

大港老区稳产项目（2023 年）
（大港油田分公司第三采油厂王官屯油田老区、枣园油
田老区原油产能建设项目）
建设项目竣工环境保护验收调查报告

验收单位：中国石油大港油田第三采油厂

编制单位：天津市诺星科技发展有限公司

2025 年 10 月

目录

前言	1
1 综述	4
1.1 验收调查依据	4
1.2 调查目的及原则	5
1.3 调查方法及工作程序	6
1.4 调查范围	7
1.5 调查内容及监测因子	8
1.6 验收调查重点	8
1.7 验收执行标准	9
1.8 环境保护目标	12
2 工程概况及变更影响调查	16
2.1 项目建设过程回顾	16
2.2 工程调查	16
2.3 工艺过程及产污环节	34
2.4 验收期间工况负荷	47
2.5 工程环保投资	47
3 环境影响报告书回顾及审批文件回顾	54
3.1 环境影响报告书主要结论	54
3.2 审批部门审批决定	60
4 环保措施落实情况调查	66
5 建设过程环境影响调查	68
5.1.1 施工期生态环境影响	68
5.1.2 施工期采取的生态保护措施	68
5.2 水环境影响调查	69
5.3 施工期大气环境影响调查	70
5.4 施工期噪声环境影响调查	72
5.5 施工期固体废物环境影响调查	72

5.6 环境污染事件和环境保护投诉事件调查	72
5.7 小结	72
6 生态影响调查	73
6.1 自然环境	73
6.2 工程占地影响调查	80
6.3 生态敏感目标调查	81
6.4 土壤环境影响调查	81
6.5 植被影响调查	87
6.6 生态功能影响调查	87
6.7 小结	87
7 水污染防治措施及环境影响调查	88
7.1 水污染源及环境保护措施	88
7.2 环境影响调查	88
7.3 小结	94
8 大气环境影响调查与分析	95
8.1 大气污染源及防治措施调查	95
8.2 大气污染源监测	95
8.3 小结	98
9 噪声污染防治措施及环境影响调查与分析	99
9.1 噪声污染源及防治措施调查	99
9.2 噪声污染源监测	99
9.3 小结	102
10 固体废物环境影响调查	103
11 污染物排放总量控制及清洁生产调查	104
11.1 污染物排放总量空置调查	104
11.2 清洁生产调查	104
12 风险事故防范及应急措施检查	105
12.1 风险因素调查	105

12.2 环境风险事故调查	105
12.3 风险防范措施调查	105
12.4 环境风险应急预案编制情况调查	109
12.5 小结	109
13 环境管理及监测计划调查	110
13.1 建设项目 HSE 管理体系的建立和执行情况	110
13.2 环境管理实施情况调查	111
13.3 环境监测情况调查	111
13.4 环境保护投资调查	112
13.5 环境保护“三同时”制度落实情况	112
13.6 小结	112
14 公众意见调查	113
14.1 公众参与的主要内容	113
14.2 公众意见结果分析	113
14.3 公众意见调查结论	113
15 结论与建议	114
15.1 工程概况	114
15.2 环境保护措施落实情况调查	114
15.3 环境保护设施调试效果建议和要求	116
15.4 建议和要求	116
15.5 综合调查结论	116

附图

附图 1 项目地理位置图

附图 2 项目产能井在采矿证位置关系图

附图 3 环境保护目标分布图

附图 4 监测点位图

附图 5 项目与生态红线位置关系图

附件

附件 1 环评批复文件

附件 2 营业执照

附件 3 采矿证

附件 4 排污许可证及应急预案

附件 5 危废协议

附件 6 泥浆处理协议

附件 7 转移联单

附件 8 检测报告

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。油田开发是一个复杂的长期的不可逆过程，为了实现一个时期内稳产、高产、达到较高的最终采收率和明显的经济效益，必须针对油田的地质和开发特点采取相应的开发方案。

中国石油天然气股份有限公司大港油田分公司是中国石油所属的以油气勘探开发为主营业务的地区分公司，勘探开发范围地跨津、冀、鲁 25 个区、市、县。大港油田分公司下辖二级单位主要包括第一采油厂、第二采油厂、第三采油厂、第四采油厂、第五采油厂、第六采油厂、原油运销公司、天然气公司、勘探开发研究院、采油工艺研究院、石油工程研究院、天津储气库分公司、勘探事业部等。

中国石油大港油田第三采油厂（以下简称第三采油厂）位于河北省沧州市，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、输为一体的大型石油企业。第三采油厂拥有 6 个采矿权、1 个探矿权，采矿权分别为河北省渤海湾盆地王官屯-叶三拔油田开采、河北省渤海湾盆地枣园油田开采、河北省渤海湾盆地舍女寺油田开采、河北省渤海湾盆地小集油田开采、河北省渤海湾盆地段六拔油田开采、河北省渤海湾盆地乌马营油田开采，探矿权为冀鲁渤海湾盆地黄骅坳陷孔南油气勘查。第三采油厂包含枣园、小集、王官屯、叶三拔、段六拔、乌马营、舍女寺共 7 个油田 98 个区块；已投入开发油田含油面积 108.2km²，地质储量 2.79×10⁸t，标定采收率 19.9%。

经过近 40 年的勘探开发与建设，第三采油厂建立了完善的地面系统，形成了以联合站、转油站、集油干线、掺水干线、注水干线为中心的油气集输系统，并建成了完善的供电、通信及道路系统。截至目前，第三采油厂共建有联合站 9 座、接转站 4 座、注水站 23 座、大港南部油田含油泥沙处理厂 1 座、采油三厂钻修井废液处理站 1 座，集输管道 9 条共计 108.2km。

在油田开发过程中，由于各种原因会影响原油产能，主要原因如下：

①储采比下降

油田储采比的大小，直接关系到油田稳产期结束后产量递减速度的快慢。储采比越高，油田稳产的余地就越大；较低的储采比，会使油田以很快的速度递减。储采比（原油储采比是指上年底油田的剩余可采储量与上年采出量之比）下降，表现在油井上即为单井原油产量逐年减少。

②油田含水率上升

第三采油厂目前开采方式为注水开采，即以注水的方式平衡地层压力，提高采油速度。在年产液量较稳定时，产量递减率的大小与含水上升率有关，含水上升率大，含水上升较快，产量递减率也较大，反之亦然。第三采油厂为开采30年以上的老油田。伴随油田开采的进程，油藏中的原油含水率逐步升高，采出的原油越来越少。

③采油速度小

采油速度影响产量递减率是各种因素综合影响的结果。产量递减率受前一年和当年采油速度的制约。前一年采油速度愈大，则产量递减愈大，反之则小。而当年的采油速度愈高，则产量递减愈小。

④低效井间开和关停井

为保持效益建产，采取低效井间开的方式保持能量稳定和成本支出。所谓“油井间开”就是让抽油机在井筒有油的时候运转，井筒里液位低或者液量少的时候停抽，等地层能力恢复供液后再生产。部分油井由于各种原件进行关停井影响总体产量。

为维持石油高产、稳产，原油产量不变，补充原油产量，中国石油大港油田第三采油厂实施“大港老区稳产项目（2023年）（大港油田分公司第三采油厂王官屯油田老区、枣园油田老区原油产能建设项目）”，项目建设涉及枣园油田和王官屯油田，环评阶段新建产能 $12.880 \times 10^4 \text{t/a}$ ，实际合计新建产能 $12.88 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

项目于2024年8月20日开工建设，2025年9月各产能井及其配套设施陆续竣工并进行调试运行。目前该项目已建成，生产工况稳定，各项环保治理设施运行正常，满足建设项目竣工环境保护验收监测条件。

根据《中华人民共和国环境保护法》《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规范污染影响类》等有关规定，中国石油大港油田第三采油厂《大港老区稳产项目（2023年）（大港油田分公司第三采油厂王官屯油田老区、枣园油田老区原油产能建设项目）》应开展竣工环境保护验收，编制验收调查报告。为了查清该建设工程生态环境保护措施落实情况，分析已采取的环保措施的有效性，确定项目对环境造成的实际影响及可能存在的潜在影响，全面做好生态恢复与保护工作，受中国石油大港油田第三采油厂托，天津市诺星技术发展有限公司承担了该项目的竣工环境保护验收调查工作。

天津市诺星技术发展有限公司接受委托后，对项目所在区域的环境状况进行了实地踏勘，对受工程建设影响的生态恢复状况、工程环保措施执行情况等方面进行了重点调查，在现场勘察的基础上编制了《大港老区稳产项目（2023年）（大港油田分公司第三采油厂王官屯油田老区、枣园油田老区原油产能建设项目）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；
- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法》，2018年12月29日；
- (3) 《中华人民共和国大气污染防治法》，2018年10月26日；
- (4) 《中华人民共和国水污染防治法》，2017年6月27日修订；
- (5) 《中华人民共和国噪声污染防治法》，2022年6月5日；
- (6) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》，2020年4月修订；
- (7) 《中华人民共和国节约能源法》，2018年10月26日修订；
- (8) 《中华人民共和国循环经济促进法》，2018年10月26日修订；
- (9) 《中华人民共和国清洁生产促进法（2012年修订）》，2012年7月1日实施；
- (10) 《中华人民共和国土壤污染防治法》，2019年1月1日起实施；
- (11) 《中华人民共和国土地管理法》，2020年1月1日；
- (12) 《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》（国规环评[2017]4号）；
- (13) 《关于规范建设单位自主开展建设项目竣工环境保护验收的通知》（环办环评函〔2017〕1235号）；
- (14) 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（冀环办字函〔2017〕727号）。

1.1.2 验收技术规范及标准

- (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，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）；
- (3) 《建设项目竣工环境保护验收技术规范污染影响类》（生态环境部公告2018年第9号）；
- (4) 《关于印发污染影响类建设项目重大变动清单（试行）的通知》（环办环评函〔2020〕688号）

(5) 关于印发环评管理中部分行业建设项目重大变动清单的通知（环办〔2015〕52号）；

(6) 《环境影响评价公众参与办法》（部令第4号，实施时间2019年1月1日）；

(7) 《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）；

(8) 《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）。

1.1.3 工程技术文件及批复文件

(1) 《大港老区稳产项目（2023年）（大港油田分公司第三采油厂王官屯油田老区、枣园油田老区原油产能建设项目）》报告书；

(2) 河北省生态环境厅关于《大港老区稳产项目（2023年）（大港油田分公司第三采油厂王官屯油田老区、枣园油田老区原油产能建设项目）》的批复，冀环审〔2024〕205号；

(3) 中国石油大港油田第三采油厂排污许可证（911200007182589087009V）；

(4) 《中国石油大港油田第三采油厂突发环境事件应急预案备案表》；

(5) 中国石油大港油田第三采油厂提供的其他相关资料。

1.2 调查目的及原则

1.2.1 调查目的

(1) 调查工程在建设、运行过程中和环境管理等方面对项目环境影响报告书及批复中有关环保要求的落实情况；

(2) 调查工程已采取的生态保护及污染控制措施的落实情况，并通过对项目所在区域环境现状调查结果的验收调查，分析各项措施的有效性，针对工程现存的环境问题及潜在环境影响，提出切实可行的补救措施，对已实施的、尚不完善的措施提出改进意见；

(3) 通过公众参与调查，了解公众对本项目建设期及试运营期环境保护工作的意见，对当地经济的作用、对周边居民工作和生活的情况，针对公众提出的合理要求提出解决建议；

(4) 根据工程环境影响的调查结果，从技术角度，客观、公正地论证工程是否

符合环境保护验收条件。

1.2.2 验收调查原则

- （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、运营期环境影响进行全过程分析的原则。

1.3 调查方法及工作程序

1.3.1 调查方法

（1）本次竣工环境保护验收调查的技术方法按照《建设项目竣工环境保护验收规范生态影响类》（HJ/T394-2007）、《关于印发建设项目竣工环境保护验收现场检查及审查要点的通知》（环办〔2015〕113号）、《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》等规范中的要求进行；

（2）运营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、监测结果分析工程对环境的影响；

（3）考虑所用方法的可操作性，针对性地选择环境监测、实地调查、公众意见调查、文件资料核实等综合性技术手段和方法；

（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。

1.3.2 工作程序

本次环境调查的工作程序见下图。

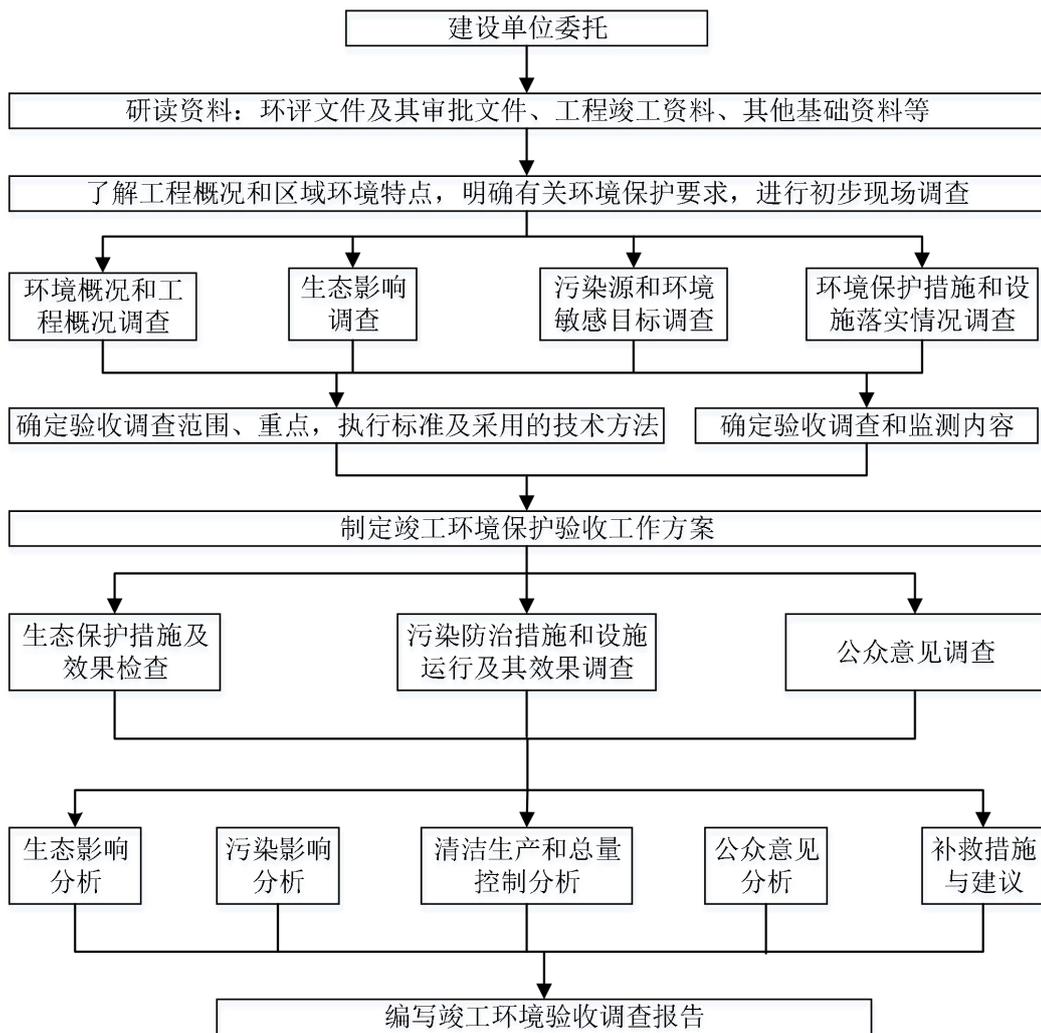


图 1.3-1 环境保护验收调查工作程序图

1.4 调查范围

根据《大港老区稳产项目（2023年）（大港油田分公司第三采油厂王官屯油田老区、枣园油田老区原油产能建设项目）》环境影响报告书及其批复以及实际建设内容进行验收。

本次验收调查范围与《大港老区稳产项目（2023年）（大港油田分公司第三采油厂王官屯油田老区、枣园油田老区原油产能建设项目）》报告书中评价范围一致。主要包括产能井 74 口及其配套的单井管线。

具体调查范围如下：

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 的矩形包络线区域	以井场为中心边长 5km 的矩形包络线区域	与环评一致
2	地下水	评价范围约为 190km ²	评价范围约为 190km ²	与环评一致
3	噪声	井丛场场界外 200m 的范围内	井丛场场界外 200m 的范围内	与环评一致
4	环境和地表水风险	不设置调查范围	不设置评价范围	与环评一致
5	生态环境	井场外扩 50m，管线和道路外扩 300 形成的包络线	井场区域外扩 50m，管线外扩 300 形成的包络线	未建设道路
6	土壤环境	井场占地范围及占地范围外扩 1000m 范围；生态影响型为井场外扩 5000m	井场占地范围及占地范围外扩 1000m 范围；生态影响型为井场外扩 5000m	与环评一致

1.5 调查内容及监测因子

（1）生态环境：

对土壤、植被等方面进行调查，对临时占地复垦情况调查，以及调查对生态环境的影响。

（2）声环境：连续等效连续 A 声级（Leq）。

（3）环境空气：非甲烷总烃。

（4）地下水环境：

地下水环境监测因子：pH、石油类、石油烃（C₆~C₉）、石油烃（C₁₀~C₄₀）、汞、砷、六价铬、氯化物、硫化物、高锰酸盐指数、氨氮。

（5）土壤环境

本次验收调查土壤环境为井丛场及周边农田土壤环境。

监测因子：井场监测因子为 pH、石油类、石油烃（C₆~C₉）、石油烃（C₁₀~C₄₀）、六价铬、砷、汞；农田监测因子为镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、pH、石油烃（C₁₀~C₄₀）。

（6）环境风险

调查环境风险源、环境风险防范措施和风险应急物资落实情况及有效性。

1.6 验收调查重点

（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；

(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；主要污染因子达标情况；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。

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，标准同环评一致，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

执行《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 1.7.1-1 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	μg/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	《环境空气质量非甲烷总烃限值》 （DB13/1577-2012）二级
	1 小时平均	10		
非甲烷总烃	小时均值	2.0		

(2) 地下水质量标准

执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类标准，石油类执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中III类标准。

表 1.7.1-2 地下水环境质量标准单位：mg/L

序号	项目	标准值	标准来源
1	pH	6.5-8.5	《地下水质量标准》 （GB/T14848-2017）表 1 中III类标准
2	氨氮	≤0.5	
3	砷	≤0.01	
4	汞	≤0.001	
5	铬（六价）	≤0.05	
6	高锰酸盐指数	≤3.0	
7	氯化物	≤250	
8	硫化物	≤0.02	
9	石油类	≤0.05	参照《地表水环境质量标准》 （GB3838-2002）表 1 中III类标准
10	石油烃（C ₆ ~C ₉ ）	/	本底值
11	石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）	/	本底值

（3）环境噪声标准

项目所在区域为《声环境质量标准》（GB3096-2008）规定的 2 类适用区，区域声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类区标准。具体标准值详见下表。

表 1.7.1-3 声环境质量标准限值一览表

声环境功能区类别	噪声限值 dB(A)		标准来源
	昼间	夜间	
2 类	60	50	《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准

（4）土壤环境质量标准

本项目建设用地工作区土壤环境评价标准采用《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准》（试行）（GB36600-2018）中第二类用地的筛选值和管制值，农用地敏感目标采样点评价标准采用《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准》（试行）（GB15618-2018）中筛选值，石油类和石油烃（C₆-C₉）作为本底值，详见下表。

表 1.7.1-4 建设用地土壤污染风险筛选值和管制值（单位：mg/kg）

污染物项目	筛选值		管制值	
	第一类用地	第二类用地	第一类用地	第二类用地
六价铬	3	5.7	30	78
砷	20	60	120	140
汞	8	38	33	82
石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	826	4500	5000	9000
pH	/	/	/	/
石油烃（C ₆ -C ₉ ）	/	/	/	/
石油类	/	/	/	/

表 1.7.1-5 农用地土壤污染风险管控标准（单位：mg/kg）

序号	污染物项目		风险筛选值			
			pH≤5.5	5.5<pH≤6.5	6.5<pH≤7.5	pH>7.5
1	镉	水田	0.3	0.4	0.6	0.8
		其他	0.3	0.3	0.3	0.6
2	汞	水田	0.5	0.5	0.6	1
		其他	1.3	1.8	2.4	3.4
3	砷	水田	30	30	25	20
		其他	40	40	30	25
4	铅	水田	80	100	140	240
		其他	70	90	120	170
5	铬	水田	250	250	300	350
		其他	150	150	200	250
6	铜	果园	150	150	200	200
		其他	50	50	100	100
7	镍		60	70	100	190
8	锌		200	200	250	300
9	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）		826《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 筛选值标准			

1.7.2 污染物排放标准

（1）废气

项目营运期油井井口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 章节规定限值。具体见下表。

表 1.7.2-1 企业边界非甲烷总烃浓度限值

污染物名称	企业边界浓度限值		标准名称
非甲烷总烃	其他企业周界外浓度最高点	2.0mg/m ³	《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

(2) 废水：

执行《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准表1推荐水质主要控制指标储层空气渗透率[0.05，0.5）。

表 1.7.2-2 推荐水质主要控制指标

储层空气渗透率，μm ²	<0.01	[0.01, 0.05)	[0.05, 0.5)	[0.5, 2.0)	≥2.0
水质标准分级	I	II	III	IV	V
悬浮固体含量，mg/L	≤8.0	≤15.0	≤20.0	≤25.0	≤35.0
悬浮物颗粒直径中值，μm	≤3.0	≤5.0	≤5.0	≤5.0	≤5.5
含油量，mg/L	≤5.0	≤10.0	≤15.0	≤30.0	≤100.0
平均腐蚀率，mm/年	≤0.076				

(3) 噪声

运营期场界噪声排放执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准。

表 1.7.2-3 运营期噪声排放标准

类别	噪声限值 dB(A)		标准
	昼间	夜间	
运营期	60	50	2类

(4) 固体废物

一般工业固体废物执行《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）。

1.8 环境保护目标

1.8.1 大气环境保护目标

根据工程性质及周围环境特征，确定评价范围内的主要居民点为大气环境保护对象，部分井场位置发生了变化，为新增敏感目标，不分敏感目标距离发生变化，详见下表。

表 1.8-1 环境保护目标一览表

序号	保护目标	坐标（奥维地图）		井场名称	方位和距离（m）	与环评距离相比（m）	环境保护内容/对象	环境功能区
		度°						
1	八里庄村	g117.049713,38.368713		自 20-22	EN/2300	-300	居住区/居民/医院/医生和患者/学校/师生	环境空气二类区
2	皂坡村	g117.030187,38.351181			NW/600	-100		
3	皂坡学校	g117.029479,38.348568			NW/900	-100		
4	李天木中学	g117.053602,38.335673		自 20-36	E/1000	0		
5	李天木中宇小学	g117.060083,38.341917			E/1400	0		
6	李天木村	g117.056022,38.340411			N/500	0		
7	沧县崔庄爱德骨	g117.044652,38.329433		自 20-36	SE/800	0		
8	沧德家园小区	g117.047184,38.329571			SE/800	0		
9	吕家楼村	g117.023406,38.333274			SW/1500	0		
10	邢家庄村	g117.028084,38.325228			SW/1200	0		
11	大郝庄村	g117.021561,38.317518		枣 1544-10	NW/2500	0		
12	小郝庄村	g117.024908,38.313612			N/2000	0		
13	小田庄村	g117.028449,38.312568			N/2000	0		
14	大白头村	g117.014136,38.300176			SE/1000	0		
15	风化店村	g116.993666,38.281650			SE/2550	0		
16	小白头村	g116.997871,38.302971			SE/2660	0		
17	崔庄	g117.046194,38.316542		枣 60-45	N/1270	0		
18	三元骨伤医院	g117.041066,38.316615			N/2000	0		
19	后枣园村	g117.045979,38.292564			S/300	-80		
20	前枣园村	g117.042997,38.286972		风 27-13	SE/260	0		
21	小官庄村	g117.010446,38.282256		风 33-20	S/1700	0		
22	黄官屯村	g117.021979,38.275131		风 39-23	SW/750	+70		
23	小张庄村	g117.051215,38.280875			SSE/1500	0		
24	风化店乡中学	g117.045422,38.276799			E/1000	0		
25	大张庄村	g117.064047,38.275148			E/2600	0		
26	武庄子村	g117.075377,38.279123			E/3580	0		
27	马台子村	g117.067502,38.268797			SE/2800	0		
28	东曹庄子	g117.043233,38.268982		风 44-21	NE/780	0		
29	南顾屯村	g116.992679,38.256077			SE/2900	0		
30	王店子村	g117.007313,38.241719		家 36-18	NW/1780	0		
31	东庞河村	g117.015209,38.238450			NW/850	+30		
32	西庞河村	g117.008901,38.236596			NW/880	+30		

大港老区稳产项目（2023年）（大港油田分公司第三采油厂王官屯油田老区、枣园油田老区原油产能建设项目）竣工环境保护验收调查报告

33	郭村	g117.031174,38.233191		NE/290	-50		
34	北关村	g117.018857,38.218526		SW/1100	0		
35	沧县江义医院	g117.016153,38.220448		SW/1900	0		
36	北关学校	g117.016153,38.220448		SW/1200	0		
37	王槐庄村	g117.045937,38.215593		SE/2300	0		
38	港狮小区	g117.004885,38.220690	家 32-36	SE/650	0		
39	港狮学校	g117.003678,38.220905		SE/750	0		
40	港狮医院	g117.003419,38.217188		SE/1200	0		
41	沧州智圆学校	g116.989450,38.236906		NW/1200	0		
42	沈家铺村	g116.974440,38.222707	家 24-11	NW/800	0		
43	芦王庄村	g116.963453,38.221021		NW/1300	0		
44	三里堤村	g116.960492,38.226112		NW/2000	0		
45	尚家园村	g116.955986,38.231775		NW/2600	0		
46	楚庄子村	g116.959548,38.209456		SW/1400	0		
47	端庄子村	g116.955986,38.231775		NW/2600	0		
48	高庄子村	g116.943069,38.196607	官4-19	NW/2600	0		
49	高辛庄村	g116.955385,38.195730		NW/1500	0		
50	张牛庄村	g116.947403,38.173331		SW/1900	0		
51	杨家桥村	g116.943798,38.168676		SW/2400	0		
52	杨家桥小学	g116.938535,38.170382		SW/2400	0		
53	东后屯村	g116.997146,38.173568	官 47-2-7	S/800	+200		
54	西后屯村	g116.986877,38.170746		S/800	+200		
55	王官屯村	g116.987357,38.161792		S/1800	+300		
56	王官屯中学	g116.993086,38.167368		SE/1700	+300		
57	前唐庄五联小学	g117.000866,38.177418	官 50-2-2	E/1000	0		
58	后唐庄村	g117.004137,38.184768		SE/680	+100		
59	前唐庄村	g117.008944,38.181057		SE/1100	0		
60	何官屯村	g117.035809,38.166685	官 32-33	S/1900	0		
61	何官屯学校	g117.028273,38.167476		S/1900	0		
62	小高庄村	g117.013750,38.173669		SW/1500	-300		
63	强庄子村	g117.054648,38.191750		E/1700	-300		
64	旧州镇东关村	g117.035637,38.203858		N/1400	-300		
65	旧州镇中学	g117.029339,38.203343		N/1400	-300		
66	东关学校	g117.032499,38.203967		N/1500	-300		
67	黑徐家村	g116.957359,38.144784		NW/2600	0		
68	东王辛庄村	g116.963496,38.145948	官 18-39	NW/2000	0		
69	刘浩屯村	g116.968110,38.144919		NW/1700	0		

大港老区稳产项目（2023年）（大港油田分公司第三采油厂王官屯油田老区、枣园油田老区原油产能建设项目）竣工环境保护验收调查报告

70	大王庄村	g116.962123,38.129324		W/1200	0		
71	小王庄村	g116.955342,38.126860		W/1700	0		
72	胡洼子村	g116.963840,38.123973		SW/1200	0		
73	石庄子村	g116.950793,38.122589		SW/2400	0		
74	刘家庙村	g116.978195,38.120074		S/830	0		
75	刘家庙小学	g116.975685,38.120585		S/900	0		
76	后生金刘村	g116.959076,38.114773		SE/2000	0		
77	前生金刘村	g116.957488,38.106669		SE/2800	0		
78	金刘小学	g116.958362,38.122140	SE/1800	0			
79	刘家庙中学	g116.985510,38.125962	官 1608-36	SE/800	+200		
80	马家庙村	g116.980662,38.139991		NW/840	0		
81	范家楼村	g116.991928,38.138253		N/640	0		
82	新王庄村	g116.993229,38.135296		N/400	0		
83	范家圈村	g117.001390,38.134599		EN/300	-400		
84	茅草洼村	g116.996112,38.123551		SE/780	-100		
85	堤口村	g116.996284,38.115651		S/1600	0		
86	西戴庄村	g117.006884,38.122336		SE/1200	0		
87	东戴庄村	g117.014523,38.124868		SE/1700	0		
88	西戴庄学校	g117.006803,38.126279		SE/1200	0		

1.8.2 声环境保护目标

本项目井场边界 200m 范围内无声环境敏感目标。

1.8.3 生态环境保护目标

项目生态评价范围内无国家和河北省重点保护野生动植物、天然林或生态公益林、生态保护红线等；生态保护目标详见下表。

表 1.8-2 生态环境保护目标一览表

环境要素	保护目标	保护对象	保护要求
生态环境	生态敏感区	永久基本农田	不改变生态功能
	物种、种群、生物群落	重点保护物种、三有保护动物、农田保护动物	不改变生态功能

1.8.4 土壤和地下水环境保护目标

污染型土壤环境保护目标主要为井场占地外 1000m 和管线两侧 200m 内耕地、村庄等，生态影响型土壤环境保护目标主要为井场占地外 5000m 内耕地、村庄等。地下水保护目标主要为项目范围内的潜水含水层及项目附近村庄的分散地下水应急备用饮用水源井。

2 工程概况及变更影响调查

2.1 项目建设过程回顾

（1）2024年7月天津市诺星科技发展有限公司编制完成了《大港老区稳产项目（2023年）（大港油田分公司第三采油厂王官屯油田老区、枣园油田老区原油产能建设项目）环境影响报告书》。

（2）2024年8月16日，河北省生态环境厅以冀环审[2024]205号文对该环评文件进行了批复。

（3）项目于2024年8月陆续开始施工，2025年9月各产能井及其配套设施陆续竣工；2025年9月各产能井及其配套设施陆续调试运行。

2.2 工程调查

2.2.1 项目基本情况

（1）项目名称：大港老区稳产项目（2023年）（大港油田分公司第三采油厂王官屯油田老区、枣园油田老区原油产能建设项目）

（2）建设单位：中国石油大港油田第三采油厂

（3）建设性质：扩建（滚动开发）

（4）建设地点：位于河北省沧州市沧县境内，涉及沧县李天木回族乡、旧州镇、汪家铺乡、风化店乡、仵龙堂乡和刘家庙乡。实际建设阶段同环评一致。

（5）建设内容：产能井建设、管线敷设等。项目环评阶段拟新钻井75口，其中产能油井61口、注水井14口，新建单井集油管线1495m，单井掺水管线1495m；单井注水管线355m，新建进场道路385m。实际建设新钻产能油井62口，注水井12口，新建单井集油管线1400m，单井掺水管线1400m；单井注水管线330m，井场道路均依托现有的未新建进场道路。

（6）工程投资：总投资54160万元，环保总投资为1340万元，占工程总投资的2.47%。实际建设阶段项目总投资62600万元，其中环保投资1013万元，占总投资的1.62%。

（7）生产制度和劳动定员：本项目全部利用现有人员调剂，不新增劳动定员，实行三班倒工作制度。实际建设阶段同环评一致。

（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。实际建设阶段同环评一致。

表 2.2.1-1 项目基本情况一览表

项目	环评情况	实际建设情况	备注
项目名称	大港老区稳产项目（2023年）（大港油田分公司第三采油厂王官屯油田老区、枣园油田老区原油产能建设项目）	大港老区稳产项目（2023年）（大港油田分公司第三采油厂王官屯油田老区、枣园油田老区原油产能建设项目）	一致
建设单位	中国石油大港油田第三采油厂	中国石油大港油田第三采油厂	一致
建设性质	扩建（滚动开发）	扩建（滚动开发）	一致
建设地点	沧县李天木回族乡、旧州镇、汪家铺乡、风化店乡、件龙堂乡和刘家庙乡	沧县李天木回族乡、旧州镇、汪家铺乡、风化店乡、件龙堂乡和刘家庙乡	一致
建设内容	项目拟新钻井 75 口，其中产能油井 61 口、注水井 14 口，新建单井集油管线 1495m，单井掺水管线 1495m；单井注水管线 355m，新建进场道路 385m。	新钻产能井 74 口，其中油井 62 口，注水井 12 口，本项目采用密闭集输的方式，新建单井集油管线 1400m，单井掺水管线 1400m；单井注水管线 330m，未新建进场道路。	不一致
工程投资	总投资 54160 万元，环保总投资为 1340 万元，占工程总投资的 2.47%。	实际建设阶段项目总投资 62600 万元，其中环保投资 1013 万元，占总投资的 1.62%。	不一致
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。	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。	一致
生产制度和劳动定员	本项目全部利用现有人员调剂，不新增劳动定员，实行三班倒工作制度	本项目全部利用现有人员调剂，不新增劳动定员，实行三班倒工作制度	一致
开采规模	新建产能 12.88 万 t/a	新建产能 12.88 万 t/a	一致

2.2.2 项目组成

项目建设过程中，在油井建成后经过一段时间的试采，同时由于产能预估不准确等因素影响，部分油井出油量低于预期，因此项目建设62口井后，产能规模未增加。组成对比情况见下表。

表 2.2.2-1 项目建设情况一览表

项目	环评阶段				实际建设内容			
	新钻井（口）	油井（口）	注水井（口）	产能规模（10 ⁴ t/a）	新钻井（口）	油井（口）	注水井（口）	产能规模（10 ⁴ t/a）
枣园油田	41	33	8	6.16	37	31	6	5.68
王官屯油田	34	28	6	6.72	37	31	6	7.2
合计	75	61	14	12.88	74	62	12	12.88

表 2.2.2-2 产能井基本情况一览表

油田	井号	坐标	井别	实际建设情况		
		经纬度		井别	建设情况	产能 t/a
枣园油田	自 20-14	g117.042099,38.346637	注水井	采油井	已投产	0.2
	自 20-16		采油井	采油井	已投产	0.2
	自 20-18		注水井	采油井	已投产	0.2
	自 20-20		采油井	采油井	已投产	0.2
	自 20-22		注水井	采油井	已投产	0.2
	自 20-34	g117.042418,38.336576	采油井	采油井	已投产	0.2
	自 20-32		采油井	未实施	未实施	0
	自 20-30		采油井	采油井	已投产	0.2
	自 23-36-2	g117.033133,38.335725	注水井	新增注水井	已投产	0
	自 20-36	g117.042605,38.339063	采油井	采油井	已投产	0.2
	自 20-38		采油井	采油井	已投产	0.2
	自 20-40		采油井	采油井	已投产	0.2
	自 23-18-2	g117.046669,38.3400970097	采油井	新增采油井	已投产	0.2
	枣 60-45	g117.045256,38.298032	采油井	采油井	已投产	0.2
	枣 60-46	/	采油井	采油井	已投产	0.2

大港老区稳产项目（2023年）（大港油田分公司第三采油厂王官屯油田老区、枣园油田老区原油产能建设项目）竣工环境保护验收调查报告

油田	井号	坐标	井别	实际建设情况		
		经度纬度		井别	建设情况	产能 t/a
	枣 62-6		采油井	未实施	未实施	0
	风 27-13	g117.037080,38.289209	采油井	采油井	已投产	0.2
	风 29-11		注水井	采油井	已投产	0.15
	风 29-14		注水井	采油井	已投产	0.15
	风 28-11		采油井	采油井	已投产	0.15
	枣 1544-11	g117.029759,38.289369	注水井	注水井	已投产	0
	枣 1544-10		采油井	变更为注水井	已投产	0
	枣 78-16	g117.034060,38.285905	采油井	采油井	已投产	0.2
	枣 78-17	g117.033792,38.284388	采油井	采油井	已投产	0.2
	枣 78-18	g117.029125,38.287564	采油井	采油井	已投产	0.2
	风 33-20	g117.030719,38.279922	采油井	采油井	已投产	0.2
	风 36-23		注水井	变更为采油井	已投产	0.2
	风 37-15		采油井	变更为注水井	已投产	0
	风 37-20	g117.034024,38.277042	采油井	采油井	已投产	0.2
	风 39-18		采油井	注水井	已投产	0
	风 39-23		采油井	采油井	已投产	0.2
	风 45-24	g117.030878,38.264374	采油井	采油井	已投产	0.15
	风 46-25		采油井	采油井	已投产	0.15
	风 44-21		采油井	采油井	已投产	0.18
	家 K43-23	g117.052972,38.243916	采油井	采油井	已投产	0.2
	家 36-16	g117.026041,38.231150	采油井	采油井	已投产	0.2
	家 36-18		采油井	采油井	已投产	0.2

油田	井号	坐标	井别	实际建设情况		
		经度纬度		井别	建设情况	产能 t/a
	家 24-15	g116.980185,38.213763	采油井	未实施	未实施	0
	家 24-14		采油井	未实施	未实施	0
	家 24-11		采油井	变更为注水井	已投产	0
	家 32-36	g116.991659,38.225998	采油井	采油井	已投产	0.2
王官屯油田	官 47-2-8	g116.990059,38.185883	采油井	采油井	已投产	0.25
	官 48-2-3		采油井	采油井	已投产	0.25
	官 48-1-2		采油井	采油井	已投产	0.25
	官 50-1-2	g116.990157,38.187155	采油井	采油井	已投产	0.25
	官 50-1-1		采油井	采油井	已投产	0.25
	官 49-1-1		采油井	变更为注水井	已投产	0
	官 51-2-2	g116.998482,38.192070	注水井	变更为采油井	已投产	0.25
	官 51-2-1		采油井	采油井	已投产	0.25
	官 50-2-3		采油井	变更为注水井	已投产	0
	官 50-2-1		采油井	采油井	已投产	0.25
	官 50-2-2	g116.993799,38.189865	采油井	采油井	已投产	0.25
	官 49-2-2		注水井	注水井	已投产	0
	官 49-2-1		采油井	采油井	已投产	0.25
	官 47-2-7	g116.982762,38.180335	采油井	变更为注水井	已投产	0
	官 46-2-6		采油井	采油井	已投产	0.25
	官 46-2-7		注水井	变更为采油井	已投产	0.25
	官 32-32	g117.025814,38.185190	采油井	采油井	已投产	0.25
	官 33-33	g117.028481,38.187284	采油井	采油井	已投产	0.2

油田	井号	坐标	井别	实际建设情况		
		经纬度		井别	建设情况	产能 t/a
	官 33-32		采油井	采油井	已投产	0.2
	官 32-33	g117.030507,38.186869	采油井	采油井	已投产	0.2
	官 1608-33	g116.996125,38.131445	注水井	采油井	已投产	0.2
	官 1608-31		采油井	变更为注水井	已投产	0
	官 1608-36		注水井	变更为采油井	已投产	0.2
	官 1608-32		采油井	采油井	已投产	0.2
	官 1608-37		采油井	新增采油井	已投产	0.2
	官 1608-30		采油井	新增采油井	已投产	0.25
	官 17-37		g116.979173,38.128387	采油井	采油井	已投产
	官 18-37	采油井		未实施	未实施	0
	官 18-39	注水井		变更为采油井	已投产	0.2
	官 4-19	g116.973507,38.178408	采油井	采油井	已投产	0.2
	官 919-7		采油井	注水井	已投产	0
	官 7-38	g116.971776,38.178680	采油井	新增采油井	已投产	0.2
	官 45-1-1	g116.979030,38.181380	采油井	采油井	已投产	0.2
	官 45-1-3		采油井	采油井	已投产	0.2
	官 43-1-1		采油井	采油井	已投产	0.2
	官 43-1-5		采油井	未实施	已投产	0
	官 43-1-2		采油井	采油井	已投产	0.2
	官 45-1-5		采油井	新增采油井	已投产	0.2
	官 47-1-2		采油井	新增采油井	已投产	0.2

表2.2.2-3环评工程内容与实际建设内容一览表

工程内容		环评阶段建设内容	实际建设阶段	是否一致
主体工程	钻前工程	①钻前工段包括施工井场地面平整、井场基础建设（新建撬装式钢制或者水泥基础，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。 ②井场主要构筑物包括机房、钻台、库房、辅助用房及临休房等。 ③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、供电系统、监测及报警装置等。	①钻前工段包括施工井场地面平整、井场基础建设（新建撬装式钢制或者水泥基础，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。 ②井场主要构筑物包括机房、钻台、库房、辅助用房及临休房等。 ③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、供电系统、监测及报警装置等。	一致
	钻井工程	新钻75口井，其中采油井61口、注水井14口，钻井过程包括钻井、钻进、测井、固井，固井后进行射孔完井。钻井结束后对施工井场的钻井平台、辅助用房、泥浆不落地系统、柴油储罐等进行拆除，抽油机安装完毕后对生活区等进行拆除。	新钻74口井，其中采油井62口、注水井12口，少实施2口注水井，新增1口油井，部分井口未实施，部分井口位置发生变动。	不一致，采油井增加1口，注水井减少2口
	储层改造工程	本项目不涉及酸化，根据施工过程和试油情况决定是否进行压裂。	本项目不涉及酸化，压裂井口数较环评减少。	不一致
	油气集输工程	只建设单井管线，不涉及集输干线的建设，管线内径为60mm，材质为20#无缝钢管，输油单井管线设计压力为2.4mpa，注水管线设计压力为12~16Mpa	建设单井管线，不涉及集输干线的建设，此部分一致；单井管线长度发生变化。	部分一致
辅助工程	道路	主干路已有，本项目部分井场修建进场道路。	主干路已有，实际建设阶段不涉及新建进场道路。	不一致
公用工程	给排水	①生产用水由水罐车运到水罐区；生活用水由桶装水提供。 ②项目施工期钻井废水由罐车运至采油三厂钻修井废液处理站工程进行处理；试油废水、井下作业废水、采出水依托相应联合站内采出水处理系统处理达标后全部回注现役油藏层位，管线试压废水泼洒抑尘。	①生产用水由水罐车运到水罐区；生活用水由桶装水提供。 ②项目施工期钻井废水由罐车运至采油三厂钻修井废液处理站工程进行处理；试油废水、井下作业废水、采出水依托相应联合站内采出水处理系统处理达标后全部回注现役油藏层位，管线试压废水泼洒抑尘。	一致
	供电工程	依托区域现有电网，施工期设置备用柴油发电机作为备用电源	依托区域现有电网，施工期设置备用柴油发电机	一致

			作为备用电源。	
	供热系统	施工期生活区采取电采暖，运营期生产用热由联合站加热炉提供	施工期生活区采取了电采暖，运营期生产用热由联合站加热炉提供。	一致
环 保 工 程	废气	施工期：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，湿式作业等措施。②备用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，放喷废气采取密闭集输和密闭拉运措施减少无组织排放有机废气。	按照环评要求采取了相关措施。	一致
		运营期：井场采用定压阀回收套管气；采出液（原油及伴生气）采用全密闭管线集输减少烃类排放。	井场采用定压阀回收套管气；采出液（原油及伴生气）采用全密闭管线集输方式。	一致
	废水	施工期：①钻井废水：钻井泥浆经随钻处理系统处理后的分离水，大部分回用于其他钻井的泥浆密度调配过程，剩余部分由罐车运至采油三厂钻修井废液处理站工程进行处理达标后回注现役油藏层位；②试油废水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藏层位；管线试压废水泼洒抑尘。③压裂返排液：通过罐车运送至采油三厂钻修井废液处理站工程进行处理达标后回注现役油藏层位；④生活污水：部分盥洗废水场地内泼洒抑尘；施工营地设临时防渗厕所，定期清掏。	钻井废水、压裂返排液均依托采油三厂钻修井废液处理站工程进行处理达标后回注现役油藏层位；采出水和井下作业废水依托站场采出水处理系统处理达标后回注现役油藏层位。	一致
		运营期：采出水和井下作业废水：依托站场采出水处理系统处理达标后回注现役油藏层位。 本项目不新增劳动定员，因此不新增生活污水。		一致
	噪声	施工期：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；合理布置了施工现场，合理安排了作业时间	一致
		运营期：抽油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	选用了低噪声设备，加强巡检和对设备的维护保养	一致
固废	施工期： ①废钻井泥浆经“泥浆不落地技术”处理产生的泥饼运输至泊头市赵飞建筑材料有限公司制砖。 ②油层岩屑和落地油（事故状态）：拉运至大港南部油田含油泥沙处理厂暂存和处理处置，不能处理的委托有资质的单位进行处理。	①废钻井泥浆经“泥浆不落地”处理产生的泥饼运输至泊头市赵飞建筑材料有限公司制砖。 ②油层岩屑和落地油（事故状态）：拉运至大港南部油田含油泥沙处理厂暂存和处理处置。 ③含油沾染物（废防渗材料、废棉纱、废油桶等）：	一致	

	<p>③含油污染物（废防渗材料、废棉纱、废油桶等）：暂存于大港油田危险废物暂存点，委托欧绿保环境科技（沧州）有限公司处置。</p> <p>④施工废料施工单位回收。</p> <p>⑤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。</p>	<p>暂存于大港油田危险废物暂存点，委托沧州冀环威立雅环境服务有限公司处置。</p> <p>④施工废料施工单位回收。</p> <p>⑤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。</p>	
	<p>运营期：①含油污染物（废防渗材料、废棉纱、废油桶等）：暂存于大港油田危险废物暂存点，委托欧绿保环境科技（沧州）有限公司处置。</p> <p>②落地油和油泥砂拉运至大港南部油田含油泥沙处理厂暂存、处理，回收率要求为100%。</p> <p>③项目不新增工作人员，不新增生活垃圾。</p>	运营期暂未产生以上固体废物，处置方式不变。	一致
生态恢复	对施工期占用土地进行表土留存、表层苫盖，分层回填，整平翻松，恢复植被。做到工完、料净、场地清。	相关耕地进行了表土分离以及回填，做到了工完、料净、场地清。	一致
依托工程	<p>联合站</p> <p>①枣园油田依托自一联合站、枣一联合站和枣二联合站进行油、气、水三相分离处理，分离出的采出水依托站内采出水处理系统处理后回注现役油藏层位。</p> <p>②王官屯油田依托官一联合站和官二期联合站进行油、气、水三相分离处理，分离出的采出水依托站内采出水处理系统处理后回注现役油藏层位。</p>	<p>①枣园油田依托自一联合站、枣一联合站和枣二联合站。</p> <p>②王官屯油田依托官一联合站和官二期联合站。</p>	一致
	<p>采油三厂钻修井废液处理站</p> <p>采油三厂钻修井废液处理站工程，位于大港油田第三采油厂官二期采出水处理系统南侧，主要处理钻井和修井过程产生的废液；设计处理规模 800m³/d，目前实际运行负荷约为 75%。外来废液经调节池、FSBR 反应池、除油、高效微絮凝、高效过滤后，达标出水回注含油层；产生的含油污泥运入大港南部油田含油泥沙处理厂处理。</p>	钻井废水等依托油三厂钻修井废液处理站工程。	一致
	<p>大港南部油田含油泥沙处理厂</p> <p>大港南部油田含油泥沙处理厂主要负责处理大港油田南部地区产生的油泥砂，设计处理能力 4m³/h（5760m³/a），目前运行负荷率为 72%，能满足本次产建完成后的处理规模要求。</p>	项目若产生落地油以及油泥砂等依托大港南部油田含油泥沙处理厂。	一致
	<p>管线</p> <p>集油支线为连接单井集油管线和集油管线的管道，输油干线是连接站与站之间的输油管道，依托现有工程，本次不新增集油干线与支线。</p>	新建单井集油管线。	一致

		注水支线是连接单井注水管线与注水干线的注水管线，注水干线是连接站与站之间的注水管道，依托现有工程，本次不新增注水干线与支线。	新建单井注水管线。	一致
	危险废物暂存间	位于河北省沧州市沧县旧州镇大港油田第三采油厂设备物资库，主要用于大港油田第三采油厂危废暂存，占地面积为 150m ² 。	本项目危险废物依托危废暂存间。	一致
环境风险防范措施		每座施工井场泥浆泵、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。	施工过程中按照要求设置了围堰和防渗布。	一致

2.2.3 钻井工程

2.2.3.1 钻井设备

项目钻井期根据各钻机的承载能力选择钻机，井深小于 3000m 的井选用 ZJ30 钻机；井深小于 4000m 的井选用 ZJ40 机。为最大限度地降低钻井施工对周边环境的影响，本项目钻井施工时使用网电带动钻机，柴油发电机组仅作为停电时的备用供电机组。根据调查，钻井设备实际使用情况较环评及批复情况一致，未发生变动。

表 2.2.3.1-1 单井钻井主要设备表

序号	名称	型号	规格	数量/台	备注	
ZJ30 钻机设备情况一览表						
1	钻机	ZJ30	3000m	1	/	
2	井架	JT170/41k	1700	1	/	
3	提升系统	绞车	JC30D	1700	1	/
		天车	TC-225	1700	1	/
		游动滑车	YC-225	2250	1	/
		大钩	DG225	2250	1	/
		水龙头	SL170	1700	1	/
4	转盘	ZP275	27.5	1	/	
5	循环系统配置	钻井泵	3NB-1300C	856	2	/
		钻井液检测计量罐	/	/	1	/
		钻井液储罐	/	/	6	撬装式方形储罐
		搅拌器	/	/	8	
6	普通钻机动力系统	电网	/	/	为钻机提供动力	
7	发电机组	柴油机	G12V-190PZL3	856	1	备用电源
		发电机	V550K	400	1	
8	钻机控制系统	自动压风机	LS12-50HH	285	1	
		电动压风机	LS12-50HH	285	1	
		刹车系统	/	/	1	
		辅助刹车	/	/	1	
9	固控系统	振动筛	ZS×15×2-3	45	3	/
		除砂器	SB2000J-318B	55	1	

大港老区稳产项目（2023年）（大港油田分公司第三采油厂王官屯油田老区、枣园油田老区原油产能建设项目）竣工环境保护验收调查报告

序号	名称		型号	规格	数量/台	备注
		除泥器	SB200×150J-318B 2	55	1	/
		离心机	GLW450/BS-1248	38	2	/
		除气器	ZLCQ240	55	1	/
10	井控系统	液气分离器	NQF1200/1.6	5.5m ³ /min	1	/
		环形防喷器	FH35-35	35MPa	1	/
		单闸板防喷器	FZ35-70	70MPa	1	/
		双闸板防喷器	2FZ35-70	70MPa	1	/
		四通	ST-70	70MPa	1	/
		远程控制装置	FKQ6406	/	2	/
		司钻控制装置	与远程控制装置同系列	/	1	/
		节流管汇	JG-70	70MPa	1	J1 阀和 4 号平板阀安装液动阀
		压井管汇	YG-70	70MPa	1	
11	钻井液不落地系统	收集系统	TDR-CG-30	/	1	/
		调制装置	TDR-TW-30		3	/
		固液分离装置	XMZG180-1250		1	/
		加药装置	ZHY-086		1	/
		储备系统	TDR-CC-30		1	/
		输送系统	Y133-132M-4		2	/
		储水系统	Xd-036		1	/
ZJ40 钻机设备情况一览表						
1	钻机		ZJ40	4000m	1	/
2	井架		JT225/43k	1700	1	/
3	提升系统	绞车	JC30D	1700	1	/
		天车	TC-225	1700	1	/
		游动滑车	YC-225	2250	1	/
		大钩	DG225	2250	1	/
		水龙头	SL170	1700	1	/
4	转盘		ZP275	27.5	1	/
5	循环系统配置	钻井泵	3NB-1300C	856	2	/
		钻井液检测计量罐	/	/	1	/
		钻井液储罐	/	/	6	撬装式方形储罐

大港老区稳产项目（2023年）（大港油田分公司第三采油厂王官屯油田老区、枣园油田老区原油产能建设项目）竣工环境保护验收调查报告

序号	名称		型号	规格	数量/台	备注
		搅拌器	/	/	8	
6	普通钻机动力系统	电网	/	/	/	为钻机提供动力
7	发电机组	柴油机	G12V-190PZL3	856	1	备用电源
		发电机	V550K	400	1	
8	钻机控制系统	自动压风机	LS12-50HH	285	1	/
		电动压风机	LS12-50HH	285	1	/
		刹车系统	/	/	1	/
		辅助刹车	/	/	1	/
9	固控系统	振动筛	ZS×15×2-3	45	3	/
		除砂器	SB2000J-318B	55	1	/
		除泥器	SB200×150J-318B 2	55	1	/
		离心机	GLW450/BS-1248	38	2	/
		除气器	ZLCQ240	55	1	/
10	井控系统	液气分离器	NQF1200/1.6	5.5m ³ /min	1	/
		环形防喷器	FH35-35	35MPa	1	/
		单闸板防喷器	FZ35-70	70MPa	1	/
		双闸板防喷器	2FZ35-70	70MPa	1	/
		四通	ST-70	70MPa	1	/
		远程控制装置	FKQ6406	/	2	/
		司钻控制装置	与远程控制装置同系列	/	1	/
		节流管汇	JG-70	70MPa	1	J1 阀和 4 号平板阀安装液动阀
		压井管汇	YG-70	70MPa	1	
11	钻井液不落地系统	收集系统	TDR-CG-30	/	1	/
		调制装置	TDR-TW-30	/	3	/
		固液分离装置	XMZG180-1250	/	1	/
		加药装置	ZHY-086	/	1	/
		储备系统	TDR-CC-30	/	1	/
		输送系统	Y133-132M-4	/	2	/
		储水系统	Xd-036	/	1	/

2.2.3.2 井身结构

项目采用二开井身结构。采油井和注水井井身结构相同，均为全套管完井。

在开采层射孔，用于产油或回注，井身结构设计数据见下表。根据调查，采油井和注水井井身结构较环评及批复情况一致，未发生变动。

表 2.2.3.2-1 产能井基本情况一览表

开钻次序	套管尺寸 mm	设计说明
一开	339.7	封固平原组及部分明化镇组地层，安装井口装置，为下部安全钻井提供条件。
二开	244.5	封固孔一段注水层及以上地层，为三开安全钻进提供条件。

2.2.3.3 钻井液

本项目使用的钻井液是中石油集团公司多年科技开发、积极推行的环保型水基钻井液，其中一开选择膨润土钻井液，二开选择聚合物钻井液。根据调查，钻井液较环评及批复情况一致，未发生变动。

表 2.2.3.3-1 钻井液配方一览表

井段	钻井液类型	备注
一开	膨润土钻井液	2%-4%膨润土+0.2%-0.4%高粘羧甲基纤维素钠盐+纯碱
二开	聚合物钻井液	2%-4%膨润土+0.2%-0.4%钻井液用降滤失剂 HV-CMC + 0.5%-0.8%NH ₄ -HPAN+0.3%-0.5%聚阴离子纤维素 PAC-LV+1%-1.5%低荧光防塌剂 HFT-301+1%-1.5%钻井液用防塌封堵剂 BZ-FFT-I+0.2%-0.3%钻井液用包被剂丙烯酸盐共聚物 BZ-BYJ-II+1%-3%钻井液用液体润滑剂改性植物油 BZ-RH-I+0.8%-1.0%钻井液用液体降粘剂改性烷基硅+片碱

2.2.3.4 固井

（1）水泥体系

选用 G 级高抗水泥，罐车将混合好的固井材料运至施工现场，现场无需配置。

（2）固井质量要求

①表层套管固井水泥应返至地面，确保表层套管外环空注满水泥。

②技术套管和生产套管的固井水泥返至上一层套管以上 200m。

③其他有关规定严格按照《固井技术要求》（Q/SYDG1445-2020）及《大港油田钻井井控实施细则》（2021年）文件执行。

（3）固井工艺

固井的主要目的是保护和支撑油气井内的套管，封隔油、气和水等地层，防止地层液体流到地面。固井阶段主要是向井内下入套管，并向井眼和套管之间的环形空间注入固井材料的施工作业。

（4）套管

表层套管固井：采用常规密度固井，水泥返至地面。

技术套管固井：采用分级固井工艺，水泥返到地面。分级箍安放在井深 1200m 处。套管柱设计见下表。

表 2.2.3.4-1 套管柱设计参数表

套管程序	尺寸（mm）×钢级×壁厚（mm）×下深（m）	设计说明
表层套管	244.5×J55×8.94×230	一开固井水泥返至地面，二开固井水泥返至地面
生产套管	139.7×N80×9.17×油顶+P110×9.17×（油顶—设计井深-3m~5m）	

2.2.3.5 井控装置

井控装备的安装、试压、使用、管理应严格执行《钻井井控实施细则》（Q/SYDG1449-2018）的条款要求；钻井过程中的人员持证培训、打开油气层前验收、井控坐岗、防喷演习、干部值班等应严格按照《钻井井控实施细则》（Q/SYDG1449-2018）中相应的管理制度执行。根据油藏地质、开发原则及后期采油工程作业要求。

2.2.3.6 完井方案

根据油藏地质、开发原则及后期采油工程作业要求，本项目采用套管射孔完井工艺。当钻进目的层后，对油气层进行完井测试，如钻孔在目的层有裂隙，则不需进行压裂。钻孔在目的层未遇裂隙，则需进行压裂。本项目实际共 15 口井进行了压裂，较环评减少。

2.2.4 压裂工程

2.2.4.1 压裂设备

压裂工序由压裂车直接带罐进行作业，压裂液存放于罐车内。

2.2.4.2 压裂方式

完井方式选用套管固井、桥塞射孔联作分段压裂完井工艺。

2.2.4.3 压裂液

项目压裂液体系为滑溜水，属于水基压裂液（滑溜水压裂液中 98.0%~99.5% 是混砂水，添加剂一般占滑溜水总体积的 0.5%~2.0%，包括减阻剂、助排剂、防膨剂、破胶剂等）。低黏度的滑溜水体系大排量注入有利于形成复杂缝网，相对于传统的凝胶压裂液体系，滑溜水压裂液体系具有高效、低成本的特点，能够

提高页岩油层渗透率、增加导流能力、优化生产条件、减少地层伤害等。

2.2.5 采油工程

油田开采的主要设备是抽油机和抽油泵。采用油田广泛应用的传统油游梁式抽油机，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。

2.2.6 管线及道路工程

（1）环评及批复内容

新建单井集油管线1495m，单井掺水管线1495m；单井注水管线355m，新建进场道路385m。

（2）实际建设内容

本项目采用密闭集输的方式，新建单井集油管线1400m，单井掺水管线1400m；单井注水管线330m，未新建进场道路。

2.2.7 工程占地

环评及批复要求：项目占地包括永久占地和临时占地，临时占地面积为23.519hm²，永久占地面积为6.56hm²。

实际建设情况：部分井口位置调整到老井场，依托了老井场占地，总体减少了占地。施工期占地面积为20hm²，运营期占地面积为5.5hm²。

2.2.8 井场建设情况照片

实际井场建设情况见下图。



大港老区稳产项目（2023年）（大港油田分公司第三采油厂王官屯油田老区、枣园油田老区原油产能建设项目）竣工环境保护验收调查报告

	
官51-2-2井场（3油1水）	官50-2-2井场（2油1水）
	
官50-1-1井场（2油1水）	官47-2-8井场（3油）
	
官47-2-7井场（2油1水）	官43-1-5井场（6油）
	
官4-19井场（1油1水）	官17-39井场（2油）
	
官1608-33井场（5油1水）	官32-33井场（1油）

大港老区稳产项目（2023年）（大港油田分公司第三采油厂王官屯油田老区、枣园油田老区原油产能建设项目）竣工环境保护验收调查报告

	
<p>官33-32井场（2油）</p>	<p>官32-32井场（1油）</p>
	
<p>家36-18井场（2油）</p>	<p>家K43-23井场（1油）</p>
	
<p>风44-21井场（3油）</p>	<p>风39-23井场（2油1水）</p>
	
<p>风33-20井场（2油1水）</p>	<p>枣78-17井场（1油）</p>
	
<p>枣78-16（1油）</p>	<p>枣78-18（1油）</p>



图 2.2.8-1 项目井场建设情况

2.3 工艺过程及产污环节

2.3.1 典型油田开采特点

典型油田开采项目建设可分为建设期、运营期和服役期满三个阶段。包括钻井、地面工程建设、采油（气）、油气集输等施工作业内容，主要属于建设期和运营期的建设活动。其环境影响因素主要来源于油井及与其相关的钻井、采油、井下作业、油气集输等各工艺过程，影响结果包括非污染生态影响，以及排放的污染物质导致的环境污染。

根据现场踏勘及搜集资料，实际施工过程中钻井工程施工工艺与环评一致，具体如下。

2.3.2 施工期工艺流程及排污节点

施工期活动主要有钻井、井下作业（包含压裂）、管线敷设、地面井场建设等。

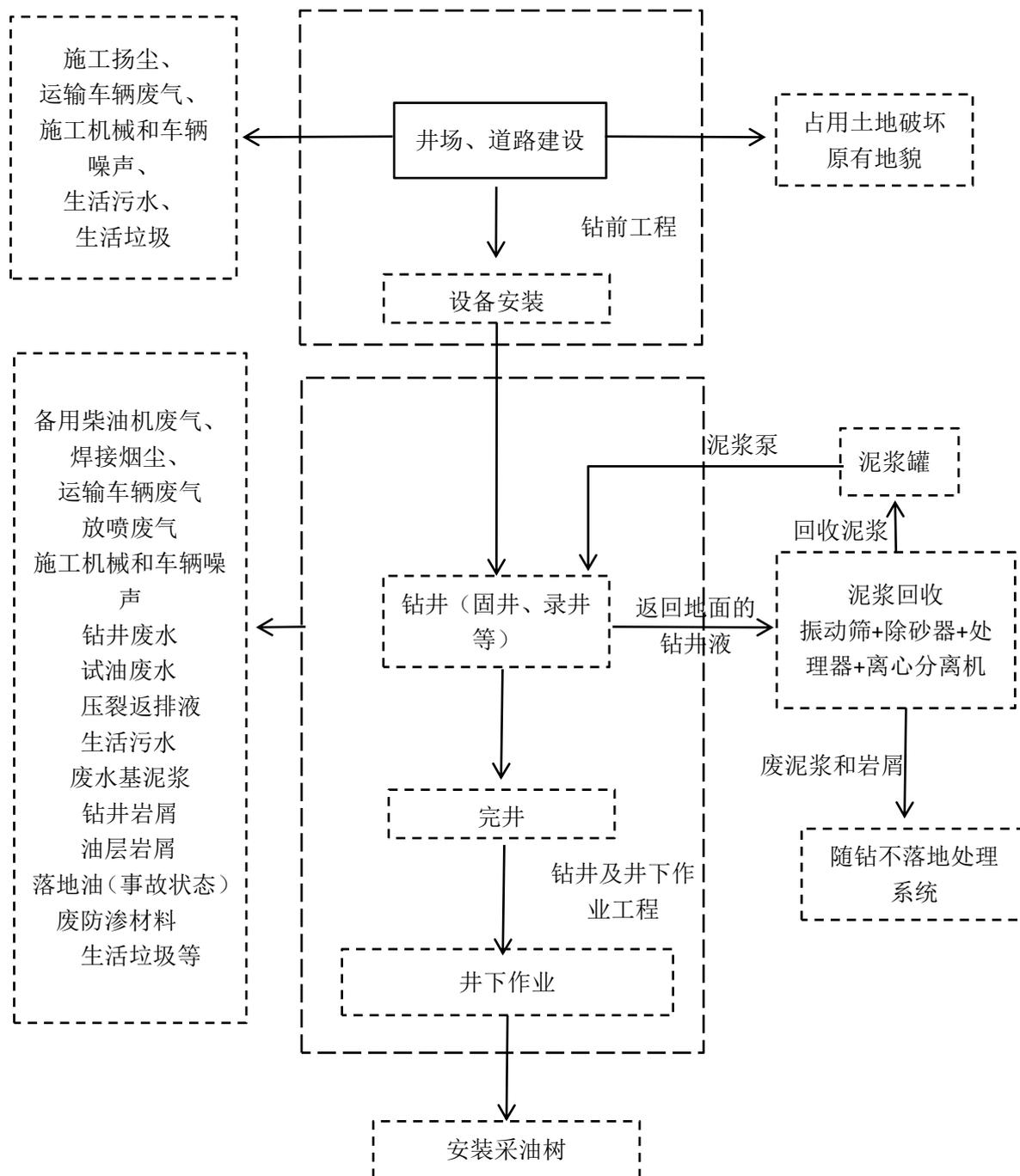


图 2.3.2-1 工艺流程及产污节点图

2.3.2.1 钻井作业

钻井是确认地下含油构造、油气储量以及进行采油生产的手段，一般包括钻前准备、钻进、录井（取心）、测井、固井以及井口安装等工程活动。钻井工艺按其顺序分为如下过程：

（1）钻前工程：对井场土地进行平整、铺垫砖石、压实等以满足开钻条件。将钻井需要的设备及撬装活动板房拉运至施工场地，根据现场情况进行摆放，搭

建钻井平台等。

（2）钻进工程：

钻井工程主要包含钻井、录井、测井、固井等，依靠井场电网带动钻井设备工作。

①钻井：通过转盘或使用顶驱带动钻杆传递扭矩、钻压，依靠钻头切削岩层，同时钻井泵不断工作，使钻井液将井底岩屑携至地面，整个过程循环进行，使井深不断增加，直至目的井深。钻井主要设备包括钻机、钻头、钻井液和固控装置等。钻井作业时，依靠钻机的动力带动钻杆和钻头旋转，钻头逐次向下破碎遇到的岩层，并形成一井筒（井眼）。钻头在破碎岩层的同时，通过空心的钻杆向地下注入钻井液（钻井泥浆），将钻头在破碎地层而产生的大量岩屑由循环的钻井液带到地面。地面的固控装置包括高性能泥浆振动筛和离心机，将钻井液中的岩屑清除后，通过钻井泵再次将钻井液打入井内。钻井液经过钻杆内孔到达钻头水眼处，再从井壁与钻柱的环形空间返回流至地面的。钻进的过程即钻头破碎岩石及钻井液通过循环不断携带出钻屑并形成井筒的过程。钻井过程中，根据钻井深度和实际情况选用不同体系的钻井液，钻井液重复利用。

②录井：钻进到一定深度，用岩矿分析、地球化学、地球物理等方法，观察、采集、记录、分析随钻过程中的固体、液体等井筒返出物信息，以此建立录井地质剖面、发现油气显示、评价油气层，该过程称为录井。

③测井：石油钻井中，在钻达设计井深后都必须进行测井，以获得各种石油地质及工程技术资料。测井是利用电、声、放射性探测等手段，识别岩性与油水层。测井工作由施工单位委托有资质的测井公司完成。

④固井：固井是在井眼内下入套管柱，在套管柱与井壁环形空间注入水泥浆进行封固，目的是封隔疏松、易塌、易漏等底层；封隔油、气、水层，防止互相串通，形成油气通道；安装井口，控制气流，以利于钻井和生产。用水泥封堵表层套管与井壁之间的间隙。水泥浆需返出井口，起到隔离地层和保护井壁的作用。循环处理泥浆（降低完井处理泥浆密度至固井需要泥浆密度）；召开固井现场施工会议；注入所需用量及合适密度的水泥浆；注入顶替液至碰压；碰压合格后，适当憋压核对数据后固井完成。

（3）完井工程：利用测量地层电阻、自然电位、声波等方式确定含油层位等。在井眼内下入套管，在套管与井壁环形空间，注入水泥浆（水泥外购），进行封固。测量声幅，检查固井质量及确定射孔层位。

钻井过程，废钻井泥浆采用“泥浆不落地技术”中的“随钻处理系统”进行处理，分离水（即钻井废水）大部分作为钻井泥浆配制用水重复利用、剩余部分经罐车运至附近联合站采出水处理系统。钻井过程采用过平衡或近平衡钻井，在油气井钻井过程中，井筒液柱压力大于地层孔隙压力（有时甚至低于地层孔隙压力），严禁地层流体进入井筒，因此钻井过程中无液体伴随井筒回到地面。因此钻井过程中无落地油产生。

2.3.2.2 钻井泥浆随钻处理工艺

钻井过程中，岩石经钻头和泥浆的研磨而破碎成岩屑，并经泥浆携带至地面，故钻井岩屑与钻井泥浆共同处理，采用“随钻不落地固液分离处理”工艺。

（1）岩屑分离系统

钻井作业中钻井泥浆随着钻探深度及地质而变化，钻至岩屑层时，钻井泥浆出料以岩屑、砂和钻井液为主；通过高架管汇流入泥浆振动筛处理掉大的固体颗粒后，砂泵把处理过的泥浆抽入除砂器、除泥器、离心机进行除砂除泥，把泥浆里的岩屑、沙和泥处理掉，处理后的液相直接送入钻井液循环箱中循环利用；岩屑由螺旋输送机送入岩屑收集装置，检测合格后可综合利用。

（2）随钻处理系统

将钻井泥浆首先送至岩屑分离装置，把大颗粒及沙状岩屑分离收集，泥水暂存储罐，用泵提升至混凝罐进行加药、破胶、破稳，经脱稳处理后的泥水在自然状态下经过一段时间的沉降，凝液自流至固液分离装置（压滤压榨）使其迅速进行固液分离。

钻井期泥浆“随钻不落地固液分离处理”工艺流程见下图。

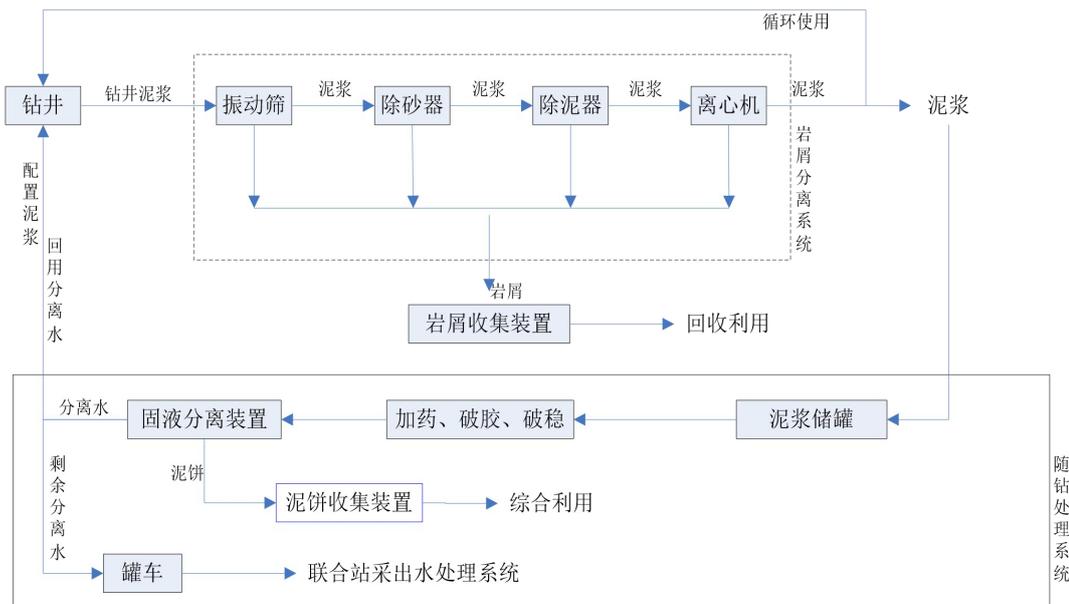


图 2.3.2-2 随钻不落地固液分离处理工艺流程图

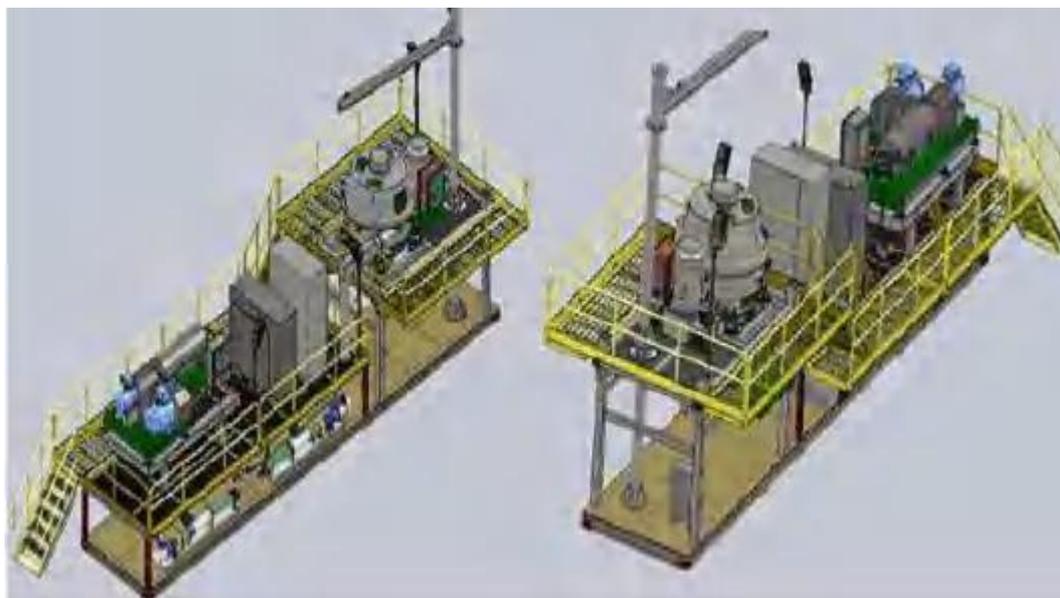


图 2.3.2-3 泥浆不落地技术设备组

随钻不落地固液分离处理技术，是通过絮凝—破稳等物理化学方法，处理废钻井泥浆，实现钻井废弃物减量化的一项系统化技术，使之分离成固相（泥饼）和水两个部分。其中分离水直接进入泥浆罐回用于泥浆配制过程（约 95%），循环使用，剩余的部分（不能利用的）通过罐车运至采油三厂钻修井废液处理站处理，达标出水用于回注现役油藏层位不外排。

在岩屑分离系统下面设置收集罐，经岩屑分离系统（振动筛、除砂器、除泥器、离心机）产生的岩屑直接进入岩屑收集罐内收集暂存；钻井前期钻井泥浆循

环使用，随着地质性质的变化和因部分性能不合格而产生的废钻井泥浆经物理化学脱水后成为泥饼。

（3）设备保障

随钻不落地固液分离处理主要设备包括收集罐、存储罐、输送泵、配药系统、固液分离设备及挖掘机，处理收集能力应大于正常工况下钻井废弃物产生量。具体设备见下表，设备布局推荐采用下图。

表 2.3.2-1 随钻不落地固液分离处理系统推荐配置表

序号	设备名称	3000m（含）以下钻机	
		数量	技术参数
1	收集罐	3 个	总容积 > 50m ³
2	存储罐	1 个	总容积 > 60m ³
3	输送泵	1 台	总排量 > 20m ³ /h
4	配药系统	1 套	处理量 > 10m ³ /h
5	固液分离设备	1 套	处理量 > 20m ³ /h
6	挖掘机	1 台	斗容量 > 0.3m ³
7	储备罐	3 个	/

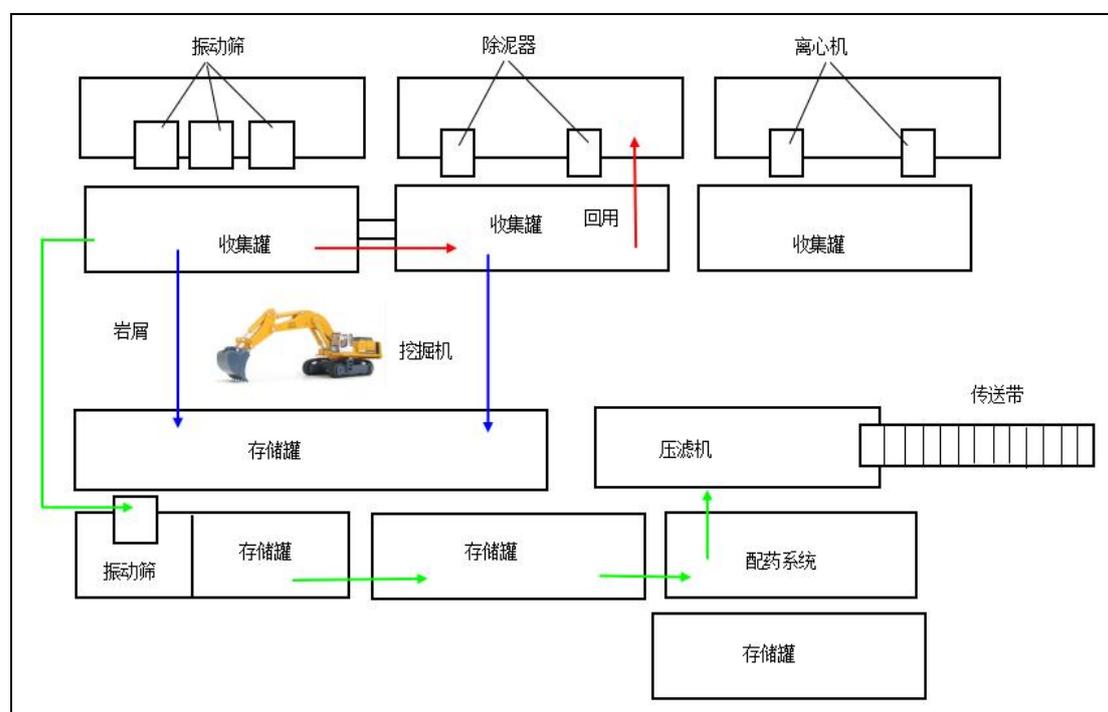


图 2.3.2-4 随钻不落地固液分离处理布置示意图

（4）泥浆和泥饼处置方式

项目钻井泥浆在现场泥浆储罐和循环罐中储存，废钻井泥浆经过随钻不落地固液分离后的固体（泥饼）通过传送带输送至泥饼存储区域。泥饼存放场地铺

设防渗布，边缘起 50cm 围堰，存泥饼后上盖防雨布。

2.3.2.3 井下作业

（1）射孔：在钻井、固井、测井后都要进行射孔，将射孔枪下入井管内油气层部位，用射孔弹将井管射呈蜂窝状孔，为地层的油气流入井筒创造一条畅通的通道，本项目使用清水射孔。

（2）压裂：本项目部分油井采用压裂开采技术，使用和产生的压裂液收集后重复利用。其一般过程为：油气层压裂工程车，利用液体传递压力的原理，将压裂液以大于油层吸收能力的排量向井内注入，使井筒压力逐渐升高，当压力增高到大于油层破裂所需要的压力时，油层就会被压开，形成裂缝。继续向底层注入带有支撑剂的压裂液，可以使裂缝向地层深处继续延伸。当地面停止注入液体，底层由于外来压力消失，又会使裂缝闭合，此时支撑剂将会支撑起已经压开的裂缝，使其不至于闭合，当压裂液返排出地层后，就会在油层中留下一条或多条长宽高不等的裂缝，使油层与井筒之间建立起一条新的流体通道，提高油层的渗透能力，增加产油量。

（3）诱喷试油：诱喷用一定的技术手段，降低井内液柱压力，在井筒和地层间造成负压，诱使地层流体喷出。诱喷后通过地面分离器计量产量。

（4）试油结束后拆除井架、钻井平台等地面设施，安装井口装置及抽油机。拆除的井架、钻井平台基础等回收复用。

2.3.2.4 地面工程

本项目井场附近集输干管已连接完善，本项目在井场临时占地范围内铺设单井集油或者注水管线。施工工艺如下图所示。

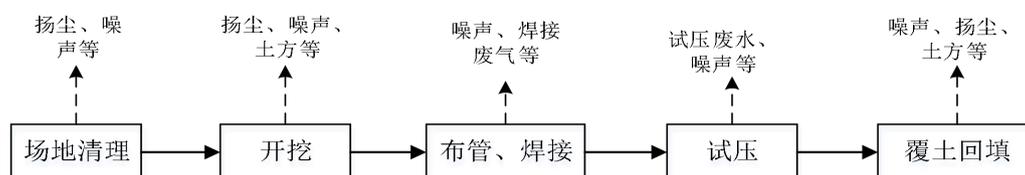


图 2.3.2-5 管线施工工艺流程

场地清理：对管道沿线进行清理，清理施工地面废弃物、草木等。该阶段污染主要为扬尘及噪声等。

开挖管沟：管沟开挖以机械开挖为主，机械设备操作困难时辅以人工开挖。

本项目新建管道所经区域地势平坦，采用机械开挖沟上组焊。管沟开挖时，应将挖出的土方堆放在与施工便道相反的一侧，距沟边不小于1m，管沟开挖深度为1.2m，管沟断面形式采用矩形，沟底宽度为1.5m。

布管、焊接：所有管材出厂前已做好防腐处理，管道采用沟上组装焊接方式进行焊接，焊缝使用超声波探伤。焊接好的管道及时下沟。该阶段污染主要为焊接废气、噪声等。

试压：试压使用的介质为清水，该阶段污染主要为试压废水、噪声等。

覆土回填：管道试压完成后进行沟槽回填、压实。该阶段污染主要为施工扬尘、噪声、土方等，开挖产生的土方在工程完成后全部分层回填。

2.3.2.5 排污节点

废气：施工期产生的废气主要为场地平整、管沟开挖过程中产生施工扬尘，钻井作业施工过程中产生的运输车辆废气，备用柴油机排放的废气，管线焊接过程中产生的焊接烟尘、试油过程的放喷废气。

废水：施工期产生的废水主要有钻井过程中产生的钻井废水、试油废水、管道试压过程中产生的试压废水和施工人员产生的生活污水。

噪声：噪声污染源主要为钻井阶段钻机、泥浆泵及各种机械转动产生的噪声。地面集输管线管沟开挖和井场道路施工过程中，使用机械设备、运输车辆产生的噪声。此外，还有来源于固井作业、下套管、起下钻具、起钻时吊环与水龙头的撞击等发出的作业噪声。

固体废物：施工期产生的固体废物主要有废钻井泥浆、钻井岩屑，油层岩屑、含油沾染物（废防渗材料、废棉纱、废油桶等），事故状态下的落地油、施工废料等。

2.3.3 运营期

本项目运营期主要工艺流程及产污环节如下：

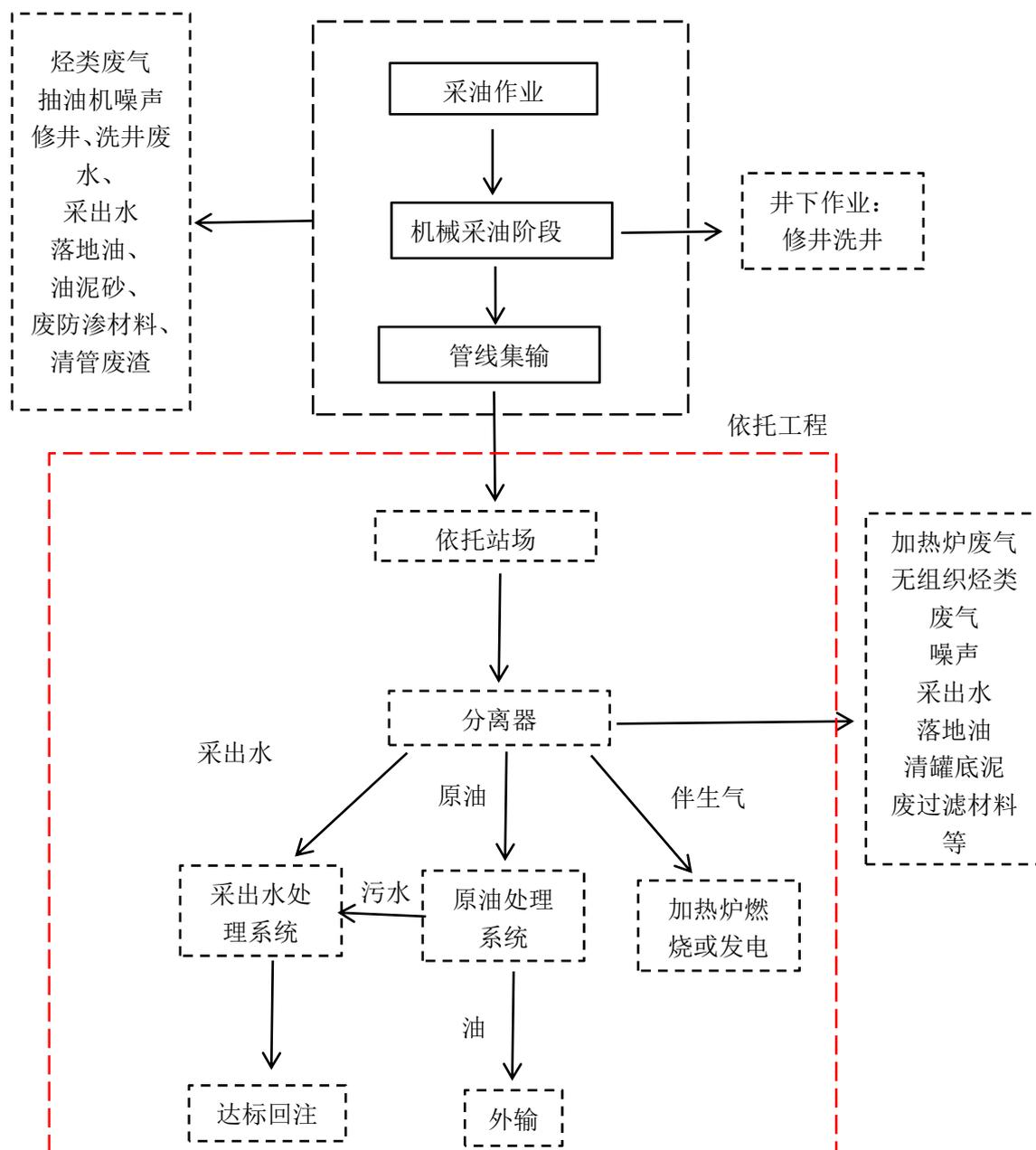


图 2.3.3-1 运营主要工艺流程及产污环节

(1) 采油、回注

①采油

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。

本项目前期油藏部分天然能量充足，后期随着开采地层压力降低，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。本项目依托区块内已有注水井注水驱油。计量间工艺流程为各单井来液经

三通阀或多通阀汇集后油气混输至联合站，同时经流程切换进计量分离器进行单井气液计量。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。

注水采油示意图见下图。

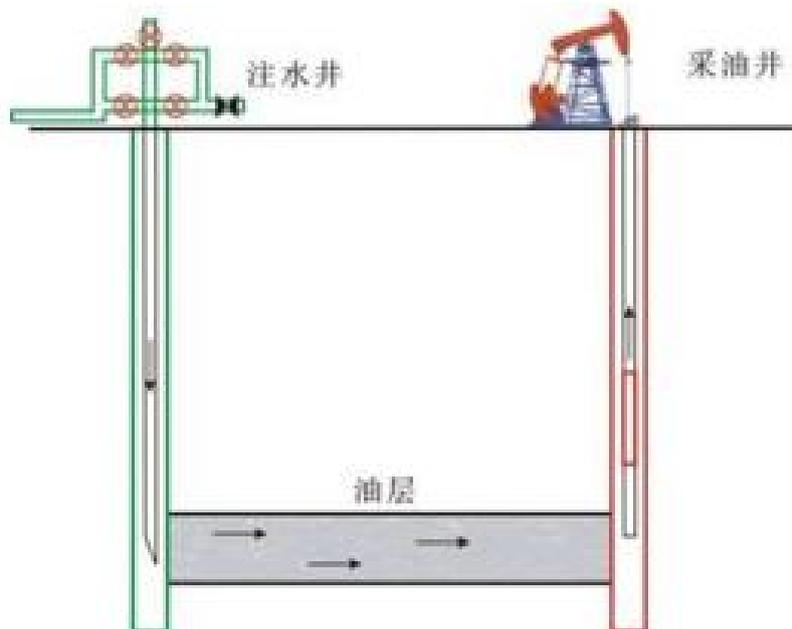
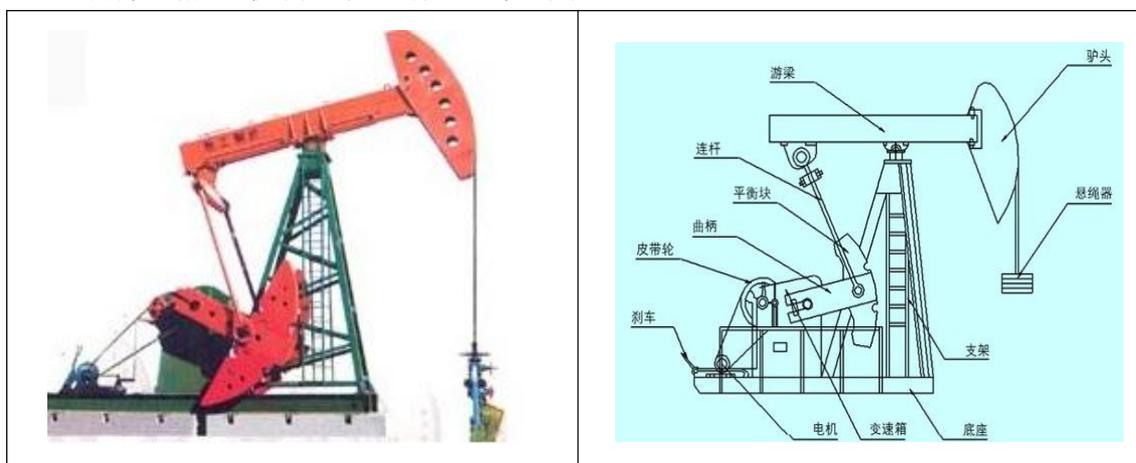


图 2.3.3-2 注水采油示意图

油田开采的主要设备是抽油机和抽油泵。采用油田广泛应用的传统油游梁式抽油机，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。

游梁式抽油机构造及工作原理见下图。



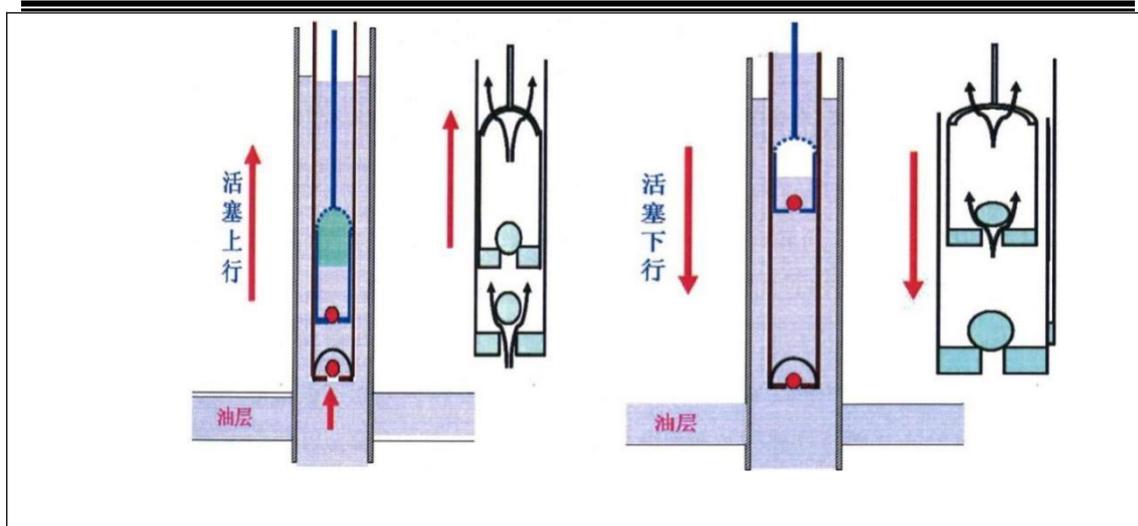


图 2.3.3-3 抽油机构造及抽油泵工作原理示意图

当活塞上行时，游动阀受油管内活塞以上液柱的压力作用而关闭，并排出活塞冲程一段液体。固定阀由于泵筒内压力下降，被油套环形空间液柱压力顶开，井内液体进入泵筒内，充满活塞上行所让出的空间。

当活塞下行时，由于泵筒内液柱受压，压力增高，而使固定阀关闭。活塞继续下行，泵内压力继续升高，当泵筒内压力超过油管内液柱压力时，游动阀被顶开，液体从泵筒内经空心活塞上行进入油管，采出液经本项目建设的单井管线输送至集输干线。该阶段污染主要为井口法兰和阀门挥发的少量烃类气体（本次评价以非甲烷总烃计）、抽油机噪声及油田采出水和事故状态下产生的落地油。

②回注水回注：

注水工程就是将油田采出水回注现役油藏层位用于驱油。应确立注水井合理的地层压力，根据配注层段性质和油井动态变化，确定层段配注量，控制层：注水强度小于评价注水强度。加强层：注水强度大于平均注水强度。平衡层：注水强度接近评价注水强度。停注层：配注水量为零。回注水在各联合站过滤罐处理达标后通过管道输送至注水站，通过注水站分送至注水平台的注水间，然后用加压泵通过注水井回注现役油藏层位，帮助石油的开采。

本项目油田采出水经过联合站采出水处理站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后，由泵站加压通过管道回注到地下，无废水外排。

③掺水工艺过程

掺水工艺主要针对原油粘度大、温度低的油井采取掺水工艺，掺水工艺采用联合站处理后的采出水，采出水加热后经掺水管线输送至井场，在采油井口掺水，进入油井集输管线，增加采出液的温度和可流动性，方便集输，最终进入采出液处理系统。

（2）套管气回收

本项目采用定压阀套管回收工艺。工艺原理为：根据套管气回压大小调好开启压力，当套管气压力超过设定压力时，定压放气阀自动打开，伴生气进入集油管线；当压力低于设定压力时，定压放气阀自动关闭。

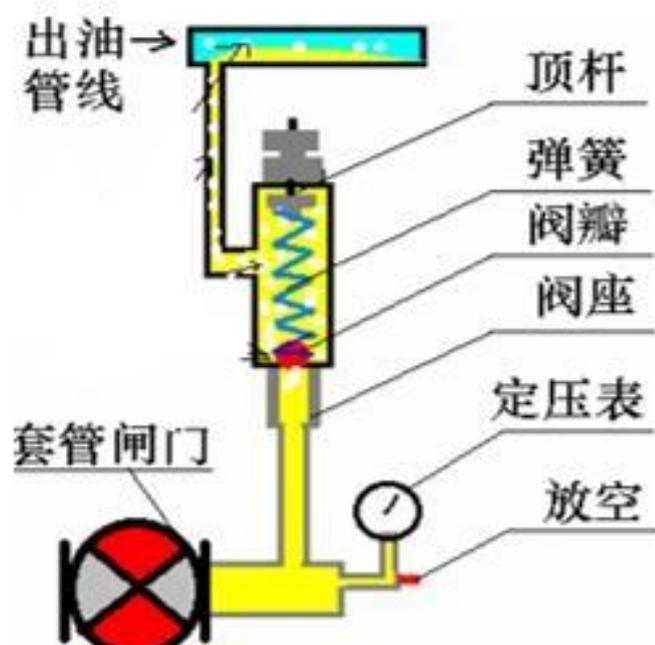


图 2.3.3-4 套管气回收设施

（3）油气集输和处理

油气集输就是将油井中采出的原油和伴生气，通过管线密闭输送至联合站。在站内进行计量和油、气、水分离，分离出的伴生气主要作为油田生产用燃料或者发电，分离出的油田采出水处理达标后作为回注水，处理后的原油经脱水计量后，经管线外输。本项目不新建站场，全部依托现有集输系统。

（4）井下作业

采油过程中对油井的维护过程中要涉及一些井下作业和施工，主要包括洗井、修井等工艺。

洗井、修井作业均是在采油井使用一段时间后，因结垢、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管全部拔出，以便更换损坏的油管和机具。在修井作业过程中，将洗井介质（一般是清水）由泵注设备经井筒或钻杆注入，把井筒内的沉淀物以及井壁泥皮和含水层孔隙内的堵塞物等携带至地面，产生井下作业废水、事故状态下落地油、含油污染物（废防渗材料、废棉纱、废油桶等）、油泥砂。验收阶段未发生井下作业。

（5）单井管线清管作业

在运营过程中，部分单井管线由于结垢等原因会导致单井管线堵塞，需要进行清管作业，首先通过扫线车将管线内的残液顶驱至集输管道，经集输干管输送至所属联合站处理后回注现役油藏层位，然后和主管道断开，通过清管球将管内废渣等清理出来，此过程会产生清管废渣。验收阶段未发生清管作业。

（6）排污节点

- 1) 废水：废水主要包括油田采出水、井下作业修井、洗井废水。
- 2) 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。
- 3) 噪声：主要为井场抽油机的电机噪声。
- 4) 固体废物：主要包括修井周期产生的落地油、油泥砂、含油污染物（废防渗材料、废棉纱、废油桶等），清管废渣。

2.4 验收期间工况负荷

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。”

本项目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、环保设施运行正常，未新建站场，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。

2.5 工程环保投资

环评阶段项目总投资 54160 万元，其中环保投资 1340 万元，占总投资的 2.47%，实际建设阶段项目总投资 62600 万元，其中环保投资 1013 万元，占总投资的 1.62%。由于钻井市场波动总投资增加，由于部分井口依托老井场占地减少、项目还未到退役期，退役期的环保投资还未发生，故总体环保投资减少。

表 2.5-1 拟建项目环保投资一览表

阶段	环境要素		环评阶段采取的环境保护措施	验收采取的环境保护措施	投资/万元	
					环评	实际
施工期	废气	施工扬尘	洒水抑尘、物料苫盖等	同环评一致	10	8
		运输车辆废气、备用柴油发电机废气	定期保养等	同环评一致		
		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置	同环评一致		
		放喷废气	采取密闭集输和密闭拉运措施减少无组织排放有机废气	同环评一致		
	废水	生活污水	营地设临时防渗厕所，定期清掏	同环评一致	50	40
		钻井废水、压裂返排液	由密闭罐车运输至采油三厂钻修井废液处理站处理，达标后回注现役油藏层位。	同环评一致		
		试油废水	通过罐车运至联合站，经站内采出水处理系统处理后回注现役油藏层位	同环评一致		
		管线试压废水	管线试压废水泼洒抑尘，	同环评一致		
	声环境	钻机、发电机、钻井泵等	基础减振、设备维护保养，合理安排施工时间	同环评一致	20	15
	固体废物	钻井泥浆、岩屑	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”）分交泊头市赵飞建筑材料有限公司运输、暂存、烧砖。	同环评一致	800	700
		生活垃圾	暂存于垃圾桶，送环卫部门处置	同环评一致		
		落地油、	落地油若为液态则回收进采出液处理系统，不能直接进采出液处理系统的拉运至大港南部油田含油泥沙处理厂暂存，处理后进采出液处理系统。	同环评一致		
清管废渣、油层岩屑		拉运至大港南部油田含油泥沙处理厂暂存处理处置，不能处置的委托有资质的单位进行处理	同环评一致			

大港老区稳产项目（2023年）（大港油田分公司第三采油厂王官屯油田老区、枣园油田老区原油产能建设项目）竣工环境保护验收调查报告

		含油污染物(废防渗材料、废棉纱、废油桶等)	暂存于大港油田危险废物暂存点，委托欧绿保环境科技(沧州)有限公司处置。	暂存于大港油田危险废物暂存点，委托沧州冀环威立雅环境服务有限公司处置。			
生态环境		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。		同环评一致	90	90	
环境风险		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。		同环评一致	20	15	
防渗		施工罐区、井口等按要求铺设防渗布		同环评一致	50	50	
运营期	环境要素		环评阶段环保措施	治理效果	验收阶段	投资/万元	/
	大气环境	烃类无组织挥发	加强管道、阀门的检修和维护	企业边界浓度限值 2.0mg/m ³	满足标准要求	20	15
	水环境	油田采出水	随采出液一起进入联合站处理达标后回注地层	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	同环评一致	10	10
		井下作业废水	带罐作业，罐车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		同环评一致		
	声环境	抽油机	基础减振，定期维护检修，确保稳定运行	昼间≤60dB(A) 夜间≤50dB(A)	满足标准要求	10	10
	固体废物	落地油、清管废渣、油泥砂	拉运至大港南部油田含油泥沙处理厂处理	无害化处置	同环评一致	20	20
		含油污染物(废防渗材料、废棉纱、废油桶等)	暂存于大港油田危险废物暂存点，委托资质单位处置。	无害化处置	同环评一致	30	30
	风险防范措施		加强巡检，安装视频监控等	--	同环评一致	10	10
退役期	环境要素		污染源	采取的环境保护措施	验收阶段采取的环保措施	投资/万元	/
	废气		施工扬尘	洒水抑尘苫布遮盖等	未涉及	/	/

大港老区稳产项目（2023年）（大港油田分公司第三采油厂王官屯油田老区、枣园油田老区原油产能建设项目）竣工环境保护验收调查报告

	噪声	车辆、施工机械	加强维护保养等	未涉及	/	/
	固体废物	旧设备、建筑垃圾含油污染物等	旧设备由对应物资部门回收，建筑垃圾送至指定地点，危险废物资质单位	未涉及	/	/
		落地油	拉运至大港南部油田含油泥沙处理厂处理	未涉及	/	/
	生态环境	生态恢复	地面设施拆除、恢复原有自然状况	未涉及	100	/
其他环保投资	环境管理、环境影响后评价、环境监测、环保设施运行维护费用等			未涉及	100	/
总合计				/	1340	1013

2.6 工程主要变动以及是否构成重大变动的判定

2.6.1 主要变动情况

工程主要变动情况详见下表：

表 2.6-1 主要工程量变化情况一览表

项目	环评情况	实际建设情况	备注
项目名称	大港老区稳产项目（2023年）（大港油田分公司第三采油厂王官屯油田老区、枣园油田老区原油产能建设项目）	大港老区稳产项目（2023年）（大港油田分公司第三采油厂王官屯油田老区、枣园油田老区原油产能建设项目）	一致
建设单位	中国石油大港油田第三采油厂	中国石油大港油田第三采油厂	一致
建设性质	扩建（滚动开发）	扩建（滚动开发）	一致
建设地点	沧县李天木回族乡、旧州镇、汪家铺乡、风化店乡、件龙堂乡和刘家庙乡	沧县李天木回族乡、旧州镇、汪家铺乡、风化店乡、件龙堂乡和刘家庙乡	一致
建设内容	项目拟新钻井 75 口，其中产能油井 61 口、注水井 14 口，新建单井集油管线 1495m，单井掺水管线 1495m；单井注水管线 355m，新建进场道路 385m。	新钻 74 口井，其中采油井 62 口、注水井 12 口，少实施 2 口注水井，部分井口未实施，部分井口位置发生变动；新建单井集油管线 1400m，单井掺水管线 1400m；单井注水管线 330m	不一致
工程投资	总投资 54160 万元，环保总投资为 1340 万元，占工程总投资的 2.47%。	项目总投资 62600 万元，其中环保投资 1013 万元，占总投资的 1.62%。	不一致
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。	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。	一致
生产制度和劳动定员	本项目全部利用现有人员调剂，不新增劳动定员，实行三班倒工作制度	本项目全部利用现有人员调剂，不新增劳动定员，实行三班倒工作制度	一致
开采规模	新建产能 12.88 万 t/a	新建产能 12.88 万 t/a	一致

2.6.2 重大变动判定

根据《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）“陆地油气开采区块项目环评批复后，产能总规模、新钻井总数量增加 30%及以上，回注井增加，占地面积范围内新增环境敏感区，井位或站场位置变化导致评价范围内环境敏感目标数量增加，开发方式、生产工艺、井类别变化导致新增污染物种类或污染物排放量增加，与经批复的环境影响评价

文件相比危险废物实际产生种类增加或数量增加、危险废物处置方式由外委改为自行处置或处置方式变化导致不利环境影响加重，主要生态环境保护措施或环境风险防范措施弱化或降低等情形，依法应当重新报批环评文件。”文件相关规定，对本项目进行重大变更判定，根据文件相关规定，对本项目进行重大变更判定。根据判定得出结论，本项目变化不属于重大变动。具体详见下表。

表 2.6-2 变动判定一览表

序号	要求	环评工程内容	工程实际建设情况	变动情况
1	产能总规模增加 30%以上	新建产能 12.88 万吨	新建产能 12.88 万吨	一致
2	新钻井总数量增加 30%以上	项目拟新钻井75口，其中产能油井61口、注水井14口	新钻74口井，其中采油井62口、注水井12口，少实施2口注水井，	总井口数减少
3	回注井增加	注水井 14 口	实际 12 口	较环评阶段减少
4	占地面积范围内新增环境敏感区	井位选址避开环境敏感区域，临时占地不涉及自然保护区生态敏感目标	占地范围未增加环境敏感区	一致
5	井位或站场位置变化导致评价范围内环境敏感目标数量增加	本项目新增井位均位于现有枣园和王官屯采矿证范围之内	未增加	一致
6	开发方式、生产工艺、井类别变化导致新增污染物种类或污染物排放量增加	建设内容为钻井、采油、油气输送等工序。	开发方式、生产工艺、井类别未变化	一致
7	与经批复的环境影响评价文件相比危险废物实际产生种类增加或数量增加、危险废物处置方式由外委改为自行处置或处置方式变化导致不利环境影响加重	处置方式同环评一致，危废处置单位发生变化，变更为沧州冀环威立雅环境服务有限公司，处置方式未发生变化，未导致不利环境影响加重		一致
8	主要生态环境保护措施或环境风险防范措施弱化或降低	生态环境保护措施、环境风险防范措施未弱化或降低。		一致

3 环境影响报告书回顾及审批文件回顾

2024年7月天津市诺星科技发展有限公司编制完成了《大港老区稳产项目（2023年）（大港油田分公司第三采油厂王官屯油田老区、枣园油田老区原油产能建设项目）环境影响报告书》。2024年8月16日，河北省生态环境厅以冀环审[2024]205号文对该环评文件进行了批复。

2024年12月6日，沧州市行政审批局核发了中国石油大港油田第三采油厂《排污许可证》，证书编号：911200007182589087009V（有效期2024年12月6日-2029年12月5日），许可排放污染物：颗粒物6.425ta、SO₂6.425ta、NO_x99.423612ta、COD0ta、氨氮0t/a。

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）（大港油田分公司第三采油厂王官屯油田老区、枣园油田老区原油产能建设项目）

（2）建设单位：中国石油大港油田第三采油厂

（3）建设性质：扩建（滚动开发）

（4）建设地点：位于河北省沧州市沧县境内，涉及沧县李天木回族乡、旧州镇、汪家铺乡、风化店乡、仵龙堂乡和刘家庙乡。

（5）建设内容：产能井建设、管线敷设等。项目拟新钻井75口，其中产能油井61口、注水井14口，新建单井集油管线1495m，单井掺水管线1495m；单井注水管线355m，新建进场道路385m。

（6）工程投资：总投资54160万元，环保总投资为1340万元，占工程总投资的2.47%。

（7）生产制度和劳动定员：本项目全部利用现有人员调剂，不新增劳动定员，实行三班倒工作制度。

（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。

3.1.2 环境质量现状调查与评价结论

3.1.2.1 空气环境

根据公报结果可知，项目所在区域 2023 年 SO₂、NO₂ 年均浓度和 CO 百分位数日平均浓度满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单二级标准，PM₁₀、PM_{2.5} 年均浓度和 O₃ 日最大 8 小时平均浓度不能满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单二级标准。因此，本项目所在区域属于环境空气质量不达标区域，不达标因子包括 PM₁₀、PM_{2.5}、O₃。

根据监测结果可知，项目区域环境空气中非甲烷总烃 1h 平均浓度满足《环境空气质量标准非甲烷总烃限值》（DB13/1577-2012）二级标准要求。

3.1.2.2 地下水

（1）根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中，本项目属于 F 石油、天然气中的“37 石油开采”，地下水环境影响评价项目类别为 I 类。本次调查评价区范围以场地为中心，调查评价区面积约为 190km²。

（2）工程地处华北平原，地下水为松散岩类孔隙水。与工程密切相关的含水层组为第 I 含水组浅层地下水中的潜水含水层，以咸水为主，水质较差，不适宜作为饮用水源。

（3）场地内包气带以杂填土和粉质黏土为主，防污性能为中等。

（4）评价区内潜水地下水主要补给源来自大气降水，蒸发为主要排泄途径。区域潜水总体流向大致为自西南流向东北。

（5）由水质监测统计结果分析可以看出：评价区域潜水水质色度、溶解性总固体、总硬度、Cl⁻、SO₄²⁻、氟化物、氨氮、高锰酸盐指数、浊度、锰、镍、COD、BOD、总氮出现普遍超标现象，整体地下水水质较差属于 V 类，但石油类和挥发性酚均未检出。

承压水水质较好，评价区内以深层地下水为生活饮用水源，现改为南水北调水，水井逐步关闭。受沉积环境影响，溶解性总固体、总硬度、硫酸盐、钠、氟化物普遍超标外，其他因子基本达标，其中，石油类和挥发性酚均未检出。

3.1.2.3 声环境

根据检测结果，评价区各井场监测点位的昼间、夜间的噪声监测值均满足《声

环境质量标准》（GB3096-2008）2类标准。

3.1.2.4 土壤环境

（1）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，根据监测结果，该区域土壤含盐量0.39~32.6g/kg，区域平均土壤含盐量为4.04g/kg，根据《环境影响评价技术导则土壤环境》（HJ964-2018）附录D土壤盐化分级标准， $6\text{g/kg} > \text{土壤含盐量} > 4\text{g/kg}$ 的区域为重度盐化地区；周边土壤pH在7.48-9.11，均值为8.04，根据附录D土壤酸化、碱化分级标准， $5.5 \leq \text{pH} < 8.5$ 的区域为无酸化或碱化地区。本项目不向土壤环境排放酸、碱废水，因此，施工期及运营期在做好废水处理情况下，对土壤酸碱程度影响是可以接受的。

（2）根据土壤环境影响识别结果，有可能对土壤造成环境污染的行为主要有三个：施工期施工机械开挖、碾压、施工人员踩踏废水及固体废物在临时储存及处理过程中对土壤环境产生的影响；运营期修井作业、油气集输等过程中对土壤环境产生的影响；封井期采油设备拆除过程对土壤环境产生的影响。

（3）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。

3.1.2.5 生态环境

项目所在区域地区以半人工的农业生态系统和高度人工化的城镇生态系统为主，另有部分自然生态系统分布。评价范围内生态系统具有相对的稳定性及功能完整性，由于人工的有效管理及能量补给，系统可以得到较稳定的维持和发展，具有一定的抗干扰能力。

3.1.3 施工期环境影响及污染防治措施

3.1.3.1 废气

施工期废气污染源主要包括施工扬尘、运输车辆废气、焊接烟尘、放喷废气和

备用柴油发电机废气。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。

本项目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。放喷废气采取密闭集输和密闭拉运措施减少无组织排放有机废气。

3.1.3.2 废水

施工期废水主要为钻井废水、试油废水、管线试压废水、压裂返排液和施工人员生活废水。其中钻井废水通过罐车运输到采油三厂钻修井废液处理站处理达标后回注现役油藏层位；试油废水经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；管线试压废水泼洒抑尘；施工场地设临时防渗厕所，及时清掏。上述废水均不外排，对地表水环境影响小。

3.1.3.3 噪声

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。

3.1.3.4 固废

项目钻井过程中产生的固体废物主要是废钻井泥浆、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）和生活垃圾。

其中废钻井泥浆和钻井岩屑送泊头市赵飞建筑材料有限公司制砖。井下作业过程若操作不当产生落地油和油层岩屑拉运至大港南部油田含油泥沙处理厂处理处置。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定期交由有欧绿保环境科技（沧州）有限公司处理。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。

3.1.3.5 生态环境

本工程对土壤、植物、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响，同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。

项目区生态完整性受本项目影响较小，项目区生态完整性变化主要受区域自然环境变化影响。油田开发加大了评价区人为干扰的力度，但是由于项目占地面积有限，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因此对于评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显影响。

因此，从总体上看，本项目建设对生态环境的影响较小。

3.1.4 运营期环境影响及防治措施

3.1.4.1 大气环境

运营期排放的大气污染物为原油采集、集输过程中无组织排放的非甲烷总烃。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，不再计算大气环境保护距离。项目实施后大气环境影响可以接受。

3.1.4.2 水环境

（1）地表水

本项目运营期产生的废水主要包括采出水、井下作业废水。采出水和井下作业废水均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用于油田注水开发，不外排，项目实施后对地表水环境可接受。

（2）地下水

在运营期正常状况下，企业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。在运营期非正常状况下，生产污水及原油输送过程中的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。

3.1.4.3 声环境

采油过程中噪声源主要为抽油机的电机噪声，本项目均选用同类产品中的低噪音设备，并采取隔声措施，用消声器、避震喉、减振座等措施治理，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。

3.1.4.4 固体废物

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和含油污染物（废防渗材料、废棉纱、废油桶等）等收集后拉运至危废暂存间委托欧绿保环境科技（沧州）有限公司处理，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。

3.1.4.5 生态环境

项目运营期将对周围生态环境产生一定影响，在采取有效的控制和处理措施后，项目的运行对周围生态环境影响较小，可以控制在可接受程度之内。

3.1.4.6 土壤环境

（1）本项目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。

（2）根据土壤环境影响识别结果，有可能对土壤造成环境污染的行为主要有三个：施工期施工机械开挖、碾压、施工人员踩踏废水及固体废物在临时储存及处理过程中对土壤环境产生的影响；运营期修井作业、油气集输等过程中对土壤环境产生的影响；封井期采油设备拆除过程对土壤环境产生的影响。

（3）通过本次土壤环境调查及评价工作，在项目采取报告中提出的防控、监控等土壤环境保护措施后，本项目对土壤环境的影响程度小，在强化管理、切实落实各项环保措施，确保全部污染物达标排放的前提下，本项目的建设运营对土壤环境

的影响是可接受的。

3.1.5 环境风险评价

根据对本项目进行风险识别和源项分析可知，生产过程中危险、有害物质主要是原油（页岩油）、伴生气等。事故类型主要包括采出液泄漏、火灾爆炸等。本项目风险潜势综合判断为I，评价等级为简单分析。报告书针对项目生产特点，结合对各类事故的影响分析，提出了有针对性的风险防范措施。在严格落实报告书提出的各项事故风险防范措施和应急预案情况下，本项目环境风险可控，项目建设是可行的。

3.1.6 公众参与情况

建设单位按照《环境影响评价公众参与办法》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。本项目信息公示期内未收到反映该项目建设的来电、来函。

3.1.7 总量控制分析

本项目外排污染物不涉及总量控制因子，废水不外排，总量控制目标值不变。

3.1.8 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；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。

3.2 审批部门审批决定

河北省生态环境厅于2024年8月16日以冀环审〔2024〕205号对环评报告书进行了批复。

河北省生态环境厅文件

冀环审〔2024〕205号

河北省生态环境厅 关于大港老区稳产项目（2023年） （大港油田分公司第三采油厂王官屯油田老区、 枣园油田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第三采油厂：

你单位《大港老区稳产项目（2023年）（大港油田分公司第三采油厂王官屯油田老区、枣园油田老区原油产能建设项目）环境影响报告书》（以下简称《报告书》）及相关申请材料收悉。结合河北省生态环境保护技术服务中心出具的《大港老区稳产项目（2023年）（大港油田分公司第三采油厂王官屯油田老区、枣园油田老区原油产能建设项目）环境影响报告书的评估意见》，

- 1 -

经研究，批复如下。

一、该项目位于沧州市沧县，拟在王官屯油田老区、枣园油田老区进行滚动开发石油开采。新建采油井 61 口、注水井 14 口、井场 24 座，新建集输油管线 1495 米、掺水管线 1495 米、注水管线 355 米、进场道路 385 米。该项目新建产能 12.88 万吨/年（其中王官屯油田老区 6.72 万吨/年，枣园油田老区 6.16 万吨/年），由于现有油井关停、自然减产等原因，项目建成后第三采油厂总产能不增加。

该项目符合国家产业政策，在全面落实《报告书》提出的各项生态环境保护和污染防治措施后，项目建设对环境的不利影响能够得到减缓和控制。从生态环境保护角度分析，我厅原则同意《报告书》所列建设项目的性质、规模、工艺、地点和拟采取的生态环境保护对策措施。

二、项目建设、运营及退役期间，应严格落实《报告书》中的污染防治、生态环境保护和环境风险防范措施，并重点做好以下工作：

（一）严格落实生态环境保护措施。占地应按照国家 and 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。合理选择施工期，避开农作物的生长期。施工期各类活动应严格控制占地范围和施工作业区面积，禁止随意占压、扰动和破坏地表。施工时表层土应与底层土分开堆放，施工结束后进行分层回填。施工结束后及退役期，及时拆除占地区域相关构筑物、设备、围墙，清理平整场地，使其与区域地貌相协调。占

用耕地的，进行土地复垦，同时进行土壤施肥、培肥工程，满足原居民正常耕种要求，其他占地区域进行场地平整种植植被，并观察植物生长情况，及时进行补植、补播，以保证植被覆盖度。对拟退役的废弃井场、道路等制定生态修复方案并开展设计，生态修复前要对废弃油井进行封堵或设施拆除，确保无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物均得到妥善处置。

（二）严格落实大气污染防治措施。施工期采取道路硬化和洒水抑尘等措施，减轻施工扬尘影响；选用尾气达标的施工机械、车辆，并定期维护和保养，减轻尾气影响。油气开采和集输过程采用密闭集输工艺，井口密封并设置紧急截断阀，井场伴生气输送至各依托站场处理。石油开采大气污染控制措施须满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）要求，各井场非甲烷总烃须满足《工业企业挥发性有机物排放控制标准》（DB13/2322-2016）其他企业边界浓度限值要求。

（三）严格落实水污染防治措施。施工期钻井废水部分回用于钻井液配置系统，剩余部分钻井废水以及压裂返排液分别收集至储罐后拉运至钻修井废液处理站进行处理，试油废水收集至储罐后拉运至依托的站场采出水处理系统进行处理，处理达标后回注现役油层；管线试压废水泼洒抑尘。运营期采出液由集输油管线输送至依托的站场进行分离处理，分离出采出水经依托站场采出水处理系统处理，修井、洗井废水及时收集至罐内拉运至依托站场采出水处理系统，出水满足《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，回注现役油层。加

强对地下水、土壤环境的保护，做好工程防渗、防漏措施，加强对土壤和地下水的监测。

（四）严格落实噪声污染防治措施。严格控制施工及生产过程产生的噪声对周围环境的影响，采用低噪声设备、基础减振等降噪措施，施工场界噪声须满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）要求，运营期场界噪声须满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类区标准要求。

（五）严格落实固体废物污染防治措施。妥善处理各类固体废物，实施分类处理、处置。施工期钻井工程采用“泥浆不落地”工艺，废弃水基钻井泥浆及钻井岩屑固液分离产生的泥饼由委托单位综合利用；油层岩屑、落地油及清管废渣等及时运至大港南部油田含油泥砂处理厂进行无害化、资源化处置，油泥处置装置尾泥按相关要求进行有效鉴别后合规处置；其它含油沾染物等运至大港油田第三采油厂危险废物暂存间暂存，定期由有资质单位处置。

（六）严格落实环境风险防范措施。修订应急预案，并与当地政府及相关部门应急预案做好衔接，定期进行应急培训和演练，有效防范和应对环境风险。强化设备的日常维修保养，确保各项环保措施得到严格落实。各生产设施和污染防治措施须满足安全生产要求。

（七）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。

三、项目建设必须严格执行配套的环境保护设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用的环境保护“三同时”制度，认真做好施工期生态环境保护工作，按规定程序开展竣工环境保护验收。环境影响报告书经批准后，项目的性质、规模、地点、生产工艺和环境保护措施发生重大变动，应当重新报批项目环境影响评价文件。项目环境影响报告书自批准之日起超过五年，方决定开工建设的，须将环评文件报我厅重新审核。

四、你单位在接到本批复后20个工作日内，须将批复后的环境影响报告书和批复文件分送河北省发展和改革委员会，河北省生态环境执法局，沧州市生态环境局及沧州市生态环境局沧县分局，并按规定接受各级生态环境主管部门的监督检查。同时，须按要求定期向河北省生态环境执法局、沧州市生态环境局报告项目环保“三同时”制度落实和进展情况。该项目环保“三同时”制度落实日常监管由沧州市生态环境局负责。



4 环评批复要求落实情况

表 4.1-1 环保措施落实情况调查表

序号	环评批复提出的要求	措施的执行效果
1	<p>（一）严格落实生态环境保护措施。占地应按照国家 and 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。合理选择施工期，避开农作物的生长期。施工期各类活动应严格控制占地范围和施工作业区面积，禁止随意占压、扰动和破坏地表。施工时表层土应与底层土分开堆放，施工结束后进行分层回填。施工结束后及退役期，及时拆除占地区域相关构筑物、设备、围墙，清理平整场地，使其与区域地貌相协调。占用耕地的，进行土地复垦，同时进行土壤施肥、培肥工程，满足原居民正常耕种要求，其他占地区域进行场地平整种植植被，并观察植物生长情况，及时进行补植、补播，以保证植被覆盖度。对拟退役的废弃井场、道路等制定生态修复方案并开展设计，生态修复前要对废弃油井进行封堵或设施拆除，确保无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物均得到妥善处置。</p>	<p>施工期和运营期已落实各项目生态保护恢复措施；验收阶段不涉及退役期</p>
2	<p>（二）严格落实大气污染防治措施。施工期采取道路硬化和洒水抑尘等措施，减轻施工扬尘影响；选用尾气达标的施工机械、车辆，并定期维护和保养，减轻尾气影响。油气开采和集输过程采用密闭集输工艺，井口密封并设置紧急截断阀，井场伴生气输送至各依托站场处理。石油开采大气污染防治措施须满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）要求，各井场非甲烷总烃须满足《工业企业挥发性有机物排放控制标准》（DB13/2322-2016）其他企业边界浓度限值要求。</p>	<p>施工期采取了钢板道路临时硬化措施和洒水抑尘等措施；选用尾气达标的施工机械、车辆，并定期维护和保养；运营期采用密闭集输工艺，井口密封并设置紧急截断阀，井场伴生气输送至各依托站场处理，满足相关标准要求</p>
3	<p>（三）严格落实水污染防治措施。施工期钻井废水部分回用于钻井液配置系统，剩余部分钻井废水以及压裂返排液分别收集至储罐后拉运至钻修井废液处理站进行处理，试油废水收集至储罐后拉运至依托的站场采出水处理系统进行处理，处理达标后回注现役油层；管线试压废水泼洒抑尘。运营期采出液由集输油管线输送至依托的站场进行分离处理，分离出采出水经依托站场采出水处理系统处理，修井、洗井废水及时收集至罐内拉运至依托站场采出水处理系统，出水满足《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，回注现役油层。加强对地下水、土壤环境的保护，做好工程防渗、防漏措施，加强对土壤和地下水的监测。</p>	<p>施工废水以及压裂返排液均送至依托的站场处理达标后回注现役油层；管线试压废水泼洒抑尘；运营期采出水经过依托的站场处理达标后回注现役油层；通过加强巡检等措施减少跑冒滴漏，减少对土壤地下水的影响，按照要求进行土壤和地下水的检测工作</p>
4	<p>（四）严格落实噪声污染防治措施。严格控制施工及生产过程产生的噪声对周围环境的影响，采用低噪声设备、基础减振等降噪措施，施工场界噪声须满足《建筑施工</p>	<p>施工期采取了采用低噪声设备、基础减振等降噪措施；运营期采取了避震喉等措</p>

大港老区稳产项目（2023年）（大港油田分公司第三采油厂王官屯油田老区、枣园油田老区原油产能建设项目）竣工环境保护验收调查报告

	场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）要求，运营期场界噪声须满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类区标准要求。	施，满足相应的标准要求
5	（五）严格落实固体废物污染防治措施。妥善处理各类固体废物，实施分类处理、处置。施工期钻井工程采用“泥浆不落地”工艺，废弃水基钻井泥浆及钻井岩屑固液分离产生的泥饼由委托单位综合利用；油层岩屑、落地油及清管废渣等及时运至大港南部油田含油泥砂处理厂进行无害化、资源化处置，油泥处置装置尾泥按相关要求进行有效鉴别后合规处置；其它含油污染物等运至大港油田第三采油厂危险废物暂存间暂存，定期由有资质单位处置。	本项目固体废物均得到合理处置，未外排。
6	（六）严格落实环境风险防范措施。修订应急预案，并与当地政府及相关部门应急预案做好衔接，定期进行应急培训和演练，有效防范和应对环境风险。强化设备的日常维修保养，确保各项环保措施得到严格落实。各生产设施和污染防治措施须满足安全生产要求。	已落实各项环境风险防范和应急措施，未产生环境事故。
7	（七）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。	本项目已建立公众参与平台，未收到周围群众的投诉。
8	环境影响报告书经批准后，项目的性质、规模、地点、生产工艺和环境保护措施发生重大变动，应当重新报批项目环境影响评价文件。项目环境影响报告书自批准之日起超过五年，方决定开工建设的，须将环评文件报我厅重新审核。	本项目的性质、规模、地点、生产工艺和环境保护措施未发生重大变动。

5 建设过程环境影响调查

5.1 施工期生态环境影响调查

5.1.1 施工期生态环境影响

根据工程特征，本项目对生态环境的影响主要表现在施工期，施工期建设活动主要包括钻井，铺设单井管线等，其对生态环境的影响主要表现为占用土地、扰动土层、破坏地表植被等。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）实际尽可能布置丛式井组，以减少废物产生和占地。
- （2）伴生气通过管道输送至依托的联合站为加热炉提供能源。
- （3）设立了地下水水质监测井及监测制度。

（4）强化施工阶段的环境管理。在施工期，为保证施工质量，建立了环境监督制度，监督指导施工落实生态保护措施，确保工程实施过程中，执行国家、地方等相关环境法律法规。

（5）加强了井场管理及设备养护，划定了施工作业范围，未破坏施工作业带以外的植物。单井管线施工采用了分层开挖和分层回填，管道施工结束后恢复地貌。

- （6）施工结束后，已经平整恢复了地貌，清理了现场。

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。

	
施工期井场临时路铺设钢板	施工场地遮盖

	
<p>加盖苫布</p>	<p>设置围网，管控施工区域</p>
	
<p>柴油罐底铺设防渗膜</p>	<p>泥浆不落地装置铺设防渗膜</p>
	
<p>生活垃圾区</p>	<p>井架底部防渗</p>

图5.1-1施工期生态措施

5.2 水环境影响调查

5.2.1 钻井废水及压裂返排液

(1) 钻井废水

钻井废水是钻进过程中起降钻具带出的部分地层水、不定期冲洗钻井设备等排放的废水，主要污染物为SS、石油类，此部分废水经井口排入泥浆处理系统处理后，上清液95%回用，剩余5%上清液拉运至第三采油厂钻修井废液处理站处理。

(2) 压裂返排液

按照控制、稳定、连续的原则组织排液。压裂施工完毕以后采用3mm~4mm油嘴控制开井排液，排液过程中根据井口压力情况动态调整油嘴大小，返排液通过管

道直接进入返排液储罐内，储罐底部铺设防渗布，定期由罐车拉运至中国石油大港油田第三采油厂钻修井废液处理站处理，不外排。

（3）去向

根据调查，钻井废水和压裂返排液均暂存在储罐内，全部通过罐车拉运至中国石油大港油田第三采油厂钻修井废液处理站处理达标后回注，未外排。

5.2.2 试油废水

试油废水主要污染物为COD、氨氮、石油类、氯离子。由于试采初期无集输流程，试油废水进罐，由罐车拉运至依托的联合站采出水处理系统处理达标后回注现役油藏层位。

根据调查，试油废水均暂存在储罐内，全部通过罐车拉运至中国石油大港油田第三采油厂相关联合站处理达标后回注，未外排。

5.2.3 管道试压废水

本工程管道分段试压，一般采用无腐蚀性的清洁水，主要污染物为SS，试压水由管线排出后，进入下一段管线循环使用，试压结束后就地泼洒抑尘。

根据调查，管线试压用水循环使用，试压完毕后泼洒抑尘。

5.2.4 生活污水

根据调查，生活污水泼洒抑尘，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，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 施工期大气环境影响调查

根据环评文件及批复文件可知，施工期环境空气污染源主要有施工扬尘，运输车辆废气、备用柴油发电机废气、放喷废气和焊接烟尘等。

5.3.1 运输车辆废气

施工过程中加强了车辆检修，保证了设备正常稳定运行，使用合格的燃料，车辆未超负荷运行，车辆尾气对周边环境未产生明显影响，对环境影响较小。

5.3.2 施工扬尘

项目施工现场采取了洒水抑尘，地面采取了钢板硬化，采用了防尘布苫盖等措施，施工扬尘对周边环境影响较小。

	
<p>施工期井场临时路铺设钢板</p>	<p>施工场地遮盖</p>
	
<p>加盖苫布</p>	<p>施工期洒水设备</p>

图5.3.2-1施工期扬尘治理措施

5.43.3 备用柴油发电机废气

施工过程中加强了柴油发电机检修，保证了设备正常稳定运行，使用符合国家标准的燃油，定期对柴油发电机进行保养，对周边环境未产生明显影响，对环境的影响较小。

5.3.4 焊接烟气

本工程管线下管前在管道连接处进行焊接，焊接过程中将有一部分焊接烟气产生，为无组织排放。本工程管道单独焊接时间较短，焊接作业时使用了无毒低尘焊条，设置了焊烟净化器，管道沿线为空旷地带，产生的少量焊接烟尘可得到及时扩散。焊接烟气对周边环境未产生明显影响，对环境的影响较小。

5.3.5 放喷废气

采取密闭集输和密闭拉运措施减少无组织排放。对周边环境未产生明显影响，对环境的影响较小。

5.4 施工期噪声环境影响调查

本次实际开发过程中为进一步降低噪声影响，施工过程均采用网电驱动钻机和压裂设备，有效地降低了噪声；同时合理安排了施工时间；车辆在经过村屯时，减速慢行并减少鸣笛。

本项目建设过程未收到村民的投诉，没有造成噪声扰民现象。

5.5 施工期固体废物环境影响调查

（1）废弃泥浆和钻井岩屑

钻井过程中，岩石经钻头和泥浆的研磨而破碎成岩屑，经钻井泥浆泵带出井口，钻井泥浆进入泥浆不落地处理系统处理分离形成钻井泥饼，送泊头赵飞建筑科技有限公司作为原料烧砖。

（2）施工废料

施工废料主要包括井场建设、管道施工过程中产生一定量的废焊条、废边角料以及废防腐材料等。施工废料由施工队伍进行了回收。

（3）油层岩屑和落地油

本次施工未产生落地油，油层岩屑运至大港油田南部油泥砂处理厂处理。

（4）含油污染物（废防渗材料、废棉纱、废油桶等）影响分析

含油污染物（废防渗材料、废棉纱、废油桶等）属于《国家危险废物名录（2025年版）》中HW08类危险废物，暂存于现有危废暂存间，委托沧州冀环威立雅环境服务有限公司处置。

（5）生活垃圾

施工现场设置垃圾桶，生活垃圾经收集后由环卫部门收集处理。

5.6 环境污染事件和环境保护投诉事件调查

项目自投产以来没有发生污染事故，也没有发生环境保护投诉事件的发生。

5.7 小结

综上所述，本项目建设过程各项污染防治措施已基本落实，项目施工期未对井场周围环境产生明显不利影响。

6 生态影响调查

6.1 自然环境

6.1.1 地理位置

沧州地处河北省东南部，东临渤海，北依京津，南接山东，京杭大运河贯穿市区，因东临渤海而得名，意为沧海之州。距首都北京 240km，距天津 120km，距省会石家庄 221km。沧州地处环渤海中心地带，是环渤海经济圈和京津冀都市圈的重要组成部分。

沧县位于河北省东南部、冀中平原东部。地理坐标在北纬 38°5′至 38°33′，东经 116°27′至 117°09′之间。西靠河间市、献县，北界青县，东邻黄骅市，东南与孟村回族自治县相连，南接南皮县与泊头市。县人民政府驻沧州市新华区。驻地北距北京市 240km、天津市 120km，西南距省会石家庄 220km，南距济南市 224km，东距黄骅港 90km，是环京津、环渤海的重要地区。沧县南北长 47km，东西宽 66km，全县总面积 15.33 万 hm^2 。

本项目涉及 2 个油田，分别为枣园油田、王官屯油田。

6.1.2 地形地貌

沧州地处冀中平原东部，地势低平，起伏不大，海拔最高 17m，最低 2m。地势自西南向东北倾斜，其西部是太行山山前冲积扇缘的一部分，中部是由黄河、漳河、滹沱河、唐河等河流冲积形成的广阔平原，东部为渤海潮汐堆积形成的滨海海积湖积平原。

沧县位于河北省东南部，冀中平原东部，北冀京津，东临渤海，地理坐标在北纬 38°5′至 38°3′，东经 116°27′至 117°9′之间。沧县县域西部地区地势较高，土质较好，为冲积平原向滨海平原过渡地带；东部地区以望海寺、李天木、北桃杏诸乡为一线，地貌成部击---海积混合类型。其地面海拔高程一般在 5m 以下，涝洼地较多且土质盐碱。

6.1.3 气候气象

沧州地区的气候类型以暖温带半湿润大陆性季风型为主，属半干旱地区，季节间温差变化显著，四季分明。春季降雨少且气候干燥、多风，蒸发量大，主要受蒙古大陆性气团的影响；冬季受控于西伯利亚大陆性气团，干燥寒冷；夏季，在西部

或西南部低压和太平洋高压的影响下，时而暴雨倾盆，时而干旱高温；秋季易受控于高压，降雨量少，天高气爽。多年平均气温 12.2℃，历年极端最高气温 43℃（1961年 6 月 12 日），历年极端最低气温 -24.8℃（1972 年 1 月 26 日）。

沧县属暖温带半湿润大陆性季风气候，四季分明，日照充足，雨热同季，降水集中，灾害性天气常有发生，春旱、夏涝、秋爽、冬干。春季干旱多风，夏季炎热多雨，秋季凉爽晴朗，冬季寒冷干燥。多年平均气温 13.5℃，极端最高气温 42℃，极端最低气温 -22.1℃。年平均降水量 511mm，全年降水主要集中在 6、7、8 月份。年平均风速 2.6m/s，年平均相对湿度 60.9%，年平均气压 1017kPa，年日照时数 2484h。

6.1.4 地表水

流经本项目评价区域的河流主要有南排河、石碑河、曹庄子干渠、新老黄南排干、廖家洼排水渠和黄浪渠等。

（1）廖家排水渠

廖家洼排水干渠系沧县、黄骅、南大港排水河道，自西向东沿南大港湿地南缘流过，全长 88.4km，其受水范围北至捷地减河，南至南排河，西起沧县马庄村东，东至渤海。流域面积 67350hm²，该河入海前设有节制闸，除汛期外常年处于关闭状态。与南排河并行，在李东堡入海，境内全长 28.8km，是一条排洪河道，平时无水，汛期雨后有水。

（2）新老黄南排干

1959 年，紧靠黄浪渠南侧并行开挖一条排水河道，取名黄南排干。1964 年，黄南排干上游扩建，下游改道，河成后取名新黄南排干，前者叫老黄南排干。

老黄南排干首起黄骅县毕孟村南，流经常郭、仁村、贾象三个公社，入中捷农场与黄浪渠并行至四分场十三队东，国利垦桥处与黄浪渠汇合北行入海，全长 49.5km。

新黄南排干首起黄骅土楼村南，东行经常郭、仁村、贾象三个公社沿中捷农场东行，穿农场农村队大郭庄、大丰庄、小郭庄，于前后徐家堡中间穿过注入渤海，全长 57.4km，该河入海前设有节制闸，除汛期外常年处于关闭状态。

（3）南排河

南排河属黑龙港流域排涝河道，沿湿地南缘自西向东至东排干出境，在黄骅市

李家堡入海，它西起泊头市乔官屯，全长 99.4km，流域面积 $89.57 \times 10^4 \text{km}^2$ ，设计流量为 $552 \text{m}^3/\text{s}$ 。

（4）石碑河

石碑河 1948 年开挖，该河西起大浪白村南，傍南排河南侧东进至赵家堡入渤海，为独流入海河道。全长 52km，流域面积 533.5km^2 ，年均径流量 $18822 \times 10^4 \text{m}^3$ ，径流深 89.5mm。

（5）捷地减河

捷地减河是南运河的泄洪河道，通过一条长 9.5km、设计流量 $30 \text{m}^2/\text{s}$ 的引渠，与南大港相通，是南大港水库原设计水源。自 1974~1986 年共引水 $1.4 \times 10^8 \text{m}^3$ 。待南水北调东线实施引江送水后，捷地减河将是水库蓄水的重要输水河道，可提供稳定的水源。

（6）黄浪渠

黄浪渠 1950 年为排泄新石碑河以南之沥水而开挖，属于石碑河水系配套工程，西起境内腾家铺，东至赵家堡附近入石碑河归海，全长 46.46km。1952~1953 年，为解决沧县、南皮、盐山等县排涝，进行扩建。1956 年，黄浪渠下游黄骅以东建设中捷农场，为解决农场人畜饮水和灌溉洗碱，黄浪渠由排改用，修闸建涵开挖用水支渠，后因水断源，河道於废。

6.1.5 大浪淀水库

（1）地理位置

大浪淀水库位于大浪淀乡境内。大浪淀乡隶属于河北省沧州市南皮县，位于河北省东南部，沧州市南部，京杭大运河南运河畔，东南与山东省相邻。大浪淀乡距首都北京 234km，天津 148km，天津新港 185km，西距省会石家庄 195km，距沧州市区 20km，紧邻京沪铁路，邯黄铁路，104 国道穿境而过，地理位置极为优越。

（2）主要功能

大浪淀水库于一九九七年建成，是河北省第一座平原水库，属大 II 型水库，总投资 2.8 亿元，蓄水面积 16.738km^2 ，设计总库容量 $1.003 \times 10^8 \text{m}^3$ ，每年可向市区供水 $8121 \times 10^4 \text{m}^3$ 。

大浪淀水库水源为“引黄济冀”的黄河水，每年 11-12 月份由山东位山三干渠提

水，经清凉江、南运河、代庄引水渠等进入大浪淀；补充水源为“王一大”引水工程的保定王快水库水和南水北调中线工程的长江水。王一大引水工程通水和南水北调中线工程，使水源保障率大大提高。保证良好的水质是水库管理工作重中之重。

（3）保护措施

为有效控制水库来水水质，保证水库水不受污染和发生富营养化，保障向市区安全供水，供排水集团源水公司采取了多项得力的措施。库区安全按规定划定了保护区。2003年，水库管理处拆除了原来通向大坝的8座桥梁，封堵了3个路口，同时绕水库拉起围网，改变了以往人员、车辆在大堤上往来不断的局面，为封闭管理打下基础。同时在保护区范围内严禁一切影响大坝安全的活动，严禁一切破坏水环境的活动，严禁一切可能污染水体的活动。

（4）大浪淀水库保护区划分

根据《沧州市饮用水水源保护区划分局部调整技术报告》（沧州市生态环境局2009.7），大浪淀水库水源保护区包括水域保护区和陆域保护区，分为一级保护区和二级保护区。

一级保护区：

①水域：水库整个水域范围作为一级保护区，引黄输水河道是沧州市大浪淀水库补水渠道，将引黄输水河道清凉江马村东南至南运河杨圈闸段、南运河南霞口桥至代庄引水闸以北1km处、代庄引水闸至大浪淀水库段划分为一级保护区。

②陆域：水库防浪墙至截渗沟的陆域范围（间距30m）设为一级保护区，输水河道引黄输水河道清凉江马村东南至南运河杨圈闸段、南运河南霞口桥至代庄引水闸以北1公里处、代庄引水闸至大浪淀水库段大堤及大堤内陆域设为一级保护区。

二级保护区：

截渗沟外1000m内的陆域设为二级保护区，输水河道引黄输水河道清凉江马村东南至南运河杨圈闸段、南运河南霞口桥至代庄引水闸以北1km处、代庄引水闸至大浪淀水库段大堤外1000m内的陆域设为二级保护区。水库供水管线中心线两侧5m范围内定为二级保护区。

（5）大浪淀排水渠

大浪淀排水渠：2017年纳入海兴县引水河道的保护范围（现在已经撤销保护），

引水路线为南皮县内大浪淀排水渠由赵毛陶镇段（沿村为李郭庄、董二庄、张辛庄、小梨园、董庄子、小摩河等）、经苏基镇段（沿村为大梨园、翟王文、邢王文等）至小山乡段（沿村为前王文、后王文等）入宣惠引河，再经苏基镇段（沿村姜庄、西李、东白村等）在白庄子村东入宣惠河，最后经宣惠河辛集镇段（沿村为新立庄、甘草庄等）、香坊乡段（沿村为官庄等村）流入杨埕水库。

（6）本项目与大浪淀水库的位置关系

环评阶段官 18-39 井场与大浪淀水库位置最近，该井场位于大浪淀水库东北侧，距离大浪淀水库二级保护区的距离约为 6200m，本项目不在大浪淀水库保护区范围之内，距离大浪淀水库较远。

验收阶段仍旧是官 18-39 井场与大浪淀水库位置最近，该井场位于大浪淀水库东北侧，距离大浪淀水库二级保护区的距离约 6500m，距离一级保护区（生态保护红线）约 7500m。

6.1.6 水文地质

6.1.6.1 地层概况

项目地处华北凹陷区，第四纪冲积深厚，厚度约为 380~550m，大部分是盐渍化壤质潮土。项目所在地区位于“黑龙港流域”形成的冲积、湖积平原（华北平原）的西部，多为陆相堆积及海陆交互相堆积，由老至新分布如下：

（1）下更新统（ Q_1 ）：底界深度 380~550m，岩性以棕红、黄棕色夹灰绿色粘土、亚粘土、亚砂土为主，具有铁锰染及铁锰结核，钙斑及钙化层较发育；其间夹有锈黄色细砂、粉细砂，具有混粒结构，局部有胶结砂。

（2）中更新统（ Q_2 ）：底界埋深 250~420m，分上、下两段：下段（ Q_{21} ）底界深度 250~420m，为黄棕、灰绿色粘土、亚粘土、中细砂层，普遍有铁锰质结核及钙化层；上段（ Q_{22} ）底界深度 170~350m，主要为棕黄、灰绿色亚粘土、中细砂层，淋溶淀积层发育，钙质结核聚集，且常夹数层混粒砂，具有铁锰染。

（3）上更新统（ Q_3 ）：底界深度 120~220m，为灰黄、灰、灰绿及少量浅棕黄色亚粘土、亚砂土、粉细砂层。

（4）全新统（ Q_4 ）：底界深度 20~30m，岩性为灰黄、黄灰、灰褐色亚粘土夹细粉砂层，有层淤泥质亚粘土或泥炭，为海陆交互相沉积。

沧州市包气带厚度一般为2~10m，岩性可分为三类：

1) 以亚粘土为主，夹有亚砂土、粘土层；

2) 以亚砂土为主，夹有亚粘土、粘土层；

3) 以粘土为主，夹有亚粘土、亚砂土层。项目所在区域处于沧县东部，包气带以亚砂土为主。

6.1.6.2 地质构造

沧州市大地构造属于中朝准地台的华北平原沉降带，在中生代末至早第三纪初期处于隆起状态。从始新世开始下沉，由于受到北东向断裂带的影响，形成了一系列相互分割的地堑、地垒。到晚第三纪开始普遍下沉，掩埋了早第三纪形成的地堑、地垒。由于新构造运动的影响，自新第三纪以来，本区有多次火山活动，火山岩多呈不连续分布，地表仅在海兴县小山有出露。

沧州及临近地区分布有沧州—大名深断裂、海兴—宁津大断裂，次级断裂构造主要有太行山山前断裂、沧西断裂、沧东断裂和羊二庄断裂，各断裂走向基本相同，倾向相对，构成了冀中拗陷、沧县隆起、黄骅拗陷、埕宁隆起这些次一级构造的边界。加之受北西向活动断裂的控制，在这些拗陷、隆起构造单元上又形成了许多次一级的凸起、凹陷。

6.1.6.3 咸水概况

由于受不同地质历史时期的古气候、古地理沉积环境以及新构造运动等诸多因素的控制，含水岩层在不同深度的分布形态和发育程度，均存在差异性，导致水力性质、水化学特征以及地下水动态等水文地质条件发生了相应变化。以第四系底层为基础，以水文地质要素和开采利用技术条件为依据，含水组划分为四层。

(1) 第I含水组：底界深度30~40m，赋存于全新统地层(Q4)中。沧州以西地区，含水层以北东东向条带状分布的细砂和粉砂为主，厚度不大。主河道带多呈单、双层含水结构，且上覆层与含水层之间，弱透土层(亚砂土)比较发育，降水补给条件较好。沧州以东滨海平原地区含水层以粉砂、细砂为主，厚度一般为8~12m。含水层之上和含水层之间，多为粘土与亚粘土层。水质结构属于全咸类型。

(2) 第II含水组：本组与上更新统(Q3)相当，底板埋深120~220m。沧州中部、西部含水层以细粉砂、细砂为主，呈北东向条带状、舌状分布，一般为20~40m。

单位涌水量较大。本含水组与第I含水组之间一般都分布有较厚的粘土层和亚粘土层。东部海积层约占本组厚度的 1/3~1/4。含水层以薄层细砂、粉砂为主，含水层之间多为粘土层，渗透性及富水性比较弱，补给条件差。

（3）第III含水组：底界埋深 250~420m，与中更新统（Q2）相当。除东部沿海及青县的东北部为咸水外，大部分为淡水。沧州中部、西部含水层以中砂、中细砂、细砂为主，呈北东东—北东向舌状、条带状分布，砂层厚度一般为 20~40m。东部含水层以细砂、粉砂为主，富水性、渗透性及补给条件较差。

（4）第IV含水组：底界埋深 380~450m，与下更新统（Q1）相当。含水层岩性以细砂、细粉砂为主，渗透性及富水性均比较弱。含水层厚度大于 30m，局部小于 30m。上覆层及含水层之间为厚层粘土与亚粘土，远离补给区，侧向径流补给微弱。

6.1.6.4 含水岩组的划分及特征

按咸水埋藏条件、水力性质以及开采技术要求的不同，沧州市地下咸水可分为浅层咸水和深层咸水。浅层咸水主要赋存于第I含水组，咸水底界埋深一般为 30~40m。深层咸水主要赋存于第II含水组，东部可跨至第III含水组，其中西部深层咸水主要位于子牙河以西的任丘东南部和河间东北部，底界一般为 90~110m。中东部深层咸水分布广泛，中部地区埋藏底界一般为 80~110m。东部多为 140~200m。

沧州市浅层咸水的水化学类型主要为 $\text{SO}_4\cdot\text{Cl}$ 型、 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4$ 型和 Cl 型，在咸淡水交界处也存在其他水化学类型。自西向东浅层咸水体中 Cl^- 、 SO_4^{2-} 、 Na^+ 、 Mg^{2+} 含量逐渐增高， HCO_3^- 、 Ca^{2+} 含量逐渐下降，矿化度增高，且西部径流交替条件好于中部，更好于东部，东部咸水径流基本处于停滞状态。深层咸水水化学类型分布与浅层咸水相似，自西向东由 $\text{SO}_4\cdot\text{Cl}$ 型向 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4$ 型和 Cl 型转变，水化学成分基本不变，基本处于封闭的停滞状态。

6.1.6.5 地下水补给、径流、排泄特征

地下水的补给、径流、排泄条件主要取决于含水层的成因类型、埋藏条件、开采状况等因素。

（1）浅层地下水

浅层地下水的补给、径流、排泄条件直接受自然、地理、水文、气象、植被、地形、河道分布以及人工开采等因素影响。大气降水为主要补给来源，侧向补给、

地表水入渗、灌溉回归入渗次之。

排泄方式主要有蒸发及侧向排出等。天然状态下地下水的流向与地形倾斜相一致，项目区浅层地下水流向由西南流向东北，但是由于地形平坦，水力坡度小，地下水运动缓慢。主要为第I含水组。

（2）深层地下水

深层地下水的补给来源主要是侧向径流补给。项目区天然状态下承压水地下水自西向东流。深层地下水径流极为缓慢，西部含水层颗粒粗，径流条件优于东部；东部颗粒细，含水层在水平分布的延展性、连续性和稳定性均较差，径流更加缓慢。由于深层承压水开采前基本处于封闭状态，边界径流排泄量甚微，70年代以来，深层水的排泄途径主要为人工开采。现因采用南水北调水，开采井正逐步关闭。主要为第II、III、IV含水组。

6.1.7 土壤植被

沧县属华北冲积平原的一部分，母质为河流冲积物，运西主要受古黄河、滹沱河和运河的影响，土质变化不大，运东则由于受运河、浮河、石碑河和大浪淀的影响，特别是碱河多次决口泛滥，使运东一方土体质地排列复杂，变化较大。造成运东各乡镇，大片的盐碱地。全县有潮土、盐土两个地类，普通潮土、盐化潮土、草甸盐土三个亚类。潮土面积，占全县土种面积的98.53%。

沧州境内野生植物37科，137种，主要是木贼科、大麻科、百合科、蓼科、藜科、马齿苋科、蔷薇科、豆科等。沧州有耕地1064.8万亩，草地60万亩，是河北省主要的粮、棉、果品和水产品的主产区，京津无公害蔬菜主要供应基地和中国北方知名的优质牧草基地、畜牧生产基地。沧州主要作物有小麦、玉米、谷子、豆类、棉花、花生等。

沧州有以农作物和林果为主的植物资源470种，是著名的“金丝小枣”之乡。项目所在地附近无自然保护区及珍稀野生动植物。

6.2 工程占地影响调查

施工期占地以农耕地为主。经调查，建设单位已按照相应的补偿安置方案进行了征地补偿；在施工过程中，控制施工作业带范围、井场作业面范围；采用分层开挖和分层回填；管道施工完成后，进行平整以恢复地貌。

6.3 生态敏感目标调查

根据本工程开发的特点，生态环境敏感目标主要为永久基本农田、重点保护物种、三有保护动物、农田保护动物。

根据调查本工程涉及的敏感目标主要为永久基本农田、重点保护物种、三有保护动物、农田保护动物。

6.4 土壤环境影响调查

6.4.1 土壤保护与恢复措施

（1）废水源头控制措施

①施工期钻井废水、压裂返排液、试油废水均可完全收集后处理达标后用于油田注水开发，管线试压废水泼洒抑尘，不外排；施工期生活污水依托施工现场设置的临时环保厕所，不外排；

②钻井过程采用水基钻井液，循环使用；

③试油作业时采用密闭连接、密闭作业，避免液体泄漏。

（2）固体废物源头防控措施

①钻井过程中贯彻清洁生产要求，选用水基钻井泥浆。钻井泥浆循环利用；

②加强泥浆循环设备的维护保养，减少跑、冒、滴、漏，减少设备破损和泄漏发生；

③油层岩屑单独收集、装袋、密封，送大港南部油田含油泥沙处理厂暂存处置，油层岩屑和包装物不得遗弃在井场或随意排放；

④场地内设置生活垃圾集中存放点，生活垃圾统一收集后送指定地点集中处置。

（3）过程防控措施

①开钻前在井架、柴油机、振动筛、井杆堆放区下铺设防渗布，防渗布四周设置10cm高的围堰，防止钻井过程中施工机械设备携带的钻井废液和污油散落地表污染土壤；使用泥浆罐储存泥浆，不开挖泥浆池；

②施工废水废液等措施液全部采用储罐存放收集，定期对储罐进行检查，防止储罐泄漏污染土壤；

③试油过程中，在井场地表铺设高分子防渗膜，确保落地油及时全部回收。

（4）污染治理措施

①井场施工结束后，及时清理了施工过程中的废弃物；

②井场竣工投运前，对永久和临时占地以及施工营地范围进行检查，对遗留固体废物进行了二次清理。



图 6.4.1-1 施工期防渗措施

6.4.2 土壤环境监测

(1) 监测布点及监测因子

具体监测点位、监测项目及频次见下表。

表 6.4.2-1 土壤监测点一览表

监测点类型	序号	采样深度 (m)	监测点位置	用地类型	监测因子
监测点 (井场内)	1	柱状样品: 0.2/1.2; 表层样品 0.2	自 20-36 井场、风 44-21 井场、官 17-39 井场、自 20-22、风 27-13、官 45-1-3 井口及单井管线处分别设置 1 个柱状样品,井口 5m 处设置 1 个表层样品	建设用地	pH、石油类、石油烃 (C ₆ -C ₉)、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、土壤盐分含量、六价铬、汞、砷
表层样监测点 (农田)	1	0.2	自 20-36 井场南场界 10m、20m、30m、50m 处每个监测点取 1 个样	农用地	镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、pH、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)
	2	0.2	风 44-21 井场南场界 10m、20m、30m、50m 处每个监测点取 1 个样		
	3	0.2	官 17-39 井场南场界 10m、20m、30m、50m 处每个监测点取 1 个样		

(2) 监测时间单位及类型：2025 年 9 月，天津众联检测技术有限公司报告编号 (ZL-SQZT-250909-1)

(3) 监测结果

表 6.4.2-2 土壤检测结果单位：mg/kg

检测结果 (mg/kg)								执行标准及标准值	是否达标
检测项目	检测点位								
	自 20-36 井口处 0.2m	自 20-36 井口处 1.2m	自 20-36 单井管线处 0.2m	自 20-36 单井管线处 1.2m	自 20-36 表层样品 0.2m	自 20-22 井口处 0.2m	自 20-22 井口处 1.2m		
pH 值 (无量纲)	7.84	7.76	7.57	7.63	7.55	7.80	7.84	/	/
石油类	256	253	267	258	193	214	204	/	/
全盐量 (g/kg)	0.9	0.8	0.6	0.7	0.8	0.9	0.9	/	/
六价铬	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	5.7	达标
汞	0.200	0.128	0.273	0.114	0.135	0.102	0.158	38	达标
砷	3.64	20.8	19.2	19.7	18.4	17.0	18.5	60	达标
石油烃 (C ₆ -C ₉)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	/	/
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	10	21	ND	ND	ND	11	11	4500	达标
检测项目	检测点位							执行标准及标准值	是否达标
	自 20-22 单井管线处 0.2m	自 20-22 单井管线处 1.2m	自 20-22 表层样品 0.2m	风 27-13 井口处 0.2m	风 27-13 井口处 1.2m	风 27-13 单井管线处 0.2m	风 27-13 单井管线处 1.2m		
pH 值 (无量纲)	7.76	7.59	7.85	7.83	7.91	7.77	7.83	/	/
石油类	214	205	214	142	136	313	246	/	/
全盐量 (g/kg)	0.7	0.8	0.7	0.6	0.8	0.9	0.9	/	/
六价铬	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	5.7	达标
汞	0.0525	0.0988	0.384	0.0500	0.128	0.0962	0.0870	38	达标
砷	19.3	19.4	19.0	20.1	17.7	17.5	17.5	60	达标
石油烃 (C ₆ -C ₉)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	/	/
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	22	23	12	13	16	19	18	4500	达标

大港老区稳产项目（2023年）（大港油田分公司第三采油厂王官屯油田老区、枣园油田老区原油产能建设项目）竣工环境保护验收调查报告

检测项目	检测点位							执行标准及标准值	是否达标
	风 27-13 表层样品 0.2m	风 44-21 井口处 0.2m	风 44-21 井口处 1.2m	风 44-21 单井管线处 0.2m	风 44-21 单井管线处 1.2m	风 44-21 表层样品 0.2m	家 36-18 井口处 0.2m		
pH 值（无量纲）	7.62	7.51	7.98	8.02	7.74	7.68	7.84	/	/
石油类	251	259	189	197	173	168	171	/	/
全盐量（g/kg）	0.8	0.6	0.7	0.7	0.8	0.9	0.9	/	/
六价铬	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	5.7	达标
汞	0.111	0.126	0.0267	0.162	0.180	0.210	0.123	38	达标
砷	20.4	18.6	18.1	18.2	19.0	18.6	18.2	60	达标
石油烃（C ₆ -C ₉ ）	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	/	/
石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）	ND	24	11	12	26	28	20	4500	达标
检测项目	检测点位							执行标准及标准值	是否达标
	家 36-18 井口处 1.2m	家 36-18 单井管线处 0.2m	家 36-18 单井管线处 1.2m	家 36-18 表层样品 0.2m	官 51-2-2 井口处 0.2m	官 51-2-2 井口处 1.2m	官 51-2-2 单井管线处 0.2m		
pH 值（无量纲）	7.82	7.99	8.04	7.62	7.57	7.88	7.84	/	/
石油类	303	305	257	256	250	175	164	/	/
全盐量（g/kg）	0.8	0.6	0.7	0.7	0.8	0.9	0.8	/	/
六价铬	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	5.7	达标
汞	0.0886	0.0624	0.125	0.0714	0.0622	0.0211	0.0255	38	达标
砷	22.7	23.0	18.9	15.8	17.9	19.0	16.4	60	达标
石油烃（C ₆ -C ₉ ）	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	/	/
石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）	56	50	102	26	60	26	ND	4500	达标

大港老区稳产项目（2023年）（大港油田分公司第三采油厂王官屯油田老区、枣园油田老区原油产能建设项目）竣工环境保护验收调查报告

检测项目	检测点位							执行标准及标准值	是否达标
	官 51-2-2 单井管线处 1.2m	官 51-2-2 表层样品 0.2m	官 45-1-5 井口处 0.2m	官 45-1-5 井口处 1.2m	官 45-1-5 单井管线处 0.2m	官 45-1-5 单井管线处 1.2m	官 45-1-5 表层样品 0.2m		
pH 值（无量纲）	7.63	7.53	7.68	7.60	7.84	7.81	7.92	/	/
石油类	228	175	181	322	270	269	286	/	/
全盐量（g/kg）	0.9	0.7	0.7	0.7	0.8	0.9	0.8	/	/
六价铬	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	5.7	达标
汞	0.115	0.146	0.0728	0.151	0.0497	0.136	0.0568	38	达标
砷	16.5	20.4	17.6	22.9	20.1	26.8	21.3	60	达标
石油烃（C ₆ -C ₉ ）	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	/	/
石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）	7	13	15	15	34	8	19	4500	达标
检测项目	检测点位						执行标准及标准值	是否达标	
	自 20-22 井场东场界 10m 处 0.2m	自 20-22 井场东场界 20m 处 0.2m	自 20-22 井场东场界 30m 处 0.2m	自 20-22 井场东场界 50m 处 0.2m	风 44-21 井场南场界 10m 处	风 44-21 井场南场界 20m 处 0.2m			
pH 值（无量纲）	7.77	7.83	7.89	7.88	7.62	7.94	/	/	
汞	0.268	0.0646	0.0461	0.0977	0.0401	0.0519	3.4	达标	
砷	22.8	24.5	22.6	22.3	22.2	16.7	25	达标	
石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）	17	17	24	21	ND	16	826	达标	
镉	0.09	0.09	0.09	0.08	0.10	0.10	0.6	达标	
铅	21.0	22.4	21.7	21.8	25.4	17.3	170	达标	
铜	25	30	25	23	35	18	100	达标	
镍	27	36	32	33	44	23	190	达标	
铬	78	75	70	62	85	54	250	达标	

锌	83	81	77	77	87	63	300	达标
检测项目	检测点位							
	风 44-21 井场南场界 30m 处 0.2m	风 44-21 井场南场界 50m 处 0.2m	官 45-1-5 井场北场界 10m 处 0.2m	官 45-1-5 井场北场界 20m 处 0.2m	官 45-1-5 井场北场界 30m 处 0.2m	官 45-1-5 井场北场界 50m 处 0.2m		
pH 值（无量纲）	8.01	7.77	7.85	7.62	7.67	7.88	/	/
汞	0.0832	0.0914	0.0473	0.336	0.0469	0.0796	3.4	达标
砷	28.4	22.0	32.1	29.4	29.0	23.4	25	达标
石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）	16	38	43	38	33	25	826	达标
镉	0.10	0.10	0.08	0.09	0.10	0.09	0.6	达标
铅	26.9	23.9	21.5	23.3	20.2	23.5	170	达标
铜	27	18	31	28	23	24	100	达标
镍	33	17	41	38	32	37	190	达标
铬	62	50	70	64	60	57	250	达标
锌	80	57	85	90	101	94	300	达标

（4）影响分析

由上表可知，农田土壤中镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍和锌监测值均满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表1中风险筛选值（基本项目），石油烃（C₁₀-C₄₀）满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）表2中第一类用地筛选值标准限值。

井场内监测因子满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）表1建设用地土壤污染风险筛选值和管制值（基本项目）第二类用地筛选值标准限值，石油烃（C₁₀-C₄₀）满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）表2建设用地土壤污染风险筛选值和管制值（基本项目）第二类用地筛选值标准限值。

6.5 植被影响调查

项目油田开发过程中的占地包括井场、管线等占地，以及施工阶段清场过程中对地表植被的清理及施工过程中的碾压。在油田开发过程土地被扰动，地表植被基本被毁，带来生物量的损失。

建设单位主要采取了以下措施：严格限定了施工范围，未自行扩大施工用地范围。单井管线在耕地区域施工过程中实施了“分层开挖、分层堆放、分层回填”的措施。

6.6 生态功能影响调查

本项目所在区域生态系统主要为农田生态系统、草地生态系统。本项目临时占地、永久占地对生态功能完整性有一定影响。本项目临时占地施工完成后很快可以得到恢复，现场调查显示，采取生态恢复等措施后本项目对区域生态功能影响较小。

6.7 小结

项目在施工和运行过程中，按照项目环境影响报告书及批复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的产量外，对农业影响较小。

7 水污染防治措施及环境影响调查

7.1 水污染源及环境保护措施

本项目运营期的主要废水是采出水及井下作业废水。验收阶段产生的污染物同环评阶段一致。

（1）井下作业废水

井下作业时带罐操作，废水暂存于罐内，最终通过罐车运送至相应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及分析方法》（SY/T5329-2022）推荐水质标准回注现役油层。

验收阶段未涉及井下作业，未产生洗井废水和修井废水。

（2）采出水

采出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、化学需氧量等。

项目采出水依托联合站采出水处理系统，经处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）后全部回注于油层，用于油田注水开发工作，不外排。验收阶段同环评阶段一致。

（3）生活污水

本工程运营期不设常驻人员，采用巡检制，不新增员工。

7.2 环境影响调查

7.2.1 地表水环境影响调查

根据调查，项目运营期间依托的联合站采出水处理系统的采出水全部回注，无外排废水，不会影响地表水环境。

7.2.2 地下水环境影响调查

（1）监测点位

监测点位、项目见下表。

表 7.2.2-1 地下水环境监测点位

大港老区稳产项目（2023年）（大港油田分公司第三采油厂王官屯油田老区、枣园油田老区原油产能建设项目）竣工环境保护验收调查报告

监测点类型	序号	监测点号	经度（E）纬度（N）奥维	备注
潜水含水层监测点	1	集新 1	g116.997609,38.104985	现有监测井
	2	枣新 6	g116° 56'29.84",38° 11'06.77"	现有监测井
	3	王 15	g116° 58'58.38",38° 10'56.46"	现有监测井
	4	枣新 3	g116° 59'32.35",38° 13'25.86"	现有监测井
	5	枣 10	g117.042636,38.298226	现有监测井
	6	枣新 2	g117°02'32.42",38°20'24.00"	现有监测井
	7	枣 6	g117°04'32.72",38°20'36.52"	现有监测井

（2）监测时间及单位等：2025 年 9 月，天津众联检测技术有限公司报告编号（ZL-SQZT-250909-1）；监测 2 天，每天 2 次。

（3）执行标准：《地下水质量标准》（GB14848-2017）III类标准要求限值及地表水相关标准。

（4）监测结果及分析

表 7.2.2-2 地下水监测结果及分析

采样日	检测项目	检测	检测结果 (mg/L)				执行标准及达标情况	
			集新 1 S1	枣新 6 S2	王 15 S3	枣新 3 S4	标准值	是否
2025年 9月10 日	pH 值	1 频 次	8.5 (样品温度 25℃)	8.6 (样品温度 25℃)	8.3 (样品温度 25℃)	8.4 (样品温度 25℃)	6.5-8.5	是
	氨 (以 N 计)		0.18	0.20	0.15	0.14	≤0.5	是
	石油类		0.01	0.02	0.02	0.02	≤0.05	是
	高锰酸盐指数		1.18	1.08	1.32	1.24	≤3.0	是
	氯化物		1.14×10 ³	1.09×10 ³	1.00×10 ³	1.17×10 ³	≤250	否
	硫化物		0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	≤0.02	是
	铬 (六价)		0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	≤0.05	是
	砷 (μg/L)		0.6	0.3L	0.3L	0.3L	≤10	是
	汞 (μg/L)		0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	≤1	是
	石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)		0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	/	/
石油烃 (C ₆ ~C ₉)	0.02L	0.02L	0.02L	0.02L	/	/		
2025年 9月10 日	pH 值	2 频 次	8.5 (样品温度 25℃)	8.6 (样品温度 25℃)	8.3 (样品温度 25℃)	8.5 (样品温度 25℃)	6.5-8.5	是
	氨氮 (以 N 计)		0.17	0.21	0.18	0.11	≤0.5	是
	石油类		0.01	0.02	0.02	0.01	≤0.05	是
	高锰酸盐指数		1.12	1.00	1.28	1.20	≤3.0	是
	氯化物		1.07×10 ³	1.11×10 ³	1.04×10 ³	1.08×10 ³	≤250	否
	硫化物		0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	≤0.02	是
	铬 (六价)		0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	≤0.05	是
	砷 (μg/L)		0.7	0.3L	0.3L	0.3L	≤10	是
	汞 (μg/L)		0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	≤1	是
	石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)		0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	/	/

大港老区稳产项目（2023年）（大港油田分公司第三采油厂王官屯油田老区、枣园油田老区原油产能建设项目）竣工环境保护验收调查报告

采样日期	检测项目	检测频次	0.02L	0.02L	0.02L	0.02L	/	/
			检测结果 (mg/L)				执行标准及达标情况	
			枣 10 S5	枣新 2 S6	枣 6 S7	/	标准值	是否
2025年 9月10 日	pH 值	1 频 次	8.7 (样品温度 25℃)	8.4 (样品温度 25℃)	8.6 (样品温度 25℃)	/	6.5-8.5	是
	氨 (以 N 计)		0.19	0.41	0.19	/	≤0.5	是
	石油类		0.02	0.01	0.01	/	≤0.05	是
	高锰酸盐指数		0.92	1.04	0.88	/	≤3.0	是
	氯化物		1.08×10 ³	1.14×10 ³	1.13×10 ³	/	≤250	否
	硫化物		0.003L	0.003L	0.003L	/	≤0.02	是
	铬 (六价)		0.004L	0.004L	0.004L	/	≤0.05	是
	砷 (μg/L)		0.3L	0.3L	0.3L	/	≤10	是
	汞 (μg/L)		0.04L	0.04L	0.04L	/	≤1	是
	石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)		0.01L	0.01L	0.01L	/	/	/
	石油烃 (C ₆ ~C ₉)		0.02L	0.02L	0.02L	/	/	/
2025年 9月10 日	pH 值	2 频 次	8.7 (样品温度 25℃)	8.3 (样品温度 25℃)	8.5 (样品温度 25℃)	/	6.5-8.5	是
	氨氮 (以 N 计)		0.20	0.68	0.21	/	≤0.5	是
	石油类		0.01	0.01	0.02	/	≤0.05	是
	高锰酸盐指数		0.96	1.08	0.92	/	≤3.0	是
	氯化物		1.13×10 ³	1.15×10 ³	1.15×10 ³	/	≤250	否
	硫化物		0.003L	0.003L	0.003L	/	≤0.02	是
	铬 (六价)		0.004L	0.004L	0.004L	/	≤0.05	是
	砷 (μg/L)		0.3L	0.3L	0.3L	/	≤10	是
	汞 (μg/L)		0.04L	0.04L	0.04L	/	≤1	是
	石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)		0.01L	0.01L	0.01L	/	/	/
	石油烃 (C ₆ ~C ₉)		0.02L	0.02L	0.02L	/	/	/

大港老区稳产项目（2023年）（大港油田分公司第三采油厂王官屯油田老区、枣园油田老区原油产能建设项目）竣工环境保护验收调查报告

采样日期	检测项目	检测频次	监测点位				GB/T14848-2017	是否达标
			集新 1 S1	枣新 6 S2	王 15 S3	枣新 3 S4	标准值	
2025年 9月11 日	pH 值	1 频 次	8.6（样品温度 25℃）	8.6（样品温度 25℃）	8.4（样品温度 25℃）	8.5（样品温度 25℃）	6.5-8.5	是
	氨（以 N 计）		0.18	0.23	0.11	0.17	≤0.5	是
	石油类		0.02	0.02	0.01	0.01	≤0.05	是
	高锰酸盐指数		1.28	0.93	1.18	1.01	≤3.0	是
	氯化物		1.10×10 ³	1.05×10 ³	1.09×10 ³	1.01×10 ³	≤250	否
	硫化物		0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	≤0.02	是
	铬（六价）		0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	≤0.05	是
	砷（μg/L）		0.6	0.3L	0.3L	0.3L	≤10	是
	汞（μg/L）		0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	≤1	是
	石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）		0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	/	/
石油烃（C ₆ ~C ₉ ）	0.02L	0.02L	0.02L	0.02L	/	/		
2025年 9月11 日	pH 值	2 频 次	8.6（样品温度 25℃）	8.6（样品温度 25℃）	8.3（样品温度 25℃）	8.6（样品温度 25℃）	6.5-8.5	是
	氨氮（以 N 计）		0.19	0.24	0.22	0.16	≤0.5	是
	石油类		0.01	0.02	0.02	0.01	≤0.05	是
	高锰酸盐指数		1.26	0.97	1.09	0.93	≤3.0	是
	氯化物		1.04×10 ³	997	1.08×10 ³	1.12×10 ³	≤250	否
	硫化物		0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	≤0.02	是
	铬（六价）		0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	≤0.05	是
	砷（μg/L）		0.7	0.3L	0.3L	0.3L	≤10	是
	汞（μg/L）		0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	≤1	是
	石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）		0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	/	/
石油烃（C ₆ ~C ₉ ）	0.02L	0.02L	0.02L	0.02L	/	/		
采样日	检测项目	检测	检测结果（mg/L）				执行标准及达标情况	

大港老区稳产项目（2023年）（大港油田分公司第三采油厂王官屯油田老区、枣园油田老区原油产能建设项目）竣工环境保护验收调查报告

		枣 10 S5	枣新 2 S6	枣 6 S7	/	标准值	是否
2025年 9月11 日	pH 值	8.6（样品温度 25℃）	8.3（样品温度 25℃）	8.4（样品温度 25℃）	/	6.5-8.5	是
	氨（以 N 计）	0.24	0.67	0.21	/	≤0.5	是
	石油类	0.01	0.02	0.01	/	≤0.05	是
	高锰酸盐指数	1.34	0.93	1.01	/	≤3.0	是
	氯化物	1.18×10 ³	1.16×10 ³	1.11×10 ³	/	≤250	否
	硫化物	0.003L	0.003L	0.003L	/	≤0.02	是
	铬（六价）	0.004L	0.004L	0.004L	/	≤0.05	是
	砷（μg/L）	0.3L	0.3L	0.3L	/	≤10	是
	汞（μg/L）	0.04L	0.04L	0.04L	/	≤1	是
	石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）	0.01L	0.01L	0.01L	/	/	/
	石油烃（C ₆ ~C ₉ ）	0.02L	0.02L	0.02L	/	/	/
2025年 9月11 日	pH 值	8.6（样品温度 25℃）	8.2（样品温度 25℃）	8.5（样品温度 25℃）	/	6.5-8.5	是
	氨氮（以 N 计）	0.19	0.66	0.20	/	≤0.5	是
	石油类	0.02	0.01	0.02	/	≤0.05	是
	高锰酸盐指数	1.26	0.93	0.95	/	≤3.0	是
	氯化物	1.21×10 ³	1.10×10 ³	1.20×10 ³	/	≤250	否
	硫化物	0.003L	0.003L	0.003L	/	≤0.02	是
	铬（六价）	0.004L	0.004L	0.004L	/	≤0.05	是
	砷（μg/L）	0.3L	0.3L	0.3L	/	≤10	是
	汞（μg/L）	0.04L	0.04L	0.04L	/	≤1	是
	石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）	0.01L	0.01L	0.01L	/	/	/
	石油烃（C ₆ ~C ₉ ）	0.02L	0.02L	0.02L	/	/	/

监测结果表明：地下水中除氯化物超标以外，其他地下水监测因子满足《地下水质量标准》（GB14848-2017）III类标准要求限值；石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准限值。

7.3 小结

经以上分析可知，本项目废水污染防治措施有效，对地下水环境影响不大。

8 大气环境影响调查与分析

8.1 大气污染源及防治措施调查

8.1.1 大气污染源

运营期的废气污染源主要为油气集输过程阀门处的无组织挥发废气。

8.1.2 防治措施调查

①采用了技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等。

②加强井场生产情况跟踪，在每口井井口安装压力变送器，准确记录并实时发送井口油压、套压等关键数据，一旦发现异常会立即报警。同时在井场安装安全视频监控装置，便于井场区域内情况的检查。

③制定了井下作业管理制度。



图 8.1.2-1 废气治理措施图

8.2 大气污染源监测

(1) 监测点位频次

表 8.2-1 监测点位

序号	点位	经纬度奥维地图	监测因子
1	自 20-36	g117.042605,38.339063	非甲烷总烃
2	自 20-22	g117.042079,38.346598	
3	风 27-13	g117.037080,38.289209	
4	风 44-21	g117.030878,38.264374	
5	家 36-18	g117.026041,38.231150	
6	家 32-36	g116.991659,38.225998	
7	官 51-2-2	g116.998482,38.192070	
8	官 45-1-5	g116.979054,38.181246	
9	官 47-2-8	g116.990059,38.185883	

(2) 监测时间单位及类型：2025年9月，天津众联检测技术有限公司报告编号（ZL-SQZT-250909-1）

(3) 监测结果与分析

表 8.2-2 非甲烷总烃检测结果与分析（井场）单位：（mg/m³）

采样日期	检测项目	检测点位	检测频次				执行标准 DB13/1577-2012	是否达标
			1 频次	2 频次	3 频次	4 频次		
2025年 9月10日~ 9月11日	非甲烷 总烃	自 20-36 1#	0.36	0.40	0.39	0.38	2.0	是
		自 20-36 2#	0.81	0.83	0.87	0.93		是
		自 20-36 3#	0.90	0.91	0.93	1.00		是
		自 20-36 4#	0.77	0.76	0.78	0.82		是
2025年 9月11日	非甲烷 总烃	自 20-36 1#	0.35	0.38	0.35	0.42	2.0	是
		自 20-36 2#	0.94	0.89	0.94	0.79		是
		自 20-36 3#	0.73	0.82	0.82	0.68		是
		自 20-36 4#	0.92	0.77	0.84	0.92		是
2025年 9月10日	非甲烷 总烃	自 20-22 5#	0.46	0.37	0.34	0.39	2.0	是
		自 20-22 6#	0.82	0.71	0.73	0.76		是
		自 20-22 7#	0.70	0.89	0.84	0.81		是
		自 20-22 8#	0.80	0.82	0.86	0.93		是
2025年 9月11日	非甲烷 总烃	自 20-22 5#	0.34	0.31	0.32	0.32	2.0	是
		自 20-22 6#	0.84	0.83	0.91	0.84		是
		自 20-22 7#	0.91	0.85	0.87	0.76		是
		自 20-22 8#	0.74	0.80	0.82	0.79		是
2025年 9月12日	非甲烷 总烃	风 27-13 9#	0.36	0.34	0.29	0.33	2.0	是
		风 27-13 10#	0.97	0.80	0.92	0.89		是
		风 27-13 11#	0.94	0.79	0.64	0.76		是
		风 27-13 12#	0.75	0.71	0.76	0.90		是
2025年 9月13日	非甲烷 总烃	风 27-13 9#	0.36	0.38	0.37	0.40	2.0	是
		风 27-13 10#	0.80	0.80	0.80	0.80		是
		风 27-13 11#	0.82	0.80	0.80	0.83		是
		风 27-13 12#	0.80	0.81	0.76	0.74		是
2025年 9月12日	非甲烷 总烃	风 44-21 13#	0.35	0.37	0.35	0.34	2.0	是
		风 44-21 14#	0.90	0.82	0.72	0.86		是
		风 44-21 15#	0.82	0.77	0.87	0.71		是
		风 44-21 16#	0.90	0.91	0.80	0.94		是
2025年 9月13日	非甲烷 总烃	风 44-21 13#	0.34	0.34	0.34	0.39	2.0	是
		风 44-21 14#	0.82	0.85	0.88	0.82		是
		风 44-21 15#	0.84	0.73	0.74	0.76		是
		风 44-21 16#	0.71	0.78	0.80	0.80		是

大港老区稳产项目（2023年）（大港油田分公司第三采油厂王官屯油田老区、枣园油田老区原油产能建设项目）竣工环境保护验收调查报告

2025年 9月16日	非甲烷 总烃	家 36-18 17#	0.37	0.38	0.34	0.34	2.0	是
		家 36-18 18#	0.72	0.70	0.70	0.89		是
		家 36-18 19#	0.88	0.83	0.79	0.88		是
		家 36-18 20#	0.81	0.88	0.74	0.82		是
2025年 9月17日	非甲烷 总烃	家 36-18 17#	0.36	0.39	0.35	0.31	2.0	是
		家 36-18 18#	0.75	0.86	0.90	0.77		是
		家 36-18 19#	0.76	0.75	0.85	0.68		是
		家 36-18 20#	0.86	0.83	0.78	0.77		是
2025年 9月16日	非甲烷 总烃	家 32-36 21#	0.38	0.34	0.34	0.38	2.0	是
		家 32-36 22#	0.76	0.75	0.82	0.70		是
		家 32-36 23#	0.84	0.80	0.76	0.76		是
		家 32-36 24#	0.73	0.80	0.78	0.70		是
2025年 9月17日	非甲烷 总烃	家 32-36 21#	0.36	0.38	0.41	0.33	2.0	是
		家 32-36 22#	0.82	0.94	0.86	0.84		是
		家 32-36 23#	0.91	0.93	0.93	0.80		是
		家 32-36 24#	0.89	0.90	0.80	0.75		是
2025年 9月14日	非甲烷 总烃	官 51-2-2 25#	0.35	0.29	0.38	0.40	2.0	是
		官 51-2-2 26#	0.86	0.83	0.73	0.73		是
		官 51-2-2 27#	0.74	0.75	0.86	0.74		是
		官 51-2-2 28#	0.74	0.70	0.69	0.79		是
2025年 9月15日	非甲烷 总烃	官 51-2-2 25#	0.37	0.35	0.35	0.38	2.0	是
		官 51-2-2 26#	0.75	0.76	0.74	0.75		是
		官 51-2-2 27#	0.74	1.00	1.00	0.85		是
		官 51-2-2 28#	0.86	0.90	0.78	0.83		是
2025年 9月14日	非甲烷 总烃	官 45-1-5 29#	0.35	0.35	0.35	0.37	2.0	是
		官 45-1-5 30#	0.79	0.78	0.80	0.76		是
		官 45-1-5 31#	0.77	0.96	0.72	0.73		是
		官 45-1-5 32#	0.71	0.65	0.70	0.92		是
2025年 9月15日	非甲烷 总烃	官 45-1-5 29#	0.35	0.36	0.43	0.38	2.0	是
		官 45-1-5 30#	0.93	0.88	0.93	0.71		是
		官 45-1-5 31#	0.76	0.79	0.75	0.82		是
		官 45-1-5 32#	0.79	0.69	0.74	0.70		是
2025年 9月14日	非甲烷 总烃	官 47-2-8 33#	0.28	0.33	0.38	0.32	2.0	是
		官 47-2-8 34#	0.72	0.71	0.68	0.70		是
		官 47-2-8 35#	0.70	0.76	0.71	0.72		是
		官 47-2-8 36#	0.68	0.76	0.74	0.67		是
2025年 9月15日	非甲烷 总烃	官 47-2-8 33#	0.44	0.39	0.36	0.37	2.0	是
		官 47-2-8 34#	0.77	0.82	0.83	0.77		是
		官 47-2-8 35#	0.80	0.78	0.70	0.71		是
		官 47-2-8 36#	0.77	0.88	0.79	0.79		是

由上表可知，各井场的场界非甲烷总烃无组织排放浓度满足《工业企业挥发性有机物排放控制标准》（DB13/2322-2016）表2其他企业厂界无组织排放监控浓度限值同时满足《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章节规定限值要求。

8.3 小结

根据调查及监测结果，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。验收监测期间，新建井丛场场界非甲烷总烃无组织排放浓度满足《工业企业挥发性有机物排放控制标准》（DB13/2322-2016）表2其他企业厂界无组织排放监控浓度限值同时满足《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章节规定限值要求。

9 噪声污染防治措施及环境影响调查与分析

9.1 噪声污染源及防治措施调查

项目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：

选用低噪声设备采取避振喉、减振座定时保养设备；

9.2 噪声污染源监测

（1）监测布点

每个井场东、南、西、北场界外 1m 各设置 1 个监测点。

（2）监测项目：等效连续 A 声级（ $L_{Aeq}(dB)$ ）。

（3）监测频次：监测 2 天，每天 2 次。

（4）监测时间单位及类型：2025 年 9 月，天津众联检测技术有限公司报告编号（ZL-SQZT-250909-1）。

（5）监测结果与分析。

表 9.2-1 噪声监测点位一览表

序号	位置	经纬度奥维地图	备注
1	自 20-36（3 油）	g117.042605,38.339063	/
2	自 20-22（5 油）	g117.042079,38.346598	/
3	风 27-13（4 油）	g117.037080,38.289209	/
4	风 44-21（3 油）	g117.030878,38.264374	/
5	家 36-18（2 油）	g117.026041,38.231150	/
6	家 32-36（1 油）	g116.991659,38.225998	/
7	官 51-2-2（3 油 1 水）	g116.998482,38.192070	/
8	官 45-1-5（3 油）	g116.979054,38.181246	/
9	官 47-2-8（3 油）	g116.990059,38.185883	/

表 9.2-2 井场边界噪声监测结果一览表 单位：dB(A)

监测时段	检测点位	2025年9月10日~9月11日	2025年9月11日~9月12日	执行标准	是否达标
昼间	自 20-36 Z2 东侧厂界外 1 米	54	50	60	是
	自 20-36 Z3 南侧厂界外 1 米	52	53	60	是
	自 20-36 Z4 西侧厂界外 1 米	51	55	60	是
	自 20-36 Z5 北侧厂界外 1 米	52	51	60	是
夜间	自 20-36 Z2 东侧厂界外 1 米	46	44	50	是
	自 20-36 Z3 南侧厂界外 1 米	44	44	50	是
	自 20-36 Z4 西侧厂界外 1 米	44	40	50	是

大港老区稳产项目（2023年）（大港油田分公司第三采油厂王官屯油田老区、枣园油田老区原油产能建设项目）竣工环境保护验收调查报告

	自 20-36 Z5 北侧厂界外 1 米	45	45	50	是
监测时段	检测点位	2025年9月10日~9月11日	2025年9月11日~9月12日	执行标准	是否达标
昼间	自 20-22 Z6 东侧厂界外 1 米	56	55	60	是
	自 20-22 Z7 南侧厂界外 1 米	54	52	60	是
	自 20-22 Z8 西侧厂界外 1 米	55	52	60	是
	自 20-22 Z9 北侧厂界外 1 米	56	56	60	是
夜间	自 20-22 Z6 东侧厂界外 1 米	44	43	50	是
	自 20-22 Z7 南侧厂界外 1 米	45	44	50	是
	自 20-22 Z8 西侧厂界外 1 米	47	43	50	是
	自 20-22 Z9 北侧厂界外 1 米	45	44	50	是
监测时段	检测点位	2025年9月12日	2025年9月13日	执行标准	是否达标
昼间	风 27-13Z10 东侧厂界外 1 米	54	55	60	是
	风 27-13Z11 南侧厂界外 1 米	54	52	60	是
	风 27-13Z12 西侧厂界外 1 米	57	55	60	是
	风 27-13Z13 北侧厂界外 1 米	54	56	60	是
夜间	风 27-13Z10 东侧厂界外 1 米	45	46	50	是
	风 27-13Z11 南侧厂界外 1 米	47	44	50	是
	风 27-13Z12 西侧厂界外 1 米	47	43	50	是
	风 27-13Z13 北侧厂界外 1 米	45	43	50	是
监测时段	检测点位	2025年9月12日	2025年9月13日	执行标准	是否达标
昼间	风 44-21Z14 东侧厂界外 1 米	55	54	60	是
	风 44-21Z15 南侧厂界外 1 米	54	50	60	是
	风 44-21Z16 西侧厂界外 1 米	51	52	60	是
	风 44-21Z17 北侧厂界外 1 米	52	55	60	是
夜间	风 44-21Z14 东侧厂界外 1 米	42	42	50	是
	风 44-21Z15 南侧厂界外 1 米	43	42	50	是
	风 44-21Z16 西侧厂界外 1 米	43	44	50	是
	风 44-21Z17 北侧厂界外 1 米	42	47	50	是
监测时段	检测点位	2025年9月16日	2025年9月17日	执行标准	是否达标
昼间	家 36-18Z18 东侧厂界外 1 米	54	56	60	是
	家 36-18Z19 南侧厂界外 1 米	51	51	60	是
	家 36-18Z20 西侧厂界外 1 米	51	52	60	是
	家 36-18Z21 北侧厂界外 1 米	56	52	60	是
夜间	家 36-18Z18 东侧厂界外 1 米	42	45	50	是
	家 36-18Z19 南侧厂界外 1 米	41	46	50	是
	家 36-18Z20 西侧厂界外 1 米	43	44	50	是
	家 36-18Z21 北侧厂界外 1 米	45	44	50	是

大港老区稳产项目（2023年）（大港油田分公司第三采油厂王官屯油田老区、枣园油田老区原油产能建设项目）竣工环境保护验收调查报告

监测时段	检测点位	2025年9月16日	2025年9月17日	执行标准	是否达标
昼间	家 32-36Z22 东侧厂界外 1 米	56	52	60	是
	家 32-36Z23 南侧厂界外 1 米	56	53	60	是
	家 32-36Z24 西侧厂界外 1 米	50	53	60	是
	家 32-36Z25 北侧厂界外 1 米	52	56	60	是
夜间	家 32-36Z22 东侧厂界外 1 米	46	47	50	是
	家 32-36Z23 南侧厂界外 1 米	45	42	50	是
	家 32-36Z24 西侧厂界外 1 米	44	44	50	是
	家 32-36Z25 北侧厂界外 1 米	45	45	50	是
监测时段	检测点位	2025年9月14日	2025年9月15日	执行标准	是否达标
昼间	官 51-2-2Z26 东厂界外 1 米	54	53	60	是
	官 51-2-2Z27 南厂界外 1 米	51	55	60	是
	官 51-2-2Z28 西厂界外 1 米	53	55	60	是
	官 51-2-2Z29 北厂界外 1 米	50	54	60	是
夜间	官 51-2-2Z26 东厂界外 1 米	43	44	50	是
	官 51-2-2Z27 南厂界外 1 米	42	44	50	是
	官 51-2-2Z28 西厂界外 1 米	44	41	50	是
	官 51-2-2Z29 北厂界外 1 米	43	39	50	是
监测时段	检测点位	2025年9月14日	2025年9月15日	执行标准	是否达标
昼间	官 45-1-5Z30 东厂界外 1 米	51	51	60	是
	官 45-1-5Z31 南厂界外 1 米	53	52	60	是
	官 45-1-5Z32 西厂界外 1 米	52	53	60	是
	官 45-1-5Z33 北厂界外 1 米	52	51	60	是
夜间	官 45-1-5Z30 东厂界外 1 米	43	42	50	是
	官 45-1-5Z31 南厂界外 1 米	44	43	50	是
	官 45-1-5Z32 西厂界外 1 米	44	43	50	是
	官 45-1-5Z33 北厂界外 1 米	42	45	50	是
监测时段	检测点位	2025年9月14日	2025年9月15日	执行标准	是否达标
昼间	官 47-2-8 Z34 东厂界外 1 米	51	54	60	是
	官 47-2-8 Z35 南厂界外 1 米	54	56	60	是
	官 47-2-8 Z36 西厂界外 1 米	50	53	60	是
	官 47-2-8 Z37 北厂界外 1 米	54	54	60	是
夜间	官 47-2-8 Z34 东厂界外 1 米	43	43	50	是
	官 47-2-8 Z35 南厂界外 1 米	43	44	50	是
	官 47-2-8 Z36 西厂界外 1 米	45	46	50	是
	官 47-2-8 Z37 北厂界外 1 米	44	44	50	是

由上表可知，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（昼间 $\leq 60\text{dB(A)}$ 、夜间 $\leq 50\text{dB(A)}$ ）。

9.3 小结

施工过程中没有噪声扰民现象。未发现有相关投诉。经监测各井场场界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类标准。

10 固体废物环境影响调查

营运期固体废物主要为落地油及废防渗材料，落地油采取桶装形式收集送大港油田南部油泥砂处理厂，不在井场内暂存。废防渗材料折叠打包委托有危废处置资质单位接收处置。以上固体废物发生在井下作业阶段，验收阶段未发生井下作业，故以上固体废物均未产生。

本项目固体废物经采取相应措施后对周围环境影响不大。建设单位应继续加强管理，控制落地油的产生量，防止污染事故的发生。

11 污染物排放总量控制及清洁生产调查

11.1 污染物排放总量控制调查

11.1.1 环评阶段污染物排放总量控制方案

2024年12月6日，沧州市行政审批局核发了中国石油大港油田第三采油厂《排污许可证》，证书编号：911200007182589087009V（有效期2024年12月6日-2029年12月5日），许可排放污染物：颗粒物6.425t/a、SO₂6.425t/a、NO_x99.423612t/a、COD0t/a、氨氮0t/a。

11.1.2 总量控制指标符合性分析

中国石油大港油田第三采油厂目前处于稳产阶段，本项目虽然新建了产能，但因油田老井产能每年都在自然递减，故油田总产能基本保持稳定，各站场处理设施的处理负荷基本不变；本次产建不新建站场、不新增加热炉，无新增有组织大气污染物的排放。项目废水不外排。项目建成后总量控制指标不变。

11.2 清洁生产调查

11.2.1 钻井过程的清洁生产调查

（1）本项目钻井过程优先使用网电作为钻机的动力，减少了柴油发电机废气的排放；

（2）本项目使用水基钻井液，具备欠平衡技术，钻井液配有配备振动筛、处理器、除砂器、离心机等固控设备收集设施能使钻井液达到不落地的要求。

（3）本项目固井质量合格率达到 $\geq 95\%$ 的要求。

（4）建立了HSE管理体系

（5）严格落实环保三同时制度。

11.2.2 井下作业过程的清洁生产调查

（1）采取防渗措施确保事故状态时原油100%回收；

（2）在井下作业过程中，对产生的含油废液采用循环作业罐（车）收集，并运至联合站集中处理。对作业过程中散落的落地油，及时清运，运至联合站统一回收处理；

（3）使用水基压裂液，减少了对环境的危害；本项目压裂过程使用网电作为压裂设备的动力，未使用柴油发电机，减少了废气的排放；

11.2.3 集输过程的清洁生产调查

（1）定压阀回收套管气

在井场采用密闭油井套管，安装定压放气阀回收套管伴生气，当套管气压力达到设定压力后，定压阀打开，套管内伴生气进入集油管线回收系统，避免因放空造成的环境污染及资源浪费。

（2）密闭混输技术

采用密闭增压工艺，井组来油直接通过混输泵外输至联合站。混输泵采用变频控制，连续输油。

（3）油气水三相分离工艺

原油脱水采用联合站加药、管道破乳、油气水三相分离脱水工艺。联合站含水油升温至脱水温度后，进入三相分离器脱水，实现一段脱水达到净化油标准。

11.2.4 小结

针对油田开发建设的特征及工程分析，从原材料能源的利用、地面建设工程的合理性、生产工艺等方面均在一定程度上采用了清洁生产要求，最大限度的减少了对环境的污染和对生态环境的破坏。油田开发采用的设备及产排污水平符合清洁生产要求。

12 风险事故防范及应急措施检查

12.1 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，运营期管线穿孔破裂造成的泄漏事故对环境的影响。

12.2 环境风险事故调查

12.2.1 井喷事故调查

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

12.2.2 管线事故调查

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穿孔事故。

12.3 风险防范措施调查

12.3.1 井喷事故风险防范措施

（1）做好地质研究。常规井井眼轨道采用三段制井身剖面。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。

（2）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。

（3）井控是钻井作业安全工作的重要组成部分，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》，施工单位严格按照《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。

（4）井场钻井时，在井口处设置“井喷控制器”，由四组阀门组成，井喷时利用液压从不同方向关闭阀门组，从而关闭井口控制井喷，杜绝井喷的发生。

大港油田分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，具体措施如下：

①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；②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；③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；④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；⑤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；⑥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“4 关键环节”：

- ①是开工前井控装置验收关；
- ②是强化井控岗位培训；
- ③是切实抓好坐岗观察；
- ④是规范不同工况下的日常防喷演习。

（5）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，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作出正确判断，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。

（6）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。

（7）井场设置明显地禁止烟火标志；井场钻井设备及电气设备、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。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、消防铁锹和其他消防器材。

（8）钻井时要求带罐操作，泄漏物料应及时收集并妥善处理。

（9）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。

（10）钻井阶段及时清理井场周围废弃物，避免雨后污染环境。抓好井场建设，根据气候特点，做好井场的防护规划，并制定严格的井场岗位责任制。

（11）钻井施工过程揭开油气层后应派专人进行警戒，发现异常情况应及时进行警示并根据情况采取疏散措施。

12.3.2 地下水防范措施

（1）井漏防范措施

在钻井过程中对井漏应坚持预防为主的原则，主要包括避开复杂地质环境、选用和维持较低的井筒内钻井介质压力、提高地层承压能力等防范措施：

①通过地质勘探合理选址

业主单位应结合区域水文地质资料，合理选择井眼位置，尽量避开溶洞和暗河等复杂地质，从井位选择上降低钻井工程风险。

②降低井下环空压耗

在保证钻井介质（水基钻井泥浆）能携带钻屑的前提下，尽可能降低钻井介质粘度，提高泥饼质量，防止因井壁泥饼较厚起环空间隙较小，导致环空压耗增大。

③在钻井过程中，应严格按照正确的程序操作进行钻井，禁止违规操作，并及时下套管封固井身。保证好固井的质量，严格按照设计保证水泥返深和质量。

（2）地下水防止串层以及防止套外返水防范措施

①钻井过程中使用双层套管，表层套管和油层套管固井水泥浆均返至井口，确保安全封闭此深度内的潜水层和承压水层，同时封固地表疏松地层，为井口控制和后续完井采用预应力固井创造条件。

②使用水基压裂液，在压裂前进行全井固井质量复测，全井段检测套管质量，在检查试压合格后再进行压裂作业，杜绝压裂期间压裂液污染地下水情况发生。

③在钻井施工过程中根据地层地质结构及含水层位的不同，采取下不同深度的表层套管，一般下套管至 400m 左右并注入水泥封固，确保表层套管能完全封隔含水层。而且，钻井施工过程中，不只有表层套管，还会下技术套管、生产套管，并且每层套管和井壁之间会用水泥封固，防止地下水串层。在钻井过程中应当严格按照钻井程序进行。在钻杆钻进过程中和泥浆的使用过程中做好监督管理，做好工作人员的教育培训，保证泥浆的正常使用。

（3）分区防渗措施

分区防渗、加强监控、预警应急等措施：设置地下水背景监测井和污染监控井，制定地下水监测计划，定期进行监测，及时发现污染情况；制定地下水应急预案，

一旦发生事故，及时启动应急预案，把对地下水的影响降低到最低程度。

12.3.3 管线事故风险防范措施

①各井场单井集输管线采用聚乙烯三层复合结构防腐，采用强制电流法对站外管线进行保护。

②严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收；管线敷设前，应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。

③按规定进行管线维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生。

④加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

⑤在集输系统运行期间，定期清管，排除管内的积水和污物，以减轻管道内腐

蚀；定期对管线进行超声检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对集输管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理，在管道破裂时能够及时截断上下游管段，以减少事故时油气的释放量，使危害影响范围减小到最低程度。

⑥定期对管线进行巡视，加强管线和警示标志的管理工作。

12.3.4 地表水风险事故防范措施

①施工单位严格按照有关规定安排施工作业，合理进行施工组织和场地布置，施工时罐车位置应尽可能避让地表水体，选取远离地表水体的位置设置。

②确保应急工具和设备齐备完好，准备围油栏、吸油毡、消油剂、接油桶等应急物资，以便在发生泄漏事故时对产生的污油污水进行及时回收和处理。避免对周围地表水环境产生大面积污染。

③按照要求做好井控措施，杜绝井喷发生。

12.4 环境风险应急预案编制情况调查

中国石油大港油田第三采油厂于2024年10月10日签署发布了突发环境事件应急预案，于2024年10月16日取得了沧州市生态环境局的备案意见。备案编号为：130900-2024-002-LT，该预案包含了各类站场、油气集输管线、注水管线发生环境风险事故的应急处置程序。此文件是第三采油厂突发事件总体应急预案的支持性文件，阐述了预案适用范围与事件分级，明确了应急组织机构及职责，应急响应、应急保障等要求，用于指导第三采油厂突发环境事件的响应、救援等应急管理工作。本项目开发区域在现有的矿权范围内生产区域，现行的突发环境事件应急预案包括相关的生产区域。

12.5 小结

该工程基本上落实了主要风险控制及预防措施，自试生产以来没有发生过重大的环境风险事故，没有因管理失误造成对环境的不良影响。

13 环境管理及监测计划调查

13.1 建设项目 HSE 管理体系的建立和执行情况

据调查，本项目根据《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》的要求，在项目的开发建设期、运营期建立和实施了 HSE 管理体系。

13.1.1 HSE 管理内容

本项目 HSE 环境管理的内容符合 ISO14000 系列标准规定和环境管理体系原则以及天然气开采、集输等有关标准的要求。建设期和运行期的 HSE 管理分别包括以下内容：

（1）建设期的 HSE 管理主要包括良好的工程设计、节能、节水、节省原辅材料的设计，安全、健康与环境保护设施的同步设计、同步施工和同步投入使用，安全施工等。

（2）运行期的 HSE 管理主要包括 HSE 组织机构的建立及职责的确定、文件的编写、风险的识别和管理、事故预防和应急措施的建立、人员的培训、HSE 管理体系的运行及保持、清洁生产等。

13.1.2 组织机构

大港油田公司的 HSE 管理机构实行逐级负责制，受中国石油天然气股份有限公司 HSE 管理委员会的直接领导，下设大港油田分公司 HSE 管理处，各设专职 HSE 管理员一名，负责本项目油田的 HSE 日常管理工作。

13.1.3 HSE 管理员的职责

- （1）负责生产运行期间环境管理措施的编制、实施和检查；
- （2）对生产运行期间出现的环境问题加以分析；
- （3）监督生产现场对环境管理措施的落实情况；
- （4）协助上级主管部门宣传贯彻国家和地方政府有关环境方面的法律法规；
- （5）配合上级主管部门组织全体人员进行环境教育和培训；
- （6）及时向上级主管部门汇报环境管理现状，提出合理化建议；
- （7）HSE 兼职管理员和每位工作人员应清楚地意识到环境保护的重要性，了解对环境的影响和可能发生的事故；按规章制度操作，发现问题及时向上面汇报，并提出改进意见。

13.2 环境管理实施情况调查

13.2.1 施工期环境管理实施情况调查

- （1）建立和实施了施工作业队伍的 HSE 体系；
- （2）对开发建设过程进行了环保措施和环保工程的监督和检查，切实落实报告表提出的施工期污染治理措施，执行了三同时制度。
- （3）实行施工作业环境制度，落实施工期环保措施。
- （4）施工结束后进行了检查，主要内容包括对土壤、生态、植被的恢复，地表水和地下水的保护，以及解决和落实有关资源的补偿问题。

13.2.2 运营期环境管理实施情况调查

- （1）建立和实施了油田的 HSE 管理体系。
- （2）本项目配备专职环保员负责日常环境保护管理工作。
- （3）定期对运行期环境保护措施的落实情况进行检查。
- （4）编制了应急计划。
- （5）将环境保护列入岗位责任制及生产调查当中，不定期检查环境保护状况，填写《环境保护工作检查记录》。

13.2.3 检查和审核及持续改进

为了保证该 HSE 管理体系有效地运行，预防污染和环境保护的措施得到有效推行，并使体系得到持续改进，在项目开发建设期间进行了不定期的检查和环境审核，在工程结束时，进行了工程质量检查验收和 HSE 工作审核验收。通过评审，不断纠正不符合项，使 HSE 管理体系运行模式循环实现持续改进。

13.3 环境监测情况调查

13.3.1 环境监测计划

- （1）施工期的环境监测包括对作业场所的控制监测和事故发生后的影响监测。主要监测对象有土壤、植被、施工作业废渣、废水、噪声等。监测工作由 HSE 人员负责组织完成，具体监测委托项目所在地环境监测站或委托有资质单位完成。
- （2）运行期间的环境监测由大港油田公司第三采油厂委托大港油田监测站进行监测，落实各项监测计划。

13.3.2 监测内容

针对本项目的具体情况，制定以下例行监测内容：

表 13.3.2-1 污染源监测计划一览表

类别		监测点位	监测因子	监测频次	执行标准
施工期	废气	典型井场	扬尘(PM ₁₀)	钻井期 1次	《施工场地扬尘排放标准》(DB13/2934-2019)表1扬尘排放浓度限值
	噪声	典型施工场界外1m,四周各设置1个监测点	等效连续A声级		《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)表1建筑施工场界环境噪声排放限值
运营期	废气	典型井场和下风向	非甲烷总烃	1次/季度	《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
	噪声	典型井场边界	等效连续A声级	1次/季度	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中2类标准

13.4 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。项目取得河北省生态环境厅批复，批复文号：冀环审[2024]205号。

(2) 施工期

施工期间进行了环境管理工作，对相应的环境污染进行了控制。施工结束后对临时占地进行了恢复。

(3) 运营期

投入营运后，建设单位对开发的油田井丛场地四周进行了生态恢复，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。

13.5 小结

大港老区稳产项目（2023年）（大港油田分公司第三采油厂王官屯油田老区、枣园油田老区原油产能建设项目）在环境管理上不断加大力度，通过制定环境管理制度，尤其是环境保护方面的考核细则，使企业的管理不断完善，并且经常性的检查和指导，检查制度落实情况很好，检查出的问题定时间、定人员、定措施按标准整改，杜绝污染事故的发生，有力地促进了各项环保工作的顺利完成。

14 公众意见调查

14.1 公众参与的主要内容

- （1）本工程施工及调试期间是否与周边居民发生过纠纷。
- （2）本工程施工及调试期间是否出现过扰民现象。
- （3）本工程是否有利于本地区的经济发展。
- （4）本工程建设是否破坏了原有的生态环境。
- （5）本工程建设是否破坏了当地原有自然环境。
- （6）本工程产生的废气、噪声、固废对生活、工作的影响程度。
- （7）对本工程的环境保护工作满意程度。

14.2 公众意见结果分析

本项目采用了网站公示的方式进行征求意见，期间未收到公众意见。

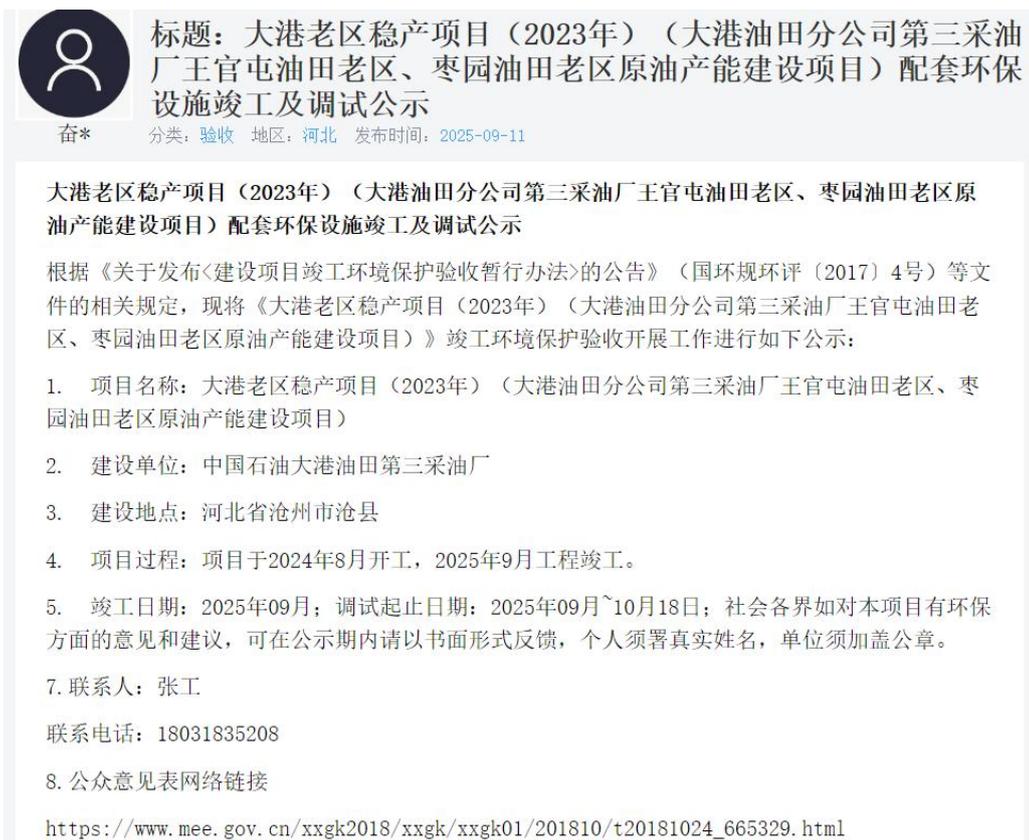


图 14.2-1 征求意见公示截图

14.3 公众意见调查结论

未收到公众意见。

15 结论与建议

15.1 工程概况

大港老区稳产项目（2023年）（大港油田分公司第三采油厂王官屯油田老区、枣园油田老区原油产能建设项目）主要建设内容为产能井建设、管线敷设等。项目环评阶段拟新钻井75口，其中产能油井61口、注水井14口，新建单井集油管线1495m，单井掺水管线1495m；单井注水管线355m，新建进场道路385m。实际建设新钻产能油井62口，注水井12口，本项目采用密闭集输的方式，新建单井集油管线1400m，单井掺水管线1400m；单井注水管线330m，未新建进场道路。

2024年7月天津市诺星科技发展有限公司编制完成了《大港老区稳产项目（2023年）（大港油田分公司第三采油厂王官屯油田老区、枣园油田老区原油产能建设项目）环境影响报告书》。2024年8月16日，河北省生态环境厅以冀环审[2024]205号文对该环评文件进行了批复。项目于2024年8月陆续开始施工，2025年9月各产能井及其配套设施陆续竣工；2025年9月各产能井及其配套设施陆续调试运行。

15.2 环境保护措施落实情况调查

（一）施工期

（1）生态保护措施

建设单位在工程建设过程中，坚持开发与生态保护并重的原则，采取了相应的生态恢复及管理措施，有效地防止了生态环境的破坏。根据调查，本项目环评报告及环评批复提出的各项生态保护措施已经基本落实。

（2）废气

施工过程中加强了车辆检修，保证了设备正常稳定运行，使用合格的燃料，有效减少了车辆排放的废气。项目施工现场采取了洒水抑尘、防尘布苫盖等措施，有效降低了施工扬尘。焊接作业时使用无毒低尘焊条，设置了焊烟净化器，有效降低了焊接烟尘废气。放喷废气采取密闭集输和密闭拉运措施减少无组织排放有机废气。

（3）废水

施工期产生的废水主要包括钻井废水、洗井废水、试油废水、管线试压废水、压裂返排液和生活污水。其中，钻洗井废水和压裂返排液由罐车拉运至钻修井废液处理站处理后回注地层；试油废水拉运至依托联合站内采出水处理系统处理达标后

全部回注现役油藏层位；管线试压废水为清洁废水，循环使用，试压结束后泼洒抑尘；施工营地设环保厕所，定期清掏，盥洗生活污水直接用于泼洒抑尘。

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。

（4）噪声

施工期项目采用了低噪声设备（电驱钻机和压裂设备）、做好基础减振、加强维护保养等噪声防治措施将施工期噪声对周围环境产生的影响降至最低，没有出现施工噪声扰民。

（5）固体废物

该项目施工过程中产生的固体废物包括钻井废弃泥浆、钻井岩屑、油层岩屑、落地油、含油沾染物（废防渗材料、废棉纱、废油桶等）及施工人员生活垃圾。其中，钻井废弃泥浆和钻井岩屑经“泥浆不落地工艺”分离后产生的废弃物运至泥饼和岩屑送泊头市赵飞建筑材料有限公司烧砖处理；生活垃圾由环卫部门收集。油层岩屑和落地油运送至大港油田南部油泥砂处理厂处置；施工废料由施工单位回收。含油沾染物（废防渗材料、废棉纱、废油桶等）：暂存于大港油田危险废物暂存点，委托沧州冀环威立雅环境服务有限公司处置。

本项目未发生事故没有产生落地油。

（6）环境风险防范措施

项目施工前编制了相应的风险应急措施，进行了应急物资储备，落实了环境风险防范措施，并定期对人员进行应急演练。根据现场调查，本项目钻井施工过程中未发生井喷风险及其他环境风险事故。

（二）运营期

（1）废水

井场投入运营后不安排人员长期驻守运营过程中无生活污水产生。

本项目产生的采出水经过段一联合站采出水处理系统处理达标后回注。井下作业废水通过罐车拉运至钻修井废液处理站处理，达标后全部回注油层，无废水外排。

验收期间未产生井下作业废水。

（2）废气

项目运营期排放的大气污染物为原油采集、集输过程中无组织排放的非甲烷总烃。采取了加强井下作业和油井生产管理，对各井场的设备、管线、阀门等进行定期检查、检修，确保了油气井密封性等措施，减少了烃类气体的无组织排放。根据验收监测结果，井场厂界非甲烷总烃均满足《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章节规定限值。

（3）噪声

项目运营期主要噪声源为抽油机电机，选用了低噪声机械设备，采取了基础减振以及加强维护保养等措施，降低了噪声对环境的影响。根据验收监测结果，井场厂界噪声均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类昼间、夜间标准要求。

（4）固体废物

本工程运营期固体废物主要为含油污染物（废防渗材料、废棉纱、废油桶等）、落地油和油泥砂。含油污染物（废防渗材料、废棉纱、废油桶等）：暂存于大港油田危险废物暂存点，委托沧州冀环威立雅环境服务有限公司处置。落地油和油泥砂拉运至大港南部油田含油泥沙处理厂暂存、处理，回收率要求为100%。

验收期间未发生修井作业，未产生事故状态下的落地油和油泥砂及废防渗材料。

（5）污染物排放总量

本项目不新增有组织污染物排放总量，满足环评批复要求。

15.3 环境保护设施调试效果建议和要求

根据监测数据，企业现有的污染治理措施能够使各污染物达标排放。

15.4 建议和要求

（1）进一步加强各井场设施建设及管理，确保场界非甲烷总烃长期稳定达标排放。

（2）加强井场巡检工作，及时发现并解决事故隐患。

15.5 综合调查结论

中国石油大港油田第三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，临时占地的恢复效果良好；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。

建设项目竣工环境保护“三同时”验收登记表

填表单位（盖章）：中国石油大港油田第三采油厂

填表人（签字）：

项目经办人（签字）：

建设项目	项目名称	大港老区稳产项目（2023年）（大港油田分公司第三采油厂王官屯油田老区、枣园油田老区原油产能建设项目）				建设地点	河北省沧州市沧县						
	行业类别（分类管理名录）	B0710 石油开采				建设性质	<input type="checkbox"/> 新建 <input checked="" type="checkbox"/> 改扩建 <input type="checkbox"/> 技术改造						
	设计生产能力	年开采原油 12.88 万吨				实际生产能力	12.88 万吨	环评单位	天津市诺星技术发展有限公司				
	环评文件审批机关	河北省生态环境厅				批复文号	冀环审[2024]205 号	环评文件类型	建设项目环境影响报告书				
	开工日期	2024 年 8 月 16 日				竣工日期	2025 年 9 月 30 日	排污许可证申领时间	2024 年 12 月 6 日				
	环保设施设计单位	/				环保设施施工单位	/	本工程排污许可证编号	911200007182589087009V				
	验收单位	中国石油大港油田第三采油厂				环保设施监测单位	/	验收监测时工况	/				
	投资总概算（万元）	54160				环保投资总概算（万元）	1340	所占比例（%）	2.47				
	实际总投资（万元）	62600				实际环保投资（万元）	1013	所占比例（%）	1.62				
	废水治理（万元）	50	废气治理（万元）	23	噪声治理（万元）	25	固体废物治理（万元）	750	绿化及生态（万元）	90	其他（万元）	75	
新增废水处理设施能力	/				新增废气处理设施能力	/	年平均工作时	8760 小时					
运营单位	中国石油大港油田第三采油厂				运营单位社会统一信用代码（或组织机构代码）	911200007182589087	验收时间	2025 年 10 月 日					
污染物排放达标与总量控制（工业建设项目详填）	污染物	原有排放量（1）	本期工程实际排放浓度（2）	本期工程允许排放浓度（3）	本期工程产生量（4）	本期工程自身削减量（5）	本期工程实际排放量（6）	本期工程核定排放总量（7）	本期工程“以新带老”削减量（8）	全厂实际排放总量（9）	全厂核定排放总量（10）	区域平衡替代削减量（11）	排放增减量（12）
	废水												
	化学需氧量												
	氨氮												
	石油类												
	废气												
	烟尘												
	二氧化硫												
	氮氧化物												
	工业固体废物												
	与项目有关的其他特征污染物	非甲烷总烃											

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

吨/年；废气排放量——万标立方米/年；工业固体废物排放量——万吨/年；水污染物排放浓度——毫克/升