

项目编号：HYP202109011



建设项目环境影响报告表

(生态影响类)

项目名称：大王北油田大斜 722 块沙三段产
能建设工程

建设单位：胜利油田分公司鲁胜石油开发有
(盖章) 限责任公司

编制日期：2022 年 8 月

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	19
三、生态环境现状、保护目标及评价标准	41
四、生态环境影响分析	70
五、主要生态环境保护措施	90
六、生态环境保护措施监督检查清单	102
七、结论	105
附件 1 环境影响评价委托书	106
附件 2 项目立项文件	106
附件 3 依托工程环评批复文件	106
附件 4 溢油应急备案登记表	106
附件 5 危废处理协议	106
附件 6 监测报告	106
附件 7 排污许可证	106
附图 1 本工程与滨州市“三线一单”生态环境分区的位置关系图	106
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	106
附图 3 本项目与山东省海洋功能区划的位置关系	106
附图 4 本项目与滨州市海洋功能区划的位置关系	106
附图 5 本项目与渤海海洋生态红线的位置关系	106
附图 6 地理位置图	106
附图 7 总体布局图	106
附图 8 现场照片	106
附图 9 海洋监测点位图	106
附图 10 敏感目标图	106
附图 11 土壤环境影响评价范围	106
附表 1 2019 年秋季水质实测结果统计表（表层）	106

附表 2	2019 年秋季水质实测结果统计表（底层）	106
附表 3	2019 年秋季水质各污染因子标准指数表（表层）	106
附表 4	2019 年秋季水质各污染因子标准指数表（底层）	106

一、建设项目基本情况

建设项目名称	大王北油田大斜 722 块沙三段产能建设工程		
项目代码	██████████		
建设单位联系人	杨雪	联系方式	18954603689
建设地点	渤海湾南部海域，位于滨州市沾化区		
地理坐标	██████████		
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： 临时用海：2000
建设性质	<input type="checkbox"/> 新建（迁建） <input type="checkbox"/> 改建 <input checked="" type="checkbox"/> 扩建 <input type="checkbox"/> 技术改造	建设项目 申报情形	<input checked="" type="checkbox"/> 首次申报项目 <input type="checkbox"/> 不予批准后再次申报项目 <input type="checkbox"/> 超五年重新审核项目 <input type="checkbox"/> 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）	██████████	环保投资（万元）	██████████
环保投资占比（%）	5.16	施工工期	120d
是否开工建设	<input checked="" type="checkbox"/> 否 <input type="checkbox"/> 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	<p>一、产业政策及相关规划符合性</p> <p>1、产业政策分析</p> <p>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。</p> <p>2、《山东半岛蓝色经济区发展规划》（国函[2011]1号）符合性分析</p> <p>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。</p> <p>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、滨海生态旅游等现代海洋服务业，培育具有高效生态特色的重要增长极。</p> <p>《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。</p> <p>因此，本工程符合《山东半岛蓝色经济区发展规划》（国函[2011]1号）的要求。</p> <p>3、《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</p> <p>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。</p> <p>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，</p>
---------	--

<p>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。</p> <p>4、《渤海综合治理攻坚战行动计划》（环海洋[2018]158号）符合性分析</p> <p>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。”</p> <p>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。施工期采用泥浆循环工艺，产生的非油层钻井固废全部委托专业单位处理，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；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。</p> <p>胜利油田分公司鲁胜石油开发有限责任公司（以下简称“鲁胜公司”）编制了《胜利油田鲁胜石油开发有限责任公司涉海区块石油开发生产溢油污染事故应急计划》，并于2021年8月26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，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。</p> <p>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。</p> <p>5、《滨州市人民政府关于印发滨州市“三线一单”生态环境分区管控方</p>

<p>案的通知》（滨政字[2021]50号）符合性分析</p> <p>本项目位于滨州市沾化区，所在区域管控单元为重点管控单元（见附图1），名称为滨海镇（含沾化滨海化工园、临港产业集中布置区），环境管控单元编码：ZH37160320007，主体功能定位为其他重点开发的镇。</p> <p>表1 本项目与滨州市生态环境分区管控相关要求符合性</p>				
		要求	项目情况	符合性
空间布局约束		生态保护红线区，一经划定必须严守，原则上按禁止开发区域的要求进行管理，严禁不符合主体功能定位的各类开发活动，严禁任意改变用途，杜绝不合理开发建设活动对生态保护红线区域的破坏。	本项目不涉及生态保护红线区。	符合
		大气环境优先保护区（核心控制区）禁止新建污染大气环境的生产项目，已建项目应逐步搬迁。	本项目不在大气环境优先保护区内。	符合
污染物排放管控		执行全市污染物排放管控准入要求。	本项目符合污染物排放管控准入要求。	符合
		国家和省规定的重点行业、重要河流和南水北调重点保护区、集中式饮用水水源涵养区等敏感区域的新建、改建、扩建项目，实行主要水污染物排放等量或者减量置换。	本项目不排放水污染物。	符合
环境风险防控		执行全市环境风险防控准入要求。	本项目符合全市环境风险防控准入要求。	符合
		生产、使用、储存、运输危险化学品的企业事业单位，应当采取风险防范措施，编制突发环境事件应急预案，预防环境污染事故的发生。工业集聚区加强对区内企业的风险管理，完善区内风险防控体系，联防联控，组织应急演练并完善应急物资储备体系。	鲁胜公司编制了《胜利油田鲁胜石油开发有限责任公司涉海区块石油开发生产溢油污染事故应急预案》，并取得了备案。	符合
资源开发效率		执行全市资源利用效率准入要求。	本项目符合全市资源利用效率准入要求。	符合
		部分禁采深层承压水。	本项目不涉及深层承压水的开采。	符合
<p>二、与海洋环境保护规划符合性分析</p> <p>1、《“十四五”海洋生态环境保护规划》（2022年1月）符合性分析</p> <p>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</p>				

<p>“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”。</p> <p>本项目依托现有井场，未占用自然岸线；另外建设单位编制了《胜利油田鲁胜石油开发有限责任公司涉海区块石油开发生产溢油污染事故应急计划》，并于2021年8月26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。</p> <p>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</p> <p>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。”</p> <p>本项目依托现有井场，未占用自然岸线；另外建设单位编制了《胜利油田鲁胜石油开发有限责任公司涉海区块石油开发生产溢油污染事故应急计划》，并于2021年8月26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。</p> <p>3、《渤海环境保护总体规划（2008-2020年）》符合性分析</p> <p>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</p>
--

<p>年)》。</p> <p>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。</p> <p>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。鲁胜公司编制了《胜利油田鲁胜石油开发有限责任公司涉海区块石油开发生产溢油污染事故应急计划》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。</p> <p>4、《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</p> <p>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：</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>第四类环境功能区，适用于海洋港口水域，海洋开发作业区。</p> <p>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。</p> <p>本工程位于套尔河沿岸工业与城镇建设区(SD009CIII)(详见附图2)，海水水质执行《海水水质标准》(GB 3097-1997)三类标准。</p> <p>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</p>

<p>能区划（2016-2020年）》（2016年5月24日）的要求相协调。</p> <p>三、与石油行业法律法规及规划符合性分析</p> <p>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）</p> <p>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2。</p> <p>表2 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</p>			
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	<p>对其他废弃物的管理要求：</p> <p>（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；</p> <p>（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；</p> <p>（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。</p>	本工程运营期产生的井下作业废水及油田采出水经采出水处理系统达标后，用于油田注水开发，不排海；油泥砂直接委托有资质单位进行处理，不排海	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。	本项目采用单井拉油方式，只有井场内单井管线，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
<p>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</p> <p>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3。</p> <p>表3 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</p>			

[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	相符性分析
1	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,论证了回注的可行性,同时没有回注与油气开采无关的废水。	符合
2	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,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进行处置。鲁胜公司油泥砂全部委托有资质单位进行处理。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
3	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。	本项目依托1座现有井场,减少施工占地;钻井和压裂设备使用国VI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
4	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。	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
<p>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。</p> <p>四、与海洋主体功能区划符合性分析</p> <p>1、《全国海洋主体功能区规划》(2015年)符合性分析</p> <p>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</p>			

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）。本工程位于我国领海内，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 4。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，同时工程位于人工修建的防潮坝（或养殖池/盐池堤坝）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/盐池，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4 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/盐池堤坝）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，项目在现有井场进行建设，现有井场已针对水产种质资源保护区做了专题论证报告（已纳入2019年7月编制的《大王北、大王庄、英雄滩区块油田开发工程对辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区的影响论证报告》），专题报告结论认为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，保持海洋生态系统完整性，提高生态服务功能。	本项目不位于海洋特别保护区。	符合
	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/盐池堤坝）向岸一侧，不与外海海水相通，不	符合

		会改变海域自然属性、破坏湿地生态系统功能。	
	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/盐池堤坝）向岸一侧不与外海海水相通，且已建成并正常运行，不会改变海岸等自然环境状况。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
<p>2、《山东省海洋主体功能区规划》（2017年8月25日）符合性分析</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>本工程位于《山东省海洋主体功能区规划》（2017年8月25日）限制开发区域中的“滨州市沾化区海域”。滨州市沾化区海域的相关要求为：合理规划利用滩涂资源，适度建设滨州港套儿河港区，发展临港产业。海域内岛屿</p>			

发展滩涂养殖和海岛旅游等。加强套尔河口海域国家级水产种质资源保护区建设和管理。

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5。

根据分析，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，同时工程位于人工修建的防潮坝（或养殖池/盐池堤坝）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/盐池。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，不向所在海域排放污染物，不会对套尔河口海域国家级水产种质资源保护区产生影响。

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5 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		相关要求	符合性分析	是否符合
1	限制开发区	滨州市沾化区海域	合理规划利用滩涂资源，适度建设滨州港套尔河港区，发展临港产业。海域内岛屿发展滩涂养殖和海岛旅游等。加强套尔河口海域国家级水产种质资源保护区建设和管理。	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，同时工程位于人工修建的防潮坝（或养殖池/盐池堤坝）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。项目距离套尔河口海域国家级水产种质资源保护区较远，不向所在海域排放污染物，不会对套尔河口海域国家级水产种质资源保护区产生影响。	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年）》的符合性分析见表6。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/盐池堤坝）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6 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	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。	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，同时工程位于人工修建的防潮坝（或养殖池/盐池堤坝）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；砣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。				
<p>2、《山东省海洋功能区划（2011-2020年）》（2016年4月）符合性分析</p> <p>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47300km²，其中海岸基本功能区面积约12800km²，近海基本功能区面积约36200km²。</p> <p>本工程位于套尔河东岸工业与城镇用海区（A3-3）（见附图3）。《山东省海洋功能区划（2011-2020年）》（2016年4月）中对A3-3用途管制中要求指出“本区域基本功能为工业与城镇用海，兼容港口航运等功能。在基本功能未利用时允许开展盐业用海、渔业用海。控制围填海规模，并接受围填海计划指标控制。保障河口行洪安全，河口区域围海造地应当符合防洪规划”。</p> <p>本工程属于海洋油气开发工程，属于工业与城镇用海。本工程不进行围填海，符合用途管制要求；同时工程在施工期及运营期采取相应环保措施，同时制订了《胜利油田鲁胜石油开发有限责任公司涉海区块石油开发生产溢油污染事故应急计划》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。</p>					
表7 《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
套尔河东岸工业与城镇用海区（A3-3）	海域使用管理要求	用途管制	本区域基本功能为工业与城镇用海，兼容港口航运等功能。在基本功能未利用时允许开展盐业用海、渔业用海。控制围填海规模，并接受围填海计划指标控制。保障河口行洪安全，河口区域围海造地应当符合防洪规划。	本项目为矿产能源开发，属于工业与城镇用海。本工程不进行围填海，符合用途管制要求。	符合
		用海方式	允许适度改变海域自然属性，鼓励采用人工岛、多突	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	符合

			堤、区块组团等用海方式。	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。	
		海域整治	优化围填海海岸景观设计，建设海岸防护工程，改善其自然生态功能。	本工程不进行围填海，符合海域整治要求。	
	海洋环境保护要求	生态保护重点目标	近岸湿地生态系统。	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。河口实行陆源污染物入海总量控制，进行减排防治。海域开发前基本保持所在海域环境质量现状水平。	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，不会对项目周边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
			开发利用期执行海水水质不劣于三类标准，海洋沉积物质量、海洋生物质量不劣于二类标准。	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，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海域现状。	符合
		<p>3、《滨州市海洋功能区划（2013~2020 年）》（鲁政字[2015]291 号）符合性分析</p> <p>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。</p> <p>《滨州市海洋功能区划（2013~2020 年）》（鲁政字[2015]291 号）将滨</p>			

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），本工程位于套尔河东岸工业与城镇用海区（A3-3）（见附图 5）。

A3-3 的用途管制要求：“本区域基本功能为工业与城镇用海，兼容港口和航道用海”。本工程属于海洋油气开采工程，符合海域用途管制要求；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《胜利油田鲁胜石油开发有限责任公司涉海区块石油开发生产溢油污染事故应急计划》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《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
套尔河东岸工业与城镇用海区（A3-3）	海域使用管理要求	用途管制 本区域基本功能为工业与城镇用海，兼容港口和航道用海。区内西侧、南侧部分海域位于套尔河、徒骇河河道内，保障航道用海。在基本功能未利用时允许开展养殖、增殖、渔业基础设施、盐田用海。控制围填海规模，并接受围填海计划指标控制。保障河道行洪安全，河口区域围海造地应	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 允许适度改变海域自然属性，鼓励采用区块组团等用海方式	本项目建设不改变海域自然属性。	符合
		整治修复 优化围填海海岸景观设计，改善海洋自然生态功能。对河道岸线进行合理整治。	本项目不占用河道岸线，与整治修复要求不冲突。	符合
	海洋环境保护	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/盐池，工程运营不会对近岸湿地生态系统产生不良影响。	符合

	要求	环境保护	<p>加强海洋环境质量监测。河口实行陆源污染物入海总量控制，进行减排防治。海域开发前基本保持所在海域环境质量现状水平。开发利用期执行海水水质不劣于三类标准，海洋沉积物质量、海洋生物质量不劣于二类标准。</p>	<p>本项目运营期不向海域排放污染物，本项目位于 2021 年修测海岸线向海一侧的潮间带高地，位于人工修建的防潮坝向岸一侧，不与外海海水相通，生产运营期不向海域排放污染物，不会破坏临近海洋生态环境，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。</p>	符合
<p>六、与海洋生态红线符合性分析</p> <p>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。</p> <p>本工程不位于山东省渤海湾海洋生态红线区内（见附图 5），距离最近的生态红线区为井场北侧 6.6km 的套尔河口渔业海域限制区（XZ5-1），对渤海湾海洋生态红线无影响，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。</p> <p>七、与水产种质资源保护区管理要求符合性分析</p> <p>辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区于 2008 年农业部第一批获批成立，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。”</p> <p>本项目依托大斜 722 现有井场，现有井场大斜 722 已纳入《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），同时包含在《大王北、大王庄、英雄滩区块油田开发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》内。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，不能被海水所淹</p>					

没，同时工程被人工修建的防潮坝或养殖池/盐池堤坝围住，不与外海海水相通，本工程施工期和运营期所产生污染物均根据相关规定进行达标排放或回用，不向海域部分排放污染物，不会对保护区海水水质、沉积物、海洋生物质量、海洋生态（含渔业资源）产生影响；本工程依托现有井场，不新增用海，不会造成新的渔业资源损失，原有工程将根据《论证报告》的要求开展相应的渔业资源补偿和跟踪监测措施。

综上所述，本项目的建设符合《水产种质资源保护区管理暂行办法》（2016年6月1日）的管理要求。

二、建设内容

地理位置	<p>渤海湾南部海域，位于滨州市沾化区滨海镇，具体项目地理位置见附图 6。</p>																																																																																																																																							
项目组成及规模	<p>一、项目工程概况</p> <p>本项目共部署油井 4 口，依托现有井场 1 座；新建 2 座 40m³ 高架型多功能罐（电加热）；新建 Φ76×4mm 单井集油管线 60m。</p> <p>二、总平面布置</p> <p>本项目部署油井 4 口，依托现有井场 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 7。</p> <p>三、开发方式及指标预测</p> <p>1、开发方式</p> <p>本项目采用天然能量开发。</p> <p>2、开发规模及指标</p> <p>本项目通过新钻井加密井网，部署油井 4 口。项目建成投产后，第 1 年产油能力最大为 ██████████，最大产液量为 ██████████，本项目未来 15 年开发指标预测详见表 9。</p> <p style="text-align: center;">表 9 本项目未来 15 年开发指标预测表</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; text-align: center;"> <thead> <tr> <th rowspan="2">年度</th> <th>设计油井数</th> <th>年产液量</th> <th>年产油量</th> <th>日产液</th> <th>日产油</th> <th>综合含水</th> <th>年运行时间</th> </tr> <tr> <th>口</th> <th>10⁴t</th> <th>10⁴t</th> <th>t</th> <th>t</th> <th>%</th> <th>d</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>1</td><td>██████</td><td>██████</td><td>██████</td><td>██████</td><td>██████</td><td>██████</td><td>██████</td></tr> <tr><td>2</td><td>██████</td><td>██████</td><td>██████</td><td>██████</td><td>██████</td><td>██████</td><td>██████</td></tr> <tr><td>3</td><td>██████</td><td>██████</td><td>██████</td><td>██████</td><td>██████</td><td>██████</td><td>██████</td></tr> <tr><td>4</td><td>██████</td><td>██████</td><td>██████</td><td>██████</td><td>██████</td><td>██████</td><td>██████</td></tr> <tr><td>5</td><td>██████</td><td>██████</td><td>██████</td><td>██████</td><td>██████</td><td>██████</td><td>██████</td></tr> <tr><td>6</td><td>██████</td><td>██████</td><td>██████</td><td>██████</td><td>██████</td><td>██████</td><td>██████</td></tr> <tr><td>7</td><td>██████</td><td>██████</td><td>██████</td><td>██████</td><td>██████</td><td>██████</td><td>██████</td></tr> <tr><td>8</td><td>██████</td><td>██████</td><td>██████</td><td>██████</td><td>██████</td><td>██████</td><td>██████</td></tr> <tr><td>9</td><td>██████</td><td>██████</td><td>██████</td><td>██████</td><td>██████</td><td>██████</td><td>██████</td></tr> <tr><td>10</td><td>██████</td><td>██████</td><td>██████</td><td>██████</td><td>██████</td><td>██████</td><td>██████</td></tr> <tr><td>11</td><td>██████</td><td>██████</td><td>██████</td><td>██████</td><td>██████</td><td>██████</td><td>██████</td></tr> <tr><td>12</td><td>██████</td><td>██████</td><td>██████</td><td>██████</td><td>██████</td><td>██████</td><td>██████</td></tr> <tr><td>13</td><td>██████</td><td>██████</td><td>██████</td><td>██████</td><td>██████</td><td>██████</td><td>██████</td></tr> <tr><td>14</td><td>██████</td><td>██████</td><td>██████</td><td>██████</td><td>██████</td><td>██████</td><td>██████</td></tr> <tr><td>15</td><td>██████</td><td>██████</td><td>██████</td><td>██████</td><td>██████</td><td>██████</td><td>██████</td></tr> </tbody> </table> <p>四、油气资源概况</p>	年度	设计油井数	年产液量	年产油量	日产液	日产油	综合含水	年运行时间	口	10 ⁴ t	10 ⁴ t	t	t	%	d	1	██████	██████	██████	██████	██████	██████	██████	2	██████	██████	██████	██████	██████	██████	██████	3	██████	██████	██████	██████	██████	██████	██████	4	██████	██████	██████	██████	██████	██████	██████	5	██████	██████	██████	██████	██████	██████	██████	6	██████	██████	██████	██████	██████	██████	██████	7	██████	██████	██████	██████	██████	██████	██████	8	██████	██████	██████	██████	██████	██████	██████	9	██████	██████	██████	██████	██████	██████	██████	10	██████	██████	██████	██████	██████	██████	██████	11	██████	██████	██████	██████	██████	██████	██████	12	██████	██████	██████	██████	██████	██████	██████	13	██████	██████	██████	██████	██████	██████	██████	14	██████	██████	██████	██████	██████	██████	██████	15	██████	██████	██████	██████	██████	██████	██████
年度	设计油井数		年产液量	年产油量	日产液	日产油	综合含水	年运行时间																																																																																																																																
	口	10 ⁴ t	10 ⁴ t	t	t	%	d																																																																																																																																	
1	██████	██████	██████	██████	██████	██████	██████																																																																																																																																	
2	██████	██████	██████	██████	██████	██████	██████																																																																																																																																	
3	██████	██████	██████	██████	██████	██████	██████																																																																																																																																	
4	██████	██████	██████	██████	██████	██████	██████																																																																																																																																	
5	██████	██████	██████	██████	██████	██████	██████																																																																																																																																	
6	██████	██████	██████	██████	██████	██████	██████																																																																																																																																	
7	██████	██████	██████	██████	██████	██████	██████																																																																																																																																	
8	██████	██████	██████	██████	██████	██████	██████																																																																																																																																	
9	██████	██████	██████	██████	██████	██████	██████																																																																																																																																	
10	██████	██████	██████	██████	██████	██████	██████																																																																																																																																	
11	██████	██████	██████	██████	██████	██████	██████																																																																																																																																	
12	██████	██████	██████	██████	██████	██████	██████																																																																																																																																	
13	██████	██████	██████	██████	██████	██████	██████																																																																																																																																	
14	██████	██████	██████	██████	██████	██████	██████																																																																																																																																	
15	██████	██████	██████	██████	██████	██████	██████																																																																																																																																	

1、原油物理性质

本项目主要对大王北油田的大斜 722 块进行采油开发，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)
大斜 722 块	0.871	7.0	22~36	0.82	35

2、伴生气物理性质

本项目拟开发区块的原油伴生气物理性质见表 11。

表 11 大斜 722 块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 ₂ S
单位	%	%	%	%	%	%	%	%
含量	94.64	1.24	1.96	1.00	1.00	0.05	0.11	未检出

注：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	油井	油井 4 口，依托现有井场 1 座，钻井总进尺	新钻
	采油工程	抽油机	井口安装 800 型皮带抽油机，共新建 4 台	新建
		采油井口装置	4 套	新建
	油气集输系统	高架型多功能罐	2 座 40m ³ 高架型多功能罐，电加热	新建
		单井集油管线	新建 Φ76×4mm 单井集油管线 60m	新建
		大王接转站	进站加热、来液接转	依托
		大北站	对采出液进行油水分离处理	依托
	丁王站	对采出液进行三相分离	依托	
辅助	道路	通井道路	依托 4m 宽进井路	依托

	工程	工程			
		供电工程	井口变压器	新建双杆变压器台 1 座	新建
			供电线路	井场电力线引自滨化海源甲线，新建电力电缆 280m	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 4 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	视频监控 1 套，采用无线方式远传至采油管理区	依托
	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	饮用水采用桶装车运提供	依托
		排水	环保厕所	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采用泥浆循环工艺，产生的非油层钻井固废全部委托专业单位处理，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、施工作业废水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大北站进行处理；③生活污水排入临时环保厕所	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	固废	委托相关有资质联合的危险废物处置单位进行处置	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 4 套	新建
			废水	井下作业废液、采出水依托大北站采出水站处理，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大北站进行处理	依托
			噪声	合理安排施工时间，选用低噪声施工设备，	新建

		同时要加强检查、维护和保养工作等	
	生态恢复	对现有井场进行生态恢复	新建

2、主体工程

(1) 钻井工程

1) 钻井数量、井型及井深

本项目共部署油井 4 口依托现有井场 1 座，详见表 13。

表 13 本项目钻井情况一览表

序号	井场编号	井号	井别	钻井进尺 (m)	井型	井场占地
						(m×m)
1	1#	大 722-斜 2	油井	■	定向井	依托： 80×100
2		大 722-斜 3	油井	■	定向井	
3		大 722-斜 4	油井	■	定向井	
4		大 722-斜 5	油井	■	定向井	
合计				■		

2) 井身结构

本项目大斜 722 块定向井采用二开井身结构，以大 722-斜 5 为例：一开采用 $\Phi 244.5\text{mm}$ 表层套管，下深 600m，同台井表层至少错开 10m。二开采用 $\Phi 139.7\text{mm}$ 油层套管。

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

井号	开数	井眼尺寸×井深	套管尺寸×下深	水泥返高
大 722-斜 5	一开	■	■	地面
	二开	■	■	地面

图 1 定向井井身结构示意图（以大 722-斜 5 井为例）

3) 钻机选型

根据施工最大负荷情况，本项目新钻井选用 50 型钻机。

4) 钻井液

新钻井推荐采用复合盐润滑封堵防塌钻井液体系，钻井液体系详见表 15，钻井液基本配方见表 16。

表 15 新钻井分段钻井液体系

井段 (m)	钻井液体系
一开	土浆
二开直井段	钙处理钻井液
二开下部	复合盐润滑封堵防塌钻井液

表 16 钻井液基本配方及用量设计

序号	材料名称及代号	加量 (kg/m ³)		
		表层	二开上段	二开下段
1	工业用氢氧化钠		■	■
2	氯化钙		■	
3	氯化钾			■
4	氯化钠 (工业盐)			■
5	膨润土	■		
6	碳酸钠	■		
7	钻井液用抗高温抗盐防塌降滤失剂		■	■
8	钻井液用改性铵盐		■	
9	钻井液用天然高分子降滤失剂		■	■
10	钻井液用降滤失剂磷酸盐共聚物		■	■
11	钻井液用聚丙烯酰胺干粉		■	■
12	钻井液用水基润滑剂		■	■
13	钻井液用超细碳酸钙			■
14	钻井液用低黏羧甲基纤维素钠盐		■	■
15	钻井液用磺甲基酚醛树脂-2		■	■
16	钻井液用乳化石蜡			■
17	钻井液用硅氟类降黏剂			■

5) 固井 (钻井完井) 工程

本项目一开表层套管采用内插法或常规固井, 要求水泥浆返至地面; 二开技术套管采用常规固井方式, 要求水泥浆返至地面。

6) 完井方式

本项目采用套管完井方式。

(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。根据鲁胜公司多年钻井经验, 单井压裂液投加量约为 660m³, 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 17。

表 17 压裂液组分

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

2) 采油工艺

本项目采油工程采用杆泵举升工艺，使用 800 型皮带抽油机。

(3) 油气集输工程

目前，大斜 722 区块周边无已建集输管网系统，本工程采用单井拉油方式进行生产。

本工程新建 2 座 40m³ 高架型多功能罐（电加热），井口采出液经单井管线输送至高架型多功能罐储存，通过罐车拉运至大王接转站，再通过流程进入大北站进行处理，油井集输系统流程见图 5，工程布局见附图 8。

|

图 2 本项目油井集输流程图

(5) 井场工程

本项目依托现有井场 1 座。

3、辅助工程

(1) 道路部分

本项目依托现有通井道路。

(2) 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 1 台，电源引自滨化海源甲线。新建电力电缆 280m。

(3) 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，依托现有的 1 套视频监控系统对新建油井进行可视化监视，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。生产用水均来自大北站采出水站处理达标的采出水，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、施工作业废水、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大北站采出水处理系统处理；施工人员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、采出水经大北站采出水站处理，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4口油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

(1) 依托工程“三同时”情况

本项目涉及工程依托的环节主要包括钻井废水处理、施工作业废水处理、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、施工作业废水、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大北站进行处理达标后用于油田注水开发，不排海。

本项目运营期采油污水、井下作业废液经大北站采出水站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18。

表18 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	██████	██████	██████	██████	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	██████	██████	██████				可行
采出液处理	大北站	采出液处理系统	██████	██████	██████	滨环字[2016]179号	正在进行验收	可行
		采出水处理系统	██████	██████				可行
危险废物处理	油泥砂	/	██████	██████	██████	/	/	可行
大斜722现有井场		██████				环审[2020]55号	正在进行验收	可行

(2)依托工程与《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB 39728-2020)符合性分析

1)原油储存控制要求:本项目依托大北站共有1座1000m³沉降罐、丁王站共有1座1000m³沉降罐、2座1000m³净化油罐,根据建设单位提供的资料,原油真实蒸气压约为7kPa~17.5kPa,属于≥5.2但<27.6的情形,各个罐采用的固定顶罐,目前各个储罐均设置了呼吸阀及安全阀;且根据建设单位提供的监测数据,大北站、丁王站厂界非甲烷总烃浓度能够满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB 39728-2020)的要求(4mg/m³);依据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB 39728-2020),现有企业自2023年1月1日起挥发性有机物排放控

制按照本标准的规定执行,为进一步减少 VOCs 排放,建设单位目前正在进行调研,预计 2022 年底完成大罐抽气装置的改造,2023 年起严格按照本标准的相关规定执行。

2) 罐体运行要求:罐体应保持完好,不应有孔洞和裂隙;储罐附件开口(孔),除采样、计量、例行检查、维护和其他正常活动外,应密闭。

本项目依托的大北站、丁王站的储罐罐体保持完好,无孔洞和裂隙,储罐附件开口(孔),除采样、计量、例行检查、维护和其他正常活动外,均处于密闭状态。

3) 挥发性有机液体装载排放控制要求:挥发性有机液体装载应采用底部装载或顶部浸没式装载方式;采用顶部浸没式装载的,出料管口距离罐(槽)底部高度应小于 200mm。

本项目大北站、丁王站均采用管道密闭集输,不涉及装载。

4) 油气田采出水、原油稳定装置污水、天然气凝液及其产品储罐排水、原油储罐排水应采用密闭管道集输,接入口和排出口采取与环境空气隔离的措施。

本项目依托的大北站、丁王站各类废水均采用密闭管道输送,不与外界直接相通。

5) 重点地区油气集中处理站、天然气处理厂、储油库,载有气态 VOCs 物料、液态 VOCs 物料或质量占比 $\geq 10\%$ 的天然气的设备与管线组件的密封点 ≥ 2000 个的,应开展泄漏检测与修复工作。

本项目依托的大北站、丁王站的密封点 < 2000 个,故未开展泄漏检测与修复工作。

6) 企业边界污染物控制要求:油气集中处理站、涉及凝析油或天然气凝液的天然气处理厂、储油库边界非甲烷总烃浓度不应超过 $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ 。

根据山东恒利检测技术有限公司于 2022 年 3 月对丁王站的厂界无组织挥发的非甲烷总烃的检测数据($1.23\text{mg}/\text{m}^3\sim 1.82\text{mg}/\text{m}^3$)及胜利油田监测总站于 2021 年 9 月对大北站的厂界无组织挥发的非甲烷总烃的检测数据($0.79\text{mg}/\text{m}^3\sim 1.96\text{mg}/\text{m}^3$),可以得出,依托的大北站、丁王站厂界非甲烷总烃浓度能够满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB 39728-2020)的要求。

综上,本项目依托工程符合《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB 39728-2020)的相关要求。

	<p>六、工程用海情况</p> <p>本项目依托 1 座现有井场，不新占用海域。</p> <p>七、劳动定员</p> <p>本项目劳动定员由鲁胜公司内部调剂解决，不需新增。</p>
总平面及现场布置	<p>(1) 钻井井场平面布置</p> <p>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、泥浆循环装置等。钻井井场平面布置见图 3。</p> <p>(2) 井场总体布局</p> <p>本项目部署油井 4 口，依托现有井场 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 7。</p> <p style="text-align: center;">图 3 钻井井场平面布置示意图</p> <p style="text-align: center;">图 4 井场平面布置示意图</p>
施工方案	<p>本项目为产能项目，包括施工期、运营期和闭井期。</p> <p>一、施工期工艺流程及产污环节分析</p> <p>施工期包括钻井、井下作业、地面工程建设等三部分。</p> <p>1、钻井</p> <p>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。</p> <p>(1) 钻前准备</p> <p>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。</p> <p>(2) 钻进</p> <p>本项目新钻井均采用二开结构形式，选用 50 型钻机。</p> <p>(3) 钻完井</p> <p>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。</p> <p>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）。</p> <p>2、井下作业</p>

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4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）、施工作业废水（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抽油机、高架型多功能罐等设备的安装等。

(1) 井场设备安装

本项目部署油井4口。油井配套安装4台800型皮带抽油机。

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→加注润滑油紧固螺栓→试运”的顺序完成各井场设备的安装。

(2) 管线敷设

本项目管线敷设方式为埋地敷设。施工过程首先要测量定线，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，无损探伤，补口及防腐检漏，在完成管沟开挖工作以后下沟，分段试压，通球扫线，竣工验收。

1) 管线敷设施工

管线穿越一般地段时采取开挖方式，管线埋深1.2m，管线安装完毕后，立即按原貌恢复地面；采用开挖方式时设保护套管。一般地段管线施工方式断面示意图见图5。

图5 一般地段管线施工方式断面示意图

2) 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）、施工废料（S1-2）、压裂废液（S1-4）。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 19，主要工艺流程及产污环节见图 6。

表 19 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）	钻井废水（W1-1）	钻井固废（S1-1）	施工噪声（N1-1）
		施工废气（G1-2）	生活污水（W1-4）	生活垃圾（S1-3）	
	作业	施工废气（G1-2）	施工作业废水（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）	管道试压废水（W1-3）	施工废料（S1-2）	施工噪声（N1-1）
		施工废气（G1-2）	生活污水（W1-4）	生活垃圾（S1-3）	

图 6 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。

本项目采用单井拉油集输方式，新建油井采出液经单井管线输送至井场高架型多功能罐储存，通过罐车拉运至大王接转站，再通过流程进入大北站进行处理。

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），联合站分出的油田采出水（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 20，主要工艺流程及产污环节见图 7。

表 20 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	采油井场轻烃的无组织挥发（G2-1）	——	——	——
	油气处理	——	油田采出水（W2-2）	油泥砂（S2-1）	——

图 7 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21和图8。

表21 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8 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 SO₂、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、SO₂、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 96d，则柴油总消耗量约为 288t（考虑柴油密度为 0.85t/m³，则共耗柴油体积为 338.82m³）。

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 20Nm³ 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 SO₂ 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 22。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 22 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 (t)	■	■	■	■
排放浓度 (mg/m ³)	■	■	■	■

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 SO₂、NO_x、烟尘等污染物进行控制（即 SO₂ ≤ 550mg/m³、NO_x ≤ 240mg/m³、烟尘 ≤ 120mg/m³）。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)、施工作业废水(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“泥浆循环”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循环装置分离的上清液，主要污染物为悬浮物、COD、石油类。这部分废水排入泥浆循环装置，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 █████ 进尺，本项目钻井 4 口，总进尺为 █████，则钻井废水产生量为 █████，拉运至埕东作业废液处理站进行处理，不排海。

泥浆循环工艺介绍：

根据《钻井液固相废弃物现场处理技术要求》(Q/SH1020 2438-2015)，“泥浆循环”工艺即随钻随治工艺，工艺原理见图 9，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；施工期产生的非油层钻井固废委托专业单位进行处置，油层钻井固废委托有资质单位进行处置；分离出的液相拉运至埕东作业废液处理站进行处理。

图 9 “泥浆循环”工艺原理示意图

2) 施工作业废水 (W1-2)

施工期作业废水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 4 口油水井，则本项目施工作业废水产生量为 █████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 $\Phi 76 \times 4\text{mm}$ 集油管线 60m。经核算，试压废水排放量约为 █████，主要污染物为

悬浮物，经收集后拉运至大北站采出水站进行处理，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 120d，则生活污水产生量为 [REDACTED]。

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 23。

表 23 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		井下作业噪声	通井机	100
8			压裂泵车	100
9			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)、施工废料 (S1-2)、生活垃圾 (S1-3)、压裂废液 (S1-4)。

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：

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

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/m³

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：

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

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）

本项目共部署油井 4 口，钻井总进尺 16300m，则根据上述公式计算，钻井废弃泥浆产生量为 86.39t，钻井岩屑产生量为 2687.05t，因此本项目钻井固废产生量 2773.44t（其中非油层钻井固废 2714.70t，油层钻井固废 58.74t）。

表 24 本工程废弃泥浆及岩屑产生量

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
4	■	■	■	■	■	■	■

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 25 本项目施工期危险废物汇总表

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	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	产生的钻井岩屑和废弃钻井泥浆
产生量	■	■
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	钻井施工过程中产生，仅在钻井后期钻遇油层时产生	钻井施工过程中产生，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) 施工废料 (S1-2)

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 60m，因此，施工废料产生量为 ■。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 ■，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)

根据鲁胜公司多年钻井经验，单井压裂液投加量约为 ■，本项目采用压裂投产，则压裂液总投加量为 2640m³，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为 ■；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。

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；单井拉油罐配置呼吸阀阻火器实现密闭；装油采用万向鹤管密闭装车方式，控制油气逸散。

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：

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

式中： $G_{\text{损耗}}$ ——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 $35\text{m}^3/\text{t}$ ；

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

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，单井拉油取 100%。

井口无组织挥发非甲烷总烃量计算公式如下：

$$G_{\text{非甲烷总烃损耗}} = G_{\text{轻烃损耗}} \times \alpha$$

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 4 口油井最大年产油能力为 [REDACTED]，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 [REDACTED]，其中非甲烷总烃为 [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]（4 口井），主要污染物为石油类及悬浮物。

本项目井下作业废液进入大北站采出水处理系统，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。

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 ██████████，产油量为 ██████████，则油田采出水产生量为 ██████████，主要污染物为石油类及悬浮物。油田采出水依托大北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) 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 26。

表 26 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

本项目在采出液及采油污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 1×10^4 t 采出液产生油泥砂量为 ██████████，本项目最大年产液 ██████████ 则本项目油泥砂的产生量为 ██████████。

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 27。

表 27 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	██████████
产生工序及装置	作业现场、采出液及采油污水处理过程中
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 28。

表 28 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	无组织挥发非甲烷总烃 (t/a)	■	■	■	■	■	■
废水	油田采出水及作业废水 (10 ⁴ m ³ /a)	■	■	■	■	■	■
固废	油泥砂 (t/a)	■	■	■	■	■	■

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 SO₂、NO₂、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市政部门指定地点堆放。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

本项目部署油井 4 口，总钻井周期为 96d，考虑管线及地面设施的施工，总施工周期约 120d。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

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 29 水文调查站位表

站位	东经	北纬	调查要素
S1	██████████	██████████	水深、潮流、水温、盐度、悬移质
S2	██████████	██████████	水深、潮流、水温、盐度

表 30 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

生态环境现状

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 31 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 32 秋季各站各层最大、最小及平均流速（单位：cm/s）

②潮流调和与分析

对潮流的调和与分析采用准调和与分析方法进行，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 $F = (W_{O_1} + W_{K_1}) / W_{M_2}$ (W 为分潮流椭圆长轴的长度) 来判别。

当 $0 < F \leq 0.5$ 规则半日潮流；当 $0.5 < F \leq 2.0$ 不规则半日潮流

当 $2.0 < F \leq 4.0$ 不规则全日潮流；当 $4.0 < F$ 规则全日潮流

I. 夏季潮流调和与分析

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 33 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 34 夏季潮流性质参数表

II. 夏季潮流调和与分析

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 35 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 36 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 37 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 38 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 39 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 40 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 41 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 42 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 43 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 44 秋季各站各层海水温度统计值（单位：℃）

2、地形地貌与冲淤环境现状调查

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，工程区域地形地貌相对稳定，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。

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10所示。

图10 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11所示。

图11 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 20 个调查站位, 其中 20 个水质站位, 12 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 45, 具体位置见附图 9。

表 45 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

$$I_i(DO) = |DO_f - DO_i| / (DO_f - DO_s) \quad DO_i \geq DO_s$$

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

$$DO_f = 468 / (31.6 + t)$$

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, °C。

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:

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

$$pHsm = (pHsu + pHsd)/2$$

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

式中： $S_{pH.j}$ —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、 PO_4 、Hg 在所有点位均达标；COD、无机氮、石油烃、Pb、Zn 存在超标情况（详见附表 3、附表 4）。

COD：一类区 12 个监测点位全部超标，二类、三类区全部达标。

无机氮：一类区 12 个监测点位中 8 个监测点位超标，二类 5 个监测点位中 2 个监测点位超标，三类区全部达标。

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 3 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。

无机氮、磷酸盐、化学需氧量超标主要是农用化肥、工业污水和生活污水通过河流排入海域和海产养殖废水排放入海等因素引起的。石油类、铅、锌超标可能是由陆源工业污染所致。

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 45。

(2) 调查结果

2019 年 10 月沉积物各因子调查结果见表 46。

表 46 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 47。

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 47 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 9, 其他指标调查站位坐标、调查项目见表 45。

(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 48、图 12。

调查海区表层叶绿素 a 含量在 $(0.07 \sim 1.71) \text{ mg/m}^3$ 之间, 平均含量为 0.67 mg/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 $(0.29 \sim 0.78) \text{ mg/m}^3$, 平均含量为 0.49 mg/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 48 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 12 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：

$$P=\text{Chla}\times Q\times E\times D/2$$

其中 Ch1a 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 ($0.70\sim 31.30$) $\text{mgC}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$ ，均值为 $10.75\text{mgC}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$ 。

表 49 调查海域初级生产力含量 ($\text{mgC}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$)

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 13 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 ($26.30\sim 931.40$) ind/m^3 ，均值 $237.37\text{ind}/\text{m}^3$ ，最高值出现在 22 号站，最低值出现在 5 号站。

表 50 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 14 浮游植物种类组成

②细胞丰度

调查海域细胞丰度为 $(0.08 \sim 12.64) \times 10^5 \text{ ind/m}^3$ ，均值 $5.22 \times 10^5 \text{ ind/m}^3$ ，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 51 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 15 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 $0.01 \sim 0.88 \text{ g/m}^2$ ，均值 0.22 g/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 $20 \sim 280 \text{ 个/m}^2$ ，均值 132 个/m^2 ，最大值出现在 2#站，最小值出现在 5#站。

表 52 调查海域秋季底栖生物生物量与丰度

(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 $\log_2 S$ ，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一一般。

表 53 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 54。

表 54 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 55 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 56 调查海域秋季浮游植物优势种

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 57 调查海域底栖生物群落特征

注: “/” 表示无法计算

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 45。

(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 58 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范围为 0~0.701, 潜在污染物风险较小。头足类各因子标准指数范围为 0~0.376, 潜在污染物风险较小。鱼类各因子标准指数 (除锌外) 范围为 0.004~0.441, 潜在污染

物风险较小。锌的平均标准指数 0.939，7 个点位中有 4 个点位锌的标准指数大于 1，提示该区域鱼类已受到锌的污染。

表 58 2019 年 10 月生物质量检测结果 (mg/kg)

表 59 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 45。

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 $10^3\text{ind}/\text{km}^2$ ）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 60）。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 60 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，为中颌棱鯷、赤鼻棱鯷的幼鱼，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 ） \times 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

$$D = (S-1) / \ln W$$

式中： H' 为物种多样性指数，重量多样性指数计算中 $P_i = w_i / W$ ， w_i 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 $P_i = n_i / N$ ， n_i 为第 i 种生物的尾数， N 为拖网渔获物总尾数；

$H_{max} = \log_2 S$ 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:

$$IRI = (N\% + W\%) \cdot F\%$$

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 256.29 kg/km^2 ; 渔业资源总尾数密度的变化范围 (4.26~63.93) $10^3 \text{ind}/\text{km}^2$, 平均值 26.48 ($10^3 \text{ind}/\text{km}^2$), 渔获物总重量和总尾数密度空间分布见图 16~图 17, 其中重量密度最大值为 514.17 kg/km^2 , 出现在 21 号站位, 尾数密度最大值为 63.93 ($10^3 \text{ind}/\text{km}^2$), 出现在 9 号站位。各站位重量密度和尾数密度见表 61 和表 62。

表 61 黄河口海域渔获物重量密度组成 (kg/km^2)

表 62 黄河口海域渔获物尾数密度组成 ($10^3 \text{ind}/\text{km}^2$)

图 16 黄河口海域各站位渔获物总重量密度分布 (kg/km^2)

图 17 黄河口海域各站位渔获物总尾数密度分布 ($10^3 \text{ind}/\text{km}^2$)

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 18~图 19, 其中第 21 站鱼类重量密度最大, 为 206.53 kg/km^2 , 第 14 站鱼类尾数密度最大, 为

23.58 ($10^3\text{ind}/\text{km}^2$)。

图 18 黄河口海域各站位鱼类重量密度分布 (kg/km^2)

图 19 黄河口海域各站位鱼类尾数密度分布 ($10^3\text{ind}/\text{km}^2$)

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 20~图 21, 其中第 23 站重量密度最大, 为 $289.77\text{kg}/\text{km}^2$, 尾数密度同样是第 23 站最大, 为 $18.47 (10^3\text{ind}/\text{km}^2)$ 。

图 20 黄河口海域各站位甲壳类重量密度分布 (kg/km^2)

图 21 黄河口海域各站位甲壳类尾数密度分布 ($10^3\text{ind}/\text{km}^2$)

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 22~图 23, 其中第 21 站重量密度最大, 为 $60.93\text{kg}/\text{km}^2$, 尾数密度是第 9 站最大, 为 $13.68 (10^3\text{ind}/\text{km}^2)$ 。

图 22 黄河口海域各站位头足类重量密度分布 (kg/km^2)

图 23 黄河口海域各站位头足类尾数密度分布 ($10^3\text{ind}/\text{km}^2$)

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 24~图 25, 其中第 5 站重量密度最大, 为 $16.75\text{kg}/\text{km}^2$, 第 9 站尾数密度最大, 为 $20.30 (10^3\text{ind}/\text{km}^2)$ 。

图 24 黄河口海域各站位其他类重量密度分布 (kg/km^2)

图 25 黄河口海域各站位其他类尾数密度分布 ($10^3\text{ind}/\text{km}^2$)

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 63 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 64~表 67。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 63）。

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 种，分别为短吻红舌鳎、赤鼻棱鲉、短吻三线舌鳎；主要种类有 6 种，分别为中国花鲈、斑鲈、瓦氏鲈、鲮、黄鲫、北鲷（表 64）。

单就甲壳类分析，优势种有 2 种，为口虾蛄和日本蛄，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 65）；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 65）。

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 66）。

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 67）。

表 63 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 64 黄海口海域鱼类优势种与主要种类 IRI 值及其比重

表 65 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 66 黄海口海域头足类优势种与重要种类 IRI 值及其比重

表 67 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 68。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 68 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

项目位于滨州市沾化区。本次评价收集了滨州市生态环境局通知公告的数据, 项目所在区域沾化区的环境空气质量现状评价结果见表 69。

表 69 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	■	达标
NO ₂	■	达标
PM ₁₀	■	不达标
PM _{2.5}	■	不达标
CO	■	达标
O ₃	■	不达标

注: 数据来源网站地址: <http://www.binzhou.gov.cn/zwgk/news/detail?code=Ndf1e313971168241ef83e3d9995660bd>, 2020 年 1 月 1 日

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 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO 和 O₃, 六项污染物全部达标即为城市环境空气质量达标; 根据表 69 可知, 项目所在区域沾化区的 PM_{2.5}、PM₁₀、O₃ 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》, 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 69 可知。由统计结果可知, 项目所在区域沾化区的 PM_{2.5}、PM₁₀、O₃ 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, 本次评价委托山东蓝普检测技术有限公司(CMA: 171512055405) 于 2021 年 11 月 21 日~2021 年 11 月 28 日在井场东北侧 500m 处的环境空气质量监测数据, 监测结果及评价结果见表 70。

表 70 其他污染物现状评价结果一览表

注: ①ND 表示未检出; ②未检出以检出限一半值进行评价。

从表 70 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/m³ 的标准; 硫化氢的监测浓度满足《环境影响评价技术导则 大气环境》中“附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值 (0.01mg/m³)”。

2、水环境质量现状

(1) 地表水

本项目周边主要地表水为徒骇河。根据山东省生态环境厅网站发布的“山东省省控地表水水质状况发布”, 2022 年 4 月, 徒骇河(富国断面) 水质现状满足《地表水环境质量标准》(GB 3838-2002) III 类标准要求。

(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，监测点位于井场西南侧 5.8km 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 71。

表 71 地下水环境质量现状评价结果表

注：1) ND 表示未检出。

以上结果表明：项目周边区域地下水水质中 pH、挥发性酚类、硫化物、铁、锰能满足《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）中的 I 类水质标准要求；硝酸盐氮、亚硝酸盐氮能满足《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）中的 II 类水质标准要求；氨氮、耗氧量能满足《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）中的 III 类水质标准要求；总硬度、溶解性总固体、氯化物、Na⁺、硫酸盐等因子满足《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）中的 V 类水质标准要求；油田开发特征污染物石油类未检出，表明区域地下水水质受油田开发的影响较小。

4、声环境质量现状

山东蓝普检测技术有限公司（CMA: 171512055405）于 2021 年 12 月 9 日~2021 年 12 月 10 日对依托井场的声环境质量进行了监测，监测结果见表 72。

表 72 声环境质量监测结果一览表（单位：dB（A））

由表 72 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））。

5、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，山东蓝普检测技术有限公司（CMA：171512055405）于2021年12月6日对S3柱状样点周围土壤理化特性进行了现状调查，监测报告编号：LP检字（2021）H714，调查结果详见表73。

表73 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，其中柱状样点3个、表层样点3个。具体布点见表74、图26。

表74 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26 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、蒽、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

	<p>特征因子：石油烃（C₁₀-C₄₀）</p> <p>3) 监测与评价结果</p> <p>监测结果及评价结果见表 75~表 78。</p> <p>表 75 监测点土壤环境质量现状监测结果表</p> <p>注：①低于检出限，表示未检出该污染物浓度，以 ND 表示；②低于检出限以检出限一半值进行评价。</p> <p>表 76 S1~S6 监测点土壤环境质量现状监测结果表</p> <p>注：低于检出限以<检出限表示。</p> <p>表 77 S1、S3 监测点土壤环境质量现状评价结果表</p> <p>注：①ND 表示未检出；②未检出以检出限一半值进行评价。</p> <p>表 78 S1~S6 土壤环境质量现状评价结果表</p> <p>由表 77、表 78 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。</p>
<p>与项目有关的原有环境污染和生态破坏问题</p>	<p>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 19.6km²，石油地质储量 1840×10⁴t，并命名为大王北油田。</p> <p>鲁胜公司在大王北油田管辖 17 口单井拉油井（包括本次依托大斜 722 井场），均已纳入《大王北、大王庄、英雄滩区块油田开发工程环境影响报告书》中，并于 2020 年 4 月 24 日取得生态环境部《关于大王北、大王庄、英雄滩区块油田开发工程环境影响报告书的批复》（环审[2020]55 号）。2020 年 5 月，由于胜利油田内部调整，17 口油井均划拨至河口采油厂统一管辖。故本次不作为鲁胜公司的现有工程对其进行回顾。</p>

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）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 79 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)	
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。	■	■	
	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	■	■	
	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	■	■	
	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	■	■	
	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	■	■	
	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	■	■	
生态红线区	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、缢蛏等种质资源及生存环境	■	■
	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	■	■
		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	■	■
	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	■	■

生态环境
保护目标

		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	■	■				
	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	■	■				
2、陆域环境敏感目标									
表 80 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	徒骇河	—	地表水	Ⅳ类	依托现有井场	■	■	
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								
	<p>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 81。</p>								
	表 81 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 82。

表 82 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 83。

表 83 海洋沉积物质量标准

项目	第一类	第二类
汞 ($\times 10^{-6}$) ≤	0.20	0.50
镉 ($\times 10^{-6}$) ≤	0.50	1.50
铅 ($\times 10^{-6}$) ≤	60.0	130.0
锌 ($\times 10^{-6}$) ≤	150.0	350.0
铜 ($\times 10^{-6}$) ≤	35.0	100.0
砷 ($\times 10^{-6}$) ≤	20.0	65.0
铬 ($\times 10^{-6}$) ≤	80.0	150.0
有机碳 ($\times 10^{-2}$) ≤	2.0	3.0
硫化物 ($\times 10^{-6}$) ≤	300.0	500.0
石油类 ($\times 10^{-6}$) ≤	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 84。

表 84 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：徒骇河执行《地表水环境质量标准》(GB 3838-2002) IV类标准；

3)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)施工气废气：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/m³）；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/m³），同时参照执行《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、施工作业废水：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 85 推荐水质主要控制指标

注入层平均空气渗透率, μm^2		≤ 0.01	$> 0.01 \sim \leq 0.05$	$> 0.05 \sim \leq 0.5$	$> 0.05 \sim \leq 1.5$	> 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	$n \times 10^2$	$n \times 10^2$	$n \times 10^3$	$n \times 10^4$	$n \times 10^4$
	TGB, 个/mL	$n \times 10^2$	$n \times 10^2$	$n \times 10^3$	$n \times 10^4$	$n \times 10^4$
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

海洋环境保护法中规定, 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 0.172t/a。

四、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、养殖池堤坝及道路形成的人工岸线，工程周边分布人工泵水形成的高位养殖池/盐池，防潮坝、道路岸线和人工养殖的养殖池/盐池阻挡工程区域与外水交换，工程区域相对处于“封闭”海域，项目所在位置的海域属性已基本丧失，因此本项目施工对工程周边的水动力环境不产生影响。

图 27 本工程与防潮坝的位置关系

2、地形地貌与冲淤环境影响分析

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，工程区域地形地貌相对稳定，工程区域最外围有防潮坝和人工养殖的养殖池/盐池阻挡与外水交换，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/盐池堤坝，工程周边分布人工泵水形成的高位养殖池，防潮坝和养殖池/盐池阻挡工程区域与外水交换。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；管道试压废水拉运至大北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，不排海。因此，施工期产生的废水不外排入海，对海水水质基本无影响。

施工期生态环境影响分析

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，本工程建设均在防潮坝内，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、施工废料、生活垃圾、压裂废液均得到妥善处置，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) 渔业资源补偿

《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）已针对本工程所在的区域提出了渔业资源补偿措施，本项目是在原有平台上进行开发，不占用新的海域，不会造成新的渔业资源损失，本工程不再考虑渔业资源补偿。

(2) 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；管道试压废水拉运至大北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。施工期采用泥浆循环工艺，产生的非油层钻井固废全部委托专业单位处理，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；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潮间带高地，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/盐池的影响分析

本项目施工期产生的钻井废水、施工作业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大北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。施工期采用泥浆循环工艺，产生的非油层钻井固废全部委托专业单位处理，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；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/盐池的影响较小。

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/盐池堤坝阻挡与外水交换，工程区域相对处于“封闭”海域，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——渤海湾核心区内，另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6.62km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）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循环装置，并尽可能实现循环利用，采用“泥浆循环工艺”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) 施工作业废水

本项目施工作业废水产生量为 120m³，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，施工作业废水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大北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 792m³，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循环装置，并尽可能实现循环利用，采用“泥浆循环工艺”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) 施工作业废水对地下水环境影响分析

施工期施工作业废水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，施工作业废水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大北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。鲁胜公司自开发以来，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，鲁胜公司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，将事故对环境的影响降到最低。

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 86。

表 86 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	■	■
钻机	95	75.0	61.0	55.0	51.5	49.0	45.5	44.1	■	■
泥浆泵	95	75.0	61.0	55.0	51.5	49.0	45.5	44.1	■	■
机泵	80	60.0	46.0	40.0	36.5	34.0	30.5	29.1	■	■
通井机	100	80.0	66.0	60.0	56.5	54.0	50.5	49.1	■	■
挖掘机	92	72.0	58.0	36.79	48.5	46.0	42.5	41.1	■	■
推土机	95	75.0	61.0	55.0	51.5	49.0	45.5	44.1	■	■
压裂泵车	100	80.0	66.0	60.0	56.5	54.0	50.5	49.1	■	■

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 and 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 87。

表 87 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	██████	委托专业单位拉运处置	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	██████	委托有资质单位进行处置	资源化、无害化处置
3	施工废料	一般固废	██████	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	资源化、无害化处置
4	生活垃圾	一般固废	██████	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	██████	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	不排海

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“泥浆循环工艺”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单位进行处理;油层钻井固废委托有资质单位进行处理。泥浆循环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。

施工过程中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。

7、生态环境影响分析

本项目依托现有井场，无新增占地，且项目施工期间产生的废水及固体废物均得到妥善处置，不会项目周围生态环境造成影响。

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潮间带高地，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，工程区域相对处于“封闭”海域，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) 环境空气影响分析

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，每口油

井均安装油套连通套管气回收装置，可极大地减少烃类挥发量；同时本项目周边无常住居民区，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 88。

表 88 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)
				标准名称	浓度限值 (mg/m ³)	
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	■
无组织排放总计						
无组织排放总计			非甲烷总烃			■

2、地表水环境影响分析

运营期产生的废水包括采油污水、井下作业废液，均经大北站采出水站处理达到《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

本项目采出液通过大北站进行分液处理，产生的油田采出水经大北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 89。

表 89 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、采油污水	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	一级除油+混凝沉降+两级过滤	/	<input type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否	<input type="checkbox"/> 企业排口 <input type="checkbox"/> 雨水排放 <input type="checkbox"/> 清净下水排放 <input type="checkbox"/> 温排水排放 <input type="checkbox"/> 车间或车间处理设施排口

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、采油污水均能妥善处置，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 90。

表 90 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。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

本项目依托现有井场 1 座。井场正常运转过程中厂界噪声贡献值见表 91。

表 91 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	
厂界东							达标
厂界南							达标
厂界西							达标
厂界北							达标

由预测结果可知,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 28 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 92。

表 92 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）直接委托有资质单位进行处理，不排海。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 4 口油水井，依托现有井场 1 座。

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 93。

表 93 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 94。

表 94 污染影响型评价工作等级划分表

占地规模 评价工作等级 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 95、附图 11。

表 95 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

通过类比其他监测结果可知，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。运营期,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

本次评价对依托现有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2021年12月6日对依托现有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(C₁₀-C₄₀)监测结果为6mg/kg~37.7mg/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)》(GB36600-2018)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(C₁₀-C₄₀)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 96 不同监测点土壤监测结果对比表

(5) 土壤污染防治措施

1) 源头控制措施

为预防石油烃 (C₁₀-C₄₀) 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 97。

表 97 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	采出液采用拉油方式, 油田采出水经大北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, 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建议井场四周设置围堰, 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。

②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。

③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, 环评建议分别在依托井场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 98。

表 98 土壤环境跟踪监测布点

功能区	监测点位	取样要求	监测项目	监测频次	执行标准
井场内			石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	1 次 /a	《土壤环境质量 建设用地上

					壤污染风险管 控标准（试 行）》（GB 36600-2018）
井场 外			石油烃 （C ₁₀ -C ₄₀ ）	1次 /a	

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 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。

（3）本项目环境风险事故主要是多功能罐破裂、井喷或井涌、火灾爆炸，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）本次评价的大斜 722 井区沙三段的产能建设方案工区断层简单，且不存在“通天断层”；井区采用天然能量开发，整个开发过程为降压过程，对地层的破坏性较小，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	<p>本项目选址位于渤海湾南部海域，位于滨州市沾化区。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，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。</p>
-------------	--

五、主要生态环境保护措施

施工期生态环境保护措施	<p>1、生态环境保护措施</p> <p>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：依托现有井场和道路，无新增占地，以减少进入土壤和生态系统的污染物质。</p> <p>施工期采取如下生态保护对策措施：</p> <p>(1) 施工区域周边主要为养殖池、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。</p> <p>(2) 钻井、井下作业、管线敷设施工确定施工作业带，避开养殖池。</p> <p>(3) 井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。</p> <p>(4) 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。</p> <p>(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。</p> <p>(6) 加强对施工人员教育，在施工作业带以外，不随便破坏养殖池。</p> <p>(7) 减少钻井过程中的污染物排放，禁止污油、污水、泥浆等随意乱丢乱放。</p> <p>(8) 做好施工期泥浆循环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。</p> <p>2、大气环境保护措施</p> <p>(1) 施工扬尘防治对策措施</p> <p>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。</p> <p>(2) 施工废气防治对策措施</p>
-------------	---

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、NO₂、SO₂、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 99 施工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	
施工扬尘	/	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	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	防尘网投资较少	施工场地无大量起尘
施工废气	/	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		/	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

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循环装置，并尽可能实现循环利用，采用“泥浆循环工艺”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) 施工作业废水

本项目施工作业废水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大北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 $360\text{m}^3/\text{d}$ ，目前实际处理量 $100\text{m}^3/\text{d}$ ，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、施工作业废水、压裂废液产生总量为 1727m^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 29。

图 29 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 $6.0 \times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ，目前实际处理量约 $4.8 \times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ 。埕东联合站须接收本项目处理后的钻井废水、施工作业废水、压裂废液，总废水量为 1727m^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、施工作业废水、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 30。

图 30 埕东联合站采出水处理工艺流程图

3) 大北站采出水处理系统

本项目配套管线产生的试压废水经大北站采出水处理系统处理后回注。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 3000m³/d，目前实际处理量为 1500m³/d，剩余处理能力 1500m³/d。本项目施工期进入大北站的试压废水产生量为 0.22m³，分批次进入，因此，大北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。大北站采出水处理系统工艺流程图见图 31。

图 31 大北站采出水处理系统工艺流程图

根据建设单位提供资料，大北站采出水处理系统的出水水质见表 100。

表 100 2021 年大北站采出水处理系统水质监测数据

根据水质监测数据可知，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。

表 101 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	
钻井废水	■	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	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
施工作业废水	■				
管道试压废水	■	拉运至大北站采出水处理系统进行处理	大北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	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	
生活污水	■	井场设置临时环保厕所，不排海	施工人数有限，且短期施工	投资较少	不排海

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循环工艺进行处理，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。

2022 年度鲁胜公司已与东营华新环保技术有限公司（东营危证 01 号）、山东康明环保有限公司（东营危证 04 号）签订了油泥砂委托处理合同，本年度产生的油泥砂全部委托两家公司进行无害化处理。

山东康明环保有限公司主要处理东营周边地区的危险废物，危险废物经营许可证号东营危证 04 号，处理的危险废物类别包括 HW08 废矿物油与含矿物油废物等多种类别的危险废物，可采用焚烧法处理各类固体废物，处理能力 15000t/a。本项目产生的油层钻井固废，属于 HW08 类危险废物，在山东康明环保有限公司的经营类别及处置量内，依托处置可行。

(2) 施工废料

施工期间产生的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。

表 102 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	
非油层钻井固废	██████	采用“泥浆循环工艺”，非油层钻井固废全部委托第三方单位综合利用	“泥浆循环工艺”成熟高效，可减少钻井固废排放	实现资源减量化、循环化、无害化	不排海

油层 钻井 固废	■	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	不排海
施工 废料	■	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	不排海
生活 垃圾	■	施工场地临设垃圾桶内，由施工单位交由环卫部门处理	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	不排海
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	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	不排海

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。

(2) 施工现场布局 and 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，

	<p>合理安排运输路线。</p>															
<p>运营期生态环境保护措施</p>	<p>1、大气污染防治措施</p> <p>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。</p> <p style="text-align: center;">表 103 运营期大气环境保护措施经济技术可行性分析</p> <table border="1" data-bbox="344 947 1339 1350"> <thead> <tr> <th 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> </thead> <tbody> <tr> <td>井场无组织挥发气体</td> <td style="background-color: black; color: black;">██████</td> <td>安装油套连通装置对套管气进行回收</td> <td>套连通装置对套管气回收装置技术成熟，设备安装简单</td> <td>投资较少</td> <td>《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)</td> </tr> </tbody> </table> <p>2、水污染防治措施</p> <p>(1) 井下作业废液</p> <p>本项目井下作业废液通过流程进入大北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，无不排海。</p> <p>(2) 油田采出水</p> <p>本项目采出液通过集输流程进入大北站进行分液处理，产生的油田采出水经大北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。</p> <p>(3) 依托可行性分析</p>	类型	产生量	环保措施			治理效果	内容	技术论证	经济论证	井场无组织挥发气体	██████	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)
类型	产生量			环保措施				治理效果								
		内容	技术论证	经济论证												
井场无组织挥发气体	██████	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)											

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 3000m³/d，目前实际处理量为 1500m³/d，剩余处理能力 1500m³/d，本项目运营期进入大北站的井下作业废液、采出水量为 6320m³/a（76m³/d），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。

表 104 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	
井下作业废液	■	依托大北站采出水处理系统	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 200m ³ /d，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	不排海
油田采出水	■				

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，采用有内胆防渗袋装密封，不暂存，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 105 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	
油泥砂	■	直接委托有资质单位进行处置	项目附近有多家具处理油泥砂资质单位	处理费用合理, 企业可以承担	不排海

2022 年度鲁胜公司已与东营华新环保技术有限公司 (东营危证 01 号)、山东康明环保有限公司 (东营危证 04 号) 签订了油泥砂委托处理合同, 本年度产生的油泥砂全部委托两家公司进行无害化处理。

东营华新环保技术有限公司成立于 2006 年, 是胜利油田油泥砂无害化处理的骨干企业之一, 是油田和地方政府为有效处置油田生产过程中产生的油泥砂而组建的一家环境保护和资源综合利用企业。作为胜利油田油泥砂综合利用和无害化处理的重点企业, 该公司以油泥砂为主要燃料, 少量伴烧水煤浆, 通过公司与上海交通大学联合研发的悬浮流化焚烧法, 生产蒸汽, 并将其直接输送至胜利发电厂, 为其提供部分蒸汽动力, 彻底实现了对油田生产过程中的油泥砂的无害化处置和资源化利用。核准经营危险废物的类别为“油泥砂 (HW08, 071-001-08)”, 处理量为 $10 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

山东康明环保有限公司主要处理东营周边地区的危险废物, 危险废物经营许可证号东营危证 04 号, 处理的危险废物类别包括 HW08 废矿物油与含矿物油废物等多种类别的危险废物, 可采用焚烧法处理各类固体废物, 处理能力 15000t/a 。

本项目运营期产生的油泥砂, 属于 HW08 类危险废物, 均在山东康明环保有限公司及东营华新环保技术有限公司的经营类别及处置量内, 依托处置可行。

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

《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）已针对本工程所在的区域提出了生态补偿措施，本项目是在原有井台上进行开发，不占用新的海域，不会造成新的生态损失，本工程不再考虑生态补偿和修复。

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 106。

表 106 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 107。

表 107 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	典型井场边界	████████	《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	石油类、石油烃 (C ₆ -C ₉)、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、砷、六价铬	井场、上游及下游	████████	《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	井场边界	████████	《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	/	████████	建立台账
土壤环境	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	井场内	████████	《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	████████	

本项目总投资为 █████ 万元，其中环保投 █████ 万元，占总投资的 5.16%，环保工程清单及投资见表 108。

表 108 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	█
	钻井废水、施工作业废水处理	钻井废水采用泥浆循环工艺，钻井废水及施工作业废水的罐车拉运费	█
废气处理	施工扬尘防治	围挡、遮盖措施	█
	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	█
	施工期压裂废液处理	罐车拉运费	█
	施工期生活垃圾收集清运	收集、清运	█
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	█
生态恢复	井场平整、路面硬化、恢复地表原状	临时占地平整，水土保持	█
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	█
合 计			█

环保投资

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，尽量避开养殖池；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、施工作业线避开养殖池；2、各类污染物处理情况	/	/
水生生态	1、钻井废水、施工作业废水、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、施工作业废水、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、施工作业废水、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
	<p>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；</p> <p>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。</p>			
振动	/	/	/	/
大气环境	<p>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。</p> <p>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。</p>	<p>1、施工场地无大量起尘；</p> <p>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</p>	<p>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</p>	<p>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/m³)</p>
固体废物	<p>1、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；</p> <p>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；</p> <p>3、生活垃圾暂存于施工场地临设垃圾桶内，由施工单位交由环卫部门处理；</p> <p>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</p>	<p>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；</p> <p>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</p>	<p>油泥砂委托有危废处理资质的单位进行无害化处理</p>	<p>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)</p>
电磁	/	/	/	/

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
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

本项目共部署油井 4 口，依托现有井场 1 座；新建 2 座 40m³高架型多功能罐（电加热）；新建 $\Phi 76 \times 4\text{mm}$ 单井集油管线 60m；并配套建设自控、通信、道路、供配电设施等。

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）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 依托工程环评批复文件
- 附件4溢油应急备案登记表
- 附件5危废处理协议
- 附件6 监测报告
- 附件7 排污许可证
- 附图 1 本工程与滨州市“三线一单”生态环境分区的位置关系图
- 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 本项目与滨州市海洋功能区划的位置关系
- 附图 5 本项目与渤海海洋生态红线的位置关系 附图 6 地理位置图

- 附图 7 总体布局图
- 附图 8 现场照片
- 附图 9 海洋监测点位图
- 附图 10 敏感目标图
- 附图 11 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）



大王北油田大斜 722 块沙三段产能建设工程

环境风险评价专题

森诺科技有限公司

2022 年 8 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	6
3 环境风险识别	8
3.1 物质危险性识别.....	8
3.2 生产系统风险识别.....	8
3.3 风险源项分析.....	10
3.4 主要环境影响途径.....	13
4 环境风险分析	14
4.1 大气环境风险分析.....	14
4.2 地表水环境风险分析.....	14
4.3 地下水环境风险分析.....	15
4.4 对滩涂环境风险分析.....	16
4.5 对周边养殖池风险分析.....	16
5 环境风险防范措施及应急要求	18
5.1 环境风险防范措施.....	18
5.2 应急预案.....	20
6 地质性溢油风险事故防范及应急措施分析	25
6.1 地质及油藏概况.....	25
6.2 地质性溢油风险分析及防范措施.....	26
6.3 其他溢油风险分析及防范措施.....	36
6.4 地质性溢油风险分析结论.....	38
7 风险评价结论及建议	39
7.1 结论.....	39
7.2 建议.....	39
附件 1：建设项目环境风险简单分析内容表	40

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 ██████████,属于油类物质)、天然气(原油伴生气)和柴油等,危险物质的危险有害特性及安全技术分析详见表 1-1~表 1-4。

表 1-1 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(°C): -259.2	沸点(°C): 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(°C): <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	侵入途径: 吸入、食入	

危害	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	<p>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；</p> <p>②易挥发性：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；</p> <p>③毒性物质：原油属于低毒类物质；</p> <p>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，容易产生和积聚电荷，而且消散较慢；</p> <p>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；</p> <p>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。</p>

表 1-2 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
危险性特性	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	<p>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。</p> <p>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。</p> <p>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，那么让气瓶完全燃尽，同时用大量水对周围的气瓶及其他物体降温。</p>	

表 1-3 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。	

表 1-4 CO 危险有害特性及安全技术资料一览表

品名	一氧化碳	英文名	carbon monoxide			
理化性质	分子式	CO	分子量	28.01	闪点	<-50℃
	沸点	-191.4℃		熔点	-199.1℃	
	外观气味	无色无臭气体		溶解性	微溶于水，溶于乙醇、苯等多种有机溶剂	
危险性	<p>健康危害：一氧化碳在血中与血红蛋白结合而造成组织缺氧。</p> <p>危险特性：是一种易燃易爆气体。与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火 高热能引起燃烧爆炸。</p> <p>燃烧（分解）产物：二氧化碳。</p>					
毒理学资料和健康危害	<p>毒性：一氧化碳在血中与血红蛋白结合而造成组织缺氧。</p> <p>急性中毒：轻度中毒者出现头痛、头晕、耳鸣、心悸、恶心、呕吐、无力。中度中毒者除上述症状外，还有面色潮红、口唇樱红、脉快、烦躁、步态不稳、意识模糊，可有昏迷。重度患者昏迷不醒、瞳孔缩小、肌张力增加，频繁抽搐、大小便失禁等。深度中毒可致死。</p> <p>慢性影响：长期反复吸入一定量的一氧化碳可致神经和心血管系统损害。</p> <p>急性毒性：LC502069mg/m³，4 小时（大鼠吸入）。</p>					
安全防护措施	呼吸系统防护	空气中浓度超标时，佩戴自吸过渡式防毒面具(半面罩)。紧急事态抢救或撤离时，建议佩戴空气呼吸器、一氧化碳过滤式自救器。				
	眼睛防护	一般不需要特别防护，高浓度接触时可戴安全防护眼镜。				
	身体防护	穿防静电工作服。				
	手防护	戴一般作业防护手套。				
其他	工作现场严禁吸烟；实行就业前和定期的体验；避免高浓度吸入；进入罐、限制性空间或其他高浓度区作业，须有人监护。					
泄漏应急处理	迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并立即隔离 150m，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿消防防护服。尽可能切断泄					

漏源。合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释、溶解。构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水。如有可能，将漏出气用排风机送至空旷地方或装设适当喷头烧掉。也可以用管路导至炉中、凹地焚之。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。

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、多功能罐内；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，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	40m ³	[REDACTED]	2500	[REDACTED]
井场	原油	2座多功能罐	40m ³	[REDACTED]	2500	[REDACTED]
	伴生气			[REDACTED]	10	
	原油	单井集油管线	Φ76×4mm, 60m	[REDACTED]	2500	
	伴生气			[REDACTED]	10	
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 $0.154 < 1$ ，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)
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。		
	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		
	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		
	套尔河口海域国家级水产种质资源保护区	主要保护对象为缢蛭		
	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		
	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		
生态红线区	重要渔业海域	XZ5-1 套尔河口渔业海域限制区		
	海洋特别保护区	XZ2-1 潮河-湾湾沟浅海贝类限制区		
		JZ2-1 东营河口浅海贝类禁止区		
	海洋自然保护区	XZ1-1 滨州贝壳堤岛与湿地系统限制区		
		JZ1-1 滨州贝壳堤岛与湿地系统禁止区		
特殊保护海岛	XZ6-1 大口河海岛限制区			

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	徒骇河	IV类	依托老井场	■	■
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 物质危险性识别

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018)，本项目所涉及的危险物质包括原油（以采出液形式存在）、原油伴生气；另外，井喷或集油管线发生火灾爆炸时可能产生次生污染物 CO 等，本工程危险物质危险类别详见表 3-1。

表 3-1 本工程危险物质危险类别一览表

序号	危险化学品名称	危险货物编号	物质危险性
1	原油	1267	第 3 类易燃液体
2	原油伴生气	1971	第 2.1 项易燃气体
3	CO	1016	第 2.3 项毒性气体
4	柴油	1202	第 3 类易燃液体

3.2 生产系统风险识别

3.2.1 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。

3.2.2 储油过程风险识别

本工程设置 2 个 40m³ 多功能罐。一旦多功能罐燃烧、爆炸、破裂等一系列连锁反应发生时，如果处理不当，均会造成溢油事故。如果发生火灾，由于长期高温，可能对罐阀门等关键部位造成伤害，使其扭曲变形，出现溢油事故；若火灾不能及时发现、控制就会发生爆炸，进而使罐破裂，导致原油泄漏；另外某些极端天气会对罐造成威胁，有可能导致多功能罐破裂，如台风、地震和风暴潮等。

储油过程溢油事故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。

3.2.3 单井罐车拉运过程风险识别

本工程采用罐车拉运的方式外运，可能因翻车、漏油、油罐冒罐等原因造成溢油事故。泄漏的原油、伴生气遇点火源发生火灾、爆炸事故。

3.2.4 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。

3.2.5 溢油入海风险识别

由于大王北油田大斜 722 块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 10.3km，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。另外，根据调查，养殖池/盐池定期换水是从周边海域或河流泵入周边沟渠，再由沟渠泵入养殖池或盐池；养殖池的排水定期泵入周边盐池，不与海直接相通，因此，本项目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。

图 3-1 本项目与防潮坝及河流的位置关系

3.2.6 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、伴生气及次生污染物 CO 等	油品挥发，污染大气；对周边养殖池/盐池，造成较大污染。
多功能罐泄漏	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/盐池造成较大影响。
油罐车泄漏	单井油罐车	石油类、伴生气	油品挥发，污染大气；泄漏对周边养殖池/盐池造成较大影响。
火灾爆炸	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。
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/盐池，造成较大污染。

3.3 风险源项分析

3.3.1 井涌或井喷事故概率分析

《风险评估数据指南》统计了 1980 年~2005 年美国墨西哥湾外大陆架、英国大陆架、挪威海域等海域发生的井喷事故，其中常规油水井发生井涌和井喷的概率见表 3-3。

表 3-3 常规井涌和井喷事故概率

井别	事故频率		
	井涌	井喷	单位
生产井	2.9×10^{-6}	2.6×10^{-6}	次/(井·a)

本项目共有油井 4 口，根据表 3-3 估算，生产井发生井涌的概率为 1.16×10^{-5} 次/a，井喷的概率为 1.04×10^{-5} 次/a。

3.3.2 管线泄漏事故风险分析

管线泄漏事故主要指的是油气在集输过程中因为管线自身腐蚀、人为破坏等原因造成的管线破裂、油气泄漏。

美国的管道事故数据包括液体、输气和配气管道。根据 DOT 对重大管道事故的统计数据，2005 年~2010 年每 1000km 管道年均事故率为：液体管道 0.42 次、输气管道 0.17 次、配气管道 0.02 次。加拿大 CPEA 的油气管道统计数据表明，2006 年~2011 年 1000km 管道年均事故率为 0.177 次。欧洲 EGIG 对其所辖输气管道泄漏事故的统计数据表明，2006 年~2010 年每 1000km 管道年均事故率为 0.162 次。Concawe 对其所辖的输油管道泄漏事的统计数据表明，2006 年~2010 年每 1000km 管道年均事故率为 0.25。管线泄漏事故概率见表 3-4。

表 3-4 管道泄漏概率（次/（1000km·a））

类别	美国重大管道事故 (DOT2005~2010)	欧洲管道泄漏事故 (EGIG, oncawe 2006~2010)	加拿大管道事故 (CPEA 2006~2011)	Concawe (2006~2011)	平均
输油管道	0.42	0.25	0.177	0.25	0.27

由于我国管道安全发展水平较发达国家水平有一定差距，但本工程均为短距离运输，所以取其平均值为本工程管线泄漏发生概率：输油管道为 0.27 次/（1000km·a）。

本工程共有集油管线 60m。本工程管线泄漏概率具体见表 3-5。

表 3-5 本工程管线泄漏概率

管道类型	泄漏概率（次/（1000km·a））	管线长度（km）	泄漏概率（次/a）
集油管线	0.27	0.06	1.62×10^{-5}

本工程生产阶段溢油事故的主要泄漏物质是含水原油。

管道泄漏时，选取最不利情形即管道断裂进行评价。通常按美国矿业管理部（MMS）管道油品泄漏量估算导则（MMS2002-033）给出的估算模式计算原油的泄漏量，该模式由两部分组成，一部分是阀门关闭后至压力平衡前的泄漏量，另一部分是关闭阀门前的泄漏量，两项之和即为总泄漏量，计算式为：

$$V_{rel} = 0.1781 \cdot V_{pipe} \cdot f_{rel} \cdot f_{GOR} + V_{pre-shut}$$

式中：

V_{rel} 为原油泄漏量，bbl（1 桶=0.14t）；

V_{pipe} 为管段体积， ft^3 （ $1ft^3=0.0283m^3$ ）；

F_{rel} 为最大泄漏率，取 0.4；

f_{GOR} 为压力衰减系数，取 0.3；

$V_{pre-shut}$ 为截断阀关闭前泄漏量，bbl。

（1）应急关断前泄漏量

在实际生产过程中，由于采取了压力检测与控制等措施，结合现场视频监控，加之作业现场有人员巡视，发现泄漏时会及时采取关停措施，一般情况下关停时间不超过 10min，本项目关断前泄漏量按最保守考虑，不超过 30min 进行核算。一般发生此类事故的处理措施：管线发生泄漏时可迅速关停采油机，并关停管段间的阀门以阻止泄漏点上游原油继续输送，且避免下游原油倒流。

根据建设单位提供的资料，集油管线最大输送量不超过 $65m^3/d$ 。管线发生泄漏时，30min 内采出液泄漏量为 $1.35m^3$ 。本项目原油含水率最小约为 23.7%，则泄漏纯原油量最大为 $1.03m^3$ 。

（2）应急关断后泄漏量

本项目井场集油管线的容积为 $0.21m^3$ （ $\varphi 76 \times 5, 0.06km$ ），根据公式计算可得，应急关断后泄漏量 $= 0.1781 \cdot V_{pipe} \cdot f_{rel} \cdot f_{GOR} = 0.02m^3$ ，则泄漏纯原油量为 $0.015m^3$ 。

（3）管道泄漏总量

管道原油泄漏总量 = 应急关断前泄漏量 + 应急关断后泄漏量 $= 1.03 + 0.015 = 1.045m^3$ ，泄漏量源强见表 3-6。

表 3-6 泄漏量源强

项目	假定事故发生后 至关停时间 (min)	截断之前泄 漏量 Q_1 (m^3)	关断后泄 漏量 Q_2 (m^3)	管道总泄 漏量 Q_1+Q_2 (m^3)
采出液	30	1.35	0.02	1.37
纯原油	30	1.03	0.015	1.045

3.3.3 多功能罐事故风险分析

本次多功能罐事故发生概率确定参照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中附录 E 中提供的泄漏频率推荐值，详见表 3-7。

表 3-7 泄漏概率表

部件类型	泄漏模式	泄漏概率
反应器/工艺储罐/气体储罐 /塔器	泄漏孔径 10mm 10min 内储罐泄漏完 储罐全破裂	$1.00 \times 10^{-4}/a$ $5.00 \times 10^{-6}/a$ $5.00 \times 10^{-6}/a$
内径 $\leq 75\text{mm}$ 的管道	泄漏孔径为 10%孔径 全管径泄漏	$5.0 \times 10^{-6} (/m \cdot a)$ $1.0 \times 10^{-6} (/m \cdot a)$
$75\text{mm} < \text{内径} \leq 150\text{mm}$ 的管道	泄漏孔径为 10%孔径 全管径泄漏	$2.0 \times 10^{-6} (/m \cdot a)$ $3.0 \times 10^{-7} (/m \cdot a)$
内径 $> 150\text{mm}$ 的管道	泄漏孔径为 10%孔径 (最大 50mm) 全管径泄漏	$1.10 \times 10^{-5} (/m \cdot a)$ $8.80 \times 10^{-8} (/m \cdot a)$

由表 3-7 可知，多功能罐按储罐全破裂考虑，概率为 $5.00 \times 10^{-6}/\text{年}$ 。

3.4 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、多功能罐泄漏事故下，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：本项目多功能罐泄漏、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/盐池，当发生多功能罐泄漏时，原油将率先进入养殖池/盐池及其围堰，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多功能罐泄漏。

(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) 多功能罐及管线泄漏事故

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晌强度，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，对空气环境影晌较小。

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多功能罐泄漏。

(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养殖池，养殖池为网格状分布，且原油浮于水面，流动缓慢，易于回收，事故状态下，原油不会流入距离较远的徒骇河。

(2) 多功能罐及管线泄漏事故

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，因为原油的黏稠特性，流动缓慢，一般情况下不会直接污染地表水体。本项目多功能罐距离地表水体较远，且周边为网格状分布的养殖池，原油泄漏时不会直接进入徒骇河，同时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、多功能罐泄漏。

(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。鲁胜公司自开发以来，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) 多功能罐及管线泄漏

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随产随清，委托有危废处理资质的单位拉运进行处理。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) 防雷、防静电接地

油气集输装置均做防雷、防静电接地，接地电阻小于 $10\ \Omega$ ，地下接地网连接成环行。

(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。

(6) 监控系统

本项目设计阶段设置视频监控，同时配合人工日常巡护等，能及时发现环境风险事故，采取及时的防范措施。在无人值守的情况下，通过电视监控系统和油井自动化监控系统进行监控，油井参数发生波动，自动化监控系统就会发出报警，技术人员去现场落实情况。在无人值守的情况下，一旦发生溢油，通过油井自动化监控系统进行远程关停相关油井，安排相关人员赶赴现场进行应急处理。

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 多功能罐事故风险防范措施

(1) 多功能罐安装有储罐液位远传装置和抽油机断电停机控制装置，值班人员在办公室可以看到报警，并立即进行处理。

(2) 井场设置有视频监控系统，可以24小时进行实时监控。

(3) 在多功能罐发生泄漏时，根据其发生泄漏的部位、泄漏口形状及余压大小情况，分别采用不同的方法进行堵漏。

(4) 在多功能罐发生泄漏时，及时安排拉油罐车进行倒运。

5.1.4 防止油罐车泄漏风险事故防范措施

油罐车在作业过程中，要严格按照有关操作规程进行操作。

(1) 油罐车在装油过程中，按规定应从底部进油，若底部无过滤器或防喷溅装置，则流速应控制在以油不飞溅为宜。若从上部加油时，应将管子插入油罐底部，不可将管口对向罐壁让油冲刷而下。不论从罐底或上口加油，都应将油车输油软管、过滤器、防喷溅装置和加油设备进行跨接。

(2) 油罐车在车辆行驶途中驾驶员应遵守一切相关法律法规，严禁超速、超车和抢路。

(3) 卸油过程中驾驶员应配合现场工作人员做好安全防范工作，不得远离车辆，

要加强巡视，严防事故发生。

总之，油罐车在装卸油和运输过程中要遵守相关法律法规和规定，将风险事故概率降到最低。

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鲁胜公司组织并实施。鲁胜公司按照《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《关于印发海洋石油勘探开发溢油污染环境事件应急预案的通知》（环海洋函[2022]27号）的相关规定，编制了《胜利油田鲁胜石油开发有限责任公司涉海区块石油开发溢油污染事故应急计划》，并于2021年8月26日在生态环境部海河流域北海海域生态环境监督管理局进行备案，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《胜利油田鲁胜石油开发有限责任公司涉海区块石油开发溢油污染事故应急计划》中，并重新进行备案。

5.2.2 应急组织机构

（1）溢油应急组织机构的构成

鲁胜公司已成立应急指挥中心，具体负责领导、组织和协调溢油应急以及抢险救灾工作，由鲁胜公司总经理担任总指挥，负责指导和监督全公司应急事件处理的日常工作，下设鲁胜公司应急指挥中心办公室。鲁胜公司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）现场应急处置小组

现场应急处置小组由管辖溢油污染事故的鲁平管理区内部人员构成，具体如下：

- 1) 组长：管理区经理；
- 2) 副组长：管理区副经理；
- 3) 现场应急处置小组成员：管理区各岗位人员。

现场应急处置小组值班室设在鲁平管理区的生产指挥中心。

当事件超出管理区层级控制能力外时，现场应急处置小组要立即移交现场指挥权力，由现场指挥部或更高层级的指挥部门做好应急处置工作。

5.2.3 应急处理方案

当发生溢油事故时，鲁胜公司采用机械回收法利用围油栏控制溢油扩散、回收溢油。

油溢到水面后，在自身重力、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。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以防发生火灾或爆炸事故。

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，针对鲁胜公司各井场周边养殖池的溢油控制，主要采用人工或机械拖带方式。鲁胜公司现场对人工可到达的地区布设围油栏，当胜利海洋应急中心的滩涂车到达现场后，可以使用滩涂车布设围控溢油，在围油栏内侧布放吸油拖栏吸附溢油，利用滩涂收油车、真空收油机、岩石收油机等滩涂收油设备进行溢油回收，回收的溢油存放于临时储油装置。

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。对于聚合物处理常采用聚丙烯或聚亚胺酯为主的人工合成吸收剂。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。很多天然材料可以作为溢油清洁物质，如棉花、羊毛、乳草属植物、木丝绵和麦秆等。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。

鲁胜公司对原油的回收以机械回收为主，届时以鲁胜公司现有收油设备为基础，对人工可以达到的地方，人工布设围油栏，防止扩散，并将溢油导引到合适区域，尽可能归集到一起，为回收提供条件。所有回收设备的最终选用将视原油的性质而定，并充分利用现有设备，溢油回收现场责任人应随时保持与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，即使用经检验合格的消油剂。

5.2.4 溢油应急能力

5.2.4.1 鲁胜公司自身溢油应急能力

鲁胜公司溢油应急配备情况见表 5-1，根据鲁胜公司现有的应急设备的配置情况，鲁胜公司的溢油应急能力可以处置井场一般溢油污染事故，较大及以上级别溢油污染事故需要上报胜利油田开展应急处置。

表 5-1 鲁胜公司溢油应急物资一览表

序号	物资名称	型号	存放数量	存放地点	联系方式
1	全方位自动泛光工作灯	SFW6110B	1 台	鲁平管理区应急库房	刘硕 18766752323
2	救生绳	/	3 根	鲁平管理区应急库房	
3	救生圈	/	22 个	鲁平管理区应急库房	
4	救生衣	/	19 件	鲁平管理区应急库房	
5	防寒救生服	DBF-1	13 件	鲁平管理区应急库房	
6	围油栏	/	40 段	鲁平管理区应急库房	

(2) 胜利海洋应急中心溢油应急设备的配置

为了能以最快的速度应急处理涉海油田突发溢油污染事故，胜利油田应急指挥中心组成了专业溢油回收队伍，即胜利海洋应急中心，经过不断的发展建设，目前胜利海洋应急中心处理溢油的设备比较完善。

5.2.4.2 依托溢油应急能力

(1) 可依托溢油应急机构

如果发生较大及以上级别溢油污染事故或溢油所需的设备、人员超出鲁胜公司现有溢油应急力量，由鲁胜公司溢油应急指挥中心负责申请由胜利油田分公司应急指挥中心介入处置。胜利油田分公司可以组织胜利海洋应急中心进行处置。

(2) 胜利海洋应急中心溢油应急设备的配置

为了能以最快的速度应急处理涉海油田突发溢油污染事故，胜利油田应急指挥中心组成了专业溢油回收队伍，即胜利海洋应急中心，经过不断的发展建设，目前胜利海洋应急中心处理溢油的设备比较完善。

表 5-2 胜利海洋应急中心主要应急抢险装备表

表 5-3 胜利海洋应急中心主要应急环保装备表

5.2.5 溢油响应时间

当发生溢油事故时，应急设备运输方式为值班皮卡车辆运输，根据井场与溢油应急设备存放位置的里程，应急响应时间约 30min（已考虑陆地动员设备和人员的时间）。

另外，根据井场与海洋应急中心的里程（大约 80km），从海洋应急中心到达本项目生产作业区的应急响应时间约为 2h~3h。

5.2.6 应急演练

鲁胜公司制定有年度的溢油应急演练计划和应急培训，鲁胜公司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	培训和演练计划
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	实战操作演练与考核
5	应急设备的保养与检查

5.2.7 应急监测计划

（1）适用范围

适用项目范围内发生的风险事故和应急情况的监测。

（2）应急监测措施

1) 环保监测站接到环保事故信息后，根据接报的情况判断可能的污染物质，进行应急准备，并立即组织有关人员，分别进行现场的监测采样和实验室的准备工作。

①人员及采样容器准备。技术人员一名、实验室人员一名、采样人员两名，采样容器要备足。

②化验室分析人员取样后，应快速、准确的完成样品的分析，出具数据和保存，并保留样品。

2) 化验室在接到环境事故信息后，必须在最短时间内到达目的地采样，一

般不超过 30min。

3) 当对某种污染物缺少监测手段时, 安全环保科负责对外请求支援的联系与协调。

4) 监测数据可用电话或书面的形式以最快速度上报应急指挥中心。

5) 应急监测应做到当事故发生直到事故最终处理终结的全过程监测, 其监测频次以满足较少损失和事故处理以及事故发生后的生产恢复的需求。

(3) 应急监测方案

本项目环境风险应急监测方案详见表 5-5。

表 5-5 风险事故情况下环境应急监测方案一览表

项目	监测位置	监测因子	监测频率	备注
废气	管线泄漏点下风向	非甲烷总烃、H ₂ S	事故发生及处理过程中进行实时监测, 过后 20min 一次直至应急结束	根据发生事故的装置确定具体的监测因子
土壤	输油管线泄漏处土壤	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)		

(4) 应急监测设施

针对风险事故状况下的应急措施, 采油厂应配备必要的仪器设备, 建议设备配置情况见表 5-6。

表 5-6 应急监测仪器配备情况一览表

仪器	数量	备注
便携式可燃气体 (甲烷及非甲烷总烃) 检测仪	2	常用设施
便携式 H ₂ S 检测仪	2	常用设施
便携式 COD 测定仪	1	委托监测
化学分析试剂	若干	足够量的常用试剂

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《大王北油田大斜 722 块沙三段产能建设工程地质性溢油风险评估报告》。

6.1 地质及油藏概况

(1) 地质构造

大斜 722 块构造上位于车镇凹陷埕南断层下降盘，其北近邻埕宁凸起，属车震凹陷的北部陡坡带。主要目的层系为沙三段，沉积类型为近岸水下扇沉积，岩性为砂砾岩。研究区 T5 顶面构造整体上一依附于埕南断层北高南低的鼻状构造，区内断层相对不发育。

图 6-1 大 722 块区域地质构造图

(2) 油藏类型

本项目油藏类型低孔低渗、正常压力温度系统、岩性-构造普通稀油油藏。

(3) 方案部署

本项目新钻井 4 口（井位部署图见图 6-2），全部为定向采油井。

图 6-2 新钻井平面分布示意图

6.2 地质性溢油风险分析及防范措施

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。

6.2.1.4 压裂工程

在采油过程中，导致溢油的风险主要是来自于压裂工程的影响。该井地层能量不足，渗透率孔隙度低，需要压裂进行投产，人工进行造缝，保证投产效果。一旦压裂方式选取不当，或者井底压裂施工压力大于最浅开发目的层段的最小破裂压力，形成了地层超压，就将导致溢油事故

6.2.2 断裂系统风险分析及防范措施

大王北油田大斜 722 井区构造上位于车镇凹陷埕南断层下降盘。研究区开发层系为沙三下亚段。沙三下段构造相对简单，整体为北高南低单斜构造，在大斜 722 井区域部位形成近似平台的构造。区内高点位于大斜 722 井北，埕南断层下降盘，构造海拔-3210m（图 6-3）。

工区内断层相对不发育，主要发育埕南断层、F1、F2 断层。工区北界发育埕南断层，断距较大，贯穿整个工区，呈北西西走向，属于基底大断层，向上消亡于明化镇后期（图 6-4），断层活动性强，封堵性较好，属于风险性断层。F1、F2 断层近东西走向，向上消亡于东营组时期，断层活动性弱，F2 封堵性较好，F1 封堵性一般（表 6-1 和表 6-2），除此之外，还发育几条次一级的小断层，断距较小，发育于沙河街组，向上均消亡于沙河街组时期，这些断层均不存在溢油风险。

图 6-3 大斜 722 井区 T5 顶面构造图

图 6-4 大斜 722 井南北向地震剖面

表 6-1 过大斜 722 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
埕南断层	北西西	北东	>600	>7	Pz~Nm
F1	近东西向	南	80	>3	Es3~Ng
F2	近东西向	南	400	>4	Es3~Ng

表 6-2 过大斜 722 块主要断层封堵性和活动性

断层	最大断距(m)	封堵性	断穿地层	活动性
埕南断层	>600	好	中古生界-明化镇组	强
F1	80	一般	沙三中段-东营组	弱
F2	400	好	沙三中段-东营组	弱

从地震剖面（图 6-4）分析，埕南断层消亡时间最晚，消亡时间约 600ms，距离井区所在的滩涂地表泥岩层近 600m，部署的 4 口开发井处于 F1 和 F2 之间，

新井距离风险断层埕南断层较远，最近的一口新井距离埕南断层 1200m 以上。4 口井新井中大斜 722-斜 3、大斜 722-斜 4、大斜 722-斜 5 在上部地层钻遇 F2 断层，但距目的层较远，新井靶点距离断层较远，其中最近的大斜 722-斜 5 井距离 F2 断层为 450m（表 6-2），新部署新井压裂缝长最大不超过 250m，所以钻井与生产活动不会对断层造成影响。

考虑最不利的情况，选取最浅断层最不利的位罝(油藏埋深 3210m)计算断层临界开启压力，同时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，断层开启应力为 94.06MPa，开发活动中压力不超过 94.06MPa，不会发生溢油。

综上所述，区内断层相对不发育，该井区消亡最晚的埕南断层向上消亡于明化镇时期，距地表泥岩层 600m，且油藏埋深大，部署的新井距离最大的埕南断层较远。本块方案设计为弹性开发（又称为天然能量开发），不存在因注水使得断层面开启导致溢油的风险。

表 6-3 过大斜 722 块主要断层封堵性和活动性

井名	钻遇断层	靶点距最近断层距离 (m)	井轨迹距最近断层距离 (m)
大斜 722-斜 2	无	距 F1 断层 700m	100m (1550m 附近)
大斜 722-斜 3	F2	距 F1 断层 700m	0m (2000m 深钻遇 F2)
大斜 722-斜 4	F2	距 F2 断层 700m	0m (3340m 深钻遇 F2)
大斜 722-斜 5	F2	距 F2 断层 450m	0m (3600m 深钻遇 F2)

6.2.3 盖层风险分析

研究区内发育两套主要的盖层：一是上部明化镇组泥岩层，其上部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；二是沙三段泥页岩层，为一厚层泥页岩和灰岩、膏岩沉积，平面分布范围广泛，作为主力盖层（图 6-5 和表 6-4）。综合认为，区域内盖层发育，有利于断层封堵，对油气具有很好的保护作用，降低了发生溢油的风险。

图 6-5 井区综合柱状图

表 6-4 区域地层简表

地层系统					岩性简述	
界	系	组	段	亚段		
新生界	新近系	明化镇组			浅红色、棕黄色泥岩为主，上部夹较多砂岩，向下泥岩减少	
		馆陶组			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	
	古近系	沙河街组	东营组			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
			沙二段	沙一段		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
				沙二上		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。
				沙二下		灰色细砂岩、粉砂岩与泥岩互层
			沙三段	沙三上		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
				沙三中		灰质砂岩、粉砂岩、油泥岩、油页岩，具下粗上细的正旋回
				沙三下		厚层灰色油泥岩、灰质泥岩夹极少量灰质砂岩、灰质粉砂岩
				沙四段	沙四上	
			沙四下			为一套浅紫色、暗紫色泥岩夹薄层砂岩和少量薄层白云岩

6.2.4 浅层气风险分析及防范措施

(1) 浅层气风险分析

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。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（图 6-6）。

拟建项目大斜 722 块位于大王北油田，由于距离渤中凹陷、黄口河凹陷等较深的生有凹陷较远，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。

综上分析，本区块断层相对不复杂，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，同时也不存在

浅层气藏，且本块为弹性开发，所以，从地质条件分析，生产活动造成溢油的风险极低。

图 6-6 渤海海域油气勘探形势图

(2) 钻遇浅层气风险防范措施

为应对钻遇浅层气有可能诱发的溢流、井喷风险，从钻井设计、钻井施工工艺和施工管理方面均提出相应措施，具体采用的防范措施如下：

(1) 方案设计阶段

1) 为切实落实浅层气发育情况，开发过程中选 1 口井进行全井段的录井和大满贯测井作业。

2) 考虑表层钻进无防喷器，应尽量避免在表层阶段钻遇气层，此为设计原则，实际钻井过程中可根据实钻情况，在满足钻井安全的情况下，对各井井身结构进行调整。

3) 优化钻井液性能，其液柱压力不低于地层压力加附加压力。若钻遇浅层气，钻井液当量密度应满足压稳浅层气，在不压漏地层的前提下，钻井液密度宜考虑附加 $0.03\text{g}/\text{cm}^3 \sim 0.07\text{g}/\text{cm}^3$ 安全余量，钻井液抑制性应考虑防泥包；备足堵漏材料，按井控要求备足压井液材料。

4) 固井采用全封固设计，水泥浆返至泥面。对于可能钻遇浅层气的井，表层固井采用防气窜水泥浆体系。优化冲洗液，固井过程中提高顶替和固井质量。

(2) 钻前准备阶段

1) 加强浅层气钻井安全知识及井控培训，地质监督、钻井监督、队长、司钻、气测值班人员等关键人员需要获取相关培训证书后方可参与工作。

2) 召开专门的安全会议，明确钻浅层气的作业程序、应急程序、作业要求，进而使关键人员明确自身的岗位职责和任务；参加人员主要为作业人员、高级队长、井队作业人员、控制室人员、泥浆工程师及固井工程师等。

3) 做好钻井设备的检验和配套，特别是分流器、防喷器、泥浆录井仪、计量灌等的检查及功能测试；按照相关规定对所有的井控设备进行试压合格，试压不合格不应继续作业。

4) 做好钻遇浅层气所需要的各种演习及操练, 包括防喷演习、消防演习等, 检查模拟发生浅层气后相关人员的应急程序执行情况。

5) 检验井口周围的消防系统, 以及锚机处的喷水系统。

6) 做好钻井材料的储备, 提前备足至少两倍井眼容积的压井液及加重材料; 备足堵漏材料。

7) 备用钻井液池尽量放满海水。

8) 在钻进期间, 值班船应安装气体检测器, 并在上风上流位置航行待命。

9) 应选择在白天钻开浅层气地层。

10) 浅层气钻进过程中, 尽量控制现场作业人员的数量。

(3) 作业施工阶段

1) 按照分流器等井口装置的要求进行安装和功能测试, 按设计进行试压, 试压不合格不应继续作业。

2) 尽可能控制钻速, 控制钻速在 25m/h 以内。

3) 钻进期间尽可能控起下钻速度, 避免抽吸和压力激动导致井涌或井漏。

4) 钻进期间, 井口区域及钻井装置周围设专人连续观察液面的变化情况, 同时作业期间不应在井口区进行动火作业。

6) 如有下述情况, 要停钻循环观察 5~10min:

①当钻入可疑浅层气 1.5m 时;

②当钻速突然加快时 (1.5m 内);

③当准备接单根或立柱时。

7) 钻到下套管深度, 用钻井液将井眼清洗干净。泵入 1.5 倍井眼容积的高黏钻井液到井内后起钻 (避免压漏地层)。

8) 组合扩眼钻具扩眼钻进。

(4) 表层钻进浅层气应对措施

1) 钻进过程中如果发现钻遇浅层气, 应立即停止钻进, 循环观察, 同时向基地报告情况。

2) 若泥浆循环装置冒气泡, 有微小气流处理程序:

①立即停钻上提钻具离开井底, 采用大排量循环排气, 观察气泡 / 气流是否正在增加;

②针对气泡 / 气流稳定或稀少的情况, 钻 1~2m 新地层之后再次循环观察, 无浅层气溢流, 方可恢复正常作业;

③如果气泡 / 气流增加, 应转入下步, 否则继续钻进;

④关掉所有不必要设施, 以减少潜在的火源, 并保证井口附近的消防设施处于立即可用状态;

⑤环的同时, 做好撤离所有不必要人员准备。

3) 若有较大气流出现, 处理程序为:

①以尽可能快的速度泵入压井液压住气流;

②决定是否采取下述具体行动: 浅层气位于相对较深的位置时, 注水泥塞封井, 扩眼至浅层气顶部, 提前下入导管, 安装分流器 (转喷器); 浅层气位于相对较浅的位置, 将使用低密度的钻井液逐渐、分步循环, 同时密切观察井眼、海面的变化情况, 寻求以平衡浅层气的钻井液密度钻穿气层, 然后扩眼, 下入导管封住浅层气固井。

4) 若有极大气流出现, 危及井场和作业安全时, 处理步骤:

①拉响警报;

②撤离部分人员;

③进行上述作业时, 迅速泵入压井钻井液;

④如果气流得到有效控制, 则确定下一步作业措施; 如气流无法得到有效控制, 则应继续泵入现有的钻井液、水, 直到人员撤完;

(5) 二开钻进钻遇浅层气, 上部配备防喷器组, 在钻进过程中采用分流放喷或压井方式实施井控, 钻遇浅层气后处理按下述程序进行:

1) 一旦发现钻遇浅层气, 均应立即停钻循环观察;

2) 如果发现气流增加, 应适当提高钻井液密度, 直至气流得到有效控制才能继续钻进;

3) 如果发现溢流、井涌, 立即按浅层气关井程序关井并分流放喷, 根据气流的变化情况, 按浅层气井涌程序进行井控。

(6) 钻遇气层固井措施

1) 压稳气层, 优化钻井液性能, 其液柱压力不低于地层压力加附加压力, 循环时井口进出密度差小于 $0.02\text{g}/\text{m}^3$ 。

2) 优化冲洗液, 提高顶替和固井质量。

3)采用防气窜水泥浆体系,封固气层及以上 150m~200m,应加入防气窜剂,并控制 API 失水在 30mL 以下,游离液为零,缓凝段用领浆封固。

(7) 其他注意事项及措施

1) 钻进注意事项:

①按标准规范要求对所有的井控设备、井口头和套管柱试压合格并进行地层破裂压力试验;

②配置必要的分流设备,并且使用、安装、试压等一定要严格按照规范和标准执行。分流器安装后,一定要在套管鞋试压合格后再开钻;

③一开安装分流器,钻小尺寸领眼探测浅层气,若钻遇浅层气,先放喷,后关转喷器并经放喷管线放喷后,控制转喷器压力不高于 500psi,并派专人随时监控井下及井口情况,防止意外发生;

④合理安排和利用泥浆循环装置:确保储备足够的泥浆、重泥浆以及海水;

⑤尽可能选择良好的季节和白天开孔,以有利于观察井口气泡变化情况;

⑥钻具组合中应考虑加装单流阀,并将单流阀位置尽可能接近钻头处,以防止钻具排空;

⑦钻进时尽可能控制钻速(采用多循环并随时观察海面井口气泡的反应情况);

⑧严格控制起下钻速度,特别是在表层钻进时,不宜采用带扶正器的钻具组合,防止起钻抽汲把地层抽活或激动压漏地层;

⑨发生浅层气井涌循环排气是主要措施,但不宜用重泥浆压井,以免压漏地层后造成井涌;

⑩钻井过程中要有严格的安全措施,预防浅层气进入井筒,并适当处理已进入井筒的浅层气。

2) 其他作业中的技术措施:

①根据实钻情况调整优化钻井液性能及泵排量等,如密度、粘度、切力等;

②钻井过程中要密切观察钻井液池体积的变化情况,储备足够的堵漏材料及加重材料,接单根及下钻到底开泵要平缓,防止憋漏地层;

③若钻遇气层,起钻前进行短起下作业,测量后效,准确计算油气上窜速度;

④严格控制起下钻和下套管速度,避免抽吸和压力激动导致井涌或井漏;

⑤及时进行短起下作业及循环清洁井壁，清除井壁上的沉砂，减小或比避免井壁一次性形成的虚泥饼厚度，防止“拔活塞”现象的发生；

⑥控制钻井液固相含量，降低泥浆失水，增加泥浆的封堵能力，减小井壁泥饼厚度；

⑦在起下钻过程中专人观察井眼液面变化情况，计量钻井液的灌入量和返出量，发现有轻微“拔活塞”现象，应立即接顶驱循环；

⑧起钻后及空井期间要注意观察井眼液面的变化情况，防止钻井液在表层渗透速度过快，井眼液面快速下降，会导致液柱压力降低，应及时灌满钻井液。

钻井专业从工艺和管理方面，针对浅层气开展了详细的防范措施，浅层气风险可控。

6.2.5 压裂工程风险分析及应对措施

在采油过程中，导致溢油的风险主要是来自于压裂工程的影响。一旦压裂方式选取不当，或者井底压裂施工压力大于最浅开发目的层段的最小破裂压力，形成了地层超压，就将导致溢油事故。针对压裂工程可能造成的风险主要从压裂液优选、支撑剂选型、压裂管柱优化及相关施工配套措施等方面提出相应措施：

（1）压裂液优选

针对区块特点，优选高温低伤害聚合物压裂液体系，它具有低伤害、配伍性强、防膨、防水锁、易返排、滤失小、流变性好、低摩阻、延迟交联、携砂能力强的特点。聚合物压裂液施工工艺简单，摩阻小现场需求施工压力小，利于控制压力的特点。

（2）支撑剂选择

根据老井地层显示及试采情况，确定新井采油单层压裂，本区储层的破裂压力在 73MPa 左右，预测新井生产过程主力层沙三下储层裂缝闭合应力分别在 60MPa 左右，对于支撑剂的性能要求较高，选用 0.85mm~0.425mm、耐压 86MPa 的中密度、高强度陶粒为压裂用支撑剂，便于控制压力。

（3）压裂管柱选择

采用油管作为压裂管柱，有利于保护油井及套管，根据摩阻测算采用 89mmEUE 油管+Y531B 封隔器+73mm 油管的管柱组合，有利于控制压裂施工压力，保证安全，降低施工风险。

（4）配套措施

为降低压裂过程中压裂液对地层的二次污染, 在施工过程中应减少前置液用量, 全程破胶、强制返排等技术降低压裂风险; 加砂程序采用坡阶式分段加砂法, 顶替时应略欠顶, 控制压力始终较高; 根据井口压力, 控制关井时间, 及时放喷, 降低持续高压对地层持续性伤害。

施工过程中降低风险的主要措施有:

①压力上升过快: 降低砂比施工或停止加砂、开始顶替, 降低压力快速升高风险。

②压力下降: 前置液或携砂液期间压力持续下降, 则适当提高排量, 尽量保持压力平稳, 保证压力稳定。

③井口或地面管线漏: 立即停泵, 关井口闸门, 进行整改。如在注前置液阶段, 前置液量要重新计算; 如在加砂阶段, 则开始顶替; 如已无法顶替, 则开井控制放喷。

④主压车故障: 如在注前置液阶段初期, 停泵及时整改设备; 如在前置液后期或已加砂, 调整设备满足设计最低要求排量, 并调整砂比等施工参数; 如无法满足排量要求则开始顶替。

⑤混砂车故障: 如在注前置液阶段, 停泵整改设备, 视停泵时间长短, 补充前置液量; 如在携砂液阶段, 则停砂、调整设备坚持至顶替结束。

⑦高低压管汇故障: 如在前置液期间漏, 则停泵整改后, 重新调整前置液量继续施工; 如在携砂液期间漏, 立即停砂顶替, 讨论确定下步方案。

⑧施工砂堵: 立即停泵, 根据甲方意见进行下步工序施工。

压裂施工从工艺和管理方面, 针对压裂过程中可能存在的风险提供了详细的防范措施, 压裂施工风险可控。

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。

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，防喷器远程控制台应不少于两个，应在视线开阔、操作方便处安装一个；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。

(7) 采用 CYB250 型（压力等级上限 25MPa、工作温度区间-46℃~121℃、材质级别 AA 级、规范级别 PSL1 级）采油树能满足生产安全的需要。

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。

本项目方案设计中依据井区构造形态和砂体展布特征，依托 DBDX722 平台平面新部署 4 口油井；油井在平面上的分布，一方面能够更好的评价储层发育情况，达到方案设计中“建探兼顾”的地质目的；另一方面，4 口井的在平面上的位置分布相对规则，投产后能够均衡利用地层弹性能量，不会造成平面上局部高压异常。

本次评价的产能建设方案设计为弹性开发，不涉及注水相关事项。

本次评价的大斜 722 井区弹性开发所利用的能量为流体和岩石的弹性膨胀能及溶解气的弹性膨胀能。这种弹性开发的油井井筒周边的流体依靠自身膨胀能和岩石的弹性膨胀能保持相对均匀的流速向井底渗流、聚集，不受外力驱动。

弹性开发的地质储量技术采收率一般为 5%~10%之间，且经过 10~20 年不等的采出，随着采出程度的提高，地层压力逐渐降低，加之油藏原始地层压

力为常压系统，故不存在地下原油溢出的风险。

6.4 地质性溢油风险分析结论

(1) 本次评价的大斜 722 井区沙三段的产能建设方案工区断层简单，且不存在“通天断层”。另外，明化镇组地层为区域盖层，厚度 700~900m，分布稳定，能够确保其下部储集层的油气流体不会向上逸散。

(2) 油藏工程方案强化了开发层系、开发方式、井网部署的论证。井区采用天然能量开发，整个开发过程为降压过程，对地层的破坏性较小。

(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。井区已有探井完钻投产，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) 胜利油田及鲁胜公司溢油应急预案考虑充分，公司管理规范，具备涉海溢油应急能力。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，本次评估的井区位于大王北油田主体，上世纪 90 年代投入正式开发，生产期内未发生性溢油事件。

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多功能罐、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 Q_{max} 为 $0.154 < 1$, 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多功能罐破裂、井喷或井涌、火灾爆炸,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) 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,鲁胜公司应从建设、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

建设项目名称	大王北油田大斜 722 块沙三段产能建设工程				
建设地点	(山东)省	(滨州市)市	(沾化)区	(/)县	(/)园区
地理坐标	经度	118° 6' 27.17"	纬度	38° 5' 19.08"	
主要危险物质及分布	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 23.7%~72.6%，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、多功能罐内				
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	<p>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；</p> <p>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；</p> <p>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；</p> <p>4) 管线、多功能罐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。</p> <p>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。</p>				
风险防范措施要求	<p>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。</p> <p>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；</p> <p>3) 管线泄漏事故预防措施：强化管线防腐、加强巡线制度。</p>				
<p>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 ，则环境风险潜势直接判定为 I，风险评价开展简单分析。</p>					