中国石油化工股份有限公司西北油田分公司塔河油田托甫台奥陶系油藏2017年产能建设项目

竣工环境保护验收调查报告

新疆天合环境技术咨询有限公司

2021年5月

签 署 页

项目名称：中国石油化工股份有限公司西北油田分公司塔河油田托甫台奥陶系油藏2017年产能建设项目

项目文件类别：竣工环境保护验收调查报告

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

编制单位法人代表：唐德清

项目负责人：王晟

	序号	姓名	职称	资质证书号	编制内容	本人签名
主要编制人员情况	1	王晟	工程师	验调岗证字 第2014010130号	调查表全文	
三级审核情况	一级审核	何飞	高级工程师		初审	
	二级审核	吴树宏	高级工程师	环评师登记证书编号 A400404501	技术复核	
	三级审核	唐德清	高级工程师	环评师登记证书编号 A400404201	审定领导	

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:0991-3166244
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:新疆天合环境技术咨询有限公司
电话:0991-3857017
传真:0991-3857017
邮编:830063
地址:新疆乌鲁木齐市南湖西路215号



标准井场



井场临时用地



管线穿越胡杨林段



井场入场道路



管线穿越农田



TP338H井井场



入场道路路面砾石硬化



井场周围草方格防护

现场照片

目 录

前言.....5
1 总论.....7
1.1 编制依据.....7
1.2 调查目的.....8
1.3 调查原则.....8
1.4 调查方法.....9
1.5 调查范围.....9
1.6 验收标准.....10
1.7 调查重点.....11
2 区域环境概况.....13
2.1 自然环境.....13
2.2 生态环境.....22
2.3 社会环境概况.....22
3 工程概况.....24
3.1 建设项目基本情况.....24
3.2 区域位置.....24
3.3 项目实施过程.....24
3.4 油气资源概况.....25
3.5 建设内容及工程变更情况.....26
3.6 主体工程及工艺流程.....29
3.7 辅助工程.....33
3.8 依托工程内容.....34
3.9 工程投资.....41
4 环境影响报告书回顾.....43
4.1 环境影响报告书的主要结论.....43
4.2 环境影响报告书批复意见.....49
5 生态环境影响调查与分析.....53
5.1 项目占地影响调查与分析.....53

5.2 植被影响调查与分析.....55
5.3 动物影响调查与分析.....55
5.4 生态影响防治措施落实情况调查.....56
5.5 土壤影响调查.....58
5.6 小结.....62
6 水环境影响调查与分析.....63
6.1 建设期水污染源调查.....63
6.2 运行期水污染源调查.....63
6.3 水污染源现状监测.....64
6.4 监测结果分析.....64
6.5 水污染防治措施落实情况调查.....65
6.6 小结.....67
7 大气环境影响调查与分析.....68
7.1 大气污染源调查.....68
7.2 大气污染源现状监测.....69
7.3 大气环境保护措施落实情况调查.....73
7.4 小结.....75
8 声环境影响调查与分析.....76
8.1 声污染源调查.....76
8.2 声环境现状监测.....76
8.3 噪声防治措施落实情况调查.....78
8.4 小结.....79
9 固体废物环境影响调查与分析.....80
9.1 固体废物污染源调查.....80
9.2 固废防治措施落实情况及措施有效性分析.....80
9.2 小结.....82
10 公众意见调查.....83
10.1 调查方法和对象.....83
10.2 调查内容.....83

10.3 调查结果统计分析.....83
10.4 调查结论.....84
11 环境管理检查.....85
11.1 环境保护“三同时”制度执行情况.....85
11.2 环境管理机构及环保制度建立情况调查.....85
11.3 环境风险和应急预案调查.....85
11.4 环境监控情况调查.....86
11.5 清洁生产与污染物总量控制.....86
11.6 环境管理措施落实情况调查.....87
11.7 小结.....88
12 调查结论与建议.....89
12.1 调查结论.....89
12.2 要求和建议.....92
12.3 验收结论.....92

附件：

1、关于塔河油田拖甫台奥陶系油藏2017年产能建设项目环保验收的委托书；

2、关于中国石化西北油田分公司塔河油田挺甫台奥陶系油藏2017年产能建设项目环境影响报告书的批复（新环函〔2017〕1131号）；

3、《关于中国石化西北油田分公司塔河油田托甫台奥陶系油藏2017年产能建设项目环境影响报告书》主要污染物排放制审查意见的函（新环排权审〔2017〕38号）；

4、关于中石化西北分公司塔河油田三号联合站建设工程环境影响报告书的批复（新环自函〔2006〕135号）；

5、关于对塔河油田三号联合站建设工程竣工环境保护验收意见（阿地环函字〔2007〕19号）；

6、关于塔河油田一号固废液处理站扩建工程环境影响报告表的批复（阿地环函字〔2014〕236号）；

7、关于西北油田分公司塔河油田一号固废液处理站扩建工程竣工环境保护验收的批复（阿地环函字〔2015〕501号）；

8、关于塔河油田污油泥处理站扩建工程环境影响报告书的批复（新环函〔2015〕811号）；

9、关于西北油田分公司塔河油田污油泥处理工程竣工环境保护验收的批复（阿地环函字〔2015〕209号）；

10、采油一厂突发环境事件应急预案备案表（巴州）；

11、采油三厂发环境事件应急预案备案表（库车市）；

12、采油三厂发环境事件应急预案备案表（沙雅县）；

13、采油一厂第三轮清洁生产审查意见；

14、采油三厂清洁生产验收意见；

15、监测报告；

16、塔河油田托甫台奥陶系油藏2017年产能建设项目竣工环境保护 “三同时”验收登记表。

前　言

2017 年 5 月，中国石油大学（华东）编制完成《中国石化西北油田分公司塔河油田托甫台奥陶系油藏 2017 年产能建设项目环境影响报告书》，2017 年 7 月 24 日，新疆维吾尔自治区环保厅以新环评〔2017〕1131 号文批复通过。工程于 2017 年 8 月开工建设，并陆续进入滚动开发阶段，2020 年 5 月开展了本项目环保验收现场调查、监测工作。

根据中国石油大学（华东）2017年5月编制的《中国石化西北油田分公司塔河油田托甫台奥陶系油藏2017年产能建设项目环境影响报告书》可知，本项目拟部署新井27口，钻井总进尺17.57×10^4m，新建产能12.95×10^4t。新建单井集输管线67.7km；单井燃料气管线30.8km；井口加热炉27台；TP-7计量阀组站扩建8井式撬装自动选井计量阀组1套；新建LGJ-95架空线路22.7km；修复27口井井场道路20.1km，配套建设井区巡检路、配电、防腐、保温、消防等辅助工程。

塔河油田托甫台区块位于库车市和沙雅县交界处，塔里木盆地北缘，地理坐标为东经 83°20′-83°39′，北纬 40°50′-41°14′。该区块距库车市城区约 70km，距沙雅县城约 40km。

托甫台奥陶系油藏 2017 年产能建设项目新增永久占地 15.98hm^2。工程共钻井 25 口；所有单井就近进站，原油、伴生气、燃料气等系统均依托已建系统进行集输，配套建设阀组、集输管网、注水管线、供配电、油区道路等相关公共辅助设施；采出原油主要由塔河三号联合站处理，开发期产生的废弃泥浆采用西北油田分公司“钻井废弃物不落地达标处理技术”，经该技术制成的泥饼定期拉运至塔河油田一号固废液处理站。运营期产生的井下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理。含油污水在三号联合站分离后，通过联合站的含油污水处理系统处理后回注地层，含油泥（砂）运至塔河油田污油泥处理站。项目新增原油生产能力 11.5×10^4t/a；项目建设总投资为 76082.46 万元，其中环保投资 4591.8

万元，占总投资的比例为6.03%。

根据《中华人民共和国环境保护法》及《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》，《关于油气田滚动勘探开发项目竣工环境保护验收方式的复函》的有关规定，对本项目进行竣工环境保护验收调查工作，编制竣工环境保护验收调查报告。

2019年10月，中国石油化工股份有限公司西北油田分公司安全环保处委托新疆天合环境技术咨询有限公司承担本项目竣工环境保护验收调查工作。我公司在建设单位的积极配合下，在对本项目工程文件进行研究、对项目建设情况及环保措施落实情况进行现场调查、对污染源排放情况及工程所在区域的环境质量现状进行监测、环境影响报告书回顾、公众意见调查的基础上，编制完成了调查报告。

本次验收针对塔河油田托甫台奥陶系油藏2017年产能建设项目，若后续开展本项目未包含的建设内容，应另行开展环保验收。

1 总论

1.1 编制依据

1.1.1 法律法规

（1）《中华人民共和国环境保护法》（2014年修订）（12届人大第8次会议，2015.1.1）；

（2）《建设项目环境保护管理条例》（国务院令682号，2017.8.1）；

（3）《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发管理条例》（2018年修正）（新疆维吾尔自治区第十三届人民代表大会常务委员会第六次会议，2018.9.21）；

（4）《石油天然气工程项目用地控制指标》（2017.1.1）；

（5）《新疆维吾尔自治区环境保护条例》（2018年修正）（新疆维吾尔自治区第十三届人民代表大会常务委员会第六次会议，2018.9.21）；

（6）《关于进一步加强和规范油气田勘探开采废弃物污染防治工作的通知》（新环发[2016]360号，2016.11.16）；

（7）《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》中国环境保护部，环办[2015]113号（2015年12月30日）；

（8）《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》中国环境保护部，国环规环评[2017]4号（2017年11月22日）；

（9）《关于油气田滚动勘探开发项目竣工环境保护验收方式的复函》（新环函〔2018〕1584号）

1.1.2 导则与规范

（1）《建设项目竣工环境保护验收技术规范 生态影响类》（HJ/T394-2007）；

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

1.1.3 工程资料及相关批复文件

（1）《中国石化西北油田分公司塔河油田托甫台奥陶系油藏2017年产能建设项目环境影响报告书》（中国石油大学（华东），2017年5月）；

（2）关于中国石化西北油田分公司塔河油田挺甫台奥陶系油藏2017年产能建设项目环境影响报告书的批复（新环函〔2017〕1131号）；

（3）本项目其它相关资料。

1.2 调查目的

本项目验收调查的目的：

（1）调查开发建设工程项目竣工的实际情况与环境影响评价时设计情况之间的差异，分析因工程变化而产生的环境影响，提出减缓环境影响的补充措施。

（2）调查建设项目在设计施工和运营管理等方面落实环境影响报告书和批复文件中所提环保措施的情况，分析其有效性，对不完善的措施提出改进意见。

（3）调查开发建设工程环境保护设施的落实情况和运行效果，以及环境管理和环境监测计划的实施情况，提出相应的环境管理要求。

（4）根据对开发建设工程落实环境保护措施情况的调查结果，客观、公正的从技术上论证该工程是否符合建设项目竣工环境保护验收条件。

1.3 调查原则

本项目验收调查监测中，遵循以下原则：

（1）认真贯彻执行国家与地方的环境保护法律法规及有关规定。

（2）坚持污染防治与生态保护并重的原则。

（3）坚持客观、公正、科学、实用的原则。

（4）坚持充分利用已有资料与实地踏勘、现场调研、现状监测

相结合的原则。

（5）坚持对油田开发建设前期、建设期、生产期环境影响进行全过程分析的原则。

1.4 调查方法

本项目验收调查采用以下方法：

（1）原则上按照《建设项目竣工环境保护验收技术规范 生态影响类》（HJ/T394-2007）、《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》（HJ 612-2011）中的要求执行，并参照有关监测技术标准及《环境影响评价技术导则》规定的方法；

（2）环境影响分析采用资料调研、现场调查和实测相结合的方法；

（3）调查采用“以点线为主、反馈全区”的方法；

（4）环境保护措施有效性分析采用改进已有措施与提出补救措施相结合的方法。

1.5 调查范围

根据油田开发建设项目环境影响因素、当地环境状况的特点，确定本项目的调查范围和调查重点为：

（1）调查时段包括项目的建设前期、施工期和试运行期，以施工期影响为重点，调查环评报告和总体开发方案中环保措施落实情况；

（2）在环境影响要素方面，包括非污染生态影响与污染物排放影响，以非污染生态影响为主，兼顾污染物排放影响。其中生态环境调查的范围为整个2017年产能项目开发范围，调查因子以对生态影响为主，包括：工程占用土地面积，工程弃土处置和生态损失，水土流失现状和影响等；

（3）在环保措施方面，以生态保护措施为主，重点调查生态敏感地区，兼顾风险防范措施及污染防治。本项目环保措施界定如下：

①污染防治措施：包括各工艺站场的废水、废气和固体废物的处

理（置）及噪声控制；

②生态保护和水土保持措施：包括生态恢复和补偿，施工期的水土流失防护、弃土处置、生态保护以及地貌恢复等水土保持措施；

③环境风险防范措施：包括事故防范措施和应急预案等。

根据本项目环境影响因素、当地环境状况的特点，参照环境影响报告书内容，确定本项目的调查与评价因子见表1.5-1。

表1.5-1　　调查与评价因子及范围

序号	调查要素		调查因子或调查对象	范围
1	生态环境		荒漠生态系统、土壤和水土保持	油田开发范围
2	大气	环境空气质量	SO_2、NO_2、非甲烷总烃	站场周围
		厂界无组织排放	非甲烷总烃	依托工艺站场
3	水	生产及生活废水	产生量及处理方式	各工艺站场
4	声	声环境质量调查	井场、计量阀组间、计转站、混输站等工艺站场	油井、计量阀组间等工艺站场界外200m范围
		厂界噪声	工艺站场厂界噪声	各工艺站场，界外200m范围

1.6 验收标准

1.6.1 污染物排放标准

（1）废气排放标准

加热炉废气排放执行《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。非甲烷总烃执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）无组织排放监控浓度限值4.0mg/m^3。伴生气中无组织挥发产生的H_2S污染物排放执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）二级标准。具体标准限值见表1.6-1。

表1.6-1　　大气污染物排放标准　（单位：mg/m^3）

污染物	最高允许排放浓度	标准来源
NO_x	200	《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中燃气锅炉标准限值
SO_2	50	
颗粒物	20	
非甲烷总烃	4.0	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）无组织排放监控浓度限值
H_2S	0.06	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）二级标准

（2）废水排放标准

运营期项目产生的采出水依托塔河油田三号联污水处理系统处理达标后回注地层，回注水水质执行《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准，标准值见表1.6-2。

表 1.6-2　　回注水水质主要控制指标

污染物	标准值（mg/L）	标准来源
悬浮固体含量，mg/ L	≤30.0	《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>1.5μ ㎡
悬浮物颗粒直径中值，μm	≤5.0	
含油量，mg/ L	≤50.0	
平均腐蚀率，mm/年	≤0.076	
SRB，个/mL	≤25	
IB，个/mL	$n\times10^4$	
TGB，个/mL	$n\times10^4$	

（3）噪声排放标准

本项目厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类标准，具体标准限值见表1.6-3。

表 1.6-3　　工业企业厂界环境噪声执行标准

序号	监测项目	标准限值	标准来源
1	昼间噪声	60dB（A）	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类标准
2	夜间噪声	50dB（A）	

1.6.2 总量控制指标

本项目环评建议总量控制指标为：废气污染物：VOCs：21.51t/a ；SO_2：2.00t/a，NO_X：9.32t/a。总量控制指标纳入中石化西北油田分公司总量控制指标内。

关于《关于中国石化西北油田分公司塔河油田托甫台奥陶系油藏2017年产能建设项目环境影响报告书》总量指标及来源审查意见（新环排权审〔2017〕38号）明确：项目建设后二氧化硫、氮氧化物排污许可量应为2.00t/a、9.32t/a。

1.7 调查重点

本次调查重点是本项目开发建设及试运行造成的生态环境影响、大气环境影响、水环境影响、声环境影响等，环境影响报告书及设计

中提出的各项环境保护措施落实情况及其有效性，并根据调查结果提出环境保护补救措施。

1.7.1 生态环境影响调查

井场、道路、管线及地面构筑物建设的临时占地和永久占地情况；项目开发建设对区域野生动植物的影响；水土流失影响及防治情况；环评及批复提出的生态环境保护措施落实情况。

1.7.2 大气环境影响调查

重点调查工程废气排放源、处理设施运行效果，监测分析废气是否按要求达标排放；环评及批复提出的废气防治措施落实情况。

1.7.3 水环境影响调查

重点调查工程废水排放情况、处理处置设施运行效果，监测分析污水是否达标；环评及批复提出的废水防治措施落实情况。

1.7.4 声环境影响调查

重点调查井场、地面站场噪声源对周围环境的影响程度，监测分析噪声是否达标排放，环评及批复提出的噪声防治措施落实情况。

1.7.5 固废环境影响调查

重点调查固体废弃物排放情况、处理处置设施运行效果；是否按要求落实固废污染防治措施。

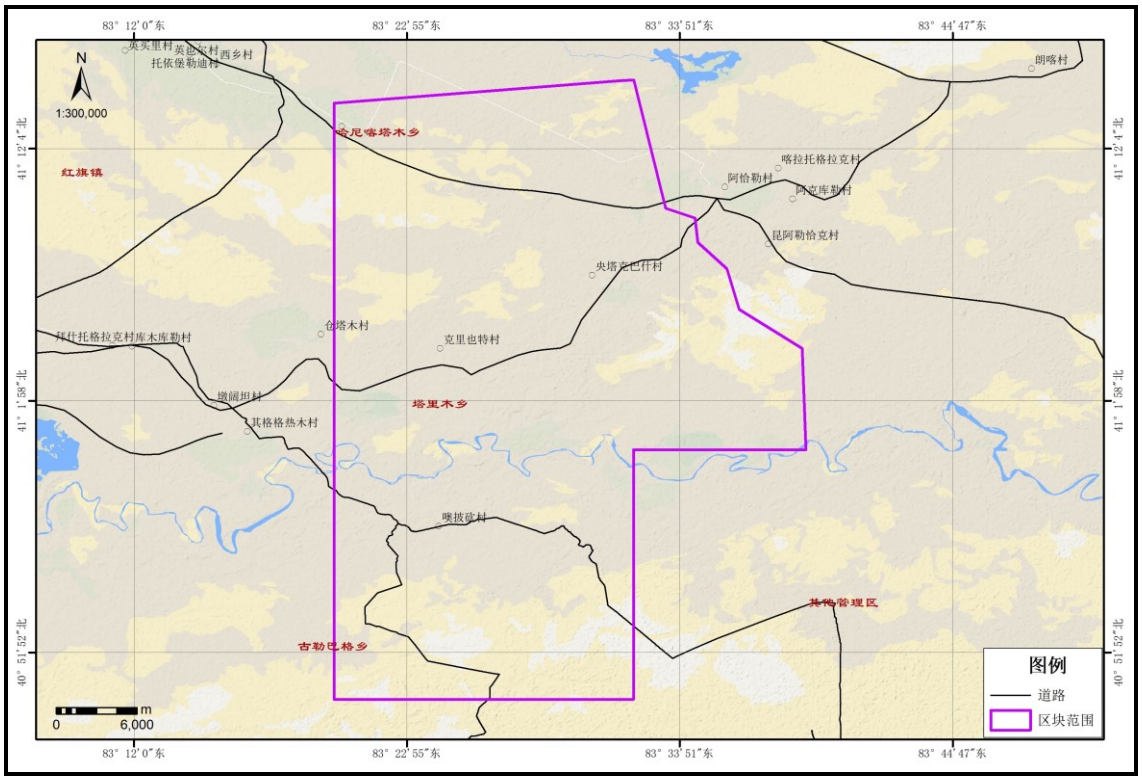
2 区域环境概况

2.1 自然环境

2.1.1 地理位置

塔河油田托甫台区块位于库车市和沙雅县交界处，塔里木盆地北缘，地理坐标为东经83°20′-83°39′，北纬40°50′-41°14′。该区块距库车市城区约70km，距沙雅县城约40km。

塔河油田托甫台区块地理位置见图2.1-1。



2.1-1 项目地理位置示意图

2.1.2 地形地貌

库车市地形北高南低，自西北向东南倾斜，最高海拔高程为4550m，最低海拔高程922m。可概括划分为北部天山山地，冲积扇形砾石戈壁地和南部冲积平原。南部冲积平原，海拔在930~1225m之间，地形平坦。

沙雅县地域辽阔，大致可分为沙漠、塔里木河谷平原、渭干河冲

积扇平原三大部分。塔里木河自西向东在沙雅县中部偏北横贯全县，将本县分为南北两部分，北部为渭干河冲积扇下游平原区。

塔河油田托甫台区块位于库车市和沙雅县交界处的冲积平原，地表沉积物以粉细沙为主，地势平坦，海拔高度在940m左右。

2.1.3 气候、气象

塔河油田托甫台区块所在地库车市和沙雅县地处暖温带，热量丰富，气候干燥，降水稀少，夏季炎热，冬季干冷，年温差和日温差都很大，属暖温带大陆性干旱气候。库车市主要常规气象要素统计资料见表2.1-1，沙雅县主要常规气象要素统计资料见表2.1-2。

表 2.1-1　　库车市主要气象要素表

气象要素	单位	数值	气象要素	单位	数值
年平均气温	℃	11.6	年降雨量	mm	81.2
最热月平均气温	℃	25.8	年平均蒸发量	mm	2302.5
最冷月平均气温	℃	-7.9	最大冻土深度	c	80
极端最高气温	℃	41.5	年平均日照时数	h	2568.3
极端最低气温	℃	-32.0	年平均气压	hPa	893.7
年平均风速	m/s	2.0	年平均逆温层高度	m	1661.0
年主导风向		N	年均相对湿度	%	45
最大风速极限	m/s	27	历年平均雷暴日数	d	30.3
静风频率平均值	%	22			

表 2.1-2　　沙雅县主要气象要素表

气象要素	单位	数值	气象要素	单位	数值
平均气温	℃	11.4	年平均降水量	mm	47.3
历年极端最高气温	℃	41.2	年均相对湿度	%	49
历年极端最低气温	℃	-24.2	年平均大气压	hPa	956.5h
年主导风向		NE	年均蒸发量	mm	2044.6
最大风速极限	m/s	28.0	最大冻土深度	m	0.77
年平均风速	m/s	1.37			

2.1.4 区域地质

塔河油田构造位置隶属塔里木盆地沙雅隆起中段阿克库勒凸起西南部，阿克库勒凸起西邻哈拉哈塘凹陷，东靠草湖凹陷，南邻顺托

果勒隆起与满加尔坳陷，北接雅克拉－轮台断凸，周边已有阿克库勒、轮南、西达里亚等油气田。

由于差异沉降作用，阿克库木断裂以北的沉降量相对较大，使得阿克库勒凸起下古生界顶面由早期的鼻状转为大型背斜。以近东西向的断裂组合分布特征为依据，自北向南可划分为北部斜坡、阿克库木断垒、中部平台、阿克库勒断垒和南部斜坡5个区。

根据《中国地震动参数区划图》（GB18306-2015），动反应谱特征周期值、地震动动峰值加速度值及相应地震基本烈度详见表2.1-3。

表 2.1-3　　托甫台区地震参数

参数地区	地震动反应谱特征期值（s）	地震动动峰值加速度值（g）	地震基本烈度（度）
托甫台区	0.40～0.45	0.05～0.10	VII

2.1.5 水文及水文地质

2.1.5.1 水文

托甫台区位于塔里木河两岸。库车河的下游，地下水位较高。托甫台区内的地表水体有塔里木河和恰牙达里亚河，主要水体功能为农业用水、景观用水。

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。恰牙达里亚河为塔里木河支流，属于季节性河流。

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。

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。

2.1.5.2 水文地质条件

（1）塔里木河以北水文地质条件

①包气带岩性、结构、厚度、分布及垂向渗透系数

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

②地下水类型、赋存分布规律及含水层空间分布特征

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

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

③含水层的富水性

第四系松散岩类孔隙水广泛分布于区内。将钻孔的单井出水量，统一换算为降深5m、井径12吋（Φ=325mm）时的涌水量（即换算涌水量），然后进行富水性级别的划分。第四系松散岩类孔隙水含水层的富水性级别划分标准见表2.1-4。

表2.1-4　　含水层富水性级别划分　　单位：m^3/d

富水性等级	水量极丰富	水量丰富	水量中等	水量贫乏	水量极贫乏

单井涌水量	＞5000	1000-5000	100-1000	10-100	＜10

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

——潜水水量中等、承压水水量丰富

近似呈半圆状分布在塔里木河以北区域的西北角地段。分布于该区的潜水，潜水位埋深3-6m左右，钻孔揭露的潜水含水层厚度17-50m，含水层岩性为第四系细砂、粉砂；换算涌水量为363.0-810.0m^3/d，水量中等；渗透系数为1.82-4.01m/d，影响半径为198.77-310.29m。该区的承压水水头，为-1.38m～+2.03m，承压含水层的顶板埋深＜50m；钻孔揭露的承压含水层厚度＜50m，含水层岩性为细砂、粉砂、粉细砂，隔水层岩性为粉质粘土、粉土；换算涌水量为1000-1308m^3/d，水量丰富；渗透系数为4.19-5.37m/d，影响半径为134.27-186.97m。

——潜水水量中等、承压水水量中等

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

a、承压含水层的顶板埋深50-100m区

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

b、承压含水层的顶板埋深＜50m区

该区呈片状分布在塔里木河以北区域的南部地段。分布于该区的潜水，潜水位埋深从1-3m到＞5m不等，钻孔揭露的潜水含水层厚度＜50m，含水层岩性为第四系细砂、粉砂；换算涌水量为100-614m^3/d，

水量中等；渗透系数为0.89-2.59m/d，影响半径为221.09-350.45m。该区的承压水水头，为2.05～3.96m，承压含水层的顶板埋深＜50m；钻孔揭露的承压含水层厚度为54.91m，含水层岩性为第四系细砂、粉砂，隔水层岩性为粉质粘土、粉土；换算涌水量为233.0-801m^3/d，水量中等；渗透系数为1.57-3.99m/d，影响半径为192.37-325.97m。

④地下水的补、径、排条件

1）补给：

在塔里木河以北区域，地下水的补给来源主要是北部冲洪积平原区地下水的侧向流入补给和地表水的入渗补给。由于气候异常干燥，降水量少而蒸发强烈，因此降水补给量可忽略不计。

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：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。地下水的总体流向是从西北向东南方向径流；在塔河北岸沿河地段，地下水是从西向东径流。

3）排泄：地下水一部分通过侧向流出、潜水蒸发、植物蒸腾排泄，一部分通过人工开采排泄，大部分则排泄至塔里木河中。⑤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。

⑥地下水的水化学特征

下面对潜水和承压水的水化学类型分别进行论述。

——潜水的水化学类型

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。在塔里木河以北区域，潜水的水化学类型主要分为三种：SO_4·Cl型、Cl·SO_4型和Cl型。区块内潜水矿化度的变化极其复杂，从＜1g/l、1-3 g/l、＞10 g/l不等，无明显的变化规律。

——承压水的水化学类型

在塔里木河以北区域，承压水的水化学类型分为三种：HCO_3·SO_4·Cl型、SO_4·Cl型和Cl·SO_4型。

（2）塔里木河以南水文地质条件

①包气带岩性、结构、厚度、分布及垂向渗透系数；

在塔里木河以南区域，在阿不干那及其以南约11.5km的地段内，包气带岩性主要为粉土和细砂，结构松散。包气带厚度约2.8-4.65m左右，粉土的垂向渗透系数为0.32-0.85m/d，细砂的垂向渗透系数为1.89m/d。再向南，在塔克拉玛干大沙漠北缘，包气带岩性主要为细砂、粉砂，结构松散。在沙丘分布地段，包气带厚度相对较大，约3.27-6.33m左右；在垄间洼地，包气带厚度相对较小，约1.3-2.7m左右。细砂、粉砂的垂向渗透系数为1.23-2.48m/d。

②地下水类型、赋存分布规律及含水层空间分布特征

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

其中，双层-多层结构的第四系松散岩类孔隙潜水-承压水，分布于阿不干那一带，第四系松散岩类孔隙潜水则分布于中部、南部的沙漠区。在阿不干那一带，含水层结构为双层-多层结构，到中部、南部则变为单一结构，局部夹有粉土薄层或透镜体。

地下水的埋藏深度在阿不干那一带大约4.65m，向中部、南部沙漠区逐渐变浅为1-3m左右。

③含水层的富水性

将钻孔的单井出水量，统一换算为降深5m、井径12吋（Φ=325mm）

时的涌水量（即换算涌水量），然后进行富水性级别的划分。第四系松散岩类孔隙水含水层的富水性级别划分标准见表2.1-3。

塔里木河以南区域的地下水类型为双层-多层结构的第四系松散岩类孔隙潜水-承压水和第四系松散岩类孔隙潜水。

——双层-多层结构第四系松散岩类孔隙潜水-承压水

呈片状分布在塔里木河以南区域的北部地段。其富水性级别仅为一个：潜水水量中等、承压水水量中等。分布于该区的潜水，潜水位埋深从1-3m到3-5m不等，钻孔揭露的潜水含水层厚度＜50m，含水层岩性为第四系细砂、粉砂、粉细砂；换算涌水量为121-614m^3/d，水量中等；渗透系数为1.12-2.48m/d，影响半径为230.09-357.26m。该区的承压水水头，为2.05～3.96m，承压含水层的顶板埋深＜50m；钻孔揭露的承压含水层厚度＜180m，含水层岩性为第四系细砂、粉砂、粉细砂，隔水层岩性为粉质粘土、粉土；换算涌水量为233.0-801m^3/d，水量中等；渗透系数为1.18-3.96m/d，影响半径为185.91-362.89m。

——第四系松散岩类孔隙潜水

呈片状分布在塔里木河以南区域的中部和南部地段。其富水性级别为水量中等。在中部和南部地段，潜水位埋深约3.57-6.83m，钻孔在150m深度内揭露的含水层厚度约143.17-146.43m，局部夹有粉土薄层或透镜体，含水层岩性主要为细砂，其次为粉砂；钻孔的换算涌水量为475.55-800.2m^3/d，水量中等；渗透系数为2.18-3.98m/d，影响半径为191.77-282.24m。

④地下水的补、径、排条件

1）补给：在塔里木河以南区域，地下水的补给来源主要是南部沙漠平原区地下水的侧向流入补给和地表水入渗补给。由于沙漠区气候异常干燥，降水稀少而蒸发强烈，因此降水补给量可忽略不计。

2）径流：地下水的总体流向是从南向北径流；在塔河南岸沿河地段，地下水是从西向东径流。

3）排泄：地下水一部分通过侧向流出、潜水蒸发、植物蒸腾排泄，一部分通过人工开采排泄，大部分则排泄至塔里木河中。

⑤地下水动态特征

与上文中塔里木河以北的地下水动态特征基本一致。

⑥地下水的水化学特征

与上文中塔里木河以北的水化学类型基本一致。

区域内的水文地质图见图2.1-2。

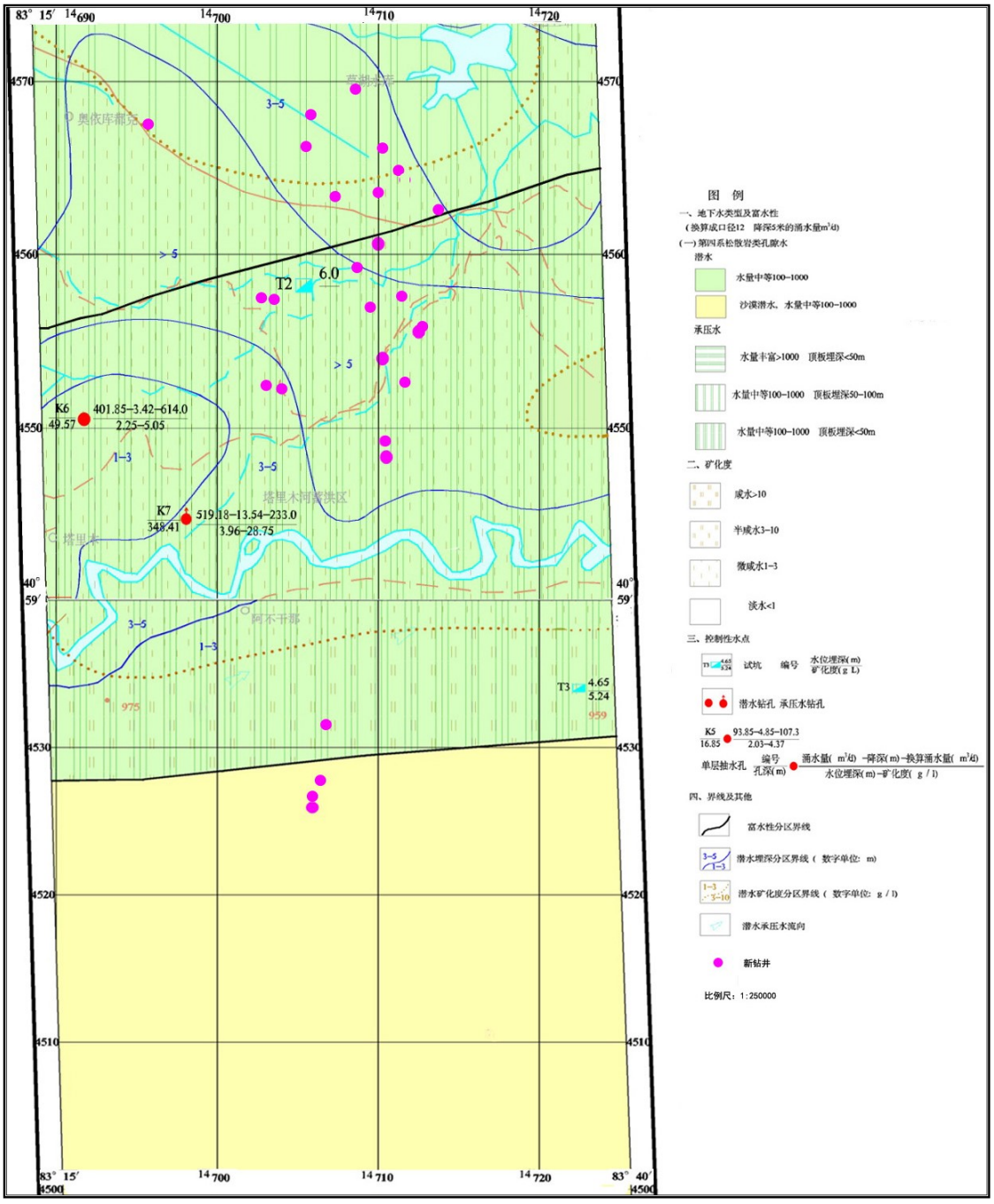


图 2.1-2 区域水文地质图

2.2 生态环境

2.2.1 土壤

托甫台区地处塔里木河以北冲积平原，土壤发育较差，类型较为简单，成土母质由沙、粉沙和粘粒组成。在水分条件差的区域，地表多被风沙土所覆盖，而在水分适宜区域，有机质分解强烈，高温、干燥、蒸发强烈，毛细管水上升快，造成盐渍化，分布的土壤类型主要有盐土、草甸土。

2.2.2 植被

依据《新疆植被及其利用》中国植物地理区划划分标准，托甫台区属新疆荒漠区，东疆-南疆荒漠亚区，塔里木荒漠省，塔克拉玛干荒漠亚省，阿克苏-库尔勒州。植被主要类型为多枝柽柳灌丛和芦苇草甸、胡杨疏林和灰杨疏林、刚毛柽柳荒漠。

2.2.3 野生动物

按中国动物地理区划分级标准，评价区域动物区系属古北界、蒙新区、西部荒漠亚区、塔里木盆地省、天山南麓平原州、塔里木河中游区。从有关资料调查中得知，评价区栖息分布着各种野生脊椎动物32种，其中爬行类4种，鸟类22种，哺乳类6种。

评价区内生存条件恶劣，主要栖息着一些耐旱型的荒漠动物，动物种类组成贫乏，并且各种类的数量较少。由于区域油田已开发多年，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，除了乌鸦、麻雀等一些常见鸟类外，偶尔可见到塔里木兔的踪迹。

2.3 社会环境概况

2.3.1 库车市

库车古称“龟兹”，位于天山南麓中部、塔里木盆地北缘，总面积1.52万平方公里，辖8镇、6乡、4个街道办事处，223个行政村、51个社区，总人口60万人。2019年12月，经国务院批准，同意撤销库车

县，设立县级库车市。

2019年实现地方生产总值268.08亿元、增长9.07%，完成固定资产投资107亿元；实现一般公共财政预算收入41.49亿元、增长7.41%；完成社会消费品零售总额26.6亿元、增长12.5%。城镇居民人均可支配收入33100元、增长8.6%,农牧民人均纯收入15884元、增长10%。

2.3.2 沙雅县

沙雅县地处天山南麓，塔克拉玛干沙漠北缘，总面积3.2 万平方公里，耕地240万亩。辖7镇4乡1管委会，169个村（社区），总人口27万人，由维、汉、回等25个民族构成，其中农业人口20万人，占比74%。

2019年，沙雅县全年实现地方生产总值（GDP）795809万元，同比增长9.49%。全年人均地方生产总值30227元，同比增长13.6%。全年全社会固定资产投资总额439384万元，全年城镇居民人均可支配收入32228元。

3 工程概况

3.1 建设项目基本情况

项目名称：中国石油化工股份有限公司西北油田分公司塔河油田托甫台奥陶系油藏2017年产能建设项目；

建设地点：新疆阿克苏地区库车市、沙雅县境内；

建设性质：新建；

建设规模：新建产能11.5×10^4吨/年；

主体设计单位：石油工程设计有限公司；

建设投资：环评阶段本项目建设工程总投资82169.06万元，其中环保投资4905.88万元。工程建设实际总投资为76082.46万元，其中环保投资4591.8万元，占总投资的比例为6.03%。

3.2 区域位置

塔河油田托甫台区块行政隶属新疆阿克苏地区库车市和沙雅县，距沙雅县县城东40km、库车市城区东南70km。由塔河油田采油三厂、采油一厂管理。

见图3.2-1。

3.3 项目实施过程

（1）2017年5月完成项目环评，2017年7月24日取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复；

（2）2017年8月进入滚动开发阶段；

（3）2019年8月20日投入运行；

（4）截至2021年1月，本项目共建设油井25口，建成产能11.5×10^4吨/年，实际完成投资额为76082.46万元。

3.4 油气资源概况

3.4.1 储层特征

塔河油田托甫台区整体呈北东高、南西低的构造斜坡，局部构造以中小规模低幅褶曲为主，主要发育 NNE 向、NNW 向两组断裂体系，依据断裂性质划分为三级不同规模断裂，主控断裂在差异受力作用下形成断续状分段特征。北部 TP8 井区在良里塔格组和桑塔木组顶面发育三条古水系；托甫台区以断控岩溶为主，纵向上有利缝洞体主要集中在 T74 以下 0～60m 范围内，以裂缝-孔洞型储层为主，平面上沿主控断裂呈带状、次级断裂带和断裂区局部成片状分布。

目的层主要为奥陶统中下统，属碳酸盐岩溶洞型、裂缝－孔洞型油藏，以碳酸岩盐溶蚀孔、洞、缝为主要储集空间，储集体整体比较发育，随着主建产区带的不断外扩，揭示储集体规模逐渐变小、类型逐渐变差。裂缝多受后期溶蚀改造而大部分充填原油，钻井过程中容易发生漏失、井涌。油藏驱动能量主要以弹性驱、弹性-水压驱动为主。

3.4.2 油气物性

（1）原油性质

托甫台区原油是以轻-中质原油为主的中等粘度、中等含硫、高含蜡的常规原油，平面上分布呈现北高南低的分布特征。

塔河油田托甫台奥陶系油藏原油密度介于 0.8147～0.9647g/cm^3，平均 0.8744g/cm^3，属于轻-中质原油。因此，托甫台地区原油粘度中等，属于常规原油，流动性能较好；凝固点介于－34～－3.5℃，平均在－22.3℃；平均含硫 0.81%，平均含蜡量为 10.6%；含盐量介于 7.28～25437.08mg/L，平均 1691mg/L。

原油性质在平面上变化比较明显，原油密度整体呈现北高南低的分布特征。北部 TP8 井区原油密度平均为 0.9255g/cm^3，属于重质原油；中部 TP7 井区原油密度平均为 0.8703g/cm^3，属于中质原油；南部的 TP19CX 井区原油密度平均为 0.8296g/cm^3，属轻质原油。总体

而言，该区是以轻-中质原油为主的中等粘度、中等含硫、高含蜡的常规原油。

（2）天然气性质

托甫台区天然气属于原油伴生气，气油比为 61-79m^3/t。根据伴生气性质，该区块各油井伴生气以烃类为主，总体是甲烷含量低、重烃(C^{2+})含量高，其中甲烷含量在 51.98%～67.99%之间，平均 58.48%，相对密度在 0.8～0.899g/cm^3 之间，平均 0.855g/cm^3，重烃含量平均 34.9%，干燥系数为 2.14，N_2 含量平均 6.14%，CO_2 含量平均 5.21%。天然气总体特征是甲烷含量低、重烃（C^{2+}）含量高。

工区伴生气中硫化氢含量南部整体较低，总体自南东向北西逐渐增加，与地面原油密度变化趋势类似。轻-中质油藏油井不含硫化氢或含量较低，北部重质油藏油井硫化氢含量增加。

（3）地层采出水物性

从地层水分析结果来看，托甫台区地层水均呈弱酸性，总矿化度在 86626～259375mg/L，平均 154537mg/L；地层水相对密度平均在 1.11g/cm^3；pH 值在 5.13～7.02，平均值为 6.0；Cl^-离子为 68876～159286mg/L，平均 94980mg/L；I^-在 4～22mg/L，平均 10.75mg/L；Br^-在 0～320mg/L，平均 56.9mg/L。据苏林（Sulin，1946）分类标准，全部属于 $CaCl_2$ 型水，属封闭环境下的高矿化度地层水，平面上呈现：北部 TP8-2～TK1063 井区和南部 TP12CX～TP39 井区地层水总矿化度高、中部 TP7～TP124X 井区以及西部 TP229X～TP306X 井区地层水总矿化度低的趋势分布。

3.5 建设内容及工程变动情况

3.5.1 环评阶段工程建设内容

塔河油田托甫台奥陶系油藏 2017 年产能建设项目共部署新井 27 口，钻井总进尺 17.57×10^4m，新建产能 12.95×10^4t。

本次新部署 27 口新井均就近进入托甫台已建站场。本次地面工程主要包括新建 DN100 单井集输管线 67.7km；单井燃料气管线 30.8km；井口加热炉 27 台；TP-7 计量阀组站扩建 8 井式撬装自动选

井计量阀组 1 套；新建 LGJ-95 架空线路 22.7km；修复 27 口井井场道路 20.1km 等工程内容。

工程具体内容见表 3.5-1。

表 3.5-1　　主要工程组成一览表

序号		项目名称	内容		建设规模	备注
主体工程	1	钻井工程	钻井		27 口	直井 12 口，斜井 1 口，水平井 14 口。
	2	油气集输工程	站场	TP-7 计量阀组站	扩建 8 井式自动计量选井阀组 1 座	在原有站场扩建不新增占地。
			集输管线	单井出油管线	67.7km	20#+HT-PO 管内衬(最高使用温度 90℃）管线 DN100 PN4MPa，30mm 厚聚氨酯泡沫黄夹克保温。
				燃料气管线	30.8km	Φ48×4，20#无缝钢管。
辅助工程	3	供电系统	架空线路		22.7km	10kV
	4	道路工程	单井道路		20.1km	对前期单井井场道路使用砂石料进行修复。
	5	热工暖通	井场加热炉		27 台	200kw
	6	通信工程	通信光缆		68.9km	埋地 4 芯，与单井集输管线同沟敷设。
	7	防洪工程	井场护坡		240m^3	砂袋
依托工程	8	原油处理			依托塔河采油三厂三号联合站对原油进行处理，处理能力 230×10^{4}t/a。	
	9	天然气处理			依托塔河采油三厂三号联合站内的轻烃站处理，处理能力 50×10^{4}m^3/d。	
	10	油藏采出水处理			依托塔河采油三厂三号联合站污水处理系统，处理能力 6500t/d。	
	11	一般固废、废液处理			依托塔河油田一号固废液处理站进行处理。	
	12	油泥（砂）处理			依托塔河油田污油泥处理站进行处理或塔河油田受浸泥土无害化处置先导试验工程处理。	

3.5.2 工程变动情况

（1）工程建设内容变动情况

截至 2020 年 12 月，本项目新建采油井 25 口（具体井号见表 3.5-3）。原油生产能力 11.5×10^{4}t/a；扩建 8 井式自动计量选井阀组 1 座（TP-7 计量阀组站）；新建单井出油管线 65.7km，燃料气管线 28.4 km，新建单井道路 18.3km；各站配套工艺管线、阀件及供配电等系统工程设施。

本项目工程组成见表 3.5-2。

表 3.5-2　　工程主要内容及变动情况表

序号		项目名称	建设内容		环评批复工程量	验收阶段工程量	备注
主体工程	1	钻井工程	钻井		27 口	25 口	减少
	2	油气集输工程	站场	TP-7 计量阀组站	扩建 8 井式自动计量选井阀组 1 座	扩建 8 井式自动计量选井阀组 1 座	不变
			集输管线	单井出油管线	67.7km	65.7km	减少
				燃料气管线	30.8km	28.4km	减少
辅助工程	3	供电系统	架空线路		22.7km	20.9km	减少
	4	道路工程	单井道路		20.1km	18.3km	减少
	5	热工暖通	井场加热炉		27 台	25 台	减少
	6	通信工程	通信光缆		68.9km	66.9km	减少
	7	防洪工程	井场护坡		240m^3	240m^3	不变
依托工程	8	原油处理			依托塔河采油三厂三号联合站对原油进行处理，处理能力 230×10^4t/a。		不变
	9	天然气处理			依托塔河采油三厂三号联合站内的轻烃站处理，处理能力 50×$10^4$$m^3$/d。		不变
	10	油藏采出水处理			依托塔河采油三厂三号联合站污水处理系统，处理能力 6500t/d。		不变
	11	一般固废、废液处理			依托塔河油田一号固废液处理站进行处理。	西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站（原塔河油田一号固废液处理站）	不变
	12	油泥（砂）处理			依托塔河油田污油泥处理站进行处理或塔河油田受浸泥土无害化处置先导试验工程处理。	西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站（原塔河油田一号固废液处理站）	不变

工程变更情况主要体现在钻井数量减少，开发实际产能减少；依托设施不变，单井出油管线、集油支线、注水单井管线、注水支线等管线长度减少，工程占地减少；油气处理依托塔河油田采油三厂三号联合站，天然气处理依托塔河采油三厂三号联合站内的轻烃站，油藏采出水依托塔河采油三厂三号联合站污水处理系统处理。

项目未建设内容不再建设，新钻采油井井号见表 3.5-3。

表 3.5-3　托甫台奥陶系油藏 2017 年产能建设项目井号及进站情况

序号	井号	管线终点（井/站/阀池）等
1	TP116X	TP-6 计量间
2	TP146XCH	TP-7 计量间
3	TP154XCH	10-2 计转站
4	TP158	10-2 计转站
5	TP189	TP-10 计转站
6	TP190H	TP-17 混输泵站
7	TP191	TP-10 计转站

8	TP192X	TP-10 计转站
9	TP195	TP-10 计转站
10	TP193	TP-6 计量间
11	TP196	TP-6 计量间
12	TP197	倒油
13	TP201CH	TP-1 计转站
14	TP21 加	TP-6 计量间
15	TP226X	TP-2 计量间
16	TP259	TP-1 计转站
17	TP260	TP-2 计转站
18	TP275H	TP-2 计转站
19	TP276H	TP-18 混输站
20	TP278H	TP-3 计量间
21	TP279	TP-1 计转站
22	TP347H	TP13-2 计量站
23	TP326	TP13-2 计量站
24	TP338	TP13-2 计量站
25	TP30	TP-18 混输站

（2）工程变更引起的环境影响变化

本项目新建采油井 25 口，原油生产能力 11.5×10^4t/a。建设内容的变更，主要体现在钻井数量减少、管线长度变化，占地减少，使得影响的部位减少，影响的范围、数量、强度等减小，整体上看，工程量变化对整个油区环境影响较环评阶段预测影响要减小。

3.6 主体工程及工艺流程

3.6.1 钻井工程

（1）井身结构

部署开发采油井数 25 口，井型有直井、斜井、水平井。

本项目井身结构设计见表 3.6-1、表 3.6-2、表 3.6-3，井身结构见图 3.6-1、图 3.6-2、图 3.6-3。

表 3. 6-1　　直井井身结构设计表

序号	钻头直径 mm	井深 m	套管外径 mm	套管下深 m	套管顶深 m	水泥封固段 m	备注
导管	660.4	50	508	50	地面	地面-50	导管
一开	346.1	1200	273.1	1199	地面	地面-1199	一级固井
二开	250.8	5945	193.7	5945	地面	地面-5945	双级固井，双级箍位置

							4400m±。
三开	165.1	6023					先期裸眼完井

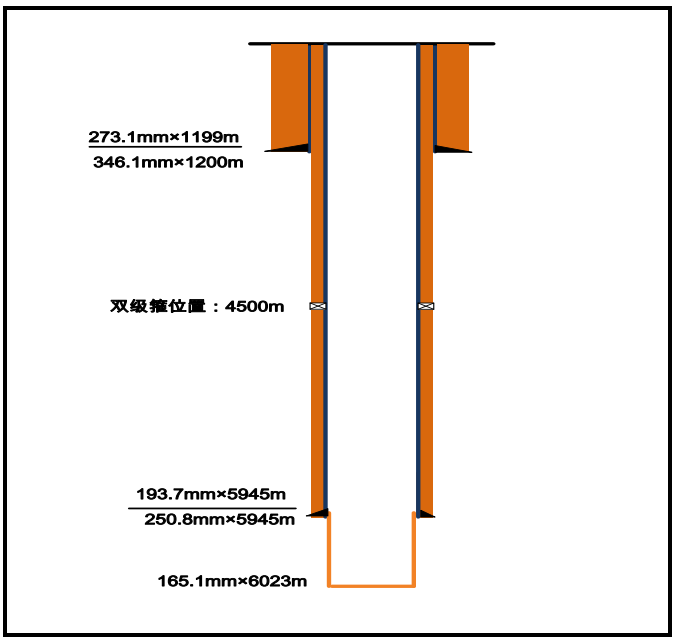


图 3.6-1　直井井身结构示意图

表 3.6-2　　斜井井井身结构设计表

序号	钻头直径 mm	井深 m	套管外径 mm	套管下深 m	套管顶深 m	水泥封固段 m	备注
导管	660.4	50	508	50	地面	地面-50	导管
一开	346.1	1200	273.1	1199	地面	地面-1199	一级固井
二开	250.8	6434	193.7	6434	地面	地面-6434	双级固井，双级箍位置 4400m±。
三开	165.1	6643					先期裸眼完井

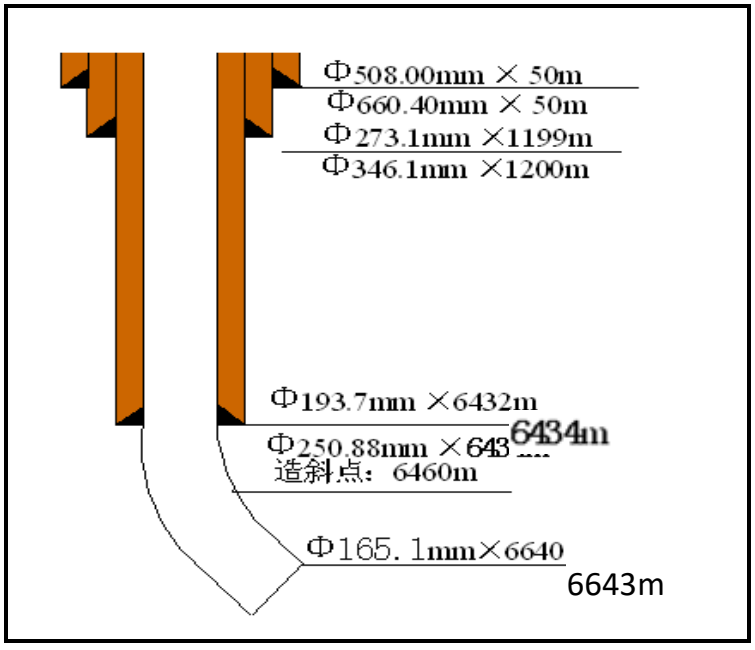


图 3.6-2　斜井井身结构示意图

表 3.6-3　　水平井井身结构设计表

开钻顺序	钻头直径 mm	井深 m	套管外径 mm	套管下深 m	套管顶深 m	水泥封固段 m	备注
导管	660.4	50	508	50	地面	地面-50	导管
一开	346.1	1200	273.1	1199	地面	地面 -1199	一级固井
二开	250.88	6230	193.7	6228	地面	地面 -4400	双级固井，双级箍位置 4400m±。
三开	165.1/149.2	6940	/	/	/	/	裸眼完井

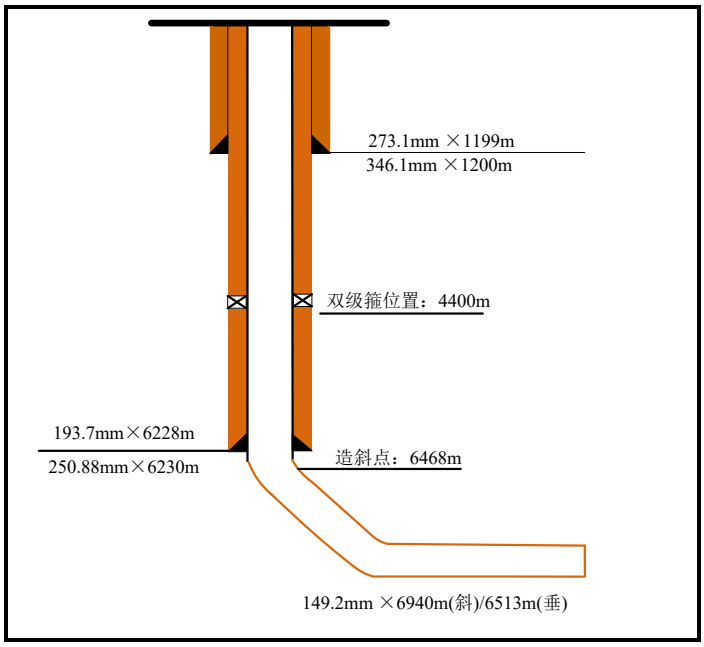


图 3.6-3　水平井井身结构示意图

（2）固井要求

结合塔河油田托甫台区块已完钻井的实际情况和塔河油田现有较为成熟的技术，根据地质的要求，此次部署井均采用先期裸眼完井。

表 3.6-4　　本项目固井和完井基本参数表

施工项目	套管尺寸 mm	套管下深 m	上返深度 m	下水泥塞长度 m	上水泥塞长度 m	固井方式	备注
导管	508	50	地面	10	/	常规固井	
表层套管	273.1	1199	地面	50	/	内插固井	
油层套管	193.7	6023/6864 /6940	地面	60	50	双级固井	双级箍位置 4400m±，安放在井眼规则、致密层段。

（3）钻井液

本项目钻井液使用情况大致如下：

一开采用膨润土-聚合物钻井液；

4000m 以上地层采用聚合物钻井液；

4000m 以下至目的层以上贯穿侏罗系、三叠系、二叠系、石炭系和志留系，采用聚磺防塌钻井液；

本项目钻井未使用油基泥浆。

3.6.2 采油工程

投入开发初期自喷开采，油井停喷后或需要提液时采用有杆泵生产。

3.6.3 工艺站场

根据新部署油井进入各站场情况，对各站装置处理能力及主要设备进行校核，通过站场校核，除 TP-7 计量阀组站不能满足依托要求外，其他站场均可达到依托目的。因此本期工程需对 TP-7 计量阀组站扩建 1 座 8 井式自动计量选井阀组以满足单井进站要求。站场扩建主要工作量见表 3.6-5。

表 3.6-5　　工艺站场主要工作量表

站场	工程内容	单位	数量	备注
TP-7 计量阀组站	8 井式撬装自动选井计量阀组	套	1	在原有站场扩建

3.6.4 集输管线工程

（1）单井集输管线

本项目新建 DN100 PN4MPa 单井集输管线 65.7km，均选用 20#钢+HTPO 内衬管线，外做 30mm 厚聚氨酯泡沫黄夹克保温。

（2）井口加热炉

本次部署的 25 口单井均采用新建集油管线井口加热双管集输流程。根据计算，该井地层产液需热负荷 60kW，选用 200kW 加热炉，管程压力为 4MPa。

（3）燃料气管线

本项目燃料气管道采用“港西模式”，与就近油井燃气管道串接，选用Φ48×4 无缝钢管，管道采用 2PE 防腐，总长为 28.4km。

（4）主要工程量汇总

油气集输主要工程量见表 3.2-13。

表 3. . 6-6　　集输工程主要工程量表

序号	项目名称	单位	工程量	备注
1	单井集输管线	km	65.7	20#钢+HTPO 内衬管线，外做 30mm 厚聚氨酯泡沫黄夹克保温
2	井口加热炉	台	25	200kW　4MPa
3	燃料气管线	km	28.4	Φ48×4 无缝钢管

3.7 辅助工程

3.7.1 防腐

本工程内容主要包括单井集输管线、配气管线的防腐。

单井集油管线采用 20#钢+HTPO 内衬，管线外做 30mm 厚泡沫黄夹克保温。

单井配气管线采用无溶剂重防腐环氧涂料+加强级聚乙烯胶粘防腐层，补口采用聚乙烯热收缩套。

3.7.2 供配电

各井单独使用 1 座 160kVA 户外双杆柱上式变压器，变配电采用线路变压器组接线方式。高压电源 10kV 线路就近 T 接附近电网，线路材质为 LGJ-95。

3.7.3 通信及自控

（1）通信

本项目所涉及的站场均已建设完善的通信系统，通信工程在新增 25 口单井井口至相应站场之间敷设 4 芯光缆，与单井集输管线同沟敷设，井口设置摄像头和远程喊话设备，视频、音频信号及 RTU 数据通过视频光端机，经光缆上传相应的站场。

（2）自控

本项目25口油井的自动化设计。油井井口设置RTU及检测仪表，RTU 用来采集井口生产数据，并上传上级站场，最终分别上传采油三厂、一厂监控中心。

3.7.4 道路

本项目在原有油区道路基础上，就近连接单井井场路，总长度18.3km，均为砂石路面。

3.7.5 防洪工程

本项目无新建站场，只对单井及井场道路进行防洪设计。本项目设计采用240m^{3}砂袋进行了井场护坡。

3.7.6 其它

本项目均为新井进站，没有站场扩建，故无新增消防、暖通、建筑工程。

3.8 依托工程内容

本项目采出原油主要由塔河三号联合站处理。本项目开发期产生的废弃泥浆采用西北油田分公司“钻井废弃物不落地达标处理技术”，经该技术制成的泥饼定期拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站（以下简称“绿色环保站”）。

运营期产生的井下废水采用专用废液收集罐收集后运至“绿色环保站”处理。

含油污水在三号联合站分离后，通过联合站的含油污水处理系统处理后回注地层。

含油泥（砂）运至塔河油田“绿色环保站”内，阿克苏塔河环保工程有限公司，或中石化西南石油工程有限公司巴州分公司接收并进行达标处理。

生活垃圾清运至“绿色环保站”西侧生活垃圾填埋场填埋。

3.8.1 塔河油田三号联合站

三号联合站包括原油处理站和轻烃站，原油处理站主要包括 230×10^4t 原油处理系统（1 套 180×10^4t 稠油处理系统和 1 套 50×10^4t 稀油处理系统），6500m^3/d 污水处理系统，$35\times10^4m^3$/d 伴生气处理系统，轻烃站主要包括 $50\times10^4m^3$/d 轻烃处理系统（含干气外输）。

三号联合站原油处理站工艺流程图见图 3.8-1。

轻烃站工艺流程图见图 3.8-2。

依托三号联合站系统主要设备见表 3.8-1。

表 3.8-1　　三号联合站主要设备表

单元	依托系统	主要设备
原油处理站	180万吨稠油处理系统、50万吨稀油处理系统	2 台两相分离器，2 台三相分离器，2 具 10000m^3 净化油罐，6 具 5000m^3 沉降罐，1 具底水罐，5 台 4000kW 加热炉
	6500m^3污水处理系统	2具700m^3一次除油罐各，2具750m^3回注水罐，高效压力除油器2台，核桃壳过滤器4台
	$35\times10^4m^3$/d伴生气处理系统	2台天然气分离器
轻烃站	$50\times10^4m^3$/d轻烃处理系统	1台原料气重力分离器，1台原料气过滤分离器，1台净化气分离器，1座MDEA 吸收塔，1座胺液再生塔，1座吸收氧化塔，3台原料气压缩机，1台过滤分离器，1台再生气分离器，1台低温分离器，1座低温吸收塔，1座脱乙烷塔，1座液化气塔，3台外输气压缩机

原油处理系统设计处理量为 230×10^4t/a，2019 年实际处理量为 177×10^4t/a（含本项目），处理负荷为 76.9%。

污水处理系统设计处理能力为 6500m^3/d，2019 年实际处理水量为 6800m^3/d（含本项目），处理负荷为 104.6%，在弹性负荷±20%范围内。

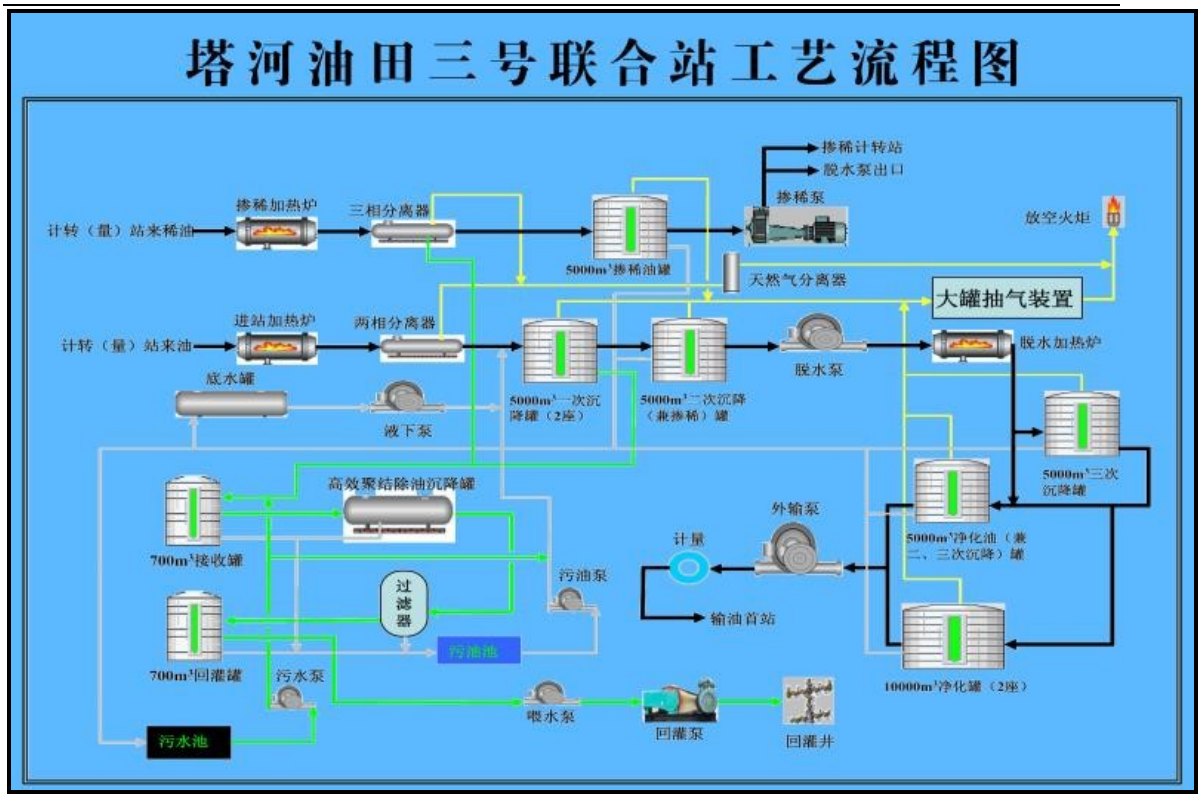


图 3.8-1　　三号联合站工艺流程图

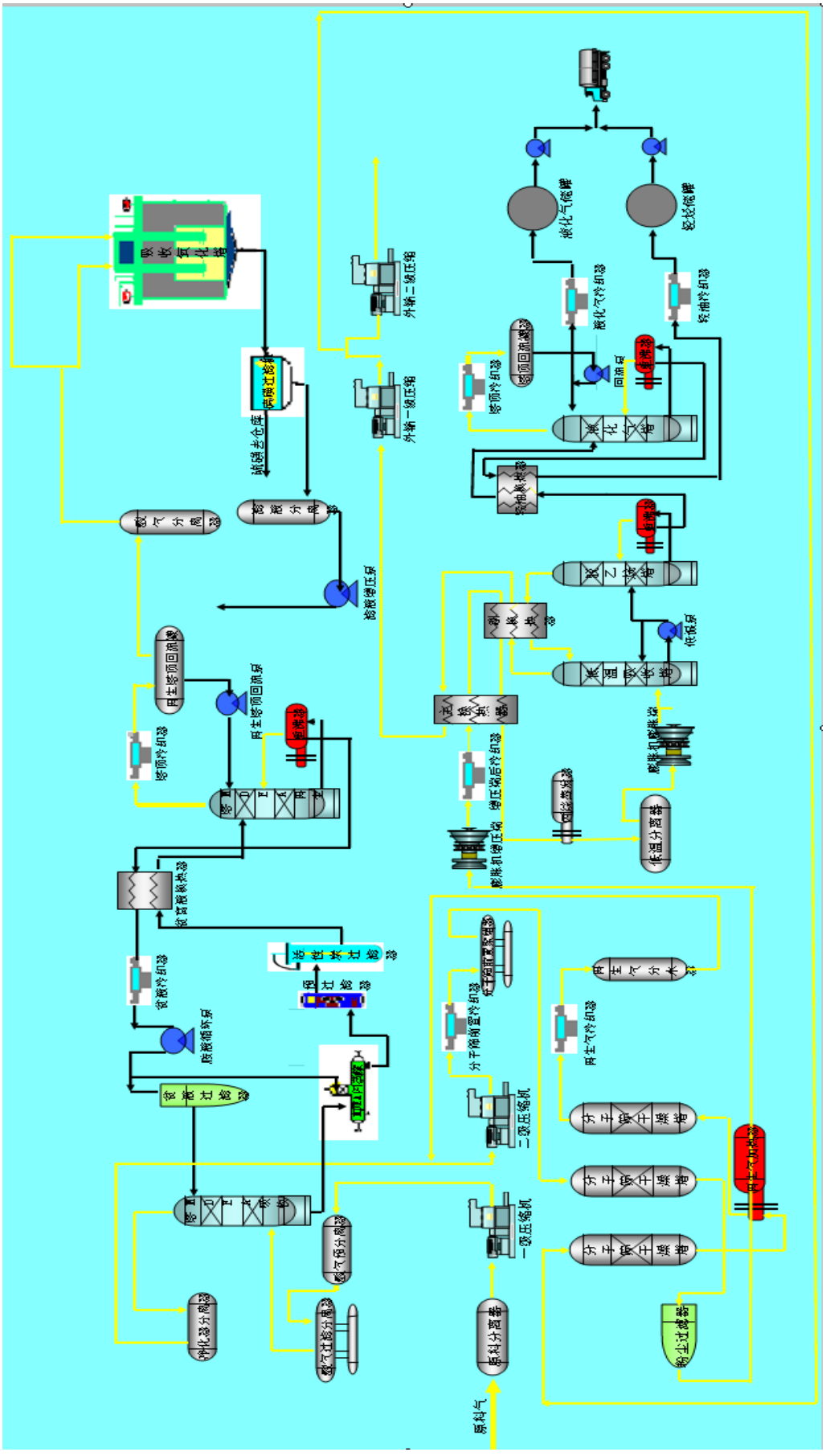


图 3.8-2　三号联轻烃站工艺流程图

3.8.2 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 3.8-3，主要设备分布见表3.8-2。

表3.8-2　　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$5\times10^4m^3$，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	污油泥处理装置区	2012、2015	一期（2012年）；含油污泥处理装置2套，每套处理能力为50m^3/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50m^3/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65m^3/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 3.8-3　　绿色环保工作站平面示意影像图（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 50m^3/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 50m^3/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 万 m^3/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“关于含油污泥处置有关事宜的通知（新环办发〔2018〕20号）文件相关要求”，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65m^3/h，实际平均运行为9.2m^3/h，富裕55.8m^3/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 146000m^3，日均处理垃圾量 26t，年均处理垃圾量 9490t，一期设计库容 73100m^3，截止目前，填埋生活垃圾约 10000m^3。

3.9 工程投资

项目环评阶段总投资为 82169.06 万元，其中环保投资 4905.88 万元，占总投资的比例为 5.97%。

项目建设总投资为 76082.46 万元，其中环保投资 4591.8 万元，占总投资的比例为 6.03%。详见表 3.9-1。

表 3.9-1　　本项目主要环保投资估算

项目名称	主要内容	环评阶段费用（万元）	实际投资（万元）
废水处理	钻井废液处理	54	50
	施工期废水处理	10	10
	压裂废液拉运与处理	35	33
	修建放喷池	54	50
生态恢复	井场复貌，临时占地复貌，设置草方格	297	275
	水土保持	350	350
生态补偿	油田区域生态环境修复	162	162
固废处理	钻井垃圾清运	54	50
	钻井废弃物不落地达标处理技术	1620	1500
	含油污泥处理（油泥热解析处理）	1.88	1.8
征地补偿	土地征购费及复垦费	1772	1575
		496	460
环境管理	环境影响评价、环境保	/	75

	护竣工验收、施工环境监理、环境监测		
合计		4905.88	4591.8

4 环境影响报告书回顾

4.1 环境影响报告书的主要结论

4.1.1 产业政策相符性分析结论

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，2013 年修正），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。

本项目属于西北石油局油气勘探开发项目，符合《中华人民共和国国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》、《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》。

本项目符合《全国主体功能区规划》；不在确定的 63 个全国重要生态功能区范围内，符合《全国生态功能区划（修编版）》；本项目位于天山南坡产业带，不在划定的新疆重点生态功能区范围内，符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》。

4.1.2 工程分析结论概况

（1）工程概况

塔河油田托甫台奥陶系油藏 2017 年产能建设项目共部署新井 27 口，钻井总进尺 17.57×10^4m，新建产能 12.95×10^4t。本次新部署 27 口新井均就近进入托甫台已建站场。本次地面工程主要包括新建 DN100 集输管线 67.7km；单井燃料气管线 30.8km；井口加热炉 27 台；TP-7 计量阀组站扩建 8 井式撬装自动选井计量阀组 1 套；新建 LGJ-95 架空线路 22.7km；修复 27 口井井场道路 20.1km 等工程内容。

（2）污染物排放

运营期油气集输过程中烃类挥发量为 51.80t/a。井场加热炉燃烧天然气产生 SO_2 2.00t/a，NO_X 9.32t/a，烟尘 1.40t/a。

运营期井下作业废水最大产生量为 2587.95m^3/a，新增采出水量3.13×10^4m^3/a。

运营期油泥(砂)最大产生量为 31.26t/a，油井落地油总产生量约2.7t/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。因此，本项目没有落地油排放。

4.1.3 环境现状评价结论

（1）环境空气质量现状调查结论

①区域环境空气质量监测结果

评价区内的SO_2、NO_2浓度均能够满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准的要求。项目区处于塔里木盆地北缘地区，由于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。

②特征污染物监测结果

各监测点非甲烷总烃浓度均不超标，满足非甲烷总烃参考《大气污染物综合排放标准详解》中2.0mg/m^3的浓度限值要求。各监测点H_2S浓度均不超标，满足《工业企业设计卫生标准》（TJ36-79）中居住区大气中有害物质的一次最高允许浓度限值0.01mg/m^3。

由此说明，评价区域内环境空气质量良好。

（2）水环境质量现状调查结论

地表水监测结果表明：塔里木河水质除总磷、总氮超标外，其余各项指标均达到《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）III类标准，超标主要由于塔里木河两岸农田较多，农田灌溉退水大量进入塔里木河引起的。

地下水监测结果表明：监测项目中溶解性总固体、硫酸盐、总硬度、氯化物、氨氮部分点位超标，石油类均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准值。

各监测点溶解性总固体、总硬度、硫酸盐、氯化物不同程度的超标可能是由地下水本身所处的地质与水文地质环境所导致的。氨氮超标是因为该水井水位较浅（埋深12m），容易受到污染。据现场调查，该井位周边的卫生状况较差，村民随意倾倒废水的现象较为普遍，加之该村庄放牧较多，牲畜粪便也可能污染了地下水导致氨氮超标。

（3）声环境质量现状调查结论

项目所在区域的背景噪声监测点昼间、夜间噪声强度均达到《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类标准限值要求，周围声环境质量良好。

（4）生态环境质量现状调查结论

本项目地处天山南麓，塔克拉玛干沙漠北部边缘，塔里木河沿岸。项目区域为自然生态系统（荒漠+农田间草地）和人工生态系统（农田+乡村）的复合生态类型。根据《新疆生态功能区划》，项目区属于塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区。塔里木河东西贯穿托甫台区块，植被以胡杨群系、芦苇群系和柽柳群系为主。根据现场和资料收集，项目区临近塔里木河上游湿地自然保护区（自治区级），主要生态敏感目标为该自然保护区、沙雅及库车县公益林和农田。

4.1.4 环境影响预测评价结论

（1）环境空气

油气田开发建设工程对环境空气的影响主要来自于钻井过程中使用的柴油机、柴油发电机在运行过程中因柴油燃烧而产生燃烧烟气以及油田运输车辆排放的少量尾气和运输中产生的扬尘。根据类比同类钻井井场周围大气环境质量现场监测的数据表明，钻井井场周围大气质量良好。整个油田的开发周期是短暂的，钻井期污染属于阶段性局部污染，完钻后投入正常生产则无此项污染。从影响时间、范围和程度来看，钻井废气对周围大气环境质量影响是有限的。

油气田运营期的大气污染源主要为油气集输过程中烃类气体挥发以及井场加热炉燃烧天然气排放的废气。设备燃料为天然气干气，属清洁能源，对环境空气影响小。

本项目200m范围内无集中居民区，本项目产生的烃类无组织排放不会对居民区空气环境产生影响。

（2）水环境

本项目推广使用水基泥浆，同时严格要求套管下入深度、保证固井质量等措施，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。钻井过程中的钻井废水、井队生活污水、废弃钻井泥浆和钻井岩屑等均可得到有效的处置，正常情况下对地表水和地下水的影响较小。

本项目运营期间产生的采出水、井下作业废水均得到有效的处理，可有效防范对地表水和地下水的影响。

本项目开发过程中对区域水环境的影响主要来自于非正常状态。非正常的状态可以通过加强管理和采取有效的控制措施加以防范，只要加强管理，防患于未然，对水环境可能造成的影响可以避免。

综上所述，正常生产状况下，项目建设期和生产运行过程中废水及固废对周围水环境不会产生不利影响。

（3）声环境

本项目钻井期噪声随施工结束而消失。生产运行期，井场和管线正常生产时噪声很小，对背景噪声的贡献较小。本项目噪声监测点昼间、夜间噪声强度均达到《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类标准限值要求，且井场周边200m范围内无居民居住，故在运行期间本项目不会产生扰民现象。同时，本项目各类发声设备均采用低噪声设备，同时确保设备在各种工况下达到最佳运行状态，降低噪声影响。

（4）固体废物

本项目可能对环境造成影响的主要固体废物包括钻井废弃物（钻井废弃泥浆和钻井岩屑）、钻井期生活垃圾、运营期产生的油泥。

钻井废弃物采用钻井废弃物不落地达标处理技术，可以有效减缓工程建设对井场周围环境的影响。

产生的油泥运至塔河油田污油泥处理站无害化处理或依托塔河油田受浸泥土无害化处置先导试验项目处理。单井落地原油由作业单位100%回收。采取以上措施后，运营期固体废物不会对周围环境产生影响。

综合以上分析，若在建设、处置和运行管理中严格执行西北油田分公司各项要求，则本项目在开发建设过程中所产生的各种固体废物均可以得到有效的处理，对环境造成的影响在可接受范围之内。

（5）生态环境

钻井、集输、地面工程建设占用土地、破坏植被，改变原有生态系统结构和功能。本项目临时占地属暂时性影响，使植被遭到破坏、被铲除，野生动物受惊吓和驱赶，破坏了原有生态环境的自然性。油田工程施工完成后临时性占地和影响将消除，并进行适当的平整，清理施工造成的污染，避免污染土壤。

本工程永久占地和临时占地分别为21.48hm^{2}和110.29hm^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。

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。

因此，从总体上看，本项目建设对生态环境的影响较小。

4.1.5 公众意见采纳情况

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。起初被调查公众中97%对工程持支持态度，3%的调查对象不支持。不支持的原因主要集中在土地征用费用、建设单位采取的措施能否保护当地生态环境问题上。建设单位通过与不支持者进行沟通，充分考虑其意见和建议，最终100%公众支持该项目建设。

4.1.6 环境保护措施

（1）施工期

本项目钻井过程中，将产生一定量的废水、废气、固体废物和噪声。污染物的排放仅发生在施工期内，钻井作业结束后，污染物的排放即告结束。

（2）运行期

本项目运行期主要包括采油、集输过程，在整个生产过程中，将产生燃料燃烧废气、无组织排放的非甲烷总烃、采出水、井下作业废水、落地原油、含油污泥及泵类等设备产生的噪声。

本项目井口至站场油气集输均采用密闭流程，尽量减少非甲烷总烃的无组织排放，减少对大气环境的影响。井口加热炉采用清洁燃料天然气为燃料，对该区域大气环境影响较小。

本项目井下作业废水严禁直接外排，采用专用废液收集罐收集后运至塔河油田一号固废液处理站。产生的采出水进入塔河油田三号联合站污水处理系统处理，经处理达标后回注地层。

单井落地原油、修井落地原油由作业单位100%回收，不对周围环境产生不利影响；含油污泥运至塔河油田污油泥处理站无害化处理或依托塔河油田受浸泥土无害化处置先导试验项目处理，对周围环境不产生不利影响。

发声设备进行合理的布局，减弱噪声对操作人员的影响，同时针对设备，采用降噪控制，避免不必要的噪声产生。

通过采取各类污染防治措施，可有效降低施工期和运行期油田开发对周围环境的影响。

4.1.7 环境影响经济损益分析结论

本项目经分析具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于井场、地面设施建设、道路修建、敷设管线等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算该项目环境保护投资约4905.88万元，环境保护投资占总投资的5.97%。实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来双赢。

4.1.8 环境管理

中国石油化工股份有限公司西北油田分公司环境管理机构设置健全，同时拥有完善的管理体系和管理手段。本项目制定了施工期环

境监理计划、运行期环境监测计划和环保设施竣工验收管理要求，针对项目的不同阶段提出了具体的环境管理要求。

4.1.9 综合评价结论

西北油田分公司塔河油田托甫台奥陶系油藏2017年产能建设项目属于国家产业政策鼓励项目，项目实施后可取得一定的经济效益和社会效益。尽管在工程建设和运行中，会对周围的环境产生一定的不利影响，并在今后的建设和运行中存在一定风险性，但其影响和风险是可以接受的。只要建设单位加强环境管理，认真落实可行性研究报告和本环评报告书中提出的各项污染防治措施、风险防范措施以及生态环境保护和恢复措施，可使本项目对环境造成的不利影响降低到最低限度。

因此，本报告书认为，该项目建设在环境保护方面可行。

4.2 环境影响报告书批复意见

2017年7月24日，新疆维吾尔自治区环保厅《关于中国石化西北油田分公司塔河油田挺甫台奥陶系油藏2017年产能建设项目环境影响报告书的批复》（新环函〔2017〕1131号）内容如下：

一、中国石化西北油田分公司塔河油田托甫台奥陶系油藏2017年产能建设项目位于塔河油田的西南部，北临10区和12区东临11区，行政区划属阿克苏地区库车县和沙雅县，东北方向距库车县城约70公里，西北方向距沙雅县城约40公里处。共部署新井27口，钻井总进尺17.57×10^4米，新建产能12.95万吨/年。新建集输管线67.7公里；单井燃料气管线30.8公里；井口加热炉27台；扩建计量阀组1套；修复井场道路20.1公里等。原油、天然气、采出水及固废处理均依托原有工程。

项目新增永久占地面积21.48公顷，临时占地面积110.29公顷。总投资82169.06万元，其中环境保护投资4905.88万元，占总投资的5.97%。

根据中国石油大学（华东）编制的《中国石化西北油田分公司塔河油田托甫台奥陶系油藏2017年产能建设项目环境影响报告书的报

告》（以下简称《报告书》）的评价结论、自治区环境工程评估中心关于《报告书》的技术评估意见（新环评估〔2017〕129号）、自治区排污权交易储备中心关于《报告书》中总量指标及来源审查意见（新环排权审〔2017〕38号）、阿克苏地区环保局关于《报告书》的初审意见（阿地环函字〔2017〕231号），从环境保护的角度，同意该项目按照《报告书》所列地点、性质、规模、采用的生产工艺及环境保护措施建设。

二、在工程设计、建设和环境管理中要认真落实《报告书》提出的各项环保要求，严格执行环保“三同时”制度，确保各类污染物稳定达标排放，并达到以下要求：

（一）强化生态环境保护措施。在油田地面工程建设过程中，加强对人员和车辆的管理，严格控制作业范围，减少对地表的扰动和破坏，防止土壤侵蚀和沙化加剧；管线施工尽量避让植被覆盖度较高区域，施工结束后及时清理平整场地，认真落实各项水土流失防治工作，落实各项生态补偿措施。

本项目最近的井距塔河上游湿地自然保护区约900m，严禁在保护区内开展任何生产经营活动，严禁施工作业及工程管线穿越保护区。

（二）严格落实水污染防治措施。项目运营期间产生的油田采出水经塔河三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/TS329-2012）后回注，不外排。井下作业废水、机修等其他生产废水运至塔河油田一号固废液处理站进行处理后综合利用，严禁回注。废弃磺化类水基泥浆、岩屑采用不落地达标处理技术处置后的废水须达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）二级标准后综合利用。

（三）严格落实各项废气污染防治措施。加强施工期环境管理，施工车辆按规定路线行驶，严禁乱压乱碾；运行期定期检查、检修设备、阀门，防止跑、冒、滴、漏发生，油气集输采用密闭集输流程。加热炉废气排放须满足《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。非甲烷总烃排放须满足

《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996)无组织排放监控浓度限值。伴生气中无组织挥发产生的硫化氢排放执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）二级标准。

（四）加强固体废物的分类管理。钻井过程中产生的废弃磺化水基泥浆、岩屑采用钻井废弃物不落地达标处理技术，钻井泥浆经制成泥饼定期拉运至塔河油田一号固废液处理站，钻井岩屑经分离后可用于井场、道路铺设。生活垃圾集中堆放。含油污泥委托有危废处置资质的单位进行安全处置。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。

（五）强化声环境保护措施，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2类标准。

（六）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联动机制，定期开展应急演练；落实污染防治及防井喷、防漏、固井及问井封井措施，避免生产事故引发环境污染。

三、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。

四、项目运行期必须严格执行区域污染物排放总量控制要求，确保项目实施后各类污染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及来源根据自治区排污权交易储备中心关于本项目的总量指标及来源审查意见（新环排权审〔2017〕038号）确定。

五、开展工程环境监理，定期向当地环保部门提交环境监理报告。竣工后须按规定程序向我厅申请竣工环境保护验收，合格后方可正式投入运行。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。

六、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、库车县环保局和沙雅县环保局，按规定接受各级环境保护行政主管部门的监督检查。

5 生态环境影响调查与分析

5.1 项目占地影响调查与分析

5.1.1 项目占地情况调查

建设项目工程占地包括永久占地和临时占地。永久占地包括井场、站场，道路等。临时占地包括管道及道路沿线施工作业带、临时生活营地占地。本项目实际总占地120.36hm^2，其中永久占地约15.98hm^2，临时占地约104.38hm^2。

表5.1-1 工程占地情况一览表

工程	环评设计（hm^2）			实际情况（hm^2）			说明
	总占地	永久	临时	总占地	永久	临时	
井场	26.39	5.40	20.99	24.44	5.00	19.44	2口井未实施
管线	78.80	/	78.80	75.28	/	75.28	后期工程占地未实施
井场道路	20.10	16.08	4.02	14.64	10.98	3.66	
临时生活营地	6.48	/	6.48	6.00	/	6.00	工程已完成
小计	131.77	21.48	110.29	120.36	15.98	104.38	

本项目永久占地和临时占地由于工程未完全实施（2口井未实施），与环评阶段相比，均减少。单井井场、临时生活营地临时占地面积与环评估算面积一致。单井井场、道路占地面积，均未超过环评阶段井场、道路等用地估算。永久占地和临时占地均已经根据相关规定给予补偿。临时占地在不改变土地所有权的前提下在短期内使用并给予补偿，补偿标准根据地方国土资源局所定的补偿标准来执行。

5.1.2 站场、井场占地的影响

（1）临时性占地

实地调查表明，本项目单井井场临时占地面积均未超过环评阶段估算临时占地面积（115m×80m）。目前，临时占地已恢复，地表植被在自然恢复过程中。

（2）永久性占地

本项目实际建设永久占地，主要为单井井场和井场道路，现场调

查结果表明，井场、道路永久占地变为工业用地，占地范围内植被无法恢复生长。

施工完成后，在永久性占地范围内（井场、道路），对地面均进行了平整硬化，主要以砾石覆盖，并对井场周边受损地带进行恢复平整。在永久性占地区域内，没有植被的自然恢复。这部分土地实际上被永久性地征用，改变了土地原有的利用价值。

建设完毕后，对临时性占地地表均进行了平整，由于自然条件限值，人工恢复植被几乎不可能，故采取自然恢复措施。



巡场、进场道路



井场平整硬化

5.1.3 管线占地的影响

本项目实际建设管线主要包括单井出油管线、燃料气管线等共94.1km，管线长度比环评阶段减少。

管线主要穿越耕地、林地、草地、沙地。各类管线在建设过程中的影响面积控制在8m的范围之内（穿越耕地、林地、草地宽度控制在6m之内），符合设计要求，施工结束后进行恢复。

施工中需挖管沟，破坏管沟上方及两侧地表结构，施工结束后由于管沟的回填，林地、草地、沙地从景观上看在地表形成一道明显的管廊，穿过耕地管线，已恢复原有耕地地貌，不影响农作物正常生长。



过林地管线



过耕地管线

5.1.4 道路占地的影响

本项目道路共长18.3km，宽4~6m，过林地、沙地路段，采用砾石路面硬化防止风蚀，过农田段，路面多未铺设砾石。道路较环评阶段长度和宽度均有所减小。

道路建设对植被的影响主要体现在路基两侧，主要是由于机械施工过程中对地表造成践踏、碾压，在改变土壤坚实度的同时，损伤和破坏植被，影响范围在道路路基两侧4~10m范围内，施工结束后，道路建设临时占地已平整，进入自然恢复阶段。

5.2 植被影响调查与分析

本项目TP-7计量阀组站改造在原有TP-7计量阀组站内，无新增永久及临时占地。其余临时占地已平整恢复，各类占地均依法取得土地使用手续。

项目区勘探开发时间长，依托设施完善，至各单井为独立的探临路，砂石或土路面，路面宽约4m。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，尽量避让了胡杨林、荒漠草地等植被茂盛区域，最大限度减少和避免了对项目区域地表植被的扰动和破坏。

5.3 动物影响调查与分析

本项目建设期对动物的影响主要是占用土地、砍伐林木，特别是柽柳灌丛和其它荒漠植物群落，破坏野生动物赖以生存的环境。

长期的开发建设已使当地野生动物一定程度上适应了石油开采环境。区域内各种野生动物经过长期的适应已形成较稳定的取食、饮水、栖息活动范围和分布，油田开发过程中的钻探和地面建设占地将使原有的野生动物的分布、栖息活动范围受到压缩。这些占地影响对地面活动的野生动物种类产生隔离作用，使原分布区内的种类向外扩，而钻井结束后，随着人类活动和占地的减少，原有生境将逐步恢复，野生动物对新环境适应后其活动和分布范围亦将恢复，正常生产对野生动物影响较小。由于本项目所在区域不是动物的唯一栖息地，故本项目对动物区域性生境没有产生明显影响。

5.4 生态影响防治措施落实情况调查

本次验收主要针对环评批复、环评提出的生态影响防治措施落实情况进行调查，调查结果见表5.4-1。

表 5.4-1　　生态影响防治措施落实和执行情况

内容	生态影响防治措施	措施落实情况	备注
批复中提出的生态影响防治措施			
	强化生态环境保护措施。在油田地面工程建设过程中，加强对人员和车辆的管理，严格控制作业范围，减少对地表的扰动和破坏，防止土壤侵蚀和沙化加剧；管线施工尽量避让植被覆盖度较高区域，施工结束后及时清理平整场地，认真落实各项水土流失防治工作，落实各项生态补偿措施。本项目最近的井距塔河上游湿地自然保护区约900m，严禁在保护区内开展任何生产经营活动，严禁施工作业及工程管线穿越保护区。	落实。	占用、扰动地标面积未随意扩大；管线避让植被覆盖度较高区域，场地已清理、平整。塔河上游湿地自然保护区内无生产经营活动，无工程管线。
环评中提出的生态影响防治措施			
建设期	（1）对油田区域内的永久性占地（井场、道路、集输管线等）合理规划，严格控制占地面积，减少扰动面积，减少林木砍伐。 ——单井永久占地40m×50m。 ——单井施工占地115m×85m。 （2）加强井区的野生动物保护，对施工人员进行野生动物保护法的宣传教育，严禁施工人员猎杀野生动物。 （3）各井场选址尽量少占植被茂密的区域，严格控制占地面积。施工时，要求施工单位在永久占地范围内施工，减少对植被环境和周围野生动物生活环境的干扰。 （4）位于沙漠中的井场，在四周设置草方格。	落实	油田区域内的井场、站场、道路、集输管线等永久性占地合理规划，严格控制占地面积，未超过环评提出的占地面积。定期进行HSE培训，无猎杀野生动物情况。沙漠中井场管道、电力杆周围设置草方格。
	（1）对油田区域内的临时性占地（集输管线）合	落实	临时占地管道工程避让植被

	理规划，严格控制临时占地面积，尽量避让植被较多的区域。 ——单井集油管线、燃料气管线施工作业带宽度不得超过 8m。 （2）根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量。 （3）施工结束后，应恢复地貌原状。施工时对管沟开挖的土壤做分层堆放，分层回填压实，以保护植被生长层，降低对土壤养分的影响，尽快使土壤恢复生产力，同时减少水土流失。 （4）对管沟回填后多余的土严禁大量集中弃置，应均匀分散在管线中心两侧，并使管沟与周围自然地表形成平滑过渡，不得形成汇水环境，防止水土流失。管线所经地段的原始地表存在局部凹地时，若有集水的可能，需采用管沟多余土或借土填高以防地表水汇集。对敷设在较平坦地段的管道，应在地貌恢复后使管沟与附近地表自然过渡，回填土与周围地表坡向保持一致，严禁在管沟两侧有集水环境存在。 （5）在施工过程中，应加强施工人员的管理，禁止施工人员对野外植被滥砍滥伐，破坏沿线地区的生态环境。 （6）禁止施工人员对野生动物尤其是珍稀动物的滥捕滥杀，作好野生动物的保护工作。 （7）位于沙漠中的单井管线地面上方铺设草方格。		茂密区域，管线施工作业带宽度未超过 8m； 施工结束后，临时恢复地貌原状。占用耕地已复垦，农作物正常生长，林地、草地区域植被自然恢复中； 管沟回填后多余土整齐堆在管道上方，并设立标识，回填土与周围地表坡向保持一致； 施工过程中定期进行 HSE 培训，未发生滥砍滥伐现象； 位于沙漠中的单井管线地面上方铺设草方格。
	（1）通往各井的简易公路，技术要求较低，建议施工机械活动范围控制在永久占地范围内。 （2）严禁破坏道路两侧植被，严禁在道路两侧取弃土。 （3）在道路边设置“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，切实提高保护油区生态环境的意识。 （4）划定施工作业范围和路线，严格控制和管理运输车辆及重型机械施工作业范围，采用拉设彩条方式限定运输车辆行驶范围。 （5）托甫台区塔里木河南岸沙化明显，道路两侧应设置草方格等防护措施，防止油田道路被风沙侵蚀。	落实	严格控制道路施工范围，临时占地已恢复； 道路两侧未发现明显取土坑； 油田主干路边，设置明显环境保护警示牌，并定期进行 HSE 培训； 严格控制作业带宽度，未发现乱碾压痕迹； 托甫台区塔里木河南岸道路路面用沙砾铺面，道路两侧部分设置草方格防沙。
	井场、管道和道路占用部分农田，为垦荒地。 ①本项目所涉及的永久占地和临时占地都应按有关土地管理办法的要求，逐级上报有审批权的政府部门批准。对于永久占地，应纳入地方土地利用规划中，并按有关土地管理部门要求认真执行。 ②严格限定施工的工作范围，将施工带范围严格控制在 8m 之内，严禁自行扩大施工用地范围。 ③管道施工中要采取保护土壤措施，对农业熟化土壤要分层开挖，分层堆放，分层复原的方法，减少因施工生土上翻耕层养分损失导致农作物减产，同时要避免间断覆土造成的土层不坚实形成	落实	永久占地、临时占地均有合法手续； 施工作业带均在 8m 范围内，未超出； 农田区土壤分层开挖，施工结束后恢复原状； 占用农田已恢复正常生产； 钻井采用钻井废弃物不落地达标处理技术。

	的水土流失等问题。 ④管沟开挖外的施工带内，施工结束后应该增加作业带有机肥料的投入，增加有机质含量，恢复土壤团粒结构，减轻对土壤的压实效应，同时及时进行田间耕作，疏松土壤，尽快恢复耕地的生产力。 ⑤临时占用的农田，使用后立即实施复垦措施；可与农民协商，由农民自行复垦。 ⑥提高施工效率，缩短施工时间，以保持耕作层肥力，缩短农业生产季节的损失。因地制宜地选择施工季节，尽量避开农作物的生长和收获期，减少农业当季损失。 ⑦本项目有 12 口单井占用农田。钻井过程中采用钻井废弃物不落地达标处理技术，可降低对农田的影响。		
	（3）公益林 ①工程施工占用公益林，应向林业主管部门办理相关手续，按照相关法律法规进行补偿和恢复。 ②项目设计时尽量减少林地的占用和对植被的破坏。井场、道路和管线占地避让胡杨林。 ③施工过程中，加强施工人员的管理，禁止施工人员对公益林内野生植被滥砍滥伐。 ④确保施工人员和车辆在规定范围内作业，严禁砍伐公益林内植被作燃料；尽量减少对作业区周围植被的影响；工程完工后，要对沿线管线占压林地面积进行调查，尽量恢复原有的自然环境和绿地占有水平。 ⑤不得随意砍伐胡杨。 ⑥在公益林内不得将废渣废液乱堆乱弃。	落实	井场、道路和管线占地避让胡杨林； 施工过程中定期进行 HSE 培训，未发生滥砍滥伐现象； 验收阶段未发现废渣废液乱堆乱弃现象。
运营期	由于油田开发区域内自然条件的限制，植被的自然恢复极其困难，因而对于地面工程永久占地要进行地面硬化处理，以减少风蚀量。	落实	井场砾石覆盖硬化
	提高巡检人员技术素质、加强责任心，贯彻安全驾驶机动车辆的行为规定，严格遵守交通法规，杜绝疲劳驾车等行为，减少对道路两侧植被的破坏。	落实	定期进行 HSE 培训，严格管理车辆及巡查人员
	定时巡查井场、管线等，及时清理落地原油，降低土壤污染。	落实	定时巡查
	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，切实提高保护生态环境的意识。	落实	设置环保警示牌

5.5 土壤影响调查

（1）监测点布设

根据项目占用土地类型及周边土地类型分布，本次验收土壤影响

调查在TP201井场（E83°25′58.02"，N41°4′50.22"）、TP260井场（E 83°30′52.25"，N 41°5′1.755"）和TP326CH井场（E83°26′41.91"，N 40°52′15.36"）外侧10m设1个监测点，共3个监测点，测点位布设见表5.5-1。

监测点位详见图5.5-1。

表 5. 5-1　　土壤质量现状调查监测点位布设表

监测点名称	占地	监测层位	取样日期	布设目的
TP201 井场（E83°25′58.02"，N41°4′50.22"）	农田	0~20cm	2019 年 7 月 4 日	了解评价区内土壤质量
TP260 井场（E 83°30′52.25"，N 41°5′1.755"）	林地	0~20cm		
TP326CH 井场（E83°26′41.91"，N 40°52′15.36"）	沙漠	0~20cm		

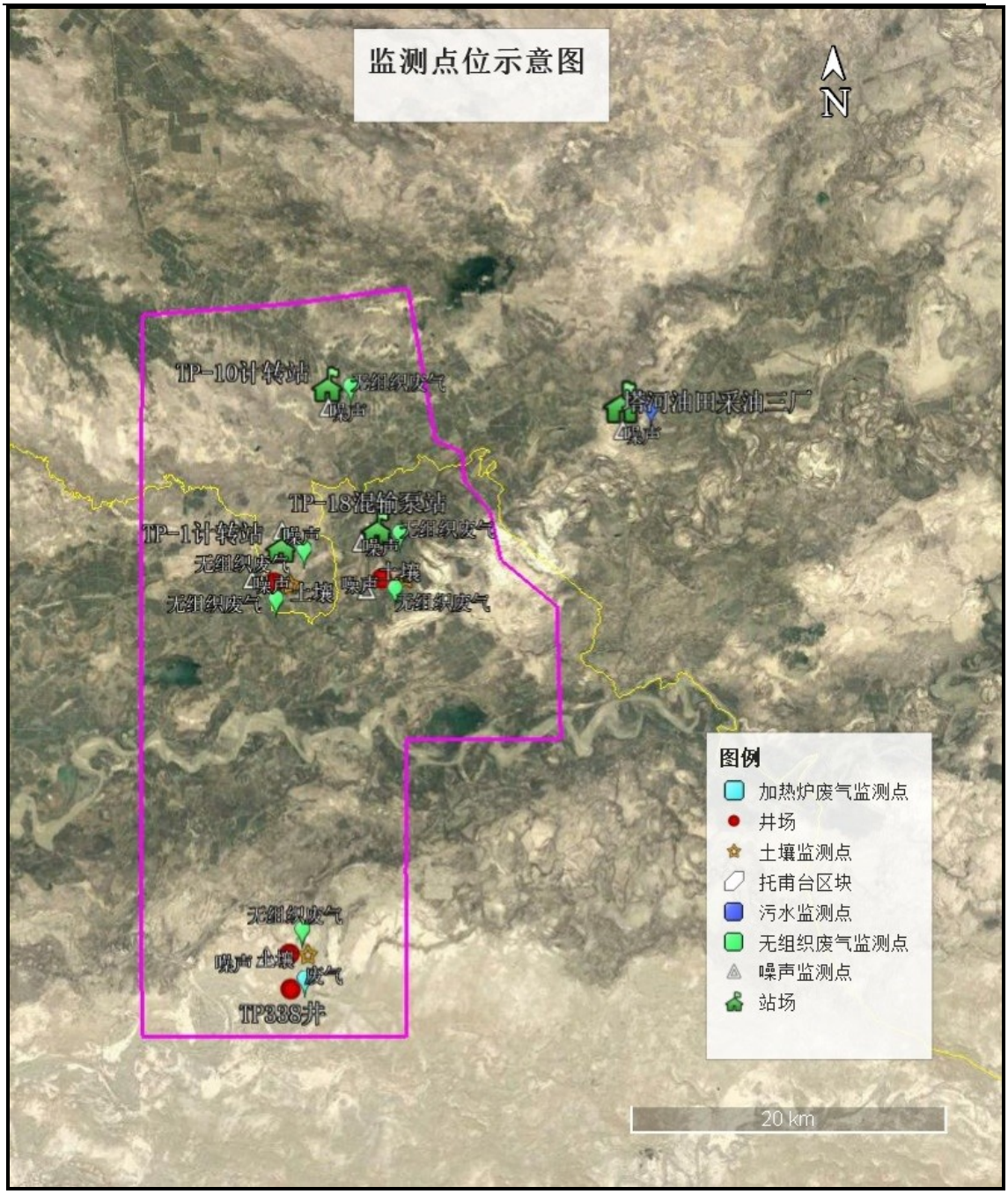


图 5.5-1　　监测点位示意图

（2）监测项目

监测项目为pH、砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、石油烃。委托新疆新起点环保科技有限责任公司进行采样监测。（3）监测及分析方法

监测方法执行《土壤环境监测技术规范》（HJ/T166-2004）中相

关规定。

分析方法、检测仪器见见表5.5-2。

表 5.5-2　　废气监测分析方法

序号	污染物	监测分析方法	检测仪器
1	pH	土壤 PH 的测定 NY/T1377-2007	Phs-3E 型酸度计
2	砷	土壤质量总汞、总砷、总铅的测定原子荧光法 GB/T22105.2-2008	原子荧光光谱仪
3	铜	土壤和沉积物铜、锌、铅、镍、铬的测定火焰原子吸收分光光度法 HJ491-2019	火焰原子吸收光谱仪
4	汞	土壤质量总汞、总砷、总铅的测定原子荧光法 GB/T22105.1-2008	原子荧光光谱仪
5	铅	土壤和沉积物铜、锌、铅、镍、铬的测定火焰原子吸收分光光度法 HJ491-2019	火焰原子吸收光谱仪
6	镉	土壤质量铅、镉的测定石墨炉原子吸收分光光度法 GB/T17141-1997	石墨炉原子吸收光谱仪
7	镍	土壤和沉积物铜、锌、铅、镍、铬的测定火焰原子吸收分光光度法 HJ491-2019	火焰原子吸收光谱仪
8	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（HJ687-2014）	气相色谱仪
9	石油烃	土壤和沉积物石油烃（C10-C40）的测定气相色谱法（HJ1021-2019）	原子吸收分光光度计

（4）监测结果与分析

土壤监测结果见表5.5-3，本次验收土壤质量标准执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值标准。

表5.5-3　　土壤监测结果　　单位:mg/kg

监测点	监测结果								
	pH	铜	汞	铅	砷	镉	镍	六价铬	石油烃
TP201 井	7.69	33	0.076	27	9.42	0.46	28	＜2	＜6
TP260 井	7.75	25	0.046	28	9.71	0.36	18	＜2	＜6
TP326CH 井	7.78	20	0.010	25	9.55	0.35	21	＜2	＜6
建设用地标准	/	18000	38	800	60	65	900	5.7	4500
Pi	/	0.002	0.002	0.034	0.157	0.007	0.031	0.175	0.001
	/	0.001	0.001	0.035	0.162	0.006	0.02	0.175	0.001
	/	0.001	0.000	0.031	0.159	0.005	0.023	0.175	0.001

由表5.5-3可知，验收监测期间永久占地内土壤pH值大于7，说明土壤呈碱性；砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、石油烃等污染物满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值标准，该区块土壤环境质量现状较好，目前未受到项目开发造成大的不利影响。

5.6 小结

（1）本项目实际总占地120.36hm^2，其中永久占地约15.98hm^2，临时占地约104.38hm^2。

（2）本项目单井、管线、泥浆池、道路等临时占地均已平整恢复。

（3）项目完工后对各类施工迹地进行平整和恢复地表。施工期间管线作业宽度在8m内，施工结束后管线两侧施工迹地已恢复平整，临时占用耕地已复垦，农作物生长正常，其他临时占地区域内的原始植被正逐步恢复。

（4）项目落实了环评及批复提出的水土流失防止措施及其它生态保护相关措施。

（5）根据土壤监测结果可知：本项目的建设及运营并未造成项目区周边土壤的污染。

6 水环境影响调查与分析

6.1 建设期水污染源调查

建设期间主要废水来源于钻井过程中产生的钻井废水。为降低钻井废水对环境的污染，各井场在钻井过程中均建设有泥浆池。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。

本项目共实施钻井25口，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。调查中未发现钻井废水随意外排的情况。

本项目开发建设期间，主要废水来源于井队产生的生活污水，各井场生活污水集中收集沉降处理，自然蒸发，施工结束后填埋平整。

6.2 运行期水污染源调查

（1）油藏采出水

油藏采出水是在采油作业中从采出液分离出的含油污水，污水中的主要污染物为石油类、悬浮物等。本项目目前采出水水量$3\times10^4m^3/d$。油藏采出水依托塔河油田三号联合站污水处理系统处理后回注。

（2）井下作业废水

井下作业废水的产生是临时性的，主要为修井、酸化、压裂、冲砂作业时产生的废液，以及井下作业施工后为防止水井中的悬浮固体堵塞地层而进行的注水井洗井作业废水，主要含有石油类、SS、钻井液添加剂、酸、碱和有机污染物等。在井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废水，井下作业废水采用专用废液收集罐收集后运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站处理。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。井下作业频率平均每年1次作业周期，依据该区块油田的相关资料，每年每口井井下作业废水$200m^3$，则本项目实

际井下作业废水年排放量为5000m^3/a（25口井）。

（3）生活污水

本项目生产运行期由采油三厂、一厂负责日常生产管理，不新增劳动定员，不新增生活污水产生。

6.3 水污染源现状监测

（1）监测点位

本次验收引用《塔河油田8区、11区环境影响后评价报告书》中塔河油田三号联合站污水处理系统出口监测数据。

监测由新疆新能源（集团）环境检测有限公司2020年11月进行采样分析。

监测点位见图5.5-1监测点位示意图。

（2）监测因子

生产废水：pH、悬浮物、石油类、硫化物。

（3）监测时间

监测日期为2020年11月18日。

（4）监测分析方法

《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329—2012）。

6.4 监测结果分析

塔河油田三号联合站污水处理系统出水口水质监测结果见表6.4-1。

表 6.4-1　　三号联合站污水处理设施监测结果统计表

监测点位	监测时间		pH	悬浮物	石油类	硫化物
塔河油田三号联合站污水处理系统出口	2020.11.13	第一次	7.17	25	0.36	＜0.005
	2020.11.13	第二次	7.17	28	6.19	＜0.005
	2020.11.13	第三次	7.18	23	0.39	＜0.005
	2020.11.14	第一次	7.19	27	1.2	＜0.005
	2020.11.14	第二次	7.19	26	0.54	＜0.005
	2020.11.14	第三次	7.17	28	0.55	＜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/T5329-2012）			/	30	50	2
达标情况			/	达标	达标	达标

三号联合站处理后的采出水中，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。

验收期间，含油污水经塔河油田三号联合站污水处理设施处理后全部进行回注，无外排，故废水中各项污染物排放总量以零计。

6.5 水污染防治措施落实情况调查

本次调查对照环评及批复提出的水污染防治措施的落实情况进行了调查，调查情况见表6.5-1。

表 6.5-1　　水污染防治措施落实情况调查

内容	水污染防治措施	措施落实情况	备注
批复中提出的水污染防治措施			
	严格落实水污染防治措施。项目运营期间产生的油田采出水经塔河三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/TS329-2012）后回注，不外排。井下作业废水、机修等其他生产废水运至塔河油田一号固废液处理站进行处理后综合利用，严禁回注。废弃磺化类水基泥浆、岩屑采用不落地达标处理技术处置后的废水须达到 《污水综合排放标准》（GB8978-1996）二级标准后综合利用。	落实。	项目运营期间产生的采出水，进入三号联水处理装置进行污水处理，处理的水质达到《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；井下废水等拉运至绿色环保站处理；
环评中提出的水污染防治措施			
建设期	（1）节水减少排放量 本项目在工程和技术管理上采取以下节水减排措施： ① 以钻井队为单位，积累资料，分析研究在各种气候、各类施工作业条件下的合理用水量，以此为定额，在保证正常作业的情况下，控制清水用量。 ② 动力设备、水刹车等冷却水要循环使用，要安装泥浆泵冷却水循环系统；振动筛的污水循环系统，以减少用清水直接冲洗设备，尽量采用擦洗的方法清洗设备。水的重复利用率要求达到40%-50%。 ③ 做好供水阀门和管线的安装、试运行工作，杜绝水的跑、冒、滴、漏。	落实	本项目产生的钻井废水经处理达标后用于处理装置自身用水及井场循环使用。未出现废水乱排现象
	（2）废水处置 ①施工废水主要是施工过程中产生的含有泥浆或砂石的工程废水，经收集后，并且采用沉淀池进行澄清处理，上清液回用。 ②各井场、施工营地生活污水集中收集沉降，自然蒸发处理。	落实	施工废水沉淀后上清液回用； 生活污水集中收集沉降，自然蒸发。

	（3）钻井过程地下水保护措施 ①一开套管要深入到含水层以下隔水层中，至少250m，一开固井水泥返高至地面，二开固井选择一次上返固井工艺技术，与一开固井水泥至少重叠约 150m，确保井身结构的完整性。 ②在初始生产阶段进行的压裂作业、清洗和生产等并行作业时，需要在管柱里安装井下安全工具。	落实	钻井、固井、完井按设计规定实施，未发生井漏
	（4）井喷地下水保护措施 虽然本项目钻井期间发生井喷的可能性极小，但应切实做好防止井喷的落实工作。主要措施是安装防喷器和井控装置（简易封井器等），同时随时调整泥浆密度，修井采用清水循环压井等技术，以最大限度地降低井喷事故的发生。 ① 制定具体井控措施及防止井喷预案。 ② 开钻前由建设方地质监督或受委托的相关单位地质员，对相应的停注、泄压等措施进行检查（检查结果记录在井队井控专用本上）落实，直到相应层位套管固井候凝完为止。 ③ 钻井液密度及其它性能符合设计要求，并按设计要求储备压井液、加重剂、堵漏材料和其它处理剂，对储备加重钻井液定期循环处理，防止沉淀。 ④ 送至井场的防喷器有试压曲线和试压合格证。安装防喷器前要检查闸板心尺寸是否与使用钻杆尺寸相符，液控系统功能是否齐全、可靠，液控管线有无刺漏现象。 ⑤ 钻开油、气层后，每次起下钻（活动时间间隔超过 5d）对闸板防喷器及手动锁紧装置开关活动一次，定期对井控装置进行试压。 ⑥ 测井、固井、完井等作业时，要严格执行安全操作规程和井控措施，避免发生井下复杂情况和井喷失控事故。 ⑦ 要严格控制提下钻速度，防止抽汲压力过大造成井涌、井喷，激动压力过大造成井漏。提钻按规定灌好钻井液，下钻过程中注意观察井口返出钻井液情况并安排中间洗井，起下钻过程中操作要连续，减少钻具静止时间。 ⑧ 要求做好固井前的通井、循环钻井液、调整钻井液性能等工作。控制下套管速度，以防蹩漏地层。 ⑨ 下套管要操作平稳，严禁猛刹、猛放，防止溜钻、顿钻，按规程下套管，双大钳紧扣，以保证套管连接强度。 ⑩ 目的层钻进时预防井漏和井喷，并做好油气层保护工作。	落实	钻井、固井、完井按设计规定实施，未发生井漏，严格落实一厂、三厂突发环境事件应急预案。
运行期	井下作业废水产生是临时性的。井下作业过程中，严格按照西北油田分公司环境保护规定要求，带罐作业，井下作业废水严禁直接外排，作业单位自带回收罐收集后运至塔河油田一号固废液处理站。	落实	井下带罐作业，最终井下作业废水进入绿色环保站处理。

	本项目采出水经塔河三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）后回注油藏，不外排进入环境。 日常运行时应保证回注系统的安全正常运行，为保证回注安全顺利进行，需要对回注水水质进行日常监测，对回注系统进行日常或定期检测与监控，加强运行管理，严格按操作规程操作，杜绝回注水外泄，避免对地表水和地下水的污染。	落实	三号联污水处理系统出口监测满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）限值要求，回注油藏，未排入环境； 回注系统安全正常运行，塔河油田已实施四期注水工程，使得一号联合站、二号联合站、三号联合站注水系统互相连通，采出水实现全部回注。
	加强汛期（5～9 月）油泥砂的回收频率；	落实	井下作业施工单位带罐作业
	对井场采取有效防洪措施，防洪标准按超百年一遇。	落实	严格按照固井规范施工
	增强施工人员对洪水危害的重视程度，规范施工行为等。	落实	定期开展 HSE 培训

6.6 小结

建设单位已按照要求落实了项目设计、环评报告及环评批复所提出的水污染防治措施。本项目采出废水进入塔河油田三号联合站处理系统处理后回注地层。监测结果表明，当注入层平均空气渗透率>1.5μm^{2}时，处理后的含油废水中悬浮物、石油类、硫化物均能满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）的标准限值。

本项目不新增生产定员，无新增生活污水产生。

7 大气环境影响调查与分析

7.1 大气污染源调查

7.1.1 建设期大气污染源调查

在项目建设期间，对大气环境的影响主要有：钻井和地表开挖时产生的扬尘、钻井时柴油机排放的烟气、钻井和试油时泄露的伴生气等。建设期大气污染源基本情况见表7.1-1。

表 7.1-1 项目建设期主要大气污染源

序号	污染源	污染因素	污染物	排放方式
1	道路、管线修建	施工、车辆碾压	扬尘	无组织
2	钻探设备	动力燃油	烟气	无组织
3	站场建设	建筑施工	扬尘、汽车尾气	无组织
4	油井	废气泄露	有机废气	无组织

由于本项目实际实际钻井25口，建设期较短，在正常情况下，所排放的大气污染物较少。因此，对周围大气环境不会造成明显影响。本项目各井场在建设过程中加强安全预防工作，没有发生油气大量泄漏的恶性事故。

7.1.2 运行期大气污染源调查

工程正常生产期间，大气污染主要来自本项目集输过程无组织挥发的非甲烷总烃。见表7.1-2。

表 7.1-2 运行期无组织排放源

序号	污染源	数量	污染因素	主要污染物	排放方式
1	井场（采油井）	25	油气挥发	非甲烷总烃	连续排放
2	涉及计量阀组间、计转站	9	油气挥发	非甲烷总烃	连续排放
3	机动车辆	/	汽车尾气	CO、NOx、硫化物	无组织排放

本次井口建25座天然气加热炉，排气筒高度9.95m。验收调查期间，9台加热炉停运，16台加热炉在用（间歇停用），在用天然气加热炉，平均运行时间4320小时。较环评阶段。减少了污染物排放，减

少了环境污染，使用天然气作为燃料，对环境质量影响很小。

7.2 大气污染源现状监测

7.2.1 有组织废气排放监测

本次验收引用《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司塔河油田托甫台区块环境影响后评价报告书》中TP338井场加热炉排放监测数据。监测由新疆新能源（集团）环境检测有限公司2020年11月~12月进行采样分析。

TP190H井、TP191井、TP192X井、TP21+井、TP226X井、TP259井、TP260井，委托新疆新能源（集团）环境检测有限公司2021年3月25~3月26日进行采样分析。

监测点位见图5.5-1。

（1）监测频次：

每台加热炉进行2天连续监测，每天三次。

（2）监测因子：

烟气黑度、烟气含氧量、二氧化硫、氮氧化物、烟尘。

本次后评价委托监测数据及达标状况分析见表7.2-1。

表 7.2-1　　TP338H 加热炉废气监测数据及达标状况

监测点	采样天数		检测因子									林格曼黑度
			二氧化硫 mg/m³			氮氧化物 mg/m³			颗粒物 mg/m³			
TP338H 井场加热炉（200kw）	第一天	实测值	＜3	＜3	＜3	12	11	13	1.6	1.4	1.1	<1 级
		折算值	/	/	/	105	92	108	14.0	11.7	9.2	
	第二天	实测值	＜3	＜3	＜3	12	13	13	2.1	1.7	1.4	<1 级
		折算值	/	/	/	95	103	108	16.7	13.5	11.7	
TP259 井场加热炉	第一天	实测值	＜3	＜3	＜3	18	16	16	3.9	4.0	4.2	<1 级
		折算值	/	/	/	38	34	34	8.3	8.5	9.0	
	第二天	实测值	＜3	＜3	＜3	14	16	17	3.7	3.9	4.0	<1 级
		折算值	/	/	/	31	36	38	8.3	8.8	9.0	
TP260 井场	第一天	实测值	＜3	＜3	＜3	18	16	19	4.6	4.5	4.4	<1 级

加热炉		折算值	/	/	/	56	50	59	14.4	14.1	13.8	
	第二天	实测值	＜3	＜3	＜3	28	35	28	4.6	4.2	4.3	<1级
		折算值	/	/	/	92	113	91	15.2	13.6	13.9	
TP226X井场加热炉	第一天	实测值	＜3	＜3	＜3	37	35	28	4.2	4.1	4.3	<1级
		折算值	/	/	/	104	99	79	11.9	11.6	12.1	
	第二天	实测值	＜3	＜3	＜3	32	34	31	4.2	4.4	4.3	<1级
		折算值	/	/	/	97	103	94	12.7	13.3	13.0	
TP191井场加热炉	第一天	实测值	＜3	＜3	＜3	36	38	35	3.7	3.5	4.1	<1级
		折算值	/	/	/	111	119	107	11.4	10.9	12.6	
	第二天	实测值	＜3	＜3	＜3	26	25	23	3.8	3.6	3.9	<1级
		折算值	/	/	/	75	72	64	10.9	10.3	10.8	
TP21+井场加热炉	第一天	实测值	＜3	＜3	＜3	32	30	28	3.8	3.8	3.6	<1级
		折算值	/	/	/	119	114	104	14.1	14.5	13.4	
	第二天	实测值	＜3	＜3	＜3	30	34	33	3.7	3.8	3.7	<1级
		折算值	/	/	/	103	117	109	12.7	13.0	12.2	
TP192井场加热炉	第一天	实测值	＜3	＜3	＜3	19	18	19	2.6	2.4	2.5	<1级
		折算值	/	/	/	104	98	104	14.2	13.1	13.7	
	第二天	实测值	＜3	＜3	＜3	17	18	19	2.1	2.3	2.0	<1级
		折算值	/	/	/	78	83	88	9.7	10.6	9.2	
TP190井场加热炉	第一天	实测值	＜3	＜3	＜3	21	19	22	4.7	4.9	4.8	<1级
		折算值	/	/	/	66	59	69	14.7	15.3	15.0	
	第二天	实测值	＜3	＜3	＜3	28	33	31	4.8	4.9	4.6	<1级
		折算值	/	/	/	92	107	100	15.8	15.9	14.9	
评价标准（GB13271-2014表2）			≤50			≤200			≤20			≤1

从监测结果可以看出，井场加热炉废气满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）限值。

7.2.2 无组织废气排放监测

（1）监测点位

本次大气无组织污染源现状监测点共布设12个监测点，在

TP326CH井场、TP201井场、TP260井场、TP-18计量混输站、TP-1计转站、TP-10计转站上、下风向各布设1个监测点。

本次验收大气污染源监测内容见表7.2-2。无组织监测点位示意图见图6.3-1。

表 7.2-2　　大气污染源监测内容

监测点位	监测数量	监测项目	监测频次
TP326CH井场	上、下风向各一个点位	非甲烷总烃、硫化氢	每天3次，连续2天
TP201井场	上、下风向各一个点位	非甲烷总烃、硫化氢	
TP260井场	上、下风向各一个点位	非甲烷总烃、硫化氢	
TP-18计量混输站	上、下风向各一个点位	非甲烷总烃、硫化氢	
TP-1计转站	上、下风向各一个点位	非甲烷总烃、硫化氢	
TP-10计转站	上、下风向各一个点位	非甲烷总烃、硫化氢	

（2）监测因子

非甲烷总烃、硫化氢。

（3）监测单位、时间及频次

监测单位：新疆新环监测检测研究院（有限公司）

监测时间：2020年7月4日~7月5日

监测频次：监测每天3次，监测2天。

（4）监测方法

非甲烷总烃监测方法选用《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），见表7.2-3。

表 7.2-3　　废气监测分析方法

序号	污染物	监测分析方法	检出限
1	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）	0.07mg/m^3
2	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）	0.005mg/m^3

（5）质量保证措施：

二次测试废气流量相对误差不超过20%。

进现场前相关检测部门对所有测试仪器进行校验。

监测人员持证上岗，严格按照有关规范进行现场测试。

监测期间设备负荷均达到设计负荷的75%以上。

7.2.2 监测结果分析

本次验收厂界外无组织非甲烷总烃监测结果见表7.2-4；
硫化氢监测结果见表7.2-5。

表 7.2-4　　无组织非甲烷总烃监测结果　　单位：mg/m^3

采样地点	监测时间	监测点位	浓度范围	浓度最高值	标准限值	达标情况
TP326CH	第一天	上风向	0.38~0.51	0.51	4.0	达标
		下风向	0.44~0.51	0.51		
	第二天	上风向	0.38~0.39	0.39		
		下风向	0.43~0.49	0.49		
TP201井场	第一天	上风向	0.36~0.47	0.47		达标
		下风向	0.33~0.44	0.44		
	第二天	上风向	0.33~0.38	0.38		
		下风向	0.31~0.49	0.49		
TP260井场	第一天	上风向	0.35~0.45	0.45		达标
		下风向	0.29~0.52	0.52		
	第二天	上风向	0.34~0.46	0.46		
		下风向	0.37~0.49	0.49		
TP-18计量混输站	第一天	上风向	0.34~0.41	0.41		达标
		下风向	0.31~0.41	0.41		
	第二天	上风向	0.31~0.51	0.51		
		下风向	0.38~0.43	0.43		
TP-1计转站	第一天	上风向	0.35~0.47	0.47		达标
		下风向	0.31~0.36	0.36		
	第二天	上风向	0.36~0.40	0.40		
		下风向	0.44~0.45	0.45		
TP-10计转站	第一天	上风向	0.29~0.41	0.41		达标
		下风向	0.33~0.42	0.42		
	第二天	上风向	0.33~0.51	0.51		
		下风向	0.41~0.43	0.43		

表 7.2-5　　无组织非甲烷总烃监测结果　　单位：mg/m^3

采样地点	监测时间	监测点位	浓度范围	标准限值	达标情况
TP326CH	第一天	上风向	未检出	0.06	达标
		下风向	未检出		
	第二天	上风向	未检出		
		下风向	未检出		
TP201井场	第一天	上风向	未检出		达标

		下风向	未检出		
	第二天	上风向	未检出		
		下风向	未检出		
TP260井场	第一天	上风向	未检出		达标
		下风向	未检出		
	第二天	上风向	未检出		
		下风向	未检出		
TP-18计量混输站	第一天	上风向	未检出		达标
		下风向	未检出		
	第二天	上风向	未检出		
		下风向	未检出		
TP-1计转站	第一天	上风向	未检出		达标
		下风向	未检出		
	第二天	上风向	未检出		
		下风向	未检出		
TP-10计转站	第一天	上风向	未检出		达标
		下风向	未检出		
	第二天	上风向	未检出		
		下风向	未检出		

验收监测结果表明，TP326CH井场、TP201井场、TP260井场、TP-18计量混输站、TP-1计转站、TP-10计转站上、下风向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）标准限值，硫化氢浓度满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）二级标准限值。

7.3 大气环境保护措施落实情况调查

本次调查对照环评及批复提出的大气污染防治措施的落实情况进行了调查，调查情况见表7.3-1。

表 7. 3-1　　大气污染控制措施落实情况

大气污染防治措施		实际落实情况	备注
批复中提出的大气污染防治措施			
1	严格落实各项废气污染防治措施。加强施工期环境管理，施工车辆按规定路线行驶，严禁乱压乱碾；运行期定期检查、检修设备、阀门，防止跑、冒、滴、漏发生，油气集输采用密闭集输流程。加热炉废气排放须满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014）中新建燃	落实	油气集输采用全密闭流程，根据监测，加热炉废气满足《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

	气锅炉大气污染物排放浓度限值。非甲烷总烃排放须满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996)无组织排放监控浓度限值。伴生气中无组织挥发产生的硫化氢排放执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）二级标准。		放浓度限值；非甲烷总烃排放符合《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。
环评中提出的大气污染防治措施			
建设期	钻井期大气污染主要为钻井场柴油机燃料产生的废气，可以通过采用高效设备及符合环保要求的排气筒高度（8m 以上）等方式，减少污染物影响。	落实	柴油机组使用符合国家标准的清洁燃料
	钻井期间定期对柴油机、柴油发电机等设备进行维护，并且采用符合标准的柴油，并添加柴油助燃剂等措施，在很大程度上可降低柴油燃烧污染物的排放，使污染物达标排放，减轻对大气环境的影响。	落实	环境监理报告
	在井场建设初期，为防止因交通运输量的增加产生扬尘污染，首先应合理规划、选择最短运输路线，尽量依托油田现有公路网络；其次是对使用频率较高，且未做硬化处理的道路进行洒水处理，以减少路面沙尘的扬起和对公路两旁植被的扰动；运输车辆进入施工区域，应以中、低速行驶（速度＜40km/h）。	落实	环境监理报告
	井场设备的放置进行合理优化，尽可能少占土地，对工作区域外的场地严禁车辆和人员进入、占用，避免破坏植被和造成戈壁砾石移动；作业场地保持一定湿度，进出车辆严格限速，装卸器材文明作业，防止沙尘飞扬。	落实	环境监理报告
	集输管线尽可能沿公路走向，这样可避免施工运输对土地的扰动；在保证施工、安全的前提下，管沟开挖控制深度，避免因施工破坏土地可能带来的土地荒漠化和水土流失，及时开挖，及时回填，防止土方风化失水而起沙，土方应放置背风一侧，尽量平摊，从管沟挖土往地面送土时，施工人员应该低抛。	落实	环境监理报告
运营期	采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵。	落实	无泄漏屏蔽泵
	在原油集输过程中，为减轻集输过程中烃类的损失，井口至计量站油气集输均采用密闭流程。一旦发生泄漏事故，紧急切断油、气源，实施关井，从而最大限度地减少油气集输过程中烃类及油的排放量。	落实	验收监测非甲烷总烃达标，突发环境事件应急预案完备

	对各站场的设备、阀门等进行定期的检查、检修，以防止跑、冒、滴、漏的发生。定期对油气集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄漏进入大气环境。	落实	定期对油气输送管线和油气储存设施进行巡查、检测、防护

7.4 小结

根据调查，本项目的油气集输采用密闭输送工艺，电加热集输。大气污染物的主要来源为各种管线、设备等烃类无组织挥发，主要污染物是非甲烷总烃、硫化氢。自托甫台奥陶系油藏2017产能建设项目建设开发、投产以来，各污染源设备运营基本正常，未出现过井喷、管道泄漏等重大环境污染事故。经监测，井场天然气加热炉废气满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）限值。TP326CH井场、TP201井场、TP260井场、TP-18计量混输站、TP-1计转站、TP-10计转站上、下风向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）标准限值，硫化氢浓度满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）二级标准限值。

总体上，本项目在建设和运行期间基本落实了环评及批复中提出的各项大气污染防治措施。

8 声环境影响调查与分析

8.1 声污染源调查

8.1.1 建设期声污染源调查

本项目建设期的噪声源主要为施工使用的机械设备和车辆噪声，对环境的影响是暂时的，影响时间短，施工噪声随着施工结束而消失。

8.1.2 运行期声污染源调查

运行期的声环境影响主要来自于站场内各类机泵、压缩机等设备运行时产生的机械噪声。各类机泵均集中布置在泵房内。站场周围200m范围内无声环境敏感点。

8.2 声环境现状监测

8.2.1 监测内容及分析方法

（1）监测点位

共布设19个监测点，其中：TP326CH、TP201、TP260井场各一个监测点，共3个监测点；

TP-18计量混输站、TP-1计转站、TP-10计转站、采油三厂三号联合站四个站场，每个站场四个厂界，共16个监测点。

监测点位示意图见图5.5-1。

（2）监测因子

对厂界噪声监测等效连续A声级Leq。

（3）监测单位、时间及频次

监测单位：新疆新起点环保科技有限责任公司。

监测时间：2020年7月4日~7月5日进行监测；

监测频次：昼间、夜间各监测1次，连续监测2天。

（4）监测方法及测量仪器

对厂界噪声监测方法依据《工业企业厂界环境噪声排放标准》

（GB12348-2008）执行。井场噪声监测测试仪器选用AWA6221B型多功能声级计。

（5）质量保证措施

① 噪声统计分析仪在每次使用前需进行校验。

② 噪声统计分析仪使用时需加防风罩。

③ 避免在风速大于5.0m/s及雨雪天气下监测。

8.2.2 监测结果分析

本次验收噪声监测结果见表8.2-1。

表 8.2-1　　噪声监测结果　　单位：dB（A）

监测点		昼间				夜间			
		7月4日	7月5日	标准限值	达标情况	7月4日	7月5日	标准限值	达标情况
TP326CH井		42.8	42.9	60	达标	37.6	37.0	50	达标
TP201井		44.5	43.5		达标	38.0	36.9		达标
TP260井		45.0	44.8		达标	36.5	36.8		达标
TP-18计量混输站	东	45.6	45.5		达标	36.6	39.2		达标
	南	44.7	44.7		达标	38.8	37.1		达标
	西	44.7	47.7		达标	38.8	37.0		达标
	北	43.1	46.5		达标	37.0	39.3		达标
TP-1计转站	东	45.5	45.1	60	达标	39.5	39.3	50	达标
	南	46.1	46.5		达标	37.7	37.0		达标
	西	48.4	47.9		达标	36.8	36.9		达标
	北	46.5	46.2		达标	37.1	37.2		达标
TP-10计转站	东	47.2	46.6	60	达标	35.7	37.1	50	达标
	南	44.7	45.8		达标	37.8	37.9		达标
	西	48.5	46.7		达标	40.0	39.9		达标
	北	47.7	44.1		达标	39.0	38.5		达标
采油三厂三号联合站	东	48.6	48.1	60	达标	37.9	37.4	50	达标
	南	46.4	45.5		达标	39.9	39.7		达标
	西	51.2	50.2		达标	40.3	40.0		达标

	北	47.7	48.3		达标	41.8	40.5		达标

TP326CH井场、TP201井场、TP260井场，TP-18计量混输站、TP-1计转站、TP-10计转站、采油三厂三号联合站厂界昼间、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）2类标准限值。

8.3 噪声防治措施落实情况调查

本次调查对环评及批复提出的噪声防治措施的落实情况进行了调查，调查情况见表 8.3-1。

表 8. 3-1　　噪声防治措施落实情况

序号	防治措施	实际落实情况	备注
批复中提出的噪声防治措施			
1	强化声环境保护措施，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 2 类标准。	落实	井场、站场厂界昼间、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）2类标准限值
环评中提出的噪声防治措施			
建设期	泥浆泵采用低噪声设备，降低噪声源强，合理安排施工时间，避免形成污染影响。在不能对声源采取有效措施情况下，对可能受噪声影响的油田工作人员发放噪声个人防护器材，消除噪声污染影响。	落实	井场泥浆泵、柴油机采用低噪声设备
	高噪声施工设备减少夜间使用。	落实	夜间减少施工
	噪声大的设备应布置在井场主导风的下风向，办公用房或工作人员临时休息用房布置在井场主导风的上风侧。	落实	平面布置安排合理
	人员、车辆进出井场尽量不安排在夜间和午休时间。	落实	合理安排施工时间
运营期	尽量选用低噪声设备。	落实	操作人员配带耳塞耳罩
	对噪声强度较大的设备进行减噪处理，根据各种设备类型所产生噪声的特性，采用不同的控制手段。	落实	监测结果未超标。
	尽量将发声源集中统一布置。	落实	按照平面布置图执行
	切合实际地提高工艺过程自动化水平。	落实	监测结果未超标。

8.4 小结

验收监测期间，各类站场（TP326CH井场、TP201井场、TP260井场，TP-18计量混输站、TP-1计转站、TP-10计转站、采油三厂三号联合站）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）2类标准限值。

9 固体废物环境影响调查与分析

9.1 固体废物污染源调查

9.1.1 建设期固体废物污染源调查

本项目建设过程中产生的固体废弃物主要来自钻井过程产生的岩屑、废弃泥浆以及施工过程中产生的生活垃圾。根据调查，项目建设期采取的固体废弃物污染防治措施主要有：

（1）施工期间，施工单位对生活生产垃圾进行了收集，统一由中石化西南石油工程有限公司巴州分公司负责处置。

（2）在钻井施工过程中采用西北油田分公司“钻井废弃物不落地达标处理技术”，井场不设防渗泥浆池，产生的钻井废弃泥浆经钻井废弃物不落地达标处理技术制成泥饼定期拉运至塔河油田绿色环保站处理。

（3）钻井岩屑经钻井废弃物不落地达标处理技术进行分离后用于井场、道路铺设。

9.1.2 运行期固体废物污染源调查

在运营期，本项目产生的固体废弃物主要有含油污泥（砂）和生活垃圾。各井场采用密闭集输工艺，正常生产时基本没有污染物产生。采油三厂负责管辖的区域，其少量落地油形成的油泥（砂）委托阿克苏塔河环保工程有限公司进行回收处理。采油一厂负责管辖的区域，其少量落地油形成的油泥（砂）委托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行拉运，最终由塔河油田污油泥处理站进行无害化处理。同时建设单位均要求最大限度控制油泥砂的产生。井下作业时带罐操作，且在作业井场地面铺设彩条布，使油泥砂回收率达到100%。生活垃圾统一运至塔河油田绿色环保站处理。

9.2 固废防治措施落实情况及措施有效性分析

本次验收对环评及批复提出的固废防治措施的落实情况进行了

调查，调查情况见表9.2-1。

表 9.2-1　　固废污染控制措施落实情况

序号	固废防治措施	实际落实情况	备注
批复中提出的固废防治措施			
1	加强固体废物的分类管理。钻井过程中产生的废弃磺化水基泥浆、岩屑采用钻井废弃物不落地达标处理技术，钻井泥浆经制成泥饼定期拉运至塔河油田一号固废液处理站，钻井岩屑经分离后可用于井场、道路铺设。生活垃圾集中堆放。含油污泥委托有危废处置资质的单位进行安全处置。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。	落实	在钻井施工过程中采用西北油田分公司“钻井废弃物不落地达标处理技术”，井场不设防渗泥浆池，产生的钻井废弃泥浆经钻井废弃物不落地达标处理技术制成泥饼定期拉运至塔河油田绿色环保站。钻井岩屑经钻井废弃物不落地达标处理技术进行分离后用于井场、道路铺设。采油三厂负责管辖的区域，其少量落地油形成的油泥（砂）委托阿克苏塔河环保工程有限公司进行回收处理。采油一厂负责管辖的区域，其少量落地油形成的油泥（砂）委托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行拉运，最终由塔河油田污油泥处理站进行无害化处理。生活垃圾统一运至塔河油田绿色环保站。
环评中提出的固废防治措施			
建设期	提高泥浆的循环利用率，减少固废产生量。本项目新部署 27 口钻井，在钻井施工过程中采用西北油田分公司“钻井废弃物不落地达标处理技术”，井场不设防渗泥浆池，产生的钻井废弃泥浆经钻井废弃物不落地达标处理技术制成泥饼定期拉运至塔河油田一号固废液处理站。	落实	在钻井施工过程中采用西北油田分公司“钻井废弃物不落地达标处理技术”，井场不设防渗泥浆池，产生的钻井废弃泥浆经钻井废弃物不落地达标处理技术制成泥饼定期拉运至塔河油田绿色环保站。
	钻井岩屑经钻井废弃物不落地达标处理技术进行分离后用于建设施工中的基础铺垫。	落实	通过绿色环保站受浸土系统，受浸土经处理后达到“关于含油污泥处置有关事宜的通知（新环办发〔2018〕20 号）文件相关要求”，用于铺垫井场和井场道路。
	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，在油管管桥下等部位铺塑料布，防止原油落地，同时辅以人工收油方式，减少进入环境的落地油数量。建议建设单位在井下作业时，结合实际情况，对施工单位提出统一技术要求。	落实	建设单位要求井下作业采用带罐（车）作业，作业范围地表铺设工程塑料，做到原油不落地。
运行期	加强监督力度，最大限度控制落地油产生。井下作业时应带罐操作，且在作业井场地面铺设防渗膜，使落地油回收率达到 100%。	落实	井下作业带罐操作，验收期间各井场无落地油遗留
	本项目含油污泥必须全部运至塔河油田污油泥处理站进行无害化处理。	落实	含油污泥必须全部运至绿色环保站进行无害化处理

9.2 小结

经现场调查，建设单位落实了环评及批复提出的固体废物污染防治措施。运行期固体废物主要包括油泥（砂）拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站处理。

10 公众意见调查

塔河油田托甫台奥陶系油藏2017年产能建设项目竣工验收监测期间，对该项目建设和运行期的环境影响问题进行了公众意见调查。

10.1 调查方法和对象

项目建设地点位于库车市与沙雅县交界处，区块距库车市区约70km，距沙雅县城约40km。最近的居民点为沙雅县塔里木乡央塔克巴什村、琼协海尔村和库车塔里木乡，因此本次公众意见调查主要以塔河油田主要管理人员、职工及附近居民为主，进行走访咨询和了解。调查方式以口头调查、电话调查、走访调查与问卷调查相结合。共发放问卷28份，收回有效问卷28份，问卷收回率100%，故本次调查结果视为有效。

10.2 调查内容

主要调查公众对本项目的态度以及对该项目环境影响的评价，了解被调查者对建设单位环保工作的满意程度及要求和建议。

10.3 调查结果统计分析

本次共调查 28人，调查结果详见表10.3-1。

表 10.3-1 公众意见统计表

调查内容		观点	人数	比例(%)
施工期	噪声对您的影响程度	没有影响	20	71
		影响较轻	8	29
		影响较重	0	0
	扬尘对您的影响程度	没有影响	22	79
		影响较轻	6	21
		影响较重	0	0
	废水对您的影响程度	没有影响	23	82
		影响较轻	5	18
		影响较重	0	0
	是否有扰民现象或纠纷	有影响	0	0

		没有影响	28	100
试生产期	废气对您的活影响程度	没有影响	26	93
		影响较轻	2	7
		影响较重	0	0
	废水对您的影响程度	没有影响	28	100
		影响较轻	0	0
		影响较重	0	0
	噪声对您的影响程度	没有影响	26	93
		影响较轻	2	7
		影响较重	0	0
	固体废物储运及处理处置对您的影响程度	没有影响	28	100
		影响较轻	0	0
		影响较重	0	0
	是否发生过环境污染事故（如有，请注明原因）	有	0	0
		没有	28	100
您对该公司本项目的环境保护工作满意程度		满意	26	93
		较满意	2	7
		不满意	0	0

由调查结果可以看出：

（1）所有被调查者无人反映该项目在施工期和试生产中发生过环境污染事故和扰民事件。

（2）所有被调查者认为该项目施工期噪声、扬尘和废水对自己没有影响或影响较轻。

（3）所有被调查者认为该项目试生产期间噪声、废气、废水和固废对自己没有影响或影响较轻。

（4）93%受调查公众对本项目的环保工作表示满意，7%受调查公众表示较满意。

10.4 调查结论

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，93%受调查公众对本项目的环保工作表示 满意，7%受调查公众表示较满意。

11 环境管理检查

11.1 环境保护“三同时”制度执行情况

2017年5月，中国石油大学（华东）编制完成《中国石化西北油田分公司塔河油田托甫台奥陶系油藏2017年产能建设项目环境影响报告书》，2017年7月24日，新疆维吾尔自治区环保厅以新环评〔2017〕1131号文批复通过。作为该项目环境保护工作的重要依据。

本项目于2017年8月开工建设，并陆续进入滚动开发阶段，2019年8月20日投入运行；2020年5月开展了本项目环保验收现场调查、监测工作。

本项目建设初期按照《环境影响评价法》的要求，履行了相关环境保护手续。施工阶段，建设单位按施工程序，本项目采油井，充分依托原有处理站、环保工程等，确保了污染物达标排放；竣工验收阶段，建设单位将环保工作作为工程验收的一个重要环节，将环保工作列入了运营期分批验收的一项重要工作。

从“三同时”执行情况看，本项目基本实现了环保设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用。

11.2 环境管理机构及环保制度建立情况调查

本项目建成投产后由采油一厂和采油三厂负责日常的运行管理及维护。采油一厂和采油三厂均设立了HSE委员会，由厂长担负主任，成员由分管领导、机关有关负责人组成。HSE委员会下设办公室在安全环保科，为采油一厂和采油三厂环境保护管理部门，负责环保综合管理和监督工作。

采油一厂和采油三厂均建立了辖区范围内的环境基础资料、环境统计报表和环境保护技术档案，各项环境保护规章制度较为健全。

截止验收调查时为止，没有发生过环境污染事故。

11.3 环境风险和应急预案调查

根据调查，采油一厂编制了《中石化西北油田分公司采油一厂突

发环境事件应急预案》，已报巴州环境保护局备案（备案号652800-2017-088-M）。采油三厂编制了《中石化西北油田分公司采油三厂突发环境事件应急预案》，已备案652923-2020-022-M（库车市环境保护局）、652924-2020-029（沙雅县环境保护局）。截至验收调查期间，没有发生井喷、井漏等环境风险事故。

11.4 环境监控情况调查

本项目开发建设、运行中由自治区环境监察总队依法具体实施监察工作，对油田环境质量、环保设施运转状况、污染物达标排放情况、工程设施污染隐患和环保措施实施情况等定期进行监察。由阿克苏地区生态环境局、库车市环境保护局、沙雅县环境保护局对本区块进行日常监督性管理。截止验收调查时为止，没有发生过环境污染事故。

11.5 清洁生产与污染物总量控制

11.5.1 清洁生产

采油一厂于2017年开展了第二轮清洁生产审核，巴州环境保护局以巴环防函[2017]17号文对采油一厂清洁生产提出审核验收意见。

采油三厂于2016年开展了第二轮清洁生产审核，阿克苏地区环境保护局以阿地环函字[2016]310号文对采油三厂清洁生产提出审核验收意见。

11.5.2 污染物总量核算

（1）污染物总量来源

本项目环评建议总量控制指标为：废气污染物：VOCs：21.51t/a ；SO_2：2.00t/a，NO_X：9.32t/a。总量控制指标纳入中石化西北油田分公司总量控制指标内。

关于《关于中国石化西北油田分公司塔河油田托甫台奥陶系油藏2017年产能建设项目环境影响报告书》总量指标及来源审查意见（新环排权审〔2017〕38号）明确：项目建设后二氧化硫、氮氧化物排污许可量应为2.00t/a、9.32t/a。许可排放量从阿克苏地区主要污染物储

备量中划拨，并在2016年阿克苏地区减排项目中预支总量指标来源。二氧化硫指标来源于2016年库车物泰碳素有限公司脱硫工程；氮氧化物指标来源于2016年库车红狮水泥有限公司脱硝工程，项目总量指标来源符合相关管理要求。

（2）污染物总量计算

二氧化硫：$400m^3/h\times3mg/m^3\times10^{-6}\times7200h\times10^{-3}\times25=0.087t/a$；

氮氧化物：$400m^3/h\times35mg/m^3\times10^{-6}\times7200h\times10^{-3}\times25=0.374t/a$；

具体排放总量统计结果见表11.5-1。

表9.2-5　　排放总许可量

序号	主要污染物	验收监测期间污染物排放总量（t/a）	环评建议总量（t/a）	审查意见总量（t/a）
1	SO_2	0.216	2.00	2.00
2	NOx	2.52	9.32	9.32

经计算，项目满负荷状态下污染物排放能够满足审查意见总量限值。

11.6 环境管理措施落实情况调查

本次验收对环评及批复提出的环境管理措施的落实情况进行了调查，调查情况见表11.6-1。

表11.6-1　　环境管理措施落实情况

序号	批复中提出的环境管理措施	实际落实情况	备注
1	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联动机制，定期开展应急演练；落实污染防治及防井喷、防漏、固井及闭井封井措施，避免生产事故引发环境污染。	落实	采油一厂编制了《中石化西北油田分公司采油一厂突发环境事件应急预案》，目前已上报巴州环境保护局。采油三厂编制了《中石化西北油田分公司采油三厂突发环境事件应急预案》，目前已上报阿克苏地区环保局。截至调查时为止未发生过环境污染事故。
2	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。	落实	环评阶段按要求发布公示信息。定期发布企业环境信息，并主动接受社会监督。
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，确保项目实施后各类污染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及来源根据自治区排污权交易	落实	满足总量控制要求

	储备中心关于本项目的总量指标及来源审查意见（新环排权审〔2017〕038号）确定。		
4	开展工程环境监理，定期向当地环保部门提交环境监理报告。竣工后须按规定程序向我厅申请竣工环境保护验收，合格后方可正式投入运行。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。	落实	本项目的性质、规模、地点、生产工艺、防治污染和防止生态破坏的措施未发生重大变动。
5	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、库车县环保局和沙雅县环保局，按规定接受各级环境保护行政主管部门的监督检查。	落实	主动接受各级环境主管部门管理

11.7 小结

建设单位严格按照HSE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，制定了《中石化西北油田分公司采油一厂突发环境事件应急预案》和《中石化西北油田分公司采油三厂突发环境事件应急预案》。基本落实了环评及批复中提出污染治理及环境管理措施，主要污染物达标排放，截至调查时为止未发生过环境污染事故。

12 调查结论与建议

12.1 调查结论

12.1.1 项目建设情况调查结论

塔河油田托甫台区块位于库车市和沙雅县交界处，塔里木盆地北缘，地理坐标为东经83°20′-83°39′，北纬40°50′-41°14′。该区块距库车市城区约70km，距沙雅县城约40km。2017年8月进入滚动开发阶段；截至2020年12月，本项目新建采油井25口（具体井号见表3.5-3）。原油生产能力11.5×10^4t/a；扩建8井式自动计量选井阀组1座（TP-7计量阀组站）；新建单井出油管线65.7km，燃料气管线28.4 km，新建单井道路18.3km；各站配套工艺管线、阀件及供配电等系统工程设施。

工程建设实际总投资为76082.46万元，其中环保投资4591.8万元，占总投资的比例为6.03%。

12.1.1 生态环境影响调查结论

（1）本项目实际总占地120.36hm^2，其中永久占地约15.98hm^2，临时占地约104.38hm^2。

（2）本项目单井、管线、泥浆池、道路等临时占地均已平整恢复。

（3）项目完工后对各类施工迹地进行平整和恢复地表。施工期间管线作业宽度在8m内，施工结束后管线两侧施工迹地已恢复平整，临时占用耕地已复垦，农作物生长正常，其他临时占地区域内的原始植被正逐步恢复。

（4）项目落实了环评及批复提出的水土流失防止措施及其它生态保护相关措施。

（5）根据土壤监测结果可知：本项目的建设及运营并未造成项目区周边土壤的污染。

12.1.2 水环境影响调查结论

建设单位已按照要求落实了项目设计、环评报告及环评批复所提出的水污染防治措施。本项目采出废水进入塔河油田三号联合站处理系统处理后回注地层。监测结果表明，当注入层平均空气渗透率>1.5μm^{2}时，处理后的含油废水中悬浮物、石油类、硫化物均能满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）的标准限值。

本项目不新增生产定员，无新增生活污水产生。

12.1.3 大气环境影响调查结论

根据调查，本项目的油气集输采用密闭输送工艺，电加热集输。大气污染物的主要来源为各种管线、设备等烃类无组织挥发，主要污染物是非甲烷总烃、硫化氢。自托甫台奥陶系油藏2017产能建设项目建设开发、投产以来，各污染源设备运营基本正常，未出现过井喷、管道泄漏等重大环境污染事故。经监测，井场天然气加热炉废气满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）限值。TP326CH井场、TP201井场、TP260井场、TP-18计量混输站、TP-1计转站、TP-10计转站上、下风向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）标准限值，硫化氢浓度满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）二级标准限值。总体上，本项目在建设和运行期间基本落实了环评及批复中提出的各项大气污染防治措施。

12.1.4 声环境影响调查结论

验收监测期间，各类站场（TP326CH井场、TP201井场、TP260井场，TP-18计量混输站、TP-1计转站、TP-10计转站、采油三厂三号联合站）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）2类标准限值。

12.1.5 固体废物环境影响调查结论

经现场调查，建设单位落实了环评及批复提出的固体废物污染防治措施。运行期固体废物主要包括油泥（砂）拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站处理。

12.1.6 环境管理和环境监控调查结论

建设单位严格按照HSE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，制定了《中石化西北油田分公司采油一厂突发环境事件应急预案》和《中石化西北油田分公司采油三厂突发环境事件应急预案》。基本落实了环评及批复中提出污染治理及环境管理措施，主要污染物达标排放，截至调查时为止未发生过环境污染事故。

2.1.7 清洁生产与污染物总量控制

采油一厂于2017年开展了第二轮清洁生产审核，巴州环境保护局以巴环防函[2017]17号文对采油一厂清洁生产提出审核验收意见。

采油三厂于2016年开展了第二轮清洁生产审核，阿克苏地区环境保护局以阿地环函字[2016]310号文对采油三厂清洁生产提出审核验收意见。

本项目运营期二氧化硫、氮氧化物总量控制指标，符合排污许可相关管理要求。

12.1.8 公众意见调查结论

公众对该项目的建设运营表示赞成，普遍对该项目已采取的环境保护措施表示满意或基本满意，对该项目的环境保护工作表示满意和基本满意。但部分公众也对项目建设及运营过程提出了一些意见，如油区道路维护、施工迹地植被恢复等问题。因此，建设方要根据实际情况，采取切实可行的措施，解决好上述问题。

12.2 要求和建议

（1）按要求开展新一轮清洁生产审核，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。

（2）按规定发布企业环境信息，接受社会监督。

12.3 验收结论

综上所述，建设单位基本落实了环评及批复中提出的生态保护和污染治理措施，主要污染物达标排放，环境风险应急预案完成备案，符合建设项目竣工环境保护验收条件，建议组织环保验收。

填表单位（盖章）：中国石油化工股份有限公司西北油田分公司　　填表人（签字）：　　项目经办人（签字）：

建设项目	项目名称	中国石油化工股份有限公司西北油田分公司塔河油田托甫台奥陶系油藏2017年产能建设项目				项目代码				建设地点	新疆阿克苏地区库车市、沙雅县						
	行业类别（分类管理名录）	B7 石油和天然气开采业				建设性质	√新建□改扩建　□技术改造				项目区中心经度/纬度	E 83°30′02.45″ N 41°03′57.11″					
	设计生产能力	12.95×10^4t/a				实际生产能力	11.5×10^4t/a			环评单位	中国石油大学（华东）						
	环评文件审批机关	原新疆维吾尔自治区环境保护厅				审批文号	新环环评函[2017]1131号			环评文件类型	环境影响报告书						
	开工日期	2017年8月				竣工日期	2019年10月			排污许可证申领时间	/						
	环保设施设计单位	石油工程设计有限公司				环保设施施工单位				本工程排污许可证编号							
	验收单位	新疆天合环境技术咨询有限公司				环保设施监测单位	新疆新起点环保科技有限责任公司、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）	82169.06				环保投资总概算（万元）	4905.88			所占比例（%）	5.97						
	实际总投资（万元）	76082.46				实际环保投资（万元）	4591.8			所占比例（%）	6.03						
	废水治理（万元）	143	废气治理（万元）		噪声治理（万元）		固体废物治理（万元）	1551.8		绿化及生态（万元）	2822	其他（万元）	75				
	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	7200						
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）	91650000742248144Q			验收时间	2021-4						

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												
	烟尘												
	工业粉尘												
	氮氧化物												
	工业固体废物												
	与项目有关的其他特征污染物												

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