大港老区稳产项目(2023 年)(大港油田分公司第二采油厂羊二庄油田老区、友谊油田新区、王徐庄油田新区及老区原油产能建设项目)一阶段竣工环境保护验收调查报告

建设单位：中国石油天然气股份有限公司大港油田分公司

编制单位：河北圣力安全与环境科技集团有限公司

2025 年 11 月

目 录

前言

石油和天然气为国民经济提供动力，是人民生活的必需品，同时也是重要的工业原料。石油、天然气的开发生产是整个国民经济的基础产业之一，对实现国民经济长期持续发展起着十分重要的作用。为国家资源、能源产业作出重大贡献。

中国石油大港油田第二采油厂（以下简称“第二采油厂”）位于河北省沧州渤海新区黄骅市，负责王徐庄、羊二庄、刘官庄、友谊油田的开发管理工作，是中国石油天然气股份有限公司大港油田分公司下属的集采、注、输为一体的综合性单位，作为本项目实际承建单位。

第二采油厂建有完善的油气集输、注水、污水处理、原油外输系统。截至目前，第二采油厂现有联合站 4 座(南一联合站、庄一联合站、中一联合站、友谊站)，采油井 476 口，开井 417 口，注水井 241 口，开井 210 口，全厂总产能 956.61t/d，总回注量 1449.68m^3 /d。截至目前，第二采油厂建有外输油管道 46.905km，集输干支线 86.228km，供水管道 40.177km，注入干支线 89.357km，单井输油 68.756km，单井注水 59.453km。

在油田开发过程中，因地层压力下降及注水开采的开发方式等原因，造成油井采出液产量下降、含水率上升，甚至部分油井因采油量不足而停井，从而导致产能呈下降的态势。按照国家的总体要求，为保障国家原油战略安全、实现原油的高产稳产，需要在现有开发区域内进一步地布设新的产能井，以弥补减少的原油产量，保持第二采油厂稳产。中国石油天然气股份有限公司大港油田分公司拟投资 24070 万元建设“大港老区稳产项目(2023 年)(大港油田分公司第二采油厂羊二庄油田老区、友谊油田新区、王徐庄油田新区及老区原油产能建设项目）”。

根据备案文件《大港老区稳产项目(2023 年）备案确认单》(项目代码：2305-000000-60-01-393069），项目拟布设新井 32 口(其中油井 26 口，注水井 6 口），预计新建产能 5.55×10^4t/a，并配套建设单井输油管线 0.83km，单井注水管线 0.33km，共计 1.16km。本项目采出液、回注水的集输、回注依托第二采油厂现有采油和注水的集输干线，不新增干线管道，仅铺设单井管线，T 接至现有的集输管网中；采出液的处理及运输依托各中转站、联合站现有的处理设施。

2024 年 11 月，中国石油天然气股份有限公司大港油田分公司委托天津市盛鑫源环境科技有限公司编制完成了《大港老区稳产项目(2023 年)(大港油田分

公司第二采油厂羊二庄油田老区、友谊油田新区、王徐庄油田新区及老区原油产能建设项目）环境影响报告书》，并于 2024 年 12 月 12 日取得沧州渤海新区黄骅市行政审批局批复，批复文号：渤黄审批书[2024]010 号。该项目逐年滚动开发，分阶段验收。

本次为项目一阶段验收。目前一阶段新建 3 座井场，新钻井 4 口，均为采油井；升级改造庄二混、庄十站 2 座危废暂存间。建成后新增原油产能 0.97 万吨，天然气产能 37.37 万立方米。

根据《中华人民共和国环境保护法》及《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》（国环规环评〔2017〕4 号）、《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》（HJ612-2011）、《建设项目竣工环境保护验收技术规范 生态影响类》（HJ/T394-2007）及《建设项目竣工环境保护验收技术指南 污染影响类》等有关规定，第二采油厂委托河北圣力安全与环境科技集团有限公司进行该项目一阶段的竣工环境保护验收调查工作。

河北圣力安全与环境科技集团有限公司接受委托后，立即开展了工程资料收集和现场调查，并在第二采油厂的配合下，对环评报告书及其批复中所提出的环境保护措施的落实情况、工程建设的生态影响及其恢复状况、工程的污染源分布及其防治措施等方面进行了调查，同时核实工程相关文件资料，并进行了必要的现状监测。在此基础上，按照《建设项目竣工环境保护验收技术规范 生态影响类》（HJ/T394-2007）和《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》（HJ612-2011）的要求编制了本工程的竣工环境保护验收调查报告。

1 综述

1.1 验收调查依据

1.1.1 相关法律法规

（1）《中华人民共和国环境保护法》（2015 年 1 月 1 日起施行）；

（2）《中华人民共和国环境影响评价法》（2018 年 12 月 29 日起施行）；

（3）《中华人民共和国水污染防治法》（2018 年 1 月 1 日起施行）；

（4）《中华人民共和国大气污染防治法》（ 2018 年 10 月 26 日施行）；

（5）《中华人民共和国噪声污染防治法》（2022 年 6 月 5 日施行）；

（6）《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2016 年 11 月 7 日修正）；

（7）《中华人民共和国土壤污染防治法》（2018 年 8 月 31 日审议通过，2019 年 1 月 1 日起施行）；

（8）《中华人民共和国水法》（2016 年 7 月修订）；

（9）《中华人民共和国水土保持法》（2011 年 3 月 1 日）；

（10）《中华人民共和国土地管理法》（2014 年 7 月修订）；

（11）《中华人民共和国森林法》（2009 年 8 月）；

（12）《中华人民共和国清洁生产促进法》（2012 年 7 月）；

（13）《中华人民共和国节约能源法（第二次修订）》（2018.10.26）；

（14）《中华人民共和国基本农田保护条例》（1998 年 12 月 27 日，国务院第 257 号）；

（15）《中华人民共和国自然保护区条例》（2016 年 2 月修订）；

（16）《风景名胜区条例》（2016 年 2 月修订）。

1.1.2 部门规章

（1）《建设项目环境保护管理条例》（国务院令第 682 号，2017.10.1）；

（2）《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版）；

（3）《环境影响评价公众参与办法》（2019 年 1 月 1 日施行）；

（4）《石油天然气管道保护条例》（中华人民共和国国务院令第 313 号，2001.8.2 实施）；

（5）《关于进一步加强建设项目环评公众参与工作的通知》（冀环办发〔2010〕

238 号）；

（6）《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》（环发〔2015〕4 号）；

（7）《河北省环境保护条例》（河北省第十届人大常委会公告第 39 号）；

（8）河北省环境保护局关于印发《建设项目环境保护管理若干问题的暂行规定》的通知（冀环办发〔2007〕65 号）；

（9）《京津冀及周边地区落实大气污染防治行动计划实施细则》（环发〔2013〕104 号）；

（10）《国务院关于印发水污染防治行动计划的通知》（国发〔2015〕17 号，2015 年 4 月 2 日印发）；

（11）《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》（国规环评〔2017〕4 号）；

（12）《建设项目环境影响评价文件审批及建设单位自主开展环境保护设施验收工作指引(试行）》（冀环办字函[2017]727 号）；

（13）关于《建设项目环境影响评价文件审批及建设单位自主开展环境保护设施验收工作指引(试行）》的说明。

1.1.3 验收技术规范及导则

（1）《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采类》（HJ612-2011，原国家环保部，2011 年 6 月 1 日）；

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

1.1.4 工程技术文件及批复文件

（1）《大港老区稳产项目(2023 年)(大港油田分公司第二采油厂羊二庄油田老区、友谊油田新区、王徐庄油田新区及老区原油产能建设项目）环境影响报告书》，天津市盛鑫源环境科技有限公司，2024.11；

（2）沧州渤海新区黄骅市行政审批局关于《大港老区稳产项目(2023 年)(大港油田分公司第二采油厂羊二庄油田老区、友谊油田新区、王徐庄油田新区及老区原油产能建设项目）环境影响报告书》的批复，渤黄审批书[2024]010 号，2024 年 12 月 12 日；

（3）《建设项目竣工环境保护验收监测报告》；

（4）中国石油大港油田第二采油厂提供的其它相关资料。

1.2 调查目的及原则

1.2.1 调查目的

根据沧州渤海新区黄骅市行政审批局关于《大港老区稳产项目(2023 年)(大港油田分公司第二采油厂羊二庄油田老区、友谊油田新区、王徐庄油田新区及老区原油产能建设项目）环境影响报告书》的批复要求和环评单位对该项目所做的评价结论、建议，以及该项目环境影响的内容和特点，本次验收调查目的旨在：

（1）调查该项目在设计、施工和试运行阶段对工程设计文件和环境影响报告书中所提出的环境保护措施落实情况，以及对环评批复要求的落实情况；

（2）调查本工程已采取的生态保护、水土保持及污染控制措施，并通过对项目所在区域环境监测与调查结果的评价，分析各项措施实施的有效性，针对该工程已产生的实际环境问题及可能存在的潜在环境影响，提出切实可行的补救和应急措施，针对已实施的尚不完善的措施提出改进意见；

（3）调查项目建设的变更情况，及其可能对环评结论和环保措施的影响；

（4）通过公众意见调查，了解公众对工程施工期及试运行期环境保护工作意见及对工程所在区域居民工作和生活的影响情况，并将公众的合理要求反馈给工程管理部门，同时提出解决建议；

（5）根据工程环境影响的调查结果，客观、公正地从技术上论证该工程是否符合竣工环境保护验收条件。

1.2.2 验收调查原则

本次验收调查工作坚持如下几点原则进行；

（1）认真贯彻国家与地方的环境保护法律、法规及有关规定；

（2）坚持生态保护与污染防治并重的原则；

（3）坚持客观、公正、科学、求实的原则；

（4）坚持利用已有资料与实地踏勘、现场调研、现状监测相结合的原则；

（5）坚持对工程施工期、试运行期环境影响进行全过程分析的原则。

1.3 调查方法

根据调查目的和内容，对照油田试运行时期的环境影响程度和范围，确定本次竣工环保验收调查主要采取现场勘查、文件资料核实、公众意见调查和现场监测相结合的手段和方法。其主要方法为：

（1）按照《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采类》、《建设项目竣工环境保护验收技术规范 生态影响类》、《建设项目竣工环境保护验收技术规范 污染影响类》、《建设项目环境保护设施竣工验收监测管理和有关问题的通知》中的要求执行，并参照《环境影响评价技术导则》规定的方法；

（2）试运行期环境影响调查以现场勘查和环境现状监测为主，通过现场调查、监测和查阅生产设备，记录分析该工程对环境的影响；

（3）生态环境保护措施调查以现场调查、核实有关资料文件为主，并核实环境影响评价和初步设计所提示环保措施的落实情况；

（4）环境保护措施有效性分析以污染源监测和现场调查为主，根据存在的问题提出改进措施与补救措施相结合的方法。

1.4 调查范围

本次验收调查范围与《大港老区稳产项目(2023年)(大港油田分公司第二采油厂羊二庄油田老区、友谊油田新区、王徐庄油田新区及老区原油产能建设项目)》中评价范围一致。具体调查范围见下表。

表 1.4-1 竣工环保验收调查范围表

序号	项目	调查范围	评价范围	备注
1	环境空气	以井场为中心、边长5km的矩形区域	以井场为中心、边长5km的矩形区域	与环评一致
2	地下水	南大港评价区：北至老石碑河，南至廖家洼排水渠，西至廖家洼排水渠北叉，东至南大港湿地。南排河评价区：以井场占地范围向西北外扩1000m，向西南外扩1000m，向东北外扩500m，向东南外扩650m。	南大港评价区：北至老石碑河，南至廖家洼排水渠，西至廖家洼排水渠北叉，东至南大港湿地。南排河评价区：以井场占地范围向西北外扩1000m，向西南外扩1000m，向东北外扩500m，向东南外扩650m。	与环评一致
3	噪声	井场厂界、管线两侧外扩200m范围	井场厂界、管线两侧外扩200m范围	与环评一致
4	环境风险	不设置评价范围	不设置评价范围	与环评一致
5	生态环境	井场占地范围及周边50m范围内，管线两侧300m范围	井场占地范围及周边50m范围内，管线两侧300m范围	与环评一致
6	土壤	井场外扩1000m,管线周边200m范围	井场外扩1000m，管线周边200m范围	与环评一致

1.5 调查内容及监测因子

1、生态环境

生态环境选择工程永久占地、临时占地、复垦土地等对农业经济、植被等的影响；废弃泥浆对农作物的影响等因素及水土流失等作为调查因子。

2、声环境

井丛场边界噪声，监测因子为等效连续A声级(Leq）。

3、环境空气

项目大气污染源为井丛场无组织排放的非甲烷总烃，项目依托联合站加热炉排放的颗粒物、SO_2、NOx、烟气黑度；

4、水环境

本次验收调查水环境包括地下水环境、联合站回注水等水质。

联合站回注水监测因子：含油量、悬浮物、粒径中值、硫酸盐还原菌、腐生菌、铁细菌；

地下水环境监测因子：pH值、耗氧量、石油类、挥发性酚类、石油烃（C6-C9）、石油烃（C10-C40）、硫化物、氯化物、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬、苯、甲苯、二甲苯。

5、土壤环境

本次验收调查土壤环境为井丛场所在地的土壤环境。

监测因子：pH、石油类、石油烃(C_6~C_9)、石油烃(C_{10}~C_{40})、钡、汞、砷、六价铬、苯、甲苯、二甲苯、土壤盐分含量。

1.6 验收调查重点

项目为石油资源开发项目，通过对该工程环境影响评价文件、初步设计文件的分析，确定本次验收调查重点为以下几点：

1、核实实际工程建设内容及方案设计变更情况；调查环评提出的环境保护目标基本情况及变更情况；

2、环境保护设计文件、环境影响评价文件及环境影响评价审批文件中提出的环境保护措施（包括污染源治理、生态保护及恢复情况、风险防范与应急措施落实）落实情况及其效果、污染物排放总量控制要求落实情况；

3、调查了解施工及试运行期间公众意见、实际存在的及公众反映强烈的环境问题；

4、环境影响评价制度及其他环境保护规章制度执行情况；环境质量和主要

污染因子达标情况；

5、工程环境保护措施投资情况、环境保护管理制度及执行情况。

1.7 验收执行标准

根据《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采类》中 4.3.1 规定"原则上采用环境影响评价文件中经环境保护行政主管部门确认的环境保护标准与污染防治设施的相关指标作为验收调查标准，如有已修订新颁布的环境保护标准则用其作为验收调查的标准。验收调查标准变化情况如下：

表 1.7-1 验收调查标准变化情况

分类	原环评执行标准	调整情况
环境质量标准	《声环境质量标准》（GB3096-2008）	无变化
	《环境空气质量 非甲烷总烃限值》（DB13/1577-2012）	无变化
	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）	无变化
	《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行）》(GB36600-2018）、《建设用地土壤污染风险筛选值》(DB13/T5216-2022）、《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准(试行）》(GB15618-2018)	无变化
污染物排放标准	《工业企业挥发性有机物排放控制标准》(DB13/2322-2016）、《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020）、《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019）、《工业炉窑大气污染物排放标准》(DB13/1640-2012）和《关于印发《工业炉窑大气污染综合治理方案》的通知》(环大气(2019)56 号）排放限值要求。	无变化
	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）	无变化
	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）	无变化

本次验收调查标准主要分为环境质量标准和污染物排放标准，各标准执行情况具体如下：

1.7.1 环境质量标准

1、环境空气质量标准

《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准和《环境空气质量 非甲烷总烃限值》（DB13/1577-2012）二级标准，环境空气质量标准见下表。

表 1.7-2 环境空气质量标准

项目	标准值		单位	标准来源
TSP	24 小时平均	300	$\mu g/m^3$	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级及修改单
PM_{10}	24 小时平均	150		

NO_2	24小时平均	80		
	1小时平均	200		
SO_2	24小时平均	150		
	1小时平均	500		
O_3	8小时平均	160		
	1小时平均	200		
CO	24小时平均	4	mg/m^3	
	1小时平均	10		
非甲烷总烃	小时均值	2.0		《环境空气质量非甲烷总烃限值》（DB13/1577-2012）二级

2、地下水质量标准

地下水质量标准的因子执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，石油类参照执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）表1中III类标准，地下水环境质量标准见下表。

表1.7-3　地下水环境质量标准

项目	III类标准	单位	标准来源
pH	6.5～8.5	--	执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准
氨氮（以N计）	≤0.50	mg/L	
硝酸盐（以N计）	≤20.0		
亚硝酸盐（以N计）	≤1.00		
挥发性酚类（以苯酚计）	≤0.002		
氰化物	≤0.05		
砷	≤0.05		
汞	≤0.001		
铜	≤1.00		
铬(六价）	≤0.05		
总硬度（以$CaCO_3$计）	≤450		
铅	≤0.01		
氟化物	≤1.0		
镉	≤0.01		
铁	≤0.3		
锰	≤0.10		
溶解性总固体	≤1000		
耗氧量（COD_{Mn}法，以O_2计）	≤3.0		
硫酸盐	≤250		
氯化物	≤250		
苯	≤10.0		
总大肠菌群	≤3.0	个/L	
细菌总数	≤100	个/mg	

石油类	≤0.05	mg/L	《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）

3、环境噪声标准

声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准，声环境质量标准见下表。

表 1.7-4　声环境质量标准

区域	标准值		单位	标准来源
项目区	昼间	60	dB（A）	《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类
	夜间	50		

4、土壤环境质量标准

井场占地范围内用地执行《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行）》(GB36600-2018）中第二类用地筛选值标准要求，该标准未包含的因子执行《建设用地土壤污染风险筛选值》(DB13/T5216-2022）中第二类用地筛选值标准要求；拟建井场占地范围外农田执行《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准(试行）》(GB15618-2018）中风险筛选值标准要求。

表 1.7-5　土壤环境质量标准

序号	污染物名称	标准值	单位	标准来源
1	砷	60	mg/kg	《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 基本项目
2	镉	65	mg/kg	
3	铬（六价）	5.7	mg/kg	
4	铜	18000	mg/kg	
5	铅	800	mg/kg	
6	汞	38	mg/kg	
7	镍	900	mg/kg	
8	四氯化碳	2.8	mg/kg	
9	三氯甲烷	0.9	mg/kg	
10	氯甲烷	37	mg/kg	
11	1,1-二氯乙烷	9	mg/kg	
12	1,2-二氯乙烷	5	mg/kg	
13	1,1-二氯乙烯	66	mg/kg	
14	顺-1,2-二氯乙烯	596	mg/kg	
15	反-1,2-二氯乙烯	54	mg/kg	
16	二氯甲烷	616	mg/kg	
17	1,2-二氯丙烷	5	mg/kg	
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10	mg/kg	
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	mg/kg	
20	四氯乙烯	53	mg/kg	

21	1,1,1-三氯乙烷	840	mg/kg	
22	1,1,2-三氯乙烷	2.8	mg/kg	
23	三氯乙烯	2.8	mg/kg	
24	1,2,3-三氯丙烷	0.5	mg/kg	
25	氯乙烯	0.43	mg/kg	
26	苯	4	mg/kg	
27	氯苯	270	mg/kg	
28	1,2-二氯苯	560	mg/kg	
29	1,4-二氯苯	20	mg/kg	
30	乙苯	28	mg/kg	
31	苯乙烯	1290	mg/kg	
32	甲苯	1200	mg/kg	
33	间二甲苯+对二甲苯	570	mg/kg	
34	邻二甲苯	640	mg/kg	
35	硝基苯	76	mg/kg	
36	苯胺	260	mg/kg	
37	2-氯酚	2256	mg/kg	
38	苯并[a]蒽	15	mg/kg	
39	苯并[a]芘	1.5	mg/kg	
40	苯并[b]荧蒽	15	mg/kg	
41	苯并[k]荧蒽	151	mg/kg	
42	䓛	1293	mg/kg	
43	二苯并[a,h]蒽	1.5	mg/kg	
44	茚并[1,2,3-cd]芘	15	mg/kg	
45	萘	70	mg/kg	
46	石油烃	4500	mg/kg	《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 2 其它项目
47	钡	5460	mg/kg	《建设用地土壤污染风险筛选值》（DB 13/T 5216—2022）

表 1.7-6　农用地土壤污染风险管控标准 单位：mg/kg

序号	污染物项目		风险筛分值			
			pH≤5.5	5.5＜pH≤6.5	6.5＜pH≤7.5	pH＞7.5
1	镉	其他	0.3	0.3	0.3	0.6
2	汞	其他	1.3	1.8	2.4	3.4
3	砷	其他	40	40	30	25
4	铅	其他	70	90	120	170
5	铬	其他	150	150	200	250
6	铜	其他	50	50	100	100
7	镍		60	70	100	190
8	锌		200	200	250	300

1.7.2 污染物排放标准

1、大气污染物排放标准

施工期扬尘执行《施工场地扬尘排放标准》（DB13/2934-2019）表 1 扬尘排放浓度限值；

项目运营期井场边界无组织挥发产生的非甲烷总烃排放执行《工业企业挥发性有机物排放控制标准》(DB13/2322-2016）中表 2 中其他企业边界浓度限值，同时满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020）中“5.9 企业边界污染物控制要求”规定限值。井场内非甲烷总烃无组织排放的执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019）附录 A1 标准要求。联合站加热炉执行《工业炉窑大气污染物排放标准》(DB13/1640-2012）和《关于印发(工业炉窑大气污染综合治理方案）的通知》(环大气(2019)56 号）排放限值要求。大气污染物排放标准见下表。

表 1.7-7　大气污染物排放标准

<table>
<tr><td>污染物名称</td><td>标准值</td><td colspan="2">标准来源</td></tr>
<tr><td>PM_{10}</td><td>80μg/m3</td><td colspan="2">《施工场地扬尘排放标准》（DB13/2934-2019）</td></tr>
<tr><td>非甲烷总烃</td><td>2.0mg/m^3</td><td colspan="2">《工业企业挥发性有机物排放控制标准》(DB13/2322-2016)中表 2 中其他企业边界浓度限值;《陆上石油天 然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020）中 5.9 章节规定限值</td></tr>
<tr><td>污染物名称</td><td>特别排放限值</td><td>限值含义</td><td>标准名称</td></tr>
<tr><td rowspan="2">非甲烷总烃</td><td>6.0mg/m^3</td><td>监控点处 1h 平均浓度限值</td><td rowspan="2">《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）</td></tr>
<tr><td>20.0mg/m^3</td><td>监控点处任意一次浓度值</td></tr>
<tr><td>颗粒物</td><td>25.0mg/m^3</td><td colspan="2" rowspan="4">《工业炉窑大气污染物排放标准》(DB13/1640-2012）和《关于印发(工业炉窑大气污染综合治理方案）的通知》(环大气(2019)56 号）排放限值要求</td></tr>
<tr><td>SO_2</td><td>200.0mg/m^3</td></tr>
<tr><td>NOx</td><td>200.0mg/m^3</td></tr>
<tr><td>烟气黑度</td><td>＜1（无量纲）</td></tr>
</table>

2、水污染物排放标准

运营期项目产生的采出水依托各联合站采出水处理系统处理达标后回注含油层，回注水水质执行《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2022）标准表 1 推荐水质主要控制指标。根据开发区地质参数可知，庄一联合站、中一联合站、南一联合站的辖区的注水井注入层平均空气渗透率>0.5~≤2.0μm^2，执行 IV 级标准。

表 1.7-8　回注污水水质主要指标

污染因子	单位	指标
悬浮固体含量	mg/L	≤25.0
悬浮物颗粒直径中值	μm	≤5.0
含油量	mg/L	≤30.0

3、噪声

运营期厂界噪声排放执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准；施工期噪声排放执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）中相应限值。环境噪声排放限值见下表。

表 1.7-9　环境噪声排放限值

时期	污染物名称		标准值	单位	标准来源
运营期	等效连续 A 声级（Leq）	昼间	60	dB（A）	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类区
		夜间	50		
施工期	等效连续 A 声级（Leq）	昼间	70	dB（A）	《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）
		夜间	55		

4、固废标准

一般工业固体废物参照执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）。

危险废物的贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）等有关规定。

1.8 环境保护目标

根据现场踏勘，本项目一阶段工程分布在羊二庄油田和王徐庄油田。本阶段产能建设涉及井场周边环保目标如下。

（1）环境空气保护目标

表 1.8-1　环境空气主要环境保护目标一览表

井场名称	敏感点名称	中心坐标		方位及距离（m）	环境保护对象	环境功能区
		经度	纬度			
庄 9-12-6H	李家堡村	117.620645	38.498323	NE/220	居住区/居民	环境空气二类区
	沈家铺村	117.616775	38.502975	N/1500		
岐 41-18	碧桂园凤凰生态城	117.480020	38.531270	E/1750	居住区/居民	环境空气二类区
	四分场二队	117.457619	38.545042	N/1700		
岐 683-6L	/	/	/	/	/	/
庄 9-12-6H	河北黄骅古贝壳堤省级	11.7624554	38.504036	NE/1700	--	环境空气一类区

	自然保护区					

（2）地下水保护目标

根据调查，本项目一阶段新增钻井及单井管线周边不存在集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区、除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区、集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区以外的补给径流区、未划定准保护区的集中式饮用水水源、其保护区以外的补给径流区、分散式饮用水水源地、特殊地下水资源等地下水敏感区域。

本项目一阶段地下水主要保护目标为潜水含水层。

（3）声环境保护目标

本项目一阶段声环境调查范围为井场厂界、管线两侧外扩 200m 范围，根据调查，不存在声环境保护目标。

（4）土壤环境保护目标

表 1.8-2　土壤环境主要环境保护目标一览表

井场名称	保护目标	方位	距离 m	环境功能区	环境保护要求
岐 41-18	南大港湿地一般控制区	SE	577	重要湿地	《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行）》(GB36600-2018）中第一类用地筛选值标准
	农田	评价范围内		农用地	《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准(试行）》(GB15618-2018）中风险筛选值标准
岐 683-6L	农田	评价范围内		农用地	
庄 9-12-6H	李家堡村	NE	220	居住区	《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行）》(GB36600-2018）中第一类用地筛选值标准

（5）生态环境

表 1.8-3　生态环境保护目标

环境要素	保护对象	相对井场方位	保护内容	保护要求
生态环境	植被、生态系统	井场周边 50m，新建单井集油管线周边 300m	生态系统完成	生态系统完整性与稳定性
	动物		动物生境	生境完整
	耕地（永久基本农田）		水土流失防治、土壤肥力、农田面积	不改变现有生态功能

2 工程概况及变更影响调查

2.1 地理位置

本次产能建设项目共涉及第二采油厂 3 个油田，其中友谊油田位于沧州渤海新区黄骅市中捷产业园区；羊二庄油田位于沧州渤海新区黄骅市中捷产业园区及南排河镇；王徐庄油田位于沧州渤海新区黄骅市南大港产业园区。本次一阶段验收涉及羊二庄油田和王徐庄油田，项目实际建设地点不变。

2.2 项目建设过程

项目建设过程见下表。

表 2-1　项目建设过程

建设程序	文件名/批准文号	编制/审批单位	时间
备案	项目代码：2305-000000-60-01-393069	国家能源局	2023.5.25
环评报告编制	大港老区稳产项目(2023 年)(大港油田分公司第二采油厂羊二庄油田老区、友谊油田新区、王徐庄油田新区及老区原油产能建设项目）环境影响报告书	天津市盛鑫源环境科技有限公司	2024.11
环评报告书批复意见	渤黄审批书[2024]010 号	沧州市渤海新区黄骅市行政审批局	2024.12.12
开工日期	/	/	2025.01
竣工日期	/	/	2025.10
运营日期	/	/	2025.10

2.3 建设项目基本情况

表 2-2　项目施工期建设基本情况一览表

项目		环评情况	验收情况	备注
项目名称		大港老区稳产项目(2023 年)(大港油田分公司第二采油厂羊二庄油田老区、友谊油田新区、王徐庄油田新区及老区原油产能建设项目）	大港老区稳产项目(2023 年)(大港油田分公司第二采油厂羊二庄油田老区、友谊油田新区、王徐庄油田新区及老区原油产能建设项目）	一致
建设性质		扩建（滚动开发）	扩建（滚动开发）	一致
主体工程	钻前工程	钻前工段包括施工井场地面平整、井场基础建设(新建装式钢制基础，1 座/井场，用于架设钻井井架）、钻井设备搬运和安装、配套设施布置与建设、设备调试等。井场主要建构筑物包括机房、钻台、库房、辅助用房及临休房等。井场主要设备、设施包括钻机、钻井控制系统、泥浆不落地系统、供配电系统、监测及报警装置	钻前工段包括施工井场地面平整、井场基础建设(新建装式钢制基础，1 座/井场，用于架设钻井井架）、钻井设备搬运和安装、配套设施布置与建设、设备调试等。井场主要建构筑物包括机房、钻台、库房、辅助用房及临休房等。井场主要设备、设施包括钻机、钻井控制系统、泥浆不落地系统、供配电系统、监测及报警装置	一致
	钻井工程	新钻 26 口采油井、6 口注水井，采用水平井和常规井结构，采用二开井身结构，一开钻井液采用膨润土，二开采用聚合物体系钻井液，钻井过程包括钻井、钻进、测井、固井，固井后进行射孔完井。	新钻 4 口采油井，采用水平井和常规井结构，采用二开井身结构，一开钻井液采用膨润土，二开采用聚合物体系钻井液，钻井过程包括钻井、钻进、测井、固井，固井后进行射孔完井。	一致
	井场及站场	共设施工井场 10 座，升级改造庄二混、庄十站两座危废暂存间，本项目不新建站场依托现有联合站。	共设施工井场 3 座，升级改造庄二混、庄十站两座危废暂存间，本项目不新建站场依托现有联合站。	一致
	油气集输工程	新建单井输油管线 0.83km，新建单井注水管线 0.33km	新建单井输油管线 0.279m。	一致
辅助工程	辅助用房	包括机房、顶驱房、录井房、地质房、定向房、远控房、配电房等。	包括机房、顶驱房、录井房、地质房、定向房、远控房、配电房等。	一致
	钻井液等材料房	用于存放钻井液材料，包括膨润土、纯碱、重品石粉等。	用于存放钻井液材料，包括膨润土、纯碱、重品石粉等。	一致
	泥浆不落地系统	包括泥浆罐、钻井泵、套装水罐、钻井液罐、钻井废水暂存罐和泥饼岩屑暂存区。	包括泥浆罐、钻井泵、套装水罐、钻井液罐、钻井废水暂存罐和泥饼岩屑暂存区。	一致

	生活办公区	包括办公房、钻井监督房、工程值班房、地质值班房、钻井液值班房等。		一致
储运工程	采出液储罐	每个井场采用两座高架卧式储罐对试油过程中的试油采出液进行储存，在罐区四周设置围堰，围堰内利用防渗膜进行防渗处理。单个采出液储罐的最大储存量 40m^3，装量系数取 0.85。采出液定期由车拉运至联合站。	每个井场采用两座高架卧式储罐对试油过程中的试油采出液进行储存，在罐区四周设置围堰，围堰内利用防渗膜进行防渗处理。单个采出液储罐的最大储存量 40m^3，装量系数取 0.85。采出液定期由车拉运至联合站。	一致
	钻井液(泥浆）储罐	每个井场的钻井液均采用立式储罐进行储存，每个井场设储 4 座，单个储罐最大储量为 40m^3，装量系数取 0.9。区四周设置围堰，围堰内利用防渗膜进行防渗处理。	每个井场的钻井液均采用立式储罐进行储存，每个井场设储 4 座，单个储罐最大储量为 40m^3，装量系数取 0.9。区四周设置围堰，围堰内利用防渗膜进行防渗处理。	一致
	循环罐	每个井场设 2 个泥浆循环罐，用于泥浆循环，每个罐有效容积 40m^3。	每个井场设 2 个泥浆循环罐，用于泥浆循环，每个罐有效容积 40m^3。	一致
	废弃钻井泥浆罐	每个井场设 2 个废弃钻井泥浆罐，均为封闭结构，每个泥浆罐有效容积 40m^3。	每个井场设 2 个废弃钻井泥浆罐，均为封闭结构，每个泥浆罐有效容积 40m^3。	一致
	岩屑收集罐和存储罐	每个井场随钻不落地区包括岩屑收集罐 3 座，单个收集罐最大储量为 50m^3，存储罐 1 个，单罐最大储量为 60m^3。	每个井场随钻不落地区包括岩屑收集罐 3 座，单个收集罐最大储量为 50m^3，存储罐 1 个，单罐最大储量为 60m^3。	一致
	洗井废水储罐	存储洗井废水，1 具 60m^3 立式储罐。	存储洗井废水，1 具 60m^3 立式储罐。	一致
	柴油储罐	设置一具 20m^3 的双层卧式撬装柴油储罐，柴油罐区做重点防渗处理。	设置一具 20m^3 的双层卧式撬装柴油储罐，柴油罐区做重点防渗处理。	一致
	水罐	设置 1 具 60m^3 的水罐。	设置 1 具 60m^3 的水罐。	一致
	表土堆存区	堆放施工井场清理表土。	堆放施工井场清理表土。	一致
公用工程	给排水	生产用水由水罐车运到水罐区；生活用水由桶装水运到生活区。项目施工期钻井废水、试油洗井废水等拉运至依托联合站内采出水处理系统处理达标后全部回注现役油层，不外排；管线试压废水就地泼洒抑尘。	生产用水由水罐车运到水罐区；生活用水由桶装水运到生活区。项目施工期钻井废水、试油洗井废水等拉运至依托联合站内采出水处理系统处理达标后全部回注现役油层，不外排；管线试压废水就地泼洒抑尘。	一致

	供电工程	运营期依托区域现有电网，施工期配备柴油发电机，具备电网供给条件的区域采用电网供电，其他情况下用柴油发电机供电。	运营期依托区域现有电网，施工期配备柴油发电机，具备电网供给条件的区域采用电网供电，其他情况下用柴油发电机供电。	一致
	供热系统	施工期生活区采取电采暖，设备伴热方式为电伴热。	施工期生活区采取电采暖，设备伴热方式为电伴热。	一致
	道路系统	第二采油厂所辖区域道路较为完善，各井场路及主干道均已建成使用，本项目依托现有井场道路。	第二采油厂所辖区域道路较为完善，各井场路及主干道均已建成使用，本项目依托现有井场道路。	一致
环保工程	废气	①扬尘：施工场地内定期洒水抑尘，管线开挖出的土石方覆盖抑尘网，湿式作业；②柴油发电机使用轻质柴油为燃料，使用符合环保要求的柴油发电机组，使用设备自带的排气设备排放，废气经自带排气筒排放；③运输车辆废气：井场分布稀疏，车辆运输间隔较大，污染物产生为间断性、不连续排放；④焊接使用无毒低尘焊条。	①扬尘：施工场地内定期洒水抑尘，管线开挖出的土石方覆盖抑尘网，湿式作业；②柴油发电机使用轻质柴油为燃料，使用符合环保要求的柴油发电机组，使用设备自带的排气设备排放，废气经自带排气筒排放；③运输车辆废气：井场分布稀疏，车辆运输间隔较大，污染物产生为间断性、不连续排放；④焊接使用无毒低尘焊条。	一致
	废水	①钻井废水：钻井泥浆经随钻处理系统处理后的分离水，大部分用于其他钻井的泥浆配制过程，剩余部分同洗井废水一起由车运至各联合站的废水处理系统进行处理后回注现役油藏层位；②洗井废水：由罐车运至依托联合站，经站内采出水处理系统处理后回注现役油藏层位；③管线试压废水：就地泼洒抑尘；④生活污水：盥洗废水场地内泼洒抑尘，施工营地设临时防渗环保厕所，定期清掏。	①钻井废水：钻井泥浆经随钻处理系统处理后的分离水，大部分用于其他钻井的泥浆配制过程，剩余部分同洗井废水一起由车运至各联合站的废水处理系统进行处理后回注现役油藏层位；②洗井废水：由罐车运至依托联合站，经站内采出水处理系统处理后回注现役油藏层位；③管线试压废水：就地泼洒抑尘；④生活污水：盥洗废水场地内泼洒抑尘，施工营地设临时防渗环保厕所，定期清掏。	一致
	噪声	使用低噪声机械设备：合理布置施工现场，合理安排作业时间。	使用低噪声机械设备：合理布置施工现场，合理安排作业时间。	一致

	固废	①钻井泥浆经“随钻不落地固液分离处理系统”处理后产生的钻井泥饼和钻井岩屑委托沧州裕多通商贸有限公司运输黄骅市益民新型建材有限公司制砖综合利用；②油层岩屑和落地油运送至歧三站危废暂存间有资质的单位进行处理；③含油沾染物(废防渗材料、废棉纱、废油桶等）：若产生待场地清理后送至有资质的单位进行处理；④施工废料部分回收利用，剩余废料拉运至环卫部门指定地点处理；⑥生活垃圾：生活垃圾集中收集后统一运输至环卫部门指定地点处置。	①钻井泥浆经“随钻不落地固液分离处理系统”处理后产生的钻井泥饼和钻井岩屑委托沧州裕多通商贸有限公司运输黄骅市益民新型建材有限公司制砖综合利用；②油层岩屑和落地油运送至歧三站危废暂存间有资质的单位进行处理；③含油沾染物(废防渗材料、废棉纱、废油桶等）：若产生待场地清理后送至有资质的单位进行处理；④施工废料部分回收利用，剩余废料拉运至环卫部门指定地点处理；⑥生活垃圾：生活垃圾集中收集后统一运输至环卫部门指定地点处置。	一致
	环境风险防范措施	每座施工井场钻井泵、泥浆罐、柴油储罐、钻机底座、井控远程控制台等处设置机械围堰，上铺防渗布；施工井场周围设置截水沟，防止钻井废水溢流污染周边地表水体。	每座施工井场钻井泵、泥浆罐、柴油储罐、钻机底座、井控远程控制台等处设置机械围堰，上铺防渗布；施工井场周围设置截水沟，防止钻井废水溢流污染周边地表水体。	一致
总投资（万元）		24070	5097.49	一致
环保投资（万元）		504	95.1	一致

表 2-2　项目运营期建设基本情况一览表

工程内容			环评情况	验收情况	备注
主体工程	采油工程	油井	新建产能 5.55 万 t/a，共布设 26 口油井，其中羊二庄油田 10 口、友谊油田 2 口、王徐庄油田 14 口。	新建产能 0.97 万 t/a，共布设 4 口油井，其中羊二庄油田 2 口、王徐庄油田 2 口。	一致
		注水井	共布设 6 口水井，其中羊二庄油田 3 口、王徐庄油田 3 口。	不涉及	一致
		井场	共设井场 10 座。	共设井场 3 座。	一致
		输油管线	新建单井输油管线 0.83km，各井均采用“管线输送”方式。	新建单井输油管线 0.279km，各井均采用“管线输送”方式。	一致

	注水管线	新建单井注水管线 0.33km，与单井输油管线同沟设	新建单井注水管线 0.33km，与单井输油管线同沟设	一致
	危废暂存间	升级改造庄二混、庄十站两座危废暂存间，配套防渗工程。	升级改造庄二混、庄十站两座危废暂存间，配套防渗工程。	一致
辅助工程	井下作业	主要包括油水井维修和洗井。	主要包括油水井维修和洗井。项目尚未开展井下作业。	一致
	道路	主干路已有，本项目依托现有进井道路，不新建。	本项目依托现有进井道路，不新建。	一致
公用工程	给排水	运营期不新增生活用水，回注水依托联合站采出水处理系统。	运营期不新增生活用水，回注水依托联合站采出水处理系统。	一致
	供电	依托区域现有电网。	依托区域现有电网。	一致
	供热	联合站生产用热由站场内加热炉提供，项目新建井场输油管线采用电伴热。冬季办公采用空调取暖。	联合站生产用热由站场内加热炉提供，项目新建井场输油管线采用电伴热。冬季办公采用空调取暖。	一致
	自控工程	①新建油井配套生产信息采集装置，通讯采用 A11 标准通讯协议，井口仪表数据采用短距离无线通信方式传输至井口 RTU，井口 RTU 采用 4G-VPDN 方式传输至油水井智能分析系统，实现单井生产数据的集中管控； ②井场配套视频安防监控系统，数据通过光纤网络上传至油田工业视频监控平台，实现生产工况的实时监管。	①新建油井配套生产信息采集装置，通讯采用 A11 标准通讯协议，井口仪表数据采用短距离无线通信方式传输至井口 RTU，井口 RTU 采用 4G-VPDN 方式传输至油水井智能分析系统，实现单井生产数据的集中管控； ②井场配套视频安防监控系统，数据通过光纤网络上传至油田工业视频监控平台，实现生产工况的实时监管。	一致
环保工程	废气	井场采用定压阀回收套管气；采出液(原油及伴生气）采用全密管线集输。	井场采用定压阀回收套管气；采出液(原油及伴生气）采用全密管线集输。	一致
	废水	采出水和井下作业废水经所属联合站采出水处理系统，处理达标后回注现役油藏层位。	采出水和井下作业废水经所属联合站采出水处理系统，处理达标后回注现役油藏层位。	一致
	噪声	抽油机、电机等设备选用低噪声设备；注意对设备的维护保养，保证设备保持在最佳运行状态，降低噪声源强度；定期对井场进行巡检，发现异常响动及时处理。	抽油机、电机等设备选用低噪声设备；注意对设备的维护保养，保证设备保持在最佳运行状态，降低噪声源强度；定期对井场进行巡检，发现异常响动及时处理。	一致

	固废	本项目含油沾染物(废防渗材料、废纱、废油桶等）、清管废渣和非正常工况下产生的落地油运送至歧三站危废暂存间暂存，由有资质的单位进行处理。	本项目含油沾染物(废防渗材料、废纱、废油桶等）、清管废渣和非正常工况下产生的落地油运送至歧三站危废暂存间暂存，由有资质的单位进行处理。	一致
	生态	加强设备及管线的维护、保养，防止原油泄漏及跑目滴漏污染土壤及动植物生境。	加强设备及管线的维护、保养，防止原油泄漏及跑目滴漏污染土壤及动植物生境。	一致

2.3.1 新井开发建设方案及规模

本次一阶段共新建产能 0.97 万 t/a，共布设 4 口油井，其中羊二庄油田 2 口、王徐庄油田 2 口。

表 2-4　产能建设项目开发工程计划一览表

油田	新钻井（口）	油井（口）	注水井（口）	拟建产能规模（万 t/a）
羊二庄油田	2	2	0	0.48
王徐庄油田	2	2	0	0.49
总合计	4	4	0	0.97

2.3.2 工程占地

根据土地利用规划图以及现场踏勘情况可知，项目临时占地土地性质主要为一般农地区和自然保留地。本项目一阶段新增永久占地面积为 6020m^2，新增临时占地面积为 22263.91m^2。永久占地和临时占地情况见下表。

表 2-5　工程占地情况一览表

井丛名称	井场占地面积		道路工程占地面积		永久占地面积（m^2）
	临时占地/m^2	永久占地/m^2	长度 m	永久占地/m^2	
庄 9-12-6H	2943.91	1800	30	120	1920
岐 41-18	8860	2100	20	80	2180
岐 683-6L	10460	1800	30	120	1920
合计	22263.91	5700	80	320	6020

项目实际建设过程占地情况与环评一致。

2.3.3 危废暂存间

为做好突发环境事件应急预案，增加采油二厂危废储存能力，拟新增两处危废暂存间。利用现有的庄二混及庄十站固废存放点进行改造，不新增占地。为避免雨水落入或流入危废暂存间，贮存间应采取防风、防雨、防晒和防止危险废物流失和扬散等措施。危废间应配备监控设备，警示应急等设备设施。危废间内暂存危险废物均置于密封桶或包装袋内放于相应区域托盘上，不属于易产生粉尘、VOCs 的贮存库；同时防止渗漏对周围的环境造成污染，危废间地面和裙角均要防渗措施，防渗层渗透系数小于 1×10^{-10}cm/s，防渗措施满足《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023）要求。

表 2-6　危废间基本信息一览表

名称	位置	用途		使用面积（m^2）	储存能力（t）	危废名称/类别/代码
		改造前	改造后			
庄二混	E117.5368252, N38.42049155	固废暂存点	危废暂存点	20	10	落地油（HW08 071-001-08） 含油沾染物（HW08 900-249-08） 清管废渣（HW08 071-001-08）
庄十站	E117.63475263, N38.48083764			84	40	

项目危废间实际建设过程与环评一致。

2.3.4 采油工程

本项目采油工程采用有杆泵举升工艺，使用游梁式抽油机。用泵井下液体通过泵提升到地面。由普通交流异步电动机直接拖动。抽油机曲柄带以配重平衡块带动抽油杆，驱动井下抽油泵作固定周期的上下往复运行，把井下的油送到地面。

岐 683-8H

岐 41-8H

庄 9-2-6H、庄 9-12-4H

2.3.5 注水工程

本项目一阶段不建设注水井。

2.3.6 井下作业

井下作业是进行采油生产的重要手段之一。一般在油井投产前或投产以后进行，主要包括射孔、下泵、试油、洗井、修井等一系列工艺过程，在钻井、测井后要进行射孔，将射孔枪下入井管中油层部位，用射孔弹或射孔液将井管射成蜂窝孔状，使原油流入井管并用抽油泵采出。洗井、修井作业均是在采油井使用一段时间后，因腐蚀、结垢、机具磨损等而采取的工艺措施。本项目试运行期间未涉及井下作业过程。

2.3.7 油气集输工程

本项目油气集输依托第二采油厂现有油气集输干线（支线），油井采出液（气）经单井管线、油气集输干线（支线）输送至第二采油厂现有联合站。本项目敷设管线为单井管线，铺设范围为新钻井周边，单井管线“T”接至集输干管和注水干管的接口。单井管线均敷设在井场范围内，不穿越道路及河流，不新增永久占地。

管线规格及材质：集输油管线采用无缝钢管，管径为 76x4mm，设计最大工作压力 2.5MPa，管道内防腐采用 H87 系列，外壁采用 3 层 PE 防腐，聚氨酯泡沫夹克保温；严格按照《地面工艺管道防腐保温技术规定》(Q/SYDG14512013）进行。输油管线装有管道防泄漏检测报警智能管理系统。

施工方式：遵循“地上服从地下”“尽量减少施工占地”的原则，采取沟埋敷设，土路开挖方式，设置保护套管，作业带宽度为 4m。管道施工作业带为临时性使用土地，施工完毕后应立即恢复地貌，农田还耕复种。

2.3.8 依托工程

本项目的原油处理、含油采出水处理、注水均依托现有站场；羊二庄油田采出液、污水处理及回注依托庄一联合站；王徐庄油田采出液、污水处理及回注依托南一联合站。本项目为第二采油厂范围内产能建设项目，本次产能是为弥补第二采油厂各油田现有产能的递减情况，不会增加第二采油厂总产能。因此各个联合站或者转油站采出液和污水处理能力能够满足本项目产能的要求，依托可行。

2.3.9 公用工程

（1）给排水

本项目生产用水为各联合站处理达标的采出水，各井场采用巡守制，无人员长期驻守，生活设施依托第二采油厂现有作业区，本项目不新增劳动人员，不新增生活污水。

运营期油井采出液经现有的集输管线输送至所属联合站进行分离处理，分离出的原油为产品，伴生气直接外输不涉及其他工艺，分离出的采出水经联合站采出水处理系统处理后，满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2022）后全部回注现役油藏层位，用于油田注水开发工作，无工艺废水外排。井下作业带罐作业，产生的井下作业废水由罐车运至依托联合站采出水处理系统处理。目前，第二采油厂的注水干线、注水支线管网已较为完善。

（2）道路

本项目均依托现有道路。

（3）供热系统

本项目施工期生活区供暖方式采取电采暖。运营期局部井口采用电加热伴热集输工艺，依托联合站内用热由加热炉提供。

（4）供、配电

本项目用电均来自大港油田公司与当地政府双方共同投资建设的油田专用电网。井场设生产信息采集设施。

（5）自控工程

①新建油井配套生产信息采集装置，通讯采用 A11 标准通讯协议，井口仪表数据采用短距离无线通信方式传输至井口 RTU，井口 RTU 采用 4G-VPDN 方式传输至油水井智能分析系统，实现单井生产数据的集中管控。

②井场配套视频安防监控系统，数据通过光纤网络上传至油田工业视频监控平台实现生产工况的实时监管。

2.4 工艺过程及产污环节

油田开发是一项从地下到地面，包含多种工艺的系统工程，主要工艺过程有钻井工程、管线铺设工程、采油工程、油气集输与处理及供电、通讯等辅助工程。

油田开发过程可分为施工期、运营期和闭井期。施工期、运营期主要包括钻采、集输、处理三个过程，是对环境造成影响的主要时期；闭井期主要是环境功

能恢复时期。本项目开发主要为施工期和运营期，尚未出现闭井情况。

2.4.1 施工期工艺过程及产污环节

本项目施工期主要包括场地平整、设备安装等钻前准备、钻井、测井、固井、完井、试油和管线敷设工程。

1、钻井阶段施工工艺

钻生产井是在有开发价值的含油构造上进行作业，以获得油气资源。本项目钻井使用电力，不使用柴油机驱动，减少了钻井期间大气污染。项目施工期钻井阶段主要包括钻前准备，钻井（含测井、录井），试油。

钻井工艺按其顺序分为如下过程：

（1）钻前工程

钻前工程是指开钻前的准备工程。它包括以下内容：测定井位、落实水源、修筑道路、基础施工、井架安装、钻机搬迁与安装、土方工程施工、全套水、电、讯路的铺设和安装防冻保温设施以及备齐开钻钻具和用料，做好开钻井口准备（包括下导管和冲鼠洞）。

（2）钻进工程

指从开钻到全井进尺钻完所进行的施工。根据地质与工程设计的不同要求，这个时期可分为一次开钻、二次开钻或多次开钻。钻进工程的具体内容包括钻进（起下钻）、钻井泥浆返至地面、指定深度后提钻头、钻井液返至地面储罐、进行固井；二开钻进、钻井泥浆返至地面、指定深度后提钻头、钻井液返至地面储罐、进行固井，依次反复至指定深度。钻井过程中进行钻井取芯、测井、井壁取芯等。

（3）完井工程

主要包括完井电测、井壁取芯、油层套管固井、试压、测声幅、装井口装置等。

（4）试油工程

试油工程是了解油藏的基本手段，由于油井、油层条件不同，试油工艺方法也有所不同。常规试油主要包括施工前准备、通井、洗井、试压、射孔、替喷、试喷、诱喷、试产、测压及封层等。

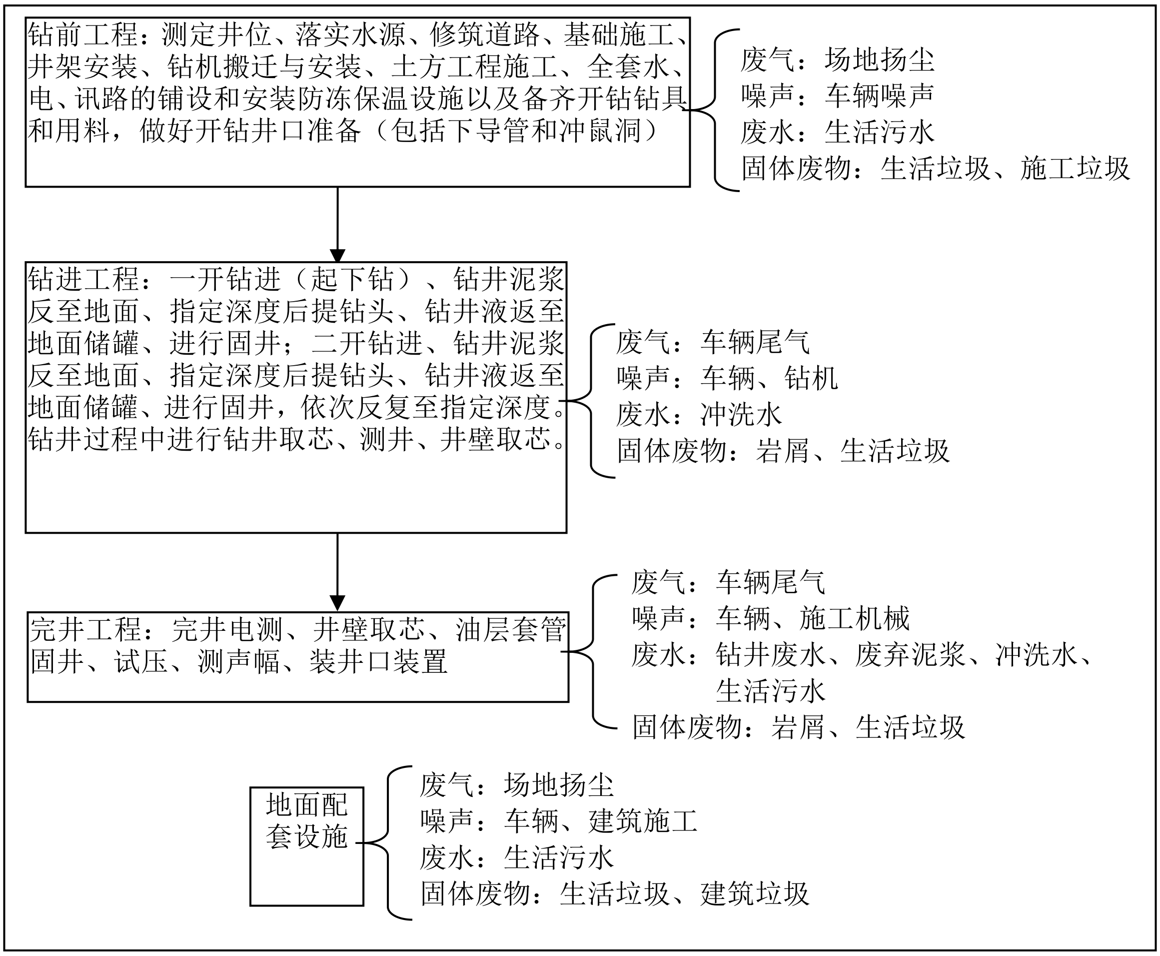

图 2-5　油田开发施工期工艺流程及污染物排放节点图

2、施工期产污环节

废水：施工期产生的废水主要有钻井废水、试油废水和生活污水。钻井废水是由机械废水、设备冲洗水、地层返出水及废钻井液澄清水等废水，以及固井、测井、录井施工作业中产生的废水。

废气：施工期产生的废气主要为车辆排放的尾气。

噪声：施工期噪声主要为钻井作业中的泥浆泵、钻机等施工机械、车辆噪声。

固废：施工期产生的固体废物主要是废弃泥浆、钻屑、生活垃圾及施工废料。

2.4.2 运营期工程工艺过程及产污环节

运营期主要工艺过程为采油、油气集输。该时期包括修井过程。

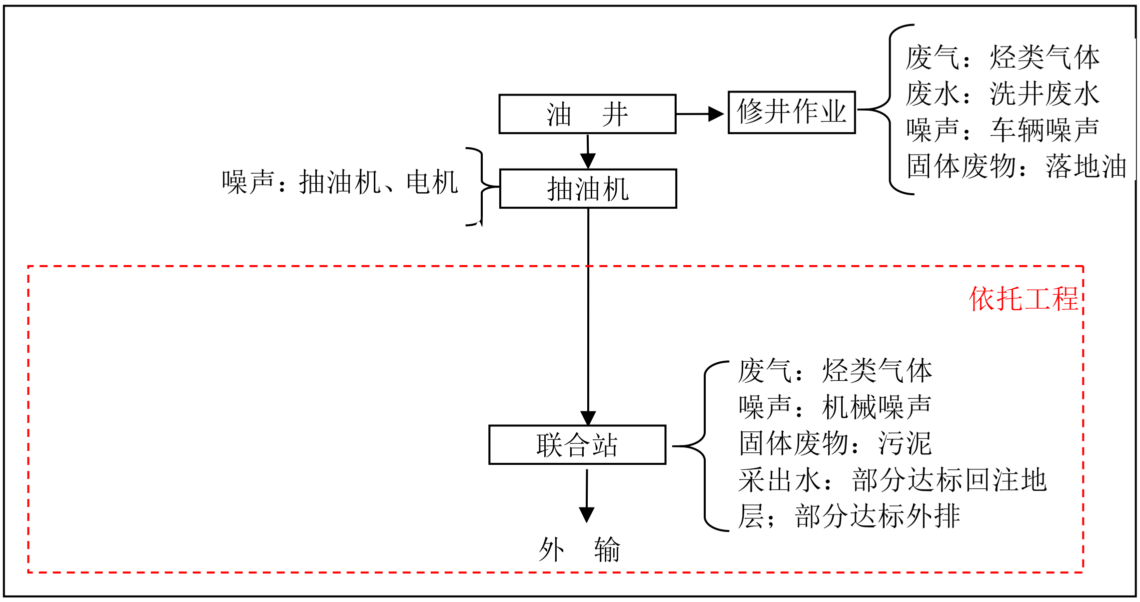

图 2-6　油田开发营运期采油工艺流程及污染物排放节点图

1、工艺流程

（1）采油工程工艺过程

采油是借助油层的自身压力或使用机械方式，使原油从地下储油层产出的工艺过程。

项目开发油藏部分属于超低渗透油藏，天然能量不足，地层压力较低，为保持油层压力，达到稳产目的，采用向油层注水的方式，驱替原油，即采用水驱采油的方法。伴随采油过程的进行，将产生油田采出水。油田采出水是在采油作业中从采出液分离出的废水，其量随着油田开采年限的增加呈逐渐上升趋势。

（2）注水工程工艺流程

注水工程就是将油田采出水回注至含油层驱油，本项目采用油田采出水进行回注。油田采出水经过联合站污水处理厂处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后，通过管道输送至注水站，通过注水站分送至注水平台，然后用加压泵通过注水井回注至指定含油层位进行驱油，帮助石油的开采。

（3）修井作业工程工艺过程

采油过程中对油水井的维护过程都要涉及到一些井下作业和施工，主要包括洗井、清蜡、冲砂、修井等工艺。

洗井、修井、冲砂和清蜡作业均是在采油井使用一段时间后，因腐蚀、结垢、

机具磨损和损坏等所采取的工艺措施，修井时一般需要将油杆、油管全部拔出，更换损坏的油杆、油管和深井泵。

（4）油气集输工程工艺过程

油气集输就是将油井中产出的原油和伴生气（主要是天然气），进入联合站进行油气分离，分离出的伴生气主要作为油田生产用燃料或综合利用，分离出的油田采出水处理达标后作为回注水。

（5）联合站油气处理工程（依托）

本项目依托联合站对采出液进行处理。采出液经过联合站三相分离系统分离成水相、油相、气相，水相进行污水处理站处理达标后回注或外排廖家洼，油相外输，气相经过处理后用于联合站加热炉。

2、运营期产污环节分析

废水：废水主要包括油田采出水、井下作业废水和生活污水。

废气：油气开采和集输过程会挥发、泄漏产生无组织排放烃类气体。

噪声：主要为井场抽油机的电机噪声。

固废：主要包括修井周期产生的落地原油及联合站油罐定期清洗罐底油泥、污水处理系统污泥。

2.5 验收期间工况

根据《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采类》中“4.4 工程运行情况调查，4.4.1 根据行业特征，在建设项目主体工程正常运行、配套环境保护设施建成使用后即可开展验收调查工作。4.4.2 注明实际调查工况，按环境影响评价文件近期的设计能力对主要环境要素进行影响分析。”

大港老区稳产项目(2023 年)(大港油田分公司第二采油厂羊二庄油田老区、友谊油田新区、王徐庄油田新区及老区原油产能建设项目）一阶段计划新增产能 0.97 万 t/a，站场及油气集输等工程均依托现有。根据调查，目前该项目主体工程运行正常、环保设施均依托现有，未新建站场及油气集输等工程，验收期间工况(100%）负荷大于设计能力的 75%，同时主体工程正常运行、配套环境保护设施建成使用，符合竣工环保验收要求。

2.6 工程环保投资

本项目建设总投资共计 24070 万元，环保总投资为 504 万元，占项目总投资

的 1.87%。本次一阶段实际完成总投资为 5097.49 万元，环保总投资为 95.1 万元，占项目总投资的 1.87%。

2.7 工程建设变化情况

本次验收项目为大港老区稳产项目(2023 年)(大港油田分公司第二采油厂羊二庄油田老区、友谊油田新区、王徐庄油田新区及老区原油产能建设项目）一阶段建设工程，验收井场主要分布于羊二庄油田、王徐庄油田。项目建设性质、生产工艺与环评阶段一致，环评及批复提出的环保措施基本落实，建设地点未发生变化，因此，项目建设未发生重大变动。

本项目计划产能总体规模为新钻井 32 口，其中采油井 26 口，注水井 6 口；项目一阶段部署总井数 4 口，其中采油井 4 口，注水井 0 口。

本项目计划新建单井输油管线 0.83km，新建单井注水管线 0.33km，一阶段新建单井输油管线 0.279km，新建单井注水管线 0km。

项目井场全部采用管线集输的方式输油，通过新建单井管线连接原有集输干线。第二采油厂地面依托设施主要为联合站、输油输气干线、注水干线、供电系统、道路等，废弃钻井泥浆依托原油运销公司废弃泥浆处理作业区；油泥砂依托原油运销公司油泥砂处理作业区。

本项目一阶段建成后新增原油产能 0.97 万吨，新增天然气产能 37.37 万立方米，一阶段总投资 5087.49 万元人民币。项目建成后第二采油厂总体产能基本维持不变。

3 环境影响报告书及审批文件回顾

2024 年 11 月，天津市盛鑫源环境科技有限公司完成了《大港老区稳产项目(2023 年)(大港油田分公司第二采油厂羊二庄油田老区、友谊油田新区、王徐庄油田新区及老区原油产能建设项目）环境影响报告书》的编制工作，2024 年 12 月 12 日取得沧州渤海新区黄骅市行政审批局批复，批复文号：渤黄审批书[2024]010 号。本章节将对项目环境影响报告书内容及批复意见的内容予以回顾。

3.1 环境影响报告书主要结论

3.1.1 项目概况

（1）项目名称：大港老区稳产项目(2023 年)(大港油田分公司第二采油厂羊二庄油田老区、友谊油田新区、王徐庄油田新区及老区原油产能建设项目）

（2）建设性质：扩建(滚动开发）

（3）建设单位：中国石油天然气股份有限公司大港油田分公司

（4）运营单位：中国石油大港油田第二采油厂

（5）建设地点：本次产能建设项目共涉及第二采油厂 3 个油田，其中友谊油田位于沧州渤海新区黄骅市中捷产业园区；羊二庄油田位于沧州渤海新区黄骅市中捷产业园区及南排河镇；王徐庄油田位于沧州渤海新区黄骅市南大港产业园区。根据《沧州渤海新区黄骅市国土空间规划(2021-2035 年）》，本项目拟建井场均位于陆域范围。

（6）工程投资：本项目总投资 24070 万元，其中环保投资为 504 万元，占总投资的 1.87%

（7）劳动定员：项目井场投入运营后井场内抽油机独立工作，不安排人员长期驻守，定期安排人员巡检，巡检人员为内部调剂，无新增员工。

（8）开采方式：全部地下开采，本项目所有采油井进入地面指定深度后根据油藏埋藏位置进行定向钻井，到达指定深度后采用套管固井射孔完井方式，采取通过注水保持一定压力水平的油藏开采方式。

（9）工程实施计划：:建设周期约 340 天。

（10）建设内容：产能井建设、管线敷设等。项目共新建 10 座井场，新钻产能油井 26 口、注水井 6 口，新建单井输油管线 0.83km，新建单井注水管线 0.33km，升级改造庄二混及庄十站两座危废暂存间。

（11）建设规模：本次产能分布在羊二庄、友谊和王徐庄油田，共计部署 32 口井，其中采油井 26 注水井 6 口，预计新建产能 5.55 万吨，配套建设相应的集输管线等配套工程。

3.1.2 环境影响分析结论和建议

一、环境影响及污染防治措施

1、废气

（1）施工期

施工期废气污染源主要包括施工扬尘、钻井液配制投料粉尘、柴油发电机废气、运输车辆废气和焊接烟尘。施工现场通过定期洒水抑尘，对土方进行覆盖遮蔽等措施，污染物排放情况满足《施工场地扬尘排放标准》(DB13/2934-2019）要求。

钻井液配置时投料口设置在密闭工棚内；并避免在雾霾随着钻井工作的结束，柴油进行配制钻井液的作业，钻井液配制过程中产生粉尘的影响范围有限，对区域环境空气质量影响较小。并且随着施工期的结束，影响将会消失。施工现场电源由附近的电网供给，若停电情况下，会使用备用的柴油发电机发电，柴油机发电会产生燃烧废气，施工时使用低标号柴油，调节好柴油机运行工况。由于施工所在区域较开阔，柴油发电机烟气扩散较快，对附近环境影响较小。随着钻井工作的结束，柴油机排放的废气对环境空气的影响会逐渐消失。运输汽车使用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；且该影响会随着施工的结束而消失，车辆尾气对周围大气环境影响甚微。低尘焊条和移动焊烟净化器收集处置。

（2）运营期

运营期排放的大气污染物为项目产生的伴生气依托的联合站加热炉燃烧烟气，原油采集、集输过程中无组织排放的非甲烷总烃。联合站加热炉均使用清洁燃料伴生气，燃烧烟气通过符合相应标准高度的排气筒排放，主要污染物为颗粒物、SO_2、NOx 排放量小。且本项目伴生气燃烧依托的联合站各加热炉主要污染物的排放浓度均满足《工业炉窑大气污染物排放标准》(DB13/1640-2012）和《关于印发(工业炉窑大气污染综合治理方案〉的通知》(环大气(2019)56 号）排放限值要求。对环境影响轻微，污染防治措施可行。

工程位于环境质量不达标区，无组织污染物浓度贡献值的最大浓度占标率小

于 10%，污染物的贡献浓度较低，影响范围较小；无组织废气对井场及站场四周无组织贡献浓度满足相应标准要求。

本工程大气环境影响评价等级为二级评价，不再计算大气环境防护距离。项目实施后大气环境影响可以接受。

（3）退役期

退役期施工扬尘、运输车辆废气以及焊接烟尘产生量较小，且施工现场均在野外，有利于扩散，同时废气污染源具有间歇性和流动性，因此对局部地区的环境影响较轻。

2、废水

（1）施工期

施工期废水主要为钻井废水、洗井废水、管线试压废水和施工人员生活废水。其中钻井废水大部分回用于钻井液配置系统，剩余部分钻井废水与洗井废水分别通过罐车拉运至第二采油厂联合站采出水处理系统处理达标后回注现役油藏层位，不外排；管线试压废水试压结束后就地泼洒抑尘；施工场地设临时防渗环保厕所，及时清掏。上述废水均不外排，对地表水环境影响较小。

（2）运营期

本项目运营期产生的废水主要包括采出水、井下作业废水。采出水依托联合站采出水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022）中推荐水质标准后回注现役油藏层位，不外排；井下作业废水通过罐车运送到各联合站采出水处理系统处理达标后回注现役油藏层位，不外排。本项目运营期废水不外排，项目实施后对地表水环境可接受。

（3）退役期

退役期废水主要为管线退役时的扫线废水，经集输管线输送至联合站采出水处理系统处理达标后，回注现役油藏层位，不外排。不会对区域地表水环境造成影响。

3、噪声

（1）施工期

施工期噪声主要源于钻井机、柴油机等生产设备运行产生的噪声，地面集输管线管沟开挖施工过程中，使用机械设备、运输车辆等产生的噪声。主要采取选用低噪声设备、采取减振座、减振基础、定时保养设备、泵类安装消声隔音设备

合理安排施工进度等措施。采取以上措施后施工场界可以满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011）中的标准要求，对区域内声环境影响较小。

（2）运营期

采油过程中噪声源主要为井场抽油机设备噪声，本项目均选用同类产品中的低噪音设备，通过基础减振，定期维护检修措施，厂界噪声贡献值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008）中 2 类标准要求。

（3）退役期

退役期噪声主要为封井、井场清理和管线封堵过程中各项施工设备噪声。通过合理控制施工范围，选用噪声低的设备；定期对设备的维护和保养，合理操作，保证施工机械保持在最佳状态，降低噪声源强度。采取以上措施后施工厂界可以满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011）中的标准要求，对区域声环境影响较小。

4、固废

（1）施工期

项目钻井过程中产生的固体废物主要是废弃钻井泥浆、钻井岩屑、油层岩屑、事故状态下的落地油、含油沾染物(废防渗材料、废棉纱、废油桶等）、施工废料和生活垃圾。

其中废弃钻井泥浆和钻井岩屑委托沧州裕多通商贸有限公司运输至黄骅市益民新型建材有限公司制砖。井下作业过程若操作不当产生落地油，根据实际情况铲除表层土壤，将土壤和落地油一起运至危废暂存间暂存，油层岩屑和落地油在危废间暂存交有资质单位处置。事故状态产生的含油沾染物(废防渗材料、废棉纱、废油桶等），待场地清理完毕后危废间暂存交有资质单位处置。施工废料由施工单位回收。施工现场设置垃圾桶，生活垃圾经收集后统一运输至环卫部门指定地点处置。综上，本项目施工期固废均得到合理有效处置，无固废外排，对项目区周边环境影响较小。

（2）运营期

本项目运营期产生的固体废物主要为事故状态下的落地油、含油沾染物(废防渗材料、废棉纱、废油桶等）、清管废渣收集后拉运至危废暂存间交有资质单位处置，不外排。

在采取以上措施前提下，所有产生的固体废物均能得到妥善处置，对周边环

境影响较小。

（3）退役期

退役期封井、井场清理和管线封堵过程会产生拆除下来的废弃旧设备及管线和非正常工况下产生的落地油等。其中废弃旧设备及管线由物资部门进行回收，非正常工况产生的落地油及时收集，待井下作业完成后，拉运至危废暂存间暂存交有资质单位处置。建筑垃圾收集后及时委托环卫部门拉运处置，

采取上述措施后，本项目退役期固体废物对环境影响较小。

5、地下水

（1）项目建设期和施工期的生活和生产废水在做到严格的生产管理及采取严密的防渗措施的基础上，对地下水的影响小。

（2）在运营期正常状况下，企业应在严格遵守国家相关规范及地方性法律法规，各生产环节按照设计参数运行状况下，不会产生有机类污染源、原辅料的泄漏。项目在采取严格的防渗层、防溢流、防泄漏和防腐蚀等措施，并按照国家规范对原辅料和废弃物进行运输、储存和处理的状况下，一般不会对地下水造成明显污染。

（3）在运营期非正常状况下，采出液和回注水输送过程中的泄漏以及采油井和注水井套管泄漏可能会对地下水环境产生影响。但项目方采取了严格的防渗措施及应急措施，同时定期对项目内进行清理检查，及时发现并处理设备老化腐蚀现象。在采取了上述有效的地下水防控措施的前提下，建设项目在非正常状况下对地下水环境的影响可接受。

退役期废水主要为扫线废水。单井管线退役时，需要对管线进行扫线，将残油顶驱至联合站内，会产生少量扫线废水。该过程时间很短暂，产能废水量较小，对地下水环境影响较微弱。

本项目对微承压水及以下的深层地下水影响微弱。

6、土壤

本项目污染影响型影响途径主要为运营期项目场地污染物以垂直入渗方式进入土壤环境，预测方法采用《环境影响评价技术导则土壤环境》(HJ964-2018)推荐的E2.2一维非饱和溶质运移模型预测方法。综合考虑，在建设施工期间严格执行相关环保措施的情况下，对场地土壤环境造成污染的可能性不大，建设项目对场地土壤环境的影响是可接受的。

本建设项目同时涉及土壤环境生态影响，项目钻井期已完成且采用了泥浆不落地措施，未发生冒浆、泄漏、井喷井漏等事故，对所在地土壤的影响较小：实际固井采用了高等级水泥，固井质量符合《固井质量评价方法》(SY/T6592-2016），正常运行时对地下水水位无水力联系、不会影响水位升降：运营期采出液与土壤不接触，也对土壤盐分含量、质地的影响很小。在加强运营期巡检等管理措施后，项目对土壤盐化的影响较小。

7、生态

本项目不同阶段对生态环境的影响略有不同，施工期主要体现在土地利用、土壤、植物、动物、水土流失等方面，其中对土壤、水土流失及植被的影响相对较大；运营期主要体现在动物及植被等方面，但影响相对较小。通过采取相应的生态保护与恢复措施后，本项目建设对生态环境的影响可得到有效减缓，在生态系统可接受范围内，对生态环境的影响不大。从生态环境保护的角度看，该建设项目是可行的。

二、环境风险评价

本项目针对不同的风险影响方式采取相应的风险监控和应急措施，并做好日常巡检、监控等工作，在落实相关污染防治措施要求的基础上，本项目环境风险是可防控的。

三、公众参与情况

建设单位按照《环境影响评价公众参与暂行办法》的有关规定，采取网站公示、现场张贴、刊登报纸等形式开展公众调查，符合规定要求。调查结果表明，工程建设得到了工程影响范围内及关注本工程建设的大多数公众的关注与支持，公众对项目的总体看法持支持的态度。两次信息公示期内未收到反映该项目建设的来电、来函。

四、总量控制分析

本项目没有新增大气污染物总量控制指标排放，废水不外排，总量控制目标值不变。

五、环境影响经济损益分析

为了保护环境，达到环境目标的要求，本项目采取了相应的环保措施，从社会效益、环境效益和经济效益上分析可以得出，本项目建设是可行的，符合社会、经济与环境协调发展的原则。

六、环境管理与监测计划

建设单位必须加强环保宣传，严格执行各项环保管理措施，强化施工期、运营期环保管理工作。运营期按监测计划实施例行监测，加强对井下作业废水、危险废物转运工作的管理。

建设单位应按照环保管理体系制定相应的施工期管理规定，对施工承包商提出环保方面的严格要求。建设单位须设立专门的环保管理机构，并配备专职的管理人员，项目投产后由该机构负责项目的环保管理工作。运营期环境监测工作由建设单位委托专业单位承担，完成常规环境监测任务，在突发性污染事故中负责对大气、土壤环境进行及时监测。

七、项目可行性结论

本工程的建设符合国家相关产业政策和“三线一单”生态环境分区管控方案要求。项目建成后在落实各项污染防治措施及确保达标的情况下，项目建设对区域环境影响较小;在采取严格的生态恢复措施后，项目建设对区域生态环境影响可接受;在采取严格完善的环境风险防范措施和应急措施前提下，环境风险可防控。从环境保护角度出发，项目可行。

八、建议

（1）严格执行环保“三同时”制度，认真落实环保资金，确保各类环保设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入运行

（2）应加强监测和防范措施，避免原油泄漏及其他事故的发生；建立健全企业环境风险应急机制，强化风险管理。

（3）建设单位和当地政府、村民、单位等应充分协商，共同搞好当地的植被绿化和植被恢复工作。

3.2 环境影响报告书批复

沧州渤海新区黄骅市行政审批局于2024年12月12日出具《关于大港老区稳产项目(2023年)(大港油田分公司第二采油厂羊二庄油田老区、友谊油田新区、王徐庄油田新区及老区原油产能建设项目）环境影响报告书的批复》，批复文号：渤黄审批书[2024]010号。

主要批复意见如下：

渤黄审批书〔2024〕010 号

沧州渤海新区黄骅市行政审批局关于大港老区稳产项目（2023 年）（大港油田分公司第二采油厂羊二庄油田老区、友谊油田新区、王徐庄油田新区及老区原油产能建设项目）环境影响报告书的批复

中国石油天然气股份有限公司大港油田分公司：

所报《大港老区稳产项目（2023 年）（大港油田分公司第二采油厂羊二庄油田老区、友谊油田新区、王徐庄油田新区及老区原油产能建设项目）环境影响报告书》及相关申请材料已收悉，经研究，批复如下：

一、该项目位于中捷产业园区、南排河镇及南大港产业园区。拟在羊二庄油田、友谊油田、王徐庄油田进行滚动开发油田开采。总投资 24070 万元，其中环保投资 504 万元。工程运营期永久占地面积 16750m^2，主要建设内容为新建 10 座井场，新钻产能油井 26 口、注水井 6 口，新建单井输油管线 0.83km，新建单井注水管线 0.33km，升级改造庄二混及庄十站两座危废暂存间，建设产能 5.55×10^{4}t/a，项目建成后中国石油大港油田第二采油厂总产量无新增。项目在全面落实环评报告书中提出的各项污染防治措施及投资的前提下，环境不利影响能够得到一定的缓解和控制。因此，同意你公司按照环评报告书中所列建设项目的地点、性质、规模、环保措施进行项目建设。

二、项目建设和运行管理中还应做好以下工作：

（一）认真落实各项污染防治和生态恢复措施

1、严格落实生态环境保护措施。占地应按照国家和地方有关工程征地及补偿要求，在主管部门办理相关手续，并进行补偿和恢复。施工期各类活动尽量利用已有道路和设施，严格控制作业范围，表土剥离、管沟开挖采取分层开挖、分层堆放、分层回填措施，禁止随意占压、扰动和破坏地表。施工结束及生产闭井后，临时占地应及时恢复其原有生态功能。

2、废气

施工期废气主要包括施工扬尘、焊接烟尘、运输车辆和施工机械废气和柴油发电机废气。施工现场通过洒水抑尘、物料苫盖等措施控制废气排放，必须满足《施工场地扬尘排放标准》（DB13/2934-2019）表 1 标准；使用低尘焊条和移动焊烟净化器收集处置来控制焊接废气

排放；定期检修施工机械、车辆及使用合格油品来控制废气排放；定期保养、使用合格油品来控制柴油发电机废气排放，必须满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）及修改单第四阶段排放限值。

运营期废气为伴生气依托的联合站加热炉燃烧烟气、原油采集、集输过程中无组织排放的非甲烷总烃。联合站加热炉均使用清洁燃料伴生气，燃烧烟气通过8-15米高的排气筒排放，排放浓度满足《工业炉窑大气污染物排放标准》（DB13/1640-2012）和《关于印发〈工业炉窑大气污染综合治理方案〉的通知》（环大气〔2019〕56号）排放限值要求。采用密闭流程，井口密闭并设紧急截断阀，加强管道、阀门的检修和维护等措施控制非甲烷总烃无组织排放，排放浓度满足《工业企业挥发性有机物排放控制标准》（DB13/2322-2016）中表2中其他企业边界浓度限值，同时满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中"5.9企业边界污染物控制要求"规定限值；井场内非甲烷总烃无组织排放的执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）附录A.1标准要求。

退役期废气为施工扬尘、焊接烟尘及车辆和施工机械废气。采用洒水抑尘控制施工扬尘；使用低尘焊条和移动焊烟净化器收集控制焊接烟尘排放；定期维护保养、使用合格的油品来控制车辆及施工机械废气排放。

3、废水

施工期废水主要为钻井废水、洗井废水、管线试压废水和盥洗废水。其中钻井废水部分回用于钻井泥浆配制，部分同洗井废水一起由罐车运至各联合站的废水处理系统进行处理；洗井废水由罐车运至依托联合站，经站内采出水处理系统处理；管线试压废水就地泼洒抑尘；盥洗废水直接用于泼洒场地抑尘。运营期产生的废水包括采出水、井下作业废水。采出水依托联合站采出水处理系统处理后；井下作业废水通过罐车运送至联合站采出水处理系统处理。退役期废水主要为管线扫线废水，管线扫线废水经集输管线输送至联合站采出水处理系统处理。废水经采出水处理系统处理达标后回注现役油藏，回注水必须满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）要求后回注。

4、噪声

施工期、运营期、退役期噪声主要源于钻井设备、抽油设备、各类施工机械等运行产生的噪声。主要采取选用低噪声设备、基础减振、定时保养设备、钻井设备安装消声隔音设备等措施控制噪声排放。施工期和退役期施工厂界噪声必须满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）中的标准要求，运营期厂界噪声必须满足《工

业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准要求。

5、固体废物

施工期施工期产生的钻井泥饼和钻井岩屑委托利用；含油沾染物、油层岩屑和落地油危废暂存间暂存，定期交由有资质的单位进行处理；施工废料部分回收利用，剩余废料及生活垃圾拉运至环卫部门指定地点处置。运营期产生的落地油、清管废渣、含油沾染物收集后危废间暂存，定期交由有资质单位处理。退役期产生的废弃井口设备及管线由建设单位物资回收部门进行回收；落地油及时收集危废间暂存，定期交由有资质单位处理；建筑垃圾收集后及时委托环卫部门拉运处置。一般固废必须满足《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中要求，危险废物必须满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中要求。

6、严格落实报告书规定的各项防渗措施，同时定期对防渗设计进行检修，防止渗漏造成土壤、水体污染。

7、在项目施工和运营过程中，应畅通公众参与渠道，及时解决公众担忧的生态环境问题，满足公众合理的环境诉求，定期发布企业环境信息，主动接受社会监督。确保井口 100 米范围内无民宅，满足《石油天然气钻井井控技术规范》（GB/T31033-2014）及《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）相关要求。

8、其他环境管理要求严格按报告书规定的措施落实，确保项目实施后满足环保要求。

（二）加强生产及危险原料贮存、运输等各环节的管理与设施维护，严格落实环评报告书相关内容和要求。按照风险评价内容进一步完善应急预案并落实相关措施，确保事故风险情况下的环境安全。风险防范设施和措施列入本项目验收内容。

（三）项目建设必须严格执行“三同时”管理制度并取得排污许可证，项目建成后按规定程序对与主体工程配套建设的环境保护设施和环境保护措施落实情况自行验收。经验收合格后，方可投入正常运行。本项目环境影响评价文件批复后，建设项目性质、规模、工艺和选址或者防止生态破坏、防治污染的措施发生重大变动的，应当在调整前重新报批本项目环境影响评价文件。

（四）本环评文件批复后 3 日内，建设单位应将批准后的报告书送至沧州渤海新区黄骅市生态环境局，并按规定接受生态环境部门的监督检查。

沧州渤海新区黄骅市行政审批局

2024 年 12 月 12 日

4 环保措施落实情况调查

4.1 环评文件环保措施落实情况

根据现场实际调查及资料调研，环境影响报告书中环保措施要求及实际落实情况见下表。

表 4-1　环保措施落实情况调查表

环境要素	环评文件提出的环保措施	验收环保执行情况	备注
大气环境	施工期： （1）施工扬尘：洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖等； （2）钻井液配置投料粉尘：密闭操作间进行投料，且避免大风天作业，投料过程同时加水抑尘； （3）柴油发电机废气：使用符合国家标准的燃油，定期对柴油发电机进行保养，确保其尾气排放的污染物均符合国家标准； （4）运输车辆废气：机械、车辆定期检修，状况良好，燃烧合格油品，不超负荷运行； （5）焊接烟尘：焊接作业时使用低尘焊条和移动焊烟净化器收集处理。 运营期： （1）烃类无组织挥发：采用密闭流程，井口密封并设紧急截断阀，加强管道、阀门的检修和维护； （2）加热炉燃烧伴生气，燃烧废气通过站场加热过 8m~15m 高的排气筒达标排放。	施工期： （1）施工扬尘：洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖等； （2）钻井液配置投料粉尘：密闭操作间进行投料，且避免大风天作业，投料过程同时加水抑尘； （3）柴油发电机废气：使用符合国家标准的燃油，定期对柴油发电机进行保养，确保其尾气排放的污染物均符合国家标准； （4）运输车辆废气：机械、车辆定期检修，状况良好，燃烧合格油品，不超负荷运行； （5）焊接烟尘：焊接作业时使用低尘焊条和移动焊烟净化器收集处理。 运营期： （1）烃类无组织挥发：采用密闭流程，井口密封并设紧急截断阀，加强管道、阀门的检修和维护； （2）加热炉燃烧伴生气，燃烧废气通过站场加热过 8m~15m 高的排气筒达标排放。	落实
水环	施工期：	施工期：	落实

境	（1）生活污水：盥洗废水直接用于泼洒场地抑尘；施工营地设置临时防渗环保厕所，定期清掏； （2）钻井废水：钻井泥浆进入“随钻不落地固液分离处理系统“处理，分离后的钻井废水大部分回用于钻井液配置系统，剩余部分由罐车拉运至对应各联合站采质指标技术要求及分出水处理系统处理达标后回注现役油藏层，不外排； （3）洗井废水：罐车拉运至联合站采出水处理系统处理达标后回注现役油藏层位； （4）管线试压废水：试压结束后就地泼洒抑尘。 运营期： （1）油田采出水：采出水依托现有联合站采出水处理系统处理回注现役油藏层位，不外排； （2）井下作业废水：井下作业带罐操作，修井洗井废水由罐车拉运至现有联合站采出水处理系统处理达标后回注现役油藏层位，不外排。	（1）生活污水：盥洗废水直接用于泼洒场地抑尘；施工营地设置临时防渗环保厕所，定期清掏； （2）钻井废水：钻井泥浆进入“随钻不落地固液分离处理系统“处理，分离后的钻井废水大部分回用于钻井液配置系统，剩余部分由罐车拉运至对应各联合站采质指标技术要求及分出水处理系统处理达标后回注现役油藏层，不外排； （3）洗井废水：罐车拉运至联合站采出水处理系统处理达标后回注现役油藏层位； （4）管线试压废水：试压结束后就地泼洒抑尘。 运营期： （1）油田采出水：采出水依托现有联合站采出水处理系统处理回注现役油藏层位，不外排； （2）井下作业废水：井下作业带罐操作，修井洗井废水由罐车拉运至现有联合站采出水处理系统处理达标后回注现役油藏层位，不外排。	
声环境	施工期： 运输车辆减速慢行；钻机、钻井泵等钻井设备安装消声器，进行基础减振；施工机械定期维护，基础减振。 运营期： 选用低噪声设备，基础减振，定期维护检修措施。	施工期： 运输车辆减速慢行；钻机、钻井泵等钻井设备安装消声器，进行基础减振；施工机械定期维护，基础减振。 运营期： 选用低噪声设备，基础减振，定期维护检修措施。	落实
固体废物	施工期： （1）废弃钻井泥浆和岩屑：废弃钻井泥浆进入“随钻不落地固液分离处理系统”处理，分离后的泥饼和岩屑(合成“泥浆上”）委托沧州裕多通商贸有限公司运输至黄骅市益民新型建材有限公司制砖； （2）施工废料：施工废料由施工单位回收；	施工期： （1）废弃钻井泥浆和岩屑：废弃钻井泥浆进入“随钻不落地固液分离处理系统”处理，分离后的泥饼和岩屑(合成“泥浆上”）委托沧州裕多通商贸有限公司运输至黄骅市益民新型建材有限公司制砖；	落实

	（3）生活垃圾：暂存于垃圾桶，收集后统一运输至环卫部门指定地点处置； （4）落地油、油层岩屑、含油沾染物(废防渗材料、废棉纱、废油桶等）：暂存危废间交有资质单位处置。 运营期： （1）井下作业带罐(车）操作，做到原油不落地，如有落地油产生应及时回收，回收落地油时，将土地表面 20cm 厚土壤铲除，暂存危废间交有资质单位处置。含油沾染物(废防渗材料、废棉纱、废油桶等）和清管废渣暂存危废间交有资质单位处置。	（2）施工废料：施工废料由施工单位回收； （3）生活垃圾：暂存于垃圾桶，收集后统一运输至环卫部门指定地点处置； （4）落地油、油层岩屑、含油沾染物(废防渗材料、废棉纱、废油桶等）： 暂存危废间交有资质单位处置。 运营期： （1）井下作业带罐(车）操作，做到原油不落地，如有落地油产生应及时回收，回收落地油时，将土地表面 20cm 厚土壤铲除，暂存危废间交有资质单位处置。含油沾染物(废防渗材料、废棉纱、废油桶等）和清管废渣暂存危废间交有资质单位处置。	
生态	施工期： （1）尽量利用已有道路和生活设施，减少施工临时用地，尤其是少占农田；施工便道的选线应避免和尽量减少对地表植被的破坏和影响；输油管道采用三层 PE 外防腐涂层，以减少原油管道对地表植被的影响。 （2）针对占用耕地带来的不利影响，依据《大港油田公司石油用地补偿标准》(标准内容包括永久征地补偿标准：永久用地和临时用地地上物补偿标准）对所占用耕地进行补偿，包括耕地占用税、社会保障资金总额、耕地开垦费。在保障集体土地所有权人和使用权人的合法权益基础上，满足工程施工用地的需要，减少工程施工建设对当地居民生产经济影响。 一、基本农田补偿：对所占用的基本农田给予占地费用补偿。 二、生态恢复，主要复垦措施包含工程技术措施和生物化学措施。工程技术措施：①在施工前，用拖式铲运机按照离堆放场地由远及近的顺序，将临时占地中除堆土区以外的其他原有表层土均按 30cm 的厚度进行剥离，剥离的土壤堆积到堆土区使用密目网进行铺盖。②在施工完成后，场区内机械设备	施工期： （1）尽量利用已有道路和生活设施，减少施工临时用地，尤其是少占农田；施工便道的选线应避免和尽量减少对地表植被的破坏和影响；输油管道采用三层 PE 外防腐涂层，以减少原油管道对地表植被的影响。 （2）针对占用耕地带来的不利影响，依据《大港油田公司石油用地补偿标准》(标准内容包括永久征地补偿标准：永久用地和临时用地地上物补偿标准）对所占用耕地进行补偿，包括耕地占用税、社会保障资金总额、耕地开垦费。在保障集体土地所有权人和使用权人的合法权益基础上，满足工程施工用地的需要，减少工程施工建设对当地居民生产经济影响。 一、基本农田补偿：对所占用的基本农田给予占地费用补偿。	落实

	及可再利用的物料(简易活动房、套管等）由施工方拆除后循环利用。③为使项目区达到耕作条件需进行表土覆盖，覆盖厚度为 30cm。④表土回覆之后，为保证田面高差在±5cm 以内，对项目区进行田面平整，平整厚度为 30cm。 生物化学措施为：土壤培肥和土壤翻耕；增施有机肥能够改良土壤结构，增强土壤的蓄水保墒能力，提高土壤的微生物活性，改善土壤营养状况。 三、土地复垦工作完成后对所有地块进行一次监测，之后连续 3 年每年进行 3 次监测。 （3）严格控制作业范围，钻井井场用地面积不得超过作业标准规定，管线施工宽度应控制在设计标准范围内。 （4）高度重视原有地表保护层以及植被对维护本区生态系统稳定的重要性。注意保护植被，禁止随意割草、砍树等活动，不得偷猎、伤害野生动物。 （5）对管道施工过程中挖掘时应将表层土、底层土分开堆放，回填时应分层回填，恢复原土层，保护土壤肥力，以利后期植被恢复。施工过程中产生的土方全部利用，无多余弃土； （6）一切作业尽量利用原有道路，沿已有车辙行驶，若无原有道路，则要严格执行先修道路，后设点开钻的原则。杜绝车辆乱碾乱压的情况发生，不得随意开设便道。 （7）施工作业结束后，临时占地部分尽快恢复地貌原状，减少水土流失，尽快复耕或进行植被恢复。 （8）切实做好临时井场的防漏防渗处理，防止污染土壤环境。 （9）施工期间生活垃圾和建筑垃圾集中收集、集中处理，不得随意抛洒。 （10）在完钻施工结束后，临时占地部分尽快恢复地貌原状，减少水土流失，尽快复耕或进行植被恢复。 （11）野生植物保护措施：①井场选址时，尽量避开植被较丰富的区域，最大限度避免破坏野生植物；②施工过程中严格规定各类工作人员的活动范	二、生态恢复，主要复垦措施包含工程技术措施和生物化学措施。工程技术措施：①在施工前，用拖式铲运机按照离堆放场地由远及近的顺序，将临时占地中除堆土区以外的其他原有表层土均按 30cm 的厚度进行剥离，剥离的土壤堆积到堆土区使用密目网进行铺盖。②在施工完成后，场区内机械设备及可再利用的物料(简易活动房、套管等）由施工方拆除后循环利用。③为使项目区达到耕作条件需进行表土覆盖，覆盖厚度为 30cm。④表土回覆之后，为保证田面高差在±5cm 以内，对项目区进行田面平整，平整厚度为 30cm。 生物化学措施为：土壤培肥和土壤翻耕；增施有机肥能够改良土壤结构，增强土壤的蓄水保墒能力，提高土壤的微生物活性，改善土壤营养状况。 四、土地复垦工作完成后对所有地块进行一次监测，之后连续 3 年每年进行 3 次监测。 （3）严格控制作业范围，钻井井场用地面积不得超过作业标准规定，管线施工宽度应控制在设计标准范围内。 （4）高度重视原有地表保护层以及植被对维护本区生态系统稳定的重要性。注意保护植被，禁止随意割草、砍树等活动，不得偷猎、伤害野生动物。 （5）对管道施工过程中挖掘时应将表层土、底层土分开堆放，回填时应分层回填，恢复原土层，保护土壤肥力，以利后期植被恢复。施工过程中产生的土方全部利用，无多余弃土； （6）一切作业尽量利用原有道路，沿已有车辙行驶，若无原有道路，则要严格执行先修道路，后设点开钻的原则。	

	围，使之限于在各工区和生活区范围内活动，最大限度减少对野生植物生存环境的破坏；③加强管理，确保各环保设施正常运营，避免各种污染物污染对土壤环境的影响，并进一步影响到其上部生长的野生植被；④加强对施工人员和职工的教育，强化保护野生植物的观念不得随意砍伐、践踏、破坏野生植物；⑤强化风险意识，制定切实可行的风险防范与应急预案，最大限度降低风险概率，避免事故泄漏和火灾爆炸事故可能对野生植物的生命及生存环境的威胁。 运营期： 钻井井场临时占地植被恢复、复垦。	杜绝车辆乱碾乱压的情况发生，不得随意开设便道。 （7）施工作业结束后，临时占地部分尽快恢复地貌原状，减少水土流失，尽快复耕或进行植被恢复。 （8）切实做好临时井场的防漏防渗处理，防止污染土壤环境。 （9）施工期间生活垃圾和建筑垃圾集中收集、集中处理，不得随意抛洒。 （10）在完钻施工结束后，临时占地部分尽快恢复地貌原状，减少水土流失，尽快复耕或进行植被恢复。 （11）野生植物保护措施：①井场选址时，尽量避开植被较丰富的区域，最大限度避免破坏野生植物；②施工过程中严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区和生活区范围内活动，最大限度减少对野生植物生存环境的破坏；③加强管理，确保各环保设施正常运营，避免各种污染物污染对土壤环境的影响，并进一步影响到其上部生长的野生植被；④加强对施工人员和职工的教育，强化保护野生植物的观念不得随意砍伐、践踏、破坏野生植物；⑤强化风险意识，制定切实可行的风险防范与应急预案，最大限度降低风险概率，避免事故泄漏和火灾爆炸事故可能对野生植物的生命及生存环境的威胁。 运营期： 钻井井场临时占地植被恢复、复垦。	
环境风险	施工期： 1、制定并实施了环境风险应急预案和风险防范措施； 2、严格按照管道施工规范进行施工； 3、设置防井喷等风险控制装置，落实各项风险应急物。	施工期： 1、制定并实施了环境风险应急预案和风险防范措施； 2、严格按照管道施工规范进行施工； 3、设置防井喷等风险控制装置，落实各项风险应急物。	落实

	运营期： 加强巡检，安装视频监控等。从环境风险源、环境风险影响途径及环境风险敏感目标等方面防范环境风险，应急设施和物资补充，完善的应急预案，定期培训和应急演练。	运营期： 1、已完善现有应急预案。 2、加强运营期对井口和管线的巡检，定期检查，避免风险事故发生。 3、落实环境风险防范措施，定期进行风险防范培训和演练。	

4.2 环评批复要求落实情况

大港老区稳产项目(2023 年)(大港油田分公司第二采油厂羊二庄油田老区、友谊油田新区、王徐庄油田新区及老区原油产能建设项目）落实环评批复要求的情况见下表。

表 4-2　环评批复要求落实情况调查表

序号	环评批复要求	验收环保执行情况	备注
1	严格落实生态环境保护措施。占地应按照国家和地方有关工程征地及补偿要求，在主管部门办理相关手续，并进行补偿和恢复。施工期各类活动尽量利用已有道路和设施，严格控制作业范围，表土剥离、管沟开挖采取分层开挖、分层堆放、分层回填措施，禁止随意占压、扰动和破坏地表。施工结束及生产闭井后，临时占地应及时恢复其原有生态功能。	严格落实生态环境保护措施。占地应按照国家和地方有关工程征地及补偿要求，在主管部门办理相关手续，并进行补偿和恢复。施工期各类活动尽量利用已有道路和设施，严格控制作业范围，表土剥离、管沟开挖采取分层开挖、分层堆放、分层回填措施，禁止随意占压、扰动和破坏地表。施工结束及生产闭井后，临时占地应及时恢复其原有生态功能。	落实
2	施工期废气主要包括施工扬尘、焊接烟尘、运输车辆和施工机械废气和柴油发电机废气。施工现场通过洒水抑尘、物料苫盖等措施控制废气排放，必须满足《施工场地扬尘排放标准》(DB13/2934-2019）表 1 标准；使用低尘焊条和移动焊烟净化器收集处置来控制焊接废气排放；定期检修施工机械、车辆及使用合格油品来控制废气排放；定期保养、使用合格油品来控制柴油发电机废气排放，必须满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法(中国第三、四阶段）》(GB20891-2014）及修改单第四阶段排放限值。运营期废气为伴生气依托的联合站加热炉燃烧烟气、原油采集集输过程中无组织排放的非甲烷总烃。联合站加热炉均使用清洁燃料伴生气，燃烧烟气通过 8-15 米高的排气筒排放，排放浓度满足《工业炉窑大气污染物排放标准》(DB13/1640-2012）和《关于印发(工业炉窑大气污染综合治理方案〉的通知》(环大气(2019)56 号》排放限值要求。采用密闭流程，井口密闭并设紧急截断阀，加强管道阀门的检修和维护等措施控制非甲烷总烃无组织排放，排放浓度满足《工业企业挥发性有机物排放控制标准》(DB13/2322-2016）中表 2 中其他企业边界浓度限值，同时满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020）中“5.9 企业边界污染物控制要求”规定限值；井场内非甲烷总烃无组织排放的执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019）附录 A.1 标准要求。退役期废气为施工扬尘、焊接烟尘及车辆和施工机械废气。采用洒水抑尘控制	施工期废气主要包括施工扬尘、焊接烟尘、运输车辆和施工机械废气和柴油发电机废气。施工现场通过洒水抑尘、物料苫盖等措施控制废气排放，必须满足《施工场地扬尘排放标准》(DB13/2934-2019）表 1 标准；使用低尘焊条和移动焊烟净化器收集处置来控制焊接废气排放；定期检修施工机械、车辆及使用合格油品来控制废气排放；定期保养、使用合格油品来控制柴油发电机废气排放，必须满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法(中国第三、四阶段）》(GB20891-2014）及修改单第四阶段排放限值。运营期废气为伴生气依托的联合站加热炉燃烧烟气、原油采集集输过程中无组织排放的非甲烷总烃。联合站加热炉均使用清洁燃料伴生气，燃烧烟气通过 8-15 米高的排气筒排放，排放浓度满足《工业炉窑大气污染物排放标准》(DB13/1640-2012）和《关于印发(工业炉窑大气污染综合治理方案〉的通知》(环大气〔2019〕56 号）排放限值要求。采用密闭流程，井口密闭并设紧急截断阀，加强管道阀门的检修和维护等措施控制非甲烷总烃无组织排放，排放浓度满足《工业企业挥发性有机物排放控制标准》(DB13/2322-2016）中表 2 中其他企业边界浓度限值，同时满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020）中“5.9 企业边界污染物控制要求”规定限值；井场内非甲烷总烃无组织排放的执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019）附录 A.1 标准要求。退役期废气为施工扬尘、焊接烟尘及车辆和施工机械废气。采用洒水抑尘控制	落实

	施工扬尘；使用低尘焊条和移动焊烟净化器收集控制焊接烟尘排放；定期维护保养、使用合格的油品来控制车辆及施工机械废气排放。采用洒水抑尘控制施工扬尘；使用低尘焊条和移动焊烟净化器收集控制焊接烟尘排放；定期维护保养、使用合格的油品来控制车辆及施工机械废气排放。	施工扬尘；使用低尘焊条和移动焊烟净化器收集控制焊接烟尘排放；定期维护保养、使用合格的油品来控制车辆及施工机械废气排放。采用洒水抑尘控制施工扬尘；使用低尘焊条和移动焊烟净化器收集控制焊接烟尘排放；定期维护保养、使用合格的油品来控制车辆及施工机械废气排放。	
3	施工期废水主要为钻井废水、洗井废水、管线试压废水和盥洗废水。其中钻井废水部分回用于钻井泥浆配制，部分同洗井废水一起由罐车运至各联合站的废水处理系统进行处理；洗井废水由罐车运至依托联合站，经站内采出水处理系统处理；管线试压废水就地泼洒抑尘；盥洗废水直接用于泼洒场地抑尘。运营期产生的废水包括采出水、井下作业废水。采出水依托联合站采出水处理系统处理后；井下作业废水通过罐车运送至联合站采出水处理系统处理。退役期废水主要为管线扫线废水，管线扫线废水经集输管线输送至联合站采出水处理系统处理。废水经采出水处理系统处理达标后回注现役油藏，回注水必须满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022）要求后回注。	施工期废水主要为钻井废水、洗井废水、管线试压废水和盥洗废水。其中钻井废水部分回用于钻井泥浆配制，部分同洗井废水一起由罐车运至各联合站的废水处理系统进行处理；洗井废水由罐车运至依托联合站，经站内采出水处理系统处理；管线试压废水就地泼洒抑尘；盥洗废水直接用于泼洒场地抑尘。运营期产生的废水包括采出水、井下作业废水。采出水依托联合站采出水处理系统处理后；井下作业废水通过罐车运送至联合站采出水处理系统处理。退役期废水主要为管线扫线废水，管线扫线废水经集输管线输送至联合站采出水处理系统处理。废水经采出水处理系统处理达标后回注现役油藏，回注水必须满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022）要求后回注。	落实
4	施工期、运营期、退役期噪声主要源于钻井设备、抽油设备、各类施工机械等运行产生的噪声。主要采取选用低噪声设备、基础减振、定时保养设备、钻井设备安装消声隔音设备等措施控制噪声排放。施工期和退役期施工厂界噪声必须满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）中的标准要求，运营期厂界噪声必须满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准要求。	施工期、运营期、退役期噪声主要源于钻井设备、抽油设备、各类施工机械等运行产生的噪声。主要采取选用低噪声设备、基础减振、定时保养设备、钻井设备安装消声隔音设备等措施控制噪声排放。施工期和退役期施工厂界噪声必须满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）中的标准要求，运营期厂界噪声必须满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准要求。	落实
5	施工期产生的钻井泥饼和钻井岩屑委托利用；含油沾染物、油层岩屑和落地油危废暂存间暂存，定期交由有资质的单位进行处理；施工废料部分回收利用，剩余废料及生活垃圾拉运至环卫部门指定地点处置。运营期产生的落地油、清管废渣、含油沾染物收集后危废间暂存，定期交由有资质单位处理。退役期产生的废弃井口设备及管线由建设单位物资回收部门进行回收；落地油及时收集危废间暂存，定期交由有资质单位处理；建筑垃圾收集后及时委托环卫部门拉运处置。一般固废必须满足《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中要求，危险废物必须满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中要求	施工期产生的钻井泥饼和钻井岩屑委托利用；含油沾染物、油层岩屑和落地油危废暂存间暂存，定期交由有资质的单位进行处理；施工废料部分回收利用，剩余废料及生活垃圾拉运至环卫部门指定地点处置。运营期产生的落地油、清管废渣、含油沾染物收集后危废间暂存，定期交由有资质单位处理。退役期产生的废弃井口设备及管线由建设单位物资回收部门进行回收；落地油及时收集危废间暂存，定期交由有资质单位处理；建筑垃圾收集后及时委托环卫部门拉运处置。一般固废必须满足《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中要求，危险废物必须满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中要求	落实
6	严格落实报告书规定的各项防渗措施，同时定期对防渗设计进行检修，防止渗漏造成土壤、水体污染。	严格落实报告书规定的各项防渗措施，同时定期对防渗设计进行检修，防止渗漏造成土壤、水体污染。	落实

7	在项目施工和运营过程中，应畅通公众参与渠道，及时解决公众担忧的生态环境问题，满足公众合理的环境诉求，定期发布企业环境信息，主动接受社会监督。确保井口 100 米范围内无民宅，满足《石油天然气钻井井控技术规范》（GB/T31033-2014）及《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）相关要求。	在项目施工和运营过程中，畅通公众参与渠道，及时解决公众担忧的生态环境问题，满足公众合理的环境诉求，定期发布企业环境信息，主动接受社会监督。确保井口 100 米范围内无民宅，满足《石油天然气钻井井控技术规范》（GB/T31033-2014）及《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）相关要求。	落实

4.3 小结

从以上可以看出，建设单位根据环境影响报告书提出的环境保护措施及各级环保主管部门的要求基本落实了各项环境保护措施。按照环评和批复要求，对施工期站场建设及管道开挖时的临时占地进行了恢复；施工期钻井废水、钻井泥浆，运行期采油废水均按要求进行了处置，没有外排污染环境；项目建成后因地制宜进行了生态环境恢复；落地油等各类固体废物按要求进行处理或处置；油田伴生气综合利用；对各产噪设备采取了基础减振、消声降噪措施；在竣工环保验收过程中委托监测部门对各类污染源进行了监测。公司设置有环保机构，制定了环保专项应急预案，环境规章制度健全，环境管理较完善。

5 施工期环境影响调查

大港老区稳产项目(2023 年)(大港油田分公司第二采油厂羊二庄油田老区、友谊油田新区、王徐庄油田新区及老区原油产能建设项目）（一阶段）现已建成。其建设过程主要环境影响包括：工程压占土地、植被破坏、污染土壤、水土流失；施工废水和生活污水；车辆尾气、施工扬尘；施工机械噪声及运输车辆产生的交通噪声；施工期废弃钻井泥浆、岩屑、落地油等。项目施工过程中施工单位严格落实各项环保、水保措施，及时整改施工过程中出现的环保、水保问题。项目施工过程中由工程监理单位履行环境监理职责，每口井编制监督日志包括每天的 HSE 监督工作记录。

本次施工期环境影响回顾调查通过收集相关资料、分析工程建设过程中具体的环保措施和要求，查阅施工期工程监理报告、监督日志和各级环保部门监督检查报告以及走访沿线居民、单位，了解施工期内的环境影响。

5.1 施工生态影响调查

5.1.1 施工期生态环境影响

油田开发施工期生态环境影响主要体现在压占土地，包括临时占地和永久占地；破坏植被；破坏污染局部土壤；水土流失。项目建设地处于华北平原地区，土地利用类型主要为耕地。工程建设区的生态环境较好，在施工期间采取了适当的工程措施、生物措施。

5.1.2 施工期采取的生态保护措施

施工期间采取的生态环境保护与修复措施如下：

（1）井场、管线等在选址过程中应尽可能避开耕地、草地、林地、地表水体以及村民聚集区，尽量选择荒草地等土壤贫的地段。

（2）合理规划，做好土方的调运，尽可能减少临时占地。合理进行施工布置及组织施工管理，严格将工程施工区控制在直接受影响的范围内。

（3）严格控制并尽可能缩小施工作业范围。管道施工作业带只临时性使用土地，施工完毕后立即恢复地貌，农田还耕复种；管线敷设过程中的作业带宽度为 4m。

（4）井场地面工程施工前，采用密目网进行覆盖，地面工程施工完毕后统进行平整或铺设砾石恢复；控制井场作业面范围，钻井、井下作业与地面工程设施建设应尽量减少临时占地。

（5）对井场建设必须砍伐的树木，首先考虑异地移栽；无法异地移栽的，在其周围或附近地区等面积补种。

（6）钻井作业必须采取防止污油外泄和渗漏等有效措施，污油要及时回收。

（7）采用泥浆不落地工艺，废弃钻井泥浆经脱水后的泥浆含水率小于 60%后，交由有处理能力的单位处置。配置容积合理的循环泥浆罐，泥浆罐下铺设土工布，防止污染土壤环境。对钻井过程中产生的废弃钻井泥浆，应将废弃钻井泥浆脱稳、压滤处理后交由有处理能力的单位处置。

（8）试油作业必须采取防喷、导流等有效措施。

（9）加强对落地油回收利用、处理。试井、修井过程中产生的落地油利用油罐车回收主要部分；井场地面铺上塑料布，井口及周围设置防溅盒和边沟，收集试油和井下作业时散落的原油；钻井时已经进入土壤的落地油要及时回收；采取上述措施后可大大减轻对井场周围土壤的污染。

（10）临时占地在施工结束后，要及时将土方回填、平整地面、覆土植树(草)，栽植树种应保持与建设前植物种类一致。对开挖井场造成植被破坏或地表裸露的，必须采取有效的修复措施，所有生态措施应在井场投运半年内完成。

（11）井场平整产生的临时堆存土方全部用于井场回填及边坡防护。结合当地政府部门所制定的生态环境建设规划和水土保持规划，协助当地政府做好油田的生态环境建设工作。

施工期间采取的生态保护措施均得到落实，未发现对周围生态环境造成污染现象。

5.2 施工期地表水环境影响调查

5.2.1 施工废水

施工期废水包括钻井废水、洗井废水、管线试压废水，属临时性污染源，钻井和洗井废水依托联合站采出水处理系统处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022）推荐水质标准后回用于油田注水开发，不外排。

管道试压废水泼洒抑尘，不外排。

5.2.2 生活废水

根据调查，施工期施工单位在主要施工场地均设置了防渗旱厕，生活污水进旱厕，定期清掏用做农肥，不外排。因此本次验收调查认为，施工期生活污水对

项目所在区域地表水体影响较小。

施工期间采取的水污染控制措施均得到落实，未发现对周围水环境造成污染现象。

5.3 施工期地下水环境影响调查

5.3.1 钻井及试油废水对地下水影响

根据调查，钻井废水和洗井废水送往联合站水处理系统进行处理达标后回注，回注水处理系统均进行了防腐防渗处理。根据现场调查，调查区域内用于生活和农业生产的水井分布在人口集中的村庄或耕作条件较好的基本农田区域，施工井位距离最近的村庄在 100m 以上。

5.3.2 生活污水对地下水影响

根据调查，钻井作业过程中施工场地设临时防渗旱厕，生活污水全部进防渗旱厕，定期清掏用做农肥，不外排，对地下水影响较小。

5.3.3 施工期地下水污染防治与保护措施

根据现场调查，建设单位在施工期基本落实了环评及批复要求的地下水污染防治与保护措施，主要有：

（1）钻井作业中，从钻开表面黄土层起，直到钻开基岩 30m 以上，采用无毒无害的泥浆，避免钻井液对浅层地下水的污染；

（2）严格操作程序，减少钻井液的跑冒滴漏，钻井液循环使用，减少废钻井液产生量；钻井废水排入沉淀罐沉淀后循环使用，多余废水进罐，运至联合站污水处理系统处理后回注，未外排；

（3）钻井过程中产生的岩屑用于填垫井场，不外排；

（4）按规范设计沉淀罐容积，保证钻井废水不产生溢流现象，做到了废水不外排；

（5）做好沉淀罐的防漏、防渗处理；

（6）在固井、下套管时必须严格按照操作规范进行作业，以防因固井质量问题或套管破裂、报废等原因使钻井废水窜入含水层而污染地下水；

（7）试油时铺设防渗布，及时回收落地油，保证落地油 100%回收。试油时产生的含油污水进罐，送联合站处理达标后回注，无外排、偷排现象；

（8）井场施工期间，严格执行《建设工程施工场地文明施工及环境管理暂行规定》，加强对污水管理，未乱排污染环境，污油等妥善保管、回收利用，未发

生随意丢弃现象。

	
环保厕所	拉运罐车

5.4 施工期大气环境影响调查

根据现场调查，一阶段施工期环境空气污染源主要为施工扬尘、施工车辆与机械尾气、焊接烟尘、钻井柴油机燃烧废气。

5.4.1 车辆尾气

钻井施工期间涉及施工车辆和施工机械，将有少量的施工车辆与机械废气产生，主要污染物为CO 、NOx、碳氢化合物等。

在施工过程中，本项目一阶段优先使用国五及以上标准或新能源车辆，不使用国三及以下排放标准柴油货车开展运输工作；施工机械所用燃料均符合国家相应的标准，在用机动车、重型燃油车已定期检验，并取得定期检验安全技术检验合格标志；已按照运距最短，运行合理的原则对施工场区进行布置，有效避免了空载、空负荷运转等情况发生。

同时由于施工车辆与机械尾气量较小，且施工现场比较空旷，有利于大气污染物的扩散，同时废气污染源具有间歇性和流动性。因此， 施工车辆与机械尾气对局部地区的环境影响较轻。

5.4.2 施工扬尘

施工扬尘主要来自于井场清整、材料装卸及堆放、施工车辆的来往行驶，同时项目新建单井管线，以开挖埋地为主，管线开挖过程中也会产生一定扬尘。

在施工过程中，对于在施工中使用的易产生扬尘的泥沙等物料，设置简易棚进行遮盖存放，避免露天堆放；遇到大风天气时，适当地调整施工计划，减少容易产生扬尘的作业；运输车辆采取遮盖、密闭等措施， 减少抛洒，对于散落在路面上的泥沙等建筑材料及时清扫。施工期影响较小，施工结束后随之消失。施工期间采取

的大气污染控制措施均得到落实，未发现对周围大气环境造成污染现象。

施工期没有发生周边居民针对本项目一阶段施工扬尘影响的投诉。

5.4.3 焊接烟尘

施工期管道焊接主要方式为电焊，焊接过程中会产生少量焊接烟气。但由于焊接量较小，产生的焊接烟气量较小，焊接位于室外，焊接作业时使用低尘焊条和移动焊接烟尘净化器收集处置，对大气环境影响较小。随着施工期的结束，影响伴随消失。

5.4.4 柴油发电机废气

本项目一阶段钻井过程中使用柴油发电机为井场供电并为钻机提供动力，柴油机在使用过程会产生燃烧废气，污染因子为 CO 、NOx 、THC、颗粒物等，其影响范围较小，钻井作业的柴油机为流动废气污染源，并非固定区域运行，本项目一阶段井场距离周围居住区较远，因此柴油机废气对周围环境影响较小，并且随着钻井工程的结束，大气中的污染物浓度将逐步降低，并逐渐恢复到原有水平。

5.5 施工期噪声环境影响调查

本项目一阶段施工期噪声主要来源于钻井作业。钻井作业噪声源为钻机、钻井泵、柴油发电机组、车辆、施工机械等噪声。为最大限度避免和减轻施工及运输噪声对周围声环境的不利影响，建设单位施工期使用了低噪声机械设备，运输车辆减速慢行；钻机、钻井泵等钻井设备安装消声器，进行基础减振；施工机械定期维护，基础减振。在合理安排施工时间的前提下，对周围环境的影响很小。

本项目一阶段施工期间噪声未对周围环境产生不利影响。施工期没有出现施工噪声扰民现象。

5.6 施工期固体废物环境影响调查

本项目一阶段施工期产生的固废主要包括废弃钻井泥浆和岩屑、落地油、油层岩屑、含油沾染物(废防渗材料、废棉纱、废油桶等）、施工废料和生活垃圾。

5.6.1 废弃钻井泥浆和岩屑

经调查，施工期产生的固体废物主要有废弃钻井液泥浆和由钻具带出地面的岩石碎屑等。中国石油大港油田石油工程研究院所研制的钻井液均为水基泥浆

钻井液，是绿色泥浆体系，是经中石油集团公司多年科技开发、积极推行的环保型体系，它的主要成分为水，约占总量的90%以上；其余成分有膨润土、各类化学处理剂。废弃泥浆储存在井场地面上泥浆罐中（下铺防渗布）。泥浆在钻井过程中循环使用，废弃钻井泥浆进入“随钻不落地固液分离处理系统”处理，分离后的泥饼和岩屑(合成“泥浆土”）委托沧州裕多通商贸有限公司运输至黄骅市益民新型建材有限公司制砖。

每个钻井井场均设置了钢制泥浆储罐，产生的废弃泥浆在泥浆罐内暂存。废弃泥浆抽吸至罐车内，由罐车拉运至黄骅市益民新型建材有限公司制砖。

5.6.2 落地油、油层岩屑、含油沾染物(废防渗材料、废棉纱、废油桶等）

井下作业过程若操作不当产生落地油，根据实际情况铲除表层土壤，将土壤和落地油一起运至危废暂存间暂存，油层岩屑和落地油在危废间暂存交有资质单位处置。事故状态产生的含油沾染物(废防材料、废纱、废油桶等），待场地清理完毕后危废间暂存交有资质单位处置，对周围环境影响较小。

5.6.3 施工废料

施工期产生的施工废料主要包括管道焊接作业中产生的废焊条、防腐作业中产生的废防腐材料等。有施工单位回收处置，未对周围环境产生二次污染。

5.6.4 生活垃圾

施工期施工人员生活垃圾均暂存于垃圾桶内，定期由环卫部门负责清运。

	
钻井泥浆罐	随钻不落地固液分离处理系统

5.7 环境污染事件和环境保护投诉事件调查

据调查，本项目一阶段自投产以来，严格按环保法规和环保制度进行操作，自投产以来未发生环境污染事故，也未发生环境保护投诉事件。

5.8 建设过程环境影响调查结论

经调查发现：施工产生的施工扬尘、施工车辆与机械废气、焊接烟尘等废气没有对周围大气环境及敏感点产生不利影响；钻井柴油机燃烧废气对周围环境影响较小，并且随着钻井工程的结束，大气中的污染物浓度逐渐恢复到原有水平；施工期废水均进行了妥善收集，没有排入附近地表水体，没有对周边水环境产生不利影响；施工期噪声采取了妥善措施，没有对周围声环境造成明显影响；施工期固体废物均进行了妥善处置，没有产生二次污染。

综上所述，项目施工期未对井场周围环境产生明显不利影响。

6 生态保护措施及影响调查

6.1 生态环境状况调查

6.1.1 项目区生态系统

项目区地处内陆平原与滨海平原过渡地区，海拔高程 6～13m，坡降 1/6000～1/2 万。本项目占地类型以耕地为主。项目区周边多以农业作物为主，主要的农产作物有小麦、玉米、高粱、谷子、大豆、花生、棉花、薯类等。项目评价区域主要土地类型有耕地、草地、水域及居民区 4 大类。区域内无珍稀动物资源，兽类主要有松鼠、兔子、鼠类等，鸟类主要有布谷鸟、燕子、喜鹊、乌鸦、麻雀等，爬行类主要有蛇、壁虎等。

6.1.2 生态环境保护目标调查

根据调查，本项目一阶段新增钻井及单井管线选址避开环境敏感区域，不涉及自然保护区、生态保护红线等生态敏感目标。

6.1.3 项目区自然环境状况

1、地形地貌

黄骅地区位于河北平原东部，渤海湾西岸，自西南向东北微微倾入渤海，主要为平原地貌和海岸地貌。现代地貌的基底为太古界建造的结晶片岩、花岗片麻岩和混合岩。经过了 3 次大的海陆变迁，逐沧海变桑田，形成现代地貌。内陆地貌(平原地貌）由于受河流冲积，造成河湖相沉积不均及海相沉积不均，出现微型起伏的小地貌，即一些相对高地和相对洼地。洼地近海，海拔 1m~5m，面积约 700km?。境地南部、西南部为相对高地，海拔 7m 左右，面积约 944km?。海岸地貌是海侵又转化为海退以后逐渐形成的。属于淤积型泥质海岸。其特征是海岸平坦宽阔，上有贝壳堤、沼泽堤、海滩，组成物质以淤泥、粉砂为主。项目区地势平坦，主要为耕地和工业用地，有利于项目建设。。

2、气候气象与水文特质

黄骅地区属于暖温带半湿润季风气候区，因濒临渤海而略具海洋性气候特征，季风显著，四季分明，夏季潮湿多雨，冬季干燥少雪。

由于临近渤海，有“夏凉冬暖”的特点，年平均气温 12℃，年平均气压 1015hPa。年日照时数平均 2801h。四月至十月每月日照时数都超过 230h，光照充足。年蒸发量 1920mm~2400mm。

多年平均降雨量 626.5mm，75%集中在夏季；春季占 10%，秋季占 13%，冬

季只占 2%。全年降雨日数平均 69d，雨日的季节分布和雨量一致。暴雨一般发生在 4-10 月份，其中 7 月最多，7~8 月暴雨次数占全年的 70%～90%，最大暴雨过程总降水量可达 500mm 以上。

黄骅地区风能资源丰富，风速较大，年平均风速 2.9ms，累年平均最大风速 4.6m/s。全年主导风向为西南风，有 8 个月以西南风为最多风向，风频为 18%，春秋季盛行西南风，夏季盛行东风，冬季盛行西北风。达到 8 级以上标准的大风风向以北风和东风居多，分别占总数的 27%和 23%以上；偏南的大风不足总数的 3%。

3、地表水资源

黄骅地区地表水主要有廖家洼河、新老黄南排干、南排水、宣惠河、石碑河、黄浪渠等，均为季节性人工河流，基本上以排洪泄涝为主。水库主要有扬埕水库、南大港水库、南水北调预留水库和管养场水库，其中扬埕水库、南大港水库和南水北调预留水库为地表水饮用水水源地，管养场水库为养殖区。。

4、区域地质

该区基底构造地处华北断陷，地质构造较复杂，由于受北北东向活动断裂控制，形成了北北东向展布的冀中坳陷、沧县隆起、黄骅坳陷、埕宁隆起这些次一级构造的边界。

受北西向活动断裂的控制，在这些坳陷、隆起构造单元上，又形成了许多次一级的构造单元。

5、地层

根据以往钻探资料，该地区揭露地层主要包括：第四系、新近系、古近系、二叠系、石炭系和奥陶系等。第四系、新近系地层厚度较均匀，古近系地层厚度分布不均匀。

（1）第四系(Q)

评价区是以冲积为主夹有海积层的地区，第四系地层由新到老划分为如下四个层组：

①全新统(Q4)

底板埋深为 18m~25m。主要岩性为淤泥质粘土、粉土，局部夹粉砂透镜体，呈灰黄色、黄灰色，海相层为灰色、深灰色。见有海相软体动物化石，见有 1-3 层泥炭层。

②上更新统(Q3)

底板埋深 120m~150m，岩性为粘土、粉质粘土、粉土，呈灰黄、棕黄色，海相层为灰色、灰褐色。结构较疏松，具锈染及灰绿色染，核富集，见有蛤、螺类化石，夹三层海相层。砂层以粉砂、细砂为主，矿物成分多为石英、长石，分选磨圆较差。

③中更新统（Q_2）

底板埋深 250～350m，由一套黄棕色、褐灰色、黄灰色河湖相堆积物组成，岩性主要为粘土、粉质粘土、粉土，具锈染及灰绿染，含钙核及铁锰结核。砂层以灰黄色细砂、粉砂为主，分选较差，磨圆较好，透水性能良好。

④下更新统（Q_1）

底板埋藏深度约 300～450m，由一套棕红色、灰绿色的河湖相堆积物组成。岩性主要为粘土、粉质粘土，结构致密，富含钙核，具压力面，见粉砂团块。砂层以粉砂、细粉砂为主，长石风化较严重，见多层 0.1m 厚的胶结砂。

（2）新近系(N)

新近系(N）包括明化镇组和馆陶组，地层厚 1200m 左右，与下伏地层呈不整合接触。

①明化镇组

明化镇组地层包括上段、下段。上段地层厚度 486m~664.5m，平均为 603.75m，其岩性主要为棕红色泥岩，夹灰黄色细砂岩，棕黄色粉砂岩。下段地层厚度 417.5m~620.5m，岩性主要为棕红、浅棕红色泥岩，夹灰黄色细砂岩，棕黄色粉砂岩。与下伏地层为整合接触关系。

②馆陶组地层厚度为 220m~354m，上部岩性为灰、绿灰色含砾不等粒砂岩，夹灰绿色泥岩；中部为灰色、灰绿色中砂岩、细砂岩和泥岩互层；底部为厚层灰、绿灰色含砾不等粒砂岩，底部发育一套稳定的砾岩，与下伏地层呈不整合接触。

（3）古近系(E)

主要为东营组地层，岩性主要为灰黑一灰褐色钙质页岩，灰色一灰褐色泥灰岩、灰岩、生物碎屑灰岩、灰绿色砂岩、杂色砂砾岩，夹少量灰褐色油页岩、灰绿色粉一细砂岩。根据岩性特征及电性特征可分为二段；上段通常称为钙质页岩段，岩性为钙质页岩夹薄层灰岩，向构造高部位灰岩中生物碎屑含量增加，向构造低部位灰岩层数增多，岩性变纯，厚度亦略有增大；下段通常称为生物灰岩段，

岩性以生物碎屑灰岩，含生物碎屑灰岩为主，底部为薄层砂岩和砂砾岩，在构造高部位生物碎屑灰岩相变为砂砾岩乃至尖灭，在构造低部位生物碎灰岩相变为钙质页岩。

（4）二叠系(P）

二叠系地层厚度最大 290m，一般均在 250m 左右。与上覆地层呈不整合接触。岩性为石英砂岩、砂砾岩、夹灰色泥岩、灰白色铝土岩，油层主要发育在该段地层的顶部。由于经受多次的构造变动，顶部地层剥蚀明显，与下伏地层为整合接触关系。

（5）石炭系(C）

石炭系地层厚度为 254.5m，岩性主要为灰黑色泥岩及灰色细砂岩，夹有深灰色砂质泥岩、灰褐色白云岩、深灰色硅质砂岩、灰色白云质砂岩、砂质白云岩及铝土岩。与下伏地层呈不整合接触。

（6）奥陶系(O）

奥陶系钻遇地层厚 249.76m。岩性以深灰色石灰岩为主，夹深灰色含泥石灰岩、灰色白云质灰岩夹泥质条带、泥质白云岩、灰质白云岩及铝土岩。

6.2 工程占地影响调查

6.2.1 工程占地调查

本项目一阶段工程占地包括永久占地和临时占地，主要为井场占地，占地类不占用基本农田，本项目一阶段新增永久占地面积为 6020m^2，永久占地将彻底改变原土地利用性质，破坏地表植被，但永久占地比较分散，对整体生态系统影响较小，不会破坏生态系统的完整性。项目建成后因地制宜进行了绿化等生态恢复，可补偿部分生态损失。

新增临时占地面积为 22263.91m^2，临时占地包括钻井设备、材料等布置及临时停车场等临时占地。施工结束后，已及时平整，恢复植被，经 2～3 年后可恢复原有生态功能。

6.2.2 项目落实的生态保护与恢复措施

1、钻井期生态保护与恢复措施

（1）施工作业内的临时建筑采用简易拼装的成品，施工车辆、机械及施工人员均在划定范围内活动，减少对原有植被和土壤的破坏。

（2）在施工过程中，控制施工作业带范围、井场作业面范围，单井管线施工

作业面宽度为4m。

（3）项目在施工过程中的临时占地，建设单位已针对农作物的影响、临时占地作业带附着物的补偿以及征地协调费等，进行了相关补偿。

（4）施工中尽量利用现有道路和生活设施，减少施工临时占地。

（5）集输管道及站场均利用现有，未新建管道及站场。

（6）现有管道采取防腐措施，输油管道采用阴极保护，防止输油管道泄漏对地表植被和土壤造成污染。

2、修井期生态保护与恢复措施

（1）修井作业在井场范围内进行操作，控制作业范围，未占用井场周围土地。

（2）修井结束后对场地进行平整恢复。

3、闭井期生态保护与恢复措施

本项目运营期间尚未有闭井情况。

4、施工作业生态保护与恢复措施

（1）在施工过程中，控制井场作业面范围。

（2）施工中利用现有道路和生活设施，减少施工临时占地。

（3）原材料不在施工场地内堆存，减少临时占地。

（4）依托原有集输管线，未新建。

图 6-1 井场平整恢复情况

6.3 土壤环境影响调查

本项目一阶段施工期对土壤的影响主要表现为管线的施工、钻井期间产生的固废对土壤性质、土壤肥力的影响和土壤污染三个方面。运营期潜在土壤污染源主要是钻井单井管道内采出液渗漏以及非正常工况下产生的落地油。

6.3.1 单井管线对土壤的影响

管道埋地段的施工主要是开挖和回填等工程内容，对土壤环境影响最直接。管道施工对土壤环境的影响包括破坏土壤结构、破坏土壤层次、紧实度破坏、土壤养分流失等方面。

由于本项目一阶段单井管线施工过程中，严格执行了表土分层堆放、分层覆土，管道开挖土壤已全部回填，施工期完成后无工程弃土，工程施工没有对土壤环境造成明显影响。

6.3.2 钻井固体废物对土壤的影响

在开发建设过程中，钻井会产生废弃泥浆和岩屑，通过调查，施工阶段在井场设置了泥浆罐，废弃泥浆储存在井场地面上泥浆罐中（下铺防渗布）。泥浆在钻井过程中循环使用，废弃钻井泥浆进入“随钻不落地固液分离处理系统”处理，分离

后的泥饼和岩屑（合成“泥浆土”）委托沧州裕多通商贸有限公司运输至黄骅市益民新型建材有限公司制砖。泥浆罐及“随钻不落地固液分离处理系统”下面铺设防渗布，因此钻井废泥浆和钻井岩屑没有对井场周围的土壤环境造成影响。泥浆罐及随钻不落地固液分离处理系统照片见下图。

	
钻井泥浆罐	随钻不落地固液分离处理系统

6.3.3 落地原油对土壤的影响

落地原油是油田区域开发可能对土壤造成污染的主要物质。由于项目开采于各井场内进行，落地油产生于井场范围内，不会影响到井场范围以外的区域。现在各作业单位针对落地油，要求井下作业必须带罐（车）操作、防渗操作，及时收集，落地油基本不再产生，在正常生产情况下落地原油排放量基本为零，落地油对土壤的影响也减至最小程度。

井口泄漏油、井下作业等生产过程中产生的油，实施源头控制，使之“不落地”。回收落地油时与受污染的土壤一起进行回收，由汽车拉运至原油运销公司油泥砂处理作业区处理。验收调查期间， 本项目一阶段井口未进行井下作业，未产生落地油。

6.3.4 项目落实的土壤保护与恢复措施

经调查，为减少对土壤环境的影响，项目在建设和运营初期采取并落实以下的环保措施：

（1）施工作业时，尽可能缩小作业面积，减少对土壤的扰动。

（2）挖掘管沟时分层开挖分层回填，保持种植土层的稳定，并尽量保持土壤原有密实度，恢复原来地表的平整度。

（3）施工时对固体废物实施了严格的管理措施，对施工垃圾、生活垃圾进行统一回收。

（4）在钻井施工中，为了防止钻井泥浆渗漏对土壤的污染，使用无毒无害的泥浆剂料。在施工现场的钻井旁边设有防渗泥浆罐（铺设了聚乙烯防渗布），钻井废弃

的泥浆排入防渗泥浆罐中，泥浆中的岩屑等比重较大物质沉淀池底，上清液循环使用。钻井过程中产生的岩屑、废弃泥浆均排放在井场的泥浆罐中，泥浆罐均按照规范要求铺设了防渗膜，完井后及时清理了平整井场及废弃的钻井设备等物料，并恢复地貌。本阶段未进行井下作业。一阶段生产井和集输管线自投运至今，未发生井喷和集输管线泄漏等事故。

6.4 植被和动物影响调查

6.4.1 植被现状

通过对项目所在地及周围生态环境的实地踏勘调查，项目所在地及周围以农业生态系统为主，而且以人工种植为主，自然植被分布较少。植被以农作物为主。

项目区域属于冲积平原，土壤肥沃，是良好的农作物产区。区域已经形成了以农田林网为脉络，构建了农业生态系统，不仅提高了植被覆盖度，而且给农业生产带来良好的生态环境。其中农作物是项目区域植被的优势群落，主要农作物种类有小麦、玉米、棉花等。

项目所属区域水浇地农作物面积占比约 96.8%，其农作物群落可分为粮食作物群落和蔬菜作物群落。其中粮食作物群落主要是小麦－玉米、小麦－棉花两种轮作形式群落。均是一年两熟制，季节性轮作，夏季播种玉米、花生、大豆等农作物，冬季播种小麦。蔬菜作物群落在项目区域及周围有大面积的蔬菜基地，和小片的菜田在村落四周呈点状或条块状分布，该群落主要由以下蔬菜组成，叶菜类：白菜、卷心菜、雪里红等；根茎类：萝卜、胡萝卜、马铃薯等；鳞茎类：葱、蒜、洋葱等：茎叶类：韭菜、苋菜、芹菜、茴香、茼蒿等：瓜果类：黄瓜、冬瓜、丝瓜、葫芦、豇豆、西红柿、茄子等。菜园一般都水肥充足，管理精细，生产规模化，蔬菜长势较好，生物量较大。

6.4.2 动植物资源分布

项目经过农业生产区，长期的人类农业生产活动，导致了项目区域植物以农作物为主，另包括田间、沟渠杂草，野生的动植物种类较少。

1、植物

根据现场调查，项目区域植被区系成分不甚复杂，也未见特殊群落类型。调查中未发现国家重点保护野生植物，区域及周围植物主要是人工种植的常见农作物、经济树种、用材树种及野生杂草。主要果树是金丝小枣、鸭梨、苹果、杏、葡萄、桃等；主要经济树种有杨树、刺槐、柳树、榆树、槐树、榆树、椿树、马

尾松、玉兰、泡桐、雪松、刺柏、苦楝等；主要灌木有紫穗槐、野枣、小叶女贞、小檗、冬青等；主要野生草本植物有芦苇、马唐、狗牙根、野艾蒿、狗尾草、野燕麦、荠荠菜、红豆草等；主要粮食、经济作物主要是玉米、小麦、稻谷、油菜、棉花、大豆、向日葵等约 12 种；主要蔬菜作物是黄瓜、西芹、特菜、大白菜、天鹰椒、大葱、韭菜、胡萝卜、萝卜、蒜等。

2、动物

根据现场调查，项目区域及周围动物种类多为农村养殖家禽家畜，野生动物主要是常见的野生哺乳动物，如野兔、鼠、刺猬、黄鼠狼(黄鼬）等；鱼类主要有鲢鱼、草鱼、鲫鱼、鲶鱼、黄鳝、泥鳅等；昆虫类主要有蝗虫、叫蚰子、金龟子、地老虎、蚜虫、潜叶蝇、天牛、蜻蜓、蚯蚓、蟋蟀等；爬行、两栖动物主要有水蛇、蜥蜴、壁虎等。

6.4.3 落实环保措施调查

据调查，建设单位采取了生态保护和修复相结合的方式，尽量减少工程建设对植被的影响和破坏。具体措施如下：

（1）施工作业结束后，临时占地部分尽快恢复地貌原状，减少水土流失，尽快复耕或进行植被恢复。

（2）施工时，注意保护原始地表与天然植被，划定施工活动范围，道路两侧，采用人工植树并结合自然恢复，目前生态状况良好。油田开发涉及范围大，但每个井场影响面积较小，工程建设采取了上述措施后，未对区域植被造成明显的不利影响。

（3）植被恢复

在工程建设开发过程中，建设单位重视生态保护和生态建设，在生活基地等处大量种植景观花草树木，精心设计、精心施工、精心养护，并修建成各种优美造型，取得了良好的景观效果。地面硬化的同时进行了绿化。从现场调查情况看，目前大部分绿化植被生长良好。

①井场选址时，避开植被较丰富的区域，最大限度避免破坏野生植物；

②施工过程中严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区和生活区范围内活动，最大限度减少对野生植物生存环境的破坏；

③加强管理，确保各环保设施正常运营，避免各种污染物污染对土壤环境的影响，并进一步影响到其上部生长的野生植被；

④加强对施工人员和职工的教育，强化保护野生植物的观念，未随意砍伐、踩踏、破坏野生植物；

⑤强化风险意识，制订切实可行的风险防范与应急预案，最大限度降低风险概率，避免事故泄漏和火灾爆炸事故可能对野生植物的生命及生存环境的威胁。

6.5 生态功能影响调查

项目建设过程中，钻井、站场建设和道路建设等将临时或永久占用当地土地，引起植被破坏和农作物减产。

所占土地中可耕地不仅影响当年的农作物产量，而且对未来两三年的产量也有比较大的影响。对盐碱草地主要是破坏生态环境，造成局部水土流失等影响，因此对建设项目进行占地农业补偿。所占土地中耕地进行生态恢复和栽植原有物种等绿化措施，进行生态补偿。

采取的替代和减缓措施包括：钻井井场、管线、道路等各种地面建设工程在设计时，对选址进行多方案比选，合理选址；利用丛式井和长距离水平井布置技术，尽可能减少占地；集输管道及站场均依托原有，未新建管道；施工工期避开农作物生长季节，减少农业生产损失。

综上，工程的建设对农田生态系统、盐碱草地生态系统的结构和功能产生了一定影响，但工程占地面积相对较少，因此认为仅仅对局部生态系统的结构和功能产生临时性影响。从整个区域来看，该工程不会减少生态系统的数量，不会明显改变区域生态系统的完整性和稳定性。

6.6 水土流失调查

本工程建设造成的重点水土流失影响活动主要是场地平整及恢复期间，钻井活动基本不会产生水土流失。场地平整施工过程中表土被剥离，周边及坑底土质疏松并裸露，都会引起局部水土流失加剧。

经调查，项目采取的水土流失控制措施如下：

①合理安排施工进度。施工避开雨季和大风天气。施工中分区施工，随挖、随运、随铺、随压，不留疏松地面。

②划定施工作业范围和路线，不得随意扩大，按规定操作。严格控制和管理运输车辆及重型机械施工作业范围。

③提高工程施工效率，缩短施工工期。

④在施工中破坏植被的地段，施工结束后，及时进行植被恢复工作。对于地

面工程建设扰动的地表（井场）进行地面硬化处理。

道路施工时，注意保护原始地表与天然植被，划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的活动范围，所有车辆采用“一”字型作业法，未发现并行开辟新路，减少地表侵蚀的范围。

6.7 景观生态环境影响

景观是具有高度空间异质性的区域，由相互作用的景观元素或生态系统以一定的规律组成，根据形状和功能差异，景观元素分为斑块、廊道和基质等。

本项目区域景观主要为耕地（旱田）和盐碱草地为背景的油田景观。在盐碱草地背景中，盐碱草地为基质，面积大，构成景观背景，对景观的稳定性和动态起着主导作用，很大程度上具有决定景观性质和景观功能的基本作用。纵横交错的道路、排水渠和埋设的部分管道土埂为廊道，对基质起到一种分割作用，在很大程度上影响景观的连续性，是连接斑块的桥梁和纽带，在景观中相互交结形成景观网络。村庄、油水井、油田场站、裸地等为斑块，与周围基质有明显不同的物种组成，是一个与包围它的镶嵌体不同的镶嵌体，具有相对的均质性，斑块的大小、形状、类型、边缘和数量等对于景观多样性所谓形成和分布具有重要意义。

油田开发建设对景观的影响实质是对景观空间格局的影响，即景观空间格局的动态变化。景观格局动态变化的原因在于对景观要素的干扰作用。所谓景观空间格局是指大小和形状各异的元素在空间上的排列形式，它是景观异质性的具体体现，又是各种生态过程在不同尺度上作用的结果。

项目区域的景观主要为耕地（旱田）和盐碱草地为背景的油田景观，本项目建设为丛式井，井场布设集中，对项目区景观的异质化程度影响不大，对耕地和盐碱草地景观的破碎化程度影响较小。新增加的景观敏感度高的油水井、供电线路、油田道路等使项目区域的油田景观较为突出，项目区域原有的景观格局没有发生大的变化。

6.8 小结

项目在施工和运行过程中，按照项目“工程设计”及“环境影响报告书”要求采取了一系列生态保护和恢复措施，没有改变项目区域的生态系统结构与功能，项目区域的生态组分及生物多样性未受影响，生态格局变化不大；本工程除了占地直接减少了粮食和牧草的产量外，对农牧业影响较小；本工程对地表植被覆盖度影响较小，水土流失量不大；项目建设对耕地及盐碱地的破碎化程度影响较小，

对原有景观格局影响变化不大。

7 运营期环境影响调查

7.1 水环境影响调查与分析

项目生产运行期的废水主要包括井下作业废水（修井废水和洗井废水）、采油废水、生活污水等。

7.1.1 井下作业废水

（1）修井废水

修井废水是指生产期修井作业后返排时产生的废水。修井为不定期流动进行，一年一次，每次修井每口井可产生废水 3m^3，修井废水全部进入罐车运至联合站进行处理，处理后水质满足中国石油天然气股份有限公司企业标准注水水质指标标准《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2022）后回注油层，无外排废水。

（2）洗井废水

洗井作业包括洗油井和洗水井，油田洗井周期为一年，每口井每次洗井排放废水约 2m^3，洗井废水由罐车运至联合站进行处理，满足中国石油天然气股份有限公司企业标准注水水质指标《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2022）回注油层，无外排废水。

7.1.2 采油废水

采油废水是在采油作业中从采出液分离出的废水，其污染物有石油类、化学需氧量、破乳剂、可溶性矿物质、有机质等。

本工程采出液采用密闭管道输送至南一联合站和庄一联合站，在站内进行油气水分离，分离出的采出水进入污水处理系统进行处理达标后回注；

羊二庄油田所产原油全部进入庄一联合站进行处理。庄一联位于河北省黄骅市南排河以南约 3.5km 处，占地面积约 62500m^2，主要担负着第二采油厂的羊二庄油田的原油处理、原油外输、污水处理及供、注水工作，是一座集原油处理、外输、采出水处理及注水等功能为一体的综合型大站。来液进站后，通过分离缓冲罐进行气相液相的分离。初步分离的液相进入原油储罐沉降，油进入到储油罐通过外输泵管线外输；水进入注水罐经过一体化过滤器处理后，由注水站回注；伴生气部分外输，部分供本站内加热炉燃烧供热。

目前，庄一联合站采出液设计处理能力 9000m^3/d，现实际处理规模 7337m^3/d；采出水处理系统设计处理规模 6955m^3/d，实际处理量 5260m^3/d。回注水水质符合

《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2022）标准，通过各注水井回注含油层。

南一联合站始建于 1968 年，坐落在大港油田公司第二采油厂以北约 4km 处，上接采油六厂的孔大站，下接采油五厂的南三站，主要承担着大港南部油田的原油外输任务，以及第二采油厂的原油处理、污水处理，是大港油田公司一座南北集输的综合性枢纽大站。王徐庄油田来液进站后，通过分离缓冲进行气相液相的分离液相进入沉降罐沉降，初步分离的油进入原油储罐暂存，通过外输泵管线外输；水经过一体化过滤器处理后，经提升泵进入滤后水罐暂存，由注水站回注；伴生气部分外输，部分供本站内加热炉燃烧供热。

目前，南一联合站采出液设计处理能力 8000m^3/d，现实际处理规模 5368m^3/d；采出水处理系统设计处理规模 9600m^3/d，实际处理量 5048m^3/d，出水水质符合《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2022）标准，通过各注水井回注含油层。

7.1.3 生活污水

本工程运营期人员从原有项目中调度，不增加人员，因此项目建设不新增生活污水产生量。

7.1.4 回注水环境影响调查

根据调查，项目运营期间庄一联合站和南一联合站采出水处理系统出水全部回注，无外排废水，不会影响地表水环境。

本项目验收调查期间，庄一联合站和南一联合站采出水处理系统出水-回注水检测数据如下。

表 7-1　回注水水质检测数据

监测项目	单位	监测点位、监测日期		是否达标
		庄一联合站（2025.11）	南一联合站（2025.11）	
含油量	mg/L	5.86	10.5	是
悬浮物含量	mg/L	6	14	是
粒径中值	μm	1.426	1.206	是
硫酸盐还原菌	个/mL	1	6	是
腐生菌	个/mL	6	25	是
铁细菌	个/mL	6	60	是

由表得知，庄一联合站和南一联合站采出水处理系统出水中相关因子均满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2022）主要控制指标，可以回注地下油层。

7.2 运营期大气污染防治措施及环境影响调查

7.2.1 大气污染源及防治措施调查

（1）原油开采及油气集输废气

原油开采与集输过程中会挥发、泄漏烃类气体。主要来自采油井口挥发和阀门、法兰等接头处泄漏、属无组织排放。项目采用先进的井控装置、油气集输及处理采用全密闭流程，极大减少烃类气体的无组织排放。正常条件下油气损耗较小。

（2）联合站加热炉烟气

本项目建成后，全厂产能总量不变，联合站生产工艺不变，加热炉燃烧产生的污染物总量不变，第二采油厂按排污证要求对燃烧炉进行每月例行监测。各加热炉主要污染物的排放浓度均能满足《工业炉窑大气污染物排放标准》（DB13/1640-2012）和《关于印发〈工业炉窑大气污染综合治理方案〉的通知》（环大气[2019]56 号）排放限值要求。

7.2.2 大气污染源监测结果与分析

河北未派环保科技有限公司 2025.11.06-2025.11.09 对井场边界和井场内非甲烷总烃、联合站内加热炉废气排放情况进行了验收监测。

监测点位、项目及频次见下表。

表 7-2　环境空气质量监测点位、项目及频次

监测点位	监测项目	监测频次
庄 9-12-6H、歧 41-18、歧 683-6L、庄 5-6-4 井场	非甲烷总烃	连续监测 2 天。非甲烷总烃浓度每天监测 4 次，厂界外布设 4 个无组织监测点位。
南一联合站、庄一联合站加热炉	颗粒物、SO_2、NOx、烟气黑度	检测 2 天，1 天 3 次

表 7-3　环境空气监测项目监测分析方法及仪器

检测类别	检测项目	分析方法及标准代号	仪器名称型号及编号	检出限
有组织废气	排气流量	《固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法》GB/T 16157-1996及修改单 7排气流速、流量的测定	自动烟尘烟气综合测试仪 KT-2000 WPC001-06、11、12	/
	颗粒物	《固定污染源废气 低浓度颗粒物的测定 重量法》HJ 836-2017	自动烟尘烟气综合测试仪 KT-2000 WPC001-06、11、12 电子天平AUW120D	1.0mg/m^3

检测类别	检测项目	分析方法及标准代号	仪器名称型号及编号	检出限
			WPF017 电热鼓风干燥箱101-1A WPF005 恒温恒湿间 SW-2.5 WPF009	
	排气中O_2	《固定污染源废气监测技术规范》HJ/T397-2007 6.3.3电化学法测定O_2	自动烟尘烟气综合测试仪 KT-2000 WPC001-06、11、12	/
	二氧化硫	《固定污染源废气 二氧化硫的测定 定电位电解法》HJ 57-2017	自动烟尘烟气综合测试仪 KT-2000 WPC001-06、11、12	3mg/m^3
	氮氧化物	《固定污染源废气 氮氧化物的测定 定电位电解法》HJ 693-2014	自动烟尘烟气综合测试仪 KT-2000 WPC001-06、11、12	3mg/m^3
	烟气黑度	《固定污染源排放烟气黑度的测定 林格曼烟气黑度图法》 HJ/T 398-2007	林格曼黑度图 WPC016-01、03	/
无组织废气	非甲烷总烃	《环境空气 总烃、甲烷和非甲烷总烃的测定 直接进样-气相色谱法》HJ 604-2017	真空箱气袋采样器 KT-2043 WPC004-29、30、35~38 气相色谱仪GC-7890型 WPF018 气相色谱仪GC-8500 WPF120	0.07mg/m^3

表 7-4 加热炉废气检测结果与分析

检测点位	检测项目	单位	检测结果				排放限值	达标情况
			1	2	3	最大值		
南一联合站1号加热炉排气筒出口（8m排气筒）2025.11.06	标干流量	m^3/h	4744	4792	4690	4792	—	—
	含氧量	%	6.6	6.5	6.5	6.6	—	—
	颗粒物实测浓度	mg/m^3	1.8	1.5	2.0	2.0	—	—
	颗粒物排放浓度	mg/m^3	1.5	1.3	1.7	1.7	DB13/1640-2012 及环大气[2019]56 号≤25	达标
	颗粒物排放速率	kg/h	8.54×10^{-3}	7.19×10^{-3}	9.38×10^{-3}	9.38×10^{-3}	—	—
	二氧化硫实测浓度	mg/m^3	ND	ND	ND	ND	—	—
	二氧化硫排放浓度	mg/m^3	ND	ND	ND	ND	DB13/1640-2012 及环大气[2019]56 号≤200	达标
	二氧化硫排放速率	kg/h	—	—	—	—	—	—
	氮氧化物	mg/m^3	18	17	18	18	—	—

	实测浓度						
	氮氧化物排放浓度	mg/m^3	15	14	15	15	DB13/1640-2012 及环大气[2019]56 号≤200	达标
	氮氧化物排放速率	kg/h	0.0854	0.0815	0.0844	0.0854	—	—
	烟气黑度	级	<1	<1	<1	<1	DB13/1640-2012 <1	达标
南一联合站 2 号加热炉排气筒出口（8m 排气筒）2025.11.06	标干流量	m^3/h	3085	3199	3150	3199	—	—
	含氧量	%	8.7	8.5	8.7	8.7	—	—
	颗粒物实测浓度	mg/m^3	2.2	1.9	1.6	2.2	—	—
	颗粒物排放浓度	mg/m^3	2.2	1.9	1.6	2.2	DB13/1640-2012 及环大气[2019]56 号≤25	达标
	颗粒物排放速率	kg/h	6.79×10^{-3}	6.08×10^{-3}	5.04×10^{-3}	6.79×10^{-3}	—	—
	二氧化硫实测浓度	mg/m^3	ND	ND	ND	ND	—	—
	二氧化硫排放浓度	mg/m^3	ND	ND	ND	ND	DB13/1640-2012 及环大气[2019]56 号≤200	达标
	二氧化硫排放速率	kg/h	—	—	—	—	—	—
	氮氧化物实测浓度	mg/m^3	15	15	16	16	—	—
	氮氧化物排放浓度	mg/m^3	15	15	16	16	DB13/1640-2012 及环大气[2019]56 号≤200	达标
	氮氧化物排放速率	kg/h	0.0463	0.0480	0.0504	0.0504	—	—
	烟气黑度	级	<1	<1	<1	<1	DB13/1640-2012 <1	达标
庄一联合站 1 号加热炉排气筒出口（8m 排气筒）2025.11.06	标干流量	m^3/h	1365	1416	1403	1416	—	—
	含氧量	%	3.7	3.5	3.6	3.7	—	—
	颗粒物实测浓度	mg/m^3	1.3	1.7	1.9	1.9	—	—
	颗粒物排放浓度	mg/m^3	0.9	1.2	1.3	1.3	DB13/1640-2012 及环大气[2019]56 号≤25	达标
	颗粒物排放速率	kg/h	1.77×10^{-3}	2.41×10^{-3}	2.67×10^{-3}	2.67×10^{-3}	—	—
	二氧化硫实测浓度	mg/m^3	ND	ND	ND	ND	—	—
	二氧化硫排放浓度	mg/m^3	ND	ND	ND	ND	DB13/1640-2012 及环大气[2019]56 号≤200	达标
	二氧化硫排放速率	kg/h	—	—	—	—	—	—
	氮氧化物实测浓度	mg/m^3	26	25	27	27	—	—
	氮氧化物排放浓度	mg/m^3	19	18	19	19	DB13/1640-2012 及环大气	达标

							[2019]56 号 ≤200	
	氮氧化物排放速率	kg/h	0.0355	0.0354	0.0379	0.0379	—	—
	烟气黑度	级	<1	<1	<1	<1	DB13/1640-2012 <1	达标
南一联合站 6 号加热炉排气筒出口（8m 排气筒）2025.11.07	标干流量	m^3/h	1849	1764	1869	1869	—	—
	含氧量	%	6.8	7.0	6.9	7.0	—	—
	颗粒物实测浓度	mg/m^3	1.6	1.9	2.0	2.0	—	—
	颗粒物排放浓度	mg/m^3	1.4	1.7	1.8	1.8	DB13/1640-2012 及环大气[2019]56 号 ≤25	达标
	颗粒物排放速率	kg/h	2.96×10^{-3}	3.35×10^{-3}	3.74×10^{-3}	3.74×10^{-3}	—	—
	二氧化硫实测浓度	mg/m^3	ND	ND	ND	ND	—	—
	二氧化硫排放浓度	mg/m^3	ND	ND	ND	ND	DB13/1640-2012 及环大气[2019]56 号 ≤200	达标
	二氧化硫排放速率	kg/h	—	—	—	—	—	—
	氮氧化物实测浓度	mg/m^3	18	18	16	18	—	—
	氮氧化物排放浓度	mg/m^3	16	16	14	16	DB13/1640-2012 及环大气[2019]56 号 ≤200	达标
	氮氧化物排放速率	kg/h	0.0333	0.0318	0.0299	0.0333	—	—
	烟气黑度	级	<1	<1	<1	<1	DB13/1640-2012 <1	达标
南一联合站 3 号加热炉排气筒出口（10m 排气筒）2025.11.08	标干流量	m^3/h	3882	3928	3821	3928	—	—
	含氧量	%	6.2	6.3	6.3	6.3	—	—
	颗粒物实测浓度	mg/m^3	1.3	1.5	1.6	1.6	—	—
	颗粒物排放浓度	mg/m^3	1.1	1.3	1.3	1.3	DB13/1640-2012 及环大气[2019]56 号 ≤25	达标
	颗粒物排放速率	kg/h	5.05×10^{-3}	5.89×10^{-3}	6.11×10^{-3}	6.11×10^{-3}	—	—
	二氧化硫实测浓度	mg/m^3	ND	ND	ND	ND	—	—
	二氧化硫排放浓度	mg/m^3	ND	ND	ND	ND	DB13/1640-2012 及环大气[2019]56 号 ≤200	达标
	二氧化硫排放速率	kg/h	—	—	—	—	—	—
	氮氧化物实测浓度	mg/m^3	15	16	15	16	—	—
	氮氧化物排放浓度	mg/m^3	13	13	13	13	DB13/1640-2012 及环大气[2019]56 号 ≤200	达标
	氮氧化物	kg/h	0.0582	0.0628	0.0573	0.0628	—	—

	排放速率							
	烟气黑度	级	<1	<1	<1	<1	DB13/1640-2012 <1	达标
南一联合站 4 号加热炉排气筒出口（10m 排气筒）2025.11.08	标干流量	m^3/h	4759	4738	4842	4842	—	—
	含氧量	%	7.4	7.3	7.4	7.4	—	—
	颗粒物实测浓度	mg/m^3	1.1	1.8	1.6	1.8	—	—
	颗粒物排放浓度	mg/m^3	1.0	1.6	1.5	1.6	DB13/1640-2012 及环大气[2019]56 号 ≤25	达标
	颗粒物排放速率	kg/h	5.23×10^{-3}	8.53×10^{-3}	7.75×10^{-3}	8.53×10^{-3}	—	—
	二氧化硫实测浓度	mg/m^3	ND	ND	ND	ND	—	—
	二氧化硫排放浓度	mg/m^3	ND	ND	ND	ND	DB13/1640-2012 及环大气[2019]56 号 ≤200	达标
	二氧化硫排放速率	kg/h	—	—	—	—	—	—
	氮氧化物实测浓度	mg/m^3	18	17	15	18	—	—
	氮氧化物排放浓度	mg/m^3	16	15	14	16	DB13/1640-2012 及环大气[2019]56 号 ≤200	达标
	氮氧化物排放速率	kg/h	0.0857	0.0805	0.0726	0.0857	—	—
	烟气黑度	级	<1	<1	<1	<1	DB13/1640-2012 <1	达标
庄一联合站 3 号加热炉排气筒出口（8m 排气筒）2025.11.08	标干流量	m^3/h	1309	1249	1281	1309	—	—
	含氧量	%	4.3	4.4	4.3	4.4	—	—
	颗粒物实测浓度	mg/m^3	2.0	1.9	1.6	2.0	—	—
	颗粒物排放浓度	mg/m^3	1.5	1.4	1.2	1.5	DB13/1640-2012 及环大气[2019]56 号 ≤25	达标
	颗粒物排放速率	kg/h	2.62×10^{-3}	2.37×10^{-3}	2.05×10^{-3}	2.62×10^{-3}	—	—
	二氧化硫实测浓度	mg/m^3	ND	ND	ND	ND	—	—
	二氧化硫排放浓度	mg/m^3	ND	ND	ND	ND	DB13/1640-2012 及环大气[2019]56 号 ≤200	达标
	二氧化硫排放速率	kg/h	—	—	—	—	—	—
	氮氧化物实测浓度	mg/m^3	20	22	20	22	—	—
	氮氧化物排放浓度	mg/m^3	15	16	15	16	DB13/1640-2012 及环大气[2019]56 号 ≤200	达标
	氮氧化物排放速率	kg/h	0.0262	0.0275	0.0256	0.0275	—	—
	烟气黑度	级	<1	<1	<1	<1	DB13/1640-2012 <1	达标

南一联合站 1 号加热炉排气筒出口（8m 排气筒）2025.11.07	标干流量	m^3/h	4676	4787	4805	4805	—	—
	含氧量	%	6.5	6.6	6.6	6.6	—	—
	颗粒物实测浓度	mg/m^3	2.0	1.3	1.6	2.0	—	—
	颗粒物排放浓度	mg/m^3	1.7	1.1	1.4	1.7	DB13/1640-2012 及环大气[2019]56 号≤25	达标
	颗粒物排放速率	kg/h	9.35×10^{-3}	6.22×10^{-3}	7.69×10^{-3}	9.35×10^{-3}	—	—
	二氧化硫实测浓度	mg/m^3	ND	ND	ND	ND	—	—
	二氧化硫排放浓度	mg/m^3	ND	ND	ND	ND	DB13/1640-2012 及环大气[2019]56 号≤200	达标
	二氧化硫排放速率	kg/h	—	—	—	—	—	—
	氮氧化物实测浓度	mg/m^3	17	17	17	17	—	—
	氮氧化物排放浓度	mg/m^3	14	15	15	15	DB13/1640-2012 及环大气[2019]56 号≤200	达标
	氮氧化物排放速率	kg/h	0.0795	0.0814	0.0817	0.0817	—	—
	烟气黑度	级	<1	<1	<1	<1	DB13/1640-2012 <1	达标
南一联合站 2 号加热炉排气筒出口（8m 排气筒）2025.11.07	标干流量	m^3/h	3148	3186	3200	3200	—	—
	含氧量	%	8.7	8.6	8.6	8.7	—	—
	颗粒物实测浓度	mg/m^3	1.6	1.9	1.5	1.9	—	—
	颗粒物排放浓度	mg/m^3	1.6	1.9	1.5	1.9	DB13/1640-2012 及环大气[2019]56 号≤25	达标
	颗粒物排放速率	kg/h	5.04×10^{-3}	6.05×10^{-3}	4.80×10^{-3}	6.05×10^{-3}	—	—
	二氧化硫实测浓度	mg/m^3	ND	ND	ND	ND	—	—
	二氧化硫排放浓度	mg/m^3	ND	ND	ND	ND	DB13/1640-2012 及环大气[2019]56 号≤200	达标
	二氧化硫排放速率	kg/h	—	—	—	—	—	—
	氮氧化物实测浓度	mg/m^3	15	15	15	15	—	—
	氮氧化物排放浓度	mg/m^3	15	15	15	15	DB13/1640-2012 及环大气[2019]56 号≤200	达标
	氮氧化物排放速率	kg/h	0.0472	0.0478	0.0480	0.0480	—	—
	烟气黑度	级	<1	<1	<1	<1	DB13/1640-2012 <1	达标
庄一联合站 1 号加热	标干流量	m^3/h	1381	1363	1397	1397	—	—
	含氧量	%	3.6	3.5	3.6	3.6	—	—
	颗粒物	mg/m^3	2.0	1.6	1.1	2.0	—	—

炉排气筒出口（8m 排气筒）2025.11.07 庄一联合站	实测浓度							
	颗粒物排放浓度	mg/m^3	1.4	1.1	0.8	1.4	DB13/1640-2012 及环大气[2019]56 号 ≤25	达标
	颗粒物排放速率	kg/h	2.76×10^{-3}	2.18×10^{-3}	1.54×10^{-3}	2.76×10^{-3}	—	—
	二氧化硫实测浓度	mg/m^3	ND	ND	ND	ND	—	—
	二氧化硫排放浓度	mg/m^3	ND	ND	ND	ND	DB13/1640-2012 及环大气[2019]56 号 ≤200	达标
	二氧化硫排放速率	kg/h	—	—	—	—	—	—
	氮氧化物实测浓度	mg/m^3	25	26	27	27	—	—
	氮氧化物排放浓度	mg/m^3	18	18	19	19	DB13/1640-2012 及环大气[2019]56 号 ≤200	达标
	氮氧化物排放速率	kg/h	0.0345	0.0354	0.0377	0.0377	—	—
	烟气黑度	级	<1	<1	<1	<1	DB13/1640-2012 <1	达标
南一联合站 6 号加热炉排气筒出口（8m 排气筒）2025.11.08	标干流量	m^3/h	1845	1852	1945	1945	—	—
	含氧量	%	6.9	6.9	6.9	6.9	—	—
	颗粒物实测浓度	mg/m^3	1.8	1.7	1.9	1.9	—	—
	颗粒物排放浓度	mg/m^3	1.6	1.5	1.7	1.7	DB13/1640-2012 及环大气[2019]56 号 ≤25	达标
	颗粒物排放速率	kg/h	3.32×10^{-3}	3.15×10^{-3}	3.70×10^{-3}	3.70×10^{-3}	—	—
	二氧化硫实测浓度	mg/m^3	ND	ND	ND	ND	—	—
	二氧化硫排放浓度	mg/m^3	ND	ND	ND	ND	DB13/1640-2012 及环大气[2019]56 号 ≤200	达标
	二氧化硫排放速率	kg/h	—	—	—	—	—	—
	氮氧化物实测浓度	mg/m^3	17	18	16	18	—	—
	氮氧化物排放浓度	mg/m^3	15	16	14	16	DB13/1640-2012 及环大气[2019]56 号 ≤200	达标
	氮氧化物排放速率	kg/h	0.0314	0.0333	0.0311	0.0333	—	—
	烟气黑度	级	<1	<1	<1	<1	DB13/1640-2012 <1	达标
南一联合站 3 号加热炉排气筒出口（10m 排	标干流量	m^3/h	3809	3911	3831	3911	—	—
	含氧量	%	6.4	6.2	6.2	6.4	—	—
	颗粒物实测浓度	mg/m^3	1.6	1.8	2.1	2.1	—	—
	颗粒物排放浓度	mg/m^3	1.4	1.5	1.8	1.8	DB13/1640-2012 及环大气	达标

气筒）2025.11.09							[2019]56 号 ≤25	
	颗粒物排放速率	kg/h	6.09×10^{-3}	7.04×10^{-3}	8.05×10^{-3}	8.05×10^{-3}	—	—
	二氧化硫实测浓度	mg/m^3	ND	ND	ND	ND	—	—
	二氧化硫排放浓度	mg/m^3	ND	ND	ND	ND	DB13/1640-2012 及环大气[2019]56 号 ≤200	达标
	二氧化硫排放速率	kg/h	—	—	—	—	—	—
	氮氧化物实测浓度	mg/m^3	14	15	15	15	—	—
	氮氧化物排放浓度	mg/m^3	12	13	13	13	DB13/1640-2012 及环大气[2019]56 号 ≤200	达标
	氮氧化物排放速率	kg/h	0.0533	0.0587	0.0575	0.0587	—	—
	烟气黑度	级	<1	<1	<1	<1	DB13/1640-2012 <1	达标
南一联合站 4 号加热炉排气筒出口（10m 排气筒）2025.11.09	标干流量	m^3/h	4657	4685	4754	4754	—	—
	含氧量	%	7.5	7.3	7.3	7.5	—	—
	颗粒物实测浓度	mg/m^3	1.6	1.9	1.4	1.9	—	—
	颗粒物排放浓度	mg/m^3	1.5	1.7	1.3	1.7	DB13/1640-2012 及环大气[2019]56 号 ≤25	达标
	颗粒物排放速率	kg/h	7.45×10^{-3}	8.90×10^{-3}	6.66×10^{-3}	8.90×10^{-3}	—	—
	二氧化硫实测浓度	mg/m^3	ND	ND	ND	ND	—	—
	二氧化硫排放浓度	mg/m^3	ND	ND	ND	ND	DB13/1640-2012 及环大气[2019]56 号 ≤200	达标
	二氧化硫排放速率	kg/h	—	—	—	—	—	—
	氮氧化物实测浓度	mg/m^3	18	17	18	18	—	—
	氮氧化物排放浓度	mg/m^3	16	15	16	16	DB13/1640-2012 及环大气[2019]56 号 ≤200	达标
	氮氧化物排放速率	kg/h	0.0838	0.0796	0.0856	0.0856	—	—
	烟气黑度	级	<1	<1	<1	<1	DB13/1640-2012 <1	达标
庄一联合站 3 号加热炉排气筒出口（8m 排气筒）2025.11.09	标干流量	m^3/h	1265	1287	1226	1287	—	—
	含氧量	%	4.2	4.4	4.3	4.4	—	—
	颗粒物实测浓度	mg/m^3	1.3	1.6	1.9	1.9	—	—
	颗粒物排放浓度	mg/m^3	1.0	1.2	1.4	1.4	DB13/1640-2012 及环大气[2019]56 号 ≤25	达标
	颗粒物	kg/h	1.64×10^{-3}	2.06×10^{-3}	2.33×10^{-3}	2.33×10^{-3}	—	—

	排放速率						
	二氧化硫实测浓度	mg/m^3	ND	ND	ND	ND	—	—
	二氧化硫排放浓度	mg/m^3	ND	ND	ND	ND	DB13/1640-2012 及环大气[2019]56 号≤200	达标
	二氧化硫排放速率	kg/h	—	—	—	—	—	—
	氮氧化物实测浓度	mg/m^3	21	22	21	22	—	—
	氮氧化物排放浓度	mg/m^3	15	16	16	16	DB13/1640-2012 及环大气[2019]56 号≤200	达标
	氮氧化物排放速率	kg/h	0.0266	0.0283	0.0257	0.0283	—	—
	烟气黑度	级	<1	<1	<1	<1	DB13/1640-2012 <1	达标

由检测结果可知，联合站各加热炉污染物排放均满足《工业炉窑大气污染物排放标准》(DB13/1640-2012）和《关于印发(工业炉窑大气污染综合治理方案）的通知》(环大气(2019)56 号）排放限值要求。

表 7-5　无组织废气检测结果

检测项目	检测点位		单位	检测结果				最大值	排放限值	达标情况
				1	2	3	4			
非甲烷总烃 2025.11.06	歧 41-18	上风向 1#	mg/m^3	0.92	0.90	0.95	0.85	1.26	DB13/2322-2016 ≤2.0 GB39728-2020 ≤4.0	达标
		下风向 2#		1.09	1.06	1.00	1.10			
		下风向 3#		1.16	1.06	1.18	1.26			
		下风向 4#		1.24	1.12	1.17	1.13			
		井丛场内 5#	mg/m^3	1.35	1.31	1.33	1.40	1.40	GB37822-2019 ≤6	达标
		车间外任意一次浓度值 6#	mg/m^3	1.36	1.31	1.47	1.42	1.47	—	—
非甲烷总烃 2025.11.06	歧 683-6L	上风向 7#	mg/m^3	0.94	0.86	0.88	0.96	1.27	DB13/2322-2016 ≤2.0 GB39728-2020 ≤4.0	达标
		下风向 8#		1.21	1.27	1.25	1.12			
		下风向 9#		1.06	1.15	1.00	1.24			
		下风向 10#		1.19	1.17	1.09	1.20			
		井丛场内 11#	mg/m^3	1.46	1.53	1.44	1.38	1.53	GB37822-2019 ≤6	达标

		车间外任意一次浓度值12#	mg/m³	1.32	1.43	1.46	1.41	1.46	—	—
非甲烷总烃 2025.11.08	庄9-12-6H	上风向13#	mg/m³	0.92	0.91	0.96	0.94	1.12	DB13/2322-2016 ≤2.0 GB39728-2020 ≤4.0	达标
		下风向14#		1.02	1.08	1.07	1.01			
		下风向15#		1.09	1.04	1.12	1.10			
		下风向16#		1.04	1.10	1.07	1.08			
		井从场内17#	mg/m³	1.55	1.47	1.58	1.56	1.58	GB37822-2019 ≤6	达标
		车间外任意一次浓度值18#	mg/m³	1.65	1.61	1.64	1.70	1.70	—	—
非甲烷总烃 2025.11.07	歧41-18	上风向1#	mg/m³	0.95	0.93	0.92	0.89	1.22	DB13/2322-2016 ≤2.0 GB39728-2020 ≤4.0	达标
		下风向2#		1.00	1.13	1.16	1.09			
		下风向3#		1.14	1.02	1.12	1.03			
		下风向4#		1.06	1.22	1.21	1.15			
		井从场内5#	mg/m³	1.38	1.40	1.37	1.36	1.40	GB37822-2019 ≤6	达标
		车间外任意一次浓度值6#	mg/m³	1.35	1.40	1.33	1.31	1.40	—	—
非甲烷总烃 2025.11.07	歧683-6L	上风向7#	mg/m³	0.96	0.92	0.88	0.91	1.25	DB13/2322-2016 ≤2.0 GB39728-2020 ≤4.0	达标
		下风向8#		1.13	1.25	1.09	1.15			
		下风向9#		1.16	1.17	1.14	1.08			
		下风向10#		1.04	1.03	1.10	1.13			
		井从场内11#	mg/m³	1.46	1.39	1.37	1.38	1.46	GB37822-2019 ≤6	达标
		车间外任意一次浓度值12#	mg/m³	1.38	1.34	1.32	1.35	1.38	—	—
非甲烷总烃 2025.11.09	庄9-12-6H	上风向13#	mg/m³	0.89	0.90	0.98	0.94	1.11	DB13/2322-2016 ≤2.0 GB39728-2020 ≤4.0	达标
		下风向14#		1.10	1.08	1.06	1.02			
		下风向15#		1.08	1.09	1.11	1.09			
		下风向16#		1.03	1.08	1.02	1.04			

		井丛场内17#	mg/m³	1.46	1.51	1.56	1.56	1.56	GB37822-2019 ≤6	达标
		车间外任意一次浓度值18#	mg/m³	1.64	1.72	1.66	1.67	1.72	—	—

由监测结果可知，各井丛场厂界无组织非甲烷总烃排放满足《工业企业挥发性有机物排放控制标准》（DB13/2322-2016）中表 2 标准，同时满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中 5.9 章节规定限值，井场内非甲烷总烃满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019）附录 A.1 标准要求。

7.2.3 小结

经以上分析可知，本项目一阶段废气经采取相应措施后对周围环境空气影响不大。根据环境监测数据，企业采取的污染治理措施能够使废气达标排放，环境污染可控。建设单位应继续加强管理，将油田开发对环境空气的影响控制到最低。

7.3 运营期噪声防治措施及环境影响调查

7.3.1 运营期噪声污染源及治理措施调查

本项目一阶段运行期噪声主要为井场采油作业噪声。环评针对项目运行期特点提出了噪声控制措施，采油厂根据环评和批复要求针对噪声污染源采取了如下噪声防治措施：

1、使用低噪声设备，井场内选择低噪声抽油机和电机；

2、抽油机及电机设置了减震基础，固定牢固，减少由于震动产生的噪声；

3、电机和减震箱皮带对正，及时润滑，减少摩擦阻力，降低因摩擦产生的噪声。

减震基座

7.3.2 声环境监测结果与分析

为了调查本项目一阶段运行初期的噪声排放对当地环境产生的影响，分别在庄9-12-6H、歧 41-18、歧 683-6L 井场厂界采样点进行监测。监测期间新增井均正常运行。

河北未派环保科技有限公司 2025.11.06-2025.11.07 对井场边界噪声进行了验收监测。

（1）噪声环境监测点位、项目及频次见下表。

表 7-6　声环境监测点位、项目及频次

监测点位	监测类别	监测项目	监测频次
庄 9-12-6H	边界	等效连续A声级（L_{Aeq}）	监测两天 昼、夜各监测一次
歧 41-18			
歧 683-6L			

（2）采样及分析方法

厂界噪声按《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）的有关规定进行。

（3）监测结果

监测结果如下表所示。

表 7-7　井场厂界噪声监测结果

检测点位		检测结果（dB(A)）					排放限值 dB(A)	达标情况
		检测时段	2025.11.06		2025.11.07			
			测量值	结果值	测量值	结果值		
歧 41-18	东厂界 1#	昼间	57.1	57	58.4	58	GB12348-2008 昼间≤60，	达标
		夜间	45.8	46	43.3	43		达标

	南厂界2#	昼间	56.7	57	57.7	58	夜间≤50	达标
		夜间	48.7	49	45.7	46		达标
	西厂界3#	昼间	56.4	56	57.0	57		达标
		夜间	46.8	47	42.5	42		达标
	北厂界4#	昼间	56.5	57	56.9	57		达标
		夜间	48.2	48	43.7	44		达标
气象条件		2025.11.06 昼间：晴，风速：2.1m/s，夜间：晴，风速：2.4m/s 2025.11.07 昼间：晴，风速：2.3m/s，夜间：晴，风速：2.4m/s						
歧683-6L	东厂界5#	昼间	56.5	56	57.1	57	GB12348-2008 昼间≤60， 夜间≤50	达标
		夜间	48.0	48	42.0	42		达标
	南厂界6#	昼间	56.1	56	57.6	58		达标
		夜间	46.5	46	41.4	41		达标
	西厂界7#	昼间	55.6	56	58.6	59		达标
		夜间	45.1	45	44.1	44		达标
	北厂界8#	昼间	55.1	55	56.8	57		达标
		夜间	46.4	46	43.3	43		达标
气象条件		2025.11.06 昼间：晴，风速：2.3m/s，夜间：晴，风速：2.5m/s 2025.11.07 昼间：晴，风速：2.4m/s，夜间：晴，风速：2.5m/s						

由检测结果可知，各井场边界噪声监测值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准。

7.3.3 小结

施工过程中，基本做到尽量少使用强噪声机械设备，柴油发电机、起重机等固定强噪声设备采用围障进行隔声降噪，并尽可能远离居民区。除钻井外，其余没有夜间施工，没有噪声扰民现象。未发现有相关投诉。经监测，各井场厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准。

7.4 运营期主要固体废物及处置方式调查

经调查，本项目一阶段运营期未进行井下作业，未产生非正常情况下产生的落地油、废防渗布、废沾油手套及抹布、废机油。油气集输采用密闭式管道输送，不产生落地油。根据现场调查，运营期的生活垃圾，均拉送至井场外进行处理。井场为全封闭式采集井，井场较为整洁，现场调查未发现落地油。

7.4.1 环境影响调查

经调查，一阶段验收井场均未开展井下作业，油气集输采用密闭式管道输送，不产生落地油。井场原油采出液均经管线输送至所属联合站，未产生落地油。运营期各固体废物去向合理，未对环境造成二次污染。

7.4.2 小结

经以上分析可知，一阶段验收井场均未开展井下作业，本阶段在施工期和运营期所产生的所有固体废弃物均得到了妥善的处置。本项目一阶段固体废物经采取相

应措施后对周围环境影响不大。

7.5 土壤、地下水环境影响调查

7.5.1 土壤影响调查

为调查项目营运期对土壤的影响，本次验收根据《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采（HJ 612-2011）》结合实际建设情况进行布点监测。

1、土壤监测方案

（1）监测布点、采样方法

在井场及周边 10m、20m、30m、50m 分别设监测点，每个监测点梅花法分别取 2 个样，分别在表层 0-20cm、表层以下 20-50cm 取样；

在井场内设 1 个柱状样，在 0-0.5m、0.5-1m、1.5-3m 处分别取样。

（2）监测频次：监测 1 天，每天 1 次；

（3）监测因子：pH、石油类、石油烃(C6~C9）、石油烃(C10~C40）、钡、汞、砷、六价铬、苯、甲苯、二甲苯、土壤盐分含量。

（4）监测时间

2025.11.5-2025.11.6。

2、土壤监测结果

表 7-8 土壤检测结果

<table>
<tr><td colspan="2" rowspan="3">采样时间</td><td rowspan="2">检测点位</td><td colspan="3">庄 9-12-6H 井场内</td><td rowspan="5">执行标准及限值：GB 36600-2018 中第二类用地筛选值；钡*执行DB 13/T 5216-2022 表1二类筛选值</td><td rowspan="5">达标情况</td></tr>
<tr><td>(0-0.2m)</td><td>(0.8-1.0m)</td><td>(2.5-2.7m)</td></tr>
<tr><td>样品编号</td><td>J0748-TR-01</td><td>J0748-TR-02</td><td>J0748-TR-03</td></tr>
<tr><td colspan="2">2025.11.5</td><td>样品状态</td><td>棕色团粒状固体</td><td>棕色团粒状固体</td><td>棕色团粒状固体</td></tr>
<tr><td>序号</td><td>检测项目</td><td>单位</td><td colspan="3">检测结果</td></tr>
<tr><td>1</td><td>pH 值</td><td>无量纲</td><td>8.32</td><td>8.44</td><td>8.21</td><td>—</td><td>—</td></tr>
<tr><td>2</td><td>六价铬</td><td>mg/kg</td><td>ND</td><td>ND</td><td>ND</td><td>≤5.7</td><td>达标</td></tr>
<tr><td>3</td><td>汞</td><td>mg/kg</td><td>0.039</td><td>0.041</td><td>0.037</td><td>≤38</td><td>达标</td></tr>
<tr><td>4</td><td>砷</td><td>mg/kg</td><td>11.7</td><td>13.7</td><td>11.1</td><td>≤60</td><td>达标</td></tr>
<tr><td>5</td><td>水溶性盐总量</td><td>g/kg</td><td>0.6</td><td>0.6</td><td>0.5</td><td>—</td><td>—</td></tr>
<tr><td>6</td><td>苯</td><td>μg/kg</td><td>ND</td><td>ND</td><td>ND</td><td>≤4mg/kg</td><td>达标</td></tr>
<tr><td>7</td><td>甲苯</td><td>μg/kg</td><td>ND</td><td>ND</td><td>ND</td><td>≤1200mg/kg</td><td>达标</td></tr>
<tr><td>8</td><td>间，对-二甲苯</td><td>μg/kg</td><td>ND</td><td>ND</td><td>ND</td><td>≤570mg/kg</td><td>达标</td></tr>
<tr><td>9</td><td>邻-二甲苯</td><td>μg/kg</td><td>ND</td><td>ND</td><td>ND</td><td>≤640mg/kg</td><td>达标</td></tr>
</table>

10	石油烃（C_{10}-C_{40}）	mg/kg	177	16	22	≤4500mg/kg	达标
11	石油类*	mg/kg	137	80	88	—	—
12	石油烃（C_6-C_9）*	mg/kg	ND	ND	ND	—	—
13	钡*	mg/kg	4410	5440	5440	≤5460mg/kg	达标

续表 7-8 土壤检测结果

采样时间		检测点位	庄 9-12-6H 井场外		庄 9-12-6H 井场外 10m		执行标准及限值：GB 36600-2018中第二类用地筛选值；	达标情况
			(0-0.2m)	(0.3-0.5m)	(0-0.2m)	(0.3-0.5m)		
		样品编号	J0748-TR-04	J0748-TR-05	J0748-TR-06	J0748-TR-07		
2025.11.5		样品状态	棕色团粒状固体	棕色团粒状固体	棕色团粒状固体	棕色团粒状固体		
序号	检测项目	单位	检测结果					
1	pH 值	无量纲	8.09	8.46	8.40	8.38	—	—
2	六价铬	mg/kg	ND	ND	ND	ND	≤5.7	达标
3	汞	mg/kg	0.026	0.024	0.050	0.073	≤38	达标
4	砷	mg/kg	11.6	9.68	6.64	6.35	≤60	达标
5	水溶性盐总量	g/kg	0.7	0.6	0.5	0.6	—	—
6	苯	μg/kg	ND	ND	ND	ND	≤4mg/kg	达标
7	甲苯	μg/kg	ND	ND	ND	ND	≤1200mg/kg	达标
8	间，对-二甲苯	μg/kg	ND	ND	ND	ND	≤570mg/kg	达标
9	邻-二甲苯	μg/kg	ND	ND	ND	ND	≤640mg/kg	达标
10	石油烃（C_{10}-C_{40}）	mg/kg	37	22	41	19	≤4500mg/kg	达标
11	石油类*	mg/kg	51	109	277	484	—	—
12	石油烃（C_6-C_9）*	mg/kg	ND	ND	ND	ND	—	—

续表 7-8 土壤检测结果

采样时间		检测点位	庄 9-12-6H 井场外 20m		庄 9-12-6H 井场外 30m		执行标准及限值：GB 36600-2018中第二类用地筛选值；钡*执行DB 13/T	达标情况
			(0-0.2m)	(0.3-0.5m)	(0-0.2m)	(0.3-0.5m)		
		样品编号	J0748-TR-08	J0748-TR-09	J0748-TR-10	J0748-TR-11		
2025.11.5		样品状态	棕色团粒状固体	棕色团粒状固体	棕色团粒状固体	棕色团粒状固体		
序号	检测项目	单位	检测结果					

							5216-2022 表1二类筛选值	
1	pH 值	无量纲	8.20	8.18	8.33	8.15	—	—
2	六价铬	mg/kg	ND	ND	ND	ND	≤5.7	达标
3	汞	mg/kg	0.066	0.069	0.058	0.052	≤38	达标
4	砷	mg/kg	7.37	8.44	6.74	6.72	≤60	达标
5	水溶性盐总量	g/kg	0.6	0.5	0.5	0.6	—	—
6	苯	μg/kg	ND	ND	ND	ND	≤4mg/kg	达标
7	甲苯	μg/kg	ND	ND	ND	ND	≤1200mg/kg	达标
8	间，对-二甲苯	μg/kg	ND	ND	ND	ND	≤570mg/kg	达标
9	邻-二甲苯	μg/kg	ND	ND	ND	ND	≤640mg/kg	达标
10	石油烃（C_{10}-C_{40}）	mg/kg	67	12	24	39	≤4500mg/kg	达标
11	石油类*	mg/kg	383	676	729	455	—	—
12	石油烃（C_6-C_9）*	mg/kg	ND	ND	ND	ND	—	—

续表 7-8　土壤检测结果

采样时间		检测点位	庄 9-12-6H 井场外 50m		歧 41-18 井场内	执行标准及限值：GB 36600-2018 中第二类用地筛选值；钡*执行DB 13/T 5216-2022 表1二类筛选值	达标情况
			(0-0.2m)	(0.3-0.5m)	(0-0.2m)		
		样品编号	J0748-TR-12	J0748-TR-13	J0748-TR-14		
2025.11.5-11.6		样品状态	棕色团粒状固体	棕色团粒状固体	棕色团粒状固体		
序号	检测项目	单位	检测结果				
1	pH 值	无量纲	8.42	8.86	8.82	—	—
2	六价铬	mg/kg	ND	ND	ND	≤5.7	达标
3	汞	mg/kg	0.070	0.056	0.041	≤38	达标
4	砷	mg/kg	9.18	8.03	7.79	≤60	达标
5	水溶性盐总量	g/kg	0.8	0.5	0.6	—	—
6	苯	μg/kg	ND	ND	ND	≤4mg/kg	达标
7	甲苯	μg/kg	ND	ND	ND	≤1200mg/kg	达

							标
8	间，对-二甲苯	μg/kg	ND	ND	ND	≤570mg/kg	达标
9	邻-二甲苯	μg/kg	ND	ND	ND	≤640mg/kg	达标
10	石油烃（C_{10}-C_{40}）	mg/kg	47	24	18	≤4500mg/kg	达标
11	石油类*	mg/kg	447	706	80	—	—
12	石油烃（C_6-C_9）*	mg/kg	ND	ND	ND	—	—
13	钡*	mg/kg	—	—	901	≤5460mg/kg	达标

续表 7-8 土壤检测结果

采样时间		检测点位	歧 41-18 井场内 (0.8-1.0m)	歧 41-18 井场内 (2.5-2.7m)	歧 41-18 井场外 (0-0.2m)	歧 41-18 井场外 (0.3-0.5m)	执行标准及限值：GB 36600-2018中第二类用地筛选值；钡*执行DB 13/T 5216-2022表1二类筛选值	达标情况
		样品编号	J0748-TR-15	J0748-TR-16	J0748-TR-17	J0748-TR-18		
2025.11.6		样品状态	棕色团粒状固体	棕色团粒状固体	棕色团粒状固体	棕色团粒状固体		
序号	检测项目	单位	检测结果					
1	pH 值	无量纲	9.06	8.52	8.33	8.40	—	—
2	六价铬	mg/kg	ND	ND	ND	ND	≤5.7	达标
3	汞	mg/kg	0.047	0.051	0.036	0.065	≤38	达标
4	砷	mg/kg	10.4	8.22	8.72	7.05	≤60	达标
5	水溶性盐总量	g/kg	0.6	0.9	0.6	0.5	—	—
6	苯	μg/kg	ND	ND	ND	ND	≤4mg/kg	达标
7	甲苯	μg/kg	ND	ND	ND	ND	≤1200mg/kg	达标
8	间，对-二甲苯	μg/kg	ND	ND	ND	ND	≤570mg/kg	达标
9	邻-二甲苯	μg/kg	ND	ND	ND	ND	≤640mg/kg	达标
10	石油烃（C_{10}-C_{40}）	mg/kg	18	25	41	75	≤4500mg/kg	达标
11	石油类*	mg/kg	77	90	78	95	—	—
12	石油烃（C_6-C_9）*	mg/kg	ND	ND	ND	ND	—	—
13	钡*	mg/kg	877	618	—	—	≤5460mg/kg	达标

续表 7-8 土壤检测结果

采样时间		检测点位	歧 41-18 井场外 10m		歧 41-18 井场外 20m		执行标准及限值：GB 36600-2018中第二类用地筛选值	达标情况
			(0-0.2m)	(0.3-0.5m)	(0-0.2m)	(0.3-0.5m)		
		样品编号	J0748-TR-19	J0748-TR-20	J0748-TR-21	J0748-TR-22		
2025.11.6		样品状态	棕色团粒状固体	棕色团粒状固体	棕色团粒状固体	棕色团粒状固体		
序号	检测项目	单位	检测结果					
1	pH 值	无量纲	8.25	8.68	8.34	8.17	—	—
2	六价铬	mg/kg	ND	ND	ND	ND	≤5.7	达标
3	汞	mg/kg	0.069	0.055	0.050	0.078	≤38	达标
4	砷	mg/kg	8.38	9.06	7.77	7.81	≤60	达标
5	水溶性盐总量	g/kg	0.6	0.8	0.5	0.7	—	—
6	苯	μg/kg	ND	ND	ND	ND	≤4mg/kg	达标
7	甲苯	μg/kg	ND	ND	ND	ND	≤1200mg/kg	达标
8	间，对-二甲苯	μg/kg	ND	ND	ND	ND	≤570mg/kg	达标
9	邻-二甲苯	μg/kg	ND	ND	ND	ND	≤640mg/kg	达标
10	石油烃（C_{10}-C_{40}）	mg/kg	25	18	54	20	≤4500mg/kg	达标
11	石油类*	mg/kg	291	66	112	99	—	—
12	石油烃（C_6-C_9）*	mg/kg	ND	ND	ND	ND	—	—

续表 7-8 土壤检测结果

采样时间		检测点位	歧 41-18 井场外 30m		歧 41-18 井场外 50m		执行标准及限值：GB 36600-2018中第二类用地筛选值；	达标情况
			(0-0.2m)	(0.3-0.5m)	(0-0.2m)	(0.3-0.5m)		
		样品编号	J0748-TR-23	J0748-TR-24	J0748-TR-25	J0748-TR-26		
2025.11.6		样品状态	棕色团粒状固体	棕色团粒状固体	棕色团粒状固体	棕色团粒状固体		
序号	检测项目	单位	检测结果					
1	pH 值	无量纲	8.34	8.13	7.91	8.15	—	—
2	六价铬	mg/kg	ND	ND	ND	ND	≤5.7	达标
3	汞	mg/kg	0.056	0.051	0.052	0.041	≤38	达标
4	砷	mg/kg	7.40	7.50	9.03	6.08	≤60	达

								标
5	水溶性盐总量	g/kg	0.7	0.9	0.5	0.5	—	—
6	苯	μg/kg	ND	ND	ND	ND	≤4mg/kg	达标
7	甲苯	μg/kg	ND	ND	ND	ND	≤1200mg/kg	达标
8	间，对-二甲苯	μg/kg	ND	ND	ND	ND	≤570mg/kg	达标
9	邻-二甲苯	μg/kg	ND	ND	ND	ND	≤640mg/kg	达标
10	石油烃（C_{10}-C_{40}）	mg/kg	42	14	11	74	≤4500mg/kg	达标
11	石油类*	mg/kg	94	84	85	74	—	—
12	石油烃（C_6-C_9）*	mg/kg	ND	ND	ND	ND	—	—

续表 4-2 土壤检测结果

采样时间		检测点位	歧 683-6L 井场内			执行标准及限值：GB 36600-2018 中第二类用地筛选值；钡*执行DB 13/T 5216-2022 表1二类筛选值	达标情况
			(0-0.2m)	(0.8-1.0m)	(2.5-2.7m)		
		样品编号	J0748-TR-27	J0748-TR-28	J0748-TR-29		
2025.11.6		样品状态	棕色团粒状固体	棕色团粒状固体	棕色团粒状固体		
序号	检测项目	单位	检测结果				
1	pH 值	无量纲	8.38	8.68	8.17	—	—
2	六价铬	mg/kg	ND	ND	ND	≤5.7	达标
3	汞	mg/kg	0.051	0.065	0.060	≤38	达标
4	砷	mg/kg	8.64	11.4	8.75	≤60	达标
5	水溶性盐总量	g/kg	0.7	0.8	0.6	—	—
6	苯	μg/kg	ND	ND	ND	≤4mg/kg	达标
7	甲苯	μg/kg	ND	ND	ND	≤1200mg/kg	达标
8	间，对-二甲苯	μg/kg	ND	ND	ND	≤570mg/kg	达标
9	邻-二甲苯	μg/kg	ND	ND	ND	≤640mg/kg	达标
10	石油烃（C_{10}-C_{40}）	mg/kg	41	23	25	≤4500mg/kg	达标
11	石油类*	mg/kg	98	187	141	—	—
12	石油烃（C_6-C_9）*	mg/kg	ND	ND	ND	—	—

13	钡*	mg/kg	585	951	709	≤5460mg/kg	达标

续表 7-8 土壤检测结果

采样时间		检测点位	歧 683-6L 井场外		歧 683-6L 井场外 10m		执行标准及限值：GB 36600-2018中第二类用地筛选值	达标情况
			(0-0.2m)	(0.3-0.5m)	(0-0.2m)	(0.3-0.5m)		
		样品编号	J0748-TR-30	J0748-TR-31	J0748-TR-32	J0748-TR-33		
2025.11.6		样品状态	棕色团粒状固体	棕色团粒状固体	棕色团粒状固体	棕色团粒状固体		
序号	检测项目	单位	检测结果					
1	pH 值	无量纲	8.28	8.30	8.37	8.47	—	—
2	六价铬	mg/kg	ND	ND	ND	ND	≤5.7	达标
3	汞	mg/kg	0.050	0.054	0.097	0.092	≤38	达标
4	砷	mg/kg	10.3	9.56	6.88	8.08	≤60	达标
5	水溶性盐总量	g/kg	0.6	0.5	0.6	0.5	—	—
6	苯	μg/kg	ND	ND	ND	ND	≤4mg/kg	达标
7	甲苯	μg/kg	ND	ND	ND	ND	≤1200mg/kg	达标
8	间，对-二甲苯	μg/kg	ND	ND	ND	ND	≤570mg/kg	达标
9	邻-二甲苯	μg/kg	ND	ND	ND	ND	≤640mg/kg	达标
10	石油烃（C_{10}-C_{40}）	mg/kg	43	25	44	11	≤4500mg/kg	达标
11	石油类*	mg/kg	73	74	81	155	—	—
12	石油烃（C_6-C_9）*	mg/kg	ND	ND	ND	ND	—	—

续表 7-8 土壤检测结果

采样时间		检测点位	歧 683-6L 井场外 20m		歧 683-6L 井场外 30m		执行标准及限值：GB 36600-2018中第二类用地筛选值	达标情况
			(0-0.2m)	(0.3-0.5m)	(0-0.2m)	(0.3-0.5m)		
		样品编号	J0748-TR-34	J0748-TR-35	J0748-TR-36	J0748-TR-37		
2025.11.6		样品状态	棕色团粒状固体	棕色团粒状固体	棕色团粒状固体	棕色团粒状固体		
序号	检测项目	单位	检测结果					
1	pH 值	无量纲	8.40	8.15	8.38	8.34	—	—
2	六价铬	mg/kg	ND	ND	ND	ND	≤5.7	达标
3	汞	mg/kg	0.060	0.072	0.068	0.060	≤38	达标

4	砷	mg/kg	7.00	7.29	7.60	6.47	≤60	达标
5	水溶性盐总量	g/kg	0.8	0.7	0.5	0.5	—	—
6	苯	μg/kg	ND	ND	ND	ND	≤4mg/kg	达标
7	甲苯	μg/kg	ND	ND	ND	ND	≤1200mg/kg	达标
8	间，对-二甲苯	μg/kg	ND	ND	ND	ND	≤570mg/kg	达标
9	邻-二甲苯	μg/kg	ND	ND	ND	ND	≤640mg/kg	达标
10	石油烃（C_{10}-C_{40}）	mg/kg	20	69	31	8	≤4500mg/kg	达标
11	石油类*	mg/kg	84	137	107	84	—	—
12	石油烃（C_6-C_9）*	mg/kg	ND	ND	ND	ND	—	—

续表 7-8 土壤检测结果

采样时间		检测点位	歧 683-6L 井场外 50m		执行标准及限值：GB 36600-2018 中第二类用地筛选值	达标情况
			(0-0.2m)	(0.3-0.5m)		
		样品编号	J0748-TR-38	J0748-TR-39		
2025.11.6		样品状态	棕色团粒状固体	棕色团粒状固体		
序号	检测项目	单位	检测结果			
1	pH 值	无量纲	8.06	8.15	—	—
2	六价铬	mg/kg	ND	ND	≤5.7	达标
3	汞	mg/kg	0.066	0.068	≤38	达标
4	砷	mg/kg	8.25	8.91	≤60	达标
5	水溶性盐总量	g/kg	0.6	1.0	—	—
6	苯	μg/kg	ND	ND	≤4mg/kg	达标
7	甲苯	μg/kg	ND	ND	≤1200mg/kg	达标
8	间，对-二甲苯	μg/kg	ND	ND	≤570mg/kg	达标
9	邻-二甲苯	μg/kg	ND	ND	≤640mg/kg	达标
10	石油烃（C_{10}-C_{40}）	mg/kg	17	23	≤4500mg/kg	达标
11	石油类*	mg/kg	127	90	—	—
12	石油烃（C_6-C_9）*	mg/kg	ND	ND	—	—

根据上述监测数据可知，本项目井场及周边土壤中各污染物满足《土壤环境

质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值和《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中风险筛选值标准要求。

7.5.2 地下水影响调查

（1）监测点位

庄 9-12-6H、歧 41-18、歧 683-6L 三个井丛场下游各设 1 个浅层监测点位。

（2）监测时间

2025 年 11 月 9 日。

（3）监测项目及频次

监测因子：pH 值、耗氧量、石油类、挥发性酚类、石油烃（C6-C9）、石油烃（C10-C40）、硫化物、氯化物、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬、苯、甲苯、二甲苯。

监测频次：监测 1 天 1 次。

（4）监测要求和采样、分析方法

按照《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）及有关标准和监测技术规范执行。

表 7-9　地下水环境质量监测项目分析方法及仪器

序号	检测项目	检测方法（标准编号）	仪器型号（名称/编号）	检出限/最低检出浓度
1	pH 值	《水质 pH 值的测定 电极法》HJ 1147-2020	PHBJ-260 便携式 pH 计（S006）	—
2	溶解性总固体	《生活饮用水标准检验方法 第 4 部分：感官性状和物理指标》GB/T 5750.4-2023 11.1 称量法	AUW120D 电子天平（S021）	—
3	总硬度	《生活饮用水标准检验方法 第 4 部分：感官性状和物理指标》GB/T 5750.4-2023 10.1 乙二胺四乙酸二钠滴定法	—	1.0mg/L
4	氯化物	《水质 氯化物的测定 硝酸银滴定法》GB/T 11896-1989	—	10mg/L
5	挥发酚	《水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法》HJ 503-2009 方法 1 萃取分光光度法	T6 新世纪紫外可见分光光度计（S037）	0.0003 mg/L

6	高锰酸盐指数（耗氧量）	《水质 高锰酸盐指数的测定》GB/T 11892-1989	—	0.5mg/L
7	硫化物	《水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法》HJ 1226-2021	722G 可见分光光度计（S052）	0.003mg/L
8	汞	《水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法》HJ 694-2014	AFS-8520 原子荧光光度计（S024）	0.04μg/L
9	砷	《水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法》HJ 694-2014	AFS-8520 原子荧光光度计（S024）	0.3μg/L
10	六价铬	《生活饮用水标准检验方法 第 6 部分：金属和类金属指标》GB/T 5750.6-2023 13.1 二苯碳酰二肼分光光度法	T6 新世纪紫外可见分光光度计（S037）	0.004mg/L
11	苯	《水质 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》HJ 639-2012	AtomxXYZ/GC-2030/GCMS-QP2020NX 吹扫捕集/气相色谱-质谱联用仪（S093）	1.4μg/L
12	甲苯			1.4μg/L
13	间，对-二甲苯			2.2μg/L
14	邻-二甲苯			1.4μg/L
15	石油类	《水质 石油类的测定 紫外分光光度法（试行）》HJ 970-2018	T6 新世纪紫外可见分光光度计（S037）	0.01mg/L
16	石油烃（C_{10}-C_{40}）	《水质 可萃取性石油烃（C_{10}-C_{40}）的测定 气相色谱法》HJ 894-2017	GC-2014C 气相色谱仪（S025）	0.01mg/L
17	石油烃（C_{6}-C_{9}）*	《水质 挥发性石油烃（C_{6}-C_{9}）的测定 吹扫捕集/气相色谱法》HJ 893-2017	Amoxt 7890B/5977B 吹扫捕集-气相色谱-质谱联用仪 SEP-HB-J096	0.01mg/L
18	钡*	《水质 65 种元素的测定 电感耦合等离子体质谱法》HJ 700-2014	7900 电感耦合等离子体质谱仪 SEP-HB-J025	0.20μg/L

（5）监测结果及分析

表 7-10 潜层地下水监测结果及分析

采样时间		检测点位	岐 683-6L 井场下游井	岐 41-18 井场下游井	庄 9-12-6H 井场下游井	执行标准及限值：GB/T 14848-2017 表1 III类	达标情况
2025.11.9		样品编号	J0748-DX-01-01	J0748-DX-02-01	J0748-DX-03-01		
		样品状态	无色无嗅透明液体	无色无嗅轻微浑浊液体	无色无嗅轻微浑浊液体		
序号	检测项目	单位	检测结果				
1	pH 值	无量纲	7.5 (11.8℃)	7.5 (11.7℃)	7.5 (12.0℃)	6.5-8.5	达标
2	溶解性总固体	mg/L	5.63×10^{3}	6.89×10^{3}	1.64×10^{4}	≤1000	不达标
3	总硬度	mg/L	1.19×10^{3}	1.26×10^{3}	3.00×10^{3}	≤450	不达标
4	氯化物	mg/L	976	1.28×10^{3}	9.35×10^{3}	≤250	不达标
5	挥发酚	mg/L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.002	达标

6	高锰酸盐指数（耗氧量）	mg/L	2.6	1.9	2.2	≤3.0	达标
7	硫化物	mg/L	0.003L	0.003L	0.003L	≤0.02	达标
8	汞	μg/L	0.26	0.19	0.21	≤0.001mg/L	达标
9	砷	μg/L	0.3L	0.3L	0.4	≤0.01mg/L	达标
10	六价铬	mg/L	0.004L	0.004L	0.004L	≤0.05	达标
11	苯	μg/L	1.4L	1.4L	1.4L	≤10.0	达标
12	甲苯	μg/L	1.4L	1.4L	1.4L	≤700	达标
13	间，对-二甲苯	μg/L	2.2L	2.2L	2.2L	—	—
14	邻-二甲苯	μg/L	1.4L	1.4L	1.4L	—	—
15	二甲苯总量	μg/L	1.4L	1.4L	1.4L	≤500	达标
16	石油类	mg/L	0.01L	0.01L	0.01L	—	—
17	石油烃（C_{10}-C_{40}）	mg/L	0.01L	0.01L	0.01L	—	—
18	石油烃（C_6-C_9）*	mg/L	0.01L	0.01L	0.01L	—	—
19	钡*	μg/L	39.8	0.64	0.20L	≤0.70mg/L	达标

由监测结果可知，本项目所在区域的潜层水中总硬度、溶解性总固体、氯化物、均超标，其余因子均未超标。和石油开发有关的挥发酚、石油类、苯、甲苯均未超标。

后续建设单位在落实好现有地下水环境风险防控措施的基础上，加强油井及输油管线巡检，防止避免跑冒滴漏，定期开展环境风险应急演练等，完善应急设施，按照当地管理部门要求做好地下水环境质量监测，尽可能减少本项目对周边地下水环境影响。

7.4 小结

根据现场调查，建设单位对施工期产生的废水妥善处理，没有排入附近地表水体，未对周边水环境产生不利影响。对运营期的生产井采出水采取处理回注措施，能够使项目产生的废水全部回注地层，项目运营期采取的水环境保护措施达到了环评报告书及批复中提出的要求。废水处理措施合理有效，对项目区周边水环境影响不大。

8 社会环境影响调查

8.1 影响地区社会经济概况

黄骅市境内已探明的矿藏资源有石油和天然气，现已成为大港油田生产石油和天然气的重要地区之一。全市总面积 1544.7km^2，总人口 45.8 万人，辖 10 个乡镇、327 个行政村、3 个街道办事处和 1 个省级经济开发区。

境内拥有 205（河北秦皇岛市山海关区至广东广州）、307（河北歧口至宁夏银川）、海防公路（环渤海）三条国道和津汕（天津至汕尾）、石黄（石家庄至黄骅港）、京沪（北京至上海）、荣乌（荣成至乌海）、保沧（保定至沧州）、沿海（环渤海）、沧廊（沧州至廊坊）高速，黄万（黄骅至天津万家码头）、朔黄（朔州至黄骅港）、京沪（北京至上海）、沧港（沧州至黄骅港）铁路以及邯黄（邯郸至黄骅港）铁路在境内形成了三个黄金十字架，形成了完整的公路、铁路运输网络。

境内的黄骅港地处渤海湾穹顶处，已建成 20 万吨级深水航道和万吨级以上泊位 25 个，是环渤海港口群中最具成长性的深水亿吨综合大港，也是中西部和京津冀地区的重要出海口，腹地覆盖了陕西、宁夏、内蒙、豫北、晋西南以及冀中南、鲁北等广大地区。

8.2 征地拆迁安置影响调查

本工程所在区域为农村地区，本次工程不涉及拆迁、安置工程。工程建设对当地社会生活影响不大。

项目占用的土地主要为耕地。项目占用的临时用地和永久用地均与当地村镇签署了用地协议、征地协议书等方式进行征地，并同时签署了占地补偿协议对农户进行了补偿。

8.3 小结

项目不仅可以加速大港油田公司采油二厂的发展，同时也为沧州市和当地的经济发展创造了新的增长点，同时项目还可为当地的经济发展、交通运输、居民就业及收入的增加等产生促进作用，具有明显的社会效益。

工程建设不涉及拆迁、安置工程，占用的临时用地和永久用地均与当地村镇签署了用地许可证、征地协议书等方式进行征地，并同时签署了占地补偿协议对农户进行补偿。项目建设对社会环境的影响可被接受。

经实地调查，施工期间未发生污染事故和安全事故，无环保纠纷和投诉事件发生。

根据调查，一阶段运营期间各项污染物得到了较好的处理和控制，对完善井场基础设施配套，促进社会经济的可持续发展发挥了作用。

9 清洁生产调查

项目钻井期使用环保型水基钻井液，使用先进的生产工艺及施工设备，采出液全密闭管网运输，采出液分离出原油、天然气后， 污水经联合站污水处理系统处理，全部回注于油层，用于油田开发，不外排，符合清洁生产相关要求。

10 污染物排放总量控制调查

本项目一阶段生产井采出液经依托处理站处理达标后回注地层，不外排。

各井场采用巡守制，无人员长期驻守，生活设施依托大港各采油队，无生活污水产生。水污染物总量增量为零。

本次评价的工程内容中不包括井场内辅助设施（如加热炉）建设，无新增加热炉烟气排放。

项目投入运营新增原油及天然气产能与第二采油厂同年封井及单井产能降低所造成的产能减少量基本持平，项目投产后保持采油厂产能情况稳定。联合站、接转站等地面配套设施的运行负荷基本不变，加热炉烟气排放量及站场烃类和硫化氢气体无组织排放量不变。本项目一阶段无污染物排放总量控制指标。

11 环境风险防范措施调查

11.1 风险因素调查

项目的风险事故主要是施工期钻井期间的井喷事故和运营期单井管线泄漏事故对环境的影响。

11.2 环境风险事故调查

11.2.1 井喷事故调查

在钻井过程中，当钻头钻开油层后，由于地层压力的突然增大，钻井泥浆开始湍动，并出现溢流，随之发生井喷，此时如能够及时关井，控制井口，并采取补救措施，如加重泥浆强行压井，平衡井内压力可使井喷得到控制。

本项目一阶段新井均已完钻投产，经实地调查，本项目一阶段已钻油井在钻井及作业过程中均未发生井喷事故。

11.2.2 单井管线泄漏事故调查

油气集输过程中的事故主要是管线及设备破裂造成的油气泄漏事故，由于管道腐蚀、压力过高、地面挖掘的损坏或自然灾害的破坏等都可能导致管线破裂事故，事故发生时会有大量的油气溢出，而且泄漏的油气遇到明火还可能产生火灾、爆炸事故，含油污水等对土壤、水环境和农业生态造成污染。

根据现场调查，项目竣工投产运行以来，各井场内管线在调试期均未发生管线泄漏事故。

输注管道发生泄漏事故时，除应立即实施通用应急处置措施外，还应安排专人定位泄漏位置并立即堵漏或引流至收集罐内，避免进一步污染土壤。此外，对受污染土壤应立即进行清污除油处理，沾油土壤送至大港油田原油运销公司油泥砂处理作业区处理。除应立即实施通用应急处置措施外， 还应安排专人定位泄漏位置并通知周边敏感点的人群。当发生大面积泄漏时应配合当地政府部门对周边人群进行疏散。

11.3 风险防范措施调查

针对公司可能存在突发环境风险事件，建立应急监控系统，对重要设备、重要工艺环节、重点区域人员活动进行实时监控。针对本项目一阶段的各个作业区采用的监控系统有：

（1）钻井期间，对地层情况实时监控；

（2）主要管线安装在线泄漏检测系统；

（3）定期对管线进行检测。

公司定期组织各基层单位开展环境风险识别和评估，分析有可能发生的突发环境事件，根据环境风险排查情况、日常环保运行管理、环保专项现场检查等环节，收集、汇总、整理、分析，提出环境事件预防性监测要求。

针对油水井井喷事故和管道泄漏、火灾事故主要风险防范措施如下：

11.3.1 井喷事故风险防范措施

油水井事故主要事故类型为发生井喷等，第二采油厂为避免井喷事故及降低事故影响，采取如下措施：

（1）设计、生产中采取有效预防措施，在井口安装防喷器和控制装置，杜绝井喷的发生。

（2）钻井施工前储备足量的各种堵漏、加重、润滑剂等材料。钻开油层前要严格检查验收制度，注意防喷和防火。

（3）使用的泥浆参数必须符合钻井地质技术的规定要求，在钻井过程中应及时根据设计参数调整好适宜的钻井液。泥浆比重和粘度要经常进行检查，在危险的油气层中钻进时每 30 分钟检查一次，泥浆罐内检查每周至少一次。在钻开油层前必须加重泥浆的密度，使泥浆的液柱压力大于地层压力 3～5MPa，井场的重泥浆储备量须为井筒容积的 1.5～2 倍，并储备充足的泥浆加重剂。坚持坐岗观察，视泥浆循环罐内液面变化及时做出正确判断，采取有效处理措施；起下钻时应做到防抽吸和防喷、防卡，加强坐岗及记录，及时通知司钻向井内灌入适宜的钻井液。

（4）敏感井位在钻井施工过程揭开油气层后派专人进行警戒，发现异常情况及时进行警示并根据情况采取疏散措施。

（5）新钻井前做好地质研究，井眼轨道的设计根据地质目标参数对造斜点、造斜率、井斜角和防碰措施进行优化。做到有利于正常安全钻井、固井质量的保证、测井作业的顺利、完井管柱的安全下入等。

（6）生产井套管选用气密封良好的特种金属密封扣。为保证气密封扣的密封性，必须由专业下套管队伍采用专用下套管工具完成，为了加强生产套管外环空的气密封性，在储层的上下端各接入一只遇水遇油管外膨胀器。

（7）井控作业中严格执行《中国石油天然气集团公司石油与天然气钻井井控规定》、《中国石油天然气集团公司石油与天然气生产井下作业井控规定》，施工单位严格按 SY/T6283－1997《石油天然气钻井健康、安全与环境管理体系指南》和《大港油田钻井井控实施细则》执行，以确保方案顺利实施。

（8）油井正常生产过程严格按照相关要求配备井口防喷盒等防喷设施，敏感井安装防喷卡子、光杆断脱密封装置等。

（9）井场设置明显的禁止烟火标志；井场钻井设备及电器设备、照明灯具符合防火防爆的安全要求，井场安装探照灯，以备井喷时钻台照明。

定时清除柴油机排气管内的积炭，以防井喷时排气管迸出火星引起着火，排气管出口与井口相距不少于 15m。

柴油储罐设置在井场主导风向上风向，与井口的距离不小于 50m。在井架上、井场路口等处设置风向标，以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散。

按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其它消防器材。

（10）对井口加装防喷装置，井口安装 H_2S 检测仪、可燃气体检测仪。配置固控设备、钻井液流量指示器、液面指示器及油气监测设备。

大港油田公司把严防井喷失控事故作为安全生产管理的重点工作来抓，采取了一系列行之有效的措施。一是加强员工井控培训，井控操作实行持证上岗，将先培训取得井控操作证后再上岗作为一项硬性制度；二是井控装置送井、回收、检修都由专业公司负责，安装、试压由专人负责，确保每口井的防喷装置符合设计要求；三是每个井队在钻开油气层前向上级部门提出验收申请，待职能部门验收并签发《钻开油气层批准书》后再开钻；四是钻井队技术人员从开钻到完井每天 24h 值班，做到人员落实，职责明确；五是对重点井严格监督检查，对一般

井实行抽查，对检查出的问题提出整改要求，对被查出问题的单位除在公司范围内通报外，还要按《井控管理奖惩规定》给予经济处罚；六是积极筹措资金，

为每个钻井队配置井控设备。

做好井控工作抓好“四个关键环节”：一是开工前井控装置验收关；二是强化井控岗位培训；三是切实抓好坐岗观察；四是规范不同工况下的日常防喷演习。

11.3.2 单井管线事故风险防范措施

油水管道主要风险类型为泄漏、火灾事故，其主要风险防范措施如下：

（1）严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收；集输管线敷设前， 加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。

（2）加强设备、管线防腐维护，按规定进行设备维修、保养及时更换易损及老化管线，防止泄漏事故的发生；

（3）采用合理的管线防腐蚀措施：输油、气管线均采取外涂层采用特加强级环氧煤沥青防腐层或加强级聚乙烯防腐层二层结构，对新建管线采用外加电流联合保护，对老管线采用牺牲阳极保护法。

（4）定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；

（5）主要外输管线装有管线泄漏监测，采用流量计比对法进行监控预警；

（6）油气集输管线均设置紧急截断阀门，一旦发生泄漏采取相应停产措施后，紧急关闭阀门；

（7）定期对管线进行巡视监控，不断加强管线和警戒标志的管理工作，在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；

（8）加强对管线的监督管理，根据《石油、天然气管道保护法》，禁止任何单位和个人从事下列危及管道及其附属设施安全的行为：在管道中心线两侧及附属设施场区外各 50m 范围内，爆破、燃放爆竹和修筑大型工程；在管道中心线两侧各 5m 范围内，取土、挖塘、采石、盖房、建温室、垒家畜棚圈和修筑其他建筑物；在管道中心线两侧各 5m 范围内种植深根植物。

（9）对于敏感地区的油水井，按照标准在井场周围，修筑可防止油水外溢的水泥防护墙，防止事故时污染范围扩大。

（10）优化管道巡检人员技术水平，细化巡检范围和职责，确保巡检通讯畅通，在及时发现管道事故隐患的同时能够迅速采取措施减少或避免事故隐患发生。

11.4 事故应急处置措施调查

突发事件发生后，基层单位或现场人员应立即按《突发环境事件应急预案》的要求将相关信息及应急处置情况报告第二采油厂应急办公室。第二采油厂应急办公室根据现场情势，适时启动三级应急响应，建立必要范围的警戒区域，实施合理的交通管制，维护现场秩序和稳定。警戒范围应根据事态发展及时进行相应调整，全力控制事态发展，防止次生、衍生和耦合事故（事件）发生，及时控制或切断事故灾害链。

11.4.1 油水井井喷事故应急处置措施

（1）单独井喷事故应急处置措施

1）根据井喷事故工作组对硫化氢气体的检测结果划定内警戒线，内警戒线距离井口距离最小 100m，组织内警戒线以内非抢险组人员均应迅速全部撤离；划定的外警戒线由内警戒线外延最小 1000m，外警戒线与内警戒线之间区域，非现场应急抢险指挥组人员全部撤离；根据井喷情况在外警戒线外延 2000m 区域设立封锁线。环境应急工作组协助封锁线内无关的人员全部撤离， 严禁与抢险无关人员进入封锁线内。

2）环境抢险组及时了解事发地地形地貌、气象条件、重要保护目标及分布情况；做好可能受污染人群的疏散工作及中毒人员的抢救工作。

3）在确保抢险人员安全的情况下，由应急指挥领导小组下令，抢险组人员穿戴防护用品进入事件现场，采取挖坑（铺设防渗布）或用土围减少原油污染扩散，并组织人力、设备（吸罐、泵车等） 对油污进行清理；及时对受污染土壤进行洗消、清运，最大限度的清理危害。

4）环境抢险组采取挡坝、挖掘污水池等措施阻止原油进入地表水体。若地表水体发生原油污染事件，在污染区域下游铺设围油栏进行围堵，根据实际情况采取下吸油毡、洒消油剂等措施，组织人力、设备（吸罐、泵车等） 对水体进行油污清理、回收原油。

5）后勤保障组接到应急办公室通知后，立即将现场需要的应急物资、装备、防护用品送往现场，并为现场抢险和人员疏散转移提供支持。必要时由采油厂应急办公室请求油田公司提供援助。

6）应急指挥领导小组根据处理情况，在专家组的支持下及时调整抢险救援

方案。

7）当预判应急抢险无法控制现场事态发展时，应及时上报油田公司环境应急办公室请求救援。同时做好前期环境应急处置等工作， 并配合油田公司做好各项救援工作。

8）环境抢险完成后，根据敏感区类型，及时采取收油、清污等措施。回收的原油拉运至联合站进行处理，受污染的土壤拉运至原油运销公司油泥砂处理厂进行处理。

（2）井喷引发的火灾事故应急处置措施

1）井喷引发的火灾事故发生后，在应急领导小组的统一领导下，首先确定井喷类型，根据井喷类型采取合理的抢险行动。

2）根据火灾及爆燃事件的情况，迅速制定应急抢险方案，报应急领导小组，组长批准后由环境抢险组实施抢险救援工作。

3）后勤保障组按照指挥小组指令及职责，做好人员转移、伤员救护、人员安置、物资装备、生活后勤保障等工作。

4）当采油厂无法控制事态发展时，由指挥小组命令应急办公室立即向油田公司应急办公室报告，请求支援，待油田公司应急指挥小组到达现场后，移交指挥权，配合油田公司应急指挥小组进行抢险救援工作。

11.4.2 管线泄漏事故应急处置措施

（1）集输管线泄漏事故应急处置措施

1）管道事故抢险救援组采取措施切断污染源。环境抢险组及时了解事发地地形地貌、气象条件、重要保护目标及分布情况； 做好可能受污染人群的疏散工作及中毒人员的抢救工作。

2）环境抢险组采取挖坑（铺设防渗布）或用土围减少原油污染扩散，并组织人力、设备（吸罐、泵车等）对油污进行清理；及时对受污染土壤进行洗消、清运，最大限度的清理危害。

必须采取措施阻止泄漏原油及消防废水进入地表水体；若发生地表水体污染事件，第一时间在污染区域下游铺设围油栏进行围堵，根据实际情况采取下吸油毡、洒消油剂等措施，组织人力、设备（吸罐、泵车等）对水体进行油污清理、回收原油。

3）后勤保障组接到应急办公室通知后，立即将现场需要的应急物资、装备、

防护用品送往现场，并为现场抢险和人员疏散转移提供支持。必要时由采油厂应急办公室请求油田公司提供援助。

4）应急指挥领导小组根据处理情况，在专家组的支持下及时调整抢险救援方案。

5）回收的原油拉运至联合站进行处理，受污染的土壤拉运至原油运销公司油泥砂处理厂进行处理。

（2）集输管线火灾、爆炸事故应急处置措施

1）发生较小火灾事故，由基层单位现场人员进行处置，及时佩戴呼吸器，以免烟雾损害健康。采用灭火器进行灭火， 事后收集的固体废物交由油泥沙处理厂进行处置。

2）发生较大火灾事故，灭火器无法满足灭火要求，当班人员无法控制火情时，应立即上报应急领导办公室。须采用消火栓进行灭火时， 应急小组应第一时间封堵进入排污河的入口，尽可能将消防废水暂存在事故现场。产生的消防废水待事故结束后拉运至联合站进行处置。

3）车间发生较大火灾事故，需由专业消防部门灭火，消防废水可能进入外环境时，应急领导办公室应第一时间向油田公司环境应急办公室报告，并将指挥

权移交油田公司环境应急领导小组，现场人员配合抢险救援。

11.5 风险事故应急预案调查

11.5.1 应急预案设置情况

建设单位于 2025 年 10月修编了《中国石油大港油田第二采油厂突发环境事件应急预案》并备案，编号：130983-2055-255-L 。修编后的应急预案涵盖了本项目一阶段突发环境风险事故采取的应急措施。备案表见附件。预案主要有突发环境事件预防、响应、应急、报告、处置等内容，重点加强生产、贮存、运输、使用等各个环节危险化学品的日常管理和安全防范工作，严防各种突发环境事件的发生，规范和强化突发环境事件的应急处置工作，以预防发生为重点，逐步完善处置突发环境事件的预警、处置及善后工作机制， 建立公司防范有力、指挥有序、快速高效和统一协调的突发环境事件应急处置体系。

11.6 调查结论

根据以上资料查阅和现场调查，本项目一阶段在施工期和试运行期均制定了比较完善的环境风险防范措施与应急预案，基本落实了国家、地方及有关行业关于风险事故防范与应急方面相关规定，配备了必要的应急设施，定期进行了应急队伍培训，设置了完善的环境风险事故防范与应急管理机构。

根据走访及现场调查可知，施工期和试运行期未发生过油品泄漏、井喷等风险事故，说明本项目一阶段施工期和试运行期的环境风险事故防范措施与应急预案有效可行。

12 环境管理及环境监测计划落实情况调查

12.1 环境管理调查

12.1.1 施工期环境管理

本项目一阶段施工期 HSE 环境管理措施如下：

（1）建立和实施施工作业队伍的 HSE 管理体系。明确 HSE 机构在施工期环境管理上的主要职责。

（2）负责制定本工程施工作业的环境保护规定，根据施工中各工种的作业特点，分别制定各工种的环境保护方案，制定发生事故的应急计划。

（3）负责组织施工期间的环境监理，审定、落实并督促实施生态恢复和污染治理。监督生态恢复、污染治理资金和物资的使用。

（4）监督检查保护生态环境和防治污染设施与项目主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用的执行情况。

（5）负责协调与当地、市生态环境、水利、土地等部门的关系。

（6）负责调查处理工程建设中的环境破坏和污染事故。

（7）组织开展工程建设期间的环境保护宣传教育与培训工作。

12.1.2 对施工承包方的管理

建设单位施工期间加强对施工单位的环保监督和管理，管理内容主要有：

（1）在技术装备、人员素质等同的条件下，选择环境管理水平高、环保业绩好的承包方。在工程招标过程中， 对施工承包方的选择，除要考虑实力、人员素质和技术装备外，还要考虑其 HSE 的业绩，优先选择那些 HSE 管理水平高、环保业绩好的队伍。

（2）在承包合同中明确承包方的环保责任和义务，将有关环境保护条款，如环境保护目标；采取的水、气、声、生态保护及水土保持措施等，列入合同当中， 并将环保工作的好坏作为工程验收的标准之一。

（3）施工承包方按中国石油天然气股份有限公司的要求，建立相应的 HSE 管理机构，明确管理人员及其相应的职责等。施工作业前， 编制详细的环境管理方案，连同施工计划一起呈报中国石油天然气股份有限公司大港油田分公司 HSE 部门及其它相关环保部门，批准后方开工。

（4）施工单位严格执行施工前的 HSE 培训考核制度，施工人员通过相关

部门的环保知识的宣传、教育和培训考核之后， 成绩合格者方能进行施工，施工时做到文明施工、环保施工。

（5）施工单位严格执行施工期的各项环保规定，落实各项环保措施，按要求选择适宜的施工时间、尽量缩小施工范围。废渣和垃圾集中堆放； 泥浆和废土等按规定进行处置。施工结束后做到工完料净、按规定对土地进行恢复。

12.1.3 环境恢复的管理

工程建设不可避免地对环境造成破坏，项目试运营期间，由专人负责环境档案资料，负责环保事项的管理工作。

项目在运营期间执行了以下环境管理内容：

（1）协助有关环保部门进行环境保护设施的竣工验收工作，贯彻执行国家、地方及上级部门有关环境保护方针、政策、法律及法规。

（2）专人负责站场日常环境管理工作及定期对管道进行环保安全检查。

（3）负责站场的日常环境保护管理工作。

12.1.4 运营期环境管理

（1）建立和实施运行期的 HSE 管理体系。

（2）协助有关环保部门进行环境保护设施的竣工验收工作，贯彻执行国家、地方及上级部门有关环境保护方针、政策、法律法规。

（3）负责井场日常环境管理工作及定期对管道进行环保安全检查。

（4）负责井场的日常环境保护管理工作，组织本项目一阶段的环境监测工作，掌握污染及环境质量状况。

（5）组织制订本项目一阶段的环保管理规定和实施细则，组织实施环境保护工作的定量考核。

（6）组织开展环境保护宣传教育、技术和经验交流活动，推广先进技术和科研成果。

（7）强化基础工作，建立完整、规范、准确的环境基础资料，环境统计报表和环境保护技术档案。

（8）协同有关部门制定防治污染事故的措施，编制各类可能发生事故的应急预案，并监督实施。

（9）参加调查、分析、处理环境污染事故，并负责统计上报事故的基本情况及处理结果。

12.2 环境监测情况调查

依据《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ 819-2017）、《排污许可证申请与核发技术规范 总则》（HJ 942-2018）、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）的要求，本项目环境监测计划见下表。

表 12-1 项目环境监测计划

类别		监测位置	监测项目	执行标准	监测频率
噪声		典型井场边界	等效连续 A 声级	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准	季度
废气	无组织废气	典型井场和下风向	非甲烷总烃	《工业企业挥发性有机物排放控制标准》(DB13/2322-2016）中表 2 中其他企业边界浓度限值、《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020）中“5.9 企业边界污染物控制要求”规定限值	1 次/季度
	有组织废气	加热炉废气	颗粒物、SO_2、NOx、格林曼黑度	《工业炉窑大气污染物排放标准》(DB13/1640-2012）和《关于印发(工业炉窑大气污染综合治理方案）的通知》(环大气(2019)56 号）排放限值要求	1 次/季度

从现场调查和监测资料查阅来看，第二采油厂目前井场未实施环境监测计划，建议在项目开发中适时开展以上监测计划。

12.3 环境保护“三同时”制度落实情况

（1）施工前期

该项目建设期间严格执行了环境影响评价制度。中国石油天然气股份有限公司大港油田分公司委托天津市盛鑫源环境科技有限公司编制完成了《大港老区稳产项目(2023 年)(大港油田分公司第二采油厂羊二庄油田老区、友谊油田新区、王徐庄油田新区及老区原油产能建设项目）环境影响报告书》，并于 2024 年 12 月 12 日取得沧州渤海新区黄骅市行政审批局批复，批复文号：渤黄审批书[2024]010 号。

（2）施工期

施工期进行了环境管理工作，对相应的环境污染进行了控制。对临时占地进行了及时恢复。

（3）运营期

投入营运后，开发的油井场地植被自然恢复，投入了一定的人力、物力， 加

强管理和养护，植被长势良好，水土流失得到治理。

综上所述，建设单位基本执行了建设项目环境保护“三同时”制度。

本项目一阶段环保投资情况如下：

表 12-1　一阶段环保投资一览表

<table>
<tr><th>阶段</th><th colspan="2">环境要素</th><th>采取的环境保护措施</th><th>投资/万元</th></tr>
<tr><td rowspan="17">施工期</td><td rowspan="5">废气</td><td>施工扬尘</td><td>洒水抑尘、物料苫盖等</td><td rowspan="5">2.11</td></tr>
<tr><td>柴油发电机废气</td><td>使用符合国家标准的燃油，定期对柴油发电机进行保养，确保其尾气排放的污染物均符合国家标准。</td></tr>
<tr><td>钻井液配置投料粉尘</td><td>施工过程中在密闭操作间进行投料，且避免大风天作业，投料过程同时加水抑尘。</td></tr>
<tr><td>运输车辆废气</td><td>机械、车辆定期检修，状况良好，燃烧合格油品，不超负荷运行。</td></tr>
<tr><td>焊接烟尘</td><td>焊接作业时使用低尘焊条和移动焊烟净化器收集处置</td></tr>
<tr><td rowspan="3">废水</td><td>生活污水</td><td>盥洗废水直接用于泼洒场地抑尘；施工营地设置临时防渗环保厕所，定期清掏。</td><td rowspan="3">6.34</td></tr>
<tr><td>钻井废水</td><td>钻井泥浆进入“随钻不落地固液分离处理系统”处理，分离后的钻井废水大部分回用于钻井液配置系统，剩余部分由罐车拉运至第二采油厂各联合站采出水处理系统处理达标后回注现役油藏层位，不外排。</td></tr>
<tr><td>洗井废水</td><td>洗井废水进罐，由罐车拉运至第二采油厂各联合站采出水处理系统处理达标后回注现役油藏层位，不外排。</td></tr>
<tr><td>噪声</td><td>车辆噪声、钻机设备噪声、施工机械噪声</td><td>运输车辆减速慢行；钻机、钻井泵等钻井设备安装消声器，进行基础减振；施工机械定期维护，基础减振。</td><td>3.17</td></tr>
<tr><td rowspan="5">固体废物</td><td>废弃钻井泥浆、岩屑</td><td>钻井泥浆进入“随钻不落地固液分离处理系统”处理，分离后的泥饼和岩屑(合成“泥浆土”）委托沧州裕多通商贸有限公司运输至黄骅市益民新型建材有限公司制砖。</td><td rowspan="5">42.28</td></tr>
<tr><td>生活垃圾</td><td>暂存于垃圾桶，收集后统一运输至环卫部门指定地点处置。</td></tr>
<tr><td>施工废料</td><td>施工废料由施工单位回收。</td></tr>
<tr><td>落地油、油层岩屑、含油沾染物(废防渗材料、废棉纱、废油桶等）</td><td>收集后送暂存间，交有资质单位处置。</td></tr>
<tr><td>废弃钻井泥浆、岩屑</td><td>钻井泥浆进入“随钻不落地固液分离处理系统”处理，分离后的泥饼和岩屑(合成“泥浆土”）委托沧州裕多通商贸有限公司运输至黄骅市益民新型建材有限公司制砖。</td></tr>
</table>

<table>
<tr><td rowspan="3"></td><td>生态环境</td><td colspan="3">严格控制作业带宽度、单井管道全部回填不会产生弃土、洒水抑尘、苫盖等措施；表土剥离及回填、生态恢复等。</td><td>15.85</td></tr>
<tr><td>环境风险</td><td colspan="3">环境风险防范措施；编制应急预案及培训、演练；环境风险管理等。</td><td>2.11</td></tr>
<tr><td>防渗</td><td colspan="3">施工罐区、井口等按要求铺设防渗布</td><td>6.34</td></tr>
<tr><th>阶段</th><th colspan="2">环境要素</th><th>环保措施</th><th>治理效果</th><th>投资/万元</th></tr>
<tr><td rowspan="6">运营期</td><td>废气</td><td>烃类无组织挥发</td><td>采用密闭流程，井口密封并设紧急截断阀，加强管道、阀门的检修和维护</td><td>企业边界浓度限值 2.0 mg/m³</td><td>4.23</td></tr>
<tr><td rowspan="2">废水</td><td>油田采出水</td><td>随采出液一起进入联合站采出水处理系统处理达标后回注现役油藏层位，不外排</td><td rowspan="2">满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022) 标准要求</td><td rowspan="2">2.11</td></tr>
<tr><td>井下作业废水</td><td>带罐作业，罐车运至第二采油厂各联合站采出水处理系统处理</td></tr>
<tr><td>噪声</td><td>抽油机</td><td>基础减振，定期维护检修，确保稳定运行</td><td>昼间≤60dB (A)
夜间≤50dB(A)</td><td>2.11</td></tr>
<tr><td>固体废物</td><td>落地油、含油沾染物(废防渗材料、废棉纱、废油桶等）、清管废渣</td><td>井下作业带罐(车）操作，做到原油不落地如有落地油产生应及时回收，回收落地油时，将土地表面 20cm 厚土壤铲除，暂存危废间，交有资质单位处置。清管废渣和含油沾染物(废防渗材料、废棉纱、废油桶等）暂存危废间交有资质单位处置。</td><td>无害化处置</td><td>6.34</td></tr>
<tr><td colspan="2">风险防范措施</td><td>加强巡检，安装视频监控等。从环境风险源、环境风险影响途径及环境风险敏感目标等方面防范环境风险，应急设施和物资补充，完善的应急预案，定期培训和应急演练</td><td>-</td><td>2.11</td></tr>
<tr><td colspan="5">合计</td><td>95.1</td></tr>
</table>

12.4 有效性分析及建议

12.4.1 环境管理的有效性分析

通过查阅资料和现场调查来看，建设单位对环境保护工作高度重视，目前运营阶段 HSE 管理体系已建立并实施，包括组织、制度规章、相应设施和器材等，都比较健全、完善，各项管理制度和措施比较有效。

12.4.2 建议

（1）建议在今后的工作中强化施工阶段的环境管理，建立环境监理制度。建设单位在和施工单位、承包商、供应商等签订施工合同时， 均应纳入有关生

态环境保护内容的条款，并进行监督。

（2）加强环境管理人员专业素质培训，在实际工作中进一步落实 HSE 管理的内容。

（3）在项目开发中后期适时开展生态监测和地下水监测，发现问题及时采取措施。

13 结论与建议

13.1 工程概况

中国石油大港油田第二采油厂（以下简称“第二采油厂”）位于河北省沧州渤海新区黄骅市，负责王徐庄、羊二庄、刘官庄、友谊油田的开发管理工作，是中国石油天然气股份有限公司大港油田分公司下属的集采、注、输为一体的综合性单位，作为本项目实际承建单位。

第二采油厂建有完善的油气集输、注水、污水处理、原油外输系统。截至目前，第二采油厂现有联合站 4 座(南一联合站、庄一联合站、中一联合站、友谊站），采油井 476 口，开井 417 口，注水井 241 口，开井 210 口，全厂总产能 956.61t/d，总回注量 1449.68m/d。截至目前，第二采油厂建有外输油管道 46.905km，集输干支线 86.228km，供水管道 40.177km。注入千支线 89.357km。单井输油 68.756km，单井注水 59.453km。

在油田开发过程中，因地层压力下降及注水开采的开发方式等原因，造成油井采出液产量下降、含水率上升，甚至部分油井因采油量不足而停井，从而导致产能呈下降的态势。按照国家的总体要求，为保障国家原油战略安全、实现原油的高产稳产，需要在现有开发区域内进一步的布设新的产能井，以弥补减少的原油产量，保持第二采油厂稳产。中国石油天然气股份有限公司大港油田分公司拟投资 24070 万元建设“大港老区稳产项目(2023 年)(大港油田分公司第二采油厂羊二庄油田老区、友谊油田新区、王徐庄油田新区及老区原油产能建设项目）”。

根据备案文件《大港老区稳产项目(2023 年）备案确认单》(项目代码：2305-000000-60-01-393069），项目拟布设新井 32 口(其中油井 26 口，注水井 6 口），预计新建产能 5.55×10^4t/a，并配套建设单井输油管线 0.83km，单井注水管线 0.33km，共计 1.16km。本项目采出液、回注水的集输、回注依托第二采油厂现有采油和注水的集输干线，不新增干线管道，仅铺设单井管线，T 接至现有的集输管网中；采出液的处理及运输依托各中转站、联合站的现有的处理设施。

2024 年 11 月，中国石油天然气股份有限公司大港油田分公司委托天津市盛鑫源环境科技有限公司编制完成了《大港老区稳产项目(2023 年)(大港油田分公司第二采油厂羊二庄油田老区、友谊油田新区、王徐庄油田新区及老区原油产能建设项目）环境影响报告书》，并于 2024 年 12 月 12 日取得沧州渤海新区黄骅

市行政审批局批复，批复文号：渤黄审批书[2024]010 号。该项目逐年滚动开发，分阶段验收。

本次为项目一阶段验收。目前一阶段新建三座井场，新钻井 4 口，均为采油井；升级改造庄二混、庄十站两座危废暂存间。建成后新增原油产能 0.97 万吨，天然气产能 37.37 万立方米。

项目环评时总投资 24070 万元，环保总投资为 504 万元；截至项目一阶段建设完成后，实际完成总投资 5097.49 万元，环保总投资为 95.1 万元，占工程总投资的 1.87%。

13.2 环境保护措施落实情况调查

13.2.1 环境保护措施落实情况

经调查，沧州渤海新区黄骅市行政审批局对项目环境影响报告书的批复中均对项目提出了一些具体的环境保护措施要求，项目在施工期及运营期均严格执行了这些环境保护措施。

13.2.2 生态环境影响调查

（1）井场及单井管线占地

本项目一阶段所有征占土地均经当地政府及土地主管部门批准，并按要求给予了经济补偿。工程施工完毕后全部按原地貌复耕复绿。

（2）土壤环境影响调查

经调查，项目井场、单井管线施工、钻井固体废物、落地原油均采取合理处理处置措施，未对土壤环境造成明显不利影响。

（3）对植被和野生动物影响调查

经调查，项目井场和单井管线管道路径走向植物极其稀少，典型植被群落为盐地碱蓬群落，无名贵树种、野生珍稀植物。临时占地区域的植被已恢复，对动物区域性生境没有造成显著不利影响。

（4）对地表水的影响调查

经调查，本工程井场距离水体均较远，管线铺设没有对地表水环境产生影响。

（5）对地下水的影响调查

经调查，一阶段运营期未发生泄漏事故，没有对地下水水位产生明显影响。施工期钻井废弃泥浆和钻井废水未发生泄漏事故，没有对本区地下水产生显著不

利影响。

生产井采出液由管道运至所属联合站污水处理站在站内进行油气水分离，分离出的原油、天然气为大港油田产品，分离出的水经联合站污水处理系统处理达到 SY/T5329-2022《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》中规定的回注标准后，进入注水系统，全部回注地下，用于油田开发，不外排。本项目一阶段尚未进行井下作业。经调查，本工程建成后未发生工程事故。

（6）对自然保护区的影响

经调查本工程管线及井场均不涉及自然保护区。

（7）水土流失影响调查

通过调查，本项目一阶段对土壤扰动面积较小。项目采取了一系列有效措施防止水土流失现象发生。

13.2.3 施工期环境影响调查

项目施工期采取了严格措施避免扬尘等对周围环境的影响。经调查， 施工期产生的扬尘及机械废气没有对周围大气环境及敏感点产生不利影响，没有发生周边居民针对本项目一阶段施工扬尘影响的投诉。

施工期废水均进行了妥善收集，没有排入附近地表水体，没有对周边水环境产生不利影响。

施工期建设单位采用了低噪声设备、夜间不施工、设置隔声屏障等措施将施工期噪声对周围环境产生的影响降至最低。

钻井废泥浆循环利用，剩余废泥浆及钻井岩屑均进行了妥善处置，没有产生二次污染。

综上所述，项目施工期未对井场周围环境产生明显不利影响。

13.2.4 运营期环境影响调查

（1）废气

本次调查对三个井场内和周边废气排放情况进行了实际监测。根据监测结果，井场下风向非甲烷总烃浓度为 1.11~1.27 mg/m^3 ，均低于《工业企业挥发性有机物排放控制标准》(DB13/2322-2016）中表 2 中其他企业边界浓度限值和《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020）中“5.9 企业边界污染物控制要求”规定限值。

井场内非甲烷总烃浓度为 1.40~1.58 mg/m^3 ，满足《挥发性有机物无组织排

放控制标准》(GB37822-2019）附录 A1 标准要求；

联合站各加热炉污染物排放均满足《工业炉窑大气污染物排放标准》(DB13/1640-2012）和《关于印发(工业炉窑大气污染综合治理方案）的通知》(环大气(2019)56 号）排放限值要求。

（2）废水

经调查，井场投入运营后井场内抽油机独立工作，不安排人员长期驻守，运营过程中无生活污水产生。

本工程生产井采出液管输至所属联合站，在站内进行油水分离，分离出的采出水经站内污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中规定的回注标准后全部回注，不外排。

本项目一阶段尚未进行井下作业，未产生井下作业废水。

综上所述，项目运营期没有对周围水环境产生不利影响。

（3）噪声

本次调查发现，项目在钻井期选用了低噪设备，有效减轻了噪声污染，并取得了较好的降噪效果。

本阶段验收的三个井场处于 2 类声功能区范围内。项目运营期对三个井场进行了实际监测。根据监测结果可知，各井场厂界的昼间、夜间噪声均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348- 2008)2 类标准的要求(昼间 60dB(A)，夜间 50dB(A)）。

（4）固体废物

本项目一阶段尚未进行井下作业，未产生含油沾染物(废防渗材料、废棉纱、废油桶等）、清管废渣和井下作业非正常工况下产生的落地油，因此未对环境造成二次污染。

13.2.5 清洁生产调查与分析

项目从原辅材料使用、能源消耗、设备先进性和钻井、油气采输等生产工艺先进性方面，均采用了目前国际、国内的先进技术；HSE 环境管理体系建立基本完善，既达到了防治污染的效果，又取得了良好经济效益，降低了油田开发建设对环境的污染。

13.2.6 环境风险分析与应急措施

本项目一阶段采取了环境风险防范措施，制订环境事故应急预案。经调查本

项目一阶段自试运行以来没有天然气泄漏、火灾爆炸等事故发生。

13.2.7 环境管理情况调查

建设单位对工程施工期和运营期的环境管理工作比较重视。基本上落实了建设各时期的环保措施。总体上贯彻了环保设施与主体工程“同时设计、同时施工、同时投入运营”的“三同时”制度。

13.3 验收调查结论

综上所述，中国石油大港油田第二采油厂比较重视环境保护管理工作，基本落实了各时期的污染防治措施和生态保护措施。总体上贯彻了国家环保设施与主体工程建设“同时设计、同时施工、同时投入运营”的“三同时”制度，临时场地的恢复效果良好；落实了生态补偿措施；落实了批复中提出的一系列防治污染的措施；基本落实了环境风险防范措施。

本调查报告认为，项目符合竣工环境保护验收的条件，可以予以验收。

13.4 建议

1、认真落实事故应急预案，维护和管理好应急器材及设备，加强对工作人员的教育；同时完善环境管理制度，建立“环保意识”教育制度，不断增强全体职工的环境保护意识。

2、加强井场巡检工作，及时发现并解决事故隐患。