

建设项目环境影响报告表

(生态影响类)

项目名称: 渤中 13-1 油田调整井及渤中 26-2 油田配套改造项目

建设单位: 中海石油（中国）有限公司天津分公司

编制日期: 2025 年 5 月

中华人民共和国生态环境部

建设项目环境影响报告表

(生态影响类)

项目名称：渤中 13-1 油田调整井及渤中 26-2 油田配套改造项目

建设单位：中海石油（中国）有限公司天津分公司

编制日期：2025 年 5 月

中华人民共和国生态环境部

打印编号: 1744620370000

编制单位和编制人员情况表

项目编号	b50190		
建设项目名称	渤中13-1油田调整井及渤中26-2油田配套改造项目		
建设项目类别	54—150海洋矿产资源勘探开发及其附属工程		
环境影响评价文件类型	报告表		
一、建设单位情况			
单位名称（盖章）	中海石油（中国）有限公司天津分公司		
统一社会信用代码	91120116718249438Q		
法定代表人（签章）	阎洪涛		
主要负责人（签字）	刘小刚		
直接负责的主管人员（签字）	范洪波		
二、编制单位情况			
单位名称（盖章）	海油环境科技（北京）有限公司		
统一社会信用代码	91110114MA01Q7HP1A		
三、编制人员情况			
1. 编制主持人			
姓名	职业资格证书管理号	信用编号	签字
张蓓	08351443508140037	BH008716	张蓓
2 主要编制人员			
姓名	主要编写内容	信用编号	签字
冯婧	建设项目基本情况、建设内容、生态环境影响分析、主要生态环境保护措施、生态环境保护措施监督检查清单、结论、附图、附表、附件	BH074194	冯婧
张蓓	生态环境现状、附录	BH008716	张蓓

目录

一、建设项目基本情况	1
二、建设内容	7
三、生态环境现状、保护目标及评价标准	19
四、生态环境影响分析	33
五、主要生态环境保护措施	47
六、生态环境保护措施监督检查清单	51
七、结论	53
附表	54
附图	54
附件	56
附录 1 环境风险专项评价	58

一、建设项目基本情况

建设项目名称	渤中 13-1 油田调整井及渤中 26-2 油田配套改造项目		
项目代码	无		
建设单位联系人	■■■■■	联系方式	■■■■■
建设地点	渤海中部海域		
地理坐标	渤中 13-1 油田 WHPB 平台：■■■■■ 渤中 26-3 油田 WHPA 至渤中 26-2 油田 WHPA 平台输气海管： 起点：■■■■■ 终点：■■■■■		
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）	利用原平台实施调整井在原平台外轮廓线内，本次不申请用海。
建设性质	☐ 新建（迁建） ☒ 改建 ☐ 扩建 ☐ 技术改造	建设项目申报情形	☒ 首次申报项目 ☐ 不予批准后再次申报项目 ☐ 超五年重新审核项目 ☐ 重大变动重新报批项目
项目审批（核准/备案）部门（选填）	/	项目审批（核准/备案）文号（选填）	/
总投资（万元）	■■■■■	环保投资（万元）	■■■■■
环保投资占比（%）	■■■■■	施工工期	约 110 天
是否开工建设	☒ 否 ☐ 是：		
专项评价设置情况	对照《建设项目环境影响报告表编制技术指南（生态影响类）（试行）》“表 1 专项评价设置原则表”的涉及项目类别，本项目属于石油和天然气开采工程，设置“环境风险”专项评价。		
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	渤中 13-1 油田、渤中 26-2 油田、渤中 26-3 油田位于渤海中部海域，本项目依托油田现有工程设施进行调整。《渤南油气田群总体开发工程		

	环境影响报告书》于 2002 年 9 月获得环评批复（ ），其中渤中 13-1 综合平台（BZ13-1WHPB）于 2009 年建成投产。 《渤中 26-3 油田开发工程环境影响报告书》于 2010 年 3 月获得环评批复（ ），其中 BZ26-3WHPA 至 BZ26-2WHPA 平台输气管道于 2012 年建成投产。 随着开采年限增加，为了使油气田持续高产稳产，建设单位计划在渤中 13-1 油田现有 BZ13-1WHPA 平台上实施 2 口调整井侧钻施工作业，全部为老井侧钻，较调整前，年最大增油量 ，小于 20 万吨，本项目钻井期间新增非油层段钻井液排放量约为 ，新增非油层段钻屑排放量约为 ，超出原环评《渤南油气田群总体开发工程环境影响报告书》批复的核算量，根据《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》要求，需编制环境影响报告表。 此外，由于渤中 26-3 油田和周边渤中 19-6 气田等油田群实际产能高于 ODP 预测，导致渤中 26-2 油田处理能力无法满足需求。为进一步释放产能，2023 年 6 月，天津分公司针对 BZ26-3WHPA 至 BZ26-2WHPA 输气海管反向混输作业的流程及海管的设计、校核编制了可行性研究报告，并通过了第三方中国船级社审查认证。该项目的安全评估报告也已通过专家审查，并获得《渤中 26-2WHPA 至渤中 26-3WHPA 混输海管》设施符合证书。2024 年 3 月，天津分公司向生态环境部海河流域北海海域生态环境监督管理局（下文简称“海河北海局”）报告反输事项。海河北海局收到报告后，明确该海管临时反输油期限不超 1 年（反输期为 2024 年 6 月 13 日至 2025 年 6 月 13 日）并提出反输期间管理要求（函号 ，见附件 6）。在反输期间天津分公司定期对海管进行巡线、清管作业、腐蚀因子检测等工作，确保反输期间上下游流程和海管运行状态稳定正常。 本次实施 BZ13-1WHPA 两口调整井工程后，BZ13-1 油田产量增加，BZ26-2WHPA 平台预处理量将超过其最大设计能力，BZ26-2WHPA 到 BZ28-1SPM 混输海管也将超过其最大输液量及出口最高压力。因此，为保证 BZ26-2WHPA 平台和 BZ26-2WHPA 到 BZ28-1SPM 混输海管不超负荷且安全运行，BZ26-3WHPA 至 BZ26-2WHPA 输气海管需延续反向混输状态。 （1）与《全国海洋主体功能区规划》符合性分析 根据《全国海洋主体功能区规划》，海洋空间划分为优化开发区域、重点开发区、限制开发区域和禁止开发区域。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域。其中海洋工程和资源开发区，是指国家批准建设的跨海桥梁、海底隧道等重大基础设施以及海洋能源、矿产资源勘探开发利用所需海域。规划对海洋工程和资源开发区的要求是：“海洋工程建设和资源勘探开发应认真做好海域使用论证和环境影响评价，减少对周围海域生态系统的影响，避免发生重大环境污染事件。支持海洋可再生能源开发与建设，因地制宜科学开发海上风能”。 本项目属于矿产资源勘探开发工程，位于规划中的重点开发区域中的海洋工程和资源开发区，用海符合规划要求。本项目建设阶段对环境的影响是短期且可恢复的，生产阶段生产水处理达标后回注不外排，对周边海洋环境影响轻微。同时油田已制定溢油应急计划和配备溢油应急资源以加强石油勘探开发海上溢油风险防范。因此本项目符合《全国海洋主体功能区规划》的要求。 （2）与《山东省海洋主体功能区规划》符合性分析 根据 2017 年 8 月《山东省海洋主体功能区规划》：“按照不同区域的海洋资源环境承载能力、现有开发强度和未来发展潜力，遵循全国海洋主体功能区布局，在衔接陆域主体功能区的基础上，对每一主体功能区进行综合评价，将全省海洋国土空间分为优化开发、重点开发、限制开发和禁止开发四类区域。” 本项目位于《山东省海洋主体功能区规划》的划定范围之外，调整井所在的 BZ13-1WHPA 距最近的“东营市河口区海域”，反向混输海管的最近距离，详见附图 2。 根据类比预测情况，本项目非油层段钻井液排放最大影响距离，非油层段钻屑排放最大影响距离，不会对山东省海洋主体功能区产生影响，运营期项目无新增污染物排海，因此，正常运行情况下本项目不会影响到功能区。 （3）与《山东省国土空间规划（2021-2035 年）》符合性分析 国务院于 2023 年 9 月 20 日批复《山东省国土空间规划（2021-2035 年）》（国函〔2023〕102 号），山东省人民政府于 2023 年 12 月 27 日印发《山东省国土空间规划（2021-2035 年）》（鲁政发〔2023〕12 号）。 经分析，本项目位于山东省国土空间规划国家级和省级主体功能区范围之外，调整井所在的 BZ13-1WHPA 平台离最近省级重点生态功能区边界，反向混输海管的最近距离（见附图 3）。根
--	---

	据类比预测情况，本项目非油层段钻井液排放最大影响距离[REDACTED]，非油层段钻屑排放最大影响距离[REDACTED]，未占用山东省国土空间规划重点生态功能区范围。在施工期和运营期妥善处理污染物，对环境和生态环境产生负面影响较小。 综上，本项目与《山东省国土空间规划（2021-2035 年）》国家级和省级主体功能区相协调。 （4）与山东省“三区三线”的符合性分析 根据《自然资源部办公厅关于北京等省（区、市）启用“三区三线”划定成果作为报批建设项目用地用海依据的函》（自然资办函〔2022〕2207 号）。“三区三线”是根据城镇空间、农业空间、生态空间三种类型的空间，分别对应划定的城镇开发边界、永久基本农田保护红线、生态保护红线三条控制线。 根据山东省“三区三线”划定成果，项目用海不占用农业空间、生态空间及城镇空间，也不涉及生态红线及城镇开发边界。本项目调整井所在的 BZ13-1WHPB 平台距离最近的红线约[REDACTED]，反向混输海管的最近距离[REDACTED]，详见附图 4。 根据类比预测情况，本项目非油层段钻井液排放最大影响距离[REDACTED]，非油层段钻屑排放最大影响距离[REDACTED]，未占用山东省国土空间规划重点生态功能区范围。在施工期和运营期妥善处理污染物，对环境和生态环境产生负面影响较小。综上，本项目与山东省“三区三线”划定成果相协调。 （5）与山东省“三线一单”的符合性分析 2021 年 1 月 1 日，山东省人民政府发布了《关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（鲁政字〔2020〕269 号），就实施生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线、生态环境准入清单生态环境分区管控提出了相关意见，并提出各市政府是辖区“三线一单”编制和实施的主体。 本项目距离最近的地方管辖海域为东营市海域，根据《东营市生态环境分区管控方案（2023 年版）》（东环委办〔2024〕7 号），本项目位于东营市“三线一单”管控范围外，调整井所在的 BZ13-1WHPB 平台距东营市一般管控单元的最近距离[REDACTED]，反向混输海管距东营市重点管控单元的最近距离[REDACTED]。根据类比预测情况，本项目非油层段钻井液排放最大影响距离[REDACTED]，非油层段钻屑排放最大影响距离[REDACTED]。在施工期和运营期妥善处理污染物，对环境和生态环境产生负
--	---

	面影响较小。工程与山东省东营市“三线一单”生态环境分区的相对位置关系见附图 5。 油田制定了严密的溢油应急响应及处置措施，将严格按照油田的溢油应急计划做好各种溢油应急准备和响应工作，尽最大能力降低海上溢油的环境危害程度，确保周围海域海洋生态环境安全。 综上所述，本项目与《东营市生态环境分区管控方案（2023 年版）》的要求相协调。 （6）与产业政策的符合性 本项目属于海洋矿产资源勘探开发工程，符合国家《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中“常规石油、天然气勘探与开采”，属于国家产业政策鼓励类项目。 （7）与《“十四五”海洋生态环境保护规划》的符合性分析 生态环境部、发展改革委、自然资源部、交通运输部、农业农村部、中国海警局于 2022 年 1 月 7 日联合印发《“十四五”海洋生态环境保护规划》，对“十四五”期间海洋生态环境保护工作作出了统筹谋划和具体部署。该规划提到“有效应对海洋突发环境事件和生态灾害，加强海洋环境风险源头防范，全面摸排重大海洋环境风险源，构建分区分类的海洋环境风险防控体系，加强应急响应能力建设”。 现有油田已编制了溢油应急计划并进行了备案，原有溢油应急计划满足本项目溢油应急的需要，建设单位根据溢油应急计划开展好各种溢油应急准备和响应工作，以防范海上溢油等海洋环境突发污染事故。同时，建设单位制定了相应的管道保护和检测程序，对平台、油气管线进行不定期局部检测和定期全面检测，对油田生产风险源进行全面排查，有效降低环境风险。 （8）与《山东省“十四五”海洋生态环境保护规划（修订版）》的符合性分析 根据《山东省“十四五”海洋生态环境保护规划（修订版）》，本项目调整井所在的 BZ13-1WHPA 平台所处海域位于规划范围之外，最近距离 XXXXXXXXXX。本项目与山东省“十四五”海洋生态环境保护规划范围的相对位置关系见附图 6。 本项目施工期油层段钻井液、钻屑全部送至陆上进行处理，非油层段钻井液、钻屑满足排放要求后排放，生活垃圾和生产垃圾全部送至陆上处理，生活污水处理达标后排放，对周边功能区的影响较小。本工程运行期正常工况下，生产水全部处理合格后回注地层，生活污水达标处
--	--

	理后排海，故本工程运行期对周边功能区影响较小。 本项目开发时应注意保护海洋资源环境，严格执行各项环保措施，防止溢油，保证临近海域的用海功能。综上所述，本工程与《山东省“十四五”海洋生态环境保护规划（修订版）》相符合。 （9）与《重点海域综合治理攻坚战行动方案》的符合性分析 《重点海域综合治理攻坚战行动方案》由生态环境部、发展改革委、自然资源部、住房和城乡建设部、交通运输部、农业农村部、中国海警局于 2022 年 1 月 29 日印发实施。根据“二、重点任务”中的“（十三）加强海洋环境风险防范和应急监管能力建设”规定：“以渤海为重点，加强海洋石油勘探开发环境风险源排查整治和溢油风险监控。指导督促沿海省（市）有关部门和相关企业等加强海洋突发环境事件应急预案制修订，推进沿海地方应急船舶装备、物资保障、监测预警预报、监督执法等能力建设。” 现有油田已编制了溢油应急计划并进行了备案，原有溢油应急计划满足本项目溢油应急的需要，建设单位根据溢油应急计划开展好各种溢油应急准备和响应工作，以防范海上溢油等海洋环境突发污染事故。同时，建设单位制定了相应的管道保护和检测程序，定期对平台、油气管线进行不定期局部检测和定期全面检测，对油田生产风险源进行全面排查。 综上，本项目建设符合《重点海域综合治理攻坚战行动方案》的相关要求。
--	---

二、建设内容

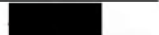
地理位置	本项目 BZ13-1WHPB 隶属于渤中 13-1 油田，BZ26-3WHPA 至 BZ26-2WHPA 输气海管连接渤中 26-2 油田和渤中 26-3 油田。 渤中 13-1 油田位于渤海中部海域，东经 [REDACTED] 北纬 [REDACTED] 东南距渤中 28-1 油田 [REDACTED]，距渤中 26-2 油田 [REDACTED]，西南距山东省东营市河口区岸线最近距离约 [REDACTED]，西距塘沽 [REDACTED]，平均水深 [REDACTED]。 渤中 26-2 油田位于渤海中部海域，南距渤中 26-3 油田 [REDACTED]，西偏南距渤中 25-1 油田 [REDACTED]。西南距山东省东营市河口区岸线约 [REDACTED]。油田范围内平均水深 [REDACTED]。 渤中 26-3 油田位于渤海中部海域，北距渤中 26-2 油田约 [REDACTED]，西距渤中 25-1 南油田约 [REDACTED]，西南距山东省东营市河口区岸线约 [REDACTED]，东南距山东省龙口市约 [REDACTED]。油田海域平均水深约 [REDACTED]。工程地理位置见附图 1。
项目组成及规模	(一) 工程现状 1 油田工程概况 渤中 13-1 油田主要设施包括 1 座综合平台（BZ13-1WHPB）和 1 座辅助平台（BZ13-1BOP），两座平台栈桥相连。渤中 26-2 油田主要设施包括 1 座井口平台（BZ26-2WHPA）。渤中 26-3 油田主要设施包括 1 座井口平台（BZ26-3WHPA）、2 座井口平台（BZ26-3WHPB、BZ26-3WHPC）、1 座生产辅助平台（BZ26-3PAPD）。 渤中 13-1 油田经历过两次开发，第一次开发环评《渤南油气田群总体开发工程环境影响报告书》（[REDACTED]）主要工程设施：新建渤中 13-1 综合平台 WHPB，新建 2 条混输管道和 2 条输气管道并于 2009 年投入使用。第二次开发环评《渤中 13-1 油田调整井工程环境影响报告表》（[REDACTED]）主要工程设施：包括新建 1 座辅助平台 BOP 与 WHPB 平台栈桥相连，于 2016 年投入使用。 渤中 26-2 油田经历过一次开发，环评《渤南油气田群总体开发工程环境影响报告书》（[REDACTED]）主要工程设施：新建 BZ26-2 井口平台，新建“友谊号”FPSO 及其单点（SPM）并于 2007 年投入使用。 渤中 26-3 油田经历过两次开发，第一次开发环评《渤中 26-3 油田开发工程环境影响报告书》（[REDACTED]）主要工程设施：新建 2 座井口平台 WHPA、WHPB，新建 2 条海底电缆、2 条混输管道、1 条输气管道和 1 条注水管道，并于 2012 年投入使用。第二次开发环评《渤中 26-3 油田扩建项目环境影响报告书》（[REDACTED]）主要工程设施：包括新建 1 座井口平台 WHPC、1 座生产辅助平台 PAPD，新建 1 条混输管道、1 条注水管道、1 条海底电缆，并于 2021 年投入使用。 本项目拟对渤中 13-1 油田现有的 BZ13-1WHPB 平台实施 2 口调整井工程，均为老

井侧钻。此外，由于本次实施 BZ13-1WHPA 两口调整井工程后，BZ13-1 油田产量增加，为保证 BZ26-2WHPA 平台和 BZ26-2WHPA 到 BZ28-1SPM 混输海管不超负荷且安全运行，BZ26-3WHPA 至 BZ26-2WHPA 输气海管需延续反向混输状态。

渤中 13-1 油田、渤中 26-2 油田和渤中 26-3 油田开发工程设施分布见附图 7。

表 2.1 本项目现有主要工程组成表

类型	工程设施	工程内容及规模		
本项目工程	BZ13-1WHPB (本工程调整井平台)	BZ13-1WHPB 平台是一座 4 腿 4 桩导管架综合平台，设有原油处理系统、燃料气系统、开/闭排系统、化学药剂系统、淡水系统、海水系统、柴油系统、压缩空气系统、主电站、应急电站、热站、生活污水处理系统等。平台共有 3 层甲板，平台共设 9 个井槽。平台设 60 人生活楼，目前平台上定员 35 人。2009 年 12 月投产，设计寿命 20 年。		
	工程设施	管线走向	长度 (km)	尺寸
	输气管道	BZ26-3WHPA→BZ26-2WHPA	■	6"
依托工程	BZ13-1BOP	BZ13-1BOP 平台一座 4 腿钢结构导管架平台，与 BZ13-1WHPB 平台通过 11.2m 栈桥连接。平台上设有低压油气处理系统、三甘醇脱水及再生系统、生产增压泵及滤器、低压压缩机系统、低压计量系统、天然气冷却系统、吊机、开/闭排放系统等。平台共有 3 层甲板，2016 年 5 月投产，设计寿命 25 年。		
	BZ26-2WHPA	BZ26-2WHPA 平台为 6 腿 4 桩导管架平台。平台现有生产井 12 口，注水井 3 口。原油处理能力 ■ 天然气处理能力：■ 平台上分别布置开/闭式排放系统、生产水处理系统（处理规模 ■）、生活污水处理系统（处理规模：■）、一般工业固体废物回收系统、食品废弃物粉碎设备。吊机、淡水/热水系统、海水系统、柴油系统、消防系统、压缩空气系统、电站系统。		
	BZ26-3WHPA	BZ26-3WHPA 平台为 6 腿桩基井口平台。平台现有生产井 11 口，注水井 7 口，水源井 1 口。原油处理能力：■ 天然气处理能力 ■ 平台上分别布置闭式排放系统、生活污水处理系统（处理规模：■）、生产水处理系统（处理规模：■）、化学药剂注入系统、柴油储罐、公用风/仪表风储罐、注水系统、污油罐、污油泵、火炬等、吊机、淡水/热水系统、海水系统、柴油系统、消防系统、压缩空气系统、电站系统。		
	HYSY113FPSO	HYSY113 上分别布置吊机、淡水/热水系统、海水系统、柴油系统、消防系统、压缩空气系统、电站系统、热站系统、天然气压缩系统、惰气发生器系统、生活污水处理系统、生产水处理系统、通风空调系统、冷库系统、应急柴油发电机系统。原油处理能力 ■；伴生气处理能力 ■；生产水处理能力 ■；生活污水处理能力 ■ 储油能力：■；注水 ■；		
	工程设施	管线走向	长度 (km)	尺寸
	混输海管	BZ13-1WHPB→BZ26-2WHPA	■	10"/16"
		BZ26-2WHPA→BZ28-1SPM	■	14"/20"
		BZ26-3WHPA→BZ25-1WHPD	■	24"/28"
		BZ25-1WHPD→HYSY113FPSO	■	14"/20"
	输气管道	BZ13-1WHPB→QK18-1WHP1	■	12"
		QK18-1WHP1→渤西终端	■	12"

表 2.2 主要环保设施一览表			
设施	主要环保设施	数量	处理能力/规模
BZ13-1WHPB	开/闭式排放系统	1 套	
	生活污水处理系统	1 套	
BZ26-2WHPA	开/闭式排放系统	1 套	
	生产水处理系统	1 套	
	生活污水处理系统	1 套	
BZ26-3WHPA	开/闭式排放系统	1 套	
	生产水处理系统	1 套	
	生活污水处理系统	1 套	
HYSY113FPSO	生产水处理系统	1 套	
	生活污水处理系统	1 套	

2.现有工程物流走向

渤中 13-1 油田主要接收 BZ13-1WHPB 井口物流、曹妃甸 18-1 油田和曹妃甸 18-2 油田物流。BZ13-1WHPB 平台主要接收自身平台高压井物流，BZ13-1BOP 平台主要接收 BZ13-1WHPB 低压井物流、曹妃甸 18-1 油田和曹妃甸 18-2 油田物流。分离的气进入 BZ13-1BOP 天然气处理系统，冷却脱水后，部分干气进入 BZ19-6WHPD 平台（与 BZ13-1WHPB、BZ13-1BOP 平台栈桥相连）注气压缩系统，经增压后回注，另外部分干气外输至渤西终端。分离出的油和水经外输加热器加热后进入海管输送至 BZ26-2WHPA 平台。

由于渤中 26-3 油田和周边渤中 19-6 气田等油田群实际产能高于 ODP 预测，导致渤中 26-2 油田处理能力无法满足需求。为进一步释放产能，2023 年 6 月，天津分公司针对 BZ26-3WHPA 至 BZ26-2WHPA 输气海管反向混输作业的流程及海管的设计、校核编制了可行性研究报告，并通过了第三方中国船级社审查认证。该项目的安全评估报告也已通过专家审查，并获得《渤中 26-2WHPA 至渤中 26-3WHPA 混输海管》设施符合证书。2024 年 3 月，天津分公司向海河北海局报告反输事项。海河北海局收到报告后，明确该海管临时反输油期限不超 1 年（反输期为 2024 年 6 月 13 日至 2025 年 6 月 13 日）并提出反输期间管理要求（函号：[REDACTED]，见附件 6）。在反输期间天津分公司严格落实各项环境风险防范措施和安全生产措施，定期对海管进行巡线、清管作业、腐蚀因子检测等工作，确保反输期间上下游流程和海管运行状态稳定正常。

BZ26-3WHPA 至 BZ26-2WHPA 输气海管反向混输期间。BZ26-2WHPA 平台与上游 BZ13-1WHPB 平台的部分产液混合，一起进入生产流程进行油气水处理，油气进入混输海管进行外输，经海管外输至 BZ28-1SPM（越站不处理）、BZ34-1CEPA（处理为含水 0.5%的合格原油），合格原油最终输往东营终端、天然气输往龙口终端。BZ13-1WHPB 平台的剩余液相不进入 BZ26-2WHPA 的生产处理系统，通过反向混输的 BZ26-3WHPA 至 BZ26-2WHPA 输气海管，流经 BZ26-3WHPA、BZ25-1WHPD（均为越站不处理）最终输至 HYSY113FPSO 处理。渤中 26-3 油田的全部物流均经 BZ25-1WHPD（越站不处

理) 输至 HYSY113FPSO, 伴生气最终在 HYSY113FPSO 作为透平发电原料气。

图 2.1 现有工程物流走向示意图 (气管反向混输阶段)

3. 现有平台生产工艺

(1) BZ13-1WHPB 平台工艺流程

BZ13-1WHPB 平台设有高压油气处理系统, 主要接收 BZ13-1WHPB 高压井物流, 高压井物流经加热后进入生产分离器, 分离出的液进入 BZ13-1BOP 低压生产分离器进行二次降压分离, 通过再次脱气后外输至 BZ26-2WHPA。分离的气进入 BZ13-1BOP 天然气处理系统, 冷却脱水后, 部分干气进入 BZ19-6WHPD 注气压缩系统, 经增压后回注, 另外部分干气外输至渤西终端。

图 2.2 BZ13-1WHPB 平台工艺流程示意图

(2) BZ13-1BOP 平台工艺流程

BZ13-1BOP 平台设有低压油气处理系统, 主要接收 BZ13-1WHPB 低压井物流、CFD18-1 油田和 CFD18-2 油田物流, 低压物流经低压生产加热器加热后进入低压生产分离器, 分离出的液经低压增压泵增压后与 BZ13-1WHPB 高压物流汇合外输至 BZ26-2WHPA。分离的低压气冷却后进入涤气罐, 脱去液滴后进入低压压缩机增压, 与 BZ13-1WHPB 的高压气汇合、脱水后外输至渤西终端。

图 2.3 BZ13-1BOP 平台工艺流程示意图

(3) BZ26-2WHPA 平台工艺流程

输气海管反向混输作业实施之后 (2024 年 6 月到至今), BZ13-1WHPB 平台来液进入段塞流捕集器气液分离, 分离出的液相一部分与 BZ26-2 油田的产液汇合, 依次进入一、二级分离器和电脱水器脱水; 段塞流捕集器分离出的气体与 BZ26-2 油田的天然气汇合后, 与电脱水器出来的合格原油换热, 然后与经外输泵增压后的合格原油混合, 再经过外输加热器将温度提升到管输温度, 进入 BZ26-2WHPA 至 BZ28-1SPM 的混输管道。经海管外输至 BZ28-1SPM (越站不处理)、BZ34-1CEPA (处理为含水 0.5% 的合格原油), 合格原油最终输往东营终端、天然气输往龙口终端。而 BZ13-1WHPB 平台来液分离出的剩余液相不进入 BZ26-2WHPA 的生产处理系统, 分流至渤中 26-3 至渤中 26-2 气海管反输流程, 外输至海洋石油 113FPSO 处理。生产水通过注水井进行回注。

BZ26-2WHPA 平台生产物流集输工艺流程见下图

图 2.4 BZ26-2WHPA 平台工艺流程示意图 (气管反向混输阶段)

(4) BZ26-3WHPA 平台工艺流程

输气海管反向混输作业实施之后 (2024 年 6 月到至今), BZ26-3WHPA 平台的井流, 经一、二级分离器后, 油气水全部输送至 HYSY113FPSO 上进行处理、存储和外

输。生产水通过注水井进行回注。

图 2.5BZ26-3WHPA 平台工艺流程示意图（气管反向混输阶段）

(4) HYSY113FPSO 工艺流程

输气海管反向混输作业实施之后（2024 年 6 月到至今），渤中 26-2 液相物流经 BZ26-3WHPA、BZ25-1WHPD（均为越站不处理）最终输至 HYSY113FPSO。BZ26-3WHPA 油气水物流均经 BZ25-1WHPD（越站不处理）输至 HYSY113FPSO，来自各平台的物流在 FPSO 上进行油、气、水三相分离，分离出的原油经加热、再脱水、冷却后进入工艺舱继续沉降，达标后进入货油舱储存，外输运往“中海油惠州石化有限公司”、“中海石油宁波大榭石化有限公司”、“中海石油中捷石化有限公司”等加工处理；分离出的天然气用作发电机组的主要燃料；分离出的生产水经处理合格后送回各井口平台回注地层。

图 2.6HYSY113FPSO 生产工艺流程图

(二) 本项目建设内容及规模

2.1 调整井建设方案：

本项目拟对渤中 13-1 油田现有的 BZ13-1WHPB 平台实施 2 口调整井工程，均为老井侧钻。

(1) 调整井井口信息

表 2.3 本项目调整井建设情况

平台	原井信息			调整井信息				
	井名	井别	井型	井名	井别	井型	是否侧钻	备注（侧钻深度）
BZ13-1WHPB								

表 2.4 本项目实施前后平台井口情况

平台	本项目实施前井数	本项目			本项目实施后井数
		井别	井号	井数	
BZ13-1WHPB	生产井：9	生产井	A4S1 A9S1	2	生产井：9

(2) 调整井井身结构

表 2.5 本项目调整井井身结构基本参数

井名	井别	钻头尺寸 (in)	井深	水平段长	套管尺寸 (in)	套管下深 (m)
	生产井			I		
	生产井			I		

本项目调整井井身结构见下图

图 2.7 本项目典型井身结构示意图

(3) 钻井液体系组成

本次调整井钻井作业选用水基钻井液。

(4) 产能预测

根据建设单位提供的资料，本项目投产前后产能预测如下：

表 2.6a 调整井投产前后 BZ13-1WHPB 平台产能预测表（日产量）

年度	现有工程产能			调整井产能			调整后产能		
	日产量			日产量			日产量		
	(油、水：m ³ /d, 气：10 ⁴ m ³ /d)			(油、水：m ³ /d, 气：10 ⁴ m ³ /d)			(油、水：m ³ /d, 气：10 ⁴ m ³ /d)		
	油	气	水	油	气	水	油	气	水
2026									
2027									
2028									
2029									
2030									
2031									
2032									
2033									
2034									
2035									
2036									
2037									
2038									
2039									
2040									

表 2.6b 调整井投产前后 BZ13-1WHPB 平台产能预测表（年产量）

年度	现有工程产能			调整井产能			调整后产能		
	年产量			年产量			年产量		
	(油、水：10 ⁴ m ³ /a, 气：10 ⁸ m ³ /a)			(油、水：10 ⁴ m ³ /a, 气：10 ⁸ m ³ /a)			(油、水：10 ⁴ m ³ /a, 气：10 ⁸ m ³ /a)		
	油	气	水	油	气	水	油	气	水
2026									
2027									
2028									
2029									
2030									
2031									
2032									
2033									
2034									
2035									
2036									
2037									
2038									
2039									
2040									

2.2 气海管反向混输作业

（1）海管反输的起因

由于渤中 26-3 油田和周边渤中 19-6 气田等油田群实际产能高于 ODP 预测，导致渤中 26-2 油田处理能力无法满足需求。为进一步释放产能，2023 年 6 月，天津分公司针对 BZ26-3WHPA 至 BZ26-2WHPA 输气海管反向混输作业的流程及海管的设计、校核编制了可行性研究报告，并通过了第三方中国船级社审查认证。该项目的安全评估报告也已通过专家审查，并获得《渤中 26-2WHPA 至渤中 26-3WHPA 混输海管》设施符合证书。2024 年 3 月，天津分公司向海河北海局报告反输事项。海河北海局收到报告后，明确该海管临时反输油期限不超 1 年（反输期为 2024 年 6 月 13 日至 2025 年 6 月 13 日）并提出反输期间管理要求（函号：[REDACTED]，见附件 6）。

（2）海管反输期间环境风险防范措施和安全生产措施

在反输期间天津分公司严格落实各项环境风险防范措施和安全生产措施，定期对海管进行巡线、清管作业、腐蚀因子检测等工作，确保反输期间上下游流程和海管运行状态稳定正常。

①定期对海管进行巡线作业：[REDACTED]

②定期开展应急处置演练：每月开展一次渤中 26-2 油田与渤中 26-3 油田联合三级关断、海管置换应急处置演练，并记录存档。

③定期对海管进行清管作业：按照海管“一管一策”工作要求，反输期间需每月至少对管道进行一次清管。[REDACTED]

④定期开展腐蚀因子检测：每月对主要腐蚀因子硫化氢、硫酸盐还原菌（SRB）、铁离子进行监测。[REDACTED]

⑤定期开展组分化验：2024 年下半年完成反输海管的油、气、水样检测报告，各项指标均在正常范围内。

（3）此次延续反输作业的理由

①本次实施 BZ13-1WHPA 两口调整井工程后，BZ13-1 油田产量增加，根据表 2.7BZ26-2WHPA 平台生产处理器预处理量可知，BZ26-2WHPA 平台预处理量将超过其最大设计能力，因此为保证 BZ26-2WHPA 平台不超负荷且安全运行，BZ26-3WHPA 至 BZ26-2WHPA 输气海管需延续反向混输状态；

②此外，根据最新的《渤中 26-2WHPA 至友谊号单点混输海管延长设计使用年限评估报告》（中海油能源发展装备技术有限公司，2024 年 3 月，报告封面见附件 10），BZ26-2WHPA 到 BZ28-1SPM 混输海管出口压力最高不能超过 [REDACTED] 最大输液量不得超 [REDACTED] 若 BZ13-1WHPB 平台来液越站不经 BZ26-2WHPA 平台生产流程处理，则将超过该海管的最大输液量及出口最高压力，因此，为保证海管不超负荷且安全

运行,BZ26-3WHPA 至 BZ26-2WHPA 输气海管需延续反向混输状态,超出 BZ26-2WHPA 平台处理能力的部分物流需要输送至 HYSY113FPSO 处理。

综上所述,为保证 BZ26-2WHPA 平台和 BZ26-2WHPA 到 BZ28-1SPM 混输海管不超负荷且安全运行, BZ26-3WHPA 至 BZ26-2WHPA 输气海管需延续反向混输状态。

图 2.8 反向混输作业上下游物流关系示意图

表 2.7BZ26-2WHPA 平台生产处理器预处理量

年份	油量 m³/d	水量 m³/d	液量 m³/d	气量 10⁴m³/d
2025				
2026				
2027				
2028				
2029				
2030				
2031				
2032				
2033				
2034				
2035				

(3) 海管的基本数据

BZ26-3WHPA 至 BZ26-2WHPA 输气管道于 2010 年投产,设计年限为 25 年,输气管道为埋地铺设,

图 2.9 海管结构图

(4) 管道结构校核

2024 年 6 月 13 日至 2025 年 5 月 5 日, BZ26-3WHPA 至 BZ26-2WHPA 输气海管反向混输作业共计 326 天,已向渤中 26-3 方向反输量共计约³。反输期间海管入口压力 温度 ;出口压力 ,温度在 波动;日均输油量 化验含水 之间;满足输送要求。

根据《基于内检测数据的实用性评估 BZ26-2WHPA 至 BZ26-3WHPA 混输海管》(中海油(天津)管道工程技术有限公司,2025 年 1 月,报告封面见附件 11)对海管的结构和腐蚀校核结果可知:

根据极限壁厚标准和极限强度标准,对腐蚀深度大于 20%的缺陷点位进行剩余寿命的评估,可得

该海管的内部腐蚀缺陷的剩余寿命均大于 20 年，即在当前的腐蚀条件下，海管结构强度可满足延长至 2045 年反向混输的使用需求。

(5) 海管延寿评估及事故防范措施

根据《基于内检测数据的实用性评估 BZ26-2WHPA 至 BZ26-3WHPA 混输海管》中对于局部腐蚀点预测，BZ26-3WHPA 至 BZ26-2WHPA 输气管道海管结构强度满足延长至 2045 年反向混输的使用需求。本项目实施后，随着渤中 13-1 油田和渤中 26-2 油田的产量下降，当 BZ26-2WHPA 平台的油气水处理能力可满足渤中 13-1 油田和渤中 26-2 油田的物流总和时，将停止气海管反向混输作业，在对海管进行清洗作业后恢复输气流程。根据表 2.7，预计将于 2030 年 12 月底停止气海管反向混输作业。

在反输期间须严格遵守事故防范措施（详见附录 15.1.4 章节），同时对海底管道进行不定期局部检测和定期海管腐蚀检测，定期对海管寿命进行评估，按照评估报告的结论进行操作。若根据腐蚀检测结论，海管可使用寿命超过海管设计年限，则需要在管道达到设计寿命的前一年开展延寿评估工作，根据评估结论采取相应的延寿措施或者进行相应改造，以确保能够长期、安全、稳定的生产运营。若校核不满足延寿条件，则立即停止反输作业。

2.3 水平衡

渤中 13-1 油田分离出的水通过海管输送至 BZ26-2WHPA 平台，与该平台产液混合后一起进入生产流程进行油气水处理，部分生产水通过注水井进行回注，部分与原油混合后通过反输的 BZ26-3WHPA 至 BZ26-2WHPA 的输气海管和现有混输海管输至 HYSY113FPSO 进行处理。

表 2.8BZ26-2WHPA 注采平衡表

年份	注水量	含油生产水产生总量	外输水量
	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d
2025			
2026			
2027			
2028			
2029			
2030			
2031			
2032			
2033			
2034			
2035			
2036			
2037			
2038			
2039			
2040			

2.4 能力校核

1) BZ26-2WHPA 平台处理能力校核

本项目投产后，BZ26-2WHPA 平台接收上游 BZ13-1WHPB 平台产液，部分 BZ13-1WHPB 平台产液与本平台产液一起进入生产流程进行油气水处理，本项目 BZ26-2WHPA 平台生产处理器逐年实际处理量及处理能力校核见下表：

表 2.9BZ26-2WHPA 平台生产处理器逐年实际处理量

年份	油	水	液	气
	m ³ /d			10 ⁴ m ³ /d
2025				
2026				
2027				
2028				
2029				
2030				
2031				
2032				
2033				
2034				
2035				
2036				
2037				
2038				
2039				
2040				

表 2.10BZ26-2WHPA 平台处理能力校核及最大处理量表

类别	设计处理能力	运行后最大处理量	是否满足
处理油量			
处理气量			
处理水量			
处理液量			

根据校核结果，BZ26-2WHPA 平台原油、天然气、液和生产水的设计处理能力大于最大处理量，依托处理可行。

2) HYSY113FPSO 处理能力校核

来自渤中 26-2、渤中 26-3、渤中 25-1 油田的物流在 FPSO 上进行油、气、水三相分离，分离出的原油经加热、再脱水、冷却后进入工艺舱继续沉降，达标后进入货油舱储存；分离出的天然气用作发电机组的主要燃料；分离出的生产水经处理合格后送回各井口平台回注地层。

表 2.11HYSY113FPSO 处理能力校核

类别	设计处理能力	运行后最大处理量	是否满足
处理油量			
处理气量			
处理水量			

3) BZ34-1CEPA、东营终端和龙口终端处理能力校核

BZ26-2WHPA 平台处理后的液相物流经海管外输至 BZ28-1SPM（越站不处理）、渤中 34-1CEPA（处理为含水 0.5%的合格原油），合格原油最终输往东营终端、天然气输往龙口终端。本项目投产后，外输至 BZ28-1SPM 的液相物流量保持现有水平，故 BZ34-1CEPA、东营终端和龙口终端的设计处理能力大于最大处理量，依托处理可行。

4) 海底管道校核

本项目依托的海底管道校核情况见下表：

表 2.12 依托海底管道校核

管道名称	设计压力 (MPa)	依托后最大 入口压力 (MPa)	设计 温度 (°C)	依托后最大操作温 度 (°C)	是否 满足
BZ26-2WHPA→BZ28-1SPM (混输管道)	■	■	■	■	满足
BZ13-1WHPB→ BZ26-2WHPA (混输管道)	■	■	■	■	满足
BZ13-1WHPB→ QK18-1WHP1 (输气管道)	■	■	■	■	满足
QK18-1WHP1→渤西终端 (输气管道)	■	■	■	■	满足
BZ26-3WHPA→BZ26-2WHPA (现做为混输管道)	■	■	■	■	满足
HYSY113FPSO→BZ25-1WHPD (注水管道)	■	■	■	■	满足
BZ25-1WHPD→ HYSY113FPSO (混输管道)	■	■	■	■	满足

根据计算结果，本项目实施后所有海管输送能力均可满足，依托可行。

6) 海上依托设施寿命校核

根据下表可知：本项目依托的海上设施，均未超过设计年限。建议所依托的平台和管道在达到设计寿命的前一年开展延寿评估工作，根据评估结论采取相应的延寿措施或者进行相应改造，以确保依托工程能够长期、安全、稳定的生产运营。

表 2.13 本项目依托设施寿命

依托设施	投产 时间	设计寿 命(年)	运行时 间(年)	延寿评估 情况	是否超设计 期服役
平台	BZ13-1WHPB	■	■	■	否
	BZ13-1BOP	■	■	■	否
	BZ26-2WHPA	■	■	■	否
	HYSY113FPSO	■	■	■	否
	BZ34-1CEPA	■	■	■	否
混输	BZ26-2WHPA 至 BZ28-1SPM 混输管道	■	■	■	否

三、生态环境现状、保护目标及评价标准

生态环境现状	1、现状资料来源 (1) 水质、沉积物、海洋生态、生物质量现状资料来源 本次水质、沉积物、海洋生态、生物质量调查资料引自《渤中 26-6 油田春季海洋环境质量现状调查与评价》。 调查时间：2022 年 5 月 13 日至 6 月 1 日； 调查内容：水质、沉积物、海洋生态、生物质量调查； 调查单位：[REDACTED]； 调查站位：共设置 36 个，包括水质站 36 个，沉积物站 36 个，海洋生物生态站（浮游植物、浮游动物、底栖生物等）和生物质量站 36 个。站位图见图 3.1。 调查方法：调查方法依据《海洋调查规范》(GB/T12763-2007)等中的有关规定，具体采样要求如下： 1) 海水水质调查：采样层次：水深小于 10，取表层；水深 10~25 之间，取表层、底层；水深 25~50 之间取表层、10m、底层。石油类只采集表层样。 2) 海洋沉积物调查：只采集海底表层海洋沉积物。 3) 海洋生物生态调查：现场采样按照《海洋监测规范》(GB17378-2007)、《海洋调查规范》(GB/T12763-2007)的要求进行。 (2) 渔业资源资料来源 本次渔业资源调查资料引自《渤中 26-6 油田开发项目（一期）渔业资源与渔业生产现状调查与评价专题报告》。 调查时间：2021 年 4 月； 调查内容：鱼卵仔稚鱼、游泳生物； 调查单位：[REDACTED]； 调查站位：共设置 14 个。站位图见图 3.2。 调查方法： 鱼卵、仔稚鱼调查方法：根据《海洋调查规范第 6 部分：海洋生物调查》(GB/T12763.6)的有关要求执行。定量样品采集使用浅水 I 型浮游生物网自底至表垂直取样，定性样品采集使用大型浮游生物网，表层水平拖网 10min，拖网速度 2kn。采集的样品经 5%甲醛海水溶液固定保存后，在实验室进行样品分类鉴定和计数。 渔业资源调查方法：游泳动物拖网调查按《GB12763.6 海洋调查规范第 6 部分海洋生物调查》、《海洋水产资源调查手册》和《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》的相关规定执行。渔业资源拖网调查所用网具为单拖底拖网，网口 1400 目，网
--------	--

目尺寸 56mm，网口周长 78.4m，囊网网目 20mm。每站拖曳 1h，平均拖速 3.5kn。拖曳时，网口高度 5.3m，网口宽度 7.5m。渔获物在船上鉴定种类，并按种类记录重量、尾数等数据，样本冰冻保存带回实验室详细测定生物学数据。

（3）水文动力现状资料来源

本次水文动力现状调查资料，部分引自《渤中 19-2 油田开发项目海洋环境调查报告书》（2023 年 3 月）。

调查时间：2022 年 7 月 8 日至 2022 年 7 月 24 日；

调查内容：海流观测；

调查单位：

调查站位：共设置 2 个。站位图见图 3.3。

调查方法：2022 年 7 月 8 日~2022 年 7 月 24 日，在该海区共布设了 2 个水位海流测站（命名为 YC1 和 YC2），5 个水温测站，使用 ADCP 和水位计进行海流与水位观测，进行了连续 15d 的海流观测。分表、中、底三层，表层在水面以下 3m 以内，中层是在水深的 0.6 倍处，底层距离海底 3m 以内。

2、调查概况

（1）水质、沉积物、海洋生物、生物质量站位

各调查站位的坐标、调查项目及位置见下表及下图。

表 3.1 海洋环境质量现状调查站位

调查 站位	北纬（N）	东经（E）	调查项目
P1			水质、沉积物、海洋生物生态、生物质量
P2			水质、沉积物、海洋生物生态、生物质量
P3			水质、沉积物、海洋生物生态、生物质量
P4			水质、沉积物、海洋生物生态、生物质量
P5			水质、沉积物、海洋生物生态、生物质量
P6			水质、沉积物、海洋生物生态、生物质量
P7			水质、沉积物、海洋生物生态、生物质量
P8			水质、沉积物、海洋生物生态、生物质量
P9			水质、沉积物、海洋生物生态、生物质量
P10			水质、沉积物、海洋生物生态、生物质量
P11			水质、沉积物、海洋生物生态、生物质量
P12			水质、沉积物、海洋生物生态、生物质量
P13			水质、沉积物、海洋生物生态、生物质量
P14			水质、沉积物、海洋生物生态、生物质量
P15			水质、沉积物、海洋生物生态、生物质量
P16			水质、沉积物、海洋生物生态、生物质量
P17			水质、沉积物、海洋生物生态、生物质量
P18			水质、沉积物、海洋生物生态、生物质量
P19			水质、沉积物、海洋生物生态、生物质量
P20			水质、沉积物、海洋生物生态、生物质量
P21			水质、沉积物、海洋生物生态、生物质量

P22			水质、沉积物、海洋生物生态、生物质量
P23			水质、沉积物、海洋生物生态、生物质量
P24			水质、沉积物、海洋生物生态、生物质量
P25			水质、沉积物、海洋生物生态、生物质量
P26			水质、沉积物、海洋生物生态、生物质量
P27			水质、沉积物、海洋生物生态、生物质量
P28			水质、沉积物、海洋生物生态、生物质量
P29			水质、沉积物、海洋生物生态、生物质量
P30			水质、沉积物、海洋生物生态、生物质量
P31			水质、沉积物、海洋生物生态、生物质量
P32			水质、沉积物、海洋生物生态、生物质量
P33			水质、沉积物、海洋生物生态、生物质量
P34			水质、沉积物、海洋生物生态、生物质量
P35			水质、沉积物、海洋生物生态、生物质量
P36			水质、沉积物、海洋生物生态、生物质量

图 3.1 海洋环境质量现状调查站位图

(2) 渔业资源站位

渔业资源调查站位见下表及下图。

表 3.2 渔业资源调查站位经纬度表

站位	北纬（N）	东经（E）	调查项目
1			鱼卵仔稚鱼、渔业资源
2			鱼卵仔稚鱼、渔业资源
3			鱼卵仔稚鱼、渔业资源
4			鱼卵仔稚鱼、渔业资源
5			鱼卵仔稚鱼、渔业资源
6			鱼卵仔稚鱼、渔业资源
7			鱼卵仔稚鱼、渔业资源
8			鱼卵仔稚鱼、渔业资源
9			鱼卵仔稚鱼、渔业资源
10			鱼卵仔稚鱼、渔业资源
11			鱼卵仔稚鱼、渔业资源
12			鱼卵仔稚鱼、渔业资源
13			鱼卵仔稚鱼、渔业资源
14			鱼卵仔稚鱼、渔业资源

图 3.2 渔业资源现状调查站位

(3) 水文动力调查站位

水文动力调查站位见下表及下图。

表 3.3 水文动力调查站位

站位	北纬（N）	东经（E）	调查时间	分层	调查项目
YC1				三层	海流、潮位
YC2					海流、潮位

图 3.3 水文动力调查站位

3、调查结果

(1) 水环境质量调查结果

1) 评价因子

选取 pH、溶解氧 (DO)、化学需氧量 (COD)、石油类、无机氮、活性磷酸盐、汞、砷、锌、镉、铅、铜、总铬、硫化物、挥发性酚共 15 项作为评价因子。

2) 评价标准

本项目 36 个调查站位均不在山东省生态保护红线内, 其中 9 个位于《东营市国土空间规划 (2021-2035 年)》规划范围内 (见附图 8)。位于规划范围内的 9 个站位, 按照《东营市国土空间规划 (2021~2035)》的要求采用相应的海水水质标准进行评价; 位于国土空间规划范围外的站位按照不劣于现状进行评价。

表 3.4 《东营市国土空间规划 (2021-2035 年)》内水质调查站位评价标准

调查站位	《东营市国土空间规划 (2021-2035 年)》	
	功能区	执行水质标准
P9、P15、P18、P25、P28、P31	1-3 东营港南渔业区用海区	二类
P12	2-1 交通运输用海区	四类
P35、P36	3-1 埕北工矿通信用海区	三类
P1、P2、P3、P4、P5、P6、P7、P8、P10、P11、P13、P14、P16、P17、P19、P20、P21、P22、P23、P24、P26、P27、P29、P30、P32、P33、P34	划定范围之外	不劣于现状

3) 评价结果

①达到一类水质标准共 11 个站位 (P7、P8、P10、P13、P14、P16、P17、P22、P29、P32、P33)。各评价因子均达到一类水质标准。

②达到二类水质标准共 13 个站位 (P1、P3、P4、P11、P18、P19、P23、P26、P27、P30、P34、P35、P36)。其中 P1、P3、P4、P18、P19、P23、P26、P27、P34、P35、P36 表层无机氮符合《海水水质标准》(GB3097-1997) 第二类海水水质标准, P3、P18、P19、P23、P27、P30、P35、P36 底层无机氮符合《海水水质标准》(GB3097-1997) 第二类海水水质标准, P19 底层铅符合《海水水质标准》(GB3097-1997) 第二类海水水质标准, 其余各评价因子均符合一类水质标准。

③达到三类水质标准共 8 个站位 (P5、P6、P9、P12、P15、P20、P21、P24)。其中 P5、P6、P9、P12、P15、P20、P21、P24 表层无机氮符合《海水水质标准》(GB3097-1997) 第三类海水水质标准, P5、P15、P24 底层无机氮符合《海水水质标准》(GB3097-1997) 第二类海水水质标准, P6、P9、P12、P20、P21 底层无机氮符合《海水水质标准》(GB3097-1997) 第三类海水水质标准, P5、P12 底层铅符合《海水水质标准》(GB3097-1997) 第二类海水水质标准, 其余各评价因子均符合一类水质标准。

准。

④达到四类水质标准共 4 个站位（P2、P25、P28、P31）。其中 P2、P25、P28、P31 表层无机氮符合《海水水质标准》（GB3097-1997）第四类海水水质标准，P2 底层无机氮符合《海水水质标准》（GB3097-1997）第二类海水水质标准，P25、P28、P31 底层无机氮符合《海水水质标准》（GB3097-1997）第四类海水水质标准，其余各评价因子均符合一类水质标准。

表 3.5 春季海水水质调查结果达标情况统计表

水质类别	站位	达标情况
第一类	P7、P8、P10、P13、P14、P16、P17、P22、P29、P32、P33	各评价因子均达到一类水质标准
第二类	P1、P3、P4、P11、P18、P19、P23、P26、P27、P30、P34、P35、P36	P1、P3、P4、P18、P19、P23、P26、P27、P34、P35、P36 表层无机氮达到二类水质标准； P3、P18、P19、P23、P27、P30、P35、P36 底层无机氮达到二类水质标准； P19 底层铅达到二类水质标准； 其余各评价因子均达到一类水质标准
第三类	P5、P6、P9、P12、P15、P20、P21、P24	P5、P6、P9、P12、P15、P20、P21、P24 表层无机氮达到三类水质标准； P5、P15、P24 底层无机氮达到二类水质标准； P6、P9、P12、P20、P21 底层无机氮达到三类水质标准； P5、P12 底层铅达到二类水质标准； 其余各评价因子均达到一类水质标准
第四类	P2、P25、P28、P31	P2、P25、P28、P31 表层无机氮达到四类水质标准； P2 底层无机氮达到二类水质标准； P25、P28、P31 底层无机氮达到四类水质标准； 其余各评价因子均达到一类水质标准

根据评价结果，位于《东营市国土空间规划（2021-2035 年）》规划范围内东营港南渔业区用海区的 6 个站位的无机氮浓度未达到相对应的水质标准要求。由 2013 年至 2017 年的《北海区海洋环境公报》和 2018 年至 2021 年的《中国海洋生态环境状况公报》可知，陆源输入是渤海海域污染的重要来源，陆源输入、养殖业等输送了大量的无机盐如无机氮等。

（2）海洋生态现状调查结果

与水质、生物质量现状调查同步，进行了叶绿素 a（并以此估算初级生产力）、浮游植物、浮游动物和底栖生物等海洋生态现状调查。

1) 叶绿素 a 和初级生产力

2022 年春季，调查海域表层叶绿素 a 变化范围 [] μg/L，均值为 []；由于水深原因，调查海域仅有 2 个站位调查了 10m 层叶绿素 a，其浓度为 [] 和 []，平均值为 []；底层叶绿素 a 浓度的变化范围为 [] μg/L，平

	均值为 [REDACTED]。初级生产力为 [REDACTED] mgC/(m²·d), 均值为 [REDACTED] mgC/(m²·d)。 2) 浮游植物 2022 年春季, 调查海域共获得浮游植物 [REDACTED] [REDACTED] 调查海区浮游植物细胞密度变化范围在 [REDACTED] cells/m³ 之间, 平均值为 [REDACTED] cells/m³。本次调查浮游植物群落的丰富度指数变化范围 [REDACTED], 均值为 [REDACTED]; 均匀度变化范围 [REDACTED], 均值为 [REDACTED]; 多样性指数变化范围 [REDACTED], 均值为 [REDACTED]; 优势度变化范围 [REDACTED], 均值为 [REDACTED]。 3) 浮游动物 2022 年春季, 调查海区共鉴定浮游动物 [REDACTED] 浮游动物湿重生物量的变化范围在 [REDACTED] mg/m³ 之间, 均值为 [REDACTED] mg/m³。浮游动物个体密度在 [REDACTED] 个/m³ 之间, 均值为 [REDACTED] /m³。 浮游动物群落的丰富度指数变化范围 [REDACTED], 均值为 [REDACTED]; 均匀度变化范围 [REDACTED], 均值为 [REDACTED]; 多样性指数变化范围 [REDACTED], 均值为 [REDACTED]; 优势度变化范围 [REDACTED], 均值为 [REDACTED]。 4) 底栖生物 2022 年春季, 调查共发现大型底栖生物 [REDACTED] [REDACTED] 大型底栖生物湿重生物量变化范围在 ([REDACTED]) g/m² 之间, 平均 [REDACTED] g/m²。栖息密度变化范围在 [REDACTED] ind/m² 之间, 平均密度为 [REDACTED] ind/m²。 调查海域大型底栖生物群落的丰富度指数变化范围为 [REDACTED], 均值为 [REDACTED]; 均匀度变化范围为 [REDACTED], 均值为 [REDACTED]; 多样性指数变化范围为 [REDACTED], 均值为 [REDACTED]; 优势度变化范围 [REDACTED], 均值为 [REDACTED]。 (3) 生物质量调查结果 1) 评价因子 铜、铅、锌、镉、砷、铬、总汞、石油烃共 8 项评价因子, 由于甲壳类、鱼类和软体类 (非双壳类) 目前没有铬, 因此污染因子铬只列出检测结果, 不予以评价。 2) 评价标准 本项目在调查海域采集到的底栖生物样品为甲壳类、鱼类和软体类 (非双壳类)。甲壳类、鱼类和软体类 (非双壳类) 生物体内污染物质 (除 Cr 外) 含量评价标准参考《环境影响评价技术导则海洋生态环境》(HJ1409—2025) 附录 C。 本次共进行了 36 站位的生物质量调查, 有 9 个生物质量站位位于《东营市国土空间规划 (2021-2035 年)》规划范围内, 按照《东营市国土空间规划 (2021-2035 年)》的要求采用相应的生物质量标准进行评价, 位于国土空间规划范围外的站位按照保持
--	--

现状进行评价，详见表 3.6。

3) 调查结果

本次调查采集到 [REDACTED]，结果表明：

调查海域所有底栖生物样品中，甲壳类、鱼类和软体动物（非双壳类）各项评价因子的单项标准指数值均小于 1，均符合标准要求。调查结果表明，调查海域底栖生物的生物质量状况总体良好。

(4) 沉积物调查结果

1) 评价因子

有机碳、硫化物、汞、铜、铅、镉、锌、铬、砷和石油类共 10 项作为评价因子。

2) 评价标准

本次共进行了 36 站位的海洋沉积物调查，有 9 个沉积物站位位于《东营市国土空间规划（2021-2035 年）》规划范围内，按照《东营市国土空间规划（2021-2035 年）》的要求采用相应的沉积物标准进行评价，位于国土空间规划范围外的站位按照保持现状进行评价，详见表 3.6。

3) 评价结果

表层沉积物的粒度类型主要包括三种：粉砂、粉砂质砂和砂质粉砂。各调查站位海洋沉积物总汞、铜、铅、镉、铬、石油类、硫化物、锌、砷和有机碳均符合沉积物一类评价标准，工程海域的沉积物质量总体较好。

表 3.6 《东营市国土空间规划（2021-2035 年）》内沉积物、生物质量调查站位评价标准

调查站位	《东营市国土空间规划（2021-2035 年）》	
	功能区	执行沉积物、生物质量标准
P9、P15、P18、P25、P28、P31	1-3 东营港南渔业区用海区	二类
P12	2-1 交通运输用海区	三类
P35、P36	3-1 埕北工矿通信用海区	三类
P1、P2、P3、P4、P5、P6、P7、P8、P10、P11、P13、P14、P16、P17、P19、P20、P21、P22、P23、P24、P26、P27、P29、P30、P32、P33、P34	划定范围之外	不劣于现状

(5) 渔业资源调查结果

1) 鱼卵、仔稚鱼

2021 年 4 月（春季），调查海域共采集到 [REDACTED]。

[REDACTED]

[REDACTED]

本次鱼卵和仔稚鱼的垂直拖网调查，鱼卵密度变化范围为 [REDACTED] 平均密度

为 []。仔稚鱼密度变化范围为 []，平均密度为 []。

2) 鱼类

2022 年 4 月（春季），调查海域共捕获鱼类 []

3) 甲壳类

2022 年 4 月（春季），调查海域共捕获甲壳类 []

经换算，春季甲壳类平均资源量为 []，其中，虾类成体平均资源量为 []，蟹类成体平均资源量为 []，虾类幼体平均资源密度为 []，蟹类幼体平均资源密度为 []。

4) 头足类

2022 年 4 月（春季），调查海域共捕获头足类 []

(6) 水文动力

1) 潮汐

根据测站潮位观测资料调和分析，本海区潮汐类型为不正规半日潮。观测期间调查海区的平均海平面为 []，实测水位最高值为 []，实测水位最低值为 []，涨潮平均历时为 []，落潮平均历时为 []。

2) 海流

根据各测站实测海流资料，观测期间表层 []

。中层 []

。底层 []

根据统计结果，YC1 测站观测期间表层海流的显著流向为 [] 和 []，中层海流的显著流向为 []，底层海流的显著流向 []。

YC2 测站与 YC1 测站的海流特征相近。根据 YC1 测站和 YC2 测站潮流实测资料，通过调和分析得到的各层的潮流性质参数，可知 YC1 测站和 YC2 测站所在海域表层为

项目有关的原有环境污染和生态破坏问题

不正规半日潮流，中层和底层为正规半日潮流。

3) 波浪

根据该海域波浪数值分析结果，本海区主浪向为 NE，该海域最大有效波高可达 4.5m，方向为 NE。

本次调整井工程在 BZ13-1WHPB 平台实施，依托工程包括 BZ26-2WHPA 平台、BZ26-3WHPA 平台和 HYSY113FPSO。

1、相关工程环保手续执行情况

本项目相关工程环评及批复情况如下表：

表 3.7 本项目相关工程环评及批复情况

序号	报告名称	主要建设内容	本项目工程	环评批复	竣工验收
1	《渤南油气田群总体开发工程环境影响报告书》	①新建 BZ13-1 综合平台（BZ13-1WHPB） ②新建 CFD18-2 井口平台 ③新建 BZ26-2 平台（BZ26-2WHPA） ④新建“友谊号”FPSO 及其单点（SPM）	①BZ13-1WHPB 平台（实施 2 口调整井）、 ②BZ26-2WHPA（依托平台） ③HYSY113FPSO（依托平台）		
2	《渤中 26-3 油田开发工程环境影响报告书》	①2 座井口平台 WHPA、WHPB ②2 条海底电缆、2 条混输管道、1 条输气管道和 1 条注水管道	①BZ26-3WHPA（依托平台） ②BZ26-3WHPA 至 BZ26-2WHPA 输气管道		

表 3.8 本项目依托工程环评批复落实情况

序号	批复文件	批复要求	落实情况
1	《关于渤南油气田群总体开发工程环境影响报告书审批意见的复函》（国海环字〔2002〕305 号）	①必须认真落实报告书中提出的各项环保措施，生产和生活污水应当按照有关规定处理后达标排放，固体垃圾应运回陆地按有关规定处置，严禁排入海域。生产工艺中天然气放空应经火炬燃烧，严禁直接排放。 ②工程建设期和生产运行期内应当严格控制污染物的排放量和排放浓度，海上施工阶段应当尽量避开产卵、幼鱼洄游、索饵等渔业敏感季节，最大限度地减轻对生态环境和渔业资源的破坏。 ③生产运营期应当对海底管道加强管理，建立日常巡检制度，定期进行检测。建立处理突发性事故的应急机制，制定应急计划，配备应急器材，最大限度地减少事故性排放对海洋环境的损害。 ④落实报告书上的监测计划，加强对排污混合区的监测，根据检测结果采取相	①工程运营期间生产污水处理达标后全部回注地层，生活污水处理达标后排海，固体垃圾全部运回陆地按有关规定处置； ②工程建设期，含油的钻屑和泥浆全部运回陆地按照有关规定处理，无油的水基泥浆经主管部门确认合格后排海，少量机舱含油污水运回陆地专业公司进行处理，固体垃圾全部运回陆地按有关规定处置； ③施工阶段尽量避开产卵、幼鱼洄游、索饵

		应的有效措施，同时应加强对无组织排放的监控和污水处理装置的运行管理。施工过程中应当对污染源进行跟踪监测，尤其是悬浮沙扩散的跟踪监测。 ⑤工程建设应严格执行环保设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用的环境保护“三同时”制度。环保设施未经国家海洋局北海分局检查批准，不得试运行。工程正式投入生产前应按照规定程序申请环保设施竣工验收。验收合格后，方可正式投入生产。	等渔业敏感季节；生产运营期对海底管道定期进行必要检测； ④制定了《渤中 13-1、渤中 26-2 和渤中 26-3 油田溢油应急计划》（2023），并在国家海洋局北海分局备案登记；按照规定程序申请环保设施竣工验收。
2	《国家海洋局关于渤中 26-3 油田开发工程环境影响报告书核准意见的复函》（国海环字〔2010〕115 号）	①工程污染物的处理和排放当符合国家关于污染物管理的规定和标准，严格执行污染物的排放总量和排放浓度。认真落实报告书中所提出的各项污染防治、风险防范以及生态保护措施、对策和建议，并加强施工期的环境监控管理。 ②落实报告书中的监测计划，严格执行“三同时”制度并将工程进展情况和监测结果及时通报国家海洋局北海分局。	①施工与运营期间污染物处理符合批复要求。 ②定期对海管进行检测和维护。 ③认真落实“三同时”制度，环保设施竣工验收完毕并得到批复

2、环保设施运行情况

BZ13-1WHPB、BZ26-2WHPA 和 HYSY113FPSO 设有生活污水处理系统；BZ26-2WHPA、HYSY113FPSO 设有生产水处理系统。

表 3.9 生产水处理设施处理效果

时间	BZ26-2WHPA	HYSY113FPSO
	含油浓度月平均值（mg/L）	
2024 年 1 月	■	■
2024 年 2 月	■	■
2024 年 3 月	■	■
2024 年 4 月	■	■
2024 年 5 月	■	■
2024 年 6 月	■	■
2024 年 7 月	■	■
2024 年 8 月	■	■
2024 年 9 月	■	■
2024 年 10 月	■	■
2024 年 11 月	■	■
2024 年 12 月	■	■

根据监测数据，BZ26-2WHPA 和 HYSY113FPSO 生产水处理设施处理效果良好，出水石油类含量≤15mg/L，符合《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的石油类的标准要求。

表 3.10 生活污水处理设施处理效果

时间	BZ13-1WHPB	BZ26-2WHPA	HYSY113FPSO
----	------------	------------	-------------

		月平均监 测值(mg/L)		排放量 (m³)		月平均监 测值(mg/L)		排放量 (m³)		月平均监 测值(mg/L)		排放量 (m³)
2024.1												
2024.2												
2024.3												
2024.4												
2024.5												
2024.6												
2024.7												
2024.8												
2024.9												
2024.10												
2024.11												
2024.12												

根据监测数据现有 BZ13-1WHPB、BZ26-2WHPA 和 HYSY113FPSO 设有生活污水处理设施，生活污水经处理后 COD 含量≤300mg/L，符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）中的一级标准。

本次调整平台产生的一般工业垃圾运回陆上进行处理，危险废物分类收集后运回陆上交 处理。

根据《国家海洋局天津海洋环境监测中心站监测报告》、《海油总节能减排监测中心有限公司/中国海洋石油集团有限公司节能减排监测中心监测报告》本项目相关平台现有环保设施运行情况良好，生活污水和生产水处理装置运行正常，未出现环境污染和生态破坏问题。

3、风险事故回顾

根据建设单位的统计资料，渤中 13-1 油田、渤中 26-2 油田、渤中 26-3 油田自运行以来未发生过溢油事件。

生态环境
保护
目标

本次调整井是在现有平台上进行钻完井工作，根据本项目平台所处海域的位置进行识别，项目附近的主要环境敏感目标分布见附表 8 和附图 9。根据本项目特点及所处地理位置，本报告识别项目 5km 内敏感目标，

本项目周边 5km 内无自然保护区、海洋保护区和生态红线区，距离最近的生态红线区约，正常工况下几乎不会对其产生影响。具体见下表。

表 3.11 项目周边 5km 范围内主要环境敏感目标表						
类别	敏感区名称	主要保护目标	BZ13-1WHPB 平台与其位置关系		反输海管与其位置关系	
			方位	距离（km）	方位	距离（km）
	蓝点马鲛产卵场	蓝点马鲛及其生境；产卵盛期 5 月下旬~6 月中旬	■		■	

	<table><tr><td>鳀索饵场</td><td>鳀鱼及其生境</td><td>■</td><td>■</td><td>■</td><td>■</td></tr><tr><td>中国对虾产卵场</td><td>中国对虾及其生境；产卵期 4 月下旬~6 月初</td><td>■</td><td>■</td><td>■</td><td>■</td></tr><tr><td>中国毛虾产卵场</td><td>中国毛虾及其生境；产卵盛期 6 月</td><td>■</td><td>■</td><td>■</td><td>■</td></tr><tr><td>白姑鱼产卵场</td><td>白姑鱼及其生境；产卵盛期 6 月</td><td>■</td><td>■</td><td>■</td><td>■</td></tr></table>	鳀索饵场	鳀鱼及其生境	■	■	■	■	中国对虾产卵场	中国对虾及其生境；产卵期 4 月下旬~6 月初	■	■	■	■	中国毛虾产卵场	中国毛虾及其生境；产卵盛期 6 月	■	■	■	■	白姑鱼产卵场	白姑鱼及其生境；产卵盛期 6 月	■	■	■	■						
鳀索饵场	鳀鱼及其生境	■	■	■	■																										
中国对虾产卵场	中国对虾及其生境；产卵期 4 月下旬~6 月初	■	■	■	■																										
中国毛虾产卵场	中国毛虾及其生境；产卵盛期 6 月	■	■	■	■																										
白姑鱼产卵场	白姑鱼及其生境；产卵盛期 6 月	■	■	■	■																										
评价标准	1、环境质量标准																														
	本项目现状调查站位部分位于《东营市国土空间规划》内，执行国土空间内相应标准要求。根据《环境影响评价技术导则海洋生态环境》（HJ1409-2025），“在海洋生态环境保护规划或近岸海域生态环境分区管控均未明确质量目标的海域，以维持环境质量现状为目标”，本项目位于《东营市国土空间规划》之外的站位，执行现状标准。调查站位与《东营市国土空间规划（2021-2035 年）》的位置关系见附图 8。																														
	本项目环境影响评价中所采用的环境质量评价标准见下表。																														
	表 3.12 环境质量标准																														
	<table><tr><td>类别</td><td colspan="3">采用标准</td><td colspan="2">适用对象</td></tr><tr><td>海水水质</td><td>《海水水质标准》 GB3097-1997）、环境影响评价技术导则海洋生态环境》（HJ1409—2025）</td><td colspan="2" rowspan="3">执行所在国土空间规划及现状的相应标准</td><td colspan="2">环境质量现状评价、环境影响评价</td></tr><tr><td>海洋沉积物</td><td>《海洋沉积物质量》（GB18668-2002）</td><td colspan="2">海洋沉积物质量评价</td></tr><tr><td>海洋生物</td><td>《海洋生物质量》（GB18421-2001）</td><td colspan="2">海洋贝类（双壳类）的生物质量评价</td></tr><tr><td>海洋生态</td><td>《环境影响评价技术导则海洋生态环境》（HJ1409—2025）</td><td colspan="2">/</td><td colspan="2">甲壳类、鱼类和软体类重金属（除 Cr 外）生物质量参照执行</td></tr></table>						类别	采用标准			适用对象		海水水质	《海水水质标准》 GB3097-1997）、环境影响评价技术导则海洋生态环境》（HJ1409—2025）	执行所在国土空间规划及现状的相应标准		环境质量现状评价、环境影响评价		海洋沉积物	《海洋沉积物质量》（GB18668-2002）	海洋沉积物质量评价		海洋生物	《海洋生物质量》（GB18421-2001）	海洋贝类（双壳类）的生物质量评价		海洋生态	《环境影响评价技术导则海洋生态环境》（HJ1409—2025）	/		甲壳类、鱼类和软体类重金属（除 Cr 外）生物质量参照执行
类别	采用标准			适用对象																											
海水水质	《海水水质标准》 GB3097-1997）、环境影响评价技术导则海洋生态环境》（HJ1409—2025）	执行所在国土空间规划及现状的相应标准		环境质量现状评价、环境影响评价																											
海洋沉积物	《海洋沉积物质量》（GB18668-2002）			海洋沉积物质量评价																											
海洋生物	《海洋生物质量》（GB18421-2001）			海洋贝类（双壳类）的生物质量评价																											
海洋生态	《环境影响评价技术导则海洋生态环境》（HJ1409—2025）	/		甲壳类、鱼类和软体类重金属（除 Cr 外）生物质量参照执行																											
2、污染物排放和控制标准																															
根据《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008），本工程所在海域属于渤海中海域，属于一级海域；根据《海洋石油勘探开发污染物生物毒性第 1 部分：分级》（GB18420.1-2009），本工程所在海域属于一级海区。本项目所采用的污染物排放标准详见下表。																															

表 3.13 污染物排放标准				
污染物		采用标准	等级	标准值
钻井液、钻屑	《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）		一级	禁止排放钻井油层钻屑和钻井油层钻井液，禁止排放非水基钻井液钻屑 Hg≤1mg/kg, Cd≤3mg/kg
	《海洋石油勘探开发污染物生物毒性分级》（GB18420.1-2009）		一级	生物毒性容许值≥30000mg/L
船舶机舱含油水		《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》（交海发〔2007〕165号）	/	运回陆地处理
船舶生活污水		《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）	/	2012年1月1日以前安装生活污水处理装置的船舶执行： BOD5≤50mg/L、SS≤150mg/L、耐热大肠菌群≤2500个/L； 2012年1月1日及以后安装的生活污水处理装置的船舶执行： BOD5≤25mg/L、SS≤35mg/L、耐热大肠菌群≤1000个/L、 CODCr≤125mg/L、PH6~8.5、总氯（总余氯）<0.5mg/L
船舶垃圾	塑料制品及其他垃圾		/	禁止投入水域
	食品废弃物			在距最近陆地3海里以内（含）的海域，应收集并排入接收设施；在距最近陆地3海里至12海里（含）的海域，粉碎或磨碎至直径不大于25mm后方可排放；在距最近陆地12海里以外的海域可以排放
生产及生活垃圾		《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）	一级	禁止排放或弃置入海
生活污水		《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）	一级	COD≤300mg/L
含油生产水		《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）	/	含油量≤15mg/L
其他	本项目投产后，含油生产水经平台处理合格后回注地层，无生产水排放，平台不增加定员，运营期不新增生活污水排放量。 （1）含油生产水 本项目运营期 BZ26-2WHPA 平台、HYSY113FPSO 含油生产水处理合格后回注地			

层，不外排。

(2) 生活污水

本次渤中 13-1 油田调整井、渤中 26-3 油田至渤中 26-2 油田输气管道改为混输管道作业投产后不增加生产定员，故运营期不增加生活污水产生量。

四、生态环境影响分析

施 工 期 生 态 环 境 影 响 分 析	1、施工期产污环节及污染源分析						
	本项目工程内容为在渤中 13-1 油田现有的 BZ13-1WHPB 平台实施 2 口调整井工程和 BZ26-3WHPA 至 BZ26-2WHPA 输气海管的反向混输作业。						
	钻完井过程中，主要污染物包括钻屑和钻井液、机舱含油污水、生活污水、生活垃圾和生产垃圾。主要污染因子为悬浮物及 COD。						
	(1) 钻井液						
	本项目实施 2 口调整井，均为老井侧钻。钻井采用水基钻井液体系，钻井液循环利用，排放环节主要有四个：外排钻屑粘附、固井置换、提钻携带（间歇性点源排放）以及钻井结束后的一次性排放。						
	根据建设单位核算，本项目共产生钻井液约 [REDACTED] 其中油层段钻井液约 [REDACTED] 非油层段钻井液约 [REDACTED]						
	表 4.1 本项目钻井液产生量核算结果						
	平台	井名	油层段 钻井液 (m ³)	非油层 段钻井 液 (m ³)	钻井液产 生总量 (m ³)	钻井液一 次性最大 排放量 (m ³)	钻井液最 大排放速 率 (m ³ /h)
	BZ13-1 WHPB	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	合计	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
钻井液最高排放速率出现在钻井结束后的一次性排放过程中，最大一次性排放量约 [REDACTED] 排放速率不超过 [REDACTED]							
油层段钻井液与非油层段钻井液分开收集。油层段钻井液平时存储在钻井平台的泥浆池里，收集后由拖轮输运至码头，由 [REDACTED] [REDACTED]，不排海。非油层段钻井液经检测在满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）[REDACTED] 要求和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性第一部分：分级》（GB18420.1-2009）一级要求后排放。							
(2) 钻屑							
根据建设单位核算，本项目产生非油层段钻屑约 [REDACTED]，油层段钻屑约 [REDACTED] 钻屑产生总量 1576m ³ 。							
表 4.2 本项目钻屑产生量核算结果							
平台	井名	油层段 钻屑 (m ³)	非油层段 钻屑 (m ³)	钻屑合计 (m ³)	钻屑排 放天数 (d)	非油层段钻 屑最大排放 速率 (m ³ /d)	
BZ13-1	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	

[illegible]

本项目施工期产生的油层段钻屑和非油层段钻屑分开收集，油层段钻屑采用带盖的岩屑箱全部回收，岩屑箱装满后定期运回码头，同时及时更换空岩屑回收箱到钻井平台备用。油层段钻屑运回码头后由 [REDACTED]

石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级要求和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性第一部分：分级》（GB18420.1-2009）一级要求后排放。

(3) 生活垃圾、生活污水、机舱含油污水

海上建设阶段产生的污染物包括：船舶含油污水、船舶人员生活污水、生活垃圾等；钻井平台产生生活污水、生活垃圾等。根据工程作业期和参与作业的船舶、人员数量，估算作业期内污染物的源强。根据相关统计资料，生活污水的产生量按每人350L/d，生活垃圾按每人1.5kg/d。船舶含油污水按0.5m³/d核算，海上建设阶段污染物产生量详见下表。

表 4.3 本项目生活污水、生活垃圾和机舱含油污水计算

平台/井数		施工天数 (d)	施工人数 (人)	施工船数 (条)	生活污水 (m³)	生活垃圾 (t)	机舱含油污水(m³)
BZ13-1WHPB	A4S1	57	120	1	2394	10.26	60
	A9S1	52	120	1	2184	9.36	60
合计		/	/	/	4578	19.62	120

施工期船舶生活污水经船用生活污水处理装置处理后达到《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）后排海；自升式钻井平台生活污水经平台生活污水处理装置处理后达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级标准的要求后排放入海。生活垃圾除船舶食品废弃物按《船舶水污染物排放控制标准》

(GB3552-2018)相关要求处理处置/排海外,其余全部运回陆地处理。船舶含油污水用污油水系统收集,密闭存储,并按照《沿海海域船舶排污设备铅封程序规定》对船舶污油水系统的排放阀以及能够替代该系统的其他系统与油污水管路直接相连接的阀门予以铅封,运至陆上交由[REDACTED]

(4) 生产垃圾

施工阶段产生的生产垃圾主要包括废弃器件边角料、油棉纱、包装材料、含油固废等。根据经验数据，生产垃圾产生量按每口井 0.5t 计算，本项目调整井产生生产垃圾为 1t，其中一般工业垃圾约 0.7t，运回陆上进行处理，危险废物约 0.3t，分类收集后运回陆上交蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司或中海石油环保服务（天津）有限公司处理。

(5) 洗井废水

本工程涉及 2 口生产井侧钻调整，涉及洗井作业，产生的洗井废水共计约为 200m³，就近进入生产流程，不排海。

表 4.4 施工期污染物及污染防治措施汇总表

污染物		污染物的产生量	污染物的排放量	排放速率	主要污染因子	排放/处理方式
钻井液	非油层段	■	■	■	SS	按相关要求排放入海
	油层段	■	■	■	石油类	运回陆上交由有资质单位处理
钻屑	非油层段	■	■	■	SS	按相关要求排放入海
	油层段	■	■	■	石油类	运回陆上交由有资质单位处理
生活污水		4578	4578m ³	/	COD	经船用生活污水处理装置处理达标后排海
生活垃圾		19.62	/	/	食品废弃物、食品包装等	食品废弃物按相关要求处理处置/排海，其他生活垃圾运回陆地处理
船舶含油污水		120	0m ³	/	石油类	铅封，运回陆上交由有资质单位进行处理
固体废物	一般工业固废：0.7t	0t	/	/	废弃边角料、包装材料等	分类收集、运回陆上进行处理
	危险废物：0.3t	0t	/	/	油棉纱等含油废物、废漆桶等	分类收集、运回陆上交由有资质单位处理
洗井废水		200m ³	0m ³	/	石油类	进入生产水处理流程，不排海

2、施工期环境影响分析

钻完井阶段，除船舶生活垃圾中食品废弃物按《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）相关要求处理处置/排海外，其余生活垃圾及生产垃圾运回陆地处理；船舶生活污水处理达《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）后排放，钻井平台生活污水处理达《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级标准的要求后；船舶机舱含油污水按《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》（交海发〔2007〕165 号）要求铅封，运回陆上交有资质单位进行处理；洗井废水就近进入生产流程，不排海。油层段钻屑及油层段钻井液运回陆地交由有资质单位处理处置，非油层段钻屑、非油层段钻井液排放虽为短期行为，但瞬间排放速率较大，对海水水质、海底沉积物和生物生态有一定影响。

(1) 对水动力环境与地形地貌环境的影响分析

	本项目在 BZ13-1WHPB 平台实施 2 口调整井工程和 BZ26-3WHPA 至 BZ26-2WHPA 输气海管的反向混输作业，不涉及新增占用海域，调整井建成后基本不改变海洋原有地形和地貌，输气海管的反向混输作业对海管自身结构和位置不发生改变，所以本项目的建设对工程附近海域的水动力环境和地形地貌环境基本不会产生影响。 (2) 对海水水质环境的影响分析 1) 非油层段钻井液 本项目非油层段钻井液排放产生的悬浮物对海水水质环境的影响分析类比《渤中 19-2 油田开发项目环境影响报告书》（2023 年，中海油研究总院有限责任公司，环审〔2023〕100 号）中 BZ19-2WHPA 平台排放非油层段钻井液的预测结果。 本项目 BZ13-1WHPB 与类比对象距离相近，均处在同一海域，气象、水深、水动力环境、沉积物环境等相似，非油层段钻井液排放速率小于类比对象，因此，认为类比可行。类比条件分析见下表。 表 4.5 类比条件分析表 <table border="1"> <thead> <tr> <th>对象</th><th>类比工程</th><th>本项目</th><th>对比情况</th></tr> </thead> <tbody> <tr> <td>工程名称</td><td>渤中 19-2 油田开发项目</td><td>渤中 13-1 油田调整井及渤中 26-2 油田配套改造项目</td><td>/</td></tr> <tr> <td>水深</td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr> <td>水文动力</td><td></td><td></td><td>一致</td></tr> <tr> <td>位置</td><td>BZ19-2WHPA 平台</td><td>BZ13-1WHPB 距离 BZ19-2WHPA 约</td><td>位置距离相近</td></tr> <tr> <td>钻井液排放情况</td><td></td><td></td><td>未超过类比对象</td></tr> <tr> <td>钻屑排放</td><td></td><td></td><td>未超过类比对象</td></tr> <tr> <td>结论</td><td colspan="3"> 本项目与类比对象为同一海域，水深、水文动力条件相近，钻井液、钻屑排放方式一致，且本项目钻井液的单次排放量和最大排放速率、钻屑的最大排放速率均不超过类比对象，因此具有可比性，类比结果合理。 </td></tr> </tbody> </table> 《渤中 19-2 油田开发项目环境影响报告书》中 BZ19-2WHPA 平台排放非油层段钻井液的预测结果为：			对象	类比工程	本项目	对比情况	工程名称	渤中 19-2 油田开发项目	渤中 13-1 油田调整井及渤中 26-2 油田配套改造项目	/	水深				水文动力			一致	位置	BZ19-2WHPA 平台	BZ13-1WHPB 距离 BZ19-2WHPA 约	位置距离相近	钻井液排放情况			未超过类比对象	钻屑排放			未超过类比对象	结论	本项目与类比对象为同一海域，水深、水文动力条件相近，钻井液、钻屑排放方式一致，且本项目钻井液的单次排放量和最大排放速率、钻屑的最大排放速率均不超过类比对象，因此具有可比性，类比结果合理。		
对象	类比工程	本项目	对比情况																																
工程名称	渤中 19-2 油田开发项目	渤中 13-1 油田调整井及渤中 26-2 油田配套改造项目	/																																
水深																																			
水文动力			一致																																
位置	BZ19-2WHPA 平台	BZ13-1WHPB 距离 BZ19-2WHPA 约	位置距离相近																																
钻井液排放情况			未超过类比对象																																
钻屑排放			未超过类比对象																																
结论	本项目与类比对象为同一海域，水深、水文动力条件相近，钻井液、钻屑排放方式一致，且本项目钻井液的单次排放量和最大排放速率、钻屑的最大排放速率均不超过类比对象，因此具有可比性，类比结果合理。																																		

表 4.6BZ19-2WHPA 平台排放非油层段钻井液预测结果					
层级	悬浮物超标包络面积 (km ²)			超一（二）类水质最大距离 (km)	恢复时间 (h)
	超一（二）类	超三类	超四类		
表层	■	■	■	■	■
中层	■	■	■		

表 4.7BZ19-2WHPA 平台排放非油层段钻井液表层悬浮物超标面积(km²)

层级	不同超标倍数包络面积(km ²)			
	Bi≤1	1<Bi≤4	4<Bi≤9	Bi>9
表层	■	■	■	■
中层	■	■	■	■
底层	■	■	■	■
各层平均	■	■	■	■

根据类比，本项目排放非油层段钻井液对水质环境的影响如下：

本项目非油层段钻井液排放产生的悬浮物超标范围主要位于海水表、中层（海面以下 0~15m），

</

根据类比，本项目排放非油层段钻屑对水质环境的影响如下：

本项目排放非油层段钻屑产生的表层悬浮物

3) 其他

本项目施工期产生的船舶生活污水经生活污水处理装置处理达《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）后排海，钻井平台生活污水经生活污水处理装置处理达《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级标准要求后排放入海。类比项目所在海域海上平台生活污水排放预测结果，一般生活污水超标影响范围在一个网格 30m 范围内，且其施工期影响为临时的，故施工期生活污水对海洋环境影响很小。

（3）对沉积物环境的影响分析

非油层段钻井液与钻屑入海后，在海水运动作用下，会在海底一定范围内沉积，沉积及分布范围受排放量、海流、水深等因素影响。钻屑的排放将覆盖一部分原海底，所覆盖区域的沉积物类型会有所变化，并可能使沉积物中有机质等污染物的含量稍有升高。在海流作用下大部分钻屑沉积在作业平台 200m 以内，本项目钻屑覆盖 2cm 厚度沉积面积最大不超过 0.13km²，对海洋沉积物环境影响较小。

（4）对海洋生态影响分析

本项目对生态环境的影响主要表现为施工期非油层段钻屑、钻井液排放对海洋生物生态造成的损害及施工期排放的钻屑沉降覆盖区域，使海洋生物资源栖息地丧失。

1) 计算方法

①.悬浮物扩散造成的生物资源损失

根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T9110-2007），污染物扩散范围内对海洋生物资源的损害评估，分一次性损害和持续性损害。

A、一次性损失计算方法

$$W_i = \sum_{j=1}^n D_{ij} \times S_j \times K_{ij}$$

式中：Wi—第 i 种类生物资源一次性平均损失量，单位为尾（尾）、个（个）、千克（kg）；Dij—某一污染物第 j 类浓度增量区第 i 种类生物资源密度，单位为尾平方千米（尾/km²）、个平方千米（个/km²）、千克平方千米（kg/km²）；Sj—某一污染物第 j 类浓度增量区面积，单位为平方千米（km²）；Kij—某一污染物第 j 类浓度

增量区第*i*种类生物资源损失率，单位为百分之（%）；*n*—某一污染物浓度增量分区总数。

B、持续性损失计算方法

当污染物浓度增量区域存在时间超过 15d 时，应计算生物资源的累计损害量。计算以年为单位的生物资源的累计损害量按以下公式计算：

$$M_i = W_i \times T$$

式中：

M_i——第*i*种类生物资源累计损害量，单位为尾、个或千克（kg）；

W_i——第*i*种类生物资源一次平均损害量，单位为尾、个或千克（kg）；

T——污染物浓度增量影响的持续周期数（一年实际影响天数除以 15），单位为个。

根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T9110-2007），各类生物的损失率取值如下：

表 4.10 污染物对各类生物损失率

污染物 <i>i</i> 的超标倍数(<i>B_i</i>)	各类生物损失率（%）		
	鱼卵和仔稚鱼	成体	幼体
<i>B_i</i> ≤1 倍	5	1	5
1< <i>B_i</i> ≤4 倍	10	5	10
4< <i>B_i</i> ≤9 倍	30	10	30
<i>B_i</i> ≥9 倍	50	20	50

②占用海域造成的底栖生物资源损失

采用如下方法计算：

$$W_i = D_i \times S_i$$

式中：*W_i*——第*i*种类生物资源受损量，单位为尾（尾）、个（个）、千克（kg），这里指底栖生物资源受损量；*D_i*——评估区域内第*i*种类生物资源密度，单位为尾（个）每平方千米[尾（个）/km²]、尾（个）每立方千米[尾（个）/km³]、千克每平方千米(kg/km²)，在此为底栖生物生物量；*S_i*——第*i*种类生物占用的渔业水域面积或体积，单位为平方千米（km²）或立方千米（km³）。本报告中指钻屑沉降覆盖 2cm 厚度的海底面积。

2) 生物量损失计算参数

底栖生物取 2022 年春季，渔业资源密度取 2021 年春季调查数据中各站位调查结果，各站位平均值能较好反映该海域生物资源情况。

表 4.11 生物资源密度取值

种类	春季密度
底栖生物（g/m ² ）	■
鱼卵（粒/m ³ ）	■
仔稚鱼（尾/m ³ ）	■
幼鱼（尾/km ² ）	■

头足类幼体（尾/km ² ）					
虾类幼体（尾/km ² ）					
蟹类幼体（尾/km ² ）					
鱼类成体（kg/km ² ）					
头足类成体（kg/km ² ）					
虾类成体（kg/km ² ）					
蟹类成体（kg/km ² ）					

3）生物量损失估算

①工程占海

本项目对底栖生物的影响主要为钻屑沉降对底栖生物造成的损失。按平台钻屑排放点周围 50m 半径内底栖生物损失率 100%，覆盖厚度超过 2cm 范围（扣除平台钻屑排放点周围 50m 半径内面积为 ）内损失率按照 50%计算。具体各段计算见下表。

表 4.12 平台施工造成的海洋生物资源的损失量

影响环节		影响面积 (m ²)	密度 (g/m ²)	损失率 (%)	损失量 (t)
钻屑	平台钻屑排放点周围 50m	 	 	 	
	覆盖 2cm 厚度（扣除平台钻屑排放点周边 50m）	 		 	
合计					

②钻井液

本项目钻井液为一次性排放，共排放 2 批次。根据计算结果，钻井液排放造成的超标范围在表、中、底层范围不同，因此计算时取表层、中层、底层超标面积平均值（见表 4.7），影响水深取本项目 BZ13-1WHPB 附近海域平均水深 ，按一次性损失估算钻井液排放对渔业生物资源造成的损失，排放次数与钻井批次一致，取 2 次，钻井液排放造成的损失量具体见下表。

表 4.13 钻井液排放造成的海洋生物资源的损失量

生物资源	影响面积（km ² ）		生物量	损失率(%)	损失量 （粒、尾 或 kg）	排放 次数	合计 （粒、 尾或 kg）
鱼卵	Bi≤1 倍	 	 	 	 	 	
	1<Bi≤4 倍	 		 	 		
	4<Bi≤9 倍	 		 	 		
	Bi≥9 倍	 		 	 		
仔稚鱼	Bi≤1 倍	 	 	 	 	 	
	1<Bi≤4 倍	 		 	 		
	4<Bi≤9 倍	 		 	 		
	Bi≥9 倍	 		 	 		
幼鱼	Bi≤1 倍	 	 	 	 	 	

		1<Bi≤4 倍	■	■	■	■		
		4<Bi≤9 倍	■		■	■		
		Bi≥9 倍	■		■	■		
	头足类幼体	Bi≤1 倍	■	■	■	■	■	■
		1<Bi≤4 倍	■		■	■		
		4<Bi≤9 倍	■		■	■		
		Bi≥9 倍	■		■	■		
	虾类幼体	Bi≤1 倍	■	■	■	■	■	■
		1<Bi≤4 倍	■		■	■		
		4<Bi≤9 倍	■		■	■		
		Bi≥9 倍	■		■	■		
	蟹类幼体	Bi≤1 倍	■	■	■	■	■	■
		1<Bi≤4 倍	■		■	■		
		4<Bi≤9 倍	■		■	■		
		Bi≥9 倍	■		■	■		
	鱼类成体	Bi≤1 倍	■	■	■	■	■	■
		1<Bi≤4 倍	■		■	■		
		4<Bi≤9 倍	■		■	■		
		Bi≥9 倍	■		■	■		
	头足类成体	Bi≤1 倍	■	■	■	■	■	■
		1<Bi≤4 倍	■		■	■		
		4<Bi≤9 倍	■		■	■		
		Bi≥9 倍	■		■	■		
	虾类成体	Bi≤1 倍	■	■	■	■	■	■
		1<Bi≤4 倍	■		■	■		
		4<Bi≤9 倍	■		■	■		
		Bi≥9 倍	■		■	■		
	蟹类成体	Bi≤1 倍	■	■	■	■	■	■
		1<Bi≤4 倍	■		■	■		
		4<Bi≤9 倍	■		■	■		
		Bi≥9 倍	■		■	■		

③钻屑

根据本项目施工计划，两口井的钻井天数■。根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T9110-2007），当污染物浓度增量区域存在时间超过15d时，计算以年为单位的生物资源的累计损害量，则计算出本项目钻屑排放造成的损失周期■。根据预测结果可知，钻屑排放造成的表、中、底层海水悬浮物超标范围不同，因此计算时取表层、中层、底层超标面积平均值（见表4.9）。影响水深取本项目BZ13-1WHPB平台附近海域平均水深■，按持续性损失估算钻屑排

放对渔业生物资源造成的损失，具体见下表。

表 4.14 钻屑排放造成的海洋生物资源的损失量

生物资源	影响面积 (km ²)		生物量	损失率 (%)	损失量 (粒、尾或 kg)	持续周期 (个)	合计 (粒、尾或 kg)
鱼卵	Bi≤1 倍	■	T	■	■	■	T
	1<Bi≤4 倍	■		■	■		
	4<Bi≤9 倍	■		■	■		
	Bi≥9 倍	■		■	■		
仔稚鱼	Bi≤1 倍	■	T	■	■	■	■
	1<Bi≤4 倍	■		■	■		
	4<Bi≤9 倍	■		■	■		
	Bi≥9 倍	■		■	■		
幼鱼	Bi≤1 倍	■	T	■	■	■	■
	1<Bi≤4 倍	■		■	■		
	4<Bi≤9 倍	■		■	■		
	Bi≥9 倍	■		■	■		
头足类幼体	Bi≤1 倍	■	T	■	■	■	■
	1<Bi≤4 倍	■		■	■		
	4<Bi≤9 倍	■		■	■		
	Bi≥9 倍	■		■	■		
虾类幼体	Bi≤1 倍	■	T	■	■	■	■
	1<Bi≤4 倍	■		■	■		
	4<Bi≤9 倍	■		■	■		
	Bi≥9 倍	■		■	■		
蟹类幼体	Bi≤1 倍	■	T	■	■	■	■
	1<Bi≤4 倍	■		■	■		
	4<Bi≤9 倍	■		■	■		
	Bi≥9 倍	■		■	■		
鱼类成体	Bi≤1 倍	■	T	■	■	■	■
	1<Bi≤4 倍	■		■	■		
	4<Bi≤9 倍	■		■	■		
	Bi≥9 倍	■		■	■		
头足类成体	Bi≤1 倍	■	T	■	■	■	■
	1<Bi≤4 倍	■		■	■		
	4<Bi≤9 倍	■		■	■		
	Bi≥9 倍	■		■	■		
虾类成体	Bi≤1 倍	■	T	■	■	■	■
	1<Bi≤4 倍	■		■	■		
	4<Bi≤9 倍	■		■	■		

	Bi≥9 倍	■		■	■		
蟹类成体	Bi≤1 倍	■	■	■	■	■	■
	1<Bi≤4 倍	■		■			
	4<Bi≤9 倍	■		■			
	Bi≥9 倍	■		■			

④总损失量估算

表 4.15 施工期造成的海洋生物资源的总损失量（年均）

生物名称	钻井液	钻屑	合计
底栖生物（t）	■	■	■
鱼卵（粒）	■	■	■
仔稚鱼（尾）	■	■	■
幼鱼（尾）	■	■	■
头足幼体（尾）	■	■	■
虾类幼体（尾）	■	■	■
蟹类幼体（尾）	■	■	■
鱼类成体（kg）	■	■	■
头足类成体（kg）	■	■	■
虾类成体（kg）	■	■	■
蟹类成体（kg）	■	■	■

(5) 施工期生物资源损失金额估算

根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》：“一次性生物资源的损害补偿为一次性损害额的 3 倍”，持续性生物资源损害的补偿分 3 种情形，实际影响年限低于 3 年的，按 3 年补偿；实际影响年限为 3~20 年的，按实际影响年限补偿，影响持续时间 20 年以上的，补偿计算时间不应低于 20 年”，本次工程施工阶段钻井液排放造成的生物资源损害属一次性损害，按 3 倍进行补偿；钻屑排放造成的生物资源损害属持续性损害，施工年限为 2025-2026 年，共计 2 年，按 3 年进行补偿。

鱼卵、仔稚鱼的经济价值应折算成鱼苗进行计算，其经济价值按下式计算：

$$M=W \times P \times E$$

式中：M—鱼卵、仔稚鱼经济损失金额（元）；W—鱼卵、仔稚鱼损失量（个，尾）；P—鱼卵和仔稚鱼折算为鱼苗的换算比例，鱼卵生长到商品鱼苗按 1%成活率计算，仔稚鱼生长到商品鱼苗按 5%成活率计算，单位为百分比（%）；E—成活鱼苗的商品价格。商品鱼苗按近三年主要鱼类苗种平均价格 1 元/尾计算。

渔业生物资源经济价值按下式计算：

$$M_i=W_i \times E_i$$

式中：M_i—第 i 类渔业生物资源的经济损失额（元）；W_i—第 i 类渔业生物资源的损失量（kg）；E_i—生物资源的商品价格。生物资源、底栖生物的价格按近三年，当地海洋捕捞产值与产量均值的比值计算，

根

据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》(SC/T9110-2007)中的 7.1.2 规定,

_____。经计算可知, 本项目造成生物资源损失金额约为 _____。

表 4.16 本工程造成的渔业损失价值估算

施工过程	生物名称	生物损失量	折算鱼苗损失量	单价	补偿年限 (年/倍)	补偿金额 (万元)
钻屑	底栖生物 (t)	_____	_____	_____	1	_____
	鱼卵 (粒)	_____	_____	_____	1	_____
	仔稚鱼 (尾)	_____	_____	_____	1	_____
	幼鱼 (尾)	_____	_____	_____	1	_____
	头足类幼体 (尾)	_____	_____	_____	1	_____
	虾类幼体 (尾)	_____	_____	_____	1	_____
	蟹类幼体 (尾)	_____	_____	_____	1	_____
	鱼类成体 (kg)	_____	_____	_____	1	_____
	头足类成体 (kg)	_____	_____	_____	1	_____
	虾类成体 (kg)	_____	_____	_____	1	_____
	蟹类成体 (kg)	_____	_____	_____	1	_____
钻井液	鱼卵 (粒)	_____	_____	_____	1	_____
	仔稚鱼 (尾)	_____	_____	_____	1	_____
	幼鱼 (尾)	_____	_____	_____	1	_____
	头足类幼体 (尾)	_____	_____	_____	1	_____
	虾类幼体 (尾)	_____	_____	_____	1	_____
	蟹类幼体 (尾)	_____	_____	_____	1	_____
	鱼类成体 (kg)	_____	_____	_____	1	_____
	头足类成体 (kg)	_____	_____	_____	1	_____
	虾类成体 (kg)	_____	_____	_____	1	_____
	蟹类成体 (kg)	_____	_____	_____	1	_____
合计						_____

(6) 对周边保护区影响分析

项目施工期除船舶生活垃圾中食品废弃物按《船舶水污染物排放控制标准》(GB3552-2018)相关要求处理处置/排海外, 其余生活垃圾及生产垃圾运回陆地处理;

	船舶人员生活污水经船用生活污水处理装置处理后达到《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）后排海；自升式钻井平台施工人员生活污水经平台生活污水处理装置处理后达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级标准的要求后排放入海；船舶机舱含油污水铅封，运回陆上交有资质单位进行处理。油层段钻屑及油层段钻井液运回陆地交有资质单位处理处置。经类比预测，非油层段钻井液、非油层段钻屑排放表层海水中的悬浮物浓度增量 本项目距离周边保护区距离较远：调整井所在的 BZ13-1WHPA 平台距离最黄河三角洲国家级自然保护区约，距离最近的生态红线区约，正常施工不会对保护区产生影响。工程施工会对“三场一通道”产生一定的影响，但施工结束后悬浮物恢复到一类水质的时间约为 9h，悬浮物造成的影响在施工结束后短时间内可以恢复，因此本工程的建设对渔业资源的“三场一通道”的影响是暂时且可恢复的。 3、施工期环境风险影响分析 本项目对施工期和运营期的环境风险开展了环境风险专项分析，本报告表仅填写风险识别及影响结果的概要。 本项目施工阶段的环境风险主要是井涌/井喷、平台火灾或者爆炸、工艺管线及储罐泄漏、船舶碰撞泄漏、海底管道破裂泄漏以及地质性溢油事故。 针对施工期可能发生的风险，建设单位制定了相应的风险防范措施，最大可能减少各类事故发生的概率，并依托现有溢油应急计划，以减少溢油事故对环境造成的影响。								
运营期生态环境影响分析	1、运营期产污环节及污染源分析 （1）含油生产水 本工程投产后，本项目渤中 13-1 油田含油生产水经生产水处理设施处理达标后全部回注地层，不外排。 （2）其他含油废水 本项目不新增初期雨水和甲板冲洗水。平台运营期初期雨水及甲板冲洗水等含油废水全部经开、闭排收集后，打入处理系统，不外排。 （3）生活污水、生活垃圾和生产垃圾 本次调整井投产后，不新增定员、不新增其他生产设施和生活设施。因此不新增生活污水、生活垃圾和生产垃圾。 表 4.17 本项目运营期污染物产生情况一览表 <table><tr><th>污染物</th><th>污染物的产生量</th><th>主要污染因子</th><th>排放/处理方式</th></tr><tr><td>生产水</td><td>调整井实施后最大产生量为</td><td>石油类</td><td>项目平台产生的含油生产水经水处理装置处理达标后，全部回注地层，不排海</td></tr></table>	污染物	污染物的产生量	主要污染因子	排放/处理方式	生产水	调整井实施后最大产生量为	石油类	项目平台产生的含油生产水经水处理装置处理达标后，全部回注地层，不排海
污染物	污染物的产生量	主要污染因子	排放/处理方式						
生产水	调整井实施后最大产生量为	石油类	项目平台产生的含油生产水经水处理装置处理达标后，全部回注地层，不排海						

	平台甲板冲洗水、初期雨水等其他含油废水	不新增产生量	石油类	经开、闭系统收集后，打入工艺系统
	生活污水	不新增产生量	COD	经生活污水处理设施处理满足标准后排海
2、运营期环境影响分析 本项目新增含油生产水经生产水处理设施处理达标后全部回注地层，不外排；运营期不新增生活污水、生活垃圾和生产垃圾，运行期不新增影响。 3、运营期环境风险分析 针对本项目施工期和运营期可能发生的风险事故开展了专项分析，本报告表仅填写风险识别及影响结果的概要。 本项目在 BZ13-1WHPB 平台实施 2 口调整井。运营期的环境风险主要有井涌/井喷、平台火灾或者爆炸、船舶碰撞燃料油泄漏、平台工艺管线泄漏以及地质性溢油事故等。BZ26-3WHPA 至 BZ26-2WHPA 输气海管在流程切换和生产阶段有可能发生的事故包括平台火灾或者爆炸、平台工艺管线及储罐泄漏、海底管道破裂泄漏等。 建设单位针对运营期可能产生的溢油风险，制定了相应的风险防范措施和溢油应急计划，溢油应急计划已备案，详见附件 7。建设单位在运营期需要予以足够重视，在生产过程中，务必加强管理，杜绝各类风险事故的发生。输气海管在生产阶段和流程切换，要注意管线保护和检测程序，防止发生管道刺漏，管道腐蚀的风险，确保海底管道的安全性。一旦发生事故建议应充分利用现有的溢油应急设施，使溢油在抵达附近环境敏感区域之前得以有效控制、回收。				
选址选线环境合理性分析	本项目在现有平台和管线上进行施工，不涉及选址合理性分析。			

五、主要生态环境保护措施

施 工 期 生 态 环 境 保 护 措 施	1、施工期污染防治对策措施 项目建设期产生的主要污染物有：钻屑、钻井液、船舶含油污水、洗井废水、暖管用水、生活垃圾和工业垃圾。作业者将采取以下污染防治措施，以使上述污染物的排放和处置符合国家或地方法规和标准的要求。 （1）钻井液、钻屑 本项目钻井阶段采用水基钻井液，钻井液循环使用。钻井期间，从井口返出的钻井液通过振动筛以及离心机等设备进行分离处理后，钻井液返回泥浆池。非油层段钻井液及非油层段钻屑排放需符合《海洋石油勘探开发污染物生物毒性第1部分：分级》（GB18420.1-2009）的一级标准要求，以及《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级标准的要求后方可排放入海。 油层段钻完井产生的钻屑在平台上采用带盖的岩屑回收箱 [REDACTED] 收集存储，然后将岩屑回收箱吊装至三用料船运至码头 [REDACTED]，同时及时更换空岩屑箱到钻井平台备用；油层段钻井液平时存储在平台泥浆池里，回收时用泵将钻井液打到平台上带盖的岩屑回收箱内，然后将岩屑回收箱吊装至拖轮运至码头，同时及时更换空岩屑箱到钻井平台备用。油层段钻屑、钻井液到码头后由 [REDACTED]，使用专用运输车辆运输，车辆设置有防溢散措施。相关危废资质情况见附件9。 （2）生活污水、生活垃圾及船舶含油污水 施工期参加作业的船舶人员产生的生活污水必须经处理达到《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）相应标准后方可排海，各参加作业船舶必须配备生活污水处理装置并取得相应防污证书。船舶食品废弃物按要求处理/排海（在距最近陆地3海里以内（含）的海域，应收集并排入接收设施；在距最近陆地3海里至12海里（含）的海域，粉碎或磨碎至直径不大于25mm后方可排放；在距最近陆地12海里以外的海域可以排放），其他生活垃圾运回陆地处理。 钻井平台施工人员产生的生活污水经钻井平台生活污水处理装置处理至符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级标准的要求后方可排放入海，产生的生活垃圾全部运回陆地处理。 参加作业的船舶产生机舱含油污水由船舶上的污油水系统收集，密闭存储，并按照《沿海海域船舶排污设备铅封程序规定》对船舶污油水系统的排放阀以及能够替代该系统的其他系统与油污水管路直接相连接的阀门予以铅封，运至码头交有资质单位
--	---

处理。

(3) 生产垃圾

施工期产生的生产垃圾经分类收集后经平台设置的带盖的垃圾箱分类收集后，由船转运至陆上处理，油棉纱等含油废物、废漆桶等危险废物委托有相关危废处理资质的单位处理处置。

(4) 废气

施工期废气主要来自于施工船舶及机械排放的柴油机尾气，主要污染物 NO₂、SO₂、CO、烟尘等，此类废气只在施工期间产生，为间歇排放，随着项目施工结束而结束。

本项目位于渤海，属于《船舶大气污染物排放控制区实施方案》（交通运输部，2018.11）规定的船舶大气污染物排放控制区沿海控制区，建设单位在施工时选择的施工船舶应满足以下条件：

1) 船舶发动机污染物排放满足《船舶发动机排气污染物排放限值及测量方法（中国第一、二阶段）》（GB15097-2016）中船机排气污染物排放限值要求；2019年1月1日起应使用硫含量不大于0.5%_{m/m}的船用燃油；

2) 2015年3月1日及以后建造或进行船用柴油发动机重大改装的施工船舶，所使用的单台发动机输出功率超过130千瓦的，应满足《国际防止船舶造成污染公约》第二阶段氮氧化物排放限值要求；

4) 施工船舶还应严格执行其他现行国际公约和国内法律法规、标准规范关于大气污染物的排放控制要求。

(5) 洗井废水

洗井废水就近进入生产流程，不排海。

2、施工期生态保护对策措施

(1) 污染物的源头控制，尽量减少污染物排放量，各类污染物合理处置；本项目位于蓝点马鲛产卵场中，在钻井过程中严格控制钻井液和钻屑的排放速率，减少悬浮物扩散的影响面积，最大限度地减少对海洋生物的影响；同时，施工过程中，应完善环保设施，采取积极措施，严格落实达标排放，减少污染物质对海洋环境的影响。

(2) 施工期对海洋生态造成影响的生物资源损失金额约 [REDACTED]，项目拟针对所造成的渔业资源损失量和特征，提出相应的修复或补偿方案。

3、施工期环境风险防范与应急措施

施工期应针对可能出现的不同风险类型，制定相应的风险防范措施，减少风险事故发生的概率、降低溢油事故后对环境造成的影响：

(1) 制定严格的井喷预防措施。强化井控方案及应急处理预案，配备安全有效的防喷设备和良好的压井材料及井控设备；加强钻时观测，及时发现先兆，按正确的

	关井程序实行有效控制，并及时组织压井作业。 （2）充分考虑钻井设备的保护措施并提供防火防爆保护，提供充分的消防设备，预防钻井平台及平台火灾和爆炸。 （3）避免燃油舱破损引起燃料油泄漏。加强工作船舶操作人员日常安全防范意识，防止人为操作失误引起作业船舶与钻井平台或平台碰撞。守护船舶保持警戒状态，加强值班瞭望，保证无其他无关船舶干扰以保证作业安全。 （4）预防地质性溢油。关注地层压力稳定，从根本上杜绝地质性溢油风险。配备压力控制装置、控制阀门和报警系统，实时监控压力并做好记录，发现异常情况及时报警处置。定期开展油井动态监测，及时取录地层压力变化情况。 （5）在预防为主的基础上，充分利用现有的溢油应急处理能力和措施，降低海上溢油的环境污染程度。 为预防调整井钻完井作业期间和输气管道反向混输期间溢油事故的发生，以及发生溢油事故时能够及时、有效地进行应急反应，组织有效力量控制污染，建设单位已编制《渤中 13-1、渤中 26-2 和渤中 26-3 油田溢油应急计划》（中海石油（中国）有限公司天津分公司渤西作业公司，2023 年 12 月），并在生态环境部海河流域北海海域生态环境监督管理局备案。溢油应急计划内容包括调整井钻完井作业期间和输气管道反向混输期间主要风险的预防措施、应急组织机构、应急能力、溢油应急程序、溢油事故的处置等。该溢油应急计划须满足本项目施工期溢油应急的需求。
运营期生态环境保护措施	1、污染防治对策措施 本项目运营期含油生产水经处理达标后回注地层，不外排；初期雨水、甲板冲洗水等含油废水全部经开、闭排收集后，打入处理系统；生产垃圾和生活垃圾均运回陆上委托有相应资质的单位进行处理；生活污水处理达标后排海，对海洋环境影响较小。 2、加强运营期对海洋生态环境的监测 原环评已针对运营期制定了跟踪监测计划，定期对海洋环境开展跟踪监测，掌握开发区域的环境质量现状。 3、运营期环境风险防范与应急措施 针对运营期油气泄漏等风险，建设单位已编制了《渤中 13-1、渤中 26-2 和渤中 26-3 油田溢油应急计划》（2023 年），并在生态环境部海河流域北海海域生态环境监督管理局备案。输气海管在生产阶段和流程切换，要注意管线保护和检测程序，对海底管道进行不定期局部检测和定期全面检测，确保海底管道的安全性。溢油应急计划内容包括生产运营阶段的溢油风险分析、溢油事故预警、溢油应急程序、溢油应急能力、溢油事故的处置等。该溢油应急计划可以实现开发生产期间发生溢油事故时能够及时、有效、迅速地进行应急反应，最大限度地减小溢油对环境造成的影响。
其	本项目运营期不新增污染物种类，不增加生活污水排放量，且 BZ13-1WHPB 所

他	在原环评《渤南油气田群总体开发工程环境影响报告书》 已经制定了跟踪监测计划，因此，本项目投产后，不单独设置跟踪监测计划，纳入渤中 13-1 油田现有跟踪监测计划，定期监测各设施外排污染物的排放浓度；此外，根据现有跟踪监测计划，对工程所在海域的海水水质、沉积物、海洋生物生态进行跟踪监测，使海洋生物资源和海洋生态环境得到尽快恢复和可持续利用。																
环 保 投 资	环境保护投资主要包括一次性环境设施投资及其相关操作费用和辅助费用，根据《海上油（气）田开发工程环境保护设计规范》（SY/T10047-2019），经核算本项目环保投资约为 。 表 5.1 环保投资明细 <table border="1"> <thead> <tr> <th>序号</th><th>环境保护投资</th><th>折合环保投资(万元)</th></tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1</td><td>油层段钻井液、油层段钻屑处理费</td><td> </td></tr> <tr> <td>2</td><td>海洋生态损失补偿费用</td><td> </td></tr> <tr> <td>3</td><td>固体废物及船舶机舱含油污水等污染物处理费</td><td> </td></tr> <tr> <td colspan="2">合计</td><td> </td></tr> </tbody> </table>		序号	环境保护投资	折合环保投资(万元)	1	油层段钻井液、油层段钻屑处理费	 	2	海洋生态损失补偿费用	 	3	固体废物及船舶机舱含油污水等污染物处理费	 	合计		
序号	环境保护投资	折合环保投资(万元)															
1	油层段钻井液、油层段钻屑处理费	 															
2	海洋生态损失补偿费用	 															
3	固体废物及船舶机舱含油污水等污染物处理费	 															
合计		 															

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	/	/	/	/
水生生态	(1) 本项目使用水基钻井液钻井，油层段钻井液、油层段钻屑收集运回陆地交有资质单位处理，非油层段钻井液和非油层段钻屑达标后排海。 (2) 生活污水经船舶/钻井平台生活污水处理装置处理达标后排海；船舶机舱含油污水铅封运回陆地交有资质单位处理 (3) 洗井废水就近进入生产流程，不排海	(1) 油层段钻井液、油层段钻屑收集运回陆地交有资质单位处理；非油层段钻井液、非油层段钻屑满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级标准和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性第1部分：分级》（GB18420.1-2009）一级海区排放标准排海； (2) 船舶生活污水排放需符合《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）； 钻井平台生活污水排放需符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》，（GB4914-2008）一级标准。船舶机舱含油污水根据《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》（交海发〔2007〕165号）铅封运回陆地处理	(1) 运营期生活污水经平台生活污水处理装置处理达标后排海 (2) 含油生产水处理达标后回注地层，不排海	(1) 符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008） (2) 符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2022）
地表水环境	/	/	/	/
地下水及土壤环境	/	/	/	/
声环境	/	/	/	/
振动	/	/	/	/
大气环境	施工船舶使用符合要求的燃料油	符合《船舶大气污染物排放控制区实施方案（交海发〔2018〕168号）》	/	/
固体废物	油层段钻屑、油层段钻井液、生活垃圾及生产垃圾运回陆地处理	相关接收手续	生活垃圾及生产垃圾运回陆地处理	相关接收手续
电磁环境	/	/	/	/
环境风险	施工时做好通航安全保障措施；一	《渤中 13-1、渤中 26-2 和渤中 26-3 油田溢油应急计	运营期各项风险防范措施及溢油	《渤中 13-1、渤中 26-2 和渤

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
	旦发生溢油按照溢油应急计划开展溢油应急工作	划》（2023 年）	应急设备设施（具体详见专项报告）	中 26-3 油田溢油应急计划》（2023 年）
环境监测	/	/	纳入渤中 13-1 油田现有跟踪监测计划。	/
其他	/	/	/	/

七、结论

1、产业政策及区划规划符合性

本项目计划在渤中 13-1 油田现有 BZ13-1WHPA 平台上实施 2 口调整井工程，同时延续 BZ26-3WHPA 至 BZ26-2WHPA 输气管道反向混输作业至 2030 年 12 月底。较调整前，年最大增油量 [REDACTED]，小于 20 万吨。本项目钻井期间新增非油层段钻井液排放量约为 [REDACTED]，新增非油层段钻屑排放量约为 [REDACTED]，超出原环评《渤南油气田群总体开发工程环境影响报告书》批复的核算量，根据《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》要求，需编制环境影响报告表。

本项目为海洋油气勘探开采工程，属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中的“鼓励类”，符合《山东省国土空间规划（2021-2035 年）》相关要求；与山东省“三区三线”，山东省“十四五”海洋生态环境保护规划，东营市生态环境分区管控方案划定成果相协调。

2、环境可行性

本项目所在海域海水、沉积物和生物环境质量现状较好，距离自然保护区、海洋保护区、海洋生态红线较远，施工期和运营期均不会对其产生不利影响。本项目调整井平台 BZ13-1WHPB 及反输海管均位于蓝点马鲛产卵场及鳀索饵场内，反输海管位于中国对虾、中国毛虾产卵场内。钻井过程中需严格控制钻井液和钻屑的排放速率，减少悬浮沙扩散的影响面积，最大限度地减少对海洋生物的影响。

本项目施工期船舶生活垃圾中的食品废弃物按要求处理处置/排海，其他生活垃圾及生产垃圾运回陆地处理；船舶机舱含油污水铅封运回陆地处置，施工期船舶人员生活污水经船用生活污水处理装置处理后达到《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）后排海；钻井平台施工人员生活污水经平台生活污水处理装置处理后达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级标准的要求后排放入海；洗井废水就近进入生产流程，不排海。油层段钻井液、油层段钻屑收集运回陆地交有资质单位处理，检查相关交接手续；非油层段钻井液、非油层段钻屑满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级标准和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性第 1 部分：分级》（GB18420.1-2009）一级海区排放标准排海。施工期对海洋环境影响属于短期、可恢复性影响。项目投产后，含油生产水处理达标后回注地层不排海；生活污水经生活污水处理装置处理达标后排海；固体废物等运回陆地处置，不新增污染物排海。正常运行情况下，不对海洋环境产生影响。

因此，在建设单位切实落实了本环境影响报告表提出的各项污染防治措施，切实落实了风险事故防范对策措施和应急预案的前提下，从环境保护角度考虑，本项目建设可行。

附表

附表 1 海水水质调查及评价结果

附表 2 海洋沉积物调查及评价结果

附表 3 海洋生态环境监测结果表

附表 4 生物体质量检测结果及评价结果表

附表 5 渔业资源现状调查检测结果及评价结果表

附表 6 海洋生态物种名录

附表 7 主要生产设施中英文对照表

表 7.1 主要生产设施中英文对照表

序号	英文	中文
1	BZ13-1WHPB	渤中 13-1 油田井口 B 平台
2	BZ13-1BOP	渤中 13-1 油田辅助平台
3	BZ26-2WHPA	渤中 26-2 油田井口 A 平台
4	BZ26-3WHPA	渤中 26-3 油田井口 A 平台
5	HYSY113FPSO	海洋石油 113 号浮式生产储油外输系统
6	BZ28-1SPM	渤中 28-1 油田单点系泊
7	QK18-1WHP1	岐口 18-1 油田井口 1 平台

附表 8 项目周边主要环境敏感目标表

附图

附图 1 地理位置图

附图 2 本项目与山东省海洋主体功能区的位置关系

附图 3 本项目与山东省国土空间规划的位置关系

附图 4 本项目与山东省“三区三线”的位置关系

附图 5 本项目与山东省“三线一单”的位置关系

附图 6 本项目与山东省“十四五”海洋生态环境保护规划（修订版）的位置关系

附图 7 渤中 13-1、26-2 和 26-3 油田设施总体布局图

附图 8

水质调查站位与山东省生态红线位置关系图

水质调查站位与《东营市国土空间规划（2021-2035 年）》位置关系图

附图 9 环境敏感目标分布图

保护区、水产种质资源保护区等

养殖区

渔业三场一通道

附件

附件 1 环评委托书

环境影响评价委托书

海油环境科技（北京）有限公司：

根据《中华人民共和国环境保护法》及《中华人民共和国环境影响评价法》等相关法律法规的要求，现委托贵公司承担“渤中 13-1 油田调整井及渤中 26-2 油田配套改造项目”的环境影响评价工作，并编制环境影响报告表。

特此委托。

中海石油（中国）有限公司天津分公司

2025 年 2 月 10 日

附件 2 渤南油气田群总体开发工程环评批复（2002）

附件 3 渤中 26-3 油田开发工程环评批复（2010）

附件 4 渤中 26-2 油气田含油生产水处理系统、渤南油气田群二期开发工程环境保护设施竣工验收批复（2013）

附件 5 渤中 26-3 油气田总体开发工程环境保护设施竣工验收的批复

附件 6 关于做好渤中 26-3 油田 WHPA 至渤中 26-2 油田 WHPA 天然气海管反向输油生态环境保护工作的函

附件 7 溢油应急计划备案表

附件 8 调查报告封面

附件 9 危废处理单位合同及经营许可

附件 10 渤中 26-2WHPA 至友谊号单点混输海管延长设计使用年限评估报告

附件 11 基于内检测数据的适用性评估 BZ26-2WHPA 至 BZ26-3WHPA 混输海管

附录 1 环境风险专项评价

1 评价依据

按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）、《环境影响评价技术导则海洋生态环境》（HJ1409-2025）的要求，开展本项目环境风险分析与评价。

1.1 风险调查

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），风险源调查主要包括调查建设项目危险物质数量和分布情况、生产工艺特点，收集危险物质安全技术说明书等基础资料。本项目为海洋油气开发，所涉及的危险物质主要为施工期的船舶燃料油，运营期原油和天然气等，本项目所涉及的危险物质的理化性质及危险特性如下。

表 1.1 原油理化性质及危险特性表

标识	中文名：原油	英文名：CrudeOil
理化特性	外观与性状：红色、红棕色或黑色有绿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
	凝点（℃）：-6℃	禁忌物：强氧化剂
	稳定性：稳定	聚合危害：不聚合
	危险性类别：第 3.2 类中闪点易燃液体	引燃温度（℃）：350
危险特性	闪点（℃）：44	燃烧（分解）产物：CO、CO ₂
	爆炸下限（v%）：1.1	爆炸上限（v%）：8.7
	危险特性：其蒸汽与空气形成爆炸性混合物，遇明火、高热或极易燃烧爆炸，与氧化剂能发生强烈反应，若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。	
	灭火方法：泡沫、干粉、二氧化碳、砂土	
毒理性质	LD ₅₀ ：500-5000mg/kg（哺乳动物吸入）	毒性判别：低毒类
健康危害	侵入途径：吸入、食入、皮肤吸收。	
	健康危害：其蒸汽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。	
急救	皮肤接触：脱去污染的衣着，用肥皂水及清水彻底冲洗。	
	眼睛接触：立即提起眼睑，用流动清水冲洗。	
	吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处，注意保暖，呼吸困难时给输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸，就医。	
	食入：误服者给充分漱口、饮水，就医。	
泄漏处理	疏散泄漏区人员至安全区，禁止无关人员进入污染区，切断电源。 建议应急处理人员戴自给式呼吸器，穿一般消防防护服。在确保安全情况下堵漏。喷水雾可以减少蒸发，但不能降低泄漏物在受限制空间内的易燃性。用沙土、蛭石或其它惰性材料吸收，然后收集运至空旷的地方掩埋、蒸发或焚烧。如大量泄漏，应利用围堤收容，然后收集、转移、回收或无害化处理后废弃。	
储运	远离火种、热源。仓温不宜超过 30℃。配备相应品种和数量的消防器材。要有防火防爆技术措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。灌装时应注意流速（不超过 3m/s），且要有接地装置，防止静电积聚。	

表 1.2 燃料油理化性质及危险特性表

类别	内容				
标识	中文名称	燃料油		英文名称	Fueloil; Heavyoil
理化特性	外观与气味	黄色液体			
	溶解性	不溶于水		倾点（℃）	≤-10
	冷滤点（℃）	冬季	-13~-7	密度（g/cm ³ ） （15℃）	0.833
		夏季	-3~3		
	馏程（℃）	90%	≤350	闪点（℃）	70~130
		95%	≥320	运动粘度 mm ² /s（50℃）	2~4
	主要用途	主要用作船用柴油发动机燃料。			
危害信息	燃烧与爆炸危险性	可燃。其蒸气与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热易燃烧或爆炸。燃烧产生有毒的一氧化碳气体。在高温火场中，受热的容器或储罐有破裂和爆炸的危险。			
	活性反应	与强氧化剂反应。			
	禁忌物	强氧化剂。			
	侵入途径	吸入，食入。			

表 1.3 天然气理化特性及危险性质

标识	中文名：天然气		英文名：naturalgas	
	危规号：21007	UN 编号：1971	CAS 号：74-82-8	
理化特性	外观与性状：无色无臭易燃易爆气体		溶解性：微溶于水，溶于乙醇、乙醚	
	熔点（℃）：-182		沸点（℃）：-161.49	
	相对密度：（水=1）0.45（液化）		相对密度：（空气=1）0.59	
	饱和蒸气压（kPa）：53.32（-168.8℃）		禁忌物：强氧化剂、卤素	
	临界压力（MPa）：4.59		临界温度（℃）：-82.3	
	稳定性：稳定		聚合危害：不聚合	
危险特性	危险性类别：第 2.1 类易燃气体		燃烧性：易燃	
	引燃温度（℃）：482~632		闪点（℃）：-188	
	爆炸下限（v%）：5.0		爆炸上限（%）：15.0	
	最小点火能（MJ）：0.28		最大爆炸压力（kPa）：680	
	燃烧热（MJ/mol）：889.5		火灾危险类别：甲 B	
	燃烧（分解）产物：CO、CO ₂ 、水			
	危险特性：与空气混合能形成爆炸性混合物、遇火星、高热有燃烧爆炸危险			
	灭火方法：切断气源。若不能切断气源，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。			
毒理性质	灭火剂：泡沫、二氧化碳、雾状水、干粉。			
	工作场所最高容许浓度 MAC：300（mg/m ³ ）			
健康危害	毒性判别：微毒类，多为窒息损害。毒性危害分级 IV 类			
	侵入途径：吸入			
	健康危害：当空气中浓度过高时，使空气中氧气含量明显降低，使人窒息。皮肤接触液化甲烷可致冻伤。			
急救	急性中毒：当空气中浓度达到 20~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加快，若不及时逃离，可致窒息死亡。			
	吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸，就医。			
泄漏处理	迅速撤离泄漏污染区人员至安全处，并立即隔离，严格限制出入。切断火源，戴自给式呼吸器，穿一般消防防护服。合理通风，禁止泄漏物进入受限制的空间（如下水道），以避免发生爆炸。切断气源，喷洒雾状水稀释，抽排（室内）或强力通风（室外）。如有可能，			

	将残余气或漏出气用排风机送至空旷地方，或装设适当喷头烧掉。也可将漏气的容器移至空旷处，注意通风。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。
储运	储运于阴凉、通风仓间内。仓温不宜超过 30℃。远离火种、热源。防止阳光直射。应与氧气、压缩空气、卤素（氟、氯、溴）等分开存放。切忌混储混运。储存间内的照明、通风等设施应采用防爆型。开关设在仓外。配备相应品种和数量的消防器材。罐储时要有防火防爆技术措施。露天储罐夏天要有降温措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。运输按规定路线行驶。勿在居民区和人口稠密区停留。

1.2 风险潜势初判

本项目工程内容为在渤中 13-1 油田实施 2 口调整井，BZ26-3WHPA 至 BZ26-2WHPA 输气管道改为混输管道。调整井平台物流集输和生产设施依托原工程，因此 2 个调整井平台的最大油类及天然气在线量为平台上工艺管线中所包含的油量及气量，平台上工艺管线及相关设施无新增，因此调整井平台上

BZ26-3WHPA 至 BZ26-2WHPA 输气管道于 2010 年投产，设计年限为 25 年

为 6" 单层海管。改为混输后，

《环境影响评价技术导则海洋生态环境》（HJ1409-2025），油类物质（矿物油类，如石油、汽油、柴油等；生物柴油等）临界量：100t，经计算，本项目危险物质油类最大存在总量与其临界量的比值：

本项目危险物质数量与临界量的比值 Q 小于 1，环境风险潜势为 I。

1.3 风险评价等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》，本项目运营期危险物质与其临界量的比值 Q 均小于 1。当 $Q < 1$ 时，该项目的环境风险潜势为 I。风险潜势为 I，则评价工作等级为简单分析。

但鉴于本项目主要危险物质原油一旦泄漏对海洋环境影响较大，因此根据《建设项目环境风险评价技术导则》的要求对本项目环境风险情形进行识别；对项目可能发生的海上溢油事故进行预测并说明风险影响；针对项目的环境风险提出针对性的风险防范措施；对项目能利用的溢油应急物资进行梳理和分析。

表 1.4 环境风险评价工作等级划分

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

a 是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性的说明。

2 环境敏感目标概况

本项目附近海域环境风险敏感目标及与本项目的相对位置详见下表。

表 2.1 环境风险敏感目标分布表

3 环境风险识别

3.1 风险识别

本项目在 BZ13-1WHPB 平台实施 2 口调整井，BZ26-3WHPA 至 BZ26-2WHPA 输气管道改为混输管道，不新增施工船舶、不新增工艺管线及相关设施等。

本项目在施工和生产阶段有可能发生的事故包括井涌/井喷、平台火灾或者爆炸、工艺管线及储罐泄漏、船舶碰撞泄漏、海底管道破裂泄漏以及地质性溢油事故等。

(1) 井喷/井涌

本项目在渤中 13-1 油田现有平台实施 2 口调整井，在钻完井期间，由于地层压力过高、钻井液比重失调以及防井喷措施不当等原因可能导致发生井喷/井涌。一旦发生井喷，将会有大量原油和天然气物质喷出，当烃类物质聚集到爆炸浓度后，遇到诸如静电火花、机械撞击火花或吸烟等点火源，便会酿成火灾和爆炸。

由于钻台和泥浆池区为敞开区，自然通风良好，烃类不容易积聚；而且作业区禁止明火和吸烟，因此，由烃类积聚引起火灾或爆炸的可能性极小。

根据国际油气生产商协会（OGP）编制的《风险评估数据指南》（2010 年 3 月版）常规油井井涌和井喷的统计概率，本项目共实施 2 口调整井，均为生产井，其发生井喷的概率为 5.2×10^{-6} 次/a、发生井涌的概率为 5.8×10^{-6} 次/a。

表 3.1 常规生产井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）
注水井	-	2.4×10^{-6}	次/（井·a）

(2) 平台火灾/爆炸

平台改造过程中存在着动火作业，如离油气生产区较近，存在平台火灾风险。

设备故障以及人员操作失误有可能造成油气泄漏。如果泄漏物浓度聚集达到爆炸极限，遇到诸如静电起火、机械撞击起火或吸烟等明火便可能酿成火灾和爆炸，从而导致事故升级，可能造成油类泄漏入海。本项目在现有平台进行调整井工程，参考 S.Fjeld 和 T.Andersen 等人通过对北海油田的事故分析，海上生产设施井口区的火灾事故发生频率约为 1.0×10^{-3} 次/年。

由于烃类物质的释放和聚集引起火灾进一步引起溢油事故概率低一个数量级，因此，平台火灾引起的泄漏溢油事故概率不高于 1.0×10^{-4} 次/a。

(3) 平台管线或储罐泄漏

生产阶段平台进行油气输送作业时，可能由于设备老化或人为误操作等原因引起平台油气物流管线或含油储罐的泄漏，当可燃气体泄漏物浓度聚集达到爆炸极限时遇到诸如静电起火、机械撞击起火或吸烟等明火便酿成火灾和爆炸，从而导致事故升级，可能造成油品泄漏入海。

平台上的容器泄漏可进行自动关断，通过及时收集和清理泄漏现场，可避免泄漏物入海。本项目不新增其他设施设备，平台管线或储罐泄漏不属于本项目的新增风险。

（4）船舶碰撞泄漏事故

本项目施工期采用自升式钻井平台钻完井，施工期所使用的守护船为油田自身配备的物料运输船，施工期不新增船舶。施工船舶受风、水流影响产生复杂运动，最可能发生的风险事故是船舶碰撞导致的溢油事故。此外，在该海域航行的外来航船也有可能与作业船舶及平台设施发生碰撞。运营期平台附近主要有供应船、值班船等，可能因为天气原因或操作失误等原因发生事故，进而导致溢油；但本项目运营期不新增船舶使用数量，运营期船舶溢油风险不属于本项目新增的风险。

根据《风险评估数据指南》（2010年），船舶与平台等油田设施发生碰撞的概率见下表。本项目船舶碰撞产生严重损伤的概率为 5×10^{-6} 次/年；发生严重损伤不一定引起溢油事故，因此由于船舶碰撞造成的溢油事故概率将至少低一个数量级，即船舶碰撞造成溢油事故的概率小于 5.0×10^{-7} 次/a。

表 3.2 船舶碰撞概率

船舶类型	碰撞频率 (世界范围)	亚洲地区分配系数	造成重大损伤	碰撞概率
本气田船舶	8.8×10^{-5}	0.17	26%	3.9×10^{-6}
外来航船	2.5×10^{-5}	0.17	26%	1.1×10^{-6}

（5）海底管道和立管油气泄漏事故

海底管道在生产运营期间，因长期受海流冲刷、海水腐蚀、过往船只误锚、拖锚及地震等环境因素的影响，存在着潜在的被损坏的风险。

由于本项目不新建海底管线，利用现有输气管道改混输，投产后管线的实际最大输送压力未超过管线的最大允许操作压力，但由于输送介质发生变化，增加了管线溢油的风险，因此海底管道破裂/断裂引起的溢油事故属于本项目新增的环境风险。

本项目输气海底管道反向混输后温度超出设计温度，因此存在发生溢油事故的可能性。根据莫特麦克唐（MottMcDonald）公司2003年《PARLOC2001：TheupdateofLossofcontainmentDateforOffshorePipeline》，该报告中统计了相关海域1567条海管，共24837km，328858km·a。同时，挪威船级社（DetNorskeVeritas，DNV）的《Riser/PipelineLeakFrequencies，2006》对PARLOC2001报告进行了修正。

表 3.3 不同管径的管道在不同位置的事故概率统计

管道	类别	泄漏概率	单位
海底管道（开阔海域）	井流管道，以及输送未处理流体的小管道	5.0×10^{-4}	次/km·a
	输送处理后的油气，管径≤24英寸	5.1×10^{-5}	次/km·a
	输送处理后的油气，管径>24英寸	1.4×10^{-5}	次/km·a
海底管道（平台周围安全区内）	管径≤16英寸	7.9×10^{-4}	次/年
	管径>16英寸	1.9×10^{-4}	次/年
柔性管（海底管道）	全部	2.3×10^{-3}	次/km·a
立管	钢管-管径≤16英寸	9.1×10^{-4}	次/年
	钢管管径>16英寸	1.2×10^{-4}	次/年

根据本项目管道数据估算反输气海管发生泄漏事故的概率。由表可知，本项目反输气海管发

生泄漏的概率为 2.55×10^{-4} 次/a。

(6) 地质性溢油风险事故

对于断裂系统十分复杂的油气田，可能会出现储层压力高压异常，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。

地质性溢油风险分析详见 3.4 节。

3.2 溢油事故溢油量估计

(1) 施工阶段溢油量估计

施工阶段可能发生井喷、地质性溢油、船舶碰撞和海底管道破裂泄漏引起的溢油事故。由于本项目施工阶段采用钻井平台完井，施工期所使用的守护船为油田自身配备的物料运输船，油田内不新增船舶，故不新增施工阶段船舶碰撞风险。如前所述，一旦发生井喷/地质性溢油等事故，其溢油量难以估计。

(2) 生产阶段溢油量估计

生产阶段可能发生井喷、地质性溢油、船舶碰撞和海底管道破裂泄漏引起的溢油事故。由于本项目运营期不新增值班船等，故不新增运营期船舶碰撞风险。如前所述，一旦发生井喷/地质性溢油等事故，其溢油量难以估计。

生产阶段可能发生海底管道破裂进而引发生溢油事故，主要泄漏物质是原油。根据海底管道事故统计分析结果，发生管道腐蚀穿孔、小孔泄漏的事故概率最高，发生管道断裂事故的概率相对较小。海底管道溢油量渤中 26-3 油田至渤中 26-2 油田反输气海管进行估算，该管道长 5km，内管尺寸为 6 英寸。当海底管道发生泄漏事故时，在 30s 内将启动自动关断系统。发生泄漏后在管段两侧截断阀关闭的情况下，管段里的油品一般不会完全泄漏。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）：“油气长输管线泄漏事故，截断阀启动后，泄漏量以管道泄压至与环境压力平衡所需时间计”。因此，本项目截断阀启动后泄漏量仅考虑阀门关闭后至压力平衡前的泄漏量。

当管线发生泄漏事故时，在 30s 内将启动自动关断系统，关断后管线内部分原油会缓慢漏出。管线泄漏时，选取最不利情形即管线断裂进行评价。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，ft³（1ft³=0.0283m³）；

f_{rel} 为最大泄漏率，取 0.3；
 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。

截断阀关闭前泄漏量（ $V_{pre-shut}$ ）根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中推荐的液体泄漏速率公式计算：

$$Q_L = C_d A \rho \sqrt{\frac{2(P - P_0)}{\rho} + 2gh}$$

式中：
 Q_L ——液体泄漏速度，kg/s；
 C_d ——液体泄漏系数，取值 0.65；
 A ——裂口面积，m²，
 ρ ——泄漏液体密度，kg/m³，
 P ——容器内介质压力，Pa，
 P_0 ——环境压力，Pa；
 g ——重力加速度，9.81m/s²；
 h ——裂口之上液位高度，取 0m。

根据上述公式计算得出渤中 26-3 油田至渤中 26-2 油田反输气海管油品泄漏量为

3.3 最大可信事故

根据各类事故发生概率和可能发生的溢油规模，可将海上油气开发工程溢油事故的相对环境风险进行归纳。

本工程施工和生产阶段的主要溢油事故来自井喷、火灾爆炸、管道破裂溢油和地质性溢油等。不同的溢油事故带来的环境风险程度不同。事故风险高低通常用环境风险危害程度来表征。进行环境风险分析的目的是确定那些环境风险程度较高的溢油事故，从而采取相应的防范措施。

表 3.4 环境风险判别

序号	事故类型	溢油规模	事故概率（次/年）	环境风险
1	井喷/井涌	难以估算	井喷 5.2×10^{-6} 井涌 5.8×10^{-6}	高
2	平台火灾（引起溢油）	难以估算	1.0×10^{-3}	高
3	海底管道破裂	55.93m ³	2.55×10^{-4}	高
4	地质性溢油	不定	--	高

综上所述，根据风险识别，确定本项目最大可信事故为海底管道破裂溢油事故，其发生

3.4 地质性溢油风险分析

略

3.5 浅层气风险分析

略

4 环境风险分析

本项目在 BZ13-1WHPB 平台实施 2 口调整井，BZ26-3WHPA 至 BZ26-2WHPA 输气管道改为混输管道，结合上述分析本项目最大可信事故选取为本项目渤中 26-3 油田至渤中 26-2 油田反输气海管破裂溢油事故，其发生概率为 [REDACTED]

4.1 溢油预测模式

海上一旦发生溢油事故，溢出油漂浮在海面，一方面在风和流作用下向一定方向运移，另一方面，油膜同时不断向四周扩展，使油膜面积增大。此外，油膜中的不同组分还将发生蒸发、乳化、溶解和被悬浮物吸附沉降及生物降解等复杂的物理、化学和生物过程。

4.1.1 油膜轨迹预测

本次溢油漂移数值预测主要考虑了原油在海面上的物理过程（平流、扩散过程）和蒸发、乳化过程，其它过程由于其参数化的复杂性未能计入。

在环境动力模型提供的环境动力参数的基础上，采用欧拉--拉格朗日追踪方法，进行油膜中心轨迹的预测。油膜中心漂移速度，取决于海面风速与表层流，是空间和时间的函数，其值用油膜中心点所在网格点上的速度内插而得。空间每个网格节点上的 x、y 方向上的速度在某时刻为：

$$\begin{cases} V_x = V_{rx} + \alpha V_{wind} \sin(180 + \theta_0 + \theta) \\ V_y = V_{ry} + \alpha V_{wind} \cos(180 + \theta_0 + \theta) \end{cases}$$

其中 V_{rx} 、 V_{ry} 为网格点上表层流速的 x、y 方向分量，皆由环境动力学模型求出。 V_{wind} 网格点上的风速， α 为风因子，计算时取 0.03； θ_0 为风向， θ 为油粒子受风影响的漂移偏角。的取值与风速的大小有关，公式为：

$$\theta = \begin{cases} 40 - 8\sqrt{V_{wind}} & 0 \leq V_{wind} \leq 25 \text{ m/s} \\ 0 & V_{wind} \geq 25 \text{ m/s} \end{cases}$$

油粒子漂移轨迹计算公式为：

$$\bar{S} = \bar{S}_0 + \int_t^{t+\Delta t} V_l(x(t), y(t), t) dt$$

其中： S_0 为初始时刻， S 为油膜中心点所在位置， $V_l(x(t), y(t), t)$ 为拉格朗日追踪速度

$$V_l = \sqrt{V_x^2 + V_y^2}$$

由于空间和时间不同，流况不同，有时风速、风向也不同，所以在不同地点、不同时刻发生溢油后所追踪到的油膜中心运移轨迹就不同。

4.1.2 油膜扩展输移预测

剪流和湍流引起的扩散过程属于随机运动，可用随机走动法实现模拟。由于每个粒子的随机运动而导致整个粒子云团在水体中的扩散过程。对于水体表面随机扩散过程可用下式描述

$$ra'=R(6ka\Delta t)^{1/2}$$

其中：ra'为 $\alpha=(x,y,z)$ 方向上的湍动扩散距离；R为[-1, 1]间均匀分布随机数。ka为 α 方向上的湍流扩散系数， Δt 为时间步长。

溢油的漂移是平流过程、扩散过程、风共同作用的结果。

第i个粒子在 Δt 时段内的位移可表示为：

$$xi=ui\Delta t+rx'$$

$$yi=vi\Delta t+ry'$$

其中：rx'、ry'为在x、y方向上的随机移动距离；ui、vi为第i个粒子拉格朗日速度在x、y方向上的分量。

由于每个粒子代表一定的油量，根据标识粒子所在的位置和所代表的油量可计算溢油的扩展面积和油膜厚度。

4.1.3 溢油的挥发和乳化

溢油在其输移和扩展过程中，也同时经历着各种化学和生物过程，这些过程直接导致油膜的理化性质的变化，使得溢油在海上的量不断减少。

(1) 溢油的挥发

油膜挥发过程受油性质、风及油组分控制。采用stiver和mackay提出的一个暴露模式来计算油的挥发：

$$F_v = \ln(1 + \theta \cdot \frac{VP_a}{RT^2} \cdot BT_G \cdot \exp(B(1 - T_0/T)))T / BT_G$$

式中：B—系数，取10.3； T_G —挥发曲线梯度；

T—油表面温度，通常与大气温度相近，根据不同月份区不同值；

T_0 —初始时油挥发温度； P_a —大气压；V油分子体积；

R—大气常数； θ 挥发系数，取 $2.5 \times 10^{-3} U_w^{0.78}$ ； U_w —风速。

T_0 、 T_G 的数值常参考如下常数：

$$T_0 = 532.98 - 3.1295 * API$$

$$T_G = 985.62 - 13.597 * API$$

式中：API 15.5℃时原油密度与4℃时水的密度的比值。

API度与相对密度的相关关系式为：

$$API \text{ 度 } (15.5^\circ C) = (141.5 / \text{相对密度}) - 131.5$$

API度越大，相对密度越小，密度大小与石油的化学组成、所含杂质数量有关。

(2) 油膜的乳化

乳化过程受风速、波浪、油的厚度、环境温度、油风化程度等因素的影响，一般用含水率来表示乳化程度（Mackay, 1990）。

$$\frac{dYW_i}{dt} = R_1 - R_2$$

$$R_1 = \frac{K_1}{\eta_0} (1 + U_w)^2 (YW_{\text{sat}} - YW_i)$$

$$R_2 = \frac{K_2}{A_{\text{sph}} \cdot W_{\text{Ax}} \cdot \eta_i} \cdot YW_i$$

式中：YW_i—第 i 个油粒子含水率； U_w —风速；

W_{Ax} —油的含蜡量；Asph—油的沥青质量含量%，

η_0 —油的无水动力粘性系数； YW_{sat} —稳定含水量；

K1、K2—常数，分别为 5.0×10^{-7} 和 1.2×10^{-5} 。

η_i —乳化后油的运动粘性系数，其计算式如下：

$$\eta_i = \eta^{\text{oil}} \exp \frac{2.5 y w_i}{1 - 0.654 y w_i}$$

式中： η_i —乳化后油的运动粘性系数；

η^{oil} —乳化前油的运动粘性系数

4.2 预测情景设定

4.2.1 溢油位置选择

本次评价选择渤中 26-3 油田至渤中 26-2 油田反输气海管起点 BZ26-2WHPA 平台 [REDACTED] 处作为溢油预测点。

4.2.2 源强

本项目的最大可信事故为海底管道破裂溢油事故，最大可能溢油量 [REDACTED]

4.2.3 潮型与潮时

因大潮期间海流流速比小潮期间大，油膜漂移速度相对较快，因此为保守起见，按大潮期间发生溢油进行预测。潮时分别选择大潮期的涨潮时刻和落潮时刻作为典型时刻进行预测。

4.2.4 溢油计算时段

工程海域潮汐类型基本为正规半日潮，预测选取 72h 作为溢油预测的时段。

4.2.5 风场

根据本项目所处的地理位置，结合本区域多年数据资料，溢油预测拟选取项目所在区域的常风向下的平均风速和最大风速开展。

表 4.1 溢油数值模拟扩散选取风数

方向	N	S	E	W	NE	SW	NW	SE
最大风速 (m/s)	17.5	16.5	15.2	17.5	22.5	16.3	23.8	15.1

方向	N	S	E	W	NE	SW	NW	SE
平均风速 (m/s)	6.5	6.6	5.8	6.1	9.1	6.0	8.3	5.3

4.3 溢油预测结果

综合考虑气象资料和工程所处海域相关敏感目标后，按照现有风场资料，给出了上述各个风向在平均风和极值风情况下经过 72h 的溢油油膜漂移轨迹。

由溢油扩散轨迹及油膜图可以看出，溢油事故发生后，油膜在风和潮流往复涨落的共同作用下呈现出蛇形运动，当风向与潮流方向一致时，油膜中心运动速度较大，可以看到油膜中心点间距较大；而当风向与潮流方向相反时，油膜运动方向甚至会与潮流方向相反，在图可以看到油膜轨迹分布相对密集。

表 4.2 不同风向、极风条件下 72h 溢油漂移距离与扫海面积

表 4.3 不同风向、极风条件下溢油发生后 6h、12h、24h、48h 溢油漂移距离 (km) 与扫海面积 (km²)

表 4.4 不同风向、均风条件下 72h 溢油漂移距离与扫海面积

表 4.5 不同风向、均风条件下溢油发生后 6h、12h、24h、48h 溢油漂移距离 (km) 与扫海面积 (km²)

图 4.1 极风涨潮 72h 粒子轨迹图图 4.2 极风落潮 72h 粒子轨迹图

图 4.3 均风涨潮 72h 粒子轨迹图图 4.4 均风落潮 72h 粒子轨迹图

无论油膜是否抵达岸边，都会对海洋环境以及渔业产生污染损害，而溢油一旦抵岸将造成岸线的严重污染。研究表明，一旦溢油到达敏感区域会对敏感区域造成很大损害，敏感区域生态环境将历经几到十几年才能恢复：湿地生态系统的恢复需要约 15 年时间，砂质海滨生态的恢复需要约 3 年时间。

本项目可能影响到的敏感目标见下表所示。

表 4.6 各敏感区的分布及抵达敏感目标的最短时间

项目溢油可能抵达周围环境敏感区，	

4.4 对海域环境的影响分析

4.4.1 溢油环境影响分析与评价

海上溢油一般以溶解状态、乳化状态、吸附和沉降状态等为主，其中以溶解状态毒害最大。溢油对海洋生物的影响包括物理作用和化学毒害两个方面。物理作用包括油品黏附覆盖于生物体表，导致生物丧失或减弱活动能力，堵塞生物的呼吸和进水系统，吸附悬浮物沉降而导致生物幼体失去合适的附着基质等。油类对海洋生物的化学毒害分为两类：一类是大量的油类造成的急性中毒；另一类是长期的低浓度油类的毒性效应（于桂峰，2007）。

4.4.2 对浮游生物的影响

（1）浮游植物

海面溢油直接粘附于浮游植物细胞上，导致浮游植物在强光等不利因素的作用下很快死亡。在溢油海域中，大量溢油漂浮在水面使表层水体产生一层油膜，从而阻断了水体与大气的交换，白天浮游植物进行光合作用所需二氧化碳得不到满足，夜晚浮游植物生理代谢所需氧气也难从大气中获取，因而浮游植物的正常生理活动会受到不利影响。溢油吸附悬浮物，并沉降于潮间带或浅水海底，致使一些海藻的孢子失去了合适的附着基质，浮游植物的繁殖会受到不利影响。溢油对某些浮游植物种类有加速繁殖的作用，该类浮游植物可利用溢油中的碳、氢等元素，从而加速了细胞的分裂速度，使溢油海域浮游植物群落的多样性指数降低，优势度增高，为赤潮的形成埋下隐患。溢油的处理过程中，经常使用到的消油剂在沉降过程中可能对浮游植物造成影响，造成浮游植物沉降。多环芳香烃碳氢化合物是最常见的溢油团块的基本成分之一，其分子量很大，是溢油成分中对海洋生态系统破坏性最大的化合物之一，多环芳香烃碳氢化合物能够在浮游植物的组织和器官中聚集起来，缓慢而长期地实施其毒性。由此导致，溢油发生的海域浮游植物的种类数量和细胞数量将大幅度降低。

（2）浮游动物

当溢油浓度较高时，其急性毒性影响可导致浮游动物在短期内死亡。当溢油浓度较低时，溢油可降低浮游动物的运动能力和摄食率，抑制浮游动物的趋化性，降低或阻抑其生殖行为，影响其正常生理功能，降低增长率。浮游动物在海洋中处于被动的游动状态，会被漂浮于海面的粘稠的溢油紧紧粘住，从而失去自由活动能力，最后随油物质一起沉入海底或冲上海滩。溢油附着于浮游动物体表，还可能堵塞浮游动物的呼吸和进水系统，致使生物窒息死亡。被溢油薄膜大面积覆盖着的海域，许多浮游动物，如小虾，会错把白天视为夜幕降临，本能的从水深处游向表层，导致浮游小虾会不分昼夜的滞留于海水表层。溢油薄膜起到了类似日全蚀的作用，从而改变了浮游动物的正常活动习惯。以浮游植物为饵料的浮游动物，会由于浮游植物数量的减少而减少。浮游动物被许多经济性生物所食，浮游动物的群落结构、数量特征的变动，不仅直接影响着海洋渔业资源，而且溢油的有毒成分可以通过生物富集和食物链传递，最终危害人类健康。浮游生物的生产力约占海洋生态系统总生产力的 95%，浮游生

物受到损害，就从根本上动摇了海洋生物“大厦”的基础（张计涛，2007）。

4.4.3 对游泳生物的影响

溢油黏附于海洋鱼类、甲壳类、头足类和爬行类游泳动物体表后，可能堵塞游泳动物的呼吸系统，导致游泳动物窒息而亡。大型哺乳动物体表黏上溢油后，虽然经过一段时间自己可以清除掉，但是如果摄入体内，会损害其内脏功能。因溢油污染使水域中大量的饵料生物浮游动、植物等数量减少，由此破坏了游泳生物的幼体及部分成体赖以生存的饵料基础，食物链网传递能量脱节，致使高营养级生物量下降，造成区域生态失衡。油污干扰了游泳生物正常的生理、生化机能，从而会引起病变。近些年，鱼虾贝类病害时有发生，造成了很大经济损失，水质恶化是造成病害的重要原因之一，而石油污染又是造成水质恶化的重要原因之一。油类污染物在相当长的一段时间持续影响水域生态环境，使游泳生物产生回避反应，继而使一些种类被迫改变生活习性，影响种群正常洞游、繁殖、索饵、分布，从而导致事故海域在一段时间内渔业功能衰退。一般来说，如果溢油事故发生在开阔水域，鱼类受伤害程度轻，若发生在半封闭或水体交换不良的水域，鱼类受损害程度重。

4.4.4 对底栖生物的影响

发生溢油后，相当一部分油类污染衍生物甚至油类颗粒会渐渐的沉入海底，底栖生物上常附着厚厚的一层油类污染物，而底栖生物基本上不做远距离迁移，所以一旦受到溢油污染，它们便难以生存。溢油中的多环芳烃（例如 PAC 和 PCB）将会影响贝类体内脂肪的代谢平衡，从而加速贝类死亡（SmoldersR，2004）。此外，溢油区域的贝类会受到氧化胁迫，从而导致贝类酶的活性受抑制，发生突变、活动减弱，繁殖力下降，加速衰老（ThomasRE，2007）。因而溢油污染对底栖生物的累积效应是更主要的。附着在岸边岩石上的一些海洋生物对新鲜石油更为敏感，往往是首批牺牲者。浅滩上受溢油污染过的牡蛎同样会丧生，即使活下来的也不能再食用。被溢油污染过的牡蛎有一股浓浓的石油味，这股味道可以存在一个多月之久。棘皮动物对海水中的任何物质都有敏感性，对石油污染更是如此。大量观测结果表明溢油污染对海星和海胆等棘皮动物的潜在威胁很大。

4.5 对大气环境的影响分析

溢油事故发生时，其中的轻烃组分逐渐挥发进入大气，会对事故现场空气环境产生影响，因为项目位于海上，常年风速较大，气体较易得到扩散。因此，溢油事故对空气环境影响较小。泄漏的油类一旦着火，会对周围产生热辐射危害；也可能在扩散过程中着火或爆炸，对周围造成冲击波危害；同时因燃烧产生的 SO_2 、烟尘、CO 会造成周围大气环境污染。

发生井喷后，若不能及时采取措施制止，即发生井喷失控，致使大量油气从井口敞喷进入环境当中，在喷射过程中若遇明火则会引发火灾和爆炸等危害极大的事故。气体喷射最大的可能是形成垂直喷射，初始喷射由于井筒内有压井液柱，因此喷出的气中携带大量的压井液，将危害周围的大气环境。事故性释放的伴生气可能立即着火，形成喷射燃烧，对周围产

生热辐射危害；也可能在扩散过程中着火或爆炸，产生的次生污染物污染环境；或者经扩散稀释低于爆炸极限下限，未着火，仅污染周围环境空气。

海上溢油一般以溶解状态、乳化状态、吸附和沉降状态等为主，其中以溶解状态毒害最大。溢油对海洋生物的影响包括物理作用和化学毒害两个方面。物理作用包括油品黏附覆盖于生物体表，导致生物丧失或减弱活动能力，堵塞生物的呼吸和进水系统，吸附悬浮物沉降而导致生物幼体失去合适的附着基质等。油类对海洋生物的化学毒害分为两类：一类是大量的油类造成的急性中毒；另一类是长期的低浓度油类的毒性效应（于桂峰，2007）。

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 井喷/井涌事故的防范措施

为防止钻完井过程中井喷/井涌事故的发生，油田作业者拟采取如下措施降低相应风险：

- 1) 严格实施钻完井作业规程；
- 2) 在钻台、泥浆池和泥浆工艺室等场所设置通风系统和烃类气体探测器，探测并迅速扩散聚集的烃类气体；
- 3) 安装井口防喷器；
- 4) 在守护船上设置溢油应急设施，一旦发生井喷便启动溢油应急计划；
- 5) 选择优质封隔器并及时更换损坏组件；
- 6) 开钻之前制定周密的钻完井计划；
- 7) 配备安全有效的防喷设备以及良好的压井材料、井控设备；
- 8) 油管强度设计采用较高的安全系数；
- 9) 井口控制安全屏蔽由机械或液压控制的监测装置组成，用来控制井喷；
- 10) 对关键岗位的操作人员进行专业技术培训，坚持持证上岗，建立健全井控管理系统；
- 11) 加强钻时观测，及时发现先兆，按正确的关井程序实行有效控制，并及时组织压井作业。

5.1.2 平台火灾/爆炸事故防范措施

(1) 为防止平台火灾/爆炸事故的发生，油田作业者考虑了如下措施：

为确保油田生产阶段的安全生产，油田在设计阶段已经充分考虑了油田各部分的保护措施并提供防火、防爆保护，提供充分的消防设备；精心考虑各部分的合理布放，对危险区采取有效的隔离措施来降低危险程度；对易于发生泄漏的管路全部根据最大压力和最高温度设计，并设置了相应的应急关断系统；加强值班人员的巡逻检查，一旦发现管件、阀门松动、损坏等情况，及时进行检修或更换；在生产工艺区装备火焰和气体探测器，以监测工艺流程中的火情和可燃气体浓度，发现异常及时报警。

平台上设置应急通信设备,用于在紧急逃生情况下的通信联络;设置防外来人员登平台系统。在容易登临平台的位置设置红外摄像头和红外入侵报警器,并接入平台视频监控系统,便于监视和取证,实现人员侵入在带缆走道区域的广播告警;设置溢油监控系统,对平台周围的溢油情况进行监控。

平台设置消防喷淋系统,关键场所设手提灭火器。

(2) 平台改造期间火灾风险防范措施

1) 充分调研的基础上制定出可行性强、作业安全性高的施工方案,并且至少进行过一次技术沟通交底会,经油田现场签字审核后方可开展施工作业。

2) 施工方案若有不符合项,需根据现场意见与现场实际工况进行比对,进一步整改完善施工方案。

3) 特种作业人员必须取得相应作业操作资格证书后,方可上岗作业。

4) 施工前进行作业交底,向作业人员说本次施工的质量控制点、质量目标及采取的控制措施。

5) 使用在有效期并检验合格的工机具。

6) 根据施工方案,考虑施工现场条件,合理选择并正确使用工机具。

7) 加强材料进场的检查验收,做好检验工作。

8) 按要求对舾装板进行固定,并由领队复检合格。

5.1.3 船舶碰撞风险防范措施

作业者制定了相应的保护和检测程序,由值班船对平台周围进行巡视,驱散在安全区范围内作业的渔船,确保平台设施的安全性。按照《海上固定平台安全规则》的要求在平台上设置助航标识灯、障碍灯、雾笛、平台标志牌等。

为有效减少船舶碰撞事故的发生,有必要对船舶碰撞事故进行预防和综合控制。船舶管理者对安全航行进行计划、组织、指挥、协调和控制等活动,以达到保护人员安全和防止溢油事件发生的目的。

(1) 施工作业期间所有施工船舶须按照规定显示信号。操作人员认真学习《海上避碰规则》,严格遵守航行法规;使用安全航速;配齐必要的助航仪器(海上作业已配备 AIS 船舶防撞系统)。

(2) 施工作业船舶在施工期间加强值班瞭望,充分利用听觉、雷达以及适合当时环境和情况下的一切有效手段,保持不间断瞭望。

(3) 协助相关部门作好进作业船舶的调度工作,严格执行有关操作规程,避免船舶的碰撞。制定严格的船舶施工作业制度和操作规程,尽量杜绝事故的发生。

(4) 合理安排施工作业面,在有船舶通过时,提前采取避让的措施。

(5) 施工作业船舶在发生紧急事件时,应立即采取必要的措施,同时向公司海事部门及主管部门报告。

(6) 发生船舶交通事故时，应尽可能关闭所有油仓管系统的阀门、堵塞油舱通气孔，防止溢油。

5.1.4 反输海管溢油事故防范措施

(1) 作业者制定相应的管线保护和检测程序，由值班船对管线沿途进行巡视，驱散在安全区范围内作业的渔船，对海底管道进行不定期局部检测和定期全面检测，确保海底管道的安全性；

(2) 油气储运系统中的主要设备和管线均设置相应的压力、液位和温度报警系统与安全泄压保护装置，对易于发生泄漏的管路全部根据最大压力和最高温度设计，重要生产装置和单元均设置相应的应急关断系统；

(3) 按照天津分公司《海管管理手册》的要求，定期对油田各条管线进行清管作业，以减少腐蚀等原因对管线的影响；

(4) 本油田在所有海底管道入口设置旁路式内腐蚀监、检测装置，在生产中定期通过内腐蚀监测装置监测管道腐蚀情况；

(5) 在 FPSO 上装有 AIS 系统，能实时监视油田设施及海管周边船舶情况，如有船舶在海管附近抛锚，系统会发出预警，保障了油田设施及海管的安全。

(6) 加强溢油监视，以便第一时间发现溢油并采取应急措施，同时平台、油田内部船舶加强监视，及时发现和跟踪海上溢油。

(7) 配备足够的溢油应急物资，强化应急演练。发生溢油事故时，应立即启动溢油应急计划，采取有效措施减轻事故对海洋生态环境特别是敏感目标的影响，按照规定立即报告相关部门。

海管反输过程中，对于存在的危险因素及对应的防范措施见下表。

表 5.1 海管溢油风险及预控措施表

	危险因素	预控措施
1	使用降凝剂提高原油外输温度造成原油凝管，憋压管线刺漏	选用有效降凝剂，调整合适的的加药浓度
2	气海管暖管管线腐蚀，未达到暖管温度要求造成反输流程憋压	反输前渤中 26-3 用高温生产水对海管进行暖管，至渤中 26-2 接收端温度 38℃以上，再进行反输作业
3	气海管反输油投用，倒反输流程流量过大对渤中 26-3 生产流程冲击，导致关停，管线憋压	渤中 26-3 利用海管截止阀控制反输海管压力，渤中 26-2 缓慢打开电脱水器旁通管线至气海管球阀，同时加注降凝剂
4	气海管反输正常运行管线压力过高造成刺漏、原油凝管	全体操作人员熟悉应急预案，确保发生应急能够快速做出正确反应。加密流程设备巡检，确保流程稳定每小时对海管两端温度的记录，确保降凝剂正常加注
5	反输结束清洗及恢复清洗不干净，海管内滞留原油造成输气管线堵塞，泄漏	用渤中 26-3 高温生产水置换，至渤中 26-2 端出口取样含油 5%以内，恢复供气后渤中 26-3 加大甲醇注入浓度，视供气情况对气海管进行通球
6	对反输流程管线泄放隔离。泄放不彻底，管线内长期有残液，造成管线堵塞、腐蚀等问题	低点排放，使用氮气吹扫，确保无积液。使用八字盲板与正常流程隔离，确保无介质进入

5.1.5 地质性及浅层气溢油风险防范措施

见 3.4.4 节和 3.5.4 节。

5.2 溢油事故应急处理措施

5.2.1 溢油应急预案

建设单位已编写制定《渤中 13-1、渤中 26-2 和渤中 26-3 油田溢油应急计划》（2023 年）并在海河流域北海海域生态环境监督管理局备案。

《渤中 13-1、渤中 26-2 和渤中 26-3 油田溢油应急计划》适用于渤中 13-1、渤中 26-2 油田、渤中 26-3 油田所处海域范围内油田的生产活动引发的一般溢油事故初始阶段的控制和初期的应急处理，发生溢油事故时现场进行溢油应急处理的同时上报天津分公司。该计划与中海石油（中国）有限公司《天津分公司溢油应急计划》衔接。

5.2.2 应急组织机构

1. 现场应急小组组织机构

渤中 13-1、渤中 26-2 油田、渤中 26-3 油田溢油应急小组是在天津分公司应急指挥中心的领导、支持下进行现场级别的溢油应急事故的应急反应小组。

图 5.1 渤中 13-1/26-2/26-3 油田溢油应急组织机构图

2. 天津分公司应急组织机构

天津分公司承担渤海海域的石油天然气开发，经过几十年的发展，已经形成较为完善的应急响应系统，在渤海作业的各油田也必须在天津分公司应急指挥中心的统一领导指挥下处置各种应急事件。下图为天津分公司应急组织构成。

图 5.2 天津分公司应急组织机构图

5.2.3 溢油事故响应策略

1. 溢油报告程序

发生溢油事故后，无论事故大小，均必须第一时间按要求向上级汇报，并在规定时间内向政府主管部门汇报，见下图溢油事故报告程序图。

图 5.3 溢油事故报告程序图

溢油事故报告内容主要包括：（1）溢油事故发生的地点、时间、原因（井喷、油罐破裂、撞船等，并分析人为因素或自然因素）、溢油量、溢油方式（一次性溢油或连续性溢油）；（2）目前采取的应急措施及其有效程度；（3）除现场的自身力量外，需要求助其他溢油应急力量的援助要求等；（4）事后填写溢油事故报告表。

2. 溢油事故分级

根据《海洋石油勘探开发溢油污染环境事件应急预案》（环海洋函〔2022〕27 号）对

海洋石油勘探开发溢油污染环境事件分为特别重大、重大、较大、一般四级。

(1) 特别重大溢油污染环境事件

溢油量 1000 吨以上的海洋石油勘探开发溢油污染环境事件；或者溢油量 500 吨以上且可能污染敏感海域，或者可能造成重大国际影响、社会影响的海洋石油勘探开发溢油污染环境事件；

(2) 重大溢油污染环境事件

溢油量 500 吨以上 1000 吨以下，但不会污染敏感海域，不会造成重大国际影响、社会影响的海洋石油勘探开发溢油污染环境事件；

(3) 较大溢油污染环境事件

溢油量 100 吨以上 500 吨以下的海洋石油勘探开发溢油污染环境事件；

(4) 一般溢油污染环境事件

溢油量 1 吨以上 100 吨以下的海洋石油勘探开发溢油污染环境事件。

3. 溢油控制和清除的方式方法

根据不同油品特性及不同条件采取相应的溢油处理方法。溢油处理方法很多。针对海上的溢油应急情况可选择一些溢油控制方案，但必须考虑到所需设备、环境因素的影响，因此要注意优先权的选择。通常可选择的措施有人工打捞、围控和机械回收、喷洒化学消油剂等。

5.3 溢油应急措施有效性分析

本节结合《渤中 13-1、渤中 26-2 和渤中 26-3 油田溢油应急计划》对项目所在油田溢油应急能力的符合性进行分析。

5.3.1 油田自身溢油应急物资

渤中 13-1 油田、渤中 26-2 油田、渤中 26-3 油田配备了专门的溢油回收设备，存放在 BZ13-1WHPB 平台、BZ26-2WHPA 平台及 BZ26-3WHPA/PAPD 平台上，发生溢油事故时，立足于作业者装备在海上的溢油应急力量实现自救，当发生溢油事故大于自身处置能力时，可借助外部力量与内部应急力量相结合共同应急。同时，渤中 26-3 油田现场配备了 1 艘守护船舶，保证日常生产及应急响应作业的需要，可满足本项目需求。

渤中 13-1 油田、渤中 26-2 油田、渤中 26-3 油田配备的溢油应急资源如下：

表 5.2 渤中 13-1 油田、渤中 26-2 油田、渤中 26-3 油田溢油应急资源

序号	设备名称	规格型号	数量	存放地点
1	围油栏	QW1500	400m	BZ13-1WHPB
2	动力装置	LPP30	1 套	BZ13-1WHPB
3	撇油器	LMS 收油机	1 套	BZ13-1WHPB
4	储油囊	FN3 浮动油囊	2 套	BZ13-1WHPB
5	消油剂	GM-2	4.5 吨	BZ13-1WHPB
6	喷洒设备	PSB60	1 套	BZ13-1WHPB
7	手持喷枪	GM-2	2 支	BZ13-1WHPB

8	吸油毛毡	-	100kg	BZ13-1WHPB
9	消油剂	AD47-5	3.4 吨	BZ26-2WHPA
10	化学消油剂	-	3.4 吨	BZ26-3WHPA/PAPD
11	吸油毛毡	-	20kg	BZ26-3WHPA/PAPD

渤中 13-1 油田距离渤中 26-2/26-3 油田直线距离约为 35km，航行时间为 1.8h，动员时间为 1.5h，到达现场时间为 3.3h。

渤中 26-3 油田按要求配备了化学消油剂 3400kg 和吸油毛毡 20kg 以及三用值班船 1 艘。

5.3.2 油田周边溢油应急物资

渤中 13-1 油田、渤中 26-2 油田、渤中 26-3 油田现有溢油应急能力可在一般溢油事故初级阶段有效拦截、回收溢油。如果发生较大型及以上级别的溢油事故或溢油处理所需的设备、人员超出所在油田现有的溢油应急力量，需寻求外部的溢油应急力量的援助。渤中 25-1/S 油田、渤中 34-1 油田、渤中 34-2/4 油田、曹妃甸油田、埕北油田可在第一时间协助渤中 26-2 油田、渤中 26-3 油田溢油事故应急处理。

同时按照中海石油（中国）有限公司天津分公司外部溢油应急力量协议，当天津分公司需要，当发生海上溢油应急事件时，可调用中海石油环保服务(天津)有限公司的溢油应急设备资源及相关环保人员。

表 5.3 渤中 25-1/S 油田溢油应急设备表

序号	名称	型号	数量	存放地点
1	清洗机	HDS1000DE	1 套	海洋石油 113FPSO
2	围油栏	HOB1500	200m	海洋石油 113FPSO
3	围油栏	HOB1500	200m	海洋石油 113FPSO
4	动力装置	LPP30-04	1 套	海洋石油 113FPSO
5	撇油器	MINIMAX20P	1 套	海洋石油 113FPSO
6	储油囊	FN10 浮动油囊	4 套	海洋石油 113FPSO
7	消油剂	GM-2	20 桶	海洋石油 113FPSO
8	喷洒设备	PSB80	1 套	海洋石油 113FPSO
9	吸附材料	ENV150	2 卷	海洋石油 113FPSO
10	手持喷枪	GM-2	2 支	海洋石油 113FPSO
11	围油栏拖头		2 个	海洋石油 113FPSO
12	拖绳	30 米	2 根	海洋石油 113FPSO
13	围油栏端头连接器		2 个	海洋石油 113FPSO
14	充气机管线	10 米	1 套	海洋石油 113FPSO
15	工具箱		1 套	海洋石油 113FPSO

表 5.4 渤中 34-1 油田溢油应急设备表

序号	名称	型号	数量	存放地点
1	围油栏	充气式橡胶围油栏 HRA1500	1 套	BZ34-1CEPA 平台
2	多功能收油机	60 方/小时	1 套	BZ34-1CEPA 平台
3	动力站	围油栏一套/撇油器一套	2 套	BZ34-1CEPA 平台
4	高压清洗机		1 套	BZ34-1CEPA 平台
5	浮动储油囊	FN3	2 套	BZ34-1CEPA 平台
6	喷洒装置		1 套	BZ34-1CEPA 平台

7	消油剂	青岛光明 GM-2	3400kg	BZ34-1CEPA 平台
---	-----	-----------	--------	---------------

表 5.5 渤中 34-2/4 油田溢油应急设备表

序号	名称	型号	数量	存放地点
1	围油栏		400m	BZ34-2/4CEPA 平台
2	撇油器		1	BZ34-2/4CEPA 平台
3	清洗机		1	BZ34-2/4CEPA 平台
4	储存罐		20m ³	BZ34-2/4CEPA 平台
5	喷洒装置	PSB40	1	BZ34-2/4CEPA 平台
6	消油剂		1 吨	BZ34-2/4CEPA 平台
7	吸油毛毡	环保型	1 吨	BZ34-2/4CEPA 平台

表 5.6 曹妃甸油田溢油应急设备表

序号	名称	型号	数量	存放地点
1	充气式橡胶围油栏	HBO1500	800m	海洋石油 112FPSO
2	撇油器	LMS 收油机	2	海洋石油 112FPSO
3	工作艇			海洋石油 112FPSO
4	储存油器具	FN10 浮动油囊	6	海洋石油 112FPSO
5	喷洒装置	PSB40	2	海洋石油 112FPSO
6	消油剂	MDY-X02	3 吨	海洋石油 112FPSO
7	吸油毛毡	环保型	1 吨	海洋石油 112FPSO

表 5.7 埕北油田溢油应急设备表

序号	名称	型号	数量	存放地点
1	充气式橡胶围油栏	QW1500	400m	CB-B 平台
2	撇油器	ZSC15A	1	CB-B 平台
3	工作艇	17GRP	1	CB-B 平台
4	储存油器具	FN3 浮动油囊	3	CB-B 平台
5	喷洒装置	PSB40	2	CB-B 平台
6	消油剂	海鸥 4 号	3.4 吨	CB-B 平台
7	吸油毛毡	环保型	1 吨	CB-B 平台

中海石油环保服务（天津）有限公司（COES）拥有塘沽基地、绥中基地、龙口基地、各种国际先进溢油应急设备百余套，拥有专业溢油应急回收环保船九艘。COES 还与国家交通部救助打捞局签订了《应急响应资源共享与支持协议》，根据协议可以使用其船舶飞机等资源。另外，COES 同天津武警五支队签署了《海上溢油应急响应合作协议书》，通过为五支队武警官兵定期举办溢油应急知识及设备操作培训，在发生溢油事件时，作为后备溢油应急力量，共同抗御溢油污染。COES 北方片区以塘沽基地为中心，绥中基地和龙口基地为辅助，共同负责渤海湾内各油田发生的溢油应急反应作业。COES 北方片区溢油应急资源表详见下表。

表 5.8 中海石油环保服务有限公司溢油回收设备统计表

序号	设备名称	类型	型号	主要参数	数量			小计
					塘沽基地	绥中基地	龙口基地	
1	围油栏（m）	充气式	2000 型	干舷 600 吃水 1100				0
			1500 型	干舷 500 吃水 700	2000	800	800	3600
		固体	1000 型	干舷 350 吃水 650	400		400	800

序号	设备名称	类型	型号	主要参数	数量			小计
					塘沽基地	绥中基地	龙口基地	
		式	900 型	干舷 240 吃水 490	4800	800	800	6400
			800 型	干舷 280 吃水 390		200		200
		沙滩式	WQV-1200T	干舷 400 吃水 400	400	400		800
			WQV600T	干舷 200 吃水 250	2000	400	400	2800
		防火型	WGJ900H	干舷 300 吃水 480	400	400	400	1200
			小计 (m)		10000	3000	2800	15800
2	撇油器 (套)	大型	LFM450	250m³/h、中/重质油	1			1
			LSC-4C	80m³/h、中/重质油	1	1		2
		中型	LSC-3C	60m³/h、中/重质油				0
			MINIMAX100	100m³/h、中/重质油	1			1
			ALLIGATOR100	100m³/h、中/重质油				0
			槽式轮鼓 100	100m³/h、轻/中/重质油				0
			槽式轮鼓 50	50m³/h、轻/中/重质油	1			1
			LMS 多功能	60m³/h、轻/中/重质油	1	1	1	3
			ZSC50	50m³/h、轻/中质油				0
			LAS-125 冰区	125m³/h、中/重质油	1			
			LAS-125 冰区	125m³/h、中/重质油		1		
			YSJ-30	30m³/h、轻/中质油				0
			HAF30	30m³/h、中/重质油	2			2
			MINIMAX20	20m³/h、中/重质油			1	1
		小型	MINIMAX12	12m³/h、中/重质油		1		1
			MINIMAX10	10m³/h、中/重质油	1			1
			HAF15	15m³/h、中/重质油				0
			HAF12	12m³/h、中/重质油	2			2
			ZK30 真空	10m³/h、轻/中质油	1		1	2
			V100 真空	10m³/h、轻/中质油	1	1		2
			自吸式	10m³/h、轻/中质油	2			2
		小计 A (m³/h)		/	799	287	90	1176
		可回收溢油	(A*0.05*24*0.8)		1248	395	67	2202
3	喷洒装置 (套)	/	空中喷洒	22.68m³/h				0
		/	PSB140	8.4m³/h	4		1	5
		/	PSB80	4.8m³/h	2	1		3
		/	PSB40	2.4m³/h				0
	小计 (m³/h)				43.2	4.8	8.4	56.4
4	消油剂 (T)	/	低温型	燃点 90°C适用 -20°C~+50°C可生物降解性	4			4

序号	设备名称	类型	型号	主要参数	数量			小计		
					塘沽基地	绥中基地	龙口基地			
				BOD5/COD38%						
		/	威普	不可燃适用常温可生物降解性 BOD5/COD47.2%		12		12		
		/	CX-Y17	燃点>70℃适用常温可生物降解性 BOD5/COD>30%				0		
		/	富肯 2 号	燃点>70℃适用-20℃~+50℃可生物降解性 BOD5/COD>30%				0		
	小计（T）					4	12		16	
5	储存装置(套)	钢性	7m³罐	7m³	6	4	2	12		
		柔性	QG5	5m³	2	2	3	7		
			QG9	9m³	1	2		3		
			FN10	10m³		1	7	8		
			FN15	15m³				0		
			TPU20	20m³	4			4		
			TPU25	25m³	6			6		
		TPU100	100m³	5			5			
	小计（m³）		/	/	891	66	99	1056		
6	高压清洗机（套）	冷/热水	HDS1000DE	水温 0℃~98℃	3	1	1	5		
		冷水	HD6/15C	水温 0℃~30℃	2			2		
	小计（套）					5	1	1	7	
7	吸附材料	吸油拖栏（m）	SPCENV810	Φ200、10m/条	2000	1000	1000	4000		
			羽冠 XTL260YGI	Φ260、10m/条	280			280		
			滕邦 WGW600XCB	Φ600、10m/条	1000			1000		
			XTL-220	Φ220、3m/条		1000		1000		
		小计（m）					3280	2000	1000	6280
		吸油毛毡（T）	SPC	400×500	0.5	0.5	0.5	1.5		
			羽冠 P4050	400×500	0			0		
			普通毛毡	500×500	1.5			1.5		
		小计（T）					2	0.5	0.5	3

5.3.3 溢油应急响应时间

本次 BZ13-1WHPB 调整井及 BZ26-3WHPA 至 BZ26-2WHPA 输气管道反向混输项目，虽在各阶段采取了各种预防措施，但仍有难以预料的内部或外部原因导致海上溢油事故发生的可能性。在以预防为主的基础上，必须充分利用现有的溢油应急处理能力和措施，以尽最大能力降低海上溢油的环境污染程度。

一旦发生溢油事故，首先可以依靠渤中 13-1 油田、渤中 26-2 油田、渤中 26-3 油田自身的溢油应急物资进行溢油回收工作，考虑动员吊装等因素，响应时间为 1.5h，如有需要，还可以调用天津分公司其它油田的溢油应急设备增援本油田进行回收作业。在油田附近值班的

守护船可监视溢油动向，辅助溢油回收工作。

周边曹妃甸、渤中 34-1、埕北等油田及陆上塘沽、龙口基地到达现场的时间在 [REDACTED] 之间。

渤中 13-1 油田、渤中 26-2 油田、渤中 26-3 油田现有溢油应急能力完全可以应付小型的一般溢油事故。如果发生超过自身处置能力的溢油事故时，需动员其他天津分公司应急资源及陆地溢油应急力量。渤中 13-1 油田、渤中 26-2 油田、渤中 26-3 油田周边油田溢油应急力量应急时间如下表及下图所示：

表 5.9 溢油应急资源优化调用次序及抵达时间

序号	溢油点	应急资源所在地	动员时间	航行距离	航行时间	到达现场时间
1	BZ26-2WHPA	渤中 25-1 油田	1.5h	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
		渤中 34-2/4 油田	1.5	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
2		渤中 34-1 油田	1.5h	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
3		曹妃甸油田	1.5h	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
4		埕北油田	1.5h	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
5		龙口基地	2.0h	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
6		塘沽基地	2.0h	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

注：上表的抵达时间均以直线航行距离为计算基础得出，船舶航行速度为经济平均航速 11 节（约 20km/h）。在实际中，陆地运输受交通路况影响；海上受海况影响，船舶会以船舶的最大航速航行，确保溢油应急资源及相关环保专业人员能够在第一时间内到达指定地点进行海面溢油的围控和回收作业。

图 5.4 渤中油田作业区周边可调用资源图

5.3.4 溢油应急能力可行性分析

由于目前尚未发布海上油气田的溢油应急能力评估方法，本项目主要根据海洋油气田开发工程现场溢油应急适用情况、部分参照《船舶溢油应急能力评估导则》（JT/T877-2013）的基础上进行溢油应急能力的估算。

（1）围控与防护能力

海洋油气开发工程发生溢油事故后，通过布设围油栏等措施对水面溢油进行围控，以防止溢油扩散、辅助溢油回收和清除。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，当 U 形布放围油栏时，回收船舶始终处于 U 形的底部，利用撇油器对 U 形底部聚集的油膜进行回收。此时，围油栏长度与油膜体积存在如下关系：

$$L = \ln(0.1t + 1) \sqrt{\frac{60\pi m}{d\phi\rho}}$$

式中：L——围控溢油所需围油栏长度，m；m——泄漏油品质量，t；t——溢油发生之后的时间，h； π ——圆周率，无量纲；d——油膜厚度，m，在 0.005-0.05m 之间，这里取 0.01m； ϕ ——围油栏利用系数，取 0.9； ρ ——泄漏油品密度，g/cm³。

根据表 5.9 可知， [REDACTED]

(2) 回收与清除能力

机械回收能力按下式进行：

$$E=V \times b / (\alpha \times h)$$

式中：E——收油机回收速率， m^3/h ；V——总溢油量， m^3 ；b——机械回收量占总溢油量的比例，40%~60%； α ——收油机回收效率（回收液体中石油类的比率），50%~80%；h——回收工作时间（h），取 24h；

(3) 临时储存能力

临时储存装置的储存能力应该满足合理储存并及时转运回收的溢油的需要。根据机械回收能力、储存容积、转运能力等因素计算临时储存能力，一般情况下，临时储存能力应满足收油机工作 12h 回收的油水混合物储存需求，可根据转运能力进行相应的调整。转运能力指通过过驳、运输、卸载等方式及时将回收的油水混合物转移处理，保障回收作业连续进行的能力。

$$C=E \times t$$

式中：E——收油机回收速率， m^3/h ；t——临时储存回收时间，h，一般取 12h；

根据前述计算的机械回收能力，

(4) 溢油应急能力有效性分析

围油栏：经统计，渤中 13-1 油田、渤中 26-2 油田、渤中 26-3 油田共有围油栏 400m。周边海上平台共有围油栏 2000m，其中渤中 25-1/S 油田、渤中 34-1 油田、渤中 34-2/4 油田、埕北油田各 400m，曹妃甸油田 800m；陆上环保基地共有各类围油栏 15800m，其中塘沽基地配备围油栏 10000m、绥中基地配有围油栏 3000m、龙口基地配有围油栏 2800m。则本项目能利用的围油栏长度至少为 17000m。

机械回收能力：经统计，周边海上平台机械回收能力共计 $125m^3/h$ ，其中渤中 25-1/S 油田 $20m^3/h$ 、渤中 34-1 油田 $60m^3/h$ ，埕北油田 $15m^3/h$ 、曹妃甸油田 $30m^3/h$ ；陆上基地机械回收能力共计 $1176m^3/h$ ，其中塘沽基地机械回收能力为 $799m^3/h$ 、绥中基地机械回收能力为 $287m^3/h$ 、龙口基地机械回收能力为 $90m^3/h$ 。则本项目能利用的机械回收能力至少为 $1274m^3/h$ 。

临时储油能力：经统计，渤中 13-1 油田、渤中 26-2 油田、渤中 26-3 油田临时储油能力共计 $6m^3$ 。周边海上平台临时储油能力共计 $135m^3$ ，渤中 25-1/S 油田 $40m^3$ 、渤中 34-1 油田 $6m^3$ 、渤中 34-2/4 油田 $20m^3$ 、曹妃甸油田 $60m^3$ ，埕北油田 $9m^3$ ；陆上基地临时储存能力共计 $1056m^3$ ，其中塘沽基地临时储存能力为 $891m^3$ 、绥中基地临时储存能力为 $66m^3$ 、龙口基地临时储存能力为 $99m^3$ 。则本项目能利用的临时储存能力至少为 $1177m^3$ 。

表 5.10 本项目可利用的溢油应急能力一览表

溢油规模	溢油应急能力估算	渤中13-1/26-2/26-3油田	渤中25-1/S油田	渤中34-1油田	渤中34-2/4油田	曹妃甸油田	埕北油田	合计	本项目所需能力	是否满足本项目需求
55.93m ³	围油栏(m)	400	400	400	400	800	400	2800	■	是
	机械回收能力(m ³ /h)	30	20	60	-	30	15	155	■	
	临时储存能力(m ³)	6	40	6	20	60	9	141	■	

由上述分析可知,本项目所在油田群自身及周边平台均配备了较为充足的溢油应急物资。此外按照“中海石油(中国)有限公司天津分公司外部溢油应急力量协议”,当天津分公司需要,当发生海上溢油应急事件时,可调用中海石油环保服务有限公司的溢油应急设备资源及相关环保人员。本项目无新增溢油风险,现有应急力量可以满足本项目对溢油风险防控的需要。

6 结论

本次评价风险事故情形主要包括井喷/井涌、钻井期火灾/爆炸、海底管道破裂、地质性溢油等。经识别本项目代表性事故为管道破裂溢油事故,可能溢油量为 ■

渤中 13-1/26-2/26-3 油田及周边油田存放有一定数量的溢油应急设备,包括吸油毛毡、溢油剂、撇油器、储油囊等的溢油应急设备。本项目在发生海管泄露事故时,渤中 13-1 油田、渤中 26-2 油田、渤中 26-3 油田立即响应,渤中 25-1/S 油田、渤中 34-1 油田、渤中 34-2/4 油田、渤中 34-1 油田、曹妃甸油田、埕北油田和溢油应急物资可分别 ■
■达溢油现场并开始应急作业,所具备的围油栏、机械回收能力和临时储油设施能力,可满足本项目需求。

建设单位已编写《渤中 13-1、渤中 26-2 和渤中 26-3 油田溢油应急计划》(2023 年)并在海河流域北海海域生态环境监督管理局备案。现有溢油应急计划已经考虑本项目的风险,上述溢油应急计划对本项目有效。建设单位需严格按照溢油应急计划开展好各种溢油应急准备和响应工作。在落实好本报告提出的各项防范工作、落实项目方制定的溢油应急计划中各项规定的前提下,本项目风险可控。