固定风沙土阶段。风沙土固定以后，可以适度发展草地畜牧业，但也要严禁超载过牧，以免流沙再起。

图 4.4-5 区块土壤类型图

4.4.6.2 生态环境质量变化

本次后评价采取以实地调查为主，普查、详查相结合的方法。实地调查掌握区块范围内生态环境的基本情况。通过对技术人员、政府管理部门、农民等访问调查，了解生态现状以及近几年各种因素的变化、生态环境建设的规划与设想等。现场调查使用地形图和 GPS，在实地调查的基础上，结合卫星影像图，取得植被组成、土地利用现状等第一手资料，经与林业局、自然资源局等有关部门核对，再次实地调查与补充，最后利用地理信息软件绘制评价区相关的生态图件和数据统计表。

12 区从 2000 年开始勘探开发，从 2000 年至今区块所在区域的生态环境质量变化主要由区域土地利用类型的变化引起。土地利用变化能够直接改变地表覆盖状况，它一方面改变了地球表面的物理特性（如粗糙度、反照率、土壤含水量等），影响与气候直接有关的地表与大气之间的能量和水分的交换过程；另一方面又能改变地球表面的生物地球化学的循环过程，影响地表与大气之间的微量气体交换和土壤-植被之间的营养物质输送。另外，土地利用变化还通过土地覆盖的改变而直接影响到生物多样性、区域的水分循环特征，改变生态系统的结构以及组成，从而对生态系统的功能产生影响，进而影响生态环境质量。

本次后评价利用卫星影像针对 1993 年、2011 年和 2019 年不同时期的土地利用、植被覆盖度进行对比分析，以说明生态评价范围内的生态环境质量变化情况。

（1）土地利用类型变化分析

本次土地利用变化分析使用的信息源共三期，分别为：1993 年 7 月、2011 年 7 月、2019 年 7 月。其中 2019 年数据源为 Landsat8，1993 年、2011 年的数据源为 Landsat5。参照《土地利用现状分类》（GB/T21010-2017），根据实地调查和遥感卫星影像，将评价区土地利用情况划分为 8 类。评价区内各时期土地利用结构变化见表 4.4-35。评价区各个时期土地利用图见图 4.4-6。

表 4.4-35 12 区土地利用类型变化表

土地利用类型	2019		2011		1993		1993-2011 变化量	2011-2019 变化量
	面积 (km ²)	%	面积 (km ²)	%	面积 (km ²)	%		
1 有林地	6.55	0.74	7.79	0.89	10.00	1.14	-2.21	-1.24
2 中覆盖度草地	178.90	20.32	203.64	23.13	227.18	25.81	-23.54	-24.74

3	盐碱地	1.67	0.19	2.02	0.23	2.04	0.23	-0.02	-0.35
4	沙地	243.53	27.66	252.79	28.71	282.87	32.14	-30.08	-9.25
5	低覆盖度草地	357.51	40.60	336.06	38.17	332.36	37.76	3.70	21.45
6	耕地	82.32	9.35	68.32	7.76	15.71	1.79	52.61	13.99
7	水域	7.22	0.82	8.11	0.92	9.19	1.04	-1.09	-0.89
8	工矿交通用地	2.85	0.32	1.80	0.20	0.83	0.09	0.97	1.06
	合计	880.55	100.00	880.53	100.00	880.19	100.00	-	

图 4.4-6 评价区土地利用变化

由评价区土地利用变化情况可以看出，油田开发区域的土地利用类型在油田开发前后有一定的变化。总体上评价区保持原有荒漠景观，1993 年-2019 年间草地在评价区的占地面积及在 60.91%-63.57%之间，主要为中、低覆盖度的荒漠草地，沙地在评价区的占地面积及在 27.66%-32.14%之间，评价区内耕地面积增加明显，评价范围在 1993 年仅在区块西北角有少量的耕地分布，2011 年已有明显的增加，到 2019 年耕地面积已增加到占区块总面积的 9.35%；此外，评价区工矿用地相对数量增加明显，但在整个评价区内占比较低，不足 1%，由评价区内土地利用变化情况可以看出，评价区内土地利用结构变化主要表现为草地、沙地和农田之间的转化，油区内农民垦荒局部新增耕地。

(2) 植被覆盖度变化分析

植被覆盖度是生态环境质量评价的重要指标之一。归一化植被指数 (NDVI) 可以反映植被生长情况并准确识别多种植被，因此常用于对遥感影像进行植被研究。

通过对 1993 年、2011 年、2019 年遥感影像解译，得到 3 期评价区的植被覆盖度变化数据，评价区植被覆盖度变化统计结果见表 4.4-37，评价区植被覆盖度变化图见 4.4-7。

表 4.4-37 12 区植被覆盖度变化表

植被覆盖度	2019 年 (km ²)	百分比 (%)	2011 年 (km ²)	百分比 (%)	1993 年 (km ²)	百分比 (%)	1993-2011 变量	2011-2019 变量
<0	4.925	0.55	5.072	0.57	3.113	0.35	1.96	-0.15
0~10%	485.955	54.62	640.249	71.96	743.766	83.60	-103.52	-154.29
10%-20%	185.870	20.89	101.388	11.40	47.446	5.33	53.94	84.48
20%~30%	43.112	4.85	26.240	2.95	11.516	1.29	14.72	16.87
30%~40%	18.973	2.13	20.911	2.35	21.702	2.44	-0.79	-1.94

40%~50%	15.911	1.79	27.518	3.09	50.042	5.62	-22.52	-11.61
>50%	134.954	15.17	68.323	7.68	12.115	1.36	56.21	66.63
合计	889.7	100.00	889.7	100.00	889.7	100.00		

通过评价区植被盖度变化情况可以看出，由于评价区内低覆盖度草地面积较大，总体上植被盖度较低，通过对 1993 年-2019 年植被覆盖度变化的分析可知，区域总体上植被盖度有所增加，特别是盖度>50%的区域面积增加显著，这主要是由于从自然植被草地转化为农田引起。

图 4.4-7 评价区植被覆盖度变化图

(3) 小结

塔河油田 12 区后评价区位于塔里木河北岸，地势较为平坦。塔里木河流域自然环境的变化与绿洲开发规模密切相关，流域大面积种植以棉花为代表的经济作物，各种人工渠道，水利设施改变了流域的地表水循环，从而直接影响了流域的地表径流的年变化。1993 年-2019 年间总体上评价区保持原有荒漠景观，土地利用类型以低覆盖度草地和沙地为主，总体上看后评价范围内耕地面积不断加大，主要种植棉花经济作物，局部新增工业用地和交通用地。

5.生态环境影响后评价

5.1 生态环境影响回顾

5.1.1 生态环境影响因素分析回顾

5.1.1.1 影响因素

环境影响因素识别实际上是对主体的（开发建设项目）识别，包括主要工程和全部的辅助工程。对于本项目来讲其主要影响因素如下：

（1）钻井过程

井场的平整、泥浆池的修建、钻井过程中废物的排放、钻井机械的运输等。

（2）输油管道修建

包括油田区内的集油管道及运送原油及天然气的外输管道。在管道修建中的地沟挖掘、下管及填埋过程。对生态环境的影响主要是对土地地表的占用及原生地表的破坏。整个过程是短暂的，施工期结束后，这种影响随即消失，但生态环境的恢复需要较长的时间。

（3）道路修建

主要影响因素是施工过程中的施工行为（包括道路修建过程中的取弃土、路基平整、路基占地及施工机械的运行）。路基的占地为永久性占地，路基两侧影响范围内的占地为临时性占地。

（4）地面构筑物的修建

包括处理站、计转站、集气站和计量站等的修建。构筑物的占地为永久性占地，而施工过程中的影响范围为临时性占地。

5.1.1.2 影响对象

即生态环境的影响受体，包括对生态系统组成要素的影响，如组成生态系统的生物因子及非生物因子。

（1）生物因子：植被、动物；

（2）非生物因子：土壤。

5.1.1.3 影响程度

（1）永久性占地区域：对土壤、植被的影响是不可逆的；

(2) 临时性占地区域：施工完成后，在自然环境（土壤质地、土壤水分条件等）较好的地段，可以自然恢复。在自然条件极差的地段，植被在自然状态下是不可能自然恢复的，必须借助于人工辅助。其恢复时间的长短取决于自然环境和人工辅助的力度。

油田开发建设过程各个时期对生态环境的影响特征见表 5.1-1。

表 5.1-1 油田开发建设对生态环境的影响

工程阶段		钻井期	建设期（地面工程）	生产期
影响分析	影响程度	重	中等	轻
	影响特征	可逆	部分可逆	可逆
	影响时间	时间短	中、长期	短期
	影响范围	大、不固定	大、固定	不大、固定

5.1.2 占地影响回顾

5.1.2.1 油田开发区域土地利用类型变化分析

通过对 12 区不同开发期卫星影像图解译数据分析可见，油田开发区域周边开荒现象较为普遍，特别是 12 区西侧，当地农民已将大片荒草地开发为耕地。

5.1.2.2 工程占地对土壤环境影响回顾分析

12 区自 2000 年投入开发至今，开发历程经历了试采、全面开发、稳产及产量递减四个阶段，油田涉及的区域范围大、开发区块多。其工程项目没有总的规划和设计，而是根据需求一步步逐渐发展而来，因此缺乏总的永久性占地统计数据。

12 区内现有联合站 1 座（四号联合站），计转站 17 座、中间热泵站 1 座、卸油站 1 座、油气水井 505 口（油气生产井 457 口，注水井 27 口，长停井 10 口，封井 11 口）及附属配套设施（供水首站 1 座、供水井 15 口、注水增压点 12 座、生活基地 3 座、污水处理设施等），油田集输管网共计 4562km，通过现场勘查及资料收集，油田地面工程占用土地状况见表 5.1-2。

表 5.1-2 油田工程建设占地面积统计表

序号	工程内容	实际占地面积 (hm ²)			说明
		永久	临时	总占地	
1	联合站	7.6	9.12	16.72	
2	计转站	8.5		8.5	每座占地 0.5 hm ²
3	中间热泵站	0.1		0.1	0.1
4	卸油站	0.5		0.5	

序号	工程内容	实际占地面积 (hm ²)			说明
		永久	临时	总占地	
5	油气水井井场(505口井)	60.6	484.82	545.42	永久占地 30×40m, 临时占地 90×120m
6	注水增压点	0.5		0.5	0.5
7	生活基地	0.5		0.5	0.5
8	污水处理设施	0.5		0.5	0.5
9	管线(4562km)	0	2737.28	2737.28	4562km, 作业带宽度 6m
	合计	78.8	3231.22	3310.02	

根据油田开发建设的特点分析, 12 区开发建设对土壤环境的主要影响是地面建设施工和地面建设设施如井场、道路、管网、站场等占用土地和造成的地表破坏。

工程占地改变了原有土壤结构和理化性质, 使表层土内有机质含量降低, 并且使土壤的富集过程受阻, 土壤生产力下降。

在进行地面构筑物施工时, 将对施工范围内的土壤表层进行干扰和破坏, 土壤表层结构(包括紧实度)、肥力将受到影响, 尤其是在敷设管线时, 对地表的开挖将对开挖范围内(管沟破土宽以 6m 计)土壤剖面造成破坏, 填埋时不能完全保证恢复原状, 土壤正常发育将受到影响, 土壤易沙化风蚀。

区块所在区域内干旱多风, 地表盐壳的生态保护作用很大。这种盐壳的形成是由于长期的地表及地下水作用, 地表原有的细砂及细粉物质在水的结合下, 在地表形成了坚硬的保护层, 它稳定地保护着地下的粉细物质, 对区域由于风蚀引起的水土流失起着很好的抑制作用。由于勘探、钻井机械、运输车辆及施工人员的活动, 地表盐壳受到破坏, 这些保护层一旦被破坏, 又得经过三到五年才能重新形成, 使地表粉细物质全部被吹蚀后才能处于相对稳定状态。因而, 区域内的风蚀量会有所增加, 进而影响区域空气环境质量。

5.1.3 植被影响回顾性分析

油田开发建设工程对植被的影响主要表现在钻井期, 根据油田开发特点, 对植被产生重要影响的阶段为施工期的占地影响、油田公路修建及管道敷设产生的影响、人类活动产生的影响。其次污染物排放也将对天然植被产生一定的不利影响。12 区经过了多年的开发后, 现在已占用了一定面积的土地, 使永久占地范围内的荒漠植受到一定程度的破坏。整个自然环境中的植被覆盖度减少, 地表永久性构筑物增多。

油田进入正式生产运营期后，不会再对区域内的自然植被产生新的和破坏性的影响，除了永久性建筑设施、面积较小的采油井场以及道路的路基和路面占地外，其它临时性占地（或破坏）区域将被自然植物逐步覆盖，随着时间的推移，被破坏的植被将逐渐恢复到原有自然景观。

5.1.3.1 永久占地植被影响回顾

永久占地是指井场、站场和道路占地。根据现场调查情况，采油二厂 12 区的道路地面均进行了硬化处理，井场永久性占地范围内进行砾石铺垫处理，站场（联合站、计转站等）有护栏围护。油田内部永久占地范围的植被完全清除。

5.1.3.2 临时占地植被影响回顾

临时占地主要是修建道路、敷设管线、井场施工时占用的土地。12 区位于塔里木河以北冲积平原，极端的干旱和强烈蒸发，区块植被恢复缓慢，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。由于各油区所处地理位置不同、植被覆盖及分布不同，使得油田开发对地面植被的影响不尽相同。

① 井场周围植被恢复

已采取的生态保护措施主要有：

钻井施工队和管线开挖施工作业过程均划定了施工作业范围，并严格控制施工车辆的运行线路；

钻井施工结束后，施工单位对井场进行了清理平整；管线作业也及时对管线进行土方回填和平整；

教育施工人员保护井场周边植物和动物，施工过程没有发生猎杀野生动物的现象。

采油井场

采油井场

总体而言，原始植被覆盖度较高区域植被恢复较快，井场周边 5—10m 外植被基本恢复，植被覆盖度低的区域地表土壤结皮层极易被破坏，经扰动后植被不易恢复。部分井场周围开垦有耕地，种植棉花。

② 道路和管线

油田公路和管线建设对植被的影响主要是通过施工机械、施工人员对地表的践踏、碾压、开挖，改变了土壤坚实度的同时，损伤和破坏了植被。施工结束后，植被可以不同程度的进行恢复。

施工结束后管沟回填，除管廊上方覆土高于地表外，管线两侧施工迹地基本恢复平整，临时占地区域内的原始植被已基本恢复，植被恢复程度和距管廊的距离成反比。

根据前期验收调查报告，管线线路可尽量绕避林带，或是从林间空地穿越，严格控制施工作业宽度，以减少对胡杨林的扰动。施工期间严格控制施工作业宽度在 8m 内，以减少对胡杨林的扰动。施工期对植被造成的影响一般为短期性，且强度不大，施工结束，这一影响也逐渐消除。经现场样地调查（见表 5.1-5），除管廊上方覆土高于地表外，管线两侧施工迹地基本恢复平整，临时占地区域内的原始植被已基本恢复，植被恢复程度和距管廊的距离成反比。在堆土比较松散，植被盖度较低的、地形起伏稍大点的管廊外侧 3—8m 范围内植被尚未恢复。

区块勘探开发时间长，依托设施完善，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，没有车辆乱碾乱轧的情况发生，没有随意开设便道，尽量减少和避免了对区内地表的扰动和破坏。本工程道路施工对路基两侧沿线的植被影响范围一般在 5m~10m。在胡杨分布的地段，为了更好的保护胡杨，采取修建成弯道进行绕避或控制道路的宽度和临时占地面积的方法，施工结束后平整恢复迹地，路面表层铺垫有砾石层。道路两侧植被正在恢复。

5.1.4 野生动物环境影响回顾性分析

（1）破坏栖息环境

油田开发建设，除各种占地直接破坏动物栖息环境外，各面、线状构筑物对栖息地造成分割，加上各种机械产生的噪声和人员活动，使原先相对完整的栖息地破碎化和岛屿化，连通程度下降，对物种的扩散和迁徙产生阻碍和限制。

（2）人类活动对野生动物生存的干扰

在油田钻前建设和油建等工程实施过程中，人为活动不断侵入野生动物活动领域，迫使一些对人为影响敏感的种类逃往邻近未影响区域。随着地面工程影响结束和油田进入生产期，人为影响程度趋于平稳，除未逃离的种类可继续生存外，部分对栖息地分割和人类活动影响相对不太敏感（两栖类、爬行类、小型鸟类）的种类，又可重新返回油田区影响较弱的地带生存。同时会增加一些适应人

类影响的种类（如某些鼠类和鸟类）。

根据油田开发对野生动物的影响特征，此次现场调查中着重注意了两栖类、爬行类及啮齿动物的分布情况。

结果表明：在油田区域内植被状况恢复较好的地段，动物活动的痕迹较多，而在井场附近则很少有活动的迹象。在整个区域内的分布数量也较原始状态少。

主要原因：虽然油田进入正常运营后人类密度及活动范围同开发期相比有所减少，对动物的惊吓作用降低。但是，由于该油田的油井较多，开发活动使得区域内自然植被的覆盖度降低，影响了爬行类及鼠类动物生存及栖息的基本环境条件。动物在没有植被的裸地得不到食物及水分，也就不会在此生存。

综上所述，本工程在施工期和运营期对野生动物的负面影响不大，没有发生捕猎野生保护动物的现象。

5.1.5 对新疆龟兹国家沙漠公园的影响回顾

（1）基本情况

新疆龟兹国家沙漠公园位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市境内，东与轮台县毗邻，西与塔里木乡为界，西北为库车县城。沙漠公园规划总面积 20047 公顷，东西长约 37 千米，南北宽约 10 千米，距库车县城 100 公里。2016 年，原国家林业局以《国家林业局关于同意山西偏关林湖等 33 个国家沙漠（石漠）公园的通知》（林沙发〔2015〕153 号）批准新疆库车龟兹国家沙漠公园为试点沙漠公园。

根据《新疆龟兹国家沙漠公园总体规划（2014-2020 年）》，新疆龟兹国家沙漠公园地处塔克拉玛干沙漠北缘，沙漠面积占规划总面积的 63.35%，有明显沙化趋势的土地面积占总的 26.78%，非沙化土地只占总面积的 9.87%。由此可见，保护沙漠生态安全非常重要，防沙治沙，保护和恢复沙漠植被，是龟兹国家沙漠公园最主要的任务。把龟兹国家沙漠公园建成生态保育型国家沙漠公园。

根据龟兹国家沙漠公园的性质，综合考虑沙漠公园的现状，依据分区原则，按区位、资源特色、旅游主题等进行分区管理。将公园划分为四个功能区：沙地保育区、宣教展示区、沙漠体验区、管理服务区。

（2）与 12 区的位置关系

根据《新疆龟兹国家沙漠公园总体规划（2014-2020 年）》，12 区东南角 11 口生产井（TH12172X、TH12101、H121141、TH121111、H12102、TH12190、TH12180、TH121140、H12103、TH121114、H12104）位于新设立的新疆龟兹国家沙漠公园内。

根据《自治区贯彻落实〈关于建立以国家公园为主体的自然保护地体系的指导意见〉的实施意见》，目前新疆库车龟兹国家沙漠公园范围及功能区正在调整，调整后的沙漠公园面积缩小至 22.39km²，12 区内无生产设施位于该沙漠公园内。

（3）影响分析

①与国家沙漠公园有关法律法规符合性分析

根据《国家沙漠公园管理办法》林沙发〔2017〕104 号：

第二条：沙漠公园是以荒漠景观为主体，以保护荒漠生态系统和生态功能为核心，合理利用自然与人文景观资源，开展生态保护及植被恢复、科研监测、宣传教育、生态旅游等活动的特定区域。

第十二条：国家沙漠公园建设要合理进行功能分区，发挥保护、科研、宣教和游憩等生态公益功能。功能分区主要包括生态保育区、宣教展示区、沙漠体验区、管理服务区。

（一）生态保育区应当实行最严格的生态保护和管理，最大限度减少对生态环境的破坏和消极影响。生态保育区可利用现有人员和技术手段开展沙漠公园的植被保护工作，建立必要的保护设施，提高管理水平，巩固建设成果。对具有植被恢复条件和可能发生植被退化的区域，可采取以生物措施为主的综合治理措施，持续提高沙漠公园的生态功能。生态保育区面积原则上应不小于国家沙漠公园总面积的 60%。

（二）宣教展示区主要开展与荒漠生态系统相关的科普宣教和自然人文景观的展示活动。可修建必要的基础设施，如道路、展示牌及科普教育设施等。

（三）沙漠体验区可在不损害荒漠生态系统功能的前提下开展生态旅游、文化、体育等活动，建设必要的旅游景点和配套设施。沙漠体验区面积原则上不超过国家沙漠公园总面积的 20%。

(四) 管理服务区主要开展管理、接待和服务等活动, 可进行必要的基础设施建设, 完善服务功能, 提高服务水平。管理服务区面积应不超过国家沙漠公园总面积的 5%。

第十六条: 除国家另有规定外, 在国家沙漠公园范围内禁止下列行为:

(一) 开展房地产、高尔夫球场、大型楼堂馆所、工业开发、农业开发等建设项目。

(二) 直接排放或者堆放未经处理或者超标准的生活污水、废水、废渣、废物及其他污染物。

(三) 其他破坏或者有损荒漠生态系统功能的活动。

②对沙漠公园影响分析

新疆库车龟兹国家沙漠公园范围内目前有 11 口生产井, 并且新疆库车龟兹国家沙漠公园范围及功能区正在调整, 调整后的沙漠公园面积缩小至 22.39km², 调整后 12 区内将无生产设施位于该沙漠公园内。由于这些井场正常生产多年, 目前对沙漠公园的影响主要为景观影响, 而随着人类对周围自然环境扰动的减少, 前期损毁的荒漠生态系统处于恢复中, 总体影响程度可接受。

5.1.6 对生态系统演替的影响

本次后评价根据评价区土地利用变化和植被覆盖度变化分析, 定性说明油田开发区域生态系统演替影响。

(1) 模地未发生变化

模地是景观的背景地域, 是重要的景观元素类型, 在很大程度上决定着景观的性质, 对景观的动态起着主导作用。而模地是否是对生态环境质量有较强的调控能力的地物类型构成, 是判断一个区域的景观质量好坏的关键因素。对模地质量的判定有三个标准, 即相对面积要大, 连通度要高, 具有动态控制功能。

区块的模地依旧是荒漠景观, 荒漠景观主要包括沙地、戈壁、盐碱地三种类型。根据区域土地利用中工矿用地比例由 1993 年的 0.0004% 升至 2019 年的 0.3056%, 目前依旧荒漠景观为主。

(2) 人类干扰加强, 多样性增加

景观本身是生物多样性的的重要组成部分, 也是生物多样性得以存在的场所, 适度增加景观的多样性是维持较高生物多样和保持生态系统稳定性的重要途径。

油田开发区域内灌木林地面积略有增加，耕地面积增加，区域的生物量没有降低，区域的自然系统生物恢复能力较强。但是油田开发使人类活动加剧，评价区内耕地和工矿用地面积增加，草地景观面积减少，降低了局部自然生物的生存空间。

总体来说，区块的模地依旧是荒漠景观，人类干扰加强，多样性增加。油田开发区域基本保持原有的荒漠生态系统，部分地区受人类活动的影响。

5.2 已采取的生态保护措施有效性评价

根据环评及环评批复要求，已采取的环保措施如下：

5.2.1 井场和站场采取的生态保护措施

合理规划井场，严格控制占地，选址避让植被生长良好区域，避让垦荒耕地和胡杨林。

钻井工程结束后，对临时占地范围内及周边的土地进行了清理、土地平整，恢复原貌。对井场永久占地范围内地表结合区块地表特点，铺设了砂石、采取了必要的硬化措施，以减少侵蚀量。

(1)永久性占地

站场设置围栏，地面均进行了水泥硬化处理。施工完成后，地面均进行了砾石铺垫处理。

(2)临时占地

区块井场临时占地，已平整进行砾石铺垫，植被恢复以自然恢复为主。施工期间对井区零星分布的胡杨需采取避让措施，施工结束对占用耕地进行复垦。

实地调查表明，油田井区所有井的钻井井场临时占地面积在 90m×120m 的设计范围内。2017 年之前井场废液池基本已填埋，上方基本无植被生长。井场内临时性占地的地表大部分裸露，没有植被恢复，其原因主要为在施工过程中地表碾压严重，土壤紧实度增加，不利于植被生长。井场外植被基本已经恢复，长势较好。

5.2.2 管线和道路

工程施工对临时占地区域的影响主要表现在堆压、挖掘、碾压、践踏的施工方式影响了植物的生长；修建井场、管线、道路等改变了原有的地形，从而影响到周围植被的供水量，影响其正常生长。

区块临时占地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。

5.2.3 站场绿化

站场内地表均用水泥硬化处理，站场内人工绿化种植植被。

另油区部分开垦有棉田，油田开发区域内的绿化改善了区域小环境。

5.2.4 封井地质恢复

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：

(1) 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。

(2) 对圆井或方井坑进行回填，设置地面封井标识。

(3) 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。

(4) 清理临时占地范围内的废弃物、戈壁石、井场垫土层。

(5) 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。

根据退役的油气设施所处区域土地利用和植被类型不同，结合自然条件因素以及其他限制因素，分区提出生态修复建议。地处农田区的退役油气井，清除场地内的水泥基础，复垦为耕地；地处荒漠草地、盐碱地和沙地的退役油气井，平整土地，自然恢复。

目前采取的退役井封场措施基本是有效的。

5.2.5 防治土地沙化和荒漠化

风沙土主要分布在 12 区井区北部。油区在周围工程沙化较严重，对于位于沙地井场，对井场、管线及道路周围或两侧等施工扰动范围实施草方格固沙工程措施，并加强维护，保证草方格固沙的作用，同时需人工撒播沙生种子，最终要靠当地自然植被防风固沙。

5.2.6 生态敏感区保护措施

12 区目前有 11 口井位于沙漠公园内，根据《新疆维吾尔自治区生态保护红线划定方案》，新疆库车龟兹国家沙漠公园未纳入生态保护红线，沙漠公园管理要求主要执行《国家沙漠公园管理办法》，根据管理办法油气田开发不属于在国家沙漠公园范围内禁止的行为，所以在不破坏沙漠公园荒漠生态系统功能的前提下，目前沙漠公园内的 11 口井可以继续生产。达到封井条件后，开展地质环境治理工作和生态修复工作，自然恢复。

5.2.7 生态保护措施有效性的结论

据现场调查，井场严格控制占地，永久性占地范围内进行砾石铺垫处理。站场内地表均用水泥硬化处理，站外有人工绿化种植植被。井场内临时性占地的地表基本裸露，没有植被恢复。管线和道路临时占地以自然恢复为主，恢复缓慢，种子萌发和幼苗生长主要依赖洪水，封井已按照油田公司有关封井要求进行封井，进行了地质恢复。环评及环评批复提出的生态保护要求基本得到落实。

5.3 生态环境影响验证

根据后评价阶段项目实际产生的生态影响程度和范围，验证环境影响结果。采油二厂 12 区后评价范围开发时间从 2000 年开始，陆续开展了 21 次产能扩建及场站、附属设施建设、技术改造等。环评结论显示：油田开发施工活动和工程占地在井区油气集输范围内并呈点、线状分布，对土壤、植物、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响，同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。

后评价现场调查表明：12区的道路地面均进行了硬化处理，井场永久性占地范围内进行砾石铺垫处理，站场（四号联合站、12-1计转站等计转站）均有围墙围护。油田内部永久占地范围的植被完全清除。井场内临时性占地的地表基本裸露，没有植被恢复。油田区域道路和管线两侧植被自然恢复。站场内地表均用水泥硬化处理，站外有人工绿化种植植被。另油区北部部分开垦有棉田，油田开发区域内的绿化改善了区域小环境。

综上所述，采油二厂12区的开发对周边生态环境影响较小。

5.4 累积生态影响

油气资源开采在人类社会经济发展中有着极为重要的作用，在各项油田设施建设和运行过程中会对环境产生一定影响，同时干旱区生态环境较为脆弱，且塔河油田开发区域属荒漠区生态系统，其生态条件严酷，降雨稀少，植被稀疏，在系统不受人为因素干扰的情况下，荒漠系统可维持自身的生态平衡，在一定时期内能够维持其结构、功能及能量的输入输出平衡。但是随着油田的开发建设，原有的荒漠生态系统变为石油工业生态系统，破坏了原有生态系统结构的完整性，造成系统自我调节能力减弱，受扰动后恢复能力降低。同时塔河油田开发单井、站场、管线、道路等呈现点多线长的分布格局，在开发建设中将整个塔河油田切割为众多小区域的生产单元，开发建设过程中的占地、挖掘基础设施建设及生产活动打破了荒漠生态系统原有的平衡状况，小区域内生态环境不连通，生态系统的生境破碎化程度急剧增加，生产稳定性降低，对周边的生态系统也会逐步产生影响。

综上所述，塔河油田开发30年来，总体保持荒漠景观，局部增加交通用地和农业用地。油气开发活动使区域生境在一定程度上趋于破碎化，生产稳定性降低，但未使区域生境丧失。

5.5 存在的问题

根据现状调查结果以及现行法律法规文件要求，对不符合要求的地方提出以下改进措施。

对于生产井场，有部分井场（46口井）遗留有废弃设施、固废等，需及时清理。永久征地范围内的地表可以保持现状，永久征地范围外的临时征地范围内，应进行场地恢复。

表 5.5-1 井场未清理恢复

井位	问题
*	井场堆积有水泥块
*	有未清理的水泥基础，有土放喷池
*	有未清理的水泥基础
*	场地尚未完全平整
*	有堆砌的未清理的水泥基础
*	有未清理的堆砌的水泥基础，临时占地外破坏较严重

6. 大气环境影响后评价

回顾大气污染源及污染物的产排情况，回顾分析主要污染物达标排放情况，分析现有污染防治设施的有效性，验证环境影响评价文件预测结果。

6.1 大气环境影响回顾

塔河油田 12 区施工期大气影响主要为施工扬尘和作业机械燃油废气。影响范围限制在施工营地附近，作业区环境容量较大，加之施工期大气污染源源强不大，而且施工期间的大气污染属于阶段性的局部污染，施工期结束之后污染即消失，所以施工期作业区施工作业对周围大气环境影响较小。本次后评价主要针对运营期进行分析评价。

6.1.1 大气污染源

塔河油田 12 区作业过程中存在的废气污染源主要包括真空加热炉、火炬等产生的废气，以及站场、地面工程等无组织排放废气，详见 2.3.1 节。

6.1.2 有组织废气历史监测数据

本次后评价收集到了 2018-2019 年企业对塔河油田 12 区油气处理站和计转站的锅炉、井场加热炉的抽样监测数据。

- (1) 监测点位：计转站和井场的加热炉。
- (2) 监测项目：SO₂、NO_x。
- (3) 监测结果：

固定源排放废气中 SO₂、NO_x 监测结果见表 6.1-1。

表 6.1-1 塔河油田 12 区锅炉废气监测结果

监测位置	监测日期	监测项目	监测结果	标准限值	燃料类型
12-12 计转站 1 号加热炉	2018.1	SO ₂ (mg/m ³)	3.52	50	天然气
		NO _x (mg/m ³)	73.5	200	
12-1 计转站加热炉	2018.3	SO ₂ (mg/m ³)	/	50	
		NO _x (mg/m ³)	68.4	200	
12-2 计转站加热炉	2018.8	SO ₂ (mg/m ³)	/	50	
		NO _x (mg/m ³)	73.6	200	
12-1 计转站加热炉	2019.1	SO ₂ (mg/m ³)	/	50	
		NO _x (mg/m ³)	96.1	200	

12-4 计转站加热炉	2019.9	SO ₂ (mg/m ³)	/	50	天然气
		NO _x (mg/m ³)	102	200	
12-1 计转站加热炉	2019.09	SO ₂ (mg/m ³)	/	50	
		NO _x (mg/m ³)	76.3	200	

备注：“/”为未检出

监测结果表明，12 区各站场加热炉满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)中表 2 新建锅炉大气污染物标准限值要求。

6.1.3 无组织废气历史监测数据

本次历史无组织废气监测数据引自《塔河油田 12 区奥陶系油藏总体开发项目环境影响报告书》中对 12-4 计转站无组织排放废气的监测情况、《塔河油田四号联合站及原油外输配套工程竣工环保验收调查报告》中对四号联合站厂界四周无组织排放废气的监测情况、例行监测情况，无组织排放非甲烷总烃监测结果见表 6.1-3。

表 6.1-3 12 区站场厂界四周无组织排放废气（非甲烷总烃）

监测地点	监测时间	监测点位	监测结果	最高值	标准 (mg/m ³) 限值	达标情况
12-4 计转站	2009	1# (上风向)	0.1-0.6	0.6	4.0	达标
		2# (上风向)	0.2-0.8	0.8		达标
		3# (上风向)	0.3-0.5	0.5		达标
		4# (上风向)	0.2-0.6	0.6		达标
四号联合站	2012	1# (厂界)	0.37-0.75	0.75	4.0	达标
		2# (厂界)	0.23-0.42	0.42		达标
		3# (厂界)	0.11-0.67	0.67		达标
		4# (厂界)	0.21-0.52	0.52		达标
四号联合站	2019	1# (上风向)	0.18-0.54	0.54	4.0	达标
		2# (上风向)	0.25-0.47	0.47		达标
		3# (上风向)	0.28-0.44	0.44		达标
		4# (上风向)	0.25-0.62	0.62		达标

由以上历史监测数据可以看出，12 区计转站和四号联合站无组织排放非甲烷总烃最高浓度均满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297—1996)中非甲烷总烃无组织排放浓度要求。

6.2 已采取的大气污染防治措施有效性评价

6.2.1 已采取的大气污染防治措施

塔河油田 12 区开发过程中的大气污染物主要是加热炉、火炬等产生的废气，以及井场、地面工程等无组织排放废气。针对以上污染源，本油田采取了以下大气污染防治措施：

(1) 在油气集输过程中，为减轻集输过程中烃类的损失，油田开发采用了管线输油和个别偏远单井罐车拉油的集输流程，井口设切断阀，集输过程、场站进口处设置紧急切断阀，输气、输油干线分段设置紧急切断系统，一旦发生事故，紧急切断油、气源，最大限度地减少油气集输过程中烃类及油的排放量。

(2) 对各站场的设备、管线、阀门等定期进行了检查、检修，减少了跑、冒、滴、漏的发生；同时定期对油气集输管线进行巡检。

(3) 在站场设置了可燃气体检测仪，可随时发现天然气泄漏并及时处理。

(4) 生产运行期加热炉、火炬采用清洁能源天然气为原料。

(5) 合理调度有关储油能力，这样就减少了油罐之间的转输工作和油罐大呼吸次数。

(6) 加强了油罐的保温和绝热措施，有效控制了罐内温度，减少了油罐呼吸量。

(7) 油田注气开发集输采用密闭流程，采用技术质量可靠的的设备、阀门等；

(8) 站场内设置可燃气体探测器，随时发现天然气泄漏并及时处理。

(9) 对重点站场组织开展 VOCs 泄漏检测与修复工作。

本次后评价通过现场调查及监测对大气污染防治措施有效性进行评价。

6.2.2 废气环境保护措施有效性评估

本次后评价委托新疆新能源（集团）环境检测有限公司对 12 区有组织及无组织废气进行了现场监测。

6.2.1.1 有组织废气监测

(1) 监测点位

计转站加热炉：12-8 计转站加热炉、12-4 计转站加热炉、12-5 计转站加热炉、12-3 计转站加热炉、TH12330 卸油站加热炉、TH12330 卸油站 1#蒸汽炉、12-13 计转站加热炉、12-7 计转站加热炉、四号联合站本部 400kw、四号联合站压缩机岗域 4500kw、四号联合站混烃岗域 400kw 加热炉、二三区基地加热炉；

井场加热炉：TH12504、TH12213、TH12527、TH12180、TH12135、AD19、TH12364；

具体监测点位布置情况及监测因子见表 6.2-1。

表 6.2-1 废气监测点位布置一览表

编号	位置	设备名称	监测位置	监测因子	监测频次	执行标准
有组织废气						
1	井场加热炉	TH12504 加热炉	排气筒监测孔	二氧化硫、氮氧化物、颗粒物、烟气黑度	每 4h 采样 1 次，每个点位每天共采样 3 次。共监测 2 天	《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表 2 新建锅炉大气污染物排放浓度限值
2		TH12213 加热炉				
3		TH12527 加热炉				
4		TH12180				
5		TH12135				
6		AD19				
7		TH12364				
8	站场加热炉	12-8 计转站加热炉				
9		12-4 计转站				
10		12-5 计转站				
11		12-3 加热炉				
12		TH12330 卸油站加热炉				
13		TH12330 卸油站 1#蒸汽炉				
14		12-13 计转站加热炉				
15		12-7 计转站加热炉				
16		四号联合站本部 400kw				
17		四号联合站压缩机岗域 4500kw				
18		四号联合站混烃岗域 400kw 加热炉				
19		二三区基地加热炉				

(2) 监测因子

采集参数包括排气筒高度、内径、烟气量、温度；监测因子包括二氧化硫、氮氧化物、颗粒物、烟气黑度。

(3) 监测时间及频率

每 4h 采样 1 次，每个点位每天共采样 3 次。共监测 2 天。

(4) 监测方法

按照《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)、《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中的规定进行。

(5) 监测结果

通过筛选具备监测条件的有组织废气排放口的监测结果见表 6.2-2。

表 6.2-2 12 区有组织废气统计

监测位置	监测日期	监测项目	监测结果			烟气黑度	燃料类型
			SO ₂ (mg/m ³)	NO _x (mg/m ³)	颗粒物浓度 (mg/Ndm ³)		
			标准值: 50	标准值: 200	标准值: 20		
12-8 计转站加热炉排气筒	2020.10.20	第一次	/	133	2.1	<1	天然气
		第二次	/	134	2.5	<1	
		第三次	/	126	2.3	<1	
	2020.10.21	第一次	/	142	2.3	<1	
		第二次	/	146	2.5	<1	
		第三次	/	125	2.4	<1	
12-4 计转站燃气锅炉排气筒	2020.10.20	第一次	/	132	5.1	<1	天然气
		第二次	/	135	4.4	<1	
		第三次	/	138	6.1	<1	
	2020.10.21	第一次	/	135	4.1	<1	
		第二次	/	137	4.4	<1	
		第三次	/	144	4.3	<1	
12-5 计转站燃气锅炉排气筒	2020.10.20	第一次	/	112	5.5	<1	天然气
		第二次	/	120	5.3	<1	
		第三次	/	123	5.0	<1	
	2020.10.21	第一次	/	127	5.1	<1	
		第二次	/	113	5.3	<1	
		第三次	/	115	5.2	<1	
12-3 计转站燃气锅炉排气筒	2020.10.20	第一次	/	124	3.5	<1	天然气
		第二次	/	125	3.2	<1	
		第三次	/	123	3.2	<1	
	2020.10.21	第一次	/	134	3.5	<1	
		第二次	/	138	3.6	<1	
		第三次	/	129	3.4	<1	
TH12330 卸油站加热炉	2020.10.20	第一次	/	107	10.7	<1	天然气
		第二次	/	119	10.3	<1	
		第三次	/	114	9.1	<1	
	2020.10.21	第一次	/	98	8.4	<1	
		第二次	/	109	8.8	<1	

		第三次	/	114	10.7	<1	
TH12330 卸油站 1# 蒸汽炉	2020.10.20	第一次	/	106	6.0	<1	天然气
		第二次	/	114	6.4	<1	
		第三次	/	122	6.6	<1	
	2020.10.21	第一次	/	109	6.6	<1	
		第二次	/	123	7.1	<1	
		第三次	/	122	6.6	<1	
12-13 计 转站加热 炉	2020.10.20	第一次	/	136	4.8	<1	天然气
		第二次	/	138	5.4	<1	
		第三次	/	148	5.4	<1	
	2020.10.21	第一次	/	149	5.1	<1	
		第二次	/	154	5.5	<1	
		第三次	/	143	5.0	<1	
12-7 计转 站加热炉	2020.10.20	第一次	/	109	4.2	<1	天然气
		第二次	/	112	4.3	<1	
		第三次	/	118	4.6	<1	
	2020.10.21	第一次	/	125	4.9	<1	
		第二次	/	128	4.9	<1	
		第三次	/	127	5.2	<1	
四号联合 站本部 400kw	2020.10.20	第一次	/	105	8.4	<1	天然气
		第二次	/	112	8.4	<1	
		第三次	/	121	8.1	<1	
	2020.10.21	第一次	/	97	7.1	<1	
		第二次	/	108	8.8	<1	
		第三次	/	121	8.8	<1	
四号联合 站压缩机 岗域 4500kw	2020.10.20	第一次	/	108	4.1	<1	天然气
		第二次	/	110	4.3	<1	
		第三次	/	113	4.4	<1	
	2020.10.21	第一次	/	108	4.7	<1	
		第二次	/	112	4.6	<1	
		第三次	/	113	4.7	<1	
四号联合 站混烃岗 域 400kw 加热炉	2020.10.20	第一次	/	140	4.6	<1	天然气
		第二次	/	143	4.9	<1	
		第三次	/	145	4.7	<1	
	2020.10.21	第一次	/	143	4.7	<1	
		第二次	/	144	4.8	<1	
		第三次	/	146	4.7	<1	
二三区基 地加热炉	2020.10.20	第一次	/	100	4.8	<1	天然气
		第二次	/	95	5.1	<1	
		第三次	/	89	5.2	<1	
	2020.10.21	第一次	/	99	5.4	<1	
		第二次	/	97	5.0	<1	
		第三次	/	92	5.3	<1	

TH12504 加热炉	2020.10.20	第一次	/	125	10.0	<1	天然气
		第二次	/	115	8.4	<1	
		第三次	/	114	10.8	<1	
	2020.10.21	第一次	/	109	8.4	<1	
		第二次	/	121	10.8	<1	
		第三次	/	131	10.2	<1	
TH12213 加热炉	2020.10.20	第一次	/	120	10.1	<1	天然气
		第二次	/	95	8.0	<1	
		第三次	/	100	8.3	<1	
	2020.10.21	第一次	/	102	7.3	<1	
		第二次	/	95	8.0	<1	
		第三次	/	84	5.2	<1	
TH12527 加热炉	2020.10.20	第一次	/	84	5.2	<1	天然气
		第二次	/	96	5.7	<1	
		第三次	/	91	4.7	<1	
	2020.10.21	第一次	/	109	6.9	<1	
		第二次	/	101	6.8	<1	
		第三次	/	99	6.6	<1	
TH12180	2020.10.20	第一次	/	108	6.2	<1	天然气
		第二次	/	117	6.7	<1	
		第三次	/	114	5.7	<1	
	2020.10.21	第一次	/	101	4.5	<1	
		第二次	/	102	5.5	<1	
		第三次	/	103	5.3	<1	
TH12135	2020.10.20	第一次	/	88	5.5	<1	天然气
		第二次	/	98	6.7	<1	
		第三次	/	100	6.2	<1	
	2020.10.21	第一次	/	97	7.4	<1	
		第二次	/	101	6.4	<1	
		第三次	/	99	5.9	<1	
AD19	2020.10.20	第一次	/	109	5.1	<1	天然气
		第二次	/	101	5.4	<1	
		第三次	/	116	5.3	<1	
	2020.10.21	第一次	/	126	5.8	<1	
		第二次	/	119	5.8	<1	
		第三次	/	122	6.3	<1	
TH12364	2020.10.20	第一次	/	128	6.2	<1	天然气
		第二次	/	123	6.3		
		第三次	/	137	6.1		
	2020.10.21	第一次	/	136	6.1		
		第二次	/	159	7.6		
		第三次	/	141	7.6		

监测结果表明，有组织排放废气中的各污染物均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 锅炉大气污染物排放标准限值。

6.2.1.2 无组织废气监测

（1）监测位置

本次后评价在四号联合站、12-4 计转站等 13 个站场厂界布设监测点，每个站场上风向布设 1 个监测点，下风向下风向布设 3 个监测点；在 17 个井场布设监测点，每个井场上风向布设一个监测点，下风向布设一个监测点。

监测点位见表 6.2-3。

（2）监测因子

监测因子包括非甲烷总烃、H₂S。同时附监测当天气象参数记录表(包括风向、风速、气温、气压等参数)。

（3）监测时间及频率

隔 2h 采样 1 次，采样 4 次，取其最大测定值。共监测 2 天。

（4）监测方法

按照《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中的规定进行。

表 6.2-3 无组织废气监测点位一览表

编号	位置	设备名称	监测位置	监测因子	监测频次	执行标准
无组织废气						
1	四号联合站		厂界上风向布 设一个监测 点，下风向布 设三个监测点	监测因子 包括非甲 烷总烃、 H ₂ S。	隔 2h 采样 1 次，采样 4 次，取其 最大测定 值。共监测 2 天	非甲烷总烃执行《大气污染物综合 排放标准》(GB16297-1996)表 2 无 组织排放监控浓度限值，H ₂ S 执行 《恶臭污染物排放标准》 (GB14554-93)表 1 标准限值要求
2	AD20 计转站					
3	TH12330 卸油站					
4	12-4 计转站					
5	中间热泵站					
6	TH12516 计转站					
7	12-3 计转站					
8	12-9 计转站					
9	12-12 计转站					
10	12-15 计转站					
11	12-8 计转站					
12	TH12144 增压点					
13	12-11 罐区 (TH12215 罐区)					
14	TH12173		厂界上风向布 设一个监测 点，下风向布 设一个监测点	监测因子 包括非甲 烷总烃、 H ₂ S。同时	隔 2h 采样 1 次，采样 4 次，取其 最大测定	非甲烷总烃执行《大气污染物综合 排放标准》(GB16297-1996)表 2 无 组织排放监控浓度限值，H ₂ S 执行 《恶臭污染物排放标准》
15	TH12364					
16	TH12310					
17	AD13					

编号	位置	设备名称	监测位置	监测因子	监测频次	执行标准
18		AD19		附监测当 天气象参 数记录表 (包括风 向、风速气 温、气压等 参数)	值。共监测 2 天	(GB14554-93)表 1 标准限值要求
19		TH12135				
20		TH12252				
21		TH12133				
22		th12180				
23		TH12221				
24		12208				
25		TH12370				
26		TH12417				
27		TH12416				
28		TH12504				
29		TH12509				
30		TH12518				

表 6.2-4 非甲烷总烃、硫化氢监测数据统计一览表

监测点		非甲烷总烃				H ₂ S				
		浓度范围	最高值	标准限值	达标情况	监测结果	最高值	标准限值	达标情况	
四号联合站	2020.11	上风向	0.74-0.77	0.77	4.0	达标	未检出	0.007	0.06	达标
		下风向 1	0.72-0.76			达标	0.005~0.006			达标
		下风向 2	0.74-0.77			达标	0.006~0.007			达标
		下风向 3	0.74-0.75			达标	0.006~0.007			达标
AD20 计转站	2020.11	上风向	0.73-0.75	0.79	4.0	达标	未检出	0.007	0.06	达标
		下风向 1	0.73-0.79			达标	0.005~0.006			达标
		下风向 2	0.74-0.79			达标	0.006~0.007			达标
		下风向 3	0.74-0.77			达标	0.006			达标
TH12330 卸油站	2020.11	上风向	0.74-0.76	0.77	4.0	达标	未检出	0.007	0.06	达标
		下风向 1	0.74-0.77			达标	0.005~0.006			达标
		下风向 2	0.74-0.77			达标	0.005~0.006			达标
		下风向 3	0.73-0.76			达标	0.005~0.007			达标
12-4 计转站	2020.11	上风向	0.72-0.77	0.78	4.0	达标	未检出	0.007	0.06	达标
		下风向 1	0.73-0.77			达标	0.005~0.006			达标
		下风向 2	0.73-0.76			达标	0.006~0.007			达标
		下风向 3	0.75-0.78			达标	0.005~0.006			达标
中间热泵站	2020.11	上风向	0.73-0.77	0.77	4.0	达标	0.005	0.006	0.06	达标
		下风向 1	0.72-0.76			达标	0.005~0.006			达标
		下风向 2	0.73-0.77			达标	0.005~0.006			达标
		下风向 3	0.72-0.77			达标	0.005~0.006			达标
TH12516 计转站	2020.11	上风向	0.72-0.77	0.77	4.0	达标	未检出	0.006	0.06	达标
		下风向 1	0.74-0.77			达标	0.005			达标

监测点		非甲烷总烃				H ₂ S				
		浓度范围	最高值	标准限值	达标情况	监测结果	最高值	标准限值	达标情况	
		下风向 2	0.73-0.76			达标	0.006~0.007			达标
		下风向 3	0.73-0.77			达标	0.006			达标
12-3 计转站	2020.11	上风向	0.73-0.76	0.78	4.0	达标	未检出	0.007	0.06	达标
		下风向 1	0.73-0.76			达标	0.005			达标
		下风向 2	0.74-0.78			达标	0.006~0.007			达标
		下风向 3	0.75-0.76			达标	0.005~0.006			达标
12-9 计转站	2020.11	上风向	0.72-0.77	0.80	4.0	达标	未检出	0.006	0.06	达标
		下风向 1	0.72-0.77			达标	0.005			达标
		下风向 2	0.73-0.80			达标	0.005~0.006			达标
		下风向 3	0.72-0.76			达标	0.005~0.006			达标
12-12 计转站	2020.11	上风向	0.73-0.76	0.77	4.0	达标	未检出	0.007	0.06	达标
		下风向 1	0.74-0.76			达标	0.005~0.006			达标
		下风向 2	0.74-0.76			达标	0.006~0.007			达标
		下风向 3	0.73-0.77			达标	0.006			达标
12-15 计转站	2020.11	上风向	0.73-0.78	0.78	4.0	达标	未检出	0.007	0.06	达标
		下风向 1	0.73-0.76			达标	0.005~0.006			达标
		下风向 2	0.72-0.77			达标	0.006~0.007			达标
		下风向 3	0.72-0.77			达标	0.005~0.006			达标
12-8 计转站	2020.11	上风向	0.72-0.77	0.77	4.0	达标	未检出	0.007	0.06	达标
		下风向 1	0.74-0.77			达标	0.005			达标
		下风向 2	0.72-0.77			达标	0.006~0.007			达标
		下风向 3	0.74-0.77			达标	0.006			达标
TH12144	2020.11	上风向	0.74-0.75	0.77	4.0	达标	未检出	0.006	0.06	达标

监测点		非甲烷总烃				H ₂ S				
		浓度范围	最高值	标准限值	达标情况	监测结果	最高值	标准限值	达标情况	
增压点		下风向 1	0.74-0.77			达标	未检出~0.005			达标
		下风向 2	0.73-0.76			达标	0.005			达标
		下风向 3	0.74-0.77			达标	未检出~0.005			达标
12-11 罐区 (TH12215 罐区)	2020.11	上风向	0.73-0.77	0.78	4.0	达标	未检出	0.007	0.06	达标
		下风向 1	0.74-0.76			达标	未检出~0.006			达标
		下风向 2	0.72-0.77			达标	0.005~0.006			达标
		下风向 3	0.72-0.78			达标	0.006~0.007			达标
TH12173	2020.11	上风向	0.72-0.78	0.78	4.0	达标	未检出	0.006	0.06	达标
		下风向	0.74-0.76			达标	未检出~0.006			达标
TH12364	2020.11	上风向	0.74-0.78	0.79	4.0	达标	未检出	未检出	0.06	达标
		下风向	0.74-0.79			达标	未检出			达标
TH12310	2020.11	上风向	0.73-0.77	0.77	4.0	达标	未检出	0.005	0.06	达标
		下风向	0.73-0.76			达标	0.005			达标
AD13	2020.11	上风向	0.72-0.75	0.77	4.0	达标	未检出	0.005	0.06	达标
		下风向	0.72-0.77			达标	未检出~0.005			达标
AD19	2020.11	上风向	0.75-0.77	0.77	4.0	达标	未检出	0.005	0.06	达标
		下风向	0.73-0.77			达标	未检出~0.005			达标
TH12135	2020.11	上风向	0.74-0.78	0.78	4.0	达标	未检出	0.005	0.06	达标
		下风向	0.73-0.75			达标	未检出~0.005			达标
TH12252	2020.11	上风向	0.73-0.76	0.76	4.0	达标	未检出	未检出	0.06	达标
		下风向	0.73-0.76			达标	未检出			达标
TH12133	2020.11	上风向	0.74-0.78	0.78	4.0	达标	未检出	未检出	0.06	达标
		下风向	0.74-0.77			达标	未检出			达标

监测点			非甲烷总烃				H ₂ S			
			浓度范围	最高值	标准限值	达标情况	监测结果	最高值	标准限值	达标情况
th12180	2020.11	上风向	0.73-0.78	0.78	4.0	达标	未检出	0.005	0.06	达标
		下风向	0.73-0.78			达标	未检出~0.005			达标
TH12221	2020.11	上风向	0.73-0.77	0.77	4.0	达标	未检出	0.005	0.06	达标
		下风向	0.75-0.77			达标	0.005			达标
12208	2020.11	上风向	0.73-0.77	0.77	4.0	达标	未检出	0.005	0.06	达标
		下风向	0.74-0.76			达标	未检出~0.005			达标
TH12370	2020.11	上风向	0.73-0.77	0.77	4.0	达标	未检出	0.005	0.06	达标
		下风向	0.74-0.77			达标	未检出~0.005			达标
TH12417	2020.11	上风向	0.73-0.77	0.78	4.0	达标	未检出	0.005	0.06	达标
		下风向	0.74-0.78			达标	未检出~0.005			达标
TH12416	2020.11	上风向	0.74-0.77	0.77	4.0	达标	未检出	0.005	0.06	达标
		下风向	0.74-0.76			达标	未检出~0.005			达标
TH12504	2020.11	上风向	0.73-0.77	0.77	4.0	达标	未检出	0.005	0.06	达标
		下风向	0.74-0.76			达标	未检出~0.005			达标
TH12509	2020.11	上风向	0.73-0.77	0.77	4.0	达标	未检出	0.005	0.06	达标
		下风向	0.73-0.77			达标	未检出~0.005			达标
TH12518	2020.11	上风向	0.72-0.77	0.77	4.0	达标	未检出	0.005	0.06	达标
		下风向	0.74-0.75			达标	未检出~0.005			达标

6.2.3 有效性分析小结

根据现场调查，塔河油田 12 区内现有的各井场采出原油集输基本实现了密闭集输工艺，选用先进的生产工艺及设备，在正常生产情况下尽可能地减少非甲烷总烃逸散排放。运营期站场、井场加热炉燃用处理后的返输天然气，从运行现状情况看，天然气气质稳定，各设备运行正常，排放废气中各项污染物浓度较低，后评价阶段监测的结果显示，站场锅炉废气排放满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建锅炉大气污染物排放浓度限值要求由表 6.2-4、表 6.2-5 可知，各场站无组织排放的硫化氢满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 恶臭污染物厂界标准值新建项目二级标准；无组织排放非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 无组织排放监控浓度限值。

西北油田分公司通过采用全密闭、连续化、自动化等生产技术，以及高效工艺与设备等，减少工艺过程无组织排放；挥发性有机液体装载优先采用底部装载方式；遵循“应收尽收、分质收集”的原则，科学设计废气收集系统，将无组织排放转变为有组织排放进行控制。

《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准（GB39728—2020）》和《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）规定：重点地区油气集中处理站、天然气处理厂、储油库，载有气态 VOCs 物料、液态 VOCs 物料或质量占比 $\geq 10\%$ 的天然气的设备与管线组件的密封点 ≥ 2000 个的，应开展泄漏检测与修复工作。四号联合站内设备与管线组件的密封点数量小于 2000 个（1494 个），采油二厂为了加强大气污染物排放管理，对四号联合站也进行了泄露检测和修复工作，有效的降低了联合站站内挥发性有机物的无组织排放量。

塔河油田 12 区内采取的大气污染防治措施基本有效，大气污染物排放满足现行标准要求，结合 4.4.1 章节的区域环境空气质量变化情况来看，塔河油田 12 区采取的大气污染防治措施在一定程度上取得了较好的效果。

6.3 环境影响评价文件预测结果有效性验证

根据项目环评大气环境影响预测结果，项目的建设对项目区大气环境质量影响不大，本次后评价期间收集项目环评阶段环境空气质量现状监测数据，与本次后评价期间实地进行的环境空气质量监测数据进行比对，对照《环境空气质量

标准》（GB3095-2012）中二级标准要求，进行项目大气环境影响的预测验证。

根据 4.4.1 节大气环境质量变化趋势分析结果，自项目建成以来，区域大气环境质量未发生明显变化，除 TSP、PM₁₀ 超标外，其余指标均能满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准要求，说明项目的建设和运行对区域环境空气质量影响不大，预测结果合理、有效。

7.水环境影响后评价

7.1 水环境影响回顾

7.1.1 施工期水环境影响回顾

本项目建设期间主要废水来源于钻井过程中产生的钻井废水及少量生活污水。

(1) 钻井废水

12 区钻井废水的产生排放分为两个阶段：2017 年以前和 2017 年以后。

2017 年以前：各井场在钻井过程中均建设有泥浆池。在钻井作业期间临时排入各井场废泥浆池中，固化后与钻井泥浆及岩屑一同进行填埋处理。泥浆池均进行了防渗处理，最大程度的避免了钻井废水对环境的污染。钻井废水是钻井液等物质被高倍稀释的产物，其组成性质及危害与钻井液类型、处理剂的组成有关，其中的污染物有悬浮物、石油类、COD 等。钻井废水中污染物为 SS、COD、石油类和挥发酚；根据类比调查，钻井废水中各污染物的含量分别为：SS 2000~2500mg/L、COD 3000~4000mg/L、石油类 60~70mg/L、挥发酚 0.1~0.2mg/L、硫化物 0.2~0.3mg/L。在钻井过程中均采用水基泥浆，待风干后覆土掩埋处理，钻井废水排入具有防渗措施的泥浆池内，经过固化后与废弃泥浆、岩屑一同填埋处理。在做好泥浆池防渗工作的前提下，一般不会影响到地下水环境质量。在正常情况下，泥浆池与外环境之间有防渗材料阻隔，采取以上措施后未对水环境造成影响。

2017 年以后：钻井全部采用钻井废弃物不落地技术，钻井废水同泥浆进入泥浆不落地系统固液分离后，废水全部回用，无钻井废水外排。

采取以上措施后未对水环境造成明显影响。

(2) 生活污水

油气田开发建设期间生活污水主要来自钻井井场，井队在井人数一般为 20 人~26 人，按每人每天排除生活污水 80L 计，则单井的生活污水最大产生量为 2.08m³/d，生活污水主要污染物为 COD、BOD₅、氨氮、SS 等，类比其它油田，生活污水浓度 COD 为 350mg/l，BOD₅ 为 170 mg/l、氨氮为 6mg/l、SS 为 24mg/l。

生活污水量少，且较分散，各井场生活污水集中收集沉降处理，自然蒸发，或统一收集后拉运至采油二厂生活基地污水处理设施等地处理，不外排，未对水体及周边环境造成明显影响。

7.1.2 运营期水环境影响回顾

7.1.2.1 正常运行时废水对水环境的影响回顾

12 区开发过程中可能造成水污染的污染源主要来自于采出水，其次为钻井废水、井下作业废水和生活污水等。

(1) 采出水

现 12 区的采出水部分进入四号联合采出水处理系统处理达标后回注，部分依托塔河油田二号联合站处理达标后，回注单井或者通过增压站回注到单井。

①四号联合站

四号联合站，采用“热化学大罐沉降脱水、负压稳定（脱硫）”工艺，主要对塔河油田 12 区、10 区来液进行集中处理后回注。污水处理采用沉降+压力除油+过滤处理工艺，工艺流程为油站来水→除油罐→缓冲罐→提升泵→压力混凝沉降罐→全自动双滤料过滤器→外输缓冲罐→外输泵→12-12 计转泵站附近分水阀组。设计处理规模为 4000m³/d，2019 年实际处理量 2100m³/d，处理负荷 52.5%。处理达标后的采出水由 12 区下辖注水井及注水替油井全部回注。回注层为原石油开采层，经处理达标后的含油污水通过密闭的注水管线输送至回注井和注水替油井，注入地下，不外排，由于回注井井深在 5000m 左右并设有套管，正常情况下对地下水不会造成不利影响。

②二号联合站

塔河油田二号联合站污水处理设施设计处理能力 6500m³/d。污水处理工艺采用斜管除油器加核桃壳过滤除油工艺，处理后的废水经过 500m³缓冲罐进入外输泵房 2019 年实际处理能力 4770m³/d，处理负荷 73.38%，处理达标后的采出水由注水井全部回注。

工艺流程为：二号联合站处理污水处理系统主要生产流程：含油污水→接受罐→污水提升泵→压力高效聚集除油器→核桃壳过滤→储水罐→外输注水站。

(2) 井下作业废水

在井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废水。根据后评价期间搜集的资料和调查，2015 年以前，12 区的井下作业废水采用专用废液收集罐收集运至一号固废液处理站、塔河油田 2 号液废处理场（现已停用），继塔河油田 2 号液废处理场于 2015 年停用后，12 区新产生的井下作业废水均运至一号固废液处理站处置。处置后的废水满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中注入层平均空气渗透率 >1.5 情况下的有关标准限值后回注，未外排。

塔河油田一号固废液处理站在塔河绿色环保站内。位于塔河油田 S61 井西北侧 1km 处，距轮台县城东北约 55km。该站于 2002 年建成运行，并于 2014 年对站场进行了改扩建。现状塔河油田一号固废液处理站废液处理能力达 65m³/h，实际平均运行行为 9.2m³/h，富裕 55.8m³/h。

各井钻井、酸化、压裂等作业废液由罐车从各井场拉运至卸液接收池，进行分离后，由泵提升进入沉淀池，然后进行药剂混合、沉降分离，上清液进入过滤器，进入净化水池储存，最后通过注水泵回注到 TK512 井。

塔河油田一号固废液处理站内的废液接收池、加药调节池、废液沉降池、沉降池、石灰搅拌池等均填土面铺 100mm 厚混凝土，下设防水土工膜，防渗系数 $<1.0\times 10^{-7}$ cm/s，符合《危险废物贮存污染物控制标准》（GB18597-2001）中对危险废物堆放场地的要求。

经塔河油田一号固废液处理站处置后的废水可满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）水质指标要求，用于油田油层回注用水，正常运行时，对水环境的影响很小。

(3) 落地油和含油污泥对水环境影响回顾

根据西北油田分公司的规定，落地原油 100% 进行回收；目前生产过程产生的含油污泥和罐底油泥均委托有处置资质的单位进行处理。

因此，正常生产状况下，12 区生产过程中落地油和含油污泥不直接排放进入水环境，未对水环境产生不利影响。

(4) 生活污水

12 区 2007 年全面投入开发建设后，运营期间人员居住生活在采油二厂本部生活基地、采油二厂二、三队生活基地、四号联合站生产区和生活区基地等四个基地，其中采油二厂厂部生活基地，在 6 区范围内。采油二厂二、三队生活基地、四号联合站生产区和生活区基地等三个基地位于 12 区内，为本次后评价评价重点。

根据调查及环评、验收等相关文件，现状各生活基地的生活污水经室外检查井汇集排至生活区化粪池，经化粪池处理后，流到调节池，经污水泵提升进入一体化污水处理设备（包括污泥池、三级接触氧化设备、二沉池、消毒池和风机房）处理后，用于基地及周边荒漠绿化，达标废水综合利用，主要用于生活基地及周边荒漠绿化，根据现场调查，绿化效果显著，改善了区域小环境，采取的生活污水处理措施基本有效。

污水处理系统设计进水指标 $\text{pH}6\sim9$ 、 $\text{COD}\leq 400\text{mg/L}$ 、 $\text{BOD}_5\leq 200\text{mg/L}$ 、 $\text{SS}\leq 220\text{mg/L}$ 、氨氮 $\leq 350\text{mg/L}$ ，设计出水指标满足《污水综合排放标准》

（GB8978-1996）二级标准， $\text{pH}6\sim9$ ， $\text{COD}\leq 150\text{mg/L}$ ， $\text{BOD}_5\leq 30\text{mg/L}$ ， $\text{NH}_3\text{-N}\leq 25\text{mg/L}$ ， $\text{SS}\leq 150\text{mg/L}$ ，动植物油 $\leq 15\text{mg/L}$ ，达标废水用于 12 区周边绿化。

计转站内工作人员 2~3 人，生活污水产生量很少，现状生活污水进入站内的防渗厕所内自然蒸发。厕所池底和池壁均进行了防渗处理。

①采油二厂二、三队生活基地

基地内共有工作人员约 150 人。采油二厂采油二三队基地生活污水处理系统位于采油二厂采油二三队基地内，中心地理坐标为*，始建于 2010 年，污水处理量为 $2\text{m}^3/\text{h}$ （碳钢结构），后因污水处理设施腐蚀、老化等原因，于 2016 年对污水处理设施进行了改造，新增调节池内提升泵、混合液回流泵、污泥回流泵、反冲洗泵、绿化泵等，并更换手动格栅为机械格栅，一体化污水处理装置填料、

纤维球过滤器填料、装置内部液位控制装置等。改造后工艺为：预处理+RAAO+消毒+过滤工艺。污水处理设施能力：48m³/d，处理后污水达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）二级标准，用于绿化。

②四号联合站生产区生活基地

基地内共有工作人员约 110 人。采油二厂采油二三队基地生活污水处理系统位于塔四联生产区基地内，中心地理坐标为*，始建于 2013 年，污水处理量为 2m³/h（碳钢结构），后因污水处理设施腐蚀、老化等原因，于 2016 年对污水处理设施进行了改造，新增调节池内提升泵、混合液回流泵、污泥回流泵、反冲洗泵、绿化泵等，并更换手动格栅为机械格栅，一体化污水处理装置填料、纤维球过滤器填料、装置内部液位控制装置等。改造后工艺为：预处理+RAAO+消毒+过滤工艺。污水处理设施能力：48m³/d，处理后污水达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）二级标准，用于绿化。

②四号联合站生活区生活基地

基地内共有工作人员约 50 人。采油二厂采油二三队基地生活污水处理系统位于塔四联生产区基地内，中心地理坐标为*，始建于 2013 年，污水处理量为 2m³/h（碳钢结构），后因生活污水处理设施池顶塌陷存水，鼓风机手动无法运行，液位控制装置已严重老化等，于 2016 年对污水处理设施进行了改造，新增调节池内提升泵、混合液回流泵、污泥回流泵、反冲洗泵、绿化泵等，并更换手动格栅为机械格栅，一体化污水处理装置填料、纤维球过滤器填料、装置内部液位控制装置等。改造后工艺为：预处理+RAAO+消毒+过滤工艺。污水处理设施能力：24m³/d，处理后污水达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）二级标准，用于绿化。

7.1.2.2 非正常运行时废水对水环境的影响回顾

（1）井喷对地下水环境的影响回顾

井喷事故主要在钻井或井下作业过程中发生。井喷随油藏地层压力的不同，其发生概率和强度有所不同，大多数情况下是难以估计的。据国内油田资料统计，井喷事故发生的概率为 0.1%~0.3%，根据调查，油区采取了严格的井控制度和井控措施，通过查阅采油二厂 12 区历年事件报告，12 区在评价时段内，未发生井喷事故。

（2）油罐、污水罐、输油管道泄漏影响回顾

油罐、污水罐、输油管道只有发生泄漏事故才有可能影响到地下水。一般泄漏于土体中的原油可以同时向表面溢出和向地下渗透，并选择疏松位置运移。如果有足够多的原油泄漏到疏松的土体中，就有可能下渗至潜水带并在潜水带顶面扩展而形成“油饼”。

泄漏事故分为短期大量排放和长期少量排放两类。

短期大量排放时，污染物的泄漏以地表扩展为主，一般能及时发现，并可很快加以控制，其影响范围不大。小而慢的管道泄漏，污染面积趋向于一小块地表面积和较大的地下面积，一般较难发现，易对地下水环境产生不利影响。

油罐、管道泄露事故发生时对地下水环境的影响主要是原油以面源的形式渗漏进入包气带土壤并污染地下水。污染物迁移途径为地表以下的包气带和含水层，然后随地下水流动而污染地下水。类比新疆境内多个油田的管线泄露事故调查报告及相关研究报告，石油类污染物主要聚积在土壤表层 1m 以内，一般很难渗入到 1m 以下，因此，泄露事故中的泄漏原油进入地下含水层并污染到地下水的可能性较小。

一般来讲，在事故发生后，建设单位及当地环境保护部门会组织专门力量进行污染物的清除工作，会在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，

因而，石油类污染物进入地下潜水的可能性很低。结合区内地下水质量现状情况，采油二厂 12 区未发生油罐、污水罐、输油管线泄漏而导致地下水污染。

（3）油水窜层对地下水的影响回顾

钻井过程中由于地层压力的变化、钻井液性质等原因有时会引起“油水窜层”现象。由废弃的油井、管套被腐蚀破坏而污染到地下水的现象，在油田开发前期不会发生，待油田开发到中后期时才可能，但此时油层几乎没有多大压力，原油进入到含水层污染地下水的可能性较小。截至目前事件统计情况，采油二厂 12 区尚未发生油水窜层的风险事故。

（4）事故状态下对水环境的影响回顾

经调查，评价时段内，12 区未发生对水环境产生影响事故。经收集地表水系英达利亚河不同时段水质监测资料及本次监测数据，结果表明：pH、溶解

氧、悬浮物、高锰酸盐指数、COD、BOD₅、氨氮、挥发酚、六价铬等项目的监测结果均能满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准限值的要求。

总之，继续做好油井、管线安全监测及处理事故的应急方案是减少污染物排放、保护土壤和地下水环境的最佳方法。

7.2 已采取的水污染防治设施有效性评价

7.2.1 施工期水污染防治措施有效性评价

施工期地下水污染源主要是施工营地生活污水、钻井废水和施工废渣、淤泥等固体废物，如果妥善处理，不会对地下水污染造成太大影响。

（1）钻井废水处理措施

采油二厂 12 区在 2017 年以前，油田勘探、开发过程中产生的钻井废水均排至各井场采用环保型防渗材料进行防渗的泥浆池，因本地区的蒸发量很大，使大部分废水可在短期内得到自然蒸发，在做好泥浆池防渗工作的前提下，一般不会影响水环境质量。钻井作业完成后，钻井废水与废弃泥浆、岩屑在井场泥浆池固化后进行填埋处理，并对井场进行平整，对地表水环境的影响也很小。2017 年后的钻井全部采用钻井废弃物不落地技术，无钻井废水产生排放。

后评价期间进行现场调查，未发现钻井废水乱流污染环境情形，结合 4.4.3 节中区域地下水水质监测结果，石油类均满足《地表水环境质量标准》

（GB3838-2002）III类标准，即油区开发以后，采取的废水污染防治措施基本有效。

（2）生活污水

根据调查，钻井井场设一般设置生活污水池，生活污水池采用防渗膜防渗，同时施工分段分期进行，具有较大的分散性，局部排放量很小，2018 年以前，生活污水经生活污水池收集后就地蒸发，不外排；2018 年后，实施的部分钻井生活污水排入生活污水池暂存，完井后清运至采油二厂生活基地污水处理设施等地处理。

综上，施工期产生的生活污水不直接排入环境水体，落实了生活污水水污染防治措施。后评价期间对施工营地进行现场调查，未发现污水乱流污染环境情形，采取的生活污水污染防治措施基本有效。

(3) 井下作业废水

井下作业废水采用专用废液收集罐收集后运至塔河油田一号固废液处理站处置和 2 号液废处理场（已停用），各处理站均已经通过环境保护竣工验收，采取的井下作业废水污染防治措施基本有效。

7.2.2 运营期水污染防治措施有效性评价

7.2.2.1 生产废水处理措施有效性

(1) 采出水

12 区开发初期，四号联合站未建成之前，采油二厂产生的采出水经 6 区内的二号联合站污水处理系统处理达标后回注，剩余部分排入站外蒸发池；后随着采油二厂产能开发力度的增加、地层天然能量的降低，通过向油层注水的方式提高油气采收率的需求逐渐增大，注水量也逐渐增大，采油二厂 12 区的采出水实现全部回注。后评价调查期间，12 区的采出水经 12 区内的四号联合站及 6 区内的二号联合站处理达标后通过注水增压站等回注到单井。

根据后评价期间对二号联、四号联污水处理系统出口水质的监测结果，均可满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012），采取的废水处理措施基本有效。

①四号联合站采出水处理措施有效性

12 区采出水处理系统位于四号联合站内，采用两级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。

本次后评价阶段查阅了《塔河油田四号联合站及原油外输配套工程环境影响报告书》的竣工环境保护验收报告，2015 年新疆维吾尔自治区环境监测总站在竣工验收期间对四号联合站注水水质标准采用《碳酸盐岩油藏注水水质检测方法（试行）》（Q/SHXB0044-2009）进行对标。根据《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）、《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》（新环评价发 2020〕142 号）及后续其他环评批复及验收文件，“回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求后回注”，故本次后评价期间，注水水质采用《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》

(SY/T5329-2012) 对标。

根据本次后评价阶段监测结果，处理后的采出水中，石油类、硫化物、悬浮物均可满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012) 中高渗地层生产回注水质指标要求，用于油田油层回注用水的处置措施基本有效。

本次后评价收集了西北油田分公司实验中心的例行检测数据及现状监测的方式进行评价分析，将四号联合站早期与现阶段污水处理系统出口浓度与《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》中的相关指标进行了对比，根据对比结果，四号联合站处理设施出口废水中石油类指标均符合相应指标要求，出现过 SS 偶然超标的现象，经分析是由于过滤材料未及时更新，导致过滤效率变低，通过维修和更换新的滤料，四号联合站处理后的废水均能达标。即在采出水处理装置正常运行时，采取的除油、过滤措施基本有效。见表 7.2-1。

另外，从指标的变化情况来看，通过采油二厂的加强运维及管理等措施后，就四号联合站污水处理系统出口水质中悬浮物和石油类两项指标较早期监测有降低趋势。本次后评价提出，后期需加强对四号联合站污水处理系统、设施的调试、运维，及时维修和更换滤料，确保联合站的出水可稳定达标。

表 7.2-1 四号联合站出水水质监测结果一览表 单位：mg/L

监测时间		监测结果 单位：mg/L (pH 除外)			数据出处
		pH	SS	石油类	
2015 年 4 月	第一天均值	6.17~6.85	711	1.47	塔河油田四号联合站及原油外输配套工程竣工环保验收调查报告
	第二天均值	6.12~6.35	631	1.34	
《碳酸盐岩油藏注水水质检测方法》(QSHXB0044-2009)		7	10	15	
达标情况		达标	超标	达标	
2016 年 8 月 12 日~13 日	第一次	6.82	24	0.875	
	第二次	6.3	22	1.87	
	第三次	6.38	20	0.604	
	第一次	6.63	19	0.476	
	第二次	6.87	15	1.01	
	第三次	6.11	14	0.419	
《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T 5329-2012)		/	30	50	塔河油田 12 区奥陶系油藏第七期产能建设项目竣工环境保护验收报告
达标情况		/	达标	达标	
悬浮物复测	第一次	6.2	27	5.8	塔河油田四号联合站混

时间为 2018 年 5 月 14~15 日, pH、石油类监测时间为 2017 年 8 月 28~29 日	第二次	6.27	29	8	烃外输及处理工程竣工环境保护验收监测报告
	第三次	6.25	28	8.6	
	第一次	6.1	27	7.3	
	第二次	6.12	29	8.5	
	第三次	6.09	26	9.9	
《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T 5329-2012)		/	30	50	
达标情况		/	达标	达标	
悬浮物复测时间为 2018 年 5 月 14~15 日, pH、石油类监测时间为 2017 年 12 月 13 日-2017 年 12 月 14 日	第一次	6.53	27	0.18	塔河油田 12 区奥陶系油藏 2015—2016 年产能建设项目竣工环境保护验收调查报告
	第二次	6.49	29	0.26	
	第三次	6.55	28	0.15	
	第一次	6.54	27	0.29	
	第二次	6.57	29	0.26	
	第三次	6.55	26	0.2	
《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T 5329-2012)		/	30	50	
达标情况		/	达标	达标	
2019 年例行监测(一次值)	2019.1	6.13	67	3.42	环境监测简报(西北油田分公司实验中心)
	2019.4	/	28	7.41	
	2019.7	6.82	17	/	
《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T 5329-2012)		/	30	50	
达标情况		/	不完全达标	达标	
2020 年 11 月	第一次	6.88	16	0.46	本次后评价监测报告
	第二次	6.87	19	0.28	
	第三次	6.83	17	0.16	
	第一次	6.86	16	0.31	
	第二次	6.86	18	0.28	
	第三次	6.86	14	0.20	
《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T 5329-2012)		/	30	50	
达标情况		/	达标	达标	

②依托工程(二号联合站)采出水处理措施有效性

二号联合站工程内容及生产废水处理措施有效性分析在《塔河油田 6、7 区

环境影响后评价报告书》进行了详细论述和分析。本次后评价引用其主要结论进行依托工程（二号联合站）采出水处理措施有效性分析。

根据《塔河油田 6、7 区环境影响后评价报告书》中 7.2.2.1 节生产废水处理措施有效性结论，二号联合站采出水处理系统出口水质的历年监测及对比结果可知，在核桃壳过滤器等污水处理装置正常运行时，采取的除油、过滤措施有效，出水水质可满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中高渗地层生产回注水质指标要求，用于油田油层回注用水的处置措施基本有效。

（2）井下作业废水

根据后评价期间搜集的资料和调查，12 区现状产生的井下作业废水均运至一号固废液处理站处置。

本次后评价收集了西北油田分公司实验中心 2019 年塔河绿色环保站废水处理出口例行检测数据及现状监测的方式进行评价分析，见表 7.2-2，将塔河绿色环保站废水处理出口浓度与《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》中的相关指标进行了对比，在装置正常运行时，采取的除油、过滤措施基本有效，塔河绿色环保站废水处理系统运行稳定，出水水质能够满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）中注入层平均空气渗透率 $>1.5\mu\text{m}^2$ 生产回注水质指标要求。

表 7.2-2 塔河绿色环保站作业废水水质监测结果 单位：mg/L（pH 除外）

项目名称	监测单位	监测时间	监测结果		
			pH	SS	石油类
例行监测	西北油田分公司实验中心	2019.2	7.44	21	1.38
		2019.6	7.44	25	15.8
		2019.12	7.15	14.26	0.487
		《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）	/	30	50
例行监测	天蓝蓝环保技术服务有限公司	2019.7	7.0	8	0.08
		2019.8	7.1	10	0.08
		2019.9	6.8	0.08	13
		《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）	/	30	50
			/	达标	达标
本次后评价	新疆正天华能环境工程技术有限公司	第一天	14.6-14.7	19-20	2.68-2.77
		第二天	14.6-14.7	18-20	2.57-2.65
		《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》	/	30	50
			/	达标	达标

		(SY/T 5329-2012)	
--	--	------------------	--

7.2.2.2 生活污水处理措施有效性

12 区内共有三个生活基地，分别为四号联合站生产区基地、四号联合站生活区基地、二、三队基地。各基地均建有生活污水处理设施，并于 2018 年通过了自主环境保护竣工验收。本次后评价建议油田生活基地执行《农村生活污水处理排放标准》（DB654275-2019）B 级标准，出水用于生态林、荒漠的灌溉。

根据后评价期间调查结果，12 区各生活基地现状采用“预处理+RAAO+消毒+过滤”工艺对生活污水进行处理，达标废水综合利用，主要用于生活基地及周边荒漠绿化，根据现场调查，绿化效果显著，改善了区域小环境。

现状污水处理设施的运行单位为河南元光科技有限公司。污水处理系统设计进水指标 pH6~9、COD \leq 400mg/L、BOD₅ \leq 200mg/L、SS \leq 220mg/L、氨氮 \leq 350mg/L，环评批复的出水指标要求为《污水综合排放标准》（GB8978-1996）二级标准，即 pH 6~9，COD \leq 150mg/L，BOD₅ \leq 30mg/L，NH₃-N \leq 25mg/L，SS \leq 150mg/L，动植物油 \leq 15mg/L。

在各基地污水处理设施改造完成后，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。本次后评价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 7.2-3。

监测结果可知：目前 12 区三个生活基地的生活污水通过提标改造后，经地埋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标。

自 2019 年以来，西北油田分公司下达了《关于进一步加强生活污水达标处理管控的通知》，要求各属地管理单位加强污水处理设备设施运维保养，对出口水质进行全面监测，对处理后水质及水量进行动态管控，使出口水质达到《城镇污水处理厂污染物排放标准（GB18918-2002）》一级 B 标准。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时出水水质中，各监测指标可满足《污水综合排放标准》（GB8978-1996）中二级标准（环评批复标准）、《农村生活污水处理排放标准》（DB 65 4275-2019）中表 2 中 B 级标准

（后评价建议执行标准），甚至可满足《城镇污水处理厂污染物排放标准》(GB18918-2002)表 1 一级 B 标准，采取的生活污水处理措施基本有效。

表 7.2-3 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)

监测点 位	监测项目	标准限值《污水 综合排放标准》 (GB8978-1996) 二级标准	《农村生活污 水处理排放标准》 (DB 65 4275-2019)中表 2 中 B 级标准	标准限值《城镇污 水处理厂污染物 排放标准》 (GB18918-2002) 中一级 B 标准	监测时间					达标情况
					2017.9	2018.2	2019.3	2019.9	2020.5	
采油二 厂二三 区基地 污水处 理系统 出口	pH	6~9	6~9	6~9	7.26	7.39	6.86	7.16	6.74	达标
	悬浮物 (mg/L)	150	180	20	108	15	19	4	17	
	COD (mg/L)	150	/	60	15	31	34	8	38	
	五日生化需氧量 (mg/L)	30	/	20	6.2	5.6	1.7	1.2	/	
	氨氮 (mg/L)	25	/	8 (15)	13.96	6.13	7.4	5.28	0.793	
	总氮 (mg/L)	/	/	1	/	10.52	11.7	8.77	/	
	动植物油 (mg/L)	15		3	0.27	1.31	<0.04	<0.06	/	
	粪大肠菌群 (个/L)	/	40000 (MPN/L)	10000	790	/	/	/	/	
	总磷	/	/	1	/	/	/	/	0.845	
	石油类	10	/	3	/	/	/	/	<0.06	
四号联 生产区 污水处 理系统 出口	pH	6~9	6~9	6~9	7.22	7.34	6.88	7.17	6.82	达标
	悬浮物 (mg/L)	150	180	20	77	15	19	2	15	
	COD (mg/L)	150	/	60	16	35	37	7	40	
	五日生化需氧量 (mg/L)	30	/	20	4.2	5.9	2	1	/	
	氨氮 (mg/L)	25	/	8 (15)	4.145	6.39	7.68	5.48	0.687	
	总氮 (mg/L)	/	/	1	/	10.52	11.6	9.46	/	

监测点位	监测项目	标准限值《污水综合排放标准》(GB8978-1996) 二级标准	《农村生活污水处理排放标准》(DB 65 4275-2019) 中表 2 中 B 级标准	标准限值《城镇污水处理厂污染物排放标准》(GB18918-2002) 中一级 B 标准	监测时间					达标情况
					2017.9	2018.2	2019.3	2019.9	2020.5	
	动植物油 (mg/L)	15		3	0.21	0.36	0.09	<0.06	/	达标情况
	粪大肠菌群	/	40000 (MPN/L)	10000	940	/	/	/	/	
	总磷	/	/	1	/	/	/	/	0.883	
	石油类	10	/	3	/	/	/	/	<0.06	
四号联生活区污水处理系统出口	pH	6~9	6~9	6~9	7.24	7.31	6.75	7.23	6.65	均可满足 (DB 65 4275-2019) 中表 2 中 B 级标准
	悬浮物 (mg/L)	150	180	20	78	14	18	3	13	
	COD (mg/L)	150	/	60	13	38	36	10	42	
	五日生化需氧量 (mg/L)	30	/	20	4.2	5	1.9	0.8	/	
	氨氮 (mg/L)	25	/	8 (15)	4.747	6.27	7.65	6.92	0.76	
	总氮 (mg/L)	/	/	1	/	10.82	10.4	11.1	/	
	动植物油 (mg/L)	15		3	0.23	0.49	<0.04	<0.06	/	
	粪大肠菌群	/	40000 (MPN/L)	10000	340	/	/	/	/	
	总磷	/	/	1	/	/	/	/	0.88	
石油类	10	/	3	/	/	/	/	<0.06		

7.2.2.3 地下水环境保护措施有效性分析

通过梳理和研究历年的环评报告及批复文件，地下水污染防治措施有效性评价重点对以下几个方面进行分析、评价。

➤ 地下水保护设施设置有效性评价

(1) 监测井设置有效性评价

《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》、《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》、《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》等报告书中均提出在英达亚村、联合站、生活基地、12-1 和 12-12 计转站等地周围设置监测井或利用现有水井，对区域内地下水进行定期监测。

西北油田分公司在 12 区管辖范围内共设置了 8 口地下水监测井，新建监测井孔径 $\geq 350\text{mm}$ ，井壁管外径 $\geq 146\text{mm}$ ，壁厚不小于 4.5mm 的无缝钢管，每个井口安装一组保护装置。区内还分布有中国地质环境监测院设置的地下水监测井，已完成了监测井的建设、完井、留档等工作，监测井的设计、施工、成井符合《地下水监测井建设规范》的要求。各监测井基本情况见表 7.2-4，监测井完井照片见图 7.3-1。

为进一步确保监测井的设置、建设、验收、使用、维护、报废合法合规，西北油田分公司及采油二厂制定并发布了《西北石油局有限公司、西北油田分公司地下水监测井管理要求》、《西北石油局有限公司、西北油田分公司环保设施管理办法》等相关管理要求，建立了采油二厂地下水环境监测井台账，采油厂配备专（兼）职管理员负责辖区范围内地下水监测井的日常管理、巡检并配合开展地下水监测工作，监测频率为 2 次/年，监测项目为 pH、六价铬、溶解性总固体、氨氮、氯离子、硫酸根离子、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、氟化物、石油类、总大肠菌群、氰化物、总硬度、挥发酚、阴离子表面活性剂、色度、化学需氧量、肉眼可见物、嗅和味、硫化物、浑浊度等项目，评价标准采用《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中“表 1 地下水质量常规指标和限制”III类标准，石油类特征污染物参考《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类标准。采取的地下水监测井设施基本有效。

但根据《工矿用地土壤环境管理办法》（试行）（生态环境部令第 3 号，2018 年 8 月 1 日起施行）中相关要求。重点单位建设涉及有毒有害物质的生产装置、储罐和管道，或者建设污水处理池、应急池等存在土壤污染风险的设施。重点单位应当按照相关技术规范要求，自行或者委托第三方定期开展土壤和地下水监测，重点监测存在污染隐患的区域和设施周边的土壤、地下水。12 区内污染隐患相对较大的区域和设施主要为四号联合站，根据调查，现状距离四号联合站最近的地下水例行监测井为 T02，位于联合站东南方向 2.6km 处，由于区内地下水流动速度极为缓慢，通过该监测井难以反映联合站区域的地下水环境质量状况，故需在联合站周边增设地下水观测井。

（2）钻井废水处理设施有效性评价

2017 年之前，12 区的钻井期废水、岩屑和废弃泥浆存放在各井场废液池内，自然蒸发、固化、填埋处理。2017 年之后，钻井全部采用钻井废弃物不落地技术，钻井废水同泥浆进入泥浆不落地系统固液分离后，废水全部回用，无钻井废水外排。生活污水收集至营地的防渗污水池，进行蒸发处理或外运处理。

根据资料搜集和现场调查，12 区在早期开发建设期间，钻井废水全部进入井场防渗废液池，经固化后填埋处理，2017 年后，全部进入泥浆不落地系统。施工人员生活污水集中收集至塑膜防渗的蒸发池，自然蒸发，施工结束后填埋平整。防渗废液池、防渗污水池等地下水保护设施的设置基本有效。

（3）联合站防渗设施有效性评价

根据《塔河油田四号联合站混烃外输及处理项目环境影响报告书》中提到，该工程各装置区在设计中均采取了防渗混凝土硬化地面，各装置区均设置了高不低于 15cm 的围堰或环绕装置的水泥硬化的集水沟，罐区则依据防火规范的要求，设置有防火堤，储罐基础采用 HDPE 膜防渗层等，现该工程已通过竣工环境保护验收。根据验收报告及现场调查，四号联合站建设期间基本落实了环评中提出的防渗措施，采用混凝土防渗措施进行防渗。回注及固井措施的有效性分析

在 12 区的历次环评及批复中均提出：含油污水经过联合站污水处理系统达到标准中回注地下。

根据调查及四号联合站油田采出水处理站的实际回注情况，部分回注于油藏层奥陶系一间房组(O_{2y}j)，部分回注于油藏层奥陶系鹰山组(O_{1-2y})，回注地

层深度在 4500m 以下。而 12 区所在区域第四系含水层主要赋存孔隙潜水和承压水，第四系含水层底板埋藏深度绝大多数地区在 500m 以内。故回注层深度远远深于区内主要淡水含水层，与区内淡水含水层不在一个层位，回注地层与区域地下水处于不同层系，远远超出本区域地下水含水层的深度。12 区的回注井井型一般采用直井，多为三开、四开井身结构（井身结构见表 7.2-5、7.2-6），回注井在钻井过程中对潜水及具有开采利用价值的承压水所在的第四系地层进行了水泥固井，水泥返至地面，基本可以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内回注水的交换，固井质量合格的情况下，可有效保护地下水层。

根据《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），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推荐指标及分析方法》（SY/T5329）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。

根据后评价期间的监测结果，四号联合站采出水经处理后可以满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）标准要求，并全部回注地下，未回注与油气开采无关的废水，回注层为奥陶系鹰山组和一间房组，均为现役油气藏层。基本满足《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）中相关要求。

根据《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）最早发布于 1995 年 1 月 18 日，并于 2012 年 1 月 4 日进行了修订，由油气田开发专业标准化技术委员会提出并归口，起草单位为中国石化股份胜利油田分公司地质科学研究院，该标准适用范围为碎屑岩油藏不同渗透层对注水水质的要求和油藏注入水的水质分析，其标准值制定主要考虑正常生产需要，非污染控制类标准。

采油二厂开发油藏均为奥陶系缝洞型碳酸盐岩油藏，一直以来，国内碳酸盐岩油藏水质尚无行业标准可依，按现行管理要求，一般参考《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）执行，但碳酸盐岩油藏缝洞储集空间从几微米裂缝到百米溶洞，非均质性明显区别于常规碎屑岩。根据《中华人民共

和国标准化法》，没有国家标准和行业标准的，应当制定企业标准，作为组织生产的依据。目前中石化西北油田分公司已制定了企业标准《碳酸盐岩缝洞型油藏注水水质标准》（Q/SHXB 0213-2019），目前中国石油化工股份有限公司正在制定碳酸盐油藏注水水质行业标准，建议尽快完成碳酸盐油藏注水水质行业标准的制定工作。

➤ 其他地下水防治措施有效性评价

经梳理，各环评报告中提出的源头控制措施主要还有：①加强油气开采和集输过程的动态监测，加强管理，对输水、输油管线等易发生泄露的部位进行巡回检查，减少或杜绝泄露事件的发生，确保管线的运行安全，油水集输过程中避免事故泄漏污染土壤和地下水。②采出水在现有联合站实现油水分离后，采出水进污水处理设施，处理达标后用于注水采油水源。加强对废水水质检测和水量计量，发现问题及时处理，避免水质不达标和泄漏，从源头控制减少对土壤和地下水的污染影响。③井下作业废水中主要含有酸、盐类和有机物，采用专用废液收集罐收集后运至塔河绿色环保工作站处理，处理后的井下作业废水均不外排。④避免影响地下水和土壤。④按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止泄漏事故的发生。

根据调查，12区在日常管理中，定期对阀门、机泵进行了检修与维护；井下作业时按照“铺设作业，带罐上岗”的作业模式，及时回收落地油等废物；加强管理，对井口装置、集油、输气、输水管线等易发生泄露的部位进行了巡回检查，近几年进行了多次集油干线环保隐患治理工程，对隐患管线进行高阻隔 HBPE 管内修复、PE/PO 内穿插管线（防护和修复）、内涂层管线（防护和修复）等；采出水在现有四号联合站实现油水分离后，采出水经污水处理设施处理后回注地下，井下作业废水采用专用废液收集罐收集后集中处理，处理后的采出水和井下作业废水均未排入外环境；对废水水质定期进行检测和水量计量；按照环评报告中要求采取的地下水污染源控制措施基本有效。

➤ 事故状态下地下水污染防治措施

在 12 区的多个环评报告及批复中均提出，制定事故状态下环境风险应急预案和污染防治措施，避免生产事故引发环境污染，采取有效措施防止发生油气泄露污染地下水等事故的发生。

生产中存在事故排放、泄漏等风险事故的可能性，稍有不慎就有可能发生破坏性很大的事故，各种事故无论是人为因素引起的，还是自然因素所致，都可以采取必要的预防措施，以减少事故的发生或使事故造成的危害降低到最低限度。对于人为因素引起的事故可以通过提高人员技术素质、加强责任心以及采取技术手段和管理手段等方法来避免；而对于自然因素引起的事故则主要靠采取各种措施来预防。

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

根据调查，采油二厂于 2020 年 6 月 21 日编制完成并发布了《中石化西北油田分公司采油二厂突发环境事件应急预案》，在库车市环境保护局进行了备案，备案编号：652923-2020-012-M。2020 年，依据《中国石化突发环境事件风险评估指南》（2019 年 7 月），编制了《西北油田分公司采油二厂突发环境事件风险评估报告》（2020 年 6 月），建立了应急管理体系，开展了应急培训和应急演练，具备处置突发环境事件的能力，应急物资储备充足，应急保障措施完善，和当地环保主管部门建立响应系统，可及时应对事故状况下的污染物排放，在发生环境污染事故的同时，及时上报当地环保部门。采取的地下水环境保护措施基本有效。

但由于 12 区采出液介质具有“高 H_2S 、高 CO_2 、高矿化度、高 Cl^- 、低 pH 值”的强腐蚀特点，随着管线服役时间延长，综合含水逐年上升，集油和输水、输气管线腐蚀问题会日益突显，采油二厂近几年对 12 区进行了多次集油干线环保隐患治理工程，对区内隐患管线进行高阻隔 HBPE 管内修复、PE/PO 内穿插管线（防护和修复）、内涂层管线（防护和修复）等，本次后评价建议，后续继续加强各类管线的环保隐患治理工程，以进一步降低管线刺漏等风险事故的发生频率。

➤ 地下水保护措施有效性评价小结

回注井在钻井过程中对潜水及具有开采利用价值的承压水所在的第四系地层进行了水泥固井，水泥返至地面，基本可以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内回注水的交换，固井质量合格的情况下，可有效保护地下水层。

结合 4.4.2、4.4.3 章节中 12 区所在区域地表水和地下水环境质量现状评价结果,各地下水监测点及地表水监测断面中石油类均满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中的 III 类标准要求,即 12 区在开发过程中,采取的地下水环境保护措施基本有效。本次后评价建议,在后续工作中,进一步加强环保隐患治理工程建设,以尽量减少风险事故的发生。

7.2.3 有效性分析小结

从后评价阶段的废水监测情况看,四号联合站污水处理系统处理后的采出水中,石油类、硫化物、悬浮物均可满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)中高渗地层生产回注水质指标要求,用于油田油层回注用水的处置措施基本有效。对比历年监测数据,四号联合站处理设施出口废水中出现 SS 个别监测数据超标的现象,通过维修和更换新的滤料,四号联合站处理后的废水均能达标。指标的变化情况来看,通过采油二厂的加强运维及管理等措施后,就四号联合站污水处理系统出口水质中悬浮物和石油类两项指标较早期监测有降低趋势。

四号联合站生产区基地、四号联合站生活区基地、二、三队基地等生活基地生活污水处理设施,pH、COD、BOD₅、NH₃-N、SS、动植物油、石油类、总氮、粪大肠菌群、总磷等指标均能满足《污水综合排放标准》(GB8978-1996)二级标准,在采油二厂加强运维管理的情况下,现状各个指标均能满足《城镇污水处理厂污染物排放标准》(GB18918-2002)表 1 一级 B 标准。

目前 12 区内采出水在二号联合站和四号联合站污水处理设施处理达标后,全部回注于油层;井下作业废水自带回收罐回收作业废水,拉运至塔河油田一号固废液处理站处置处理达标后回注;生活污水处理达标后用于绿化。通过区内地下水监测井水质、地表水水质、及废水的监测情况可看出,油田开发未对地表水及当地浅层及主要供水层的地下水环境产生明显不良影响。

上述分析可知,12 区在实施油气开发的过程中基本落实了环评及验收中提出的地下水污染防治措施,采取的污水处理设施等各项环保设施基本起到了相应的污染防治效果,采取的水污染防治措施基本有效。

7.3 存在的问题

(1) 四号联采出水处理系统出口，偶然出现回注水中悬浮物超过《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法（SY/T 5329-2012）》标准的情况

按照《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）规定：在相关行业污染无可指标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求回注，同步采取切实可行措施防治污染。根据《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告 2012 年 第 18 号 2012-03-07 实施）：工业废水回用率达到 90% 以上。

实际情况：主要的生产废水为采出水，全部经四号联合站和二号联合站处理后，通过注水增压站等回注到单井。回注标准现参照《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法（SY/T 5329-2012）》中其注入层平均空气渗透率 $>1.5\mu\text{m}^2$ 评价，在采出水处理装置正常运行时，采取的除油、过滤措施基本有效。但企业例行监测表明：出现部分悬浮固体偶然超标的现象。

(2) 地下水自行监测需进一步加强

①对区内居民在用饮用水井监测频次不足

在《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》、《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》、《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》等提出，对英达里亚村在用饮用水井进行定期监测，根据后评价期间调查情况，现状暂未将其列入例行监测计划。

②油区内污染隐患相对较大的区域和设施（主要为四号联合站及其应急池区域）观测井设置数量不足。

根据《工矿用地土壤环境管理办法》（试行）（生态环境部令第 3 号，2018 年 8 月 1 日起施行）中相关要求。重点单位建设涉及有毒有害物质的生产装置、储罐和管道，或者建设污水处理池、应急池等存在土壤污染风险的设施。重点单位应当按照相关技术规范要求，自行或者委托第三方定期开展土壤和地下水监测，重点监测存在污染隐患的区域和设施周边的土壤、地下水。

四号联合站下游 2.6km 处已设置 1 观测井，但由于区内地下水流动速度极为

缓慢，通过该监测井难以反映联合站的地下水环境质量状况，故需在联合站周边增设地下水观测井。

8. 声环境影响后评价

主要包括：回顾井场和站场厂界噪声达标排放情况，评价范围内声环境敏感目标达标情况；分析现有污染防治设施的有效性。

8.1 声环境影响回顾

12 区内油气井井场噪声影响范围有限，噪声源多集中在联合站、计转站等各类站场内，声环境敏感目标除油田工作人员外，仅涉及喀让古二村和种羊场。

运营期主要噪声源为站场的各类机泵，如各场站压缩机、污水提升泵、注水泵、空压机、外输泵、事故泵、喂液泵等。

8.2 噪声污染防治措施有效性评价

8.2.1 声环境保护措施落实情况

已采取的噪声污染防治措施包括：

- (1) 严格按照《工业企业噪声控制设计规范》进行设计。
- (2) 各站场均采用自动化控制，在设备选型上选用低噪声设备；对噪声强度较大的设备进行减噪处理，对加热炉安装消声器。对站场主要噪声源采取了厂房隔声、消声器、固定基座等降噪方式。

8.2.2 降噪措施有效性评估

根据竣工环境保护验收报告和本次现场调查，区块各项目噪声污染防治措施与环评基本一致，根据区块各项目竣工环境保护验收报告监测数据可知，12 区各站场和井场验收时厂界噪声满足《工业企业厂界噪声排放标准》

（GB12348-2008）中的 2 类标准（昼间：60dB（A），夜间 50dB（A））的限值。本次后评价也针对计转站、增压站、罐区、井场和敏感目标进行了噪声监测（具体见 4.4.4 小节），监测结果表明：敏感点声环境质量均可满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类标准；计转站、增压站、罐区、井场场界均可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准。

9. 固体废物环境影响后评价

主要包括回顾固体废物的产生、综合利用及处置情况，分析固废的属性，回顾固废环境影响，分析固体废物处置措施与污染防治措施的有效性，验证环境影响评价文件预测结果，分析存在问题提出补救措施。

9.1 基本情况

产生的固体废物主要分为一般工业固体废物、危险废物和生活垃圾三类。

9.1.1 一般工业固废

一般固废主要是油气田开发产生的钻井废弃泥浆及岩屑、联合站污水处理设施产生的过滤载体及临时井场建设过程中的建筑垃圾。

钻井废弃泥浆及岩屑：2017 年之前，废弃钻井液和岩屑等排入具有防渗措施的岩屑池内，待固化后覆土掩埋处理；2017 年 1 月以后，钻井井场岩屑及钻井液逐渐采用不落地设备在井场就地处理，分离出的液相可回用于钻井工程，固相严格按照《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）、《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》（DB65/T3999-2017）中的相关要求进行处理和利用。

9.1.2 危险废物

危险废物主要包括清罐、清管的含油污泥、塔河四号联合站、计转（掺稀）站、中间站、卸油站处理站等设备维修、维护产生的废机油，管道刺漏产生的受浸土，隔油池清淤产生的含油污泥、废油桶、配电室产生的废铅蓄电池等。根据《国家危险废物名录》，天然原油和天然气开采行业，石油开采产生的油泥以及废弃钻井液处理产生的污泥均为 HW08 废矿物油，属于危险废物；其中，管线刺漏属于突发环境事件，全过程按突发环境事件处理。

含油污泥等危险废物早期在一号固废液处理站贮存；后期运至塔河油田绿色环保站处理，或区域内有资质的第三方单位进行处理。

废机油：塔河四号联合站、计转（掺稀）站、中间站、卸油站等设备维修、维护产生，建设单位综合利用或交有资质的第三方单位进行处理。

根据《陆上石油天然气开采行业危险废物环境管理指南》（征求意见稿），石油

开采危险废物主要来源于钻井、试油与作业、采油、油气集输、污水处理、清场作业、设备检修维护等环节。石油开采过程中主要危险废物产生情况见表 9.1-1。

表 9.1-1 石油开采过程中主要危险废物产生情况

序号	废物名称	产生环节	废物代码	主要污染物	产生规律	主要利用处置方式
1	废弃油基钻井泥浆	油基钻井泥浆钻井	071-002-08	废矿物油	连续产生	回用于钻井工程/回收基础油/委托持有危险废物许可证的单位利用处置
2	含油岩屑	油基钻井泥浆钻井	071-002-08	废矿物油	连续产生	回收基础油/委托持有危险废物许可证的单位利用处置
3	落地油	产油井场涉油设施阀门、法兰等原油渗漏，集输管线刺穿原油泄漏，以及井下作业原油溅溢	071-001-08	废矿物油	间歇产生	回收矿物油/委托持有危险废物许可证的单位利用处置
4	清罐底泥	容器和构筑物清掏作业	071-001-08	废矿物油	间歇产生	回收矿物油/委托持有危险废物许可证的单位利用处置
5	采出水处理过程中产生的废油、油泥、浮渣、污泥	油/水分离、废水处理	071-001-08	废矿物油	连续产生	回收矿物油/委托持有危险废物许可证的单位利用处置
6	废润滑油	设备检修维护	900-217-08900-214-08	废矿物油	间歇产生	委托持有危险废物许可证的单位利用处置/回用配置油基钻井泥浆/进入原油处理系统综合利用/用于润滑要求低的设备设施
7	清管废渣	集输管线清管作业、油管检修清洗作业	900-249-08	废矿物油	间歇产生	委托持有危险废物许可证的单位利用处置
8	废弃包装物、容器，过滤吸附介质，含油抹布、劳保用品，废防渗膜	危险废物贮存过程；采出水处理、挥发性有机物处理过滤吸附介质更换；机械保养、清洁；试油作业	900-041-49	废矿物油	连续产生	委托持有危险废物许可证的单位利用处置；含油抹布和劳保用品可根据《危险废物豁免管理清单》管理

评价区产生的危险废物类别中，管线刺漏属于突发环境事件，其产生的落地油（废物代码：071-001-08），全过程按突发环境事件处理。

9.1.3 生活垃圾

生活垃圾主要包括采油二厂生活基地及各生活点产生的生活垃圾。由车辆拉运至塔河油田一号固废液处理站。

固体废物排放情况见表 9.1-1。

表 9.1-1 固体废物排放情况一览表

种类	名称	来源	处置措施
一般固废	生活垃圾	采油二厂生活基地及各生活营地	送至塔河油田绿色环保站生活垃圾池内进行储存、填埋处理
	水基钻井废弃泥浆及岩屑	钻井井场	非磺化类水基钻井废弃泥浆及岩屑采用固液分离方式处置，可用于通井路修筑、填坑、铺垫井场，或进入一般工业固体废物填埋场填埋； 磺化类钻井废弃泥浆、岩屑采用“不落地”技术无害化处理后，用于井场道路修筑、填坑、铺垫井场，场地选择需满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB 65/T3997-2017）相关要求； 油基泥浆送至第三方有资质的单位进行资源化回收。
危险废物	含油污泥	各处理站、计转站及污水处理系统	运至塔河油田绿色环保站或第三方有危废处置资质的单位等公司进行处置，最终还原土用于铺路（内部道路）或铺垫井场，场地选择需满足《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》（DB 65/T 3998—2017）相关要求。
	废矿物油	四号联合站、计转（掺稀）站、混输站、中间站、卸油站等	建设单位综合利用或交有资质单位进行处置

9.2 固体废物环境影响回顾

9.2.1 钻井期固体废物影响回顾

钻井期产生的固体废物主要是钻井废弃泥浆、钻井岩屑和生活垃圾。

9.2.1.1 生活垃圾

12 区生活垃圾处置主要依托西北油田分公司塔河油田一号固废液处理站。站内 2 个 10000m³已运行期满封场。2016 年新建运行的生活垃圾填埋场，一期容积为 73100m³，至目前，填埋生活垃圾约 10000m³。

12 区生活垃圾均运至绿色环保工作站新建生活垃圾填埋场填埋处理。

9.2.1.2 钻井废弃泥浆、岩屑

（1）处置方式

2017 年之前，废弃钻井液和岩屑等排入具有防渗措施的岩屑池内，固化后覆土掩

埋处理；2017 年后，公司统一要求采用废弃钻井泥浆随钻不落地无害化治理技术对钻井泥浆及岩屑进行无害化处理，具体为：钻井一开、二开上部的废弃泥浆和岩屑在井场防渗岩屑池固液分离，干化后综合利用用于井场道路修筑、填坑、铺垫井场；二开下部含磺化的钻井废弃物应用不落地达标处理技术，进行固液分离，分离出的磺化泥浆岩屑现场处理后，满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB 65/T3997-2017）相关要求，用于井场道路修筑、填坑、铺垫井场；钻井工程结束后，可回收磺化泥浆部分拉运至西北油田分公司油田工程服务中心环保工程管理部调质、调配后用于下一钻井工程重复利用。

（2）钻井液

根据搜集区块内历年来的环评报告提及的废弃钻井泥浆及岩屑成分（见表 9.2-1），2007 年之前大部分选用非聚磺类泥浆钻井液体系，2007 年之后主要采聚合物+聚磺的钻井液体系，典型钻井液体系见表 9.2-2 和表 9.2-3。

表 9.2-1 钻井液统计情况表

报告	钻井液成分		主要措施
《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》	未提及	未提及	未提及
《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》	非聚磺类泥浆	0~800m: 4~7%膨润土 + 0.3~0.5%纯碱+ 0.3~0.5% AT-II(或AT-I)。 800~3900m: 4~6%膨润土 + 0.2~0.5%纯碱+ 0.1~0.2% KPAM(或BNG-1、LHB-105 + 1~1.5%NH ₄ HPAN (或KN-PAN)+ 0.5~1%SJ-1(或JT-2) + 0.3~0.5%SF-1(或GMP-III) 3900~4650m: 4~6%膨润土 + 0.3~0.5%纯碱+ 0.6~0.1% KPAM + 1~1.5% NH ₄ HPAN(或KN-PAN)+ 0.5~1%SJ-1(或JT-2) + 0.3~0.5%SF-1(或GMP-III) + 1~3% SMP +1~3%FDF-1(或WFB-1) + 1.5~3%多元醇(聚合醇或成膜树脂防塌剂) + 2.5~3%QS-2	钻井废泥浆主要成份是水、粘土、聚合物 自然风干、填埋。 岩屑收集后用于铺垫井场
《塔河油田12区奥陶系油藏总体开发项目》（2007年）	非聚磺类泥浆		废弃泥浆井场的废液池中固化，运至塔河固废、液废处理场处置。岩屑在井场的岩屑池中风干

			后覆土填埋平整处理
《塔河油田12区奥陶系油藏第三期开发项目》	三叠系以上聚合物体系，三叠系以下井段采用高温聚磺防塌体系	钻井液严格按照油气井安全密度附加，三叠系以上（4300m以上）井段采用抑制性强的聚合物体系，三叠系以下井段采用高温聚磺防塌体系，为减小对目的层的污染采用低固相聚磺体系，盐层为抑制盐层蠕变采用欠饱和和盐水聚磺体系	无害化水基泥浆，其主要成份为水和膨润土，泥浆中不含铬等有毒有害物质，废弃泥浆排入井场防渗的泥浆池中，完井后固化后填埋，并对井场进行整理、平整、压实；岩屑排入井场废液池，完井后固化填埋。
《塔河油田12区奥陶系油藏第四期开发项目》	三叠系以上聚合物体系，三叠系以下井段采用高温聚磺防塌体系	钻井液严格按照油气井安全密度附加，三叠系以上（4300m以上）井段采用抑制性强的聚合物体系，三叠系以下井段采用高温聚磺防塌体系，为减小对目的层的污染采用低固相聚磺体系，盐层为抑制盐层蠕变采用欠饱和和盐水聚磺体系	无害化水基泥浆，其主要成份为水和膨润土，泥浆中不含铬等有毒有害物质，废弃泥浆排入井场防渗的泥浆池中，完井后固化后填埋，并对井场进行整理、平整、压实；岩屑排入井场废液池，完井后固化填埋。
《塔河油田12区奥陶系油藏第五期开发项目》	三叠系以上聚合物体系，三叠系以下井段采用高温聚磺防塌体系	钻井液严格按照油气井安全密度附加，三叠系以上（4300m以上）井段采用抑制性强的聚合物体系，三叠系以下井段采用高温聚磺防塌体系，为减小对目的层的污染采用低固相聚磺体系，盐层为抑制盐层蠕变采用欠饱和和盐水聚磺体系	无害化水基泥浆，其主要成份为水和膨润土，泥浆中不含铬等有毒有害物质，废弃泥浆排入井场防渗的泥浆池中，完井后固化后填埋，并对井场进行整理、平整、压实；岩屑排入井场废液池，完井后固化填埋。
塔河油田12区奥陶系油藏第六期产能建设项目	三叠系以上聚合物体系，三叠系以下井段采用高温聚磺防塌体系	钻井液严格按照油气井安全密度附加，三叠系以上（4300m以上）井段采用抑制性强的聚合物体系，三叠系以下井段采用高温聚磺防塌体系，为减小对目的层的污染采用低固相聚磺体系，盐层为抑制盐层蠕变采用欠饱和和盐水聚磺体系	无害化水基泥浆，其主要成份为水和膨润土，泥浆中不含铬等有毒有害物质，废弃泥浆排入井场防渗的泥浆池中，完井后固化后填埋，并对井场进行整理、平整、压实；岩屑排入井场废液池，完井后固化填埋。
塔河油田12区奥陶系油藏第七期产能建设项目	三叠系以上聚合物体系，三叠系以下井段采用高温聚磺防塌体系	钻井液严格按照油气井安全密度附加，三叠系以上（4300m以上）井段采用抑制性强的聚合物体系，三叠系以下井段采用高温聚磺防塌体系，为减小对目的层的污染采用低固相聚磺体系，盐层为抑制盐层蠕变采用欠饱和和盐水聚磺体系	无害化水基泥浆，其主要成份为水和膨润土，泥浆中不含铬等有毒有害物质，废弃泥浆排入井场防渗的泥浆池中，完井后固化后填埋，并对井场进行整理、平整、压实；岩屑排入井场废液池，完井后固化填埋。

塔河油田12区2015~2016年产能建设项目	三级级井身结构用非磺化类水基泥浆 四级井身结构磺化类水基泥浆	50~1200m膨润土-聚合物, 1200~4300m聚合物; 4300以下聚磺。	开发过程中产生的前三开钻井废弃泥浆、岩屑储存于防渗废液池中, 钻井结束现场固化填埋; 第四开储存于储罐依托塔河油田污油泥处理站集中处理
-------------------------	-----------------------------------	---	---

表 9.2-2 塔河油田钻井液体系

井型	井段		钻井液体系	备注
非盐井	4000m以浅		聚合物	强抑制性、包被能力好, 快速钻进
	4000m以深	直井段	聚磺防塌	防塌、抗高温
		定向段	聚磺-混油	抗高温, 减小摩阻
	目的层	直井段	聚磺	抗高温、保护油气层
		定向段	聚磺-混油	抗高温, 减小摩阻
穿盐井	盐层段以浅		同非盐井	
	盐层段		欠饱和盐水聚磺	抑制盐岩溶解、水化膨胀、坍塌
	盐层段以深	直井段	同非盐井	
		定向段	聚磺-混油	抗高温, 减小摩阻

表 9.2-3 塔河油田钻井液性能系

项目	性能指标			
	0-1200m	1200-4300m	4300-6125.26 m	6125.26-6214.26 m
密度 g/cm ³	1.05~1.12	1.12~1.24	1.24~1.30	1.14~1.19
漏斗粘度 s	80~60	40~60	40~60	40~60
PV mPa·s	10~25	10~20	10~20	10~25
YP Pa	3~6	4~10	4~10	5~12
静切力10"/10'Pa	/	1~3/3~8	2~4/4~8	2~4/3~12
API失水/泥饼厚度mL/mm	/	10~6/≤1.0	≤5/≤1.0	≤5/≤0.5
HTHP失水/泥饼厚度mL/m	/	/	≤12/≤1.5	≤12/≤1.5
pH值	8~9	8~9	9~10	≥10
膨润土含量kg/m ³	45~60	35~45	30~40	30~35
固相含量%	/	≤10	≤13	≤8
含砂量%	/	≤0.5	≤0.3	≤0.1
泥饼粘滞系数	/	≤0.10	≤0.10	≤0.06

根据上述表中钻井液体系调查, 塔河油田钻井体系统计见表 9.2-1。塔河油田

4300m 以上采用聚合物钻井液，主要成分：水+膨润土+化学处理剂。聚合物钻井液：3.5-4.5%膨润土+0.1-0.2%烧碱+0.1-0.2%纯碱+0.1-0.3%高粘羧甲基纤维素钠+0.2-0.4%聚合物包被剂+0.3~0.5%聚丙烯酰胺钾盐+0.2~0.4 金属离子聚合物+0.8~1.5%水解聚丙烯腈铵盐+0.5~1%有机硅醇抑制剂+0.5~1%沥青防塌剂，钻井液不含有毒有害物质。

4300m 以下采用聚磺体系泥浆，钻井液：3-4%膨润土+0.2-0.3%烧碱+0.1-0.2%纯碱+1-2%磺化酚醛树脂+1-2%褐煤树脂+0.2-0.4%聚合物包被剂+0.1~0.3%聚丙烯酰胺钾盐+0.2~0.4 金属离子聚合物+0.2~0.3 抗高温增粘降滤失剂+1~2%有机硅醇抑制剂+1~2%沥青防塌剂，由此产生的钻井泥浆属于II类一般工业固废

4300m 以下定向段采用聚磺混油泥浆体系。聚磺混油钻井液：3-3.5%膨润土+0.2-0.3%烧碱+0.1-0.2%纯碱+2-3%磺化酚醛树脂+2-3%褐煤树脂+0.1-0.3%聚合物包被剂+0.2~0.3 抗高温增粘降滤失剂+2~4%原油+0.3~0.5%乳化剂，由此产生的钻井泥浆属于危险废物。

钻井废弃物影响集中在井场内，各阶段均按照相关的环保规范进行了管理，个别井场尚有未清理的随钻泥饼，已列入清理计划。

9.2.1.3 建筑垃圾

临时井场建设过程中的产生的建筑垃圾主要为井场堆砌的水泥块，破碎后综合利用，可以作为铺垫井场、修路、防洪工程等原料。

9.2.2 运营期主要影响回顾

(1) 危险废物

运营期产生的固体废弃物主要来自于天然气处理站以及集输过程中产生的含油污泥及废矿物油，还有少部分的生活垃圾、废机油。

污水处理系统运行及清罐过程中有含油污泥产生，定期清理，属于危险废物，清罐次数极少，产生的污泥量较小，统一收集后交由塔河油田绿色环保工作站进行处理。

废机油一般来自压缩机组等机械设备维修、维护产生的润滑、更换机油，塔河油田公司有专业的维修和检修队伍，维修检修期间自行综合利用或交第三方有资质单位处理。

(2) 生活垃圾

运营期间作业区工作人员食宿会产生生活垃圾，生活垃圾送至塔河油田绿色环保站生活垃圾池内进行储存、填埋处理。

(3) 危险废物影响回顾分析

油气田在投产初期采取单井拉油的临时简易集输方式，初期采油井防喷管泄压放空污油排在少数几个单井污油池中，有零星的散落形成落地油。

2005 之后西北油田分公司的规定，落地原油 100% 进行回收；目前生产过程产生的含油污泥均委托有处置资质的单位进行处理。

正常生产状况下，12 区生产过程中落地油和含油污泥均得以回收处置，不会垂直下渗进入土壤和地下水，通过对 12 区井区土壤和地下水的监测结果显示，各监测因子均满足相关标准要求，对地下水和土壤产生的影响在可接受范围内，详见 4.4.3 和 4.4.5 章节内容。

9.3 已采取的固体废物处置措施有效性评价

9.3.1 已采取的固体废物处置措施

本次后评价阶段结合 12 区开发的主要 2 个阶段，梳理了 12 区早期环评中提出的钻井固废处置措施及验收中的落实情况。因早期油气田开发期间，以油气藏地质特征，确定油气藏工程方案为主，统筹考虑包括钻井工程、采油气工程和地面工程 3 部分，以此考虑产能及匹配的环保措施；2015 年后，随着“新环保法”的实施，及环境保护法律法规的不断完善，环境保护工作逐渐趋向于精细化管理，同时要求解决历史遗留问题，以满足环境保护管理的最新政策、标准及规范要求。

结合后评价阶段的调查现状对固废处置措施的落实情况进行摸底。固废防治防治措施梳理情况见表 9.3-1。

表 9.3-1 固废处置措施梳理情况

阶段	环评提出环保措施及建议	竣工环保验收调查实际落实情况	本次后评价调查情况
2017年之前	(1)对井场范围内修筑废液池、岩屑池，用防渗膜进行防渗处理。钻井结束后废弃泥浆运至塔河油田固废、液废处理场处置,岩屑经风干后覆土填埋平整处理。 (2)采用清洁无害化的钻井液。提高泥浆的循环利用率，减少废弃钻井泥浆产生量。 (3)少量的施工生活垃圾收集运至塔河油田固废、液废处理场处理。 (4)各钻井队在完钻及钻机搬迁后，应及时清理井场及其周围各种化学处理剂的空桶、水泥袋及废弃的钻井设备等物料，做到工完料净场地清。	(1)钻前修建废液废浆池，泥浆池均按照规范要求铺设了防渗膜。完钻后剩余的泥浆统一回收后供新钻井使用，不能回用的泥浆、岩屑清场后固化填埋处理。 (2)钻井使用的是无毒无害的泥浆材料及添加剂。泥浆尽量循环利用。 (3)按要求落实。 (4)按要求落实。	井场平整，泥浆池已覆土填埋。钻井队生活区已清理平整，无生活垃圾堆放。
	(1)油泥砂属危废，运至塔河油田固废、液废处理场贮存，其最终处理要求符合《危险废物填埋污染控制指标》(GB18598-2001)的有的规定。 (2)生活垃圾收集运至塔河油田固废、	1)油泥砂属危废，运至塔河油田固废、液废处理场贮存，其最终处理要求符合《危险废物填埋污染控制指标》(G	油泥砂和生活垃圾运至塔河油田绿色环保站处置

塔河油田 12 区环境影响后评价报告书

	液废处理场处理。	B18598-2001) 的有关规定。 (2) 生活垃圾收集运至塔河油田固废、液废处理场处理	
	产生的油泥砂应及时回收，井下作业应带罐操作，产生的泥浆须分类安全处置	产生的油泥砂由西南局油田服务工程公司环保中心统一收集后拉运至塔河油田一号固废填埋场进行处置	油泥砂运至塔河油田绿色环保站处置
	使用无毒无害坂土和聚合物钻井液体系，循环使用。井下作业时须带罐，修井作业时用防渗土工膜铺垫井场，修井落地原油全部回收。钻井废弃泥浆和岩屑等在排入防渗泥浆池后经固化后回填处理;油田产生的落地含油泥砂经收集后运往有危废处理资质的单位进行处置。危险废物的处置须符合《危险废物填埋污染控制标准》(GB18598-2001)等相关要求。	钻探过程中使用环保型泥浆钻井液体系，并做到循环使用；所产生的岩屑、废弃泥浆均排放在井场开挖的泥浆池中，泥浆池均按照规范要求铺设了防渗膜，完钻清场后固化填埋处理，钻井过程中井场少量散落原油及时回收。联合站的污泥(沙)统一拉运至塔河油田一号固废液处理站处理。生活区设有垃圾箱，统一拉运至塔河油田一号固废处理场处置	井场平整，泥浆池已覆土填埋。钻井队生活区已清理平整，无生活垃圾堆放。油泥砂和生活垃圾运至塔河油田绿色环保站处置
2017之后	加强固体废物的分类管理。本项目钻井泥浆和岩屑全部进入泥浆不落地系统处理，处理后固相残渣的COD浓度须达到《污水综合排放标准》(GB8978-1996)二级标准后，拉运至一般工业固体废物填埋场填埋或用于井场道路铺设等。油泥(砂)、清管废渣等危险废物须交具备相应危险废物处理资质的单位安全处置，危险废物的收集、贮存、运输须符合《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001)、《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)和《危险废物转移联单管理办法》要求。生活垃圾统一收集，定期拉运至当地垃圾填埋场处置。	施工期项目钻井泥浆、岩屑经不落地收集系统进行无害化处理、晾晒固化后，铺筑井场，钻井液循环使用；根据施工期钻井泥浆监测报告，处理后固相残渣COD浓度满足《污水综合排放标准》(GB8978-1996)二级标准。施工单位的生活垃圾集中收集后，定期拉运至塔河油田1号固废液处理站生活垃圾填埋场处理。运营期项目修井带罐操作，井场防渗土工膜铺垫，基本不产生不落地油。清管废渣、过滤器废渣、采出水处理系统油泥沙等由专车运至塔河油田污油泥处理站处理。危险废物的收集、贮存、运输须符合《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001)、《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)和《危险废物转移联单管理办法》要求。	2017年1月以后，钻井井场岩屑及钻井液逐渐采用不落地设备在井场就地处理，分离出的液相可回用于钻井工程，固相严格按照《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)、《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》(DB65/T3999-2017)中的相关要求进行处理和利用。油泥砂和生活垃圾运至塔河油田绿色环保站处置
	加强固体废物的分类管理。钻井过程中产生的废弃泥浆、岩屑储存于防渗泥浆池中，钻井结束现场固化填埋、平整处	固体废物分类管理，落地油由、修井油泥砂、含油污水处理底泥依	油泥砂和生活垃圾运至塔河油田绿色环保站处置

塔河油田 12 区环境影响后评价报告书

理。落地油由作业单位全部回收；修井油泥砂、含油污水处理底泥交至塔河油田污油泥处理站和一号固废液处理场进行处理；生活垃圾统一运至塔河油田一号固废液处理场生活垃圾池填埋处理。危险废物的收集、贮存、运输须符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）、《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ 2025-2012）和《自治区危险废物转移管理暂行规定》要求	托塔河油田污油泥处理站和一号固废液处理场进行处理；生活垃圾依托河油田一号固废液处理场生活垃圾池填埋处理	
钻井期间提高泥浆的循环利用率，减少固废产生量。不能回用的废弃泥浆、钻井岩屑等固体废物在防渗泥浆池中静置沉淀后固化填埋。流程为：固化、掩埋、填平、压实，恢复原地貌。	钻井期间泥浆固化、掩埋、填平、压实，恢复原地貌。	井场平整，恢复。
生活垃圾经收集清运，统一运至塔河油田一号固废液处理场处理。	生活垃圾，依托塔河油田一号固废液处理场处理。	钻井队生活区已清理平整，无生活垃圾堆放。生活垃圾运至塔河油田绿色环保站处置
妥善存放施工原料及物品，不得失散在井场。废弃包装袋等应及时加以回收，废油必须使用废油罐（桶）储存，并回收。	妥善存放施工原料及物品，未在调查期间发现施工原料及物品。	废矿物油回收拉运至第三方处理
各钻井队在完钻及钻机搬迁后，应及时清理井场，清楚各类固体废弃物。做到“工完、料尽、场地清”。	井队全都做到“工完、料尽、场地清”。	井场平整，恢复。
泥浆池固化和覆土填埋措施：将废泥浆固化施工的材料按设计配方混合好，运输到固化现场，按比例和顺序加入泥浆池内，与钻井废弃物、岩屑等混合，用挖掘机反复搅拌均匀。使泥浆破稳、絮凝聚、固化。利用泥浆池挖方表土，覆土30cm 以上，并填平、压实地，恢复原地貌。回收剩余固化药品全部，做到工完料尽场地清。	按照环评要求执行	井场平整，恢复。
井下作业须带罐操作，作业井场铺垫防渗膜，确保落地原油全部回收。	原油不落地	落地油实现100%回收。
修井油泥砂、含油污水处理底泥在塔河油田污油泥处理站和一号固废液处理场填埋处理。	修井油泥砂、含油污水处理底泥在依托塔河油田污油泥处理站和一号固废液处理场填埋处理。	油泥砂运至塔河油田绿色环保站处置
加强管理，对井口装置、集油管线等易发生泄露的部位进行巡回检查，减少或杜绝油井跑、冒、滴、漏，以及原油泄露事件的发生。	定时巡查	定时巡查
含油污水处理底泥在一号联合站内含油污水处理系统沉淀，定期送至塔河油田污油泥处理站油泥接收池。油泥砂运输由具有危险废物运输资质的专业公司运输。危险废物的国内转移应遵从《危险废物转移联单管理办法》及其它有关规定的要求。修井产生的油泥砂和含油污水处理底泥根据含油量全部运至在塔河油田污油泥处理站和一号固废液处理场填埋处理。	危废按照环评提出的收集、贮存、运输、处置污染控制措施和环境管理要求。	油泥砂运至塔河油田绿色环保站处置

9.3.2 钻井期固体废物处置有效性评价

钻井期产生的固体废物主要是钻井废弃泥浆、钻井岩屑和生活垃圾。

9.3.2.1 生活垃圾

生活垃圾依托塔河油田一号固废液处理站（即现绿色环保站）填埋处置处理。

12 区生活垃圾处置主要依托西北油田分公司塔河油田一号固废液处理站。站内 2 个 10000m³已运行期满封场。2016 年新建运行的生活垃圾填埋场，一期容积为 73100m³，至目前，填埋生活垃圾约 10000m³。

9.3.2.2 钻井废弃泥浆、钻井岩屑

（1）2017 年之前

2017 年之前，废弃钻井液和岩屑等排入具有防渗措施的岩屑池内，固化后覆土掩埋处理。现场调查表明，十二区井场已经进行了平整，大多数的井场基本没有泥浆池的痕迹，已经平整的井场在土壤表面没有盐化及碱化现象的发生。

部分井场遗留有随钻泥饼。

对区内各井进行自查，及时清理遗留堆砌的水泥块和随钻泥饼，由油田公司自行妥善处理或委托有处理资质的第三方机构处理达标后综合利用，并进行井场验收。

泥浆池采取的污染防治措施如下：

①泥浆池的防渗方案

防渗设计标准：区域钻井排污池按全防渗设计。排污池壁应采用先铺防渗膜，再用 C20 水泥砂浆砌砖，壁面用水泥砂浆抹面，排污池底采用先铺膜后打 C20 砼 150mm 厚。

施工工艺要求：防渗膜采用环保型防渗材料，厚度要达到 60 丝，材料接缝采用粘接，接缝宽度大于 20cm，防渗材料性能指标为抗老化、抗撕裂、耐酸碱腐蚀及温度适应性好；排污池壁一般情况下采用 C20 水泥砂浆砌 240mm 厚的砖墙，个别特殊地区需砌 370mm 厚的砖墙，所砌砖墙必须是错缝搭接，砂浆要达到相关规范要求，灰缝要饱满，池壁的抹面必须达到 10mm—15mm 厚度；排污池内建砌厚 240mm 过水隔离墙，池内均匀部设防塌墙。

②泥浆池固化和覆土填埋方案

根据《塔河油田完钻井泥浆池固化工程》，泥浆池的治理方式是将钻井泥浆中的有害成分通过化学变化或用惰性材料进行束缚，在处理过程中与池底防渗、密封填埋

等方法配合使用，通过固化，能较大程度地减少废弃钻井泥浆中的金属离子和有机物对土壤的侵蚀和沥滤，从而减少废弃钻井泥浆对环境的影响和危害。钻井泥浆池治理流程：治理前一井一勘查、一井一备案（地区环保局备案）、治理中一井一检查、治理后一井一验收（地区环保局验收）。

③泥浆池固化和覆土填埋措施

泥浆池污水量较多时，必须采取单井回收、送一号固废液废处理站集中处理。

测算泥浆量。测算各种药剂的投加量。

将废泥浆固化施工的材料按设计配方混合好，运输到固化现场，按比例和顺序加入泥浆池内，与钻井废弃物、岩屑等混合，用挖掘机反复搅拌均匀。使泥浆破稳、絮混凝、固化。

利用泥浆池挖方表土，覆土 30cm 以上，并填平、压实地，恢复原地貌。

回收剩余固化药品全部，做到工完料尽场地清。

申请检测、验收。

（2）2017 年后钻井

2017 年后，钻井井场设置岩屑池，其池底和池体压实，采取 HJHY 系列二布一膜环保型防渗膜进行防渗，水基废弃泥浆和岩屑排入岩屑池。施工过程中后，岩屑池中的一开、二开上部的废弃泥浆和岩屑在单井废液池中固化后综合利用，二开下部含磺化的钻井废弃物应用不落地达标处理技术，进行固液分离，分离出的磺化泥浆岩屑现场处理后，达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB 65/T3997-2017）标准中相应指标要求后，用于铺垫井场；磺化泥浆拉运至西北油田分公司油田工程服务中心环保工程管理部调质、调配后用于下一钻井工程重复利用，不能重复利用的现场采用化学法处理后达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB 65/T3997-2017）标准中相应指标要求后，用于铺垫井场。

经现场核查，磺化泥浆依托得到有效处置，达到相应利用标准后全部综合利用。

①不落地达标处理技术处置工艺

图 9.3-1 流程布局

图 9.3-2 处置后泥饼

②处置效果

油田公司加强监管，每个井场随钻不落地处理工艺末端排放口都要进监测，3次/井次（转磺前1次、转磺后2次）。监测项目为：含油率、含水率、PH值、COD。同时油田服务管理中心建立随钻泥饼综合利用台账，钻井泥浆经处理后其泥饼达到相应指标要求后，用于铺垫井场和井场道路。

通过资料搜集，随钻不落地处理工艺末端排放口监测报告可知，钻井泥浆经处理后其泥饼浸出液均可达到《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》（DB65/T3999-2017）、《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）标准中相应指标要求。

综上所述，钻井废弃物影响集中在井场内，基本对外环境没有造成污染。

9.3.2.3 建筑垃圾

建筑垃圾主要为井场堆砌的水泥块，及时清理堆砌的水泥块，破碎后综合利用，可以作为铺垫井场、修路、防洪工程等原料资源化利用，基本对外环境没有造成污染。

9.3.3 运营期固体废物处置有效性评价

运营期产生的固体废物主要为含油污泥和生活垃圾。

9.3.3.1 生活垃圾

生活垃圾由车辆拉运至塔河油田一号固废液处理站。12区生活垃圾处置主要依托西北油田分公司塔河油田一号固废液处理站。站内2个10000m³已运行期满封场。2016年新建运行的生活垃圾填埋场，一期容积为73100m³，至目前，填埋生活垃圾约10000m³。

采油二厂2019年生活垃圾产生量为185.20t，2020年生活垃圾产生量为185.20t，其中十区生活垃圾产生量为56.57t，均运至绿色环保工作站新建生活垃圾填埋场填埋处理。

9.3.3.2 含油污泥

含油污泥主要来自于：（1）管道刺漏产生的落地油泥（2）清罐、清池、清管、油管清洗产生的含油底泥（3）修井、完井、作业过程中产生的油泥。

（1）主要采取的措施

12区隶属于采油二厂，根据《危险废物管理计划》，主要采取的措施有如下：

①减少产生量

采油二厂危险废物主要为管线刺漏产生的油泥，采油二厂环境污染治理工作采用

分公司定额结算方式，严格控制油泥产生量；同时要求抢修单位与污染治理单位建立无缝衔接工作机制，抢修单位在抢修过程中严格控制现场污染面积不进一步扩大，需要收油单位配合的，积极联系单位对泄露原油进行回收，收油完成后污染治理单位再进行现场环境治理恢复。在现场抢修及污染治理过程中，采油厂安排专人在现场进行实时监督，确保承包商在施工过程中严格控制危险废物产生量。

管线刺漏产生的油泥主要危害性在于含油，因此在施工过程中采油厂要求各单位严格按照要求施工，施工前对施工区域气体成分进行检测；施工所用大型机械及车辆必须关闭防火罩、使用防暴工具，将手机及火源（打火机）放置于施工区域外，现场按要求配备灭火器等。

同时，采油二厂将稳步推进管线腐蚀治理工作，从源头加强防护，减少刺漏发生。

A.加强危险废物产生、运输、储存环节的管理力度，杜绝渗漏事故，确保产生、运输、储存环节的安全运行。

B.危险废物的产生处置必须建立台账并如实、及时记录。危险废物生产单位必须建立专门的危险废物管理台账，由专人管理，准确记录每天产生危险废物的名称及贮存、利用、处置去向数量等。向外转移的危险废物，台账记录必须与危险废物转移联单及其它相关票据等内容相一致。

C.采油厂产生的危险废物转运至第三方有资质的单位进行处置，根据现场核查，采油厂现交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）或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）等有资质公司处置，采油厂内部不设置贮存点。

D.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。

③转移计划

采油二厂、采油三厂产生的含油污泥、压滤泥饼、废矿物油等危险废物均第一时间转运至阿克苏塔河环保工程有限公司（塔河油田一号固废液处理站，危险废物经营许可证编号：6529230040）和中石化西南石油工程有限公司巴州分公司（西北油田分公司一号固废液处理站西北侧，危险废物经营许可证编号：6529230053）接收并进行达标处理。

④处置效果监测

按照危险废物利用\处置设施运行过程相关参数进行了监测，包括利用处置设施运行参数监测情况、污染物监测指标及频次，通过第三方监测报告表明：危废得到了合理有效处置，达到相应回收利用标准后综合利用。

⑤全过程管理

采油厂严格按照 QHSE 管理体系标准施工，实现环境保护工作的精细化管理，实现了管道抢维、污染治理、生产恢复一体化管理，同时，建立无人机巡线制度，提升预警反应能力，最大程度减小危险废物的产生。

本评价区产生的含油污泥处置依托绿色环保站集中处理，结合现场调查，绿色环保站内受浸土处置设施运行正常，通过例行监测数据来看，各污染物指标满足控制标准要求；本评价区委托处理的受浸土较少，对绿色环保站处理能力影响不大，依托有保障。

9.3.4 废机油

四号联合站、各计转站类机泵维保过程中产生的废油，设备维护保养过程中产生的各类废弃润滑油。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建设单位综合利用或交第三方有资质的单位进行处置，承装容器要求无渗漏，密闭良好，防止溅出。

9.3.4 固体废物处置措施有效性分析小结

钻井废弃物影响集中在井场内，未发现废弃钻井泥浆和钻井岩屑对周围环境产生重大影响。

10 区生活垃圾处置主要依托西北油田分公司绿色环保工作站生活垃圾池填埋处置。产生的含油污泥、压滤泥饼、废矿物油等危险废物均第一时间转运至阿克苏塔河环保工程有限公司（塔河油田一号固废液处理站，危险废物经营许可证编号：6529230040）和中石化西南石油工程有限公司巴州分公司（西北油田分公司一号固废液处理站西北侧，危险废物经营许可证编号：6529230053）接收并进行达标处理。含油污泥收集、贮存、运送、处置过程中，严格执行国家《危险废物转移联单管理办法》。

12 区内生产活动和生活产生的固体废物基本得到妥善的处置，油田区域内的固体废物环境保护措施基本有效。

9.4 固废影响预测验证

9.4.1 环评中固体废弃物影响结论

塔河油田 12 区后评价范围开发时间从 2008 开始，陆续开展有 9 次区块环评，及多个配套工程环评（塔河油田四号联合站及原油外输配套工程等）。

环评中固废影响预测结论显示：本工程产生的固体废物主要来自于两方面：开发期钻井过程中产生的钻井废弃泥浆和岩屑、建筑垃圾和少量生活垃圾等；运行期产生的固体废物主要包括：油泥（砂）、生活垃圾等。这些固体废物进行分类收集，定点堆放处理。这些固体废物主要依托塔河油田一号固废液处理站和塔河油田污油泥处理站处理。本工程所产生的各类固体废物均能得到妥善的处置，不会对周围环境产生影响。

9.4.2 固废验证

9.4.2.1 2017 年之前堆放井场钻井废弃物影响验证

2017 年以前，废弃钻井液和岩屑等排入具有防渗措施的岩屑池内，固化后填埋处置；根据搜集区块内历年来的环评报告提及的废弃钻井泥浆及岩屑成分，2007 年之前大部分选用非聚磺类泥浆钻井液体系，2007 年之后主要采聚合物+聚磺的钻井液体系。

9.4.2.2 2017 年之后随钻不落地处置效果分析

2017 年以来开始全面推广钻井不落地技术。岩屑池中的一开、二开上部的废弃泥浆和岩屑在单井废液池中固化后综合利用，二开下部含磺化的钻井废弃物应用不落地达标处理技术，进行固液分离，分离出的磺化泥浆岩屑现场处理后，达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB 65/T3997-2017）标准中相应指标要求后，用于铺垫井场。

本次搜集到新疆天蓝蓝环保技术有限公司对区域油井，监测结果见表 9.4-5。

表 9.4-5 随钻不落地处理工艺末端排放口监测结果

序号	监测项目	标准值	TH123114	TH12239CH	TH12513CH2
1	pH	2.0-12.5	7.9	11.6	7.1
2	铜	600	21.1	41.1	45.9
3	锌	1500	68.7	159	417
4	镍	150	32.9	65.8	51.7
5	砷	80	3.44	7.49	67.6
6	铅	600	32.5	53.4	213
7	镉	20	3.14	3.65	7.12
8	六价铬	13	2L	2L	2L
9	含水率	60	0.9	0.5	0.6

10	含油率	2	0.01	0.28	0.24
11	COD	150	29	100	128
12	苯并[a]芘	0.7	0.3L	0.3L	0.3L

随钻不落地处理工艺末端排放口监测报告可知，钻井泥浆经处理后其泥饼浸出液均可达到《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》（DB65/T3999-2017）、《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB 65/T3997-2017）标准中相应指标要求，用于铺垫井场和井场道路。

9.4.2.3 含油污泥无害化处置验证

12 区产生的含油污泥、压滤泥饼、废矿物油等危险废物均第一时间转运至阿克苏塔河环保工程有限公司（塔河油田一号固废液处理站，危险废物经营许可证编号：6529230040）和中石化西南石油工程有限公司巴州分公司（西北油田分公司一号固废液处理站西北侧，危险废物经营许可证编号：6529230053）接收并进行达标处理。含油污泥收集、贮存、运送、处置过程中，严格执行国家《危险废物转移联单管理办法》。

本次搜集到还原土，新疆正天华能环境工程技术有限公司对两家单位还原土监测数据，见表 9.4-6。

表 9.4-6 还原土监测结果

序号	监测项目	标准值	中石化西南石油工程有限公司 巴州分公司	阿克苏塔河环保工程 有限公司	评价结果
1	pH	2.0-12.5	8.03	8.21	达标
5	砷	80	14	7.25	达标
9	含水率	60	7.3	2.5	达标
10	含油率	2	0.58	1.94	达标

含油污泥及受浸土处置后的还原土，满足《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》（SY/T7301-2016）相关要求及《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环办发〔2018〕20号）要求，可用于铺垫井场和井场道路

9.4.2.4 验证结论

经影响预测验证，钻井废弃物影响集中在井场内，未发现废弃钻井泥浆和钻井岩屑对周围环境产生重大影响。钻井泥浆经处理后其泥饼浸出液均可达到《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》（DB65/T3999-2017）、《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB 65/T3997-2017）标准中相应指标要求，用于铺垫井场和井场道路。含油污泥及受浸土处置后的还原土，满足《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》（SY/T7301-2016）相关要求及《关于含油

污泥处置有关事宜的通知》（新环办发〔2018〕20 号）要求，可用于铺垫井场和井场道路。

总体来说，12 区内生产活动和生活产生的固体废物基本得到妥善的处置，没有对周围环境产生重大不利影响。

9.5 存在的问题

存在问题：

（1）井场遗留有水泥块和随钻泥饼

根据后评价期间的现场调查，如*等井堆积有水泥块。

（2）固体废物管理仍需进一步加强

随着绿色生态环保理念的提出，对于当前工业固体废物管理工作提出了更高的要求，12 区内的固体废物全过程管理、综合利用等仍需进一步加强。

（3）需进一步加强废机油的综合利用

（4）需进一步优化含油污泥和含油岩屑综合利用途径

10. 土壤环境影响后评价

本次后评价时段为至 2019 年底，本区块开发历程已近 20 年，《中华人民共和国土壤污染防治法》于 2019 年 1 月实施，《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），2019 年 7 月 1 日实施。本评价区原环评文件中未设土壤环境影响专题，仅在生态专题中作为生态因子进行了简单论述。现状中对土壤类型，土壤质量进行了简要评价，监测指标仅限于理化指标和特征污染物石油类，土壤评价因子少，主要针对土壤理化性质、生态作用进行评价。对土壤的影响主要是针对受扰动后土壤类型的变化和水土流失等生态功能的影响分析，对土壤污染影响及污染防治措施涉及较少。

本次后评价对土壤环境影响进行简单回顾，对采取的土壤污染防治措施进行定性分析，重点针对现行土壤污染防治法律法规及技术规范，分析油田土壤污染防治措施落实情况，查找油气田在土壤污染方面存在的问题，提出改进措施。

10.1 土壤环境影响回顾

10.1.1 土壤生态影响回顾

根据油田开发建设的特点分析，12 区开发建设对土壤环境的主要影响是地面建设施工和地面建设设施如井场、道路、管网、站场等占用土地和造成的地表破坏。工程占地改变了原有土壤结构和理化性质，使表层土内有机质含量降低，并且使土壤的富集过程受阻，土壤生产力下降。

在进行地面构筑物施工时，将对施工范围内的土壤表层进行干扰和破坏，土壤表层结构（包括紧实度）、肥力将受到影响，尤其是在敷设管线时，对地表的开挖将对开挖范围内（管沟破土宽以 8m 计）土壤剖面造成破坏，填埋时不能完全保证恢复原状，土壤正常发育将受到影响，土壤易沙化风蚀。

本次 12 区所在区域内干旱多风，地表盐壳的生态保护作用很大。这种盐壳的形成是由于长期的地表及地下水作用，地表原有的细砂及细粉物质在水的结合下，在地表形成了坚硬的保护层，它稳定地保护着地下的粉细物质，对区域由于风蚀引起的水土流失起着很好的抑制作用。由于勘探、钻井机械、运输车辆及施工人员的活动，地表盐壳受到破坏，这些保护层一旦被破坏，又得经过三到五年才能重新形成，使地表粉

细物质全部被吹蚀后才能处于相对稳定状态。因而，区域内的风蚀量会有所增加，进而影响区域空气环境质量。

10.1.2 油田开发土壤污染影响回顾

油田的开发建设，都不可避免地会对作业区内局部范围的土壤产生一定程度的石油污染。但由于 12 区含油污水没有外排，土壤石油污染仅局限在有油污、落地油产生的井场、废弃泥浆池、污油池等处及其近旁的很小范围内。

从现场调查与资料对比分析可以看出，油田作业区土壤石油类污染主要发生在土壤表层，不同土壤类型，石油类污染物在土壤剖面中的迁移分布深度有明显差别。在粘壤质土上，含油污水和落地原油引起的土壤石油类污染，仅限于土壤剖面表层 0—30cm 深度；在风沙土上，石油类污染物下渗迁移深度可达 70cm；在质地粗砾的砾石戈壁带的棕漠土上，油污、含油污水长期排放引起的土壤石油类污染深度可达 200cm 以下。从调查的总体结果看，各种土壤受石油类污染的深度是有限的，在剖面中污染物含量分布由上至下逐步递减。在原油向下渗透迁移过程中，受土壤剖面质地的影响，小颗粒土壤对原油的吸附、拦截作用较大。从分析数据来看，80% 以上原油被截留在表层 50cm 以上土层中。

石油排入土壤后，会影响土壤的通透性。因为石油类物质的水溶性一般很小，土壤颗粒受石油污染后不易被水所浸润，形不成有效的土壤内导水通路，渗水量下降，透水性降低，而且积聚在土壤中的石油烃，绝大部分是高分子有机物。它们粘着在植物根系上形成一层粘膜，阻碍根系的呼吸与水分的吸收，甚至引起根系的腐烂。石油类物质还可能影响土壤酶的活性，从而干扰作物的生长；过量的石油类物质还可以被作物吸收并沉积于果实，使受污染土壤上生产的粮食不宜食用。

综上所述，油田开发建设正常运行情况下，其特征污染物对于土壤环境的影响较小。对土油池附近土壤中石油类下渗的评价结果表明，土壤中石油类的污染集中在表层 20cm 以上，这主要是人为活动的扰动和石油渗入土壤颗粒间的大孔隙所造成的。类似的调查结果表明，当地面覆盖大量的原油时，石油将沿着结构面、裂隙和根孔下渗到 30cm 以下的土层。因此，对于土油池等设施应做必要的防护措施，以防止石油深度下渗对土壤造成严重污染。

10.2 已采取的土壤污染防治措施有效性分析

10.2.1 土壤调查有效性分析

《工矿用地土壤环境管理办法（试行）》（部令第 3 号，2018）指出：重点单位应当建立土壤和地下水污染隐患排查治理制度，定期对重点区域、重点设施开展隐患排查。发现污染隐患的，应当制定整改方案，及时采取技术、管理措施消除隐患。隐患排查、治理情况应当如实记录并建立档案。

根据《固定污染源排污许可分类管理名录》（2019 年）及《新疆维吾尔自治区 2020 年重点排污单位名录》，本项目区后评价范围内涉及的重点单位主要包括：中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油二厂。

根据《中国石化企业用地土壤地下水环境初步调查工作技术指南（试行）》、《关于加强全区土壤污染重点监管单位土壤生态环境管理工作的通知》（新环土壤发【2020】224 号），油田开展了土壤和地下水环境初步调查，编制了《中国石化西北油田分公司土壤和地下水环境初步调查报告》（2020 年），报告中确定的重点区域主要包括：联合站、联合站外的固体废物处理场所和填埋场、代表性注采区、计转站及因泄漏或环境污染事故被污染的区域。

采油二厂重点区域见表 10.2-1。

表 10.2-1 采油二厂重要生产区域一览表

采油二厂	二号联合站	12-7 计转掺稀泵站	TH121104 井	12-15 站外输油管线	/
	四号联合站	12-9 计转站	TH10360 井	10-3 站至 10-1 站外输油管线	
		S99 注水增压站	TH10313X 井	12-9 站至 12-1 站外输油管线	
		AD14 单井流程	TH12303 井		
			S93 井		
			TH10208 井		
			TH121138 井		

采油二厂按照《工矿用地土壤环境管理办法（试行）》（部令第 3 号，2018）、《关于加强全区土壤污染重点监管单位土壤生态环境管理工作的通知》（新环土壤发【2020】224 号）开展了土壤调查。

10.2.2 已采取的土壤污染防治措施

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），土壤污染途径主要包括：“大气沉降”主要指由于生产活动产生气体排放间接造成土壤环境污染的

影响途径；“地面漫流”主要指由于占地范围内原有污染物质的水平扩散造成污染范围水平扩大的影响途径；“垂直入渗”主要指由于占地范围内原有污染物质的入渗迁移造成污染范围垂向扩大的影响途径。

根据现场调查，采油二厂主要采取了以下措施防治土壤污染：

10.2.2.1 “大气沉降”途径阻断措施

(1) 开展了 LDAR 工作，根据《西北油田分公司 VOCs 项目工作总结》：采油二厂完成检测点数 7099 个，静密封点 7023 个，动密封点 76 个，初检泄露点数 34 个，复检后泄漏点数 25 个。LDAR 工作于 2020 年完成，大大降低了对土壤的污染。

(2) 各井场采出原油集输基本全部实现了密闭集输工艺，选用先进的生产工艺及设备，在正常生产情况下尽可能地减少非甲烷总烃逸散排放。运营期站场、井场加热炉燃用处理后的返输天然气，从运行现状情况看，天然气气质稳定，各设备运行正常，排放废气中各项污染物浓度较低，监测结果显示，站场锅炉废气排放满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表 2 新建锅炉大气污染物排放浓度限值要求。各场站无组织排放的硫化氢满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表 1 恶臭污染物厂界标准值新建项目二级标准；无组织排放非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表 2 无组织排放监控浓度限值，通过采取上述措施，大大降低了对土壤的污染。

10.2.2.2 “地面漫流”途径阻断措施

(1) 采出水在塔河油田二号、四号联合站处理后，直接回注单井或者通过增压站回注到单井。根据水环境质量监测结果，未对地表水及当地浅层及主要供水层的地下水环境产生不良影响，未对地表土壤造成污染。

(2) 重点罐区、设置了围堰、地面硬化等措施。

10.2.2.3 “垂直入渗”途径阻断措施

(1) 四号联合站（12 区内建设）及依托处置二号联合站内天然气处理装置区、天然气处理装置区、污水治理区、储罐区、原辅材料储存区、加热装置区等重点区域均采取了防渗措施；油气密闭集输。根据现场调查，周围 3.0km 范围内无生产企业分布。场地内设备运行正常，场地内裸露土壤未发现明显颜色异常、油渍等污染痕迹，且无异常气味。

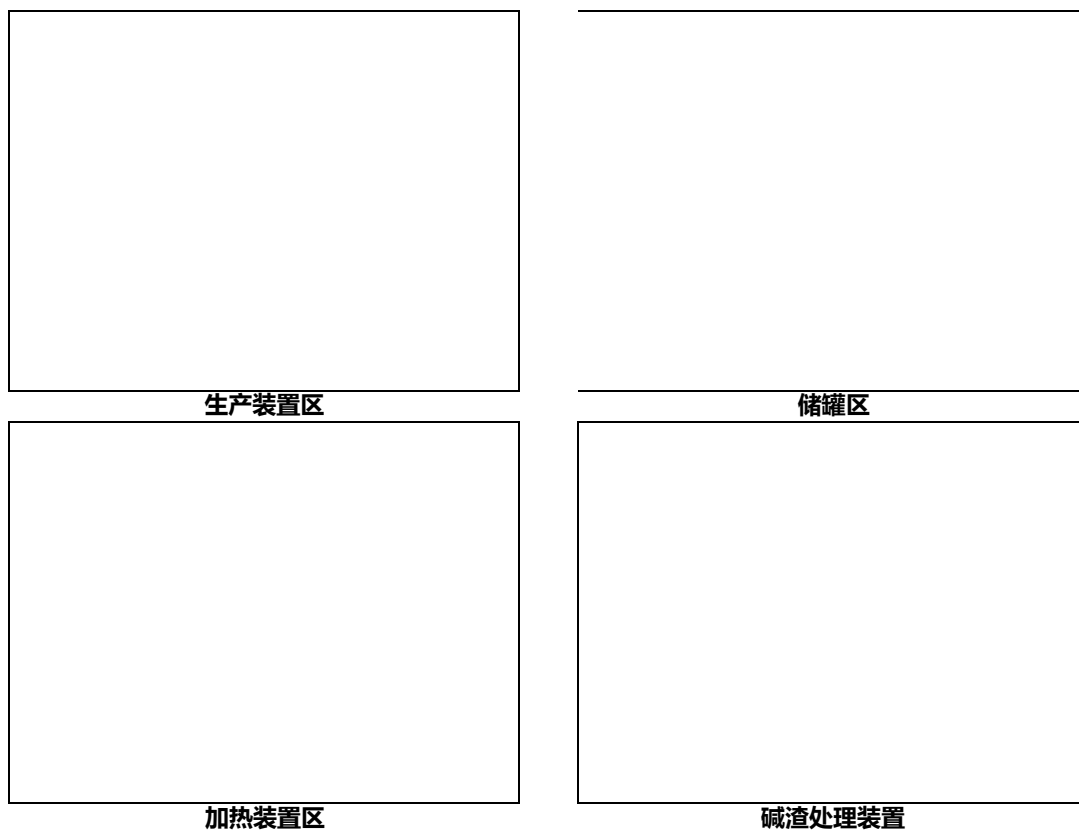
(2) 对管线刺漏造成的土壤污染进行了及时清运，治理，减少扩散范围，降低土壤污染风险。

(3) 12 区产生的含油污泥、压滤泥饼、废矿物油等危险废物均第一时间转运至阿克苏塔河环保工程有限公司（塔河油田一号固废液处理站，危险废物经营许可证编号：6529230040）和中石化西南石油工程有限公司巴州分公司（西北油田分公司一号固废液处理站西北侧，危险废物经营许可证编号：6529230053）接收并进行达标处理。含油污泥收集、贮存、运送、处置过程中，严格执行国家《危险废物转移联单管理办法》。通过采取上述措施，大大降低了含油污泥暂存对土壤的污染风险。

10.2.2.4 各站场土壤污染措施落实情况

(1) 四号联合站

根据现场调查，联合站设备运行正常，储罐区、原辅料储藏区均采取了有效防渗措施，场地内设备运行正常，场地内裸露土壤未发现明显颜色异常、油渍等污染痕迹，且无异常气味，且无异常气味。

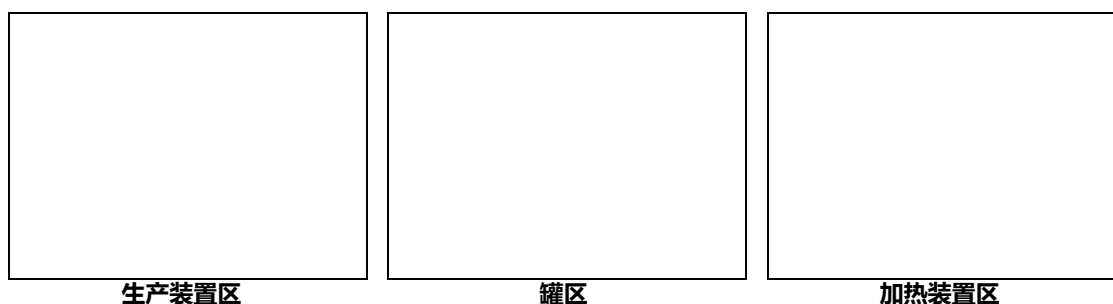


(2) 12-7 计转掺稀泵站

根据现场调查，计转站工艺、设备运行正常，储罐区、原辅料储藏区均采取了有效防渗措施，场地内设备运行正常，场地内裸露土壤未发现明显颜色异常、油渍等污染痕迹，且无异常气味。

(3) 12-9 计转站

根据现场调查，计转站工艺、设备运行正常，储罐区、原辅料储藏区均采取了有效防渗措施，场地内设备运行正常，场地内裸露土壤未发现明显颜色异常、油渍等污染痕迹，且无异常气味。



生产装置区

罐区

加热装置区

(4) S99 注水增压站

根据现场调查，场地内设备运行正常，场地内裸露土壤未发现明显颜色异常、油渍等污染痕迹，且无异常气味。

(5) TH12303 井

TH12303 井位于库车市塔里木乡，井场北侧 250m 位棉田，其余三侧为空地。井场东南侧 600m 位计量站，周围无其它井场分布。根据现场调查，井场井口装置运行良好，未发现明显颜色异常、油渍等污染痕迹，且无异常气味。



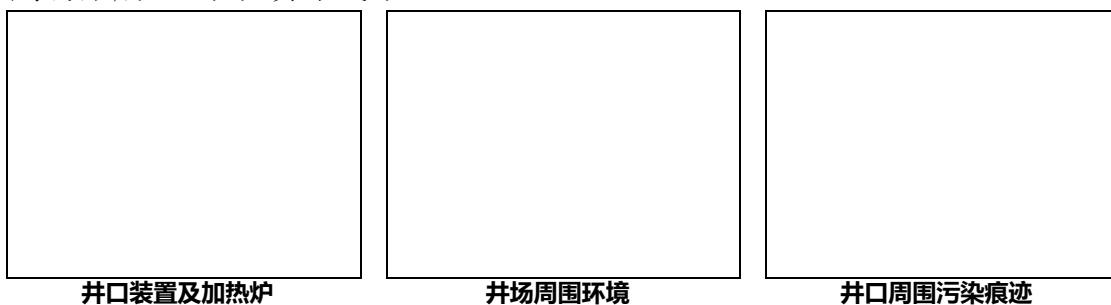
井口装置及加热炉

清理后的泥浆池

井场周围环境

(6) TH121104 井

TH121104 井位于阿克苏地区库车市塔里木乡，周围均为空地，无其它井场及企业分布。根据现场调查，场地内井口区域的裸露土壤未发现明显颜色异常、油渍等污染痕迹，但无异常气味。



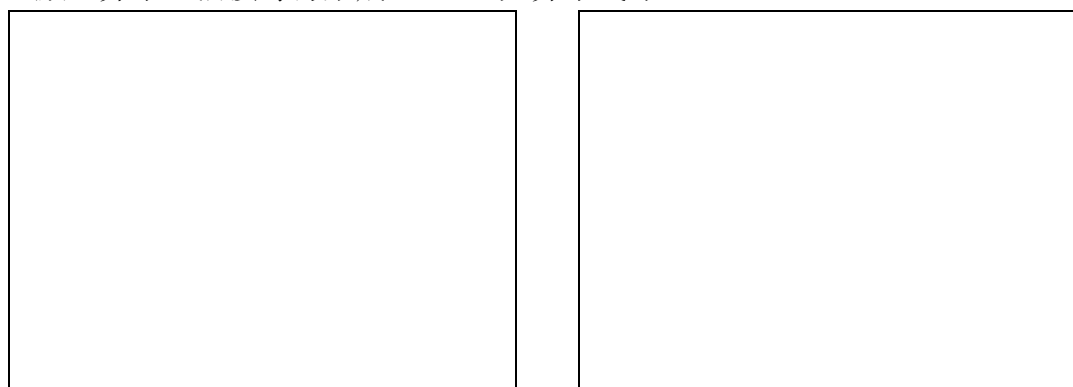
井口装置及加热炉

井场周围环境

井口周围污染痕迹

(7) TH121138 井

TH121138 井位于阿克苏地区库车市塔里木乡，井场北侧 500m 分布有井场，其余三侧均为荒地，无其它企业分布。根据现场调查，场地内裸露土壤未发现明显颜色异常、油渍等污染痕迹，且无异常气味。



井口装置及加热炉

井场周围环境

10.2.3 土壤自行监测情况

根据《工矿用地土壤环境管理办法（试行）》，采油厂及油服中心开展了土壤自行监测工作。

10.3 土壤环境影响验证

根据《建设用地土壤污染状况调查技术导则》（HJ 25.1—2019）、《在产企业土壤及地下水自行监测技术指南》（征求意见稿）附录中石油和天然气开采业行业土壤污染潜在特征污染物类型主要为：重金属、石油烃、挥发性有机物、半挥发性有机物。

（1）企业初步调查结果

西北油田分公司 2020 年开展了土壤和地下水环境初步调查，编制了《中国石化西北油田分公司土壤和地下水环境初步调查报告》（2020 年），报告中采样布点、采样方法符合《重点行业企业用地调查疑似污染地块布点技术规定（试行）》（环办土壤〔2017〕67 号）相关要求。

根据《中国石化西北油田分公司土壤和地下水环境初步调查报告》（2020 年）调查结果：表层土壤样品中各检测因子均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值。各地块表层土壤样品中重金属、挥发性及半挥发性有机物检测数值波动较小，均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值。

（2）企业土壤自行监测报告验证

根据企业土壤自行监测结果，取样各监测点满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值。

（3）本次后评价土壤监测验证

12 区内的油气开发和生产活动呈点、线装分布，本次后评价取样监测结果可看出，12-10 计转站、12-4 计转站、AD20 计转站、TH2330 卸油站站场砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、pH、石油烃 9 项因子均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表 1 筛选值标准要求；12-10 计转站、12-4 计转站、AD20 计转站、TH2330 卸油站 45 项土壤监测因子满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表 1 筛选值标准要求；14 个站场、井场外的监测点位 pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃、全盐等 11 项监测因子均全部满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表 1 筛选值标准要求。

小结：通过上述监测结果，站场、井场内各监测点均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值。

10.4 存在的问题

根据《中华人民共和国土壤污染防治法》《工矿用地土壤环境管理办法（试行）》，土壤污染重点监管单位应建立土壤污染隐患排查制度。

根据《工矿用地土壤环境管理办法》（试行）、《重点排污单位土壤污染隐患排查指南（试行）》（生态环境部 2021 年 1 号文）要求，尽快对潜在土壤污染隐患的重点场所、重点设施设备开展土壤污染隐患排查，重点监管单位应依据隐患排查台账，因地制宜制定隐患整改方案。

根据后评价调查，12 区所在的中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油二厂为重点排污单位。采油二厂按季度开展了隐患排查。根据《重点排污单位土壤污染隐患排查指南（试行）》（生态环境部 2021 年 1 号文）要求，需进一步完善制度建设，明确排查周期、范围、排查重点及对象

11. 环境风险影响后评价

11.1 环境风险识别

11.1.1 环境风险物质识别

根据《中国石化突发环境事件风险评估指南》（2019 年 7 月）的有关规定，西北油田分公司采油二厂所涉及的环境风险物质主要有原油、天然气（甲烷、硫化氢）和轻烃等。主要环境风险物质危险、有害特性等情况简述如下：

（1）原油

原油是一种由各种烃类组成的黑褐色或暗绿色黏稠液态或半固态的可燃物质。它由不同的碳氢化合物混合组成，其主要组成成分是烷烃，此外石油中还含硫、氧、氮、磷、钒等元素。可溶于多种有机溶剂，不溶于水，但可与水形成乳状液。

原油的分类有多种方法，按组成分类可分为石蜡基原油、环烷基原油和中间基原油三类；按比重可分为轻质原油、中质原油、重质原油以及特重质原油四类。

原油相关危险、有害特性表详见表 11.1-1。

表 11.1-1 原油危险、有害特性表

标识	中文名：原油	英文名：Crude oil; Petroleum	别名：石油
	危险货物编号：32003	UN 编号：1267	CAS 号：8002-05-9
	危险性类别：第 3.2 类 中闪点易燃液体	火灾危险类别：乙 A	
理化特性	主要组成：烷烃、环烷烃、芳香烃。	外观：黄色、褐色乃至黑色的可燃性黏稠液体，具有特殊气味。	
	相对密度(水=1)：0.8564	危险类别：乙	
	溶解性：不溶于水，溶于多数有机溶剂。		
燃爆特性	沸点/°C：自常温至 500°C 以上	闪点/°C：36	
	引燃温度/°C：380~530	火焰表面温度/°C：1100	
	易燃易爆性：易燃	燃烧速度/mm/s：0.033~0.042	
	蒸发热/kJ/kg：49497	爆炸极限[% (V/V)]：1.1~8.7	
	危险特性：其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。		

	<p>灭火方法：喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。灭火剂：泡沫、二氧化碳、干粉、砂土。用水灭火无效。</p>
健康危害	<p>侵入途径：吸入、食入。 石油蒸气可引起眼及上呼吸道刺激症状，如浓度过高，几分钟即可引起呼吸困难、紫绀等缺氧症状。</p>
物料特性	<p>①毒性：属低毒类。 ②易燃易爆性：易燃烧。其蒸气与空气可形成爆炸性混合物。</p>
泄漏处理	<p>迅速撤离泄漏污染区人员至安全区，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防静电工作服。尽可能切断泄漏源。防止进入下水道、排洪沟等限制性空间。小量泄漏：用砂土、蛭石或其它惰性材料吸收。大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容。用泡沫覆盖，降低蒸气灾害。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内，回收或运至废物处理场所处置。</p>
防护措施	<p>工程控制：采用通风装置。 眼睛防护：戴安全防护眼镜。 身体防护：穿防静电工作服。 手防护：戴橡胶耐油手套。</p>
急救措施	<p>皮肤接触：脱去污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。眼睛接触：提起眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗。就医。吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。食入：用水漱口，给饮牛奶或蛋清。就医。</p>

(2) 天然气（甲烷）

作为主要烃组份的甲烷属于《化学品分类和危险性公示 通则》

（GB13690-2009）中的气相爆炸物质，泄漏在环境中与空气混合后易达到爆炸极限，此时若遇火或静电可能引起燃烧和爆炸。其爆炸极限范围为 5%~15%（体积比）。当空气中甲烷浓度达到 10%时，就使人感到氧气不足；当空气中甲烷浓度达 25%~30%时，可引起头痛、头晕、注意力不集中，呼吸和心跳加速、精细动作障碍等；当空气中甲烷浓度达 30%以上时可能会因缺氧窒息、昏迷等。

天然气的危险、有害特性详见表 11.1-2。

表 11.1-2 天然气危险、有害特性表

标识	中文名：天然气	英文名：natural gas	别名：沼气
	危险货物编号：21007	UN 编号：1971	CAS 号：74-82-8
	危险性类别：第 2.1 类 易燃气体		火灾危险类别：甲 B
理化特性	主要组成：甲烷		外观：无色、无味、无毒可燃性气体，含硫时有臭鸡蛋味
	分子量：16.04		稳定性：稳定
	相对密度(空气=1)：0.65		溶解性：微溶于水，溶于醇、乙醚

燃爆特性	沸点/°C: -160	闪点/°C: -188
	引燃温度/°C: 482~632	火焰表面温度/°C: 2020
	易燃易爆性: 易燃	最大爆炸压力/MPa 0.717
	最小点火能/kJ: 280	爆炸极限[% (V/V)]: 5~14
	危险特性: 与空气混合能形成爆炸性混合物, 遇明火、高热极易燃烧爆炸。与氟、氯等能发生剧烈的化学反应。其蒸气遇明火会引着回燃。若遇高热, 容器内压增大, 有开裂和爆炸的危险。	
	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。雾状水、泡沫、二氧化碳。灭火器 泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。	
健康危害	甲烷对人基本无毒, 但浓度过高时, 使空气中氧含量明显降低, 使人窒息。当空气中甲烷体积分数达 25%-30%时, 可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调。若不及时脱离, 可致窒息死亡。皮肤接触液化本品, 可致冻伤。	
物料特性	毒性: 属微毒类。允许气体安全地扩散到大气中或当作燃料使用。在高浓度时因缺氧窒息而引起中毒。空气中达到 25~30%出现头昏、呼吸加速、运动失调。 危险特性: 易燃, 与空气混合能形成爆炸性混合物, 遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、三氟化氮、液氧、二氟化氧及其它强氧化剂接触剧烈反应。	
泄漏处理	迅速撤离泄漏污染区人员至上风处, 并进行隔离, 严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器, 穿消防防护服。尽可能切断泄漏源。合理通风, 加速扩散。喷雾状水稀释、溶解。构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水。如有可能, 将漏出气用排风机送至空旷地方或装设适当喷头烧掉。也可以将漏气的容器移至空旷处, 注意通风。	
防护措施	工程控制: 密闭操作, 提供良好的自然通风条件。 呼吸系统防护: 高浓度环境中, 佩戴供气式呼吸器。 眼睛防护: 一般不需要特殊防护, 高浓度接触时可戴化学安全防护眼睛。 防护服: 穿防静电工作服。 手防护: 必要时戴防护手套。 其他: 工作现场严禁吸烟。避免高浓度吸入。进入灌或其他高浓度区作业, 须有人监护。	
急救措施	皮肤接触: 若有冻伤, 就医治疗。 吸入: 迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难, 给输氧。如呼吸停止, 立即进行人工呼吸。就医。	

(3) 轻烃

轻烃危险、有害特性表详见表 11.1-3。

表 11.1-3 轻烃危险、有害特性表

标识	中文名称: 轻烃	英文名称: Lighth ydrocarbon Solvent oil
	危险性类别	第3.1类 低闪点液体

物化特性	沸点 (°C)	20~180		比重 (水=1)	0.63~0.68		
	饱和蒸气压 (kPa)	无资料		熔点 (°C)	无资料		
	蒸气密度 (空气=1)	无资料		溶解性	不溶于水, 溶于多数有机溶剂		
	外观与气味	无色或浅黄色液体, 有特殊气味					
火灾爆炸危险数据	闪点 (°C)	<-50	爆炸极限	爆炸上限%(V/V): 5.0; 爆炸下限%(V/V): 1.1			
	灭火剂	抗溶性泡沫、干粉、二氧化碳、砂土					
	灭火方法	尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却, 直至灭火结束。					
	危险特性	易燃, 其蒸气与空气可形成爆炸性混合物, 遇明火、高热或与氧化剂接触, 有引起危险特性燃烧爆炸的危险。与氧化剂接触猛烈反应。其蒸气比空气重, 能在较低处扩散到相当远的地方, 遇火源会着火回燃。					
反应活性数据	稳定性	不稳定		避免条件			
		稳定	√				
	聚合危险性	可能存在		避免条件			
		不存在	√				
禁忌物	强氧化剂	燃烧(分解)产物		无资料			
健康危害数据	侵入途径	吸入	√	皮肤	√	口	√
	急性毒性	LD50	无资料	LC50	大鼠吸入	16000mg/m ³ , 4小时	
急救措施	吸入: 如果吸入本品蒸汽或其燃烧物, 迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难, 给输氧。如呼吸停止, 立即进行人工呼吸。就医。 食入: 饮水, 禁止催吐。如有不适感, 就医。 眼睛接触: 立即提起眼睑, 用流动清水或生理盐水冲洗15分钟, 立即就医。眼睛受伤后, 应由专业人员取出隐形眼镜。 皮肤接触: 立即脱去被污染的衣着, 用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。就医。						
急性中毒	对中枢神经系统有麻醉作用。 经度中毒症状有头晕、头痛、恶心、呕吐、步态不稳、共济失调。 高浓度吸入出现中毒性脑病。 极高浓度吸入引起意识突然丧失、反射性呼吸停止。可伴有中毒性周围神经病及化学性肺炎。部分患者出现中毒性精神病。 液体吸入呼吸道可引起吸入性肺炎。溅入眼内可致角膜溃疡、穿孔, 甚至失明。皮肤接触致急性接触性皮炎, 甚至灼伤。 吞咽引起急性胃肠炎, 重者出现类似急性吸入中毒症状, 并可引起肝、肾损害。 慢性影响: 神经衰弱综合症、植物神经功能紊乱、周围神经病。严重中毒出现中毒性脑病, 症状类似精神分裂症。皮肤损害。						
泄漏紧急处理	消除所有点火源。根据液体流动和蒸气扩散的影响区域划定警戒区, 无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器, 穿防静电服。作业时使用的所有设备应接地。 禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。						

	防止泄漏物进入水体、下水道、地下室或密闭性空间。 小量泄漏：用砂土或其它不燃材料吸收。使用洁净的无火花工具收集吸收材料。 大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容。用飞尘或石灰粉吸收大量液体。用泡沫覆盖，减少蒸发。喷水雾能减少蒸发，但不能降低泄漏物在受限制空间内的易燃性。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。			
储运注意事项	用储罐储存。远离火种、热源。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备和合适的收容材料。			
防护措施	车间卫生标准	未制定		
	工程控制	生产过程密闭，全面通风。提供安全淋浴和洗眼设备。		
	呼吸系统防护	空气中浓度超标时，佩戴过滤式防毒面具（半面罩）	身体防护	穿防静电工作服
	手防护	戴橡胶耐油手套	眼防护	戴安全防护眼镜
	其他	工作现场严禁吸烟。工作完毕，淋浴更衣。注意个人清洁卫生。		

(4) 硫化氢

硫化氢危险、有害特性表详见表 11.1-4。

表 11.1-4 硫化氢危险、有害特性表

标识	中文名称：硫化氢		英文名称：Hydrogen sulfide)	
	危险性类别		易燃、有毒气体	
物化特性	沸点（℃）	-61.8	比重（水=1）	
	饱和蒸气压（kPa）	无资料	熔点（℃）	-82.9
	蒸气密度（空气=1）	无资料	溶解性	易溶于水，亦溶于醇类、石油溶剂和原油中
	外观与气味	无色气体。具有臭蛋气味		
火灾爆炸危险数据	闪点（℃）		爆炸极限	爆炸上限%(V/V): 46.0; 爆炸下限%(V/V): 4.0
	灭火剂	抗溶性泡沫、干粉、二氧化碳、雾状水		
	灭火方法	尽可能将容器从火场移至空旷处。上风向喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。		
	危险特性	易燃，其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起危险特性燃烧爆炸的危险。与浓硝酸、发烟硝酸触发生剧烈反应，易爆炸。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。		
反应活性数据	稳定性	不稳定		避免条件
		稳定	√	
	聚合危险性	可能存在		避免条件
		不存在	√	

	禁忌物	强氧化剂	燃烧（分解）产物		无资料			
健康危害数据	侵入途径	吸入	√	皮肤	√	口	√	
	急性毒性	10	无资料	LC50	大鼠吸入	16000mg/m ³ , 4小时		
急救措施	<p>吸入：如果吸入本品蒸汽或其燃烧物，迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。</p> <p>食入：饮水，禁止催吐。如有不适感，就医。</p> <p>眼睛接触：立即提起眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗15分钟，立即就医。眼睛受伤后，应由专业人员取出隐形眼镜。</p> <p>皮肤接触：立即脱去被污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。就医。</p>							
急性中毒	<p>职业接触</p> <p>由于硫化氢可溶于水及油中,有时可随水或油流至远离发生源处,而引起意外中毒事故。硫化氢经粘膜吸收快,皮肤吸收甚少。误服含硫盐类与胃酸作用后产生硫化氢可经肠道吸收而引起中毒。</p> <p>中毒后的临床表现</p> <p>硫化氢是一种神经毒剂。亦为窒息性和刺激性气体。其毒作用的主要靶器是中枢神经系统和呼吸系统,亦可伴有心脏等多器官损害,对毒作用最敏感的组织是脑和粘膜接触部位。</p> <p>硫化氢的急性毒作用靶器官和中毒机制可因其不同的浓度和接触时间而异。浓度越高则中枢神经抑制作用越明显,浓度相对较低时粘膜刺激作用明显。人吸入70~150mg/m³/1~2小时,出现呼吸道及眼刺激症状,吸2~5分钟后嗅觉疲劳,不再闻到臭气。吸入300mg/m³/1小时,6~8分钟出现眼急性刺激症状,稍长时间接触引起肺水肿。吸入760mg/m³/15~60分钟,发生肺水肿、支气管炎及肺炎,头痛、头昏、步态不稳、恶心、呕吐。吸入1000mg/m³数秒钟,很快出现急性中毒,呼吸加快后呼吸麻痹而死亡。</p> <p>急性硫化氢中毒一般发病迅速,出现以脑和(或)呼吸系统损害为主的中毒后的临床表现,亦可伴有心脏等器官功能障碍。中毒后的临床表现可因接触硫化氢的浓度等因素不同而有明显差异。</p>							
泄漏紧急处理	<p>撤离并进行隔离。根据扩散的影响区域划定警戒区,无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器,穿防静电服。作业时使用的设备应接地。</p> <p>禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。</p> <p>防止泄漏物进入水体、下水道、地下室或密闭性空间。</p> <p>少量泄漏:用砂土或其它不燃材料吸收。使用洁净的无火花工具收集吸收材料。</p> <p>大量泄漏:构筑围堤或挖坑收容。用飞尘或石灰粉吸收大量液体。用泡沫覆盖,减少蒸发。喷水雾能减少蒸发,但不能降低泄漏物在受限制空间内的易燃性。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。</p>							
	工程控制	生产过程密闭,全面通风。提供安全淋浴和洗眼设备。						
	呼吸系统防护	空气中浓度超标时,佩戴过滤式防毒面具(半面罩)			身体防护	穿防静电工作服		
	手防护	戴橡胶耐油手套			眼防护	戴安全防护眼镜		
	其他	工作现场严禁吸烟。工作完毕,淋浴更衣。注意个人清洁卫生。						

11.1.2 生产设施风险识别

11.1.2.1 原油储罐和轻烃储罐

由于原油储罐和轻烃储罐储存的原油和天然气为易燃介质，因此在储存过程中危险因素较多，储罐区主要危险有火灾爆炸、物理爆炸等。各装置储罐的储存量一般很大，一旦发生火灾、爆炸事故，危害特别大，造成火灾爆炸的原因可能有：

- 1) 检修时储罐内的介质未完全置换或清理不干净。
- 2) 储罐用于监测温度、压力、液位等安全附件或相应控制系统发生故障，造成控制失灵，引发安全事故。特别是液位报警系统失灵时，引发泄漏。
- 3) 使用过程中，罐体的腐蚀造成罐体厚度减薄、罐强度下降，介质泄漏后不能及时发现。液态烃储罐焊缝或管线法兰、阀门泄漏，液态烃在常温常压下会立即气化成气体，与空气形成爆炸性气体，遇明火发生爆炸，燃起大火。
- 4) 罐体材质、制造、安装存在缺陷导致罐破裂或撕裂后泄漏。
- 5) 操作失误导致罐压力升高，超压引起罐体爆裂。
- 6) 防火堤如发生坍塌、存在孔洞和裂缝，都会对安全构成威胁，事故状态下，不能有效的收集泄漏的易燃易爆物料，造成事故的扩大。
- 7) 储罐支撑立柱严重下沉，尤其是不均匀下沉，将直接危及罐体的稳定，造成罐体焊缝开裂，导致储存的易燃、易爆物料泄漏，遇点火源有发生火灾、爆炸的危险。罐体腐蚀减薄甚至穿孔等因素都是安全生产的重大隐患。
- 8) 防雷接地需要经常检查的设施主要是引下线和接地装置，如发生断裂松脱，影响雷电通路，或土壤电阻增大，影响雷电流散，则可能在雷雨季节，遭受雷击，引起着火爆炸事故。
- 9) 储罐还可能存在检修清罐作业时的人员中毒与窒息，罐上介质大量泄漏时的冻伤，罐上维修、调试以及日常巡检的高处坠落危害。

11.1.2.2 抽油机

抽油机是油气生产的主要开采设备，工人作业过程中存在的主要危险是机械伤害、触电和高处坠落。抽油机的平衡块是主要的危险部位，抽油机运转时，其运动部位若防护不当，对靠近设备的人员易造成机械伤害事故，常见的有抽油机

曲柄伤人、驴头挤伤人、电机皮带伤人等。同时，在抽油机安装、保养、维修过程中，由于操作者需要近距离接触设备，也容易引发机械伤害事故。若抽油机发生故障，则容易出现平衡块螺丝松动掉落伤人、皮带断裂伤人、抽油机倾翻伤人等机械伤害事故。检修过程需攀登抽油机时，攀登过程中，易发生高处坠落、高处落物伤人等事故。

抽油机安装时，若抽油机基础不牢固或在冻土层以上，地基未夯实、基础倾斜或安装不当等，均有可能造成抽油机整体倾倒事故。对抽油机调整时，野蛮操作，违章作业也有可能造成抽油机倾倒事故。

同时，抽油机采用电力作为动力，由于设备均地处野外、露天状态下使用，设备损坏较快，容易发生触电事故。常见的有电机或控制开关箱漏电、电缆漏电、高压电弧伤人等。

11.1.2.3 集输管线

集输管线输送的介质是原油、天然气、回注水等具有一定环境污染性质的介质，其在输送过程中存在一定的压力，正常情况下是在密闭的管线中及密闭性良好的设备间加热输送，一旦发生泄漏等异常现象，带压、高温的原油泄漏后，遇火源会发生火灾事故，同时，由于原油具有挥发性，如果其挥发在空气中形成爆炸性气体且达到爆炸极限，遇火源会形成爆炸事故。根据输送管道易发事故的特点，可将造成事故的危险因素分成以下几类：

1) 管道材料缺陷或焊口缺陷隐患

管道因焊缝或管道母材中的缺陷在带压输送中引起管道破裂；管道施工与输油温度之间存在一定的温度差，造成管道沿其轴向产生热应力，这一热应力因约束力变小从而产生热变形，弯头内弧向里凹，形成折皱，外弧曲率变大，管壁因拉伸变薄，也会形成破裂，造成原油泄漏。

2) 管道凝管

自然灾害、第三方破坏、站场检修等都可能造成管道停输。超过设计安全停输时间，由于冬季管内油温下降，原油粘度上升，可能发生原油凝管，将对生产产生严重后果，管理单位应制定相应的应急救援预案。

3) 第三方破坏

第三方破坏包括意外重大的机械损伤、操作失误及人为破坏等，近年来，我国此类事故有快速上升的趋势。

4) 自然灾害

工程建设地区遇到暴雨，易发生洪水，而集输管线所经地段地形复杂，地震、洪水、雷击等自然灾害都可能对管道造成破坏，引发事故。

11.1.2.4 注水管线

本工程为带压注水井，一旦管道、井口破裂高压水刺出可能发生高压水刺伤附近人员的事故。腐蚀穿孔是注水管道易发生的事故，因此，在防腐施工时，应严格遵照程序，防止管道破损导致防腐层进水，做好管道补口的防腐涂层，在日常生产中要加强监管，及时发现隐患，及时维修。

11.1.2.5 污水储存罐

注水站、增压点和四号联处理站均有污水储罐。当罐内的含油污水泄漏、聚积、挥发，遇到明火都有可能引发火灾、爆炸，并产生泄露对土壤和地下水存在污染风险。

11.1.3 环境敏感目标识别

西北油田分公司勘探开发区域跨度大，主要涉及的敏感目标包括自然保护区、湿地公园、森林公园、风景名胜区、沙化土地封禁保护区、生态保护红线区、居民区等。

表 11.1-5 塔河油田各开采区块涉及生态敏感保护目标总体情况表

矿权名称	涉及敏感区	级别	设立时间	区划	敏感类型	备注
塔河油田区块	新疆塔里木胡杨林自然保护区	国家级	2006/02	尉犁县、轮台县	自然保护区	12区不在其范围内
	塔里木河上游湿地自然保护区	省级	2013/05	沙雅县	湿地自然保护区	12区不在其范围内
	塔里木胡杨森林公园	国家级	2018/10	轮台县	森林公园	12区不在其范围内
	胡杨林风景名胜区	省级	2004/12	轮台县	风景名胜区	12区不在其范围内
	生态保护红线区	省级	暂未发布	新疆	生态保护红线	12区不在其范围内
	新疆龟兹国家沙漠公园	国家级	2020	轮台县、库车市	沙漠公园	12区东南角11口在其范围内

西北油田分公司采油二厂 12 区主要涉及的保护目标为库车市重点公益林、英达利亚河、库车河、居民区、生活基地、农田等。

11.2 环境风险源清单

根据《中国石化突发环境事件风险评估指南》（2019 年 7 月）和《西北油田分公司采油二厂突发环境事件风险评估报告》（2020 年 6 月），西北油田分公司采油二厂 12 区共识别环境风险源 153 个。环境风险受体主要包括库车市重点公益林、英达利亚河、库车河、居民区、生活基地、农田等。环境风险源识别情况具体见表 11.2-1。

表 11.2-1 西北油田分公司采油二厂 12 区环境风险源清单

序号	环境风险源名称	环境风险源类别	环境风险受体					所属单位
			名称	等级	类型	方位	距离/km	
1	TH12531X单井集油管线	陆域管道	农田	E2	水环境、土壤环境	其中	0	采油二厂管理二区
2	TH12529单井集油管线	陆域管道	农田	E2	水环境、土壤环境	其中	0	采油二厂管理二区
3	TH12517单井集油管线	陆域管道	农田	E2	水环境、土壤环境	其中	0	采油二厂管理二区
4	TH12516X单井集油管线	陆域管道	农田	E2	水环境、土壤环境	其中	0	采油二厂管理二区
5	TH12355单井掺稀管线	陆域管道	农田、水系	E2	水环境、土壤环境	其中	0	采油二厂管理二区
6	TH12531X单井掺稀管线	陆域管道	农田	E2	水环境、土壤环境	其中	0	采油二厂管理二区
7	TH12532单井集油管线	陆域管道	农田	E2	水环境、土壤环境	其中	0	采油二厂管理二区
8	TH12513CH单井掺稀管道	陆域管道	农田	E2	水环境、土壤环境	其中	0	采油二厂管理二区
9	TH12532单井掺稀管线	陆域管道	农田	E2	水环境、土壤环境	其中	0	采油二厂管理二区
10	TH12516X单井掺稀管线	陆域管道	农田	E2	水环境、土壤环境	其中	0	采油二厂管理二区
80	TH12517单井掺稀管线	陆域管道	农田	E2	水环境、土壤环境	其中	0	采油二厂管理二区
11	TH12549H单井掺稀管线	陆域管道	农田	E2	水环境、土壤环境	其中	0	采油二厂管理二区
12	TH10372CH单井集油管线	陆域管道	农田	E2	水环境、土壤环境	其中	0	采油二厂管理二区
13	TH12516X单井燃料气管线	陆域管道	农田	E2	大气环境、土壤环境	其中	0	采油二厂管理二区
14	TH12515单井燃料气管线	陆域管道	农田	E2	大气环境、土壤环境	其中	0	采油二厂管理二区
15	TH12517单井燃料气管线	陆域管道	农田	E2	大气环境、土壤环境	其中	0	采油二厂管理二区
16	TH12532单井燃料气管线	陆域管道	农田	E2	大气环境、土壤环境	其中	0	采油二厂管理二区
17	TH12520X单井燃料气管线	陆域管道	农田	E2	大气环境、土壤环境	其中	0	采油二厂管理二区
18	TH12513CH单井燃料气管线	陆域管道	农田	E2	大气环境、土壤环境	其中	0	采油二厂管理二区
19	TH12504单井燃料气管线	陆域管道	农田、水系	E2	大气环境、土壤环境	其中	0	采油二厂管理二区
20	TH12546单井燃料气管线	陆域管道	农田	E2	大气环境、土壤环境	其中	0	采油二厂管理二区
21	TH12560X单井燃料气管线	陆域管道	农田	E2	大气环境、土壤环境	其中	0	采油二厂管理二区

序号	环境风险源名称	环境风险源类别	环境风险受体					所属单位
			名称	等级	类型	方位	距离/km	
22	TH12549H单井集油管线	陆域管道	农田	E2	水环境、土壤环境	其中	0	采油二厂管理二区
23	TH12549H单井燃料气管线	陆域管道	农田	E2	大气环境、土壤环境	其中	0	采油二厂管理二区
24	TH12526单井燃料气管线	陆域管道	农田	E2	大气环境、土壤环境	其中	0	采油二厂管理二区
25	TH12535单井掺稀管线	陆域管道	农田	E2	水环境、土壤环境	其中	0	采油二厂管理二区
26	TH12537X单井掺稀管线	陆域管道	农田	E2	水环境、土壤环境	其中	0	采油二厂管理二区
27	TH10356单井燃料气管线	陆域管道	农田	E2	大气环境、土壤环境	其中	0	采油二厂管理二区
28	TH12540单井掺稀管线	陆域管道	农田	E2	水环境、土壤环境	其中	0	采油二厂管理二区
29	TH12541单井掺稀管线	陆域管道	农田	E2	水环境、土壤环境	其中	0	采油二厂管理二区
30	TH12543单井掺稀管线	陆域管道	农田、水系	E2	水环境、土壤环境	其中	0	采油二厂管理二区
31	TH12529单井燃料气管线	陆域管道	农田	E2	大气环境、土壤环境	其中	0	采油二厂管理二区
32	10-3站至S99阀组外输油管线	陆域管道	农田	E2	水环境、土壤环境	其中	0	采油二厂管理二区
33	12-16站外输油管线	陆域管道	农田	E2	水环境、土壤环境	其中	0	采油二厂管理二区
34	TH12535单井集油管线	陆域管道	农田	E2	水环境、土壤环境	其中	0	采油二厂管理二区
35	12-16站高压掺稀干线(12516)	陆域管道	农田	E2	水环境、土壤环境	其中	0	采油二厂管理二区
36	TH12535单井燃料气管线	陆域管道	农田	E2	大气环境、土壤环境	其中	0	采油二厂管理二区
37	TH12537X单井集油管线	陆域管道	农田	E2	水环境、土壤环境	其中	0	采油二厂管理二区
38	TH12537X单井燃料气管线	陆域管道	农田	E2	大气环境、土壤环境	其中	0	采油二厂管理二区
39	TH12540单井集油管线	陆域管道	农田	E2	水环境、土壤环境	其中	0	采油二厂管理二区
40	TH12540单井燃料气管线	陆域管道	农田	E2	大气环境、土壤环境	其中	0	采油二厂管理二区
41	TH12541单井集油管线	陆域管道	农田	E2	水环境、土壤环境	其中	0	采油二厂管理二区
42	TH12541单井燃料气管线	陆域管道	农田	E2	大气环境、土壤环境	其中	0	采油二厂管理二区
43	TH12410CH单井集油管线(I段)	陆域管道	农田	E2	水环境、土壤环境	其中	0	采油二厂管理三区
44	TH12410CH单井	陆域管道	农田	E2	水环境、土壤	其中	0	采油二厂管理

序号	环境风险源名称	环境风险源类别	环境风险受体					所属单位
			名称	等级	类型	方位	距离/km	
	掺稀管线				环境			三区
45	AD20单井掺稀管线	陆域管道	农田	E2	水环境、土壤环境	其中	0	采油二厂管理三区
46	TH12442单井集油管线	陆域管道	农田	E2	水环境、土壤环境	其中	0	采油二厂管理三区
47	TH12441单井集油管线	陆域管道	农田	E2	水环境、土壤环境	其中	0	采油二厂管理三区
48	TH12432单井集油管线	陆域管道	农田	E2	水环境、土壤环境	其中	0	采油二厂管理三区
49	TH12417单井集油管线(I段)	陆域管道	农田	E2	水环境、土壤环境	其中	0	采油二厂管理三区
50	TH12417单井掺稀管线	陆域管道	农田	E2	水环境、土壤环境	其中	0	采油二厂管理三区
51	TH12441单井掺稀管线	陆域管道	农田	E2	水环境、土壤环境	其中	0	采油二厂管理三区
52	TH12442单井掺稀管线	陆域管道	农田	E2	水环境、土壤环境	其中	0	采油二厂管理三区
53	AD19单井掺稀管线	陆域管道	农田	E2	水环境、土壤环境	其中	0	采油二厂管理三区
54	TH12432单井掺稀管线	陆域管道	农田	E2	水环境、土壤环境	其中	0	采油二厂管理三区
55	TH12417单井燃料气管线	陆域管道	农田	E2	大气环境、土壤环境	其中	0	采油二厂管理三区
56	TH12410CH单井燃料气管线	陆域管道	农田	E2	大气环境、土壤环境	其中	0	采油二厂管理三区
57	TH12403单井燃料气管线	陆域管道	农田	E2	大气环境、土壤环境	其中	0	采油二厂管理三区
58	TH12441单井燃料气管线	陆域管道	农田	E2	大气环境、土壤环境	其中	0	采油二厂管理三区
59	AD20单井燃料气管线	陆域管道	农田	E2	大气环境、土壤环境	其中	0	采油二厂管理三区
60	TP178H单井燃料气管线	陆域管道	农田	E2	大气环境、土壤环境	其中	0	采油二厂管理三区
61	TH12444单井掺稀管线	陆域管道	农田	E2	水环境、土壤环境	其中	0	采油二厂管理三区
62	TH12432单井燃料气管线	陆域管道	农田	E2	大气环境、土壤环境	其中	0	采油二厂管理三区
63	TH12444单井集油管线	陆域管道	农田	E2	水环境、土壤环境	其中	0	采油二厂管理三区
64	TH12444单井燃料气管线	陆域管道	农田	E2	大气环境、土壤环境	其中	0	采油二厂管理三区
65	12-12站掺稀供油干线	陆域管道	农田	E2	水环境、土壤环境	其中	0	采油二厂管理三区
66	AD20站外输油管线	陆域管道	农田	E2	水环境、土壤环境	其中	0	采油二厂管理三区

序号	环境风险源名称	环境风险源类别	环境风险受体					所属单位
			名称	等级	类型	方位	距离/km	
67	AD20站高压掺稀干线	陆域管道	农田	E2	水环境、土壤环境	其中	0	采油二厂管理三区
68	12-12站燃料气供气管线	陆域管道	农田	E2	大气环境、土壤环境	其中	0	采油二厂管理三区
69	12-12站外输气管线	陆域管道	农田	E2	大气环境、土壤环境	其中	0	采油二厂管理三区
70	12-9站外输气管线	陆域管道	农田	E2	大气环境、土壤环境	其中	0	采油二厂管理三区
71	S99至12-11注水干线(一段)	陆域管道	农田	E2	水环境、土壤环境	其中	0	采油二厂管理三区
72	TK670CH单井燃料气管线	陆域管道	农田	E2	大气环境、土壤环境	其中	0	采油二厂管理一区
73	12-3计转站	油气田站场		E3	水环境、土壤环境	其中		采油二厂管理二区
74	塔二联轻烃站轻烃储罐区02区	油气田站场	居民区	E3	水环境、土壤环境、大气环境	其中	2.43	采油二厂油气处理部
75	塔河四号联合站原油预处理区	油气田站场		E3	水环境、土壤环境			采油二厂油气处理部
76	塔河四号联合站原油沉降罐区	油气田站场		E3	水环境、土壤环境			采油二厂油气处理部
77	塔河四号联合站净化油罐区	油气田站场		E3	水环境、土壤环境			采油二厂油气处理部
78	塔河四号联合站污水处理区	油气田站场		E3	水环境、土壤环境			采油二厂油气处理部
79	塔河四号联合站混烃储罐区	油气田站场		E3	水环境、土壤环境、大气环境			采油二厂油气处理部
80	塔河四号联合站混烃脱硫区	油气田站场		E3	水环境、土壤环境、大气环境			采油二厂油气处理部
81	塔河四号联合站放空区	油气田站场		E3	水环境、土壤环境			采油二厂油气处理部
82	12-1计转站	油气田站场		E3	水环境、土壤环境	其中		采油二厂管理二区
83	12-2计转站	油气田站场		E3	水环境、土壤环境	其中		采油二厂管理二区
84	12-4计转站	油气田站场		E3	水环境、土壤环境	其中		采油二厂管理一区
201	12-5计转站	油气田站场		E3	水环境、土壤环境	其中		采油二厂管理一区
85	12-6计转站	油气田站场		E3	水环境、土壤环境	其中		采油二厂管理一区

序号	环境风险源名称	环境风险源类别	环境风险受体					所属单位
			名称	等级	类型	方位	距离/km	
86	12-7计转站	油气田站场		E3	水环境、土壤环境	其中		采油二厂管理三区
87	12-8计转站	油气田站场		E3	水环境、土壤环境	其中		采油二厂管理一区
88	12-9计转站	油气田站场		E3	水环境、土壤环境	其中		采油二厂管理三区
89	12-11计转站	油气田站场		E3	水环境、土壤环境	其中		采油二厂管理三区
90	12-12计转站	油气田站场		E3	水环境、土壤环境	其中		采油二厂管理三区
91	12-13计转站	油气田站场		E3	水环境、土壤环境	其中		采油二厂管理三区
92	12-15计转站	油气田站场		E3	水环境、土壤环境	其中		采油二厂管理一区
93	中间站	油气田站场		E3	水环境、土壤环境	其中		采油二厂油气处理部
94	12330卸油站	油气田站场		E3	水环境、土壤环境	其中		采油二厂管理三区
95	S99增压站	油气田站场	居民区	E3	水环境、土壤环境	南	4.05	采油二厂油气处理部
96	TH12536X	陆上油气田井场		E3	水环境、土壤环境			采油二厂
97	12区掺稀供油老干线(I段)	陆域管道	居民区	E3	水环境、土壤环境	南	0.1	采油二厂管理一区
98	TH12503单井集油管线	陆域管道	水系	E3	水环境	其中	0	采油二厂管理二区
99	TH12504单井集油管线	陆域管道	水系	E3	水环境	其中	0	采油二厂管理二区
100	AD2单井掺稀管线	陆域管道		E3	水环境、土壤环境			采油二厂管理二区
101	AD2单井集油管线	陆域管道		E3	水环境、土壤环境			采油二厂管理二区
102	TH12558H单井燃料气管线	陆域管道	水系	E3	水环境	其中	0	采油二厂管理二区
103	TH12558H单井掺稀管线	陆域管道	水系	E3	水环境	其中	0	采油二厂管理二区
104	TH10309CH单井燃料气管线	陆域管道	水系	E3	水环境	其中	0	采油二厂管理二区
105	TH12552单井掺稀管线	陆域管道	水系	E3	水环境	其中	0	采油二厂管理二区
106	TH12558H单井集油管线	陆域管道	水系	E3	水环境	其中	0	采油二厂管理二区
107	TH12552单井集油管线	陆域管道	水系	E3	水环境	其中	0	采油二厂管理二区
108	TH12552单井燃	陆域管道	水系	E3	水环境	其中	0	采油二厂管理

序号	环境风险源名称	环境风险源类别	环境风险受体					所属单位
			名称	等级	类型	方位	距离/km	
	料气管线							二区
109	TH12503单井燃料气管线	陆域管道	水系	E3	水环境	其中	0	采油二厂管理二区
110	12-3站高压掺稀干线	陆域管道		E3	水环境、土壤环境			采油二厂管理二区
111	12-2站高压掺稀干线	陆域管道		E3	水环境、土壤环境			采油二厂管理二区
112	12-2站外输油管线	陆域管道		E3	水环境、土壤环境			采油二厂管理二区
113	12-3站外输油管线	陆域管道		E3	水环境、土壤环境			采油二厂管理二区
114	12-3站燃料气供气管线	陆域管道	水系	E3	水环境	其中	0	采油二厂管理二区
115	12区站外输油管线(II段)	陆域管道	居民区	E3	水环境、土壤环境	南	0.1	采油二厂管理二区
116	12-4站外输油管线	陆域管道		E3	水环境、土壤环境			采油二厂管理一区
117	12区掺稀供油老干线(IV段)	陆域管道		E3	水环境、土壤环境			采油二厂管理二区
118	12区燃料气供气管线	陆域管道	居民区	E3	大气环境、土壤环境	南	0.1	采油二厂油气处理部
119	12区伴生气总干线	陆域管道	居民区	E3	大气环境、土壤环境	南	0.1	采油二厂油气处理部
120	12-1站燃料气供气管线	陆域管道		E3	大气环境、土壤环境			采油二厂管理二区
121	12区注水干线	陆域管道	居民区	E3	水环境、土壤环境	南	0.1	采油二厂油气处理部
122	12-4站外输气管线	陆域管道		E3	大气环境、土壤环境			采油二厂管理一区
123	二/三联注水主干线(I段)	陆域管道		E3	水环境、土壤环境			采油二厂管理一区
124	四号联至雅克拉混烃外输管线	陆域管道		E3	水环境、土壤环境			采油二厂油气处理部
125	TH123107单井燃料气管线	陆域管道		E3	大气环境、土壤环境			采油二厂管理三区
126	TH12559单井集油管线	陆域管道	水系	E3	水环境	其中	0	采油二厂管理二区
127	TH12314单井掺稀管线	陆域管道	农田	E3	水环境、土壤环境	其中	0	采油二厂管理三区
128	TH12259单井集油管线	陆域管道		E3	水环境、土壤环境			采油二厂管理三区
129	TH12199单井集油管线	陆域管道		E3	水环境、土壤环境			采油二厂管理一区

序号	环境风险源名称	环境风险源类别	环境风险受体					所属单位
			名称	等级	类型	方位	距离/km	
130	TK620单井集油管线	陆域管道		E3	水环境、土壤环境			采油二厂管理一区
131	TH10230单井集油管线	陆域管道		E3	水环境、土壤环境			采油二厂管理二区
132	TH12111单井集油管线(II段)	陆域管道		E3	水环境、土壤环境			采油二厂管理一区
133	TH12509单井掺稀管线	陆域管道	水系	E3	水环境	其中	0	采油二厂管理二区
134	TH12509单井集油管线	陆域管道	水系	E3	水环境	其中	0	采油二厂管理二区
135	TH12509单井燃料气管线	陆域管道	水系	E3	水环境	其中	0	采油二厂管理二区
136	TH12524单井掺稀管线	陆域管道	水系	E3	水环境	其中	0	采油二厂管理二区
137	TH12524单井集油管线	陆域管道	水系	E3	水环境	其中	0	采油二厂管理二区
138	TH12524单井燃料气管线	陆域管道	水系	E3	水环境	其中	0	采油二厂管理二区
139	TH12508单井掺稀管线	陆域管道	水系	E3	水环境	其中	0	采油二厂管理二区
140	TH12508单井集油管线	陆域管道	水系	E3	水环境	其中	0	采油二厂管理二区
141	TH12508单井燃料气管线	陆域管道	水系	E3	水环境	其中	0	采油二厂管理二区
142	TH12545单井掺稀管线	陆域管道	水系	E3	水环境	其中	0	采油二厂管理二区
143	TH12545单井集油管线	陆域管道	水系	E3	水环境	其中	0	采油二厂管理二区
144	TH12545单井燃料气管线	陆域管道	水系	E3	水环境	其中	0	采油二厂管理二区
145	TH12315CH单井掺稀管线	陆域管道	水系	E3	水环境	其中	0	采油二厂管理二区
146	TH12315CH单井集油管线	陆域管道	水系	E3	水环境	其中	0	采油二厂管理二区
147	TH12315CH单井燃料气管线	陆域管道	水系	E3	水环境	其中	0	采油二厂管理二区
148	TH12321单井掺稀管线	陆域管道	水系	E3	水环境	其中	0	采油二厂管理二区
149	TH12321单井集油管线	陆域管道	水系	E3	水环境	其中	0	采油二厂管理二区
150	TH12321单井燃料气管线	陆域管道	水系	E3	水环境	其中	0	采油二厂管理二区
151	TH12318CH单井掺稀管线	陆域管道	水系	E3	水环境	其中	0	采油二厂管理二区
152	TH12318CH单井集油管线	陆域管道	水系	E3	水环境	其中	0	采油二厂管理二区

序号	环境风险源名称	环境风险源类别	环境风险受体					所属单位
			名称	等级	类型	方位	距离/km	
	井集油管线							二区
153	TH12318CH单井燃料气管线	陆域管道	水系	E3	水环境	其中	0	采油二厂管理二区

11.3 环境风险防范及应急措施有效性评价

11.3.1 环境风险防范措施

11.3.1.1 选线、总图布置和建筑安全防范措施

(1) 管线工程力求线路顺直，缩短线路长度；尽量依托现有伴行公路，以方便运输、施工和生产维护管理；选择有利地形，尽量避免沼泽和积水等施工难点和不良工程地质地段，保障管线安全运行。

(2) 新建井场、集气站场地的最低设计标高，应高于计算最高洪水位 0.5m。计算最高洪水位采用的洪水频率，不应低于 50 年一遇。

(3) 本项目有事故罐，罐体防火间距大于 0.5D。

(4) 罐体周围设置环形消防车道，罐体消防道路与防火堤坡脚线之间的距离，不应小于 3m。

(5) 设计的火灾情况下，一次消防用水量 1500m³，要求本项目建设方建立消防水收集蓄水系统，并必须在井场设置井喷事故池，同时可将原有防渗池保留，作为井喷事故备用池。

(6) 建议本项目油井周边 2000m 范围内，不得规划建设新居住区。

(7) 做好地质调查工作，在设计时充分考虑井喷、管道泄漏防范措施，尤其要考虑高浓度硫化氢气体对管道、设备的腐蚀问题，保障管道、设备的安全性。

11.3.1.2 油气贮运安全防范措施

(1) 管道敷设安全防范措施

管顶埋设深度要考虑管线区的最大冻土层深度，地面荷载等对管道钢度的影响以及管道稳定要求，为防止管道发生低温脆性断裂等不利情况的发生，普通地区管顶埋深大于规范规定值，管沟回填必须超过自然地面 0.3m，作为沉降裕量。

管道在水平和纵向转角较小时，优先采用弹性敷设（ $R \geq 1000D$ ）来实现管道方向改变，以减小沿途摩阻损失和增强管道的柔韧性。根据《原油和天然气输送管道穿跨越工程设计规范穿越工程》SY/T0015.1-98，管道穿越铁路或Ⅱ级以上公路时，宜采用顶管或横孔钻机穿管敷设，并外加保护套管；穿越Ⅲ级以下的公路或一般道路时，可采用挖沟埋设，并外加保护套管。

（2）管线泄漏检测系统

建立管道泄漏检测系统，及时准确报告事故的范围和程度，可以最大限度地减少经济损失和环境污染。根据目前管线泄漏在线检测常用方法，泄漏检测推荐负压波方法，当泄漏发生时，泄漏处因流体物质损失而引起局部流体密度减小，产生瞬时压力降低和速度差，该瞬时的压力下降以声速向泄漏点的上下游传播。当以泄漏前的压力作为参考标准时，泄漏时产生的减压波就称为负压波。该波以一定速度自泄漏点向两端传播，经若干时间后分别传到上下游的压力传感器，压力传感器捕捉到特定的瞬态压力降的波形就可进行泄漏判断，根据上下游压力传感器接收到此压力信号的时间差和负压波的传播速度就可以定出泄漏点。

（3）管道防腐

根据本工程管线沿线自然条件和工程地质状况，以及防腐层的综合性能与涂敷作业的简便性、经济性等因素，经综合比较，确定本工程单井集输管线采用无溶剂环氧重防腐涂料+聚氨脂泡沫夹克；单井配气管线采用无溶剂液体环氧涂料+聚乙烯胶粘带；外输管线外防腐涂层采用普通二层 PE。并采用牺牲阳极的保护法进行保护，在井口和进站处需加绝缘接头。

11.3.1.3 站场、井场事故风险预防措施

（1）平面布局科学合理：选址应避开保护区和植被密集区。在平面布置中尽量将火灾危险性相近的设施集中布置，并保持规定的防火距离；将全厂的明火点控制到最少，并布置在油气生产区场地边缘部位；有油气散发的场所布置在有明火或散发火花地点的当地全年最小频率风向的上风侧。

（2）在建、构筑物区域内设置接地装置，必要时可加装消雷器。工艺设备、塔、架等设置防静电接地装置；变压器等采用避雷针作为防雷保护。

（3）按规定配置齐全各类消防设施，并定期进行检查，保持完好可用。

(4) 站场内的装置区、泵房等均为爆炸火灾危险区域，区域内的配电设备均应采用防爆型；根据各建筑物的不同防爆等级采取相应的防爆措施。

(5) 在可能产生易燃易爆介质泄漏的地方，设置可燃气体检测报警器，以便及时发现事故隐患。

(6) 必须设置井喷事故池，同时把施工期防渗池保留作为井喷事故备用池，加强事故防范措施的日常维护。

(7) 井场设备的安放位置应充分考虑风向问题，尽量能保障让季节性风畅通。

(8) 在井场，可能产生硫化氢的场所设立有防硫化氢中毒的警示标志，在生产区和生活区安装风向标，要求风向标安装在人员易于看到的地方。

(9) 固定式 H_2S 监测仪应定期检查，注意养护。

(10) 在井场及周边敏感点配备有因硫化氢中毒而进行医治的药品和氧气瓶。

(11) 作业员工应尽可能在上风向位置作业，在有可能产生硫化氢的场所作业时，应有人监护；一旦发生硫化氢急性中毒，立即实施救护。

(12) 加强宣传、教育，使工作人员了解硫化氢的性质及其危害特征，切实提高工作人员的安全意识。对高硫化氢井工作人员、附近工作人员及居民，都要掌握必要的硫化氢中毒的早期抢救措施，并定期进行宣传、教育，设置专人负责防硫化氢安全教育及监督检查工作。

(13) 对工作人员及周边居民，进行定期硫化氢防护演习，包括配戴防护器具及人员救护工作，做到发生紧急情况时，能够高效应付硫化氢泄漏，人员能迅速向上风向疏散。

(14) 完善事故应急预案。预案中应充分考虑硫化氢的风险事故影响，保障应急措施实施的有效性。

(15) 本项目井场采取地火放空，井场周边胡杨密集，因此必须加强防火措施，加高防火墙高度，在采取地火放空时，必须有工作人员在场，井场必须设置消防设施，保证工作人员在及时发现险情后，能够及时排险。

11.3.1.4 井喷事故的风险防范措施

本项目所处区域环境敏感，必须要高度重视安全生产，要积极采取预防井喷发生的措施：

(1) 由于硫化氢气体的特殊性质，含硫化氢的油田的钻井应作好地质、钻井工程设计中和空气中硫化氢含量的监测，及时得到井喷的预警信息，采取必要手段预防井喷，只要安全钻井才是最好的井喷预防措施。

(2) 在井场醒目处悬挂一份井场周边环境的地图和表格，列示离开井场不同距离范围内的居民点及办公点的地址和联系方式以及公路等其他公共设施。

(3) 建立一份紧急电话联系表，其中应包括钻井队负责人、技术人员或安全管理人员以及上级主管部分应急指挥人和当地管理部门协调人、医院、消防、环境部门的联系电话。

(4) 制定一份详实的可操作的应急预案，包括医疗保健措施、个人保护设备、人员培训要求、监测、警报与人员撤离等一系列工作详细地列出具体要求，以此保证井场作业人员的生命安全，特别应明确井口喷出的 H_2S 浓度计距井口下风向不同距离监测的 H_2S 浓度，来确定井场周边群众、工作人员的撤离范围。

(5) 应对钻井员工和周边一定范围内的居民或工作人员普及预防 H_2S 中毒，避免伤亡的个人防护知识，以防止事故发生后的人员伤亡。

(6) 区块周边分布有胡杨林，在发生井喷后，无法实施点火，在确保施工人员安全的条件下，可用消防车对天然气防喷口处进行雨喷淋，使天然气中所含的 H_2S 溶解于水中并转变为氢硫酸，降低其毒性，并对氢硫酸进行及时处理，以免污染周边水体。

(7) 发生事故时，要求井场排放清水及处理水全部进入现场事故池，不得随意外排，尤其严禁向塔河排放，立即启动重大环境事件环境应急监测预案，在应急监测人员不受 H_2S 危害影响的前提下，对井场周边大气中的 H_2S 及甲烷浓度进行监控，随时掌握扩散分布情况，以指导对井场周边人员的撤离工作已经安全线的划定工作，同时对周边水系上下游水质设点进行监控（测试项目可确定为：pH、COD、石油类、硫化物和氯化物等主要指示性污染物），掌握水系可能受到污染影响的程度，以便为后续可能的污染赔偿提供参考，在事件处理过程中，应及时将井场排放清水及处理水全部清运至塔河一号固废、废液处理站。

(8) 在人员不受 H_2S 危害影响的前提下, 组织人员对井喷喷出的钻井液进行封堵, 可截留至现场事故池内, 防止其流入井场周边环境敏感区, 尽可能减少其危害和影响, 在事件处理过程中, 应及时将钻井液全部清运至塔河一号固废、废液处理站。

(9) 由于井喷和处理井喷的过程中(井喷、压井及恢复正常钻井)产生的污水量较多, 为确保事故池能储存所产生的污水, 应及时对事故池储存的污水进行处理。若废水产生量较大, 又无法对污水进行及时处理, 可能造成污水池装满而外溢污染环境时, 应及时启动备用事故池, 防止污染物的扩散。

(10) 如发生井喷后, 大量废水进入塔河, 并且废水中油含量较高, 应在河流下游处采取措施进行隔除浮油。

(11) 事件处理过程中必须持续执行重大环境事件环境应急监测预案, 重点对井场周边居民区或办公区内的空气中的 H_2S 、 SO_2 、 CO_2 及甲烷浓度进行监控, 如果已达到空气质量标准, 则可上报相关决策部门下达返回指令, 对周边水体及地下水水质进行监测, 持续对周边水系上下游水质设点进行监控, 掌握水质变化情况, 若井场周边水系上下游水质差异, 则可停止此项监测。

(12) 清理井场的各种环境污染物, 按分级堆放处理原则进行处置、恢复正常的废水处理工作。

(13) 完成环境应急监测工作报告, 对相关环境污染情况尽心评估。

(14) 在相关部分的指导下, 对相关环境污染损失情况进行赔偿。

(15) 对井喷的环境污染防治工作进行总结。

(16) 日常工作中严格遵守钻井的安全规定, 在井口安装有效的井控装置, 杜绝井喷的发生; 随时观察、定期记录, 及时发现溢流、井漏, 并根据多年井喷事故井控装置失灵经验总结, 井控作业中的一些错误做法, 应尽量避免, 杜绝井喷的发生; 井场设置明显的禁止烟火标志; 井场设备及电器设备、照明灯具符合防火防爆的安全要求, 安装探照灯, 以备井喷时钻台照明; 按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其它消防器材; 制订应急操作规程, 在规程中说明发生井喷事故时应采取的操作步骤; 井场设置事故池, 按照最大可能性设计, 降低环境风险。

井喷及井喷失控事故一旦发生，特别是含 H₂S 油气井的井喷及失控，不仅将会造成巨大的经济损失，而且将会造成较严重的环境污染和危害及一定的社会负面影响。如何尽可能减轻井喷及井喷失控事故所带来的环境污染和危害，认真贯彻集团公司《石油与天然气钻井井控规定》是十分重要的，特别应按要求执行在发生井喷事故后的抢险方案制订及实施，要把环境保护同时考虑，同时实施，防止出现次生环境事故。

11.3.1.5 防火、防爆等事故处理系统

在火灾初始阶段，着火单位在工艺上应迅速组织当班职工按应急事故预案关阀切断进料，转移罐内物料（或送事故火炬），并同时启动现场的所有消防设备进行喷淋冷却。在自救的同时同步拨打“119”火警电话，报警求援。消防队到达后，着火单位的领导和现场岗位当班操作人员应立即向消防队介绍火场的一切情况，密切配合消防人员深入泄漏部位侦察情况，迅速拟定有效的现场灭火方案。此时应特别注意人身的安全保护，防止烧伤、窒息、中毒和物体打击事故的发生。消防车辆必须停靠在着火部位的上风向。灭火时，设置喷雾水枪于着火区边与侧风向形成一道水幕屏障，以阻挡火场热流冲击相邻区域，邻近设备、容器设施也要进行冷却保护。此阶段一定要保证消防水量的供给和维持要求的消防水压力。

当火灾不能迅速扑灭时，现场指挥员应该迅速确定出扑救区域、保护区域和安全撤离区域。集中一部分力量和消防灭火器材实行冷却控制，并分出部分力量消除着火区域周围的物料源和着火源。在此阶段，切忌冒然将大队灭火人员压进，谨防突发性爆炸将人员大量伤害。要善于选择有利地形，在着火区域上风向确立水枪阵地，侦察火情，推进灭火。在着火区域两边侧风向，要派遣小股部队突前。一般分第一线组和第二线组，每线相距约 20m 左右，保持有效的信号联络，实施纵向掩护扑救。两边要同时分步、分组地逐渐推进，切断火势朝下风向蔓延的通道。由于天然气燃烧温度高，在第一线组的出水灭火人员要着铝铂隔热服等防热服装，或组织第二线水枪手对第一线组水枪手进行水幕掩护。还必须组织预备人员及时不断地替换第一线组水枪手，以使扑灭的兵力分配得当，避免疲劳作战，使施救人员自身安全得到保护。

当着火罐的大火因泄漏物料不能切断时，应该用大量的水流射向所有受热物的表面，并集中射向管线及设备的金属表面，以确保未着火区域的安全。同时，

要迅速组织力量将着火区域周围的其他设备、储罐内物料及时向外界转移，开辟出一圈空白地带，以阻挡火势的蔓延，使着火储罐内剩余的气体在控制中稳定地燃烧完毕而自行熄灭，以防止二次爆炸，或因设备爆裂导致的多次性爆炸，以造成更大面积的燃烧。在控制燃烧、冷却储罐过程中，由于火焰因气体体积的扩大而加速增大，或者火势的噪声不断增强时，这预示着储罐压力有超压的危险，也意味着随时有爆炸的可能。当燃烧的火焰由红变白，光芒耀眼，从燃烧处发出刺耳的哨子声，罐体有微微抖动现象时，此时，要迅速果断地下令全体在场人员必须按命令立即撤离到预定的安全区域。避免重大人身伤亡事故的发生。

在建设期防喷管线出口应挖燃烧坑或修建燃烧池，区块井场周边为胡杨林，应有防火隔离带或隔离墙，宽度不小于 20m。

11.3.1.6 洪水风险防范措施

在洪水期，采取有效的风险防范措施，并在风险事故状态下，采取有效的应急措施，控制风险影响，是控制环境风险影响的有效途径。建设方必须严格按照规定，执行相应的风险防范措施和事故应急预案，例如：洪水期，井场范围内任何含油废物必须及时清运，禁止原地贮留。在井场设置事故储罐，超过 4h 后，应进行关井处理。事故解除后由泵将原油经事故流程加热外输；增加井场内的管线检查频次，尤其在洪水期，一定要加倍注意防范，有必要的情况下，可留守专人检查管线，以防出现管线破裂泄露引起污染问题。一旦发生事故，必须严格按照要求及时向有关部门上报情况，及时采取措施，控制事故的影响范围和程度。

根据调查，塔河油田地区地处“洪水承泄区”的特殊情况，结合塔河油田勘探开发的长远规划，为确保整个油田的安全度汛，油田加强了生产设施的自身防护能力，应在其正常设防标准基础上适当提高等级。

根据搜集资料，采油二厂针对防洪的具体工程包括：

①道路防洪

为满足防洪的要求，将区内部分砂石路基改建为沥青砼道路，适当抬高路基，在道路水道处增设桥梁，更换被洪水冲坏的原有钢筋砼桥梁及临时钢架桥；在道路迎水侧增加导洪坝，将洪水引向桥涵处，减少洪水对道路的侵蚀，并在桥涵处采用混凝土预制块加固防护；处于地势低洼及盐渍、沼泽路段须进行特殊处理，并对其两侧边坡进行加固防护，采用水泥土护坡。

②站场、井场的防护

采油二厂站场的选址尽量选在地势偏高处，其标高取平均高于周围自然地坪约 1.5m，站场边坡采用混凝土预制块护坡。另外，本区对临近地表水体的单井设置防洪堤，其尺寸分别为 2m×4m×300m(高×宽×长)、1m×4m×350m(高×宽×长)，从经济和使用要求上考虑，防洪堤及井场边坡采用砂袋护坡。

③管道工程

对管线跨越河流基础进行加固并设置必要的水工保护措施。

针对塔河油田几年来的洪水情况，中国石化西北油田分公司已于 2002 年制定了塔河油田治涝工程方案，已经建设了塔河油田区域防洪工程体系，增强防洪抗涝能力。为增强本项目区域范围内的生产设施的抗洪能力，保证在洪讯期间重要交通干道的畅通，及区域生态环境的改善。为确保油田生产安全，采油二厂组织员工对自己所辖区域的公路涵洞、低洼油田公路、重点上修井及措施井、防洪堤坝、防渗段进行重点检查，做好记录，加强防洪防汛工作；对低洼及凹型油田公路段进行清雪工作，预防化雪后冲刷公路造成道路中断，影响生产车辆通行；公路涵洞要组织清障，清理杂物、疏通流道，并清除闸门池子上覆盖的积雪；对融雪期、下雨天突发洪水，组织员工对洪水情况进行观察，将员工撤向高处，对被洪水围困的员工应及时进行救援，保证员工人身安全。同时向采油厂值班领导和生产运行科值班室值班人员通报洪水最新情况，并做好记录。生产运行科值班室的值班人员接到通报后，应及时准确地做好记录，并及时上报科室、作业区领导和油田公司生产运行处值班室，并做好应急救援；洪水过后将损失情况以书面形式报生产运行科值班室，由值班室汇总后报作业区值班领导及科室领导和油田公司生产运行处值班室；各单位一时无法恢复的损失情况及问题统计汇总后，报采油厂生产运行科和相关科室，由采油厂协调解决；抗洪防汛所需的物资由物资管理站储备提供，物资较充足。采取的洪水风险防范措施基本有效。

11.3.1.7 应急救援系统设计

应急救援系统设计应当包括五个中心：指挥协调中心、现场处理中心、支持保障中心、媒体中心、信息管理中心。

11.3.1.8 应急疏散通道及避难所

(1) 生产场所与作业地点的紧急通道和紧急出入口均应设置明显的标志和指示箭头。

(2) 厂内道路的布置应合理组织人流和车流，并满足消防要求。

11.3.1.9 自动控制设计安全防范措施

采用先进的自动控制方案，并对某些与安全生产密切相关的参数采用自动控制，自动报警等系统，防止事故发生。设置可燃气体检测报警仪，以便及时发现问题，采取对策。

11.3.1.10 电气、电讯安全防范措施

供电系统的设计，应按国家有关规范执行。在装置爆炸危险区域内的所有电气设备均选用防爆型，仪表选用本质安全型。有爆炸危险场所的电气设备和电力线路设计，应按《爆炸和火灾危险环境电力装置设计规范》执行。

电信站的设计，应按《石油化工企业生产装置电信设计规范》和《工业企业通信设计规范》执行。对易发生事故的主要检查点，应设与控制室联系的直通电话。

11.3.1.11 消防及火灾报警系统

(1) 消防

五级站场消防根据《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）中规定并结合沙漠地区现状，站区消防对象等采用手提式磷酸铵盐干粉灭火器或推车式磷酸铵盐干粉灭火器灭火。

集气处理站需配备消防水罐及消防泵房，消防水罐的消防蓄水应达到1500m³。集气站采用手提式磷酸铵盐干粉灭火器或推车式磷酸铵盐干粉灭火器和固定式消防冷却给水系统双重消防系统。

(2) 火灾报警

罐区、工艺装置区等易发生可燃气体聚焦的区域设可燃气体探测器和火灾探测器，各电气间设双路火灾探测器，及时发现火灾隐患。

11.3.1.12 紧急救援或有毒气体防护

(1) 窒息

为保证人的正常呼吸，空气中的氧含量必须大于 20.8%，如果氧含量小于 19.5%，将损伤人的活动和推理能力，受害人可能无力采取正确的行动离开危险区域，氧含量小于 16%，人无法正常呼吸，失去知觉。当空气中聚居或氧化等原因导致氧气不足时候，应将受害者搬移至新鲜空气中，根据症状采用人工呼吸或药物治疗等急救措施。

(2) 中毒

各车间根据工作环境特点补充配备各种必需的防护用具和用品。包括眼面防护用具、防护手套、防毒面具、耳塞、耳罩等。凡患明显呼吸系统疾病者不宜从事接触烃类物质的作业。各操作岗位人员，有皮肤刺激的早期体症者应经常检查，已过敏者应脱离接触。

(3) 烧伤

当发生火灾时候救援人员可能被烧伤，由于天然气蒸汽压力高，蒸发速度快，所以燃烧扩散更快，而且火焰辐射更强，在扑灭火灾时候要更加注意人身防护。

11.3.2 应急措施

11.3.2.1 突发环境事件现场应急措施

11.3.2.1.1 四号联合站现场应急措施

(1) 原油泄漏突发环境污染事件控制原则

- ①控制泄漏事故源头，尽快停止原油的继续泄漏；
- ②尽可能地控制和缩小已泄漏原油等污染物的扩散速度及其蔓延的范围，把事故危害程度降低到最小程度；
- ③采取一切有效措施，避免人员伤亡，减少事故损失，确保厂内工作人员及外来人员的生命安全；
- ④应急处理要立足于彻底消除危害，避免遗留后患；
- ⑤及时恢复正常生产，防止险情扩大，将事故损失减少到最低。

(2) 原油切断方案

对于原油的泄露，首先应根据原油泄露量和泄漏特点，确定使用堵塞材料，同时关闭阀门，利用该材料修补容器或管道的泄露口，以防原油更多的泄露；利用能够降低污染物危害的物质撒在泄露口周围，将泄露口与外部隔绝开；若泄露速度过快，并且堵塞泄露口有困难，应当及时使用有针对性的材料堵塞下水道，

截断污染物外流造成污染；保持现场通风良好，以免造成现场有毒气体浓度过高，对应急人员构成危险。

（3）泄漏原油的清理

对于已经泄露的原油，应做好事故现场的应急监测，及时查明泄漏源的种类、数量和扩散区域。明确污染边界，确定洗消用量。

用洗消液冲洗分为三个部分，一是在源头冲洗，将污染源严密控制在最小范围内，二是在事故发生地周围的设备，厂房，以及下风向的建筑物喷洒洗消液，将污染控制在一个隔绝区域；三是在控制住污染源后，从事故发生地开始向下风方向对污染区逐次推进全面而彻底的洗消。

通知相关人员启动通入环境应急池的应急排污泵，引导污染物、消防废水和冲洗废水等流入应急管道，最终流入环境应急池集中处理。

待事故现场污染物得到控制并消除已产生的污染物后方可启动正常排污口。

控制住污染源后要及时对已产生的污染物及时处理，尽量减少或消除原油污染。原油泄露量较大时，应当尽可能回收再利用。对于难处理的物质应当由专家组讨论后决定处理方案；对于固体废物，首先考虑尽可能回收，其次再根据污染物的性质采取相应措施。

（4）常见污染物质处理方法

①迅速撤离泄漏污染区人员至安全区，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器。不要直接接触泄漏物。尽可能切断泄漏源，防止进入下水道、排洪沟等限制性空间。小量泄漏：用砂土等材料吸附或吸收。也可以用大量水冲洗，洗液稀释后放入废水系统。大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容；用泡沫覆盖，降低蒸气灾害。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。回收或运至废物处理场所处置。

（5）消防废水的现场处置措施

消防污水不经收集极易造成地下水、地表水和土壤的严重污染。《化工建设项目环境保护设计规范》(GB50483·2009)规定化工建设呀应设置应急事故水池，保证事故时容纳消防废水等事故液，避免造成环境污染。依据《石油库设计规范》(GB50074 -2002)规定石油库的含油与不含油污水必须采用分流制排放，因此被油品污染的消防水也应与未受污染的水分流排放。

现行国家规范和行业标准未设立消防污水概念,油库将消防污水和泄漏的物料统称为事故污水,利用事故应急拍放收集系统单独收集,主要组成及功能如下:

①切换阀组

罐组排水沟的末端接切换判。切换井有两个出口,分别按事故水池和雨水系统。平时接事故水池的阀门关闭,清淨雨水通过另一出口进入库区雨排水系统。事故状态,则通过切换阀组将消防污水排入事故收集设施。

②排污管道

罐组事故中拍放的少量物料、污水和被污染雨水、消防污水,可利用已建成的含油污水管线排入隔油池。严重事态产生的大量消防污水等则须单独建设排放管道进行收集。

③井类构筑物

根据《石油化工企业给水排水管道设计规范》(SH3034-2012)规定:输送事故污水的井室结构应采用钢筋混凝土井。

④事故水池

因消防水多用于冷却降温,在原油未发生泄漏的火灾事故中,对未受污染的消防水经简单过滤后仍可考虑再做消防水源,这部分回用的消防水对于较大规模火灾来说是非常难得的资源。但按最不利情况进行的消防设计,消防用水不做重复利用考虑。

(6) 危险区的隔离

①危险区的设定:

原油集中处理站及储罐区为危险区。

②事故现场隔离区的划定方式、方法:

在发生紧急事故时,要按事故的状态进行区域管制与警戒,限制无关人员进入和无关车辆经过,以防止事故扩大或人员伤亡。

在主管部门未到达和接管前,将由发生事故现场主管在本装置主要路口和周围地带进行区域管制与警戒工作。

③事故现场隔离方法:

危险区边界警戒线,为黄黑带,警戒哨佩带臂章。

④事故现场周边区域的道路隔离或交通疏导办法:

实行区域管制与警戒，专人进行疏导。

(7) 现场人员的撤离

在发生重大火灾爆炸、严重的有毒物质泄露，严重威胁现场人员生命安全条件下，事故现场最高指挥有权作出与事故处理无关人员的撤离，或全部人员撤离的命令。

在发生严重的火灾爆炸、毒物泄露事故时，应依据当时的风向选择确定上风向的一侧作为紧急集合地点，撤离人员先在该处集合登记，等待进一步的指令。

在发生事故时，派专人对非公司人员（参观人员、外单位施工作业人员等）进行引导疏散并撤离至安全地带。

当经过积极的灾害急救处理后，灾情仍无法控制，由事故应急指挥小组下达撤离命令后，装置现场所有人员按自己所处位置，选择特定路线撤离，并引导现场其他人员迅速撤离现场。

(8) 应急救援的调度和保障供应措施

应急救援队伍由应急小组组长统一调度和指挥，突发环境事故时，由应急小组组长下达救援命令，并由事故发生单位负责人带领展开应急救援行动。

应急救援物资由各物资保管人负责分发给各救援小组，在达到应急救援的目的同时尽量节约，不浪费。

11.3.2.1.2 12 区计转站现场应急措施

(1) 天然气泄漏事故应急措施

① 天然气泄漏处理原则

天然气发生泄漏，根据现场事故状况启动应急程序，迅速切断泄漏源并迅速组织对泄漏点进行抢修，消除泄漏区火种，切断非防爆电路，防止扩散物着火，控制溢出的扩散范围。泄漏点得到控制后，组织力量处理现场，防止污染环境。

② 现场处置要领

泄漏污染区人员撤离至上风向，并对污染区进行隔离。应迅速脱离现场至空气新鲜处，保持呼吸道通畅，如果出现呼吸困难，应给输氧气，如果停止呼吸应立即进行人工呼吸。泄漏污染区严格限制出入，切断火源。建议处理人员戴自给式正压呼吸器，穿消防防护服。切断泄漏源，合理通风，喷雾状水稀释、溶解，构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。

针对未处理的天然气或脱硫处理后的酸气中的硫化氢的应急处理措施包括：泄漏污染区人员撤离至上风向，并对污染区进行隔离。如有人员眼睛接触应提起眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗 15min，就医。吸入人员应脱离现场至空气新鲜处，保持通畅，如果出现呼吸困难，应给输氧气，如果停止呼吸应立即进行人工呼吸。小泄漏时泄漏污染区外 150m 内均需隔离，大泄漏时泄漏污染区外 300m 内均需隔离。严格限制出入。切断火源。建议处理人员戴自给式正压呼吸器，穿防毒服。尽可能切断泄漏源，合理通风。喷雾状水稀释、溶解，构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水。泄漏容器要妥善处理，修复、检验后再用。

(2) 火灾爆炸事故应急计划

站场火灾爆炸事故根据现场事故状况启动应急程序，发生着火的罐应立即关闭进、出储罐的阀门，隔断罐与外界（与其连接的其他设备）的联系，防止事态的扩大；立即报火警，组织人员疏散，设置警戒线，组织消防队员控制火势的蔓延；并及时上报；及时回收油污，防止污染环境。

(3) 消防废水的现场处置措施

消防污水不经收集极易造成地下水、地表水和土壤的严重污染。《化工建设项目环境保护设计规范》(GB50483·2009)规定化工建设呀应设置应急事故水池，保证事故时收纳消防废水等事故液，避免造成环境污染。依据《石油库设计规范》(GB50074 -2002)规定石油库的含油与不含油污水必须采用分流制排放，因此被油品污染的消防水也应与未受污染的水分流排放。

现行国家规范和行业标准未设立消防污水概念，油库将消防污水和泄漏的物料统称为事故污水，利用事故应急拍放收集系统单独收集，主要组成及功能如下：

①切换阀组

罐组排水沟的末端接切换判。切换井有两个出口，分别按事故水池和雨水系统。平时接事故水池的阀门关闭，清静雨水通过另一出口进人库区雨排水系统。事故状态，则通过切换阀组将消防污水排入事故收集设施。

②排污管道

罐组事故中拍放的少量物料、污水和被污染雨水、消防污水，可利用已建成的含油污水管线排入隔油池。严重事态产生的大量消防污水等则须单独建设排放管道进行收集。

③井类构筑物

根据《石油化工企业给水排水管道设计规范》(SH3034-2012)规定：输送事故污水的井室结构应采用钢筋混凝土井。

④事故水池

因消防水多用于冷却降温，在原油未发生泄漏的火灾事故中，对未受污染的消防水经简单过滤后仍可考虑再做消防水源，这部分回用的消防水对于较大规模火灾来说是非常难得的资源。但按最不利情况进行的消防设计，消防用水不做重复利用考虑。

11.3.2.2 水污染和生态污染事件保护目标的应急措施

(1) 污水处理设施泄漏事故排放影响分析及应急预案

污水处理站发生的事故多为操作运行不当，或污染物浓度突然变化，致使污水处理效果下降。由于项目污水处理后回注地层，若污水处理站发生事故，将对注入地下的水质产生影响，污水泄漏会污染周边环境。

若项目发生污水事故，污水得不到或者处理效果达不到污水处理标准，污水处理站的废水暂存到污水事故池中，并且应立即停止生产，检查污水站发生事故的原因。

(2) 污水输送管发生破裂影响分析及应急预案

当污水输送管道发生破裂时，会影响周围环境，污染周围土壤和地下水等。

当污水输送管道发生破裂时，应立即停止污水输送，积极抢修，并把废水暂存于污水事故池，若管道修复时间较长，应立即停止生产，待排污管道修复后重新生产。此外，停产检修期间需进行试压检查，日常应加强巡查，管系统均安装压力表，日常记录、发现压力异常进行检查，发现泄漏立即修复。

(3) 石油污染对土壤的危害及处理方法

石油对土壤的污染主要是在勘探、开采、运输以及存储过程中引起的，如石油运输、加工过程中的偶然事件、不合理的储油罐等。油田周围大面积的土壤一般都会受到严重污染。

石油对土壤的污染主要集中在 20cm 左右的表层。石油进入土壤之后，所产生的危害主要体现在以下几个方面：

a 影响土壤的通透性，降低土壤质量。

b 阻碍植物根系的呼吸与吸收，引起根系腐烂，影响农作物的根系生长。

c 使土壤有效磷、氮的含量减少，影响作物的营养吸收。

d 石油中的多环芳烃具有致癌、致畸、致变等作用，能通过食物链在动植物体内逐级富集，危及人类健康。

受石油及其制品污染的土壤修复技术按技术类型可分为：物理方法、化学方法和生物方法。

物理修复技术是指将污染物隔离、富集以及转移，化学修复主要原理是氧化分解，主要包括化学淋洗法、氧化剂氧化法、电化学氧化法、光化学氧化法、热分解法、萃取法等。

物理、化学修复虽然可以产生一定的实效，但是都存在明显的缺陷：成本较高、处理不彻底以及存在的严重的二次污染问题。生物修复方法具有成本相对较低、操作简单以及无二次污染等优点。其基本原理是利用土壤中天然的微生物资源或人为投加目的菌株，或用构建的特异降解功能菌投加到污染土壤中，将滞留的污染物快速降解并转化为无害物质，使土壤恢复其天然功能。投菌法是目前生物修复技术研究的热点。其原理就是直接向受石油污染的土壤接入外源的污染降解菌等生物制剂，同时提供微生物生长所需要的营养元素，包括常量营养元素和微量营养元素。

对地表水的污染应急措施

地表水体附近输油管线发生泄漏时，主要应急措施如下：

①发现人（巡线工、值班员工）立即报告值班长和厂领导，值班长根据运行参数变化和现场汇报情况，调整运行参数，组织管线降量或间歇输油，泄漏现场管线原油泄漏量较大时，应马上停泵；

②如果原油罐罐位较高（接近安全罐位），罐位上升较快，联系上站降量或停输；

③值班干部立即组织人员赶赴事故现场，阻断流向河道油流，控制泄漏，进行围栏，防止污染面积扩大；

④采油撇油器对围栏内的泄露油进行回收，泄露原油回收完成后，放置吸油毡，吸附残留污油，并配合环保部门进行现场调查。禁止事故现场周围一切动火操作和施工，迅速查明现场情况、原因，及时汇报应急指挥组长；

⑤应急指挥组织立即调配污水罐车及吸污泵至现场，将污染水体拉运至污水处理站处理。

(3) 石油污染对水资源的危害以及防治方法

石油和石油化工产品，经常以非水相液体（NAPL）形式污染土壤、含水层和地下水。河流湖泊水体污染主要是受炼制石油产生的废水以及石油产品造成的。在炼油工业中，有大量含油废水排出，由于排放量大，常超出水体的自净能力，易形成油污染。

根据地下水污染的实际情况，大量未经处理的污水渗入地下是造成地下水污染的主要污染源，积极开展污水处理是综合治理地下水污染的关键。应加快兴建污水处理厂或其它环境工程，处理后的污水还可以根据其质量用于不同目的的供水。当污水已经渗入到含水层中形成一个污染中心，但还没有运移到水源地时，可以采取堵塞或者截流措施，切断其污染源，防治污染物质的弥散迁移。堵塞措施是隔水底板埋藏较浅的情况下，在地下水污染中心与水源地之间设置穿过整个含水层的防渗墙或防渗幕，以阻挡污水运移。截流措施是在污染区和水源地之间布置抽水孔或水平排水建筑物，通过抽排水形成下降漏斗，阻止污染水向水源地流动。采取截流措施时，应考虑污水的出路或净化问题。

对输油管道采取防腐措施，减少原有泄漏对土壤和地下水的影响。在井场设置防喷器等井控装置，井口及周围设置刮油器、防溅盒和边沟，铺设防渗设施，收集钻井处溅落的原油。对于场站内的落地原油、洗井和维修产生的含油污水运往指定地点统一处理；收集井场内所有落地油、采油污水、雨水等，经油水分离和过滤处理后。污油回收，污水全部通过注水井回注。

水体石油污染与其他污染治理不同，水具有流动性，不及时处理会使污染范围以很快的速度不断扩大。因此，水体石油污染首先是控制污染然后再对污染水进行处理。

对地下水石油污染治理，采用水动力学方法，通过抽水井或注水井控制流场，可以防止石油和石油化工产品污染的进一步扩大，同时对抽取出来的受污染的地下水进行处理。采用就地生物处理方法是一种很有应用前景的治理措施，它可以比较彻底地去除污染，国内外都在进行研究。

近年来,臭氧氧化技术对石油污染的地下水处理取得了很大进展。经臭氧氧化反应后,水体中有机物种类增加,经过一定时间接触氧化反应后,苯系物和稠环芳烃类在水中的相对含量有较大幅度下降,但酯、醛、酮类和烷烃类在水中的相对含量却大幅上升。一般认为,水中芳香烃物质危害性较大,多具有较大的毒性和致癌性,而烷烃、酯类和其他低分子物质的危害性小得多。由上我们可以看出,臭氧氧化法是把危害性大的污染物转化为危害小的污染物。污染水体没有得到根本治理,因此臭氧氧化法与吹脱、活性炭吸附、生物氧化等处理方法配合使用,才能得到良好的处理效果。

如果受污染的土壤和含水层范围不大,也可以将其挖除或采取截流工程措施将其封闭。石油对地下水污染的治理费用很高,而且很复杂,因此更应当以预防为主。

(4) H₂S 气体泄露环境事件的预防措施。

根据塔河油田提供的油气组分分析报告,区块属于高硫油气开发区,硫化氢危害:

在钻井过程中,硫化氢主要集中在:a 井口附近;b 钻井液出口;c 除气器口;d 循环池;e 泥浆筛附近;f 生活区、发电机、配电房抽风口处。硫化氢职业危害程度级别为 ii 级高度危害,10mg/m³是《工作场所有害因素职业接触限值》(gbz2-2002)规定的最高容许浓度。硫化氢腐蚀方式主要有电化学失重腐蚀、氧诱发裂纹腐蚀、应力腐蚀开裂及硫堵;硫化氢对人的危害主要是毒性伤害。

硫化氢污染防治措施:

① 钻井设备选择和布置

由于硫化氢对设备腐蚀严重,所以钻井设备的金属材料应该具备抗应力开裂的性能,非金属材料应能承受制定的压力、温度和硫化氢环境,同时应考虑化学元素或其他钻井液条件的影响。

井场及钻机设备的安放应考虑季风风向,井场值班室、工作室、钻井液室应设在井场季风的上风方向。在季风上风方向较远处专门设置消防器材室,配备足够的防毒面具和配套供氧呼吸设备。在井架、消防器材室均应该设置风向标。在井场、营地和搬迁途中应设立醒目的健康、安全与环境警示标志。

② 检测和防护器材

在井场硫化氢容易聚集的地方，特别是：方井；钻井液出口、接受罐和振动筛；钻井液循环罐；司钻或操作员位置；井场工作室以及其他硫化氢可能聚集的地方，应安装固定式硫化氢检测仪及音响警报装置。

③ 钻井废弃物的处理

钻井中遇到有浅水淡水或含水带，下套管时应注水泥封固。

钻进过程中发现地层可燃气体或有害气体逸出，应立即采取有效措施防止气涌井喷，防止对人和环境伤害。

钻井作业场所的设备噪声不应超过 90db，特设设备不得超过 115db。在城郊钻井，必须考虑对周围居民的影响，设备噪声一般不应该超过 60db。

井场应筑足够容量的废浆池，以便收集事故溢出的钻井液或被置换的废钻井液，任何情况下，钻井液不得排除井场；应配备密闭式钻井液净化装置，钻井液循环使用，避免直接用土池作为钻井液循环池。

(5) 井喷的预防和控制

钻井平台技术经理、主管生产和安全的副经理、总工程师副总工程师及直接从事钻井生产的指挥与管理的人员都应对井控事故负责。钻井井口防喷装置包括在钻井过程中各次开钻时所配置的液压防喷器及控制装置、四通、转换法兰、双法兰短节、转换短节等；井控管汇包括防喷管汇、节流管汇、压井管汇、和放喷管汇；钻具内的防喷工具包括方钻杆旋塞、钻具止回阀、箭型阀、钻具旁通阀；井控检测仪器仪表包括钻井液循环罐液面检测报警仪、钻井液自动灌注系统、各种井控参数仪表。

(6) 井喷应急措施

一旦发现溢流、井涌、井喷采取如下的应急程序：发出长鸣喇叭紧急信号，全队处于紧急状态，当硫化氢浓度达到 30mg/L 以上，所有人都应该戴上正压空气呼吸器；根据求得的压力，有钻井工程师确定压井钻井液密度和压井方法；通知油田公司、公安、消防、医疗单位准备应急；如果压井成功，检测现场硫化氢浓度，达到 10mg/L 以下，即可清理现场恢复生产；如果压井失败，向塔城地区环保部门及政府报告，协助做好井口 500m 范围人员疏散工作，并同时关停生产设施，划定警戒区，等待援助。

防洪防汛应急措施：

洪水来临之际，每个生产岗位都要定人、定岗，24 小时观察水位，并经常向厂调度汇报水情，并通知采油厂应急办公室做好防洪防汛相关准备，根据厂应急领导小组的科学判定，决定进行有组织地安全撤离。

撤离前的准备：安全停泵，导好流程，切断电源；清理物资，放在站里不会受损失的地方，集合全部人员等候撤离。人员撤离方案，当站内全部进水时，首先撤离女同志。当水淹没基础时，在保证每岗 1 人顶岗的基础上，其余人员全部撤离。当岗位不具备生产条件时，组织党员或业务骨干留守看管物资，其余全部撤离；后期处置，洪水或汛期退后治理污染现场，恢复转移的设备和资产。

11.3.3 措施有效性

11.3.3.1 环境风险防控措施有效性

对照《中国石化突发环境事件风险评估指南》关于陆上油气田井场环境风险评估中环境风险防控措施有效性评估依据，本次评估的采油二厂 12 区陆上油气田井场具备有效的环境风险防控措施。

对照《中国石化突发环境事件风险评估指南》，“存在两个及两个以上雨水排放口、井场未按要求设排水监控池”等问题。但由于西北油田分公司油气田地处西北干旱地区，年平均降雨量 51.9 毫米，年平均蒸发量 2070 毫米，蒸发量远远大于降雨量。因此，该问题无实际整改的必要。

11.3.3.2 建设项目环境风险防控要求落实

对照《中国石化突发环境事件风险评估指南》关于陆上油气田井场环境风险评估中建设项目环境风险防控要求落实评估依据，本次评估的采油二厂 12 区陆上油气田井场均落实了建设项目环境影响评价及其批复提出的环境风险防控措施，故此项不存在问题。

11.3.3.3 环境风险源现场处置方案

对照《中国石化突发环境事件风险评估指南》关于陆上油气田井场环境风险评估中环境风险源现场处置方案评估依据，本次评估的陆上油气田井场均编制了应急预案，按照要求开展了演练并记录，且按要求进行了备案，故此项不存在问题。

11.4 应急管理工作开展情况

11.4.1 应急体系的建立

(1) 应急预案的编制及备案

采油二厂于 2020 年 6 月 21 日编制完成并发布了《中石化西北油田分公司采油二厂突发环境事件应急预案》，在库车市环境保护局进行了备案，备案编号：652923-2020-012-M（2020 年）。

2020 年，依据《中国石化突发环境事件风险评估指南》（2019 年 7 月），编制了《西北油田分公司采油二厂突发环境事件风险评估报告》（2020 年 6 月）。

2020 年 7 月，对《中石化西北油田分公司采油二厂突发环境事件应急预案》进行了回顾性评估，评估结论认为：预案中管理界面的职责相对清晰，预案的管理、突发事件的救援、应急物资的储备、应急资金的投入、应急预案的培训及演练都有相应的部门负责运行，预案的编制格式及内容基本满足《企业突发环境事件风险评估指南》的要求。根据以上建议，在应急预案运行了 3 年的情况下，环境预案能够满足国家相关法律法规的要求，符合本单位实际运行要求，可以不予修订。在接下来的运行中若存在应该修订的任一情形，需及时开展环境预案修订工作。并且请外部专家进行评审后报阿克苏地区生态环境局备案，同时报送库车市环境保护局。

(2) 应急组织体系的建立

为了降低安全环保风险，做好突发事件的应对工作，采油二厂成立了应急工作领导小组、应急管理机构（QHSE 管理室），全面负责采油厂的应急管理和应急预案的编制、审核发布等工作。针对各类突发事件，实行分级、分类负责，明确了各组织机构及部门的职责，形成了统一指挥、分工负责、属地管理、直线责任的管理格局。

在突发环境事件综合应急预案和现场处置方案中，对采油厂存在的环境风险做了全面分析，明确了管理流程，规定了管理机构和相应的职责。

(3) 应急保障体系的建立

采油厂物资设备室提供应急保障，配备消防器材、事故应急池、消防沙、正压式空气呼吸器、便携式可燃气体检漏仪、吸油毡、围油栏等。满足公司应急抢

修物资需要，为公司业务提供了安全保障。分公司油田治安消防中心、油田工程服务中心提供专业保障。

11.4.2 应急工作运行情况

(1) 应急培训

采油二厂重视应急培训工作，从 2017 年应急预案发布以来，每年组织应急管理人员参加上级部门组织的应急知识培训，每年邀请当地消防部门对采油厂进行消防知识讲座，参加培训人员达到 100 人次，通过培训，提高了业务人员的自身素质和应急管理工作水平，为有效应对突发事件提供了人力资源保障。

(2) 应急演练

采油厂每年组织开展厂级的现场处置预案演练一次，通过各种应急演练，既检验了应急预案的适用性和可操作性，也锻炼了应急队伍；既检验了事故状态下内部应急响应机制，也检验了各单位各部门之间联合处置突发事件的协同作战能力。为预案的修订完善奠定了基础。

11.5 应急资源调查

11.5.1 应急能力

11.5.1.1 内部能力

(1) 消防能力

四号联合处理站和 12 区各计转站均设置了完备的消防系统，完全可以满足各站对消防的需求。

表 11.5-1 消防器材一览表

序号	名称及规格	数量	放置地点
四号联合站	地上式消火栓	3	1 号接收罐旁
	空气泡沫液储罐	1	
	泡沫灭火器	8	
	消防池	1	原油储罐区东侧
	消防柜	4	装车栈桥、分离器西侧、管汇间南侧、2 号接收罐北侧
	消防箱	2	维修机西侧、发球筒东侧
AD20 混输站	消防水灌	1	净化站站区西北侧
	固定消防炮	2	开闭排北侧和乙二醇再生南侧
	地上式消火栓	7	脱硫站区四周

	消防箱	8	脱硫站区四周
	二氧化碳灭火器	8	脱硫站区四周

(2) 应急救援组织或应急救援人员的配备情况

采油二厂拥有一整套比较完整的职业健康安全管理体系制度汇编,包括安全生产管理制度、安全生产岗位操作规程和事故应急预案。在事故处理应急预案中事故应急指挥部有总指、副总指挥和组员。下设抢修组、安全监护组、技术保障组、物资筹备组、通讯保障组、后勤保障组、交通运输组和现场救护组。在公司应急预案里应明确指挥部以及各个岗位的职责和分工。

(3) 检测报警装置的配备情况

储罐区设置的报警监控系统完全满足安全监控系统中提到的要求,在重点区域设置了报警检测系统,在关键区域及易发生事故区域设置监控系统,能够事故预警,避免重特大事故的发生。

根据《石油化工可燃气体和有毒气体检测报警设计规范》,同一种气体既是可燃气体又属有毒气体时,应只设置有毒气体检(探)测器。可燃、有毒气体报警仪的设置详见表 11.5-2。

表 11.5-2 DCS 设置表

序号	类 型	塔河四号联处理站	转油站
1	DCS 压力检测控制点	10	37
2	DCS 温度检测控制点	9	49
3	DCS 流量检测点	11	19
4	DCS 可燃气体检测点	11	20
5	DCS 报警点	11	40
6	DCS 液位检测控制点	8	27
7	DCS 操作画面	6	13

(4) 安全管理机构的设置和人员配备情况

采油二厂拥有完善的管理组织机构和 HSE 体系。

成立安全生产(HSE)委员会(以下简称“安委会”)并根据人员变动情况及时进行调整,统一协调指导本单位生产安全、消防安全、交通安全和职业健康等工作。安委会办公室设在作业区安全环保科,负责处理日常工作,设置专门的安全生产监督管理机构(技术监督站),原油集中处理站和采油站也配备兼职安全监督人员。

(5) 应急监测能力情况

在突发事件发生时立即委托阿克苏地区环境监测站对下风向和排污口下游地区进行特征污染物及质量监测。

阿克苏地区环境监测站目前主要职能如下：

1) 对本地区大气、水体、噪声等各种环境要素的质量状况进行常规监测、分析、整理和储存环境监测数据资料。定期向上级环境保护主管部门和上级监测站呈报本地区环境质量状况；承担大量社会公益性服务，向社会定期报塔城市环境质量状况。

2) 对本地区各有关单位排放污染物的状况进行定期或不定期的监督性监测，建立污染源档案，为污染源管理和排污收费提供监测数据；

3) 完成环境保护主管部门进行环境管理所需的各项监测任务；

4) 编报地区环境质量报告书、环境监测年报、季报、月报；

参加本地区内污染事故的调查，负责环境污染纠纷的技术仲裁；

5) 承担中、小型建设项目新建、改建、扩建的环境影响评价现状监测；

6) 承担大气、噪声、水质等各种环境要素的委托监测；

7) 承担建设项目环境保护设施竣工验收的监测工作，并编制建设项目环境保护竣工验收监测报告；

8) 负责阿克苏地区环境监测站业务组织和协调、组织和技术交流，对地区下一级环境监测站进行业务指导。

9) 新疆维吾尔自治区环保厅环境保护监测总站对口工作。

(6) 人身防护措施能力

各基层单位根据定员设置了更衣室、男女卫生间，盥洗室等辅助设施。单位各处均配备足够照度的照明设施。生产车间根据工作环境特点配备各种必需的防护用具和用品。包括眼、面防护用具，工业安全帽、工作帽、防护手套、防毒面具、耳塞、耳罩及护肤用品等。

(7) 安全教育

采油厂主要负责人、技术人员、安全员、特种作业人员定期接受安监部门的安全培训，经考核合格后持证上岗。

职工上岗前均经过“三级安全教育”，经考核合格后上岗。对上岗职工进行上岗前的理论培训学习，并通过严格的理论考试，达到了解工艺过程并熟练操作要

求。技术员及班长应聘用大专以上的有一定理论基础，能够处理在生产过程中出现的技术问题，责任心强的技术人员担任。

11.5.1.2 外部能力

(1) 中国石化西北地区应急中心

采油二厂消防依托中国石化西北地区应急中心(油田治安消防中心)，该中心于 2005 年 12 月 24 日正式揭牌成立，是中国石化在西部地区建立的唯一一支集治安、消防、气体防护、抢险和医疗救护等应急功能为一体的综合性应急抢险救援专业队伍。2007 年被国家安全生产监督管理局确定为“国家石油天然气开采应急救援（南疆）基地”，2012 年被自治区确定为“自治区危险化学品救援队”。中心下设 8 个职能科室、3 个治安队、4 个消防队、1 个抢险大队、1 个气体防护救助站、1 个应急医疗救护站及 2 个偏远区域应急救援站，共计员工 639 人（外包用工 401 人）。四个消防队共有人员 229 人，其中管理干部 17 人，消防员 166 人，驾驶员 46 人。配置消防车 31 辆（其中原装奔驰 1 辆、原装 MAN 车 1 辆、涡喷消防车 1 辆，32 米高喷车 1 辆），消防设备 23 类千余台套件。车辆一次性载水量为 312 吨，载泡沫量为 66 吨，干粉 15 吨。

(2) 石油工程监督中心

西北油田分公司石油工程监督中心于 1998 年正式组建，中心机关位于巴音郭楞蒙古自治州轮台县前线生产指挥基地，并在联合基地、托普台片区、塔中片区设立一线项目监督部。石油工程监督中心以独立甲方监督管理模式，肩负着西北油田分公司勘探、开发及油田建设工程施工质量、HSE 的监督管理工作。监督业务覆盖物探、钻井、地质、修井、酸压、油建、安全环保等 20 个专业，监督区域横跨南疆巴州、阿克苏、和田、喀什等四大地州。历经 17 年的不断创新与实践，逐步形成了以石油工程监督为主体，标准化、环境监测、安全环保督察为配套的综合组织管理机构，被誉为西北油田“质量卫士、安全卫士、效益卫士”。

监督中心业务覆盖物的环境监测、安全环保督察专业可作为应急重要力量，为油田环保工作和突发环境事件作出指导性建议。

11.5.2 应急保障

11.5.2.1 经费及其他保障

财务部门做好事故应急救援必要的资金准备，确保事故应急处置装备的添

置、更新及紧急购置的经费。

应急设施投入主要包括满足安全生产条件所必需的安全投入、安全技术措施的制定和安全设施的配备。

表 11.5-3 预防事故设施及费用一览表

序号	项目名称	内容	投资（万元）
1	检测报警设施	压力、温度、流量等报警设施，可燃、有毒气体检测和报警设施，用于安全检查和数据分析等检验检测设备、仪器。	600
2	设备安全防护设施	防护罩、防雷、防潮、防晒、防冻、防腐、防渗漏等设施，传动设备安全锁闭设施，电器过载保护设施，静电接地设施。	300
3	防爆设施	爆炸危险区域内防爆电器	210
4	作业场所防护设施	作业场所的防辐射、防静电、防噪音、通风（除尘、排毒）、防护栏（网）、防滑、防灼烫等设施。	50
5	安全警示标志	各种指示、警示作业安全和逃生避难及风向等警示标志。	50
6	环境安全措施	事故池、吸油毡、污水泵等	100
7	合计		1310

采油厂制定了应急专项经费概算，包含防护设施费用、危害因素检测检验设备、应急救援设施、个人使用的防护用品、上岗前体检、应急培训及演练经费及专项费总额占项目总投资的比例等，且保证专款专用，不得挪作它用。

11.5.2.2 应急物资装备保障

根据事故应急抢险救援需要，落实配备消防、堵漏、通讯、交通、工具、应急照明、防护、急救等各类所需应急抢险装备器材。

综合测试仪（测试甲烷、一氧化碳、硫化氢含量），可燃气体测爆仪。

通讯器材（手摇警报器、防爆对讲机、手提话筒、电话、车载电话等）。

照明器材（台式照明器材、便携式照明器材、防爆照明器材等）。

警示器材（信号灯、警戒标志、警戒带、各应急小组指挥标志等）。

防爆工具、压井的工、器具及材料。

救护人员装备（头盔、防护服、防护靴、防护手套、安全带、止血带、急救包、呼吸保护器等）。

医疗、急救器具与药品。

环保专项应急物资。

应急物资种类及数量见表 11.5-4~表 11.5-5。

表 11.5-4 四号联处理站应急救援物资台账

序号	种类	物资名称	数量	完好程度	存放地点
1	安全防护	正压式呼吸器	2 套	完好	调度室值班室
2	检测设备	硫化氢检测仪	1 台	完好	调度室值班室
		固定式可燃气体检测仪	38 个	完好	罐区
3	通讯设备	移动电话	2 个	完好	调度室值班室
		对讲机	6 部	完好	调度室值班室
4	照明器材	便携式防爆照明灯	3 个	完好	/
		应急手电筒	1 个	完好	注水泵房值班室
5	急救物品	急救包	2	完好	调度室值班室

表 11.5-5 转油站应急救援物资台账

序号	种类	物资名称	数量	完好程度	存放地点
1	安全防护	正压式呼吸器	2 套	完好	调度室值班室
2	检测设备	固定式硫化氢检测仪	15 台	完好	工艺装置区
		固定式可燃气体检测仪	17 台	完好	辅助系统区、工艺装置区
3	通讯设备	移动电话	2 个	完好	调度室值班室
		对讲机	6 部	完好	调度室值班室
4	照明器材	便携式防爆照明灯	4 个	完好	/
		应急手电筒	4 个	完好	调度室值班室
5	急救物品	急救包	1	完好	调度室值班室

11.5.2.3 应急队伍保障

(1) 组建应急抢险救援小组，开展应急救援培训与训练及演练，不断提高应急救援能力；

(2) 各相关部门负责人均需参加应急培训，参与接受过培训的救援行动。

11.5.2.4 医疗卫生保障

考虑突发事故状态中伤者及时救助条件，采油厂行政办公室建立与采油厂较近的轮台县、库车市医院协作关系，保证发生污染事故时能及时将伤者运送到医院进行救治。

11.5.2.5 通讯与信息保障措施

生产应急指挥中心：保证 24 小时调度值班电话有人值班，内外部能随时取得联系。

信息档案站：保障环境突发事件应急领导小组与事发三级单位网络系统通信畅通。

三级单位应急指挥机构：负责本单位相关信息收集、分析、处理，并向作业区上报信息。

表 11.5-6 应急联系电话

单位	联系电话
新疆维吾尔自治区环保厅	0991-4165477
中石化西北应急中心、分公司应急指挥中心办公室	0996-4688499
库车市环境应急指挥部(县环境应急指挥部办公室设在县环境保护局,由县环境保护局局长兼任办公室主任)	0996-7132222

库车市公安局消防大队	119
库车市人民医院	0996-7666009
库车市环保局环境监察大队	0996-7122679
采油二厂应急指挥中心	0996-4687799

11.5.3 应急物资储备

根据统计，采油二厂应急物资库存见表 11.5-7。

表 11.5-7 采油二厂应急物资库存表

一、发电系统类（发电机、电缆、配电箱、电工工具、蓄电池等）					
二、泥浆循环系统类					
三、防护用品类（防毒面具、空气呼吸器、安全帽、安全绳、防护服、防火服、防爆服、消防靴、隔离带、信号灯、洗眼器等）					
1	安全帽	/	顶	20	应急库房
2	棉大衣	/	件	100	ERP 库房
3	单滴塑手套	单	双	500	应急库房
4	大布	/	块	200	应急库房
5	防护雨裤	雨衣雨裤	条	50	ERP 库房
6	防护雨裤（分体式）	雨衣/雨裤	套	50	应急库房
7	军用棉帽	/	顶	100	应急库房
8	消防安全绳	10 米	条	6	应急库房
9	正压式空气呼吸器	/	套	20	厂部库房+区部库房
四、生命救助类（救生圈、救生衣、急救药品、担架、氧舱、云梯、救护车等）					
1	救生衣	/	件	90+101	应急库房/ERP 库房/防洪防汛物资
2	救生圈		个	133	防洪防汛物资
3	橡皮艇	/	个	2+3	厂部库房+区部库房
4	红霉素眼膏		盒	8	QHSE 管理科库房/区部库房
5	医用棉签		袋	8	QHSE 管理科库房/区部库房
7	口罩		只	50	QHSE 管理科库房/区部库房
8	医用绷带		包	40	QHSE 管理科库房/区部库房
9	医用纱布块		包	20	QHSE 管理科库房/区部库房
10	医用棉签		包	20	QHSE 管理科库房/区部库房
11	脱脂棉		箱	3	QHSE 管理科库房/区部库房
12	酒精		箱	3	QHSE 管理科库房/区部库房
13	氯化钠注射液		箱	3	QHSE 管理科库房/区部库房
五、救援运输类（应急指挥车、气防车、运输车、罐车、消防车、救援车、工具车、装载车、铲车等）					
六、污染治理类（毛毡、麻袋、铁锹、围油毡等）					
1	综绳		卷	18	厂部库房/区部库房/井站
2	麻袋		条	4825	厂部库房/区部库房/井站

3	铁丝		卷	44	厂部库房/区部库房/井站
4	木桩		个	795	厂部库房/区部库房/井站
5	铁锹把		各	100	厂部库房/区部库房
6	铁锹	尖头	把	92	厂部库房/区部库房/井站
7	铁锹	方头	把	174	厂部库房/区部库房/井站
8	平口铁锹(带把)	/	把	3	应急库房
9	压井堵漏胶片	/	袋	6	应急库房
10	吸油毡\381×480mm 100片		千克	50	应急库房
11	PVC 围油栏\30m×0.45m/两端浮筒固定		米	300	应急库房
12	围油索\3.4m×0.1m/聚氨酯橡胶		件	30	应急库房
13	压井堵漏麻绳	/	袋	4	应急库房
七、工程设备类					
八、工程材料类(泥浆、重晶石、核桃壳等)					
九、器材工具类					
1	U 型卡子	4.75 吨	个	5	应急库房
2	U 型卡子	9.5 吨	个	8	应急库房
3	U 型卡子	12 吨	个	6	应急库房
4	U 型卡子	17 吨	个	4	应急库房
5	钢丝绳卡子	7/8"	个	10	应急库房
6	钢丝绳卡子	6/8"	个	30	应急库房
7	防爆起子	梅花	把	8	应急库房
8	防爆起子	平口	把	7	应急库房
9	防爆榔头	5.4 公斤	把	2	应急库房
10	防爆榔头	4.5 公斤	把	2	应急库房
11	防爆榔头	3.6 公斤	把	2	应急库房
12	防爆榔头(胶把)	8L	把	1	应急库房
13	防爆撬杠	/	把	2	应急库房
14	防爆管钳	900	把	2	应急库房
15	防爆铁锹	方头	把	2	应急库房
16	防爆铁锹	圆头	把	2	应急库房
17	防爆开口扳手	8--10	把	1	应急库房
18	防爆开口扳手	24--27	把	1	应急库房
19	防爆开口扳手	27--30	把	2	应急库房
20	防爆开口扳手	30--32	把	1	应急库房
21	防爆活动扳手	600×65	把	2	应急库房
22	防爆开口呆扳手	60	把	3	应急库房
23	防爆开口呆扳手	65	把	1	应急库房
24	防爆呆扳手	65	把	1	应急库房

25	防爆呆扳手(梅花)	50	把	1	应急库房
26	防爆梅花呆扳手	65	把	1	应急库房
27	消防锹	红色	把	10	应急库房
28	消防钩	红色	把	25	应急库房
29	消防桶	红色	个	27	应急库房
30	油管变丝	27/8"加公×31/2"平公	个	2	应急库房
31	油管变丝	27/8"加母×31/2"加母	个	2	应急库房
32	油管变丝	27/8"加母×31/2"加公	个	2	应急库房
33	油管变丝	2"平母×27/8"平公	个	2	应急库房
34	油管变丝	27/8"加公×27/8"加母	个	2	应急库房
35	油管变丝	2"平公×27/8"平公	个	4	应急库房
36	油管变丝	27/8"平公×31/2"加公	个	2	应急库房
37	油管变丝	31/2"平公×31/2"加公	个	2	应急库房
38	油管变丝	27/8"加公×31/2"加公	个	2	应急库房
39	防爆梅花呆扳手	70mm	把	1	应急库房
40	防爆梅花呆扳手	75mm	把	2	应急库房
41	防爆梅花呆扳手	80mm	把	1	应急库房
42	管钳	48"	把	4	应急库房
43	管钳	36"	把	4	应急库房
44	管钳	24"	把	1	应急库房
45	链钳	大号 12"	把	1	应急库房
46	链钳	中号 10"	把	1	应急库房
47	液压剪断钳	/	把	1	应急库房
48	开口呆扳手	41mm	把	2	应急库房
49	开口呆扳手	46mm	把	2	应急库房
50	开口呆扳手	50mm	把	2	应急库房
51	开口呆扳手	55mm	把	2	应急库房
52	开口呆扳手	60mm	把	2	应急库房
53	开口呆扳手	65mm	把	2	应急库房
54	开口呆扳手	70mm	把	2	应急库房
55	开口呆扳手	75mm	把	2	应急库房
56	采油树钢圈	BX154	个	10	应急库房
57	采油树钢圈(薄)	BX153	个	10	应急库房
58	采油树钢圈	BX156	个	10	应急库房
59	采油树钢圈	BX158	个	10	应急库房
60	采油树钢圈	BX160	个	10	应急库房
61	采油树钢圈	R45	个	11	应急库房
62	井口螺栓	BX156(12条/套)	条	24	应急库房
63	井口螺栓	BX158(16条/套)	条	32	应急库房
64	井口螺栓	BX160(16条/套)	条	32	应急库房
	井口螺栓	BX153法兰 70 采油树	条	9	应急库房

65	法兰螺栓	BX153 (8 条/套)	条	16	应急库房
66	仪表法兰螺栓	BX153 (8 条/套)	条	16	应急库房
67	井口载丝	105 型 BX156 变 BX154 (8 条/套) 英制	条	8	应急库房
68	井口载丝	70 型 BX156 变 BX154 (8 条/套) 英制	条	8	应急库房
69	井口载丝	105 型 BX156 变 BX154 (8 条/套) 公制	条	8	应急库房
70	井口载丝	R45 (12 条/套)	条	12	应急库房
71	井口载丝	BX158 (16 条/套)	条	16	应急库房
72	铁榔头	4P	把	3	应急库房
73	铁榔头	6P	把	4	应急库房
74	铁榔头	8P	把	10	应急库房
75	BPV 盲堵及送取工具	/	套	8	应急库房
76	镀锌铁丝	8# (100 米/卷)	卷	2	应急库房
77	镀锌铁丝	10# (100 米/卷)	卷	1	应急库房
78	镀锌铁丝	12# (100 米/卷)	卷	1	应急库房
79	铁锹把子	/	根	1 批	应急库房
80	采油树抢险工具	70 型/105 型/350 型通用	根	2	应急库房
81	250 机抽井口抢险导流管	/	根	1	应急库房
82	250 机抽井口抢险工具	250 型	根	2	应急库房
83	老式 350 机抽井口抢险工具	350 型	根	2	应急库房
84	台虎钳	中号	台	1	应急库房
85	台虎钳	大号	台	1	应急库房
86	油管吊卡	27/8"	个	2	应急库房
87	油管吊卡	31/2"	个	6	应急库房
88	钢丝绳	/	卷	4	应急库房
89	丝堵	27/8"平公	个	2	应急库房
90	丝堵	31/2"加公	个	2	应急库房
91	丝堵	31/2"加母	个	2	应急库房
92	卡箍	PN25/DN65	个	10	应急库房
93	卡箍三通	PN25/DN65	个	10	应急库房
94	卡箍头	PN25/DN65	个	12	应急库房
95	光杆密封器	∅ 28mm	个	2	应急库房
96	光杆密封器	∅ 38mm	个	2	应急库房
97	锻造井口三通	27/8"平公×31/2"加公	个	1	应急库房
98	锻造井口三通	27/8"平公×27/8"平公	个	1	应急库房
99	井口三通	27/8"平公×27/8"平公	个	2	应急库房
100	钢圈	BX159	个	10	应急库房
101	扒力器	500	个	1	应急库房

102	卡箍三通	PN25/DN65	个	3	应急库房
103	防爆 F 扳手	/	把	1	应急库房
104	防爆开口扳手（9 件套）	/	套	1	应急库房
105	卡箍钢圈	BX153	个	20	应急库房
十、仪器仪表类					
1	四合一气体检测仪	M40	台	3	区部库房
2	硫化氢检测仪	T40	台	36	区部库房
3	便携式应急灯	/	套	10	已经充好电了/应急库房
4	对讲机	数字式	部	19	应急库房
十二、后勤保障类（营房车、帐篷、餐车、会议室等）					
1	篷布	/	块	9	ERP 库房

11.6 环境风险事故分级统计

依照《国家突发环境事件应急预案》（国办函（2014）119 号）中突发环境事件分级，并根据公司实际情况、突发事件严重和紧急程度，将突发环境事件分为：特别重大（I 级）、重大（II 级）、较大（III 级）和一般（IV 级）四个等级。

其中特别重大（I 级）、重大（II 级）等级与上级主管部门、上级政府相链接，需上级环保部门及政府介入，应急指挥权应移交，本站内部各救援小组应全部听从上级部门及政府的指挥。较大（III 级）和一般（IV 级）等级与公司应急预案相链接，由公司进行应急处理。

1. 特别重大环境事件（I 级）

- （1）因环境污染突发事件造成 3 人以上死亡，10 人以上重伤的应急事件；
- （2）因环境污染造成生产区域及周边区域 500 人以上疏散的应急事件；
- （3）因环境突发事件造成直接经济损失在 500 万元以上的事件。
- （4）因环境污染造成纠纷，引起一般群体性影响的事件；

2. 重大环境事件（II 级）

- （1）因生产区域周边环境污染，引发周边居民与单位冲突，干扰正常生产和生活秩序的应急事件；
- （2）因环境污染造成 3 人以下死亡、3~10 人重伤的应急事件；
- （3）因环境污染造成生产区域及周边区域 500 人以下疏散的应急事件；
- （4）因环境突发事件造成直接经济损失在 100 万元以上，500 万元以下的事件。

3. 较大环境事件（III 级）

- (1) 因生产区域周边环境污染，干扰正常生产和生活秩序的应急事件；
- (2) 因环境污染造成 3 人以下重伤的突发事件；
- (3) 因环境污染造成装置区域人员疏散的应急事件；
- (4) 因环境突发事件造成直接经济损失在 5 万以上，100 万元以下的事件。

4.一般环境事件（IV级）

- (1) 因环境突发事件造成直接经济损失 5 万元以下的事件；
- (2) 不构成较大环境污染级别（III级）的其他事件；

以上分级标准有关数量的表述中，“以上”含本数，“以下”不含本数。

本次后评价收集到了采油二厂 2019-2020 年环境污染事件报告，据统计，12 区所产生的环境事件以局部管线、法兰刺漏污染事件为主，均为一般环境事件（IV 级）。污染事件发生后，建设单位均按照规定向当地环保局报告，并对污染场地进行了相应的治理、修复。污染影响范围均控制在站场内，没有造成外部大范围环境污染。

2019-2020 年采油二厂 12 区未发生特别重大（I级）、重大（II级）环境风险事故。

11.7 环境风险后评价小结

12 区后评价范围隶属于塔河油田采油二厂管理。采油二厂于 2020 年 6 月 21 日编制完成并发布了《中石化西北油田分公司采油二厂突发环境事件应急预案》，在库车市环境保护局进行了备案，备案编号：652923-2020-012-M。2020 年，依据《中国石化突发环境事件风险评估指南》（2019 年 7 月），编制了《西北油田分公司采油二厂突发环境事件风险评估报告》（2020 年 6 月）。

塔河油田 12 区采取了有效的环境风险防范和应急措施，建立了应急管理体系，开展了应急培训和应急演练，具备处置突发环境事件的能力，应急物资储备充足，应急保障措施基本完善。采取的环境风险防范措施基本有效。

11.8 存在的问题

本次后评价结合资料分析和现场调查，整理出环境风险防范方面存在的问题如下：

- (1) 应急预案中对防洪风险防范措施偏少

采油二厂部分区块临近英达利亚河等，发生洪水风险较大，应急物资中有沙袋、吸油毡、应急救援船等防洪物资，但应急预案中对发生洪水风险的防范措施和应急措施偏少。

(2) 与当地政府及周边联动机制尚需加强

12. 公众参与及信息公开

12.1 回顾环评文件信息公开情况

12 区各项目环评及验收阶段进行的公众参与调查结论见表 12.1-1。

表 12.1-1 公众意见收集调查回顾情况表

序号	项目名称	公众参与调查结论
1	塔河油田 12 区奥陶系油藏东区产能建设项目	<p>环评：本项目严格按照《环境影响评价公众参与暂行办法》的规定，进行两次项目公示，通过发放调查问卷收集当地公众意见。被调查公众中 94% 对本项目持支持态度，6% 被调查公众基本支持本项目建设，评价单位在与建设单位沟通后，采纳公众提出的环保措施意见，对环境的影响是可以接受的。</p> <p>验收：根据本次公众意见调查结果看出，本项目在施工及试生产期未对周围环境及油田区域工作人员造成不良影响，项目试运行至今未发生过环境污染事故，100% 受调查公众对本项目环保工作表示满意。</p>
2	塔河油田 12 区奥陶系油藏总体开发项目、塔河油田 12 区奥陶系油藏第三期开发项目	<p>环评：本项目严格按照《环境影响评价公众参与暂行办法》的规定，进行两次项目公示，通过发放调查问卷收集当地公众意见。被调查公众中 78% 对本项目持支持态度，22% 被调查公众基本支持本项目建设，评价单位在与建设单位沟通后，采纳公众提出的环保措施意见，对环境的影响是可以接受的。</p>
3	塔河油田 12 区奥陶系油藏第四期开发项目	<p>环评：本项目严格按照《环境影响评价公众参与暂行办法》的规定，进行两次项目公示，通过发放调查问卷收集当地公众意见。被调查公众中 78% 对本项目持支持态度，22% 被调查公众基本支持本项目建设，评价单位在与建设单位沟通后，采纳公众提出的环保措施意见，对环境的影响是可以接受的。</p> <p>验收：本次共发放调查问卷 30 份，收回调查问卷 30 份，问卷回收率 100%。总体而言，27 位受访者对本项目环境保护工作表示满意，3 位受访者表示较满意。</p>
4	塔河油田 12 区奥陶系油藏第五期产能建设项目	<p>环评：本项目严格按照《环境影响评价公众参与暂行办法》的规定，进行两次项目公示，通过发放调查问卷收集当地公众意见。被调查公众中 78% 对本项目持支持态度，22% 被调查公众基本支持本项目建设，评价单位在与建设单位沟通后，采纳公众提出的环保措施意见，对环境的影响是可以接受的。</p>
5	塔河油田 12 区奥陶系油藏第六期产能建设项目、	<p>环评：本项目严格按照《环境影响评价公众参与暂行办法》的规定，进行两次项目公示，通过发放调查问卷收集当地公众意见。被调查公众中 100% 对本项目持支持态度，评价单位在与建设单位沟通后，采纳公众提出的环保措施意见，对环境的影响是可以接受的。</p> <p>验收：40 位被调查者中，36 位被调查者对本项目的建设期、运营期环境保护工作表示满意，4 位被调查者表示较满意，没有发生</p>

		扰民现象或纠纷，没有发生环境污染事故。
6	塔河油田 12 区奥陶系油藏第七期产能建设项目、	<p>环评：本项目严格按照《环境影响评价公众参与暂行办法》的规定，进行两次项目公示，通过发放调查问卷收集当地公众意见。被调查公众中 100% 对本项目持支持态度，评价单位在与建设单位沟通后，采纳公众提出的环保措施意见，对环境的影响是可以接受的。</p> <p>验收：本次共发放调查问卷 40 份，收回调查问卷 40 份，问卷回收率 100%。调查结果显示，40 位被调查者中，36 位被调查者对本项目的建设期、运营期环境保护工作表示满意，4 位被调查者表示较满意，没有发生扰民现象或纠纷，没有发生环境污染事故。</p>
7	塔河油田 12 区奥陶系油藏 2015—2016 年产能建设项目	<p>环评：本项目严格按照《环境影响评价公众参与暂行办法》的规定，进行两次项目公示，通过发放调查问卷收集当地公众意见。被调查公众中 100% 对本项目持支持态度，评价单位在与建设单位沟通后，采纳公众提出的环保措施意见，对环境的影响是可以接受的。</p> <p>验收：本项目在施工及试生产期未对周围环境及油田区域工作人员造成不良影响，项目运行至今未发生过环境污染事故，96% 受调查公众对本项目的环保工作表示满意，4% 受调查公众表示较满意。</p>

12.2 回顾环保投诉及处理情况

根据现场走访和收集资料，12 区未发生过被投诉的情况。

根据资料搜集和访谈生态环境管理部门，12 区发生过的环境问题主要为管线刺漏。管线刺漏事故发生后，采油厂立即启动应急预案，组织属地采油管理区、生产运行科、QHSE 管理科及具有资质的处置单位赶赴现场进行应急处置，并及时将事故情况上报属地生态环境保护部门。现场处置主要流程为：①确定刺漏管线井号，切断管线上刺漏点两端控制阀门，停止原油输送、降低管道压力，控制污染态势；②对污染点附近进行搜索、救护。并劝离附近人员；③控制人员和车辆进入现场。在现场进口处拉设警戒带，对进入人员和车辆进行控制，并杜绝携带火种进入现场的可能性发生；④现场踏勘后，确认现场管道名称、面积等现场实际情况后，编制报告，上报属地生态环境保护部门；⑤现场应急人员队伍对泄露区域建立围堰，防止油污进一步扩大；⑥治理单位采用人工及机具对地表油泥进行清理、收集、装车，并进行转移处置；⑦现场处置完成后，对刺漏管线进行修复，并对受影响范围进行生态恢复。

由于塔河油田采出液介质具有“高 H₂S、高 CO₂、高矿化度、高 Cl⁻、低 pH

值”的强腐蚀特点，随着管线服役时间延长，综合含水逐年上升，容易发生集输管线腐蚀问题，西北油田分公司近年来不断加大管线刺漏环保隐患治理工程的投入，对塔河油田内隐患管线进行高阻隔 HBPE 管内修复、PE/PO 内穿插管线（防护和修复）、内涂层管线（防护和修复）等，本次后评价建议，后续继续加强各类管线的环保隐患治理工程，以进一步降低管线刺漏等风险事故的发生频率。

12.3 后评价公众参与与信息公开情况

待后评价环境影响报告书技术审查会后，评价单位将按照《建设项目环境影响后评价管理办法（试行）》要求，在新疆维吾尔自治区生态环境厅网站（<http://sthjt.xinjiang.gov.cn/>）上公开环境影响评价文件，接受社会监督。

13.环境保护措施补救方案及改进措施

根据油田区域环境空气、水环境、生态环境、声环境、土壤环境质量变化趋势评价，结合现场调查和监测发现的环境污染、污染设施运行和生态恢复方面存在的问题，客观评估各项环境保护措施的实施效果，以区域环境质量改善为目标，提出有效的环境保护补救方案与改进措施。

补救方案或改进措施应包括生态保护、地下水保护、水污染防治、大气污染防治、噪声污染防治、固体废物污染防治、环境风险防范等，并满足现行环境保护管理要求，技术、经济可行。明确补救方案或改进措施的实施进度安排、投资估算和环境保护效果等。建设单位或者生产经营单位应落实补救方案和改进措施，并将其作为后续建设项目环境影响后评价的依据。

13.1 生态环境保护措施补救方案及改进措施

对于生产井场，有部分井场遗留有废弃设施，需及时清理。永久征地范围内的地表可以保持现状，永久征地范围外的临时征地范围内，应进行场地恢复。临时征地范围内改进措施：

- （1）清理部分井场（TH123109、TH12260 等井）遗留废弃设施；
- （2）对井场两侧遗留的钻井期间的放喷池及应急池，定期清理池内的废弃物。

13.2 水环境保护措施补救方案及改进措施

(1) 四号联采出水处理系统出口，偶然出现回注水中悬浮物超过《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法（SY/T 5329-2012）》标准的情况

改进措施：后期需进一步加强对四号联合站污水处理系统、设施的调试、运维，及时维修和更换滤料，确保采出水污水处理系统的处理效率及长期稳定达标，满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)中注入层平均空气渗透率 $>1.5\mu\text{m}^2$ 有关评价标准。

另外，采油二厂开发油藏均为奥陶系缝洞型碳酸盐岩油藏，一直以来，国内碳酸盐岩油藏水质尚无行业标准可依，建议中国石油化工股份有限公司尽快完成碳酸盐油藏注水水质行业标准的制定工作，并执行行业标准。

(2) 地下水自行监测需进一步加强

①对区内居民在用饮用水井监测频次不足

改进措施：对以上水井中石油开发行业的石油类、挥发酚、硫化物等特征污染物进行定期监测，根据《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）和《地下水质量标准》（GB/T14848-2017），饮用水井（承压水）监测频率按不少于 1 次/年。

②油区内污染隐患相对较大的区域和设施（主要为四号联合站及其应急池区域）观测井设置数量不足。

改进措施：并参考《环境影响评价技术导则-地下水》中跟踪监测点的设置要求，建议至少在油区内污染隐患相对最大的区域和设施（四号联合站及其应急池区域）的西北、东南方向 30~50m 分别设置 1 口背景值对照井和污染扩散井，在站内重点污染风险源（污水池）东南方向设置 1 口污染监视井，共新设置 3 口潜水含水层地下水监测井，并纳入采油二厂例行监测计划中，以进一步消除地下水污染隐患，提高油区内地下水污染防控水平。井深应满足潜水含水层监测需要，井管内径以能够满足洗井和取水要求的口径为准。

后续可根据区内土壤隐患排查工作成果及地下水监测其他要求等，继续增设地下水监测井。

13.3 固体废物处置措施补救方案及改进措施

(1) 部分井场遗留有水泥块和随钻泥饼（46 口井，其中 39 口井遗留有堆积的水泥块）

改进建议：清理井场遗留的堆砌的水泥块，破碎后综合利用，可以作为铺垫井场、修路、防洪工程等原料资源化利用；随钻泥饼清运综合利用；建议推广使用钢模基础，可重复利用，减少固废产生量。

(2) 固体废物管理仍需进一步加强

改进建议：

①严格固体废物分类管理，严格废物转移监管。

遵循“减量化、再利用、资源化和无害化”原则，着力实施含油污泥、钻井废物、酸碱废渣等收集、贮存、运输、利用、处置的全过程管控与污染防治。

②进一步规范固体废物特别是危险废物全过程管理。

一是树立危险废物从产生、贮存、转移、利用、处置全生命周期管理理念，提高信息化管理水平。二是及时跟进国家、自治区环保部门固体废物信息管理系统；三是理顺公司内部信息管理机制。四是对标对表，按照《固废法》《危险废物规范化考核指标体系》《危险废物鉴别标准》《国家危险废物名录》及豁免管理清单、《废电池污染防治技术政策》具体要求，认真落实危险废物各项管理制度。五是结合现有国家突发环境事件相关政策要求，完善突发环境事件应对和处理措施。

③危废暂存间需按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）的有关要去进一步规范化设置，做好防流失、防渗漏、防溢洒工作，暂存间地面防渗系数应小于 10^{-10} cm/s；规范设置危险废物标识、标牌和危废信息板，屋内张贴企业《危险废物管理制度》。

④建设单位需对废机油进一步进行资源化综合利用，减量化处置。

⑤进一步优化含油污泥和含油岩屑综合利用途径

建议按照《陆上石油天然气开采行业危险废物环境管理指南（征求意见稿）》中对含油污泥和含油岩屑根据石油烃含量（按照 HJ 1021 测定）同利用处置方式的要求，优化综合利用途径，具体包括以下内容：

(1) 石油烃含量大于 5% 的含油污泥和含油岩屑应回收矿物油及有价物质。

(2) 石油烃含量在 2-5% 的含油污泥和含油岩屑可采用热脱附、萃取或化学清洗等方式进一步回收矿物油及有价物质。

(3) 含油污泥和含油岩屑经资源回收产生的脱油残渣，经鉴别不再具有危险特性的，不属于危险废物，其后续利用处置方式可按照地方标准有关规定执行。

(4) 含油污泥和含油岩屑及脱油残渣，在环境风险可控的前提下，根据省级生态环境部门确定的方案，可实行危险废物“点对点”定向利用，即可作为另外一家单位环境治理或工业原料生产的替代原料进行使用，利用过程不按危险废物管理。

(5) 含油污泥经利用后剩余固相中石油烃总量不大于 2% 时可用于铺设通井路、铺垫井场基础材料，用于铺设通井路和垫井场时经养护后成型路基浸出液污染物应达到 GB 8978 要求。

13.4 大气环境保护措施改进建议

针对重点场站、储罐、装卸区密封点的 VOCs 的控制和管理措施提出的以下改进建议：

(1) 严格按照《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准（GB39728-2020）》、《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）》要求，全面加强精细化管理，确保无组织废气稳定达标排放。

严格控制储存、装卸损失，优先采用压力罐、低温罐、高效密封的浮顶罐，采用固定顶罐的应安装顶空联通置换油气回收装置；有机液体装卸必须采取全密闭底部装载、顶部浸没式装载等方式。强化废水处理系统等逸散废气收集治理，废水集输、储存、处理处置过程中的集水井（池）、调节池、隔油池、曝气池、气浮池、浓缩池等高浓度 VOCs 逸散环节应采用密闭收集措施，并回收利用，难以利用的应安装高效治理设施。加强有组织工艺废气治理，工艺弛放气、酸性水罐工艺尾气、氧化尾气、重整催化剂再生尾气等工艺废气优先回收利用，难以利用的，应送火炬系统处理，或采用催化焚烧、热力焚烧等销毁措施。

加强非正常工况排放控制。在确保安全前提下，非正常工况排放的有机废气

严禁直接排放，有火炬系统的，送入火炬系统处理，禁止熄灭火炬长明灯；无火炬系统的，应采用冷凝、吸收、吸附等处理措施，降低排放。加强操作管理，减少非计划停车及事故工况发生频次；对事故工况，企业应开展事后评估并及时向当地环境保护主管部门报告。

(2) 采用先进的清洁生产技术，降低在设备与管线组件、工艺排气、废气燃烧塔（火炬）、废水处理等过程产生的含 VOCs 废气排放量。采取配备油气回收系统、密闭收集系统等降低在油类（燃油、溶剂）的储存、运输过程中的 VOCs 排放。

(3) 在后续工作中进一步规范化排污口；加强对火炬排放控制的要求。连续监测火炬及其引燃设施的工作状态（火炬气流量、火炬火焰温度、火种气流量、火种温度等），编制监测记录并至少保存 3 年。

13.5 土壤污染防治措施补救方案及改进措施

针对土壤隐患排查制度需进一步完善：

改进建议：根据《重点排污单位土壤污染隐患排查指南（试行）》（生态环境部 2021 年 1 号文）要求相关要求，完善采油厂土壤污染隐患排查制度建设。对建设项目环境保护提出改进要求，并将其作为后续建设项目环境影响评价管理的依据。

13.6 环境风险防范补救方案及改进措施

(1) 应急预案中对防洪风险防范措施偏少

改进措施：应急预案中增加针对洪水风险防范和应急处置措施。

(2) 与当地政府及周边联动机制尚需加强

改进建议：建立并加强与政府及周边联动机制，确保发生突发环境事件后，各部门、采油厂、当地政府部门之间的联系顺畅，突发事件能够第一时间得到处置。应急演练时，应通知当地政府，扩大演练范围，为更好地处置突发环境事件打好基础。

(3) 其他改进建议：

西北油田分公司近年来不断加大管线刺漏环保隐患治理工程的投入，对塔河油田内隐患管线进行高阻隔 HBPE 管内修复、PE/PO 内穿插管线（防护和修复）、

内涂层管线（防护和修复）等，本次后评价建议，后续继续加强各类管线的环保隐患治理工程，以进一步降低管线刺漏等风险事故的发生频率。

13.7 环境管理改进措施

（1）环境管理制度需进一步细化完善

改进措施：根据《环保法》，采油二厂需进一步细化或补充制定环保档案管理制度、排污许可相关管理制度、污染设施运行管理制度（水、土壤、气、固废、噪声污染防治及生态环境保护）等。此外，国家近年来进一步加强了风险管控、土壤防治、自行监测与信息公开等的管理，出台了相关法律法规，采油二厂相关制度中这部分内容需及时补充或更新，同时按照国家环保政策要求，及时更新其它环境保护管理体系及制度。具体见表 13-1。

表 13-1 需补充完善的环境管理制度

序号	政策法规相关要求	主要内容	需要完善的内容
1	“三同时”制度	严格执行建设项目管理要求	细化制度内容，严格执行《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》（国环规环评[2017]4号）相关要求
2	污染设施运行管理制度	包括：自行监测、环保设施运行管理（含收集、输送、处置）、环境信息统计、达标排放管理、台账记录、排污口规范化等	补充对承包商的环保监管，进一步加强土壤和地下水自行监测
3	环保档案管理制度	主要包括：档案工作人员及其职责、文件形式归档、利用等	补充完善
4	信息公开制度	主要包括：公开主要污染物的名称、排放方式、排放浓度和总量、超标排放情况，以及防治污染设施的建设和运行情况	补充完善
5	环境监理	环境监理单位在施工现场对污染防治和生态保护的情况进行检查，督促各项环保措施落到实处。	依据环境影响评价文件、环境保护行政主管部门批复实施。

（2）基层单位环保力量薄弱，缺少针对性培训。

改进建议：加大基层环保队伍建设，加强针对性培训，进一步提升环境保护管理及污染防治设施运营管理能力建设，降低环境风险

基层单位是环境保护突出问题的重要区域，也是环境保护法律法规、管理制度及政策的具体执行者，如果好的制度如果没有强有力的执行力，仍然不会发挥出其应有的效力。公司应当从人员配备、专业技术、管理水平等方面加强基层环保队伍建设，加强环保业务培训，确保生态环境保护政策、法律法规及各项制度落地生根。

主要包括自行监测能力、环境法律法规掌握能力、排污许可申领、“三同时”管理、污染设施运行管理，环保信息公开、环境应急等与油田息息相关的环境保护能力建设。

同时，还应对承包商环境保护机制、体制管理制定评估办法，及时掌握其环境保护管理情况，减少环境风险。

加大基层环保队伍建设，加强针对性培训，进一步提升环境保护管理及污染防治设施运营管理能力建设，降低环境风险

基层单位是环境保护突出问题的重要区域，也是环境保护法律法规、管理制度及政策的具体执行者，如果好的制度如果没有强有力的执行力，仍然不会发挥出其应有的效力。公司应当从人员配备、专业技术、管理水平等方面加强基层环保队伍建设，加强环保业务培训，确保生态环境保护政策、法律法规及各项制度落地生根。

主要包括自行监测能力、环境法律法规掌握能力、排污许可申领、“三同时”管理、污染设施运行管理，环保信息公开、环境应急等与油田息息相关的环境保护能力建设。

同时，还应对承包商环境保护机制、体制管理制定评估办法，及时掌握其环境保护管理情况，减少环境风险。

塔河油田 12 区存在的环境问题及改进措施见表 13-2。

表 13-2 塔河油田 12 区存在的问题及建议改进措施

环境要素	序号	存在问题	区域	整改内容	整改效果	责任单位	时间进度
水	1	回注水部分指标有超过《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)的现象	四号联合站	加强运维, 确保采出水污水处理系统的处理效率及长期稳定达标	满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)有关标准后回注地层。另外, 国内碳酸盐岩油藏水质尚无行业标准可依, 采油二厂开采油藏为碳酸盐岩缝洞型油藏, 建议中国石油化工股份有限公司尽快完成碳酸盐油藏注水水质行业标准的制定工作, 并执行行业标准。	安全环保质量管理部、采油二厂	2022
	2	油区内污染隐患相对较大的区域和设施(主要为联合站、事故应急池)观测井设置数量不足	四号联合站及事故应急池区域	设置地下水监测井, 并开展例行监测工作	满足《工矿况用地土壤环境管理办法》(试行), 《环境影响评价技术导则-地下水》等地下水监测相关要求, 以进一步提高地下水污染防控水平。	安全环保质量管理部、采油二厂	2022
固废	1	部分井场遗留有水泥块和随钻泥饼	12 区 46 口	清理堆砌水泥块, 破碎后综合利用; 随钻泥饼清运综合利用; 建议推广使用钢模基础, 可重复利用, 减少固废产生量	处理过程符合环保部门要求	油田工程服务中心、安全环保质量管理部	2023
生态	1	部分生产井临时占地未及时恢复	各井场	①及时对临时占地进行恢复; ②对井场两侧的放喷池及应急池, 定期清理池内的废弃物。	处理过程符合环保部门要求	油田工程服务中心、安全	实时

环境要素	序号	存在问题	区域	整改内容	整改效果	责任单位	时间进度
						环保质量管理部、采油二厂	
土壤	1	完善土壤隐患排查制度	潜在土壤污染隐患的重点场所、重点设施设备	根据《重点监管单位土壤污染隐患排查指南（试行）》（生态环境部 2021 年 1 号文）相关要求，完善采油厂土壤污染隐患排查制度建设。	符合环保管理相关要求	安全环保质量管理部、采油二厂	2022
环境风险	1	防洪风险防范措施不足	/	应急预案中增加针对洪水风险防范和应急处置措施	满足《突发环境事件应急预案管理暂行办法》（环发[2010]113 号）要求	采油二厂	2021
环境管理	1	未完成竣工环保验收	12 区 29 个项目（含区块及单井钻井工程）	尽快完成竣工环保验收	严格执行建设项目管理要求	安全环保质量管理部、采油二厂	2022
	2	同期同区域并未完成竣工环保验收（分期验收）	12 区开展第二批验收项目有 3 个项目	尽快完成分期竣工环保验收	严格执行建设项目管理要求	安全环保质量管理部、采油二厂	2022
	3	环境监理制度不够完善	/	健全环境监理制度，按生态环境主管部门环评批复文件等相关要求落实环境监理。	符合环保管理相关要求	项目主管部门和单位	按照年度计划
	4	信息公开不够规范	/	健全环境信息公开制度。按照《企事业单位环境信息公开办法》（环境保护部令第 31 号）及《国家重点监控企业自行	符合环保管理相关要求	安全环保质量管理部	按照年度计划

环境要素	序号	存在问题	区域	整改内容	整改效果	责任单位	时间进度
				监测及信息公开办法(试行)》(环发(2013)81号)、《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》等进行企业相关信息公开。			
	5	需进一步加强地下水自行监测	英达里亚村水源井	加强土壤和地下水自行监测。可参考《环境影响评价技术导则-地下水》、《工矿用地土壤环境管理办法》(试行)加强对油区内居民饮用水源井中石油开发行业特征污染物的例行监测,监测频率为1次/年。	符合环保管理相关要求	采油二厂、油服中心	按照年度计划
	6	需进一步加强土壤自行监测	12区管辖范围	根据《工矿况用地土壤环境管理办法》(试行)、《重点排污单位土壤污染隐患排查指南(试行)》(生态环境部2021年1号文),定期对油田公司工业用地及周边土壤开展自行监测及土壤污染隐患排查,建立档案,并进行信息公开。	符合环保管理相关要求	采油二厂	按照年度计划

14.后评价结论与建议

14.1 结论

14.1.1 工程概况

12 区位于塔克拉玛干沙漠北部边缘，行政区划归属新疆维吾尔自治区库车市，由塔里木油田公司下设二级单位采油二厂管辖。区域内钻探工作始于 2000 年，生产系统包括油、气、水井，联合站、计转站，站内外油气管线；产品主要有原油、天然气。在塔河油田开采权范围内，面积约 900km²，隶属于采油二厂管辖。主要工程包括包括四号联合站 1 座、计转站 17 座、中间热泵站 1 座、卸油站 1 座、油气水井 505 口（油气生产井 457 口，注水井 27 口，长停井 10 口，封井 11 口）及附属配套设施（供水首站 1 座、供水井 15 口、注水增压点 12 座、生活基地 3 座、污水处理设施等），油田集输管网（共计 4562km，其中集输管线 4183km、注水管线 121km、外输油管线 190km、外输气管线 68km）等配套、辅助工程。

塔河油田流体分布具有南轻北重、东轻西重、西油东气这一大的分布特征。塔河油田 12 区奥陶系油藏储层是以碳酸岩盐溶蚀孔、洞、缝为主要储集空间。油藏驱动能量主要以弹性驱及弹性水压驱动为主。原油为高粘度、含蜡、高含硫的超重质原油。

采油二厂 12 区后评价范围开发时间从 2010 年开始，塔河油田 12 区奥陶系油藏共经历了 9 次大规模开发建设。根据统计结果，根据统计结果，目前统计 12 区的 505 口井、20 个站场中，376 口井、18 座站场环保手续齐全；129 口井、2 座站场，受工程进度、历史原因等因素影响，暂未履行“三同时”手续；2017 年以后的井均开展了单井钻井环评。

对比历年环评批复和验收调查文件，截止 2019 年底塔河油田 12 区后评价范围内实际建设内容部分发生变动，井数增加约 67 口，新增油气产能均经 12 区内的四号联合站和依托 6 区内的二号联合站处理。截止 2019 年底，12 区产油*；四号联合站现状采出水处理量 2100m³/d，小于环评中批复的处理规模。

14.1.2 环境现状调查及变化分析

14.1.2.1 环境保护目标变化

12 区后评价范围约 880km²，大于历次区块环评范围。12 区后评价工程占地范围不涉及塔里木河胡杨林国家级自然保护区。油田所在区域有地表水体英达里亚河和库车河支流，将评价区域内居民集中区域设为大气环境保护目标，将油田所在区域地下水设为地下水环境保护目标。油田内站场、井场周边 3km 的居民区等敏感目标分布设为环境风险保护目标。

12 区后评价范围内开展区块环评 9 次，与环境影响评价文件和竣工环境保护验收时相比，主要变化情况如下：

(1) 12 区后评价工程占地范围涉及新设立的新疆龟兹国家沙漠公园，属于新划定的环境保护目标。

(2) 12 区后评价范围内垦荒耕地面积不断加大，主要种植棉花经济作物。

(3) 12 区后评价范围内其他环境保护目标较环评期间变化较小。

14.1.2.2 污染源或其他影响源变化

区块内远离城镇，没有大规模工业和农业开发。除了油田开发，没有其他污染源影响。

本次后评价实际污染源现场调查对比，12 区后评价范围油气开发一直在塔河油田采矿权范围内，油田滚动开发，为保持产能规模，2008-2015 年陆续新钻井较多，但是 12 区总体产能没有突破设计规模，污染源总体变化不大。

14.1.2.3 环境现状调查及变化分析

(1) 环境空气

后评价区环境空气污染物浓度变化不大。本次后评价收集了 2003 年至 2020 年期间的大气监测资料作为评价的基础资料，分析评价区各污染物浓度变化。区域内各监测点 SO₂、NO₂、TSP、PM_{2.5}、O₃ 日均浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准要求，PM₁₀ 出现超标，主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。各监测点位 H₂S 满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的 1h 平均浓度限值 0.01mg/m³要求，非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m³的标准要求。12 区区域 SO₂、NO₂ 监测值仅在小范围内上下波动，变化不大，监测值均满足

《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准的要求。 H_2S 满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的 1h 平均浓度限值 $0.01\text{mg}/\text{m}^3$ 要求。TSP、 PM_{10} 出现超标，主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。

（2）水环境

英达利亚河各监测值仅在小范围内上下波动，各监测项目均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的 III 类标准。根据前期环评中英达利亚河环境质量历史、现状监测数据对比结果，水质总体变化不大，氨氮、石油类稍高于 2007 年的监测结果，主要因区域内工业、农业活动的增多，人为的干扰加大所致；与 12 区油气开发活动相关的指标“石油类”由 2006 年的未检出也略有所升高，但可满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的 III 类标准。

12 区所在区域潜水监测点水质较差，氯化物、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、钠、氟化物、铁、锰等指标均等有不同程度的超标，超标的主要原因与当地水文地质条件有关；2 个承压水监测点水质良好，除 12-1 计转站南侧机井中溶解性总固体稍有所超标外，各项指标均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中 III 类标准限值的要求，石油类均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III 类标准。12 区油田开发后，周边地下水环境质量呈波动性变化，无明显变化。

（3）生态环境

区域生态环境质量无明显变化。后评价区位于天山南麓，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。该区域的植被均属于荒漠类型的灌木、低河漫滩盐化草甸。土地利用类型为草地、沙地。12 区后评价范围内垦荒耕地面积不断加大，主要种植棉花经济作物大部分保持原有荒漠景观，局部新增工业用地和交通用地。

塔河油田 12 区大区域土壤环境质量保持稳定，土壤中的石油类和重金属的含量并未因油田的开发建设而明显增加。

（5）土壤环境

原有环评中监测指标少，土壤环境质量执行《土壤环境质量标准》（GB15618-1995）中二级（ $\text{pH}>7.5$ ）标准，其中总铬采用旱地标准 $250\text{mg}/\text{kg}$ 。石油类选用“六五”国家《土壤环境含量研究》提出的建议标准（ $300\text{mg}/\text{kg}$ ）作

为评价标准。本次后评价仅环境影响报告书土壤环境质量监测数据进行对比，按现行的土壤环境质量标准进行评价，对比分析土壤环境质量变化情况。历次环评中土壤监测点位少，监测项目也仅限于石油类、部分重金属指标，与本次后评价相比，评价标准发生变化，采样监测项目也大不同，基本没有可比性。土壤中石油类的没有超过“六五”国家《土壤环境含量研究》提出的建议标准 300mg/kg，本次后评价石油烃含量较低，满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求。土壤中的石油烃和重金属的含量并未因油田的开发建设而明显增加。该监测点的土壤环境质量保持稳定，无明显变化。

（5）声环境

区域噪声影响较小。各监测点昼、夜监测值均低于《声环境质量标准》（GB3095-2008）2 类标准值，表明区内声环境质量现状良好，满足所在功能区的要求，未发生明显变化。

14.1.3 环境影响后评价结论

（1）生态环境影响后评价结论

本项目的建设对生态环境的主要影响为土地的永久/临时征用以及原有植被的破坏。从土壤环境质量现状来看，后评价布设的土壤监测点各项污染因子均满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》

（GB36600-2018）中筛选值第二类用地标准；从植被类型来看，项目的建设对气田区域内的原有植被类型未造成影响，各类植被的占地面积基本无变化；从土地利用类型来看，项目的建设使油田区域内的中低覆盖度草地面积减少，建设用地和耕地面积略有增加。总体来说，区块内的模地依旧是荒漠景观，荒漠景观主要包括沙地、戈壁、盐碱地三种类型，人类干扰加强，多样性增加。油田开发区域基本保持原有的荒漠生态系统，部分地区受人类活动的影响。

在不破坏沙漠公园荒漠生态系统功能的前提下，目前沙漠公园内的 11 口井可以继续生产。达到封井条件后，开展地质环境治理工作和生态修复工作，自然恢复。

（2）水环境影响后评价结论

本次后评价搜集环评阶段地下水环境质量现状监测数据，与本次后评价期间实地进行的地下水环境质量监测数据进行比对，与早期数据基本监测一致。潜水水质水质较差，氯化物、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、钠、氟化物、铁、锰等均有不同程度的超标；承压水中，除 12-1 计转站南侧机井中溶解性总固体稍有所超标外，其余各项满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准要求，超标原因是受原生水文地质条件影响。各监测点中区域地下水石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准要求。

总体来说，油田开发未对地表水及当地浅层及主要供水层的地下水环境产生明显不良影响。

（3）大气环境影响后评价结论

本次后评价对油田区域环境空气质量进行了监测，并且收集了往年环评报告中的监测数据、例行监测数据及评价时段内的环境空气监测数据，针对主要监测因子进行统计分析，评价时段内作业区 SO₂、NO₂ 均未超标。因此油田开发对区域环境空气质量影响不大，预测结果合理可行。

（4）声环境影响后评价结论

本次后评价对油田区域内各生产单元进行了声环境质量监测，并且收集了往年环评报告中的监测数据及评价时段内的环境噪声的监测数据，从监测数据可知，各声环境敏感点均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准限值，声环境质量较好。

（5）固体废物环境影响后评价结论

固体废物产生源主要为施工期的钻井废弃物、生活垃圾；运营期主来自于联合站以及集输过程中产生的含油污泥及废矿物油，还有少部分的生活垃圾、废机油。钻井废弃物影响集中在井场内，未发现废弃钻井泥浆和钻井岩屑对周围环境产生重大影响。钻井泥浆经处理后其泥饼浸出液均可达到《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》（DB65/T3999-2017）、《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB 65/T3997-2017）标准中相应指标要求，用于铺垫井场和井场道路。含油污泥及受浸土处置后的还原土，满足《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》（SY/T7301-2016）相关要求及《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环办发〔2018〕20号）要求，可

用于铺垫井场和井场道路。总体来说，12 区内生产活动和生活产生的固体废物基本得到妥善的处置，没有对周围环境产生重大不利影响。

14.1.4 环境保护措施有效性评价结论

(1) 生态

井场严格控制占地，永久性占地范围内进行砾石铺垫处理。站场内地表均用水泥硬化处理，站外没有人工绿化种植植被。井场内临时性占地的地表基本裸露，没有植被恢复。管线和道路临时占地以自然恢复为主，恢复缓慢，种子萌发和幼苗生长主要依赖洪水，封井均已按照油田公司有关封井要求进行封井，进行了地质恢复。此外，油区积极宣传环境保护相关知识，安置了各类环保标识。环评及环评批复提出的生态保护要求基本得到落实。

(2) 大气污染防治措施有效性评价结论

运营期间废气主要为放空天然气、加热炉烟气及无组织排放，油田区域内个加热炉的燃料均为处理后的天然气，属于清洁燃料，对大气环境造成的影响不大。

塔河油田 12 区现有的各井场采出原油集输基本全部实现了密闭集输工艺，选用先进的生产工艺及设备，在正常生产情况下尽可能地减少非甲烷总烃逸散排放。运营期站场、井场加热炉燃用处理后的返输天然气，从运行现状情况看，天然气气质稳定，各设备运行正常，排放废气中各项污染物浓度较低，监测结果显示，站场锅炉废气排放满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 1 和表 2 新建锅炉大气污染物排放浓度限值要求；各场站无组织排放的硫化氢满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 恶臭污染物厂界标准值新建项目二级标准；无组织排放非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 无组织排放监控浓度限值。因此油田开发对区域环境空气质量影响不大，预测结果合理可行。采取的大气污染防治措施基本有效，大气污染物排放满足现行标准要求。

(3) 水环境保护措施有效性评价结论

12 区采出水部分在四号联合站处理，部分依托二号联合站处理后，直接回注单井或者通过增压站回注到单井。井下作业废水自带回收罐回收作业废水，拉运至塔河油田一号固废液处理站处置进行处理达标回注；生活污水处理后用于绿化。

结合水环境质量监测结果，从整体区域看历年来英达利亚河水质没有显著变化，仅氨氮稍高于早年的监测结果，主要因区域内工业、农业活动的增多，人为的干扰加大所致，油田开发未对地表水及当地浅层及主要供水层的地下水环境产生不良影响。

从后评价阶段的废水监测情况看，生产废水能够完全回注，处理后的采出水中，石油类、硫化物、悬浮物均可满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中高渗地层生产回注水质指标要求，用于油田油层回注用水的处置措施基本有效。对比历年监测数据，四号联合站处理设施出口废水中出现 SS 个别监测数据超标的现象，在更新滤料后，均可达标，在后续工作需进一步加强采出水处理设施的运维和管理，确保稳定达标。

四号联合站生产区基地、四号联合站生活区基地、二、三队基地生活污水处理设施，监测结果可知：目前 12 区三个生活基地的生活污水通过提标改造后，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满足《污水综合排放标准》（GB8978-1996）的二级标准限值，自 2019 年以来，西北油田分公司下辖各单位对辖区内生活污水处理装置强化运维及管理后，各监测指标可满足《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）表 1 一级 B 标准，出水水质优于环评中批复的水质指标。采取的生活污水处理措施有效。

（5）声环境保护措施有效性评价结论

本次后评价阶段，对四号联合站、计转站、代表性井场厂界噪声监测，同时在声环境敏感点处布设声环境质量现状监测点位进行了监测。

根据监测结果可知，厂界噪声均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准限值；距离井场、站场较近的生活基地等声环境敏感点的声环境质量均可以满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准限值，因此可说明项目的建设运营对周边声环境质量影响较小，采取的声环境保护措施有效。

（7）固体废物环境保护措施有效性评价结论

12 区产生的含油污泥、压滤泥饼、废矿物油等危险废物均第一时间转运至阿克苏塔河环保工程有限公司（塔河油田一号固废液处理站，危险废物经营许可证编号：6529230040）和中石化西南石油工程有限公司巴州分公司（西北油田分

公司一号固废液处理站西北侧，危险废物经营许可证编号：6529230053）接收并进行达标处理。含油污泥收集、贮存、运送、处置过程中，严格执行国家《危险废物转移联单管理办法》。钻井废弃物影响集中在井场内，未发现废弃钻井泥浆和钻井岩屑对周围环境产生重大影响。12 区生活垃圾处置主要依托西北油田分公司绿色环保工作站生活垃圾池填埋处置。12 区内生产活动和生活产生的固体废物基本得到妥善的处置，油田区域内的固体废物环境保护措施基本有效。

（8）风险评价

根据现场调查，采油二厂于2020年6月21日编制完成并发布了《中石化西北油田分公司采油二厂突发环境事件应急预案》，在库车市环境保护局进行了备案，备案编号：652923-2020-012-M。塔河油田12区采取了有效的环境风险防范和应急措施，建立了应急管理体系，开展了应急培训和应急演练，具备处置突发环境事件的能力，应急物资储备充足，应急保障措施完善。但是应在应急预案中增加针对洪水风险的风险防范和应急处置措施，增加针对洪水风险的应急物资储备，及时更新应急预案，确保预案的有效性。

14.1.5 总体评价结论

通过对塔河油田 12 区建设项目过程回顾、建设项目工程评价、区域环境变化评价分析及环境保护措施有效性评估和环境影响预测验证，并结合环境保护法律法规及政策标准，对 12 区建设项目全过程环境管理进行全面梳理对标和评价分析。

工程实际建设内容与环评阶段工程相比，除历史遗留井数增加较多外，其余工程变动不大，但是新增油气井建设地点均在塔河油田开采区域范围内，新增油气产能均依托现有集输系统集输至二号联合站和四号联合站处理，现状产能没有突破环评批复产能。在油田建设生产周期过程中，各项生态保护和污染防治措施落实有效，区域环境质量总体满足相应质量标准要求，环境影响预测分析与实际环境影响基本一致，仍在环境可承受的范围内。在落实本次后评价提出的改进措施后油田开发对环境产生的影响可进一步减缓。

14.2 建议

针对区域特点与区域环境特征以及已产生的环境影响，提出进一步开

展环境影响后评价的工作建议。

(1) 加强环保设施的日常管理和维护，确保环保设施运行正常、稳定，各项污染物长期稳定达标排放。

(2) 加强安全防范，避免导致环境污染事故发生。

(3) 塔河油田开发油藏大部分为奥陶系缝洞型碳酸盐岩油藏，一直以来，国内碳酸盐岩油藏水质尚无行业标准可依，建议中国石油化工股份有限公司尽快完成碳酸盐油藏注水水质行业标准的制定工作，并执行行业标准。

(4) 根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)对站场火炬系统要求：采取措施回收排入火炬系统的液体；VOCS 和天然气进入火炬应能及时点燃并充分燃烧；连续监测火炬及其引燃设施的工作状态，编制监测记录并至少保持 3 年。

(5) 根据《陆上石油天然气开采行业危险废物环境管理指南（征求意见稿）》含油污泥经利用后剩余固相中石油烃总量不大于 2%时可用于铺设通井路、铺垫井场基础材料，用于铺设通井路和垫井场时经养护后成型路基浸出液污染物应达到 GB 8978 要求。建议进一步优化含油污泥和含油岩屑综合利用及处理处置途径，对于不能综合利用的还原土，建议建设填埋设施填埋处理，填埋场建设应满足相关标准及技术规范要求。