

塔河油田主体区块奥陶系油藏 2018 年第一期侧钻 项目竣工环境保护设施验收调查报告表

新能源（验）[2020]-XHC-055 号



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： 新疆新能源（集团）环境检测有限公司

2021 年 3 月

建设单位法人代表：张煜

编制单位法人代表：王卫

填表负责人：俞静（2019-JCJS-40375052）

填表人：俞静

建设单位：中国石油化工股份有限公司西北油田分公司

电话：0991-3166248

传真：0991-3166255

邮编：830000

地址：乌鲁木齐市新市区长春南路466号

编制单位：新疆新能源（集团）环境检测有限公司

电话：0991-3768459

传真：0991-3768459

邮编：830000

地址：新疆乌鲁木齐经济技术开发区（头屯河区）沂蒙山街1300号



检验检测机构 资质认定证书

证书编号: 173112050002

名称: 新疆新能源(集团)环境检测有限公司

地址: 新疆乌鲁木齐市乌鲁木齐县兴庆路西侧百鸟湖畔 830000

经审查,你机构已具备国家有关法律、行政法规规定的基
本条件和能力,现予以准,可以向社会出具具有证明作用的数
据和结果。特发此证。资质认定包括检验检测机构计量认证。

检验检测能力及授权签字人见证书附表。

许可使用标志



发证日期: 2017年1月25日

有效期至: 2023年1月22日

发证机关: 新疆维吾尔自治区质量技术监督局

本证书由国家认证认可监督管理委员会监制,在中华人民共和国境内有效。



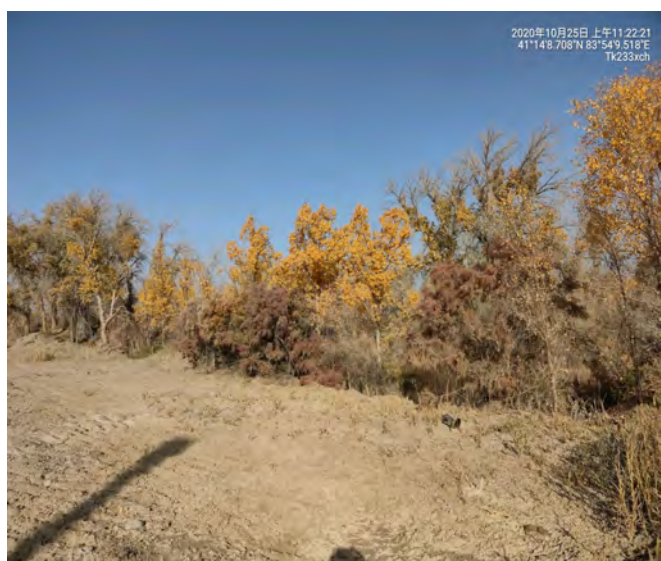
TK233XCH 井井场现状及新建加热炉



TK233XCH 井井场道路



TK233XCH 井至 2-2 计转站新建管线临时占地及生态环境恢复情况



TK233XCH 井井场周边生态环境现状



TK261CH 井井场现状



TK261CH 井井场道路



TK261CH 井依托已有管线



TK261CH 井依托井场已有加热炉



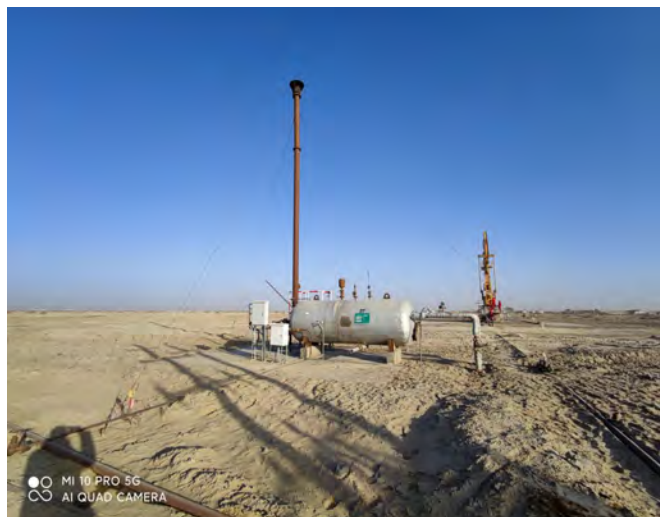
TK261CH 井井场周边生态环境现状



TK319CH3 井井场现状



TK319CH3 井井场道路



TK319CH3 井依托井场已有加热炉



TK319CH3 井井场周边生态环境



TK618CH3 井井场现状



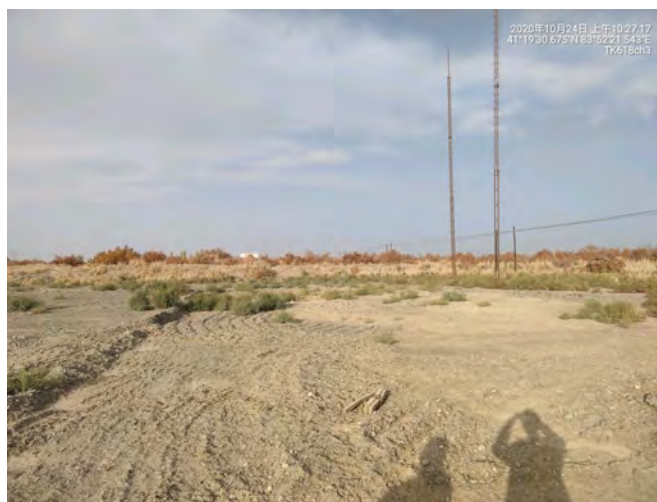
TK618CH3 井井场道路



TK618CH3 井依托已有管线



TK618CH3 井依托井场已有加热炉



TK618CH3 井井场周边生态环境



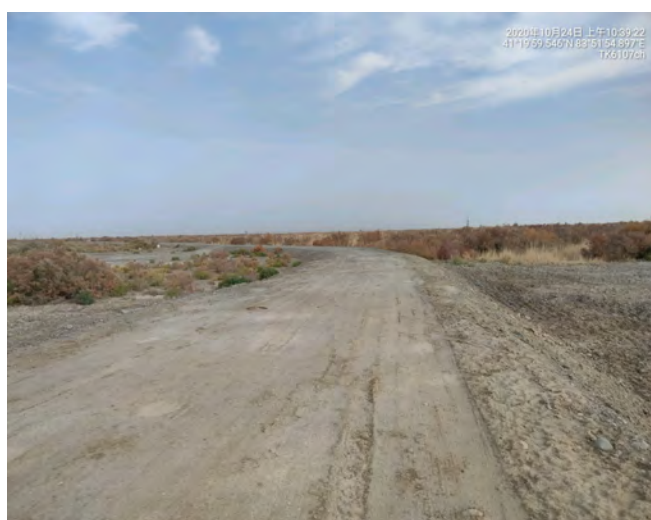
TK6107CH 井井场现状



TK6107CH 井依托已有管线



TK6107CH 井依托井场已有加热炉



TK6107CH 井井场道路



TK689CH 井井场现状



TK689CH 井井场道路



TK689CH 井依托已有管线



T807KCH 井井场现状



T807KCH 井井场道路



T807KCH 井井场新建加热炉



T807KCH 井井场周边棉田

本项目现场踏勘照片

表一 项目总体情况

建设项目名称	塔河油田主体区块奥陶系油藏 2018 年第一期侧钻项目				
建设单位名称	中国石油化工股份有限公司西北油田分公司				
建设项目性质	<input type="checkbox"/> 新建 <input checked="" type="checkbox"/> 改扩建 <input type="checkbox"/> 技改 <input type="checkbox"/> 迁建 <input type="checkbox"/> 其他				
建设地点	位于阿克苏地区库车市境内、西北油田分公司南部塔河油田主体区（2 区-8 区）				
环境影响报告表名称	《塔河油田主体区块奥陶系油藏 2018 年第一期侧钻项目》				
环境影响报告表编制单位	河北省众联能源环保科技有限公司				
初步设计单位	/				
环评审批部门	阿克苏地区生态环境局	审批文号及时间	阿地环函字[2019]808 号，2019 年 12 月 31 日		
初步设计审批部门	/	审批文号及时间	/		
环境保护设施设计单位	/	环境保护设施施工单位	TK233XCH井：中石化第五建设有限公司；T807KCH井：河南长兴建设集团有限公司		
验收调查单位	新疆新能源（集团）环境检测有限公司	调查日期	2020年10月23日-25日		
设计生产规模（交通量）	部署采油井7口，新建产能单井日产16t/d	建设项目开工日期	2020年4月3日		
实际生产规模（交通量）	部署采油井7口，新建产能单井日产16t/d（验收期间，实际单井日产7.9t/d）	建设项目完工日期	2020年12月30日		
验收调查期间生产规模（车流量）	部署采油井7口，新建产能单井日产16t/d（验收期间，实际单井日产7.9t/d）	验收工况负荷	——		
投资总概算（万元）	14262	环境保护投资总概算（万元）	161	比例	1.12%
实际总概算（万元）	14262	环境保护投资（万元）	177	比例	1.24%
项目建设过程简述（项目立项～调试）	目前，塔河油田主体区奥陶系油藏地下情况已基本探明，井区的开发正在进行，为了尽快形成原油生产能力，满足原油上产的需要，				

	<p>提高该区整体开发效益，根据开发产能建设安排，开展实施了地面建设工程“塔河油田主体区块奥陶系油藏 2018 年第一期侧钻项目”（以下简称“本项目”）。</p> <p>2019 年 11 月，河北省众联能源环保科技有限公司编制完成了本项目环境影响报告表，2019 年 12 月 31 日，阿克苏地区生态环境局以阿地环函字[2019]808 号文对本项目环境影响报告表予以了批复。</p> <p>本项目开工日期为 2020 年 4 月 3 日，完工日期为 2020 年 12 月 30 日。</p> <p>2020 年 9 月，中国石油化工股份有限公司西北油田分公司委托新疆新能源（集团）环境检测有限公司开展本项目竣工环境保护设施验收调查工作。</p>
--	--

表二 工程概况

2.1 工程建设内容

本项目位于阿克苏地区库车市境内、西北油田分公司南部塔河油田主体区（2 区-8 区），地理坐标为东经 $83^{\circ}20' \sim 83^{\circ}39'$ 、北纬 $41^{\circ}00' \sim 41^{\circ}30'$ 。本项目地理位置见图 2-1。

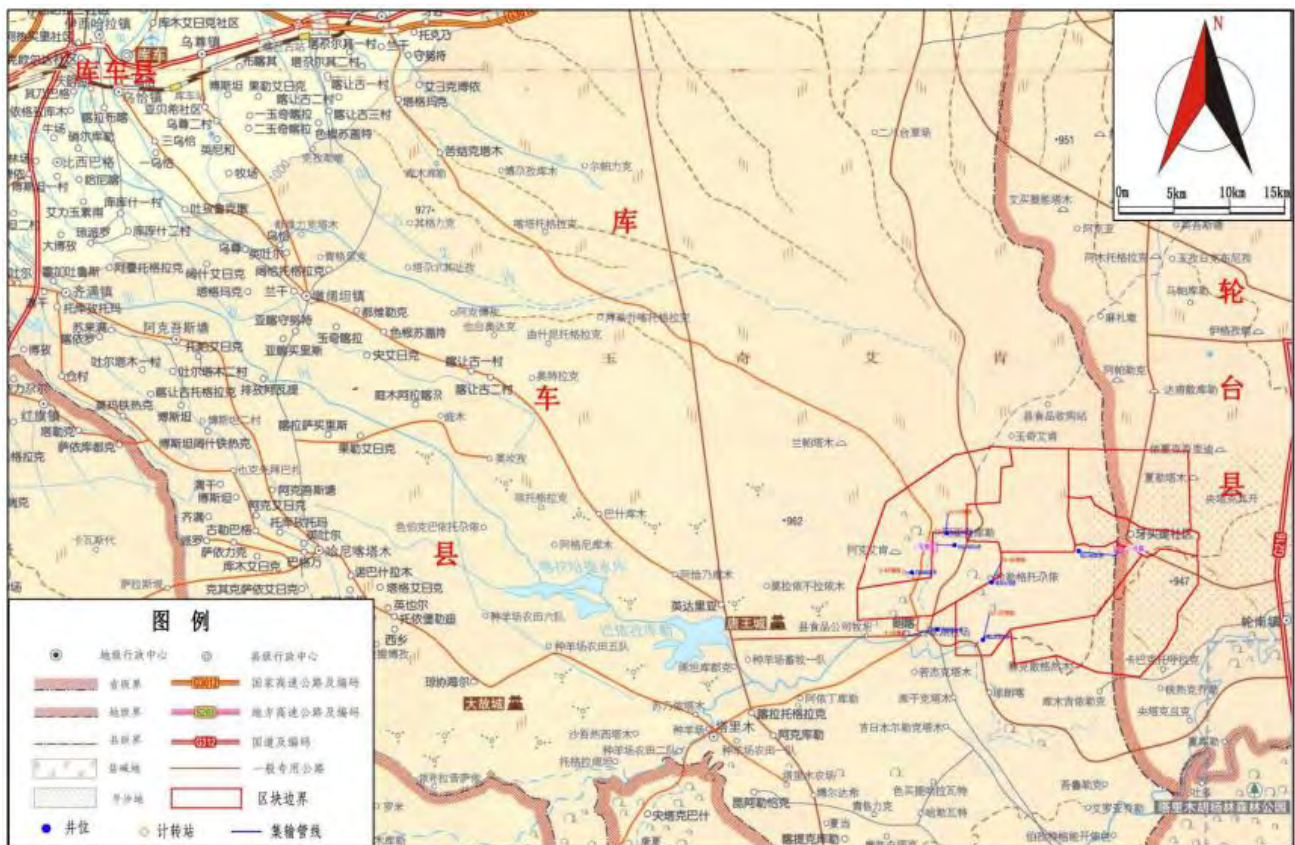


图 2-1 本项目地理位置示意图

2.2 工程建设内容及规模

本项目新部署油井 7 口，井号分别为：TK261CH、TK618CH3、TK6107CH、TK689CH、TK319CH3、TK233XCH、T807KCH，这 7 口单井的钻井工程均已取得钻井期环评手续，并通过了竣工环境保护验收，因此本项目无钻井工程，本次验收内容不包括上述 7 口单井的钻井工程。本项目新部署的 7 口单井钻井期环保手续详见表 2-1。

表 2-1 本项目新部署的 7 口单井钻井期环保手续一览表

序号	项目名称	建设项目环境影响评价		建设项目竣工环境保护验收	
		审批单位	批准文号及批准时间	验收调查单位	验收时间
1	中国石化西北油田分公司 TK233XCH 井项目	阿克苏地区环境保护局	阿地环函字[2017]664 号, 2017 年 12 月 22 日	新疆维吾尔自治区环境保护科学研究院	2020 年 3 月 16 日
2	中国石化西北油田分公司 TK261CH 井项目	阿克苏地区环境保护局	阿地环函字[2017]665 号, 2017 年 12 月 22 日	新疆维吾尔自治区环境保护科学研究院	2020 年 3 月 16 日
3	中国石化西北油田分公司 TK319CH3 井项目	阿克苏地区环境保护局	阿地环函字[2018]79 号, 2018 年 2 月 26 日	新疆维吾尔自治区环境保护科学研究院	2020 年 3 月 16 日
4	西北油田分公司 TK618CH3 井	阿克苏地区环境保护局	阿地环函字[2017]667 号, 2017 年 12 月 22 日	新疆天合环境技术咨询有限公司	2020 年 1 月 9 日
5	西北油田分公司 TK6107CH 井	阿克苏地区环境保护局	阿地环函字[2017]670 号, 2017 年 12 月 22 日	新疆天合环境技术咨询有限公司	2019 年 12 月 4 日
6	西北油田分公司 TK689CH 井	阿克苏地区环境保护局	阿地环函字[2017]668 号, 2017 年 12 月 22 日	新疆天合环境技术咨询有限公司	2020 年 1 月 9 日
7	西北油田分公司 TK689CH 井	阿克苏地区环境保护局	阿地环函字[2017]663 号, 2017 年 12 月 22 日	新疆天合环境技术咨询有限公司	2020 年 1 月 9 日

本项目建设内容及规模主要为:

①本项目新部署采油井 7 口: TK261CH 井、TK618CH3 井、TK6107CH 井、TK689CH 井、TK319CH3 井、TK233XCH 井、T807KCH 井; T807KCH 井于 2020 年 11 月 18 日停井, 目前处于注水闷井阶段, 其余单井处于采油阶段。本项目新建产能单井日产 16t/d, 验收期间, 实际单井日产 7.9t/d;

②采油井均采用井口加热, 掺稀三管集输工艺, 根据新井原油物性及地理位置, 根据原油物性及地理位置分别就近进入计转站;

③TK233XCH 井、T807KCH 井单井部分新建集输管线 7.044km, 新建燃料气管线 4.476km。2 座井场新建 200kW 单盘管燃气加热炉 2 台。TK261CH 井、TK618CH3 井、TK6107CH 井、TK689CH 井、TK319CH3 井均为在现有老井基础上进行侧钻后的采油井, 并已建设有管线进相应站场生产。本项目地面工程均

依托原有设施及地面工艺部分，均有完善地面配套设施。

④8-1 计转站扩建 8 井式撬装选井计量阀组 1 套。

⑤同时完善供配电、通信等配套工程。

本项目主要工程内容及规模详见下表 2-2。

表 2-2 本项目主要工程内容一览表

工程类别	工程内容			设计建设内容及规模	实际建设内容及规模	备注
主体 工程	地面 工程	站场	采油工程	(1) 新部署 7 口采油井: TK261CH 井、TK618CH3 井、TK6107CH 井、TK689CH 井、TK319CH3 井、TK233XCH 井、T807KCH 井; (2) 新建产能单井日产 16t/d。	(1) 新部署 7 口采油井: TK261CH 井、TK618CH3 井、TK6107CH 井、TK689CH 井、TK319CH3 井、TK233XCH 井、T807KCH 井; T807KCH 并于 2020 年 11 月 18 日停井, 目前处于注水闷井阶段, 其余单井处于采油阶段。 (2) 新建产能单井日产 16t/d (验收期间, 单井日产 7.9t/d)。	(1) 验收期间, 实际单井日产减少了 8.1t/d; (2) 其余与环评一致。
			井口加热炉	TK233XCH 井、T807KCH 井 2 座井场新建 200kW 单盘管燃气加热炉 2 台。其余井场加热炉依托已有。	TK233XCH 井、T807KCH 井 2 座井场新建 200kW 单盘管燃气加热炉 2 台。。其余井场加热炉依托已有。	与环评一致
		集输工程	计转站	8-1 计转站扩建 8 井式撬装选井计量阀组 1 套	8-1 计转站扩建 8 井式撬装选井计量阀组 1 套	与环评一致
			管线规格	(1) 集输管线规格为: 高压柔性复合管; (2) 燃料气管线规格为: $\Phi 48 \times 4\text{mm}$, 20# 无缝钢管。	(1) 集输管线规格为: RF-Y(S)-II-128 \times 13-6.4mm 高压柔性复合管; (2) 燃料气管线规格为: $\Phi 48 \times 4\text{mm}$, 20# 无缝钢管。	与环评一致
			管线长度及铺设方式	(1) 新建集输管线 7.58km (TK233XCH 井至 2-2 计转站 3.31km、T807KCH 井至 8-1 计转站 4.27km); (2) TK233XCH 井及 T807KCH 井与就近油井燃气管道串接, 总长为 2km; (3) 其余井场管线依托已有。	(1) 新建集输管线 7.044km (TK233XCH 井至 2-2 计转站 3.71km、T807KCH 井至 8-1 计转站 3.334km); (2) 新建井场燃气 4.476km (TK233XCH 井至 2-2 计转站 1.412km, 集输管线及燃料气管线不同沟铺设、T807KCH 井至 8-1 计转站 3.334km, 集输管线及燃料气管线同沟铺设); (3) 其余井场管线依托已有。	(1) 新建集输管线长度减少了 0.536km, 新建天然气管线长度增加了 2.476km; 新建管线较环评阶段长度共计增加了 1.94km, 20.25% (2) T807KCH 井至 8-1 计转站 3.334km, 集输管线及燃料气管线由不同沟铺设变动为同沟铺设, 减少了临时占地面积, 优于设计。 (3) 其余与环评一致。

表 2-2 本项目主要工程内容一览表（续）

工程类别	工程内容	设计建设内容及规模	实际建设内容及规模	备注
配套工程	供电工程	TK233XCH 井、T807KCH 井 2 口单井高压电源 10kV 线路就近接附近电网，新建 10kV 架空线路 1.9km。	TK233XCH 井、T807KCH 井 2 口单井高压电源 10kV 线路就近接附近电网，新建 10kV 架空线路 1.9km。	与环评一致
	供水	施工期生产用水来自井场消防水井，工作人员生活用水由罐车拉运；运营期井场不需供水。	施工期生产用水来自井场消防水井，工作人员生活用水由罐车拉运；运营期井场不需供水。	与环评一致
	供热工程	本项目新建单井采用井口加热集输工艺，气源为自产返输干气。	本项目新建单井采用井口加热集输工艺，气源为自产返输干气。	与环评一致
	道路工程	完善钻井期间的支线道路1.2km。	未完善	道路完好无需完善
		通信电缆，与集输管线同沟铺设 7.58km。	通信电缆，与集输管线同沟铺设5.334km。	长度减少了2.246km
依托工程	原油处理、天然气处理	本项目的 TK233XCH 井进 2-2 计转站，TK261CH 井进 4-4 计转站、TK319CH3 井进一号联合站、TK618CH3 井进二号联合站、TK6107CH 井进 6-1 计转站、TK689CH 井进 6-4 计转站、T807KCH 井进 8-1 计转站，这 7 口井的原油和天然气托塔河油田一号、二号、三号联合站处理。	本项目的 TK233XCH 井进 2-2 计转站，TK261CH 井进 4-4 计转站、TK319CH3 井进一号联合站、TK618CH3 井进二号联合站、TK6107CH 井进 6-1 计转站、TK689CH 井进 6-4 计转站、T807KCH 井进 8-1 计转站，这 7 口井的原油和天然气托塔河油田一号、二号、三号联合站处理。	与环评一致
	废水处理	（1）井下作业废水采用专用罐运至塔河油田绿色环保站处理； （2）采出水依托塔河油田一号、二号、三号联合站废水处理系统。	（1）井下作业废水采用专用罐运至塔河油田绿色环保站处理； （2）采出水依托塔河油田一号、二号、三号联合站污水处理系统。	与环评一致
	固废处理	生活垃圾和油泥（砂）运至塔河油田绿色环保站处理。	生活垃圾和油泥（砂）运至塔河油田绿色环保站处理。	与环评一致

2.3 劳动定员与工作制度

本项目运行期井场为无人值守场站，不新增劳动定员，依托采油一厂、二厂、三厂现有人员定期巡检。

2.4 本项目占地及平面布置

根据环评报告表，本项目施工临时占地面积共计为 65079.3m²，永久占地面积为 14000m²。

本项目实际施工临时占地共计为 64824m²，临时占地面积较环评阶段共计减少了 255.3m²，本项目单井均为原有井的侧钻井，无新增永久占地。

本项目占地类型为荒漠草地，其次是未利用荒地。

本项目管线走向示意图见图 2-2。

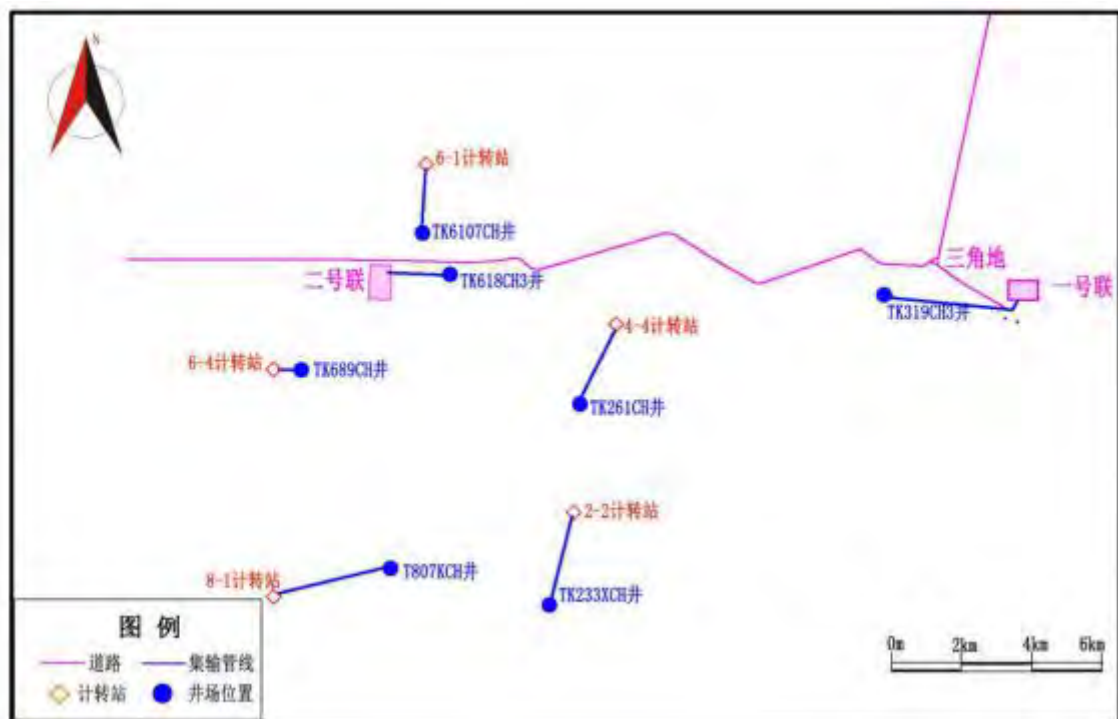


图 2-2 本项目井位及管线平面布置示意图

2.5 依托工程

2.5.1 塔河油田一号联合处理站

本项目 TK233XCH 井进计转站、TK261CH 井进 4-4 计转站、TK319CH3 井进一号联合处理站，这 3 口井的原油和天然气依托塔河油田一号联合站处理。塔河油田一号联合站（原名为艾桑油气田联合站）始建于 1998 年 5 月，并于当年 11 月建成投入试运行。一号联合站包括原油处理系统、原油稳定系统、轻烃处理系统和污水处理系统对原油、天然气、采出水进行处理。

一号联合站主要包括 $270 \times 10^4 \text{t}$ 原油处理系统（1 套 $120 \times 10^4 \text{t}$ 中质油处理系统和 1 套 $150 \times 10^4 \text{t}$ 重质油处理系统）、 $200 \times 10^4 \text{t}$ 原油稳定系统，80 万方轻烃处理系统（30 万方轻烃处理和 50 万方轻烃处理两套装置）， $15500 \text{m}^3/\text{d}$ 污水处理系统（ $6500 \text{m}^3/\text{d}$ 和 $9000 \text{m}^3/\text{d}$ 污水处理系统各 1 套）。截止 2019 年底原油处理系统实际处理量为 $95.3 \times 10^4 \text{t}/\text{d}$ 、水 $13812.88 \text{m}^3/\text{d}$ 、气 74 万 m^3 。

（1）原油处理系统

目前一号联合站设计年处理原油量达到 $270 \times 10^4 \text{t}$ ，包括 1 套 $120 \times 10^4 \text{t}$ 中质油处理系统和 1 套 $150 \times 10^4 \text{t}$ 重质油处理系统。

$120 \times 10^4 \text{t}$ 中质油处理系统目前主要负责塔河油田一、二、三、九号片区的中质原油的油、气、水三相分离、原油储存以及全站外输原油的混配工作。来液首先进入储罐区储存、脱水，初步脱水后的原油混合物进入中质油处理系统分离。

$150 \times 10^4 \text{t}$ 重质油处理系统负责处理塔河油田的稠油及一、三、四号片区分离出的天然气。三相分离器将各小站的稠油进行油、气、水三相分离，分离后天然气进除油器或放空，污水进入污水处理系统，油则进入分离缓冲罐，经升压加热后进入热化学脱水器，分离出的水进入污水处理系统，油则进入储罐进行沉降。

（2）原油稳定系统

经过脱水处理后的中质原油经进料加热炉加热后与经过脱水处理后的重质原油混合进入原油稳定塔进行负压闪蒸，原稳塔底油经原稳塔底泵提升后进原油外输首站或进储罐储存。塔顶气经增压、冷却进塔顶三相分离器进行油气水三相分离，分离器顶部的气体计量后去轻烃回收装置，分离器分出的轻烃经轻烃提升泵提升后进轻烃回收装置，分离器分出的污水去塔河联合站污水处理装置。

（3）轻烃装置

塔河油田一号联轻烃装置位于塔河一号联合站内，设计天然气处理能力分别为 $30 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 和 $50 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，目前天然气处理能力为 $80 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。这两套装置主要处理塔河油田 1 区、2 区、3 区、4 区、9 区、AT2 南区块、YT2 区块、T903 区块、西达里亚区块的伴生气，处理后天然气除供燃气电站发电和生产、生活燃料用气外，剩余天然气进入输气首站。

$30 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 装置采用原料气增压、分子筛脱水、膨胀机+丙烷辅助制冷工艺。 $50 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 轻烃回收装置采用原料气增压、分子筛脱水、膨胀机+DHX（重接触塔）+丙烷辅助制冷工艺。

（4）污水处理系统

一号联合站污水处理系统包括 $6500 \text{m}^3/\text{d}$ 和 $9000 \text{m}^3/\text{d}$ 污水处理系统各一套，合计处理能力为 $15500 \text{m}^3/\text{d}$ 。承担着塔河油田一厂范围内集输系统污水的处理任务，主要包括污水处理工艺主流程及由污水、污油回收流程、污泥处理系统、反冲洗系统、加药系统组成的辅助系统。

原油处理系统设计处理量为 $270 \times 10^4 \text{t/a}$ ，2019 年实际处理量为 $95.34 \times 10^4 \text{t/a}$ ，处理负荷为 35.3%。污水处理系统设计处理能力为 $15500 \text{m}^3/\text{d}$ ，2019 年实际日均处理

水量为 $13812.88\text{m}^3/\text{d}$ ，处理负荷为 89%。本项目运营期新增井下采出水量 $17.6\text{m}^3/\text{d}$ （TK233XCH 井、TK261CH 井、TK319CH3 井），可以依托一号联合站的污水处理系统处理污水。

2.5.2 塔河油田二号联合站

（1）原油处理系统

本项目的 TK689CH 井进 6-4 计转站、TK6107 井进 6-1 计转站、TK618CH3 井进塔河油田二号联合站，这 3 口井的原油和天然气依托塔河油田二号联合站处理。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 $150\times 10^4\text{t/a}$ ，负责塔河油田 6 区、7 区、10 区油区的原油处理任务。

随着塔河油田 12 区的勘探开发和原油产量的不断增加，2008 年对二号联合站进行扩建。二号联合站扩建规模 $240\times 10^4\text{t/a}$ （综合含水 30%），组成第二套原油处理装置，加上最初建设的 $150\times 10^4\text{t/a}$ 原油处理（第一套原油处理）装置（综合含水 $\leq 5\%$ ），二号联合站扩建后的最终规模为 $390\times 10^4\text{t/a}$ 。目前二号联实际进站液量为 $14987\text{m}^3/\text{d}$ ，进站油量为 $12738\text{m}^3/\text{d}$ 。本项目新增原油量 35.46t/d ，可以依托塔河油田二号联合站处理。

（2）塔河油田二号联合站污水处理系统

本项目的 TK689CH 井、TK6107 井、TK618CH3 井这 3 口井的井下采出水可以依托塔河油田二号联合站的污水处理设施处理。

塔河油田二号联合站现有污水处理系统设计规模为日处理 $7000\text{m}^3/\text{d}$ 。截至 2014 年底，该系统处理规模为 $2800\text{m}^3/\text{d}$ ，余量为 $4200\text{m}^3/\text{d}$ 。本项目运营期新增井下采出水量 $26.94\text{m}^3/\text{d}$ ，可以依托二号联合站的污水处理系统处理污水。二合联合站污水处理能力平衡分析情况见表 2-3。

表 2-3 塔河油田二号联合站污水处理能力

名 称	单位	设计能力	运行现状	余量平衡情况	本项目	依托可行性
污水处理	m ³ /d	7000	2800	4200	26.94	可行

2.5.3 塔河油田三号联合站

本项目 TK689CH 井、T807KCH 井的原油及天然气依托塔河油田三号联合站处理。塔河油田三号联合站位于托甫台区块东北方向，根据目前的生产分工，塔河油田三号联合站主要处理 8 区、10 区、11 区和托甫台区块的原油。塔河油田三号联合站于 2007 年 1 月取得了竣工环保验收意见。塔河油田三号联合站液处理总能力约 $460 \times 10^4 \text{t/a}$ 、原油处理总能力约 $230 \times 10^4 \text{t/a}$ ，实际处理液能力约 12000t/d，目前处理液量约 8800t/d。

塔河油田三号联采用大罐沉降工艺，有 6 座 5000m³ 罐，2 座 10000m³ 罐。

塔河油田三号联合站污水处理系统设计处理能力为 6500m³/d，目前实际日均处理水量为 1000m³/d。本项目含油污水经三号联合站水处理站处理后，达到回注标准回注地层。塔河油田三号联合站污水处理系统采用压力高效聚结斜管除油器加一级过滤器的压力流程。油站来水先进污水接收罐，经泵提升后进入高效聚结斜管除油器除油、除悬浮物，再经核桃壳过滤进一步除油和悬浮物，并在流程中通过投加配套化学药剂，增强污水处理效果，使处理后污水达到回注水质标准。塔河油田三号联合站污水处理工艺流程见图 2-4。

目前，塔河油田三号联污水处理装置其处理污水量为 1000m³/d，本项目 T807KCH 井产生的采出水量为 13.65t/d，因此塔河油田三号联污水处理系统可以满足本项目的污水处理需求。

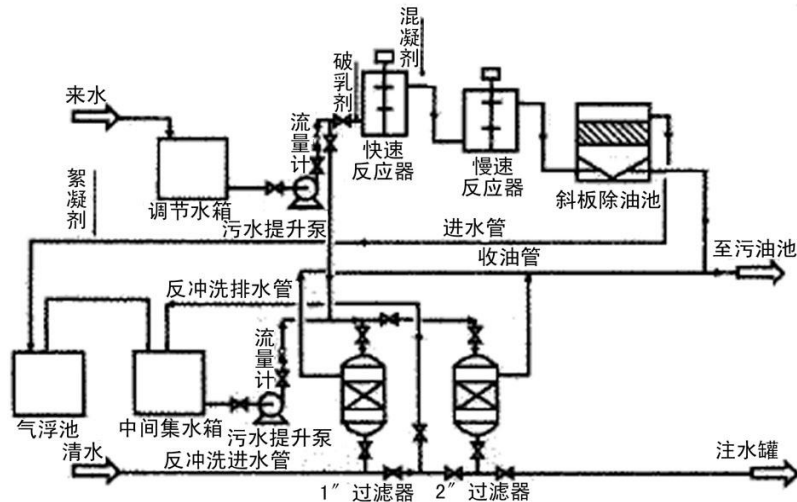


图 2-4 塔河油田三号联合站污水处理工艺流程示意图

2.5.4 塔河油田绿色环保站

2019 年初，西北油田分公司成立了塔河油田绿色环保站，该站包含了原塔河油田一号固废液处理站和塔河油田污油泥处理站，仅进行了整合和更名，不存在规模、地点、工艺等变化。

2.5.4.1 塔河油田一号固废液处理站

本工程产生酸化压裂废水和生活垃圾经统一收集后送塔河油田一号固废液处理站处理。塔河油田一号固废液处理站扩建工程于 2014 年 6 月 12 日取得环评批复（阿地环函字〔2014〕236 号），由于该工程建设规模发生变化，于 2015 年 9 月重新审批，并于 2015 年 12 月 17 日取得环保竣工验收批复（阿地环函字〔2015〕501 号）。

塔河油田一号固废液处理站位于库车市与轮台县交界处，行政区划隶属阿克苏地区库车市，距轮台县约 51km，距轮南镇 23.5km，东侧 15.0km 为沙漠公路，东南侧 3.75km 为塔河油田采油一厂基地，中心地理坐标为东经 84°01'31.09"，北纬 41°20'53.44"。塔河油田一号固废液处理站处理塔河油田废液、洗井废液、压裂酸化液及生活垃圾、含油废物等工业固体废物。塔河油田一号固废液处理站处

理塔河油田废液、洗井废液、压裂酸化液及生活垃圾、含油废物等工业固体废物。

塔河油田一号固废液理场现有 2 座 10000m^3 工业垃圾池、2 座 10000m^3 生活垃圾池、6 座总容积为 $10\times 10^4\text{m}^3$ 固体垃圾池、3 座污油泥接收池总容积为 36000m^3 、1 座 5000m^3 脱硫剂暂存池、1 座 5000m^3 药渣暂存池、废液接收池（包括 2 个接液池、1 个沉降池和 1 个隔油池） 9000m^3 、一体化设备配套处理设施（包括缓冲沉降池、二次调节池、加药调节池） 1430m^3 、一体化汽浮处理设备及相应的公用设施。

塔河油田一号固废液处理站储存池采用防渗处理，防渗层设计防渗系数小于 $1.0\times 10^{-7}\text{cm/s}$ ，防渗材料采用高密度、耐高压、耐腐蚀的人工合成防渗材料，在填埋场增设渗滤液集排水设施。塔河油田一号固废液处理站处理泥饼含水率 65%，污水脱出率 80% 以上，泥饼浸出液含油 5.12mg/L ，达到《污水综合排放标准》（GB8979-1996）二级标准要求。

塔河油田一号固废液处理站目前接收工业垃圾 $1.1\times 10^4\text{m}^3$ （剩余 $0.9\times 10^4\text{m}^3$ ），接收生活垃圾 $0.98\times 10^4\text{m}^3$ （剩余 $1.02\times 10^4\text{m}^3$ ），接收含油污泥 $3.4\times 10^4\text{m}^3$ （剩余 $7.4\times 10^4\text{m}^3$ ），接收废液 $12\times 10^4\text{m}^3$ （剩余 $4.0\times 10^4\text{m}^3$ ）。本项目产生的井下作业废水采用专用废液专用罐收集拉运至塔河一号固废液处理站，一号固废液处理站完全可以接纳本项目的废液产生量，可以依托。截至验收期间，本项目未产生井下作业废水。

2.5.4.2 塔河油田污油泥处理站

本工程产生的油泥（砂）运至塔河油田污油泥处理站处理。

塔河油田污油泥处理站于 2012 年进行了环境影响评价工作，并于 2015 年 5 月 13 日取得环保竣工验收批复（阿地环函字〔2015〕209 号）。由于该工程建设

规模发生变化，于 2015 年 7 月重新审批，审批文号为阿地环函字〔2015〕811 号。

（1）基本情况

油泥主要来源为：废液油泥、落地油泥、集输系统污油泥、污水处理系统油泥，设计年处理规模 $3 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，目前实际处理量约为 $2 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 。

油泥砂处理场紧邻塔河油田一号固体废物液废处理场北，平面布置图 2-3。

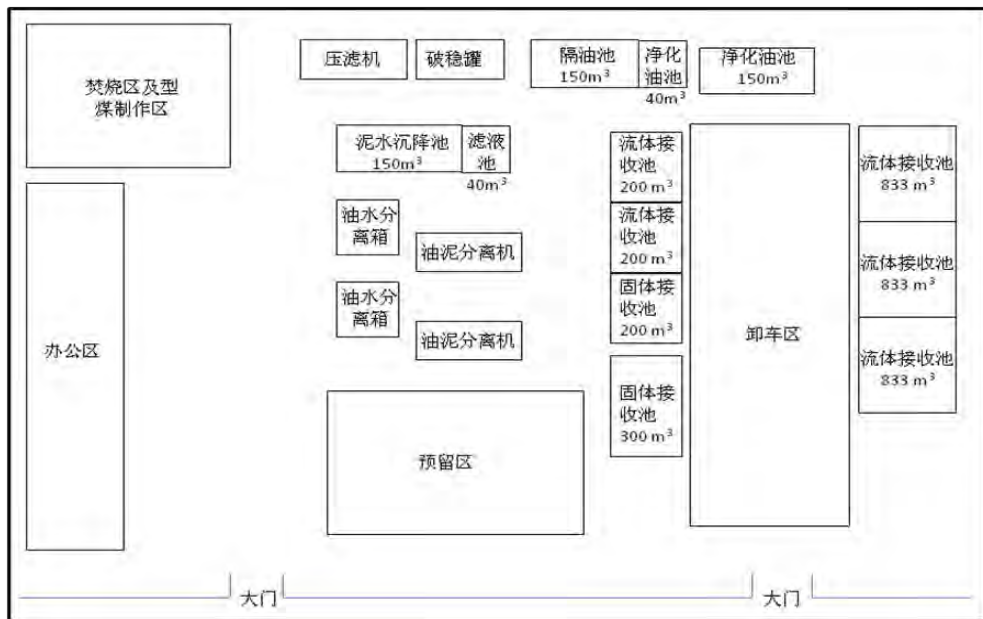


图 2-3 塔河油田污油泥处理站平面布置示意图

（2）工艺流程

化学热洗作为主导工艺，辅助焚烧处理技术，主体工艺流程主要包括：预液化单元、油泥分离单元、固液分离单元、油水分离单元、供热单元，其主体工艺流程见图 2-4。

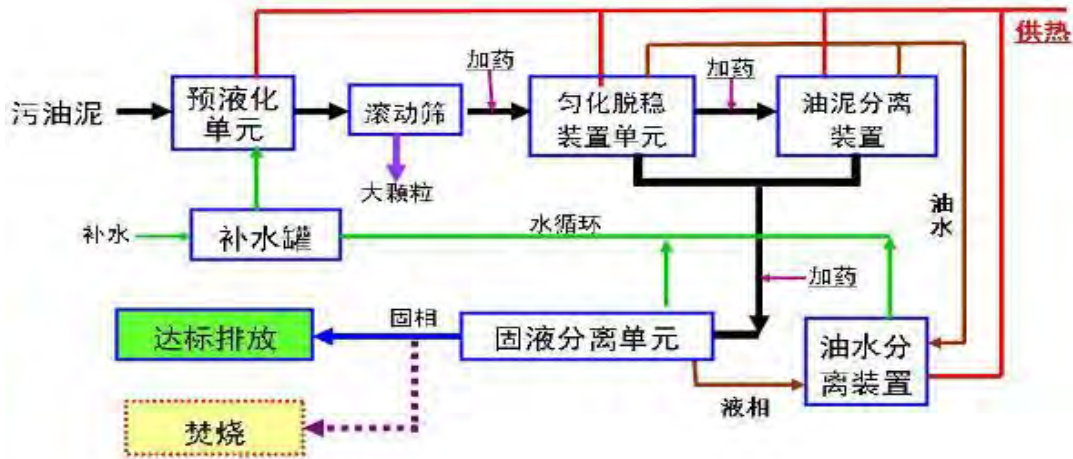


图 2-4 塔河油田污油泥处理站工艺流程示意图

塔河油田污油泥处理站设计年处理规模 $3 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，目前实际处理量约为 $2 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，依据塔河油田污油泥处理站的油泥剩余处理能力，可以满足本项目废油处理。截至验收期间，本项目未产生油泥（砂）。

2.6 本项目主要工艺流程

2.6.1 气田开发工艺流程概述

油气田开发建设过程中对环境的影响主要分为钻井过程、地面工程以及油气田生产期的采油和油气集输过程。

本项目无钻井工程，因此本次验收内容不包括钻井工程。

油气田开发过程工艺流程及排污节点见图 2-5。

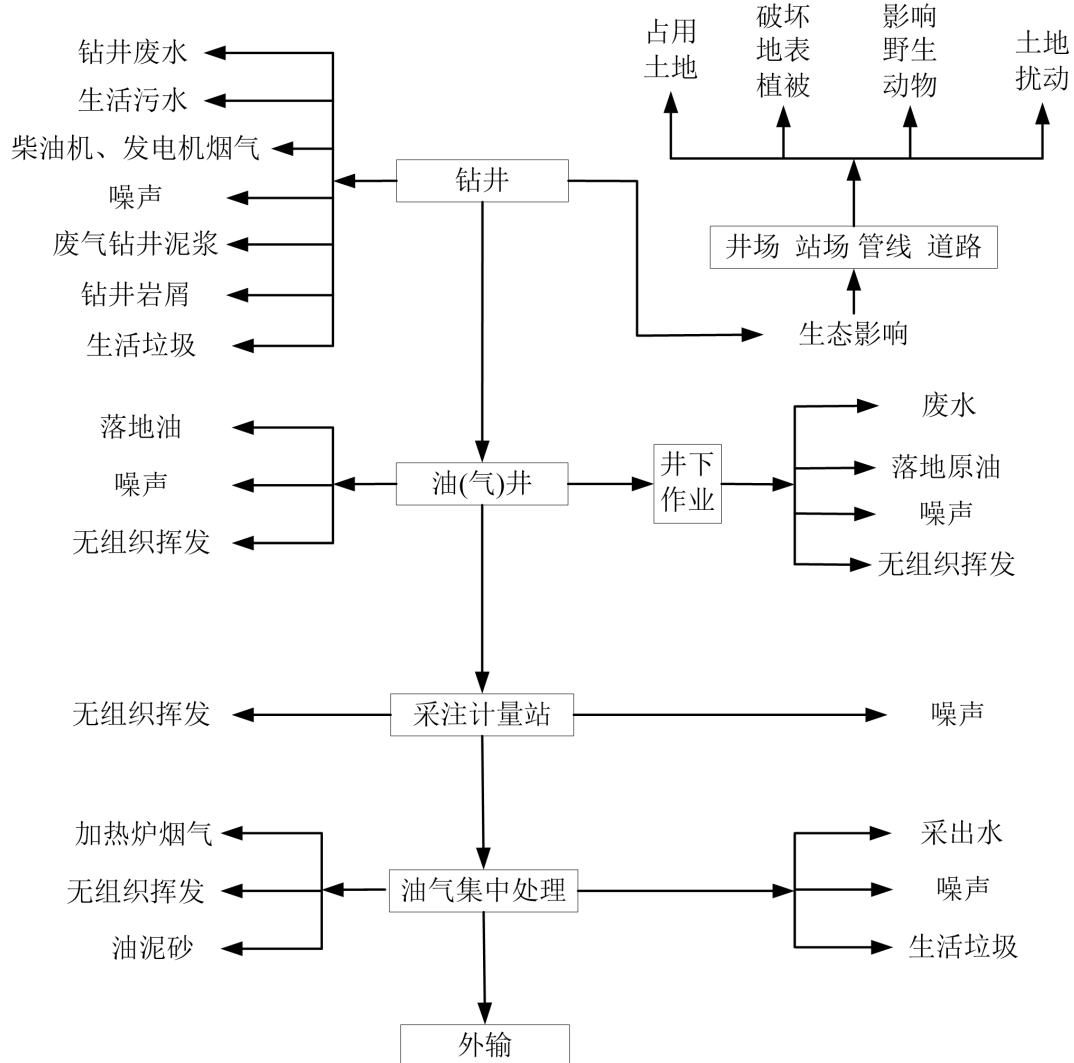


图 2-5 油气田开发工艺过程及污染物排放流程示意图

根据本项目建设内容和生产特点，其环境影响因素体现在施工期和生产运行期两个时段。

2.6.2 施工期工艺流程及排污节点分析

本项目施工期环境影响因素主要体现在井场至计转站之间的管线施工、井场设施安装活动中；废气主要来施工产生的扬尘和施工车辆尾气等；废水主要为施工人员生活污水；噪声来自施工设备，运输车辆噪声；固体废物来自工作人员生活垃圾和管线施工的土方。

2.6.3 运行期工艺流程及排污节点分析

本项目建设的井采用自喷采油方式，井场采油树设有地面安全截断阀，在压力超高或超低时可自动截断。为减少采出液粘滞性，便于集输，井场设真空加热炉对采出液进行加热。真空加热炉又称水套炉，是在油井井场用来给油井产出的油气进行加热降粘的装置。在加热炉的筒体中，装设了火筒、烟管、油盘管等部件，他们占据了筒体的一部分空间，其余的空间装的是水。燃料在火筒中燃烧后，产生的热能以辐射、对流等传热形式将热量传给水套炉中的水，使水的温度升高，并部分汽化，水及其蒸汽再将热量传递给油盘管中的原油，使油获得热量，温度升高。释放潜热后的蒸汽发生相变，凝结成液滴后靠重力落回液面，进行二次加热，如此循环往复，实现连续加热。真空加热炉在调试期，打开炉体进水阀，向炉体内注入清洁水，待注水完毕后，打开炉体顶部阀门与大气相通，启动燃烧机进行加热，使热载体在加热过程中得以汽化，从而利用生成的气相热载体的携带作用来排出炉体中的空气，当排至一定程度后，封闭炉体顶部阀门，形成封闭的汽相及液相空间。因为气相空间中不凝气（空气）比例很小，因此称为真空加热炉。运营期采油井采出液通过井口模块油嘴一级节流后进井场新建加热炉，经过加热炉加热并节流后由新建管线进入区域计转站，最终由计转站输送至联合站处理。加热炉可实现对采出液自动加热，根据气候气温自动调节和运行。

运行期废气主要是油气集输过程中产生一定量的烃类挥发、加热炉产生的烟气；废水主要是井下作业废水及采出水；固体废物主要为井下作业产生的油泥，噪声主要来自井口装置、加热炉运行时发出的噪声。

2.7 实际工程量及工程建设变动情况

本项目变动内容详见表 2-4。

表 2-4 本项目主要变动内容一览表

工程内容	设计建设内容及规模	实际建设内容及规模	备注
采油工程	(1) 新部署 7 口采油井； (2) 新建产能（原油）单井日产 16t/d。	(1) 新部署 7 口采油井，其中 T807KCH 井于 2020 年 11 月 18 日停井，目前处于注水闷井阶段，其余单井处于采油阶段。 (2) 新建产能（原油）单井日产 7.9t/d。	新建产能规模单井日产减少了 8.1t/d；
管线长度及铺设方式	(1) 新建集输管线 7.58km； (2) TK233XCH 井及 T807KCH 井与就近油井燃气管道串接，总长为 2km；	(1) 新建集输管线 7.044km； (2) 新建井场燃气 4.476km（TK233XCH 井至 2-2 计转站 1.412km，集输管线及燃料气管线不同沟铺设、T807KCH 井至 8-1 计转站 3.334km，集输管线及燃料气管线同沟铺设）。	(1) 新建集输管线长度减少了 0.536km，新建天然气管线长度增加了 2.476km；新建管线较环评阶段长度共计增加了 1.94km，20.25% (2) T807KCH 井至 8-1 计转站 3.334km，集输管线及燃料气管线由不同沟铺设变动为同沟铺设，减少了临时占地面积，优于设计。
通信工程	通信电缆，与集输管线同沟铺设 7.58km。	通信电缆，与集输管线同沟铺设 5.334km。	长度减少了 2.246km

根据《关于印发环评管理中部分行业建设项目重大变动清单的通知》（环办[2015]52 号，2015 年 6 月 4 日）中油气管道建设项目重大变动清单、“关于印发《新疆维吾尔自治区环境影响评价管理中建设项目重大变动界定程序规定》的通知”（新环环评发[2019]140 号，2019 年 11 月 13 日）及《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 年 12 月 13 日）中第十七条，本项目实际建设性质、规模、地点、采用的生产工艺或防治污染、防止生态破坏的措施与环评文件及批复比较，本项目变动内容不属于重大变动。

2.8 生态保护工程和设施

2.8.1 工程占地情况

本项目占地主要为井场、管线等占地，本项目施工临时占地为 64824m²，占地类型为荒漠草地，其次是未利用荒地。

2.8.2 施工期对生态环境的影响调查

本项目包含采油工程以及原油集输等多种工艺的系统工程，油田开发是呈点、线、网状布局，本项目施工期对生态环境的影响主要表现在对沿线生态系统、土壤结构、植被、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响。本项目占地主要为铺设管线的施工占地，机械、运输车辆对植被的碾压、人员踩踏、材料占地、土体翻出堆放地表等活动使植被遭到破坏、被铲除，野生动物受惊吓和驱赶，暂时性破坏了原有生态环境的自然性。

（1）占地影响调查

本项目占地包括永久占地和临时占地，占地类型为荒漠草地，其次是未利用荒地。

根据现场勘查，施工结束后对临时占地进行了迹地清理、平整，释放了临时占地。管线建设时期对土地的临时性占用只是改变了土地原有的利用方式，部分土地类型发生了变化，但不会对土壤环境造成影响。

根据现场勘查，管线建成后进行了回填、迹地平整，开挖回填的沿线土壤呈疏松状态，且略高于地表 20~40cm。

（2）植被影响调查

根据现场勘查，本项目所处区域内的植被主要以耐旱、耐碱的多枝怪柳群系和盐穗木群系等荒漠类植物为主，本项目实施区域基本无天然植被生长，工程造

成的生物量损失很小。

根据现场勘查，临时占地已平整、清理，迹地已恢复，管沟已回填，管廊上方覆土高于地表外，管线两侧扰动范围内施工迹地基本恢复，临时占地植被在自然恢复过程中。

（3）野生动物影响

本项目施工区域野生动物生境单一，种类及数量很少，偶有少数两栖类、爬行类动物活动。本项目施工期除直接破坏野生动物的栖息环境外，各面、线状构造物对野生动物栖息地造成分割，加上各种机械产生的噪声和人员的干扰活动，使原先相对完整的动物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。随着施工结束，施工人员和机械撤出，上述影响逐步减小和消失。

因此，本项目施工期对占地、土壤、植物、野生动物等各生态要素影响轻微。

2.8.3 运行期对生态环境的影响

本项目运行期基本无生态影响活动，地表土壤、植被也将不再受到扰动，正在逐步的自然恢复过程中。

2.8.4 采取的主要生态保护措施

（1）管沟进行了分层开挖，分层堆放；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。根据现场勘查，施工结束后，施工单位已将管沟回填，管线两侧施工迹地基本恢复平整。

（2）能利用现有管线的，尽可能利用现有管线；新建管线避让了植被密集区，临时占用植被稀疏地。

（3）本工程在施工阶段，利用已有的油田道路，不开新路，减少了占地，

避免了对植被的影响。

(4) 施工过程均划定了施工作业范围，车辆按固定线路行驶，施工作业区域严格控制在征地范围内；未随意开设便道，未发现车辆乱碾乱压情况，防止扩大对土壤和植被的破坏范围。

(5) 施工单位各类施工材料无乱堆放现象，均堆放在工程占地范围内。

(6) 施工结束后，施工井场、管道等临时占地进行了清理平整，及时对管线进行了土方回填和平整。临时占地生态采取自然恢复措施。

(7) 按照职工培训计划，对员工进行了健康安全环保培训，加强了员工环保意识，项目实施过程中没有发生乱砍滥伐、捕猎野生动物的现象。

本项目生态环境保护措施落实情况见表 2-5。

表 2-5 生态环境保护措施落实情况调查

内容	环评中提出的生态环境保护措施	措施落实情况
施工期	本项目开发期要严格遵守国家和地方有关野生动物保护、水土保持法、防沙治沙等法律法规。主要采取以下生态保护措施，这些措施对于减少地表破坏，减缓水土流失，抑制荒漠化发展起到了一定的积极作用。1) 对气田内的永久性占地（井场、道路、集输管线等）合理规划，严格控制占地面积。2) 按设计标准规定，严格控制施工作业带（开挖）面积，油田公路和管线敷设施工宽度控制在设计标准范围内，并尽量沿道路纵向平行布设。以减少地表破坏，减少土方的暴露面积。3) 在道路边、油田区，设置保护生态环境、保护野生动植物等警示牌，并从管理上对作业人员加强宣传教育，切实提高保护作业区生态环境的意识。通过采取以上措施，本项目井场和道路永久占地面积可得到有效控制，管线临时占地可得到及时恢复。管道施工通常只有几个月，施工结束后受损植被可逐渐恢复，采取一些人工恢复措施后，受损生物量基本可以全部恢复。评价范围内，野生植物和野生动物大多是新疆地区的常见种，项目对野生植物和野生动物影响较小。	已落实 本项目生态影响主要来自施工期占地的影响，项目实施区域基本天然植被生长覆盖率较低，工程造成的生物量损失很小。车辆按固定线路行驶，施工作业区域严格控制在临时占地范围内；未随意开设便道，未发现车辆乱碾乱压情况，未发生乱砍滥伐及捕杀野生动物情况。根据现场踏勘，施工迹地已恢复，管沟已回填，施工期施工作业面积均未超过环评及批复。施工结束后，清理了施工迹地，临时占地生态采取自然恢复措施。

表 2-5 生态环境保护措施落实情况调查（续）

内容	批复中提出的生态环境保护措施	措施落实情况
施工期	强化生态环境保护措施。严格控制工程占地，对规划占地范围外的区域严禁机械及车辆出入、占用，避免破坏自然植被；严格落实《报告表》所提出生态保护措施，对占用的荒漠草地，按照土地管理部门要求进行赔偿。	已落实 通过现场踏勘，本项目主要来自施工期占地的影响，项目实施区域基本植被覆盖率低，工程施工造成的生物量损失很小。车辆按固定线路行驶，施工作业区域严格控制在临时占地范围内；未随意开设便道，对规划占地范围外的区域无车辆出入、占用。施工迹地已恢复，管沟已回填，施工期施工作业面积均未超过环评及批复规定的面积。施工结束后，对场地进行了清理、平整，以减少水土流失及利于植被的自然恢复。严格落实了《报告表》所提出生态保护措施，对占用的荒漠草地，按照土地管理部门要求进行赔偿。

通过以上生态保护措施，本项目对周边生态环境影响得到降低，本项目对生态的影响是可以接受的。根据现场勘查，本项目施工迹地基本得到了平整、清理，临时占地内植被处于自然恢复过程中；管线工程作业宽度未超过环评要求的作业宽度，管道全线地表已基本恢复和压实。

总体上，本项目在建设和调试运行期间基本落实了环评及批复中提出的各项生态环境保护措施。

2.9 污染防治和处置设施

2.9.1 大气污染物及防治措施

（1）大气污染源

本项目施工期大气污染源主要为管沟开挖、施工场地平整产生的扬尘，管线焊接产生的焊接烟气，施工机械驱动设备排放的废气、运输车辆尾气。

本项目运行期大气污染源主要为井场加热炉燃烧产生的烟气及油气集输过程中无组织挥发性有机废气。

（2）大气环境影响

本项目施工期短暂，大气环境影响随着施工期的结束而结束。

本项目运行期加热炉产生的烟气通过排气筒外排，主要污染物为颗粒物、

SO₂、NO_x；井场及油气集输过程产生的无组织废气污染物为非甲烷总烃及硫化氢，本项目区地势平坦，地域辽阔，废气扩散条件较好，对周边大气环境影响较小。

（3）主要采取的大气污染防治措施

①本项目施工期施工扬尘通过洒水抑尘等措施进行控制，施工是局部的、短期的，同时施工区域地势平坦、辽阔，废气扩散条件较好，随着施工期的结束，施工扬尘的影响也消失。

②施工区域内施工车辆按规定路线行驶，定期洒水降尘；物料临时堆放和运输均采用篷布遮盖等措施。

③施工期间定期对设备进行维护，同时少量施工机械、运输车辆的尾气具有排放分散的特点，项目周围无居民区等环境敏感目标，主要污染物对大气环境产生的影响随着施工的结束而结束。

④本项目运行期井场加热炉使用燃料为脱硫后的返输干气，属于清洁能源，井场采取油气计量及集输采用全密闭流程，同时定期对集输管线进行巡检、对各站场的设备、阀门等进行定期的检查、检修，从源头最大限度的减少泄露产生的无组织废气。

本项目大气污染防治措施落实情况见表 2-6。

表 2-6 大气污染防治措施落实情况调查

内容	环评中提出的大气污染防治措施	措施落实情况
施 工 期	<p>①施工物料按规范要求实施覆盖，场内装卸、搬倒物料应遮盖、封闭或洒水，不得凌空抛掷、抛撒。</p> <p>②建筑垃圾集中、分类堆放，及时清运；生活垃圾日产日清；施工现场不得熔融沥青、焚烧垃圾等有毒有害物质。</p> <p>③建筑垃圾在运输时应用苫布覆盖，避免沿途遗洒。</p> <p>④施工现场裸露的场地和集中堆放的土方应采取覆盖或固化等措施，对粉尘源进行遮盖遮挡。</p> <p>⑤购买成品管材，现场严格按操作规程焊接，减少焊接烟气量产生；管道试压采用氮气。</p> <p>(2) 机械设备和车辆废气污染防治措施对机械设备和车辆定期进行检测和保养维修，使其处于良好运行状态。</p>	<p>已落实</p> <p>本项目施工期废气主要包括管线施工产生的扬尘以及施工车辆尾气等。本项目施工期施工扬尘通过洒水抑尘等措施进行控制，施工是局部的、短期的，同时施工区域地势平坦、辽阔，废气扩散条件较好，随着施工期的结束，施工扬尘的影响也消失。施工期间定期对设备进行维护，同时少量施工机械、运输车辆的尾气具有排放分散的特点，项目周围无居民区等环境敏感目标，主要污染物对大气环境产生的影响随着施工的结束而结束。</p>
运 行 期	<p>运营期环境空气主要保护措施如下：</p> <p>1) 所有的加热炉用气均用天然气作为燃料，从而减少有害物质的排放。</p> <p>2) 项目采用密闭集输工艺，容易泄漏的关键危险部位采用先进设备和材料，站场和阀室以及沿线设可燃气体浓度检测系统、设 ESD 系统，严格控制挥发性有机物泄漏对大气环境影响。</p> <p>从以往同类管道站场的验收评价来看，以上环境空气污染防治措施可行，工程运行后，站场周围的环境空气质量不会低于现有功能。</p>	<p>已落实</p> <p>井场加热炉使用燃料为脱硫后的返输干气，采取油气计量及集输采用全密闭流程，同时加强井场阀门的检修与维护，从源头最大限度的减少泄露产生的无组织废气。根据验收期间监测结果可知，井场加热炉烟气满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值，井场厂界上风向、下风向非甲烷总烃最大排放浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放监控浓度限值，硫化氢最大排放浓度满足《恶臭污染物排放标准》（GB16297-1996）表 1 二级新扩改标准值。</p>

表 2-6 大气污染防治措施落实情况调查（续）

内容	批复中提出的大气污染防治措施	措施落实情况
施 工 期	严格落实各项废气污染防治措施。制定施工期环境管理制度，提倡文明施工；合理规划工程占地和施工道路，严格限制施工机械和人员的活动范围，采取洒水降尘等措施防止扬尘污染；妥善处置工程建设产生的建筑垃圾和生活垃圾。	已落实 制定了施工期环境管理制度，文明施工；合理规划工程占地和施工道路，严格限制施工机械和人员的活动范围，采取避免大风天气作业、洒水降尘、加强施工机械维护等措施防止扬尘污染。本项目地处空旷地带，四周扩散条件好。工程建设产生的建筑垃圾和生活垃圾均拉运至塔河油田绿色环保站处理。
运 行 期	油气计量及集输采用全密闭流程，最大限度地减少油气计量及集输过程烃类的无组织排放量。非甲烷总烃无组织排放达到《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 无组织排放监控浓度限值要求；硫化氢无组织排放达到《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 新扩改建厂界二级标准值限值；	已落实 油气计量及集输采用全密闭流程，定期对集输管线进行巡检、对各站场的设备、阀门等进行定期的检查、检修，最大限度地减少油气计量及集输过程烃类的无组织排放量。根据验收期间监测结果可知，井场厂界非甲烷总烃无组织排放达到《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放监控浓度限值。硫化氢无组织排放达到《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 新扩改建厂界二级标准值要求。
	加热炉燃料气为返输干气，烟气中污染物浓度应满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值要求。	井场加热炉燃料气为脱硫后的返输干气，根据验收期间监测结果可知，加热炉烟气中污染物浓度满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值。

本项目施工期对大气环境的影响随项目施工期结束而结束，本项目运行期井场加热炉使用燃料为脱硫后的返输干气，采取油气计量及集输采用全密闭流程，同时定期对集输管线进行巡检、对各站场的设备、阀门等进行定期的检查、检修，从源头最大限度的减少泄露产生的无组织废气。

根据现场调查，各污染源设备运行基本正常，截止验收调查期间未出现过设备及管道泄露等重大环境污染事故。

总体上，本项目基本落实了环评报告表及批复中提出的各项大气污染防治措施。

2.9.2 废水污染物及防治措施

（1）水污染源

本项目施工期水污染源主要为管线试压废水、施工人员产生的少量生活污水。

本项目运行期不新增劳动定员，仅定期巡检，无常备工作人员，全部依托采油厂现有人员，无新增生活污水的产生及排放。本项目运行期主要废水为采出水和修井过程中产生的井下作业废水。

（2）水环境影响

本项目施工期管道分段试压，一般采用无腐蚀性的清洁水，试压结束后洒水抑尘或绿化，施工期间不在施工现场设施工营地，产生少量生活污水，其污染物主要为 SS、COD，依托附近站场，不外排。因此，施工期废水妥善处理，不会对周边环境产生明显影响。

本项目的采出水依托塔河油田一号、二号、三号联合站污水处理系统。井下作业废水采用专用废液收集罐收集后运至塔河油田绿色环保站处理，截至验收期间，本项目无井下作业废水产生。项目周围无地表水，因此不会对周围水环境产生污染影响。本项目正常状况下，集输管线采用柔性复合管，采取严格的防腐防渗措施，不会对区域地下水环境产生污染影响。

（3）采取的主要水污染防治措施

①本项目施工期管道分段试压，一般采用无腐蚀性的清洁水，试压结束后洒水抑尘或绿化，施工期间不在施工现场设营地，少量生活污水依托附近站场，不外排。

②本项目运行期产生的采出水依托塔河油田一号、二号、三号联合站污水处

理系统处理达标后回注地层。井下作业废水采用专用废液收集罐收集后运至塔河油田绿色环保站处理，截至验收期间，本项目无井下作业废水产生。

③本项目正常状况下，集输管线采用柔性复合管，采取严格的防腐防渗措施，不会对区域地下水环境产生污染影响。

本项目水污染防治措施落实情况见表 2-7。

表 2-7 水污染防治措施落实情况调查

内容	环评中提出的水污染防治措施	措施落实情况
施工期	施工期废水主要包括管道试压废水和少量生活污水。管道分段试压，一般采用无腐蚀性的清洁水，试压水由管线排出由罐收集后，进入下一段管线循环使用，试压结束后洒水抑尘或绿化，不外排，试压水拉运期间严禁沿途泼洒，并定期检查运输车辆，避免跑冒滴漏现象发生。施工期间产生少量生活污水，产生量少，主要为盥洗废水，就地泼洒抑尘。	已落实 本项目施工期管道分段试压，一般采用无腐蚀性的清洁水，试压结束后洒水抑尘或绿化，施工期间不在施工现场设施工营地，少量生活污水依托附近站场，不外排。因此，施工期废水妥善处置，不会对周边环境产生明显影响。
运行期	随采出液最终集输到现有联合站处理，处理达标后作为区域注水采油水源。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送塔河油田绿色环保站处理，处理后的井下作业废水均不外排。	已落实 井下作业废水由作业单位回收入罐，拉运至塔河油田绿色环保站处理。采出水依托塔河油田一号、二号、三号联合站污水处理系统处理达标后，回注地层。根据验收期间监测结果可知，采出水经塔河油田二号联合站污水处理系统处理后水质达到了《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中相应的控制指标后，回注地层。

表 2-7 水污染防治措施落实情况调查（续）

内容	批复中提出的水污染防治措施	措施落实情况
施工期	加强水污染防治工作。施工期废水主要包括管道试压废水和少量生活污水。管道分段试压，采用无腐蚀性的清洁水，试压水由管线排出由罐收集后，进入下一段管线循环使用，试压结束后洒水抑尘或绿化，不外排。	已落实 加强水污染防治工作。施工期废水主要包括管道试压废水和少量生活污水。其中管道试压采用无腐蚀性的清洁水，试压结束后洒水抑尘；施工期间不在施工现场设营地，少量生活污水依托附近站场，不外排。
运行期	运营期主要废水为采出水和井下作业废水，采出水经污水处理设施处理达标后回注地层。井下作业废水采用专用废液收集罐收集后运至塔河油田绿色环保站处理。	已落实 运营期对井场设备、阀门等进行定期的检查、检修。运营期主要废水为采出水和井下作业废水。采出水经塔河油田一号、二号、三号联合站的污水处理系统处理达标后回注地层。井下作业废水采用专用废液收集罐收集后运至塔河油田绿色环保站处理，截至验收期间，本项目未产生井下作业废水。根据验收期间监测结果可知，采出水经塔河油田二号联合站污水处理系统处理后水质达到了《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中指标后回注地层。

本项目施工期管道分段试压，一般采用无腐蚀性的清洁水，试压结束后洒水抑尘或绿化，施工期间不在施工现场设营地，少量生活污水依托附近站场，不外排。本项目运行期采出水依托塔河油田一号、二号、三号联合站的污水处理系统处理达标后回注地层。井下作业废水采用专用废液收集罐收集后运至塔河油田绿色环保站处理。本项目正常状况下，集输管线采用柔性复合管，采取严格的防腐防渗措施，不会对区域地下水环境产生污染影响。

本项目施工期、运行期废水均得到了妥善处置。

总体上，本项目落实了环评报告表及批复中提出的各项水污染防治措施。

2.9.3 噪声污染及防治措施

（1）噪声污染源

本项目施工期噪声源主要为土方施工、设备吊运安装、管沟开挖、管线铺设过程中挖掘机、吊车等各种机械设备作业噪声及车辆运输噪声。

本项目运行期产生的噪声主要为采油树节流、加热炉等设备噪声。

(2) 声环境影响

本项目施工期噪声具有间歇性、临时性特点，属于短期暂时影响，随施工结束而消失，因此，本项目施工期对周边声环境影响较小。

本项目运行期对设备采用基础减振等降噪措施，同时本项目所在区域地势平坦、空旷，500m 范围内无声环境目标，因此，本项目运行期对周边声环境影响较小。

(3) 采取的主要噪声污染防治措施

①采用低噪声、低振动设备，加强设备维护，对设备采取基础减振措施。

②对车辆、设备定期进行维护、保养，保证设备正常运转，降低因故障导致噪声值升高。

③在高噪声岗位配备噪声防护器材，减小高噪声对人体的伤害。

本项目噪声污染防治措施落实情况见表 2-8。

表 2-8 噪声污染防治措施落实情况调查

内容	环评中提出的噪声污染防治措施	措施落实情况
施工期	建设单位应要求施工单位使用低噪声的机械设备类型，并在施工中设专人对其进行保养维护，对设备使用人员进行培训，严格按操作规范使用各类机械。应合理安排施工作业，避免高噪设备集中施工造成局部噪声过高。运输车辆进出工地时应低速行驶，少鸣笛或不鸣笛。	已落实 施工期间管沟开挖、运输车辆及设备安装中产生的噪声，因工程区地处荒漠地段，区域人烟稀少，不会出现扰民问题。本项目施工期噪声具有间歇性、临时性特点，属于短期暂时影响，随施工结束而消失，因此，本项目施工期对周边声环境影响较小。
运行期	本项目新建采油井场均布置在平原区，周围地形空旷，井区内无人居住，站场的噪声在采取有效的降噪措施后，再通过距离衰减，对周围声环境的影响较小。	已落实 本项目运行期对设备采用基础减振等降噪措施，同时本项目所在区域地势平坦、空旷，500m 范围内无声环境目标，因此，本项目运行期对周边声环境影响较小。根据验收期间监测结果可知，井场厂界四周昼、夜间噪声值满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 3 类区排放标准限值要求。

表 2-8 噪声污染防治措施落实情况调查（续）

内容	批复中提出的噪声污染防治措施	措施落实情况
施工期	落实噪声污染防治措施。通过采取选用低噪声、低振动设备，加强维护保养，确保施工期场界噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）中相应标准要求。	已落实 通过采取选用低噪声、低振动设备，加强维护保养等降噪措施，本项目施工期噪声具有间歇性、临时性特点，属于短期暂时影响，随施工结束而消失，因此，本项目施工期对周边声环境影响较小。
运行期	营运期厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 3 类区标准要求。	已落实 根据验收期间监测结果可知，运行期井场厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 3 类区标准要求。

本项目施工期噪声具有间歇性、临时性特点，属于短期暂时影响，随施工结束而消失，因此，本项目施工期对周边声环境影响较小。

本项目运行期对设备采用基础减振等降噪措施，同时本项目所在区域地势平坦、空旷，500m 范围内无声环境目标，因此，本项目运行期对周边声环境影响较小。

总体上，本项目基本落实了环评报告表及批复中提出的各项噪声污染防治措施。

2.9.4 固体废物污染及防治措施

（1）固体废物种类

本项目施工期产生的固体废物主要为施工土方和施工人员产生的生活垃圾。

本项目运行期产生的固体废物主要为油气开采过程中，修井产生的井下作业油泥（砂）。

（2）固体环境影响

本项目施工期施工土方全部用于管沟回填和场地平整，无弃土产生；生活垃圾随车带走，现场不遗留。

本项目运行期产生的油泥（砂），桶装收集后送塔河油田绿色环保站进行处

理，不会对周围环境产生明显影响。油泥（砂）是被原油及其他有机物污染了的泥、砂、水的混合物，属危险废物。根据调查，本项目采用密闭集输工艺，集输管线正常生产时基本没有固体废物产生；本项目自建成运行至今未进行过采油井修井，故本项目至验收期间无油泥（砂）产生。

本项目固体废物全部集中统一收集，均得到妥善处置，根据现场勘查，没有在现场地表遗留固体废物。

（3）采取的主要固体废物污染防治措施

①本项目施工期施工土方全部用于管沟回填和场地平整，无弃土产生；生活垃圾随车带走，现场不遗留。

②本项目运行期产生的油泥砂，桶装收集后送塔河油田绿色环保站进行处理，不会对周围环境产生明显影响。

③建设单位井下作业采用带罐（车）作业，作业范围地表铺设防渗膜，做到原油不落地。固体废物污染防治措施落实情况见表 2-9。

表 2-9 固体废物污染防治措施落实情况调查

内容	环评中提出的固体废物污染防治措施	措施落实情况
施工期	①工程土方施工应对挖方定点堆放，用于管沟回填作业，多余土方用于场地平整，严禁弃土产生；②施工单位应指派专人负责施工区固体废物的收集及转运工作，不得随意丢弃；③提倡文明施工，严禁施工人员产生的生活垃圾随地乱扔，当天施工结束后随身带走，施工现场不遗留。综上所述，按照本评价提出的防范措施妥善处置施工期产生的固体废物，不会对周围环境产生明显影响。	已落实 工程土方施工对挖方进行了定点堆放，用于管沟回填作业，多余土方用于场地平整，未产生弃土。施工人员生活垃圾集中收集清运至塔河油田绿色环保站生活垃圾填埋场处理。根据现场勘查，现场地表无遗留固体废物。
运行期	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，以及泄露事件的发生。	已落实 本项目运行期产生的油泥（砂）收集后运至塔河油田绿色环保站进行处理，不会对周围环境产生明显影响。根据调查，本项目采用密闭集输工艺，正常生产时基本没有固体废物产生；本项目自建成运行至今还未进行过修井，故本项目至验收期间无油泥（砂）产生。

表 2-9 固体废物污染防治措施落实情况调查（续）

内容	批复中提出的固体废物污染防治措施	措施落实情况
施工期	按照固体废物“资源化、减量化、无害化”处置原则落实各类固体废物收集、综合利用及处置措施。施工期固体废物主要为施工人员生活垃圾及废土渣，生活垃圾随车拉运至塔河油气绿色环保站处置，废土渣用于管道上方回填、场地平整和临时施工场地恢复。	已落实 本项目固体废物全部集中统一收集，均得到妥善处置，根据现场勘查，没有在现场地表遗留固体废物。施工期固体废物主要为施工土方和施工人员产生的生活垃圾，其中施工土方全部用于管沟回填和场地平整，无弃土产生；生活垃圾随车带走，现场不遗留，运至塔河油田绿色环保站处置。
运行期	运营期产生的油泥（砂）拉运至塔河油田绿色环保站进行处理，危险废物的收集、暂存、运输、处置应严格按照危险废物贮存执行《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）等有关规定进行。	运行期产生的油泥（砂）委托塔河油田绿色环保站进行无害化处理。本项目自建成运行至今还未进行过修井，故本项目截至验收期间无油泥（砂）产生。危险废物的收集、暂存、运输、处置应严格按照危险废物贮存执行《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）等有关规定进行。

本项目施工期施工土方全部用于管沟回填和场地平整，无弃土产生；生活垃圾随车带走，现场不遗留。本项目运行期产生的油泥砂，桶装收集后送塔河油田绿色环保站进行处理，不会对周围环境产生明显影响。建设单位井下作业采用带罐（车）作业，作业范围地表铺设防渗膜，做到原油不落地。本项目固体废物全部集中统一收集，均得到了妥善处置，根据现场勘查，没有在现场地表遗留固体废物。

总体上，本项目基本落实了环评报告表及批复中提出的各项固废污染防治措施。

2.9.5 环境风险防范及环境管理措施

环境风险防范措施及环境管理落实情况见表 2-10。

表 2-10 环境风险防范措施及环境管理落实情况调查

序号	批复中提出的环境风险防范措施及环境管理	落实情况
1	根据该项目环境影响报告表的分析论述、国家相关标准，原则同意核准该项目主要污染物排放总量控制指标为二氧化硫 0.046t/a，氮氧化物 0.342t/a。该项目二氧化硫、氮氧化物排放总量由库车县“十三五”煤改清洁能源项目产生的减排量平衡解决。该项目污染物排放指标纳入库车县污染物排放总量控制管理计划中，库车县须加强对该项目的环境管理，确保各项污染物在核定的总量指标内达标排放。	已落实 本项目加热炉燃料采用返输干气，根据验收期间监测结果，本项目主要污染物排放总量控制指标为二氧化硫未检出、氮氧化物 0.292t/a，符合环评批复中规定的污染物排放总量控制指标。
2	加强项目环境风险防范工作，建立严格的环境风险管理制度，认真落实报告表提出的各项风险防范措施；重点对突发环境污染事件和 H ₂ S 环境污染事件进行风险评价，做好单位应急预案与地方环境应急预案的衔接，防止污染事故发生后对周围环境质量和人群健康产生不良影响；并定期进行风险事故应急演练、及时对应急预案进行完善。	已落实 中国石油化工股份有限公司西北油田分公司制定了 QHSSE 管理体系，施工期、运行期间加强日常环境管理工作，落实了相关环境管理制度，中石化西北油田分公司采油二厂、采油三厂编制了突发环境事件应急预案，并均在库车市环境保护局进行了备案（备案号分别为：652923-2020-012-M，652923-2020-022-M），能包含本项目，并定期进行风险事故应急演练，及时对应急预案进行完善。根据走访及现场调查可知，本项目在施工及运行期间未发生突发环境事件。
3	严格执行环境保护“三同时”制度。项目建设应开展施工期环境监理，定期向环保部门报告环境监理情况，环境监理报告纳入竣工环境保护验收内容；项目施工结束后按照新修订的《建设项目环境保护管理条例》开展验收，并向地区生态环境局备案。	本项目由工程监理单位开展了监理工作，并在施工期间开展了 QHSE 施工监理规划，在监理过程中采取了 QHSE 控制措施。本项目施工过程中由西北油田分公司石油工程监督中心进行 QHSE 监督检查，并对检查结果进行了监督评定，施工结束后由安全环保督查大队对项目现场进行环保终交检查。承担施工作业的施工单位进行环保日常自检自查，对存在问题进行及时整改。根据走访及现场调查可知，本项目在施工、运行未发生突发环境事件。

2.10 工程环境保护投资

本项目设计总投资 14262 万元，环保投资 161 万元，项目实际总投资 14262 万元，环保投资 177 万元，占总投资的 1.24%。环保投资见表 2-11。

表 2-11 环保投资一览表

环境要素	采取的环境保护措施	设计投资 (万元)	实际投资 (万元)	备注
大气污染防治措施	以天然气为燃料+8m 高烟囱	10	10	
	加强管道、阀门的检修和维护	5	5	
声环境减缓措施	采油树、机泵、加热炉基础减振	6	6	
固体废物处置	施工期弃土弃渣回填	/	3	
	施工期生活垃圾收集及运输	/	3	
	运营期油泥砂的处置	/	10	
生态与水土保持	占地平整、恢复	100	100	
风险防范措施	地上管道涂刷相应识别色、消防器材、警戒标语标牌	30	30	
风险应急处置	应急救援预案	10	10	
	合计	161	177	

表三 环境影响评价回顾、验收依据

3.1 建设项目环境影响报告表主要结论及审批部门审批决定

3.1.1 环境影响报告表主要结论

3.1.1.1 项目概况

项目名称：塔河油田主体区块奥陶系油藏 2018 年第一期侧钻项目

建设单位：中国石油化工股份有限公司西北油田分公司

建设性质：改扩建

建设内容：在主体区部署 7 口侧钻井；新建集油管线 7.58km，新建燃料气管线 2km；新建 200kW 单盘管单井加热炉 2 台；8-1 计转站扩建 8 井式撬装选井计量阀组 1 套；同时完善供配电、道路等配套工程。

建设规模：部署侧钻井 7 口，建产率 85.7%，平均单井日产油 16t/d；新井高峰期年产油 2.55 万 t，评价期末新井累产油 16.03 万 t。

建设期：建设期预计 5 个月。

项目投资和环保投资：总投资 14262 万元，其中环保投资 161 万，占总投资的 1.12%。

劳动定员及工作制度：利用油田现有人员，不新增劳动定员，定期巡检。

3.1.1.2 项目选址

塔河油田主体区块位于塔河油田的中部，行政隶属新疆维吾尔自治区库车县，位于轮台县城南约 85km 处，地理坐标为东经 83°20′~83°39′，北纬 41°00′~41°30′。本项目所含井场、管线均不在生态保护。

3.1.1.3 产业政策符合性

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（2011 年本）（修正）》（国家发展改革委第 21 号令）相关内容，石油、天然气勘探及开采属于鼓励类项目。因此，本项目的建设符合国家产业政策要求。

3.1.1.4 项目衔接

本项目在塔河油田主体区块内共部署 7 口侧钻井，根据新井原油物性及地理位置就近进入 4 区、6 区和 8 区已建站场 2-2 计转站、4-4 计转站、6-1 计转站、6-4 计转站、8-1 计转站共 5 个站场，5 口井利用原有集输管道进站生产，TK233XCH 井、T807KCH 井两口井利用新建集输管道就近进站生产。

本工程产能建设单井均采用井口加热集输工艺，需要对井口来液进行加热。井口加热对象包括采出的含水混合原油。负责将原油加热至 65℃后外输。新建加热炉燃料气由就近计转站燃料气管线输送至井场，气源为联合站内处理后的干气。本工程新建 2 座 200kW 加热炉天然气年消耗量 23.04 万 m³。燃料气低位发热值为 33.40MJ/m³，总硫 100mg/m³。

3.1.1.5 环境质量现状评价

环境质量现状监测结果表明：监测期间评价区域环境空气中 SO₂、NO₂、CO、O₃1 小时平均浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准要求，SO₂、NO₂、CO、PM_{2.5}24 小时平均浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准要求；

H₂S 浓度执行《环境影响评价技术导则·大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值 10μg/m³ 的标准；非甲烷总烃 1 小时平均浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m³ 的标准。PM₁₀24 小时平均浓度超出《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准要求，因项目区处于库

车县南缘地区，当地特殊的干燥气候条件，使得 PM_{10} 监测值超标现象比较普遍。

地下水环境质量现状监测表明：各潜水监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准，其余监测因子除溶解性总固体、总硬度、硫酸盐、氯化物外均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，溶解性总固体、总硬度、硫酸盐、氯化物超标与区域地下水埋深浅、蒸发量，形成区域潜水为苦咸水有关。

声环境质量现状监测结果表明：本项目 TK498X 井场场界声监测值昼间为 49~59dB(A)，夜间为 45~54dB(A)，满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）3 类区标准要求。

土壤环境质量现状监测表明：区域土壤中各种微量元素的背景值低于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2017）二级标准（ $\text{pH}>7.5$ ）的各元素含量限值；土壤中石油类含量较低，远没有超过土壤中石油类最高允许含量（临界含量）300mg/kg。

3.1.1.6 环境保护目标

本项目评价区域内无自然保护区、珍稀动植物资源天然集中分布区等重点保护目标。管线所在区域无地表水保护目标；管线沿线地下埋设，且两侧 200m 范围内无声环境敏感点，不设声环境保护目标；将评价区域大气环境设为大气环境保护目标，将输油管线沿线地下水设为地下水环境保护目标。本项目采油管线地下布置且两侧 500m 范围无居民区、学校、医院等敏感目标分布，井场周边 3km 范围亦无居民区、学校、医院等敏感目标分布，因此不设为环境风险保护目标。将地面工程占地范围及外 200m 内的植被和动物作为生态保护目标。

3.1.1.7 拟采取环保措施的可行性

(1) 废气污染源及治理措施

运营期环境空气主要保护措施如下：

1) 所有的加热炉用气均用天然气作为燃料，从而减少有害物质的排放。

2) 项目采用密闭集输工艺，容易泄漏的关键危险部位采用先进设备和材料，站场和阀室以及沿线设可燃气体浓度检测系统、设 ESD 系统，严格控制挥发性有机物泄漏对大气环境影响。

从以往同类管道站场的验收评价来看，以上环境空气污染防治措施可行，工程运行后，站场周围的环境空气质量不会低于现有功能。

(2) 废水污染源及治理措施

随采出液最终集输到现有联合站处理，处理达标后作为区域注水采油水源。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送塔河油田绿色环保站处理，处理后的井下作业废水均不外排。

(3) 噪声污染源及治理措施

本项目新建采油井场均布置在平原区，周围地形空旷，井区内无人居住，站场的噪声在采取有效的降噪措施后，再通过距离衰减，对周围声环境的影响较小。

(4) 固体废物及处理措施

井下作业时按照铺设作业，带罐上岗的作业模式，及时回收落地油等废物。

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，以及泄露事件的发生。

(5) 生态影响减缓措施

本项目开发期要严格遵守国家和地方有关野生动物保护、水土保持法、防沙治沙等法律法规。主要采取以下生态保护措施，这些措施对于减少地表破坏，减缓水土流失，抑制荒漠化发展起到了一定的积极作用。

1) 对气田内的永久性占地（井场、道路、集输管线等）合理规划，严格控制占地面积。

2) 按设计标准规定，严格控制施工作业带（开挖）面积，油田公路和管线敷设施工宽度控制在设计标准范围内，并尽量沿道路纵向平行布设。以减少地表破坏，减少土方的暴露面积。

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

通过采取以上措施，本项目井场和道路永久占地面积可得到有效控制，管线临时占地可得到及时恢复。管道施工通常只有几个月，施工结束后受损植被可逐渐恢复，采取一些人工恢复措施后，受损生物量基本可以全部恢复。评价范围内，野生植物和野生动物大多是新疆地区的常见种，项目对野生植物和野生动物影响较小。

3.1.1.8 项目对环境的影响

(1) 大气环境影响

本项目新建单井井场加热炉烟气中颗粒物最大一次落地浓度为 $0.9\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，最大占标率为 0.20%， $\text{D}_{10\%}$ 未出现； SO_2 最大一次落地浓度为 $0.67\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，最大占标率 0.13%、 $\text{D}_{10\%}$ 未出现； NO_x 最大一次落地浓度为 $8.06\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、最大占标率 4.03%， $\text{D}_{10\%}$ 未出现。无组织废气中非甲烷总烃最大一次落地浓度为 $22.787\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，最大

占标率 1.14%， $D_{10\%}$ 未出现； H_2S 最大一次落地浓度为 $0.684\mu g/m^3$ ，最大占标率 6.84%， $D_{10\%}$ 未出现。

本项目实施后，井场无组织排放非甲烷总烃四周厂界浓度贡献值为 $0.0176\sim 0.0209mg/m^3$ ，满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放监控浓度限值；对四周厂界 H_2S 浓度贡献值为 $0.00035\sim 0.00042mg/m^3$ ，满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 新扩改建厂界二级标准值。

本项目实施后，新建井场各废气污染源污染物的贡献浓度较低，占标率较小，不会对大气环境产生明显影响。

（2）地表水环境影响

本项目建成投运后，无废水产生及排放。且工程周围无地表水体，因此工程营运期不会对周围水环境产生影响。

（3）地下水环境影响

1）环境水文地质现状

本项目建成投运后，无废水产生及排放。且工程周围无地表水体，因此工程营运期不会对周围水环境产生影响。

2）地下水环境影响

正常状况下，污染源从源头上可以得到控制；非正常状况下，根据环境影响预测结果，在假定情景预测期限内，石油类在下渗过程中易受包气带的吸附作用影响，不易迁移至含水层，但石油类在下渗过程受包气带的吸附作用以后，也会不可避免的对地下水水质产生一定的影响，但影响范围很小。

3）地下水环境污染防治措施

本评价建议本项目依据源头控制、分区防控、污染监控、应急响应原则，采

取严格的地下水环境污染防控措施。

①依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）相关要求，采取相应的分区防渗措施，防渗措施的设计使用年限不应低于本项目主体工程的设计使用年限。

②建立和完善本项目的地下水环境监测制度和环境管理体系，制定完善的监测计划。

③在制定采油井等环保管理体制的基础上，制订针对地下水污染事故的应急措施，并应与其它应急预案相协调。

4) 地下水环境影响评价结论

综上所述，在假定非正常状况下，在采取有效措施后随着地下水流的稀释作用，污染物浓度消减至地下水标准以下。类比塔河油田开发现状，油田开发对区域地下水未构成明显影响。因此，在做好源头控制措施、完善分区防渗措施、地下水污染监控措施和地下水污染应急处置的前提下，本项目对地下水环境影响可以接受。

（4）土壤环境影响

通过采取源头控制、过程防控措施，从土壤环境影响的角度，本工程建设可行。

（5）声环境影响

噪声预测结果表明：本项目新建井场噪声源对场界的噪声贡献值昼间、夜间为 52~55dB（A），满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 3 类区昼间、夜间标准要求，本项目实施后不会对周边声环境产生明显影响。

（6）固体废物环境影响

落地原油主要产生于油井采油树的阀门、法兰等处正常及事故状态下的泄漏、管线破损以及井下修井作业产生的落地原油。按照单井落地原油产生量约 0.1t/a 计算，本项目运行后落地油总的产生量约 0.7t/a。根据西北油田分公司环境保护管理制度规定，不允许产生落地油。经现场调查，西北油田分公司在落地油处理中采取了得力的措施，井下作业必须带罐（车）操作，落地油全部被回收，最终送塔河油田绿色环保站进行处理。

（7）生态影响

生态影响评价分析表明：项目开发区的基质主要为较单一的荒漠生态景观。荒漠生态景观的稳定性较差，异质化程度低，生态体系的稳定性和必要的抵御干扰的柔韧性较差。油气田设施的增加及永久性构筑物的作用，不但不会使区域内异质化程度降低，反而在一定程度上会增加区域的异质性；生态环境中的异质性越大，抵抗外界干扰的能力就越大。

地面基础设施建设完成后，井场、道路及各类集输管道处于正常运营状况，不再进一步对环境产生明显的干扰和影响；因而项目油田开发建设不会改变区域内景观生态系统的稳定性及完整性。

3.1.1.9 总量控制分析

本项目在正常运行期间，井下采出液通过区域集输管网输送至区域现有联合站处理，井场无废水产生和排放。因此不对废水污染物进行总量控制。

结合本项目排放特征，确定总量控制因子为大气污染因子： SO_2 、 NO_x 。根据开发方案，本次开发合计 2 台加热炉全部运行后， SO_2 排放总量 0.046t/a， NO_x 排放总量为 0.431t/a。

3.1.1.10 环境风险评价

西北油田分公司及下属各采油厂均制定了应急预案，本次开发方案实施后，负责实施的采油厂将本次新增建设内容纳入现行环境风险应急预案体系。项目在落实塔河油田现有的事故风险防范措施及应急计划后，可将事故发生概率减少到最低，减小事故造成的损失，在可接受范围之内。

3.1.1.11 项目可行性结论

本项目的建设符合国家相关产业政策和新疆维吾尔自治区国民经济发展规划、矿产资源总体规划。

营运期采油井井口至计转站采出液集输均采用密闭流程，并加强泵、阀门的检修和维护，以减少非甲烷总烃无组织排放；落地油等含油的危险废物，在严格按环保法规和技术规范做好收集、运输、记录和转移工作的基础上，送塔河油田绿色环保站处理，不会对环境产生污染影响；产噪设备合理布局，采取基础减振降噪措施。

综上所述，项目建成后在落实各项污染防治措施及确保达标的情况下，项目建设对区域环境影响较小；采取严格完善的环境风险防范措施和应急措施下，环境风险水平可接受。从环境保护角度出发，项目可行。

3.1.2 环评批复内容

2019 年 12 月 31 日，阿克苏地区生态环境局以阿地环函字[2019]808 号文对本项目环境影响评价报告表予以批复。批复如下：

一、该项目拟建位于新疆阿克苏地区库车县境内，西北油田分公司塔河油田主体区（2 区-8 区），地理坐标为东经 83°20′~83°39′、北纬 41°00′~41°30′。建设内容及规模为：在主体区部署 7 口侧钻井（TK233XCH 井、TK261CH 井、

TK319CH3 井、TK618CH3 井、TK6107CH 井、TK689CH 井、T807KCH 井），新建集油管线 7.58km，新建燃料气管线 2km；新建 200kW 单盘管燃气加热炉 2 台；8-1 计转站扩建 8 井式撬装选井计量阀组 1 套；同时完善供配电、道路等配套工程。项目建成后平均单井日产油 16t/d，新井高峰期年产油 2.55 万 t，评价期末新井累产油 16.03 万 t。项目总投资 14262 万元，其中环保投资 161 万元，占总投资的 1.12%。项目建设性质为改扩建。

项目的建设有利于加快当地油气资源的开发，促进当地经济持续健康发展。结合库车县环保局初审意见（库环监函[2019]261 号），在全面落实报告表提出的各项环境保护措施的基础上，同意项目建设。

二、在项目建设和环境管理中要严格执行相关法律法规，严格按照《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》要求，禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、沙漠公园、沙化封禁保护区、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发。认真落实报告表中提出的各项环保措施，做好以下工作：

（一）严格落实各项废气污染防治措施。制定施工期环境管理制度，提倡文明施工；合理规划工程占地和施工道路，严格限制施工机械和人员的活动范围，采取洒水降尘等措施防止扬尘污染；妥善处置工程建设产生的建筑垃圾和生活垃圾。油气计量及集输采用全密闭流程，最大限度地减少油气计量及集输过程烃类的无组织排放量。非甲烷总烃无组织排放达到《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 无组织排放监控浓度限值要求；硫化氢无组织排放达到《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 新扩改建厂界二级标准值限值；加热炉燃料气为返输干气，烟气中污染物浓度应满足《锅炉大气污染物排放标准》

（GB13271-2014）表 2 新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值要求。

（二）落实噪声污染防治措施。通过采取选用低噪声、低振动设备，加强维护保养，确保施工期场界噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）中相应标准要求，营运期厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 3 类区标准要求。

（三）加强水污染防治工作。施工期废水主要包括管道试压废水和少量生活污水。管道分段试压，采用无腐蚀性的清洁水，试压水由管线排出由罐收集后，进入下一段管线循环使用，试压结束后洒水抑尘或绿化，不外排。运营期主要废水为采出水和井下作业废水，采出水经污水处理设施处理达标后回注地层。井下作业废水采用专用废液收集罐收集后运至塔河油田绿色环保站处理。

（四）按照固体废物“资源化、减量化、无害化”处置原则落实各类固体废物收集、综合利用及处置措施。施工期固废废物主要为施工人员生活垃圾及废土渣，生活垃圾随车拉运至塔河油气绿色环保站处置，废土渣用于管道上方回填、场地平整和临时施工场地恢复。运营期产生的油泥（砂）拉运至塔河油田绿色环保站进行处理，危险废物的收集、暂存、运输、处置应严格按照危险废物贮存执行《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）等有关规定进行。

（五）强化生态环境保护措施。严格控制工程占地，对规划占地范围外的区域严禁机械及车辆出入、占用，避免破坏自然植被；严格落实《报告表》所提出生态保护措施，对占用的荒漠草地，按照土地管理部门要求进行赔偿。

三、根据该项目环境影响报告表的分析论述、国家相关标准，原则同意核准该项目主要污染物排放总量控制指标为二氧化硫 0.046t/a，氮氧化物 0.342t/a。该

项目二氧化硫、氮氧化物排放总量由库车县“十三五”煤改清洁能源项目产生的减排量平衡解决。

该项目污染物排放指标纳入库车县污染物排放总量控制管理计划中，库车县须加强对该项目的环境管理，确保各项污染物在核定的总量指标内达标排放。

四、加强项目环境风险防范工作，建立严格的环境风险管理制度，认真落实报告表提出的各项风险防范措施；重点对突发环境污染事件和 H_2S 环境污染事件进行风险评价，做好单位应急预案与地方环境应急预案的衔接，防止污染事故发生后对周围环境质量和人群健康产生不良影响；并定期进行风险事故应急演练、及时对应急预案进行完善。

五、严格执行环境保护“三同时”制度。项目建设应开展施工期环境监理，定期向环保部门报告环境监理情况，环境监理报告纳入竣工环境保护验收内容；项目施工结束后按照新修订的《建设项目环境保护管理条例》开展验收，并向地区生态环境局备案。

六、项目的日常监督管理由库车县环保局负责，地区环境监察支队抽查监督，阿克苏（南疆）危险废物管理中心负责对项目危险废物收集处置工作进行监督管理。

七、该报告表经批准后，如项目的性质、规模、工艺、地点或防治污染、防止生态破坏的措施发生重大变动的，建设单位应当重新报批环境影响评价文件，否则不得实施建设。自环评批复文件批准之日起，如项目超过 5 年未开工建设，环境影响评价文件应当报我局重新审核。

八、你单位收到批复后，须于 10 个工作日内将批准后的报告表和批复文件送至库车县环保局，并按规定接受各级生态环境主管部门的日常监督检查。

3.2 验收依据:

3.2.1 编制依据

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》（2015.1.1）；
- (2) 《中华人民共和国野生动物保护法》（2018.10.26）；
- (3) 《中华人民共和国水土保持法》（2010.12.25）；
- (4) 《中华人民共和国环境影响评价法》（2018.12.29）；
- (5) 《建设项目环境保护管理条例》（国务院令 682 号，2017.10.1）；
- (6) 《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》（环境保护部办公厅，国环规环评[2017]4 号）；
- (7) 《建设项目竣工环境保护技术规范 石油天然气开采》（HJ612-2011，2012.6.1）；
- (8) 《关于环境保护主管部门不再进行建设项目试生产审批的公告》（2016.4.8）；
- (9) 《建设项目竣工环境保护验收技术规范 生态影响类》（HJ/T 394-2007）；
- (10) 《建设项目竣工环境保护设施验收技术规范 生态影响类（征求意见稿）》（2018 年 9 月 25 日）。

3.2.2 基础资料

- (1) 《塔河油田主体区块奥陶系油藏 2018 年第一期侧钻项目环境影响报告表》，（河北省众联能源环保科技有限公司，2019 年 11 月）。
- (2) 《关于对塔河油田主体区块奥陶系油藏 2018 年第一期侧钻项目环境影响报告表的批复》（阿克苏地区生态环境局，阿地环函字[2019]808 号，2019 年 12 月 31 日）。

(3) 本项目竣工环境保护验收调查委托书。

3.2.3 总量控制指标

本项目环评及环评批复提出污染物排放总量控制指标为二氧化硫 0.046t/a、氮氧化物 0.342t/a，根据验收期间监测结果进行核算，本项目主要污染物排放总量控制为二氧化硫未检出、氮氧化物 0.292t/a，未超过环评批复中规定的污染物排放总量控制指标。

3.3 调查范围、因子、目标、重点

3.3.1 调查范围

本项目竣工验收调查范围详见表 3-1。

表 3-1 本项目竣工验收调查范围

序号	环境要素	调查范围
1	生态环境	井场、管道周边200m的范围
2	环境空气	井场、管道周边200m的范围
3	地下水环境	井场、管道周边200m的范围内，可能涉及的居民饮用水源井
4	噪声环境	井场、管道周边200m的范围内居民点，环境敏感目标

3.3.2 调查目标

结合本项目环境影响报告表中内容，确定的调查与评价因子见表 3-2。

表 3-2 调查与评价因子

序号	调查要素	调查与评价因子
1	废气	施工期：TSP、非甲烷总烃； 运行期：非甲烷总烃、硫化氢、颗粒物、二氧化硫、氮氧化物。
2	废水	施工期：施工废水处理方式及排放去向；运行期：采出水、井下作业废水。
3	噪声	施工期、运行期：噪声防护措施。
4	固体废物	施工期、运行期：固体废物处置情况；
5	其他	工程占地、施工便道、调查施工、运行期过程中是否发生突发环境事件，是否建立应急措施

3.3.3 调查重点

本项目竣工环境保护验收调查重点详见表 3-3。

表 3-3 竣工验收调查重点

调查内容	调查方法	关键部位	关键指标
生态环境	查阅资料、现场调查	井场、管道施工迹地、生态敏感区	植被生态保护措施、临时占地恢复情况
大气环境	查阅资料、现场调查	施工期扬尘、车辆尾气，运行期加热炉烟气、井场厂界无组织废气	施工期、运行期大气污染防治措施
水环境	查阅资料、现场调查	施工期生产废水、生活污水，运行期废水产生	施工期、运行期生产生活废水治理措施
声环境	查阅资料、现场调查	施工机械噪声、运行期设备噪声	施工期、运行期噪声污染防治措施
固废环境	查阅资料、现场调查	施工期施工土方、生活垃圾，运行期固体废物	施工期、运行期固废污染防治措施
其他	查阅资料、现场调查	项目区	施工期、运行期风险事故防范措施落实情况及效果，工程环境保护实际总投资

表四 环境影响调查结果

生态影响	根据现场勘查，本项目临时占地面积较环评阶段减少了 255.3m ² ，占地类型为荒漠草地，其次是未利用荒地。
	根据现场勘查，施工结束后对管线等临时占地进行了清理、平整。
	现场未发现遗留未处理的固体废物，临时占地范围内植被正在自然恢复过程中。 本项目落实了环评报告表及批复中提出的各项生态环境保护措施。
污染影响	废气影响： （1）本项目施工期施工扬尘通过洒水抑尘，物料临时堆放和运输均采用篷布遮盖等措施。施工期间定期对设备进行维护，同时少量施工机械、运输车辆的尾气具有排放分散的特点，项目周围无居民区等环境敏感目标，主要污染物对大气环境产生的影响随着施工的结束而结束。 （2）本项目运行期井场加热炉使用燃料为脱硫后的返输干气，采取油气计量及集输采用全密闭流程，同时定期对集输管线进行巡检、对各站场的设备、阀门等进行定期的检查、检修，从源头最大限度的减少泄露产生的无组织废气。 本项目落实了环评报告表及批复中提出的各项大气污染防治措施。
	废水影响： （1）本项目施工期管道分段试压，一般采用无腐蚀性的清洁水，试压结束后洒水抑尘或绿化，施工期间不在施工现场设营地，生活污水依托附近站场，不外排。 （2）本项目运行期采出水依托塔河油田一号、二号、三号联合站废水处理系统处理达标后回注地层。井下作业废水采用专用废液收集罐收集后运至塔河油田绿色环保站处理。截至验收期间，本项目未产生井下作业废水。 （3）本项目正常状况下，集输管线采用柔性复合管，采取严格的防腐防渗措施，不会对区域地下水环境产生污染影响。 本项目施工期、运行期废水均得到了妥善处置，落实了环评报告表及批复中提出的各项水污染防治措施。
	噪声影响： （1）本项目施工期噪声具有间歇性、临时性特点，属短期暂时影响，随施工结束而消失。 （2）本项目运行期对设备采用基础减振等降噪措施，同时本项目所在区域地势平坦、空旷，500m 范围内无声环境目标，因此，本项目运行期对周边声环境影响较小。 本项目落实了环评报告表及批复中提出的各项噪声污染防治措施。
	固废影响： （1）本项目施工期施工土方全部用于管沟回填和场地平整，无弃土产生；生活垃圾随车带走，现场不遗留，拉运至塔河油田绿色环保站处理。 （2）本项目运行期产生的油泥（砂），收集后运至塔河油田绿色环保站进行处理，不会对周围环境产生明显影响，根据现场勘查，本项目自建成运行至今还未进行过修井，截至验收期间，无油泥（砂）产生。 （3）建设单位井下作业采用带罐作业，作业范围地表铺设防渗膜，做到原油不落地。 本项目固体废物全部集中统一收集，均得到妥善处置，根据现场勘查，没有在现场地表遗留固体废物。 本项目落实了环评报告表及批复中提出的各项固废污染防治措施。

环境风险影响	中国石油化工股份有限公司西北油田分公司制定了 QHSSE 管理体系，施工期、运行期间加强日常环境管理工作，落实了相关环境管理制度，中石化西北油田分公司采油二厂、采油三厂编制了突发环境事件应急预案，并均在库车市环境保护局进行了备案（备案号分别为：652923-2020-012-M，652923-2020-022-M），能包含本项目，并定期进行风险事故应急演练，及时对应急预案进行完善。根据走访及现场调查可知，本项目在施工及运行期间未发生突发环境事件。
社会影响	本项目附近无居民，施工期及运行期无环境投诉和突发环境事件发生，无不良社会影响。

表五 监测与调查结果分析

受中国石油化工股份有限公司西北油田分公司委托，新疆新能源（集团）环境检测有限公司于 2020 年 10 月 26 日-2021 年 1 月 10 日，在现场踏勘的基础上，对本项目井场新建加热炉烟气，井场厂界无组织废气，噪声，井场厂界内及井场外周边土壤，塔河油田二号、三号联合处理站生产废水，区域地下水进行了竣工环境保护验收监测，并于 2021 年 4 月 1-2 日对塔河油田一号联合站废水进行了补充监测。

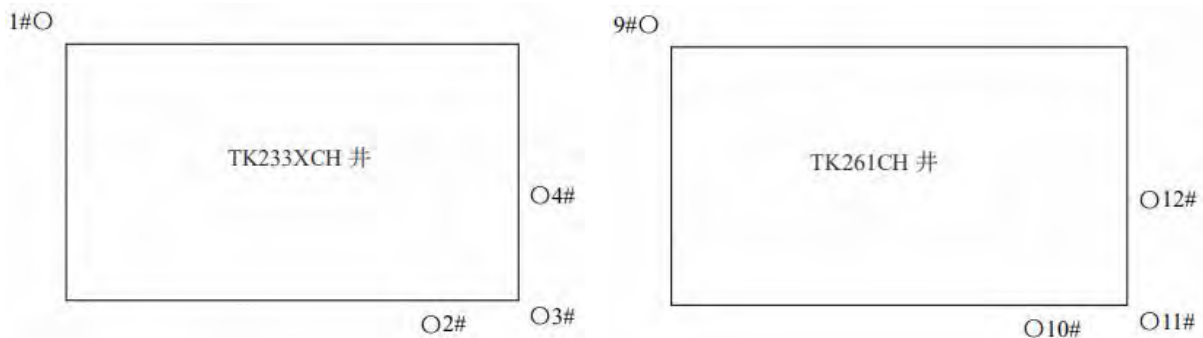
5.1 废气监测

（1）监测项目、点位、因子、时间、频次

本次验收，废气主要监测 TK233XCH 井井场加热炉产生的废气污染物；TK233XCH 井、TK261CH 井、TK319CH3 井、TK618CH3 井井场厂界无组织废气污染物上风向、下风向无组织废气污染物，在厂界上风向布设 1 个监测点位，下风向布设 3 个点位。监测内容详见表 5-1，监测布点见图 5-1。

表 5-1 本项目废气污染物监测内容一览表

监测项目	监测点位	监测因子	监测时间	监测频次
加热炉烟气	TK233XCH 井井场加热炉排气筒	颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、烟气参数	2020.11.30~2020.12.01	3 次/d，共 2d
无组织废气	TK233XCH 井、TK261CH 井、TK319CH3 井、TK618CH3 井井场上风向 1 个点位、下风向 3 个点位	非甲烷总烃、硫化氢、气象参数	2020.11.30~2021.1.10	4 次/d，共 2d



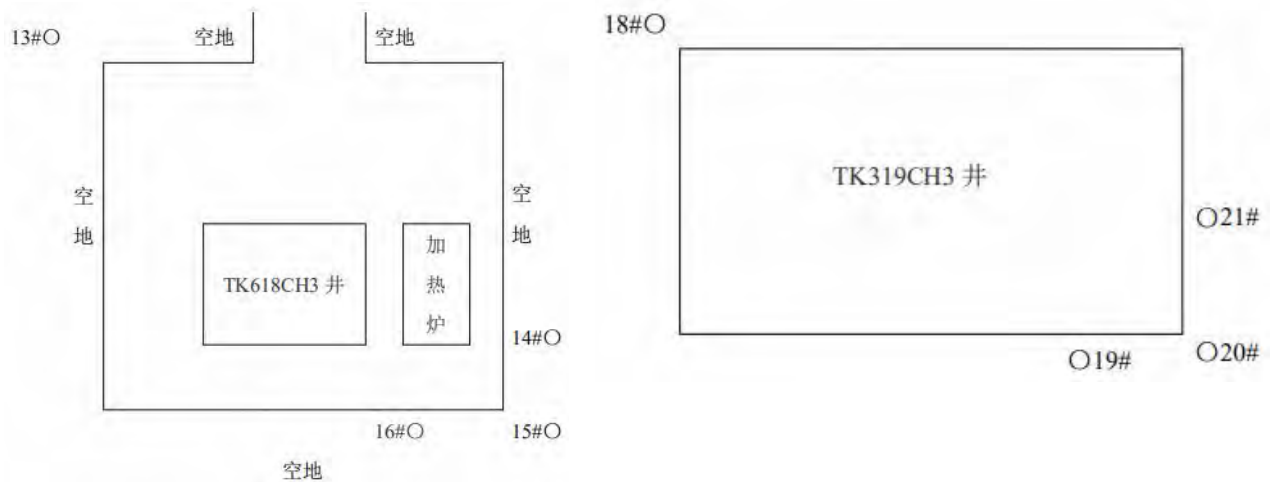


图 5-1 无组织废气污染物监测布点示意图

(2) 废气排放执行标准

本项目井场加热炉燃烧产生的废气污染物颗粒物、二氧化硫、氮氧化物执行《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排放浓度限值要求；

厂界无组织废气污染物非甲烷总烃执行《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要求，厂界无组织废气污染物硫化氢执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 中二级标准限值要求，废气污染物排放执行标准见表 5-2。

表 5-2 废气污染物执行标准及限值

污染类别	污染因子	标准限值	执行标准
加热炉烟气	颗粒物	20mg/m ³	《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排放浓度限值
	二氧化硫	50mg/m ³	
	氮氧化物	200mg/m ³	
无组织废气	非甲烷总烃	4.0mg/m ³	《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
	硫化氢	0.06mg/m ³	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 中二级标准限值

(3) 检测分析方法及质量控制措施

本项目废气污染物检测分析方法见表 5-3。

表 5-3 废气污染物检测分析方法

序号	污染物	检测分析方法
一、	加热炉烟气	
1	采样	固定源废气监测技术规范 (HJ/T 397-2007)、固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法 (GB/T 16157-1996)
2	二氧化硫	固定污染源排气中二氧化硫的测定 定电位电解法 (HJ57-2019)
3	氮氧化物	固定污染源废气 氮氧化物的测定 定电位电解法 (HJ 693-2014)
4	颗粒物	固定污染源废气 低浓度颗粒物的测定重量法 (HJ 836-2017)
二、	厂界无组织废气	
1	采样	环境空气质量手工监测技术规范 (HJ 194-2017)
2	非甲烷总烃	环境空气 总烃、甲烷和非甲烷总烃的测定 直接进样-气相色谱法 (HJ 604-2017)
3	硫化氢	居住区大气中硫化氢卫生检验标准方法 亚甲蓝分光光度法 (GB 11742-89)

尽量避免被测排放物中共存污染物因子对仪器分析的交叉干扰；被测排放物的浓度应在仪器测试量程中有效范围，即仪器量程的 30%~70%之间。

烟尘采样器在进入现场前应对采样器流量计、流速计等进行校核。烟气监测（分析）仪器在测试前按监测因子分别用标准气体和流量计对其进行校核（标定），在测试时应保证其采样流量。监测人员持证上岗，严格按照有关规范进行现场测试。

(4) 废气监测结果及分析

a.井场加热炉烟气污染物监测结果及分析

本次验收 TK233XCH 井井场加热炉烟气污染物颗粒物、二氧化硫、氮氧化物监测结果见表 5-4、5-5。

表 5-4 TK233XCH 井井场加热炉烟气污染物监测结果

监测频次			11 月 30 日			标准 限值	备注
			第一次	第二次	第三次		
			出口	出口	出口		
加热炉 排口	烟气标况流量 (m ³ /h)		739	703	732	/	
	颗粒物排放浓度 (mg/Ndm ³)	折算值	5.5	6.2	8.0	20	达标
	颗粒物排放速率 (kg/h)		2.88×10 ⁻³	3.09×10 ⁻³	4.17×10 ⁻³	/	
	SO ₂ 排放浓度 (mg/m ³)	折算值	/	/	/	50	达标
	SO ₂ 排放速率 (kg/h)		/	/	/	/	
	NO _x 排放浓度 (mg/m ³)	折算值	48	48	49	200	达标
	NO _x 排放速率 (kg/h)		0.0251	0.0239	0.0256	/	

表 5-5 TK233XCH 井井场加热炉烟气污染物监测结果

监测频次			12 月 01 日			标准 限值	备注
			第一次	第二次	第三次		
			出口	出口	出口		
加热炉 排口	烟气标况流量 (m ³ /h)		716	743	775	/	
	颗粒物排放浓度 (mg/Ndm ³)	折算值	6.0	6.0	6.1	20	达标
	颗粒物排放速率 (kg/h)		3.08×10 ⁻³	3.19×10 ⁻³	3.33×10 ⁻³	/	
	SO ₂ 排放浓度 (mg/m ³)	折算值	/	/	/	50	达标
	SO ₂ 排放速率 (kg/h)		/	/	/	/	
	NO _x 排放浓度 (mg/m ³)	折算值	48	49	48	200	达标
	NO _x 排放速率 (kg/h)		0.0243	0.0260	0.0264	/	

根据验收监测结果可知：TK233XCH 井井场加热炉正常生产过程中，加热炉废气污染物颗粒物最大排放浓度值为 8.0mg/m³，二氧化硫未检出，氮氧化物最大排放浓度值为 49mg/m³，均满足《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浓度限值要求。

b.井场厂界无组织废气污染物监测结果及分析

本次验收 TK233XCH 井、TK261CH 井、TK319CH3 井、TK618CH3 井井场厂界上风向、下风向无组织废气污染物非甲烷总烃、硫化氢监测结果见表 5-6。

表 5-6 井场厂界无组织废气污染物监测结果 单位: mg/m^3

采样地点	监测 点位	非甲烷总烃			H_2S		
		浓度范围	标准值	备注	浓度范围	标准值	备注
TK233XCH 井 井场厂界	上风向 1#	0.52~0.58	4.0	达标	<0.005~0.005	0.06	达标
	下风向 2#	0.62~0.69			0.005~0.007		
	下风向 3#	0.62~0.68			0.005~0.007		
	下风向 4#	0.62~0.68			0.005~0.007		
TK261CH 井 井场厂界	上风向 9#	0.53~0.57	4.0	达标	<0.005~0.005	0.06	达标
	下风向 10#	0.63~0.67			0.005~0.007		
	下风向 11#	0.62~0.66			0.005~0.007		
	下风向 12#	0.63~0.71			0.005~0.007		
TK618CH3 井 井场厂界	上风向 13#	0.53~0.59	4.0	达标	<0.005	0.06	达标
	下风向 14#	0.63~0.69			0.005~0.007		
	下风向 15#	0.63~0.68			0.005~0.006		
	下风向 16#	0.63~0.67			<0.005~0.006		
TK319CH3 井 井场厂界	上风向 18#	0.53~0.59	4.0	达标	<0.005~0.005	0.06	达标
	下风向 19#	0.63~0.67			0.006~0.007		
	下风向 20#	0.62~0.69			0.005~0.007		
	下风向 21#	0.63~0.66			0.005~0.006		

根据验收监测结果可知: TK233XCH 井、TK261CH 井、TK319CH3 井、TK618CH3 井井场厂界无组织废气污染物非甲烷总烃最大排放浓度值均满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中新污染源无组织监控点浓度限值要求; TK233XCH 井、TK261CH 井、TK319CH3 井、TK618CH3 井井场厂界无组织废气污染物 H_2S 最大排放浓度值均满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)中新建项目二级标准限值要求。

5.2 废水监测

(1) 监测项目、点位、因子、时间、频次

本项目产生的采出水依托塔河油田一号联合站、塔河油田二号联合站、塔河油田三号联合站废水处理系统处理达标后回注地层。

本次验收对塔河油田一号联合站、塔河油田二号联合站、塔河油田三号联合站废水处理系统排口水质进行采样监测。监测内容详见表 5-7。

表 5-7 本项目废水污染物监测内容一览表

监测项目	监测点位	监测因子	监测时间	监测频次
生产废水	塔河油田一号联合站废水处理系统排口	悬浮固体含、含油量、硫酸盐还原菌、铁细菌、腐生菌、	2021.4.1-4.2	4 次/d, 共 2d
	塔河油田二号联合站废水处理系统排口	pH、SS、含油量、硫化物	2020.12.12~2020.12.13	
	塔河油田三号联合站废水处理系统排口			

(2) 废水排放执行标准

本项目采出水依托塔河油田一号联合站、塔河油田二号联合站、塔河油田三号联合站废水处理系统处理后，水质指标达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）中标准限值要求，具体执行标准见表 5-8。

表 5-8 废水污染物排放执行标准及限值

监测点位	污染因子	标准值	执行标准
塔河油田一号联合站、塔河油田二号联合站、塔河油田三号联合站废水处理系统排口	悬浮物固体	$\leq 30.0\text{mg/L}$	《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329-2012），注入层平均空气渗透率 $>1.5\mu\text{m}^2$
	含油量	$\leq 50.0\text{mg/L}$	
	pH	/	
	硫化物	/	
	硫酸盐还原菌	≤ 25 个/mL	
	铁细菌	$\leq n \times 10^4$ 个/mL	
	腐生菌	$\leq n \times 10^4$ 个/mL	

(3) 检测分析方法及质量控制措施

废水采样依据《水与废水监测分析方法》（第四版）进行。各项目分析方法见表 5-9。

表 5-9 废水污染物检测分析方法

序号	污染因子	分析方法
1	采样	污水监测技术规范（HJ 91.1-2019）
2	pH	水质 pH 的测定 玻璃电极法（GB/T 6920-86）
3	悬浮物	水质 悬浮物的测定 重量法（GB 11901-89）
4	含油量	水质 石油类和动植物油类的测定 红外分光光度法（HJ 637-2018）
5	硫化物	水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法（GB/T 16489-1996）
6	悬浮固体含量	碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法 5.2 悬浮固体含量（SY/T 5329-2012）
7	含油量	碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法 5.4 含油量（SY/T 5329-2012）
8	硫酸盐还原菌	碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法 5.6 腐生菌、硫酸盐还原菌与铁细菌含量（SY/T 5329-2012）
9	铁细菌	碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法 5.6 腐生菌、硫酸盐还原菌与铁细菌含量（SY/T 5329-2012）

10	腐生菌	碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法 5.6 腐生菌、硫酸盐还原菌与铁细菌含量 (SY/T 5329-2012)
----	-----	--

水质样品的采集、保存及质量保证措施均参照国家环保局颁发的《环境监测技术规范》、《环境水质监测质量保证手册》的技术要求执行，分析方法依据国家水质标准分析方法和《水和废水监测分析方法》。

(4) 废水监测结果及分析

塔河油田一号联合站、塔河油田二号联合站、塔河油田三号废水处理系统排口水质见表 5-10、5-11、5-12。

表 5-10 塔河油田一号联合站废水处理系统排口水质统计表 单位：除 pH 无量纲外，mg/L

监测点位	采样日期	检测样品编号	悬浮固体含量	含油量	硫酸盐还原菌	铁细菌	腐生菌
塔河油田一号联合站废水处理系统排口	2021.4.1	SF-1-1	2	5.4	0.0	2.5	0.0
		SF-1-2	2	6.6	0.0	2.5	0.0
		SF-1-3	1	5.5	0.0	2.5	0.0
		SF-1-4	2	5.5	0.0	2.5	0.0
	2021.4.2	SF-1-5	2	9.7	0.0	2.5	0.0
		SF-1-6	2	8.6	0.0	2.5	0.0
		SF-1-7	2	7.6	0.0	2.5	0.0
		SF-1-8	2	6.6	0.0	2.5	0.0
	日均浓度最大值		2	8.1	0.0	2.5	0.5
执行标准	《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T 5329-2012)		≤ 30.0mg/L	≤ 50mg/L	≤ 25 个/mL	≤n×10 ⁴ 个/mL	≤n×10 ⁴ 个/mL
达标情况			达标	达标	达标	达标	达标

表 5-11 塔河油田二号联合站废水处理系统排口水质统计表 单位：除 pH 无量纲外，mg/L

监测点位	采样日期	检测样品编号	pH	悬浮物	含油量	硫化物
塔河油田二号联合站废水处理系统排口	2020.12.12	SF-1-1	6.89	12	1.01	<0.005
		SF-1-2	6.85	14	0.893	<0.005
		SF-1-3	6.84	13	1.05	<0.005
		SF-1-4	6.83	14	1.02	<0.005
	2020.12.13	SF-1-5	6.84	17	1.11	<0.005
		SF-1-6	6.88	16	1.18	<0.005
		SF-1-7	6.77	12	0.979	<0.005
		SF-1-8	6.87	15	0.999	<0.005
	日均浓度最大值		6.77~6.89	15	1.067	<0.005
执行标准	《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T 5329-2012)		/	≤30mg/L	≤50mg/L	/
达标情况				达标	达标	

表 5-12 塔河油田三号联合站废水处理系统排口水质统计表 单位：除 pH 无量纲外，mg/L

监测点位	采样日期	检测样品 编号	pH	悬浮物	含油量	硫化物
塔河油田 三号联合 站废水处 理系统排 口	2020.12.12	SF-2-1	7.25	8	27.4	<0.005
		SF-2-2	7.03	9	25.8	<0.005
		SF-2-3	7.15	8	26.3	<0.005
		SF-2-4	7.03	8	26.0	<0.005
	2020.12.13	SF-2-5	7.07	9	25.8	<0.005
		SF-2-6	6.82	7	26.0	<0.005
		SF-2-7	7.06	7	24.1	<0.005
		SF-2-8	7.08	6	28.5	<0.005
	日均浓度最大值		6.82~7.15	8.25	26.7	<0.005
执行标准	《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）		/	≤30mg/L	≤50mg/L	/
达标情况				达标	达标	

根据验收监测结果可知，塔河油田一号、二号、三号联合站废水处理系统排口废水污染监测结果均满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）中标准限值要求。

5.3 噪声监测

（1）监测项目、点位、因子、时间、频次

本次验收对 TK233XCH 井、TK261CH 井、TK319CH3 井、TK618CH3 井井场厂界四周各布设 1 个监测点位。噪声监测内容见表 5-13，噪声监测点位见图 5-2。

表 5-13 本项目井场厂界噪声监测内容一览表

监测项目	监测点位	监测因子	监测时间	监测频次
TK233XCH 井、 TK261CH 井、 TK319CH3 井、 TK618CH3 井 井场厂界噪声	厂界东侧外 1m	等效连续 A 声级 (Leq)	2020.11.30~2021.1.10	昼间、夜间各 1 次/d， 共 2d
	厂界南侧外 1m			
	厂界西侧外 1m			
	厂界北侧外 1m			

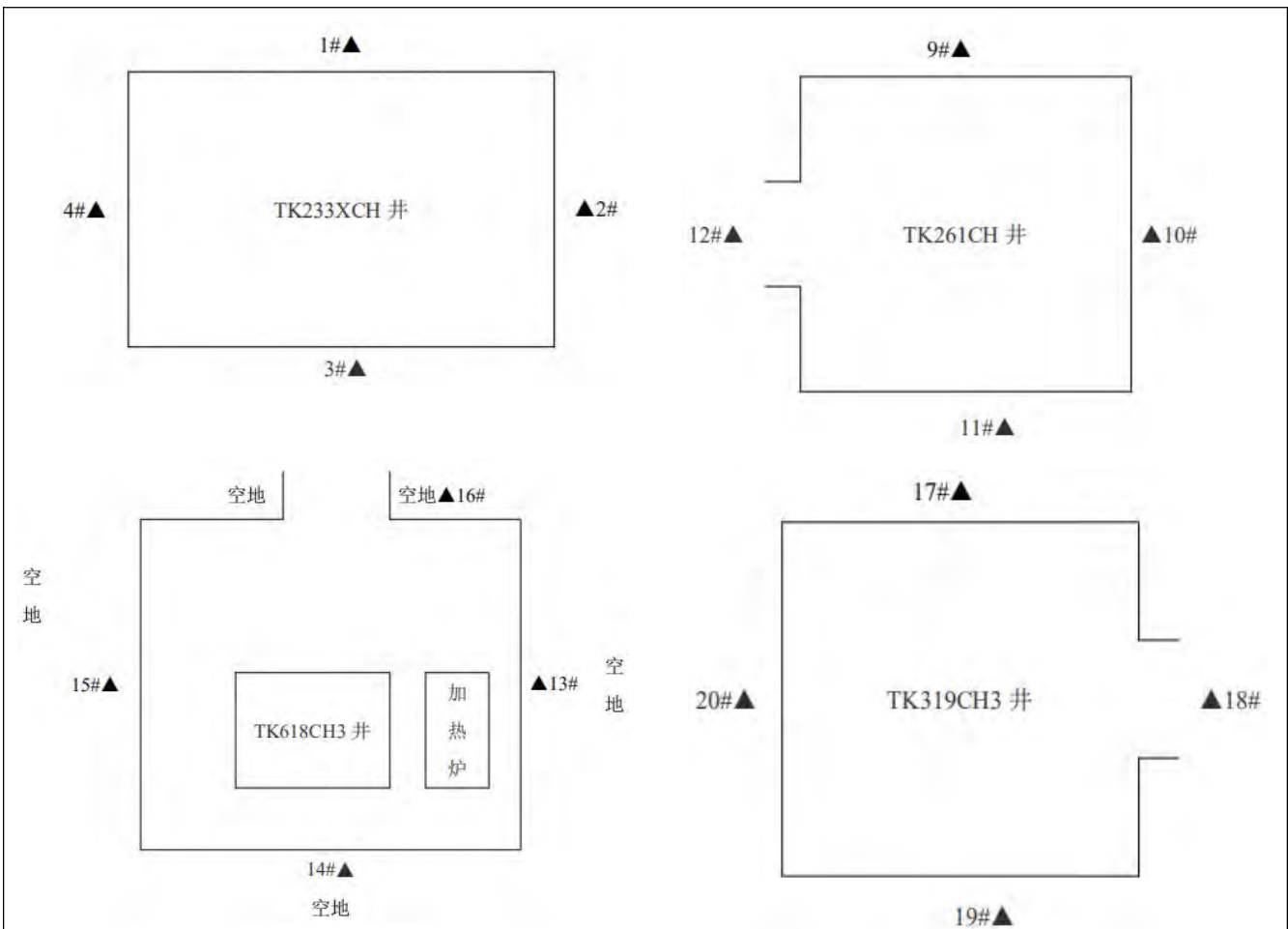


图 5-2 噪声监测点位示意图

（2）噪声排放执行标准

本项目井场厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 3 类区标准要求，具体执行标准见表 5-14。

表 5-14 噪声执行标准及限值

项目	标准限值[dB(A)]	执行标准
昼间噪声	65	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008） 中 3 类区
夜间噪声	55	

（3）噪声监测方法及质量控制措施

噪声监测依据《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 3 类区。噪声监测仪器和方法见表 5-15。

表 5-15 噪声监测仪器和方法表

监测项目	监测仪器	监测方法及依据
厂界噪声	AWA5688 型多功能声级计	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）

①依据相关标准和技术规范进行布点和实施现场监测；

②噪声统计分析仪经有关部门校验合格且在使用期限内；

③仪器使用前后均使用声级校准器校准，测量前后校准示值偏差不大于 0.5dB；

④监测人员全部持证上岗。

(4) 噪声监测结果及分析

本次验收对 TK233XCH 井、TK261CH 井、TK319CH3 井、TK618CH3 井井场厂界噪声监测结果见表 5-16。

表 5-16 噪声监测统计结果 单位：dB (A)

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
TK233XCH 井 井场厂界	北	50	50	65	达标	40	42	55	达标
	东	50	49		达标	39	42		达标
	南	48	50		达标	41	41		达标
	西	49	49		达标	40	41		达标
TK261CH 井 井场厂界	北	49	49	65	达标	41	42	55	达标
	东	48	50		达标	40	42		达标
	南	49	48		达标	41	41		达标
	西	50	48		达标	40	42		达标
TK618CH3 井 井场厂界	东	50	51	65	达标	41	38	55	达标
	南	50	50		达标	40	40		达标
	西	52	48		达标	41	39		达标
	北	53	50		达标	39	39		达标
TK319CH3 井 井场厂界	北	50	49	65	达标	41	41	55	达标
	东	48	48		达标	40	41		达标
	南	49	49		达标	40	40		达标
	西	48	50		达标	40	42		达标

根据验收监测结果可知：TK233XCH 井、TK261CH 井、TK319CH3 井、TK618CH3 井井场厂界昼间、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 类区标准要求。

5.4 土壤监测

(1) 监测项目、点位、因子、时间、频次

本次验收对 TK233XCH 井、TK261CH 井、TK319CH3 井、TK618CH3 井井场内、外布设 1 个监测点位。监测内容详见表 5-17。

表 5-17 本项目土壤监测内容一览表

监测项目	监测点位	监测因子	监测时间	监测频次
土壤	TK233XCH 井、TK261CH 井、TK319CH3 井、TK618CH3 井井场内、外表层土 (0~20cm)	石油烃、砷、汞、镍、镉、六价铬、铜、铅、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[1,2,5-cd]芘、萘	2020.10.26	1 次

(2) 土壤执行标准

本项目土壤执行标准见表 5-18。

表 5-18 土壤执行标准

监测因子	执行标准
砷、汞、镍、镉、六价铬、铜、铅、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[1,2,5-cd]芘、萘	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表 1 中建设用地土壤污染风险筛选值第二类用地(基本项目)标准限值
石油烃	《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 2 中建设用地土壤污染风险筛选值第二类用地(其他项目)标准限值

(3) 土壤检测分析方法

本项目土壤中各因子检测分析方法详见表 5-19。

表 5-19 土壤因子检测分析方法

序号	检测项目	分析方法
1	采样	土壤环境监测技术规范 (HJ/T 166-2004)
2	pH	土壤检测 第 2 部分: 土壤 pH 的测定 (NY/T 1121.2-2006)
3	锌	土壤和沉积物 12 种金属元素的测定 王水提取-电感耦合等离子体质谱法 (HJ 803-2016)
4	汞	土壤和沉积物 汞、砷、硒、铋、锑的测定 微波消解/原子荧光 (HJ 680-2013)
5	砷	土壤和沉积物 汞、砷、硒、铋、锑的测定 微波消解/原子荧光 (HJ 680-2013)
6	铜、铅、镉、镍	土壤和沉积物 12 种金属元素的测定 王水提取-电感耦合等离子体质谱法 (HJ 803-2016)
7	六价铬	固体废物 六价铬的测定 碱消解/火焰原子吸收分光光度法 (HJ 687-2014)
8	苯、甲苯、氯乙烯、1,1-二氯乙烯、二氯甲烷、反-1,2-二氯乙烯、1,1-二氯乙烷、顺-1,2-二氯乙烯、氯仿、1,1,1-三氯乙烷、四氯化碳、1,2-二氯乙烷、三氯乙烯、1,1,2-三氯乙烷、四氯乙烯、氯苯、1,1,1,2-四氯乙烷、乙苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、苯乙烯、1,1,2,2-四氯乙烷、1,2,3-三氯丙烷、1,4-二氯苯、1,2-二氯苯、萘、1,2-二氯丙烷	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱法 (HJ 741-2015)
9	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、蒎、二苯并(a,h)蒽、茚并(1,2,3-cd)芘	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法 (HJ 834-2017)
10	氯甲烷	土壤和沉积物 挥发性卤代烃的测定 顶空/气相色谱-质谱法 (HJ 736-2015)
11	石油烃	土壤和沉积物 石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀) 的测定 气相色谱法 (HJ 1021-2019)
12	铬	土壤和沉积物 12 种金属元素的测定 王水提取-电感耦合等离子体质谱法 (HJ 803-2016)

(3) 土壤监测结果及分析

本次验收土壤监测结果见表 5-20。

根据土壤监测结果可知: TK233XCH 井、TK261CH 井、TK319CH3 井、TK618CH3 井井场内、外土壤中各项因子监测结果均满足《土壤环境质量 建设

用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）建设用地土壤污染风险筛选值第二类用地（基本项目、其他项目）标准限值要求。

表 5-20 各井场内、外土壤监测结果统计表 单位：除 pH 无量纲外，其余均为 mg/kg

序号	监测项目	TK233XCH 井井场内	TK233XCH 井井场外	TK261CH 井井场内	TK261CH 井井场外	TK319CH3 井井场内	TK319CH3 井井场外	TK618CH3 井井场内	TK618CH3 井井场外	标准 限值	备注
1	石油烃	<6	<6	<6	<6	<6	12	13	52	4500	达标
2	砷	9.71	9.58	6.76	9.30	9.49	7.60	8.06	9.65	60	达标
3	汞	0.035	0.032	0.031	0.043	0.041	0.036	0.041	0.040	38	达标
4	铜	17.0	13.1	12.3	13.5	15.6	12.5	14.7	18.4	18000	达标
5	铅	16	13	13	14	16	13	14	17	800	达标
6	镉	0.09	0.10	<0.07	0.08	0.17	<0.07	0.12	0.16	65	达标
7	镍	21	19	18	18	22	19	20	22	900	达标
8	六价铬	<2	<2	<2	<2	<2	<2	<2	<2	5.7	达标
9	苯	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	4	达标
10	甲苯	<0.006	<0.006	<0.006	<0.006	<0.006	<0.006	<0.006	<0.006	1200	达标
11	氯乙烯	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	0.43	达标
12	1,1-二氯乙烯	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	66	达标
13	二氯甲烷	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	616	达标
14	反-1,2-二氯乙烯	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	54	达标
15	1,1-二氯乙烷	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	9	达标
16	顺-1,2-二氯乙烯	<0.008	<0.008	<0.008	<0.008	<0.008	<0.008	<0.008	<0.008	596	达标
17	氯仿	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	0.9	达标
18	1,1,1-三氯乙烷	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	840	达标
19	四氯化碳	<0.03	<0.03	<0.03	<0.03	<0.03	<0.03	<0.03	<0.03	2.8	达标
20	1,2-二氯乙烷	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	5	达标
21	三氯乙烯	<0.009	<0.009	<0.009	<0.009	<0.009	<0.009	<0.009	<0.009	2.8	达标
22	氯甲烷	<0.003	<0.003	<0.003	<0.003	<0.003	<0.003	<0.003	<0.003	37	达标
23	1,1,2-三氯乙烷	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	2.8	达标
24	四氯乙烯	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	53	达标

表 5-20 各井场内、外土壤监测结果统计表（续） 单位：除 pH 无量纲外，其余均为 mg/kg

序号	监测项目	TK233XCH 井井场内	TK233XCH 井井场外	TK261CH 井井场内	TK261CH 井井场外	TK319CH3 井井场内	TK319CH3 井井场外	TK618CH3 井井场内	TK618CH3 井井场外	标准 限值	备注
25	氯苯	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005	270	达标
26	1,1,1,2-四氯乙烷	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	10	达标
27	乙苯	<0.006	<0.006	<0.006	<0.006	<0.006	<0.006	<0.006	<0.006	28	达标
28	间二甲苯+对二甲苯	<0.009	<0.009	<0.009	<0.009	<0.009	<0.009	<0.009	<0.009	570	达标
29	邻二甲苯	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	640	达标
30	苯乙烯	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	1290	达标
31	1,1,2,2-四氯乙烷	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	6.8	达标
32	1,2,3-三氯丙烷	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	0.5	达标
33	1,4-二氯苯	<0.008	<0.008	<0.008	<0.008	<0.008	<0.008	<0.008	<0.008	20	达标
34	1,2-二氯苯	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	560	达标
35	萘	<0.007	<0.007	<0.007	<0.007	<0.007	<0.007	<0.007	<0.007	70	达标
36	1,2-二氯丙烷	<0.008	<0.008	<0.008	<0.008	<0.008	<0.008	<0.008	<0.008	5	达标
37	硝基苯	<0.09	<0.09	<0.09	<0.09	<0.09	<0.09	<0.09	<0.09	76	达标
38	苯胺	<0.08	<0.08	<0.08	<0.08	<0.08	<0.08	<0.08	<0.08	260	达标
39	2-氯酚	<0.06	<0.06	<0.06	<0.06	<0.06	<0.06	<0.06	<0.06	2256	达标
40	苯并（a）蒽	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	15	达标
41	苯并（a）芘	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	1.5	达标
42	苯并（b）荧蒽	<0.2	<0.2	<0.2	<0.2	<0.2	<0.2	<0.2	<0.2	15	达标
43	苯并（k）荧蒽	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	151	达标
44	蒽	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	1293	达标
45	二苯并(a,h)蒽	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	1.5	达标
46	茚并（1,2,3,-cd）芘	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	15	达标

5.5 地下水环境现状监测

(1) 监测项目、点位、因子、时间、频次

本项目对本次验收对采油一厂、采油二厂、采油三厂区域地下水环境现状进行监测，各布设 1 个监测点位。地下水监测内容见表 5-21。

表 5-21 本项目地下水监测内容一览表

监测项目	监测点位	监测因子	监测时间	监测频次
采油一厂 区域地下水	采油一厂生活基地 坐标点位 (E84°06'52.98", N41°02'30.98")	pH、总硬度、氯化物、挥发 酚、高锰酸盐指数、氨氮、 硫化物、氰化物、氟化物、 汞、砷、镉、六价铬、铅、 石油类共计 15 项	2020.12.11	1 次
采油二厂 区域地下水	水源地 坐标点位 (E83°46'37.80", N41°20'42.15")			
采油三厂 区域地下水	农户机井 坐标点位 (E83°29'13.25", N41°09'12.02")			

(2) 地下水执行标准

本项目地下水 pH、总硬度、氯化物、挥发酚、高锰酸盐指数、氨氮、硫化物、氰化物、氟化物、汞、砷、镉、六价铬、铅执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) 中 III 类标准限值要求。

石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III 类标准限值要求。具体标准限值见表 5-22。

表 5-22 地下水执行标准

监测因子	执行标准
pH、总硬度、氯化物、挥发酚、高锰酸盐指数、氨氮、硫化物、氰化物、氟化物、汞、砷、镉、六价铬、铅	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) 中 III 类标准限值要求
石油类	《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III 类标准限值要求

(3) 地下水检测分析方法及质量控制措施

地下水采样依据地下水环境监测技术规范 (HJT 164-2004)。水质样品的采集、保存及质量保证措施均参照国家环保局颁发的《环境监测技术规范》、《环境水质监测质量保证手册》的技术要求执行，分析方法依据国家水质标准分析方法和《水和废水监测分析方法》。

地下水因子检测分析方法见表 5-23。

表 5-23 地下水因子检测分析方法

序号	检测项目	分析方法
1	采样	地下水环境监测技术规范 (HJ/T 164-2004)
2	pH	水质 pH 的测定 玻璃电极法 (GB 6920-86)
3	汞	水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法 (HJ 694-2014)
4	砷	水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法 (HJ 694-2014)
5	铅	水质 65 种元素的测定 电感耦合等离子体质谱法 (HJ 700-2014)
6	镉	水质 65 种元素的测定 电感耦合等离子体质谱法 (HJ 700-2014)
7	六价铬	水质 六价铬的测定 二苯碳酰二肼分光光度法 (GB 7467-87)
8	氰化物	生活饮用水标准检验方法 无机非金属指标 4.1 异烟酸-吡啶酮分光光度法 (GB/T 5750.5-2006)
9	氟化物	水质 氟化物的测定 离子选择性电极法 (GB 7484-87)
10	总硬度	水质 钙和镁总量的测定 EDTA 滴定法 (GB 7477-1987)
11	氨氮	水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法 (HJ 535-2009)
12	氯化物	水质 氯化物的测定 硝酸银滴定法 (GB 11896-89)
13	高锰酸盐指数	水质 高锰酸盐指数的测定 (GB 11892-1989)
14	硫化物	水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法 (GB/T 16489-1996)
15	挥发酚	水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法 萃取分光光度法 (HJ 503-2009)
16	石油类	水质 石油类的测定 紫外分光光度法 (HJ 970-2018)

(4) 监测结果及分析

采油一厂、采油二厂、采油三厂区域地下水监测结果详见表 5-24。

表 5-24 地下水监测结果统计表 单位：除 pH 外，mg/L

序号	监测项目	监测结果			标准限值	备注
		采油一厂	采油二厂	采油三厂		
1	pH	8.40	8.42	8.39	$6.5 \leq \text{pH} \leq 8.5$	达标
2	总硬度	74.0	53.4	37.6	≤ 450	达标
3	氯化物	159	155	159	≤ 250	达标
4	挥发酚	<0.0003	<0.0003	<0.0003	≤ 0.002	达标
5	高锰酸盐指数	0.5	0.6	0.5	≤ 3.0	达标
6	氨氮	0.186	0.153	0.168	≤ 0.50	达标
7	硫化物	<0.005	<0.005	<0.005	≤ 0.02	达标
8	氰化物	<0.002	<0.002	<0.002	≤ 0.05	达标
9	氟化物	0.93	0.96	0.94	≤ 1.0	达标
10	汞	1.7×10^{-4}	1.3×10^{-4}	1.2×10^{-4}	≤ 0.001	达标
11	砷	8.0×10^{-3}	6.1×10^{-3}	5.9×10^{-3}	≤ 0.01	达标
12	镉	8×10^{-5}	6×10^{-5}	<0.05	≤ 0.005	达标
13	六价铬	0.004	0.004	0.005	≤ 0.05	达标
14	铅	1.6×10^{-4}	3.0×10^{-4}	5.2×10^{-4}	≤ 0.01	达标
15	石油类	<0.01	<0.01	<0.01	≤ 0.05	达标

根据区域地下水监测结果可知，各项因子监测指标满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的Ⅲ类标准限值要求，石油类监测浓度满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准限值要求。

本项目所在区域地下水环境质量与环评设计阶段一致，因此本项目的实施对区域地下水环境影响很小。

表六 环境管理状况及监测计划**6.1 环境管理机构设置**

本项目依据《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》(SY/T6276-1997)的要求,结合《安全生产法》,中国石油化工股份有限公司西北油田分公司制定了 QHSSE 管理体系,西北油田分公司设置安全环保科,并配备专职环保人员,负责公司安全、环保管理。公司安全环保科组织开展企业的日常环境管理工作,具体负责公司环境保护的日常管理和监督以及事故应急处理等工作,并保持同上级环保部门的联系,定时汇报情况,形成上下贯通的环境管理机构和网络,对出现的环境问题作出及时的反映和反馈。

截止验收调查时为止,没有发生过环境污染事故。

根据现场勘查,本项目加热炉废气排放口设置有废气环保标识标牌,井场至计转站之间管线设有管线碑牌,牌上有应急电话、管线基本信息等内容,井场道路路口设有环保应急电话,部分井场入口设有职业危害告知牌等。

采油厂对井场加热炉及站场加热炉均已完成了排污许可的申报工作,并取得了排污许可登记回执。

从现场调查的情况来看,本项目的环境保护工作取得了一定的效果,没有因管理失误对环境造成不良影响。

6.2 环境监测能力建设情况

本项目施工期产生的废气、噪声随施工结束而逐渐消失,废水和固体废物已按环评及批复要求进行了妥善处理,运行期废气、废水、噪声、固废均采取了环评及批复提出的污染防治措施。本次竣工环境保护验收过程中进行了废气、废水、噪声、土壤及地下水监测。

西北油田分公司采油二厂对各计转站及联合站进行厂界无组织废气非甲烷总烃、对联合站处理后的采出水委托第三方进行季度性监测,保证站场稳定运行,污染物长期稳定达标排放。

6.3 环境影响监测计划及其落实情况

表 6-1 监测计划及落实情况

序号	监测项目		监测因子	取样位置	落实情况
1	废气	加热炉烟气	颗粒物、SO ₂ 、NO _x	排气筒采样孔 (应设置采用平台)	已落实
2		场界无组织废气	非甲烷总烃、H ₂ S	下风向场站外 10m 范围内	已落实
3	声环境		场界噪声 L _{eq}	场站外 1m 处	已落实
4	联合站废水		pH、SS、石油类、硫化物	废水处理系统出口	已落实

6.4 环境管理状况分析与建议

本项目的环境保护工作由西北油田分公司安全环保处领导，由西北油田分公司采油厂 QHSE 科室组织实施。建设单位严格按照 QHSE 管理体系要求进行环境管理，执行了“环境影响评价”和“三同时”制度，环保管理机构与管理制度健全。

本项目由工程监理单位开展了监理工作，并在施工期间开展了 QHSE 施工监理规划，在监理过程中采取了 QHSE 控制措施。本项目施工过程中由西北油田分公司石油工程监督中心进行 QHSE 监督检查，并对检查结果进行了监督评定，施工结束后由安全环保督查大队对项目现场进行环保终交检查。承担施工作业的施工单位进行环保日常自检自查，对存在问题进行及时整改。根据走访及现场调查可知，本项目在施工、运行未发生突发环境事件。

本项目突发环境事件风险防范依托《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油二厂突发环境事件应急预案》、《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油三厂突发环境事件应急预案》，该应急预案均在库车市环境保护局备案，备案编号分别为：652923-2020-012-M，652923-2020-022-M，主要包括环境污染与破坏事件的分级、预测与报警、应急报告程序与内容、应急准备、应急处置措施及应急中止程序等。本工程落实了国家、地方及有关行业关于风险事

故防范与应急方面相关规定，配备了必要的应急设施，设置了完善的环境风险事故防范与应急管理机构，建立了安全保护、维护保养和巡线检查制度。

根据现场调查可知，施工期、运行期期间严格执行西北油田分公司相关规范要求，未发生突发环境事件。

表七 调查结论与建议

7.1 验收调查结论

7.1.1 工程建设内容

本项目位于新疆阿克苏地区库车市境内，西北油田分公司塔河油田主体区（2 区-8 区），地理坐标为东经 $83^{\circ}20' \sim 83^{\circ}39'$ 、北纬 $41^{\circ}00' \sim 41^{\circ}30'$ 。建设内容及规模为：在主体区部署 7 口侧钻井（TK233XCH 井、TK261CH 井、TK319CH3 井、TK618CH3 井、TK6107CH 井、TK689CH 井、T807KCH 井），新建集油管线 7.044km，新建燃料气管线 4.476km；新建 200kW 单盘管燃气加热炉 2 台；8-1 计转站扩建 8 井式撬装选井计量阀组 1 套；同时完善供配电、道路等配套工程。新建产能单井日产 16t/d（验收期间，单井日产 7.9t/d）。项目总投资 14262 万元，其中环保投资 177 万元，占总投资的 1.24%。项目建设性质为改扩建。

7.1.2 生态环境影响调查结论

本项目对施工占地范围进行了清理平整。现场地表未发现遗留固体废物，临时占地范围内植被正在恢复过程中。本项目落实了环评及批复中提出的各项生态环境保护措施。

7.1.3 大气环境影响调查结论

本项目施工期大气污染源主要为施工场地平整、管沟开挖产生的扬尘，管线焊接产生的焊接烟气，施工机械驱动设备排放的废气、运输车辆尾气。

本项目运行期大气污染源主要为井场加热炉燃烧产生的烟气及油气集输过程中无组织挥发性有机废气。

本项目施工期对大气环境的影响随项目施工期结束而结束，本项目运行期井场加热炉使用燃料为脱硫后的返输干气，采取油气计量及集输采用全密闭流程，

同时定期对集输管线进行巡检、对各站场的设备、阀门等进行定期的检查、检修，从源头最大限度的减少泄露产生的无组织废气。本项目落实了环评报告表及批复中提出的各项大气污染防治措施。

TK233XCH 井井场加热炉正常生产过程中，加热炉废气污染物颗粒物最大排放浓度值为 $8.0\text{mg}/\text{m}^3$ ，二氧化硫未检出，氮氧化物最大排放浓度值为 $49\text{mg}/\text{m}^3$ ，均满足《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浓度限值要求。

根据验收监测结果可知：TK233XCH 井、TK261CH 井、TK319CH3 井、TK618CH3 井井场厂界无组织废气污染物非甲烷总烃最大排放浓度值均满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中新污染源无组织监控点浓度限值要求；TK233XCH 井、TK261CH 井、TK319CH3 井、TK618CH3 井井场厂界无组织废气污染物 H_2S 最大排放浓度值均满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中新建项目二级标准限值要求

7.1.4 水环境影响调查结论

本项目施工期水污染源主要为管线试压水、施工人员产生的少量生活污水。

本项目运行期不新增劳动定员，仅定期巡检，无常备工作人员，全部依托采油厂现有人员，无新增生活污水的产生及排放。本项目运行期生产废水主要为采出水及修井作业过程中产生的井下作业废水。

本项目施工期管道分段试压，一般采用无腐蚀性的清洁水，试压水由管线排出由罐收集后，进入下一段管线循环使用，试压结束后洒水抑尘或绿化，施工期间不在施工现场设营地，少量生活污水依托附近站场，不外排。因此，施工期废水妥善处置，不会对周边环境产生明显影响。

本项目运行期采出水依托塔河油田二号、三号联合站的废水处理系统处理达标后回注地层。井下作业废水采用专用废液收集罐收集后运至塔河油田绿色环保站处理，截至验收期间，本项目未产生井下作业废水。本项目周围无地表水，因此不会对周围水环境产生污染影响。本项目正常状况下，集输管线采用柔性复合管，采取严格的防腐防渗措施，不会对区域地下水环境产生污染影响。

本项目施工期、运行期废水均得到了妥善处置，落实了环评报告表及批复中提出的各项水污染防治措施。

根据验收监测结果可知，塔河油田一号、二号、三号联合站废水处理系统排口废水污染监测结果均满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）中标准限值要求。

根据区域地下水监测结果可知，各项因子监测指标满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的Ⅲ类标准限值要求，石油类监测浓度满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准限值要求。

本项目所在区域地下水环境质量与环评设计阶段一致，因此本项目的实施对区域地下水环境影响很小。

7.1.5 声环境影响调查结论

本项目施工期噪声源主要为土方施工、设备吊运安装、管沟开挖、管线铺设过程中挖掘机、吊车等各种机械设备作业噪声及车辆运输噪声。本项目运行期产生的噪声主要为采气树节流、加热炉等设备噪声。

本项目施工期噪声具有间歇性、临时性特点，属短期暂时影响，随施工结束而消失。本项目运行期对设备采用基础减振等降噪措施，同时本项目所在区域地势平坦，运行期井场无泵等高噪声设备，通过距离衰减，对周围居民的影响较小，

因此，本项目运行期对周边声环境影响较小。

本项目落实了环评报告表及批复中提出的各项噪声污染防治措施。

根据验收监测结果可知：TK233XCH 井、TK261CH 井、TK319CH3 井、TK618CH3 井井场厂界昼间、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 类区标准要求。

7.1.6 固废环境影响调查结论

本项目施工期产生的固体废物主要为施工土方和施工人员产生的生活垃圾。

本项目运行期产生的固体废物主要为油气开采过程中，修井产生的井下作业油泥（砂）。

本项目施工期施工土方全部用于管沟回填和场地平整，无弃土产生；生活垃圾随车带走，现场不遗留。本项目运行期产生的油泥砂，桶装收集后送塔河油田绿色环保站进行处理，不会对周围环境产生明显影响。建设单位井下作业采用带罐（车）作业，作业范围地表铺设防渗膜，做到原油不落地。

本项目固体废物全部集中统一收集，均得到妥善处置，根据现场勘查，没有在现场地表遗留固体废物。

根据土壤监测结果可知：TK233XCH 井、TK261CH 井、TK319CH3 井、TK618CH3 井井场内、外土壤中各项因子监测结果均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）建设用地土壤污染风险筛选值第二类用地（基本项目、其他项目）标准限值要求。

7.1.7 环境保护管理调查结论

本项目按照《建设项目环境管理条例》的要求，履行了相关环境保护手续，建设单位按照设计要求进行，认真落实了环评及批复提出的各项生态环境保护及

污染防治措施，符合“三同时”要求。建议通过本项目竣工环境保护验收。

7.2 建议

加强日常巡检工作，确保区域环境安全。

表八 建设项目竣工环境保护“三同时”验收登记表

填表单位（盖章）：新疆新能源（集团）环境检测有限公司

填表人（签字）：

项目经办人（签字）：

建设项目	项目名称	塔河油田主体区块奥陶系油藏 2018 年第一期侧钻项目				项目代码	/				建设地点	位于阿克苏地区库车市境内、西北油田分公司南部塔河油田主体区（2 区-8 区）			
	行业类别（分类管理名录）	B07 石油和天然气开采业				建设性质	<input type="checkbox"/> 新建 <input checked="" type="checkbox"/> 改扩建 <input type="checkbox"/> 技术改造				项目厂区中心经度/纬度	东经 83°20′~83°39′、北纬 41°00′~41°30′			
	设计生产能力	/				实际生产能力	/				环评单位	河北省众联能源环保科技有限公司			
	环评文件审批机关	阿克苏地区生态环境局				审批文号	阿地环函字[2019]808 号				环评文件类型	报告表			
	开工日期	2020 年 4 月 3 日				竣工日期	2020 年 12 月 30 日				排污许可证申领时间	/			
	环保设施设计单位	/				环保设施施工单位	TK233XCH 井：中石化第五建设有限公司；T807KCH 井：河南长兴建设集团有限公司				本工程排污许可证编号	/			
	验收单位	新疆新能源（集团）环境检测有限公司				环保设施调查单位	新疆新能源（集团）环境检测有限公司				验收监测时工况	/			
	投资总概算（万元）	14262				环保投资总概算（万元）	161				所占比例（%）	1.12%			
	实际总投资（万元）	14262				实际环保投资（万元）	177				所占比例（%）	1.24%			
	废水治理（万元）	/	废气治理（万元）	15	噪声治理（万元）	6	固体废物治理（万元）	16		绿化及生态（万元）	100	其他（万元）	40		
新增废水处理设施能力	/					新增废气处理设施能力	/			年平均工作时间	/				
运营单位		中国石油化工股份有限公司西北油田分公司				运营单位社会统一信用代码（或组织机构代码）				验收时间		2021 年 3 月			
污 染 物 排 放 达 标 与 总 量 控 制 （ 工 业 建 设 项 目 详 填 ）	污染物	原有排放量(1)	本期工程实际排放浓度(2)	本期工程允许排放浓度(3)	本期工程产生量(4)	本期工程自身削减量(5)	本期工程实际排放量(6)	本期工程核定排放总量(7)	本期工程“以新带老”削减量(8)	全厂实际排放总量(9)	全厂核定排放总量(10)	区域平衡替代削减量(11)	排放增减量(12)		
	废水	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/		
	化学需氧量	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/		
	氨氮	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/		
	石油类	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/		
	废气	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/		
	二氧化硫	/	未检出	50	/	/	/	/	/	/	/	/	/		
	颗粒物	/	8.0	20	/	/	/	/	/	/	/	/	/		
	工业粉尘	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/		
	氮氧化物	/	49	200	/	/	/	/	/	/	/	/	/		
	工业固体废物	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/		
	与项目有关其他特征污染物	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/		

注：1、排放增减量：（+）表示增加，（-）表示减少。2、(12)=(6)-(8)-(11)，（9）=(4)-(5)-(8)-(11)+（1）。3、计量单位：废水排放量——万吨/年；废气排放量——万标立方米/年；工业固体废物排放量——万吨/年；水污染物排放浓度--毫克/升。

