项目编号：HYP202012023

建设项目环境影响报告表

（生态影响类）

项目名称　：大王庄油田大1块、大古677块、大古678块产能建设及集输管网优化工程

建设单位（盖章）：中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司河口采油厂

编制日期　：2022年5月18日

中华人民共和国生态环境部制

目　录

一、建设项目基本情况 1

二、建设内容 21

三、生态环境现状、保护目标及评价标准 50

四、生态环境影响分析 88

五、主要生态环境保护措施 111

六、生态环境保护措施监督检查清单 125

七、结论 128

附件 1 环境影响评价委托书 129

附件 2 项目立项文件 129

附件 3 溢油应急计划备案登记表 129

附件 4 危废处理协议 129

附件 5 监测报告 129

附件 6 排污许可证 129

附图 1　本项目与山东省海洋生态环境保护规划的位置关系 129

附图 2　本项目与山东省近岸海域环境功能区划的位置关系 129

附图 3　本项目与山东省海洋功能区划的位置关系 129

附图 4　本项目与东营市海洋功能区划的位置关系 129

附图 5　本项目与滨州市海洋功能区划的位置关系 129

附图 6　本项目与渤海海洋生态红线的位置关系 129

附图 7 地理位置图 129

附图 8 总体布局图 129

附图 9 现场照片 129

附图 10 海洋监测点位图 129

附图 11 敏感目标图 129

附图 12 大气环境影响评价范围 129

附图 13 土壤环境影响评价范围 129

附表 1 2019 年秋季水质实测结果统计表（表层） 129
附表 2　2019 年秋季水质实测结果统计表（底层） 129
附表 3　2019 年秋季水质各污染因子标准指数表（表层） 129
附表 4　2019 年秋季水质各污染因子标准指数表（底层） 129

一、建设项目基本情况

建设项目名称	大王庄油田大 1 块、大古 677 块、大古 678 块产能建设及集输管网优化工程		
项目代码	[redacted]		
建设单位联系人	王高斌	联系方式	13963396116
建设地点	渤海湾南部海域，位于东营市河口区新户镇及滨州市沾化区滨海镇		
地理坐标	[redacted]		
建设项目 行业类别	五十四、海洋工程 150 海洋矿产资源勘探开发及其附属工程	用地（用海）面积（m^2）/长度（km）	永久用海：19600 临时用海：96880
建设性质	□新建（迁建） √改建 □扩建 □技术改造	建设项目 申报情形	√首次申报项目 □不予批准后再次申报项目 □超五年重新审核项目 □重大变动重新报批项目
项目审批（核准/备案）部门（选填）	无	项目审批（核准/备案）文号（选填）	无
总投资（万元）	[redacted]	环保投资（万元）	[redacted]
环保投资占比（%）	1.58	施工工期	1000d
是否开工建设	√否 □是：_____		
专项评价设置情况	对照《建设项目环境影响报告表编制技术指南（生态影响类）》（试行）中表1，本项目属于石油和天然气开采，故设置环境风险评价专题。		
规划情况	无		
规划环境影响评价情况	无		
规划及规划环境影响评价符合性分析	无		

其他符合性分析	一、产业政策及相关规划符合性 1、产业政策分析 根据《产业结构调整指导目录（2019 年本）》（2020 年 1 月 1 日），本项目属于鼓励类范围（第七类石油、天然气中的第 1 条常规石油、天然气勘探与开采），本项目的建设符合国家产业政策。 2、《全国海洋经济发展“十三五”规划》（2017 年 5 月 4 日）符合性分析 2017 年 5 月，国家发展改革委发布了《全国海洋经济发展“十三五”规划》（2017 年 5 月 4 日），本工程位于北部海洋经济圈渤海湾沿岸及海域，该海域“十三五”时期要稳步推进渤海油气资源开发，提高现有油气田采收率。 《全国海洋经济发展“十三五”规划》（2017 年 5 月 4 日）调整优化海洋油气业，要求建立油气开发用海协调机制，继续推进近海油气勘探开发。进一步加大对海上稠油、低渗等难动用油气储量开发的支持力度。到 2020 年，新增探明海洋油气地质储量较快增长，海洋油气产量稳步增长。 本工程为海洋油气勘探开发，近年来油气产量稳步增长，符合《全国海洋经济发展“十三五”规划》（2017 年 5 月 4 日）的要求。 3、《山东半岛蓝色经济区发展规划》（国函[2011]1 号）符合性分析 2011 年 1 月，国家发展和改革委员会发布了《山东半岛蓝色经济区发展规划》（国函[2011]1 号），该规划将形成“一核、两极、三带、三组团”的总体开发框架。 本工程位于黄河三角洲高效生态海洋产业集聚区，黄河三角洲高效生态海洋产业集聚区是山东半岛蓝色经济区的重要增长极。该区域要求：发挥滩涂和油气矿产资源丰富的优势，培育壮大环境友好型的海洋产业。加强油气矿产等资源勘探开发，加快发展海洋先进装备制造业、环保产业；大力发展临港物流业、滨海生态旅游业等现代海洋服务业，培育具有高效生态特色的重要增长极。 《山东半岛蓝色经济区发展规划》（国函[2011]1 号）在海洋能源矿产业发展中指出：加强对海洋石油和天然气、海底煤矿和金矿等资源的勘探和开发，建立重要海洋资源数据库。实施黄渤海油气、龙口煤田、莱州金矿、莱州

	湾卤水等开发工程，加强与中央企业的战略合作，规划建设国家重要的海洋油气、矿产开发和加工基地。 因此，本工程为海洋油气开发工程，符合《山东半岛蓝色经济区发展规划》（国函[2011]1 号）的要求。 4、《山东省 “十四五”海洋经济发展规划》（2021 年 10 月 26 日）符合性分析 2021 年 11 月，山东省人民政府办公厅发布了《关于印发山东省“十四五”海洋经济发展规划的通知》（鲁政办字[2021]120 号）。该规划中指出：坚持创新驱动、市场导向、错位发展、优势互补的原则，构建“一核引领、三极支撑、两带提升、全省协同”的发展布局。其中，两带提升。（1）黄河三角洲高效生态海洋产业带。发挥黄河三角洲地区滩涂、油气、生态等资源优势，推进海洋循环经济发展和海洋生态保护，打造绿色转型发展示范区。 本工程位于黄河三角洲高效生态海洋产业带，属于海洋油气开采产业，符合《山东省“十四五”海洋经济发展规划》（2021 年 10 月 26 日）的要求。 5、《渤海综合治理攻坚战行动计划》（环海洋[2018]158 号）符合性分析 为全面贯彻党中央、国务院决策部署，落实《中共中央国务院关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战的意见》（中发[2018]17 号）的要求，打好渤海综合治理攻坚战，加快解决渤海存在的突出生态环境问题，制定了《渤海综合治理攻坚战行动计划》（环海洋[2018]158 号）。《渤海综合治理攻坚战行动计划》（环海洋[2018]158 号）主要目标为：“通过三年综合治理，大幅降低陆源污染物入海量，明显减少入海河流劣Ⅴ类水体；实现工业直排海污染源稳定达标排放；完成非法和设置不合理入海排污口（以下称两类排污口）的清理工作；构建和完善港口、船舶、养殖活动及垃圾污染防治体系；实施最严格的围填海管控，持续改善海岸带生态功能，逐步恢复渔业资源；加强和提升环境风险监测预警和应急处置能力。到 2020 年，渤海近岸海域水质优良（一、二类水质）比例达到 73%左右。” 本工程施工期和运营期污染物均得到有效的处理处置，不存在向海洋倾倒垃圾的违法行为。施工期采用泥浆不落地工艺，产生的非油层钻井固废全部委托相关单位处理，产生的油层钻井固废属于危险废物，委托有资质单位进行处置；施工废料部分回收利用，剩余废料拉运至市政部门指定地点，由

	环卫部门处理；定向钻废弃泥浆委托相关单位进行处理；生活垃圾集中收集后拉运至市政部门指定地点，由环卫部门统一处理；压裂废液依托埕东作业废液处理站进行处理，处理后进入埕东联合站采出水处理系统，经处理达标后回注，不排海。运营期油泥砂直接委托有资质单位进行处理，不排海。针对施工期带来的生物资源损失进行了分析，并核算了补偿金额，在后续生产过程中建设单位会采取相应生态补偿和修复措施，并对重要渔业品种实施增殖放流，可以维持海洋生物资源可持续利用。 建设单位已编制了《河口采油厂涉海油田海洋石油开发生产溢油应急计划》并进行了备案，原有溢油应急计划满足本项目溢油应急的需要，建设单位根据溢油应急计划开展好各种溢油应急准备和响应工作，以防范海上溢油等海洋环境突发污染事故。在后续生产过程中，建设单位将严格落实环境保护主管部门要求，严格执行排污许可制度。 综上，本工程与《渤海综合治理攻坚战行动计划》（环海洋[2018]158 号）的要求相符合。 二、与海洋环境保护规划符合性分析 1、《“十四五”海洋生态环境保护规划》（2022 年 1 月）符合性分析 2022 年 1 月 11 日，生态环境部以环海洋[2022]4 号发布了《关于印发“十四五”海洋生态环境保护规划的通知》。《“十四五”海洋生态环境保护规划》（2022 年 1 月）中要求：“12.保护海洋生态系统和生物多样性，加强海洋生态系统保护。严格保护自然岸线，清理整治非法占用自然岸线、滩涂湿地等行为” 及“16.防范海洋突发环境事件风险。督促沿海地方和相关企业加强沿海石化聚集区、危化品生产存储、海洋石油平台等涉海环境风险重点区域的调查评估，优化调整和合理布局应急力量及物资储备”。 本项目未占用自然岸线；另外建设单位编制了《河口采油厂涉海油田海洋石油开发生产溢油应急计划》，并于 2022 年 3 月 18 日取得了生态环境部海河流域北海海域生态环境监督管理局的备案，同时配备了相应的应急设施设备，具备完善的突发事件应对机制。因此，本工程与《“十四五”海洋生态环境保护规划》（2022 年 1 月）相符合。 2、《山东省“十四五”海洋生态环境保护规划》（2021 年 10 月）符合性分析 2021 年 10 月 9 日，山东省生态环境委员会办公室以鲁环委办[2021]35

	号发布了《关于印发山东省“十四五”海洋生态环境保护规划的通知》。《山东省“十四五”海洋生态环境保护规划》（2021 年 10 月）中要求：“严守自然岸线底线。严控海岸线开发建设活动，除国家重大战略项目外，禁止新增占用严格保护岸线的开发建设活动，通过岸线修复不断增加自然岸线长度”、“加强环境风险预防设施建设。以沿海石化、危化品码头、石油平台及运输管道、海上船舶、核电等领域为重点，建设污染物泄漏预警预报设施，完善应急导流槽、事故调蓄池、应急闸坝、消防事故水池等事故排水收集截留设施。” 本项目未占用自然岸线；另外建设单位编制了《河口采油厂涉海油田海洋石油开发生产溢油应急计划》，并于 2022 年 3 月 18 日取得了生态环境部海河流域北海海域生态环境监督管理局的备案，同时配备了相应的应急设施设备，具备完善的突发事件应对机制。因此，本工程与《山东省“十四五”海洋生态环境保护规划》（2021 年 10 月）相符合。 3、《山东省海洋生态环境保护规划（2018-2020 年）》（2019 年 2 月 25 日）符合性分析 2019 年 2 月 25 日，山东省生态环境厅以鲁环字[2019]50 号文批复了《山东省海洋生态环境保护规划（2018-2020 年）》。《山东省海洋生态环境保护规划（2018-2020 年）》（2019 年 2 月 25 日）中将山东省海域规划成自然保护地、海洋特别保护区、重要河口生态系统、重要滨海湿地、重要渔业海域、特别保护海岛、自然景观与历史文化遗迹、重要砂质岸线及邻近海域、沙源保护海域、重要滨海旅游区、一般渔业海域、一般滨海旅游区、保留区、港口航运区、工业与城镇用海区、矿产与能源区、特殊利用区等 17 类 341 个分区，进行分区管控。 本工程位于滨州-东营北农渔业区（11-01）（详见附图 1）。根据《山东省海洋生态环境保护规划（2018-2020 年）》（2019 年 2 月 25 日），滨州-东营北农渔业区的环境保护要求：加强海域污染防治和监测。防止渔港环境污染，加强环境综合治理。河口实行陆源污染物入海总量控制，进行减排防治，严格控制养殖自身清洁，防止水体富营养化和外来物种入侵。油气资源开发注意保护海洋资源环境，防止溢油，避免对毗邻海洋保护区产生影响。 本工程为油气资源开发工程，工程施工期及运营期均采取相应环保措施，建设单位定期对井场和管线进行安全检查，防止溢油事故的发生，避免对周边海域环境产生影响。河口采油厂已经完成《河口采油厂涉海油田海洋石油

	开发生产溢油应急计划》并已备案；同时配备了相应的应急设施设备，具备完善的突发事件应对机制。因此，本工程与《山东省海洋生态环境保护规划（2018-2020 年）》（2019 年 2 月 25 日）相符合。 4、《渤海环境保护总体规划（2008-2020 年）》符合性分析 2009 年 1 月，国家发展和改革委员会会同环境保护部、住房和城乡建设部、水利部、国家海洋局，联合印发了《渤海环境保护总体规划（2008-2020 年）》。 为实现渤海环境保护的目标，渤海治理的主要任务是建立渤海海洋污染防治与生态修复、陆域污染源控制和综合治理、流域水资源和水环境综合管理与整治、渤海环境保护科技支撑、渤海海洋监测系统。 本工程属于海洋油气开发工程，工程施工期及运营期均采取相应环保措施，建设单位定期对井场和管线进行安全检查，防止溢油事故的发生，避免对周边海域环境产生影响。河口采油厂已经完成《河口采油厂涉海油田海洋石油开发生产溢油应急计划》并已备案；同时配备了相应的应急设施设备，具备完善的突发事件应对机制，能够将其生产活动对生态环境的破坏减少到最低限度，符合《渤海环境保护总体规划（2008-2020 年）》的要求。 5、《山东省近岸海域环境功能区划（2016-2020 年）》（2016 年 5 月 24 日）符合性分析 2016 年 5 月 24 日，原山东省环境保护厅发布了《关于印发山东省近岸海域环境功能区划（2016-2020 年）的通知》（鲁环函[2016]472 号）中指出： 近岸海域环境功能区是为执行《中华人民共和国海洋环境保护法》（2017 年 11 月 5 日）和《海水水质标准》（GB 3097-1997），根据海域水体的使用功能和地方经济发展的需要对海域环境划定的按水质分类管理的区域。 第一类环境功能区，适用于海洋渔业水域，海上自然保护区、珍稀濒危海洋生物保护区及特殊海洋研究区域。 第二类环境功能区，适用于水产养殖区，海水浴场，人体直接接触海水的海上运动或娱乐区，以及与人类食用直接有关的工业用水区。 第三类环境功能区，适用于一般工业或城镇建设用水区，滨海风景旅游区。 第四类环境功能区，适用于海洋港口水域，海洋开发作业区。

对尚待开发的留用备择区，未来使用功能需要经过科学论证后确定，调整前依据现状使用功能并入上述环境功能区进行管理。

本工程位于滨州-东营北农渔业区（SD011BⅡ）（详见附图 2），海水水质执行《海水水质标准》（GB 3097-1997） 二类标准。本工程在运营期采取相应环保措施，加强环境管理，不向海排放污染物，不会对海域水体使用功能及海水水质造成影响，与《山东省近岸海域环境功能区划（2016-2020 年）》（2016 年 5 月 24 日）的要求相协调。

三、与石油行业法律法规及规划符合性分析

1、《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例》（1983 年 12 月 29 日）

本工程与《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例》（1983 年 12 月 29 日）符合性分析见表 1。

表 1　与《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例》（1983 年 12 月 29 日）符合性分析

条款	条款内容	本工程情况	符合情况
第四条	企业或作业者在编制油（气）田总体开发方案的同时，必须编制海洋环境影响报告书，报中华人民共和国城乡建设环境保护部。城乡建设环境保护部会同国家海洋局和石油工业部，按照国家基本建设项目环境保护管理的规定组织审批。	目前本工程正在开展环境影响评价工作。	符合
第十二条	对其他废弃物的管理要求： （一）残油、废油、油基泥浆、含油垃圾和其他有毒残液残渣，必须回收，不得排放或弃置入海； （二）大量工业垃圾的弃置，按照海洋倾废的规定管理；零星工业垃圾，不得投弃于渔业水域和航道； （三）生活垃圾，需要在距最近陆地十二海里以内投弃的，应经粉碎处理，粒径应小于二十五毫米。	本工程运营期不向海洋排放污染物。	符合
第十四条	海上储油设施、输油管线应符合防渗、防漏、防腐蚀的要求，并应经常检查，保持良好状态，防止发生漏油事故。	管线采取防渗、防漏、防腐蚀措施，加强日常维护，有效的防止发生漏油事故。	符合
第十五	海上试油应使油气通过燃烧器充分燃烧。对试油中落海的油类和油性混合物，应采取有效措施处理，并如实记录。	本工程运营期不向海洋排放污染物。	符合

2、与《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）相符性分析

本项目与《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）中要求的相符性分析详见表 2。

表 2　与《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）的相符性分析

序号	相关规定	本项目实施过程中采取的措施	符合性
1	涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目，应当符合国家和地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求。	本项目废水经处理达标后回用于注水开发，不排海，不涉及水污染物总量控制指标。	符合
2	涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。	本项目产生的废水经处理达标后回用于注水开发，回注水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）中要求。	符合
3	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。	本项目不使用油基泥浆，全部采用水基泥浆，产生的固体废物遵循减量化、资源化、无害化原则，本项目产生的固体废物全部按照国家和地方有关固体废物的管理规定均得到妥善处置。本项目环评按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》（2017 年 10 月 1 日）要求开展了评价。	符合
4	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施。	本项目新建 5 座丛式井场，依托 1 座老井场，减少施工占地；钻井和压裂设备使用国Ⅵ六标准燃油，减少废气排放；选用低噪声设备，避免了噪声扰民。	符合
5	建设单位或生产经营单位按规定开展建设项目竣工环境保护验收，并录入全国建设项目竣工环境保护验收信息平台。分期建设、分期投入	本项目建成后将由建设单位按规定开展建设项目竣工环境保护验收。	符合

	生产或者使用的建设项目，其相应的环境保护设施应当分期验收。		

综上所述，本项目建设符合《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）的相关规定。

四、与海洋主体功能区划符合性分析

1、《全国海洋主体功能区规划》（2015 年）符合性分析

2015 年 8 月 1 日，国务院发布了《国务院关于印发全国海洋主体功能区规划的通知》（国发[2015]42 号）。《全国海洋主体功能区规划》（2015 年）规划范围为我国内水和领海、专属经济区和大陆架及其他管辖海域（不包括港澳台地区），其海洋主体功能区按开发内容可分为产业与城镇建设、农渔业生产、生态环境服务三种功能。依据主体功能，将海洋空间划分为以下四类区域：

（1）优化开发区域，是指现有开发利用强度较高，资源环境约束较强，产业结构急需调整和优化的海域。优化开发区域包括渤海湾、长江口及其两翼、珠江口及其两翼、北部湾、海峡西部以及辽东半岛、山东半岛、苏北、海南岛附近海域。

（2）重点开发区域，是指在沿海经济社会发展中具有重要地位，发展潜力较大，资源环境承载能力较强，可以进行高强度集中开发的海域。重点开发区域包括城镇建设用海区、港口和临港产业用海区、海洋工程和资源开发区。

（3）限制开发区域，是指以提供海洋水产品为主要功能的海域，包括用于保护海洋渔业资源和海洋生态功能的海域。限制开发区域包括海洋渔业保障区、海洋特别保护区和海岛及其周边海域。

（4）禁止开发区域，是指对维护海洋生物多样性，保护典型海洋生态系统具有重要作用的海域。禁止开发区域包括各级各类海洋自然保护区、领海基点所在岛礁等。

经识别，本工程位于渤海湾南部海域，属于全国海洋主体功能区限制开发区域中的海洋渔业保障区。限制开发区域 “包括海洋渔业保障区、海洋特别保护区和海岛及其周边海域。该区域的发展方向与开发原则是：实施分类管理，在海洋渔业保障区，实施禁渔区、休渔期管制，加强水产种质资源保

护，禁止开展对海洋经济生物繁殖生长有较大影响的开发活动；在海洋特别保护区，严格限制不符合保护目标的开发活动，不得擅自改变海岸、海底地形地貌及其他自然生态环境状况；在海岛及其周边海域，禁止以建设实体坝方式连接岛礁，严格限制无居民海岛开发和改变海岛自然岸线的行为，禁止在无居民海岛弃置或者向其周边海域倾倒废水和固体废物。

本项目与全国海洋主体功能区规划符合性情况见表 3。由于自然海岸线的变化，本项目位于 2021 年修测海岸线向海一侧的无水滩涂上，为潮间带高地，一般大潮高潮位情况下，已不能被海水所淹没，同时工程位于人工修建的防潮坝（或养殖池堤坝）向岸一侧，不与外海海水相通。本项目周边为人工泵水形成的高位养殖池，工程的运行不会改变海岸等自然生态环境状况。项目建设和运营期间，均不向所在海域排放污染物，不会对海洋生物的繁殖生长产生影响。本项目的建设符合所在海域的主体功能区规划管理要求。

表 3　本项目与全国海洋主体功能区规划符合性分析

区域	相关要求	本项目情况	符合性
限制开发区域	包括海洋渔业保障区、海洋特别保护区和海岛及其周边海域。 在海洋渔业保障区，实施禁渔区、休渔期管制，加强水产种质资源保护，禁止开展对海洋经济生物繁殖生长有较大影响的开发活动。	本项目位于渤海湾南部海域，属于主体功能区规划范围内的限制开发区域中的海洋渔业保障区，为“辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区”。 本项目位于 2021 年修测海岸线向海一侧的无水滩涂上，为潮间带高地，一般大潮高潮位情况下，已不能被海水所淹没，同时工程位于人工修建的防潮坝（或养殖池堤坝）向岸一侧，不与外海海水相通，目前工程周边为人工泵水形成的高位养殖池，项目针对水产种资源保护区做了专题论证报告，专题报告结论认为本次开发工程对水产种质资源保护区影响较小。工程的建设运营对种质资源保护区内的海洋生物不会产生影响。	符合
	在海洋特别保护区，严格限制不符合保护目标的开发活动，不得擅自改变海岸、海底地形地貌及其他自然生态环境状况。	本项目不位于海洋特别保护区。	符合
	加强海洋特别保护区建设和管理，严格控制开发规模和强度，集约利用海洋资源，保持	本项目不位于海洋特别保护区。	符合

	海洋生态系统完整性，提高生态服务功能。		
	在重要河口区域，禁止采挖海砂、围填海等破坏河口生态功能的开发活动。	本工程不进行采挖海砂、围填海活动。	符合
	在重要滨海湿地区域，禁止开展围填海、城市建设开发等改变海域自然属性、破坏湿地生态系统功能的开发活动。	本工程不进行围填海和城市建设活动，本项目位于2021年修测海岸线向海一侧的无水滩涂上，为潮间带高地，一般大潮高潮位情况下，已不能被海水所淹没，同时工程位于人工修建的防潮坝（或养殖池堤坝）向岸一侧，不与外海海水相通，不会改变海域自然属性、破坏湿地生态系统功能。	符合
	在重要砂质岸线，禁止开展可能改变或影响沙滩自然属性的开发建设活动，岸线向海一侧3.5公里范围内禁止开展采挖海砂、围填海、倾倒废物等可能引发沙滩蚀退的开发活动。	本项目位于2021年修测海岸线向海一侧的无水滩涂上，为潮间带高地，一般大潮高潮位情况下，已不能被海水所淹没，同时工程位于人工修建的防潮坝（或养殖池堤坝）向岸一侧，不与外海海水相通，不会改变海岸等自然生态环境状况。本工程不进行采挖海砂、围填海、倾倒废物活动，项目运营期间，不向所在海域排放污染物。	符合
	在重要渔业海域，禁止开展围填海及可能截断洄游通道等开发活动。适度发展渔业和旅游业。	本项目所在区域相对封闭，不与外海海水相通，不会对海洋生物的繁殖生长产生影响。	符合

2、《山东省海洋主体功能区规划》（2017年8月25日）符合性分析

2017年8月25日，山东省人民政府发布了《山东省海洋主体功能区规划》（2017年8月25日）。规划将山东管理海域划分为优化开发区域、重点开发区域、限制开发区域和禁止开发区域四类海域空间。

优化开发区域是指现有开发利用强度较高，资源环境约束较强，产业结构急需调整和优化的海域。

重点开发区域是指在沿海社会经济发展中具有重要地位，发展潜力较大，资源环境承载能力较强，可以进行高强度集中开发的海域。

限制开发区域是指以提供海洋水产品为主要功能的海域，包括用于保护海洋渔业资源和海洋生态功能的海域。限制开发区域分为海洋渔业保障区和重点海洋生态功能区两类。其中，海洋渔业保障区是指具备良好的渔业养殖条件和辽阔的海域资源，以提供海洋水产品为主体功能的海域。重点海洋生态功能区是指关系到我国海域整体的生态环境安全，以提供海洋生态产品为

主体功能的海域。重点海洋生态功能区又分为生物多样性保护型、重要地理生境保护型、人文与景观资源保护型三种类型。

禁止开发区域是指对维护海洋生物多样性、保护典型海洋生态系统具有重要作用的海域，包括国家级和省级海洋自然保护区、领海基点所在岛屿等。

本工程位于《山东省海洋主体功能区规划》（2017 年 8 月 25 日）限制开发区海洋渔业保障区中的“滨州市沾化区海域”和“东营市河口区海域”。限制开发区域内的环境准入要求：限制损害区域生态功能的产业扩张，淘汰严重污染环境、破坏区域生态、浪费资源能源的产业，按照生态功能恢复和保护原则设置产业准入环境标准。

本项目与《山东省海洋主体功能区规划》（2017 年 8 月 25 日）相符合，符合性情况见表 4。

根据分析，本项目位于 2021 年修测海岸线向海一侧的无水滩涂上，为潮间带高地，一般大潮高潮位情况下，已不能被海水所淹没，同时工程位于人工修建的防潮坝（或养殖池堤坝）向岸一侧，不与外海海水相通，本项目周边为人工泵水形成的高位养殖池。同时，本项目不会改变海岸等自然生态环境状况，项目建设和运营期间，均不向所在海域排放污染物，不属于严重污染环境、破坏区域生态、浪费资源能源的产业，符合限制开发区域的环境准入要求。

综上，工程建设符合山东省海洋主体功能区规划的相关要求。

表 4　本项目与山东省海洋主体功能区规划符合性分析

序号	所属区域		环境准入要求	符合性分析	是否符合
1	限制开发区	海洋渔业保障区	限制损害区域生态功能的产业扩张，淘汰严重污染环境、破坏区域生态、浪费资源能源的产业，按照生态功能恢复和保护原则设置产业准入环境标准	本项目位于 2021 年修测海岸线向海一侧的无水滩涂上，为潮间带高地，一般大潮高潮位情况下，已不能被海水所淹没，同时工程位于人工修建的防潮坝（或养殖池堤坝）向岸一侧，不与外海海水相通，本项目周边为人工泵水形成的高位养殖池。同时，本项目不会改变海岸等自然生态环境状况，项目建设和运营期间，均不向所在海域排放污染物，不属于严重污染环境、破坏区域生态、浪费资源能源的产业，符合限制开发区域的环境准入要求。	符合

五、与海洋功能区划符合性分析

1、《全国海洋功能区划（2011-2020 年）》符合性分析

2012 年 3 月 3 日国务院批复了《全国海洋功能区划（2011-2020 年）》，全国海域共划分为渤海、黄海、东海、南海和台湾以东海域共 5 大海区和 29 个重点海域。全国海洋功能分区共 8 个，包括农渔业区、港口航运区、工业与城镇用海区、矿产与能源区、旅游休闲娱乐区、海洋保护区、特殊利用区和保留区。

本工程位于渤海海区的黄河口与山东半岛西北部海域中的黄河口海域。该区的主要功能为海洋保护、农渔业、旅游休闲娱乐、工业与城镇用海。黄河口海域主要发展海洋保护和海洋渔业，加强以国家重要湿地、国家地质公园、海洋生物自然保护区、国家级海洋特别保护区、黄河入海口、水产种质资源保护区等为核心的海洋生态建设与保护，维护滨海湿地生态服务功能，保护古贝壳堤典型地质遗迹以及重要水产种质资源，维护生物多样性，促进生态环境改善，严格限制重化工业和高耗能、高污染的工业建设。

本工程与《全国海洋功能区划》（2011-2020）的符合性分析见表 5。根据分析，本工程属于矿产能源开发项目，不属于重化工业和高耗能、高污染的工业建设项目，本项目位于 2021 年修测海岸线向海一侧的无水滩涂上，为潮间带高地，一般大潮高潮位情况下，已不能被海水所淹没，同时工程位于人工修建的防潮坝（或养殖池堤坝）向岸一侧，不与外海海水相通，目前工程周边为人工泵水形成的高位养殖池，工程生产开发时不向所在海域排放污染物，对周边的海域海洋生态环境不会产生影响，因此与《全国海洋功能区划（2011-2020 年）》对工程所在海域的功能定位相符合。

表 5　本项目与全国海洋功能区规划符合性分析

所属区域	相关要求	本次评价工程	符合性分析	是否符合
黄河口与山东半岛西北部海域	主要功能为海洋保护、农渔业、旅游休闲娱乐、**工业与城镇用海**。	全部工程	本项目为矿产能源开发，属于工业与城镇用海	符合
	黄河口海域主要发展海洋保护和海洋渔业，加强以国家重要湿地、国家地质公园、海洋生物自然保护区、国家级海洋特别保护区、黄河入海口、水产种质资源保护区等为核心的海洋生		本项目位于 2021 年修测海岸线向海一侧的无水滩涂上，为潮间带高地，一般大潮高潮位情况下，已不能	

	态建设与保护，维护滨海湿地生态服务功能，保护古贝壳堤典型地质遗迹以及重要水产种质资源，维护生物多样性，促进生态环境改善，严格限制重化工业和高耗能、高污染的工业建设。		被海水所淹没，同时工程位于人工修建的防潮坝（或养殖池堤坝）向岸一侧，不与外海海水相通，不属于重化工业和高耗能、高污染的工业建设。 工程建设和运营期间不向临近海域排放污染物，保护临近海洋生态环境，不对海洋渔业、水道航运等产生影响。	
	黄河口至莱州湾海域集约开发滨州、东营、潍坊北部、莱州、龙口特色临港产业区，发展滨海旅游业，合理发展渔业、海水利用、海洋生物、风能等生态型海洋产业，加强水产种质资源保护，重点保护三山岛等海洋生物自然保护区。区域海洋开发应与黄河口地区防潮和防洪相协调；屺姆岛北部至蓬莱角及庙岛群岛海域重点发展滨海旅游、海洋渔业，加强庙岛群岛海洋生态系统保护，维护长山水道航运功能。			
	开展黄河三角洲河口滨海湿地、莱州湾海域综合整治与修复。区域实施污染物排海总量控制制度，改善海洋环境质量。			

2、《山东省海洋功能区划（2011-2020 年）》（2016 年 4 月）符合性分析

2012 年 10 月 10 日，国务院批准发布了《山东省海洋功能区划（2011-2020 年）》（2016 年 4 月），全省区划海域总面积 47300km^2，其中海岸基本功能区面积约 12800km^2，近海基本功能区面积约 36200km^2。

本工程位于滨州-东营北农渔业区（A1-2）（见附图 3）。《山东省海洋功能区划（2011-2020 年）》（2016 年 4 月）中对 A1-2 用途管制中要求指出“本区域基本功能为农渔业功能，兼容矿产与能源、旅游休闲娱乐、防潮堤建设等功能”。

本工程属于海洋油气开发工程，与该区兼容的矿产与能源功能定位相符；工程未改变海域自然属性；工程在施工期及运营期采取相应环保措施，同时制订了《河口采油厂涉海油田海洋石油开发生产溢油应急计划》并配备相应的应急设施设备，具备完善的突发事件应对机制。因此，项目与《山东省海洋功能区划（2011-2020 年）》（2016 年 4 月）相符合。

表 6　《山东省海洋功能区划（2011-2020 年）》（2016 年 4 月）符合性分析表

功能区	类别	相关要求		本工程情况	符合性
滨州-东营北农渔业区（A1-2）	海域使用管理要求	用途管制	本区域基本功能为农渔业功能，兼容矿产与能源、旅游休闲娱乐、防潮堤建设等功能。在船舶习惯航路和依法设置的锚地、航道及两侧缓冲区水域禁止养殖。需符合黄河河口综合治理规划和黄河入海流路规划，满足黄河沉沙的需求。加强渔业资源养护，控制捕捞强度。保障河口行洪安全。	本项目属于海洋油气石油开发工程，符合海域使用管制要求。本工程位于岸滩上，不影响航道通航和渔业资源养护。不位于河道内，不影响河口的行洪安全。	符合
		用海方式	严格限制改变海域自然属性，鼓励开放式用海，允许适度进行人工岛、平台、后勤服务等基础设施建设。	项目位于 2021 年修测海岸线向海一侧，工程区域实际为潮间带高地，一般大潮高潮位情况下，已不能被海水所淹没，工程区域最外围有防潮坝和人工修建的高位养殖池堤坝阻挡与外水交换，不与外海海水相通。①项目建设不会改变海域的自然属性，符合用海方式要求。②工程建设和运营不会改变海域的自然岸线，符合海域整治要求。	符合
		海域整治	本区域海岸大部分为沿海防潮堤永久性人工岸线，小部分池塘土质堤坝和道路为非永久性人工岸线，少量粉砂淤泥质自然岸线未被开发利用。海岸可进行沿海防潮堤坝建设。保护自然岸线原始形态，鼓励对人工岸线进行生态化改建		
	海洋环境保护要求	生态保护重点目标	传统渔业资源的产卵场、索饵场、越冬场、洄游通道等；老黄河口半滑舌鳎种质资源。	目前工程周边为人工泵水形成的养殖池，工程的运营不会对该海域的生态保护目标产生影响。	符合
		环境保护要求	加强海洋环境质量监测。防止渔港环境污染，加强环境综合治理。河口实行陆源污染物入海总量控制，进行减排防治。油气资源开发注意保护海洋资源环境，防止溢油，避免对毗邻海洋保护区产生影响。	本项目运营过程中，所有的产品、物料、废弃物均运输至陆地处理，不向海域排放污染物，并采取了严格的环境保护措施及溢油应急防范措施，正常工况下不会发生溢油事故，不会对区域内的海洋保护区产生影响。且根据项目的实际情况制定了相应的海洋跟踪监测计划。	符合

			渔业设施建设区海水水质不劣于二类（渔港区执行不劣于现状海水水质标准），海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于二类标准。水产种质资源保护区、捕捞区海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准。其它海域海水水质不劣于二类标准，海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准。	据现状资料，海水水质不满足二类标准，沉积物满足一类标准，海洋生物质量不满足一类标准。项目位于2021年修测海岸线向海一侧，工程区域实际为潮间带高地，一般大潮高潮位情况下，已不能被海水所淹没，工程区域最外围有防潮坝和人工修建的高位养殖池堤坝阻挡与外水交换，不与外海海水相通，生产运营期不向海域排放污染物，不会破坏海洋生态环境，因此临近海域现状与本项目的建设无必然联系，本项目的建设不会恶化所在功能区的海域现状。	符合

3、《东营市海洋功能区划（2013-2020年）》（2016年4月1日）符合性分析

2015年12月31日，山东省人民政府以鲁政字[2015]290号文批复了《东营市海洋功能区划（2013-2020年）》。2016年1月18日，国家海洋局办公室致函山东省海洋与渔业厅，以《国家海洋局办公室关于调整东营河口浅海贝类等3处国家级海洋特别保护区范围的函》（海办环字[2016]27号），原则同意调整莱州湾蛏类、广饶沙蚕类生态国家级海洋特别保护区。由于东营河口浅海贝类、东营莱州湾蛏类、东营广饶沙蚕等3处生态国家级海洋特别保护区的调整，2016年5月17日，山东省海洋与渔业厅发布《关于同意东营市海洋功能区划（2013-2020年）局部修改方案的复函》（鲁海渔函[2016]168号），经省政府同意，原则同意《东营市海洋功能区划（2013-2020年）局部修改方案》（简称“修改方案”）。该区划共划分了6个一级类和28个海洋基本功能区。

本工程5#、6#井场及其配套管线位于新户农业围垦区（A1-2-1）（见附图4）。《东营市海洋功能区划（2013-2020年）》（2016年4月1日）中对A1-2-1用途管制中要求指出“基本功能为农业围垦，兼容油气、文体休闲娱乐功能”，本工程属于海洋油气开采工程，与该区兼容的油气功能定位相符；工程不改变海域自然属性；工程在施工期及运营期采取相应环保措施，同时

制订了《河口采油厂涉海油田海洋石油开发生产溢油应急计划》并配备相应的应急设施设备，具备完善的突发事件应对机制。因此，项目位于“A1-2-1 新户农业围垦区”的工程与《东营市海洋功能区划（2013-2020 年）》（2016 年 4 月 1 日）相符合。

表 7　《东营市海洋功能区划（2013-2020 年）》（2016 年 4 月 1 日）符合性分析表

功能区	类别	相关要求		本工程情况	符合性
新户农业围垦区（A1-2-1）	海域使用管理要求	用途管制	基本功能为农业围垦，兼容油气、文体休闲娱乐功能。保障河口行洪安全。	本项目 5#、6#井场及配套管线位于新户农业围垦区，作为海洋油气开发项目，符合海域用途管制要求。	符合
		用海方式控制	严格限制改变海域自然属性，允许进行油田井场、后勤服务、盐田、防潮堤等基础设施建设。	本次工程建设不改变海域自然属性，本项目建设油田井场设施，符合用海方式控制要求。	符合
		整治修复	允许进行高标准的防潮堤坝建设，以保护区内人民生命财产的安全，鼓励对人工岸线进行生态化改造，加强海洋自然生态系统的保持和修复。	本项目位于 2021 年修测海岸线向海一侧的潮间带高地，一般大潮高潮位情况下，已不能被海水所淹没，同时工程被人工修建的防潮坝或养殖池堤坝围住，不与外海海水相通，不会改变海域自然属性，符合整治修复要求。	符合
	海洋环境保护要求	环境保护要求	河口实行陆源污染物入海总量控制，进行减排防治。油气资源开发注意保护海洋资源环境，防止溢油，避免对毗邻海洋保护区产生影响。海水水质不劣于二类标准。	本项目运营期间不向海域排放污染物，并采取了严格的环境保护措施及溢油应急防范措施，正常工况下不会发生溢油事故，不会对区域内的生态保护目标产生影响。	符合
				运营期不向海域排放污染物，不会破坏海洋生态环境，因此海域现状与本项目的建设无必然联系，本项目的建设不会恶化所在功能区的海域现状。	符合

4、《滨州市海洋功能区划（2013～2020 年）》（鲁政字[2015]291 号）符合性分析

2015 年 12 月 31 日，山东省人民政府以鲁政字[2015]291 号文批复了《滨州市海洋功能区划（2013～2020 年）》（鲁政字[2015]291 号）。本次区划海域总面积为 1895.93km²，大陆海岸线长度为 126.44km。

《滨州市海洋功能区划（2013～2020 年）》（鲁政字[2015]291 号）将滨州市管理使用海域划分为 8 个一级类型（农渔业区、港口航运区、工业与城镇用海区、矿产与能源区、旅游休闲娱乐区、海洋保护区、特殊利用区、保留区），22 个二级类型。

根据《滨州市海洋功能区划（2013～2020 年）》（鲁政字[2015]291 号），本工程 1#～4#井场及配套管线、优化工程管线位于套尔河东养殖区（A1-2-2）（见附图 5）。

A1-2-2 的用途管制要求：“本区域基本功能为养殖功能，兼容增殖、渔业基础设施、油气、固体矿产开采、盐田、旅游休闲娱乐、海岸防护用海。本工程属于海洋油气开采工程，与该区兼容的油气功能定位相符；工程不改变海域自然属性；工程在施工期及运营期采取相应环保措施，同时制订了《河口采油厂涉海油田海洋石油开发生产溢油应急计划》并配备相应的应急设施设备，具备完善的突发事件应对机制。因此，项目位于“A1-2-2 套儿河东养殖区”的工程与《滨州市海洋功能区划（2013～2020 年）》（鲁政字[2015]291 号）相符合。

表 8　滨州市海洋功能区划符合性分析表

功能区	类别	相关要求		本工程情况	符合性
套尔河东养殖区（A1-2-2）	海域使用管理要求	用途管制	本区域基本功能为养殖功能，兼容增殖、渔业基础设施、油气、固体矿产开采、盐田、旅游休闲娱乐、海岸防护用海。加强渔业资源养护。	本项目为海洋石油开发项目，符合海域用途管制要求。	符合
		用海方式控制	严格限制改变海域自然属性，鼓励开放式用海；允许适度进行人工岛、平台、后勤服务等基础设施建设。	本项目建设不改变海域自然属性。	符合
		整治修复	本区域海岸大部分为沿海防潮堤永久性人工岸线，小部分池塘土质堤坝和道路为非永久性人工岸线，少量粉砂淤泥质自然岸线未被开发利	工程不占用自然岸线，与整治修复要求不冲突。	符合

			用，海岸可进行沿海防潮堤坝建设，保护自然岸线原始形态，鼓励对人工岸线进行生态改变。		
	海洋环境保护要求	生态保护重点目标	近岸湿地生态系统	本项目位于2021年修测海岸线向海一侧的潮间带高地上，工程周边分布大量人工修建的养殖池，工程运营不会对近岸湿地生态系统产生不良影响。	符合
		环境保护	加强海洋环境质量监测，防止养殖水域环境污染，加强环境综合整治。严格控制养殖自身清洁，防止水体富营养化和外来物种入侵。河口实行陆源污染物入海总量控制，进行减排防治。油气资源开发注意保护海洋资源环境，防止溢油。渔业设施建设区海水水质不劣于二类（渔港区执行不劣于现状海水水质标准），海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于二类标准。其他海域海水水质不劣于二类标准，海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准。	本项目为油气资源开发项目，运营过程中所有的原料、物料、能源、废弃物均运输至陆地处理，不向海域排放污染物，并采取了严格的环境保护措施及溢油应急防范措施，正常工况下不会发生溢油事故，不会对区域内的海洋资源产生不良影响。本项目生产运营期不向海域排放污染物，不会破坏海洋生态环境，因此海域现状与本项目的建设无必然联系，本项目的建设不会恶化所在功能区的海域现状。	符合

六、与海洋生态红线符合性分析

2013年12月，山东省人民政府发布了《山东省渤海海洋生态红线区划定方案（2013-2020年）》（鲁政办字[2013]39号），渤海海洋生态红线区分为禁止开发区和限制开发区。

本工程不位于山东省渤海湾海洋生态红线区内（见附图6），距离最近的生态红线区为6#井场北侧5.5km的潮河-湾湾沟浅海贝类限制区（XZ2-1）。因此本工程符合《山东省渤海海洋生态红线区划定方案（2013-2020年）》（鲁政办字[2013]39号）的要求。

七、与水产种质资源保护区管理要求符合性分析

辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区于2012年获批准成立，本项目位于“辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区”核心区内，见附图11所示，根据《水产种质资源保护区管理暂行办法》（2016年6月1日）第十七条：“在水产种质资源保护区内从事修建水利工程、疏浚航道、建

	闸筑坝、勘探和开采矿产资源、港口建设等工程建设的，或者在水产种质资源保护区外从事可能损害保护区功能的工程建设活动的，应当按照国家有关规定编制建设项目对水产种质资源保护区的影响专题论证报告，并将其纳入环境影响评价报告书。”本项目属于海洋油气开发项目，本项目位于 2021 年修测海岸线向海一侧的潮间带高地，一般大潮高潮位情况下，已不能被海水所淹没，同时工程被人工修建的防潮坝或养殖池堤坝围住，不与外海海水相通，本项目周边为人工泵水形成的高位养殖池，且所有的原料、物料、能源、废弃物均运输至陆地处理，不向海域排放污染物，并采取了严格的环境保护措施及溢油应急防范措施，正常工况下不会发生溢油事故，对保护区的功能产生的影响较小。 本项目已对“辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区”做了影响专题论证报告。 专题报告的综合结论如下： “通过综合分析认为，大王庄油田大 1 块、大古 677 块、大古 678 块产能建设及集输管网优化工程的实施，会对辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区产生一定的影响。在工程建设实施过程中采取避让、增殖放流等有效措施，将工程施工、运营各时期对海洋生态环境和渔业资源的损害程度降到最低。建议项目施工前工程建设单位应与保护区管理部门签订渔业资源补偿协议（补偿额为 11.70 万元）。本着区域经济发展、海洋生态环境保护、渔业生态环境保护和渔业资源的可持续发展兼顾的目的，在实施了渔业资源补偿的前提下，本工程对渔业生态环境和渔业资源的影响可以接受”。 综上所述，本项目的建设符合该保护区的管理要求。

二、建设内容

<table>
<tr><td>地理位置</td><td>渤海湾南部海域，位于东营市河口区新户镇及滨州市沾化区滨海镇，具体项目地理位置见附图 7。</td></tr>
<tr><td>项目组成及规模</td><td>

一、项目工程概况

本项目建设内容包括产能建设和管网优化两个部分；其中产能建设涉及大王庄油田 3 个开发区块（分别为大古 677 块、大古 678 块、大 1 块），共部署油水井 40 口（其中油井：27 口，注水井：13 口），共 6 座井场（其中：新建丛式井场 5 座，依托老井场 1 座）；新建Φ76×5mm 单井集油管线 1.22km，新建Φ89×5mm 集油管线 0.1km，新建Φ168×7mm 集油管线 5.16km；新建电磁加热器 8 台（其中：80kW：7 台，40kW：1 台）；采用密闭集输工艺，并配套建设自控、通信、道路、供配电设施等；同时本项目计划对大王北 13#、16#计量站集输管网进行优化，共新建Φ76×5mm 集油管线 1.28km，新建Φ60×5mm 集油管线 0.6km，新建Φ89×5mm 集油管线 0.65km，关停向海一侧的在用 6 台加热炉。

二、总平面布置

本项目部署油水井 40 口（其中油井：27 口，注水井：13 口），共 6 座井场（其中：新建丛式井场 5 座，依托老井场 1 座）；另外配套建设消防、供配电、自控及道路等工程。项目总体布局见附图 8。

三、开发方式及指标预测

1、开发方式

本项目采用注水开发。

2、开发规模及指标

本项目通过新钻井加密井网，部署油水井 40 口（其中油井：27 口，注水井：13 口）。项目建成投产后，第 1 年产油能力最大为[redacted]，最大产液量为[redacted]（第 15 年），本项目未来 15 年开发指标预测详见表 9。

表 9　本项目未来 15 年开发指标预测表

<table>
<tr><td rowspan="2">年度</td><td>设计油井数</td><td>设计注水井数</td><td>年产液量</td><td>年产油量</td><td>日产液</td><td>日产油</td><td>含水</td><td>年注水</td><td>年运行时间</td></tr>
<tr><td>口</td><td>口</td><td>10^4t</td><td>10^4t</td><td>t</td><td>t</td><td>%</td><td>10^4t</td><td>d</td></tr>
<tr><td>[redacted]</td><td>[redacted]</td><td>[redacted]</td><td>[redacted]</td><td>[redacted]</td><td>[redacted]</td><td>[redacted]</td><td>[redacted]</td><td>[redacted]</td><td>[redacted]</td></tr>
</table>

</td></tr>
</table>

[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]

四、油气资源概况

1、原油物理性质

本项目主要对大王庄油田的大古 677 块、大古 678 块、大 1 块进行采油开发，各区块原油物理性质见表 10。

表 10　开发区块地面原油物理性质数据表

区块	密度（g/cm^3，20℃）	黏度（mPa·s，50℃）	凝固点（℃）	含硫（%）	气油比（m^3/t）
大古 677 块	0.9300	108～1091	26～32	2.64～4.75	50
大古 678 块	0.8713	13.1	35	1.62～2.45	35
大 1 块	0.9449	106～3877	33～38	1.92～4.18	35

2、伴生气物理性质

本项目拟开发各区块的原油伴生气物理性质见表 11。

表 11　大王庄油田原油伴生气成分统计表

组成	C_1	C_2	C_3	C_4	C_5及以上	CO_2	N_2	H_2S
单位	%	%	%	%	%	%	%	%
含量	94.64	1.24	1.96	1.00	1.00	0.05	0.11	未检出

注：①表中百分数为体积分数。

五、工程组成

1、工程总体组成

本项目由主体工程、辅助工程、公用工程、环保工程等组成，工程组成详见表 12。

表 12 本项目工程组成表

项目组成	工程分类	工程内容	建设规模	备注
主体工程	钻井工程	油水井	油水井[redacted]口，新建丛式井场[redacted]座，依托老井场[redacted]座，总进尺[redacted]m	新钻
	采油工程	抽油机	井口安装 700 型皮带抽油机，共新建[redacted]	新建
		采油井口装置	[redacted]	新建
	注水工程	本项目采用间歇式注水，水源来自大北站采出水站，采用汽车拉运形式，注水设备为移动式注水泵		新建
	油气集输系统	集油管线（产能工程）	Φ76×5mm，环氧粉末内防，3PE 外防 泡沫黄夹克保温 30mm，共计 1.22km	新建
			Φ89×5mm，环氧粉末内防，3PE 外防 泡沫黄夹克保温 30mm，共计 0.1km	新建
			Φ168×7mm，环氧粉末内防，3PE 外防 泡沫黄夹克保温 30mm，共计 5.16km	新建
		集油管线（优化工程）	Φ76×5mm，环氧粉末内防，3PE 外防 泡沫黄夹克保温 30mm，共计 1.28km	新建
			Φ60×5mm，环氧粉末内防，3PE 外防 泡沫黄夹克保温 30mm，共计 0.60km	新建
			Φ89×5mm，环氧粉末内防，3PE 外防 泡沫黄夹克保温 30mm，共计 0.65km	新建
		集油阀组	共[redacted]座，	新建
		加热器	新建电磁加热器[redacted]台，	新建
		计量站	大北 20#计量站	依托
		大北站	对采出液进行油水分离处理	依托
		大三接转站	对采出液初步分离处理	依托
		丁王站	对采出液进行三相分离	依托
		义和站	对采出液进行三相分离及后续处理	依托
辅助工程	道路工程	通井道路	新建 4m 宽进井路，共计 100m	新建
		护坡	现有道路临水侧新建混凝土护坡 4.65km	新建
	穿跨越工程	定向钻穿越	定向钻穿越 2 处，穿越长度 1500m	新建
	供电工程	井口变压器	采用 S13 型节能变压器，共新建 6 台	新建
		供电线路	电源引自附近线路，新建 6kV 架空线路，3.1km	新建
	仪控工程	仪控系统	每口油井设油井控制柜 1 台，包括 RTU 测控系统、多功能电表等，共设 27 套 RTU 系统，完成新钻油井工艺参数的采集、控制	新建

		通信工程	通信系统	新设视频监控共 6 套（每座井场 1 套），采用无线方式远传至采油管理区	新建
	公用工程	消防	灭火器	在新建的油井、变压器区采用移动式灭火方式，配置手提式和推车式移动灭火器材装置等	新建
		生活用水	职工用水	值班职工饮用水采用桶装车运提供	依托
		排水	环保厕所	值班职工生活污水排放依托各计量站、采油队等场所内的环保厕所；井场雨水自然外排	依托
	环保工程	施工期	固废	①采用泥浆不落地工艺，产生的非油层钻井固废全部委托相关单位处理，产生的油层钻井固废委托有资质的单位进行处置；②施工废料部分回收利用，剩余废料拉运至市政部门指定地点，由环卫部门处理；③定向钻废弃泥浆委托相关单位进行处理；④生活垃圾集中收集后拉运至市政部门指定地点，由环卫部门统一处理；⑤压裂废液依托埕东作业废液处理站进行处理，处理后进入埕东联合站采出水处理系统，经处理达标后回注	新建
			废气	①原材料运输、堆放要求遮盖；及时清理场地上弃渣料，采取覆盖、洒水抑尘；②加强施工管理，尽可能缩短施工周期	——
			废水	①钻井废水、施工作业废液依托埕东作业废液处理站处理；②管道试压废水收集后拉运至丁王站进行处理；③生活污水排入临时环保厕所，生活污水依托临时环保厕所，不排海	依托
			噪声	合理安排施工时间，选用低噪声施工设备，同时要加强检查、维护和保养工作等	新建
		运营期	油气处理	依托丁王站油气处理系统处理	依托
			固废	项目产生的油泥砂直接委托有资质单位进行处置	依托
			废气	为减少井口轻烃挥发，每口新钻油井安装 1 套油套连通装置，共新装 27 套	新建
			废水	大古 677 块、大古 678 块的井下作业废液、采出水依托大北站采出水处理系统处理，处理达标后回用于油田注水开发，不排海；大 1 块的井下作业废液、采出水依托丁王站采出水处理系统处理，处理达标后回用于油田注水开发，不排海	依托
			噪声	选择低噪声设备；加强设备维护，使其处在最佳运行状态	新建
		闭井期	固废	施工废料部分回收利用，剩余废料拉运至市政部门指定地点，由环卫部门处理	新建
			废气	加强施工管理，尽可能缩短施工周期	新建
			废水	管道清管废水收集后拉运至丁王站进行处理	依托
			噪声	合理安排施工时间，选用低噪声施工设备，同时要加强检查、维护和保养工作等	新建
		生态恢复		减少施工占地，对临时占地进行生态恢复	新建

2、主体工程

（1）钻井工程

1）钻井数量、井型及井深

本项目共部署油水井[redacted]，新建丛式井场[redacted]座，依托老井场[redacted]座，详见表 13。

表 13　本项目钻井情况一览表

序号	井场编号	区块	井号	井别	钻井进尺（m）	井型	井场占地（m×m）
1	1#	大古 677 块	大古 677-斜 4	注水井	[redacted]	[redacted]	新建：40m×80m
2			大古 677-斜 3	油井	[redacted]	[redacted]	
3			大古 677-斜 2	注水井	[redacted]	[redacted]	
4			大古 677-斜 7	油井	[redacted]	[redacted]	
5		大古 678 块	大古 678-斜 12	注水井	[redacted]	[redacted]	
6			大古 678-斜 11	油井	[redacted]	[redacted]	
7			大古 678-斜 10	油井	[redacted]	[redacted]	
8	2#	大古 677 块	大古 677-斜 8	油井	[redacted]	[redacted]	新建：70m×80m
9			大古 677-斜 1	油井	[redacted]	[redacted]	
10			大古 677-斜 9	注水井	[redacted]	[redacted]	
11			大古 677-斜 6	油井	[redacted]	[redacted]	
12			大古 677-斜 5	油井	[redacted]	[redacted]	
13		大古 678 块	大古 678-斜 9	注水井	[redacted]	[redacted]	
14			大古 678-斜 8	油井	[redacted]	[redacted]	
15			大古 678-斜 7	油井	[redacted]	[redacted]	
16			大古 678-斜 5	注水井	[redacted]	[redacted]	
17			大古 678-斜 6	油井	[redacted]	[redacted]	
18	3#	大古 678 块	大古 678-斜 4	油井	[redacted]	[redacted]	新建：40m×80m

19			大古 678-斜 3	油井	[redacted]	[redacted]	
20			大古 678-斜 2	油井	[redacted]	[redacted]	
21			大古 678-斜 1	油井	[redacted]	[redacted]	
22			大古 678-斜 13	油井	[redacted]	[redacted]	
23	4#	大古 678 块	大古 678-斜 20	注水井	[redacted]	[redacted]	扩建：40m×25m（老井场：大北 26-斜 21 井场：50m×85m）
24			大古 678-斜 19	油井	[redacted]	[redacted]	
25			大古 678-斜 18	油井	[redacted]	[redacted]	
26			大古 678-斜 17	油井	[redacted]	[redacted]	
27			大古 678-斜 16	油井	[redacted]	[redacted]	
28			大古 678-斜 15	注水井	[redacted]	[redacted]	
29			大古 678-斜 14	注水井	[redacted]	[redacted]	
30	5#	大 1 块	大 1-斜 5	油井	[redacted]	[redacted]	新建：40m×80m
31			大 1-斜 3	油井	[redacted]	[redacted]	
32			大 1-斜 2	油井	[redacted]	[redacted]	
33			大 1-斜 1	油井	[redacted]	[redacted]	
34			大 1-斜 4	注水井	[redacted]	[redacted]	
35			大 1-斜 7	注水井	[redacted]	[redacted]	
36	6#	大 1 块	大 1-斜 11	注水井	[redacted]	[redacted]	新建：40m×75m
37			大 1-斜 10	油井	[redacted]	[redacted]	
38			大 1-斜 9	注水井	[redacted]	[redacted]	
39			大 1-斜 8	油井	[redacted]	[redacted]	
40			大 1-斜 6	油井	[redacted]	[redacted]	
合计					[redacted]		

2）井身结构

本项目大古 677 块定向井采用二开次井身结构，表层套管采用 273.1mm 钢级 J55 壁厚 8.89mm 套管，下深 300m；油层套管采用 139.7mm 套管，油层部位采用钢级 P110 壁厚 9.17mm 套管，其余采用钢级 N80 壁厚 7.72mm 套管。

本项目大古 678 块定向井采用二开次井身结构，表层套管采用 273.1mm 钢级 J55 壁厚 8.89mm 套管，下深 600m；油层套管采用 139.7mm 套管，油层部位采用钢级 P110 壁厚 9.17mm 套管，其余采用钢级 N80 壁厚 9.17mm 套管。

本项目大古 1 块定向井采用二开次井身结构，表层套管采用 273.1mm 钢级 J55 壁厚 8.89mm 套管，下深 300m；油层套管采用 139.7mm 套管，油层部位采用钢级 P110 壁厚 9.17mm 套管，其余采用钢级 N80 壁厚 7.72mm 套管。

本项目各新钻井均采用二开井身结构。具体井身结构设计见表 14。

表 14　新钻井井身结构设计一览表

区块	开数	井眼尺寸×井深	套管尺寸×下深	水泥返高
大古 677 块	一开	[redacted]	[redacted]	地面
	二开	[redacted]	[redacted]	地面
大古 678 块	一开	[redacted]	[redacted]	地面
	二开	[redacted]	[redacted]	地面
大 1 块	一开	[redacted]	[redacted]	地面
	二开	[redacted]	[redacted]	地面

图 1 大古 677 块定向井井身结构示意图（以大古 677-斜 6 井为例）

图 2　大古 678 块定向井井身结构示意图（以大古 678-斜 15 井为例）

图 3 大 1 块定向井井身结构示意图（以大 1-斜 2 井为例）

3）钻机选型

根据施工最大负荷情况，本项目大古 677 块新钻井选用 30 型钻机，大古 678 块新钻井选用 40 型、50 型钻机，大 1 块新钻井选用 40 型钻机。

4）钻井液

本项目钻井液体系结合井身结构，不同井段采用的钻井液体系有所不同，但均无有毒物质，可生物降解，钻井液体系详见表 15，钻井液基本配方见表 16、表 17。

表 15　新钻井分段钻井液体系

井段（m）	钻井液体系	井段（m）	钻井液体系
	大古 678 块		大古 677 块、大 1 块
0～601	土浆	[redacted]	土浆
601～3712	钙处理-聚合物钻井液	[redacted]	聚合物钻井液
3712～4140	聚合物润滑防塌钻井液	[redacted]	聚合物润滑防塌钻井液

表 16　大古 677 块/大 1 块钻井液基本配方及用量设计

序号	材料名称及代号	加量（kg/m³）		
		0m～301m	301m～2527m	2527m～2930m
1	钻井液用超细碳酸钙			[redacted]
2	膨润土	[redacted]		
3	碳酸钠	[redacted]		
4	钻井液用胺基聚醇			[redacted]
5	钻井液用抗高温抗盐防塌降滤失剂			[redacted]
6	钻井液用改性铵盐			[redacted]
7	钻井液用聚丙烯酰胺干粉			[redacted]
8	钻井液用天然高分子降滤失剂			[redacted]
9	钻井液用润滑剂			[redacted]
10	氯化钙		[redacted]	
11	钻井液用乳化石蜡			[redacted]

表 17　大古 678 块钻井液基本配方及用量设计

名称	一开（t）	二开（t）	合计（t）
膨润土		[redacted]	[redacted]
碳酸钠		[redacted]	[redacted]
工业用氢氧化钠		[redacted]	[redacted]
钻井液用聚丙烯酰胺干粉		[redacted]	[redacted]
钻井液用改性铵盐		[redacted]	[redacted]
氯化钠（工业盐）		[redacted]	[redacted]
氯化钾		[redacted]	[redacted]
钻井液用抗高温抗盐防塌降滤失剂		[redacted]	[redacted]
钻井液用胺基聚醇		[redacted]	[redacted]
钻井液用低黏羧甲基纤维素钠盐		[redacted]	[redacted]
钻井液用纳米乳液		[redacted]	[redacted]
钻井液用超细碳酸钙		[redacted]	[redacted]
钻井液用降滤失剂磺酸盐共聚物		[redacted]	[redacted]
钻井液用润滑剂		[redacted]	[redacted]
钻井液用磺甲基酚醛树脂-1		[redacted]	[redacted]
钻井液用硅氟类降黏剂		[redacted]	[redacted]

钻井液用塑料小球		[redacted]	[redacted]
钻井液用硅氟稳定剂		[redacted]	[redacted]
钻井液用重晶石粉		[redacted]	[redacted]
氯化钙		[redacted]	[redacted]

5）固井（钻井完井）工程

本项目新钻井一开表层套管采用内插法固井，要求水泥浆返至地面；二开油层套管采用套管固井方式，要求水泥浆返至地面。

6）完井方式

本项目大古 677 块、大古 678 块采用套管射孔完井方式；大 1 块采用套管射孔完井方式。

（2）采油工程

1）压裂工艺

根据本项目区块的油藏物性，地理位置，结合区块邻井情况，本项目采用压裂投产。压裂液选用胍胶压裂液体系，属于水基压裂液。压裂液的具体组分见表 18。

表 18　压裂液组分

序号	压裂液组分	
1	稠化剂	[redacted]
2	黏土稳定剂	[redacted]
3	交联剂	[redacted]
4	防膨剂	[redacted]
5	助排剂	[redacted]
6	破胶剂	[redacted]
7	调节剂	[redacted]

2）采油工艺

本项目采油工程采用杆泵举升工艺，使用 700 型皮带抽油机。

（3）油气集输工程

目前，大王庄油田各区块周边大都建有完善的集输系统，主要包括计量站、联合站、集输管网等，其功能是负责油气的计量、处理和输送。

本项目产能工程建成投产后，1#、2#、3#井场新建油井采出液经过加热后均通过新建集油管线插输到已建外输干线上，然后通过已建集输管网输至大北站进行油水分离后再进入丁王站进行三相分离；4#井场新建油井采出液经过加热后输至大北 20#计量站，然后通过已建集输管网输至大三接转站进行初步分离处理后，进入到大北站进行油水分离后再进入丁王站

进行三相分离；5#、6#井场新建油井采出液经过加热后均通过新建集油管线插输到已建外输干线上，然后通过已建集输管网输至丁王站进行三相分离。根据本项目产能建设需要，新建Φ76×5mm 集油管线 1.22km，Φ89×5mm 集油管线 0.1km，Φ168×7mm 集油管线 5.16km，电磁加热器 8 台（具体分布详见表 19）。油井集输系统流程见图 5，工程布局见附图 8。

图 4　本项目油井集输流程图

表 19　本项目加热器工程组成表

井场	80kW 电磁加热器数量（台）	40kW 电磁加热器数量（台）
1#	1	/
2#	2	/
3#	1	1
4#	1	/
5#	1	/
6#	1	/

另外，本项目集输管网优化工程计划对 8 口串接生产油井管网进行优化完善，新建串接生产集输管网，原管网改为掺水管网，单井采用掺水伴输进干线串接生产，进而关停向海一侧的在用 6 台加热炉。根据可研资料，优化工程共新建Φ76×5mm 集油管线 1.28km，新建Φ60×5mm 集油管线 0.6km，新建Φ89×5mm 集油管线 0.65km（详见附图 8）。

表 20　本项目优化工程计划关停加热炉统计表

序号	加热炉名称	所在井场	井场坐标	功率（kW）	燃气量（$10^4m^3/a$）
1	DBDB13-20 加热炉	[redacted]		40	[redacted]
2	DBD37-J1 加热炉	[redacted]		50	[redacted]
3	DBDB14-X15 加热炉	[redacted]		50	[redacted]
4	DBDB13-X16 加热炉	[redacted]		40	[redacted]
5	DBDB12-18 加热炉	[redacted]		40	[redacted]
6	DBDB15-X24 加热炉	[redacted]		40	[redacted]

表 21　管线建设及利旧情况

序号	管线名称	管线规格	长度（m）	备注
1	DBDB14-22 井场～节点 1	Φ76×5mm	1080	新建集油管线
2	DBDB37-J1～节点 1	Φ76×5mm	200	
3	节点 1～13#计量站	Φ89×5mm	650	
4	DBDB15-17～节点 2	Φ60×5mm	600	
5	16#计量站 DBDB14-22 井场	Φ76×5mm	600	利旧为掺水管线
6	13#计量站～DBDB13-20	Φ76×5mm	1000	
7	节点 1～DBDB37-J1	Φ76×5mm	200	

（4）注水工程

根据油藏、采油方案，本工程采用间歇式注水，水源来自大北站采出水站，采用汽车拉运形式，注水设备为移动式注水泵。

每口井每年注水一次，每次大概注水 10d～15d；每天注水 1000m^3～1500m^3。

（5）井场工程

本项目新建丛式井场 5 座，依托老井场 1 座。

3、辅助工程

（1）道路部分

本项目新建通井道路 100m。通井道路宽 4m，高出周边自然地坪 0.5m，两侧各设 0.5m 素土夯实路肩。结构做法自下至上分别为：素土夯实+灰土 0.2m 厚+碎石 0.15m 厚。

（2）井场部分

新建井场按照《石油天然气工程设计防火规范》（GB 50183-2004）中五级站场的防火要求对其进行平面布置，新建井场 5 座，井场场地高出周边地坪 0.30m。井场内场地结构做法自下至上分别为：为建筑碎砖 0.5m 厚+碎石 0.15m 厚。

（3）供配电部分

按照尽量利用现有井场供配电系统的原则，本项目新建变压器 6 台，电源引自附近线路。新建 6kV 架空线路 3.1km。

（4）自控部分

按照油田“标准化设计、模块化建设、标准化采购、信息化提升”管理工作的要求，建设 6 套视频监控系统对新建井场进行可视化监视，并设计建设工艺参数采集和自控系统。

4、公用工程

（1）给水

施工期的生产用水包括配制钻井液用水、钻井设备冲洗用水、管道试压用水。生产用水均来自丁王站采出水处理系统处理达标的采出水，通过罐车拉运至施工现场；施工人员生活用水采用桶装车运提供。

运营期用水主要是值班人员生活饮用水，采用桶装车运提供。

（2）排水

本项目施工期钻井废水、施工作业废液、压裂废液均通过埕东作业废液处理站处理达标后用于油田注水开发，不排海；管道试压废水就近拉运至丁王站采出水处理系统处理；施工人员生活污水采用临时环保厕所，生活污水依托临时环保厕所，不排海。

项目运营期井下作业废液、采出水经大北站/丁王站采出水处理系统处理，用于油田注水开发，回注水满足标准要求。

井场内雨水自然外排。

（3）消防

本项目的消防对象主要是 40 口油水井及井场内油气设施。根据《石油天然气工程设计防火规范》（GB 50183-2004），在防火区配置推车式磷酸铵盐灭火器、手提式磷酸铵盐灭火器、落地式灭火器箱等应急消防设备。

5、依托工程

本项目涉及工程依托的环节主要包括钻井废水处理、施工作业废液处理、压裂废液、管道试压废水处理、采出液集输、采出液处理、采出水处理、井下作业废液处理、油泥砂处置等。

本项目施工期钻井废水、施工作业废液、压裂废液就近拉运至埕东作业废液处理站处理达标后用于油田注水开发，不排海；管道试压废水收集后拉运至丁王站进行处理达标后用于油田注水开发，不排海。

本项目运营期油田采出水、井下作业废液经大北站/丁王站采出水处理系统处理达标后回用于油田注水开发，不排海。油泥砂直接委托有危废处理资质单位进行处理。

根据《中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司 2016-2018 年河口老区（滨州）滚动开发建设项目环境影响评价报告书》（滨环字[2016]179 号）及《中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司 2015-2017 年河口老区（东营）滚动开发建设项目环境影响报告书》（批复号：东环审[2015]238 号），各依托工程满足“三同时”要求，满足国家环保要求。结合本项目需求，本项目依托工程可行性分析见表 22。

表 22　项目依托工程及其可行性分析

依托内容	依托工程					拟建项目需求能力	环评及验收情况		依托可行性
	名称		设计规模	实际处理量	富余能力		环评批复	验收批复	
废液处理	埕东作业废液处理站		360m³/d	100m³/d	260m³/d	[redacted]	利环建审[2018]037号	自主验收（2020.1.2）	可行
	埕东联合站采出水处理系统		6.0×10⁴m³/d	4.8×10⁴m³/d	1.2×10⁴m³/d				可行
采出液处理	大北站	采出液处理系统	5190m³/d	2750m³/d	2440m³/d		滨环字[2016]179号	正在进行验收	可行
		采出水处理系统	3000m³/d	1500m³/d	1500m³/d				可行
	丁王站	采出液处理系统	5000m³/d	2335m³/d	2665m³/d		东环审[2015]238号	自主验收（2018.10.8）	可行
		采出水处理系统	800m³/d	600m³/d	200m³/d				可行
危险废物处理	油泥砂		/	/	直接委托有资质单位进行处置		/	/	可行

六、工程用海情况

本项目对海域的占用主要体现在新井场、通井道路的建设及管线敷设，总用海面积 116480m²，其中，永久用海面积 19600m²，临时用海面积 96880m²，详见表 23。

表 23　项目占海情况一览表

建设项目	临时用海面积（m^2）	永久用海面积（m^2）
井场	[redacted]	[redacted]
管线	[redacted]	[redacted]
道路	[redacted]	[redacted]
小计	[redacted]	[redacted]
合计	[redacted]	

七、劳动定员

本项目劳动定员由河口采油厂内部调剂解决，不需新增。

总平面及现场布置

（1）钻井井场平面布置

本项目的平面布置本着结构简单、流程合理的原则进行，施工期井场布置围绕井口设值班房、清水罐、油罐、配电房、发电机、泥浆不落地装置等。钻井井场平面布置见图 5。

（2）井场总体布局

本项目部署油水井 40 口（其中油井：27 口，注水井：13 口），共 6 座井场（其中：新建丛式井场 5 座，依托老井场 1 座）；另外配套建设消防、供配电、自控及道路等工程。项目总体布局见附图 8。

图 5　钻井井场平面布置示意图

图 6　典型井场平面布置示意图（以 1#井场为例）

施工方案

本项目为产能项目，包括施工期、运营期和闭井期。

一、施工期工艺流程及产污环节分析

施工期包括钻井、井下作业、地面工程建设等三部分。

1、钻井

钻井过程按其顺序可分为三个阶段，即钻前准备、钻进、钻完井。

（1）钻前准备

修建通往井场的运输用路；根据井的深浅、设备的类型及设计的要求来平整场地，进行设备基础施工（包括钻机、井架、钻井泵等基础设备）；搬运、安装钻井设备。

（2）钻进

本项目新钻井均采用二开结构形式，大古 677 块新钻井选用 30 型钻机，大古 678 块新钻井选用 40 型、50 型钻机，大 1 块新钻井选用 40 型钻机。

（3）钻完井

钻完井是钻井工程的最后环节。钻井完成后，钻井队对钻井设备进行搬家，准备下一口井的钻井工作。

钻井过程中的主要产污环节包括：施工扬尘（G1-1）、施工废气（G1-2）、施工噪声（N1-1）、钻井废水（W1-1）、钻井固废（S1-1）等。另外，施工人员会产生生活污水（W1-4）和生活垃圾（S1-3）。

2、井下作业

井下作业主要包括射孔、压裂、完井。

（1）射孔作业

本项目采用套管射孔完井。

（2）压裂作业

根据本项目区块的油藏物性，地理位置，结合区块邻井情况，本项目40口井均采用压裂投产。压裂液选用胍胶压裂液体系。

（3）完井作业

完井作业包括下油管、装油管头和采油树，然后进行替喷、诱导油流使油气进入井眼，为下一步进行采油生产做准备。井下作业过程中的主要产污环节包括：施工废气（G1-2）、施工噪声（N1-1）、施工作业废液（W1-2）和压裂废液（S1-4）等。另外，施工人员会产生生活污水（W1-4）和生活垃圾（S1-3）。

3、地面工程建设

地面工程建设主要包括道路建设、井场设备安装、管线敷设等内容。

（1）道路建设

本项目新建通井道路100m，对通井道路进行场地平整、填土、填土硬化等工作。

（2）井场设备安装

本项目部署新井[redacted]。油井配套安装[redacted]台700型皮带抽油机；注水工程采用外包服务形式，本次地面工程不配套工程量。

油井按照“施工准备→基础验收划线→机座安装→设备主体安装→附件安装→电机安装→电控箱安装→加注润滑油坚固螺栓→试运”的顺序完成各井场设备的安装。

（3）管线敷设

本项目管线敷设方式主要为埋地敷设，采用大开挖等方式。管线敷设

前先要测量定线，清理施工现场、平整工作带，修筑施工便道（以便施工人员、施工车辆、管材等进入施工场地），管材防腐绝缘后运到现场，开始布管、组装焊接，探伤，补口及防腐检漏，在完成管沟开挖基础工作以后下沟，对管沟覆土回填，分段试压。然后清理作业现场，恢复地貌、恢复地表植被，竣工验收。

1）管线敷设方式

管线穿越一般地方道路时采取开挖方式施工，沿路肩敷设，管道安装完毕后，立即按原貌恢复地面和路面；采用开挖方式时进行水工保护。一般地段管线施工方式断面示意图见图 7。

图 7　一般地段管线施工方式断面示意图

2）定向钻穿越

本项目定向钻穿越 2 处（其中：1 处为 2#井场的集输管线末端，定向钻距离约 600m；1 处为 5#井场至 6#井场的集输管线末端，定向钻距离约 900m），穿越长度 1500m，定向钻穿越的具体位置详见附图 8。

定向钻穿越是一种在技术上和设备上均较为成熟可靠的先进施工工艺，它是我国八十年代初引进的技术，目前利用该技术已成功地实现了黄河、长江、汉江、黄浦江、辽河等大中型水域的穿越。定向钻穿越是应用垂直钻井中所采用的定向钻技术发展起来的。使用定向钻机进行管线穿越施工，一般分为三个阶段：

第一阶段是钻机被安装在入土点一侧，从入土点开始，沿着设计好的线路，钻一条从入土点到出土点的曲线，作为预扩孔和回拖管线的引导曲线。

第二阶段是将导向孔进行扩孔，钻出的孔往往小于回拖管线的直径，为了使钻出的孔径达到回拖管线直径的 1.3 倍～1.5 倍，需要用扩孔器从出土点开始向入土点将导向孔扩大至要求的直径。

第三阶段是地下孔经过预扩孔，达到回拖要求后，将钻杆、扩孔器、回拖活节和被安装管线依次连接好，从出土点开始，一边扩孔一边将管线回拖至入土点。

定向钻穿越可常年施工，不受季节限制；工期短，质量好，不影响河流通航和防洪，可保证埋深；对水生生物和河流水质均不会造成影响，但定向钻施工也会产生一些环境问题，主要包括：施工场地的临时占地；施

工现场的泥浆有可能泄漏污染水体；施工结束后还将产生废弃泥浆和钻屑。

定向钻穿越施工过程断面示意图见图 8～图 12。

图 8　定向钻穿越施工钻导向孔过程断面示意图

图 9　定向钻穿越施工预扩孔过程断面示意图

图 10　定向钻穿越施工管线回拖过程断面示意图

图 11　入土场示意图

图 12　出土场示意图

3）清管及试压

管线系统安装完毕后，在投入生产前，必须进行吹扫及试压，清出管线内部的杂物并检验管线及焊缝的质量。

管线液体压力试验介质为洁净水，强度试验压力为设计压力的 1.5 倍。液体压力试验时，必须排净系统内的空气。升压应分级缓慢，达到试验压力后停压 2h，然后降至设计压力，进行严密性试验，达到试验压力后停压 4h，不降压、无泄漏和无变形为合格。然后缓慢降压进行试压废水的排放。

管线系统压力试验合格后，应进行吹扫，吹扫采用空气吹扫。吹扫前将设备进、出口隔断，将流量计、过滤器、调节阀等设备或仪表拆除。吹扫压力不超过设备和管线系统设计压力。吹扫时进行间断性吹扫，并以最大量进行，空气流速不得小于 20m/s。吹扫过程中，当目测排气无烟尘时，在排出口用白布或涂白色油漆的靶板检查，在 5min 内，靶板上无铁锈及其他杂物为合格。

综上，地面工程建设主要产污环节包括：施工扬尘（G1-1）、施工废气（G1-2）、施工噪声（N1-1）、管道试压废水（W1-3）、建筑垃圾和施工废料（S1-2）、压裂废液（S1-4）、定向钻废弃泥浆（S1-5）。另外，施工人员会产生生活污水（W1-4）和生活垃圾（S1-3）。

施工期主要产污环节见表 24，主要工艺流程及产污环节见图 13。

表 24　本项目施工期主要产污环节

阶段	工程内容	污染物			
		废气	废水	固体废物	噪声
施工期	钻井	施工扬尘（G1-1） 施工废气（G1-2）	钻井废水（W1-1） 生活污水（W1-4）	钻井固废（S1-1） 生活垃圾（S1-3）	施工噪声（N1-1）
	作业	施工废气（G1-2）	施工作业废液（W1-2） 生活污水（W1-4）	生活垃圾（S1-3） 压裂废液（S1-4）	施工噪声（N1-1）
	地面工程建设	施工扬尘（G1-1） 施工废气（G1-2）	管道试压废水（W1-3） 生活污水（W1-4）	建筑垃圾和施工废料（S1-2） 生活垃圾（S1-3） 定向钻废弃泥浆（S1-5）	施工噪声（N1-1）

图 13　施工期工艺流程及产污节点图

二、运营期工艺流程及产污环节分析

项目的运营期主要是采油、油气集输、油气水处理、注水等主要流程。另外，还包括采油井的井下作业等辅助流程。本项目压驱注水采用外包服务形式，本次地面工程不配套工程量。

本项目采用注水开发。采用机械采油，新建油井采出液进入附近计量站或接入计量站外输干线，然后通过已建集输管网输至丁王站进行三相分离。

井下作业主要是指对存在问题的井进行作业，如：冲砂、检泵、下泵、清防蜡、防砂、配注、堵水、封串、挤封、二次固井、打塞、钻塞、套管整形、修复、打捞等作业，以恢复采油气水井产能、封堵无效层以及其他井下故障处理的过程。

项目运营期的主要产污环节包括：采油井场轻烃的无组织挥发烃（G2-1），井下作业过程中施工机械产生的井下作业噪声（N2-1）、抽油机等采油设备运转产生的采油设备噪声（N2-2），井下作业过程中产生的作业废液（W2-1），联合站分出油田采出水（W2-2），在采出液及油田采出水处理过程中会产生油泥砂（S2-1）、井下作业产生的油泥砂（S2-2）。另外，本项目运营期无新增劳动定员，故运营期无新增生活污水与生活垃圾产生。

综上，运营期主要产污环节见表 25，主要工艺流程及产污环节见图

14。

表 25　本项目运营期主要产污环节分析

阶段	工程内容	污染物			
		废气	废水	固体废物	噪声
运营期	井下作业	——	作业废液（W2-1）	油泥砂（S2-2）	井下作业噪声（N2-1）
	采油	采油井场轻烃的无组织挥发（G2-1）	——	——	采油噪声（N2-2）
	油气集输	——	——	——	——
	油气处理	——	油田采出水（W2-2）	油泥砂（S2-1）	——

图 14　运营期工艺流程及产污节点图

三、闭井期工艺流程及产污环节分析

运营期结束后进入闭井期，闭井期主要是把井场设备拆除，井口封存，清理井场等过程。根据《胜利油田分公司井控管理实施细则》（胜油公司发[2016]39 号）等相关要求，对向海一侧的生产井进行封井时，需要将表层套管切割至泥面以下 4m。主要施工工艺为：起出原井管柱，打捞井内防砂管柱，依靠对油层挤注水泥浆达到封堵油气水层的目的，水泥塞面要求高于油层上界 100m。按照永久废弃井封井处置规范要求，进行封堵。

闭井期主要产污环节见表 26 和图 15。

表 26　本项目闭井期主要产污环节分析表

工程内容	污染物			
	废气	废水	固体废物	噪声
设备拆除	机械废气（G3-1） 施工扬尘（G3-2）	清管废水（W3-1）	废弃井口设备及废弃建筑残渣（S3-1）	设备拆除施工噪声（N3-1）

图 15　项目闭井期主要产污环节图

四、污染物产生及处理/处置情况

1、施工期污染物排放情况

施工期间产生的主要污染物有废气、废水、噪声和固体废物。

（1）大气污染物

本项目施工期大气污染物主要包括施工扬尘（G1-1）和施工废气（G1-2）。

1）施工扬尘（G1-1）

本项目井场道路修建、管线敷设、井场建设、车辆运输过程等均会产生少量施工扬尘。

施工期间产生的扬尘污染主要取决于施工作业方式、材料的堆放以及风力等因素，其中受风力因素的影响最大，随着风速的增大，施工扬尘的污染程度和超标范围也将随之增强和扩大。

汽车运输也会产生扬尘污染，其扬尘量、粒径大小等与多种因素如路面状况、车辆行驶速度、载重量和天气情况等相关。其中风速、风向等天气状况直接影响扬尘的传输方向和距离。由于汽车运输过程中产生的扬尘时间短、扬尘落地快，其影响范围主要集中在运输道路两侧，如果采用硬化道路、道路定期洒水抑尘、控制车辆装载量并采取密闭或者遮盖措施，可有效减少运输扬尘对周围环境空气的影响。

2）施工废气（G1-2）

施工废气主要包括施工车辆与机械尾气、钻井柴油发动机废气。

①车辆与机械尾气

本项目井场建设、车辆运输过程中，将有少量的施工车辆与机械废气产生，主要污染物为 SO_2、NO_x、C_mH_n 等。由于废气量较小，且施工现场均在野外，有利于大气污染物的扩散，同时废气污染源具有间歇性和流动性。因此，对局部地区的环境影响较轻。

②钻井柴油发动机废气

项目施工期废气污染源主要为钻井柴油发动机排放的废气，钻井过程中钻机使用大功率柴油机带动，由于燃料燃烧将向大气中排放废气，其中主要的污染物为总烃、NO_X、SO_2、烟尘等。

根据采油厂以往钻井经验，柴油消耗量约为 2.6t/d，本项目钻井总周期共计 986d，则柴油总消耗量约为 2563.6t（考虑柴油密度为 0.85t/m^3，则共耗柴油体积为 3016m^3）。

根据《社会区域类环境影响评价》（中国环境科学出版社，2007 年）给出的计算参数，柴油机污染物排放系数为：烟尘为 0.714g/L，NO_X 为 2.56g/L，总烃为 1.489g/L。消耗 1kg 柴油按照产生 20Nm^3 废气进行核算。

根据《车用柴油》（GB 19147-2016）中表 3 车用柴油（Ⅵ）技术要求和试验方法可知，车用柴油（Ⅵ）中硫含量不大于 10mg/kg，即 SO_2 排放系数为 20g/t。

钻井过程排入大气中的污染物排放量见表 27。钻井期间排放的大气污染物将随钻井工程的结束而消失。

表 27　钻井过程排入大气中的污染物排放量

污染物名称	总烃	NO_X	SO_2	烟尘
大气污染物排放量	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
排放浓度（mg/m^3）	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]

根据《关于柴油发电机排气执行标准的复函》（环函[2005]350 号），柴油发电机参照《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）中表 2 标准。本项目钻井机械为柴油机，工作原理与柴油发电机相同，排放标准参照《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）表 2 中标准，对其排放的 SO_2、NO_X、烟尘等污染物进行控制（即 SO_2≤550mg/m^3、NO_x≤240mg/m^3、烟尘≤120mg/m^3）。因此，本项目柴油机废气可以达标排放。

（2）水污染物

本项目施工期水污染物主要包括钻井废水（W1-1）、施工作业废液（W1-2）、管道试压废水（W1-3）、施工人员生活污水（W1-4）。

1）钻井废水（W1-1）

本项目钻井采用“泥浆不落地”工艺。钻井废水主要包括冲洗钻井平台及设备产生的废水和泥浆不落地装置分离的上清液，主要污染物为悬浮物、COD、石油类。这部分废水排入泥浆不落地装置，并实现循环利用。

根据胜利油田钻井经验及《陆上油气田企业清洁生产评价指标体系》（Q/SH 0730-2018），钻井废水产生量约为 50m^3/1000m 进尺，本项目钻井[redacted]，总进尺为[redacted]，则钻井废水量产生总量为[redacted]m^3，这部分废水随钻井固废排入泥浆不落地装置，并尽可能实现循环利用。采用“泥浆不落地工艺”处理后，其中约 95%可以循环利用，剩余 5%（约[redacted]m^3）拉运至埕东作业废液处理站进行处理，不排海。

泥浆不落地工艺介绍：

根据《钻井液固相废弃物现场处理技术要求》（Q/SH1020 2438-2015），“泥浆不落地”工艺即随钻随治工艺，工艺原理见图 16，钻井过程中钻遇

油层之前产生的钻井废水和钻井固废一起被收集至钻机配套的循环系统，利用振动筛进行初次固液分离，将泥浆中大颗粒的岩屑分离出来，初次分离后的液相进入除砂器进行二次固液分离，再将泥浆中的砂石分离出来，二次分离后的液相进入除泥器进行第三次固液分离，将泥浆中的泥砂分离出来，三次分离后的液相进入离心机将液相中的悬浮物分离处理，分离后的液相进行调节后循环利用；前三次分离出的固相与离心机分离出的固相委托专业单位进行处置，分离出的液相拉运至埕东作业废液处理站进行处理。

图 16 “泥浆不落地”工艺原理示意图

2）施工作业废液（W1-2）

施工期作业废液主要包括洗井废水等。根据胜利油田现有运行经验，每口油水井施工作业产生的废液量约为 30m^3，本项目共部署 40 口油水井，则本项目施工作业废液产生量为 1200m^3，由罐车拉运至埕东作业废液处理站进行处理后进入埕东联合站采出水处理系统，处理达标后回注地层，用于油田注水开发，不排海。

3）管道试压废水（W1-3）

管道采用分段试压方式，试压用水一般采用清洁水，本项目新建Φ76×5mm 集油管线 2.5km、Φ89×5mm 集油管线 0.75km、Φ60×7mm 集油管线 0.60km、Φ168×7mm 集油管线 5.16km。经核算，试压废水排放量约为[redacted]，主要污染物为悬浮物，经收集后拉运至丁王站采出水处理系统进行处理，达标后回注，不排海。

4）生活污水（W1-4）

项目施工期间生活污水主要来自钻井、井下作业、地面工程建设等施工过程的施工人员。施工期按照 25 人计，一般生活用水量约 50L/（人·d），生活污水产生量为用水量的 80%，本项目施工总周期为 1000d，则生活污水产生量为 1000m^3。

本项目在施工现场设置临时环保厕所，生活污水依托临时环保厕所，不排海。

（3）噪声

本项目施工期噪声为施工机械噪声（N1-1），施工期主要噪声源强见表 28。

表 28　项目施工期主要噪声源强统计表

序号	噪声源编号	施工过程	设备名称	噪声值（dB（A））
1	N1-1	钻井	钻机	95
2			柴油发动机	100
3			泥浆泵	95
4			机泵	80
5		地面工程建设	挖掘机	92
6			推土机	95
7			定向钻机	90
8		井下作业噪声	通井机	100
9			压裂泵车	100
10			机泵	80

（4）固体废物

本项目施工期产生的固体废物包括钻井固废（S1-1）、建筑垃圾和施工废料（S1-2）、生活垃圾（S1-3）、压裂废液（S1-4）、定向钻废弃泥浆（S1-5）。

1）钻井固废（S1-1）

钻井岩屑的产生量随着井深、井径的变化而变化，产生的钻井岩屑按照来源层位分为油层段钻屑和非油层段钻屑两类，钻井岩屑采用以下经验公式进行计算：

$$V=\frac{1}{4}\pi\ (AD)^{2}h\times\rho_{岩屑}$$

式中：V——钻井岩屑量，t

D——井眼的平均直径，m

h——钻深，m

A——井眼扩大率，1.2

ρ 岩屑——取 2.7t/m^3

废弃泥浆的产生量主要与井身、井径有关，废弃泥浆也分为油层段废弃泥浆和非油层段废弃泥浆，携带油层钻井岩屑的泥浆为油层废弃泥浆，携带非油层钻井岩屑的泥浆为非油层废弃泥浆，采用以下经验公式进行计算：

$$V=\frac{1}{4}\pi D^{2}h\times 2\times\rho_{泥浆}\times（1-\theta）$$

式中：V——废弃泥浆量，t

D——井眼直径，m

h——钻深，m

θ——泥浆循环利用率，95%

ρ 泥浆——t/m³（根据井深来取，井深＜2000m，取 1.05，井深为 2000m～3000m 取 1.25，井深＞3000m，取 1.6）

本项目共部署油水井 40 口，钻井总进尺 139310m，则根据上述公式计算，钻井废弃泥浆产生量为 790.72t，钻井岩屑产生量为 24594.47t，因此本项目钻井固废产生量 25385.19t（其中非油层钻井固废 497.35t，油层钻井固废 24887.84t）。

表 29　本工程废弃泥浆及岩屑产生量

平台名称	钻井数（口）	合计进尺（m）	废弃泥浆产生量（t）			岩屑产生量（t）		
			小计	油层段	非油层	小计	油层段	非油层
1#	7	21856	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2#	10	32427	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
3#	5	19831	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
4#	7	29226	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
5#	6	19542	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
6#	5	16428	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
合计	40	139310	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]

本项目采用的是水基泥浆，产生的非油层钻井岩屑、非油层废弃泥浆为一般工业固体废物，委托专业单位拉运处置，综合利用；油层钻井岩屑、油层废弃泥浆为危险废物，其危险废物类别参考《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》（2021 年 12 月 21 日）中的废弃油基钻井泥浆、油基岩屑，类别均为 071-002-08。油层钻井岩屑、油层废弃泥浆全部委托有资质单位进行处置。

表 30　本项目施工期期危险废物汇总表

危险废物名称	油层钻井岩屑	油层废弃泥浆
危险废物类别	HW08 废矿物油与含矿物油废物	HW08 废矿物油与含矿物油废物
危险废物代码	071-002-08 以矿物油为连续相配制钻井泥浆用于石油开采所产生的钻井岩屑和废弃钻井泥浆	071-002-08 以矿物油为连续相配制钻井泥浆用于石油开采所产生的钻井岩屑和废弃钻井泥浆
产生量	[redacted]	[redacted]

产生工序及装置	钻井过程中钻遇油层时产生	钻井过程中钻遇油层时产生
形态	固体	固体
主要成分	砂石、矿物油	砂石、矿物油
有害成分	矿物油	矿物油
产废周期	钻井施工过程产生，仅在钻井后期钻遇油层时产生	钻井施工过程产生，仅在钻井后期钻遇油层时产生
危险特性	T	T
污染防治措施	委托有资质单位进行处理	委托有资质单位进行处理

2）建筑垃圾和施工废料（S1-2）

施工期间产生的建筑垃圾主要产生于井场建设、管道敷设，所产建筑垃圾作为井场及道路基础的铺设。

施工废料主要包括管道焊接作业中产生废焊条、防腐作业中产生的废防腐材料等。施工废料产生量约为 20kg/km 管道，本项目新建管道共计 9.01km，因此，施工废料产生量为 [redacted]t。施工废料尽可能回收利用，不能利用部分依托当地环卫部门清运。

3）生活垃圾（S1-3）

施工期生活垃圾主要由从事钻井、井下作业、地面工程建设等工作的施工人员产生。施工人员生活垃圾产生量按 0.5kg/（人·d）计算，则施工期生活垃圾产生量为 [redacted]t，集中收集后拉运至市政部门指定地点，由环卫部门统一处理。

4）压裂废液（S1-4）

根据河口采油厂多年钻井经验，单井压裂液投加量约为 400m^3，本项目采用压裂投产，则压裂液总投加量为 16000m^3，常规压裂时压裂液返排约为压裂液投加量的 30%，因此本项目压裂废液产生量[redacted]；而投加量的 70%则渗入油层中，后期随采出液返至地面并进入油气集输流程。压裂液选用胍胶压裂液体系，属于水基压裂液，因此压裂废液属于一般固废。压裂废液拉运至埕东作业废液处理站进行处理，最后进入埕东联合站采出水处理系统，处理达标后回注地层用于油田注水开发，不排海。

5）定向钻废弃泥浆（S1-5）

定向钻施工需使用配制泥浆，其主要成份为膨润土，含有少量 Na_2CO_3，呈弱碱性，对土壤的渗透性差，本项目采用泥浆不落地装置，施工现场不设置泥浆池。穿越总长度 1500m。类比其他管线工程，废弃泥浆产生系数取 0.2m^3/m，平均密度按 1.2g/cm^3计，则本项目定向钻废弃泥浆量约为 300m^3

（360t），暂存于泥浆不落地装置的泥浆罐中，废弃泥浆应委托专业单位进行清运。

2、运营期污染物排放情况

运营期间产生的主要污染物有废气、废水、噪声和固体废物。

（1）大气污染物

本项目运营期间产生的大气污染物主要为井场无组织挥发气体（G2-1）

本项目非甲烷总烃无组织挥发主要为井口无组织挥发，主要源于采出液中所含伴生气的无组织挥发，通过安装油套连通套管气回收装置可极大地减少烃类挥发量。

根据石油开发行业类比调查及咨询行业专家，烃类无组织挥发量计算公式如下：

$$G_{损耗}=M\times\lambda\times\rho\times\eta\times\beta$$

式中：G 损耗——油井轻烃（油气）损耗量，kg/a；

M——油井产油能力，t/a；

λ——气油比，m^3/t，本项目取气油比 $50m^3/t$；

ρ——挥发轻烃的密度，kg/m^3，本项目取平均密度 $0.6409kg/m^3$；

η——油气集输系统损耗率，‰，本项目取 5‰；

β——挥发轻烃占油气集输系统总损耗的百分比，管输井场取 20%。

井口无组织挥发非甲烷总烃量计算公式如下：

$$G_{非甲烷总烃损耗}=G_{轻烃损耗}\times\alpha$$

式中：α——伴生气中非甲烷总烃的质量百分比含量，本项目为 14.20%。

根据本项目 15 年开发指标预测，本项目 40 口油井最大年产油能力为 8.97×10^4t（第 1 年），井场烃类无组织挥发按照其最大产油时进行核算，则油井的井口烃类挥发总量为 2.88t/a，其中非甲烷总烃为 0.408t/a。根据建设单位提供的资料可知，2#井场油井数最多为 7 口油井，则 2#井场最大年产油量为 [redacted]，则井口非甲烷总烃挥发量为 [redacted]。

表 31　本项目钻井情况一览表

序号	井场	油井数（口）	最大产油能力（t）	烃类挥发总量（t/a）	非甲烷总烃挥发量（t/a）
1	1#	4	13300	[redacted]	[redacted]
2	2#	7	23200	[redacted]	[redacted]
3	3#	5	16700	[redacted]	[redacted]
4	4#	4	13300	[redacted]	[redacted]
5	5#	4	13200	[redacted]	[redacted]
6	6#	3	10000	[redacted]	[redacted]
合计		27	89700	[redacted]	[redacted]

（2）水污染物

本项目运营期产生的废水主要包括井下作业废液（W2-1）、油田采出水（W2-2）

1）井下作业废液（W2-1）

井下作业废液主要包括修井作业产生的井筒循环液、井口返排水、冲洗水、冷却水（机械污水）。每次修井产生的废液量约 30m^3，按每年单井修井 1 次计算，本项目井下作业废液产生量为[redacted]，主要污染物为石油类及悬浮物。

本项目井下作业废液通过流程进入大北站、丁王站（其中：依托大北站处理：[redacted]；丁王站处理：[redacted]）的采出水处理系统，经处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）中推荐水质标准后回注地层，用于油田注水开发，不排海。

2）油田采出水（W2-2）

依据本项目 15 年开发指标预测表，油田采出水最大产量出现在开发第 15 年，产液量为 15.36×10^{4}m^3/a，产油量为 3.22×10^{4}m^3/a，则油田采出水产生量为 12.14×10^{4}m^3/a，主要污染物为石油类及悬浮物。油田采出水依托大北站、丁王站采出水处理系统（其中：依托大北站处理：[redacted]；丁王站处理：[redacted]）处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）中推荐水质标准后回注地层，用于油田注水开发，不排海。

（3）噪声

项目运营期噪声源主要包括：井下作业噪声（N2-1）、采油设备噪声（N2-2），主要噪声源统计情况见表 32。

表 32　项目运营期噪声源统计表

序号	噪声类型	设备名称	噪声值	
			降噪前	降噪后
1	井下作业噪声（N2-1）	通井机	100	100
2		机泵	80	80
3	采油设备噪声（N2-2）	抽油机	65	65

（4）固体废物

本项目在采出液及油田采出水处理过程以及井下作业过程中均会产生油泥砂（S2-1、S2-2）。根据前期开发经验，本项目油泥砂产生量按每 1×10^4t 采出液产生油泥砂量为 0.5t，本项目最大年产液 15.36×10^4t/a，则本项目油泥砂的产生量为[redacted]。

本项目油泥砂直接委托有危废处理资质的单位进行处理。危险废物介绍见表 33。

表 33　危险废物介绍表

危险废物名称	油泥砂
危险废物类别	HW08 废矿物油与含矿物油废物
危险废物代码	071-001-08 石油开采和炼制产生的油泥和油脚
产生量	[redacted]
产生工序及装置	作业现场、采出液及油田采出水处理过程中
形态	固体
主要成分	土壤、矿物油
有害成分	矿物油
产废周期	每次作业、清罐产生，无明显周期性
危险特性	T，I
污染防治措施	直接委托有危废处理资质的单位进行处理

（5）项目投产后污染物产生及排放情况

本项目投产后污染物产生及排放情况见表 34。

表 34　本项目投产后污染物排放情况

污染物		现有工程排放量	本工程			以新带老削减量	最终排放量	排放增减量
			产生量	削减量	排放量			
废气	废气量（10^4m^3）	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
	SO_2（t/a）	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
	NO_X（t/a）	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
	颗粒物（t/a）	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
	无组织挥发非甲烷总烃（t/a）	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
废水	油田采出水及作业废水（$10^4m^3/a$）	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
固废	油泥砂（t/a）	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]

3、闭井期污染物排放情况

闭井期井场设备的拆除、井口封堵、井场清理等过程会产生少量的施工扬尘和机械废气（主要污染物为 SO_2、NO_2、C_mH_n 等）。由于废气量较小，且施工现场均在野外，有利于废气扩散，同时废气污染源具有间歇性和流动性，因此对局部地区的环境影响较轻。地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃建筑残渣，应集中清理收集；管线外运清洗后可回收再利用，废弃建筑残渣外运至指定填埋场填埋处理。井场集油管线清理等过程中产生的清管废水进集输流程，进入联合站处理后回注，不排海。另外井场设备拆卸过程会产生一定的噪声。

五、建设周期

本项目部署油水井 40 口（其中油井 27 口，注水井 12 口），总钻井周期为 986d，考虑管线及地面设施的施工，总施工周期约 1000d。可以采用不同地点同时施工的方式，加快钻井进度。

其他	无

三、生态环境现状、保护目标及评价标准

生态环境现状

一、海域环境质量现状

1、水文动力环境现状调查

（1）调查时间和站位布设

本次评价收集了《胜利油田海域 2020 年外业调查项目水文动力专题报告》，中国海洋大学于 2020 年夏季和秋季对项目附近海域开展的水动力调查。海洋水文观测按照《海洋调查规范》（GB/T 12763-2007）执行，采用定点连续观测方法获取海洋水文数据。调查的水文动力要素包含：水温、盐度、潮位、潮流（流速、流向）、悬移质等。

连续观测时间为 25 小时，每小时进行 1 次测量。测站观测层次分为六层，分别为表层、0.2H、0.4H、0.6H、0.8H 和底层，表层在水面以下约 1m 处，底层距离海底约 1m。在调查过程中，现场先测量站位水深，对潮流、温度、盐度等进行同步观测，悬移质调查在进行潮流观测时进行采水作业，实验室对水样进行抽滤。

表 35　水文调查站位表

站位	东经	北纬	调查要素
S1	[redacted]	[redacted]	水深、潮流、水温、盐度、悬移质
S2	[redacted]	[redacted]	水深、潮流、水温、盐度

表 36　水文调查作业时间

潮位	夏季	秋季
小潮	2020.7.28～2020.7.29	2020.11.8～2020.11.9
中潮	2020.7.31～2020.8.1	2020.11.11～2020.11.12
大潮	2020.8.3～2020.8.4	2020.11.14～2020.11.15

（2）调查结果

1）潮流

①实测潮流特征分析

I.夏季实测潮流

总体上来说，夏季实测流速相差不大，实测流速大潮＞中潮＞小潮。仅小潮 S2 站中某些分层的最大流速大于大潮；同时表层最大流

速一般大于底层；平均流速的分布规律与最大流速分布规律基本一致。

夏季大潮期间实测最大流速发生在 S1 站表层，最大流速为 104cm/s；中潮实测最大流速发生在 S1 站的 0.2H 层，最大流速为 81cm/s；小潮期间最大流速出现在 S1 站表层，最大流速为 89cm/s。

表 37　夏季各站各层最大、最小及平均流速（单位：cm/s）

II.秋季实测潮流

总体上来说，秋季实测流速相差不大；实测流速同样大潮＞中潮＞小潮；同时表层最大流速一般大于底层；平均流速的分布规律与最大流速分布规律基本一致。

秋季大潮期间实测最大流速发生在 S2 站的 0.8H 层，最大流速为 86cm/s；中潮实测最大流速发生在 S2 站的 0.8H 层，最大流速为 76cm/s；小潮期间最大流速发生在 S2 站的 0.8H 层，最大流速为 79cm/s。

表 38　秋季各站各层最大、最小及平均流速（单位：cm/s）

②潮流调和分析

对潮流的调和分析采用准调和分析方法进行，对实测的流速、流向过程曲线经过修匀后采用引入引进差比数的方法，分析得出的各站各层的 O_1、K_1、M_2、S_2、M_4、MS_4 等 6 个分潮的调和常数和椭圆要素。

潮流的运动形式分旋转流和往复流，通常以旋转流 K 的绝对值大小来判断，当|K|=1 时，潮流椭圆成圆形，各方向流速相等，为纯旋转流；当|K|=0 时，潮流椭圆为一直线，海水在一个方向上做流动，为典型往复流。|K|值通常在 0～1 之间，|K|值越大，旋转流的形式越显著，|K|值越小，往复流的形式越显著，但实际中理想的旋转流和典型的往复流很少存在，往往两种形式同时并存。K 值前面正负号表示潮流矢量随时间变化是按顺或逆时针方向，K 值的符号为“＋”时，旋转的方向为逆时针，k 值的符号为“－”时，旋转的方向为顺时针。

按照《港口与航道水文规范》（JTS 145-2015），潮流可分为规则的、不规则的半日潮流和规则的、不规则的全日潮流，可用潮流形态数 F=（W_{O1} +W_{k1}）/W_{M2}（W 为分潮流椭圆长轴的长度）来判别。

当 0＜F≤0.5 规则半日潮流；当 0.5＜F≤2.0 不规则半日潮流

当 2.0＜F≤4.0 不规则全日潮流；当 4.0＜F 规则全日潮流

I.夏季潮流调和分析

a.潮流运动形式

不同潮期各站各分潮的旋转率有正有负，表明左旋右旋都有。

无论是小潮、中潮或大潮，该海域以往复流为主，S2 站小潮的 M_2 和 S_2 分潮大于 0.6，该站中潮和大潮的 O_1 和 K_1 分潮大于 0.7；说明旋转流的性质较为显著。

表 39　夏季分潮旋转率统计表

b.各分潮潮流性质

小潮期各站各层的潮流形态数大多为规则半日潮流，其中 S2 站为不规则半日潮流；中潮期也以规则半日潮流为主，不存在其他类型的潮流；大潮期仍以规则半日潮流为主。

表 40　夏季潮流性质参数表

II.夏季潮流调和分析

a.潮流运动形式

不同潮期各站各分潮的旋转率也是有正有负，表明左旋右旋都有。

无论是小潮、中潮或大潮，该海域以往复流为主，但是 S2 站小潮的 O_1、K_1 分潮为 0.6，该站中潮的 M_2 和 S_2 分潮也为 0.6，偏旋转流。

表 41　秋季分潮旋转率统计表

b.各分潮潮流性质

小潮期各站各层的潮流形态数大多为规则半日潮流为主；中潮期也以规则半日潮流为主，其中 S2 站为不规则半日潮流；大潮期仍以规则半日潮流为主。

表 42　秋季潮流性质参数表

2）余流

根据调查夏季余流特点：①总体上来说，各站位方向变化较大；②小潮期 S2 站的 0.8H 层余流流速最大为 16.59cm/s；③中潮期 S1 站 0.4H 层余流流速较大，为 4.7cm/s；④大潮期 S1 站表层余流流速最大为 6.83cm/s。

表 43　夏季各站各层余流流速（cm/s）、流向（°）

根据调查秋季余流特点：①总体上来说，各站位方向变化较大；②小潮期 S2 站的 0.8H 层余流流速最大为 9.06cm/s；③中潮期 S2 站 0.8H 层余流流速较大，为 11.34cm/s；④大潮期 S1 站表层余流流速最大为 6.77cm/s。

表 44　秋季各站各层余流流速（cm/s）、流向（°）

3）悬移质

①夏季

该海域水质总体泥沙含量较低，各站位各层悬移质浓度平均值在（6.7～24.4）mg/L；悬移质浓度平均值最高的是小潮期间 S1 站中的 0.8H 层，其逐时平均值为 24.4mg/L；悬移质浓度与潮流流速有关。一般潮流流速大，悬移质浓度高。从转流时刻起，流速增加，悬移质浓度随之增加。

表 45　夏季各站各层悬移质统计值（单位：mg/L）

②秋季

该海域水质总体泥沙含量较低，各站位各层悬移质浓度平均值在（5.2～14.1）mg/L；悬移质浓度平均值最高的是小潮期间 S1 站中的 0.8H 层，其逐时平均值为 14.1mg/L；悬移质浓度与潮流流速有关。一般潮流流速大，悬移质浓度高。从转流时刻起，流速增加，悬移质浓度随之增加。

表 46　秋季各站各层悬移质统计值（单位：mg/L）

4）盐度

①夏季

本次夏季海域实测海水盐度差异较小；各测站的海水盐度随时间变化不大；最大海水盐度值为31.74，出现在大潮S2站底层，最小海水盐度值为30.52，出现在大潮S2站0.8H层；海水盐度平面分布，总趋势为各测站呈近岸小，离岸大的分布趋势；海水盐度垂直分布，总趋势为随深度的增加而增大，但增幅很小。

表 47　夏季各站各层盐度统计值

②秋季

本次夏季海域实测海水盐度差异较小；各测站的海水盐度随时间变化不大；最大海水盐度值为31.74，出现在大潮S2站底层，最小海水盐度值为30.52，出现在大潮S2站0.8H层；海水盐度平面分布，总趋势为各测站呈近岸小，离岸大的分布趋势；海水盐度垂直分布，总趋势为随深度的增加而增大，但增幅很小。

表 48　秋季各站各层盐度统计值

5）水温

①夏季

本次夏季海域实测海水温度大潮温度最高，小潮温度最低；最大海水温度为 29.34℃，出现在大潮 S2 站表层，最小海水温度为24.50℃，出现在中潮S1站 0.8H和底层；各测站的海水温度随时间变化不大；海水温度平面分布与海水盐度平面分布相比，温度与远近岸关系不明显；海水温度垂直分布，总趋势为随深度的增加而降低，但增幅很小。

表 49　夏季各站各层海水温度统计值（单位：℃）

②秋季

本次秋季海域实测海水温度差异较小；最大海水温度为14.09℃，出现在小潮S1站0.4H层，最小海水温度为10.58℃，出现在小潮S2站0.2H；各测站的海水温度随时间变化不大；海水温度平面分布与海水盐度平面分布相比，温度与远近岸关系不明显；海水温度垂直分布，总趋势为随深度的增加而降低，但增幅很小。

表 50　秋季各站各层海水温度统计值（单位：℃）

2、地形地貌与冲於环境现状调查

本次评价地形地貌特征调查数据引自《大王北、大王庄、英雄滩区块油田开发工程环境影响报告书》（环审[2020]55 号）。

由于本工程用海在渤海湾海域的海岸线向海一侧，项目区域位于潮间带高地，一般大潮高潮位情况下，已不能被海水所淹没，工程区域地形貌相对稳定，工程区域最外围有防潮坝和人工养殖的养殖池阻挡与外水交换，且根据调查-2m 等深线以内海域的含沙量较高，地形地貌与冲淤环境处于相对稳定状态。

调查针对工程所在海域共布设 5 条调查断面，测线自西往东依次为 A1～A5，分布如图 17 所示。

图 17　海洋地形测线位置示意图

测区水深地形总体比较平缓，水深自西南往东北方向逐渐变深，最小水深为-1.2m，最大水深为 8.8m，等深线基本呈西北-东南走向。测区总体水深地形图见图 18 所示。

图 18　测区水深地形图

测线 A1 位于测区最西侧，水深值范围为-0.4m～7.0m，自西南往东北方向水深变深，坡度约为 0.5‰，地形平坦。

测线 A2 位于测区西部，水深值范围为-0.4m～7.4m，自西南往东北方向水深变深，坡度约为 0.5‰，地形平坦。

测线 A3 位于测区中部，水深值范围为-0.7m～8.8m，自西南往东北方向水深变深，坡度约为 0.6‰，地形平坦。

测线 A4 位于测区东部，水深值范围为-0.8m～8.2m，自西南往东北方向水深变深，坡度约为 0.5‰，地形平坦。

测线 A5 位于测区最东侧，水深值范围为-1.2m～8.3m，自西南往东北方向水深变深，坡度约为 0.5‰，地形平坦。

3、海水环境质量现状调查与评价

（1）调查时间和站位布设

项目附近海域 2019 年秋季海洋水环境质量现状调查资料来自《胜利油田海域外业调查项目检（监）测报告》（中国海洋大学海洋监测与检测中心，2019 年 11 月）。

中国海洋大学于 2019 年 10 月在工程附近海域共布设 23 个调查站位，其中 23 个水质站位，15 个沉积物站位，12 个渔业资源站位，12 个生态站位，7 个生物站位调查断面。调查站位坐标、调查项目见表 51，具体位置见附图 9。

表 51　2019 年 10 月调查站位坐标

（2）调查结果

2019 年 10 月海水水质调查结果见附表 1、附表 2。

（3）评价方法

本次评价采用标准指数法。

1）一般评价因子的标准指数

$$S_{i,j} = C_{i,j}/C_{si}$$

式中：$S_{i,j}$——第 i种污染物在 j点的标准指数（pH 除外）；

$C_{i,j}$ ——第 i种污染物在 j点的实测浓度；

C_{si}——第 i种污染物的标准值，mg/L。

2）溶解氧（DO）的标准指数

$$I_i(DO) = |DO_f - DO_i|/(DO_f - DO_s) \qquad DO_i \geqslant DO_s$$

$$I_i(DO) = 10 - 9DO_i/DO_s \qquad DO_i < DO_s$$

$$DO_f = 468/（31.6+t）$$

式中：$I_i(DO)$——溶解氧标准指数；

DO_f——现场水温及氯度条件下，水样中氧的饱和浓度，mg/L；

DO_s——溶解氧标准值，mg/L；

t——现场温度，℃。

3）pH 的质量指数

pH 同样有其特殊性，它的质量指数计算方法根据监测范围内的海洋功能类型所要求的水质标准来确定：

$$S_{pH\cdot j} = \frac{|pH_j - pHsm|}{DS}$$

$$DS = (pHsu - pHsd)/2$$

式中：$S_{pH \cdot j}$---pH 的质量指数；

$pHsu$---标准中规定的 pH 值上限；

$pHsd$---标准中规定的 pH 值下限。

（4）评价结果

1）表层水质

总体情况：溶解氧、pH、As、Cu、Cd、Cr、Hg 在所有点位均达标；COD、无机氮、PO_4、石油烃、Pb、Zn 存在超标情况（详见附表 3、附表 4）。

COD：一类区 14 个监测点位中 12 个监测点位超标（2 个点位未测），二类、三类区全部达标。

无机氮：一类区 14 个监测点位中 10 个监测点位超标，二类 5 个监测点位中 2 个监测点位超标，三类区 4 个监测点位中 1 个监测点位超标。

PO_4：一类区 1 个监测点位超标，一类区其他点位及二类、三类区所有点位均达标。

石油烃：二类区 1 个监测点位超标，其他点位及一类、三类区所有点位均达标。

Pb：一类区 4 个监测点位超标，一类区其他点位及二类、三类区所有点位均达标。

Zn：一类区 5 个监测点位超标，一类区其他点位及二类、三类区所有点位均达标。

2）底层水质

总体情况：溶解氧、pH、PO_4在所有点位均达标；COD、无机氮存在超标情况。

COD：一类区 4 个监测点位中 3 个监测点位超标，二类、三类区全部达标。

无机氮：一类区 1 个监测点位超标，一类区其他点位及二类、三类区所有点位均达标。

4、沉积物环境质量现状调查与评价

（1）调查时间和站位布设

调查站位坐标、调查项目见表 51。

（2）调查结果

2019 年 10 月沉积物各因子调查结果见表 52。

表 52　2019 年 10 月沉积物调查结果（单位：10^{-6}）

（3）评价方法

沉积物各化学要素采用单因子评价方法，计算公式为：

$$P_i = M_i / S_i$$

式中：P_i——污染物的污染指数；

M_i——污染物的浓度，10^{-6}；

S_i——污染物的沉积物质量标准，10^{-6}。

评价因子的标准指数＞1，则表明该项沉积物质量已超过了规定的标准。

（4）评价结果

2019 年秋季沉积物各因子评价结果见表 53。

评价海域沉积物现状评价结果表明：所有站位评价因子均小于 1，低于《海洋沉积物质量》（GB 18668-2002）标准中相应的质量标准。满足海域使用功能要求，评价海域的沉积物质量状况良好。

表 53　2019 年秋季沉积物标准指数表

注：“/”表示无执行标准要求，需保持现状质量。

5、海洋生态环境质量现状调查与评价

（1）调查时间和站位布设

潮间带监测点位见附图 10，其他指标调查站位坐标、调查项目见表 51。

（2）调查结果

1）叶绿素 a 和初级生产力

根据水深和取样要求对调查海区 12 个调查站表层水域和其中 3 个站底层水域叶绿素 a 含量进行调查。调查结果见表 54、图 19。

调查海区表层叶绿素 a 含量在（0.07～1.71）mg/m^{3}之间，平均含量为 0.67mg/m^3，最高值出现在 2 号站，最低值出现在 18 号站；底层叶绿素 a 含量在（0.29～0.78）mg/m^3，平均含量为 0.49mg/m^3，最高

值出现在 5 号站，最低值出现在 23 号站。同一调查站表层和底层叶绿素 a 含量相差不大。

表 54　调查海域叶绿素 a 含量（mg/m^3）

注：“/”表示：未测该层海水叶绿素 a 含量。

图 19　调查海域叶绿素 a 含量

本次评价使用 Cadee 和 Hegeman(1974)简化公式计算初级生产力：

P=Chla×Q×E×D/2

其中 Chla 取表层叶绿素 a 含量，同化指数 Q 取 3.7，E 取海水透明度的 3 倍，白昼时间 D 取 12，计算得出调查海域现场初级生产力为（0.70～31.30）mgC/（m^2·d），均值为 10.75mgC/（m^2·d）。

表 55　调查海域初级生产力含量（mgC/(m^2·d)）

2）浮游动物

①种类组成

此次调查共检出浮游动物 21 种，其中浮游幼虫、桡足类各 6 种，各占 28.57%；甲壳类、毛颚类各 2 种，各占 9.52%；等足类、端足类、水螅水母、原生动物、栉水母各 1 种，分别占 4.76%。

图 20　浮游动物种类组成分析图

②浮游动物生物量、丰度

调查海域浮游动物丰度在（26.30～931.40）ind/m^3，均值 237.37ind/m^3，最高值出现在 22 号站，最低值出现在 5 号站。

表 56　调查海域浮游动物丰度与生物量

3）浮游植物

①种类组成

此次调查共鉴定浮游植物 2 门 43 种。其中硅藻 38 种，甲藻 5 种。硅藻是主要优势类群。

图 21　浮游植物种类组成

②细胞丰度

调查海域细胞丰度为（0.08～12.64）×10^5ind/m^3，均值 5.22×10^5ind/m^3，最高值出现在位于 21 号站，最小值出现在 23 号站，构成细胞丰度的主要种为中肋骨条藻和细弱圆筛藻等。

表 57　调查海域浮游植物丰度

4）底栖生物

①种类组成

种此次调查共检出底栖生物 5 大类 60 种。其中以环节动物门和软体动物门占优势，各 23 种；节肢动物门共 10 种，棘皮动物门 3 种，纽形动物门 1 种。

图 22　底栖生物种类组成

②生物量、栖息密度

调查海域底栖生物的生物量在 0.01～0.88g/m^2，均值 0.22g/m^2，最大值出现在 4#站，最小值出现在 5#站。底栖生物的栖息密度在 20～280 个/m^2，均值 132 个/m^2，最大值出现在 2#站，最小值出现在 5#站。

表 58　调查海域秋季底栖生物生物量与丰度

5）潮间带生物

①种类组成

此次调查共检出底栖生物 4 大类 35 种。其中以环节动物门占优势，共 17 种，软体动物门 14 种，节肢动物门 3 种，纽形动物们 1 种。

图 23　潮间带生物种类组成

②生物量、栖息密度

调查海域底栖生物的生物量在 0.19～208.36g/m^2，均值 69.61g/m^2，最大值出现在滨州潮间带低站，最小值出现在滨州潮间带高站。底栖生物的栖息密度在 48～176 个/m^2，均值 101 个/m^2 ，最大值出现在滨州潮间带中站，最小值出现在滨州潮间带低站。

表 59　调查海域秋季潮间带生物生物量与丰度

（3）评价方法

对浮游生态环境、底栖生态环境和潮间带生态环境，分别计算各站位上各生物群落的多样性指数、均匀度指数、丰度指数和优势度指数，依《近岸海域环境监测技术规范》（HJ 442-2008）提供的生物多样性指数评价标准，结合生物群落其他特征指数进行综合评价，以说明调查海域生境质量。

各生物群落特征指数按下列公式计算。

1）多样性（Shannon-Weaver）指数：

$$H' = -\sum_{i=1}^{s} P_i \log_2 P_i$$

式中：H'——种类多样性指数；

S——样品中的种类总数；

P_i——第i种的个体数（n_i）与总个体数（N）的比值（$\frac{n_i}{N}$或$\frac{w_i}{W}$）。

2）均匀度（Pielou）指数：

$$J = \frac{H'}{H_{\max}}$$

式中：J——表示均匀度；

H'——种类多样性指数值；

$H_{\max}$——为 log2S，表示多样性指数的最大值，S 为样品中总种类数。

3）优势度（Berger-Parker）指数：

$$D = \frac{N_1 + N_2}{NT}$$

式中：D——优势度；

N_1——样品中第一优势种的个体数；

N_2——样品中第二优势种的个体数；

NT——样品中的总个体数。

4）丰富度（Margalef）指数：

$$d=\frac{S-1}{\log_2 N}$$

式中：d ——表示丰度；

S ——样品中的种类总数；

N ——样品中的生物个体数。

依据《海水增养殖区监测技术规程》（2002 年 4 月 30 日）提供的生物多样性指数评价标准，即 H' 值在 3～4 为清洁区域，2～3 为轻度污染、1～2 为中度污染、<1 为重污染，以此衡量调查海域生物群落结构状况。

（4）评价结果

1）浮游动物

①生物多样性

各测站浮游动物群落多样性指数 H′ 在 0.52～2.67 之间，平均 1.61。其中 75%的测站浮游动物群落多样性指数 H′ ＞1.0，42%的测站浮游动物群落多样性指数 H′ ＞2.0。

结果表明：调查海域浮游动物群落生境质量比较均匀，除局部 11、13、22 号站生境质量差以外，更广泛的区域生境质量一般，评价海域浮游动物生境质量总体上一般。

表 60　浮游动物种类数、密度、生物量及群落特征数

②优势种分析

调查海域夜光虫丰度很高，考虑到夜光虫的特殊性，计算优势种时，将其剔除，但夜光虫仍是研究海域重要的浮游动物优势种。浮游动物优势种主要是夜光虫、球形侧腕水母、中华哲水蚤、小拟哲水蚤、背针胸刺水蚤、真刺唇角水蚤、钩虾、强壮箭虫、拿卡箭虫等，各优势种的优势度和丰度见表 61。

表 61　调查海域浮游动物优势种的丰度及优势度

2）浮游植物

①生物多样性

评价结果表明：调查海域浮游植物群落生境质量均属一般，调查海域浮游植物群落多样性指数站间差异较大，在 1.17～3.38 之间，以 22 号站最高，2 号站最低，平均 2.64，多样性指数呈斑块状水平分布，评价海域浮游植物群落生境片段化明显，浮游植物群落生境质量一般。

表 62　浮游植物种类数、密度及群落特征数

②优势种

调查海域主要优势种有 2 种，分别为中肋骨条藻和细弱圆筛藻，其优势度分别在 0.99～1.97 之间。

表 63　调查海域秋季浮游植物优势种

优势种		优势度
中肋骨条藻	*Skeletonema costatum（Greville）Cleve*	1.97
细弱圆筛藻	*Coscinodiscus subtilis*Ehrenberg	0.99

3）底栖生物

本次调查大型底栖生物群落的丰富度指数变化范围为 0.87～1.67，均值为 1.26；均匀度变化范围为 0.89～1.00，均值为 0.95；多样性指数变化范围 1.00～2.50，均值为 1.97；优势度变化范围 0.50～1.00，均值为 0.63。《海洋监测规范》（GB 17378-2007）中多样性指数 H′ 的分级标准为：0～1，重度干扰；1～2，中度干扰；2～3，轻度干扰；大于 3，未受干扰。结果表明 50%的调查站位大型底栖生物环境中度干扰，42%的调查站位大型底栖生物环境轻度干扰。

表 64　调查海域底栖生物群落特征

注：“/”表示无法计算

4）潮间带生物

①生物多样性

潮间带生物群落多样性指数 H′ 在 0.67～1.95 之间。各潮区多样性指数均小于 3.0。在潮区间，有多样性指数高潮区＞中潮区＞低潮区的趋势。结果表明潮间带生物群落生境质量具空间异质性。综合其他群落特征指标显示各潮区均匀度指数、丰富度指数较高，优势度指数适中，表明群落结构尚好。

表 65　潮间带生物种类数、密度、生物量和群落特征数

②优势种

潮间带底栖生物的秋季优势种主要有彩虹明樱蛤、浅黄白樱蛤、文雅罕愚螺。

表 66　调查海域潮间带生物优势种

6、海洋生物质量现状调查与评价

（1）调查时间和站位布设

调查站位坐标、调查项目见表 51。

（2）调查结果

本次调查共在 7 个站位获得可分析生物质量样品 21 份，包括鱼类 7 种、甲壳类 8 种、头足类 6 种。

监测结果如表 67 所示。结果表明：不同类群生物体石油类和重金属的含量不同，栖息在不同站位上的同一种类的生物体内石油类和重金属的含量不同。

（3）评价方法

海洋生物质量评价方法采用单因子污染指数评价法，如下式计算：

$$I_i = C_i / S_{ij}$$

式中：I_i——i 测项的污染指数；

C_i——i 测项的实测浓度或指标值；

S_{ij}——i 测项的 j 类生物质量标准值。

（4）评价结果

甲壳类各因子标准指数序为：Zn＞Oil＞Cd＞Hg＞Cu＞As＞Cr＞Pb。各评价因子平均标准指数均在 0.5 以下，潜在污染物风险较小。

在头足类各因子标准指数序为：Oil＞Zn＞Hg＞Cu＞Cd＞＞Pb＞As＞Cr。各评价因子平均标准指数均在 0.5 以下，潜在污染物风险较小。

鱼类各因子标准指数序为：Zn＞Oil＞Cu＞Cd＞Hg＞Pb＞As＞Cr。其中锌的平均标准指数 0.939，且各有 71%的生物质量样品锌的标准指数大于 1，提示该区域鱼类已受到锌的污染。

表 67　2019 年 10 月生物质量检测结果（mg/kg）

表 68　2019 年 10 月生物质量评价结果

7、渔业资源现状调查与评价

（1）调查时间和站位布设

调查站位坐标、调查项目见表 51。

渔业资源调查时间为 2019 年 10 月。共设 12 个渔业资源站位，每站均进行渔业生物底拖网和鱼类浮游生物拖网作业。

调查内容包括鱼卵和仔稚鱼种类组成和数量分布，渔获物种类组成、渔获物生物学特征、优势种分布、渔获量分布和资源密度（生物量资源密度单位为 kg/km^2、丰度资源密度单位为 $103ind/km^2$）以及鱼类浮游生物种类组成。

（2）调查结果

2019 年 10 月调查水域拖网调查共鉴定渔业资源生物 33 种，其中鱼类 15 种，占总资源生物种类数的 45.5%；甲壳类 12 种，占总资源生物种类数的 36.4%；头足类 2 种，占总资源生物种类数的 6.1%；其他类 4 种，占总资源生物种类数的 12.0%（表 69）。渔获物主要以鱼类和甲壳类为主，其中鱼类的重量密度占总重量密度的 37.02%，尾数密度占总尾数密度的 34.87%，甲壳类的重量密度占总重量密度的 48.792%，尾数密度占总尾数密度的 30.93%。

表 69　调查海域渔获种类数组成及百分比

2019 年 10 月调查未采集到鱼卵，水平拖网共采集仔稚鱼 1 种，为银鱼科的仔稚鱼，共计 50 尾；共采集幼鱼 2 种，为中颌棱鳀、赤鼻棱鳀的幼鱼，共计 4 尾。因样品数量过少，本文不做资源组成、优势种和生物多样性分析，由于鱼类产卵时间限制，调查季节该海域已进入产卵末期，大部分种类已经产卵结束，因此未采集到一定量的鱼类浮游生物样品属于正常现象。

（3）评价方法

1）渔业资源密度（重量、尾数）估算方法

本次调查水域各测站拖网资源密度的估算采用扫海面积法（唐启升，2006）。根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T 9110-2007），本报告设定拖网网具鱼类、虾类、蟹类和其他类（尾数、重量）逃逸率均为0.5。渔业资源密度以各站拖网渔获量（重量、尾数）和拖网扫海面积来估算，计算式为：

$\rho_i = C_i/(a_i * q)$

式中：ρ_i—第 i 站的资源密度（重量：kg/km^2；尾数：ind/km^2）；

C_i—第 i 站的每小时拖网渔获量（重量：kg/h；尾数：ind/h）；

a_i—第 i 站的网具每小时扫海面积（km^2/h）（网口水平扩张宽度（km）×拖曳距离（km）），拖曳距离为拖网速度（km/h）和实际拖网时间（h）的乘积；

q—网具捕获率（可捕系数，即 1 减逃逸率），其中：鱼类、虾类、蟹类和其他类 q 都取 0.5。

2）群落特征

群落物种多样性的高低，除了受取样大小、数量的分布影响外，主要依赖于群落中种类数多少和种间个体分布是否均匀。在游泳动物生态研究中，重量多样性和尾数多样性具有不同的生物学含义（金显仕和邓景耀，2000），因而分别计算和分析。

丰富度（D）、均匀度（J′）和物种多样性 Shannon-Weaver（H′）指数计算公式如下：

①Shannon-Wiener 多样性指数

$$H' = -\sum_{i=1}^{S} P_i \log_2 P_i$$

②Pielou 均匀度指数

$$J' = H' / H_{max}$$

③种类丰富度指数

D=（S-1）/lnW

式中：H′为物种多样性指数，重量多样性指数计算中 Pi＝wi/W，wi 为第 i 种生物的重量，W 为拖网渔获物总重量；尾数多样性指数计

算中 Pi＝ni/N，ni 为第 i 种生物的尾数，N 为拖网渔获物总尾数；Hmax＝log2S 为最大多样性指数；S：出现生物总种类数。

④优势种

运用相对重要性指数（Index of Relative Importance， IRI）对渔业资源生物种类组成进行分析，以确定优势种类、重要种类和主要种类的成分。

IRI 的计算公式如下：

IRI=（N% + W%）•F%

式中，N 为某一种类的尾数占总尾数的百分比（%）；W 为某一种类的质量占总质量的百分比（%）；F 为某一种类出现的站数占调查总站数的百分比（%）。取 IRI＞500 的种类为优势种；500>IRI＞100 的种类为重要种类；100＞IRI＞10 的种类为主要种类；10＞IRI＞1 的种类为常见种类。

（4）评价结果

1）重量密度、尾数密度

①总重量密度、总尾数密度

调查海域渔业资源总重量密度的变化范围为（51.83-514.17）kg/km^2，平均值为 256.29kg/km^2；渔业资源总尾数密度的变化范围（4.26-63.93）103ind/km^2，平均值 26.48（103ind/km^2），渔获物总重量和总尾数密度空间分布见图 24～图 25，其中重量密度最大值为 514.17kg/km^2，出现在 21 号站位，尾数密度最大值为 63.93（103ind/km^2），出现在 9 号站位。各站位重量密度和尾数密度见表 70 和表 71。

表 70　黄河口海域渔获物重量密度组成（kg/km^2）

表 71　黄河口海域渔获物尾数密度组成（10^{3}ind/km^2）

图 24　黄河口海域各站位渔获物总重量密度分布（kg/km^2）

图 25　黄河口海域各站位渔获物总尾数密度分布（10^{3}ind/km^2）

②鱼类重量密度、尾数密度

鱼类重量和尾数密度空间分布见图 26～图 27，其中第 21 站鱼类重量密度最大，为 206.53kg/km^2，第 14 站鱼类尾数密度最大，为 23.58（10^{3}ind/km^2）。

图 26　黄河口海域各站位鱼类重量密度分布（kg/km^2）

图 27　黄河口海域各站位鱼类尾数密度分布（10^{3}ind/km^2）

③甲壳类重量密度、尾数密度

甲壳类重量和尾数密度空间分布见图 28～图 29，其中第 23 站重量密度最大，为 289.77kg/km^2，尾数密度同样是第 23 站最大，为 18.47（10^{3}ind/km^2）。

图 28　黄河口海域各站位甲壳类重量密度分布（kg/km^2）

图 29　黄河口海域各站位甲壳类尾数密度分布（10^{3}ind/km^2）

④头足类重量密度、尾数密度

头足类重量和尾数密度空间分布见图 30～图 31，其中第 21 站重量密度最大，为 60.93kg/km^2，尾数密度是第 9 站最大，为 13.68（10^{3}ind/km^2）。

图 30　黄河口海域各站位头足类重量密度分布（kg/km^2）

图 31　黄河口海域各站位头足类尾数密度分布（10^{3}ind/km^2）

⑤其他类重量密度、尾数密度

其他类重量和尾数密度空间分布见图 32～图 33，其中第 5 站重量密度最大，为 16.75kg/km^2，第 9 站尾数密度最大，为 20.30（10^{3}ind/km^2）。

图 32　黄河口海域各站位其他类重量密度分布（kg/km^2）

图 33　黄河口海域各站位其他类尾数密度分布（10^{3}ind/km^2）

2）群落特征

①优势种分析

拖网渔获物（重量、尾数）优势种及重要种类如表 72 所示。鱼类、甲壳类、头足类和其他类 IRI 值排名靠前的生物见

表 73～表 76。其中矛尾虾虎鱼相对重要性指数值最高，达 3990.36，重量密度百分比为 17.27%，尾数密度百分比为 22.63％（表 72）。

单就鱼类分析，优势种有 2 种，为矛尾虾虎鱼、斑尾刺虾虎鱼，重要种类有 3 中，分别为短吻红舌鳎、赤鼻棱鳀、短吻三线舌鳎；主要种类有 6 种，分别为中国花鲈、斑鰶、瓦氏鰤、鲬、黄鲫、北鲳。

单就甲壳类分析，优势种有 2 种，为口虾蛄和日本蟳，其中口虾蛄 IRI 值最高，重量密度和尾数密度分别占总重量密度和总尾数密度的 23.67%和 12.36%；重要种类有 3 种，分别为三疣梭子蟹、鹰爪虾、脊尾白虾（表 74）；主要种类有 6 种，分别为中国对虾、关公蟹、葛氏长臂虾、南美白对虾、中国毛虾、隆线强蟹（表 74）。

单就头足类分析，优势种有 2 种，为枪乌贼、短蛸，其中枪乌贼 IRI 值最高，重量密度百分比为 4.30%，尾数密度百分比为 16.56%（表 75）。

单就其他类分析，优势种有 1 种，为红带织纹螺；主要种有 2 种，为脉红螺、锈凹螺（）。

表 72　黄海口海域渔业资源生物优势种与重要种类 IRI 值及其比重

表 73　黄海口海域鱼类优势种与主要种类 IRI 值及其比重

表 74　黄海口海域虾蟹类优势种、重要种与主要种类 IRI 值及其比重

表 75　黄海口海域头足类优势种与重要种类 IRI 值及其比重

表 76　黄海口海域其他类重要种、主要种与常见种类 IRI 值及其比重

②多样性分析

调查海域各个站位的群落物种多样性指数见表 77。渔获物重量和尾数多样性指数（H’）分别为 2.84 和 2.91，均小于 3，丰富度（D）分别达到 1.71 和 2.57，均匀度（J’）分别为 0.77 和 0.78。调查海域物种多样性一般，优势种明显，均匀度一般。

2019 年 10 月，调查海域渔获物重量和尾数多样性指数（H’）值均小于 3，多在 2～3 之间，综合各项生态指标，该海域渔业生态环境质量一般。尽管渔业资源生物物种丰富度较高，但资源密度不高，优

势物种优势度明显，重量均匀度一般，除去季节对优势种的影响外，该水域群落结构还算稳定，仍适合渔业资源生物生长、繁育。

本调查期间没有发现珍稀或濒危生物物种。

表 77　黄海口海域各站渔业资源重量及尾数多样性指数

二、陆域环境质量现状调查

1、环境空气质量现状

（1）项目所在区域达标判断

依据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）相关规定，本次评价优先采用国家或地方生态环境主管部门公开发布的城市环境空气质量达标情况，判断项目所在区域是否达标区。

1）例行监测数据

项目位于东营区河口区、滨州市沾化区。本次评价收集了滨州市生态环境局和东营市生态环境局通知公告的数据，项目所在区域河口区和沾化区的环境空气质量现状评价结果见表 78、表 79。

表 78　河口区环境空气质量现状评价结果表

污染物	2020 年平均质量浓度（μg/m^3）	标准值（μg/m^3）	占标率（%）	达标情况
SO_2	[redacted]	[redacted]	[redacted]	达标
NO_2	[redacted]	[redacted]	[redacted]	达标
PM_{10}	[redacted]	[redacted]	[redacted]	**不达标**
$PM_{2.5}$	[redacted]	[redacted]	[redacted]	**不达标**
O_3	[redacted]	[redacted]	[redacted]	达标
CO	[redacted]	[redacted]	[redacted]	达标

表 79　沾化区环境空气质量现状评价结果表（单因子指数）

区域	沾化区	是否达标
SO_2	[redacted]	达标
NO_2	[redacted]	达标
PM_{10}	[redacted]	不达标
$PM_{2.5}$	[redacted]	不达标
CO	[redacted]	达标
O_3	[redacted]	不达标

2）区域环境空气质量达标区判定

依据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）中6.4.1项目所在区域达标判断中 6.4.1.1，城市环境空气质量达标情况评价指标为 SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO和O_3，六项污染物全部达标即为城市环境空气质量达标；根据表 78、表 79可知，项目所在区域河口区$PM_{2.5}$、PM_{10}的年均浓度均不满足《环境空气质量标准》(GB 3095-2012）及其修改单（生态环境部公告 2018年 第29号）二级浓度限值要求、沾化区的$PM_{2.5}$、PM_{10}、O_3的年均浓度均不满足《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）及其修改单（生态环境部公告 2018年 第29号）二级浓度限值要求，因此判定项目所在评价区域为不达标区。

（2）环境空气质量现状评价

1）基本污染物

本次评价基本污染物采用滨州市生态环境局通知公告的《2019年滨州市环境质量概要》和东营市生态环境局通知公告的空气质量监测数据例行监测数据。项目所在区域基本污染物环境质量现状监测数据年评价指标统计结果见表 78、表 79可知。由统计结果可知，项目所在区域河口区$PM_{2.5}$、PM_{10}的年均浓度均不满足《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）及其修改单（生态环境部公告 2018年 第29号）二级浓度限值要求、沾化区的$PM_{2.5}$、PM_{10}、O_3的年均浓度均不满足《环境空气质量标准》(GB 3095-2012)及其修改单(生态环境部公告 2018年 第29号）二级浓度限值要求。

2）其他污染物

本项目其他污染物主要为 VOCs，本次评价引用山东蓝普检测技术有限公司（CMA：171512055405）于2019年8月30日～2019年9月 5日在 3#井场东北侧 3.2km处的环境空气质量监测数据，监测结果及评价结果见表80。

表80 其他污染物现状评价结果一览表

从表 80可以看出，监测点非甲烷总烃的监测浓度能够满足《大气污染物综合排放标准详解》（1997年）中2mg/m^{3}的标准。

2、水环境质量现状

（1）地表水

本项目周边主要地表水为潮河、马新河。根据滨州市生态环境局通知公告的《2019年滨州市环境质量概要》，潮河邵家断面水质达到《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）中的IV类水质标准，满足《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）中的V类水质标准要求。

（2）地下水

本次地下水环境现状评价引用山东蓝普检测技术有限公司（CMA：171512055405）于2022年1月11日对项目所在区域周边地下水的监测数据，监测点位于4#井场西侧7.7km处，监测报告编号：LP检字（2022）H009，项目所在区地下水环境质量监测结果及评价结果见表81。

表81 地下水环境质量现状评价结果表

注：1）ND表示未检出，未检出时按照检出限的一半进行单因子指数的计算；2）石油类标准参照执行《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）中III类标准要求。

以上结果表明：项目周边区域地下水水质中总硬度、溶解性总固体、氯化物、Na^+、硫酸盐等因子均存在不同程度的超标，最大超标倍数分别为9.04、28.00、61.4、1.292、36.65。说明项目所在区域地下水水质不能满足《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）中的III类水质标准要求。经分析，总硬度、溶解性总固体、氯化物、Na^+、硫酸盐等超标可能与区域水文地质化学条件有关，区内地下水为第四系孔隙潜水，排泄途径以地面蒸发为主，地下水类型为氯化钠型，深层为氯化物·硫酸盐-钠型水，浅层地下水因蒸发浓缩造成矿化度较高。

油田开发特征污染物石油类满足《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）中III类标准要求，表明区域地下水水质受油田开发的影响较小。

3、声环境质量现状

山东蓝普检测技术有限公司（CMA：171512055405）于2020年11月4日～2020年11月5日对4#井场的声环境质量进行了监测，监测结果见表82。

表82 声环境质量监测结果一览表（单位：dB（A））

由表 82 可知，建设项目所在地昼、夜间声环境质量满足《声环境质量标准》（GB 3096-2008）中 2 类区标准要求（昼间 60dB（A）、夜间 50dB（A））。

4、土壤环境质量现状

（1）土壤类型

根据国家土壤信息平台（http：//www.soilinfo.cn/MAP/index.aspx）查询及现场调查，本项目评价范围内土壤类型为滨海盐土。

（2）土壤理化性质

本项目评价范围内土壤类型为滨海盐土，分布和地形地貌为黄河冲积平原的决口扇形地及古河道上，地下水位浅，潜水参与成土过程，底土氧化还原作用交替，形成锈色斑纹和小型铁子。该土种通透性强，耕性较好，适耕期长，宜于种植花生、棉花，产量水平低而不稳。

山东蓝普检测技术有限公司（CMA：171512055405）于 2020 年 11 月 4 日对 2#柱状样点（4#井场内）周围土壤理化特性进行了现状调查，监测报告编号：LP 检字（2020）H0474，调查结果详见表 83。

表 83 柱状点土壤理化特性调查表

（3）土壤现状监测与评价

1）土壤监测点位

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018），结合项目工程布局分布及评价工作等级，本项目监测点选取项目典型油井井场内（井口周围）及井场厂界外，并采用均布性与代表性相结合原则，共布设监测点位 6 个。具体布点见表 84、图 34。

表 84 土壤监测布点一览表

注：表层样监测点土壤监测取样方法参照 HJ/T 166 执行；柱状样监测点土壤监测取样方法参照 HJ 25.1 和 HT 25.2 执行。

图 34 土壤监测点位图

2）监测与评价结果

①基本因子

建设用地基本监测因子：砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1，1-二氯乙烷、1，2-二氯乙烷、1，1-二氯乙烯、顺-1，2-二氯乙烯、反-1，2-二氯乙烯、二氯甲烷、1，2-二氯丙烷、1，1，1，2-四氯乙烷、1，1，2，2-四氯乙烷、四氯乙烯、1，1，1-三氯乙烷、1，1，2-三氯乙烷、三氯乙烯、1，2，3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1，2-二氯苯、1，4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、䓛、二苯并[a，h]蒽、茚并[1，2，3-cd]芘、萘等 45 项基本项目。

②特征因子

特征因子：石油烃（C_{10}-C_{40}）

3）监测与评价结果

监测结果及评价结果见表 85～表 88。

表 85　监测点土壤环境质量现状监测结果表

注：①低于检出限，表示未检出该污染物浓度，以＜检出限表示；②低于检出限以检出限一半值进行评价。

表 86　S1～S6 监测点土壤环境质量现状监测结果表

注：低于检出限以＜检出限表示。

表 87　S1、S2 监测点土壤环境质量现状评价结果表

注：①低于检出限，表示未检出该污染物浓度，以＜检出限表示；②低于检出限以检出限一半值进行评价。

表 88　S1～S6 土壤环境质量现状评价结果表

注：低于检出限以检出限一半值进行评价。

由表 87、表 88 可知，评价范围内建设用地中土壤各项监测指标满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）中建设用地土壤污染风险筛选值和管控值中第二类用地的筛选值要求。说明项目所在区域土壤未受到污染，土壤环境质量现状良好。

与项目有关的原有环境污染和生态破坏问题	1、区块工程概况 大王庄油田构造上属于车镇凹陷东南部大王庄断鼻带，南靠义和庄凸起北坡，北以大 1 断层为界，西起套尔河，东到郭局子凹陷。1976 年 6 月钻探大 24 井发现，1977 年投入试采，先后发现大 24 块、大 101 块、大 19 块、大 501 块、大古 82 块、大古 67 等块，含油层系以沙二段、沙四段、石炭系、二叠系及奥陶系灰岩为主。探明含油面积 10.73km^2，地质储量 947.7×10^{4}t。 大王北油田勘探开发始于 20 世纪 80 年代。1984 年在大 1 断层下降盘部署完钻大 37 井，沙二段 2616.0m～2958.8m 井段钻遇油层 39.5m/16 层，射开井段 2869.0m～2918.6m 共 8.2m/2 层，试油获得日产油 33.1t 工业油流，从而发现大 37 块。随后在大王北鼻状构造带外围相继部署完钻了大 45 等 7 口探井，1985 年上报控制含油面积 19.6km^2，石油地质储量 1840×10^{4}t，并命名为大王北油田。 目前河口采油厂大王庄油田和大王北油田向海一侧的现有工程详见表 89。

表 89 现有工程主要组成

项目组成	工程名称		工程内容
主体工程	油、气、水井		各类井共 [redacted]，
	计量站		[redacted]
	注水站		共 [redacted]
	配水间		共 [redacted]
	接转站		大三接转站，为大王北油田所辖
配套工程	多功能罐		共 14 台 40m^3 多功能罐
	井口加热炉/水套炉		共 [redacted]，其中大王北油田：49 台，大王庄油田：9 台。
	油气集输管线		现有工程油气集输流程基本为：井口→计量站→接转站→联合站。因此，涉及（1）井口→计量站，（2）计量站→接转站，（3）接转站→联合站的集油/气管线
		（1）井口→计量站	共 191 条，长度 37.99km，其中大王北油田：173 条，长度 30.91km；大王庄油田：18 条，长度 7.08km

			（2）计量站→接转站	计量站到大三接转站/大北联合站之间的输油管线共16条，34.27km，其中大王北油田：14条，长度31.44km；大王庄油田：2条，2.83km
			（3）接转站→联合站	大三接转站到大北联合站输油管线共2条，11.76km，其中大王北油田：1条，长度6.26km；大王庄油田：1条，长度5.50km
		注水管线	现有工程注水流程基本为：注水水源→注水站→配水间→井口。因此，涉及（1）注水水源→注水站，（2）注水站→配水间，（3）配水间→井口的注水管线。	
			（1）注水水源→注水站	大北联合站/水源井到注水站之间的注水管线6条，长度8.72km，均为大王北油田所辖
			（2）注水站→配水间	注水站至配水间注水管线13条，长度13.52km，均为大王北油田所辖
			（3）配水间→井口	配水间至井口注水管线共84条，50.73km，其中大王北油田：79条，长度42.1km；大王庄油田：5条，长度8.63km
		输气管线	共66条，长度103km，其中大王北油田：62条，长度86km；大王庄油田：4条，17km	
		掺水主干线	共计5条，长度5km，均为大王北油田所辖	
	公用工程	供电	变电所共3座，其中大王北油田：1座（大一变变电所），大王庄油田：2座（大一变变电所、大二变变电所）	
			电力线/电缆长度共202.96km，其中大王北油田：127.03km，大王庄油田：75.93km	
		道路	共63条，长度82km，其中大王北油田：59条，长度65km；大王庄油田：4条，17km	
	环保工程	废气治理	油井口加设油套连通套管气回收装置减少轻烃无组织挥发；井场及站场加热炉采用伴生气为燃料，属清洁能源，烟气达标直排	
		污水处理	井下作业废水、采出水依托大北站、丁王站采出水处理系统进行处理，处理达标后，回注地层用于油田注水开发，不排海；生活污水依托环保厕所	
		固废处理	油泥砂依托埕东联合站油泥砂贮存场集中贮存，最终委托东营华新环保技术有限公司进行处理；生活垃圾委托环卫部门统一处理	
		噪声	选用低噪声设备，各类设备减震，站场压缩机房、厂界围墙隔声、注水站注水泵房隔声	
		风险	配备应急物资；建立健全环境风险应急预案；委托监测等	

2、区块现有工程环保手续

表90　现有工程环保手续一览表

序号	项目名称	主要工程内容	环评批复	验收批复情况
1	大王北、大王庄、英雄滩区块油田开发工程	各类井 457 口（其中油井 321 口，气井 1 口，注水井 124 口，水源井 11 口），接转站 2 座，计量站 28 座，注水站 10 座，配水间 26 座，井口水套炉/加热炉 101 台，井口多功能罐 44 台，井口高架罐 6 台，单井集油/气管线 269 条（50.87km），计量站至接转站/联合站输油管线 28 条（49.41km），接转站至联合站集油主线 3 条（20.96km），配水间至井口注水管线 124 条（76.82km），注水站至配水间注水管线 16 条（17.11km），水源井/大北联合站/大 35 接转站至注水站注水管线 14 条（16.27km），输气管线 99 条（121.3km），掺水主干线 7 条（9.3km），道路 91 条（104km），电力线/电缆 243.22km，变电所 4 座及队部/生活点 3 个	[redacted]	[redacted]

3、现有工程污染物排放及达标情况

（1）废水

现有工程运营期产生的废水主要包括作业废水、油田采出水和生活污水。

1）油田采出水

大王北油田、大王庄油田采出液经大北站、丁王站三相分离后，采出水进入北站、丁王站采出水处理系统处理，处理后达标后回注地层用于油田注水开发，无外排。

经统计，2021 年河口采油厂大王北油田、大王庄油田向海一侧采出水产生量约 [redacted]，均用于油田注水开发，无外排。

2）作业废水

作业废水主要产生于洗井、修井、防砂等施工过程。作业废水拉运至丁王站采出水处理系统，经处理达标后回注地层。

经统计，2021 年河口采油厂大王北油田、大王庄油田向海一侧作业废水约 [redacted] 拉运至丁王站采出水处理系统处理后回注地层。

3）生活污水

河口采油厂大王北油田、大王庄油田向海一侧现有工程运营期劳动定员为 125 人，据统计，生活污水产生量为 [redacted]，排入队部设置的环保厕所内，无外排。

4）处理效果

根据建设单位提供资料，丁王站、大北站采出水处理系统的出水水质见表 91、表 92。

表 91　2021 年大北站采出水处理系统水质监测数据

表 92　2021 年丁王站采出水处理系统水质监测数据

根据水质监测数据可知，丁王站、大北站采出水水质能够满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）注水控制指标要求。

（2）废气

现有工程运营期废气主要包括有组织废气及无组织废气。其中有组织废气主要为加热炉、多功能罐等伴生气燃烧产生的废气；无组织废气主要为油井、站场等产生的无组织废气。

1）有组织废气

河口采油厂大王北油田、大王庄油田向海一侧现有工程共有 58 台加热炉，14 台多功能罐。根据《大王北、大王庄、英雄滩区块油田开发工程环境影响报告书》及其批复的相关要求，河口采油厂于 2021 年 5 月前完成了对大王北油田、大王庄油田向海一侧的加热炉及多功能罐的整改，主要是对排气筒的高度进行加高（其中加热炉排气筒统一加高至 8m，多功能罐统一加高至 15m）。

中国石油化工集团公司油田行业环境监测中心站于 2021 年 8 月～10 月、12 月对典型井场及站场加热炉进行了监测，监测结果见表 93。

表 93　典型井场炉废气监测数据

注：未检出以“＜+检出限”表示。

由表 93 可以看出：河口采油厂加热炉排放烟气能够满足《锅炉大气污染物排放标准》（DB37/ 2374-2018）表 2 中重点控制区污染

物排放标准要求（颗粒物：10mg/m^3、SO_2：50mg/m^3、NO_x：100mg/m^3）；多功能罐排放烟气能够满足《区域性大气污染物综合排放标准》（DB37/ 2376-2019）中重点控制区污染物排放标准要求（颗粒物：10mg/m^3、SO_2：50mg/m^3、NO_x：100mg/m^3）。

根据河口采油厂燃气量的统计数据，现有加热炉、多功能罐燃气量为 164.7×10^{4}Nm^3/a。根据加热炉实际运行情况以及本次加热炉监测数据（选取最大值进行计算），根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》44 电力、热力的生产和供应业“4430 工业锅炉（热力生产和供应行业）产排污系数表—燃气工业锅炉”，本次废气量按照燃烧 1m^3 天然气约产生 10.77m^3 的烟气计算，可得河口采油厂大王北油田、大王庄油田向海一侧加热炉、多功能罐废气排放量为 1773.82×10^{4}m^3/a、SO_2 排放量为 0.710t/a、NO_X 排放量为 1.135t/a、颗粒物排放量为 0.174t/a，详见表 94。

表 94 现有工程加热炉级多功能罐废气污染物排放情况一览表

根据河口采油厂统计，计划关停加热炉的燃气量为 14.7×10^{4}m^3/a,计算可得计划关停加热炉的废气排放量为 158.32×10^{4}m^3/a，SO_2 排放量为 0.080t/a、NO_X 排放量为 0.128t/a、颗粒物排放量为 0.020t/a。

表 95 计划关停加热炉废气污染物排放情况一览表

污染物	颗粒物	SO_2	NOx
产生量（t/a）	[redacted]	[redacted]	[redacted]
排放浓度（mg/m^3）	[redacted]	[redacted]	[redacted]

2）无组织废气

无组织废气主要为井场、站场等产生的非甲烷总烃。

胜利油田环境监测总站于 2021 年 6 月 24 日对典型站场厂界非甲烷总烃进行了监测，监测报告编号分别为：（2021）环（监）字第 Q-0666 号、（2021）环（监）字第 Q-0668 号，监测结果见表 96。

表 96　现有工程典型站场无组织排放监测结果表

从表 96 可以看出，河口采油厂典型站场厂界 VOCs 满足《挥发性有机物排放标准 第 7 部分：其他行业》（DB37/ 2801.7-2019）浓度限值（2.0mg/m^3）要求。

根据 2021 年河口采油厂大王北油田、大王庄油田向海一侧产气量 358.3×$10^4$$m^3$/a 核算（密度取 0.6409kg/$m^3$），无组织排放取 0.5%，非甲烷总烃占烃类的 14.2%，则非甲烷总烃无组织排放量为 1.63t/a。

（3）噪声

现有工程主要噪声源是抽油机、站场机泵设施等，各类机泵设备均置于泵房内。

根据山东蓝普检测技术有限公司（CMA：171512055405）于 2022 年 3 月 4 日对典型井场、站场厂界噪声监测数据（报告编号：LP 检字（2022）H177），各典型井场、站场厂界噪声均能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2 类区排放限值要求。监测结果见表 97。

表 97　典型井场及站场厂界噪声监测结果

（4）固体废物

现有工程运营过程中产生的固体废物主要有油泥砂和生活垃圾。

1）油泥砂

原油集输过程中，站场的油罐、缓冲罐等罐底及污水池底会产生一定量含油泥砂。

根据河口采油厂实际统计数据，2021 年河口采油厂大王北油田、大王庄油田向海一侧油泥砂产生量约为 40.7t/a，油泥砂属于危险废物（HW08 071-001-08），暂存至埕东联合站油泥砂贮存场，最终委托东营华新环保技术有限公司进行处理。

2）生活垃圾

河口采油厂大王北油田、大王庄油田向海一侧现有工程运营期劳动定员为 125 人，据统计，2021 年生活垃圾产生量约为 22.81t/a。生活垃圾委托河口区环卫部门统一处理。

（5）污染物排放汇总

河口采油厂大王北油田、大王庄油田向海一侧现有工程污染物排放情况汇总见表 98。

表 98　现有工程污染物产生、排放情况汇总表

污染物类型	污染物名称		产生量	削减量	排放量
废气	有组织	废气量（$10^4m^3/a$）	[redacted]	[redacted]	[redacted]
		SO_2（t/a）	[redacted]	[redacted]	[redacted]
		NO_X（t/a）	[redacted]	[redacted]	[redacted]
		颗粒物（t/a）	[redacted]	[redacted]	[redacted]
	无组织	非甲烷总烃（t/a）	[redacted]	[redacted]	[redacted]
废水	油田采出水（$10^4m^3/a$）		[redacted]	[redacted]	[redacted]
	作业废水（m^3/a）		[redacted]	[redacted]	[redacted]
	生活污水（m^3/a）		[redacted]	[redacted]	[redacted]
固废	油泥砂（t/a）		[redacted]	[redacted]	[redacted]
	生活垃圾（t/a）		[redacted]	[redacted]	[redacted]

4、现有工程存在问题及后续管理要求

本次环评期间对河口采油厂王北油田、大王庄油田向海一侧现有工程的环保设施和环保管理制度等进行调查,河口采油厂分别于 2020 年 7 月 16 日和 2020 年 9 月 22 日取得东营区域和沾化区域排污许可证（详见附件 7），在生产过程中，严格执行了排污许可要求，污染物排放按照许可证要求的污染物种类、浓度、总量和排放去向等排放污染物；污染物防治设施正常运行，根据《排污口规范化整治技术要求（试行）》等要求设置排污口，设置环境标志；环保管理制度完善，未发现存在环保问题。

生态环境保护目标	1、海域环境敏感目标 依据《山东省海洋功能区划（2011-2020 年）》（2016 年 4 月）、《滨州市海洋功能区划（2013～2020 年）》（鲁政字[2015]291 号）、《山东省渤海海洋生态红线区划定方案（2013-2020 年）》（鲁政办字[2013]39 号）、《东营市海洋功能区划（2013-2020 年）》（2016 年 4 月 1 日）等，确定工程周围海域及沿岸主要环境敏感目标包括水产种质资源保护区、海洋特别保护区、生态红线区、海洋自然保护区等，具体详见附图 10。

表 99 主要海域环境保护目标

敏感区名称			生态保护目标/产卵盛期	相对工程方位	最近距离（km）	距离最近的工程
保护区	辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区——渤海湾核心区		保护海底地形地貌和中国明对虾、小黄鱼、三疣梭子蟹等水产种质资源，保护海洋环境质量。核心区特别保护期为 4 月 25 到 6 月 15 日。	工程位于其内	[redacted]	[redacted]
	东营河口浅海贝类生态国家级海洋特别保护区		文蛤等贝类及其栖息环境	N	[redacted]	[redacted]
	滨州贝壳堤岛与湿地国家级自然保护区		保护贝壳堤岛、湿地自然生态系统、自然岸线	NW	[redacted]	[redacted]
	套尔河口海域国家级水产种质资源保护区		主要保护对象为缢蛏	NW	[redacted]	[redacted]
	黄河口半滑舌鳎国家级水产种质资源保护区		保护半滑舌鳎种质资源及生存环境。核心区特别保护期为 6 月 1 日至 10 月 31 日。	NE	[redacted]	[redacted]
	无棣中国毛虾国家级水产种质资源保护区		主要保护对象为中国毛虾，特别保护期为 4 月至 10 月	NW	[redacted]	[redacted]
	马颊河文蛤国家级水产种质资源保护区		主要保护对象为文蛤；核心区保护期为全年，文蛤繁殖季节 8 月 1 日至 9 月 30 日是重点保护时期	NW	[redacted]	[redacted]
	山东黄河三角洲国家级自然保护区（一千二管理站）		保护新生湿地生态系统和珍稀濒危鸟类为主	NE	[redacted]	[redacted]
	东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区		保护半滑舌鳎等底栖鱼类及近岸海洋生态系统	NE	[redacted]	[redacted]
生态红线区	海洋自然保护区	XZ1-2 黄河故道西三角洲限制区	保护原生性湿地生态系统及珍禽、半滑舌鳎等底栖鱼类	NE	[redacted]	[redacted]
		JZ1-2 黄河故道北三角洲禁止区	原生性湿地生态系统及珍禽	NE	[redacted]	[redacted]
		XZ1-3 黄河故道东三角洲限制区	原生性湿地生态系统及珍禽、半滑舌鳎等底栖鱼类	NE	[redacted]	[redacted]

海洋特别保护区	JZ2-2 东营利津底栖鱼类生态禁止区	半滑舌鳎等底栖鱼类及近岸海洋生态系统	NE	[redacted]	[redacted]
	XZ2-2 东营利津底栖鱼类生态限制区	半滑舌鳎等底栖鱼类及近岸海洋生态系统	NE	[redacted]	[redacted]
重要渔业海域	XZ5-2 黄河口半滑舌鳎渔业海域限制区	保护半滑舌鳎种质资源及生存环境。核心区特别保护期为 6 月 1 日至 10 月 31 日。	NE	[redacted]	[redacted]
海洋自然保护区	JZ1-3 黄河故道禁止区	原生性湿地生态系统及珍禽	NE	[redacted]	[redacted]
特殊保护海岛	XZ6-1 大口河海岛限制区	大口河岛的自然生态系统、海岛岸线	NW	[redacted]	[redacted]
海洋自然保护区	XZ1-1 滨州贝壳堤岛与湿地系统限制区	贝壳堤岛、湿地自然生态系 统、自然岸线	NW	[redacted]	[redacted]
	JZ1-1 滨州贝壳堤岛与湿地系统禁止区	滨州贝壳堤岛与湿地系统禁止区	NW	[redacted]	[redacted]
重要渔业海域	XZ5-1 套尔河口渔业海域限制区	青蛤、四角蛤蜊、蟛蜞等种 质资源及生存环境	NW	[redacted]	[redacted]
海洋特别保护区	XZ2-1 潮河-湾湾沟浅海贝类限制区	保护以文蛤为主的浅海贝类种质资源及生存环境	E、N	[redacted]	[redacted]
	JZ2-1 东营河口浅海贝类禁止区	保护以文蛤为主的浅海贝类种质资源及生存环境	NE	[redacted]	[redacted]

2、陆域环境敏感目标

表 100 主要陆域环境保护目标

类型	序号	名称	保护对象（人）	保护内容	环境功能区	参照污染源	相对井场方位	相对井场距离（m）
地表水环境敏感目标								
地表水	1	潮河	——	地表水	V 类	[redacted]	E	[redacted]
	2	马新河	——	地表水	V 类	[redacted]	E	[redacted]
地下水环境敏感目标								
地下水	1	周围地下水	——	——	III类	——	——	——

评价标准

1、海洋环境质量标准

根据《山东省海洋功能区划（2011-2020 年）》（2016 年 4 月）等核定各测站所在海洋功能区水质管理目标要求，并对应《山东省近岸海域环境功能区划（2016-2020 年）》（2016 年 5 月 24 日）水质保护目标，本着取从严标准的原则，按《海水水质标准》（GB 3097-

1997）、《海洋沉积物质量》（GB 18668-2002)、《海洋生物质量》（GB 18421-2001），本项目海洋环境质量标准执行情况见表 101。

表 101 海洋环境质量标准

类别	采用标准		
海水水质	《海水水质标准》（GB 3097-1997）		一类、二类、三类
海洋沉积物	《海洋沉积物质量》（GB 18668-2002）		一类、二类
海洋生物生态	海洋贝类	《海洋生物质量》（GB 18421-2001）	一类、二类
	鱼类、甲壳类（重金属）	《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》（1986 年 3 月 1 日）	
	鱼类、甲壳类（石油烃）	《第二次全国海洋污染基线调查技术规程》（1997 年）	

海水水质标准的具体限值详见表 102。

表 102 海水水质标准　　单位：mg/L（pH 除外）

项目	一类	二类	三类
悬浮物	人为增加的量≤10		人为增加的量≤100
pH	7.8～8.5，同时不超出该海域正常变动范围 0.2pH 单位		6.8～8.8，同时不超出该海域正常变动范围 0.5pH 单位
溶解氧＞	6	5	4
化学需氧量≤	2	3	4
无机氮（以 N 计）≤	0.20	0.30	0.40
活性磷酸盐（以 P 计）≤	0.015	0.030	
汞≤	0.00005	0.0002	
镉≤	0.001	0.005	0.010
铅≤	0.001	0.005	0.010
总铬≤	0.05	0.10	0.20
砷≤	0.020	0.030	0.050
铜≤	0.005	0.010	0.050
锌≤	0.020	0.050	0.10
挥发酚≤	0.005		0.010
硫化物（以 S 计）≤	0.02	0.05	0.10
石油类≤	0.05		0.30

海洋沉积物质量标准的具体限值详见表 103。

表 103　海洋沉积物质量标准

项目	第一类	第二类
汞（$\times10^{-6}$）≤	0.20	0.50
镉（$\times10^{-6}$）≤	0.50	1.50
铅（$\times10^{-6}$）≤	60.0	130.0
锌（$\times10^{-6}$）≤	150.0	350.0
铜（$\times10^{-6}$）≤	35.0	100.0
砷（$\times10^{-6}$）≤	20.0	65.0
铬（$\times10^{-6}$）≤	80.0	150.0
有机碳（$\times10^{-2}$）≤	2.0	3.0
硫化物（$\times10^{-6}$）≤	300.0	500.0
石油类（$\times10^{-6}$）≤	500.0	1000.0

海洋贝类、甲壳和鱼类的生物质量各评价因子标准值见表 104。

表 104　海洋生物质量标准值（鲜重）（单位：mg/kg）

编号	项目	贝类**		软体动物*	甲壳类*	鱼类*
		一类	二类			
1	铬≤	0.5	2.0	/	/	/
2	铜≤	10	25	100	100	200
3	锌≤	20	50	250	150	40
4	砷≤	1.0	5.0	/	/	/
5	镉≤	0.2	2.0	5.5	2.0	0.6
6	总汞≤	0.05	0.10	0.3	0.2	0.3
7	铅≤	0.1	2.0	10	2.0	2.0
8	石油烃≤	15	50	20	20	20

**引用《海洋生物质量》（GB 18421-2001）中的一类、二类标准。
*引用《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》（1986 年 3 月 1 日）和《第二次全国海洋污染基线调查技术规程》（1997 年）中的标准。

2、近岸陆域环境质量标准

1）环境空气：常规因子执行《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）及其修改单（生态环境部公告 2018 年 第 29 号）二级浓度限值，非甲烷总烃执行《大气污染物综合排放标准详解》（1997 年）；

2）地表水环境：潮河执行《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）V 类标准；

3）地下水环境：执行《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）Ⅲ类标准，石油类参照《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）中Ⅲ类标准；

4）声环境：执行《声环境质量标准》（GB 3096-2008）中的 2 类声环境功能区环境噪声限值。

2、污染物排放标准

1）施工期废气：颗粒物执行《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）表 2 中颗粒物的无组织排放监控浓度限值（周界外浓度最高点 1.0mg/m^3）；运营期非甲烷总烃参考执行《挥发性有机物排放标准 第 7 部分：其他行业》（DB37/ 2801.7-2019）表 2 中挥发性有机物厂界监控点浓度限值（2.0mg/m^3），同时满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）中相关要求；

2）施工期噪声：参照执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）中表 1 的噪声排放标准限值（昼间 70dB（A），夜间 55dB（A））；

3）施工期钻井废水、管道试压废水：执行《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）中的相关要求；

表 105　推荐水质主要控制指标

注入层平均空气渗透率，μm^2		≤0.01	>0.01～≤0.05	>0.05～≤0.5	>0.05～≤1.5	>1.5
控制指标	悬浮固体含量，mg/L	≤1.0	≤2.0	≤5.0	≤10.0	≤30.0
	悬浮物颗粒直径中值，μm	≤1.0	≤1.5	≤3.0	≤4.0	≤5.0
	含油量，mg/L	≤5.0	≤6.0	≤15.0	≤30.0	≤50.0
	平均腐蚀率，mm/年	≤0.076				
	SRB，个/mL	≤10	≤10	≤25	≤25	≤5
	IB，个/mL	$n\times10^2$	$n\times10^2$	$n\times10^3$	$n\times10^4$	$n\times10^4$
	TGB，个/mL	$n\times10^2$	$n\times10^2$	$n\times10^3$	$n\times10^4$	$n\times10^4$
注 1：1＜n＜1.5； 注 2：清水水质指标中去掉含油量。						

	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》（GB 18599-2020）；危险废物执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2001）及其修改单（环境保护部公告 2013 年 第 36 号）中相关要求。
其他	《中华人民共和国海洋环境保护法》（2017 年 11 月 4 日）中规定，在重点海域建立并实施排污总量控制制度，确定主要污染物排海总量控制指标，并对主要污染源分配排放控制数量。但尚没有具体实施办法和方案。因此，本工程参照陆域总量控制的受控污染物种类。 根据本工程的特征污染物和所在海域环境现状，选择海域总量控制的受控污染物为挥发性有机物。 经核算，本工程运营期间挥发性有机物的排放量为 0.408t/a。

四、生态环境影响分析

施工期生态环境影响分析	一、海域环境影响分析 1、水文动力影响分析 本工程用海在渤海湾海域的海岸线向海一侧的潮间带高地上，一般大潮高潮位情况下，已不能被海水所淹没，工程北侧有防潮坝和养殖池堤坝，工程周边分布人工泵水形成的高位养殖池，防潮坝和人工养殖的养殖池阻挡工程区域与外水交换，工程区域相对处于 “封闭”海域，因此本项目施工对工程周边的水动力环境不产生影响。 图 35　本工程与防潮坝的位置关系 2、地形地貌与冲於环境影响分析。 由于本工程用海在渤海湾海域的海岸线向海一侧的潮间带高地上，工程区域地形貌相对稳定，工程区域最外围有防潮坝和人工养殖的养殖池阻挡与外水交换，工程区域相对处于 “封闭”海域，且根据调查-2m 等深线以内海域的含沙量较高，地形地貌与冲淤环境处于相对稳定状态；整体来讲工程建设对周边海域的冲淤环境几乎没有太大影响。 3、海水水质环境影响分析 （1）悬浮泥沙对海水水质影响 本工程用海在渤海湾海域的海岸线向海一侧的潮间带高地上，一般大潮高潮位情况下，已不能被海水所淹没，工程北侧有防潮坝和养殖池堤坝，工程周边分布人工泵水形成的高位养殖池，防潮坝和人工养殖的养殖池阻挡工程区域与外水交换， 工程区域相对处于 “封闭”海域。井场的后续施工不涉及水上施工内容，仅需进行钻前井场地基处理、钻完井作业、建设栏杆围墙及其他陆上设施的建设，因此，工程建设不会产生悬浮泥沙。 （2）施工期废水对海水水质的影响 本项目施工期产生的钻井废水、施工作业废液拉运至埕东作业废液处理站进行处理，之后进入埕东联合站采出水处理系统，达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）中推荐水质标准后回注地层，用于油田注水开发，不排海；管道试压废水拉运至丁王站采出水处理系统进行处理，达标后回注，不排海；施工现场设置临时环保厕所，生活污水依托临时环保厕所，不排海。因此，施工期产生的废水不排海，对海水水质基本无影响。

4、沉积物环境影响分析

由于本工程用海在渤海湾海域的海岸线向海一侧的潮间带高地上，工程区域地形貌相对稳定，工程区域最外围有防潮坝和人工养殖的养殖池阻挡与外水交换，工程区域相对处于 “封闭”海域，拟建工程井场建设均在防潮坝内，不会引起周围环境沉积物环境的变化。施工期间所产生的钻井固废、建筑垃圾和施工废料、生活垃圾、压裂废液、定向钻废弃泥浆均得到妥善处置，均不排海，因此不会对周围海域沉积物环境造成不良影响。

5、海洋生态环境影响分析

（1）占用面积分析

根据前述计算，本项目总用海面积 [redacted]m^2，其中，永久用海面积 [redacted]，临时用海面积 [redacted]占地类型主要为滩涂等。占用区域内海洋生物因栖息地被破坏而死亡，因此损失率均按 100%计算。

本项目位于渤海湾南部海域，工程位于海岸线以内的海滩上，目前即使大潮期海水也不能到达工程区域。同时本项目不位于渔业种类“三场”与洄游通道上，且工程区域已不具备海洋生物生存的基本条件，工程的施工不对浮游生物、鱼卵仔稚鱼和渔业资源产生影响，确定本项目的评估内容为底栖动物。

（2）渔业资源补偿

本项目位于渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区渤海湾保护区的核心区内，针对本次评价的工程委托鲁东大学编制了《大王庄油田大 1 块、大古 677 块、大古 678 块产能建设及集输管网优化工程对辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区影响专题论证报告》，以下内容均引自该报告。

根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》(SC/T 9110-2007）中 “7.2 生物资源损害赔偿和补偿年限（倍数）的确定”的规定，本项目施工方案和营运方式，确定海洋生物补偿年限：永久性占用造成渔业水域生态系统不可逆的影响，生物资源损害的补偿年限按 20 年计算，临时性占用补偿年限按 3 年计算。

计算结果为，本工程永久性占有海域渔业经济损失补偿金额为 6.72 万元，临时性占用海域造成渔业资源经济损失为 4.98 万元，共计 11.70 万元。

表 106　项目占用海域渔业资源的经济损失

分类	类型	面积（$\times10^4m^2$）	损失量	单价	补偿年限	金额(万元)
底栖生物	永久性占用海域	1.96	0.28t	1.2 万元/t	20 年	[redacted]
底栖生物	临时占用海域	9.688	2.65t	1.2 万元/t	3 年	[redacted]
合计	[redacted]					

该报告针对工程占用滩涂核算了造成的渔业资源损失，底栖生物损失量经核算约为 11.70 万元。建设单位将此部分资金纳入到环保投资，用于该区域的生态环境修复工作。

（3）生态环境影响分析

本项目施工期产生的钻井废水、施工作业废液拉运至埕东作业废液处理站进行处理，之后进入埕东联合站采出水处理系统，达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）中推荐水质标准后回注地层，用于油田注水开发，不排海；管道试压废水拉运至丁王站采出水处理系统进行处理，达标后回注，不排海；施工现场设置临时环保厕所，生活污水依托临时环保厕所，不排海。施工期采用泥浆不落地工艺，产生的非油层钻井固废全部委托相关单位处理，产生的油层钻井固废属于危险废物，委托有资质单位进行处置；施工废料部分回收利用，剩余废料拉运至市政部门指定地点，由环卫部门处理；定向钻废弃泥浆委托相关单位进行处理；生活垃圾集中收集后拉运至市政部门指定地点，由环卫部门统一处理；压裂废液依托埕东作业废液处理站进行处理，处理后进入埕东联合站采出水处理系统，经处理达标后回注，不排海。施工期所产生的污染物均得到合理有效的处理处置，不会排放入海。对评价海域的海洋生态环境不会造成影响。

综上所述，项目位于 2021 年修测海岸线向海一侧，工程区域实际为潮间带高地，一般大潮高潮位情况下，已不能被海水所淹没，工程区域最外围有防潮坝和人工修建的高位养殖池堤坝阻挡与外水交换，不与外海海水相通，由于施工期工程不向海水排污，因此对工程区以外的临近海域没有显著的生态环境影响。

6、对辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区影响分析

虽然本项目位于辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区渤海湾保护区的核心区内，本工程用海在渤海湾海域的海岸线向海一侧的无水滩涂上，工程区域最外围有防潮坝和人工养殖的养殖池阻挡与海水的交换，本项目施工过程中无悬浮沙产生，施工期产生的废水、固体废物均根据相关规定进行妥善处置，不排海。因此本项目建设对辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区——渤海湾核心区的保护海洋生物资源的影响较小。

7、对周边养殖池的影响分析

本项目施工期产生的钻井废水、施工作业废液拉运至埕东作业废液处理站进行处理，之后进入埕东联合站采出水处理系统，处理达标后回注地层，用于油田注水开发，不排海；管道试压废水拉运至丁王站采出水处理系统进行处理，达标后回注，不排海；施工现场设置临时环保厕所，生活污水依托临时环保厕所，不排海。施工期采用泥浆不落地工艺，产生的非油层钻井固废全部委托相关单位处理，产生的油层钻井固废属于危险废物，委托有资质单位进行处置；施工废料部分回收利用，剩余废料拉运至市政部门指定地点，由环卫部门处理；定向钻废弃泥浆委托相关单位进行处理；生活垃圾集中收集后拉运至市政部门指定地点，由环卫部门统一处理；压裂废液依托埕东作业废液处理站进行处理，处理后进入埕东联合站采出水处理系统，经处理达标后回注，不排海。因此本项目建设对周边养殖池的影响较小。

8、对产卵场的影响分析

本项目位于 2021 年修测海岸线向海一侧，工程区域实际为潮间带高地，一般大潮高潮位情况下，已不能被海水所淹没，工程区域最外围有防潮坝和人工修建的高位养殖池堤坝阻挡与外水交换，不与外海海水相通，不位于渔业种类“三场”与洄游通道上，且工程区域已不具备海洋生物生存的基本条件，工程的施工不对产卵场产生影响。

9、对其他环境敏感区和海洋功能区的影响分析

本工程除了位于辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区—渤海湾核心区外、附近的环境敏感区还包括东营河口浅海贝类生态国家级海洋特别保护区、滨州贝壳堤岛与湿地国家级自然保护区、黄河口半滑舌鳎国家级水产种质资源保护区、山东黄河三角洲国家级自然保护区（一千二管理站）、东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区等，但由于工

程用海属于海岸线向海一侧的潮间带高地上，工程距离这些敏感区的距离均在 9.85km 以上，本项目施工过程中无悬浮沙产生，施工期产生的废水、固体废物均根据相关规定进行妥善处置，不排海。因此，本项目的建设对周围环境敏感目标的影响很小。

10、对通航的影响分析

本工程用海在渤海湾南部海域的海岸线向海一侧的潮间带高地上，一般大潮高潮位情况下，已不能被海水所淹没，本工程施工期不涉及船舶，因此对通航环境几乎没有影响。

二、陆域环境影响分析

1、大气环境影响分析

施工期产生的废气包括施工扬尘、施工机械废气。

（1）施工扬尘的影响分析

建设单位应按照《山东省扬尘污染防治管理办法》（2018 年 1 月 24 日）、《东营市建设领域扬尘污染防治工作方案》（2017 年 3 月 24 日）及《东营市工业企业堆场扬尘治理技术导则（试行）》（2018 年 9 月 1 日）等文件要求，采取如下扬尘防治措施：

1）尽量缩减施工作业面积，且施工场地采取围挡可有效减少扬尘扩散；

2）物料集中堆放，表面采取遮盖或集中堆存在库房内；

3）施工现场及道路定期洒水抑尘；

4）控制车辆装载量并采取密闭或者遮盖措施；

5）避免大风天气施工。

经采取防治措施后，本项目产生的施工扬尘对周围大气环境影响较小。

（2）施工机械废气影响分析

1）车辆与机械废气

本项目管线敷设、井场建设过程中，将有少量的施工车辆与机械废气产生，主要污染物为 SO_2、NO_X、C_mH_n 等。施工期应加强车辆管理和维护，由于废气量较小，且施工现场均在野外，有利于大气污染物的扩散，同时废气污染源具有间歇性和流动性。因此，对局部地区的环境影响较小。

2）钻井柴油发电机废气

钻井过程中钻机用电由大功率柴油机发电机产生，由于燃料燃烧将向大气中排放废气，其中主要的污染物为总烃、NO_X、SO_2、烟尘等。钻井期间排放的大气污染物将随钻井工程的结束而消失。

施工期选择技术先进的动力机械设备，主要是优良发动机；选择符合国家指标要求的油品，因此，施工机械废气对局部地区的环境影响较小。

2、地表水环境影响分析

（1）钻井废水

本项目钻井废水排入泥浆不落地装置，并尽可能实现循环利用，采用“泥浆不落地工艺”处理后，产生的钻井废水拉运至埕东作业废液处理站进行处理，之后进入埕东联合站采出水处理系统，达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）中推荐水质标准后回注地层，用于油田注水开发，不排海。因此，钻井废水对周围地表水环境影响很小。

（2）施工作业废液

本项目施工作业废液产生量为1200m^3，由罐车拉运至埕东作业废液处理站进行处理，之后进入埕东联合站采出水处理系统进行处理，处理达标后回注地层，用于油田注水开发，不排海。因此，施工作业废液对周围地表水环境影响很小。

（3）管道试压废水

本项目管道试压废水经收集运至丁王站采出水处理系统处理，达标后回注，不排海。因此，管道试压废水对周围地表水环境影响不大。

（4）生活污水

施工人员的生活污水进入井场临时环保厕所，生活污水依托临时环保厕所，不排海。

（5）压裂废液

本项目压裂废液产生量为4800m^3，由罐车拉运至埕东作业废液处理站处理，然后进入埕东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及分析方法》（SY/T 5329-2012）中推荐水质标准后回注地层用于油田注水开发，不排海。因此，压裂废液对周围地表水环境影响很小。

3、地下水环境影响分析

（1）正常工况下地下水影响分析

1）钻井废水对地下水环境影响分析

施工期钻井废水排入泥浆不落地装置，并尽可能实现循环利用，采用“泥浆不落地工艺”处理后，产生的钻井废水拉运至埕东作业废液处理站进行处理，之后进入埕东联合站采出水处理系统，处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）中推荐水质标准后回注地层，用于油田注水开发，不排海。因此，钻井废水对地下水影响较小。

2）施工作业废液对地下水环境影响分析

施工期施工作业废液拉运至埕东作业废液处理站进行处理，处理达标后用于油田注水开发，不排海。因此，施工作业废液基本不会对地下水造成影响。

3）管道试压废水

本项目新建管道试压废水排放量较少，主要污染物为悬浮物。新建管道试压废水由罐车拉运至丁王站采出水处理系统进行处理，处理达标后用于油田注水开发。因此，管道试压废水对地下水的影响较小。

4）压裂废液

施工期产生的压裂废液拉运至埕东作业废液处理站处理，而后进入埕东联合站采出水处理系统处理达标后用于油田注水开发，不排海。因此，压裂废液基本不会对地下水造成影响。

5）生活污水

本项目施工期设置临时环保厕所，生活污水依托临时环保厕所，不排海。因此，施工期对地下水影响很小。

（2）非正常工况下地下水影响分析

1）钻井过程井漏事故对地下水的影响

井漏事故对地下水的污染是指在钻井过程中，钻井废水、泥浆漏失于地下水含水层中，造成地下含水层水质污染。就钻井源漏失而言，发生在局部且持续时间较短。

本项目一开钻井泥浆主要成分为膨润土浆，不含有毒有害物质，一开井深基本涵盖了可能具有使用功能的地下水，因此本项目一开钻井过程不会对可能具备使用功能的地下水造成影响。二开以下的施工时，表层套管已完成固井，因此钻井泥浆不会在表层套管范围内漏失，漏失发生在表层套管以下的二开以下的范围内，二开以下范围内的地层地下水埋深较深，不具备使用功能。

井漏主要发生于具有特殊地质结构的油藏区，如具有溶洞、裂隙等不稳定的地层构造区域。河口采油厂自开发以来，在油气资源勘探过程中未发现不稳定地质因素。另外，施工单位针对井漏制定有完善的应对措施，钻井过程中一旦发现异常，施工单位将立即停钻采取添加桥堵剂、打水泥塞等措施，防止井漏事故的发生，可有效减轻井漏对地下水的影响。

井漏事故发生概率较低，本项目钻井液采用水基泥浆，不含重金属等有毒物质，且项目开发区域地下水不具备饮用水功能。因此，本项目不会对地下水造成较大影响。

2）井喷事故对地下水的影响

井喷事故是以面源形式的渗漏污染地下水，污染迁移途径为地表以下的包气带和含水层，然后随地下水流动而污染地下水。本项目通过提高施工质量，并制订详细的应急预案，可使发生井喷泄漏的概率有所降低。一旦发生井喷，河口采油厂将按照突发环境事件应急预案立即采取应急行动措施，及时清理被污染土壤，将事故对环境影响降到最低。

综上所述，在采取各项污染防治及保护措施后，本项目施工期对地下水环境的影响较小。

4、声环境影响分析

施工噪声是由多种施工机械设备和运输车辆发出的，而且一般设备的运作都是间歇性的，因此，施工噪声有间歇性和短暂性的特点。

施工期噪声源产生的声压级噪声随距离衰减后的预测值见表 107。

表 107　主要施工机械在不同距离处的噪声值

噪声源		离施工点不同距离处的噪声估算值（dB（A））							噪声衰减至 70dB（A））时的距离（m）	噪声衰减至 55dB（A）时的距离（m）
名称	声压级（dB（A））	10m	50m	100m	150m	200m	300m	350m		
柴油发电机	100	80.0	66.0	60.0	56.5	54.0	50.5	49.1	[redacted]	[redacted]
钻机	95	75.0	61.0	55.0	51.5	49.0	45.5	44.1	[redacted]	[redacted]
泥浆泵	95	75.0	61.0	55.0	51.5	49.0	45.5	44.1	[redacted]	[redacted]
机泵	80	60.0	46.0	40.0	36.5	34.0	30.5	29.1	[redacted]	[redacted]
通井机	100	80.0	66.0	60.0	56.5	54.0	50.5	49.1	[redacted]	[redacted]
挖掘机	92	72.0	58.0	36.79	48.5	46.0	42.5	41.1	[redacted]	[redacted]
推土机	95	75.0	61.0	55.0	51.5	49.0	45.5	44.1	[redacted]	[redacted]
压裂泵车	100	80.0	66.0	60.0	56.5	54.0	50.5	49.1	[redacted]	[redacted]

由上表噪声预测结果可以看出：本项目主要施工机械产生噪声昼间在32m以外，夜间在178m以外不超过《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）中的标准限值（昼间70dB（A）、夜间55dB（A））。

建议采取如下噪声防治措施：

（1）合理安排施工时间

制定施工计划时，尽可能避免大量高噪声设备同时施工。同时，高噪声设备施工时间尽量安排在昼间。

（2）施工现场布局和施工设备降噪

尽量避免在同一地点安排大量的高噪声设备，以避免局部声级过高。

选用低噪声设备和工艺，可从根本上降低源强。同时要加强检查、维护和保养工作，减少运行振动噪声。整体设备要安放稳固，并与地面保持良好接触，有条件的应使用减振机座，柴油机、发电机和各种机泵等要安装消音隔音设施，最大限度地降低噪声源的噪声。

（3）减少施工交通噪声

由于施工期间交通运输对环境影响较大，应尽量减少夜间运输量，限制大型载重车的车速，对运输车辆定期维修、养护，减少或杜绝鸣笛，合理安排运输路线。

项目周围距离井场 500m 范围内没有居民区，通过采取选用低噪声设备，合理安排施工时间等措施，项目施工对周边环境将产生轻微影响，由于本项目施工时间较短，随着施工期的结束施工噪声将消失，项目施工对周围声环境影响较小。

5、固体废物影响分析

本项目施工期固体废物处置方案见表108。

表108　施工期的各类固体废物处置方案

序号	固废类型	固废性质	产生量	固体废物处理处置方案	效果
1	非油层钻井固废	一般固废	[redacted]	委托专业单位拉运处置，综合利用。	降低废弃泥浆的产生量、妥善处置废弃泥浆及岩屑
2	油层钻井固废	危险废物	[redacted]	委托有资质单位进行处置	资源化、无害化处置
3	建筑垃圾和施	一般固废	[redacted]	施工废料部分回收利用，剩余废料拉运至市政部门指定地点，由环卫部门处理	资源化、无害化处置

	工废料			
4	生活垃圾	一般固废	[redacted]	集中收集后拉运至市政部门指定地点，由环卫部门统一处理	无害化处置
5	压裂废液	一般固废	[redacted]	拉运至埕东作业废液处理站进行处理，最后进入埕东联合站采出水处理系统，处理达标后回注地层用于油田注水开发，不排海	综合利用，不排海
6	定向钻废弃泥浆	一般固废	[redacted]	暂存于泥浆不落地装置的泥浆罐中，废弃泥浆应委托专业单位进行清运	无害化处置

采取以上措施后，本项目施工期产生的各种固体废物均得到妥善处置，本项目对周围环境影响较小。

6、土壤环境影响分析

（1）土壤理化性质影响

施工期对土壤理化性质的影响主要是施工期间的土石方开挖、施工机械设备碾压等活动，可扰乱土壤表层、破坏土壤结构，这种扰乱和破坏，除了开挖处受到直接的破坏外，挖出土方的堆放将直接占压开挖处附近的土地，破坏土壤表层及其结构。由于表层的团粒结构是经过较长的历史时期形成的，一旦遭到破坏，短期内难以恢复，在生境恶劣的环境下尤其困难。因此，在整个施工过程中，该工程对土壤表层的影响较大。

（2）土壤肥力影响

土地平整的开挖与回填中，将有可能扰动甚至打乱原有土体构型，使土壤养分含量及肥力状况受到影响。根据相关资料，开挖与回填对土壤养分的影响相当明显，即使实行分层堆放、分层回填措施，土壤表土的有机质也将下降 43%，粘粒含量减少 60%～80%，磷下降 40%，钾下降 43%。但这种影响一般持续 2 年～3 年，随时间推移逐渐消失，土壤的肥力将逐渐恢复。根据现场调查，项目周边基本上都是养殖池类，无农用地等，因此对土壤肥力影响较小。

（3）土壤环境质量影响

1）钻井过程对土壤环境影响

钻井过程会产生废弃泥浆，其主要成分为重晶石、防塌剂、膨润土等，若不集中收集并进行妥善处理，进入土壤后可能会污染土壤表层，影响土

壤理化性质，降低土壤肥力等，甚至可能会影响当地的地下水环境。因此施工时必须对固体废弃物进行统一回收和处置。本项目采用“泥浆不落地工艺”处理，产生的钻井废水拉运至埕东作业废液处理站进行处理，经处理达标后回注地层，用于油田注水开发，不排海；分离出的非油层钻井固废委托专业公司进行处理；油层钻井固废委托有资质单位进行处理。泥浆不落地装置实现了泥浆收集、固液分离、液相回用，避免新的有害材料的添加和增量，实现了对钻井废弃物的现场减量化及无害化处理目的。因此，正常情况下钻井固废不会对当地的土壤环境产生影响。

2）施工期废弃物对土壤环境质量影响

施工期对土壤环境质量的影响主要是施工期间的固体废物堆存及施工设备漏油等，造成污染物进入土壤环境。

施工过程固体废物可能含有难以生物降解的物质，如不妥善管理，回填入土，将影响土壤质量，因此，施工时必须对固体废物进行严格管理，统一回收和专门处理，不得随意抛撒。正常情况下，施工中不应有施工机械的含油污水产生，但在机械的维修过程中可能产生污油，因此，在机械维修时，应把产生的污油收集，集中处理，避免污染环境；平时使用中要注意施工机械的维护，防止漏油事故的发生。采取上述措施后，施工期废弃物基本不会对项目区土壤环境造成影响。

运营期生态环境影响分析	一、海域环境影响分析 1、海水水质影响分析 运营期产生的废水包括油田采出水和井下作业废液。井下作业废液及油田采出水均依托大北站、丁王站采出水处理系统，经处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）中推荐水质标准后回注地层，用于油田注水开发，不排海。因此工程运营期产生的废水不排海，对海水水质基本无影响。 2、沉积物环境影响分析 运营期产生的油泥砂直接委托有资质单位进行处理，不排海。本工程主要位于防潮坝内，对工程周边海域的沉积物环境不产生影响。 3、海域生态环境影响分析 工程运营期产生的油田采出水、井下作业废液依托大北站、大王庄采出水处理站进行处理，处理达标后回注地层，不排海；油泥砂直接委托有资质单位进行处理，不排海。因此，本工程运营期不会引起悬浮物浓度和石油类浓度的改变，不会改变海洋生态和渔业资源的生存环境，不会对海洋生态和渔业资源产生影响。 4、对辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区影响分析 虽然本项目位于辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区渤海湾保护区的核心区内，本工程用海在渤海湾海域的海岸线向海一侧的无水滩涂上，工程区域最外围有防潮坝和人工养殖的养殖池阻挡与海水的交换，本项目运营期产生的废水、固体废物均根据相关规定进行妥善处置，不排海。因此本项目运营期对辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区——渤海湾核心区的保护海洋生物资源的影响较小。 5、对周边养殖池的影响分析 工程运营期产生的油田采出水、井下作业废液依托大北站、大王庄采出水处理站进行处理，处理达标后回注地层，不排海；油泥砂直接委托有资质单位进行处理，不排海。因此本项目运营期对周边养殖池的影响较小。 二、陆域环境影响分析 1、大气环境影响分析 1）环境空气影响预测 本项目运营期废气主要为采油井场无组织挥发的非甲烷总烃。本项目共新建丛式井场 5 座，依托老井场 1 座，本次预测选取无组织非甲烷总烃

排放量及环境影响最大的 2#井场（7 口油井，井场尺寸：70m×80m）进行环境空气影响预测。

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018），本次评价选用估算模式对运营期产生大气污染物进行预测，参数选取及估算模式计算结果见表 109～表 112。

表 109　评价因子和评价标准表

评价因子	平均时段	标准值/（mg/m³）	标准来源
非甲烷总烃	一次值	2.00	《大气污染物综合排放标准详解》（1997 年）

表 110　估算模型参数表

选项		参数
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	
最高环境温度（℃）		41.4
最低环境温度（℃）		-13.6
土地利用类型		盐碱地
区域湿度条件		中等湿度
是否考虑地形	考虑地形	□是　　√否
	地形数据分辨率（m）	
是否考虑海岸线熏烟	考虑海岸线熏烟	□是　　√否
	岸线距离（km）	
	岸线方向（°）	

表 111　矩形面源参数表

污染源	面源海拔高度（m）	面源长度（m）	面源宽度（m）	与正北向夹角（°）	面源有效排放高度（m）	年排放小时数（h）	排放工况	污染物排放速率（kg/h）
								非甲烷总烃
2#井场	0	80	70	0	1.5	8760	连续排放	[redacted]

表 112　主要污染源估算模式计算结果（2#井场）

下风向距离（m）	2#井场	
	非甲烷总烃	
	预测质量浓度（μg/m³）	占标率（%）
25	[redacted]	[redacted]
50	[redacted]	[redacted]
57	[redacted]	[redacted]
75	[redacted]	[redacted]
100	[redacted]	[redacted]
200	[redacted]	[redacted]
500	[redacted]	[redacted]
1000	[redacted]	[redacted]
下风向最大质量浓度及占标率（%）	[redacted]	[redacted]
$D_{10\%}$最远距离/m	未出现	

根据估算模型 AERSCREEN 计算结果可知，本项目非甲烷总烃无组织排放废气的最大 1h 地面质量浓度为 50.060μg/m³，出现在下风向 57m 处，厂界浓度能够达到《挥发性有机物排放标准 第 7 部分：其他行业》（DB37/2801.7-2019）表 2 中 VOCs 厂界监控点浓度限值（2.0mg/m³），本项目无需设置大气环境防护距离。

拟建项目 P_{max} 最大值出现为无组织排放的非甲烷总烃，P_{max} 值为 2.5%，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）分级判据，确定拟建项目大气环境影响评价工作等级为二级。根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018），二级评价可以不进行进一步预测，而选用推荐模式 AERSCREEN 估算结果作为拟建项目污染物对下风向的环境影响结果。拟建项目大气评价范围为以井场为中心边长 5km 的矩形区域，大气环境影响评价范围图见附图 11。综上，本项目投产运营后，各污染源排放的污染物贡献浓度较小，对周围环境影响较小。

2）污染物排放量核算

本项目大气污染物无组织排放量核算见表 113。

表 113　本项目大气污染物无组织排放量核算表

序号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量（t/a）	备注
				标准名称	浓度限值（mg/m³）		
1	井场烃类无组织挥发	非甲烷总烃	油井安装油套连通套管气回收装置	《挥发性有机物排放标准 第 7 部分：其他行业》（DB37/2801.7-2019）中表 2 厂界监控点浓度限值	2.0	0.408	排放量为 6 座油井井场排放量总和
无组织排放总计							
无组织排放总计			非甲烷总烃			0.408	

2、地表水环境影响分析

运营期产生的废水包括油田采出水、井下作业废液，均经大北站、丁王站站内采出水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）中水质标准后回注地层，不排海。本项目地表水评价等级为 3 级 B。

（1）井下作业废液

本项目井下作业废液通过流程进入大北站、丁王站的采出水处理系统，经处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）中推荐水质标准后回注地层，用于油田注水开发，不排海。因此本项目产生的作业废液对周围水环境影响不大。

（2）油田采出水

本项目采出液通过集输流程进入大北站/丁王站进行分液处理，产生的油田采出水经大北站/丁王站采出水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）中推荐水质标准后回注地层，用于油田注水开发，不排海。

（3）废水污染物排放情况汇总

本项目运营期废水类别、污染物及治理措施信息见表 114。

表 114　废水类别、污染物及治理措施信息表

序号	废水类别	污染物种类	排放去向	排放规律	污染治理设施			排放口编号	排放口设置是否符合要求	排放口类型
					污染治理设施编号	污染治理设施名称	污染治理设施工艺			
1	井下作业废水、油田采出水	COD、石油类、悬浮物	其他（处理达标后回注）	/	/	大北站采出水处理系统/丁王站采出水处理系统	一级除油+混凝沉降+两级过滤/重力沉降+混凝沉降+两级过滤	/	□是 □否	□企业排口 □雨水排放 □清净下水排放 □温排水排放 □车间或车间处理设施排放口

3、地下水环境影响分析

（1）正常工况下地下水环境影响分析

本项目正常工况下，井筒内全部进行了固井，一开、二开水泥浆返高至地面，井筒内原油不会进入外部地层；运营期井下作业废液、油田采出水均能妥善处置，不会发生泄漏；本项目作业期间取船型围堰施工、带罐作业，实现原油不落地。因此本项目正常运行的情况下不会对地下水产生影响。

（2）非正常工况下地下水影响分析

本项目非正常工况主要包括集油管道采出液泄漏、井筒及管道腐蚀破裂等情况，根据类比资料分析可知，发生石油类物质泄漏事故后其污染物主要聚集在土壤剖面 1m 以内，很难下渗到 2m 以下。本项目井筒与浅层地下水接触的表层套管外有水泥环，同时严格落实管线各项环保及防渗措施，加强管理，可有效控制渗漏环节，防止污染地下水。

4、声环境影响分析

（1）噪声源强

本项目正常运营过程中主要噪声源是抽油机，当进行井下作业时，通井机、机泵等井下作业设备会产生噪声，详见表 115。

表 115　运营期主要噪声源源强

序号	噪声类型	设备名称	噪声值（dB（A））
1	井下作业噪声（N2-1）	通井机	100
2		机泵	80
3	采油设备噪声（N2-2）	抽油机	65

（2）噪声预测

本预测计算采用《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ 2.4-2009）中推荐的工业噪声预测模式，本次评价采用 BREEZE NOISE 软件进行预测。

1）预测点设定

本评价主要预测和评价井场厂界的噪声值。本项目选择 4#井场进行预测。预测点设置如下：

（1）厂界预测点：井场厂界间隔 5m 设置厂界预测点；

（2）网格预测点：井场厂界外 200m 范围内，以 10m×10m 为单位，设置网格预测点。

2）预测结果

（1）抽油机正常运行时噪声贡献值预测

本项目新建丛式井场 5 座，依托老井场 1 座，本次评价对 4#井场进行预测。井场正常运转过程中厂界噪声贡献值见表 116。

表 116　抽油机正常运转时典型井场厂界噪声贡献值

评价点	昼间（dB（A））			夜间（dB（A））			达标情况
	现状值	贡献值	预测值	现状值	贡献值	预测值	
4#井场厂界北	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	达标
4#井场厂界东	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	达标
4#井场厂界南	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	达标
4#井场厂界西	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	达标

由预测结果可知，典型井场昼间、夜间各井场厂界预测点满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中 2 类区标准限值要求。

图 36　噪声预测图

（2）井下作业时设备噪声预测

井下作业噪声类比胜利油田环境监测总站监测数据，不同作业类型在不同距离处的噪声值见表 117。

表 117　井下作业时不同作业类型在不同距离处的噪声值

工况	距离（m）	噪声等效声级（dB	距离（m）	噪声等效声级（dB
小修	72～82	60	140～150	50
大修	87～97	60	160～170	50

小修作业主要噪声源为通井机，大修作业主要噪声源为修井机。小修作业时，距离井口 72m～82m，噪声值降低至 60dB（A）；距离井口 140m～150m，噪声值降低至 50dB（A）。大修作业时，距离井口 87m～97m，噪声值降低至 60dB（A）；距离井口 160m～170m，噪声值降低至 50dB（A）。本项目 170m 范围内无居民区，建议运营期合理布局采油设备，选用低噪声设备，同时要加强检查、维护和保养工作，减少运行振动噪声。整体设备要安放稳固，并与地面保持良好接触。尽量减少作业次数、合理安排施工时间（禁止夜间施工），井下作业时柴油发电机和各种机泵等要安装消音隔音设施，最大限度地降低噪声源的噪声。本项目通过以上措施，可大大降低运营期噪声对周围环境的影响。故运营期对周边环境影响较小。

5、固体废物影响分析

本项目运营期的固体废物主要为油泥砂。

本项目油泥砂（危险废物，危废代码为 071-001-08）直接委托有危废处理资质的单位进行处理。本项目运营期产生的固体废物均能得到有效处置，故运营期对周边环境影响较小。

6、土壤环境影响分析

（1）评价等级

本项目共部署 [redacted] 油水井，新建丛式井场 5 座，依托老井场 1 座，永久占海面积为 [redacted]，占地规模为小型（≤5hm^2）。

经现场踏勘可知，项目周围 1km 范围内不存在居住区等土壤环境敏感目标。因此，判定项目周围土壤环境敏感程度为不敏感，敏感程度分级详见表 118。

表 118　污染影响型敏感程度分级表

敏感程度	判别依据
敏感	建设项目周边存在耕地、园地、牧草地、饮用水水源地或居住区、学校、医院、疗养院、养老院等土壤环境敏感目标的

较敏感	建设项目周边存在其他土壤环境敏感目标的
不敏感	其他情况

根据上述识别结果，本项目为Ⅰ类项目，属于污染影响型，占地规模为小型，周围土壤环境敏感程度为敏感。根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）中 6.2.2 污染影响型项目评价工作分级的划分依据，判定项目土壤环境影响评价工作等级为二级，评价工作等级划分详见表 119。

表 119　污染影响型评价工作等级划分表

占地规模 / 敏感程度	Ⅰ类			Ⅱ类			Ⅲ类		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	—
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	—	—
注：“—”表示可不开展土壤环境影响评价工作。									

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）要求，本项目调查范围为井场占地及井场周围外扩 0.2km 范围内，详见表 120、附图 12。

表 120　现状调查范围

评价工作等级	影响类型	调查范围	
		占地范围内	占地范围外
一级	生态影响型	全部	5km 范围内
	污染影响型		1km 范围内
二级	生态影响型		2km 范围内
	污染影响型		0.2km 范围内
三级	生态影响型		1km 范围内
	污染影响型		0.05km 范围内

（3）土壤环境敏感目标

本项目周边 0.2km 范围内不存在居住区等土壤环境敏感目标。

（4）土壤影响分析

1）土壤污染的范围影响分析

在进行标准化井场建设的情况下，土壤污染一般均在井场范围内，在井下作业施工时，不可避免地会有井内油、气、水等流体流出井口，或黏附在油、管杆上，污染地面环境。拟建项目采取船型围堰施工、带罐作业式，防止原油、废水和废液落地。运营期建设单位要落实标准化井场建设，加强环境管理，如果有落地原油，及时清理，将落地油的污染控制在井场范围内。

2）土壤累积影响分析

参考《陇东油田井场石油类物质自然迁移规律研究》（油气田环境保护，2014 年 12 月）研究成果，井口周围的石油类物质含量与油井开采时间和井场油井数量呈正相关，开采年限越长，含量越高；油井数越多，污染物含量也越高。原油在横向上主要集中在距井口 40m 范围内，其中距油井 0m～10m 含量最高，随着水平距离的增大而减少，在 40m 之外降低到安全水平（300mg/kg）之内。运行期，建设单位要落实标准化井场建设，加强环境管理，将落地油的污染控制在井场范围内。

3）落地油对土壤性质的影响分析

参考《陇东黄土高原地区石油污染土壤微生物群落及其与环境因子的关系》（水土保持通报，2012 年第 5 期）研究成果：当土壤中石油类含量增加，即土壤孔隙中石油占主导，其饱和度较大时，土壤孔隙中水分含量较低，因而石油的强疏水性导致高含油率土壤的疏水性，使土壤含水率降低，土壤储水能力下降，并造成土壤盐分的积累，进而引起了土壤细菌及放线菌数量的上升，厌氧降解的过程产生的酸性物质使得土壤含水量及 pH 值下降，因此，石油类污染物会对土壤理化性质产生一定的影响。

4）同类井场类比分析

本次评价对现有的依托老井场的土壤情况进行了类比分析，根据山东蓝普检测技术有限公司（CMA：171512055405）于 2020 年 11 月 4 日对依托老井场（大古 678-斜 15 井场）内土壤环境质量的监测数据（监测报告编号：LP 检字（2020）H474）可知，井场内及井场外石油烃（C_{10}-C_{40}）监测结果为 15mg/kg～30mg/kg，远低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）表 2 中限值要求（4500mg/kg），说明井场内土壤环境质量现状良好，也说明油井正常运行状态下基本不会对土壤造成污染；同时也说明区域土壤中石油烃（C_{10}-C_{40}）本底值较小，同

时也证明油井正常运行时对井场附近的土壤及环境敏感目标处的土壤环境质量影响较小。

根据类比现有井场运行工况及土壤环境现状监测结果，拟建项目正常运行状态下基本不会对土壤造成污染。

表 121　不同监测点土壤监测结果对比表

注：低于检出限以＜检出限表示。

（5）土壤污染防治措施

1）源头控制措施

为预防石油烃（C_{10}-C_{40}）对土壤环境的影响，本次运营期建议采取以下土壤环境保护措施，详见表 122。

表 122　运营期土壤环境保护措施表

序号	土壤环境保护措施		实施部位	实施时间	实施保证措施	预期效果
1	源头控制措施	采出液采用密闭集输方式，油田采出水经大北站/丁王站采出水处理系统进行处理，不排海	井场	运营期	加强管理级设备检查及维修，保证大北站/丁王站采出水处理系统正常运行	对周围环境基本不造成污染
		井下作业废液管输至大北站/丁王站，经站内采出水处理系统处理达标后回注地层用于油田注水开发，不排海	井场	运营期	加强管理级设备检查及维修，保证大北站/丁王站采出水处理系统正常运行	对周围环境基本不造成污染
		减少井下作业频次，从源头减少落地油产生	井场	运营期	加强施工进度	对周围环境基本不造成污染

2）过程防控措施

①井场工程区

a.建议井场四周设置井界沟，减少受污染的雨水量，同时防止井场内污水或落地油等随地面径流进入外环境。

b.修井、洗井等井下作业采取“船型围堰施工、带罐作业”的作业模式，及时回收污水、落地油等。

针对以上措施的实施，实际运营中设专人管理，定期对设备检查及维修，跟踪废水、固废的去向，从而达到对周围环境减少污染的预期效果。

②管线工程区

a.设置截断阀，发现泄漏时可尽快关断阀门，尽可能减少原油泄漏量。

b.采取防腐措施和定期防腐检测。根据管道所通过地区土壤的理化性质和地质条件，采取不同的防腐措施。

c.定期对管线的厚度及焊缝情况进行测试，特别是管线使用期超过 5 年，壁厚低于规定要求管段应及时更换，消除因腐蚀造成管线泄漏的隐患。

d.加强管线的监控和巡线工作，发现失压或泄漏等现象立即启动应急预案，及时封堵和进行清理。

3）跟踪监测

对井场内及井场外的土壤定期监测，发现土壤污染时，及时查找泄漏源，防止污染源的进一步下渗，必要时对已污染的土壤进行替换或修复。基于建设项目现状监测点设置兼顾土壤环境影响跟踪监测计划的原则，环评建议分别在 4#井场（依托大北 26-斜 21）及其附近未利用地设监测点。本项目土壤环境跟踪监测布点见表 123。

表 123　土壤环境跟踪监测布点

功能区	监测点编号	监测点位	取样要求	监测项目	监测频次	执行标准
老井场	[redacted]	[redacted]	取柱状样，在 0m～0.5m、0.5m～1.5m、1.5m～3m 处分别取样，每个柱状监测点应取 3 个样	石油烃（C_{10}～C_{40}）	1 次/a	《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）
井场外	[redacted]	[redacted]	表层样 0m～0.2m	石油烃（C_{10}～C_{40}）	1 次/3a	

7、环境风险分析

（1）本项目涉及《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录 B 中的突发环境风险物质，涉及易燃易爆物质原油、伴生气和柴油，其中原油及其伴生气分布在油井、集油管线内；柴油储存于柴油罐中（施工期），具有一定的潜在危险性。

	（2）本项目危险物质数量与临界量比值 Qmax 为 0.118＜1，则环境风险潜势直接判定为Ⅰ，风险评价开展简单分析。 （3）本项目环境风险事故主要是柴油储罐火灾爆炸、井喷、井漏、管线泄漏，对大气环境、地表水环境、地下水环境的影响较小，但建设单位必须对此可能性风险制定相应防范措施。 （4）本次评价的三个井区虽然存在较多的断层，但是断层没有断到地表，距地表泥岩层 400m 以上，不存在“通天断层”； 油藏工程方案采用压裂投产和间歇注水，有可能对断层造成一定影响，但压力不会超过断层的开启压力，发生溢油的风险较小。 （5）在采取安全防范措施和事故应急预案、落实各项安全环保措施并执行完整以及确保风险防范和应急措施切实有效的前提下，满足国家相关环境保护和安全法规、标准的要求，本项目环境风险可控。 本项目设置环境风险分析专题，风险识别、源项分析、环境风险影响分析、风险管理、溢油应急计划等内容详见环境风险分析专题。
选址选线环境合理性分析	本项目选址位于渤海湾南部海域，位于东营市河口区新户镇及滨州市沾化区滨海镇。本项目位于 2021 年修测海岸线向海一侧的无水滩涂上，为潮间带高地，一般大潮高潮位情况下，已不能被海水所淹没，同时工程位于人工修建的防潮坝（或养殖池堤坝）向岸一侧，不与外海海水相通，目前工程周边为人工泵水形成的高位养殖池，且所有的原料、物料、能源、废弃物均运输至陆地处理，不向海域排放污染物，并采取了严格的环境保护措施及溢油应急防范措施，正常工况下不会发生溢油事故，对保护区的功能产生的影响较小。本项目不涉及其他海洋敏感区，尽可能依托周围现有的简易道路，最大程度上减少了对生态的破坏。因此，本项目的选址是合理的。

五、主要生态环境保护措施

施工期生态环境保护措施	1、生态环境保护措施 施工期对生态环境产生影响的因素主要为：施工占地及施工过程中对土壤和动植物的影响以及污染物排放对土壤及植被的影响。采取的土壤和生态环境污染防治措施主要为：少占地，以减少进入土壤和生态系统的污染物量。 施工期采取如下生态保护对策措施： （1）施工区域内主要为养虾池、盐池分布，管线及井场施工要到指定位置取土，不得随意取土和破坏地表植被。 （2）钻井、井下作业、管线敷设施工确定施工作业线，尽量避开养虾池。 （3）井场、站场等地面设施施工中，应按设计要求的范围进行，不能随便扩大范围，尽量减少占用面积。 （4）管道敷设不能随意改线，运送设备、物料的车辆严格在设计道路上行驶，不随意增开便道，在保证顺利施工的前提下，严格控制施工车辆、机械及施工人员活动范围，尽可能缩小施工作业带宽度，以减少对地表的碾压破坏。 （5）限制施工机具、车辆便道、堆料场、施工队伍临时营地等临时性占地面积，并在施工结束后及时清理现场，清运各种污染物，使之尽快恢复原状。 （6）加强对施工人员教育，在施工作业带以外，不随便破坏养虾池。 （7）减少钻井过程中的污染物排放，污油、药品回收利用，禁止污油、污水、泥浆、药品等随意乱丢乱放。 （8）做好施工期泥浆不落地装置的防漏防渗处理，以防止土壤和地下水环境，进而影响植被及生态环境。 2、大气环境保护措施 （1）施工扬尘防治对策措施 施工期间采取合理化管理、控制作业面积、土堆适当喷水、土堆和建筑材料遮盖、围金属板、大风天停止作业等措施，减少施工扬尘对周围环境空气的影响。汽车运输过程中产生的扬尘时间短、扬尘落地快，其影响范围主要集中在运输道路两侧，运输过程中采用硬化道路、道路

定期洒水抑尘、车辆不要装载过满并采取密闭或者遮盖措施，可大大减少运输扬尘对周围环境空气的影响。

（2）施工废气防治对策措施

项目钻井过程中废气污染源主要为井场钻机的柴油发动机排放的废气，钻井过程中钻机使用大功率柴油机带动，由于燃料燃烧将向大气中排放废气，其中主要的污染物为总烃、NO_2、SO_2、烟尘等。柴油发电机参照《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）表 2 中标准。根据类比核算结果，本项目柴油机废气可达标排放。

表 124 施工期大气环境保护措施经济技术可行性分析

<table>
<tr><th colspan="2" rowspan="2">类型</th><th rowspan="2">产生量</th><th colspan="3">环保措施</th><th rowspan="2">治理效果</th></tr>
<tr><th>内容</th><th>技术论证</th><th>经济论证</th></tr>
<tr><td rowspan="2">废气</td><td>施工扬尘</td><td>/</td><td>①采用硬化道路；
②道路定期洒水抑尘；
③控制车辆装载量并采取密闭或者遮盖措施；
④大风天停止作业，采取围挡等</td><td rowspan="2">施工现场均在野外，有利于扩散，同时废气污染源具有间歇性和流动性</td><td>防尘网投资较少</td><td>施工场地无大量起尘</td></tr>
<tr><td>施工废气</td><td>/</td><td>①选择技术先进、尾气排放达标的动力机械设备，主要是优良发动机；
②选择符合国家要求的燃油指标</td><td>/</td><td>柴油发动机参照《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）表 2 中标准</td></tr>
</table>

3、施工期水环境保护措施

（1）钻井废水

本项目钻井废水排入泥浆不落地装置，并尽可能实现循环利用，采用“泥浆不落地工艺”处理后，产生的钻井废水拉运至埕东作业废液处理站进行处理，之后进入埕东联合站采出水处理系统，达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）中推荐水质标准后回注地层，用于油田注水开发，不排海。

（2）施工作业废液

本项目施工作业废液由罐车拉运至埕东作业废液处理站进行处理，之后进入埕东联合站采出水处理系统进行处理，处理达标后回注地层，用于油田注水开发，不排海。

（3）管道试压废水

本项目管道试压废水经收集运至丁王站采出水处理系统处理，达标后回注，不排海。因此，管道试压废水对周围地表水环境影响不大。

（4）生活污水

施工人员的生活污水依托临时环保厕所，不排海。

（5）压裂废液

本项目压裂废液产生量为[redacted]，由罐车拉运至埕东作业废液处理站处理，然后进入埕东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及分析方法》（SY/T 5329-2012）中推荐水质标准后回注地层用于油田注水开发，不排海。

（6）依托可行性分析

1）埕东作业废液处理站

埕东作业废液处理站与埕东联合站合建，设计处理规模 360m^3/d，目前实际处理量 100m^3/d，采用中和→破胶→混凝沉降→分离的处理工艺，处理后的废水进入埕东联合站采出水处理系统，处理达标后用于油田注水。本项目施工期实际产生钻井废水、施工作业废液、压裂废液产生总量为 6348.28m^3，分批次拉运至埕东作业废液处理站。因此埕东作业废液处理站有能力满足本项目需求。埕东作业废液处理站工艺流程图见图 37。

图 37　埕东作业废液处理站工艺流程图

2）埕东联合站采出水处理系统

埕东联合站采出水处理系统与埕东联合站合建，设计处理规模为 $6.0\times10^4m^3$/d，目前实际处理量约 $4.8\times10^4m^3$/d。埕东联合站须接收本项目处理后的钻井废水、施工作业废液、压裂废液，总废水量为 6348.28m^3，分批次拉运至埕东作业废液处理站，依托工程处理余量可满足本项目施工期产生的钻井废水、施工作业废液、压裂废液及新建管道试压废水的处理需求量，故依托工程可行。埕东联合站采出水处理系统工艺流程图见图 38。

图 38　埕东联合站采出水处理工艺流程图

3）丁王站采出水处理系统

本项目配套管线产生的试压废水经丁王站采出水处理系统处理后回注。丁王站采出水处理系统采用“重力沉降+混凝沉降+两级过滤”的处理工艺，设计处理能力 800m^3/d，目前实际处理量 600m^3/d，处理余量为 200m^3/d。本项目施工期进入丁王站的试压废水产生量为 109.46m^3，分批次进入，因此，丁王站采出水处理系统能够满足本项目管线试压废水处理的需要，故依托工程可行。丁王站采出水处理系统工艺流程图见图 39。

图 39　丁王站采出水处理系统工艺流程图

表 125　水环境保护措施经济技术可行性分析

<table>
<tr><th colspan="2" rowspan="2">类型</th><th rowspan="2">产生量</th><th colspan="3">环保措施</th><th rowspan="2">治理效果</th></tr>
<tr><th>内容</th><th>技术论证</th><th>经济论证</th></tr>
<tr><td rowspan="4">废水</td><td>钻井废水</td><td>[redacted]</td><td rowspan="2">运至埕东作业废液处理站处理，再经埕东联合站采出水处理系统处理</td><td rowspan="2">埕东作业废液处理站采用“中和+破胶+混凝沉降+分离”工艺处理，处理后水质满足埕东联合站采出水处理系统进水水质要求。</td><td rowspan="2">处理达标后回注地层用于注水开发，可节约大量用于注水驱油的新鲜水</td><td rowspan="3">处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）中推荐水质标准后回用于油田注水开发，不排海</td></tr>
<tr><td>施工作业废水</td><td>[redacted]</td></tr>
<tr><td>管道试压废水</td><td>[redacted]</td><td>拉运至丁王站采出水处理系统进行处理</td><td>丁王站采出水处理系统采用“重力沉降+混凝沉降+两级过滤”进行处理，处理达标后回用于油田注水开发</td><td>处理达标后回注地层用于注水开发，可节约大量用于注水驱油的新鲜水</td></tr>
<tr><td>生活污水</td><td>[redacted]</td><td>井场设置临时环保厕所，不排海</td><td>施工人数有限，且短期施工</td><td>投资较少</td><td>不排海</td></tr>
</table>

4、固体废物处置措施

（1）钻井固废处置措施

根据《国家危险废物名录（2021 版）》（2021 年 1 月 1 日）附表中给出“HW08 废矿物油废物/石油开采/071-002-08/以矿物油为连续相配制钻井泥浆用于石油开采所产生的钻井岩屑和废钻井泥浆”属于危险废物。本项目钻井泥浆采用环保型钻井泥浆，以水为连续相配制钻井泥浆，在钻井过程中，尽可能地循环使用泥浆，并将废弃泥浆尽量回收再利用，废弃泥浆与钻井过程产生的钻井岩屑一起采用泥浆不落地工艺进行处理，固液分离设备分出固相，其中非油层钻井固废委托专业单位处理；油层钻井固废委托有资质单位进行处理。

（2）建筑垃圾和施工废料

施工期间产生的建筑垃圾主要产生于井场建设、管道敷设，所产建筑垃圾作为井场及道路基础的铺设。施工废料主要包括管道焊接作业中产生废焊条、防腐作业中产生的废防腐材料等，尽可能回收利用，不能利用部分依托当地环卫部门清运。

（3）生活垃圾

本项目生活垃圾集中收集后拉运至市政部门指定地点，由环卫部门统一处理。

（4）压裂废液

压裂废液拉运至埕东作业废液处理站进行处理，最后进入埕东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及分析方法》（SY/T 5329-2012）中相关标准后回注地层用于油田注水开发，不排海。

（5）定向钻废弃泥浆

本项目采用泥浆不落地装置，施工现场不设置泥浆池。产生的废弃泥浆暂存于泥浆不落地装置的泥浆罐中，废弃泥浆应委托专业单位进行清运。

表 126　施工期固废环境保护措施经济技术可行性分析

类型		产生量	环保措施			治理效果
			内容	技术论证	经济论证	
固废	非油层钻井固废	[redacted]	采用“泥浆不落地工艺”，非油层钻井固废全部委托第	“泥浆不落地工艺”成熟高效，可减少钻井固废排放；处	实现资源减量化、循环化、无害化	零排放

		三方单位综合利用	理后可制作免烧砖等		
油层钻井固废	497.35t	油层钻井固废委托有资质单位进行处理	油层钻井固废委托有资质单位进行处理	实现资源减量化、循环化、无害化	零排放
建筑垃圾和施工废料	[redacted]	施工废料尽可能回收利用，不能利用部分拉运至市政部门指定地点，由环卫部门处理	尽可能回收利用，减少拉运量	投资较少	无害化处置，不排海
生活垃圾	[redacted]	施工场地临设垃圾桶内，由施工单位交由河口区环卫部门处理	施工人员数量有限，临时垃圾桶足以盛装生活垃圾	投资较少	无害化处置，不排海
压裂废液	[redacted]	运至埕东作业废液处理站处理，再经埕东联合站采出水处理系统进行处理	埕东作业废液处理站采用“中和+破胶+混凝沉降+分离”工艺处理，处理后水质满足埕东联合站采出水处理系统进水水质要求。	处理达标后回注地层用于注水开发，可节约大量用于注水驱油的新鲜水	处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）中推荐水质标准后回用于油田注水开发，不排海
定向钻废弃泥浆	[redacted]	采用“泥浆不落地工艺”，全部委托第三方单位综合利用	“泥浆不落地工艺”成熟高效，可减少废弃泥浆排放；处理后可制作免烧砖等	实现资源减量化、循环化、无害化	零排放

5、声环境保护措施

施工单位应严格按照《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB 12523-2011）的要求进行施工，并采取以下措施：

（1）合理安排施工时间

制定施工计划时，尽可能避免大量高噪声设备同时施工。同时，高噪声设备施工时间尽量安排在昼间，禁止夜间施工（但需连续作业的除外）。

（2）施工现场布局和施工设备降噪

尽量避免在同一地点安排大量的高噪声设备，以避免局部声级过高。

选用低噪声设备和工艺，可从根本上降低源强。同时要加强检查、维护和保养工作，减少运行振动噪声。整体设备要安放稳固，并与地面保持良好接触，有条件的应使用减振机座，柴油机、发电机和各种机泵等要安装消音隔音设施，最大限度地降低噪声源的噪声。

（3）减少施工交通噪声

由于施工期间交通运输对环境影响较大，应尽量减少夜间运输量，限制大型载重车的车速，对运输车辆定期维修、养护，减少或杜绝鸣笛，合理安排运输路线。

运营期生态环境保护措施

1、大气污染物防治措施

项目运营期间产生的大气污染物主要为井场无组织挥发气体，通过安装油套连通套管气回收装置可极大地减少烃类挥发量。油套连通套管气回收装置是封闭一个套管闸门，另一个套管闸门经过单流阀连通器、防锯管线连接到生产流程上。套管气经憋压大于管线回压后进入流程外输，由于设置单流阀，即使套压低于回压，流程中的采出液也不会倒流。该设备安装简单、投资较低，在油田应用较广。因此，油套连通套管气回收装置可以使套管气得以回收、减少排放，无论在技术上还是环境保护方面都是可行的。

表 127　运营期大气环境保护措施经济技术可行性分析

类型		产生量	环保措施			治理效果
			内容	技术论证	经济论证	
废气	井场无组织挥发气体	[redacted]	安装油套连通装置对套管气进行回收	套连通装置对套管气回收装置技术成熟，设备安装简单	投资较少	《挥发性有机物排放标准第 7 部分：其他行业》（DB37/

						2801.7-2019）表 2 中 VOCs 厂界监控点浓度限值（2.0mg/m^3）

2、水污染物防治措施

（1）井下作业废液

本项目井下作业废液通过流程进入大北站、丁王站的采出水处理系统，经处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）中推荐水质标准后回注地层，用于油田注水开发，不排海。

（2）油田采出水

本项目采出液通过集输流程进入大北站/丁王站进行分液处理，产生的油田采出水经大北站/丁王站采出水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）中推荐水质标准后回注地层，用于油田注水开发，不排海。

（3）依托可行性分析

1）丁王站采出水处理系统

本项目运营期产生的部分井下作业废液、采出水经丁王站采出水处理系统处理后回注。丁王站采出水处理系统采用“重力沉降+混凝沉降+两级过滤”的处理工艺，设计处理能力 800m^3/d，目前实际处理量 600m^3/d，处理余量为 200m^3/d。本项目运营期进入丁王站的井下作业废液、采出水量为 31830m^3/a（87.21m^3/d），因此，丁王站采出水处理系统能够满足本项目运营期产生井下作业废液、采出水处理的需要，故依托工程可行。

2）大北站采出水处理系统

大北站站内主要设备为储油罐、沉降罐、缓冲罐、过滤器等，采用“一级除油+混凝沉降+两级过滤处理工艺。大北站采出水处理系统设计处理规模为 3000m^3/d，目前实际处理量为 1500m^3/d，剩余处理能力 1500m^3/d，本项目运营期进入大北站的井下作业废液、采出水量为[redacted]，本项目运营期产生井下作业废液、采出水处理的需要，故依托工程可行。

图 40　大北站采出水处理系统工艺流程图

表 128　水环境保护措施经济技术可行性分析

类型		产生量	环保措施			治理效果
			内容	技术论证	经济论证	
废水	井下作业废液	[redacted]	依托大北站、丁王站采出水处理系统	大北站采出水处理系统采用“一级除油+混凝沉降+两级过滤”，处理余量为200m³/d；丁王站采出水处理系统采用重力沉降+混凝沉降+两级过滤工艺，处理余量为1500m³/d，均能够满足本项目运营期的处理需求	处理达标后回注地层用于注水开发，可节约大量用于注水驱油的新鲜水	处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）中推荐水质标准后回用于油田注水开发，不排海
	油田采出水	[redacted]				

3、固体废物防治措施

（1）治理方案

本项目运营期的固体废物主要为油泥砂，直接委托有资质的单位进行处理。

（2）危险废物运输要求

1）委托专业运输单位进行运输，采用罐车运输，防止扬散和洒漏；

2）加强危险废物运输设施和设备的管理和维修维护，保证其正常运营和使用；

3）在危险废物运输过程中不能混合性质不相容而又未经安全处置的废物；

4）转移危险废物应填写危险废物转移联单，并向当地人民政府生态环境主管部门报告；

5）运输危险废物的人员，应当接受专业培训，经考核合格后，方可从事运输危险废物的工作；

6）运输危险废物的单位应制定在发生意外事故时采取的应急措施和防范措施；

7）运输线路应避开敏感水域和区域，防止危险废物泄漏造成的污染；

8）运输时，发生突发性事故必须立即采取措施消除或者减轻对环境的污染危害，及时通报给附近的单位和居民，并向事故发生地县级以上人民政府生态环境主管部门和有关部门报告，接受调查处理。

表 129　固废环境保护措施经济技术可行性分析

类型		产生量	环保措施			治理效果
			内容	技术论证	经济论证	
固废	油泥砂	[redacted]	直接委托有资质单位进行处置	东营市有多家具有处理油泥砂资质单位	处理费用合理，企业可以承担	零排放

4、噪声治理措施

运营期合理布局采油设备，选用低噪声设备，同时要加强检查、维护和保养工作，减少运行振动噪声。整体设备要安放稳固，并与地面保持良好接触。尽量减少作业次数、合理安排施工时间，井下作业时柴油发电机和各种机泵等要安装消音隔音设施，最大限度地降低噪声源的噪声。

5、生态保护对策措施

（1）增殖放流、恢复海洋生物资源

建设单位还应根据工程建设对区域海洋生态环境可能造成的影响，结合工程所在海域的海洋生物种类分布特征和目前人工育苗、增殖放流技术，对工程附近海域损失的海洋生物资源投入资金加以修复。

增殖放流工作应按照《水生生物增殖放流管理规定》确定放流品种和增殖放流的组织、管理。增殖放流工作应坚持增殖与保护并重的原则，增殖放流品种的选择应遵循生物多样性、生物安全、技术可行和兼顾效益原则。设增殖放流领导小组，根据农业部水生生物增殖放流规划、资金安排等，结合当地渔业环境容量、苗种供应等实际，组织相关部门拟定增殖放流计划。

在生物资源增殖放流过程中，必须坚持科学发展观，建设单位首先应委托有资质的单位进行增殖方案制定、论证和资源研究，根据项目对海洋生态环境的实际损害情况，在当地海洋主管部门的监督和协助下，

有具体目标，具体计划的对生态环境和资源数量进行修复，不得在没有科学报告的条件下，贸然实施操作。

增殖放流方案和计划建议如下：

1）增殖放流品种选择原则

本地原种或子一代的苗种或亲体；能大批量人工育苗；品质优良（属优质经济鱼、虾类、贝类）；适应工程附近海域生态环境且生势良好；工程附近海域自然生态状况中曾经拥有的种类，确需放流其他苗种的，应当通过省级以上渔业行政主管部门组织的专家论证；鱼类品种以恋礁性鱼类、适合转产转业和发展游钓休闲渔业品种为主，或在资源结构中明显低于自然生态状况中的比例，资源衰退难以自然恢复；禁止使用外来种、杂交种、转基因种以及其他不符合生态要求的水生生物物种进行增殖放流。

2）增殖放流备选品种

本项目宜采用增殖放流方式进行生态修复。 根据渔业资源分布和移动的范围并结合周边养殖区的现状，本项目附近滩涂海洋生物有文蛤、青蛤、江牡蛎等，多栖息于浅海的沙泥底，喜欢生活在有淡水注入河湿地与潮间带等区。由于周边多为养虾池， 若选择放流品种以贝类为主，有可能造成放流品种与现虾、蟹争夺饵料， 对水域生态群落结构造成破坏，不利于养殖环境的修复，因此，应避免养虾池和已确权的海域进行增殖放流，补偿金额建议以本报告书核算的损失金额为依据，具体补偿方案由建设单位和有关主管部门协商解决。

3）增殖放流苗种规格质量

鱼苗体长应在 3cm 以上；虾苗体长应在 1.0cm 以上；贝苗壳长应在 0.5cm 以上。放流苗种应当来自有资质的生产单位、检验机构认可。

4）增殖放流时间

在施工期间根据实际情况开始实施海洋生物增殖放流，增殖放流的期限为 5 年，每年 1 次。每年的增殖放流工作建议安排在休渔期间内的 5 月下旬至 7 月上旬，以避开高强度捕捞压力时间，提高增殖放流效果，但是具体时间及放流地点须由当地海洋与渔业主管部门统一安排部署。

5）实施主体

增殖放流计划由建设单位或者建设单位委托的第三方进行实施，由相关主管部门监督实施。

（2）工程周围海域海洋生态修复工作

建设单位可以根据自己补偿的资金情况，项目所在海域的实际情况，有选择参与到工程周边生态修复工作中来，参考《滩涂油田矿山地质环境影响与保护恢复方案探讨》（石文学等， 参考《滩涂油田矿山地质环境影响与保护恢复方案探讨》（石文学等， 2015 年） 中滩涂恢复措施：建议建设单位与当地的生态环境主管部门积极沟通协调，建议参与的工作如下：

可采用植被恢复的措施进行修复开采区域，石油开采活动前土地利用类型为滩涂。因芦苇是本区域的重要优势植被，井场在进行客土回填后，应种植芦苇恢复原生植被，恢复原生地貌的同时，促进淤积恢复原来土利用类型。

其他

一、环境监测

1、监测机构

本项目环境影响评价期、建设期、运营期环境监测委托有资质的单位进行，建设单位协助监测工作。

2、特征污染物清单

根据《关于加强建设项目特征污染物监管和绿色生态屏障建设的通知》（鲁环评函[2013]138 号），特征污染物监管应贯穿于建设项目环境质量现状评价、环境影响预测与评价、技术评估、环评审批、竣工环保验收和日常监管、考核及环境应急等各个环节。由环评机构提出项目特征污染物清单，由技术评估部门审核项目特征污染物清单；环评管理部门批复该项目环评文件时，应将特征污染物清单抄送地方环保部门和环境监测、应急部门；地方环保部门和环境监测、应急部门根据项目特征污染物清单对项目进行日常监管。

本次根据评价因子筛选原则，提出的项目特征污染物清单见表 130。

表 130　项目特征污染物清单

特征污染物	质量标准来源及限值（一次值，mg/m^3）		排放标准来源及限值（mg/m^3）		监测技术方法及来源
非甲烷总烃	参考《大气污染物综合排放标准详解》（1997 年）P244	2.0	《挥发性有机物排放标准 第 7 部分：其他行业》（DB37/2801.7-2019）中表 2 厂界监控点浓度限值（VOCs：2.0mg/m^3）	2.0	《环境空气 总烃、甲烷和非甲烷总烃的测定 直接进样-气相色谱法》（HJ 604-2017）

3、环境监测计划

本项目运营期的环境监测计划见表 131。

表 131　运营期环境监测计划

监测类别	监测项目	监测布点	监测频次	执行标准
大气环境	非甲烷总烃		每年 1 次	《挥发性有机物排放标准 第 7 部分：其他行业》（DB37/ 2801.7-2019）中表 2 厂界监控点浓度限值（VOCs：2.0mg/m^3）
地下水环境	地下水位、水质（氨氮、耗氧量、石油类）		每年 2 次	《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）III类标准
声环境	等效连续 A 声级		每年 1 次，每次监测 1 天，分昼间和夜间	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2 类
固体废物	油泥砂		随产随记	建立台账
土壤环境	石油烃（C_{10}-C_{40}）		每 1 年监测 1 次	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）

环保投资	本项目总投资为[redacted]万元，其中环保投资[redacted]万元，占总投资的 1.58%，环保工程清单及投资见表 132。

表 132 环保投资估算

项目		作用	投资估算（万元）
废水处理	施工期生活污水处置	临时环保厕所及清运费用	[redacted]
	钻井废水、施工作业废液处理	罐车拉运费用	[redacted]
废气处理	施工扬尘防治	围挡、遮盖措施	[redacted]
	套管气回收	油套连通装置	
固体废物处理	钻井固废处理	非油层钻井固废委托专业单位处理；油层钻井固废委托有资质单位处理	[redacted]
	施工期压裂废液处理	罐车拉运费用	[redacted]
	施工期生活垃圾收集清运	收集、清运	[redacted]
噪声防治	噪声防治	选用低噪声设备、加强设备的维修保养等	[redacted]
生态恢复	井场平整、路面硬化、恢复地表原状、渔业补偿	临时占地平整，水土保持、渔业补偿	[redacted]
环境风险	环境风险防范	设备防腐、自控监测系统、应急设施等	[redacted]
合　计			[redacted]

六、生态环境保护措施监督检查清单

内容 要素	施工期		运营期	
	环境保护措施	验收要求	环境保护措施	验收要求
陆生生态	1、确定施工作业线，尽量避开养虾池；2、施工按设计要求的范围进行；3、施工结束后及时清理现场，清运各种污染物；4、减少钻井过程中的污染物排放	1、施工作业线避开养虾池；2、各类污染物处理情况	/	/
水生生态	1、钻井废水、施工作业废液、管道试压废水、压裂废液经处理达标后回注地层，不排海； 2、生活污水依托临时环保厕所，不排海	1、回注水执行《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）中推荐水质标准后回用于油田注水开发，不排海； 2、生活污水不排海	井下作业废液、油田采出水经处理达标后回注地层，不排海	回注水执行《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）中推荐水质标准后回用于油田注水开发，不排海
地表水环境	1、钻井废水、施工作业废液、管道试压废水、压裂废液经处理达标后回注地层，不排海； 2、生活污水依托临时环保厕所，不排海	1、回注水执行《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）中推荐水质标准后回用于油田注水开发，不排海； 2、生活污水不排海	井下作业废液、油田采出水经处理达标后回注地层，不排海	回注水执行《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）中推荐水质标准后回用于油田注水开发，不排海
地下水及土壤环境	1、钻井废水、施工作业废液、管道试压废水、压裂废液经处理达标后回注地层，不排海； 2、生活污水、依托临时环保厕所，不排海	1、回注水执行《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）中推荐水质标准后回用于油田注水开发，不排海； 2、生活污水不排海	井下作业废液、油田采出水经处理达标后回注地层，不排海	回注水执行《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）中推荐水质标准后回用于油田注水开发，不排海
声环境	1、合理布局钻井现场，尽量选用低噪声设备； 2、制定施工计划时，尽可能避免大量高噪声设备同时施工。同时，高噪声设备施工时间尽量安排在昼间； 3、加强施工管理和设备维护，发现设备存在的问题及时维修，保证设备正常	1、严格落实噪声措施，施工期无噪声扰民环保投诉； 2、执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）限值要求	1、选择低噪声设备； 2、加强设备维护，使其处在最佳运行状态	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2类区排放限值

内容 要素	施工期		运营期	
	环境保护措施	验收要求	环境保护措施	验收要求
	运转；整体设备要安放稳固，并与地面保持良好接触，安装消音隔音设施，最大限度地降低噪声源的噪声； 4、加强对运输车辆的管理及疏导，尽量压缩施工区汽车数量和行车密度，控制汽车鸣笛。			
振动	/	/	/	/
大气环境	1、扬尘控制措施 施工现场和道路采取洒水措施、施工现场周围采取围挡措施、物料集中堆放并采取遮盖等措施；车辆不要装载过满并采取密闭或者遮盖措施；避免大风天气施工。 2、运输车辆尾气、柴油机尾气控制措施 使用合格油品；加强设备和运输车辆的检修和维护。	1、施工场地无大量起尘； 2、柴油发动机参照《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）表 2 中标准	通过安装油套连通套管气回收装置可极大地减少烃类挥发量	厂界非甲烷总烃浓度能够满足《挥发性有机物排放标准第 7 部分：其他行业》（DB37/2801.7-2019）表 2 中 VOCs 厂界监控点浓度限值（2.0mg/m^3）
固体废物	1、非油层钻井固废委托专业单位无害化处理；油层钻井固废委托有资质单位进行处理 2、施工废料尽可能回收利用，不能利用部分拉运至市政部门指定地点，由环卫部门处理； 3、生活垃圾暂存于施工场地临设垃圾桶内，由施工单位交由河口区环卫部门处理； 4、压裂废液运至埕东作业废液处理站处理，再经埕东联合站采出水处理系统进行处理，处理达标后回注地层； 5、定向钻废弃泥浆采用	1、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》（GB 18599-2020）；固废现场无遗留； 2、回注水执行《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）推荐的注水水质标准	油泥砂直接委托有资质单位进行处理	危险废物执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2001）及其修改单（环境保护部公告 2013 年第 36 号）

内容 要素	施工期		运营期	
	环境保护措施	验收要求	环境保护措施	验收要求
	“泥浆不落地工艺”，全部委托专业单位进行处理			
电磁环境	/	/	/	/
环境风险	/	/	运营期各项风险防范措施及溢油应急设施设备	溢油应急计划
环境监测	/	/		
其他	/	/	运营期环境监测计划	环境监测报告

七、结论

本项目建设内容包括产能建设和管网优化两个部分；其中产能建设涉及大王庄油田 3 个开发区块（分别为大古 677 块、大古 678 块、大 1 块），共部署油水井 40 口（其中油井：27 口，注水井：13 口），共 6 座井场（其中：新建丛式井场 5 座，依托老井场 1 座）；新建Φ76×5mm 单井集油管线 1.22km，新建Φ89×5mm 集油管线 0.1km，新建Φ168×7mm 集油管线 5.16km；新建电磁加热器 8 台（其中：80kW：7 台，40kW：1 台）；采用密闭集输工艺，并配套建设自控、通信、道路、供配电设施等；同时本项目计划对大王北 13#、16#计量站集输管网进行优化，共新建Φ76×5mm 集油管线 1.28km，新建Φ60×5mm 集油管线 0.6km，新建Φ89×5mm 集油管线 0.65km，关停向海一侧的在用 6 台加热炉。

拟建工程为海洋油气开发项目，属于《产业结构调整指导目录（2019 年本）》（2020 年 1 月 1 日）中的“鼓励类”项目，符合《全国海洋主体功能区规划》（2015 年）、《山东省海洋主体功能区规划》（2017 年 8 月 25 日）、《全国海洋功能区划（2011-2020 年）》、《山东省海洋功能区划（2011-2020 年）》（2016 年 4 月）、《东营市海洋功能区划（2013-2020 年）》（2016 年 4 月 1 日）等相关要求。

本项目施工期及运营期的污染物均得到妥善处置，不向海排放污染物。因此，在积极落实本报告表提出的防治措施的情况下，从环境保护角度来看，工程建设是可行的。

附件1 环境影响评价委托书

附件2 项目立项文件

附件3溢油应急计划备案登记表

附件4危废处理协议

附件5 监测报告

附件6 排污许可证

附图 1　本项目与山东省海洋生态环境保护规划的位置关系

附图 2　本项目与山东省近岸海域环境功能区划的位置关系

附图 3　本项目与山东省海洋功能区划的位置关系

附图 4　本项目与东营市海洋功能区划的位置关系

附图 5　本项目与滨州市海洋功能区划的位置关系

附图 6　本项目与渤海海洋生态红线的位置关系

附图 7 地理位置图

附图 8 总体布局图

附图 9 现场照片

附图 10 海洋监测点位图

附图 11 敏感目标图

附图 12 大气环境影响评价范围

附图 13 土壤环境影响评价范围

附表 1 2019 年秋季水质实测结果统计表（表层）

附表 2　2019 年秋季水质实测结果统计表（底层）

附表 3　2019 年秋季水质各污染因子标准指数表（表层）

附表 4　2019 年秋季水质各污染因子标准指数表（底层）

SSTC

大王庄油田大 1 块、大古 677 块、大古 678 块产能建设及集输管网优化工程

环境风险评价专题

项目编号：HYP202012023

森诺科技有限公司

2022 年 5 月

目 录

1 总则 1
1.1 评价目的. 1
1.2 风险调查. 1
2 环境风险敏感目标概况. 5
3 环境风险识别 7
3.1 生产系统风险识别. 7
3.2 主要环境影响途径. 9
4 环境风险分析 11
4.1 大气环境风险分析. 11
4.2 地表水环境风险分析. 11
4.3 地下水环境风险分析. 12
4.4 对滩涂环境风险分析. 13
4.5 对海域环境风险分析. 13
4.6 对周边养殖池风险分析. 14
5 环境风险防范措施及应急要求. 14
5.1 环境风险防范措施. 14
5.2 应急预案. 16
6 地质性溢油风险事故防范及应急措施分析 25
6.1 地质概况. 25
6.2 地质性溢油风险评价. 25
6.3 其他溢油风险分析及防范措施. 32
6.4 地质性溢油风险分析结论. 34
7 风险评价结论及建议. 35
7.1 结论. 35
7.2 建议. 35
附件 1：建设项目环境风险简单分析内容表 36

1 总则

1.1 评价目的

环境风险评价的目的是通过调查建设项目的风险源和周围环境敏感目标，判定其风险潜势，进而对大气、地表水和地下水等环境因素存在的环境风险进行分析、预测和评估，提出合理可行的预防、控制、减缓措施，明确环境风险监控及应急建议要求，为建设项目环境风险防控提供科学依据。

1.2 风险调查

1.2.1 风险源调查

风险源调查范围主要是主体工程、辅助工程、公用工程、环保工程等环节涉及的生产设施。经调查，本项目风险源主要包括施工期钻井井场，运营期油井井场、单井集油管线。

（1）危险物质调查

1）危险物质性质

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018），本项目所涉及危险物质主要是原油（以采出液形式存在，含水率[redacted]，属于油类物质）、天然气（原油伴生气）和柴油等，其危险特性见表 1-1，危险物质的危险有害特性及安全技术分析详见表 1-2～表 1-4。

表 1-1　本项目危险化学品危险类别一览表

序号	危险化学品名称	物质危险性
1	原油（本项目为采出液）	易燃液体
2	原油伴生气	易燃气体
3	柴油	易燃液体

表 1-2　原油危险有害特性及安全技术资料一览表

标识	中文名：原油	英文名：Petroleum
理化性质	外观与形状：红棕色或黑色、荧光的稠厚性油状液体	溶解性：不溶于水，溶于多数有机溶剂
	熔点（℃）：-259.2	沸点（℃）：120～200
	相对密度：0.902（水=1）	稳定性：稳定
危险特性	危险性类别：中闪点易燃液体	燃烧性：易燃
	闪点（℃）：＜28	爆炸上限（%）：5.4

	爆炸下限（%）：2.1	燃烧（分解）产物：一氧化碳、二氧化碳
	其蒸气与空气形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。遇高温，容器内压增大，有开裂和爆炸危险性。	
	灭火方法：泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。用水灭火无效。	
	灭火剂：泡沫、干粉、二氧化碳	
毒性	LD_{50}：500mg/kg～5000mg/kg	
健康危害	侵入途径：吸入、食入	
	健康危害：蒸气可引起眼及上呼吸道刺激症状，如浓度过高，几分钟即可引起呼吸困难、紫绀等缺氧症状。	
特性分析	①易燃易爆性：原油属中闪点易燃液体，甲 B 类火灾危险性物质，原油蒸气与空气混合，易形成爆炸性混合物，遇氧化剂会引起燃烧爆炸；原油中各组分的爆炸浓度和爆炸温度的范围都很宽，因此爆炸的危险性很大； ②易蒸发性：原油中含有液化烃，沸点很低，在常温下具有较大的蒸气压，尽管油区实行全密闭作业，在作业场所仍不同程度地存在因蒸发而产生的可燃性油气； ③毒性物质：原油属于低毒类物质； ④易产生静电的危险性：原油中伴生物质的电导率一般都较低，为静电的非导体，很容易产生和积聚电荷，而且消散较慢； ⑤易泄漏、扩散性：原油的集输、储运作业都是在压力状态下进行的，在储运过程中，容易产生泄漏事故，原油一旦泄漏将覆盖较大面积，扩大危险区域；油品的蒸气一般比空气重，易沿地表扩散； ⑥热膨胀性：原油受热后，温度升高，体积膨胀，若容器罐装过满，超过安全容量，或者管道输油后不及时排空，又无泄压装置，便可导致容器或管件的损坏，引起油品外溢、渗漏，增加火灾爆炸危险性。	

表 1-3　伴生气及天然气危险有害特性及安全技术资料一览表

标识	中文名：甲烷	英文名：Methane
理化性质	外观与形状：无色无臭无味	自燃温度：537℃
	相对于水的密度是 0.42	相对于空气密度是 0.55
危险特性	危险性类别：第 2.1 类易燃气体	燃烧性：易燃
	闪点（℃）：-50	爆炸上限(V%)： 15
	爆炸下限（V%）：5.3	燃烧（分解）产物：一氧化碳、二氧化碳
	极易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物。遇高温和明火有燃烧爆炸的危险。	
	灭火方法：切断气源。若不能立即切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。	
	灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳。	
健康危害	空气中甲烷浓度过高，能使人窒息。当空气中甲烷达 25%～30%时，可引起头痛、头晕、注意力不集中、呼吸和心跳加速等，甚至因缺氧而窒息。	

泄漏	①泄漏的清除措施，包括使用排气或换气装置，对环境通风，以及用非活性气体(通常为氮气)，对密闭空间进行吹扫，使用环境中甲烷的浓度低于最低爆炸下限。如果在密闭空间，要防止工作人员窒息和引发火灾及爆炸事故。 ②如果泄漏的量比较大，又不仅限于罐体等容器中，即在整个工作区间释放，要及时疏导没有配备个人防护装备的人员。同时要考虑安全区距离与气体泄漏速度的关系，要避免火灾或爆炸的危险。 ③一旦发生火灾，要马上切断气源，用灭火器材(如二氧化碳，四氯化碳，干粉等)灭火。如果火灾是由于液化气瓶引起，那么让气瓶完全然尽，同时用大量水对周围的气瓶及其他物体降温。

表 1-4 柴油危险有害特性及安全技术资料一览表

标识	中文名：柴油	英文名：diesel oil
理化性质	外观与性状：稍有粘性的棕色液体	
	相对于水的密度：0.87～0.9	
危险特性	危险性类别：中闪点易燃液体	燃烧性：易燃
	闪点（℃）：＜55℃	爆炸上限（V%）：
	爆炸下限（V%）：	燃烧（分解）产物：一氧化碳、二氧化碳
	遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起燃烧爆炸的危险。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。	
	灭火方法：切断火源。用活性炭或其他惰性材料吸收，然后收集运到空旷处焚烧。如大量泄漏，利用围堤收容，然后收集、转移、回收或无害处理后废弃。	
	灭火剂：泡沫、二氧化碳、干粉、1211 灭火剂、砂土。	
健康危害	皮肤接触柴油可引起接触性皮炎、油性痤疮，吸入可引起吸入性肺炎。能经胎盘进入胎儿血中。柴油废气可引起眼、鼻刺激症状，头晕及头痛。	
泄漏	切断火源。应急处理人员戴好防毒面具，穿化学防护服。在确保安全情况下堵漏。用活性炭或其他惰性材料吸收，然后收集运到空旷处焚烧。如大量泄漏，利用围堤收容，然后收集、转移、回收或无害处理后废弃。	

2）危险物质数量和分布情况

本项目涉及的原油以采出液形式存在，含水率[redacted]属于油类物质，主要分布在油井、集油管线内；原油伴生气属于天然气，与原油共存；施工期柴油储存于柴油罐中；2#井场配套的管线是最长的，故本次评价选取 2#井场配套的管线来进行评价，各危险物质的分布和数量见表 1-5。

表 1-5　危险物质分布及存在数量一览表

独立单元名称	危险物质	存储设施名称	设施规格及规模	最大存在量	临界量	Q
				q_i（t）	Q（t）	
钻井井场	柴油	柴油罐	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2#井场配套集油管线	原油	集油管线	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
	伴生气			[redacted]	[redacted]	
最大危险物质数量与临界量比值 Q_{max}						[redacted]

备注：①原油在线量计算说明：因本项目原油以采出液形式存在，但本次评价考虑纯危险物质的量，即以采出液中含纯原油的量为最大存在量。

从表 1-5 中可以看出，本项目危险物质数量与临界量比值 Q_{max} 为[redacted]，则直接判定该项目环境风险潜势为Ⅰ。

（2）生产工艺特点

本项目属于石油开采，涉及危险物质的使用和临时贮存，但不涉及《山东省人民政府办公厅关于进一步加强危险化学品安全生产工作的意见》（鲁政办发[2008]68 号）提到的危险工艺。

1.2.2 评价工作等级确定

按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）中的有关规定，风险评价工作等级划分如表 1-6。

表 1-6　风险评价工作级别表

环境风险潜势	Ⅳ、Ⅳ$^+$	Ⅲ	Ⅱ	Ⅰ
评价工作等级	一	二	三	简单分析

考虑到本项目危险物质数量与临界量比值 Q_{max} 为 0.118＜1，则环境风险潜势直接判定为Ⅰ，风险评价可开展简单分析。因此，本项目环境风险评价按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录 A 进行。

2 环境风险敏感目标概况

按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）要求，结合本项目环境风险评价等级，经调查，本项目环境风险敏感目标分布情况表 2-1、表 2-2。

表 2-1　主要海域环境保护目标

敏感区名称			生态保护目标/产卵盛期	相对工程方位	最近距离（km）	距离最近的工程
保护区	辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区——渤海湾核心区		保护海底地形地貌和中国明对虾、小黄鱼、三疣梭子蟹等水产种质资源，保护海洋环境质量。核心区特别保护期为 4 月 25 到 6 月 15 日	工程位于其内	[redacted]	[redacted]
	东营河口浅海贝类生态国家级海洋特别保护区		文蛤等贝类及其栖息环境	N	[redacted]	[redacted]
	滨州贝壳堤岛与湿地国家级自然保护区		保护贝壳堤岛、湿地自然生态系统、自然岸线	NW	[redacted]	[redacted]
	套尔河口海域国家级水产种质资源保护区		主要保护对象为缢蛏	NW	[redacted]	[redacted]
	黄河口半滑舌鳎国家级水产种质资源保护区		保护半滑舌鳎种质资源及生存环境。核心区特别保护期为 6 月 1 日至 10 月 31 日	NE	[redacted]	[redacted]
	无棣中国毛虾国家级水产种质资源保护区		主要保护对象为中国毛虾，特别保护期为 4 月至 10 月	NW	[redacted]	[redacted]
	马颊河文蛤国家级水产种质资源保护区		主要保护对象为文蛤；核心区保护期为全年，文蛤繁殖季节 8 月 1 日至 9 月 30 日是重点保护时期	NW	[redacted]	[redacted]
	山东黄河三角洲国家级自然保护区（一千二管理站）		保护新生湿地生态系统和珍稀濒危鸟类为主	NE	[redacted]	[redacted]
	东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区		保护半滑舌鳎等底栖鱼类及近岸海洋生态系统	NE	[redacted]	[redacted]
生态红线区	海洋自然保护区	XZ1-2 黄河故道西三角洲限制区	保护原生性湿地生态系统及珍禽、半滑舌鳎等底栖鱼类	NE	[redacted]	[redacted]
		JZ1-2 黄河故道北三角洲禁止区	原生性湿地生态系统及珍禽	NE	[redacted]	[redacted]

		XZ1-3 黄河故道东三角洲限制区	原生性湿地生态系统及珍禽、半滑舌鳎等底栖鱼类	NE	[redacted]	[redacted]
	海洋特别保护区	JZ2-2 东营利津底栖鱼类生态禁止区	半滑舌鳎等底栖鱼类及近岸海洋生态系统	NE	[redacted]	[redacted]
		XZ2-2 东营利津底栖鱼类生态限制区	半滑舌鳎等底栖鱼类及近岸海洋生态系统	NE	[redacted]	[redacted]
	重要渔业海域	XZ5-2 黄河口半滑舌鳎渔业海域限制区	保护半滑舌鳎种质资源及生存环境。核心区特别保护期为 6 月 1 日至 10 月 31 日。	NE	[redacted]	[redacted]
	海洋自然保护区	JZ1-3 黄河故道禁止区	原生性湿地生态系统及珍禽	NE	[redacted]	[redacted]
	特殊保护海岛	XZ6-1 大口河海岛限制区	大口河岛的自然生态系统、海岛岸线	NW	[redacted]	[redacted]
	海洋自然保护区	XZ1-1 滨州贝壳堤岛与湿地系统限制区	贝壳堤岛、湿地自然生态系 统、自然岸线	NW	[redacted]	[redacted]
		JZ1-1 滨州贝壳堤岛与湿地系统禁止区	滨州贝壳堤岛与湿地系统禁止区	NW	[redacted]	[redacted]
	重要渔业海域	XZ5-1 套尔河口渔业海域限制区	青蛤、四角蛤蜊、蟛蜞等种 质资源及生存环境	NW	[redacted]	[redacted]
	海洋特别保护区	XZ2-1 潮河—湾湾沟浅海贝类限制区	保护以文蛤为主的浅海贝类种质资源及生存环境	E、N	[redacted]	[redacted]
		JZ2-1 东营河口浅海贝类禁止区	保护以文蛤为主的浅海贝类种质资源及生存环境	NE	[redacted]	[redacted]

表 2-2 主要陆域环境保护目标

类型	序号	名称	环境功能区	参照污染源	相对井场方位	相对井场距离（m）
地表水环境敏感目标						
地表水	1	潮河	V 类	1#井场	[redacted]	[redacted]
	2	马新河	V 类	5#井场	[redacted]	[redacted]
地下水环境敏感目标						
地下水	1	周围地下水	III类	——	——	——

3 环境风险识别

3.1 生产系统风险识别

3.1.1 作业过程风险识别

（1）井口区域井喷或井涌

生产阶段在修井作业中，尤其是对地层压力较高的井进行作业时，由于修井液比重失调、防喷措施不当及其他误操作等原因，可能导致发生井涌，若不及时控制或控制不当，可能引发井喷事故。伴随井喷释放的有油品和大量烃类物质，当烃类物质聚集到爆炸浓度后，遇明火可能引发火灾、爆炸。

在修井作业时重型物体坠落砸、碰采油树或井口等设施或者管线老化、保养不当等也容易造成井喷或井口失控。

井喷、井涌导致油品或井下作业废液的泄漏，会造成井场附近土壤、地表水、地下水的污染；伴生气会造成环境空气污染。除此之外，井下作业废液的泄漏事故也会造成井场附近局部的环境污染。

（2）井台火灾爆炸事故

能够引起井台起火爆炸的因素包括易燃易爆烃类物质的释放与积聚。此外，井台上可能引起烃类物质泄漏的可能原因还包括：①阀失效；②管件失效（三通管、弯头、法兰、螺栓、螺母、垫片等）；③焊缝失效；④腐蚀；⑤材料失效（管子、管件、容器破裂）；⑥操作错误；⑦仪表和控制失效；

由于存在上述可能导致油类物质泄漏的可能性，所以为防止这类事故的发生，在设计、建造、采办和操作中将采取一系列保护措施。这些措施包括：设计和建造过程中均进行严格的安全评估，按规定进行设计，建设视频监控系统和紧急关断系统等。此外，设计资料和建造的第三方检验、公认权威机构颁发的设备和零件质量保证书等可以为设施的生产安全提供进一步的保证。因此，在生产阶段只要加强设备维护和人员管理，由上述原因引起烃类物质泄漏的可能性是很小的。

3.1.2 集输过程风险识别

油田油气集输是把井口采出液用混输管线输入到站场储油罐的工艺过程。

油田内部采用的油气集输管道系统受环境中各种自然因素的作用，同时管道本身从管材制造、制管、施工、运行操作和管理等都可能有缺陷和失误，当其作用效果超过一定限度时，就可能导致事故的发生。

集输过程中常见的事故有集油管线因腐蚀穿孔而造成原油泄漏；冬季运行时

管线因保温性能差等原因发生冻堵、管线破裂；人为破坏导致管道泄漏，主要针对管线路由附近的挖掘施工，若无警示标志或施工人员大意，大开挖、大型机械碾压等过程容易损坏管线，并导致其破裂泄漏。

因管线及设备腐蚀穿孔引起的油、水管线泄漏事故多发生在油田投产若干年后，发生事故时，将有一定量的原油、含油污水溢出，造成环境污染。由于发生油、气、水管线泄漏多在生产后期，而且事故发生时，管线的压力变化很容易发现，通常能及时采取适当的处理措施，使造成的污染控制在局部环境中，而不会造成大面积的区域性污染。

管线泄漏，会造成附近土壤、地表水、地下水的污染；伴生气/天然气会造成环境空气污染。

3.1.3 注水过程风险识别

注水是采用高压泵通过注水井把水注入油层以保持油层压力，并达到以水驱油，提高采收率的目的。注水系统发生事故一般分两种情况，一是管道、设备因腐蚀穿孔造成泄漏，二是注水井井壁因固井质量不好或腐蚀穿孔使注入水漏失到地下水层。

回注水泄漏会造成附近土壤、地表水、地下水的污染。

3.1.4 地质性溢油风险事故识别

对于断裂系统十分复杂的油气田，不恰当注入会造成储层压力高压异常，若储层附近恰好存在着连通海床的自然地质断层，储层压力可能使储层流体沿附近的地质断层自储层段运移至海床而造成油气泄漏事故。此外，如油气田表层套管下深不足或固井质量差，在钻遇异常高压油气层时也可能产生地质性油气泄漏事故。

3.1.5 溢油入海风险识别

由于大王庄油田位于海岸线向海一侧的潮间带高地，一般大潮高潮位情况下海水也不能淹没。本工程距离海水较远，与防潮坝最近距离约 9.8km，距离较远；因此，发生溢油入海事故的可能性极小。

目前，本项目周边布满人工泵水形成的养殖池，养殖池将周边区域分隔成若干个相对独立的区域，即使发生油品泄漏事故，泄漏油品首先会进入独立的养殖池；且工程区域最外围有防潮坝阻挡与外水交换，工程区域相对处于“封闭”的海岸线向海一侧的潮间带高地。

根据识别，本次评价工程有部分沿河分布的井场一旦发生溢油，可能顺着沟渠进入河流，具体井场如表 3-1 所示和图 3-1。

本次建议在以下 2 个井场四周加设围堰防止溢油入河/入海。

表 3-1　溢油可能入河井场识别结果

序号	井场	靠近河流	相对位置	最近距离（m）	途径
1	1#井场	潮河	E	1920	由沟渠进入潮河
2	5#井场	马新河	E	650	由沟渠进入马新河

图 3-1　本项目与防潮坝及河流的位置关系

3.1.6 风险识别结果

本工程主要事故风险类型、来源及危害见表 3-2。

表 3-2　本工程主要事故风险类型、来源及环境影响

事故类型	来源	主要危险物质	环境影响途径
井涌或井喷	井下作业	石油类、伴生气	油品挥发，污染大气； 对周边养殖池，造成较大污染； 部分井场的泄漏油品可能通过沟渠进入地表水
油气管线泄漏	油气集输管线、储油设施	石油类、伴生气	油品挥发，污染大气； 管线泄漏对周边养殖池造成较大影响； 泄漏油品可能通过入海河流进入海洋环境，对海洋生态环境产生影响；
火灾爆炸	油气集输管线储油设施	CO、SO_2	污染大气；破坏植被； 伴生气及泄漏物质不完全燃烧产生的有害气体可能对附近人群、动植物造成危害；
含油污水泄漏	注水管线、注水井	石油类	管线泄漏对周边养殖池造成较大影响；
地质性溢油	地质性溢油风险	石油类、伴生气	油品挥发，污染大气； 对周边养殖池，造成较大污染； 可能对海洋生态环境造成污染。
溢油入海	井涌或井喷、油气管线泄漏、含油污水泄漏	石油类	泄漏油品可能通过入海河流进入海洋环境，对海洋生态环境产生影响

3.2 主要环境影响途径

本项目涉及到的风险物质扩散途径主要包括以下几个方面：

大气扩散：井喷、井涌、管线泄漏事故下，伴生气泄漏后直接进入大气环境

或挥发进入大气环境，或者经点燃后伴生污染物进入大气环境，通过大气扩散对项目周围环境造成危害。

水环境扩散：本项目管线泄漏、井喷/井涌、降雨冲刷落地油经地表漫流或流入排水沟等情况，汇入周边地表水体，对地表水环境造成影响；运输车辆泄漏造成物料进入地表水环境。

土壤、地下水扩散：本项目采出液泄漏后聚积地面，通过地面渗透进入土壤/地下含水层，对土壤环境/地下水环境造成风险事故。

周边敏感目标：油田井场四周多为养殖池，当发生管线泄漏时，原油将率先进入养殖池及其围堰，会对养殖物种产生较大影响。

4 环境风险分析

4.1 大气环境风险分析

本项目对大气环境造成影响的风险事故主要为井喷和管道泄漏。

（1）井喷事故

发生井喷后，若不能及时采取措施制止，即发生井喷失控，致使大量原油从井口敞喷进入环境当中，原油在喷射过程中若遇明火则会引发火灾等危害极大的事故。原油喷射最大的可能是形成垂直喷射，初始喷射由于井筒内有泥浆液柱，因此喷出的原油中携带大量的泥浆和岩屑，将危害周围的道路、河流和植被等。

原油及伴生气的喷射释放速率，将随着井筒内的泥浆液柱压力减少而增大，当井筒内的泥浆喷完后，达到最大喷射释放速度，遇明火就会引发火灾，对周围的环境及人群造成影响。

（2）管道泄漏事故

原油泄漏事故发生时，其中的伴生气逐渐挥发进入大气，会对事故现场空气环境产生影响，局部大气中烃类浓度可能高出正常情况的数倍或更多，但不会超过井喷时因伴生气排放对大气的影响强度，更不会导致大气环境的明显恶化。火灾或爆炸时产生的次生污染物 CO 或有害气体的浓度较低，因此，对空气环境影响较小。

4.2 地表水环境风险分析

本项目对地表水环境造成影响的风险事故主要为井喷和管道泄漏。

（1）井喷事故

如井喷喷出的是原油和水的混合物，原油将在水面形成油膜而阻碍水体与大气之间的气体交换，使水质更容易恶化；油类粘附在鱼类、藻类和浮游生物上，致使生物死亡；原油污染还会使水产品品质下降，造成经济损失；若含油废水的排入超过了水体的自净能力，则易形成油污染，这些污染使河流的水体以及底泥的物理、化学性质或生物群落组成发生变化，从而会降低水体的使用价值，甚至危害到人的健康。

考虑到本项目距离地表水环境风险目标较远，油井一旦发生井喷，喷出的含油液体可能进入周边排水渠，对地表水环境造成污染。

（2）管道泄漏事故

原油泄漏事故发生时，在非雨天且原油泄漏点距水体较远的前提下，因为原

油的粘稠特性，流动缓慢，一般情况下不会直接污染地表水体。本项目拟建井场与敷设管线距离地表水体较远，其中最近的是井场周边的排水渠，在及早发现事故并采取堵截措施后，原油泄漏事故不会对其产生影响。

4.3 地下水环境风险分析

本项目对地下水环境造成影响的风险事故主要为井喷、井漏、管道泄漏。

（1）井喷事故

发生井喷后，会有大量原油从井口敞喷进入环境当中，且初始喷射会携带大量的泥浆和岩屑落在周围地表。井喷事故发生后，河口采油厂会启动环境风险应急预案，散落于地表的原油和泥浆岩屑等污染物，会被及时收集，并转运处理。

在钻井和洗井等过程中，在井场周围均可能散落落地油，根据该项目工程设计，通过铺设防渗布进行收集的方法，回收率可达到 100%。

（2）井漏事故

井漏事故对地下水的污染是指在钻井过程中，钻井废水、泥浆漏失于地下水含水层中，造成地下含水层水质污染。就钻井源漏失而言，发生在局部且持续时间较短。

本项目一开钻井泥浆主要成分为膨润土和碳酸钠等，不含有毒有害物质，一开井深基本涵盖了可能具有使用功能的地下水，因此本项目一开钻井过程不会对可能具备使用功能的地下水造成影响。二开施工时，表层套管已完成固井，因此钻井泥浆不会在表层套管范围内漏失，漏失发生在表层套管以下的二开范围内，二开范围内的地层地下水埋深较深，不具备使用功能。

井漏主要发生于具有特殊地质结构的油藏区，如具有溶洞、裂隙等不稳定的地层构造区域。河口采油厂自开发以来，在油气资源勘探过程中未发现不稳定地质因素。另外，施工单位针对井漏制定有完善的应对措施，钻井过程中一旦发现异常，施工单位将立即停钻采取添加桥堵剂、打水泥塞等措施，防止井漏事故的发生，可有效减轻井漏对地下水的影响。

（3）管道泄漏

原油泄漏事故发生时，生产单位会按照应急预案及时关闭生产管线，采取现场污染物治理措施，将事故产生的油泥砂运往暂存于埕东联合站油泥砂贮存池，委托有危废处理资质的单位拉运进行无害化处理。此类事故原油泄漏量小，处理及时，对地下水产生影响较小。

上述事故若处理不当或不彻底而导致原油残留在包气带的可能性，在重力和土壤毛细力的驱动下，垂直向下迁移，同时也横向扩展，由于原油残余量较小，

且项目所在区域包气带普遍较厚，因此原油将全部被截留在包气带中。但是，在淋滤作用下，原油中易溶解的组分不断被淋滤水带入包气带，当经过足够长的时间和淋滤作用后，石油类污染物才有可能迁移至毛细带，此后在浮力、毛细力等的作用下，加之原油量较小，将很难到达潜水面，随地下水流运移的石油类污染物也微乎其微。相较而言，这些事故状态下的污染程度和范围都很小，因此对地下水环境的影响较小。

4.4 对滩涂环境风险分析

井喷井涌、管线/地质性溢油等风险事故泄漏出的是原油和水混合物，由于原油可能进入到井台/管线附近的滩涂环境中，因此，一旦出现原油泄漏要及时清理被污染的滩涂土壤。

同时井场也采取了防止原油落地的一系列措施，具体如下：

（1）要明确落地油产生源头为：

井下作业过程中散落地面的原油，在试油、压裂、修井等作业过程中，从井口放喷的原油，起下油管、抽油杆散落地面原油；事故落地原油，在原油集输过程中，由于设备、管线、阀门的跑、冒、滴、漏散落地面的原油，人为破坏散落地面的原油，井喷事故产生的落地油。

（2）用成品罐承接油、含油污泥、废水，最大限度的减少或杜绝落地油的产生。

（3）对油水井、管道、设备实时生产信息的 24h 在线监控，有问题及时发现，确保第一时间消除事故隐患，防早、防小。

（4）进行井下修井作业时，均会在作业区铺设临时防渗膜，收集落地原油，保证落地油的 100%回收，以达到原油不落地的目的；同时井下修井作业过程中配备泄油器、刮油器等，防止原油落地。

（5）按照风险评价情况，有针对性的制定应急处置方案，制定演练计划，通过演练有效提升员工环保操作技能，提升全员应对突发事件的应急处理能力。

4.5 对海域环境风险分析

由于井场周边基本均为高位养殖池，当井场发生溢油时，原油首先进入周围独立分割的高位养殖池，从而被高位养殖池拦截。

本工程有 2 座井场发生溢油时，存在原油顺着沟渠进入河流的可能性，本次建议建设单位对该 2 座井场四周设置围堰，因此，本项目各井场发生溢油事故从而导致原油入河及入海的可能性很小。

4.6 对周边养殖池风险分析

本项目周边分布有大量养殖池，一旦发生泄漏事故，若围控不及时，采出液流入养殖池，会造成周边养殖池内虾或海参等的大量死亡。因此，一旦发生采出液泄漏，生产单位会按照应急预案及时关闭生产管线，并立即采用应急设施收集泄漏原油，尽量避免原油泄漏入养殖池，减少原油对养殖池影响。

由于养殖池为网格状分布，且原油浮于水面，流动缓慢，易于回收，因此，事故状态下，原油不会流至被污染养殖池以外的其他地表水体。

5 环境风险防范措施及应急要求

5.1 环境风险防范措施

5.1.1 设计阶段预防措施

（1）严格按照相关规范设计

严格按照国内外设计规范、设计标准进行工艺、结构、机电设计；设计的设备应符合安全和环境保护规范和标准。保证工程设施在设计使用范围内不会由于结构强度、腐蚀以及建筑安装工艺等问题导致结构破坏造成事故性溢油。管道设计和建造以国际上认可的规范和标准为依据，选用大于设计寿命的环境条件重现期。

（2）选址、总图布置

本工程位于渤海湾海域的海岸线向海一侧的潮间带高地上，5km 范围内无居民；站场总平面布置符合防范事故的要求。

（3）工艺、自动控制设计安全防范措施

胜利油田采用 SCADA 系统对站场的数据采集、监视、控制、安全保护、计量及运行管理等任务，并通过网络与油库管理系统、消防监控系统通讯。

在可能存在可燃气体泄漏的场所，设置可燃气体探测器，监测可燃气体浓度。

（4）管线设计

管线沿路肩敷设段设护坡，防止道路水土流失，管材全部采用无缝钢管，腐蚀余量需用 4mm，定向钻段管线增加保护套管，套管采用Φ273×7 螺旋缝钢管，集油管线均采用环氧粉末内防，内壁堆焊补口，外防采用加强级 3PE 外防。

（5）消防

油气集输系统采用固定式低倍数泡沫（抗溶性水成膜）灭火系统和固定式消防冷却水系统。站场设室外消火栓，控制室设手提二氧化碳灭火器，其他场所配置移动式磷酸铵盐干粉灭火器。

（6）监控系统

本项目设计阶段设置视频监控，同时配合人工日产巡护等，能及时发现环境风险事故，采取防范措施。

5.1.2 钻井工程风险防范措施

（1）钻进中遇有钻时突然加快、蹩跳、放空、悬重增加、泵压下降等现象，应立即停钻观察并提出方钻杆，根据实际情况采取相应措施。

（2）钻进中应有专人观察记录泥浆出口管，发现泥浆液面升高、油气浸严重、泥浆密度降低、黏度升高等情况时，应停止钻进，及时汇报，采取相应措施。

（3）起钻过程中，若遇拔活塞，灌不进泥浆，应立即停止起钻，接方钻杆灌泥浆或下钻到底，调整泥浆性能，达到不涌不漏，进出口平衡再起钻。

（4）下钻要控制速度，防止压力激动造成井漏。必须分段循环，防止后效诱喷；下钻到底先顶通水眼，形成循环再提高排量，以防蹩漏地层中断循环，失去平衡，造成井喷。

（5）钻开油气层前，按设计储备足够的泥浆和一定量的加重材料、处理剂。

（6）钻开油气层起钻，控制起钻速度，不得用高速，全井用低速起钻，起完钻立即下钻，尽量缩短空井时间。

（7）完井后或中途电测起钻前，应调整泥浆，充分循环达到进出口平衡，钻头起到套管鞋位置应停止起钻，进行观察，若发现有溢流应下钻到底加重，达到密度合适均匀、性能稳定、溢流停止，方可起钻。

（8）完井电测时要有专人观察井口，每测一趟灌满一次泥浆，发现溢流，停止电测作业，起出电缆或将电缆剁断，强行下钻，若电测时间过长，及时下钻通井。

（9）修井时，在井口上安装防喷器和控制装置，防止井喷事故发生。

5.1.3 管线破损造成原油泄漏的预防措施

为尽量避免管线及设备破裂事故的发生，减轻泄漏事故对环境的影响，应该采取以下的预防措施：

（1）管理措施

1）管线敷设线路应设置永久性标志，提醒人们在管线两侧 20m～50m 范围内进行各项施工活动时注意保护管线，减少由此可能造成的事故。

2）严禁在管道线路两侧 50m 范围内修筑大型工程，在 10m 范围内禁止种植乔木、灌木及其他深根植物。

3）加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

4）按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件。

（2）加强防腐措施

金属腐蚀的本质在于金属原子在腐蚀介质的作用下，失去电子变成离子而转移到腐蚀介质中，导致金属发生破坏。本项目采用良好的绝缘涂层隔断金属表面与腐蚀介质的接触，阻止电子从金属表面流动腐蚀介质中，使金属免遭腐蚀。

1）根据埋地管线所处的不同环境，采用相应的涂层防腐体系。

2）集油管线局部加保护套管，套管防腐采用加强防腐。

3）建立防腐监测系统，随时监测介质的腐蚀状况，了解和掌握区域系统的腐蚀原因，有针对性地制定、调整和优化腐蚀控制措施。

（3）加强施工质量监督，保证施工质量符合建设标准。

5.1.4 管线敷设风险管理

针对管道敷设提出以下要求：

（1）管道严格按照《输油管道工程设计规范》（GB 50253-2014）进行设计；管材全部采用无缝钢管，腐蚀余量需用 4mm；定向钻段管线增加保护套管，套管采用Φ273×7 螺旋缝钢管，集油管线均采用环氧粉末内防，内壁堆焊补口，外防采用加强级 3PE 外防。

（2）在管道路避免其他施工工程对地下管线造成破坏。

5.2 应急预案

5.2.1 制定溢油应急预案

本工程开发生产期间的海上溢油应急力量由河口采油厂组织并实施。河口采油厂按照《中华人民共和国海洋环境保护法》（2017 年 11 月 5 日）、《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例》（1983 年 12 月 29 日）和《国家海洋局海洋石油勘探开发溢油应急预案》（2015 年 4 月 3 日）的相关规定，编制了《胜利油田分公司河口采油厂涉海油田海洋石油开发生产溢油应急计划》，并于 2018 年 1 月 25 日在国家海洋局北海分局进行备案，同时要求建设单位在工程投入生产前，将本次工程内容补充到《胜利油田分公司河口采油厂涉海油田海洋石油开发生产溢油应急计划》中，并重新进行备案。

5.2.2 应急计划的主要内容

应急计划的主要内容应包括作业区情况、应急组织体系、溢油风险分析、事

故处置方案和溢油应急能力等。

（1）组织机构

河口采油厂溢油应急组织机构组成如图 5-1 所示。

图 5-1　溢油应急组织机构框图

（2）溢油事故的报告

当河口采油厂现有的救援力量、装备物资、技术手段等资源或处置能力已不能满足现场处置需要，或事态进一步发展导致不能独立处置所辖范围溢油事件，需要河口采油厂以外应急力量与资源支援时，启动扩大应急响应程序。

1）现场应急指挥部根据事态发展、现场处置等情况，研判并向厂应急指挥中心提出扩大应急请求；

2）河口采油厂应急指挥中心研判确定后，向胜利油田、地方政府或其他外部应急力量请求支援；

3）当上一级应急指挥机构及增援力量到达事件现场后，配合或按照上级指挥机构指令开展应急行动。

溢油事故报告程序如图 5-2。

图 5-2　溢油事故报告程序图

（3）溢油反应程序

溢油事故的应急程序是根据事故类型的大小不同而定。不同规模的溢油需要不同的级别、应急设备和人员。根据《国家海洋局海洋石油勘探开发溢油应急预案》（2015 年 4 月 3 日）的规定，溢油事故分为特别重大、重大、较大和一般四种类型。

1）特别重大溢油事故，是指溢油 1000t 以上的海洋石油勘探开发溢油事故；

2）重大溢油事故，是指溢油 500t 至 1000t（含）的海洋石油勘探开发溢油事故；

3）较大溢油事故，是指溢油 100t 至 500t（含）的海洋石油勘探开发溢油事故；

4）一般溢油事故，是指溢油 0.1t 至 100t（含）的海洋石油勘探开发溢油事故。

对应《国家海洋局海洋石油勘探开发溢油应急预案》（2015 年 4 月 3 日）中的溢油事故分类，将应急响应设定为Ⅰ级、Ⅱ级、Ⅲ级和Ⅳ级四个等级。发生特别重大、重大溢油事故后，由国家海洋局分别启动Ⅰ级、Ⅱ级应急响应，海区分局组织成立现场指挥部，由国家海洋局统一指挥。同时，国家海洋局报告国家重大海上溢油应急处置部际联席会议，提请启动国家重大海上溢油应急处置预案。发生较大、一般溢油事故后，国家海洋局海区分局分别启动Ⅲ级、Ⅳ级应急响应，负责分局溢油应急响应工作的组织、指挥、实施及信息发布等工作。

（4）海上溢油的处理

根据溢油应急响应普遍经验，在某些特殊天气条件及情况下，溢油围控和机械回收作业无法进行，或会增加潜在危险，这时不采取溢油回收作业。此类限制条件和情况包括：海上现场风速达到或超过 6 级；海上现场海浪高度超过 2m；其它潜在火灾、爆炸等安全因素。

海上溢油的处理效果除了由溢油应急力量的强弱、能否有效快速调用、天气海况因素决定以外，溢油的性质也是影响海上回收和处理效果的重要因素。因此，当海上发现溢油时，应迅速分析判断溢油的性质组分等，然后根据有关技术要求、操作规程和应急预案快速、恰当调用合适的应急力量参与应急反应行动。

1）围栏法

油溢到水面后，在自身重力和风、流以及其他因素的作用下会迅速扩散和漂移。因此，溢油应急反应的首要任务是尽快采取有效措施，控制溢油，阻止其进一步扩散和漂移，以减少水域污染范围，减轻污染损害程度。这种将溢油控制在较小范围并阻止其进一步扩散和漂移所采取的措施称为溢油围控。

正规的围油栏在构造上分为浮体、垂帘和重物三部分。浮体部分浮在水面，防止浮油越过；垂帘位于浮体下面，形成围栏，防止油从下面溢走；重物垂在垂帘下面，使其保持垂直稳定。在较平静的水域正确使用围油栏，能够有效地防止浮油进一步扩散。但在有波浪的情况下，当浪头涌起的时候，浮油可能被冲过围油栏，使收集在围油栏内的浮油被冲走，当风浪很大时，用锚定位的围油栏常常会没入水中。不管何种形式的围油栏，都要靠机械方法来回收栏内的浮油，且最终回收的油水，都需采取进一步分离措施并且要防止产生火灾或爆炸的危险。

围油栏对溢油的围控、导流和防范作用，要通过适当的布放形式来实现。在开阔水域布放围油栏，主要采用两船拖带和三船拖带方式，具体还要根据实际情况而定。

①两船拖带之“J”型

需要用两艘船。一艘作为主拖船，用于拖带围油栏较短的一端，同时存放所需的回收设备和回收作业人员；另一艘作为辅拖船，用于拖带围油栏较长的一端。围油栏的长度需要 200m～400m。从主拖船至 J 形底部之间围油栏的长度为 20m～40m，撇油器放置在 J 形的底部。围油栏要尽可能紧靠在主拖船的一侧（10m～20m），以便于撇油器或其它回收设备的操作。

为了获得并保持理想的围油栏底部形状，可以通过拉动连接围油栏与船舶之间的绳索，对围油栏底部的形状进行适当的调整。

在进行两船拖带作业时，一般情况下，主拖船为指挥船，主拖船应根据溢油围扫情况及时、准确地向辅拖船发出指令，辅拖船应注意随时与主拖船保持良好的通信联络，严格按照指令及时调整航向和航速，只有这样才能时刻保持良好的 J 型围扫形式，达到理想的溢油回收效果。

②两船拖带之“U”型

U 形拖带由三艘船来完成。拖带时，在前面两艘拖带船同时并进的同时，第三艘船舶则应根据两艘拖船行进的速度，始终处于 U 形的底部外侧，利用撇油器对 U 形底部聚集的油膜进行回收作业。此种形式的围扫作业，回收量较大。

2）吸附法

回收水面浮油，主要采用吸油性能良好的亲油材料。制作吸油材料的原料有高分子材料、无机材料和纤维。对于聚合物用的比较多的是由聚丙烯或聚亚安酯做的人工合成吸收剂。它的抗水性能和亲油性能都很好，但是最大的缺点是用后不能生物降解。作为溢油清洁物质，很多天然吸收剂，如棉花、羊毛、乳草属植物、木丝绵和麦杆等，都已广泛被研究。比起人工吸收剂，这些天然材料都有很好的吸收能力，但是它们也会吸收水分，这在海洋油污染使用上是一个缺陷。

河口采油厂针对原油的回收以机械回收为主，届时回收船或其它油田的溢油回收设备可被动员到溢油现场，所有回收设备的最终选用将视原油的性质而定，并就现有设备的有效使用，溢油回收现场责任人应随时保持与河口采油厂溢油应急指挥中心的联系。当天气和海况不允许使用机械回收的方法收油，或机械回收完毕后仍有剩余残油时，可考虑采用化学方法处理，即利用经检验合格的消油剂。

（5）溢油的处置程序

1）岗位人员发现溢油事故后，应立即采取措施，可先停井，关闭泄漏点前后端控制阀门后再上报，如两人以上在现场时可分工操作。

2）汇报内容包括故障地点（井站号），流程名称，是否造成海上污染、污染面积，溢油，海上风力、风向、潮位，预计涨退潮时间，是否发生其他灾害（如火灾、爆炸、中毒），目前已或将采取的措施，需何种支援等。

3）如存在可燃或有毒气体泄漏，应组织人员穿戴正压式呼吸器对现场进行监测，同时通知附近施工人员撤离到安全地点。

4）安排专人负责引导外部支援人员或地救援队伍进入抢险地点。

（6）滩海溢油的处理

1）滩海溢油应首先使用机械回收。清除油污的措施由溢油的类型及其化学特性、扩散情况、气象等条件而定。根据油的扩散情况、理化特性，采取清污措施。清污力量应尽可能地集中起来。如油污事故阻碍交通堵塞、发生其他事故的危险或妨碍清污作业，应采取适当的措施。如果溢出有毒石油类，为了防止第二次灾害，如发生火灾、爆炸和毒气散出等，在清污作业过程中应采取预防措施，如利用毒气探测器检测危险区域和严禁使用明火等。

2）残余溢油强制消除：水上溢油，用机械或人工方式清除被污染的水草等，用机械方法或人工方式进行铲除受污染的淤泥，吸附冲刷遭污染的岸壁等，在使用上面措施仍难以消除时，可使用化学处理利用少量溢油分散剂对油进行分解，但同时要综合考虑作业条件、气象和水况、自然环境等条件，也可使用现场焚烧法将残余溢油强制消除；使用消油剂时，应按照《海洋石油勘探开发化学消油剂使用规定》（2015 年 11 月 16 日）要求实施。

5.2.3 溢油应急能力

5.2.3.1 油田自身溢油应急能力

（1）河口采油厂溢油应急设备的配置

1）溢油应急设备

本项目距离大王庄油田、大王北油田及英雄滩油田较近，根据建设单位提供资料，大王北油田应急设备位于管理十区应急库房内，应急物资统计见表 5-1；大王庄油田应急设备位于管理九区注采 903 站和 904 站应急库房，英雄滩油田应急设备位于管理九区注采 901 站和 902 站应急库房，应急物资统计见表 5-2。应急物资储备现场情况见图 5-3。

表 5-1　管理十区应急物资一览表

序号	物资名称	数量	单位	备注
1	救生圈	80	个	
2	救生衣	50	件	
3	救生衣灯	50	件	
4	雨鞋	15	双	
5	雨衣	15	件	

6	下水裤	8	件	
7	单手套	100	副	
8	棉手套	50	副	
9	油盆	8	个	
10	油桶	7	个	
11	塑料布	80	kg	
12	铁丝	60	kg	
13	铁丝	20	kg	
14	方锹	20	个	
15	尖锹	38	个	
16	锹把	50	个	
17	棕绳	80	kg	
18	清油剂	24	瓶	
19	白胶管	600	米	
20	橡皮艇	1	个	
21	收油架	17	架	
22	编织袋	600	条（1 条能收 0.05m^3）	30m^3，编织袋带有内衬，具有防渗防漏功能。
23	土工布	17	捆	
24	灭火器	10	个	
25	灭火器	5	个	
26	围油栏（轻便，2 个人即可布放）	45	捆（每捆 20m）	900m
27	吸油拖栏（效果好，一般需要吊机布放）	52	捆（每捆 20m）	1040m
28	吸油毡	720	kg，型号：PP-2	

表 5-2　管理九区应急物资一览表

序号	类别	物资名称	存储地点	数量	单位	备注
1	检验检测	硫化氢浓度检测仪（便携式）	901 注采站	2	个	
2			902 注采站	10	个	
3			903 注采站	2	个	
4			904 注采站	1	个	
5	个体防护	正压式空气呼吸器	901 注采站	2	个	
6			902 注采站	10	个	
7			903 注采站	1	个	
8			904 注采站	1	个	
9		应急救生衣	901 注采站	25	件	
10			902 注采站	30	件	
11			903 注采站	20	件	
12			904 注采站	20	件	

13	溢油防治	编织袋	901 注采站	200	条（1 条能收 0.05m³）	共计 25m³，编织袋带有内衬，具有防渗防漏功能。
14			902 注采站	200	条（1 条能收 0.05m³）	
15			903 注采站	100	条（1 条能收 0.05m³）	
16		棕绳	901 注采站	50	Kg	
17			902 注采站	50	Kg	
18			903 注采站	50	Kg	
19		铁锹	901 注采站	10	把	
20			902 注采站	10	把	
21			903 注采站	10	把	
22		铁丝	901 注采站	30	Kg	
23			902 注采站	30	Kg	
24			903 注采站	40	Kg	
25		橡皮艇	902 注采站	1	艘	
26		围油栏	901 注采站	10	捆（每捆 20m）	200m
27			902 注采站	10	捆（每捆 20m）	200m
28			903 注采站	15	捆（每捆 20m）	300m
29		吸油毡	901 注采站	200	kg，型号：PP-2	合计为 0.55t
30			902 注采站	200	kg，型号：PP-2	
31			903 注采站	150	kg，型号：PP-2	
32		岩石收油机	902 注采站	1	套，LRC	最大收油量 12m³/h
33	消防	灭火器	901 注采站	20	个	
34			902 注采站	30	个	
35			903 注采站	15	个	
36			904 注采站	15	个	

图 5-3　应急物资储备现场情况图

2）溢油应急设备分布

河口采油厂溢油应急设备分布见表 5-3 和图 5-4。

表 5-3　河口采油厂溢油应急设备分布一览表

序号	油田	溢油应急设备存放位置		经纬度坐标
1	大王北	管理十区应急库房	位于采油管理十区原大北 24#注水站	118.174312° E 38.063794° N
2	大王庄	管理九区注采 901 站应急库房	位于该站队部	118.296487° E 38.068605° N
		管理九区注采 902 站应急库房	位于该站队部	118.283953° E 38.080925° N
3	英雄滩	管理九区注采 903、904 站应急库房	位于注采 903 站队部	118.237494° E 38.016862° N

图 5-4　本工程周边溢油应急设备位置示意图

5.2.3.2 外借溢油应急能力

（1）外借溢油应急力量分布

位于渤海海域的海上救助、溢油应急力量较强，在发生大型溢油事故或胜利油田分公司所属应急力量、溢油所需的设备、人员难以有效应付时，可以胜利油田应急指挥中心申请支援的附近应急力量主要有：烟台海事局、中海石油环保服务有限公司、中国石油海上应急救援响应中心等单位。

（2）外借溢油应急力量抵达时间

中海石油环保服务有限公司（COES）的基地位于塘沽，因此中海石油环保服务有限公司到河口采油厂涉海油田作业海域的应急反应时间约为 7h～9h。

5.2.4 溢油响应时间

事发井台的现场应急反应时间为 0.5h；生产作业期间保持陆地与井台之间的相互联系，陆地动员设备和人员需 0.5h，到达事发现场的溢油应急时间一般在 2h 以内。

从河口采油厂、胜利油田分公司溢油设备存放基地（桩西海港）到达涉海油田开发生产作业区的动员和交通时间为 3h～5h。

胜利油田分公司“SL212 船”、“SL505 船”和“SL503 船”，是胜利油田分公司专门建造的专业溢油应急船，常年在胜利油田海域巡查。在溢油应急行动中，该船可以直接从海上赶往事发地点海域，并可立即投入溢油应急、回收或抢险救援，可以节省陆地动员和装船时间 2h 左右，该船投入事发海域的应急时间为 2h～3h。

5.2.5 应急演练

河口采油厂制定有年度的溢油应急演习计划和应急培训，河口采油厂应急指挥中心至少每半年组织溢油事件的应急演练，管理区每季度组织一次溢油事件的应急演练。演习内容具体见表 5-4。

表 5-4　应急培训和演习计划表

序号	培训和演习计划
1	溢油应急行动的目的、意义及安全操作训练
2	海上溢油应急工作程序演练（包含桌面演练）
3	围油栏、吸油毡、消油剂喷洒器等溢油回收设施的使用
4	实战操作演习与考核
5	应急设备的保养与检查

图 5-5　溢油演练照片

6 地质性溢油风险事故防范及应急措施分析

本部分评价内容主要引自建设单位提供的《大王庄油田大1块、大古677块、大古678块产能建设工程地质性溢油风险评估报告》。

6.1 地质概况

大王庄油田构造上属于车镇凹陷东南部大王庄断鼻带，南靠义和庄凸起北坡，北以大1断层为界，西起套尔河，东到郭局子凹陷（图 6-1）。大王庄鼻状构造是在前第三系基础上发育的继承性构造，地层产状南高北低，一系列近东西走向的断层和北东走向的断层组成多个有利断块。

大王庄鼻状构造断层基本上为东西走向为主，部分为北东走向，正南北走向的断层基本没有，东西走向的断层和北低南高的地层在该区形成的圈闭幅度及圈闭规模一般都比较小。

图 6-1　大王庄油田区域构造位置图

三个区块相对位置为大1块位于东部，大古678块于西部，大古677块位于西南部。三个区块均位于济阳坳陷车镇凹陷大王庄鼻状构造带上，大1块和大古678块含油层系为上古生界二叠系，大古677块含油层系为石炭系（图 6-2）。

图 6-2　大王庄油田地质构造图

6.2 地质性溢油风险评价

6.2.1 地质性溢油风险识别

油气藏形成的基本条件包括：充足的油气来源、有利的生储盖组合、有效的圈闭和良好的保存条件。保存条件主要指良好的区域性盖层、相对稳定的构造环境、相对稳定的水动力环境。在自然因素或人为因素作用下保存条件会被破坏，从而造成油气从油藏泄漏到地表。

6.2.1.1 断裂系统

为了提高油田采收率，大部分油藏开发需补充地层能量，注水或注气是目前主要的地层能量补充方式。油田含油构造内的断层，特别是“通天”断层的存在，

可能成为地层流体逸散至地表的通道。一旦注入水或气造成局部地层超压，引起岩石地应力改变，原有断层可能会被诱发复活，导致断层处于不稳定状况，原油将可能沿断层面纵向运移到海床。断层复活必须具备两个条件：①断层面充水，并有一定高的压力，断层面润滑有利于岩块活动；②断层面两侧压力不平衡，达到足以移动岩块的能量。断层顶部距离地表的距离及断层的封堵性是影响地质性溢油的重要地质因素。

因此，在油藏开发过程中应合理部署注水井位置，控制注水压力和注水量，在小于断层临界开启压力的前提下开展注水采油活动。

6.2.1.2 储盖组合

储层对溢油的影响主要有以下三方面：

一是储盖组合。储盖组合是指地层剖面中紧密相邻的包括储集层和盖层的一个有规律的组合。理论上盖层厚度对封闭作用不是主要因素，起主导作用的是排替压力的大小和裂缝的发育程度。但从保存油气的角度分析，厚度大的盖层一般分布比较稳定，易形成区域性的盖层；盖层厚度大，不易被小断层错断，不易形成连通的微裂缝。相反，如果地层上覆属于厚度薄或未固结成岩的松散沉积物，将导致断层封闭性差，一旦开采作业操作不当出现地层超压，流体极易通过断层直达地表，造成溢油事故。

二是储层物性。针对注水开发油藏，物性好、渗透率高的储层有利于注水，以较低的注水压力注入大量的水，满足油藏需要。相反，如果物性较差，需要的注水压力较高，注水压力过高能压破地层或压力延伸到地面的裂缝面。

三是储层连续性。注水开发的油藏，储层连续性是决定水驱效果的关键。储层连续性好，易形成有效的注采对应关系，开发效果较好；连续性差的储层，可能造成只采不注或者只注不采的现象，特别是只注不采区域易形成异常高压区，会增加地质性溢油的风险。

6.2.1.3 浅层气

一般认为浅层气是聚集在地表以下 1000m 以内的各类天然气。在钻井施工过程中主要指在一开钻井过程中所遇到的天然气，此段地层钻井施工时未下套管，未安装套管头，气体溢出时无法用普通的关井技术来控制井涌。钻井过程中，浅层气一旦侵入井筒，就会以很快的速度在井筒中向上运移，短时间内到达井口，造成井喷，并可能进一步引发火灾、井眼垮塌等严重钻井事故。浅层气井喷的直接原因包括:①钻井液密度设计不合理。若钻前缺乏准确的地层压力资料，设计

的钻井液密度过低，钻遇到高压气层时液柱压力突然小于地层压力，地层内的气体快速侵入井内，造成钻井液密度进一步下降；②起钻时灌浆不及时或灌浆液量不足。浅层气地层由于埋藏浅，地层疏松，渗透性很强，灌浆不及会引起钻井液大量渗入地层而造成钻井液漏失，导致井筒液柱压力降低，使得浅层气能够快速进入井眼，引起井喷；③“拔活塞”起钻导致钻具内的液面迅速下降。钻井过程中常出现缩径和钻头泥包，导致起钻时产生“拔活塞”现象，钻井液会随着钻具的起出而外溢。这时从井筒中拔出钻具的体积和“外溢”的钻井液体积不能被及时补充，导致液柱压力突然小于气层压力引起井喷；④停泵静止时间过长。长时间停泵后，井筒处于一种“静稳”状态，浅层气层中的气体在扩散作用下缓慢进入井筒，在井筒中聚集形成“气柱”。“气柱”由于密度较小，会沿井筒向上运移。运移过程中，压力减小，体积进一步发生膨胀，最终在井口形成高压导致井喷；⑤固井时井喷。固井时，水泥浆在候凝过程中，由于井壁和套管的部分承压以及水分子组合形式的变化，易形成失重现象。如果设计时没有充分考虑浅层气异常压力的影响，使用的隔离液密度过低，会引起候凝过程中环空液柱下降过大，造成井喷。

6.2.2 断裂系统风险评估

6.2.2.1 大 1 块断裂系统风险分析及防范措施

大王庄油田大 1 块主要目的层系为上古生界二叠系，大王庄鼻状构造是一个受印支、燕山等多期构造运动影响形成的西高东低，不对称的大型宽缓鼻状构造，构造轴线近南北向，整体向北倾没于大王北洼陷。上古生界发育了 NE、NW 和近 EW 向三组断层，各组断层相互切割，形成了大王庄鼻状构造上古生界地层多断多剥的构造格局，形成了一系列复杂断块。

大 1 块位于大王庄鼻状构造北部大 1 断层上升盘。整体构造形态为反向断层遮挡控制发育的小型鼻状断块，内部被一系列的近南北向断层切割成 5 个断块，东西呈垒堑相间的格局。断块内部呈南高北低特征，构造高点位于大 1 井断块的高部位，埋深 2780m（图 6-3）。

工区内断层较发育，东西走向和南北走向断层皆有发育，区内北部发育的近东西走向的大 1 断层为三级断层，从古生界到新生界持续活动，其余内部断层活动期多存在于中生界（图 6-4、图 6-5）。大 1 断层为本块北界继承性大断层，活动性比较强，断层近东西走向，北倾，平面延伸贯穿工区，沙二段最大断距达到 600m，在古生代、中生代、新生代持续活动，在明化镇末期逐渐消亡，从地震剖面分析，该断层消亡时间约在 600ms，距地面泥岩层约 500m，为该区存在风险

的断层，其余断层，多为反向，其活动性较弱，断距较小，纵向延伸范围小，向上消亡于大 1 断层，不存在溢油风险，主要断层要素表见表 6-1。

图 6-3　大王庄油田大 1 块顶面构造图

图 6-4　大王庄油田前第三系勘探形势图

图 6-5　大 1 块过大 1 井南北向地震剖面

表 6-1　大 1 块主要断层要素表

断层	走向	倾向	最大断距(m)	延伸距离(km)	断穿地层
大 1 断层	北西-东西	北	>600	>7	Pz～Nm
F1	近东西向	南	10	1.8	Pz～Mz
F2	北东-东西	南	160	>2	Pz～Mz
F3	北东	南东	100	2	Pz～Mz
F4	北西西	南	40	2.4	Pz～Mz

目的层油藏主要依靠 F1 断层封堵，F1 断层消亡于中生界地层，如 F1 断层封堵，则不存在溢油风险，如果不封堵，考虑最不利的情况，F1 与大 1 断层沟通，选取最浅的油藏沿 F1 断层最不利的位置（油藏埋深 2780m）计算断层临界开启压力，因大 1 断层距离地表 500m，同时依据最不利情况考虑断层上部岩石破裂压力。

考虑岩石破裂压力，在最不利情况下，断层开启应力与破裂压力之和为 84.1MPa，压驱压力或注水压力不超过 84.1MPa，不会发生溢油。

总上分析，该井区大 1 断层向上消亡于明化镇时期，距地表泥岩层 500m。并且，本块在注水开发中，最大注水压力 55MPa 左右，注水压力小于断层临界开启压力，不存在因注水使得断层面开启、破裂导致溢油的风险。

6.2.2.2 大古 677 块断裂系统风险评估

大古 677 块位于大王庄鼻状构造带西北部大 1 断层上升盘，东部紧靠大古 25-6 块、大古 82 块，主要目的层系为上古生界石炭系。研究区内上古生界石炭系构造复杂，构造形态为顺向、反向断层控制的棋盘式断块群。大古 677 块位于西部，分为 5 个小断块。块内均表现为南高北低，高点埋深 2640m（图 6-6）。

研究区内断层发育，南北向断层和东西向断层相互切割，形成棋盘式断块，东西向断层延伸较远，为主要断层，多发育于古生代，向上延伸至新时代，均消亡于沙河街～明化镇时期;南北向断层延伸较短,为次要断层,多发育于古生代，止于中生代～沙河街时期（表 6-2）。

从地震剖面（图 6-7）分析，F1 断层和 F4 断层消亡时间较晚，F1 断层呈东西走向，断距较大，最大达 100m，贯穿整个研究区，消亡时间约 1300ms，距地表泥岩层约 1350m，F4 断层为东西走向，断距最大达 120m，延伸长度超过 4km，消亡时间约 1500ms，距地表泥岩层约 1600m。

目的层油藏主要依靠 F1 和 F4 断层封堵，考虑最不利的情况，选取最浅的油藏沿 F4 断层最不利的位置（油藏埋深 2640m）计算断层临界开启压力，因 F4 断层距离地面 1600m，同时依据最不利情况考虑断层上部岩石破裂压力。

考虑岩石破裂压力，最不利情况下，断层开启应力与破裂压力之和为 82.12MPa，压驱压力或注水压力不超过 82.12MPa，不会发生溢油。

总上分析，该井区断层向上消亡于明化镇时期，距地表泥岩层 1350～1600m 以上。本块油藏中深 2960m，计算地层破裂压力 50MPa，开发方案中设计该井区井底平均许用压力不大于 47.8MPa，小于断层开启、破裂压力，不存在因注水使得断层面开启导致溢油的风险。

图 6-6　大古 677 块石炭系太原组太三段顶面构造图

表 6-2　大古 677 块主要断层要素表

断层名称	最大断距(m)	走向	倾向	倾角(度)	延伸长度(km)	断开层位
F1	100	东西	北倾	50～60	≥5.0	Pz～Es
F2	50	东西	北倾	50～60	1.5	Pz～Es
F4	40	东西	北倾	50～60	1.0	Pz～Es
F3	40	近南北	西倾	50～60	4.2	Pz～Es
F5	40	南北	西倾	50～60	0.4	Pz～Mz
F6	60	近南北	西倾	50～60	4.0	Pz～Mz
F7	60	近东西	南倾	50～60	3.2	Pz～Es
F8	120	近东西	南倾	50～60	2.8	Pz～Es

图 6-7 大古 677 块过大 675 井南北向地震剖面

6.2.2.3 大古 678 块断裂系统风险评估

大古 678 块构造位置位于车镇凹陷中部大 1 断层上升盘大王庄鼻状构造带西北部，主要目的层系为上古生界二叠系上石盒子组。整体为大 1 断层上升盘的单斜断块（图 6-8），块内东南高西北低，地层倾向北西向，块内高点位于大古 679-斜 1 井东南高部位，顶面埋深 2900m。

研究区内断裂相对不发育。主要发育北界的大 1 断层和南界的 F1 和 F2 断层，局部发育几条次一级小断层。

从地震剖面（图 6-9）分析，大 1 断层为区域内三级断层，呈北西走向，北东掉向，断距较大，最大超过 600m，贯穿整个研究区，消亡时间约 500ms，距地表泥岩层约 400m（由于地表原因，该区大 1 断层顶部地震反射空白，无法确定其消亡时间，本次依据图 6-5 和图 6-7 的大 1 断层消亡时间推测）；F1 断层为北西走向，南西掉向，最大断距 120m，贯穿整个研究区，向上消亡于 F1 断层或大 1 断层；F2 断层为近东西走向，北掉，最大断距 160m，延伸长度 4km，消亡时间约 1300ms，距地表泥岩层约 1350m，主要断层要素见表 6-3。

表 6-3 大古 678 块主要断层要素表

断层	走向	倾向	最大断距(m)	延伸距离(km)	断穿地层
大 1 断层	北西向	北东	>600	>7	Pz～Nm
F1	北西向	南西	120	>5	Pz～Es
F2	近东西向	北	160	4	Pz～Mz

图 6-8 大古 678 块 Tg-Tr 构造图

图 6-9 大古 678 块过大古 63 井南北向地震剖面

大古 678 油藏主要受 F1、F2 和大 1 断层控制，F1 和 F2 消亡时间较早，发生溢油的风险较低，大 1 断层消亡时间较晚，风险相对较高，考虑最不利的情况，选取最浅的油藏沿大 1 断层最不利的位置（油藏埋深 3020m）计算断层临界开启压力，同时依据最不利情况考虑断层上部岩石破裂压力。

考虑岩石破裂压力，最不利情况下，断层开启应力与破裂压力之和为87.2MPa，压驱压力或注水压力不超过 87.2MPa，不会发生溢油。

综上分析，开发方案中设计最大注水压力不大于 53MPa，小于断层开启、破

裂压力，不存在因注水使得断层面开启导致溢油的风险。

6.2.3 盖层风险评估

研究区内发育两套主要的盖层：一是上部明化镇组，为一套冲积平原沉积，灰黄、灰绿色粉砂岩、泥质粉砂岩及棕红色泥岩，分布稳定，为良好的区域盖层；二是沙三段地层，为厚层泥页岩和灰岩、膏岩沉积，平面分布范围广泛，作为主力盖层 （图 6-10 和表 6-4）。综合认为，区域内盖层发育，有利于断层封堵，降低了发生溢油的风险。

图 6-10　大古 677 井录井图

表 6-4　区域地层简表

<table>
<tr><th colspan="5">地层系统</th><th rowspan="2">岩性简述</th></tr>
<tr><th>界</th><th>系</th><th>组</th><th>段</th><th>亚段</th></tr>
<tr><td rowspan="13">新生界</td><td rowspan="2">新近系</td><td>明化镇组</td><td></td><td></td><td>浅红色、棕黄色泥岩为主，上部夹较多砂岩，向下泥岩减少</td></tr>
<tr><td>馆陶组</td><td></td><td></td><td>中下部为厚层块状灰白色含砾砂岩，夹薄层泥岩、粉砂质泥岩。上部以棕红色泥岩，粉砂质泥岩为主</td></tr>
<tr><td rowspan="11">古近系</td><td>东营组</td><td></td><td></td><td>上部为泥岩与粉砂岩互层、中部为泥岩夹粉砂岩，下部为油泥岩、泥岩，整体呈向上变粗的反旋回</td></tr>
<tr><td rowspan="9">沙河街组</td><td>沙一段</td><td></td><td>深灰色油泥岩、灰质泥岩及泥岩为主，局部发育油页岩，下部夹少量白云岩</td></tr>
<tr><td rowspan="2">沙二段</td><td>沙二上</td><td>下部为灰绿色含砾砂岩、粉砂岩，上部为灰绿色粉砂岩与紫红色泥岩互层。</td></tr>
<tr><td>沙二下</td><td>灰色细砂岩、粉砂岩与泥岩互层</td></tr>
<tr><td rowspan="3">沙三段</td><td>沙三上</td><td>深灰色、灰色、灰褐色泥岩夹粉砂岩和细砂岩，下部主要为泥岩、灰质泥岩沉积</td></tr>
<tr><td>沙三中</td><td>灰质砂岩、粉砂岩、油泥岩、油页岩，具下粗上细的正旋回</td></tr>
<tr><td>沙三下</td><td>厚层灰色油泥岩、灰质泥岩夹极少量灰质砂岩、灰质粉砂岩</td></tr>
<tr><td rowspan="2">沙四段</td><td>沙四上</td><td>紫红色泥岩、灰色砂砾岩、灰色细砂岩、灰色砂泥岩夹生物灰岩、碳质泥岩、油页岩</td></tr>
<tr><td>沙四下</td><td>为一套浅紫色、暗紫色泥岩夹薄层砂岩和少量薄层白云岩</td></tr>
</table>

6.2.4 浅层气风险评估

目前渤海海域已在多个区域发现浅层气藏区，其中包括辽东湾东北端、黄河三角洲外、渤中地区、渤海湾北部的曹妃甸南堡附近海域、渤海湾西北部海区、

渤海海峡（图 6-11）。

浅层气藏主要分布在紧邻大型生烃凹陷的大型断裂构造带及与大断裂相关的凸起上。拟建项目大 1 块、大古 677 块、大古 678 块位于大王庄油田，由于距离渤中凹陷、黄河口凹陷等较深的大型生油凹陷较远，周围深大断裂、走滑断层不发育，第四系及明化镇组泥岩盖层厚度更大，使得本区浅层气藏(1000m 以内)基本不发育。从目前的钻探情况来看，研究区内没有发现明化镇组浅层气藏，因此，本区由于开发活动导致浅层气藏被破坏而造成溢油的风险极低。

图 6-11　渤海海域油气勘探形势图

综上分析，以上三个区块虽然断层复杂，但主要断层多向上逐渐消亡于沙河街～明化镇时期，未形成“通天断层”，区域盖层厚度较大且分布稳定，且不存在浅层气藏，生产活动造成溢油风险极小。

6.3 其他溢油风险分析及防范措施

6.3.1 钻井溢油风险分析及防范措施

钻井过程是易发生溢油事故的主要阶段之一。在钻井工程方面，溢油的风险主要来自于钻碰邻井套管、井喷、井漏等方面。

钻井过程是易发生溢油事故的主要阶段之一。在钻井工程方面，溢油的风险主要来自于钻碰邻井套管、井喷、井漏等方面。

针对钻井过程存在的风险，从以下几个方面做好防范措施：

（1）通过优化钻井设计、优选施工设备、加强录井及监督管理等方面避免井碰风险，确保防碰安全。

（2）井身结构设计充分考虑地层特点与钻井难点，井身结构为二开井身结构。该区地层孔隙压力属于常压，钻井液密度窗口范围大，在目前的工艺技术水平下可有效地实施一次井控技术保证施工安全。

（3）针对不同地层进行了套管程序和固井水泥的设计优化，采取保障措施保证固井质量，避免窜层及危害井口。

（4）根据地层特点和目前成熟的钻井液配套技术现状，直井段采用钙处理钻井液，二开下部地层推荐使用复合盐润滑封堵防塌钻井液体系，采用一级井控保证井控安全。

（5）根据地层压力情况，采用 70MPa 防喷器，一旦发生溢流，需迅速关井

或节流，利用储备的重浆重新建立井筒压力平衡，保证施工安全，关井过程保证关井压力小于最大关井套压。

（6）选用 MWD 随钻测斜仪，及时监测、调整轨迹参数，更好控制轨迹，避免与邻井相碰；对丛式井组有套管磁干扰的井段采用陀螺测斜、测方位技术，确保井斜、方位数据准确，必要时实施钻井绕障施工工艺。

6.3.2 油田开发溢油风险分析及防范措施

油藏开发过程中，如果天然能量开发，整个过程中为降压过程，一般不会造成溢油发生。开发溢油风险主要是注水等补充地层能量开发的方式，如设计不合理，易造成异常高压情况，从而引起溢油事故发生。

（1）方案设计大 1 块部署 11 口新井，其中注水井 4 口，采油井 7 口；

（2）方案设计大 677 块部署 9 口新井，采油井 6 口，注水井 3 口；

（3）方案设计大 678 块部署 20 口新井，采油井 14 口，注水井 6 口。

针对注水井开发过程中可能造成异常高压，发生地质溢油的风险，开发方案设计从以下几个方面进行防范：

（1）注采井网设计以地震和沉积为指导，综合构造和含油面积，进行井位部署，保障每个砂体的注采连通，每口注水井均有 1～2 口的采油井与其连通受效，避免“只注不采”情况的发生；

（2）考虑各小层的物性差异，将物性相近的层组合为一套层系开发，或者采取逐层上返的措施，尽可能减少层间干扰。

（3）采用不规则井网形式，低注高采，注采井距 350m 左右。注水井设计在低部位距离断层 150m 以外的位置。

（4）注水井采用笼统注水方式，管柱下到油层以下，考虑到注入压力和注入排量较高，选用压裂管柱注水，采用 N80 钢级 73mm 加厚和平式油管组合。

（5）注水水质的处理，按照方案推荐的水质标准执行。在实施过程中，建立完整的水质处理和管理系统，不将不合格的水或者海水直接注入地层。该区注水水源选择海上依托平台现有注水水源，并按水质要求进行必要处理。

1）注水水质的控制

注水水质的处理，按照方案推荐的水质标准执行。在实施过程中，要建立一套完整的水质处理和管理系统，不能将不合格的水直接注入地层。

2）注水井日常管理

注水井日常管理的好坏，对于预防注水井吸水能力下降有着重大影响，应当注意以下几方面问题：

①及时取水样化验分析，发现水质不合格时，应立即采取措施，保证不把不合格的水注入油层。

②按规定冲洗管线、储水设备和洗井，保证管线、储水设备和井内清洁。

③尽量保证平稳注水，减少波动，以免破坏油层结构和防止管壁上的腐蚀物污染水质和堵塞油层。

6.4 地质性溢油风险分析结论

（1）本次评价的三个井区虽然存在较多的断层，但是断层没有断到地表，距地表泥岩层 400m 以上，不存在“通天断层”。另外，明化镇组和沙三段地层为区域盖层，厚度 700～900m，分布稳定，保护其下部储集层的油气以及注入水等流体不会向上逸散。

（2）油藏工程方案采用压裂投产和间歇注水，有可能对断层造成一定影响，但压力不会超过断层的开启压力，发生溢油的风险较小。

（3）钻井方案设计的井身轨迹、井身结构、钻井液设计、完井方式以及井控装置选择等符合国家、行业标准规范安全技术相关要求，井控安全措施必要、可行，符合安全规范要求。并且，大王庄油田已实施多口开发井，对钻井过程中存在的难点和问题具有较为全面的认识，相关技术和工艺措施比较成熟，可有效解决钻井过程中可能遇到的问题。

（4）钻井施工承包商的现场调研，认为钻井等专业服务队伍的人员配备、资质、资历符合要求，安全管理制度、操作规程较为完善，钻井选型及设备配置满足施工要求，设备、工具、井控装置、安全防护用品用具、应急装备符合设计及规范要求。

（5）胜利油田及河口采油厂管理规范、溢油应急能力较强，在发生大型溢油事故或超出胜利油田溢油应急能力时，可借用的应急救援资源较为丰富，应急救援能力充足，可把事故危害减小到最低程度。

另外，大王庄油田 70 年代开始钻探开发，目前完钻 200 口左右，注水井数 45 口。开发 40 多年，生产期内未发生地质性溢油事件。本次评估层位位于深层，发生溢油的风险更小。

综上所述，研究区发生地质性溢油的风险是可控的。

7 风险评价结论及建议

7.1 结论

（1）本项目涉及《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录B中的突发环境风险物质，涉及易燃易爆物质原油、伴生气和柴油，其中原油及其伴生气分布在油井、集油管线内；柴油储存于柴油罐中（施工期），具有一定的潜在危险性。

（2）本项目危险物质数量与临界量比值 Qmax 为 0.118＜1，则环境风险潜势直接判定为Ⅰ，险评价开展简单分析。

（3）本项目环境风险事故主要是柴油储罐火灾爆炸、井喷、井漏、管线泄漏，对大气环境、地表水环境、地下水环境的影响较小，但建设单位必须对此可能性风险制定相应防范措施。

（4）本次评价的三个井区虽然存在较多的断层，但是断层没有断到地表，距地表泥岩层 400m 以上，不存在“通天断层”； 油藏工程方案采用压裂投产和间歇注水，有可能对断层造成一定影响，但压力不会超过断层的开启压力，发生溢油的风险较小。

（5）在采取安全防范措施和事故应急预案、落实各项安全环保措施并执行完整以及确保风险防范和应急措施切实有效的前提下，满足国家相关环境保护和安全法规、标准的要求，本项目环境风险可控。

7.2 建议

（1）本项目具有潜在的事故风险，采油厂应从建设、生产、储运等方面积极采取防护措施，以防止潜在风险事故的发生。

（2）为了防范事故和减少危害，当出现事故时，采油厂需立即采取应急措施，以控制事故和减少对环境造成的危害。

附件 1：建设项目环境风险简单分析内容表

<table>
<tr><td>建设项目名称</td><td colspan="5">大王庄油田大 1 块、大古 677 块、大古 678 块产能建设及集输管网优化工程</td></tr>
<tr><td>建设地点</td><td>（山东）省</td><td>（东营）市</td><td>（河口）区</td><td>（/）县</td><td>（/）园区</td></tr>
<tr><td>地理坐标</td><td>经度</td><td>[redacted]</td><td>纬度</td><td colspan="2">[redacted]</td></tr>
<tr><td>主要危险物质及分布</td><td colspan="5">主要突发环境风险物质包括原油（以采出液形式存在，含水率[redacted]，属于油类物质）、天然气（原油伴生气）和柴油（施工期柴油储罐内），其中原油及其伴生气分布在油井、集油管线内</td></tr>
<tr><td>环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）</td><td colspan="5">1）储罐内油气通过人孔法兰盖间隙外溢，与空气形成爆炸性混合物，污染大气环境；
2）钻井过程中的井喷风险事故会释放有毒污染物污染大气环境，外喷原油若流入地表水体，会形成油膜，阻碍水体溶氧，使水质变差；若渗入地下后，会对地下水环境产生不利影响；
3）钻井过程中的井漏风险事故会导致钻井液沿裂缝漏失进地下水层而污染地下水；
4）管线泄漏事故会导致原油及其伴生气泄漏至地面和大气中，会对事故现场大气环境产生影响；泄漏至地面原油若堵截不及时或处理不当，可能漫流至周边水域，对地表水环境造成影响；处理不当或未及时回收落地原油则可能渗入地下，或在淋滤状态下深入地下水环境中对其产生影响。
5）总体而言，本项目属于石油开采行业，环境风险程度较低，在采取预防措施和应急处置措施后，对周围环境影响较小。</td></tr>
<tr><td>风险防范措施要求</td><td colspan="5">1）风险管理方面预防措施：严格执行国家的环保标准规范及相关的法律法规；制定环保生产方针、政策、计划和各种规范，完善安全管理制度和安全操作规程，建立健全环境管理体系和监测体系，完善各种规章、制度和标准；对施工单位及人员定期进行环保、安全教育，增强职工的环保意识和安全意识；在施工、选材等环节严守质量关，加强技术工人的培训，提高操作水平；研究各种事故，总结经验，充分吸取教训，并注意在技术措施上的改进和防范，尽可能减少人为的繁琐操作过程。
2）井喷事故预防措施：控制钻井及起钻速度，配备足够的泥浆和一定量的加重材料、处理剂；
3）管线泄漏事故预防措施：强化管线防腐、加强巡线制度。</td></tr>
<tr><td colspan="6">填表说明：
本项目各独立单元的危险物质数量与临界量比值 Q_{max} 为 [redacted]，则环境风险潜势直接判定为Ⅰ，风险评价开展简单分析。</td></tr>
</table>