

建设项目环境影响报告表

(报批稿)

项 目 名 称：吉7井区梧桐沟组油藏65口井加密开发工程及
吉7井区集中拉油注水站改造项目

建设单位(盖章)：中国石油新疆油田分公司开发公司

编制日期 2018年11月

中华人民共和国环境保护部制



项目名称：吉7井区梧桐沟组油藏65口井加密开发工程及
吉7井区集中拉油注水站改造项目

文件类型：环境影响报告表

评价范围：报告表类别：一般项目环境影响报告表

法定代表人：孟慧杰

主持编制机构：新疆泰施特环保科技有限公司



吉 7 井区梧桐沟组油藏 65 口井加密开发工程及吉 7 井区集中拉油注

水站改造项目环境影响报告表编制人员名单表

编制主持人		姓名	职业资格证书编号	登记证编号	专业类别	本人签名
		杨彪	00019305	B402800908	社会服务	杨彪
主要编制人员情况	序号	姓名	职业资格证书编号	登记证编号	编制内容	本人签名
	1	杨彪	00019305	B402800908	建设项目基本情况、建设项目所在地自然环境简况、环境质量状况、评价适用标准、建设项目工程分析、项目主要污染物产生及预计排放情况、环境影响分析 建设项目拟采取的防治措施及预期治理效果、结论与建议	杨彪
工作内容	姓名	职业资格证书编号	登记证编号	本人签名		
审核	王景月	00016942	B402800608	王景月		
审定	李春娥	00019300	B402800501	李春娥		

关于吉7井区梧桐沟组油藏65口井加密开发工程及吉7井区集中拉油注水站改造项目环境影响报告表技术评估会的专家意见

2018年11月10日，昌吉州环保局在昌吉市主持召开了《吉7井区梧桐沟组油藏65口井加密开发工程及吉7井区集中拉油注水站改造项目环境影响报告表》（以下简称《报告表》）的技术评估会。参加会议的单位有吉木萨尔县环保局、建设单位中国石油新疆油田分公司开发公司、环评报告表编制单位新疆泰施特环保科技有限公司以及5名特邀专家（名单附后），与会人员共计10人。听取了《报告表》主要内容的汇报，经认真讨论，形成如下专家意见。

一、《报告表》编制质量

该《报告表》编制基本规范，环境现状调查基本清楚，主要环境影响识别基本准确，所提出的环保措施基本可行，评价结论总体可信。

二、《报告表》还需进一步补充、修改、完善以下内容

（一）补充项目建设背景，补充一期、二期工程内容、油气规模，履行环保手续的情况。明确与本项目依托关系和依托可行性。

（二）完善该油气田区块开发现存的环境问题及以新带老措施。补充调查依托的污泥暂存池是否符合现行环保要求，是否符合危废贮存污染物控制标准。

（三）补充完善环境现状监测内容，地下水监测点位，与本项目关系，潜水还是承压水。环境空气质量监测点位，

与本项目关系等。土壤监测点位，与本项目关系。本项目涉及评价范围较大，应说明监测点位代表性。完善现状监测点位图。

（四）核实非甲烷总烃执行的环境质量标准。

（五）核实完善环保措施，明确产生固废的性质，完善非甲烷总烃无组织排放治理措施。应提出施工期污水排放的合理去向，补充生活污水处理依托的污水处理厂情况，分析可依托性。

（六）修改报告表中的文字错误。

专家组

2018年11月10日

修改说明

1、补充项目建设背景，补充一期、二期工程内容、油气规模，履行环保手续的情况。明确与本项目依托关系和依托可行性。

(1) 补充项目建设背景，补充一期、二期工程内容、油气规模，履行环保手续的情况。

见报告 p1~6。

1、项目背景

中国石油新疆油田分公司昌吉油田吉 7 井区梧桐沟组区块由中国石油天然气股份有限公司新疆油田分公司勘探开发，由准东采油厂吉祥作业区全面负责日常生产管理，位于昌吉州吉木萨尔县，距吉木萨尔县县城东北 14km，采用注水开发。

吉 7 井区经过两次建设历程：

(1) 吉 7 井区第一阶段

计划部署开发井 151 口，其中新钻井 143 口（采油井 90 口、注水井 53 口），利用老井 8 口（采油井 4 口、注水井 4 口），总钻井进尺 $25.67 \times 10^4 \text{m}$ ，设计产能 $16.47 \times 10^4 \text{t/a}$ 。项目实际实施开发井 62 口，其中新钻井 56 口（采油井 35 口、注水井 21 口），利用老井 6 口（采油井 3 口、注水井 3 口），总钻井进尺 $16.55 \times 10^4 \text{m}$ ，建成产能 $6.70 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

(2) 吉 7 井区第二阶段

计划部署开发井 609 口（新钻井 594 口，利用老井 15 口），其中采油井 411 口（利用老井 13 口），注水井 198 口（利用老井 2 口），年建产能 $52.83 \times 10^4 \text{t}$ ，总钻井进尺 $93.75 \times 10^4 \text{m}$ 。目前第一批工程已实施开发井 483 口（新钻井 451 口，利用老井 32 口），其中采油井 340 口（利用老井 30 口），注水井 143 口（利用老井 2 口），总钻井进尺 $60.94 \times 10^4 \text{m}$ ，建成产能 $39.97 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

吉 7 井区采出液均进入吉 7 井区集中拉油注水站，建设内容见下文回顾分析内容。

中国石油新疆油田分公司为实现油田产能的稳定持续增长，拟在吉 7 井区加密布井，共部署开发井 65 口，采油井 43 口，注水井 22 口，年建产能 $5.66 \times 10^4 \text{t}$ 。

新建计量站 3 座，新建集油干、支线 2km，注水干、支线 2km，掺水干、支线 2km。对吉 7 井区集中拉油注水站进行改造，并更名为吉祥联合站，处理能力为 45×10⁴t/a。配套建设供油气集输管网、供配电、仪表、消防、防腐等工程。

根据《中华人民共和国环境影响评价法》的规定、国务院令第 682 号《建设项目环境保护管理条例》要求，以及《建设项目环境影响评价分类管理名录》中的“四十二、石油和天然气开采业-其他”，本工程须开展环境影响评价工作，编制环境影响报告表。为此中国石油新疆油田分公司开发公司委托新疆泰施特环保科技有限公司承担本工程环境影响评价工作。在接受委托后，我单位即派有关人员对该项目进行实地踏勘和资料收集，按有关环评技术规范及相关规定，编制完成了该项目环境影响报告表，呈报环境保护行政主管部门审批，作为项目环境保护管理的依据。

2、吉 7 井区集中拉油注水站回顾分析

2.1 吉 7 井区第一建设阶段

(1) 环评、建设及验收情况

①2012 年 8 月委托新疆环境保护技术咨询中心开始编制《吉 7 井区吉 006 井断块梧桐沟组油藏建设工程环境影响报告书》，2013 年 3 月完成报告书编制，2014 年 1 月取得新疆环保厅环评批复(新环函[2014]134 号)。环评批复见附件 2。

②项目于 2012 年 4 月开始滚动勘探开发建设，2018 年 5 月委托新疆天合环境技术有限公司开展该项目验收调查，2018 年 6 月编制完成该项目验收调查报告。验收意见见附件 3。

(2) 建设内容

中国石油天然气股份有限公司新疆油田分公司投资 28232 万元建设吉 7 井区吉 006 井断块梧桐沟组油藏建设工程，建设内容包括钻井工程、油气集输工程、注水工程、配套工程等。

主要工程量表见表 1。

表 1 主要工程量统计表

序号	项目名称	内容		单位	环评数量	实际数量	备注
1	钻井工程	采油井		口	新钻 90 口，老井利用 4 口	新钻 35 口，老井利用 3 口	减少 56 口
		注水井		口	新钻 53 口，老井利用 4 口	新钻 21 口，老井利用 3 口	减少 33 口
2	油气集输工程	站场	井场	座	151	62	减少 89 座
			标准计量配水站	座	7	6	减少 1 座
			集中拉油注水站	座	1	1	
		油气集输管线		km	40.40	28.13	单井掺水管线与单井管线同沟敷设
3	供水工程	清水处理系统		套	1	1	Q=30m ³ /h
		注水管线		km	29.36	12.40	
4	配套工程	供水			由原有 2 口水源井供应	本次新建成水源井 1 口 (JS03 井)	增加 1 口水源井
		自动控制		套	1	1	站控系统
		供热系统		套	4t/h 燃气蒸汽锅炉 1 台	1 台座 2000kW 相变加热炉及 1 台 350kW 采暖撬	锅炉型号发生变化，未超出批复容量
		道路工程	集油区公路	km	4	2.5	油田三级，路基宽 8m，沥青混凝土路面宽 6m。
			油区巡检公路	km	3	2.7	砂石路，路面宽 4m，路基与路面同宽。
5	依托工程	北三台油田联合站		前期原油及采出水处理依托北三台联合处理站处理，2016 年 7 月后依托吉 7 集中拉油注水站处理			

(3) 主要工艺流程

集中拉油注水站主要功能有拉油、注水及供热，按照 20×10⁴t/a 规模建设。

站内主要流程：油区来液首先进入气液两相分离器，分离出的伴生气经调压计量撬处理后作为站内燃料气气源为锅炉供气；分离出的含水原油进入油-汽换热器与蒸汽换热，出口油温升至 60℃~70℃。换热后的原油进入 3×1000m³ 拉油罐内出油装置，经底部放水后，低含水原油经泵增压后装车拉运至北三台联合处

理站，罐内含油污水由泵提升至 500m³ 储水罐内，经加热、加药后通过掺水泵提升经与单井线并行的掺水管线在井口对原油进行掺水、加药。降粘剂加药点设在掺水泵进口处，破乳剂加药点设在油气分离器进口处。

2.1 吉 7 井区第二建设阶段

(1) 环评及建设情况

①2014 年 6 月中国石油大学（华东）编制完成《中国石油新疆油田分公司昌吉油田吉 7 井区梧桐沟组中深层稠油油藏常规水驱开发建设项目环境影响报告书》，2014 年 7 月 31 日取得新疆环保厅环评批复（新环函[2014]918 号）。环评批复见附件 4。

②第一批工程（2014 年-2017 年）于 2014 年 8 月开始油田滚动开发建设，2017 年 12 月完工。

③2018 年 8 根据调查及监测结果由新疆天合环境技术咨询有限公司编制验收调查报告。

验收意见见附件 5。

(2) 建设内容

中国石油新疆油田分公司投资 152492 万元建设中国石油新疆油田分公司昌吉油田吉 7 井区梧桐沟组中深层稠油油藏常规水驱开发建设项目，采用滚动开发模式，计划分 5 年实施，第一批（2014 年-2017 年）已实施工程，建设内容包括钻井工程、油气集输工程、采出水处理工程、注水工程、集中拉油注水站和北十六处理站扩建工程、配套工程及依托工程等。

主要工程量表见表 2。

表 2 主要工程量统计表

序号	项目		环评工程量	实际工程量	备注
主体工程	1	采油井	新钻采油井 398 口，利用老井 13 口	新钻采油井 310 口，利用老井 30 口	剩余 88 口新井未实施
	2	注水井	新钻注水井 196 口，利用老井 2 口	新钻注水井 141 口，利用老井 2 口	剩余 55 口新井未实施
	3	采油井场 工艺管线	集油干线 4km 集油支线 8km	5.8km 4.3km	

			单井出油管道 150km	124km	
	4	掺水 工艺管线	掺水干线 4km	5.8km	
			掺水支线 8km	4.3km	
			单井掺水管道 150km	124km	
	5	注水井场 工艺管线	注水干线 6.0km	5.0km	
			注水支线 8.0km	4.2km	
			单井注水管道 60km	43km	
	6	计量配水站	17 座	19 座	增加 2 座
扩建 工程	7	吉 7 井区集 中拉油注水 站	①注水系统：扩建 4 台排量为 30m ³ /h 的注水泵（3 用 1 备）；在已建注水泵房西侧扩建注水泵房 1 座 ②伴生气处理系统：新建伴生气处理装置 1 套 ③污水处理系统：新建污水处理站 1 座； ④拉油系统：新增原油预处理系统 1 套。	①增加 4 台排量为 30m ³ /h 的注水泵；注水泵房 1 座 ②建成一套处理规模 2.5×10 ⁴ m ³ /d 伴生气处理系统； ③建成一套处理规模 1800m ³ /d 采出水处理系统 ④扩建 1 座Φ2200×8800 分离器、1 台 2000kW 相变加热炉、2 座 2000m ³ 沉降脱水罐、一台 28m ³ /h 掺水泵、一台 100m ³ /h 装车泵	与环评一致
	8	北十六处理 站	扩建 2 台相同规格多功能处理器；扩建 700m ³ 卸油缓冲罐 1 座	新增了 2 台 500kW 多功能处理器、1 座 700m ³ 卸油缓冲罐	与环评一致
配套 工程	9	供配电	新建 35kV 变电站 1 座	建产 35kV 变电站 1 座	与环评一致
	10	供水	依托吉 7 已建水源井供水	依托吉 7 已建水源井供水	与环评一致
	11	排水	①新建有效容积 12.50m ³ 化粪池 1 座 ②新建 250m ³ 污水池 1 座 ③新建 3000m ³ 蒸发池 1 座	因前线值班点未建设，其配套的排水设施亦未建设	
	12	道路	①新建拉油公路 5.50km ②扩建站内消防道路 120m ③新建油区巡检道路 12km	①建成拉油公路 5.50km ②建成站内消防道路 120m ③建成油区巡检道路 10.5km	
	13	前线值班点	总建筑面积 1443.23m ²	未建设	

(3) 工艺流程

在集中拉油注水站新增了原油预处理系统，规模为 20×10⁴t/a。

主要工艺流程为：油区来液首先进入气液两相分离器，分离出的伴生气经除

油、过滤、加热后作为站内燃料气气源为相变加热炉供气；分离出的含水原油进入相变炉的油-汽换热器与蒸汽换热，出口油温升至 70℃。换热后的原油进入新建 2 座 2000m³ 沉降罐内，沉降 12h 后，底水自压进入 500m³ 储水罐，一部分经掺水泵回掺至采油井口，另一部分去污水处理系统。沉降脱水后的低含水原油自压进入站内原有 3 座 1000m³ 拉油罐。

(2) 明确与本项目依托关系和依托可行性。

见报告 p19~23。

9、依托可行性分析

(1) 吉木萨尔县生活污水厂

本项目施工期、运营期生活污水经收集后由吉木萨尔县金宗石油工程技术服务有限公司拉运至吉木萨尔县污水处理厂，协议见附件 6。

吉木萨尔县污水处理厂工程位于吉木萨尔县城东北 15km 处（张家庄子村北 500 米），占地面积 139384.9m²。用地类型为戈壁荒地。厂区中心地理坐标东经 89°13'48.7"，北纬 44°06'51.3"。设计规模为处理污水量 3×1 万 m³/d 处理设施，实际建设规模为处理污水量 1×1 万 m³/d 及部分公用工程及辅助工程。污水处理工艺采用“强化脱氮改良 A²/O+絮凝沉淀滤布滤池工艺”，污泥处理工艺采用带式压榨脱水一体机浓缩脱水，消毒工艺采用紫外线消毒。工程于 2015 年 6 月动工开建，2017 年 10 月初建成，2017 年 10 月 16 日进入试运行。项目处理能力 1 万 m³/d，目前试运行中实际处理量在 0.6-0.7 万 m³/d。

验收监测公司由新疆绿格洁瑞环境检测技术有限公司进行，验收监测期间，污水处理厂排口的废水中，各项污染物日均值浓度均符合《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）中的一级 A 标准的要求。出水水质各项指标均满足设计标准要求。各项主要污染物 SS、COD、BOD₅、NH₃-N、TP 平均去除率均满足设计要求。

本项目生活污水处理方案依托可行。

(2) 生活垃圾填埋场

本工程生活垃圾经收集后由吉木萨尔县金宗石油工程技术服务有限公司运输至吉木萨尔县生活垃圾填埋场处置，协议见附件 6。

吉木萨尔县生活垃圾填埋场位于吉木萨尔县新地乡，距吉木萨尔县城西南约9.5km，北距乌奇南路约2km处，中心地理坐标为：东经89°04'15.8"，北纬43°59'10.1"。整个卫生填埋场占地面积约21.94×10⁴m²，其中近期为7.0×10⁴m²，远期约10.5×10⁴m²。管理站区0.64×10⁴m²，绿化面积3.8×10⁴m²。近期工程设计规模：生活垃圾清运处理量100t/d，总库容63×10⁴m³，服务年限11年。远期工程设计规模：生活垃圾清运处理量130t/d，总库容94.5×10⁴m³，服务年限12年。主要由填埋场、生产管理区、道路、垃圾收集系统等组成。填埋场主要处置城镇生活垃圾，不作为工业固体废物和危险废弃物处置场所。

垃圾填埋场总投资2352.81万元。主要采用卫生填埋工艺，推进式填埋法，工艺过程主要包括机械卸料、铺平、压实、覆土、喷水降尘、灭虫等。渗滤液经场底收集系统排至渗滤液收集池，经处理后回喷垃圾堆体；填埋气经导气石笼收集后导出。填埋场底部和边坡采取严格防渗的设计方案。

本项目产生的生活垃圾量较少，依托方案可行。

(3) 原油处理可行性分析

本项目建设完成后，吉祥联合站设计处理能力45×10⁴t/d，主要负责吉7井区采出液的处理、外运任务。

根据部署意见，对开发指标进行了预测见表12。

表 12 吉7井区梧桐沟组 P_{3wt} 油藏开发指标预测表（全区指标）

时间 (年)	年产油 (10 ⁴ t)	年产气量 (10 ⁸ m ³)	年产水量 (10 ⁴ m ³)	年产液 (10 ⁴ t)	年注水量 (10 ⁴ m ³)	含水率 (%)
2014	18.20	0.0509	3.19	21.38	23.51	14.90
2015	30.58	0.0856	10.76	41.34	44.92	26.04
2016	31.40	0.0879	20.94	52.34	56.02	40.00
2017	30.31	0.0849	33.68	64.00	67.55	52.63
2018	30.79	0.0862	41.97	72.76	76.36	57.68
2019	30.07	0.0842	47.50	77.57	81.09	61.24
2020	30.92	0.0866	53.72	84.64	88.26	63.47
2021	27.58	0.0772	59.32	86.90	90.13	68.26
2022	22.70	0.0636	63.74	86.44	89.10	73.74
2023	19.49	0.0546	65.92	85.41	87.69	77.18
2024	17.24	0.0483	68.29	85.54	87.55	79.84

2025	15.54	0.0435	69.61	85.15	86.97	81.75
2026	14.17	0.0397	70.54	84.71	86.37	83.27
2027	13.04	0.0365	71.63	84.67	86.20	84.60
2028	12.09	0.0338	73.55	85.63	87.05	85.89
2029	11.29	0.0316	75.95	87.25	88.57	87.06
2030	10.61	0.0297	77.75	88.37	89.61	87.99
2031	10.03	0.0281	79.88	89.92	91.09	88.84
2032	9.53	0.0267	80.96	90.48	91.60	89.47
2033	9.09	0.0254	81.98	91.07	92.13	90.02

根据以上分年实施产量预测，吉7井区2016年产油量达到最高为860t/d，含水40%。2019年以前吉7井区全区原油含水率低于60%，要掺水集输。对2014~2033年20年内最大进站油、气、液量及需求的最大掺水量进行了计算，见表13。

表 13 吉7井区全区20年内最大油、气、液量计算表

最大产油量 (t/d)	最大产气量 (m ³ /d)	最大产水量 (m ³ /d)	最大产液量 (m ³ /d)	最大掺水量 (m ³ /d)	最大注水量 (m ³ /d)
860	24082	2267	2495	962	2524

表13年产能最大值为31.4×10⁴t，吉祥联合站处理能力为45×10⁴t/a，依托可行。

(4) 注水处理

吉祥联站站注水系统设计注水能力为2592m³/d。站内建有注水泵房2座，1#注水泵房设15m³/h，25MPa注水泵3台（配2套变频，2用1备）；2#注水泵房设39m³/h，25MPa注水泵3台（配2套变频，2用1备）。根据表13，最大产水量为2267m³/d，依托可行。

(5) 伴生气处理装置

联合站内已建成一套处理规模2.5×10⁴m³/d伴生气处理系统，伴生气处理系统工艺流程：生产分离来气进入到精细分离器，分离出因集输温降析出的液烃和杂质，然后去电加热器，加热到40℃左右，保证去相变加热炉及采暖炉作为燃料气使用时无游离水和液烃析出。精细分离器分离出的液烃进入到注水站排污系统。

伴生气处理工艺流程见图10。

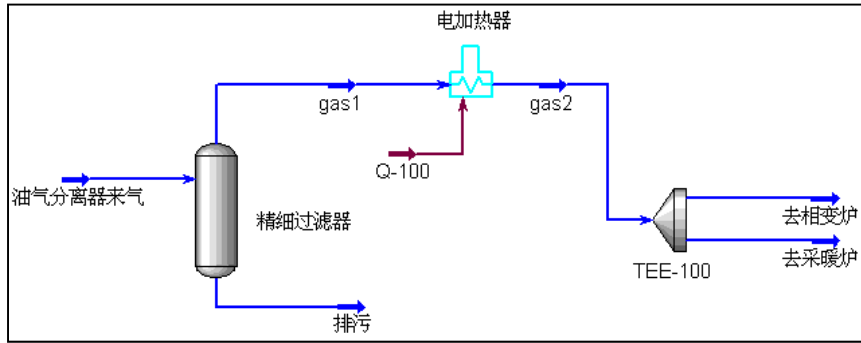


图 10 伴生气处理工艺流程图

伴生气系统已通过环保验收，本项目建成后，增加了 5 台燃气锅炉，可以利用伴生气作为燃料，依托可行。

(6) 危险废物暂存场依托可行性分析

吉祥联合站北侧建有污泥贮存场 1 座，24m×12m×2m，建设有风雨棚，地面按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及修改单相关规定进行防渗处理，并于 2018 年 8 月通过了环保验收。

本项目含油污泥依托现有危险废物暂存场，定期委托委托克拉玛依市博达生态环保科技有限责任公司回收处理，委托协议见附件 7。本项目依托可行。

(7) 博达生态科技环保有限责任公司

①公司概况

本项目产生的油泥（砂）委托克拉玛依博达生态科技环保有限责任公司进行处理。克拉玛依博达生态科技环保有限责任公司有《危险废物经营许可证》（6502040007）、《道路运输经营许可证》（新交运管许可克市字 650203002309 号），具有油田污油泥运输及处置的资质，符合国家对危险废物的处置、转运要求。

博达生态科技环保有限责任公司位于石化工业园区，占地 40 万 m²，于 2006 年 5 月开工建设，2007 年 8 月投入试运行。投产试运行后，该公司利用自主研发的助溶剂体系萃取法对油泥（砂）进行回收处理。

②处理工艺

博达生态科技环保有限责任公司通过助溶剂体系萃取法处理油泥（砂），可将其分解为土、水和油。分离出的土可以作为绿化用土；水可以达标排放；油可用于炼化合格原料。

(8) 消防依托

试验区消防依托外部消防依托准东消防一大队。消防站配备有 4 辆消防车，其中：高喷消防车 1 辆，水罐消防车 1 辆，2 辆重型泡沫车。距试验区约 40km，发生火灾时消防队不能在 30min 内到达，到达时间约为 40min，根据规范，在人烟稀少、条件困难地区，邻近消防协作力量的到达时间可酌情延长。

2、完善该油气田区块开发现存的环境问题及以新带老措施。补充调查依托的污泥暂存池是否符合现行环保要求，是否符合危废贮存污染物控制标准。

(1) 完善该油气田区块开发现存的环境问题及以新带老措施。

见报告 p34~35。

5、环境问题及整改意见

根据两次验收报告并结合现场调查情况，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，各项临时占地基本平整，处于逐渐恢复中，现有环保设施正常运行，主要污染物达标排放，公司有完善的环境管理制度。

(1) 环境问题

井区目前钻井井场道路多为简易便道，仅在表面覆盖戈壁砾石，路况较差，车辆碾压和行驶扬尘对地表植被产生一定粉尘污染影响。

(2) 整改措施

针对上述现有的环境问题提出以下措施：

修复井场道路，利用现有道路，减少对区域环境的影响。

(2) 补充调查依托的污泥暂存池是否符合现行环保要求，是否符合危废贮存污染物控制标准。

见报告 p22

9、依托可行性分析

(6) 危险废物暂存场依托可行性分析

吉祥联合站北侧建有污泥贮存场 1 座，24m×12m×2m，建设有风雨棚，地面按照《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001) 及修改单相关规定进行防渗处理，并于 2018 年 8 月通过了环保验收。

本项目含油污泥依托现有危险废物暂存场，定期委托委托克拉玛依市博达生态环保科技有限责任公司回收处理，委托协议见附件 7。本项目依托可行。

3、补充完善环境现状监测内容，地下水监测点位，与本项目关系，潜水还是承压水。环境空气质量监测点位，与本项目关系等。土壤监测点位，与本项目关系。本项目涉及评价范围较大，应说明监测点位代表性。完善现状监测点位图。

见报告 40~48。

4、核实非甲烷总烃执行的环境质量标准。

见报告 42。

5、核实完善环保措施，明确产生固废的性质，完善非甲烷总烃无组织排放治理措施。应提出施工期污水排放的合理去向，补充生活污水处理依托的污水处理厂情况，分析可依托性。

(1) 核实完善环保措施，明确产生固废的性质，完善非甲烷总烃无组织排放治理措施。

见报告 p60~61、p73、p75~76。

2.3 运营期固体废弃物排放情况

运营期固体废物主要为含油污泥和事故状态下的落地油。

①含油污泥

含油污泥的排放量与油井的出砂情况有关，根据类比调查，油田开采的含油污泥产生量为 2.2t/10⁴t 采出液，采出液 5.66×10⁴t/a 计算，含油污泥的最大产生量为 12.5t/a。含油污泥属于《国家危险废物名录》(2016 本)“HW08 废矿物油和含矿物油废物”，送至吉祥联合站污泥暂存池暂存，定期交由有相应危险废物处理资质的单位回收、处置。

②落地油

落地原油主要产生于油井的阀门、法兰等处正常及事故状态下的泄漏、管线破损以及井下作业产生的落地原油，属于《国家危险废物名录》(2016 本)“HW08 废矿物油和含矿物油废物”。按照单井落地原油产生量约 0.1t/a 计算，本项目运行后共 43 口油井，落地油总产生量约 4.3t/a。

根据新疆油田公司环境保护管理制度规定，不允许产生落地油。因此，本项

目井下作业时带罐作业，落地油 100%回收。

(2) 废气污染防治措施

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

①采用了技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵。

②在油气集输过程中，为减轻集输过程中烃类的损失，油田开发采用密闭集输流程，非甲烷总烃无组织排放达到《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）中无组织排放监控浓度限值。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。

③对各井场的设备、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。

④罐区废气的主要成分是轻烃组分，可采取储罐罐体保温，减少罐内温差的变化，从而大大地降低了气体的蒸发损耗，罐体外表使用浅色涂层，来控制 and 减少非甲烷总烃的挥发排放。

(2) 应提出施工期污水排放的合理去向，补充生活污水处理依托的污水处理厂情况，分析可依托性。

见报告 p11、p19、p56、p66、p101、p107、p113、附件 6 吉祥作业区生活污水、生活垃圾清运合同。

各井场生活营地设临时防渗污水池，生活污水排入防渗污水池暂存，定期由吉木萨尔县金宗石油工程技术有限公司（协议见附件 6）拉运至吉木萨尔县污水处理厂。

6、修改报告表中的文字错误。

已修改



井场概况



危险废物堆场



污水处理站

现场踏勘照片

《建设项目环境影响报告表》编制说明

本表由具有从事环境影响评价工作资质的单位编制。本表一式四份，一律打印填写。

1、项目名称——指项目立项批复时的名称，应不超过 30 个字（两个英文段作一个汉字）。

2、建设地点——指项目所在地详细地址，公路、铁路应填写起止地点。

3、行业类别——按国标填写。

4、总投资——指项目投资总额。

5、主要环境保护目标——指项目周围一定范围内集中居民住宅区、学校、医院、保护文物、风景名胜区、水源地和生态敏感点等，应尽可能给出保护目标、性质、规模和距厂界距离等。

6、结论与建议——给出本项目清洁生产、达标排放和总量控制的分析结论，确定污染防治措施的有效性，说明本项目对环境造成的影响，给出建设项目环境可行性的明确结论，同时提出减少环境影响的其他建议。

7、预审意见——由行业主管部门填写意见，无主管部门的项目，可不填。

8、审批意见——由负责审批该项目的环境保护行政主管部门批复。

目录

建设项目基本情况	1
建设项目所在地自然环境社会环境简况	36
环境质量状况	40
评价适用标准	51
建设项目工程分析	52
项目主要污染物产生及预计排放情况	63
环境影响分析	65
建设项目拟采取的防治措施及预期治理效果	110
结论与建议	111
附件	119

建设项目基本情况

项目名称	吉 7 井区梧桐沟组油藏 65 口井加密开发工程及吉 7 井区集中拉油注水站改造项目				
建设单位	中国石油新疆油田分公司开发公司				
法人代表	陈新发	联系人	薛伟		
通讯地址	克拉玛依市友谊路 36 号				
联系电话	0990-6889165	传真	/	邮政编码	834000
建设地点	吉 7 井区，行政隶属吉木萨尔县管辖				
立项审批部门	/		批准文号	/	
建设性质	新建 <input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> 改扩建 <input type="checkbox"/>	技改	行业类别及代码	B0710 石油开采
占地面积 (平方米)	117968			绿化面积 (平方米)	/
总投资 (万元)	29240	其中：环保投资 (万元)	1560	环保投资占总投资比例	5.34%
评价经费 (万元)		预期投产日期	2019.10		

工程内容及规模：

1、项目背景

中国石油新疆油田分公司昌吉油田吉 7 井区梧桐沟组区块由中国石油天然气股份有限公司新疆油田分公司勘探开发，由准东采油厂吉祥作业区全面负责日常生产管理，位于昌吉州吉木萨尔县，距吉木萨尔县县城东北 14km，采用注水开发。

吉 7 井区经过两次建设历程：

(1) 吉 7 井区第一阶段

计划部署开发井 151 口，其中新钻井 143 口（采油井 90 口、注水井 53 口），利用老井 8 口（采油井 4 口、注水井 4 口），总钻井进尺 $25.67 \times 10^4 \text{m}$ ，设计产能 $16.47 \times 10^4 \text{t/a}$ 。项目实际实施开发井 62 口，其中新钻井 56 口（采油井 35 口、注水井 21 口），利用老井 6 口（采油井 3 口、注水井 3 口），总钻井进尺 $16.55 \times 10^4 \text{m}$ ，建成产能 $6.70 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

(2) 吉 7 井区第二阶段

计划部署开发井 609 口（新钻井 594 口，利用老井 15 口），其中采油井 411 口（利用老井 13 口），注水井 198 口（利用老井 2 口），年建产能 $52.83 \times 10^4 \text{t}$ ，总钻井进尺 $93.75 \times 10^4 \text{m}$ 。目前第一批工程已实施开发井 483 口（新钻井 451 口，利用老井 32 口），其中采油井 340 口（利用老井 30 口），注水井 143 口（利用老井 2 口），总钻井进尺 $60.94 \times 10^4 \text{m}$ ，建成产能 $39.97 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

吉 7 井区采出液均进入吉 7 井区集中拉油注水站，建设内容见下文回顾分析内容。

中国石油新疆油田分公司为实现油田产能的稳定持续增长，拟在吉 7 井区加密布井，共部署开发井 65 口，采油井 43 口，注水井 22 口，年建产能 $5.66 \times 10^4 \text{t}$ 。新建计量站 3 座，新建集油干、支线 2km，注水干、支线 2km，掺水干、支线 2km。对吉 7 井区集中拉油注水站进行改造，并更名为吉祥联合站，处理能力为 $45 \times 10^4 \text{t/a}$ 。配套建设供油气集输管网、供配电、仪表、消防、防腐等工程。

根据《中华人民共和国环境影响评价法》的规定、国务院令第 682 号《建设项目环境保护管理条例》要求，以及《建设项目环境影响评价分类管理名录》中的“四十二、石油和天然气开采业-其他”，本工程须开展环境影响评价工作，编制环境影响报告表。为此中国石油新疆油田分公司开发公司委托新疆泰施特环保科技有限公司承担本工程环境影响评价工作。在接受委托后，我单位即派有关人员对该项目进行实地踏勘和资料收集，按有关环评技术规范及相关规定，编制完成了该项目环境影响报告表，呈报环境保护行政主管部门审批，作为项目环境保护管理的依据。

2、吉 7 井区集中拉油注水站回顾分析

2.1 吉 7 井区第一建设阶段

(1) 环评、建设及验收情况

①2012 年 8 月委托新疆环境保护技术咨询中心开始编制《吉 7 井区吉 006 井断块梧桐沟组油藏建设工程环境影响报告书》，2013 年 3 月完成报告书编制，2014 年 1 月取得新疆环保厅环评批复（新环函[2014]134 号）。环评批复见附件 2。

②项目于 2012 年 4 月开始滚动勘探开发建设，2018 年 5 月委托新疆天合环境技术咨询有限公司开展该项目验收调查，2018 年 6 月编制完成该项目验收调查报告。

验收意见见附件 3。

(2) 建设内容

中国石油天然气股份有限公司新疆油田分公司投资 28232 万元建设吉 7 井区吉 006 井断块梧桐沟组油藏建设工程，建设内容包括钻井工程、油气集输工程、注水工程、配套工程等。

主要工程量表见表 1。

表 1 主要工程量统计表

序号	项目名称	内容		单位	环评数量	实际数量	备注
1	钻井工程	采油井		口	新钻 90 口，老井利用 4 口	新钻 35 口，老井利用 3 口	减少 56 口
		注水井		口	新钻 53 口，老井利用 4 口	新钻 21 口，老井利用 3 口	减少 33 口
2	油气集输工程	站场	井场	座	151	62	减少 89 座
			标准计量配水站	座	7	6	减少 1 座
			集中拉油注水站	座	1	1	
		油气集输管线		km	40.40	28.13	单井掺水管线与单井管线同沟敷设
3	供水工程	清水处理系统		套	1	1	Q=30m ³ /h
		注水管线		km	29.36	12.40	
4	配套工程	供水			由原有 2 口水源井供应	本次新建成水源井 1 口 (JS03 井)	增加 1 口水源井
		自动控制		套	1	1	站控系统
		供热系统		套	4t/h 燃气蒸汽锅炉 1 台	1 台座 2000kW 相变加热炉及 1 台 350kW 采暖撬	锅炉型号发生变化，未超出批复容量

	道路工程	集油区公路	km	4	2.5	油田三级,路基宽 8m, 沥青混凝土路面宽 6m。
		油区巡检公路	km	3	2.7	砂石路,路面宽 4m, 路基与路面同宽。
5	依托工程	北三台油田联合站	前期原油及采出水处理依托北三台联合处理站处理, 2016 年 7 月后依托吉 7 集中拉油注水站处理			

(3) 主要工艺流程

集中拉油注水站主要功能有拉油、注水及供热,按照 $20 \times 10^4 \text{t/a}$ 规模建设。

站内主要流程:油区来液首先进入气液两相分离器,分离出的伴生气经调压计量撬处理后作为站内燃料气气源为锅炉供气;分离出的含水原油进入油-汽换热器与蒸汽换热,出口油温升至 $60^\circ\text{C} \sim 70^\circ\text{C}$ 。换热后的原油进入 $3 \times 1000 \text{m}^3$ 拉油罐内出油装置,经底部放水后,低含水原油经泵增压后装车拉运至北三台联合处理站,罐内含油污水由泵提升至 500m^3 储水罐内,经加热、加药后通过掺水泵提升经与单井线并行的掺水管线在井口对原油进行掺水、加药。降粘剂加药点设在掺水泵进口处,破乳剂加药点设在油气分离器进口处。

2.1 吉 7 井区第二建设阶段

(1) 环评及建设情况

①2014 年 6 月中国石油大学(华东)编制完成《中国石油新疆油田分公司昌吉油田吉 7 井区梧桐沟组中深层稠油油藏常规水驱开发建设项目环境影响报告书》,2014 年 7 月 31 日取得新疆环保厅环评批复(新环函[2014]918 号)。环评批复见附件 4。

②第一批工程(2014 年-2017 年)于 2014 年 8 月开始油田滚动开发建设,2017 年 12 月完工。

③2018 年 8 根据调查及监测结果由新疆天合环境技术咨询有限公司编制验收调查报告。

验收意见见附件 5。

(2) 建设内容

中国石油新疆油田分公司投资 152492 万元建设中国石油新疆油田分公司昌吉油田吉 7 井区梧桐沟组中深层稠油油藏常规水驱开发建设项目，采用滚动开发模式，计划分 5 年实施，第一批（2014 年-2017 年）已实施工程，建设内容包括钻井工程、油气集输工程、采出水处理工程、注水工程、集中拉油注水站和北十六处理站扩建工程、配套工程及依托工程等。

主要工程量表见表 2。

表 2 主要工程量统计表

序号	项目	环评工程量	实际工程量	备注	
主体工程	1	采油井	新钻采油井 398 口，利用老井 13 口	新钻采油井 310 口，利用老井 30 口	剩余 88 口新井未实施
	2	注水井	新钻注水井 196 口，利用老井 2 口	新钻注水井 141 口，利用老井 2 口	剩余 55 口新井未实施
	3	采油井场 工艺管线	集油干线 4km	5.8km	
			集油支线 8km	4.3km	
			单井出油管道 150km	124km	
	4	掺水 工艺管线	掺水干线 4km	5.8km	
			掺水支线 8km	4.3km	
			单井掺水管道 150km	124km	
	5	注水井场 工艺管线	注水干线 6.0km	5.0km	
			注水支线 8.0km	4.2km	
			单井注水管道 60km	43km	
	6	计量配水站	17 座	19 座	增加 2 座
7	吉 7 井区集中拉油注水站	①注水系统：扩建 4 台排量为 30m ³ /h 的注水泵（3 用 1 备）；在已建注水泵房西侧扩建注水泵房 1 座 ②伴生气处理系统：新建伴	①增加 4 台排量为 30m ³ /h 的注水泵；注水泵房 1 座 ②建成一套处理规模 2.5×10 ⁴ m ³ /d 伴生气处理系统；	与环评一致	

		生气处理装置 1 套 ③污水处理系统：新建污水处理站 1 座； ④拉油系统：新增原油预处理系统 1 套。	③建成一套处理规模 1800m ³ /d 采出水处理系统 ④扩建 1 座Φ2200×8800 分离器、1 台 2000kW 相变加热炉、2 座 2000m ³ 沉降脱水罐、一台 28m ³ /h 掺水泵、一台 100m ³ /h 装车泵		
8	北十六处理站	扩建 2 台相同规格多功能处理器；扩建 700m ³ 卸油缓冲罐 1 座	新增了 2 台 500kW 多功能处理器、1 座 700m ³ 卸油缓冲罐	与环评一致	
配套工程	9	供配电	新建 35kV 变电站 1 座	建产 35kV 变电站 1 座	与环评一致
	10	供水	依托吉 7 已建水源井供水	依托吉 7 已建水源井供水	与环评一致
	11	排水	①新建有效容积 12.50m ³ 化粪池 1 座 ②新建 250m ³ 污水池 1 座 ③新建 3000m ³ 蒸发池 1 座	因前线值班点未建设，其配套的排水设施亦未建设	
	12	道路	①新建拉油公路 5.50km ②扩建站内消防道路 120m ③新建油区巡检道路 12km	①建成拉油公路 5.50km ②建成站内消防道路 120m ③建成油区巡检道路 10.5km	
	13	前线值班点	总建筑面积 1443.23m ²	未建设	

(3) 工艺流程

在集中拉油注水站新增了原油预处理系统，规模为 20×10⁴t/a。

主要工艺流程为：油区来液首先进入气液两相分离器，分离出的伴生气经除油、过滤、加热后作为站内燃料气气源为相变加热炉供气；分离出的含水原油进入相变炉的油-汽换热器与蒸汽换热，出口油温升至 70℃。换热后的原油进入新建 2 座 2000m³ 沉降罐内，沉降 12h 后，底水自压进入 500m³ 储水罐，一部分经掺水泵回掺至采油井口，另一部分去污水处理系统。沉降脱水后的低含水原油自压进入站内原有 3 座 1000m³ 拉油罐。

3、项目名称

吉 7 井区梧桐沟组油藏 65 口井加密开发工程及吉 7 井区集中拉油注水站改造项目。

4、建设单位

中国石油新疆油田分公司开发公司。

5、项目性质

项目性质：改扩建。

6、项目投资

项目投资 29240 万元，环保投资约 1560 万元，占总投资的 5.34%。

7、建设地点

昌吉油田吉 7 井区位于准噶尔盆地东部吉木萨尔凹陷东斜坡，行政隶属新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州吉木萨尔县管辖。年平均降水量小于 200mm，属大陆干旱性气候。有多条公路从油区穿过，地面交通较为便利。

地理位置图见图 1，区域位置图见 2。

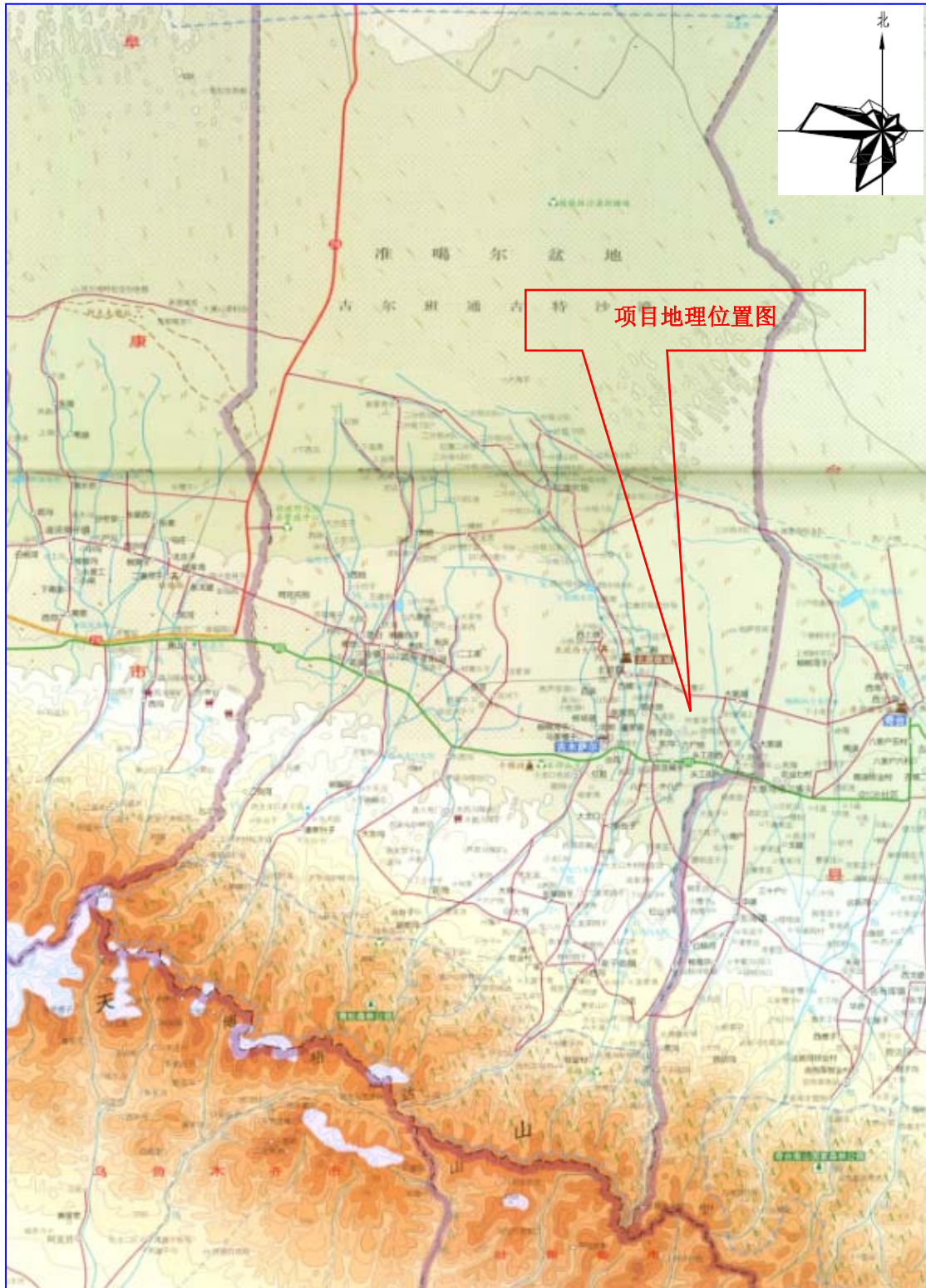


图1 项目地理位置图

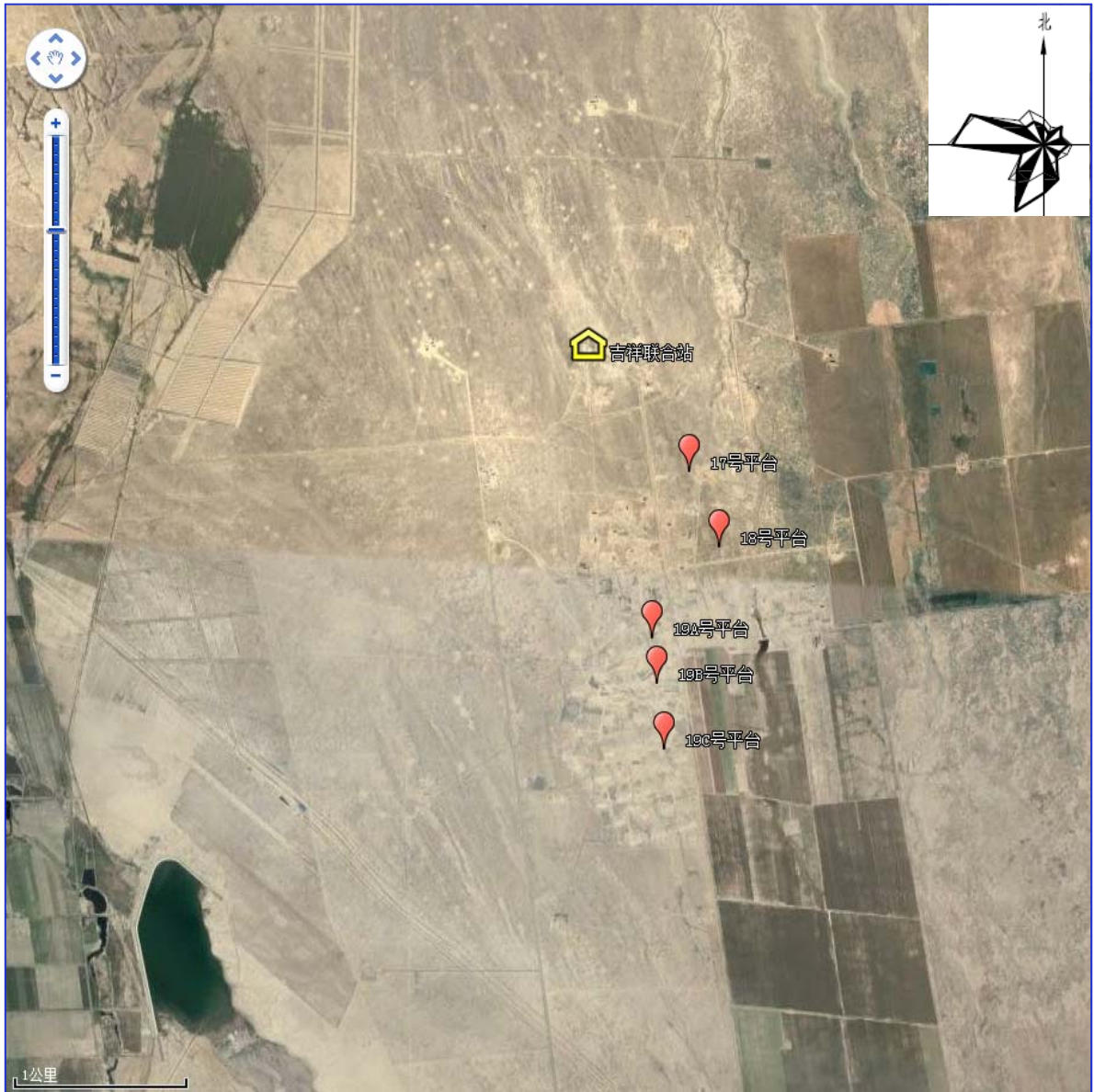


图2 项目区域位置图

8、工程项目概况

(1)本项目共部署开发井 65 口,采油井 43 口,注水井 22 口,年建产能 5.66×10^4 t。新建计量站 3 座,新建集油干、支线 2km,注水干、支线 2km,掺水干、支线 2km。

(2)吉 7 井区集中拉油注水站改扩建为原油处理联合站,并更名为吉祥联合站,处理能力为 45×10^4 t/a。

工程组成见表 3。

表 3 本项目主要工程组成一览表

序号	名称	工程量		备注
主体工程	钻井工程	采油井	43 口	均为直井，均采用全直井二开完井井身结构。合计进尺 72240m。
		注水井	22 口	均为直井，均采用全直井二开完井井身结构。合计进尺 36960m。
	集输工程	计量站	新建 3 座	新建 3 座计量站
		集油干线	2km	采用 DN300 2.5MPa（耐温 90℃）非金属管道，埋深-2.0m。
		集油支线	2km	采用 DN250/200 2.5MPa（耐温 90℃）非金属管道，埋深-2.0m。
		注水干线	2km	采用 DN100 25MPa（耐温 70℃）非金属管道，埋深-2.0m
		注水支线	2km	采用 DN80 25MPa（耐温 70℃）非金属管道，埋深-2.0m
		掺水干线	2km	采用 DN150/100 2.5MPa（耐温 90℃）非金属管道，埋深-2.0m
		掺水支线	2km	采用 DN100 2.5MPa（耐温 90℃）非金属管道，埋深-2.0m
	改扩建吉 7 井区集中拉油注水站	新建 4000m ³ 净化油罐	2 座	含基础
		新建 2000kW 相变加热炉	3 台	
		新建 1000kW 热媒炉	2 台	配套热媒油循环泵、油罐、膨胀罐等装置
		重力分离器 WE1.2x4.8-0.6	1 座	
		采暖橇 350KW	1 台	
		扩建 35kV 变电站	1 座	双进线、双主变箱式变电站
消防水罐 1000m ³ D=11.3m, H=10.9m		1 座		
辅助工程	道路工程	5.5km	依托现有拉油道路	

公用工程	消防	/	配备消防灭火器材。
	供配电	/	依托吉祥联合站
环保工程	不落地处理系统	/	每个钻井井场设置不落地处理系统
	生活污水防渗污水池	/	各井场生活营地设临时防渗污水池，生活污水排入防渗污水池暂存，定期由吉木萨尔县金宗石油工程技术服务有限公司（协议见附件6）拉运至吉木萨尔县污水处理厂。
	环保宣传	/	在油区和站场设置环境保护宣传标识
	防渗膜铺装	/	修井及井下作业过程铺设防渗膜
	生态恢复	/	完工后迹地清理并平整压实、临时占地释放后植被和土壤的恢复
	车辆尾气	/	采用高质量柴油机、柴油发电机。
	扬尘	/	材料及临时土方采用防尘布覆盖，逸散性材料运输用苫布遮盖。
	噪声	/	采用低噪声设备。
	井下作业废水	/	井口收集罐。
	危险废物-污泥堆放场	/	吉祥联合站北侧建有1座污泥暂存场，规格为24m×12m×2m
	环境风险	/	井口放喷管线、井口防喷器与井控装置，预留应急放喷池位置等。

8.1 钻井工程

(1) 钻井方案

本项目共部署开发井 65 口（见表 4），采油井 43 口，注水井 22 口，总钻井进尺 109200m，直井平均设计完钻井深 1680m。

表 4 项目 65 口井部署情况

序号	平台号	采油井	注水井
1	17#	JD8751、JD8752、JD8757、JD8754、JD8753、JD8759、JD8758	JD8750、JD8760、JD8756、JD8755
2	18#	JD8763、JD8765、JD8766、JD8761、JD8767、JD8768、JD8770、JD8772、JD8829、JD8773	JD8762、JD8764、JD8769、JD8771
3	19#A	JD8775、JD8774、JD8777、JD8780	JD8776、JD8778、JD8779
4	19#B	JD8781、JD8782、JD8783、JD8786、JD8789、JD8790、JD8791、JD9546、JD8787、JD8803、JD8792、JD8793	JD8784、JD8785、JD9558、JD8788

5	19#C	JD9549、JD8795、JD8794、JD9547、JD8797、 JD8798、JD9551、JD8804、JD3605、JD8806	JD9545、JD8796、JD9548、JD8799、 JD9552、JD8800、JD9550
	合计	43	22

(2) 井身结构

采用全直井二开完井井身结构。

①采油井

一开：采用 381.0mm 钻头钻至井深 400m 封隔第四系有效水层，下至有效水层底界以下 20m，下入 273.1mm 表层套管，固井水泥浆返至地面，封隔 400m 以上易塌地层及第四系有效水层，并为井口控制和后续安全钻井创造条件。

二开：采用 241.3mm 钻头钻至设计完钻井深 1680m，下入 177.8mm 油层套管，固井水泥浆返至 570m（表层套管内 50m）。

采油井井身结构设计数据见表 5。采油井井身结构见图 3。

表 5 采油井井身结构设计数据表

开钻次序	钻进井段 (m)	钻头尺寸 (mm)	套管尺寸 (mm)	套管下入地层层位	套管下入深度 (m)	环空水泥浆返至井深 (m)
一开	0~400	381	273.1	E	400	地面
二开	~1680	241.3	177.8	P _{3wt}	1680	570

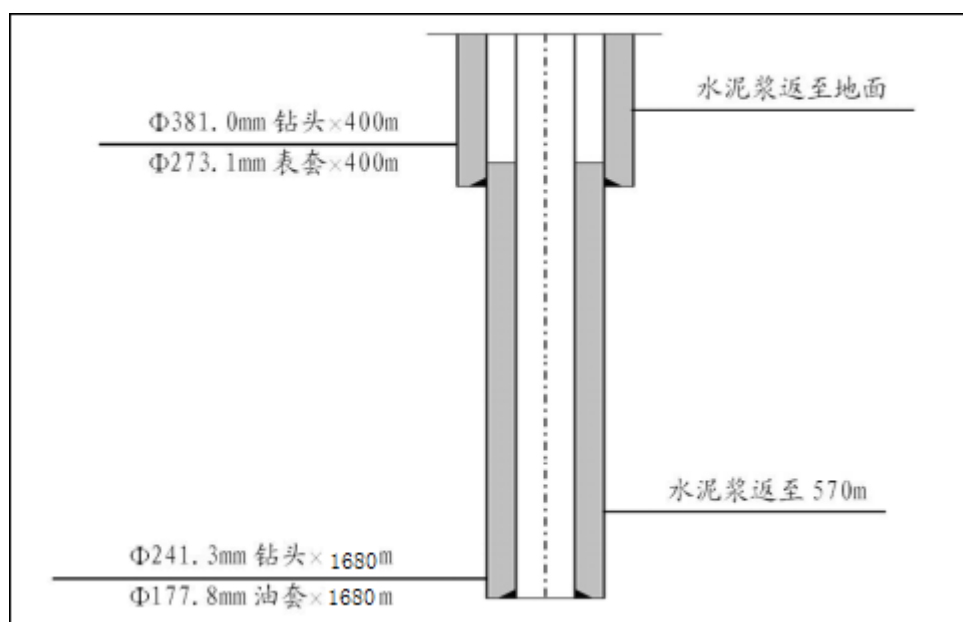


图 3 采油井井深结构图

②注水井

一开：采用 381.0mm 钻头钻至井深 400m 封隔第四系有效水层，下至有效水层底界以下 20m，下入 273.1mm 表层套管，固井水泥浆返至地面，封隔 400m 以上易塌地层及第四系有效水层，并为井口控制和后续安全钻井创造条件。

二开：先采用 241.3mm 钻头钻至井深 1200m，再采用 215.9mm 钻头钻至设计完钻井深 1680m，下入 139.7mm 油层套管，固井水泥浆返至地面。

注水井井身结构设计数据见表 6，注水井井身结构见图 4 所示。

表 6 注水井井身结构设计数据表

开钻次序	钻进井段 (m)	钻头尺寸 (mm)	套管尺寸 (mm)	套管下入地层层位	套管下入深度 (m)	环空水泥浆返至井深 (m)
一开	0~400	381	273.1	E	400	地面
二开	~1200	241.3	139.7	J ₂ t	1680	
	~1680	215.9		P _{3wt}		

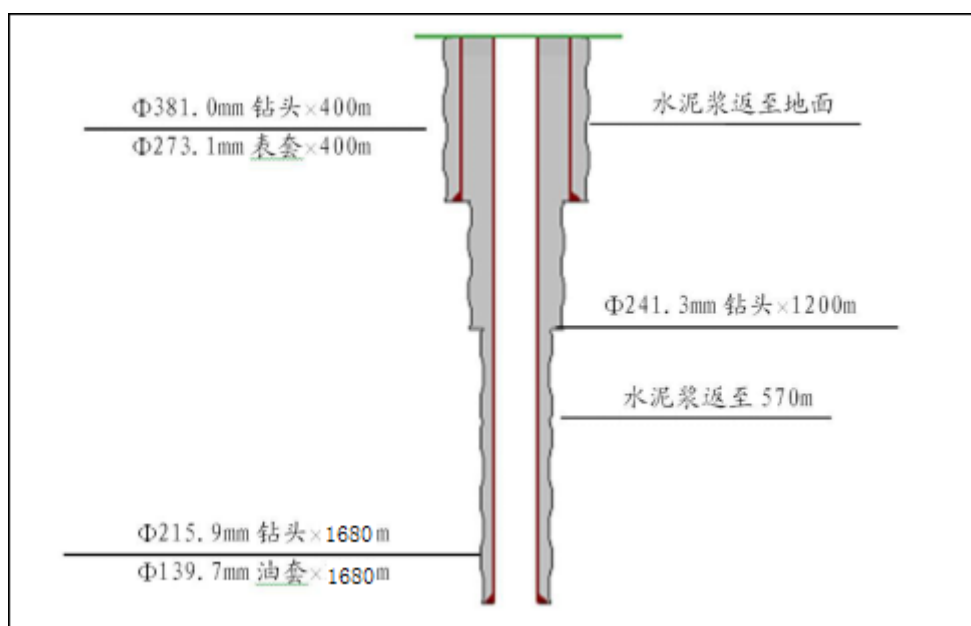


图 4 注水井井深结构图

(3) 井场布置

本工程钻井期井场本着结构简单、流程合理的原则进行布局。井场布置相似，井场布置有值班房、钳工房、录井房、配电房、发电房、罐区、不落地系统等。

井场平面布置图见图 5。

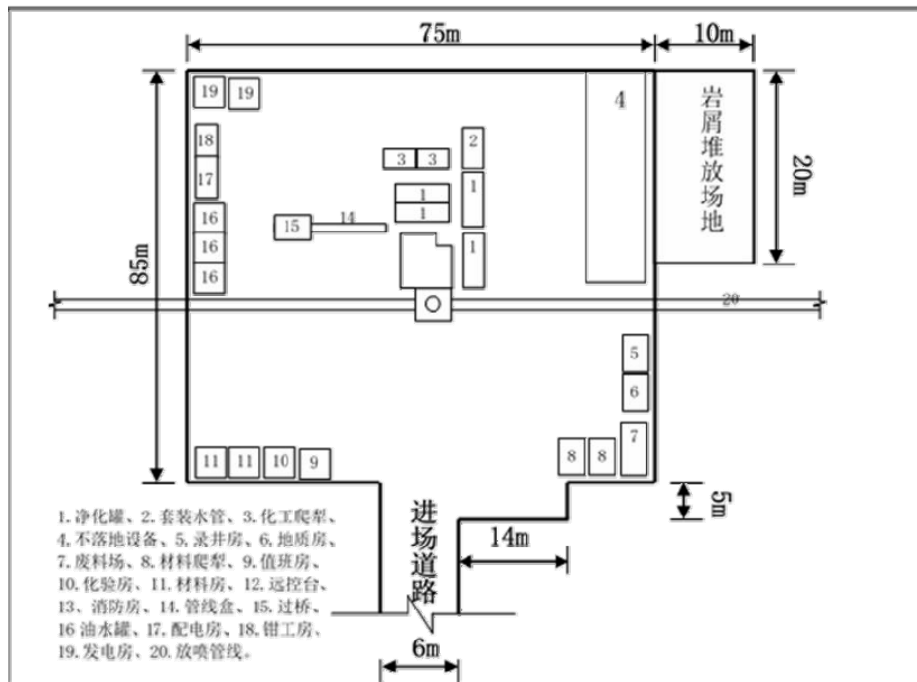


图 5 钻井井场平面布置示意图

(4) 钻井流程

基本作业流程：钻（完）井工程基本作业程序包括确定井位、井场准备、钻井、完井和连接生产管线 5 个主要步骤，如图 6、7 所示。

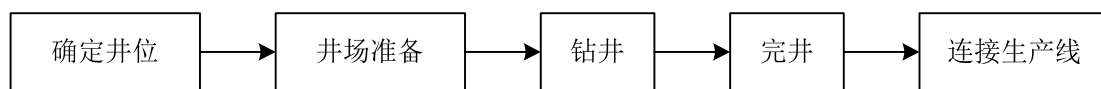


图 6 钻（完）井工艺流程图

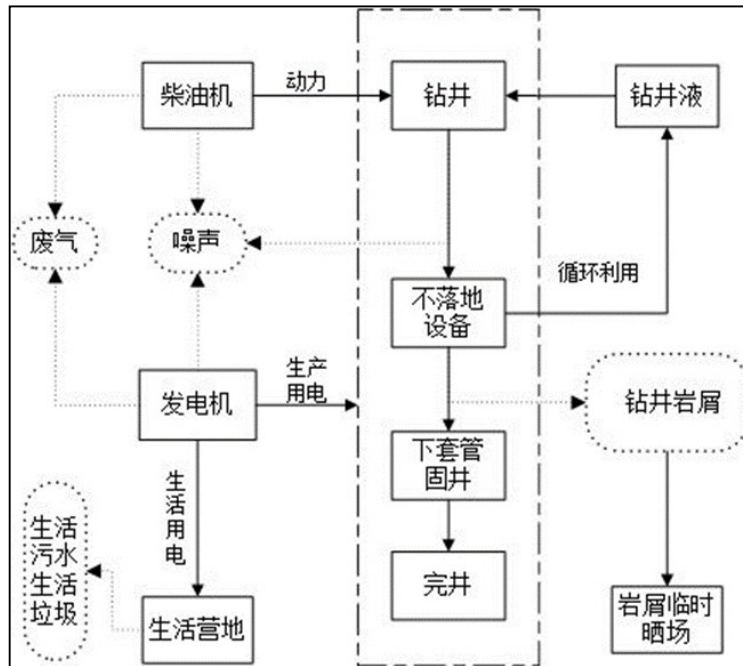


图 7 钻井工艺流程图

8.2 油气集输及处理

(1) 油气集输

① 集输工艺

油气集输沿用二级布站（即单井→计量站→吉祥联合站）工艺，集输工艺沿用掺热水双管流程。

根据新建丛式井平台分布以及已建计量站油井空头数，本工程考虑新建丛式井就近接入已建计量站空头；对于附近计量站空头不足或距离较远的丛式井，新建计量站以满足生产需要。

采油井进站情况统计见表 7。

表 7 采油井进站情况统计表

计量站号	油井空头数	接入新井井号/丛式井平台	井数
已建7号计量配水站	11	17#平台（7口油井）	7
新建18-1	12	18#平台（10口油井）	10
新建19-1	16	19A平台（4口油井）、19B平台（12口油井）	16
新建19-3	12	19C平台（10口油井）	10
合计			43

②采油井场

吉7井区新部署采油井采用螺杆泵生产，螺杆泵电机功率22.5kW，井口采用保温盒保温，保温盒内设200W防爆硅胶电加热板，并设置热洗清蜡接口及安全标示牌。

采油井气液混合物经油嘴套减压后掺入热水，保证原油含水率75%左右，掺热后的气液混合物经单井管道混输至计量站。

③计量站

新建计量站3座，每座计量站根据所辖井数设1~2座12/16井式一体化自动掺水选井计量装置，实现计量站自动选井、掺水、计量、站控等功能，主要工艺流程如下：

掺热水后的单井气液进入多通阀选井装置，经多通阀装置选井后，需要计量的单井气液进入立式气液分离器，分离后分别对气液进行计量。当单井来液量较大时，分离后的液相通过质量流量计进行连续计量；当单井来液量特别小时，通过预计量，系统切换为容积式计量，出液管线计量后进入集输汇管，其余未计量单井来液通过集输汇管进行集输。伴生气通过出气流量计计量后接入集输汇管。

各计量站配备设施见表8。

表8 各计量站配备设施一览表

序号	计量站号	12井式一体化自动掺水装置（台）	16井式一体化自动掺水装置（台）
1	新建18-1	1	
2	新建19-1	1	
3	新建19-3		1

④集输管网

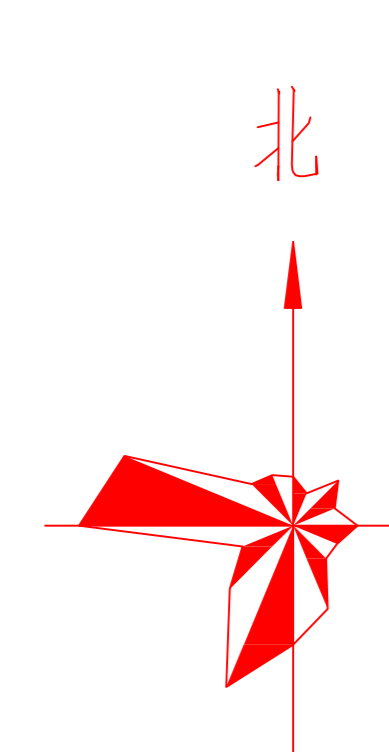
单井集油（高粘区）管道采用DN65 2.5MPa（耐温90℃）非金属管道，单井集油（低粘区）管道采用DN50 2.5MPa（耐温90℃）非金属管道，管底埋深-1.8m；集油干线采用DN300 2.5MPa（耐温90℃）非金属管道，埋深-2.0m，集油支线采用DN250/200 2.5MPa（耐温90℃）非金属管道，埋深-2.0m；干支线均埋地保温敷设，地面设标志桩。集输管网图见图8。

8.3 油田注水及掺水

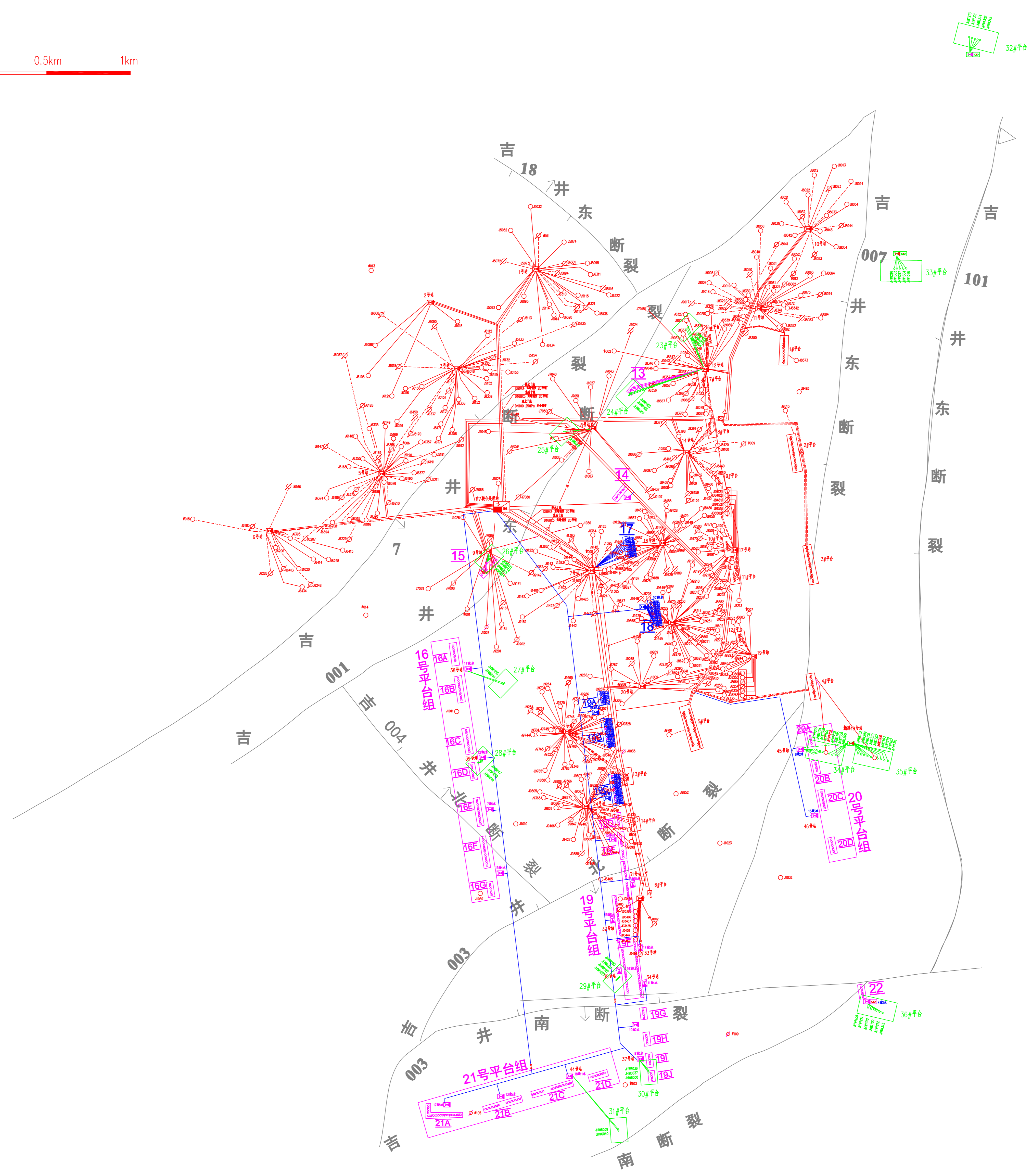
（1）油田注水

①注水工艺

本工程注水工艺采用单干管多井配水工艺，即注水站来高压水经注水干支线输至



0 0.5km 1km



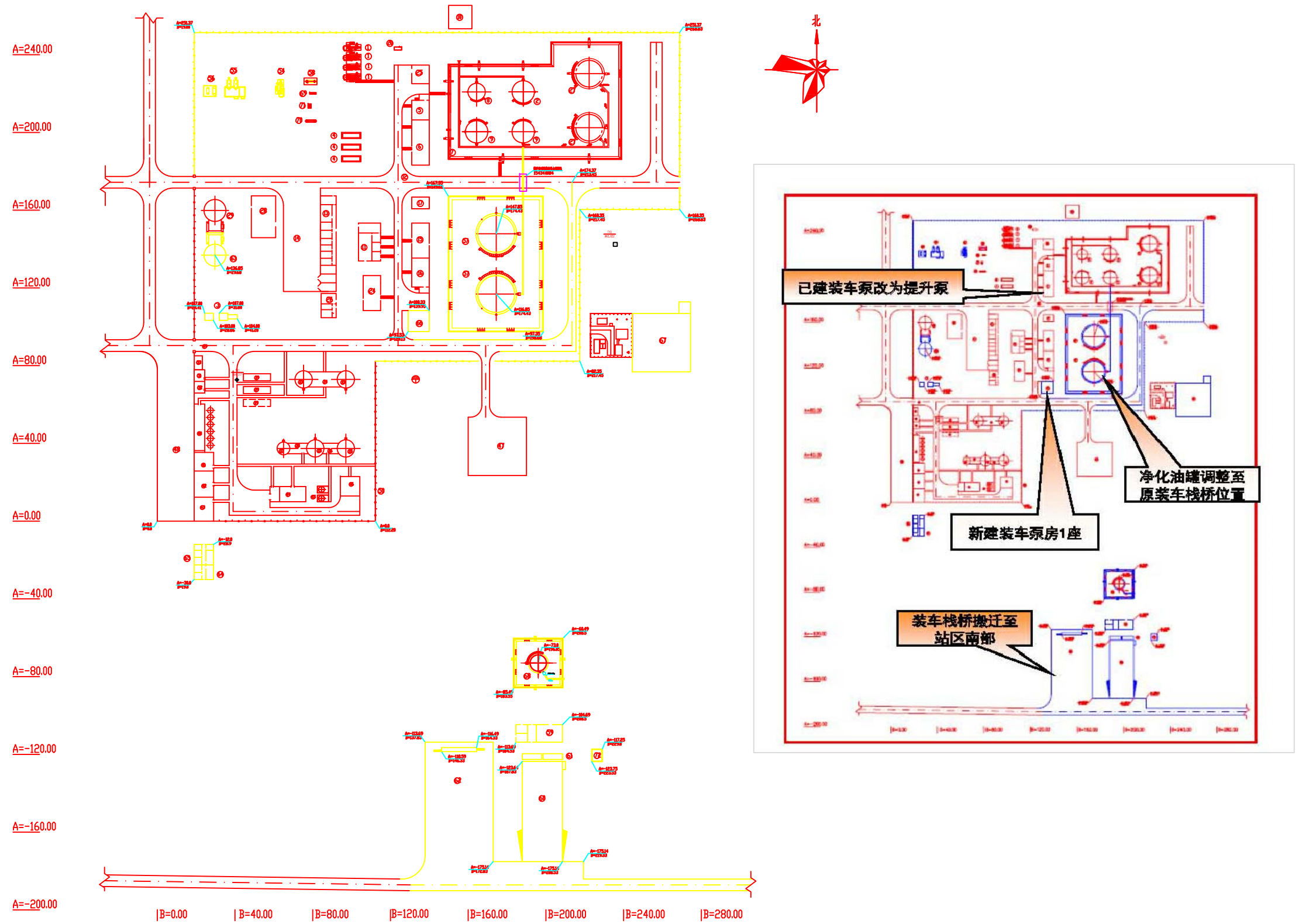
- 图例
- 已建注水井
 - 已建采油井
 - 新建水平井
 - 已建网池
 - 已建管道
 - 新建集油管道
 - 新建计量站
 - 新建拉油点
 - 已建计量配水站
 - 集中处理站

项目号: SXJ18421CD
文件号: 0000-PR01-DWG-02
版次 0版



中油(新疆)石油工程有限公司设计分公司
KARAMAY, XINJIANG 新疆 克拉玛依 2018.09

图9 吉祥联合站平面布置图



文件号 15434方集01-09

C A D D 15434方集01-09-R1

版次 1 版



新疆石油工程设计有限公司

KARAMAY, XINJIANG

新疆 克拉玛依 2016.08

多井配水间，在配水间内利用恒流配水装置实现单井注水量的调控和计量。

注水井进站情况统计见表 9。

表 9 注水井进站情况统计表

计量站号	水井空头数	接入新井井号/丛式井平台	接入井数
已建7号计量配水站	4	17#平台（2口水井）	2
新建18-1	6	18#平台（4口水井）、17#平台（2口水井）	6
新建19-1	2×5	19A平台（3口水井）、19B平台（4口水井）	7
新建19-3	2×5	19C平台（7口水井）	7
合计			22

②注水站

吉祥联合站内建有注水系统（设计规模 2592m³/d）。

（2）掺水系统

①500m³ 掺水罐

500m³ 掺水罐计算有效容积为 420m³，最大掺水量下有效停留时间约 2.52 小时。

②掺水泵

已建 3 台 Q=50m³/h，H=260m 掺水泵最大掺水能力约 100m³/h。

8.3 原油处理

本项目在吉 7 井区已建集中拉油注水站基础上进行改扩建，已建内容见上文分析，本次新建内容见表 8。

（1）建设内容

新建 4000m³ 净化油罐 2 座，建设 2000kW 相变加热炉 3 台，建设 1000kW 热媒炉 2 台（配套热媒油循环泵、油罐、膨胀罐等装置），建设装车泵房 1 座等。

主要工程量见表 10。

表 10 主要工程量一览表

序号	名称及规格	单位	数量	备注
一	原油处理系统			
1	新建4000m ³ 净化油罐	座	2	含基础
2	新建2000kW相变加热炉	台	3	
3	1000kW热媒炉	套	2	配套热媒油循环泵、油罐、膨胀罐等装置
4	重力分离器 WE1.2x4.8-0.6	座	1	

5	采暖橇 350KW	座	1	
三	配套系统			
1	扩建35kV变电站	座	1	双进线、双主变箱式变电站
2	消防水罐1000m ³ D=11.3m, H=10.9m	座	1	

(2) 平面布置

按照《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004)中站场级别的划分规定,处理站为三级油气站场,平面布置严格遵循规范中的有关规定。

此次新建净化油罐位于原装车栈桥处,将原装车栈桥迁建至处理站南侧,与卸油泵房、卸油台合建。新建4车位卸车台、60m³卸油罐、500m³卸油缓冲罐。

新建3座2000kW相变加热炉位于已建相变加热炉西侧。

新建2台1000kW热媒炉位于新建相变炉西侧,配套热媒油循环泵、油罐、膨胀罐等装置。

平面布置图见图9。

8.3 供配电系统

本工程电源引自吉祥联合站变配电室备用回路。

8.4 消防部分

本次新建区域危险等级属严重危险级,为B、E类火灾配置场所,手提式灭火器最大保护距离9m,根据火灾危险性、保护面积大小等实际情况,在新建装置及构筑物旁配置一定数量的灭火器。

具体配置数量见表11。

表 11 灭火器配置

序号	灭火器配置地点	灭火器类别	数量
1	相变加热炉	MF/ABC8 型手提式磷酸铵盐干粉灭火器	2 具
2	热媒炉	MF/ABC8 型手提式磷酸铵盐干粉灭火器	4 具
3	4000m ³ 净化油罐区	MF/ABC8 型手提式磷酸铵盐干粉灭火器	10 具
		MFT/ABC35 推车式干粉灭火器	4 具
4	新建卸油泵房	MF/ABC8 型手提式磷酸铵盐干粉灭火器	12 具
		MT7 手提式二氧化碳灭火器	4 具
5	新建卸油台	MF/ABC8 型手提式磷酸铵盐干粉灭火器	12 具
6	60m ³ 卸油方罐	MF/ABC8 型手提式磷酸铵盐干粉灭火器	4 具
7	500m ³ 卸油缓冲罐	MF/ABC8 型手提式磷酸铵盐干粉灭火器	4 具

		MFT/ABC35 推车式干粉灭火器	2 具
8	新建装车泵房	MF/ABC8 型手提式磷酸铵盐干粉灭火器	8 具
9	新建化验室	MF/ABC8 型手提式磷酸铵盐干粉灭火器	16 具

8.5 防腐

(1) 保温伴热管道外壁采用漆酚硅耐高温液体防腐漆（单组份，耐温 200℃）做防腐层，二道底漆-三道面漆，防腐层干膜厚度 $\geq 150\mu\text{m}$ 。除锈等级 Sa2.5 级。

(2) 沉降罐进出口管道和加热炉进出口管道采用酚醛改性环氧涂料做防腐层，涂敷二道底漆三道，涂层干膜厚度 $\geq 300\mu\text{m}$ 。除锈等级 Sa2.5 级。

(3) 卸油泵管道外壁采用无溶剂环氧涂料做防腐层，涂敷二道，涂层干膜厚度 $\geq 300\mu\text{m}$ 。除锈等级 Sa2.5 级。

8.6 人员编制

本工程由吉祥联合站人员调配，不新增工作人员。

9、依托可行性分析

(1) 吉木萨尔县生活污水处理厂

本项目施工期、运营期生活污水经收集后由吉木萨尔县金宗石油工程技术服务有限公司拉运至吉木萨尔县污水处理厂，协议见附件 6。

吉木萨尔县污水处理厂工程位于吉木萨尔县城东北 15km 处（张家庄子村北 500 米），占地面积 139384.9m²。用地类型为戈壁荒地。厂区中心地理坐标东经 89°13'48.7"，北纬 44°06'51.3"。设计规模为处理污水量 3×1 万 m³/d 处理设施，实际建设规模为处理污水量 1×1 万 m³/d 及部分公用工程及辅助工程。污水处理工艺采用“强化脱氮改良 A²/O+絮凝沉淀滤布滤池工艺”，污泥处理工艺采用带式压榨脱水一体机浓缩脱水，消毒工艺采用紫外线消毒。工程于 2015 年 6 月动工开建，2017 年 10 月初建成，2017 年 10 月 16 日进入试运行。项目处理能力 1 万 m³/d，目前试运行中实际处理量在 0.6-0.7 万 m³/d。

验收监测公司由新疆绿格洁瑞环境检测技术有限公司进行，验收监测期间，污水处理厂排口的废水中，各项污染物日均值浓度均符合《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）中的一级 A 标准的要求。出水水质各项指标均满足设计标准要求。各项主要污染物 SS、COD、BOD₅、NH₃-N、TP 平均去除率均满足设计要求。

本项目生活污水处理方案依托可行。

(2) 生活垃圾填埋场

本工程生活垃圾经收集后由吉木萨尔县金宗石油工程技术服务有限公司运输至吉木萨尔县生活垃圾填埋场处置，协议见附件 6。

吉木萨尔县生活垃圾填埋场位于吉木萨尔县新地乡，距吉木萨尔县城西南约 9.5km，北距乌奇南路约 2km 处，中心地理坐标为：东经 89°04'15.8"，北纬 43°59'10.1"。整个卫生填埋场占地面积约 $21.94 \times 10^4 \text{m}^2$ ，其中近期为 $7.0 \times 10^4 \text{m}^2$ ，远期约 $10.5 \times 10^4 \text{m}^2$ 。管理站区 $0.64 \times 10^4 \text{m}^2$ ，绿化面积 $3.8 \times 10^4 \text{m}^2$ 。近期工程设计规模：生活垃圾清运处理量 100t/d，总库容 $63 \times 10^4 \text{m}^3$ ，服务年限 11 年。远期工程设计规模：生活垃圾清运处理量 130t/d，总库容 $94.5 \times 10^4 \text{m}^3$ ，服务年限 12 年。主要由填埋场、生产管理区、道路、垃圾收集系统等组成。填埋场主要处置城镇生活垃圾，不作为工业固体废物和危险废弃物处置场所。

垃圾填埋场总投资 2352.81 万元。主要采用卫生填埋工艺，推进式填埋法，工艺过程主要包括机械卸料、铺平、压实、覆土、喷水降尘、灭虫等。渗滤液经场底收集系统排至渗滤液收集池，经处理后回喷垃圾堆体；填埋气经导气石笼收集后导出。填埋场底部和边坡采取严格防渗的设计方案。

本项目产生的生活垃圾量较少，依托方案可行。

(3) 原油处理可行性分析

本项目建设完成后，吉祥联合站设计处理能力 $45 \times 10^4 \text{t/d}$ ，主要负责吉 7 井区采出液的处理、外运任务。

根据部署意见，对开发指标进行了预测见表 12。

表 12 吉 7 井区梧桐沟组 P_{3wt} 油藏开发指标预测表（全区指标）

时间 (年)	年产油 (10^4t)	年产气量 (10^8m^3)	年产水量 (10^4m^3)	年产液 (10^4t)	年注水量 (10^4m^3)	含水率 (%)
2014	18.20	0.0509	3.19	21.38	23.51	14.90
2015	30.58	0.0856	10.76	41.34	44.92	26.04
2016	31.40	0.0879	20.94	52.34	56.02	40.00
2017	30.31	0.0849	33.68	64.00	67.55	52.63
2018	30.79	0.0862	41.97	72.76	76.36	57.68
2019	30.07	0.0842	47.50	77.57	81.09	61.24
2020	30.92	0.0866	53.72	84.64	88.26	63.47

2021	27.58	0.0772	59.32	86.90	90.13	68.26
2022	22.70	0.0636	63.74	86.44	89.10	73.74
2023	19.49	0.0546	65.92	85.41	87.69	77.18
2024	17.24	0.0483	68.29	85.54	87.55	79.84
2025	15.54	0.0435	69.61	85.15	86.97	81.75
2026	14.17	0.0397	70.54	84.71	86.37	83.27
2027	13.04	0.0365	71.63	84.67	86.20	84.60
2028	12.09	0.0338	73.55	85.63	87.05	85.89
2029	11.29	0.0316	75.95	87.25	88.57	87.06
2030	10.61	0.0297	77.75	88.37	89.61	87.99
2031	10.03	0.0281	79.88	89.92	91.09	88.84
2032	9.53	0.0267	80.96	90.48	91.60	89.47
2033	9.09	0.0254	81.98	91.07	92.13	90.02

根据以上分年实施产量预测，吉7井区2016年产油量达到最高为860t/d，含水40%。2019年以前吉7井区全区原油含水率低于60%，要掺水集输。对2014~2033年20年内最大进站油、气、液量及需求的最大掺水量进行了计算，见表13。

表 13 吉7井区全区20年内最大油、气、液量计算表

最大产油量 (t/d)	最大产气量 (m ³ /d)	最大产水量 (m ³ /d)	最大产液量 (m ³ /d)	最大掺水量 (m ³ /d)	最大注水量 (m ³ /d)
860	24082	2267	2495	962	2524

表13年产能最大值为31.4×10⁴t，吉祥联合站处理能力为45×10⁴t/a，依托可行。

(4) 注水站处理

吉祥联站站注水系统设计注水能力为2592m³/d。站内建有注水泵房2座，1#注水泵房设15m³/h，25MPa注水泵3台（配2套变频，2用1备）；2#注水泵房设39m³/h，25MPa注水泵3台（配2套变频，2用1备）。根据表13，最大产水量为2267m³/d，依托可行。

(5) 伴生气处理装置

联合站内已建成一套处理规模2.5×10⁴m³/d伴生气处理系统，伴生气处理系统工艺流程：生产分离来气进入到精细分离器，分离出因集输温降析出的液烃和杂质，然后去电加热器，加热到40℃左右，保证去相变加热炉及采暖炉作为燃料气使用时无游

离水和液烃析出。精细分离器分离出的液烃进入到注水站排污系统。伴生气处理工艺流程见图 10。

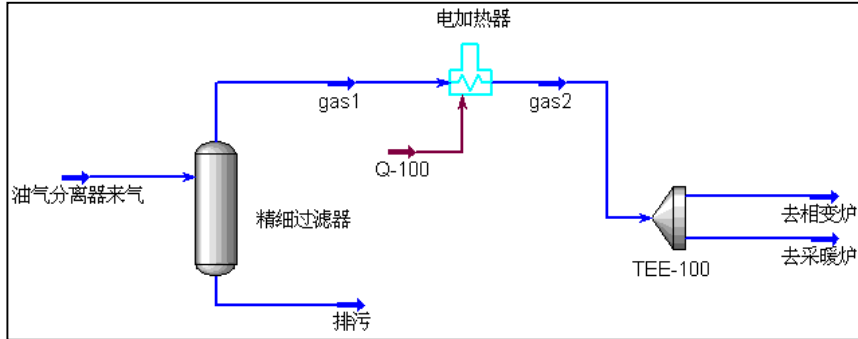


图 10 伴生气处理工艺流程图

伴生气系统已通过环保验收，本项目建成后，增加了 5 台燃气锅炉，可以利用伴生气作为燃料，依托可行。

(6) 危险废物暂存场依托可行性分析

吉祥联合站北侧建有污泥贮存场 1 座，24m×12m×2m，建设有风雨棚，地面按照《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001) 及修改单相关规定进行防渗处理，并于 2018 年 8 月通过了环保验收。

本项目含油污泥依托现有危险废物暂存场，定期委托委托克拉玛依市博达生态环保科技有限责任公司回收处理，委托协议见附件 7。本项目依托可行。

(7) 博达生态科技环保有限责任公司

① 公司概况

本项目产生的油泥(砂)委托克拉玛依博达生态科技环保有限责任公司进行处理。克拉玛依博达生态科技环保科技有限责任公司有《危险废物经营许可证》(6502040007)、《道路运输经营许可证》(新交运管许可克市字 650203002309 号)，具有油田污油泥运输及处置的资质，符合国家对危险废物的处置、转运要求。

博达生态科技环保有限责任公司位于石化工业园区，占地 40 万 m²，于 2006 年 5 月开工建设，2007 年 8 月投入试运行。投产试运行后，该公司利用自主研发的助溶剂体系萃取法对油泥(砂)进行回收处理。

② 处理工艺

博达生态科技环保有限责任公司通过助溶剂体系萃取法处理油泥(砂)，可将其

分解为土、水和油。分离出的土可以作为绿化用土；水可以达标排放；油可用于炼化合格原料。

（8）消防依托

试验区消防依托外部消防依托准东消防一大队。消防站配备有 4 辆消防车，其中：高喷消防车 1 辆，水罐消防车 1 辆，2 辆重型泡沫车。距试验区约 40km，发生火灾时消防队不能在 30min 内到达，到达时间约为 40min，根据规范，在人烟稀少、条件困难地区，邻近消防协作力量的到达时间可酌情延长。

10、与《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016-2020 年）》及其规划环评的符合性分析

《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016-2020 年）》主要包括矿产资源勘查规划、矿产资源开发利用与保护、矿业转型升级与绿色矿业发展、矿山地质环境保护与治理恢复等内容。该规划环境影响报告书于 2017 年 8 月 3 日取得中华人民共和国环境保护部审查意见（环审[2017]114 号），见附件 8。

《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016-2020 年）》及其规划环评提出：科学划分限制、禁止开采区，区分不同情况，制定限制开采区的准入条件，明确禁止开采区的管理措施。落实国家规划矿区、对国民经济具有重要价值矿区的开发管理措施。根据资源禀赋、产业发展、技术经济条件和管理需要，划定重点矿区，明确准入条件，引导和支持各类生产要素集聚，促进规模开发，高效利用。依据矿业开发布局、资源分布特点及经济社会发展需要，合理保护生态环境、重要城镇及基础设施。划分出重点、限制、禁止开采区。

1) 重点矿区：落实《全国矿产资源规划（2016-2020 年）》划定的国家规划矿区 35 个。将新疆全区划分为 9 个重点开采规划区，包括国家规划矿区在内。主要是：①阿尔泰山黄金、有色金属、黑色金属、稀有金属、白云母、宝石矿产开采规划区；②塔里木盆地、准噶尔盆地、吐哈盆地及周边油气、油砂、煤炭、煤层气、页岩气开采规划区；③西准噶尔铬、金、膨润土、煤炭、石材矿产开采规划区；④东准噶尔金、煤炭、有色金属、建材非金属矿产开采规划区；⑤西天山黑色金属、金、煤炭、铀矿产开采规划区；⑥东天山金、黑色金属、有色金属、煤炭、化工、建材非金属矿产开采规划区；⑦南天山黑色金属、金、有色金属、煤炭、化工、特色非金属矿产开采规划区；⑧西昆仑煤炭、有色金属、金、宝玉石矿产开采规划区；⑨阿尔金山有色金属、

金、石棉、玉石矿产开采规划区。

准入条件：新建矿山必须符合国家、新疆产业政策，符合国家和新疆矿产资源规划，达到国家有关矿山企业准入条件；矿山采矿规模不低于本规划确定的矿山最低开采规模，矿山占有矿石资源储量与矿山开采规模及矿山服务年限相匹配，具备与矿山开采规模相配套的人才、资金、技术和管理资质条件。

管理措施：区内要编制矿区规划，统筹安排矿产资源开发活动；提供国家和地方各级政府规定的相关优惠政策，引导和支持各类生产要素聚集，加强矿产资源整合开发力度，优化布局和矿山企业结构，促进规模开采和集约利用。

2) 限制开采区：钨、稀土等国家规定实行保护性开采的特定矿种分布区域；严重供大于求以及下游产业产能过剩、耗能大、污染重的矿产分布区域；具有地方特色且需保护性限量开采矿种的分布区域；虽有可靠的资源基础，但当前市场容量有限，应用研究不够，资源利用方式不合理的区域；在较高技术经济条件与一定外部条件下，才能达到资源合理利用的区域；需要进行矿产资源储备和保护的地；国家和自治区级自然保护区的实验区，一般水源涵养区；国家和地方规定的其他限制开采矿产资源的区域。

准入条件：符合国家及新疆相关法律法规；区内新建矿山必须要有完善的手续，不得建设污染环境、破坏自然资源或自然景观的生产设施。

管理措施：区内要进一步严格矿业权管理，按照现行法律法规要求加强监督管理，严禁无证违法探矿、采矿；按照“谁污染、谁治理”的原则，要及时完成矿山环境治理恢复，对达不到要求的矿产资源开采活动，责令限期整改，到期仍不达标依法注销采矿许可证。

3) 禁止开采区：军事管理区，国家和自治区级自然保护区的核心区和缓冲区、重要水源涵养区、风景名胜区、历史遗迹保护区，重要饮用水水源保护区、重要湿地保护区、国家级森林公园、地质公园；铁路、高速公路、国道、省道、油气管线等线型工程两侧一定距离内，重要工业区、大型水利设施、城镇市政设施等一定范围内，机场、国防工程设施圈定的地区。

管理措施：区域内未经主管部门同意，不得新设与资源环境保护功能不相符的矿业权。全面清理相关区域内已有的矿产资源勘查开发项目，确需退出的项目，研究制定退出补偿方案，在维护矿业权人合法权益的前提下，在国家及自治区出台配套政策

后，逐步有序退出，及时修复被破坏土地；确需保留的项目，实行清单式管理，明确资源环境保护要求和措施，强化资源环境保护；已有采矿权不转让、不扩能、不变更。

本项目属于油气开发项目，位于准格尔盆地，开发区域位于《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016-2020年）》及其规划环评9个重点开采规划区中的“塔里木盆地、准噶尔盆地、吐哈盆地及周边油气、油砂、煤炭、煤层气、页岩气开采规划区”。

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

与本项目有关的原有污染情况及主要环境问题:

1、吉7井区第一建设阶段环境影响回顾

1.1 水环境影响

(1) 运行期水污染源

工程运行期产生的废水主要包括井下作业废水、油藏采出水和生活污水。

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。采出水水量约为 248.65m³/d。油藏采出水依托集中拉油注水站污水处理系统处理后回注油藏，不向外环境排放。

②井下作业废水

工程正常工况下，主要是修井过程产生少量作业废水（每口井约 5~10m³）。每年最多可产生修井废水 1510m³。修井废水进罐后排至集中拉油注水站外防渗储存池，经压裂液反排系统处理后全部送至集中拉油注水站污水处理系统处理后回注油藏。

③生活污水

油区采用无人值守，有人巡检方式，基本无生活污水产生。集中拉油注水站工作人员生活污水经收集后由吉木萨尔县金宗石油工程技术服务有限公司拉运至吉木萨尔县污水处理厂。

(2) 水污染源监测

集中拉油注水站污水处理系统出口水质见表 14。

表 14 集中拉油注水站污水处理系统出口水质统计表

监测点位	监测时间	悬浮物	石油类	
集中拉油注水站污水处理系统出口	6.5	第一次	<4	0.32
		第二次	<4	0.30
		第三次	<4	0.37
	6.6	第一次	<4	0.39
		第二次	<4	0.35
		第三次	<4	0.34

从表 14 验收监测结果看，集中拉油注水站污水处理系统出水悬浮物、石油类满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准，油藏采出水经集中拉油注水站污水处理系统处理后回注油藏，不向外环境排放。

1.2 大气环境影响

(1) 有组织废气结果分析

1#相变加热炉烟气浓度监测结果见表 15。

表 15 集中拉油注水站 1#相变加热炉有组织废气监测结果

监测点位	监测时间	二氧化硫		氮氧化物		干烟气流量 (Nm ³ /h)
		浓度 (mg/m ³)	速率 (kg/h)	浓度 (mg/m ³)	速率 (kg/h)	
1#相变 加热炉 排气筒	5月18日	3	0.01	50	0.12	2342
		3	0.01	53	0.13	2368
		3	0.01	53	0.12	2337
	5月19日	3	0.01	54	0.13	2446
		6	0.01	56	0.14	2452
		6	0.01	56	0.13	2341
标准限值		/	50	/	200	/
达标情况		/	达标	/	达标	/
执行标准		《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)				

由表 15 可知，1#相变加热炉 SO₂、NO_x 均满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014) 中表 2 新建锅炉大气污染物浓度排放限值要求。

(2) 无组织废气结果分析

无组织废气监测结果见表 16。

表 16 无组织废气排放监测结果

采样地点	监测点位	浓度范围	最高值	标准限值	达标情况
	非甲烷总烃				
集中拉油注 水站	1#	0.50~0.54	0.97	4.0	达标
	2#	0.49~0.63			
	3#	0.55~0.97			
	4#	0.31~0.83			
计量站	5#	0.49~0.52	0.55	4.0	达标
	6#	0.47~0.53			
	7#	0.49~0.53			
	8#	0.47~0.55			
单井拉油井场	9#	0.47~0.55	0.49	4.0	达标
	10#	0.43~0.46			
	11#	0.44~0.49			

	12#	0.40~0.47			
集输井场	13#	0.43~0.48	0.48	4.0	达标
	14#	0.44~0.47			
	15#	0.39~0.43			
	16#	0.39~0.44			

表 16 监测结果表明：集中拉油站、计量站、单井拉油井场、集输井场正常生产过程中，厂界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）标准限值要求。

1.3 声环境影响

噪声监测结果见表 17。

表 17 噪声监测统计结果

监测点		昼间				夜间			
		5.18	5.19	标准 限值	达标 情况	5.18	5.19	标准 限值	达标 情况
集中拉油注 水站	北	43.9	43.2	65	达标	43.7	42.7	55	达标
	东	36.4	37.3		达标	36.2	36.7		达标
	南	35.9	37.4		达标	35.0	35.5		达标
	西	42.0	41.9		达标	36.5	35.8		达标
计量站	北	40.8	39.0	65	达标	34.4	35.2	55	达标
	东	38.4	39.5		达标	35.2	35.6		达标
	南	37.9	39.4		达标	36.2	35.1		达标
	西	38.4	39.3		达标	36.8	36.4		达标
单井拉油井场	北	38.6	38.0	65	达标	36.4	36.9	55	达标
	东	38.5	39.3		达标	36.6	34.2		达标
	南	39.0	39.5		达标	35.6	35.9		达标
	西	40.4	39.2		达标	34.8	35.3		达标
集输井场	北	37.5	38.2	65	达标	36.4	35.7	55	达标
	东	40.0	39.4		达标	37.0	36.3		达标
	南	39.2	38.4		达标	35.7	34.8		达标
	西	39.5	39.7		达标	36.0	35.7		达标

表 17 监测结果表明，集中拉油站、计量站、单井拉油井场、集输井场各厂界昼间、夜间的噪声监测结果均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3 类标准要求。

1.4 固体废弃物影响

在运行期，产生的固体废弃物主要有油污泥（砂），集油区采用巡检制，油、水管道采用巡线制。

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。少量落地油形成的油泥（砂）委托克拉玛依博达生态科技环保有限责任公司进行处理。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。生活垃圾集中收集后拉运至吉木萨尔县垃圾填埋场。

1.5 环评验收情况

2018年6月30日，新疆油田分公司开发公司根据《吉7井区吉006井断块梧桐沟组油藏建设工程竣工环境保护验收调查报告》，对照《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》，严格依照国家有关法律法规、建设项目竣工环境保护验收技术规范、环境影响报告书和审批部门审批决定，组织进行验收，验收工作组由建设单位、验收调查单位及相关技术专家组成。

①验收结论

根据竣工环境保护验收调查报告和现场检查，环保手续完备，技术资料齐全，落实了环评及批复提出的生态保护和污染防治措施，依托的环保设施运行正常，污染物达标排放，环境风险应急预案完成备案，不存在《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》中第八条规定的情形，符合建设项目竣工环境保护验收条件。验收工作组同意吉7井区吉006井断块梧桐沟组油藏建设工程通过竣工环境保护验收。

②后续要求

- a.持续加强环境风险防范，避免油气泄露等生产事故引发环境污染。
- b.按规定发布企业环境信息，主动接受社会监督。

2、吉7井区第二建设阶段环境影响回顾

2.1 水环境影响

（1）运行期水污染源

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。采出水水量约为1600m³/d。油藏采出水经集中拉油注水站污水处

理系统处理后回注油藏，不向外环境排放。

②井下作业废水

井下作业废水的产生是临时性的。主要是通过压裂、洗井等工序，产生的压裂和洗井作业废水，每年井下废水产生量约 $1.3 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 。井下作业废水采用专用罐收集后排至集中拉油注水站外防渗储存池，经压裂液反排系统处理后全部送至集中拉油注水站污水处理系统处理后回注油藏。

③生活污水

油区采用无人值守，有人巡检方式，基本无生活污水产生。集中拉油注水站工作人员生活污水经收集后由吉木萨尔县金宗石油工程技术服务有限公司拉运至吉木萨尔县污水处理厂。

(2) 水污染源监测

集中拉油注水站污水处理系统出口水质见表 18。

表 18 集中拉油注水站污水处理系统出口水质统计表

监测点位	监测时间		悬浮物	石油类
集中拉油注水站污水处理系统出口	6.5	第一次	<4	0.32
		第二次	<4	0.30
		第三次	<4	0.37
	6.6	第一次	<4	0.39
		第二次	<4	0.35
		第三次	<4	0.34

从表 18 验收监测结果看，集中拉油注水站污水处理系统出水悬浮物、石油类满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012) 标准，油藏采出水经集中拉油注水站污水处理系统处理后回注油藏，不向外环境排放。

2.2 大气环境影响

(1) 有组织废气结果分析

4#相变加热炉烟气浓度监测结果见表 19。

表 19 集中拉油注水站 4#相变加热炉有组织废气监测结果

监测点位	监测时间	烟尘		二氧化硫		氮氧化物		干烟气流量 (Nm ³ /h)
		浓度 (mg/m ³)	速率 (kg/h)	浓度 (mg/m ³)	速率 (kg/h)	浓度 (mg/m ³)	速率 (kg/h)	
4#相	6月26	<20	/	<3	/	14	0.03	2001

变加热炉 排气筒	日	<20	/	<3	/	16	0.03	2032
		<20	/	3	0.006	12	0.02	2014
	6月27 日	<20	/	<3	/	19	0.04	2113
		<20	/	<3	/	17	0.04	2079
		<20	/	3	0.006	11	0.02	2022
标准限值		20	/	/	50	/	200	/
达标情况		达标	/	/	达标	/	达标	/
执行标准		《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)						

由表 19 可知, 4#相变加热炉 SO₂、NO_x、烟尘均满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014) 表 2 中燃气锅炉排放限值要求。

(2) 无组织废气结果分析

无组织废气监测结果见表 20。

表 20 无组织废气排放监测结果

采样地点	监测点位	浓度范围	最高值	标准限值	达标情况
	非甲烷总烃				
集中拉油注 水站	东侧	0.30~0.53	0.54	4.0	达标
	北侧	0.33~0.47			
	西侧	0.40~0.54			
	南侧	0.37~0.52			
18 号计量配 水站	东侧	0.37~0.52	0.55	4.0	达标
	北侧	0.36~0.54			
	西侧	0.41~0.55			
	南侧	0.37~0.49			
4#大平台	东侧	0.43~0.50	0.52	4.0	达标
	北侧	0.42~0.52			
	西侧	0.42~0.50			
	南侧	0.42~0.52			
吉007井场	东侧	0.44~0.53	0.86	4.0	达标
	北侧	0.44~0.56			
	西侧	0.71~0.86			
	南侧	0.44~0.54			

表 20 监测结果表明: 集中拉油注水站、计量配水站、大平台及单井井场正常生产过程中, 厂界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) 标准限值要求。

2.3 声环境影响

噪声监测结果见表 21。

表 21 噪声监测统计结果

监测点		昼间				夜间			
		6.26	6.27	标准 限值	达标 情况	6.26	6.27	标准 限值	达标 情况
18 号计量配 水站	东	44	40	65	达标	38	37	55	达标
	南	47	43		达标	38	38		达标
	西	44	40		达标	33	34		达标
	北	45	45		达标	37	36		达标
吉 007 井场	东	43	44	65	达标	38	34	55	达标
	南	45	44		达标	39	35		达标
	西	43	45		达标	36	36		达标
	北	47	37		达标	48	36		达标
集中拉油注 水站	东	40	40	65	达标	37	37	55	达标
	南	38	36		达标	36	37		达标
	西	39	44		达标	36	37		达标
	北	42	41		达标	38	38		达标
4#大平台	东	39	43	65	达标	38	34	55	达标
	南	43	43		达标	34	34		达标
	西	41	39		达标	38	37		达标
	北	45	48		达标	38	34		达标

表 21 监测结果表明，集中拉油注水站、计量配水站、大平台及单井井场各厂界昼间、夜间的噪声监测结果均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 3 类标准要求。

2.4 固体废弃物影响

在运行期，产生的固体废弃物主要有油污泥（砂），运行期集油区采用巡检制，油、水管道采用巡线制。

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，主要为采出水处理系统产生的污泥，产生量约 180t/a。联合站建成污泥贮存场 1 座，污水处理系统产生的污泥排入污泥浓缩罐进行浓缩，经污泥脱水机脱水后的污泥在污泥贮存场暂存，委托克拉玛依博达生态科技环保有限责任公司进行处理。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。生活垃圾集中收集后拉运至吉木萨尔县垃圾填埋场。

2.5 环评验收情况

2018年8月19日，中国石油新疆油田分公司根据《中国石油新疆油田分公司昌吉油田吉7井区梧桐沟组中深层稠油油藏常规水驱开发建设项目（第一批）竣工环境保护验收调查报告》，对照《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》，严格依照国家有关法律法规、建设项目竣工环境保护验收技术规范、环境影响报告书和审批部门审批决定，组织进行验收，验收工作组由建设单位、验收调查单位及相关技术专家组成。

①验收结论

根据竣工环境保护验收调查报告和现场检查，环保手续完备，技术资料齐全，落实了环评及批复提出的生态保护和污染防治措施，环保设施运行正常，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。验收工作组同意中国石油新疆油田分公司昌吉油田吉7井区梧桐沟组中深层稠油油藏常规水驱开发建设项目（第一批）通过竣工环境保护验收。

②后续要求

a.其余工程待实施完成后及时开展竣工环境保护验收。

b.按要求开展清洁生产审核，降低油田开发单位产品水耗、能耗，逐步提高企业清洁生产水平，从源头减少污染物产生。

3、污染物总量控制分析

（1）吉7第一建设阶段

根据《吉7井区吉006井断块梧桐沟组油藏建设工程竣工环境保护验收调查报告》：

依据环评及批复要求，主要污染物总量控制指标为氮氧化物1.67t/a。

现场监测数据计算得知，相变加热炉SO₂排放量为0.08t/a，NO_x：1.12t/a（按年运行8000小时核算）。采暖撬监测期间未启用，未监测，按照相变加热炉监测数据进行类比，采暖撬SO₂排放量为0.01t/a，NO_x：0.11t/a（按年运行4320小时核算）。经核算，SO₂排放量为0.09t/a，NO_x：1.23t/a，满足环评批复总量控制指标要求。

（2）吉7第二建设阶段

根据《昌吉油田吉7井区梧桐沟组中深层稠油油藏常规水驱开发建设项目（第一批工程）竣工环境保护验收调查报告》：

依据环评及批复要求，主要污染物总量控制指标为二氧化硫 0.043t/a，氮氧化物 4.04t/a。

现场监测数据，按监测最大值计算得知，相变加热炉 SO₂ 排放量为 0.048t/a，NO_x：0.32t/a（按年运行 8000 小时核算），基本满足环评批复总量控制指标要求。

4、现有工程污染源汇总

吉7井区现有污染物见表 22。

表 22 运营期产排污情况汇总

项目	污染源	污染物	排放量	主要处理措施及排放去向
废气	燃烧烟气	NO _x (t/a)	1.55	环境空气
		SO ₂ (t/a)	0.138	
		烟尘 (t/a)	2.03	
	无组织挥发	烃类 (t/a)	191.88	
废水	井下废水	SS、COD、石油类、挥发酚、硫化物 (10 ⁴ m ³ /a)	0	采用专用废液收集罐收集后拉运至联合站废液池，经处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)中有关标准后用于油田回注水
	采油污水	废水量 (10 ⁴ m ³ /a)	0	处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)中有关标准后部分用于油田回注水
		COD (t/a)	0	
		氨氮 (t/a)	0	
		石油类 (t/a)	0	
生活污水	SS、COD、BOD ₅ 、动植物油 (10 ⁴ m ³ /a)	0	运至吉木萨尔县污水处理厂	
固体废物	油泥 (砂) (t/a)		0	委托相应处理资质单位回收处理
	落地油 (t/a)		0	作业单位 100%回收
	生活垃圾 (t/a)		0	集中收集统一清运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场填埋处理

5、环境问题及整改意见

根据两次验收报告并结合现场调查情况，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，各项临时占地基本平整，处于逐渐恢复中，现有环保设

施正常运行，主要污染物达标排放，公司有完善的环境管理制度。

(1) 环境问题

井区目前钻井井场道路多为简易便道，仅在表面覆盖戈壁砾石，路况较差，车辆碾压和行驶扬尘对地表植被产生一定粉尘污染影响。

(2) 整改措施

针对上述现有的环境问题提出以下措施：

修复井场道路，利用现有道路，减少对区域环境的影响。

建设项目所在地自然环境社会环境简况

自然环境简况(地形、地貌、地质、气候、气象、水文、植被、生物多样性等):

1、地理位置

昌吉油田吉7井区位于准噶尔盆地东部吉木萨尔凹陷东斜坡，行政隶属新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州吉木萨尔县管辖。年平均降水量小于200mm，属大陆干旱性气候。有多条公路从油区穿过，地面交通较为便利。

项目区占地为油田境内，吉祥联合站坐标为E89°16'45"，N44°6'21"；17号平台地理坐标为E89°17'10.7"，N44°6'0.5"；18号平台地理坐标为E89°17'18.5"，N44°5'46.5"；19A号平台地理坐标为E89°17'1.3"，N44°5'29.6"；19B号平台地理坐标为E89°17'2.5"，N44°5'21.3"；19C号平台地理坐标为E89°17'4.5"，N44°5'9.1"。

周围3km无居民区，项目地理位置图见图1，区域位置图见图2。

2、地形地貌

吉木萨尔县地势南高北低。地貌南部为高山雪岭，北部为卡拉麦里山岭的低山残丘，两山之间是山前倾斜平原和低缓起伏的沙丘，最高点是二工河源头的雪峰，海拔500m。南部山区面积为436km²，以云杉为主的针叶林，四季常青。中部平原面积为2828km²，占县城面积的22%，是吉木萨尔县主要农作物种植区。北部属古尔班通古沙漠，面积达6719.9km²，占全县面积的53%，生长着耐旱的梭梭、红柳、小灌木等。

3、工程地质、水文地质及地震裂度

(1) 工程地质

本地区构造单元属准噶尔中生代拗陷区之破房子凹陷。包括二叠纪及整个中生代沉积区，该凹陷发育于二叠纪早期。受印之、燕山运动的影响使各时代地层都有不同程度的褶皱。该凹陷区主要为鼻状背斜褶皱构造，背斜之核部常由二叠系、三叠系组成，两翼由侏罗系及白垩系组成，轴线西部近南北向，向南倾伏，在东部则向东西向转化，向西倾伏。褶皱之核部开阔，顶部产状平缓，两翼对称。

区域地层自下而上依次发育有石炭系巴塔玛依内山组(C_{2b})，二叠系将军庙组(P_{1j})、平地泉组(P_{2p})、梧桐沟组(P_{3wt})，三叠系韭菜园组(T_{1j})、烧房沟组(T_{1s})，侏罗系八道湾组(J_{1b})、三工河组(J_{1s})。二叠系平地泉组自下而上分为平一段、平二段和平三段，火烧山油田油层位于平一段和平二段，兼探层系H₃属平二段，在火烧山背斜和沙东断块均已成藏。

(2) 水文及水文地质

吉木萨尔县境内共有冰川 54 处，发源于天山的主要河流有 10 条及一个后堡子泉水系，由西向东依次为二工河、西大龙口河、大东沟河、新地沟河、渭户沟河、东大龙口河、牛圈子沟河、吾塘沟河、小东沟、白杨河。另有四条季节性洪水沟。十条河流主河道总长 222.25km，大小支流共 162 条，10 条河流年径流量 2.4 亿 m^3 ，境内共有泉水 51 处，年径流量 1.09 亿 m^3 。通过吉木萨尔县城镇区范围的河流有二条，其中东大龙口河发源于天山山脉，年径流量 5730 万 m^3 ，小龙口河（在县城区分东沙河和西沙河）水源主要靠大有乡山间盆地的河道、渠道、田间渗漏，少数为前山岩石裂隙泉水为主要补给来源，年径流量 1094.3 万 m^3 ，以上两条河流 7、8 两月份为洪水多发期。

吉木萨尔县城位于山前冲洪平原之中，平原的整个堆积物都是在古生代基底上堆积的很厚的新生代沉积物，以卵石、砾石和砂粒为主。随着离山麓距离的加大，表面砾石、卵石逐渐减少，为砂砾所代替。大、小龙口冲积扇的两侧及乌奇公路南北堆积有黄色沙质土壤，厚度 30cm 至 1m 不等。城区北坡度逐渐减缓，堆积物以冲积亚砂土为主，土层堆积较厚，一般在 3~5m。

县城内地下水动态储量为 0.98 亿 m^3 ，平原地区在 200m 深度内有 2~4 个含水层组，构成典型的承压水斜地，含有丰富的潜水及承压自流水，从东向西渐小，小龙口河系是县城地下水源区。县域可利用水资源量共计 4.4 亿 m^3 。

(3) 区域地下水的补径排特征

吉 7 井区地下水的补给、径流、排泄条件以山区分水岭到平原，沙漠构成了一个完整的水文地质单元，按区域地下水的运动规律，基岩山区为补给区，倾斜平原为径流区，红土平原及沙漠为排泄区，各区的地下水因地处不同的气象、水文、地质、地貌、构造条件下，再加上人类开采活动的影响，各有其不同的特征。

区内地表水源主要发源于高、中山区的河流，低山区的洪沟及泉水、南部天山山脉中蕴藏着丰富的冰雪资源，充沛的降水和冰雪消融，其中区内发源于高山区的河流有四条，以冰雪消融为主要补给来源，由西向东排列分别是新地沟河、东大龙口河、吾塘沟河和白杨河。上覆潜水位细颗粒或弱含水层，地下水径流条件差，以垂向交替运动为主；下伏承压水属于滞流型，溢出带附近主要以水平径流为主，在细土平原中部以及北区域为垂向交替运动。

地下水流场图见图 11。

(4) 地震裂度

根据《中国地震动参数区划图》(GB18306-2001),项目区地震峰值加速度为 0.005g,相应地震基本裂度为VI度。

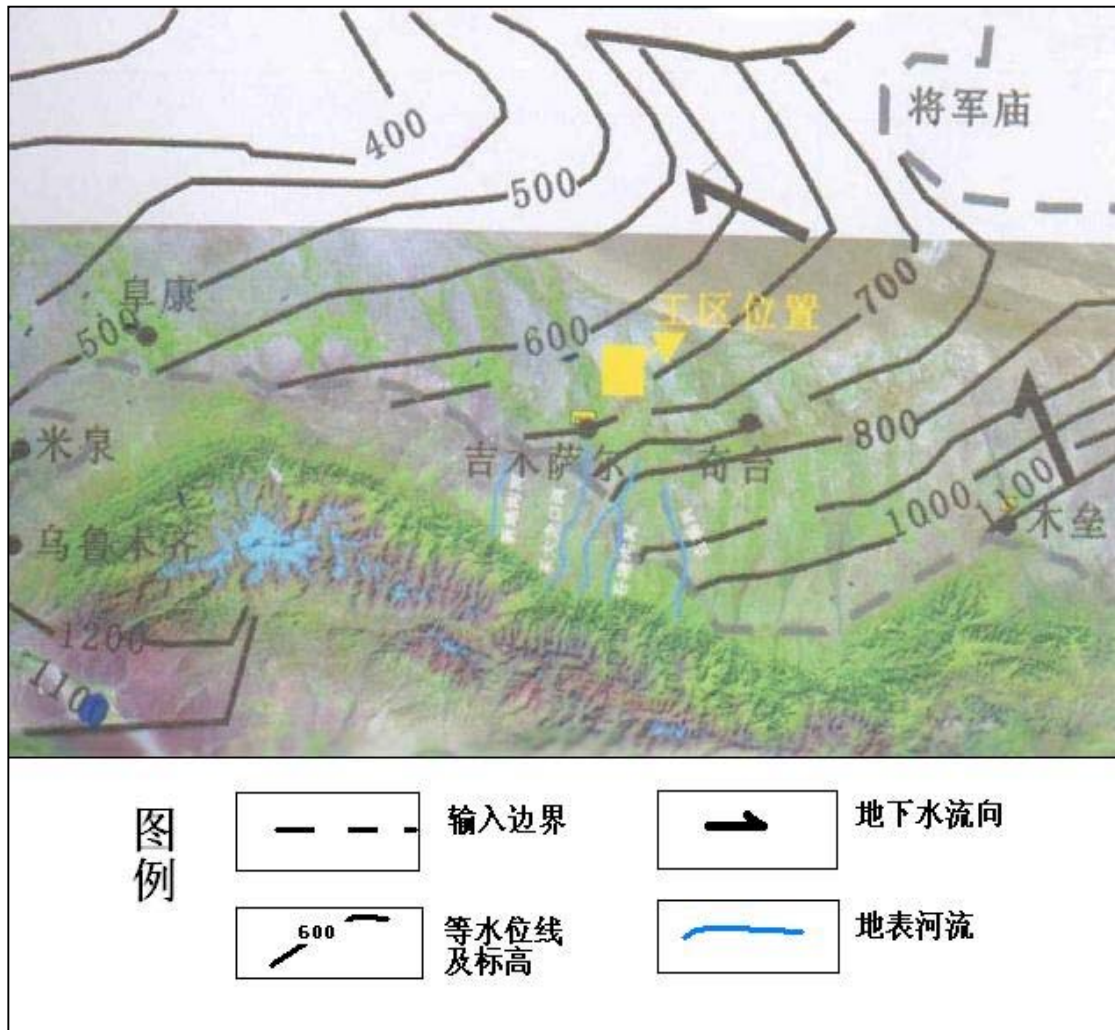


图 11 地下水流场图

4、气候特征

项目所在区域属温带大陆性干旱气候,冬季长而寒冷,夏季短而炎热,春秋季节不明显,干旱少雨,昼夜温差大。平均年日照时数为 2861.1 小时,年平均气温 7.0℃。平原无霜期 170 天,山区无霜期 145 天左右。

吉木萨尔气象站近 20 年气象资料统计气象参数如下:

年平均气温 7.8℃

极端最高气温	39.6℃
极端最低气温	-28.0℃
平均最高气温	38.6℃
平均最低气温	-26.0℃
年平均气压	93.4KPa
年平均降水量	199.0mm
年平均蒸发量	1885.2mm
年平均风速	1.54m/s
全年主导风向	WNW
最大冻土深度	141.0cm

5、矿产资源

吉木萨尔县境内矿产资源丰富，县境内已探明矿种 30 余种，尤以石油、煤炭、天然气、油页岩、沸石、膨润土等矿产资源可观，具有较强的资源开发优势。其中石油储量 1.5 亿吨，天然气储量 300 亿立方米，彩南油田是国内第一个沙漠整装油田。煤炭资源优势极为突出，具有储量大、煤质优、煤种全的特点。根据新疆地矿局第九地质大队所作的《新疆吉木萨尔县南山一带煤炭资源调查地质报告》，全县南天山一带煤炭储量在 11.6 亿吨，北部五彩湾一带目前已探明储量 200 亿吨，预计煤炭总储量在 1600 亿吨左右。大部分为 31 号不粘结煤，俗称无烟煤，是理想的民用和化工用煤。其他矿产资源主要为油页岩、石灰石、膨润土、叶蜡石、沸石、石英砂、花岗岩、天然沥青。主要分布在天山一带和准东五彩湾一带。目前均未详细勘探和规模化开发，矿产资源开发前景十分广阔。

6、土壤、动植物生态

区域内土壤以灰棕漠土为主要组成构成地带性土壤。灰棕漠土分布在整个评价区域，成土母质以粗骨为主，细土不多，地表常有黑褐色的墨境皮砾墓，总厚度在 0.5m 左右，由于质地较粗，片状--鳞状片层不明显。石膏与易溶岩聚集层一般出现在 10-40cm 处，腐殖质累积及不明显。

项目区为戈壁荒漠，地貌基本呈沙地景观，项目占地不属于林地、农田耕地和城镇建设用地。土壤类型为土层较薄的典型荒漠土壤--灰棕漠土。地面植被多为低矮的耐旱植物，种类单一，植物稀疏，覆盖度小于 5%。

环境质量状况

建设项目所在区域环境质量现状及主要环境问题（环境空气、地面水、地下水、声环境、生态环境等）：

环境空气-常规因子数据引用《吉木萨尔凹陷芦草沟致密油吉 303-吉 306 井区 2018 年开发试验红旗农场辖区地面建设工程环境影响评价》的监测数据，环境空气中 PM2.5 数据引用《准东采油厂李晓华站、吉祥联合站杀菌工艺优化工程》的监测数据，大气特征污染物非甲烷总烃数据引用《昌吉油田吉 7 井区梧桐沟组中深层稠油油藏常规水驱开发建设项目（第一批工程）竣工环境保护验收调查报告》。土壤数据引用《吉木萨尔凹陷 JHW033、JHW034、JHW035、JHW036 钻试工程》的监测数据。联合站噪声环境引用《吉 7 井区吉 006 井断块梧桐沟组油藏建设工程竣工环境保护验收项目》的监测数据，井场噪声进行实测。地下水环境引用《吉木萨尔凹陷芦草沟组致密油吉 303-吉 305 井区预脱水系统建设项目》的监测数据。监测资料见附件 9。

1、大气环境质量现状评价

1.1 区域大气环境质量现状调查

（1）监测点位

本项目位于油田范围内，由于项目区域范围内均为荒草地，无其他企业，区域环境状况变化不大。监测布点图见图 12。

表 23 环境空气监测点布置情况

引用的环评报告	监测点位置	监测因子	监测时间	监测单位	监测频率
吉木萨尔凹陷芦草沟致密油吉 303-吉 306 井区 2018 年开发试验红旗农场辖区地面建设工程	JHW043 井，位于本项目西北侧 9.8km	SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀	2018.01.18~2018.01.24	乌鲁木齐谱尼测试科技有限公司	连续采样监测 7d
吉 7 井区吉 006 井断块梧桐沟组油藏建设工程竣工环境保护验收项目	项目区	非甲烷总烃	2018.5.18~2018.5.19	新疆绿格洁瑞环境检测技术有限公司	/
准东采油厂李晓华站、吉祥联合站杀菌工艺优化工程	项目区	PM _{2.5}	2018.6.20~2018.6.26	新疆博奇清新环境检测有限公司	连续采样监测 7d

评价标准：SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}采用《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准，非甲烷总烃参照《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中推荐值 2000ug/m³。

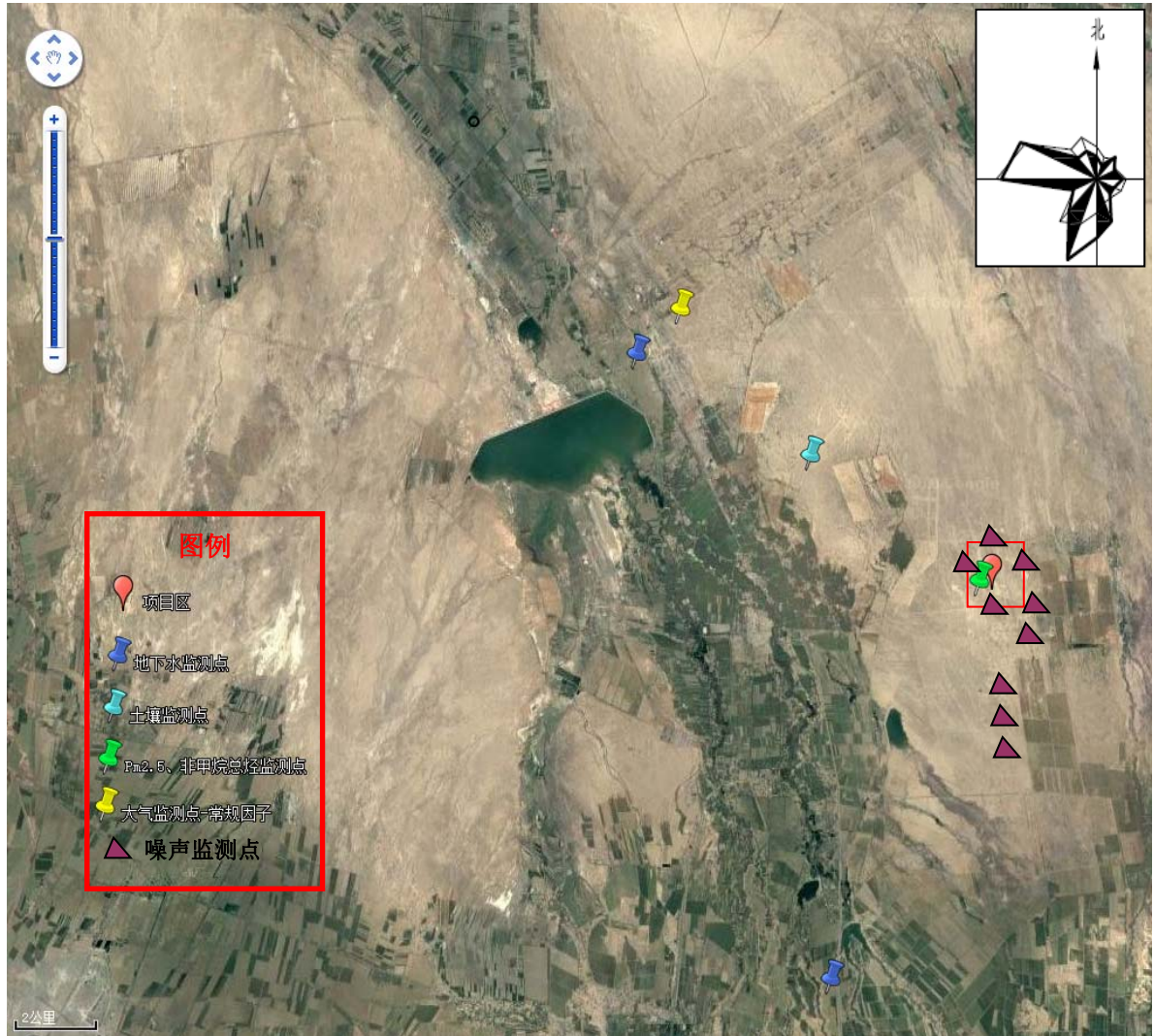


图 12 项目监测布点图

环境空气质量评价所执行的标准见表 24。

表 24 环境空气质量评价所执行的标准

污染物	平均时间	浓度限值 (ug/m ³)	标准来源
SO ₂	24小时平均	150	《环境空气质量标准》(GB3095-2012)中 二级标准
NO ₂	24小时平均	80	
PM ₁₀	24小时平均	150	
PM _{2.5}	24小时平均	75	
非甲烷总烃	一次浓度限值	2000	参照《大气污染物综合排放标准详解》

(2) 环境空气质量现状评价

评价方法及模式：采用占标率对项目区环境空气质量现状进行评价。

计算公式： $P_i=C_i/C_{0i}$

P_i ——第 i 个污染物的最大地面浓度占标率，%；

C_i ——采用估算模式计算出的第 i 个污染物的最大地面浓度， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ；

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

环境空气质量现状监测及评价结果见表 25。

表 25 环境空气质量现状监测结果及评价统计表 单位： $\mu\text{g}/\text{m}^3$

监测项目		SO ₂	NO ₂	PM ₁₀	PM _{2.5}
		(日均值)	(日均值)	(日均值)	(日均值)
JHW043 井	浓度范围 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	11-31	12-38	118-136	/
	评价指数	0.073-0.21	0.15-0.475	0.8-0.91	/
	标准限值	150	80	150	/
	最大超标倍数	0	0	0	/
	超标率	0	0	0	/
吉祥联合站 门口	浓度范围 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	/	/	/	<10
	评价指数	/	/	/	0.13
	标准限值	/	/	/	75
	最大超标倍数	/	/	/	0
	超标率	/	/	/	0

表 26 非甲烷总烃监测及评价结果 单位： $\mu\text{g}/\text{m}^3$

采样地点	监测点位	浓度范围	最高值	标准限值	达标情况
	非甲烷总烃				
吉祥联合站	东侧	300~530	540	2000	达标
	北侧	330~470			
	西侧	400~540			
	南侧	370~520			

由表 25、26 可知，评价区域 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5} 均满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 中二级标准，特征污染因子非甲烷总烃小时值浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中的一次浓度限值 (2000 $\mu\text{g}/\text{m}^3$) 要求，项目所在区域环境空气质量现状良好。

2、水环境质量现状评价

地下水质量由新疆泰施特环保科技有限公司于 2018 年 7 月 26 日进行监测，监测布点为项目区上游与下游各一个监测点，监测的地下水为承压水。

(1) 监测项目

pH、总硬度、溶解性总固体、氨氮、氟化物、氯化物、氰化物、挥发酚、硫酸盐、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、石油类、铜、铅、锌、铁、锰、镉等，共 18 项。

(2) 评价方法

采用单因子指数法评价，评价因子即现状监测因子。评价模式为：

$$S_{ij} = \frac{C_i}{C_{oi}}$$

式中： S_{ij} —单因子标准指数；

C_i — i 类监测物现状监测浓度，mg/L；

C_{oi} — i 类监测物浓度标准，mg/L。

pH 值的标准指数为：

$$S_{pH,j} = \frac{pH_j - 7.0}{pH_{su} - 7.0} \quad pH_j > 7.0$$

$$S_{pH,j} = \frac{7.0 - pH_j}{7.0 - pH_{sd}} \quad pH_j \leq 7.0$$

式中： $S_{pH,j}$ —pH 值的标准指数；

pH_j —pH 的实测值；

pH_{sd} —评价标准中 pH 的下限值；

pH_{su} —评价标准中 pH 的上限值。

(3) 评价标准

《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准。

(4) 评价及分析结果

水质监测结果及统计分析结果见表 27。

表 27 地下水水质监测数据与评价结果一览表 单位: mg/L (pH 无量纲)

检测项目	标准	项目区上游 1#	标准指数	项目区下游 2#	标准指数
pH	6.5~8.5	8.0	0.67	8.0	0.67
总硬度	450	307	0.68	322	0.72
溶解性总固体	1000	566	0.57	551	0.55
氨氮	0.5	0.106	0.21	0.130	0.26
氟化物	1	0.13	0.13	0.12	0.12
氯化物	250	51	0.20	52	0.21
氰化物	0.05	0.012	0.24	0.014	0.28
挥发酚	0.002	ND	/	ND	/
硫酸盐	250	154	0.62	150	0.60
硝酸盐氮	20	5.86	0.29	5.94	0.30
亚硝酸盐氮	1	0.006	0.01	0.007	0.01
石油类	0.05	0.03	0.60	0.04	0.80
铜	1	ND	/	ND	/
铅	0.01	ND	/	ND	/
锌	1	ND	/	ND	/
铁	0.3	0.07	0.23	0.05	0.17
锰	0.1	ND	/	ND	/
镉	0.005	ND	/	ND	/

注: 石油类标准引用《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中的III类标准; ND表示低于方法检出限。

监测及评价结果表明: 区域地下水满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准的要求。

3、声环境现状调查与评价

(1) 联合站

噪声环境引用《昌吉油田吉7井区梧桐沟组中深层稠油油藏常规水驱开发建设项目(第一批工程)竣工环境保护验收调查报告》的监测数据, 监测时间为2018年6月26~27日, 引用可行。

噪声监测结果见表21, 各监测点位昼间、夜间的环境噪声监测值均符合《声环境质量标准》(GB3096-2008)中3类声环境功能区环境噪声限值的要求, 评价区内声环

境质量现状良好。

(2) 井场

①监测点位及项目

根据本项目所在区域位置以及周边背景环境噪声情况，本次声环境质量现状监测在各井区平台处布设 1 个监测点位。

声环境质量现状监测项目为连续等效 A 声级 (Leq (A))。

②监测时间和频次及方法

噪声监测委托新疆泰施特环保科技有限公司于 2018 年 11 月 9 日进行监测，昼夜各一次。

监测方法按照《声环境质量标准》(GB3096-2008) 和《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 中规定执行，监测仪器使用 AWA6218B 型噪声统计分析仪。

③评价标准及方法

根据本项目所在区域位置以及周边背景环境噪声情况，声环境质量现状评价标准执行《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中的 3 类声环境功能区环境噪声限值。

本次声环境质量现状评价采用将噪声监测值与噪声标准值直接进行比较的方法进行评价。

④监测及评价结果

声环境质量现状监测及评价结果见表 28。

表 28 各井场平台声环境质量现状监测及评价结果一览表

监测点位	监测时间	评价标准 (3 类)	监测结果[dB(A)]	评价结果	
17 号平台	2018 年 11 月 9 日	昼间	65	44.3	达标
		夜间	55	38.8	达标
18 号平台		昼间	65	43.5	达标
		夜间	55	39.1	达标
19A 号平台		昼间	65	42	达标
		夜间	55	38.8	达标
19B 号平台		昼间	65	42.9	达标
		夜间	55	38.4	达标
19C 号平台	昼间	65	44.1	达标	
	夜间	55	39.4	达标	

由表 21、28 监测及评价结果可知，各监测点位昼间、夜间的环境噪声监测值均

符合《声环境质量标准》(GB3096-2008)中3类声环境功能区环境噪声限值的要求,评价区内声环境质量现状良好。

4、生态环境质量现状

4.1 生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》,项目区域属于准噶尔盆地南部灌木半灌木荒漠绿洲农业生态亚区,阜康-木垒绿洲农业荒漠草地保护生态功能区,见表29。

表 29 项目区沿线生态功能区划

生态功能分区单元			隶属行政区	主要生态服务功能	主要生态环境问题	主要生态敏感因子、敏感程度	主要保护目标
生态区	生态亚区	生态功能区					
准噶尔盆地温带干旱荒漠与绿洲生态功能区	准噶尔盆地南部灌木半灌木荒漠绿洲农业生态亚区	阜康-木垒绿洲农业荒漠草地保护生态功能区	阜康市、吉木萨尔县、奇台县、木垒县	农牧业产品生产、人居环境、荒漠化控制	地下水超采、荒漠植被退化、沙漠化威胁、局部土壤盐渍化、河流萎缩、滥开荒地	生物多样性及其生境中度敏感,土壤侵蚀轻度敏感,土地沙漠化中度敏感,土壤盐渍化轻度敏感	保护基本农田、保护荒漠植被、保护土壤环境质量

4.2 区域生态类型及特征

根据现状调查,本项目区不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区等敏感区域。评价区主要生态系统类型为荒漠生态系统。荒漠生态系统是新疆面积最大的生态系统类型,分布非常广泛。荒漠生态系统功能简单,结构脆弱,一经破坏极难恢复。

项目区位于准噶尔盆地南边缘,属于天山北麓山前洪积冲积平原。地形开阔平坦,土壤以盐土、潮土、灰漠土为主。

4.3 土壤类型

本项目所在区域土壤类型主要为盐土、灰棕漠土,潮土。

(1) 盐土

盐土含水溶性盐类较多的低产土壤。表面有盐霜或盐结皮;pH值一般不超过8.5。盐土中常见的水溶性盐类有钠、钾、钙、镁的氯化物、硫酸盐、碳酸盐和碳酸氢盐等。根据成土过程及土壤形态特点,可分为草甸盐土、滨海盐土、沼泽盐土、洪积盐土、残余盐土、碱化盐土6个亚类。

水溶性盐类在土壤表层或土体内逐渐积聚的过程，即盐化过程是导致盐土形成的主要原因。气候干旱和地下水位高是盐化发生的必要条件。在干旱、半干旱地区，溶有各种盐类的地下水因蒸发作用而沿土壤毛细管孔隙上升至地表，其中的液态水分子汽化，水中的各种盐类则残留于土壤表面及土体，久而久之，土壤即因水溶性盐类日益增多而盐化成为盐土。这种完全因自然因素引起的土壤盐化过程称原生盐化过程，形成的盐土称原生盐土。盐土须经过改良，消除对植物的危害，才能利用。

（2）灰棕漠土

灰棕漠土是新疆北部地区温带荒漠的地带性土壤，也是本油田所在区域的主要土壤类型之一。灰漠土是在干旱荒漠气候条件下，通过微弱的生物积累过程，粘化铁质化过程和微弱淋溶过程的共同作用下形成的。灰漠土其成土母质为典型的黄土状物质，冲积相沉积层理明显，质地偏粘，常为重壤和粘土夹层。

剖面特征：地表具多角裂缝，表土为发育良好的荒漠结皮层，呈浅灰色干面包状，此层以下为淡灰色的片层结构，约 2~5cm 厚；第三层为粘化、铁质化过程形成的浅棕色紧密实层，粘粒含量稍高，腐殖质层不明显，有白色斑点或菌丝状的碳酸钙沉积；在 40cm 以上，有石膏晶粒出现。

（3）潮土

潮土多由草甸土、林灌草甸土、盐土、沼泽土等经开垦、改良、培肥而成，主要是在平原灌区河流沉积物上发育的土壤，受地下水活动和灌溉水的共同影响，土体经常保持湿润状态，潮土主要发育在天山南北的洪积-冲积扇下部和扇缘地带，河流冲积平原，河谷低阶地与河漫滩，河流三角洲以及湖滨平原等地区。潮土剖面层次分化明显，一般可分为耕作层、犁底层、心土层和底土层。潮土的机械组成受河流冲积物的影响，颗粒组成中小于 0.01mm 粒径的物理性粘粒含量一般占 50~60%。耕层以轻壤和中壤土所占比例最多，占潮土面积 69%，砂质土和粘质土所占比例不足 1/3。低度熟化阶段的潮土，各层之间粘粒和砂粒含量差别较大，高度熟化阶段的潮土，砂、粘粒分布比较均匀，一般不砂亦不粘，质地适中。

土壤环境数据引用《吉木萨尔凹陷 JHW033、JHW034、JHW035、JHW036 钻试工程》的监测数据，位于本项目西北方向约 5km 处，均为油田区域，引用该数据可行。

引用的土壤环境质量现状监测委托新疆博奇清新环境检测有限公司，分析日期：

2017.9.28~10.12, 监测项目为 pH、镉、石油类、铅、铬、汞、砷等 7 项。

土壤环境质量现状监测结果见表 30。

表 30 土壤监测与评价结果 (单位: mg/kg, pH 除外)

元素	监测值	标准	
石油类	<4.6	300	《土壤环境含量研究》提出的建议标准 (300mg/kg)
pH 值	6.37	5.5<pH≤6.5	《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准 (试行) (GB15618-2018)》
砷	0.3	≤40	
铬	53	≤150	
镉	0.25	≤0.3	
汞	0.092	≤1.8	
铅	22.3	≤90	

监测结果表明, 区域土壤元素砷、镉、铬、铅、汞背景值低于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准 (试行) (GB15618-2018)》风险筛选值 (5.5<pH≤6.5), 本区域土壤环境质量受到油田开发的影响甚微。特征污染物石油类监测值符合“六五”国家《土壤环境含量研究》提出的建议标准 (300mg/kg) 的评价标准。

4.4 植被类型

区域内气候干旱, 植物群落较为单一, 主要是由小蓬、假木贼、伊犁绢蒿、琵琶柴、和猪毛菜等组成的小半灌木荒漠。大部分区域植被稀疏、覆盖度为10%~15%。评价区域内没有保护植物分布。

4.5 野生动物

本油田区的动物区系类型属古北界、中亚亚界、蒙新区、西部荒漠亚区、准噶尔盆地小区。主要分布有适于荒漠及荒漠草原和人工绿洲生活的动物。爬行动物的蜥脚类种数较多, 如荒漠麻蜥、快步麻蜥、变色沙蜥等, 东方沙蟒、游蛇、花脊游蛇, 多出现在绿洲和戈壁。鸟类中毛腿沙鸡、小嘴乌鸦、寒鸦、原鸽、斑鸠、凤头百灵、漠即鸟、红尾伯劳、沙百灵、粉红椋鸟等较为常见。在绿洲中, 喜近人类的麻雀、楼燕、家燕、戴胜、杜鹃、斑鸠等很易见到, 有时如紫翅椋鸟等可形成数百只的庞大群体。

古代该地分布有野马及野骆驼, 但早已绝迹。目前亚洲野驴、鹅喉羚等在这个地区还有一定数量, 但在油田区极难见到。狼、赤狐、沙狐、艾虎、虎鼬是该区的中小型猛兽, 在生态系统中有着重要地位, 子午沙鼠、大沙鼠、小家鼠等啮齿动物在该区分布很广, 数量较大, 蒙古兔在这里较为常见。在绿洲中, 小家鼠、褐家鼠、林姬鼠、

田鼠数量较多。

该区域野生脊椎动物种类,有爬行类 5 种,两栖类只塔里木蟾蜍北疆亚种 1 种(原订名为绿蟾蜍),鸟类 20 种以上,兽类 15 种以上。

主要环境保护目标（列出名单及保护级别）：

1、环境保护目标

根据建设工程拟建地特征和工程污染特征，确定该工程的环境保护目标主要为评价区生态环境质量、环境空气质量以及水环境质量等。

评价范围内主要环境保护目标见表 31。

表 31 评价区内环境敏感区域和保护目标一览表

序号	保护目标名称	环境功能区划	保护要求
1	环境空气	二类	不对区域大气环境造成污染影响
2	地下水	III类	区域地下水水质不因本项目的建设而恶化
3	声环境	3类	不对区域声环境造成污染影响
4	生态环境	准噶尔盆地南部荒漠绿洲农业生态亚区	防治生态破坏和土壤污染，保护野生动植物。
5	19A 平台、19B 平台、19C 平台东侧 180m 处农田	/	不得破坏农田

2、污染控制目标

根据开发建设和运营中对环境可能造成的污染与生态破坏，确定污染控制对象和防止生态破坏目标如下：

（1）控制建设工程在开发建设过程中的各种施工活动，尽量减少对生态环境的破坏，做好植被恢复与水土保持工作。

（2）保证项目区场界噪声达标，固体废弃物、废水得到合理利用及无害化处置。

（3）保证评价区域空气质量、地下水质量基本维持现有水平；将工程对生态环境的不利影响减到最小并控制在小范围区域内，使受影响区域的整体生态环境无明显破坏。

评价适用标准

<p style="text-align: center;">环 境 质 量 标 准</p>	<p>(1) 环境空气：评价区域环境空气执行《环境空气质量标准》(GB3095-2012)中的二级标准，对于其中未作出规定的非甲烷总烃参考《大气污染物综合排放标准详解》中的一次浓度限值(2000ug/m³)要求。</p> <p>(2) 地下水：地下水执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)的III类标准，对于其中未作出规定的石油类标准引用《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中的III类标准。</p> <p>(3) 声环境：《声环境质量标准》(GB3096-2008)中3类标准，即昼间65dB(A)，夜间55dB(A)。</p> <p>(4) 土壤：《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)。</p>
<p style="text-align: center;">污 染 物 排 放 标 准</p>	<p>(1) 《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)无组织排放周界监控浓度限值；非甲烷总烃浓度满足《大气污染物综合排放标准》(GB16927-1996)的厂界浓度标准限值4.0mg/m³。</p> <p>(2) 《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)中表2排放限值。</p> <p>(3) 《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)中注水水质控制指标要求。</p> <p>(4) 《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)。</p> <p>(5) 《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001)及修改单相关规定。</p>
<p style="text-align: center;">总 量 控 制 指 标</p>	<p style="text-align: center;">本项目总量控制建议指标：SO₂ 0.17t/a，NO₂ 3.3t/a。</p>

建设项目工程分析

工艺流程简述（图示）：

开发建设期环境影响的特点是持续时间短，对地表的破坏性强，在地面建设结束后，可在一定时期消失；但如果污染防治和生态保护措施不当，可能持续很长时间，并且不可逆转，例如对生态环境的破坏。生产运营期环境影响持续时间长，并随着产能规模的增加而加大，贯穿于整个运营期。服役期满后，如果封井和井场处置等措施得当，环境影响将很小；反之若出现封井不严，可能导致地下残余油水外溢等事故发生，产生局部环境污染。

原油开发包括钻井、地面工程建设、采油、油气集输等施工作业内容，基本属于开发建设期和生产运营期的建设活动。其环境影响因素主要来源于油井及与其相关的钻井、采油、井下作业、油气集输等各工艺过程，影响结果包括生态影响，以及排放的污染物质导致的环境污染，见表 32。

表 32 境影响因素识别表

建设活动	主要环境影响因素	环境影响因素主要受体	备注
钻井	排放废弃钻井泥浆、岩屑	土壤、地下水	开发期
	排放污水	土壤、地下水	
	设备、车辆产生噪声	声环境	
	排放车辆、设备尾气	环境空气	
	井喷爆炸、火灾等	土壤、水、环境空气及生态环境	事故
管线敷设	油田建设施工、车辆碾压等	土壤、植被	开发期
	排放设备、车辆尾气	环境空气	
	设备、车辆产生噪声	声环境	
	施工固体废物	土壤	
道路建设	占用土地	土壤、植被	开发期
油气集输	排放含油废水	地下水	非正常
	排放废气	环境空气	生产期
	产生设备噪声	声环境	
	油气泄漏、含油污水泄漏	土壤、地下水	事故
井下作业	产生作业废水	土壤、地表水	开发期
	产生作业废气	环境空气	
	产生设备噪声	声环境	生产期

油田开发过程污染物排放流程见图 13。

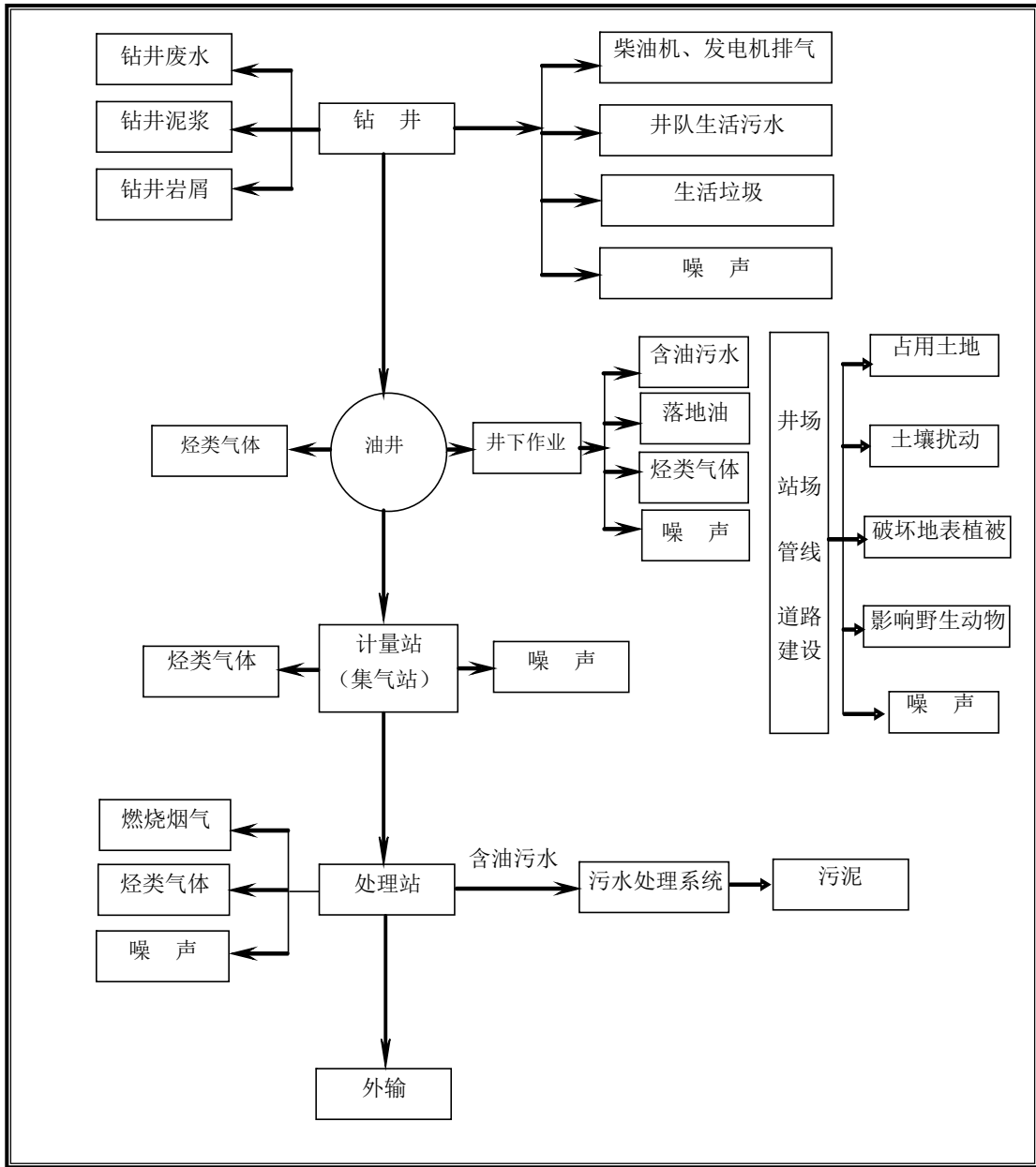


图 13 油田开发过程污染物排放流程

联合站工艺流程:

改造后的原油处理系统工艺流程:油区密闭集输来液(35℃,含水70%)首先进入已建气液两相分离器,分离出的伴生气经除油、过滤、加热后作为站内燃料气气源为相变加热炉供气,多余部分去伴生气回收系统回收(已建);分离出的含水原油进入相变炉的油~汽换热器与蒸汽换热,出口油温升至55℃进入已建2座2000m³一段沉降罐内沉降12h,将已建3座1000m³拉油罐调出1座作为缓冲罐,沉降脱水后的低含水原油(含水10%~20%,55℃)自压进入已建1座1000m³缓冲罐,再经新建提升泵提升进入加热炉加热至75℃后进入已建2座1000m³罐与2座新建4000m³净化油罐(可兼作二段罐进一步静态沉降脱水)。新建1套热媒炉伴热系统,为一、二段沉降罐,净化油罐,卸油罐进行保温伴热。改造后原油处理系统流程图见图14。

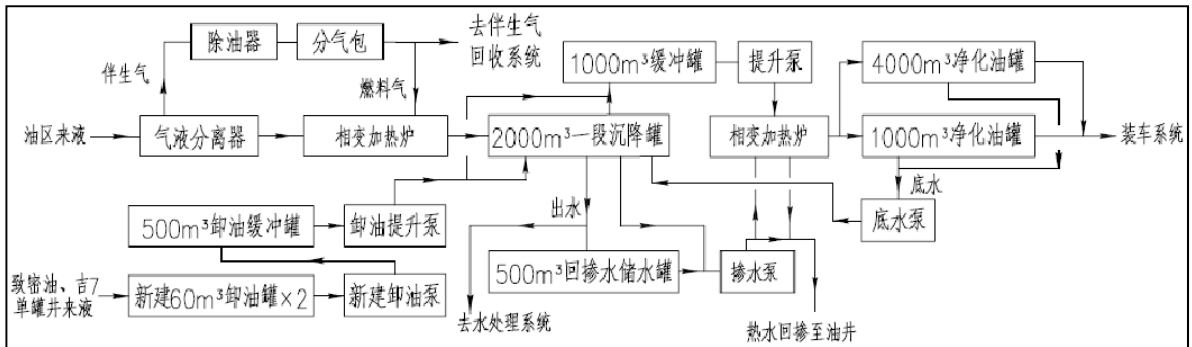


图 14 联合站工艺流程图

主要污染工序：

1、施工期

1.1 井场开发期污染源分析及污染物排放

(1) 大气污染物

钻井期单井井场动力系统共设 3 台柴油机和 2 台柴油发电机，为钻机及井场提供动力、电力和照明，根据周边完井井场类比，单井柴油消耗量为 200t，柴油符合根据《普通柴油》（GB252-2015），规定柴油中硫的含量 $\leq 10\text{mg/kg}$ ， $Q_{\text{SO}_2}=2\times B\times S$ ；其中： Q_{SO_2} -- SO_2 排放量，kg；B--耗油量，T；S--燃油全硫分含量，%。另根据《社会环境环境影响评价》一书中要求计算，柴油产污系数为： $\text{NO}_x 2.92\text{kg/t}$ ，总烃量 2.13kg/t 。据此，柴油机运转过程中排入大气中的 NO_x 和总烃量可用下式计算：

$$Q_{\text{NO}_x}=2.92\times m$$

$$Q_{\text{CnHm}}=2.13\times m$$

式中：m—柴油机消耗柴油量，t。

项目施工期大气污染物排放情况见表 33。

表 33 钻井施工期间单井钻井柴油机烟气污染物产生量

污染源	柴油 t	污染物排量 (t)		
		SO_2	NO_x	烃类
柴油机燃料烟气	200	0.004	0.58	0.43

本项目 65 口井产生的废气： $\text{SO}_2 0.26\text{t}$ ， $\text{NO}_x 37.7\text{t}$ ，烃类 28t。

(2) 废水

① 钻井废水

钻井废水主要来源于钻台、钻具、地面、设备的冲洗，还有少量下钻时泥浆流失物和泥浆循环系统的渗透物。其产生量与钻井深度和钻井周期有关。根据《第一次全国污染源普查方案》环境统计结果“ ≤ 2.5 千米进尺的普通油井，每百米进尺排放生产废水 11.28m^3 ”，本项目部署新井 65 口，单井钻井深度均为 1680m，钻井总进尺 109200m，钻井废水产生量为 $1.23\times 10^4\text{m}^3$ 。钻井废水循环携带出井口，在地面经振动筛分离出来，岩屑进入钻井液不落地系统，分离后的钻井废水返回井下。

② 井队生活污水

本工程作业人数在各阶段有所不同，生活用水量按每人每天 20L 计，排放量按耗

水量的 80%计算，详见表 34。

表 34 本项目单井生活污水统计一览表

序号	阶段	人数 (人)	天数 (天)	用水量 (m ³)	污水排放量 (m ³)
1	钻井阶段	40	40	32	25.6
2	油气测试阶段	2	60	2.4	1.9
3	合计			34.4	27.5

由表 34 可知，本工程单井作业过程中生活污水总产生量为 27.5m³，则 65 口井作业过程中生活污水总产生量为 1787.5m³，其中主要的污染物为 COD、BOD、SS、氨氮等，化学需氧量 (COD_{Cr}) 浓度 350mg/L、氨氮 (NH₃-N) 浓度 30mg/L、悬浮物 (SS) 浓度 200mg/L。各井场生活区营地设临时防渗污水池，生活污水排入防渗污水池暂存，定期由吉木萨尔县金宗石油工程技术服务有限公司（协议见附件 6）拉运至吉木萨尔县污水处理厂。粪便排入移动旱厕内，钻井结束后均及时填埋，对环境影响很小。

(3) 固体废物

开发建设过程中固体废弃物主要为钻井作业时产生的废弃泥浆、岩屑及施工过程中产生的生活垃圾。

①废弃泥浆

钻井泥浆的排放量依井的深度而增加，其排放量计算采用《油田开发环境影响评价文集》中的经验公式：

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

式中：V—排到地面上的泥浆量 (m³)

D—井眼的平均半径 (m)，

h—井深 (m)。

②岩屑

钻井过程中，岩石经钻头和泥浆的研磨而破碎成岩屑，并经泥浆携带至地面，进入废液池中，可进入废液池中的单井岩屑可用下式计算：

$$W = 1/4 \times \pi \times D^2 \times h$$

式中：W—钻井岩屑排放量，m³；

D—井的直径，m，以平均直径 0.33 计；

h—井深，m。

计算可知，钻井岩屑 9165.3m³，废弃泥浆 9287.7m³。钻井产生的废弃泥浆、岩屑经不落地收集系统进行无害化处理后所产生的废弃泥浆、岩屑晾晒干化后，可用于修路、填坑、铺垫井场，可满足《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）的规定。

（3）生活垃圾

本工程作业人数在各阶段有所不同，生活垃圾按每人每天 0.5kg 计算，施工过程中生活垃圾产生量情况见表 35。

表 35 本工程单井生活垃圾统计一览表

序号	阶段	人数（人）	天数（天）	生活垃圾产生量（t）
1	钻井阶段	40	40	0.8
2	油气测试阶段	2	60	0.06
3	合计			0.86

由表 35 可知，本工程单井作业过程中生活垃圾产生量为 0.86t，则 65 口井作业过程中生活垃圾总产生量为 56t，垃圾收集后定期由吉木萨尔县金宗石油工程技术服务有限公司（协议见附件 6）拉运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场。

综上所述，本项目固废均可得到妥善处置，不会对周围环境产生明显影响。

（4）钻井噪声

钻井过程中的噪声源主要是发电机、钻机和各类泵的噪声。噪声排放情况见表 36。

表 36 钻井期噪声排放情况

位置	噪声源	声源强 dB（A）
井场	柴油发电机	100~105
	钻机	100~105
	泥浆泵	95~100

1.2 地面工程及吉祥联合站改扩建部分工程

（1）噪声

施工期噪声主要是施工现场的各类机械设备噪声。在施工的各个阶段，施工现场均有机械设备运转，这些设备的单体声源声级一般高于 80dB（A），见表 37。

表 37 主要施工机械设备的噪声值 单位: dB (A)

序号	机械类型	测点距施工设备距离	Lmax
1	装载机	1m	90
2	推土机	1m	90
3	挖掘机	1m	90

(2) 扬尘

施工期对大气环境影响最大的是施工扬尘，其产生量最大的时间出现在平整土地、管沟开挖、回填阶段，由于该阶段裸露浮土较多，在有风天扬尘的产生量会增加，尤其是施工场地周围及下风向的部分地区。

(3) 废水

施工期废水主要有施工废水和生活污水。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，废水中主要污染物为 SS，浓度值为 500~3000mg/L。

施工生活污水主要污染物为 SS、COD、氨氮、BOD₅，其浓度值一般为 SS：200~300mg/L，COD：300mg/L，氨氮：15mg/L，BOD₅：250mg/L。本项目施工期 2 个月，施工期高峰人员 60 人。本项目施工期短、施工人数少，不在施工现场设施工营地，无餐饮、洗衣、洗浴等生活污水排放，施工场地设防渗旱厕，施工结束后填埋。

(4) 固体废物

施工期产生固体废物主要有施工弃土和施工人员产生的生活垃圾。本项目井场工程挖方量很小，施工挖方主要为管沟建设，管道敷设后，大部分挖方进行回填，少部分弃土用于管线沿线管廊带场地平整。

施工场内不设生活营地，无生活垃圾。

1.3 生态影响分析

本工程总占地面积为 11.7968 公顷，占地类型为天然牧草地。

在施工期间，场地平整及管线敷设等活动将会使地表活化，并对植被造成一定程度的破坏，加剧水土流失。

2、运营期污染源分析及污染物排放

2.1 运营期废气污染物

本工程运营期间产生的废气主要为联合站内燃气锅炉废气以及油气集输过程中产生的无组织排放挥发性有机物。

(1) 天然气锅炉燃烧废气

本项目共建设 3 台 2000kW 相变加热炉 2 台 1000kW 热媒炉，年耗气量约为 400 万方，天然气含硫量极低。燃烧天然气产生的烟气中主要污染物有 SO₂、NO_x 和烟尘等。污染物排放量与燃料组分、燃烧方式、燃烧工况及正常运行与否等因素有关。根据建设项目燃气量、天然气热值等参数，计算相变炉运行时主要大气污染物排量及排放源强。

类比上文已验收的相变炉废气监测数据，本工程燃气锅炉燃烧排污系数见表 38。

表 38 本项目天然气锅炉燃烧废气排污系数一览表

污染源	烟 气 量 m ³ /a	污染物排放量 (t/a) 及排放浓度 (mg/Nm ³)					
		烟尘		SO ₂		NO ₂	
		浓度	排放量	浓度	排放量	浓度	排放量
锅炉	5.5×10 ⁷	<20	1.1	3	0.17	60	3.3
排放标准	/	20	/	50	/	200	/

根据《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014) 中的规定，燃气锅炉烟囱高度不得低于 8m，要求本项目 5 座烟囱高度均不得低于 8m。

(2) 油气集输过程中的烃类挥发

本项目内部油气集输采用密闭流程，其烃类挥发损耗可控制在 0.04% 以下，按照原油年预测量 5.66×10⁴t 计算，烃类挥发量为 22.6t/a。

(3) 储罐废气污染物

主要为烃类无组织排放，排放源为油品储罐，在储罐的大小呼吸过程中损耗烃类。

根据对国内同类企业原油储罐的大、小呼吸过程损失量的类比调查，确定了油品在储运过程中蒸发损耗的烃类气体排放系数，见表 39。

表 39 油品储运过程蒸发损耗系数

项目油品	大呼吸储油罐(kg/t)	小呼吸储油罐(kg/m ² ·d)
原油	0.0044	0.0043

本项目原油年预测量 5.66×10⁴t 计算，则本项目储油罐大、小呼吸损失的烃类挥发量约为 0.21t/a。

2.2 运营期废水排放情况

本工程运营期废水主要包括采出水、井下作业废水。

(1) 采出水

油田开发过程中的采出水是伴随着原油从地层开采出来的，主要为油藏本身的底水、边水等，根据产能预测，工程运营期采出水产生量平均约 $7.5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 。采出液输至本项目-吉祥联合站原油处理系统处理，分离出的采出水进入联合站污水处理系统处理，处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)中注水水质控制指标要求后用于油田注水。

(2) 井下作业废水

根据《第一次全国污染源普查方案》环境统计结果，低渗透油井废压裂液产生量为 $50.1 \text{m}^3/\text{井次}$ ，废酸化液产生量为 $18.6 \text{m}^3/\text{井次}$ ，洗井工业废水产生量为 $27.13 \text{m}^3/\text{井次}$ ，井下作业废水中污染物浓度情况见表 40。

表 40 井下作业废水水质

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

本项目 43 口采油井试油期需要使用压裂液，根据井下实际情况按比例配比，采用清洁环保型的水基压裂液，产生废压裂液约为 2154.3m^3 ，废酸化液产生量为 800m^3 ，洗井工业废水 1166.6m^3 ，工程共产生井下作业废水 4121m^3 。油田公司开发公司要求井下作业必须采取带罐作业，井下作业废水全部回收，采用专用废液收集罐收集后运至吉祥联合处理站污水处理系统处理。

2.3 运营期固体废弃物排放情况

运营期固体废弃物主要为含油污泥和事故状态下的落地油。

① 含油污泥

含油污泥的排放量与油井的出砂情况有关，根据类比调查，油田开采的含油污泥产生量为 $2.2 \text{t}/10^4 \text{t}$ 采出液，采出液 $5.66 \times 10^4 \text{t}/\text{a}$ 计算，含油污泥的最大产生量为 $12.5 \text{t}/\text{a}$ 。含油污泥属于《国家危险废物名录》(2016 本)“HW08 废矿物油和含矿物油废物”，送至吉祥联合站污泥暂存池暂存，定期交由有相应危险废物处理资质的单位回收、处置。

② 落地油

落地原油主要产生于油井的阀门、法兰等处正常及事故状态下的泄漏、管线破损以及井下作业产生的落地原油，属于《国家危险废物名录》（2016 本）“HW08 废矿物油和含矿物油废物”。按照单井落地原油产生量约 0.1t/a 计算，本项目运行后共 43 口油井，落地油总产生量约 4.3t/a。

根据新疆油田公司环境保护管理制度规定，不允许产生落地油。因此，本项目井下作业时带罐作业，落地油 100%回收。

2.4 运营期噪声排放情况

主要噪声源是各机泵、锅炉等，噪声级为 85~100dB（A），见表 41。

表 41 噪声源设备

序号	位置	时段	噪声源	声源强 dB（A）
1	井场	运营期	机泵	90-100
			井下作业（压裂、修井等）	80-120
2	站场	运营期	燃气锅炉	90~95
			各类机泵	90-100

2.5 运营期污染物排放情况汇总

本项目运营期污染物汇总见表 42。

表 42 运营期产排污情况汇总

项目	污染源	污染物	现有排放量	本项目产生量	本项目排放量	建成后总排放量	排放增减量	主要处理措施及排放去向
废气	燃烧烟气	NO _x （t/a）	1.55	3.3	3.3	4.85	+3.3	环境空气
		SO ₂ （t/a）	0.138	0.17	0.17	0.308	+0.17	
		烟尘（t/a）	2.03	1.1	1.1	3.13	+1.1	
	无组织挥发	烃类（t/a）	191.88	22.81	22.81	214.69	+22.81	
废水	井下废水	SS、COD、石油类、挥发酚、硫化物（10 ⁴ m ³ /a）	0	0.4121	0	0	0	采用专用废液收集罐收集后拉运至联合站废液池，经处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中有关标准后用于

								油田回注水
	采油污水	废水量 (10 ⁴ m ³ /a)	0	7.5	0	0	0	处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)中有关标准后用于油田回注水
	生活污水	SS、COD、BOD ₅ 、动植物油 (10 ⁴ m ³ /a)	0	0	0	0	0	运至吉木萨尔县污水处理厂
固体废物	油泥(砂)(t/a)		0	12.5	0	0	0	委托相应处理资质单位回收处理
	落地油(t/a)		0	4.3	0	0	0	作业单位100%回收
	生活垃圾(t/a)		0	0	0	0	0	集中收集统一清运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场填埋处理

3、退役期环境影响因素分析

退役期的环境影响主要为油田停采后进行一系列的清理工作，包括地面设施的拆除、封井、井场清理等，将产生少量扬尘、地表废弃建筑、不可移动的废弃设施、废弃管线等固体废物。

项目主要污染物产生及预计排放情况

内容 类型	排放源 (编号)	污染物名称	处理前产生浓度及产生量	排放浓度及排放量
大气 污染物	天然气锅炉	SO ₂	3mg/m ³ 0.17t/a	3mg/m ³ 0.17t/a
		NO _x	60mg/m ³ 3.3t/a	60mg/m ³ 3.3t/a
		烟尘	20mg/m ³ 1.1t/a	20mg/m ³ 1.1t/a
	无组织	烃类	22.81t/a	22.81t/a
水 污染物	采出水	石油类、SS	75000m ³ /a	0
	井下作业废水	石油类、SS	4121m ³ /a	0
固 体 废 物	含油污泥	油泥（砂）	12.5t/a	0
	落地油	落地油	4.3t/a	0
噪声	噪声污染源主要为机泵、井下作业、燃气锅炉、各类机泵，源强 80~120dB（A）			
其他				

主要生态影响(不够时可附另页)

1、占地影响

项目的实施改变了区域原有土地的使用功能和地貌景观，施工完毕后对临时占地进行平整，自然恢复。

2、土壤的影响

施工过程中机械和施工人员对土壤的开挖、碾压、践踏和施工材料的堆积等活动，将改变土壤生态环境，引起土壤有机质分解加速，降低有机质含量，改变其理化性质，不利于土地复垦。

3、对植被影响

工程建设过程中，临时占地区域将破坏现有植被。

4、野生动物影响分析

本工程的实施对野生动物的生存环境、分布范围和种群数量的影响主要分为直接影响和间接影响两个方面。直接影响主要表现为建设项目的占地，使野生动物的原始生存环境被破坏或改变；间接影响主要表现为由于植被的减少或污染破坏而引起野生

动物食物来源的减少。

随着施工人员的进驻，将不可避免的影响野生动物赖以生存的环境，但该区域内动物多为新疆广布种，以啮齿类、爬行类动物为主，由于工程占地面积较小，工期较短，且该区域替代生境较多。因此，工程施工对动物影响有限。

5、水土流失

项目的修建，都将不同程度的扰动表土，在大雨和大风天气条件下，如不采取水土保持措施，均会引发土壤侵蚀。

环境影响分析

1、施工期环境影响简要分析

本项目施工期的大气污染主要为施工过程产生的扬尘、汽车尾气。施工阶段，需频繁使用机动车辆运输建筑原材料、施工设备、器材及建筑垃圾，排出的机动车尾气主要污染物是 HC、CO、NO_x 等。

1.1 施工期扬尘对大气环境影响

本项目施工期扬尘主要来自于土方的挖掘、堆放、回填和清运施工现场及直接影响区的尘土。施工扬尘的产生及影响程度跟施工季节、施工管理和风力等气候因素有一定关系，如遇干旱大风扬尘影响则较为严重。根据类比资料，在一般气象条件下，平均风速2.6m/s的施工扬尘污染有如下特点：建筑工地内TSP浓度为上风向对照点的1.5-2.3倍；在建筑工地扬尘点下风向150m处，TSP平均浓度可达0.49mg/Nm³左右，相当于大气质量标准1.6倍。据有关研究，车辆行驶产生的扬尘占总扬尘的60%以上。扬尘的产生量及扬尘污染程度与车辆运输方式、路面状况、天气条件等因素关系密切，影响可达150-300m。如果在施工期间对车辆行驶的路面实施洒水抑尘，每天洒水4~5次，可使扬尘量减少70%左右，扬尘造成的TSP污染距离可缩小到20-50m范围。

防治措施：

- ①施工场地每天适时洒水，防止浮尘产生，在大风天气禁止作业。
- ②施工场地内运输通道及时清扫、以减少汽车行使扬尘。
- ③运输车辆进入施工场地应低速行驶，减少产生量。
- ④所有来往施工场地的扬尘物料均应帆布覆盖。
- ⑥施工场地设置1.8m围挡。

只要采取以上防治措施，可以有效的减轻扬尘对环境的影响。

本项目施工期产生的扬尘排放量较小，且施工时间较短，对周边环境影响很小。

1.2 施工期水环境影响分析

施工期对水环境的影响主要为钻井及管线施工、生活污水等对地下水的影响。

(1) 钻井对地下水环境的影响

本项目采用水基钻井液，钻井过程中采用套管与土壤隔离，并在套管与地层之间注入水泥进行固井，水泥浆返至地面，封隔疏松地层和水层；表层套管的下土深度可

有效保护地下水环境不受污染；钻井目的层与地下水处于不同层系，远远超出本区域地下水含水层深度，并且钻井期无废水产生，岩屑进入不落地系统进行处理。

因此，钻井过程中不会对所在区域地下水产生影响。

（2）生活污水

生活污水中的主要污染物为 COD、SS、氨氮等，各井场生活营地设临时防渗污水池，生活污水排入防渗污水池暂存，定期由吉木萨尔县金宗石油工程技术服务有限公司（协议见附件 6）拉运至吉木萨尔县污水处理厂。粪便排入移动旱厕内，钻井结束后均及时填埋，对环境的影响很小。

（3）管线施工对地下水的影响

本工程的管道敷设埋深为-2m，在施工过程中的辅料、废料等在降水的淋滤作用下产生的浸出液进入地下含水层，将对地下水造成不同程度的影响，其影响程度决定于下渗量及其饱和地带的厚度、岩性和对污染物的阻滞、吸附分解等自然净化能力。由于本区域降水少，且管道沿线表层土壤有一定的自然净化能力，所以管线施工对地下水的影响很小。

因此，正常的管线埋设对地下水造成影响的很小。

（4）事故状态下对地下水的影响分析

①井喷事故对地下水的影响

井喷随油藏地层压力的不同，发生概率和强度有所不同，根据现场调查，本项目油区为老区开发，地层压力小，油井自喷能力弱，发生井喷事故概率小。若发生井喷，其影响范围主要集中在生产井周围 200m×200m 范围，本项目为减少对项目区植被和地表的破坏，自井口引出两条放喷管线，并预留应急放喷池位置。发生井喷时，立即启动井控装置和防止井喷的应急预案，同时开挖应急放喷池（池体要求采取人工防渗层，防渗材料为 HDPE 防渗膜，渗透系数 $\leq 10^{-7}$ cm/s），前期井喷产生的原油从管线一端排至井场收集罐，待放喷池挖好后排至应急放喷池中，伴生气从管线另一端导入放散管点燃放空。油田采取严格的井控制度和井控措施，井喷溢流的原油和逸散的天然气可以得到很好的控制和处理，对周边环境的影响不大。

井喷事故发生时对地下水环境的影响主要是原油以面源的形式渗漏进入包气带土壤并污染地下水。污染物迁移途径为地表以下的包气带和含水层，然后随地下水流

动而污染地下水。石油类污染物主要聚积在土壤表层 1m 以内，一般很难渗入到 2m 以下。同时油田区域气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用。

因此，井喷事故中的泄漏原油不会进入地下含水层污染地下水。

②井漏事故的钻井液对地下水的影响

井漏事故对地下水的污染是钻井液漏失于地下水含水层中，由于其含 Ca、Na 等离子，且 pH、盐分都很多，造成地下含水层水质污染。钻井液漏失于地下含水层其径流型污染的范围不大，主要发生在局部且持续时间较短。钻井过程中表层套管（隔离含水体套管）固井变径后，继续钻井数百米到达目的层。表层套管内提下钻具和钻井的钻杆自重离心力不稳定，在压力下的钻杆转动对套管产生摩擦、碰撞，均有可能对套管和固井环状水泥柱产生破坏作用，使钻井液在高压循环的过程中，从破坏处进入含水层污染地下水。此外，钻井时一般使用水基坂土为主，并加入碱类添加剂，在高压循环中除形成一定厚度的粘土泥皮护住井壁以外，含碱类钻井液从固井环状水泥柱破裂处进入含水层，会对水质的硬度和矿化度的劣变起到了一定的影响。因此，推广使用清洁无害的钻井液，严格控制使用有毒有害钻井液及化学处理剂，同时严格要求套管下入深度、确保固井质量等措施，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。

③油水窜层对地下水的污染影响

钻井完井后油气窜层污染的主要原因是：下入的表层套管未封住含水层；固井质量差；工艺措施不合理或未实施。因此，为预防污染的发生和污染源的形，表层套管必须严格封闭含水层，固井质量应符合环保要求。

油田开发到中后期时，废弃井、套管被腐蚀破坏，可能会对地下水产生不利影响：报废井在长期闲置过程中，在地下各种复合作用下，固井水泥被腐蚀，套管被腐蚀穿孔，封堵井口后，油气物质失去了释放通道，会通过越流管道进入含水层，参与地下水循环。虽然此时油层几乎没有多少压力，但原油仍有进入含水层污染地下水的可能，评价区内的生产井应确保生产井的固井质量，废弃井应全部打水泥塞，并经严格的试压以防窜漏污染地下水。

1.3 声环境影响分析

施工噪声主要可分为施工机械噪声、施工作业噪声和施工车辆噪声。机械噪声主

要由施工机械所造成，如混凝土拌和噪声、框架浇筑时振捣器噪声、挖土机噪声等，多为点声源；施工作业噪声主要指一些零星的敲打声、装卸车辆的撞击声、拆卸模板的撞击声、吆喝声等，多为瞬时噪声源；施工车辆的噪声属于交通噪声。在这些施工噪声中，对声环境影响最大的是机械噪声。

根据施工现场噪声源的特点和周围环境状况，选择声源在半自由空间的距离衰减模式。

计算公式： $L_A(r) = L_{WA} - 20 \lg r - 8$

式中： $L_A(r)$ ：距声源 r m 处的等效声级 dB (A)；

L_{WA} ：噪声源的声功率级 dB (A)；

r ：噪声源距受声点的距离 m。

依据上式，计算不同噪声源在 5~200m 范围内距离衰减变化情况。

计算结果见下表 43。

表 43 主要施工设备噪声随距离衰减变化 单位：dB (A)

序号	设备名称	声压级	受声点不同距离处噪声衰变值								
			5m	10m	20m	40m	60m	80m	100m	150m	200m
1	装载机	96	74	68	62	60	52	50	48	44	42
2	挖掘机	94	72	66	60	54	50	48	46	42	40
3	推土机	95	73	67	61	55	51	49	47	43	41
4	振捣棒	98	76	70	64	58	54	52	50	46	44

由计算结果可知，施工期噪声影响范围为 150m，由现场勘查可知，项目区周边没有人员聚集区，没有敏感目标。

本项目采取以下措施，可最大限度的减少对周围环境的影响。

(1) 在施工作业中必须合理安排各类施工机械的工作时间，对不同施工阶段，按《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011) 对施工场界进行噪声控制。

(2) 控制振捣器等强噪声机械施工时间。

(3) 采用先进的低噪声施工设备，并采取围墙封闭等隔声措施。

采取上述措施后，将会有效地减轻施工期噪声对环境的影响。

1.4 施工固废对环境的影响分析

施工期固体废弃物主要包括岩屑及生活垃圾。

(1) 钻井岩屑

岩屑主要为地层岩石，本身无污染物，在水基泥浆钻井阶段，岩屑从井下带出地面后，进入不落地系统中，有效减缓了项目建设固体废物对周围环境的影响。

(2) 生活垃圾

本工程整个钻井过程生活垃圾共计 56t，垃圾收集后定期由吉木萨尔县金宗石油工程技术服务有限公司（协议见附件 6）拉运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场，不会对周围环境产生影响。

1.5 生态环境影响分析

项目对生态环境的影响主要体现在工程建设压占施工场地的土地、改变土地原来使用功能、改变局部地貌等，局部生态环境受到破坏。

① 管线施工对生态环境的影响

输油管线施工期施工范围内土壤表层进行清除，其开挖对土壤剖面造成破坏，将扰动地表结构，土壤表层的结构、生产力将受到影响，而管线的开挖、回填、压实过程不仅会改变原有的土壤层结构分布，还有可能改变土壤的理化性质。管线施工期挖土临时堆场将占用一定土地，土方开挖、临时土方堆放过程防护措施不到位可能造成水土流失。管线施工土方临时堆放会对区域景观产生一定影响，但随着施工结束土方清运完成后，施工场地恢复原貌对区域景观影响不大。

②对植被的影响：管道施工必然会对原有土壤结构形成扰动，其结果会使土壤原有的土层发生紊乱，造成生熟土和石砾混杂，团粒结构破坏，土壤毛细管断裂，从而导致土壤性质恶化，进而影响地上植被的生长。管线施工期间，施工人员的踩踏，拉运材料的车辆和重型机械的碾压会造成管道两侧表层土壤过于紧实，降低土壤的通透性和渗水性，对植物的生长会造成不良影响。

为保证管道能按设计正常敷设，在施工过程中将不可避免对施工两侧的荒漠植被造成破坏性的影响，只要在施工时能严格控制作业范围、工程结束后及时恢复平整，减小和避免工程造成的生态损失，施工期对荒漠植被的影响将是暂时性的，是可恢复的。

③对动物的影响：根据现场踏勘及有关资料的调查，拟建管网区域没有珍稀动物及大型哺乳动物，仅有一些常见鸟类存在，施工过程中开挖土方的嘈杂声及机器轰鸣

声等各种声响形成的噪声，会使鸟类的正常生活受到暂时的轻微干扰，由于油田区域内野生动物对人类活动适应性强，因此工程对其影响很小。施工期间要加强生态环境保护 and 水土保持工作。

2、运营期环境影响分析

2.1 环境空气影响分析

根据工程分析内容，本工程运营期废气为锅炉燃烧废气、非甲烷总烃挥发及车辆尾气。

结合项目位置和环境空气质量现状监测结果分析，该区域大气环境具有两个特点：地处荒草地地带，油田开发区域内无固定居民居住；各监测项目均达到相关环境标准要求，环境空气质量现状较好。

具体废气环境影响分析如下：

(1) 相变炉燃烧废气排放环境影响分析

本工程所用相变炉燃料均为天然气，燃烧后污染物排放量少，对环境影响较小。排放的 SO₂、NO_x 和烟尘符合国家《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中表 2 排放限值的要求，对周围环境造成的影响较小。

(2) 烃类无组织排放环境影响分析

本工程运行期间集输过程无组织挥发的非甲烷总烃浓度小于《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中新污染源无组织排放监控点浓度限值。井区内非甲烷总烃可以实现达标排放。另外由于项目区域扩散条件良好。

因此，油田开发后对大气环境质量影响很小。

(3) 车辆尾气

车辆行驶过程，对该区域产生间断性、不连续排放，并且汽车油料为国家合格产品，其尾气排放的污染物均符合国家标准，对周围环境不产生不利影响。

(4) 环境空气影响评价结论

本项目相变炉排放的 SO₂、NO_x 和烟尘符合国家《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中表 2 排放限值的要求，对周围环境造成的影响较小。集输过程无组织挥发的非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中新污染源无组织排放监控点浓度限值，对周围环境不产生不利影响。

项目在生产工艺中严格控制无组织挥发，可有效减少无组织烃类的排放。车辆消耗的油品属国家合格产品，且车辆排放尾气具有不连续性，对周围环境空气产生影响较小。

综上所述，本项目排放的废气对项目所在区域环境产生的影响较小。

2.2 水环境影响分析

(1) 地表水环境影响分析

由于井区内无地表水体，输油管道沿线无穿越地表水体。在油田正常开采及油气集输过程中，本项目产生的含油污水不直接向外环境排放，不与周边地表水体发生水力联系，根据《环境影响评价技术导则 地面水环境》(HJ/T2.3-93)相关要求，故不对地表水环境进行评价。

(2) 地下水环境影响分析

本区主要含水层水文地质特征如下：

白垩系含水岩组：含水层为砂岩、砾岩，富水性为贫乏-中等，一般水质较差，为咸水。

第三系含水岩组：岩性为中、粗粒砂岩、砾岩、泥岩互层，泥岩将含水的中粗粒砂岩、砾岩分隔成若干层，岩石颗粒越粗，相对富水性越好。因第三系地层在项目区内厚度很大，分布广泛，主要为承压水，为项目区内重要的含水岩组。

第四系含水岩组：岩性主要为风成沙，该套岩层基本不含水，富水特征多为潜水性质。

① 井下作业废水对地下水影响分析

本项目运行期对地下水产生污染的途径主要为渗透污染，该污染方式是导致地下水污染的普遍的方式。井场及管线的跑、冒、滴、漏和落地油和作业废水，都是通过包气带渗透到潜水含水层而污染地下水的。包气带厚度愈薄，透水性愈好，就愈造成潜水污染，反之，包气带愈厚、透水性愈差，则其隔污能力就愈强，则潜水污染就愈轻。

井下作业废水的产生是临时性的。主要是通过酸化、压裂等工序，产生一定的酸化、压裂作业废水。根据《采油废水治理工程技术规范》(HJ2041-2014)中“5.1.3 洗井、井下作业等生产、作业过程产生的废液及稠油注汽锅炉等配套设备产生的废水应

收集到具有防渗措施的设施内，经初步处理后运至采出水处理系统进行集中处理。以及采出水处理系统：通过一系列水处理设施对油田采出水（包括少量洗井、井下作业废水及采出水处理设备反冲洗排水等）进行净化处理，使其达到生产用回注水、工艺回掺水或其它用途水质要求。”结合“关于油田回注采油废水和油田废弃钻井液适用标准的复函，国家环境保护总局局函，环函[2005]125号”，中第一条：石油开采废水（包括原油脱出水、钻井以及井下作业等生产工艺生产排放水）应处理达到《碎屑盐油藏注水水质推荐指标及分析方法》规定的回注标准后回注，同时要采取切实可行的措施，防止地层污染。

本工程井下作业废水严禁直接外排，油田公司开发公司要求井下作业必须采取带罐作业，井下作业废水全部回收，采用专用废液收集罐收集后运至吉祥联合处理站污水处理系统处理。

②输油管道原油泄漏事故对地下水的影响

一般泄漏于土体中的原油可以同时向表面溢出和向地下渗透，并选择疏松位置运移。如果有足够多的原油泄漏到疏松的土体中，就有可能下渗至潜水带并在潜水带顶面扩展而形成“油饼”。

通常集输管线泄漏产生的污染物以点源形式通过土壤表层下渗进入地下含水层。因而管道泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于原油的物理性质、泄漏量、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等因素。

本项目选用耐腐蚀性能好、抗老化性能、耐热性能好、抗冻性能好、耐磨性能好的柔性复合管作为集油支线管线及注水管线，选用高强度、高压、耐腐蚀、耐结垢、摩阻系数小、保温性好、柔性好的柔性复合管作为单井集油管线，可有效的防止管线腐蚀穿孔，降低管线环境风险事故的发生。同时，油田区域气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用。因此，管道原油泄漏事故中泄漏原油不会进入地下水环境。

总之，做好管线安全监测及处理泄漏事故的应急方案是减少污染物排放、保护土壤和地下水环境的最佳方法。在管线泄漏事故状态下若能尽快关闭进出阀门，缩短油品泄漏时间，则可大大减少油品泄漏量，将事故状态下原油及采出水泄漏对地下水环境的影响控制在最小程度。

③采出水对地下水影响分析

采油污水依托联合站已建污水处理系统进行处理,处理后用于吉7井区注水开发。出口回注水水质符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)中注水水质控制指标要求,不会对地下水环境产生影响。

2.3 声环境影响分析

项目生产运营中的噪声对环境有一定影响,但属于可接受范围。根据类比《中国石油新疆油田分公司昌吉油田吉7井区梧桐沟组中深层稠油油藏常规水驱开发建设项目(第一批)竣工环境保护验收调查报告》,噪声环境昼、夜噪声值均达到《声环境质量标准》(GB3096-2008)中3类标准,没有超标现象。建设单位可在选型上尽可能选用性能稳定的低噪声设备,对噪声较大的设备采用橡胶垫、减震器等措施,尽可能对其进行隔离。

由于井区声环境影响评价范围内无人居住,周边3000m范围内无固定居住人群,所以受影响的主要为现场工作人员,噪声影响小。

2.4 固体废物影响分析与评价

运营期固体废物主要为含油污泥、井漏及管线、储罐泄漏等事故状态下产生落地原油。含油污泥属于《国家危险废物名录》(2016本)HW08废矿物油和含矿物油废物,送至吉祥联合站污泥暂存池暂存,交由有相应危险废物处理资质的单位回收、处置;原油落地后会破坏周围区域的土壤,使土壤中石油类的含量超标,土壤板结,并使区域内的植被遭到破坏,原油落地后上层能收集的原油回收送至吉祥联合站原油处理系统处理,无法收集的原油和受侵染的土壤等含油污泥属于《国家危险废物名录》(2016本)HW08废矿物油和含矿物油废物,送至吉祥联合站污泥暂存池暂存,交由有相应危险废物处理资质的单位回收、处置,不会对区域环境造成不利影响。

2.5 生态环境影响分析

(1) 占地影响

本工程总占地面积为11.7968公顷,主要为井场占地,占地类型为荒草地油区。管线铺设要占用较大面积的土地,使土壤的紧实度改变,机械作业碾压破坏了表层土壤结构,使其以松散形态堆放于地表,易引起沙化。井场道路依托钻井期简易道路,不新建道路。

项目的实施改变了区域原有土地的使用功能和地貌景观,施工完毕后对临时占地

进行平整，自然恢复。

(2) 对土壤影响

项目运行期对土壤环境的影响主要为对土壤的永久性占用，运行期内将改变土地原有利用方式。类比其他油田周围污染现状调查结果，正常工况下，油气集输过程中落地油对土壤的污染集中在表层 20cm 以上，一般多呈点片状分布，对土壤的影响仅在局部和表层，影响不大。

运营期对土壤的污染影响，主要是发生在事故条件下，如管道泄漏致使原油散落地面会有油滴落在地面。另外各类机械设备也可能出现跑、冒、漏油故障，对外环境造成油污染。在评价区内的落地油对土壤环境的影响是局部的，它受发生源的制约，主要呈点片状分布，在横向上以发生源为中心向四周扩散，距发生源越远，土壤中含油量越少。由于项目区土地类型为戈壁，基本无农牧业利用价值，这一影响不会造成目前土地利用的损失。

综上，在项目开发过程中对土壤的影响较小，累积影响较微弱，不会造成目前土地利用的损失。

(3) 对植被影响

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

油田正常运营期后，人为活动的范围缩小，将使受到破坏的地表逐渐得到自然恢复，风蚀和荒漠化影响将随着天然植被的恢复逐渐得到控制。

(4) 对野生动物影响

运营期不新增用地，占地对野生动物的影响不再增加。车辆运输和机械噪声相对施工期有所减小，对野生动物的影响也相对减小。人为活动相对施工也有所减少，人为捕杀野生动物的风险也随之降低。

运营期道路行车主要是油田巡线的自备车辆，车流量很小，夜间无车行驶，一般情况下，野生动物会自行规避或适应，不会对野生动物产生明显影响。

因此，本工程不会对野生动物产生明显影响。

2.6 运营期环境保护措施

(1) 废水污染防治措施

①本项目运行期废水主要为井下作业废水，根据《采油废水治理工程技术规范》（HJ2041-2014）中“5.1.3 洗井、井下作业等生产、作业过程产生的废液及稠油注汽锅炉等配套设备产生的废水应收集到具有防渗措施的设施内，经初步处理后运至采出水处理系统进行集中处理。以及采出水处理系统：通过一系列水处理设施对油田采出水（包括少量洗井、井下作业废水及采出水处理设备反冲洗排水等）进行净化处理，使其达到生产用回注水、工艺回掺水或其它用途水质要求。”结合“关于油田回注采油废水和油田废弃钻井液适用标准的复函，国家环境保护总局局函，环函[2005]125号”，中第一条：石油开采废水（包括原油脱出水、钻井以及井下作业等生产工艺生产排放水）应处理达到《碎屑盐油藏注水水质推荐指标及分析方法》规定的回注标准后回注，同时要采取切实可行的措施，防止地层污染。

本工程井下作业废水严禁直接外排，油田公司开发公司要求井下作业必须采取带罐作业，井下作业废水全部回收，采用专用废液收集罐收集后运至吉祥联合处理站污水处理系统处理。

②本项目输油管线选用耐腐蚀性能好、抗老化性能、耐热性能好、抗冻性能好、耐磨性能好的柔性复合管作为集油支线管线及注水管线，选用高强度、高压、耐腐蚀、耐结垢、摩阻系数小、保温性好、柔性好的柔性复合管作为单井集油管线，可有效的防止管线腐蚀穿孔，降低管线环境风险事故的发生。

③采出水

采油污水依托联合站已建污水处理系统进行处理，处理后用于吉7井区注水开发。出口回注水水质符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中注水水质控制指标要求。

(2) 废气污染防治措施

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

①采用了技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵。

②在油气集输过程中，为减轻集输过程中烃类的损失，油田开发采用密闭集输流程，非甲烷总烃无组织排放达到《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）中无组织排放监控浓度限值。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。

③对各井场的设备、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。

④罐区废气的主要成分是轻烃组分，可采取储罐罐体保温，减少罐内温差的变化，从而大大地降低了气体的蒸发损耗，罐体外表使用浅色涂层，来控制 and 减少非甲烷总烃的挥发排放。

（3）固体废物污染防治措施

本项目运行期固体废物主要为落地油，应加强监督力度，最大限度控制落地油产生，在作业井场地面铺设防渗膜，使落地油回收率达到 100%。

（4）噪声污染防治措施

①尽量选用低噪声设备。

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

③定时保养设备，避免继续经设备转动部件在无润滑条件下运转。

④切合实际地提高工艺过程自动化水平。

3、服务期满后环境影响分析

3.1 服务期满后环境空气影响分析

项目服务期满后，对完成采油的废弃井，进行封堵内外井眼，拆除井口装置，清理场地工作，在此过程中，会有少量施工扬尘产生，对环境空气产生一定影响，但由于工程量小、施工时间短，因此对环境空气影响较小。

3.2 服务期满后水环境的影响

项目服务期满后，由于井架拆除过程中不产生废水，因此对水环境不产生影响。

3.3 服务期满后声环境影响分析

项目服务期满后，由于井架拆除过程中会产生一定的施工噪声，施工噪声主要可

分为机械噪声、施工作业噪声和施工车辆噪声。机械噪声主要由施工机械所造成，如挖土机械、升降机等，多为点声源；施工作业噪声主要指一些零星的敲打声、装卸车辆的撞击声、拆卸模板的撞击声等，多为瞬时噪声。施工噪声在空旷地带的传播距离较远，影响范围可达 200m。本项目拟选场区周围空旷，无工业企业及居民住所等声环境敏感目标，项目施工对场区周围声环境质量影响不大。

3.4 服务期满后固废影响分析

项目服务期满后，井场拆除的钢制材料，可回收利用。

4、环境风险评价

4.1 评价工作等级和范围

(1) 重大危险源识别

“凡生产、加工、运输、使用或存储危险物质，且危险性物质的数量等于或超过临界量的功能单元，定为重大危险源”。

本项目涉及的易燃易爆、有毒有害物质主要为原油，根据项目组成和《危险化学品重大危险源辨识》(GB18218-2009)，在生产过程原油输送量未超过 5000t 的临界量，因此在本项目中生产过程中不存在重大危险源。

(2) 环境敏感目标

根据现场调查，项目所在区域为油田内，卫星图见图 2，环境敏感目标见表 44。

表 44 环境敏感目标表

环境要素	保护目标名称	目标	备注
环境空气	油区内工作人员	《环境空气质量标准》 (GB3095-2012)中的二级标准	
声环境	油区内工作人员	《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中 3 类标准	
生态环境	土壤	《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)(GB15618-2018)》 风险筛选值 ($5.5 < \text{pH} \leq 6.5$)	以井场、管线周围 为重点
	植被	减少植被破坏	
	水土保持	减少施工风蚀等造成水土流失	
	农田	保护 19A 平台、19B 平台、19C 平台 东侧 180m 处农田	

地下水	水量、水质	区域地下水水质不因本项目的建设而恶化，保证水质满足 GB/T14848-2017 中 III 类标准	开发井区
环境风险	油区工作人员	风险事故影响	开发井区

(3) 评价工作级别

①工作级别划分标准

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ/T169-2004)规定，风险评价的级别划分依据是基于项目存在的重大危险源及项目所在地环境敏感情况，见表 45。

表 45 评价工作级别

	剧毒危险性物质	一般毒性危险物质	可燃易燃危险性物质	爆炸危险性物质
重大危险源	一	二	一	一
非重大危险源	二	二	二	二
环境敏感地区	一	一	一	一

一级评价应按本标准对事故影响进行定量预测，说明影响范围和程度，提出防范、减缓和应急措施。

二级评价可参照本标准进行风险识别、源项分析和对事故影响进行简要分析，提出防范、减缓和应急措施。

②本项目工作级别划分及评价范围确定

根据项目涉及易燃易爆物质的开采，由重大危险源辨识可知，本工程不存在重大危险源。

前述本工程周围环境保护目标调查表明，项目周围存在的环境敏感点为油田区域工作人员。

基于上述两点，对照上表，本次评价工作级别定为二级，对事故影响进行定量预测，说明影响范围和程度，提出防范、减缓和应急措施。

项目评价范围为井场周围半径 3km 的范围。

4.2 环境风险及危害因素识别

(1) 物料风险识别

按照《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ/T169-2004)附录 A、《危险化学品重大危险源辨识》(GB18218-2009)、《职业性接触毒物危害程度分级》(GB50844-85)中涉及的有毒有害、易燃易爆物质进行危险性识别。对于中度危害以上的危险性物质

应予以识别，按照物质危险性，结合受影响的环境因素，筛选环境风险评价因子。

①有毒有害物质识别

依据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2004）和《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2009）等判定建设项目原辅料及产品中有毒有害的重大危险源。

②易燃、易爆物质识别

依据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2004）、《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2009）和《关于开展重大危险源监督管理工作的指导意见》（安全监管协调字[2004]56号）判定本项目原辅料及产品中易燃、易爆物质为：原油、天然气（表 46）。

表 46 本工程物料风险识别表

序号	物质名称	存在形态	危险性类别	危害特性
1	原油	液态	可燃甲类	微毒
2	天然气	气态	可燃甲 B	微毒

(2) 重大危险源辨识

通过类比事故调查及国内外油田开发的类比资料分析，结合本油田开发建设的油藏地质情况、开发工艺、管理水平等因素，生产过程中的事故风险主要来自于采油、油气集输等工艺环节，危害其安全的潜在危险因素主要有自然灾害、腐蚀环境、管线泄漏、错误操作、设备缺陷、设计及施工问题。

依据《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2009）给出的物质品名及其临界量，对本工程主要生产场所进行危险源辨识。

本工程重大危险源辨识的结果见表 47。

表 47 重大危险源辨识结果

评价单元	危险源单元	危险物质	临界量 (t)	在线量 (t)	是否构成重大危险源
集输单元	单井集输管线	原油	5000	11.6	否

(3) 自然灾害影响识别

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T 169-2004）中对建设项目环境风险评价主要针对建设项目建设和运行期间发生的可预测突发事件或事故，一般不包括

人为破坏及自然灾害。评价区域属于沙漠覆盖区，年平均蒸发量为 2244.0mm。根据对历年洪水情况的调查，自吉 7 油田开发以来，未发生过洪水灾害事件，亦不会对本工程井场及管线产生影响。

4.3 源项分析

源项分析是将一个工程项目的大系统分解成若干子系统，识别其中哪些物质、装置或部件具有潜在的危险来源，判断其危险类型，了解发生事故的概率，确定毒物释放量及其转移途径等。

风险评价中的源项分析是通过系统存在的潜在危险识别及其事故概率计算，筛选出最大可信事故，进而计算事故可能的危害，确定本系统的风险值，与相关标准比较，评价能否达到可接受风险水平。

(1) 最大可信事故确定

结合本项目工程状况与当地环境状况，可能发生事故的风险分析主要包括：

--井喷造成油气泄漏及火灾爆炸

井下作业过程中，发生井喷事故，会引发油气泄漏及火灾爆炸，对空气环境、水环境及生态环境造成危害，致使人员伤亡、财产损失。

--油气管线破裂造成油气泄漏

管线因腐蚀穿孔、洪水冲蚀等造成破裂，泄漏油气会对空气环境、水环境及生态环境造成危害。

--井场油气泄漏及火灾爆炸

本工程涉及的主要工艺介质包括原油和天然气。其中，原油属于甲类火灾危险性物质，井场设备因泄漏等可引起火灾或爆炸；天然气具有易燃、易爆、易扩散的特性，一旦发生泄漏，也很容易引起火灾或爆炸。造成人员伤亡、财产损失和环境污染。

根据建设项目危险物料：原油及天然气两种物质所需的生产条件、生产设施和装置、储运设施和装置等的识别，确定本项目可能发生的最大泄漏事故为长 4km 的输油管线发生全管径断裂的完全泄漏。

(2) 最大可信事故概率

《环境风险评价实用技术和方法》（胡二邦主编）一书中推荐了用于重大危险源定量风险评价的泄漏概率，见表 48。

表 48 用于重大危险源定量风险评价的泄漏概率表

部件类型	泄漏模式	泄漏概率
内径>150mm 的管道	泄漏孔径 1mm	$1.10 \times 10^{-5}/(\text{m} \cdot \text{a})$
	全管径泄漏	$8.80 \times 10^{-8}/(\text{m} \cdot \text{a})$

集油干线 2km 采用 DN300×2.5MPa（耐温 90℃）非金属管道，集油支线 2km 采用 DN250/200×2.5MPa（耐温 90℃）非金属管道，根据表 45，全管径泄漏事故的发生概率最大为 $3.52 \times 10^{-4}/\text{a}$ ，因此将 4km 集油管道发生全管径泄漏事故确定为项目的最大可信事故。

4.4 最大可信事故确定

（1）事故泄漏时间确定

项目事故应急反应时间确定主要从以下几个方面考虑：

1) 国内石油化工企业的事故应急反应时间

通过调查发现，目前国内石油化工企业事故反应时间一般在 10-30min 之间。最迟在 30min 内都能作出应急反应措施，包括切断通往事故源的物料管线，利用泵等进行事故源物料转移等。

2) 导则推荐的相关资料的应急反应时间

参考《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2004）中推荐的胡二邦主编的《环境风险评价实用技术和方法》一书，有关石油化工企业事故泄漏案例中选用的石油化工企业事故泄漏反应时间也在 30min 内。

3) 国外石油化工企业的事故应急反应时间

依据美国国家环保总署推荐的有关石油化工企业风险事故物料泄漏时间的规定，美国国际环保总署认为，石油化工企业泄漏时间一般要控制在 10min 内，储罐内物料在参与风险事故，特别是爆炸事故时物料的量要控制在总量的 10% 以内。

综合考虑到事故发生时，预计项目发生事故时需要的应急反应时间要留有一定的余量。即使本项目较国内一般石油化工企业的设备、控制技术先进，但还是需要留有一定的余量。本工程确定的事故应急反应时间为 30min。

（2）泄漏源强预测

依据《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2009）和《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2004）中规定的易燃物质临界量，结合装置中驻留危险、易燃

物料的主要工艺设备的工艺参数、危险物料驻留量及其危险类型，采用《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ/T169-2004)中推荐的有关方法确定最大可信事故的源强。

本工程采油井井流物经单井集油管线输送至计量站，再由集油支线进入集油干线最终输送至吉祥油田联合处理站。在管道集输过程中，管道因长期输送原油会发生腐蚀、穿孔而泄漏，或因材料缺陷及施工、焊接质量问题使管道发生泄漏，或因地层发生变化而导致泄漏。根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ/T169-2006)中有关液体的泄漏公式进行确定。液体泄漏速率 QL 用柏努利方程计算出本工程管线的泄漏量见表 49。

表 49 集输管线泄漏事故泄漏量统计

事故源项	裂口形状	最大裂口面积 m ²	泄漏速度 kg/s
集输管线全管径泄漏	圆形	0.002	95.05
假设连续泄漏 30min 后可有效得到控制，则泄漏量为 171.09t。			

集输管道中是油水的混合物，平均含水率约为 35%，其发生泄漏后原油的泄漏量为 111.21t。

(3) 火灾污染源强预测

发生火灾时，火焰燃烧温度高、火势蔓延迅速，对火源周围的人员、设备、建筑物构成极大的威胁。由于油品燃烧会产生 CO 等有毒有害物质，这些有毒、有害物质均有可能引起人员中毒、窒息事故的发生，危害人身健康，并随着大气扩散影响下风向环境空气质量。

油品燃烧产生污染物计算具体如下：

1) 油品燃烧产生 CO 量计算公式

燃烧产生的 CO 量可按下式进行估算：

$$G_{CO}=2.33 \times q \times C \times Q$$

式中：G_{CO}——燃烧产生的 CO 量 (t)；

C——燃烧中碳的质量百分比含量 (%)，在此取 85%；

q——油品中碳不完全燃烧率 (%)，在此取 25%；

Q——参与燃烧的油品量 (t)。

2) 油品燃烧产生烟尘量计算公式

燃烧产生的烟尘量按以下公式计算：

$$G_c = Q \times C \times q \times \eta$$

式中：G_c——烟尘的产生量（t）；

Q——参与燃烧的油品量（t）；

C——燃烧中碳的质量百分比含量（%），在此取 85%；

η——燃烧产生烟尘率（%），在此取 50%；

q——油品中碳不完全燃烧率（%），在此取 25%。

经过计算，该项目集输管线的原油发生火灾事故的源强见表 50。

表 50 原油发生火灾事故源强

风险类别	污染物名称	源强（t）	排放规律
集输管线泄漏	CO	76	连续排放
	烟尘	16.32	

4.5 环境风险影响后果及计算

根据源项分析，集输管线油品的泄漏量分别为 111.21t。假定发生泄漏，泄漏的液体无蒸发，并已充分蔓延、地面无渗透，则根据泄漏的液体量和地面性质计算最大池面积：

$$S = \frac{W}{H_{\min} \rho}$$

式中：S——最大池面积，m²；

W——泄漏的液体量，kg；

H_{min}——最小油厚度，最小油厚度取 0.025m（粗糙地面）；

ρ——油的密度，841.8kg/m³；

由上述公式计算得出：油品泄漏后漫流面积为 5284.39m²。影响范围内的植被、土壤、大气将受到不同程度的影响，需采取相应措施进行恢复。

1) 对土壤的影响

泄漏原油在进入土壤后会发生分散、挥发和淋滤等迁移转化过程。

--分散

在事故性泄漏情况下，被污染土壤的面积取决于很多因素。如泄漏量、事故发生时的环境温度、油品粘度、地面形状、土壤孔隙度等是主要因素；而地表粗糙度、植

被和天气情况也可成为影响泄漏油分布的重要因素。

--挥发

渗透到地表下疏松土壤中的挥发性烃类其蒸发损失是有限而缓慢的。

--淋滤

油在无污染的土壤中运动，一般以多相流的形式出现；随着烃类被风化作用和生物降解作用乳化、增溶，该系统以接近于单一的水相流动。

土壤对油的吸收能力是变化的，但明显低于其蓄水能力。据资料分析，在排水良好的农业土壤中，吸收的油类至多只相当于其含水能力的 1/3。油被吸附到土壤的有机质上面，对油的暂时固定起着重要的作用。

原油管道腐蚀会造成原油泄漏，这种情况相当于向土壤中直接注入原油。泄漏的大量原油进入土壤环境中后，会影响土壤中的微生物生存，造成土壤盐碱化，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物的含量。

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

2) 对植被的影响

土壤被油类污染后，对植被的影响方式非常复杂，既涉及接触毒性，又涉及间接有害效应。油类物质中的低沸点成分对植物嫩芽和根系的脆弱部分有很大的接触毒性，但对乔木和灌木的木质部分影响很小。

——接触毒性危害

接触毒性主要是低沸点烃类物质对植物细胞的类脂膜结构的溶解作用，每类化合物的毒性都随着分子极性的增大而增大，随着分子量的增大而减小。油品低沸点组分较易通过蒸发和淋滤从潮湿但排水良好土壤中的生物活性表层中清除掉，所以这些组分的影响是短期的。

——间接有害影响

土壤中油类物质污染对植被的间接影响一般为植物根系中氧缺乏（因为烃被微生

物降解时消耗了土壤中的氧)。这种缺氧条件可促使生物产生对植物有害的化合物,微生物还要与植物竞争无机养分。油品组分也会改变土壤的物理结构,降低其储存水分和空气的能力。所有这些不利影响既可以立即表现出来,也可在污染油被生物降解时表现出来。中等规模的油品类泄漏,其生物降解一旦结束,上述不利影响就会消失,这是因为土壤的有机质和结合氮都有所增加的缘故。

4.6 风险可接受水平分析

(1) 风险计算

1) 风险值计算原则

风险值是风险评价的表征量,与事故的发生概率和事故危害程度相关,按下式计算:

$$\text{风险值} \left(\frac{\text{后果}}{\text{时间}} \right) = \text{概率} \left(\frac{\text{事故数}}{\text{单位时间}} \right) \times \text{危害程度} \left(\frac{\text{后果}}{\text{每次事故}} \right)$$

在具体计算各风险源事故风险值时,具体按照以下公式计算:

风险值 (人死亡·a⁻¹) = 半致死百分率区人口数 × 50% × 事故发生概率 × 不利天气出现概率

2) 风险值计算结果

① 概率值

本次评价中,该项目发生的最大可信事故主要为泄漏。本工程集油管线发生全管径泄漏的概率为 3.52×10⁻⁴/a。

② 危害程度

国内近年工矿企业和其它事故的部分死亡统计结果见表 51。

表 51 国内部分工矿企业和其他事故死亡率

类型	人死亡·a ⁻¹	
	行业人数	社会人数
工矿企业	1.41×10 ⁻⁴	/
石油化工	0.40×10 ⁻⁴	/
化工	1.12×10 ⁻⁴	/
铁路运输	/	0.10×10 ⁻⁴
道路交通	/	1.10×10 ⁻⁴
上海工矿企业	0.59×10 ⁻⁴	/
上海道路交通	/	0.52×10 ⁻⁴

依据表中国内石油化工企业事故死亡率,确定本次评价的事故危害程度为

0.40×10^{-4} (人死亡·a⁻¹)。

③风险值计算

集输管线泄漏风险值 = 泄漏发生概率 × 死亡人数

$$= 3.52 \times 10^{-4} \times 0.40 \times 10^{-4}$$

$$= 1.41 \times 10^{-8} \text{ (人死亡·a}^{-1}\text{)}$$

(2) 项目风险可接受水平

1) 风险标准值

石油工业为高风险行业，各国石油工业可接受风险值及推荐值见表 52。

表 52 石油工业可接受风险值 (死亡/a)

行业参考值	建议标准值
美国 7.14×10^{-5}	1.0×10^{-4}
英国 9.52×10^{-5}	
中国 8.81×10^{-5}	

2) 风险可接受水平分析

依据环境风险评价技术导则要求，风险可接受分析采用最大可信事故风险值 R_{max} 与同行业可接受风险水平 R_L 比较：

$R_{max} \leq R_L$ ：认为本项目的环境风险水平是可以接受的；

$R_{max} > R_L$ ：需要进一步采取环境风险防范措施，以达到可接受水平；否则不可接受。

集油管线泄漏风险值： 1.41×10^{-8} 人死亡·a⁻¹ < 1.0×10^{-4} 死亡·a⁻¹；

由以上分析可知，本工程发生泄漏的风险水平为可接受。

4.7 风险事故防范及应急处理措施

(1) 风险事故防范措施

1) 井场风险防范措施

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

②井场内所有设备、管线均应做防雷、防静电接地。

③安装火灾设备检测仪表、消防自控设施。

2) 管道风险防范措施

①施工阶段的事故防范措施

--集输管线敷设前，应加强对管材质量的检查，严禁使用不合格产品。在施工过程中加强监理，确保施工质量。

--在集输管线的敷设线路上设置永久性标志，包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等。

--建立施工质量保证体系，提高施工检验人员水平，加强检验手段。

--选择有丰富经验的单位进行施工，并对其施工质量进行监理。

②运行阶段的事故防范措施

--严格控制油品质量，定期清管。

--加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

--定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段及时更换，消除爆管的隐患。

--定期检查管道安全保护系统，在发生泄漏事故时能够及时处理。

--加大巡线频率，提高巡线有效性，发现对管道安全有影响的行为，及时制止、采取相应措施并向上级报告。

--按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生。

--建设井场的环境保护工程，及时清除、处理各种污染物，保持安全设施的完好，杜绝火灾的发生。

③管理措施

--在管道系统投产运行前，应制订出供正常、异常或紧急状态下的操作手册和维修手册，并对操作、维修人员进行培训，持证上岗。

--制订应急操作规程，在规程中说明发生管道事故时应采取的操作步骤。

--规定抢修进度，限制事故的影响，说明与人员有关的安全问题。

--定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。

--提高职工安全意识，识别事故发生前异常状态，并采取相应措施。

--对重要的仪器设备有完善的检查项目和维护方法；按计划进行定期维护；有专门档案（包括维护记录档案），文件齐全。

④原油泄漏事故防范措施

--所有风险敏感目标区段的管道设计均要符合《输油管道工程设计规范》

(GB50253-2003) 的要求。

--加强《石油天然气管道保护条例》的宣传力度，普及原油管道输送知识，发现问题及时报告。

--选用耐腐蚀性能好、抗老化性能、耐热性能好、抗冻性能好、耐磨性能好的柔性复合管作为集油支线管线及注水管线，选用高强度、高压力、耐腐蚀、耐结垢、摩阻系数小、保温性好、柔性好的柔性复合管作为单井集油管线，可有效的防止管线腐蚀穿孔，降低管线环境风险事故的发生。

--按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止原油泄漏事故的发生。

--建设井场的环境保护工程，及时清除、处理各种污染物，保持安全设施的完好，杜绝火灾的发生。

--确保各装置的安全距离，构筑物区域内设置接地装置，定期检测设备接地电阻及防雷设施。

--按规定配置齐全各类消防设施，并定期进行检查，保持完好可用。

--操作中必须使用防爆工具，严禁用铁器敲打管线、阀门、设备。

--制定事故应急预案，配备适当的抢修、灭火及人员抢救设备。

(2) 风险事故应急处理措施

1) 管道事故应急措施

管道事故风险不可能绝对避免，这就要求在预防事故的同时，为可能发生的故事制定应急措施，使事故造成的危害减至最小程度。

①按顺序停泵或关井

在管道发生断裂、漏油事故时，按顺序停泵或关井。抢修队根据现场情况及时抢修，做好安全防范工作，把损失控制在最小范围内。

②回收泄漏原油

首先限制地表污染的扩大。油受重力和地形的控制，会流向低洼地带，应尽量防止泄漏石油移动。在可能的情况下应进行筑堤，汇集在低洼坑中的地表油，用车及时进行收集，将严重污染的土壤集中处理。

③挖坑应急

因地制宜地采取有效措施清除土壤油浸润体中的残油，减轻土壤污染。

--挖坑撇油：在漏油点附近挖坑进行撇油。

--挖沟截油：根据原油以漏油点为点源向下游迁移扩散为主的特点，在漏油点下游的 10m~30m 处，根据漏油量的大小挖 2~3m 深的两条水平截油沟，一撇二排，以加速土壤油浸润体中残油的外泄，减小事故影响范围。

2) 井场风险防范措施

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

②井场内所有设备、管线均应做防雷、防静电接地。

③安装火灾设备检测仪表、消防自控设施。

④在可能发生原油泄漏或油气积聚的场所应按照《石油化工企业可燃气体和有毒气体检测报警设计规范》(SH 3063-2009)的要求设置可燃气体报警装置。

⑤加强设计单位相互间的配合，做好衔接，减少设计失误。

4.8 应急预案

(1) 应急工作原则

①以人为本，减少危害。一切把保障员工和公众的生命和健康作为首要任务，调用所需资源，采取必要措施，最大程度地减少突发事件及其造成的人员伤亡和环境危害。

②统一领导，分级负责。建立健全环境突发事件应急体制，落实应急职责，实行应急分级管理制度，充分发挥各级应急机构的作用。

③依法规范，加强管理。依据国家有关环保法律法规和中国石油管理制度，在应急工作中，本着对国家、社会、员工和公众环境质量以及高度负责的态度，加强应急管理，使应急工作规范化、制度化、法制化。

④快速反应，协同应对。建立快速应急反应机制，充分利用社会应急资源，实现组织、资源、信息的有机整合，形成统一指挥、反应灵敏、功能齐全、协调有序、运转高效的应急管理机制。

⑤依靠科技，提高素质。利用先进的环境监视、监测、预警、预防和应急处置等技术及装备，充分发挥专家队伍和专业人员的作用，提高处置突发事件的科技含量和指挥水平，避免发生次生、衍生事故；加强宣传和培训教育工作，提高广大员工自救、互救和应对各类突发事件的综合素质。

(2) 突发事件总体应急预案

环境突发事故专项应急预案是为应对发生环境突发事件而制订的应急预案。

环境突发性事件单项预案是针对一些单项、突发的紧急情况所涉及的具体行动计划而制订的应急预案。

应急预案体系，包括总体应急预案、专项应急预案（环境突发事件应急预案）、二级单位应急预案和基层单位应急预案。

突发事件总体应急预案框架见图 15（总体应急预案框架图），专项应急预案框架见图 16（专项应急预案框架图）。

以上应急预案由新疆油田公司、新疆油田公司准东采油厂负责制定、颁布和实施。

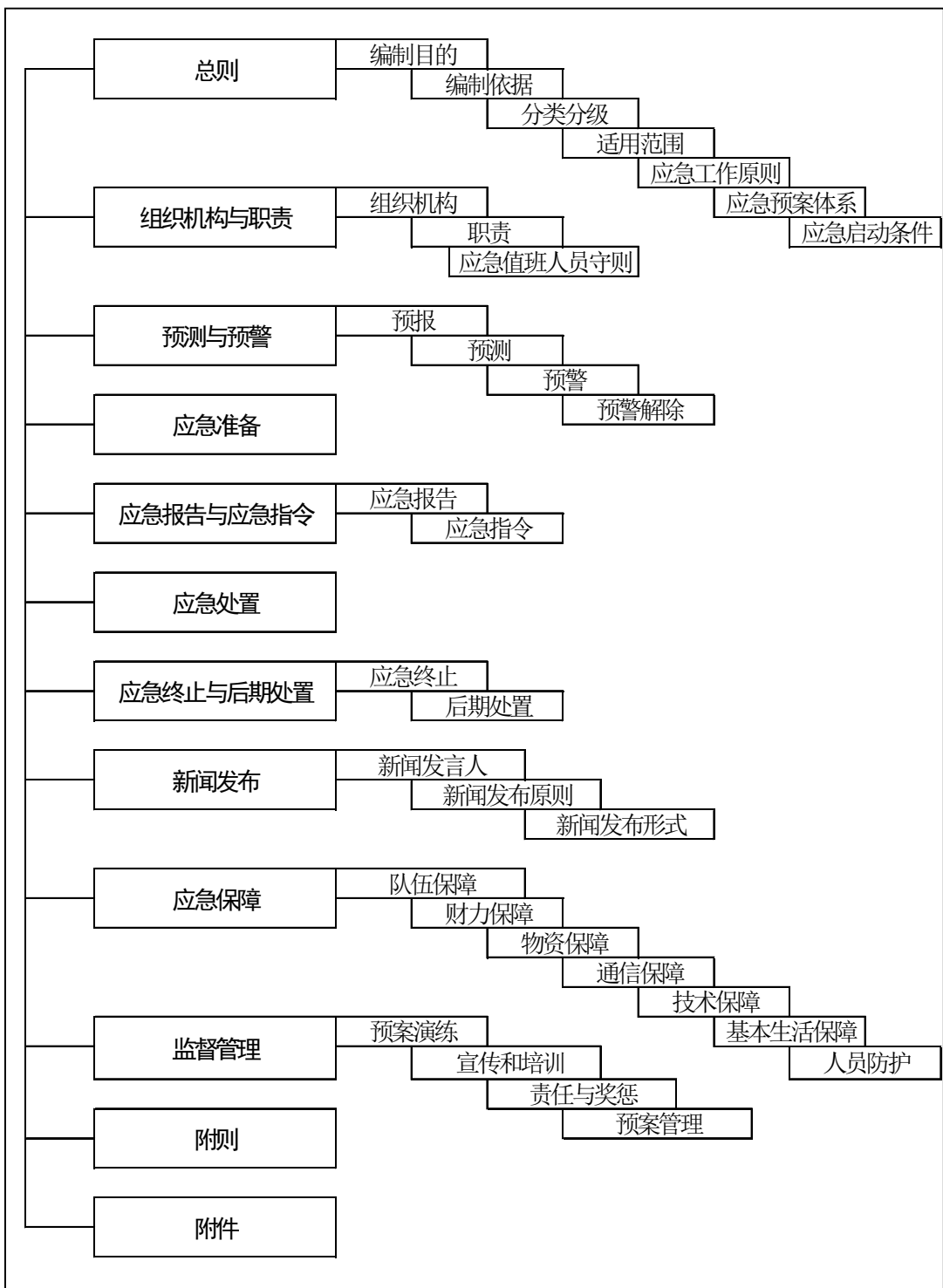


图 15 总体应急预案框架图

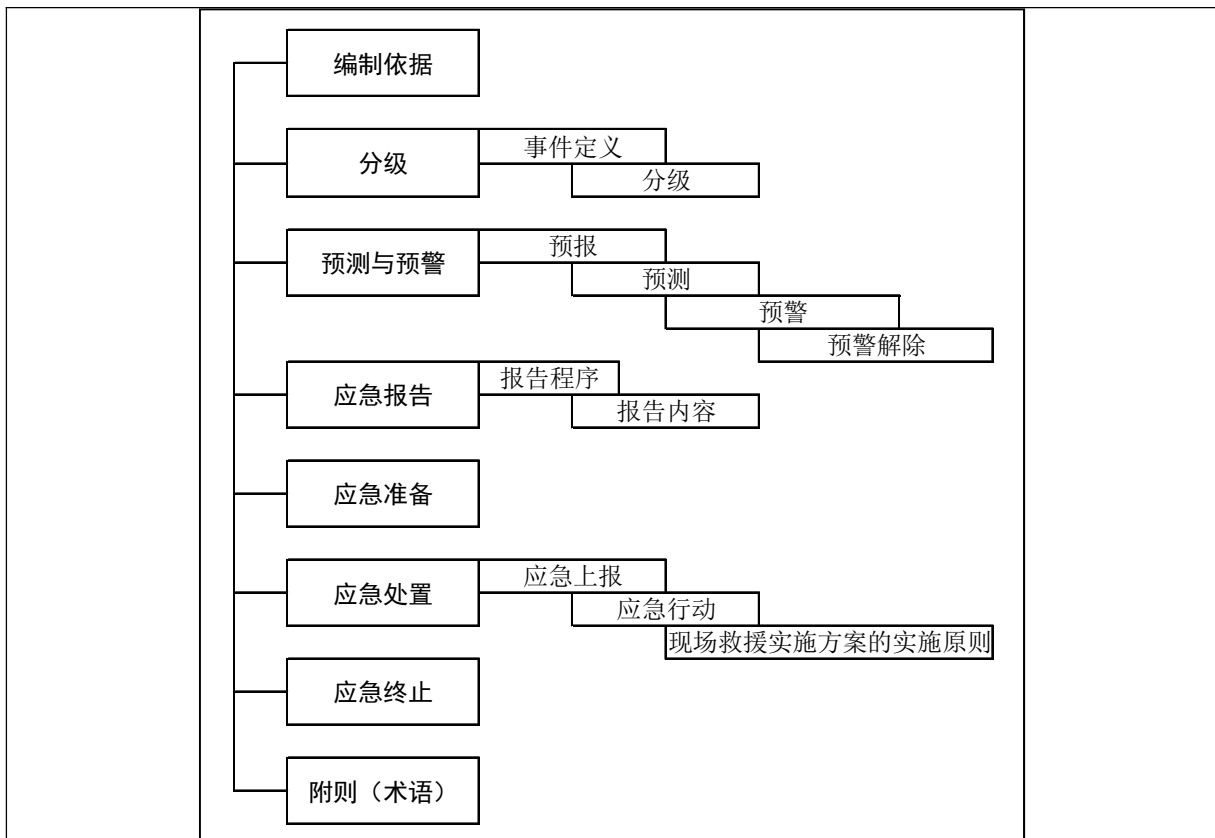


图 16 专项应急预案框架图

①应急计划区

从可操作性出发，以项目区为重点，涵盖所有危险区域，再依据危险源各自的特性进行有层次、有针对性地逐一分别进行应急预案的制定。针对本工程开发特点，本工程应急计划区应包括井场、集输管道。

在井场，环境保护目标为周围人群和地下水等。

集输管线装置主要为管道本身，环境保护目标为周围人群、地下水。

②组织机构与职责

本工程应急机构由新疆油田公司准东采油厂经理为第一负责人，主管环保安全工作的副经理为直接责任人，下设办公室、指挥中心、应急保障中心、专业抢险中心、信息联络中心、后勤保障中心和善后处理部门。

在指制定预案时，必须明确细化各部门的职责，人员组成，必须保障每一个部门的人员具有足量、专业和参加演练经历，各部门之间的工作必须协调统一，确保工作的时效性。

③应急环境监测、抢险救援及控制措施

发生环境事故时，应由专业队伍负责对事故现场进行侦察监测、抢救和救援，并配合当地环保、安全监察部门做好事故的定性、可能引起的环境风险事故评估等工作，提出避免进一步环境影响的有效方法，及时疏散可能受环境事故威胁的人员程序方案，供决策部门参考。

④应急检测防护措施

根据事故现场检测结果，划定事故现场区域以及邻近区域、控制区域的范围，根据事故特征制定相应污染防治措施，贮备相应除污措施和防护设施。

⑤人员撤离疏散

按照事故级别和划定的事故控制区域等，对区域工作人员进行有组织、有秩序的撤离疏散，确定事故撤离疏散通道和方式，确定医疗救护中心位置和救护方案，制定监测人体健康计划。

⑥事故应急关闭程序

制定事故状态结束后对环境背景值进行必要的监测计划，提供解除事故的可靠依据，根据事故级别上报有关部门终止应急状态程序，解除事故警戒。

（3）应急培训计划

制定员工的风险事故教育和培训计划，不定期按照应急预案内容组织演练，及时修订、补充教育和培训计划内容。

（4）公众教育和信息

按照有关要求，对工程环境风险可能影响区域进行信息公开，并组织教育、培训和自我防护措施。在发生事故后，第一时间发布准确信息，使公众了解事故真相，避免不准确信息误导公众和造成不良社会影响。

（5）应急预案与当地政府的衔接和联动

本工程风险事故的发生影响主要是事故下对周边环境的影响以及火灾、爆炸后对周边植被的影响。为此，在项目投产营运前，企业应与地方政府进行沟通，确认昌吉州、吉木萨尔县政府是否有应急预案，以便在事故发生后，企业在从启动应急预案-事故控制处理-结束的整个过程中，更好地与当地政府做好衔接和联动。

建设单位的环境污染事故的应急预案应报当地各政府部门备案。

4.9 小结

本油田在开发过程中，由于人为因素或自然因素的影响，可能导致发生原油泄漏事故，甚至发生火灾等给环境带来严重污染。通过分析，本建设项目发生环境风险事故的最大可信事故为集输管线泄漏及火灾。

集输管线油品泄漏后漫流面积分别为 5284.39m²。影响范围内的植被、土壤、大气将受到不同程度的影响，需采取相应措施进行恢复。

因此在设计和施工期间应严格按照新疆油田公司准东采油厂提出的要求实施，施工时严格执行新疆油田公司准东采油厂提出的对现有油区设施保护的要求。

根据以上分析，在严格管理且制订相应风险防范措施的基础上，可将本工程的环境风险控制在可接受的范围之内。

5、清洁生产分析

石油天然气开采业建设项目清洁生产分析指标主要包括生产工艺与装备要求、资源能源利用指标、污染物产生指标、废物回收利用指标和环境管理要求等。根据国家发展改革委、工业和信息化部 2009 年联合发布的《石油天然气开采行业清洁生产评价指标体系》（试行）对本项目的清洁生产水平进行评价。

（1）评价指标体系

清洁生产评价指标体系由相互联系、相对独立、互相补充的系列清洁生产评价指标所组成的，是用于评价清洁生产绩效的指标集合。根据清洁生产的原则要求和指标的可度量性，评价指标体系分为定量评价和定性要求两大部分。

--定量评价指标

选取有代表性的、能反映“节约能源、降低消耗、减轻污染、增加效益”等有关清洁生产最终目标的指标，建立评价模式；通过对比各项指标的实际达到值、评价基础值和指标权重值，经过计算和评分，综合考评清洁生产的状况和水平。

--定性评价指标

根据国家有关推行清洁生产的产业发展和技术进步政策、资源环境保护政策规定以及行业发展规划选取，用于定性考核建设单位对有关政策、法规的符合性及清洁生产工作实施情况。

（2）评价依据

在定量评价指标体系中，各指标的评价基准值是衡量该项指标是否符合清洁生产基本要求的评价基准。本评价指标体系确定各定量评价指标的评价基准值的依据是：

--凡国家或行业在有关政策、规划等文件中对该项指标已有明确要求的，执行国家要求的数值。

--凡国家或行业对该项指标尚无明确要求值的，则选用国内重点大中型油气勘探开发企业近年来清洁生产所实际达到的中上等以上水平的指标值。

--定量评价指标体系的评价基准值代表行业清洁生产的平均先进水平。在定性评价指标体系中，衡量该项指标是否贯彻执行国家有关政策、法规的情况，按“是”或“否”两种选择来评定。

（3）权重分值

清洁生产评价指标的权重值反映了该指标在整个清洁生产评价指标体系中所占的比重。它原则上是根据该项指标对油气勘探开发企业清洁生产实际效益和水平的影响程度大小及其实施的难易程度来确定的。

（4）评价指标

评价指标分为定量指标和定性指标。定量指标和定性指标又分为一级指标和二级指标。一级指标为普遍性、概括性的指标；二级指标为反映油气勘探开发企业清洁生产各方面具有代表性的、易于评价考核的指标。定量评价的二级指标从其数值情况来看，可分为两类情况：一类是该指标的数值越低（小）越符合清洁生产要求（如物料消耗量、取水量、综合能耗、污染物产生量等指标）；另一类是该指标的数值越高（大）越符合清洁生产要求。因此，对二级指标的考核评分，根据其类别采用不同的计算模式。

在行业评价指标项目、权重及基准值中未出现的指标，按照最高值进行确定，即清洁生产具有较高水平。

采油和集输作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值见表 51、表 52。

（5）评价指标考核评分计算

1) 定量评价考核总分值计算

① 单项评价指数计算

对指标数值越高（大）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

$$S_i = S_{xi} / S_{oi}$$

对指标数值越低（小）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

$$S_i = S_{oi} / S_{xi}$$

式中： S_i —第 i 项评价指标的单项评价指数。

S_{xi} —第 i 项评价指标的实际值。

S_{oi} —第 i 项评价指标的评价基准值。

本评价指标体系各二级指标的单项评价指数的正常值一般在 1.0 左右，但当实际数值远小于（或远大于）评价基准值时，计算得出的 S_i 值就会越大，计算结果就会偏离实际，对其他评价指标的单项评价指数产生较大干扰。为了消除这种不合理影响，应对此进行修正处理。修正的方法是：当 $S_i > k/m$ 时（其中 k 为该类一级指标的权重值， m 为该类一级指标中实际参与考核的二级指标的项目数），取 S_i 值为 k/m 。

表 53 钻井作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

		定量指标				本项目	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	评分
(1) 资源和能源消耗指标	30	占地面积	2m	15	符合行业标准要求	符合	15
		新鲜水消耗	t/100m 标准进尺	15	≤25	11.28	15
(2) 生产技术特征指标	5	固井质量合格率	%	5	≥95%	100	5
(3) 资源综合利用指标	30	钻井液循环率	井深 2000m 以下； 2000m~3000m； 3000m 以上	10	≥40%； ≥50%； ≥60%	95	10
		柴油机效率	%	10	≥80	≥85	10
		污油回收率	%	10	≥90	100	10
(4) 污染物产生指标	35	钻井废水	t/100m 标准进尺	10	甲类区：≤30； 乙类区：≤35	11.28	10
		废弃钻井液	m ³ /100m 标准进尺	10	≤10	0	10
		采油机烟气	-	5	符合排放标准要求	符合	5
		石油类	mg/l	5	≤10	0	5
		COD	mg/l	5	甲类区：≤100；	0	5

					乙类区: ≤150		
定性指标							
一级指标	指标分值	二级指标			指标分值	本项目评分	
(1) 原辅材料	15	钻井液毒性	可生物降解或无毒钻井液		10	10	
		柴油消耗	具有节油措施		5	5	
(2) 生产工艺及设备要求	30	钻井设备	国内领先		5	5	
		压力平衡技术	具备欠平衡技术		5	0	
		钻井液收集设施	配有收集设施, 且使钻井液不落地		5	5	
		固井设备	配备振动筛、除气器、除泥器、除砂器、离心机固控设备		5	5	
		井控措施	具备		5	5	
		有无防噪措施	有		5	5	
(3) 管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过认证			10	10	
		开展清洁生产审核, 并通过验收			20	20	
		制定节能减排工作计划			5	5	
(4) 贯彻执行环境保护法规的符合性	20	废弃钻井液处置措施满足法规要求			10	10	
		污染物排放总量控制与减排措施情况			5	5	
		满足其他法律法规要求			5	5	

表 54 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本项目	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	评分
(1) 资源和能源消耗指标	30	作业液消耗	m ³ /井次	10	≤5.0	0	10
		新鲜水消耗	m ³ /井次	10	≤5.0	0	10
		单位能耗	-	10	行业基本水平	基本水平	10
(2) 生产技术特征指标	20	压裂放喷返排入罐率	%	20	100	100	20
(3) 资源综	20	落地原油回收利用率	%	10	100	100	10

合利用指标		生产过程中排出物利用率	%	10	100	100	10
(4) 污染物产生指标	30	作业废液量	m ³ /井次	10	≤3.0	27.13	0
		石油类	mg/l	5	甲类区: ≤10; 乙类区: ≤50	10	5
		COD	mg/l	5	甲类区: ≤100; 乙类区: ≤150	0	5
		含油污泥	kg/井次	5	甲类区: ≤50; 乙类区: ≤70	0	5
		一般固体废物(生活垃圾)	kg/井次	5	符合环保要求	0	5
定性指标							
一级指标	指标分值	二级指标			指标分值	本项目评分	
(1) 生产工艺及设备要求	40	防喷措施		具备	5	5	
		地面管线防刺防漏措施		按标准试压	5	5	
		防溢设备(防溢池设置)		具备	5	5	
		防渗范围		废水、使用液、原油等可能落地处	5	5	
		作业废液污染控制措施		集中回收处理	10	10	
		防止落地原油产生措施		具备原油回收设施	10	10	
(2) 管理体系建设及清洁生产审核	40	建立 HSE 管理体系并通过验证			15	15	
		开展清洁生产审核			20	20	
		制定节能减排工作计划			5	5	
(5) 贯彻执行环境保护法规的符合性	20	满足其他法律法规要求			20	20	
表 55 采油(气)定量评价指标项目、权重及基准值							
定量指标						本项目	

一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	评分
(1) 资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 采出液	30	稀油: ≤65 稠油: ≤160 天然气: ≤50	25.25	30
(2) 资源综合利用指标	30	余热利用率	%	10	≥60	0	0
		油井伴生气回收利用率	%	10	≥80	84	10
		含油污泥资源化利用率	%	10	≥90	100	10
(3) 污染物产生指标	40	石油类	%	5	≤10	0	5
		COD	%	5	甲类区: ≤100; 乙类区: ≤150	0	5
		落地原油回收利用率	%	10	100	100	10
		采油废水回用率	%	10	≥60	100	10
		油井伴生气外排率	%	10	≤20	16	10
定性指标							
(1) 生产工艺及设备要求	45	井筒质量			井筒设施完好	5	5
		采气	采气过程醇回收设施	10	套管气回收装置	10	8
			天然气净化设施先进、净化效率高	20		采油	防治落地原油产生措施
		集输流程			全密闭流程, 并具有轻烃回收装置	10	8
(2) 管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过验证				10	10
		开展清洁生产审核				20	20
		制定节能减排工作计划				5	5
(3) 环保政策法规执行情况	20	建设项目“三同时”执行情况				5	5
		建设项目环境影响评价制度执行情况				5	5
		污染物排放总量控制与减排措施情况				5	5
		老污染源限期治理项目完成情况				5	5
②定量评价考核总分值计算							

定量评价考核总分值计算的计算公式为：

$$P1 = \sum_{i=1}^n S_i \cdot K_i$$

式中：p₁-定量评价考核总分值；

n-参与定量评价考核的二级指标项目总数；

S_i-第 i 项评价指标的单项评价指数；

K_i—第 i 项评价指标的权重值。

(2) 定性评级指标的考核评分计算

定性评级指标的考核总分值的计算公式为：

$$P2 = \sum_{i=1}^n F_i$$

式中：P₂-定性评价二级指标考核总分值；

F_i-定性评价指标体系中第 i 项二级指标的得分值；

N-参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

(3) 综合评价指数考核评分计算

综合评价指数考核总分值的计算公式为：

$$P=0.6P_1+0.4P_2$$

式中：P-清洁生产综合评价指数；

P₁-定量评价考核总分值；

P₂-定性评价二级指标考核总分值。

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况，不同等级的清洁生产企业的综合评价指数见表 56。

表 56 石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

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

由表 55~56 计算可得：

钻井作业：定量指标 100 分，定性指标 95 分，综合评价 98 分。

井下作业：定量指标 90 分，定性指标 100 分，综合评价 92 分。

采油和集输：定量指标 90 分，定性指标 100 分，综合评价 94 分。

根据综合评价指数得分判定，本工程清洁生产企业等级为：清洁生产先进企业。本工程采用的清洁生产技术遵循“减量化、再利用、资源化”的原则。开发各阶段、各作业环境均采取了避免和减缓不利环境影响的措施，高效利用并节约使用各类能源、资源（水、土地等）；使用油气开发效率高的先进工艺技术与设备；制定了合理有效的废物管理方案，采用源削减技术，减少了污染物的产生量，实现了废物的循环利用与资源化利用。

7、环保投资

项目总投资 29240 万元，环保投资约 1560 万元，占总投资的 5.34%。本工程环保投资估见表 57。

表 57 环境保护投资估算

阶段	项目名称	环保措施	投资（万元）
施 工 期	施工营地生活垃圾	清运至吉木萨尔县垃圾填埋场	3
	施工废水、固废	不落地处理系统	1000
	施工营地生活污水	在营地防渗污水池暂存，由吸污车运至吉木萨尔县污水处理厂处理	20
	站场、道路和管线施工产生的施工扬尘	粉状材料及临时土方等在井场堆放应采取覆盖防尘布；管线分段施工，缩短施工时间；施工结束后尽快对施工场地进行恢复平整。	25
	井口防喷	井口防喷器	200
运 营 期	无组织挥发油气	选用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等与站场、管线同步建设	200
	防渗膜铺装	修井及井下作业过程中铺设防渗膜	20
	含油污泥	交 HW08 类危废处置单位处理	30
	采出水、井下作业废水	由罐车送至吉祥联合站污水处理系统处理	20
	井场、站场噪声	采用低噪声设备、基础减震、隔声等	10
退 役 期	地面构筑物、管线拆除产生的施工扬尘	严格按国家环保部《防治城市扬尘污染技术规范》的要求采取各项防尘抑尘措施	16
	建筑垃圾	清运至垃圾填埋场填埋	16
		合计	1560

8、环境管理及环境监测

8.1 环境管理

(1) 施工期 HSE 管理体系

1) HSE 方针和目标

本项目开发建设的施工作业队伍应遵循以下 HSE 方针和目标。

①各项活动都遵守国家及地方政府颁布的各种适用的法律、法规、标准、准则和条例，同时满足建设单位对健康、安全和环境的有关要求。

②参加施工作业的全体员工首先通过教育、培训，提高环境意识，认识到健康、安全与环境问题的重要性，认识到项目建设对环境可能造成的影响；通过教育、培训，提高保护环境的能力。

③将 HSE 管理体系作为施工单位管理制度的重要组成部分，把环境保护管理工作贯穿于施工的全过程，使各种环境影响降到最低限度。

④在施工期间，尽可能做到不毁坏施工作业面附近的生态环境，施工完后尽快平整受影响区域，自然恢复。

⑤加强施工作业营地管理，作业和生活产生的污水、垃圾、废弃物要集中处理，不乱扔乱排。

⑥对施工单位 HSE 管理情况进行定期检查、审核，发现问题及时纠正，做到 HSE 管理体系的持续改进。

2) 组织机构和职责

①组织机构

本项目施工期间的 HSE 管理机构实行逐级负责制，上设项目经理，项目经理下面设置 HSE 部门经理，施工队设置 HSE 负责人和现场 HSE 工程师。

②职责

项目经理、HSE 部门经理、HSE 负责人和 HSE 工程师、全体施工人员按照 HSE 管理体系文件和 HSE 作业指导书各负其责，各行其职，认真、彻底、有效地执行 HSE 管理计划。

3) 培训

为提高施工作业人员的环境意识和能力，对参加施工作业的人员进行培训，培训内容如下：

①提高各级管理人员和全体施工作业人员的环境保护意识

- 学习国家和地方政府有关环境方面的法律、法规及建设单位对环境的要求；
- 认清环境保护的目标和指标；
- 认识到遵守环境方针与工作程序，以及符合 HSE 管理体系要求的重要性；
- 认识到偏离规定的工作程序可能带来的后果。

②从事环境保护工作的能力

- 减少、收集和处理废物的方法；
- 管理、存放及处理燃油和机油的方法；
- 保护及恢复地表的方法；
- 处理项目建设可能引起的其它污染情况等。

4) HSE 管理体系文件的控制

从下列几个方面对 HSE 管理体系文件进行管理：

- 所有文件都必须报建设单位审批；
- 经批准的文件及时下发给各个施工队，要求他们按照文件执行；
- 所有文件都要有专人管理，有一定的存放位置，并能迅速查找；
- 根据当地政府和建设单位的要求及时修改有关文件，确保现存文件的适宜性；
- 凡对管理体系的有效运行具有关键作用的岗位，都能得到有关文件的现行版本；
- 文件失效后，应及时从所有曾经发放的部门和使用场所收回，避免继续使用，如失效的文件不能及时销毁的，应根据其性质规定必要的留存期限并予以执行；

--所有文件都应字迹清楚，注明日期，标识明确，妥善保管；

--所有批准的与 HSE 有关的事务，都应作详细的记录，并在工程结束时同其它记录一起交给建设单位，如现场考察报告；法律、法规、标准、准则和条款；环境危害及有关影响；发现问题的纠正和预防措施；应急准备和响应信息；事故报告；环境审核结果等。

5) 检查和审核

为了保证该 HSE 管理体系有效地运行，预防污染和保护环境的措施得到有效推行，并使体系得到持续改进，在项目开发建设期间要进行不定期的检查和 HSE 审核，在工程结束时，不但进行工程质量检查验收，还要进行 HSE 工作审核验收。

(2) 运营期 HSE 管理体系

1) HSE 方针和目标

运营期管理遵循以下 HSE 方针。

①遵守国家及地方政府颁布的各种适用的法律、法规、标准、准则和条款，同时满足上级主管单位对健康、安全和环境的有关要求。

②工程运行期的全体员工首先通过教育、培训，不断提高环境意识，认识到健康、安全与环境问题的重要性，认识到石油开采对环境可能造成的影响；通过教育、培训，提高正确使用健康、安全和环境保护设施以及应急处理方面的能力。

③将 HSE 管理体系作为石油开采、集输、处理各环节管理制度的重要组成部分，把环境保护管理工作贯穿于油田运营期管理的全过程中，使风险和环境影响降到最低限度。

④有效地处理石油开采过程中产生的废水、废气和固体废物，尽最大努力减少对环境的污染。

⑤按期检修各种设备、管道，应急反应程序齐备，尽量预防因泄漏产生的污染事故。

⑥上级主管部门对油田运行期管理单位的 HSE 管理情况进行定期检查、审核，发现问题及时纠正，做到 HSE 管理体系的持续改进。

2) 组织机构和职责

①组织机构

本工程的 HSE 管理机构应实行逐级负责制，受中国石油新疆油田分公司开发公司 HSE 管理委员会（设在质量安全环保处）的直接领导，采油厂 HSE 领导小组，下设 HSE 管理员一名。

②职责

--负责运营期间 HSE 管理措施的编制、实施和检查；

--负责编写及修改作业区的 HSE 作业指导书，并进行全程监督；

--对运营期间出现的环境问题加以分析；

--监督生产现场对 HSE 管理措施的落实情况；

--协助上级主管部门宣传贯彻国家和地方政府有关环境方面的法律、法规、条例及中国石油天然气股份有限公司的 HSE 方针；

--配合上级主客部门组织全体人员进行环境教育和培训；

--及时向上级主管部门汇报 HSE 管理现状，提出合理化建议，为环境审查和改进提供依据。

HSE 兼职管理员和全体人员的职责：

--HSE 兼职管理员和每位工作人员应清楚地意识到环境保护的重要性；

--执行 HSE 管理规程、标准；

--了解对环境的影响和可能发生的事故；

--按规章制度操作，发现问题及时向上面汇报，并提出改进意见。

3) 培训

为提高全体员工的 HSE 意识和能力，应对本工程全体管理及工作人员进行上岗培训，考核合格后方可投入工作，培训内容如下：

①提高各级管理人员和全体员工的环境保护意识

--学习国家和地方政府有关环境方面的法律、法规，地方政府有关法规、条例及中国石油天然气股份有限公司的有关规定；

--了解中国石油新疆油田分公司开发公司环境保护的目标和指标；

--认识到遵守环境方针与工作程序的重要性及违反规定的工作程序可能带来的后果。

②从事环境保护工作的能力

--熟悉有关 HSE 的各种规章制度和操作规程；

--掌握各种 HSE 有关设施的使用、维护方法，按要求处理和处置废水、废气和固体废物等的方法；

--掌握事故的预防和紧急处理方法。

4) HSE 管理体系文件的控制

运行期 HSE 管理体系文件与开发建设期要求一样，并根据运行期的特点，进行相应补充。

5) 检查、审核和评审

为了保证该 HSE 管理体系有效地运行，预防污染和保护环境的措施得到有效推行，并使体系得到持续改进，中国石油新疆油田分公司开发公司 HSE 管理委员会（质

量安全环保处) 要进行不定期的检查和定期的 HSE 审核、评审。

6) 持续改进

通过审核和评审, 把 HSE 检查、考核与审计工作结合起来, 通过审计, 不断纠正不符合项, 做到持续改进。

8.2 环境监测与监控

(1) 施工期开展环境工程现场监理建议

为减轻国家重点工程对环境的影响, 将环境管理制度从事后管理转变为全过程管理, 建议本工程充分借鉴同类相关项目工程环境监理经验, 实施工程环境监理。由于建设单位聘请相关环境监理机构对施工单位、承包商、供应商和中国石油新疆油田分公司环保法律、法规、制度、标准、规范的情况依法进行监督检查, 特别是加强施工现场的环境监理检查工作, 目的是协助建设单位落实施工期间的各项环境保护要求和施工合同中的环保规定, 确保本工程的建设符合有关相关要求。因此建议建设单位外聘环保专业人员, 对各作业阶段进行环境监理工作。

1) 环境监理人员要求

①环境监理人员必须具备环保专业知识, 精通国家环境法律、法规和政策, 了解当地环保部门的要求和环境标准。

②必须接受过 HSE 专门培训, 有较长的从事环保工经历。

③具有一定的油田开发和输油气管道建设的现场施工经验。

2) 环境监理人员主要职责

①监督施工现场对“环境管理方案”的落实。

②协助 HSE 部门负责人汇报环境管理现状, 并根据发现的问题提出合理化建议。

③协助 HSE 部门负责人宣传贯彻国家和当地政府有关环境保护方面的法律、法规。

④对 HSE 工作的真实性、合法性、效益性进行审查, 评价其责任, 并提出意见。

环境监理工作计划及重点见表 58。

表 58 现场环境监理工作计划

序号	场地	监督内容	监理要求
----	----	------	------

1	新建各站场、井场	井位、站场选址布设是否满足环评要求；各井场、站场施工是否严格按照设计方案执行，施工作业是否超越了限定范围，施工结束后，施工现场是否进行了及时清理；井场、站场硬化是否达到要求；废水、废气、废渣、噪声等污染是否达标排放和妥善处理。各井场钻井期生活营地的生活污水排入防渗污水池暂存，由吸污车运至吉木萨尔县污水处理厂处理，防渗池是否符合施工标准，是否签订了污水清运协议。生活垃圾定期运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场，是否签订了生活垃圾清运协议。	环评中环保措施落实到位
2	管沟开挖现场	集油管线选线是否满足环评要求；施工作业是否超越了施工宽度；挖土方放置是否符合要求，管沟开挖是否做到挖填平衡。土方是否进行了及时回填，管沟开挖过程中是否采取的有效可行的扬尘污染防治措施。施工人员是否按操作规程及相关规定作业；施工完成后是否进行了清理、临时占地是否恢复植被。	
3	道路建设现场	道路是否满足环评要求；施工作业是否超越了限定范围；临时堆放的土石方是否采取了防尘抑尘等相关要求；施工人员是否安操作规程及相关规定作业。	
4	其它	施工结束后是否及时清理现场、恢复地貌，是否及时采取了生态恢复和水土保持措施；施工季节是否合适；有无砍伐、破坏施工区以外的作物和植被，有无伤害野生动物等行为。	

(2) 运营期环境保护监测计划

本工程运营期间需对生产过程生产的“三废”进行严格管理，定期对污染源和环境质量进行监测，减少对周围环境影响。

环境监测计划表见表 59。

表 59 运营期环境监测计划

监测对象		监测频率	监测点	监测因子	监测时间	监测单位
环境质量	环境空气	2次/年	以项目区主导风向为轴向，取上风向为0°，至少在0°及180°各布设一个监测点	NO ₂ 、SO ₂ 、PM ₁₀ 、NMHC	竣工验收后开始	委托监测
	土壤	1次/年	吉祥联合站周围	pH、石油类、砷、汞、铬、镉		
	地下水	1次/年	至少在开发区域地下水上游布设一个，下游布设两个监测点	pH、总硬度、溶解性总固体、氨氮、氟化物、氯化物、		

				氰化物、挥发酚、 硫酸盐、硝酸盐 氮、亚硝酸盐氮、 石油类、铜、铅、 锌、铁、锰、镉。		
污染源	废气	1次/季度	吉祥联合站厂界四周	NMHC		
	噪声	4次/年	吉祥联合站厂界四周	等效连续 A 声级		

8.3 环境保护验收建议

(1) 验收范围

①与项目有关的各项环保设施，包括为防治污染和保护环境所配套建成的治理工程、设备、装置和监测手段，以及各项生态保护设施等。

②环境影响报告及批复文件和有关设计文件规定应采取的环保措施。

(2) 验收清单

本项目建成投产后，应根据《中华人民共和国环境保护法》以及《建设项目环境保护管理条例》要求，开展自主环保竣工验收并应当依法向社会公开验收报告，环保验收建议清单见表 60。

表 60 “三同时”竣工验收调查建议清单

治理项目	污染源	污染因子	位置	防治措施	治理要求	验收标准
废气	挥发性有机废气	NMHC	各井场、计量站及吉祥联合站	对设备进行定期检修和工艺运行管理	保持正常运行，减少无组织排放	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中的无组织排放监控浓度限值 4.0mg/m ³
	燃气锅炉废气	SO ₂ 、NO _x 、烟尘	吉祥联合站	燃料采用天然气，8m 高的烟囱排放	保持正常运行	《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中表 2 排放限值
噪声	各类机泵	A 声级	各井场、计量站及吉祥联合站	隔声、基础减震，采用低噪声设备	厂界噪声达标排放	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-200

						8) 3类
固废	井场、管线	含油污泥	井场、管线	交由有相应危险废物处理资质的单位回收、处置	签订危险废物处置协议	
生态环境	工程占地	植被破坏 土壤压覆 地表扰动 水土流失	各井场、计量站、集输管线	严格控制占地范围，对临时进行清理平整	生态保护措施落实情况；井场、站管线周边植被恢复情况。	
环境管理		环境管理制度是否建立并完善，保机构及人员设置到位；施工期有监报告或检查记录是否保留必要的影像资料。				

9、总量指标

由于开发期的钻井作业集中于较短时间内，钻井期间排放的污染物将随钻井工程的结束而消亡，故不考虑对钻井期间产生的污染物进行总量控制。

根据行业特点，并考虑区域环境质量功能要求，总量控制指标为：NO_x 3.3t/a，SO₂ 0.17t/a。

建设项目拟采取的防治措施及预期治理效果

内容 类型	排放源(编号)	污染物名称	防治措施	预期治理效果
大气污 染物	相变炉	SO ₂ 、NO _x 、烟尘	采用清洁能源-天然气，不低于 8m 钢制烟囱外排。	满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中表 2 排放限值
	各井场、计量站及吉祥联合站	非甲烷总烃	对设备进行定期检修和工艺运营管理	满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中的无组织排放监控浓度限值 4.0mg/m ³
水污 染物	采出水	石油类、SS	处理后的净化水水质达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中注水水质控制指标要求，回注吉 7 井区注水井生产目的层。	不外排
	井下作业废水			
固体 废物	含油污泥	油泥（砂）	委托有相应危险废物资质的单位进行无害化处理。	不外排
	落地油	落地油		
噪声	在施工期产生的机械噪声，通过距离衰减和隔声等设施达到达标排放。			
其他				

生态保护措施及预期效果

(1) 工程区域无珍稀保护动植物，无自然风景区和文物古迹，运营期间对生态影响较小。

(2) 工程完工后将及时恢复，不会对区域生态产生大的影响；

(3) 施工期间的生活废物，不得随意丢弃或排放；

(4) 项目施工结束后平整场地、自然恢复。

做好上述工作，可最大程度是降低本项目对生态环境的影响。

结论与建议

1、结论

1.1 建设项目概况

(1) 项目名称

吉 7 井区梧桐沟组油藏 65 口井加密开发工程及吉 7 井区集中拉油注水站改造项目。

(2) 项目性质

改扩建。

(3) 建设地点

昌吉油田吉 7 井区位于准噶尔盆地东部吉木萨尔凹陷东斜坡，行政隶属新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州吉木萨尔县管辖。年平均降水量小于 200mm，属大陆干旱性气候。有多条公路从油区穿过，地面交通较为便利。

(4) 劳动定员

本项目不新增劳动定员。

(5) 工程投资

项目投资 29240 万元，环保投资约 1560 万元，占总投资的 5.34%。

(6) 建设内容及规模

本项目共部署开发井 65 口，采油井 43 口，注水井 22 口，年建产能 5.66×10^4 t。新建计量站 3 座，新建集油干、支线 2km，注水干、支线 2km，掺水干、支线 2km。吉 7 井区集中拉油注水站改扩建为原油处理联合站。

1.2 环境质量现状结论

大气：评价区域 SO_2 、 NO_2 、 PM_{10} 、 $\text{PM}_{2.5}$ 均满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 中二级标准，特征污染因子非甲烷总烃小时值浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中的一次浓度限值 ($2000\mu\text{g}/\text{m}^3$) 要求，项目所在区域环境空气质量现状良好。

地下水：区域地下水满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III 类标准的要求。

声环境：区域内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 3 类标准限值要求，周围声环境质量良好。

土壤环境：区域土壤元素砷、镉、铬、铅、汞背景值低于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）（GB15618-2018）》风险筛选值（ $5.5 < \text{pH} \leq 6.5$ ），土壤环境质量受到油田开发的影响甚微。特征污染物石油类监测值符合“六五”国家《土壤环境含量研究》提出的建议标准（300mg/kg）的评价标准。

生态现状：根据现状调查，本项目区不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区等敏感区域。评价区主要生态系统类型为荒漠生态系统。荒漠生态系统是新疆面积最大的生态系统类型，分布非常广泛。荒漠生态系统功能简单，结构脆弱，一经破坏极难恢复。

项目区位于准噶尔盆地南边缘，属于天山北麓山前洪积冲积平原。地形开阔平坦，土壤以盐土、潮土、灰漠土为主。

近年来油田勘探开发，油田公路修建，人为活动频繁，所以野生动物种类分布较少，大型哺乳动物种类更少，基本上没有区域特有种分布。

1.3 污染物排放情况结论

（1）生态环境

本工程总占地面积为 11.7968 公顷，占地类型为天然牧草地。施工活动和工程占地在井区油气集输范围内呈点、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。

由于油田开发的大部分区域地表植被稀疏，由工程造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降。由于本区域的野生动物种类少，且经过现有油田设施多年运营后，已经少有大型野生动物在本区域出现，项目对野生动物的影响较小。

因此总体上看本工程的建设对生态环境影响较小。

（2）大气环境

本工程施工期废气主要包括钻井施工活动中大功率柴油机和发电机燃烧产生的废气，站场及管线施工产生的扬尘以及施工车辆尾气等。整个油田的开发周期是短暂的，施工期的废气污染随施工的结束而消失。

运营期废气主要为燃气锅炉燃烧烟气和无组织挥发烃类，产生的废气为持续的长期影响，但废气污染物均可以得到较好扩散，对大气污染物浓度贡献值小，且项目区

地域空旷，项目实施后不会对周围环境产生明显影响。

（3）水环境

本工程施工期产生的废水主要是钻井废水及施工人员生活污水。钻井废水进入不落地系统处理后回用于井区生产，不外排；各井场生活营地设临时防渗污水池，生活污水排入防渗污水池暂存，定期由吉木萨尔县金宗石油工程技术服务有限公司（协议见附件6）拉运至吉木萨尔县污水处理厂。粪便排入移动旱厕内，钻井结束后均及时填埋，对环境影响很小。

运营期废水主要包括采出水、井下作业废水。采出水及井下作业废水送至吉祥联合站污水处理系统处理，处理达标后用于油田注水。本工程运营期产生的废水不会对水环境造成影响。

事故状态下对地下水的污染主要为管道泄漏、井漏、油水窜层等，管道泄漏是以点源形式污染地下水，其污染迁移途径为地表以下的包气带和含水层；井喷事故是以面源形式的原油渗漏污染地下水，井漏事故对水环境的污染是油气窜层，造成地下含水层水质污染。事故发生后，及时采取相应的措施，不会对地下水环境产生明显影响。

（4）噪声环境

本工程施工期的噪声是暂时的，只在短时期对局部环境造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。

运营期噪声主要为井场抽油机、计量站及拉油站内各类机泵产生的机械噪声以及巡检车辆产生的交通噪声，运营期井场、站场昼夜厂界噪声均能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的3类区标准（昼间65dB（A），夜间55dB（A））。本工程地处荒草地地区，周边无人居住，项目开发建设中的噪声对环境有一定影响，但属于可接受范围。

（5）固体废物

运营期产生的固体废物为事故状态下产生的落地原油。落地原油交由具备相应危废处理资质的单位负责转运、接收、无害化处理。本工程产生的固体废物根据其废物属性，按照危险固废要求处置，不会对区域环境造成不利影响。

（6）环境风险

根据本工程建设内容，工程可能涉及的危险物质包括：原油、天然气。项目可能发生的风险事故类型主要为井场、站场事故、输油管线泄露。环境风险最大可信事故为集输管线泄露。

原油泄漏事故会直接对大气环境带来影响，本项目发生风险事故时，对环境的主要影响为对地下水环境的影响，根据分析可知，油气泄漏一般会在很短的时间内发现，采取紧急措施的前提下不会对地下水水质产生影响。总体而言，本工程环境风险程度属于可接受程度范围内。

项目在制定严格的事故风险防范措施及应急预案后，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。

1.4 主要环境影响结论

本工程属于《产业结构调整指导目录（2011年本，2013年修正）》鼓励类项目，符合产业政策要求。运营期废气、废水及噪声等污染物均能实现“达标排放”，固体废物能够实现妥善处置；项目建成后区域环境质量仍可以满足相应功能区要求；项目开发对生态环境的影响较小，不会造成区域生态系统的崩溃或生物多样性下降；项目在运行过程中还存在一定的环境风险，但通过采取相应的环境风险防范措施后，其影响和风险是可以接受的。

综上所述，从环境保护角度考虑，本项目的建设可行。

1.5 环境保护措施

（1）施工期

本工程地面工程建设过程中将产生一定量的废气、废水、固体废物和噪声。污染物的排放仅发生在施工期内，施工期结束后，污染物的排放即结束。

（2）运营期

选用质量可靠的设备、仪表、阀门等，定期对井场的设备、阀门等检查、检修，定期对集输管线进行巡检。采出水和井下作业废水送至吉祥联合站污水处理系统处理，处理后的净化水用于油田注水，定期对输油管道进行检查，一旦发现异常，及时更换，尽量杜绝跑冒滴漏的发生。

尽量选用低噪声设备，对噪声强度较大的设备进行减噪处理。定期给机泵等设备加润滑油和减振垫，对各种机械设备定期保养。加强噪声防范，做好个人防护工作。

落地原油属于《国家危险废物名录》（2016 本）HW08 废矿物油与含矿物油类危险废物，交由具备相应危废处理资质的单位进行转运、接收及无害化处理。

1.6 环境管理与监测计划

本次评价根据工程的特点，提出了相关的环境管理要求和监测计划，要求建设单位务必按照环评要求落实各项措施。

1.7 总结论

本项目的建设符合国家产业政策。废水、废气和噪声均满足达标排放要求，固体废物实现无害化处置；项目建成后区域环境质量仍可以满足相应功能区要求；项目开发对生态环境的影响较小，不会造成区域生态系统的崩溃或生物多样性下降；工程在运行过程中存在一定的环境风险，但通过采取相应环境风险防范措施，其影响是可以接受的。

综上所述，在建设和运营过程中严格执行“三同时”制度，落实本报告中提出的各项环境保护措施和建议的前提下，环境制约因素可以得到克服，从环境保护角度论证，本项目的建设可行。

2、建议

（1）进行定期检查、维修，及时发现问题，防止油气跑、冒、滴、漏的发生。

（2）严格实施各项生态保护措施的基础上，大力加强对员工的宣传教育，提高所有工程参与者的生态环保意识，不断改善区域生态环境。

预审意见:

公 章

经办人:

年 月 日

下一级环境保护行政主管部门审查意见：

公 章

经办人：

年 月 日

审批意见：

公 章

经办人：

年 月 日

附件

附件 1 委托书

项目委托书

新疆泰施特环保科技有限公司（单位名称以公章为准）：

现有《吉7井区梧桐沟组油藏加密调整65口井工程及吉7井区集中拉油注水站改造项目环境影响报告表》，项目委托贵单位进行该项目的评价工作及评价报告的编制，请接受委托后到新疆油田开发公司经营办签订合同，并按合同约定组织该项目评价工作的实施。

中国石化新疆油田分公司开发公司
2018年 10月 18日



新疆维吾尔自治区环境保护厅

新环函〔2014〕134号

关于吉7井区吉006井断块梧桐沟组油藏 建设工程环境影响报告书的批复

中国石油天然气股份有限公司新疆油田分公司：

你公司《关于申请〈吉7井区吉006井断块梧桐沟组油藏建设工程环境影响报告书〉的请示》（油新安字〔2013〕38号）收悉。经研究，批复如下：

一、吉7井区吉006井断块梧桐沟组油藏建设工程位于准噶尔盆地东南缘、吉木萨尔县县城东北15千米处。吉7井区吉006井断块设计部署开发井151口，其中采油井94口，注水井57口，总钻井进尺25.67万米，新建产能约16.47万吨/年。工程建设主要内容有：钻井工程（新钻井143口，利用老井8口）、场站工程（井场151座、计量配水站7座、拉油注水站1座）、约70千米管线（管道）、约7千米各类道路及供电线路等。本次开发工程新增占地170.6万平方米，其中永久占地31.32万平方米，临时占地139.28万平方米。该项目计划总投资约73605万元，其中环保投资约1639.9万元。

二、根据新疆环境保护技术咨询中心编制的《吉7井区吉006井断块梧桐沟组油藏建设工程环境影响报告书》（以下简称《报告书》）的评价结论、新疆环境工程评估中心关于《报告书》的技术评估意见（新环评估〔2013〕407号）、昌吉州环保局关于《报告书》

的初审意见(昌州环发〔2013〕227号),项目实施在落实《报告书》提出的各项环境保护措施后,污染物可以达标排放,环境不利影响能够得到缓解和控制。因此,我厅同意你公司按照《报告书》所列项目性质、规模、地点、采用的工艺及环境保护措施建设。

三、项目建设和运行管理应重点做好以下工作

(一)油田开发区域多为生态环境脆弱区。你公司应严格落实油田开发各阶段的环境保护措施,合理规划开发区域内永久性占地,严格控制临时占地面积,避免扩大施工期地表扰动范围,防止土地沙化。施工结束后须做好扰动区域地表恢复,管沟回填时,应尽量恢复到原有紧实度。

(二)使用环保型泥浆钻井液体系,并做到循环使用。井下作业时须带罐,修井作业时用防渗土工膜铺垫井场,使修井落地油全部得到回收。钻井废弃泥浆和岩屑等在排入防渗泥浆池后经干化后填埋处理;油田产生的油泥、砂经收集后运往有危废处理资质的单位进行处置。危险废物的处置要符合《危险废物填埋污染控制标准》(GB18598-2001)等相关要求。

(三)钻井废水排入防渗废液池进行自然蒸发,含油废水须经联合站污水处理系统处理后回用,生活污水经处理达标后综合利用用于绿化,各类生产、生活废水严禁外排。

(四)严格落实各项废气、烟尘污染防治措施。油田区油气集输采用全密闭流程。在油气集输过程中,不得将烃类气体直接放空。

(五)加强项目环境风险防范。制定事故状态下环境风险应急预案和污染防治措施,避免生产事故引发环境污染。采取有效措施防止发生油气泄漏等事故。配置健全的消防设施并妥善考虑

消防水的处理和处置。加强项目安全生产检查，对事故隐患做到及早发现，及时处理。建立与地方政府突发环境事故应急预案对接及联动具体实施方案，确保风险事故得到有效控制，避免发生污染事件。

（六）积极开展清洁生产审核，降低油田开发单位产品水耗、能耗，逐步提高企业清洁生产水平，从源头减少污染物产生。

（七）按照排污口设置及规范化整治管理的相关规定设置各类排污口，按要求标识，并设计必备的监测采样平台。

（八）项目施工前应制定环保行动计划，明确环境保护责任，划定施工活动范围。施工过程中要做好项目区生态保护和污染防治。施工结束后要及时进行场地清理、平整等地表恢复工作，防止造成水土流失和生态破坏。

（九）开展本项目工程环境监理，在施工招标文件、施工合同和工程监理合同文件中明确环保条款和责任。建立专项档案，定期向当地环保部门报告。在本项目进入试生产前向我厅提交该工程环境监理报告。此项工作纳入竣工环保验收内容。

四、本项目设1台4吨/小时燃气锅炉，氮氧化物总量控制指标为1.67吨/年，从中石油新疆油田分公司污染物排放总量控制指标中调剂解决。

五、项目建设须执行配套建设的环境保护设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用的环境保护“三同时”制度。项目竣工后，你公司应按规定程序向自治区环保厅申请试生产和项目竣工环境保护验收，经验收合格后，方可正式投入生产。

六、如项目的性质、规模、地点、采用的工艺、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。

七、你公司收到批复10个工作日内，将《报告书》送昌吉州环保局和吉木萨尔县环保局。本项目的日常环境监督管理工作由以上两级环保部门共同负责，自治区环境监察总队进行不定期抽查。

新疆维吾尔自治区环境保护厅

2014年1月29日



抄送：自治区发改委，自治区经信委，昌吉州环保局，吉木萨尔县环保局，自治区环境监察总队，自治区环境工程评估中心，新疆环境保护技术咨询中心。

附件3 《吉7井区吉006井断块梧桐沟组油藏建设工程竣工环境保护验收调查报告》验收意见

吉7井区吉006井断块梧桐沟组油藏建设工程 竣工环境保护验收意见

2018年6月30日，新疆油田分公司开发公司根据《吉7井区吉006井断块梧桐沟组油藏建设工程竣工环境保护验收调查报告》，对照《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》，严格依照国家有关法律法规、建设项目竣工环境保护验收技术规范、本项目环境影响报告书和审批部门审批决定，组织对本项目进行验收，验收工作组由建设单位、验收调查单位及相关技术专家组成。验收工作组进行了现场检查，核实了建设项目生态保护及污染防治措施的落实情况，听取了验收调查单位关于该项目竣工环境保护验收调查报告汇报，审阅并核查了有关资料，经讨论形成验收意见如下：

一、工程建设基本情况

（一）建设地点、规模、主要建设内容

吉7井区吉006井断块梧桐沟组油藏建设工程位于吉木萨尔县县城北偏东约15 km处，属新疆油田分公司准东采油厂吉祥作业区管辖。

本项目属于新建工程，采用注水开发，实际实施开发井62口，其中采油井38口（新实施采油井35口，利用老井3口），注水井24口（新实施注水井21口，利用老井3口），建设水源井1口，钻井总进尺16.55万米，建产能6.70万吨/年，建集中拉油注水站1座，计量配水站6座，油气集输管线28.13公里，注水管线12.40公里，道路5.2公里。

（二）建设过程及环保审批情况

2012年8月委托新疆环境保护技术咨询中心编制本项目环境影响报告书，2013年3月编制完成该项目环境影响评价报告书，2013年10月取

得自治区环境工程评估中心技术评估意见（新环评估[2013]407号），2013年11月取得昌吉州环保局关于报告书的初审意见（昌州环发[2013]227号），2014年1月取得自治区环保厅环评批复（新环函[2014]134号）。项目于2012年4月开始滚动勘探开发建设，2018年5月重新委托新疆天合环境技术咨询有限公司开展该项目验收调查，2018年6月编制完成该项目验收调查报告。

项目建设及运行期间无环境投诉及处罚记录。

（三）投资情况

项目实际总投资28232万元，环保投资849万元，环保投资占总投资的3.01%。

（四）验收范围

为吉7井区吉006井断块梧桐沟组油藏建设工程实际建设内容，依托工程不属于本次验收的内容。

二、工程变动情况

项目实际建设较设计和环评批复的开发井减少89口（采油井减少56口，注水井减少33口），计量配水站减少1座，各类管线长度减少29.23公里，道路长度减少1.8公里，拟建的1台4t/h燃气蒸汽锅炉调整为1座2000kW相变加热炉和1台350kW采暖撬，实际建设规模变小。

三、环境保护措施及环境风险防范措施落实情况

（一）生态环境保护措施

项目实际永久占地7.28公顷，临时占地76.04公顷，临时占地及施工迹地已平整、清理。完井后钻井岩屑和废弃泥浆按要求在防渗泥浆池中固化覆土填埋。

（二）水污染防治措施

采油废水经污水处理系统处理后回注油藏，不外排。井下作业废水进罐后拉运至集中拉油注水站外防渗储存池，经预处理再进入污水处理系统处理后回注油藏。

生活污水经收集后委托吉木萨尔县金宗石油工程技术服务有限公司拉运至吉木萨尔县污水处理厂。

（三）大气污染控制措施

油气集输采用密闭输送工艺，相变加热炉和采暖撬采用天然气为燃料。生产运行管理单位定期对设备、管线、阀门等进行检查，防止跑、冒、滴、漏发生。

（四）噪声防治措施

选用了低噪声设备。经现场调查，井场和站场周围 200m 范围内无声环境敏感目标。

（五）固废污染控制措施

完井后钻井岩屑和废弃泥浆按要求在防渗泥浆池中固化覆土填埋；油泥（砂）等危险废物委托克拉玛依顺通环保科技有限公司进行处置。

生活垃圾集中收集后委托吉木萨尔县金宗石油工程技术服务有限公司拉运至吉木萨尔县垃圾填埋场。

（六）环境风险防范措施

事故状态下伴生气送火炬放空燃烧系统，准东采油厂编制了突发环境事件应急预案，在吉木萨尔县环保局备案（备案号 652327-2017-03）。

四、验收监测及调查结果

（一）水环境影响调查及监测结果

采油废水经污水处理系统处理后回注油藏，不外排。

（二）大气环境影响调查及监测结果

监测结果表明，相变加热炉 SO₂、NO_x 均符合《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浓度排放限值要求；非甲烷总烃无组织排放最高浓度符合《大气污染物综合排放标准》

(GB16297-1996) 标准要求。

(三) 噪声环境影响调查及监测结果

监测结果表明，站场及井场厂界昼间、夜间噪声值均符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348—2008) 3 类标准限值要求。

(四) 生态环境影响调查结果

临时占地及施工迹地已平整、清理，植被自然恢复中。

五、验收结论

根据该项目竣工环境保护验收调查报告和现场检查，项目环保手续完备，技术资料齐全，落实了环评及批复提出的生态保护和污染防治措施，依托的环保设施运行正常，污染物达标排放，环境风险应急预案完成备案，不存在《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》中第八条规定的情形，符合建设项目竣工环境保护验收条件。验收工作组同意吉 7 井区吉 006 井断块梧桐沟组油藏建设工程通过竣工环境保护验收。

六、后续要求

(一) 持续加强项目环境风险防范，避免油气泄露等生产事故引发环境污染。

(二) 按规定发布企业环境信息，主动接受社会监督。

验收组组长：薛保

验收组成员：陈军 马子及 李支人

2018 年 6 月 30 日

新疆维吾尔自治区环境保护厅

新环函〔2014〕918号

关于中国石油新疆油田分公司昌吉油田吉7井 梧桐沟组中深层稠油油藏常规水驱开发建设 项目环境影响报告书的批复

中国石油新疆油田分公司：

你公司《关于报送〈昌吉油田吉7井区梧桐沟组中深层稠油油藏常规水驱开发建设项目环境影响报告书〉的报告》（油新安字〔2014〕36号）收悉。经研究，批复如下：

一、中国石油新疆油田分公司昌吉油田吉7井区梧桐沟组中深层稠油油藏常规水驱开发建设项目行政隶属昌吉州吉木萨尔县，位于准噶尔盆地东部吉木萨尔凹陷东斜坡，西南距吉木萨尔县14千米处。项目主要建设内容有：钻井609口，其中采油井411口（含老井13口），注水井198口（含老井2口），新建产能约52.83万吨/年。新建计量配水站17座、伴生气处理装置1套、污水处理站1座、集输管线、油区道路等；扩建吉7集中拉油站注水系统、北十六处理站原油处理系统。本次开发工程新增占地8.99平方千米，其中永久占地0.76平方千米，临时占地8.23平方千米。该工程总投资

约203323万元，其中环保投资约6291万元，占总投资的3.09%。

根据中国石油大学（华东）编制的《昌吉油田吉7井区梧桐沟组中深层稠油油藏常规水驱开发建设项目环境影响报告书》（以下简称《报告书》）的评价结论、新疆环境工程评估中心关于《报告书》的技术评估意见（新环评估〔2014〕168号）、昌吉州环保局关于《报告书》的初审意见（昌州环发〔2014〕85号），从环境保护的角度，原则同意该项目按照《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）加强生态保护，严格落实各项环境生态恢复措施。合理规划油区永久性占地，严格控制临时性占地面积，不得随意扩大扰动地表范围，按照国家有关规定办理建设用地审批手续。落实项目区生态保护和污染防治措施，防止土地沙化，及时清理场地、平整土地，防止造成水土流失和生态破坏。

（二）做好废水污染治理工作。含油污水经集中拉油处理站污水处理系统（一期规模1800立方米/天，二期扩建至2400立方米/天，采用“重力沉降+二级过滤”工艺）处理，出水水质达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）标准后，部分用于井口回掺，其余回注地层；生活污水经地埋式生活

污水处理装置处理后达到《污水综合排放标准》(GB8978-1996)二级标准后,用于绿化;循环使用低固相钻井液;钻井废水排入防渗泥浆池进行自然蒸发;各类生产、生活废水严禁直接外排。

(三)严格落实各项大气污染防治措施。集中拉油站相变加热炉(2000千瓦)采用天然气为燃料,废气排放须符合《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)中新建锅炉大气污染物排放限值要求;油田区油气集输采用全密闭流程,非甲烷总烃排放须符合《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中无组织排放监控浓度限值要求;在油气集输过程中,不得将烃类气体直接放空。

(四)做好固体废物综合利用和处置工作。井下作业时须带罐操作,作业井场铺垫防渗土工膜,确保落地原油全部回收;钻井废弃泥浆和岩屑等排入防渗泥浆池后经固化在排入防渗泥浆池后回填处理;落地原油和含油泥砂经收集后运往有危废处理资质的单位进行处置。危险废物的处置须符合《危险废物填埋污染控制标准》(GB18598-2001)等相关要求。

(五)强化环境风险防范和应急措施。制定事故状态下环境风险应急预案和污染防治措施,避免生产事故引发环境污染;配置健全的消防设施并妥善考虑消防水的处理和处置;加强项目安全生产检查,对事故隐患做到及早发现,及时处理;建立与地方政府突发环境事故应急预案对接及联动具体实施方案,确保风险

事故得到有效控制，避免发生污染事件。

（六）积极开展清洁生产审核，降低油田开发单位产品水耗、能耗，逐步提高企业清洁生产水平，从源头减少污染物产生。

（七）按照排污口设置及规范化整治管理的相关规定设置各类排污口，按要求进行标识。

（八）开展本项目工程环境监理，在施工招标文件、施工合同和工程监理合同文件中明确环保条款和责任。建立专项档案，定期向当地环保部门报告。在本项目进入试生产前向我厅提交该工程环境监理报告；此项工作纳入竣工环保验收内容。

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、本项目主要污染物排放总量控制指标：二氧化硫 0.043 吨/年，氮氧化物 4.04 吨/年，该项目总量控制指标由新疆油田分公司内部调剂解决。

五、项目的日常环境监督检查工作由昌吉州环保局和吉木萨尔县环保局负责，自治区环境监察总队进行不定期抽查。项目竣工后，须在试生产前向我厅书面提交试生产申请，经审查批准后方可进行试生产。在项目试生产三个月内，须按规定程序向我厅申请竣工环境保护验收，验收合格后，方可正式投入运行。

六、如项目的性质、规模、地点、生产工艺、防治污染和防

止生态破坏的措施发生重大变动，须报我厅重新审批。

七、你公司收到批复 20 个工作日内，将《报告书》送昌吉州环保局和吉木萨尔县环保局，并按规定接受各级环境保护行政主管部门的监督检查。

新疆维吾尔自治区环境保护厅

2014 年 7 月 31 日

抄送：自治区发改委，自治区经信委，昌吉州环保局，吉木萨尔县环保局，自治区环境监察总队，新疆环境工程评估中心，中国石油大学（华东）。

附件5 《昌吉油田吉7井区梧桐沟组中深层稠油油藏常规水驱开发建设项目(第一批工程)
竣工环境保护验收调查报告》验收意见

中国石油新疆油田分公司昌吉油田吉7井区梧桐沟组中
深层稠油油藏常规水驱开发建设项目(第一批)
竣工环境保护验收意见

2018年8月19日,中国石油新疆油田分公司根据《中国石油新疆油田分公司昌吉油田吉7井区梧桐沟组中深层稠油油藏常规水驱开发建设项目(第一批)竣工环境保护验收调查报告》,对照《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》,严格依照国家有关法律法规、建设项目竣工环境保护验收技术规范、本项目环境影响报告书和审批部门审批决定,组织对本项目进行验收,验收工作组由建设单位、验收调查单位及相关技术专家组成。验收工作组进行了现场检查,核实了建设项目生态保护及污染防治措施的落实情况,听取了验收调查单位关于该项目竣工环境保护验收调查报告汇报,审阅并核查了有关资料,经讨论形成验收意见如下:

一、工程建设基本情况

(一)建设地点、规模、主要建设内容

中国石油新疆油田分公司昌吉油田吉7井区梧桐沟组中深层稠油油藏常规水驱开发建设项目(第一批)行政隶属新疆维吾尔自治区吉木萨尔县,距吉木萨尔县城东北约14km,属新疆油田分公司准东采油厂吉祥作业区管辖。

本项目属于扩建工程,采用注水开发,已实施开发井483口(新钻井451口,利用老井32口),其中采油井340口(利用老井30口),注水井143口(利用老井2口),总钻井进尺60.94万米,建产能35万吨/年;建成计量配水站19座、伴生气处理装置1套(处理规模2.5万立方米/天)、污水处理站1座(处理规模1800立方米/天)、扩建吉7集中拉油注水站及北十六处理站;铺设各类油气集输、掺水、注水管线320.4千米;建设拉油公路5.5千米,油区巡检道路10.5千米。

（二）建设过程及环保审批情况

2014年6月中国石油大学（华东）编制完成项目环境影响报告书，2014年7月31日取得新疆环保厅环评批复（新环函[2014]918号）。第一批工程（2014年-2017年）于2014年8月开始油田滚动开发建设，2017年12月完工。2018年8月新疆天合环境技术咨询有限公司编制完成该项目验收调查报告。

项目从建设至运行过程中无环境投诉及处罚记录。

（三）投资情况

项目实际总投资 152492 万元，实际环保投资 7766 万元，实际环保投资占总投资的 5.09%。

（四）验收范围

本项目计划部署开发井 609 口（新钻井 594 口，利用老井 15 口），其中采油井 411 口（利用老井 13 口），注水井 198 口（利用老井 2 口），采用滚动开发模式，计划分 5 年实施。

本次验收范围为 2014 年-2017 年已实施工程内容。

二、工程变动情况

（一）井下作业废液原设计运至北十六处理站，实际拉运至已通过竣工环保验收的集中拉油注水站外 10000 立方米防渗污水储存池，处理后回注油藏。

（二）原设计生活污水经埋地式污水处理装置处理后，用于绿化。实际由吉木萨尔县金宗石油工程技术服务有限公司拉运至吉木萨尔县污水处理厂。

项目建设性质、规模、地点、采用的生产工艺、生态保护和污染防治措施未发生重大变动。

三、环境保护措施及环境风险防范措施落实情况

（一）生态环境保护措施

本项目实际总占地 608.66 公顷，其中永久占地面积为 52.1 公顷，临

时占地面积约 556.56 公顷，占地类型为低覆盖度草地及一般农田。项目采用平台井与单井形式，有效控制了用地规模；道路、油、水管线工程作业宽度未超过环评批复要求的作业宽度，施工结束后对临时占地进行清理平整。项目占用了一般农田，按规定缴纳了耕地开垦费。

（二）水污染防治措施

采油废水、井下作业废水经项目配套建设的污水处理系统（处理规模 1800 立方米/天）处理后回注油藏。

生活污水经收集后委托吉木萨尔县金宗石油工程技术服务有限公司拉运至吉木萨尔县污水处理厂处理。

（三）大气污染控制措施

油气集输采用密闭输送工艺，相变加热炉采用天然气为燃料。生产运行管理单位定期对设备、管线、阀门等进行检查，防止跑、冒、滴、漏发生。

（四）噪声防治措施

施工单位加强了现场管理，选用合格的施工机械；营运期机泵类等高噪声设备集中布置在室内，采用了吸声、隔声、基础减震等措施。经现场调查，井场和站场周围 200m 范围内无声环境敏感目标。

（五）固废污染控制措施

项目 1#、2#、3#、5#大平台共 102 口井产生的岩屑、泥浆采用泥浆不落地技术处理后用于井场道路平整，349 口单井产生的岩屑、泥浆排入防渗泥浆池内，完工后进行了固化填埋、平整。井下作业时带罐操作，使用防渗土工膜铺垫井场，落地原油全部回收。含油污泥暂存于 350 立方米污泥贮存场，委托克拉玛依顺通环保科技有限公司进行处理。生活垃圾集中收集后，由吉木萨尔县金宗石油工程技术服务有限公司清运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场。

（六）环境风险防范措施

事故状态下伴生气送火炬放空燃烧系统，准东采油厂编制了突发环境

事件应急预案，在吉木萨尔县环保局备案（备案号 652327-2017-03）。

四、验收监测及调查结果

（一）水环境影响调查结果

采油废水经污水处理系统处理后回注油藏不外排。

（二）大气环境影响调查及监测结果

监测结果表明，天然气相变加热炉烟尘、SO₂、NO_x 排放浓度均符合《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浓度排放限值要求；非甲烷总烃无组织排放最高浓度符合《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）标准要求。

（三）噪声环境影响调查及监测结果

监测结果表明，站场及井场厂界昼间、夜间噪声值均符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348—2008）3 类标准限值要求。

（四）生态环境影响调查结果

临时占地及施工迹地已平整、清理，植被自然恢复中。

五、总量控制指标

根据现场监测数据，项目相变加热炉 SO₂ 排放量为 0.043t/a，NO_x：0.30t/a，满足环评批复总量控制指标要求。

六、验收结论

根据该项目竣工环境保护验收调查报告和现场检查，项目环保手续完备，技术资料齐全，落实了环评及批复提出的生态保护和污染防治措施，环保设施运行正常，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。验收工作组同意中国石油新疆油田分公司昌吉油田吉 7 井区梧桐沟组中深层稠油油藏常规水驱开发建设项目（第一批）通过竣工环境保护验收。

七、后续要求

（一）其余工程待实施完成后及时开展竣工环境保护验收。

（二）按要求开展清洁生产审核，降低油田开发单位产品水耗、能耗，

逐步提高企业清洁生产水平，从源头减少污染物产生。

(三) 按规定发布企业环境信息，接受社会监督。

验收组组长：薛伟

验收组成员：董亮 陈军

张亚国 王磊
张明

2018年8月19日

附件 6 吉祥作业区生活污水、生活垃圾清运合同

合同编号: ZDCYC-2018 YS 284
XJYJ-ZDCYC-2018-YS-75

吉祥作业区生活垃圾、污水清运合同

甲方: 中国石油新疆油田分公司(准东采油厂)

乙方: 吉木萨尔县金宗石油工程技术服务有限公司

签订时间: 2018 年 6 月 20 日

签订地点: 准东石油基地

吉祥作业区生活垃圾、污水清运合同

甲方：中国石油新疆油田公司准东采油厂

乙方：吉木萨尔县金宗石油工程技术服务有限公司

为确保甲方生活区环境卫生，甲、乙双方在友好协商的基础上，就乙方清运甲方吉祥作业区生活基地内的生活垃圾、污水事宜，根据《中华人民共和国合同法》及其他有关规定，双方就协议标的事宜达成如下协议。

一、服务内容

(一)、生活垃圾清运内容：

1、 清运地点：北庭镇三场槽子村吉祥作业区生活基地，来回清运距离为 50 公里。

2、 清运频次：乙方每 2-3 天清运一次，如甲方生产工作需要加频次的，提前 1 天向乙方提出，乙方应予配合。

3、 清运范围：(1)、乙方负责甲方生活基地生活垃圾的清运；

(2)、垃圾箱内不得倾倒建筑垃圾和污水、不得焚烧。

4、 清运时间：每天下午（16：00-18：00）。

5、 生活污水清运内容：

6、 乙方安排合规车辆和人员，按甲方实际需求到作业区前线生活基地生活污水池，将污水转运至乙方污水处理厂进行处理。

二、履行期限

合同履行期限为：自合同签订之日起至 2018 年 12 月 31 日。

三、价款及付款方式

(一)、本合同暂定价为：478000.00 万元（含税），大写：肆拾柒万捌仟元整，最终以甲方审核实际工作量结算。吉祥作业区生活垃圾清运按每次每箱 300 元支付垃圾清运费（运距 50 公里，按 6 元/公里核算）；吉祥作业区污水清运按单价为 22.8 元/方（含吉木萨尔县污水处理费 3 元/方）。

(二)、付款方式：甲方审核实际工作量向乙方一次性支付全年费用，乙方按甲方规定提供相应票据。

四、双方的权利和义务

(一)、甲方的权利和义务：

1、 合同履行期间，在乙方无违约的前提下，甲方确保本合同下的生活垃圾、污水由乙方清运处理。

2、甲方有权监督检查乙方的生活垃圾、污水清运质量。有权对乙方现场清运过程中出现的“满桶、漏桶、落渣、漏渣”等不符合生活垃圾、污水清运质量的现象要求立即整改。

3、甲方的生活垃圾一律投放到垃圾容器内,并保证送给畅通。

4、甲方如遇检查等特殊情况,需提前书面或电话通知乙方,乙方须配合甲方适当增加垃圾清运次数。

5、垃圾箱由甲方购买,产权归甲方所有,乙方只负责拉运。

6、甲方安排工作量时应提前1天通知乙方。

7、甲方应按核实的清运垃圾、污水量及时支付费用。

(二) 乙方的权利和义务

1、乙方施工车辆在甲方现场服务期间,必须遵守甲方车辆安检规定,发生拒绝检查和拒绝整改安全隐患的情形,甲方有权退回服务车辆和相关人员。

2、乙方进场车辆不得损害甲方生产和生活设施设备,发生损害的,乙方应负责赔偿。

3、乙方应在合同签订之时,向甲方提供企业经营资质、清运车辆手续和驾驶员驾照复印件等资料,同时到地方环保部门进行备案核对。

4、合同履行期间,乙方须无条件接受甲方的监督检查和整改要求。

5、乙方应将装运污水按照双方确定路线送到乙方所属污水处理厂,由乙方按照国家环保标准负责处理。乙方擅自改变约定拉运路线和送达地点,任意倾倒污水,造成环境污染的,应承担全部经济赔偿及相应法律后果。

6、乙方须按本合同要求,保质保量完成甲方委托的生活垃圾清运工作,应做到垃圾日产日清。

7、乙方每次清运后不得有“满桶和漏桶”现象,清运完后需将垃圾容器归位至指定位置。若乙方没有按时清运生活垃圾的,甲方通知乙方后,乙方应及时派人到现场检查、督促清运到位。

8、乙方在清运过程中有损坏垃圾容器及其他公用设施的,乙方负责照价赔偿。

9、乙方如遇垃圾场受阻等特殊原因,应及时通知甲方主管人员,告知延迟清运,但最多不得延迟一天。

10、乙方在垃圾、污水清运工作时应做到安全、有序,自觉遵守管理制度。因乙方人员在垃圾、污水清运工作时,发生伤亡等安全事故,其一切责任由乙方自负,甲方不承担任何责任。

11、乙方在垃圾、污水清运时应严格执行相关环保规定和要求,由此引起的环保责任

由乙方负责。

五、通知

甲方联系人：王鹏

乙方联系人：谢宗金

联系电话：18099009708

联系电话：15199698155

六、违约责任

1、合同履行期间，乙方提出提前终止协议，需提前一个月通知甲方，经双方同意后，方可终止协议。未经甲方同意，乙方终止履约的，应向甲方承担已发生拉运费和污水处理费总额的30%违约金，违约金从结算费用中扣除。

2、乙方如无故没有履行垃圾、污水清运工作，或清运工作不能按甲方要求完成，甲方有权终止协议，并相应扣除乙方垃圾、污水清运费。

七、合同的终止、续签与变更

1、如乙方提出终止合同，需提前一个月通知甲方，经双方同意后，方可终止合同。

2、本合同到期前一个月，甲乙双方书面提出续签申请，双方同意后续签。

八、争议的解决

本合同未尽事宜，由甲、乙双方另行协商解决，协商不成的，双方同意提交协议签订地人民法院解决。

九、附则

1、本协议经甲、乙双方代表签字并盖章后生效。

2、本协议一式六份，甲方执三份、乙方执三份。

甲方（盖章）：中国石油新疆油田公司
准东采油厂

乙方（盖章）：吉木萨尔县金宗
石油工程技术服务有限公司

委托代理人：

法定代表人：



日期：

日期：

合同编号：zdeyc-201802-285
XJYt-zdeyc-2018-cl-673

承 揽 合 同

项目名称：2018年准东采油厂含油污泥转移处置

定作方：中国石油新疆油田分公司准东采油厂

承揽方：克拉玛依博达生态环保科技有限公司

签订地点：准东采油厂

签订日期：2018年6月20日

根据《中华人民共和国合同法》及相关法律法规，本着平等互利、等价有偿的原则，经双方协商一致，订立本合同。

1 项目概况 (详细描述)

1.1 项目名称: 2018年准东采油厂含油污泥转移处置

1.2 实施地点: 准东采油厂彩南等作业区

1.3 完工期限: 2018年12月31日前完成。

1.4 履行期限: 自合同签订日起至2018年12月31日

2 工作量: 最终以甲方过磅、签字确认的实际工作量为结算依据

3 质量要求和技术标准

3.1 质量要求: /

3.2 技术及设计制造标准: / (可详见技术附件)。

3.3 技术资料、图纸提供办法及保密要求: /

4 酬金与支付

4.1 项目酬金: 小写 暂定为 2500000 元; 大写: 暂定为贰佰伍拾万元, 含税。

4.2 项目酬金构成: 该酬金包括 转移处置费 694/吨, 其中处置费 485 元/吨, 运费 209 元/吨, 含 16%的处置税和 10%的运输税。

4.3 酬金支付方式和时间: 项目验收合格后, 定作方支付项目酬金的 定作方支付项目酬金的 100%, 预留项目酬金 %的质保金, 待质保期满无质量问题后一次性支付清。

4.4 承揽方应对其指定的账户信息的真实性、安全性、准确性负责, 定作方不承担此信息以外的任何责任。

收款人: 克拉玛依博达生态环保科技有限公司

开户银行: 昆仑银行股份有限公司克拉玛依幸福路支行

账号: 88202000066070000017

5 验收

5.1 验收应依据本合同约定的相关质量要求和技术标准, 如合同未明确约定的, 按照合同的有关规定办理。

5.2 验收方式: /

5.3 验收结果与合同约定不符, 承揽方应 /。

5.4 验收过程中因设备技术或质量等方面出现异议, 应提交 / 技术监督机构进行鉴定。

6 质量保证

6.1 质量保证期限自完成验收合格之日起 / 个月。

6.2 质量保证期内,由于承揽方责任导致质量事故时,则质量保证期应自承揽方整改,定作方验收合格后重新计算。

6.3 承揽方同意将酬金总额的 / %即:人民币 / 元(大写) 作为质量保证金。质量保证期内,出现质量问题,承揽方不能按定作方的要求无偿整改或整改后质量仍不符合约定的,质量保证金将不再返还。

6.4 定作方派员或委托第三方监督该项目实施,并不替代或解除承揽方对项目质量的责任。

7 技术资料的提供及保密要求

7.1 定作方应按合同的约定及时提供有关的技术要求、图纸、参考数据等技术资料,承揽方应当认真核对,承揽方发现定作方提供的图纸、技术要求不合理的不全面的,应在 / 日内向定作方提出书面异议或说明,定作方应在收到书面异议的 / 日内答复。逾期不提出的,视为定作方提供的有关资料符合承揽方履行合同要求。

7.2 承揽方对定作方提供的所有技术资料应当保守秘密,未经定作方书面同意,不得以任何方式留存、转让、复制、传播,并不得向第三方披露或使用。本合同终止,不影响该保密条款的效力。

8 违约责任

8.1 承揽方未按期完工,每逾期一日,应向定作方支付迟延交工部分酬金金额 0.3 %的违约金,同时负责赔偿给定作方造成损失。

8.2 定作方未按合同约定付款,每逾期一日,应向承揽方支付未付酬金金额 30 %的违约金。

8.3 如发生 5.3 情形,定作方有权要求承揽方支付 / 元违约金,如给定作方造成损失的,承揽方还应承担赔偿责任。

8.4 一方违反本合同第 7 条约定,应向对方承担赔偿责任

8.5 发生其它违约情形,违约方应赔偿由此给对方造成的损失。如属双方过错,应各自承担相应责任。

9 不可抗力

9.1 由于不可抗力,如火灾、地震、台风、洪水等自然灾害及其它不可预见、不可避免、不可克服的事件,导致不能完全或部分履行本合同义务,受不可抗力影响的一方

或双方不承担违约责任,但应在不可抗力发生后 8 小时内及时通知对方,并在其后 1 日内向对方提供有效证明文件。

9.2 受不可抗力影响的签约一方或双方有义务采取措施,将因不可抗力造成的损失降低到最低程度。

10 争议的解决

10.1 因合同发生争议,双方应协商解决。

10.2 如协商不成,可选择下列第 10.2.1 项确定:

10.2.1 向 克拉玛依 仲裁委员会申请仲裁;

10.2.2 向 / 人民法院提起诉讼;

10.2.3 因关联交易合同发生争议,由双方协商解决,协商不成的,提交双方上级协商解决。如仍不能解决,可选择仲裁方式解决。

11 瑕疵担保

11.1 因履行本合同的需要,合同一方提供的与本合同项目技术有关的设备、材料、工序工艺、软件及其他知识产权,应保障对方在使用时不存在权利上的瑕疵,不会发生侵犯第三方专利权、商业秘密等情况。若发生侵害第三方权利的情况,提供方应负责与第三方交涉,并承担由此产生的全部法律和经济责任。因侵权给合同相对人造成损失的应给予赔偿。

12. 保险

12.1. 承揽方必须对自己的全部设备及人员进行保险,如发生设备、人身伤亡等事故(定作方原因除外),由承揽方负责向保险公司索赔,定作方不负任何责任。

12.2. 因定作方原因造成承揽方的设备和人员的损害,由承揽方负责向保险公司索赔,定作方只承担保险公司赔偿以外的损失,未保险的定作方不予赔偿。

13 合同的生效、变更、解除和终止

13.1 本合同经双方法定代表人或其授权代表签字并加盖合同专用章后生效。

13.2 双方协商一致,可变更或解除合同。变更或解除合同应采用书面形式。

13.3 发生下列情形之一的,一方可以解除合同:

13.3.1 因不可抗力,致使合同目的不能实现;

13.3.2 承揽方未按合同约定期限交工,经催告后 / 日内仍未交工,定作方有权解除合同;

13.3.3 项目质量不符合约定,且承揽方未按定作方要求采取必要补救措施的,定作方

有权解除合同；

13.4 发生下列情形之一的，本合同的权利义务终止：

13.4.1 合同已经按照约定履行；

13.4.2 双方解除合同；

13.4.3 法律规定的其它情形。

13.5 合同变更、解除或终止,不能免除违约方应承担的违约责任，给对方造成损失的，还应承担赔偿责任。

14.通知

定作方联系人: 寇兵 联系电话/传真:0994-3830604 13899619786

承揽方联系人: 秦海兴 联系电话/传真:13579535449

15 其他约定

15.1 本合同未尽事宜，双方可签订补充协议。

15.2 合同附件及补充协议是合同组成部分，具有与本合同同等的法律效力。如附件与本合同不一致,以本合同为准；如补充协议与本合同不一致，以补充协议为准。

15.3 如双方预料到本项目履行过程中，可能存在健康、安全、环保方面的隐患，双方另行签订 HSE 合同。HSE 合同应与本合同同时签订，同时生效。

15.4 本合同一式 两 份，定作方执 壹 份，承揽方执 壹 份。

定作方：中国石油新疆油田分公司准东采油厂

承揽方：

法定代表（负责）人：

法定代表（负责）人：

委托代理人：寇兵

委托代理人：

签订时间：2018 年 6 月 20 日

签订时间：2018 年 6 月 20 日



中华人民共和国环境保护部

环审〔2017〕114 号

关于《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016—2020 年）环境影响报告书》的审查意见

国土资源部办公厅：

2017 年 4 月 13 日，我部会同你部在北京市主持召开《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016—2020 年）环境影响报告书》（以下简称《报告书》）审查会。有关部门代表和专家共 10 人组成审查小组（名单附后）对《报告书》进行审查，形成审查意见如下：

一、《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016—2020 年）》（以下简称《规划》）范围为新疆维吾尔自治区所辖行政区域，规划基准年为 2015 年，规划期为 2016 年至 2020 年，展望至 2025 年。

《规划》主要包括矿产资源勘查规划、矿产资源开发利用与保护、矿业转型升级与绿色矿业发展、矿山地质环境保护与治理恢复等内容。全区矿产资源勘查规划分为鼓励勘查区、限制勘查区和重点勘查区，限制勘查区包括国家级和自治区级风景名胜区、自然保护区外围保护地带一定范围内的地区及重要饮用水水源保护区的二级保护区，禁止勘查区包括国家和自治区重要人文历史古迹保护区、风景名胜区、自然保护区，重要饮用水水源保护区的一级保护区，重要交通廊道、基础设施等周边一定范围内的地区；矿产资源开发利用与保护规划按矿种划分为油气、煤炭和煤层气、金属矿产、非金属矿产等4类重点开采规划区，煤炭开采总量力争控制在2亿吨以内，煤层气产能达到10亿立方米，煤矿井下瓦斯抽采量达到2亿立方米，在重点矿区、大中型矿产地质勘查程度较高的区域划分为鼓励、限制和禁止3类开采规划区块，鼓励开采规划区9处，限制开采规划区46处，禁止开采规划区包括自然保护区的核心区和缓冲区，军事管理区、风景名胜、历史遗迹保护等核心区，重要饮用水水源保护区，以及交通廊道两侧、重要设施圈定的地区；矿业转型升级与绿色发展规划全区矿山总数控制在3500个以内，大、中型矿山比例达到10%，矿山开采“三率”水平总达标率96%以上，绿色矿山数占比大型矿山达到80%、中型矿山达到50%、小型矿山达到20%；矿山地质环境保护与治理划分矿山环境影响严重区7个、较严重区

7个和一般区6个，将阿尔泰山山地矿区等15处老矿山划为重点治理区，积极推进察布查尔县中核铀矿等6个绿色产业发展示范区建设，“三废”达标排放率达到95%，废水综合利用率达到70%以上，固体废物综合利用率达到50%以上。

《报告书》说明了新疆维吾尔自治区生态环境基本现状，识别了《规划》的主要资源环境制约条件及环境影响因素，分析了矿产资源勘查和开发的环境影响，提出了一些《规划》优化调整建议以及减缓不良环境影响的措施要求。《报告书》基础资料较丰富，评价内容较全面，提出的《规划》优化方案和减缓不良环境影响的对策措施原则可行，评价结论基本可信。

二、从总体上看，《规划》符合《全国矿产资源规划（2016-2020年）》等规划，着力统筹矿产资源开发与环境保护。但新疆生态环境十分敏感脆弱，《规划》布局与《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》等划定的禁止开发区域存在局部冲突，且矿产资源开发已造成部分区域生态与地下水环境影响等问题，对生态系统保护和环境质量改善的压力大。因此，必须充分关注《规划》实施对区域生态系统结构和功能、地表水环境、地下水系统、土壤环境等可能产生的长期不良影响，根据区域环境质量目标要求，进一步优化《规划》空间布局、规模，严格环境准入要求，明确各项环境保护对策与措施，有效预防和减缓《规划》实施的不良影响。

三、《规划》优化和实施过程中的意见

(一) 坚持生态优先、绿色发展的规划理念。明确《规划》的环境目标，立足于绿洲生态系统稳定和环境质量改善，结合区域矿山开发已造成的主要环境问题，明确规划期重点勘查、开发区域的生态环境质量底线，作为《规划》实施的硬约束，推动环境目标与资源开发目标同步实现，加快结构调整和转型升级。

(二) 严格保护生态空间，引导优化《规划》空间布局。结合全区生态保护红线划定，将自然保护区、饮用水水源保护区、风景名胜区、重要生境等环境敏感区作为保障和维护区域生态安全的底线，依法严格保护。结合《报告书》分析结论，对与国家依法保护的自然保护区、饮用水水源保护区、风景名胜区等区域及其他建议禁止勘查、开采的区域存在空间冲突的矿产资源勘查开发活动，有关重叠区域应予以避让或不纳入《规划》。现有矿区位于国家依法保护区域的，应依法退出并及时开展生态修复。临近国家依法保护区域等生态环境敏感区的矿产资源勘查开发，应采取有效措施，避免产生不良影响。

(三) 进一步优化《规划》开发方案，降低环境影响范围和程度。根据新疆生态敏感、脆弱的特点，加强以水定产，控制矿产资源开发规模，避免对水资源造成破坏、对绿洲生态造成不良影响。严控煤炭新增产能，进一步研究涉重金属矿开采规模的环境合理性，降低生态环境影响和风险。按照集约高效的原则整合

各类矿山，压减矿山数量，淘汰技术落后的矿山，关停资源浪费、环境问题突出的矿山。

（四）严格矿产资源开发的环境准入条件。针对突出环境问题，分区域、分矿种提出差别化的降低污染排放强度、提高矿区废石和尾矿的综合利用率及防控环境风险的对策措施，有效减缓矿产资源开发的环境影响和生态破坏。以荒漠生态为主的生态功能区，严格控制矿产露天开采，保护地表砾幕层。加强矿产资源综合利用，提高资源集约利用水平。

（五）强化矿山生态环境治理。针对环境质量改善目标和突出环境问题，分区域、分矿种完善矿山生态修复和环境治理的总体安排。对已造成水环境污染、生态破坏等环境问题的矿区，在《规划》优化方案基础上进一步优化开发方式、推进结构调整，加大治理投入，维护区域生态安全。

（六）加强环境监测和预警。结合自然保护区、饮用水水源保护区、重点生态功能区保护要求和土壤污染防治目标等，推进重点矿区建立完善地表水、地下水、土壤等环境要素的长期监测监控体系。适时组织重点开采区的生态恢复效果评估，针对地表水环境及土壤环境累积影响、生态退化等建立预警机制。

（七）在《规划》实施过程中，适时开展环境影响跟踪评价，《规划》修编时应重新编制环境影响报告书。

四、下层位矿产资源规划在依法开展环评时应结合规划重点

任务，细化和落实空间管制、总量管控和环境准入要求。《规划》中所包含的重大项目开展环境影响评价时，应符合规划环评结论和审查意见，重点评价项目建设对区域生态系统、水环境、土壤环境、环境风险等影响的途径、范围和程度，深入论证生态修复工程、环境保护措施的可行性和有效性。规划符合性分析等内容可适当简化。

附件：《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016—2020年）环境影响报告书》审查小组名单



附件9 监测报告单

PONY-XJBG209-2017A

PONY

Pony Testing International Group

MAC
2015310011U

报告编号: PMB9BDLA25236545Z



监测报告

(环境空气)

委托单位 新疆天合环境技术咨询有限公司

项目名称 吉木萨尔凹陷芦苇沟致密油吉303-吉306井区
2018年开发试验红旗农场辖区地面建设工程
环境影响评价

报告日期 2018.02.05

PONY 谱尼测试
Pony Testing International Group
www.ponytest.com





扫描二维码
关注谱尼测试

PONY

环境空气监测报告

Pony Testing International Group

报告编号: PMB9BDLA25236545Z

第 1 页, 共 4 页

委托单位	新疆天合环境技术咨询有限公司							
项目名称	吉木萨尔凹陷芦苇沟致密油吉303-吉306井区2018年开发试验红旗农场辖区地面建设工程环境影响评价							
采样日期	2018.01.18~2018.01.24			检测日期	2018.01.18~2018.02.04			
主要测试仪器	分析天平、可见分光光度计、气相色谱仪、空气/智能 TSP 综合采样器 等							
监测依据	环境空气质量手工监测技术规范 HJ/T 194-2005 环境空气质量标准 GB 3095-2012							
分析方法	见附表							
采样地点	1#JHW043 (N:44°09'49.49" E:89°10'59.31")							
监测日期	2018.01.18 2018.01.19 2018.01.20 2018.01.21 2018.01.22 2018.01.23 2018.01.24							
监测项目								
NMHC (mg/m ³)	02:00-03:00	—	—	—	—	1.17	1.07	1.01
	08:00-09:00	—	—	—	—	0.93	1.13	0.97
	14:00-15:00	—	—	—	—	1.30	0.96	1.12
	20:00-21:00	—	—	—	—	1.19	0.89	0.85
SO ₂ (mg/m ³)	日均值	0.017	0.031	0.023	0.018	0.019	0.016	0.011
NO ₂ (mg/m ³)	日均值	0.029	0.038	0.034	0.025	0.023	0.021	0.012
PM ₁₀ (mg/m ³)	日均值	0.127	0.136	0.132	0.123	0.126	0.121	0.118

PONY 谱尼测试

Pony Testing International Group

Hotline 400-819-5688 www.ponytest.com

乌鲁木齐谱尼测试科技有限公司

公司地址: 新疆乌鲁木齐高新技术产业开发区(新市区)北区冬融街53号1号楼科研楼6楼办公室
PONY-XJBG209-2017A

北京实验室: (010)82618116

上海实验室: (021)64851999

青岛实验室: (0532)88706866

深圳实验室: (0755)26050909

天津实验室: (022)27360730

苏州实验室: (0512)62997900

长春实验室: (0431)85150908

大连实验室: (0411)87336618

哈尔滨实验室: (0451)88104651

郑州实验室: (0371)69350670

济南实验室: (0512)62997900

石家庄实验室: (0311)85376660

西安实验室: (029)89608785

呼和浩特实验室: (0471)13450025

杭州实验室: (0571)87219096

宁波实验室: (0574)87736499

武汉实验室: (027)83997127

合肥实验室: (0551)63843474

广州实验室: (020)82224310

厦门实验室: (0592)5568048

成都实验室: (028)87702708



163112050039



博奇清新检测

检测报告

报告编号: BQQX2018104

项目名称 准东采油厂李晓华站、吉祥联合站杀菌工艺优化工程

委托单位 中勘冶金勘察设计研究院有限责任公司

样品类型 环境空气和废气、地下水、噪声

报告日期 2018.07.03

新疆博奇清新环境检测有限公司



环境空气和废气检测结果报告

委托单位: 中勘冶金勘察设计研究院有限责任公司						
项目名称: 准东采油厂李晓华站、吉祥联合站杀菌工艺优化工程						
采样日期: 2018.6.20-6.26			分析日期: 2018.6.28			
检测因子	依据的标准(方法)名称及编号(含年号)					检出限
PM _{2.5} *	环境空气 PM ₁₀ 和 PM _{2.5} 的测定重量法 HJ 618-2011					0.010mg/m ³
设备仪器: 环境空气颗粒物综合采样器(3920A17029510)等。						
采样人: 朱辉、李健						
检测项目		PM _{2.5} mg/m ³	气象条件			
点位及日期	采样日期		气温℃	气压 KPa	风向	风速 m/s
外输 2#变压器西 侧 50m 处 N:44°56'49.88" E:89°01'30.69"	6.20	<0.010	33.4	93.90	西北	2.0
	6.21	<0.010	29.1	94.29	西北	2.1
	6.22	<0.010	31.7	94.10	西北	1.8
	6.23	<0.010	30.6	93.92	西北	1.6
	6.24	0.010	33.2	93.99	西北	1.4
	6.25	<0.010	32.8	94.10	西北	1.5
	6.26	<0.010	31.5	94.12	西北	2.0
吉祥联合站门口 西侧 50m 处 N:44°6'16.43" E:89°16'27.82"	6.20	<0.010	32.9	92.63	西北	2.1
	6.21	<0.010	27.5	92.72	西北	2.0
	6.22	<0.010	31.5	92.64	西北	1.8
	6.23	<0.010	30.6	92.65	西北	1.7
	6.24	<0.010	32.6	92.60	西北	1.7
	6.25	<0.010	32.4	92.58	西北	1.5
	6.26	<0.010	30.5	92.68	西北	1.8
以下空白						
备注	PM _{2.5} * 为分包项目, 分包单位为新疆国清源检测技术有限公司, 资质证书编号 173112050008。					

编制: 赵希荣

审核: 付晓红

签发: 潘丽霞





检测报告

报告编号: XHC18191QW

委托单位: 新疆天合环境技术咨询有限公司

项目名称: 昌吉油田吉7井区梧桐沟组中深层稠油油藏常规水驱

开发建设项目竣工环保验收无组织废气监测

报告日期: 2018年07月06日

新疆新能源(集团)环境检测有限公司

Xinjiang new energy (Group) environmental testing Co., Ltd.



检测结果

报告编号: XHC18191QW

第 1 页/共 9 页

委托单位	新疆天合环境技术咨询有限公司			
项目名称	昌吉油田吉 7 井区梧桐沟组中深层稠油油藏常规水驱开发建设项目竣工环保验收 无组织废气监测			
分析日期	2018/07/05-2018/07/06			
样品编号	采样点位	采样日期	采样时间	检测结果
				非甲烷总烃 mg/m ³
				小时值
QW-1-1	1# 集中拉油注 水站东侧	2018/06/26	10:31	0.44
QW-1-2			12:30	0.52
QW-1-3			15:29	0.46
QW-1-4			17:32	0.44
QW-1-5		2018/06/27	10:29	0.30
QW-1-6			12:31	0.45
QW-1-7			15:32	0.53
QW-1-8			17:30	0.35
QW-2-1	2# 集中拉油注 水站北侧	2018/06/26	10:31	0.41
QW-2-2			12:30	0.41
QW-2-3			15:29	0.45
QW-2-4			17:32	0.33
QW-2-5		2018/06/27	10:29	0.47
QW-2-6			12:31	0.34
QW-2-7			15:32	0.38
QW-2-8			17:30	0.45
QW-3-1	3# 集中拉油注 水站西侧	2018/06/26	10:31	0.54
QW-3-2			12:30	0.52
QW-3-3			15:29	0.40
QW-3-4			17:32	0.47

新疆天合环境技术咨询有限公司
检测专用章

检测结果

报告编号: XHC1819IQW

第 2 页/共 9 页

样品编号	采样点位	采样日期	采样时间	检测结果		
				非甲烷总烃 mg/m ³		
				小时值		
QW-3-5	3# 集中拉油注 水站西侧	2018/06/27	10:29	0.53		
QW-3-6			12:31	0.40		
QW-3-7			15:32	0.49		
QW-3-8			17:30	0.41		
QW-4-1	4# 集中拉油注 水站南侧	2018/06/26	10:31	0.37		
QW-4-2			12:30	0.42		
QW-4-3			15:29	0.52		
QW-4-4			17:32	0.47		
QW-4-5		2018/06/27	10:29	0.47		
QW-4-6			12:31	0.39		
QW-4-7			15:32	0.43		
QW-4-8			17:30	0.47		
气象参数	采样日期	天气	风向	风速	气温	气压
	2018/06/26	晴	西北	1.6~2.1m/s	27.1~29.7℃	91.9kpa
	2018/06/27	晴	西北	1.6~2.1m/s	27.4~32.7℃	91.7kpa
检测点位示意图:						
上图为集中拉油注水站无组织废气监测点位图						

(B) 2018.06.27



检测报告

报告编号: TST-2018-0170

第 1 页 共 4 页

项目名称 吉木萨尔凹陷芦草沟组致密油吉 303-吉 305 井区预脱水系统建设项目
地下水环境现状监测

委托单位 中国石油新疆油田分公司 (开发公司)

检测类别 地下水

编制: 赵娟

签发: 张付荣

审核: 田志杰

日期: 2018.8.6

采样日期: 2018 年 7 月 25 日

检测日期: 2018 年 7 月 26 日~7 月 27 日

Xinjiang techte environmental protection technology co.LTD
Website: <http://www.xjxuri.com> Company call: 0991-6366253 Company email: tstgzrb@126.com

检测报告

报告编号: TST-2018-0170

第 2 页 共 4 页

样品信息:

检测类别	检测点	采样人	采样方式	样品状态
地下水	项目区上游	郑开强、唐小虎	瞬时	无色、无味、透明
	项目区下游	郑开强、唐小虎	瞬时	无色、无味、透明

项目地址 吉木萨尔凹陷芦草沟组致密油吉 303-吉 305 井区

检测性质 委托检测

检测结果:

(1) 地下水

检测项目	项目区上游 1#	项目区下游 2#	单位
	2018.7.25 13:00	2018.7.25 15:20	
pH	8.0	8.0	无量纲
总硬度	307	322	mg/L
溶解性总固体	566	551	mg/L
氨氮	0.106	0.130	mg/L
氟化物	0.13	0.12	mg/L
氯化物	51	52	mg/L
氰化物	0.012	0.014	mg/L
挥发酚	ND	ND	mg/L
硫酸盐	154	150	mg/L
硝酸盐氮	5.86	5.94	mg/L
亚硝酸盐氮	0.006	0.007	mg/L
石油类	0.03	0.04	mg/L
铜	ND	ND	mg/L
铅	ND	ND	mg/L
锌	ND	ND	mg/L
铁	0.07	0.05	mg/L
锰	ND	ND	mg/L
镉	ND	ND	mg/L

注: 1. 采样方式为瞬时随机采样, 只对当时采集的样品负责。

2. ND 表示低于方法检出限。

Xinjiang techte environmental protection technology co.LTD

Website: <http://www.xjxuri.com>

Company call: 0991-6366253

Company email: tstgzrb@126.com

检测报告

报告编号: TST-2018-0170

GPS 点位信息

采样点		GPS 点位信息
地下水	项目区上游 1#	(44°01'2.16"N;89°13'44.11"E)
	项目区下游 2#	(44°09'13.98"N;89°10'11.44"E)

仪器信息

名称	型号	实验室编号	检校有效期
电子天平	FA2204B	YQSB-016	2019. 03. 04
pH 计	pHs-3C 型	YQSB-025	2019. 02. 11
离子计	PXSJ-216 (配氟离子)	YQSB-035	2019. 02. 18
原子吸收仪	AA-6880	YQSB-050	2018. 11. 28
722G 可见分光光度计	722G	YQSB-053	2019. 02. 18
红外分光测油仪	OIL460	YQSB-054	2018. 11. 15
可见分光光度计	2000	YQSB-109	2018. 11. 14
紫外可见分光光度计	UV2600	YQSB-118	2018. 11. 14
具塞滴定管	50mL	16001098-16	2018. 08. 09

1. 本次检测的依据:

产品类别	检测项目	检测标准 (方法) 名称及编号 (含年号)	方法检测限
地下水	pH	水质 pH 值的测定 玻璃电极法 GB/T6920-86	0.1(pH 值)
	总硬度	水质 总硬度的测定 EDTA 滴定法 GB7477-1987	0.05mmol/L
	溶解性总固体	水质悬浮物的测定重量法 GB/T11901-1989	4mg/L
	氨氮	水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法 HJ535-2009	0.025mg/L
	氟化物	水质 氟化物的测定 离子选择电极法 GB7484-1987	0.05mg/L
	氯化物	水质 氯化物的测定 硝酸银滴定法 GB11896-1989	2mg/L
	氰化物	水质 氰化物的测定 异烟酸-吡啶啉分光光度法 HJ484-2009	0.004mg/L
	挥发酚	水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法 HJ503-2009	0.0003mg/L
硫酸盐	水质 硫酸盐的测定 铬酸钡分光光度法 HJ342-2007	1mg/L	



检测报告

报告编号: TST-2018-0170

第 4 页 共 4 页

硝酸盐氮	水质 硝酸盐氮的测定 紫外分光光度法	HJ/T346-2007	0.08mg/L
亚硝酸盐氮	水质 亚硝酸盐氮的测定 分光光度法	GB7493-87	0.003mg/L
石油类	水质 石油类和动植物油类的测定	HJ637-2012	0.01mg/L
铜	水质 铜、锌、铅、镉的测定 原子吸收分光光度法	HJ7475-87	0.05mg/L
锌			0.02mg/L
铅	生活饮用水标准检验方法 金属指标(11.1)	GB/T5750.6-2006	2.5μg/L
铁	水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法	GB11911-89	0.03mg/L
锰			0.01mg/L
镉	生活饮用水标准检验方法 金属指标(9.1)	GB/T5750.6-2006	0.5μg/L

2. 检测单位地址

新疆乌鲁木齐市高新区环园路 739 号

3. 本报告无新疆泰施特环保科技有限公司报告专用章、骑缝章和批准人签字无效。
4. 本报告不得涂改、增删。
5. 本报告只对采样/送检样品检测结果负责。
6. 本报告未经同意不得作为商业广告使用。
7. 未经新疆泰施特环保科技有限公司书面批准, 不得部分复制检测报告。
8. 对本报告有疑义, 请在收到报告 10 天之内与本公司联系。
9. 除客户特别申明并支付样品管理费, 所有样品超过标准规定的时效期均不再做留样。
10. 委托检测结果及其对结果的判定结论只代表检测时状况, 报告中所附标准限值由客户提供。
11. 除客户特别申明并支付档案管理费, 本次检测的所有记录档案保存期限为六年。

报告结束



检测报告

报告编号: XHC18191ZS

委托单位: 新疆天合环境技术咨询有限公司

项目名称: 昌吉油田吉7井区梧桐沟组中深层稠油油藏常规水驱

开发建设项目竣工环保验收噪声监测

报告日期: 2018年07月06日

新疆新能源(集团)环境检测有限公司
Xinjiang new energy (Group) environmental testing Co., Ltd.



检测结果

报告编号: XHC18191ZS

第 2 页/共 5 页

序号	测点位置	测量时间	主要声源	测量结果 Leq 【dB (A)】	
6	2# 吉 007 井场 南	2018/06/26	昼间	生产	45
			夜间	生产	39
		2018/06/27	昼间	生产	44
			夜间	生产	35
7	3# 吉 007 井场 西	2018/06/26	昼间	生产	43
			夜间	生产	36
		2018/06/27	昼间	生产	45
			夜间	生产	36
8	4# 吉 007 井场 北	2018/06/26	昼间	生产	47
			夜间	生产	37
		2018/06/27	昼间	生产	48
			夜间	生产	36
9	1# 集中拉油 注水站东	2018/06/26	昼间	生产	40
			夜间	生产	37
		2018/06/27	昼间	生产	40
			夜间	生产	37
10	2# 集中拉油 注水站南	2018/06/26	昼间	生产	38
			夜间	生产	36
		2018/06/27	昼间	生产	36
			夜间	生产	37
11	3# 集中拉油 注水站西	2018/06/26	昼间	生产	39
			夜间	生产	36
		2018/06/27	昼间	生产	44
			夜间	生产	37
12	4# 集中拉油 注水站北	2018/06/26	昼间	生产	42
			夜间	生产	38



检测结果

报告编号: XHC18191ZS

第 3 页/共 5 页

序号	测点位置	测量时间	昼间	夜间	主要声源	测量结果 Leq【dB (A)】
12	4# 集中拉油 注水站北	2018/06/27	昼间		生产	41
			夜间		生产	38
13	1# 4#大平台东	2018/06/26	昼间		生产	39
			夜间		生产	38
		2018/06/27	昼间		生产	43
			夜间		生产	34
14	2# 4#大平台南	2018/06/26	昼间		生产	43
			夜间		生产	34
		2018/06/27	昼间		生产	43
			夜间		生产	34
15	3# 4#大平台西	2018/06/26	昼间		生产	41
			夜间		生产	38
		2018/06/27	昼间		生产	39
			夜间		生产	37
16	4# 4#大平台北	2018/06/26	昼间		生产	45
			夜间		生产	38
		2018/06/27	昼间		生产	48
			夜间		生产	34
以下空白						





检测报告

报告编号: TST-2018-0275

第 1 页 共 4 页

项目名称 吉 7 井区梧桐沟组油藏 65 口井加密开发工程及吉 7 井区集中拉油注水站改造项目

委托单位 中国石油新疆油田分公司开发公司

检测类别 噪声

编制: 吴婉君

签发:

审核: 杨金英

日期:



采样日期: 2018 年 11 月 9 日

检测日期: 2018 年 11 月 9 日

Xinjiang techte environmental protection technology co.LTD

Website: <http://www.xjxuri.com>

Company call: 0991-6366253

Company email: tstgzrb@126.com

检测报告

报告编号: TST-2018-0275

第 2 页 共 4 页

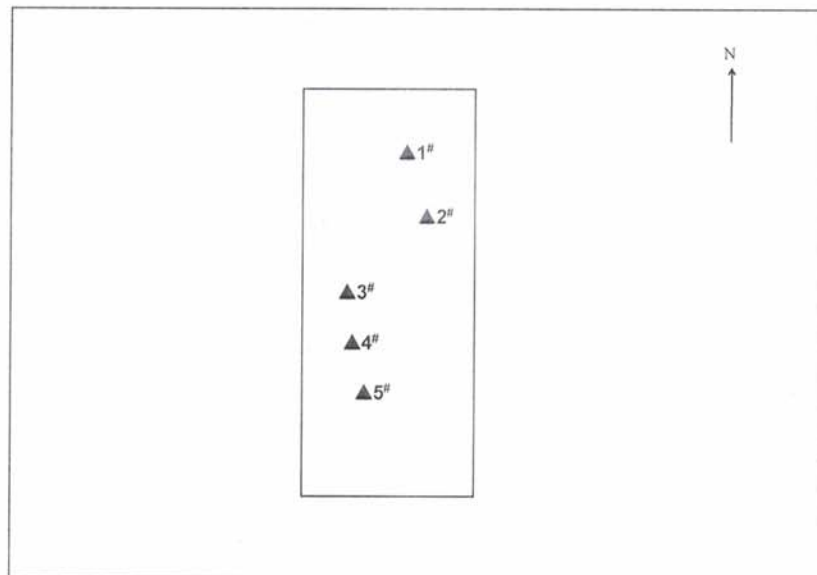
样品信息:

检测类别	检测点	采样人	采样方式	样品状态
噪声	详见附图 1	杜江、唐小虎	连续	/

项目地址: 吉 7 井区梧桐沟组油藏 65 口井

检测性质: 委托检测

附图 1:



说明: ▲噪声采样点

检测报告

报告编号: TST-2018-0275

第 3 页 共 4 页

检测结果:

(1) 噪声

单位: dB (A)

测点编号	检测点位置	主要声源	检测时间	结果	
1#	17号平台	无	2018年11月9日 昼间 12:59-16:32 夜间 06:05-07:57	昼间	44.3
		无		夜间	38.8
2#	18号平台	无		昼间	43.5
		无		夜间	39.1
3#	19A号平台	无		昼间	42.0
		无		夜间	38.8
4#	19B号平台	无		昼间	42.9
		无		夜间	38.4
5#	19C号平台	无		昼间	44.1
		无		夜间	39.4

GPS 点位信息

采样点		GPS 点位信息
噪声	17号平台 1#	(44°6'0.27"N;87°17'11.20"E)
	18号平台 2#	(44°5'45.46"N;87°17'10.24"E)
	19A号平台 3#	(44°5'21.76"N;87°17'10.78"E)
	19B号平台 4#	(44°5'22.13"N;87°17'4.70"E)
	19C号平台 5#	(44°5'10.11"N;87°17'5.20"E)

仪器信息

名称	型号	实验室编号	检校有效期
多功能声级计	AWA5688	YQSB-115	2018.11.16
声校准器	AWA6221A	YQSB-116	2018.11.14

1. 本次检测的依据:

产品类别	检测项目	检测标准(方法)名称及编号(含年号)	方法检测限
噪声	环境噪声	声环境质量标准 GB 3096-2008	/

2. 检测单位地址

新疆乌鲁木齐市高新区环园路 739 号

3. 本报告无新疆泰施特环保科技有限公司报告专用章、骑缝章和批准人签字无效。

4. 本报告不得涂改、增删。

Xinjiang techte environmental protection technology co.LTD

Website: <http://www.xjxuri.com>

Company call: 0991-6366253

Company email: tstgzrb@126.com

疆有公
专用章
010

检测报告

报告编号: TST-2018-0275

第 4 页 共 4 页

5. 本报告只对采样/送检样品检测结果负责。
6. 本报告未经同意不得作为商业广告使用。
7. 未经新疆泰施特环保科技有限公司书面批准, 不得部分复制检测报告。
8. 对本报告有疑义, 请在收到报告 10 天之内与本公司联系。
9. 除客户特别申明并支付样品管理费, 所有样品超过标准规定的时效期均不再做留样。
10. 委托检测结果及其对结果的判定结论只代表检测时状况, 报告中所附标准限值由客户提供。
11. 除客户特别申明并支付档案管理费, 本次检测的所有记录档案保存期限为六年。

报告结束

环保检测



163112050039



博奇清新检测

检测报告

报告编号: BQQX201709165

吉木萨尔凹陷 JHW033、JHW034、JHW035、JHW036

项目名称

钻试工程

委托单位

中国石油新疆油田分公司开发公司

样品类型

土壤、噪声

报告日期

2017.10.16

新疆博奇清新环境检测有限公司



土壤检测结果报告

委托单位: 中国石油新疆油田分公司开发公司					
项目名称: 吉木萨尔凹陷 JHW033、JHW034、JHW035、JHW036 钻试工程					
采样日期: —			分析日期: 2017.9.28-10.12		
采样点位: —					
样品性状: 淡黄			采样深度: —		
主要仪器: 原子吸收分光光度计 (230998010199)、原子荧光仪 (230E/2152693) 等					
采样人: 自送样品					
序号	检测项目	单位	检测结果	检测依据	检出限
1	pH	无量纲	6.37	土壤中 pH 值的测定 NY/T 1377-2007	—
2	铬	mg/kg	53.0	土壤 总铬的测定 火焰原子吸收分光光度法 HJ 491—2009	5
3	镉	mg/kg	0.25	土壤质量 铅、镉的测定 石墨炉原子吸收分光光度法 GB/T 17141-1997	0.01
4	铅	mg/kg	22.3		0.1
5	汞	mg/kg	0.092	土壤质量 总汞、总砷、总铅的测定原子荧光法 第1部分: 土壤中总汞的测定 GB/T22105.1-2008	0.002
6	砷	mg/kg	0.3	土壤质量 总汞、总砷、总铅的测定 原子荧光法第2部分: 土壤中总砷的测定 GB/T 22105.2-2008	0.01
7	石油类*	mg/kg	<4.6	土壤 石油的测定红外光度法	—
以下空白					
备注	石油类*为分包项目, 分包单位为新疆天蓝蓝环保技术服务有限公司, 资质证书编号 173112050010。				

编制: 赵乐莱

审核: 

签发: 





建设项目环评审批基础信息表

填表单位（盖章）：		中国石化新疆油田分公司开发公司				填表人（签字）：		项目经办人（签字）：	
建设 项目	项目名称	吉7井区梧桐沟组油藏65口井加密开发工程及吉7井区集中拉油注水站改造				建设内容、规模		原油处理能力为45×104t/a	
	项目代码 ¹								
	建设地点	吉7井区，行政隶属吉木萨尔县管辖							
	项目建设周期（月）	6.0				计划开工时间		2019年4月	
	环境影响评价行业类别	石油和天然气开采业				预计投产时间		2019年10月	
	建设性质	改、扩建				国民经济行业类型 ²		B0710石油开采	
	现有工程排污许可证编号（改、扩建项目）					项目申请类别		新申项目	
	规划环评开展情况					规划环评文件名			
	规划环评审查机关					规划环评审查意见文号			
	建设地点中心坐标 ³ （非线性工程）	经度	89.282000	纬度	44.107099	环境影响评价文件类别		环境影响报告表	
	建设地点坐标（线性工程）	起点经度		起点纬度		终点经度		终点纬度	工程长度（千米）
总投资（万元）	29240				环保投资（万元）		1560.00	所占比例（%）	5.34%
建设 单位	单位名称	中国石化新疆油田分公司开发公司	法人代表	陈新发	评价 单位	单位名称	新疆泰施特环保科技有限公司	证书编号	国环评证乙字第4028号
	统一社会信用代码（组织机构代码）	91650200715597998M	技术负责人	薛伟		环评文件项目负责人		联系电话	0991-6366295
	通讯地址	克拉玛依市友谊路36号	联系电话	0990-6889165		通讯地址	乌鲁木齐市北区环园路739号		
污 染 物 排 放 量	污染物	现有工程（已建+在建）		本工程（拟建或调整变更）		总体工程（已建+在建+拟建或调整变更）			排放方式
		①实际排放量（吨/年）	②许可排放量（吨/年）	③预测排放量（吨/年）	④“以新带老”削减量（吨/年）	⑤区域平衡替代本工程削减量 ⁴ （吨/年）	⑥预测排放总量（吨/年）	⑦排放增减量（吨/年）	
	废水	废水量(万吨/年)							<input checked="" type="radio"/> 不排放 <input type="radio"/> 间接排放： <input type="checkbox"/> 市政管网 <input type="checkbox"/> 集中式工业污水处理厂 <input type="radio"/> 直接排放：受纳水体_____
		COD							
		氨氮							
		总磷							
	废气	废气量（万标立方米/年）							/
		二氧化硫	0.138		0.170		0.308	0.170	/
氮氧化物		1.550		3.300		4.850	3.300	/	
颗粒物		2.030		1.100		3.130	1.100	/	
	挥发性有机物	191.880		22.81000		214.69	22.81000	/	
项目涉及保护区与风景名胜区的 情况	影响及主要措施		名称	级别	主要保护对象（目标）	工程影响情况	是否占用	占用面积（公顷）	生态防护措施
	生态保护目标								<input type="checkbox"/> 避让 <input type="checkbox"/> 减缓 <input type="checkbox"/> 补偿 <input type="checkbox"/> 重建（多选）
	自然保护区								<input type="checkbox"/> 避让 <input type="checkbox"/> 减缓 <input type="checkbox"/> 补偿 <input type="checkbox"/> 重建（多选）
	饮用水水源保护区（地表）				/				<input type="checkbox"/> 避让 <input type="checkbox"/> 减缓 <input type="checkbox"/> 补偿 <input type="checkbox"/> 重建（多选）
	饮用水水源保护区（地下）				/				<input type="checkbox"/> 避让 <input type="checkbox"/> 减缓 <input type="checkbox"/> 补偿 <input type="checkbox"/> 重建（多选）
风景名胜保护区				/				<input type="checkbox"/> 避让 <input type="checkbox"/> 减缓 <input type="checkbox"/> 补偿 <input type="checkbox"/> 重建（多选）	

注：1、同级经济部门审批核发的唯一项目代码
 2、分类依据：国民经济行业分类(GB/T 4754-2011)
 3、对多点项目仅提供主体工程的中心坐标
 4、指该项目所在区域通过“区域平衡”专为本工程替代削减的量
 5、⑦=③-④-⑤，⑧=②-④+⑥