



编号: COES-013-HP-2016

埕岛油田 76 座平台及配套工程

环境影响报告书

(上册)

中海石油环保服务（天津）有限公司

中国·北京

2019 年 05 月



编号: COES-013-HP-2016

埕岛油田 76 座平台及配套工程 环境影响报告书

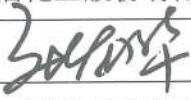
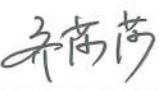
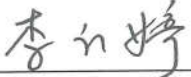
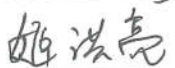
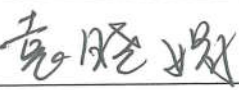
建设单位: 中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司海洋采油厂

环评单位: 中海石油环保服务(天津)有限公司



1014899

编制单位和编制人员情况表

建设项目名称	埕岛油田 76 座平台及配套工程		
环境影响评价文件类型	报告书		
一、建设单位情况			
建设单位（签章）	中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司海洋采油厂		
法定代表人或主要负责人（签字）			
主管人员及联系电话	任登龙, 0546-8580923		
二、编制单位情况			
主持编制单位名称（签章）	中海石油环保服务（天津）有限公司		
社会信用代码	91120116744009403F		
法定代表人（签字）			
三、编制人员情况			
编制主持人及联系电话	齐莎莎, 010-51262112		
1.编制主持人			
姓名	职业资格证书编号	签字	
齐莎莎	201805035120000005		
2.主要编制人员			
姓名	职业资格证书编号	主要编写内容	签字
齐莎莎	201805035120000005	1 总论、3 工程分析、6 回顾性环境影响评价、7 环境影响预测与评价、16 环境影响评价结论及建议	
范丽丽	HP00011065	2 工程概况、5 环境质量现状调查与评价、14 生态建设方案	
李云婷	HP0015958	4 区域自然和社会环境、15 海洋工程的环境可行性、16 环境管理与环境监测	
姬洪亮	201805035120000001	10 清洁生产、11 总量控制、12 环境保护对策措施、13 环境保护的技术经济合理性	
袁晓娟	HP00015968	8 环境风险分析与评价、9 生态影响专章	
四、参与编制单位和人员情况			
中海石油环保服务（天津）有限公司是在天津市行政管理局注册的有限责任公司，注册资金逾 4 亿元，固定资产逾 3.3 亿元。中海石油环保服务（天津）有限公司下设专职咨询机构“环境咨询信息中心”（以下简称“咨询中心”），主要从事环境相关咨询服务，业务范围包括：环境影响评价、社会影响评价、风险评估、尽职调查、上市公司环保核查、HSE 管理等。咨询中心现有员工 51 人，其中环境影响评价工程师 30 人，主要从事行业为：海洋工程类、交通运输类、化工石化医药类、社会服务类。咨询中心长期从事建设项目的环境影响评价工作，2014 年至今完成了 60 余项化工石化医药、交通运输、社会服务及海洋工程类的环境影响评价项目，相关领域取得了良好的业绩和丰富的经验。			

目 录

1	总论	1
1.1	评价任务由来与评价目的	1
1.2	编写依据	2
1.3	环境质量标准	4
1.4	环境影响因素要素和评价因子	9
1.5	环境影响评价工作等级	10
1.6	环境影响评价范围与评价重点	14
1.7	环境保护目标和环境敏感目标	16
2	工程概况	32
2.1	工程项目概况	32
2.2	埕岛油田整体及主体区块基本概况	70
2.3	工程开发方案回顾	75
2.4	依托可行性分析	160
3	工程分析	192
3.1	生产工艺回顾及产污环节分析	192
3.2	工程各阶段污染物排放情况	199
4	区域自然和社会环境概况	232
4.1	区域自然环境现状	232
4.2	区域社会环境现状	235
4.3	工程海洋资源和海域开发利用情况	239
4.4	周边海域环境保护目标的现状与分布	244
5	环境质量现状调查	272
5.1	水文动力环境现状调查与评价	272
5.2	地形地貌与冲淤环境现状调查与评价	285
5.3	海水水质现状调查及评价	298
5.4	海洋沉积物现状调查及评价	334
5.5	海洋生态环境现状调查及评价	337
5.6	渔业资源现状调查与评价	366

6 回顾性环境影响评价.....	380
6.1 油田开发生产过程回顾.....	380
6.2 现有工程溢油事故回顾.....	476
6.3 海洋环境质量现状回顾性评价结果.....	477
7 环境影响预测与评价	503
7.1 水文动力环境影响分析与评价.....	503
7.2 地形地貌与冲淤环境影响分析与评价.....	513
7.3 水质环境影响预测评价.....	521
7.4 沉积物环境影响分析.....	556
7.5 海洋生态环境影响分析.....	557
7.6 主要环境敏感目标环境影响分析与评价.....	570
7.7 项目建设对海上交通的影响.....	573
7.8 项目继续运行对海洋环境影响的可接受性.....	575
8 环境风险分析与评价	576
8.1 环境风险评价等级判定.....	576
8.2 环境风险危害识别与事故频率估算.....	578
8.3 溢油漂移数值预测.....	589
8.4 事故后果分析.....	644
8.5 地质性溢油风险分析与评价.....	649
8.6 管线超期服役溢油风险分析和风险防范对策措施.....	689
8.7 环境风险防范对策措施和应急方法.....	826
8.8 结论.....	730
9 清洁生产.....	731
9.1 工艺设计中采用的清洁生产与污染防治措施.....	731
9.2 施工过程中采用的清洁生产与污染防治措施.....	732
9.3 生产过程中采取的清洁生产与污染防治措施.....	732
9.4 建设项目清洁生产评价.....	733
10 总量控制.....	737
10.1 污染物排放情况.....	737
10.2 污染物排放削减办法.....	737

10.3	污染物排放总量控制方案与建议.....	738
11	环境保护对策措施.....	739
11.1	建设项目各阶段的污染环境保护对策措施.....	739
11.2	建设项目的环境保护设施和对策措施一览表.....	752
12	环境保护的技术经济合理性.....	755
12.1	环境保护设施和对策的费用投资.....	755
12.2	环境保护的损益分析.....	762
12.3	环境保护措施的经济合理性和可行性分析.....	763
13	海洋生态建设方案.....	765
13.1	污染物源头控制及溢油应急措施.....	765
13.2	海洋生态损害分析.....	766
13.3	海洋生态补偿措施.....	767
13.4	海洋生态保护/修复措施.....	768
13.5	海洋生态修复监管措施建议.....	771
13.6	海洋跟踪监测措施.....	771
13.7	延寿评估监测方案.....	774
14	工程可行性分析.....	776
14.1	工程与海洋主体功能区规划符合性分析.....	776
14.2	工程与海洋功能区划符合性分析.....	786
14.3	工程与与环境保护规划的符合性分析.....	804
14.4	工程与海洋生态红线区划定方案符合性分析.....	813
14.5	与黄河三角洲国家级自然保护区要求符合性分析.....	820
14.6	与东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区符合性分析.....	823
14.7	工程与产业政策的符合性分析.....	823
15	环境管理与环境监测计划.....	827
15.1	环境管理.....	827
15.2	环境监测计划.....	831
15.3	环境管理和监测计划的建议.....	835
16	环境影响评价结论与对策建议.....	837
16.1	工程分析结论.....	837

16.2 环境现状分析与评价结论.....	838
16.3 环境影响预测分析与评价结论.....	841
16.4 环境风险分析与评价结论.....	843
16.5 清洁生产和总量控制结论.....	844
16.6 环境保护对策措施的合理性、可行性结论.....	845
16.7 公众参与分析与评价结论.....	845
16.8 建设项目与政策法规的符合性分析.....	846
16.9 建设项目环境可行性结论.....	849
16.10 其他意见和建议.....	850

1 总论

1.1 评价任务由来与评价目的

1.1.1 评价任务由来

胜利埕岛海上油田位于渤海湾南部的极浅海域，油田自 1993 年正式开发至今已有 20 多年的历史，海上油田主要包括埕岛油田主体区块和东部区块。截止 2016 年 5 月，埕岛油田主区块已经建成平台 85 座，其中海上中心平台 3 座，卫星生产平台 82 座。已建海上混输管道 68 条，已建海底注水管线 58 条，已建天然气管道 3 条，已建海底电缆 93 条。埕岛油田陆地已建配套工程有联合站 3 座，接转站 1 座。埕岛油田东部区块共建成平台 29 座，其中海上综合性平台 1 座（CB30A），其他卫星平台 28 座。已建海上混输管道 20 条，已建注水管道 2 条，已建海底电缆 22 条。

2018 年 7 月 20 日，生态环境部办公厅下发《关于加强“未批先建”海洋工程项目环境影响评价管理工作的通知》（环办海洋函[2018]705 号），同时，根据 2018 年下发的《关于建设项目“未批先建”违法行为法律适用问题的意见》（环政法函[2018]31 号）中的相关解读，建设单位主动报批海洋工程环境影响报告书（表）的，有审批权的部门应当受理，并根据有关法律法规和《意见》《通知》的相关规定做出审批决定。按照环办海洋函[2018]705 号文件及环政法函[2018]31 号要求，胜利油田分公司委托中海石油环保服务（天津）有限公司对埕岛油田未取得合法环评手续的工程内容编制环境影响评价文件，并上报给生态环境部。

本次环境影响评价的工程内容包含 76 座平台，58 条混输管道，43 条注水管道，2 条天然气管道和 79 条海底电缆。混输管道总长为 98.5km，注水管道总长为 52.3km，天然气管道总长为 20.2km，海底电缆总长为 165.9km。这些平台在 1993 年至 2009 年间投入使用，管线和电缆在 1995 年至 2014 年间投入使用。

根据《中华人民共和国海洋环境保护法》、《中华人民共和国环境影响评价法》的规定，受胜利油田分公司海洋采油厂的委托（委托书见附件 1），中海石油环保服务（天津）有限公司承担了埕岛油田 76 座平台及配套工程的环境影响评价工作，并依据有关法规、导则的要求完成了《埕岛油田 76 座平台及配套工程环境影响报告书》。

1.1.2 评价目的

本次评价旨在查明建设项目评价范围内的环境质量现状，在全面回顾分析 76 座平台、58 条海底混输管线、43 条海底注水管线和 79 条海底电缆施工期和营运期的主要污染因子的种类和数量的基础上，分析和评价继续运营工程对周围环境造成的影响范围和程度，阐明工程的环境效益、经济效益和社会效益，分析施工期和运营期环境保护措施的有效性和可行性；此外，从环境保护角度论证该项目中继续运营工程的合理性和可行性，为项目继续运营提供科学依据。

1.2 编写依据

1.2.1 法律法规依据

- 《中华人民共和国环境保护法》（修订）（2015.1.1 实施）；
- 《中华人民共和国海洋环境保护法》（2017.11.4 修订）；
- 《中华人民共和国环境影响评价法》（2018 年 12 月 29 日修订）；
- 《防治海洋工程建设项目污染损害海洋环境管理条例》（2018.3.19 修订）；
- 《中华人民共和国海域使用管理法》（2002.1）；
- 《中华人民共和国渔业法》（2014 年修正本）（2013.12）；
- 《中华人民共和国海上交通安全法》（1984.1）；
- 《中华人民共和国清洁生产促进法》（2012 年修订）（2012.2）；
- 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2016 年 11 月 7 日修订）；
- 《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例》（1983.12）；
- 《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例实施办法》（1989.12）；
- 《防治船舶污染海洋环境管理条例》（2018 年 3 月 19 日修订）；
- 《铺设海底管道电缆管理规定实施办法》（1989.3）；
- 《建设项目环境保护管理条例》（2017 年 10 月 1 日）；
- 《中华人民共和国自然保护区条例》（2017 年 10 月 7 日修订）
- 《中国水生生物资源养护行动纲要》（2006.2）；
- 《国家海洋局海洋石油勘探开发溢油应急预案》（国家海洋局,2015.4）；
- 《中华人民共和国水上水下活动通航安全管理规定》（交通部, 2011.3.1 起施行）；
- 《产业结构调整指导目录》（2011 年本）（修正）（国家发展和改革委员会 2013

年 5 月 1 日起实施)；

- 《关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知》(环发[2012]98 号)；
- 《海洋工程环境影响评价管理规定》(国海环字[2008]367 号)；
- 《渤海海域船舶排污设备铅封程序规定》(交通部交海发[2003]32 号)(2003.2.8)；
- 《山东省海洋环境保护条例》(2016.3)；
- 《山东省海洋功能区划(2011-2020)》(2012.8)；
- 《东营市海洋功能区划(2013-2020)》(2015.12)；
- 《海洋自然保护区管理办法》(1995.5)；
- 《海洋特别保护区管理办法》(国海发(2010)21 号)；
- 《山东黄河三角洲国家级自然保护区管理暂行办法》(1992 年)；
- 《关于涉及自然保护区的开发建设项目环境管理工作有关问题的通知》(环发[1999]177 号)；
- 《国务院关于加强环境保护重点工作的意见》(国发(2011)35 号文)；
- 《船舶与海上设施法定检验规则》(2011)；
- 《全国海洋主体功能区规划》(2015 年 8 月)；
- 《国家海洋局关于转发《环境保护部关于改善环境质 量为核心加强环境影响以评价管理的通知》的通知》(国家海洋局 国海环字【2016】652)；
- 关于印发《海洋工程环境影响评价管理规定》的通知(国海规范(2017)7 号)(2017-04-27)；
- 《关于海洋石油勘探开发“未批先建”项目清理整顿有关问题的函》(国家海洋局生态环境保护司 海环函【2017】183 号)；
- 《关于加强“未批先建”海洋工程建设项目环境影响评价管理工作的通知》(环办海洋函[2018]705 号)；
- 关于印发《渤海综合治理攻坚战行动计划》的通知(环海洋(2018)158 号)。

1.2.2 技术导则及规范

- 《海洋工程环境影响评价技术导则》(GB/T 19485-2014)；
- 《环境影响评价技术导则 总纲》(HJ2.1-2016)；
- 《建设项目环境风险评价导则》(HJ/T 169-2018)；

- 《环境影响评价导则生态影响》(HJ/T19-2011);
- 《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ2.2-2018);
- 《环境影响评价技术导则声环境》(HJ 2.4-2009);
- 《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001);
- 《输油管道工程设计规范》(GB-50253-2003);
- 《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004);
- 《海洋监测规范》(GB17378.1~7-2007);
- 《海洋调查规范》(GBT12763-2007);
- 《海洋生物质量监测技术规程》，国家海洋局 2002 年 4 月；
- 《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》(SC/T9110-2007)，中华人民共和国农业部，2008 年 3 月。

1.2.3 地方法规、规章、规划

- 《山东省海洋功能区划（2011-2020 年）》
- 《东营市海洋功能区划（2013-2020 年）》
- 《山东省海洋环境保护规划（2014-2020 年）》
- 《山东省渤海海洋生态红线区划定方案（2013-2020 年）》
- 《山东省海洋环境保护规划（2008-2020）》
- 《山东半岛蓝色经济区发展规划》（2011 年）。

1.2.4 基础资料

- 《埕岛油田开发工程环境影响后评价》；
- 关于本项目环境影响评价工作的委托书；
- 建设单位提供工程设计资料。

1.3 环境质量标准

1.3.1 海洋环境质量标准

根据《山东省海洋功能区划（2011-2020）》、《山东省渤海海洋生态红线区划定方案（2013-2020 年）》、《山东省海洋生态环境保护规划（2018~2020）》，兼顾《山东省近岸海域环境功能区划》确定本工程的环境质量标准，如下：

本工程位于《山东省海洋功能区划（2011-2020）》中的“埕北矿产与能源区【功能区

代码 A4-1】”、“滨州-东营北农渔业区【功能区代码 A1-2】”和“黄河三角洲北部海洋保护区【功能区代码 A6-4】”。

《山东省海洋功能区划（2011-2020）》中“埕北矿产与能源区【功能区代码 A4-1】”的环境管理要求为“海域海水水质不劣于四类标准，海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于三类标准”；“滨州-东营北农渔业区【功能区代码 A1-2】”环境管理要求为“海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准”；“黄河三角洲北部海洋保护区【功能区代码 A6-4】”环境管理要求为“海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准。”

因此，确定本评价采用的标准如下：

位于“埕北矿产与能源区”内的海域，其海水水质执行《海水水质标准》中的四类标准，海洋沉积物质量执行《海洋沉积物质量》中的三类标准，海洋生物质量执行《海洋生物质量》中的三类标准。详见表 1.3-1。

位于“滨州-东营北农渔业区、黄河三角洲北部海洋保护区”内的海域，其海水水质执行《海水水质标准》中的一类标准，海洋沉积物质量执行《海洋沉积物质量》中的一类标准，海洋生物质量执行《海洋生物质量》中的一类标准。详见表 1.3-2。

表 1.3-1 位于“埕北矿产与能源区”内的海域采用的海洋环境质量标准

类别	采用标准		等级
海水水质	《海水水质标准》（GB3097-1997）		四类
海洋沉积物	《海洋沉积物质量》（GB18668-2002）		三类
海洋生物生态	海洋贝类	《海洋生物质量》（GB18421-2001）	三类
	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》	
	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》（第二分册）	

表 1.3-2 位于“埕北矿产与能源区”外的海域采用的海洋环境质量标准

类别	采用标准		等级
海水水质	《海水水质标准》（GB3097-1997）		一类
海洋沉积物	《海洋沉积物质量》（GB18668-2002）		一类
海洋生物生态	海洋贝类	《海洋生物质量》（GB18421-2001）	一类
	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》	

	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》（第二分册）

海水水质标准的具体限值详见下表。

表 1.3-3 海水水质标准 单位：mg/L（pH 除外）

项目	一类	四类
悬浮物	人为增加的量≤10	人为增加的量≤150
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	3
化学需氧量≤ (COD)	2	5
无机氮≤ (以 N 计)	0.20	0.50
活性磷酸盐≤ (以 P 计)	0.015	0.045
汞≤	0.00005	0.0005
镉≤	0.001	0.010
铅≤	0.001	0.050
总铬≤	0.05	0.50
砷≤	0.020	0.050
铜≤	0.005	0.050
锌≤	0.020	0.50
挥发酚≤	0.005	0.050
硫化物≤ (以 S 计)	0.02	0.25
石油类≤	0.05	0.50

海洋沉积物质量标准的具体限值详见下表。

表 1.3-4 海洋沉积物质量标准

项目	第一类	第三类
汞 ($\times 10^{-6}$) ≤	0.20	1.00
镉 ($\times 10^{-6}$) ≤	0.50	5.00
铅 ($\times 10^{-6}$) ≤	60.0	250.0
锌 ($\times 10^{-6}$) ≤	150.0	600.0
铜 ($\times 10^{-6}$) ≤	35.0	200.0
砷 ($\times 10^{-6}$) ≤	20.0	93.0
铬 ($\times 10^{-6}$) ≤	80.0	270.0
有机碳 ($\times 10^{-2}$) ≤	2.0	4.0
硫化物 ($\times 10^{-6}$) ≤	300.0	600.0
石油类 ($\times 10^{-6}$) ≤	500.0	1500.0

本评价采用的海洋生物质量评价标准为：海洋贝类评价标准采用《海洋生物质量标准》（GB18421-2001）中的一类、三类标准；鱼类和甲壳类、软体动物体内污染物质（除

石油烃外)含量评价标准采用《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》中规定的生物质量标准,石油烃含量的评价标准采用《第二次全国海洋污染基线调查技术规程》(第二分册)中规定的生物质量标准。海洋贝类、甲壳和鱼类的生物质量各评价因子标准值见下表。

表 1.3-5 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	三类			
1	铬≤	0.5	6.0	5.5	2.0	2.0
2	铜≤	10	50	100	100	200
3	锌≤	20	100	250	150	40
4	砷≤	1.0	8.0	10	8	5
5	镉≤	0.2	5.0	5.5	2.0	0.6
6	总汞≤	0.05	0.30	0.3	0.2	0.3
7	铅≤	0.1	6.0	10	2.0	2.0
8	石油烃≤	15	80	20	20	20

**引用《海洋生物质量》(GB18421-2001)中的一类标准。

*引用《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》和《第二次全国海洋污染基线调查技术规程》(第二分册)中的标准。

1.3.2 污染物排放标准

本工程施工期产生的污染物有:施工作业船舶产生的生活垃圾、生活污水、机舱含油污水、船舶垃圾,海管铺设及平台施工中产生的悬浮物、施工作业垃圾(施工过程中产生的边角料等)等。

本工程运营期产生的污染物有:平台正常生产情况的含油生产水、初期雨水、工业垃圾等,有人值守平台产生的生活污水、生活垃圾。

本工程所在海域属于渤海海域,因此工程生产建设过程中产生的污染物排放标准执行情况分述如下:

(1)生产垃圾和生活垃圾:执行《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值(GB4914-2008)》中的标准,禁止排放或弃置入海。

(2)船舶生活污水、生活垃圾:执行《船舶水污染物排放控制标准》(GB3552-2018)。

(3)船舶机舱含油水:执行《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》(交海发[2007]165号)、《2011年国内航行海船法定检验技术规则》。

(4)钻屑、钻井液:执行《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)一级标准。

(5) 含油生产水: 本项目生产水经陆上终端处理达标后, 全部注入埕岛油田区块。参照《埕岛油田主体及西北部开发工程环境影响报告书》(批复文号国海环字[2014]531号): “埕岛油田馆上段油藏属于高渗透油藏, 空隙度平均为 33.9%, 平均空气渗透率 $2257 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 大于 $1.5 \mu\text{m}^2$ ”, 根据《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T 5329—2012), 确定本项目注水指标值, 详见表 1.3-7。

表 1.3-6 污染物排放标准

污染物	采用标准	等级	标准值	适用对象
含油钻井液、含油钻屑	海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值（GB 4914-2008）	一级	钻井油层钻屑和钻井油层钻井液不得排放 禁止排放非水基钻井液钻屑	钻井作业排放的含油钻屑、含油钻井液
非含油钻井液、非含油钻屑	海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值（GB 4914-2008）	一级	Hg≤1mg/kg Cd≤3mg/kg	钻井作业排放的非含油钻屑、非含油钻井液
	海洋石油勘探开发污染物生物毒性分级（GB 18420.1-2009）	一级	生物毒性≥30000mg/L	
生活污水	海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值（GB 4914-2008）	一级	COD≤300mg/L	钻井/生产作业生活污水和生产垃圾
生产/生活垃圾	海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值（GB 4914-2008）	一级	禁止排放或弃置入海	
船舶机舱含油污水	《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》（交海发[2007]165号） 《2011 年国内航行海船法定检验技术规则》	/	运回陆地处理	船舶污染物的排放
塑料制品等生产垃圾	《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018） 《2011 年国内航行海船法定检验技术规则》 《国内航行海船法定检验技术规则 2014 年修改通报》		禁止投入海域	
食品废弃物及其它垃圾			未经粉碎的禁止在距最近陆地 12 海里以内投弃入海。经过粉碎颗粒直径小于 25 毫米时，可允许在距最近陆地 3 海里之外投弃入海	
船舶生活污水			位于 3 海里之内排放要求：2012 年 1 月 1 日之前安装生活污水处理装置的船舶执行：BOD≤50mg/L、SS≤150mg/L、大肠菌群不大于 2500 个/L；	

污染物	采用标准	等级	标准值	适用对象
			2012 年 1 月 1 日之后安装的生活污水处理装置的船舶执行：BOD $\leq$ 25mg/L、SS $\leq$ 35mg/L、大肠菌群不大于 1000 个/L、COD $\leq$ 125mg/L、PH6~8.5、总氮（总氮） $\leq$ 0.5 mg/L	

表 1.3-7 注水水质控制指标

编号	分析项目	单位	指标	编号	分析项目	单位	数量
1	悬浮固体含量	mg/l	$\leq$ 30.0	4	平均腐蚀率	mm/a	$\leq$ 0.076
2	悬浮物颗粒直径中值	μ m	$\leq$ 5.0	5	SRB	个/ml	$\leq$ 25
3	含油量	mg/l	$\leq$ 50.0	6	TGB	个/ml	$<n \times 10^4$
标准来源		《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329—2012）					

1.4 环境影响因素要素和评价因子

（1）污染环境要素和评价因子

本项目海上建设阶段，钻井液和钻屑排放、海管铺设挖沟掀起的海底泥沙等会在短时间内造成海水中悬浮物浓度增加，进而影响海洋生态环境。大颗粒泥沙最终沉降在海底，会在一定程度上改变海底沉积物性质，并对局部的底栖生物生态产生不利影响。

本项目海上生产阶段，在生产过程中产生的含油生产水全部回注地层，不会对海洋环境产生不利影响。

此外，海上建设参加作业的人员和船舶产生少量的机舱含油污水、生活污水和食品废弃物等生活垃圾及少量生产垃圾。机舱含油污水、生产及生活垃圾运回陆地处理，生活污水经处理达到相应的排放标准后排海，将对海洋环境产生局部轻微影响。环境风险事故状态下的油气泄漏，可能会对海水水质和海洋生物造成危害。具体环境影响要素识别见表 1.4-1。

表 1.4-1 环境影响要素识别

开发阶段	污染物	主要污染因子	排放方式	影响对象	影响程度
施工阶段	机舱含油污水	石油烃	运回陆地处理	—	无
	船舶生活污水	COD、大肠菌群、SS	达标间断排放	水质、生态环境	小
	船舶垃圾	食品废弃物、包装物	运回陆地处理	—	无
	施工作业垃圾	边角料、油渣、油棉纱	运回陆地处理	—	无
	平台建设、铺管	悬浮沙	连续排放	水质、生态环境	中

开发阶段	污染物	主要污染因子	排放方式	影响对象	影响程度
	作业悬浮沙				
	钻井液、钻屑	悬浮沙	含油钻井液、钻屑运回地处理，不含油的间歇性排放	水质、生态环境	中
生产阶段	工业垃圾	边角料、油渣、油棉纱	运回陆地处理	—	无
	生活污水	COD	处理达标后排海	水质、生态环境	小
	生活垃圾	食品废弃物、包装物	运回陆地处理	—	无
	含油生产水	石油类	全部回注	—	无
	管道防腐溶出物	锌	连续排放	水质、沉积物环境	小
事故状态下	环境风险事故下的溢油	石油类	直接排放	水质环境、沉积物环境、生态环境	大

(2) 非污染环境影响要素识别

由于工程建设引起的海域生态、沉积物环境等非污染环境影响主要表现为：

(1) 平台建设将会长期占用海域，对附近的沉积物环境、生态环境、水文动力环境、海洋地形地貌与冲淤环境产生一定的影响。

(2) 平台和管线建设对工程区底栖生物造成损害。

(3) 海底管线和电缆铺设产生悬浮泥沙对海洋生态环境的影响。

由于工程建设引起的海域生态、沉积物环境等非污染环境影响要素识别见下表。

表 1.4-2 非污染环境影响要素识别

工程行为	影响方式	影响性质	影响对象	影响程度
平台建设	占用海域	长期占用	沉积物环境、生态环境、水文动力环境、海洋地形地貌与冲淤环境	小
海底管道及电缆铺设	占用海域	临时占用	沉积物环境、底栖生物	中
海底管道及电缆铺设	产生悬浮泥沙	施工期间	生态环境（含渔业资源）	小

1.5 环境影响评价工作等级

1.5.1 海洋环境评价等级

本工程包括海洋油（气）开发及其附属工程，根据《海洋工程环境影响评价技术导则》(GB/T 19485-2014)中评价等级划分原则，确定单项海洋环境影响要素为水质环境、沉积物环境、生态与生物资源环境、水文动力环境、海洋地形地貌与冲淤环境、环境风险等。

表 1.5-1 海洋工程建设项目各单项环境影响评价内容

建设项目类型和内容	环境影响评价内容						
	海水水质环境	海洋沉积物环境	海洋生态和生物资源环境	海洋地形地貌与冲淤环境	海洋水文动力环境	环境风险	其他评价内容
海洋油（气）开发及其附属工程	★	★	★	☆	☆	★	☆

由表 1.5-1 可见，海洋水文动力环境、海洋地形地貌与冲淤环境的影响评价内容不是海洋油（气）开发及其附属工程的必选评价内容。鉴于本次工程评价的平台为透水式结构，对水文动力和地形地貌与冲淤环境影响轻微；铺设海底管线对管线处底层流速和流向会有一定影响，但影响范围很小，不会对管线区域的水文动力造成影响。且本工程不涉及填海、疏浚等对水文动力环境和地形地貌与冲淤环境产生明显影响的工程内容。本次评价将对水文动力环境和地形地貌与冲淤环境影响进行简要分析。

本项目 76 座平台的最高产能为 $190 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ （2003 年），工程所在海域为生态环境敏感区，水质、沉积物、生态和生物资源环境的评价评价等级见表 1.5-2。

表 1.5-2 评价等级

海洋工程分类	工程类型和工程内容	工程规模	工程所在海域特征和生态环境类型	评价等级		
				水质环境	沉积物环境	生态和生物资源环境
海洋矿产资源勘探开发及其附属工程类	海洋油（气）开发及其附属工程	年产油量大于 100 万 t	生态环境敏感区	1	1	1

由于水质环境、沉积物环境、生态和生物资源环境的评价等级均为 1 级，根据导则要求，确定本项目的海洋环境影响评价等级为 1 级。

1.5.2 风险评价等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018），针对原油和天然气两种物质进行风险潜势判断以确定评价等级。

（1）原油

根据混输管道长度、内径、含水率和密度计算本工程评价的 58 条海底混输管道的最大输油量为 589t（具体计算过程见表 1.5-3）。

表 1.5-3 混输管道输油量

序号	混输管线名称	管线长度 (m)	管道内径 (mm)	容积 (m ³)	含水率 (%)	密度 (kg/m ³)	输油量 (t)
1	CB11A-中心一号	668	219	25	91.1	938.7	2
2	CB11D-中心一号	1083	325	90			8
3	CB12A-中心一号	2752	325	228			19
4	CB12A-CBG1 单	231	114	2			1
5	CB22C-CB22A	1007	219	38			3
6	CB22D-CB22B	9218	219	347			29
7	CB22B-CB25B	6974	219	263			22
8	CB25B-CB22A	833.8	325	69			6
9	CB11D-CB22A	1295	325	107			9
10	CB11F-CB11G	1147	219	43			4
11	CB1C-CB25C	891	273	52			4
12	CB25C-CB25A	631	219	24			2
13	CB25A-CB25D	611	273	36			3
14	CB27A-CB271A	1716	219	65			5
15	CB271A-CB251A	733	273	43			4
16	CB251A-CB251B	794	219	30			2
17	CB251D-CB251C	955	159	19			2
18	CB251C-CB251B	1595	325	132			11
19	CB25D-CB251B	1378	219	52			4
20	CB251B-中心二号	1624	325	135			11
21	CB20B-CB20A	1262	273	74			6
22	CB4C-CB4B	1100	273	64			5
23	CB4B-CB4A	1262	325	105			9
24	CB6A-CB6B	1357	273	79			7
25	CB6B-CB1A	1072	325	89			7
26	CB6C-CB1B	1377	273	81			7
27	CB1B-CB1A	1253	325	104			9
28	CB1A-中心二号	3194	377	356			30
29	CB35 单-CB35	330	114	3			1
30	CB20 单-CB20A	308	89	2			1
31	CB25A-CB25B	719	325	60			5
32	CB35-海一站	3680	168	82			7
33	CB11E-CB11F	907	219	34			3
34	CB11 单-中心一号	300	89	2			0
35	CB4A-CB1A	2983	325	247			21
36	SHG2 单-CB6C	650	114	7			1
37	CB12 单-CB12A	723	114	7			0
38	CB12B-CB12A	1200	273	70			6
39	CB12C-CB12B	1480	219	56			5
40	CB701-CB12B	1970	219	74			6
41	CBX501 单-CB12C	680	114	7			1
42	CB253 单-CB22C	803	114	8			1
43	中心一号-CB22C 井组-中心二号	2650	325	220			18
44	CB22E-CB22A	600	273	35			3
45	CBG6-CB11A	1000	89	6			0
46	CB11E-CB11D	720	325	60			5
47	CB244 单-CB11G	2089.8	104	18			0
48	CB11F-CB26	1450	219	55			5

序号	混输管线名称	管线长度 (m)	管道内径 (mm)	容积 (m³)	含水率 (%)	密度 (kg/m³)	输油量 (t)
49	CB4B-CB243A	1762	325	146			12
50	CB6D-CB6C	993	219	37			3
51	CB1D-CB1A	720	219	27			2
52	CB502 单-CB20 单	390	114	4			0
53	CB271 单-CB271A	1117	89	7			0
54	CB1A-CB1F	538	325	45			4
55	CB273-CB1C	2212	273	129			11
56	CB25A-中心二号	589	356	59			5
57	中心一号-海三站 457	8320	457	1364			114
58	中心一号-海三站	8610	457	1412			118
合计							589

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018)，油类物质（矿物油类，如石油、汽油、柴油等；生物柴油等）临界量：2500t。则风险潜势：

$$Q_{\text{原油}}=q_1/Q_1=589/2500=0.24$$

(2) 天然气

本工程评价范围内有两条天然气输送管道，考虑最不利的情况，假设管道内气体全部是甲烷，则根据克拉伯龙方程计算 2 条管道纯甲烷的量为 4.0 t。

克拉伯龙方程：PV=nRT

式中：P 表示压强，单位 Pa；

V 表示体积，单位 m³；

n 表示物质的量，n=m/M（m 表示物质的量，g；M 表示物质的摩尔质量）；

R 为常数，取 8.314；

T 表示绝对温度。

表 8.1-2 输气管道天然气输送量

序号	输气管道名称	管线长度 (m)	管道内径 (mm)	容积 (m ³)	输送压力 (MPa)	输送温度 (°C)	甲烷量 (t)
1	中心二号-CBG5-登 陆点（海三站）天然 气管线	11600	219	437	1.23	50	3.2
2	中心一号-海三站	8622	325	715	0.18	50	0.8
合计							4.0

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018)，甲烷临界量为 10t。则风险潜势：

$$Q_{\text{天然气}}=q_1/Q_1=4.0/10=0.4$$

则： $Q=Q_{\text{原油}}+Q_{\text{天然气}}=0.24+0.4=0.64<1$

综上，本项目 Q 值小于 1，根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018)，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。

表 8.1-3 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。

鉴于原油为重点关注的风险物质，且本工程评价范围内的中心一号-海三站、CB35 单-CB35 和 CB35-海一站 3 条混输管道，穿越山东黄河三角洲国家级自然保护区，其他工程与环境敏感区距离较近，因此，风险评价等级定为一，选择管线原油泄漏作为最大可信事故进行溢油预测，并根据预测结果进行风险防范措施可行性分析。

1.6 环境影响评价范围与评价重点

1.6.1 评价范围

根据各专题评价工作等级、污染物排放负荷和排放方式、自然环境特征及重点环境保护目标，确定环境影响评价范围。主要依据被评价海域及周边海域的生态完整性确定，调查与评价范围应覆盖可能受到影响的海域，本项目海洋环境影响评价等级为 1 级，根据“导则”规定，1 级评价扩展距离一般不小于 8km~30km，根据《海洋工程环境影响评价技术导则》(GB/T19485-2014)，确定本次评价范围为以工程用海（包括本工程平台、管线、电缆及依托工程）外缘线为起点、分别向主潮流方向及垂直主潮流方向各外扩 10km，向陆一侧扩展至岸边。评价范围约 1271km² 海域，评价范围四至坐标参见表 1.6-1，评价范围见图 1.6-1。

表 1.6-1 评价范围四至坐标

四至点位	坐标
A	118°33'15.920"E 38°23'51.612"N
B	118°33'15.920"E 38°2'38.174"N
C	119°2'28.821"E 38°23'51.612"N
D	119°2'28.821"E 38°2'38.174"N

图 1.6-1 本工程评价范围

1.6.2 评价重点

由于本工程所有平台和管线已经全部建成投入使用,依据本工程的特点和评价海域环境特征,结合工程分析识别出的环境影响因子和环境影响因素识别结果,确定出本工程的环境影响评价重点为:

(1) 平台建设、海底管道、电缆铺设所搅起的海底悬浮泥沙及钻井液、钻屑排放产生的悬浮泥沙对工程周围海水水质、底质、底栖生物、渔业资源及海洋生态环境的影响及采取的生态环境保护对策措施的回顾性评价。

(2) 工程运营期在油气生产、集输等过程污染物的产生排放情况,对海洋水文动力、水质、沉积物生态环境等造成的影响,已采取生态环境保护措施的可行性、有效性进行分析评价。

(3) 工程继续运营期可能发生的油气泄漏事故对工程周围渔业资源以及重点岸线处的自然保护区、海水养殖区等环境敏感目标的潜在影响,风险防范与应急对策。

(4) 10 条管线/电缆穿越自然保护区,对保护区产生的生态影响进行分析与评价。

(5) 地质性溢油风险分析与评价。

1.7 环境保护目标和环境敏感目标

1.7.1 环境敏感目标

依据《山东省海洋功能区划》(2011-2020)、农业部公告(第 947 号、第 1130 号)、全国海洋特别保护区名录及山东省自然保护区名录、《山东省渤海海洋生态红线区划定方案(2013-2020 年)》以及收集的渔业资源调查报告,确定工程周围海域及沿岸主要环境保护目标包括各类保护区(自然保护区、水产种质资源保护区、海洋特别保护区)、生态红线区、渔业三场一通道和养殖区等。本项目海洋环境影响评价范围和海洋风险可能涉及的上述保护目标统计情况见表 1.7-1,分布情况见图 1.7-1 至 1.7-3。

项目附近养殖区统计情况见表 1.7-2,分布情况见图 1.7-4。

表 1.7-1 本工程主要环境保护目标

类别	敏感区名称		生态保护目标/保护期	相对工程方位	最近距离	距离最近的平台或管线	
海洋环境影响评价范围敏感目标	保护区	山东黄河三角洲国家级自然保护区（一千二管理站）	保护新生湿地生态系统和珍稀濒危鸟类为主	穿越	0	中心一-海三站输气管线、2 条混输管线；中心二-滩海变 3 条电缆；CB26 至海三站电缆；中心二号-CBG5-海三站输气管线；CB35-海一站混输管线、电缆； CB21A 平台	
		东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区	保护半滑舌鲷等底栖鱼类及近岸海洋生态系统	西南	0.14km	CB243A 至 CB246A 的电缆；最近 CB243A 平台 0.7km	
		黄河口半滑舌鲷国家级水产种质资源保护区	保护半滑舌鲷种质资源及生存环境。核心区特别保护期为 6 月 1 日至 10 月 31 日	西南	8km	CB246A 平台	
		黄河口文蛤国家级水产种质资源保护区	特别保护期为每年 3—8 月，主要保护对象为黄河口文蛤等	东南	17.4km	CB35-海一站输气管线	
	生态红线区	海洋自然保护区	XZ1-2 黄河故道西三角洲限制区	保护原生性湿地生态系统及珍禽、半滑舌鲷等底栖鱼类	西南	9.4km	中心一-海三站输气管线
		海洋自然保护区	JZ1-2 黄河故道北三角洲禁止区	原生性湿地生态系统及珍禽	西南	4.2km	中心一-海三站输气管线
		海洋自然保护区	XZ1-3 黄河故道东三角洲限制区	原生性湿地生态系统及珍禽、半滑舌鲷等底栖鱼类	穿越	-	中心一-海三站输气管线、2 条混输管线；中心二-滩海变 3 条电缆；CB26 至海三站电缆；CBX501-滩海变输气管线；CB35-海一站混输管线、电缆；CB21A 平台
		海洋特别保护区	JZ2-2 东营利津底栖鱼类生态禁止区	半滑舌鲷等底栖鱼类及近岸海洋生态系统	西南	3.6km	CB246A 平台
		海洋特别保护区	XZ2-2 东营利津底栖鱼类生态限制区	半滑舌鲷等底栖鱼类及近岸海洋生态系统	西	0km	CB243A 至 CB246A 的电缆穿越该区；最近 CB246A 平台 2.1km
		重要渔业海域	XZ5-2 黄河口半滑舌鲷渔业海域限制区	保护半滑舌鲷种质资源及生存环境。核心区特别保护期为 6 月 1 日至 10 月 31 日	西南	8km	CB246A 平台
	渔业三场	洄游性鱼类产卵场		春夏季节	西北	9.5km	CB246A 平台
		底层鱼类产卵场		5-7 月	工程位于其内	0	-
		中上层鱼类产卵场		5-6 月	部分工程位于其内	0	-
		叫姑鱼洄游路线、产卵场		3-4 月	部分工程位于洄游路线	0	CB246A 平台
		鲢鱼索饵场、产卵场		鲢鱼产卵盛期为 5 月	部分工程位于索饵场内	0	-
		绵鲷产卵场		绵鲷产卵盛期为 12~2 月	部分工程位于其内	0	-
白姑鱼 洄游路线、产卵场		白姑鱼产卵盛期为 6 月前后	东南、北	11.5km	SHG1 单		
三疣梭子蟹产卵场、索饵场		三疣梭子蟹产卵盛期为 9~10 月	工程位于索饵场内	0	-		
毛虾产卵场、索饵场		毛虾产卵产卵盛期 6 月	工程位于其内	0	-		
溢油事故状态下可能影响的敏感目标	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	西	25km	CB246A 平台	
		辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区——莱州湾核心区和实验区	主要保护对象有真鲷、花鲈、三疣梭子蟹。核心区特别保护期为 4 月 25 到 6 月 15 日	东南	18km（实验区）32km（核心区）	CB35-海一站输气管线	
		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	西	11km	CB246A 平台	
		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	西	50km	CB246A 平台	

类别	敏感区名称		生态保护目标/保护期	相对工程方位	最近距离	距离最近的平台或管线
生态 红线 区		东营黄河口生态国家级海洋特别保护区	保护黄河口特有的刀鲚、大银鱼等经济鱼类、黄河口生态系统及生物物种多样性	东南	27km	CB35-海一站输气管线
		山东黄河三角洲国家级自然保护区 （黄河口和大汶流管理站）	保护新生湿地生态系统和珍稀濒危鸟类为主	东南	32km	CB35-海一站输气管线
	海洋特别保护区	XZ2-1 潮河—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	西	23.6km	CB246A 平台
	海洋特别保护区	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	西	31km	CB246A 平台
	海洋自然保护区	JZ1-3 黄河故道禁止区	原生性湿地生态系统及珍禽	西	13.6km	中心一-海三站输气管线
	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、蛸蛸等种 质资源及生存环境	西	52km	CB246A 平台
	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	西	60km	CB246A 平台
	海洋自然保护区	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	西	50km	CB246A 平台
	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	西	70km	CB246A 平台
	重要渔业海域	XZ5-3 黄河口文蛤渔业海域限制区	黄河口文蛤等种质资源及生存环境	东南	17.4km	CB35-海一站输气管线
	海洋自然保护区	XZ1-4 黄河北三角洲限制区	原生性湿地生态系统及珍禽	东南	28km	CB35-海一站输气管线
	海洋特别保护区	XZ2-3 东营黄河口态限制区	黄河口特有的刀鲚、大银鱼 等经济鱼类、黄河口生态系统及生物物种多样性	东南	28km	CB35-海一站输气管线
	海洋自然保护区	JZ 1-4 黄河三角洲禁止区	原生性湿地生态系统及珍禽	东南	40km	CB35-海一站输气管线
	海洋特别保护区	JZ2-3 东营黄河口生态禁止区	黄河口特有的刀鲚、大银鱼 等经济鱼类、黄河口生态系统及生物物种多样性	东南	50km	CB35-海一站输气管线
	海洋自然保护区	XZ1-5 黄河南三角洲限制区	原生性湿地生态系统及珍禽	东南	51km	CB35-海一站输气管线

图 1.7-1 影响范围内各类保护区分布图

图 1.7-2a 影响范围内生态红线区分布图

洄游性鱼类洄游分布示意图

中上层鱼类洄游分布示意图

底层鱼类洄游分布示意图

鲉洄游分布示意图

叫姑鱼洄游分布示意图

绵鲷洄游分布示意图

三疣梭子蟹产卵场洄游示意图

毛虾洄游示意图

图 1.7-3 渔业三场分布图

表 1.7-2 工程海域周边海水养殖情况表

序号	项目名称	位置	用海面积 (hm ²)	用海方式
1	薄汝海贝类养殖项目	东营市利津县	154.4057	开放式养殖
2	薄汝海开放式养殖项目	东营市利津县	195.2692	开放式养殖
3	曹列美贝类养殖项目	东营市利津县	171.6696	开放式养殖
4	陈春有开放式养殖项目	东营市利津县	163.9312	开放式养殖
5	陈亚萍筏式养殖	东营市利津县	186.9962	开放式养殖
6	陈占华筏式养殖	东营市利津县	186.9962	开放式养殖
7	东营市海星浅海养殖有限责任公司浅海贝类开放式养殖用海（二分场）	东营市河口区	613.72	开放式养殖
8	东营市鲁鑫海洋开发有限责任公司筏式养殖	东营市利津县	186.9961	开放式养殖
9	东营市盛海水产有限公司贝类养殖项目	东营市利津县	166.1821	开放式养殖
10	东营市盛海水产有限公司开放式养殖项目	东营市利津县	193.0702	开放式养殖
11	东营易脉海洋科技开发有限责任公司浅海贝类开放式养殖用海	东营市河口区	575.6514	开放式养殖
12	逢锦华筏式养殖用海养殖项目	东营市河口区	119.9928	开放式养殖
13	葛晓秋筏式养殖	东营市利津县	186.9962	开放式养殖
14	郭立翠贝类养殖项目	东营市利津县	164.3185	开放式养殖
15	郭立翠开放式养殖项目	东营市利津县	189.2646	开放式养殖
18	韩纪芹筏式养殖用海养殖项目	东营市河口区	120.0131	开放式养殖
19	韩延花贝类养殖项目	东营市利津县	164.316	开放式养殖
20	河口区仙河镇海星村浅海贝类开放式养殖	东营市河口区	569.1162	开放式养殖
21	姜双堂筏式养殖用海养殖项目	东营市河口区	185.9889	开放式养殖
22	李吉祥贝类养殖项目	东营市利津县	190.2283	开放式养殖
23	李吉祥开放式养殖项目	东营市利津县	194.8855	开放式养殖
24	李俊德贝类养殖项目	东营市利津县	191.029	开放式养殖

埕岛油田 76 座平台及配套工程环境影响报告书

25	李培立开放式养殖项目	东营市利津县	167.9311	开放式养殖
26	李培欣开放式养殖项目	东营市利津县	167.9311	开放式养殖
27	李振香贝类养殖项目	东营市利津县	189.0037	开放式养殖
28	李振香开放式养殖项目 2	东营市利津县	193.1484	开放式养殖
29	利津县海鑫水产品养殖有限责任公司开放式养殖项目	东营市利津县	168.0523	开放式养殖
30	刘忠成贝类养殖项目	东营市利津县	179.1807	开放式养殖
31	刘忠成开放式养殖项目	东营市利津县	190.0822	开放式养殖
32	刘忠成浅海贝类开放式养殖	东营市利津县	172.0564	开放式养殖
33	卢德仁贝类养殖项目	东营市利津县	150.2786	开放式养殖
34	浅海贝类增养殖	东营市河口区	666.68	41、开放式养
35	浅海贝类增养殖	东营市河口区	666.68	41、开放式养
36	山东海星集团有限公司浅海贝类开放式养殖（六分场）	东营市河口区	310.6212	开放式养殖
37	山东海星集团有限公司浅海贝类开放式养殖用海（一分场）	东营市河口区	368.8239	开放式养殖
38	隋晶筏式养殖用海养殖项目	东营市河口区	126.035	开放式养殖
39	孙建玲贝类养殖项目	东营市利津县	195.8741	开放式养殖
40	孙建玲开放式养殖项目	东营市利津县	189.8696	开放式养殖
41	孙乐明贝类养殖项目	东营市利津县	171.6844	开放式养殖
42	孙乐明开放式养殖项目	东营市利津县	190.0822	开放式养殖
43	孙乐明浅海贝类开放式养殖	东营市利津县	183.3823	开放式养殖
44	孙绍军筏式养殖	东营市利津县	187.2956	开放式养殖
45	孙守田贝类养殖项目	东营市利津县	184.8585	开放式养殖
46	唐文佳贝类养殖项目	东营市利津县	173.7008	开放式养殖
47	唐文佳开放式养殖项目	东营市利津县	194.8854	开放式养殖
48	唐燕贝类养殖项目	东营市利津县	191.0124	开放式养殖
49	田凤峨贝类养殖项目	东营市利津县	162.6745	开放式养殖
50	田凤海贝类养殖项目	东营市利津县	147.6515	开放式养殖

埕岛油田 76 座平台及配套工程环境影响报告书

51	王凤良筏式养殖用海养殖项目	东营市河口区	186.0203	开放式养殖
52	王凤波筏式养殖用海养殖项目	东营市河口区	186.0517	开放式养殖
53	王高国贝类养殖项目	东营市利津县	157.8614	开放式养殖
54	王高国贝类养殖项目	东营市利津县	157.8614	开放式养殖
55	王高国开放式养殖项目	东营市利津县	190.0822	开放式养殖
56	王高国浅海贝类开放式养殖	东营市利津县	172.151	开放式养殖
57	王高礼贝类养殖项目	东营市利津县	179.1647	开放式养殖
58	王高礼贝类养殖项目	东营市利津县	179.1647	开放式养殖
59	王高礼开放式养殖项目	东营市利津县	189.6256	开放式养殖
60	王高礼浅海贝类开放式养殖	东营市利津县	179.6364	开放式养殖
61	杨风敏贝类养殖项目	东营市利津县	178.0093	开放式养殖
62	杨风萍贝类养殖项目	东营市利津县	179.1969	开放式养殖
63	杨风萍开放式养殖项目	东营市利津县	190.0822	开放式养殖
64	张德田贝类养殖项目	东营市利津县	189.0363	开放式养殖
65	张德田开放式养殖项目 2	东营市利津县	193.1737	开放式养殖
66	张光前贝类养殖项目	东营市利津县	199.3521	开放式养殖
67	张光前浅海贝类开放式养殖	东营市利津县	183.4165	开放式养殖
68	张建新贝类养殖项目	东营市利津县	199.37	开放式养殖
69	张建新开放式养殖项目	东营市利津县	190.4861	开放式养殖
70	张建新浅海贝类开放式养殖	东营市利津县	186.0334	开放式养殖
71	张树峰贝类养殖项目	东营市利津县	193.206	开放式养殖
72	张树国贝类养殖项目	东营市利津县	152.0744	开放式养殖
73	张树国开放式养殖项目 2	东营市利津县	193.1993	开放式养殖
74	张树坤贝类养殖项目	东营市利津县	167.7751	开放式养殖
75	张树坤开放式养殖项目 2	东营市利津县	193.2248	开放式养殖
76	张延光贝类养殖项目	东营市利津县	199.3878	开放式养殖

77	张延光开放式养殖项目	东营市利津县	190.1475	开放式养殖
78	张延光浅海贝类开放式养殖	东营市利津县	176.2306	开放式养殖
79	张永亮贝类养殖项目	东营市利津县	176.8843	开放式养殖
80	张兆玉贝类养殖项目	东营市利津县	153.3645	开放式养殖
81	赵培如贝类养殖项目	东营市利津县	156.1308	开放式养殖
82	赵培伟贝类养殖项目	东营市利津县	153.4011	开放式养殖
83	赵培新贝类养殖项目	东营市利津县	183.9792	开放式养殖
84	赵巧静筏式养殖	东营市利津县	186.9962	开放式养殖
85	周玉廷筏式养殖	东营市利津县	186.9961	开放式养殖
86	朱好香贝类养殖项目	东营市利津县	193.1747	开放式养殖

图 1.7-4 项目周边养殖区分布图

1.7.2 污染控制目标

本工程建设、生产过程中产生的主要污染物包括铺设海底管道搅起的海底泥沙、钻完井作业排放的钻井液和钻屑、生活污水、生活垃圾、含油生产水以及油气泄漏事故情况下可能排放的原油等，这些污染物均为污染控制的主要对象。本工程位于渤海南部极浅海域，根据有关标准及工程所在海域的环境功能要求，污染控制目标要求如下：

铺管作业悬浮沙：施工期已经结束，管沟自然回填，部分管线已进行了渔业补偿。

钻井液、钻屑：2007 年之前在非含油井段使用水基钻井液，在打开含油井段时采用含白油的钻井液体系；2007 年后采用水基钻井液循环使用。钻完井作业完成后非含油钻井液一次性排入海，含油钻井液运回陆上交有资质单位处理；非含油钻屑经所在海区主管部门批准后，间歇式点源排放，含油钻屑运回陆上交有资质单位处理。

船舶含油污水：参加作业的船舶所产生的机舱含油污水禁止在海上排放，需全部运回陆地处理。

生活污水：参加作业船舶所产生的生活污水处理达到《船舶污染物排放标准》（GB3552-83）要求后排放；运营期平台定员生活污水处理达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）要求后排放。

含油生产水：正常情况下经处理达到回注水质标准后全部回注，不排海。

工业垃圾及生活垃圾：工业和生活垃圾应全部回收运回陆地处理。

原油泄漏：采取合理有效的防范措施，尽可能避免油气泄漏事故的发生。

1.7.3 环境保护目标

正常作业情况下环境保护目标为工程周围海域的海水水质，沉积物质量和海洋生态环境。控制污染物排放不影响临近功能区的《海水水质标准》（GB3097-1997）、《海洋生物质量》（GB18421-2001）和《海洋沉积物质量》（GB18668-2002）及相关标准要求。

2 工程概况

2.1 工程项目概况

2.1.1 地理位置

本工程位于渤海南部的浅海海域。工程边界南界距岸约 3km，与陆上的桩西油田相邻；北端距岸约 20km；西北面与中海油公司的埕北油田相望；东南面距桩西海港码头约 10km。工程涉及海域水深 10.8m~20m。工程地理位置见图 2.1-1。

图 2.1-1 工程地理位置图

2.1.2 工程内容

2.1.2.1 工程组成

（1）工程总体组成

本次评价的工程内容，除预留井外，其他工程均已经建设完成。建设时间为 1993 年~2014 年，主要包括 76 座海上平台、58 条海底混输管线（总长 98.5076km）、43 条海底注水管线（总长 52.29841km）、79 海底电缆（总长 165.862km）、2 天然气管线（总长 20.222km）。

后续不再复产的平台，共计 13 座；后续不再使用的管线，包括海底混输管线 6 条（总长 5.6198km）、注水管线 1 条（总长 0.536km）、海底电缆 6 条（总长 5.61km）。

继续运营的工程，主要包括：63 座海上平台、52 条海底混输管线（总长 92.8878km）、42 海底注水管线（总长 51.76241km）、73 海底电缆（总长 160.252km）、2 天然气管线（总长 20.222km）。

本次评价不包含管线陆上段工程内容，仅对海底管线部分开展海洋环境影响评价工作。

本次主要评价工程内容见下表。

表 2.1-1 工程组成一览表

工程组成	工程规模		
主体工程	平台：76 座	已停产，今后不再复产的平台：13 座	CB151 井组平台（CB151 单）、CB21A 井组平台（CB21 单）、SHG1 单井平台、CB502 单井平台、CB12 单井平台、CB11 单井平台、CBG6 单井平台、CB22 单井平台、CB242 井组平台、SH6 单井平台、SH1 单井平台、CB244 单井平台、CB271 单井平台
		继续运营的平台：63 座	中心一号平台（CB11C 井组平台）、CB11A 井组平台、CB11B 井组平台、CB11D 井组平台、CB22A 井组平台、CB22B 井组平台、CB22C 井组平台、CB22D 井组平台、CB35 井组平台、CB35 单井平台、SH8 单井平台、CBG4A 井组平台、CBG4 单井平台、CB25B 井组平台、CB12A 井组平台（CBG100）、CB251 单井平台、CB27A 井组平台、CB271A 井组平台、CB4A 井组平台（CB4AG）、CB4B 井组平台、CB4C 井组平台、CB6A 井组平台、CB6B 采修一体化平台、CB6C 采修一体化平台、中心二号平台、SHG2 单井平台、开发三号平台、CB11E 井组平台、CB11F 井组平台、CB11G 井组平台、CBX501 单井平台（CBG5）、CBG1 单井平台、CB253 单井平台、CB1A 采修一体化平台、CB1B 采修一体化平台、CB25A 井组平台、CB20A 井组平台、CB20B 井组平台、CB20 单井平台、CB25C 井组平台（CB25E、CB25GA）、CB25D 井组平台、CB251A 井组平台（CB251E）、CB251B 井组平台、CB251C 井组平台、CB251D 井组平台、CB1C 采修一体化平台、CB11H 井组平台、CB11K 井组平台、CB12B 井组平台、CB1D 井组平台、CB12C 井组平台、CB246A 井组平台、CB11M 井组平台、CB6D 井组平台、CB6E 井组平台、CB243A

工程组成	工程规模		
			井组平台、CB11N 采修一体化平台、CB26 采修一体化平台、CB22E 井组平台、CB701 井组平台、CB1F 采修一体化平台、CB25F 水源井井组平台、CB273 井组平台
	井口：本次评价包含 431 口井，其中油井 280 口、注水井 136 口、水源井 4 口（CBG4A、CB25F 平台上）、气井 1 口（CBX501 平台上），预留井 10 口。	继续运营的 63 座平台共布置 414 口钻井，其中油井 264 口、注水井 135 口、水源井 4 口、气井 1 口，预留井 10 口。 今后不再复产的平台共计 13 座，包括井口 17 口，包括油井 16 口，注水井 1 口（SH6 单平台上的 SH6）。	
附属工程	海底混输管线：58 条	已停用，今后不再使用的混输管线：6 条	CB11 单—中心一号、CB12 单—CB12A、CBG6—CB11A、CB244 单—CB11G、CB502 单—CB20 单、CB271 单—CB271A
		继续运营的混输管线：52 条	CB11A—中心一号、CB11D—中心一号、CB12A—中心一号、CB12A—CBG1 单、CB22C—CB22A、CB22D—CB22B、CB22B—CB25B、CB25B—CB22A、CB11D—CB22A、CB11F—CB11G、CB1C—CB25C、CB25C—CB25A、CB25A—CB25D、CB27A—CB271A、CB271A—CB251A、CB251A—CB251B、CB251D—CB251C、CB251C—CB251B、CB25D—CB251B、CB251B—中心二号、CB20B—CB20A、CB4C—CB4B、CB4B—CB4A、

工程组成	工程规模		
			CB6A—CB6B、CB6B—CB1A、CB6C—CB1B、CB1B—CB1A、CB1A—中心二号、CB35 单—CB35、CB20 单—CB20A、CB25A—CB25B、CB35—海一站、CB11E—CB11F、CB4A—CB1A、SHG2 单—CB6C、CB12B —CB12A、CB12C-CB12B、CB701—CB12B、CBX501 单—CB12C、CB253 单—CB22C、中心一号—CB22C 井组-中心二号、CB22E—CB22A、CB11E—CB11D、CB11F—CB26、CB4B—CB243A、CB6D—CB6C、CB1D—CB1A、CB1A—CB1F、CB273—CB1C、CB25A—中心二号、中心一号—海三站 457、中心一号—海三站
	海底注水管线：43 条	已停用，今后不再使用的注水管线：1 条	CB6A—SH6 单
		继续运营的注水管线：42 条	CB22A-CB11F、CB22C-CB22A、中心二号-CB22C、CB251A-CB251C、CB11F-CB11G、中心二号—中心一号、中心一号-CB11M、CB11E-CB11D、CB11F-CB11E、CB26-CB11F、中心一号-CB12A、CB12A-CB12B、CB12B-CB12C、CB12C-CB20 单、CB22A-CB25B、CB22B-CB22D、CB25B-CB22B、CB22D-CB4A、CB12B-CB701、CB22A -CB22E、CB25A-CB25C、CB1C-CB1B、CB25C-CB1C、中心二号-CB25A、中心二号-CB25D、CB25D-CB251B、CB251B-CB251A、CB251A-CB271A、CB271A-CB27A、CB251C-CB251D、CB20A-CB20B、CB1B-CB6B、CB6A-CB6B、CB6B-CB1A、CB1B-CB6C、CB4A-CB4B、CB4B-CB4C、CB251A -CB251 单、CB20A -CB20 单、CB6A-CB6D、CB251B-CB20A、CB1C-CB273

工程组成	工程规模		
	海底电缆：79 条	已停用，今后不再使用的海底电缆：6 条	CB11 单—中心一号、CB22 单—CB22A、SH6 单—CB6A、CB244 单—CB11G、CB502 单—CB20A、CB271A—CB271 单
		继续运营的海底电缆：73 条	CB11A-中心一号、CB11D-中心一号、CB12A-中心一号、CB11A—CB11B、CB11D—CB11E、CB11F—CB11G、CBG5--CB12B、CB11D-CB22A、CB22A-CB22C、CB22B-CB22D、CB22B-CB25B、CB25A—CB25C、CB25A—CB25B、CB25A—CB25D、CB1C-CB25C、CB251A—CB251B、CB251A—CB271A、CB251B—CB251C、CB251B—CB25D、中心二号-海三站滩海变（3511）、CB20A-CB251C、中心二号-CB25D、中心二号--CB1A、CB1A-CB6B、CB6A-CB6B、CB251C-CB251D、CB20A-CB20B、CB4A-CB4B、CB4B-CB4C、CB1A-CB1B、CB20 单-CB20A、CB1B-CB6C、SHG2 单-CB6C（3KV）、CB27A-CB271A、CB35 单-CB35、CB35-海一站、CB4A-中心二号、CB11E—CB11F、CB11M-中心一号、中心一号-中心二号、CB11B-CB11G、CB26-CB1F、CB26（中心三号）-海洋变、CB26（中心三号）-CB11N、CB12A--CB12B、CBG5--CB12C、CB12 单-CB12A、CB22A-CB22E、中心二号-CB25B-CB22A、CB253 单-CB22C、CB701-CBG5、CB25A—CB25C、CB1C-CB1D、中心二号-滩海变（3512）、中心二号-CB25A、CB20A（CB20C）-CBG5 单、中心二号-CB20A、SHG2 单-CB6C、CB20 单-CB20A、CB243A-CB4A-中心二号、CB243A-CB4C、中心二号-CB25B、CB1D-CB1B、中心二号-滩海变（3513）、CB6A-CB6D、CB243A-CB246A、CB4A-CB6E、CB6C-CB6D、CB251D-CB27A、CB243A-CB26、CB273-CB1C、中心二号-CB25B、

工程组成	工程规模		
			CB1F-CB1A
	天然气管线：2 条	已停用，今后不再使用的天然气管线：0 条	
		继续运营的天然气管线：2 条	中心二号-CBG5-登陆点（海三站）天然气管线、中心一号-海三站
环保工程	生活污水处理设施	本次评价的平台中，埕岛中心一号、埕岛中心二号、开发三号平台、CB11N 平台、CB1F 平台和 CB246A 平台 6 座平台为有人值守平台，其他平台均为无人值守平台。有人值守平台设有 WCB 型生活污水处理装置或 LYDJSH-1 型电解法生活污水处理装置（中心一号平台）。	
	含油生产水处理设施	本项目评价的中心一号平台、中心二号平台设含油生产水处理设施，其他平台不设含油生产水处理设施。	
依托工程	依托中心三号平台、海上卫星平台、海底管线、海三联（陆上终端）、海五联（陆上终端）、桩西联、埕岛天然气联合站进行集输、油气水处理及生产水回注。		

表 2.1-2 本次工程的平台名称列表

序号	平台名称	平台简称	序号	平台名称	平台简称
1	中心一号平台 (CB11C 井组平台)	中心一号	39	CB1A 采修一体化平台	CB1A
2	CB11A 井组平台	CB11A	40	CB1B 采修一体化平台	CB1B
3	CB11B 井组平台	CB11B	41	CB25A 井组平台	CB25A
4	CB11D 井组平台	CB11D	42	CB20A 井组平台	CB20A
5	CB22A 井组平台	CB22A	43	CB20B 井组平台	CB20B
6	CB22B 井组平台	CB22B	44	CB20 单井平台	CB20 单
7	CB22C 井组平台	CB22C	45	CB25C 井组平台 (CB25E、 CB25GA)	CB25C
8	CB22D 井组平台	CB22D	46	CB25D 井组平台	CB25D
9	CB151 井组平台 (CB151 单)	CB151	47	CB251A 井组平台 (CB251E)	CB251A
10	CB21A 井组平台 (CB21 单)	CB21A	48	CB251B 井组平台	CB251B
11	CB35 井组平台	CB35	49	CB251C 井组平台	CB251C
12	CB35 单井平台	CB35 单	50	CB251D 井组平台	CB251D
13	SH8 单井平台	SH8 单	51	CB1C 采修一体化平台	CB1C
14	SHG1 单井平台	SHG1 单	52	CB11 单井平台	CB11 单
15	CBG4A 井组平台	CBG4A	53	CBG6 单井平台	CBG6 单
16	CBG4 单井平台	CBG4 单	54	CB22 单井平台	CB22 单
17	CB25B 井组平台	CB25B	55	CB242 井组平台	CB242
18	CB12A 井组平台 (CBG100)	CB12A	56	SH6 单井平台	SH6 单
19	CB251 单井平台	CB251 单	57	SH1 单井平台	SH1 单
20	CB27A 井组平台	CB27A	58	CB11H 井组平台	CB11H
21	CB271A 井组平台	CB271A	59	CB11K 井组平台	CB11K
22	CB4A 井组平台 (CB4AG)	CB4A	60	CB12B 井组平台	CB12B
23	CB4B 井组平台	CB4B	61	CB1D 井组平台	CB1D
24	CB4C 井组平台	CB4C	62	CB12C 井组平台	CB12C
25	CB6A 井组平台	CB6A	63	CB244 单井平台	CB244 单
26	CB6B 采修一体化平台	CB6B	64	CB246A 井组平台	CB246A
27	CB6C 采修一体化平台	CB6C	65	CB11M 井组平台	CB11M
28	CB502 单井平台	CB502 单	66	CB271 单井平台	CB271 单
29	中心二号平台	中心二号	67	CB6D 井组平台	CB6D
30	SHG2 单井平台	SHG2 单	68	CB6E 井组平台	CB6E
31	开发三号平台	开发三号	69	CB243A 井组平台	CB243A
32	CB11E 井组平台	CB11E	70	CB11N 采修一体化平台	CB11N
33	CB11F 井组平台	CB11F	71	CB26 采修一体化平台	CB26
34	CB11G 井组平台	CB11G	72	CB22E 井组平台	CB22E
35	CBX501 单井平台 (CBG5)	CBX501 单	73	CB701 井组平台	CB701

序号	平台名称	平台简称	序号	平台名称	平台简称
36	CBG1 单井平台	CBG1 单	74	CB1F 采修一体化平台	CB1F
37	CB253 单井平台	CB253 单井	75	CB25F 水源井井组平台	CB25F
38	CB12 单井平台	CB12 单	76	CB273 井组平台	CB273

表 2.1-3 本次工程的混输管线名称列表

序号	混输管线名称	管线长度 (m)	管线状态	建设/建成时间
1	CB11A—中心一号	668	在用	1995.11.6
2	CB11D—中心一号	1083	在用	1995.11.6
3	CB12A--中心一号	2752	在用	1999.8.2
4	CB12A--CBG1 单	231	在用	1999.8.7
5	CB22C-CB22A	1007	在用	1997.5.21
6	CB22D-CB22B	9218	在用	1997.8.28
7	CB22B-CB25B	6974	在用	1996.10.5
8	CB25B-CB22A	833.8	在用	1996.5.18
9	CB11D—CB22A	1295	在用	1996.5.18
10	CB11F—CB11G	1147	在用	1998.4.18
11	CB1C-CB25C	891	在用	1998.08.13
12	CB25C-CB25A	631	在用	1996.09.20
13	CB25A-CB25D	611	在用	1996.09.23
14	CB27A—CB271A	1716	在用	1998.01.31
15	CB271A—CB251A	733	在用	1997.11.20
16	CB251A—CB251B	794	在用	1996.09.20
17	CB251D--CB251C	955	在用	1999.11.10
18	CB251C—CB251B	1595	在用	1997.07.10
19	CB25D—CB251B	1378	在用	1996.10.25
20	CB251B—中心二号	1624	在用	1997.12.31
21	CB20B-CB20A	1262	在用	1999.12.26
22	CB4C-CB4B	1100	在用	2000.07.07
23	CB4B-CB4A	1262	在用	2000.02.01
24	CB6A-CB6B	1357	在用	1999.11.20
25	CB6B-CB1A	1072	在用	1998.10.20
26	CB6C-CB1B	1377	在用	1999.06.16
27	CB1B-CB1A	1253	在用	1999.06.16
28	CB1A-中心二号	3194	在用	1998.09.16
29	CB35 单—CB35	330	在用	1999
30	CB20 单-CB20A	308	在用	1999.06.02
31	CB25A—CB25B	719	在用	2014.12.17
32	CB35—海一站	3680	在用	2002.12
33	CB11E—CB11F	907	在用	1996.8.13
34	CB11 单—中心一号	300	停用	1995.11.6
35	CB4A-CB1A	2983	在用	1999.12.28
36	SHG2 单-CB6C	650	在用	2000.07.22
37	CB12 单-CB12A	723	停用	2002.4.11
38	CB12B - CB12A	1200	在用	2000.11.6

序号	混输管线名称	管线长度 (m)	管线状态	建设/建成时间
39	CB12C-CB12B	1480	在用	2001.5.20
40	CB701-CB12B	1970	在用	2007.4.18
41	CBX501 单-CB12C	680	在用	2000.8.8
42	CB253 单—CB22C	803	在用	2002.12.1
43	中心一号-CB22C 井组-中心二 号	2650	在用	2006.8.6
44	CB22E-CB22A	600	在用	2008.10.12
45	CBG6-CB11A	1000	停用	2005.11
46	CB11E-CB11D	720	在用	2002.6.3
47	CB244 单-CB11G	2089.8	停用	2005.11
48	CB11F—CB26	1450	在用	2006.10.18
49	CB4B-CB243A	1762	在用	2003.10.07
50	CB6D-CB6C	993	在用	2005.09.13
51	CB1D-CB1A	720	在用	2002.02.16
52	CB502 单—CB20 单	390	停用	1999.06.02
53	CB271 单-CB271A	1117	停用	2004.02.20
54	CB1A-CB1F	538	在用	2008.04.15
55	CB273-CB1C	2212	在用	2008.10.16
56	CB25A-中心二号	589	在用	2008.09.30
57	中心一号-海三站 457	8320	在用	2002.10.2
58	中心一号-海三站	8610	在用	2011.12.7

备注：1、中心一号-海三站 457、中心一号-海三站两条输油管道长度仅为起点至登陆点的海底管线长度，不包含陆上段长度。2、停用的管线后续不再启用。

表 2.1-4 本次工程的注水管线名称列表

序号	注水管线名称	管线长度(m)	管线状态	建设/建成时间
1	CB22A-CB11F	1146	在用	2000.7.1
2	CB22C-CB22A	1069	在用	1998.11.11
3	中心二号-CB22C	1129	在用	1998.11.11
4	CB251A-CB251C	1539	在用	2000.10.25
5	CB11F-CB11G	1213	在用	2009.5.26
6	中心二号—中心一号	2769	在用	1997.12.31
7	中心一号-CB11M	1170	在用	2006.12.4
8	CB11E-CB11D	695	在用	2000.11.18
9	CB11F-CB11E	968	在用	2000.9.4
10	CB26-CB11F	1578.41	在用	2008.12.17
11	中心一号-CB12A	2600	在用	2003.3.26
12	CB12A-CB12B	1342	在用	2003.5.16
13	CB12B-CB12C	1482	在用	2003.5.16
14	CB12C-CB20 单	997	在用	2004.3.11
15	CB22A-CB25B	861	在用	2000.12.13
16	CB22B-CB22D	990	在用	2000.12.13
17	CB25B-CB22B	769	在用	2000.10.23
18	CB22D-CB4A	3170	在用	2002.7.14
19	CB12B-CB701	1833	在用	2008.7.14
20	CB22A - CB22E	619	在用	2009.7.7

序号	注水管线名称	管线长度(m)	管线状态	建设/建成时间
21	CB25A-CB25C	714	在用	2001.11.28
22	CB1C-CB1B	1319	在用	2002.02.01
23	CB25C-CB1C	810	在用	2002.02.01
24	中心二号-CB25A	615	在用	2000.10.01
25	中心二号-CB25D	516	在用	2002.02.18
26	CB25D-CB251B	1428	在用	2000.10.23
27	CB251B-CB251A	818	在用	2000.11.23
28	CB251A-CB271A	745	在用	2002.03.15
29	CB271A-CB27A	1630	在用	2002.03.15
30	CB251C-CB251D	1068	在用	2001.05.22
31	CB20A-CB20B	1430	在用	2001.06.20
32	CB1B-CB6B	1250	在用	2001.11.28
33	CB6A-CB6B	1293	在用	2003.05.27
34	CB6B-CB1A	1156	在用	2003.07.03
35	CB1B-CB6C	1416	在用	2002.03.08
36	CB4A-CB4B	1184	在用	2002.06.03
37	CB4B-CB4C	1099	在用	2002.07.09
38	CB251A -CB251 单	336	在用	2001.12.07
39	CB20A -CB20 单	255	在用	2005.05.26
40	CB6A-SH6 单	536	停用	2003.05.27
41	CB6A-CB6D	1406	在用	2005.10.01
42	CB251B-CB20A	1098	在用	2001.6.23
43	CB1C-CB273	2237	在用	2009.08.05

表 2.1-5 本次工程的海底电缆名称列表

序号	海底电缆	管线长度 (m)	管线状态	建设/建成时间
1	CB11A-中心一号	870	在用	1995.11.6
2	CB11D-中心一号	1400	在用	2003.5.9
3	CB12A-中心一号	2800	在用	1999.8.7
4	CB11A—CB11B	730	在用	1995.11.6
5	CB11D—CB11E	768	在用	1995.11.6
6	CB11F—CB11G	1330	在用	1998.4.18
7	CBG5--CB12B	1250	在用	2000.8.12
8	CB11D-CB22A	1270	在用	1996.5.18
9	CB22A-CB22C	1025	在用	2002.1.11
10	CB22B-CB22D	1080	在用	1997.8.28
11	CB22B-CB25B	795	在用	1996.10.5
12	CB25A—CB25C	710	在用	2003.07.20
13	CB25A—CB25B	750	在用	1996.10.20
14	CB25A—CB25D	664	在用	1998.09.13
15	CB1C-CB25C	976	在用	1998.08.13
16	CB251A—CB251B	1280	在用	1996.09.20
17	CB251A—CB271A	1050	在用	1997.11.20
18	CB251B—CB251C	1800	在用	1997.07.10
19	CB251B—CB25D	1170	在用	1996.10.25

序号	海底电缆	管线长度 (m)	管线状态	建设/建成时间
20	中心二号-海三站滩海变 (3511)	10372	在用	1998.10.01
21	CB20A-CB251C	2100	在用	1998.04.27
22	中心二号-CB25D	498	在用	1998.08.04
23	中心二号--CB1A	3014	在用	1998.09.16
24	CB1A-CB6B	1156	在用	1998.10.20
25	CB6A-CB6B	1400	在用	1999.11.10
26	CB251C-CB251D	1200	在用	1999.11.10
27	CB20A-CB20B	1280	在用	1999.12.08
28	CB4A-CB4B	1260	在用	1999.12.26
29	CB4B-CB4C	1320	在用	2000.02.01
30	CB1A-CB1B	1390	在用	1999.06.06
31	CB20 单-CB20A	403	在用	1999.07.15
32	CB1B-CB6C	1491	在用	1999.06.06
33	SHG2 单-CB6C (3KV)	690	在用	2000.12.12
34	CB27A-CB271A	1800	在用	2002.02.09
35	CB35 单-CB35	330	在用	1994.1
36	CB35-海一站	3720	在用	2003.7
37	CB4A-中心二号	5755	在用	2003.10.7
38	CB11E—CB11F	970	在用	1996.8.13
39	CB11 单-中心一号	360	停用	2002.1.23
40	CB22 单-CB22A	750	停用	1996.9.28
41	SH6 单-CB6A	670	停用	1999.11.21
42	CB11M-中心一号	1120	在用	2006.12.4
43	中心一号-中心二号	2821	在用	2002.9.1
44	CB244 单-CB11G	2310	停用	2005.10.10
45	CB11B-CB11G	2300	在用	2006.6.12
46	CB26-CB1F	1713	在用	2008.4.7
47	CB26 (中心三号)-海洋变	12957	在用	2009.7.22
48	CB26 (中心三号)-CB11N	2156	在用	2009.7.22
49	CB12A--CB12B	1400	在用	2005.7.18
50	CBG5--CB12C	740	在用	2001.5.20
51	CB12 单-CB12A	850	在用	2002.6.24
52	CB22A-CB22E	610	在用	2009.10.23
53	中心二号-CB25B-CB22A	840	在用	1996.5.18
54	CB253 单-CB22C	970	在用	2002.12.17
55	CB701-CBG5	1612	在用	2007.4.18
56	CB25A—CB25C	710	在用	1996.09.20
57	CB1C-CB1D	1350	在用	2002.03.08
58	中心二号-滩海变 (3512)	9858	在用	1998.03.16
59	中心二号-CB25A	1234	在用	1998.08.04
60	CB20A (CB20C)-CBG5 单	1780	在用	2000.08.04
61	中心二号-CB20A	2945	在用	2000.09.22
62	SHG2 单-CB6C	690	在用	2000.12.09
63	CB20 单-CB20A	440	在用	2001.06.19
64	CB502 单-CB20A	450	停用	2001.11.22

序号	海底电缆	管线长度 (m)	管线状态	建设/建成时间
65	CB243A-CB4A-中心二号	9038	在用	2003.10.07
66	CB271A-CB271 单	1070	停用	2004.02.17
67	CB243A-CB4C	2010	在用	2004.10.30
68	中心二号-CB25B	1250	在用	2003.08.13
69	CB1D-CB1B	1000	在用	2003.09.24
70	中心二号-滩海变(3513)	10881	在用	2003.12.10
71	CB6A-CB6D	1680	在用	2005.08.31
72	CB243A-CB246A	8020	在用	2004.11.11
73	CB4A-CB6E	2793	在用	2005.11.27
74	CB6C-CB6D	1300	在用	2005.11.02
75	CB251D-CB27A	2356	在用	2006.08.24
76	CB243A-CB26	4838	在用	2006.10.12
77	CB273-CB1C	2553	在用	2008.10.15
78	中心二号-CB25B	960	在用	2008.09.09
79	CB1F-CB1A	610	在用	2011.07.01

表 2.1-6 本次工程的天然气管线名称列表

序号	天然气管线名称	管线长度 (m)	管线状态	建设/建成时间
1	中心二号-CBG5-登陆点(海三站)天然气管线	11600	在用	2000.07.01
2	中心一号-海三站	8622	在用	1995.10.28

(2) 不再复产的平台及不再使用的管线电缆

表 2.1-7 不再复产的平台名称列表

序号	停产平台	序号	停产平台
1	CB151 井组平台(CB151 单)	8	CB22 单井平台
2	CB21A 井组平台(CB21 单)	9	CB242 井组平台
3	SHG1 单井平台	10	SH6 单井平台
4	CB502 单井平台	11	SH1 单井平台
5	CB12 单井平台	12	CB244 单井平台
6	CB11 单井平台	13	CB271 单井平台
7	CBG6 单井平台	总计	13 座

表 2.1-8 后续不再使用的混输管线列表

序号	不再使用的混输管线	管线长度 (m)	管线状态	建设/建成时间
1	CB11 单—中心一号	300	停用	1995.11.6
2	CB12 单-CB12A	723	停用	2002.4.11
3	CBG6-CB11A	1000	停用	2005.11
4	CB244 单-CB11G	2089.8	停用	2005.11
5	CB502 单—CB20 单	390	停用	1999.06.02
6	CB271 单-CB271A	1117	停用	2004.02.20

表 2.1-9 后续不再使用的注水管线列表

序号	不再使用的注水管线	管线长度(m)	管线状态	建设/建成时间
1	CB6A-SH6 单	536	停用	15

表 2.1-10 后续不再使用的海底电缆列表

序号	不再使用的海底电缆	管线长度(m)	管线状态	建设/建成时间
1	CB11 单-中心一号	360	停用	2002.1.23
2	CB22 单-CB22A	750	停用	1996.9.28
3	SH6 单-CB6A	670	停用	1999.11.21
4	CB244 单-CB11G	2310	停用	2005.10.10
5	CB502 单-CB20A	450	停用	2001.11.22
6	CB271A-CB271 单	1070	停用	2004.02.17

(3) 继续运营的平台及管线电缆

表 2.1-11 继续运营的平台详见下表

序号	继续运营的平台	平台简称	序号	继续运营的平台	平台简称
1	中心一号平台 (CB11C 井组平台)	中心一号	33	CB253 单井平台	CB253 单
2	CB11A 井组平台	CB11A	34	CB1A 采修一体化平台	CB1A
3	CB11B 井组平台	CB11B	35	CB1B 采修一体化平台	CB1B
4	CB11D 井组平台	CB11D	36	CB25A 井组平台	CB25A
5	CB22A 井组平台	CB22A	37	CB20A 井组平台	CB20A
6	CB22B 井组平台	CB22B	38	CB20B 井组平台	CB20B
7	CB22C 井组平台	CB22C	39	CB20 单井平台	CB20 单
8	CB22D 井组平台	CB22D	40	CB25C 井组平台 (CB25E、 CB25GA)	CB25C
9	CB35 井组平台	CB35	41	CB25D 井组平台	CB25D
10	CB35 单井平台	CB35 单	42	CB251A 井组平台 (CB251E)	CB251A
11	SH8 单井平台	SH8 单	43	CB251B 井组平台	CB251B
12	CBG4A 井组平台	CBG4A	44	CB251C 井组平台	CB251C
13	CBG4 单井平台	CBG4 单	45	CB251D 井组平台	CB251D
14	CB25B 井组平台	CB25B	46	CB1C 采修一体化平台	CB1C
15	CB12A 井组平台 (CBG100)	CB12A	47	CB11H 井组平台	CB11H
16	CB251 单井平台	CB251 单	48	CB11K 井组平台	CB11K
17	CB27A 井组平台	CB27A	49	CB12B 井组平台	CB12B
18	CB271A 井组平台	CB271A	50	CB1D 井组平台	CB1D
19	CB4A 井组平台 (CB4AG)	CB4A	51	CB12C 井组平台	CB12C
20	CB4B 井组平台	CB4B	52	CB246A 井组平台	CB246A

序号	继续运营的平台	平台简称	序号	继续运营的平台	平台简称
21	CB4C 井组平台	CB4C	53	CB11M 井组平台	CB11M
22	CB6A 井组平台	CB6A	54	CB6D 井组平台	CB6D
23	CB6B 采修一体化平台	CB6B	55	CB6E 井组平台	CB6E
24	CB6C 采修一体化平台	CB6C	56	CB243A 井组平台	CB243A
25	中心二号平台	中心二号	57	CB11N 采修一体化平台	CB11N
26	SHG2 单井平台	SHG2 单	58	CB26 采修一体化平台	CB26
27	开发三号平台	开发三号	59	CB22E 井组平台	CB22E
28	CB11E 井组平台	CB11E	60	CB701 井组平台	CB701
29	CB11F 井组平台	CB11F	61	CB1F 采修一体化平台	CB1F
30	CB11G 井组平台	CB11G	62	CB25F 水源井井组平台	CB25F
31	CBX501 单井平台 (CBG5)	CBX501 单	63	CB273 井组平台	CB273
32	CBG1 单井平台	CBG1 单			

表 2.1-12 继续使用的混输管线名称

序号	继续使用的混输管线	管线长度 (m)	管线状态	建设/建成时间
1	CB11A—中心一号	668	在用	1995.11.6
2	CB11D—中心一号	1083	在用	1995.11.6
3	CB12A--中心一号	2752	在用	1999.8.2
4	CB12A--CBG1 单	231	在用	1999.8.7
5	CB22C-CB22A	1007	在用	1997.5.21
6	CB22D-CB22B	9218	在用	1997.8.28
7	CB22B-CB25B	6974	在用	1996.10.5
8	CB25B-CB22A	833.8	在用	1996.5.18
9	CB11D—CB22A	1295	在用	1996.5.18
10	CB11F—CB11G	1147	在用	1998.4.18
11	CB1C-CB25C	891	在用	1998.08.13
12	CB25C-CB25A	631	在用	1996.09.20
13	CB25A-CB25D	611	在用	1996.09.23
14	CB27A—CB271A	1716	在用	1998.01.31
15	CB271A—CB251A	733	在用	1997.11.20
16	CB251A—CB251B	794	在用	1996.09.20
17	CB251D--CB251C	955	在用	1999.11.10
18	CB251C—CB251B	1595	在用	1997.07.10
19	CB25D—CB251B	1378	在用	1996.10.25
20	CB251B—中心二号	1624	在用	1997.12.31
21	CB20B-CB20A	1262	在用	1999.12.26
22	CB4C-CB4B	1100	在用	2000.07.07
23	CB4B-CB4A	1262	在用	2000.02.01
24	CB6A-CB6B	1357	在用	1999.11.20
25	CB6B-CB1A	1072	在用	1998.10.20
26	CB6C-CB1B	1377	在用	1999.06.16

序号	继续使用的混输管线	管线长度 (m)	管线状态	建设/建成时间
27	CB1B-CB1A	1253	在用	1999.06.16
28	CB1A-中心二号	3194	在用	1998.09.16
29	CB35 单一CB35	330	在用	1999
30	CB20 单-CB20A	308	在用	1999.06.02
31	CB25A—CB25B	719	在用	2014.12.17
32	CB35—海一站	3680	在用	2002.12
33	CB11E—CB11F	907	在用	1996.8.13
34	CB4A-CB1A	2983	在用	1999.12.28
35	SHG2 单-CB6C	650	在用	2000.07.22
36	CB12B - CB12A	1200	在用	2000.11.6
37	CB12C-CB12B	1480	在用	2001.5.20
38	CB701-CB12B	1970	在用	2007.4.18
39	CBX501 单-CB12C	680	在用	2000.8.8
40	CB253 单一CB22C	803	在用	2002.12.1
41	中心一号-CB22C 井组- 中心二号	2650	在用	2006.8.6
42	CB22E-CB22A	600	在用	2008.10.12
43	CB11E-CB11D	720	在用	2002.6.3
44	CB11F—CB26	1450	在用	2006.10.18
45	CB4B-CB243A	1762	在用	2003.10.07
46	CB6D-CB6C	993	在用	2005.09.13
47	CB1D-CB1A	720	在用	2002.02.16
48	CB1A-CB1F	538	在用	2008.04.15
49	CB273-CB1C	2212	在用	2008.10.16
50	CB25A-中心二号	589	在用	2008.09.30
51	中心一号-海三站 457	8320	在用	2002.10.2
52	中心一号-海三站	8610	在用	2011.12.7

备注：1、中心一号-海三站 457、中心一号-海三站两条输油管道长度仅为起点至登陆点的海底管线长度，不包含陆上段长度。2、停用的管线后续不再启用。

表 2.1-13 继续使用的注水管线名称

序号	继续使用的注水管线	管线长度(m)	管线状态	建设/建成时间
1	CB22A-CB11F	1146	在用	2000.7.1
2	CB22C-CB22A	1069	在用	1998.11.11
3	中心二号-CB22C	1129	在用	1998.11.11
4	CB251A-CB251C	1539	在用	2000.10.25
5	CB11F-CB11G	1213	在用	2009.5.26
6	中心二号—中心一号	2769	在用	1997.12.31
7	中心一号-CB11M	1170	在用	2006.12.4
8	CB11E-CB11D	695	在用	2000.11.18
9	CB11F-CB11E	968	在用	2000.9.4
10	CB26-CB11F	1578.41	在用	2008.12.17
11	中心一号-CB12A	2600	在用	2003.3.26
12	CB12A-CB12B	1342	在用	2003.5.16
13	CB12B-CB12C	1482	在用	2003.5.16

序号	继续使用的注水管线	管线长度(m)	管线状态	建设/建成时间
14	CB12C-CB20 单	997	在用	2004.3.11
15	CB22A-CB25B	861	在用	2000.12.13
16	CB22B-CB22D	990	在用	2000.12.13
17	CB25B-CB22B	769	在用	2000.10.23
18	CB22D-CB4A	3170	在用	2002.7.14
19	CB12B-CB701	1833	在用	2008.7.14
20	CB22A - CB22E	619	在用	2009.7.7
21	CB25A-CB25C	714	在用	2001.11.28
22	CB1C-CB1B	1319	在用	2002.02.01
23	CB25C-CB1C	810	在用	2002.02.01
24	中心二号-CB25A	615	在用	2000.10.01
25	中心二号-CB25D	516	在用	2002.02.18
26	CB25D-CB251B	1428	在用	2000.10.23
27	CB251B-CB251A	818	在用	2000.11.23
28	CB251A-CB271A	745	在用	2002.03.15
29	CB271A-CB27A	1630	在用	2002.03.15
30	CB251C-CB251D	1068	在用	2001.05.22
31	CB20A-CB20B	1430	在用	2001.06.20
32	CB1B-CB6B	1250	在用	2001.11.28
33	CB6A-CB6B	1293	在用	2003.05.27
34	CB6B-CB1A	1156	在用	2003.07.03
35	CB1B-CB6C	1416	在用	2002.03.08
36	CB4A-CB4B	1184	在用	2002.06.03
37	CB4B-CB4C	1099	在用	2002.07.09
38	CB251A -CB251 单	336	在用	2001.12.07
39	CB20A -CB20 单	255	在用	2005.05.26
40	CB6A-CB6D	1406	在用	2005.10.01
41	CB251B-CB20A	1098	在用	2001.6.23
42	CB1C-CB273	2237	在用	2009.08.05

表 2.1-14 继续使用的海底电缆名称

序号	继续使用的海底电缆	管线长度 (m)	管线状态	建设/建成时间
1	CB11A-中心一号	870	在用	1995.11.6
2	CB11D-中心一号	1400	在用	2003.5.9
3	CB12A-中心一号	2800	在用	1999.8.7
4	CB11A—CB11B	730	在用	1995.11.6
5	CB11D—CB11E	768	在用	1995.11.6
6	CB11F—CB11G	1330	在用	1998.4.18
7	CBG5--CB12B	1250	在用	2000.8.12
8	CB11D-CB22A	1270	在用	1996.5.18
9	CB22A-CB22C	1025	在用	2002.1.11
10	CB22B-CB22D	1080	在用	1997.8.28
11	CB22B-CB25B	795	在用	1996.10.5
12	CB25A—CB25C	710	在用	2003.07.20
13	CB25A—CB25B	750	在用	1996.10.20

序号	继续使用的海底电缆	管线长度 (m)	管线状态	建设/建成时间
14	CB25A—CB25D	664	在用	1998.09.13
15	CB1C-CB25C	976	在用	1998.08.13
16	CB251A—CB251B	1280	在用	1996.09.20
17	CB251A—CB271A	1050	在用	1997.11.20
18	CB251B—CB251C	1800	在用	1997.07.10
19	CB251B—CB25D	1170	在用	1996.10.25
20	中心二号-海三站滩海变 (3511)	10372	在用	1998.10.01
21	CB20A-CB251C	2100	在用	1998.04.27
22	中心二号-CB25D	498	在用	1998.08.04
23	中心二号--CB1A	3014	在用	1998.09.16
24	CB1A-CB6B	1156	在用	1998.10.20
25	CB6A-CB6B	1400	在用	1999.11.10
26	CB251C-CB251D	1200	在用	1999.11.10
27	CB20A-CB20B	1280	在用	1999.12.08
28	CB4A-CB4B	1260	在用	1999.12.26
29	CB4B-CB4C	1320	在用	2000.02.01
30	CB1A-CB1B	1390	在用	1999.06.06
31	CB20 单-CB20A	403	在用	1999.07.15
32	CB1B-CB6C	1491	在用	1999.06.06
33	SHG2 单-CB6C (3KV)	690	在用	2000.12.12
34	CB27A-CB271A	1800	在用	2002.02.09
35	CB35 单-CB35	330	在用	1994.1
36	CB35-海一站	3720	在用	2003.7
37	CB4A-中心二号	5755	在用	2003.10.7
38	CB11E—CB11F	970	在用	1996.8.13
39	CB11M-中心一号	1120	在用	2006.12.4
40	中心一号-中心二号	2821	在用	2002.9.1
41	CB11B-CB11G	2300	在用	2006.6.12
42	CB26-CB1F	1713	在用	2008.4.7
43	CB26 (中心三号)-海洋变	12957	在用	2009.7.22
44	CB26 (中心三号)-CB11N	2156	在用	2009.7.22
45	CB12A--CB12B	1400	在用	2005.7.18
46	CBG5--CB12C	740	在用	2001.5.20
47	CB12 单-CB12A	850	在用	2002.6.24
48	CB22A-CB22E	610	在用	2009.10.23
49	中心二号-CB25B-CB22A	840	在用	1996.5.18
50	CB253 单-CB22C	970	在用	2002.12.17
51	CB701-CBG5	1612	在用	2007.4.18
52	CB25A—CB25C	710	在用	1996.09.20
53	CB1C-CB1D	1350	在用	2002.03.08
54	中心二号-滩海变 (3512)	9858	在用	1998.03.16
55	中心二号-CB25A	1234	在用	1998.08.04
56	CB20A (CB20C)-CBG5 单	1780	在用	2000.08.04
57	中心二号-CB20A	2945	在用	2000.09.22
58	SHG2 单-CB6C	690	在用	2000.12.09

序号	继续使用的海底电缆	管线长度 (m)	管线状态	建设/建成时间
59	CB20 单-CB20A	440	在用	2001.06.19
60	CB243A-CB4A-中心二号	9038	在用	2003.10.07
61	CB243A-CB4C	2010	在用	2004.10.30
62	中心二号-CB25B	1250	在用	2003.08.13
63	CB1D-CB1B	1000	在用	2003.09.24
64	中心二号-滩海变(3513)	10881	在用	2003.12.10
65	CB6A-CB6D	1680	在用	2005.08.31
66	CB243A-CB246A	8020	在用	2004.11.11
67	CB4A-CB6E	2793	在用	2005.11.27
68	CB6C-CB6D	1300	在用	2005.11.02
69	CB251D-CB27A	2356	在用	2006.08.24
70	CB243A-CB26	4838	在用	2006.10.12
71	CB273-CB1C	2553	在用	2008.10.15
72	中心二号-CB25B	960	在用	2008.09.09
73	CB1F-CB1A	610	在用	2011.07.01

表 2.1-15 继续使用的天然气管线名称

序号	继续使用的天然气管线	管线长度 (m)	管线状态	建设/建成时间
1	中心二号-CBG5-登陆点(海三站)天然气管线	11600	在用	2000.07.01
2	中心一号-海三站	8622	在用	1995.10.28

2.1.2.2 工程总体布局

本工程平台和管线坐标见下表。工程总体布局图见图 2.1-2。

表 2.1-16 海上平台坐标

表 2.1-17 混输管线坐标

表 2.1-18 注水管道坐标

表 2.1-19 海底电缆坐标

表 2.1-20 海底输气管线坐标

图 2.1-2 本工程总体平面布局示意图

图 2.1-3 本工程及依托的海上工程总体布局示意图

2.1.3 不再复产平台概况

本次工程，不再复产的平台共计 13 座，后续拆除或者改做他用不在本次评价范围之内。

后续不再复产的平台情况详见下表。

表 2.1-21 不再复产平台概况一览表

序号	停产平台	井号	井别	集输方式	停产时间	封井时间	后续处置措施
1	CB151	CB151	油井	拉油	2014 年 9 月	计划报废封井	不再复产，后续拆除或者改做他用不在本次评价范围之内。
		CB151-1	油井	拉油	2005 年 1 月	2014 年已永久封井	
		CB151-2	油井	拉油	2004 年 7 月	2014 年已永久封井	
2	CB21A	CB21	油井	拉油	2010 年 6 月	2013 年已永久封井	
		CB21A-1	油井	拉油	2005 年 7 月	2013 年已永久封井	
		CB21A-2	油井	拉油	2004 年 7 月	2013 年已永久封井	
3	SHG1 单	SHG1	油井	拉油	2015 年 11 月	计划报废封井	
4	CB242	CB242	油井	拉油	1996 年 8 月	2015 年已永久封井	
5	CB502 单	CB502	油井	海管	2009 年 12 月	2017 年已永久封井	
6	CB12 单	CB12	油井	海管	2008 年 1 月	2017 年已永久封井	
7	CB11 单	CB11	油井	海管	2011 年 3 月	2014 年已永久封井	
8	CBG6 单	CBG6	油井	海管	2006 年 7 月	2014 年已永久封井	
9	CB22 单	CB22	油井	海管	2008 年 11 月	2008 年已封井	
10	CB244 单	CB244	油井	海管	2010 年 10 月	2016 年已永久封井	
11	SH1 单	SH1	油井	海管	1998 年 8 月	2011 年已永久封井	
12	SH6 单	SH6	注水井	海管	2013 年 11 月	2015 年已永久封井	
13	CB271 单	CB271	油井	海管	2011 年 10 月	2016 年已永久封井	

2.1.3.1 封井原因

(1) CB151 井组平台（CB151 单井）

包括井组平台油井 2 口和 CB151 单井，属于埕岛油田南部断块，该井控制地质储

量为 140 万吨，标定可采储量 28.2 万吨，目前累计产油量约 21.97 万吨，剩余可采储量 6.23 万吨。该单井平台投产后长期采用油轮拉油的生产方式。CB151-1 井于 2005 年 1 月停产，2014 年永久封井；CB151-2 井于 2004 年 7 月停产，2014 年永久封井；CB151 井 2014 年 9 月停产，后续无复产计划。

(2) CB21A 井组平台 (CB21 单井)

包括井组平台油井 2 口和 CB21 单井，属于埕岛油田南部断块，该井控制地质储量为 111 万吨，标定可采储量 22.2 万吨，目前累计产油量约 5.77 万吨，剩余可采储量 16.43 万吨。该单井平台投产后长期采用油轮拉油的生产方式。2013 年，三口油井全部永久封井，后续无复产计划。

(3) SHG1 单井平台

SHG1 单井平台，属于埕岛油田潜山油藏，该井控制地质储量 62 万吨，可采储量约 12.2 万吨，目前累计采油量 7.2 万吨，剩余可采储量 5.0 万吨。投产后实行油轮拉油的生产方式。2015 年 11 月停产，后续无复产计划。

(4) CB242 单井平台

CB242 井组平台，属于埕岛油田潜山油藏 CB242 区块，生产层位古生界，该区块动用地质储量 249 万吨，可采储量约 18 万吨，目前累计采油量 13.4 万吨，剩余可采储量 4.6 万吨。该井投产后长期自喷生产，地层压力逐渐下降，停喷。2015 年已永久封井，后续无复产计划。

(5) CB502 单井平台

CB502 单井平台属于埕岛油田南部断块，该井控制地质储量为 50 万吨，标定可采储量 12.7 万吨，目前累计产油量 9.4 万吨，剩余可采储量 3.3 万吨。该井 2009 年因电缆故障躺井。南部断块油田属于底水油藏，长期生产导致底水上升。2017 年已永久封井，后续无复产计划。

(6) CB12 单井平台

CB12 单井平台属于埕岛油田主体馆陶组油藏南区，控制地质储量 56 万吨，标定可采储量约 10.12 万吨，目前累计采油量 8.39 万吨，剩余可采储量 1.73 万吨 2008 年故障躺井未恢复，躺井前含水达到 86.9%。2017 年已永久封井，后续无复产计划。

(7) CB11 单井平台

CB11 单井平台属于埕岛油主体馆陶组中区，该井控制地质储量 48 万吨，可采储量约 13.8 万吨，目前累计采油量 4.9 万吨，剩余可采储量 8.9 万吨。注入水单向突破造

成油井高含水，2011 年该井故障关井后未恢复。2014 年已永久封井，后续无复产计划。

(8) CBG6 单井平台

CBG6 单井平台，属于埕岛油田潜山油藏，生产层位中生界，该井控制地质储量 39 万吨，可采储量约 4.1 万吨，目前累计采油量 1.4 万吨，剩余可采储量 2.7 万吨。CBG6 区块属于块状油藏，底水活跃，气井生产后期底水锥进造成含水较高。2014 年已永久封井，后续无复产计划。

(9) CB22 单井平台

CB22 单井平台，属于埕岛油主体馆陶组中区，该井控制地质储量 52 万吨，可采储量约 14.1 万吨，目前累计采油量 10.7 万吨，剩余可采储量 3.4 万吨。该井砂体发育范围较小，长期生产造成地层压力下降。2008 年进行了封井，后续无复产计划。

(10) CB244 单井平台：

CB244 单井平台，属于埕岛油田潜山油藏 CB242 区块，生产层位古生界，该区块动用地质储量 249 万吨，可采储量约 18 万吨，目前累计采油量 13.4 万吨，剩余可采储量 4.6 万吨。该井投产后长期自喷生产，地层压力逐渐下降，停喷。2016 年已永久封井，后续无复产计划。

(11) SH1 单井平台

SH1 单井平台，埕岛油主体馆陶组中区，该井可采储量约 26.8 万吨，目前累计采油量 20.2 万吨，剩余可采储量 6.6 万吨，1998 年 8 月停产。2011 年已永久封井，后续无复产计划。

(12) SH6 单井平台

SH6 单井平台，埕岛油主体馆陶组北区，为注水井。因长期笼统注水，单层吸水强度大，注水突破较快，造成油井含水率上升。2015 年已永久封井，后续无复产计划。

(13) CB271 单井平台

CB271 单平台于 2011 年 10 月停产，2016 年永久封井，后续无复产计划。

2.1.3.2 封井依据

建设单位依据下面文件相关要求进行了封井：

- (1) 《海洋石油安全管理细则》（国家安全生产监督管理总局令第 25 号令）；
- (2) 《海洋弃井作业规范》SY/T 6845-2011；
- (3) 《废弃井封井处置规范》QSH 0653-2015；
- (4) 《浅海采油与井下作业安全规程》SY 6321-2016；

- (5) 《井下作业井控技术规程》SY/T 6690-2016;
- (6) 《浅海石油作业井控规范》SY 6432-2010;
- (7) 《含硫化氢油气井井下作业推荐作法》SY/T 6610-2014;
- (8) 《作业施工环境保护管理规范》Q/SH1020 1731-2006;
- (9) 《中国石化井控管理规定》2015.06.26;
- (10) 《中国石油化工股份有限公司废弃井管理办法》2016.05.16;
- (11) 《胜利油田分公司井控管理实施细则》2016.05.23。

2.1.3.3 封井程序

封井的基本程序如下:

- (1) 起原井: 打捞原井管柱;
- (2) 清理井筒: 拔滤 (防砂管);
- (3) 注灰封堵挤注油层, 候凝 24-48 小时, 试压 15MPa, 30min 压降不超过 0.5Mpa 合格;
- (4) 在油层上头打厚度 100-200 米水泥塞, 候凝 24-48 小时, 试压 15MPa, 30min 压降不超过 0.5Mpa 合格;
- (5) 在井口 30m 以下注灰塞厚度 100-200 米, 候凝 24-48 小时, 试压 15MPa, 30min 压降不超过 0.5Mpa 合格;
- (6) 切割表层套管、油层套管、隔水管至泥面以下 4-30 米。

2.1.4 地质油藏概况

2.1.4.1 地层特征

埕岛油田共发育新生界 (明化镇组、馆陶组、东营组、沙河街组)、中生界、古生界、太古界等多套含油层系, 纵向上含油层系多、厚度大、井段长, 馆陶组为主要含油层系, 储层为一套砂泥岩间互的河流相沉积, 物性好, 油层渗透率、孔隙度高, 油层非均质性严重。

馆陶组为埕岛地区主要的含油层系, 具有明显的二分性, 下段为一套灰色块状含砾砂岩、砾状砂岩、粗砂岩及细砂岩夹灰褐色、紫红色泥岩, 自下向上岩性变细, 顶部泥岩较发育。

馆陶组上段下部砂岩、含砾砂岩发育, 中部为细砂岩、粉砂岩与泥岩不等厚互层, 上部以泥岩为主夹粉细砂岩, 局部地区砂岩发育。明化镇组地层厚度约 800m, 为一套

冲积平原沉积，以棕红色泥岩为主夹粉细砂岩，为埕岛地区良好的区域盖层。

2.1.4.2 储层特征

2.1.4.3 主力油藏特征

2.1.5 原油、天然气基本性质

原油和天然气基本性质见下表。

表 2.1-22 原油物性数据表

特性	数据	特性	数据
密度 (20℃) kg/m ³	931.6~935.6	含胶 (%)	25.6~26.8
粘度 (50℃) mPa·s	145.9~212.2	沥青质 (%)	1.5
凝固点 (℃)	-5~-4	含盐量, ω 砂 mg/L NaCL	157~243
外输含水 (%)	49.5~52.1	含砂, ω 砂 %	0.011~0.015
析蜡点 (℃)	28~29.5	酸值 mg KOH	1.34~1.53
含蜡 (%)	11.6~12.2	初馏点 (℃)	66.7~73.6
含硫量 (%)	0.24~0.27	馏分 (%) (300℃)	8.86~11.6

表 2.1-23 天然气物性数据表

相对 密度	摩尔百分含量										
	CO ₂ %	N ₂ %	C1 %	C ₂ %	C ₃ %	iC ₄ %	nC ₄ %	iC ₅ %	nC ₅ %	C ₆ %	C ₇ %
0.597	0.470	0.326	92.250	2.506	1.596	0.031	0.124	0.041	0.023	0.060	0.112
2~0.5	7~0.6	4~0.4	6~94.5	8~2.6	8~3.0	2~0.0	9~0.3	6~0.1	1~0.0	1~0.1	2~0.2
972	255	784	514	574	694	483	349	047	978	485	993

2.1.6 平台产能数据

本次工程包括平台 76 座,其中 13 座平台已经封井, 后续不再复产。

后续继续运营的 63 座平台的预测产能预测情况见下表。

表 2.1-24 本项目继续运营产能预测表

2.2 埕岛油田整体及主体区块基本概况

胜利埕岛海上油田自 1993 年正式开发至今已有 20 多年的历史，埕岛油田分为主体区块和东部区块。

主体区块平台总计 85 座，混输管道 68 条，注水管道 58 条，海底电缆 93 条，输气管线 3 条。

东部区块平台总计 29 座，混输管道 21 条，注水管道 2 条，海底电缆 22 条。

埕岛油田总体情况详见下表。

表 2.2-1 埕岛油田整体基本情况表

区块	所在环评报告名称	平台数量	输油管道数量	注水管道数量	电缆数量	输气管道数量	备注
主体区块	埕岛油田 76 座平台及配套工程（主体区块）	70	56	43	77	2	本次评价内容
	中心三号平台及海上配套&CB20A-中心二号输油管线工程	1	2	2	1	1	2013 年完成环评《埕岛中心三号平台及海上配套&CB20A—中心二号输油管线工程环境影响报告书》，并取得原国家海洋局批复，批复文号为“国海环字（2013）654 号”。
	埕岛油田主体及西北部开发工程	14	10	13	15	0	2014 年完成环评《埕岛油田主体及西北部开发工程环境影响报告书》，并取得原国家海洋局批复，批复文号为“国海环字[2014] 531 号”。
	合计	85	68	58	93	3	
东部区块	埕岛油田 76 座平台及配套工程（东部区块）	6	2	0	2	0	本次评价内容
	埕岛油田东部 7 座平台及配套工程	7	2	0	3	0	正在办理环评手续
	埕岛油田东部区块开发工程	9	9	0	9	0	2005 年完成环评《埕岛油田东部区块环境影响报告书》，并取得原国家海洋局批复，批复文号为“国海环字 [2005]72 号”
	埕岛油田东部区块开发工程	5	8	2	8	0	2014 年完成环评《埕岛油田东部区块环境影响报告书》，并取得原国家海洋局批复，批复文号为“国海环字[2014]532 号”。
	SH801、ZH101 平台弃置	2	0	0	0	0	环境影响评估报告已批复。
	合计	29	21	2	22	0	

埕岛油田平台主要可以分成中心平台、采修一体化平台、井组平台、单井平台 4 种平台类型：

(1) 中心平台共计 3 座，分别是中心一号平台、中心二号平台和中心三号平台。中心平台管辖的卫星平台（井组平台、采修一体化平台、部分单井平台）通过输油管道将生产物流送到中心平台集中处理，中心平台对生产物流进行初步的分离，分离出少量生产水在中心平台处理，其余绝大部分生产物流并管线送至陆上海三联合站（以下简称“海三联”或“海三站”）处理，分离出的天然气通过输气管线送至陆上天然气处理站。

(2) 井组平台一般由井口平台和计量平台两部分组成，两者以栈桥相连。井口平台上仅设采油树及工艺管线阀门等，计量平台上设配电间、油气加热、计量设施及配套的变配电、自控、通信系统等，自控信号传至中心平台的中控室进行监控，消防按照移动消防配备相应设施。井区生产出来的油气加热、计量后利用井口压力经海底输油管线输送到中心平台进行集中处理。井组平台电力由海底电缆供给，注水水源通过建海底注水管线供给。

(3) 采油修井一体化平台主要包括两大部分：一是固定采油平台（结构基础部分），主要是满足常规采油工艺需要和承载采修模块的重载荷；二是采修模块（移动部分），是可在各平台之间流动作业、灵活吊装搬运的专用修井设备。一体化平台的结构基础部分和埕岛油田内的固定式采油平台类似，包括计量平台、修井平台和栈桥 3 部分。移动部分由主体模块、修井机模块、生活楼模块和救生模块等组成。考虑了中后期生产时须简化修井设备和采油工艺、降低海上修井作业费用等问题。

采修一体化平台与井口平台相同，采出的油气加热、计量后利用井口压力经海底输油管线输送到中心平台进行集中处理。井组平台电力由海底电缆供给，注水水源通过建海底注水管线供给。

(4) 单井平台通常由一个井口平台组成，其上设置 1 口生产井或注水井，部分距离其它平台较近的单井平台通过管道进行输油或注水；部分采油用途的单井平台因距离中心平台较远目前采用船舶拉油的方式进行生产。

海底管线由输油管道、注水管道、输气管道和海底电缆组成，其中：

(1) 输油管道：主要输送卫星平台的井口采出液至中心平台，中心平台分离天然气后的油水混合物通过上陆输油管道输送至海三联进行分离处理。

(2) 注水管道：主要输送各中心平台和海三联处理合格的生产水至卫星平台进行

回注。

(3) 输气管道：中心一、二、三号平台分离的天然气通过输气管道输送至埕岛天然气预处理站进行处理。

(4) 海底电缆：平台供电主要来自于岸电，由海底电缆供电。

图 2.2-1 埕岛油田总体布局示意图

2.3 工程开发方案回顾

2.3.1 平台建设方案

2.3.1.1 平台基本信息

本工程共包含 76 座平台，其中 13 座平台已经封井，今后不再复产，后续拆除或者改做他用不在本次评价范围之内。今后不再复产的平台名称分别为：CB151、CB21A、SHG1 单、CB502 单、CB12 单、CB11 单、CBG6 单、CB22 单、CB242、CB244 单、SH1 单、SH6 单、CB271 单平台。

76 座平台中，有人值守平台共计 6 座，分别为：埕岛中心一号平台、埕岛中心二号、开发三号平台、CB11N 采修一体化平台、CB1F 采修一体化平台和 CB246A 井组平台。其余平台均为无人值守平台。

76 座平台基本信息见下表。

表 2.3-1 76 座平台基本信息

序号	平台名称	平台组成	建成时间	使用状态	设计使用年限 (年)	定员 (人)	是否超期服役	后续计划
1	埕岛中心一号	A 生产平台 50m×20m; 消防平台 17.1×16.0m; 生活平台 23.4m×17m; 动力平台 24m×29m; 井口平台 10.4m×8.9m; 储罐平台 27m×23m; B 生产平台 34.5m×24.8m (2018 年投用, 设计寿命 20 年)	1994 年	在用	B 生产平台为 20 年, 其他平台为 15 年	60	是	继续运行
2	CB11A	工艺平台 12.8m×11.5m; 加药平台 9.0m×9.0m	1993 年	在用	15	无人值守	是	继续运行
3	CB11B	工艺平台 15m×11.9m; 井口平台 8.0m×6.9m	1994 年	在用	15	无人值守	是	继续运行
4	CB11D	工艺平台 11.4m×10.4m; 井口平台 6.9m×5.5m	1995 年	在用	15	无人值守	是	继续运行
5	CB11E	工艺平台 10.0m×7.0m; 井口平台 6.85m×6.77m	1996 年	在用	15	无人值守	是	继续运行
6	CB11H	工艺平台 13.0m×12.0m; 井口平台 8.5m×7.5m	2002 年	在用	15	无人值守	是	继续运行
7	CB11 单	井口平台 6.0m×4.0m	1995 年	封井	15	无人值守	是	无复产计划, 后续拆除或者改做他用不在本次评价范围之内
8	CB12A	工艺平台 21.1m×18.8m; 井口平台 19.0m×16.5m; 修井平台 16.1m×11.0m	1999 年	在用	15	无人值守	是	继续运行
9	CB12B	工艺平台 16.4m×11.9m; 井口平台 7.0m×7.0m	2000 年 7 月	在用	15	无人值守	是	继续运行
10	CB12C	工艺平台 16.4m×11.9m; 井口平台 6.7m×6.7m	2001 年	在用	15	无人值守	是	继续运行

序号	平台名称	平台组成	建成时间	使用状态	设计使用年限 (年)	定员 (人)	是否超期服役	后续计划
11	CB12 单	工艺平台 5.5m×5.3m; 井口平台 6.0m×6.0m	1996 年	封井	15	无人值守	是	无复产计划, 后续拆除或者改做他用不在本次评价范围之内
12	CB22A	工艺平台 10.0m×9.0m; 井口平台 7.88m×6.44m	1996 年	在用	15	无人值守	是	继续运行
13	CB22C	工艺平台 14.0m×7.5m; 井口平台 7.85m×7.4m	1997 年	在用	15	无人值守	是	继续运行
14	CB22 单	井口平台 5.0m×5.0m	1997 年	封井	15	无人值守	是	无复产计划, 后续拆除或者改做他用不在本次评价范围之内
15	CBG1	井口平台 7.0m×7.0m	1997 年	在用	15	无人值守	是	继续运行
16	CBG6 单	井口平台 7.0m×7.0m	2002 年	封井	15	无人值守	是	无复产计划, 后续拆除或者改做他用不在本次评价范围之内
17	CBX501 单	工艺平台 12.0m×11.0m; 井口平台 11.0m×9.0m	1999 年	在用	15	无人值守	是	继续运行
18	CB253 单	井口甲板 4.9m×4.7m; 工艺平台甲板 7.7×7.6m	1995 年	在用	15	无人值守	是	继续运行
19	CB21A	CB21 井口 4m×4m; 井组井口: 3m×4m	2002 年	封井	15	无人值守	是	无复产计划, 后续拆除或者改做

序号	平台名称	平台组成	建成时间	使用状态	设计使用年限 (年)	定员 (人)	是否超期服役	后续计划
								他用不在本次评价范围之内
20	CB35	井口平台: 12m×7m; 工艺平台: 19m×13m	1993 年	在用	15	无人值守	是	继续运行
21	CB35 单	井口平台: 4m×4m; 工艺平台: 6m×6m	1994 年	在用	15	无人值守	是	继续运行
22	CB151	CB151 井口 8.8m×8.5m; 井组井口: 5.3m×3.5m	1994 年	封井	15	无人值守	是	无复产计划, 后续拆除或者改做他用不在本次评价范围之内
23	CB242	8m×8m	1995 年	封井	15	无人值守	是	无复产计划, 后续拆除或者改做他用不在本次评价范围之内
24	CBG4 单	8.4m×7.5m	1999 年	在用	15	无人值守	是	继续运行
25	CBG4A	井口平台: 9.3m×9.3m; 工艺平台: 18m×16m	2001 年	在用	15	无人值守	是	继续运行
26	开发三号	52.5m×23m	2002 年	在用	15	7	是	继续运行
27	SH8 单	16m×11m	1996 年	在用	15	无人值守	是	继续运行
28	SHG1 单	8m×6m	1996 年	封井	15	无人值守	是	无复产计划, 后续拆除或者改做他用不在本次评价范围之内

序号	平台名称	平台组成	建成时间	使用状态	设计使用年限 (年)	定员 (人)	是否超期服役	后续计划
29	埕岛中心二号	生活平台 32.2m×26m, 生产平台 32.2m×27.7m, 动力平台 31.4m×26.6m, 储罐 31m×27.6m 注水 28m×26m	1998 年	在用	15	64	是	继续运行
30	CB1C	工艺平台 21m×15.9m, 井口平台 18.5m×19.1m	1998 年	在用	15	无人值守	是	继续运行
31	CB20 单	工艺平台 6.5m×6.5m, 井口平台 3.8m×3.8m	1995 年	在用	15	无人值守	是	继续运行
32	CB20A	工艺平台 13.2m×15.1m, 井口平台 6.7m×5.8m	1998 年	在用	15	无人值守	是	继续运行
33	CB20B	工艺平台 11.1m×15.3m, 井口平台 7m×6.5m	1999 年	在用	15	无人值守	是	继续运行
34	CB25A	工艺平台 11.2m×11m, 井口平台 7.7m×6.8m	1995 年	在用	15	无人值守	是	继续运行
35	CB25C	工艺平台 17.5m×8.3m; CB25C 井口平台 6.3m×5.4m; CB25E 井口 9.3m×8.9m, CB25GA 井口 10.8m×9.1m	1996 年	在用	15	无人值守	是	继续运行
36	CB25D	工艺平台 10.5m×7.2m, 井口平台 6.7m×5.8m	1996 年	在用	15	无人值守	是	继续运行
37	CB27A	工艺平台 14.2m×6.3m, 井口平台 7m×6.6m	1998 年	在用	15	无人值守	是	继续运行
38	CB251 单	工艺井口 5.9m×5.7m	1994 年	在用	15	无人值守	是	继续运行
39	CB251A	工艺平台 15.1m×14m, CB251A 井口 7.3m×6.5m, CB251E 井口 6.8m×6.3m	1997 年	在用	15	无人值守	是	继续运行
40	CB251B	工艺平台 15m×8.9m, 井口平台 7.2m×6.7m	1997 年	在用	15	无人值守	是	继续运行
41	CB251C	工艺平台 14.3m×8.5m, 井口平台 8.2m×7m	1997 年	在用	15	无人值守	是	继续运行

序号	平台名称	平台组成	建成时间	使用状态	设计使用年限 (年)	定员 (人)	是否超期服役	后续计划
42	CB251D	工艺平台 13.5m×10.5m, 井口平台 9.3m×8.7m	1999 年	在用	15	无人值守	是	继续运行
43	CB271A	工艺平台 12.5m×8.6m, 井口平台 6.9m×6.8m	1997 年	在用	15	无人值守	是	继续运行
44	CB502 单	工艺井口 10.7m×10.6m	1999 年	封井	15	无人值守	是	无复产计划, 后续拆除或者改做他用不在本次评价范围之内
45	CB1A	井口平台: 19.5m×19m 工艺平台: 20.85m×16.9m	1998 年	在用	15	无人值守	是	继续运行
46	CB1B	井口平台: 19.6m×19.16m 工艺平台: 18.4m×16.5m	1999 年	在用	15	无人值守	是	继续运行
47	CB1D	井口平台: 7.3m×6.4m 工艺平台: 19.5m×18.4m	2002 年	在用	15	无人值守	是	继续运行
48	CB4A	井口平台: 7.4m×6.6m 工艺平台: 19.76m×13.96m	1999 年	在用	15	无人值守	是	继续运行
49	CB4B	井口平台: 8.3m×8.0m 工艺平台: 14.8m×14.6m	2000 年	在用	15	无人值守	是	继续运行
50	CB4C	井口平台: 8.0m×9.05m 工艺平台: 14.58m×15.7m	2000 年	在用	15	无人值守	是	继续运行
51	CB6A	井口平台: 7.2m×7m 工艺平台: 21m×15.9m	1999 年	在用	15	无人值守	是	继续运行
52	CB6B	井口平台: 19.5m×19.5m 工艺平台 21.5m×15.9m	1998 年	在用	15	无人值守	是	继续运行
53	CB6C	井口平台: 19m×18m 工艺平台: 16.1m×8.8m	1999 年	在用	15	无人值守	是	继续运行
54	CB11F	井口平台:7.95m×5.45m 工艺平台:13m×8m	1996 年	在用	15	无人值守	是	继续运行

序号	平台名称	平台组成	建成时间	使用状态	设计使用年限 (年)	定员 (人)	是否超期服役	后续计划
55	CB11G	井口平台: 8.05m×6.8m 工艺平台:13.9m×8.7m	1998 年	在用	15	无人值守	是	继续运行
56	CB11K	井口平台 7.1m×5.7m	2002 年	在用	15	无人值守	是	继续运行
57	CB22B	井口平台 7.2m×7m; 工艺平台 11m×7m	1996 年	在用	15	无人值守	是	继续运行
58	CB22D	井口平台:6.5m×6.3m 工艺平台: 13m×8m	1997 年	在用	15	无人值守	是	继续运行
59	CB25B	井口平台: 6.25 m×6.3m; 工艺平台: 13m×6m	1996 年	在用	15	无人值守	是	继续运行
60	CB244 单	井口平台: 14m×9.5m	2002 年	封井	15	无人值守	是	无复产计划, 后续拆除或者改做他用不在本次评价范围之内
61	SH1 单	井口平台: 5.4m×5.3m	1995 年	封井	15	无人值守	是	无复产计划, 后续拆除或者改做他用不在本次评价范围之内
62	SH6 单	井口平台: 9.68m×6.14m	1999 年	封井	15	无人值守	是	无复产计划, 后续拆除或者改做他用不在本次评价范围之内
63	SHG2	井口平台: 11.89m×7.99m	2000 年	在用	15	无人值守	是	继续运行
64	CB11M	1 座井口平台、1 座工艺平台	2005.04	在用	15	无人值守	否	继续运行
65	CB11N	3 座井口平台、1 座工艺平台	2009.06	在用	15	25	否	继续运行

序号	平台名称	平台组成	建成时间	使用状态	设计使用年限 (年)	定员 (人)	是否超期服役	后续计划
66	CB22E	1 座井口平台、1 座工艺平台	2008.08	在用	15	无人值守	否	继续运行
67	CB701	1 座井口平台、1 座工艺平台	2007.04	在用	15	无人值守	否	继续运行
68	CB26	1 座平台	2006.1	在用	15	无人值守	否	继续运行
69	CB1F	3 座井口平台、1 座工艺平台	2008.04	在用	15	25	否	继续运行
70	CB243A	1 座井口平台、1 座工艺平台	2003.1	在用	15	无人值守	是	继续运行
71	CB25F	1 座井口平台	2009.05	在用	15	无人值守	否	继续运行
72	CB271	1 座井口平台	2004.01	封井	15	无人值守	是	无复产计划，后续拆除或者改做他用不在本次评价范围之内
73	CB273	1 座井口平台、1 座工艺平台	2008.12	在用	15	无人值守	否	继续运行
74	CB246A	1 座平台	2004.12	在用	15	4	否	继续运行
75	CB6D	1 座井口平台、1 座工艺平台	2005.1	在用	15	无人值守	否	继续运行
76	CB6E	1 座井口平台	2005.05	在用	15	无人值守	否	继续运行

2.3.1.2 平台结构及平面布置

76 座平台中，包括 2 座中心平台（埕岛中心一号、埕岛中心二号平台）、1 座生活平台（开发三号）、19 座单井平台、46 座井组平台、8 座采修一体化平台。

表 2.3-2 单井平台、井组平台及采修一体化平台列表

序号	平台名称	平台简称	序号	平台名称	平台简称
单井平台					
1	CB35 单井平台	CB35 单	11	CB12 单井平台	CB12 单
2	SH8 单井平台	SH8 单	12	CB20 单井平台	CB20 单
3	SHG1 单井平台	SHG1 单	13	CB11 单井平台	CB11 单
4	CBG4 单井平台	CBG4 单	14	CBG6 单井平台	CBG6 单
5	CB251 单井平台	CB251 单	15	CB22 单井平台	CB22 单
6	CB502 单井平台	CB502 单	16	SH6 单井平台	SH6 单
7	CBX501 单井平台 (CBG5)	CBX501 单	17	SH1 单井平台	SH1 单
8	CBG1 单井平台	CBG1 单	18	CB244 单井平台	CB244 单
9	SHG2 单井平台	SHG2 单	19	CB271 单井平台	CB271 单
10	CB253 单井平台	CB253 单			
井组平台					
1	CB11A 井组平台	CB11A	24	CB11F 井组平台	CB11F
2	CB11B 井组平台	CB11B	25	CB11G 井组平台	CB11G
3	CB11D 井组平台	CB11D	26	CB25A 井组平台	CB25A
4	CB22A 井组平台	CB22A	27	CB20A 井组平台	CB20A
5	CB22B 井组平台	CB22B	28	CB20B 井组平台	CB20B
6	CB22C 井组平台	CB22C	29	CB25C 井组平台 (CB25E、 CB25GA)	CB25C
7	CB22D 井组平台	CB22D	30	CB25D 井组平台	CB25D
8	CB151 井组平台 (CB151 单)	CB151	31	CB251A 井组平台 (CB251E)	CB251A
9	CB21A 井组平台 (CB21 单)	CB21A (CB21 单)	32	CB251B 井组平台	CB251B
10	CB35 井组平台	CB35	33	CB251C 井组平台	CB251C
11	CBG4A 井组平台	CBG4A	34	CB251D 井组平台	CB251D
12	CB25B 井组平台	CB25B	35	CB242 井组平台	CB242
13	CB12A 井组平台 (CBG100)	CB12A	36	CB11H 井组平台	CB11H
14	CB27A 井组平台	CB27A	37	CB11K 井组平台	CB11K
15	CB271A 井组平台	CB271A	38	CB12B 井组平台	CB12B
16	CB4A 井组平台 (CB4AG)	CB4A	39	CB1D 井组平台	CB1D
17	CB4B 井组平台	CB4B	40	CB6D 井组平台	CB6D
18	CB4C 井组平台	CB4C	41	CB6E 井组平台	CB6E
19	CB6A 井组平台	CB6A	42	CB243A 井组平台	CB243A
20	CB12C 井组平台	CB12C	43	CB22E 井组平台	CB22E

序号	平台名称	平台简称	序号	平台名称	平台简称
21	CB246A 井组平台	CB246A	44	CB701 井组平台	CB701
22	CB11M 井组平台	CB11M	45	CB25F 水源井井组平台	CB25F
23	CB11E 井组平台	CB11E	46	CB273 井组平台	CB273
采修一体化平台					
1	CB6B 采修一体化平台	CB6B	5	CB1C 采修一体化平台	CB1C
2	CB6C 采修一体化平台	CB6C	6	CB11N 采修一体化平台	CB11N
3	CB1A 采修一体化平台	CB1A	7	CB26 采修一体化平台	CB26
4	CB1B 采修一体化平台	CB1B	8	CB1F 采修一体化平台	CB1F

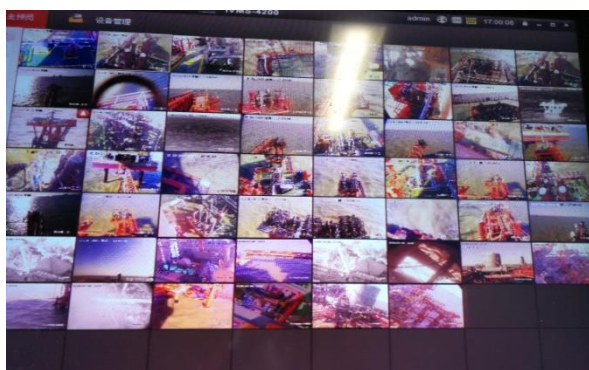
1、中心一号平台

埕岛中心一号平台 1993 年开始建设，分四期逐步建成投产，1995 年 4 月正式开始投产使用。2018 年开始对中心一号平台进行隐患治理改造施工，主要工程内容为：①在中心一号储罐平台北侧新建 1 座生产平台，通过新建栈桥与中心一号储罐平台相连，将原有生产平台的部分生产设施移至新建平台上；②对中心一号原生产平台、生活平台、储罐平台、动力平台等进行改造。2018 年 10 月生活平台改造施工完成，2018 年 12 月新建 B 生产平台投产，工程建成后，埕岛中心一号平台由 A 生产平台、动力平台、储罐平台、生活平台、消防平台、B 生产平台等 6 个子平台组成，定员 60 人。

中心一号平台为中心处理平台，是一座集输油、输气、污水处理及回注、发供电、自动化监控等多种功能于一体的大型综合性海上平台。中心一号包括的主要子平台为：A 生产平台 50m×20m，消防平台 17.1×16.0m，生活平台 23.4m×17m，动力平台 24m×29m，储罐平台 27m×23m，B 生产平台 34.5m×24.8m。中心一号共有采油井 5 座。中心一号总平面布局及照片见下图。

图 2.3-1a 中心一号平面布局图

图 2.3-1b 中心一号照片



平台监控系统



溢油应急设施



生活污水处理设施



垃圾桶

图 2.3-1c 中心一号现场照片

2、中心二号平台

埕岛中心二号平台位于渤海南部海域埕岛油田，由生活平台、生产平台、储罐平台、动力平台、注水平台、CB25F 平台 6 个子平台组成，中间栈桥连接，是大型综合性有人驻守平台，建于 1998 年，定员 45 人，是埕岛油田油气生产的枢纽之一，设置有采油、采水、油气处理与外输、变配电、供热、注水、自动化监控、生活保障等单元。该设施的主要功能将中心二号平台群油气处理后通过海底输油、输气管道输送到海三联合站，通过海底注水管道将污水回注。中心二号包括的主要平台为：生活 32.2m×26m，生产 32.2m×27.7m，动力 31.4m×26.6m，储罐 31m×27.6m，注水 28m×26m。中心二号平面布局及照片见图 2.3-2。

图 2.3-2a 中心二号布局图

图 2.3-2b 中心二号平台照片



平台监控系统



溢油应急设施



生活污水处理设施



垃圾桶

图 2.3-2c 中心二号现场照片

3、开发三号/CBG4A/CBG4 单平台

开发三号/CBG4A/CBG4 平台由开发三号平台和 CBG4 单、CBG4A 平台通过栈桥相连接,开发三号主要作为生活平台所用,定员 7 人。CBG4A 工艺平台主要有注水泵、注水罐、过滤器等设备,平台主要功能是为本平台及 CB812 平台注水井提供水源,同时本平台生产的原油不经过任何处理,直接通过海底输油管道输送到 CB805 平台,并最终输送至陆地海五联合站。开发三号平台电源由 CB812 平台通过海底电缆输送 10KV

电源。平台上建有 3 台 600kW 康明斯柴油发电机组，目前全部停用，为消防负荷设有 200kW 应急柴油发电机组 1 台。CBG4A（开发三号）平台包括的主要平台为：CBG4 单平台 8.4m×7.5m，CBG4A 井口平台 9.3m×9.3m，CBG4A 工艺平台 18m×16m，开发三号 52.5m×23m。CBG4A（开发三号）平台平面布局及照片见图 2.3-3。

图 2.3-3a 开发三号/CBG4A/CBG4 平台平面布局图

图 2.3-3b 开发三号/CBG4A/CBG4 平台布局图



平台监控系统



溢油应急设施



生活污水处理设施



垃圾桶

图 2.3-3c CBG4A/开发三号平台现场照片

CBG4A 平台上共有 6 口井，包括 4 口油井、2 口注水井、1 口水源井。其中水源井位于 KF3 平台，该平台于 2016 年 4 月新建成水处理系统并试运行，于 2017 年 1 月正式投注。平台主要包括金刚砂-金属膜一体式过滤器 2 座，柱塞泵 3 座，60m³ 储水罐 1 座以及其它附属设备。CBG4A-1 水源井采出水经过金刚砂-金属膜一体式过滤器进行水质处理后进入储水罐储存，然后经过柱塞泵进行增压后通过管线输送至 CBG4A-2、CB812A-2、CB812A-4 三口注水井，注入地层。过滤器最大日处理能力 1000m³，出口水质标准悬浮固体含量低于 2mg/L。注水泵最大增压能力 750m³，目前注水压力 14.2MPa，日处理水量 700m³。CBG4A-2、CB812A-2、CB812A-4 三口注水井日注水量分别为 360m³、180m³、160m³。

4、单井平台

单井平台通常由一个井口平台组成，其上设置 1 口生产井或注水井，部分距离其它平台较近的单井平台通过管道进行输油或注水；部分采油用途的单井平台因距离中心平台较远目前采用船舶拉油的方式进行生产。

本次评价的平台中共有单井平台 19 座，其中通过船舶拉油的单井平台为 SHG1 单，该平台 2015 年 11 月已经停产，后续无复产计划。其他 18 座单井平台通过管道进行输油或注水。

本次评价以 CB253 单井平台为例，介绍单井平台的功能及平面布局，其他单井平台概况详见附表一。

CB253 单井平台位于渤海南部海域埕岛油田，由井口平台、工艺平台和栈桥等组成，是一座无人驻守单井平台，设置有生产、计量等单元。该设施的主要功能是将本平台生产的油气通过海底混输管道输送到 CB22C 平台。

CB253 单井平台包括的主要平台为：井口平台 4.9m×4.7m，工艺平台 7.7×7.6m。CB253 单井平台共有采油井 1 口，处于正常使用状态。

图 2.3-4a CB253 单平台平面布局图

图 2.3-4b 平台照片

5、井组平台

井组平台一般由井口平台和计量平台两部分组成，两者以栈桥相连。井口平台上仅设采油树及工艺管线阀门等，计量平台上设配电间、油气加热、计量设施及配套的变配电、自控、通信系统等，自控信号传至中心平台的中控室进行监控，消防按照移动消防配备相应设施。井区生产出来的油气加热、计量后利用井口压力经海底输油管线输送到中心平台进行集中处理。井组平台电力由海底电缆供给，注水水源通过建海底注水管线供给。

本次评价以 CB11A 井组平台为例，对井组平台的功能及平面布局进行介绍，其他井组平台概况详见附表二。

CB11A 平台位于渤海南部海域埕岛油田，由井口平台、工艺平台和栈桥等组成，是一座无人驻守井组平台，设置有生产、计量等单元。该设施的主要功能是将本平台上生产的油气通过海底输油管道输送到埕岛中心一号平台。CB11A 包括的主要平台为：工艺平台 12.8m×11.5m，井口平台 10.4m×8.9m，加药平台 9.0m×9.0m。CB11A 共有采油井 6 口，均处于正常使用状态。

图 2.3-5a CB11A 平面布局图

图 2.3-5b 平台照片

6、CB26 采修一体化平台

采油修井一体化平台主要包括两大部分：一是固定采油平台（结构基础部分），主要是满足常规采油工艺需要和承载采修模块的重载荷；二是采修模块（移动部分），是可在各平台之间流动作业、灵活吊装搬运的专用修井设备。一体化平台的结构基础部分和埕岛油田内的固定式采油平台类似，包括计量平台、修井平台和栈桥 3 部分。移动部分由主体模块、修井机模块、生活楼模块和救生模块等组成。考虑了中后期生产时须简化修井设备和采油工艺、降低海上修井作业费用等问题。

采修一体化平台与井口平台相同，采出的油气加热、计量后利用井口压力经海底输油管线输送到中心平台进行集中处理。井组平台电力由海底电缆供给，注水水源通过建海底注水管线供给。

本次评价以 CB26 采修一体化平台为例，对采修一体化平台的功能及平面布局进行介绍，其他井组平台概况详见附表三。

CB26 采修一体化平台为有人值守平台。平台共设置两层甲板，一层为生产平台，布置有井口区，配电间，海油工艺设施及消防泵等。井口区位于导管架两侧。平台两侧布置 18 个井位，每侧 9 口井位，共布置油井 12 口，注水井 6 口。二层是修井作业平台布设修井模块、配电间、吊机等。CB26 采修一体化平台平面布置情况见下图。

图 2.3-6a CB26 平台一层平面布置

图 2.3-6b CB26 平台二层平面布置

图 2.3-6c CB26 平台立体图

2.3.1.3 平台防腐情况

平台防腐划分为 3 个腐蚀区域，即大气区、飞溅区和全浸区。

大气区采用高性能防腐涂层；飞溅区使用耐磨、抗冲击、耐老化及耐阴极剥离性能较好的高性能、长寿面防腐涂料；全浸区内钢结构采用牺牲阳极系统进行保护，采用长条型、铝基牺牲阳极。

2.3.2 钻完井方案

本次评价包含 431 口井，其中油井 280 口、注水井 136 口、水源井 4 口（BG4A、CB25F 平台上）、气井 1 口（CBX501 平台上），预留井 10 口。

今后不再复产的平台共计 13 座，包括井口 17 口，其中油井 16 口，注水井 1 口（SH6 单平台上的 SH6）。

继续运营的 63 座平台共布置 414 口钻井，其中油井 264 口、注水井 135 口、水源井 4 口、气井 1 口，预留井 10 口。

本项目井口基本信息详见下表。

表 2.3-3 76 座平台井口情况一览表

序号	平台名称	总井数 (口)	井口（口）							
			油井		注水井		水源井	气井	预留井	运营状态
1	埕岛中心一号	5	5	CACB11C-1	0		0	0	0	在用
				CACB11C-2						
				CACB11C-4						
				CACB11C-5						
				CACB11C-6						
2	CB11A	6	6	CACB11A-1	0		0	0	0	在用
				CACB11A-2						
				CACB11A-3						
				CACB11A-4						
				CACB11A-5						
				CACB11A-6						
3	CB11B	6	6	CACB11B-1	0		0	0	0	在用
				CACB11B-2						
				CACB11B-3						
				CACB11B-4						
				CACB11B-5						
4	CB11D	6	2	CACB11D-4	4	CACB11D-1	0	0	0	在用
				CACB11D-2						
				CACB11D-3						
				CACB11D-5						
5	CB11E	6	3	CACB11E-1	3	CACB11E-2	0	0	0	在用
				CACB11E-3						
				CACB11E-5						

序号	平台名称	总井数 (口)	井口（口）							
			油井		注水井		水源井	气井	预留井	运营状态
6	CB11H	6	4	CACB11H-2	2	CACB11H-1	0	0	0	在用
				CACB11H-3		CACB11H-6				
				CACB11H-4						
				CACB11H-5						
7	CB11 单	1	1	CACB11	0		0	0	0	封井
8	CB12A	9	5	CACBG100	4	CACB12A-1	0	0	0	在用
				CACB12A-3		CACB12A-2				
				CACB12A-4		CACB12A-5				
				CACB12A-6		CACB12A-7				
				CACB12A-8						
9	CB12B	6	3	CACB12B-2	3	CACB12B-1	0	0	0	在用
				CACB12B-3		CACB12B-4				
				CACB12B-5		CACB12B-6				
10	CB12C	6	2	CACB12C-1	4	CACB12C-2	0	0	0	在用
				CACB12C-4						
				CACB12C-5						
				CACB12C-3		CACB12C-6				
11	CB12 单	1	1	CACB12	0		0	0	0	封井
12	CB22A	6	3	CACB22A-1	3	CACB22A-3	0	0	0	在用
				CACB22A-2		CACB22A-4				
				CACB22A-5		CACB22A-6				

序号	平台名称	总井数 (口)	井口（口）							
			油井		注水井		水源井	气井	预留井	运营状态
13	CB22C	6	3	CACB22C-1	3	CACB22C-3	0	0	0	在用
				CACB22C-2		CACB22C-4				
				CACB22C-5		CACB22C-6				
14	CB22 单	1	1	CACB22	0		0	0	0	封井
15	CBG1	1	1	CACBG1	0		0	0	0	在用
16	CBG6 单	1	1	CACBG6	0		0	0	0	封井
17	CBX501	2	1	CACBX501	0		0	1 (CACBG5)	0	在用
18	CB253 单	1	1	CACB253	0		0	0	0	在用
19	CB21A	3	3	CACB21	0	0	0	0	0	封井
				CACB21A-1						
				CACB21A-2						
20	CB35	4	4	CACB35-1	0	0	0	0	0	在用
				CACB35-2						
				CACB35-3						
				CACB35-5						
21	CB35 单	1	1	CACB35	0		0	0	0	在用
22	CB151	3	3	CACB151	0	0	0	0	0	封井
				CACB151-1						
				CACB151-2						
23	CB242	1	1	CACB242	0		0	0	0	封井
24	CBG4 单	1	1	CACBG4 单	0		0	0	0	在用

序号	平台名称	总井数 (口)	井口 (口)								
			油井		注水井		水源井		气井	预留井	运营状态
25	CBG4A	6	4	CACBG4A-3	1	CACBG4A-2	1	CBG4A-1	0	0	在用
				CACBG4A-4							
				CACBG4A-5							
				CACBGX405							
26	开发三号	0	0			0		0	0	0	在用
27	SH8 单	1	1	CASH8		0		0	0	0	在用
28	SHG1 单	1	1	CASHG1		0		0	0	0	封井
29	埕岛中心二 号	0	0			0		0	0	0	在用
30	CB1C	4	2	CACB1C-1	2	CACB1C-3		0	0	0	在用
				CACB1C-2		CACB1C-4					
31	CB20 单	1	0		1	CB20		0	0	0	在用
32	CB20A	9	6	CACB20A-1	3	CACB20A-4	0	0	0	0	在用
				CACB20A-2							
				CACB20A-3		CACB20A-6					
				CACB20A-5							
				CACB20A-7		CACB20A-9					
				CACB20A-8							
33	CB20B	5	4	CACB20B-2	1	CACB20B-1	0	0	0	0	在用
				CACB20B-3							
				CACB20B-4							
				CACB20B-5							

序号	平台名称	总井数 (口)	井口 (口)							
			油井		注水井		水源井	气井	预留井	运营状态
34	CB25A	9	6	CACB25A-1	3	CACB25A-2	0	0	0	在用
				CACB25A-4						
				CACB25A-5		CACB25A-3				
				CACB25A-6						
				CACB25A-7						
				CACB25A-9		CACB25A-8				
35	CB25C	21	14	CACB25C-1	7	CACB25C-2	0	0	0	在用
				CACB25C-3						
				CACB25C-5		CACB25C-4				
				CACB25E-1						
				CACB25E-2		CACB25C-6				
				CACB25E-3						
				CACB25E-4		CACB25E-5				
				CACB25E-6						
				CACB25GA-3		CACB25GA-1				
				CACB25GA-4						
				CACB25GA-5		CACB25GA-2				
				CACB25GA-7						
				CACB25GA-8		CACB25GA-6				
				CACB25GA-P1						
36	CB25D	6	4	CACB25D-2	2	CACB25D-1	0	0	0	在用
				CACB25D-3						
				CACB25D-4		CACB25D-6				
				CACB25D-5						
37	CB27A	6	3	CACB27A-1	2	CACB27A-4	0	0	1	在用

序号	平台名称	总井数 (口)	井口（口）											
			油井		注水井		水源井	气井	预留井	运营状态				
				CACB27A-3		CACB27A-6								
				CACB27A-5										
38	CB251 单	1	0		1	CACB251	0	0	0	在用				
39	CB251A	10	8	CACB251A-2	2	CACB251A-1	0	0	0	在用				
				CACB251A-3										
				CACB251A-4										
				CACB251A-5										
				CACB251E-1	CACB251A-6									
				CACB251E-2										
				CACB251E-3										
				CACB251E-P1										
40	CB251B	6	5	CACB251B-1	1	CACB251B-4	0	0	0	在用				
				CACB251B-2										
				CACB251B-3										
				CACB251B-5										
				CACB251B-6										
41	CB251C	7	5	CACB251C-3	2	CACB251C-1	0	0	0	在用				
				CACB251C-4										
				CACB251C-5										
				CACB251C-6		CACB251C-2								
				CACB251C-7										
42	CB251D	6	2	CACB251D-1	2	CACB251D-3	0	0	2	在用				

序号	平台名称	总井数 (口)	井口（口）							
			油井		注水井		水源井	气井	预留井	运营状态
				CACB251D-4		CACB251D-5				
43	CB271A	6	6	CACB271A-1	0		0	0	0	在用
				CACB271A-2						
				CACB271A-3						
				CACB271A-4						
				CACB271A-5						
				CACB271A-6						
44	CB502 单	1	1	CACB502	0		0	0	0	封井
45	CB1A	7	4	CACB1A-1	3	CACB1A-3	0	0	0	在用
				CACB1A-2		CACB1A-4				
				CACB1A-5		CACB1A-6				
				CACB1A-7						
46	CB1B	7	3	CACB1B-1	4	CACB1B-2	0	0	0	在用
				CACB1B-5		CACB1B-3				
				CACB1B-7		CACB1B-4				
						CACB1B-6				
47	CB1D	6	3	CACB1D-1	3	CACB1D-4	0	0	0	在用
				CACB1D-2		CACB1D-5				
				CACB1D-3		CACB1D-6				
48	CB4A	7	3	CACB4A-3	4	CACB4A-1	0	0	0	在用
				CACB4A-7		CACB4A-2				
				CACB4A-G4		CACB4A-5				

序号	平台名称	总井数 (口)	井口（口）							
			油井		注水井		水源井	气井	预留井	运营状态
						CACB4A-6				
49	CB4B	5	3	CACB4B-1	2	CACB4B-4	0	0	0	在用
				CACB4B-2		CACB4B-5				
				CACB4B-3						
50	CB4C	5	2	CACB4C-2	3	CACB4C-1	0	0	0	在用
				CACB4C-4		CACB4C-3				
						CACB4C-5				
51	CB6A	4	1	CACB6A-G4	3	CACB6A-G1	0	0	0	在用
						CACB6A-G2				
						CACB6A-G5				
52	CB6B	7	3	CACB6B-2	4	CACB6B-1	0	0	0	在用
				CACB6B-4		CACB6B-3				
				CACB6B-6		CACB6B-5				
						CACB6B-7				
53	CB6C	6	4	CACB6C-1	2	CACB6C-3	0	0	0	在用
				CACB6C-2		CACB6C-6				
				CACB6C-4						
				CACB6C-5						
54	CB11F	6	1	CACB11F-3	5	CACB11F-1	0	0	0	在用
						CACB11F-2				
						CACB11F-4				
						CACB11F-5				

序号	平台名称	总井数 (口)	井口 (口)							
			油井		注水井		水源井	气井	预留井	运营状态
						CACB11F-6				
55	CB11G	4	3	CACB11G-1	1	CACB11G-4	0	0	0	在用
				CACB11G-2						
				CACB11G-3						
56	CB11K	7	6	CACB11K-2	1	CACB11K-1	0	0	0	在用
				CACB11K-3						
				CACB11K-P1						
				CACB11K-P2						
				CACB11K-P3						
				CACB11K-ZP1						
57	CB22B	6	5	CACB22B-1	1	CACB22B-4	0	0	0	在用
				CACB22B-2						
				CACB22B-3						
				CACB22B-5						
				CACB22B-6						
58	CB22D	4	2	CACB22D-2	2	CACB22D-1	0	0	0	在用
				CACB22D-3		CACB22D-4				
59	CB25B	6	3	CACB25B-1	3	CACB25B-3	0	0	0	在用
				CACB25B-2		CACB25B-5				
				CACB25B-4		CACB25B-6				
60	CB244 单	1	1	CACB244	0		0	0	0	封井
61	SH1 单	1	1	CASH1	0		0	0	0	封井

序号	平台名称	总井数 (口)	井口（口）							
			油井		注水井		水源井	气井	预留井	运营状态
62	SH6 单	1	0		1	CASH6	0	0	0	封井
63	SHG2	1	1	CASHG2	0		0	0	0	在用
64	CB11M	6	3	CB11M-1	2	CB11M-3	0	0	1	在用
				CB11M-2		CB11M-5				
				CB11M-4						
65	CB11N	36	22	CB11NA-1	11	CB11NA-11	0	0	3	在用
				CB11NA-10		CB11NA-5				
				CB11NA-12						
				CB11NA-2		CB11NB-10				
				CB11NA-3						
				CB11NA-4		CB11NB-2				
				CB11NA-6						
				CB11NA-8		CB11NB-7				
				CB11NA-9						
				CB11NB-1		CB11NC-5				
				CB11NB-12						
				CB11NB-4						
				CB11NB-5						
				CB11NB-6						
				CB11NB-8						
				CB11NB-9						
				CB11NC-1						
				CB11NC-3						
				CB11NC-4						
				CB11NC-7						
				CB11NC-P1						
				CB11NC-P2						
66	CB22E	12	11	CB22E-1	1	CB22E-5	0	0	0	

序号	平台名称	总井数 (口)	井口（口）							
			油井		注水井		水源井	气井	预留井	运营状态
				CB22E-2						在用
				CB22E-3						
				CB22E-4						
				CB22E-6						
				CB22E-7						
				CB22E-8						
				CB22E-9						
				CB22E-P1						
				CB22E-P2						
				CB22E-P3	0		0	0	0	在用
67	CB701	6	4	CB701-2	1	CB701-1	0	0	1	在用
				CB701-P1						
				CB701-P2						
				CB701-P3						
68	CB26	18	12	CB26A-1	6	CB26A-4	0	0	0	在用
				CB26A-2						
				CB26A-3		CB26A-7				
				CB26A-5						
				CB26A-6						
				CB26A-P1		CB26A-8				
				CB26B-2		CB26B-1				
				CB26B-3						
				CB26B-5						
				CB26B-P2		CB26B-4				
				CB26B-P3						
				CB26B-ZP1		CB26B-6				
69	CB1F	24	16	CB1FA-2	8	CB1FA-5	0	0	0	在用
				CB1FA-3						

序号	平台名称	总井数 (口)	井口（口）							
			油井		注水井		水源井	气井	预留井	运营状态
				CB1FA-4		CB1FA-6				
				CB1FA-8		CB1FA-7				
				CB1FA-9						
				CB1FA-P1		CB1FB-10				
				CB1FA-P2						
				CB1FA-P3		CB1FB-2				
				CB1FA-P4						
				CB1FB-1		CB1FB-3				
				CB1FB-11						
				CB1FB-5		CB1FB-4				
				CB1FB-6						
				CB1FB-7		CB1FB-9				
				CB1FB-8						
				CB1FB-P1						
70	CB243A	8	6	CB243A-2	2	CB243A-1	0	0	0	在用
				CB243A-3		CB243A-5				
				CB243A-4						
				CB243A-6						
				CB243A-7						
				CB243						
71	CB25F	6	3	CB25F-4	0	3	CB25F-1W	0	0	在用
				CB25F-5			CB25F-2W			
				CB25F-6			CB25F-3W			
72	CB271 单	1	1	CB271	0	0	0	0	0	
73	CB273	9	6	CB273-2	2	CB273-1	0	0	1	在用
				CB273-3		CB273-7				
				CB273-4						
				CB273-8						

序号	平台名称	总井数 (口)	井口（口）							
			油井		注水井		水源井	气井	预留井	运营状态
74	CB246A	4	3	CB273-P1	1	CB246A-1	0	0	0	在用
				CB273-P2						
				CB246A-2						
				CB246A-3						
75	CB6D	9	6	CB246A-P1	3	CACB6D-1	0	0	0	在用
				CACB6D-2						
				CACB6D-5						
				CACB6D-P1						
				CACB6D-P2						
				CACB6D-P3						
CACB6D-P4										
76	CB6E	6	4	CACB6E-1	1	CACB6E-2	0	0	1	在用
				CACB6E-P1						
				CACB6E-P2						
				CB1A-N2						
合计		431	280		136		4	1	10	

2.3.2.1 井口总数

本次评价包含 431 口井，其中油井 280 口、注水井 136 口、水源井 4 口（CBG4A、CB25F 平台上）、气井 1 口（CBX501 平台上），预留井 10 口（CB27A 平台上 1 口、CB251D 平台上 2 口、CB11M 平台上 1 口、CB11N 平台上 3 口、CB701 平台上 1 口、CB273 平台上 1 口、CB6E 平台上 1 口）。今后不再复产的平台共计 13 座，包括井口 17 口，包括油井 16 口，注水井 1 口（SH6 单平台上的 SH6）。

表 2.3-4 平台井口数

序号	平台名称	总井数 (口)	油井 (口)	注水井 (口)	水源井 (口)	气井 (口)	预留井 (口)	运营状态
1	埕岛中心一号	5	5	0	0	0	0	在用
2	CB11A	6	6	0	0	0	0	在用
3	CB11B	6	6	0	0	0	0	在用
4	CB11D	6	2	4	0	0	0	在用
5	CB11E	6	3	3	0	0	0	在用
6	CB11H	6	4	2	0	0	0	在用
7	CB11 单	1	1	0	0	0	0	封井
8	CB12A	9	5	4	0	0	0	在用
9	CB12B	6	3	3	0	0	0	在用
10	CB12C	6	2	4	0	0	0	在用
11	CB12 单	1	1	0	0	0	0	封井
12	CB22A	6	3	3	0	0	0	在用
13	CB22C	6	3	3	0	0	0	在用
14	CB22 单	1	1	0	0	0	0	封井
15	CBG1	1	1	0	0	0	0	在用
16	CBG6 单	1	1	0	0	0	0	封井
17	CBX501	2	1	0	0	1	0	在用
18	CB253 单	1	1	0	0	0	0	在用
19	CB21A	3	3	0	0	0	0	封井
20	CB35	4	4	0	0	0	0	在用
21	CB35 单	1	1	0	0	0	0	在用
22	CB151	3	3	0	0	0	0	封井
23	CB242	1	1	0	0	0	0	封井
24	CBG4 单	1	1	0	0	0	0	在用
25	CBG4A	6	4	1	1	0	0	在用
26	开发三号	0	0	0	0	0	0	在用
27	SH8 单	1	1	0	0	0	0	在用
28	SHG1 单	1	1	0	0	0	0	封井
29	埕岛中心二号	0	0	0	0	0	0	在用
30	CB1C	4	2	2	0	0	0	在用
31	CB20 单	1	0	1	0	0	0	在用
32	CB20A	9	6	3	0	0	0	在用

序号	平台名称	总井数 (口)	油井 (口)	注水井 (口)	水源井 (口)	气井 (口)	预留井 (口)	运营状态
33	CB20B	5	4	1	0	0	0	在用
34	CB25A	9	6	3	0	0	0	在用
35	CB25C	21	14	7	0	0	0	在用
36	CB25D	6	4	2	0	0	0	在用
37	CB27A	6	3	2	0	0	1	在用
38	CB251 单	1	0	1	0	0	0	在用
39	CB251A	10	8	2	0	0	0	在用
40	CB251B	6	5	1	0	0	0	在用
41	CB251C	7	5	2	0	0	0	在用
42	CB251D	6	2	2	0	0	2	在用
43	CB271A	6	6	0	0	0	0	在用
44	CB502 单	1	1	0	0	0	0	封井
45	CB1A	7	4	3	0	0	0	在用
46	CB1B	7	3	4	0	0	0	在用
47	CB1D	6	3	3	0	0	0	在用
48	CB4A	7	3	4	0	0	0	在用
49	CB4B	5	3	2	0	0	0	在用
50	CB4C	5	2	3	0	0	0	在用
51	CB6A	4	1	3	0	0	0	在用
52	CB6B	7	3	4	0	0	0	在用
53	CB6C	6	4	2	0	0	0	在用
54	CB11F	6	1	5	0	0	0	在用
55	CB11G	4	3	1	0	0	0	在用
56	CB11K	7	6	1	0	0	0	在用
57	CB22B	6	5	1	0	0	0	在用
58	CB22D	4	2	2	0	0	0	在用
59	CB25B	6	3	3	0	0	0	在用
60	CB244 单	1	1	0	0	0	0	封井
61	SH1 单	1	1	0	0	0	0	封井
62	SH6 单	1	0	1	0	0	0	封井
63	SHG2	1	1	0	0	0	0	在用
64	CB11M	6	3	2	0	0	1	在用
65	CB11N	36	22	11	0	0	3	在用
66	CB22E	12	11	1	0	0	0	在用
67	CB701	6	4	1	0	0	1	在用
68	CB26	18	12	6	0	0	0	在用
69	CB1F	24	16	8	0	0	0	在用
70	CB243A	8	6	2	0	0	0	在用
71	CB25F	6	3	0	3	0	0	在用
72	CB271 单	1	1	0	0	0	0	封井
73	CB273	9	6	2	0	0	1	在用
74	CB246A	4	3	1	0	0	0	在用
75	CB6D	9	6	3	0	0	0	在用
76	CB6E	6	4	1	0	0	1	在用
合计		431	280	136	4	1	10	

2.3.2.2 井身结构

按照自下而上的设计方法进行井身结构设计；从降低投资、满足开发和采油工艺要求以及海上安全的需要出发，并借鉴邻近井的实际井身结构，确定井身结构设计思路：

定向井井身结构：① $\Phi 660\text{mm}$ 隔水管打桩入泥 40m，满足强度要求。② $\Phi 339.7\text{mm}$ 表层套管下深 400~800m（下至直井段或进入稳斜段 30m），封过平原组，满足装防喷器安全钻进需要，水泥返至井口。③ $\Phi 177.8\text{mm}$ 生产套管，下至井底。水泥返至表层套管内 50m。埕岛主体油藏主力产层馆陶组定向井采用套管射孔完井方式，古潜山定向井采用筛管完井。

水平井井身结构：① $\Phi 660\text{mm}$ 隔水管打桩入泥 40m，满足强度要求。② $\Phi 339.7\text{mm}$ 表层套管下深 400~800m（下至直井段或进入稳斜段 30m），封过平原组，满足装防喷器安全钻进需要，水泥返至井口。③ $\Phi 244.5\text{mm}$ 技术套管下至 A 靶点以下 20~30m，水泥返至表层套管内 50m。④ 水平段采用悬挂 $\Phi 158\text{mm}$ 精密滤砂管裸眼砾石充填完井，滤砂管与 $\Phi 244.5\text{mm}$ 技术套管重叠 20~30m。各平台井口设计间距为 1.8m，排间距为 1.6m，钻井、完井由移动钻井平台实施完成。

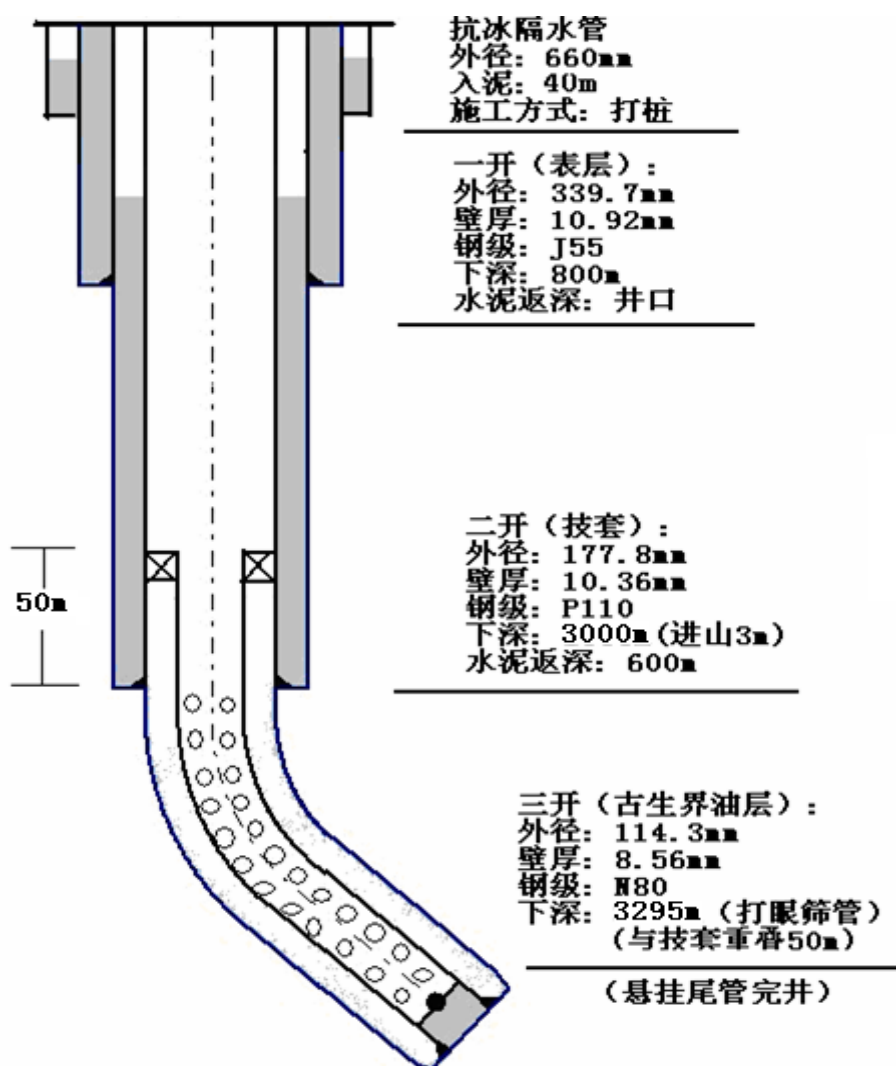
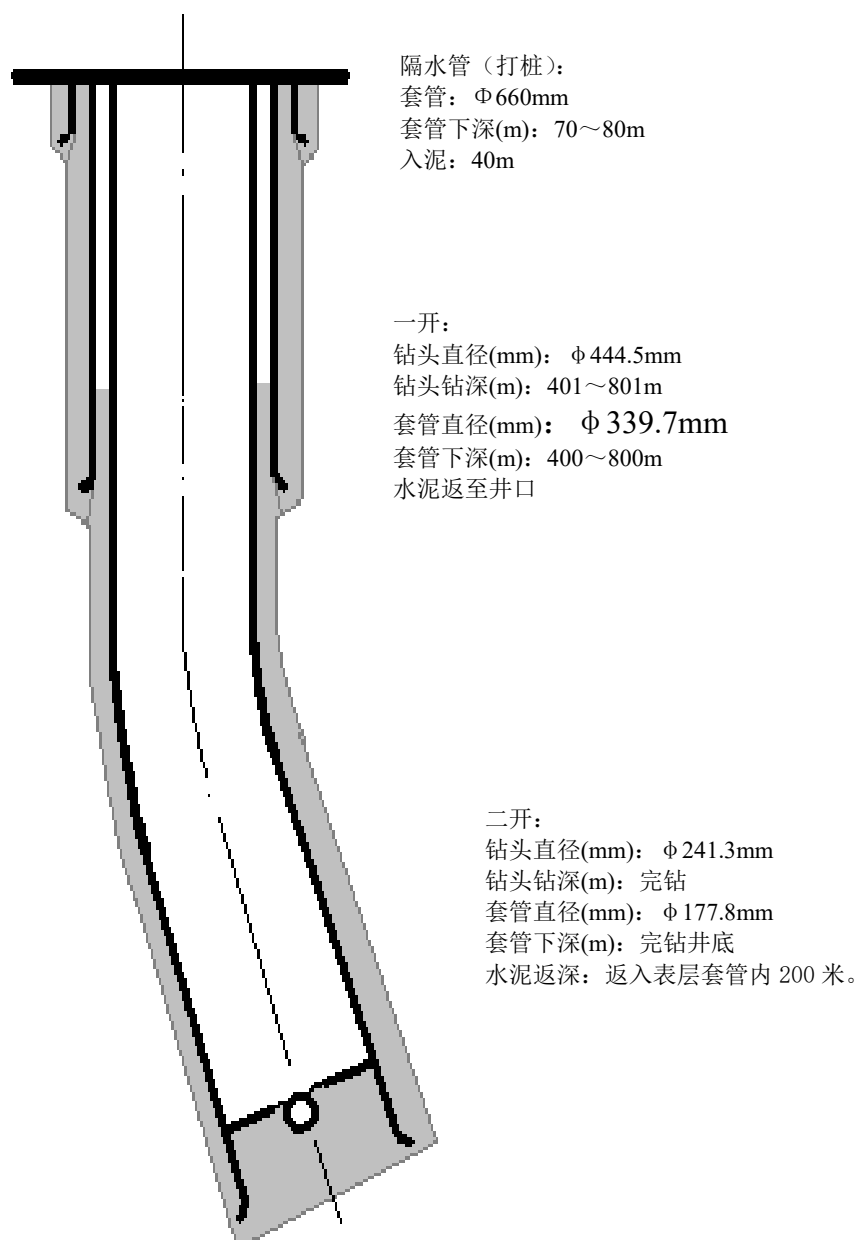
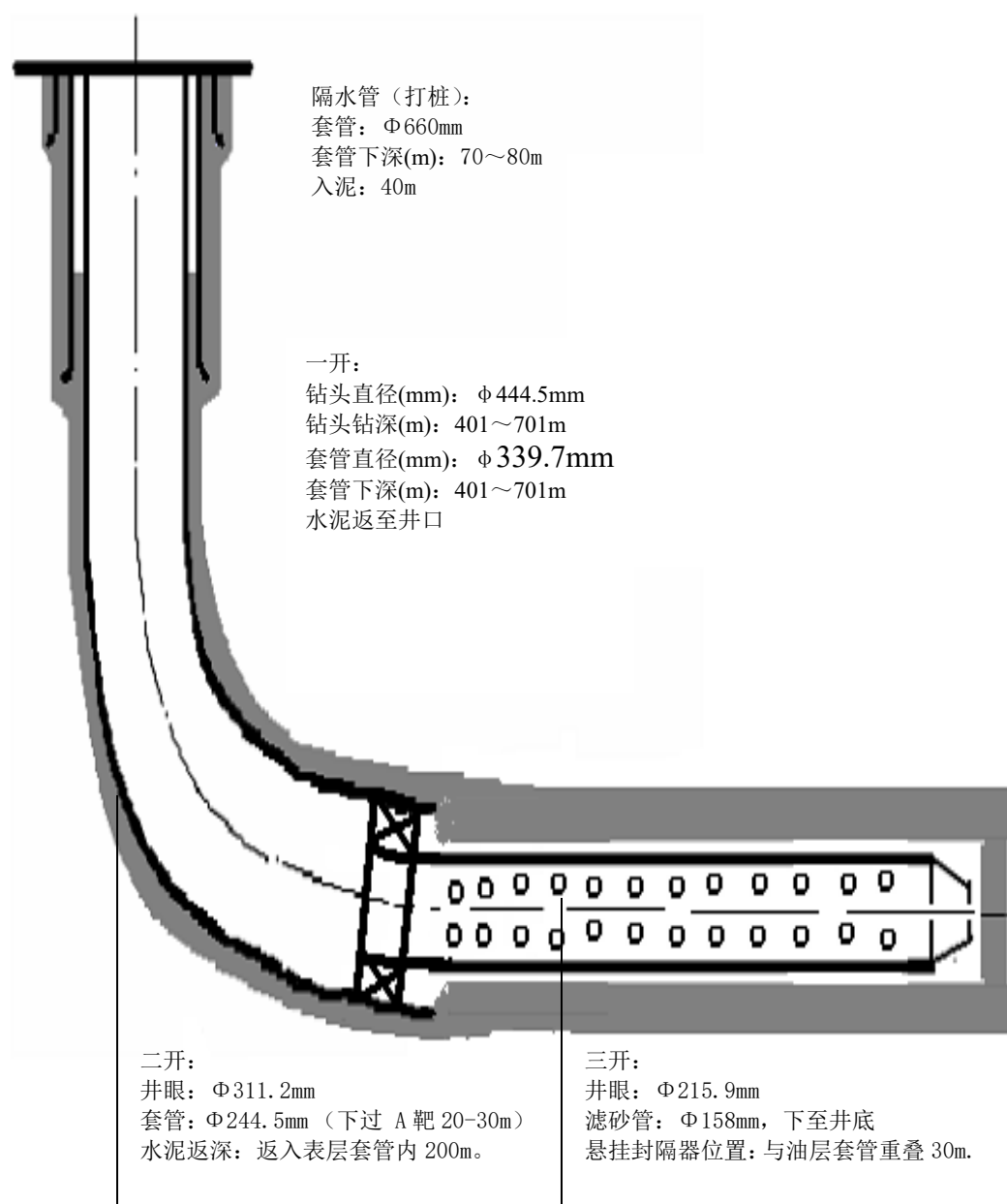


图 2.3-7a 典型定向井井身结构示意图



- 注： 1、隔水管外径 660mm，钢级为 D32，壁厚 28/32mm（具体由设计部门设计）；
2、表层套管外径 339.7mm，钢级为 J55，壁厚 9.65mm(10.92mm)；
3、油层套管外径 177.8mm，钢级为 N80 (P110)，壁厚 9.19mm。

图 2.3-7b 典型定向井（水井、油井）井身结构示意图（馆陶组）



主要施工程序:

- 1、表层施工完后, 采用 $\Phi 311.2\text{mm}$ 钻头钻过 A 靶点 30 米后, 先将 $\Phi 244.5\text{mm}$ 生产套管下入井内并固井;
- 2、用 $\Phi 215.9\text{mm}$ ($8\text{-}1/2''$) 钻头钻水平段至完钻井深 (钻井时用常规固相泥浆体系), 电测完后通井循环, 全井替入无固相泥浆。
- 3、将 $\Phi 158\text{mm}$ 滤砂管以尾管形式下入井内。
- 4、转入正常下生产管柱完井施工。

图 2.3-7c 典型水平井井身结构示意图

2.3.2.3 钻、完井井眼尺寸和井深设计

工程设计根据油藏方案提供的地层孔隙压力、地层破裂压力和采油要求，以及地层特点进行井眼几何尺寸、套管几何尺寸、各层套管下深设计。工程设计提供的井眼几何尺寸有二开、三开、四开三种设计类型，钻完井井眼尺寸设计参数见表 2.3-6，各平台钻完井设计见表 2.3-6。

表 2.3-5 钻完井井眼尺寸设计参数

井眼类型	井径 (mm)				井深 (m)				井口数量 (口)
	一开	二开	三开	四开	一开	二开	三开	四开	
二开井	444.5	241.3	——		400~510	1950~2215	——	——	300
三开井	444.5	241.3	152.4		780~820	2750~2820	2755~2950	——	27
	444.5	311.2	215.9		502~840	1517~3560	1684~5143	——	101
四开井	660.4	346.1	241.3	152.4	500	2000	3750	4008	3

表 2.3-6 平均井深列表

序号	平台名称	总井数 (口)	平均井深 (m)	序号	平台名称	总井数 (口)	平均井深 (m)
1	埕岛中心一号	5	2062	39	CB251A	10	1734
2	CB11A	6	2300	40	CB251B	6	1737
3	CB11B	6	2402	41	CB251C	7	1674
4	CB11D	6	1768	42	CB251D	6	1677
5	CB11E	6	1674	43	CB271A	6	1666
6	CB11H	6	1750	44	CB502 单	1	2540
7	CB11 单	1	2296	45	CB1A	7	1681
8	CB12A	9	1768	46	CB1B	7	1648
9	CB12B	6	1785	47	CB1D	6	1770
10	CB12C	6	1783	48	CB4A	7	1741
11	CB12 单	1	2581	49	CB4B	5	1665
12	CB22A	6	1617	50	CB4C	5	1713
13	CB22C	6	1775	51	CB6A	4	1632
14	CB22 单	1	2398	52	CB6B	7	1702
15	CBG1	1	2627	53	CB6C	6	1667
16	CBG6 单	1	3700	54	CB11F	6	1693
17	CBX501	2	3148	55	CB11G	4	1804
18	CB253 单	1	1650	56	CB11K	7	1945
19	CB21A	3	2049	57	CB22B	6	1692
20	CB35	4	2500	58	CB22D	4	1678
21	CB35 单	1	3010	59	CB25B	6	1590
22	CB151	3	2891	60	CB244 单	1	3706
23	CB242	1	2946	61	SH1 单	1	1720
24	CBG4 单	1	3360	62	SH6 单	1	1650
25	CBG4A	6	3832	63	SHG2	1	3255
26	开发三号	0	0	64	CB11M	6	1874
27	SH8 单	1	3600	65	CB11N	36	2009
28	SHG1 单	1	3673	66	CB22E	12	2354

序号	平台名称	总井数 (口)	平均井深 (m)	序号	平台名称	总井数 (口)	平均井深 (m)
29	埕岛中心二 号	0	0	67	CB701	6	3208
30	CB1C	4	1637	68	CB26	18	2270
31	CB20 单	1	2434	69	CB1F	24	2210
32	CB20A	9	1787	70	CB243A	8	1899
33	CB20B	5	1685	71	CB25F	6	1979
34	CB25A	9	1581	72	CB271 单	1	2500
35	CB25C	21	1644	73	CB273	9	2787
36	CB25D	6	1169	74	CB246A	4	2913
37	CB27A	6	1665	75	CB6D	9	2189
38	CB251 单	1	2554	76	CB6E	6	1963

2.3.2.4 井槽布置示意图

本项目各平台井槽平面布置示意图见下图。

图 2.3-8 井槽布置示意图

2.3.3 管道电缆建设方案

2.3.3.1 管道电缆基本信息

本次评价的管线包括：58 条海底混输管线、43 条海底注水管线、79 海底电缆、2 天然气管线。

目前已经停用，后续不再使用的管线包括：海底管线 6 条、注水管线 1 条、海底电缆 6 条。

继续运营的管线包括：52 条海底混输管线、42 海底注水管线、73 海底电缆、2 天然气管线。

本次评价不包含管线陆上段工程内容，仅对海底管线部分开展海洋环境影响评价工作。

表 2.3-7 混输管线基本信息

序号	管线类型	混输管线名称	管线长度 (m)	管线外径尺寸 (mm)	管线内径尺寸 (mm)	管线状态	建设/建成时间	设计使用年限	是否超期服役
1	海底混输管道	CB11A—中心一号	668	Φ325×11	Φ219×12	在用	1995.11.6	15	是
2	海底混输管道	CB11D—中心一号	1083	Φ457×16	Φ325×14.5	在用	1995.11.6	15	是
3	海底混输管道	CB12A--中心一号	2752	Φ426×14	Φ325×14	在用	1999.8.2	15	是
4	海底混输管道	CB12A--CBG1 单	231	Φ219×12	Φ114×14	在用	1999.8.7	15	是
5	海底混输管道	CB22C-CB22A	1007	Φ325×12	Φ219×12	在用	1997.5.21	15	是
6	海底混输管道	CB22D-CB22B	9218	Φ325×12	Φ219×12	在用	1997.8.28	15	是
7	海底混输管道	CB22B-CB25B	6974	Φ325×12	Φ219×12	在用	1996.10.5	15	是
8	海底混输管道	CB25B-CB22A	833.8	Φ426×14	Φ325×14	在用	1996.5.18	15	是
9	海底混输管道	CB11D—CB22A	1295	Φ426×12	Φ325×14	在用	1996.5.18	15	是
10	海底混输管道	CB11F—CB11G	1147	Φ325×12	Φ219×12	在用	1998.4.18	15	是
11	海底混输管道	CB1C-CB25C	891	Φ377×13	Φ273×13	在用	1998.08.13	15	是
12	海底混输管道	CB25C-CB25A	631	Φ325×12	Φ219×12	在用	1996.09.20	15	是
13	海底混输管道	CB25A-CB25D	611	Φ377×13	Φ273×13	在用	1996.09.23	15	是
14	海底混输管道	CB27A—CB271A	1716	Φ325×12	Φ219×12	在用	1998.01.31	15	是
15	海底混输管道	CB271A—CB251A	733	Φ377×13	Φ273×13	在用	1997.11.20	15	是
16	海底混输管道	CB251A—CB251B	794	Φ325×12	Φ219×12	在用	1996.09.20	15	是
17	海底混输管道	CB251D--CB251C	955	Φ273×14	Φ159×8.5	在用	1999.11.10	15	是
18	海底混输管道	CB251C—CB251B	1595	Φ426×12	Φ325×12	在用	1997.07.10	15	是
19	海底混输管道	CB25D—CB251B	1378	Φ325×12	Φ219×12	在用	1996.10.25	15	是
20	海底混输管道	CB251B—中心二号	1624	Φ426×14	Φ325×14	在用	1997.12.31	15	是
21	海底混输管道	CB20B-CB20A	1262	Φ377×13	Φ273×13	在用	1999.12.26	15	是
22	海底混输管道	CB4C-CB4B	1100	Φ377×14	Φ273×13	在用	2000.07.07	15	是
23	海底混输管道	CB4B-CB4A	1262	Φ426×14	Φ325×14	在用	2000.02.01	15	是
24	海底混输管道	CB6A-CB6B	1357	Φ377×13	Φ273×13	在用	1999.11.20	15	是
25	海底混输管道	CB6B-CB1A	1072	Φ426×14	Φ325×14	在用	1998.10.20	15	是
26	海底混输管道	CB6C-CB1B	1377	Φ377×13	Φ273×13	在用	1999.06.16	15	是

序号	管线类型	混输管线名称	管线长度 (m)	管线外径尺寸 (mm)	管线内径尺寸 (mm)	管线状态	建设/建成时间	设计使用年限	是否超期服役
27	海底混输管道	CB1B-CB1A	1253	Φ426×14	Φ325×14	在用	1999.06.16	15	是
28	海底混输管道	CB1A-中心二号	3194	Φ480×14	Φ377×14	在用	1998.09.16	15	是
29	海底混输管道	CB35 单—CB35	330	Φ219×12	Φ114×9	在用	1999	15	是
30	海底混输管道	CB20 单-CB20A	308	Φ219×9	Φ89×9	在用	1999.06.02	15	是
31	海底混输管道	CB25A—CB25B	719	Φ426×14	Φ325×14	在用	2014.12.17	20	否
32	海底混输管道	CB35—海一站	3680	Φ273×11	Φ168×11	在用	2002.12	15	是
33	海底混输管道	CB11E—CB11F	907	Φ325×12	Φ219×12	在用	1996.8.13	15	是
34	海底混输管道	CB11 单—中心一号	300	Φ219×13	Φ89×9.5	停用	1995.11.6	15	是
35	海底混输管道	CB4A-CB1A	2983	Φ426×14	Φ325×14	在用	1999.12.28	15	是
36	海底混输管道	SHG2 单-CB6C	650	Φ219×12	Φ114×10	在用	2000.07.22	15	是
37	海底混输管线	CB12 单-CB12A	723	Φ219×11	Φ114×10	停用	2002.4.11	15	是
38	海底混输管线	CB12B - CB12A	1200	Φ377×12	Φ273×12.7	在用	2000.11.6	15	是
39	海底混输管线	CB12C-CB12B	1480	Φ325×11	Φ219×11	在用	2001.5.20	15	是
40	海底混输管线	CB701-CB12B	1970	Φ325×12	Φ219×12	在用	2007.4.18	15	否
41	海底混输管线	CBX501-CB12C	680	Φ219×11	Φ114×9	在用	2000.8.8	15	是
42	海底混输管线	CB253—CB22C	803	Φ219×12	Φ114×10	在用	2002.12.1	15	是
43	海底混输管线	中心一号-CB22C 井组- 中心二号	2650	Φ426×12	Φ325×14	在用	2006.8.6	15	否
44	海底混输管线	CB22E-CB22A	600	Φ377×13	Φ273×13	在用	2008.10.12	15	否
45	海底混输管线	CBG6-CB11A	1000	Φ219×12.2	Φ89×9	停用	2005.11	15	否
46	海底混输管线	CB11E-CB11D	720	Φ426×12	Φ325×14	在用	2002.6.3	15	是
47	海底混输管线	CB244-CB11G	2089.8	Φ219.1×11.1	Φ104×10	停用	2005.11	15	否
48	海底混输管线	CB11F—CB26	1450	Φ325×14	Φ219×12	在用	2006.10.18	15	否
49	海底混输管线	CB4B-CB243A	1762	Φ426×14	Φ325×14	在用	2003.10.07	15	是
50	海底混输管线	CB6D-CB6C	993	Φ325×14	Φ219×12	在用	2005.09.13	15	否
51	海底混输管线	CB1D-CB1A	720	Φ323.9×12.7	Φ219.1×11.1	在用	2002.02.16	15	是
52	海底混输管线	CB502 单—CB20 单	390	Φ219×10	Φ114×10	停用	1999.06.02	15	是
53	海底混输管线	CB271 单-CB271A	1117	Φ219×12	Φ89×10	停用	2004.02.20	15	是

序号	管线类型	混输管线名称	管线长度 (m)	管线外径尺寸 (mm)	管线内径尺寸 (mm)	管线状态	建设/建成时间	设计使用年限	是否超 期服役
54	海底混输管线	CB1A-CB1F	538	Φ426×12	Φ325×12	在用	2008.04.15	15	否
55	海底混输管线	CB273-CB1C	2212	Φ377×13	Φ273×13	在用	2008.10.16	15	否
56	海底混输管线	CB25A-中心二号	589	Φ457×14	Φ356×14	在用	2008.09.30	15	否
57	海底混输管线	中心一号-海三站 457	8320	Φ559×12.7	Φ457×14.3	在用	2002.10.2	15	是
58	海底混输管线	中心一号-海三站	8610	Φ559	Φ457	在用	2011.12.7	20	否

表 2.3-8 注水管线基本信息

序号	管线类型	注水管线名称	管线长度(m)	内径尺寸 (mm)	管线状态	建设/建成时间	设计使用年限	是否超 期服役
1	注水管线	CB22A-CB11F	1146	Φ245×18	在用	2000.7.1	15	是
2	注水管线	CB22C-CB22A	1069	Φ245×18	在用	1998.11.11	15	是
3	注水管线	中心二号- CB22C	1129	Φ273×19	在用	1998.11.11	15	是
4	注水管线	CB251A- CB251C	1539	Φ168×14	在用	2000.10.25	15	是
5	注水管线	CB11F-CB11G	1213	Φ89×9	在用	2009.5.26	15	否
6	注水管线	中心二号—中 心一号	2769	Φ325×14	在用	1997.12.31	15	是
7	注水管线	中心一号- CB11M	1170	Φ273×19	在用	2006.12.4	15	否
8	注水管线	CB11E-CB11D	695	Φ114×10	在用	2000.11.18	15	是
9	注水管线	CB11F-CB11E	968	Φ168×14	在用	2000.9.4	15	是
10	注水管线	CB26-CB11F	1578.41	Φ245×16	在用	2008.12.17	15	否
11	注水管线	中心一号- CB12A	2600	Φ245×18	在用	2003.3.26	15	是
12	注水管线	CB12A-CB12B	1342	Φ168×14	在用	2003.5.16	15	是
13	注水管线	CB12B-CB12C	1482	Φ168×14	在用	2003.5.16	15	是

序号	管线类型	注水管线名称	管线长度(m)	内径尺寸 (mm)	管线状态	建设/建成时间	设计使用年限	是否超 期服役
14	注水管线	CB12C-CB20 单	997	Φ114×10	在用	2004.3.11	15	是
15	注水管线	CB22A-CB25B	861	φ245×18	在用	2000.12.13	15	是
16	注水管线	CB22B-CB22D	990	φ245×18	在用	2000.12.13	15	是
17	注水管线	CB25B-CB22B	769	φ245×18	在用	2000.10.23	15	是
18	注水管线	CB22D-CB4A	3170	φ245×18	在用	2002.7.14	15	是
19	注水管线	CB12B-CB701	1833	Φ168×14	在用	2008.7.14	15	否
20	注水管线	CB22A - CB22E	619	Φ245×18	在用	2009.7.7	15	否
21	注水管线	CB25A-CB25C	714	Φ245×18	在用	2001.11.28	15	是
22	注水管线	CB1C-CB1B	1319	Φ245×18	在用	2002.02.01	15	是
23	注水管线	CB25C-CB1C	810	Φ245×18	在用	2002.02.01	15	是
24	注水管线	中心二号- CB25A	615	Φ273×19	在用	2000.10.01	15	是
25	注水管线	中心二号- CB25D	516	Φ273×19	在用	2002.02.18	15	是
26	注水管线	CB25D- CB251B	1428	Φ273×19	在用	2000.10.23	15	是
27	注水管线	CB251B- CB251A	818	Φ245×18	在用	2000.11.23	15	是
28	注水管线	CB251A- CB271A	745	Φ168×14	在用	2002.03.15	15	是
29	注水管线	CB271A- CB27A	1630	Φ168×14	在用	2002.03.15	15	是
30	注水管线	CB251C- CB251D	1068	Φ174×10	在用	2001.05.22	15	是
31	注水管线	CB20A-CB20B	1430	Φ114×10	在用	2001.06.20	15	是
32	注水管线	CB1B-CB6B	1250	Φ245×18	在用	2001.11.28	15	是
33	注水管线	CB6A-CB6B	1293	Φ114×10	在用	2003.05.27	15	是
34	注水管线	CB6B-CB1A	1156	φ168×14	在用	2003.07.03	15	是

序号	管线类型	注水管线名称	管线长度(m)	内径尺寸 (mm)	管线状态	建设/建成时间	设计使用年限	是否超 期服役
35	注水管线	CB1B-CB6C	1416	φ168×14	在用	2002.03.08	15	是
36	注水管线	CB4A-CB4B	1184	φ245×18	在用	2002.06.03	15	是
37	注水管线	CB4B-CB4C	1099	φ245×18	在用	2002.07.09	15	是
38	注水管线	CB251A - CB251 单	336	Φ89×9	在用	2001.12.07	15	是
39	注水管线	CB20A -CB20 单	255	Φ114×11	在用	2005.05.26	15	否
40	注水管线	CB6A-SH6 单	536	φ114×10	停用	2003.05.27	15	是
41	注水管线	CB6A-CB6D	1406	φ114×10	在用	2005.10.01	15	否
42	注水管线	CB251B- CB20A	1098	Φ168×14	在用	2001.6.23	15	是
43	注水管线	CB1C-CB273	2237	Φ219×14	在用	2009.08.05	15	否

表 2.3-9 输气管线基本信息

序号	管线类型	天然气管线名称	管线长度 (m)	外径尺寸 (mm)	内径尺寸 (mm)	管线状态	建设/建成时间	设计使用 年限	是否超期服 役
1	天然气管线	中心二号-CBG5- 登陆点（海三 站）天然气管线	11600	Φ325×12	Φ219×12	在用	2000.07.01	15	是
2	天然气管线	中心一号-海三 站	8622	Φ460×16	Φ325×14.5	在用	1995.10.28	15	是

表 2.3-10 电缆基本信息

序号	管线类型	电缆名称	电缆长度 (m)	规格型号	管线状态	建设/建成时间
1	海底电缆	CB11A-中心一号	870	3×95	在用	1995.11.6
2	海底电缆	CB11D-中心一号	1400	3×120	在用	2003.5.9
3	海底电缆	CB12A-中心一号	2800	3×120	在用	1999.8.7
4	海底电缆	CB11A—CB11B	730	3×95	在用	1995.11.6
5	海底电缆	CB11D—CB11E	768	3×95	在用	1995.11.6
6	海底电缆	CB11F—CB11G	1330	3×70	在用	1998.4.18
7	海底电缆	CBG5--CB12B	1250	3×70	在用	2000.8.12
8	海底电缆	CB11D-CB22A	1270	3×120	在用	1996.5.18
9	海底电缆	CB22A-CB22C	1025	3×70	在用	2002.1.11
10	海底电缆	CB22B-CB22D	1080	3×70	在用	1997.8.28
11	海底电缆	CB22B-CB25B	795	3×70	在用	1996.10.5
12	海底电缆	CB25A—CB25C	710	3×70	在用	2003.07.20
13	海底电缆	CB25A—CB25B	750	3×120	在用	1996.10.20
14	海底电缆	CB25A—CB25D	664	3×120	在用	1998.09.13
15	海底电缆	CB1C-CB25C	976	3×120	在用	1998.08.13
16	海底电缆	CB251A—CB251B	1280	3×120	在用	1996.09.20
17	海底电缆	CB251A—CB271A	1050	3×70	在用	1997.11.20
18	海底电缆	CB251B—CB251C	1800	3×70	在用	1997.07.10
19	海底电缆	CB251B—CB25D	1170	3×120	在用	1996.10.25
20	海底电缆	中心二号-海三站滩海变（3511）	10372	3×185	在用	1998.10.01
21	海底电缆	CB20A-CB251C	2100	3×120	在用	1998.04.27
22	海底电缆	中心二号-CB25D	498	3×120	在用	1998.08.04
23	海底电缆	中心二号--CB1A	3014	3×185	在用	1998.09.16
24	海底电缆	CB1A-CB6B	1156	3×120	在用	1998.10.20
25	海底电缆	CB6A-CB6B	1400	3×70	在用	1999.11.10
26	海底电缆	CB251C-CB251D	1200	3×120	在用	1999.11.10
27	海底电缆	CB20A-CB20B	1280	3×70	在用	1999.12.08
28	海底电缆	CB4A-CB4B	1260	3×185	在用	1999.12.26
29	海底电缆	CB4B-CB4C	1320	3×185	在用	2000.02.01

序号	管线类型	电缆名称	电缆长度 (m)	规格型号	管线状态	建设/建成时间
30	海底电缆	CB1A-CB1B	1390	3×120	在用	1999.06.06
31	海底电缆	CB20 单-CB20A	403	3×70	在用	1999.07.15
32	海底电缆	CB1B-CB6C	1491	3×120	在用	1999.06.06
33	海底电缆	SHG2 单-CB6C (3KV)	690	3×70	在用	2000.12.12
34	海底电缆	CB27A-CB271A	1800	3×120	在用	2002.02.09
35	海底电缆	CB35 单-CB35	330	3×70	在用	1994.1
36	海底电缆	CB35-海一站	3720	3×120	在用	2003.7
37	海底电缆	CB4A-中心二号	5755	3×185	在用	2003.10.7
38	海底电缆	CB11E—CB11F	970	3×70	在用	1996.8.13
39	海底电缆	CB11 单-中心一号	360	3×185+3×50	停用	2002.1.23
40	海底电缆	CB22 单-CB22A	750	3×70	停用	1996.9.28
41	海底电缆	SH6 单-CB6A	670	3×70	停用	1999.11.21
42	海底电缆	CB11M-中心一号	1120	3×120	在用	2006.12.4
43	海底电缆	中心一号-中心二号	2821	185	在用	2002.9.1
44	海底电缆	CB244-CB11G	2310	3×70	停用	2005.10.10
45	海底电缆	CB11B-CB11G	2300	3×120	在用	2006.6.12
46	海底电缆	CB26-CB1F	1713	3×185	在用	2008.4.7
47	海底电缆	CB26 (中心三号)-海洋变	12957	3×185	在用	2009.7.22
48	海底电缆	CB26 (中心三号)-CB11N	2156	3×185	在用	2009.7.22
49	海底电缆	CB12A--CB12B	1400	3×120	在用	2005.7.18
50	海底电缆	CBG5--CB12C	740	3×70	在用	2001.5.20
51	海底电缆	CB12 单-CB12A	850	3*185+3*50	在用	2002.6.24
52	海底电缆	CB22A-CB22E	610	3×70	在用	2009.10.23
53	海底电缆	中心二号-CB25B-CB22A	840	3×180	在用	1996.5.18
54	海底电缆	CB253-CB22C	970	3*185+3*50	在用	2002.12.17
55	海底电缆	CB701-CBG5	1612	3×70	在用	2007.4.18
56	海底电缆	CB25A—CB25C	710	120	在用	1996.09.20
57	海底电缆	CB1C-CB1D	1350	70	在用	2002.03.08
58	海底电缆	中心二号-滩海变 (3512)	9858	185	在用	1998.03.16

序号	管线类型	电缆名称	电缆长度 (m)	规格型号	管线状态	建设/建成时间
59	海底电缆	中心二号-CB25A	1234	120	在用	1998.08.04
60	海底电缆	CB20A (CB20C) -CBG5 单	1780	120	在用	2000.08.04
61	海底电缆	中心二号-CB20A	2945	120	在用	2000.09.22
62	海底电缆	SHG2 单-CB6C	690	3×120	在用	2000.12.09
63	海底电缆	CB20 单-CB20A	440	70	在用	2001.06.19
64	海底电缆	CB502 单-CB20A	450	185/50	停用	2001.11.22
65	海底电缆	CB243A-CB4A-中心二号	9038	185	在用	2003.10.07
66	海底电缆	CB271A-CB271 单	1070	185/50	停用	2004.02.17
67	海底电缆	CB243A-CB4C	2010	3×185	在用	2004.10.30
68	海底电缆	中心二号-CB25B	1250	120	在用	2003.08.13
69	海底电缆	CB1D-CB1B	1000	3×120	在用	2003.09.24
70	海底电缆	中心二号-滩海变 (3513)	10881	185	在用	2003.12.10
71	海底电缆	CB6A-CB6D	1680	3×120	在用	2005.08.31
72	海底电缆	CB243A-CB246A	8020	3×120	在用	2004.11.11
73	海底电缆	CB4A-CB6E	2793	3×120	在用	2005.11.27
74	海底电缆	CB6C-CB6D	1300	3×120	在用	2005.11.02
75	海底电缆	CB251D-CB27A	2356	120	在用	2006.08.24
76	海底电缆	CB243A-CB26	4838	3×185	在用	2006.10.12
77	海底电缆	CB273-CB1C	2553	120	在用	2008.10.15
78	海底电缆	中心二号-CB25B	960	120	在用	2008.09.09
79	海底电缆	CB1F-CB1A	610	3×185	在用	2011.07.01

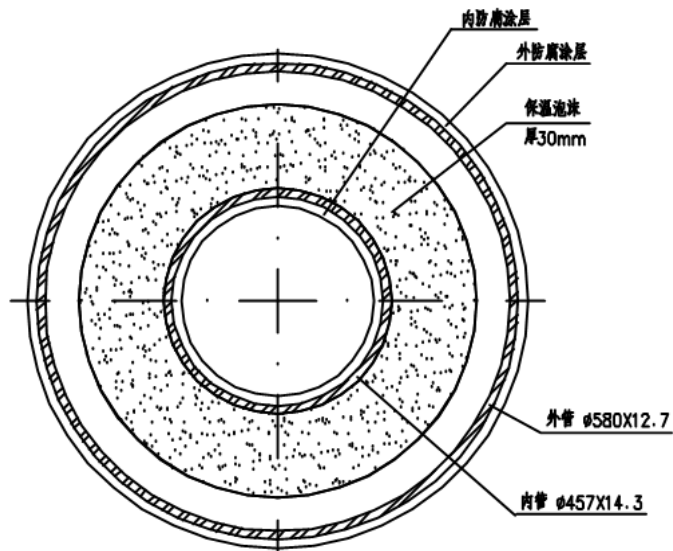


图 2.3-9 典型输油管线剖面图

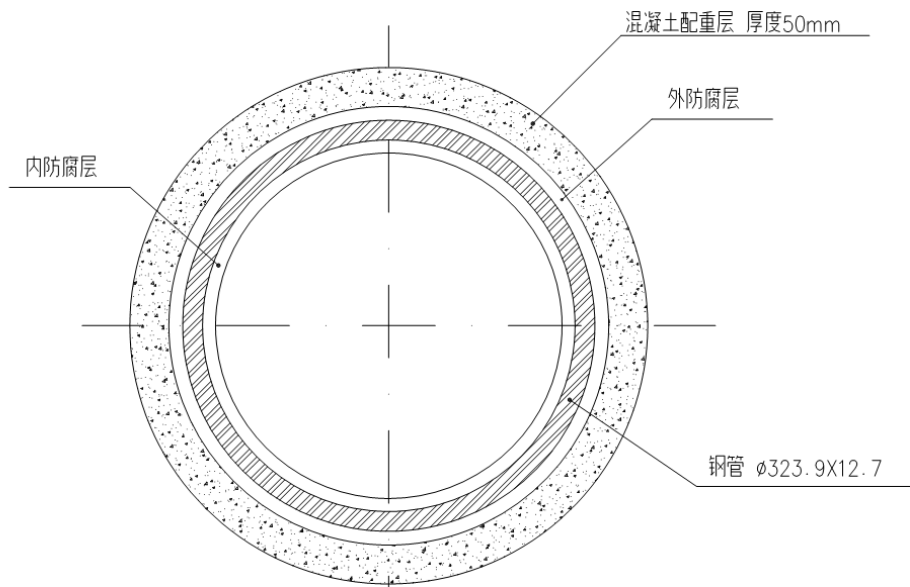


图 2.3-10 典型注水管线剖面图

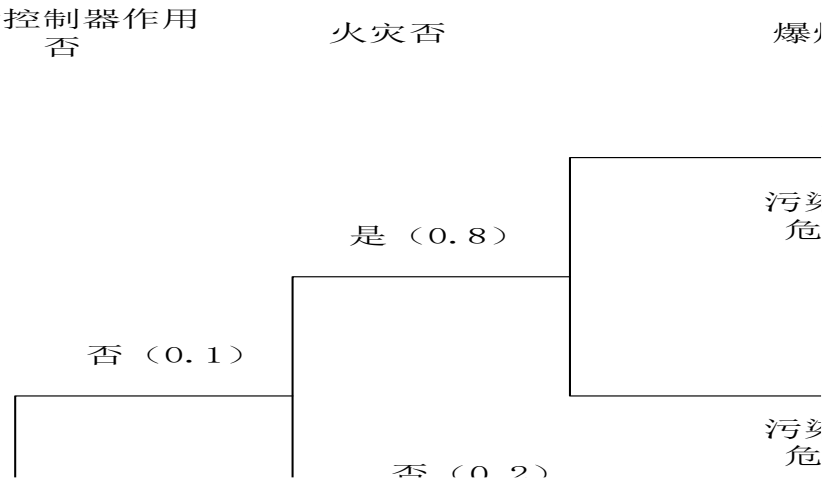


图 2.3-11 典型电缆剖面图

2.3.3.2 管道电缆交越情况

本工程与其他已建管线共有 17 个交越点，交越管线情况见下表。

表 2.3-11 本工程管线电缆交越情况

序号	名称	和其他管线交越点的个数	交越的管线名称
1	CB22A-CB25B 注水管道	1	中心三—中心二注水海管
2	CB22D-CB4A 注水管道	1	CB1F—CB26 输油海管
3	CB22C-CB22A 注水管道	1	中心三—中心二注水海管
4	CB26-CB11F 注水管道	1	中心三号—CB11F 电缆
5	CB251B-CB20A 注水管道	1	CB1F—CB26 输油海管
6	CB243A-CB4B 输油管道	1	CB243A-CB4E 输油管道
7	CB11F—CB26 输油管道	1	中心三号—CB11F 电缆
8	CB26-CB1F 电缆	1	CB22D-CB4A 注水海管
9	CB26（中心三号）-CB11N 电缆	3	CB11G—CB11F 注水、输油海管，海缆
10	CB1F-CB1A 电缆	1	中心二—CB4A 海缆
11	CB243A-CB4C 电缆	1	CB243A-CB4E 输油管道
12	CB243A-CB4A-中心二号电缆	4	CB4E—中心三号输油管道
			CB1A—CB1F 输油管道
			CB1F—CB1A 注水管道
			中心三号—CB22D 注水管道

由于埕岛油田由于是滚动开发，目前海底管网交错密布，管道路由难免存在交叉现象，为了保护老管线，铺设管线时需要在交叉点对原有管线采取防护措施。本工程与其他管线交越点处采用在海底进行砂排垫层的交叉防护设计，砂排垫层铺设范围以管线为中心向两侧各延伸 200 米。施工时首先在原有海底管线的海床上预抛埋两层砂袋，新管线铺设填埋后，在新管线海床上再抛埋两层砂袋，具体交越点剖面见下图 2.3-12。

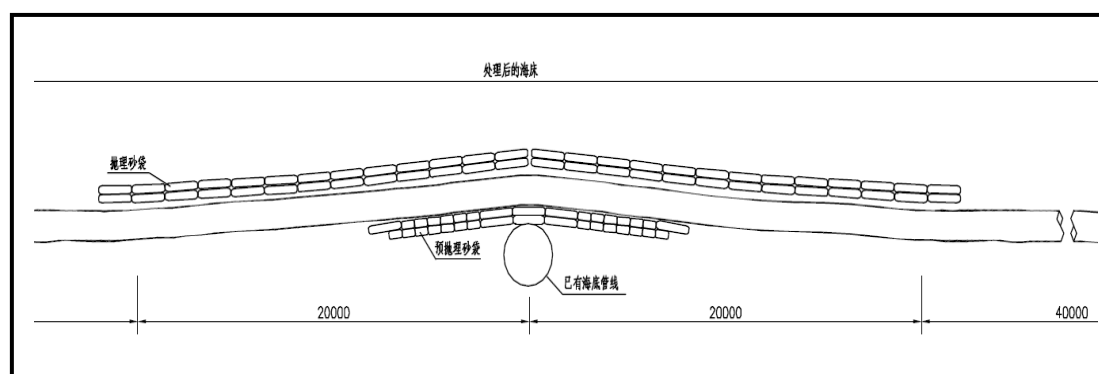


图 2.3-12 管线交越点剖面图

2.3.3.3 管线输送能力情况

混输管线运营期间输送能力情况详见下表。运营期间，混输管线输送能力均满足设计要求。

表 2.3-12 混输管线输送能力一览表

序号	管线类型	管线名称	设计压力(MPa)	管道起点压力 (MPa)	管道终点压力 (MPa)	是否满足输送需求	管线状态	建设/建成时间	设计使用年限
1	混输管线	CB11A—中心一号	4	0	0	是	在用	1995.11.6	15
2	混输管线	CB11D—中心一号	4	0.84	0.59	是	在用	1995.11.6	15
3	混输管线	CB12A--中心一号	4	1.07	0.84	是	在用	1999.8.2	15
4	混输管线	CB12A--CBG1 单	4	1.13	0.84	是	在用	1999.8.7	15
5	混输管线	CB22C-CB22A	4	0	0	是	在用	1997.5.21	15
6	混输管线	CB22D-CB22B	4	1.31	1.08	是	在用	1997.8.28	15
7	混输管线	CB22B-CB25B	4	2.33	0.64	是	在用	1996.10.5	15
8	混输管线	CB25B-CB22A	4	1	0.78	是	在用	1996.5.18	15
9	混输管线	CB11D—CB22A	4	0	0	是	在用	1996.5.18	15
10	混输管线	CB11F—CB11G	4	0	0	是	在用	1998.4.18	15
11	混输管线	CB1C-CB25C	4	1.23	0.93	是	在用	1998.08.13	15
12	混输管线	CB25C-CB25A	4	0	0	是	在用	1996.09.20	15
13	混输管线	CB25A-CB25D	4	0	0	是	在用	1996.09.23	15
14	混输管线	CB27A—CB271A	4	3.42	1.06	是	在用	1998.01.31	15
15	混输管线	CB271A—CB251A	4	0.83	0.35	是	在用	1997.11.20	15
16	混输管线	CB251A—CB251B	4	0.6	0.5	是	在用	1996.09.20	15
17	混输管线	CB251D--CB251C	4	0.6	0.5	是	在用	1999.11.10	15
18	混输管线	CB251C—CB251B	4	1	0.78	是	在用	1997.07.10	15
19	混输管线	CB25D—CB251B	4	0	0	是	在用	1996.10.25	15
20	混输管线	CB251B—中心二号	4	0.71	0.56	是	在用	1997.12.31	15
21	混输管线	CB20B-CB20A	4	0	0	是	在用	1999.12.26	15
22	混输管线	CB4C-CB4B	4	1.31	1.06	是	在用	2000.07.07	15

序号	管线类型	管线名称	设计压力(MPa)	管道起点压力 (MPa)	管道终点压力 (MPa)	是否满足输送需求	管线状态	建设/建成时间	设计使用年限
23	混输管线	CB4B-CB4A	4	1.64	1.4	是	在用	2000.02.01	15
24	混输管线	CB6A-CB6B	4	2.33	0.64	是	在用	1999.11.20	15
25	混输管线	CB6B-CB1A	4	1	0.78	是	在用	1998.10.20	15
26	混输管线	CB6C-CB1B	4	0	0	是	在用	1999.06.16	15
27	混输管线	CB1B-CB1A	4	0.71	0.56	是	在用	1999.06.16	15
28	混输管线	CB1A-中心二号	4	0	0	是	在用	1998.09.16	15
29	混输管线	CB35 单—CB35	4	1.31	1.06	是	在用	1999	15
30	混输管线	CB20 单-CB20A	4	1.64	1.4	是	在用	1999.06.02	15
31	混输管线	CB25A—CB25B	4	1.31	1.06	是	在用	1996.9.23	15
32	混输管线	CB35—海一站	4	0.93	0.6	是	在用	2002.12	15
33	混输管线	CB11E—CB11F	4	0.82	0.5	是	在用	1996.8.13	15
34	混输管线	CB11 单—中心一号	4	1.64	1.4	是	停用	1995.11.6	15
35	混输管线	CB4A-CB1A	4	1.23	0.93	是	在用	1999.12.28	15
36	混输管线	SHG2 单-CB6C	4	0.82	0.5	是	在用	2000.07.22	15
37	混输管线	CB12 单-CB12A	4	0	0	是	停用	2002.4.11	15
38	混输管线	CB12A-CB12B	4	0.84	0.59	是	在用	2000.11.6	15
39	混输管线	CB12C-CB12B	4	1.07	0.84	是	在用	2001.5.20	15
40	混输管线	CB701-CB12B	4	1.13	0.84	是	在用	2007.4.18	15
41	混输管线	CBX501-CB12C	4	0	0	是	在用	2000.8.8	15
42	混输管线	CB253—CB22C	4	1.31	1.08	是	在用	2002.12.1	15
43	混输管线	中心一号-CB22C-中心二号	4	2.33	0.64	是	在用	2006.8.6	15
44	混输管线	CB22E-CB22A	4	1	0.78	是	在用	2008.10.12	15
45	混输管线	CBG6-CB11A	4	0	0	是	停用	2005.11	15
46	混输管线	CB11E-CB11D	4	0.71	0.56	是	在用	2002.6.3	15
47	混输管线	CB244-CB11G	4	0	0	是	停用	2005.11	15
48	混输管线	CB11F—CB26	4	0.82	0.5	是	在用	2006.10.18	15
49	混输管线	CB4B-CB243A	4	1.31	1.06	是	在用	2003.10.07	15

序号	管线类型	管线名称	设计压力(MPa)	管道起点压力 (MPa)	管道终点压力 (MPa)	是否满足输送需求	管线状态	建设/建成时间	设计使用年限
50	混输管线	CB6D-CB6C	4	1.64	1.4	是	在用	2005.09.13	15
51	混输管线	CB1D-CB1A	4	1.23	0.93	是	在用	2002.02.16	15
52	混输管线	CB502 单-CB20 单	4	0	0	是	停用	1999.06.02	15
53	混输管线	CB271 单-CB271A	4	0	0	是	停用	2004.02.20	15
54	混输管线	CB1A-CB1F	4	0.93	0.73	是	在用	2008.04.15	15
55	混输管线	CB273-CB1C	4	3.42	1.06	是	在用	2008.10.16	15
56	混输管线	CB25A-中心二号	4	0.83	0.35	是	在用	2008.09.30	15
57	混输管线	中心一号-海三站 457	4	0.6	0.5	是	在用	2002.10.2	15
58	混输管线	中心一号-海三站	4	0.6	0.5	是	在用	2011.12.7	20

注水管线输送能力详见下表，运营期间，注水管线输送能力满足设计要求。

表 2.3-13 注水管线输送能力一览表

序号	管线类型	管线名称	设计压力(MPa)	管线起点压力 (MPa)	管线终点压力 (MPa)	是否满足输送需求	管线状态	建设/建成时间	设计使用年限
1	注水管线	CB22A-CB11F	16	9.3	9.2	是	在用	2000.7.1	15
2	注水管线	CB22C-CB22A	16	9.2	9.2	是	在用	1998.11.11	15
3	注水管线	中心二号-CB22C	16	9.3	9	是	在用	1998.11.11	15
4	注水管线	CB251A-CB251C	16	8.91	8.5	是	在用	2000.10.25	15
5	注水管线	CB11F-CB11G	16	7.6	6.7	是	在用	2009.5.26	15
6	注水管线	中心二号—中心一号	16	9.3	9	是	在用	1997.12.31	15
7	注水管线	中心一号-CB11M	16	9.38	8.54	是	在用	2006.12.4	15
8	注水管线	CB11E-CB11D	16	8.76	8.62	是	在用	2000.11.18	15
9	注水管线	CB11F-CB11E	16	9.7	8.3	是	在用	2000.9.4	15
10	注水管线	CB26-CB11F	16	9.8	9.7	是	在用	2008.12.17	15

序号	管线类型	管线名称	设计压力 (MPa)	管线起点 压力 (MPa)	管线终点 压力 (MPa)	是否满足 输送需求	管线状态	建设/建成时 间	设计使用 年限
11	注水管线	中心一号-CB12A	16	9.52	8.65	是	在用	2003.3.26	15
12	注水管线	CB12A-CB12B	16	9.2	8.91	是	在用	2003.5.16	15
13	注水管线	CB12B-CB12C	16	8.91	8.75	是	在用	2003.5.16	15
14	注水管线	CB12C-CB20 单	16	8.75	8.2	是	在用	2004.3.11	15
15	注水管线	CB22A-CB25B	16	9.61	9.2	是	在用	2000.12.13	15
16	注水管线	CB22B-CB22D	16	9.3	9.2	是	在用	2000.12.13	15
17	注水管线	CB25B-CB22B	16	9.2	9.2	是	在用	2000.10.23	15
18	注水管线	CB22D-CB4A	16	9.3	9	是	在用	2002.7.14	15
19	注水管线	CB701-CB12B	16	8.91	8.5	是	在用	2008.7.14	15
20	注水管线	CB22E-CB22A	16	9.3	8.76	是	在用	2009.7.7	15
21	注水管线	CB25A-CB25C	16	7.6	6.7	是	在用	2001.11.28	15
22	注水管线	CB1C-CB1B	16	8.7	8.6	是	在用	2002.02.01	15
23	注水管线	CB25C-CB1C	16	7	6.7	是	在用	2002.02.01	15
24	注水管线	中心二号-CB25A	16	9.2	7.5	是	在用	2000.10.01	15
25	注水管线	中心二号-CB25D	16	9.2	8.8	是	在用	2002.02.18	15
26	注水管线	CB25D-CB251B	16	8.8	8.6	是	在用	2000.10.23	15
27	注水管线	CB251B-CB251A	16	8.6	8.4	是	在用	2000.11.23	15
28	注水管线	CB251A-CB271A	16	8.4	8.2	是	在用	2002.03.15	15
29	注水管线	CB271A-CB27A	16	8.2	8	是	在用	2002.03.15	15
30	注水管线	CB251C-CB251D	16	0	0	是	在用	2001.05.22	15
31	注水管线	CB20A-CB20B	16	7.4	6.9	是	在用	2001.06.20	15
32	注水管线	CB1B-CB6B	16	8.7	8.6	是	在用	2001.11.28	15
33	注水管线	CB6A-CB6B	16	8.7	8.4	是	在用	2003.05.27	15
34	注水管线	CB6B-CB1A	16	9	8.7	是	在用	2003.07.03	15
35	注水管线	CB1B-CB6C	16	8.6	8.6	是	在用	2002.03.08	15
36	注水管线	CB4A-CB4B	16	9.2	9	是	在用	2002.06.03	15
37	注水管线	CB4B-CB4C	16	9.2	9.2	是	在用	2002.07.09	15

序号	管线类型	管线名称	设计压力 (MPa)	管线起点 压力 (MPa)	管线终点 压力 (MPa)	是否满足 输送需求	管线状态	建设/建成时 间	设计使用 年限
38	注水管线	CB251 单-CB251A	16	7.7	7.7	是	在用	2001.12.07	15
39	注水管线	CB20 单-CB20A	16	8	7.8	是	在用	2005.05.26	15
40	注水管线	CB6A-SH6 单	16	0	0	是	停用	2003.05.27	15
41	注水管线	CB6A-CB6D	16	8.4	8.2	是	在用	2005.10.01	15
42	注水管线	CB251B-CB20A	16	8.6	8.2	是	在用	2001.6.23	15
43	注水管线	CB1C-CB273	16	6.7	4	是	在用	2009.08.05	15

天然气管线运营期间输送能力详见下表，运营期间，天然气管线输送能力满足设计要求。

表 2.3-14 天然气管线输送能力一览表

序号	管线类型	管线名称	设计压力 (MPa)	管线起点压 力 (MPa)	管线终点压 力 (MPa)	是否满足输 送需求	管线状态	建设/建成时间	设计使用年 限
1	天然气	中心二号-CBG5-登 陆点（海三站）天然 气管线	4	1.23	0.93	是	在用	2000.07.01	15
2	天然气	中心一号-海三站	4	1.12	0.82	是	在用	1995.10.28	15

2.3.3.4 管线防腐情况

为减小管线等钢结构的腐蚀破坏，保证系统长期安全有效的运行，对海底管线的钢结构采取阴极保护的防腐措施，工程采用高效铝合金牺牲阳极。

2.3.4 生产工艺及物流集输方案

2.3.4.1 生产工艺

埕岛油田依据各卫星平台产能预测情况，统筹考虑，在海上形成主体区块以中心一号、中心二号、中心三号平台为处理中心的原油集输管网，以及东部区块原油集输管网。

本次评价平台物流集输所属管网情况详见下表。

表 2.3-15 本次工程海上物流集输情况一览表

物流集输管网		本次评价平台		备注
主体区块	中心平台	2 座	中心一号、中心二号	/
	中心一号	16 座	CB11N、CB11E、CB11H、CB11D、CB11M、CBX501、CB12C、CB12B、CB12A、CB701、CBG1 单、CB12 单、CB11 单、CBG6 单、CB11A、CB11B	CB11 单、CB12 单、CB6G 单已经封井，无复产计划。
	中心二号	16 座	CB251B、CB251A、CB271A、CB271 单、CB25D、CB251C、CB251D、CB27A、CB25A、CB25C、CB1C、CB273、CB25F、CB20B、CB20A、CB502 单	CB502 单、CB271 单平台已经封井，无复产计划
	中心三号	29 座	CB243A、CB246A、CB4C、CB4B、CB4A、CB6A、CB6B、CB6E、CB1A、CB1F、CB1B、CB1D、CB6D、CB6C、SHG2、CB244、CB11G、CB11K、CB11F、CB26、CB253 单、CB22A、CB22B、CB22C、CB22D、CB22E、CB25B、CB22 单、SH1 单，共计 29 座。	CB244、CB22 单、SH1 单平台已经封井，无复产计划
东部区块		6 座	CB35、CB35 单、CBG4 单、CBG4A、开发三号、SH8 单	/

物流集输管网	本次评价平台		备注
只有注水井的平台	3 座	CB251 单、SH6 单、CB20 单	SH6 单平台已经封井，无复产计划
船舶拉油	4 座	CB151、CB21A、SHG1 单、CB242	4 座平台已经封井，无复产计划
不再复产的平台	13 座	4 座平台船舶拉油：CB151、CB21A、SHG1 单、CB242； 9 座平台海管集输：CB502 单、CB12 单、CB11 单、CBG6 单、CB22 单、CB244 单、SH1 单、SH6 单、CB271 单。	

本次评价的 76 座平台，中心一号、中心二号为中心平台，其他平台不设油气水处理设施。

本次评价的平台中，13 座平台今后不再复产。

CBG4A、开发三号、CBG4 单、SH8 单、CB35 单和 CB35 平台生产物流通过海底混输管线集输到海五联合站。海五联只进行油气分离，分离出的天然气送埕岛天然气预处理站，一部分做为埕岛联合站燃料，剩余的输送至陆上终端。海五联不进行油水分离，上陆油水通过外输管线输送至海三联进行原油处理和污水处理。脱去部分水的原油（含水 $\leq 10\%$ ）经海三联增压外输至海四联进行进一步脱水处理，此部分产生的少量生产水，输往桩西联生产水处理设施进行处理。含油生产水经处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329—1994）标准要求后（石油类 $\leq 30\text{mg/L}$ ），经海底注水管线输往中心三号平台，统一调配注入埕岛主体海上卫星平台地层。

其他平台生产物流经海底管线输至海上中心平台进行处理。中心平台共有三个：中心一号、中心二号和中心三号平台。中心一号、中心二号、中心三号平台进行初步分水、处理后，最终由登陆管线输送至海三联进行处理。在海三联处理为含水率 10%（设计含水率，实际可达 2-3%）左右的含水原油后再输往海四联进行进一步沉降处理，处理后的合格原油（含水率 $< 1\%$ ）外输，沉降产生的含油污水进入桩西联进行处理合格后回输至海三联与海三联处理合格后的生产水一起返回海上。

图 2.3-13 本工程管网物流集输示意图

2.3.4.2 海上物流集输

本工程海上物流集输管网情况详见下图。

图 2.3-14 主体区块物流集输示意图

图 2.3-15 东部区块物流集输示意图

(1) 中心一号物流集输

本次评价平台，生产物流集输至中心一号平台的分别为：CB11N、CB11E、CB11H、CB11D、CB11M、CBX501、CB12C、CB12B、CB12A、CB701、CBG1 单、CB12 单、CB11 单、CBG6、CB11A、CB11B 共计 16 座。其中 CB11 单、CB12 单、CB6G 已经封井，无复产计划。

中心一号物流集输情况详见下图。

图 2.3-16 中心一号物流集输示意图

(2) 中心二号物流集输

本次评价平台，生产物流集输至中心二号平台的分别为：CB251B、CB251A、CB271A、CB271 单、CB25D、CB251C、CB251D、CB27A、CB25A、CB25C、CB1C、CB273、CB25F、CB20B、CB20A、CB502 单，共计 16 座。其中 CB502 单、CB271 单平台已经封井，无复产计划。

中心二号物流集输情况详见下图。

图 2.3-17 中心二号物流集输示意图

(3) 中心三号物流集输

本次评价平台,生产原油集输至中心三号平台的分别为:CB243A、CB246A、CB4C、CB4B、CB4A、CB6A、CB6B、CB6E、CB1A、CB1F、CB1B、CB1D、CB6D、CB6C、SHG2、CB244、CB11G、CB11K、CB11F、CB26、CB253 单、CB22A、CB22B、CB22C、CB22D、CB22E、CB25B、CB22 单、SH1 单,共计 29 座。其中 CB22 单、CB244 已经封井,无复产计划。

中心三号物流集输情况详见下图。

图 2.3-18 中心三号物流集输示意图

2.3.4.3 注水方案

埕岛油田东部区块注水水源来自于东部区块水源井,埕岛油田主体区块依据各卫星平台注水需求量以及中心平台分水量,统筹考虑各卫星平台注水方案,在海上形成以中心一号、中心二号、中心三号平台为注水中心的 3 套注水管网。

埕岛油田中心平台分离出的生产水去中心平台各自的污水处理系统,经处理合格后,通过海底注水管线分注各卫星平台。各平台注水由中心平台供给,不足部分由陆上调水注入地层。本次评价平台注水情况详见下表。

本次评价平台,CBG4A 平台注水水源来自自身平台注水水源,其他平台注水来源,由埕岛油田统筹考虑,在海上形成以中心一号、中心二号、中心三号平台为注水中心的 3 套注水管网。

表 2.3-16 本次工程注水情况一览表

注水情况	注水管网	本次评价平台	数量	备注
中心平台		中心一号、中心二号	2 座	/
注水开发平台	中心一号	CB11N、CB11E、CB11H、CB11D、CB11M、CB20 单、CB12C、CB12B、CB12A、CB701	10 座	/
	中心二号	CB25D、CB251B、CB251A、CB251C、CB251D、CB251 单、CB20A、CB20B、CB271A、CB27A、CB25A、CB25C、CB1C、CB1B、CB6C、CB273、CB6A、CB6B、CB6D、SH6 单、CB22C	21 座	/
	中心三号	CB246A、CB243A、CB4B、CB4A、CB4C、CB22D、CB22B、CB25B、CB1F、CB1A、CB6E、	21 座	/

注水情况	注水管网	本次评价平台	数量	备注
中心平台		中心一号、中心二号	2 座	/
不注水开发 平台		CB6B、CB1D、CB22F、CB11G、 CB11K、CB26、CB11F、CB22A、 CB22C、CB22E		
	CBG4A 上的 水源井	CBG4A	1 座	/
	主体区块	CB151、CB21A、SHG1 单、 CB242、CB502 单、CB12 单、CB11 单、CBG6 单、CB22 单、CB244 单、SH1 单、CB271 单、CBX501	13 座	除 CBX501 平 台外，其他 12 座平台已经封 井，无复产计 划
	东部区块	CB35、CB35 单、CBG4 单、开发三 号、SH8 单	5 座	/
	只有注水井	CB251 单、SH6 单、CB20 单	3 座	SH6 单平台已 经封井，无复 产计划。

图 2.3-19 本工程主体区块注水方案示意图

(1) 中心一号注水路线

本次评价平台，属于中心一号注水管网内平台的分别为：CB11N、CB11E、CB11H、CB11D、CB11M、CB20 单、CB12C、CB12B、CB12A、CB701，共计 10 座平台。

中心一号注水管线详见下图。

图 2.3-20 中心一号注水管网示意图

(2) 中心二号注水路线

本次评价平台，属于中心二号注水管网内的平台的分别为：CB25D、CB251B、CB251A、CB251C、CB251D、CB251 单、CB20A、CB20B、CB271A、CB27A、CB20 单、CB25A、CB25C、CB1C、CB1B、CB6C、CB273、CB6A、CB6B、CB6D、SH6 单、CB22C，共计 22 座平台。

中心二号注水管线详见下图。

图 2.3-21 中心二号注水管网示意图

(3) 中心三号注水路线

本次评价平台,属于中心三号注水管网内的平台的分别为:CB246A、CB243A、CB4B、CB4A、CB4C、CB22D、CB22B、CB25B、CB1F、CB1A、CB6E、CB6B、CB1D、CB22F、CB11G、CB11K、CB26、CB11F、CB22A、CB22C、CB22E,共计 21 座平台。

中心三号注水管线详见下图。

图 2.3-22 中心三号注水管网示意图

2.3.5 环保设施

2.3.5.1 生活污水处理设施

本次评价的 73 座平台中，埕岛中心一号、埕岛中心二号、开发三号平台、CB11N 采修一体化平台、CB1F 采修一体化平台、CB246A 井组平台 6 座平台为有人值守平台，其他平台均为无人值守平台，无生活污水产生排放。有人值守平台设有 WCB 型生活污水处理装置或 LYDJSH-1 型电解法生活污水处理装置，处理后水质可达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）排放标准。各平台生活污水设施配置情况见下表。

表 2.3-17 有人值守平台生活污水处理装置一览表

序号	平台名称	定员数	生活污水处理装置	
			名称	处理能力
1	埕岛中心一号	60	LYDJSH-1 型电解法生活污水处理装置	14m ³ /d
2	埕岛中心二号	64	SWCM-200 型生活污水处理装置	14.7m ³ /d
3	开发三号平台	7	WCB-10 型生活污水处理装置	105L/h
4	CB11N 采修一体化平台	25	WCB-30 型生活污水处理装置	280L/h
5	CB1F 采修一体化平台	25	WCB-30 型生活污水处理装置	280L/h
6	CB246A 井组平台	4	WCB-10 型生活污水处理装置	105L/h

2.3.5.2 含油生产水处理设施

本项目评价的平台中，中心一号、中心二号设含油生产水处理设施，其他其他卫星平台不设含油生产水处理设施。本次评价平台含油生产水输往中心一号、中心二号、中心三号平台、海三联、桩西联进行处理。

中心一号生产水处理能力为 5000m³/d；

中心二号生产水处理能力为 10000m³/d；

中心三号生产水处理能力为 20000m³/d；

海三联生产水处理能力为 34000m³/d；

桩西联生产水处理能力为 15000m³/d。

2.3.5.3 开式排放系统与集油槽

开式排放系统主要用于收集平台各处与大气连通的水、污水和污油。进入开式排放系统的排放源主要为含油污水：包括初期雨水和来自生产、公用系统中的污水。本工程开式排放系统和围油槽设置见下表。

本工程开式排放系统和围油槽设置情况见下表。

表 2.3-18 本工程开式排放系统和围油槽设置情况

序号	平台名称	开式排放罐的数量	开式排放罐设计容量 m ³	围油槽数量	围油槽容量 (m ³)
1	埕岛中心一号	1	24	3	2
2	CB11A	0	0	3	2
3	CB11B	0	0	3	2
4	CB11D	0	0	2	1.5
5	CB11E	0	0	2	1.5
6	CB11H	0	0	2	1.5
7	CB11 单	0	0	1	1
8	CB12A	0	0	3	5
9	CB12B	0	0	3	2
10	CB12C	0	0	2	1.5
11	CB12 单	0	0	2	1
12	CB22A	0	0	2	1.5
13	CB22C	0	0	3	2
14	CB22 单	0	0	1	0.5
15	CBG1 单	0	0	1	1
16	CBG6 单	0	0	1	1
17	CBX501	0	0	3	2
18	CB253 单	0	0	3	2
19	CB21A	0	0	2	6
20	CB35	0	0	2	11
21	CB35 单	0	0	2	5
22	CB151	0	0	2	9
23	CB242	0	0	1	0.5
24	CBG4 单	0	0	1	6
25	CBG4A	0	0	2	36
26	开发三号	0	0	1	20
27	SH8 单	0	0	1	15
28	SHG1 单	0	0	1	3
29	埕岛中心二号	1	35	1	772
30	CB1C	0	0	1	68.4
31	CB20 单	0	0	1	4.1
32	CB20A	0	0	1	39.2
33	CB20B	0	0	1	33.5
34	CB25A	0	0	1	59.8

序号	平台名称	开式排放罐的数量	开式排放罐设计容量 m ³	围油槽数量	围油槽容量 (m ³)
35	CB25C	0	0	1	55.8
36	CB25D	0	0	1	18.9
37	CB27A	0	0	1	22.5
38	CB251 单	0	0	1	6.7
39	CB251A	0	0	1	49.7
40	CB251B	0	0	1	27.4
41	CB251C	0	0	1	29.8
42	CB251D	0	0	1	33.7
43	CB271A	0	0	1	20.3
44	CB502 单	0	0	1	17
45	CB1A	0	0	3	20+4+1
46	CB1B	0	0	3	20+4+1
47	CB1D	0	0	2	20+1
48	CB4A	0	0	3	4+1+0.5
49	CB4B	0	0	2	2+1
50	CB4C	0	0	2	5+2
51	CB6A	0	0	2	2+0.5
52	CB6B	0	0	3	20+4+1
53	CB6C	0	0	3	20+3+1
54	CB11F	0	0	2	2+1
55	CB11G	0	0	3	2+1+1
56	CB11K	0	0	1	0.7
57	CB22B	0	0	3	3+2+1
58	CB22D	0	0	3	3+2+1
59	CB25B	0	0	3	1+1+0.5
60	CB244 单	0	0	1	0.5
61	SH1 单	0	0	0	0
62	SH6 单	0	0	1	0.5
63	SHG2	0	0	1	1
64	CB11M	0	0	0	0
65	CB11N	2	18+3	20	0.05*20
66	CB22E	0	0	1	0.05
67	CB701	0	0	3	0.05*3
68	CB26	0	0	8 个	0.1
69	CB1F	0	0	0	0
70	CB243A	0	0	0	0
71	CB25F	0	0	0	0
72	CB271	0	0	0	0
73	CB273	0	0	0	0
74	CB246A	0	0	1 个	0.1
75	CB6D	0	0	2 个	0.1*2
76	CB6E	0	0	2 个	0.1*2

2.3.5.4 固体废物收集装置

在平台上设置生产垃圾收集装置，对生产垃圾进行集中收集，定期运回陆上处理；在有人值守平台上设置生活垃圾收集装置。固体废物收集装置设置情况见下表。

表 2.3-19 固体废物收集装置设置情况

序号	平台名称	生活垃圾回收装置容量数量	生活垃圾存放地点	工业垃圾回收装置容量数量	工业垃圾存放地点
1	埕岛中心一号	0.25 方/3 个	平台暂存，运回陆地码头市政垃圾箱内	0.25 方/2 个	平台暂存，运回陆地码头垃圾箱内
2	CB11A	0.25 方/1 个	平台暂存，运回陆地码头市政垃圾箱内	/	/
3	CB11B	0.25 方/1 个	平台暂存，运回陆地码头市政垃圾箱内	/	/
4	CB11D	0.25 方/1 个	平台暂存，运回陆地码头市政垃圾箱内	/	/
5	CB11E	0.25 方/1 个	平台暂存，运回陆地码头市政垃圾箱内	/	/
6	CB11H	0.25 方/1 个	平台暂存，运回陆地码头市政垃圾箱内	/	/
7	CB11 单	/	/	/	/
8	CB12A	0.25 方/1 个	平台暂存，运回陆地码头市政垃圾箱内	/	/
9	CB12B	0.25 方/1 个	平台暂存，运回陆地码头市政垃圾箱内	/	/
10	CB12C	0.25 方/1 个	平台暂存，运回陆地码头市政垃圾箱内	/	/
11	CB12 单	/	/	/	/
12	CB22A	0.25 方/1 个	平台暂存，运回陆地码头市政垃圾箱内	/	/
13	CB22C	0.25 方/1 个	平台暂存，运回陆地码头市政垃圾箱内	/	/
14	CB22 单	/	/	/	/
15	CBG1 单	/	/	/	/
16	CBG6 单	/	/	/	/
17	CBX501	0.25 方/1 个	平台暂存，运回陆地码头市政垃圾箱内	/	/
18	CB253 单	0.25 方/1 个	平台暂存，运回陆地码头市政垃圾箱内	/	/
19	CB21A	/	/	/	/
20	CB35	240L, 1	平台暂存，运回陆地码头市政垃圾箱内	/	/
21	CB35 单	/	/	/	/
22	CB151	/	/	/	/
23	CB242	/	/	/	/
24	CBG4 单	240L, 1	平台暂存，运回陆地码头市政垃圾箱内	/	/

序号	平台名称	生活垃圾回收装置容量数量	生活垃圾存放地点	工业垃圾回收装置容量数量	工业垃圾存放地点
25	CBG4A	240L, 1	平台暂存, 运回陆地 码头市政垃圾箱内	/	/
26	开发三号	容量×数量 240L ×1	平台暂存, 运回陆地 码头市政垃圾箱内	容量×数量 240L ×1	
27	SH8 单	容量×数量 240L ×1	平台暂存, 运回陆地 码头市政垃圾箱内	/	/
28	SHG1 单	240L, 1	平台暂存, 运回陆地 码头市政垃圾箱内	240L, 1	
29	埕岛中心二号	240L, 2	平台暂存, 运回陆地 码头市政垃圾箱内	240L, 4	
30	CB1C	240L, 1	平台暂存, 运回陆地 码头市政垃圾箱内	/	/
31	CB20 单	240L, 1	平台暂存, 运回陆地 码头市政垃圾箱内	/	/
32	CB20A	240L, 1	平台暂存, 运回陆地 码头市政垃圾箱内	/	/
33	CB20B	240L, 1	平台暂存, 运回陆地 码头市政垃圾箱内	/	/
34	CB25A	240L, 1	平台暂存, 运回陆地 码头市政垃圾箱内	/	/
35	CB25C	240L, 1	平台暂存, 运回陆地 码头市政垃圾箱内	/	/
36	CB25D	240L, 1	平台暂存, 运回陆地 码头市政垃圾箱内	/	/
37	CB27A	240L, 1	平台暂存, 运回陆地 码头市政垃圾箱内	/	/
38	CB251 单	240L, 1	平台暂存, 运回陆地 码头市政垃圾箱内	/	/
39	CB251A	240L, 1	平台暂存, 运回陆地 码头市政垃圾箱内	/	/
40	CB251B	240L, 1	平台暂存, 运回陆地 码头市政垃圾箱内	/	/
41	CB251C	240L, 1	平台暂存, 运回陆地 码头市政垃圾箱内	/	/
42	CB251D	240L, 1	平台暂存, 运回陆地 码头市政垃圾箱内	/	/
43	CB271A	240L, 1	平台暂存, 运回陆地 码头市政垃圾箱内	/	/
44	CB502 单	240L, 1	平台暂存, 运回陆地 码头市政垃圾箱内	/	/
45	CB1A	240L, 1	平台暂存, 运回陆地 码头市政垃圾箱内	/	/
46	CB1B	240L, 1	平台暂存, 运回陆地 码头市政垃圾箱内	/	/
47	CB1D	240L, 1	平台暂存, 运回陆地 码头市政垃圾箱内	/	/

序号	平台名称	生活垃圾回收装置容量数量	生活垃圾存放地点	工业垃圾回收装置容量数量	工业垃圾存放地点
48	CB4A	240L, 1	平台暂存, 运回陆地 码头市政垃圾箱内	/	/
49	CB4B	240L, 1	平台暂存, 运回陆地 码头市政垃圾箱内	/	/
50	CB4C	240L, 1	平台暂存, 运回陆地 码头市政垃圾箱内	/	/
51	CB6A	240L, 1	平台暂存, 运回陆地 码头市政垃圾箱内	/	/
52	CB6B	240L, 1	平台暂存, 运回陆地 码头市政垃圾箱内	/	/
53	CB6C	240L, 1	平台暂存, 运回陆地 码头市政垃圾箱内	/	/
54	CB11F	240L, 1	平台暂存, 运回陆地 码头市政垃圾箱内	/	/
55	CB11G	240L, 1	平台暂存, 运回陆地 码头市政垃圾箱内	/	/
56	CB11K	0	平台暂存, 运回陆地 码头市政垃圾箱内	/	/
57	CB22B	240L, 1	平台暂存, 运回陆地 码头市政垃圾箱内	/	/
58	CB22D	240L, 1	平台暂存, 运回陆地 码头市政垃圾箱内	/	/
59	CB25B	240L, 1	平台暂存, 运回陆地 码头市政垃圾箱内	/	/
60	CB244 单	/	/	/	/
61	SH1 单	/	/	/	/
62	SH6 单	/	/	/	/
63	SHG2	/	/	/	/
64	CB11M	/	/	2 个 80L 垃圾箱	工艺平台
65	CB11N	2 个	生活楼	4 个 80L 垃圾箱	工艺平台
66	CB22E	/	/	1 个 80L 垃圾箱	工艺平台
67	CB701	/	/	1 个 80L 垃圾箱	工艺平台
68	CB26	/	/	1 个	工艺平台
69	CB1F	4 个	生活楼区 2 个, 工艺 平台 2 个	1 个	工艺平台
70	CB243A	/	/	2 个	井口 1 个, 工艺 1 个
71	CB25F	/	/	1 个	井口平台
72	CB271	/	/	1 个 120L 垃圾箱	工艺(井口)平 台
73	CB273	/	/	1 个 120L 垃圾箱	工艺平台

序号	平台名称	生活垃圾回收装置容量数量	生活垃圾存放地点	工业垃圾回收装置容量数量	工业垃圾存放地点
74	CB246A	1 个 250L 垃圾箱	生活楼区	1 个	消防泵区
75	CB6D	/	/	2 个	工艺平台
76	CB6E	/	/	无	无

2.3.6 其他公用工程

2.3.6.1 供电工程

各平台依托岸电，通过海底电缆供电，同时在平台上配备一些供电设施。一般在生产平台上建高低压变配电室，根据负荷类型，用电设备的电压有 4 种不同的电压等级，即：6kV、126kV、400V、230V。并根据平台上的工艺要求，为消防、生活及逃生系统设置应急柴油发电机组。配电室布置形式为常规二层模式，一层为变压器室和高压开关室，应急发电机房，二层为低压配电室和应急配电室。

目前埕岛油田中心区块的网电电源来自陆上 110kV 海洋变电站，地理坐标为 38°08'25.82"，118°50'15.39"（北京 54 坐标系），海洋变电站现有 2 台 31500kVA 的主变，根据未来埕岛油田总用电负荷将达到 70700kW 的预测，海洋变电站现有的供电能力将无法未来负荷的发展需要，经扩容改造后，最终海洋变电站将建成 3 台 40000kVA 的主变。

2.3.6.2 给排水工程

（1）给水方案：各平台给水利用供应船定期供给，平台设有淡水箱，用于储存生活用水。

（2）排水方案：有人值守平台上产生的生活污水经生活污水处理装置处理达标后排放。

2.3.6.3 供热工程

平台的主要热负荷包括含水原油加热、柴油罐热补偿、开/闭排热补偿、生活用热等。各平台供热采用电加热。

2.3.6.4 自控系统

平台的测控信号传至平台监控系统（简称 ICS 系统），完成就地数据监视与控制，测控信号最终传至中心平台数据采集与监控系统（SCADA）系统，并响应中心平台的控

制命令。

平台各设置 ICS 系统一套，自控系统由过程控制系统（简称 PCS）PLC 和安全仪表系统（简称 SIS）PLC 组成。其中，PCS PLC 系统完成工艺过程的测量和控制，保障工艺系统可靠、平稳的运行。SIS PLC 系统完成工艺系统的紧急关断、可燃气体泄漏和室外火灾探测，保障生产和生活的安全。从而保障工艺系统安全、可靠、平稳的运行。

2.3.6.5 消防系统

各平台设置固定消防系统，包括固定水消防系统、固定泡沫灭火系统。应急发电机房设置 CO₂ 气体灭火系统。同时整个平台配置一定数量移动式干粉灭火器灭火，以及时扑救初期火灾。

2.3.6.6 通信系统

采修一体化平台通信部分主要包括以下几个系统：无线通信系统、卫星电视接收系统、广播报警系统、无线数据传输系统、工业电视监控系统、应急通信系统；常规井组、井口平台通信系统主要包括工艺数据传输网络、电力调度数据网。

2.4 依托可行性分析

2.4.1 继续运营平台的依托工程概况

继续运营的平台共计 63 座，其中，中心一号和中心二号平台为中心平台，其他平台不设油气水处理设施。

CBG4A、开发三号、CBG4 单、SH8 单、CB35 单和 CB35 平台生产物流通过海底混输管线集输到海五联合站。海五联只进行油气分离，分离出的天然气送埕岛天然气预处理站，一部分做为埕岛联合站燃料，剩余的输送至陆上终端。海五联不进行油水分离，上陆油水通过外输管线输送至海三联进行原油处理和污水处理。脱去部分水的原油（含水≤10%）经海三联增压外输至海四联进行进一步脱水处理，此部分产生的少量生产水，输往桩西联生产水处理设施进行处理。含油生产水经处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329—1994）标准要求后（石油类≤30mg/L），经海底注水管线输往中心三号平台，统一调配注入埕岛主体海上卫星平台地层。

其他平台生产物流经海底管线输至海上中心平台进行处理。中心平台共有三个：中心一号、中心二号和中心三号平台。中心一号、中心二号、中心三号平台进行初步分水、处理后，最终由登陆管线输送至海三联进行处理。在海三联处理为含水率 10%

（设计含水率，实际可达 2-3%）左右的含水原油后再输往海四联进行进一步沉降处理，处理后的合格原油（含水率<1%）外输，沉降产生的含油污水进入桩西联进行处理合格后回输至海三联与海三联处理合格后的生产水一起返回海上。

表 2.4-1 继续运营平台海上物流集输情况一览表

物流集输管网		本次评价继续运营的平台	
中心平台		2 座	中心一号、中心二号
主体区块	中心一号	13 座	CB11N、CB11E、CB11H、CB11D、CB11M、CBX501、CB12C、CB12B、CB12A、CB701、CBG1 单、CB11A、CB11B
	中心二号	14 座	CB251B、CB251A、CB271A、CB25D、CB251C、CB251D、CB27A、CB25A、CB25C、CB1C、CB273、CB25F、CB20B、CB20A
	中心三号	26 座	CB243A、CB246A、CB4C、CB4B、CB4A、CB6A、CB6B、CB6E、CB1A、CB1F、CB1B、CB1D、CB6D、CB6C、SHG2、CB11G、CB11K、CB11F、CB26、CB253 单、CB22A、CB22B、CB22C、CB22D、CB22E、CB25B
东部区块		6 座	CB35、CB35 单、CBG4 单、CBG4A、开发三号、SH8 单
只有注水井的平台		2 座	CB251 单、CB20 单

表 2.4-2 继续运营平台注水情况一览表

注水情况	注水管网	数量	本次评价继续运营的平台
中心平台		2 座	中心一号、中心二号
注水开发平台	中心一号	10 座	CB11N、CB11E、CB11H、CB11D、CB11M、CB20 单、CB12C、CB12B、CB12A、CB701
	中心二号	21 座	CB25D、CB251B、CB251A、CB251C、CB251D、CB251 单、CB20A、CB20B、CB271A、CB27A、CB25A、CB25C、CB1C、CB1B、CB6C、CB273、CB6A、CB6B、CB6D、SH6 单、CB22C
	中心三号	21 座	CB246A、CB243A、CB4B、CB4A、CB4C、CB22D、CB22B、CB25B、CB1F、CB1A、CB6E、CB6B、CB1D、CB22F、CB11G、CB11K、CB26、CB11F、CB22A、CB22C、CB22E
不注水开发平台	主体区块	1 座	CBX501
	东部区块	6 座	CB35、CB35 单、CBG4 单、CBG4A、开发三号、SH8 单
	只有注水井	2 座	CB251 单、CB20 单

继续运营平台依托设施情况见下图。

图 2.4-1 本工程继续运营平台物流集输情况示意图

陆上依托设施分布图见下图。

图 2.4-2 陆上依托工程地理位置分布示意图

2.4.1.1 海上中心平台基本情况

(1) 中心一号平台

中心一号平台为本次评价工程内容。

中心一号平台为中心处理平台，由生活平台、动力平台、消防平台、储罐平台、A 生产平台和 B 生产平台等 6 个平台组成，主要功能为：油气计量、油气处理、发电、供配电、供热、污水处理、生产水回注、原油外输、生活和通讯等。

(2) 中心二号平台

中心二号平台为本次评价工程内容。

埕岛中心二号平台由生活平台、动力及注水平台、油气及水处理平台、储罐平台和注水罐及天然气处理平台等 5 个平台组成。平台的主要功能为：油气计量、油气处理、供配电、供热、污水处理、海水处理、注水、原油外输、生活和通讯等。

(3) 中心三号平台

中心三号平台是埕岛油田主体区域的第三座具备气液处理、注水、供配电、自控、通信和生活等功能的综合中心平台，中心三号平台接收周围各卫星井组平台来液，初期气液分离后，由登陆管线输送至海三联进行处理。在海三联处理成含水率 10%（设计含水率，实际可达 2-3%）左右的含水原油后再输往海四联进行进一步沉降处理，处理后的合格原油（含水率<1%）外输，沉降产生的含油污水进入桩西联进行处理合格后回输至海三联与海三联处理合格后的生产水一起返回海上；天然气经过简单处理降低露点后输送到中心二号平台增压输送上岸；当后期含水超过 80%时开始分出部分游离水，低含水原油增压后输送到陆上的海三联；中心平台对采出水处理合格后回注。

中心三号平台部分生产设施于 2013 年建成试运行，2014 年 1 月 2 日获得国家海洋局关于“埕岛中心三号平台及海上配套工程&CB20A-中心二号输油管线工程(一期工程)”环境保护设施三同时检查验收批复文件。

图 2.4-3 中心三号布局图

图 2.4-4 中心三号平台照片

2.4.1.2 陆地依托工程基本情况

(1) 海三联

海三联（又名“海三站”）1995 年 10 月投产，设计定位为原油接转站，担负着埕岛油田海上来液（中心一号平台、中心二号平台、中心三号平台）的外输任务，海三联主要工艺流程包括原油处理流程、天然气处理流程、污水处理流程及其他辅助流程。2002 年新建天然气增压系统，中心一号平台来天然气在站内增压后外输至埕岛天然气预处理站。

2010 年，海洋采油厂实施了“中心三号平台陆上配套工程”，工程内容包括对海三联进行扩建，并将其改造为联合站，增加了污水处理系统，同时建设了 3 条配套管线。扩建后的海三联设计采出液处理规模 $5.2 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，新建污水处理系统设计处理规模为 $34000 \text{m}^3/\text{d}$ 。

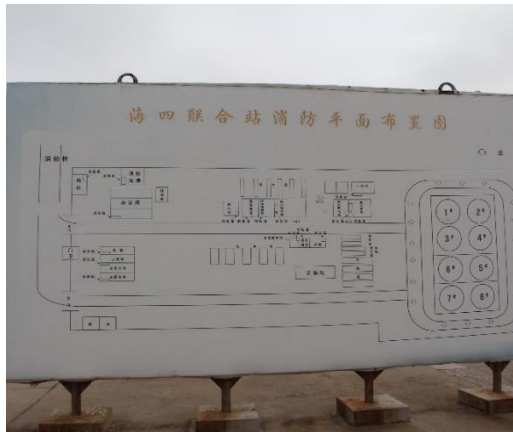
建设单位于 2010 年委托编制了“中心三号平台陆上配套工程”环境影响报告书。由于海三联位于山东黄河三角洲国家级自然保护区的实验区内，建设单位 2015 年编制了项目生态影响专题报告，就项目对该自然保护区造成的生态环境影响进行专题论证，目前生态专题报告已取得山东省环境保护厅的审查意见，该项目已经获得东营市环境保护局的备案。

图 2.4-5 海三联平面布局图

(2) 海四联

海四联合站地理坐标为 $038^{\circ}0'16.28''$ ， $118^{\circ}52'06.95''$ （北京 54 坐标系），投产于 1997.8 月。海四联的环境影响评价文件批复及验收批复详见附件 15。位于山东东营仙河镇以北 8 千米，由胜利油田勘察设计研究院设计，工程建设二公司承揽施工，1997 年 3 月 8 日开工，同年 8 月 16 号建成投产。2015 年底，海四联合站日处理液量 11000 方，日处理油量 9300 吨，来液含水 2%，外输原油含水 1%。主要有拱顶油罐 6 座、拱顶污水罐 2 座，管式加热炉 5 台，外输泵 5 台，脱水泵 4 台，电脱水器 6 台，加药泵 3 台，燃油泵 2 台，污水泵 2 台，提升泵 2 台，污油回收泵 1 台，消防泵 3 台，同时安装配备了自动

化检测监控系统，处理后的原油（含水 $<0.5\%$ ）经管径 457 毫米、长 27.86 千米管线输至孤岛首站。



海四联合站平面图



海四联合站油气处理设施

图 2.4-6 海四联合站现场照片

图 2.4-7 原油生产工艺图

（3）桩西联

桩西联合站（简称“桩西联”）成立于 1992 年，主要担负着桩西采油厂油水处理及外输任务。下设原油稳定、原油计量、污水外输、污水处理、脱水化验、交油岗、综合维修班五个班组。主要设备有各种机泵 38 台，各类罐及容器设备 50 座。桩西联主要用于处理陆上油田生产水和海四联来水。污水处理主流程采用：压力沉降+三级过滤。污水处理合格后输至海三联，与海三联处理合格的生产水经海底管道输至海上平台回注地层，不外排。

图 2.4-8 原油生产工艺图

图 2.4-9 污水生产工艺图

（5）海五联

海五联合站位于桩古 46 井南 1 公里处，地理坐标为 $038^{\circ}07'03.98''$ ， $118^{\circ}52'40.19''$ （北京 54 坐标系），2004 年 3 月 31 日投产，担负着埕岛埕北 30、埕北 306、埕北 32A、桩海 104 油田原油处理任务。采用“二级热化学+原油稳定”原油脱水工艺，具有油气分离、原油脱水、原油稳定、天然气净化处理、天然气凝液回收等功能。海五联整体设计规模为：设计原油处理能力 $75 \times 10^4 \text{t/a}$ ，天然气外输能力 $48 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，原油外输能力

4320t/d，污水外输能力 600m³/d。原油经管径 219 毫米、长 7 千米的管线外输到海三联合站；天然气经管径 219 毫米、长 7 千米的管线外输到埕岛天然气预处理站。

海五联原油生产工艺图见下图。

图 2.4-10 海五联合站原油生产工艺图

目前海五联没有进行油水分离，站内原油进行油气分离、稳定后，含水原油外输至海三联合站。站内的天然气经过增压后汇入埕岛天然气预处理站。

（6）埕岛天然气预处理站

该站建在海三联附近，地理坐标为 $38^{\circ}08'33.34''$ ， $118^{\circ}50'0.39''$ （北京 54 坐标系），具有海上来气接收、凝析油分离回收、天然气脱水干燥、天然气增压外输的功能，站内的设计天然气处理能力为 $40 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

各平台的生产物流经中心一号、中心二号、中心三号分离出天然气。其中中心一号平台通过中心一号至海三联上陆天然气管线进入海三联合站，加压后输送到埕岛天然气预处理站；中心三号平台分离出天然气经天然气管线输送至中心二号，连同中心二号分离出的天然压缩后台通过天然气管线进入埕岛天然气预处理站。进入埕岛天然气预处理站的天然气在站内脱水干燥，增压外输至孤岛压气站。从该站至孤岛压气站的外输气管线管径为 $\Phi 273 \times 6$ ，设计输气能力为 $75 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

2.4.2 原油、天然气依托可行性分析

2.4.2.1 原油、天然气处理能力

(1) 中心平台处理能力

中心平台采出液、天然气处理能力见下表。

表 2.4-3 中心平台采出液、天然气处理能力

平台名称	采出液处理能力 m^3/d	天然气处理能力 m^3/d
中心一号	1.9×10^4	14.5×10^4
中心二号	1.3×10^4	23×10^4
中心三号	4.0×10^4	15×10^4

(2) 海三联处理能力

海三联的采出液处理能力为 $52000 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

(3) 海四联处理能力

海四联的原油处理能力为 $12000 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

(4) 海五联处理能力

海五联的采出液处理能力为 $48 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

(5) 埕岛天然气预处理站处理能力

埕岛天然气预处理站天然气的处理能力为 $40 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

2.4.2.2 原油、天然气处理工艺

(1) 中心平台原油、天然气处理工艺

中心平台上主要进行油、气、水三相计量分离。卫星平台的生产物流通过海底管道送到中心平台后，经过脱水换热器进行加热，然后经三相分离器初步分离，将采出液中的部分水分离出来。经初步分水处理后的含水原油进入外输换热器。经过加热的含水原油进入储油罐后由外输泵增压通过海底管线输送上岸至海三联。中心平台分离出的生产水去中心平台污水处理系统，经处理合格后，通过海底注水管线分注各卫星平台。中心平台分离出的气体进入燃料气系统供热介质炉使用，剩余部分进入海底管线外输到埕岛天然气预处理站。一旦出现原油天然气处理系统事故，天然气进入火炬系统进行处理。

中心平台油气水处理流程示意图见下图。

图 2.4-11 中心平台油气处理工艺流程图

(2) 海三联合站处理工艺

进站来液温度约为 40~50℃，先进 4 台 $\Phi 4000 \times 20108$ 游离水脱除器脱除游离水，沉降时间约为 33min，低含水原油（含水 $\leq 40\%$ ）进入加热炉加温到 70℃，然后进 3 座加高 5000m³ 原油一次沉降罐，沉降分水时间约为 16.49h，沉降后原油（设计外输原油含水率为 10%）溢流进 1 座 5000m³ 原油缓冲罐，处理后低含水原油经外输泵增压、计量外输至海四联。海三联原油处理工艺见下图。

图 2.4-12 海三联原油处理流程图

(3) 海四联

海四联原油处理流程如下：

站外来液→进站加热炉→一次沉降罐→二次沉降罐→脱水泵→脱水加热炉→电脱水器→净化油罐→外输泵→流量计→外输

海四联负责对海三联来液进行脱水处理，处理后的成品油通过管道输往孤岛首站。海四联原设计不具备污水处理功能，经处理后的污水外输至桩西联合站，由桩西联合站进行处理。

(4) 海五联

目前海五联没有进行油水分离，站内原油进行油气分离、稳定后，含水原油外输至海三联合站。站内的天然气经过增压后汇入埕岛天然气预处理站。

(5) 埕岛天然气预处理站处理工艺

主体区块平台的生产物流经中心一号、中心二号、中心三号分离出天然气。其中，中心一号平台压缩后通过中心一号至海三联上陆天然气管线进入海三联合站，加压后输送到埕岛天然气预处理站；中心三号平台分离出天然气经天然气管线输送至中心二号，连同中心二号分离出的天然气压缩后台通过上陆天然气管线进入埕岛天然气预处理站，进入埕岛天然气预处理站的天然气在站内脱水干燥，增压外输至孤岛压气站。东部区块生产平台经海五联油气分离后，站内的天然气经过增压后汇入埕岛天然气预处理站，增压外输至孤岛压气站。

2.4.2.3 油气水 依托可行性分析

海三联主要是对海上平台采出液进行处理，除了主体区块产能外，东部区块的产能上陆后也进入海三联进行处理。因此分析海三联进行依托可行性时，将统筹考虑东部区块产能。

同样，因为东部区块天然气也进入埕岛天然气预处理站，在分析埕岛天然气预处理站依托可行性时，也统筹考虑东部区块天然气产量。

根据物流平衡表，结合各平台、海三联和天然气预处理站的采出液、天然气处理能力，可以得出：（1）中心一号、中心二号和中心三号平台采出液设计能力均能够满足处理需求，天然气的设计能力均可以满足处理需由；（2）海三联的采出液设计能力可以满足处理需求；（3）海四联的原油设计处理能力可以满足处理需求；（5）埕岛天然气处理站设计能力可以满足处理需求。

表 2.4-4 原油、天然气处理依托情况

名称	现有设计处理能力 m ³ /d	实际最大产生量 m ³ /d	依托现有设施 是否可行
中心一号	采出液：1.9×10 ⁴	10868（2027 年）	可行
	天然气：14.5×10 ⁴	3.14×10 ⁴ （2019 年）	可行
中心二号	采出液：1.3×10 ⁴	12979（2021 年）	可行
	天然气：23×10 ⁴	4.65×10 ⁴ （2019 年）	可行
中心三号	采出液：4.0×10 ⁴	39516（2029 年）	可行
	天然气：15×10 ⁴	7.61×10 ⁴ （2020 年）	可行
海三联	采出液：5.2×10 ⁴	38485（2028 年） （含东部区块进入海三联产能）	可行
海四联	原油：1.2×10 ⁴	9518（2019 年）	可行
海五联	油气分离：48×10 ⁴	26.81×10 ⁴ （2019 年）	可行
埕岛天然气预处理站	天然气：40×10 ⁴	39.73×10 ⁴ （2020 年）	可行

表 2.4-5 中心一号平台物流平衡分析表

年份	本工程产能				其他平台产能				总产能				中心平台分水 m³/d	外输至海三联产能 气进入埕岛天然气预处理站			
	液	油	水	气	液	油	水	气	液	油	水	气		液	油	水	气
	m³/d	m³/d	m³/d	10⁴m³/d	m³/d	m³/d	m³/d	10⁴m³/d	m³/d	m³/d	m³/d	10⁴m³/d		m³/d	m³/d	m³/d	10⁴m³/d
2019	7129	1131	5998	2.42	2441	408	2033	0.72	9570	1539	8031	3.14	3100	6470	1539	4931	3.14
2020	8091	1051	7040	1.89	2770	379	2391	0.57	10861	1430	9431	2.46	3100	7761	1430	6331	2.46
2021	8063	956	7107	1.76	2760	346	2414	0.52	10823	1302	9521	2.28	3100	7723	1302	6421	2.28
2022	8075	906	7169	1.62	2764	328	2436	0.49	10839	1234	9605	2.11	3100	7739	1234	6505	2.11
2023	8053	826	7227	1.51	2757	299	2458	0.45	10810	1125	9685	1.96	3100	7710	1125	6585	1.96
2024	8068	787	7281	1.39	2762	284	2478	0.42	10830	1071	9759	1.81	3100	7730	1071	6659	1.81
2025	8074	740	7334	1.29	2764	268	2496	0.38	10838	1008	9830	1.67	3100	7738	1008	6730	1.67
2026	8081	698	7383	1.19	2766	253	2513	0.35	10847	951	9896	1.54	3100	7747	951	6796	1.54
2027	8096	668	7428	1.09	2772	242	2530	0.33	10868	910	9958	1.42	3100	7768	910	6858	1.42
2028	8087	668	7419	1.08	2769	242	2527	0.32	10856	910	9946	1.4	3100	7756	910	6846	1.4
2029	8070	661	7409	1.06	2763	239	2524	0.32	10833	900	9933	1.38	3100	7733	900	6833	1.38
2030	8051	651	7400	1.05	2757	236	2521	0.31	10808	887	9921	1.36	3100	7708	887	6821	1.36

表 2.4-6 中心二号平台物流平衡分析表

年份	本工程产能				其他平台产能				总产能				中心平台分水 m³/d	外输至海三联产能 气进入埕岛天然气预处理站			
	液	油	水	气	液	油	水	气	液	油	水	气		液	油	水	气
	m³/d	m³/d	m³/d	10⁴m³/d	m³/d	m³/d	m³/d	10⁴m³/d	m³/d	m³/d	m³/d	10⁴m³/d		m³/d	m³/d	m³/d	m³/d
2019	6470	1240	5230	2.93	5064	1078	3986	1.72	11534	2318	9216	4.65	5000	6534	2318	4216	4.65
2020	7259	1147	6112	2.45	5681	997	4684	1.44	12940	2144	10796	3.89	5000	7940	2144	5796	3.89
2021	7281	1025	6256	2.29	5698	892	4806	1.35	12979	1917	11062	3.64	5000	7979	1917	6062	3.64
2022	7274	966	6308	2.17	5693	840	4853	1.27	12967	1806	11161	3.44	5000	7967	1806	6161	3.44

2023	7217	893	6324	2.03	5648	777	4871	1.20	12865	1670	11195	3.23	5000	7865	1670	6195	3.23
2024	7202	864	6338	1.90	5636	752	4884	1.11	12838	1616	11222	3.01	5000	7838	1616	6222	3.01
2025	7192	816	6376	1.77	5629	711	4918	1.04	12821	1527	11294	2.81	5000	7821	1527	6294	2.81
2026	7184	772	6412	1.65	5623	671	4952	0.97	12807	1443	11364	2.62	5000	7807	1443	6364	2.62
2027	7170	735	6435	1.54	5611	640	4971	0.90	12781	1375	11406	2.44	5000	7781	1375	6406	2.44
2028	7144	722	6422	1.50	5592	629	4963	0.88	12736	1351	11385	2.38	5000	7736	1351	6385	2.38
2029	7128	715	6413	1.48	5578	623	4955	0.87	12706	1338	11368	2.35	5000	7706	1338	6368	2.35
2030	7112	710	6402	1.47	5566	618	4948	0.86	12678	1328	11350	2.33	5000	7678	1328	6350	2.33

表 2.4-7 中心三号平台物流平衡分析表

年份	本工程产能				其他平台产能				总产能				平台分出水 m ³ /d	外输至海三联产能 气进入埕岛天然气预处理站			
	液	油	水	气	液	油	水	气	液	油	水	气		液	油	水	气
	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	10 ⁴ m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	10 ⁴ m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	10 ⁴ m ³ /d		m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d
2019	7510	1073	6437	3.27	15554	2455	13099	4.00	23064	3528	19536	7.27	16305	6759	3528	3231	7.27
2020	8245	1020	7225	3.42	16741	2722	14019	4.19	24986	3742	21244	7.61	20000	4986	3742	1244	7.61
2021	8870	967	7903	3.19	18011	2502	15509	3.89	26881	3469	23412	7.08	20000	6881	3469	3412	7.08
2022	9618	900	8718	2.97	19528	2327	17201	3.64	29146	3227	25919	6.61	20000	9146	3227	5919	6.61
2023	10293	838	9455	2.78	20900	2166	18734	3.39	31193	3004	28189	6.17	20000	11193	3004	8189	6.17
2024	10987	782	10205	2.60	22307	2023	20284	3.17	33294	2805	30489	5.77	20000	13294	2805	10489	5.77
2025	11638	730	10908	2.43	23630	1890	21740	2.97	35268	2620	32648	5.40	20000	15268	2620	12648	5.4
2026	12375	686	11689	2.29	25126	1774	23352	2.79	37501	2460	35041	5.08	20000	17501	2460	15041	5.08
2027	13021	643	12378	2.15	26438	1662	24776	2.62	39459	2305	37154	4.77	20000	19459	2305	17154	4.77
2028	13029	632	12397	2.03	26478	1636	24842	2.48	39507	2268	37239	4.50	20000	19507	2268	17239	4.5
2029	13035	623	12412	1.99	26481	1610	24871	2.44	39516	2233	37283	4.43	20000	19516	2233	17283	4.43
2030	13040	613	12427	1.97	26455	1587	24868	2.40	39495	2200	37295	4.37	20000	19495	2200	17295	4.37

表 2.4-8 海三联物流平衡分析表

年份	主体区块进入海三联 产能	东部区块进入海三联 产能	海三联处理量		
	液 m ³ /d	液 m ³ /d	液 m ³ /d	10%含水原油 m ³ /d	水 m ³ /d
2019	19763	2665	22428	9518	12910
2020	20687	2712	23399	9453	13946
2021	22583	3006	25589	8681	16908
2022	24852	2990	27842	8042	19800
2023	26768	3036.7	29805	7379	22426
2024	28862	3048.2	31910	6923	24987
2025	30827	3106.4	33933	6470	27463
2026	33055	3294.5	36350	6064	30286
2027	35008	3474.6	38483	5713	32770
2028	34999	3485.7	38485	5644	32840
2029	34955	3491.1	38446	5579	32867
2030	34881	3496.8	38378	5516	32861

注：主体区块进入海三联的液量为中心一、二、三外输至海三联的产液量之和，海三联进一步脱水后分离出含水率为 10%的原油进入海四联处理。

表 2.4-9 海四联物流平衡分析表

年份	海三联进入海四联产能	海三联处理量	
	10%含水原油 m ³ /d	合格原油（含水率<1%） m ³ /d	水 m ³ /d
2019	9518	8566	952
2020	9453	8508	945
2021	8681	7813	868
2022	8042	7238	804
2023	7379	6641	738
2024	6923	6231	692
2025	6470	5823	647
2026	6064	5457	606
2027	5713	5142	571
2028	5644	5080	564
2029	5579	5021	558
2030	5516	4965	552

表 2.4-10 海五联物流平衡分析

年份	海五联管辖范围内现工程及在建工程产能				本工程新增产能				本工程投产后进入海五联的总产能				海五联设计处理能力
	液	油	水	气	液	油	水	气	液	油	水	气	气
	m ³ /d	t/d	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	t/d	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	t/d	m ³ /d	m ³ /d	万 m ³ /d
2019	2136	1150	986	23.09	529	95	434	0.95	2665.0	1245.0	1420.0	24.04	48
2020	2157	1108	1050	24.90	555.5	85.5	470	0.86	2712.0	1193.0	1520.0	25.75	48
2021	2423	1048	1375	25.22	583.2	77.0	506	0.77	3006.0	1125.0	1881.0	25.99	48
2022	2378	903	1476	22.53	612.4	69.3	543	0.69	2990.0	972.0	2019.0	23.22	48
2023	2394	780	1614	20.33	643.0	62.3	581	0.62	3036.7	842.1	2194.6	20.95	48
2024	2373	684	1689	17.93	675.2	56.1	619	0.56	3048.2	740.3	2307.9	18.49	48
2025	2397	617	1779	15.63	708.9	50.5	658	0.50	3106.4	667.6	2437.8	16.13	48
2026	2585	557	2028	13.84	710.0	45.4	665	0.45	3294.5	602.9	2692.6	14.29	48
2027	2765	509	2255	12.34	710.0	40.9	669	0.41	3474.6	550.3	2924.3	12.75	48
2028	2776	514	2262	10.04	710.0	36.8	673	0.37	3485.7	550.8	2934.9	10.41	48
2029	2781	517	2264	9.94	710.0	33.1	677	0.33	3491.1	550.3	2940.8	10.27	48
2030	2787	520	2267	9.84	710.0	29.8	680	0.30	3496.8	549.9	2946.9	10.14	48

表 2.4-11 埕岛天然气预处理站天然气平衡分析表

年份	主体区块进入海三联天然气				东部区块产气 10 ⁴ m ³ /d	处理量 气 10 ⁴ m ³ /d
	总产气量 10 ⁴ m ³ /d	中心一号 10 ⁴ m ³ /d	中心二号 10 ⁴ m ³ /d	中心三号 10 ⁴ m ³ /d		
2019	15.06	3.14	4.65	7.27	24.04	39.10
2020	13.96	2.46	3.89	7.61	25.75	39.73
2021	13.00	2.28	3.64	7.08	25.99	38.99
2022	12.16	2.11	3.44	6.61	23.22	35.38
2023	11.36	1.96	3.23	6.17	20.95	32.31
2024	10.59	1.81	3.01	5.77	18.49	29.08
2025	9.88	1.67	2.81	5.40	16.13	26.01
2026	9.24	1.54	2.62	5.08	14.29	23.53
2027	8.63	1.42	2.44	4.77	12.75	21.38
2028	8.28	1.40	2.38	4.50	10.41	18.69
2029	8.16	1.38	2.35	4.43	10.27	18.43
2030	8.06	1.36	2.33	4.37	10.14	18.20

2.4.3 生产水处理、回注可行性分析

2.4.3.1 生产水处理、回注设计能力及规模

中心一号、中心二号、中心三号和海三联的含油污水设计处理能力和注水系统设计规模见下表。

表 2.4-12 污水设计处理能力和注水系统设计规模

名称	含油污水处理能力 m ³ /d	注水系统设计规模 m ³ /d
中心一号	5000	8700
中心二号	10000	25000
中心三号	2.0×10 ⁴	3.8×10 ⁴
海三联	3.4×10 ⁴	/
桩西联	15000	/

2.4.3.2 生产水处理、回注工艺流程

(1) 中心平台生产水处理、回注工艺流程

中心平台分离出的生产水去中心平台各自的污水处理系统，经处理合格后，通过海底注水管线分注各卫星平台。各平台注水由中心平台供给，不足部分由陆上调水注入地层。

①中心一号平台含油生产水处理系统

中心一号平台所辖井区内的油井产出物汇集后，通过海底输油管线输送至中心一号平台，经过换热器加热后进入三相分离器处理，分离后的天然气进天然气洗涤器，除平台自用外，其余部分通过海底管道输送至海三联；分离后的含水原油进入储罐平台的分离缓冲罐，经外输泵增压后通过海底管线输送至岸上进行进一步的处理；分离后的含油污水进入污水处理系统，处理合格后回注。污水处理系统规模为 5000m³/d。污水处理系统采用“除油+气浮+过滤”工艺：

图 2.4-13 中心一号平台污水处理系统工艺流程

②中心二号含油生产水处理系统

中心二号平台站污水处理系统设计处理规模 $10000\text{m}^3/\text{d}$ 。于 2010 年投产运行。分离器分离含油污水进入污水接收罐，短暂油水沉降处理后经过“旋流除油+气浮+过滤”工序进入注水罐，实现污水就地回注处理。

主要设备技术参数见下表。

表 2.4-13 中心二号平台站污水处理系统主要设施

序号	设备名称及规格	单位	数量	设计能力	备注
1	污水接收罐	座	1	140m^3	
2	污水提升泵	台	4		
3	水力旋流除油器	组	2	$10000\text{m}^3/\text{d}$	4 台
4	核桃壳过滤器	套	1	$460\text{m}^3/\text{h}$	4 台
5	反冲洗水接收罐	座	1		
6	加药装置	套	1		3 座罐、8 台加药泵

图 2.4-14 中心二号平台污水处理系统工艺流程

③中心三号含油生产水处理工艺

含油污水经撇油罐初步除油除悬浮物后，出水投加浮选剂后进入气浮装置，在此去除悬浮物，出水进入缓冲罐，经提升进入全自动双滤料过滤器，进一步除油除悬浮物，最终确保水质达到回注标准。中心三号平台生产水处理规模确定为 $20000\text{m}^3/\text{d}$ 。



图 2.4-15 中心三号平台污水处理系统工艺流程

④中心平台回注流程

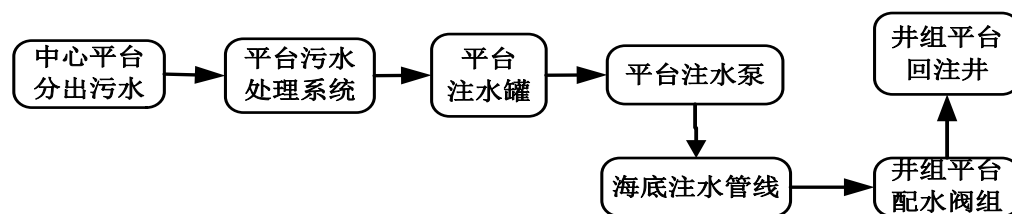


图 2.4-16 中心平台注水工艺流程示意图

(2) 海三联生含油产水处理流程

海三联污水处理流程为：原油处理系统分离出的采油废水进 2 座 5000m^3 除油罐除油，出水投加浮选剂后进入 2 座 DNF-750 气浮装置去除悬浮物，气浮装置出水进入 2 座 1000m^3 缓冲罐；缓冲罐出水经提升进入全自动双滤料过滤器，进一步除油除悬浮

物，最终确保水质达到回注标准；过滤器出水进入 2 座 2000m³ 外输缓冲罐缓冲，最后经外输泵房升压后输往海上注水系统。

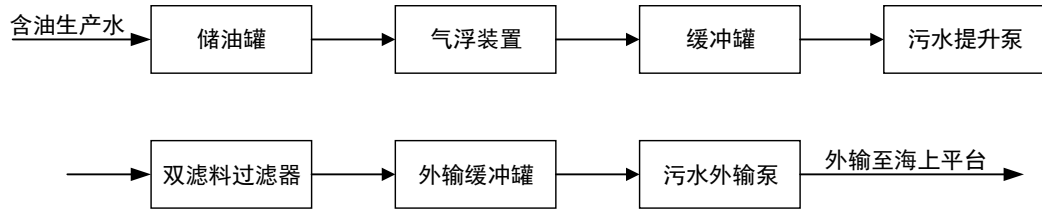


图 2.4-17 海三联生产水处理工艺

（3）桩西联合油生产水处理流程

桩西联主要由于处理陆上油田生产水和海四联来水。污水处理主流程采用：压力沉降+三级过滤。污水处理合格后输至海三联，与海三联处理合格的生产水经海底管道输至海上平台回注地层，不外排。桩西联生产污水日处理设计规模为 15000m³/d。

2.4.3.3 生产水处理、注水能力依托能力可行性分析

主体区块海上平台注水水源主要由三部分组成：（1）中心一、中心二、中心三分出的水在本平台上处理合格后回注；（2）海三联处理合格后的生产水经注水管线输往海上进行回注。由于东部区块采用水源井注水，因此海三联处理的东部区块生产水也和主体区块的一并回注到主体区块；（3）剩下不足部分由陆上其他油田（在桩西联处理合格后）进行调水回注到主体区块。

中心一、二、三号平台和海三联的生产水处理和回注平衡情况见表 2.4-15~表 2.4-17。

根据中心一、二、三和海三联的处理能力，结合逐年生产水处理及回注数据，可以得出：1）中心三号平台采出液设计能力均能够满足处理需求，天然气的设计能力均可以满足处理需求；（2）海三联的采出液设计能力可以满足处理需求；（3）海四联的原油设计处理能力可以满足处理需求；（4）埕岛天然气处理站设计能力可以满足处理需求。

生产水处理、回注依托情况具体见下表。

表 2.4-14 生产水处理、回注依托情况

名称	现有设施设计处理能力 m ³ /d	实际最大处理量 m ³ /d	依托现有设施是否可行
中心一号	生产水处理：5000	3100	可行
	生产水回注：8700	8700	可行
中心二号	生产水处理：1.0×10 ⁴	5000	可行
	生产水回注：2.5×10 ⁴	15788	可行
中心三号	生产水处理：2.0×10 ⁴	20000	可行
	生产水回注：3.8×10 ⁴	37726(2029 年)	可行
海三联	生产水处理：3.4×10 ⁴	32867（2029 年）	可行
桩西联	生产水处理：15000	本工程新增最大 945 （2020 年）	可行

表 2.4-15 中心一号平台回注平衡表

年份	产水量		经海三联 调回中心一号 回注 m ³ /d③	回注量			由海三联调回 中心二、三号回注 m ³ /d ⑤
	中心平台 分水处理量 m ³ /d ①	中心平台随油带 入海三联处理量 m ³ /d ②		总注水 量 m ³ /d④	本工程回注 量 m ³ /d	其他平台 注水量 m ³ /d	
2019	3100	4931	5600	8700	6411	2289	-669
2020	3100	6331	5600	8700	6418	2282	731
2021	3100	6421	5600	8700	6420	2280	821
2022	3100	6505	5600	8700	6422	2278	905
2023	3100	6585	5600	8700	6424	2276	985
2024	3100	6659	5600	8700	6425	2275	1059
2025	3100	6730	5600	8700	6428	2272	1130
2026	3100	6796	5600	8700	6430	2270	1196
2027	3100	6858	5600	8700	6432	2268	1258
2028	3100	6846	5600	8700	6435	2265	1246
2029	3100	6833	5600	8700	6438	2262	1233
2030	3100	6821	5600	8700	6440	2260	1221

注：④=①+③；①+②=④+⑤

表 2.4-16 中心二号平台回注平衡表

年份	产水量		经中心三号调回中心二号回注量 m³/d ②	回注量		
	中心平台分水处理量 m³/d ①	中心平台随油带入海三联处理量 m³/d		总注水量 m³/d③	本工程回注量 m³/d	其他平台注水量 m³/d
2019	5000	4216	9236	14236	8968	5268
2020	5000	5796	9747	14747	9290	5457
2021	5000	6062	9849	14849	9354	5495
2022	5000	6161	10175	15175	9560	5615
2023	5000	6195	10362	15362	9678	5684
2024	5000	6222	10476	15476	9749	5727
2025	5000	6294	10585	15585	9818	5767
2026	5000	6364	10688	15688	9883	5805
2027	5000	6406	10788	15788	9946	5842
2028	5000	6385	10781	15781	9942	5839
2029	5000	6368	10776	15776	9938	5838
2030	5000	6350	10766	15766	9932	5834

注：（1）③=①+②；（2）海三联和陆上油田调水由海三联输往中心三号平台后经中心三至中心二注水管线回输到中心二。

表 2.4-17 中心三号平台回注平衡表

年份	产水量		回注量			经海三联回输中心三号水量 m ³ /d			
	中心平台 分水处理 量 m ³ /d ①	中心平台 随油带入 海三联处 理量 m ³ /d	总注水量 m ³ /d ②	本工程 回注量 m ³ /d	其他平台 注水量 m ³ /d	扣除输往中心一号水 量后海三联剩余量 m ³ /d ③	调水量（东部区 块+陆上油田） m ³ /d ④	中心三号留下水量 m ³ /d ⑤	输往中心二号 m ³ /d ⑥
2019	16305	3231	19872	8942	10930	8163	4640	3567	9236
2020	20000	1244	23712	10433	13279	9291	4168	3712	9747
2021	20000	3412	25506	11222	14284	12116	3239	5506	9849
2022	20000	5919	27712	11916	15796	14938	2949	7712	10175
2023	20000	8189	29773	12802	16971	17491	2644	9773	10362
2024	20000	10489	31768	13342	18426	19999	2245	11768	10476
2025	20000	12648	33648	14132	19516	22422	1811	13648	10585
2026	20000	15041	35774	15025	20749	25197	1265	15774	10688
2027	20000	17154	37639	15431	22208	27636	791	17639	10788
2028	20000	17239	37701	15080	22621	27663	819	17701	10781
2029	20000	17283	37726	15090	22636	27668	834	17726	10776
2030	20000	17295	37725	15090	22635	27642	849	17725	10766

注：（1）②=①+⑤，③+④=⑤+⑥；（2）调水量指从东部区块（经海三联处理合格后）和陆上其他油田（桩西联处理合格后）调水。

表 2.4-18 海三联、桩西联回注水平衡表

年份	海三联接收污水量①				海三联+桩西联处理污水量②		海上回调需求量				陆上终端调水量④	
	主体区块			东部区块输水量 m ³ /d	海三联 m ³ /d	桩西联 m ³ /d	各中心平台需回调量 m ³ /d③	中心一号管辖 回注量 m ³ /d	中心二号 回调注量 m ³ /d	中心三号 回调量 m ³ /d	海三联 调水量 m ³ /d ⑤	需从陆上其它 油田调水量 m ³ /d
	中心一号 输水量 m ³ /d	中心二号 输水量 m ³ /d	中心三号 输水量 m ³ /d									
2019	4931	4216	3231	1420	12910	888	18403	5600	9236	3567	17776	627
2020	6331	5796	1244	1520	13946	945	19059	5600	9747	3712	14891	4168
2021	6421	6062	3412	1881	16908	868	20955	5600	9849	5506	17776	3179
2022	6505	6161	5919	2019	19800	804	23487	5600	10175	7712	20604	2883
2023	6585	6195	8189	2195	22426	738	25735	5600	10362	9773	23164	2571
2024	6659	6222	10489	2308	24987	692	27844	5600	10476	11768	25679	2165
2025	6730	6294	12648	2438	27463	647	29833	5600	10585	13648	28110	1723
2026	6796	6364	15041	2693	30286	606	32062	5600	10688	15774	30892	1170
2027	6858	6406	17154	2924	32770	571	34027	5600	10788	17639	33341	686
2028	6846	6385	17239	2935	32840	564	34082	5600	10781	17701	33405	677
2029	6833	6368	17283	2941	32867	558	34102	5600	10776	17726	33425	677
2030	6821	6350	17295	2947	32861	552	34091	5600	10766	17725	33413	678

注：（1）①=②+⑤；③=④；（2）此表中中心一、二、三号平台的回注量不包含由中心平台自身处理并回注的量。

2.4.4 依托的海上工程延寿评估情况

依托的海上平台，CB805 单、CB30B、CB30A 平台超过设计年限；依托的混输管线，CB30B—CB30A、CB30A—海五联、登陆点—海五联超过设计年限；依托的海上其他平台、混输管线、注水管线均在设计年限内。

表 2.4-19 依托的海上工程延寿平台情况

海上依托设施	依托工程名称	建设时间	设计年限	是否超期服役	延寿评估情况
依托的平台	中心三号平台	2013 年	20 年	否	/
	CB246	2017 年	20 年	否	/
	CB248	2016 年	20 年	否	/
	CB4E	2015 年	20 年	否	/
	CB22F	2013 年	20 年	否	/
	CB805 单	2003 年	15 年	超期服役	已完成延寿评估
	CB812	2012 年	20 年	否	/
	CB326	2010 年	15 年	否	/
	CB30B	2004 年	15 年	超期服役	正在进行延寿评估相关工作
	CB30A	2004 年	15 年	超期服役	已完成延寿评估
依托的混输管线	CB20A—中心二号	2013 年	20 年	否	/
	CB11B—CB11A	2013 年	20 年	否	/
	CB246—CB248	2017 年	20 年	否	/
	CB248—CB243A	2016 年	20 年	否	/
	CB243A—CB4E	2014 年	20 年	否	/
	CB4E—中心三号	2014 年	20 年	否	/
	CB1F—中心三号	2013 年	20 年	否	/
	CB25B—CB22F	2014 年	20 年	否	/

海上依托设施	依托工程名称	建设时间	设计年限	是否超期服役	延寿评估情况
	CB22F—中心三号	2013 年	20 年	否	/
	CBG4A—CB805 单	2012 年	20 年	否	/
	CB805 单—CB812	2012 年	20 年	否	/
	CB812—SH8 单	2013 年	20 年	否	/
	SH8 单—CB326	2013 年	20 年	否	/
	CB326—CB30B	2010 年	15 年	否	/
	CB30B—CB30A	2004 年	15 年	超期服役	已完成延寿评估
	CB30A—海五联	2004 年	15 年	超期服役	已完成延寿评估
	登陆点—海五联	2004 年	15 年	超期服役	陆上管线
依托的注水管线	海三联—中心三号	2013 年	20 年	否	/
	中心三号—中心二号	2013 年	20 年	否	/
	中心三号—CB4E	2015 年	20 年	无	/
	CB4E—CB4B	2015 年	20 年	无	/
	CB4E—CB243A	2015 年	20 年	无	/
	CB243A—CB248	2017 年	20 年	无	/
	CB248—CB246	2017 年	20 年	无	/
	CB1F—CB1A	2017 年	20 年	无	/
依托的天然气管线	中心三号—中心二号	2013 年	20 年	否	/

依托平台延寿评估情况详见下表。

表 2.4-23 依托平台延寿评估情况一览表

序号	依托平台名称	建成年份	设计使用年限	到期时间	延寿检测单位	检测时间	延寿评估单位	延寿评估情况	下次延寿评估时间
1	CB805 单	2003 年	15 年	2018 年	山东海盛海洋工程集团有限公司工程公司	2016 年	胜利油田检测评价研究有限公司	评估结果表明 CB805 单井平台在考虑 5 年的腐蚀、海生物、冲刷以及设计环境条件、结构无裂纹的前提下，平台能够继续服役至 2021 年 11 月，其结构强度符合《海上固定平台规划、设计和建造的推荐作法—工作应力设计法》（SY/T 10030-2004）及中国船级社《海上固定平台入级与建造规范》的要求。在环境载荷、冲刷、海生物等参数不变的前提下，仅仅考虑导管架结构 20 年腐蚀量的情况下，平台能够继续服役至 2036 年 11 月，但在结构、上部载荷发生变化时应及时进行结构安全评估。	2021 年 11 月
2	CB30B	2004 年	15 年	2019 年	正在进行延寿评估相关工作				
3	CB30A	2004 年	15 年	2019 年	山东海盛海洋工程集团有限公司工程公司	2018 年	必维（天津）安全技术有限公司	依据平台 2018 年检测结果，基于平台目前结构腐蚀，海生物厚度，海底冲刷，地质数据，环境及使用荷载等数据，充分落实“平台延寿使用前提条件”后，CB30A 井组平台主结构满足从 2018 年 9 月到 2033 年 9 月 15 年延寿的使用要求。在平台延寿服役期间，当平台安全状态、平台结构状态或用途、平台工作环境载荷、使用荷载、基础条件发生“改变”时，需要对平台进行检测与现状评估，且在一个延寿周期内，至少应进行一次现状评估。	2033 年 9 月

表 2.4-23 依托管线延寿评估情况一览表

管线类别	管线名称	建设日期	设计寿命	到期时间	延寿评估单位	延寿评估时间	延寿结论
混输管线	CB30B—CB30A	2004 年	15 年	2019 年	必维（天津）安全技术有限公司	2018 年	剩余寿命 22.5 年
	CB30A—海五联	2004 年	15 年	2019 年	必维（天津）安全技术有限公司	2018 年	剩余寿命 14.4 年

3 工程分析

3.1 生产工艺回顾及产污环节分析

3.1.1 施工工艺回顾及产污环节

3.1.1.1 施工期施工工艺回顾

(1) 海上平台安装

海上平台施工过程主要包括结构装船、海上运输和海上现场安装。

①结构装船

生产平台采用滑移方法装船，生活平台采用吊装法。

②海上运输

海上运输主要由拖轮完成。

③海上现场安装

安装定位桩：导管架海上就位前先打定位桩，然后导管架套定位桩就位，定位桩施工完毕以后再进行导管架的海上就位安装。

吊装导管架：导管架安装采用吊装法，用浮吊吊装导管架就位，通过导管架主导管打桩。上部组块连同所有设备一起，采用整体漂浮安装法一次安装就位。

振动沉桩：振动沉桩系采用振动锤进行沉桩的施工方法，通过振动使桩产生垂直的上下振动，造成桩及桩周土体处于强劲振动状态，从而使桩周土强度显著降低和桩尖土体挤开，破坏了桩与土体间的粘结力和弹性力，桩周土体对桩的摩阻力和桩尖处土体抗力减少，桩在自重和振动力的作用下克服惯性阻力逐渐沉入土中。导管架就位打桩完毕后，在桩与导管架腿之间的环形空间内灌注水泥浆。

上部组块安装：上部组块由于重量较大，考虑漂浮法安装。在灌浆完毕，水泥浆达到固结强度后，方可进行上部组块的安装。上部组块安装后，再依次吊装栈桥。

(2) 钻完井施工方案

①钻井液体系

➤ 2007 年前：

海水聚合物低固相润滑钻井液体系（不含白油）：

海水+（6~8）% HZPF +（0.2~0.4）% PAC-141 +（0.2~0.4）% K-PHP +（0.02~

0.04) %XC+ (0.2~0.4) % LV-CMC+ (0.3~0.8) % SK-2+ (2~3) %SMP-2+ (2~4) % MHP+ (3~4) %QS-2+ (3~4) % AMA+ (4-5) %SYP-1

其它: Na_2CO_3 、KOH、SP-851、青石粉、塑料球 等适量。

海水聚合物低固相润滑钻井液体系 (含白油):

海水+ (6~8) % HZPF+ (0.2~0.4) % PAC-141+ (0.2~0.4) %K-PHP+ (0.02~0.04) %XC+ (0.2~0.4) % LV-CMC+ (0.3~0.8) % SK-2+ (2~3) %SMP-2+ (2~4) % MHP+ (3~4) %QS-2+ (6~8) % 白油

其它: Na_2CO_3 、KOH、SP-851、青石粉、塑料球 等适量。

白油主要在打开油层段后钻井过程使用,与油层段含油钻屑和钻井液一起运回陆上交由胜利油田龙玺石油工程服务有限公司处理。

➤ **2007 年后:**

2007 年后采用水基天然高分子聚合醇钻井液体系:

A: 定向井采用套管固井完井方式,钻井过程采用一种泥浆体系,即天然高分子聚合醇钻井液体系,主要组成:海水+ (0.3%-0.5%) NaOH+ (2-4%) 膨润土+ (1.5-2%) NAT20 (降滤失剂) + (2-3%) NFA-25 (无荧光白沥青) + (0.2-0.3%) IND30 (包被剂)+ (1-2%) PGCS-1 (固体聚合醇)+ (2-4) %YBWD-2 (井壁抗压稳定剂),全部为天然高分子材料,对环境污染小,易生物分解。

B: 水平井采用筛管充填完井方式,钻井过程采用两种泥浆体系,即采用天然高分子聚合醇钻井液体系,水平段钻井完后下筛管前更换为无固相钻完井液体系。钻井液主要组成:海水+ (0.3%-0.5%) NaOH+ (2-4%) 膨润土+ (1.5-2%) NAT20 (降滤失剂) + (2-3%) NFA-25 (无荧光白沥青) + (0.2-0.3%) IND30 (包被剂)+ (1-2%) PGCS-1 (固体聚合醇)+ (2-4) %YBWD-2 (井壁抗压稳定剂)。完井液主要组成:过滤海水+0.3%NaOH (烧碱)+1%SR-1 (润滑剂)+0.3KPAM (聚丙烯酸钾) +2%TV-1 (增粘剂) + (3-5) %NaCOOH (甲酸南) +1.5%聚合醇。

②钻完井作业: 采用钻井平台施工方式。

(3) 注水、输油管线施工方案

本工程注水管道、输油管道采用同样的施工方式,仅在埋深和特殊管段施工处理上略有不同,施工过程主要包括陆上预制组装、海上安装、挖沟埋管,以下详述施工方式。

①陆上预制组装

海底管道在陆地预制、组对、焊接、补口、试压，每 500m 左右管道接长为一段以便于海上安装，管道在预制场地绑扎一定数量的浮桶以便于拖航。

②海上安装

海上安装包括拖管就位、管道下水、海管对接、立管安装等施工过程。

拖管就位、管道下水：拖管前对拖航路线进行勘测，拖管采用浮拖法。在管段拖运到设计位置，首、尾拖轮将管段拉紧，通过解脱浮桶使管段就位于海底。胜利 251 拖轮、胜建驳 II、胜建抛 1 完成拖管就位、管道下水工作，福润拖 I、众志 I 号进行值班守护。

海管对接：海底管道水平管段采用水上焊接方式连接，海底管线水平管对接施工位置选在浅水区进行，施工船舶为胜利 151 工程船。

立管安装：施工前对立管就位的海床及其附近进行清理平整，立管与海底管道水平管在水面以上进行焊接。焊接后通过立管桩上的管卡上岸或进入平台，新建的立管桩采用振动锤进行沉桩，桩入泥约 25 米。立管安装施工由胜利 151 工程船完成，胜利 251 拖轮负责就位、守护。

③挖沟埋管

正常管段挖沟埋管：

本工程海底管道挖沟在 4 米以内至 1.5 米浅水区采用驳载拖撬式挖沟机，水深 4 米以下区域采用意大利 TM702-W20 自行履带式挖沟机，设备挖沟能力为 60-180m/h，TM702-W20 型挖沟机采用循环链齿刀具切割土层，对浅海地区的各种地形地质状况有很强的适应能力。挖沟作业开始前，用短距离雷达在明确的施工区域范围内进行搜索跟踪，确保施工安全。挖沟作业时浮驳前锚机绞锚绳，后锚机连续放绳，水下挖沟机沿管道用履带行走挖沟，管道随之靠自重沉入沟底，埋管靠自然回淤。本工程注水管道和输油管道设计埋深 1.5m，施工管道挖沟深 2.0m，顶宽 3.0 m、底宽 1.0m，海底输油、注水管线埋管示意图 3.1-1。

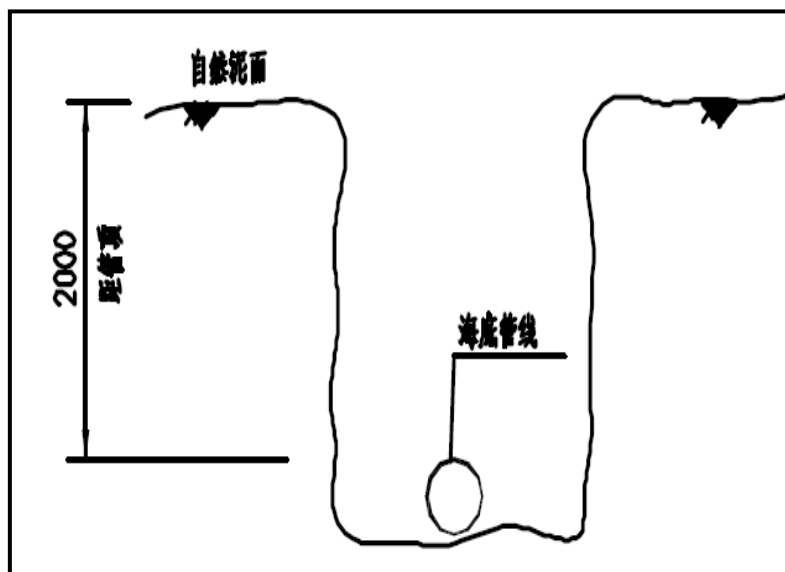


图 3.1-1 注水、输油海底管线埋管示意图

特殊管段施工:

防冲刷段: 为防止平台端部的局部冲刷, 在平台端部管线采用仿生水草防护, 仿生水草在铺设前由潜水员下水, 对施工作业范围进行回填平整, 然后再吊放仿生水草, 对仿生基垫进行锚固, 所有施工均由潜水员完成。仿生水草铺设示意图 3.1-2。

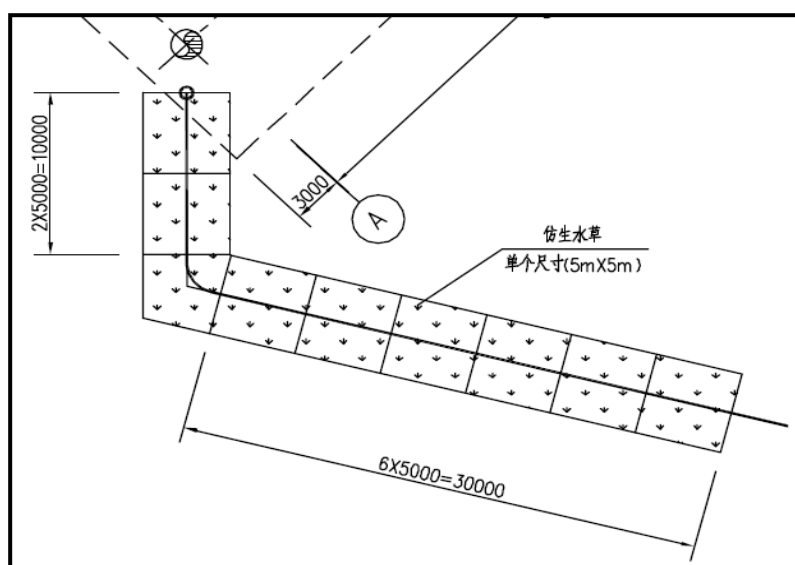


图 3.1-2 仿生水草在铺设示意图

交叉防护段: 埕岛油田由于是滚动开发, 目前海底管网交错密布, 管道路由难免存在交叉现象, 为了保护老管线, 铺设管线时需要在交叉点对原有管线采取防护措施。本工程采用在海底进行砂排垫层的交叉防护设计, 砂排垫层铺设范围以管线为中心向两侧各延伸 200 米。施工时首先在原有海底管线的海床上预抛埋两层砂袋, 新海管铺设填埋后, 在新海管海床上再抛埋两层砂袋, 施工前对海管交叉处进行探摸, 确保防护不损伤

已有海底管道，该方式在埕岛海底多次使用，施工技术成熟可靠。交叉防护处理后的海床剖面图见图 3.1-3，本工程输油管道、注水管道与原有海底管道的交叉情况。

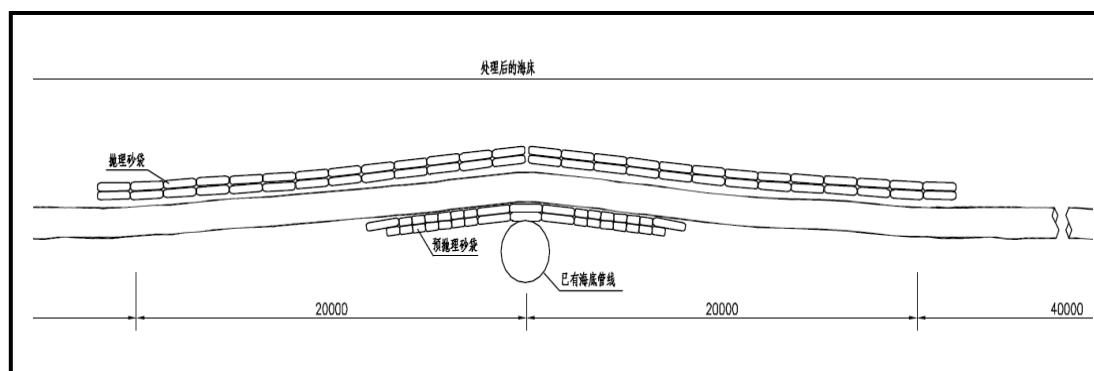


图 3.1-3 注水、输油管道与原有海底管道的交叉点剖面图

(4) 海底电缆施工方法

正常段埋设犁埋设:

海底段施工时采用预投牵引锚牵引方式移船，即在电缆终端附近沿电缆轨迹延长线约 700m 处抛设 2.0t 牵引锚一只，主牵引钢缆与之连接后，沿设计路由敷设至末端，为确保铺设精度，主牵引缆铺设采用 DGPS 定位系统导航。电缆埋设采用埋设犁，在埋设犁不能有效操作的区段由潜水员水下进一步冲埋，使电缆埋深至设计深度。本工程采用的埋设犁埋设速度：1.5~8m/min，潜水深度：2~30m(海底流速 3 节-1.542m/s)，埋设能力：Φ30~Φ200mm 电缆海底最大埋深 3.0m。海底电缆埋深 1.5m，顶宽、底宽均为 0.3m，海底电缆埋管示意图 3.1-4。

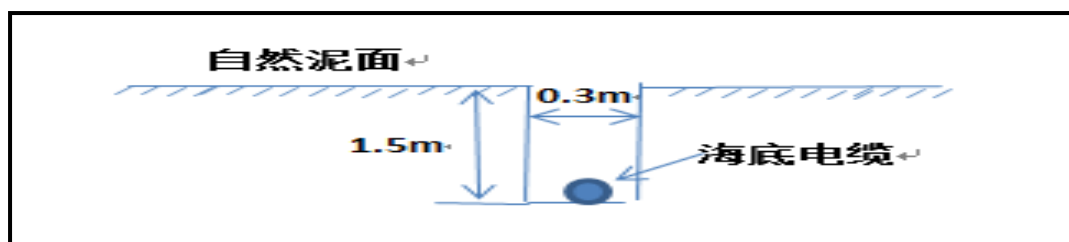


图 3.1-4 海底电缆挖沟参数及示意图

交叉防护段: 本工程采用在海底进行砂排垫层的交叉防护设计，砂排垫层铺设范围以管线为中心向两侧各延伸 200 米。施工时首先在原有海底管线的海床上预抛埋两层砂袋，新电缆铺设后，在新电缆海床上再抛埋两层砂袋，施工前对海缆交叉处进行探摸，确保防护不损伤已有海底管道（电缆）。

(5) 清管试压

管线的整体试压介质为清质淡水，采用“胜建驳 2”作为试压用工程船，试压用水

中的悬浮物在注入管系之前通过过滤器进行过滤，对所有直径 92 微米及其以上的颗粒滤掉 99%。水压试验合格后，将管道系统内的水排干净。管线清管使用标准皮碗清管器进行通球，清管器从管线内通过，将管线内杂物、碎片排除，最后采用空气进行清扫。

（6）管道、电缆施工时序及平面间距

本工程海底管缆包括注水管线、输油管线、海底电缆，根据规范要求，海底管道、与海底电缆间间距应大于 60 米，在实际施工管缆不同步施工，施工时序为先施工输油管线，其次施工注水管线、再次施工海底电缆。

（7）施工期人员及时间安排

本工程平台 1993 年~2009 年间陆续建成并投入使用；输油管道在 1995 年~2011 年间陆续建成并投入使用；注水管道在 1998 年~2009 年间陆续建成并投入使用；电缆在 1995 年~2011 年间陆续建成并投入使用。

海上平台施工一般安排施工船舶 4~6 艘，海上作业人员平均每天约 45~60 人不等。钻完井施工一般安排施工船舶 2~3 艘，海上作业人员平均每天约 56~60 人不等。管线施工一般安排施工船舶 2~4 艘，海上作业人员平均每天约 12~25 人不等。

3.1.1.2 产污节点分析

海上建设阶段包括：平台建设和海底输油、注水管线及电缆的铺设、钻完井等。

海上平台设施的安装、调试过程中，将有浮吊船、铺管船及驳船等参加作业，这些船舶将产生一定量的含油污水、生活污水、生活垃圾等。此外在工程安装过程中还将产生金属切割的边脚料等工业垃圾。

海底输油、注水管线及电缆铺设将搅起一定量的海底沉积物，产生悬浮沙，同时参与作业的船舶将产生机舱含油污水、生活污水、生活垃圾等。

钻完井阶段产生钻屑和钻井液。

施工期间，大型施工机械、钻机等产生的机械噪声以及船舶和施工机械产生的轻微大气污染。海上建设阶段的产污环节及污染物种类分析见图 3.1-3。

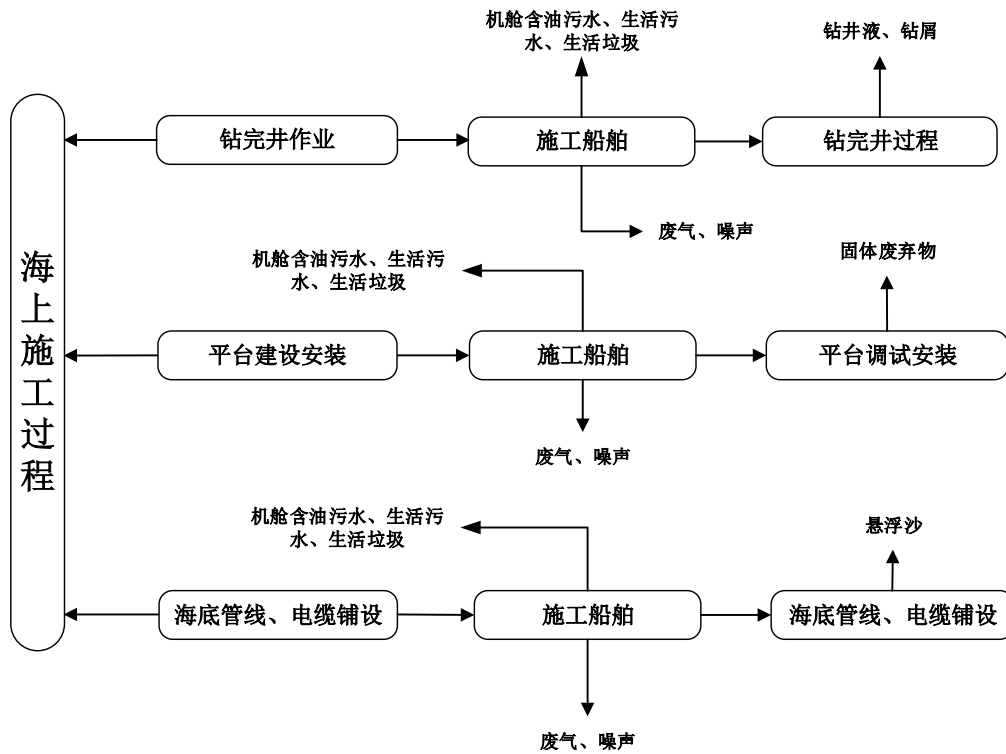


图 3.1-3 施工阶段的产污环节图

3.1.2 运营期生产工艺及产污环节分析

在油田生产运营期，主要污染物为生产水、生活污水、生活垃圾及工业垃圾、初期雨水等。主要污染因子为石油类、COD 等。生产阶段产污环节见图 3.1-4。

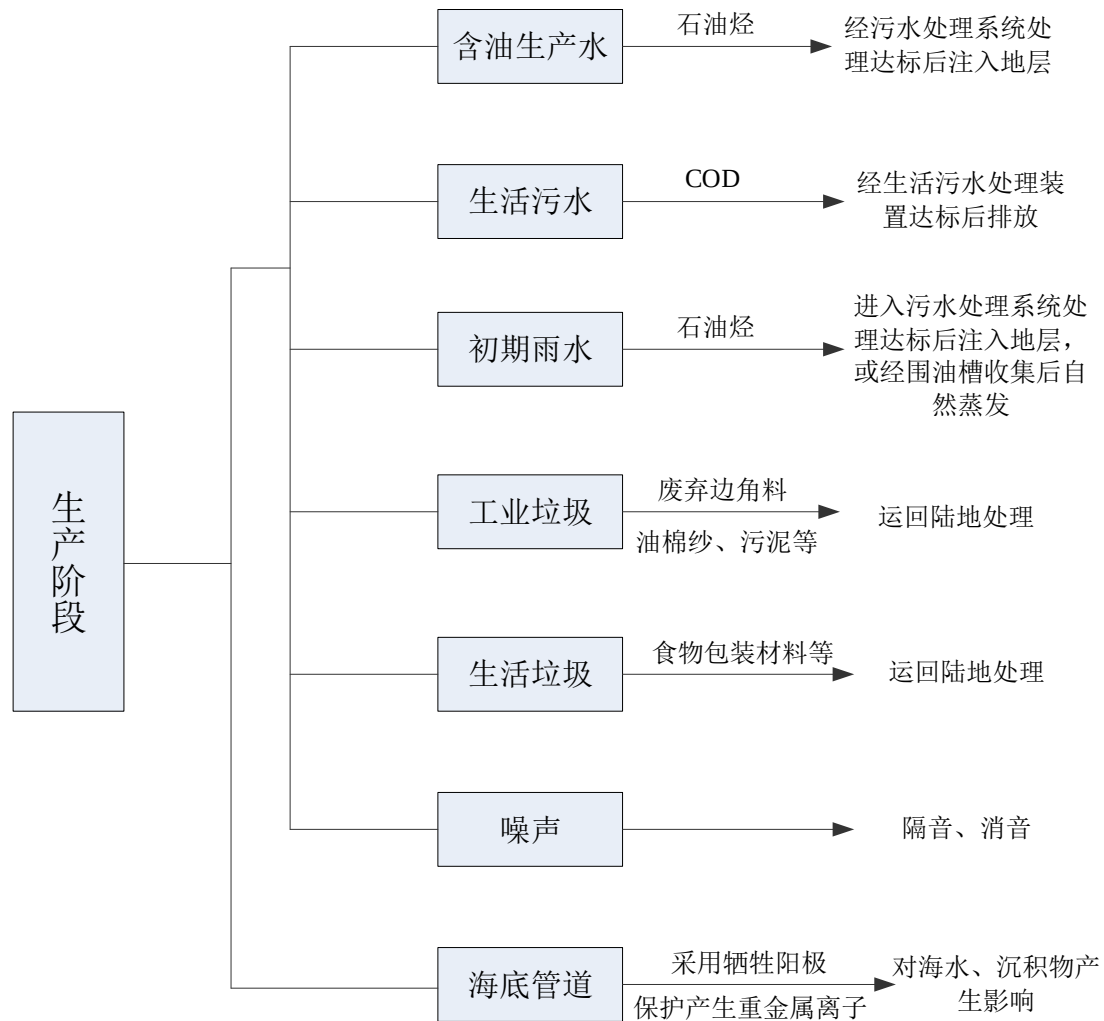


图 3.1-4 运营阶段产污环节与污染物分析

3.1.3 废弃阶段

废弃阶段基本上为海上施工/安装阶段的反过程，主要工程内容包括工艺设备及输油海底管道的扫线处理、上部组块及相关设备和设施的拆卸、导管架的拆除、油井的地下封堵和水下井口的切割等。具体工程内容因废弃方式或程度不同而有所差异，需届时根据废弃工程具体方案进行详细分析。总体而言废弃阶段的主要污染物包括设备和管线清洗液、拆除的废旧设施和钢材、电缆等工业垃圾，以及施工船舶产生的机舱含油污水、施工人员产生的生活污水和生活垃圾等。本次评价不包括废弃阶段。

3.2 工程各阶段污染物排放情况

3.2.1 施工期污染物排放情况

海上施工阶段产生的污染物主要包括钻完井阶段的钻屑和泥浆、铺管（缆）作业产

生的悬浮沙、船舶污染物、施工噪声、施工固体废弃物等。目前海上施工已经完成，钻屑、泥浆采用实际产生排放的污染物质进行统计，由于悬浮沙等无法现场统计或没有搜集到统计数据的，采用经验法进行估算。

3.2.1.1 钻屑、钻井液产生排放情况

依据作业者提供的资料，本次评价范围内的各平台钻完井阶段产生的钻屑和泥浆情况详见表 3.2-1。

由统计情况可知，钻完井阶段产生的钻屑总量为 57016m^3 ，其中含油钻屑量为 4479m^3 ，非含油钻屑量为 52537m^3 ；钻井液总量为 31931m^3 ，其中非含油钻井液为 25071m^3 ，含油钻井液量为 6860m^3 。

其中含油钻屑、含油钻井液运回陆上交由胜利油田龙玺石油工程服务有限公司接收，交由利津县瑞海石油科技有限责任公司（鲁危证 0032）进行处理。非含油钻屑、非含油钻井液经检测合格后原井位排海。

表 3.2-1 76 座平台钻屑产生/排放/回收情况

序号	平台名称	井数 (口)	钻屑总 量 (m^3)	非含油钻屑			含油钻 屑 (m^3)
				产生量 (m^3)	钻井时间 (d)	排放速率 (m^3/d)	
1	埕岛中心 一号	5	746	676	120	5.63	70
2	CB11A	6	998	911	138	6.60	87
3	CB11B	6	1043	955	114	8.37	88
4	CB11D	6	767	692	98	7.07	75
5	CB11E	6	727	642	102	6.29	85
6	CB11H	6	760	685	117	5.85	75
7	CB11 单	1	166	151	29	5.21	15
8	CB12A	9	1151	1046	149	7.02	105
9	CB12B	6	775	690	126	5.47	85
10	CB12C	6	774	686	135	5.08	88
11	CB12 单	1	187	172	32	5.37	15
12	CB22A	6	702	614	97	6.33	88
13	CB22C	6	770	692	117	5.92	78
14	CB22 单	1	173	161	33	4.88	12.5
15	CBG1	1	190	175	31	5.65	15
16	CBG6 单	1	268	255	37	6.88	13
17	CBX501	2	455	440	96	4.59	15
18	CB253	1	119	107	26	4.11	12.5
19	CB21A	3	445	405	69	5.87	40
20	CB35	4	723	670	79	8.49	53
21	CB35 单	1	200	185	29	6.38	15
22	CB151	3	527	489	87	5.62	38

序号	平台名称	井数 (口)	钻屑总 量 (m ³)	非含油钻屑			含油钻 屑 (m ³)
				产生量 (m ³)	钻井时间 (d)	排放速率 (m ³ /d)	
23	CB242	1	213	198	29	6.83	15
24	CBG4 单	1	186	173	37	4.68	13
25	CBG4A	6	770	712	80	8.90	58
26	开发三号	0	0	0	0	0.00	0
27	SH8 单	1	181	166	37	4.48	15
28	SHG1 单	1	185	172	38	4.51	13
29	埕岛中心 二号	0	0	0	0	0.00	0
30	CB1C	4	474	421	76	5.54	53
31	CB20 单	1	176	161	31	5.20	15
32	CB20A	9	1164	1032	164	6.29	132
33	CB20B	5	610	540	75	7.19	70
34	CB25A	9	1029	896	137	6.54	133
35	CB25C	21	2498	2258	460	4.91	240
36	CB25D	6	507	419	90	4.66	88
37	CB27A	6	602	537	79	6.80	65
38	CB251 单	1	185	170	27	6.29	15
39	CB251A	10	1254	1174	176	6.67	80
40	CB251B	6	754	674	126	5.35	80
41	CB251C	7	848	758	147	5.15	90
42	CB251D	6	485	425	45	9.45	60
43	CB271A	6	723	645	136	4.74	78
44	CB502 单	1	184	171	27	6.34	12.5
45	CB1A	7	851	746	120	6.22	105
46	CB1B	7	835	749	120	6.24	86
47	CB1D	6	768	693	138	5.02	75
48	CB4A	7	882	767	125	6.13	115
49	CB4B	5	602	537	85	6.32	65
50	CB4C	5	620	557	75	7.42	63
51	CB6A	4	472	340	88	3.86	132.5
52	CB6B	7	862	772	105	7.35	90
53	CB6C	6	724	641	130	4.93	83
54	CB11F	6	735	660	90	7.33	75
55	CB11G	4	522	462	92	5.02	60
56	CB11K	7	985	887	126	7.04	98
57	CB22B	6	734	644	110	5.86	90
58	CB22D	4	486	433	60	7.21	53
59	CB25B	6	690	615	95	6.48	75
60	CB244 单	1	186	171	38	4.50	15
61	SH1	1	124	111	29	3.84	13
62	SH6 单	1	119	107	29	3.70	12
63	SHG2	1	164	151	33	4.56	13
64	CB11M	6	590	565	50	11.3	25
65	CB11N	36	4885	4720	600	7.8	165

序号	平台名称	井数 (口)	钻屑总 量 (m ³)	非含油钻屑			含油钻 屑 (m ³)
				产生量 (m ³)	钻井时间 (d)	排放速率 (m ³ /d)	
66	CB22E	12	1359	1289	120	10.7	70
67	CB701	6	718	693	85	8.15	25
68	CB26	18	2770	2700	480	5.63	70
69	CB1F	24	3538	3418	720	4.75	120
70	CB243A	8	1204	1164	126	9.24	40
71	CB25F	6	909	879	170	5.17	30
72	CB271	1	192	190	32	5.94	2
73	CB273	9	1311	1271	120	10.59	40
74	CB246A	4	575	555	132	4.2	20
75	CB6D	9	1252	1212	146	8.3	40
76	CB6E	6	657	637	60	10.6	20
合计		431	57016	52537	/	/	4479

表 3.2-2 76 座平台钻井液产生/排放/回收情况

编号	平台名称	钻井液总量 (m ³)	非含油钻井液 (m ³)		含油钻井液产生量 (m ³)
			产生量	最后一次性排放量	
1	埕岛中心一号	489	394	70	95
2	CB11A	626	524	70	102
3	CB11B	644	548	70	96
4	CB11D	537	405	70	132
5	CB11E	521	431	70	90
6	CB11H	534	426	70	108
7	CB11	104	80	70	24
8	CB12A	716	532	70	184
9	CB12B	540	402	70	138
10	CB12C	540	426	70	114
11	CB12	112	88	70	24
12	CB22A	512	392	70	120
13	CB22C	538	442	70	96
14	CB22	107	84	70	23
15	CBG1	114	96	70	18
16	CBG6	144	122	70	22
17	CBX501	128	109	70	19
18	CB253	86	63	70	23
19	CB21A	292	238	70	54
20	CB35	440	348	70	92
21	CB35 单	124	100	70	24
22	CB151	363	294	70	69
23	CB242	122	101	70	21
24	CBG4	134	109	70	25
25	CBG4A	589	525	70	64
26	开发三号	0	0	70	0
27	SH8	141	118	70	23
28	SHG1	143	127	70	16

编号	平台名称	钻井液总量 (m ³)	非含油钻井液 (m ³)		含油钻井液产生量 (m ³)
			产生量	最后一次性排放量	
29	埕岛中心二号	570	480	70	90
30	CB1C	343	271	70	72
31	CB20 单	108	88	70	20
32	CB20A	810	621	70	189
33	CB20B	436	341	70	95
34	CB25A	758	569	70	189
35	CB25C	1549	1171	70	378
36	CB25D	436	328	70	108
37	CB27A	433	358	70	75
38	CB251	112	88	70	24
39	CB251A	531	423	70	108
40	CB251B	532	412	70	120
41	CB251C	608	447	70	161
42	CB251D	348	260	70	88
43	CB271A	520	412	70	108
44	CB502	111	90	70	21
45	CB1A	609	469	70	140
46	CB1B	603	498	70	105
47	CB1D	537	435	70	102
48	CB4A	710	550	70	160
49	CB4B	433	323	70	110
50	CB4C	440	325	70	115
51	CB6A	771	609	70	162
52	CB6B	614	502	70	112
53	CB6C	520	412	70	108
54	CB11F	524	434	70	90
55	CB11G	362	274	70	88
56	CB11K	661	514	70	147
57	CB22B	524	386	70	138
58	CB22D	348	260	70	88
59	CB25B	507	405	70	102
60	CB244	144	129	70	15
61	SH1	88	65	70	23
62	SH6	86	64	70	22
63	SHG2	131	114	70	17
64	CB11M	200	150	70	50
65	CB11N	930	600	70	330
66	CB22E	650	500	70	150
67	CB701	450	400	70	50
68	CB26	650	500	70	150
69	CB1F	640	400	70	240
70	CB243A	380	300	70	80
71	CB25F	460	400	70	60
72	CB271	94	90	70	4
73	CB273	380	300	70	80

编号	平台名称	钻井液总量 (m ³)	非含油钻井液 (m ³)		含油钻井液产生量 (m ³)
			产生量	最后一次性排放量	
74	CB246A	290	250	70	40
75	CB6D	360	280	70	80
76	CB6E	290	250	70	40
合计		31931	25071	5320	6860

3.2.1.2 悬浮泥沙

本工程海上施工过程产生的悬浮物主要来自海底管道、电缆铺设搅动海床产生的悬浮泥沙。悬浮泥沙浓度的大小，一方面取决于施工船舶设备和作业方式，另一方面又与施工海域沉积物粒径大小密切相关。

本工程共包含混输管道、天然气管道、注水管道和电缆四种类型的管道工程，依据施工作业经验，混输管道、天然气管道和注水管道施工时挖沟的参数基本相同，电缆挖沟的参数略有不同，本次评价按挖沟参数分别估算不同类型管道工程施工时产生的悬浮沙源强。

① 混输管道、天然气管道和注水管道

本工程混输管线 58 条，总长为 98.507km；天然气管道 2 条，长度总长 20.222km；注水管道 43 条，总长 52.298km。合计 171.027km。

上述三种海管挖沟的基本参数：挖沟深度为 2m、顶宽 2.5 米、底宽 1.5 米。

管线铺设悬浮沙的产生速率和产生量计算公式如下：

产生量=搅动沉积物的横截面积×扰动悬浮物的长度×起沙率

产生速率=搅动沉积物的横截面积×设备移动的速度×沉积物密度（湿重）×（1-含水率）×起沙率。

本工程海底输油管道、注水管道施工深度为 2.0 米，因此源强核算以 5 米以浅地质特征为计算参数，参照《波浪作用下埕岛海域海底冲刷预测评价》【2010 年国家海洋局第一海洋研究所，曹成林】的研究结果，工程施工区域“第一层为黄褐色粉土，局部夹粉砂和粉质粘土层，层厚 3.8m~5.7m，水平层理，软塑~可塑状态，中密状态为主，粘粒含量少（少于 10%），土质较均匀。该层土为近代河口三角洲相沉积物，典型区域内粉土天然含水量为 19.5%-27.4%，本次评价取值 25%；天然重度为 1.93 t/m³-1.98 t/m³”，本次评价取值 1.96 t/m³；起沙率按 30%计算，本工程管线的铺设速率平均为 30m/h~50m/h，本次评价取值 50m/h，经估算悬浮沙产生速率为 24.5kg/s。

管道悬浮泥沙产生量见下表。

表 3.2-3 混输管道悬浮泥沙产生量

序号	管线名称	管线长度 (m)	管道类型	悬浮沙产生量 (m ³)
1	CB11A—中心一号	668	混输管道	801.6
2	CB11D—中心一号	1083	混输管道	1299.6
3	CB12A--中心一号	2752	混输管道	3302.4
4	CB12A--CBG1 单	231	混输管道	277.2
5	CB22C-CB22A	1007	混输管道	1208.4
6	CB22D-CB22B	9218	混输管道	11061.6
7	CB22B-CB25B	6974	混输管道	8368.8
8	CB25B-CB22A	833.8	混输管道	1000.6
9	CB11D—CB22A	1295	混输管道	1554.0
10	CB11F—CB11G	1147	混输管道	1376.4
11	CB1C-CB25C	891	混输管道	1069.2
12	CB25C-CB25A	631	混输管道	757.2
13	CB25A-CB25D	611	混输管道	733.2
14	CB27A—CB271A	1716	混输管道	2059.2
15	CB271A—CB251A	733	混输管道	879.6
16	CB251A—CB251B	794	混输管道	952.8
17	CB251D--CB251C	955	混输管道	1146.0
18	CB251C—CB251B	1595	混输管道	1914.0
19	CB25D—CB251B	1378	混输管道	1653.6
20	CB251B—中心二号	1624	混输管道	1948.8
21	CB20B-CB20A	1262	混输管道	1514.4
22	CB4C-CB4B	1100	混输管道	1320.0
23	CB4B-CB4A	1262	混输管道	1514.4
24	CB6A-CB6B	1357	混输管道	1628.4
25	CB6B-CB1A	1072	混输管道	1286.4
26	CB6C-CB1B	1377	混输管道	1652.4
27	CB1B-CB1A	1253	混输管道	1503.6
28	CB1A-中心二号	3194	混输管道	3832.8
29	CB35 单—CB35	330	混输管道	396.0
30	CB20 单-CB20A	308	混输管道	369.6
31	CB25A—CB25B	719	混输管道	862.8
32	CB35—海一站	3680	混输管道	4416.0
33	CB11E—CB11F	907	混输管道	1088.4
34	CB11 单—中心一号	300	混输管道	360.0
35	CB4A-CB1A	2983	混输管道	3579.6
36	SHG2 单-CB6C	650	混输管道	780.0
37	CB12 单-CB12A	723	混输管道	867.6
38	CB12A-CB12B	1200	混输管道	1440
39	CB12C-CB12B	1480	混输管道	1776
40	CB701-CB12B	1970	混输管道	2364
41	CBX501-CB12C	680	混输管道	816
42	CB253—CB22C	803	混输管道	963.6

序号	管线名称	管线长度 (m)	管道类型	悬浮沙产生量 (m ³)
43	中心一号-CB22C 井组-中心二号	2650	混输管道	3180
44	CB22E-CB22A	600	混输管道	720
45	CBG6-CB11A	1000	混输管道	1200
46	CB11E-CB11D	720	混输管道	864
47	CB244-CB11G	2089.8	混输管道	2507.76
48	CB11F—CB26	1450	混输管道	1740
49	CB4B-CB243A	1762	混输管道	2114.4
50	CB6D-CB6C	993	混输管道	1191.6
51	CB1D-CB1A	720	混输管道	864
52	CB502 单—CB20 单	390	混输管道	468
53	CB271 单-CB271A	1117	混输管道	1340.4
54	CB1A-CB1F	538	混输管道	645.6
55	CB273-CB1C	2212	混输管道	2654.4
56	CB25A-中心二号	589	混输管道	706.8
57	中心一号-海三站 457	8320	混输管道	9984
58	中心一号-海三站	8610	混输管道	10332
合计		98507.6	/	118209.2

表 3.2-4 注水管道悬浮泥沙产生量

序号	管线名称	管线长度 (km)	管道类型	悬沙产生量 (m ³)
1	CB11M-中心一号	1.17	注水管道	1404
2	CB11E-CB11D	0.695	注水管道	834
3	CB11F-CB11E	0.968	注水管道	1161.6
4	CB26-CB11F	1.578	注水管道	1894.092
5	中心一号-CB12A	2.6	注水管道	3120
6	CB12A-CB12B	1.342	注水管道	1610.4
7	CB12B-CB12C	1.482	注水管道	1778.4
8	CB12C-CB20 单	0.997	注水管道	1196.4
9	CB22A-CB25B	0.861	注水管道	1033.2
10	CB22B-CB22D	0.99	注水管道	1188
11	CB25B-CB22B	0.769	注水管道	922.8
12	CB22D-CB4A	3.17	注水管道	3804
13	CB701-CB12B	1.833	注水管道	2199.6
14	CB22E-CB22A	0.619	注水管道	742.8
15	CB25A-CB25C	0.714	注水管道	856.8
16	CB1C-CB1B	1.319	注水管道	1582.8
17	CB25C-CB1C	0.81	注水管道	972
18	中心二号-CB25A	0.615	注水管道	738
19	中心二号-CB25D	0.516	注水管道	619.2
20	CB25D-CB251B	1.428	注水管道	1713.6
21	CB251B-CB251A	0.818	注水管道	981.6
22	CB251A-CB271A	0.745	注水管道	894
23	CB271A-CB27A	1.63	注水管道	1956

24	CB251C-CB251D	1.068	注水管道	1281.6
25	CB20A-CB20B	1.43	注水管道	1716
26	CB1B-CB6B	1.25	注水管道	1500
27	CB6A-CB6B	1.293	注水管道	1551.6
28	CB6B-CB1A	1.156	注水管道	1387.2
29	CB1B-CB6C	1.416	注水管道	1699.2
30	CB4A-CB4B	1.184	注水管道	1420.8
31	CB4B-CB4C	1.099	注水管道	1318.8
32	CB251 单-CB251A	0.336	注水管道	403.2
33	CB20 单-CB20A	0.255	注水管道	306
34	CB6A-SH6 单	0.536	注水管道	643.2
35	CB6A-CB6D	1.406	注水管道	1687.2
36	中心二号—中心一号	2.769	注水管道	3322.8
37	CB1C-CB273	2.237	注水管道	2684.4
38	CB22A-CB11F	1.146	注水管道	1375.2
39	CB22C-CB22A	1.069	注水管道	1282.8
40	中心二号-CB22C	1.129	注水管道	1354.8
41	CB251A-CB251C	1.539	注水管道	1846.8
42	CB251B-CB20A	1.098	注水管道	1317.6
43	CB11F-CB11G	1.213	注水管道	1455.6
合计		52.298	/	62758.1

表 3.2-5 天然气管道悬浮泥沙产生量

序号	管线名称	管线长度 (m)	管道类型	悬浮沙产生量(m ³)
1	中心二号-CBG5-登陆点 (海三站)天然气管线	11600	输气管道	13920.0
2	中心一号-海三站	8622	输气管道	10346.4
合计		20222	/	24266.4

② 电缆

本工程海底电缆共 79 条，合计总长度为 165.862km。

电缆埋深为 1.5m，上、下底宽 0.3m。铺缆铺设速率约为 300m/h，海底电缆悬浮沙源强核算公式如下：

产生量=搅动沉积物的横截面积×扰动悬浮物的长度×起沙率

产生速率=搅动沉积物的横截面积×设备移动的速度×沉积物密度（湿重）×（1-含水率）×起沙率

电缆的挖沟深度为 1.5m，管沟底宽 0.3m，顶宽 0.3m，挖沟速度为 300m/h。

海底电缆施工采用埋设犁进行埋设，埋设犁施工过程不进行任何挖掘工作，仅在海底临时切割出一条管沟，电缆立刻嵌入到管沟中。埋设犁经过该区域后，海底沉积物将

管沟掩埋，而不需要填埋工作。根据施工人员的经验，本施工方法的扰动程度相对冲埋法和海底管道挖沟作业小一倍以上。考虑以上综合因素，本项目的起沙率确定为 15%。

经计算，海底电缆铺设时的悬浮沙排放速率为 8.26kg/s。

电缆悬浮泥沙的产生量见下表。

表 3.2-6 海底电缆悬浮泥沙产生量

序号	管线名称	管线长度 (m)	管线类型	悬浮沙产生量(m ³)
1	CB11A-中心一号	870	海底电缆	58.7
2	CB11D-中心一号	1400	海底电缆	94.5
3	CB12A-中心一号	2800	海底电缆	189.0
4	CB11A—CB11B	730	海底电缆	49.3
5	CB11D—CB11E	768	海底电缆	51.8
6	CB11F—CB11G	1330	海底电缆	89.8
7	CBG5--CB12B	1250	海底电缆	84.4
8	CB11D-CB22A	1270	海底电缆	85.7
9	CB22A-CB22C	1025	海底电缆	69.2
10	CB22B-CB22D	1080	海底电缆	72.9
11	CB22B-CB25B	795	海底电缆	53.7
12	CB25A—CB25C	710	海底电缆	47.9
13	CB25A—CB25B	750	海底电缆	50.6
14	CB25A—CB25D	664	海底电缆	44.8
15	CB1C-CB25C	976	海底电缆	65.9
16	CB251A—CB251B	1280	海底电缆	86.4
17	CB251A—CB271A	1050	海底电缆	70.9
18	CB251B—CB251C	1800	海底电缆	121.5
19	CB251B—CB25D	1170	海底电缆	79.0
20	中心二号-海三站滩海变 (3511)	10372	海底电缆	700.1
21	CB20A-CB251C	2100	海底电缆	141.8
22	中心二号-CB25D	498	海底电缆	33.6
23	中心二号--CB1A	3014	海底电缆	203.4
24	CB1A-CB6B	1156	海底电缆	78.0
25	CB6A-CB6B	1400	海底电缆	94.5
26	CB251C-CB251D	1200	海底电缆	81.0
27	CB20A-CB20B	1280	海底电缆	86.4
28	CB4A-CB4B	1260	海底电缆	85.1
29	CB4B-CB4C	1320	海底电缆	89.1
30	CB1A-CB1B	1390	海底电缆	93.8
31	CB20 单-CB20A	403	海底电缆	27.2
32	CB1B-CB6C	1491	海底电缆	100.6
33	SHG2 单-CB6C (3KV)	690	海底电缆	46.6
34	CB27A-CB271A	1800	海底电缆	121.5
35	CB35 单-CB35	330	海底电缆	22.3
36	CB35-海一站	3720	海底电缆	251.1

37	CB4A-中心二号	5755	海底电缆	388.5
38	CB11 单-中心一号	360	海底电缆	24.3
39	CB11E—CB11F	970	海底电缆	65.5
40	CB22 单-CB22A	750	海底电缆	50.6
41	SH6 单-CB6A	670	海底电缆	45.2
42	CB11M-中心一号	1120	海底电缆	75.60
43	中心一号-中心二号	2821	海底电缆	190.42
44	CB244-CB11G	2310	海底电缆	155.93
45	CB11B-CB11G	2300	海底电缆	155.25
46	CB26-CB1F	1713	海底电缆	115.63
47	CB26（中心三号）-海洋变	12957	海底电缆	874.60
48	CB26（中心三号）-CB11N	2156	海底电缆	145.53
49	CB12A--CB12B	1400	海底电缆	94.50
50	CBG5--CB12C	740	海底电缆	49.95
51	CB12 单-CB12A	850	海底电缆	57.38
52	CB22A-CB22E	610	海底电缆	41.18
53	中心二号-CB25B-CB22A	840	海底电缆	56.70
54	CB253-CB22C	970	海底电缆	65.48
55	CB701-CBG5	1612	海底电缆	108.81
56	CB25A—CB25C	710	海底电缆	47.93
57	CB1C-CB1D	1350	海底电缆	91.13
58	中心二号-滩海变（3512）	9858	海底电缆	665.42
59	中心二号-CB25A	1234	海底电缆	83.30
60	CB20A（CB20C）-CBG5 单	1780	海底电缆	120.15
61	中心二号-CB20A	2945	海底电缆	198.79
62	SHG2 单-CB6C	690	海底电缆	46.58
63	CB20 单-CB20A	440	海底电缆	29.70
64	CB502 单-CB20A	450	海底电缆	30.38
65	CB243A-CB4A-中心二号	9038	海底电缆	610.07
66	CB271A-CB271 单	1070	海底电缆	72.23
67	CB243A-CB4C	2010	海底电缆	135.68
68	中心二号-CB25B	1250	海底电缆	84.38
69	CB1D-CB1B	1000	海底电缆	67.50
70	中心二号-滩海变（3513）	10881	海底电缆	734.47
71	CB6A-CB6D	1680	海底电缆	113.40
72	CB243A-CB246A	8020	海底电缆	541.35
73	CB4A-CB6E	2793	海底电缆	188.53
74	CB6C-CB6D	1300	海底电缆	87.75
75	CB251D-CB27A	2356	海底电缆	159.03
76	CB243A-CB26	4838	海底电缆	326.57
77	CB273-CB1C	2553	海底电缆	172.33
78	中心二号-CB25B	960	海底电缆	64.80
79	CB1F-CB1A	610	海底电缆	41.18
合计		165862	/	11195.81

3.2.1.3 施工期船舶污染物

施工船舶生活污水按每人每天 0.16m^3 计算,施工船舶生活垃圾按每人每天 1.5kg 计算,施工船舶机舱含油污水按每船每日每日 0.5m^3 计算,施工期船舶污染物产生估算量见表 3.2-7~3.2-9。

施工过程共计产生生活污水 81489.1 m^3 、生活垃圾 764.4t 、船舶含油污水 15082.5 m^3 。其中平台施工过程中产生生活污水 12634.8m^3 、生活垃圾 118.4t 、船舶含油污水 3809.5m^3 ；钻完井过程中产生生活污水 64588.3 m^3 ，生活垃圾 605.5t ，船舶含油污水 8790.0m^3 ；管线施工过程中产生生活污水 4266.0m^3 ，生活垃圾 40.5t ，船舶含油污水 2483.0m^3 。

其中生活污水经船用生活污水处理装置处理合格后排海，生活垃圾运回陆上处理，由胜利油田龙玺石油工程服务有限公司接收处理。船舶含油污水在 2003 年后铅封后运回陆上处理，由山东海盛海洋工程集团有限公司进行处理，接收证明见附件 20。

表 3.2-7 平台施工过程中船舶污染物产生量

序号	平台名称	施工船舶数量 (艘)	施工人员 (人/每天)	施工天数 (天)	生活污水 (m^3)	生活垃圾 产生量 (t)	船舶含油污水 产生量 (m^3)
1	埕岛中心一号	6	60	25	240.0	2.3	75.0
2	CB11A	4	55	18	158.4	1.5	36.0
3	CB11B	4	56	17	152.3	1.4	34.0
4	CB11D	5	45	21	151.2	1.4	52.5
5	CB11E	6	54	19	164.2	1.5	57.0
6	CB11H	6	54	19	164.2	1.5	57.0
7	CB11 单	5	45	16	115.2	1.1	40.0
8	CB12A	4	50	20	160.0	1.5	40.0
9	CB12B	6	56	20	179.2	1.7	60.0
10	CB12C	5	50	21	168.0	1.6	52.5
11	CB12 单	4	48	15	115.2	1.1	30.0
12	CB22A	5	54	18	155.5	1.5	45.0
13	CB22C	5	60	19	182.4	1.7	47.5
14	CB22 单	4	58	15	139.2	1.3	30.0
15	CBG1	6	56	20	179.2	1.7	60.0
16	CBG6 单	5	55	16	140.8	1.3	40.0
17	CBX501	4	50	21	168.0	1.6	42.0
18	CB253	6	48	20	153.6	1.4	60.0
19	CB21A	6	55	19	167.2	1.6	57.0
20	CB35	5	56	20	179.2	1.7	50.0
21	CB35 单	5	60	17	163.2	1.5	42.5
22	CB151	4	54	19	164.2	1.5	38.0
23	CB242	4	50	21	168.0	1.6	42.0

24	CBG4 单	6	48	18	138.2	1.3	54.0
25	CBG4A	5	55	18	158.4	1.5	45.0
26	开发三号	6	60	23	220.8	2.1	69.0
27	SH8 单	5	46	16	117.8	1.1	40.0
28	SHG1 单	5	46	18	132.5	1.2	45.0
29	埕岛中心二号	6	60	27	259.2	2.4	81.0
30	CB1C	4	48	19	145.9	1.4	38.0
31	CB20 单	5	50	16	128.0	1.2	40.0
32	CB20A	6	56	17	152.3	1.4	51.0
33	CB20B	6	45	18	129.6	1.2	54.0
34	CB25A	5	52	20	166.4	1.6	50.0
35	CB25C	4	55	22	193.6	1.8	44.0
36	CB25D	6	55	21	184.8	1.7	63.0
37	CB27A	6	48	19	145.9	1.4	57.0
38	CB251 单	5	56	18	161.3	1.5	45.0
39	CB251A	6	50	22	176.0	1.7	66.0
40	CB251B	5	55	23	202.4	1.9	57.5
41	CB251C	6	58	21	194.9	1.8	63.0
42	CB251D	6	54	21	181.4	1.7	63.0
43	CB271A	5	55	20	176.0	1.7	50.0
44	CB502 单	4	55	17	149.6	1.4	34.0
45	CB1A	6	50	21	168.0	1.6	63.0
46	CB1B	5	48	24	184.3	1.7	60.0
47	CB1D	5	45	19	136.8	1.3	47.5
48	CB4A	5	45	19	136.8	1.3	47.5
49	CB4B	4	60	21	201.6	1.9	42.0
50	CB4C	4	56	20	179.2	1.7	40.0
51	CB6A	6	55	22	193.6	1.8	66.0
52	CB6B	6	56	23	206.1	1.9	69.0
53	CB6C	5	48	21	161.3	1.5	52.5
54	CB11F	6	45	20	144.0	1.4	60.0
55	CB11G	5	45	21	151.2	1.4	52.5
56	CB11K	5	48	22	169.0	1.6	55.0
57	CB22B	4	50	22	176.0	1.7	44.0
58	CB22D	6	50	20	160.0	1.5	60.0
59	CB25B	4	54	23	198.7	1.9	46.0
60	CB244 单	5	46	17	125.1	1.2	42.5
61	SH1 单	5	45	16	115.2	1.1	40.0
62	SH6 单	4	50	16	128.0	1.2	32.0
63	SHG2	4	55	22	193.6	1.8	44.0
64	CB11M	5	56	18	161.3	1.5	45.0
65	CB11N	4	45	21	151.2	1.4	42.0
66	CB22E	4	55	19	167.2	1.6	38.0
67	CB701	6	56	17	152.3	1.4	51.0
68	CB26	5	54	19	164.2	1.5	47.5
69	CB1F	6	56	21	188.2	1.8	63.0
70	CB243A	4	56	24	215.0	2.0	48.0

71	CB25F	6	55	19	167.2	1.6	57.0
72	CB271	5	59	18	169.9	1.6	45.0
73	CB273	6	57	21	191.5	1.8	63.0
74	CB246A	4	50	22	176.0	1.7	44.0
75	CB6D	6	60	20	192.0	1.8	60.0
76	CB6E	5	58	18	167.0	1.6	45.0
合计	76	/	/	1496	12634.8	118.4	3809.5

表 3.2-8 钻完井过程船舶污染物产生量

序号	平台名称	施工船舶数量 (艘)	施工人员 (人/每天)	钻井时间 (d)	生活污水 (m ³)	生活垃圾 产生量 (t)	船舶含油 污水产生 量 (m ³)
1	埕岛中心一号	3	60	120	1152.0	10.8	180.0
2	CB11A	2	56	138	1236.5	11.6	138.0
3	CB11B	2	56	114	1021.4	9.6	114.0
4	CB11D	2	58	98	909.4	8.5	98.0
5	CB11E	2	54	102	881.3	8.3	102.0
6	CB11H	3	60	117	1123.2	10.5	175.5
7	CB11 单	2	54	29	250.6	2.3	29.0
8	CB12A	3	58	149	1382.7	13.0	223.5
9	CB12B	3	56	126	1129.0	10.6	189.0
10	CB12C	2	58	135	1252.8	11.7	135.0
11	CB12 单	2	58	32	297.0	2.8	32.0
12	CB22A	3	55	97	853.6	8.0	145.5
13	CB22C	2	60	117	1123.2	10.5	117.0
14	CB22 单	3	58	33	306.2	2.9	49.5
15	CBG1	3	58	31	287.7	2.7	46.5
16	CBG6 单	2	56	37	331.5	3.1	37.0
17	CBX501	2	50	96	768.0	7.2	96.0
18	CB253	3	54	26	224.6	2.1	39.0
19	CB21A	3	56	69	618.2	5.8	103.5
20	CB35	2	60	79	758.4	7.1	79.0
21	CB35 单	3	58	29	269.1	2.5	43.5
22	CB151	2	54	87	751.7	7.0	87.0
23	CB242	3	55	29	255.2	2.4	43.5
24	CBG4 单	3	58	37	343.4	3.2	55.5
25	CBG4A	2	58	80	742.4	7.0	80.0
26	开发三号	0	0	0	0.0	0.0	0.0
27	SH8 单	3	50	37	296.0	2.8	55.5
28	SHG1 单	3	52	38	316.2	3.0	57.0
29	埕岛中心二号	0	0	0	0.0	0.0	0.0
30	CB1C	2	58	76	705.3	6.6	76.0
31	CB20 单	3	54	31	267.8	2.5	46.5
32	CB20A	2	56	164	1469.4	13.8	164.0
33	CB20B	2	56	75	672.0	6.3	75.0
34	CB25A	2	60	137	1315.2	12.3	137.0
35	CB25C	3	58	460	4268.8	40.0	690.0
36	CB25D	2	58	90	835.2	7.8	90.0

序号	平台名称	施工船舶数量 (艘)	施工人员 (人/每天)	钻井时间 (d)	生活污水 (m ³)	生活垃圾 产生量 (t)	船舶含油 污水产生 量 (m ³)
37	CB27A	3	55	79	695.2	6.5	118.5
38	CB251 单	2	54	27	233.3	2.2	27.0
39	CB251A	3	58	176	1633.3	15.3	264.0
40	CB251B	3	60	126	1209.6	11.3	189.0
41	CB251C	2	58	147	1364.2	12.8	147.0
42	CB251D	3	56	45	403.2	3.8	67.5
43	CB271A	2	56	136	1218.6	11.4	136.0
44	CB502 单	2	54	27	233.3	2.2	27.0
45	CB1A	3	50	120	960.0	9.0	180.0
46	CB1B	2	55	120	1056.0	9.9	120.0
47	CB1D	2	56	138	1236.5	11.6	138.0
48	CB4A	3	58	125	1160.0	10.9	187.5
49	CB4B	2	56	85	761.6	7.1	85.0
50	CB4C	3	45	75	540.0	5.1	112.5
51	CB6A	3	52	88	732.2	6.9	132.0
52	CB6B	2	55	105	924.0	8.7	105.0
53	CB6C	3	56	130	1164.8	10.9	195.0
54	CB11F	2	56	90	806.4	7.6	90.0
55	CB11G	3	60	92	883.2	8.3	138.0
56	CB11K	3	56	126	1129.0	10.6	189.0
57	CB22B	2	50	110	880.0	8.3	110.0
58	CB22D	2	55	60	528.0	5.0	60.0
59	CB25B	3	58	95	881.6	8.3	142.5
60	CB244 单	2	58	38	352.6	3.3	38.0
61	SH1 单	3	60	29	278.4	2.6	43.5
62	SH6 单	3	50	29	232.0	2.2	43.5
63	SHG2	2	52	33	274.6	2.6	33.0
64	CB11M	2	56	50	448.0	4.2	50.0
65	CB11N	3	60	240	2304.0	21.6	360.0
66	CB22E	2	56	130	1164.8	10.9	130.0
67	CB701	2	56	90	806.4	7.6	90.0
68	CB26	3	60	120	1152.0	10.8	180.0
69	CB1F	3	60	220	2112.0	19.8	330.0
70	CB243A	2	56	120	1075.2	10.1	120.0
71	CB25F	2	58	110	1020.8	9.6	110.0
72	CB271	2	56	32	286.7	2.7	32.0
73	CB273	2	56	120	1075.2	10.1	120.0
74	CB246A	2	56	120	1075.2	10.1	120.0
75	CB6D	2	60	140	1344.0	12.6	140.0
76	CB6E	2	56	60	537.6	5.0	60.0
合计	76	/	/	7118.0	64588.3	605.5	8790.0

表 3.2-9 管线施工过程船舶污染物产生量

序号	管线名称	施工船舶 数量 (艘)	施工人员 (人/每天)	施工天 数 (天)	生活污 水 (m ³)	生活垃 圾产生 量 (t)	船舶含油 污水产生 量 (m ³)
混输管线							
1	CB11A—中心一号	3	15	9	21.6	0.2	13.5

2	CB11D—中心一号	3	16	11	28.2	0.3	16.5
3	CB12A--中心一号	3	14	15	33.6	0.3	22.5
4	CB12A--CBG1 单	2	16	4	10.2	0.1	4.0
5	CB22C-CB22A	4	21	9	30.2	0.3	18.0
6	CB22D-CB22B	4	18	27	77.8	0.7	54.0
7	CB22B-CB25B	2	17	20	54.4	0.5	20.0
8	CB25B-CB22A	3	17	11	29.9	0.3	16.5
9	CB11D—CB22A	3	20	12	38.4	0.4	18.0
10	CB11F—CB11G	4	19	12	36.5	0.3	24.0
11	CB1C-CB25C	2	15	11	26.4	0.2	11.0
12	CB25C-CB25A	3	17	9	24.5	0.2	13.5
13	CB25A-CB25D	2	16	9	23.0	0.2	9.0
14	CB27A—CB271A	3	22	13	45.8	0.4	19.5
15	CB271A—CB251A	3	21	10	33.6	0.3	15.0
16	CB251A—CB251B	3	19	10	30.4	0.3	15.0
17	CB251D--CB251C	3	18	10	28.8	0.3	15.0
18	CB251C—CB251B	4	18	13	37.4	0.4	26.0
19	CB25D—CB251B	4	17	13	35.4	0.3	26.0
20	CB251B—中心二号	4	18	14	40.3	0.4	28.0
21	CB20B-CB20A	4	19	12	36.5	0.3	24.0
22	CB4C-CB4B	3	21	10	33.6	0.3	15.0
23	CB4B-CB4A	3	20	12	38.4	0.4	18.0
24	CB6A-CB6B	4	20	12	38.4	0.4	24.0
25	CB6B-CB1A	2	21	10	33.6	0.3	10.0
26	CB6C-CB1B	2	16	13	33.3	0.3	13.0
27	CB1B-CB1A	4	18	12	34.6	0.3	24.0
28	CB1A-中心二号	2	17	17	46.2	0.4	17.0
29	CB35 单—CB35	3	14	4	9.0	0.1	6.0
30	CB20 单-CB20A	3	16	4	10.2	0.1	6.0
31	CB25A—CB25B	4	17	9	24.5	0.2	18.0
32	CB35—海一站	4	22	19	66.9	0.6	38.0
33	CB11E—CB11F	3	16	13	33.3	0.3	19.5
34	CB11 单—中心一号	2	16	4	10.2	0.1	4.0
35	CB4A-CB1A	2	15	14	33.6	0.3	14.0
36	SHG2 单-CB6C	2	18	9	25.9	0.2	9.0
37	CB12 单-CB12A	3	15	10	24.0	0.2	15.0
38	CB12A-CB12B	3	19	12	36.5	0.3	18.0
39	CB12C-CB12B	4	19	13	39.5	0.4	26.0
40	CB701-CB12B	4	18	13	37.4	0.4	26.0
41	CBX501-CB12C	4	17	12	32.6	0.3	24.0
42	CB253—CB22C	3	18	12	34.6	0.3	18.0
43	中心一号-CB22C-中心 二号	4	21	15	50.4	0.5	30.0
44	CB22E-CB22A	2	13	11	22.9	0.2	11.0
45	CBG6-CB11A	3	14	9	20.2	0.2	13.5
46	CB11E-CB11D	2	12	13	25.0	0.2	13.0
47	CB244-CB11G	4	19	14	42.6	0.4	28.0
48	CB11F—CB26	4	17	14	38.1	0.4	28.0
49	CB243A-CB4B	4	16	15	38.4	0.4	30.0
50	CB6D-CB6C	3	15	11	26.4	0.2	16.5
51	CB1D-CB1A	4	17	13	35.4	0.3	26.0

52	CB502 单-CB20 单	3	13	11	22.9	0.2	16.5
53	CB271 单-CB271A	3	14	12	26.9	0.3	18.0
54	CB1A-CB1F	4	20	15	48.0	0.5	30.0
55	CB273-CB1C	4	19	15	45.6	0.4	30.0
56	CB25A-中心二号	2	13	8	16.6	0.2	8.0
57	中心一号-海三站 457	4	25	22	88.0	0.8	44.0
58	中心一号-海三站	4	24	25	96.0	0.9	50.0

注水管线

59	CB22A-CB11F	3	17	11	29.9	0.3	16.5
60	CB22C-CB22A	3	16	12	30.7	0.3	18.0
61	中心二号-CB22C	4	16	11	28.2	0.3	22.0
62	CB251A-CB251C	3	15	14	33.6	0.3	21.0
63	中心二号—中心一号	2	16	15	38.4	0.4	15.0
64	CB11F-CB11G	3	20	11	35.2	0.3	16.5
65	SH6 单-CB6A	4	21	8	26.9	0.3	16.0
66	CB11M-中心一号	3	18	12	34.6	0.3	18.0
67	CB11E-CB11D	3	14	7	15.7	0.1	10.5
68	CB11F-CB11E	3	12	9	17.3	0.2	13.5
69	CB26-CB11F	4	17	12	32.6	0.3	24.0
70	中心一号-CB12A	4	21	15	50.4	0.5	30.0
71	CB12A-CB12B	3	19	10	30.4	0.3	15.0
72	CB12B-CB12C	3	17	11	29.9	0.3	16.5
73	CB12C-CB20 单	3	13	9	18.7	0.2	13.5
74	CB22A-CB25B	3	14	9	20.2	0.2	13.5
75	CB22B-CB22D	3	16	10	25.6	0.2	15.0
76	CB25B-CB22B	3	13	8	16.6	0.2	12.0
77	CB22D-CB4A	4	18	12	34.6	0.3	24.0
78	CB701-CB12B	4	20	15	48.0	0.5	30.0
79	CB22E-CB22A	3	13	7	14.6	0.1	10.5
80	CB25A-CB25C	3	13	8	16.6	0.2	12.0
81	CB1C-CB1B	4	19	12	36.5	0.3	24.0
82	CB25C-CB1C	3	14	9	20.2	0.2	13.5
83	中心二号-CB25A	2	13	8	16.6	0.2	8.0
84	中心二号-CB25D	2	12	7	13.4	0.1	7.0
85	CB25D-CB251B	4	16	13	33.3	0.3	26.0
86	CB251B-CB251A	3	18	9	25.9	0.2	13.5
87	CB251A-CB271A	3	13	8	16.6	0.2	12.0
88	CB271A-CB27A	4	19	14	42.6	0.4	28.0
89	CB251C-CB251D	3	16	12	30.7	0.3	18.0
90	CB20A-CB20B	4	17	11	29.9	0.3	22.0
91	CB1B-CB6B	3	15	11	26.4	0.2	16.5
92	CB6A-CB6B	3	14	11	24.6	0.2	16.5
93	CB6B-CB1A	3	15	12	28.8	0.3	18.0
94	CB1B-CB6C	3	14	11	24.6	0.2	16.5
95	CB4A-CB4B	3	16	10	25.6	0.2	15.0
96	CB4B-CB4C	3	13	12	25.0	0.2	18.0
97	CB251 单-CB251A	3	11	9	15.8	0.1	13.5
98	CB20 单-CB20A	4	17	11	29.9	0.3	22.0
99	CB6A-CB6D	4	19	12	36.5	0.3	24.0
100	CB251B-CB20A	3	15	10	24.0	0.2	15.0
101	CB1C-CB273	4	20	15	48.0	0.5	30.0

输气管线

102	中心二号-CBG5-登陆点（海三站）天然气管线	3	18	29	83.5	0.8	43.5
103	中心一号-海三站	4	17	22	59.8	0.6	44.0
电缆							
104	CB11A-中心一号	3	19	3	9.1	0.1	4.5
105	CB11D-中心一号	3	18	4	11.5	0.1	6.0
106	CB12A-中心一号	4	18	4	11.5	0.1	8.0
107	CB11A—CB11B	2	17	2	5.4	0.1	2.0
108	CB11D—CB11E	4	16	2	5.1	0.0	4.0
109	CB11F—CB11G	3	15	3	7.2	0.1	4.5
110	CBG5--CB12B	3	19	3	9.1	0.1	4.5
111	CB11D-CB22A	3	21	3	10.1	0.1	4.5
112	CB22A-CB22C	2	20	3	9.6	0.1	3.0
113	CB22B-CB22D	2	21	3	10.1	0.1	3.0
114	CB22B-CB25B	4	20	2	6.4	0.1	4.0
115	CB25A—CB25C	4	21	2	6.7	0.1	4.0
116	CB25A—CB25B	3	19	2	6.1	0.1	3.0
117	CB25A—CB25D	3	18	2	5.8	0.1	3.0
118	CB1C-CB25C	3	18	4	11.5	0.1	6.0
119	CB251A—CB251B	2	17	3	8.2	0.1	3.0
120	CB251A—CB271A	2	17	3	8.2	0.1	3.0
121	CB251B—CB251C	2	20	4	12.8	0.1	4.0
122	CB251B—CB25D	4	21	3	10.1	0.1	6.0
123	中心二号-海三站滩海变（3511）	4	19	11	33.4	0.3	22.0
124	CB20A-CB251C	4	18	3	8.6	0.1	6.0
125	中心二号-CB25D	4	17	2	5.4	0.1	4.0
126	中心二号--CB1A	3	21	4	13.4	0.1	6.0
127	CB1A-CB6B	3	20	3	9.6	0.1	4.5
128	CB6A-CB6B	3	22	4	14.1	0.1	6.0
129	CB251C-CB251D	2	21	3	10.1	0.1	3.0
130	CB20A-CB20B	3	15	3	7.2	0.1	4.5
131	CB4A-CB4B	4	14	3	6.7	0.1	6.0
132	CB4B-CB4C	4	16	3	7.7	0.1	6.0
133	CB1A-CB1B	3	17	3	8.2	0.1	4.5
134	CB20 单-CB20A	3	18	2	5.8	0.1	3.0
135	CB1B-CB6C	2	16	3	7.7	0.1	3.0
136	SHG2 单-CB6C	3	15	2	4.8	0.0	3.0
137	CB27A-CB271A	3	20	4	12.8	0.1	6.0
138	CB35 单-CB35	4	19	2	6.1	0.1	4.0
139	CB35-海一站	3	21	4	13.4	0.1	6.0
140	CB4A-中心二号	4	18	5	14.4	0.1	10.0
141	CB11 单-中心一号	2	17	2	5.4	0.1	2.0
142	CB11E—CB11F	3	14	3	6.7	0.1	4.5
143	CB22 单-CB22A	4	16	2	5.1	0.0	4.0
144	SH6 单-CB6A	3	17	2	5.4	0.1	3.0
145	CB11M-中心一号	3	14	3	6.7	0.1	4.5
146	中心一号-中心二号	4	21	4	13.4	0.1	8.0
147	CB244-CB11G	3	19	4	12.2	0.1	6.0
148	CB11B-CB11G	3	15	4	9.6	0.1	6.0

149	CB26-CB1F	4	18	3	8.6	0.1	6.0
150	CB26（中心三号）-海 洋变	4	25	4	16.0	0.2	8.0
151	CB26（中心三号）- CB11N	3	18	3	8.6	0.1	4.5
152	CB12A--CB12B	3	17	4	10.9	0.1	6.0
153	CBG5--CB12C	3	17	3	8.2	0.1	4.5
154	CB12 单-CB12A	3	16	3	7.7	0.1	4.5
155	CB22A-CB22E	2	14	2	4.5	0.0	2.0
156	中心二号-CB25B- CB22A	3	16	4	10.2	0.1	6.0
157	CB253-CB22C	3	17	3	8.2	0.1	4.5
158	CB701-CBG5	3	17	4	10.9	0.1	6.0
159	CB25A—CB25C	2	14	3	6.7	0.1	3.0
160	CB1C-CB1D	3	16	4	10.2	0.1	6.0
161	中心二号-滩海变 (3512)	4	26	11	45.8	0.4	22.0
162	中心二号-CB25A	3	13	4	8.3	0.1	6.0
163	CB20A-CBG5 单	3	21	4	13.4	0.1	6.0
164	中心二号-CB20A	4	19	4	12.2	0.1	8.0
165	SHG2 单-CB6C (1KV)	3	18	4	11.5	0.1	6.0
166	CB20 单-CB20A	2	13	2	4.2	0.0	2.0
167	CB502 单-CB20A	2	14	2	4.5	0.0	2.0
168	CB243A-CB4A-中心二 号	4	27	13	56.2	0.5	26.0
169	CB271A-CB271 单	3	16	4	10.2	0.1	6.0
170	CB243A-CB4C	3	17	4	10.9	0.1	6.0
171	中心二号-CB25B	3	14	3	6.7	0.1	4.5
172	CB1D-CB1B	2	18	3	8.6	0.1	3.0
173	中心二号-滩海变 (3513)	4	29	10	46.4	0.4	20.0
174	CB6A-CB6D	3	16	4	10.2	0.1	6.0
175	CB243A-CB246A	4	23	8	29.4	0.3	16.0
176	CB4A-CB6E	4	16	4	10.2	0.1	8.0
177	CB6C-CB6D	3	12	4	7.7	0.1	6.0
178	CB251D-CB27A	4	18	4	11.5	0.1	8.0
179	CB243A-CB26	4	19	4	12.2	0.1	8.0
180	CB273-CB1C	4	21	4	13.4	0.1	8.0
181	中心二号-CB25B	3	15	3	7.2	0.1	4.5
182	CB1F-CB1A	2	14	3	6.7	0.1	3.0
合 计	182	/	/	1514	4266.0	40.5	2483.0

3.2.1.4 其他污染物

(1) 施工过程中产生少量边角料、包装材料等工业垃圾，平台安装过程中产生的工业垃圾按 2t/平台计，共 152t；管线/电缆按每公里工业垃圾产生 0.2t 计，共计产生 67.4t；本工程共钻井 432 口，按每钻井一口产生工业垃圾 0.5t 计算，共产生工业垃圾

216.0t；合计 435.4t，运回陆上由胜利油田龙玺石油工程服务有限公司接收处理。

(2) 施工过程的施工机械和船舶产生的废气，对工程周边的大气环境影响较小，并且施工期间排放的大气污染物随铺管工程的结束而结束。

3.2.2 工程运营至今污染物排放回顾

(1) 含油生产水排放情况回顾

本次评价各平台合计含油生产水最大产生量为 $17678\text{m}^3/\text{d}$ (2018 年最大)，生产平台无生产水处理设施。物流进入中心一、二、三号平台分出少量生产水后，剩余物流经输油管线进入海三联。本工程生产水采用的污染防治措施如下：

中心平台和陆上终端含油生产水经处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T 5329—2012) 标准(石油类 $\leq 50\text{mg/L}$)后，通过海底管线回注到海上卫星平台，输往终端的生产水经海三站新建生产水处理系统处理达标后经海三站~中心平台注水管线，输送到中心平台的注水系统回注到海上卫星平台。

表 3.2-10 本次评价平台生产至今含油生产水产生情况

年份	年产水 10^4m^3	日产水 m^3/d
2003	118	3366
2004	146	4168
2005	181	5160
2006	221	6326
2007	240	6846
2008	264	7550
2009	307	8762
2010	332	9494
2011	395	11280
2012	446	12730
2013	492	14045
2014	568	16222
2015	576	16452
2016	590	16860
2017	612	17483
2018	619	17678

(2) 生活污水产生情况回顾

本工程有 6 座有人值守平台，中心一号、中心二号和 CBG4A (开发三号)、CB11N 平台、CB1F 平台、CB246A 平台近三年生活污水排放结果见表 3.2-11 至表 3.2-16，生

活污水经各自平台上设置的生活污水处理系统处理达标后排放。

表 3.2-11 中心一号平台近期生活污水排放量

监测时间	2016	2017	2018
	排海量 (t)	排海量 (t)	排海量 (t)
1 月	85.20	77.5	78.4
2 月	75.40	70	68.5
3 月	81.0	77.5	79.5
4 月	76.20	75	76.9
5 月	81.30	77.5	81.2
6 月	76.90	75.4	71.1
7 月	86.7	81.5	79.1
8 月	89.2	80.5	85.1
9 月	82.7	75.3	84.1
10 月	79.5	76.6	87.6
11 月	74.5	77.5	83.7
12 月	77.5	78.2	88.2
合计	966.1	922.5	963.4

表 3.2-12 中心二号平台近期生活污水排放量

监测时间	2016	2017	2018
	排海量 (t)	排海量 (t)	排海量 (t)
1 月	87.6	88.1	85.4
2 月	83.3	79.4	76.7
3 月	86.28	80.9	93.6
4 月	87.7	88.3	86.9
5 月	90.6	91.1	93.5
6 月	85.1	118.4	91.5
7 月	93.3	88.6	84.2
8 月	92.6	92.1	88.9
9 月	85.3	88.6	91.2
10 月	88.4	91.3	90.3
11 月	86.7	89.4	89.7
12 月	88.6	101.2	98.4
合计	1055.5	1097.4	1070.3

表 3.2-13 CBG4A（开发三号）平台近期生活污水排放量

监测时间	2016	2017	2018
	排海量 (t)	排海量 (t)	排海量 (t)
1 月	23.25	23.25	21.68

2 月	21.75	21	20.39
3 月	23.25	23.25	22.51
4 月	22.5	22.5	21.7
5 月	23.25	23.25	22.39
6 月	22.5	22.5	21.68
7 月	23.25	19.65	22.58
8 月	23.25	23.15	22.5
9 月	22.5	21.81	21.72
10 月	23.25	22.18	22.34
11 月	22.5	21.61	21.53
12 月	23.25	22.49	22.69
合计	274.5	266.6	263.7

表 3.2-14 CB11N 平台生活污水排放情况

监测时间	2015	2016	2017 年
	排海量 (t)	排海量 (t)	排海量 (t)
1 月	31	31	31
2 月	28	28	28
3 月	31	31	31
4 月	30	30	30
5 月	31	31	31
6 月	30	30	30
7 月	31	31	31
8 月	31	31	31
9 月	30	30	30
10 月	31	31	31
11 月	30	30	30
12 月	31	31	31
合计	365	365	365

表 3.2-15 CB1F 平台生活污水排放情况

监测时间	2015	2016	2017 年
	排海量 (t)	排海量 (t)	排海量 (t)
1 月	31	31	31
2 月	28	28	28
3 月	31	31	31
4 月	30	30	30
5 月	31	31	31
6 月	30	30	30
7 月	31	31	31
8 月	31	31	31
9 月	30	30	30
10 月	31	31	31

11 月	30	30	30
12 月	31	31	31
合计	365	365	365

表 3.2-16 CB246A 平台生活污水排放情况

监测时间	2015	2016	2017 年
	排海量 (t)	排海量 (t)	排海量 (t)
1 月	13.6	15.5	12.4
2 月	12.3	12.7	11.2
3 月	15	15.5	12.4
4 月	14.8	14.5	12.2
5 月	15.2	15.5	13.1
6 月	14.2	13.2	12.5
7 月	14.6	12.4	15.5
8 月	12.92	12.4	14.9
9 月	15	12	14.8
10 月	15.5	12.4	11.5
11 月	15	12	12
12 月	15.5	12.4	12.5
合计	173.62	160.5	154.8

(3) 生活垃圾产生情况

6 个有人值守平台生活垃圾逐年产生量详见下表, 生活垃圾运往陆上进行处理。

表 3.2-14 有人值守平台生活垃圾产生情况

平台	2016	2017	2018
	产生量 (t)	产生量 (t)	产生量 (t)
中心一号	21.6	20.7	23.0
中心二号	10.12	15.67	16.73
开发三号	13.06	3.19	2.98
CB11N	7.2	7.0	7.4
CB1F	3.37	3.78	3.60
CB246A	4.35	2.15	4.12
合计	44.76	52.49	57.83

3.2.3 工程继续运营污染物排放分析

本次工程 76 座平台均已建成, 76 座平台中, 13 座平台已经封井, 今后不再复产; 其他 63 座平台继续运营。

本次工程包含 431 口井, 其中油井 280 口、注水井 136 口、水源井 4 口、气井 1 口、预留井槽 10 口。其中进行封井的井口共计 17 口, 包括油井 16 口, 注水井 1 口。

本次工程包含 58 条海底混输管线、43 条海底注水管线、79 条海底电缆、2 条天然

气管线。其中停用的包括 6 条海底混输管线、1 条海底注水管线、6 条海底电缆。

本次继续运营的 63 座平台、414 口井、52 条海底混输管线、42 条海底注水管线和 73 条海底电缆在后续的运行过程中污染物产生情况如下：

3.2.3.1 含油生产水

（1）正常工况

本次评价各平台合计含油生产水最大产生量为 $26911 \text{ m}^3/\text{d}$ （2028 年、2029 年），生产平台无生产水处理设施。物流进入中心一、二、三号平台分出少量生产水后，剩余物流经输油管线进入海三联。本工程生产水采用的污染防治措施如下：

中心平台和陆上终端含油生产水经处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329—2012）标准（石油类 $\leq 50\text{mg/L}$ ）后，通过海底管线回注到海上卫星平台，输往终端的生产水经海三站新建生产水处理系统处理达标后经海三站~中心平台注水管线，输送到中心平台的注水系统回注到海上卫星平台。

（2）非正常工况

如果生产水在事故状态下无法回注，则全部混输至陆上终端处理后，回注至陆上油田，不在海上排放。

如果海三联含油生产水处理设施出现非正常工况，则采取以下措施：

- ①含油生产水进入缓冲库存内（24 小时），及时排除故障恢复生产水处理能力。
- ②如果海三联无法分水，且海三联已经超出极限库存，将海三联油水混合物输送到海四联处理，并协调桩西采油厂，将污水输送到桩西联合站处理。
- ③当以上处理措施均无法处理时，上报胜利油田相关主管部门，及时采取关停海上高含水生产井的措施，直至恢复分水，避免生产事故发生。

总之，根据目前产能预测情况和下步规划，可以确保埕岛油田主体区块生产水处理系统有效控制在设计能力内运行，生产工艺系统和管理措施，能够保证非正常工况下生产水处理的安全环保运行。

3.2.3.2 生活污水

中心一号平台、中心二号平台、CBG4A（开发三号）平台、CB11N 平台、CB1F 平台和 CB246A 平台为有人值守平台。中心一号平台、中心二号平台、CBG4A（开发三号）平台、CB11N 平台、CB1F 平台和 CB246A 平台均设有生活污水处理设施，生活污水经处理达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》中一级标准后排海。

其中生活污水产生系数为每人 200L/d, COD 排放浓度 300mg/L, 生活污水及 COD 排放量见下表。

表 3.2-7 有人值守平台生活污水及 COD 产生量

序号	平台名称	定员数	生活污水日产生量 (m³/d)	COD 日产生量 (t/d)	生活污水年产生量 (m³/a)	COD 年产生量 (t/a)
1	埕岛中心一号	60	12	0.0036	4380	1.314
2	埕岛中心二号	64	12.8	0.00384	4672	1.4016
3	开发三号平台	7	1.4	0.00042	511	0.1533
4	CB11N 采修一体化平台	25	5	0.0015	1825	0.5475
5	CB1F 采修一体化平台	25	5	0.0015	1825	0.5475
6	CB246A 井组平台	4	0.8	0.00024	292	0.0876
合计	—	185	37	0.0111	13505	4.0515

3.2.3.3 生活垃圾

海上常住人数 165 人, 按年工作天数 365 天, 每人每天产生 1.5kg 生活垃圾估算, 运营期每年产生生活垃圾 101.29t, 运回陆上放置在东营港经济开发区管委会设置的垃圾箱内由东营港经济开发区管委会定期回收。

表 3.2-8 有人值守平台生活垃圾产生量

序号	平台名称	定员数	生活垃圾日产生量 (t/d)	生活垃圾年产生量 (t/a)
1	埕岛中心一号	60	0.09	32.85
2	埕岛中心二号	64	0.096	35.04
3	开发三号平台	7	0.0105	3.83
4	CB11N 采修一体化平台	25	0.0375	13.69
5	CB1F 采修一体化平台	25	0.0375	13.69
6	CB246A 井组平台	4	0.006	2.19
合计	-	185	0.2775	101.29

3.2.3.4 工作船生活污水和生活垃圾

本工程设工作船对无人值守平台进行巡检、检修, 巡检和检修期间平台不住人, 每天有巡检值守船舶, 巡线人员的生活垃圾存储在船舶的垃圾箱内, 生活污水经处理后排放。

本项目生产阶段的值班船和供应船等产生的生活污水和生活垃圾见表 3.2-8 和表 3.2-9。

表 3.2-8 运营期值班船和供应船生活污水产生量

	总人数	年累计工期(天)	产生负荷(m ³ /人)	产生量(m ³)
生活污水	200	220	0.16	7074

表 3.2-9 运营期值班船和供应船生活垃圾产生量

	总人数	年累计工期(天)	产生负荷(kg/人)	产生量(kg)
生活污水	200	220	1.5	66000

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)排海。

生活垃圾装箱拉回码头,放置在东营港经济开发区管委会设置的垃圾箱内,由东营港经济开发区管委会定期回收。

3.2.3.5 工作船机舱含油水

船舶含油污水铅封后运回陆上处理,由山东海盛海洋工程集团有限公司进行处理。

表 3.2-10 运营期值班船和供应船机舱含油水产生量

总船舶(艘)	年累计工期(天)	产生负荷(m ³ /天·艘)	产生量(m ³)
20	220	0.5	2200

3.2.3.6 工业垃圾

在油田生产阶段,将产生一些工业垃圾,如废弃的零件、边角料、油棉纱、包装材料等。根据以往类似海洋石油开发工程项目的统计数据推算,各平台每年产生工业垃圾量约为 0.2t。本项目最大年产生工业垃圾量约为 12.6t。含油危险废物由东营华新环保技术有限公司处接收处理,接收协议见附件。

3.2.3.7 锌金属

管线为阴极保护防腐。主要采用高性能铝合金阳极,即在常规的 Al—Zn—In 系阳极中添加 Mg、Ga 等合金元素。铝合金阳极除铝外,重金属主要成分为锌,含量为 3.4%。

海底管线对海洋环境的污染主要来自牺牲阳极中的重金属溶出。牺牲阳极中的重金属释放到海水环境中的过程可分为两步:首先是进入到埋设牺牲阳极的土层中,其次是随着掀起的海底泥沙溶出后进入到海水中。由此可见,阳极中的锌可能引起沉积物环境和水环境的重金属污染。

海管设计使用寿命按 15 年计,考虑到阳极使用寿命的裕量,海底管线使用铝阳极情况见表 2.3-10~3.2-12。

表 3.2-11 海底混输管道使用铝阳极情况

序号	管线名称	阳极的种类	个数 (块)	单个重量 (kg)	释放锌总量 (kg)	每年释放锌 量 (kg/a)
1	CB11A—中心一号	镯状阳极	35	20	23.8	1.6
2	CB11D—中心一号	镯状阳极	40	20	27.2	1.8
3	CB12A--中心一号	镯状阳极	90	47.5	145.4	9.7
4	CB12A--CBG1 单	镯状阳极	13	20	8.8	0.6
5	CB22C-CB22A	镯状阳极	39	20	26.5	1.8
6	CB22D-CB22B	镯状阳极	461	20	313.5	20.9
7	CB22B-CB25B	镯状阳极	348	20	236.6	15.8
8	CB25B-CB22A	镯状阳极	42	15.5	22.0	1.5
9	CB11D—CB22A	镯状阳极	65	15.5	34.1	2.3
10	CB11F—CB11G	镯状阳极	57	45	87.7	5.8
11	CB1C-CB25C	镯状阳极	45	20	30.3	2.0
12	CB25C-CB25A	镯状阳极	32	20	21.5	1.4
13	CB25A-CB25D	镯状阳极	31	20	20.8	1.4
14	CB27A—CB271A	镯状阳极	86	15.5	45.2	3.0
15	CB271A—CB251A	镯状阳极	37	15.5	19.3	1.3
16	CB251A—CB251B	镯状阳极	40	15.5	20.9	1.4
17	CB251D--CB251C	镯状阳极	48	15.5	25.2	1.7
18	CB251C—CB251B	镯状阳极	80	15.5	42.0	2.8
19	CB25D—CB251B	镯状阳极	69	47.5	111.3	7.4
20	CB251B—中心二号	镯状阳极	81	20	55.2	3.7
21	CB20B-CB20A	镯状阳极	63	10	21.5	1.4
22	CB4C-CB4B	镯状阳极	55	20	37.4	2.5
23	CB4B-CB4A	镯状阳极	63	51	109.4	7.3
24	CB6A-CB6B	镯状阳极	68	15.5	35.8	2.4
25	CB6B-CB1A	镯状阳极	54	15.5	28.2	1.9
26	CB6C-CB1B	镯状阳极	69	15.5	36.3	2.4
27	CB1B-CB1A	镯状阳极	63	45	95.9	6.4
28	CB1A-中心二号	镯状阳极	160	20	108.6	7.2
29	CB35 单—CB35	镯状阳极	17	20	11.2	0.7
30	CB20 单-CB20A	镯状阳极	15	51	26.7	1.8
31	CB25A—CB25B	镯状阳极	36	15.5	18.9	1.3
32	CB35—海一站	镯状阳极	184	15.5	97.0	6.5
33	CB11E—CB11F	镯状阳极	45	15.5	23.9	1.6
34	CB11 单—中心一号	镯状阳极	15	47.5	24.2	1.6
35	CB4A-CB1A	镯状阳极	149	20	101.4	6.8
36	SHG2 单-CB6C	镯状阳极	33	15.5	17.1	1.1
37	CB12 单-CB12A	镯状阳极	35	20	23.8	1.6
38	CB12A-CB12B	镯状阳极	48	20	32.6	2.2
39	CB12C-CB12B	镯状阳极	55	20	37.4	2.5
40	CB701-CB12B	镯状阳极	67	51	116.2	7.7
41	CBX501-CB12C	镯状阳极	30	20	20.4	1.4
42	CB253—CB22C	镯状阳极	40	20	27.2	1.8
43	中心一号-CB22C-中心 二号	镯状阳极	90	47.5	145.4	9.7
44	CB22E-CB22A	镯状阳极	47	50	79.9	5.3

45	CBG6-CB11A	镯状阳极	40	20	27.2	1.8
46	CB11E-CB11D	镯状阳极	35	20	23.8	1.6
47	CB244-CB11G	镯状阳极	90	47.5	145.4	9.7
48	CB11F—CB26	镯状阳极	40	50.5	68.7	4.6
49	CB243A-CB4B	镯状阳极	50	20	34.0	2.3
50	CB6D-CB6C	镯状阳极	40	47.5	64.6	4.3
51	CB1D-CB1A	镯状阳极	38	20	25.8	1.7
52	CB502 单—CB20 单	镯状阳极	35	47	55.9	3.7
53	CB271 单-CB271A	镯状阳极	50	20	34.0	2.3
54	CB1A-CB1F	镯状阳极	30	47	47.9	3.2
55	CB273-CB1C	镯状阳极	80	47	127.8	8.5
56	CB25A-中心二号	镯状阳极	50	44.5	75.7	5
57	中心一号-海三站	镯状阳极	410	50.5	704.0	46.9
58	中心一号-海三站	镯状阳极	440	50.5	755.5	50.4
合计		/	4668	/	4784.0	319.0

表 3.2-11 海底注水管道使用铝阳极情况

序号	管线名称	阳极的种类	个数 (块)	单个重量 (kg)	释放锌总 量 (kg)	每年释放 锌量 (kg/a)
1	CB22A-CB11F	镯状阳极	44	15.5	23.2	1.5
2	CB22C-CB22A	镯状阳极	36	15.5	18.8	1.3
3	中心二号-CB22C	镯状阳极	45	15.5	23.8	1.6
4	CB251A-CB251C	镯状阳极	67	21	47.8	3.2
5	CB251B-CB20A	镯状阳极	41	14	19.4	1.3
6	CB11F-CB11G	镯状阳极	58	15.5	30.4	2.0
7	中心二号—中心一号	镯状阳极	138	15.5	73.0	4.9
8	CB11M-中心一号	镯状阳极	45	15.5	23.7	1.6
9	CB11E-CB11D	镯状阳极	40	15.5	21.1	1.4
10	CB11F-CB11E	镯状阳极	45	15.5	23.7	1.6
11	CB26-CB11F	镯状阳极	71	21	50.7	3.4
12	中心一号-CB12A	镯状阳极	80	49.5	134.6	9
13	CB12A-CB12B	镯状阳极	60	15.5	31.6	2.1
14	CB12B-CB12C	镯状阳极	60	15.5	31.6	2.1
15	CB12C-CB20 单	镯状阳极	40	14	19.0	1.3
16	CB22A-CB25B	镯状阳极	35	14	16.7	1.1
17	CB22B-CB22D	镯状阳极	40	14	19.0	1.3
18	CB25B-CB22B	镯状阳极	33	14	15.7	1
19	CB22D-CB4A	镯状阳极	80	16.5	44.9	3
20	CB701-CB12B	镯状阳极	67	16.5	37.6	2.5
21	CB22E-CB22A	镯状阳极	39	50.5	67.0	4.5
22	CB25A-CB25C	镯状阳极	35	16.5	19.6	1.3
23	CB1C-CB1B	镯状阳极	50	16.5	28.1	1.9
24	CB25C-CB1C	镯状阳极	40	16.5	22.4	1.5
25	中心二号-CB25A	镯状阳极	30	50.5	51.5	3.4
26	中心二号-CB25D	镯状阳极	25	50.5	42.9	2.9
27	CB25D-CB251B	镯状阳极	55	16.5	30.9	2.1
28	CB251B-CB251A	镯状阳极	70	16.5	39.3	2.6
29	CB251A-CB271A	镯状阳极	33	16.5	18.5	1.2

序号	管线名称	阳极的种类	个数 (块)	单个重量 (kg)	释放锌总 量 (kg)	每年释放 锌量 (kg/a)
30	CB271A-CB27A	镯状阳极	50	15.5	26.4	1.8
31	CB251C-CB251D	镯状阳极	40	15.5	21.1	1.4
32	CB20A-CB20B	镯状阳极	50	14	23.8	1.6
33	CB1B-CB6B	镯状阳极	45	14	21.4	1.4
34	CB6A-CB6B	镯状阳极	42	14	20.0	1.3
35	CB6B-CB1A	镯状阳极	38	14	18.1	1.2
36	CB1B-CB6C	镯状阳极	48	15.5	25.3	1.7
37	CB4A-CB4B	镯状阳极	40	15.5	21.1	1.4
38	CB4B-CB4C	镯状阳极	40	15.5	21.1	1.4
39	CB251 单-CB251A	镯状阳极	18	14	8.6	0.6
40	CB20 单-CB20A	镯状阳极	16	14	7.6	0.5
41	CB6A-SH6 单	镯状阳极	20	14	9.5	0.6
42	CB6A-CB6D	镯状阳极	55	11	20.6	1.4
43	CB1C-CB273	镯状阳极	80	15.5	42.2	2.8
合计		/	2084	/	1313.3	87.7

表 3.2-12 海底输气管道使用铝阳极情况

序号	管线名称	管线长度 (m)	个数 (块)	单个重量 (kg)	释放锌总 量 (kg)	每年释放 锌量 (kg/a)
1	中心二号-CBG5-登陆点 (海三站)天然气管线	11600	446	20	303.3	20.2
2	中心一号-海三站	8622	319	20	216.9	14.5
合计			765		520.2	34.7

3.2.3.8 初期雨水

(1) 污染源：埕岛中心一号、埕岛中心二号和 CB11N 平台各层甲板和开式排放管汇的甲板雨水进入开排罐，达到一定液位时，由开排泵将含油污水送至生产系统处理。在平台各设置了一个开排槽，用于收集不能排入开排罐的流体，通过气动泵将开排槽的液体打回闭排系统，最终进入到油系统，不外排。其余平台初期雨水经围油槽收集后自然蒸发。

本项目初期雨水按东营港城地区暴雨公式（引自《东营港城工业区规划分区规划》2006.4）进行估算。

$$\text{暴雨强度公式: } q = \frac{3888.62(1 + 0.78 \log P)}{(t + 10)^{0.91}}$$

式中：q—暴雨强度(L/S·ha)；P—设计暴雨重现期采用 P=1 年；t—集流时间(min)，

采用 30min。计算得东营港暴雨强度为 135.49 L/S·ha。

雨水量公式： $Q=C \cdot F \cdot q$

式中：Q—雨水量(L/S)；F—汇水面积（ha）；C—径流系数，《东营港城工业区规划分区规划》推荐 C 在 0.4-0.6 之间取值。本次评价取 0.6。初期雨水一般为前 15min 的雨水，本项目各平台初期雨水量见表 3.2-13。

表 3.2-13 本项目各平台初期雨水量

序号	平台名称	汇水面积	初期雨水量（m ³ /次）
1	埕岛中心一号	2988.4	21.9
2	CB11A	320.8	2.3
3	CB11B	233.7	1.7
4	CB11D	156.5	1.1
5	CB11E	116.4	0.9
6	CB11H	219.8	1.6
7	CB12A	887.3	6.5
8	CB12B	244.2	1.8
9	CB12C	240.1	1.8
10	CB22A	140.7	1.0
11	CB22C	163.1	1.2
12	CBG1	49.0	0.4
13	CBX501	231.0	1.7
14	CB253	81.6	0.6
15	CB35	331.0	2.4
16	CB35 单	52.0	0.4
17	CBG4 单	63.0	0.5
18	CBG4A	374.5	2.7
19	开发三号	1207.5	8.8
20	SH8 单	176.0	1.3
21	埕岛中心二号	4148.0	30.3
22	CB1C	687.3	5.0
23	CB20 单	56.7	0.4
24	CB20A	238.2	1.7
25	CB20B	215.3	1.6
26	CB25A	175.6	1.3
27	CB25C	360.3	2.6
28	CB25D	114.5	0.8
29	CB27A	135.7	1.0
30	CB251 单	33.6	0.2
31	CB251A	301.7	2.2
32	CB251B	181.7	1.3
33	CB251C	179.0	1.3
34	CB251D	222.7	1.6
35	CB271A	154.4	1.1

36	CB1A	722.9	5.3
37	CB1B	679.1	5.0
38	CB1D	405.5	3.0
39	CB4A	324.7	2.4
40	CB4B	282.5	2.1
41	CB4C	301.3	2.2
42	CB6A	384.3	2.8
43	CB6B	722.1	5.3
44	CB6C	483.7	3.5
45	CB11F	147.3	1.1
46	CB11G	175.7	1.3
47	CB11K	40.5	0.3
48	CB22B	127.4	0.9
49	CB22D	145.0	1.1
50	CB25B	117.4	0.9
51	SHG2	95.0	0.7
52	CB11M	238.3	1.7
53	CB11N	1918.2	14.0
54	CB22E	359.4	2.6
55	CB701	246.0	1.8
56	CB26	885.8	6.5
57	CB1F	1688.6	12.4
58	CB243A	418.9	3.1
59	CB25F	95.9	0.7
60	CB273	502.5	3.7
61	CB246A	147.0	1.1
62	CB6D	271.5	2.0
63	CB6E	59.6	0.4
合计	63	27467.0	201.0

（2）污染防治措施

埕岛中心一号、埕岛中心二号和 CB11N 平台设有开式排放系统用于收集初期含油雨水，并泵入油气集输系统，最终进入含油生产水处理设施进行处理。其余平台初期雨水经围油槽收集后自然蒸发。

3.2.3.9 大气污染物

中心一号平台分离出的气体供燃气轮机、余热锅炉、热媒炉等使用，剩余部分进入海底管线外输到埕岛天然气预处理站。

中心二号、中心三号平台分离出的气体进入燃料气系统供热介质炉使用，剩余部分进入海底管线外输到埕岛天然气预处理站。

根据统计 2018 年三个中心平台的天然气使用量为：7379464m³/a。根据《环境保

护实用数据手册》(胡名操 主编), 燃烧 1Nm^3 天然气约产生 13Nm^3 的烟气, 烟尘的产生系数为 $2.4\text{kg}/10^4\text{Nm}^3$ 天然气, 二氧化氮的产生系数为 $6.3\text{kg}/10^4\text{Nm}^3$ 天然气。二氧化硫的产生浓度按照天然气中总硫含量小于 $60\text{mg}/\text{m}^3$ 核算。天然气燃烧产生的废气详见表 3.2-14。

表 3.2-14 天然气燃烧大气污染物产生量

污染物	烟尘 (t/a)	SO_2 (t/a)	NO_x (t/a)
产生量	1.77	0.89	4.65

3.2.3.10 噪声

运营期各种机械设备会产生噪声, 其中噪声较大的设备如水泵噪声级一般在 85dB (A) 左右。由于在海上工作远离居民点, 其影响可以忽略。

3.2.4 污染物产生/排放汇总

施工期和运营期污染物汇总情况见下表。

本工程在施工期和运营期的污染物均得到合理的处置。

表 3.2-14 施工期和运营期污染物汇总情况

阶段	污染源	产生量	排放量	污染因子	处理方式和去向
施工阶段污染物产生/排放回顾	悬浮泥沙	216429.5m ³	216429.5m ³	SS	直接排放入海
	非含油钻井液	25071m ³	25071m ³	SS	直接排放入海
	非含油钻屑	52537m ³	52537m ³	SS	直接排放入海
	含油钻井液	6860m ³	0	石油类	运回陆上交有资质单位统一处理
	含油钻屑	4479m ³	0	石油类	运回陆上交有资质单位统一处理
	机舱含油污水	15082.5m ³	0	石油类	2003 年后运回陆上统一处理
	生活污水	81489.1m ³	81489.1m ³	COD	经处理达标后排海
	生活垃圾	764.4t	0	食品固体废弃物	运回陆上统一处理
	工业垃圾	435.4t	0	废弃边角料等	运回陆上统一处理
运营至今污染物产生/排放回顾	生活污水	3171.3m ³ /a（2017 年）	3177.0m ³ /a	COD	经处理达标后排海
	生活垃圾	57.83t/a（2018 年）	0	食品固体废弃物	运回陆上统一处理
	含油生产水	17678m ³ /d（2018 年）	0	石油类	进入原油处理系统，经含油生产水处理装置处理达标后注入地层
继续运营阶段污染物产生/排放预测	含油生产水	26911m ³ /d （2028 年、2029 年最大）	0	石油类	进入原油处理系统，注入地层
	生活污水	13505m ³ /a	13505m ³ /a	COD	经处理达标后排海
	生活污水 COD	4.0515t/a	4.0515t/a	——	经处理达标后排海
	初期雨水	201.0m ³ /次	0	石油类	埕岛中心一号、埕岛中心二号和 CB11N 平台经开排罐进入油系统，其余平台经围油槽收集后自然蒸发
	工业垃圾	12.6t/a	0	废弃边角料等	运回陆上处理
	生活垃圾	101.29t/a	0	食品固体废弃物	运回陆上处理
	重金属	441.4kg/a	441.4kg/a	Zn	自然排放
	大气污染物	烟尘	1.77 t/a	烟尘	动力系统
		SO ₂	0.89 t/a	SO ₂	动力系统
		NO _x	4.65 t/a	NO _x	动力系统
	噪声	85dB（A）		噪声	周围环境

4 区域自然和社会环境概况

4.1 区域自然环境现状

4.1.1 气象特征

4.1.1.1 气温

本海域年平均气温 11.7℃，夏季最高曾达 39.6℃，冬季最低曾达-18.8℃。月平均和月最低平均最低均出现在 1 月份（分别为-3.5℃和-6.3℃），最高分别出现在 8 和 7 月份（分别为 25.9℃和 28.8℃）。

4.1.1.2 风向、风速

本海域处于中纬度季风气候区，大气环流受 W 风带和贝加尔湖低压系统影响，冬季盛行偏 N 风，夏季盛行偏 S 风。本海区年平均以 W 风出现频率最高，SSW 风次之，NNW 风出现频率最低。全年以 ENE 风速较大；SW 向风速最小。海域百年一遇十分钟平均最大风速为 27.8 m/s，五十年一遇十分钟平均最大风速为 26.4 m/s。

4.1.1.3 降水

由于该海区处于季风气候区，因此降水量的分配具有季风气候的特征。2003～2006 年年平均降水量为 672.0mm。从 1 月至 7 月，月降水量逐渐增加。6 月至 9 月为该海域的汛期，各月的平均月降水量均大于 100mm。其中 7 月最大，达 1893mm；8 月次之，为 130.8mm。9 月以后降水量逐月减小。1 月最小，仅有 1.6mm。

4.1.1.4 霜冻

东营市初霜冻日期平均在 10 月 21 日～11 月 11 日，终霜冻日期平均在 3 月 21 日～4 月 9 日，初终间日数为 132～171 天。

4.1.2 海洋水文特征

4.1.2.1 水温

本海区全年平均水温自西向东略呈上升趋势，表、底层水温分布趋势接近，等值

线与岸线大致平行，春、秋水温都在 12.0-20.0℃之间。春季近岸水温高于远岸，秋季相反。春、秋各有两个高温区主要分布在黄河口以南和湾湾沟以西；神仙沟外 M2 分潮无潮区为低温区。

4.1.2.2 潮流

根据该海区海流观测资料准调和和分析结果，该海域潮流性质为正规半日潮流。

4.1.2.3 潮位

①该海域平均海面与黄海基面（85 高程）的关系

据本次实测潮位数据的调和分析结果，该海域的月平均海面在黄海基面(85 高程)下 16cm。如图 4.1-1。

②理论深度基准面

调和分析潮汐调和常数，按照弗拉基米尔斯基方法计算，该海域的理论深度基准面在平均海平面下 0.90m。如图 4.1-1。

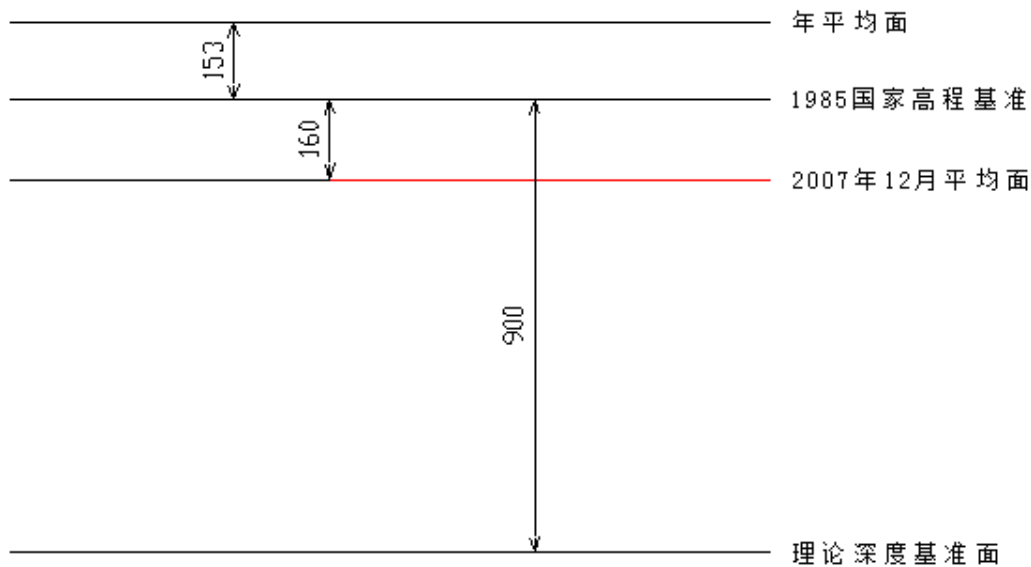


图 4.1-1 各基准面之间关系示意图（单位：mm）

工程海域平均高潮位为 23cm，平均低潮位为-51cm，潮差 74 cm；回归潮平均高潮位为 25cm，回归潮平均低潮位为-93cm。

4.1.2.4 波浪

该海区位于半封闭的渤海内部，其海浪主要为渤海海面的风浪，具有生成快消失快、波周期 10s 以上的大浪很少出现等特点，因此本海区的海浪受风变化规律控制，具

有明显的季节性变化，大浪主要由寒潮，台风和气旋产生。

根据中国科学院海洋研究所的观测，从波浪的逐月变化情况看，月平均最大波高为 0.7 米，出现在 11 和 12 月，其次为 0.6 米，出现在 3 月和 10 月，再次为 7 月，平均波高为 0.5 米。4、5、6、8 及 9 月平均波高为 0.4 米。大浪波向一般出现在 NNE、NE、ENE 三个方向，多数为寒潮浪，其次为台风浪。全年 7 月份波浪最小，11 月份波浪最大，冬半年盛行偏北向浪，下半年盛行偏南向浪，4 月份及 10 月份为过度季节，4 月主要为偏东向浪，10 月份偏南向与偏北向浪出现相对较多。

本海区常浪向为 S 向，其频率为 11.5%，次常浪向为 SSE 向，频率为 9.4%。强浪向为 ENE 向，最大波高为 5.8 米。ENE 向频率为 6.7%，其中波高大于 2 米的波浪出现频率为 0.4%。次强浪向为 NNE 和 NE 向，年出现频率为 5.3%，其中波高大于 2 米的波浪出现频率为 0.8%和 0.4%。

据资料统计，五十年一遇 10m 水深处的波高 $H_{1/100}$ 为 6.2m，有效波高为 4.6m，周期为 8.6s。本区属近岸破碎波区，且海底平缓，波浪传至近岸时会显著减小。

4.1.3 海底地形地貌特征

埕岛油田东部海域位于老黄河口三角洲上，属于黄河水下三角洲水下岸坡和水下平原部分。1976 年黄河改道后，原有的沉积环境被重新改造，使得原沉积在三角洲上的沉积物在波浪和潮流等海洋动力因素的作用下，进行重新分配。由于受改道后黄河输沙的影响，在黄河改道后的十几年间测区海域基本表现为淤积，但由于近年来黄河断流及流量的减少，导致测区海域泥沙来源减少，其淤积逐步弱化。

4.1.4 主要海洋自然灾害

4.1.4.1 海冰

埕岛油田附近海区通常于每年的 12 月上旬由岸边开始结冰，次年 3 月上旬终冰，冰期 90 天左右，最长冰期 108 天，最短冰期 67 天。一般年份，固定冰宽度距岸 2~5km，流冰范围一般距岸 10~15km，最大达 20km，海冰厚度一般为 5~15cm，最厚 30cm，100a 和 50a 一遇的冰厚为 60cm。流冰块大小一般为 5~20m，最长达 100m 以上。流冰方向基本上与岸平行，呈东南-西北方向。流冰速度一般为 52cm/s，最大为 103cm/s。

4.1.4.2 风暴潮

东营市海岸线长 412.7km，地形平缓，潮间带宽广。由于特殊的地形和地理位置，成为我国风暴潮频发区。自新中国成立以来，莱州湾发生 3m 以上特大风暴潮 5 次，2-3m 风暴潮 50 余次。

4.1.4.3 地震

据国家地震局资料，周边区域共发生 6 级以上地震 40 次，7 级以上地震 13 次。其中，1597 年的 7 级地震、1888 年的 7.5 级地震、1969 年的 7.4 级地震，后二次地震震中距拟建海区较近。据有关资料，黄河三角洲区内只有小震活动，无强震记录，不具备中强地震发震构造条件。但工程海区浅层地基土工程地质条件较差，有可能受周边大震的影响发生局部地层失稳。

4.2 区域社会环境现状

本区沿岸行政区域主要为东营市，自上个世纪 70 年代以来，黄河三角洲的开发和胜利油田的建设与发展，促进了东营市建设、发展和繁荣。

4.2.1 行政区划

东营市于 1983 年 10 月经国务院批准建立，原由广饶、利津、垦利 3 县全境和博兴、沾化 2 县的一部分乡镇组成。建市初，全市划为区、县、人民公社、生产大队四级。1984 年撤社改乡、撤队改村，2001 年进行乡镇规模调整，撤、并了 16 个乡镇，2009 年至 2010 年，再次对部分区县进行行政区划调整。至此，东营市辖东营、河口 2 个区，广饶、垦利、利津 3 个县（东营市行政区划如图 4.2-1）。



图 4.2-1 东营市行政区划图

4.2.2 经济发展

东营市拥有丰富的油气、盐卤矿等资源，石油工业为国民经济主要支柱产业，中国石化胜利油田有限公司就坐落于此。随着胜利油田的发现和崛起，陆续兴建了铁路、公路、黄河大桥、机场、海港、平原水库、发电厂、给排水河道、防海潮大堤等大型公益工程，形成了工农两利的水、电、路、讯、港配套体系。油田每年实现的企业增加值及上缴税费，在山东省特别是东营市经济构成中均占有很大比重。通过经济结构的不断优化，产业层次得到大幅提升，石油工业稳步发展，地方经济快速突破，市属经济快速发展，县域经济拉开新框架，经济结构明显优化，四大主体产业区实现重大突破。临港产业区，港口建设和园区配套取得重大进展，引进了一批大项目，被列为中国石油化工产业区。高端产业区实现跨越发展，电子信息、汽车及零部件、新能源等高端产业初具规模，东营经济开发区升级为国家级经济技术开发区。

根据东营市统计局发布的《2017 年东营市国民经济和社会发展统计公报》，东营市的社会经济概况如下：

(1) 经济：经济运行平稳向好。初步核算，全市实现生产总值(GDP)3801.78 亿元，按可比价格计算，比上年增长 6.4%。其中，第一产业增加值 125.94 亿元，增长 4.0%；第二产业增加值 2391.68 亿元，增长 7.1%；第三产业增加值 1284.16 亿元，增长 5.1%。三次产业结构 3.3：62.9:33.8。人均生产总值 177376 元，按年均汇率折算为 26271 美元。

(2) 农业：农林牧渔业稳定发展。农业增加值 68.30 亿元，比上年增长 3.7%；林业增加值 1.14 亿元，增长 2.0%；牧业增加值 27.32 亿元，增长 6.8%；渔业增加值 29.19 亿元，增长 2.2%。

(3) 工业：工业生产稳中向好。全市规模以上工业企业 954 家，年主营业务收入过 10 亿元的企业 172 家，过 100 亿元的企业 34 家。规模以上工业实现总产值 13004.47 亿元，比上年增长 8.8%，其中地方工业总产值 12399.60 亿元，增长 9.3%。全市规模以上工业增加值增长 7.2%，其中地方工业增加值增长 7.4%。在规模以上工业中，轻工业增长 6.6%，重工业增长 7.5%。34 个工业行业大类中 26 个行业实现增长，增长面 76.5%。其中，纺织业增长 14.3%，农副食品加工业增长 11.3%，石油加工业增长 10.8%，橡胶和塑料制品业增长 8.8%，专用设备制造业增长 7.2%，化学原料和化学制品制造业增长 5.2%。重点产品产量中，原油加工量增长 21.4%，子午线轮胎外胎增长 7.6%，十种有色金属增长 6.5%。

(4) 固定资产投资和建筑业：固定资产投资企稳回暖。完成固定资产投资 2557.45 亿元，比上年增长 5.8%。其中，地方完成投资 2416.98 亿元，增长 5.4%。分产业看，第一产业完成投资 83.50 亿元，增长 12.8%；第二产业完成投资 1314.18 亿元，增长 5.3%；第三产业完成投资 1159.77 亿元，增长 5.8%。三次产业投资占固定资产投资总量的比重为 3.3:51.4:45.3。

房地产市场基本平稳。房地产完成投资 199.71 亿元，比上年下降 4.4%。其中，住宅投资 147.17 亿元，下降 6.6%；办公楼投资 17.12 亿元，增长 74.3%；商业营业用房投资 30.27 亿元，增长 16.3%；其他投资 5.14 亿元，下降 66.5%。房屋施工面积 1377.99 万平方米，增长 4.3%。房屋竣工面积 360.95 万平方米，增长 82.4%。房屋销售面积 319.09 万平方米，增长 2.8%；房屋销售额 173.32 亿元，增长 7.2%。

保障性安居工程建设加快推进。保障性安居工程建设扎实推进。全年新开工棚户区改造住房 5139 套(户),开工任务完成率为 100%,基本建成棚户区改造住房 1.18 万套,任务完成率为 137.6%,基本建成公共租赁住房 966 套,任务完成率为 603.8%。

建筑业平稳发展。具有资质等级的总承包和专业承包建筑业企业 293 家。完成建筑业总产值 277.76 亿元,比上年增长 5.8%。其中,国有及国有控股企业建筑业总产值 70.50 亿元,增长 3.1%;非国有企业建筑业总产值 207.27 亿元,增长 6.7%。

(5) 国内外贸易

消费品市场运行平稳。实现社会消费品零售总额 862.29 亿元,比上年增长 9.2%。其中,限额以上市场零售额 315.71 亿元,增长 6.0%。从消费区域看,城镇消费品零售额 720.99 亿元,增长 8.5%;乡村消费品零售额 141.30 亿元,增长 13.0%。从消费形态看,批发业实现零售额 111.94 亿元,增长 11.0%;零售业 662.43 亿元,增长 8.9%;住宿业 8.79 亿元,增长 7.1%;餐饮业 79.14 亿元,增长 9.3%。

对外贸易快速增长。进出口总额 1312.03 亿元人民币,比上年增长 31.1%。其中,出口 334.36 亿元,增长 10.8%;进口 997.67 亿元,增长 39.9%。按贸易方式划分,加工贸易出口 166.24 亿元,增长 2.1%;一般贸易出口 162.70 亿元,增长 19.2%;其他贸易出口 5.01 亿元,增长 231.2%。从出口市场情况看,对亚洲出口 138.40 亿元,下降 0.2%;对欧洲出口 67.26 亿元,增长 27.4%;对北美洲出口 48.81 亿元,增长 14.2%;对非洲出口 35.91 亿元,增长 14.0%;对拉丁美洲出口 34.26 亿元,增长 25.1%;对大洋洲出口 9.32 亿元,增长 21.0%。从重点出口产品看,橡胶轮胎出口 179.25 亿元,增长 14.2%;化工产品出口 35.45 亿元,增长 10.6%;石油装备出口 29.43 亿元,下降 9.9%;运输工具及其零部件出口 20.79 亿元,增长 15.2%;电解铜出口 9.55 亿元,下降 34.9%;纺织品出口 8.92 亿元,下降 9.3%。从重点进口商品看,原油进口 623.16 亿元,增长 95.8%;铜及其制品进口 143.52 亿元,下降 31.5%;铜矿砂进口 84.23 亿元,增长 22.0%;原料油进口 42.92 亿元,增长 8.6%;天然橡胶进口 23.93 亿元,增长 41.4%;合成橡胶进口 9.90 亿元,增长 3.0%;废纸进口 8.93 亿元,增长 10.0%

利用外资增势平稳。全年新设外商投资企业 12 家,合同外资 10 亿元,同比增长 215.6%;实际到账外资 15.8 亿元,增长 6.3%。对外承包工程合同额 1.83 亿美元,完成营业额 2.74 亿美元,增长 28.6。外派劳务 1013 人,新批境外投资企业(机构)22 家,增资 1 家,实际对外投资 8520 万美元。

4.3 工程海洋资源和海域开发利用情况

该项目位于渤海湾南部浅海海域，所在区为埕岛油田主要油气开发区。工程周边产业大体可以分为海洋油气勘探开发、海洋渔业捕捞、海水养殖业、港口航运业、旅游业等等。

4.3.1 石油开发

胜利油田的主要勘探区位于东营市辖区内，石油工业已成为东营区域经济的支柱产业。胜利海上油田海上平台管线分布现状见图 4.3-1。

图 4.3-1 胜利海上油田海上平台管线分布现状图

4.3.2 港口航运业

（1）港口区

项目所在区域为黄河口泥沙质海岸，大陆海岸线长 254.37km。东营港建成于 1997 年，是国务院批准的国家一类开放口岸，地理坐标为东经 118°58′、北纬 38°6′，北距天津港 80 海里，东距龙口港 72 海里，距大连 122 海里。目前东营港由东营港区、广利港区、广北港区和刁口港区等 4 个分别独立的港区组成（如图 4.3-2 所示）。其中东营港区规模最大，既为胜利油田的海上石油开发及运输服务，也承担港口的一般货物运输，广利港区原有的货运码头已改为渔船靠泊服务，广北港区货运码头因小清河航道不畅及小清河口门桥梁碍航已停止使用，刁口港区为刁口地区的货物运输服务。

图 4.3-2 东营港各区分布及其附近港口

东营港属区域性重要港口，由外港和内港组成。东营港现有码头 3 处，分别为外港码头、南内港码头和北内港码头。同时，为防止波浪、泥沙对内港区的影响，东营港先后建设了南北两个防波堤。

东营港属区域性重要港口，由外港和内港组成。东营港现有码头 3 处，分别为外港码头、南内港码头和北内港码头。同时，为防止波浪、泥沙对内港区的影响，东营港先后建设了南北两个防波堤。

外港码头：截止 2008 年底，整个外港码头引堤及引桥上共有泊位 6 个，其中胜利

油田自备生产泊位 4 个，东营市通用商务泊位 2 个（已转让给中海油集团）。胜利油田自备的 4 个生产泊位为 1000 吨级，分布在-4m 水深处，自西向东依次为滚装码头、材料码头、勘探码头和原油码头，码头前沿底标高-5~-4.5m，原油码头采用软管装卸；中海油集团在-13m 水深处 3 万吨级的 2 个散杂货泊位，位于自胜利油田 1000 吨级泊位经引桥向深海延伸至 7020m 处。

北内港码头：现有 1000 吨级一下简易泊位 6 个，为胜利油田在海上的开发和生产活动服务，主要用于收集海上开采的原油、海上人员接送、海上燃物料的供应以及海上钻井平台的维修等，是油田生产性自备码头。

南内港码头：现有泊位 4 个，其中 3000 吨级杂货泊位 3 个，1000 吨级滚装泊位 1 个。码头前沿底标高为-4.5m，码头货物设计通过能力为 95 万吨，主要为城市客货运输服务。南内港区有与码头相配套的堆场、仓库、生产辅助建筑等配套设施，为公用性商务性质，现由东营港经济开发区管委会管理使用。

北防波堤：1986 年胜利油田自岸边向海中延伸 2100m，建成了具有防波、挡沙、引桥、道路等多重功能的防波堤。堤身结构为抛石斜坡堤，从堤根向海中延伸 1800m，堤顶宽度为 30m，堤顶宽度为 30m，再向前延伸 200m，然后折向东延伸 300m，堤顶宽度 9m。

南防波堤：1994 年东营市人民政府开发建设南内港，为对南内港码头形成足够的航道保护，防止泥沙过度淤积，沿南内港口门南侧向海中延伸建成 1445m 防波堤。堤顶宽度为 6m，堤身结构为两侧木桩、中间填石的直立式结构。南防波堤与北防波堤形成了 1700m 宽的东营港外港池。

（2）航道

东营港~营口港航路：位于东营港，为客货船舶通航。航道长 2700m，宽 100m，水深 5.5m；广利港航道位于东营市广利河道，为渔船通航。航道长 10km，宽 100m，水深 2m。

黄骅港~长山水道：船舶出黄骅港后，直驶长山水道西口，依照《长山水道交通管理规定》所指示的航路和规则进入长山水道航行。

天津港（曹妃甸）~龙口港（蓬莱头）：天津~龙口航线上的船舶在 38°42'.9N、118°22'.5E 附近取航向为 118°，在 BZ19-4WHPB 平台附近改向 121°航行至 38°07'.0N/119°43'.50E 处，改向 138°航向至龙口港灯塔附近，调整航向驶往进港航道。

（3）海洋倾倒区

工程海域附近主要有东营港倾废区，位于埕岛油田东南部海区，面积 11.42km²。

图 4.3-3 项目附近航路分布

4.3.3 旅游业

东营市是万里黄河流入渤海的地方，是中国第二大油田胜利油田所在地，是黄河三角洲的中心城市。东营市的旅游资源主要分三大区域：一是以黄河入海口和入海口地区湿地生态为主体的自然景观；二是以石油工业为主体的现代工业景观；三是以古齐文化、黄河文化和现代文明的汇聚与交融而形成的历史人文景观。从旅游文化类型看，东营市的旅游资源包括黄河口文化、湿地生态文化、石油工业文化、古齐文化和现代城市文化等多种类型。在这些文化类型中，尤以黄河口湿地生态文化和石油工业文化最为典型，在省内具有独特性和不可替代性。

其中，黄河口生态旅游区位于黄河入海口处的黄河三角洲国家级自然保护区内，总面积 15.3 万公顷，拥有世界上最年轻、最完整、最典型、最壮美的湿地生态系统，被评为“中国六大最美湿地”和“山东省十大魅力景点”，具有唯一性、独特性和不可复制性，是难得的世界级旅游资源，是国务院批复的《黄河三角洲高效生态经济区发展规划》中的重点支持项目，具备打造世界级旅游产品的自然禀赋。2008 年被评为国家 4A 级景区。旅游区内鸟类众多，共有鸟类 300 多种，其中候鸟达 200 余种。国家一级重点保护鸟类有东方白鹳、丹顶鹤等 10 种，国家二级保护鸟类有大天鹅、黑嘴鸥等 49 种。每年春、秋候鸟迁徙季节，数百万只鸟类在这里捕食、栖息、翱翔，成为东北亚内陆和环西太平洋鸟类迁徙重要的中转站、越冬栖息地和繁殖地，被誉为“年轻的湿地、珍禽的乐园”，鸟类的“国际机场”、“中国东方白鹳之乡”、“共和国最年轻的土地”。

在石油工业文化旅游资源方面，经过 30 多年的开发建设，胜利油田已形成了以“壮、雅、朴、实”为特色的现代石油工业景观。林立的井架、采油树、丛式井组，雄伟的海上钻井平台，纵横交错的油气管道，被誉为“海上长城”的孤东围海大堤，现代化的石油工人新村等充满“油味”的现代石油工业景观，是富有行业特点和地域特色的旅游资源。

4.3.4 渔业生产

东营市渔业资源丰富，全市海岸线长 412.67 公里，约占全省的 1/7；滩涂面积 180 万亩，约占全省的 2/3；-15 米等深线以内浅海面积 4800 平方公里，约占全省的 1/3，全市 450 多万亩土地后备资源也主要分布在沿海地区。东营市沿海营养盐含量丰富，初级生产力高，生物资源多样，是鱼、虾、蟹、贝类的良好繁殖场所，素有“百鱼之乡”和“东方对虾故乡”美称。分布洄游于东营近海的渔业资源种类约有 130 余种，较重要的经济鱼类和无脊椎动物 50 余种，分布于滩涂的贝类资源近 40 种，有较高经济价值的贝类有 10 余种。其中，近海经济鱼类主要有鲈鱼、黄姑鱼、带鱼、梭鱼、鲅鱼、小黄鱼、鲳鱼、鲱鱼、斑鲆、黄鲆等，经济贝类主要有文蛤、菲律宾蛤、毛蚶、缢蛏、泥螺、四角蛤、青蛤、兰蛤等，此外，毛虾、鹰爪虾、梭子蟹、日本蟳、虾蛄、海蜇等资源也极其丰富。东营市近海海域主要以较清洁海域和轻度污染海域为主，适宜发展海洋渔业和水产养殖业。

东营沿岸水浅、滩宽、地势平坦，土壤类型多为滨海盐潮土，沉积物以粉砂和淤泥质粉砂为主；加之沿岸河流众多，水体营养盐丰富，是比较理想的海洋农牧化基地，尤其适合多种贝类生长栖息，是全国著名的贝类生产区。

根据《2017 年东营市国民经济和社会发展统计公报》，2017 年，东营海洋捕捞产量 8.47 万吨，下降 9.17%；海水养殖产量 38.01 万吨，下降 1.9%。

4.4 周边海域环境保护目标的现状与分布

4.4.1 环境保护目标分布

依据《山东省海洋功能区划》（2011-2020）、农业部公告（第 947 号、第 1130 号）、全国海洋特别保护区名录及山东省自然保护区名录、《山东省渤海海洋生态红线区划定方案（2013-2020 年）》以及收集的渔业资源调查报告，确定工程周围海域及沿岸主要环境保护目标包括各类保护区（自然保护区、水产种质资源保护区、海洋特别保护区）、生态红线区、渔业三场一通道和养殖区等。本项目海洋环境影响评价范围和海洋风险可能涉及的上述保护目标统计情况见表 4.4-1，分布情况见图 4.4-1 至 4.4-3。

项目附近养殖区统计情况见表 4.4-2，分布情况见图 4.4-4。

表 4.4-1 本工程主要环境保护目标

类别	敏感区名称		生态保护目标/保护期	相对工程方位	最近距离	距离最近的平台或管线
海洋环境影响评价范围敏感目标	保护区	山东黄河三角洲国家级自然保护区（一千二管理站）	保护新生湿地生态系统和珍稀濒危鸟类为主	穿越	0	中心一-海三站输气管线、2 条混输管线；中心二-滩海变 3 条电缆；CB26 至海三站电缆；中心二号-CBG5-海三站输气管线；CB35-海一站混输管线、电缆；CB21A 平台
		东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区	保护半滑舌鲷等底栖鱼类及近岸海洋生态系统	西南	0.14km	CB243A 至 CB246A 的电缆；最近 CB243A 平台 0.7km
		黄河口半滑舌鲷国家级水产种质资源保护区	保护半滑舌鲷种质资源及生存环境。核心区特别保护期为 6 月 1 日至 10 月 31 日	西南	8km	CB246A 平台
		黄河口文蛤国家级水产种质资源保护区	特别保护期为每年 3—8 月，主要保护对象为黄河口文蛤等	东南	17.4km	CB35-海一站输气管线
	生态红线区	海洋自然保护区 XZ1-2 黄河故道西三角洲限制区	保护原生性湿地生态系统及珍禽、半滑舌鲷等底栖鱼类	西南	9.4km	中心一-海三站输气管线
		海洋自然保护区 JZ1-2 黄河故道北三角洲禁止区	原生性湿地生态系统及珍禽	西南	4.2km	中心一-海三站输气管线
		海洋自然保护区 XZ1-3 黄河故道东三角洲限制区	原生性湿地生态系统及珍禽、半滑舌鲷等底栖鱼类	穿越	-	中心一-海三站输气管线、2 条混输管线；中心二-滩海变 3 条电缆；CB26 至海三站电缆；CBX501-滩海变输气管线；CB35-海一站混输管线、电缆；CB21A 平台
		海洋特别保护区 JZ2-2 东营利津底栖鱼类生态禁止区	半滑舌鲷等底栖鱼类及近岸海洋生态系统	西南	3.6km	CB246A 平台
		海洋特别保护区 XZ2-2 东营利津底栖鱼类生态限制区	半滑舌鲷等底栖鱼类及近岸海洋生态系统	西南	0.14km	CB243A 至 CB246A 的电缆；最近 CB243A 平台 0.7km
		重要渔业海域 XZ5-2 黄河口半滑舌鲷渔业海域限制区	保护半滑舌鲷种质资源及生存环境。核心区特别保护期为 6 月 1 日至 10 月 31 日	西南	8km	CB246A 平台
	渔	洄游性鱼类产卵场	春夏季节	西北	9.5km	CB246A 平台

类别	敏感区名称		生态保护目标/保护期	相对工程方位	最近距离	距离最近的平台或管线
	业三场	底层鱼类产卵场	5-7 月	工程位于其内	0	-
		中上层鱼类产卵场	5-6 月	部分工程位于其内	0	-
		叫姑鱼洄游路线、产卵场	3-4 月	部分工程位于洄游路线	0	CB246A 平台
		鲢鱼索饵场、产卵场	鲢鱼产卵盛期为 5 月	部分工程位于索饵场内	0	-
		绵鲚产卵场	绵鲚产卵盛期为 12~2 月	部分工程位于其内	0	-
		白姑鱼 洄游路线、产卵场	白姑鱼产卵盛期为 6 月前后	东南、北	11.5km	SHG1 单
		三疣梭子蟹产卵场、索饵场	三疣梭子蟹产卵盛期为 9~10 月	工程位于索饵场内	0	-
		毛虾产卵场、索饵场	毛虾产卵产卵盛期 6 月	工程位于其内	0	-
溢油事故状态下可能影响的敏感	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	西	25km	CB246A 平台
		辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区——莱州湾核心区和实验区	主要保护对象有真鲷、花鲈、三疣梭子蟹。核心区特别保护期为 4 月 25 到 6 月 15 日	东南	18km（实验区） 32km（核心区）	CB35-海一站输气管线
		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	西	11km	CB246A 平台
		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	西	50km	CB246A 平台
		东营黄河口生态国家级海洋特别保护区	保护黄河口特有的刀鲚、大银鱼等经济鱼类、黄河口生态系统及生物物种多样性	东南	27km	CB35-海一站输气管线

类别	敏感区名称		生态保护目标/保护期	相对工程方位	最近距离	距离最近的平台或管线	
目标		山东黄河三角洲国家级自然保护区（黄河口和大汶流管理站）	保护新生湿地生态系统和珍稀濒危鸟类为主	东南	32km	CB35-海一站输气管线	
	生态红线区	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	西	23.6km	CB246A 平台
		海洋特别保护区	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	西	31km	CB246A 平台
		海洋自然保护区	JZ1-3 黄河故道禁止区	原生性湿地生态系统及珍禽	西	13.6km	中心一-海三站输气管线
		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、蛸蛸等种 质资源及生存环境	西	52km	CB246A 平台
		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	西	60km	CB246A 平台
		海洋自然保护区	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	西	50km	CB246A 平台
		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	西	70km	CB246A 平台
		重要渔业海域	XZ5-3 黄河口文蛤渔业海域限制区	黄河口文蛤等种质资源及生存环境	东南	17.4km	CB35-海一站输气管线
		海洋自然保护区	XZ1-4 黄河北三角洲限制区	原生性湿地生态系统及珍禽	东南	28km	CB35-海一站输气管线
		海洋特别保护区	XZ2-3 东营黄河口态限制区	黄河口特有的刀鲚、大银鱼 等经济鱼类、黄河口生态系统及生物物种多样性	东南	28km	CB35-海一站输气管线
		海洋自然保护区	JZ 1-4 黄河三角洲禁止区	原生性湿地生态系统及珍禽	东南	40km	CB35-海一站输气管线
		海洋特别保护区	JZ2-3 东营黄河口生态禁止区	黄河口特有的刀鲚、大银鱼 等经济鱼类、黄河口生态系统及生物物种多样性	东南	50km	CB35-海一站输气管线
		海洋自然保护区	XZ1-5 黄河南三角洲限制区	原生性湿地生态系统及珍禽	东南	51km	CB35-海一站输气管线

图 4.4-1a 项目影响范围内各类保护区分布图

图 4.4-1b 影响范围内各类保护区分布图（局部）

图 4.4-2a 影响范围内生态红线区分布图

图 4.4-2b 影响范围内生态红线区分布图（局部放大）

洄游性鱼类洄游分布示意图

中上层鱼类洄游分布示意图

底层鱼类洄游分布示意图

鳀洄游分布示意图

叫姑鱼洄游分布示意图

绵𩚰洄游分布示意图

白姑鱼洄游分布示意图

三疣梭子蟹产卵场洄游示意图

毛虾洄游示意图

图 4.4-3 渔业三场分布图

表 4.4-2 工程海域周边海水养殖情况表

序号	项目名称	位置	用海面积 (hm ²)	用海方式
1	薄汝海贝类养殖项目	东营市利津县	154.4057	开放式养殖
2	薄汝海开放式养殖项目	东营市利津县	195.2692	开放式养殖
3	曹列美贝类养殖项目	东营市利津县	171.6696	开放式养殖
4	陈春有开放式养殖项目	东营市利津县	163.9312	开放式养殖
5	陈亚萍筏式养殖	东营市利津县	186.9962	开放式养殖
6	陈占华筏式养殖	东营市利津县	186.9962	开放式养殖
7	东营市海星浅海养殖有限责任公司浅海贝类开放式养殖用海（二分场）	东营市河口区	613.72	开放式养殖
8	东营市鲁鑫海洋开发有限责任公司筏式养殖	东营市利津县	186.9961	开放式养殖
9	东营市盛海水产有限公司贝类养殖项目	东营市利津县	166.1821	开放式养殖
10	东营市盛海水产有限公司开放式养殖项目	东营市利津县	193.0702	开放式养殖
11	东营易脉海洋科技开发有限责任公司浅海贝类开放式养殖用海	东营市河口区	575.6514	开放式养殖
12	逢锦华筏式养殖用海养殖项目	东营市河口区	119.9928	开放式养殖
13	葛晓秋筏式养殖	东营市利津县	186.9962	开放式养殖
14	郭立翠贝类养殖项目	东营市利津县	164.3185	开放式养殖
15	郭立翠开放式养殖项目	东营市利津县	189.2646	开放式养殖
18	韩纪芹筏式养殖用海养殖项目	东营市河口区	120.0131	开放式养殖
19	韩延花贝类养殖项目	东营市利津县	164.316	开放式养殖
20	河口区仙河镇海星村浅海贝类开放式养殖	东营市河口区	569.1162	开放式养殖
21	姜双堂筏式养殖用海养殖项目	东营市河口区	185.9889	开放式养殖
22	李吉祥贝类养殖项目	东营市利津县	190.2283	开放式养殖
23	李吉祥开放式养殖项目	东营市利津县	194.8855	开放式养殖
24	李俊德贝类养殖项目	东营市利津县	191.029	开放式养殖
25	李培立开放式养殖项目	东营市利津县	167.9311	开放式养殖
26	李培欣开放式养殖项目	东营市利津县	167.9311	开放式养殖
27	李振香贝类养殖项目	东营市利津县	189.0037	开放式养殖
28	李振香开放式养殖项目 2	东营市利津县	193.1484	开放式养殖
29	利津县海鑫水产品养殖有限责任公司开放式养殖项目	东营市利津县	168.0523	开放式养殖
30	刘忠成贝类养殖项目	东营市利津县	179.1807	开放式养殖
31	刘忠成开放式养殖项目	东营市利津县	190.0822	开放式养殖
32	刘忠成浅海贝类开放式养殖	东营市利津县	172.0564	开放式养殖
33	卢德仁贝类养殖项目	东营市利津县	150.2786	开放式养殖
34	浅海贝类增养殖	东营市河口区	666.68	41、开放式养殖
35	浅海贝类增养殖	东营市河口区	666.68	41、开放式养殖

36	山东海星集团有限公司浅海贝类开放式养殖（六分场）	东营市河口区	310.6212	开放式养殖
37	山东海星集团有限公司浅海贝类开放式养殖用海（一分场）	东营市河口区	368.8239	开放式养殖
38	隋晶筏式养殖用海养殖项目	东营市河口区	126.035	开放式养殖
39	孙建玲贝类养殖项目	东营市利津县	195.8741	开放式养殖
40	孙建玲开放式养殖项目	东营市利津县	189.8696	开放式养殖
41	孙乐明贝类养殖项目	东营市利津县	171.6844	开放式养殖
42	孙乐明开放式养殖项目	东营市利津县	190.0822	开放式养殖
43	孙乐明浅海贝类开放式养殖	东营市利津县	183.3823	开放式养殖
44	孙绍军筏式养殖	东营市利津县	187.2956	开放式养殖
45	孙守田贝类养殖项目	东营市利津县	184.8585	开放式养殖
46	唐文佳贝类养殖项目	东营市利津县	173.7008	开放式养殖
47	唐文佳开放式养殖项目	东营市利津县	194.8854	开放式养殖
48	唐燕贝类养殖项目	东营市利津县	191.0124	开放式养殖
49	田凤峨贝类养殖项目	东营市利津县	162.6745	开放式养殖
50	田凤海贝类养殖项目	东营市利津县	147.6515	开放式养殖
51	王凤良筏式养殖用海养殖项目	东营市河口区	186.0203	开放式养殖
52	王凤波筏式养殖用海养殖项目	东营市河口区	186.0517	开放式养殖
53	王高国贝类养殖项目	东营市利津县	157.8614	开放式养殖
54	王高国贝类养殖项目	东营市利津县	157.8614	开放式养殖
55	王高国开放式养殖项目	东营市利津县	190.0822	开放式养殖
56	王高国浅海贝类开放式养殖	东营市利津县	172.151	开放式养殖
57	王高礼贝类养殖项目	东营市利津县	179.1647	开放式养殖
58	王高礼贝类养殖项目	东营市利津县	179.1647	开放式养殖
59	王高礼开放式养殖项目	东营市利津县	189.6256	开放式养殖
60	王高礼浅海贝类开放式养殖	东营市利津县	179.6364	开放式养殖
61	杨风敏贝类养殖项目	东营市利津县	178.0093	开放式养殖
62	杨风萍贝类养殖项目	东营市利津县	179.1969	开放式养殖
63	杨风萍开放式养殖项目	东营市利津县	190.0822	开放式养殖
64	张德田贝类养殖项目	东营市利津县	189.0363	开放式养殖
65	张德田开放式养殖项目 2	东营市利津县	193.1737	开放式养殖
66	张光前贝类养殖项目	东营市利津县	199.3521	开放式养殖
67	张光前浅海贝类开放式养殖	东营市利津县	183.4165	开放式养殖
68	张建新贝类养殖项目	东营市利津县	199.37	开放式养殖
69	张建新开放式养殖项目	东营市利津县	190.4861	开放式养殖
70	张建新浅海贝类开放式养殖	东营市利津县	186.0334	开放式养殖
71	张树峰贝类养殖项目	东营市利津县	193.206	开放式养殖
72	张树国贝类养殖项目	东营市利津县	152.0744	开放式养殖
73	张树国开放式养殖项目 2	东营市利津县	193.1993	开放式养殖
74	张树坤贝类养殖项目	东营市利津县	167.7751	开放式养殖
75	张树坤开放式养殖项目 2	东营市利津县	193.2248	开放式养殖
76	张延光贝类养殖项目	东营市利津县	199.3878	开放式养殖

77	张延光开放式养殖项目	东营市利津县	190.1475	开放式养殖
78	张延光浅海贝类开放式养殖	东营市利津县	176.2306	开放式养殖
79	张永亮贝类养殖项目	东营市利津县	176.8843	开放式养殖
80	张兆玉贝类养殖项目	东营市利津县	153.3645	开放式养殖
81	赵培如贝类养殖项目	东营市利津县	156.1308	开放式养殖
82	赵培伟贝类养殖项目	东营市利津县	153.4011	开放式养殖
83	赵培新贝类养殖项目	东营市利津县	183.9792	开放式养殖
84	赵巧静筏式养殖	东营市利津县	186.9962	开放式养殖
85	周玉廷筏式养殖	东营市利津县	186.9961	开放式养殖
86	朱好香贝类养殖项目	东营市利津县	193.1747	开放式养殖

图 4.4-4 项目周边养殖区分布图

4.4.2 主要保护对象概况

4.4.2.1 黄河三角洲国家级自然保护区概况

地理位置：黄河三角洲国家级自然保护区位于工程海域南、老黄河口油田近岸及其东南处黄河口附近。

保护区范围：2012 年，国家环保部同意对黄河三角洲国家级自然保护区进行功能调整（环办函[2012]1359 号），调整后的山东黄河三角洲国家级自然保护区总面积 153000 公顷，其中核心区 59419 公顷，缓冲区 11233 公顷，实验区 82348 公顷。调整后保护区设三处核心区，分别为黄河口管理站核心区、大汶流管理站核心区和一千二管理站核心区。黄河口管理站核心区边界从拐点（119°10'4.59"E，37°45'58.93"N）起，至拐点（119°10'4.59"E，37°46'24.82"N），沿低潮时海岸线至黄河西岸，沿黄河西岸至拐点（119°10'4.59"E，37°45'58.93"N）。大汶流管理站核心区边界从垦东 28 井起，经 121 海沟入海口、黄河北 2 号防台、黄河南内堤坝、黄河南内堤坝延伸 1000 米处、垦东 6 号计量站、1 号防台泄水闸南延 500 米处、中泄水闸南延 500 米处、环形鸟岛南 100 米处至大汶流海沟与南坝交界处，沿大汶流海沟左岸至低潮时海岸线，沿低潮时海岸线至黄河现行流路东岸，沿黄河现行流路东岸至垦东 28 井。一千二管理站核心区边界以 13 个拐点连线为界，拐点坐标分别为（118°40'8.71"E，38°07'36.97"N；118°40'9.36"E，38°08'15.77"N；118°42'14.97"E，38°08'59.55"N；118°43'15.94"E，38°08'37.02"N；118°43'47.46"E，38°07'10.13"N；118°42'3.88"E，38°05'44.89"N；118°40'59.93"E，38°05'55.12"N；118°41'35.78"E，38°03'23.38"N；118°42'25.29"E，38°04'35.74"N；118°44'49.65"E，38°04'37.79"N；118°46'10.06"E，38°04'48.61"N；118°45'21.39"E，38°06'54.29"N；118°45'23.70"E，38°07'58.43"N）。

保护区性质：黄河三角洲国家级自然保护区于 1990 年经东营市人民政府批准建立，1991 年山东省人民政府批准建立省级自然保护区，1992 年经国务院批准晋升为国家级自然保护区。

保护对象：保护区的主要保护对象为新生湿地生态系统和珍稀、濒危鸟类。

国务院于 1994 年 10 月 9 日发布了《中华人民共和国自然保护区条例》（国务院令 167 号），于 2011 年 1 月 8 日发布了《国务院关于废止和修改部分行政法规的决定》（国务院令 588 号），对其进行了修订。

东营市人民政府为了加强山东黄河三角洲国家级自然保护区保护、建设和管理，保持湿地生态系统功能和生物多样性，于 2014 年 5 月 30 日发布了《山东黄河三角洲国家级自然保护区管理办法》（市政府令第 185 号）。

表 4.4-3 山东黄河三角洲国家级自然保护区涉及的管控要求

	管理要求
《中华人民共和国自然保护区条例》	第三十二条 在自然保护区的核心区和缓冲区内，不得建设任何生产设施。在自然保护区的实验区内，不得建设污染环境、破坏资源或者景观的生产设施；建设其他项目，其污染物排放不得超过国家和地方规定的污染物排放标准。在自然保护区的实验区内已经建成的设施，其污染物排放超过国家和地方规定的排放标准的，应当限期治理；造成损害的，必须采取补救措施。 在自然保护区的外围保护地带建设的项目，不得损害自然保护区内的环境质量；已造成损害的，应当限期治理。
《山东黄河三角洲国家级自然保护区管理办法》	第二十四条 在自然保护区核心区和缓冲区内，不得建设任何生产生活设施。在自然保护区实验区内，不得建设污染环境、破坏资源或者景观的生产设施，确需在实验区内进行工程建设的，环保部门在办理项目审批手续时，应当事先征得自然保护区管理局同意。 自然保护区内的建设项目，应当严格执行环境影响评价制度，确保建设项目同自然环境和谐一致。 第二十五条 严格控制自然保护区外围地带的开发建设活动，禁止新建、扩建和改建损害自然保护区内动植物生存环境和湿地生态系统的建设项目。

本项目部分工程位于该保护区一千二管理站管理范围内，项目与保护区的位置关系见图 4.4-5。

图 4.4-5 项目与黄河三角洲国家级自然保护区（一千二管理站）位置关系图

4.4.2.2 滨州贝壳堤岛与湿地国家级自然保护区

1999 年 10 月，无棣县人民政府批准建立县级“无棣县海洋古贝壳堤自然保护区”。2002 年 1 月，山东省省政府批准建立“无棣贝壳堤岛与湿地系统省级自然保护区”。2004 年 2 月，山东省省政府批准更名为“滨州贝壳堤岛与湿地系统省级自然保护区”。2006 年 2 月 16 日，国务院批准晋升为国家级自然保护区。2011 年 3 月 12 日，国务院办公厅同意滨州贝壳堤岛与湿地国家级自然保护区的范围和功能区调整申请，调整后保护区总面积 43541.54 公顷。

保护区主要保护对象为贝壳堤岛和滨海湿地，属海洋自然遗迹类型自然保护区。

保护区位于山东省滨州市境内，渤海湾西南岸，地理坐标介于东经 117°46'58.00"—118°05'42.95"，北纬 38°02'50.51"—38°21'06.06"之间，总面积 43541.54 公顷，其中：核心区面积 15547.28 公顷，缓冲区面积 13559.27 公顷，实验区面积 14434.99 公顷。

4.4.2.3 东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区

东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区于 2008 年 11 月由国家海洋局批复建立。主要保护对象为以半滑舌鳎为主的经济鱼类及其赖以生存的海洋生态环境。

保护区的地理区位与管辖范围定界为东营市利津县境内，处挑河与四河之间，从-3 米到水下-10 米的海域。其经纬度为 E118°32'43.68"~E118°44'20.40"，N38°12'50.00"~N38°15'50.00"，总面积为 9403.57 公顷。

自保护区批复建立以来，通过加强保护区管理和宣传，开展人工放流，保护区及其周围环境得到有效改善。2009 年以来，在保护区内实施人工增殖放流项目 8 个，投放半滑舌鳎 150 万尾，三疣梭子蟹 3000 万只，中国对虾 2.2 亿尾，青蛤 1500 万粒，投入资金约 1560 万元。持续的增殖放流有力地提高了保护区资源水平和生态功能。2012 年春季，保护区主要保护对象松江鲈在利津近海出现。

项目 CB246A 至 CB243A 的电缆距离保护区最近距离 140m，CB243A 平台

至该保护区 700m，项目与保护区的位置关系见图 4.4-6。

图 4.4-6 项目与东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区位置关系图

4.4.2.4 东营河口浅海贝类生态国家级海洋特别保护区

东营河口浅海贝类生态国家级海洋特别保护区于 2008 年 12 月获得原国家海洋局批复成立。主要保护对象是文蛤等贝类及其栖息环境。2016 年 1 月 18 日，国家海洋局办公室同意保护区范围进行调整（海办环字[2016]27 号），调整后，保护区总面积 448.12km²，其中重点保护区 80.16 km²，生态与资源恢复区 166.72 km²，适度利用区 201.24 km²。

项目与保护区的位置关系见图 4.4-1。

4.4.2.5 东营黄河口生态国家级海洋特别保护区

东营黄河口生态国家级海洋特别保护区于 2009 年经原国家海洋局批复成立。以黄河口刀鱼、黄河口大闸蟹、四角蛤蜊、毛蚶、梭子蟹等海产品为主要保护对象。

保护区位于东营市垦利县黄河口-3 米等深线以东 12 海里附近海域，总面积 926 平方公里。主要划分为生态保护区、资源恢复区、环境整治区和开发利用区四个功能区。保护区以黄河口海域生态环境保护、修复和管理为基础，以海洋经济种类产卵场、育幼场的保护修复和海洋资源合理开发利用为重点，通过科学严格的保护和合理适度的开发利用，缓解黄河口特有的海洋经济种类产卵场、育成场为主的黄河口生态系统退行性演替进程，恢复生物多样性与生态结构功能，改善渔业资源品质和数量，促进黄河口附近海域生态系统长期健康稳定。

项目与保护区的位置关系见图 4.4-1

4.4.2.6 国家级水产种质资源保护区概况

项目周围国家级水产种质资源保护区分别有黄河口半滑舌鲷水产种质保护区、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、辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区莱州湾核心区，辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区莱州湾实验区。

（1）黄河口半滑舌鲷水产种质保护区

黄河口半滑舌鳎国家级水产种质资源保护区总面积为 10075.44 公顷，其中核心区面积为 4120.11 公顷，实验区面积 5955.33 公顷。核心区特别保护期为 6 月 1 日至 10 月 31 日。保护区位于渤海湾山东省东营市利津县近海海域，是由 6 个拐点顺次连线围成的区域，拐点坐标分别为：118°38'58.56"E, 38°12'30.00"N；118°38'58.56"E, 38°07'57.00"N；118°36'13.10"E, 38°07'57.00"N；118°36'13.10"E, 38°05'30.78"N；118°32'40.68"E, 38°05'30.78"N；118°32'40.68"E, 38°12'30'00"N。

核心区是由 6 个拐点顺次连线围成的海域,拐点坐标:

118°37'50'42"E,38°11'40.77"N； 118°35'29'88"E,38°08'46.23"N；
118°33'48.82"E,38°06'46.37"N； 118°37'50.42"E,38°08'46.23"N；
118°35'29.88"E,38°06'46.37"N； 118°33'48.82"E,38°11,40.77"N；

实验区是保护区内除核心区以外的区域，由 12 个拐点顺次连线围成，拐点坐标分别为：118°38'58.56"E,38°12'30.00"N； 118°38'58.56"E,38°07'57.00"N；
118°36'13.10"E,38°07'57,00"N； 118°36'13.10"E,38°05'30.78"N；
118°32'40.68"E,38°05'30.78"N； 118°32'40.68"E,38°12'30.00"N；
118°37'50.42"E,38°11'40.77"N； 118°35'29.88"E,38°08'46.23"N；
118°33'48.82"E,38°06'46.37"N； 118°37'50.42"E,38°08'46.23"N；118°35'29.88"E,38°06'46.37"N；118°33'48.82"E,38°11'40.77"N。

主要保护对象为半滑舌鳎，其它保护物种包括花鲈、梭鱼、鲷伍、黑鲷、中国毛虾、三疣梭子蟹、文蛤、脉红螺等。

(2) 辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区—渤海湾国家级水产种质资源保护区

核心区面积为 6160km²，核心区范围由 4 个拐点顺次连线与两面的海岸线(即大潮平均高潮痕迹线)所围的海域，拐点坐标为(118°15'00"E, 39°02'34"N；118°15'E, 38°25'N； 118°20'E, 38°20'N； 118°20'E, 38°01'30"N)。

海岸线北起河北省唐山市南堡渔港西侧，经丰南、沙河黑沿子入海口、涧河入海门，向西经天津的海河、独流减河入海口，向西至歧口河口为折点向南再经河北省黄骅市、海兴县的南排河李家堡、石碎河赵家堡入海口、大口河入海口、马颊河、徒骇河入海口、南至山东省滨州市湾湾沟乡。该区主要保护对象有中国明对虾、小黄鱼、三疣梭子蟹；保护区内还栖息着银鲳、黄鲫、青鳞沙丁鱼、鲚、凤鲚、鲈、鳎、赤鼻棱鳎、与金鱼、黄姑鱼、白姑鱼、叫姑鱼；棘头梅童、鲛、

花鲈、中国毛虾、海蜇等渔业种类。

(3) 辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区—莱州湾国家级水产种质资源保护区

辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区——莱州湾国家级水产种质资源保护区总面积为 7124km²，其中核心区面积为 1710km²，实验区面积为 5414km²，核心区包括以下三个区域：

核心一区：是由 6 个拐点顺次连线所围的海域，面积为 66.7km²（主要保护对象有真鲷、花鲈、三疣梭子蟹）。拐点坐标分别为（119°47'10"E，37°19'45"N；119°44'57"E，37°26'48"N；119°48'49"E，37°28'01"N；119°50'26"E，37°24'09"N；119°48'08"E，37°23'21"N；119°49'22"E，37°20'18"N）。

核心二区：是由 4 个拐点顺次连线所围的海域，面积为 40km²（主要保护对象有三疣梭子蟹）。拐点坐标分别为（119°29'50"E，37°13'01"N；119°29'50"E，37°16'54"N；119°33'24"E，37°16'57"N；119°33'48"E，37°13'01"N）。

核心三区：是由 3 个拐点顺次连线与西侧海岸线（海岸线北起东营市黄河口镇，经海河入海口、小清河入海口，南至潍坊市白浪河入海口）所围的海域，面积为 1603km²（主要保护对象有中国明对虾、文蛤、中国毛虾）。拐点坐标分别为（119°00'00"E，37°57'00"N；119°10'00"E，37°54'00"N；119°10'00"E，37°09'10"N）。

莱州湾实验区：是由 4 个拐点顺次连线与南面的海岸线（即大潮平均高潮痕迹线）所围的海域（不包括其中的 3 个核心区）。拐点坐标分别为（118°58'30"E，38°00'00"N；119°20'00"E，38°00'00"N；119°20'00"E，37°40'00"N；120°18'03"E，37°40'00"N）。

海岸线北起山东省东营市孤岛镇向南经黄河口镇、黄河入海口、小清河入海口，以白浪河入海口为拐点，向东经潍河、胶莱河入海口到莱州市虎头崖镇转向东北经三山岛刁龙咀、莘庄镇、黄山馆镇，北至龙口市矾姆岛南侧。主要保护对象有中国明对虾、小黄鱼、三疣梭子蟹、真鲷、花鲈，另外还有蓝点马鲛、口虾蛄、半滑舌鳎、文蛤、青蛤、中国毛虾。栖息地的其他物种包括银鲳、黄鲫、青鳞沙丁鱼、鲚、凤鲚、鳎、鳀、赤鼻棱鳀、玉筋鱼、黄姑鱼、白姑鱼、叫姑鱼、棘头梅童、鲛等渔业种类。

项目与保护区的位置关系见图 4.4-1。

(4) 黄河口文蛤国家级水产种质资源保护区

黄河口文蛤国家级水产种质资源保护区总面积 2188.9 公顷。核心区面积为 778.4 公顷,是由 4 个拐点顺次连线围成的海域,拐点坐标分别为(119° 00′ 58.43″ E, 38° 00′ 39.24″ N; 119° 02′ 24.64″ E, 38° 00′ 55.29″ N; 119° 03′ 08.20″ E, 37° 58′ 56.07″ N; 119° 01′ 43.82″ E, 37° 58′ 48.27″ N)。实验区面积 1410.5 公顷,是核心区以外与 4 个拐点顺次连线围成的海域之间的区域,拐点坐标分别为(119° 00′ 43.30″ E, 38° 00′ 51.17″ N; 119° 03′ 27.46″ E, 38° 01′ 16.39″ N; 119° 04′ 46.79″ E, 37° 58′ 42.31″ N; 119° 01′ 42.45″ E, 37° 58′ 12.96″ N)。特别保护期为每年 3—8 月,主要保护对象为黄河口文蛤等。

项目与保护区的位置关系见图 4.4-1。

4.4.2.7 海洋生态红线区概况

本项目涉及的海洋生态红线区概况如下,均摘自《山东省渤海海洋生态红线区划定方案(2013-2020 年)》。

表 4.4-4 本项目影响范围内海洋生态红线区一览表

序号	代码	类别	类型	名称	地理位置	面 积 km²	岸线长 度 km	生态保护目标	管控措施
1.	XZ1-2	限 制 开 发 区	海洋自然保护区	黄河故道西三角洲限制区	黄河故道西 四至：118° 32′ 59.28″ --118° 43′ 30.72″ E； 38° 4′ 10.56″ --38° 11′ 20.04″ N	102.97	2.92	原生性湿地生态系统及珍禽、半滑舌鳎 等底栖鱼类	管控措施： 按照《中华人民共和国自然保 护区条例》和《海洋自然保护区管理办法》进行管理。可适度进行矿产能源开发和旅游开发。需符合黄河河口综合治理规划和黄河入海流路规划，满足黄河泥沙的需求。 环境保护要求: 维持、恢复、改善海洋生态 环境和生物多样性，保护自然景观。开发利用避免对海洋保护区产生影响。海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准。
2.	JZ1-2	禁 止 开 发 区	海洋自然保护区	黄河故道北三角洲禁止区	黄河故道北 四至：118° 39′ 44.64″ --118° 46′ 28.20″ E； 38° 4′ 42.96″ --38° 11′ 30.84″ N	73.78	8.14	原生性湿地生态系统及珍禽	管控措施： 按照《中华人民共和国自然保 护区条例》和《海洋自然保护区管理办法》 进行管理。生态保护区除进行必要的调查、科研和管理活动外，禁止进行其他活动。 环境保护要求: 维持、恢复、改善海洋生态 环境和生物多样性，保护自然景观。保护 区周边海域环境杜绝影响本海域的点面源污染，禁止排污、倾倒废弃物等不利于环 境保护与资源恢复行为。海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准。
3.	XZ1-3	限 制 开 发 区	海洋自然保护区	黄河故道东三角洲限制区	黄河故道东 四至：118° 45′ 51.84″ --118° 53′ 23.28″ E； 38° 4′ 59.52″ --38° 10′ 18.84″ N	46.02	25.36	原生性湿地生态系统及珍禽、半滑舌鳎等底栖鱼类	管控措施： 按照《中华人民共和国自然保护区条例》和《海洋自然保护区管理办法》进行管理。可适度进行矿产能源开发和旅游开发。需符合黄河河口综合治理规划和 黄河入海流路规划，满足黄河泥沙的需求。 环境保护要求: 改善海洋环境质量，维持、 恢复、改善海洋生态环境和生物多样性，保护自然景观。开发利用避免对海洋保护区产生影响。海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准。
4.	JZ2-2	禁 止 开 发 区	海洋特别保护区	东营利津底栖鱼类生态禁止区	埕口北海域 四至：118° 36′ 36.00″ --118° 40′ 19.20″ E； 38° 13′ 26.40″ --38° 15′ 18.00″ N	18.68	0.00	半滑舌鳎等底 栖鱼类及近岸海洋生态系统	管控措施： 按照《海洋特别保护区管理办 法》进行管理。生态保护区除进行必要的 调查、科研和管理活动外，禁止其他活动。 环境保护要求： 保护区及周边海域环境，杜绝影响本海域的点面源污染，禁止排污、倾倒废弃物等不利于环境保护与资源恢复行为。海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准。
5.	XZ2-2	限 制 开 发 区	海洋特别保护区	东营利津底栖鱼类生态限制区	埕口北海域 四至：118° 32′ 43.80″ --118° 44′ 20.40″ E； 38° 12′ 50.04″ --38° 15′ 50.04″ N	75.37	0.00	半滑舌鳎等底栖鱼类及近岸海洋生态系统	管控措施： 按照《海洋特别保护区管理办 法》进行管理。底栖鱼类繁殖期间禁止捕捞。可以适时适度开发利用渔业资源，区内工程建设用海必须进行严格的海洋环境 影响评价，并采取严格的生态保护措施。 环境保护要求： 改善海洋环境质量，保护 区及周边海域环境杜绝影响本海域的点面 源污染，禁止排污、倾倒废弃物等不利于 环境保护与资源恢复行为。海水水质、海 洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准。
6.	XZ5-2	限 制 开 发 区	重要渔业海域	黄河口半滑舌鳎渔业海域限制区	埕口西北海域 四至：118° 32′ 40.56″ --118° 38′ 58.56″ E； 38° 5′ 30.84″ --38° 12′ 29.88″ N	53.40	0.00	半滑舌鳎种质资源及生存环境	管控措施： 加强渔业资源养护，控制捕捞 强度。禁止使用对鱼类资源及栖息地造成 破坏的采捕工具进行采捕，底栖鱼类繁殖 期间严格禁止捕捞。 环境保护要求： 加强环境综合治理，逐步 改善海洋环境质量。邻近河口实行陆源污染物入海总量控制，进行减排防治。禁止排污、倾倒废弃物等不利于环境保护与资源恢复行为。海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准。
7.	XZ2-1	限 制 开 发 区	海洋特别保护区	潮河一湾湾沟浅海贝类限制区	潮河至湾湾沟河东北部地区 四 至： 118 ° 13 ′ 42.60 ″ --118 ° 25 ′ 0.84 ″ E； 38 ° 2 ′ 48.84 ″ --38 ° 15 ′ 8.28 ″ N	228.92	0.00	以文蛤为主的浅海贝类种质资源及生存环境	管控措施： 按照《海洋特别保护区管理办 法》进行管理。禁止使用对贝类资源及栖 息地造成破坏的采捕工具对文蛤等贝类进行采捕。工程建设用海应当报相关部门批准，必须进行严格的海洋环境影响评价， 并采取严格的生态保护措施。 环境保护要求： 保护区周边海域环境杜绝 影响本海区的点面源污染，禁止排污、倾倒废弃物等不利于环境保护与资源恢复行为。海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准。
8.	JZ2-1	禁 止 开 发 区	海洋特别保护区	东营河口浅海贝类禁止区	潮河至新户乡以北 四至：118 ° 14 ′ 0.24 ″ --118 ° 19 ′ 59.88 ″ E； 38 ° 10 ′ 0.12 ″ --38 ° 12 ′ 55.08 ″ N	39.50	0.00	以文蛤为主的浅海贝类种质资源及生存环境	管控措施： 按照《海洋特别保护区管理办 法》进行管理。生态保护区除进行必要的 调查、科研和管理活动外，禁止其他活动。 环境保护要求： 保护区周边海域环境杜绝影响本海区的点面源污染，禁止排污、倾倒废弃物等不利于环境保护与资源恢复行为。海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准。
9.	JZ1-3	禁 止 开 发 区	海洋自然保护区	黄河故道禁止区	黄河故道海域 四至：118° 39′ 54.72″ --118° 42′ 55.44″ E； 38° 2′ 48.12″ --38° 6′ 24.12″ N	5.22	21.45	原生性湿地生 态系统及珍禽	管控措施： 按照《中华人民共和国自然保 护区条例》和《海洋自然保护区管理办法》 进行管理。生态保护区除进行必要的调查、 科研和管理活动外，禁止进行其他活动。 环境保护要求: 维持、恢复、改善海洋生态 环境和生物多样性，保护自然景观。保护区周边海域环境杜绝影响本海域的点面源 污染，禁止排污、倾倒废弃物等不利于环 境保护与资源恢复行为。海水水质、海洋 沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准。
10.	XZ5-1	限 制 开 发	重要渔业海域	套尔河口渔业海域限制区	套尔河口海域 四至：118° 0′ 18.72″ --118 ° 5 ′	7.86	0.00	青蛤、四角蛤 蜊、蛸蛎等种 质资源及生	管控措施： 禁止围填海、截断洄游通道等 破坏生态环境的开发活动。在不影响生态环境的前提下允许航道用海。 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，至

序号	代码	类别	类型	名称	地理位置	面 积 km²	岸线长 度 km	生态保护目标	管控措施
		区			20.40″ E； 38° 7′ 15.96″ --38 ° 11′ 3.12″ N			存 环境	2020 年减少 15%。废水、污水必须达标排放。海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于二类标准。
11.	XZ1-1	限 制 开 发 区	海洋自然保护区	滨州贝壳堤岛与湿地系统限制区	漳卫新河至套尔河西四至： 117° 47′ 19.32″ --117° 59′ 30.48″ E； 38° 3′ 38.16″ --38° 11′ 39.48″ N	90.73	24.52	贝壳堤岛、湿 地自然生态系统、自然岸线	管控措施： 按照《中华人民共和国自然保 护区条例》和《海洋自然保护区管理办法》 进行管理。保持自然岸线形态、长度和海 底地形、海洋水动力环境的稳定，在不影 响保护区的前提下允许适度进行旅游开发。 环境保护要求： 加强海洋环境质量监测。 邻近河流要实行陆源污染物入海总量控制，至 2020 年减少 15%。海水水质、海洋 沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准。
12.	JZ1-1	禁 止 开 发 区	海洋自然保护区	贝壳堤岛、湿地自然生态系统、自然岸线	漳卫新河至套尔河西四至： 117° 48′ 24.84″ --118° 5′ 43.08″ E； 38° 9′ 7.20″ --38 ° 21′ 6.12″ N	287.50	0.00	贝壳堤岛、湿 地自然生态系统、自然岸线	管控措施： 按照《中华人民共和国自然保护区条例》和《海洋自然保护区管理办法》进行管理。该区域内不得建设任何生产设施，除进行必要的调查、科研活动外，禁 止其他活动。 环境保护要求： 加强海洋环境质量监测， 邻近河流要实行陆源污染物入海总量控 制，至 2020 年减少 15%。海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准。
13.	XZ6-1	限 制 开 发 区	特殊保护海岛	大口河海岛限制区	大口河岛海域 四至：117° 51′ 37.08″ --117° 51′ 42.48″ E； 38° 15′ 59.40″ --38° 16′ 1.56″ N	0.01	0.00	大口河岛的自 然生态系统、 海岛岸线	管控措施： 禁止炸岛、围填海、采挖海砂等可能造成海岛生态系统破坏及自然地形地貌改变的行为。 环境保护要求： 加强海洋环境质量监测。海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于二类标准。
14.	XZ5-3	限 制 开 发 区	重要渔业海域	黄河口文蛤渔业海域限制区	东营港南至孤岛东部海域四至： 119° 0′ 17.28″ --119° 3′ 20.52″ E； 37° 58′ 4.44″ --38 ° 1′ 16.32″ N	16.67	0.00	黄河口文蛤等 种质资源及生 存环境	管控措施： 加强渔业资源养护，控制捕捞强度。禁止使用对鱼类资源及栖息地造成破坏的采捕工具进行采捕，底栖鱼类繁殖期间严格禁止在本区捕捞。 环境保护要求： 河口实行陆源污染物入海 总量控制，进行减排防治。保护区周边海 域环境杜绝影响本海域的点面源污染，禁止排污、倾倒废弃物等不利于环境保护与 资源恢复行为。海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量不劣于一类标准。
15.	XZ1-4	限 制 开 发 区	海洋自然保护区	黄河北三角洲限制区	黄河河口北侧四至：119° 2′ 20.76″ --119° 14′ 55.32″ E； 37° 40′ 54.84″ --37° 56′ 40.20″ N	145.43	94.72	原生性湿地生 态系 统及珍禽	管控措施： 按照《中华人民共和国自然保护区条例》和《海洋自然保护区管理办法》进行管理。在不影响保护前提下，可适度进行旅游开发。需符合黄河河口综合治理规划和黄河入海流路规划，满足黄河沉沙的需求。保障河口行洪安全。 环境保护要求： 维持、恢复、改善海洋生态环境和生物多样性，保护自然景观。海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准。
16.	XZ2-3	限 制 开 发 区	海洋特别保护区	东营黄河口态限制 区	黄河河口东侧四至：119° 5′ 35.88″ --119° 31′ 23.88″ E； 37° 35′ 51.00″ --37° 56′ 44.16″ N	764.22	0.00	黄河口特有的 刀鲚、大银鱼 等经济鱼类、黄河口生态系 统及生物物种 多样性	管控措施： 按照《海洋特别保护区管理办 法》进行管理。禁止使用对生态系统造成破坏的采捕工具进行采捕。特别保护区内工程建设用海应当报相关部门批准，必须进行严格的海洋环境影响评价，并采取严格的生态保护措施。 环境保护要求： 保护区周边海域环境杜绝影响本海域的点面源污染，禁止排污、倾倒废弃物等不利于环境保护与资源恢复行为。海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准。
17.	JZ1-4	禁 止 开 发 区	海洋自然保护区	黄河三角洲禁止区	黄河河口南北两侧四至： 119° 1′ 6.96″ --119° 21′ 3.24″ E； 37° 34′ 42.60″ --37 ° 50′ 46.68″ N	439.56	42.16	原生性湿地生 态系 统及珍禽	管控措施： 按照《中华人民共和国自然保护区条例》和《海洋自然保护区管理办法》进行管理。该区域内不得建设任何生产设施，除进行必要的调查、科研活动外，禁止进行其他活动。 环境保护要求： 维持、恢复、改善海洋生态环境和生物多样性，保护自然景观。禁止排污、倾倒废弃物等不利于环境保护与资源恢复行为。海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准。
18.	JZ2-3	禁 止 开 发 区	海洋特别保护区	东营黄河口生态禁止区	黄河河口东侧四至： 119° 20′ 8.16″ --119° 25′ 57.00″ E； 37° 45′ 15.84″ --37° 51′ 32.04″ N	94.63	0.00	黄河口特有的 刀鲚、大银鱼 等经济鱼类、黄河口生态系 统及生物物种 多样性	管控措施： 按照《海洋特别保护区管理办 法》进行管理。生态保护区除进行必要的调查、科研和管理活动外，禁止进行其他活动。 环境保护要求： 禁止排污、倾倒废弃物等不利于环境保护与资源恢复行为。海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准。
19.	XZ1-5	限 制 开 发 区	海洋自然保护区	黄河南三角洲限制区	黄河河口南侧四至： 118° 57′ 6.84″ --119° 20′ 9.24″ E； 37° 32′ 11.76″ --37 ° 41′ 26.88″ N	274.27	12.69	原生性湿地生 态系 统及珍禽	管控措施： 按照《中华人民共和国自然保护区条例》和《海洋自然保护区管理办法》进行管理。在不影响保护前提下，可适度进行旅游开发。需符合黄河河口综合治理 规划和黄河入海流路规划，满足黄河沉沙的需求。保障河口行洪安全。 环境保护要求： 维持、恢复、改善海洋生态环境和生物多样性，保护自然景观。海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准。

4.4.2.8 渔业“三场”概况

项目周边渔业三场概况如下，工程与三场位置情况见图 4.4-3。

(1) 洄游性鱼类

评价区内主要洄游性鱼类为黄渤海种群的暖温性鱼类，越冬场位于黄海中部至东海北部的连青石、大沙、沙外及江外渔场。春、夏季鱼群大致分三路北上产卵洄游，各路洄游模式特征是：一路向西偏北经长江口、吕泗外海进入山东南部日照近海产卵场产卵。秋季在海州湾、连青渔场索饵，入冬后返回越冬场；另一路向西北到达山东半岛以南近海产卵，产卵后即分布在附近海区索饵，直到进行越冬洄游；第三路鱼群的洄游路线比较长，由越冬场直接北上到达成山头外海，然后分成 2 支，一支继续向北到鸭绿江口进行产卵，另一支则折向西，经烟威外海进入渤海，分别游向莱州湾、渤海湾及辽东湾等产卵场，入秋后又分别从各湾游出渤海，返回原越冬场。属于这一类群的鱼类主要是底层鱼类有小黄鱼、蓝点马鲛、黄鲫、青鳞、斑鰹、鲢等。中上层鱼类代表性种类有太平洋鲱鱼、鲱、青鳞、黄鲫、斑鰹、小鳞鲷、鄂针鱼、赤鼻棱鲛等。在渤海产卵场分布为渤海湾、莱州湾、辽东湾、滦河口、南排河、大口河口一带水域。

(2) 中上层鱼类

代表性种类有太平洋鲱鱼、鲱、青鳞、黄鲫、斑鰹、小鳞鲷、鄂针鱼、赤鼻棱鲛等。在渤海产卵场分布为渤海湾、莱州湾、辽东湾、滦河口、大清河口及戴河口一带水域。

(3) 底层鱼类

代表性种类有小黄鱼、带鱼、东方鲀类、鲈、黄姑鱼、叫姑鱼、白姑鱼、梅童鱼、真鲷、鲷类、鲷类、鲆鲽类等。在渤海产卵场分布为渤海湾、莱州湾、辽东湾。

(4) 鲱

渤海几乎全年都有鲱鱼分布，近年来调查资料表明，从春到冬调查海区始终都有鲱渔获。鲱于 5 月份大量出现在渤海，渔获量最高，6~7 月渔获量有较大下降，9、10 月明显减少，11 月又有所上升，12 月基本消失。

(5) 叫姑鱼

叫姑鱼属石首鱼科，地方名小白鱼、叫姑子等，为洄游性的底层鱼类。越冬期为 12 月至翌年 2 月份，2 月下旬开始北上生殖洄游，当 3 月下旬至 4 月初，

当渤海海峡水温增至 4.0~4.5℃时, 叫姑鱼大体沿 38°N 线向西移动入渤海。入渤海后又分为南北两路, 主群进入莱州湾、渤海湾各河口产卵场, 北路进入辽东湾各河口区产卵。8 月下旬鱼群逐渐向深水移动, 分布很广; 9 月上旬鱼群向渤海中部趋集; 10 月下旬主群可达渤海海峡附近, 11 月下旬黄海北部各渔场的鱼群在烟威外海与渤海外泛的鱼群汇合, 自西向东集结在 38°线附近海域, 12 月鱼群密集于烟威东部海区作短暂停留后, 于 12 月中旬进入石岛东南外海的越冬场。评价区水域均有产卵场、索饵场和洄游通道分布, 其产卵期为 5~7 月。

(6) 绵鲷

绵鲷, 地方名鲢鱼或光鱼, 属冷温性近海底层鱼类。绵鲷不做长距离的洄游, 但作浅水与深水的往返移动。冬季, 绵鲷主要群体一般栖息在 40~70 水深区域, 春季, 绵鲷开始由深水向近岸浅水区移动, 进行索饵、育肥活动, 此时绵鲷的分布较广, 渤海三湾、海洋岛以北沿岸、山东半岛沿岸等均有分布, 几乎遍及整个渤海湾。绵鲷的产卵期一般在 12~2 月, 其产卵场在深水区。

(7) 白姑鱼

白姑鱼属石首鱼科, 为暖温性底层鱼类。白姑鱼有明显的季节性洄游。白姑鱼在越冬海区停留到 4 月中、下旬, 主群迅速向北、偏西方向移动。洄游鱼群的主群向北洄游, 5 月上旬便可到达石岛东南及以东海域, 于 5 月至 6 月上旬便可进入渤海各大河口外海区产卵, 主要产卵期为 6 月前后, 渤海湾为白姑鱼的主要产卵场。

(8) 三疣梭子蟹

梭子蟹的生殖活动分交配和产卵 2 次进行, 7~8 月是越年蟹交配的盛期, 当年生蟹的交配盛期在 9~10 月, 可是直至翌年 6 月中旬产卵季节, 仍有一定数量的幼蟹尚未交配。交配以后的雌体大量摄食, 性腺迅速发育, 至 11 月初离开近岸进行越冬洄游; 翌年 4 月下旬底层水温升至 12℃时梭子蟹开始产卵, 这时 60%以上梭子蟹雌体已经抱卵, 卵块呈鲜艳的桔黄色, 随着卵子的发育, 约经 20 多天至 5 月下旬, 卵子逐渐变为褐色或黑灰色, 表示即将进入散仔孵化期, 第一次散仔时间为 5 月底~6 月初; 6 月中旬开始出现第二次产卵高峰, 大部分雌体又开始抱卵, 第二次抱卵孵化时间较第一次大为缩短, 6 月下旬卵块即变为褐黑色并相继散仔。梭子蟹一般每年 2 次产卵, 两次产卵的间隔时间为 45 天左右。

（9）中国毛虾

中国毛虾栖息于海水的中下层，夏季有时也上升到表层；春夏秋三季在分布区内随涨落潮往复。虽则它因游泳能力较弱，不进行远距离洄游，但也有明显的季节性定向移动。在渤海区，中国毛虾形成两部分独立的群体，通称辽东湾群和渤海西部群。辽东湾群终年不离开辽东湾。

评价区域内的毛虾属渤海西部群，渤海西部群毛虾在渤海中西部的深水区越冬。2 月下旬开始向近岸移动，分布范围广大。在向近岸移动过程中分为两支：南支向莱州湾移动，进入黄河口附近海区索饵、产卵；北支先移向大清河口渔场，最后进入黄骅歧口沿海。黄河口以西海区毛虾渔期在 3 月中下旬开始，5 月中旬以后，开始是大体长毛虾，以后包括中型毛虾接近沿岸区产卵。6 月份是越年虾群的产卵盛期，南堡、海河口、大口河口和莱州湾西部近岸水域也都是越年毛虾的产卵场。7 月下旬后，剩余的越年虾群和夏世代幼虾离开近岸浅水区向较深水域转移，分布范围扩大，在渤海湾的中西部形成了中心渔场。8 月虾群分布区不变，但已是夏世代毛虾的产卵盛期。9 月份毛虾继续向前移动，产卵场扩大到渤海湾东部黄河口和大清河口附近海区。11 月下旬，随着水温下降，渤海湾南部毛虾由西向东和东北移动集中，莱州湾西部毛虾向东北部集中，12 月上旬起，虾群渐向越冬场转移。

5 环境质量现状调查

表 5-1 调查资料来源一览表

调查项目		引用报告书全称	调查单位	调查时段	调查 站位数
水文动力		埕岛油田东区馆陶组油藏加密开发调整工程环境质量现状监测报告	青岛环海海洋工程勘察研究院	2014 年 7 月	6 个测流点
水质		埕岛油田 2019 年海洋环境质量春季调查报告	青岛环海海洋工程勘察研究院	2019 年 3 月	59
		埕岛油田现状调查报告	中国海洋大学	2017 年 10 月	67 选取有效 站位 31 个
沉积物		埕岛油田现状调查报告	中国海洋大学	2017 年 10 月	29 选取有效 站位 15 个
生物生态	叶绿素 a 及初级生产力、浮游植物、浮游动物、底栖生物	埕岛油田 2019 年海洋环境质量春季调查报告	青岛环海海洋工程勘察研究院	2019 年 3 月	47
		埕岛油田现状调查报告	中国海洋大学	2017 年 10 月	38 选取有效 站位 19 个
	生物质量	埕岛油田西北部埕北 208 块产能建设工程海洋环境影响评价生物质量现状监测现状报告	青岛环海海洋工程勘察研究院	2018 年 6 月	12
		埕岛油田现状调查报告	中国海洋大学	2017 年 10 月	21 选取有效 站位 12 个
渔业资源		埕岛油田开发项目海域渔业资源现状调查与评价	中国水产科学研究院黄海水产研究所	2018 年 5 月	12
				2018 年 10 月	12

5.1 水文动力环境现状调查与评价

潮汐和潮流是潮波运动同一过程中的两种不同形式。前者表现为水位在铅直方向上的周期性升降，后者表现为在水平方向上的周期性流动。通常将海水在水平方向的运动统称为海流，它是海洋中各种物质输运和扩散最主要的动力因素，因此在多数的海洋工程的可行性研究中，都必须了解相应海区的海流状况。

海流按其成因可分为四类：梯度流、风海流、补偿流和潮流，就本海区而言，以潮流、风海流和径流所致的沿岸流为主，尤其以潮流的影响最为明显。所以在以下的分析中，以潮流为主，把潮流以外的海流统称为余流。

5.1.1 水文动力调查概况

根据项目需要,为了解工程海域水动力状况,委托青岛环海海洋工程勘察研究院于 2014 年 7 月 27 日~7 月 28 日(农历七月初一~七月初二)在该海区设立 6 个测流点,使用日本 ALEC 公司生产的 AEM213-D 型电磁海流计进行海流观测,并应用卫星导航系统 GPS 进行定位,进行了连续 25h 的周日海流观测。观测时间间隔为 1h,分表、中、底三层,表层为海面以下 2m,底层为海底以上 1.5m。资料的整理、分析按照规范的相关要求进行。有关信息参看表 5.1-1,调查站位见图 5.1-1。

表 5.1-1 海流观测信息一览表

图 5.1-1 水文动力调查站位图

5.1.2 海流分析

5.1.2.1 涨、落潮平均流速和最大流速

本次测流的站点所处海域比较开阔,潮流显著,站间距离较大,分布范围也较大,受地形和径流的影响,各站间实测海流的统计特征存在一定的差别。详见表 5.1-2 和图 5.1-2。

从实测海流的流向来看:各站、层最大涨潮流流向集中在 W~NW 向,而最大落潮流流向集中在 E~S 向,其中又以 SE 向居多。从流速上看,基本趋势为由西向东逐渐增大,最东侧的 H5、H6 站都出现了超过 100 cm/s 实测流速。

表 5.1-2 各站层的平均流速和最大流速 (cm/s)

站 号	层 次	涨 潮 流			落 潮 流			全潮平均
		平均 流速	最 大		平均 流速	最 大		
			流速	流向		流速	流向	
H1	表层	43	87	272	49	81	163	46
	中层	41	79	272	50	80	177	45
	底层	40	79	271	46	77	134	43
H2	表层	36	48	255	39	57	88	38
	中层	36	44	249	40	58	128	38
	底层	27	36	249	25	39	89	26
H3	表层	47	92	267	50	79	157	49
	中层	44	82	272	50	81	176	47
	底层	41	80	274	44	73	179	42
H4	表层	59	96	311	53	85	113	56
	中层	57	82	303	43	76	113	50
	底层	37	52	303	32	51	109	35
H5	表层	45	98	279	56	102	136	51

站 号	层 次	涨 潮 流			落 潮 流			全潮平均
		平均 流速	最 大		平均 流速	最 大		
			流速	流向		流速	流向	
	中层	37	87	279	43	77	146	40
	底层	31	60	307	30	61	153	29
	表层	65	113	287	47	86	107	55
	中层	49	84	291	48	82	136	48
	底层	32	48	294	21	34	158	26

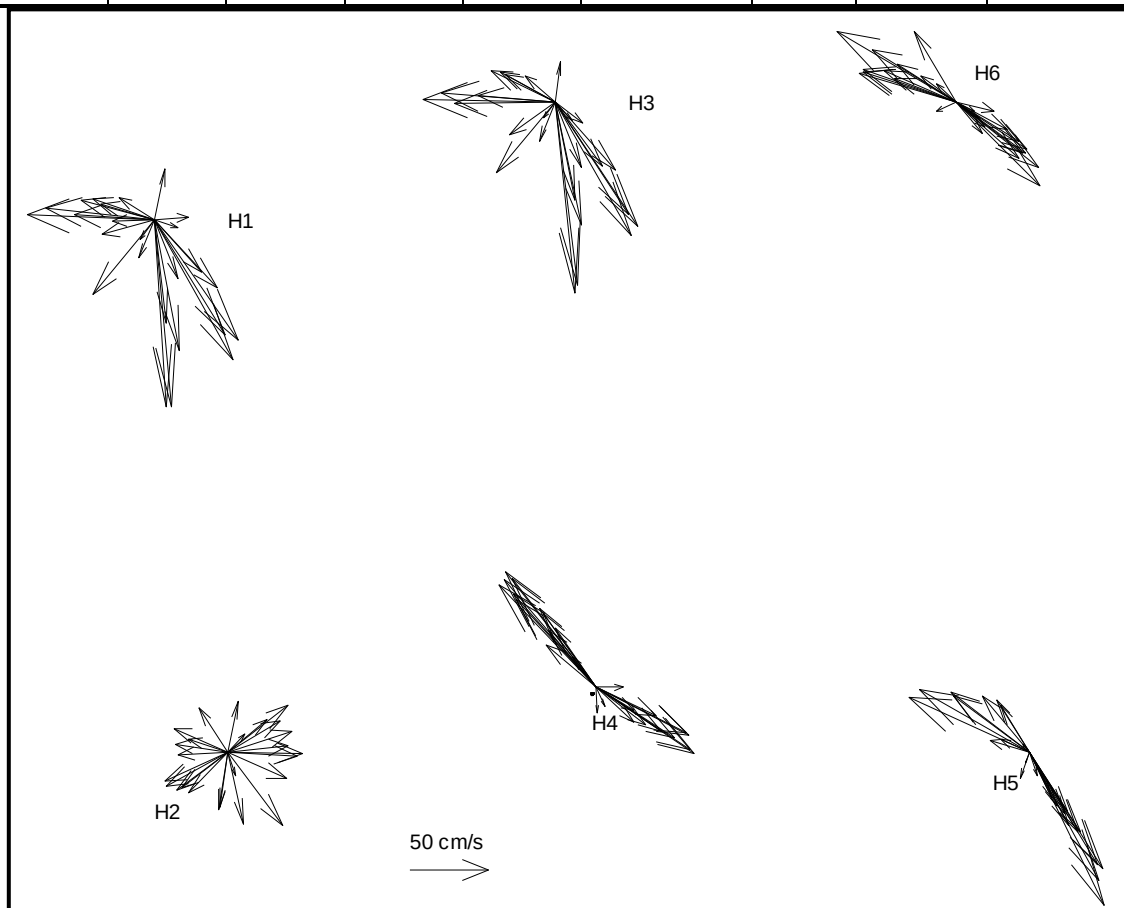


图 5.1-2 各站实测垂向平均流速矢量图

5.1.2.2 平均涨、落潮历时

分别取一个太阴日内两次涨、落潮流历时和两次落潮流历时之和的平均值近似作为平均涨、落潮流历时，通过统计实测资料可以算出：表层的平均涨潮流历时大约为 6h15min，平均落潮流历时约为 5h45min。可以看出，该海区表层的平均涨潮流历时大于平均落潮流历时。

需要指出的是，实测平均涨、落潮流流速和最大流速有很大的随机性，它会随潮相的不同而不同。所以，以上各值仅为此次测流资料的统计结果。

5.1.3 潮流分析

工程海域受南渤海潮波系统的影响，潮汐潮流比较复杂，其明显特征是潮流大潮差小，潮流为正规半日潮潮流，潮汐则为不正规半日潮潮汐，而且每天两次潮差相差较大。

根据《海洋调查规范》规定的方法，对此次海流观测资料进行了准调和分析。求得该海区各主要分潮流的调和常数，以便对该海区的潮流作进一步的分析。

5.1.3.1 潮流性质

潮流通常分为正规半日潮流、不正规半日潮流、不正规日潮流及正规日潮流。潮流性质判据为 $K = \frac{W_{O1} + W_{K1}}{W_{M2}}$ 其判别标准分别为：

$K \leq 0.5$	正规半日潮流
$0.5 < K \leq 2.0$	不正规半日潮流
$2.0 < K \leq 4.0$	不正规日潮流
$K > 4.0$	正规日潮流

其中 W_{O1} 、 W_{K1} 、 W_{M2} 分别为 O_1 、 K_1 、 M_2 分潮流的最大流速。见表 5.1-3。

表 5.1-3 潮流性质判据表

站、层	表层	中层	底层
H1	0.52	0.55	0.57
H2	0.42	0.29	0.27
H3	0.51	0.53	0.58
H4	0.25	0.25	0.20
H5	0.40	0.51	0.52
H6	0.37	0.20	0.33

由该表中可以看出：该海区各站层的 K 值略有差异，但均在 0.50 左右，平均 < 0.5 ，因此潮流性质为正规半日潮流。

5.1.3.2 潮流的运动形式

潮流的运动形式取决于该海区主要分潮流的椭圆要素，由表 5.1-3 得知该海区的潮流为正规半日潮流，因此主要半日分潮流（ M_2 和 S_2 ）的运动形式即代表了该海区潮流的运动形式。

反映潮流运动形式的参量为旋转率(亦称椭圆率) K' ，其值绝对为该分潮流椭圆长轴与椭圆短轴的比值，其符号有正负之分，正号表示分潮流为逆时针旋转，负号则为顺时针旋转。

除存在一定程度逆时针旋转的 H2 站外，其余各站层 M_2 和 S_2 分潮的 K' 值均小于

0.15，说明观测海区潮流存在一定的旋转，但仍以往复流为主。

5.1.3.3 潮流的最大可能流速

对正规半日潮海区，潮流的最大可能流速 $\vec{V}_{\max}$ 按下式计算：

$$\vec{V}_{\max} = 1.295\vec{W}_{M2} + 1.245\vec{W}_{S2} + \vec{W}_{K1} + \vec{W}_{O1} + \vec{W}_{M4} + \vec{W}_{MS4}$$

最大可能流速计算结果详见表 5.1-4。

表 5.1-4 潮流的最大可能流速（cm/s）

站号	潮流	最大可能流速	
	层次	流速	流向
H1	表层	71.9	308.4
	中层	75.2	311.8
	底层	75.3	328.3
H2	表层	47.5	272.6
	中层	57.2	278.6
	底层	52.3	276.2
H3	表层	72.4	301.7
	中层	80.0	310.6
	底层	73.4	319.8
H4	表层	119.5	299.0
	中层	109.0	296.6
	底层	70.5	291.9
H5	表层	85.3	306.6
	中层	65.5	304.3
	底层	49.7	321.1
H6	表层	107.4	311.8
	中层	107.4	296.5
	底层	59.5	305.0

由表中可以看出，各站表层最大可能流速值最大值为 119.5cm/s，底层最大可能流速最大值为 75.3cm/s。

5.1.4 余流

这里所谓的余流是指从实测海流中扣除潮流后各种海水流动的总和。对该海区而言，余流以风海流和沿岸流为主。观测期间各层的余流流向和流速详见表 5.1-5 及图 5.1-3。

表 5.1-5 余流流速、流向计算结果（cm/s、°）

站、层	H1			H2			H3		
	表层	中层	底层	表层	中层	底层	表层	中层	底层
流向	199	200	200	44	136	189	197	202	205

流速	20.3	19.1	17.8	2.3	8.8	5.4	22.6	20.1	16.7
站、层	H4			H5			H6		
	表层	中层	底层	表层	中层	底层	表层	中层	底层
流向	2	339	330	143	201	204	262	197	273
流速	11.8	7.7	4.4	8.5	13.5	8.6	3.6	3.9	6.1

图 5.1-3 实测各层余流

从表中可以看出：各站余流流向大多为偏 S 向，余流流速相差明显，最大余流为 22.6 cm/s，出现在 H3 站表层，该站中层和底层余流也较大，H1 站各层余流与 H3 站类似，并同样表现出由表层向底层减小的趋势，且流向都为 SSW 向，可能与观测期间出现过较强的 N 风有关，推测观测期间本海区的余流以风海流为主。

5.1.5 悬浮沙现状调查

5.1.5.1 调查概况

悬浮泥沙现状调查时间为 2014 年 7 月 27 日~28 日，共设 6 个观测站。

每次各站各层均进行 25 个小时的连续取样。对所有水样均进行含沙量测试。含沙量的测定采用抽滤法，滤膜孔径显 0.45 μ m，1/10000 克电子天平称重，根据抽滤前后滤膜重量的变化及水量得出含沙量（mg/L）。

表 5.1-6 悬沙取样站位信息

5.1.5.2 悬浮沙时空分布特征

（1）含沙量一般特征

根据现场观测和实验室分析，将各站水体含沙量值进行统计分析，列于表 5.1-7。

表 5.1-7 各站垂向平均含沙量变化统计表(mg/L)

站位号	大潮期		
	最大	最小	平均
H1	59.8	3.4	24.6
H2	48.3	27.2	33.1
H3	38.4	16.8	24.4
H4	17.7	2.8	11.0
H5	61.5	25.0	42.2
H6	39.3	14.5	23.7

观测海区含沙量变化较大，大潮期各站含沙量的变化范围为 2.8 mg/L~61.5 mg/L。

（2）含沙量与流速相关性

以 H1 站为例，由流速和含沙量过程线（图 5.1-4）可见，含沙量与流速有较好的相关性，含沙量与流速呈正相关，含沙量峰值出现时间与涨落潮流流速峰值出现时间相比，大约有 2 小时的延迟。

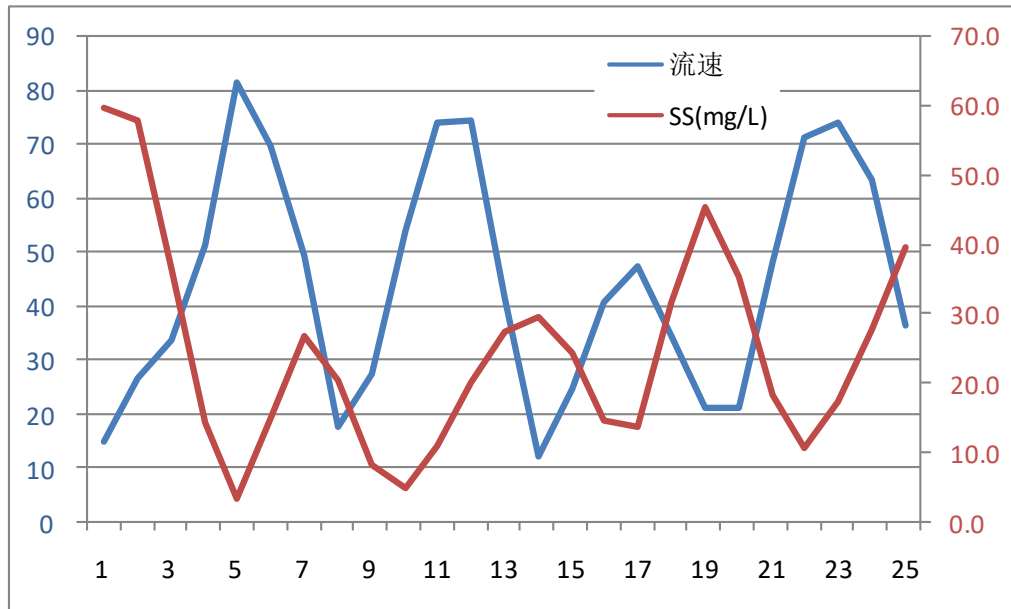


图 5.1-4 H1 站垂向平均流速与悬沙含量过程曲线

(3) 涨、落潮时段含沙量

涨、落潮时段各站含沙量特征值见表 5.1-8。由表可看出，本海区落潮流时段的含沙量的平均值和最大值与涨潮流时段相当。

表 5.1-8 各站平均含沙量特征值 (mg/L)

站号 潮期		H1	H2	H3	H4	H5	H6
涨潮流	平均值	24.1	33.4	23.4	10.8	47.0	24.1
	最大值	58.1	48.3	38.4	17.5	61.5	39.3
落潮流	平均值	25.2	32.8	25.5	11.2	36.9	23.4
	最大值	59.8	41.4	36.0	17.7	52.8	30.0

5.1.5.3 全潮单宽输沙量的计算

通过单宽输沙量的计算，可以判断泥沙来源，输移方向和海底冲淤变化。影响单宽输沙量的因素很多，主要有流速、流向、水深、余流、泥沙特性和波浪作用。本次测量天气情况正常，研究区泥沙特性差异不大，因此测算结果代表的是正常天气情况、海流和地形作用下的泥沙输移趋势。

(1) 计算方法

全潮单宽输沙量采用如下方法计算。

1) 各时刻单宽潮量分量:

$$q_E = uh$$

$$q_N = vh$$

2) 单宽输沙量:

$$Q_E = \sum_{i=1}^n \rho_m q_{Ei} / n$$

$$Q_N = \sum_{i=1}^n \rho_m q_{Ni} / n$$

$$Q = \sqrt{Q_E^2 + Q_N^2}$$

$$\alpha = \arctg \frac{Q_E}{Q_N}$$

3) 日单宽输沙量:

$$M_E = Q_E \times 3600 \times 24$$

$$M_N = Q_N \times 3600 \times 24$$

$$M = \sqrt{M_E^2 + M_N^2}$$

$$\alpha = \arctg \frac{M_E}{M_N}$$

(2) 计算结果及分析

据本次实测资料计算全潮单宽潮量、输沙量, 结果列入表 5.1-9 和表 5.1-10。

表 5.1-9 各站单宽潮量计算表

站 位 号	大潮期					
	涨潮期		落潮期		全潮	
	潮量 (10 ³ m ³ /m.d)	方向 (°)	潮量 (10 ³ m ³ /m.d)	方向 (°)	潮量(10 ³ m ³ /m.d)	方向 (°)
H1	263.2	267.4	300.1	145.1	273.5	199.4
H2	129.4	249.7	143.1	85.8	40.3	148.1
H3	317.1	267.7	355.4	145.6	327.0	200.8
H4	236.9	305.6	184.0	108.8	80.7	346.7
H5	205.0	292.0	262.3	137.9	118.7	186.9
H6	328.0	287.1	278.3	115.8	67.6	248.7

表 5.1-10 各站日单宽输沙量统计表

站 位 号	大潮期					
	涨潮流向		落潮流向		全潮	
	输沙量(kg/m.d)	方向 (°)	输沙量(kg/m.d)	方向 (°)	输沙量(kg/m.d)	方向 (°)

H1	136.1	263.5	147.5	137.0	128.1	195.7
H2	112.1	247.2	133.0	86.9	46.7	141.0
H3	197.6	267.8	276.7	146.0	241.0	190.2
H4	69.4	306.0	51.5	107.0	26.6	345.0
H5	264.6	294.2	285.1	137.7	113.8	205.9
H6	214.7	286.3	177.4	115.3	48.3	251.1

计算结果表明,观测期间工程海区各站日单宽输沙量相差较大,多以偏 S 向为净输沙方向,大潮期全潮日单宽输沙量最大值为 H3 站的 241.0 kg/d.m, H4 站最小,为 26.6 kg/d.m。

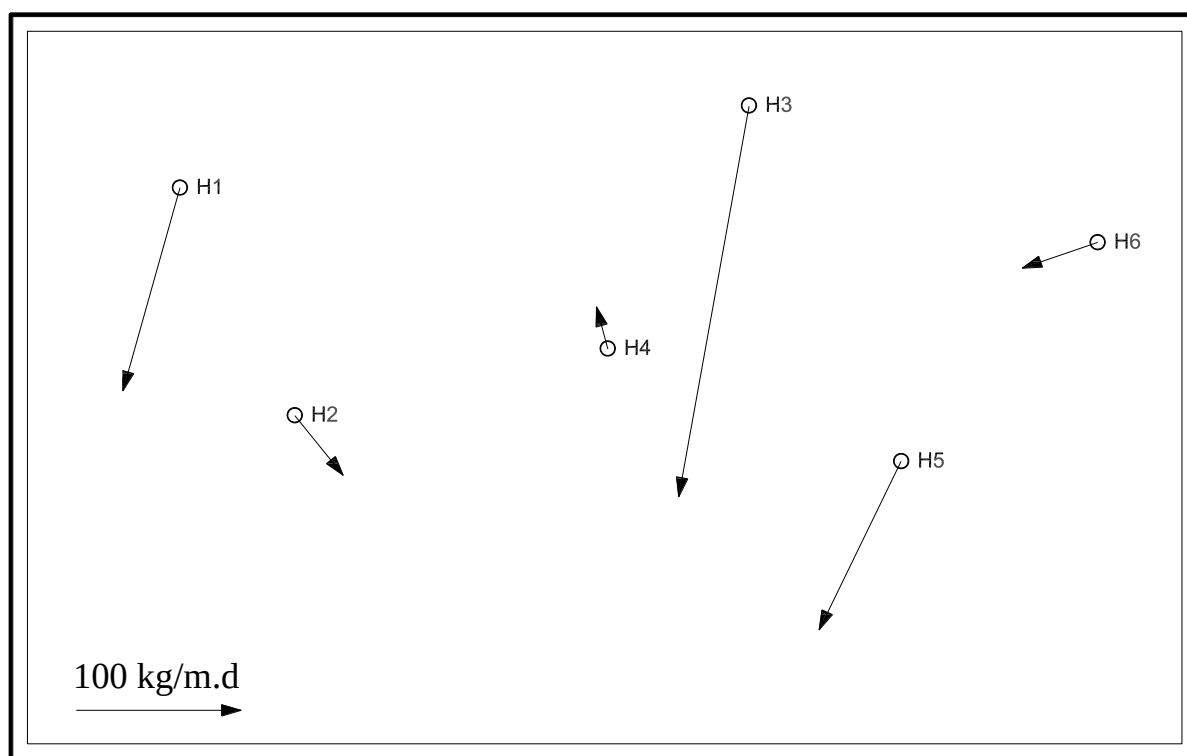


图 5.1-5 各站日单宽输沙量分布图

5.1.6 潮汐

在海流观测的同时,进行了现场潮位同步观测。

观测方式 连续观测,观测时间间隔为 0.5h。

观测仪器 使用压力式水位计。

观测日期 2014 年 7 月 27 日至 7 月 28 日(农历七月初一至七月初二)。

站点布设 H2、H3 站。

5.1.6.1 潮汐特征

工程所在海域的潮汐，主要受黄河口外半日潮旋转潮波系统的影响（见图 5.1-6、图 5.1-7）。该海区潮汐比较复杂，本工程所在黄河口外海属日潮或混合型日潮。

5.1.6.2 潮汐调和分析

根据一个周日的潮汐观测资料，利用最小二乘法计算出分潮的调和常数。各潮汐观测站主要分潮调和常数见表 5.1-11。

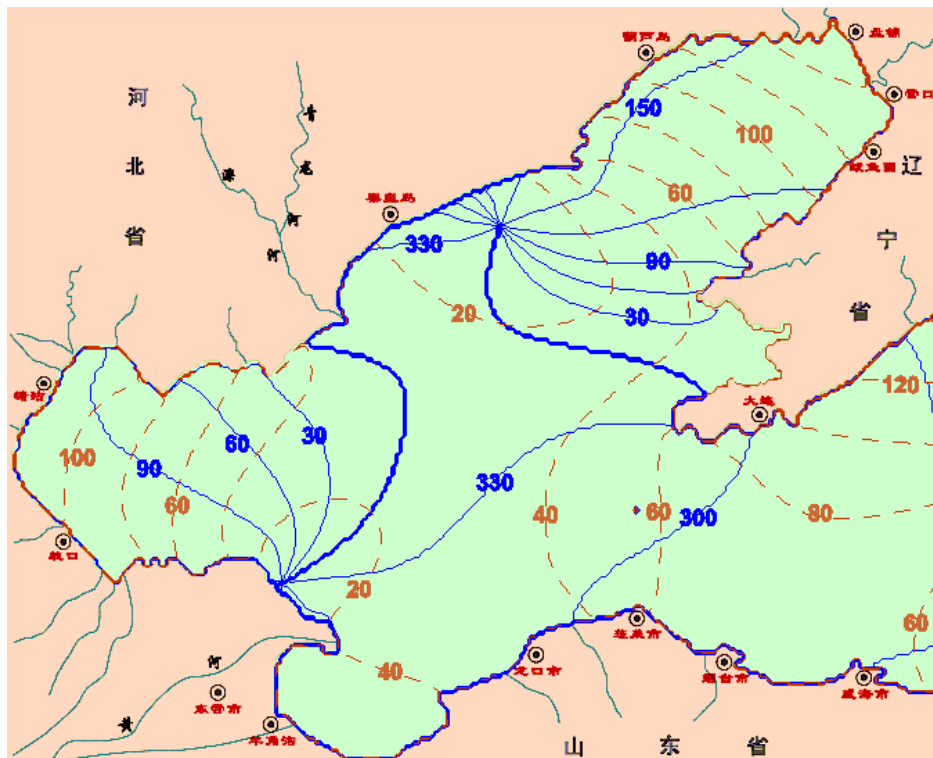


图 5.1-6 半日潮波系统（ M_2 分潮）

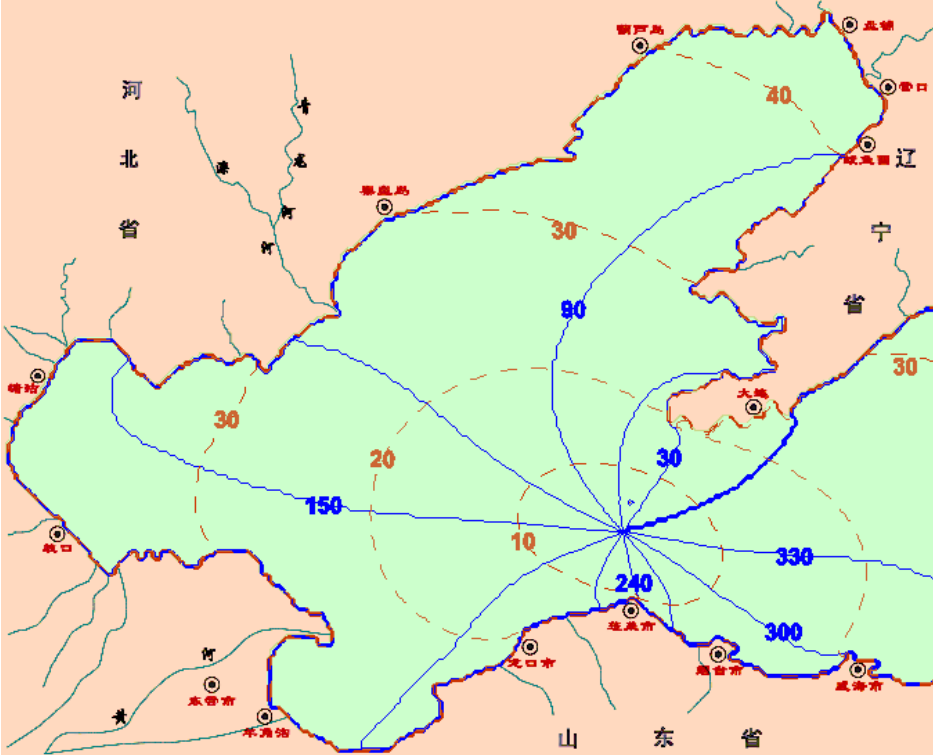


图 5.1-7 日潮波系统（K₁分潮）

表 5.1-11 工程海区主要分潮调和常数

分潮 站位	O_1		K_1		M_2		S_2	
	$H(cm)$	$g(^{\circ})$	$H(cm)$	$g(^{\circ})$	$H(cm)$	$g(^{\circ})$	$H(cm)$	$g(^{\circ})$
H2	28.38	254.8	37.46	307.8	20.23	36.5	5.87	105.5
H3	5.12	328.4	6.76	21.4	43.75	228.3	12.69	297.3
分潮 站位	M_4		MS_4					
	$H(cm)$	$g(^{\circ})$	$H(cm)$	$g(^{\circ})$				
H2	11.55	192.7	6.70	261.7				
H3	6.58	149.0	3.82	218.0				

5.1.6.3 潮汐类型

潮波在传播过程中受海区地形的影响，当海区固有频率与某一主要天文分潮的频率相近时，潮波会发生共振现象。潮汐类型是根据潮型数 $F = (H_{K1} + H_{O1}) / H_{M2}$ 来划分的，潮型数 F 表示 3 个主要分潮（ M_2 、 K_1 、 O_1 ）的相对重要性；根据 F 值的大小，潮汐一般可划分为 4 种类型，即：规则半日潮($0.0 < F \leq 0.5$)，不规则半日潮($0.5 < F \leq 2.0$)，不规则日潮($2.0 < F < 4.0$)和规则日潮($F \geq 4$)。

H2 站的潮汐特征比值 $F = (H_{O1} + H_{K1}) / H_{M2} = 3.25$ ，大于 2.0 而小于 4.0，为不规则日潮性质，H3 站的潮汐特征比值 $F = (H_{O1} + H_{K1}) / H_{M2} = 0.27$ ，小于 0.5，为规则半日潮性质。

5.1.7 小结

- 1、本次观测海区范围较大，各站海流间存在较明显的差异；
- 2、本海区海流以潮流为主，潮流性质属正规半日潮海区，H2 站潮流旋转较强，其余各站以往复流为主；
- 3、涨、落潮的主流向：涨潮流流向集中在 W~NW 向，而落潮流流向集中在 E~S 向；
- 4、最大可能流速分布趋势除个别站层外，均为由表层向底层逐渐减小，其中表层最大为 119.5 cm/s，底层最大为 75.3 cm/s；流向集中在 W~NNW 向；
- 5、受观测资料所限，对此次余流的性质较难确定，但从观测期间的气象条件考虑，可以初步判断观测期间此海区的余流为受气象影响产生的风海流性质的余流。
- 6、工程所在海域的潮汐，主要受黄河口外半日潮旋转潮波系统的影响，属日潮或混合型日潮类型。根据现场周日观测数据准调和和分析，两个测站观测期间的潮汐性质分别为不正规日潮性质和正规半日潮性质。需要特别说明的是，周日潮位观测不能完全代表本海区潮汐特征，仅供参考。建议建设方根据工程建设与运行实际需求进行相应观测计算，以便准确把握工程海区潮汐相关特征数据。

5.2 地形地貌与冲淤环境现状调查与评价

5.2.1 总体概述

按照海洋地貌学分类，埕岛海域可划分为水下岸坡和海底平原两类。水下岸坡是从防潮大堤到水深 10m 左右，宽约 6.5~7.5km 的部分，是泥砂活动地区；海底平原是指水下岸坡以下，坡度极小，广阔而平坦的海底，一般水深 > 10m。为更深入的反映埕岛海域海底地貌特征，根据已有的资料将埕岛海域海底地貌划分为以下 5 种类型：

(1) 强侵蚀沟岗：强侵蚀沟岗区是水深地形中的较复杂地形区。该类海底起伏剧烈，高处有的呈弯或直长的垅岗，有的则呈圆凸包；低处有的为长而窄的沟谷，有的则呈圆或椭圆的洼坑。垅岗一般宽 50~60m，长 200~450m；沟槽一般宽 40~80m，长 220~400m。起伏高差一般为 2.4~6.5m，坡度较陡，但也有的较为平缓。垅岗和沟槽高低相间，排列无序，但总的延伸方向趋向于 E 偏 N 方向。

(2) 弱侵蚀沟岗：在整体较为平坦的海底上，发育了一些垅岗凸包和沟槽凹陷，这些垅岗和沟槽往往是相间分布，密度不同，大小各异。垅岗规模较大的一般长 240~

480m，宽 60~110m；沟槽略小的一般长 120~360m，宽 40~90m；两者高差很小，一般在 1.0m 左右。沟、岗的排列或沟沟相继，或岗岗为续，或沟岗相接。它们的方向个别地方显得杂乱无章，但无论是垅岗还是沟槽，长轴方向的总趋势是 N 偏 E 向。

(3) 弱冲淤沟岗：在较为平坦的海底也发育了一些垅岗和沟槽，这些岗、沟相间分布，密度不同，大小有别。垅岗长度一般达 240~480m，宽度岗大沟小，垅岗一般为 60~110m，沟仅 40~90m，两者也高差在 1.0m 左右。沟岗排列较为整齐，长轴基本按 SW 向延伸，主要是受潮流的影响，潮流强则冲蚀海底，潮流弱则发生淤积，从而形成冲淤沟岗地形。

(4) 微掘蚀平地：在平坦的海底零零星星的散布着一些椭圆形浅凹坑，这些浅凹坑规模很小，一般长轴长 30~50m，短轴长 15~20m，深度<1.0m。浅凹坑的长轴方向趋向为 NE，与本海区的强浪向和常浪向更为接近。说明这种局部海区以平坦海底为主，偶尔发生一些轻微的侵蚀，是波浪掘蚀的表现。

(5) 冲淤平地：海底表面平坦，偶尔有 1、2 个残余浅凹坑，是原来的浅凹坑被沉积物大部或部分充填。说明海底处在微弱的堆积过程中。

工程区的水深图详见 5.2-1 (a)。

图 5.2-1 (a) 工程区水深图

5.2.2 海底地形地貌特征

埕岛油田东部海域位于老黄河口三角洲上,属于黄河水下三角洲水下岸坡和水下平原部分。1976 年黄河改道后,原有的沉积环境被重新改造,使得原沉积在三角洲上的沉积物在波浪和潮流等海洋动力因素的作用下,进行重新分配。由于受改道后黄河输沙的影响,在黄河改道后的十几年间测区海域基本表现为淤积,但由于近年来黄河断流及流量的减少,导致测区海域泥沙来源减少,其淤积逐步弱化。

埕岛油田生产开发历时多年,区域工程地质勘察资料丰富,本节参考本工程部分平台、海底管道地形测量与地质勘察成果对工程海域地形地貌特征进行介绍。引用工程情况见图 5.2-1(b)。

图 5.2-1(b) 海底地形地貌引用工程示意图

(1) CB11F—CB26

根据《2014 年 21 条海底管道路由复测技术报告》,CB11F—CB26 输油管道路由调查区域水深分布在 10.8-13.3m 之间,最大水深位于 CB26 平台东北侧冲刷坑内,最小水深位于中心三号生产平台东侧边缘区域上,水深越靠近平台越深,整体地形平缓,局部区域存在凹凸地形。CB11F 平台和 CB26 平台附近各存在部分比较明显的冲刷区域。CB11F 平台附近水深较深,最深水深为 13.0m,其周围水深约为 12.5m;CB26 平台附近最深水深为 13.3m,其周围水深约为 12.3m。

根据侧扫声纳和多波束扫测结果,CB11F 至 CB26 输油管道路由区域地貌较复杂,海底地貌以侵蚀地貌为主,发育的海底地貌类型主要包括粗糙地形(冲沟)、斑状海底;其中在路由中段区域,海底地貌类型主要为粗糙海底,地形凹凸不平,地貌较为复杂。

在 CB11F 和 CB26 平台周围由于平台的存在改变了其周围的水动力环境,在潮流和波浪的共同作用下,平台基座周围由于冲刷形成凹坑,凹坑内海底沉积物粒度较大,海底较为粗糙。

图 5.2-2 CB1B-CB1A 井组输油管道复测地貌图

(2) CB273-CB1C

根据《2014 年 21 条海底管道路由复测技术报告》,CB273-CB1C 输油管道路由调查区域水深分布在 13.2-16.6m 之间,最大水深位于 CB273 计量平台北侧冲刷坑内,最

小水深位于 CB1C 平台南侧边缘区域上，水深自 CB1C 平台向 CB273 平台水深逐渐变深，整体地形平缓，局部区域存在凹凸地形。CB273 平台和 CB1C 平台附近各存在一处比较明显的冲刷区域。CB273 井口平台附近水深较深，最深水深为 16.6m，其周围水深约为 15.6m；CB1C 平台附近最深水深为 15.0m，其周围水深约为 14.1m。

根据侧扫声纳和多波束扫测结果可知，CB273 至 CB1C 输油管道路由区域地貌较复杂，海底地貌以侵蚀地貌为主，发育的海底地貌类型主要包括粗糙地形（冲沟）、斑状海底；其中在路由中段区域，海底地貌类型主要为斑状海底，地形凹凸不平，地貌较为复杂。

在 CB273 和 CB1C 平台周围由于平台的存在改变了其周围的水动力环境，在潮流和波浪的共同作用下，平台基座周围由于冲刷形成凹坑，凹坑内海底沉积物粒度较大，海底较为粗糙。

图 5.2-3 CB273-CB1C 输油管道复测地貌图

(3) CB6D-CB6C

根据《2014 年 21 条海底管道路由复测技术报告》，CB6D-CB6C 输油管道路由调查区域水深分布在 14.7-17.1m 之间，最大水深位于 CB6D 平台附近和平台东侧的冲刷沟内，最小水深位于 CB6C 平台西北侧距 CB6C 平台约 260m 的冲刷区域，水深自 CB6C 平台向西北侧 260m 范围内逐渐变浅，自 CB6C 平台西北侧 260m 处向 CB6D 平台逐渐变深，整体地形平缓，局部区域存在凹凸地形。CB6D 平台和 CB6C 平台附近各存在一处比较明显的冲刷区域。CB6D 平台附近最深水深为 17.1m，最浅水深为 15.8m，其周围水深约为 16.3m；CB6C 平台附近最深水深为 16.2m，最浅水深为 14.9m，其周围水深约为 15.4m。

根据侧扫声纳和多波束扫测结果可知：CB6D 至 CB6C 输油管道路由区域地貌较复杂，海底地貌在平台周围以侵蚀地貌为主，发育的海底地貌类型主要为粗糙地形（冲沟）、斑状海底，其中在 CB6D 平台和 CB6C 平台中间区域地貌主要为斑状海底地貌，地形凹凸不平，地貌较为复杂。

在 CB6D 和 CB6C 平台周围由于平台的存在改变了其周围的水动力环境，在潮流和波浪的共同作用下，平台基座周围由于冲刷形成凹坑，凹坑内海底沉积物粒度较大，海底较为粗糙。

图 5.2-4 CB6D-CB6C 输油管道复测地貌图**(4) CB11M-中心一号**

根据《2014 年 21 条海底管道路由复测技术报告》，CB11M-中心一号注水管道路由调查区域水深分布在 9.9m-12.6m 之间，最大水深位于 CB11M 计量平台北侧与井口平台西北侧冲刷坑内，最小水深位于距中心一号约 350m 的管道路由西南区域段上，水深自中心一号平台向 CB11M 平台逐渐变深，整体地形平缓，局部区域存在凹凸地形。CB11M 平台和中心一号平台附近各存在一处比较明显的冲刷区域。CB11M 平台附近最深水深为 12.6m，最浅水深为 10.5m，其周围水深约为 11.6m；中心一号平台附近最深水深为 11.9m，最浅水深为 10.1m，其平均水深约为 11.0m。

根据侧扫声纳和多波束扫测结果发现，CB11M 至中心一号注水管道路由区域地貌较复杂，海底地貌以侵蚀地貌为主，其中在路由中段区域，海底地貌类型主要为粗糙海底，发育的海底地貌类型主要包括粗糙地形（冲沟）、斑状海底。

在 CB11M 平台和中心一号平台周围由于平台的存在改变了其周围的水动力环境，在潮流和波浪的共同作用下，平台基座周围由于冲刷形成凹坑，凹坑内海底沉积物粒度较大，海底较为粗糙。

图 5.2-5 CB11M-中心一号注水管道路复测地貌图**(5) 中心一号-CB22C-中心二号输油管道**

根据《2014 年 21 条海底管道路由复测技术报告》，中心一号-CB22C-中心二号输油管道路由调查区域水深分布在 10.1-14.1m 之间，水深由中心一号平台-CB22C 平台-中心二号平台逐渐变深，最大水深位于中心二号注水平台东北侧冲刷坑内，最小水深位于中心一号平台西侧测量范围的边缘区域，由于平台井架的存在，受长期冲刷的影响，平台附近水深相对较深，中间路由段区域水深相对较浅，整体地形平缓，局部区域存在凹凸地形。中心一号平台、CB22C 平台和中心二号平台附近各存在一处比较明显的冲刷区域。中心一号平台附近最深水深为 11.9m，最浅水深为 10.1m，其周围水深约为 11.0m；CB22C 平台附近最深水深为 13.2m，最浅水深为 11.6m，井口平台东北侧水深相对较深，其周围水深约为 12.3m；中心二号平台附近最深水深为 14.1m，最浅水深为 10.6m，其周围水深约为 12.4m。

根据侧扫声纳和多波束扫测结果可知：中心一号-CB22C-中心二号输油管道路由区域地貌较复杂，海底地貌在平台周围以侵蚀地貌为主，在管道路由中间段区域以斑状海

底为主,发育的海底地貌类型主要为粗糙地形（冲沟）、斑状海底。

在中心一号平台、CB22C 平台、中心二号平台周围由于平台的存在改变了其周围的水动力环境，在潮流和波浪的共同作用下，平台基座周围由于冲刷形成凹坑，凹坑内海底沉积物粒度较大，海底较为粗糙。

图 5.2-6 中心一号-CB22C-中心二号输油管道复测地貌图

图 5.2-7 中心一号-CB22C-中心二号输油管道复测地貌图

（6）中心一号-海三站 457

根据《2014 年 21 条海底管道路由复测技术报告》，中心一号-海三站 457 输油管道路由调查区域水深分布在 2.2-11.9m 之间，水深由中心一号平台向登陆点逐渐变浅，最大水深位于中心一号生活平台南侧冲刷坑内，最小水深位于靠近登陆点的管道维护物上，整体地形平缓，局部区域存在凹凸地形。中心一号平台附近存在一处比较明显的冲刷区域。中心一号平台附近最深水深为 11.9m，最浅水深为 10.1m，其周围水深约为 11.0m；海三站登陆点附近最浅水深为 2.2m，其周围水深约为 3.3m。

根据侧扫声纳和多波束扫测结果可知：中心一号-海三站 457 输油管道路由区域地貌较复杂，海底地貌在平台周围以侵蚀地貌为主，在管道路由中间段区域以斑状海底和粗糙海底为主,发育的海底地貌类型主要为粗糙地形（冲沟）、斑状海底。

在中心一号平台周围由于平台的存在改变了其周围的水动力环境，在潮流和波浪的共同作用下，平台基座周围由于冲刷形成凹坑，凹坑内海底沉积物粒度较大，海底较为粗糙。

图 5.2-8 中心一号-海三站 457 输油管道复测地貌图

（7）CB701-CB12B

根据《2014 年 21 条海底管道路由复测技术报告》，CB701-CB12B 输油管道路由调查区域水深分布在 7.5m-10.3m 之间，最大水深位于 CB12B 井口平台东侧冲刷坑内，最小水深位于距 CB701 平台立管约 735m 的管道维护物上，水深在 CB701 平台与 CB12B 平台路由中间区域相对较浅，平台附近水深较深，局部区域存在凹凸地形。CB701 平台

和 CB12B 平台附近各存在一处比较明显的冲刷区域。CB701 平台最深水深为 10.0m，最浅水深为 9.0m，其周围水深约为 9.4m；CB12B 井口平台附近水深较深，最深水深为 10.3m，最浅水深为 8.7m，其周围水深约为 9.6m。

根据侧扫声纳和多波束扫测结果发现，CB701 至 CB12B 输油管道路由区域地貌较复杂，海底地貌在平台附近以侵蚀地貌为主，其中在路由中段区域，海底地貌类型主要为粗糙海底，地形凹凸不平，地貌较为复杂，发育的海底地貌类型主要包括粗糙地形（冲沟）、斑状海底。

在 CB701 和 CB12B 平台周围由于平台的存在改变了其周围的水动力环境，在潮流和波浪的共同作用下，平台基座周围由于冲刷形成凹坑，凹坑内海底沉积物粒度较大，海底较为粗糙。

图 5.2-9 CB701-CB12B 输油管道复测地貌图

(8) CB271A-CB27A

根据《2014 年 21 条海底管道路由复测技术报告》，CB271A-CB27A 注水管道路由调查区域水深分布在 13.4-16.5m 之间，最大水深位于 CB27A 井口平台西北侧冲刷坑内，最小水深位于 CB271A 平台西侧及南侧，水深自 CB271A 平台向 CB27A 平台逐渐变深，整体地形平缓，局部区域存在凹凸地形。CB271A 平台和 CB27A 平台附近各存在一处比较明显的冲刷区域。CB271A 平台附近最深水深为 15.1m，其周围水深约为 14.3m；CB27A 平台附近水深较深，最深水深为 16.5m，其周围水深约为 15.0m。

根据侧扫声纳和多波束扫测结果可知：CB271A 至 CB27A 注水管道路由区域地貌较复杂，海底地貌以侵蚀地貌为主，发育的海底地貌类型主要包括粗糙地形（冲沟）、斑状海底；其中在路由中段区域，海底地貌类型主要为斑状海底，地形凹凸不平，地貌较为复杂。

在 CB271A 和 CB27A 平台周围由于平台的存在改变了其周围的水动力环境，在潮流和波浪的共同作用下，平台基座周围由于冲刷形成凹坑，凹坑内海底沉积物粒度较大，海底较为粗糙。

图 5.2-10 CB271A -CB27A 注水管道复测地貌图

(9) CB1A—CB1F

根据《2014 年海底管道路由复勘(下册)》，CB1A—CB1F 输油管道路由调查区域水深分布在 13.0m-14.9m 之间，最大水深为 14.9m，位于 CB1A 井组井口北侧平台冲刷坑内，最小水深为 13.0m，位于 CB1F 平台南侧，水深自 CB1A 平台向 CB1F 平台水深逐渐变浅，整体地形较为平缓。CB1A 平台和 CB1F 平台附近各存在比较明显的冲刷区域。CB1A 井口附近水深较深，最深水深为 14.9m，最大冲刷深度约为 1.4m；CB1F 平台附近最深水深为 14.4m，最大冲刷深度约为 1.0m，位于 CB1F 平台的东北侧冲刷坑附近。

根据侧扫声纳和多波束扫测结果，CB1A 井组-CB1F 井组输油管道路由区域海底地貌类型主要包括侵蚀凹地、粗糙海底、平滑海底；其中在路由南段区域，海底地貌类型主要为粗糙海底，地形凹凸不平，地貌较为复杂。

在 CB1A 和 CB1F 平台周围，由于平台的存在改变了其周围的水动力环境，在潮流和波浪的共同作用下，平台基座周围由于冲刷形成凹坑，凹坑内海底沉积物粒度较大，海底较为粗糙。

图 5.2-11 CB1A-CB1F 输油管道复测地貌图

(10) 中心二号-CB25D

根据《2014 年海底管道路由复勘(下册)》，中心二号-CB25D 注水管道路由调查区域水深分布在 11.5m-14.0m 之间，最大水深位于 CB25D 北侧冲刷坑内，最小水深位于中心二号东侧中心二号-CB25D 注水管道海底管线维护区上，水深自中心二号平台向 CB25D 平台水深逐渐变深，整体地形平缓。中心二号平台和 CB25D 平台附近各存在比较明显的冲刷区域。中心二号井口附近最深水深为 13.7m，最大冲刷深度约为 1.0m；CB25D 平台附近最深水深为 0.7m，最大冲刷深度约为 14.0m，位于 CB25D 平台的北侧。

根据侧扫声纳和多波束扫测结果，中心二号-CB25D 井组注水管道路由区域海底地貌类型主要包括侵蚀凹地、平滑海底；其中在路由大部分区域为平滑海底地貌。

在中心二号和 CB25D 平台周围，由于平台的存在改变了其周围的水动力环境，在潮流和波浪的共同作用下，平台基座周围由于冲刷形成凹坑，凹坑内海底沉积物粒度较大，海底较为粗糙。

图 5.2-12 中心二号-CB25D 井组注水管道复测地貌图

5.2.3 工程所在海域的地形地貌冲淤演变评价

波浪作用是本区海岸及水下岸坡塑造的主要动力因素。据其冲刷速率、剖面坡度的塑造及季节性的变化可分为以下几个阶段：

(1) 快速冲刷阶段(1976~1986 年)

1976 年黄河改道以前，由于有大量的沉积物供应，河口地区的水下岸坡呈现向海淤进的形态。河道改道以后，沉积物的供应停止，原先的堆积剖面开始遭到破坏，大部分海区发生了冲蚀。冲刷作用最显著的部位是潮滩和水下三角洲前缘区，即从岸线到水深 15m 范围，其中尤以 7~8m 水深处为最。这一部位是本区波浪破碎带，处于最不稳定状态，蚀退作用也最强烈。以 15m 等深线为界，浅水区发生冲刷，深水区基本保持冲淤平衡或略淤，该期水下主体坡度后期减缓。平面上，老九井附近及飞雁滩以北的原河口区等由于地形向海凸进而遭受的冲刷较强；东部 CB20 附近海区为本阶段的侵蚀中心，最大侵蚀厚度达 7m；飞雁滩以北海区的侵蚀主要集中于岸线及水下岸坡的上段，岸线后退达 10km，但垂向上侵蚀厚度相对较小，而岸坡中下段由于得到来自上段的大量沉积物的补充成为整个埕岛海区本阶段侵蚀最小的地区。原河口间湾区由于岸线向陆凹，受到凸出海岸侵蚀的沉积物的补充，在这一阶段遭受的冲刷较轻，部分水下岸坡在初期还受到了淤积（图 5.2-13）。

图 5.2-13 1976 年~1986 年海底冲淤图

(2) 缓慢冲刷阶段(1986~1996 年)

经过先期的快速冲刷阶段以后，水下地形坡度迅速降低，尤其是沿海岸地带。尽管水动力仍以波浪为主，但传播到海岸附近的波浪能量已大为减小，使得剖面虽然以冲刷为主，但冲刷量已明显减少。靠近水下岸坡中段的顶部则成为该期波浪能量的主要削减带，使本阶段的侵蚀作用主要集中于此，结果使岸坡坡度进一步减小。平面上水下岸坡的冲淤基本呈与海岸平行的带状分布，以 15m 等深线为界，浅水区冲刷，最大侵蚀带位于 7~8m 等深线附近，并分别在 CB20 附近、CB11 附近、CB102 附近及 CB151 以北海区存在 4 个侵蚀中心。CB151 以北海区侵蚀中心的最大侵蚀厚度达 4m。本阶段水下岸坡坡度减缓明显，但长期冲刷规律控制的冲刷强度较前期明显减弱（图 5.2-14）。

图 5.2-14 1986 年~1996 年海底冲淤图

(3) 以冲刷为主的冲淤调整阶段(1996~2004 年)

剖面的调整趋势虽然向着水下岸坡坡度减小的方向发展,但水下地形坡度和波浪能量整体向岸衰减的速度之间已逐渐趋于平衡,风浪作用的季节性强弱变化开始成为干扰这一平衡的主要因素。净冲刷量明显小于由于季节变化造成的水下岸坡冲淤调整幅度。长期冲刷规律对本海区地形演变的控制减弱,季节变化成为海底冲淤调整的主要因素。这一阶段东部的冲刷略微明显,其中 CB151 以北海区为侵蚀中心,最大侵蚀厚度达 3m。西部的冲刷中心逐渐达到冲淤平衡状态(图 5.2-15)。

图 5.2-15 1996 年~2004 年海底冲淤图

比较 2004 年与 1976 年水深资料,本海区基本以 15m 等深线为界,深水区淤积,浅水区冲刷,其冲刷强度较大,淤积量相对较小。平面上存在两个冲刷中心,分别位于三角洲建造期的主要河口砂坝附近和后期河流入海口附近,侵蚀量分别为 8~9m。后期的冲刷中心移至 CB151 以北海域,可能与防浪堤的修建改变原来海洋动力场有关。

(4) 2004 年~2010 年

根据《埕岛油田中心三号平台地形测量及地质勘察成果报告》【2010 年 7 月,国家海洋局第一海洋研究所】分析成果:中心三号平台场区水深地形,整体上较为平坦,水深在 10.8m~14m 间变化。在井场勘察范围内,只有现有平台 CB26 东南 500m 以外区域水深在 11m 左右,其余主要场区水深均大于 11m,平均水深 11.67m。中心三号井场中心位置(CB26 平台北侧,中心位于 $X = 656739.5870$, $Y = 4236054.0817$)处有一处呈 NW-ES 向分布的冲刷凹坑,最大水深达 14m。该凹坑的出现是由于平台的存在改变了其周围的水动力条件,在潮流的作用下,形成平台周围的凹坑区。

5.3 海水水质现状调查及评价

5.3.1 调查概况

5.3.1.1 调查时间

2019 年 3 月:具体调查时间为 3 月 13-17 日。

2017 年 10 月:具体调查时间为 10 月 6-7 日。

5.3.1.2 调查站位布设

2019 年 3 月在工程区海域共布设 59 个调查站位，其中 59 个水质站位，47 个生物站位，及 3 个潮间带调查断面。在本工程部分平台及依托平台沿潮流方向布设 2 个加密站位，加密站位的布设原则为：在有生活污水排放的平台沿潮流方向 100m 范围内布设 2 个加密站位，在无生活污水排放的平台沿潮流方向 500m 范围内布设 2 个加密站位。调查站位坐标、调查项目见表 5.3-1，具体位置见图 5.3-1。

2017 年 10 月在工程区海域共布设 67 个调查站位，其中 67 个水质站位，29 个沉积物站位，38 个浮游植物和浮游动物站位，28 个底栖生物站位。选取 31 个评价范围内的有效站位进行评价。2017 年 10 月有效站位：1#、2#、3#、4#、6#、7#、8#、12#、13#、14#、16#、17#、18#、19#、20#、21#、22#、23#、24#、26#、27#、28#、29#、30#、31#、32#、35#、61#、62#、63#、64#共 31 个站位。其中水质站位 31 个，沉积物站位 15 个，生物生态站位 19 个，生物质量站位 12 个，渔业资源站位 20 个。调查站位坐标、调查项目见表 5.3-2，具体位置见图 5.3-1。

表 5.3-1 2019 年 3 月调查站位坐标

表 5.3-2 2017 年 10 月调查站位坐标（31 个有效站位）

图 5.3-1 (a) 2019 年 3 月调查站位布设示意图

图 5.3-1 (b) 2019 年 3 月调查站位布设示意图 (局部放大)

图 5.3-1 (c) 2017 年 10 月调查站位布设示意图

图 5.3-1 (d) 2017 年 10 月调查站位布设示意图 (局部放大)

5.3.1.3 调查因子

2019 年 3 月：

海水水质：水深、水温、盐度、pH 值、COD、DO、活性磷酸盐、氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、悬浮物、石油类、硫化物、总汞、铜、铅、镉、锌、铬、砷和挥发酚，其中石油类项目只调查表层。

海洋生态：叶绿素 a（并据此估算初级生产力）；浮游植物、浮游动物、底栖生物的种类组成、生物量及密度分布。

2017 年 10 月：

海水水质：水温（分层）、pH、溶解氧（DO）、盐度、化学耗氧量（COD_{Mn}）、总悬浮物（SS）、无机氮（以 N 计）、活性磷酸盐（以 P 计）、石油类、挥发酚、硫化物、总铬、总汞、砷、铜、铅、锌、镉、阴离子表面活性剂、多环芳烃。

沉积物：总汞、铜、铅、锌、镉、铬、砷、硫化物、有机碳、石油类、多环芳烃。

海洋生态：叶绿素 a、初级生产力、浮游植物、浮游动物（含鱼卵、仔鱼）、底栖生物的种类组成、个体数量、生物量及栖息密度、分布、多样性指数和均匀度等；潮间带的类型，断面设置，生物的种类组成、个体数量、生物量及栖息密度、分布、多样性指数和均匀度等。

本工程特征污染物为石油类。

5.3.1.4 调查方法

海水水质：根据现场水深决定采样层次，当水深<10m 时，只采取表层样；当 10m≤水深<25m 时，采表层和底层水样；当水深≥25m，采表层、10 米水深、底层水样。按照《近岸海域环境监测规范》、《海洋调查规范》和《海洋监测规范》的要求采集水样和进行样品分析。（2017 年 10 月并未根据水深进行采样。）

沉积物：沉积物调查站位布设与水质调查站位同步，采取表层样。按照《海洋调查规范》（GB12763-2007）和《海洋监测规范》（GB/T17378-2007）的要求采集样品和进行样品分析。

海洋生态：海洋生物调查站位与水质调查站位同步。按照《海洋调查规范》（GB12763-2007）和《海洋监测规范》（GB/T17378-2007）的要求采集样品和进行样品分析。

5.3.2 调查结果

2019 年 3 月海水水质调查结果见表 5.3-3 和 5.3-4, 2017 年 10 月海水水质调查结果见表 5.3-5 和 5.3-6。

表 5.3-3 2019 年 3 月水质实测结果统计表（表层）

表 5.3-4 2019 年 3 月水质实测结果统计表（底层）

表 5.3-5 2017 年 10 月水质实测结果统计表

5.3.3 水环境质量现状评价

5.3.3.1 评价因子筛选

水质评价因子为：选取 pH、DO、COD、石油类、活性磷酸盐、无机氮、挥发性酚、硫化物、铜、砷、铅、锌、镉、汞、总铬 15 项作为评价因子。

5.3.3.2 评价标准

根据《海水水质标准》(GB3097-1997)，根据《山东省渤海海洋生态红线区划定方案》(2013~2020 年)和《山东省海洋功能区划》(2011~2020 年)及《山东省近岸海域环境功能区划(2016~2020 年)》中对工程临近功能区水质保护目标从严要求，确定各调查水质、沉积物站位评价执行标准情况见表 5.3-6~表 5.3-8。

表 5.3-6 调查站位沉积物标准执行情况

2017 年 10 月秋季调查（沉积物）		
一类标准（7 个站位）	二类标准（5 个站位）	三类标准（3 个站位）
2#、6#、18#、19#、26#、27#、35#	7#、8#、28#、31#、32#	3#、17#、21#

表 5.3-7 调查站位水质（2019 年 3 月）标准执行情况

《山东省渤海海洋生态红线区划定方案》（2013~2020 年）		《山东省海洋功能区划》（2011~2020 年）		《山东省近岸海域环境功能区划（2016~2020 年）》		功能区包含监测站位	从严执行水质标准
功能区名称及代码	海水水质要求	功能区名称及代码	海水水质要求	功能区名称及代码	海水水质要求		
XZ2-2 东营利津底栖鱼类生态限制区	一类	A6-3 东营利津海洋保护区	二类	SD015A II 东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区	I	S16、S17	一类
JZ2-2 东营利津底栖鱼类生态禁止区	一类					S22	
JZ1-2 黄河故道北三角洲禁止区	一类	A6-4 黄河三角洲北部海洋保护区	一类	SD016A I 黄河三角洲国家级自然保护区	I	S29	
XZ5-2 黄河口半滑舌鳎渔业海域限制区	一类	A1-2 滨州-东营北农渔业区	二类	SD011B II 滨州-东营北农渔业区	II	S23	二类
-	-					S14、S15、S18、S20、S21、S24、S26、S27、S31、S33、S34、S36、S40、S42~S46、S49~S51、Z5、Z6、Z13~Z15	
-	-	A4-1 埕北矿产与能源区	四类	SD017DIV 埕北海域石油开采区	IV	S28、S32、S37~S39、Z1~Z4、Z7~Z12、Z16~Z19	四类
-	-	A2-2 东营港口航运区	三类	SD019DIV 东营港口航运区	IV	S52	三类
-	-	海洋功能区外	-	环境功能区外	-	S13、S19、S25、S30、S35、S41、S47、S48	一类

表 5.3-8 调查站位水质（2017 年 10 月）标准执行情况

《山东省渤海海洋生态红线区划定方案》（2013~2020 年）		《山东省海洋功能区划》（2011~2020 年）		《山东省近岸海域环境功能区划（2016~2020 年）》		功能区包含监测站位	从严执行水质标准
功能区名称及代码	海水水质要求	功能区名称及代码	海水水质要求	功能区名称及代码	海水水质要求		
XZ2-2 东营利津底栖鱼类生态限制区	一类	A6-3 东营利津海洋保护区	二类	SD015A II 东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区	I	18#	一类
JZ1-2 黄河故道北三角洲禁止区	一类	A6-4 黄河三角洲北部海洋保护区	一类	SD016A I 黄河三角洲国家级自然保护区	I	63#	
XZ1-2 黄河故道西三角洲限制区	一类					23#、61#、62#	
XZ1-3 黄河故道东三角洲限制区	一类					64#	
-	-	A1-2 滨州-东营北农渔业区	二类	SD011B II 滨州-东营北农渔业区	II	1#、2#、4#、6#、13#、14#、19#、20#、24#、26#、27#、35#	二类
-	-	A4-1 埕北矿产与能源区	四类	SD017DIV 埕北海洋石油开采区	IV	3#、16#、17#、21#、22#、	四类
-	-	A2-2 东营港口航运区	三类	SD019DIV 东营港口航运区	IV	29#、30#、31#、32#、7#、8#	三类
-	-	A3-4 东营港北部工业与城镇用海区	三类	SD018CIII 东营港工业与城镇建设区	III	28#	三类
-	-	海洋功能区外	-	环境功能区外	-	12#	一类

5.3.3.3 评价方法

水质参数评价方法采用标准指数法和超标统计法。

① 标准指数法

一般污染物：

$$I_i = C_i / S_i$$

式中： I_i —— i 项污染物的标准指数

C_i —— i 项污染物的实测浓度

S_i —— i 项污染物评价标准

DO：

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

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

式中： DO_f ——现场水温及氯度条件下，水样中氧的饱和浓度(mg/L)

$DO_f = 468 / (31.6 + T)$ ， T ——水温（℃）

DO_s ——溶解氧标准值

pH：

$$P_i = (7.0 - pH_i) / (7.0 - pH_x) \quad \text{当 } pH_i \leq 7.0$$

$$P_i = (pH_i - 7.0) / (pH_s - 7.0) \quad \text{当 } pH_i > 7.0$$

式中： P_i ——pH 的污染指数；

pH_i ——pH 的实测浓度值；

pH_x ——水质标准中 pH 值下限；

pH_s ——水质标准中 pH 值上限；

$$IpH_i = |C_i - 8.15| / (C_s - 8.15)$$

式中： IpH_i ——pH 值的标准指数

C_s ——pH 评价标准上限值

C_i ——pH 的实测值

② 超标统计法：统计超标样品的数量及超标率百分数。

5.3.3.4 评价结果

(1) 2019 年 3 月春季调查结果综合评价

根据《海水水质标准》进行评价：

根据《海水水质标准》，2019 年 3 月春季表层水质评价结果见表 5.3-9 和表 5.3-10，底层评价结果见表 5.3-11 和表 5.3-12；调查结果显示：

①按一类水质标准评价时，无机氮表层超标率为 92%，底层超标率为 91%，最大超标倍数表层 1.44 倍，底层 1.19 倍；按二类水质标准评价时表层超标率为 58%，底层超标率为 51%，最大超标倍数表层 0.62 倍，底层 0.46 倍；按三类标准评价时表层超标率为 10%，底层超标率为 2%，最大超标倍数表层 0.22 倍，底层 0.1 倍；所有站位均符合四类标准。

②按一类水质标准评价时，铅表层超标率为 100%、底层超标率均为 100%，最大超标倍数表层 1.42 倍，底层 1.56 倍；汞表层超标率为 86%，底层超标率为 89%，最大超标倍数表层 1.94 倍，底层 1.98 倍；按二类水质标准评价时以上均符合二类标准。

③其他调查因子 pH、COD、DO、磷酸盐、挥发性酚、硫化物、砷、铜、镉、总铬、锌在表、底层的调查中均符合一类水质标准。

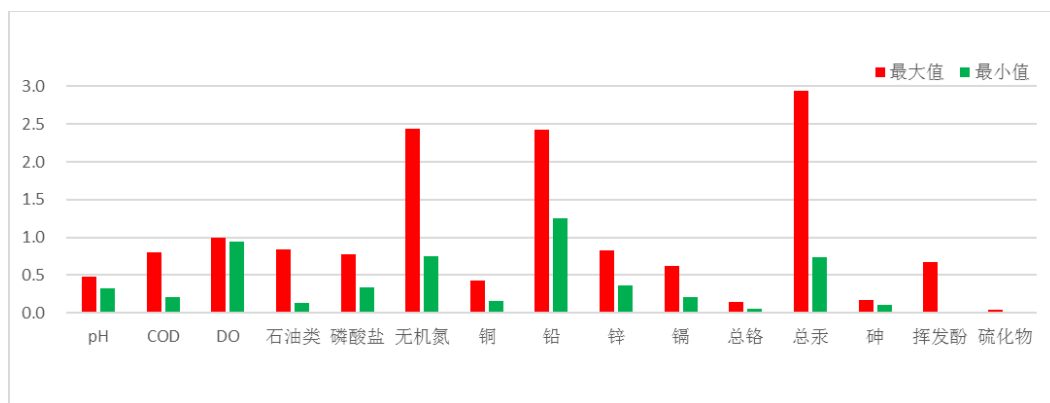


图 5.3-3 水质各项评价因子标准指数直方图（表层，一类）

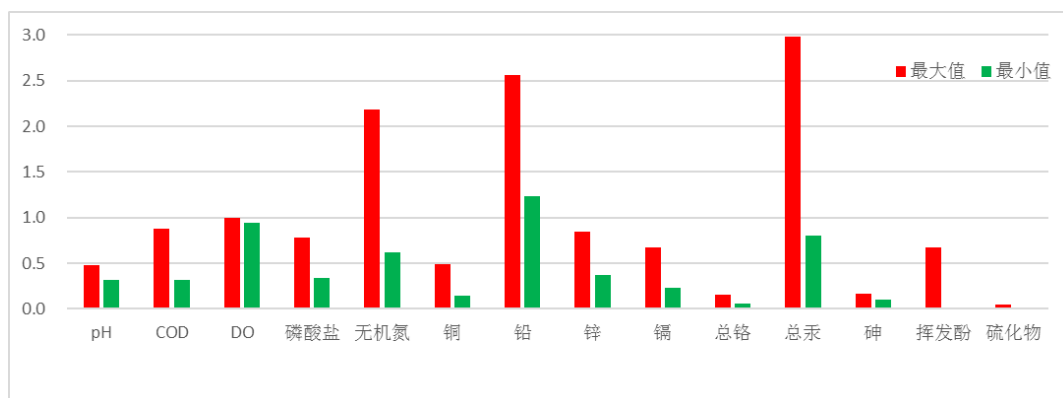


图 5.3-4 水质各项评价因子标准指数直方图（底层，一类）

根据《山东省渤海海洋生态红线区划定方案》和《山东省海洋功能区划》进行评价：

（表 5.3-11，5.3-13）

无机氮：一类水质目标区内表层有 38 个站位，底层有 26 个站位。表层有 36 个站位超出一类水质标准，超标率 95%，最大超标倍数 1.44 倍，底层有 25 个站位超出一类水质标准，超标率 96%，最大超标倍数 0.95 倍；二类水质目标区内无站位；三类水质目标区内无站位；四类水质目标区表层有 21 个站位，底层有 19 个站位，无超标站位。

铅：一类水质目标区内表层有 38 个站位，底层有 26 个站位。表层有 38 个站位超出一类水质标准，超标率 100%，最大超标倍数 1.42 倍，底层有 26 个站位超出一类水质标准，超标率 100%，最大超标倍数 1.56 倍；二类水质目标区内无站位；三类水质目标区内无站位；四类水质目标区表层有 21 个站位，底层有 19 个站位，无超标站位。

汞：一类水质目标区内表层有 38 个站位，底层有 26 个站位。表层有 32 个站位超出一类水质标准，超标率 84%，最大超标倍数 1.94 倍，底层有 22 个站位超出一类水质标准，超标率 85%，最大超标倍数 1.88 倍；二类水质目标区内无站位；三类水质目标区内无站位；四类水质目标区表层有 21 个站位，底层有 19 个站位，无超标站位。

其他评价因子均满足所在功能区评价标准。

(2) 2017 年 10 月秋季调查结果综合评价

根据《海水水质标准》进行评价：

根据《海水水质标准》，2017 年 10 月秋季水质评价结果见表 5.3-11 和表 5.3-12，调查结果显示：

①按一类水质标准评价时，无机氮超标率为 55%，最大超标倍数 1.2 倍；按二类水质标准评价时超标率为 16%，最大超标倍数 0.47 倍；按三类标准评价时超标率为 6%，最大超标倍数 0.1 倍；所有站位均符合四类标准。

②按一类水质标准评价时，铅超标率为 100%，最大超标倍数 3.01 倍；锌超标率为 100%，最大超标倍数 1.41 倍；按二类水质标准评价时以上均符合二类标准。

③按一类水质标准评价时，石油类超标率为 26%，最大超标倍数 0.32 倍；按二类水质标准评价时，石油类超标率为 26%，最大超标倍数 0.32 倍；按三类水质标准评价时符合三类标准。

④按一类水质标准评价时，pH 超标率为 87%，最大超标倍数 1.66 倍；按二类水质标准评价时，pH 超标率为 87%，最大超标倍数 1.66 倍；按三类水质标准评价时符合三类标准。

⑤其他调查因子 COD、DO、磷酸盐、挥发性酚、汞、砷、铜、镉、总铬、锌在调查中均符合一类水质标准。

根据《山东省渤海海洋生态红线区划定方案》和《山东省海洋功能区划》进行评价：

无机氮：一类水质目标区内有 17 个站位，有 7 个站位超出一类水质标准，超标率 41%，最大超标倍数 0.6 倍；二类水质目标区内有 2 个站位，全部满足二类水质标准；三类水质目标区有 7 个站位，其中 1 个站位超出三类水质标准，超标率 14%，最大超标倍数 0.08 倍；四类水质目标区有 5 个站位，无超标站位。

铅：一类水质目标区内有 17 个站位，有 17 个站位超出一类水质标准，超标率 100%，最大超标倍数 2.91 倍；二、三、四类水质目标区无超标站位。

锌：一类水质目标区内有 17 个站位，有 17 个站位超出一类水质标准，超标率 100%，最大超标倍数 1.41 倍；二、三、四类水质目标区无超标站位。

石油类：一类水质目标区内有 17 个站位，有 4 个站位超出一类水质标准，超标率 24%，最大超标倍数 0.22 倍；二类水质目标区内有 2 个站位，其中 1 个站位超出二类水质标准，超标率 50%，最大超标倍数 0.16 倍；三、四类水质目标区无超标站位。

pH：一类水质目标区内有 17 个站位，有 14 个站位超出一类水质标准，超标率 82%，最大超标倍数 1.66 倍；二类水质目标区内有 2 个站位，其中 2 个站位超出二类水质标准，超标率 100%，最大超标倍数 0.97 倍；三、四类水质目标区无超标站位。

其他评价因子均满足所在功能区评价标准。

表 5.3-9 2019 年 3 月水质各污染因子标准指数表（表层，一类）

项目	pH	COD	DO	石油类	磷酸盐	无机氮	铜	铅	锌	镉	总铬	总汞	砷	挥发酚	硫化物
s13	0.40	0.61	0.99	0.60	0.69	1.81	0.22	1.62	0.58	0.53	0.09	0.90	0.13	0.35	0.02
s14	0.31	0.67	0.99	0.75	0.69	1.36	0.24	1.88	0.62	0.62	0.11	2.92	0.11	0.33	0.02
s15	0.31	0.61	0.99	0.50	0.78	1.53	0.21	1.55	0.68	0.43	0.09	1.82	0.12	0.42	0.03
s16	0.31	0.55	0.99	0.59	0.51	1.98	0.37	1.28	0.48	0.62	0.11	1.02	0.17	0.37	0.03
s17	0.34	0.29	0.99	0.35	0.43	1.38	0.31	1.35	0.51	0.39	0.10	2.30	0.15	0.59	0.03
s18	0.40	0.45	0.99	0.39	0.43	1.83	0.26	1.86	0.62	0.55	0.08	1.74	0.11	0.37	0.03
s19	0.40	0.53	0.99	0.50	0.51	1.78	0.20	1.95	0.73	0.56	0.09	2.94	0.16	0.57	0.02
s20	0.43	0.59	0.99	0.36	0.51	1.83	0.18	2.04	0.64	0.55	0.08	2.06	0.11	0.42	0.03
s21	0.43	0.45	0.99	0.49	0.51	1.42	0.22	1.57	0.47	0.52	0.08	1.76	0.15	0.35	0.03
s22	0.46	0.33	0.99	0.62	0.34	0.95	0.35	2.14	0.63	0.43	0.14	2.40	0.13	0.29	0.04
s23	0.46	0.51	0.99	0.46	0.69	1.18	0.27	1.85	0.71	0.40	0.15	0.94	0.11	0.59	0.03
s24	0.49	0.55	0.99	0.54	0.43	1.73	0.25	1.35	0.76	0.58	0.11	2.50	0.14	0.29	0.03
s25	0.49	0.53	0.98	0.57	0.51	1.04	0.23	1.85	0.54	0.43	0.09	2.38	0.12	0.54	0.03
s26	0.49	0.65	0.95	0.39	0.69	0.75	0.20	2.42	0.36	0.43	0.09	2.18	0.14	0.31	0.03
s27	0.49	0.51	0.95	0.44	0.34	2.01	0.18	1.68	0.44	0.38	0.10	1.98	0.15	0.29	0.03
s28	0.49	0.22	0.95	0.58	0.69	1.49	0.22	1.25	0.64	0.57	0.09	0.82	0.16	0.61	0.04
s29	0.49	0.49	0.95	0.54	0.78	1.50	0.28	2.14	0.72	0.47	0.08	2.82	0.12	0.25	0.04
s30	0.49	0.71	0.95	0.41	0.43	1.73	0.23	1.63	0.59	0.36	0.06	2.54	0.11	0.67	0.04
s31	0.49	0.57	0.95	0.37	0.69	1.31	0.15	2.18	0.43	0.32	0.09	0.96	0.15	0.65	0.02
s32	0.49	0.57	0.95	0.47	0.60	0.99	0.25	1.96	0.46	0.41	0.08	2.50	0.14	0.29	0.03
s33	0.46	0.29	0.95	0.44	0.78	1.13	0.31	1.66	0.52	0.38	0.11	2.42	0.13	0.67	0.04
s34	0.46	0.57	0.95	0.74	0.60	1.69	0.25	2.22	0.78	0.53	0.07	1.46	0.16	0.42	0.02
s35	0.46	0.63	0.95	0.37	0.78	1.53	0.19	1.75	0.64	0.38	0.14	1.34	0.16	0.25	0.04
s36	0.46	0.51	0.98	0.32	0.69	1.77	0.25	1.33	0.63	0.38	0.11	2.00	0.10	0.48	0.02

埕岛油田 76 座平台及配套工程环境影响报告书

s37	0.46	0.55	0.99	0.59	0.78	1.70	0.32	1.38	0.83	0.38	0.13	2.86	0.15	0.23	0.03
s38	0.34	0.55	0.99	0.56	0.78	1.97	0.36	1.62	0.66	0.32	0.09	2.20	0.12	0.33	0.03
s39	0.31	0.81	0.98	0.42	0.43	1.72	0.19	1.95	0.57	0.35	0.12	2.08	0.12	0.35	0.01
s40	0.31	0.41	0.98	0.44	0.51	2.20	0.22	1.92	0.66	0.55	0.13	1.10	0.16	0.37	0.01
s41	0.31	0.49	0.99	0.15	0.69	1.49	0.30	2.03	0.76	0.45	0.13	0.74	0.11	0.25	0.01
s42	0.40	0.53	0.98	0.77	0.69	1.47	0.27	1.79	0.65	0.29	0.08	0.90	0.13	0.25	0.03
s43	0.40	0.53	0.99	0.73	0.69	1.49	0.26	1.52	0.60	0.32	0.10	2.00	0.14	0.25	0.01
s44	0.43	0.65	0.99	0.52	0.78	1.41	0.27	1.82	0.69	0.22	0.07	2.74	0.17	0.42	ND
s45	0.43	0.57	0.99	0.40	0.78	1.97	0.24	2.15	0.76	0.32	0.11	2.22	0.13	0.46	0.01
s46	0.46	0.57	0.99	0.40	0.78	2.19	0.32	1.65	0.52	0.28	0.11	1.42	0.12	0.31	ND
s47	0.46	0.47	1.00	0.15	0.51	1.58	0.26	1.28	0.48	0.22	0.11	1.58	0.11	0.25	ND
s48	0.46	0.39	0.99	0.14	0.51	1.57	0.37	1.75	0.62	0.23	0.09	1.12	0.11	0.54	ND
s49	0.46	0.39	0.98	0.34	0.78	1.74	0.33	1.88	0.60	0.36	0.11	1.72	0.11	0.33	0.05
s50	0.46	0.53	0.99	0.39	0.43	1.89	0.37	1.95	0.81	0.29	0.09	0.98	0.14	0.40	ND
s51	0.46	0.59	0.98	0.37	0.51	1.70	0.35	2.07	0.74	0.24	0.13	1.96	0.15	0.46	ND
s52	0.46	0.57	0.98	0.40	0.51	1.37	0.30	1.55	0.77	0.34	0.10	1.04	0.16	0.46	ND
z1	0.46	0.51	0.98	0.33	0.51	1.41	0.26	1.66	0.58	0.35	0.08	2.42	0.13	0.23	ND
z2	0.46	0.41	0.98	0.39	0.69	1.60	0.40	1.49	0.64	0.29	0.11	1.86	0.14	0.31	0.02
z3	0.43	0.43	0.98	0.24	0.34	1.56	0.37	1.52	0.64	0.27	0.10	1.58	0.15	0.31	0.01
z4	0.46	0.49	0.98	0.85	0.43	1.40	0.26	1.27	0.55	0.32	0.14	1.94	0.14	0.52	ND
z5	0.43	0.29	0.99	0.42	0.78	2.44	0.27	1.67	0.68	0.53	0.13	2.82	0.14	0.56	0.01
z6	0.46	0.45	0.97	0.44	0.69	2.13	0.35	1.55	0.58	0.39	0.07	2.82	0.11	0.61	ND
z7	0.43	0.35	0.97	0.55	0.60	0.95	0.29	1.73	0.74	0.42	0.09	0.96	0.13	0.42	ND
z8	0.43	0.37	0.97	0.58	0.34	1.78	0.33	1.68	0.59	0.36	0.10	1.14	0.10	0.61	0.01
z9	0.43	0.59	0.95	0.32	0.69	0.95	0.36	1.37	0.47	0.41	0.12	1.88	0.11	0.40	0.01
z10	0.43	0.57	0.94	0.29	0.78	2.01	0.43	2.05	0.46	0.38	0.12	1.48	0.14	0.42	0.01

z11	0.40	0.55	0.95	0.38	0.43	1.01	0.39	2.18	0.66	0.41	0.07	1.26	0.11	0.59	ND
z12	0.40	0.53	0.95	0.55	0.78	1.41	0.27	1.86	0.61	0.38	0.10	1.12	0.16	0.27	ND
z13	0.40	0.53	0.94	0.74	0.34	1.87	0.28	1.75	0.64	0.38	0.11	1.10	0.12	ND	ND
z14	0.43	0.49	0.94	0.77	0.69	1.62	0.40	1.38	0.64	0.26	0.08	2.32	0.16	0.27	ND
z15	0.40	0.59	0.94	0.65	0.69	1.83	0.38	1.64	0.60	0.51	0.07	1.66	0.10	0.40	0.01
z16	0.43	0.51	0.94	0.27	0.69	1.60	0.33	1.72	0.53	0.34	0.09	2.18	0.12	0.27	ND
z17	0.40	0.49	0.95	0.25	0.34	1.29	0.29	1.34	0.54	0.41	0.13	1.04	0.12	0.37	ND
z18	0.40	0.59	0.98	0.28	0.51	2.00	0.27	1.66	0.47	0.29	0.09	2.38	0.12	0.40	ND
z19	0.40	0.61	0.99	0.29	0.34	1.44	0.32	1.66	0.67	0.39	0.13	2.74	0.13	0.42	ND
最大值	0.49	0.81	1.00	0.85	0.78	2.44	0.43	2.42	0.83	0.62	0.15	2.94	0.17	0.67	0.05
最小值	0.31	0.22	0.94	0.14	0.34	0.75	0.15	1.25	0.36	0.22	0.06	0.74	0.10	ND	ND
超标率	0%	0%	0%	0%	0%	92%	0%	100%	0%	0%	0%	86%	0%	0%	0%

表 5.3-10 2019 年 3 月水质各污染因子标准指数表（底层，一类）

项目	pH	COD	DO	磷酸盐	无机氮	铜	铅	锌	镉	总铬	汞	砷	挥发酚	硫化物
s13	0.40	0.71	0.99	0.78	1.69	0.25	2.56	0.53	0.58	0.07	1.30	0.13	0.23	0.03
s14	0.31	0.69	0.99	0.43	1.39	0.18	1.35	0.51	0.34	0.06	2.68	0.17	0.54	0.03
s15	0.31	0.61	0.99	0.43	1.79	0.27	1.65	0.43	0.41	0.06	2.88	0.11	0.29	0.03
s19	0.43	0.43	0.99	0.60	1.92	0.27	2.35	0.76	0.50	0.07	2.84	0.12	0.35	0.04
s20	0.43	0.45	0.99	0.78	1.72	0.15	1.67	0.67	0.38	0.10	1.42	0.11	0.40	0.03
s21	0.46	0.47	0.99	0.51	1.54	0.34	1.23	0.49	0.67	0.09	2.46	0.13	0.44	0.05
s25	0.49	0.55	0.98	0.43	1.35	0.22	1.67	0.66	0.45	0.08	2.88	0.15	0.37	0.03
s26	0.49	0.61	0.95	0.51	1.90	0.19	1.37	0.57	0.41	0.10	1.48	0.10	0.42	0.03
s27	0.49	0.47	0.95	0.34	1.54	0.15	1.55	0.58	0.52	0.13	1.20	0.13	0.37	0.04
s30	0.49	0.88	0.94	0.43	1.35	0.18	1.35	0.48	0.31	0.11	0.80	0.12	0.37	0.03
s31	0.49	0.57	0.95	0.51	0.62	0.27	2.05	0.37	0.43	0.09	1.20	0.11	0.54	0.04

s32	0.46	0.55	0.95	0.60	0.78	0.36	1.85	0.58	0.42	0.11	1.98	0.11	0.35	0.03
s33	0.46	0.41	0.95	0.69	0.96	0.27	1.75	0.61	0.63	0.06	2.32	0.14	0.40	0.04
s34	0.46	0.55	0.95	0.69	2.19	0.18	2.06	0.67	0.52	0.11	1.46	0.17	0.44	0.02
s35	0.46	0.47	0.97	0.60	1.11	0.23	1.67	0.81	0.44	0.11	2.46	0.16	0.25	0.04
s36	0.46	0.47	0.99	0.43	1.53	0.27	1.58	0.74	0.46	0.15	2.04	0.12	0.31	0.02
s37	0.46	0.43	0.99	0.43	1.98	0.29	1.82	0.69	0.43	0.12	1.80	0.14	0.40	ND
s38	0.31	0.57	0.98	0.78	1.64	0.16	1.34	0.63	0.50	0.13	1.44	0.15	0.50	ND
s41	0.34	0.53	0.98	0.78	1.43	0.25	1.88	0.73	0.38	0.12	1.80	0.13	0.61	ND
s42	0.40	0.49	0.99	0.78	1.47	0.22	1.67	0.63	0.33	0.13	1.58	0.16	0.25	0.01
s43	0.43	0.53	0.99	0.43	1.46	0.35	1.38	0.85	0.43	0.09	0.84	0.10	0.50	0.01
s44	0.43	0.57	0.99	0.69	1.28	0.35	1.37	0.73	0.27	0.09	2.08	0.13	0.37	ND
s45	0.43	0.65	0.99	0.43	1.38	0.31	2.37	0.64	0.49	0.09	2.06	0.16	0.46	0.03
s47	0.46	0.53	1.00	0.78	1.12	0.49	1.37	0.47	0.24	0.12	1.00	0.10	0.46	ND
s48	0.46	0.45	0.99	0.69	1.71	0.25	1.62	0.69	0.35	0.14	1.94	0.11	0.40	ND
s49	0.46	0.33	0.99	0.43	1.13	0.40	1.37	0.76	0.23	0.12	2.08	0.16	0.50	ND
s50	0.46	0.59	0.98	0.69	1.83	0.28	1.64	0.72	0.27	0.14	1.28	0.14	0.61	ND
s51	0.46	0.57	0.99	0.60	1.78	0.34	1.63	0.62	0.38	0.11	0.82	0.12	ND	ND
s52	0.46	0.45	0.98	0.34	1.69	0.31	1.27	0.64	0.26	0.09	1.20	0.10	0.37	ND
z1	0.46	0.35	0.98	0.34	0.98	0.29	1.86	0.53	0.31	0.10	2.98	0.13	0.52	ND
z2	0.43	0.47	0.98	0.69	1.75	0.45	1.32	0.58	0.37	0.09	0.80	0.10	0.33	ND
z3	0.43	0.53	0.98	0.78	1.77	0.27	1.86	0.66	0.29	0.16	2.26	0.15	0.63	0.01
z4	0.43	0.45	0.98	0.60	1.30	0.39	1.38	0.60	0.33	0.13	2.44	0.11	0.42	0.01
z5	0.43	0.31	0.98	0.51	1.58	0.32	2.18	0.76	0.43	0.11	2.38	0.11	0.23	ND
z6	0.46	0.47	0.97	0.43	1.95	0.27	1.66	0.72	0.36	0.09	1.40	0.12	0.23	ND
z7	0.43	0.39	0.98	0.34	1.50	0.26	1.52	0.63	0.40	0.11	1.88	0.12	0.67	ND
z8	0.43	0.45	0.98	0.78	1.76	0.31	1.48	0.55	0.36	0.13	2.70	0.10	0.29	ND

z9	0.43	0.57	0.94	0.43	1.12	0.32	1.73	0.43	0.34	0.11	1.34	0.13	0.50	ND
z10	0.40	0.61	0.94	0.43	1.17	0.46	2.31	0.51	0.36	0.15	2.00	0.11	0.46	0.01
z11	0.40	0.53	0.95	0.43	1.34	0.37	2.04	0.72	0.38	0.10	2.56	0.14	0.56	ND
z12	0.40	0.55	0.95	0.69	1.33	0.25	1.53	0.59	0.41	0.09	2.52	0.16	0.33	ND
z16	0.40	0.53	0.94	0.34	1.63	0.27	1.62	0.77	0.29	0.11	2.52	0.10	ND	ND
z17	0.40	0.55	0.97	0.60	1.38	0.37	1.88	0.43	0.34	0.14	1.40	0.16	0.31	ND
z18	0.40	0.65	0.97	0.78	1.97	0.25	1.37	0.63	0.38	0.12	2.50	0.15	0.59	ND
z19	0.40	0.63	1.00	0.78	1.80	0.38	1.82	0.51	0.33	0.10	2.30	0.13	0.40	ND
最大值	0.49	0.88	1.00	0.78	2.19	0.49	2.56	0.85	0.67	0.16	2.98	0.17	0.67	0.05
最小值	0.31	0.31	0.94	0.34	0.62	0.15	1.23	0.37	0.23	0.06	0.80	0.10	ND	ND
超标率	0%	0%	0%	0%	91%	0%	100%	0%	0%	0%	89%	0%	0%	0%

表 5.3-11 2019 年 3 月水质各污染因子标准指数表（表层，海洋功能区划与红线区）

项目	pH	COD	DO	石油类	磷酸盐	无机氮	铜	铅	锌	镉	总铬	总汞	砷	挥发酚	硫化物
s13	0.40	0.61	0.99	0.60	0.69	1.81	0.22	1.62	0.58	0.53	0.09	0.90	0.13	0.35	0.02
s14	0.31	0.67	0.99	0.75	0.69	1.36	0.24	1.88	0.62	0.62	0.11	2.92	0.11	0.33	0.02
s15	0.31	0.61	0.99	0.50	0.78	1.53	0.21	1.55	0.68	0.43	0.09	1.82	0.12	0.42	0.03
s16	0.31	0.55	0.99	0.59	0.51	1.98	0.37	1.28	0.48	0.62	0.11	1.02	0.17	0.37	0.03
s17	0.34	0.29	0.99	0.35	0.43	1.38	0.31	1.35	0.51	0.39	0.10	2.30	0.15	0.59	0.03
s18	0.40	0.45	0.99	0.39	0.43	1.83	0.26	1.86	0.62	0.55	0.08	1.74	0.11	0.37	0.03
s19	0.40	0.53	0.99	0.50	0.51	1.78	0.20	1.95	0.73	0.56	0.09	2.94	0.16	0.57	0.02
s20	0.43	0.59	0.99	0.36	0.51	1.83	0.18	2.04	0.64	0.55	0.08	2.06	0.11	0.42	0.03
s21	0.43	0.45	0.99	0.49	0.51	1.42	0.22	1.57	0.47	0.52	0.08	1.76	0.15	0.35	0.03
s22	0.46	0.33	0.99	0.62	0.34	0.95	0.35	2.14	0.63	0.43	0.14	2.40	0.13	0.29	0.04
s23	0.46	0.51	0.99	0.46	0.69	1.18	0.27	1.85	0.71	0.40	0.15	0.94	0.11	0.59	0.03
s24	0.49	0.55	0.99	0.54	0.43	1.73	0.25	1.35	0.76	0.58	0.11	2.50	0.14	0.29	0.03
s25	0.49	0.53	0.98	0.57	0.51	1.04	0.23	1.85	0.54	0.43	0.09	2.38	0.12	0.54	0.03
s26	0.49	0.65	0.95	0.39	0.69	0.75	0.20	2.42	0.36	0.43	0.09	2.18	0.14	0.31	0.03
s27	0.49	0.51	0.95	0.44	0.34	2.01	0.18	1.68	0.44	0.38	0.10	1.98	0.15	0.29	0.03

埕岛油田 76 座平台及配套工程环境影响报告书

s28	0.18	0.09	0.69	0.10	0.23	0.60	0.02	0.03	0.03	0.06	0.01	0.08	0.06	0.06	0.00
s29	0.49	0.49	0.95	0.54	0.78	1.50	0.28	2.14	0.72	0.47	0.08	2.82	0.12	0.25	0.04
s30	0.49	0.71	0.95	0.41	0.43	1.73	0.23	1.63	0.59	0.36	0.06	2.54	0.11	0.67	0.04
s31	0.49	0.57	0.95	0.37	0.69	1.31	0.15	2.18	0.43	0.32	0.09	0.96	0.15	0.65	0.02
s32	0.18	0.23	0.69	0.08	0.20	0.40	0.03	0.04	0.02	0.04	0.01	0.25	0.05	0.03	0.00
s33	0.19	0.12	0.69	0.07	0.26	0.45	0.03	0.03	0.02	0.04	0.01	0.24	0.05	0.07	0.00
s34	0.19	0.23	0.69	0.12	0.20	0.67	0.03	0.04	0.03	0.05	0.01	0.15	0.06	0.04	0.00
s35	0.46	0.63	0.95	0.37	0.78	1.53	0.19	1.75	0.64	0.38	0.14	1.34	0.16	0.25	0.04
s36	0.46	0.51	0.98	0.32	0.69	1.77	0.25	1.33	0.63	0.38	0.11	2.00	0.10	0.48	0.02
s37	0.19	0.22	0.72	0.10	0.26	0.68	0.03	0.03	0.03	0.04	0.01	0.29	0.06	0.02	0.00
s38	0.23	0.22	0.72	0.09	0.26	0.79	0.04	0.03	0.03	0.03	0.01	0.22	0.05	0.03	0.00
s39	0.24	0.32	0.71	0.07	0.14	0.69	0.02	0.04	0.02	0.03	0.01	0.21	0.05	0.04	0.00
s40	0.31	0.41	0.98	0.44	0.51	2.20	0.22	1.92	0.66	0.55	0.13	1.10	0.16	0.37	0.01
s41	0.31	0.49	0.99	0.15	0.69	1.49	0.30	2.03	0.76	0.45	0.13	0.74	0.11	0.25	0.01
s42	0.40	0.53	0.98	0.77	0.69	1.47	0.27	1.79	0.65	0.29	0.08	0.90	0.13	0.25	0.03
s43	0.40	0.53	0.99	0.73	0.69	1.49	0.26	1.52	0.60	0.32	0.10	2.00	0.14	0.25	0.01
s44	0.43	0.65	0.99	0.52	0.78	1.41	0.27	1.82	0.69	0.22	0.07	2.74	0.17	0.42	ND
s45	0.43	0.57	0.99	0.40	0.78	1.97	0.24	2.15	0.76	0.32	0.11	2.22	0.13	0.46	0.01
s46	0.46	0.57	0.99	0.40	0.78	2.19	0.32	1.65	0.52	0.28	0.11	1.42	0.12	0.31	ND
s47	0.46	0.47	1.00	0.15	0.51	1.58	0.26	1.28	0.48	0.22	0.11	1.58	0.11	0.25	ND
s48	0.46	0.39	0.99	0.14	0.51	1.57	0.37	1.75	0.62	0.23	0.09	1.12	0.11	0.54	ND
s49	0.46	0.39	0.98	0.34	0.78	1.74	0.33	1.88	0.60	0.36	0.11	1.72	0.11	0.33	0.05
s50	0.46	0.53	0.99	0.39	0.43	1.89	0.37	1.95	0.81	0.29	0.09	0.98	0.14	0.40	ND
s51	0.46	0.59	0.98	0.37	0.51	1.70	0.35	2.07	0.74	0.24	0.13	1.96	0.15	0.46	ND
s52	0.46	0.57	0.98	0.40	0.51	1.37	0.30	1.55	0.77	0.34	0.10	1.04	0.16	0.46	ND
z1	0.19	0.20	0.72	0.06	0.17	0.56	0.03	0.03	0.02	0.03	0.01	0.24	0.05	0.02	ND
z2	0.19	0.16	0.72	0.07	0.23	0.64	0.04	0.03	0.03	0.03	0.01	0.19	0.06	0.03	0.00
z3	0.20	0.17	0.72	0.04	0.11	0.62	0.04	0.03	0.03	0.03	0.01	0.16	0.06	0.03	0.00
z4	0.19	0.20	0.72	0.14	0.14	0.56	0.03	0.03	0.02	0.03	0.01	0.19	0.06	0.05	ND

z5	0.43	0.29	0.99	0.42	0.78	2.44	0.27	1.67	0.68	0.53	0.13	2.82	0.14	0.56	0.01
z6	0.46	0.45	0.97	0.44	0.69	2.13	0.35	1.55	0.58	0.39	0.07	2.82	0.11	0.61	ND
z7	0.20	0.14	0.71	0.09	0.20	0.38	0.03	0.03	0.03	0.04	0.01	0.10	0.05	0.04	ND
z8	0.20	0.15	0.71	0.10	0.11	0.71	0.03	0.03	0.02	0.04	0.01	0.11	0.04	0.06	0.00
z9	0.20	0.24	0.69	0.05	0.23	0.38	0.04	0.03	0.02	0.04	0.01	0.19	0.05	0.04	0.00
z10	0.20	0.23	0.69	0.05	0.26	0.80	0.04	0.04	0.02	0.04	0.01	0.15	0.05	0.04	0.00
z11	0.21	0.22	0.69	0.06	0.14	0.40	0.04	0.04	0.03	0.04	0.01	0.13	0.04	0.06	ND
z12	0.21	0.21	0.69	0.09	0.26	0.56	0.03	0.04	0.02	0.04	0.01	0.11	0.07	0.03	ND
z13	0.40	0.53	0.94	0.74	0.34	1.87	0.28	1.75	0.64	0.38	0.11	1.10	0.12	ND	ND
z14	0.43	0.49	0.94	0.77	0.69	1.62	0.40	1.38	0.64	0.26	0.08	2.32	0.16	0.27	ND
z15	0.40	0.59	0.94	0.65	0.69	1.83	0.38	1.64	0.60	0.51	0.07	1.66	0.10	0.40	0.01
z16	0.20	0.20	0.69	0.05	0.23	0.64	0.03	0.03	0.02	0.03	0.01	0.22	0.05	0.03	ND
z17	0.21	0.20	0.69	0.04	0.11	0.51	0.03	0.03	0.02	0.04	0.01	0.10	0.05	0.04	ND
z18	0.21	0.24	0.71	0.05	0.17	0.80	0.03	0.03	0.02	0.03	0.01	0.24	0.05	0.04	ND
z19	0.21	0.24	0.72	0.05	0.11	0.57	0.03	0.03	0.03	0.04	0.01	0.27	0.05	0.04	ND
最大值	0.49	0.71	1.00	0.77	0.78	2.44	0.40	2.42	0.81	0.62	0.15	2.94	0.17	0.67	0.05
最小值	0.18	0.09	0.69	0.04	0.11	0.38	0.02	0.03	0.02	0.03	0.01	0.08	0.04	ND	ND
超标率	0%	0%	0%	0%	0%	61%	0%	61%	0%	0%	0%	51%	0%	0%	0%

表 5.3-12 2019 年 3 月水质各污染因子标准指数表（底层，海洋功能区划与红线区）

项目	pH	COD	DO	磷酸盐	无机氮	铜	铅	锌	镉	总铬	汞	砷	挥发酚	硫化物
s13	0.40	0.71	0.99	0.78	1.69	0.25	2.56	0.53	0.58	0.07	1.30	0.13	0.23	0.03
s14	0.31	0.69	0.99	0.43	1.39	0.18	1.35	0.51	0.34	0.06	2.68	0.17	0.54	0.03
s15	0.31	0.61	0.99	0.43	1.79	0.27	1.65	0.43	0.41	0.06	2.88	0.11	0.29	0.03
s19	0.43	0.43	0.99	0.60	1.92	0.27	2.35	0.76	0.50	0.07	2.84	0.12	0.35	0.04
s20	0.43	0.45	0.99	0.78	1.72	0.15	1.67	0.67	0.38	0.10	1.42	0.11	0.40	0.03
s21	0.46	0.47	0.99	0.51	1.54	0.34	1.23	0.49	0.67	0.09	2.46	0.13	0.44	0.05
s25	0.49	0.55	0.98	0.43	1.35	0.22	1.67	0.66	0.45	0.08	2.88	0.15	0.37	0.03

s26	0.49	0.61	0.95	0.51	1.90	0.19	1.37	0.57	0.41	0.10	1.48	0.10	0.42	0.03
s27	0.49	0.47	0.95	0.34	1.54	0.15	1.55	0.58	0.52	0.13	1.20	0.13	0.37	0.04
s30	0.49	0.88	0.94	0.43	1.35	0.18	1.35	0.48	0.31	0.11	0.80	0.12	0.37	0.03
s31	0.49	0.57	0.95	0.51	0.62	0.27	2.05	0.37	0.43	0.09	1.20	0.11	0.54	0.04
s32	0.19	0.22	0.69	0.20	0.31	0.04	0.04	0.02	0.04	0.01	0.20	0.04	0.04	0.00
s33	0.19	0.16	0.69	0.23	0.38	0.03	0.04	0.02	0.06	0.01	0.23	0.05	0.04	0.00
s34	0.19	0.22	0.69	0.23	0.88	0.02	0.04	0.03	0.05	0.01	0.15	0.07	0.04	0.00
s35	0.46	0.47	0.97	0.60	1.11	0.23	1.67	0.81	0.44	0.11	2.46	0.16	0.25	0.04
s36	0.46	0.47	0.99	0.43	1.53	0.27	1.58	0.74	0.46	0.15	2.04	0.12	0.31	0.02
s37	0.19	0.17	0.72	0.14	0.79	0.03	0.04	0.03	0.04	0.01	0.18	0.06	0.04	ND
s38	0.24	0.23	0.72	0.26	0.65	0.02	0.03	0.03	0.05	0.01	0.14	0.06	0.05	ND
s41	0.34	0.53	0.98	0.78	1.43	0.25	1.88	0.73	0.38	0.12	1.80	0.13	0.61	ND
s42	0.40	0.49	0.99	0.78	1.47	0.22	1.67	0.63	0.33	0.13	1.58	0.16	0.25	0.01
s43	0.43	0.53	0.99	0.43	1.46	0.35	1.38	0.85	0.43	0.09	0.84	0.10	0.50	0.01
s44	0.43	0.57	0.99	0.69	1.28	0.35	1.37	0.73	0.27	0.09	2.08	0.13	0.37	ND
s45	0.43	0.65	0.99	0.43	1.38	0.31	2.37	0.64	0.49	0.09	2.06	0.16	0.46	0.03
s47	0.46	0.53	1.00	0.78	1.12	0.49	1.37	0.47	0.24	0.12	1.00	0.10	0.46	ND
s48	0.46	0.45	0.99	0.69	1.71	0.25	1.62	0.69	0.35	0.14	1.94	0.11	0.40	ND
s49	0.46	0.33	0.99	0.43	1.13	0.40	1.37	0.76	0.23	0.12	2.08	0.16	0.50	ND
s50	0.46	0.59	0.98	0.69	1.83	0.28	1.64	0.72	0.27	0.14	1.28	0.14	0.61	ND
s51	0.46	0.57	0.99	0.60	1.78	0.34	1.63	0.62	0.38	0.11	0.82	0.12	ND	ND
s52	0.46	0.45	0.98	0.34	1.69	0.31	1.27	0.64	0.26	0.09	1.20	0.10	0.37	ND
z1	0.19	0.14	0.71	0.11	0.39	0.03	0.04	0.02	0.03	0.01	0.30	0.05	0.05	ND
z2	0.20	0.19	0.72	0.23	0.70	0.04	0.03	0.02	0.04	0.01	0.08	0.04	0.03	ND
z3	0.20	0.21	0.72	0.26	0.71	0.03	0.04	0.03	0.03	0.02	0.23	0.06	0.06	0.00
z4	0.20	0.18	0.72	0.20	0.52	0.04	0.03	0.02	0.03	0.01	0.24	0.04	0.04	0.00
z5	0.43	0.31	0.98	0.51	1.58	0.32	2.18	0.76	0.43	0.11	2.38	0.11	0.23	ND
z6	0.46	0.47	0.97	0.43	1.95	0.27	1.66	0.72	0.36	0.09	1.40	0.12	0.23	ND
z7	0.20	0.16	0.71	0.11	0.60	0.03	0.03	0.03	0.04	0.01	0.19	0.05	0.07	ND

z8	0.20	0.18	0.71	0.26	0.70	0.03	0.03	0.02	0.04	0.01	0.27	0.04	0.03	ND
z9	0.20	0.23	0.69	0.14	0.45	0.03	0.03	0.02	0.03	0.01	0.13	0.05	0.05	ND
z10	0.21	0.24	0.69	0.14	0.47	0.05	0.05	0.02	0.04	0.01	0.20	0.04	0.05	0.00
z11	0.21	0.21	0.69	0.14	0.53	0.04	0.04	0.03	0.04	0.01	0.26	0.06	0.06	ND
z12	0.21	0.22	0.69	0.23	0.53	0.02	0.03	0.02	0.04	0.01	0.25	0.06	0.03	ND
z16	0.21	0.21	0.68	0.11	0.65	0.03	0.03	0.03	0.03	0.01	0.25	0.04	ND	ND
z17	0.21	0.22	0.70	0.20	0.55	0.04	0.04	0.02	0.03	0.01	0.14	0.06	0.03	ND
z18	0.21	0.26	0.71	0.26	0.79	0.03	0.03	0.03	0.04	0.01	0.25	0.06	0.06	ND
z19	0.21	0.25	0.73	0.26	0.72	0.04	0.04	0.02	0.03	0.01	0.23	0.05	0.04	ND
最大值	0.49	0.88	1.00	0.78	1.95	0.49	2.56	0.85	0.67	0.15	2.88	0.17	0.61	0.05
最小值	0.19	0.14	0.68	0.11	0.31	0.02	0.03	0.02	0.03	0.01	0.08	0.04	ND	ND
超标率	0%	0%	0%	0%	56%	0%	58%	0%	0%	0%	49%	0%	0%	0%

表 5.3-13 2017 年 10 月水质各污染因子标准指数表（一类）

点位	pH	COD	溶解氧	石油类	磷酸盐	无机氮	铜	铅	锌	镉	铬	汞	砷
1#	2.66	0.66	0.43	1.22	0.33	1.20	0.83	1.81	1.35	0.53	0.10	0.04	0.12
2#	2.09	0.79	0.43	0.80	0.20	1.25	0.83	1.35	1.59	0.91	0.10	0.12	0.12
3#	1.40	0.83	0.50	0.56	0.33	1.80	0.74	3.88	2.08	0.51	0.09	0.08	0.10
4#	0.94	0.72	0.45	0.94	0.33	0.75	0.68	2.26	1.66	0.70	0.07	0.10	0.10
6#	1.97	0.71	0.32	1.16	0.47	1.50	0.74	2.67	1.85	0.60	0.09	0.12	0.06
7#	2.11	0.82	0.31	1.10	0.27	1.00	0.85	3.71	2.18	0.87	0.08	0.06	0.12
8#	1.54	0.85	0.46	1.00	0.33	1.85	0.67	2.96	1.85	0.51	0.09	0.12	0.13
12#	1.86	0.80	0.51	1.06	0.47	1.35	0.55	1.52	1.16	0.50	0.07	0.10	0.12
13#	1.11	0.76	0.54	1.12	0.27	0.95	0.44	2.29	1.57	0.47	0.08	0.14	0.06
14#	1.31	0.94	0.31	0.78	0.27	1.60	0.45	1.53	1.86	0.78	0.07	0.06	0.08
16#	2.46	0.94	0.42	0.88	0.40	1.10	0.52	3.63	1.35	0.76	0.07	0.04	0.15
17#	1.23	0.75	0.33	0.80	0.20	1.45	0.86	1.95	2.26	0.72	0.10	0.12	0.07
18#	1.20	0.85	0.35	0.94	0.27	0.65	0.57	1.48	1.45	0.66	0.07	0.08	0.07
19#	1.37	0.72	0.38	0.76	0.33	0.90	0.55	2.6	1.70	0.77	0.10	0.12	0.13

20#	2.29	0.66	0.49	0.92	0.27	1.45	0.55	3.04	2.39	0.55	0.07	0.08	0.07
21#	2.63	0.77	0.36	0.70	0.53	2.20	0.68	4.01	1.72	0.63	0.06	0.10	0.09
22#	0.89	0.66	0.39	0.70	0.33	0.95	0.63	3.86	1.58	0.88	0.06	0.08	0.11
23#	1.43	0.66	0.43	0.72	0.33	0.80	0.86	3.91	2.41	0.50	0.09	0.10	0.11
24#	1.40	0.75	0.41	0.84	0.47	0.80	0.86	3.41	1.79	0.65	0.07	0.08	0.13
26#	2.11	0.92	0.47	0.74	0.33	1.35	0.57	2.91	1.79	0.70	0.10	0.06	0.13
27#	2.34	0.63	0.34	0.84	0.20	1.25	0.87	2.27	1.16	0.80	0.09	0.12	0.15
28#	1.03	0.58	0.34	0.92	0.40	1.45	0.86	2.59	1.81	0.57	0.07	0.08	0.07
29#	1.74	0.95	0.52	0.56	0.20	0.80	0.51	2.62	1.44	0.80	0.10	0.12	0.16
30#	2.00	0.64	0.49	1.06	0.27	0.85	0.82	3.24	1.36	0.51	0.10	0.12	0.09
31#	1.77	0.85	0.47	1.32	0.20	2.15	0.70	3.11	2.11	0.89	0.07	0.06	0.08
32#	1.97	0.61	0.57	0.84	0.33	1.15	0.62	2.33	2.03	0.65	0.10	0.06	0.10
35#	1.69	0.70	0.54	0.72	0.47	1.35	0.54	1.16	2.31	0.49	0.09	0.06	0.16
61#	2.60	0.71	0.35	1.04	0.13	0.55	0.62	2.43	1.95	0.44	0.07	0.06	0.15
62#	0.91	0.72	0.49	0.78	0.33	0.55	0.50	3.23	2.29	0.44	0.07	0.08	0.13
63#	1.46	0.89	0.48	0.76	0.33	0.95	0.86	1.59	2.00	0.59	0.07	0.12	0.13
64#	0.89	0.77	0.36	0.84	0.13	0.75	0.82	2.97	1.23	0.80	0.07	0.08	0.09
最大值	2.66	0.95	0.57	1.32	0.53	2.20	0.87	4.01	2.41	0.91	0.10	0.14	0.16
最小值	0.89	0.58	0.31	0.56	0.13	0.55	0.44	1.16	1.16	0.44	0.06	0.04	0.06
超标率	87%	0%	0%	26%	0%	55%	0%	100%	100%	0%	0%	0%	0%

表 5.3-14 2017 年 10 月水质各污染因子标准指数表（海洋功能区划与红线区）

点位	pH	COD	溶解氧	石油类	磷酸盐	无机氮	铜	铅	锌	镉	铬	汞	砷
1#	2.66	0.66	0.43	1.22	0.33	1.20	0.83	1.81	1.35	0.53	0.10	0.04	0.12
2#	2.09	0.79	0.43	0.80	0.20	1.25	0.83	1.35	1.59	0.91	0.10	0.12	0.12
3#	0.14	0.33	0.27	0.09	0.11	0.72	0.07	0.08	0.08	0.05	0.01	0.01	0.04
4#	0.94	0.72	0.45	0.94	0.33	0.75	0.68	2.26	1.66	0.70	0.07	0.10	0.10
6#	1.97	0.47	0.24	1.16	0.23	1.00	0.37	0.53	0.74	0.12	0.04	0.03	0.04

埕岛油田 76 座平台及配套工程环境影响报告书

7#	0.39	0.41	0.20	0.18	0.13	0.50	0.09	0.37	0.44	0.09	0.02	0.02	0.05
8#	0.19	0.42	0.28	0.17	0.17	0.93	0.07	0.30	0.37	0.05	0.02	0.03	0.05
12#	1.86	0.80	0.51	1.06	0.47	1.35	0.55	1.52	1.16	0.50	0.07	0.10	0.12
13#	1.11	0.76	0.54	1.12	0.27	0.95	0.44	2.29	1.57	0.47	0.08	0.14	0.06
14#	1.31	0.94	0.31	0.78	0.27	1.60	0.45	1.53	1.86	0.78	0.07	0.06	0.08
16#	0.51	0.38	0.23	0.15	0.13	0.44	0.05	0.07	0.05	0.08	0.01	0.00	0.06
17#	0.08	0.30	0.17	0.13	0.07	0.58	0.09	0.04	0.09	0.07	0.01	0.01	0.03
18#	1.20	0.85	0.35	0.94	0.27	0.65	0.57	1.48	1.45	0.66	0.07	0.08	0.07
19#	1.37	0.72	0.38	0.76	0.33	0.90	0.55	2.6	1.70	0.77	0.10	0.12	0.13
20#	2.29	0.66	0.49	0.92	0.27	1.45	0.55	3.04	2.39	0.55	0.07	0.08	0.07
21#	0.57	0.31	0.19	0.12	0.18	0.88	0.07	0.08	0.07	0.06	0.01	0.01	0.04
22#	0.04	0.26	0.20	0.12	0.11	0.38	0.06	0.08	0.06	0.09	0.01	0.01	0.05
23#	1.43	0.66	0.43	0.72	0.33	0.80	0.86	3.91	2.41	0.50	0.09	0.10	0.11
24#	1.40	0.75	0.41	0.84	0.47	0.80	0.86	3.41	1.79	0.65	0.07	0.08	0.13
26#	2.11	0.92	0.47	0.74	0.33	1.35	0.57	2.91	1.79	0.70	0.10	0.06	0.13
27#	2.34	0.63	0.34	0.84	0.20	1.25	0.87	2.27	1.16	0.80	0.09	0.12	0.15
28#	0.01	0.29	0.21	0.15	0.20	0.73	0.09	0.26	0.36	0.06	0.02	0.02	0.03
29#	0.26	0.48	0.32	0.09	0.10	0.40	0.05	0.26	0.29	0.08	0.03	0.03	0.06
30#	0.35	0.32	0.30	0.18	0.13	0.43	0.08	0.32	0.27	0.05	0.02	0.03	0.04
31#	0.27	0.43	0.30	0.22	0.10	1.08	0.07	0.31	0.42	0.09	0.02	0.02	0.03
32#	0.34	0.30	0.36	0.14	0.17	0.58	0.06	0.23	0.41	0.07	0.02	0.02	0.04
35#	1.69	0.47	0.42	0.72	0.23	0.90	0.27	0.23	0.93	0.10	0.05	0.02	0.11
61#	2.60	0.71	0.35	1.04	0.13	0.55	0.62	2.43	1.95	0.44	0.07	0.06	0.15
62#	0.91	0.72	0.49	0.78	0.33	0.55	0.50	3.23	2.29	0.44	0.07	0.08	0.13
63#	1.46	0.89	0.48	0.76	0.33	0.95	0.86	1.59	2.00	0.59	0.07	0.12	0.13
64#	0.89	0.77	0.36	0.84	0.13	0.75	0.82	2.97	1.23	0.80	0.07	0.08	0.09
最大值	2.66	0.94	0.54	1.22	0.47	1.60	0.87	3.91	2.41	0.91	0.10	0.14	0.15
最小值	0.01	0.26	0.17	0.09	0.07	0.38	0.05	0.04	0.05	0.05	0.01	0.00	0.03
超标率	52%	0%	0%	16%	0%	26%	0%	52%	52%	0%	0%	0%	0%

5.3.3.5 超标原因分析

本评价范围内春、秋季调查主要超标因子有无机氮、铅、总汞。根据工程分析结果结合海上石油开发工程特点，埕岛油田的开发及经营活动过程中不会产生和排放铅、总汞（重金属），因此铅、总汞（重金属）的超标与本工程建设无必然联系。调查海区个别因子超标的原因与渤海湾整体海域有不可分割的关系，分析如下：

5.3.3.5.1 无机氮超标原因分析

参照 2013 年至 2017 年的《北海区海洋环境公报》，渤海近岸海域以外海水质量状况良好，近岸局部海域海水环境污染依然严重。渤海海水环境主要超标物质为无机氮和活性磷酸盐，无机氮是劣四类水质海域的主要污染因素，冬季渤海中部局部海域活性磷酸盐超第一类海水水质标准。本项目现状调查结果表明，调查海域水质总体较好，其中营养盐类主要污染因子为活性磷酸盐和无机氮。位于功能区及渤海中部的少数站位磷酸盐超第一类海水水质标准，符合第二（三）类海水水质标准；位于功能区及渤海中部的少数站位无机氮超出功能区所要求的水质标准，个别超标站位符合第三、四类海水水质标准。本项目现状调查结果与历年公报结论基本相符。

由 2013 年至 2017 年的《北海区海洋环境公报》可知，渤海沿岸主要河流每年向海水中输入大量的营养盐类污染物，见表 5.3-15，同时陆源入海排污口超标排放营养盐类污染物，因此，陆源污染物大量排海是导致调查海域营养盐超标现象的主要因素。

表 5.3-15 2013 年-2017 年渤海沿岸主要河流污染物入海量

营养盐	2013 年	2014 年	2015 年	2016 年	2017 年
氨氮（吨）	20524	13439	14728	9140	9368
硝酸盐氮（吨）	35086	28065	24144	14707	67695
亚硝酸盐氮（吨）	6612	5150	2841	3589	6218

5.3.3.5.2 重金属类超标原因分析

本次调查海域海水水质铅浓度超第一类海水水质标准的现象在整个调查海域普遍存在，渤海重金属类污染物主要来源于陆源污染物排海及大气沉降。

（1）江河径流输入

由 2013 年至 2017 年的《北海区海洋环境公报》可以看出，渤海沿岸主要河流重金属类污染物每年入海量数百吨左右（见表 5.3-16），是渤海海水中重金属的主要来源，且海水中各监测项目浓度与排放量基本一致，因此河流污染物入海是调查海域

铅、锌、汞超标的重要原因之一。

表 5.3-16 2013 年-2017 年渤海沿岸主要河流污染物入海量

重金属污染物	2013 年	2014 年	2015 年	2016 年	2017 年
铅（吨）	283	70	70	51	89
汞（吨）	1.7	1.6	1	1	0.8

（2）大气沉降输入

参照《2017 年北海区海洋环境公报》，岸（岛）基站大气气溶胶监测结果表明，渤海沿岸气溶胶中铜含量为（6.5~94.9）纳克/立方米；铅含量为（22.8~719.8）纳克/立方米；锌含量为（50.1~1540.8）纳克/立方米。岸（岛）基站大气污染物湿沉降监测结果表明，铜含量为（1.3~77.6）微克/升；铅含量为（0.2~60.2）微克/升。可以看出，大气气溶胶和大气污染物湿沉降同样是海水中重金属的来源之一。

（3）陆源入海排污口（河）输入

参照《2017 年北海区海洋环境公报》，渤海周边存在大量的入海排污口，工业污水和生活污水大量排放可能也是该调查区域重金属超标现象的原因之一。

综上，调查海域无机氮的超标现象，估计与邻近海域陆源污染物大量排海和大面积海水养殖有关。铅、铬和汞部分测站超标原因可能是入海河流携带大量的重金属污染物进入渤海、陆源入海排污口（河）向调查海域附近海域的重金属直排以及大气干湿沉降等共同作用的结果。

5.4 海洋沉积物现状调查及评价

5.4.1 调查概况

2017 年 10 月海洋环境质量调查时与水质调查同步进行了沉积物的现状调查，调查时间、范围、站位布设详见 5.3 节，共调查了 29 个沉积物站位，本次评价选取其中 15 个评价范围内的有效站位，站位布设见图 5.3-2。

调查因子包括有机碳、硫化物、石油类、铜、铅、锌、镉、汞、铬、砷、粒度。监测方法和分析方法见表 5.4-1。

表 5.4-1 沉积物监测项目和分析方法

项目	分析方法	检出限
有机碳	重铬酸钾氧化—还原容量法	
硫化物	碘量法	4.0×10^{-6}

石油类	紫外分光光度法	3.0×10^{-6}
铜	火焰原子吸收分光光度法	2.0×10^{-6}
铅	火焰原子吸收分光光度法	3.0×10^{-6}
锌	火焰原子吸收分光光度法	6.0×10^{-6}
镉	火焰原子吸收分光光度法	0.05×10^{-6}
汞	原子荧光法	0.002×10^{-6}
铬	无火焰原子吸收分光光度法	2.0×10^{-6}
砷	原子荧光法	0.06×10^{-6}
粒度	激光粒度仪	
多环芳烃	气相色谱-质谱法	

5.4.2 调查结果

2017 年 10 月沉积物调查结果见表 5.4-2.

表 5.4-2 沉积物实测结果统计表

5.4.3 沉积物环境质量现状评价

5.4.3.1 评价因子

选取有机碳、硫化物、石油类、铜、铅、锌、镉、汞、铬、砷 10 项作为评价因子。

5.4.3.2 评价标准

按照《山东省海洋功能区划》中规定的沉积物质量标准进行评价。

5.4.3.3 评价方法

评价方法采用标准指数法。

其中单因子污染标准指数法，按下列公式计算：

$$I_i = C_i / S_i$$

式中： I_i —— i 项污染物的质量指数；

C_i —— i 项污染物的实测浓度；

S_i —— i 项污染物评价标准；

I_i 是无量纲量，其大小描述被测样品的质量状况。

5.4.3.4 评价结果

调查海域沉积物各评价因子的标准指数值及统计结果分别见表 5.4-6。

由表 5.4-6 可以看出，秋季海域有效站位沉积物现状评价结果表明：秋季现状调查评价因子均小于 1，满足海域使用功能要求，符合相应功能区评价标准，评价海域的沉积物质量状况良好。

表 5.4-6 2017 年 10 月沉积物各项评价因子标准指数统计表（功能区划）

站位	有机碳	硫化物	石油类	铜	锌)	砷	镉	铅	铬	汞
2#	0.09	0.11	0.26	0.69	0.40	0.33	0.32	0.11	0.43	0.04
3#	0.06	0.05	0.04	0.10	0.113	0.08	0.03	0.07	0.19	0.01
6#	0.26	0.19	0.15	0.07	0.35	0.58	0.52	0.28	0.56	0.03
7#	0.17	0.11	0.11	0.22	0.16	0.23	0.12	0.06	0.26	0.02
8#	0.12	0.05	0.15	0.37	0.18	0.11	0.09	0.13	0.19	0.01
17#	0.06	0.05	0.01	0.13	0.104	0.15	0.02	0.04	0.21	0.01
18#	0.10	0.11	0.15	0.44	0.33	0.46	0.4	0.14	0.35	0.04
19#	0.07	0.12	0.14	0.56	0.34	0.32	0.48	0.14	0.70	0.03
21#	0.16	0.05	0.08	0.05	0.077	0.13	0.05	0.04	0.11	0.01
26#	0.30	0.09	0.09	0.44	0.24	0.79	0.38	0.14	0.40	0.04
27#	0.31	0.13	0.16	0.33	0.31	0.57	0.18	0.11	0.54	0.07

28#	0.09	0.06	0.09	0.30	0.11	0.24	0.15	0.12	0.29	0.01
31#	0.14	0.10	0.09	0.22	0.15	0.12	0.15	0.13	0.37	0.02
32#	0.14	0.12	0.11	0.05	0.19	0.06	0.05	0.09	0.39	0.02
35#	0.32	0.10	0.23	0.39	0.24	0.31	0.48	0.20	0.49	0.03
最大值	0.32	0.19	0.26	0.69	0.40	0.79	0.52	0.28	0.70	0.07
最小值	0.06	0.05	0.01	0.05	0.08	0.06	0.02	0.04	0.11	0.01
超标率	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

5.5 海洋生态环境现状调查及评价

5.5.1 调查概况

5.5.1.1 调查时间、范围与站位布设

海洋生态现状调查与水质、沉积物调查同时进行，调查时间、范围、站位布设详见 5.3 节。其中，2019 年 3 月布设 47 个生物调查站位、2017 年 10 月布设 38 个生物调查站位。

5.5.1.2 分析方法

2019 年 3 月：

样品的处理、分析鉴定和数据处理均按《海洋调查规范》（GB/T12763-2007）与《海洋监测规范》（GB17378-2007）的技术要求进行，具体的调查分析方法如下：

叶绿素 a：使用采水器采集表层水样 1000mL，加 10g/L 碳酸镁溶液，过滤后的滤膜用 90%（体积比）丙酮提取叶绿素，应用分光光度法测定。

浮游植物：采用浅水 III 型浮游生物网自底至表层作垂直拖网进行采集，样品加入 5% 甲醛海水溶液（体积比 5%）固定后带回实验室分析鉴定。

浮游动物：采用浅水 I 型浮游生物网（网口内径 50cm，网长 145cm，网目孔径 507 μ m）从底层至表层垂直拖曳采集，样品加入 5% 甲醛海水溶液（体积比 5%）固定后带回实验室分析鉴定。

大型底栖生物：用抓斗式采泥器进行采集。底栖生物样品用 5% 的甲醛海水溶液固定保存后带回实验室称重、计数、分析和鉴定。

潮间带生物：潮间带生物在各断面潮间带的高、中、低潮区分别采集定性样品和定量样品。定性样品在各断面周围随机采取；定量样品则用大小为 25cm $\times$ 25cm 的取样框随机抛投，先拾取框内滩面上的底栖生物，再挖取至 30cm 深处内的底泥（基岩岸滩采

岩石表面生物样), 用 0.5mm 孔径的套筛淘洗, 所获底栖生物样品用 5%的甲醛溶液固定保存, 带回实验室分析、鉴定。室内分析时吸干样品表面水分, 称重。

5.5.2 叶绿素 a 及初级生产力

(1) 2019 年 3 月现状调查评价

根据水深和取样要求对调查海区 47 个调查站表层水域和其中 34 个站底层水域叶绿素 a 含量进行调查。调查结果见表 5.5-1, 图 5.5-1a, 图 5.5-1b。

调查海区表层叶绿素 a 含量在 (0.65~6.77) mg/m^3 之间, 平均含量为 $3.21\text{mg}/\text{m}^3$, 最高值出现在 S47 号站, 最低值出现在 S34 号站; 底层叶绿素 a 含量在 (0.68~6.46) mg/m^3 , 平均含量为 $3.58\text{mg}/\text{m}^3$, 最高值出现在 S47 号站, 最低值出现在 S34 号站。同一调查站表层和底层叶绿素 a 含量相差不大。

表 5.5-1 调查海域叶绿素 a 含量 (mg/m^3)

“/” 表示: 未测到该层海水叶绿素 a 含量。

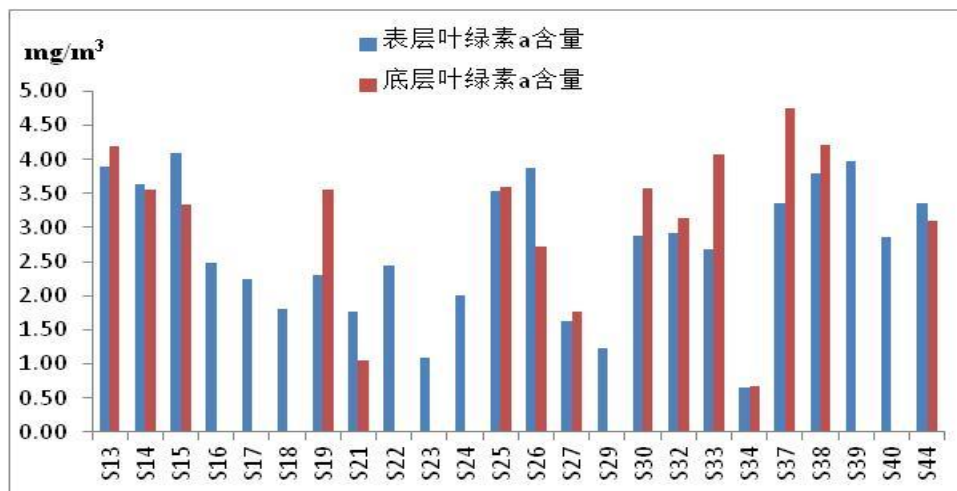


图 5.5-1a 调查海域叶绿素 a 含量

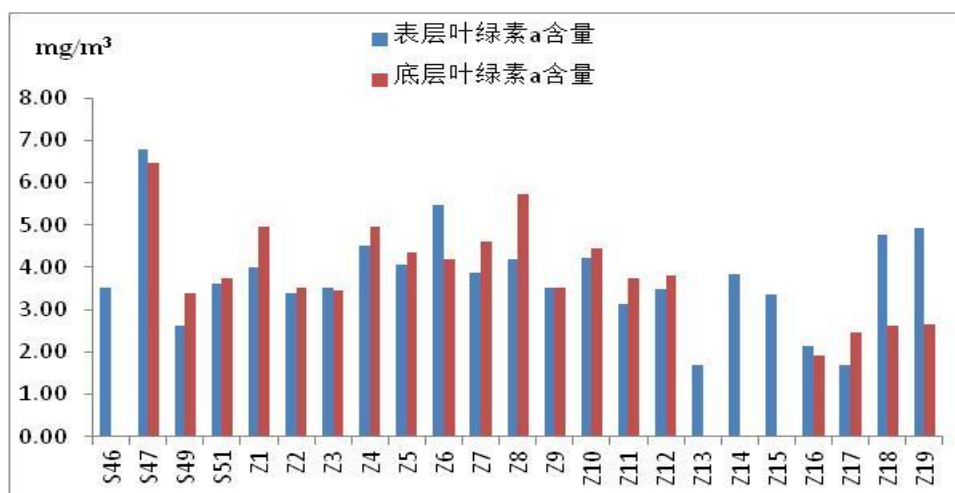


图 5.5-1b 调查海域叶绿素 a 含量

2019 年 3 月，调查海域现场初级生产力为（43.29~586.15） $\text{mgC}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$ ，均值为 $205.63\text{mgC}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$ 。

表 5.5-2 调查海域初级生产力含量（ $\text{mgC}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$ ）

（2）2017 年 10 月现状调查评价

对调查海区 19 个站位的表层水域叶绿素 a 含量进行调查，调查结果见表 5.5-2。

秋季调查中，各测点叶绿素 a 含量为 $0.50\sim 4.15\text{mg}/\text{m}^3$ ，平均为 $1.65\text{mg}/\text{m}^3$ ，最高值出现在 16#站位，最低值出现在 8#站位，所有调查站叶绿素 a 含量均在 $5.00\text{mg}/\text{m}^3$ 以下，表明该调查区叶绿素 a 含量处于贫营养状态，未发现异常。

使用 Cadec 和 Hegeman(1974)简化公式：初级生产力 $P=\text{Chla}*\text{Q}*\text{E}*\text{D}/2$

其中 Chla 取表层叶绿素 a 含量，同化指数 Q 取 3.7，E 取海水透明度的 3 倍，白昼时间 D 取 13，估算得到该海区初级生产力在（ $18.04\sim 149.71$ ） $\text{mgC}/\text{m}^2\text{d}$ 之间，平均为 $59.45\text{mgC}/\text{m}^2\text{d}$ ，变化幅度与表层叶绿素 a 含量变化基本一致，最高值出现在 16#站位，最低值出现在 8#站位。

表 5.5-2 调查海域叶绿素 a 及处理生产力含量

5.5.3 浮游植物

（1）2019 年 3 月现状调查评价

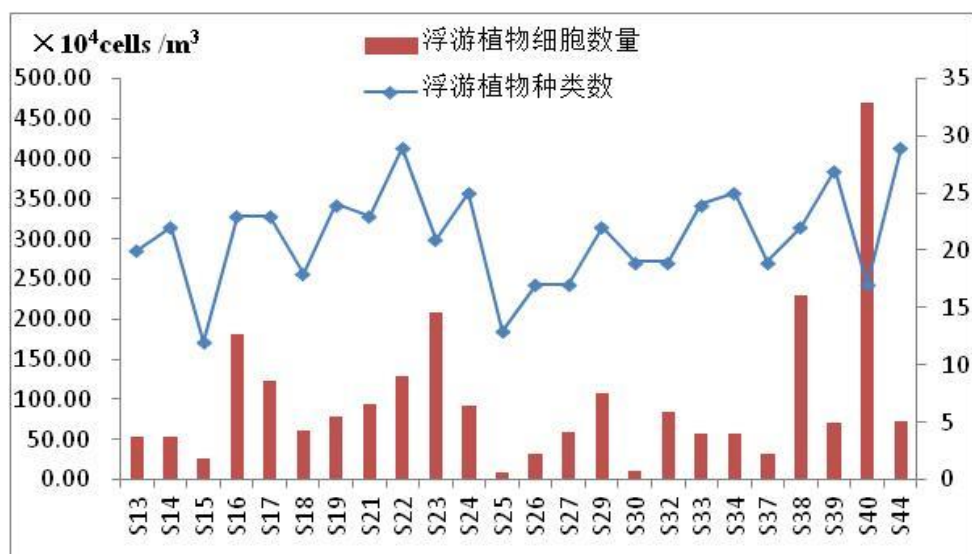
① 种类组成：

2019 年 3 月, 调查海域共获得浮游植物 2 门 48 种。其中, 硅藻门 44 种, 占总种类数的 91.7%; 甲藻门 4 种, 占 8.3%。。优势种为 9 种 ($Y \geq 0.02$), 分别为一种辐环藻 (*Actinocyclus* sp.)、布氏双尾藻 (*Ditylum brightwelli*)、刚毛根管藻 (*Rhizosolenia setigera*)、尖刺伪菱形藻 (*Pseudo-nitzschia pungens*)、一种角毛藻 (*Chaetocero* sp.)、优美旭氏藻矮小变型 (*Schroederella delicatula* f. *schroderi*)、翼根管藻印度变型 (*Rhizosolenia alata* f. *indica*)、中肋骨条藻 (*Skeletonema costatum*) 和优美旭氏藻 (*Schroederella delicatula*)。

② 数量分布:

调查海区浮游植物细胞密度变化范围在 $(8.74 \sim 666.05) \times 10^4 \text{ cells/m}^3$ 之间, 平均值为 $107.41 \times 10^4 \text{ cells/m}^3$ 。最高值和最低值分别出现在 S46 站位和 S25 站位。

表 5.5-3 调查海域浮游植物种类数和细胞密度



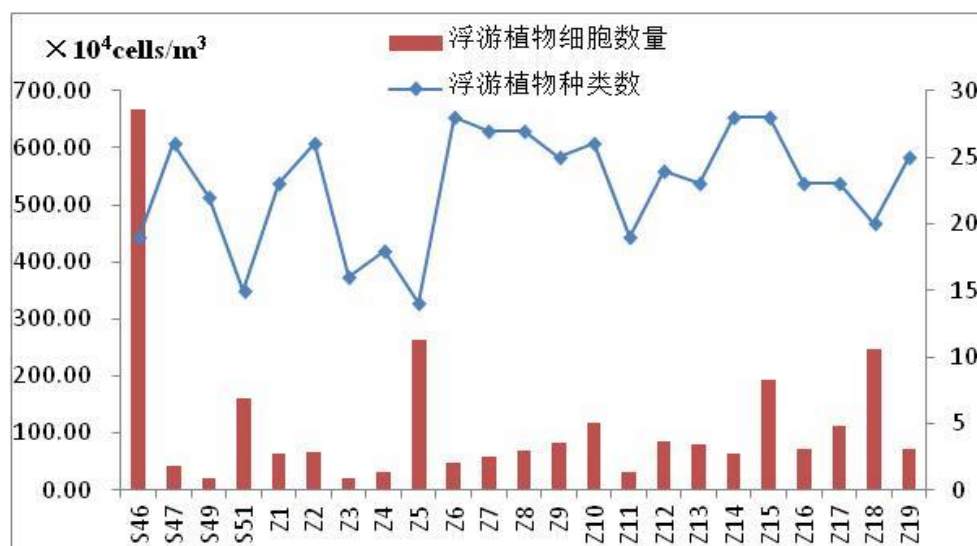


图 5.5-3 调查海域浮游植物个体密度和生物量

③ 群落特征：

本次调查浮游植物群落的丰富度指数变化范围 0.61~1.44，均值为 1.08；均匀度变化范围 0.53~0.85，均值为 0.71；多样性指数变化范围 2.09~3.76，均值为 3.15；优势度变化范围 0.30~0.75，均值为 0.50

表 5.5-4 调查海域浮游植物群落特征

调查站位	丰富度指数	均匀度指数	多样性指数	优势度指数
S13	1.00	0.63	2.73	0.64
S14	1.11	0.68	3.04	0.60
S15	0.61	0.72	2.60	0.57
S16	1.06	0.72	3.26	0.50
S17	1.09	0.80	3.60	0.35
S18	0.89	0.81	3.39	0.37
S19	1.17	0.81	3.69	0.34
S21	1.11	0.79	3.59	0.35
S22	1.38	0.77	3.76	0.30
S23	0.95	0.73	3.21	0.40
S24	1.21	0.74	3.45	0.39
S25	0.73	0.83	3.08	0.48
S26	0.88	0.69	2.84	0.57
S27	0.83	0.79	3.24	0.45
S29	1.05	0.75	3.36	0.46
S30	1.09	0.83	3.54	0.41
S32	0.91	0.77	3.28	0.45
S33	1.20	0.73	3.36	0.49
S34	1.25	0.66	3.05	0.58
S37	0.99	0.85	3.60	0.44
S38	0.99	0.77	3.41	0.47
S39	1.34	0.72	3.40	0.52
S40	0.72	0.65	2.65	0.64
S44	1.44	0.72	3.47	0.42

S46	0.79	0.57	2.43	0.63
S47	1.33	0.74	3.49	0.39
S49	1.19	0.70	3.11	0.54
S51	0.68	0.53	2.09	0.74
Z1	1.14	0.62	2.81	0.59
Z2	1.29	0.67	3.15	0.58
Z3	0.85	0.72	2.87	0.57
Z4	0.93	0.65	2.73	0.61
Z5	0.61	0.57	2.16	0.75
Z6	1.43	0.75	3.59	0.42
Z7	1.36	0.74	3.54	0.37
Z8	1.34	0.61	2.89	0.60
Z9	1.22	0.72	3.34	0.42
Z10	1.24	0.65	3.05	0.43
Z11	0.98	0.71	3.03	0.47
Z12	1.17	0.62	2.83	0.63
Z13	1.12	0.64	2.88	0.56
Z14	1.40	0.71	3.43	0.40
Z15	1.29	0.69	3.32	0.42
Z16	1.13	0.70	3.15	0.52
Z17	1.09	0.69	3.14	0.57
Z18	0.89	0.65	2.80	0.59
Z19	1.23	0.74	3.42	0.51
平均值	1.08	0.71	3.15	0.50

(2) 2017 年 10 月现状调查评价

① 种类组成:

根据调查所采集到的样品,调查海域共鉴定浮游植物 5 门 95 种(属)。其中,硅藻 77 种(属),占浮游植物种类数的 81.1%;甲藻 14 种(属),占种类数的 14.7%;隐藻 2 种,占种类数的 2.1%;金藻和蓝藻各 1 种,各占 1.1%。

② 数量分布:

19 个站位的浮游植物平均密度为 $4.38 \times 10^6 \text{cells/m}^3$,密度的变化范围很大, $0.07 \sim 50.13 \times 10^6 \text{cells/m}^3$ 。其中,以 7 号站浮游植物丰度最高,达到 $50.13 \times 10^6 \text{cells/m}^3$ 。28 号站位值最低,为 $0.07 \times 10^6 \text{cells/m}^3$ 。18 个站位的浮游植物种类数的平均值为 21 种,种类数变化大,最高值出现在 63 号站,为 38 种,最低值出现在 27#和 64#站,都为 10 种。

表 5.5-5 调查海域浮游植物细胞密度和种类数

③ 群落特征:

优势种的确定由优势度决定, 为将优势种数目控制在一定范围内, 规定当优势度 $Y \geq 0.02$ 时, 该种为优势种。优势种共有 2 种, 都为虹彩圆筛藻(*Coscinodiscus oculus-iridis*) 的出现率为 100.0%, 平均密度为 $8.45 \times 10^4 \text{ cells/m}^3$; 海链藻 (*Thalassiosira* spp.) 的出现率为 100.0%, 平均密度为 $272.01 \times 10^4 \text{ cells/m}^3$ 。

表 5.5-6 浮游植物群落特征指数统计表

优势种	平均密度 ($\times 10^4 \text{ cells/m}^3$)	占总密度的比例 (%)	出现频率(%)	优势度(Y)
虹彩圆筛藻	8.45	2.81	100.0	0.028
海链藻	272.01	90.54	100.0	0.905

表 5.5-7 浮游植物群落特征指数

站号	多样性指数(H)	均匀度(J)	丰富度(d)
2#	1.23	0.29	0.91
3#	2.87	0.80	0.63
7#	0.33	0.07	0.86
8#	0.76	0.16	1.21
13#	1.29	0.26	1.49
16#	1.95	0.40	1.36
18#	2.15	0.45	1.33
19#	2.90	0.62	1.36
21#	2.50	0.64	0.79
22#	0.67	0.15	0.92
23#	0.46	0.10	1.00
26#	0.31	0.07	0.77
27#	0.86	0.26	0.53
28#	2.39	0.67	0.69
32#	0.46	0.12	0.69
35#	1.81	0.39	1.20
62#	1.67	0.39	0.99
63#	1.77	0.34	1.84
64#	2.63	0.79	0.52
最大值	2.90	0.80	1.84
最小值	0.46	0.07	0.52
平均值	1.53	0.37	1.00

5.5.4 浮游动物

(1) 2019 年 3 月现状调查评价

① 种类组成:

共鉴定浮游动物 17 种，浮游幼体 3 种。其中桡足类 9 种，占总种类数的 45.0%；甲壳动物 5 种（包括糠虾目、涟虫目、等足目、端足目、十足目各 1 种），占 25.0%；原生动物、毛颚动物和刺胞动物各 1 种，均占 5.0%。浮游动物群落共发现优势种 5 种（ $Y \geq 0.02$ ），分别为强壮箭虫（*Sagitta crassa*）、河螺赢蛭（*Corophium acherusicum*）、中华哲水蚤（*Calanus sinicus*）、真刺唇角水蚤（*Labidocera euchaeta*）和一种纺锤水蚤（*Acartia* sp.）。

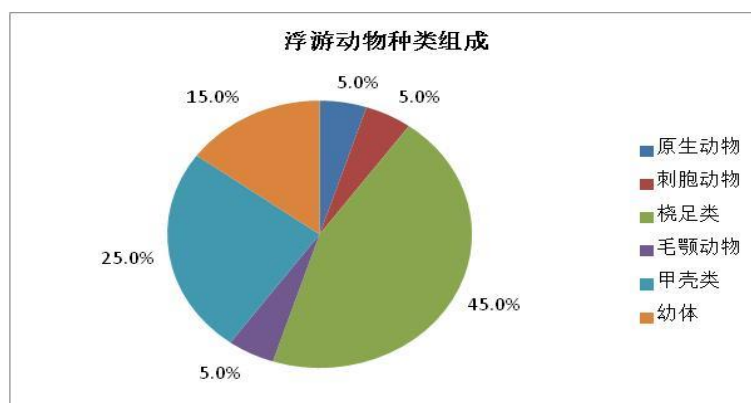


图 5.5-4 浮游动物种类组成图

②个体数量及生物量分布：

2019 年 03 月，调查海区浮游动物湿重生物量的变化范围在（10.73~1286.57） mg/m^3 之间，均值为 152.00mg/m^3 ，最高值和最低值分别出现在 Z5 站位和 S37 站位。浮游动物个体密度在（3.5~220.0） ind/m^3 之间，均值为 33.9ind/m^3 ，最高值出现在 Z15 站位，最低值出现在 S14 站位和 S21 站位。Z2 站位、Z5 站位 Z15 站位发现强壮箭虫数量明显高于其他站位，致使这几个站位的浮游动物个体密度和生物量都明显高于其他站位。

表 5.5-7 调查海域浮游动物个体密度和生物量



图 5.5-5a 调查海域浮游动物个体密度和生物量

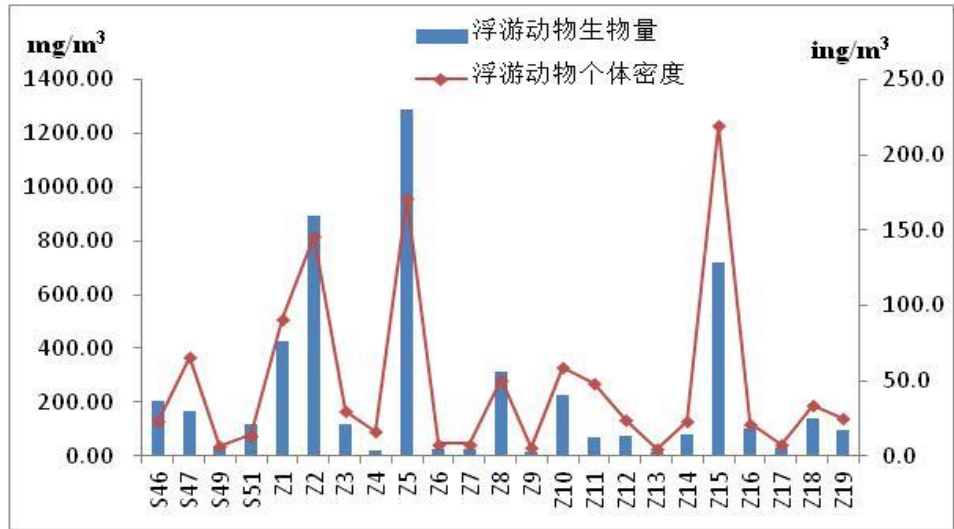


图 5.5-5b 调查海域浮游动物个体密度和生物量

③ 群落特征：

本次调查浮游动物群落的丰富度指数变化范围 0.28~2.18，均值为 1.03；均匀度变化范围 0.15~0.98，均值为 0.67；多样性指数变化范围 0.24~2.28，均值为 1.54；优势度变化范围 0.48~0.99，均值为 0.79。

表 5.5-8 调查海域浮游动物群落特征

调查站位	丰富度指数	均匀度指数	多样性指数	优势度指数
S13	1.48	0.76	1.78	0.82
S14	1.12	0.62	0.99	0.89
S15	0.91	0.65	1.69	0.85
S16	0.90	0.84	1.69	0.80
S17	0.94	0.67	1.74	0.75

S18	1.37	0.59	1.78	0.83
S19	1.11	0.67	1.89	0.64
S21	1.11	0.98	1.56	0.71
S22	0.71	0.43	1.01	0.93
S23	0.80	0.56	1.12	0.85
S24	1.07	0.74	1.48	0.79
S25	1.20	0.60	1.56	0.85
S26	0.90	0.59	1.18	0.90
S27	1.40	0.73	1.70	0.77
S29	1.08	0.71	1.83	0.75
S30	1.02	0.66	1.52	0.79
S32	1.72	0.69	1.79	0.81
S33	0.61	0.49	0.98	0.88
S34	1.02	0.81	2.08	0.67
S37	1.13	0.73	1.47	0.89
S38	1.12	0.94	1.88	0.64
S39	0.86	0.87	1.38	0.86
S40	0.83	0.77	1.98	0.72
S44	1.29	0.77	1.55	0.75
S46	0.88	0.75	1.74	0.82
S47	1.32	0.61	1.95	0.80
S49	2.18	0.81	2.28	0.65
S51	1.32	0.77	1.99	0.72
Z1	0.61	0.20	0.46	0.96
Z2	0.28	0.15	0.24	0.99
Z3	1.22	0.55	1.55	0.80
Z4	0.75	0.54	1.08	0.88
Z5	0.54	0.19	0.44	0.98
Z6	1.32	0.92	2.13	0.62
Z7	0.99	0.83	1.67	0.77
Z8	0.53	0.48	0.95	0.94
Z9	1.20	0.95	1.89	0.67
Z10	0.85	0.61	1.58	0.78
Z11	0.89	0.78	2.02	0.69
Z12	1.09	0.64	1.65	0.77
Z13	1.38	0.72	1.45	0.78
Z14	1.11	0.67	1.74	0.74
Z15	0.51	0.59	1.36	0.93
Z16	1.13	0.72	1.87	0.78
Z17	0.67	0.77	1.22	0.84

Z18	0.98	0.76	1.95	0.48
Z19	0.86	0.66	1.54	0.63
平均值	1.03	0.67	1.54	0.79

(2) 2017 年 10 月现状调查评价

① 种类组成:

据本次调查所采集到的标本鉴定, 调查海域浮游动物共有 44 个种类, 分属 11 个类群(详见种名录 1.1-8)。其中, 浮游幼虫种类最多, 共 15 种, 占浮游动物总种数的 34.1%; 桡足类其次, 有 14 种, 占浮游动物总种数的 31.8%; 刺胞动物有 4 种, 占浮游动物总种数的 9.1%; 端足类、被囊动物和毛颚类各有 2 种, 分别占浮游动物总种数的 4.5%; 原生动物、栉水母动物、等足类、糠虾和十足类各 1 种, 占浮游动物总种数的 2.3%。

② 个体数量及生物量分布:

本次调查浮游动物密度范围为 69.0~372.0 ind/m³, 平均密度为 201.99 ind/m³, 其中最高密度出现在站位 3#, 为 372.0 ind/m³, 最低密度出现在站位 28#, 为 69.0 ind/m³; 生物量范围为 44.0~16616.0 mg/m³, 平均生物量为 2415.02 mg/m³, 其中最高生物量出现在站位 3#, 最低为站位 28#。19 个站位的浮游动物种类平均为 16 种, 种类数的变化较大。

表 5.5-9 调查海域浮游动物个体密度和生物量

③ 群落特征:

优势种的确定由优势度决定, 计算公式: $Y = P_i \times f_i$, f_i 为第 i 种在各个站位出现的频率。根据实际调查情况, 本次调查将浮游动物的优势度 ≥ 0.02 的种类作为该海域的优势种类。因夜光虫在研究水域的丰度很高, 所以在计算优势度时将夜光虫排除。但仍认为夜光虫是重要的优势种。本次调查浮游动物优势种类有 9 种, 分别为: 原生动物的夜光虫(*Noctiluca scientillans*)、栉水母动物的球型侧腕水母 (*Pleurobrachia globosa*)、桡足类的中华哲水蚤 (*Calanus sinicus*)、背针胸刺水蚤 (*Centropages dorsispinatus*)、真刺唇角水蚤 (*Labidocera euchaeta*)、双刺唇角水蚤 (*Labidocera bipinnata*) 和太平洋纺锤水蚤 (*Acartia pacifica*)、毛颚动物的强壮箭虫 (*Sagitta crassa*) 和浮游幼虫的多毛类幼体 (*Polychaeta larva*)

表 5.5-10（1）浮游动物群落特征指数统计表

表 5.5-10（2）浮游动物群落特征指数

站位	多样性指数(H)	均匀度(J)	丰富度(d)
2#	1.80	0.49	1.95
3#	3.16	0.88	2.29
7#	2.32	0.63	1.76
8#	2.91	0.74	1.97
13#	2.75	0.66	2.64
16#	3.24	0.74	2.91
18#	3.43	0.75	3.51
19#	2.99	0.73	2.11
21#	2.87	0.70	2.69
22#	2.65	0.76	2.00
23#	0.88	0.44	0.65
26#	2.71	0.68	2.08
27#	3.00	0.71	2.76
28#	1.83	0.65	1.19
32#	3.50	0.84	2.94
35#	2.90	0.84	2.15
62#	3.09	0.81	2.12
63#	2.99	0.75	2.37
64#	2.64	0.61	2.95
最大值	3.50	0.88	3.51
最小值	0.88	0.44	1.19
平均值	2.72	0.71	2.27

5.5.5 底栖生物

（1）2019 年 3 月现状调查评价

① 种类组成：

2019 年 03 月调查共发现大型底栖生物 97 种，隶属于环节动物、节肢动物、软体动物、棘皮动物、纽形动物和刺胞动物。其中软体动物共发现 36 种，占总种类数的 37.1%；环节动物共发现 32 种，占总种类数的 33.0%；节肢动物共发现 24 种，占总种类数的 24.7%；棘皮动物和刺胞动物各发现 2 种，均占总种类数的 2.1%，纽形动物发现 1 种，占总种类数的 1.0%。软体动物、环节动物和节肢动物是构成该区底栖生物种类的主要类

群。发现优势种 3 种 ($Y \geq 0.02$)，分别为矮小稚齿虫 (*Prionospio pygmaea*)、江戸明樱蛤 (*Moerella jedoensis*) 和小亮樱蛤 (*Nitidotellina minuta*)。

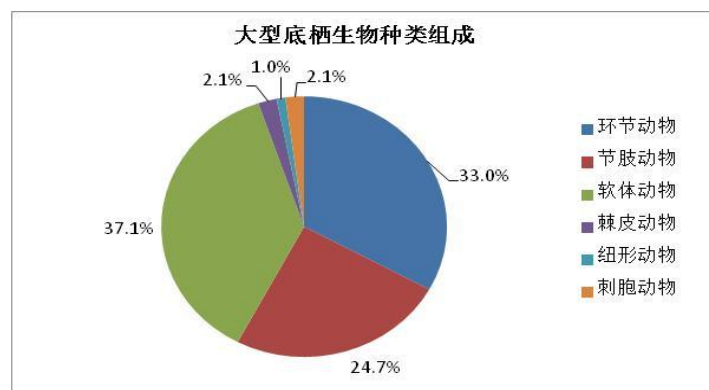


图 5.5-7 调查海域底栖生物种类组成

② 栖息密度和生物量：

2019 年 03 月，大型底栖生物湿重生物量变化范围在 (0.07~40.84) g/m² 之间，平均为 4.59g/m²，最高值出现在 S25 站位，该站发现个体较大的荚蛭 (*Siliqua* sp.)，致使生物量明显高于其他站位；最低值出现 S17 站位和 S46 站位。栖息密度变化范围在 (40~5040) 个/m² 之间，平均密度为 895 个/m²，最高值出现在 Z12 站位，最低值出现在 S19 站位和 S46 站位，Z12、S18、S24、S21、S23、Z11、Z13、Z14 等调查站位发现数量较多的矮小稚齿虫 (*Prionospio pygmaea*)，个体小重量轻，致使这些站位的底栖生物栖息密度明显高于其他站位而生物量不高。

表 5.5-11 调查海域底栖生物生物量和栖息密度

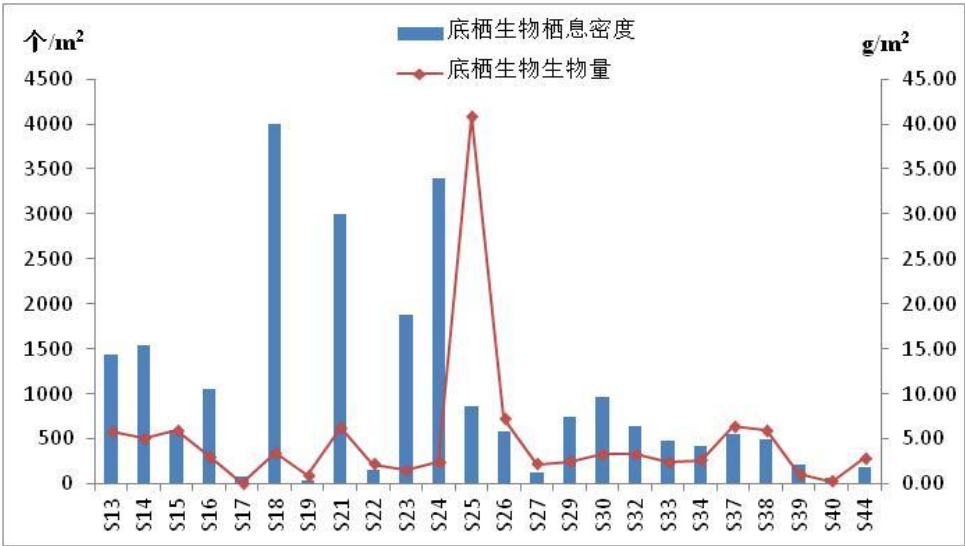


图 5.5-8a 调查海域大型底栖生物栖息密度和生物量

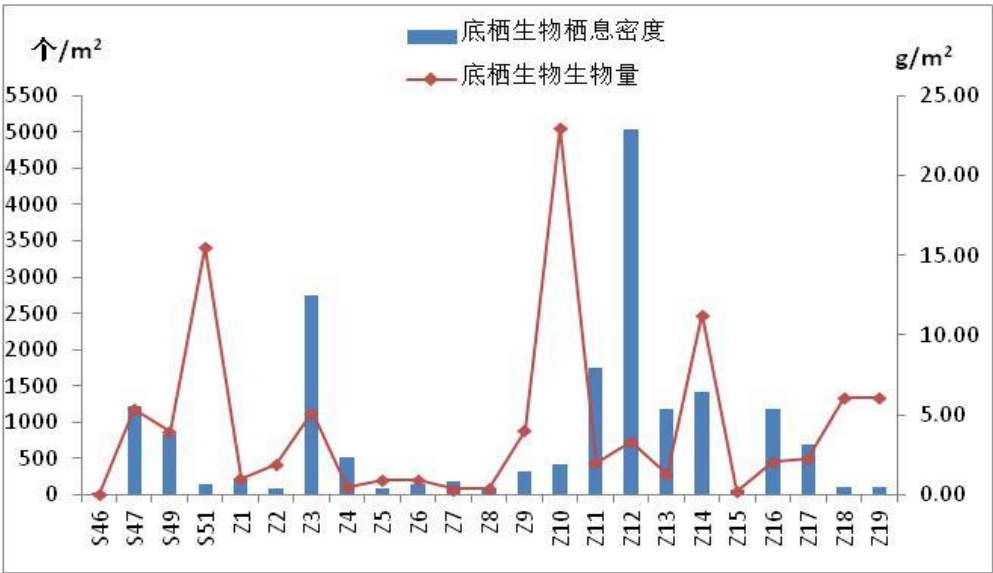


图 5.5-8b 调查海域大型底栖生物栖息密度和生物量

③ 群落特征：

本次调查大型底栖生物群落的丰富度指数变化范围为 0.16~2.60，均值为 1.14；均匀度变化范围为 0.27~1.00，均值为 0.78；多样性指数变化范围为 0.66~4.28，均值为 2.49；优势度变化范围 0.21~1.00，均值为 0.56。《海洋监测规范》（GB17378.7-2007）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 70%的调查站位大型底栖生物环境未受干扰或轻度干扰。

表 5.5-12 调查海域底栖生物群落特征

调查站位	丰富度指数	均匀度指数	多样性指数	优势度指数
S13	1.14	0.61	2.26	0.76
S14	2.08	0.75	3.40	0.55
S15	2.60	0.89	4.14	0.27

S16	1.69	0.68	2.85	0.63
S17	0.79	0.97	2.50	0.50
S18	0.75	0.27	0.89	0.92
S19	0.19	0.81	0.81	0.75
S21	0.35	0.38	0.88	0.92
S22	0.55	0.70	1.63	0.81
S23	0.55	0.48	1.34	0.86
S24	0.94	0.42	1.52	0.81
S25	2.26	0.95	4.28	0.21
S26	1.09	0.80	2.76	0.55
S27	0.29	0.79	1.25	0.83
S29	1.15	0.62	2.22	0.70
S30	2.52	0.88	4.16	0.26
S32	2.25	0.82	3.65	0.39
S33	1.23	0.79	2.83	0.58
S34	0.80	0.84	2.53	0.62
S37	2.53	0.86	3.92	0.36
S38	2.12	0.89	3.85	0.30
S39	1.17	0.92	3.04	0.43
S40	0.51	0.90	1.79	0.67
S44	0.93	0.98	2.95	0.33
S46	0.56	1.00	2.00	0.50
S47	2.34	0.88	4.08	0.33
S49	2.37	0.86	3.96	0.32
S51	0.83	0.83	2.33	0.27
Z1	0.92	0.97	2.92	0.40
Z2	0.47	1.00	2.00	0.50
Z3	1.40	0.57	2.33	0.68
Z4	0.89	0.76	2.42	0.65
Z5	0.47	1.00	2.00	0.50
Z6	0.56	0.96	2.24	0.57
Z7	0.80	0.97	2.73	0.44
Z8	0.16	0.81	0.81	1.00
Z9	0.84	0.91	2.73	0.50
Z10	0.80	0.84	2.52	0.57
Z11	1.02	0.56	1.99	0.75
Z12	1.06	0.32	1.21	0.88
Z13	0.39	0.28	0.66	0.95
Z14	0.86	0.43	1.42	0.83
Z15	0.51	0.90	1.79	0.50

Z16	1.96	0.87	3.84	0.36
Z17	1.27	0.90	3.33	0.37
Z18	1.20	0.98	3.12	0.30
Z19	1.20	0.98	3.12	0.30
平均值	1.14	0.78	2.49	0.56

注：“/”表示无法计算

(2) 2017 年 10 月现状调查评价

① 种类组成：

调查海域共有 14 个站位调查到底栖生物，共鉴定出底栖生物 7 门 90 种，分别隶属于刺胞动物门、纽形动物门、星虫动物门、环节动物门多毛类、软体动物门、节肢动物门和棘皮动物门。其中环节动物门多毛类 47 种，占 52.22%；节肢动物门 23 种，占 25.56%；软体动物门 13 种，占 14.44%；棘皮动物门 3 种，占 3.33%；星虫动物门 2 种，占 2.22%；刺胞动物门和纽形动物门各 1 种，各占 1.11%。

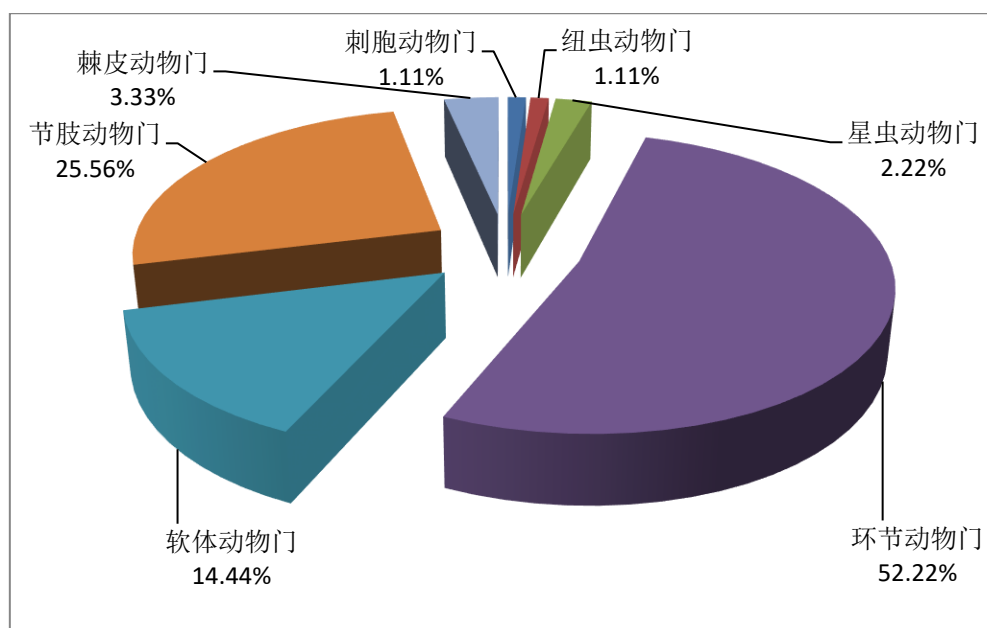


图 5.5-9 调查海域底栖生物种类组成

② 栖息密度和生物量：

调查海域各站位底栖生物栖息密度在 80~860 个/m² 之间，生物量在 0.14~29.68 g/m² 之间。

表 5.5-13 调查海域底栖生物生物量和栖息密度

③ 群落特征：

各站位底栖动物群落结构参数（包括物种数、丰富度指数、多样性指数、均匀度指数和优势度指数）均列于 5.5-14。

表 5.5-14 底栖生物群落特征指数统计表

站位	丰富度指数	多样性指数	均匀度指数	优势度指数
2#	1.86	1.92	0.96	0.72
3#	3.53	3.34	0.96	0.89
7#	2.16	2.00	1.00	0.75
8#	2.95	3.11	0.98	0.88
17#	3.81	3.46	0.97	0.90
18#	3.11	3.14	0.91	0.86
19#	3.34	3.26	0.91	0.87
21#	4.09	3.49	0.92	0.89
26#	3.61	2.94	0.82	0.78
27#	2.55	2.88	0.91	0.84
28#	2.66	2.81	0.81	0.80
31#	2.16	2.00	1.00	0.75
32#	3.73	3.22	0.87	0.85
35#	5.46	3.90	0.82	0.90
最大值	5.46	3.90	1.00	0.90
最小值	1.86	1.92	0.81	0.72
平均值	3.22	2.96	0.92	0.83

5.5.6 潮间带生物

① 种类组成：

2019 年 3 月，调查区共设置 3 条断面，共鉴定潮间带生物 22 种，隶属于环节动物、节肢动物和软体动物。其中软体动物 11 种，占 50.0%；节肢动物 8 种，占 36.4%；环节动物 3 种，占 13.6%。

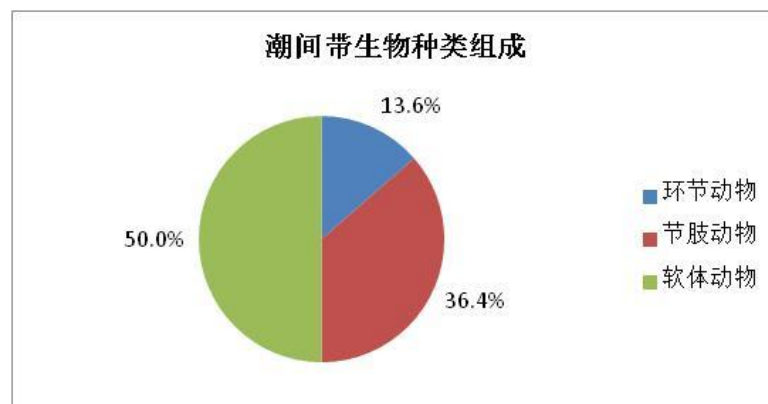


图 5.5-11 潮间带生物种类组成分布图

② 数量分布：

2019 年 03 月，潮间带所有调查断面生物量范围为（22.61 ~896.81）g/m²，生物量平均值为 306.40 g/m²，生物量最高断面为 C5 断面、最低断面为 C2 断面；栖息密度范围为（24 ~732）个/m²，平均值为 262 个/m²，丰度最高断面为Ⅰ断面、最低断面为Ⅱ断面。Ⅰ断面栖息密度垂直分布为低潮区>中潮区>高潮区，Ⅱ断面栖息密度垂直分布为高潮区>中潮区>低潮区，Ⅲ断面栖息密度垂直分布为中潮区>低潮区>高潮区。Ⅰ断面生物量垂直分布为高潮区>中潮区>低潮区，Ⅱ断面生物量垂直分布为高潮区>低潮区>中潮区，Ⅲ断面生物量垂直分布为中潮区>低潮区>高潮区。

表 5.5-15 潮间带生物数量分布表

5.5.7 生物质量

5.5.7.1 调查概况及调查结果

本报告生物质量内容春季来源于青岛环海海洋工程勘察研究院 2018 年 4 月所做的《埕岛油田西北部埕北 208 块产能建设工程海洋环境影响评价生物质量现状监测现状报告》，秋季引用中国海洋大学于 2017 年 10 月对项目附近海域进行生物质量现状调查中的海洋生物质量内容。

生物残毒采集当地优势的鱼类、甲壳类、贝类冷冻保存，带回实验室分析其体内石油类和重金属。具体采样和分析方法严格执行《海洋调查规范》（GB12763.2-2007）和《海洋监测规范》（GB/T17378-2007）的相关技术要求。

（1）2018 年 4 月调查结果

2018 年 4 月青岛环海海洋工程勘察研究院在调查区域进行了 12 个站位的海洋生物拖网调查，进行拖网取样。将所获样品冰冻保存后送室内进行实验。根据《海洋监测规范》（GB17378.6-2007）的有关规定，测定部位取其肌肉部分，生物体测定的有害物质为铜、锌、铅、镉、铬、砷、总汞、石油烃 8 项。调查站位见表 5.5-16，图见图 5.5-12。2018 年 4 月分析测定结果见表 5.5-17。

表 5.5-16 2018 年 4 月生物质量调查站位

图 5.5-12 2018 年 4 月生物质量调查站位图

表 5.5-17 2018 年 4 月调查海域生物体中残留物分析测定结果（湿重 10^{-6} ）

（2）2017 年 10 月调查结果

中国海洋大学于 2017 年 10 月(以下简称秋季)对项目附近海域进行生物质量现状调查。调查站位及站位图分别见表 5.5-18 及图 5.5-13。取样均采用底拖网进行生物个体采集,所获生物个体作为生物质量样品进行保存和分析。根据《海洋监测规范》(GB17378.6-2007)的有关规定,测定部位取其肌肉部分,生物体测定的有害物质为铜、锌、铅、镉、铬、砷、总汞、石油烃 8 项。2017 年 10 月分析测定结果见表 5.5-19。

表 5.5-18 2017 年 10 月生物质量调查站位

图 5.5-13 2017 年 10 月生物质量调查站位图

表 5.5-19 2017 年 10 月调查海域生物体中残留物分析测定结果（湿重 10^{-6} ）

5.5.7.2 结果评价

（1）评价因子

以生物体内的铬、铜、铅、镉、砷、锌、总汞、石油烃作为评价因子。

（2）评价标准

贝类（双壳类）生物体内污染物质含量评价标准采用《海洋生物质量》（GB18421-2001）规定的第一类标准值,其他软体动物和甲壳类、鱼类体内污染物质（除石油烃外）含量评价标准采用《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》中规定的生物质量标准,石油烃含量的评价标准采用《第二次全国海洋污染基线调查技术规程》（第二分册）中规定的生物质量标准。软体动物（非双壳类）、甲壳类和鱼类的生物质量各评价因子标准值见表 5.5-20。

表 5.5-20 海洋生物质量标准值（鲜重）（单位：mg/kg）

生物类别	铬	铜	铅	锌	镉	砷	总汞	石油烃
软体动物（双壳类）	0.5	10	0.1	20	0.2	1.0	0.05	15
软体动物（非双壳类）	/	100	10.0	250	5.5	/	0.3	20

甲壳类	/	100	2.0	150	2.0	/	0.2	20
鱼类	/	20	2.0	40	0.6	/	0.3	20

(3) 评价方法

采用单因子标准指数法进行质量评价。标准指数的计算公式如下：

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

式中， $S_{i,j}$ ——第 i 种评价因子 j 的标准指数；

$C_{i,j}$ ——第 i 种评价因子 j 的测量值；

$C_{j,s}$ ——评价因子 j 的评价标准值。

(4) 评价结果

A、2018 年 4 月评价结果

1) 鱼类体内的铬、铜、锌、砷、镉、汞、铅、石油烃含量均不超过《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》中规定的生物质量标准；石油烃含量不超过《第二次全国海洋污染基线调查技术规程》（第二分册）中规定的生物质量标准。

2) 甲壳类体内的铬、铜、锌、砷、镉、汞、铅、石油烃含量均不超过《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》中规定的生物质量标准；石油烃含量不超过《第二次全国海洋污染基线调查技术规程》（第二分册）中规定的生物质量标准。

3) 软体动物（非双壳类）体内铜、锌、镉、汞、铅含量均不超过《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》中规定的生物质量标准；石油烃含量不超过《第二次全国海洋污染基线调查技术规程》（第二分册）中规定的生物质量标准。

所有生物质量评价因子均不超过所在功能区评价标准。

表 5.5-21 工程海域生物体质量评价标准指数（2018 年 4 月）

站位	样品名称	评价结果					
		铜	锌	镉	铅	总汞	石油烃
Q1	虾虎鱼	0.09	0.23	0.12	0.11	0.41	0.27
Q2	虾虎鱼	0.07	0.14	0.08	0.14	0.40	0.33
	口虾蛄	0.07	0.04	0.59	0.05	0.56	0.54
Q3	口虾蛄	0.11	0.04	0.30	0.25	0.61	0.58
	虾虎鱼	0.09	0.17	0.10	0.09	0.44	0.39
Q4	虾虎鱼	0.08	0.17	0.09	0.19	0.40	0.37
Q5	脉红螺	0.09	0.02	0.18	0.02	0.37	0.43
	虾虎鱼	0.32	0.20	0.72	0.26	0.40	0.23
Q6	口虾蛄	0.20	0.04	0.84	0.11	0.58	0.27
	虾虎鱼	0.45	0.15	0.11	0.18	0.41	0.22
Q7	虾虎鱼	0.06	0.18	0.07	0.13	0.39	0.41
Q8	脉红螺	0.07	0.03	0.12	0.08	0.40	0.41
	虾虎鱼	0.36	0.18	0.13	0.42	0.37	0.33

Q9	口虾蛄	0.11	0.04	0.59	0.16	0.61	0.41
	虾虎鱼	0.10	0.13	0.04	0.08	0.37	0.21
Q10	虾虎鱼	0.06	0.16	0.09	0.18	0.37	0.37
Q11	虾虎鱼	0.12	0.17	0.18	0.29	0.41	0.29
Q12	口虾蛄	0.06	0.03	0.69	0.43	0.58	0.52
	虾虎鱼	0.06	0.16	0.09	0.18	0.37	0.26
最大值		0.45	0.23	0.84	0.43	0.61	0.58
最小值		0.06	0.02	0.04	0.02	0.37	0.21
超标率		0	0	0	0	0	0

B、2017 年 10 月评价结果

评价结果表明绝大部分甲壳类和鱼类监测的重金属要素未出现超出《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》标准，仅有 Cr 在半滑舌鳎（26#）超标率为 5.26%；Pb 在焦氏舌鳎（13#）超标率为 10%，两个点均位于滨州-东营北农渔业区（A1-2）内，执行一类生物质量标准。石油烃未超过《第二次全国海洋污染基线调查技术规程》中规定的质量标准。

除 Cr 在半滑舌鳎（26#）及 Pb 在焦氏舌鳎（13#）超过所在功能区评价标准外，其他评价因子均未超出所在功能区生物质量评价标准。

超标原因分析：本次评价结果显示，超标站位没有空间分布规律，超标原因主要考虑生物体富集的影响，根据 2016 年《北海区海洋环境公报》，河流重金属污染物排海、大气气溶胶和大气污染物湿沉降中的重金属和陆源工业污水和生活污水大量排放是渤海海水中重金属含量的来源。另外，该项目位于渤海中部，渤海是全球 11 个典型的半封闭海之一，水交换能力较差，海水自净能力有限，更新周期长，也是调查区域重金属含量超标的重要原因。海水中含有这些重金属，虽然不超标，但是经过食物链的富集，可能生物体就会超标。



图 5.6-1 2016 年春季渤海污染海域分布示意图

表 5.5-22 工程海域生物体质量评价标准指数（2017 年 10 月）

点位	生物种类	Cr	Cu	Zn	As	Cd	Pb	石油烃
2#	斑尾复虾虎鱼	0.48	0.28	0.06	0.38	0.43	0.12	0.07
	焦氏舌鳎	0.86	0.21	0.21	0.49	0.41	0.19	0.09
	口虾蛄	0.84	0.27	0.17	0.38	0.59	0.24	0.19
	脉红螺	0.80	0.05	0.09	0.47	0.57	0.37	0.15
3#	六丝钝尾虾虎鱼	0.99	0.53	0.16	0.45	0.47	0.50	0.19
	毛蚶	0.77	0.52	0.39	0.10	0.29	0.24	0.13
	日本关公蟹	0.63	0.83	0.49	0.37	0.47	0.62	0.14
	银鲳	0.76	0.31	0.79	0.11	0.32	0.38	0.12
6#	扁玉螺	0.39	0.38	0.14	0.24	0.26	0.36	0.11
	口虾蛄	0.59	0.41	0.04	0.21	0.62	0.10	0.10
	六丝钝尾虾虎鱼	0.26	0.14	0.23	0.43	0.24	0.12	0.11
8#	方氏云鳎	0.73	0.71	0.62	0.42	0.20	0.33	0.22
	尖海龙	0.82	0.51	0.74	0.26	0.35	0.60	0.17
	口虾蛄	0.38	0.57	0.68	0.19	0.42	0.53	0.18
	脉红螺	0.65	0.65	0.39	0.41	0.54	0.10	0.18
13#	焦氏舌鳎	0.70	0.08	0.33	0.39	0.54	1.10	0.15
	隆线强蟹	0.78	0.51	0.08	0.13	0.13	0.60	0.12
	鹰爪虾	0.68	0.17	0.33	0.47	0.49	0.36	0.16
	长蛇鲻	0.44	0.44	0.26	0.50	0.39	0.37	0.14
16#	扁玉螺	0.75	0.63	0.08	0.29	0.41	0.11	0.08
	焦氏舌鳎	0.74	0.47	0.29	0.42	0.36	0.15	0.22
	脉红螺	0.63	0.65	0.20	0.36	0.21	0.11	0.12
	皮氏叫姑鱼	0.53	0.39	0.18	0.13	0.32	0.39	0.11
18#	毛蚶	0.57	0.46	0.55	0.48	0.09	0.43	0.19
	日本关公蟹	0.71	0.85	0.30	0.16	0.17	0.46	0.19
	日本蟳	0.86	0.41	0.53	0.52	0.56	0.10	0.09
19#	隆线强蟹	0.86	0.29	0.68	0.27	0.33	0.31	0.15
	脉红螺	0.98	0.81	0.64	0.43	0.21	0.29	0.09
	毛蚶	0.79	0.70	0.82	0.20	0.17	0.55	0.05

	日本蟳	0.46	0.71	0.66	0.19	0.38	0.51	0.14
26#	斑鲚	0.50	0.08	0.08	0.24	0.58	0.22	0.09
	半滑舌鳎	1.04	0.07	0.21	0.35	0.40	0.24	0.19
	扁玉螺	0.54	0.60	0.15	0.45	0.13	0.32	0.10
	日本关公蟹	0.94	0.62	0.27	0.38	0.41	0.31	0.14
29#	四角蛤蜊	0.66	0.31	0.05	0.54	0.19	0.39	0.09
	细条天竺鱼	0.94	0.56	0.18	0.20	0.27	0.53	0.07
	鲜明鼓虾	0.61	0.58	0.07	0.48	0.35	0.30	0.05
	银鲳	0.84	0.55	0.33	0.25	0.18	0.24	0.06
31#	半滑舌鳎	0.40	0.31	0.28	0.14	0.29	0.22	0.18
	短蛸	0.14	0.60	0.11	0.34	0.40	0.57	0.07
	口虾蛄	0.18	0.60	0.12	0.23	0.18	0.51	0.22
	鹰爪虾	1.29	0.53	0.21	0.12	0.47	0.58	0.06
35#	短蛸	0.87	0.06	0.23	0.51	0.37	0.41	0.07
	绯鲷	0.90	0.34	0.15	0.35	0.33	0.38	0.19
	脊尾白虾	0.86	0.43	0.31	0.13	0.13	0.19	0.07
	尖海龙	0.90	0.45	0.04	0.48	0.40	0.50	0.08
最大值		1.29	0.85	0.82	0.54	0.62	1.10	0.22
最小值		0.14	0.05	0.04	0.10	0.09	0.10	0.05
平均值		0.70	0.45	0.30	0.33	0.35	0.36	0.13

5.6 渔业资源现状调查与评价

5.6.1 渔业资源调查概况

5.6.1.1 调查时间

中国水产科学研究院黄海水产研究所于 2018 年 5 月（春季）和 10 月（秋季）在项目周边海域进行了春、秋季渔业资源现状调查。

5.6.1.2 调查范围及站位布设

2018 年 5 月渔业资源调查站位见图 5.6-1a，经纬度见表 5.6-1a。2017 年 10 月渔业资源调查站位表 5.6-1b，图见 5.6-1b。

图 5.6-1a 2018 年 5 月渔业资源现状调查站位图

表 5.6-1a 2018 年 5 月渔业资源调查站位经纬度

图 5.6-1b 2018 年 10 月渔业资源现状调查站位图

表 5.6-1b 2018 年 10 月渔业资源调查站位经纬度

5.6.1.3 调查方法

(1) 渔业资源

游泳动物拖网调查使用适合当地的单拖渔船，单拖网囊网目应取选择性低的网目（网囊部 2a 小于 20mm），每站拖曳 1h 左右（视具体海上作业条件而定），拖网速度控制在 3kn 为宜。每网调查的渔获物进行分物种渔获重量和尾数统计。记录网产量，进行主要物种生物学测定。渔业资源密度计算采用面积法。

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和其它类尾数、重量逃逸率逃逸率均为 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/km²；尾数：10³ ind./ km²）；

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（km²/h）（网口水平扩张宽度（km）×拖曳距离（km），拖曳距离为拖网速度（km/h）和实际拖网时间（h）的乘积；

q —网具捕获率（可捕系数，=1-逃逸率），取 0.5（平均值）。

(2) 鱼卵、仔稚鱼

根据《海洋调查规范》，鱼卵、仔稚鱼采集使用浅水 I 型浮游生物网，网长 145cm，网口内径 80cm，筛绢为 JP120，（孔径为 0.507mm）。垂直拖网每站自底层到表层垂直拖网 1 次（定量），网口加流量计（流量计型号 834110）；水平拖网每站拖曳 10min（定性）。

样品经 5%福尔马林固定，带回实验室后进行分类、鉴定和计数。

5.6.2 鱼卵、仔稚鱼

5.6.2.1 种类组成

2018 年 5 月 12 个站位均进行了鱼卵、仔稚鱼拖网。调查所获鱼卵 10 种，隶属 5 目 8 科，仔稚鱼 10 种，隶属 4 目 8 科。详见表 5.6-2。

表 5.6-2 鱼卵、仔稚鱼名录

目	序号	种类	拉丁名	鱼卵	仔稚鱼
鲱形目	1	鳀	<i>Engraulis japonicus</i>	+	+
	2	斑鲹	<i>Konosirus punctatus</i>	+	+
	3	青鳞沙丁鱼	<i>Sardinella zunasi</i>	+	
	4	赤鼻棱鳀	<i>Thryssa kammalensis</i>	+	
鲷形目	5	鲷	<i>Liza haematocheilus</i>	+	+
鲈形目	6	银鲈	<i>Pampus argenteus</i>	+	+
	7	白姑鱼	<i>Argyrosomus argentatus</i>	+	
	8	黄鳍刺鰕虎鱼	<i>Acanthogobius flavimanus</i>		+
	9	矛尾鰕虎鱼	<i>Chaeturichthys stigmatias</i>		+
	10	绯鲷	<i>Callionymus beniteguri</i>	+	+
	11	竿鰕虎鱼	<i>Luciogobius guttatus</i>		+
鲷形目	12	鲷	<i>Platycephalus indicus</i>	+	
	13	许氏平鲷	<i>Sebastes schlegelii</i>		+
	14	细纹狮子鱼	<i>Liparis tanakae</i>		+
鲷形目	15	短吻红舌鲷	<i>Cynoglossus joyneri</i>	+	

5.6.2.2 数量与密度分布

调查的 12 个站位中，12 个站位均有鱼卵出现，鱼卵出现频率为 100%。鱼卵密度平均为 0.530ind/m³，其中 10 站位最高，为 2.678ind/m³，12 号站次之，6 号站最低。9 个站位有仔稚鱼出现，仔稚鱼出现频率为 75.00%。仔稚鱼密度平均为 0.140ind/m³，其中 11 号站最高，为 0.69ind/m³，10 号站次之，3 个站位未出现仔稚鱼。

表 5.6-3 春季拖网捕获的鱼类

5.6.3 鱼类资源状况

5.6.3.1 种类组成

调查海域春、秋 2 个航次共捕获鱼类 35 种，隶属于 7 目，19 科。所捕获的 35 种鱼类中，暖水性鱼类有 16 种，占鱼类种数的 45.71%，暖温性鱼类有 15 种，占 42.86%，冷温性鱼类有 4 种，占 11.43%；按栖息水层分，底层鱼类有 25 种，占鱼类种数的 71.43%，中上层鱼类有 10 种，占 28.57%。按越冬场分，渤海地方性鱼类有 12 种，占鱼类种数的 34.29%，长距离洄游性鱼类有 23 种，占 65.71%。按经济价值分，经济价值较高的有 15 种，占鱼类种数的 42.86%，经济价值一般的有 12 种，占 34.29%，经济价值较低有 8 种，占 22.86%。

表 5.6-3 调查海区捕获鱼类名录

序号	名称	目	科	春季	秋季
1	青鳞沙丁鱼 <i>Sardinella zunasi</i>	鲱形目	鲱科	√	√
2	斑鰾 <i>Clupanodon punctatus</i>			√	√
3	赤鼻棱鲷 <i>Thrissa kammalensis</i>		鲷科	√	√
4	中颌棱鲷 <i>Thrissa mystax</i>			√	√
5	黄鲫 <i>Setipinna taty</i>			√	√
6	鲷 <i>Engraulis japonicus</i>			√	√
7	叫姑鱼 <i>Johnius belengerii</i>	鲈形目	石首鱼科	√	√
8	白姑鱼 <i>Pennahia argentata</i>				√
9	方氏云鲷 <i>Enedrias fangi</i>		锦鲷科	√	√
10	长绵鲷 <i>Enchelyopus elongatus</i>		绵鲷科	√	
11	少鳞鳎 <i>Sillago japonica</i>		鳎科		√
12	细条天竺鲷 <i>Lineatus</i>		天竺鲷科		√
13	银鲳 <i>Pampus argenteus</i>		鲳科	√	√
14	矛尾鰕虎鱼 <i>Chaeturichthys stigmatias</i>		鰕虎鱼科	√	√
15	六丝矛尾鰕虎鱼 <i>Chaeturichthys hexanema</i>			√	√
16	裸项栉鰕虎鱼 <i>Ctenogobius giurinus</i>			√	√
17	红狼牙鰕虎鱼 <i>Odontamblyopus rubicundus</i>			√	√
18	矛尾复鰕虎鱼 <i>Symechogobius hasta</i>				√
19	中华栉孔鰕虎鱼 <i>Ctenotrypauchen chinensis</i>			√	√
20	丝鰕虎鱼 <i>Cryptocentrus filifer</i>				√
21	玉筋鱼 <i>Ammodytes personatus</i>		玉筋鱼科	√	
22	小带鱼 <i>Eupleurogrammus muticus</i>		带鱼科		√
23	带鱼 <i>Trichiurus lepturus</i>				√
24	小黄鱼 <i>Larimichthys polyactis</i>		鲈科	√	
25	绯鲷 <i>Callionymus beniteguri</i>			√	√

26	大泷六线鱼 <i>Hexagrammos otakii</i>	鲷形目	六线鱼科		√
27	鲷 <i>Platycephalus indicus</i>		鲷科	√	√
28	许氏平鲷 <i>Sebastes schlegelii</i>				√
29	短吻红舌鲷 <i>Cynoglossus joyneri</i>	鲽形目	舌鲷科		√
30	石鲽 <i>Kareius bicoloratus</i>		鲽科	√	
31	绿鳍马面鲀 <i>Thamnaconus modestus</i>	鲀形目	鲀科	√	
32	假睛东方鲀 <i>Takifugu pseudommus</i>			√	√
33	黄魮鰕 <i>Lophius litulon</i>	魮鰕目	魮鰕科	√	
34	长蛇鲻 <i>Saurida elongata</i>	灯笼鱼目	狗母鱼科		√
35	日本鰺 <i>Hyporhamphus sajori</i>	颌针鱼目	鰺科		√

表 5.6-4 调查海域鱼类种类组成

种名	经济价值			水层		适温性			越冬场		
	较高	一般	较低	中上层	底层	暖水性	暖温性	冷温性	渤海	黄海	东海
青鳞小沙丁鱼		+		+		+				+	
斑鲷		+		+		+				+	
赤鼻棱鲷		+		+		+				+	
中颌棱鲷		+		+		+				+	
黄鲫	+			+		+				+	
鲷		+		+		+				+	
叫姑鱼	+				+	+				+	
白姑鱼	+				+	+				+	
方氏云鲷			+		+			+	+		
长绵鲷			+		+			+		+	
少鳞鳢	+				+		+		+		
细条天竺鲷			+	+			+			+	
银鲳	+				+		+				+
矛尾鰕虎鱼		+			+		+		+		
六丝矛尾鰕虎鱼		+			+		+			+	
裸项栉鰕虎鱼			+		+		+			+	
红狼牙鰕虎鱼			+		+		+		+		
矛尾复鰕虎鱼		+			+		+		+		
中华栉孔鰕虎鱼			+		+		+		+		
丝鰕虎鱼			+		+	+			+		
玉筋鱼	+				+			+		+	
小带鱼		+			+		+		+		
带鱼	+				+	+				+	
小黄鱼	+				+	+				+	
绯鲷			+		+		+		+		
大泷六线鱼	+			+		+				+	
鲷	+				+	+				+	
许氏平鲷	+			+		+			+		
短吻红舌鲷		+			+		+		+		
石鲽		+			+			+		+	
假睛东方鲀	+				+		+				+

黄鲛鰵	+				+	+				+	
长蛇鲻	+				+		+			+	
日本鰵		+		+			+			+	
合计	15	12	8	10	24	16	15	3	12	21	2

5.6.3.2 渔获量分布、优势种分析

春季：

春季（5 月）共捕获鱼类 23 种，平均渔获量为 844 尾/h，10.388kg/h。鱼类的优势种为矛尾虾虎鱼、方氏锦鲷、绯鲷和短吻红舌鲷。按重量组成矛尾虾虎鱼 50.35%、方氏锦鲷 15.98%、绯鲷 5.21%、六丝钝尾虾虎鱼 4.57%和短吻红舌鲷 3.65%，以上 5 种鱼类占鱼类总重量的 80.99%。按数量组成为矛尾虾虎鱼 63.27%、方氏锦鲷 8.30%、鲷 4.98%、绯鲷 3.43%和六丝钝尾虾虎鱼 3.21%；以上 5 种鱼类占鱼类总数量的 83.19%。

根据渔获物分析，本次调查中幼鱼的尾数占总尾数的 16.71%，为 141 尾/h，生物量为 0.900kg/ km²。成体渔业资源的平均渔获量 703 尾/h，9.488kg/ km²。

表 5.6-5 春季拖网捕获鱼类

表 5.6-6 春季鱼类优势种类及主要组成种类

种类	F%	N%	M%	IRI
矛尾鰕虎鱼	100	63.27	50.35	11362.0
方氏云鰕	58.33	8.3	15.98	1416.3
鲷	58.33	4.98	3.27	481.2
绯鲷	50	3.43	5.21	432.0
六丝矛尾鰕虎鱼	41.67	3.21	4.57	324.2
短吻红舌鲷	33.33	5.83	3.56	313.0

秋季：

秋季（10 月）共捕获鱼类 29 种，平均渔获量为 2400 尾/h，14.075kg/ h。鱼类优势种及主要组成种类见下表，根据相对重要性指数 IRI，优势种包括六丝矛尾鰕虎鱼和矛尾鰕虎鱼，此 2 种渔业资源种类 IRI 指数都超过 3000，说明此 2 种鱼类在渤海鱼类群落结构中占绝对优势地位，主要组成种类有鲷、青鳞沙丁鱼、裸项栉鰕虎鱼、方氏云鰕和短吻红舌鲷。

按重量组成：六丝矛尾鰕虎鱼（45.18%）、矛尾鰕虎鱼（23.86%）、鲷（8.73%）、青

鳞沙丁鱼（6.05%）；以上 4 种鱼类占鱼类渔获总重量的 83.82%。按数量组成为六丝矛尾鰕虎鱼（63.29%）、矛尾鰕虎鱼（14.13%）、青鳞沙丁鱼（6.05%）和方氏云鲷（2.83%）；以上 4 种鱼类占鱼类渔获总重量的 86.30%。

根据渔获物分析，本次调查中幼鱼的尾数占总尾数的 33.75%，为 810 尾/h，生物量为 1.835kg/h。成体渔业资源的平均渔获量 1590 尾/ km²，12.240kg/h。

表 5.6-7 秋季拖网捕获的鱼类

表 5.6-8 表 2.2-6 秋季鱼类优势种类及主要组成种类

种类	F%	N%	M%	IRI
六丝矛尾鰕虎鱼	100	63.29	45.18	10847.0
矛尾鰕虎鱼	100	14.13	23.86	3799.0
鲷	83.33	1.58	8.73	859.1
青鳞沙丁鱼	58.33	4.21	6.05	598.5
裸项栉鰕虎鱼	75	2.55	2.01	342.0
方氏云鲷	41.66	2.83	4.58	308.7
短吻红舌鲷	50	1.16	1.76	146.0

5.6.3.3 鱼类资源数量及评估

春季（6 月）共捕获鱼类 22 种，平均渔获量为 844 尾/h，10388kg/h；其中幼鱼为 141 尾/h，成鱼为 9.488kg/ km²。经换算鱼类的平均资源密度 23607 尾/km²，297.82kg/km²；其中幼鱼平均资源密度为 3944 尾/ km²，成鱼平均资源密度为 272.021kg/ km²。

秋季（10 月）共捕获鱼类 29 种，平均渔获量为 2400 尾/h，14.075kg/ h；其中幼鱼为 810 尾/h，成鱼为 12.240kg/h。经换算鱼类的平均资源密度 67182 尾/km²，403.53kg/km²；其中幼鱼平均资源密度为 22656 尾/ km²，成鱼平均资源密度为 350.921kg/ km²。

根据鱼类资源调查结果，鱼类资源密度全年平均值成体为 311.471kg/ km²，幼鱼为 13300 尾/km²。

5.6.4 头足类资源状况

5.6.4.1 种类组成

调查海域的头足类主要有两种类型，一是沿岸性种类，多栖息在近岸浅海水域，个体较小，游泳速度较慢，仅做短距离移动。属于这种类型的有短蛸和长蛸。另一类型是

近海性种类，多栖息于沿岸水和外海水交汇的近海水域，个体较大游泳速度较快，洄游距离较长，对环境具有较好的适应力，空间分布范围较广，如日本枪乌贼。渔获物中，头足类主要有 3 种，见下表。

表 5.6-9 头足类名录

序号	中文名	拉丁文名	目	科	2018 年 5 月	2018 年 10 月
1	日本枪乌贼	<i>Loligo japonica</i>	枪形目	枪乌贼科	√	√
2	短蛸	<i>Octopus ocellatus</i>	八腕目	章鱼科	√	√
3	长蛸	<i>Octopus variabilis</i>	八腕目	章鱼科	√	√
4	双喙耳乌贼	<i>Sepiola birostrata</i>	乌贼目	耳乌贼科	√	

5.6.4.2 头足类渔获量及季节变化

春季：

春季捕获头足类 4 种，为长蛸、短蛸、日本枪乌贼和双喙耳乌贼。平均渔获量 570 尾/h，7.313kg/h。头足类生物量范围在 1.123kg/h~21.524kg/h，最高的是 4 号站，其次为 3 号站，最低的是 7 号站。优势种为日本枪乌贼。

根据渔获物分析，头足类幼体的尾数占总尾数的 18.60%，为 106 尾/h，生物量为 0.484kg/h。成体头足类的平均渔获量 6.829kg/km²，464 尾/h。

表 5.6-10 春季拖网捕获的头足类

表 5.6-11 春季头足类优势种类及主要组成种类

种类	F%	N%	M%	IRI
日本枪乌贼	83.33	73.3	28.65	8495.5
短蛸	41.67	5.32	25.36	1278.4
长蛸	25	6.25	43.93	1254.5
双喙耳乌贼	83.33	15.13	2.06	1432.4

秋季：

秋季共捕获头足类 3 种，为日本枪乌贼、长蛸和短蛸。平均渔获量 376 尾/h，3.614kg/h。头足类生物量范围在 0.250 kg/h~11.235kg/h，最高是 2 号站，其次为 1 号站，最低是 12 号站。优势种为日本枪乌贼和短蛸。

根据渔获物分析，头足类幼体的尾数占总尾数的 32.98%，为 124 尾/h，生物量为

0.401kg/h。成体头足类的平均渔获量 2.763kg/h，252 尾/h。

表 5.6-12 秋季拖网捕获的头足类

表 5.6-13 秋季头足类优势种类及主要组成种类

种类	F%	N%	M%	IRI
日本枪乌贼	100	85.6	38.4	12400
短蛸	91.67	10.2	53.67	5855.0
长蛸	41.67	4.2	7.93	505.5

5.6.4.3 头足类资源数量及评估

春季（5 月）共捕获头足类 4 种，平均渔获量 570 尾/h，7.313kg/h。其中头足类幼体为 106 尾/h，成体为 6.829kg/ km²，经换算头足类平均资源密度为 15840 尾/ km²，209.664kg/ km²；其中头足类幼体为 2946 尾/ km²，成体为 195.787kg/ km²。

秋季（10 月）共捕获头足类 3 种，平均渔获量 376 尾/h，3.614kg/h；其中头足类幼体为 124 尾/h，2.763kg/h。经换算头足类平均资源密度为 10449 尾/ km²，103.613kg/ km²；其中头足类幼体为 3446 尾/ km²，成体为 79.215kg/ km²。

根据头足类资源调查结果，头足类成体资源密度全年平均值为 137.501kg/ km²，幼体为 3196 尾/km²。

5.6.5 甲壳类资源状况

5.6.5.1 种类组成

本次调查共捕获甲壳类 21 种，隶属于 2 目，13 科，其中虾类 12 种，蟹类 8 种，口足类 1 种。其中春季调查捕获甲壳类 12 种，秋季调查捕获甲壳类 14 种。调查海域春季的优势种为口虾蛄和日本鼓虾；秋季优势种为鹰爪虾、口虾蛄、日本鼓虾和中国对虾。

表 5.6-9 甲壳类名录

序号	中文名	目	科	2018 年 5 月	2018 年 10 月
1	鹰爪糙对虾 <i>Trachysalambria curvirostris</i>	十足目	对虾科		√
2	周氏新对虾 <i>Metapenaeus joyneri</i>				√
3	日本对虾 <i>Penaeus japonicus</i>				√

4	中国对虾 <i>Fenneropenaeus chinensis</i>				√
5	鲜明鼓虾 <i>Alpheus heterocarpus</i>		鼓虾科	√	√
6	日本鼓虾 <i>Alpheus japonicus</i>			√	√
7	葛氏长臂虾 <i>Palaemon gravieri</i>			√	√
8	脊腹褐虾 <i>Crangon affinis</i>		褐虾科	√	
9	细螯虾 <i>Leptochela gracilis</i>		玻璃虾科	√	
10	水母深额虾 <i>Latreutes anoplonyx</i>		藻虾科	√	
11	红条鞭腕虾 <i>Lysmata vittata</i>			√	√
12	大螯蛄虾 <i>Upogebia major</i>		蛄蛄虾科	√	
13	三疣梭子蟹 <i>Portunus trituberculatus</i>		梭子蟹科		√
14	日本蟳 <i>Charybdis japonica</i>			√	√
15	寄居蟹 <i>Paguridae</i>		寄居蟹科	√	
16	霍氏三强蟹 <i>Pinnotheridae</i>		豆蟹科	√	
17	磁蟹 <i>porcellana larva</i>		磁蟹科		√
18	隆线强蟹 <i>Eucrate crenata</i>		长脚蟹科	√	√
19	泥脚隆背蟹 <i>Carcinoplax vestita</i>				√
20	日本关公蟹 <i>Dorippe japonica</i>		关公蟹科	√	
21	口虾蛄 <i>Oratosquilla oratoria</i>	口足目	虾蛄科	√	√

5.6.5.2 甲壳类渔获量及季节变化

春季:

春季（5 月）共捕获甲壳类 12 种，其中虾类 7 种，蟹类 4 种，口足类 1 种；平均渔获量为 1282 尾/h，15.877kg/h。其优势种及主要组成种类见下表，根据相对重要性指数 IRI，优势种包括口虾蛄、日本鼓虾，此 2 种甲壳类资源种类 IRI 指数都超过 3000，说明 5 月份此 2 种甲壳类在渤海甲壳类类群落结构中占绝对优势地位，主要组成种类有葛氏长臂虾和脊腹褐虾。甲壳类生物量范围在 9.227kg/h~26.724kg/h，最高为 2 号站，其次为 4 号站，最低为 5 号站。

根据渔获物分析，虾类幼体占虾类总尾数的 12.42%，为 167 尾/h，生物量为 0.536kg/h，虾类成体为 1056 尾/h，生物量为 13.729kg/h。蟹类幼体占虾类总尾数的 18.64%，为 11 尾/h，生物量为 0.123kg/h，蟹类成体为 48 尾/ km²，生物量为 1.489kg/h。

表 5.6-10 春季拖网捕获的甲壳类

表 5.6-11 春季甲壳类优势种类及主要组成种类

种类	F%	N%	M%	IRI

口虾蛄	100	51.86	84.36	13622.0
日本鼓虾	83.33	35.12	5.33	3370.7
葛氏长臂虾	75	5.6	2.6	615.0
脊腹褐虾	58.33	4.2	1.12	310.3

秋季：

秋季（10月）共捕获甲壳类 14 种，其中虾类 8 种，蟹类 5 种，十足类 1 种；平均渔获量为 1741 尾/h，10.222kg/h。其优势种及主要组成种类见下表，根据相对重要性指数 IRI，优势种包括鹰爪虾、口虾蛄、日本鼓虾，此 3 种甲壳类资源种类 IRI 指数都超过 1000，说明 10 月份此 3 种甲壳类在渤海甲壳类类群落结构中占绝对优势地位，主要组成种类有三疣梭子蟹和周氏新对虾。

根据渔获物分析，虾类幼体占虾类的 21.66%，为 366 尾/h，生物量为 0.567kg/h，虾类成体为 1323 尾/h，生物量为 8.436kg/h；蟹类幼体的尾数占总尾数的 23.08%，为 12 尾/h，生物量为 0.151kg/h，蟹类成体为 40 尾/h，生物量为 1.068kg/h。

表 5.6-12 秋季拖网捕获的甲壳类

表 5.6-13 秋季甲壳类优势种类及主要组成种类

种类	F%	N%	M%	IRI
鹰爪虾	100	54.32	28.62	8294.0
口虾蛄	100	20.12	43.12	6324.0
日本鼓虾	83.33	9.13	11.22	1695.8
三疣梭子蟹	75	1.12	10.65	882.8
周氏新对虾	16.67	5.26	1.21	107.9

5.6.5.3 甲壳类资源数量及评估

春季（5月）共捕获甲壳类 12 种，平均渔获量为 1282 尾/h，15.877kg/h，其中虾类幼体为 167 尾/h，虾类成体为 13.729kg/h；蟹类幼体为 11 尾/h，成体为 1.489kg/h。经换算甲壳类平均资源密度为 35627 尾/km²，455.194 kg/km²；其中虾类成体资源密度为 393.610 kg/km²，幼体平均资源密度为 4641 尾/km²；蟹类成体资源密度为 42.690 kg/km²，幼体平均资源密度为 315 尾/km²。

秋季（10 月）共捕获甲壳类 14 种，平均渔获量为 1741 尾/h，10.222kg/h，其中虾类幼体为 366 尾/h，虾类成体为 8.436kg/h；蟹类幼体为 12 尾/h，成体为 1.068kg/h。经换算甲壳类平均资源密度为 48382 尾/km²，293.065 kg/km²；其中虾类成体资源密度为 241.86 kg/km²，幼体平均资源密度为 10171 尾/km²；蟹类成体资源密度为 30.620 kg/km²，幼体平均资源密度为 333 尾/km²。

根据调查结果，甲壳类资源密度全年平均值：甲壳类为 354.39kg/km²，虾类幼体为 7406 尾/km²，蟹类幼体为 324 尾/km²。



编号: COES-013-HP-2016

埕岛油田 76 座平台及配套工程

环境影响报告书

(下册)

中海石油环保服务（天津）有限公司

中国·北京

2019 年 05 月

目 录

1	总论	1
1.1	评价任务由来与评价目的	1
1.2	编写依据	2
1.3	环境质量标准	4
1.4	环境影响因素要素和评价因子	9
1.5	环境影响评价工作等级	10
1.6	环境影响评价范围与评价重点	14
1.7	环境保护目标和环境敏感目标	16
2	工程概况	32
2.1	工程项目概况	32
2.2	埕岛油田整体及主体区块基本概况	70
2.3	工程开发方案回顾	75
2.4	依托可行性分析	160
3	工程分析	192
3.1	生产工艺回顾及产污环节分析	192
3.2	工程各阶段污染物排放情况	199
4	区域自然和社会环境概况	232
4.1	区域自然环境现状	232
4.2	区域社会环境现状	235
4.3	工程海洋资源和海域开发利用情况	239
4.4	周边海域环境保护目标的现状与分布	244
5	环境质量现状调查	272
5.1	水文动力环境现状调查与评价	272
5.2	地形地貌与冲淤环境现状调查与评价	285
5.3	海水水质现状调查及评价	298
5.4	海洋沉积物现状调查及评价	334
5.5	海洋生态环境现状调查及评价	337
5.6	渔业资源现状调查与评价	366

6	回顾性环境影响评价.....	380
6.1	油田开发生产过程回顾.....	380
6.2	现有工程溢油事故回顾.....	476
6.3	海洋环境质量现状回顾性评价结果.....	477
7	环境影响预测与评价	503
7.1	水文动力环境影响分析与评价.....	503
7.2	地形地貌与冲淤环境影响分析与评价.....	513
7.3	水质环境影响预测评价.....	521
7.4	沉积物环境影响分析.....	556
7.5	海洋生态环境影响分析.....	557
7.6	主要环境敏感目标环境影响分析与评价.....	570
7.7	项目建设对海上交通的影响.....	573
7.8	项目继续运行对海洋环境影响的可接受性.....	575
8	环境风险分析与评价	576
8.1	环境风险评价等级判定.....	576
8.2	环境风险危害识别与事故频率估算.....	578
8.3	溢油漂移数值预测.....	589
8.4	事故后果分析.....	644
8.5	地质性溢油风险分析与评价.....	649
8.6	管线超期服役溢油风险分析和风险防范对策措施.....	689
8.7	环境风险防范对策措施和应急方法.....	826
8.8	结论.....	730
9	清洁生产.....	731
9.1	工艺设计中采用的清洁生产与污染防治措施.....	731
9.2	施工过程中采用的清洁生产与污染防治措施.....	732
9.3	生产过程中采取的清洁生产与污染防治措施.....	732
9.4	建设项目清洁生产评价.....	733
10	总量控制.....	737
10.1	污染物排放情况.....	737
10.2	污染物排放削减办法.....	737

10.3	污染物排放总量控制方案与建议.....	738
11	环境保护对策措施.....	739
11.1	建设项目各阶段的污染环境保护对策措施.....	739
11.2	建设项目的环境保护设施和对策措施一览表.....	752
12	环境保护的技术经济合理性.....	755
12.1	环境保护设施和对策的费用投资.....	755
12.2	环境保护的损益分析.....	762
12.3	环境保护措施的经济合理性和可行性分析.....	763
13	海洋生态建设方案.....	765
13.1	污染物源头控制及溢油应急措施.....	765
13.2	海洋生态损害分析.....	766
13.3	海洋生态补偿措施.....	767
13.4	海洋生态保护/修复措施.....	768
13.5	海洋生态修复监管措施建议.....	771
13.6	海洋跟踪监测措施.....	771
13.7	延寿评估监测方案.....	774
14	工程可行性分析.....	776
14.1	工程与海洋主体功能区规划符合性分析.....	776
14.2	工程与海洋功能区划符合性分析.....	786
14.3	工程与与环境保护规划的符合性分析.....	804
14.4	工程与海洋生态红线区划定方案符合性分析.....	813
14.5	与黄河三角洲国家级自然保护区要求符合性分析.....	820
14.6	与东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区符合性分析.....	823
14.7	工程与产业政策的符合性分析.....	823
15	环境管理与环境监测计划.....	827
15.1	环境管理.....	827
15.2	环境监测计划.....	831
15.3	环境管理和监测计划的建议.....	835
16	环境影响评价结论与对策建议.....	837
16.1	工程分析结论.....	837

16.2 环境现状分析与评价结论.....	838
16.3 环境影响预测分析与评价结论.....	841
16.4 环境风险分析与评价结论.....	843
16.5 清洁生产和总量控制结论.....	844
16.6 环境保护对策措施的合理性、可行性结论.....	845
16.7 公众参与分析与评价结论.....	845
16.8 建设项目与政策法规的符合性分析.....	846
16.9 建设项目环境可行性结论.....	849
16.10 其他意见和建议.....	850

6 回顾性环境影响评价

6.1 油田开发生产过程回顾

6.1.1 埕岛油田整体概况介绍

胜利埕岛海上油田自 1993 年正式开发至今已有 20 多年的历史，埕岛油田分为主体区块和东部区块。

胜利埕岛海上油田自 1993 年正式开发至今已有 20 多年的历史，埕岛油田分为主体区块和东部区块。

主体区块平台总计 85 座，混输管道 68 条，注水管道 58 条，海底电缆 93 条，输气管线 3 条。

东部区块平台总计 29 座，混输管道 21 条，注水管道 2 条，海底电缆 22 条。

埕岛油田总体情况详见下表：

表 6.1-1 埕岛油田整体基本情况表

区块	所在环评报告名称	平台数量	输油管道数量	注水管道数量	电缆数量	输气管道数量	备注
主体区块	埕岛油田 76 座平台及配套工程（主体区块）	70	56	43	77	2	本次评价内容
	中心三号平台及海上配套 &CB20A—中心二号输油管线工程	1	2	2	1	1	2013 年完成环评《埕岛中心三号平台及海上配套 &CB20A—中心二号输油管线工程环境影响报告书》，并取得原国家海洋局批复，批复文号为“国海环字（2013）654 号”。
	埕岛油田主体及西北部开发工程	14	10	13	15	0	2014 年完成环评《埕岛油田主体及西北部开发工程环境影响报告书》，并取得原国家海洋局批复，批复文号为“国海环字[2014] 531 号”。
	合计	85	68	58	93	3	
东部区块	埕岛油田 76 座平台及配套工程（东部区块）	6	2	0	2	0	本次评价内容
	埕岛油田东部 7 座平台及配套工程	7	2	0	3	0	正在办理环评手续
	埕岛油田东部区块开发工程	9	9	0	9	0	2005 年完成环评《埕岛油田东部区块环境影响报告书》，并取得原国家海洋局批复，批复文号为“国海环字 [2005]72 号”
	埕岛油田东部区块开发工程	5	8	2	8	0	2014 年完成环评《埕岛油田东部区块环境影响报告书》，并取得原国家海洋局批复，批复文号为“国海环字[2014]532 号”。
	SH801、ZH101 平台弃置	2	0	0	0	0	环境影响评估报告已批复。
	合计	29	21	2	22	0	

6.1.2 环评制度执行情况

6.1.2.1 依托工程环评制度执行情况

依托工程中，CB805 单平台正在办理环评手续，其他依托工程均已取得环评批复手续。依托工程环保手续情况详见下表。

表 6.1-2 与本项目相关的海上工程执行过的环保手续概况一览表

海上依托设施	依托工程名称	所在环评文件	环评批复
依托的平台	中心三号平台	埕岛中心三号平台及海上配套&CB20A—中心二号输油管线工程环境影响报告书	国海环字（2013）654 号
	CB246	埕岛油田主体及西北部开发工程环境影响报告书	国海环字[2014] 531 号
	CB248		
	CB4E		
	CB22F		
	CB805 单	埕岛油田东部区块 7 座平台及配套工程环境影响报告书	正在办理
	CB812	埕岛油田东部区块环境影响报告书	国海环字[2014]532 号
	CB326		
	CB30B	埕岛油田东部区块环境影响报告书	国海环字 [2005]72 号
	CB30A		
依托的混输管线	CB20A—中心二号	埕岛中心三号平台及海上配套&CB20A—中心二号输油管线工程环境影响报告书	国海环字（2013）654 号
	CB11B—CB11A	埕岛油田中心一号平台改造工程和 CB11A 至 CB11B 等 2 条海底管道更新工程	国海环字[2016] 76 号
	CB246—CB248	埕岛油田主体及西北部开发工程环境影响报告书	国海环字[2014] 531 号
	CB248—CB243A		
	CB243A—CB4E		
	CB4E—中心三号		
	CB1F—中心三号		
	CB25B—CB22F		
	CB22F—中心三号		
	CBG4A—CB805 单	埕岛油田东部区块环境影响报告书	国海环字[2014]532 号
	CB805 单—CB812		
	CB812—SH8 单		
	SH8 单—CB326		

海上依托设施	依托工程名称	所在环评文件	环评批复
	CB326—CB30B	埕岛油田东部区块环境影响报告书	国海环字 [2005]72 号
	CB30B—CB30A		
	CB30A—海五联		
	登陆点—海五联		
依托的注水管线	海三联—中心三号	埕岛中心三号平台及海上配套&CB20A—中心二号输油管线工程环境影响报告书	国海环字（2013）654 号
	中心三号—中心二号		
	中心三号—CB4E	埕岛油田主体及西北部开发工程环境影响报告书	国海环字[2014] 531 号
	CB4E—CB4B		
	CB4E—CB243A		
	CB243A—CB248		
	CB248—CB246		
	CB1F—CB1A		
依托的天然气管线	中心三号—中心二号	埕岛中心三号平台及海上配套&CB20A—中心二号输油管线工程环境影响报告书	国海环字（2013）654 号

表 6.1-3 与本项目相关的陆上工程执行过的环保手续概况一览表

陆地依托设施	环评文件	主要建设内容	批复情况及竣工验收情况
海五联	《埕岛东区油气集输陆上终端工程环境影响报告书》	新建陆上终端终端工程海五联联合站	2004 年 2 月，取得环评批复文件：“关于埕岛东区油气集输陆上终端工程环境影响报告书的批复”（东环建审[2004]501 号）。2004 年 12 月，东营市环境保护局进行了验收，环验[2004]520 号。
海三联	《中心三号平台陆上配套工程现状环境影响评估报告》	将海三联改造为联合站，增加了污水处理系统，同时建设了 3 条配套管线。	2017 年 3 月，取得备案：“关于中国石油化工股份有限公司胜利有分公司海洋采油厂中心三号平台陆上配套工程现状环境影响评估报告备案意见”（东环建备[2017]1 号）。
埕岛天然气预处理站	《胜利油田山东黄河三角洲国家级自然保护区内勘探开发建设项	本次评价对胜利油田在自然保护区陆域范围内的油田设施进行评价，完善环境影响评价手续。	2016 年 11 月，取得山东省环境保护厅的审查意见（鲁环函[2016]923 号）。

	目现状环境影响评估报告》		
海四联	《海四联合站扩建工程环境影响报告表》	1997 年建成投产，1998 年进行扩建，主要包括 5000m ³ 沉降罐 1 座，3000m ³ 污水罐 2 座，2000 年新增脱水泵 1 台，电脱水器 2 台，2002 年新增 10000m ³ 浮顶油罐 2 座、消防水罐 2 座、消防泵房 1 栋、及供配电系统、自控系统、站内道路及围墙等。	2003 年 2 月，取得东营市环境保护局审批意见。2006 年 3 月，取得东营市环境保护局竣工验收意见。
桩西联	《桩西联合站环境影响报告表》	新建桩西联合站一座。	1994 年 6 月，取得东营市环境保护局审批意见。1995 年取得营市环境保护局审竣工验收意见。
	《桩西联污水系统改造工程环境影响报告表》	新建一套金属膜过滤器、2 一次除油罐，更新 5 台核桃壳过滤器。	2012 年 8 月，取得环评批复（东环建审[2012]5021 号）。2014 年 10 月，取得竣工环境保护验收批复（东环审[2014]194 号）。

6.1.2.2 本次评价工程的环评制度执行情况

1、埕岛油田开发工程

埕岛油田开发工程环评报告书于 1993 年 3 月 17 日获得国家环境保护局批复, (《关于埕岛油田开发工程环境影响报告书审批意见的复函》, 环监〔1993〕143 号)。该报告书明确了埕岛油田的地理位置为东经 118°19'00"-119°00'00"、北纬 38°08'00"-38°24'00"范围, 并在埕岛油田的 CB12、CB11 和 CB20 区块分别建造 1 号、2 号和 3 号人工岛, 建造生活动力平台 1 座, 配套建设海底管线和海底电缆 3 条, 陆上联合站 1 座。63 座平台与配套工程始于 1992 年开工建设, 于 2002 年投入生产。

2、2005 年 8 月针对实际建设过程中不符合环境影响报告书的情形, 依据《海洋石油开发工程环境影响后评价管理暂行规定》的相关要求, 海洋采油厂委托青岛环海海洋工程勘察研究院编写了《埕岛油田环境影响后评价报告书》, 后评价报告于 2005 年 12 月 5 日通过建设单位组织的专家评审会, 评价工程内容详见表 6.2-4 和表 6.2-5。

3、2009 年-2011 年建设单位针对本次 13 座平台和部分管线工程补充了环境影响评价文件, 并分别获得了东营市海洋渔业局的批复, 详见表 6.2-6 和表 6.2-7。

4、2010 年 11 月 29 日山东省公布了划定的海岸线, 要求地方海洋渔业部门加强滩海设施环保监督管理。2014 年 8 月, 国家海洋局办公室向国家海洋局北海分局下发通知(《国家海洋局办公室关于胜利油田海洋石油勘探开发工程涉及海洋环境保护行政审批有关问题的批复》附件 2)要求将滩海油田海岸线向海一侧的潮间带单井全部纳入海洋工程管理, 环评手续以国家海洋局审批为准。

5、2016 年 12 月 14 日, 国家海洋局下发了《关于转发<环境保护部关于以改善环境质量为核心 加强环境影响评价管理的通知>的通知》(国海环字[2016]652 号, 附件 4)要求:严格按照“三个一批”(完善备案一批、整顿规范一批、关停退出一批)开展未批先建项目分离处置工作, 对于 2016 年 11 月 7 日新修订的《海洋环境保护法》生效前已建成的项目, 符合海洋功能区划、海洋生态红线制度、国家产业调整政策、海洋环境影响可接受等条件的, 准予备案并纳入日常管理。2017 年 8 月 15 日, 国家海洋局生态环境保护司就北海分局《关于北海区未批先建海洋石油勘探开发建设项目清单及处置意见的报告》以《关于海洋石油勘探开发“未批先建”项目清理整顿有关问题的函》(海环函[2017]183 号, 附件 5)进行了回函, 指出:启动海洋石油勘探开发“未批先建”项目清理整顿工作;符合条件的相关企业申请备案, 编制

海洋石油勘探开发项目现状环境影响评估报告报国家海洋局审查。

6、2018 年 7 月 20 日，生态环境部办公厅《关于加强“未批先建”海洋工程建设项目环境影响评价管理工作的通知》（环办海洋函[2018]705 号，附件 6）指出：建设单位主动报批海洋工程环境影响报告书（表）的，有审批权的部门应当受理，并根据有关法律法规和《意见》《通知》的相关规定做出审批决定。

按照上述文件的相关要求，同时根据环办海洋函[2018]705 号文件要求，胜利油田分公司委托中海石油环保服务（天津）有限公司按着补充环境应影响评价文件的形式完成报告。

表 6.1-4 本次评价 63 座平台环评信息

序号	平台名称	序号	平台名称	序号	平台名称
1	埕岛中心一号	22	CB151	43	CB271A
2	CB11A	23	CB242	44	CB502 单
3	CB11B	24	CBG4 单	45	CB1A
4	CB11D	25	CBG4A	46	CB1B
5	CB11E	26	开发三号	47	CB1D
6	CB11H	27	SH8 单	48	CB4A
7	CB11 单	28	SHG1 单	49	CB4B
8	CB12A	29	埕岛中心二号	50	CB4C
9	CB12B	30	CB1C	51	CB6A
10	CB12C	31	CB20 单	52	CB6B
11	CB12 单	32	CB20A	53	CB6C
12	CB22A	33	CB20B	54	CB11F
13	CB22C	34	CB25A	55	CB11G
14	CB22 单	35	CB25C	56	CB11K
15	CBG1	36	CB25D	57	CB22B
16	CBG6 单	37	CB27A	58	CB22D
17	CBX501 单	38	CB251 单	59	CB25B
18	CB253 单	39	CB251A	60	CB244 单
19	CB21A	40	CB251B	61	SH1 单
20	CB35	41	CB251C	62	SH6 单
21	CB35 单	42	CB251D	63	SHG2

备注：《埕岛油田环境影响后评价报告书》于 2005 年 12 月 5 日通过专家评审，修改后的报批稿上报国家海洋局北海分局。

表 6.1-5 本次评价 81 条管线电缆环评信息

序号	管线名称	序号	管线名称
混输管线			
1	CB11A—中心一号	19	CB251C—CB251B
2	CB11D—中心一号	20	CB25D—CB251B
3	CB12A--中心一号	21	CB251B—中心二号
4	CB12A--CBG1 单	22	CB20B-CB20A
5	CB22C-CB22A	23	CB4C-CB4B
6	CB22D-CB22B	24	CB4B-CB4A
7	CB22B-CB25B	25	CB6A-CB6B
8	CB25B-CB22A	26	CB6B-CB1A
9	CB11D—CB22A	27	CB6C-CB1B

10	CB11F—CB11G	28	CB1B-CB1A
11	CB1C-CB25C	29	CB1A-中心二号
12	CB25C-CB25A	30	CB35 单—CB35
13	CB25A-CB25D	31	CB20 单-CB20A
14	中心二号—中心一号	32	CB35—海一站
15	CB27A—CB271A	33	CB11E—CB11F
16	CB271A—CB251A	34	CB11 单—中心一号
17	CB251A—CB251B	35	CB4A-CB1A
18	CB251D--CB251C	36	SHG2 单-CB6C
注水管线			
1	CB22A-CB11F	3	中心二号-CB22C
2	CB22C-CB22A	4	CB251A-CB251C
电缆			
1	CB11A-中心一号	22	中心二号-CB25D
2	CB11D-中心一号	23	中心二号--CB1A
3	CB12A-中心一号	24	CB1A-CB6B
4	CB11A—CB11B	25	CB6A-CB6B
5	CB11D—CB11E	26	CB251C-CB251D
6	CB11F—CB11G	27	CB20A-CB20B
7	CBG5--CB12B	28	CB4A-CB4B
8	CB11D-CB22A	29	CB4B-CB4C
9	CB22A-CB22C	30	CB1A-CB1B
10	CB22B-CB22D	31	CB20 单-CB20A
11	CB22B-CB25B	32	CB1B-CB6C
12	CB25A—CB25C	33	SHG2 单-CB6C（3KV）
13	CB25A—CB25B	34	CB27A-CB271A
14	CB25A—CB25D	35	CB35 单-CB35
15	CB1C-CB25C	36	CB35-海一站
16	CB251A—CB251B	37	CB4A-中心二号
17	CB251A—CB271A	38	CB11 单-中心一号
18	CB251B—CB251C	39	CB11E—CB11F
19	CB251B—CB25D	40	CB22 单-CB22A
20	中心二号-海三站滩海变（3511）	41	SH6 单-CB6A
21	CB20A-CB251C		

备注：《埕岛油田环境影响后评价报告书》于 2005 年 12 月 5 日通过专家评审，修改后的报批稿上报国家海洋局北海分局。

表 6.1-6 本次评价 13 座平台环评批复信息

序号	平台名称	环境影响评价文件批复名称	批复时间	批复单位
1	CB11M 井组平台	关于胜利油田分公司海洋采油厂 CB11M 平台海上平台式油气开发工程海洋环境影响报告书的批复	2009.5.14	东营市海洋与渔业局
2	CB11N 采修一体化平台	关于胜利油田分公司海洋采油厂 CB11N 平台海洋环境影响报告书的批复	2010.10.20	东营市海洋与渔业局
3	CB22E 井组平台	关于胜利油田分公司海洋采油厂 CB22E 平台海洋环境影响报告书的批复	2010.10.20	东营市海洋与渔业局
4	CB701 井组平台	关于胜利油田分公司海洋采油厂 CB701 平台海上平台式油气开发工程海洋环境影响报告书的批复	2009.5.14	东营市海洋与渔业局

5	CB26 采修一体化平台	关于胜利油田分公司海洋采油厂 CB26 平台海上平台式油气开发工程海洋环境影响报告书的批复	2009.5.14	东营市海洋与渔业局
6	CB1F 采修一体化平台	关于胜利油田分公司海洋采油厂 CB1F 平台海洋环境影响报告书的批复	2010.10.20	东营市海洋与渔业局
7	CB243A 井组平台	关于胜利油田分公司海洋采油厂 CB243A 平台海上平台式油气开发工程海洋环境影响报告书的批复	2009.5.14	东营市海洋与渔业局
8	CB25F 水源井井组平台	关于胜利油田分公司海洋采油厂 CB25F 水源井平台工程海洋环境影响报告书的批复	2010.10.20	东营市海洋与渔业局
9	CB271 单井平台	关于胜利油田分公司海洋采油厂 CB271 平台海上平台式油气开发工程海洋环境影响报告书的批复	2009.5.14	东营市海洋与渔业局
10	CB273 井组平台	关于胜利油田分公司海洋采油厂 CB273 平台海洋环境影响报告书的批复	2010.10.20	东营市海洋与渔业局
11	CB246A 井组平台	关于胜利油田分公司海洋采油厂 CB246A 平台海上平台式油气开发工程海洋环境影响报告书的批复	2009.5.14	东营市海洋与渔业局
12	CB6D 井组平台	关于胜利油田分公司海洋采油厂 CB6D 平台海上平台式油气开发工程海洋环境影响报告书的批复	2009.5.14	东营市海洋与渔业局
13	CB6E 井组平台	关于胜利油田分公司海洋采油厂 CB6E 平台海上平台式油气开发工程海洋环境影响报告书的批复	2009.5.14	东营市海洋与渔业局

表 6.1-7 本次评价 19 条管线电缆环评批复信息

序号	输油管道名称	输送介质	批复时间	批复单位
1	CB701-CB12B	油气水混合物	2009.6.26	东营市海洋与渔业局
2	CB253—CB22C	油气水混合物	2009.6.26	东营市海洋与渔业局
3	CBG6-CB11A	油气水混合物	2009.6.26	东营市海洋与渔业局
4	CB244-CB11G	油气水混合物	2009.6.26	东营市海洋与渔业局
5	CB11F—CB26	油气水混合物	2009.6.26	东营市海洋与渔业局
6	CB4B-CB243A	油气水混合物	2009.6.26	东营市海洋与渔业局
7	CB6D-CB6C	油气水混合物	2009.6.26	东营市海洋与渔业局
8	CB271 单-CB271A	油气水混合物	2009.6.26	东营市海洋与渔业局
9	CB12C-CB20 单	水	2009.6.26	东营市海洋与渔业局
10	CB11B-CB11G	电力	2009.6.26	东营市海洋与渔业局
11	CB701-CBG5	电力	2009.6.26	东营市海洋与渔业局
12	CB243A-CB4A-中心二号	电力	2009.6.26	东营市海洋与渔业局 (CB243A 井组-CB4A 段)
13	CB271A-CB271 单	电力	2009.6.26	东营市海洋与渔业局
14	CB243A-CB4C	电力	2009.6.26	东营市海洋与渔业局
15	中心二号-CB25B	电力	2009.6.26	东营市海洋与渔业局
16	中心二号-滩海变(3513)	电力	2009.6.26	东营市海洋与渔业局
17	CB6A-CB6D	电力	2009.6.26	东营市海洋与渔业局
18	CB243A-CB246A	电力	2009.6.26	东营市海洋与渔业局
19	CB243A-CB26	电力	2009.6.26	东营市海洋与渔业局

6.1.3 污染物排放情况回顾

6.1.3.1 本次工程开发至今污染物产生/排放情况

(1) 含油生产水排放情况回顾

本工程生产平台建成运营至今含油生产水最大产生量 $17678\text{m}^3/\text{d}$ (2018 年最大)。物流进入中心一、二、三号平台分出少量生产水后，剩余物流经输油管线进入海三联。本工程生产水采用的污染防治措施如下：

中心平台和陆上终端含油生产水经处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329—2012）标准（石油类 $\leq 50\text{mg/L}$ ）后，通过海底管线回注到海上卫星平台，输往终端的生产水经海三站新建生产水处理系统处理达标后经海三站～中心平台注水管线，输送到中心平台的注水系统回注到海上卫星平台。

表 6.1-8 本次评价平台生产至今含油生产水产生情况

年份	年产水 10^4m^3	日产水 m^3/d
2003	118	3366
2004	146	4168
2005	181	5160
2006	221	6326
2007	240	6846
2008	264	7550
2009	307	8762
2010	332	9494
2011	395	11280
2012	446	12730
2013	492	14045
2014	568	16222
2015	576	16452
2016	590	16860
2017	612	17483
2018	619	17678

(2) 生活污水产生情况回顾

本工程有 6 座有人值守平台，中心一号、中心二号和 CBG4A（开发三号）、CB11N 平台、CB1F 平台、CB246A 平台近三年生活污水排放结果见表 6.1-9 至表 6.1-15，生活污水经各自平台上设置的生活污水处理系统处理达标后排放。

表 6.1-9 中心一号平台近期生活污水排放量

监测时间	2016	2017	2018
	排海量 (t)	排海量 (t)	排海量 (t)
1 月	85.20	77.5	78.4
2 月	75.40	70	68.5
3 月	81.0	77.5	79.5
4 月	76.20	75	76.9
5 月	81.30	77.5	81.2
6 月	76.90	75.4	71.1
7 月	86.7	81.5	79.1
8 月	89.2	80.5	85.1
9 月	82.7	75.3	84.1
10 月	79.5	76.6	87.6
11 月	74.5	77.5	83.7
12 月	77.5	78.2	88.2
合计	966.1	922.5	963.4

表 6.1-10 中心二号平台近期生活污水排放量

监测时间	2016	2017	2018
	排海量 (t)	排海量 (t)	排海量 (t)
1 月	87.6	88.1	85.4
2 月	83.3	79.4	76.7
3 月	86.28	80.9	93.6
4 月	87.7	88.3	86.9
5 月	90.6	91.1	93.5
6 月	85.1	118.4	91.5
7 月	93.3	88.6	84.2
8 月	92.6	92.1	88.9
9 月	85.3	88.6	91.2
10 月	88.4	91.3	90.3
11 月	86.7	89.4	89.7
12 月	88.6	101.2	98.4
合计	1055.5	1097.4	1070.3

表 6.1-11 CBG4A（开发三号）平台近期生活污水排放量

监测时间	2016	2017	2018
	排海量 (t)	排海量 (t)	排海量 (t)
1 月	23.25	23.25	21.68
2 月	21.75	21	20.39
3 月	23.25	23.25	22.51
4 月	22.5	22.5	21.7
5 月	23.25	23.25	22.39
6 月	22.5	22.5	21.68
7 月	23.25	19.65	22.58
8 月	23.25	23.15	22.5
9 月	22.5	21.81	21.72

10 月	23.25	22.18	22.34
11 月	22.5	21.61	21.53
12 月	23.25	22.49	22.69
合计	274.5	266.6	263.7

表 6.1-12 CB11N 平台生活污水排放情况

监测时间	2015	2016	2017 年
	排海量 (t)	排海量 (t)	排海量 (t)
1 月	31	31	31
2 月	28	28	28
3 月	31	31	31
4 月	30	30	30
5 月	31	31	31
6 月	30	30	30
7 月	31	31	31
8 月	31	31	31
9 月	30	30	30
10 月	31	31	31
11 月	30	30	30
12 月	31	31	31
合计	365	365	365

表 6.1-13 CB1F 平台生活污水排放情况

监测时间	2014	2015	2016	2017 年
	排海量 (t)	排海量 (t)	排海量 (t)	排海量 (t)
1 月	25	31	31	31
2 月	28	28	28	28
3 月	29	31	31	31
4 月	29	30	30	30
5 月	31	31	31	31
6 月	30	30	30	30
7 月	31	31	31	31
8 月	31	31	31	31
9 月	30	30	30	30
10 月	31	31	31	31
11 月	30	30	30	30
12 月	31	31	31	31
合计	356	365	365	365

表 6.1-14 CB246A 平台生活污水排放情况

监测时间	2014	2015	2016	2017 年
	排海量 (t)	排海量 (t)	排海量 (t)	排海量 (t)
1 月	15.5	13.6	15.5	12.4
2 月	14	12.3	12.7	11.2
3 月	15.5	15	15.5	12.4
4 月	13.4	14.8	14.5	12.2
5 月	12.8	15.2	15.5	13.1

6 月	13.05	14.2	13.2	12.5
7 月	13.1	14.6	12.4	15.5
8 月	13.1	12.92	12.4	14.9
9 月	12.8	15	12	14.8
10 月	14.5	15.5	12.4	11.5
11 月	13.5	15	12	12
12 月	13.2	15.5	12.4	12.5
合计	164.45	173.62	160.5	154.8

(3) 生活垃圾产生情况

6 个有人值守平台生活垃圾近三年逐年产生量详见下表,生活垃圾运往陆上进行处理。

表 6.1-15 有人值守平台生活垃圾产生情况

平台	2016	2017	2018
	产生量 (t)	产生量 (t)	产生量 (t)
中心一号	21.6	20.7	23.0
中心二号	10.12	15.67	16.73
开发三号	13.06	3.19	2.98
CB11N	7.2	7.0	/
CB1F	3.37	3.78	/
CB246A	4.35	2.15	/
合计	44.76	52.49	42.72

6.1.3.2 依托工程环保设施运行情况回顾

CBG4A、开发三号、CBG4 单、SH8 单、CB35 单和 CB35 平台生产物流通过海底混输管线集输到海五联合站。海五联只进行油气分离,分离出的天然气送埕岛天然气预处理站,一部分做为埕岛联合站燃料,剩余的输送至陆上终端。海五联不进行油水分离,上陆油水通过外输管线输送至海三联进行原油处理和污水处理。脱去部分水的原油(含水 $\leq 10\%$)经海三联增压外输至海四联进行进一步脱水处理,此部分产生的少量生产水,输往桩西联生产水处理设施进行处理。含油生产水经处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T 5329—1994)标准要求后(石油类 $\leq 30\text{mg/L}$),经海底注水管线输往中心三号平台,统一调配注入埕岛主体海上卫星平台地层。

其他平台生产物流经海底管线输至海上中心平台进行处理。中心平台共有三个:中心一号、中心二号和中心三号平台。中心一号、中心二号、中心三号平台进行初步分水、处理后,最终由登陆管线输送至海三联进行处理。在海三联处理为含水率

10%（设计含水率，实际可达 2-3%）左右的含水原油后再输往海四联进行进一步沉降处理，处理后的合格原油（含水率 $<1\%$ ）外输，沉降产生的含油污水进入桩西联进行处理合格后回输至海三联与海三联处理合格后的生产水一起返回海上。

表 6.1-16 中心三号平台生产水处理设施出水石油类浓度

监测时间	中心三号		
	2016 年	2017 年	2018 年
	抽检浓度(mg/L)	抽检浓度(mg/L)	抽检浓度(mg/L)
1 月	13.8	9.62	9.23
2 月	11.9	8.23	9.25
3 月	12.6 *	7.5 *	9.24
4 月	13.4	7.2	9.24
5 月	16.7	7.58	9.37
6 月	6.2 *	5.3 *	9.34
7 月	5.51	9.38	9.36
8 月	7.33	9.62	9.4
9 月	3.2 *	9.24	9.43
10 月	13.53	9.28	9.48
11 月	12.73	9.23	9.46
12 月	0.6 *	9.25	9.41

*：为分公司季度抽检水质。

从上表可知，中心三号出水自 2015 年至 2017 年底出水水质抽检均达标（《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329—2012），含油量 $\leq 30\text{mg/L}$ ）。

（2）海三联污水处理

表 6.1-17 海三联合站处理后生产水石油类浓度

监测时间	海三联		
	2015 年	2016 年	2017 年
	抽检浓度(mg/L)	抽检浓度(mg/L)	抽检浓度(mg/L)
1 月	6.8	15.5	3.8
2 月	3.1	0.4	0.4
3 月	11.7	1.4	6
4 月	10.3	1.6	10.5
5 月	4.7	0.7	11.1
6 月	9.5	1.1	6.5
7 月	12.5	1.1	6.7
8 月	19.6	29.4	4.3
9 月	17.7	12.4	12.9
10 月	15.9	4.9	6.1
11 月	30.6	1.9	2.8
12 月	19.4	4.3	6.1

根据建设单位提供海三联近三年的月检测数据，海三联生产水处理装置出水水均基本可以达到标准（《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329—2012），含油量 $\leq 30\text{mg/L}$ ），仅在 2015 年 11 月出现超标现象。由表 6.1-3 可见，海三联合站生产水水质波动较大，主要是由于海上油田来水水质波动较大，并且跟海二站和桩西联的来水水质相关，造成海三联生产水处理后的结果产生一定的波动，但均可满足标准（《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329—2012），含油量 $\leq 30\text{mg/L}$ ）。

对于生产水处理后水质波动的情况，建议加强污水设备的管理和维护：1、对储油罐和注水罐进行清罐；2、增加滤罐反冲洗频率，定期对过滤器滤料进行更换；3、对破乳剂进行优化选型，对确保水质最佳添加量进行试验；4、完善和优化管理制度，严格执行和考核。通过以上措施，确保水质稳定达标，符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中石油类 $\leq 30\text{mg/L}$ 的标准要求。

（3）桩西联污水处理

桩西联主要用于处理陆上油田生产水和海四联来水。污水处理主流程采用：压力沉降+三级过滤。污水处理合格后输至海三联，与海三联处理合格的生产水经海底管道输至海上平台回注地层，不外排。桩西联生产污水日处理设计规模为 $20000\text{m}^3/\text{d}$ ，目前桩西联污水日处理规模约 $15000\text{m}^3/\text{d}$ ，处理污水剩余容量为 $5000\text{m}^3/\text{d}$ 。

表 6.1-18 桩西联合站处理后生产水石油类浓度

监测时间	海三联		
	2016 年	2017 年	2018 年
	抽检浓度 (mg/L)	抽检浓度 (mg/L)	抽检浓度 (mg/L)
1 月	/	1.7	0.4
2 月	/	/	3.1
3 月	/	0.6	2.0
4 月	/	/	1.6
5 月	/	3.9	1.3
6 月	/	1.4	0.5
7 月	/	0.4	2.1
8 月	0.6	3.1	2.3
9 月	3.7	1.0	1.1
10 月	1.6	0.6	0.6
11 月	/	0.5	/
12 月	2.4	0.5	/

根据建设单位提供桩西联合站近三年的月检测数据，桩西联合站生产水处理装

置出水水均可以达到标准（《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329—2012），含油量 $\leq 30\text{mg/L}$ ）。

6.1.4 本次评价工程运营情况回顾

6.1.4.1 平台运营及产能情况

（1）本次评价平台基本概况

本工程共包含 76 座平台，其中 13 座平台已经封井，今后不再复产，后续拆除或者改做他用不在本次评价范围之内，分别为：CB151、CB21A、SHG1 单、CB502 单、CB12 单、CB11 单、CBG6 单、CB22 单、CB242、CB244 单、SH1 单、SH6 单、CB271 单平台。

76 座平台中，有人值守平台共计 6 座，分别为：埕岛中心一号平台、埕岛中心二号、开发三号平台、CB11N 采修一体化平台、CB1F 采修一体化平台和 CB246A 井组平台。其余平台均为无人值守平台。

76 座平台中，包括 2 座中心平台（分别为埕岛中心一号、埕岛中心二号平台），1 座开发三号平台；其他卫星平台包括 19 座单井平台、46 座井组平台、8 座采修一体化平台。

76 座平台运营至今产能统计详见表 6.1-19。

表 6.1-19 本项目 76 座平台 2003-2018 年产能统计

6.1.4.2 本工程平台、管线延寿情况

本工程共 76 座平台，在 1993 年~2009 年间陆续投入使用，继续运营的平台为 63 座，其中超期服役的平台有 52 个，均进行了延寿评估工作。超期服役的 52 个平台中，除 CBX501 平台和 CB4A 平台的延寿评估 2018 年到期外，其余平台均在有效期内，详见表 6.1-20。

本工程共 58 条混输管线，在 1995 年~2014 年间陆续投入使用，继续运营的 52 条混输管线，超期服役的共 45 条，除 CB251B—中心二号、CB20 单-CB20A 和 SHG2 单-CB6C 为备用管线，2018 年 10 月已完成延寿检测，正在编制延寿评估报告外，其余管线均完成延寿评估工作，并在有效期内，详见表 6.1-21。

本工程共 43 条注水管线，在 1998 年~2009 年间陆续投入使用，继续运营的 42 条注水管线，超期服役的共 35 条，均完成延寿评估工作，并在有效期内。

本工程共 2 条天然气管线，于 1995 年投入使用，均完成延寿评估工作，并在有效期内。

但是综合考虑整个埕岛油田主体区块的滚动开发情况，在产能预测到 2030 年的前提下，本项目包含平台和管线均需要在未来考虑到延寿问题，建议参考埕岛其他已延寿平台和管线在达设计寿命前一年聘请第三方机构开展平台延寿检测和评价，并根据验收评估的要求进行修复。

表 6.1-20 本项目平台延寿评估情况统计表

表 6.1-21 本项目管线和电缆延寿评估情况统计表

6.1.4.3 本工程管线复勘情况回顾

目前采油厂每年都聘请检测单位对在服海底管道进行一次检查,检查的内容包括管道在位状态、水面以上部分防腐状态、管线两端附件、悬空治理情况、立管保护与固定装置,对检验合格的海底管道发证,证书的有效期为 1 年,2018 年输油管道和注水管道检测合格证书见附件 31(有效期至 2019 年 9 月 30 日)。

同时,超期服役的管道也应定期开展路由复勘工作,对定期对管道海底埋设状况进行勘察。本工程超期服役的管线在 2012 年~2018 年间均开展过路由复勘工作。本次工程的混输管线和注水管线的路由复勘情况如下。

(1) 输油管线现状

本次评价的 58 条输油管线, 2012 年-2018 年对输油管线进行复勘工作,根据“海底管道路由复测技术报告”,具体情况如下:

(2) 注水管道复勘情况

本次现状评估的 43 条注水管线, 2013 年-2018 年进行复勘工作,根据“海底管道路由复测技术报告”,具体情况如下:

6.2 现有工程溢油事故回顾

6.2.1 本工程风险事故回顾

本次评价的平台及管线在施工期未发生过风险事故。投产以来未发生过地质性溢油风险事故,埕岛油田自投产至今开发初期利用天然能量开采,开发过程中油田一直处于安全生产状态。

6.2.2 埕岛油田溢油事故回顾性分析

据统计,自建设开发以来,埕岛油田共发生海上溢油大小事故共 5 起;其中 4 起较小事故多是由于零件破损等因素引起,并造成少量含油污水外排和少量原油入海,对海洋环境、资源的影响相对较轻,事故发生的时间、原因和处理措施见表 6.2-1。

表 6.2-1 4 起较小溢油事故发生的地点、时间、原因、溢油量

序号	时间	事故原因	处理措施	溢油量
1	2001.08.15	平台工艺流程破损	修复工艺流程,并加强监管	少量

2	2003.3.23	CB11E 平台 金属软管破损	定期更换，并制定相应的制度	0.1 吨
3	2003.6.17	平台金属软管破损	定期更换，并制定相应的制度	0.1 吨
4	2005.5.28	光杆脱落	目前海上螺杆泵数量逐年减少	0.2 吨

其它 1 起较大的溢油事故为不法分子盗油打卡子造成的埕岛中心一号至海三站海底输油管道溢油，这起溢油事故的发生的时间和处理措施如下：

（一）溢油事故发生的地点、时间、原因、溢油量

埕岛中心一号至海三站海底输油管道渗漏溢油事故发生的地点、时间、原因、溢油量见表 6.2-2。

表 6.2-2 溢油事故发生的地点、时间、原因、溢油量

溢油事故	地点	事故发生的时间	事故发生的原因	事故的溢油量
埕岛中心一号至海三站海底输油管道渗漏溢油	东经： 北纬：	2006 年 3 月 12 日 12 时~2006 年 3 月 13 日 13 时，泄漏时间约为 25 小时	不法分子盗油打卡子是造成管道渗漏的根本原因；卡子密封胶皮老化、密封不严是造成该起事件的直接原因；海上恶劣气象也是造成此次事件的原因之一。	溢油量为 17.43t

（二）溢油事故影响范围

本次事故溢油点位于东经： 北纬：，原油登陆范围：海一站至海三站近岸，事故溢油浓度最大点坐标：东经： 北纬：。

（三）对事故采取的处理措施

2006 年 3 月 13 日上午 9 时发现油带后，胜利油田立即启动《埕岛油田海洋石油开发生产溢油应急计划》，调派胜利 291、胜利 212、胜利 502 三艘溢油应急船舶，通过采用围油栏、吸油毡、捞油网、收油机等方式对海面及沿岸溢油进行回收。同时派专人乘船监控溢油扩散情况。

此后每天按照北海分局通知要求，对异常海区进行搜寻。对于发现的油污使用消油颗粒、抛撒吸油毡，人工打捞、吸油枕头、收油机等方式进行回收。截至 2006 年 3 月 20 日，累计回收原油约 12 吨。

根据上述的故障排污及溢油事故统计表，可见本油田的故障排污及溢油量均很小，并且得到了及时妥善的处置。建议建设单位在生产管理中及时采取各种应急及整改措施，比如定期检修设备及管线，及时更换设备及阀门等，从源头预防溢油事故的发生。

6.3 海洋环境质量现状回顾性评价结果

6.3.1 回顾评价历史资料的选取

（1）回顾评价历史资料选取原则

为了充分了解埕岛油田海域环境变化情况，增加历史资料的可比性，回顾评价历史资料按照如下原则进行筛选：调查范围围绕工程所在海域，并尽量保证一致，调查时间尽量代表同一水期，调查因子基本全面，按照以上原则，本次评价选取 1989 年 5 月、2004 年 5 月、2007 年 4 月、2009 年 7 月、2011 年 5 月、2014 年 6 月及 2015 年 6 月工程所在海域环境质量现状的调查结果进行对比分析。引用的历史调查资料概况见表 6.3-1。

（2）回顾评价历史资料调查概况及站位布设

1989 年 5 月在调查区域内布设海洋环境质量现状调查断面 5 条，23 个水质、沉积物、海洋生态调查站位，潮间带生物调查断面布设 5 条，站位 16 个，具体见图 6.3-1。

2004 年 5 月在调查区域内布设海洋环境质量现状调查断面 5 条，20 个水质、沉积物、海洋生态调查站位，具体见图 6.3-2。

2007 年 4 月在调查区域布设海洋环境质量现状调查断面 6 条，共 30 个调查站位。其中水质站位 30 个，沉积物、海洋生态调查站位各 18 个，具体见图 6.3-3。

2009 年 7 月在调查区域布设海洋环境质量现状调查断面 5 条，共 28 个调查站位，其中水质站位 28 个，沉积物和海洋生态调查站位均为 16 个，具体见图 6.3-4。

2011 年 5 月在调查区域布设海洋环境质量现状调查断面 5 条，共 24 个调查站位，其中水质调查站位 24 个，沉积物站位 13 个，海洋生物站位 14 个，具体见图 6.3-5。

2014 年 6 月在调查区域布设海洋环境质量现状调查断面 7 条，共 50 个调查站位，其中水质调查站位 50 个，沉积物站位 20 个，海洋生物站位 38 个，具体见图 6.3-6。

2015 年 6 月在调查区域布设海洋环境质量现状调查断面 5 条，共 71 个调查站位，其中水质调查站位 71 个，沉积物站位 53 个，海洋生物站位 53 个，具体见图 5.3-1。

表 6.3-1 本次评价引用的历史调查资料概况

编号	资料来源	调查范围	调查时间	站位数	调查单位	调查单位资质	本次评价引用因子
1	《埕岛油田开发工程环境影响报告书》(报批稿)【中国海洋石油总公司渤海工程设计公司, 1992 年 8 月】	118°33'~119°05' 38°07.5'N~38°21.5'	1989 年 5 月	23	国家海洋局第一海洋研究所和北海监测中心		1、水质: COD、石油类、磷酸盐、氨氮、铅 2、沉积物: 石油类、硫化物、铅 3、海洋生态环境: 叶绿素 a、浮游植物、浮游动物、底栖生物、潮间带生物、生物质量
2	《埕岛油田东部区块开发工程环境影响报告书》【青岛环海海洋工程勘察研究院, 2004 年 9 月】	118°39'~119°02' 38°07.5'N~38°22'	2004 年 5 月	20	青岛环海海洋工程勘察研究院	有 CMA 认证	
3	《埕岛油田 CB11N 平台工程环境影响报告书》【青岛环海海洋工程勘察研究院, 2009 年 5 月】	118°40'~118°55' 38°11.5'~38°18'	2007 年 4 月	30	青岛环海海洋工程勘察研究院	有 CMA 认证	
4	《青岛环海海洋工程勘察研究院检测报告》【青 JC1-2009-0064SC】(2009 年 8 月)	118°43'~118°52' 38°07'~38°18'	2009 年 7 月	28	青岛环海海洋工程勘察研究院	有 CMA 认证	
5	《青岛环海海洋工程勘察研究院检测报告》【青 JC3-2011-003T】(2011 年 6 月)	118°41.5'~118°51.0' 38°09.5'~38°24'	2011 年 5 月	24	青岛环海海洋工程勘察研究院	有 CMA 认证	
6	《埕岛油田东区馆陶组油藏加密开发调整工程环境质量现状监测报告(春季)》(2014 年 6 月)	118°33'~119°1E 38°6'~38°24'N	2014 年 6 月	50	青岛环海海洋工程勘察研究院	有 CMA 认证	
7	《埕岛油田后评价项目环境质量现状调查报告》(2016 年 1 月)	118°29'~119°7E 38°8'~38°25'N	2015 年 6 月	71	青岛环海海洋工程勘察研究院	有 CMA 认证	

6.3.2 回顾评价因子选取

本评价选取海上石油开发特征因子和与本项目相关的常规因子进行回顾分析,具体如下:

(1) 海水水质评价因子

根据本项目工程特征选取 COD、石油类、挥发性酚、磷酸盐、氨氮、铅六项评价因子进行比较分析。

(2) 沉积物环境评价因子

根据本工程特征选取石油类、硫化物、铅三项调查因子进行比较分析。

(3) 海洋生态环境评价因子

选择叶绿素 a、浮游植物、浮游动物、底栖生物、潮间带生物、生物质量进行比较分析。

图 6.3-1 1989 年 5 月海洋环境质量现状调查站位布设图

图 6.3-2 2004 年 5 月海洋环境质量现状调查站位布设图

图 6.3-3 2007 年 4 月海洋环境质量现状调查站位布设图

图 6.3-4 2009 年 7 月海洋环境质量现状调查站位布设图

图 6.3-5 2011 年 5 月海洋环境质量现状调查站位布设图

图 6.3-6 2014 年 6 月海洋环境质量现状调查站位布设图

6.3.3 海洋环境质量回顾评价

6.3.3.1 海洋水质环境回顾评价

1989 年 5 月、2004 年 5 月、2007 年 4 月、2009 年 7 月、2011 年 5 月、2014 年 6 月和 2015 年 6 月海洋水质环境监测分析结果列于表 6.3-2 中。

表 6.3-2 海洋水质历年环境监测分析结果

项目	评价标准	调查时间	表层			
			最小值	最大值	超标率 (%)	超标倍数
石油类 ($\mu\text{g/L}$)	≤ 50	1989 年	10	78.8	4.35	0.58
		2004 年	11	40	0	0
		2007 年	14	62	6.67	0.24
		2009 年	35	49	0	0
		2011 年	25.9	79.4	37.5	0.59
		2014 年	18.82	38.24	0	0
		2015 年	30.8	47.1	0	0
挥发性酚 ($\mu\text{g/L}$)	≤ 5	1989 年	0	2.63	0	0
		2004 年	-	-	0	0
		2007 年	-	6.7	10	0.34

项目	评价标准	调查时间	表层			
			最小值	最大值	超标率 (%)	超标倍数
		2009 年	-	4.33	0	0
		2011 年	0.19	1.66	0	0
		2014 年	1.3	4.6	0	0
		2015 年	1.1	2.5	0	0
COD (mg/L)	≤3	1989 年	0.33	1.34	0	0
		2004 年	0.65	1.63	0	0
		2007 年	0.64	2.8	0	0
		2009 年	0.8	1.97	0	0
		2011 年	0.04	3.76	16.67	0.25
		2014 年	0.71	1.41	0	0
		2015 年	0.71	1.37	0	0
无机氮 (mg/L)	≤0.3	1989 年	0.004	0.025	0	0
		2004 年	0.14	0.28	0	0
		2007 年	0.12	0.37	30	0.23
		2009 年	0.26	0.43	82.14	0.43
		2011 年	0.25	0.37	70.83	0.22
		2014 年	0.21	0.36	22	0.2
		2015 年	0.15	0.44	97%	0.22
磷酸盐 (μg/L)	≤30	1989 年	11	79	4.35	1.63
		2004 年	-	2.36	0	0
		2007 年	2.58	33.09	10	0.10
		2009 年	1.45	9.95	0	0
		2011 年	1.1	15.1	0	0
		2014 年	4.6	8.1	0	0
		2015 年	4.75	8.37	0	0
铅 (μg/L)	≤5	1989 年	2.59	5.92	4.35	0.18
		2004 年	0.13	0.63	0	0
		2007 年	1.16	5.15	3.33	0.03
		2009 年	0.77	3.44	0	0
		2011 年	2.12	2.86	0	0
		2014 年	1.15	3.45	0	0
		2015 年	0.87	3.35	0	0

根据区域海水水质代表年份监测数据,分析调查区海域石油类、挥发性酚、COD、无机氮、磷酸盐和铅的多年变化如下:

(1) 石油类代表年份变化分析

调查区水质石油类历年监测值变化如图 6.3-7 所示。

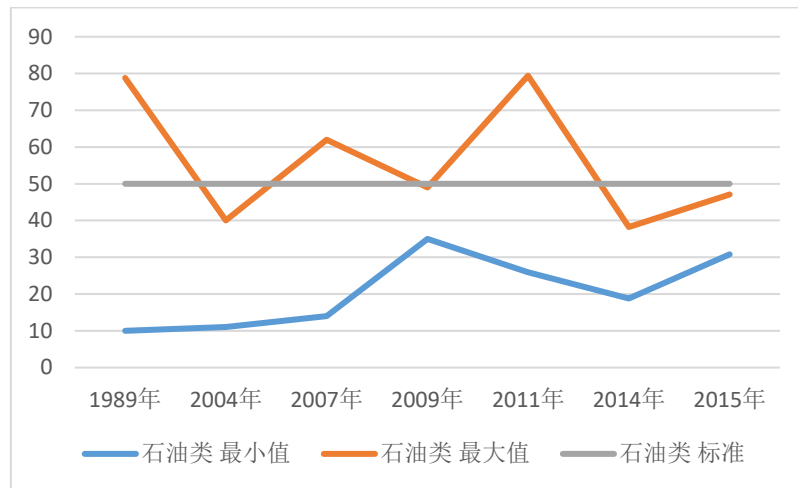


图 6.3-7 水质石油类监测历年变化图

由图 6.3-7 可知：石油类浓度最小值由 1989 年的 $10\mu\text{g/L}$ 增加到 2009 年的 $35\mu\text{g/L}$ ，2011 年和 2014 年略有下降，石油类下降至 $18.82\mu\text{g/L}$ ，各年间石油类浓度最小值均未超标，总体分析石油类浓度最小值逐年上升；石油类浓度最大值则呈波动振荡趋势，各波峰年份（即 1989 年、2007 年和 2011 年）石油类浓度最大值均超标，1989 年与 2011 年最大超标倍数相近，分别为 0.58 倍、0.59 倍。

对比项目建设前（1989 年）和建设后（取 2015 年）水质中石油类监测结果可见：石油类浓度最小值明显升高；但最大值明显减小，由 1989 年的 $78.8\mu\text{g/L}$ 下降至 2015 年的 $47.1\mu\text{g/L}$ ，2015 年石油类浓度最大值未超标。

（2）COD 代表年份变化分析

调查区水质 COD 历年监测值如图 6.3-9 所示。

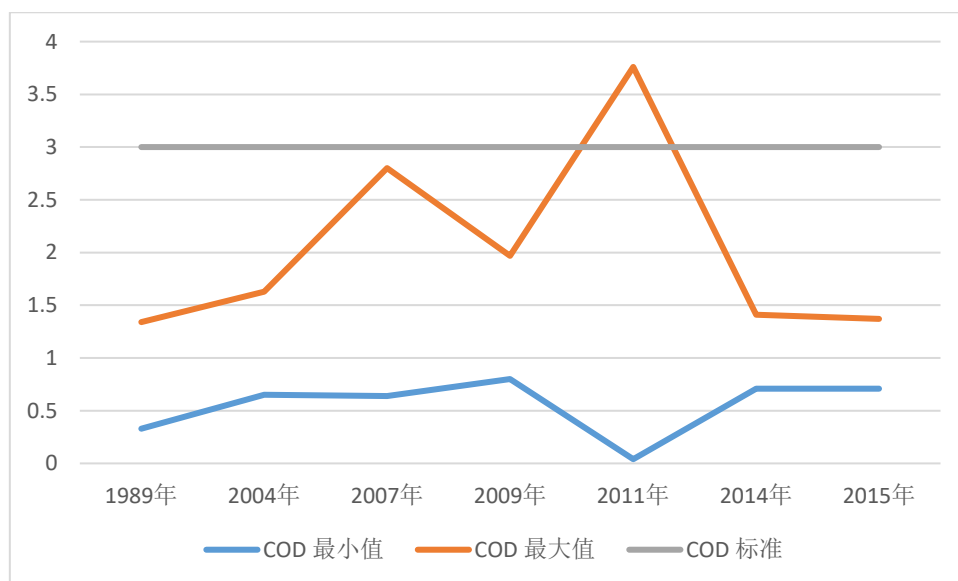


图 6.3-9 水质 COD 监测历年变化变化图

由图 6.3-9 可知：总体而言各代表年份 COD 监测的最小值有所上升；最大值在 1989~2011 年上升。其中 2011 年最大值已经超标，超标率 16.67%，最大超标倍数 0.25，至 2014 年，COD 最大值又明显下降，降低至 1.41mg/L。

对比项目建设前（1989 年）和建设后（2015 年），COD 浓度最小值略有上升，由 0.33mg/L 下降至 0.71mg/L；最大值有轻微上升。

（3）无机氮代表年份变化分析

调查区水质无机氮历年监测值变化如图 6.3-10 所示。

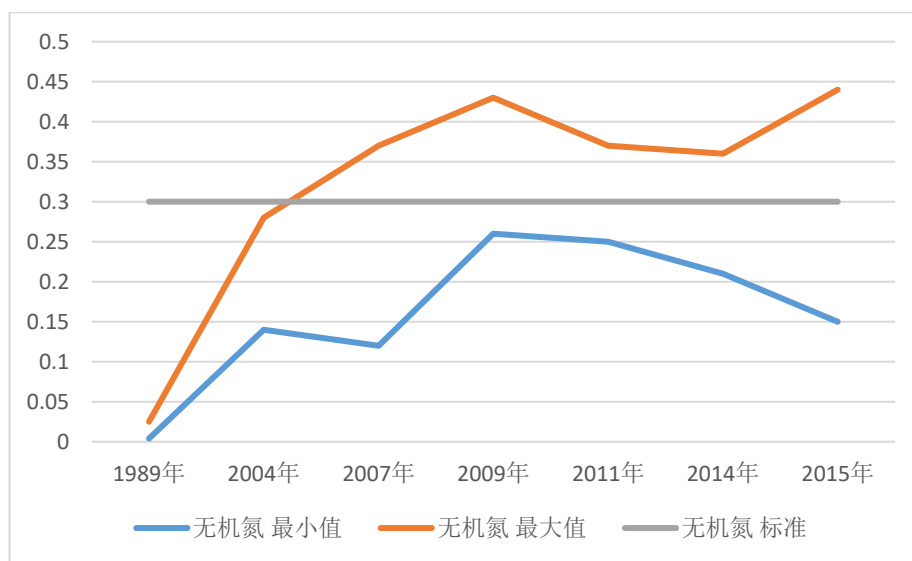


图 6.3-10 水质无机氮监测历年变化变化图

由图 6.3-10 可知：无机氮监测值总体呈上升，其中无机氮最小值均未超标；无机氮最大值自 2007 年起各监测年均有超标，超标率与最大超标倍数呈先上升后下降趋势，2007~2015 年，水中无机氮超标率分别为 30%、82.14%、70.83%、22%及 97%，最大超标倍数分别为 0.23、0.43、0.22、0.2 及 0.22 倍。

对比项目建设前（1989 年）和建设后（2015 年），无机氮浓度显著升高，最小值由 0.004mg/L 上升至 0.15mg/L，但均未超标；最大值由 0.025mg/L 上升至 0.44mg/L，2015 年无机氮超标率为 97%，最大超标倍数为 0.22 倍。

（4）磷酸盐代表年份变化分析

调查区水质磷酸盐历年监测值变化如图 6.3-11 所示（注：2004 年最小值未检测出）。

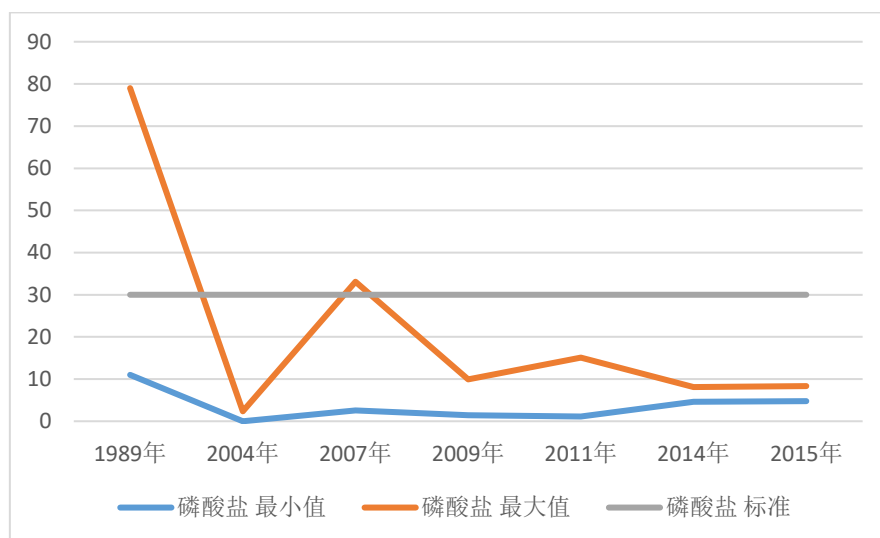


图 6.3-11 水质磷酸盐监测历年变化变化图

由图 6.3-11 可见，水质中磷酸盐监测结果呈下降，其中磷酸盐浓度最大值为波动式下降，由 1989 年的 79 $\mu\text{g/L}$ 下降至 2014 年的 8.1 $\mu\text{g/L}$ ，在 1989 年与 2007 年，分别超标 1.63、0.10 倍，其他年份均未超标；磷酸盐浓度最小值仅在 1989 年较高，为 11 $\mu\text{g/L}$ ，后续年份保持稳定，稳定在 1.0~5.0 $\mu\text{g/L}$ 的水平。

对比项目建设前（1989 年）和建设后（2015 年）监测数据，项目建设后水中磷酸盐浓度有所下降；其中最小值均未超标；最大值 1989 年达到 79 $\mu\text{g/L}$ ，超标率为 4.35%，最大超标倍数为 1.63，而 2015 年监测最大值为 8.37 $\mu\text{g/L}$ ，未超标。

（5）铅代表年份变化分析

调查区水质铅历年监测值如变化图 6.3-12 所示。

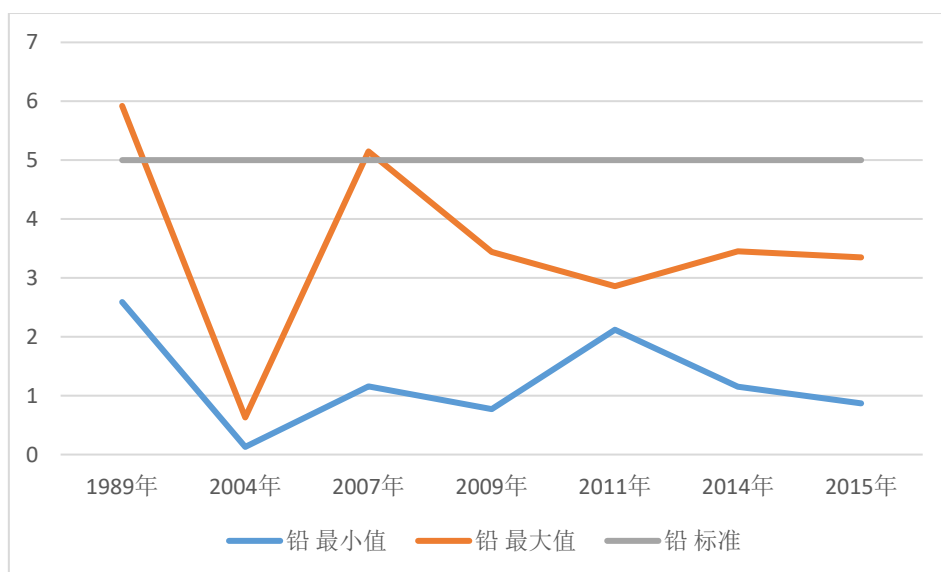


图 6.3-12 水质铅监测历年变化

图 6.3-12 数据显示：水质铅浓度呈现波动起伏式，1989 年-2014 年间，水中铅

含量一直处于升高-下降的不断变化之中，其中最小值浓度在各年份中均未超标，最大值浓度仅在 1989 年和 2007 年监测时发现有轻微超标现象，超标率分别为 4.35% 和 3.33%，最大超标倍数分别为 0.18 和 0.03。从变化趋势来看，1989 年到 2004 年表层水体铅含量下降较为明显，到 2007 年又有较大回升，在随后 2009~2014 年该因子浓度分布和含量逐渐回落，趋于稳定。

对比项目建设前（1989 年）和建设后（2015 年），水中铅含量有所下降，其中铅浓度最大值由 1989 年的 $5.92\mu\text{g/L}$ 下降到 2015 年的 $3.35\mu\text{g/L}$ ，最小值浓度由 1989 年的 $2.59\mu\text{g/L}$ 下降至 2014 年的 $0.87\mu\text{g/L}$ 。

6.3.3.2 沉积物环境回顾评价

1989 年 5 月、2004 年 5 月、2007 年 4 月，2009 年 7 月、2011 年 5 月和 2014 年 6 月沉积物环境监测分析结果列于表 6.3-3 中（注：—为未检出）

表 6.3-3 沉积物环境监测分析结果表

项目	评价标准	调查时间	最小值 ($\times 10^{-6}$)	最大值 ($\times 10^{-6}$)	超标率 (%)
石油类	≤ 500	1989 年	13.12	307.53	0
		2004 年	67.56	281.18	0
		2007 年	166.34	423.48	0
		2009 年	154.31	176.13	0
		2011 年	30.43	44.61	0
		2014 年	54.5	71.9	0
		2015 年	28.1	56.7	0
硫化物	≤ 300	1989 年	-	203	0
		2004 年	-	122.27	0
		2007 年	-	5.97	0
		2009 年	65.99	105.46	0
		2011 年	29.85	49.09	0
		2014 年	17.7	119.6	0
		2015 年	74.0	169.7	0
铅	≤ 60	1989 年	1.72	5.08	0
		2004 年	12.2	32.51	0
		2007 年	28.24	34.89	0
		2009 年	0.12	31.17	0
		2011 年	5.45	6.96	0
		2014 年	7.75	34.61	0
		2015 年	3.0	23.3	0

根据区域海区沉积物代表年份监测数据，分析调查区沉积物石油类、硫化物和

铅的多年分布特征如下：

（1）海洋沉积物石油类代表年份变化分析

调查区沉积物中石油类历年监测值变化如图 6.3-13 所示。

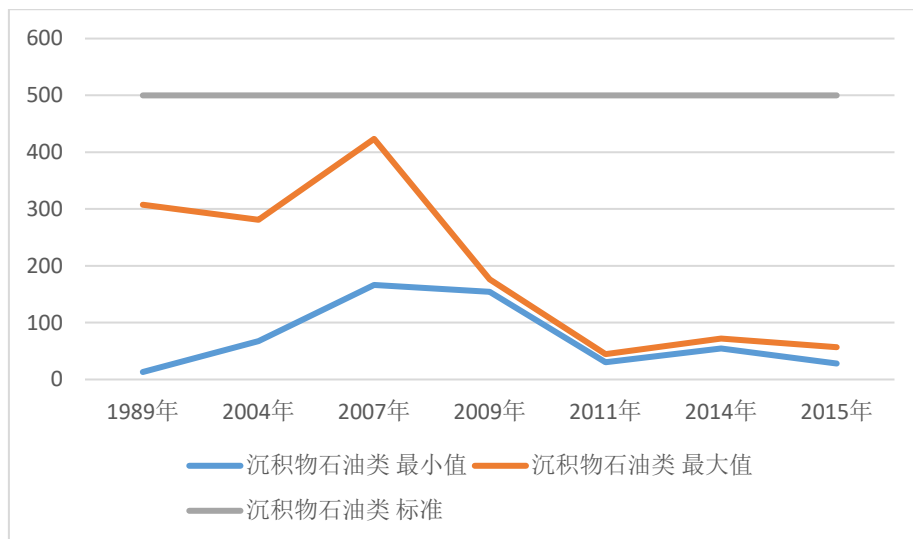


图 6.3-13 沉积物石油类监测历年变化图

由图 6.3-13 分析沉积物石油类总体变化为：除 2007 年沉积物石油类浓度显著高于其他年份外，沉积物中石油类浓度最大值总体呈下降，最小值总体呈上升，历次监测均达标，表征沉积物中石油类逐渐达到了平衡稳定状态。

对比项目建设前（1989 年）和建设后（2015 年），沉积物石油类浓度最大值显著降低，由 1989 年的 $307.53 \times 10^{-6} \mu\text{g}/\mu\text{g}$ 下降至 2014 年的 $56.7 \times 10^{-6} \mu\text{g}/\mu\text{g}$ ，而浓度最小值则呈增大，由 1989 年的 $13.12 \times 10^{-6} \mu\text{g}/\mu\text{g}$ 上升至 2015 年的 $28.1 \times 10^{-6} \mu\text{g}/\mu\text{g}$ 。

（2）海洋沉积物硫化物代表年份变化分析

调查区沉积物中硫化物历年监测值变化如图 6.3-14 所示。（注：1989 年、2004 年和 2007 年硫化物最小值未检出）。

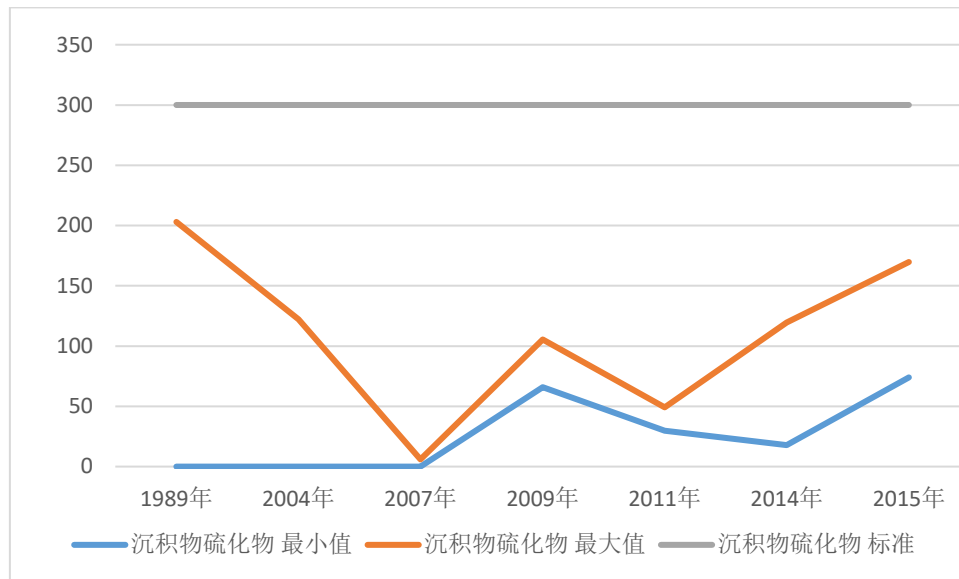


图 6.3-14 沉积物硫化物监测历年变化图

由图 6.3-14 分析沉积物硫化物总体变化为：沉积物中硫化物类浓度最大值总体呈下降，到 2007 年达到最小，随后在 2009 年、2011 年和 2014 年有所回升，最小值总体呈上升，历次监测均符合评价标准。

对比项目建设前（1989 年）和建设后（2015 年），沉积物硫化物浓度最大值显著降低，由 1989 年的 $203 \times 10^{-6} \mu\text{g}/\mu\text{g}$ 下降至 2015 年的 $169.7 \times 10^{-6} \mu\text{g}/\mu\text{g}$ ；浓度最小值 1989 年未检出，2015 年略有升高，为 $74.0 \times 10^{-6} \mu\text{g}/\mu\text{g}$ 。

（3）海洋沉积物铅代表年份变化分析

调查区沉积物中铅历年监测值如图 6.3-15 所示。

从变化来看，沉积物铅含量最小值在 1989 年至 2007 年呈稳定上升，随后在 2009 年至 2014 年逐渐下降；沉积物铅含量最大值总体呈上升；历次监测均符合评价标准。沉积物铅含量分布总体相对较为均匀，2009 年分布不均程度较大，最大值为 31.17，最小值为 0.12，达历史最高水平。

对比项目建设前（1989 年）和建设后（2015 年），沉积物铅浓度最大值与最小值均有升高。

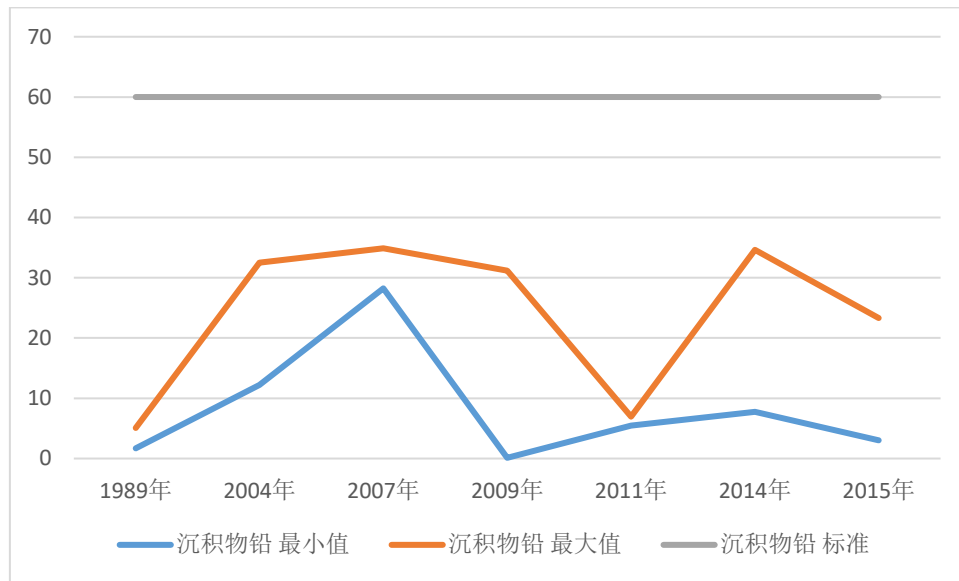


图 6.3-15 沉积物铅监测历年变化图

6.3.3.3 海洋生态回顾评价

(1) 叶绿素 a 代表年份变化分析

1989 年 5 月、2004 年 5 月、2007 年 4 月、2009 年 7 月、2011 年 5 月、2014 年 6 月和 2015 年 6 月叶绿素 a 调查结果列于表 5.4-4 中。

表 6.3-4 叶绿素 a 历年调查结果

项目	调查时间	叶绿素 a 含量 mg/m ³	平均值
叶绿素 a	1989	0.17-3.35	1.09
	2004	0.645-5.095	2.396
	2007	0.20-8.90	-
	2009	0.91-6.88	2.87
	2011	1.12-11.30	2.87
	2014	0.20~6.70	1.72
	2015	0.67~4.46	2.06

叶绿素 a 含量平均值在各代表年份变化如图 6.3-16 所示(注:2007 年数值缺失)。

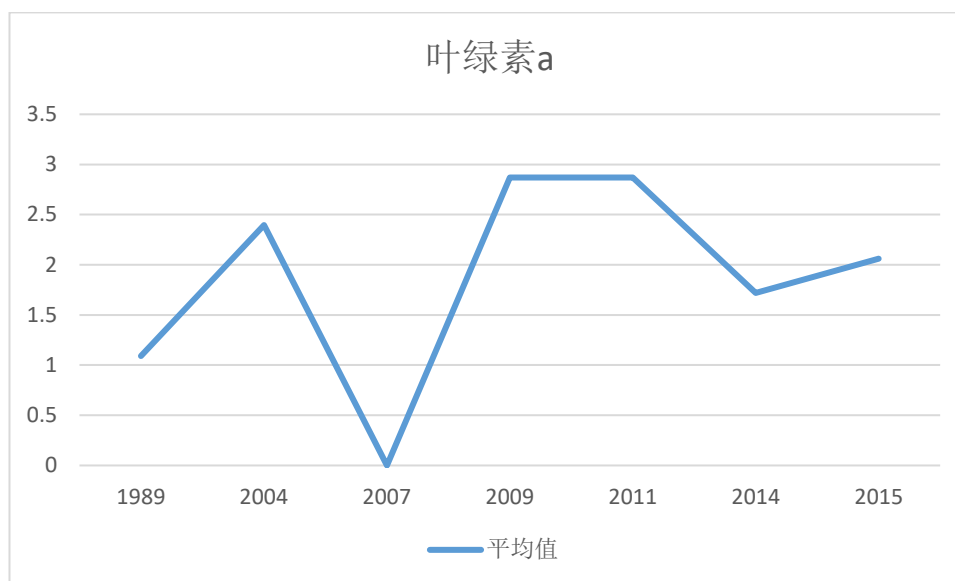


图 6.3-16 叶绿素 a 监测历年变化

图 6.3-16 显示：叶绿素 a 含量总体呈上升的；1989 年~2004 年上升幅度最大，2004~2011 年为平缓上升阶段，至 2014 年叶绿素 a 含量又有所下降。

对比项目建设前（1989 年）和建设后（2015 年），叶绿素 a 含量平均值有所升高。

（2）浮游植物代表年份变化分析

1989 年 5 月、2004 年 5 月、2007 年 4 月、2009 年 7 月、2011 年 5 月、2014 年 6 月和 2015 年 6 月浮游植物结果列于表 6.3-5 中。浮游植物细胞数量平均值在各代表年份分布如图 6.3-18 所示（注：2007 年数值缺失）。

表 6.3-5 浮游植物历年调查结果

项目	浮游植物						
调查时间	1989	2004	2007	2009	2011	2014	2015
种类数（种）	86	27	20	31	47	46	47
主要类群及所占比例	硅藻 86.1%	硅藻 88.9%	硅藻 85%	硅藻 83.9%	硅藻 83.9%	硅藻 91.3%	硅藻 76.6%
细胞数量 ($10^4\text{cell}/\text{m}^3$)	6.5-96.8	1.92-31.94	0.58-13.58	9.25-56.78	4.66-365.60	0.26~8.83	0.77~41.06
细胞数量平均 ($10^4\text{cell}/\text{m}^3$)	27.04	7.92	-	31.56	48.07	3.17	9.05
优势种	近岸性分布种 圆筛藻	甲藻类的夜光藻，硅藻类的圆筛藻属、菱形藻属、根管藻属等	布氏双尾藻、圆筛藻	海链藻、角毛藻、菱形海线藻和多甲藻	海链藻、角毛藻、菱形海线藻和多甲藻	圆筛藻、具槽直链藻和多甲藻	布氏双尾藻、圆筛藻、多甲藻

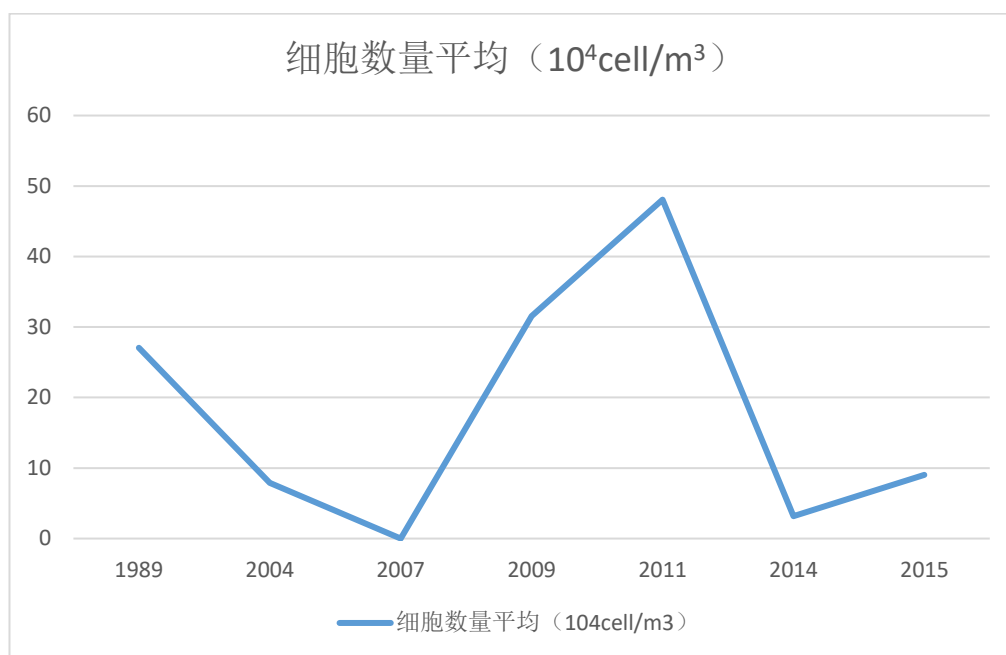


图 6.3-18 浮游植物细胞数量监测历年变化

由图 6.3-18 可见,浮游植物细胞数量呈波动起伏式,项目建设初期即 1989~2004 年间,浮游植物细胞数量有所下降,由 1989 年的 $27.04 \times 10^4 \text{cell/m}^3$ 下降至 2004 年的 $7.92 \times 10^4 \text{cell/m}^3$, 后续年份中,浮游植物细胞数量逐年增大;至 2015 年浮游植物细胞数又有所下降。

对比项目建设前(1989 年)和建设后(2015 年),浮游植物的种类数和细胞数量均有所降低,浮游植物的主要类群均为硅藻类,优势种有一定的变化,项目建设前优势种为近岸性分布种园筛藻,建设后优势种为圆筛藻、具槽直链藻和多甲藻等。

(3) 浮游动物代表年份变化分析

1989 年 5 月、2004 年 5 月、2007 年 4 月、2009 年 7 月、2011 年 5 月、2014 年 6 月和 2015 年 6 月浮游动物结果列于表 6.3-6 中。

表 6.3-6 浮游动物历年调查结果

项目	浮游动物						
调查时间	1989	2004	2007	2009	2011	2014	2015
种类数 (种)	28	13	10	10	15	28	17
个体数量 (个/m ³)	5-420	22.1-172.9	35.3-381.2	190.8-1197.0	77.0-1572.5	15.6~530.0	44.3~667.5
个体数量 平均值(个 /m ³)	159	71.4	131.425	527.68	445.1	110.1	170.5

生物量 (mg/m ³)	-	77.35-406.80	19.29-299.40	107.30-1226.10	110.0-1054.2	29.64~603.12	40.85~959.80
生物量平 均值 (mg/m ³)	196.7	199.8	88.1375	425.61	462.3	121.53	206.13
主要优势 种	中华 哲水蚤	夜光虫、中华 哲水蚤、真刺 唇角水蚤和 强壮箭虫等	强壮箭虫和 中华哲水蚤	强壮箭虫、真刺 唇角水蚤、背针 胸刺水蚤和中 华哲水蚤	中华哲水蚤	中华哲水蚤、 小拟哲水蚤、 短尾类溞状 幼虫和强壮 箭虫	强壮箭虫 和纺锤水 蚤

① 浮游动物个体数量

浮游动物个体数量平均值在各代表年份分布如图 6.3-19 所示。

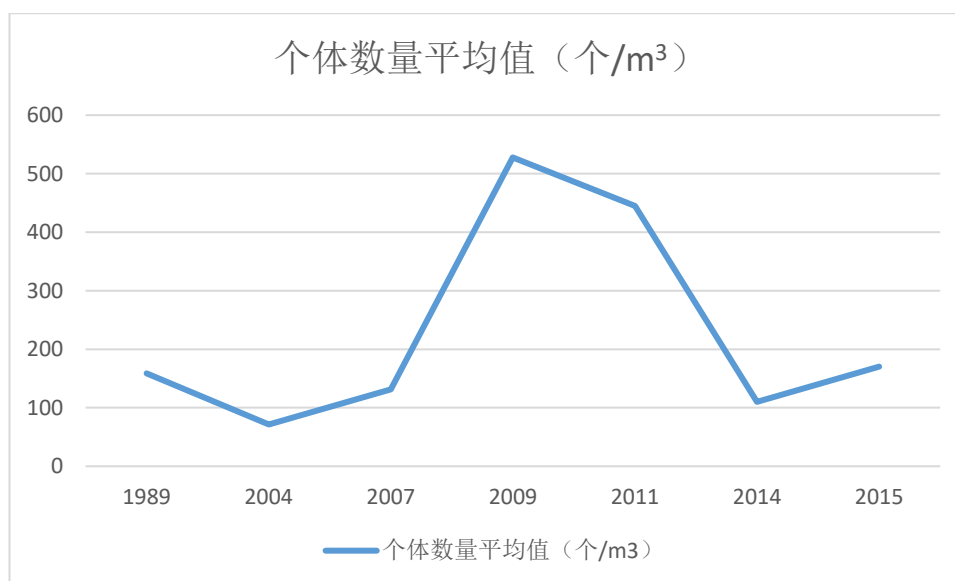


图 6.3-19 浮游动物个体数量监测历年变化

总体来看,浮游动物个体数量变化趋势呈先下降后上升再下降,项目建设初期,即 1989~2004 年间,浮游动物个体数量有所下降,后续 2004~2007 年开始稳步上升,2007~2009 年大幅攀升,2009 年达到调查期间的最大值,达到 527.68 个/m³;2011~2014 年开始降低,至 2015 年稍回升至 170.5 个/m³。

对比 1989 年和 2015 年数据结果,项目建设后浮游动物的种类数和优势种无变化,个体数量有所降低。

② 浮游动物生物量

浮游动物生物量平均值在各代表年份分布如图 6.3-20 所示。

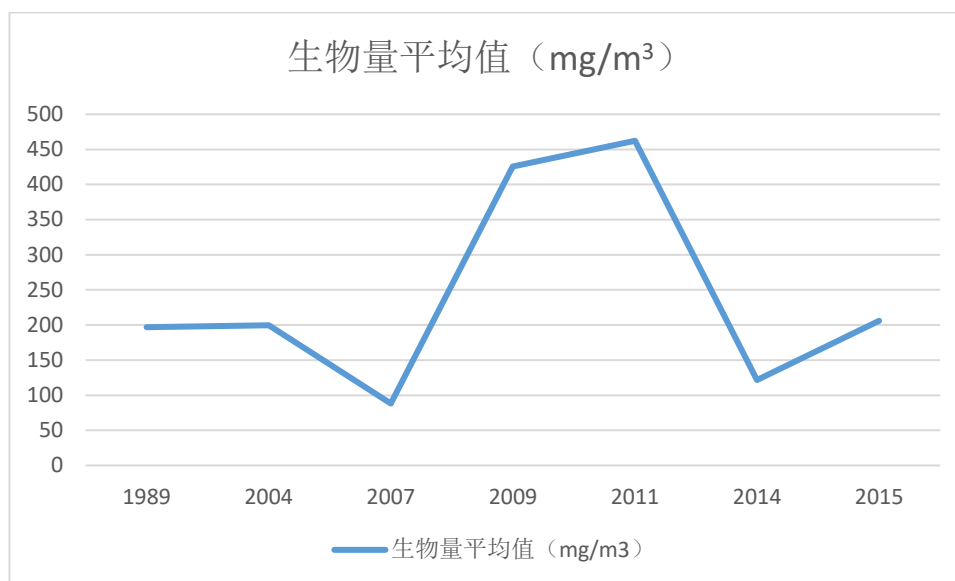


图 6.3-20 浮游动物生物量监测历年变化

总体来看，浮游动物生物量变化呈先平缓，再下降，继而大幅上升，之后再下降，项目建设初期浮游动物生物量无显著变化，至 2004 年出现下降，至 2007 年达到最小值，随后开始大幅攀升至 $>400\text{mg/m}^3$ 的水平，2011 年达到最大值，2014 年又开始下降，降至 121.53mg/m^3 。2015 年稍有回升至 206.13mg/m^3 。

对比 1989 年和 2015 年数据结果，项目建设后生物量呈波动。

（4）底栖生物代表年份变化分析

1989 年 5 月、2004 年 5 月、2007 年 4 月、2009 年 7 月、2011 年 5 月、2014 年 6 月和 2015 年 6 月底栖生物调查结果列于表 6.3-7 中。

表 6.3-7 底栖生物历年调查结果

项目	调查时间	种类数 (种)	生物量 (g/m ²)	生物量平均值 (g/m ³)	栖息密度 (个/m ²)	栖息密度平均值 (个/m ²)
底栖生物	1989	80	-	12.49	-	163.9
	2004	26	0.05-4.92	0.53	10-310	63.3
	2007	17	0.77-20.81	10.4	20-200	86
	2009	18	0.15-21.64	4.04	20-120	61.67
	2011	28	0.92-14.40	4.36	30-260	120
	2014	97	0.50~110.96	17.72	20~1440	440.5
	2015	88	0.13~50.95	5.91	10~890	198

① 底栖生物个体数量

底栖生物生物量平均值在各代表年份分布如图 6.3-21 所示。由图 6.3-21 可见，底栖生物生物量总体呈波动振荡，项目建设前底栖生物生物量较大，为 12.49g/m^3 ，

1989-2004 年项目建设高峰年，底栖生物生物量呈下降，2004 年达到历史最低值，仅为 $0.53\text{g}/\text{m}^3$ ，随后至 2007 年上升至 $10.4\text{g}/\text{m}^3$ ，后续年份开始下降，至 2011 年趋于稳定，2014 年又开始上升。

对比 1989 年和 2014 年数据结果，项目建设后底栖生物生物量总体仍呈现上升的趋势，由 1989 年的 $12.49\text{g}/\text{m}^3$ 上升至 2014 年的 $17.72\text{g}/\text{m}^3$ ，2015 年回落至 $5.91\text{g}/\text{m}^3$ ，表明项目建设对调查区海域内底栖生物基本无影响。

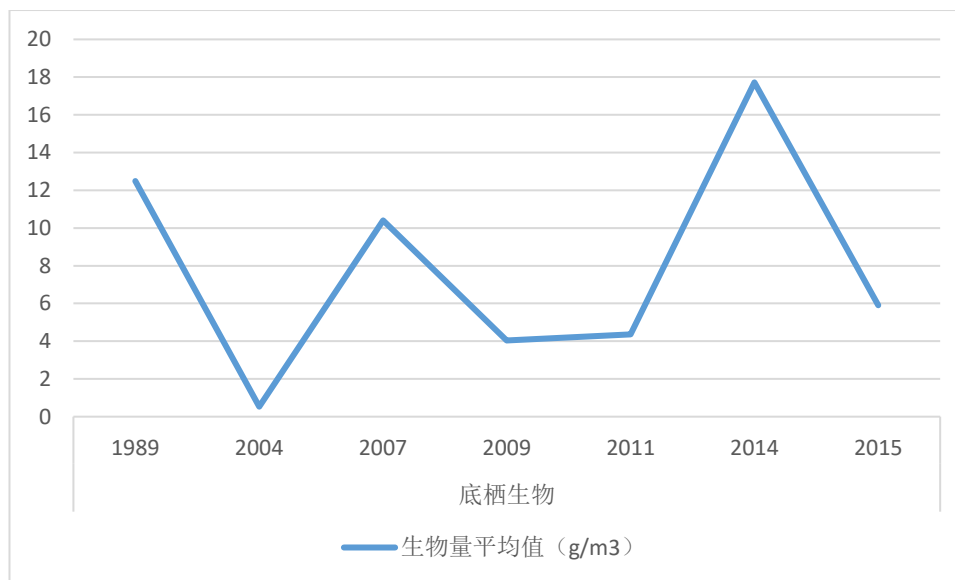


图 6.3-21 底栖生物生物量监测历年变化

② 底栖生物栖息密度

底栖生物生物栖息密度平均值在各代表年份分布如图 6.3-22 所示。

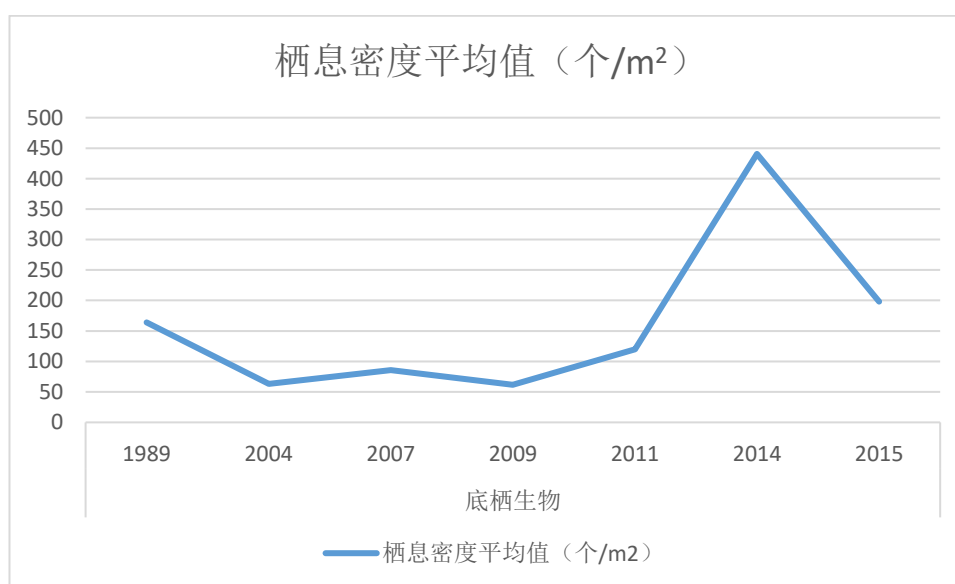


图 6.3-22 底栖生物栖息密度监测历年变化

由图可见，底栖生物栖息密度总体呈先下降后上升，其中下降幅度在不同年份表现存在差异，项目建设高峰年，即 1989 年～2004 年，底栖生物栖息密度大幅下降，2004～2009 年期间，栖息密度平均值虽有波动式变化，但振幅不大，2009～2014 年，底栖生物栖息密度呈现显著上升。

对比 1989 年和 2014 年数据结果，项目建设后底栖生物的种类数、生物量和栖息密度均有所上升。2015 年有所下降

6.3.3.4 生物质量回顾评价

本次评价选取 2004 年 5 月、2011 年 5 月、2013 年 5 月和 2014 年 6 月工程所在海域环境质量现状的调查结果进行对比分析。引用的历史调查资料概况见表 6.3-8。

历次调查均根据《海洋监测规范》（GB17378-2007）的有关规定，取调查海域经济物种的可食部分，进行生物体内的铜、铅、锌、镉、铬、汞、砷、石油烃的分析。分析结果见表 6.3-9。其中贝类评价标准引用《海洋生物质量》（GB18421-2001）中一类标准；鱼类及甲壳类生物体内污染物质（除石油烃外）含量评价标准采用《全国海岸带和滩涂资源综合调整简明章程》中规定的生物质量标准，石油烃含量的评价标准采用《第二次全国海洋污染绩效调查技术规程》（第二分册）中规定的生物质量标准。

（1）2004 年 5 月调查结果

Cu：牡蛎体内铜的含量均超第一类标准；

Pb：牡蛎、红螺、扁玉螺、四角蛤蜊铅的含量超第一类标准，红螺也超第二类标准；

Cd：生物体内镉的含量较低，均不超标；

Zn：牡蛎、四角蛤蜊体内锌的含量超第一类标准；

Cr：生物体内铬的含量较低，均不超标；

石油烃：四角蛤蜊和青蛤石油烃含量均超第一类标准。

由此可知，调查区生物体受到个别重金属污染，青蛤和四角蛤蜊两种贝类受到石油烃轻度污染，应引起注意。

（2）2011 年 5 月调查结果

四角蛤蜊体内铬和铅的含量超过一类海洋贝类生物质量标准值，满足二类海洋贝类生物质量标准值；其余六种污染物的含量均满足相应的标准值。

(3) 2013 年 5 月调查结果

2013 年 5 月调查结果中各站位所获的生物体内各项评价因子均满足相应的标准值。

(4) 2014 年 6 月调查结果

2014 年 6 月调查结果中各站位所获的生物体内各项评价因子均满足相应的标准值。

(5) 小结

分析结果表明：2004 年 4 月调查生物质量较差，贝类体内铜、铅、锌及石油烃均出现超标，超标现象较严重；2011 年 5 月调查中仅贝类体内铅和铬出现超标现象；2013 年 5 月和 2014 年 6 月调查生物质量较好，各调查因子均未出现超标现象。这说明：油田海区生物质量状况有明显的好转。

表 6.3-8 本次生物质量评价引用的历史调查资料概况

编号	资料来源	调查范围	调查时间	站位数	调查单位	调查单位资质	本次评价引用因子
1	《埕岛油田东部区块开发工程环境影响报告书》【青岛环海海洋工程勘察研究院】	118°39'~119°02' 38°07.5'N~38°22'	2004 年 5 月	20	青岛环海海洋工程勘察研究院	有 CMA 认证	生物质量
2	《青岛环海海洋工程勘察研究院检测报告》【青 JC2-2013-010W】	118°33'~118°57' 38°08'~38°24'	2011 年 5 月	35	青岛环海海洋工程勘察研究院	有 CMA 认证	
3	《埕岛油田主体及西北部开发工程项目生物质量现状及海洋环境质量现状补充调查报告》【青岛环海海洋工程勘察研究院】	118°33'~119°7' 38°07'~38°24'	2013 年 5 月	15	青岛环海海洋工程勘察研究院	有 CMA 认证	
4	埕岛油田东区馆陶组油藏加密开发调整工程环境质量现状监测报告(春季)	118°33'~119°1E 38°6'~38°24'N	2014 年 6 月	14	青岛环海海洋工程勘察研究院	有 CMA 认证	

表 6.3-9 油田海域生物质量分析对比结果（湿重， 10^{-6} ，mg/kg）

污染物质			汞	铜	铅	镉	锌	铬	砷	石油烃
2004 年 5 月	鱼类	梭鱼（大鱼肌肉）	(-)	0.99	/	/	7.87	0.29	/	2.72
		梭鱼（小鱼整体）	(-)	0.52	/	/	0.59	0.58	/	/
		孔鰕虎鱼（整体）	(-)	1.97	/	/	19.02	0.55	/	3.91
		钝尾虾虎鱼（整体）	(-)	1.87	/	/	13.11	0.71	/	4.18
	软体 动物	泥螺（去壳整体）	(-)	68.50	/	/	25.74	0.44	/	/
		红螺（去壳整体）	(-)	21.80	2.13	0.02	35.08	0.39	/	/
		扁玉螺（去壳整体）	(-)	38.72	1.88	0.03	38.52	0.58	/	/
	贝类	牡蛎（去壳整体）	(-)	97.90	1.43	0.03	33.53	0.28	/	/
		四角蛤蜊（去壳整体）	(-)	0.66	1.21	0.02	23.62	0.40	/	30.20
		青蛤（去壳整体）	(-)	/	/	/	/	/	/	20.5
	甲壳 类	口虾蛄（整体）	(-)	9.06	/	/	1.03	0.58	/	/
		脊尾白虾（整体）	(-)	14.40	1.26	0.02	28.36	0.35	/	2.63
2011 年 5 月	鱼类	鰕虎鱼	0.025	1.06	0.022	0.015	12.4	0.34	0.25	6.2
	贝类	四角蛤蜊	0.021	1.10	0.232	0.116	9.0	0.51	0.71	12.3
	甲壳 类	白虾	0.009	6.40	0.100	0.008	13.5	0.40	3.80	10.3
2013 年 5 月	鱼类	矛尾刺虾虎鱼	0.009~0.016	12.11~20.43	0.055~0.35	0.11~0.12	3.5~5.2	0.43~0.44	1.01~1.05	6.7~8.0
		斑鲆	0.021~0.028	11.59~20.55	0.013~0.083	0.033~0.046	9.7~11.5	0.22~0.43	0.56~0.61	5.8~9.3
		虾虎鱼	0.04~0.031	20.45~20.54	0.021~0.101	0.014~0.114	14~17.4	0.29~0.48	0.43~0.71	5.4~7.2
	软体 动物	脉红螺	0.005~0.01	1.99~3.44	0.08~0.072	0.122~0.167	13~17.1	0.31~0.34	0.25~0.46	8.2~11.2
		扁玉螺	0.004~0.006	5.51~5.55	0.05~0.06	0.15~0.182	17~19	0.25~0.3	0.37~0.41	9.4~10.2
	贝类	毛蚶	0.006~0.012	2.56~3.11	0.058~0.072	0.143~0.167	11.4~18	0.37~0.44	0.46~0.76	7.9~12.1

污染物质			汞	铜	铅	镉	锌	铬	砷	石油烃
	甲壳类	口虾蛄	0.017~0.019	16.02~17.59	0.042~0.067	0.98~1.56	29.1~34.2	0.25~0.34	2.02~2.33	3.3~10.1
2014 年6月	鱼类	鰕虎鱼	0.012~0.074	1.9~21.1	0.02~0.38	0.04~0.87	5.5~37.9	0.06~0.46	0.25~2.80	4.28~9.57
		斑鲽	0.004~0.030	0.01~17.2	0.03~0.83	0.01~0.18	8.1~33.4	0.05~0.41	0.470~3.60 0	3.78~9.57
	软体动物	扁玉螺	0.02~0.24	3.5~6.9	4.9~11.7	0.05~1.34	0.01~0.15	0.007~0.034	0.05~0.06	1.85~7.85
		脉红螺	0.04~0.43	1.7~11.5	3.9~8.3	0.09~0.82	0.01~0.11	0.005~0.031	0.01~0.09	1.96~10.73
		长蛸	0.08~0.27	1.2~8.7	0.8~11.8	0.07~0.96	0.02~0.07	0.007~0.043	0.01~0.06	2.51~8.85
	甲壳类	口虾蛄	0.011~0.061	3.4~12.7	0.01~0.41	0.02~1.03	3.6~22.1	0.18~0.33	2.04~4.40	3.92~5.65
		三疣梭子蟹	0.016~0.044	0.9~21.7	0.28~1.51	0.01~1.08	26.5~66.8	0.09~0.34	0.54~3.87	4.28~10.01

(-) 表示未检出，“/”表示未取得数据。

6.3.4 海洋环境质量回顾评价结论

建设单位对工程运行期间的生产水、生活污水、固体废弃物采取了可行的污染防治措施，能够保证生产水、生活污水稳定达标和固体废弃物的安全处置。通过多年的历史调查数据对比分析：

①**水质环境**：项目建设后，水质中挥发性酚、COD、无机氮三项调查因子最大值总体呈上升趋势，其中挥发性酚、无机氮 2014 年调查结果最大值均大于项目建设（1989 年）前，COD 含量 2014 年调查结果最大值与项目建设前（1989 年）基本持平，均未超标。

水质中石油类、磷酸盐、铅三项调查因子最大值总体好转，工程建设对水质中的上述因子没有明显不利影响。

②**沉积物环境**：沉积物中石油类、硫化物含量最大值下降，沉积物中铅含量有上升；总体而言，多年来沉积物能够保持在一类环境水平，项目建设对沉积物中的上述因子没有明显的不利影响。

③**海洋生态**：项目建设后海洋叶绿素 a 和初级生产力变化不明显；浮游植物的种类数降低，浮游植物主要类群没有明显变化，均为硅藻类，优势种有一定的变化；浮游动物的种类数和优势种基本无变化；底栖生物的生物量和生物密度有所上升。

④**生物质量**：油田海区生物质量状况有明显的好转。

7 环境影响预测与评价

7.1 水文动力环境影响分析与评价

潮流数值模拟是研究评价海域现状潮流场及预测潮流场分布的一个重要内容,是海洋环境影响评价工作的基础。在此基础上可以预测评价海域因入海污染源及岸线变化而引起海水水质及水动力条件的变化,本次评价项目中所有工程均已建成,由于建设期间没有对工程区域的海洋环境做跟踪性的调查,因此主要采取回顾性预测的方式对工程的施工期和运行期的污染物入海情况进行预测,以情景模拟的方式回顾过去工程建设和运营的影响,对产生的损失进行定量计算,以便对工程环境可行性做出正确的论证和评价。

7.1.1 评价海域潮流模型

鉴于工程海域水深较浅,故评价海域采用二维潮流模型,采用不规则三角形网格,分步杂交方法求解。

(1) 流体动力学基本方程

该模型采用的二维潮流连续方程和运动方程:

连续方程:

$$\frac{\partial h}{\partial t} + \frac{\partial hu}{\partial x} + \frac{\partial hv}{\partial y} = hS$$

运动方程:

$$\begin{aligned} \frac{\partial hu}{\partial t} + \frac{\partial hu^2}{\partial x} + \frac{\partial hvu}{\partial y} = f_v h - gh \frac{\partial \eta}{\partial x} - \frac{h}{\rho_0} \frac{\partial P_a}{\partial x} - \frac{gh^2}{2\rho_0} \frac{\partial \rho}{\partial x} + \frac{\tau_{sx}}{\rho_0} - \frac{\tau_{bx}}{\rho_0} \\ - \frac{1}{\rho_0} \left(\frac{\partial S_{xx}}{\partial x} + \frac{\partial S_{xy}}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial x} (hT_{xx}) + \frac{\partial}{\partial y} (hT_{xy}) + hu_s S \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial hv}{\partial t} + \frac{\partial hv^2}{\partial y} + \frac{\partial hvu}{\partial x} = f_u h - gh \frac{\partial \eta}{\partial y} - \frac{h}{\rho_0} \frac{\partial P_a}{\partial y} - \frac{gh^2}{2\rho_0} \frac{\partial \rho}{\partial y} + \frac{\tau_{sy}}{\rho_0} - \frac{\tau_{by}}{\rho_0} \\ - \frac{1}{\rho_0} \left(\frac{\partial S_{yx}}{\partial x} + \frac{\partial S_{yy}}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial x} (hT_{xy}) + \frac{\partial}{\partial y} (hT_{yy}) + hv_s S \end{aligned}$$

式中:

t : 时间。

g : 重力加速度(m/s^2);

η : 自由水面水位(m);

$h = \eta + d$: 总水深(m), d 为海底到静止海面的距离;

S_{xx} 、 S_{xy} 、 S_{yx} 、 S_{yy} 辐射应力张量的分量值;

u, v : x, y 方向垂线平均流速分量;

ρ : 水体密度;

ρ_0 : 水体相对密度;

P_a : 大气压力;

S : 源汇项流量值;

u_s 、 v_s : 源汇项流速值;

$f = 2\omega \sin \varphi$, 其中 ω 是地球自转角速度, φ 是地理纬度;

(τ_{sx}, τ_{sy}) 、 (τ_{bx}, τ_{by}) 是 x 、 y 方向表面风和海底剪切应力的分量;

T_{xx} 、 T_{xy} 、 T_{yx} 、 T_{yy} 横向应力, 包括粘性摩擦、湍流摩擦、平流摩擦;

连续方程和运动方程构成了求解潮流场的基本控制方程。为了求解这样一个初边值问题, 必须给定适当的初始条件和边界条件。

(2) 边界条件:

① 固壁边界

利用岸壁法, 取法向不可入条件, 即法向流速为零

$$V_n = V \cdot n = 0$$

② 开边界

可采用边界水(潮)位过程或流速过程, 即按边界网格线方向, 求得流速分量 u 和 v , 然后再纳入过程计算, 本次计算开边界采用潮位过程。区域的开边界潮位由 M_2 、 S_2 、 N_2 、 K_2 、 K_1 、 O_1 、 P_1 、 Q_1 这 8 个主要天文分潮叠加给出。潮位过程:

$$\zeta = \zeta(t)$$

③ 动边界

模型区域内边滩随着潮涨潮落, 存在淹没和露滩交替的现象, 具有可移动边界的特

点。对于此类边界的处理，采用干湿点判别法对动态边界水域进行处理。即在模拟中，当潮位下降出现露滩时，则计算中去除相应的网格；当潮位上升淹没时，计算中加上相应网格。如果流速点处的总水深小于临界水深，此点为“干点”，流速值取为 0；如果流速点处的总水深增加，大于临界水深值，则此点再变为“湿点”，取计算的流速值。为提高模型计算的稳定性，一般从干到湿的临界水深值要略大于从湿到干的临界水深值。

（3）计算时间步长和底床糙率

模型计算时间步长根据 CFL 条件进行动态调整，确保模型计算稳定进行，最小时间步长 0.3s。底床糙率通过曼宁系数进行控制，曼尼系数取 $40\text{m}^{1/3}/\text{s}$ 。

由于本文计算域较大，因此在整个计算域中 n 不可能取同一数值，根据验证情况进行局部调整。

（4）水平涡动粘滞系数

采用考虑亚尺度网格效应的 Smagorinsky (1963) 公式计算水平涡粘系数，表达式如下：

$$A = c_s^2 l^2 \sqrt{2S_{ij}S_{ij}}$$

式中： c_s 为常数， l 为特征混合长度，由 $S_{ij} = \frac{1}{2} \left(\frac{\partial u_i}{\partial x_j} + \frac{\partial u_j}{\partial x_i} \right)$ ， $(i, j=1, 2)$ 计算得到。

②水深的修正

在桩径影响区内，水深可按下式修正

$$h' = \left[1 - \alpha_h \cdot \frac{\pi}{4} \left(\frac{d}{b} \right)^2 \right] h$$

式中：

h' ——桩基所在区的折减水深；

d ——桩径；

b ——桩间距；

h ——天然水深；

α_h ——水深折减系数，是 d/b 的函数，其值在 1.3~4.0 之间。

7.1.2 计算域及网格设置

本项目所建立的海域数学模型计算域为整个渤海，模拟采用非结构三角网格，由

30824 个节点和 61307 个三角单元组成。为了能清楚了解本工程附近海域的潮流状况，将本工程附近海域进行局部加密，工程区域附近空间步长在 100m 以内，预测的平台和管线首尾附近的网格空间步长在 20m-50m 之间。

模型水深资料采用航保部 2014 年海图，及工程区附近海域实测水深地形测量资料，基准面为平均海平面。网格及水深分布见图 7.1-1。局部地形加密图见图 7.1-2。

图 7.1-1 网格及水深分布图

图 7.1-2 网格及水深分布图

7.1.3 潮流及潮位验证

在计算海域中，我们选取 2014 年 7 月 27 日 11 时~28 日 10 时 H1~H6 点的潮流潮位实测资料与数值计算结果进行验证。现状资料各监测点坐标如表 7.1-1 所示，具体分布见图 7.1-3。其验证结果如图 7.1-4 至图 7.1-10 所示。

表 7.1-1 验证点坐标位置

图 7.1-3 验证点具体分布图

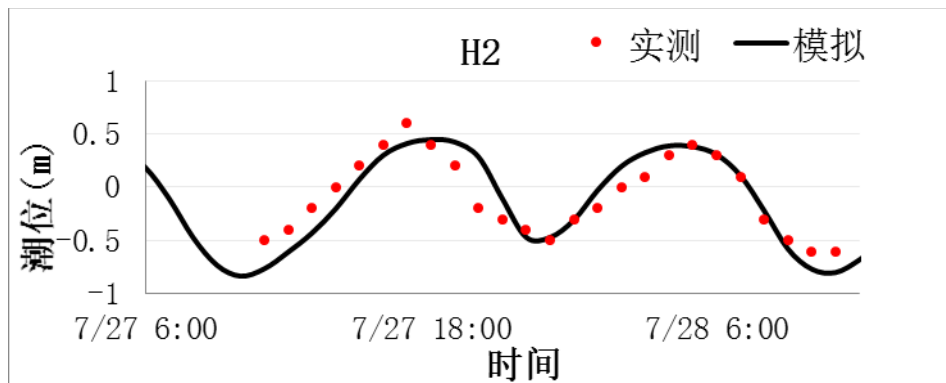


图 7.1-4 H2 潮位验证曲线

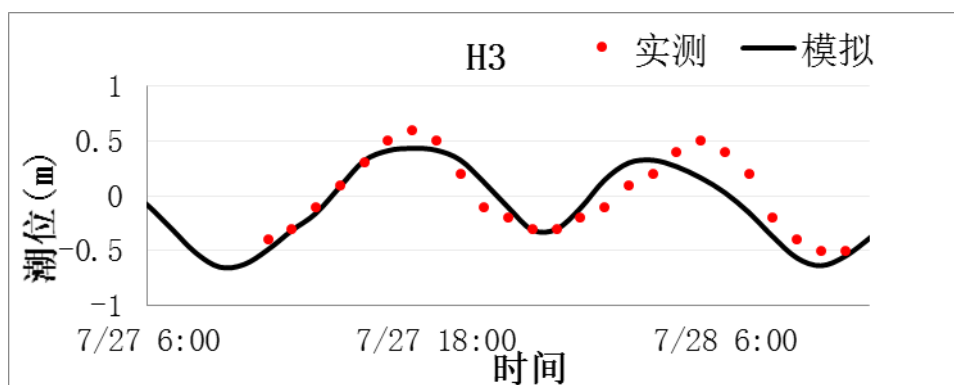


图 7.1-5 H3 潮位验证曲线

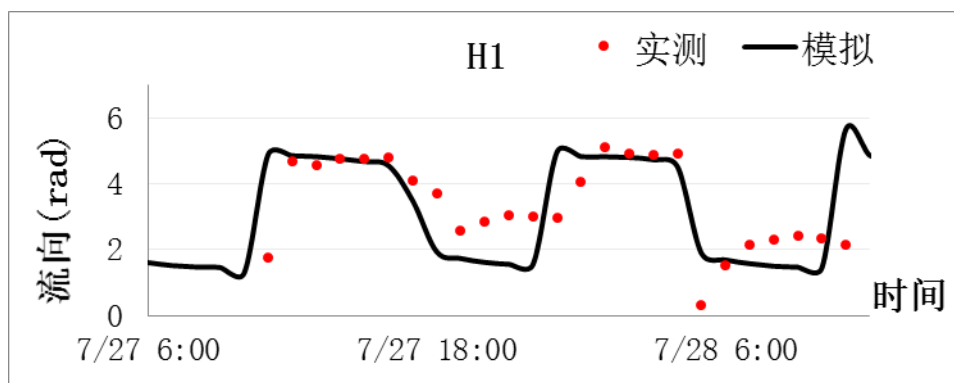
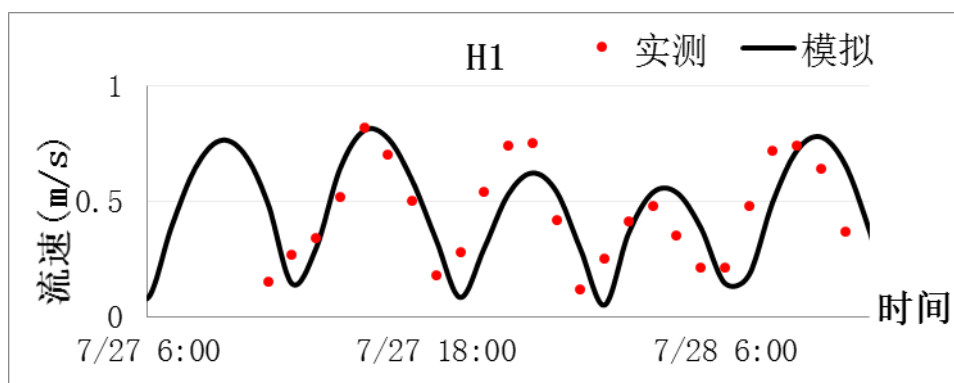
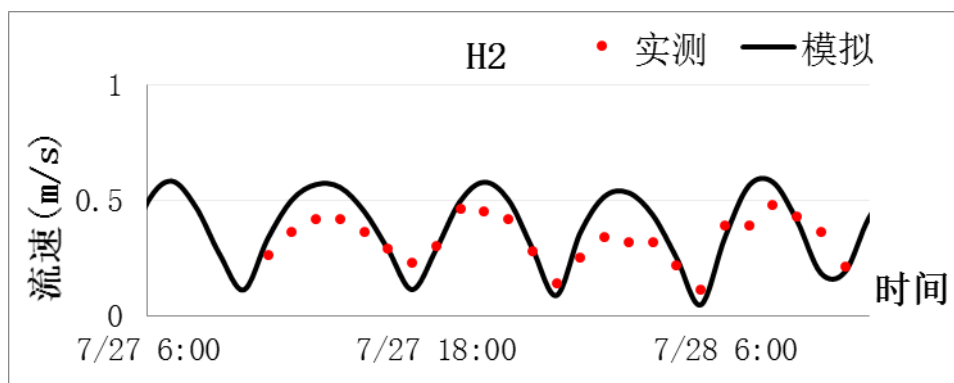


图 7.1-6 H1 潮流验证曲线



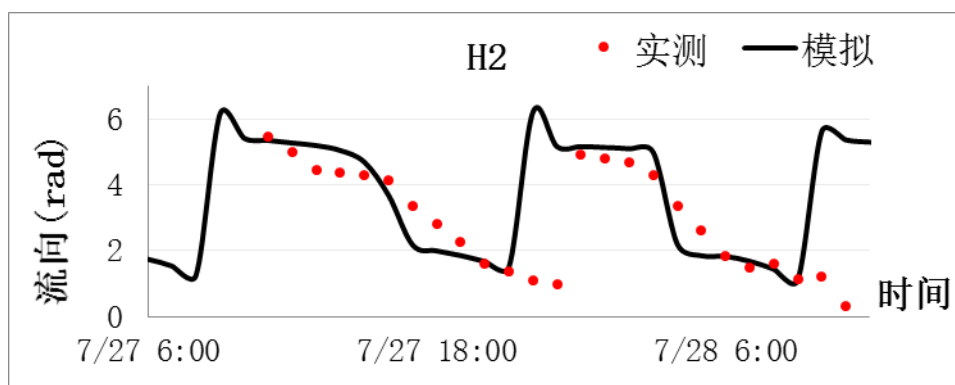


图 7.1-7 H2 潮流验证曲线

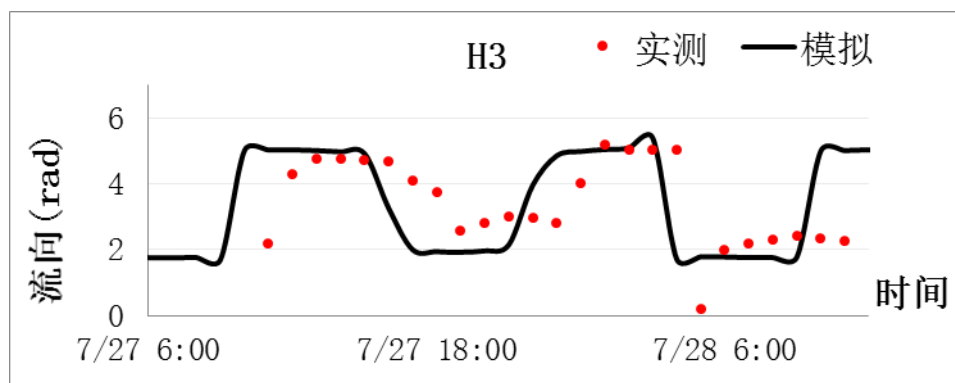
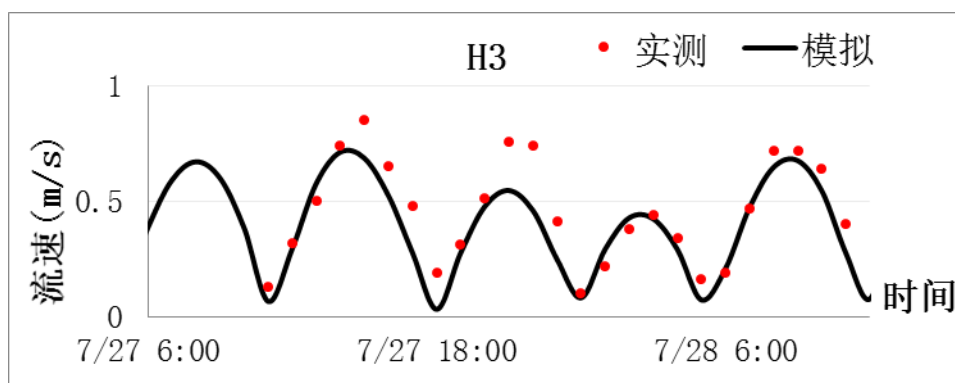
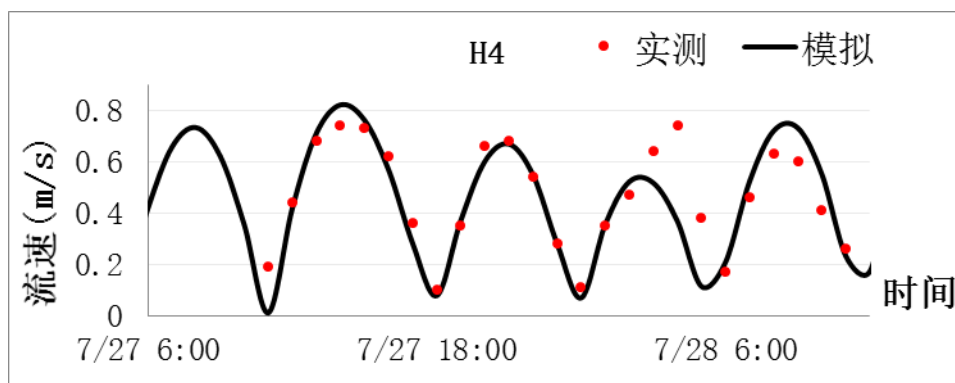


图 7.1-8 H3 潮流验证曲线



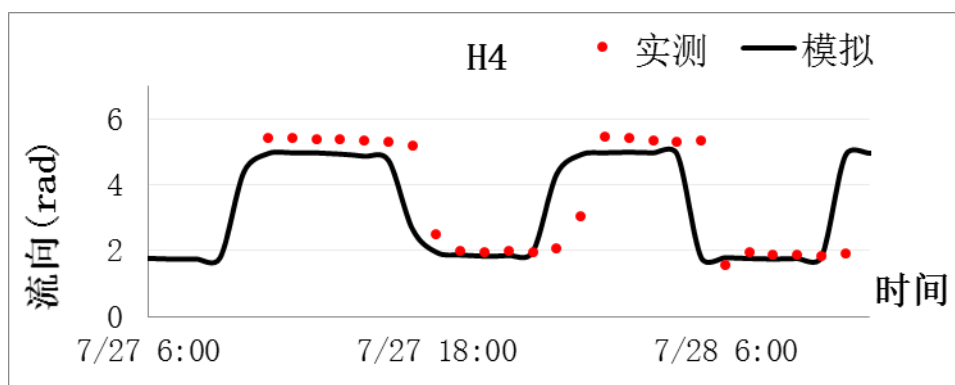


图 7.1-9 H4 潮流验证曲线

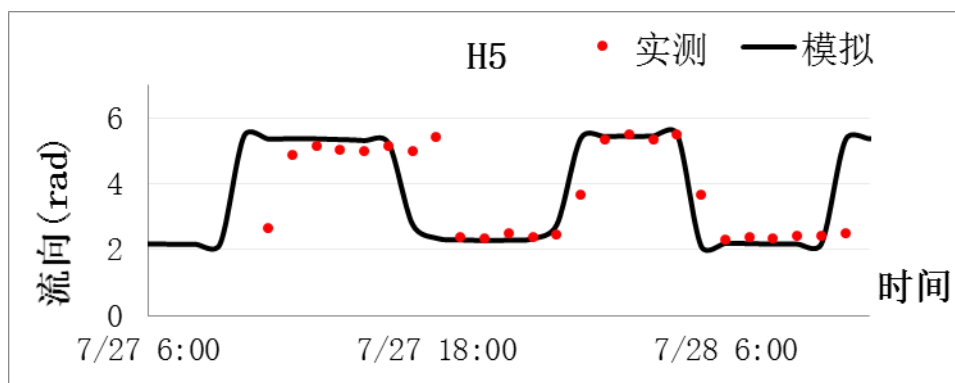
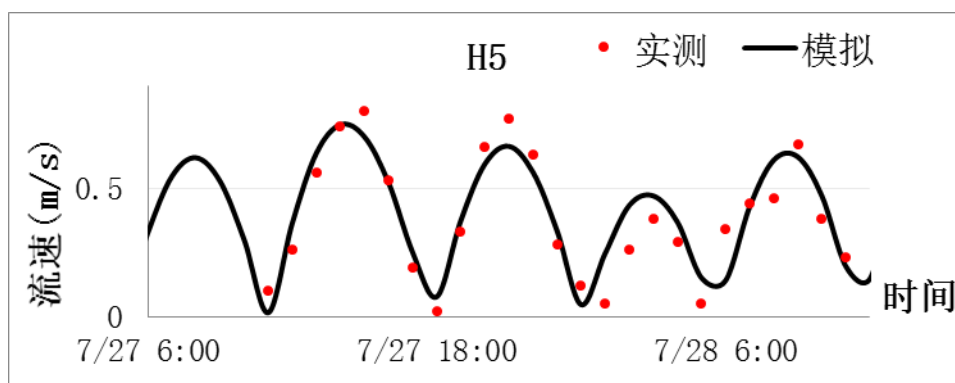
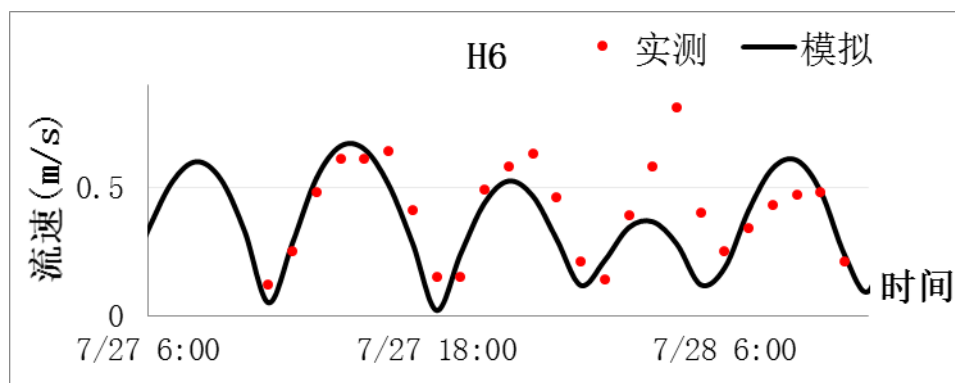


图 7.1-10 H5 潮流验证曲线



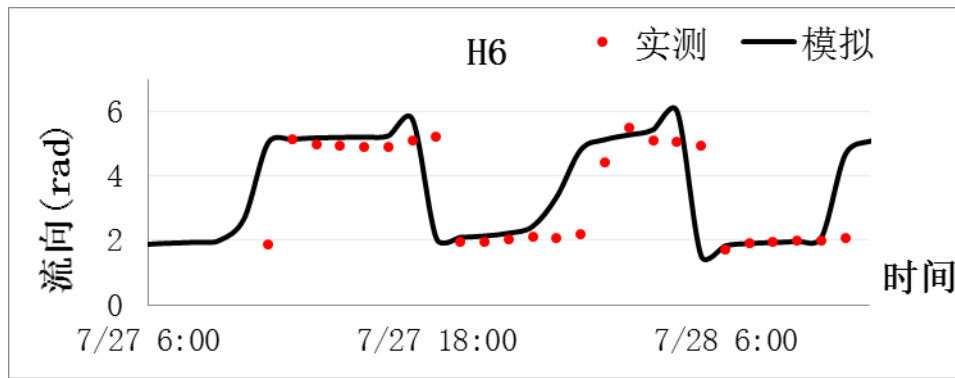


图 7.1-11 H6 潮流验证曲线

图 7.1-4 和图 7.1-5 显示 H1、H2 站位的潮位振幅和位相计算值亦与实测值基本一致；从图 7.1-6 至图 7.1-11 可以看出，流速的大小以及方向，转流发生时刻的计算值与实测值基本一致。其中潮位误差小于 10%，流速流向误差小于 20%，符合导则要求。潮位和潮流的验证结果表明建立的潮流模型是可行的，适合本海区。

7.1.4 评价海域潮流计算结果

图 7.1-12 至图 7.1-15 给出涨潮中间时和落潮中间时的计算潮流场和工程区域局部放大的潮流场图。由图中可以看出项目附近多数区域的潮流基本是 NW-SE 流向，由于管线分布地形不同，不同的管线区域流向会有变化。

图 7.1-12 涨潮中间时潮流场

图 7.1-13 落潮中间时潮流场

图 7.1-14 工程海域涨潮中间时潮流场

图 7.1-15 工程海域落潮中间时潮流场

7.1.5 平台建设对水文动力环境影响

本工程项目涉及到平台建设，但是由于平台桩柱尺寸都比较小，为透水性设计，且工程区域附近海域开阔，因此，平台建设对工程海域的流场基本不会产生影响，平台建设对周边海域水文动力影响可接受。

7.2 地形地貌与冲淤环境影响分析与评价

7.2.1 区域冲淤规律

石油平台作为透水构筑物，海底管线铺设在海床以下，对区域冲淤环境影响较小，因此工程区冲淤环境主要由自然条件决定，冲淤环境影响对石油平台和海底管线的安全具有较大的影响。

波浪作用是本区海岸及水下岸坡塑造的主要动力因素。据其冲刷速率、剖面坡度的塑造及季节性的变化可分为以下几个阶段：

（1）快速冲刷阶段(1976~1986 年)

1976 年黄河改道以前，由于有大量的沉积物供应，河口地区的水下岸坡呈现向海淤进的形态。河道改道以后，沉积物的供应停止，原先的堆积剖面开始遭到破坏，大部分海区发生了冲蚀。冲刷作用最显著的部位是潮滩和水下三角洲前缘区，即从岸线到水深 15m 范围，其中尤以 7~8m 水深处为最。这一部位是本区波浪破碎带，处于最不稳定状态，蚀退作用也最强烈。以 15m 等深线为界，浅水区发生冲刷，深水区基本保持冲淤平衡或略淤，该期水下主体坡度后期减缓。平面上，老九井附近及飞雁滩以北的原河

口区等由于地形向海凸进而遭受的冲刷较强:东部 CB20 附近海区为本阶段的侵蚀中心,最大侵蚀厚度达 7m;飞雁滩以北海区的侵蚀主要集中于岸线及水下岸坡的上段,岸线后退达 10km,但垂向上侵蚀厚度相对较小,而岸坡中下段由于得到来自上段的大量沉积物的补充成为整个埕岛海区本阶段侵蚀最小的地区。原河口间湾区由于岸线向陆凹,受到凸出海岸侵蚀的沉积物的补充,在这一阶段遭受的冲刷较轻,部分水下岸坡在初期还受到了淤积。

(2) 缓慢冲刷阶段(1986~1996 年)

经过先期的快速冲刷阶段以后,水下地形坡度迅速降低,尤其是沿海岸地带。尽管水动力仍以波浪为主,但传播到海岸附近的波浪能量已大为减小,使得剖面虽然以冲刷为主,但冲刷量已明显减少。靠近水下岸坡中段的顶部则成为该期波浪能量的主要削减带,使本阶段的侵蚀作用主要集中于此,结果使岸坡坡度进一步减小。平面上水下岸坡的冲淤基本呈与海岸平行的带状分布,以 15m 等深线为界,浅水区冲刷,最大侵蚀带位于 7~8m 等深线附近,并分别在 CB20 附近、CB11 附近、CB102 附近及 CB151 以北海区存在 4 个侵蚀中心。CB151 以北海区侵蚀中心的最大侵蚀厚度达 4m。本阶段水下岸坡坡度减缓明显,但长期冲刷规律控制的冲刷强度较前期明显减弱(图 7.2-1)。

图 7.2-1 1976 年~1986 年海底冲淤图

图 7.2-2 1986 年~1996 年海底冲淤图

(3) 以冲刷为主的冲淤调整阶段(1996 至 2004 年)

剖面的调整趋势虽然向着水下岸坡坡度减小的方向发展,但水下地形坡度和波浪能量整体向岸衰减的速度之间已逐渐趋于平衡,风浪作用的季节性强弱变化开始成为干扰

这一平衡的主要因素。净冲刷量明显小于由于季节变化造成的水下岸坡冲淤调整幅度。长期冲刷规律对本海区地形演变的控制减弱，季节变化成为海底冲淤调整的主要因素。这一阶段东部的冲刷略微明显，其中 CB151 以北海区为侵蚀中心，最大侵蚀厚度达 3m。西部的冲刷中心逐渐达到冲淤平衡状态(图 7.2-3)。

图 7.2-3 1996 年~2004 年海底冲淤图

比较 2004 年与 1976 年水深资料，本海区基本以 15m 等深线为界，深水区淤积，浅水区冲刷，其冲刷强度较大，淤积量相对较小。平面上存在两个冲刷中心，分别位于三角洲建造期的主要河口砂坝附近和后期河流入海口附近，侵蚀量分别为 8~9m。后期的冲刷中心移至 CB151 以北海域，可能与防浪堤的修建改变原来海洋动力场有关。

(4) 以近岸冲刷为主的阶段(2004 年至今)

调查单位于 2008 年在工程区及东侧进行了水深测量，虽然与工程区位置稍有偏差，考虑到距离较近，而且均处于开放海域，基本能够说明冲淤情况。对比 2005 年版海图和 2008 年测量结果可以发现，工程区及东侧 15m 以浅海域绝大部分水深明显变深，5m 等深线普遍向岸平移 1~4.7km，10m 等深线向岸平移 1~2.2km。1964~1976 年间黄河行水刁口河流路生成水下三角洲浅滩大部分被侵蚀，2008 年测量只有 7m 以浅等深线在东营港西侧依然呈舌状向海凸出，其余已经平行于岸线；测区 15m 至深海域水深变化不大；测区东南部海域距离现在的黄河入海口位置较近，海底处于淤积状态，但水深变化很小。

近些年主要针对具体的管线进行海底地形地貌的测量，缺乏针对整个海域的测量资料，通过分析管线的历年资料，基本得出与上文类似的近岸冲刷为主的冲淤状态。

图 7.2-3 2004 年-2008 年海底冲淤图

7.2.2 平台对冲淤环境影响分析

井组平台建立后，由于平台桩柱的影响，海流对平台底部基础的冲刷是必然的，平台附近 50m 范围内将逐渐形成以平台为中心的低洼盆式地形。在平台建立之初的数月甚至一年时间内，对平台基础的冲刷最为剧烈，最大冲刷量可达 1.5-2.0m，但这种冲刷不是按同一速率持续下去，当 2a 时间内冲刷到一定程度时，则速度逐渐变的缓慢，2a 时间后保持相对的平衡，继续淘深的已很少发生，只是随着风、浪、流及季节的变化而发生局部地形淤积或冲刷的交替变化，相关调查资料见表 7.2-1 和表 7.2-2。

表 7.2-1CB25C 井组井口平台附近水深数据表

时间	水深/m	水深变化/m	备注
1988-06	11.0		平台建立前
		-1.3	
1994-07	12.3		
		-1.6	
2001-05	13.9		平台建立后
		-0.3	
2001-09	14.2		
		+0.2	
2002-05	14.0		
		-0.1	
2002-09	14.1		

表 7.2-2 CB12C 井口平台中心水深变化表

时间	水深/m	水深变化/m	备注
1988-06	5.0		平台建立前
		-3.2	
1994-07	8.2		
		-2.7	
2001-05	10.9		平台建立后
		-0.9	
2001-09	11.8		
		+0.8	
2002-05	11.0		
		-0.6	
2002-09	11.6		

（注：表中水深变化“-”表示冲刷，“+”表示淤积）

因此，在建设初期平台周边冲刷较大，随时间推进平台周边冲刷趋势逐渐减小。

7.2.3 管道复测分析

2012 年青岛环海海洋工程勘察研究院对中心一号一登陆点混输管道进行了首次勘测，2013 年又选择该管道（（38°12'15"N，118°48'51"E）至（38°10'30"N，118°49'16"E）

部分作为样本管段进行了第二次勘测。勘测区水深为 5.0m—10.3m，水深由北向南逐渐减小，海底地形平缓，坡度为 1.5%。在勘测区中南部发育大面积的冲刷侵蚀地貌，水深变化在 1.0m 左右。

2012 年勘测的中心一号一登陆点（海三站）混输管道（部分）总长 3920.8m，处于断续埋藏状态，共发现八段出露，总长 1058.1m，占总长的 27.0%，最大连续出露长度 361m；其余管段为埋藏状态，埋藏深度（海管顶部距海底垂直距离）多在 0.4m—0.6m。从出露管段分布位置看，海底管道南段出露较为严重，此处海底多为冲蚀残余台地，冲蚀严重。通过海上调查和室内数据处理、解释，2013 年勘测精确探测了目标管道的位置和状态，通过与历史资料对比，分析了海底管道状态变化情况及海域冲刷情况。

以下为 2013 年 SES2000 勘测成果与 2012 年勘测成果对比，左侧为 2013 年探测成果，右侧为 2012 年相近位置成果。

表 7.2-3 SES2000 高分辨率浅地层剖面仪探测结果对比一览表

注：埋深至海底管道顶部至海底距离，负值表示海底管道出露，其绝对值大于管径则为悬空。

通过表 7.2-3 对比可以看出：

1) 中心一号一登陆点海底管道样本管段的海域埋深存在一定的变化，多数管段埋深增加，四处埋深变浅，有两处由埋藏变为出露甚至悬空。

2) 水深越大，海底管道埋深以增加为主，能够与工程区整体的冲淤现状相吻合。

7.2.4 小结

由上述分析可知。本工程管道平台等在建设初期时会导致工程附近区域有一定的冲刷，但随时间推移这种冲刷趋势会逐渐放缓。工程区域与工程周边海域的冲淤情况在项目建成多年后趋于一致，项目建成多年后对冲淤环境的影响较小。

7.3 水质环境影响预测评价

(1) 因本工程评价平台较多,本报告选取 CB701、CB243A、CB4C、CB20 单、CB25C、CB35 井组平台作为代表性工程进行预测,其他平台非含油钻屑和非含油钻井液的影响结果类比本次选择平台预测的结果。

(2) 由于本工程评价的管道及电缆较多,混输管道和注水管道的挖沟尺寸相同,本报告选取其中部分管道和电缆进行预测,其他管道和电缆影响结果进行类比。

7.3.1 悬浮物运动基本方程

钻屑等悬浮物质为颗粒态,它随着海水运动的同时,尚在海水中沉降,并最终淤积于海底,这一特性决定了它的影响范围和影响时间是有限的。

施工掀扬起的海底悬浮泥沙,悬浮物输移-扩散过程由以下方程表示:

$$\frac{\partial \bar{c}}{\partial t} + u \frac{\partial \bar{c}}{\partial x} + v \frac{\partial \bar{c}}{\partial y} = \frac{1}{h} \frac{\partial}{\partial x} \left[h D_x \frac{\partial \bar{c}}{\partial x} \right] + \frac{1}{h} \frac{\partial}{\partial y} \left[h D_y \frac{\partial \bar{c}}{\partial y} \right] + Q_L C_L \frac{1}{h} - S$$

式中:

$\bar{c}$: 质量浓度(kg/m³);

u, v : 流速(m/s);

D_x, D_y : x 向和 y 向悬沙扩散系数(m²/s);

h : 水深(m);

S : 沉降量或侵蚀量(kg/m³/s); 具体见下式。

Q_L : 单元面积上源排放量(m³/s/m²);

C_L : 排放的源强浓度(kg/m³);

$$S = \begin{cases} S_D = w_s c_b P_d \\ S_E = E \left(\frac{\tau_b}{\tau_{ce}} - 1 \right)^n \end{cases}$$

式中 S_D 为沉降量, S_E 为侵蚀量; P_d 为沉降几率, 为 $P_d = 1 - \frac{\tau_b}{\tau_{cd}}$; E 为冲刷系数

(kg/m²/s), n 为冲刷倍数, 取值为 1。 w_s 为沉速, 取 0.0025m/s; c_b 为近床浓度 (kg/m³);

τ_b 为床面拖曳力, τ_{cd} 为临界淤积拖曳力, τ_{ce} 为临界冲刷拖曳力。

边界条件：

$$\text{固边界上, } \frac{\partial C}{\partial n} = 0$$

$$\text{开边界上, } \frac{\partial C}{\partial t} + V_n \frac{\partial C}{\partial n} = 0 \quad \text{出流时段}$$

$$C(x, y, t) = 0 \quad \text{入流时段}$$

7.3.2 钻屑排放对水质影响分析与评价

7.3.2.1 源强

根据工程分析可知，钻完井阶段产生的钻屑总量为 57016m³，其中含油钻屑量为 4479m³，非含油钻屑量为 52537m³。本项目根据平台位置、流场情况以及钻屑产生源强等确定了 CB701、CB243A、CB4C、CB20 单、CB25C、CB35 等 6 个井组平台进行预测。具体排放速率见表 7.3-1。钻屑比重按 2.8g/cm³ 计，钻屑粒径组成如表 7.3-2 所示，中值粒径取 74μm、120μm、150μm、230μm 共 4 个等级各占 25%、35%、25%、15%进行计算，然后将计算的增量值迭加。

表 7.3-1 选取 6 座平台非含油钻屑排放情况

序号	平台名称	产生量 (m ³)	生产时间 (d)	非含油钻屑排放速率 (m ³ /d)
1	CB701	693	85	8.15
2	CB243A	1164	126	9.24
3	CB4C	557	75	7.42
4	CB20 单	161	31	5.20
5	CB25C	2258	460	4.91
6	CB35	670	79	8.49

表 7.3-2 钻井岩屑粒级配比

<74μm	74~105μm	105~140μm	140~178μm	178~279μm	>279μm
5%	20%	35%	25%	10%	5%

7.3.2.2 预测结果

本次平台钻屑排放模式为随钻随排，根据经验钻屑随海水运移，钻屑影响水质面积在一定时间后基本不再增大。因此本次模拟选取大潮期间，模拟钻屑排放一个月后统计结果。根据模拟结果，各平台非含油钻屑的浓度增量最大包络线见图 7.3-2 和图 7.3-3。具体计算结果见表 7.3-3，不同超标倍数的包络面积见表 7.3-4。钻屑在停止排放后最长于 3h 内恢复一类水质。超一类水质

表 7.3-3 非含油钻屑排放预测结果

水质类型	水质标准 (mg/L)	预测结果					
		CB4C	CB20 单	CB25C	CB35	CB701	CB243A
超一（二）类水质包络面积 (km ²)	≥ 10	0.014	0.011	0.007	0.015	0.008	0.013
超三类水质包络面积 (km ²)	≥ 50	0	0	0	0.0008	0	0.001
超四类水质包络面积 (km ²)	≥ 100	0	0	0	0	0	0.0002
超一（二）类水质最大距离 (km)	--	0.105	0.082	0.087	0.120	0.100	0.124
钻屑覆盖 2cm 厚度面积 (km ²)	--	0.0007	0.0003	0.0015	0.0006	0.0005	0.0009

表 7.3-4 非含油钻屑不同时刻排放时不同超标倍数包络面积(km²)

超标倍数	水质标准 (mg/L)	包络线面积 (km ²)					
		CB4C	CB20 单	CB25C	CB35	CB701	CB243A
Bi≤1	10~20	0.010	0.009	0.005	0.012	0.006	0.008
1<Bi≤4	20~50	0.005	0.002	0.002	0.003	0.001	0.004
4<Bi≤9	50~100	0	0	0	0.0008	0	0.0002
Bi>9	>100	0	0	0	0	0	0

图 7.3-2 CB701 平台排放非含油钻屑浓度增大最大包络线图

图 7.3-3 CB243A 平台排放非含油钻屑浓度增大最大包络线图

图 7.3-4 CB4C 平台排放非含油钻屑浓度增大最大包络线图

图 7.3-5 CB20 单平台排放非含油钻屑浓度增大最大包络线图

图 7.3-6 CB25C 平台排放非含油钻屑浓度增大最大包络线图

图 7.3-7 CB35 平台排放非含油钻屑浓度增大最大包络线图

7.3.2.3 类比结果

本项目工包含 76 座平台，根据每座平台的井口数、施工时间、钻屑排放源强(见表 7.3-5)以及平台所处位置综合考虑进行类比。具体类比结果见表 7.3-6。根据前文非含油钻屑预测结果，类比各平台非含油钻屑预测结果见表 7.3-7 和表 7.3-8。各个平台钻屑覆盖 2cm 厚度的面积为 0.041km²。

表 7.3-5 76 座平台钻屑产生/排放/回收情况

序号	平台名称	钻屑总量 (m ³)	非含油钻屑			含油钻屑 (m ³)
			产生量 (m ³)	钻井时间 (d)	排放速率(m ³ /d)	
1	埕岛中心一号	746	676	120	5.63	70
2	CB11A	998	911	138	6.60	87
3	CB11B	1043	955	114	8.37	88
4	CB11D	767	692	98	7.07	75
5	CB11E	727	642	102	6.29	85
6	CB11H	760	685	117	5.85	75
7	CB11 单	166	151	29	5.21	15
8	CB12A	1151	1046	149	7.02	105
9	CB12B	775	690	126	5.47	85
10	CB12C	774	686	135	5.08	88
11	CB12 单	187	172	32	5.37	15
12	CB22A	702	614	97	6.33	88
13	CB22C	770	692	117	5.92	78
14	CB22 单	173	161	33	4.88	12.5
15	CBG1	190	175	31	5.65	15
16	CBG6 单	268	255	37	6.88	13
17	CBX501	455	440	96	4.59	15
18	CB253	119	107	26	4.11	12.5
19	CB21A	445	405	69	5.87	40
20	CB35	723	670	79	8.49	53
21	CB35 单	200	185	29	6.38	15
22	CB151	527	489	87	5.62	38
23	CB242	213	198	29	6.83	15

序号	平台名称	钻屑总量 (m ³)	非含油钻屑			含油钻屑 (m ³)
			产生量 (m ³)	钻井时间 (d)	排放速率(m ³ /d)	
24	CBG4 单	186	173	37	4.68	13
25	CBG4A	770	712	80	8.90	58
26	开发三号	0	0	0	0.00	0
27	SH8 单	181	166	37	4.48	15
28	SHG1 单	185	172	38	4.51	13
29	埕岛中心 二号	0	0	0	0.00	0
30	CB1C	474	421	76	5.54	53
31	CB20 单	176	161	31	5.20	15
32	CB20A	1164	1032	164	6.29	132
33	CB20B	610	540	75	7.19	70
34	CB25A	1029	896	137	6.54	133
35	CB25C	2498	2258	460	4.91	240
36	CB25D	507	419	90	4.66	88
37	CB27A	602	537	79	6.80	65
38	CB251 单	185	170	27	6.29	15
39	CB251A	1254	1174	176	6.67	80
40	CB251B	754	674	126	5.35	80
41	CB251C	848	758	147	5.15	90
42	CB251D	485	425	45	9.45	60
43	CB271A	723	645	136	4.74	78
44	CB502 单	184	171	27	6.34	12.5
45	CB1A	851	746	120	6.22	105
46	CB1B	835	749	120	6.24	86
47	CB1D	768	693	138	5.02	75
48	CB4A	882	767	125	6.13	115
49	CB4B	602	537	85	6.32	65
50	CB4C	620	557	75	7.42	63
51	CB6A	472	340	88	3.86	132.5
52	CB6B	862	772	105	7.35	90
53	CB6C	724	641	130	4.93	83
54	CB11F	735	660	90	7.33	75
55	CB11G	522	462	92	5.02	60
56	CB11K	985	887	126	7.04	98
57	CB22B	734	644	110	5.86	90
58	CB22D	486	433	60	7.21	53
59	CB25B	690	615	95	6.48	75
60	CB244 单	186	171	38	4.50	15
61	SH1	124	111	29	3.84	13
62	SH6 单	119	107	29	3.70	12
63	SHG2	164	151	33	4.56	13
64	CB11M	590	565	50	11.3	25
65	CB11N	4885	4720	600	7.8	165
66	CB22E	1359	1289	120	10.7	70

序号	平台名称	钻屑总量 (m ³)	非含油钻屑			含油钻屑 (m ³)
			产生量 (m ³)	钻井时间 (d)	排放速率(m ³ /d)	
67	CB701	718	693	85	8.15	25
68	CB26	2770	2700	480	5.63	70
69	CB1F	3538	3418	720	4.75	120
70	CB243A	1204	1164	126	9.24	40
71	CB25F	909	879	170	5.17	30
72	CB271	192	190	32	5.94	2
73	CB273	1311	1271	120	10.59	40
74	CB246A	575	555	132	4.2	20
75	CB6D	1252	1212	146	8.3	40
76	CB6E	657	637	60	10.6	20
合计		57016	52537	/	/	4479

表 7.3-6 各平台与类比对象之间的关系

序号	平台编号	类比对象
1	埕岛中心一号	CB4C
2	CB20B	
3	CB27A	
4	CB4B	
5	CB4C	
6	CB6A	
7	CB11A	CB701
8	CB11B	
9	CB11D	
10	CB11E	
11	CB11H	
12	CB12B	
13	CB12C	
14	CB22A	
15	CB22C	
16	CBG4A	
17	CB25D	
18	CB251B	
19	CB271A	
20	CB1D	
21	CB6C	
22	CB11F	
23	CB22B	
24	CB25B	
25	CB11M	
26	CB701	
27	CB25F	
28	CB6E	

29	CB11 单	CB20 单
30	CB12A	
31	CB12 单	
32	CB22 单	
33	CBG1	
34	CBG6 单	
35	CBX501	
36	CB253	
37	CB21A	
38	CB35 单	
39	CB151	
40	CB242	
41	CBG4 单	
42	SH8 单	
43	SHG1 单	
44	CB20 单	
45	CB20A	
46	CB25A	
47	CB251 单	
48	CB251A	
49	CB502 单	
50	CB244 单	
51	SH1	
52	SH6 单	
53	SHG2	
54	CB271	
55	CB6D	
56	CB35	CB35
57	CB1C	
58	CB251D	
59	CB11G	
60	CB22D	
61	CB246A	
62	CB25C	CB25C
63	CB11N	
64	CB26	
65	CB1F	CB243A
66	CB251C	
67	CB1A	
68	CB1B	
69	CB4A	
70	CB6B	
71	CB11K	
72	CB22E	
73	CB243A	
74	CB273	

75	开发三号	不排放钻屑
76	埕岛中心二号	

表 7.3-7 钻屑扩散的类比结果

序号	平台名称	一次性损害 (km ²)			持续 周期	持续性损害 (km ²)		
		超一 (二) 类	超三类	超四类		超一 (二) 类	超三类	超四类
1	埕岛中心 一号	0.014	0	0	8	0.112	0	0
2	CB20B	0.014	0	0	5	0.07	0	0
3	CB27A	0.014	0	0	6	0.084	0	0
4	CB4B	0.014	0	0	6	0.084	0	0
5	CB4C	0.014	0	0	5	0.07	0	0
6	CB6A	0.014	0	0	6	0.084	0	0
7	CB11A	0.008	0	0	10	0.08	0	0
8	CB11B	0.008	0	0	8	0.064	0	0
9	CB11D	0.008	0	0	7	0.056	0	0
10	CB11E	0.008	0	0	7	0.056	0	0
11	CB11H	0.008	0	0	8	0.064	0	0
12	CB12B	0.008	0	0	9	0.072	0	0
13	CB12C	0.008	0	0	9	0.072	0	0
14	CB22A	0.008	0	0	7	0.056	0	0
15	CB22C	0.008	0	0	8	0.064	0	0
16	CBG4A	0.008	0	0	6	0.048	0	0
17	CB25D	0.008	0	0	6	0.048	0	0
18	CB251B	0.008	0	0	9	0.072	0	0
19	CB271A	0.008	0	0	10	0.08	0	0
20	CB1D	0.008	0	0	10	0.08	0	0
21	CB6C	0.008	0	0	9	0.072	0	0
22	CB11F	0.008	0	0	6	0.048	0	0
23	CB22B	0.008	0	0	8	0.064	0	0
24	CB25B	0.008	0	0	7	0.056	0	0
25	CB11M	0.008	0	0	4	0.032	0	0
26	CB701	0.008	0	0	6	0.048	0	0
27	CB25F	0.008	0	0	12	0.096	0	0
28	CB6E	0.008	0	0	4	0.032	0	0
29	CB11 单	0.011	0	0	2	0.022	0	0
30	CB12A	0.011	0	0	10	0.11	0	0
31	CB12 单	0.011	0	0	3	0.033	0	0
32	CB22 单	0.011	0	0	3	0.033	0	0
33	CBG1	0.011	0	0	3	0.033	0	0
34	CBG6 单	0.011	0	0	3	0.033	0	0
35	CBX501	0.011	0	0	7	0.077	0	0
36	CB253	0.011	0	0	2	0.022	0	0
37	CB21A	0.011	0	0	5	0.055	0	0
38	CB35 单	0.011	0	0	2	0.022	0	0
39	CB151	0.011	0	0	6	0.066	0	0
40	CB242	0.011	0	0	2	0.022	0	0
41	CBG4 单	0.011	0	0	3	0.033	0	0
42	SH8 单	0.011	0	0	3	0.033	0	0
43	SHG1 单	0.011	0	0	3	0.033	0	0

44	CB20 单	0.011	0	0	3	0.033	0	0
45	CB20A	0.011	0	0	11	0.121	0	0
46	CB25A	0.011	0	0	10	0.11	0	0
47	CB251 单	0.011	0	0	2	0.022	0	0
48	CB251A	0.011	0	0	12	0.132	0	0
49	CB502 单	0.011	0	0	2	0.022	0	0
50	CB244 单	0.011	0	0	3	0.033	0	0
51	SH1	0.011	0	0	2	0.022	0	0
52	SH6 单	0.011	0	0	2	0.022	0	0
53	SHG2	0.011	0	0	3	0.033	0	0
54	CB271	0.011	0	0	3	0.033	0	0
55	CB6D	0.011	0	0	10	0.11	0	0
56	CB35	0.015	0.0008	0	6	0.09	0.0048	0
57	CB1C	0.015	0.0008	0	6	0.09	0.0048	0
58	CB251D	0.015	0.0008	0	3	0.045	0.0024	0
59	CB11G	0.015	0.0008	0	7	0.105	0.0056	0
60	CB22D	0.015	0.0008	0	4	0.06	0.0032	0
61	CB246A	0.015	0.0008	0	9	0.135	0.0072	0
62	CB25C	0.007	0	0	31	0.217	0	0
63	CB11N	0.007	0	0	40	0.28	0	0
64	CB26	0.007	0	0	32	0.224	0	0
65	CB1F	0.007	0	0	48	0.336	0	0
66	CB251C	0.013	0.001	0.0002	10	0.13	0.01	0.002
67	CB1A	0.013	0.001	0.0002	8	0.104	0.008	0.0016
68	CB1B	0.013	0.001	0.0002	8	0.104	0.008	0.0016
69	CB4A	0.013	0.001	0.0002	9	0.117	0.009	0.0018
70	CB6B	0.013	0.001	0.0002	7	0.091	0.007	0.0014
71	CB11K	0.013	0.001	0.0002	9	0.117	0.009	0.0018
72	CB22E	0.013	0.001	0.0002	8	0.104	0.008	0.0016
73	CB243A	0.013	0.001	0.0002	9	0.117	0.009	0.0018
74	CB273	0.013	0.001	0.0002	8	0.104	0.008	0.0016
75	开发三号	--	--	--	--	0	0	0
76	埕岛中心 二号	--	--	--	--	0	0	0
合计						5.754	0.104	0.0152

 表 7.3-8 不同超标倍数包络面积 (km²)

序号	平台名称	一次性损害 (km ²)				持续 周期	持续性损害 (km ²)			
		Bi≤1	1<Bi≤4	4<Bi≤9	Bi>9		Bi≤1	1<Bi≤4	4<Bi≤9	Bi>9
1	埕岛中心一号	0.01	0.005	0	0	8	0.08	0.04	0	0
2	CB20B	0.01	0.005	0	0	5	0.05	0.025	0	0
3	CB27A	0.01	0.005	0	0	6	0.06	0.03	0	0
4	CB4B	0.01	0.005	0	0	6	0.06	0.03	0	0
5	CB4C	0.01	0.005	0	0	5	0.05	0.025	0	0
6	CB6A	0.01	0.005	0	0	6	0.06	0.03	0	0
7	CB11A	0.006	0.001	0	0	10	0.06	0.01	0	0
8	CB11B	0.006	0.001	0	0	8	0.048	0.008	0	0
9	CB11D	0.006	0.001	0	0	7	0.042	0.007	0	0
10	CB11E	0.006	0.001	0	0	7	0.042	0.007	0	0

11	CB11H	0.006	0.001	0	0	8	0.048	0.008	0	0
12	CB12B	0.006	0.001	0	0	9	0.054	0.009	0	0
13	CB12C	0.006	0.001	0	0	9	0.054	0.009	0	0
14	CB22A	0.006	0.001	0	0	7	0.042	0.007	0	0
15	CB22C	0.006	0.001	0	0	8	0.048	0.008	0	0
16	CBG4A	0.006	0.001	0	0	6	0.036	0.006	0	0
17	CB25D	0.006	0.001	0	0	6	0.036	0.006	0	0
18	CB251B	0.006	0.001	0	0	9	0.054	0.009	0	0
19	CB271A	0.006	0.001	0	0	10	0.06	0.01	0	0
20	CB1D	0.006	0.001	0	0	10	0.06	0.01	0	0
21	CB6C	0.006	0.001	0	0	9	0.054	0.009	0	0
22	CB11F	0.006	0.001	0	0	6	0.036	0.006	0	0
23	CB22B	0.006	0.001	0	0	8	0.048	0.008	0	0
24	CB25B	0.006	0.001	0	0	7	0.042	0.007	0	0
25	CB11M	0.006	0.001	0	0	4	0.024	0.004	0	0
26	CB701	0.006	0.001	0	0	6	0.036	0.006	0	0
27	CB25F	0.006	0.001	0	0	12	0.072	0.012	0	0
28	CB6E	0.006	0.001	0	0	4	0.024	0.004	0	0
29	CB11 单	0.009	0.002	0	0	2	0.018	0.004	0	0
30	CB12A	0.009	0.002	0	0	10	0.09	0.02	0	0
31	CB12 单	0.009	0.002	0	0	3	0.027	0.006	0	0
32	CB22 单	0.009	0.002	0	0	3	0.027	0.006	0	0
33	CBG1	0.009	0.002	0	0	3	0.027	0.006	0	0
34	CBG6 单	0.009	0.002	0	0	3	0.027	0.006	0	0
35	CBX501	0.009	0.002	0	0	7	0.063	0.014	0	0
36	CB253	0.009	0.002	0	0	2	0.018	0.004	0	0
37	CB21A	0.009	0.002	0	0	5	0.045	0.01	0	0
38	CB35 单	0.009	0.002	0	0	2	0.018	0.004	0	0
39	CB151	0.009	0.002	0	0	6	0.054	0.012	0	0
40	CB242	0.009	0.002	0	0	2	0.018	0.004	0	0
41	CBG4 单	0.009	0.002	0	0	3	0.027	0.006	0	0
42	SH8 单	0.009	0.002	0	0	3	0.027	0.006	0	0
43	SHG1 单	0.009	0.002	0	0	3	0.027	0.006	0	0
44	CB20 单	0.009	0.002	0	0	3	0.027	0.006	0	0
45	CB20A	0.009	0.002	0	0	11	0.099	0.022	0	0
46	CB25A	0.009	0.002	0	0	10	0.09	0.02	0	0
47	CB251 单	0.009	0.002	0	0	2	0.018	0.004	0	0
48	CB251A	0.009	0.002	0	0	12	0.108	0.024	0	0
49	CB502 单	0.009	0.002	0	0	2	0.018	0.004	0	0
50	CB244 单	0.009	0.002	0	0	3	0.027	0.006	0	0
51	SH1	0.009	0.002	0	0	2	0.018	0.004	0	0

52	SH6 单	0.009	0.002	0	0	2	0.018	0.004	0	0
53	SHG2	0.009	0.002	0	0	3	0.027	0.006	0	0
54	CB271	0.009	0.002	0	0	3	0.027	0.006	0	0
55	CB6D	0.009	0.002	0	0	10	0.09	0.02	0	0
56	CB35	0.012	0.003	0.0008	0	6	0.072	0.018	0.0048	0
57	CB1C	0.012	0.003	0.0008	0	6	0.072	0.018	0.0048	0
58	CB251D	0.012	0.003	0.0008	0	3	0.036	0.009	0.0024	0
59	CB11G	0.012	0.003	0.0008	0	7	0.084	0.021	0.0056	0
60	CB22D	0.012	0.003	0.0008	0	4	0.048	0.012	0.0032	0
61	CB246A	0.012	0.003	0.0008	0	9	0.108	0.027	0.0072	0
62	CB25C	0.005	0.002	0	0	31	0.155	0.062	0	0
63	CB11N	0.005	0.002	0	0	40	0.2	0.08	0	0
64	CB26	0.005	0.002	0	0	32	0.16	0.064	0	0
65	CB1F	0.005	0.002	0	0	48	0.24	0.096	0	0
66	CB251C	0.008	0.004	0.0002	0	10	0.08	0.04	0.002	0
67	CB1A	0.008	0.004	0.0002	0	8	0.064	0.032	0.0016	0
68	CB1B	0.008	0.004	0.0002	0	8	0.064	0.032	0.0016	0
69	CB4A	0.008	0.004	0.0002	0	9	0.072	0.036	0.0018	0
70	CB6B	0.008	0.004	0.0002	0	7	0.056	0.028	0.0014	0
71	CB11K	0.008	0.004	0.0002	0	9	0.072	0.036	0.0018	0
72	CB22E	0.008	0.004	0.0002	0	8	0.064	0.032	0.0016	0
73	CB243A	0.008	0.004	0.0002	0	9	0.072	0.036	0.0018	0
74	CB273	0.008	0.004	0.0002	0	8	0.064	0.032	0.0016	0
75	开发三号	--	--	--		--	0	0	0	0
76	埕岛中心二号	--	--	--		--	0	0	0	0
合计							4.243	1.301	0.0432	0

7.3.3 钻井液排放对水质影响分析与评价

7.3.3.1 源强

根据工程分析，本工程 76 座平台非含油钻井液为钻井后一次性排放，排放速率为 35m³/h。本次项目钻井液比重在 1.05~1.15g/cm³ 之间，本次模拟取 1.15g/cm³。

7.3.3.2 预测结果

钻井液排放时长为 2h。取大潮期分别计算了四个典型时刻排放非含油钻井液的浓度范围，并将各时刻的浓度相叠加取最大包络范围。水质标准同 7.3-3、7.3-4 由于本次预测平台与潮况组合情形较多，为了节省篇幅，本报告只给出 CB701 平台在四种潮况下排放钻井液扩散图。本工程排放非含油钻井液的浓度增量最大包络线见图 7.3-4~图 7.3-13，施工结束后均在 3h 内恢复至一类水质。具体计算结果见表 7.3-9，不同超标倍

数的包络面积见表 7.3-10。

表 7.3-9 非含油钻井液排放预测结果

水质类型	预测结果					
	CB4C	CB20 单	CB25C	CB35	CB701	CB243A
超一（二）类水质包络面积（km ² ）	1.136	0.915	0.395	1.530	1.740	1.372
超三类水质包络面积（km ² ）	0.123	0.282	0.090	0.301	0.301	0.104
超四类水质包络面积（km ² ）	0.050	0.009	0.047	0.143	0.085	0.016
超一（二）类水质最大距离（km）	1.656	1.677	1.197	2.096	2.390	1.379
结束后恢复一类水质时长(h)	2.5	2.0	1.0	3.0	2.0	1.0

表 7.3-10 非含油钻井液不同时刻排放时不同超标倍数包络面积(km2)

超标倍数	包络线面积（km ² ）					
	CB4C	CB20 单	CB25C	CB35	CB701	CB243A
$Bi \leq 1$	0.648	0.455	0.211	0.797	0.530	0.870
$1 < Bi \leq 4$	0.366	0.245	0.095	0.405	0.910	0.396
$4 < Bi \leq 9$	0.073	0.124	0.042	0.158	0.215	0.088
$Bi > 9$	0.050	0.090	0.048	0.143	0.085	0.016

图 7.3-4 CB701 平台排放非含油钻井液浓度增大最大包络线图(低潮时刻排放)

图 7.3-5 CB701 平台排放非含油钻井液浓度增大最大包络线图(高潮时刻排放)

图 7.3-6 CB701 平台排放非含油钻井液浓度增大最大包络线图(落急时刻排放)

图 7.3-7 CB701 平台排放非含油钻井液浓度增大最大包络线图(涨急时刻排放)

图 7.3-8 CB701 平台排放非含油钻井液浓度增大最大包络线图(叠加)

图 7.3-9 CB243A 平台排放非含油钻井液浓度增大最大包络线图（叠加）

图 7.3-10 CB4C 平台排放非含油钻井液浓度增大最大包络线图（叠加）

图 7.3-11 CB20 单平台排放非含油钻井液浓度增大最大包络线图（叠加）

图 7.3-12 CB25C 平台排放非含油钻井液浓度增大最大包络线图（叠加）

图 7.3-13 CB352 平台排放非含油钻井液浓度增大最大包络线图（叠加）

7.3.3.3 类比结果

平台排放钻井液影响范围类比关系同钻屑，具体见表 7.3-11。根据前文非含油钻井液预测结果，类比各平台非含油钻井液预测结果见表 7.3-12 和表 7.3-13。

表 7.3-11 悬浮物扩散的类比结果

序号	平台名称	超一（二）类（km ² ）	超三类（km ² ）	超四类（km ² ）
1	中心一号	1.136	0.123	0.05
2	CB20B	1.136	0.123	0.05
3	CB27A	1.136	0.123	0.05
4	CB4B	1.136	0.123	0.05
5	CB4C	1.136	0.123	0.05
6	CB6A	1.136	0.123	0.05
7	CB11A	1.74	0.301	0.085
8	CB11B	1.74	0.301	0.085
9	CB11D	1.74	0.301	0.085
10	CB11E	1.74	0.301	0.085
11	CB11H	1.74	0.301	0.085
12	CB12B	1.74	0.301	0.085
13	CB12C	1.74	0.301	0.085
14	CB22A	1.74	0.301	0.085
15	CB22C	1.74	0.301	0.085
16	CBG4A	1.74	0.301	0.085
17	CB25D	1.74	0.301	0.085
18	CB251B	1.74	0.301	0.085
19	CB271A	1.74	0.301	0.085
20	CB1D	1.74	0.301	0.085
21	CB6C	1.74	0.301	0.085
22	CB11F	1.74	0.301	0.085
23	CB22B	1.74	0.301	0.085
24	CB25B	1.74	0.301	0.085
25	CB11M	1.74	0.301	0.085
26	CB701	1.74	0.301	0.085
27	CB25F	1.74	0.301	0.085
28	CB6E	1.74	0.301	0.085
29	CB11 单	0.915	0.282	0.009
30	CB12A	0.915	0.282	0.009
31	CB12 单	0.915	0.282	0.009
32	CB22 单	0.915	0.282	0.009
33	CBG1	0.915	0.282	0.009
34	CBG6 单	0.915	0.282	0.009
35	CBX501	0.915	0.282	0.009

36	CB253	0.915	0.282	0.009
37	CB21A	0.915	0.282	0.009
38	CB35 单	0.915	0.282	0.009
39	CB151	0.915	0.282	0.009
40	CB242	0.915	0.282	0.009
41	CBG4 单	0.915	0.282	0.009
42	SH8 单	0.915	0.282	0.009
43	SHG1 单	0.915	0.282	0.009
44	CB20 单	0.915	0.282	0.009
45	CB20A	0.915	0.282	0.009
46	CB25A	0.915	0.282	0.009
47	CB251 单	0.915	0.282	0.009
48	CB251A	0.915	0.282	0.009
49	CB502 单	0.915	0.282	0.009
50	CB244 单	0.915	0.282	0.009
51	SH1	0.915	0.282	0.009
52	SH6 单	0.915	0.282	0.009
53	SHG2	0.915	0.282	0.009
54	CB271	0.915	0.282	0.009
55	CB6D	0.915	0.282	0.009
56	CB35	1.53	0.301	0.143
57	CB1C	1.53	0.301	0.143
58	CB251D	1.53	0.301	0.143
59	CB11G	1.53	0.301	0.143
60	CB22D	1.53	0.301	0.143
61	CB246A	1.53	0.301	0.143
62	CB25C	0.395	0.09	0.047
63	CB11N	0.395	0.09	0.047
64	CB26	0.395	0.09	0.047
65	CB1F	0.395	0.09	0.047
66	CB251C	1.372	0.104	0.016
67	CB1A	1.372	0.104	0.016
68	CB1B	1.372	0.104	0.016
69	CB4A	1.372	0.104	0.016
70	CB6B	1.372	0.104	0.016
71	CB11K	1.372	0.104	0.016
72	CB22E	1.372	0.104	0.016
73	CB243A	1.372	0.104	0.016
74	CB273	1.372	0.104	0.016
75	开发三号	1.372	0.104	0.016
76	中心二号	1.372	0.104	0.016
合计		95.653	18.284	3.635

表 7.3-12 不同超标倍数包络面积 (km²)

序号	平台名称	Bi≤1	1<Bi≤4	4<Bi≤9	Bi>9
1	中心一号	0.648	0.366	0.073	0.05
2	CB20B	0.648	0.366	0.073	0.05
3	CB27A	0.648	0.366	0.073	0.05
4	CB4B	0.648	0.366	0.073	0.05
5	CB4C	0.648	0.366	0.073	0.05
6	CB6A	0.648	0.366	0.073	0.05
7	CB11A	0.53	0.91	0.215	0.085
8	CB11B	0.53	0.91	0.215	0.085
9	CB11D	0.53	0.91	0.215	0.085
10	CB11E	0.53	0.91	0.215	0.085
11	CB11H	0.53	0.91	0.215	0.085
12	CB12B	0.53	0.91	0.215	0.085
13	CB12C	0.53	0.91	0.215	0.085
14	CB22A	0.53	0.91	0.215	0.085
15	CB22C	0.53	0.91	0.215	0.085
16	CBG4A	0.53	0.91	0.215	0.085
17	CB25D	0.53	0.91	0.215	0.085
18	CB251B	0.53	0.91	0.215	0.085
19	CB271A	0.53	0.91	0.215	0.085
20	CB1D	0.53	0.91	0.215	0.085
21	CB6C	0.53	0.91	0.215	0.085
22	CB11F	0.53	0.91	0.215	0.085
23	CB22B	0.53	0.91	0.215	0.085
24	CB25B	0.53	0.91	0.215	0.085
25	CB11M	0.53	0.91	0.215	0.085
26	CB701	0.53	0.91	0.215	0.085
27	CB25F	0.53	0.91	0.215	0.085
28	CB6E	0.53	0.91	0.215	0.085
29	CB11 单	0.455	0.245	0.124	0.09
30	CB12A	0.455	0.245	0.124	0.09
31	CB12 单	0.455	0.245	0.124	0.09
32	CB22 单	0.455	0.245	0.124	0.09
33	CBG1	0.455	0.245	0.124	0.09
34	CBG6 单	0.455	0.245	0.124	0.09
35	CBX501	0.455	0.245	0.124	0.09
36	CB253	0.455	0.245	0.124	0.09
37	CB21A	0.455	0.245	0.124	0.09

38	CB35 单	0.455	0.245	0.124	0.09
39	CB151	0.455	0.245	0.124	0.09
40	CB242	0.455	0.245	0.124	0.09
41	CBG4 单	0.455	0.245	0.124	0.09
42	SH8 单	0.455	0.245	0.124	0.09
43	SHG1 单	0.455	0.245	0.124	0.09
44	CB20 单	0.455	0.245	0.124	0.09
45	CB20A	0.455	0.245	0.124	0.09
46	CB25A	0.455	0.245	0.124	0.09
47	CB251 单	0.455	0.245	0.124	0.09
48	CB251A	0.455	0.245	0.124	0.09
49	CB502 单	0.455	0.245	0.124	0.09
50	CB244 单	0.455	0.245	0.124	0.09
51	SH1	0.455	0.245	0.124	0.09
52	SH6 单	0.455	0.245	0.124	0.09
53	SHG2	0.455	0.245	0.124	0.09
54	CB271	0.455	0.245	0.124	0.09
55	CB6D	0.455	0.245	0.124	0.09
56	CB35	0.797	0.405	0.158	0.143
57	CB1C	0.797	0.405	0.158	0.143
58	CB251D	0.797	0.405	0.158	0.143
59	CB11G	0.797	0.405	0.158	0.143
60	CB22D	0.797	0.405	0.158	0.143
61	CB246A	0.797	0.405	0.158	0.143
62	CB25C	0.211	0.095	0.042	0.048
63	CB11N	0.211	0.095	0.042	0.048
64	CB26	0.211	0.095	0.042	0.048
65	CB1F	0.211	0.095	0.042	0.048
66	CB251C	0.87	0.396	0.088	0.016
67	CB1A	0.87	0.396	0.088	0.016
68	CB1B	0.87	0.396	0.088	0.016
69	CB4A	0.87	0.396	0.088	0.016
70	CB6B	0.87	0.396	0.088	0.016
71	CB11K	0.87	0.396	0.088	0.016
72	CB22E	0.87	0.396	0.088	0.016
73	CB243A	0.87	0.396	0.088	0.016
74	CB273	0.87	0.396	0.088	0.016
75	开发三号	0.87	0.396	0.088	0.016
76	中心二号	0.87	0.396	0.088	0.016
合计		43.029	35.997	10.6	5.826

7.3.4 悬浮泥沙排放影响分析与评价

7.3.4.1 源强

根据工程分析,本工程包含混输管线 58 条,天然气管道 2 条,注水管道 43 条,79 条海底电缆,管线铺设采用挖沟机进行海底管道挖沟作业,挖沟作业时开启所有高压射水泵、排泥泵,利用高压水射冲、泥浆泵深排原理挖沟。管道随之靠自重沉入沟底,埋管靠自然回淤。挖沟总深度 2m,挖沟截面上底宽 2.5m,下底宽 1.5m。起沙率按 30%计算,本工程管线的铺设速率平均为 30m/h~50m/h,经估算悬浮沙产生速率为 24.5kg/s。

电缆的挖沟深度为 1.5m,管沟底宽 0.3m,顶宽 0.3m,挖沟速度为 300m/h。电缆铺设的起沙率确定为 15%。悬浮泥沙含水率和湿密度计算参数的选取同海底混输管线分别取 25%、1.96t/m³,经计算,海底电缆铺设时的悬浮沙排放速率为 8.26kg/s。管线和电缆悬浮沙的具体产生量见工程分析章节表 3.2-2 至表 3.2-4。

本次预测取各管道和电缆的控制点取大潮期进行预测,源强排放时长为一个潮周期。

表 7.3-12 本工程预测海底管道和海底电缆长度及悬浮泥沙产生量

类型	序号	管道及电缆名称	长度(km)	排放速率(kg/s)
海底管道	1	CB26-CB11F (注水)	1.578	24.5
	2	CB243A-CB4B (混输)	1.762	
	3	CB273-CB1C (混输)	2.212	
	4	中心一号-海三站 (混输)	8.61	
	5	CB251B-CB20A	1098	
海底电缆	1	中心二号-滩海变 (3513)	10.881	8.26
	2	CB243A-CB246A	8.02	
	3	CB273-CB1C	2.553	

7.3.4.2 预测结果

本工程部分预测管缆排放悬浮泥沙的浓度增量最大包络线见图 7.3-14 至图 7.3-21,水质标准同 7.3-3、7.3-4。施工结束后恢复到一类水质最长需 3h。具体计算结果见表 7.3-14,不同超标倍数的包络面积见表 7.3-15。

表 7.3-14 悬浮泥沙排放预测结果

		超一(二)类水质包络面积(km ²)	超三类水质包络面积(km ²)	超四类水质包络面积(km ²)	超一(二)类水质最大距离(km)
管道预测结果	CB26-CB11F	2.132	0.710	0.188	0.854
	CB243A-CB4B	1.983	0.794	0.378	0.726
	CB273-CB1C	4.348	1.736	0.737	0.794

电缆 预测 结果	中心一号-海三站	9.787	3.605	1.877	0.666
	CB251B-CB20A	4.498	1.137	0.410	1.410
	中心二号-滩海变 (3513)	12.12	6.625	4.439	1.213
	CB243A- CB246A	2.139	0.79	0.413	0.33
	CB273-CB1C	3.767	1.824	1.345	0.746

表 7.3-15 悬浮泥沙不同超标倍数包络面积(km²)

		Bi≤1	1<Bi≤4	4<Bi≤9	Bi>9
管道预测结果	CB26-CB11F	0.927	0.493	0.522	0.188
	CB243A-CB4B	0.651	0.538	0.416	0.378
	CB273-CB1C	2.189	0.423	1	0.737
	中心一号-海三站	4.856	2.624	1.871	3.842
	CB251B-CB20A	2.771	0.586	0.727	0.410
电缆预测结果	中心二号-滩海变(3513)	4.029	3.076	4.033	2.127
	CB243A-CB246A	0.806	0.543	0.377	0.413
	CB273-CB1C	1.495	0.448	0.479	1.345

图 7.3-14 CB26-CB11F 注水管道施工时悬浮沙浓度增量最大包络线图

图 7.3-15 CB243A-CB4B 混输管道施工时悬浮沙浓度增量最大包络线图

图 7.3-16 CB273-CB1C 混输管道施工时悬浮沙浓度增量最大包络线

图 7.3-17CB251-CB20A 混输管道悬浮沙预测控制点示意图

图 7.3-18 中心一号-海三站混输管道施工时悬浮沙浓度增量最大包络线图

图 7.3-19 中心二号-滩海变（3513）海底电缆施工时悬浮沙浓度增量最大包络线图

图 7.3-20 CB243A-CB246A 海底电缆施工时悬浮沙浓度增量最大包络线图

图 7.3-21 CB273-CB1C 海底电缆施工时悬浮沙浓度增量最大包络线图

7.3.4.3 类比结果

根据各海底管道及海底电缆的走向及海底地形及流场特性确定本工程的类比对象，类比对象编号如表 7.3-15 所示，各类比对象关系见表 7.3-16。类比结果见表 7.3-17 和 7.3-18。

表 7.3-16 类比对象编号

类型	序号	管道及电缆名称	编号
海底管道	1	CB26-CB11F（注水）	A
	2	CB243A-CB4B（混输）	B
	3	CB273-CB1C（混输）	C
	4	中心一号-海三站（混输）	D
	5	CB251B-CB20A	E
海底电缆	1	中心二号-滩海变（3513）（电缆）	F
	2	CB243A-CB246A（电缆）	G
	3	CB273-CB1C（电缆）	H

表 7.3-17 各海底管道和海底电缆及类比对象之间的关系

	序号	管线	长度	类比对象
混输管道	1	CB11A—中心一号	668	E
	2	CB11D—中心一号	1083	E
	3	CB12A--中心一号	2752	C
	4	CB12A--CBG1 单	231	B
	5	CB22C-CB22A	1007	E
	6	CB22D-CB22B	9218	D
	7	CB22B-CB25B	6974	D

8	CB25B-CB22A	833.8	E
9	CB11D—CB22A	1295	A
10	CB11F—CB11G	1147	E
11	CB1C-CB25C	891	E
12	CB25C-CB25A	631	E
13	CB25A-CB25D	611	E
14	CB27A—CB271A	1716	B
15	CB271A—CB251A	733	E
16	CB251A—CB251B	794	E
17	CB251D--CB251C	955	E
18	CB251C—CB251B	1595	B
19	CB25D—CB251B	1378	A
20	CB251B—中心二号	1624	B
21	CB20B-CB20A	1262	B
22	CB4C-CB4B	1100	A
23	CB4B-CB4A	1262	B
24	CB6A-CB6B	1357	A
25	CB6B-CB1A	1072	E
26	CB6C-CB1B	1377	A
27	CB1B-CB1A	1253	B
28	CB1A-中心二号	3194	D
29	CB35 单—CB35	330	B
30	CB20 单-CB20A	308	B
31	CB25A—CB25B	719	E
32	CB35—海一站	3680	D
33	CB11E—CB11F	907	E
34	CB11 单—中心一号	300	B
35	CB4A-CB1A	2983	D
36	SHG2 单-CB6C	650	E
37	CB12 单-CB12A	723	E
38	CB12A-CB12B	1200	A
39	CB12C-CB12B	1480	A
40	CB701-CB12B	1970	C
41	CBX501-CB12C	680	E
42	CB253—CB22C	803	E
43	中心一号-CB22C 井组-中心二号	2650	C
44	CB22E-CB22A	600	E
45	CBG6-CB11A	1000	E
46	CB11E-CB11D	720	E
47	CB244-CB11G	2089.8	C
48	CB11F—CB26	1450	A
49	CB4B-CB243A	1762	B
50	CB6D-CB6C	993	E
51	CB1D-CB1A	720	E
52	CB502 单—CB20 单	390	B

	53	CB271 单-CB271A	1117	E
	54	CB1A-CB1F	538	B
	55	CB273-CB1C	2212	C
	56	CB25A-中心二号	589	B
	57	中心一号-海三站 457	8320	D
	58	中心一号-海三站	8610	D
注水管 道	59	CB11M-中心一号	1170	A
	60	CB11E-CB11D	695	E
	61	CB11F-CB11E	968	E
	62	CB26-CB11F	1578	A
	63	中心一号-CB12A	2600	C
	64	CB12A-CB12B	1342	A
	65	CB12B-CB12C	1482	A
	66	CB12C-CB20 单	997	E
	67	CB22A-CB25B	861	E
	68	CB22B-CB22D	990	E
	69	CB25B-CB22B	769	E
	70	CB22D-CB4A	3170	D
	71	CB701-CB12B	1833	C
	72	CB22E-CB22A	619	E
	73	CB25A-CB25C	714	E
	74	CB1C-CB1B	1319	A
	75	CB25C-CB1C	810	E
	76	中心二号-CB25A	615	E
	77	中心二号-CB25D	516	B
	78	CB25D-CB251B	1428	A
	79	CB251B-CB251A	818	E
	80	CB251A-CB271A	745	E
	81	CB271A-CB27A	1630	B
	82	CB251C-CB251D	1068	E
	83	CB20A-CB20B	1430	A
	84	CB1B-CB6B	1250	B
	85	CB6A-CB6B	1293	E
	86	CB6B-CB1A	1156	A
	87	CB1B-CB6C	1416	A
	88	CB4A-CB4B	1184	A
	89	CB4B-CB4C	1099	A
	90	CB251 单-CB251A	336	B
	91	CB20 单-CB20A	255	B
	92	CB6A-SH6 单	536	B
	93	CB6A-CB6D	1406	A
	94	中心二号—中心一号	2769	D
	95	CB1C-CB273	2237	C
	96	CB22A-CB11F	1146	E
	97	CB22C-CB22A	1069	E
	98	中心二号-CB22C	1129	E

	99	CB251A-CB251C	1539	A
	100	CB251B-CB20A	1098	E
	101	CB11F-CB11G	1213	E
天然气管道	102	中心二号-CBG5-登陆点 (海三站)天然气管线	11600	D
	103	中心一号-海三站	8622	D
海底电缆	1	CB11A-中心一号	870	H
	2	CB11D-中心一号	1400	G
	3	CB12A-中心一号	2800	H
	4	CB11A—CB11B	730	H
	5	CB11D—CB11E	768	H
	6	CB11F—CB11G	1330	G
	7	CBG5--CB12B	1250	G
	8	CB11D-CB22A	1270	G
	9	CB22A-CB22C	1025	H
	10	CB22B-CB22D	1080	H
	11	CB22B-CB25B	795	H
	12	CB25A—CB25C	710	H
	13	CB25A—CB25B	750	H
	14	CB25A—CB25D	664	H
	15	CB1C-CB25C	976	H
	16	CB251A—CB251B	1280	G
	17	CB251A—CB271A	1050	H
	18	CB251B—CB251C	1800	G
	19	CB251B—CB25D	1170	G
	20	中心二号-海三站滩海变 (3511)	10372	F
	21	CB20A-CB251C	2100	H
	22	中心二号-CB25D	498	H
	23	中心二号--CB1A	3014	H
	24	CB1A-CB6B	1156	G
	25	CB6A-CB6B	1400	G
	26	CB251C-CB251D	1200	G
	27	CB20A-CB20B	1280	G
	28	CB4A-CB4B	1260	G
	29	CB4B-CB4C	1320	G
	30	CB1A-CB1B	1390	G
	31	CB20 单-CB20A	403	H
	32	CB1B-CB6C	1491	G
	33	SHG2 单-CB6C (3KV)	690	H
	34	CB27A-CB271A	1800	G
	35	CB35 单-CB35	330	H
	36	CB35-海一站	3720	H
	37	CB4A-中心二号	5755	H
	38	CB11 单-中心一号	360	H
	39	CB11E—CB11F	970	H

	40	CB22 单-CB22A	750	H
	41	SH6 单-CB6A	670	H
	42	CB11M-中心一号	1120	G
	43	中心一号-中心二号	2821	H
	44	CB244-CB11G	2310	G
	45	CB11B-CB11G	2300	G
	46	CB26-CB1F	1713	G
	47	CB26（中心三号）-海洋变	12957	F
	48	CB26（中心三号）-CB11N	2156	G
	49	CB12A--CB12B	1400	G
	50	CBG5--CB12C	740	H
	51	CB12 单-CB12A	850	H
	52	CB22A-CB22E	610	H
	53	中心二号-CB25B-CB22A	840	H
	54	CB253-CB22C	970	H
	55	CB701-CBG5	1612	G
	56	CB25A—CB25C	710	H
	57	CB1C-CB1D	1350	G
	58	中心二号-滩海变（3512）	9858	F
	59	中心二号-CB25A	1234	G
	60	CB20A（CB20C）-CBG5 单	1780	G
	61	中心二号-CB20A	2945	H
	62	SHG2 单-CB6C	690	H
	63	CB20 单-CB20A	440	H
	64	CB502 单-CB20A	450	H
	65	CB243A-CB4A-中心二号	9038	F
	66	CB271A-CB271 单	1070	H
	67	CB243A-CB4C	2010	H
	68	中心二号-CB25B	1250	G
	69	CB1D-CB1B	1000	H
	70	中心二号-滩海变（3513）	10881	F
	71	CB6A-CB6D	1680	G
	72	CB243A-CB246A	8020	G
	73	CB4A-CB6E	2793	G
	74	CB6C-CB6D	1300	G
	75	CB251D-CB27A	2356	H
	76	CB243A-CB26	4838	H
	77	CB273-CB1C	2553	H
	78	中心二号-CB25B	960	H
	79	CB1F-CB1A	610	H

表 7.3-18 悬浮物扩散的类比结果

类比类型	超一（二）类（km ² ）	超三类（km ² ）	超四类（km ² ）
A	44.772	14.91	3.948
B	39.66	15.88	7.56
C	34.784	13.888	5.896
D	107.657	39.655	20.647
E	193.414	48.891	17.63
F	60.6	33.125	22.195
G	66.309	24.49	12.803
H	161.981	78.432	57.835
合计	709.177	269.271	148.514

 表 7.3-19 不同超标倍数包络面积（km²）

类比类型	Bi≤1	1<Bi≤4	4<Bi≤9	Bi>9
A	19.467	10.353	10.962	3.948
B	13.02	10.76	8.32	7.56
C	17.512	3.384	8	5.896
D	53.416	28.864	20.581	42.262
E	119.153	25.198	31.261	17.63
F	20.145	15.38	20.165	10.635
G	24.986	16.833	11.687	12.803
H	64.285	19.264	20.597	57.835
合计	331.984	130.036	131.573	158.569

7.3.5 运营期水质环境影响分析与评价

7.3.5.1 基本方程

COD 对水环境影响预测采用水流模型与耗散模式相结合的方法，耗散模式如下：

$$\frac{\partial h\bar{C}}{\partial t} + \frac{\partial hu\bar{C}}{\partial x} + \frac{\partial hv\bar{C}}{\partial y} = hF_c - hk_p\bar{C} + hC_sS$$

$\bar{C}$ ： 为水深平均浓度；

K_p ： 为衰减系数，保守起见，本次计算取 0。

C_s ： 为源强浓度

S ： 为排放量

F_c ： 为横向扩散项，由下式定义，其中 D_h 为横向扩散系数。

$$F_c = \left[\frac{\partial}{\partial x} \left(D_h \frac{\partial}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(D_h \frac{\partial}{\partial y} \right) \right] C$$

7.3.5.2 计算源强

本工程有 6 座有人值守平台，中心一号、中心二号和 CBG4A（开发三号）、CB11N

平台、CB1F 平台、CB246A 平台。生活污水经各自平台上设置的生活污水处理系统处理达标后排放，排放量取近 4 年平均值。各平台位置、COD 排放源强、如表 7.3-19 所示。由于 6 座平台 COD 排放源强整体不大，本次模拟选取排放量最大的中心二号平台进行预测，其余平台进行类比。模型计算 30 天，中心二号平台 COD 浓度增量变化的最大包络线图如图 7.3-5 所示

表 7.3-20 COD 排放源强表

7.3.5.3 预测结果

根据计算，由于 COD 排放量不大，所影响的范围并不大，无论何时排放，超标水域影响的距离都在 1 个网格（50m）范围内。根据类比，剩余平台的影响范围也并不大。可见 COD 排放对海洋环境的影响不大。

图 7.3-23 中心二号平台 COD 排放最大包线图

7.4 沉积物环境影响分析

7.4.1 钻井液/钻屑对海底沉积物环境的影响分析

钻井液和钻屑排海后，在海水运动的作用下，钻井液和钻屑会在海底一定的范围内形成聚集。钻井液和钻屑的沉积及分布范围受排放量、海流、水深等因素的影响。

本工程钻井液和钻屑已分别在各平台排放，根据前述类比分析结果，钻屑排海后覆盖厚度>2cm 的区域面积总共不大于 0.041km²。

7.4.2 海管/电缆铺设挖沟作业对海底沉积环境的影响分析

在铺设海底管线/电缆期间，搅起来的海底沉积物被堆积在管沟两侧，在挖沟结束后，在海水运动作用下将逐渐回填于管沟。因此，对底质的直接影响就是挖起和覆盖。

按照工程建设方案分析，本工程管道铺设施工过程沉积物被挖起和覆盖，其中管沟开挖的影响面积是 0.367km^2 ，覆盖的影响面积是 2.715km^2 。此范围内的底栖生物短期内受到破坏，并使沉积物类型发生一定的变化。

7.4.3 牺牲阳极对海底沉积环境的影响分析

牺牲阳极对海底沉积物的影响主要来自海底管道的外防腐设施中牺牲阳极金属中的锌电解，目前尚缺乏有关牺牲阳极金属消耗后污染环境方面的资料报道。

本工程已铺设 58 条混输管线、43 条注水管线 2 条天然气管线，全程埋设至海床以下 1.5m，海底管线采用高效铝合金牺牲阳极，其中锌含量为 3.4%，锌在发生原电池反应后，将以锌离子形态释放到海底沉积物环境中，使管道周围沉积物环境中锌含量略有增加。本工程单个阳极块最重的重量为 50.5kg，由于单个阳极块间隔较远，锌离子向环境释放的影响不会相互叠加，所以把每个阳极块当做一个单独的释放源。假定锌全部释放到周围 10m 的海底沉积物，叠加本工程现状调查中沉积物中的锌含量平均背景值 48.13×10^{-6} ，则海底管道在周围沉积物中锌含量最大为 61.00×10^{-6} ，远小于海洋沉积物质量标准的第一类标准值 150×10^{-6} ，因此海底管道防腐采用的牺牲阳极不会引起沉积物中的锌污染。

7.5 海洋生态环境影响分析

本工程对生态环境的影响主要体现在三个环节：平台占用海域、非含油钻屑和非含油钻井液的排放对生物资源的影响、海管（电缆）铺设时的开挖和覆盖以及悬浮泥沙排放对生物资源的影响。

7.5.1 海洋生态环境的影响分析

7.5.1.1 工程对浮游生物的影响

工程施工期间管线铺设和平台建设使周围海水中悬浮物增大，增加海水浑浊度。一

方面影响浮游植物的光合作用，在一定程度上影响水体的浮游植物的生长与繁殖；另一方面，由于悬浮物快速下沉，有部分浮游植物被携带而随之下沉，使水体中浮游植物遭受一定的损害。

施工阶段海水浑浊度的增加，也会减少透光层的厚度，使生物合成量减少，同时对浮游植物生长繁殖造成不利，进一步影响了浮游动物的摄食能力和摄食量，从而也影响了浮游动物的生长和繁殖。

7.5.1.2 对底栖生物的影响

铺设海底管线对海洋环境和渔业的影响可表现在四个方面：一是铺设海底管线时，挖沟所经过区域中的底栖生物将全部破坏而死亡。二是铺设管道掀沙导致沟槽两侧底栖生物被掩埋而窒息死亡。据有关研究资料，当进行铺设管线施工时，掀起来的海底沉积物和重质物质被堆积在管沟两侧，对底栖生物的直接影响就是挖起和覆盖。泥沙覆盖厚度越厚，对贝类等行动缓慢的底栖动物的危害也越大。一般来讲，底上动物如一些虾类被覆盖后多数将死亡，而底内动物，如各种沙蚕、单壳动物和双壳动物等若覆盖厚度不大的话仍然会生存，大多数底栖动物具有移动能力，具备垂直向上迁移的条件。三是施工所掀起的大量沉积物对海水中悬浮泥沙浓度的影响，导致海水透明度和光照下降，对饵料生物的繁殖，经济鱼类的卵子和幼体的正常发育，对游泳性渔业生物造成一定程度的影响。

在铺管期间，挖起来的沉积物被堆积在管沟两侧，在挖沟结束后，在海水运动作用下将逐渐回填于管沟。因此，对底质的直接影响就是由于挖起和覆盖，改变了原有的沉积环境，破坏了底栖生物的栖息地。

7.5.1.3 对海洋资源的影响

施工产生的悬浮物可以阻塞鱼类的鳃组织，造成其呼吸困难，严重的可能会引起死亡。对渔业资源会产生一定的影响。悬浮物对渔业资源的影响除可产生直接致死效应外，还存在间接、慢性的影响，例如：① 造成生物栖息环境的改变或破坏，引起食物链和生态结构的逐步变化，导致生物多样性和生物丰度下降；② 造成水体中溶解氧、透光度和可视性下降，使光合作用强度和初级生产力发生变化，进而影响水生动物的生长和发育；③ 混浊的水体使某些种类的游动、觅食、躲避致害、抵抗疾病和繁殖的能力下降，降低生物群体的更新能力等。

此外，施工对渔业的影响还体现在浮游动物与浮游植物食物供应所受到的影响上。浮游植物和浮游动物是海洋生物的初级和次级生产力，施工过程会对浮游植物和浮游动物的生长产生不利影响，严重时甚至会导致死亡。部分鱼类是以浮游植物为食，而且这些种类多为定置性种类，活动能力较弱，工程施工期就会对其生长产生不利影响。因此，从食物链的角度考虑，施工不可避免对鱼类和虾类的存活与生长产生明显的抑制作用，对渔业资源带来一定负面影响。

7.5.2 生物损失量评估方法

生物量损失计算参照中华人民共和国农业部发布的水产行业标准《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》中的有关规定进行。

(1) 占用水域造成的生物资源损失

工程建设需要占用渔业水域，使渔业水域功能被破坏或海洋生物资源栖息地丧失。各种类生物资源损害量评估按公式（7.5-1）计算：

$$W_i = D_i \times S_i \dots\dots\dots (7.5-1)$$

式中：

W_i ——第 i 种类生物资源受损量，单位为尾、个、千克（kg）；

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）；

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）。

(2) 悬沙造成的生物资源损失

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。施工期间产生的悬浮泥沙浓度增量在区域存在时间少于 15 天的按一次性平均受损量评估。

悬浮泥沙对海洋生物资源损害，按公式（7.5-2）计算：

$$W_i = \sum_{j=1}^n D_{ij} \times S_j \times K_{ij} \dots\dots\dots (7.5-2)$$

式中： W_i ——第 i 种类生物资源一次性平均损失量，单位为（尾）、个（个）、千克（kg）；

D_{ij} ——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);

S_j ——某一污染物第 j 类浓度增量区面积, 单位为平方千米 (km²);

K_{ij} ——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(%);
生物资源损失率取值参见表 7.5-1。

n ——某一污染物浓度增量分区总数

施工期间产生的悬浮泥沙浓度增量在区域存在时间多于 15 天的按持续性累计受损量评估, 计算以年为单位。

$$M_i = W_i \times T \quad (7.5-3)$$

式中:

M_i ——第 i 种类生物资源累计损害量, 单位为 (尾)、个 (个)、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 (个)、千克(kg);

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

本工程污染物对各类生物损失率见表 7.5-1

表 7.5-1 污染物对各类生物损失率

污染物 i 的超标 倍数 (B_i)	各类生物损失率 (%)		
	鱼卵和仔稚鱼	成体	幼体
$B_i \leq 1$ 倍	5	1	5
$1 < B_i \leq 4$ 倍	10	5	10
$4 < B_i \leq 9$ 倍	30	10	30
$B_i \geq 9$ 倍	50	20	50

7.5.3 海洋生物资源损失计算参数

根据现状调查情况, 本次评价选取全海域的调查结果代表工程区及其周边的生物现状。底栖生物与游泳生物选取春、秋两季的平均值进行作为生态损失的计算依据。鱼卵与仔稚鱼现状只有春季资料, 选取 2015 年春季的全海域平均密度作为最终选值。计算水深取平均水深 12m。

表 7.5-2 项目海域资源密度概况

种类	调查时间	密度或生物量			计算取值
		属性	单位	数量	
底栖生物	春季	生物量	g/m ²	4.59	5.590
	秋季	生物量		6.99	
潮间带生物	/	生物量	g/m ²	306.40	306.40
鱼卵	春季	密度	ind/m ³	0.530	0.530
仔稚鱼	春季	密度	ind/m ³	0.140	0.140

鱼类成体	春季	重量密度	kg/ km ²	143.84	192.03
	秋季	重量密度		48.19	
幼鱼	春季	密度	ind/km ²	13300	13300
头足类幼体	春季	密度	ind/km ²	2946	3196
	秋季	密度	ind/km ²	3446	
头足类	春季	重量密度	kg/km ²	195.79	137.50
	秋季	重量密度		79.22	
虾类幼体	春季	密度	ind/km ²	4641	7406
	秋季	密度	ind/km ²	10171	
蟹类幼体	春季	密度	ind/km ²	315	324
	秋季	密度	ind/km ²	333	
虾类成体	春季	重量密度	kg/ km ²	393.61	317.74
	秋季	重量密度		241.86	
蟹类成体	春季	重量密度	kg/ km ²	42.69	36.66
	秋季	重量密度		30.62	

7.5.4 生物损失量估算

7.5.4.1 铺设海底管线造成的底栖生物损失

管沟开挖将造成管沟宽度内底栖生物和潮间带生物 100%损失。海底管道管沟两侧各 5 米内悬浮沙覆盖的底栖生物和潮间带生物 100%损失, 5 米至 10 米内的底栖生物和潮间带生物 50%损失。海底电缆的两侧各 3 米内悬浮沙覆盖的底栖生物和潮间带生物 100%损失, 各 3 米至 6 米内的底栖生物和潮间带生物 50%损失。本工程向海一侧占用潮间带的长度为 1.10km, 本工程共有 3 条海底管道和 3 条海底电缆占用潮间带。本工程铺设海底管道和海底电缆造成的底栖生物和潮间带生物损失见表 7.5-3 和表 7.5-4。

表 7.5-3 铺设海底管道和海底电缆造成的底栖生物损失计算

类型		密度 (g/m ²)	管沟长度 (m)	影响宽度 (m)	影响面积 (m ²)	损失率	损失量(t)
海底管道	管沟开挖	5.59	171027	4	684108	1	3.82
	覆盖 0-5m	5.59	171027	10	1710270	1	9.56
	覆盖 5-10m	5.59	171027	10	1710270	0.5	4.78
海底电缆	管沟开挖	5.59	165862	0.3	49758.6	1	0.28
	覆盖 0-3m	5.59	165862	6	995172	1	5.56
	覆盖 3-6m	5.59	165862	4	663448	0.5	1.85
总计							25.86

表 7.5-4 铺设海底管道和海底电缆造成的潮间带生物损失计算

类型		密度 (g/m ²)	管沟长度 (m)	影响宽度 (m)	影响面积 (m ²)	损失率	损失量(t)
混输管线	管沟开挖	306.40	3300	4	8800	1	2.696

海底电缆	覆盖 0-5m	306.40	3300	10	22000	1	6.741
	覆盖 5-10m	306.40	3300	10	22000	0.5	3.370
	管沟开挖	306.40	3300	0.3	990	1	0.303
	覆盖 0-3m	306.40	3300	6	19800	1	6.067
	覆盖 3-6m	306.40	3300	4	13200	0.5	2.022
总计							21.200

7.5.4.2 钻屑排放造成的海洋生物资源损失

根据非含油钻屑预测结果，施工阶段钻屑排放的悬浮物含量超过《海水水质标准》一、二类标准值 0~1 倍面积内鱼卵、仔稚鱼和幼鱼损失率按 5% 计算，渔业资源按照 1% 计算；悬浮物含量超过《海水水质标准》一、二类标准值 1~4 倍的面积内鱼卵、仔稚鱼和幼鱼损失率按 10% 计算，渔业资源按照 5% 计算；悬浮物含量超过《海水水质标准》一、二类标准值 4~9 倍的面积内鱼卵、仔稚鱼和幼鱼损失率按 30% 计算，渔业资源按照 10% 计算，悬浮物含量超过《海水水质标准》一、二类标准值 >9 倍的面积内鱼卵、仔稚鱼和幼鱼损失率按 50% 计算，渔业资源按照 20% 计算，钻屑覆盖 2cm 厚度造成的底栖生物损失率按 100% 计算。按公式估算本工程钻屑扩散对渔业生物资源造成的损失见表 7.5-5。

表 7.5-5 非含油钻屑扩散造成的渔业生物损失量估算

生物资源	影响面积 (km ²)		生物量	单位	损失率 (%)	损失量	单位
底栖生物	0.041		5.59	g/m ²	100	229.19	kg
鱼卵	0~1 倍	4.243	0.53	粒/m ³	5	1349274	粒
	1~4 倍	1.301			10	827436	
	4~9 倍	0.0432			30	82426	
	>9 倍	0			50	0	
仔稚鱼	0~1 倍	4.243	0.14	尾/m ³	5	356412	尾
	1~4 倍	1.301			10	218568	
	4~9 倍	0.0432			30	21773	
	>9 倍	0			50	0	
幼鱼	0~1 倍	4.243	13300	尾/km ²	1	564	尾
	1~4 倍	1.301			5	865	
	4~9 倍	0.0432			10	57	
	>9 倍	0			20	0	
鱼类成体	0~1 倍	4.243	192.03	kg/ km ²	5	40.74	kg
	1~4 倍	1.301			10	24.98	
	4~9 倍	0.0432			30	2.49	

	>9 倍	0			50	0.00	
头足类	0~1 倍	4.243	137.5	kg/ km ²	1	5.83	kg
	1~4 倍	1.301			5	8.94	
	4~9 倍	0.0432			10	0.59	
	>9 倍	0			20	0.00	
头足类幼体	0~1 倍	4.243	3196	尾/km ²	1	135	尾
	1~4 倍	1.301			5	208	
	4~9 倍	0.0432			10	14	
	>9 倍	0			20	0	
虾类幼体	0~1 倍	4.243	7406	尾/km ²	1	314	尾
	1~4 倍	1.301			5	482	
	4~9 倍	0.0432			10	32	
	>9 倍	0			20	0	
蟹类幼体	0~1 倍	4.243	324	尾/km ²	1	14	尾
	1~4 倍	1.301			5	21	
	4~9 倍	0.0432			10	1	
	>9 倍	0			20	0	
虾类成体	0~1 倍	4.243	317.74	kg/ km ²	1	13.48	kg
	1~4 倍	1.301			5	20.67	
	4~9 倍	0.0432			10	1.37	
	>9 倍	0			20	0.00	
蟹类成体	0~1 倍	4.243	36.66	kg/ km ²	1	1.56	kg
	1~4 倍	1.301			5	2.38	
	4~9 倍	0.0432			10	0.16	
	>9 倍	0			20	0.00	

7.5.4.3 钻井液排放造成的海洋生物资源损失

根据非含油钻井液预测结果,施工阶段钻井液排放的悬浮物含量超过《海水水质标准》一、二类标准值 0~1 倍面积内鱼卵、仔稚鱼和幼鱼损失率按 5%计算,渔业资源按照 1%计算;悬浮物含量超过《海水水质标准》一、二类标准值 1~4 倍的面积内鱼卵、仔稚鱼和幼鱼损失率按 10%计算,渔业资源按照 5%计算;悬浮物含量超过《海水水质标准》一、二类标准值 4~9 倍的面积内鱼卵、仔稚鱼和幼鱼损失率按 30%计算,渔业资源按照 10%计算,悬浮物含量超过《海水水质标准》一、二类标准值>9 倍的面积内鱼卵、仔稚鱼和幼鱼损失率按 50%计算,渔业资源按照 20%计算。按公式估算本工程钻井液扩散对渔业生物资源造成的损失见表 7.5-6。

表 7.5-6 非含油钻井液扩散造成的渔业生物损失量估算

生物资源	影响面积 (km ²)		生物量	单位	损失率 (%)	损失量	单位
鱼卵	0~1 倍	43.029	0.53	粒/m ³	5	13683222	粒

	1~4 倍	35.997			10	22894092	
	4~9 倍	10.6			30	20224800	
	>9 倍	5.826			50	18526680	
仔稚鱼	0~1 倍	43.029	0.14	尾/m ³	5	3614436	尾
	1~4 倍	35.997			10	6047496	
	4~9 倍	10.6			30	5342400	
	>9 倍	5.826			50	4893840	
幼鱼	0~1 倍	43.029	13300	尾/km ²	1	5723	尾
	1~4 倍	35.997			5	23938	
	4~9 倍	10.6			10	14098	
	>9 倍	5.826			20	15497	
鱼类成体	0~1 倍	43.029	192.03	kg/ km ²	5	413.14	kg
	1~4 倍	35.997			10	691.25	
	4~9 倍	10.6			30	610.66	
	>9 倍	5.826			50	559.38	
头足类	0~1 倍	43.029	137.5	kg/ km ²	1	59.16	kg
	1~4 倍	35.997			5	247.48	
	4~9 倍	10.6			10	145.75	
	>9 倍	5.826			20	160.22	
头足类幼体	0~1 倍	43.029	3196	尾/km ²	1	1375	尾
	1~4 倍	35.997			5	5752	
	4~9 倍	10.6			10	3388	
	>9 倍	5.826			20	3724	
虾类幼体	0~1 倍	43.029	7406	尾/km ²	1	3187	尾
	1~4 倍	35.997			5	13330	
	4~9 倍	10.6			10	7850	
	>9 倍	5.826			20	8629	
蟹类幼体	0~1 倍	43.029	324	尾/km ²	1	139	尾
	1~4 倍	35.997			5	583	
	4~9 倍	10.6			10	343	
	>9 倍	5.826			20	378	
虾类成体	0~1 倍	43.029	317.74	kg/ km ²	1	136.72	kg
	1~4 倍	35.997			5	571.88	
	4~9 倍	10.6			10	336.80	
	>9 倍	5.826			20	370.23	
蟹类成体	0~1 倍	43.029	36.66	kg/ km ²	1	15.77	kg
	1~4 倍	35.997			5	65.98	
	4~9 倍	10.6			10	38.86	
	>9 倍	5.826			20	42.72	

7.5.4.4 铺设管线挖沟引起悬浮沙造成的海洋生物资源损失

根据悬浮泥沙预测结果,施工阶段钻屑排放的悬浮物含量超过《海水水质标准》一、二类标准值 0~1 倍面积内鱼卵、仔稚鱼和幼鱼损失率按 5%计算,渔业资源按照 1%计算;悬浮物含量超过《海水水质标准》一、二类标准值 1~4 倍的面积内鱼卵、仔稚鱼和幼鱼损失率按 10%计算,渔业资源按照 5%计算;悬浮物含量超过《海水水质标准》一、二类标准值 4~9 倍的面积内鱼卵、仔稚鱼和幼鱼损失率按 30%计算,渔业资源按照 10%计算,悬浮物含量超过《海水水质标准》一、二类标准值>9 倍的面积内鱼卵、仔稚鱼和幼鱼损失率按 50%计算,渔业资源按照 20%计算。按公式估算本工程钻屑扩散对渔业生物资源造成的损失见表 7.5-7。

表 7.5-7 悬浮泥沙扩散造成的渔业生物损失量估算

生物资源	影响面积 (km ²)		生物量	单位	损失率 (%)	损失量	单位
鱼卵	0~1 倍	331.984	0.53	粒/m ³	5	105570912	粒
	1~4 倍	130.036			10	82702896	
	4~9 倍	131.573			30	251041284	
	>9 倍	158.569			50	504249420	
仔稚鱼	0~1 倍	331.984	0.14	尾/m ³	5	27886656	尾
	1~4 倍	130.036			10	21846048	
	4~9 倍	131.573			30	66312792	
	>9 倍	158.569			50	133197960	
幼鱼	0~1 倍	331.984	13300	尾/km ²	1	44154	尾
	1~4 倍	130.036			5	86474	
	4~9 倍	131.573			10	174992	
	>9 倍	158.569			20	421794	
鱼类成体	0~1 倍	331.984	192.03	kg/ km ²	5	3187.54	kg
	1~4 倍	130.036			10	2497.08	
	4~9 倍	131.573			30	7579.79	
	>9 倍	158.569			50	15225.00	
头足类	0~1 倍	331.984	137.5	kg/ km ²	1	456.48	kg
	1~4 倍	130.036			5	163.51	
	4~9 倍	131.573			10	330.88	
	>9 倍	158.569			20	797.54	
头足类幼体	0~1 倍	331.984	3196	尾/km ²	1	10610	尾
	1~4 倍	130.036			5	20780	
	4~9 倍	131.573			10	42051	
	>9 倍	158.569			20	101357	
虾类幼体	0~1 倍	331.984	7406	尾/km ²	1	24587	尾
	1~4 倍	130.036			5	48152	
	4~9 倍	131.573			10	97443	
	>9 倍	158.569			20	234872	
蟹类幼体	0~1 倍	331.984	324	尾/km ²	1	1076	尾

	1~4 倍	130.036			5	2107	
	4~9 倍	131.573			10	4263	
	>9 倍	158.569			20	10275	
虾类成体	0~1 倍	331.984	317.74	kg/ km ²	1	1054.85	kg
	1~4 倍	130.036			5	2065.88	
	4~9 倍	131.573			10	4180.60	
	>9 倍	158.569			20	10076.74	
蟹类成体	0~1 倍	331.984	36.66	kg/ km ²	1	121.71	kg
	1~4 倍	130.036			5	238.36	
	4~9 倍	131.573			10	482.35	
	>9 倍	158.569			20	1162.63	

7.5.4.5 平台占海造成的底栖生物损失

平台占海造成平台底栖生物损失按照平台甲板面积内底栖生物损失率 100%计算。本项目 76 座平台甲板面积如表 7.5-8 所示，平台占海所造成的底栖生物损失如表 7.5-9 所示。

表 7.5-8 各平台甲板面积

平台名称	投影面积 (m ²)
CB11M	232.0
CB11N	1387.8
CB22E	286.3
CB701	240.8
CB26	842.9
CB1F	2034.2
CB243A	422.1
CB25F	73.9
CB271	67.0
CB273	176.3
CB246A	829.5
CB6D	271.5
CB6E	781.7
埕岛中心一号	1882.7
CB11A	320.8
CB11B	233.7
CB11D	156.5
CB11E	116.4
CB11H	219.8
CB11 单	24.0
CB12A	887.3
CB12B	244.2
CB12C	240.1

CB12 单	65.2
CB22A	140.7
CB22C	163.1
CB22 单	25.0
CBG1	49.0
CBG6 单	49.0
CBX501	231.0
CB253	81.6
CB21A	28.0
CB35	331.0
CB35 单	52.0
CB151	93.4
CB242	64.0
CBG4 单	63.0
CBG4A	374.5
开发三号	1207.5
SH8 单	176.0
SHG1 单	48.0
埕岛中心二号	4148.0
CB1C	687.3
CB20 单	56.7
CB20A	238.2
CB20B	215.3
CB25A	175.6
CB25C	390.9
CB25D	114.5
CB27A	135.7
CB251 单	33.6
CB251A	301.7
CB251B	181.7
CB251C	179.0
CB251D	222.7
CB271A	154.4
CB502 单	113.4
CB1A	722.9
CB1B	679.1
CB1D	405.5
CB4A	324.7
CB4B	282.5
CB4C	301.3
CB6A	384.3
CB6B	722.1
CB6C	483.7
CB11F	147.3
CB11G	175.7
CB11K	40.5

CB22B	127.4
CB22D	145.0
CB25B	117.4
CB244 单	133.0
SH1 单	28.6
SH6 单	59.4
SHG2	95.0

表 7.5-9 平台占海造成的底栖生物损失

平台名称	影响面积 (m ²)	生物量	损失率 (%)	损失量(kg)
CB11M	232.0	5.59g/m ²	100	1.30
CB11N	1387.8	5.59g/m ²	100	7.76
CB22E	286.3	5.59g/m ²	100	1.60
CB701	240.8	5.59g/m ²	100	1.35
CB26	842.9	5.59g/m ²	100	4.71
CB1F	2034.2	5.59g/m ²	100	11.37
CB243A	422.1	5.59g/m ²	100	2.36
CB25F	73.9	5.59g/m ²	100	0.41
CB271	67.0	5.59g/m ²	100	0.37
CB273	176.3	5.59g/m ²	100	0.99
CB246A	829.5	5.59g/m ²	100	4.64
CB6D	271.5	5.59g/m ²	100	1.52
CB6E	781.7	5.59g/m ²	100	4.37
埕岛中心一号	1882.7	5.59g/m ²	100	10.52
CB11A	320.8	5.59g/m ²	100	1.79
CB11B	233.7	5.59g/m ²	100	1.31
CB11D	156.5	5.59g/m ²	100	0.87
CB11E	116.4	5.59g/m ²	100	0.65
CB11H	219.8	5.59g/m ²	100	1.23
CB11 单	24.0	5.59g/m ²	100	0.13
CB12A	887.3	5.59g/m ²	100	4.96
CB12B	244.2	5.59g/m ²	100	1.36
CB12C	240.1	5.59g/m ²	100	1.34
CB12 单	65.2	5.59g/m ²	100	0.36
CB22A	140.7	5.59g/m ²	100	0.79
CB22C	163.1	5.59g/m ²	100	0.91
CB22 单	25.0	5.59g/m ²	100	0.14
CBG1	49.0	5.59g/m ²	100	0.27
CBG6 单	49.0	5.59g/m ²	100	0.27

CBX501	231.0	5.59g/m ²	100	1.29
CB253	81.6	5.59g/m ²	100	0.46
CB21A	28.0	5.59g/m ²	100	0.16
CB35	331.0	5.59g/m ²	100	1.85
CB35 单	52.0	5.59g/m ²	100	0.29
CB151	93.4	5.59g/m ²	100	0.52
CB242	64.0	5.59g/m ²	100	0.36
CBG4 单	63.0	5.59g/m ²	100	0.35
CBG4A	374.5	5.59g/m ²	100	2.09
开发三号	1207.5	5.59g/m ²	100	6.75
SH8 单	176.0	5.59g/m ²	100	0.98
SHG1 单	48.0	5.59g/m ²	100	0.27
埕岛中心二号	4148.0	5.59g/m ²	100	23.19
CB1C	687.3	5.59g/m ²	100	3.84
CB20 单	56.7	5.59g/m ²	100	0.32
CB20A	238.2	5.59g/m ²	100	1.33
CB20B	215.3	5.59g/m ²	100	1.20
CB25A	175.6	5.59g/m ²	100	0.98
CB25C	390.9	5.59g/m ²	100	2.19
CB25D	114.5	5.59g/m ²	100	0.64
CB27A	135.7	5.59g/m ²	100	0.76
CB251 单	33.6	5.59g/m ²	100	0.19
CB251A	301.7	5.59g/m ²	100	1.69
CB251B	181.7	5.59g/m ²	100	1.02
CB251C	179.0	5.59g/m ²	100	1.00
CB251D	222.7	5.59g/m ²	100	1.24
CB271A	154.4	5.59g/m ²	100	0.86
CB502 单	113.4	5.59g/m ²	100	0.63
CB1A	722.9	5.59g/m ²	100	4.04
CB1B	679.1	5.59g/m ²	100	3.80
CB1D	405.5	5.59g/m ²	100	2.27
CB4A	324.7	5.59g/m ²	100	1.82
CB4B	282.5	5.59g/m ²	100	1.58
CB4C	301.3	5.59g/m ²	100	1.68
CB6A	384.3	5.59g/m ²	100	2.15
CB6B	722.1	5.59g/m ²	100	4.04
CB6C	483.7	5.59g/m ²	100	2.70
CB11F	147.3	5.59g/m ²	100	0.82
CB11G	175.7	5.59g/m ²	100	0.98
CB11K	40.5	5.59g/m ²	100	0.23

CB22B	127.4	5.59g/m ²	100	0.71
CB22D	145.0	5.59g/m ²	100	0.81
CB25B	117.4	5.59g/m ²	100	0.66
CB244 单	133.0	5.59g/m ²	100	0.74
SH1 单	28.6	5.59g/m ²	100	0.16
SH6 单	59.4	5.59g/m ²	100	0.33
SHG2	95.0	5.59g/m ²	100	0.53
总计				156.17

7.5.4.6 小结

综上，本工程造成的海洋生物资源损失总量如表 7.5-10 所示。

表 7.5-10 海洋生物资源损失总量

种类	铺设管线	钻屑	钻井液	平台占海	合计
底栖生物 (t)	25.86	0.229	/	0.156	26.245
潮间带生物 (t)	21.20	/	/	/	21.2
鱼卵 (粒)	943564512	2259136	75328794	/	1021152442
仔稚鱼 (尾)	249243456	596753	19898172	/	269738381
幼鱼 (尾)	727413	1487	59256	/	788156
鱼类成体 (kg)	28489	68.21	2274.43	/	30831.64
头足类 (kg)	1748.41	14.77	365.13	/	2128.31
头足类幼体 (尾)	174798	357	14239	/	189394
虾类幼体 (尾)	405054	828	32996	/	438878
蟹类幼体 (尾)	17720	36	1444	/	19200
虾类成体 (kg)	17375	35.50	1415.63	/	18826.13
蟹类成体 (kg)	2005.04	4.10	163.33	/	2172.47

7.6 主要环境敏感目标环境影响分析与评价

7.6.1 工程对黄河三角洲国家级自然保护区影响分析

黄河三角洲国家级自然保护区位于工程海域南、老黄河口油田近岸及其东南处黄河口附近。主要保护对象为新生湿地生态系统和珍稀、濒危鸟类。项目的 5 条海底管道（中心一号-海三站 457、中心一号-海三站混输管道、中心一号-海三站输气管道中心二号-CBG5-登陆点、CB35 至海一站）及 5 条电缆（CB26（中心三号）-海洋变、CB35-海一站、中心二号-滩海变（3511）、中心二号-滩海变（3512）、中心二号-滩海变（3513））穿越该保护区。此外本项目 CB21A 一座平台也位于该保护区中。

根据预测结果类比可知 CB21A 平台建设期间钻屑过程中泥浆扩散导致水质超二类

的距平台最远为 0.011km，钻井液排放导致水质超二类最大距离为 1.677km。由于该平台位于保护区内，施工期势必会对本保护区造成影响，由于平台钻屑排放源强较小，钻井液一次性排放，在排放后较短时间内海域水质可以恢复一类。因此在做出海洋资源赔偿来恢复原有生态的情况下，可认为对周边环境敏感目标的影响不大。运营期在正常状况下，不产生直接排放的污染物，所以运营期平台也不会对黄河三角洲国家级自然保护区产生影响。

因本项目共有 10 条管线穿越该区，在铺设管线中挖沟产生的悬浮沙扩散对水质及沉积物的影响无可避免，会在施工过程中短期内对底栖生物造成一定的影响，所以应根据有关规定对海洋资源的损失进行赔偿。施工结束后，海水水质可逐渐恢复至一类水质水平。故通过做出海洋资源赔偿来恢复原有生态的情况下，可认为对周边环境敏感目标的影响不大。工程在运行期正常工况下穿越敏感区的管线不会产生直接排放的污染物，因此工程在正常运营时不会对该区直接产生不利影响。但在事故状态下，项目的 2 条混输管道可能发生原油泄漏，对海水水质和海洋生物造成危害，因此建设单位务必加强管理，杜绝溢油事故的发生，并配有完备的溢油应急方案和措施，及时有效地控制影响范围。

7.6.2 工程对利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区影响分析

利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区主要保护对象为半滑舌鳎为主的经济鱼类，距离最近的平台 CB243A 约 0.5km，电缆 CB243A-CB246A 距离保护区最近，为 0.14km。根据预测结果，电缆 CB243A-CB246A 电缆施工期悬浮沙排放超一类长度在 0.33km 内，施工期会对保护区水质有一定影响，但是随着施工期的结束在短时间内可恢复。

CB243A 平台于 2004 年投入使用，该保护区建立时间为 2008 年，故在保护区设立前已完成施工。并且根据预测结果可知，钻屑过程中泥浆排放超一类扩散长度在 0.124km 内，钻井液过程中泥浆排放超一类长度在 1.379km 内。因此在钻井过程中会对进位处水质有影响，但其影响范围不大，且主要在表层，可认为影响程度较小。运营期在正常状况下，不产生直接排放的污染物，所以在补充渔业资源损失的前提下可以认为平台及管线不会对利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区产生影响。

7.6.3 项目对其它环境敏感目标的影响

本项目距离黄河口半滑舌鳎水产种质保护区 8km、渤海湾国家级水产种质资源保护区 25km、莱州湾国家级水产种质资源保护区 24km、东营河口区浅海贝类生态国家级海洋特别保护区 24km、黄河口生态国家级海洋特别保护区 34km、滨州贝壳堤海洋保护区 50km、黄河三角洲海洋保护区（东部与黄河口生态国家级海洋特别保护区范围重合）34km，项目距离其它环境敏感目标保护区的距离均较远。

根据预测结果，施工时钻屑排放、钻井液排放及悬浮泥沙排放造成污染物超一（二）类水质最大距离分别是 0.124km、2.390km 及 1.659km。施工时不会污染物扩散到以上敏感目标区域，可认为项目对其它环境敏感目标影响很小。

正常工况下，运营期只有 6 座有人值守平台排放生活污水中的 COD，根据预测结果平台排放的生活污水 COD 叠加本底后均不超标，因此工程在运行期也不会对其它环境敏感目标直接产生不利影响。

7.6.4 项目对周围海域的影响

本工程周围海域开发活动有码头、航道、油田开发区、捕捞区，本工程不占用码头、航道，工程穿越（占用）捕捞区，工程位于采油平台安全作业区范围内，项目的建设主要对渔业捕捞、浅海养殖等海域利用活动产生影响，不会对油田开发、码头、航道水域产生不利影响。

7.6.5 项目对养殖区和产卵场的影响

项目周围共有 86 宗确权的养殖业户，距本工程最近的养殖业户为东营市海星浅海养殖有限责任公司浅海贝类开放式养殖用海（二分场）。项目的 5 条海底管道（中心一号-海三站 457、中心一号-海三站混输管道、中心一号-海三站输气管道中心二号-CBG5-登陆点、CB35 至海一站）及 5 条电缆（CB26（中心三号）-海洋变、CB35-海一站、中心二号-滩海变（3511）、中心二号-滩海变（3512）、中心二号-滩海变（3513））穿越该养殖区。根据预测结果混输管道施工时悬浮泥沙向外扩散最大距离在 1.659km，所以施工期产生悬浮沙会对养殖区产生影响，但工程已结束。运营期正常工况下对周围养殖区无影响，发生溢油事故时可能会抵达周围敏感目标。

本项目位于中上层鱼类产卵场、底层鱼类产卵场、叫姑鱼洄游通道、绵鲷产卵场、

三疣梭子蟹索饵场、中国毛虾产卵场和索饵场内。鱼卵和仔稚鱼的产卵盛期是在每年的 5~6 月份。施工阶段避开产卵盛期，对海洋渔业的影响很小。运营期生产水不排海，生活污水排放量不大，根据预测结构 COD 排放所影响的范围并不大，最大浓度增量均小于 0.01mg/l。COD 排放对敏感目标的影响不大。

7.6.6 工程对军事设施和军事活动水域影响分析

胜利油田分公司海洋采油厂对项目周报军事设施和军事活动水域进行了调查，经调查，项目所在区域没有军事设施和军事活动水域。本项目的建设不会影响周边军事设施和军事活动。

为了军事相关部门更好的安排军事水域活动，建议本项目施工时将施工计划提前通报军队相关部门。

7.7 项目建设对海上交通的影响

埕岛油田主体及西北部开发工程内的平台位于 38.198°N-38.18°N，118.6698°E-118.8557°E 范围内，本次项目的平台位于 118.672°E-118.925°E，38.134°N-38.3008°N。因此直接参考《埕岛油田主体及西北部开发工程环境影响报告书》分析结果。2009 年山东省济南海事局根据埕岛油田海上平台分布现状，重新核定了平台安全作业区范围，批复的坐标如下（附件 22）：

图 7.7-1 平台安全作业区范围

图 7.7-2 本项目平台与安全作业区范围示意图

结合图 7.7-2 所示，本项目除 CBG4A、CBG4 单两座平台外其余平台均位于安全作业区内。位于安全作业区范围之外的 CBG4A 采油平台及其配套工程于 2012 年论证通

过了《CBG4A 采油平台及其配套工程通航安全影响论证与评估报告》，报告认为从通航环境和通航安全角度出发，根据有关法规和规定，经过综合评估，CBG4A 区块采油平台及配套工程营运后，通过落实各项安全措施，工程及其附近水域的通航安全是可以得到保障的。即埕北 G4A 采油平台及配套工程是可行的。

由工程附近海域港口、航线和锚地的现状分析，东营港周边航线均为外海航线，本项目与周边的习惯航线距离较远，天津港到长山水道的航线、京唐港到莱州港的航线与京唐港到潍坊港的航线距离本工程区域均较远，天津到龙口、潍坊与东营方向的航线距离最近的平台 3 公里以上；距离本工程区域最近的是黄骅港到长山水道的航线，位于安全作业区边缘的平台距离习惯航线较近，距离最近的是 CB6F 平台，与黄骅港至长山水道相距 2.8 海里（5.2 公里），安全作业区边缘与东营港及锚地的距离在 3 海里以上，本项目在安全作业区内，对港口和锚地的影响较小，对东营港发展用海的影响较小，正常情况下在工程运行期无船舶进出工程区，平台的存在客观上对船舶航行属不利因素。

考虑到本海域无船舶通航，船舶只要按正常航线航行，在导航雷达的辅助下，不会发生船舶接近平台的情况。建议业主单位设置平台安全维护机制，定期进行巡航维护。设置管线保护区，在管线保护区内禁止船舶抛锚、拖锚等作业。综上所述，本项目运行对海上交通产生的不利影响较小。

7.8 项目继续运行对海洋环境影响的可接受性

项目继续运行，产生的含油生产水经处理后最终注入地层，不排海；中心一号平台、中心二号平台、CBG4A（开发三号）平台、CB11N 采修一体化平台、CB1F 采修一体化平台、CB246A 井组平台三个平台为有人值守的，继续运营产生的生活污水的最大量分别为 $1072\text{m}^3/\text{a}$ 、 $1097\text{m}^3/\text{a}$ 、 $274.5\text{m}^3/\text{a}$ 、 $365\text{m}^3/\text{a}$ 、 $365\text{m}^3/\text{a}$ 、 $173.6\text{m}^3/\text{a}$ 。根据 7.3.6 的预测结果，见表表 6.2-22，不同时刻排放出的 COD 在潮流的驱动下向平台不同方向扩散，但由于潮流的周期性，COD 低浓度区影响的范围由平台周围向外增大。分别将各年预测的浓度增量与背景浓度进行迭加。根据计算，由于 COD 排放量不大，因此，COD 排放所影响的范围并不大，最大浓度增量均小于 0.01mg/l 。可见 COD 排放对海洋环境的影响不大。此外生活垃圾、工业垃圾等固体废弃物运回陆上交由专业公司处理，因此本项目继续运行，对海洋生态环境影响可以接受。

8 环境风险分析与评价

8.1 环境风险评价等级判定

本次评价的工程内容主要包括 76 座海上平台、58 条海底混输管线、43 条海底注水管线、79 海底电缆、2 天然气管线，均已经建设。因此，本章节只对工程继续运营期的风险危害进行识别，本次评价工程中继续运营的工程包括 63 座平台、52 条海底混输管线、42 海底注水管线、73 海底电缆、2 天然气管线。工程运营生产阶段涉及的主要危险物质是原油和天然气（主要成分为甲烷）。

本节根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018)，针对原油和天然气两种物质进行风险潜势判断以确定评价等级。

(1) 原油

根据混输管道长度、内径、含水率和密度计算本工程评价的 58 条海底混输管道的最大输油量为 589t（具体计算过程见表 8.1-1）。

表 8.1-1 混输管道输油量

序号	混输管线名称	管线长度 (m)	管道内径 (mm)	容积 (m ³)	含水率 (%)	密度 (kg/m ³)	输油量 (t)
1	CB11A-中心一号	668	219	25	91.1	938.7	2
2	CB11D-中心一号	1083	325	90			8
3	CB12A-中心一号	2752	325	228			19
4	CB12A-CBG1 单	231	114	2			1
5	CB22C-CB22A	1007	219	38			3
6	CB22D-CB22B	9218	219	347			29
7	CB22B-CB25B	6974	219	263			22
8	CB25B-CB22A	833.8	325	69			6
9	CB11D-CB22A	1295	325	107			9
10	CB11F-CB11G	1147	219	43			4
11	CB1C-CB25C	891	273	52			4
12	CB25C-CB25A	631	219	24			2
13	CB25A-CB25D	611	273	36			3
14	CB27A-CB271A	1716	219	65			5
15	CB271A-CB251A	733	273	43			4
16	CB251A-CB251B	794	219	30			2
17	CB251D-CB251C	955	159	19			2
18	CB251C-CB251B	1595	325	132			11
19	CB25D-CB251B	1378	219	52			4
20	CB251B-中心二号	1624	325	135			11
21	CB20B-CB20A	1262	273	74			6
22	CB4C-CB4B	1100	273	64			5

序号	混输管线名称	管线长度 (m)	管道内径 (mm)	容积 (m³)	含水率 (%)	密度 (kg/m³)	输油量 (t)
23	CB4B-CB4A	1262	325	105			9
24	CB6A-CB6B	1357	273	79			7
25	CB6B-CB1A	1072	325	89			7
26	CB6C-CB1B	1377	273	81			7
27	CB1B-CB1A	1253	325	104			9
28	CB1A-中心二号	3194	377	356			30
29	CB35 单-CB35	330	114	3			1
30	CB20 单-CB20A	308	89	2			1
31	CB25A-CB25B	719	325	60			5
32	CB35-海一站	3680	168	82			7
33	CB11E-CB11F	907	219	34			3
34	CB11 单-中心一号	300	89	2			0
35	CB4A-CB1A	2983	325	247			21
36	SHG2 单-CB6C	650	114	7			1
37	CB12 单-CB12A	723	114	7			0
38	CB12B-CB12A	1200	273	70			6
39	CB12C-CB12B	1480	219	56			5
40	CB701-CB12B	1970	219	74			6
41	CBX501 单-CB12C	680	114	7			1
42	CB253 单-CB22C	803	114	8			1
43	中心一号-CB22C 井组-中心二号	2650	325	220			18
44	CB22E-CB22A	600	273	35			3
45	CBG6-CB11A	1000	89	6			0
46	CB11E-CB11D	720	325	60			5
47	CB244 单-CB11G	2089.8	104	18			0
48	CB11F-CB26	1450	219	55			5
49	CB4B-CB243A	1762	325	146			12
50	CB6D-CB6C	993	219	37			3
51	CB1D-CB1A	720	219	27			2
52	CB502 单-CB20 单	390	114	4			0
53	CB271 单-CB271A	1117	89	7			0
54	CB1A-CB1F	538	325	45			4
55	CB273-CB1C	2212	273	129			11
56	CB25A-中心二号	589	356	59			5
57	中心一号-海三站 457	8320	457	1364			114
58	中心一号-海三站	8610	457	1412			118
合计							589

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018),油类物质(矿物油类,如石油、汽油、柴油等;生物柴油等)临界量:2500t。则风险潜势:

$$Q_{\text{原油}} = q_1 / Q_1 = 589 / 2500 = 0.24$$

(2) 天然气

本工程评价范围内有两条天然气输送管道,考虑最不利的情况,假设管道内气体全

部是甲烷，则根据克拉伯龙方程计算 2 条管道纯甲烷的量为 4.0 t。

克拉伯龙方程：PV=nRT

式中：P 表示压强，单位 Pa；

V 表示体积，单位 m³；

n 表示物质的量， $n=m/M$ （m 表示物质的量，g；M 表示物质的摩尔质量）；

R 为常数，取 8.314；

T 表示绝对温度。

表 8.1-2 输气管道天然气输送量

序号	输气管道名称	管线长度 (m)	管道内径 (mm)	容积 (m ³)	输送压力 (MPa)	输送温度 (°C)	甲烷量 (t)
1	中心二号-CBG5-登 陆点（海三站）天然 气管线	11600	219	437	1.23	50	3.2
2	中心一号-海三站	8622	325	715	0.18	50	0.8
合计							4.0

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018），甲烷临界量为 10 t。则风险潜势：

$$Q_{\text{天然气}}=q_1/Q_1=4.0/10=0.4$$

$$\text{则：} Q=Q_{\text{原油}}+Q_{\text{天然气}}=0.24+0.4=0.64<1$$

综上，本项目 Q 值小于 1，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018），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。

表 8.1-3 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。

鉴于原油为重点关注的风险物质，且本工程评价范围内的中心一号-海三站、CB35 单-CB35 和 CB35-海一站 3 条混输管道，穿越山东黄河三角洲国家级自然保护区，其他工程与环境敏感区距离较近，因此，选择管线原油泄漏作为最大可信事故进行溢油预测，并根据预测结果进行风险防范措施可行性分析。

8.2 环境风险危害识别与事故频率估算

本次评价的工程内容，主要包括 76 座海上平台、58 条海底混输管线（总长

98.5076km)、43 条海底注水管线(总长 52.29841km)、79 海底电缆(总长 165.862km)、2 天然气管线(总长 20.222km)。

上述工程均已建成。继续运营的工程,主要包括:63 座海上平台、52 条海底混输管线(总长 92.8878km)、42 条海底注水管线(总长 51.76241km)、73 条海底电缆(总长 160.252km)、2 条天然气管线(总长 20.222km)。停产、不再启用的包括:13 座平台,6 条混输管道,1 条注水管道和 6 条海底电缆。

此外,本工程还包括 10 口预留井,其中 CB27A 平台上 1 口、CB251D 平台上 2 口、CB11M 平台上 1 口、CB11N 平台上 3 口、CB701 平台上 1 口、CB273 平台上 1 口、CB6E 平台上 1 口。

8.2.1 本工程环境风险识别

8.2.1.1 预留井施工期油气泄露事故风险识别

(1) 井涌或井喷

在钻、完井作业中,由于钻井液比重失调、防喷措施不当及其他误操作活动导致地层压力欠平衡或静液柱降低导致欠平衡而引起循环液漏失等原因,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。伴随井喷可能释放大量的原油和烃类物质,当烃类物质聚集到爆炸浓度后,遇明火可能引发平台火灾、爆炸,对周围海域环境产生严重威胁。

发生井喷的主要原因是地层压力过高、且钻井液比重失调以及防井喷措施不当。一旦发生井喷,将会有钻井液、原油和天然气物质喷出,损害周围生态环境。

(2) 船舶碰撞

在钻完井阶段主要有拖轮、供应船,船舶与钻井平台和周围设施之间可能因设备故障、人员操作失误等原因发生碰撞,从而可能导致船舶储油设施发生泄漏。供应船的储油舱一般设置在中部侧舷,一般只有在发生碰撞情况下,储油舱才有可能损坏。而供应船通常系泊于钻井船附近,实际上是不太可能发生碰撞的。即使由于操作失误而发生碰撞,也是供应船的尾部与钻井船中上部碰撞,不会损坏储油舱。

(3) 输油软管破裂

钻完井阶段,在供应船进行输油时操作失误或输油软管破裂可能造成燃料油泄漏,由于输油作业有严格的操作规定,输油软管定期更换,同时输油软管较短,内部存油量很小,输油作业时供应船与受油设施均有人值班监视,一旦发生事故立即关泵停输,因

此不会造成大规模泄漏。

8.2.1.2 工程继续运营期油气泄露事故风险识别

(1) 井涌或井喷

正常生产作业过程中，发生井涌或井喷的概率较小。在修井作业中，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，遇明火可能引发平台火灾、爆炸。

1979 年 6 月 3 日，墨西哥湾南坎佩切湾尤卡坦半岛附近海域的墨西哥石油公司伊斯手克 1 号平台钻机在钻入 3652 米深海底油层时，突然发生严重井喷，原油以每天 4080 吨的流量入海，井喷历时 296 天，流失原油 45.36 万吨，黑油带长 480 公里，宽 40 公里，厚 10 毫米，覆盖 1.9 万平方公里，使这一带的海洋环境受到严重污染。

本工程 76 座平台在施工期、试运营期和停产前运营期均未发生井涌或井喷，严格执行方案设计，配套完备的风险井控设备和措施，油井井控设施齐全，井下管柱安装有安全阀和环空封隔器、井口采油树状况良好，发生井涌或井喷的可能性很小。

(2) 平台溢油事故

生产阶段，井口保护架上进行油气输送作业时，可能由于设备或人为误操作等原因引起油气泄漏，当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。

(3) 海管、立管溢油事故

海底管道与立管可能因穿孔、破裂等事故导致油气泄漏。研究表明，导致海底管道与立管事故的内部原因有管道腐蚀、材料缺陷等；外部原因有海面失落重物的撞击、渔船拖网或误抛锚、人员误操作、自然灾害等。

另外，还有不法分子盗油打卡等人为破坏造成的管道渗漏风险事故。近年来，海上油田盗油案件呈上升趋势，以前多为平台盗油，现在已出现海底管道被盗现象。2006 年春，胜利油田的海底输油管道被盗油者非法打孔，导致原油泄漏，造成了海洋环境污染和资源浪费。

(4) 海底管线冲刷悬空、断裂风险

埕岛油田离岸较近，海底埋设大量管道与电缆设施，近岸区水动力对海底作用的强烈冲刷，对海底管道的稳定性构成潜在威胁。冲刷并不是导致管线破坏的直接原因，但

可间接危害其稳定性。海底电缆及管道在海底的铺设可分为裸露与埋设两种形式。对于裸露管线，周围土体的冲刷可导致其悬空，在波浪、海流的水平拖拽力与竖向压迫力作用下容易断裂。对于埋设管线，风暴潮造成管道上浮下沉及随土层的缓移滑动；当海流和波浪作用足够强时，电缆及管道上方的覆盖层将渐渐被冲蚀，使其暴露于海水波浪冲击的动态作用下，进而形成冲刷凹坑，可能导致管道的悬空、位移和破坏。

自 1988 年以来，埕岛海区海底地形受到了普遍的、强烈的侵蚀，已建成的海底管道多处出现悬空现象。悬空的海底管道受到海流等的冲击力更大，成为海底管道运行中的隐患。

海底管道在设计时，要求埋至泥面以下 1.5 米处，在正常情况下管道在温度和压力作用下都承受着相当大的内部作用力。如果海底管道一旦发生裸露、悬空，海流在流经管线时将对管线产生巨大的作用力，将会使得管线产生涡流振动，当达到一定的程度，海管可能发生断裂或开裂的现象，断裂或开裂一旦发生就会有大量原油溢出，不仅造成停产，更严重的是对周边海域造成严重的污染，对生态环境有极大的破坏作用。

(5) 船舶碰撞泄漏事故

平台附近主要有供应船、值班船等。此外，在该海域航行的外来航船也有可能油田设施发生碰撞导致油品泄漏。施工船舶的储油舱一般设置在中部侧舷，施工船舶或供应船靠泊平台时一般采取旁靠方式，发生碰撞的可能性极小。即使由于操作失误而发生碰撞，也是船的首部与平台底部导管架碰撞，不会损坏储油舱。显然，只有当平台或船舶发生严重的火灾和爆炸事故时，才有可能导致大量燃料油泄漏于海。本工程在施工期和运营至今均未发生船舶碰撞泄漏事故。

(6) 地质性溢油风险事故

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。

地质性溢油风险分析详见第 8.5 节。

8.2.2 油气泄露事故源项分析

由于海上油田工程开发作业过程中引发溢油事故的因素复杂，加上已掌握的统计数据有限，要对所有事故的发生概率做定量分析是十分困难的，本节事故概率分析主要参

考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）。《风险评估数据指南》归纳整理了挪威科学工业研究基金会（SINTEF）、挪威船级社（Det Norske Veritas）等机构统计的海油工程事故数据。主要数据涵盖了英国大陆架、北海、墨西哥湾等海域石油开采工程中的井涌、井喷、储罐泄漏、海底管道与立管泄漏、船舶碰撞等事故概率。本节借助于《风险评估数据指南》中的数据，结合本油田工程特点对开发生产过程中可能导致较严重溢油的事故可能性进行定量定性分析。

（1）井涌或井喷

《风险评估数据指南》统计了 1980~2005 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，其中常规油井发生井涌和井喷的概率见表 8.2-1。

表 8.2-1 常规油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）

根据工程方案，本工程继续运营的生产井数为 264 口、注水井 135 口，另有 10 口预留井。其中预留井的井喷按照概率较高的生产井考虑，根据表 8.2-1 估算，生产井发生井涌的概率为 7.95×10^{-4} 次/a，井喷的概率为 7.12×10^{-4} 次/a，注水井发生井喷的概率为 3.24×10^{-4} 次/a。

（2）平台火灾

根据 S.Fjeld 和 T.Andersen 等人通过对北海油田的事故分析，给出了海上生产设施各区的火灾事故发生频率：

井口区，约为 1.0×10^{-3} 次/年

油气处理区，约为 4.0×10^{-3} 次/年

储油区，约为 2.0×10^{-3} 次/年

油气输送区，约为 3.0×10^{-4} 次/年

分离器区，约为 4.0×10^{-4} 次/年

本工程继续运营包括 63 个井口区，由此估算生产运营期间，火灾事故发生频率为 6.3×10^{-2} 次/年。由火灾引起溢油事故概率至少比火灾事故概率低一个数量级，因此，泄漏溢油事故概率不高于 6.3×10^{-3} 次/a。

（3）海底管道/立管油气泄漏事故

海底管道突发事故风险，主要是指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。其中因海水腐蚀造成的海底管道事故的可能性较小。

根据莫特麦克唐 (Mott McDonald) 公司 2003 年出版的报告《PARLOC 2001: The update of Loss of containment Date for Offshore Pipeline》,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 (Det Norske Veritas, DNV) 的《Riser/Pipeline Leak Frequencies, 2006》对 PARLOC2001 报告进行了修正。具体见表 8.2-2。

表 8.2-2 不同管径的管道在不同位置的事故率统计

管道	管道运行总量	频率	单位
海底管线 (开阔海域)	井流管线, 以及输送未处理流体的小管线	5.0×10^{-4}	次/ km·a
	输送处理后的油气, 钢管管径 ≤ 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
立管	钢管—管径 ≤ 16 英寸	9.1×10^{-4}	次/ a
	钢管—管径 > 16 英寸	1.2×10^{-4}	次/ a
	软管	6.0×10^{-3}	次/ a

本项目 58 条海底混输管线总长 98.5076km, 该管线发生事故的概率为 4.9×10^{-2} 次/a。

(4) 船舶碰撞泄漏事故

平台附近主要有供应船、值班船等。此外,在该海域航行的外来航船也有可能油田设施发生碰撞。根据《风险评估数据指南》(2010),船舶与平台等油田设施发生碰撞的概率见表 8.2-3。

表 8.2-3 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
本油田船舶	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}

本工程中,发生船舶碰撞并造成产生重大损伤的概率为 5.0×10^{-6} 次/a。发生重大损伤不一定会引起溢油事故,因此,船舶碰撞引发溢油事故的概率将更小。

8.2.3 溢油事故溢油量估计

① 井喷

根据国内有关统计资料,我国在生产井钻井中尚未发生过井喷事故。此外,本次继续运营的 63 座平台采用注水开发和天然能量开发方式,因此运营期本项目继续运营的平台发生井喷的概率很低。且本项目与类比对象 (墨西哥湾井喷事件) 的规模、案例等

情况不一致，井喷溢油量难以估计。

② 船舶碰撞

船舶碰撞主要分析运营阶段的供应船、值班船等；另外，在该海域航行的外来航船也有可能和油田设施发生碰撞，但该风险事故情景发生的概率很低；因此，本项目重点分析运营阶段的供应船、值班船发生碰撞的溢油事故风险。

海发 6 船舶为全回转拖轮，总长 28.12 米，型深 4 米，型宽 8 米，主机型号 6DSM-180AS 型，主要用于运送平台工作人员、生产物资外及开发平台移位、海缆铺设工程辅助。本项目参考该拖轮，选择其单舱最大舱容（左侧燃油舱）作为船舶碰撞漏油量。因此，船舶碰撞最大可能泄漏量取 17 m^3 （燃料油）。

③ 海管/立管破裂

原油的最大可能泄漏量，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，根据最不利原则，按照全管径泄漏进行估算；另一部分是关闭阀门前的泄漏量，两项之和即为总泄漏量。

本项目中心一号-海三站海底混输管道泄漏量最大，该管道长度为 8.61km，管道内径为 457mm，管线的容积为 1411.6 m^3 ，靠近东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区的管线 CB4B-CB243A 的管线长度为 1.762km，管道内径为 325mm，管线的容积为 146 m^3 ，当海底管道发生泄漏事故时，在 30s 内将启动自动关断系统，关断后管道内部分原油会缓慢漏出。

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：

$$V_{\text{rel}} = 0.1781 \cdot V_{\text{pipe}} \cdot f_{\text{rel}} \cdot f_{\text{GOR}} + V_{\text{pre-s}} H_{\text{ut}}$$

式中：

V_{rel} 为原油泄漏量，bbl（1 桶=0.14 t）；

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

F_{rel} 为最大泄漏率，取 0.3；

f_{GOR} 为压力衰减系数，取 0.3；

$V_{\text{pre-s}} H_{\text{ut}}$ 为截断阀关闭前泄漏量，bbl。

截断阀关闭前泄漏量（ $V_{\text{pre-s}} H_{\text{ut}}$ ）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, 此值常用 0.6~0.64, 本项目取 0.64,;

A ——裂口面积, m^2 ;

ρ ——泄露液体密度, kg/m^3 ; 取本油田原油密度 $938.7kg/m^3$;

P ——容器内介质压力, Pa; 管道内物流压力为 4000kPa;

P_0 ——环境压力, Pa;

g ——重力加速度, $9.81m/s^2$;

h ——裂口之上液位高度, m; 取 0m。

假定在平台附近海管发生溢油, 根据上述公式计算本项目的管道泄漏溢油量, 见表 8.2-4。

表 8.2-4 溢油源强计算表

混输管道	管道内径 (mm)	管道长度 (km)	溢油附近水深 (m)	管道内物流压力 (kpa)	应急关断时间 (s)	泄漏量 1 (m^3)	泄漏量 2 (m^3)	总泄漏量 (m^3)	含水率 (%)	溢油量 (m^3)
中心一号-海三站	457	8.61	11.2	4000	30	112	203	315	60	126
CB4B-CB243A	325	1.762	12.8	4000	30	12	102	113	90	11

注: 1、泄漏量 1 为阀门关闭后至压力平衡前的泄漏量; 2、泄漏量 2 为关闭阀门前的泄漏量。

综上, 中心一号-海三站海底混输管道溢油泄漏量取 $126m^3$, CB4B-CB243A 海底混输管道溢油泄漏量取 $12m^3$ 作为溢油预测源强。

本工程最大可能溢油量见表 8.2-5。

表 8.2-5 运营阶段最大可能溢油量

事故类型	排放物	溢油量 (m^3)	规模
井喷	井流	难以估计	不定
火灾、爆炸	原油	难以估计	不定
船舶碰撞	燃料油	17	一般
海管/立管破裂	原油	126	较大

8.2.4 环境风险与最大可信事故

根据各类事故发生概率和可能发生的溢油规模,可将油田开发工程溢油事故的相对环境风险进行归纳,参见表 8.2-6。由以上的分析/论述可知,本工程主要溢油事故来自井喷、火灾爆炸、海管泄漏、地质因素、船舶碰撞等。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风险值大小来表征,风险值定义为风险概率与事故后果或危害程度的乘积。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 8.2-6 各类溢油事故环境风险判别

事故类型	规模	事故概率	环境风险值
井喷	不定	中	高
火灾、爆炸	不定	中	高
海管/立管泄漏	较大	中	高
船舶碰撞导致船舶油舱破裂	一般	很低	很低

以下就油田溢油事故中环境风险相对高的井喷、海管/立管破裂和平台火灾爆炸的环境风险进行事故树分析,以确定各种事故不同情况下的环境风险级别。按照对环境的影响程度,环境风险级别依次分为 A、B、C、D 四级。A 级表示对环境影响严重,其次为 B 和 C, D 级表示对环境无影响。

井喷事故环境风险事故树(图 8.2-1)给出,本油田开发工程发生井喷火灾-爆炸/未爆炸事故的频率分别为 5.13×10^{-5} 次/a 和 5.70×10^{-6} 次/a。在发生井喷而未发生火灾情况下,井喷物将全部进入海洋,故环境风险级别为 A。当井喷引起火灾和爆炸事故时,虽然部分井喷物被燃烧,减少了进入大气和海洋的总量,但是火灾和爆炸事故将可能引起事故升级,因此井喷而导致火灾和爆炸时的环境风险级别也为 A。

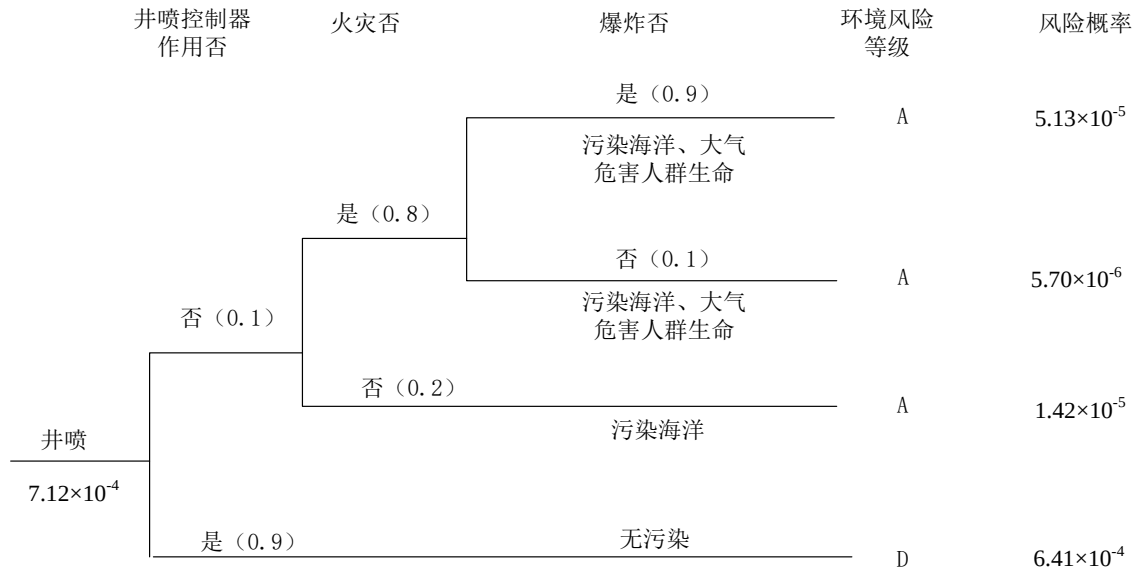


图 8.2-1 井喷事故环境风险事故树

从平台火灾事故风险事故树（图 8.2-2）可以看出，只要平台火灾事故得到有效隔离，就不会引起爆炸事故，并可环境风险降至 C 级以下。只有在灭火和隔离均失败情况下才会出现 A 级环境风险，其风险概率为 5.04×10^{-5} 次/a。

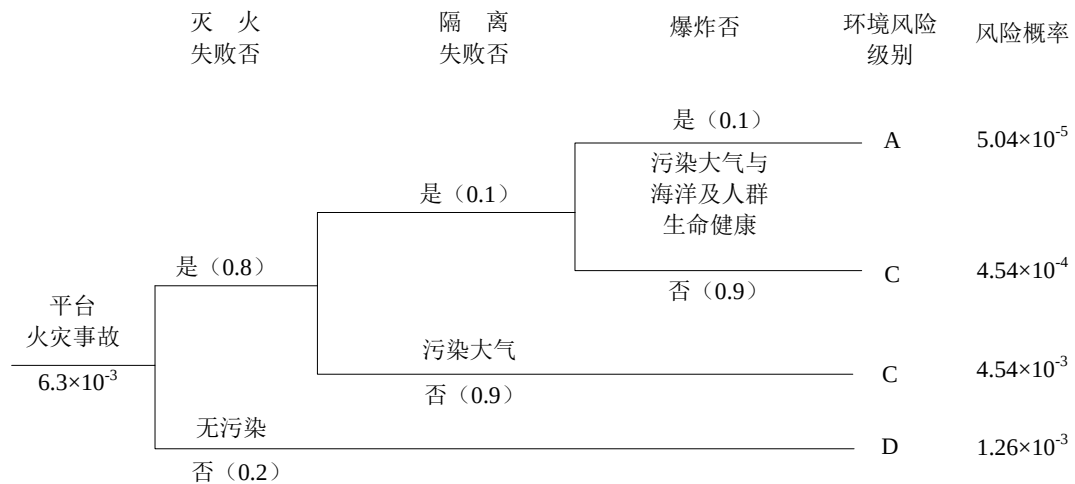


图 8.2-2 平台火灾事故环境风险事故树

海管/立管泄漏介质主要为原油。由于其泄漏源一般在水下，因而一般情况下不会出现火灾和爆炸事故。泄漏到海面上的原油通常不会被引燃，多数情况下围油栏能够起到围油作用。只有当围油栏或溢油分散剂不起作用时，才会出现 B 级环境风险。如果泄漏得不到控制，且围油栏和溢油分散剂均不起作用时，则会出现 A 级环境风险，本项目海管泄漏 A 级环境风险概率为 7.8×10^{-5} 次/a（图 8.2-3）。

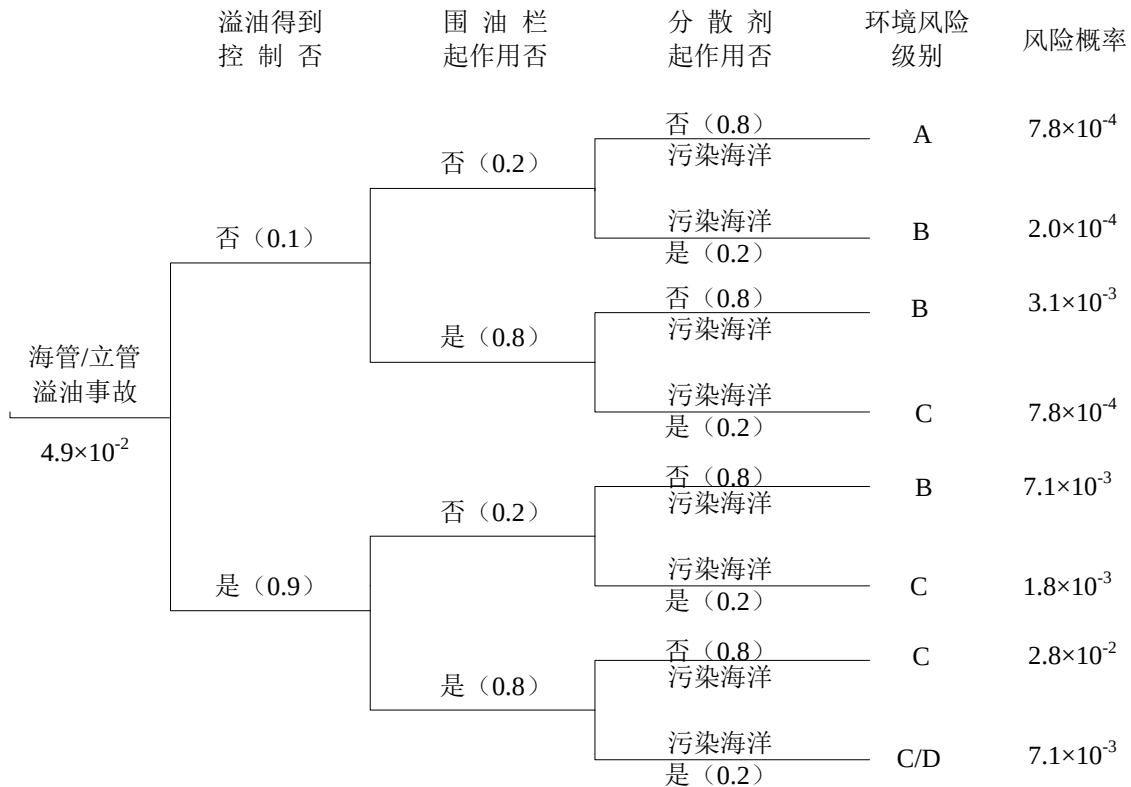


图 8.2-3 海管/立管事故环境风险事故树

从船舶碰撞事故风险事故树（图 8.2-4）可以看出，如果泄漏得不到控制，且围油栏和溢油分散剂均不起作用时，则会出现 A 级环境风险，出现 A 级环境风险，其风险概率为 7.2×10^{-7} 次/a。

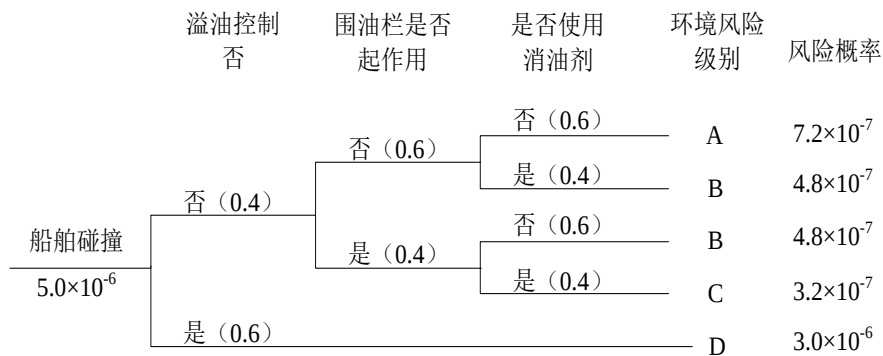


图 8.2-4 船舶碰撞溢油环境风险树

综合风险概率和最大可能泄漏量，确定本工程最大可信事故为海管/立管溢油事故，其发生概率为 10^{-2} （次/a）量级，最大可能泄漏量为 126m^3 。

8.3 溢油漂移数值预测

8.3.1 溢油预测模式

8.3.1.1 模型介绍

溢油进入海洋水体后，在自身重力及海洋水体物理化学的作用下，同时发生扩展、漂移、扩散、蒸发、乳化、溶解等风化过程。本项目采用的溢油模型基于“油粒子”模型模拟溢油在水体中的扩展、漂移和风化过程，“油粒子”模型就是把溢油离散为大量粒子，每个粒子代表着一定体积的溢油，粒子的随机走动模拟了油膜的漂移过程，风化作用可以通过粒子的质量损失和热量交换来表示。

8.3.1.2 基本计算原理

油粒子模拟输移过程主要有扩展过程和漂移过程（对流和紊动扩散）等，油膜组分的风化过程主要模拟蒸发、溶解、乳化。

（1）扩展过程

油膜扩展运动采用修正的 Fay 重力-粘力公式：

$$\frac{dA}{dt} = K_{spread} A^{\frac{1}{3}} \left[\frac{V}{A} \right]^{\frac{4}{3}}$$

式中：A 为油粒子面积（m²），V 为油块体积（m³），K_{spread} 为扩展系数。

（2）漂移过程

“油粒子”模型将溢油的漂移过程分为对流和紊动扩散两个主要过程。

①对流过程

粒子漂移的主要作用力为潮流和风应力，按照拉格朗日法确定粒子在水体表面的输移过程：

$$U_p = U_c + C_w \cdot U_w \cdot \sin(\text{Winddirection} - \pi - \theta_w)$$

$$V_p = V_c + C_w \cdot U_w \cdot \cos(\text{Winddirection} - \pi - \theta_w)$$

式中：

U_p 和 V_p 分别为油粒子在 x、y 方向的漂移分速度（m/s）；

U_c 和 V_c 分别为潮流流速在 x、y 方向的分速度（m/s）；

C_w 为风应力直接作用在油粒子的风导输移系数，取 0.03；

U_w 和 Winddirection 分别为风速和风向，根据溢油情景设定；

θ_w 为风偏转角, 受重力加速度和流体运动粘度影响, 本项目取 14° 。

②紊动扩散运动

采用随机走步方法模拟紊动扩散过程。随机扩散过程用如下形式表示:

$$\overline{\Delta\alpha_i} = N(0,1)\sqrt{2 \cdot D_L \cdot \Delta_t}$$

式中:

$N(0,1)$ 为随机变量服从标准正态分布; D_L 代表湍流扩散系数; Δ_t 代表时间步长。

(3) 风化过程

油粒子的风化包括蒸发、溶解和形成乳化物等过程, 在这些过程中油粒子的组分发生改变, 但其水平位置没有发生变化。

①蒸发

油膜蒸发受油分、气温和水温、溢油面积、风速、太阳辐射和油膜厚度等因素的影响。蒸发率可由下式表示:

$$EVAP = \frac{K_E \cdot P_{vp} \cdot A}{R \cdot T} \cdot f \cdot M$$

式中:

EVAP 为蒸发速率;

K_E 为质量转移系数 (m/h), $K_e = 0.0292 \cdot U_w^{0.78} \cdot D^{-0.11} \cdot Sc^{-0.67} \cdot \sqrt{\frac{M+29}{M}}$ 。 U_w 为风速 (m/h), D 为表面水体油膜直径, Sc 为 Schnidt 数, 取 2.7。

P_{vp} 为蒸气压 (atm);

A 为单个油粒子与水表面接触的油膜面积 (m^2)

R 气体常数 $8.206 \cdot 10^{-5} atm \cdot m^3/mol \cdot K$;

T 温度 (K);

f 挥发性组分分数;

M 摩尔分数 (g/mol)。

②溶解

当石油进入海洋后, 在不断蒸发的同时, 石油的溶解过程也开始进行。溶解是油在一定能量的搅动下, 形成油粒均匀进入水体的过程。石油挥发性组分和重组分的溶解过程计算如下:

$$DISS\_volatile = k_{disl} \cdot A \cdot M_{volatile}/M_{total} \cdot \rho_{volatile} \cdot f_{Disp} \cdot C_{volatile}^{sat}$$

$$DISS\_heavy = k_{dish} \cdot A \cdot M_{heavy}/M_{total} \cdot \rho_{heavy} \cdot f_{Disp} \cdot C_{heavy}^{sat}$$

式中:

k_{disl} 为轻挥发性组分的溶解速率 (m/s), 取 4.6×10^{-6} 。

k_{dish} 为重组分的溶解速率 (m/s), 取 4.6×10^{-6} m/s。

$M_{volatile}$ 为油粒子轻挥发性组分质量 (kg);

M_{heavy} 为油粒子重组分质量 (kg);

$\rho_{volatile}$ 为挥发性组分的密度 (kg/m³);

ρ_{heavy} 为挥发性组分的密度 (kg/m³);

A 为单个油粒子与水表面接触的膜面积 (m²);

f_{Disp} 为提高溶解度的化学分散剂作用, 本项目不考虑化学分散剂, 取值为 1;

$C_{volatile}^{sat}$ 为挥发性组分的水溶性 (kg/kg), 取 2×10^{-5} ;

C_{heavy}^{sat} 为重组分的水溶性 (kg/kg), 取 2×10^{-7} 。

③乳化

乳化是在海洋溢出的情况下形成两种不同液体, 海水和油的混合物。细油滴悬浮在水中 (但不溶于水中), 形成的乳化体积可达到其形成的油的四倍。此外, 粘性乳液在环境中比源油长得多, 并且其形成减缓了随后的风化过程。乳化倾向于在强风或和波浪的条件下发生, 并且通常直到溢油持续存在于水上或至少几个小时。本模型将乳化描述为油+水和油包水两个阶段之间的平衡过程。乳液的稳定性是决定乳液破乳能力的重要因素, 因为不稳定和均匀的乳液会释放水。该过程按一级水释放公式描述:

$$\frac{dY_w}{dt} = watertake - waterrelease$$

$$watertake = K_{em} * (U_w + 1)^2 * \frac{(Y_{max} - Y_w)}{Y_{max}}$$

$$waterrelease = -\alpha \cdot Y_w$$

式中:

Y_w 为乳化物含水率 (kg/kg);

Y_{max} 为最大含水率 (kg/kg), 取 0.85;

$watertake$ 为油品水组分的吸收速率;

$waterrelease$ 为油品水组分的释放速率;

K_{em} 为乳化速率常数, 一般取 2×10^{-6} s/m²。

U_w 为风速 (m/s);

α 为水释放速率, 稳定乳化物 $\alpha=0$, 中稳定乳化物 $\alpha > 0$ 。

水释放速率 α 与乳化稳定性 S 参数相关, 计算公式如下:

$$\alpha = \begin{cases} \alpha_0 - \frac{(\alpha_0 - \alpha_{0.67})S}{0.67} & S < 0.67 \\ \alpha_{0.67}[(1.22 - S)/(1.22 - 0.67)] & 0.67 \leq S < 1.22 \\ 0 & S \geq 1.22 \end{cases}$$

式中:

α_0 为不稳定乳化 $S=0$ 时的释放速率, 等于 $\ln(Y_{\max}/0.1)/3600s^{-1}$;

$\alpha_{0.67}$ 为中稳定乳化 $S=0.67$ 时的水释放速率, 等于 $\ln(Y_{\max}/0.1)/(24 \cdot 3600)s^{-1}$;

S 参数通过 Mackay 和 Zagorski 稳定性指数公式计算。

(4) 溢油物理性质的变化

① 运动粘度变化

溢油的粘度由于乳化及蒸发等风化过程而增加。乳化过程对溢油粘度的影响如下式计算:

$$\mu = \mu_0 \cdot \exp \left[\left(\frac{2.5 \cdot Y_w}{1 - C \cdot Y_w} \right) \right]$$

式中:

μ_0 为乳化前的运动粘度, μ 为溢油经历乳化过程后的运动粘度。 C 为粘度常数, 对于原油取 0.7。

② 密度变化

油的物理化学性质也随温度而变化。由于溢油温度在溢出后立即具有高于倾点的温度, 所以密度相当低, 油浮力因此在开始时将浮油推向水面。然而, 随着浮油冷却, 密度增加并使与封闭水的密度差异最小化, 浮油可通过分散在水表面以下而对湍流水起反应。依赖于温度的流体密度基于流体的体积热膨胀:

$$\rho_T = \frac{\rho_0}{1 + \beta(T - T_0)}$$

式中:

ρ_T 为最后密度 (kg/m^3), ρ_0 为参考密度 (kg/m^3)。 T 为温度 ($^{\circ}C$), T_0 为参考温度 ($^{\circ}C$), β 为体积温度膨胀系数 ($1/^{\circ}C$), 取 0.0007。

浮油的密度随着乳化和温度发生变化。乳化物的一般密度为:

$$\rho_e = Y_w \rho_w + (1 - Y_w) \rho_c$$

式中：

ρ_w 为海水密度，取 1000kg/m^3 ， ρ_c 为油品密度， ρ_e 为乳化后的油密度。

溢油密度的综合表达式如下所示：

$$\rho_c = \frac{M_{\text{volatile}}\rho_{\text{volatile}} + (M_{\text{heavy}} + M_{\text{Asph}} + M_{\text{Wax}})\rho_{\text{heavy}}}{M_{\text{total}}}$$

式中：

ρ_c 为溢油密度，M 为各种组分的质量（kg）， ρ_{volatile} 和 ρ_{heavy} 分别为通过温度校正后的挥发组分和重组分密度（ kg/m^3 ）。

8.3.2 预测模式中有关参数的设定

（1）溢油类型

根据油气泄漏风险事故分析，对溢油事故发生概率的大小及溢油类型发生的危害程度分析，本报告选取最大可信事故-海管/立管泄漏溢油进行预测。

（2）溢油位置的选择与源强

溢油点选取的原则为：一、溢油量较大；二、距离敏感目标（保护区、红线区等）较近，影响较为严重，基于以上两点原则结合本次工程内容及地理位置，选取以下 3 个点作为溢油点（详见图 8.3-1）。

① 中心一号-海三站混输管线（溢油点位于保护区）

考虑到中心一号-海三站混输管线穿越山东黄河三角洲国家级自然保护区实验区、黄河故道东三角洲限制区，因此选择保护区内的一点作为预测点。预测点坐标为：，溢油量取 126 m^3 。

② 中心一号-海三站混输管线（溢油点位于平台端）

考虑海管近平台侧风险事故发生概率比海管中间安全区高，选择海管近起输平台中心一号处作为溢油预测点。预测点坐标为：，溢油量取 126 m^3 。

③ CB4B-CB243A 的混输管线（溢油点为 CB243A）

考虑到 CB243A 靠近东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区，因此选择近 CB243A 平台作为一个溢油预测点，预测点坐标为：，溢油量取 13 m^3 。

（3）油品性质

本工程平均原油密度 0.9387g/cm^3 。

图 8.3-1 3 个溢油点的位置及项目周边主要敏感目标示意图

(4) 潮型与潮时

选择大潮期的涨潮时刻和落潮时刻作为典型时刻。

(5) 常风与大风风速取值

本工程与已批复项目《埕岛油田主体及西北部开发工程环境影响报告书》工程属同一海域，本海域处于中纬度季风气候区，夏季盛行 SE 风，冬季盛行 NW 风，年平均以 W 风出现频率最多，再结合工程附近敏感保护目标的分布选择 N、E、NE 方向风进行预测。SE、NW、W、E 方向风向风速的取值引自《埕岛油田主体及西北部开发工程环境影响报告书》，E、NE 方向风向风速资料根据统计资料取值，风向风速具体情况见表 8.3-1。每一种风况均考虑涨潮与落潮的情况。

表 8.3-1 溢油数值模拟扩散选取风况

风向	SE (夏季常风向)	NW (冬季常风向、 不利风向)	W	N (不利风向)	E	NE (不利风向)
平均风速	3.8	4.8	4.6	5.5	8.0	8.0
最大风速	13.2	12.9	13.2	13.7	17.0	17.0

8.3.3 污染物迁移扩散路径、范围和扩散浓度、时空分布

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，在图可以看到油膜中心点分布比较密集甚至发生重叠。在近海区域，风速和风向引起的浅海风海流对于溢油漂移扩散结果起很重要的作用，体现在模拟结果中就是：不同的风向直接导致溢油漂移方向不同，甚至决定了溢油是否抵岸。

(1) 中心一号-海三站混输管线（溢油点在保护区内）

表 8.3-2 不同参数下 72h 海底管道溢油漂移距离与扫海面积（极风）

风向	风速	潮汐 状况	漂移距离 (km)	扫海面积 (km ²)	72h 溢油扩散 中最大油膜面 积 (km ²)	最大油 膜厚度 (mm)	抵敏感区所需时间 (h)	抵敏感区前 残余油量 (%)	首次抵 岸时间 (h)	首次抵岸 前残余油 量 (%)	72 小时残 存油量 (%)
SE	13.2	涨潮	107.31	465.66	26.21	0.126	0（山东黄河三角洲国家级自然保护区） 0（黄河故道东三角洲限制区） 12.5（东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区） 15.0（黄河故道北三角洲禁止区）	即刻抵达 即刻抵达 69.2 69.0	0.5	抵岸	70.3
		落潮	107.30	513.05	41.81	0.126	0（山东黄河三角洲国家级自然保护区） 0（黄河故道东三角洲限制区） 8.0（东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区） 8.5（黄河故道北三角洲禁止区）	即刻抵达 即刻抵达 69.1 69.1	0.5	抵岸	70.2
NW	12.9	涨潮	109.50	17.86	7.41	0.123	0（山东黄河三角洲国家级自然保护区） 0（黄河故道东三角洲限制区）	即刻抵达 即刻抵达	0.5	抵岸	68.6
		落潮	110.24	21.17	8.15	0.124	0（山东黄河三角洲国家级自然保护区） 0（黄河故道东三角洲限制区）	即刻抵达 即刻抵达	0.5	抵岸	68.6
W	13.2	涨潮	115.55	536.68	23.70	0.126	0（山东黄河三角洲国家级自然保护区） 0（黄河故道东三角洲限制区）	即刻抵达 即刻抵达	0.5	抵岸	70.1
		落潮	114.83	504.37	14.48	0.126	0（山东黄河三角洲国家级自然保护区） 0（黄河故道东三角洲限制区）	即刻抵达 即刻抵达	0.5	抵岸	70.1
N	13.7	涨潮	110.24	7.18	5.30	0.129	0（山东黄河三角洲国家级自然保护区） 0（黄河故道东三角洲限制区）	即刻抵达 即刻抵达	0.5	抵岸	68.6
		落潮	110.13	9.07	7.17	0.130	0（山东黄河三角洲国家级自然保护区） 0（黄河故道东三角洲限制区）	即刻抵达 即刻抵达	0.5	抵岸	68.6
E	17.0	涨潮	132.32	570.63	9.07	0.158	0（山东黄河三角洲国家级自然保护区） 0（黄河故道东三角洲限制区） 2.5（黄河故道北三角洲禁止区） 16.0（黄河故道西三角限制区） 20.5（东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区） 23.5（黄河口半滑舌鲷国家级水产种质资源保护区） 35.0（东营河口浅海贝类生态国家级海洋特别保护区） 39.5（潮河-弯弯沟浅海贝类限制区） 41.5（渤海湾国家级水产种质资源保护区）	即刻抵达 即刻抵达 75.2 69.2 69.1 68.9 68.6 68.5 68.4	0.5	抵岸	68.9

风向	风速	潮汐 状况	漂移距离 (km)	扫海面积 (km ²)	72h 溢油扩散 中最大油膜面 积 (km ²)	最大油 膜厚度 (mm)	抵敏感区所需时间 (h)	抵敏感区前 残余油量 (%)	首次抵 岸时间 (h)	首次抵岸 前残余油 量 (%)	72 小时残 存油量 (%)
		落潮	134.85	748.81	11.58	0.158	0 (山东黄河三角洲国家级自然保护区) 0 (黄河故道东三角洲限制区) 5.0 (黄河故道北三角洲禁止区) 9.5 (黄河故道西三角限制区) 14.5 (东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区) 16.0 (黄河口半滑舌鳎国家级水产种质资源保护区) 27.0 (东营河口浅海贝类生态国家级海洋特别保护区) 32.0 (潮河-弯弯沟浅海贝类限制区) 33.5 (渤海湾国家级水产种质资源保护区) 70.0 (滨州贝壳堤岛与湿地系统海洋自然保护区)	即刻抵达 即刻抵达 70.1 69.1 69.0 69.3 68.9 68.6 68.5 68.3	0.5	抵岸	68.5
NE	17.0	涨潮	111.67	10.22	7.91	0.158	0 (山东黄河三角洲国家级自然保护区) 0 (黄河故道东三角洲限制区)	即刻抵达 即刻抵达	0.5	抵岸	69.6
		落潮	111.67	11.94	8.15	0.158	0 (山东黄河三角洲国家级自然保护区) 0 (黄河故道东三角洲限制区)	即刻抵达 即刻抵达	0.5	抵岸	68.6

图 8.3-2(a) 涨潮极风 SE-油膜及路径

图 8.3-2(b) 涨潮极风 NW-油膜及路径

图 8.3-2(c) 涨潮极风 W-油膜及路径

图 8.3-2(d) 涨潮极风 N-油膜及路径

图 8.3-2(e) 涨潮极风 E-油膜及路径

图 8.3-2(f) 涨潮极风 NE-油膜及路径

图 8.3-3(a) 落潮极风 SE-油膜及路径

图 8.3-3(b) 落潮极风 NW-油膜及路径

图 8.3-3(c) 落潮极风 W-油膜及路径

图 8.3-3(d) 落潮极风 N-油膜及路径

图 8.3-3(e) 落潮极风 E-油膜及路径

图 8.3-3(f) 落潮极风 NE-油膜及路径

表 8.3-3 不同参数下 72h 海底管道溢油漂移距离与扫海面积（均风）

风向	风速	潮汐状况	72h 漂移距离 (km)	72h 扫海面积 (km ²)	72h 溢油扩散中最大油膜面积 (km ²)	最大油膜厚度 (mm)	抵敏感区所需时间 (h)	抵敏感区前残余油量 (%)	首次抵岸所需时间 (h)	首次抵岸前残余油量 (%)	72 小时残存油量 (%)
SE	3.8	涨潮	107.31	135.59	134.97	0.102	0（山东黄河三角洲国家级自然保护区） 0（黄河故道东三角洲限制区） 27.0（黄河故道北三角洲禁止区） 27.5（东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区）	即刻抵达 即刻抵达 70.8 70.8	0.5	抵岸	69.3
		落潮	108.89	148.26	145.72	0.102	0（山东黄河三角洲国家级自然保护区） 0（黄河故道东三角洲限制区） 10.0（黄河故道北三角洲禁止区） 31.0（东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区）	即刻抵达 即刻抵达 81.6 43.0	0.5	抵岸	69.3
NW	4.8	涨潮	109.50	17.86	20.36	0.123	0（山东黄河三角洲国家级自然保护区） 0（黄河故道东三角洲限制区）	即刻抵达 即刻抵达	0.5	抵岸	68.6
		落潮	113.54	12.34	11.40	0.103	0（山东黄河三角洲国家级自然保护区） 0（黄河故道东三角洲限制区）	即刻抵达 即刻抵达	0.5	抵岸	68.6
W	4.6	涨潮	108.63	55.66	49.46	0.103	0（山东黄河三角洲国家级自然保护区） 0（黄河故道东三角洲限制区）	即刻抵达 即刻抵达	0.5	抵岸	69.3
		落潮	108.63	54.04	51.72	0.103	0（山东黄河三角洲国家级自然保护区） 0（黄河故道东三角洲限制区）	即刻抵达 即刻抵达	0.5	抵岸	69.0
N	5.5	涨潮	110.13	8.01	7.93	0.104	0（山东黄河三角洲国家级自然保护区） 0（黄河故道东三角洲限制区）	即刻抵达 即刻抵达	0.5	抵岸	68.6
		落潮	113.54	13.18	12.40	0.104	0（山东黄河三角洲国家级自然保护区） 0（黄河故道东三角洲限制区）	即刻抵达 即刻抵达	0.5	抵岸	68.6
E	8.0	涨潮	118.35	338.52	89.76	0.107	0（山东黄河三角洲国家级自然保护区） 0（黄河故道东三角洲限制区） 10.5（黄河故道北三角洲禁止区） 16.5（黄河故道西三角限制区） 21.0（东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区） 27.0（黄河口半滑舌鲷国家级水产种质资源保护区） 49.0（东营河口浅海贝类生态国际级海洋特别保护区） 65.0（潮河-弯弯沟浅海贝类限制区） 66.5（渤海湾国家级水产种质资源保护区）	即刻抵达 即刻抵达 69.7 69.0 68.9 68.9 68.9 68.9 68.8 68.8	0.5	抵岸	69.1
		落潮	117.17	372.04	100.28	0.107	0（山东黄河三角洲国家级自然保护区）	即刻抵达	0.5	抵岸	68.9

风向	风速	潮汐状况	72h 漂移距离 (km)	72h 扫海面积 (km ²)	72h 溢油扩散中最大油膜面积 (km ²)	最大油膜厚度 (mm)	抵敏感区所需时间 (h)	抵敏感区前残余油量 (%)	首次抵岸所需时间 (h)	首次抵岸前残余油量 (%)	72 小时残存油量 (%)
							0 (黄河故道东三角洲限制区) 6.5 (黄河故道北三角洲禁止区) 14.5 (东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区) 22.0 (黄河口半滑舌鲷国家级水产种质资源保护区) 43.0 (东营河口浅海贝类生态国家级海洋特别保护区) 59.5 (潮河-弯弯沟浅海贝类限制区) 67.0 (渤海湾国家级水产种质资源保护区)	即刻抵达 73.9 69.6 69.0 68.9 68.8 68.7			
NE	8.0	涨潮	111.67	10.22	10.10	0.158	0 (山东黄河三角洲国家级自然保护区) 0 (黄河故道东三角洲限制区)	即刻抵达 即刻抵达	0.5	抵岸	68.6
		落潮	113.54	13.50	12.97	0.107	0 (山东黄河三角洲国家级自然保护区) 0 (黄河故道东三角洲限制区)	即刻抵达 即刻抵达	0.5	抵岸	68.5

图 8.3-4(a) 涨潮均风 SE-油膜及路径

图 8.3-4(b) 涨潮均风 NW-油膜及路径

图 8.3-4(c) 涨潮均风 W-油膜及路径

图 8.3-4(d) 涨潮均风 N-油膜及路径

图 8.3-4(e) 涨潮均风 E-油膜及路径

图 8.3-4(f) 涨潮均风 NE-油膜及路径

图 8.3-5(a) 落潮均风 SE-油膜及路径

图 8.3-5(b) 落潮均风 NW-油膜及路径

图 8.3-5(c) 落潮均风 W-油膜及路径

图 8.3-5(d) 落潮均风 N-油膜及路径

图 8.3-5(e) 落潮均风 E-油膜及路径

图 8.3-5(f) 落潮均风 NE-油膜及路径

(2) 中心一号-海三站混输管线(溢油点在近平台端)

表 8.3-4 不同参数下 72h 溢油漂移距离与扫海面积(极风)

风向	风速	潮汐状况	漂移距离(km)	扫海面积(km ²)	72h 溢油扩散中最大油膜面积(km ²)	最大油膜厚度(mm)	抵敏感区所需时间(h)	抵敏感区前残余油量(%)	首次抵岸所需时间(h)	首次抵岸前残余油量(%)	72 小时残存油量(%)
SE	13.2	涨潮	101.85	479.28	42.60	0.125	4.0(东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区)	72.6	/	/	65.9
		落潮	100.89	500.17	56.00	0.126	7.0(东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区)	70.0	/	/	65.8
NW	12.9	涨潮	111.20	64.01	37.53	0.123	4.0(山东黄河三角洲国家级自然保护区) 6.5(黄河故道东三角洲限制区)	72.4 69.9	13.0	69.2	64.2
		落潮	111.20	72.51	37.99	0.123	4.0(山东黄河三角洲国家级自然保护区) 8.0(黄河故道东三角洲限制区)	72.4 69.3	13.5	69.1	64.2
W	13.2	涨潮	106.95	336.11	25.61	0.125	/	/	/	/	66.1
		落潮	104.98	307.44	25.53	0.126	/	/	/	/	66.2
N	13.7	涨潮	112.47	50.19	38.58	0.130	2.5(山东黄河三角洲国家级自然保护区) 4.5(黄河故道东三角洲限制区) 13.5(黄河故道北三角洲禁止区)	80.4 70.8 68.9	7.0	69.4	64.2
		落潮	118.30	90.68	44.44	0.130	3.0(山东黄河三角洲国家级自然保护区) 5.0(黄河故道东三角洲限制区) 7.5(黄河故道北三角洲禁止区) 20.0(黄河故道西三角限制区)	75.8 70.4 69.3 68.6	8.5	68.9	64.2
E	17.0	涨潮	134.85	596.69	17.73	0.158	3.0(东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区) 4.0(山东黄河三角洲国家级自然保护区) 14.5(黄河口半滑舌鲷国家级水产种质资源保护区) 15.0(黄河故道北三角洲禁止区、黄河故道东三角洲限制区) 24.0(东营河口浅海贝类生态国家级海洋特别保护区) 36.5(潮河-弯弯沟浅海贝类限制区、渤海湾国家级水产种质资源保护区) 37.0(滨州贝壳堤岛与湿地系统海洋自然保护区)	42.1 43.6 44.4 44.5 43.3 41.7 41.8	/	/	64.3
		落潮	135.63	561.45	14.93	0.157	6.0(东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区) 8.0(山东黄河三角洲国家级自然保护区) 9.5(黄河口半滑舌鲷国家级水产种质资源保护区) 10.0(黄河故道北三角洲禁止区、黄河故道东三角洲限制区)	70.0 69.4 69.1 69.2 69.3 69.1	/	/	64.4

埕岛油田 76 座平台及配套工程

风向	风速	潮汐 状况	漂移 距离 (km)	扫海面 积 (km ²)	72h 溢油扩散 中最大油膜 面积(km ²)	最大油 膜厚度 (mm)	抵敏感区所需时间 (h)	抵敏感区 前残余油 量 (%)	首次抵岸 所需时间 (h)	首次抵岸 前残余油 量 (%)	72 小时 残存油量 (%)
							19.5 (东营河口浅海贝类生态国家级海洋特别保护区) 32.0 (潮河-弯弯沟浅海贝类限制区、渤海湾国家级水产种质资源保护区) 65.5 (滨州贝壳堤岛与湿地系统海洋自然保护区)	68.9			
NE	17.0	涨潮	129.67	203.52	30.55	0.158	2.0 (山东黄河三角洲国家级自然保护区) 3.5 (黄河故道北三角洲禁止区) 5.0 (黄河故道东三角洲限制区) 14.0 (黄河故道西三角限制区) 23.0 (东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区) 24.5 (黄河口半滑舌鲷国家级水产种质资源保护区)	82.5 71.5 70.4 68.9 68.8 68.7	16.5	68.8	64.2
		落潮	129.67	208.38	27.75	0.157	3.5 (黄河三角洲国家级自然保护区) 5.5 (黄河故道东三角洲限制区) 6.0 (黄河故道北三角洲禁止区) 8.5 (东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区、黄河故道西三角限制区) 17.0 (黄河口半滑舌鲷国家级水产种质资源保护区)	71.6 69.9 69.6 69.0 68.6	11.5	68.9	64.1

注：“/” 表示未抵达

图 8.3-6(a) 涨潮极风 SE-油膜及路径

图 8.3-6(b) 涨潮极风 NW-油膜及路径

图 8.3-6(c) 涨潮极风 W-油膜及路径

图 8.3-6(d) 涨潮极风 N-油膜及路径

图 8.3-6(e) 涨潮极风 E-油膜及路径

图 8.3-6(f) 涨潮极风 NE-油膜及路径

图 8.3-7(a) 落潮极风 SE-油膜及路径

图 8.3-7(b) 落潮极风 NW-油膜及路径

图 8.3-7(c) 落潮极风 W-油膜及路径

图 8.3-7(d) 落潮极风 N-油膜及路径

图 8.3-7(e) 落潮极风 E-油膜及路径

图 8.3-7(f) 落潮极风 NE-油膜及路径

表 8.3-5 不同参数下 72h 溢油漂移距离与扫海面积（均风）

风向	风速	潮汐状况	72h 漂移距离 (km)	72h 扫海面积 (km ²)	72h 溢油扩散中最大油膜面积 (km ²)	最大油膜厚度 (mm)	首次抵敏感区所需时间 (h)	首次抵敏感区前残余油量 (%)	首次抵岸所需时间 (h)	首次抵岸前残余油量 (%)	72 小时残存油量 (%)
SE	3.8	涨潮	101.99	151.96	150.37	0.102	29.0（东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区）	77.7	/	/	65.6
		落潮	101.99	166.12	164.08	0.102	8.5（东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区）	84.9	/	/	65.6
NW	4.8	涨潮	109.88	72.97	71.54	0.103	6.0（山东黄河三角洲国家级自然保护区） 14.5（黄河故道东三角洲限制区）	85.1 72.8	24	69.7	64.2
		落潮	109.92	80.75	77.92	0.103	9.5（山东黄河三角洲国家级自然保护区） 12.5（黄河故道东三角洲限制区） 34.5（黄河故道北三角洲禁止区）	78.0 74.5 68.8	24	69.7	64.3
W	4.6	涨潮	105.31	82.51	71.30	0.103	/	/	/	/	65.1
		落潮	103.39	77.83	72.90	0.103	38.5（山东黄河三角洲国家级自然保护区）	69.2	/	/	65.1
N	5.5	涨潮	118.21	107.39	93.55	0.104	3.5（山东黄河三角洲国家级自然保护区） 7.0（黄河故道东三角洲限制区） 14.0（黄河故道北三角洲禁止区） 38.5（黄河故道西三角限制区）	92.4 79.5 71.1 68.4	18	69.8	64.2
		落潮	119.24	124.38	101.43	0.104	7.0（山东黄河三角洲国家级自然保护区） 9.5（黄河故道北三角洲禁止区） 11.0（黄河故道东三角洲限制区） 33.0（黄河故道西三角限制区）	79.8 74.9 72.0 68.4	14.5	71.0	64.2
E	8.0	涨潮	113.04	213.02	63.19	0.107	12.5（东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区） 15.0（山东黄河三角洲国家级自然保护区） 17.5（黄河故道北三角洲禁止区） 27.5（黄河口半滑舌鲷国家级水产种质资源保护区） 39.5（渤海湾国家级水产种质资源保护区）	69.6 69.1 69.1 69.1 68.7	/	/	69.4
		落潮	113.04	210.12	62.69	0.107	7.0（东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区） 10.0（山东黄河三角洲国家级自然保护区） 34.5（东营河口浅海贝类生态国家级海洋特别保护区） 35.5（黄河口半滑舌鲷国家级水产种质资源保护区） 68.0（渤海湾国家级水产种质资源保护区）	72.6 70.0 69.4 69.3 69.1	/	/	69.3
NE	8.0	涨潮	126.75	260.32	97.74	0.107	3.5（山东黄河三角洲国家级自然保护区） 9.5（黄河故道东三角洲限制区） 12.0（黄河故道北三角洲禁止区） 13.5（东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区） 16.0（黄河故道西三角限制区）	84.6 70.1 69.2 69.1 69.2	29.5	68.8	64.2

埕岛油田 76 座平台及配套工程

风向	风速	潮汐 状况	72h 漂 移距离 (km)	72h 扫 海面积 (km ²)	72h 溢油扩散 中最大油膜 面积 (km ²)	最大油 膜厚度 (mm)	首次抵敏感区所需时间 (h)	首次抵敏感 区前残余油 量 (%)	首次抵岸 所需时间 (h)	首次抵岸 前残余油 量 (%)	72 小时 残存油量 (%)
							26.0 (黄河口半滑舌鳎国家级水产种质资源保护区)	68.7			
		落潮	127.16	279.24	98.68	0.107	6.0 (山东黄河三角洲国家级自然保护区) 8.0 (东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区) 8.0 (黄河故道北三角洲禁止区) 13.5 (黄河故道东三角洲限制区) 19.5 (黄河故道西三角限制区) 22.0 (黄河口半滑舌鳎国家级水产种质资源保护区) 56.0 (东营河口浅海贝类生态国家级海洋特别保护区)	74.4 71.0 71.0 69.2 69.0 68.8 68.7	35	68.4	64.1

注：“/” 表示未抵达

图 8.3-8(a) 涨潮均风 SE-油膜及路径

图 8.3-8(b) 涨潮均风 NW-油膜及路径

图 8.3-8(c) 涨潮均风 W-油膜及路径

图 8.3-8(d) 涨潮均风 N-油膜及路径

图 8.3-8(e) 涨潮均风 E-油膜及路径

图 8.3-8(f) 涨潮均风 NE-油膜及路径

图 8.3-9(a) 落潮均风 SE-油膜及路径

图 8.3-9(b) 落潮均风 NW-油膜及路径

图 8.3-9(c) 落潮均风 W-油膜及路径

图 8.3-9(d) 落潮均风 N-油膜及路径

图 8.3-9(e) 落潮均风 E-油膜及路径

图 8.3-9(f) 落潮均风 NE-油膜及路径

(3) CB4B-CB243A 的混输管线 (溢油点选 CB243A 平台端)

表 8.3-6 不同参数下 72h 溢油漂移距离与扫海面积 (极风)

风向	风速	潮汐状况	漂移距离 (km)	扫海面积 (km ²)	72h 溢油扩散中最大油膜面积 (km ²)	最大油膜厚度 (mm)	首次抵敏感区所需时间 (h)	首次抵敏感区前残余油量 (%)	首次抵岸所需时间 (h)	首次抵岸前残余油量 (%)	72 小时残存油量 (%)
SE	13.2	涨潮	37.44	653.60	23.47	0.119	1.0 (东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区) 48.0 (东营河口浅海贝类生态国家级海洋特别保护区)	即刻抵达 65.4	/	/	62.3
		落潮	37.60	650.69	15.16	0.121	0.5 (东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区) 41.0 (东营河口浅海贝类生态国家级海洋特别保护区)	即刻抵达 65.2	/	/	62.1
NW	12.9	涨潮	28.42	280.29	17.10	0.137	1.0 (东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区) 12.0 (山东黄河三角洲国家级自然保护区) 14.5 (黄河故道东三角洲限制区) 24.5 (黄河故道北三角洲禁止区)	即刻抵达 72.2 71.0 69.2	21.5	58.1	62.0
		落潮	26.08	257.88	21.60	0.138	0.5 (东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区) 7.0 (山东黄河三角洲国家级自然保护区) 14.5 (黄河故道北三角洲禁止区) 16.5 (黄河故道东三角洲限制区)	即刻抵达 75.3 74.2 73.9	22.5	55.2	61.2
W	13.2	涨潮	35.0	487.44	16.92	0.137	1.0 (东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区)	即刻抵达	/	/	61.0
		落潮	34.21	460.9	18.17	0.138	0.5 (东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区) 42.0 (山东黄河三角洲国家级自然保护区)	即刻抵达 66.4	/	/	61.2
N	13.7	涨潮	22.50	297.30	17.86	0.145	1.0 (东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区) 8.5 (山东黄河三角洲国家级自然保护区) 11.0 (黄河故道北三角洲禁止区) 11.0 (黄河故道东三角洲限制区) 22.5 (黄河故道西三角限制区) 27.0 (黄河口半滑舌鲷国家级水产种质资源保护区)	即刻抵达 71.8 70.3 70.3 68.4 67.4	20.0	61.8	60.8
		落潮	28.09	324.30	15.89	0.144	0.5 (东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区) 5.0 (山东黄河三角洲国家级自然保护区) 6.0 (黄河故道北三角洲禁止区) 10.0 (黄河故道西三角限制区) 15.5 (黄河故道东三角洲限制区) 20.0 (黄河口半滑舌鲷国家级水产种质资源保护区)	即刻抵达 73.6 73.5 72.8 71.9 70.5	26	68.9	63.1
E	17.0	涨潮	46.59	773.06	8.15	0.154	1.0 (东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区) 18.0 (东营河口浅海贝类生态国家级海洋特别保护区) 29.0 (渤海湾国家级水产种质资源保护区)	即刻抵达 70.7 68.6 67.5	/	/	62.2

埕岛油田 76 座平台及配套工程

风向	风速	潮汐状况	漂移距离(km)	扫海面积(km ²)	72h 溢油扩散中最大油膜面积(km ²)	最大油膜厚度(mm)	首次抵敏感区所需时间 (h)	首次抵敏感区前残余油量 (%)	首次抵岸所需时间 (h)	首次抵岸前残余油量 (%)	72 小时残存油量 (%)
							32.5 (潮河-弯弯沟浅海贝类限制区) 46.5 (黄河口半滑舌鳎国家级水产种质资源保护区) 68.0 (滨州贝壳堤岛与湿地系统海洋自然保护区)	66.4 65.4			
		落潮	52.75	780.15	4.99	0.143	0.5 (东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区) 20.5 (东营河口浅海贝类生态国家级海洋特别保护区) 31.5 (潮河-弯弯沟浅海贝类限制区) 31.5 (渤海湾国家级水产种质资源保护区) 39.0 (黄河口半滑舌鳎国家级水产种质资源保护区)	即刻抵达 68.5 67.4 67.4 65.3	/	/	62.0
NE	17.0	涨潮	37.73	498.29	6.60	0.195	0.5 (东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区) 6.0 (山东黄河三角洲国家级自然保护区) 10.5 (黄河故道北三角洲禁止区) 11.0 (黄河故道西三角限制区) 12.5 (黄河口半滑舌鳎国家级水产种质资源保护区) 23.0 (东营河口浅海贝类生态国家级海洋特别保护区)	即刻抵达 73.4 72.5 72.3 72.1 70.5	37	53.1	60.5
		落潮	37.73	344.02	5.97	0.131	0.5 (东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区) 8.0 (黄河口半滑舌鳎国家级水产种质资源保护区) 9.0 (山东黄河三角洲国家级自然保护区) 14.5 (黄河故道北三角洲禁止区) 14.5 (黄河故道西三角限制区) 20.5 (东营河口浅海贝类生态国家级海洋特别保护区) 32.5 (潮河-弯弯沟浅海贝类限制区) 47.5 (渤海湾国家级水产种质资源保护区)	即刻抵达 73.2 72.9 71.2 70.2 69.4 67.4 65.3	/	/	60.3

注：“/”表示未抵达

图 8.3-10(a) 涨潮极风 SE-油膜及路径

图 8.3-10(b) 涨潮极风 NW-油膜及路径

图 8.3-10(c) 涨潮极风 W-油膜及路径

图 8.3-10(d) 涨潮极风 N-油膜及路径

图 8.3-10(e) 涨潮极风 E-油膜及路径

图 8.3-10(f) 涨潮极风 NE-油膜及路径

图 8.3-11(a) 落潮极风 SE-油膜及路径

图 8.3-11(b) 落潮极风 NW-油膜及路径

图 8.3-11(c) 落潮极风 W-油膜及路径

图 8.3-11(d) 落潮极风 N-油膜及路径

图 8.3-11(e) 落潮极风 E-油膜及路径

图 8.3-11(f) 落潮极风 NE-油膜及路径

表 8.3-7 不同参数下 72h 溢油漂移距离与扫海面积（均风）

风向	风速	潮汐状况	漂移距离 (km)	扫海面积 (km ²)	72h 溢油扩散中最大油膜面积 (km ²)	最大油膜厚度 (mm)	抵敏感区所需时间 (h)	抵敏感区前残余油量 (%)	首次抵岸所需时间 (h)	首次抵岸前残余油量 (%)	72 小时残存油量 (%)
SE	3.8	涨潮	16.70	258.11	120.94	0.104	1.0 (东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区) 71.5 (东营河口浅海贝类生态国家级海洋特别保护区)	即刻抵达 69.3	/	/	69.0
		落潮	19.39	278.53	135.07	0.104	0.5 (东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区) 68.0 (东营河口浅海贝类生态国家级海洋特别保护区)	即刻抵达 67.8	/	/	66.3
NW	4.8	涨潮	21.38	290.70	89.74	0.105	1.0 (东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区) 23.0 (山东黄河三角洲国家级自然保护区) 23.5 (黄河故道北三角洲禁止区) 29.0 (黄河故道东三角洲限制区) 52.0 (黄河故道西三角限制区) 52.0 (黄河口半滑舌鲷国家级水产种质资源保护区)	即刻抵达 70.0 70.0 69.3 68.4 68.4	46.5	64.2	67.3
		落潮	20.58	276.45	85.75	0.106	0.5 (东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区) 25.0 (山东黄河三角洲国家级自然保护区) 27.5 (黄河故道北三角洲禁止区) 34.0 (黄河故道东三角洲限制区) 54.0 (黄河故道西三角限制区) 61.0 (黄河口半滑舌鲷国家级水产种质资源保护区)	即刻抵达 70.0 68.3 67.4 64.3 62.1	41	66.4	60.2
W	4.6	涨潮	21.58	305.44	96.41	0.106	1.0 (东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区) 47.5 (山东黄河三角洲国家级自然保护区) 62.5 (黄河故道东三角洲限制区) 71.0 (黄河故道北三角洲禁止区)	即刻抵达 66.5 64.3 63.0	/	/	62.5
		落潮	17.55	297.91	107.60	0.106	0.5 (东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区) 33.0 (山东黄河三角洲国家级自然保护区) 55.0 (黄河故道北三角洲禁止区) 67.0 (黄河故道东三角洲限制区)	即刻抵达 67.5 65.4 64.3	/	/	63.8
N	5.5	涨潮	20.0	273.79	68.12	0.105	1.0 (东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区) 14.5 (山东黄河三角洲国家级自然保护区) 19.0 (黄河故道北三角洲禁止区) 29.0 (黄河口半滑舌鲷国家级水产种质资源保护区) 31.0 (黄河故道东三角洲限制区) 39.0 (黄河故道西三角限制区)	即刻抵达 74.6 73.4 72.8 71.2 69.8	46	65.0	67.5
		落潮	19.04	285.00	74.46	0.107	0.5 (东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区) 12.5 (山东黄河三角洲国家级自然保护区)	即刻抵达 72.4	50.5	66.6	60.4

埕岛油田 76 座平台及配套工程

风向	风速	潮汐状况	漂移距离 (km)	扫海面积 (km ²)	72h 溢油扩散中最大油膜面积 (km ²)	最大油膜厚度 (mm)	抵敏感区所需时间 (h)	抵敏感区前残余油量 (%)	首次抵岸所需时间 (h)	首次抵岸前残余油量 (%)	72 小时残存油量 (%)
							16.5 (黄河故道北三角洲禁止区) 23.0 (黄河故道西三角限制区) 23.0 (黄河口半滑舌鳎国家级水产种质资源保护区) 57.5 (东营河口浅海贝类生态国家级海洋特别保护区)	71.7 70.4 68.4 63.2			
E	8.0	涨潮	31.66	412.16	53.53	0.116	1.0 (东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区) 37.5 (东营河口浅海贝类生态国家级海洋特别保护区) 51.5 (渤海湾国家级水产种质资源保护区)	即刻抵达 67.5 65.8	/	/	63.2
		落潮	31.66	410.0	46.51	0.114	0.5 (东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区) 32.5 (东营河口浅海贝类生态国家级海洋特别保护区) 32.5 (潮河-弯弯沟浅海贝类限制区) 57.5 (渤海湾国家级水产种质资源保护区)	即刻抵达 68.4 68.4 64.3	/	/	60.2
NE	8.0	涨潮	25.74	339.92	43.51	0.114	1.0 (东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区) 18.0 (山东黄河三角洲国家级自然保护区) 23.0 (黄河故道北三角洲禁止区) 24.5 (黄河口半滑舌鳎国家级水产种质资源保护区) 27.0 (黄河故道西三角限制区) 64.5 (东营河口浅海贝类生态国家级海洋特别保护区)	即刻抵达 70.0 68.4 67.3 66.5 63.2	/	/	61.3
		落潮	29.75	262.14	34.89	0.114	0.5 (东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区) 14.5 (山东黄河三角洲国家级自然保护区) 19.0 (黄河故道北三角洲禁止区) 20.0 (黄河口半滑舌鳎国家级水产种质资源保护区) 24.5 (黄河故道西三角限制区) 41.0 (东营河口浅海贝类生态国家级海洋特别保护区) 64.0 (潮河-弯弯沟浅海贝类限制区)	即刻抵达 73.4 72.8 72.5 71.9 70.0 69.2	/	/	67.9

注：“/” 表示未抵达

图 8.3-12(a) 涨潮均风 SE-油膜及路径

图 8.3-12(b) 涨潮均风 NW-油膜及路径

图 8.3-12(c) 涨潮均风 W-油膜及路径

图 8.3-12(d) 涨潮均风 N-油膜及路径

图 8.3-12(e) 涨潮均风 E-油膜及路径

图 8.3-12(f) 涨潮均风 NE-油膜及路径

图 8.3-13(a) 落潮均风 SE-油膜及路径

图 8.3-13(b) 落潮均风 NW-油膜及路径

图 8.3-13(c) 落潮均风 W-油膜及路径

图 8.3-13(d) 落潮均风 N-油膜及路径

图 8.3-13(e) 落潮均风 E-油膜及路径

图 8.3-13(f) 落潮均风 NE-油膜及路径

8.4 事故后果分析

8.4.1 溢油抵达敏感区时间及分析

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。

根据“8.3.3 污染物迁移扩散路径、范围和扩散浓度”一节的预测，结合 3 个溢油点（山东黄河三角洲国家级自然保护区、中心一号平台附近、CB243A 平台附近）的预测结果，工程周边的环境敏感区主要包括山东黄河三角洲国家级自然保护区、东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区、黄河口半滑舌鳎水产种质资源保护区、辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-莱州湾实验区、东营黄河口生态国家级海洋特别保护区、辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-渤海湾核心区等，一旦发生溢油事故而又没有任何应对措施，油膜在风和潮流的共同作用下将会抵达敏感区并造成严重污染，在平台和海管生产运营过程中，应加强管理，杜绝事故的发生。本项目需配备足够的溢油应急反应设施，并保持高效、可用性，使溢油在抵达附近环境敏感区域之前得以有效控制、回收。

本工程若发生溢油，可能影响到的敏感目标见表 8.4-1。根据统计结果，一旦中心一号-海三站混输管线在保护区内的管段发生溢油，则立即对山东黄河三角洲国家级自然保护区和黄河故道东三角洲限制区（红线）造成影响；针对其余保护区，一旦发生溢油，最不利的情况为：抵达东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区的最短时间为 0.5 小时，抵达黄河故道北三角洲禁止区的最短时间为 2.5 小时，抵达黄河故道西三角洲限制区的最短时间为 8.5 小时，抵达黄河口半滑舌鳎国家级水产种质保护区的最短时间为 8.0 小时，抵达东营河口浅海贝类生态国家级海洋特别保护区的最短时间为 18.0 小时，抵达辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-渤海湾核心区的最短时间为 29.0 小时，抵达潮河-湾湾沟浅海贝类海洋特别保护区的最短时间为 31.5 小时，抵达滨州贝壳堤岛与湿地系统海洋自然保护区的最短时间为 68.0 小时。

表 8.4-1 溢油对周围敏感目标的影响汇总

序号	敏感目标	中心一号-海三站混输管线（保护区溢油）			中心一号-海三站混输管线（中心一号溢油）			CB4B-CB243A 的混输管线（CB243A 溢油）		
		最不利条件	到达最短时间（h）	残余油量（%）	最不利条件	到达最短时间（h）	残余油量（%）	最不利条件	到达最短时间（h）	残余油量（%）
1	山东黄河三角洲国家级自然保护区	涨落潮的全部风向（溢油点位于保护区内）	0	/	涨潮极风 NE	2.0	82.5	落潮极风 N	5.0	73.6
2	黄河故道东三角洲限制区	涨落潮的全部风向（溢油点位于保护区内）	0	/	涨潮均风 N、涨潮均风 NE	3.5	92.4	涨潮极风 N	11.0	70.3
3	东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区	落潮极风 SE	8.0	69.1	涨潮极风 E	3.0	42.1	落潮极风：NW、N、E、NE； 涨潮极风 W、NE； 落潮均风：SE、NW、W、E、NE	0.5	即刻抵达
4	黄河故道北三角洲禁止区	涨潮极风 E	2.5	75.2	涨潮极风 NE	3.5	71.5	落潮极风 N	6.0	73.5
5	黄河故道西三角洲限制区	落潮极风 E	9.5	69.1	涨潮极风 NE	8.5	69.0	落潮极风 N	10.0	72.8
7	黄河口半滑舌鳎国家级水产种质保护区	落潮极风 E	16.0	69.2	涨潮极风 E	9.5	69.1	落潮极风 NE	8.0	73.2
6	潮河-湾湾沟浅海贝类海洋特别保护区	落潮极风 E	32.0	68.6	落潮极风 E	32.0	69.1	落潮极风 E	31.5	67.4
8	东营河口浅海贝类生态国家级海洋特别保护区	落潮极风 E	27.0	68.9	落潮极风 E	19.5	69.3	涨潮极风 E	18.0	70.7
7	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	落潮极风 E	33.5	68.5	落潮极风 E	32.0	69.1	涨潮极风 E	29.0	68.6
9	滨州贝壳堤岛与湿地生态系统海洋自然保护区	落潮极风 E	70.0	68.3	落潮极风 E	65.5	68.9	涨潮极风 E	68.0	65.4

8.4.2 对海洋生物的综合影响

一旦发生溢油泄漏污染事故，对海洋生态的影响是全方位的。原油中还有石油气、苯、芳香烃和硫化氢等物质，而在原油不同组分中，低沸点的芳香烃对一切生物均有毒性，而高沸点的芳香烃则是长效毒性，会对水生生物生命构成威胁和危害直至死亡。

（1）对海洋生物的急性毒性测试影响分析

国内外许多毒性实验结果表明，浮游生物对各类油类的耐受程度都很低，海洋浮游植物石油急性中毒致死浓度范围为 0.1~10mg/L，一般为 1mg/L，其致死浓度常随种类、油型而变化。浮游动物石油急性重点致死浓度范围为 0.1~15mg/L，一般为 1mg/L。某些桡足类和枝角类暴露于 0.1mg/L 的石油海水中，当天就会全部死亡。因此，当溢油事故发生后，0.2m 厚度的油膜分布区的油含量将明显高于浮游生物的忍受极限，油膜分布区的浮游生物基本上难逃厄运。

（2）对海洋生物的长期慢性污染影响分析

①生理和行为效应：主要表现在麻醉效应干扰基础生物化学机制、降低浮游植物的光合作用和生长率、影响视觉感觉及诱变效应等。

②生态效应：实验生态曝油的研究结果表明，长期暴露于 0.01~0.05mg/L 的石油浓度中，可造成生态、群落结构的破坏。群落结构中某些对石油敏感的种类消失或数量减少，代之以某些嗜污种类增加，使不同营养级生物的比率失调而可能导致局部海域海洋生物食物链（网）的破坏。

③异味效应：海洋动物具有从栖息环境中积累石油烃的能力。一般来说，鱼类和甲壳类对水体石油烃的富集系数可达 102~103，软体贝类的可达 105，有些甚至可高达 107。Kerhoff（1974）曾报道紫贻贝 *Mytilus edulis* 肌肉中的烃类浓度约 5ppm 时就有油臭味。Moore 等（1974）报道过牡蛎暴露于低至 0.001ppm 的溶解性烃类中 24h 内即可致嗅。Nita（1972）也曾报道过 0.01ppm 的含油海水在 24h 内即可使鱼类致嗅。国内有关的研究结果表明，胜利原油对中国对虾的致嗅阈值为 9.4ppb（受试 9d），对鲈鱼的致嗅阈值为 8.2ppb（10d），对毛蚶的致嗅阈值为 8.90ppb（10d），对文蛤的为 30ppb（9d）。

（3）对海洋大型动物的影响分析

擅长游动、经常变换搁置的大型海洋动物较少受到溢油的影响，但一些需要经

常露出水面呼吸的海洋哺乳动物容易遭到水面溢油的袭击。

(4) 对鸟类的影响分析

根据国际鸟类救援研究中心研究表明,当鸟类的羽毛被原油覆盖后,会丧失防水和保温功能。冷水浸透皮肤后,鸟类会因体温过低而死亡。同时,鸟类在用嘴清理羽毛时,一旦摄入原油中有毒物质(原油所含的苯和甲苯等有毒化合物),会导致腹泻和脱水等中毒等症状。

综上,该项目营运期内一旦发生溢油泄漏事故,溢油将会对周边海域海洋生物的急性中毒、长期慢性污染产生较大的负面影响。

8.4.3 对浮游生物的影响

生活在海水中的浮游生物经常是溢油事故中首当其冲的受到影响,它们是海洋中其他动物的饵料来源,处在海洋食物链的最底层。石油污染会对浮游植物光合速度产生影响。进入水体的油类较多是主要以油膜形式存在,1t 油可形成 12km² 范围厚约 0.1mm 油膜。这片油膜切断了水下浮游生物需要的光和氧,从而影响浮游生物的细胞分裂和浮游植物的光合作用。另外,油类污染物会对藻类产生直接危害,经一些研究发现,溢油能降低某些藻类对 CO₂ 的吸收,影响其光合作用。另一些研究发现,海水中低浓度的石油烃对藻类的生长可能具有促进作用(如 0.7mg/L 的原油提取液能促进石莼的光合作用率)。高浓度的石油烃对藻类会产生危害,但抑制作用因藻类种类不同而有差异(吴兴伟,2008)。油类化学毒性还会破坏细胞膜的正常结构,干扰生物体的酶系。分散在海水中的微小乳化的油滴易粘附在浮游动物的附肢,影响其正常行为和生理功能,使受污个体沉降并最终死亡。浮游动物对水中分散的和溶解的石油烃也很敏感。浮游动植物在海洋食物链中占有重要地位,其群落结构、数量特征的变动,直接影响着海洋渔业资源。

8.4.4 对鱼类的影响

(1) 对鱼卵与幼鱼损害

溢油事故可能对鱼卵及仔稚鱼有影响。因为多数经济鱼类为浮性卵,它们在表层水域与油污接触的可能性更大,油膜对鱼卵的黏着、渗透等直接影响鱼卵的孵化率及孵化质量。仔稚鱼对油污的反应极其敏感,较小的油污浓度对成年鱼影响不大,但可能引起仔、稚鱼的死亡和畸形。油污染对海洋鱼类胚胎及仔稚鱼的潜在毒性效

应见表 8.4-2。随着石油在海水中浓度的升高，各实验胚胎孵化率呈下降趋势，孵化幼苗的畸形率和死亡率呈上升趋势。畸形率和死亡率受影响程度和变化幅度都大于孵化率。

表 8.4-2 油对鱼类胚胎的毒性效应（田立杰，1999）

油浓度（mg/L）	孵化率（%）	孵化仔稚鱼死亡率（%）	孵化仔稚鱼畸形率（%）
0.00	85.0	4.4	1.5
0.01	84.0	5.0	1.8
0.05	75.0	8.0	2.5
1.00	70.0	15.7	4.1
3.20	60.0	22.7	6.1
5.60	50.1	30.1	20.5
10.00	40.0	67.9	50.0

（2）对鱼类行为的影响

溢油事故对成体鱼类的影响较小，因为大部分油漂浮在海水表面，而大多数鱼类是在底层或者中层水中生活；另外多数上层鱼能够逃避表面油类的影响游到干净的海域。许多鱼类都有地域性，在某些情况下，鱼类行为可能因油污而改变，可能损害当地的渔业资源。溢油事故发生后，洄游到某地区的鱼类必须重建摄食区和繁殖区。因此，事故发生地渔业资源的恢复，可能需要一定的时间。依赖于季节性迁徙的渔业资源由于油污会改变鱼类的迁徙路线而可能遭到破坏。

8.4.5 对甲壳类的影响

突发性溢油污染对甲壳动物的毒性大小不但因生物种类、发育阶段、温度等而有较大差异，还与原油的种类有关。石油的毒性与其中含有的可溶性芳烃衍生物含量成正比关系，石油在水体中毒性响应大多来自水溶性大的相对低分子量的正烷烃和单环芳香烃。在海洋甲壳类动物中，藤壶对油的抗性最大。有些蟹类很耐油污，沙蟹在生殖期对油的敏感性大于非生殖期。油污染水溶性部分对甲壳类幼虫的毒性一般高于成体。通常炼制油的毒性高于原油。

慢性油污染对甲壳类动物的影响，受影响环节包括摄食、呼吸、运动、趋化性、蜕皮、酶的活性、生殖、生长以及群落种类组成等。油能降低甲壳类动物的摄食率；高浓度的油对呼吸作用有刺激作用；油污能降低甲壳类动物的运动能力，抑制甲壳类动物的趋化性，降低或阻抑甲壳类动物的生殖行为；延长蜕皮时间，降低生长率等（吴兴伟等，2008）。油膜具有隔氧作用，如果对虾长时间生活在缺氧环境中，由于其对疾病免疫力低下，将可能导致对虾蜕皮后或者蜕皮中死亡。

8.4.6 对海洋贝类的影响

油对腹足类动物的亚致死或慢性毒性潜在影响包括麻醉作用、对化学感受器的钝化以及对呼吸和运动等功能的影响。瓣鳃类动物由于有双壳，在遇到油污时能够暂时紧闭双壳度过逆境，因此要使它们在短期内死亡一般需要很高的油浓度。另外如果溢油搁滩，油膜蔓延的滩面上，可能导致幼贝发育不良，产量下降，成年贝类会因沾染油臭而降低市场价值。在潮下带的养殖贝类，也可能会受到严重的油污染。滤食性双壳类在摄食时也可能摄入海水中的混浊油分，进入蛤类胃中的乳化油滴可能结合成更大的油滴，并在体内积累，引起某些生理功能障碍，终因胃中油类积累过多不能排泄而死亡。沉积在底质空隙中的高浓度油可能会引起贝类大面积死亡。进入底泥中的油类靠化学降解作用去除可能需数月之久，在此期间，会使贝类幼体或中毒发育不良或窒息死亡，有可能导致沉积环长期影响。

8.5 地质性溢油风险分析与评价

本部分评价内容主要引自建设单位提供的《埕岛油田油藏注水溢油风险评估报告》、《埕岛油田主体和西北区块调整开发工程钻井溢油风险评估报告》、《埕岛油田主体区 13 座平台钻井溢油风险评估报告》和《埕岛油田主体区 13 座平台注水溢油风险评估报告》。

8.5.1 埕岛油田地质概况

8.5.1.1 地质构造特征

埕岛油田位于山东省北部渤海湾南部的浅海海域，南界距现海岸 3km，北纬 $38^{\circ}08' \sim 38^{\circ}16'$ ，东经 $118^{\circ}44' \sim 118^{\circ}56'$ 。与陆上桩西油田、埕东油田、五号桩油田相邻，西北距海上埕北油田约 35km，东距渤中 25-1 含油构造高点约 20km。

埕岛油田构造上处于济阳坳陷与渤中坳陷交汇处的埕北低凸起的东南端，南邻桩西地区，西以埕北大断层与埕北凹陷相连，向东和东南分别倾没于渤中凹陷和桩东凹陷，处于三个生油凹陷的包围之中。

埕北低凸起是一个与埕子口凸起近平行的北西向低凸起带，沿埕北大断层呈北西向长轴背斜形态，倾向南西，地质结构相对复杂。埕岛背斜构造基底为太古界地层，埕岛背斜构造上部超覆和披覆构造层为古近系东营组和新近系馆陶组为主的地

层。

图 8.5-1 埕岛油田区域位置构造图

8.5.1.2 地层特征

埕岛油田自下而上钻遇的地层有太古界、古生界、中生界、沙河街组、东营组、馆陶组、明化镇组和平原组。遭受强烈剥蚀的太古界、古生界、中生界地层的分布明显受断层控制，太古界仅在埕北 20、埕北 30 井钻遇，岩性为强变质的花岗片麻岩。古生界地层主要为浅海相碳酸盐岩，与下伏地层呈不整合接触，顶部遭受强烈剥蚀，部分地区无中生界地层残留。中生界地层在构造翼部及断层下降盘发育并加厚，厚度可达 2500m 以上，岩性主要为凝灰质砂岩、凝灰岩、紫红色泥岩及灰色砂砾岩。沙河街组地层超覆在潜山翼部，埕岛构造主体无沙河街组地层，向翼部及埕北断层下降盘逐渐加厚，岩性以泥岩为主，为本区主要生油层系。东营组地层超覆并披覆在潜山之上，全区分布，具有顶剥底超的特点，构造翼部地层发育较全，厚度 800m 左右，埕岛主体高部位只发育 3~5 砂组，地层厚度 227m，与下伏沙河街组为不整合接触。

馆陶组为埕岛地区主要的含油层系，具有明显的二分性，下段为一套灰色块状含砾砂岩、砾状砂岩、粗砂岩及细砂岩夹灰褐色、紫红色泥岩，自下向上岩性变细，顶部泥岩较发育。

馆陶组上段下部砂岩、含砾砂岩发育，中部为细砂岩、粉砂岩与泥岩不等厚互层，上部以泥岩为主夹粉细砂岩，局部地区砂岩发育。明化镇组地层厚度约 800m，为一套冲积平原沉积，以棕红色泥岩为主夹粉细砂岩，为埕岛地区良好的区域盖层。

埕岛油田地层综合简表如下：

表 8.5-1 埕岛油田地层综合简表

8.5.1.3 储层特征

埕岛地区成藏动力系统划分见图 8.5-2。

图 8.5-2 埕岛地区成藏动力系统划分图

8.5.1.4 主力油藏特征

从储量构成看,馆上段油藏为主力含油层系,且唯一采用注水开采的层系,占探明储量的 70.8%,故仅重点介绍馆上段油藏的地质特征。

埕岛油田馆上段油藏含油范围内共分为 6 个砂层组 42 个小层,岩石类型为岩屑质长石细砂岩,馆上段主要地质特征:

(1) 曲流河沉积,砂体横向变化快。主河道储层较为发育,厚度较大,向河道边缘储层变化快;

(2) 地层平缓,区内断层较少,对油水分布有一定影响;

(3) 储层胶结疏松,渗透性好。平均孔隙度 31%,空气渗透率 $2504 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,为高孔高渗储层;

(4) 油藏埋藏浅,含油井段长。埋深-1200m~-1600m,含油井段 250~340m;

(5) 平均单井钻遇层数多,但单层厚度薄。平均单井钻遇 5.7 层 25.3m,单层有效厚度 4.4m;

(6) 储量丰度中等,为 $240 \times 10^4 \text{t}/\text{km}^2$;

(7) 属常规稠油油藏,平均地面原油密度 $0.9387 \text{g}/\text{cm}^3$,粘度 $243.7 \text{mPa}\cdot\text{s}$,油藏具有高饱和特征,饱和压力 10.12MPa,地饱压差 3.4MPa;

(8) 油水关系复杂,平面和剖面上具有多套油水系统,主要油水系统有三套:

(1+2) 3+4 层-1275m、42 层-1420m、56~61 层-1465m;

埕岛油田馆上段油藏属高渗透、中高产能、中高丰度常规稠油整装油藏。

8.5.2 埕岛油田馆陶组主体油藏基于地层压力的断层分析

8.5.2.1 埕岛油田主体构造及断层发育特征

(1) 成藏模式

埕岛油田为典型的复式油气田。该地区具有丰富的多油源供给条件,长期继承性活动的边界基底断裂及区域性不整合面为油气运移提供了良好的通道,多层系、多类型的圈闭为油气聚集提供了良好的聚集场所,形成了不同层系、不同类型的油藏上下叠合连片分布的特点(见图 8.5-3)。

太古界、古生界、中生界发现了多层系的潜山油藏;古近系为深湖相-半深湖相沉积为主,发育有构造、岩性、地层及岩性-构造等油藏类型;新近系的馆陶组为主

要含油层系，为一套河流相沉积体系，油藏类型以大型披覆背斜油气藏为主。

馆陶组是胜利油区潜山披覆构造油气藏中日前发现含油层系最多，油藏类型最丰富的典型复式油气聚集带。

图 8.5-3 埕岛油田成藏模式

(2) 圈闭条件

在多次强烈构造运动和长期风化剥蚀作用下，埕岛地区发育了面积几平方公里至几十平方公里的各种类型的圈闭。埕北门潜山构造带发育以埕北 11 中生界为代表的风化残丘山圈闭，以埕北 242 下古生界为代表的屋脊断鼻圈闭，圈闭面积 4-11km²，此外，该潜山带还可能存在潜山内幕圈闭。埕北 20 潜山构造带发育了以胜海古 2 下古生界为代表的风化残丘圈闭、以埕北古 4 下古生界为代表的“坡上山”断块圈闭和以胜海古 3 上古生界为代表的地层不整合圈闭，圈闭面积 6-20km²。埕北 30 潜山带则发育圈闭面积在 15km² 以上的复杂的下古生界和太古宇断鼻圈闭。良好的多层、多类型的圈闭条件为油气富集奠定了基础。考虑到储盖组合等条件，下第三系沙河街组和东营组覆盖的潜山构造是主要的钻探对象，目前找到的潜山油气藏大部分居此类圈闭。

(3) 断裂系统

埕岛披覆背斜带分布着两组断裂系统：一组是北西——南东走向的的断裂，实质上属于埕北断裂的组成部分，如 F21、F1、F2、F26、F3、F4 等，多切割构造基底；另一组是北东——北东东向的断裂，如 F5、F7 等，有些切割潜山基底、有些断开东营组。按断层发育特征，分为二级、三级、四级断层。二级断层多切割盆地基底并断开平原组地层，二级断层多属于调节断层，可以不切割潜山基底，四级断层多有切开层位少，延伸距离小的特点。馆上段顶面（T0 地震标志层等深度图）分布着 26 条断层。18 条断层处于主体边界或主体上，与馆上段注水开发有关（表 8.5-2、图 8.5-4）。

表 8.5-2 埕岛油田断层发育统计表

当断层发育到一定程度、油田成为复杂断块油藏时，油田开发难度和复杂性发生了质的变化。断块小，断块之间含油层位不同，储量富集程度、储集层物性、原油性质和油层产能都可以差异很大，油气水系统、甚至压力系统各自独立，半封闭或全封闭的断块天然驱动能量有限。

图 8.5-4 埕岛油田主体断层发育平面图

8.5.2.2 埕岛主体馆陶区域断层特征分析

8.5.2.3 埕岛油田各区块断层发育情况分析

(1) 埕岛中一区断层发育情况分析

中一区位于埕岛馆陶主体中区西南部，含油面积 13.7km^2 ，石油地质储量 $3337\times 10^4\text{t}$ ，主要含油层系为馆上段，其中主力层 9 个（1+23、1+24、45、53、54、55、561、562、61），地质储量 $2302\times 10^4\text{t}$ ，占中一区地质总储量的 69%。中一区储层埋藏浅，压实差，胶结疏松，储层物性较好，岩心分析平均孔隙度 31.1%，平均渗透率 $2599\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ，属于高孔、高渗储层。该区地面原油密度 0.9331g/cm^3 ，地面原油粘度 $243\text{mPa}\cdot\text{s}$ ，地下原油密度 0.8824g/cm^3 ，地下原油粘度 $30\text{mPa}\cdot\text{s}$ 。原始地层压力 14.1MPa ，饱和压力 10.5MPa ，地温梯度 $3.85^\circ\text{C}/100\text{m}$ ，压力系数 $0.974\text{MPa}/100\text{m}$ ，油藏为常压、偏高温系统，原油性质属常规稠油。中一区 1995 年投入开发。目前油井总数 73 口，开油井数 64 口，累产油 $519\times 10^4\text{t}$ ，采出程度 13.4%，有 5 口油井绝缘为 $0\text{M}\Omega$ （CB11E-3、CB11H-5、CB11NA-1、CB11NA-2、CB11NA-3），水井总数 30 口，均开井，累注水 $477.5\times 10^4\text{m}^3$ ，固井质量均合格。上层系地层压降 2MPa ，下层系地层压降 2.4MPa 。

中一区靠近 F2、F14 两条断层，其中 F14 平原组断距 $<5\text{m}$ ，向上消失，主要研究 F2。

(2) 埕岛中二区断层发育情况分析

中二区位于埕岛馆陶主体中区中部，含油面积 6.8km^2 ，石油地质储量 $4278\times 10^4\text{t}$ ，主要含油层系为馆上段，其中主力层 11 个（1+23、1+24、33、42、45、52、53、54、55、561、562），地质储量 $3072\times 10^4\text{t}$ ，占中二区地质总储量的 71.8%。中二区储层埋藏浅，压实差，胶结疏松，储层物性较好，岩心分析平均孔隙度 31.1%，平均渗透率 $2661\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ，属于高孔、高渗储层。该区地面原油密度 0.9379g/cm^3 ，地面原油粘度 $246\text{mPa}\cdot\text{s}$ ，地下原油密度 0.8938g/cm^3 ，地下原油粘度 $38\text{mPa}\cdot\text{s}$ 。原始地层压力 13.5MPa ，饱和压力 10.1MPa ，地饱压差 3.4MPa ，地温梯度 $3.85^\circ\text{C}/100\text{m}$ ，压力系数 $0.974\text{MPa}/100\text{m}$ ，油藏为常压、偏高温系统，原油性质属常规稠油。对中二区影响比较大的断层为断层 f12，该断层位于中二区西南边部，北东方向延伸 2960m ，倾向为南

东方向，切割东营组，T0 断距有 40m，平原组（500ms）断距 15m。对该区块油水层的分布有一定的控制作用。

（3）埕岛中三区断层发育情况分析

埕岛油田馆陶主体中三区主要含油层系为馆上段，含油面积 3.5km^2 ，石油地质储量 $1960\times 10^4\text{t}$ ，油藏类型为高孔高渗常规稠油岩性构造层状油藏。

该区块内发育一条断层 f10，位于该区块北部，北东东方向延伸 3330m，倾向为北北西，切割馆下段，T0 断距有 50m，平原组（500ms）断距 15m。

（4）埕岛东区断层发育情况分析

埕岛东区位于埕岛馆陶主体油藏的东部，于 1994 年 8 月投入试采，1997 年 1 月正式投入开发。2000 年 10 月转入注水开发。河道中心采用高注低采，高渗透注水，低渗透采油；河道东部采用边底水能量充足，采用点状注水，主要依靠边水能量采油。

该区块内发育四条断层 f11、f12、f13、f15，断层附近的油井固井质量合格。

（5）埕岛南区断层发育情况分析

主体馆陶南区共发育 f3、f4、f5、f13、f14、f16、f17、f18 共 8 条断层，其中 f3、f18 与南区的生产井距离较远，f14 在平原组断距小于 5m，且向上消失，与南区的注水开发没有关系。f5 断层在一个井距之内包括 1 口水井 CACB701-1，生产层位位 Ng42。

（6）埕岛北区断层发育情况分析

埕岛油田馆陶主体北区主要含油层系为馆上段，含油面积 6.23km^2 ，石油地质储量 $1500\times 10^4\text{t}$ ，油藏类型为高孔高渗常规稠油岩性构造层状油藏。

该区块内发育五条断层 f6、f7、f8、f9、f10。f6 东西向延伸 2330m，倾向为正北方向，切割馆下段，T0 断距有 12m，平原组（500ms）断距 5m；f7 东西向延伸 4060m，倾向为南，切割馆下段，T0 断距有 60m，平原组（500ms）断距 25m。两条断层相距较近，周围只有一口采油井 CB6D-5，单采 Ng42 层，累产油 2.5 万吨，累产水 $3.4\times 10^4\text{t}$ ，两口注水井 CB6D-3、CB6D-4，累积注水 25.2 万方；f8 东西向延伸 1080m，倾向为北，切割馆下段，T0 断距有 7m，平原组（500ms）断距 <5m，向上消失；f9 东西向延伸 2330m，倾向为南，切割馆下段，T0 断距有 10m，平原组（500ms）断距 5m，周围只有一口采油井 CB6E-1，主力生产层位为 Ng1+23 层，累产油 $4.6\times 10^4\text{t}$ ，累产水 $10.9\times 10^4\text{t}$ ，一口注水井 CB6B-5，累积注水 $15.9\times 10^4\text{m}^3$ ；f10 北东东方向延伸

3330m，倾向为北北西，切割馆下段，T0 断距有 50m，平原组（500ms）断距 15m。位于该区块南部，周围共有 3 口油井进行生产，分别是 CB6B-1、CB6B-2、CB6B-6，以 Ng31、Ng32 为主力生产层位，累积产油 $25.0 \times 10^4 \text{t}$ ，累积产水 $18.6 \times 10^4 \text{t}$ ；2 口注水井进行注水，分别是 CB6B-7、CB6E-2，累积注水 $38.5 \times 10^4 \text{m}^3$ 。

（7）埕岛西北区断层发育情况分析

埕岛西北区是埕岛油田主体披覆带的向北延伸，含油面积 4.66Km^2 ，地质储量 $1410 \times 10^4 \text{t}$ ，该区主力生产层位 Ng45561562。主体馆陶西北区包括了 f1、f19、f20 三条断层。其中 f19、f20 两条断层发育属于主体以外，与馆上段注水开发无关；f1 断层在一个井距之内包括了西北区的 CB4C-2、CB4B-3、CB4B-2 三口油井，主力生产层位为 Ng44455556156261，累积产油量 $34.45 \times 10^4 \text{t}$ ，累积产水量 $23.37 \times 10^4 \text{t}$ 。

综上，由以上主体中区、南区、北区、西北区的断层的分布，注水开采的周边区域主体馆陶区发育的断层，顶部与海底的距离在 400m 以上，未形成“通天断层”，无“只注无采层”。

从目前注水流压监测情况来看，流压在 14.5~17.2MPa 之间，通过对断层临界启动压力的计算分析，根据现阶段的井底流压小于断层临界启动压力，不会开启断层。

8.5.3 注入方式及开采现状

8.5.3.1 注水开发原则

开发原则要充分考虑油田的地质特点；合理利用油田的天然能量；充分吸收类似油田的开发经验。对采用人工方式补充能量的油田，应论述注水、注气或其他人工保持地层压力的水平及注入时机，注入压力应不高于地层破裂压力的 90%，同时低于断层开启压力；比较采用定向井、水平井或分支水平井等复杂结构井生产与直井的差异、风险和效益。论证合理的生产能力和注入能力。

在开发调整方案部署中要研究各种注水方式对砂体分布的适应性；研究采液指数与吸水指数的变化趋势，确定合理的注采井数比，使注采系统能满足保持油层压力水平和不断提液的需要，但地层压力保持水平不能高于地层破裂压力和断层开启压力。

复杂断块油田以弹性驱为主、天然能量不足的油藏具备注水条件的均应采取早期注水，压力系数在 1.2 左右的异常高压岩性油藏，应充分利用弹性能量开采，当油藏压力降至静水柱压力后再转入注水开发，地层压力保持水平不能高于地层破裂压

力和断层开启压力。

目前主体区开发工程区块的开发原则为：

- 以提高采收率和采油速度为目标；
- 细分、加密相结合，改善层间及平面动用状况，提高储量控制程度和动用程度；
- 层系内井网以主力砂体为主，兼顾非主力油层；
- 老井补孔、卡封、归位，完善注采井网，适当提高注采对应率；
- 与钻井、海工紧密结合，充分考虑水平井、分支水平井的应用。

8.5.3.2 埕岛主体区开采现状

(1) 注采比低，且平面差异大

主体馆上段油藏设计注采井数比 1: 2.2，目前实际注采井数比 1: 2.5，目前注采比 0.9，但是累积注采比较低，只有 0.49，平面上各个区注采比差异较大，累积注采比在 0.45~0.61 之间，月注采比在 0.8~1.4 之间。其中南区目前月注采比最高为 1.4，中区目前注采比最低为 0.8，北区累积注采比为 0.8。

(2) 馆上段压降大，且平面压力不均衡

各区块压力资料分析表明，2013 年主体馆陶平均地层压降 2.39MPa，比 2012 年上升 0.02MPa，而设计 2.0MPa，低于设计地层压力水平，据 2013 年测压资料统计，达到方案设计的井次仅占 25%。其中西北区、东区压降最小，分别是 1.3MPa、1.7MPa，中区、南区压降较小，地层压力下降约 2.5-3MPa；北区压降较大，地层压力下降约 3.6MPa。

(3) 纵向上，不同地层压降变化较大

各砂层组压力资料表明，平均压降在 3MPa 左右，其中 1+2 砂层组压降最小，地层压力下降约 1MPa 左右；4 砂层组压降次之，地层压力下降约 3MPa；5 砂层组压降较大，地层压力下降约 4MPa 左右；3 砂层组压降最大，地层压力下降约 4-5MPa。

馆陶组主体压力逐年压力变化统计见表 8.5-4。

表 8.5-4 埕岛油田馆陶组主体压力统计表

(4) 地层能量亏空，注水后压降逐年增大

原始地层压力 13.5 MPa 左右，目前埕岛油田由于注水开发滞后，原方案计划于

1998 年注水开发，由于地面工程未到位，到 2000 年 6 月才转入注水开发，并且采用注采比 0.7~0.9 的温和注水开发方式，地层压力一直较低，地层压力系数一般为 0.75-0.9 之间。地层压降 1.5~3.5MPa，平均地层压降 2.5MPa。目前埕岛馆陶主体地层压力约为 11.9MPa 左右，注入油藏地层能承受外来注水。

(5) 注采井网

目前海上埕岛油田进入中含水阶段，为了保证有较高的采油速度，已调整区在初期不规则四点法面积注水井网基础上细分层系加密井网，上层系仍采用不规则四点法面积注水井网，下层系采用五点法面积注采井网，增强注水、局部部署水平井单层开发和油井接替生产。

调整区域馆上段井距及单井控制剩余储量较大，具有较大细分加密调整潜力。

8.5.3.3 本工程注水情况

本工程注水情况见表 8.5-5。本井区的断层临界开启压力约 20~30MPa，最高注水压力小于断层临界启动压力，故注水开发不会导致断层开启。

表 8.5-5 本工程注水情况明细表

8.5.3.4 注水工艺控制

胜利浅海埕岛油田自 1999 年对主力油层馆上段转入注水开发阶段，其斜度大、油层厚、跨度长、易出砂，注水开发要与先期防砂相结合。主要采用了如下设计：

（一）合注工艺

合注管柱自上而下：悬挂器+安全阀+水力锚+液控封隔器+油管。

水力锚起固定油管作用，封隔器保护套管，目前主要采用液控封隔器，地面打压实现坐封，泄压解封，通过液控管线液压油传递压力。

（二）同心双管分层注水

同心双管工艺管柱有内管和外管组成，内管为 2-3/8in 油管，外管为 4in 油管，内外管环空向上层注水，内管向下层注水。

管柱上部是双控安全阀，可以同时密封内外管，特殊情况实现临时封井。

图 8.5-5 同心双管工艺管柱

图 8.5-6 空心分层注水管柱

（三）空心分层注水管柱

通过管内压缩式工具实现分层。管柱上部有安全阀，特殊情况能实现临时关井。通过不同直径的配水芯子实现井下流量分配。由于分层注水管柱采用可洗井分层封隔器，分层有效期较短，从 2008 年后，逐步为液控式分层注水工艺替代。目前还上还有 36 口水井采用该类工艺。

（四）液控分层注水

液控分层注水通过液控封隔器实现井下分层，地面打压，通过液控管线降压力传递给封隔器，封隔器坐封，实现分层；洗井或进行其它作业时，地面泄压，封隔器解封。打压和泄压通过液控管线及内部液压油实现，与地层、油管内流体无关。

液控分层注水有投捞测试和测调一体化两种，区别在于配水芯子不同，调配方式不同。

前者采用不同直径的配水芯子，自下而上分层测试、投捞、调配。

后者采用同心同尺寸可调节配水装置，分层级数不受限制，测试、调配与验封工艺均采用一体化技术，边测边调，费用低；一次下井完成多层测调。

图 8.5-7 液控分层注水管柱

图 8.5-8 液控分层测调一体化工艺管柱

压力参数是油田注水工艺设计的重要依据，是建设地面流程，合理地选择注水

泵、注水仪表和注水井口装置，确保油田合理注水开发的一个重要依据。

8.5.4 钻井溢油风险分析

钻完井阶段的溢油风险包括钻完井施工过程中的井喷溢油事故，固井施工过程中井筒内液柱压力与地层压力不平衡而引发溢流及井喷事故。

8.5.4.1 钻井工程设计

(1) 井身结构设计

井身结构设计满足《井身结构设计方法 SY/T5431-2008》、《套管柱结构与强度设计 SY/T5724-2008》标准，套管串结构和强度设计符合 SY/T 5724 的规定。

埕岛油田表层套管下深一般在 400-800m，套管鞋穿过平原组松散地层，下至胶结较好的明化镇地层，地层破裂压力在 4.5-9MPa，关井允许套压较高，可以更好的满足关井、压井安全需要。通过科学的设计井身结构，能够保证井控安全。

(2) 水泥返深设计

1) 热采井生产套管的管外水泥应返至地面。

2) 油井生产套管的管外水泥返深至少应在最浅一层油层(气层)顶部 150m (200m) 以上。胜利海上要求水泥返入上层套管 200m，对打开井眼裸眼全部实行水泥封固。

3) 油井技术套管的管外水泥返深至少应在最浅一层油层(气层)顶部 150m (200m) 以上，如存在复杂地层至少达到其相应深度 100m 以上。胜利海上要求水泥返入上层套管 200m，对打开井眼裸眼全部实行水泥封固。

4) 尾管的管外水泥应返至悬挂器位置。

8.5.4.2 钻完井施工过程防控措施

钻井、完井由移动钻井平台实施完成。钻完井过程为：开钻前验收→一开钻进→下表套固井→二开验收→二开钻进→下技套固井→装井口试压→三开前验收及技术交底→三开钻进→完钻→固井→测声幅试压→完井。各平台井口间距为 1.8m，排间距为 1.6m。表层套管固井水泥返至井口，技术套管固井水泥返至表层套管内 200m，油层套管固井水泥返至技术套管内 200m，全井试压 15MPa，30min 压降不超过 0.5MPa 为合格。

(1) 固井质量

所有油气水井油层（生产）套管、技术套管必须全部实行固井质量测井检查评

价,了解固井水泥返高和固井质量,并可针对固井存在问题采取针对性措施。油层套管(生产套管)、技术套管要求水泥返入上层套管 200m(高于目前标准要求水泥返高油气层以上 150m、200m,对打开井眼裸眼全部实行水泥封固。执行标准《固井质量评价方法 SY/T6592-2004》、《固井质量要求 Q/SH1020 0005.3-2003》。

(2) 钻井井身质量和钻井井眼防碰

严格执行标准《钻井井身质量控制规范》SY/T5088-2008、《钻井井眼防碰技术要求》SY/T6396-2009 和钻井工程设计对钻井井身轨迹、钻井井眼防碰措施,不得打碰邻近完钻井。

(3) 井口套管头安全要求

严格执行《钻井完成井井口质量》和钻井工程设计要求。

1) 胜利海上要求井深小于 3000m 油气水井要求安装压力等级为 35MPa 卡瓦式井口套管头,符合 API 标准。

2) 胜利海上要求井深小于 3000m 油气水井要求安装压力等级为 70MPa 卡瓦式井口套管头,符合 API 标准。

海上油水井全部安装符合 API 标准和海上安全规范要求的井口套管头和采油树,确保井口安全。明化镇、馆陶组油水井安装 35MPa 套管头和采油树,东营组、沙河街、潜山油水井安装 70MPa 套管头,套管头本体及与各层套管间密封按设计压力试压合格。

8.5.4.3 钻井井控措施

为防止钻井过程中发生井喷及井喷失控事故发生,埕岛油田采取了以下预防措施:(1) 抓好钻井地质和工程设计,按照“无环保要求、无井控措施”设计不予审批原则,严格把好设计审批关,杜绝无设计开钻现象;(2) 严格按设计要求实行,安装符合要求的合格防喷器井控设备,全部按设计要求试压合格;(3) 严格执行打开油层前井控验收制度,确保打开油层钻井施工安全;(4) 储备充足重泥浆,满足紧急情况钻井压井需要;(5) 严格井控管理程序,坐岗观察到位,井控措施落实到位,杜绝违章施工作业现象;(6) 严格老区钻井保障性关井,按井控标准要求提前 2~3 天关闭邻近注水井和采油井,确保钻井井控安全,防止钻井过程发生井漏和井喷事故,保证油层保护质量和固井质量。

按《浅海钻井安全规程》、《钻井井控技术规程》、《胜利油田海上钻井井控工作细

则》及中石化《石油与天然气钻井井控规定》的要求执行，认真做好井控管理九项制度，即：持证井控操作制度，井控设备管理制度，钻开油气层申报、审批制度，防喷演习制度，井喷显示监测坐岗制度，钻井队干部 24h 值班制度，井喷事故汇报制度，井控例会制度，岗位责任制大检查制度。

(1) 防喷系统包括防喷器、四通、节流和压井管汇、放喷管线、液气分离器和液控设备等。其中节流和压井管汇、放喷管线和液控设备均不须重新安装，应逐项进行认真检查保养，按额定压力的 80% 进行试压合格。

(2) 防喷器在管具公司井控车间检修完成后，应按额定压力试压合格，填写产品出厂合格证，随防喷器一同送平台，双方进行交接验收。

(3) 防喷器安装、检查与试压按 Q/S10851-93 要求执行。

(4) 防喷器远程控制台应不少于两个，应在生活区的视线开阔、操作方便处安装一个。

(5) 防喷器液压控制台若未安装在钻台或位置不方便时，在司钻操作岗位附近应安装司钻操作控制台。

(6) 防喷器液压控制台的电源线必须专线控制。

(7) 表层套管及油层套管用套管头连接，套管头按额定压力试压合格。

(8) 油层套管固井充分候凝后，本体用海水试压 15MPa，30min 压力不下降小于 0.5MPa 为合格。

(9) 出现故障或运转不正常时应立即上报有关部门，组织修复，并作记录；

(10) 对井控设备不应随便动用电气焊；

(11) 井控设备停用时，应按保养规程进行认真保养，并妥善保管；

(12) 启用已经停用一段时间的井控设备前，应认真对其进行全面检查并严格按标准进行试压，合格后方可使用；

(13) 平台应保存与井控有关的所有文件与记录；

(14) 吊装井控设备时，应认真检查吊点、吊具等，使用的专用绳套必须满足安全要求；

(15) 安装防喷器时，必须有可靠的防风、防晃动的措施。

(16) 平台应严格按演习制度做好井控防喷演习。

(17) 安全监督在每次开钻前应按表格进行检查。

(18) 平台使用试压泵对节流、压井管汇试压时应做好记录。

(19) 运回陆地的井控设备, 应对外壁、内腔以及易损坏部位进行维护、保养; 井控设备在陆地检修期间, 由检修单位对其进行安全管理。

(20) 海工大队应保存井控设备检修记录。

(21) 井控设备检修后海工大队向平台发放时, 应附质量证明文件。

8.5.4.4 溢油应急能力

埕岛油田在钻井施工时一直严格执行关井保钻的措施, 附近 200 米内的采油井, 500 米内的注水井在打开油气层前都要提前关井恢复地层压力, 以免井涌、井漏事故的发生, 坚持做好一级井控, 杜绝二级井控, 多少年来未发生一次钻井井涌事件, 这证明埕岛油田采取的这一措施是可行的。钻井施工过程中同时还储备好足够的重泥浆和加重材料, 目前的井控措施能够满足井涌溢流压井不压破地层及相关断层。

同时, 胜利油田作为海上石油生产的作业者, 配备了适应于较低粘度、高凝固点、小比重原油特点的溢油回收设备, 并配备了相应的布设围油栏船舶及监视监测船舶和其他辅助船舶。具备了防止污染事故的应急能力, 制定了溢油应急计划, 配备了与其所从事的海洋石油勘探开发规模相适应的溢油回收设施和围油、消油器材。

8.5.5 地质性溢油风险防范措施

对于胜利埕岛油田主体区开发工程而言, 主要为浅海石油开发(水深 10.8-15m), 开发目的层主要为馆陶组, 兼顾明化镇、东营组, 为常温、常压系统, 钻井工程在设计、设备配备、管理制度、监理监督、应急能力方面均采取了相应的防范措施, 有效的防止了海上溢油事故的发生, 积累了丰富的极浅海的钻井施工安全管理经验, 自埕岛油田开发至今钻井工程未发生重大安全事故及溢油事故。

8.5.5.1 钻井工程设计与审批

钻井工程设计由具有资质的中国石化集团胜利石油管理局钻井工艺研究院、胜利油田分公司石油工程技术研究院设计, 依据油藏工程方案, 海洋石油作业法规的要求及胜利浅海馆陶组钻井实施情况及有关统计资料等, 对钻井井眼、井身结构、钻井液、固井及钻井工程配套方案进行了设计。

(一) 井身结构设计

设计依据标准为《井身结构设计方法 SY/T5431-2008》、《套管柱结构与强度设计 SY/T5724-2008》:

1) 开发井应满足油、气田开发的要求, 生产套管尺寸应根据生产层的产能、油管尺寸、增产措施以及后期作业的要求确定。

2) 探井应满足顺利钻达设计目的层的要求。

3) 海上油田表层套管原则上要求下深封过平原组 (350m), 胜利海上表层套管下深均不少于 400m。

(二) 套管设计

1) 套管串结构设计应符合 SY/T 5724 的规定。

2) 套管柱强度设计应符合 SY/T 5724 的规定。

3) 当套管的抗拉强度不够或钻机负荷不足时, 可采用先下尾管后回接的方式。

4) 含腐蚀性气体且可能暴露于腐蚀环境的各层套管, 均应使用相应的防腐套管。

5) 套管附件、工具选配应符合 SY/T 5724 的规定, 并具有与套管相同的性能指标。

埕岛油田主体区调整加密工程的 $\Phi 339.7\text{mm}$ 表层套管下深 400~800m (下至直井段或进入稳斜段 30m), 封过平原组, 满足装防喷器安全钻进需要, 水泥返至井口。套管鞋穿过平原组松散地层, 下至胶结较好的明化镇地层, 地层破裂压力在 4.5-9MPa, 关井允许套压较高, 可以更好的满足关井、压井安全需要。通过科学的设计井身结构, 能够保证井控安全。

(三) 水泥返深设计

1) 油井表层套管的管外水泥全部返至井口。

2) 油井生产套管的管外水泥返深至少应在最浅一层油层(气层)顶部 150m (200m) 以上。胜利海上要求水泥返入上层套管 200m, 对打开井眼裸眼全部实行水泥封固。

3) 油井技术套管的管外水泥返深至少应在最浅一层油层(气层)顶部 150m (200m) 以上, 如存在复杂地层至少达到其相应深度 100m 以上。胜利海上要求水泥返入上层套管 200m, 对打开井眼裸眼全部实行水泥封固。

4) 尾管的管外水泥应返至悬挂器位置。

(四) 油层保护

钻井过程中定向井主要采用天然高分子聚合醇钻井液体系+井壁抗压稳定剂油层保护剂, 水平井井采用两套钻井液体系, 打开油层采用天然高分子聚合醇钻井液体系+井壁抗压稳定剂, 完井时采用无固相完井液。固井过程中, 在水泥浆中加入降失水剂等添加剂, 最大限度降低水泥浆的失水量。投产及维护过程中, 入井液采用管

下段水源井水+破乳剂配制而成的无固相清洁盐水，入井液过滤精度小于 $5\mu\text{m}$ ；水平井完井前需分段酸洗，清除泥饼；注水前加入防膨剂，对地层进行预处理。

8.5.5.2 固井质量

所有油气水井油层（生产）套管、技术套管必须全部实行固井质量测井检查评价，了解固井水泥返高和固井质量，并可针对固井存在问题采取针对性措施。油层套管（生产套管）、技术套管要求水泥返入上层套管 200m（高于目前标准要求水泥返高油气层以上 150m、200m，对打开井眼裸眼全部实行水泥封固。

埕岛油田主体区 CB11M 等 13 座平台固井设计执行 SY/T 5374.1-2006《固井作业规程 第 1 部分：常规固井》、SY/T 5374.2-2006《固井作业规程 第 2 部分：特殊固井》、SY/T 5412-2005《下套管作业规程》、SY/T 5467-2007《套管柱试压规范》、SY/T 5087-2005《含硫化氢油气井安全钻井推荐作法》等标准。

保证固井质量和油井寿命的技术措施：

- （1）尽量控制井径扩大率在 10%以内，避免出现“糖葫芦”井眼；
- （2）合理使用套管扶正器，保证套管居中度大于 70%；
- （3）在保证井眼安全的前提下，尽可能提高注替排量，提高顶替效率；
- （4）合理的水泥浆体系：控制水泥浆自由水小于 1.50mL（水平井为 0），失水量小于 50mL；
- （5）施工过程中保证注水泥施工的连续性。

8.5.5.3 钻井井身质量及钻井井眼防碰

严格执行标准《钻井井身质量控制规范》SY/T5088-2008、《丛式井平台布置及井眼防碰技术要求》SY/T6396-2014 和钻井工程设计对钻井井身轨迹、钻井井眼防碰措施，不得打碰邻近完钻井。

为了规避了钻井风险采取以下措施：（1）优化钻井设计：主要做好对井身轨迹、井身结构优化设计，确定钻井防碰的分离系数，采用表层定向工艺，避免直井段过长容易打碰邻井；表层套管下过稳斜段 30m，避免打碰油层套管（生产套管）；钻井施工中必须对所钻井轨迹与周围井的轨迹进行扫描，标明最近距离，提出防碰预警提示；

（2）采用先进防碰施工工艺：采用 MWD 无线随钻监测技术，实时监测轨迹走向，及时调整轨迹钻进参数，避免与邻井相碰；对丛式井组有套管磁干扰井段采用陀螺测斜、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。（3）

监督管理方面：钻井技术服务人员和监督严格把好钻井施工质量，严格做到丛式井组每口井，必须采用丛式井组设计软件进行轨迹防碰扫描，施工时做到心中有数。

（4）在老区钻井，对早期完成井的井口坐标和井身轨迹数据有疑问时，要采取补测手段进行校正数据。

井组布井数并非越多越好，防碰风险大，钻井施工过程中容易把相邻的井打碰，造成严重油气泄漏事故。埕岛油田采用科学布井，合理选择井距，以防碰为重点，严防打碰事故，而且相邻井要及时关井，以防万一。

8.5.5.4 井口防碰器等井控措施要求

严格执行《胜利油田井控工作细则》、《中国石油化工集团公司石油与天然气井井控管理规定》、《海洋石油安全管理细则》、《钻井井控装置配套、安装及检查验收》及钻井工程设计要求等。钻井工程设计中有详细井控措施，以确保井控安全。

8.5.5.5 井口套管头安全要求

严格执行《钻井完成井井口质量》和钻井工程设计要求。

胜利海上要求井深小于 3000m 油气水井要求安装压力等级为 35MPa 卡瓦式井口套管头。该工程定向井（油井、注水井）采用 13-3/8in×7in-35MPa 卡瓦式国产套管头；注水兼采水定向井采用 13-3/8in×9-5/8in-35MPa 卡瓦式国产套管头；水平井采用 13-3/8in×9-5/8in-35MPa 卡瓦式国产套管头。符合 API 标准。

8.5.5.6 钻井井控

为防止钻井过程中发生井喷及井喷失控事故发生，本工程采取了以下预防措施：

（1）抓好钻井地质和工程设计，按照“无环保要求、无井控措施”设计不予审批原则，严格把好设计审批关，杜绝无设计开钻现象；（2）严格按设计要求实行，安装符合要求的合格防喷器井控设备，全部按设计要求试压合格；（3）严格执行打开油层前井控验收制度，确保打开油层钻井施工安全；（4）储备充足重泥浆，满足紧急情况钻井压井需要；（5）严格井控管理程序，坐岗观察到位，井控措施落实到位，杜绝违章施工作业现象；（5）严格老区钻井保障性关井，按井控标准要求提前 2~3 天关闭邻近注水井和采油井，确保钻井井控安全，防止钻井过程发生井漏和井喷事故，保证油层保护质量和固井质量。

认真做好井控管理九项制度，即：持证井控操作制度，井控设备管理制度，钻开

油气层申报、审批制度，防喷演习制度，井喷显示监测坐岗制度，钻井队干部 24h 值班制度，井喷事故汇报制度，井控例会制度，岗位责任制大检查制度。

(1) 防喷系统包括防喷器、四通、节流和压井管汇、放喷管线、液气分离器和液控设备等。其中节流和压井管汇、放喷管线和液控设备均不须重新安装，应逐项进行认真检查保养，按额定压力的 80% 进行试压合格。

(2) 防喷器在管具公司井控车间检修完成后，应按额定压力试压合格，填写产品出厂合格证，随防喷器一同送平台，双方进行交接验收。

(3) 防喷器安装、检查与试压按 Q/S10851-93 要求执行。

(4) 防喷器远程控制台应不少于两个，应在生活区的视线开阔、操作方便处安装一个。

(5) 防喷器液压控制台若未安装在钻台或位置不方便时，在司钻操作岗位附近应安装司钻操作控制台。

(6) 防喷器液压控制台的电源线必须专线控制。

(7) 表层套管及油层套管用套管头连接，套管头按额定压力试压合格。

(8) 油层套管固井充分候凝后，本体用海水试压 15MPa，30min 压力不下降小于 0.5MPa 为合格。

(10) 出现故障或运转不正常时应立即上报有关部门，组织修复，并作记录；

(11) 对井控设备不应随便动用电气焊；

(12) 井控设备停用时，应按保养规程进行认真保养，并妥善保管；

(12) 启用已经停用一段时间的井控设备前，应认真对其进行全面检查并严格按照标准进行试压，合格后方可使用；

(14) 平台应保存与井控有关的所有文件与记录；

(15) 吊装井控设备时，应认真检查吊点、吊具等，使用的专用绳套必须满足安全要求；

(16) 安装防喷器时，必须有可靠的防风、防晃动的措施。

(17) 平台应严格按演习制度做好井控防喷演习。

(18) 安全监督在每次开钻前应按表格进行检查。

(19) 平台使用试压泵对节流、压井管汇试压时应做好记录。

(20) 运回陆地的井控设备，应对外壁、内腔以及易损坏部位进行维护、保养；井控设备在陆地检修期间，由检修单位对其进行安全管理。

(21) 海工大队应保存井控设备检修记录。

(22) 井控设备检修后海工大队向平台发放时，应附质量证明文件。

(一) 钻井井控管理

(1) 井控理念的建立

根据海上施工特点，依靠平台自身井控能力，重点做好一次井控工作，牢固树立“井控工作的重点在平台、关键在班组、要害在岗位”的指导思想，把井控管理作为海上安全生产重中之重来抓。井控工作做到了时时有人抓，事事有人管；踏踏实实抓、实实在在管，保证井控工作全方位，全天候处在掌控之中。形成了从公司领导到职能部门再到平台经理和各岗位的二级井控管理网络。

(2) 井控制度的建立

根据海上生产实际情况，严格按照三项井控工作、九项井控管理制度开展井控工作，针对海上施工特点我们又制定了《胜利油田海洋钻井井控工作细则》。对平台防喷器和节流管汇定期严格试压，确保硬件万无一失。坚持严格的送修送检制度，保证设备符合作业规范。加强设备系统管理，保证设备安全可靠。形成了一整套系统、科学、严格的管理制度；

(3) 强化井控培训工作

首先是加强井控基础知识培训，提高员工的井控意识和井控知识，培训方式主要有，一是结合取证进行外出培训，二是公司以强化井控意识为主的内部培训，三是海上钻井平台以操作为主的基层培训，四是对重点岗位人员以挂职的方式到井控工作好的油田进行培训，逐步形成了立体化的井控培训体系。对各种培训工作重考核、重质量、重效果，对海上钻井的失控的特点和危害进行专题教育，强化职工的井控意识和责任感；平台自身的井控培训工作主要围绕具体的操作和具体的作业内容进行，主要是按照井控演习的要求，对各个环节，各个班组，各个岗位对“四七”动作进行反复演练，提高实战操作水平。每次倒班上平台的第一个班必须进行井控演习，帮助职工及时进入状态，每个班在每个倒班区段对各种状态下的演习进行一遍，根据所施工井的井喷风险评估情况，加密演习次数。每个班都有值班干部和安全监督对井控工作进行布置和讲评，做到井控安全警钟长鸣，在员工中形成自觉的安全意识。

(4) 井控工作的检查和考核

胜利海洋钻井公司的井控检查主要有四种形式：一是集团公司组织的岗位大检查；二是管理局组织的井控检查；三是不定期的公司抽查制度；四是公司组织的三标

检查。公司充分利用总公司和管理局的大检查的有利时机，结合公司的抽查和季度例行检查，充分动员，严格奖惩，有效的提高了现场井控重视程度和管理水平。在平台技术工作考核中，实行井控工作一票否决制，没有有效的井控，一旦在海上发生井喷失控，一切的成绩都将是“零”或者是“负数”。

（5）牢固树立大井控意识

平台拖航、钻井作业，电测、试油作业、采油作业和自然灾害都是井控工作的重点环节，海洋钻井公司把井控工作贯穿到以上各个环节中去，同步设计、同步运作、同步考核，使井控工作更加系统和严密。

（二）海上钻井井控技术

（I）井口保护技术

井口是钻井作业和采油作业井控设备的载体，在陆地施工中，井口的安全基本上只和井口设施的质量及安装质量有关系，而在海上则还要受到各种自然条件和物理化学条件的影响，而且有时还是非常致命的因素。根据影响井口安全的因素，海上施工主要采取了如下几个方面的技术措施：

（1）井口防碰技术：a、完井后对井口的保护，首先是拖航环节，在总结以往经验的基础上，改进拖航措施，平台上增加定位锚，拖航前在平台前和左右先期抛锚，待锚链收紧确实对井口不再构成威胁后，方可起浮，在拖航过程中，增加船舶数量，确保平台出现偏差后能及时矫正；拖航过程中做好气象收集工作，在气象条件不具备的条件下，严禁拖航，减少海风、海流和潮汐对拖航工作的影响，严防挂碰井口；b、对井口作业：对井口作业是海上拖航作业中精度最高，也是难度最大的环节，在要求转盘准确对正原井口的同时，还不能对原井口有丝毫的碰撞，在这个过程中参照就位和平台移出井口的技术要求，精心施工，确保安全；c、做好大风天气的预报工作，在大风来临前，严禁已经起浮的平台或其他船舶在油田作业区域停泊或避风，防止脱锚、耕锚、断锚链导致漂浮体失控撞击油区井口；d、安装更加明显的防碰标志物和警示，严防船舶等航行物误撞井口；e、在雾天或雨雪天等能见度比较低的情况下，禁止船舶在石油作业区航行，防止误撞井口或其他海上石油作业设施。

（2）提高井口抗击风浪的能力：a、导管尺寸太小无法抵御浮冰和风暴潮的撞击和吹打，淘汰 508mm，减少 762mm 隔水管设计，一般采用 860mm 或以上尺寸的导管；b、对于单井周围加装四根防护支架，提高井口抗风浪能力；对于生产井组则采用导管架总成技术，提高综合抗击能力。

(3) 提高井口的抗腐蚀和防冻能力：一是加焊锌块；二是刷涂优质防锈漆；三是在使用磺化体系泥浆的中深井中，完井后采用其他液体替出，防止因磺化药品的高温发酵产生硫化氢对套管的破坏；四是在一些暂不开发井口中加充防冻液或油类液体，防止套管被从内部腐蚀断裂或冬季冻裂。

(II) 钻井期间井控技术

(1) 在平台开钻前，由相关职能部门，到施工平台进行交底工作，同时由专业队伍对封井器和地面管汇进行试压并提供试压报告，对井控设备安装和试压未达到策划要求的，严禁开钻。

(2) 在钻开油气层前平台必须严格执行钻开油气层的申报、审批制度，打开油气层前做好重泥浆的储备，对因泥浆罐容积小，不能大量储备重泥浆的平台，则采用加大袋装加重材料储备的方式进行应急；对深井和高压力井采用水泥罐储备散装加重剂的方式加大储备量，确保一次井控安全需要；各平台都安装了自动加重装置，提高加重效率；同时，对于地层压力不准确的探井，必须根据气象条件好坏然后确定是否打开油气层，如果有大的风暴潮或大雾，严禁打开油气层，确保钻开油气层过程的井控安全；开钻前，关闭所有周围同层位采油和注水井。

(3) 在中深井的设计和施工中，加深表层套管的下入深度，一般下到 500 到 700 米，确保表套下到明化镇地层，以便在井下出现高压层时表层套管鞋处能够满足压井压力要求，同时安装防喷器，以便在钻遇浅气层时作为导流器使用；在潜山地层以上下入技术套管，而且保证套管进入潜山地层 3 米；井漏的预防，为了防止因井漏导致的井涌、井喷事故，加倍储备堵漏材料、除硫剂和其他配浆材料的储备，确保又吐又泻井眼的安全施工，防止因硫化氢问题导致的安全事故的发生。

(4) 钻井过程中钻遇快钻时地层，必须停钻循环，待井底泥浆返出确认无井控威胁后方可继续钻进；在生产井组的施工中，由于下完套管后，井口不会立即安装采油装置，要加强防碰工作，防止打碰其他井眼，而导致油气从其他井口喷出。

(5) 起钻过程中，严禁硬拔，防止拔喷地层；同时及时灌满泥浆，冬季施工和采用自动灌浆的井必须有专人坐岗，保证泥浆确实灌满井眼；起钻前根据气测值决定是否起钻，确保泥浆压稳地层；通过短起下，测试油气上窜速度，一般控制油气上窜速度控制小于 13m/h，否则必须提高钻井液的密度以平衡地层压力。

(6) 下钻期间必须分段循环，防止油气侵严重的钻井液一次循环出井口，给井控造成威胁。

（III）防喷器供井安装

在保证封井器完好的同时，提高防控级别，确保井控工作本质安全。根据不同的井身结构和施工阶段，海洋钻井采用不同的防喷器井口装置：

（1）在有馆陶组浅气层的区域，下入隔水管后要安装 FZ54-14 的单闸板防喷器作为导流器使用。

在下入 20"表层套管、井口最大压力低于 21MPa 的情况，安装 2FZ53-21 的防喷器组的井口装置。

（2）对于严重漏失地层、压力窗口小无法建立正常循环的井，在安全允许的情况下，安装旋转防喷器作为井口装置。对于含气、含硫的井，在安装 FH35-35/70+2FZ35-70+FZ35-70 的防喷器井口装置的同时，加装剪切单闸板防喷器作为井口装置。

（3）内防喷器：海洋钻井公司严格执行内防喷器的使用要求，在满足钻具联结的情况下，尽可能采用高压等级内防喷器。现在所有的海上钻井平台都配有 70Mpa 的内防喷器。要求在下钻过程中必须连接内防喷器。在平台配套的内防喷器有：钻头浮阀、钻杆浮阀、投入式止回阀、钻杆回压阀、井口快接内防喷器、下旋塞、上旋塞，使用顶驱的平台配有专用顶驱内防喷器。

（4）由专业队伍进行试压，地面所有压井管汇都必须达到 70 Mpa 的承压能力。

（5）防喷器附件：由于海洋钻井的施工的不同，配备有一些独特的防喷器装置附件。如防喷器吊装专用吊盘，成功的实现了防喷器在井口的整体吊装，减轻了劳动强度，加快了安装进度。海上专用锁紧杆适应平台空间小的特点。为所有平台配备的动力扳手，在减轻职工劳动强度、加快安装速度的同时，保证了每条连接螺栓上紧扭矩的相同，提高了井口的安装质量。

（IV）试油井控技术和管理

作为海上钻井施工，一般采用原钻机试油，通过对陆地多起试油作业过程中井喷事故总结，结合钻井平台的实际情况，采取了积极有效技术管理措施。

（1）首先是加强对试油人员的持证核查工作，所有试油人员都必须持相应岗位的有效井控证件登平台作业，对未取得相应证件的人员，严禁登平台；其次是加强对试油人员的井控教育工作，帮助他们尽快熟悉井控设备和环境，为井控工作的顺利实施创造条件；

（2）加强平台人员对试油井控设备的培训工作，保证平台操作人员熟练掌握试

油井控设备的原理和操作方法，确保紧急情况下有效关井；

（3）钻井平台和井下作业人员结合，制定试油期间井控演习流程，主要包括空井筒发生溢流和起下油管发生溢流情况下信号的发出以及平台人员和井下作业人员的分工协作等情况；

（V）监控技术

在第一时间发现井喷苗头，并采取及时措施，是成功实施井控的关键，近年来，海洋钻井公司主要采取人工和高科技手段相结合的方式，不断提高井控监控水平，保证溢流的出现第一时间发现。

（1）地质录井：地质录井技术是井控的重要环节，海洋钻井公司近年来不断引进最新录井仪器，提高仪器的灵敏度，通过对钻时的检测和泥浆中全烃含量的监测和泥浆池液面的变化，及时发现油气层和井下溢流，强化地质录井人员的责任意识，把地质录井岗位列入井控安全巡检重要环节。

（2）要害位置安装电视监控设备，信号通过网络传输到平台值班房和公司生产办、安全科和技术科等相关部门，提高了井控要害位置的远程监测和监督能力。

（3）加强井口人工观察，在钻进、起下钻、电测、试油、下套管和防风等值班等环节，由场地工和泥浆工或其他指派人员对井口轮流或共同坐岗；在冬季施工中还要时刻对封井器的冰冻情况进行监测，必要时及时清冰和融化压井管线内的结冰，同时对井口的完好程度进行监测，确保井口安全和封井器自身的安全和有效。

（VI）应急预案的制定

（1）海洋钻井公司根据大风对井控的影响制定了《胜利油田海洋钻井公司大风气象条件下的井控应急预案》，预案规定，在大风气象条件下，所有大型船舶和漂浮的钻井平台必须驶离或拖离海上石油作业区域，严防因耕锚、断锚造成漂浮体失控撞击井口；大风或风暴潮来临前停止一切钻井、试油作业，根据预警级别，必要时把平台拖离井口，坐底式平台加强投砂，通知应急机构做好准备。

（2）在钻井期间和附近的采油平台制定《钻井平台和采油平台联合应急预案》，在紧急条件下，最有条件到达的人员往往是距离最近的钻井或采用平台人员，所以海洋钻井公司充分利用给采油公司安装采油设备的机会，注意加强平台人员对采油设备井控原理和操作的培训，提高在特殊情况下协调配合能力。

（3）各平台根据井位所在位置的潮汐特点和水深制定个性化的《特殊区块井井控应急预案》，规定了在应急条件下使用的船舶和航行路线，并对潮汐造成的影响

进行论证，在保证具备抢险条件下，方可打开油气层。

8.5.5.7 注水井安全系统

注水井井身主要由导管、表层套管、技术套管、油层套管等组成。导管用来保护井口附近的地层，一般采用螺纹管，周围用砣固定。表层套管用以封隔上部不稳定的松软地层和水层，技术套管用以封隔难以控制的复杂地层，保证钻井工作顺利进行。油层套管的作用是保护井壁，造成油气通路，隔绝油、气、水层，下入深度视生产层层位和完井的方法来决定。

(1) 注水管柱

A. 注水油管尺寸选择

由于该块油藏埋浅，管柱负荷大，在油管尺寸的选择上充分考虑了注水压力、注水量、油管货源、工艺的配套性、经济性、安全性等要求。对于合注管柱，采用 2-7/8in UPTBG（壁厚 5.51mm）油管，钢级 N80；对于同心双管注水管柱，内管采用 2-3/8in UPTBG（壁厚 6.45、4.83mm）组合油管，钢级 N80；外管采用 4in UPTBG（壁厚 6.65mm）与 4in TBG（壁厚 5.74mm）的组合管柱，钢级 N80；底部带 2-7/8in UPTBG（壁厚 5.51mm）油管，钢级 N80。

B. 注水管柱结构

合注管柱：采用了可洗井封隔器 Y341 和 ZJK 配水器（外压高时自动关闭）；除能实现反洗井、无套压生产、井口流量测试及调节等措施外，还可通过安全阀有效控制地层液体的外溢或喷涌，起到安全生产的目的。

液控分层防砂分层注水管柱：具有独立的液压控制系统，在地面可以控制井下封隔器的座封与解封。该管柱特点包括：注水时，各层间不存在洗井通道，分层可靠性高；洗井通道大，不易堵塞，可以实现大排量洗井；实现了分层机械防砂分层注水一体化；防砂管柱带有滑套式安全接头，可多级使用，管柱下井安全可靠，有助于作业时封隔器的解封和防砂管柱的打捞；配水芯子可水力投捞，也可钢丝投捞，工艺简单，调配方便；不干扰正常注水，测试方便。

C. 管柱强度

注水管柱在井下工作时的受力状态有以下几种：作业时的受力状态、封隔器座封时的受力状态、注水时的受力状态和洗井、关井时的受力状态，其中上提管柱作业时的受力状态最大，因此按作业时的受力状态对管柱进行强度设计。采用 2-7/8in 钢

级为 N80 外加厚油管能够满足强度要求，并采用渗氮防腐等工艺处理，可有效延长管柱使用寿命。

D.注水井口装置

由计算的结果知，最高井口注水压力为 10MPa。因此，仅从注水工艺上考虑，21MPa 的井口装置可以满足压力要求。但从海上安全及增注措施要求考虑，采用耐压 35MPa 的井口装置。

(2) 油井安全控制系统

设井口安全阀、井下安全阀及自动控制系统（包括控制柜、远程遥控系统和应急关断系统）。当海上卫星平台发生紧急情况，需要对油井井下安全阀和井口安全阀进行紧急关断时，可以通过自动化系统对油井安全阀控制柜遥控泄压实现该功能。该指令由中心平台控制室自动化系统操作员发出命令，利用数传电台等通讯手段传输到发生情况平台的远程 RTU，由 RTU 将指令下达给油井安全阀控制柜。

当油井平台出现紧急情况时，远程遥控系统能够遥控关闭井下安全阀和井口安全阀，及时切断油气流通通道，确保油井安全。

目前各平台原油汇管入海管处均安装有海管紧急关断阀，一旦发生溢油、火灾等事故，可以首先遥控关闭相应平台油井并对井下安全阀泄压，然后通过遥控关断对应的海管紧急切断阀，及时切断原油与事故点，确保安全清洁生产。目前采油厂针对应急关断系统高度重视，加强了对海管紧急切断阀的管理力度，每 2 个月进行一次遥控开关实验，并且利用电网检修停井机会对紧急切断阀进行全开全关实验。当发现有紧急切断阀阀门或执行器故障时，第一时间组织专业队伍进行维修或更换，确保应急关断设备的灵活好用。

(3) 井控符合性分析

根据《浅海石油作业井控规范》SY6432-2010 第 8、9 节内容整理检查表。

表 8.5-6 海上油水井井控安全检查表

分类	检查内容	检查结果	结论
井控设计	油生产井均应安装井控装置。井控装置包括：安全阀、环空封隔器、采油井口、地面控制盘等。	均设计。	√
	有自喷自溢能力的油生产井应安装井下安全阀和环空封隔器以封闭油管和套管的油流通道。	均设计	√
	含硫化氢井的井控装置及下井管柱应具有相应的抗硫化氢能力。	不含硫化氢	√

分类	检查内容	检查结果	结论
安全阀	井下安全阀的选择应考虑井身结构、地层压力、操作压力、流体组份、井温、生产方式、产量等因素	均考虑，且有成功应用经验	√
	井下安全阀应安装在海底泥线以下 80m 的深度并避开结蜡点位置	水深均不超过 20m，井下安全阀位置在 100~200m 左右	√
	井口安全阀应与采油(气)井口手动闸阀具有相同的压力等级、通径、连接形式等性能参数	均设计	√
采油井口	采油井口的选择应符合以下要求： a) 额定工作压力应至少与油层最高地层压力相匹配； b) 应使用安装有井口安全阀的采油井口，并配备适用的井口测压防喷盒； c) 井口装置应具有井下安全控制系统的液控结构； d) 满足油气井生产和安全控制要求； e) 满足海上采油对环境、温度、压力、腐蚀、测试等要求。	设计时考虑压力、腐蚀、环境等要求，按照相关标准选型	√
	油井井口应设置易熔塞、火灾与可燃气体探测器、报警装置、应急关断等，应急关断应设置自动和手动两种方式。系统启动时能紧急关闭所有井口安全阀和井下安全阀、排气阀。	均设计	√
地面控制盘	地面控制盘应根据平台动力条件、安装位置、控制井数、操作介质、环境条件等因素进行选择。其主要选择项目应包括： a) 材料：应满足强度、疲劳、防腐和环境温度等条件的要求； b) 控制系统：液压或气压； c) 驱动方式：手动、电动、气动或液动； d) 工作压力：控制系统各组件的额定工作压力和最高工作压力不得低于组件所处压力系统的额定工作压力和可能出现的最高工作压力；高压系统各组件的额定工作压力和最高工作压力不得低于各被控安全阀或排气阀的额定工作压力和最高工作压力； e) 功能选择； f) 操作程序； g) 井口安全阀、井下安全阀及排气阀动作程序延时机构； h) 控制距离； i) 地面控制盘的防爆等级； j) 紧急关断机构； k) 温度控制回路(易熔塞回路)； l) 带有储能器的自动操作的地面控制盘，储能器储存的高压介质应保证补充压力 5 次以上的能量储备； m) 传感器：分析确定可用的传感器。包括热传感器、压力传感器和液位传感器。	在已有生产井中均安装了不同类型的油井安全生产控制系统，包括井下安全阀、环空封隔器、地面安全阀、地面控制盘等安全生产控制设备，成功率 100%	√
	注水井均应安装井控装置。	均设计	

分类	检查内容	检查结果	结论
注水井控	注水井均应安装井下安全阀和环空封隔器。	均设计，型式参见图 4.2-1、4.2-2	
	注水井的井口注入压力不得超过井口额定工作压力。	推荐采用耐压 35MPa 的井口装置，小于最小注入压力，详见附件 6	√

8.5.5.8 注水工艺控制及注水压力动态监测

主力油层馆上段根据其斜度大、油层厚、跨度长、易出砂的特点主要采用合注工艺、同心双管分层注水、空心分层注水管柱、液控分层注水等注水工艺。

为防止注水井断层处流压高于原始地层压力而激活断层，引发地层流体沿断层发生纵向窜流，在部署注采井网时，采取了临近断层部署为油井，并下入压力监测装置。为了控制注水不当可能对地层造成的破坏，海洋采油厂积极开展油水井的动态监测技术，如流量注入剖面测井技术、固定式毛细钢管测试技术等，以便及时取录地层压力变化情况、储层参数变化情况、地层污染情况、井间连通情况等资料。

8.5.5.9 其他措施

通过上述采取的措施，建设单位在宏观上保证了油气层的持续开采，微观上通过采取控制注采比和加强注水井管理，避免注入水窜层和压力不平衡等问题，同时还提出以下建议措施：

（1）加强断层活跃程度的分析认识，注重注采开发方式研究，优化调整配产配注方案，根据动态资料对海上油田分井组分区块分注优化调整，加强开发过程中的地层压力监测，特别是注水井井底流压监测，井底流压不能大于岩石破裂压力的 90%。

（2）海上开发井在钻井、作业过程中，对周围油水井的关停，按照相关标准，严格执行如下规定：

钻井停注范围：在已注水开发的油田内钻调整井时，以所钻井为圆心，500m 为半径的范围内所有注水井停止注水；在已注水开发的油田内钻调整井时，以所钻井为圆心，200m 为半径的范围内油井停止生产。

作业停注范围：海上油田油水井措施维护作业时，以所作业井为圆心，300m 为半径的范围内注同层位的注水井井口如果发生溢流，要求停止注水。150m 为半径的范围内生产同层位的油井口如果发生溢流，要求停止生产。

（3）加强开发动态分析和井下技术状况监测，防止套管损坏造成“管外窜”而溢

油。对固定测压装置的井，要求压力计下入深度尽量接近油层中部深度。断层附近应适当增加测压井来满足对断层附近油藏压力的监测，并适当提高油水井的测压频次，油井压力恢复或静压每半年至少一次，水井压力降落测试每季度至少一次。选开井数 50% 以上的注水井每年测吸水剖面一次；分注井水井流量每季度测试一次；分注井应根据吸水剖面测试资料对比分层注水情况及时开展分层调配工作，避免局部小层超注引起地层破裂。

(4) 注入水水质应严格按照要求执行，首选水源井水和生产污水，不采用海水。

(5) 针对不同井区选择不同的解堵配方，控制井口压力，慎重选用，防止井口开启。

(6) 通过动态监测和动态分析，根据开发生产需要和异常现象，采取注入调整，包括但不限于：

- 资料显示或动态分析发现地层压力超过原始地层压力的 10% 或累积注采比大于 1 时，对应层位的注入井降低注入量或停注；
- 采油井采出液量下降或关井时，对应的注入井降低注入量或停注；
- 注入井注入压力升高时，通过检查压力计、检查对应的采油井生产状态、分析注采连通性、分析注入井表皮系数等方面查找原因，对症采取有效措施。压力计有问题时，及时更换高质量压力监测装置；注采井连通性差时，增加注入井点确保注采连通；注入井表皮系数大时，采取有效措施保证注入流体质量并解堵注入井；
- 注入井注入压力超过最大注入压力时，采取降低注入量、增加注入井数等措施进行解决；
- 一旦发现注入井注入压力突然大幅度降低、注入量突然大幅度升高的现象，应立即停注，分析原因，以便采取有效措施。

(7) 油气水井按照《海洋弃井作业规范》(SY/T6845-2011)、《胜利油田分公司井控管理规定》(胜油公司发[2015]26 号)、《胜利油田分公司井控管理实施细则》(胜油公司发[2016]39 号) 的要求加强封停井和废弃井的设计、施工、运行阶段的井控管理。

8.5.6 地质性溢油风险分析结论

(1) 钻井工程评估

通过对埕岛油田主体区 CB11M 等平台钻井工程中井身结构、钻井液体系性能、完井方式以及井控装置选择等方面的评估、校核，认为该钻井工程符合国家、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。

（2）溢油风险控制能力评估

通过对胜利油田海洋钻井公司的现场调研，认为钻井专业服务队伍的人员配备、资质、资历符合要求，安全管理制度、操作规程较为完善，钻机选型及设备配置满足施工要求，设备、工具、井控装置、安全防护用品用具、应急装备符合设计及规范要求。同时胜利油田溢油事故抢险力量和装备具备了防止污染事故的应急能力。

（3）根据前述的油藏特点分析，埕岛油田油藏埋藏浅（-1200~-1600m），有良好的多层、多类型圈闭条件，属于较复杂的断块油藏，油气水系统、甚至压力系统各自独立，半封闭或全封闭的天然驱动能量有限；

（4）埕岛油田主力开发层系为馆陶组，其上段下部砂岩、含砾砂岩发育，中部为细砂岩、粉砂岩与泥岩不等厚互层，上部以泥岩为主夹粉细砂岩，局部地区砂岩发育，属于高渗透油藏，适于采用注水开采；

（5）根据《埕岛油田老区工程场地地震安全性评价》的近场地震构造调查，场地内有北西西向的埕北埕中断裂，经鉴定其活动时代为第四纪早期，属于非活动断裂，发生 6 级以上地震可能性较小，并隐伏于 100m 之下，根据历史地震宏观考查和 GB50011-2001《建筑抗震设计规范》有关规定，埕北断裂不会在浅表层形成断错从而影响工程安全。

（6）馆陶组上部为明化镇组，地层厚度约 800m，为一套冲积平原沉积，以棕红色泥岩为主夹粉细砂岩，为埕岛地区良好的区域盖层；注水开采的周边区域主体馆陶区发育的断层，顶部与海底的距离在 400m 以上，未形成“通天断层”，无“只注无采层”。

（7）埕岛油田已开采 20 多年，除馆陶组外，其他地层均采用天然能量开采方式。由于注水开发滞后，累积注采比仅 0.55，导致目前地层压力低，地层压力系数一般为 0.75-0.9 之间。地层压降 1.5~3.5MPa，平均地层压降 2.5MPa，远低于原始地层压力 13.5MPa，地层异常高压情况可能性低。

（8）在注水过程中井口的注入压力、注水流压低于地层破裂压力设计，根据历年水井流压监测结果看，平均流压在 16.5MPa 左右，小于地层破裂压力和断层临界开启压力，在注水过程中不会压裂地层。

(9) 根据馆陶组油层发育特点, 埕岛油田初期采用不规则的四点法面积注水井网, 注采井数比控制在 1: 2 左右, 保证了油田开发既有一定的采油速度又能较长时间的满足注采平衡的要求。细分加密调整时, 不细分区域仍采用不规则四点法井网; 细分区域在原井网基础上分层系考虑井网部署, 上层系充分利用现有老井, 仍采用不规则四点法井网; 下层系调整为五点法井网形式, 总的注采井数比控制在 1: 2 左右。

(10) 为防止注水井断层处流压高于原始地层压力而激活断层, 引发地层流体沿断层发生纵向窜流, 在部署注采井网时, 采取了临近断层部署为油井, 并下入压力监测装置。

(11) 为了控制注水不当可能对地层造成的破坏, 海洋采油厂积极开展油水井的动态监测技术, 如流量注入剖面测井技术、固定式毛细钢管测试技术等, 以便及时取录地层压力变化情况、储层参数变化情况、地层污染情况、井间连通情况等资料。

综上, 胜利埕岛油田投入开发以来, 油田的选井、选层, 注水井与采油井并重, 充分考虑其油层浅、油稠、渗透率高、地层能量低的特点, 经过多年的勘探开发表明, 采用注水开采方式符合其地质地层和油藏条件。

埕岛油田主体区 CB11M 等平台钻井工程严格执行国家及行业有关规定, 能够有效控制钻井过程中的溢油风险。注水开采方式的设计、运行满足现行法律法规规范的要求, 其因注水导致地层高压引发溢油的危险性是可控的。

8.6 环境风险防范对策措施和应急方法

8.6.1 事故防范措施

8.6.1.1 设计阶段的预防措施

埕岛油田采用的井组平台、采修一体化平台及单井平台在胜利油田海上油气开采活动中广泛采用, 积累了丰富经验, 设计时应不断改进, 提高油田开发工程各系统的结构强度、稳性和抗疲劳程度设计。严格按照设计标准进行精心设计, 严格执行国家有关法规、规范和标准, 实施这些改进、规范和国家标准是保证工程设计、建造和安装质量, 确保安全生产的关键。确保风险防范措施有效。

(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。建造和海上施工安装以及竣工后进行入级检验，保证工程设施在设计使用范围内不会由于结构强度、腐蚀、柱基承载以及建筑安装工艺等问题导致结构破坏造成事故性溢油。

（2）设计火气监控系统

目的是为了及时、准确地探测到可能或已经发生的可燃气体泄漏事故和火情，并及时采取相应措施以保护平台人员和设施的安全。火气监控系统主要包括控制系统和现场探测、报警设备。

（3）设置紧急关断系统

目的是为了保护平台人员和设备的安全，防止环境污染，将事故的损失限制到最小。紧急关断系统的设计应确保：某一级别关断能启动所有较低级别关断，而不能引起较高级别的关断。在平台可燃气体泄漏、发生平台火灾、输油管道破裂、恶劣天气等不利条件下，油田可执行紧急关断。

（4）无人值守平台的远程监控系统

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，船舶人员去现场落实情况。在无人值守的情况下，通过油井自动化监控系统进行远程监控，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，安排船舶人员赶赴现场进行应急处理。

（5）注重安全可靠

用国际通用规范进行危险区和非危险区划分，对危险区设计高等级防火系统。设计中配备各种易接近和易保修的设备并有备用。

8.6.1.2 钻井阶段风险防范措施

钻井期间原油泄漏主要是在钻探过程中发生的井喷或井涌所致。归纳起来可以从以下几个方面来分析识别该阶段可能导致溢油事故发生风险因子。

- （1）地层资料不足发生意外
- （2）设备故障导致溢油事故
- （3）作业技术不过关造成泄漏

井下作业难度大。虽然有较先进的井内探测设备，但操作人员毕竟无法深入到井内或水下进行作业，这就无形中增大了不能够及时发现井内异常状况的危险性。

（4）紧急关断失效

设计人员对于井下可能发生的溢油状况作过分析和统计，在设计中加以考虑并完善那些可以避免重大事故发生的应急措施。但若这些措施出现失效的状况，则溢油的现象依然会发生。

在钻井阶段采取的防范措施如表 8.6-1。

表 8.6-1 钻井阶段和复产阶段采取的防范措施

事故类型	采取的措施
溢流	及时发现溢流现象，尽快关井，实施压井作业
井漏	观察井内变化，严格按照需要往井内补充钻井液
井涌	掌握准确的地层资料，根据地层情况配比合适的泥浆

8.6.1.3 固井、完井阶段风险防范措施

本工程各平台在固井、完井阶段均未发生溢油事故，采取的防范措施主要有：

（1）固井过程中可能存在井漏风险，在固井前如有漏失情况，根据漏速大小采取不同处理措施。如果漏速较大，需要对漏层进行处理，首先进行钻井液堵漏，不漏或漏速减小后进行固井。如果漏速较小，可直接固井。固井过程中，在隔离液中加入纤维，在稠化时间允许的前提下，降低泵入水泥浆的排量和顶替排量。

（2）完井作业相关风险防范措施：

- ①井控风险：备齐防喷变扣及加重材料；
- ②高压作业：召开风险分析会并做好隔离保护；
- ③环境保护：含油及受污染的完井液使用污油罐回收。

8.6.1.4 海管溢油事故防范措施

（1）严格按照相关规范设计

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）采取严格防腐措施

工程防腐主要包括防腐涂层和阴极保护。涂装前钢材表面要彻底清除表面的铁锈、油污、氧化皮等。

本工程阴极保护采用牺牲阳极法，牺牲阳极采用高效铝阳极。根据不同钢结构所需的保护电流量和单块阳极的发生电流量，满足设计寿命的要求，经计算确定阳极的规格和用量，阳极直接焊接在钢结构上。

（3）注意管道保护

在生产期间，发布明确的航行通告和设置海图标记，划定保护界线，由值班船不定期地沿途巡视，防止渔船拖网或过往船只因抛锚等损伤管道，防止人为破坏、偷油活动造成管道损坏。不定期进行局部检查和定期进行全面检查，可以及早发现隐患，及时处理，防止事故发生。当海底管线破裂时，两端关断阀关闭，防止大量原油外溢。

（4）定期检测

目前采油厂每年都聘请检测单位对在服海底管道进行一次检查，检查的内容包括管道在位状态、水面以上部分防腐状态、管线两端附件、悬空治理情况、立管保护与固定装置，对检验合格的海底管道发证，证书的有效期为 1 年。同时，超期服役的管道也应定期开展路由复勘工作，对定期对管道海底埋设状况进行勘察。

8.6.1.5 管线冲刷悬空破裂溢油风险防范措施

1) 针对性的检测方案

A、海管立管段：

外观检验：海底管线工艺连接部分的完整性和有效性；立管支撑构件、螺栓、法兰、连接器的详细外观检验，确定完整性和有效性；立管防护构件的完整性和有效性；立管飞溅区的腐蚀情况进行外观检查，并根据外观腐蚀情况确定是否进行管壁测厚检测。

治理方案：完善立管段管卡螺栓；裸露段海管用土工布覆盖，抛填砂袋压盖；悬空段海管土工布护底，抛填砂带压盖；海管入泥段用仿生水草防护。

B、海管水平段：

首先对海底混输管线和注水管线进行路由复勘，并提交路由复勘报告。根据路由复勘报告对复勘管线的现状进行分析、治理。在投产后的1年对海底管线进行检测，此后每3年组织一次复查，

复测采用声学测量、磁法探测等有效可行的探测手段，对海底混输管道进行复测，主要内容如下：①海管路由区多波束水深地形调查；②海管路由区浅地层剖面调查；③浅地层剖面仪海管位置含埋深、悬空探测，对于管径小于 20cm 的海管采用磁力仪探测；④旁扫声纳海管的出露情况调查；⑤加密探测管缆交叉部位及平台近端悬空情况；⑥海管附近钻孔 6 米，表层沉积物分析；⑦海管的现状与已有资料比较分析。

通过复测，查阅铺设档案分析海管的位移，同时与海管周边已有的水深历史资料进行对比，为海管运行与管理提供参考资料。

C、对管道异常状态的进行 ACFM 检测

对存在异常（如管道交叉、水下支撑失效、局部隆起、管道振动）的海底管线裸露的立弯、水平弯和现场口焊缝应尽快进行 ACFM 探伤。这是因为潜水员的水下调查只能发现管道外管完全断开的宏观损伤，不能发现管道外管未完全断开的裂纹。ACFM 在没有能见度情况下能够发现细小的裂纹，可防患于未然。

具体治理方案：

通过调研与分析，采油厂共制定了“抛填砂袋结合覆盖层”、“水下短桩支撑”、“挠性软管跨接”、“抛填砂袋结合仿生水草覆盖”、“水下桩与仿生水草覆盖相结合方案”五种治理方案，并最终确定了水下桩与仿生水草覆盖相结合的方案。

- 对海底管线存在的悬空、裸露的，采用挖沟填埋、水下短桩和抛砂防护的治理方案；
- 对海底管线交叉防护失效问题，采用打水下桩支撑和抛砂防护的治理方案；
- 对海底管线和海底电缆交叉失效问题，采用填充隔离层防护的治理方案；
- 针对水下桩固定失效问题，采用恢复固定装置的治理方案。

8.6.1.6 管线超期服役风险防范措施

一、管理类措施

- （1）执行《海洋采油厂海底管道管理规定（试行）》、《海洋采油厂陆地油气集输管道设施及海上油区巡护管理办法（试行）》等制度；
- （2）中控室 24 小时监控海管温度和压力变化；
- （3）每月对海管紧急切断阀进行试运；
- （4）每周对海面以上海管部分进行巡检；
- （5）建立瞭望制度，住人平台每 4 小时对周边海域级海管路由区瞭望；
- （6）建立了船舶抛锚制度；
- （7）定期组织海上海管溢油应急演练。

二、工程技术类措施

- （1）委托有资质的检测单位进行年度检验；
- （2）定期进行海底管道的路由复测和立管探摸调查；

- (3) 检查维修海管两端立管水下管卡和螺栓;
- (4) 组织海管压力试验;
- (5) 组织海管通球检测;
- (6) 开展壁厚检测、管段腐蚀分析和介质取样分析;
- (7) 组织抛填砂袋结合混凝土连锁软体排工艺对悬空裸露进行治理。

8.6.1.7 船舶碰撞事故

- (1) 限定通航条件

船舶靠、离泊操作应注意气象、水文条件,避免在大风、大浪、寒潮等影响安全的条件下强行操作,必要时实施紧急关断。

- (2) 船舶靠系的油码头按《中华人民共和国交通部港口工程技术规范》配备消防设施。

- (3) 船舶具备国家法定部门检验签发的有效证书,并保证良好的安全技术状态。

- (4) 加强对船员的安全环保教育,提高责任心,合理规避各类风险。

- (5) 制定相应的保护和检测程序,由值班船对平台周围进行巡视,渔政船在安全区范围内守护,确保平台设施的安全性。

- (6) 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。

8.6.1.8 修井阶段风险防范措施

修井阶段可能导致大量原油泄漏,主要的风险是井喷事故,发生井喷的主要原因是由于地层压力过高以及防井喷措施不当所致。一旦发生井喷,将会有大量原油和天然气物质喷出,对周围生态环境及人群生命健康产生严重威胁。井喷发生后,一般都是由于井壁坍塌或者是地层压力下降而自然停止喷射。

本工程运营阶段修井作业采取的主要预防措施有:

- (1) 加强对地层、地质资料的勘查研究,减少因认知缺乏而产生的事故。
- (2) 定期对设备进行安全排查,发现问题及时处理。
- (3) 加强人员培训,避免人员操做失误引发的事故。

8.6.1.9 针对周围敏感区及岸滩的溢油防范措施

当发现溢油有抵岸或者抵达敏感区的趋势时,胜利油田将立即报告海洋主管部

门，以便及时协调当地有关政府和环保部门，提前做好相应岸滩及敏感区的防污染部署。

（1）充分准备

采取预警措施，配备应急设施及人员，密切监视，发现溢油立即启动应急程序，并协助进行此后的溢油应急处理，确保能在接到预警后半小时内按预先的分工迅速展开溢油围控与回收。

（2）溢油应急处理

溢油应急处理应同时采取以下多项措施协同进行才能有效的保护敏感区。

a、敏感区域保护：争取时间，采取围控措施阻止溢油向敏感区域漂移，为溢油回收作业赢得时间。可用浮子式围油栏在溢油将要到达的敏感区周围进行围控。

b、溢油回收作业：保护敏感区域的同时，在海上布设重型围油栏围控并进行溢油回收作业。

c、岸线清理作业：保护敏感区域的同时，做好进行海岸线清理作业的准备。当溢油实际抵岸时，将尽可能调动内部应急力量全力协助地方有关力量参与到岸溢油的清理、清除和防污染工作。若采取措施得当，相关部门协作有利，可将抵岸残油及时清理、清除，防止其二次污染的可能。

d、尽量避免进行消油剂喷洒作业。如应急工作必须使用时，应使用经检验合格后方可喷洒。

8.6.2 溢油事故应急处理措施

8.6.2.1 制定溢油应急预案

建设单位已照《中华人民共和国海洋环境保护法》、《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例》和《国家海洋局海洋石油勘探开发溢油应急预案》的相关规定，编写了《埕岛油田主体及西北部海洋石油开发生产溢油应急计划》和《埕岛油田东部区块海洋石油开发生产溢油应急计划》并取得备案，本工程的工程内容已包含在该溢油应急计划中。

国家海洋局于 2015 年 4 月 3 日发布了《国家海洋局海洋石油勘探开发溢油应急预案》，建设单位应当对溢油应急计划进行修编，与上述应急预案相衔接，并将修编后的溢油应急计划上报主管部门备案，同时按照修编后的溢油应急计划开展好各种溢油应急准备和响应工作。

应急计划的主要内容应包括作业区情况、应急组织体系、溢油风险分析、事故处置方案和溢油应急能力等。

8.6.2.2 应急组织机构

埕岛油田海上石油开发生产期间的海上溢油应急力量由胜利油田分公司海洋采油厂组成并实施。海上石油生产作业的溢油应急组织机构组成如下图 8.6-1 所示。

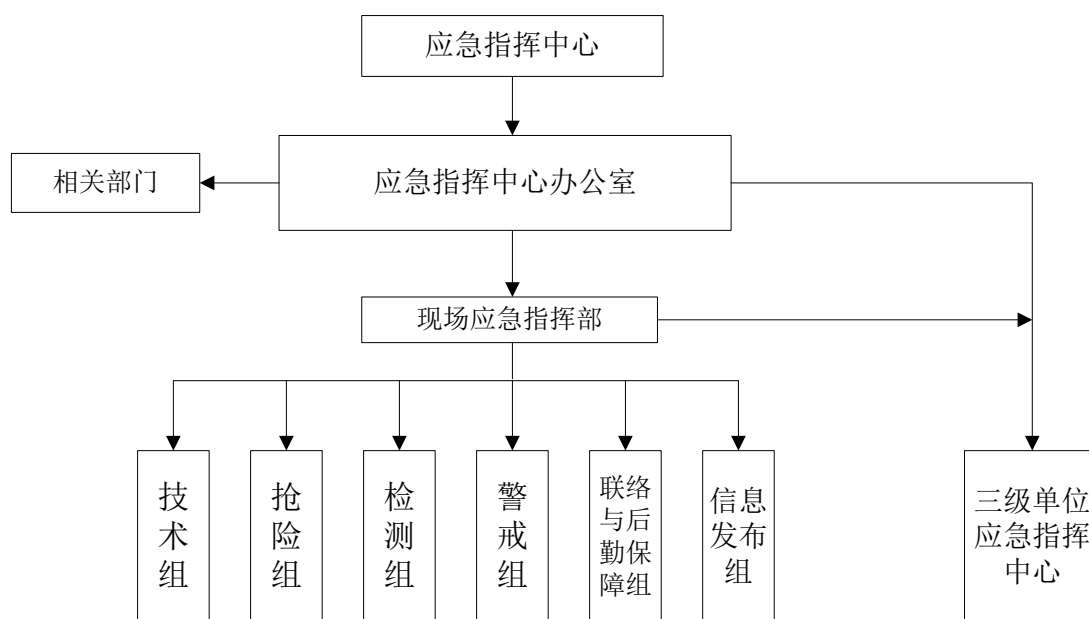


图 8.6-1 海洋采油厂溢油应急组织机构图

海上溢油事故应急指挥机构由海洋采油厂应急指挥中心、应急指挥中心办公室、现场应急指挥部、专家组组成。现场应急指挥部下设技术组、抢险组、检测组、警戒组、联络与后勤保障组、信息发布组等专业处置组。

现场应急指挥部由总指挥、副总指挥（可不设），及生产办公室、安全环保科、开发管理科、党政办公室、宣传科、物资管理中心、环境预报站、油田开发研究所、综合服务中心、信息中心、护卫大队、专家组等相关部门、单位负责人组成。

8.6.2.3 溢油事故的报告

溢油事故一旦发生，首先应立即切断油源，并在 1h 内上报海区主管部门。溢油事故报告程序如图 8.6-2。

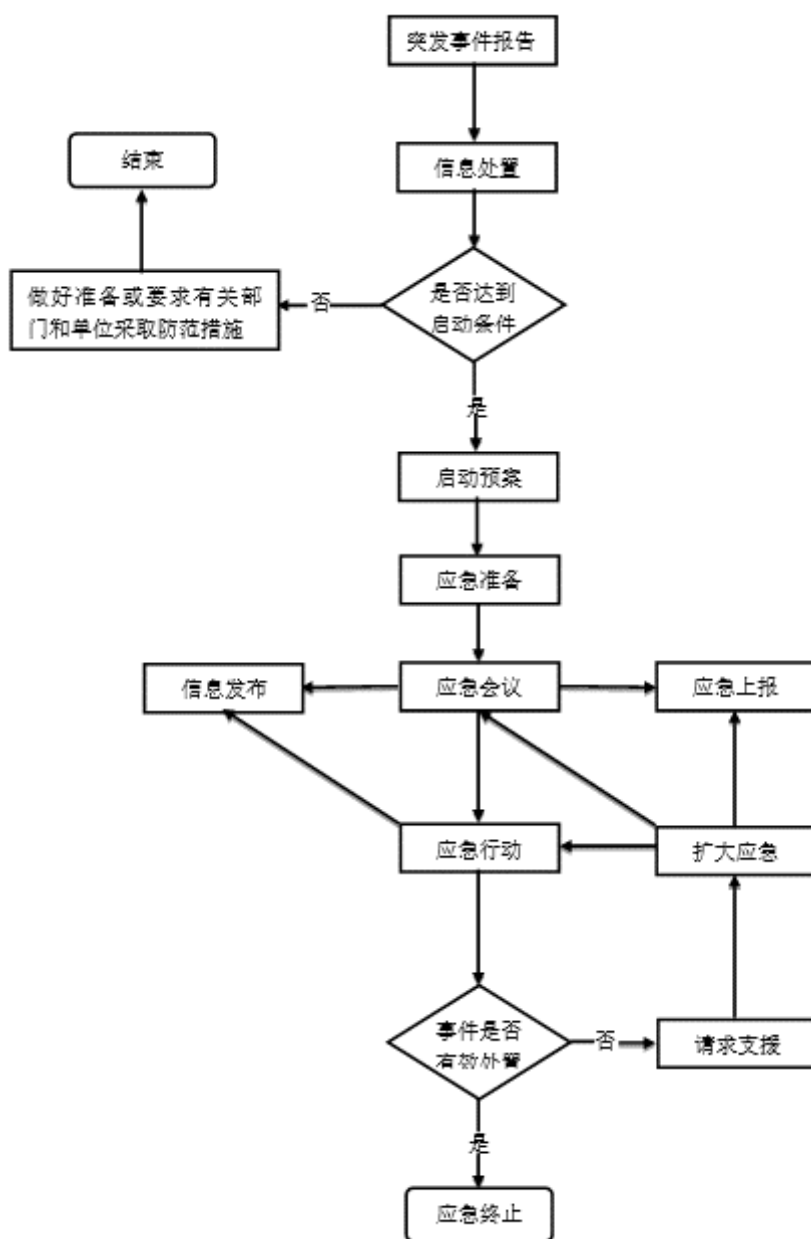


图 8.6-2 溢油事故报告程序图

8.6.2.4 溢油反应程序

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

- (1) 特别重大溢油事故，是指溢油 1000t 以上的海洋石油勘探开发溢油事故；
- (2) 重大溢油事故，是指溢油 500t 至 1000t（含）的海洋石油勘探开发溢油事故；
- (3) 较大溢油事故，是指溢油 100t 至 500t（含）的海洋石油勘探开发溢油事故；

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

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

建设单位配备的溢油应急设备足以应对 10t 以下的溢油事故，反应程序如图 8.6-3 所示。

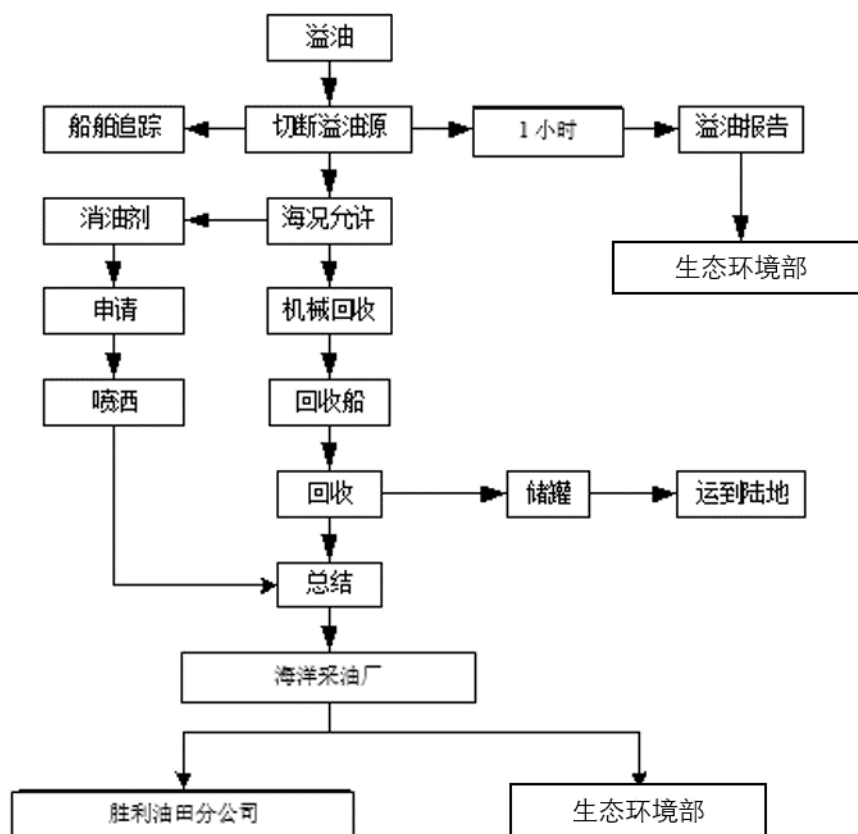


图 8.6-3 10t 以下溢油事故应急反应程序

发生 10t~100t 溢油事故时的溢油反应程序如图 8.6-4 所示。

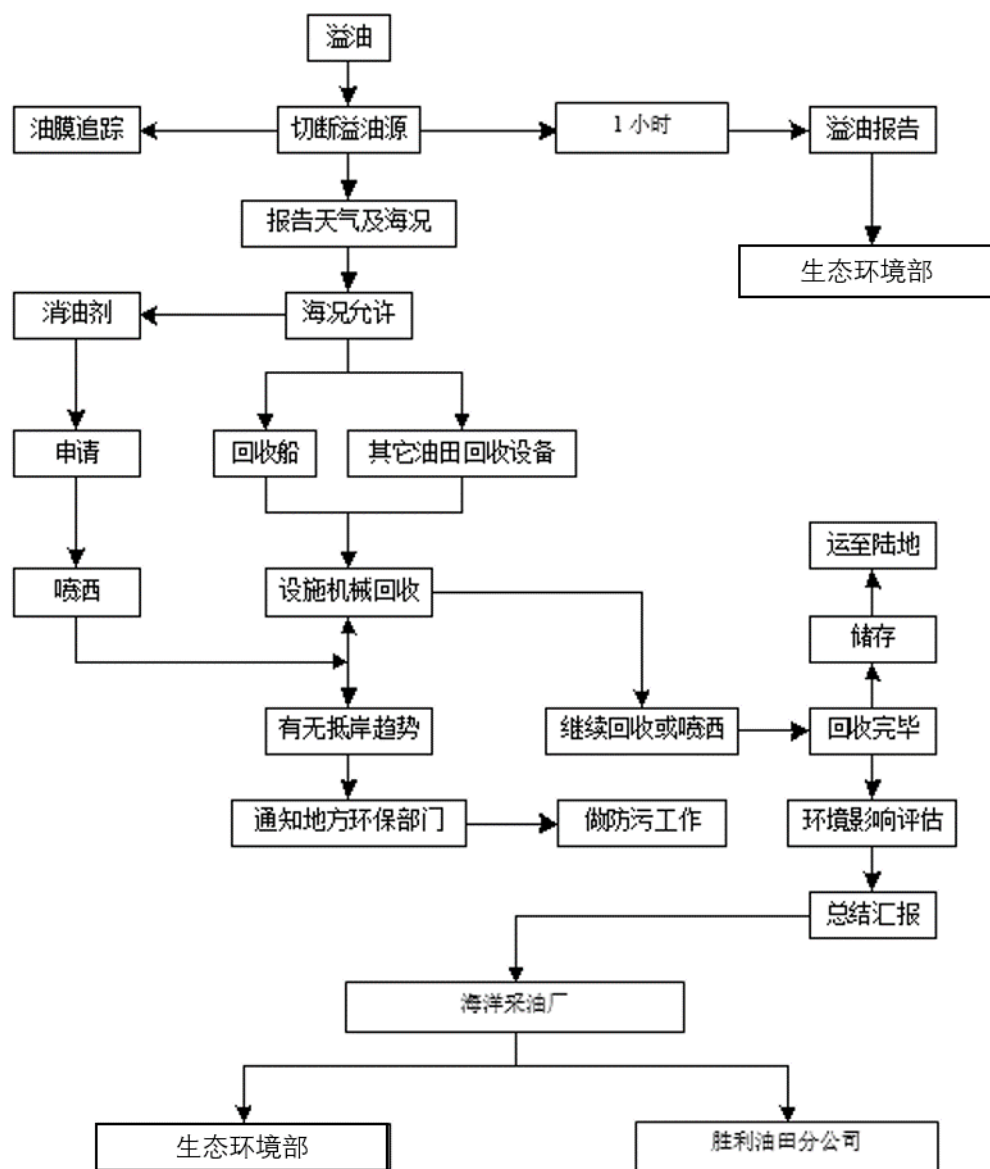


图 8.6-4 10t~100t 溢油事故应急反应程序

发生溢油事故后应及时启动本油田应急计划，由胜利石油管理局根据溢油规模启动相应级别的应急预案，埕岛油田主体及西北部海上石油开发工程作业者将严格按照上述要求执行。

发生溢油事故后应及时启动本油田应急计划，由胜利石油管理局根据溢油规模启动相应级别的应急预案，埕岛油田主体区块海上石油开发工程作业者将严格按照上述要求执行。

8.6.2.5 海上溢油的处理

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

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

(1) 围栏法

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

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

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

● 两船拖带之“J”型

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

便于撇油器或其它回收设备的操作。

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

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

● 两船拖带之“U”型

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

(2) 吸附法

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

胜利油田按照不同溢油种类、海域、岸滩环境等特点分别可采取下列溢油处理方式:

柴油、机油

由于柴油和机油的轻质性质,对它们的有效回收困难更大,但是可以充分利用其易于自然挥发和自然降解的物理特性,在最终确定难以再实施机械回收时最好令其自然挥发和自然降解,还可以利用船只穿行其间加速其挥发和降解。若使用溢油分散剂,则应采用经检验合格的消油剂。

原油

对原油的回收以机械回收为主,届时回收船或其它油田的溢油回收设备可被动员到溢油现场,所有回收设备的最终选用将视原油的性质而定,并就现有设备的有效使用,溢油回收现场责任人应随时保持与胜利油田分公司海洋采油

厂溢油应急指挥中心的联系。当天气和海况不允许使用机械回收的方法收油，或机械回收完毕后仍有剩余残油时，可考虑采用化学方法处理，即利用经检验合格的消油剂。

8.6.3 风险管理

多年来，海洋采油厂认真贯彻落实国家、集团公司、油田领导关于 HSE 工作的指示精神和电视电话会议部署，始终坚持“安全第一，预防为主，综合治理”的工作方针，牢固树立“海上生产无小事，安全环保大于天”的理念，以《安全生产法》、《环境保护法》等安全环保生产法律、法规和规章为准绳，以安全生产、清洁生产为目标，认真研究把握海上安全生产工作的特殊性和规律性，不断创新 HSE 管理新模式，落实安全责任，全员安全环保意识和本质安全化水平不断提高，采油厂保持了稳定的安全环保形势。

8.6.3.1 HSE 管理体系建设

（1）HSE 体系的建立

认真落实“全员参与、全过程控制”的方针，在 HSE 委员会的基础上，成立了教育培训、监督检查、隐患项目治理、职业卫生四个专业委员会，设立九个运行小组，四个专业委员会定期向 HSE 委员会汇报安全职责履行情况，做到一级对一级负责，党政工团齐抓共管、全员参与的 HSE 管理新模式。

下属三级单位成立了相应的 HSE 领导小组，聘任 6-7 名专职安全工程师，确保安全工程师常驻海上平台，负责平台的的安全管理工作。各级安全环保工作机构定期研究 HSE 工作，通过严格执行安全环保评比挂牌、安全信息定期通报制度、违章和隐患连带责任制度、一票否决制度等制度，加大了奖励力度，极大地促进了安全生产工作。

（2）健全安全管理制度

针对海上原油生产行业要求，于 1998 年制定了《海上安全环保管理制度汇编》，并不断进行修订，对海上生产过程中摸索出的 35 项安全管理制度进行了汇编。近几年，结合国家法律法规以及有关规范标准以及海上安全环保工作特点和特殊性、规律性，又先后制定完善了《生产安全事故管理规定》、《重大作业风险分析和备案制度》、《违章及生产安全事故问责制》等规章制度，为安全环保工作

逐步走向程序化、规范化、制度化奠定了基础。

(3) 技术监督管理制度

为了满足注水开采的有效运行,及时掌握注采工艺参数,经过十多年的摸索和积累,逐渐形成一套相应的注采输技术监督制度,由开发管理科负责对注采井的生产运行(见表 8.6-2),对注采设施、水质保持、工艺控制等方面进行了详细的说明。

表 8.6-2 海洋采油厂注采输技术监督制度

分类	采油部分	注水部分	集输部分	技术监督部分
规范制度内容	➤ 机械采油井管理规范 ➤ 自喷井管理规范 ➤ 采油井资料录取管理办法 ➤ 低绝缘、脱气、出砂井管理规定》 ➤ 海上船舶拉油单井管理规定 ➤ 停产井管理规定 ➤ 报废井、待报废井管理规定	➤ 注水管理规定 ➤ 注水井资料录取管理办法 ➤ 注水井开关管理规定 ➤ 停注井管理规定 ➤ 注水井洗井管理规定 ➤ 生产资料管理规定 ➤ 关于动用洗井船舶进行水井洗井、油井措施、海管及工艺流程管线扫线试压的补充规定 ➤ 波纹金属软管使用管理规定	➤ 集输站库破乳剂热沉降试验管理规定 ➤ 中心平台与海三站分队计量管理办法 ➤ 海上生产动态监控管理办法 ➤ 码头交油暂行管理办法 ➤ 冬季天然气管理规定	➤ 能源管理定规 ➤ 标准化组织机构体系 ➤ 标准化管理办法 ➤ 全面质量管理体系 ➤ QC 小组管理规定 ➤ 质量管理成果发布、评审、奖励办法 ➤ 管理标准考核办法 ➤ 计量管理规定 ➤ 节能工作管理制度汇编 ➤ 质量管理办法

(4) 安全教育培训

始终把加强海上职工安全环保教育培训工作作为海上安全环保管理的一项重要举措,采取多种形式进行安全教育培训。几年来,先后举办“主要负责人和安全管理人”海上安全救生培训、特种作业人员技能培训、25 号令宣贯培训等培训班,累计培训职工 3000 多人次,确保了海上生产经营单位的主要负责人、安全生产管理人员、特种作业人员、出海人员持证上岗率达到了 100%。

(5) 应急管理及演练

采油厂编制总体应急预案 1 项,灾害性事件(风暴潮、冰冻)等专项预案 19 项。根据油田统一安排,修订完善了 148 个岗位的应急处置卡。定期组织开展消防、逃生、井控、管道泄漏等应急演练;强化岗位夜间应急处置及岗位联动,利

用仿真练兵场开展模拟演练，强化岗位“一分钟处置”。如中心一号平台有专门的生产安全事件现场应急处置方案，且对各个岗位（如安全员、技术员等）设应急处置卡，明确各岗位的现场应急措施。

完善 37 类防汛防风暴潮物资、15 类溢油应急物资储备；强化应急抢险及专业应急队伍建设。按照各项应急预案应急处置流程，确保海上突发事件的快速处置。2016 年以来启动大风、溢油等应急预案 6 次，开展溢油应急处置 3 次。

采油厂定期组织开展溢油、防风暴潮等专项演练以及大型综合演练，不断提高对突发事件的应急处理能力。深入实施应急能力提升工程：

- 1) 建设“体系完备，准备充分，反应迅速”，操作程序化、表单化的应急处置体系；
- 2) 运用视频监控、无人机、溢油雷达、平台监控等多种手段，提升海面溢油监控能力；
- 3) 应用水下成像技术，及时识别海管运行状况及存在的风险；
- 4) 应用吸油海绵等手段，提升采油厂处置小型溢油事件的能力。



图 8.6-5 应急演练

8.6.3.2 应急机构与资源

海洋石油船舶中心是胜利油田唯一的专业化船舶保障、海洋应急单位，主要承担着保障支持油田海洋石油勘探开发安全生产、清洁生产的重任。同时，中心作为“山东省海上东营安全生产应急救援中心”，担负着东营、滨州、潍坊等地海域的海上应急抢险任务。中心涉海主要单位为船舶一、二大队两个船队，其中各类船舶共 27 艘。船队机关设在山东龙口妃姆岛，所属船舶主要作业海域为东营桩西胜利埕岛海域。

中心下设 11 个机关科室、4 个直属科级单位和船舶一大队、船舶二大队、海洋应急中心等 7 个三级单位，现有职工 1600 余人，其中船员 600 余人，应急消防和抢险救助等专业人员 180 余人。

中心拥有拖轮、货轮、油轮、浮吊、驳船、挖泥船等性能先进的船舶 29 艘，以及安全应急保障、海洋环境保护、岸路支持等各类设施。其中，大马力海洋石油勘探开发专用工作船 7 艘，综合消防能力的船舶 6 艘，500 吨全回转浮吊 1 艘，原油、成品油运输船 5 艘，溢油回收船 3 艘，机动货驳 4 艘，挖泥船组 2 艘，交通艇 1 艘，非自航甲板驳 1 艘，以及平台移位和消防值班全回转拖轮 2 艘；目前，正在组织建造的有 1 艘 8000HP 和 2 艘 5000HP 多用途工作船。

①胜利 212

胜利 212 船为泥浆转运/溢油回收船，1996 年 6 月建成投产，国内营运持证船，近海航区。单连续甲板、长艏楼、浅吃水、双机双桨，并带有艏侧推。甲板载货 500t，可以为钻采平台提供柴油、淡水、甲板货，具有在平坦泥沙质海底短期搁浅无损变功能，适于浅滩海水域作业。目前主要承担埕岛海域溢油回收和海洋环境保护工作，其功能是当海上发生溢油时，在一艘拖轮的配合下，回收闪点大于 60 度的溢油，溢油舱舱容为 500t。

②胜利 502

属于双体溢油(污油)回收船(B 类)，1980 年 3 月建成投产，原为双体地质调查船，为了满足胜利油田海上溢油回收作业需求，2004 年 2 月将该船改造为一艘溢油（污油）回收船（B 类），所配备的组合式浮油回收装置，可在该船配备的工作艇或其它船舶的配合下进行大面积溢油应急回收作业，可承担港区和油井作业区的日常安全守护任务。

③胜利 503

属于溢油（污油）回收船，2009 年 11 月 13 日建成投产，CCS 船级，持有国内入级证书，近海航区，B 级冰区加强，续航能力为 1000nmile，自持力 10 天，该船在 6 级风，5 级海况下能够巡航作业，3 级海况下能够收油作业。主机配置 2 台康明斯 KTA38-M1 型柴油机，总功率 1356kW，双机双桨推进，推进方式采用固定螺旋距的全回转舵桨装置。电站配置 2 台柴油机发电机组，总功率 260kW。甲板机械配置锚机、克令吊等设备。配置 1 台 200m³/h 内置式船头收油机，通过动态斜面(DIP)方法回收系统收集浮油与固状垃圾物。浮油、污水回收舱 329.5m³，可回收、储存和驳送水面漂浮的各种粘度溢油(包括闪点<60℃的油类)，以及块状的浮油和海面垃圾；可进行喷洒溢油分散剂作业；可在油区海面巡逻，快速发现溢油。



图 8.6-6 胜利 212



图 8.6-7 胜利 502



图 8.6-8 胜利 503



图 8.6-9 海洋船舶中心溢油回收图

8.6.3.3 隐患发现与排查

采油厂高度重视隐患治理工作，专门成立隐患治理专业委员会和项目组，定

期开展隐患排查，对隐患进行分级管理，定期组织召开隐患治理工作会议，研究治理方案。

建立了以班组日检、基层队周检、三级单位月检、采油厂季检以及每月组织专项检查的制度。在保持以往日常检查、专项检查的基础上，我们在油田率先推行了安全环保纠察制度，有关部门联合进行突击行动，查纠“三违”、整治隐患，有力推动了安全环保管理水平的提高。

建立了海上自动化监控系统、平台电视监视系统、原油泄漏监控系统，定期开展平台及海洋石油专业设备等生产设施的安全检测与风险评估，强化海上储油、输油、采油设施等要害部位和薄弱环节的监控防护，以确保海上安全清洁生产。

（1）海底管道

海洋采油厂坚持依法合规严守涉海管道安全环保责任，牢固树立“红线”意识，建立健全科学管理长效机制，从严从细抓好责任落实和日常监督管理，以“零容忍”的决心抓好风险防控，标本兼治开展海底管道隐患排查治理，强化应急处置，促进海底管道规范化管理上水平。

建章立制，强化海底管道管理。2015 年海管中心成立后制定了《海洋采油厂海底管道管理规定》，对海底管道管理职责分工进行了明确；并根据海底管道的相关规范和制度开展海底管道的检验检测和检维修工作。每年按照计划对海底管道进行了年度检验。对不具备通球条件的在役海底管道每 5 年至少进行 1 次压力试验和评估，压力试验值不低于最大工作压力的 1.5 倍，且不超过设计压力。对所有达到设计寿命的海底混输管道全部完成了延寿评估工作。实现了每三年对海底管道路由复勘和探摸一次。

（2）海上平台

中心二号平台、CB20CCB25GCB1G 采修一体化平台：值班人员每小时巡回检查一次，重点检查本系统内关键设备设施运行状况，周围海域瞭望，录取重点生产参数，每 2 小时上报一次，完成后填写巡检记录；随时通过自动化监控系统和视频监控对本系统运行情况进行监控，发现异常及时处理。

各井组及单井平台：海况允许能出海的情况下，每天对平台采油设施及电力设施等关键要害部位进行巡检，填写巡检记录录取生产参数；每年出海 210 天左右。同时，中控室值班人员通过自动化监控系统和视频监控对各平台生产情况进行监控，发现异常及时处理。

(3) 护卫巡逻

护卫二队成立于 2006 年 4 月，主要负责采油厂埕岛、新北两大海上油区的巡护工作，巡护浅滩海域。

一是在天气允许的情况下，由大队调度室通知对采油厂埕岛、新北油区进行巡护，及时驱赶平台钓鱼、摸海螺人员，清理生产区域渔网，在无法驱离的情况下，通过蹲守到作业渔船离开保证生产区域安全，努力消除阻碍油区生产的各种违法行为。每年出海巡逻次数不少于 180 次。

二是加强与监控指挥中心沟通协作，采取现场巡护与视频监控相结合的方式，对巡逻时未发现的情况，监控指挥中心通过视频监控及时通报，海上巡逻人员及时到达指定地点，确保海底管线区域内无滞留船只、海底管线无打卡盗油、重大污染事件。



图 8.6-10 护卫巡逻

8.6.3.4 智能化管理系统

(1) 对油水井生产运行情况、开发动态、重点设施运行参数等主要指标进行自动远程采集、转储、处理，实现了电力系统和关键设备设施的的压力、温度、阀位开度等的实时监控。

(2) 平台自控系统：中心平台具备电泵井远程启停，机泵、控制阀、加热器远程遥控、实时调节和异常处理功能，实现了对井喷、泄漏、火灾爆炸等事故进行快速报警预警及处置。

(3) 建立区域立体化监控系统

船舶监控方面，部署 AIS 基站 4 套、北斗基站 1 套、雷达 3 套，具备船舶动态监控、航行轨迹查询、外来船舶闯入报警、外来船舶动向跟踪、海上油区抛锚预警等功能。

(4) 安装在线监测预警系统

针对投产时间最早的中心一、二号平台实施结构监测预警，在线监测平台结构关键点的应力、倾斜、震动及高程变化，实现了结构安全的实时监测、异常预警、超限报警。

针对主要输油管道，实施海底管道泄漏监测，通过监测进出口压力、流量数据，实时判断管道的安全状态，确定管道泄漏位置。

(5) 重大风险防控与智能化响应

重大风险点监控方面，在平台井口、工艺流程、靠船排等关键部位，安装了监控设备。

工艺系统设计有压力、液位、温度报警并配套连锁关停功能，将异常工艺进行隔离和控制。

油水井安装井下安全阀、井下环空封隔器，通过自控系统或手动控制，实现紧急关断；电力系统通过远程分合闸，控制配电柜，可快速切断平台电源。

在中心平台利用批处理一键关断程序，实现 1 分钟内完成辖区所有油井的快速关井。海底混输管道两端安装紧急关断阀，通过自控系统或手动控制，实现突发事件紧急关断，避免发生重大泄漏事故。

现场与应急指挥中心的音视频互通，为应急处置分析、研判、决策、指挥提供第一手现场资料。

8.6.4 溢油风险防范措施有效性分析

8.6.4.1 油田自身溢油应急能力分析

埕岛油田主体区块 76 座平台及配套工程（除 10 口预留井外）已建成，海上施工作业已经结束。油田、胜利海洋应急中心及或外借的溢油应急物资如下：

(1) 油田应急物资装备

埕岛油田应急物资装备见表 8.7-2。埕岛油田目前有 18 座有人值守平台上均配备了溢油应急物资，包括消油剂、吸油毡、消油剂喷洒器、围油栏等，值班船在中心一号、中心二号和中心三号平台附近，若发现溢油，一般 30 分钟内值班船可以到达最近的有人值守平台并装配溢油应急物资到达现场。埕岛油田有人值守平台现有风险设施能够处理的溢油事故能力约为 22.4 吨。

(2) 胜利海洋应急中心溢油应急设备

胜利海洋应急中心溢油应急物资装备见表 8.6-3。

表 8.6-3 埕岛油田应急物资装备统计表

序号	物资名称	配置地点 (填至基层队站)	型号	主要参数及性能	数量
1	围油栏	海四采油管理区埕岛中心三号平台	WQJ1500 充气式橡胶围油栏	功率：21kW，液压压力：16MPa， 液压流量：60L/min；水上高 500mm， 水下深 750mm；长度方向最低拉力 200kn；	300 米
		海一采油管理区中心一号平台	GW900	水上高 320mm,水下深 460mm，每节 长度 20m,抗拉力 50KN,节重量 130KG；	50 米
		集输大队应急物资库房	GW900		120 米
		海盛集团航务公司应急库房	WQJ1500 充气式橡胶围油栏	功率：21kW，液压压力：16MPa， 液压流量：60L/min；水上高 500mm， 水下深 750mm；长度方向最低拉力 200kn；	200 米
			WGV1500 浮子式 pvc 围油栏	最大抗风速：20m/s,最大抗流速：3kn 最大抗波高 2.5m	800 米
			WGV900 浮子式 pvc 围油栏	最大抗风速：18m/s,最大抗流速：2kn 最大抗波高 1.8m	1000 米
			WGV600 浮子式 pvc 围油栏	最大抗风速：10m/s,最大抗流速： 1.0kn 最大抗波高 0.5m	1000 米
			WQV600T 充气充水式 pvc 围油栏	最大抗风速：10m/s,最大抗流速： 1.5kn 最大抗波高 1.0m	600 米
			WGJ900H 防火式围油栏	最大抗风速：15m/s,最大抗流速： 1.5kn 最大抗波高 1.0m	200 米
2	吸油毡	物资管理（配送）中心应急库房	PP-2	亲油疏水，吸油量可达自重的 10 倍，熔点 165~170℃，使用温度 120℃以下	4t
		海一采油管理区中心一号平台			100kg
		海一采油管理区 CB11N (采修一体化平台)			100kg
		海一采油管理区应急库房			200kg

		海二采油管理区中心二号平台			100Kg
		海二采油管理区 CB25G 平台（采修一体化平台）			100Kg
		海二采油管理区 CB1G 平台（采修一体化平台）			100Kg
		海二采油管理区 CB20C 平台（采修一体化平台）			100Kg
		海二采油管理区应急库房			150Kg
		海三采油管理区应急库房			100kg
		海三采油管理区 CB246A 平台			100kg
		海三采油管理区开发三号平台			100kg
		海三采油管理区 CB32A 平台			100kg
		海三采油管理区 CB30A 平台			100kg
		海三采油管理区 KD481 平台			100kg
		海四采油管理区埕岛中心三号平台			500Kg
		海四采油管理区 CB1F （采修一体化平台）			100Kg
		海四采油管理区 CB22F （采修一体化平台）			100Kg
		海四采油管理区 CB4D （采修一体化平台）			160Kg
		海四采油管理区 CB4E （采修一体化平台）			100Kg
		海四生产管理区应急库房			240Kg
		集输大队应急物资库房			60kg
		集输大队海三联合站库房			40kg
		集输大队海四联合站库房			40kg
		集输大队海五联合站库房			40kg

		集输大队综合维修队库房			20kg
		集输大队交油计量队库房			40kg
		海工准备大队码头管理队库房			100kg
		维修大队材料站库房			100kg
		海盛集团船务公司应急库房			6 吨
3	消油剂	海一采油管理区中心一号平台	DG-1	/	3 吨
		海一采油管理区 CB11N (采修一体化平台)	DG-1	/	1 吨
		海二采油管理区中心二号平台	GB18/88.1	/	2.4 吨
		海二采油管理区 CB25G 平台 (采修一体化平台)	DG-1	/	1 吨
		海二采油管理区 CB1G 平台 (采修一体化平台)	DG-1	/	1 吨
		海二采油管理区 CB20C 平台 (采修一体化平台)	DG-1	/	1 吨
		海三采油管理区 CB246A 平台	DG-1	/	1 吨
		海三采油管理区开发三号平台	DG-1	/	1 吨
		海三采油管理区 CB32A 平台	DG-1	/	1 吨
		海三采油管理区 CB30A 平台	DG-1	/	1 吨
		海三采油管理区 KD481 平台	DG-1	/	1 吨
		海四采油管理区埕岛中心三号平台	DG-1	/	4 吨
		海四采油管理区 CB1F (采修一体化平台)	DG-1	/	1 吨
		海四采油管理区 CB22F (采修一体化平台)	DG-1	/	1 吨
		海四采油管理区 CB4D (采修一体化平台)	DG-1	/	1 吨

埕岛油田 76 座平台及配套工程

		海四采油管理区 CB4E (采修一体化平台)	DG-1	/	1 吨
		海盛集团船务公司应急库房	薇普紧急泄露处理液	油品降解率达到 70%	4 吨
4	捞油网	海一采油管理区应急库房	/	/	20 个
		海二采油管理区应急库房	/	/	10 个
		海三采油管理区应急库房	/	/	13 个
		海四采油管理区应急库房	/	/	20 个
		海工准备大队应急库房	/	/	20 个
		集输大队应急物资库房	/	/	20 个
5	收油机	海二采油管理区应急库房	ZKJ-5, 青岛华海环保工业有限公司	收油量 5T/h, 6.3Kw	1 台
		海盛集团船务公司应急库房	船用动态斜面收油机 DXS150	收油能力 150m³/h	1 台
		海盛集团船务公司应急库房	收油机 ZSY50	收油能力 50m³/h	2 台
6	收油船	海盛集团船务公司码头	海运 19	舱容 500 方, 最多可装 400t	1 艘
7	消油剂喷洒器	海一采油管理区中心一号平台	PSD40	最大喷洒速率: 40L/min, 喷射压力: 1-3mpa, 喷枪水平射程: 大于 8m	2 台
		海一采油管理区 CB11N (采修一体化平台)	PSD40		1 台
		海一采油管理区应急库房	PSD40		1 台
		海二采油管理区中心二号平台	PSC40/PSD40	流量: 40L/min, 喷枪水平射程: ≥8m, 转速 780r/min, 吸程: ≤3m, 功率: 4KW, 喷射压力: 1-3MPa	3 台
		海二采油管理区 CB25G 平台 (采修一体化平台)	PSC40		1 台
		海二采油管理区 CB1G 平台 (采修一体化平台)	PSD40		1 台
		海二采油管理区 CB20C 平台 (采修一体化平台)	PSC40		1 台
		海三采油管理区应急库房	QC36-10TA	工作电压 380/220V, 功率 10/5.8KW, 电流 22A	3 台

		海三采油管理区开发三号平台	便携式手动喷壶 JB8L-01	容量：8L	2 台
		海三采油管理区 CB32A 平台			2 台
		海三采油管理区 CB30A 平台			2 台
		海三采油管理区 CB246A 平台			2 台
		海三采油管理区 KD481 平台			2 台
		海四采油管理区埕岛中心三号平台	PSC40	流量：40L/min，喷枪水平射程： ≥8m，喷射压力：1-3MPa	1 台
		海四采油管理区应急库房			2 台
		海四采油管理区 CB22F (采修一体化平台)	D40PS		1 台
		船务公司应急库房	船用喷洒装置 PS140B	喷洒量 140L/min	2 台
		船务公司应急库房	PS40	喷洒量 40L/min	4 台
8	热水清洁装置	船务公司应急库房	BCH0917B	工作流量 14L/min 工作压力 10Mpa 工 作温度 0~100℃	2 台
9	冷水清洁装置	船务公司应急库房	BCC0917A	工作流量 17L/min 工作压力 8.5Mpa	1 台
10	卸载装置	船务公司应急库房	TLBSW-200 卸载泵	200m³/h	1 台
11	化学吸附剂	船务公司应急库房	MDHX400SS	吸附性为本身重量 15 倍	3 吨

表 8.7-3 胜利海洋应急中心溢油应急物资装备统计表

序号	名称	规格型号	性能参数	生产厂家	投产日期	单位	数量	技术状况
一、收油系统								
1	多功能收油机	LMS	(三刷式) 收油量 60- 90M³/H	芬兰劳模 (LAMOR) 公司	2011.5	台	1	良好
2	侧挂式收油机	LSC-3C	最大收油量 123M³/H	芬兰劳模 (LAMOR) 公司	2011.5	台	1	良好

埕岛油田 76 座平台及配套工程

3	海洋型重油收油机（海洋鬼怪收油机）	HU/0400-050	最大收油量91M³/H	英国维柯玛公司	2012.3.9	台套	2	良好
4	两栖收油车	Truxor DM 5000	最大收油量14-19M³/H	瑞典 DM 公司	2015.9.25	台套	1	良好
5	微型真空系统	CS/5195-012	最大收油量24M³/H	英国维柯玛公司	2012.3.9	台套	3	良好
6	岩石收油机	LRC	最大收油量12M³/H	芬兰劳模（LAMOR）公司	2012.3.9	台套	3	良好
7	外海收油机	LFF-2C	最大收油量400M³/H	芬兰劳模（LAMOR）公司	2012.3.9	台套	1	良好
8	船用侧挂式收油机	LSC-3C	最大收油量123M³/H	芬兰劳模（LAMOR）公司	2012.3.9	台套	1	良好
9	动态斜面侧挂式收油机	DIP402	最大收油量120M³/H	劳模 SLICKBAR 公司	2012.3.9	台套	1	良好
10	转盘刷式收油机	TYZPS-10	最大收油量10M³/H	广州市泰洋环保设备制造有限公司	2015.7.29	台套	2	良好
11	小型真空收油机	MiniVac	最大收油量10M³/H	俄罗斯 ECO 公司	2016.1.18	台套	3	良好
12	大型真空收油机	MaviVac	最大收油量30M³/H	俄罗斯 ECO 公司	2016.1.18	台套	1	良好
13	中型堰式收油机	Sprut-PR	最大收油量30M³/H	俄罗斯 ECO 公司	2016.1.18	台套	2	良好
14	大型堰式收油机	Sprut-P	最大收油量60M³/H	俄罗斯 ECO 公司	2016.1.18	台套	1	良好
					合计	台套	23	

二、围油栏

1	橡胶充气式围油栏	WX1500		青岛光明环保技术有限公司	2010.8	米	400	良好
2	柔性快速布放围油栏	WGV900R		青岛光明环保技术有限公司	2009.4	米	400	

埕岛油田 76 座平台及配套工程

3	远海2000充气式围油栏	远海2000		美国 SLICKBAR 企业集团	2011.7.8	米	800	良好
4	岸滩式充气充水围油栏	WQJ900T		青岛光明环保技术有限公司	2012.2.21	米	1200	良好
5	岸滩式充气充水围油栏	WQV-600T		青岛新京华环保技术有限公司	2014.12.25	米	1000	良好
6	大型远海充气式围油栏	WQJ2000		青岛光明环保技术有限公司	2012.9.8	米	2000	良好
7	格栅型围油栏	BOM301	宽度约480MM,每根30M	美国 NEWPIG 公司	2012.10.12	米	1200	经多次使用, 约300米栏体抗拉强度降低
8	固体围油栏	WGV1100	总高度为1100mm	青岛光明环保技术有限公司	2017.9.6	米	1000	良好
9	固体围油栏	WGV900	总高度为900mm	青岛光明环保技术有限公司	2017.7.18	米	1000	良好
					合计	米	9000	

三、喷洒设备、临时存储装置、卸载泵

序号	名称	规格型号	性能参数	生产厂家	投产日期	单位	数量	技术状况
1	清洗机	IDAC 47356OPTIMA CMP 1714	功率: 6.0kw, 喷射压170bar	意大利 BLG 公司	2010.8	台	2	良好
2	喷洒机	PSC40	功率4KW; 最大喷射量2.4t/h	青岛光明环保技术有限公司	2006.9	台	2	良好
3	喷洒机	PSC40	功率4KW; 最大喷射量2.4t/h	青岛光明环保技术有限公司	2010.8	台	10	良好
4	船载喷洒装置	PSB80	最大喷射量80L/min	青岛光明环保技术有限公司	2010.8.23	套	1	良好
5	船载喷洒装置	PSB150	最大喷射量150L/min	青岛光明环保技术有限公司	2011.11.3	套	2	良好

埕岛油田 76 座平台及配套工程

6	船载喷洒装置	PSBD150	最大喷射量150L/min	青岛光明环保技术有限公司	2011.11.3	套	2	良好
7	船载喷洒装置 (SL505)	PSB200	最大喷射量200L/min	青岛欧森公司	2017.5	套	1	良好
8	浮动油囊	FN15	容量15M³	青岛光明环保技术有限公司	2012.9.8	个	2	良好
9	浮动油囊	FN5	容量5M³	青岛光明环保技术有限公司	2012.9.8	个	4	良好
10	轻便储油罐	QG9	容量9M³	青岛光明环保技术有限公司	2012.9.8	个	5	良好
11	轻便储油罐	QG9	容量9M³	青岛光明环保技术有限公司	2013.11	个	2	良好
12	液压潜水泵	KMA333	驳油量540M³/H	劳模 SLICKBAR 公司	2012.3.9	台套	1	良好
四、吸附清除材料								
1	吸油毡	PP-2		青岛光明环保技术有限公司		吨	15.3	
2	吸油拖栏	XTL-Y220	每节10M	青岛光明环保技术有限公司		米	2890	
		XTL-Y220	每节10M	青岛光明环保技术有限公司	2017.7.18	米	1000	良好
3	消油剂	GB 18188.1	200KG/桶；保质期1年	胜利油田海发环保化工有 限责任公司	2017.8.8	吨	9.8	
4	吸油丝	PP	每箱10公斤	青岛光明环保技术有限公司	2012.2.21	吨	1.96	良好
5	吸收型围油栏	BOM403	每包2根，每根6米	美国 NEWPIG 公司	2012.10.12	米	1668	良好
6	吸油围油栏	WGP600	每条10米	青岛新京华环保技术有限公 司	2017.9.6	米	700	良好

8.6.4.2 外借溢油应急能力

位于渤海海域的海上救助、溢油应急力量较强，在发生大型溢油事故或胜利油田分公司所属应急力量、溢油所需的设备、人员难以有效应付时，可以申请支援的附近应急力量主要有：烟台海事局、中海石油环保服务有限公司（COES）（塘沽基地溢油应急设备见表 8.6-4）、中国石油海上应急救援响应中心等单位。中石化与中海石油环保服务有限公司（COES）签署了《溢油应急战略联盟协议书》，有关文件见图 8.7-11。

中海石油环保服务有限公司（COES）的基地也在塘沽，因此中海石油环保服务有限公司到埕岛油田作业海域的应急反应时间约为 6-7h。

一旦发生溢油，海洋采油厂将在 1 小时之内汇报北海分局。如果发生大、中型溢油事故或溢油所需的设备、人员超出海洋采油厂现有溢油应急力量，由海洋采油厂溢油应急指挥中心负责申请求援，以便能够调集胜利油田分公司及国内外救援力量共同投入应急反应。

当溢油响应需要或预计超出中国石油化工集团公司应急能力时，将由中国石油化工集团公司负责人报告当地政府及海洋行政主管部门，由当地政府和海洋行政主管部门与相关方进行沟通协调，以调用埕岛油田附近可借用的应急响应资源。

对较大以上级别的溢油事故，可以就近调用本海区其它油田或基地以及外部溢油应急支援力量进行应急处理。建设单位与中海石油环保服务有限公司（COES）等其他公司建立了密切的联系，当发生较大、重大、特别重大型溢油事故时能及时获得可动用的溢油应急设备。当外部资源抵达现场，事态被控制住时，优先使用陆地溢油应急资源，被调用的其他周边平台/油田的应急设备资源应尽快返回原处并立刻进行相关物料物资的补充，以保障自身溢油应急能力。此外，作为三大石油化工公司应急救援联动协调小组成员，当发生溢油事故时，建设单位能按照《三大石油化工公司应急救援联动协调方案》共享中国海油和中国石油的区域溢油应急资源，当事态超过本区应急能力时，通过区域协调办向三大公司应急救援联动协调小组请求支援。



图 8.6-11 中石油、中石化、中海油三大石油公司联合应对海上溢油

表 8.6-4 中海石油环保服务有限公司（COES）塘沽基地溢油应急设备清单

序号	设备名称	生产厂家	规格型号	数量	性能	尺寸（长×宽×高）mm	重量 KG	状态
1	撇油器	LAMOR 公司	LSC-4	1 套	80m³/h	2650*950*420	180/套	可用
2	撇油器	LAMOR 公司	Minimax10	1 套	10 m³/h	650*840*350	22/套	可用
3	撇油器	LAMOR 公司	Minimax100	1 套	100 m³/h	2900*2000*1150	240/套	可用
4	撇油器	RO-CLEAN 公司	ALLIGATOR100	1 套	60 m³/h	1850*1200*820	200/套	可用
5	撇油器	青岛光明	ZK30 真空式	1 套	大于 3 m³ / h	1360*1000*1400	150/套	可用
6	动力装置	LAMOR 公司	LPP53	2 套	功率 53kw,风冷柴油机	1600*1050*1200	700/套	可用
7	动力装置	LAMOR 公司	LPP20	1 套	功率 21kw,风冷柴油机	1000*600*950	300/套	可用
8	动力装置	LAMOR 公司	LPP6	1 套	功率 4.6kw,风冷柴油机	920*870*790	130/套	可用
9	动力装置	RO-CLEAN 公司	DSPP50	1 套	功率 50kw,风冷柴油机	3300*2200*2650	3300/套	可用
10	围油栏	DESMI 公司	RO-BOOM1500	400m	吃水 0.7m, 干舷 0.5m	3100*1500/节	14.5/节	可用
11	围油栏	LAMOR 公司	FOB1000	400m	吃水 0.35m, 干舷 0.65m	2050*1000/节	6.2/m	可用
12	消油剂喷洒装置	青岛光明	PSB80	2 套	喷洒 4.8 m³/h	1100*730*900	230/套	可用
13	储油囊	DESMI 公司	10m³	1 套	储油 10m³/套	Φ600*2200/套	195/套	可用
14	储油罐	LAMOR 公司	9m³	2 套	储油 9m³/套	3000*3000*1000	150/套	可用
15	储油囊	青岛光明	FN10 浮动油囊	1 套	储油 10m³/套	10600*3200/套	220/套	可用
16	储油罐	青岛光明	QG5	2 套	储油 5m³/套	Φ2750*1360/套	68/套	可用
17	储油罐	青岛光明	QG9	2 套	储油 9m³/套	Φ3250*1500/套	100/套	可用
18	储油罐	大港泓锋泰公司	HFT007L	5 套	储油 7m³/套	3400*1750*1280	1900/套	可用
19	清洗机	LAMOR 公司	HDS 1000DE	2 套	产生高压热水或蒸汽	1100*750*785	185/套	可用
20	吸油拖栏	青岛华海	XTL-Y220	200m	吸油能力 22KG/M		2.2/m	可用

图 8.6-12 油田自身溢油应急物资与本工程位置关系图

8.6.4.3 应急响应时间可行性分析

1、油田自身溢油应急力量抵达时间

油田自身溢油应急物资与本工程位置关系见图 8.6-12。当发生溢油风险事故时，应急反应时间如下：

表 8.6-5 溢油应急力量抵达中心一号-海三站混输管线（保护区）溢油点时间

应急力量		距离 (km)	航速 (km/h)	航行时间 (h)	动员时间 (h)	到达时间 (h)
值班船	中心一号	6.6	20	0.34	-	0.34
	中心二号	8.8	20	0.44	-	0.44
	中心三号	10	20	0.5	-	0.5
有人值守平台	中心一号（最近）	6.6	20	0.34	0.5	0.84
	CB246（最远）	19	20	0.95	0.5	1.45
基地	海洋采油厂基地	12	20	0.6	2	2.6
	胜利油田分公司溢油设备存放基地	24	20	1.2	2	3.2
	胜利油田海洋应急中心船舶中心基地	140	20	7	2	9
专业溢油应急船	“SL212 船”和“SL503 船”	-	-	-	-	2~3

表 8.6-6 溢油应急力量抵达中心一号-海三站混输管线平台端溢油点时间

应急力量		距离 (km)	航速 (km/h)	航行时间 (h)	动员时间 (h)	到达时间 (h)
值班船	中心一号	0	20	0	-	0
	中心二号	2.5	20	0.125	-	0.125
	中心三号	3.5	20	0.175	-	0.175
有人值守平台	中心一号（最近）	0	20	0	0.5	0
	CB246（最远）	14.4	20	0.72	0.5	1.22
基地	海洋采油厂基地	18	20	0.9	2	2.9
	胜利油田分公司溢油设备存放基地	30	20	1.5	2	3.5
	胜利油田海洋应急中心船舶中心基地	143	20	7.15	2	9.15
专业溢油应急船	“SL212 船”和“SL503 船”	-	-	-	-	2~3

表 8.6-7 溢油应急力量抵达 CB4B-CB243A 的混输管线溢油点时间

应急力量		距离 (km)	航速 (km/h)	航行时间 (h)	动员时间 (h)	到达时间 (h)
值班船	中心一号	7.5	20	0.375	-	0.375
	中心二号	7.5	20	0.375	-	0.375
	中心三号	4.0	20	0.2	-	0.2
有人值守平台	中心一号（最近）	7.5	20	0.375	0.5	0.875
	CB246（最近）	7.0	20	0.35	0.5	0.85
基地	海洋采油厂基地	24	20	1.2	2	3.2
	胜利油田分公司溢	35	20	1.75	2	3.75

	油设备存放基地					
	胜利油田海洋应急中心船舶中心基地	150	20	7.5	2	9.5
专业溢油应急船	“SL212 船”和“SL503 船”	-	-	-	-	2~3

(1) 埕岛油田主体区块附近有 12 条值班船，在中心一号、中心二号和中心三号附近范围内 24h 昼夜巡视，主要巡视管辖范围内的无人平台，因本工程评价管道中心一号-海三站、CB35 单-CB35 和 CB35-海一站 3 条混输管道，穿越山东黄河三角洲国家级自然保护区，其他工程与环境敏感区距离较近，建议将山东黄河三角洲国家级自然保护区附近的油田范围作为值班船重点关注和防护区域，增大该区域的巡视频率，尽量在发生溢油后第一时间发现。由于值班船一般以小型拖轮和交通艇为主，没有足够的空间能够存放围油栏等设施。因此，建议建设单位可以在部分值班船上配备少量消油剂和便携式喷洒器。

(2) 埕岛油田有 18 座有人值守平台，事发平台的现场应急反应时间为 0.5h 之内；生产作业期间各平台之间相互联系，并有定期值班船舶保持平台之间、陆地与平台之间的相互联系，从临近平台动员设备和人员需 0.5h 以内。

(3) 从胜利油田分公司海洋采油厂基地（仙河镇、东营黄河海港）、胜利油田分公司溢油设备存放基地（桩西海港）、胜利油田海洋应急中心船舶中心基地（龙口码头）到达埕岛油田主体区块开发生产作业区的航行时间分别为：1-2h、1-2h 以及 4-5h，加上 2h 的陆地动员时间，从上述陆上基地到达埕岛油田作业现场的反应时间分别为 3-4h、3-4h 以及 6-7h。

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

根据表 8.6-5，最快到达中心一号-海三站混输管线（保护区）溢油点的应急力量为值班船，若发现溢油，0.34h 内值班船可以到达山东黄河三角洲国家级自然保护区的溢油点并装配溢油应急物资到达现场。布设围油栏根据围油栏的类型不同，布设时间并不完全一致，最快的一种一般可以在 20 分钟能够完成布设。因此，可以在 1h 内对溢油进行控制，2-9 小时之内所有的溢油应急力量可以陆续到位。

根据表 8.6-6，最快到达中心一号-海三站混输管线平台端溢油点的应急力量为中

心一号平台上的应急物资,事发平台的现场应急反应时间为 0.5h 之内,若发现溢油,0.5h 内溢油应急物资到达现场,之后 2-10 小时内周边平台、环保船、外借溢油力量也陆续到位,控制溢油的影响范围。

根据表 8.6-7,最快到达 CB4B-CB243A 的混输管线溢油点的应急力量为中心三号的值班船,若发现溢油,0.2h 内值班船可以到达 CB4B-CB243A 的混输管线溢油点并装配溢油应急物资到达现场。布设围油栏根据围油栏的类型不同,布设时间并不完全一致,最快的一种一般可以在 20 分钟能够完成布设。因此,可以在 0.4h 内对溢油进行控制,之后 2-10 小时内周边平台、环保船、外借溢油力量也陆续到位,控制溢油的影响范围。

2、外借溢油应急力量抵达时间

中海石油环保服务有限公司(COES)的基地在塘沽,距离本工程约 120km,因此中海石油环保服务有限公司到埕岛油田作业海域的应急反应时间约为 6~7h,即在 6-7h 以内可以开始实施溢油现场控制作业。

综上所述,埕岛油田主体区块一旦发生溢油,根据现有溢油响应力量的分布情况,可在 50 分钟内做出响应并进行控制,确保将溢油的影响范围及损害程度控制在最小。

8.6.4.4 埕岛油田溢油设施应急能力估算

本项目的最大溢油量为 118t (126m³)。由于目前尚未发布油田的溢油应急能力评估方法,因此,本项目参照《船舶溢油应急能力评估导则》(JT/T 877-2013)进行溢油能力的计算。

(1) 围控与防护能力

①收油作业配套的围油栏数量

$$L_2 = D \times 100$$

式中: D ——收油系统数量。本项目收油系统数量取 1。

经过计算,收油作业配套的围油栏数量 L_2 为 100m。

②导流配套的围油栏数量

$$L_3 = U \times N_2$$

式中: U ——一组围油栏的长度,单位为米 (m); 本项目一组围油栏的长度取 200m;

N_2 ——所需导流的围油栏的组数；本项目取 1。

经过计算，导流配套的围油栏数量 L_3 为 200m。

③防护配套的围油栏数量

$$L_4 = (L_2 + L_3) \times \varphi$$

式中： φ ——加权系数，取值区间为 0.2~0.5。环境敏感度越高，取值越大。本项目距离山东黄河三角洲国家级自然保护区较近，环境敏感度较高，因此 φ 取 0.5。

经过计算，防护配套的围油栏数量 L_4 为 150m。

④围油栏数量

围油栏数量的计算公式按下式进行：

$$L = L_2 + L_3 + L_4$$

式中： L ——围油栏的总数量，单位为米（m）；

L_2 ——收油作业配套的围油栏数量，单位为米（m）；

L_3 ——导流配套的围油栏数量，单位为米（m）；

L_4 ——防护配套的围油栏数量，单位为米（m）。

经过计算，本项目围油栏数量为 450m。

（2）回收与清除能力

①机械回收能力

机械回收能力按下式进行：

$$E = T \times P_1 \div [\rho \times \alpha \times Y \times 6 \times (1 - \varphi_1)]$$

式中： E ——收油机回收速率，单位为立方米每小时（m³/h）；

T ——总溢油量，单位为吨（t）；本项目总溢油量取 118t（126m³）；

P_1 ——机械回收量占总溢油量的比例（%），取值区间为 40%~60%；本项目取 60%；

ρ ——回收油水混合物密度，单位为吨每立方米（t/m³）；本项目取 0.9387t/m³；

α ——收油机实际收油速率占标定收油速率的比例（%），本项目 α 取值 15%；

Y ——作业天数，单位为天（d），沿海取 3d；本项目位于沿海，取 3d；

6——每天工作时间，单位为小时（h）；

φ_1 ——富余量，取 20%。

经过计算，收油机回收速率为 $34.9\text{m}^3/\text{h}$ 。

④ 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，则本项目临时能力应至少为 419m^3 。

③ 溢油分散剂喷洒能力

1、溢油分散剂配备数量

溢油分散剂配备数量按下式进行计算：

$$G=T\times 10^3\times P_2\times R$$

式中： G ——需喷洒的溢油分散剂数量，单位为千克（kg）；

T ——总溢油量，单位为吨（t）；本项目总溢油量取 118t（ 126m^3 ）；

P_2 ——溢油分散剂处理溢油数量占总溢油量的比例（%），取 30%；

R ——溢油分散剂与油的用量配比，常规型分散剂取值为 0.3~1，浓缩型分散剂取值为 0.1~0.2。本项目消油剂型号主要为 DG-1，属于常规型分散剂，本项目取值为 0.6。

经过计算，需喷洒的溢油分散剂数量为 21240kg（21.24t）。

2、溢油分散剂喷洒装置

溢油分散剂喷洒装置喷洒速率按下式进行计算：

$$V=G\div\rho_1\div Y\div 6\div 60$$

式中： V ——溢油分散剂喷洒装置喷洒速率，单位为升每分钟（L/min）；

G ——需喷洒的溢油分散剂数量，单位为千克（kg）；本项目为 21240kg；

ρ_1 ——溢油分散剂密度，单位为千克每升（kg/L）；本项目溢油分散剂密度取 $0.88\text{t}/\text{m}^3$ （即为 $0.88\text{kg}/\text{L}$ ）；

Y ——作业天数，单位为天（d），沿海取 3d；本项目位于沿海，取 3d；

6——每天作业时间，单位为小时（h）。

经过计算，溢油分散剂喷洒装置喷洒速率为 $22.3\text{L}/\text{min}$ 。

④ 吸收吸附能力

吸收吸附材料数量按下式进行计算：

$$I=T\times P_3\div (J\times K\times \varphi_1)$$

式中： I ——吸收吸附材料数量，单位为吨（t）；

T ——总溢油量，单位为吨（t）；本项目总溢油量取 118t（126m³）；

P_3 ——吸收吸附回收量占总溢油量的比例（%），取值区间为 20%~30%；
本项目取 25%；

J ——吸收吸附倍数；埕岛油田配备的吸油毡型号为 PP-2，该吸油毡的吸油量一般可达自重的 10 倍，本项目取 10；

K ——油保持率（%）；本项目取 80%；

φ_1 ——吸收吸附加权系数，取 0.3。

经过计算，吸收吸附材料数量为 12.3t。

8.6.4.5 溢油应急能力可行性分析

（1）应急设备类型

参考《港口码头水上污染事故应急防备能力要求》（JT/T451-2017），海港从事油类物质和类油类物质作业码头水上溢油应急设施、设备主要包括：围油栏、吸油机、吸油材料、溢油分散剂、溢油分散剂喷洒装置、储存装置、围油栏布放艇、溢油应急处置船等，根据埕岛油田现有溢油应急能力的配备，油田自身配备的应急设备围油栏、吸油毡、消油剂、消油剂喷洒器、收油机、捞油网、储油囊、溢油回收船等，能够满足井喷、火灾、爆炸、船舶碰撞、海管/立管破裂等溢油类型的要求。

（2）应急设备数量

埕岛油田自身配备的应急设备如下：

①围油栏：共为 4270m。其中海四采油管理区埕岛中心三号平台围油栏 300m，海一采油管理区中心一号平台围油栏 50m，集输大队应急物资库房围油栏 120m，海盛集团航务公司应急库房围油栏 3800m。

②机械回收能力：

①4 台收油机。收油能力为 256m³/h（1 台收油量为 5t/h（约 6m³/h），一台收油能力为 150m³/h，2 台收油能力为 50m³/h）。

②3 条专用的溢油回收船舶。溢油回收能共为 600m³/h。

因此，4 台收油机和 3 条专用溢油回收船舶的回收能力共为 856m³/h。

③临时储油能力：1 艘收油船，舱容 500 方，最多可装 400t。

④消油剂：共计 22.4t。

⑤消油剂喷洒装置：共计 33 台，流量为 40L/min 或 140L/min。

⑤ 吸油毡：共计 13.19t，均为 PP-2 型号的吸油毡。

通过 8.6.4.4 节应急能力估算，本工程最大溢油量 118t（126m³）溢油，埕岛油田目前配备的溢油设备数量符合性分析见表 8.6-8。从表中可以看出：埕岛油田目前配备的溢油应急设备量可以满足本项目溢油应急能力的要求。

表 8.6-8 埕岛油田现有应急能力符合性分析

序号	溢油规模	溢油应急能力估算		目前油田溢油应急设备	是否满足本项目溢油应急能力要求
1	118t (126m ³)	围油栏	450m	4270m	可以满足要求
2		机械回收能力	34.9m ³ /h	856m ³ /h	
3		临时储存能力	419m ³	500m ³	
4		溢油分散剂	21.24t (21240kg)	22.4t	
5		溢油分散剂喷洒装置	22.3L/min	40L/min 或 140L/min	
6		吸收吸附能力	12.3t	13.19t	

8.6.4.6 小结

(1) 针对本次评价的工程如果继续运营可能发生的溢油选取了 3 个最不利的溢油点进行溢油模拟预测。

(2) 根据前序章节溢油响应设施的应急能力估算可知，埕岛油田配备的溢油应急能力（应急设备类型、应急设备数量）可以应对本报告书所识别的溢油规模。

(3) 一旦发生溢油，位于山东黄河三角洲国家级自然保护区内的溢油点影响最为严重，根据溢油响应时间的可行性分析可知，值班船可以在 30 分钟内对溢油进行控制，周边有人值守的平台可在 30 分钟内抵达溢油位置并作出响应，胜利油田分公司海洋采油厂基地可在 3-4 小时内抵达溢油位置，胜利油田分公司“SL212 船”、和“SL503 船”是胜利油田分公司专门建造的专业溢油应急船在 2-3h 以内可以开始实施溢油现场控制作业；中海石油环保服务有限公司（COES）的基地在塘沽在 6-7h 以内可以开始实施溢油现场控制作业，因此埕岛油田配备的溢油物资可以在 1 小时内对溢油进行控制并陆续进行收油作业，将溢油的影响范围和程度降到最低。

此外，胜利油田分公司已经完成《埕岛油田主体及西北部海洋石油开发生产溢油应急计划》和《埕岛油田东部区块海洋石油开发生产溢油应急计划》编写，本工程及其附属工程的溢油应急管理已经纳入其中，并已备案。

8.7 结论

本次评价识别出来的环境风险类型包括井涌或井喷、平台火灾、海底管道/立管油气泄漏事故、船舶碰撞泄漏事故。本工程最大可信事故为海底管道/立管溢油事故。针对本次工程组成，选取了 3 个最不利的溢油位置作为溢油点进行了模拟预测，溢油量最大为 118t (126m³)。

根据预测结果分析，一旦中心一号-海三站混输管线在保护区内的管段发生溢油，则立即对山东黄河三角洲国家级自然保护区和黄河故道东三角洲限制区（红线）造成影响；针对其余保护区，一旦发生溢油，最不利的情况为：抵达东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区的最短时间为 0.5 小时，抵达黄河故道北三角洲禁止区的最短时间为 2.5 小时，抵达黄河故道西三角洲限制区的最短时间为 8.5 小时，抵达黄河河口半滑舌鳎国家级水产种质保护区的最短时间为 8.0 小时，抵达东营河口浅海贝类生态国家级海洋特别保护区的最短时间为 18.0 小时，抵达辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-渤海湾核心区的最短时间为 29.0 小时，抵达潮河-湾湾沟浅海贝类海洋特别保护区的最短时间为 31.5 小时，抵达滨州贝壳堤岛与湿地系统海洋自然保护区的最短时间为 68.0 小时。

根据应急响应时间分析，埕岛油田内部溢油应急力量在 0.5h 内均可到达本工程选取的 3 个最不利溢油点，并陆续进行溢油回收作业，可降低对山东黄河三角洲国家级自然保护区、黄河故道东三角洲限制区（红线）等敏感目标的影响。参照《船舶溢油应急能力评估导则》（JT/T 877-2013）进行溢油能力的计算，埕岛油田目前配备的溢油应急设备量可以满足本工程最大溢油量 118t (126m³) 的溢油应急能力的要求。若发生更大溢油事故超出埕岛油田的溢油应急能力，可借助中海石油环保服务有限公司（COES）的基地塘沽等外部力量开展溢油应急。

建设单位已按照《中华人民共和国海洋环境保护法》、《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例》和《国家海洋局海洋石油勘探开发溢油应急预案》的相关规定，编写了《埕岛油田主体及西北部海洋石油开发生产溢油应急计划》和《埕岛油田东部区块海洋石油开发生产溢油应急计划》并取得备案，本工程的工程内容已包含在该溢油应急计划中，在今后的开发生产过程中，建设单位应按照修编后的溢油应急计划开展好各种溢油应急准备和响应工作。

9 清洁生产

清洁生产是实现经济和环境协调持续发展的一项重要措施，清洁生产的目标就是增效、降耗、节能、减污，由单纯的末端治理向生产全过程贯彻，从而实现清洁生产之目的。清洁生产总的可以概括为：采用清洁的能源和原材料，通过清洁的生产过程，制造出清洁的产品。因此，油田开发工程基于此目的，在设计上采用先进的工艺技术，科学管理，在生产全过程中采取各种措施以确保清洁生产的严格执行。清洁生产措施阐述如下。

9.1 工艺设计中采用的清洁生产与污染防治措施

(1) 优化工程开发方案，在工程设计中优化系统参数、工艺参数（压力、温度、流量）选取、设备参数以及操作运行条件，综合考虑，贯彻清洁生产、节能降耗的原则。

(2) 工艺设计中采用自动化控制程度高的全密闭工艺流程，有效减少了油气损耗；所选用的油水分离技术和设备均为在国内外较为先进和成熟的技术和设备。设置污染物收集处理系统，减少污染，防控跑冒滴漏。

(3) 从原油开采至外输整个生产过程全部采用自动化控制，各设施上均设有中央控制室，可对整个生产工艺过程实行自动化控制、监控。

(4) 在油气生产工艺系统中的主要设备和管线处均设置了相应的压力、温度和液位安全保护装置，如在井口装置、出油管线和生产管汇上安装了高低压传感器和压力安全阀，在测试分离器等压力容器上设置压力保护装置、液位保护装置，避免由于压力、液位和温度异常产生的事故隐患。

(5) 与上述控制系统相对应，还设置了自动报警及相应的设备单元关断、生产系统关断和全面关断等不同级别的紧急关断系统。一旦出现问题，可根据不同的事故级别自动启动相应级别的紧急关断系统，将危害和损失风险降至最低。

(6) 通过精确工艺计算与方案对比，正确匹配管输压力和油气处理系统操作压力，使各平台间管线剩余压头全部得到有效利用，并完全消除油品呼吸消耗，节能降耗效果明显，达到了清洁生产的目的。

(7) 工程输油工艺系统选用高效节能型、大排量的离心输油泵和高密闭性阀门等设备，确保各站的实际运行泵效处于较高的水平，进一步降低运行能耗和减少输

油损失。

9.2 施工过程中采用的清洁生产与污染防治措施

(1) 本工程铺设海管施工时将尽量缩短工期、合理选择施工期，尽量降低施工对渔业资源造成的损失。

(2) 本项目 2007 年之前在非含油井段使用水基钻井液，在打开含油井段时采用含白油的钻井液体系；2007 年后采用水基钻井液循环使用。油基钻井液比水基钻井液更有利于保护油气层，提高油井产能，其流变性高，易携砂，几乎没有泥饼；润滑性好，有利提高机械钻速，缩短钻井周期；化学性能相对稳定，重复利用率高。水基钻井液有很强的抑制性与封堵性，能有效稳定井壁且润滑性能好，有利于保护油气层，毒性极低，对环境的影响小，维护简单。

(3) 本项目海上建设阶段的主要工作内容包括平台上部管线、设备等的运输与安装，海底管线的铺设等。采用减少对海底沉积物与底栖生物损失的施工方法，降低对周围海域环境的影响。

(4) 施工过程中产生的生活垃圾、生产垃圾、船舶机舱含油污水等禁止排入海中；2003 年后机舱含油污水铅封，运回陆地交由有资质的单位处理；工业垃圾如废钢材等废旧边角料、废弃焊条、棉纱、木块以及废油、污油等油类废弃物将全部回收，装箱运回陆地处理。

9.3 生产过程中采取的清洁生产与污染防治措施

(1) 持续优化系统运行参数、设备运行/处理效率，将清洁生产、节能降耗的原则落到实处。

(2) 油田生产阶段，本次评价的 76 个平台中，仅中心一号、中心二号和 CBG4A（开发三号）、CB11N 平台、CB1F 平台、CB246A 平台 6 座平台为有人值守平台，其他平台均为无人值守平台，无生活污水产生排放。有人值守平台设有生活污水处理装置，处理后水质可达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008) 排放标准。运营期设置值班船或巡逻船，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) 排海。生活垃圾装箱拉回码头，放置在东营港经济开发区管委会设置的垃圾箱内，由东营港经济开发区管委会定期回收。船舶含油污水铅封后运回陆上处理，由山东海盛海洋工程集团有限公

司进行处理。

(3) 含油生产水处理达标后，正常工况下全部回注到其他平台。生产过程中产生的工业垃圾，分类收集后运回陆地，由具有相应资质的单位统一按照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》的要求进行回收利用或处理/处置。

9.4 建设项目清洁生产评价

埕岛油田 76 座平台及配套建设工程清洁生产分析指标参考《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》。该指标体系依据综合评价所得分值将企业清洁生产水平等级划分为两级，即代表国内先进水平的“清洁生产先进企业”，和代表国内一般水平的“清洁生产企业”。

石油和天然气开采业建设项目清洁生产分析指标主要包括生产技术特征指标、资源能源消耗指标、污染物产生指标、资源综合利用指标、环境管理与劳动安全卫生指标等。该指标体系分为定量评价与定性要求两大部分。定量指标和定性指标分为一级指标和二级指标：一级指标为普遍性、概括性的指标；二级指标为反映油气勘探开发企业清洁生产各方面具有代表性的、易于评价考核的指标。通过对比本项目各项指标的实际达到值、评价基准值和指标的权重值，经过计算和评分，综合考评企业的清洁生产水平。

本项目钻井作业和采油作业的清洁生产指标分别见表 9.4-1 和表 9.4-2。由表 9.4-1 和表 9.4-2 可知，从资源与能源利用指标、生产技术特征指标、资源综合利用指标、污染物产生指标以及环境管理要求等方面进行定量和定性评价，埕岛油田 76 座平台及配套建设工程的钻井作业和采油作业的清洁生产水平均可代表国内先进水平，即属“清洁生产先进企业”。

表 9.4-1 清洁生产评价指标及本工程清洁生产执行情况（钻井作业）

定量指标*						本项目钻井作业评价		
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值（修正值 K _i ）	评价基准值 （S _{oi} ）	本项目实际 值（S _{xi} ）	单项评价指 数（S _i ）	定量评价指标的考 核总分值（P ₁ ）
（1）资源与能源消耗指标	30	占地面积	m ²	30	符合行业标 准要求	符合行业标 准要求	1	97.5
（2）生产技术特征 指标	5	固井质量 合格率	%	5	≥95	≥95	1	
（3）资源综合利用 指标	30	钻井液循环 率	井深 2000~3000m	15	≥50%	≥50%	0.83	
			井深 3000m 以上		≥60%			
（4）污染物产生指 标	35	污油回收 率	%	15	≥90	≥90	1	
		石油类	mg/L	10	船舶铅封	2003 年后船 舶铅封	1	
		COD	mg/L	10	≤300	≤300	1	
		废弃钻井 液	m ³ /100m 标准进尺	15	≤10	04.9	1	
定性指标*								
一级指标	权重值	二级指标			指标分值	本项目实际 值（F _i ）	定性评价指标的考核总分值（P ₂ ）	
（1）资源与能源消耗 指标	15	钻井液 毒性	可生物降解或无毒钻井液		15	10	95	
（2）生产技术特征 指标	30	钻井设备	国内领先		5	5		
		压力平衡 技术	具备欠平衡技术		5	5		
		钻井液收 集设施	配有收集设施，且使钻井液不落地		5	5		
		固控设备	配备振动筛、除气器、除泥器、除砂器、 离心机等固控设备		5	5		
		井控措施	具备		5	5		
		有无防噪	有		5	5		

		措施				
(3) 环境管理体系建设	35	建立 HSE 管理体系		20	20	
		制订节能减排工作计划		15	15	
(4) 贯彻执行环境保护法规的符合性	20	废弃钻井泥浆处置措施满足法规要求		10	10	
		污染物排放总量控制与减排措施情况		5	5	
		满足其他法律法规要求		5	5	
本项目清洁生产综合评价指数 (P): P=0.6P ₁ +0.4P ₂ ; 其中			$P_1 = \sum_{i=1}^n S_i \times K_i; P_2 = \sum_{i=1}^n F_i$		P=96.5	
清洁生产等级评定: P≥90 (清洁生产先进企业); 75≤P < 90 (清洁生产企业)					本项目钻井作业评定为: 清洁生产先进企业 (P≥90)	

注: “*”根据《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系 (试行)》, 清洁生产指标体系分为定量指标 (P_1) 和定性指标 (P_2) 两部分。

其中, 定量指标根据项目实际值 S_{xi} 和评价基准值 S_{oi} 进行单项评价指数计算: 对指标数值越高 (大) 越符合清洁生产要求的指标, 单项评价指数 (S_i) 计算公式为 $S_i=S_{xi}/S_{oi}$; 对于指标数值越低 (小) 越符合清洁生产要求的指标, 单项评价指数 (S_i) 计算公式为 $S_i=S_{oi}/S_{xi}$ 。

定量评价考核总分值的计算公式: $P_1 = \sum_{i=1}^n S_i \times K_i$; 定性评价指标的考核总分值的计算公式为: $P_2 = \sum_{i=1}^n F_i$; 企业清洁生产综合评价指数的计算公式为: $P=0.6P_1+0.4P_2$; 下同。

表 9.4-2 清洁生产评价指标及本工程清洁生产执行情况 (采油作业)

定量指标						本项目采油作业评价		
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值 (S_{oi})	本项目实际值 (S_{xi})	单项评价指数 (S_i)	定量评价指标的考核总分值 (P_1)
(1) 资源与能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 液	30	≤ 50	1.56	1	100
(2) 资源综合利用指标	30	余热余能利用率	%	15	≥ 60	≥ 60	1	
		油井天然气回收利用率	%	15	≥ 80	≥ 80	1	
(3) 污染物产生指标	40	石油类	mg/L	5	达到回注	达到回注	1	

埕岛油田 76 座平台及配套工程环境影响报告书

					标准要求	标准要求		
		COD	mg/L	5	≤300	≤300	1	
		落地原油回收率	%	10	100	100	1	
		含油生产水回用率	%	10	≥60	100	1	
		油井伴生气外排率	%	10	≤20	≤20	1	
定性指标								
一级指标	权重值	二级指标		指标分值	本项目实际值 (F _i)	定性评价指标的考核总分值 (P ₂)		
(1)生产技术特征指标	45	井筒质量	井筒设施完好	5	5	100		
		采油	套管气回收装置	10	10			
			防止落地原油产生措施	10	10			
		采油方式	采油方式经过综合评价确定	10	10			
		集输流程	全密闭流程, 并具有轻烃回收装置	10	10			
(2)环境管理体系建设	35	建立 HSE 管理体系并通过认证		20	20			
		制订节能减排工作计划		15	15			
(3)贯彻执行环境保护法规的符合性	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况		5	5			
		建设项目环境影响评价制度执行情况		10	10			
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况		5	5			
本项目清洁生产综合评价指数 (P): P=0.6P1+0.4P2; 其中			$P_1 = \sum_{i=1}^n S_i \times K_i; \quad P_2 = \sum_{i=1}^n F_i$		P=100			
清洁生产等级评定: P≥90 (清洁生产先进企业); 75≤P<90 (清洁生产企业)						本项目采油作业评定为: 清洁生产先进企业 (P≥90)		

10 总量控制

根据《国务院关于环境保护若干问题的决定》精神中“一控双达标”的目标，建设项目要实施清洁生产，污染物排放要实行全过程控制。在保证污染物排放达标的基础上，主要污染物排放总量要控制在国家规定的排放总量控制指标之内。因此，工程主要污染物排放在实施浓度控制的同时，必须实行总量控制。在污染物排放达标的前提下，给出污染物排放总量控制建议值。

《防治海洋工程建设项目污染损害海洋环境管理条例》第六条规定：“国家海洋主管部门根据国家重点海域污染物排海控制指标，分配重点海域海洋工程污染物排海控制数量。”第二十三条规定“污水离岸排放不得超过国家或地方规定的排放标准。在实行污染物排海总量控制的海域，不得超过污染物排海总量控制指标。”

10.1 污染物排放情况

根据工程分析计算结果，确定本工程继续运营污染物排放种类、排放方式和排放量，见表 10.1-1。

表 10.1-1 本项目运营期污染物产排情况一览表

污染源	产生量	污染因子	处理方式和去向	削减量	排放量
含油生产水	57560.2m ³ /d (2028 年)	石油类	进入原油处理系统，注入地层	57560.2m ³ /d	0
生活污水	13505m ³ /a	COD	经处理达标后排海	0	13505m ³ /a
生活污水 COD	4.0515t/a	——	经处理达标后排海	-	4.0515t/a
初期雨水	201.0m ³ /次	石油类	进入油系统	全部	0
工业垃圾	12.6t/a	废弃边角料等	运回陆上处理	12.6t/a	0
生活垃圾	87.85t/a	食品固体废弃物	运回陆上处理	87.85t/a	0
重金属	441.4kg/a	Zn	自然排放	0	441.4kg/a

10.2 污染物排放削减办法

10.2.1 含油生产水

本项目生产平台不设含油生产水处理系统，物流输入依托工程处理，无含油生产水外排。

10.2.2 生活污水

本工程有人值守生活污水经各自平台生活污水处理装置处理后可达到《海洋石油开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)中的一级标准对水质的要求(COD $\leq$ 300 mg/L)后排海。

本项目生活污水的排放总量为 13505m³/a, 其中 COD 排放量为 4.0515t/a。

10.2.3 总量控制污染物筛选

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。

国家“十二五”期间全国主要污染物排放总量控制计划规定: 化学需氧量(COD)、氨氮、二氧化硫、氮氧化物等四项主要污染物排放量实行总量控制, 根据本工程的特征污染物和所在海域环境现状, 含油生产水(包括石油烃)海域总量控制的受控污染物, 由于本项目位于渤海湾, 含油生产水全部回注, 不外排, 因此本项目把生活污水 COD 作为受控污染物因子。

10.3 污染物排放总量控制方案与建议

经预测, 本项目生活污水的排放总量为 13505m³/a, 其中 COD 排放量为 4.0515t/a。

建议项目生活污水的总量控制指标为 13505m³/a, 其中 COD 排放量控制指标为 4.0515t/a。

表 10.3-1 本工程污染物排放控制建议

序号	污染因子	建议总量控制指标
1	生活污水	13505m ³ /a
2	COD	4.0515121t/a

生活污水排放后对周围海域海水中 COD 的贡献值非常小。本海域 COD 的排放标准为 300mg/L 及以下, 在实际运行过程中, 本项目将通过加强生活污水处理装置的维护保养, 精心操作等措施, 确保生活污水处理装置稳定达标运行。

11 环境保护对策措施

11.1 建设项目各阶段的污染环境保护对策措施

11.1.1 建设阶段污染防治措施及海洋生态保护措施回顾

项目目前已经建成，本次环评对建设阶段污染防治措施进行回顾。

油田建设期产生的主要污染物有钻屑、钻井液、机舱含油污水、生活污水、生活垃圾、工业垃圾以及施工作业产生的悬浮沙。

（1）钻屑和钻井液处理措施

建设项目在钻井过程中产生的含油钻屑、含油钻井液运回陆上交由胜利油田龙玺石油工程服务有限公司接收，交由利津县瑞海石油科技有限责任公司（鲁危证 0032）进行处理，相关协议，资质证明见附件。非含油钻屑、非含油钻井液经检测合格后原井位排海。

（2）船舶污染物处理措施

船舶生活污水经船用生活污水处理装置处理合格后排海。

生活垃圾运回陆上处理，由胜利油田龙玺石油工程服务有限公司接收处理。

船舶含油污水在 2003 年后铅封后运回陆上处理，由山东海盛海洋工程集团有限公司进行处理。

（3）固体废弃物处置措施

施工过程中产生少量边角料、包装材料等工业垃圾，运回陆上交由胜利油田龙玺石油工程服务有限公司处理，不排海，按照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》的要求进行了回收利用或处置。

（4）施工期海洋生态保护措施

本工程在建设阶段对生态环境产生影响的因子主要为海底管道、电缆的铺设作业产生的悬浮沙，本工程海底管道、电缆均采用挖沟后自然回填的方式，海水中的悬浮沙自然沉降于海底。

建设阶段不可避免的对海洋生物造成一定的影响，建设部门已经对其产生的损失做出部分生态补偿，对未进行补偿部分，建议建设部门与渔业管理部门进行沟通进行补偿。

11.1.2 运营阶段污染防治措施情况分析

11.1.2.1 运营期环保措施

表 11.1-1 运行期污染防治措施、环境保护及生态保护措施一览表

建设阶段	序号	污染源		污染因子	设备或措施	处理效果
运行期	1	废水	含油生产水	石油类	经生产水处理系统处理后回注地层	处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）后回注
			平台生活污水	COD、BOD ₅ 、SS 等	经平台上生活污水处理设施处理后排海	达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》一级标准
			船舶生活污水	COD、BOD ₅ 、SS 等	经船用生活污水处理装置处理后排海	达标《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）
			机舱含油水	石油类	2003 年后铅封运回陆上处理，由山东海盛海洋工程集团有限公司处理。	
			初期雨水	石油类	经生产水处理系统处理至《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329—2012）标准要求后（石油类<50mg/L）回注。	埕岛中心一号、埕岛中心二号和 CB11N 平台经开排罐进入油系统，其余平台经围油槽收集后自然蒸发
	2	固废	工业垃圾	废弃边角料等、含油固废	全部运回陆地，交由东营华新环保技术有限公司处理，资质见附件 28。	符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB14914-2008）
			平台生活垃圾	生活垃圾	运回陆上放置在东营港经济开发区管委会设置的垃圾箱内由东营港经济开发区管委会定期回收。	
			船舶生活垃圾	生活垃圾	装箱拉回码头，放置在东营港经济开发区管委会设置的垃圾箱内，由东营港经济开发区管委会定期回收。	符合《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》
	3	生态环境	石油类	严格防止溢油的发生，并配有完备的溢油应急方案和措施，一旦发生溢油，能够及时有效的将影响范围控制在最小。		

11.1.2.2 生活污水处理装置可靠性分析

(1) 生活污水处理装置可靠性分析

本次评价的 76 个平台中,仅中心一号平台、中心二号平台、CBG4A(开发三号)平台、CB11N 平台、CB1F 平台和 CB246A 平台 6 座平台为有人值守平台,其他平台均

为无人值守平台无生活污水产生排放。

有人值守平台设有 WCB、SWCM 和电解型生活污水处理装置。WCB 系列生化法生活污水处装置由三个柜室组成，即曝气柜、接触柜和沉淀消毒柜。在曝气柜内，以好氧菌为主的活性污泥菌胶团形成象绵絮状带有粘性的絮体吸附有机物质，在充氧的条件下消解有机物质，变成无害的二氧化碳和水，同时活性污泥得到繁殖；在接触氧化室内挂有软性填料，充作生物膜，有机物得到进一步的消解；在沉淀柜累积的活性污泥沉淀物再被返送至曝气柜内作为菌种繁殖后再处理。经过澄清处理过的污水最后进入消毒柜用氯药品杀菌，然后由排放泵排放。

中心一号平台、中心二号平台、CBG4A（开发三号）平台、CB11N 平台、CB1F 平台和 CB246A 平台处理后水质可达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）排放标准。近三年的生活污水排放情况见表 11.1-3~11.1-8。出水水质抽检报告见附件 32。

表 11.1-2 有人值守平台生活污水处理装置一览表

序号	平台名称	定员数	生活污水处理装置	
			名称	处理能力
1	埕岛中心一号	60	LYDJSH-1 型电解法生活污水处理装置	14m ³ /d
2	埕岛中心二号	64	SWCM-200 型生活污水处理装置	14.7m ³ /d
3	开发三号平台	7	WCB-10 型生活污水处理装置	105L/h
4	CB11N 采修一体化平台	25	WCB-30 型生活污水处理装置	280L/h
5	CB1F 采修一体化平台	25	WCB-30 型生活污水处理装置	280L/h
6	CB246A 井组平台	4	WCB-10 型生活污水处理装置	105L/h

表 11.1-3 中心一号平台近期生活污水排放量

监测时间	2016	2017	2018
	排海量 (t)	排海量 (t)	排海量 (t)
1 月	85.20	77.5	78.4
2 月	75.40	70	68.5
3 月	81.0	77.5	79.5
4 月	76.20	75	76.9
5 月	81.30	77.5	81.2
6 月	76.90	75.4	71.1

7 月	86.7	81.5	79.1
8 月	89.2	80.5	85.1
9 月	82.7	75.3	84.1
10 月	79.5	76.6	87.6
11 月	74.5	77.5	83.7
12 月	77.5	78.2	88.2
合计	966.1	922.5	963.4

表 11.1-4 中心二号平台近期生活污水排放量

监测时间	2016	2017	2018
	排海量 (t)	排海量 (t)	排海量 (t)
1 月	87.6	88.1	85.4
2 月	83.3	79.4	76.7
3 月	86.28	80.9	93.6
4 月	87.7	88.3	86.9
5 月	90.6	91.1	93.5
6 月	85.1	118.4	91.5
7 月	93.3	88.6	84.2
8 月	92.6	92.1	88.9
9 月	85.3	88.6	91.2
10 月	88.4	91.3	90.3
11 月	86.7	89.4	89.7
12 月	88.6	101.2	98.4
合计	1055.5	1097.4	1070.3

表 11.1-5 CBG4A（开发三号）平台近期生活污水排放量

监测时间	2016	2017	2018
	排海量 (t)	排海量 (t)	排海量 (t)
1 月	23.25	23.25	21.68
2 月	21.75	21	20.39
3 月	23.25	23.25	22.51
4 月	22.5	22.5	21.7
5 月	23.25	23.25	22.39
6 月	22.5	22.5	21.68
7 月	23.25	19.65	22.58
8 月	23.25	23.15	22.5
9 月	22.5	21.81	21.72
10 月	23.25	22.18	22.34

11 月	22.5	21.61	21.53
12 月	23.25	22.49	22.69
合计	274.5	266.6	263.7

表 11.1-6 CB11N 平台生活污水排放情况

监测时间	2015	2016	2017 年
	排海量 (t)	排海量 (t)	排海量 (t)
1 月	31	31	31
2 月	28	28	28
3 月	31	31	31
4 月	30	30	30
5 月	31	31	31
6 月	30	30	30
7 月	31	31	31
8 月	31	31	31
9 月	30	30	30
10 月	31	31	31
11 月	30	30	30
12 月	31	31	31
合计	365	365	365

表 11.1-7 CB1F 平台生活污水排放情况

监测时间	2015	2016	2017 年
	排海量 (t)	排海量 (t)	排海量 (t)
1 月	31	31	31
2 月	28	28	28
3 月	31	31	31
4 月	30	30	30
5 月	31	31	31
6 月	30	30	30
7 月	31	31	31
8 月	31	31	31
9 月	30	30	30
10 月	31	31	31
11 月	30	30	30
12 月	31	31	31
合计	365	365	365

表 11.1-8 CB246A 平台生活污水排放情况

监测时间	2015	2016	2017 年
	排海量 (t)	排海量 (t)	排海量 (t)
1 月	13.6	15.5	12.4
2 月	12.3	12.7	11.2
3 月	15	15.5	12.4
4 月	14.8	14.5	12.2
5 月	15.2	15.5	13.1
6 月	14.2	13.2	12.5

7 月	14.6	12.4	15.5
8 月	12.92	12.4	14.9
9 月	15	12	14.8
10 月	15.5	12.4	11.5
11 月	15	12	12
12 月	15.5	12.4	12.5
合计	173.62	160.5	154.8

监测结果见表 11.1-9。

表 11.1-9 生活污水监测结果一览表 2018 年

监测项目	监测结果 (mg/L) (最大值)						标准限值 (mg/L)	是否 达标
	中心一 号平台	中心二 号平台	CBG4A (开发三 号) 平台	CB11N 平台	CB1F 平台	CB246A 平台		
PH	7.85	7.9	8.11	7.95	7.98	7.92	--	--
氯化物	1159	793.4	869.7	745.3	666.3	579.6	--	--
化学需氧量	137	181	225	174	126	89	300	达标
五日生化需氧量	40.3	31	51.6	37.5	68.2	35.3	--	--
悬浮物	27	25	25	24	24	24	--	--
氨氮	20.4	14.3	16.6	11.1	16	12.6	--	--
总氮	21.6	19.8	20.9	15.9	18.4	20.3	--	--
总磷	2.7	2.69	3	2.39	2.71	2.56	--	--
油类	6.68	5.96	5.13	0.58	1.99	0.69	--	--

(2) 生活污水排放口位置

埕岛中心一号、埕岛中心二号和开发三号平台 3 座平台为有人值守平台，生活污水经生活污水处理装置处理后达标排放，排放口位置见图 11.1-1~图 11.1-3。

图 11.1-1 中心一号平台排污口位置

图 11.1-2 中心二号平台排污口位置

图 11.1-3 开发三号平台排污口位置

11.1.2.3 含油生产水处理装置可靠性分析

11.1.2.3.1 中心平台含油生产水处理装置可靠性分析

(1) 处理工艺

中心平台分离出的生产水去中心平台各自的污水处理系统，经处理合格后，通过海底注水管线分注各卫星平台。各平台注水由中心平台供给，不足部分由陆上调水注入地层。生产水处理和回注工艺详见图 11.1-4~图 11.1-6。

①中心一号平台含油生产水处理系统

污水处理系统规模为 $5000\text{m}^3/\text{d}$ 。污水处理系统采用“除油+气浮+过滤”工艺：

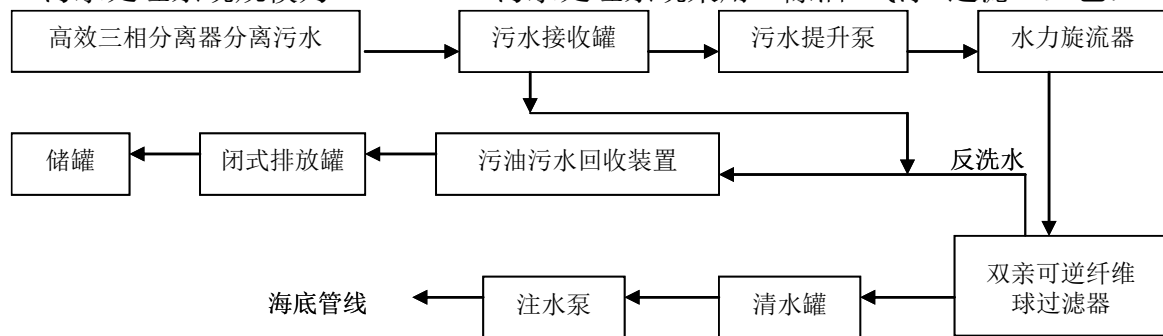


图 11.1-4 中心一号平台污水处理系统工艺流程

②中心二号平台含油生产水处理系统

中心二号平台站污水处理系统于 2010 年投产运行，设计处理规模 $10000\text{m}^3/\text{d}$ 。分离器分离含油污水进入污水接收罐，短暂油水沉降处理后经过“旋流除油+气浮+过滤”工序进入注水罐，实现污水就地回注处理。

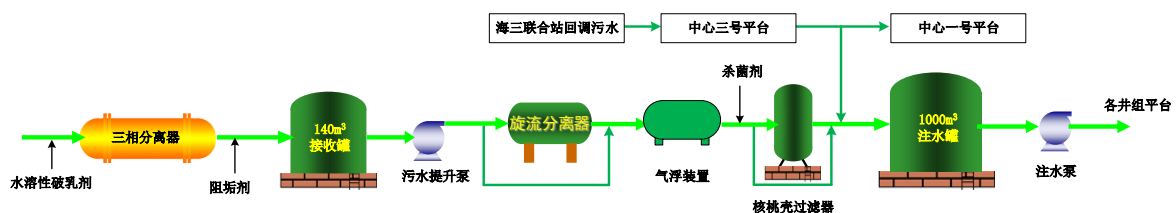


图 11.1-5 中心二号平台污水处理系统工艺流程

③中心三号平台含油生产水处理系统

含油污水经撇油罐初步除油除悬浮物后，出水投加浮选剂后进入气浮装置，在此去除悬浮物，出水进入缓冲罐，经提升进入全自动双滤料过滤器，进一步除油除悬浮物，最终确保水质达到回注标准。中心三号平台生产水处理规模确定为 $20000\text{m}^3/\text{d}$ 。

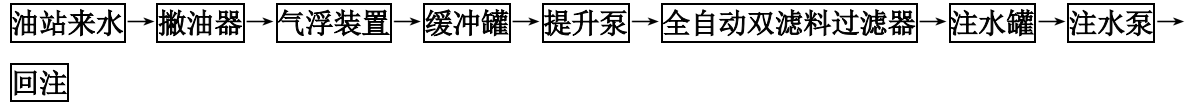


图 11.1-6 中心三号平台污水处理系统工艺流程

④回注流程

处理合格后的生产水经注水罐和注水泵，通过海底注水管线分注到各采油平台。注水工艺流程见图如下：

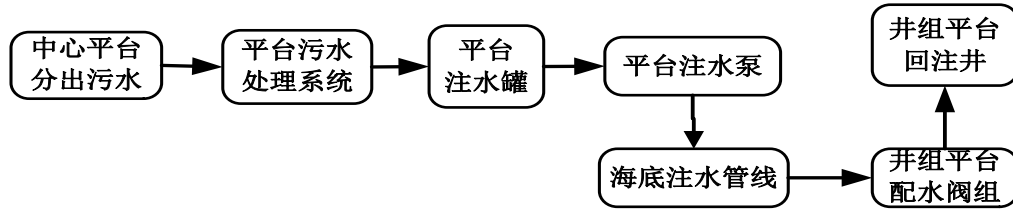


图 11.1-7 中心平台注水工艺流程示意图

(2) 含油生产水处理效果

表 11.1-10 中心一号、中心二号平台处理后生产水石油类浓度

监测时间	中心一号			中心二号		
	2016 年	2017 年	2018	2016 年	2017 年	2018 年
	抽检浓度 (mg/L)	抽检浓度 (mg/L)	抽检浓度 (mg/L)	抽检浓度 (mg/L)	抽检浓度 (mg/L)	抽检浓度 (mg/L)
1 月	13.8	9.62	11.6	2.9	12.87	8.9
2 月	11.9	8.23	9.8	4.3	18.8	12.36
3 月	12.6 *	7.5 *	7.9	3.2	10.6 *	9.1
4 月	13.4	7.2	8.6	5.4	9.75	10.4
5 月	16.7	7.58	6.3	6.3	8.9	7.24
6 月	6.2 *	5.3 *	9.8	7.4	5.0 *	11.3
7 月	5.51	9.38	8.2	7.77	16.6	12.4
8 月	7.33	9.62	7.5	9.62	16.46	8.1
9 月	3.2 *	9.6	8.1	6.6	11.2	9.1
10 月	13.53	8.6	9.0	11.34	9.4	10.6
11 月	12.73	7.6	8.2	16.32	10.3	12.4
12 月	0.6 *	8.5	8.3	0.4	14.1	15.5

*：为分公司季度抽检水质。

表 11.1-11 中心三号平台生产水处理设施出水石油类浓度

监测时间	中心三号		
	2016 年	2017 年	2018 年
	抽检浓度 (mg/L)	抽检浓度(mg/L)	抽检浓度(mg/L)
1 月	13.8	9.62	9.23
2 月	11.9	8.23	9.25

3 月	12.6 *	7.5 *	9.24
4 月	13.4	7.2	9.24
5 月	16.7	7.58	9.37
6 月	6.2 *	5.3 *	9.34
7 月	5.51	9.38	9.36
8 月	7.33	9.62	9.4
9 月	3.2 *	9.24	9.43
10 月	13.53	9.28	9.48
11 月	12.73	9.23	9.46
12 月	0.6 *	9.25	9.41

*：为分公司季度抽检水质。

从上表可知，中心一号、中心二号、中心三号平台的含油生产水处理后的出水抽检均达到（《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329—2012），含油量 $\leq 50\text{mg/L}$ ）的相关标准。

11.1.2.3.2 海三联含油生产水处理装置可靠性分析

（1）处理工艺

海三联污水处理流程为：原油处理系统分离出的采油废水进 2 座 5000m^3 除油罐除油，出水投加浮选剂后进入 2 座 DNF-750 气浮装置去除悬浮物，气浮装置出水进入 2 座 1000m^3 缓冲罐；缓冲罐出水经提升进入全自动双滤料过滤器，进一步除油除悬浮物，最终确保水质达到回注标准；过滤器出水进入 2 座 2000m^3 外输缓冲罐缓冲，最后经外输泵房升压后输往海上注水系统。



图 11.1-8 海三联含油生产水处理流程图

（2）处理效果

根据建设单位提供海三联近三年的月检测数据，海三联生产水处理装置出水水均可以达到标准（《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329—2012），含油量 $\leq 50\text{mg/L}$ ）。

表 11.1-12 海三联处理后生产水石油类浓度

监测时间	海三联		
	2015 年	2016	2017
	抽检浓度 (mg/L)	抽检浓度 (mg/L)	抽检浓度(mg/L)
1 月	6.8	15.5	3.8
2 月	3.1	0.4	0.4
3 月	11.7	1.4	6
4 月	10.3	1.6	10.5
5 月	4.7	0.7	11.1
6 月	9.5	1.1	6.5
7 月	12.5	1.1	6.7
8 月	19.6	29.4	4.3
9 月	17.7	12.4	12.9
10 月	15.9	4.9	6.1
11 月	30.6	1.9	2.8
12 月	19.4	4.3	6.1

11.1.2.4 工业垃圾处理可靠性分析

在油田生产阶段，产生一些工业垃圾。如废弃的零件、边角料、包装材料、含油固废等。含油危险废物由东营华新环保技术有限公司处接收处理，具体协议、资质见附件 28，符合《中华人民共和国固体废物环境污染防治法》相关规定。

11.1.2.5 生活垃圾

生产平台上均设有垃圾箱，集中收集后，运回陆地由东营港经济开发区市政工程管理处接收处理。处理协议见附件 27。

11.1.2.6 初期雨水

埕岛中心一号、埕岛中心二号和 CB11N 平台各层甲板和开式排放管汇的甲板雨水进入开排罐，达到一定液位时，由开排泵将含油污水送至生产系统处理，不外排。其余平台经围油槽收集后自然蒸发。

11.1.3 生态保护措施

(1) 由于工程位于洄游性鱼类产卵场，底层鱼类产卵场，中上层鱼类产卵场，叫姑鱼洄游路线、产卵场，鳀鱼索饵场、产卵场，绵鲷产卵场、白姑鱼洄游路线、产卵场，三疣梭子蟹产卵场、索饵场，毛虾产卵场、索饵场内，建设单位应加强设备管理、严格操作规程、减少人为失误，从根本上将事故发生概率降到最低，务必将防范事故发生的

措施放在首要位置。

(2) 建设单位必须具备控制溢油的有效手段和措施。一旦溢油事故发生, 应及时向主管部门通报情况, 并立即采取一切措施将溢油控制在最小范围内。若需要采用化学消油剂处理溢油, 应遵守《海洋石油勘探开发化学消油剂使用规定》相关要求。

(3) 鉴于工程施工建设过程中和油田生产过程中对周围海域的渔业资源和海洋生态造成不可避免的影响, 建设单位需与渔业行政管理部门协商, 选择合理的放流时间、品种和规模, 通过人工增殖放流等措施进行生态修复和补偿。生态补偿的具体措施由建设单位与山东省渔业行政主管部门协商决定。

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

11.2 建设项目的环境保护设施和对策措施一览表

建设项目的环境保护设施和对策措施一览表见表 11.2-1、表 11.2-2。

表 11.2-1 施工期污染防治措施、环境保护及生态保护措施一览表

建设阶段	序号	污染源		污染因子	设备或措施	处理效果
施工期	1	废水	船舶含油污水	石油类	2003 年后铅封后运回陆上处理, 由山东海盛海洋工程集团有限公司进行处理	按照《渤海海域船舶排污设备铅封程序规定》(交通部交海发[2003] 32 号)要求
			船舶生活污水	COD	船用生活污水处理装置, 处理达标后排海	达到《船舶水污染物排放控制标准》(GB3552-2018)
	2	悬浮沙	悬浮沙	SS	自然沉降	选择适宜的海况条件施工
	3	钻屑和钻井液	非含油钻屑和钻井液	SS	经检测合格后原井位排海。	选择适宜的海况条件下控制速率排放
			含油钻屑和钻井液	石油类	运回陆上交由胜利油田龙玺石油工程服务有限公司接收, 交由利津县瑞海石油科技有限责任公司(鲁危证 0032)进行处理。	符合《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》
	4	固废	工业垃圾	废弃边角料等	运回陆上交由胜利油田龙玺石油工程服务有限公司	符合《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》

建设阶段	序号	污染源		污染因子	设备或措施	处理效果
					公司处理	
		生活垃圾	食品固体废弃物	运回陆上处理，由胜利油田龙玺石油工程服务有限公司接收处理。		
	5	生态环境	建设阶段不可避免的对海洋生态造成了一定的影响，建设部门已经对其产生的损失做出部分生态补偿，对未进行补偿部分，建议建设部门与渔业管理部门进行沟通进行补偿。			

表 11.2-2 运行期污染防治措施、环境保护及生态保护措施一览表

建设阶段	序号	污染源		污染因子	设备或措施	处理效果
运行期	1	废水	含油生产水	石油类	经生产水处理系统处理后回注地层	处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）后回注
			平台生活污水	COD、BOD ₅ 、SS等	经平台上生活污水处理设施处理后排海	达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》一级标准
			船舶生活污水	COD、BOD ₅ 、SS等	经船用生活污水处理装置处理后排海	达标《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）
			机舱含油水	石油类	铅封后运回陆上处理，由山东海盛海洋工程集团有限公司处理。	
			初期雨水	石油类	经生产水处理系统处理至《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329—2012）标准要求后（石油类<50mg/L）回注。	埕岛中心一号、埕岛中心二号和 CB11N 平台经开排罐进入油系统，其余平台经围油槽收集后自然蒸发
	2	固废	工业垃圾	废弃边角料等、含油固废	全部运回陆地，交由东营华新环保技术有限公司处理，资质见附件 28。	符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB14914-2008）
			平台生活垃圾	生活垃圾	运回陆上放置在东营港经济开发区管委会设置的垃圾箱内由东营港经济开发区管委会定期回收。	
			船舶生活垃圾	生活垃圾	装箱拉回码头，放置在东营港经济开发区管委会设置的垃圾箱内，由东营港经济开发区管委会定	符合《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》

				期回收。	
3	生态环境	石油类	严格防止溢油的发生，并配有完备的溢油应急方案和措施，一旦发生溢油，能够及时有效的将影响范围控制在最小。		

表 11.2-3 环保“三同时”验收清单

序号	内容类型	污染源	主要污染因子	环保验收措施	依据的排放标准或相关规定
1	废水污染物	含油生产水	石油类	中心一号平台、中心二号平台各设置生产水处理系统 1 套，处理能力分别为 3100m ³ /d，10000m ³ /d	《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）
		平台生活污水	BOD、COD、SS、氨氮等	中心一号平台、中心二号平台、开发三号平台、CB11N 采修一体化平台、CB1F 采修一体化平台、CB246A 井组平台各设置生活污水处理装置 1 套，处理能力分别为 280L/h、14.7m ³ /d、105L/h、280L/h、280L/h、105L/h	《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）
		船舶生活污水	COD、BOD ₅ 、SS 等	经船用生活污水处理装置处理后排放	达标《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）
		机舱含油污水	石油类	铅封后运回陆上处理，由山东海盛海洋工程集团有限公司处理。	
		初期雨水	石油类、SS	埕岛中心一号、埕岛中心二号和 CB11N 平台经开排罐进入油系统，其余平台经围油槽收集后自然蒸发	不排放
2	固体废弃物	工业垃圾	固体废弃物	全部运回陆地，交由东营华新环保技术有限公司，检查相关交接手续。	《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB14914-2008）
		生活垃圾	生活垃圾	装箱拉回码头，放置在东营港经济开发区管委会设置的垃圾箱内，由东营港经济开发区管委会定期回收，检查相关交接手续。	
		船舶生活垃圾	生活垃圾	装箱拉回码头，放置在东营港经济开发区管委会设置的垃圾箱内，由东营港经济开发区管委会定期回收。	符合《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》
3	生态环境	石油类	严格防止溢油的发生，并配有完备的溢油应急方案和措施，一旦发生溢油，能够及时有效的将影响范围控制在最小。		

12 环境保护的技术经济合理性

12.1 环境保护设施和对策的费用投资

12.1.1 环境保护投资分析方法

环境保护投资主要包括一次性环境设施投资及其辅助费用，在确定环境保护投资费用时，对环境保护设施及其投资按如下原则划分：

凡属污染治理和环境保护需要的专用设备、装置、监测仪器等，且专为本工程设置，其资金按 100% 列入环境保护投资，若非专为本工程设置，则按不同情况以 20%~50% 比例列入环境保护投资；生产需要又为环境保护服务的设备或设施分别按不同情况以 20%~50% 比例列入环境保护投资。

12.1.2 渔业损失补偿投资估算

12.1.2.1 估算依据

工程对海洋渔业生物资源的影响主要表现在（1）铺设海底管线，开挖管沟造成开挖区域对栖息地破坏，以及对周围区域的掩埋造成底栖生物死亡；（2）施工阶段悬浮泥沙对渔业生物资源损害。

根据中华人民共和国水产行业标准《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》的规定：（1）“占用渔业水域的生物资源损害赔偿，占用年限 20 年以上的，按不低于 20 年补偿”，生产平台和井口平台属永久性占渔业水域，补偿年限按 20 年计算；（2）“一次性生物资源的损害赔偿为一次性损害额的 3 倍”，施工阶段因开挖基槽和管沟，造成的生物资源损害属一次性损害，按 3 倍进行补偿。

12.1.2.2 计算公式

经济损益分析公式来源：计算公式的依据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（中华人民共和国农业部 2008 年 3 月）。

鱼卵、仔稚鱼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——鱼苗的商品价格，根据项目实际建设时间的主要鱼类苗种平均价格，商品鱼苗的平均价格按 0.8 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——生物资源的商品价格，生物资源、底栖生物和潮间带生物的价格按 2011 当地海洋捕捞产值与产量均值的比值计算，为 1.2 万元/t。

12.1.2.3 渔业损失额统计

渔业生物资源损失经济补偿额共为 6464.398 万元。应对对渔业资源的补偿费用纳入环保投资。渔业资源经济损失额合计见表 12.1-1。

表 12.1-1 渔业资源损失经济补偿明细

种类	总计损失量	换算	单价	损失金额（元）	三倍总计（元）
底栖生物 (t)	26.245	/	12000 元/t	314940	944820
潮间带生物 (t)	21.2	/	12000 元/t	254400	763200
鱼卵（粒）	1021152442	1%	0.8 元/粒	8169219.536	24507658.61
仔稚鱼（尾）	269738381	5%	0.8 元/尾	10789535.24	32368605.72
幼鱼（尾）	788156	/	0.8 元/尾	630524.8	1891574.4
鱼类成体 (kg)	30831.64	/	12 元/kg	369979.68	1109939.04
头足类幼体 (尾)	189394	20 g/尾	20 元/kg	75757.6	227272.8
头足类成体 (kg)	2128.31	/	20 元/kg	42566.2	127698.6
虾类幼体 (尾)	438878	10 g/尾	30 元/kg	131663.4	394990.2

蟹类幼体 (尾)	19200	100g/尾	50 元/kg	96000	288000
虾类成体 (kg)	18826.13	/	30 元/kg	564783.9	1694351.7
蟹类成体 (kg)	2172.47	/	50 元/kg	108623.5	325870.5
总计				64643981.57 (元)	

表 12.1-2 项目已补偿渔业损失统计表

序号	平台名称	赔偿金额 (元)
1	CB22E-G 平台	67697.01
2	GB273 平台	82728.17
3	CB1F 平台	92665.63
4	CB22E-CB22A 海底输油管道	28374.41
5	CB1F-CB1A 海底输油管道	31967.03
6	CB25A-中心二号海底输油管道	23584.26
7	CB273-CB1C 海底输油管道	198022.13
8	CB22E-CB22A 海底注水管道	28374.41
9	CB273-CB1C 海底注水管道	198022.13
10	CB26-CB11N 海底电缆	179424.17
11	CB1F-CB26 海底电缆	148412.07
12	CB273-CB1C 海底电缆	198022.13
13	CB1F-CB1A-中心三号海底电缆	167500
总计赔偿金额 (万元)		144.479

建设单位已于 2011 年-2014 年针对部分用海项目做出海洋生态损失补偿,具体如上图 13.1-2 所示,目前建设单位已针对渔业资源损失赔偿了 144.479 万元,根据表 13.1-1 可知共需赔偿 6464.398 万元,则后续需赔偿渔业资源损失 $6464.398-144.479=6319.919$ 万元。

12.1.3 海洋生态服务功能损失评估

根据《海洋生态资本评估技术导则》(GB/T 28058-2011),海洋生态系统服务功能主要包括海洋供给服务、海洋调节服务、海洋文化服务、海洋支持服务共 4 个部分,下面评估本工程施工期和运营期对上述服务功能造成的损失。

本工程对海洋生态系统服务功能的影响主要是建设期海底管道和电缆铺设以及钻井液钻屑排放,生产期生活污水的排放,以及平台占用海域的影响,下面评估上述活动对海洋生态系统服务功能的损失。

12.1.3.1 海洋供给服务价值损失

根据《海洋生态资本评估技术导则》(GB/T 28058-2011),海洋供给服务评估指标主

要考虑渔业供给（养殖生产、捕捞生产）和氧气生产。由于本工程所处海域没有养殖生产，对捕捞生产的影响有限，且生物资源损失已进行了评估，因此这里仅考虑氧气生产影响。

氧气生产的物质量采用海洋植物通过光合作用过程生产氧气的数量进行评估，包括浮游植物初级生产力提供的氧气和大型藻类初级生产提供的氧气，本项目生态调查未调查到大型藻类，在此仅计算浮游植物产生的氧气量。氧气生产的物质量计算公式为：

$$Q_{O_2} = Q'_{O_2} \times S \times N \times 10^{-3} + Q''_{O_2}$$

式中：

Q_{O_2} —氧气生产的物质量，单位为吨（t）；

Q'_{O_2} —单位时间单位面积水域浮游植物产生的氧气量，单位为毫克每平方米每天（ $\text{mg}/\text{m}^2 \cdot \text{d}$ ）；

S —评估海域的水域面积，单位为平方千米（ km^2 ）；

N —时间天数，（d）；

Q''_{O_2} —大型藻类产生的氧气量，单位为吨每年（t/a）；

浮游植物初级生产提供氧气的计算公式为：

$$Q'_{O_2} = 2.67 \times Q_{PP}$$

Q_{PP} —浮游植物的初级生产力，单位为毫克每平方米每天（ $\text{mg}/\text{m}^2 \cdot \text{d}$ ）。

2019 年 3 月调查初级生产力平均值为 $205.63 \text{mg} \cdot \text{C}/(\text{m}^2 \cdot \text{d})$ ，2017 年 10 月调查初级生产力平均值为 $59.45 \text{mg} \cdot \text{C}/(\text{m}^2 \cdot \text{d})$ ，两季平均初级生产力为 $132.54 \text{mg} \cdot \text{C}/(\text{m}^2 \cdot \text{d})$ ，本工程铺设海底管道和电缆影响面积按照超一类平均面积 3.78km^2 ，挖沟长度约为 336.9km ，挖沟作业时间为 1514d ，即铺设海底管道和电缆对海洋生态系统服务功能影响时长为 1514d ；钻井液循环使用间断排放，钻屑在钻井期间连续排放，从不利角度出发以钻屑排放评估对海洋生态系统服务功能影响，根据工程分析，钻屑排放时长约为 8407d ，根据预测结果钻屑超一类平均面积为 0.011km^2 ，超一类范围内浮游植物损失率按 50%，根据上述公式评估氧气生产量的损失为：

$$\begin{aligned}
 Q_{O_2} &= 2.67 \times Q_{pp} \times S \times N \times 10^{-3} \\
 &= 2.67 \times 132.54 \times 3.78 \times 1514 \times 10^{-3} \times 50\% + 2.67 \times 132.54 \times 0.011 \times 8407 \times 10^{-3} \times 50\% \\
 &= 1028.98(t)
 \end{aligned}$$

根据王燕等人的研究，工业制氧平均价格为 400 元/t，则本工程影响氧气生产价值为 41.16 万元。

12.1.3.2 海洋调节服务价值损失

根据《海洋生态资本评估技术导则》(GB/T 28058-2011)，海洋调节服务评估主要考虑气候调节和废弃物处理。本工程生产垃圾和生活垃圾运回陆地处理，生产水处理合格回注地层，只有少量生活污水、部分钻井泥浆和钻屑排放，因此，这里仅考虑气候调节功能和上述污染物排放造成的环境容量损失。

气候调节物质质量评估采用的方法是基于海洋植物（浮游植物和大型藻类）固定二氧化碳的原理计算，物质质量等于评价海域的水域面积乘于单位面积水域浮游植物和大型藻类固定二氧化碳的量。本项目生态调查未调查到大型藻类，在此仅计算浮游植物固定二氧化碳的量。气候调节的物质质量计算公式为：

$$Q_{CO_2} = Q'_{CO_2} \times S \times N \times 10^{-3} + Q''_{CO_2}$$

式中：

Q_{CO_2} — 气候调节的物质质量，单位为吨（t）；

Q'_{CO_2} — 单位时间单位面积水域浮游植物固定的二氧化碳量，单位为毫克每平方米每天（mg/m²·d）；

S — 评估海域的水域面积，单位为平方千米（km²）；

N — 时间天数，（d）；

Q''_{CO_2} — 大型藻类固定的二氧化碳量，单位为吨每年（t/a）；

浮游植物固定二氧化碳量的计算公示为：

$$Q'_{CO_2} = 3.67 \times Q_{pp}$$

Q_{pp} —浮游植物的初级生产力，单位为毫克每平方米每天 ($\text{mg}/\text{m}^2\cdot\text{d}$)。

2019 年 3 月调查初级生产力平均值为 $205.63\text{mg}\cdot\text{C}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$ ，2017 年 10 月调查初级生产力平均值为 $59.45\text{mg}\cdot\text{C}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$ ，两季平均初级生产力为 $132.54\text{mg}\cdot\text{C}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$ ，本工程铺设海底管道和电缆影响面积按照超一类平均面积 3.78km^2 ，挖沟长度约为 336.9km ，挖沟作业时间为 1514d ，即铺设海底管道和电缆对海洋生态系统服务功能影响时长为 1514d ；钻井液循环使用间断排放，钻屑在钻井期间连续排放，从不利角度出发以钻屑排放评估对海洋生态系统服务功能影响，根据工程分析，钻屑排放时长约为 8407d ，根据预测结果钻屑超一类平均面积为 0.011km^2 ，超一类范围内浮游植物损失率按 50%，根据上述公式评估固定二氧化碳的量的损失为：

$$\begin{aligned} Q_{O_2} &= 3.67 \times Q_{pp} \times S \times N \times 10^{-3} \\ &= 3.67 \times 132.54 \times 3.78 \times 1514 \times 10^{-3} \times 50\% + 3.67 \times 132.54 \times 0.011 \times 8407 \times 10^{-3} \times 50\% \\ &= 1414.37 \text{ (t)} \end{aligned}$$

二氧化碳吸收价值用碳税法计算，瑞典的碳税率在国际上被普遍认可，这里采用这一税率，即 150 美元/t(C)，约合人民币 1000 元/t(C)，因此，本工程造成的气候调节损失为 141.44 万元。

12.1.3.3 海洋文化服务价值损失

根据《海洋生态资本评估技术导则》(GB/T 28058-2011)，海洋文化服务评估内容主要考虑休闲娱乐、科研服务。休闲娱乐服务评估主要考虑评估海域以自然海洋景观为主体的海洋旅游景区；休闲娱乐的物质质量采用海洋旅游景区的年旅游人数评估，若旅游人数很少可不进行该项评估。科研服务的物质质量宜采用公开发表的以评估海域为调查研究区域或实验场所的海洋类科技论文数量进行评估。

关于休闲娱乐服务，本工程所处海域非旅游区，无大量人员来此观光旅游，从不利情况出发按照平台占有海域面积进行休闲娱乐价值损失评估，采用成果参照法，根据谢高地等对我国生态系统各项生态服务价值的研究结果，我国水域生态系统单位面积的休闲娱乐功能为 $6438 \text{ 元}/\text{a}\cdot\text{hm}^2$ ，本项目包括的埕岛油田 76 座平台占用海洋面积按投影面积外扩 50m 计算，为 2.79hm^2 ，平台占用海域时间 25a，则估算本工程休闲娱乐价值损失约为

$$2.79 \times 25 \times 6438 \times 10^{-4} = 44.9 \text{ (万元)}$$

关于科研服务，本工程所处海域未设置专门的实验场所或科研基地；关于该海域的科研成果及其科研经费不易统计，因此这里采用成果参照法，按照平台占有海域面积进行科研服务价值损失评估，根据陈仲新和张新时等(2000)对我国生态效益价值的估算，我国单位面积生态系统的平均科研价值 382 元/hm²，本项目包括的埕岛油田 76 座平台占用海洋面积按投影面积外扩 50m 计算，为 2.79hm²，平台占用海域时间 25a，据此估算本工程造成科研服务功能损失约为：

$$2.79 \times 25 \times 382 \times 10^{-4} = 2.66 \text{ (万元)}$$

12.1.3.4 海洋支持服务价值损失

根据《海洋生态资本评估技术导则》(GB/T 28058-2011)，海洋支持服务评估内容主要考虑物种多样性维持、生态系统多样性维持。

根据谢高地等对我国生态系统各项生态服务价值的研究结果，我国水域生态系统单位面积的生物多样性维持价值为 8686 元/(hm²·a)，本工程管线区超一类面积平均值为 3.78km² (378hm²)，影响时间 1514d (4.15a)，平台区钻屑超一类包络面积 0.011km² (1.1hm²)，影响时间 8407d (23a)，按照污染所造成的最高生物损失率 50%，估算排污影响造成生物多样性维持功能价值损失约为：

$$378 \times 4.15 \times 8686 \times 10^{-4} \times 50\% + 1.1 \times 23 \times 8686 \times 10^{-4} \times 50\% = 692.27 \text{ (万元)}$$

12.1.3.5 海洋生态服务功能损失合计

综上以上计算结果，本工程造成海洋供给服务价值损失、海洋调节服务价值损失、海洋文化服务价值损失和海洋支持服务价值损失共计 922.44 万元。

表 12.1-3 本工程造成的海洋生态服务功能损失价值汇总

项目	海洋供给价值损失	气候调节价值损失	文化服务功能价值损失	海洋支持服务价值损失	合计
价格 (万元)	41.16	141.44	47.56	692.27	922.44

12.1.4 环境保护设施和投资估算

将本工程的环境保护设施及其直接投资费用列于表 12.1-4。

表 12.1-4 环境保护设施项目投资统计表

环保设施	设备投资（万元）	折合比率%	折合后环保投资（万元）
生活污水处理系统	80	100	80
注水系统	195	50	97.5
开闭排系统	130	100	130
消防给排水	1255	50	627.5
阴极保护	5200	50	2600
自控系统	2900	50	1450
环境监测	40	100	40
渔业损失(已补偿)	144.479	100	144.479
环保设施已投资费用总计	5169.479万元		
渔业损失（需补偿）	6319.919万元		
海洋生态服务损失（需补偿）	922.44万元		
环保费用总计	12411.838万元		

根据表 12.1-4 可知，建设单位已为环境保护投资了 5169.479 万元，针对渔业损失已经补偿了 144.5 万元，因此还需为生态损失补偿 $6319.919+922.44 \approx 7242.359$ 万元，结合后续工作，建设单位总共需为环保设施项目投资 12411.939 万元。本工程总投资 149.2431 亿元，该工程环境保护设施投资占工程总投资的比例为 0.83%。

12.2 环境保护的损益分析

环境经济损益分析是环境影响评价的一项重要内容，其任务是通过分析环保投资及其所能收到的环境保护经济效益。本工程在建设过程中造成的海洋生态损失约为 6464.398 万元。

12.2.1 环境直接、间接经济损失估算

（1）工程对环境影响

项目建设对环境产生一定的影响，如施工作业产生的悬浮泥沙对区域水质及海洋生物的影响，施工现场粉尘、噪声的影响等。

在工程设计和施工方案中采取必要的环境保护措施，将工程对环境的不利影响控制在国家允许的限值以内，使其不影响周围环境的使用功能要求，以实现项目建设、国民经济的可持续发展。

施工过程中会使作业区周围的海水混浊、透明度下降、光线透射率降低。施工期结束后约 7 小时内可恢复本底值，因此，对周边海域影响较小。

（2）生物资源损失

如上表 12.1-2 所示，本项目生态补偿金额共计 7242.359 万元。

12.2.2 环境直接、间接经济收益估算

油气田的开发对国民经济的发展具有极重要的作用。油气是重要的能源之一，是工业的血液，制约着若干行业的发展。因而油气田开发不仅经济效益本身极为显著，而且可以通过解决直接和间接的就业机会带动其他相关产业的发展，具有重要的社会效益。

本项目施工期和建成初期各项环保工程措施，包括直接投资的环保设施和属于管理范畴的工程措施，其环境经济效益主要体现在：通过各项环保工程措施的落实，使清洁生产整体预防战略在本项目建设施工期和运营初期全过程得到有效贯彻，从而确实有效的保护生态环境，并创建区良好的环境，达到社会经济建设和环境资源保护的协调发展。

通过施工期各项环保措施的落实，可减小工程建设过程中陆域回填、附属设施建设等诸施工环节中各环境污染因子产生的强度，并进行必要的污染治理，使施工场地附近海域水环境和生态环境得到有效保护，降低对海洋物种生态环境潜在的环境风险影响，同时避免或减少施工过程对陆域生态、声环境和大气环境的破坏和影响。

项目施工期和建成初期污染防治措施的设置及运行、环保人员工资等投入，从财务角度看利润是负值。但环保投入的间接经济效益是显著的，可以减少废气、粉尘、噪声、固体废弃物对环境的污染，防范、减小事故对海域的污染，既保护了环境，又节约了水资源、能源。环保设施的实施对区域经济的可持续发展意义重大。

运营时期，本工程的开发将会对进一步带动相关产业的发展和进步（如机械制造、电子、仪表等等）起到一定的作用。平台投产后可为国家增加税收收入，增加出口创汇。使用海域与本海域的其它主要功能如渔业的兼容性也比较好，有利于海域整体资源的合理利用和最大发挥。因此，本工程是一项利国利民的工程，其环保设施的设置与环保投资是合理的，具有良好的经济和社会效益。

12.3 环境保护措施的经济合理性和可行性分析

工程投资的经济合理性和可行性，并通过分析工程项目的环境经济效益，从环境经济角度对项目的可行性进行评估，为建设项目的决策提供依据。

（1）施工期环保措施技术、经济可行性分析

施工期，严格按照施工管理要求规范作业。施工期间产生的污水全部收集后统一处

理，不直接向海域内排放；通过选用低噪声、低污染的施工机械设备，减小对周边声环境和大气环境的影响；固体废弃物统一收集处理。通过选择合适的施工时间、选用先进的施工工艺等措施减小施工对周边海洋环境的影响在技术上是可行的，在经济方面没有较大投入。

（2）运营期环保措施技术、经济可行性分析

运营期间生活污水经平台上生活污水处理设施处理后达到标准后排海、初期雨污水经开、闭排系统收集后进油系统，含油、生产水原油系统依托处理，在经济、技术上是可行的。

运营期全部固体废物均运回陆地交由环保公司接受处理，固体废物处理措施符合国家和地方的有关规定，固体废物污染防治措施是合理、可行的。

综上所述，以上清洁生产工艺和环保措施在经济和技术方面都是切实可行的。

13 海洋生态建设方案

2015 年 7 月,国家海洋局印发《国家海洋局海洋生态文明建设实施方案》(2015-2020 年)(以下简称《实施方案》),要求各单位把落实《实施方案》当作“十三五”期间海洋事业发展的重要基础性工作抓实抓牢,将海洋生态文明建设贯穿于海洋事业发展的全过程和各方面,推动海洋生态文明建设上水平、见实效。

生态建设的原则如下:

(1) 可持续发展原则:以可持续发展理论为指导,科学规划、合理利用、积极保护,构建生态安全格局,努力实现资源可持续利用,增强生态环境对社会经济发展的保障能力。

(2) 经济效益、社会效益与生态效益相协调的原则:积极促进经济、社会与生态环境之间的良性循环,实现经济、社会、生态环境之间的良性互动,达到社会经济发展与生态环境保护“双赢”。

(3) 集约与和谐原则:在生态优先的基础上,以经济建设为重点,整合区域资源优势,注重跑道建设与生态环境建设的结合,确保生态系统结构完整性、生态过程连续性,实现系统结构与功能的和谐。

13.1 污染物源头控制及溢油应急措施

13.1.1 污染物源头控制措施

本工程已投入运营,施工期钻井阶段钻井液循环使用,非钻井油层水基钻井液钻屑、非钻井油层水基钻井液直接排放入海;钻井油层水基钻井液钻屑、钻井油层水基钻井液均运回陆地交有资质单位处理。

本次评价工程运营期物流输入依托工程处理,无含油生产水外排;生活污水经处理达标后排海,但排放量较小;所产生活垃圾和工业垃圾全部运回陆地交有资质单位处理,不排海。

13.1.2 溢油防范与应急

建设单位已照《中华人民共和国海洋环境保护法》、《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例》和《国家海洋局海洋石油勘探开发溢油应急预案》的相关规定，编写了《埕岛油田主体及西北部溢油应急计划》并取得备案，本工程的工程内容已包含在该溢油应急计划中。

国家海洋局于 2015 年 4 月 3 日发布了《国家海洋局海洋石油勘探开发溢油应急预案》，建设单位应当对溢油应急计划进行修编，与上述应急预案相衔接，并将修编后的溢油应急计划重新上报海洋主管部门备案，同时按照修编后的溢油应急计划开展好各种溢油应急准备和响应工作。

应急计划的主要内容应包括作业区情况、应急组织体系、溢油风险分析、事故处置方案和溢油应急能力等。

13.2 海洋生态损害分析

根据 2013 年 8 月海洋局颁布的《海洋生态损害评估技术指南》（试行）、《海洋生态资本评估技术导则》（GB/T28058-2011）及农业部《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》中的相关阐述，本次评价工程对海洋生态损害主要体现在以下方面：

（1）工程占用海域、施工期悬浮泥沙、施工期非钻井油层水基钻井液和钻屑对水质、沉积物的影响，导致海洋生物资源损失量回顾性估算。

（2）油田开发及营运造成海洋服务功能的损失量计算。

13.2.1 海洋生物资源损失

13.2.1.1 工程对浮游生物的影响

工程施工期间管线铺设和平台建设使周围海水中悬浮物增大，增加海水浑浊度。一方面影响浮游植物的光合作用，在一定程度上影响水体的浮游植物的生长与繁殖；另一方面，由于悬浮物快速下沉，有部分浮游植物被携带而随之下沉，使水体中浮游植物遭受一定的损害。

施工阶段海水浑浊度的增加，也会减少透光层的厚度，使生物合成量减少，同时对浮游植物生长繁殖造成不利，进一步影响了浮游动物的摄食能力和摄食量，从而也影响

了浮游动物的生长和繁殖。

13.2.1.2 对底栖生物的影响

在铺管期间，挖起来的沉积物被堆积在管沟两侧，在挖沟结束后，在海水运动作用下将逐渐回填于管沟。因此，对底质的直接影响就是由于挖起和覆盖，改变了原有的沉积环境，破坏了底栖生物的栖息地。

13.2.1.3 工程对渔业资源的影响

本工程造成的损失量为：底栖生物 26.245t，潮间带生物 21.2t，鱼卵 1021152442 粒，仔稚鱼 269738381 尾，鱼类（成体）30831.64kg，幼鱼 788156 尾，头足类成体 2128.31 kg，头足类幼体 189394 尾，虾类幼体 438878 尾，蟹类幼体 19200 尾，虾类成体 18826.13kg，蟹类成体 2172.47kg。共需补偿金额为 6464.398 万元。

13.2.2 海洋生态服务功能损失评估

根据《海洋生态资本评估技术导则》(GB/T 28058-2011)，海洋生态系统服务功能主要包括海洋供给服务、海洋调节服务、海洋文化服务、海洋支持服务共 4 个部分，下面评估本工程施工期和运营期对上述服务功能造成的损失。

本工程对海洋生态系统服务功能的影响主要是建设期海底管道和电缆铺设以及钻井液钻屑排放，生产期生活污水的排放，以及平台占用海域的影响，下面评估上述活动对海洋生态系统服务功能的损失。

根据第十三章的相关核算，本工程造成海洋供给服务价值损失、海洋调节服务价值损失、海洋文化服务价值损失和海洋支持服务价值损失共计 922.44 万元。

13.3 海洋生态补偿措施

本工程设生态补偿资金对工程施工及运营过程中造成的海洋生物资源、海洋生态等损失进行补偿，并纳入工程环保投资。根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T9110-2007），估算项目在生产建设过程中可能造成的海洋生态环境损失补偿费用约 5498.839 万元；根据《海洋生态资本评估技术导则》(GB/T 28058-2011)进行估算，海洋生态服务价值损失约为 922.44 万元。建设单位已于 2011 年-2014 年针对部分

用海项目作出海洋生态损失补偿，目前建设单位已针对渔业资源损失赔偿了 144.479 万元，剩余部分的损失价值建议采用以生态补偿金的形式进行补偿，此部分资金建议用于海洋生物资源的增殖放流、海洋生物资源的养护与管理，人工鱼礁及相关研究、监测工作等。

此外，从广义的生态补偿概念上讲，本工程的生态补偿费用还包括：海洋生态环境监测费用约 40 万元，用于本项目运营期对周围海洋环境进行监测，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。

13.4 海洋生态保护/修复措施

13.4.1 已采取的海洋保护措施

本工程在建设阶段对生态环境产生影响的因子主要为海底管道、电缆的铺设作业产生的悬浮沙，本工程海底管道、电缆均采用后挖沟自然回填的方式，海水中的悬浮沙自然沉降于海底。

针对建设阶段项目对海洋生物造成的影响，建设单位已于 2011 年-2014 年针对部分用海项目作出海洋生态损失补偿，后续需继续赔偿海洋生态损失。

13.4.2 工程继续运营建议采取的海洋生态保护/修复措施

13.4.2.1 工程继续运营采取的海洋生态保护措施

(1) 正常工况下，输油管道和电缆埋设于海底，除输油管道释放少量锌离子外，无污染物排放，不会对保护区产生不利影响。

(2) 由于 2 条输油管道穿越黄河三角洲国家级自然保护区，若在该保护区内发生溢油，原油即刻抵达敏感目标，并对其造成不利影响。

针对管线建设单位采取的措施：

1) 目前采油厂每年都聘请检测单位对在服海底管道进行一次检查，检查的内容包括管道在位状态、水面以上部分防腐状态、管线两端附件、悬空治理情况、立管保护与固定装置，对检验合格的海底管道发证，证书的有效期为 1 年，2018 年输油管道和注水管道检测合格证书见附件 31（有效期至 2019 年 9 月 30 日）。同时，超期服役的管道也应定期开展路由复勘工作，对定期对管道海底埋设状况进行勘察。

2) 管道设有应急关断系统: 输油管道设计压力均为 4.0MPa, 目前管线运行压力均小于 2.0MPa, 远低于海底管线的设计压力。同时海底管道入口及出口均设置超压保护及紧急关断装置, 当海底管线运行压力达到 2.5MPa 时, 海底管道自控系统将向中控制室发出报警, 并自动切断海底管线两端阀门, 同时连锁关断油井, 平台停止生产。

3) 建设单位已照《中华人民共和国海洋环境保护法》、《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例》和《国家海洋局海洋石油勘探开发溢油应急预案》的相关规定, 编写了《埕岛油田主体及西北部溢油应急计划》并取得备案, 本工程的工程内容已包含在该溢油应急计划中。

4) 油田配备一定的溢油应急设备, 用于油田内部突发小型溢油事故使用。同时为了能以最快的速度应急处理海上突发溢油事故, 胜利油田溢油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, 目前海洋应急中心处理溢油的设备比较完善, 在发生溢油事故时可以迅速做出响应。

5) 一旦发生溢油事故而又没有任何应对措施, 油膜在风和潮流的共同作用下将会抵达敏感区并造成严重污染, 需要项目建设单位对环境风险概率较高的溢油事故予以足够重视, 确保在环境安全的前提下进行海上石油开采活动。

13.4.2.2 工程继续运营建议采取的修复措施

13.4.2.2.1 增殖放流, 恢复海洋生物资源

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

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

在生物资源增殖放流过程中, 必须坚持科学发展观, 建设单位首先应委托有资质的单位进行增殖方案制定、论证和资源研究, 根据项目对海洋生态环境的实际损害情况, 在当地海洋主管部门的监督和协助下, 有具体目标, 具体计划的对生态环境和资源数量进行修复, 不得在没有科学报告的情况下, 贸然实施操作。

增殖放流方案和计划建议如下：

A 增殖放流品种选择原则

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

B 增殖放流备选品种

当地适宜增殖放流的备选品种包括：中国对虾、三疣梭子蟹、海蜇、牙鲆、半滑舌鳎、文蛤、毛蚶等，具体由海洋主管部门统一部署。

C 增殖放流苗种规格质量

鱼苗体长应在 5cm 以上；虾苗体长应在 2.5cm 以上；贝苗壳长应在 0.5cm 以上。放流苗种应当来自有资质的生产单位、检验机构认可。

D 增殖放流计划

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

13.4.2.2.2 积极参与渤海湾的海洋生态修复工作

建设单位可以根据自己补偿的资金情况，项目所在海域的实际情况，有选择参与到渤海湾的海洋生态修复工作中来，建议建设单位与当地的海洋与渔业主管部门积极沟通协调，建议参与的工作如下：

①进行保护区的保护工作

由于本次评价的部分工程穿越山东黄河三角洲国家级自然保护区实验区、东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区，建议建设单位将部分补偿资金用于该保护区的保护工作，或者用于渤海湾滨海湿地的修复工作。

②配合相关科学研究进行海洋生态系统的修复

在考虑生态环境承载力的前提下制定项目所在海域的海洋生态恢复目标、生态恢复评价体系、生态恢复技术规范；在政府主导下，建设单位可以配合相关科研单位开展海

洋生态环境修复工程及项目；例如企业可以创新性地建立项目所在海域的海洋生态恢复专用资金制度、建立海洋生态恢复专门管理机关等积极开展海洋生态系统的修复工作。

③支持海洋主管部门生态保护宣传教育基地的建设

近年来，由于海洋渔业的过度开发捕捞、各种非法、违规捕捞作业的屡禁不止，水产养殖业的不规范生产管理，以及对海洋资源的无序无度开发等原因，造成许多鱼种的野生鱼苗数量急剧下降，滨海湿地环境受到严重破坏等。为提高海洋生态保护意识，普及相关法律法规知识，建议建设单位支持海洋主管部门建立海洋生态保护宣传教育基地，开展以海洋生态环境保护为主题的宣传教育活动，向公众介绍保护区、保护物种的科普知识、宣传海洋生态保护相关的法律、法规及生物多样性保护的重要性，唤起社会各阶层广泛参与水生野生动物的保护工作，提高公众的海洋生态环境保护意识。

13.5 海洋生态修复监管措施建议

海洋生态保护、恢复和补偿措施主要以增殖放流和人工鱼礁等方式开展。

海洋生态的保护、恢复或补偿措施的责任主体为建设单位，建设单位应按照生态损害进行生态补偿，缴纳一定生态补偿费用，由当地海洋行政主管部门按照规定负责实施。国家海洋局或受其委托的海洋行政管理部门应进行验收和监管。

海洋生态修复工作应制定修复计划，具体修复措施、地点、时间均由当地海洋与渔业主管部门统一安排部署。海洋与渔业主管部门须抽调相关处室人员组成现场监督小组，对海洋生态修复措施实施进行监督和管理，同时应建立专项基金，海洋生态修复的科研工作。相关部门应对生态补偿金的征收、使用情况进行监管和审查，确保专款专用，使生态补偿工作切实落实到实处。

13.6 海洋跟踪监测措施

13.6.1 工程继续运营的跟踪监测计划

本项目监测点是在已批复的《埕岛主体区块及西北部开发工程环境影响报告书》35 个（H1~H17、18 个加密点）部分监测点（H1~H17，2 个加密点）基础上，《埕岛油田东部区块环境影响报告书》23 个站位（H1-H23）部分监测点（H3、H6、H10、H13、H17）基础上，根据本项目情况，新增 12 个（A1~A12 为 6 个有人平台加密点）监测点，

监测频率为每 3-5 年监测一次。

具体内容见表 13.6-1，监测布点见图 13.6-1。

表 13.6-1 运营期工程周边海域监测计划一览表

环境要素	监测项目	监测方法	监测站位	监测频率	监测单位				
海水水质	COD	《海洋监测规范》 GB17378.4-2007	6 座有人平台周边 500 米范围内沿主潮流方向上、下各设 1 个站位	每 3-5 年监测一次	国家海洋行政主管部门认可的监测单位				
	无机氮								
	无机磷								
	石油类								
	重金属铅、锌								
海洋生态环境	叶绿素 a	《海洋监测规范》 GB17378.7-2007		6 座有人平台周边 500 米范围内沿主潮流方向上、下各设 1 个站位		每 3-5 年监测一次	国家海洋行政主管部门认可的监测单位		
	浮游植物								
	浮游动物								
	底栖生物								
	生物体内石油类								
沉积物环境	石油类	《海洋监测规范》 GB17378.5-2007				6 座有人平台周边 500 米范围内沿主潮流方向上、下各设 1 个站位		每 3-5 年监测一次	国家海洋行政主管部门认可的监测单位
	重金属铅、锌								

运营阶段建设单位应对工程周边海域的海水水质环境、海洋沉积物环境和海洋生态环境定期进行监测，制定海洋环境质量跟踪监测方案，提交有效计量认证分析监测报告，对环境监测反馈的信息进行科学分析，并建立资料档案。除此之外，还需对海底管道进行不定期局部检查和定期全面检查，以便及早发现隐患，及时处理，防止事故发生。

图 13.6-1 运营期污染源监测布点图

13.6.2 事故监测计划

配合政府部门对防污染设备的检查工作，以及在事故状态下配合有关部门作好对事故的跟踪监测。

发生溢油事故时除在常规监测站位进行水质监测外，根据事故性质、事故影响的大小，视具体情况增加对海洋生态环境、海洋生物质量、沉积物环境的监测，站位布设根据实际情况进行调整。可采用有偿服务的方式委托海洋行政主管部门认可的监测单位开展环境事故跟踪监测。

13.7 延寿评估监测方案

建设单位对运行过程中即将达到设计年限的平台和管线采用以下监测和评价手段。

13.7.1 平台延寿监测

海洋采油厂在平台到达设计寿命前一年组织平台检测和评估，延寿评估主要委托两家第三方机构：胜利油田检测评价研究有限公司、法利科瑞成（天津）安全技术有限公司。根据《海上平台状态评定指南》（CCS，GD04-2005）、《浅海固定平台建造与检验规范》（CCS，2004）、《海上固定平台规划、设计与建造的推荐作法—工作应力设计法》（SY/T10030-2004）、《钢结构设计规范》（GB 50017-2003）；《浅（滩）海钢质固定平台安全规则》（SY 5747-2008）、《滩海环境条件和荷载技术规范》（SY/T 4084-2010）等相关法律法规开展延寿评估，落实延寿评估提出的建议报告中所提出的安全建议措施，确保工程继续运营安全稳定。对于延寿评估不合格的情况，需给出具体解决方案。

13.7.2 管道延寿监测

海洋采油厂海底管道延寿评估主要委托委托中石化海上石油工程技术检验中心（第三方机构）进行验收监测。根据《海底管道系统规范》（CCS-1992）、《海底管道系统规范》（SY/T10037-2010）、《滩（浅）海石油设施检验规程》（SY/T 6500-2010）等相关法律法规开展延寿评估，落实延寿评估提出的建议报告中所提出的安全建议措施，确保工程继续运营安全稳定。对于延寿评估不合格的情况，需给出具体解决方案。

13.7.3 超压监控和应急关断措施

(1) 海底输油管线

表中输油管道设计压力均为 4.0MPa，目前管线运行压力均小于 2.0MPa，远低于海底管线的设计压力。同时海底管道入口及出口均设置超压保护及紧急关断装置，当海底管线运行压力达到 2.5MPa 时，海底管道自控系统将向中控制室发出报警，并自动切断海底管线两端阀门，同时连锁关断油井，平台停止生产。

(2) 海底注水管线

表中注水管设计压力均为 16MPa，目前管线运行压力远低于海底管线的设计压力。海底注水管线均由中心平台注水泵提供压力，中间不设置增压设施。因此，只要泵出口压力不超过海底管道的设计压力，海底管线将不会超压。

主体区块注水泵均为离心泵，根据离心泵的运行特性，超压仅出现于憋泵运行的情况下且幅度不会太大，此时泵出口的水会由于叶轮的高速搅动而温度迅速上升，为此在泵出口设置了水温检测远传，当温度超过限定值时，自控系统会报警并实现停机保护，停止注水。

14 工程可行性分析

14.1 工程与海洋主体功能区规划符合性分析

14.1.1 全国海洋主体功能区规划

国家海洋局在 2015 年 8 月印发了《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），根据该“通知”，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，产业结构亟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。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。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，包括海洋自然保护区、领海基点所在岛屿等。

经识别，本工程涉及上述区域中 4 禁止开发区域（海洋自然保护区，涉及工程为 CB21A 平台及 10 条管线）、3 限制开发区域（海洋渔业保障区中的海水养殖区）和 2 重点开发区域（海洋工程和资源开发区），本工程与《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）符合性分析见表 14.1-1，项目在全国海洋主体功能区划中的位置见图 14.1-1。

经分析，项目有 10 条管线及 1 个平台位于禁止开发区中的山东黄河三角洲国家级自然保护区实验区，工程原则上不符合山东黄河三角洲国家级自然保护区管理要求。但是，该保护区实验区兼容油气功能，工程已建设完成，建设过程产生的悬浮泥沙对

海洋环境的影响较小、影响时间较短且已恢复；运营期正常运行无污染物排放，且已稳定运营多年。运营单位定期对管线进行巡检，本次环境影响评价报告提出了在继续运行过程中采取海洋生态保护措施和溢油应急防范措施，以避免发生重大环境事故，因此认为工程继续运行不会影响到禁止开发区域的功能；

工程有 5 个平台（SHG1 单、CB246 A、CB151、CB35、CB35 单）及管线 5 条（3 条电缆，2 条混输管线）位于限制开发区域中海洋渔业保障区，工程在建设期间及建成以来的运行期间，工程所产生的污染物均得到了切实有效的处理，工程不会对海洋生物繁殖生长造成大的影响。因此本报告认为本次评价的工程内容与限制开发区域的要求相符合；

项目除位于禁止开发区及限制开发区外的工程外，其他工程均位于山东省海洋功能区划中埕北矿产与能源区，属于重点开发区域中的海洋工程和资源开发区。本次评价工程均属于油田勘探开发工程，符合重点开发区域的功能定位。工程正在进行环境影响评价工作，根据分析，工程在建设过程产生的非含油钻屑泥浆及铺设管线时产生的悬浮泥沙对海洋环境的影响较小，影响时间较短且可恢复；工程在运行过程中对海底管线定期巡检，避免发生事故。报告中提出了在继续运行过程中采取海洋生态保护措施和溢油应急防范措施，避免发生重大环境事故，因此本报告认为本次评价的工程内容与重点开发区域的要求相符合。

综上，本工程符合《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）相关要求。

表 14.1-1 本工程与全国海洋主体功能区规划符合性分析

序号	所在区域	本次评价工程	相关要求	符合性分析	是否符合
1	禁止开发区域	海洋自然保护区 CB21A 平台及 10 条管线（气管线 2 条，混输管线 3 条，电缆 5 条，均为部分穿越）： 1.中心一号-海三站 1 条输气管线、2 条混输管线； 2.中心二号-滩海变 3 条电缆； 3.CB26（中心三号）至海洋变 1 条电缆； 4.中心二号-CBG5-海三站 1 条输气管线； 5.CB35-海一站 1 条混输管线、1 条电缆。	在保护区核心区和缓冲区内不得开展任何与保护无关的工程建设活动，海洋基础设施建设原则上不得穿越保护区，涉及保护区的航道、管线和桥梁等基础设施经严格论证并批准后方可实施。	本项目 10 条管线穿越山东黄河三角洲国家级自然保护区中的实验区，1 个平台位于实验区（平台已封井，无复产计划）。 工程原则上不符合山东黄河三角洲国家级自然保护区管理要求。 但是，该保护区实验区兼容油气功能，工程已建设完成，建设过程产生的悬浮泥沙对海洋环境的影响较小、影响时间较短且已恢复；运营期正常运行无污染物排放，且已稳定运营多年。运营单位定期对管线进行巡检，本次环境影响评价报告提出了在继续运行过程中采取海洋生态保护措施和溢油应急防范措施，以避免发生重大环境事故，因此认为工程继续运行不会影响到禁止开发区的功能。	符合
2	限制开发区域	海洋渔业保障区 平台 5 个（SHG1 单、CB246 A、CB151、CB35、CB35 单）；管线 5 条（3 条电缆，2 条管线）： 1.CB246A 至 CB243A 平台的电缆； 2.CB35 至 CB35 单 1 条电缆及 1 条混输管线 3.CB35 至海一站 1 条混输管线、1 条电缆	限制开发区域中的海洋渔业保障区的要求为“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”。 关于海水养殖区的要求为“在海水养殖区。要推广健康养殖模式，推进标准化建设；发展设施渔业，拓展深水养殖，推进以海洋牧场建设为主要形式的区域综合开发”。	本工程部分工程位于山东省海洋功能区划中滨州-东营北农渔业区，该区为限制开发区域，属于海洋渔业保障区中的海水养殖区。 工程在建设期间及建成以来的运行期间，工程所产生的污染物均得到了切实有效的处理，工程不会对海洋生物繁殖生长造成大的影响。因此本报告认为本次评价的工程内容与限制开发区域的要求相符合。	符合
3	重点开发区域	海洋工程和资源开发区 除禁止开发区及限制开发区外的工程	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。 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。	项目除位于禁止开发区及限制开发区外的工程外，其他工程均位于山东省海洋功能区划中埕北矿产与能源区，属于重点开发区域中的海洋工程和资源开发区 本次评价工程均属于油田勘探开发工程，符合重点开发区域的功能定位。 工程正在进行环境影响评价工作，根据分析，工程在建设过程产生的非含油钻屑泥浆及铺设管线时产生的悬浮泥沙对海洋环境的影响较小，影响时间较短且可恢复；工程在运行过程中对海底管线定期巡检，避免发生事故。报告中提出了在继续运行过程中采取海洋生态保护措施和溢油应急防范措施，避免发生重大环境事故。	符合

图 14.1-1 项目在全国海洋主体功能区划中的位置示意图

14.1.2 山东省海洋主体功能区规划

2017 年 8 月 25 日，山东省人民政府发布了《关于印发山东省海洋主体功能区规划的通知》（鲁政发〔2017〕22 号）的相关阐述：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。

全省共划分 8 个优化开发区域，分别为寿光市、龙口市、烟台市区、即墨市、青岛市区、青岛市黄岛区、日照市东港区和日照市岚山区海域；

全省共划分 3 个重点开发区域，分别为潍坊市寒亭区、烟台市牟平区和威海市文登区海域；

全省共划分 18 个限制开发区域，分别为无棣县、滨州市沾化区、东营市河口区、利津县、垦利区、东营市东营区、广饶县、昌邑市、莱州市、招远市、长岛县、蓬莱市、威海市环翠区、荣成市、乳山市、海阳市、莱阳市和青岛市崂山区海域，其中，6 个海洋渔业保障区；12 个重点海洋生态功能区。

禁止开发区域包括国家级、省级自然保护区和领海基点所在岛屿，点状分布于优化开发区域、重点开发区域和限制开发区域中。海域空间共划定禁止开发区域 19 个，其中 4 个国家级自然保护区和 7 个省级自然保护区，8 个领海基点岛。

工程与规划符合性分析见表 14.1-2，与规划位置示意图见图 14.1-2。

项目部分工程（平台 12 座（SHG1 单、CB246 A、CB243A、CB4A、CB4C、CB4B、CB26、CB244 单、CBG4A、CB242、CB11K 、CB11G）及其平台间管线 27 条（混输管线 7 条、注水管线 5 条、电缆 15 条））位于利津县海域限制开发，区域中的生物多样性保护重点海洋生态功能区，本工程已建成并运行多年，在建设期间及建成以来的运行期间，工程所产生的污染物均得到了切实有效的处理，正常运行期间对海域环境质量及生态及各保护区影响较小。本次环境影响评价报告提出了在继续运行过程中采取海洋生态保护措施和溢油应急防范措施，以避免发生重大环境事故。环评报告提出了生态补偿方案及生态保护措施，与《山东省海洋主体功能区规划》相符合；

项目部分工程（管线共计 10 条，其中气管线 2 条，混输管线 3 条，电缆 5 条）穿越黄河三角洲自然保护区实验区，为禁止开发区域中的自然保护区。工程位于实验区，原则上不符合《山东省海洋主体功能区规划》。但是，工程已建设完成并稳定运营多年，根据分析，工程在建设过程产生的悬浮泥沙对海洋环境的影响较小，影响时

间较短且已恢复；运营期正常运行中无污染物排放，运营单位定期对管线进行巡检，工程已经取得自然保护区主管部门的意见，原则上同意项目严格按照有关规定完善相关手续。本次环境影响评价报告提出了在继续运行过程中采取海洋生态保护措施和溢油应急防范措施，以避免发生重大环境事故，因此认为工程继续运行不会影响到禁止开发区的功能，与《山东省海洋主体功能区规划》的要求相协调。

项目除位于限制开发区中的利津县海域及禁止开发区中的黄河三角洲自然保护区的工程外，其他平台及管线均位于东营市河口区海域，为限制开发区中的海洋渔业保障区，具有发展海洋油气资源的功能定位。工程属于海洋油气资源产业，在运行过程中采取海洋生态保护措施和溢油应急防范措施，避免发生重大环境事故，符合该海域开发原则。

综上所述，工程符合《山东省海洋主体功能区规划》。

表 14.1-2 本工程与山东省海洋主体功能区规划符合性分析

序号	所在区域			本次评价工程	管理原则	符合性分析	是否符合
1	利津县海域	限制开发区域	生物多样性保护重点海洋生态功能区	平台 12 座（SHG1 单、CB246 A、CB243A、CB4A、CB4C、CB4B、CB26、CB244 单、CBG4A、CB242、CB11K 、CB11G）及其平台间管线 27 条（混输管线 7 条、注水管线 5 条、电缆 15 条）	加强黄河三角洲国家级自然保护区管理。做好东营利津国家级底栖鱼类生态海洋特别保护区、黄河口半滑舌鳎国家级水产种质资源保护区的建设与保护，建设现代设施养殖和海上高效养殖示范区为主体的现代渔业体系。适度发展以赶海拾贝、渔家乐、水上娱乐、休闲垂钓为主要业态的休闲渔业。	本工程已建成并运行多年，在建设期间及建成以来的运行期间，工程所产生的污染物均得到了切实有效的处理，正常运行期间对海域环境质量及生态及各保护区影响较小。 本次环境影响评价报告提出了在继续运行过程中采取海洋生态保护措施和溢油应急防范措施，以避免发生重大环境事故。	符合
2	黄河三角洲自然保护区	禁止开发区域	自然保护区	10 条管线（气管线 2 条，混输管线 3 条，电缆 5 条，均为部分穿越）： 1.中心一号-海三站 1 条输气管线、2 条混输管线； 2.中心二号-滩海变 3 条电缆； 3.CB26（中心三号）至海洋变 1 条电缆； 4.中心二号-CBG5-海三站 1 条输气管线； 5.CB35-海一站 1 条混输管线、1 条电	自然保护区。按核心区、缓冲区和实验区分区管理。除法律允许情况外，核心区禁止任何单位和个人进入，缓冲区只准进入从事科学研究观测活动，实验区除必要的科学实验、符合要求的生态旅游、驯化繁殖珍稀濒危野生动植物等活动，严禁其他生产建设活动。 自然保护区内交通、通信、电网等基础设施要慎重建设，主动避让，不得穿越自然保护区核心区、缓冲区，尽量避免穿越实验区，必须穿越的，应符合自然保护区规划，并进行生态影响专题评价。	本项目部分工程（管线共计 10 条，其中气管线 2 条，混输管线 3 条，电缆 5 条，具体为：中心一号-海三站 1 条输气管线、2 条混输管线；中心二号-滩海变 3 条电缆；CB26（中心三号）至海洋变 1 条电缆；中心二号-CBG5-海三站 1 条输气管线；CB35-海一站 1 条混输管线、1 条电缆）穿越黄河三角洲国家级自然保护区的实验区，不涉及核心区和缓冲区。 工程位于实验区，原则上不符合山东黄河三角洲国家级自然保护区管理要求。 但是，工程已建设完成，建设过程产生的悬浮泥沙对海洋环境的影响较小，影响时间较短且已恢复；运营期正常运行无污染物排放，且已稳定运营多年。运营单位定期对管线进行巡检。工程已经取得自然保护区主管部门的意见，原则上同意项目严格按照有关规定完善相关手续。	符合

				缆。		目前建设单位正在开展环境影响评价工作，本次环境影响评价报告提出了在继续运行过程中采取海洋生态保护措施和溢油应急防范措施，以避免发生重大环境事故。 环评报告提出了生态补偿方案及生态保护措施。	
3	东营市河口区海域	限制开发区域	海洋渔业保障区	除位于限制开发区中的利津县海域及禁止开发区中的黄河三角洲自然保护区的工程外的其他工程	合理规划利用滩涂资源，适度发展东营港以及临港高端物流制造等产业，发展海洋新能源、 海洋油气资源 等传统海洋产业，实施严格的产业准入环境标准。加强东营黄河口文蛤国家级水产种质资源保护区建设和管理。	项目除位于限制开发区中的利津县海域及禁止开发区中的黄河三角洲自然保护区的工程外，其他工程位于该区域。 本工程属于海洋油气资源产业，在运行过程中采取海洋生态保护措施和溢油应急防范措施，避免发生重大环境事故，符合该海域开发原则。	符合

图 14.1-2a 项目在山东省海洋主体功能区划中的位置示意图

图 14.1-2b 项目在山东省海洋主体功能区划中的位置示意图（局部）

14.2 工程与海洋功能区划符合性分析

14.2.1 全国海洋功能区划

根据《全国海洋功能区划（2011-2020）》（2012 年），本工程位于其中的“黄河口与山东半岛西北部海域”。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。

本工程属于矿产能源开发，不属于重化工业和高耗能、高污染的工业建设，工程生产开发时应注意与周边海洋功能区的协调性，重点保护海洋生态环境，与《全国海洋功能区划》（2011-2020）对工程所在海域的功能定位相符合。

14.2.2 山东省海洋功能区划

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）》（国函[2012]165 号）。本工程所在海域涉及的区域为：A1-2 滨州-东营北农渔业区、A4-1 埕北矿产与能源功能区和 A6-4 黄河三角洲北部海洋保护区，见图 14.2-1。本工程附近海洋功能区情况见表 14.2-1。

本项目部分工程（平台 5 个：SHG1 单、CB246 A、CB151、CB35、CB35 单；管线 5 条，其中电缆 3 条，混输管线 2 条）位于该区。工程属于油田勘探开采工程，与该区兼容的矿产与能源功能定位相符；工程未改变海域自然属性；工程施工及运行阶段采取了相应环保措施，建设单位定期对石油平台和管线进行安全检查，防止溢油事故的发生，因此，项目位于“A1-2 滨州-东营北农渔业区”的工程与《山东省海洋功能区划》相符合。

本项目部分工程（管线共计 10 条，其中气管线 2 条，混输管线 3 条，电缆 5 条）穿越“A6-4 黄河三角洲北部海洋保护区”实验区。工程属于油田勘探开采工程，与所在海域兼容的矿产能源功能相符。穿越该区的工程均为埋于海底的管线，不会影响黄河沉砂。工程已建设完成，建设过程产生的悬浮泥沙对海洋环境的影响较小，影响时

间较短且已恢复；运营期正常运行无污染物排放，且已稳定运营多年。运营单位定期对管线进行巡检，本次环境影响评价报告提出了在继续运行过程中采取海洋生态保护措施和溢油应急防范措施。工程属于油田勘探开采工程，已经取得自然保护区主管部门的意见，原则上同意项目严格按照有关规定完善相关手续。综合分析，项目位于“A6-4 黄河三角洲北部海洋保护区”的工程继续运营不会对保护区产生影响，与《山东省海洋功能区划》相协调。

除位于 A1-2 滨州-东营北农渔业区和 A6-4 黄河三角洲北部海洋保护区的工程外，项目其余平台及管线均位于“A4-1 埕北矿产与能源功能区”，工程符合其矿产与能源功能定位。石油平台建设采用透水构筑物形式，建设单位定期对石油平台和管线进行安全检查，防止溢油事故的发生，综合分析，项目位于“A4-1 埕北矿产与能源功能区”的工程与《山东省海洋功能区划》相符合。

综上所述，项目建设符合《山东省海洋功能区划》。

图 14.2-1 本工程在山东省海洋功能区划中的位置示意图

表 14.2-1 本工程附近海洋功能区情况表

代码	功能区名称	地区	功能区类型	面积 (km ²)	海域使用管理要求		海洋环境保护要求	
					用途管制	用海方式	重点保护目标	环境保护要求
A1-2	滨州-东营北农渔业区	滨州-东营	农渔业区	1717.41	本区域基本功能为农渔业功能，兼容矿产与能源、旅游休闲娱乐、防潮堤建设等功能。	严格限制改变海域自然属性，鼓励开放式用海，允许适度进行人工岛、平台、后勤服务等基础设施建设。	传统渔业资源的产卵场、索饵场、越冬场、洄游通道等；老黄河口半滑舌鲷种质资源	加强海洋环境质量监测。防止渔港环境污染，加强环境综合治理。油气资源开发注意保护海洋资源环境，防止溢油，避免对毗邻海洋保护区产生影响。
A4-1	埕北矿产与能源区	东营	矿产与能源区	309.06	本区域基本功能为矿产与能源功能，兼容农渔业等功能。保障油气勘探与开发的用海需求。	严格限制改变海域自然属性。石油平台建设采用透水构筑物形式。	石油平台、海底管线	加强海洋环境质量监测。油气资源开发注意保护海洋资源环境。加强对石油平台和管线的安全检查，防止溢油事故发生。
A6-4	黄河三角洲北部海洋保护区	东营	海洋保护区	233.92	本区域基本功能为海洋保护功能，实验区兼容矿产能源、旅游功能。保障黄河三角洲国家级自然保护区用海。	核心区和缓冲区禁止改变海域自然属性，实验区严格限制改变海域自然属性。	原生湿地生态系统及珍禽；本区西北部与黄河口半滑舌鲷水产种质资源保护区重叠部分应注意保护半滑舌鲷等底栖鱼类。	严格执行国家关于海洋环境保护的法律、法规和标准，加强海洋环境质量监测。维持、恢复、改善海洋生态环境和生物多样性，保护自然景观。实验区开发利用避免对海洋保护区产生影响。

14.2.2.1 与“滨州-东营北农渔业区（A1-2）”符合性分析

本项目与滨州-东营北农渔业区相符性分析见表 14.2-2，该功能区的详细情况见表 14.2-1。

本项目部分工程（平台 5 个：SHG1 单、CB246 A、CB151、CB35、CB35 单；管线 5 条（3 条电缆，2 条混输管线）位于该区，工程属于油田勘探开采工程，与兼容的矿产与能源功能定位相符，工程未改变海域自然属性，工程施工及运行阶段采取了相应环保措施，建设单位定期对石油平台和管线进行安全检查，防止溢油事故的发生，因此，项目位于“滨州-东营北农渔业区（A1-2）”的工程与《山东省海洋功能区划》相符合。

表 14.2-2 本工程与滨州-东营北农渔业区（A1-2）符合性分析

功能区划要求		符合性分析	是否相符
用途管制	本区域基本功能为农渔业功能，兼容矿产与能源、旅游休闲娱乐、防潮堤建设等功能。	项目位于该区的工程为： 平台 5 个（SHG1 单、CB246 A、CB151、CB35、CB35 单）；管线 5 条（3 条电缆，2 条管线）： 1.CB246A 至 CB243A 平台的电缆； 2.CB35 至 CB35 单 1 条电缆及 1 条混输管线 3.CB35 至海一站 1 条混输管线、1 条电缆 工程属于油田勘探开采工程，与兼容的矿产与能源功能定位相符	符合
用海方式	严格限制改变海域自然属性，鼓励开放式用海，允许适度进行人工岛、平台、后勤服务等基础设施建设。	本次工程采用导管架透水结构开发，工程未改变海域自然属性	
海洋环境保护要求	加强海洋环境质量监测。	本次环评报告提出了跟踪监测计划。 工程施工及运行阶段采取了相应环保措施，正常运行不会造成海洋环境质量恶化。建设单位定期对石油平台和管线进行安全检查，防止溢油事故的发生，避免对毗邻海洋保护区产生影响。 胜利油田分公司已经完成《埕岛油田主体及西北部海洋石油开发生产溢油应急计划》和《埕岛油田东部区块海洋石油开发生产溢油应急计划》编写，本工程及其附属工程的溢油应急管理已经纳入其中，并已备案。	
	油气资源开发注意保护海洋资源环境，防止溢油，避免对毗邻海洋保护区产生影响。		
	渔业设施建设区海水水质不劣于二类（渔港区执行不劣于现状海水水质标准），海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于二类标准。水产种质资源保护区、捕捞区海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准。其它海域海水水	根据 2019 年春季水质调查结果，该区海水部分站位无机氮超出二类水质标准，本项目不排放相关污染物，其他因子均达标；根据 2017 年沉积物调查结果，区域沉积物质量达标；根据 2018 海洋生物质量调查结果，该区域海洋生物质量达标。	

	质不劣于二类标准，海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准。		

14.2.2.2 与“黄河三角洲北部海洋保护区（A6-4）”符合性分析

本项目与黄河三角洲北部海洋保护区位置情况见图 14.2-2，相符性分析见表 14.2-4，该功能区的详细情况见表 14.2-1。

本项目部分工程（管线共计 10 条，其中气管线 2 条，混输管线 3 条，电缆 5 条，具体为：中心一号-海三站 1 条输气管线、2 条混输管线；中心二号-滩海变 3 条电缆；CB26（中心三号）至海洋变 1 条电缆；中心二号-CBG5-海三站 1 条输气管线；CB35-海一站 1 条混输管线、1 条电缆）穿越山东黄河三角洲国家级自然保护区中的实验区。

工程属于油田勘探开采工程，工程所在海域兼容的矿产能源功能。穿越该区的工程均为埋于海底的管线，不会影响黄河沉砂。工程已建设完成，建设过程产生的悬浮泥沙对海洋环境的影响较小，影响时间较短且已恢复；运营期正常运行无污染物排放，且已稳定运营多年。运营单位定期对管线进行巡检，本次环境影响评价报告提出了在继续运行过程中采取海洋生态保护措施和溢油应急防范措施。工程属于油田勘探开采工程，已经取得自然保护区主管部门的意见，原则上同意项目严格按照有关规定完善相关手续。综合分析，项目位于“**A6-4 黄河三角洲北部海洋保护区**”的工程继续运营不会对保护区产生影响，与《山东省海洋功能区划》相协调。

图 14.2-2 本工程与黄河三角洲北部海洋保护区位置示意图

表 14.2-4 本工程黄河三角洲北部海洋保护区（A6-4）符合性分析

功能区划要求		符合性分析	是否相符
用途管制	本区域基本功能为海洋保护功能，实验区 兼容矿产能源 、旅游功能。保障黄河三角洲国家级自然保护区用海，按照《中华人民共和国自然保护区条例》和《海洋自然保护区管理办法》进行管理。需符合黄河河口综合治理规划和黄河入海流路规划，满足黄河沉沙的需求。	本项目部分工程（管线共计 10 条，其中气管线 2 条，混输管线 3 条，电缆 5 条，具体为：中心一号-海三站 1 条输气管线、2 条混输管线；中心二号-滩海变 3 条电缆；CB26（中心三号）至海洋变 1 条电缆；中心二号-CBG5-海三站 1 条输气管线；CB35-海一站 1 条混输管线、1 条电缆）穿越山东黄河三角洲国家级自然保护区中的实验区。工程属于油田勘探开采工程，工程所在海域兼容的矿产能源功能。穿越该区的工程均为埋于海底的管线，不会影响黄河沉砂。	符合

	《中华人民共和国自然保护区条例》第三十二条规定 ...在自然保护区的实验区内，不得建设污染环境、破坏资源或者景观的生产设施；建设其他项目，其污染物排放不得超过国家和地方规定的污染物排放标准。在自然保护区的实验区内已经建成的设施，其污染物排放超过国家和地方规定的排放标准的，应当限期治理；造成损害的，必须采取补救措施。	工程已建设完成，建设过程产生的悬浮泥沙对海洋环境的影响较小，影响时间较短且已恢复；运营期正常运行无污染物排放，且已稳定运营多年。运营单位定期对管线进行巡检，本次环境影响评价报告提出了在继续运行过程中采取海洋生态保护措施和溢油应急防范措施。	
	《海洋自然保护区管理办法》第十三条 ...实验区内，在该保护区管理机构统一规划和指导下，可有计划地进行适度开发活动。 第十六条 未经国家海洋行政主管部门或沿海省、自治区、直辖市海洋管理部门批准，任何单位和个人不得在海洋自然保护区内修筑设施。	工程属于油田勘探开采工程，已经取得自然保护区主管部门的意见，原则上同意项目严格按照有关规定完善相关手续。	
用 海 方 式	核心区和缓冲区禁止改变海域自然属性，实验区严格限制改变海域自然属性。	项目 10 条管线穿越黄河三角洲国家级自然保护区，均为海底管线，未改变海域自然属性。	
	严格执行国家关于海洋环境保护的法律、法规和标准，加强海洋环境监测。	本次环评报告提出了跟踪监测计划。	
海 洋 环 境 保 护 要 求	维持、恢复、改善海洋生态环境和生物多样性，保护自然景观。实验区开发利用避免对海洋保护区产生影响。	工程在建设过程产生的悬浮泥沙对海洋环境的影响较小，影响时间较短且已恢复。运营期正常情况下不排污，建设单位定期对石油平台和管线进行安全检查，胜利油田分公司已经完成《埕岛油田主体及西北部海洋石油开发生产溢油应急计划》编写，本工程及其附属工程的溢油应急管理已经纳入其中，并已经在国家海洋局北海分局备案，工程正常继续运行不会对海洋保护区产生影响，不会破坏环境质量。	
	海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准。	根据 2019 年海水水质调查结果，该区海水部分站位无机氮、铅、汞超出一类水质标准，本项目不排放相关污染物，其他因子均达标；根据 2017 沉积物调查结果，区域沉积物质量达标；根据 2018 海洋生物质量调查结果，该区域海洋生物质量达标。	

14.2.2.3 与“埕北矿产与能源功能区（A4-1）”符合性分析

本项目与埕北矿产与能源功能区相符性分析见表 14.2-5，该功能区的详细情况见表 14.2-1。

工程除位于 A1-2 滨州-东营北农渔业区和 A6-4 的工程外，均位于该区。本次评

价工程均属于油田勘探开采工程，符合功能区矿产与能源功能定位，石油平台建设采用透水构筑物形式，建设单位定期对石油平台和管线进行安全检查，防止溢油事故的发生，综合分析，项目位于“A4-1 埕北矿产与能源功能区”的工程与《山东省海洋功能区划》相符合。

表 14.2-5 本工程与埕北矿产与能源功能区符合性分析

功能区划要求		符合性分析	是否相符
用途管制	本区域基本功能为矿产与能源功能，兼容农渔业等功能。保障油气勘探与开发的用海需求。	除位于 A1-2 滨州-东营北农渔业区和 A6-4 黄河三角洲北部海洋保护区的工程外，项目其余平台及管线均位于该区 本工程属于油田勘探开发工程，符合其矿产与能源功能	符合
用海方式	严格限制改变海域自然属性。石油平台建设采用透水构筑物形式。	石油平台建设采用透水构筑物形式，为改变海域自然属性	
环境保护要求	加强海洋环境质量监测。	本次环评报告提出了跟踪监测计划。	
	油气资源开发注意保护海洋资源环境。加强对石油平台和管线的安全检查，防止溢油事故发生。避免对毗邻海洋保护区产生影响。	工程施工及运行阶段均采取了相应环保措施，建设单位定期对石油平台和管线进行安全检查，防止溢油事故的发生，避免对毗邻海洋保护区产生影响。	
	海域海水水质不劣于四类标准，海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于三类标准。	根据 2019 年秋季水质调查结果，该区海水水质可达四类标准；根据 2017 年沉积物调查结果，该区域沉积物达标；根据 2018 海洋生物质量调查结果，该区域海洋生物质量达标。	

14.2.3 东营市海洋功能区划

本工程涉及《东营市海洋功能区划（2013-2020 年）》及《东营市海洋功能区划（2013-2020 年）局部修改方案》中的海域区域为：A1-2-3 河口-利津养殖区、A4-1-1 埕北油气区和 A6-4-1 黄河三角洲北部海洋自然保护区，详见图 14.2-3。

本项目部分工程（平台 5 个：SHG1 单、CB246 A、CB151、CB35、CB35 单；管线 5 条（3 条电缆，2 条混输管线）位于“A1-2-3 河口-利津养殖区”。工程属于油田勘探开采工程，与兼容油气功能定位相符，工程未改变海域自然属性，工程施工及运行阶段采取了相应环保措施，建设单位定期对石油平台和管线进行安全检查，防止溢油事故的发生，因此，本项目位于“A1-2-3 河口-利津养殖区”的工程与《东营市海洋功能区划》相符合。

项目部分工程（管线共计 10 条，其中气管线 2 条，混输管线 3 条，电缆 5 条）穿越“A6-4-1 黄河三角洲北部海洋自然保护区”。工程属于矿产能源开发项目，符合

该区的用途管控要求。穿越该区的工程均为埋于海底的管线，不会影响黄河沉砂。工程施工及运行阶段采取了相应环保措施，运行期正常运行不排污，不会对海洋环境产生影响。建设单位定期对石油平台和管线进行安全检查，胜利油田分公司已经完成《埕岛油田主体及西北部海洋石油开发生产溢油应急计划》编写，本工程及其附属工程的溢油应急管理已经纳入其中，并已经在国家海洋局北海分局备案，综合分析，项目位于“A6-4-1 黄河三角洲北部海洋自然保护区”的工程继续运营不会对保护区产生影响，与《东营市海洋功能区划》相协调。

项目除位于“A1-2-3 河口-利津养殖区和 A6-4-1 黄河三角洲北部海洋自然保护区”的工程外，其余平台及管线均位于“A4-1-1 埕北油气区”。工程属于油田勘探开采工程，符合该区基本功能。工程施工及运行阶段采取了相应环保措施，建设单位定期对石油平台和管线进行安全检查，防止溢油事故的发生。目前建设单位正在开展环境影响评价工作，并提出了生态补偿方案及生态保护措施。综合分析，项目位于“A4-1-1 埕北油气区”的工程与《东营市海洋功能区划》相符合。

综上，项目总体与《东营市海洋功能区划》相符合。

图 14.2-3 本次评价项目与东营市海洋功能区划相对位置关系

14.2.3.1 与河口-利津养殖区【功能区代码为 A1-2-3】功能区划符合性分析

工程与河口-利津养殖区的相符性分析见表 14.2-6, 该功能区的详细情况见表 14.2-7。

本项目部分工程（平台 5 个：SHG1 单、CB246 A、CB151、CB35、CB35 单；管线 5 条（3 条电缆，2 条混输管线）位于该区，工程属于油田勘探开采工程，与兼容油气功能定位相符，工程未改变海域自然属性，工程施工及运行阶段采取了相应环保措施，建设单位定期对石油平台和管线进行安全检查，防止溢油事故的发生，因此，本项目位于“河口-利津养殖区”的工程与《山东省海洋功能区划》划相符。

表 14.2-6 本工程与东营市河口-利津养殖区符合性分析

功能区划要求		符合性分析	是否相符
用途管制	基本功能为养殖，兼容油气、文体休闲娱乐功能。	项目位于该区的工程为：平台 5 个（SHG1 单、CB246 A、CB151、CB35、CB35 单）；管线 5 条（3 条电缆，2 条管线）： 1.CB246A 至 CB243A 平台电缆； 2.CB35 至 CB35 单 1 条电缆及 1 条混输管线 3.CB35 至海一站 1 条混输管线、1 条电缆 工程属于油田勘探开采工程，符合功能区兼容的油气功能。	符合
	用海活动需符合黄河河口综合治理规划和黄河入海流路规划，满足黄河泥沙需求。加强渔业资源养护，控制捕捞强度，合理控制养殖密度。保障河口行洪安全。	穿越该区的工程均为埋于海底的管线，平台属于透水性结构。不会影响黄河沉砂。距离河口较远，不会影响河口行洪安全。	
用海方式	严格限制改变海域自然属性，进行人工岛、平台、后勤服务等基础设施建设，鼓励开放式用海。	平台属于透水性结构，工程未改变海域自然属性。	
海洋环境保护要求	生态保护重点目标：传统渔业资源的产卵场、索饵场、越冬场、洄游通道等。 河口实行陆源污染物入海总量控制，进行减排防治。 油气资源开发注意保护海洋资源环境，防止溢油 ，避免对毗邻海洋保护区产生影响。	本次环评报告提出了跟踪监测计划。 工程施工及运行阶段采取了相应环保措施，建设单位定期对石油平台和管线进行安全检查，防止溢油事故的发生，避免对毗邻海洋保护区产生及生态保护目标影响。 胜利油田分公司已经完成《埕岛油田主体及西北部海洋石油开发生产溢油应急计划》和《埕岛油田东部区块海洋石油开发生产溢油应急计划》编写，本工程及其附属工程的溢油应急管理已经纳入其中，并已备案。	
	海水水质不劣于二类标准，海洋沉积物质量和海洋生物质量不劣于一类标准。	根据 2019 年春季水质调查结果，该区海水部分站位无机氮超出二类水质标准，本项目不排放相关污染物，其他因子均达标；根据 2017 年沉积物调查结果，区域沉积物质量达标；根据 2018 海洋生物质量调查结果，该区域海洋生物质量达标。	

表 14.2-7 河口-利津养殖区海洋功能区划登记表

功能区名称		河口-利津养殖区	所在图幅	1,2,3,4,5,6,7	功能区位置图
功能区类型		养殖区	功能区代码	A1-2-3	
所属一级类功能区名称		滨州-东营北农渔业区	一级类功能区代码	A1-2	
地理范围		河口-利津北部海域 四至：118°13'22.49"--119°8'42.93"E； 37°58'34.74"-- 38°20'43.82"N			
面积（公顷）		88999	岸线长度（米）	21950	
开发利用现状		该区域近岸部分海域已开发为池塘养殖，离岸海域少部分开发为底播养殖，东部近岸有大量油气开发，其他海域未开发利用。			功能区范围图
海域管理要求	用途管制	基本功能为养殖，兼容油气、文体休闲娱乐功能。用海活动需符合黄河河口综合治理规划和黄河入海流路规划，满足黄河沉沙需求。加强渔业资源养护，控制捕捞强度，合理控制养殖密度。保障河口行洪安全。			
	用海方式控制	严格限制改变海域自然属性，进行人工岛、平台、后勤服务等基础设施建设，鼓励开放式用海。			
	整治修复	区内可进行沿海防潮堤坝建设。保护自然岸线原始形态，鼓励对人工岸线进行生态化改建。			
海洋环境保护要求	生态保护重点目标	传统渔业资源的产卵场、索饵场、越冬场、洄游通道等。			
	环境保护	河口实行陆源污染物入海总量控制，进行减排防治。油气资源开发注意保护海洋资源环境，防止溢油，避免对毗邻海洋保护区产生影响。海水水质不劣于二类标准，海洋沉积物质量和海洋生物质量不劣于一类标准。			
其它管理要求		无。			

14.2.3.2 与黄河三角洲北部海洋自然保护区【功能区代码为 A6-4-1】功能区划符合性分析

项目与黄河三角洲北部海洋自然保护区的相符性分析见表 14.2-10，该功能区的详细情况详见表 14.2-11。

项目部分工程（管线共计 10 条，其中气管线 2 条，混输管线 3 条，电缆 5 条。具体为：中心一号-海三站 1 条输气管线、2 条混输管线；中心二号-滩海变 3 条电缆；CB26（中心三号）至海洋变 1 条电缆；中心二号-CBG5-海三站 1 条输气管线；CB35-海一站 1 条混输管线、1 条电缆）穿越黄河三角洲北部海洋自然保护区，工程属于矿产能源开发项目，符合该区的用途管控要求。穿越该区的工程均为埋于海底的管线，不会影响黄河沉砂。工程施工及运行阶段采取了相应环保措施，运行期正常运行不排污，不会对海洋环境产生影响。建设单位定期对石油平台和管线进行安全检查，胜利油田分公司已经完成《埕岛油田主体及西北部海洋石油开发生产溢油应急计划》编写，本工程及其附属工程的溢油应急管理已经纳入其中，并已经在国家海洋局北海分局备案，综合分析，项目位于“A6-4-1 黄河三角洲北部海洋自然保护区”的工程继续运营不会对保护区产生影响，与《东营市海洋功能区划》相协调。

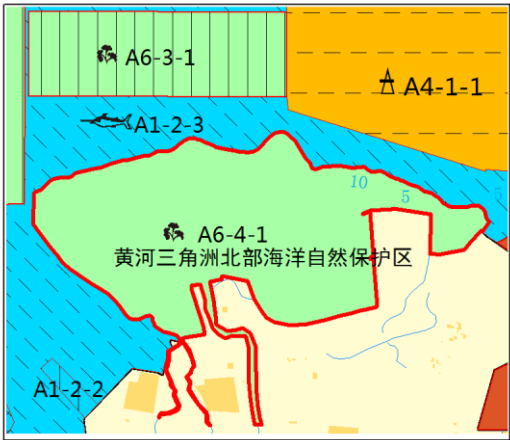
表 14.2-10 本工程与东营市黄河三角洲北部海洋自然保护区符合性分析

功能区划要求		符合性分析	是否相符
用途管制	基本功能为海洋自然保护，保障黄河三角洲国家级自然保护区用海，按照《中华人民共和国自然保护区条例》和《海洋自然保护区管理办法》进行管理。实验区在按照《山东黄河三角洲国家级自然保护区详细规划》进行保护管理的基础上， 兼容油气及文体休闲娱乐功能 。 用海活动需符合黄河河口综合治理规划和黄河入海流路规划，满足黄河沉沙的需求。	项目部分工程（管线共计 10 条，其中气管线 2 条，混输管线 3 条，电缆 5 条。具体为：中心一号-海三站 1 条输气管线、2 条混输管线；中心二号-滩海变 3 条电缆；CB26（中心三号）至海洋变 1 条电缆；中心二号-CBG5-海三站 1 条输气管线；CB35-海一站 1 条混输管线、1 条电缆）穿越段为保护区的实验区，属于油田勘探开采工程，为兼容的油气功能符合该区的用途管制。穿越该区的工程均为埋于海底的管线，不会影响黄河沉砂。	符合
	《中华人民共和国自然保护区条例》第三十二条规定 ……在自然保护区的实验区内，不得建设污染环境、破坏资源或者景观的生产设施；建设其他项目，其污染物排放不得超过国家和地方规定的污染物排放标准。在自然保护区的实验区内已经建成的设施，其污染物排放超过国家和地方规定的排放标准	工程已建设完成，建设过程产生的悬浮泥沙对海洋环境的影响较小，影响时间较短且已恢复；运营期正常运行无污染物排放，且已稳定运营多年。运营单位定期对管线进行巡检，本次环境影响评价报告提出了在继续运行过程中采取海洋生态保护措施和溢油应急防范措施	

	的,应当限期治理;造成损害的,必须采取补救措施。	施。
	《海洋自然保护区管理办法》第十三条 … 实验区内,在该保护区管理机构统一规划和指导下,可有计划地进行适度开发活动。第十六条 未经国家海洋行政主管部门或沿海省、自治区、直辖市海洋管理部门批准,任何单位和个人不得在海洋自然保护区内修筑设施。	工程属于油田勘探开采工程,已经取得自然保护区主管部门的意见,原则上同意项目严格按照有关规定完善相关手续。
用 海 方 式	核心区和缓冲区禁止改变海域自然属性,实验区严格限制改变海域自然属性。	工程位于实验区,不涉及核心区和缓冲区。均为海底管线,未改变海域自然属性。
环 境 保 护	生态保护重点目标:原生性湿地生态系统及珍禽、半滑舌鳎等底栖鱼类	工程施工及运行阶段采取了相应环保措施,运行期正常运行不排污,不会对海洋环境及生态保护目标产生影响。建设单位定期对石油平台和管线进行安全检查,胜利油田分公司已经完成《埕岛油田主体及西北部海洋石油开发生产溢油应急计划》编写,本工程及其附属工程的溢油应急管理已经纳入其中,并已经在国家海洋局北海分局备案。
	维护、恢复、改善海洋生态环境和生物多样性,实验区开发利用应避免对海洋自然保护区产生影响。	
	海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准。	
		根据 2019 年海水水质调查结果,该区海水部分站位无机氮、铅、汞超出一类水质标准,本项目不排放相关污染物,其他因子均达标;根据 2017 沉积物调查结果,区域沉积物质量达标;根据 2018 海洋生物质量调查结果,该区域海洋生物质量达标。

表 14.2-11 黄河三角洲北部海洋自然保护区海洋功能区划登记表

功能区名称		黄河三角洲北部海洋自然保护区	所在图幅	1,2,3,4,5,6	功能区位置图
功能区类型		海洋自然保护区	功能区代码	A6-4-1	
所属一级类功能区名称		黄河三角洲北部海洋保护区	一级类功能区代码	A6-4	
地理范围		黄河故道北部海域 四至：118°32'58.16"--118°53'27.79" E；38°1'9.38"--38°11'34.32" N			
面积（公顷）		23384	岸线长度（米）	86790	
开发利用现状		该区域为山东黄河三角洲国家级自然保护区，区内有大面积的油气资源开发及养殖用海。			功能区范围图
海域管理要求	用途管制	基本功能为海洋自然保护，保障黄河三角洲国家级自然保护区用海，按照《中华人民共和国自然保护区条例》和《海洋自然保护区管理办法》进行管理。实验区在按照《山东黄河三角洲国家级自然保护区详细规划》进行保护管理的基础上，兼容油气及文体休闲娱乐功能。用海活动需符合黄河河口综合治理规划和黄河入海流路规划，满足黄河沉沙的需求。			
	用海方式控制	核心区和缓冲区禁止改变海域自然属性，实验区严格限制改变海域自然属性。			
	整治修复	保持自然岸线形态、长度和邻近海域底质类型的稳定。对侵蚀岸段进行合理整治。			
海洋环境保护要求	生态保护重点目标	原生性湿地生态系统及珍禽、半滑舌鲷等底栖鱼类。			
	环境保护	维护、恢复、改善海洋生态环境和生物多样性，实验区开发利用应避免对海洋自然保护区产生影响。海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准。			
其它管理要求		按照《中华人民共和国防洪法》、《山东省黄河河道管理条例》及《黄河河口管理办法》相关规定进行管理。保障行洪安全。			



14.2.3.3 与埕北油气区【功能区代码 A4-1-1】功能区划符合性分析

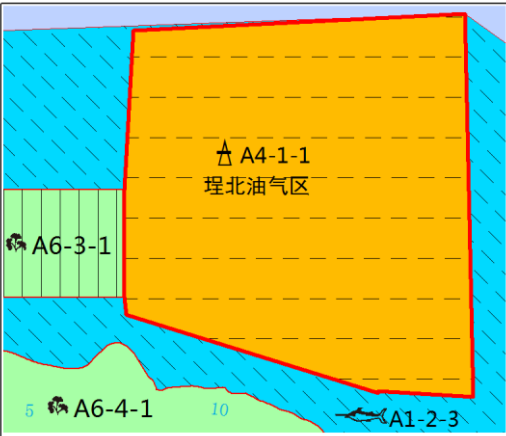
本项目与埕北油气区的相符性分析见表 14.2-12, 该功能区的详细情况见表 14.2-13。

本次评价工程均属于油田勘探开采工程, 项目除位于 A1-2-3 河口-利津养殖区和 A6-4-1 黄河三角洲北部海洋自然保护区的工程外, 其余平台及管线均位于该区。工程属于油田勘探开采工程, 符合该区基本功能。工程施工及运行阶段采取了相应环保措施, 建设单位定期对石油平台和管线进行安全检查, 防止溢油事故的发生。目前建设单位正在开展环境影响评价工作, 并提出了生态补偿方案及生态保护措施。综合分析, 项目位于“A4-1-1 埕北油气区”的工程与《东营市海洋功能区划》相符合。

表 14.2-12 本工程与东营市埕北油气区符合性分析

功能区划要求		符合性分析	是否相符
用途管制	基本功能为油气区, 兼容养殖、增殖和捕捞功能, 优先保障油气勘探与开发的用海需求。	项目除位于 A1-2-3 河口-利津养殖区和 A6-4-1 黄河三角洲北部海洋自然保护区的工程外, 其余平台及管线均位于该区 本工程属于油田勘探开采工程, 符合基本功能	符合
用海方式	严格限制改变海域自然属性。石油平台建设采用透水构筑物形式。	石油平台建设采用透水构筑物形式, 未改变海域自然属性	
环境保护	加强海洋环境质量监测。油气资源开发避免对相邻保护区的环境污染。海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于现状水质标准。	本次报告书提出了跟踪监测计划。工程施工及运行阶段采取了相应环保措施, 建设单位定期对石油平台和管线进行安全检查, 防止溢油事故的发生, 避免污染相邻保护区。 工程采取各环保措施后, 正常运行不会造成海洋环境质量恶化。	
其他管理要求	加强对石油平台和管线的安全检查, 防止溢油事故发生。	建设单位定期对石油平台和管线进行安全检查, 防止溢油事故的发生。胜利油田分公司已经完成《埕岛油田主体及西北部海洋石油开发生产溢油应急计划》编写, 本工程及其附属工程的溢油应急管理已经纳入其中, 并已经在国家海洋局北海分局备案。	
	海域开发前需进行严格的海洋环境评价, 并采取严格的生态保护措施。	目前建设单位正在开展环境影响评价工作, 并提出了生态补偿方案及生态保护措施。	

表 14.2-13 埕北油气区海洋功能区划登记表

功能区名称		埕北油气区		所在图幅	4,6	功能区位置图	
功能区类型		油气区		功能区代码	A4-1-1		
所属一级类功能区名称		埕北矿产与能源区		一级类功能区代码	A4-1		
地理范围		埕北油田 四至：118°44'20.68"--118°56'37.67" E； 38°10'4.63"--38°20'43.82" N					
面积（公顷）		30898		岸线长度（米）	0		
开发利用现状		该区域为胜利油田海上油气开发集中区。				功能区范围图	
海域管理要求	用途管制	基本功能为油气区，兼容养殖、增殖和捕捞功能，优先保障油气勘探与开发的用海需求。					
	用海方式控制	严格限制改变海域自然属性。石油平台建设采用透水构筑物形式。					
	整治修复	无。					
海洋环境保护要求	生态保护重点目标	无。					
	环境保护	加强海洋环境质量监测。油气资源开发避免对相邻保护区的环境污染。海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于现状水质标准。					
其它管理要求		加强对石油平台和管线的安全检查，防止溢油事故发生。海域开发前需进行严格的海洋环境评价，并采取严格的生态保护措施。					

14.3 工程与与环境保护规划的符合性分析

14.3.1 渤海环境保护总体规划

2009 年 1 月，国家发展和改革委员会会同环境保护部、住房和城乡建设部、水利部、国家海洋局，联合印发了《渤海环境保护总体规划》（2008～2020 年）。

为实现渤海环境保护的目标，渤海治理的主要任务是建立渤海海洋污染防治与生态修复、陆域污染源控制和综合治理、流域水资源和水环境综合管理与整治、渤海环境保护科技支撑、渤海海洋监测系统。

- （一）加强重点环节和关键领域保护与防治，建立渤海污染防治与生态保护系统；
- （二）面源点源治防联动，建立陆域污染源控制和综合治理系统；
- （三）全面实施节水治污战略，建立流域水资源和水环境综合管理与整治系统；
- （四）着力攻克关键技术，建立渤海环境保护科技支撑系统；
- （五）强化责任分工与力量整合，建立渤海环境监测、预警和应急处置系统。

本工程属于石油天然气开采项目，在建设过程和生产过程中采取了一系列的防止海洋生态破坏和污染物防治措施，并制定了溢油应急防范措施。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。

本工程在渤海环境保护总体规划范围内的位置见图 14.3-1。

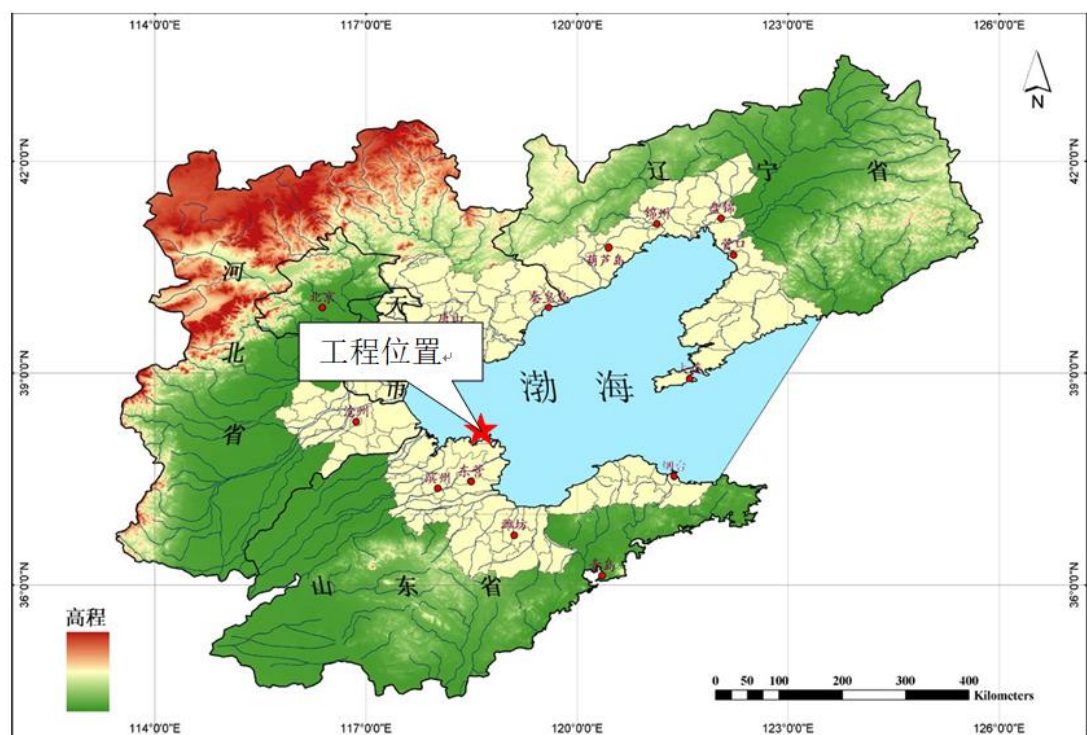


图 14.3-1 工程在渤海环境保护总体规划范围内的位置示意图

14.3.2 渤海综合治理攻坚战行动计划

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，生态环境部、发展改革委、自然资源部制定了《渤海综合治理攻坚战行动计划》。

项目与该行动计划符合性分析见表 14.3-1。

根据分析，项目施工期船舶机舱含油污水危险废弃物严格《沿海海域船舶排污设备铅封程序规定》，运回陆上交由有资质单位接收处理；施工船舶产生的生活污水经生活污水处理装置处理达标后排海；生活垃圾、生产垃圾全部运回陆上处理，不向海洋倾倒垃圾；项目不涉及围填海，经 14.4 章节分析，符合生态保护红线要求；经 14.5 分析，符合黄河三角洲国家级自然保护区管理要求；项目施工阶段采取了尽量避开海洋生物保护期等措施。目前建设单位正在开展环境影响评价工作，并提出了生态补偿方案及生态保护措施；建设单位定期对石油平台和管线进行安全检查，防止溢油事故的发生。胜利油田分公司已经完成《埕岛油田主体及西北部海洋石油开发生产溢油应急计划》编写，本工程及其附属工程的溢油应急管理已经纳入其中，并已经在国家海洋局北海分局备案。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。总体来看，项目符合《渤海综合治理攻坚战行动计划》。

表 15.3-1 项目与渤海综合治理攻坚战行动计划符合性分析

文件要求		符合性分析	是否相符
(二) 海域污染治理行动	9.船舶污染治理 严格执行《船舶水污染物排放控制标准》，限期淘汰不能达到污染物排放标准的船舶，严禁新建不达标船舶进入运输市场；规范船舶水上拆解，禁止冲滩拆解。依法报废超过使用年限的运输船舶。禁止船舶向水体超标排放含油污水，继续实施渤海海区船舶排污设备铅封管理制度。	项目施工期，2003 年后船舶机舱含油污水危险废弃物（HW08），根据《沿海海域船舶排污设备铅封程序规定》，运回陆上交由有资质单位接收处理。施工船舶产生的生活污水经生活污水处理装置处理达标后排海。	符合
	11.海洋垃圾污染防治 …。严厉打击向海洋倾倒垃圾的违法行为，禁止垃圾入海…	生活垃圾、生产垃圾全部运回陆上处理，不向海洋倾倒垃圾。	
(三) 生态保护修复行动	13.生态保护修复行动 划定并严守渤海海洋生态保护红线，实施最严格的围填海管控，强化渤海岸线保护，强化自然保护区选划和滨海湿地保护	项目不涉及围填海。 经 14.4 章节分析，符合生态保护红线要求；经 14.5 分析，符合黄河三角洲国家级自然保护区管理要求。	
	15.海洋生物资源养护 大力养护海洋生物资源。…。鼓励建立以人工鱼礁为载体、底播增殖为手段、增殖放流为补充的海洋牧场示范区。严格执行伏季休渔制度，并根据渤海渔业资源调查评估状况，适当调整休渔期，逐步恢复渔业资源。	项目施工阶段采取了尽量避开海洋生物保护期等措施。目前建设单位正在开展环境影响评价工作，并提出了生态补偿方案及生态保护措施。	
(四) 环境风险防范行动	17.海上溢油风险防范 石油勘探开发海上溢油风险防范。2019 年底前，完成海上石油平台、油气管线、陆域终端等风险专项检查，定期开展专项执法检查。加强海上溢油影响的环境监测，完善海上石油开发油指纹库。2020 年底前，完成渤海石油勘探开发海上溢油风险评估，开展海上排污许可试点工作，推动建立石油勘探开发海上排污许可制度。	建设单位定期对石油平台和管线进行安全检查，防止溢油事故的发生。胜利油田分公司已经完成《埕岛油田主体及西北部海洋石油开发生产溢油应急计划》编写，本工程及其附属工程的溢油应急管理已经纳入其中，并已经在国家海洋局北海分局备案。 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。	

14.3.3 山东省海洋生态环境保护规划

《山东省海洋生态环境保护规划（2018~2020）》将山东省海域规划成自然保护区、海洋特别保护区、重要河口生态系统、重要滨海湿地、重要渔业海域、特别保护海岛、自然景观与历史文化遗迹、重要砂质岸线及邻近海域、沙源保护海域、重要滨海旅游区、一般渔业海域、一般滨海旅游区、保留区、港口航运区、工业与城镇用海区、矿产与能

源区、特殊利用区等 17 类 341 个分区，进行分区管控。

经识别，本工程所在海域涉及《山东省海洋生态环境保护规划（2018~2020）》中的“1-02 山东黄河三角洲国家级自然保护区（北部海域部分）”、“11-01 滨州-东营北农渔业区”、“16-01 埕北矿产与能源区”，位置详细情况见图 14.3-2，各功能区情况见表 14.3-2。

项目部分工程（管线共计 10 条，其中气管线 2 条，混输管线 3 条，电缆 5 条）穿越“1-02 山东黄河三角洲国家级自然保护区（北部海域部分）”，已弃置的 CB21A 平台位于该区。工程施工及运行阶段采取了相应环保措施，施工期影响已结束，运行期正常运行不排污。建设单位定期对石油平台和管线进行安全检查，胜利油田分公司已经完成《埕岛油田主体及西北部海洋石油开发生产溢油应急计划》编写，本工程及其附属工程的溢油应急管理已经纳入其中，并已经在国家海洋局北海分局备案，项目位于“1-02 山东黄河三角洲国家级自然保护区（北部海域部分）”的工程与《山东省海洋生态环境保护规划》相符。

项目有 5 个平台（SHG1 单、CB246 A、CB151、CB35、CB35 单）及管线 5 条（3 条电缆，2 条混输管线）位于“11-01 滨州-东营北农渔业区”。项目为油气资源开发工程，工程施工及运行阶段采取了相应环保措施，建设单位定期对石油平台和管线进行安全检查，防止溢油事故的发生，避免对毗邻海洋保护区产生影响。项目位于“11-01 滨州-东营北农渔业区”的工程与《山东省海洋生态环境保护规划》相符。

项目除位于“1-02 山东黄河三角洲国家级自然保护区（北部海域部分）”、“11-01 滨州-东营北农渔业区”的工程外，其余工程均位于“16-01 埕北矿产与能源区”。工程施工及运行阶段采取了相应环保措施，建设单位定期对石油平台和管线进行安全检查，防止溢油事故的发生，避免污染相邻保护区。胜利油田分公司已经完成《埕岛油田主体及西北部海洋石油开发生产溢油应急计划》编写，本工程及其附属工程的溢油应急管理已经纳入其中，已经在国家海洋局北海分局备案。项目位于“16-01 埕北矿产与能源区”的工程与《山东省海洋生态环境保护规划》相符。

综上所述，项目与《山东省海洋生态环境保护规划》相符合。

图 14.3-2a 工程在山东省海洋生态环境保护规划的位置示意图

图 14.3-2b 工程在山东省海洋生态环境保护规划的位置示意图（局部）

表 14.3-2 山东省海洋生态环境保护规划登记表

序号	所在行政区域	代码	类别	规划区名称	面积 (km ²)	生态保护目标	环境保护要求
4	东营	11-01	一般渔业海域	滨州-东营北农渔业区	2512.23	传统渔业资源的产卵场、索饵场、越冬场、洄游通道等；老黄河口半滑舌鳎种质资源	加强海域污染防治和监测。防止渔港环境污染，加强环境综合治理。河口实行陆源污染物入海总量控制，进行减排防治，严格控制养殖自身清洁，防止水体富营养化和外来物种入侵。油气资源开发注意保护海洋资源环境，防止溢油，避免对毗邻海洋保护区产生影响；渔业设施建设区海水水质不劣于二类（渔港区执行不劣于现状海水水质标准），海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于二类标准；其他海域海水水质不劣于二类标准，海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准。
15	东营	1-02	自然保护区	山东黄河三角洲国家级自然保护区（北部海域部分）	322.40	原生性湿地生态系统及珍禽	维持、恢复、改善海洋生态环境和生物多样性，保护自然景观。杜绝可能影响本海域的各种污染，禁止排污、倾倒废弃物等不利于环境保护与资源恢复行为。海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准。
16	东营	16-01	矿产与能源区	埕北矿产与能源区	309.06	/	加强海洋环境质量监测，油气资源开发注意保护海洋资源环境。加强对石油平台和管线的安全检查，防止溢油事故发生。避免对毗邻海洋保护区产生影响。海水水质不劣于四类标准，海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于三类标准。

14.3.3.1 与 1-02 山东黄河三角洲国家级自然保护区（北部海域部分）符合性分析

本项目部分工程（管线共计 10 条，其中气管线 2 条，混输管线 3 条，电缆 5 条。具体为：中心一号-海三站 1 条输气管线、2 条混输管线；中心二号-滩海变 3 条电缆；CB26（中心三号）至海洋变 1 条电缆；中心二号-CBG5-海三站 1 条输气管线；CB35-海一站 1 条混输管线、1 条电缆）穿越山东黄河三角洲国家级自然保护区（北部海域部分），已弃置的 CB21A 平台位于实验区，工程与该功能区的相符性分析见表 15.3-3。

由分析可知，工程施工及运行阶段采取了相应环保措施，施工期影响已结束，运行期正常运行不排污。建设单位定期对石油平台和管线进行安全检查，胜利油田分公司已经完成《埕岛油田主体及西北部海洋石油开发生产溢油应急计划》编写，本工程及其附属工程的溢油应急管理已经纳入其中，并已经在国家海洋局北海分局备案，项目位于“1-02 山东黄河三角洲国家级自然保护区（北部海域部分）”的工程与《山东省海洋生态环境保护规划》相符。

表 14.3-3 本工程与山东黄河三角洲国家级自然保护区符合性分析

保护目标	环境保护要求	符合性分析	是否相符
原生性湿地生态系统及珍稀禽	维持、恢复、改善海洋生态环境和生物多样性，保护自然景观。杜绝可能影响本海域的各种污染，禁止排污、倾倒废弃物等不利于环境保护与资源恢复行为。 海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准。	工程施工及运行阶段采取了相应环保措施，施工期影响已结束，运行期正常运行不排污。 建设单位定期对石油平台和管线进行安全检查，胜利油田分公司已经完成《埕岛油田主体及西北部海洋石油开发生产溢油应急计划》编写，本工程及其附属工程的溢油应急管理已经纳入其中，并已经在国家海洋局北海分局备案。 根据 2019 年海水水质调查结果，该区海水部分站位无机氮、铅、汞超出一类水质标准，本项目不排放相关污染物，其他因子均达标；根据 2017 沉积物调查结果，区域沉积物质量达标；根据 2018 海洋生物质量调查结果，该区域海洋生物质量达标。	符合

14.3.3.2 与 11-01 滨州-东营北农渔业区符合性分析

项目与滨州-东营北农渔业区的相符性分析见表 14.3-5。

工程有 5 个平台（SHG1 单、CB246 A、CB151、CB35、CB35 单）及管线 5 条（3 条电缆，2 条混输管线）位于“11-01 滨州-东营北农渔业区”。项目为油气资源开发工程，工程施工及运行阶段采取了相应环保措施，建设单位定期对石油平台和管线进行安全检查，防止溢油事故的发生，避免对毗邻海洋保护区产生影响。项目位于“11-01 滨州-东营北农渔业区”的工程与《山东省海洋生态环境保护规划》相符。

表 14.3-5 本工程与滨州-东营北农渔业区符合性分析

保护目标	环境保护要求	符合性分析	是否相符
传统渔业资源的产卵场、索饵场、越冬场、洄游通道等；老黄河口半滑舌鲷种质资源	加强海域污染防治和监测。 防止渔港环境污染，加强环境综合治理。河口实行陆源污染物入海总量控制，进行减排防治，严格控制养殖自身清洁，防止水体富营养化和外来物种入侵。 油气资源开发注意保护海洋资源环境，防止溢油，避免对毗邻海洋保护区产生影响；	项目位于该区的工程：5 个平台（SHG1 单、CB246 A、CB151、CB35、CB35 单）及管线 5 条（3 条电缆，2 条混输管线） 平台 5 个（SHG1 单、CB246A、CB151、CB35、CB35 单）； 5 条管线（3 条电缆，2 条管线）：1.CB246A 至 CB243A 平台的部分电缆； 2.CB35 至 CB35 单 1 条电缆及 1 条混输管线 3.CB35 至海一站 1 条混输管线、1 条电缆 本次环评报告提出了跟踪监测计划。 项目为油气资源开发工程，工程施工及运行阶段采取了相应环保措施，建设单位定期对石油平台和管线进行安全检查，防止溢油事故的发生，避免对毗邻海洋保护区产生影响。胜利油田分公司已经完成《埕岛油田主体及西北部海洋石油开发生产溢油应急计划》编写，本工程及其附属工程的溢油应急管理已经纳入其中，并已经在国家海洋局北海分局备案	符合
	渔业设施建设区海水水质不劣于二类（渔港区执行不劣于现状海水水质标准），海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于二类标准；其他海域海水水质不劣于二类标准，海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准。	根据 2019 年春季水质调查结果，该区海水部分站位无机氮超出二类水质标准，本项目不排放相关污染物，其他因子均达标；根据 2017 年沉积物调查结果，区域沉积物质量达标；根据 2018 海洋生物质量调查结果，该区域海洋生物质量达标。	

14.3.3.3 与 16-01 埕北矿产与能源区符合性分析

项目除位于“11-01 滨州-东营北农渔业区”、“1-02 山东黄河三角洲国家级自然保护

区（北部海域部分）”的工程外，其余工程均位于该区。项目与埕北矿产与能源区的相符性分析见表 14.3-6。

由分析可知，工程施工及运行阶段采取了相应环保措施，建设单位定期对石油平台和管线进行安全检查，防止溢油事故的发生，避免污染相邻保护区。胜利油田分公司已经完成《埕岛油田主体及西北部海洋石油开发生产溢油应急计划》编写，本工程及其附属工程的溢油应急管理已经纳入其中，已经在国家海洋局北海分局备案，项目位于“16-01 埕北矿产与能源区”的工程与《山东省海洋生态环境保护规划》相符。

表 14.3-6 本工程与埕北矿产与能源区符合性分析

保护目标	环境保护要求	符合性分析	是否相符
/	加强海洋环境质量监测， 油气资源开发注意保护海洋资源环境。加强对石油平台和管线的安全检查，防止溢油事故发生。避免对毗邻海洋保护区产生影响。 海水水质不劣于四类标准，海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于三类标准。	项目除位于“11-01 滨州-东营北农渔业区”、“1-02 山东黄河三角洲国家级自然保护区（北部海域部分）”的工程外，其余工程均位于该区。 本次环评报告书提出了跟踪监测计划。 工程施工及运行阶段采取了相应环保措施，建设单位定期对石油平台和管线进行安全检查，防止溢油事故的发生，避免污染相邻保护区。胜利油田分公司已经完成《埕岛油田主体及西北部海洋石油开发生产溢油应急计划》编写，本工程及其附属工程的溢油应急管理已经纳入其中，已经在国家海洋局北海分局备案。 根据 2019 年秋季水质调查结果，该区海水水质可达四类标准；根据 2017 年沉积物调查结果，该区域沉积物达标；根据 2018 海洋生物质量调查结果，该区域海洋生物质量达标	符合

14.4 工程与海洋生态红线区划定方案符合性分析

根据山东省渤海海洋生态红线区控制图，本次评价工程位置见图 14.4-1 及 14.4-2。

本项目与红线区管理要求相符性分析见表 14.4-1，山东海洋生态红线区登记表见表 14.4-2。

项目部分工程（管线共计 10 条，其中气管线 2 条，混输管线 3 条，电缆 5 条。具体为：中心一号-海三站 1 条输气管线、2 条混输管线；中心二号-滩海变 3 条电缆；CB26（中心三号）至海洋变 1 条电缆；中心二号-CBG5-海三站 1 条输气管线；CB35-海一站 1 条混输管线、1 条电缆）穿越《山东省渤海海洋生态红线区划定方案（2013-2020 年）》

中的“XZ1-3 黄河故道东三角洲限制开发区”，工程属于矿产能源开发项目，符合该区的管控措施，穿越该区的工程均为埋于海底的管线，不会影响黄河沉砂，工程施工及运行阶段采取了相应环保措施，运行期正常运行不排污，建设单位定期对石油平台和管线进行安全检查，胜利油田分公司已经完成《埕岛油田主体及西北部海洋石油开发生产溢油应急计划》编写，本工程及其附属工程的溢油应急管理已经纳入其中，并已经在国家海洋局北海分局备案。目前项目已经取得自然保护区主管部门的意见，原则上同意项目严格按照有关规定完善相关手续。项目正在进行环境评价工作。项目总体符合生态红线相关要求。

综上，项目总体与《山东省渤海海洋生态红线区划定方案（2013-2020 年）》相符合。

表 14.4-1 项目与海洋生态红线符合性分析

名称	相关要求		符合性分析	是否相符
黄河故道东三角洲限制开发区	管控措施	按照《中华人民共和国自然保护区条例》和《海洋自然保护区管理办法》进行管理。 可适度进行矿产能源开发 和旅游开发。需符合黄河河口综合治理规划和黄河入海流路规划，满足黄河沉沙的需求。	项目部分工程（管线共计 10 条，其中气管线 2 条，混输管线 3 条，电缆 5 条。具体为：中心一号-海三站 1 条输气管线、2 条混输管线；中心二号-滩海变 3 条电缆；CB26（中心三号）至海洋变 1 条电缆；中心二号-CBG5-海三站 1 条输气管线；CB35-海一站 1 条混输管线、1 条电缆）穿越该区。工程属于矿产能源开发项目，符合该区的管控措施，穿越该区的工程均为埋于海底的管线，不会影响黄河沉砂。	符合
		《中华人民共和国自然保护区条例》第三十二条在自然保护区的核心区和缓冲区内，不得建设任何生产设施。 在自然保护区的实验区内，不得建设污染环境、破坏资源或者景观的生产设施；建设其他项目，其污染物排放不得超过国家和地方规定的污染物排放标准。 在自然保护区的实验区内已经建成的设施，其污染物排放超过国家和地方规定的排放标准的，应当限期治理；造成损害的，必须采取补救措施。	项目位于实验区内的工程，施工及运行阶段采取了相应环保措施，施工期影响较小且已结束，运行期正常运行不排污。 目前建设单位正在开展环境影响评价工作，报告提出了生态修复恢复和生态补偿赔偿方案及具体措施。	
		《海洋自然保护区管理办法》第十三条...实验区内，在该保护区管理机构统一规划和指导下，可有计划地进行适度开发活动。	项目位于实验区内的工程为油气开发工程，目前已经取得自然保护区主管部门的意见，原则上同意项目严格按照有关规定完善相关手续。项目正在进行环境评价工作。	
	环境保护要求	改善海洋环境质量，维持、恢复、改善海洋生态环境和生物多样性，保护自然景观。开发利用避免对海洋保护区产生影响。 海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准。	工程施工及运行阶段采取了相应环保措施，运行期正常运行不排污，建设单位定期对石油平台和管线进行安全检查，胜利油田分公司已经完成《埕岛油田主体及西北部海洋石油开发生产溢油应急计划》编写，本工程及其附属工程的溢油应急管理已经纳入其中，并已经在国家海洋局北海分局备案。	

			根据 2019 年海水水质调查结果，该区海水部分站位无机氮、铅、汞超出一类水质标准，本项目不排放相关污染物，其他因子均达标；根据 2017 沉积物调查结果，区域沉积物质量达标；根据 2018 海洋生物质量调查结果，该区域海洋生物质量达标。	

图 14.4-1 山东省渤海海洋生态红线区控制图

图 14.4-2 山东省渤海海洋生态红线区控制图（局部图）

表 14.4-2 山东海洋生态红线区登记表

序号	代码	类别	类型	名称	地理位置	面积 km ²	岸线长 度 km	生态保 护目标	管控措施
13	XZ 1-3	限制 开发区	海洋 自然保 护区	黄河 故道东 三角洲 限制区	黄河故道东 四至： 118°45′51.84″--118° 53′23.28″E； 38°4′59.52″ --38°10′18.84″N	46.02	25.36	原生性 湿地生 态系统 及珍禽、 半滑舌 鳎等底 栖鱼类	管控措施：按照《中华人民共和国自然保护区条例》和《海洋自然保护区管理办法》进行管理。可适度进行矿产能源开发和旅游开发。需符合黄河河口综合治理规划和 黄河入海流路规划，满足黄河沉沙的需求。 环境保护要求:改善海洋环境质量，维持、 恢复、改善海洋生态环境和生物多样性，保护自然景观。开发利用避免对海洋保护区产生影响。海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准。

14.5 与黄河三角洲国家级自然保护区要求符合性分析

黄河三角洲国家级自然保护区于 1990 年经东营市人民政府批准建立，1991 年山东省人民政府批准建立省级自然保护区，1992 年经国务院批准晋升为国家级自然保护区。2012 年，国家环保部同意对黄河三角洲国家级自然保护区进行功能调整。保护区的主要保护对象为新生湿地生态系统和珍稀、濒危鸟类。

项目有部分工程（管线共计 10 条，其中气管线 2 条，混输管线 3 条，电缆 5 条。具体为：中心一号-海三站 1 条输气管线、2 条混输管线；中心二号-滩海变 3 条电缆；CB26（中心三号）至海洋变 1 条电缆；中心二号-CBG5-海三站 1 条输气管线；CB35-海一站 1 条混输管线、1 条电缆）穿越黄河三角洲国家级自然保护区实验区；已弃置的 CB21A 平台位于实验区，具体情况见图 14.5-1。工程与黄河三角洲国家级自然保护区符合性分析见表 14.5-1。

图 14.5-1 项目与黄河三角洲国家级自然保护区（一千二管理站）位置关系图

表 14.5-1 本工程与黄河三角洲国家级自然保护区符合性分析

相关要求	符合性分析	符合性
根据《山东黄河三角洲国家级自然保护区管理办法》：在自然保护区核心区和缓冲区内，不得建设任何生产生活设施。 在自然保护区实验区内，不得建设污染环境、破坏或者景观的生产设施，确需在实验区内进行工程建设的，环保部门在办理项目审批手续时，应当事先征得自然保护区管理局同意。 自然保护区内的建设项目，应当严格执行环境影响评价制度，确保建设项目同自然环境和谐一致。	项目部分工程穿越保护区实验区（中心一号-海三站 1 条输气管线、2 条混输管线；中心二号-滩海变 3 条电缆；CB26（中心三号）至海洋变 1 条电缆；中心二号-CBG5-海三站 1 条输气管线；CB35-海一站 1 条混输管线、1 条电缆，全部管线共计 10）；已弃置的 CB21A 平台位于实验区。 工程不涉及保护区核心区和缓冲区。 工程已经取得自然保护区主管部门的意见，原则上同意项目严格按照有关规定完善相关手续，见附件。 项目正在进行环境评价工作。 此外，工程已建设完成并稳定运营多年，建设期影响时间较短且已恢复；运营期正常运行中无污染物排放，运营单位定期对管线进行巡检，本次环境影响评价报告提出了在继续运行过程中采取海洋生态保护措施和溢油应急防范措施，以避免发生重大环境事故。	符合

经分析可知，项目部分工程穿越保护区实验区（管线共计 10 条，其中气管线 2 条，混输管线 3 条，电缆 5 条。具体为：中心一号-海三站 1 条输气管线、2 条混输管线；中心二号-滩海变 3 条电缆；CB26（中心三号）至海洋变 1 条电缆；中心二号-CBG5-海三

站 1 条输气管线；CB35-海一站 1 条混输管线、1 条电缆），CB21A 平台位于实验区，但该平台已封井，不再复产。工程不涉及核心区和缓冲区，工程已经取得自然保护区主管部门的意见，原则上同意项目严格按照有关规定完善相关手续。

此外，工程已建设完成并稳定运营多年，在建设过程产生的悬浮泥沙对海洋环境的影响较小，影响时间较短且已恢复；运营期正常运行中无污染物排放，运营单位定期对管线进行巡检，本次环境影响评价报告提出了在继续运行过程中采取海洋生态保护和溢油应急防范措施，以避免发生重大环境事故，因此认为工程继续运行不会影响到禁止开发区的功能。

2016 年 9 月 23 日，山东黄河三角洲国家级自然保护区管理局 东营市环境保护局发布《关于对山东黄河三角洲国家级自然保护区内油田生产设施整改的函》（鲁黄然函[2016]1 号），文件要求：...对实验区的生产设施，统一进行环境影响评价，完善相关手续；已经停产或废弃的生产设施，恢复生态原貌；对保护区建立之前已经存在的建设项目和相关设施等历史遗留问题，根据相关法律法规区分不同情况制定整改计划，逐步解决。同时，对保留的生产设施周围进行生态环境整治，严禁擅自扩大规模和破坏自然环境；

2016 年 10 月 11 日，东营市海洋与渔业局发布文件《东营市海洋与渔业局关于对山东黄河三角洲国家级自然保护区涉及海域的油田生产设施进行整改的函》（东海渔函[2016]4 号），文件提出：“...对位于保护区实验区内的有关设施，统一进行环境影响评价，对已经停产或废弃的生产设施按评价要求恢复原貌，对经论证确需继续生产的设施设定退出缓冲期，按期退出；

2017 年 7 月 13 日，东营市人民政府发布《东营市人民政府关于对黄河三角洲国家级自然保护区内油田生产问题进行整改的函》，指出：“...对实验区的生产设施，统一进行环境影响评价，尽快完善相关手续；已经停产或废弃的生产设施，抓紧拆除并恢复生态。

以上三份文件均要求对自然保护区实验区内生产设施进行环境影响评价，尽快完善相关手续；已弃置的项的生产设施，已经停产或废弃的生产设施，抓紧拆除并恢复生态。

目前，项目已取得山东黄河三角洲国家级自然保护区管理局的函，原则上同意项目严格按照有关规定完善相关手续。项目环境影响评价工作正在进行，废弃的平台已计划拆除，符合三份文件的要求。

综上，本项目总体符合黄河三角洲国家级自然保护区的相关要求。

14.6 工程与产业政策的符合性分析

根据《国家产业结构调整指导目录（2011 年本）》（2013 年修正），鼓励类目录中“石油、天然气行业（石油、天然气勘探及开采，天然气水合物勘探开发，原油、天然气、成品油的储运和管道输送设施及网络建设，油气伴生资源综合利用，提高油气田采收率、生产安全保障技术和设施、生态环境恢复和污染防治工程技术开发和利用）”的相关内容，本项目为海洋石油开采类项目，属于《产业结构调整指导目录》（2011 年）（修正）中鼓励类“常规石油、天然气勘探与开采”项目，因此，本项目符合国家产业政策要求。

14.7 与区域和行业规划的符合性分析

14.7.1 项目与《全国海洋经济发展“十三五”规划》（2017 年 5 月）符合性分析

2017 年 5 月，国家发展改革委发布了《全国海洋经济发展“十三五”规划》（2017 年 5 月），本工程位于北部海洋经济圈渤海湾沿岸及海域，该海域“十三五”时期要稳步推进渤海油气资源开发，提高现有油气田采收率。

《全国海洋经济发展“十三五”规划》（2017 年 5 月）调整优化海洋油气业，要求建立油气开发用海协调机制，继续推进近海油气勘探开发。进一步加大对海上稠油、低渗等难动用油气储量开发的支持力度。到 2020 年，新增探明海洋油气地质储量较快增长，海洋油气产量稳步增长。

本工程为近海油气勘探开发，近年来油气产量稳步增长，符合《全国海洋经济发展“十三五”规划》（2017 年 5 月）的要求。

14.7.2 项目与《山东省海洋经济“十三五”发展规划》符合性分析

2016 年 12 月，山东省发展改革委员会和山东省海洋与渔业厅联合印发了《山东省“十三五”海洋经济发展规划》（鲁发改农经[2016]1320 号）。该规划深入落实《山东半岛蓝色经济区发展规划》（国发[2011]1 号）的“一核、两极、三带”的总体空间布局，黄河三角洲高效生态海洋产业集聚区作为其中 1 个重要增长极，东营市要积极发展健康养殖、海水利用、海洋油气开采等产业。本工程位于黄河三角洲高效生态海洋产业集聚区，属于海洋油气开采产业，符合《山东省海洋经济“十三五”发展规划》的要求。

14.7.3 项目与《山东半岛蓝色经济区发展规划》符合性分析

2011 年 1 月，国家发展和改革委员会发布了《山东半岛蓝色经济区发展规划》（国发[2011]1 号），该规划将形成“一核、两极、三带、三组团”的总体开发框架。

本工程位于黄河三角洲高效生态海洋产业集聚区，黄河三角洲高效生态海洋产业集聚区是山东半岛蓝色经济区的重要增长极。该区域要求：发挥滩涂和油气矿产资源丰富的优势，培育壮大环境友好型的海洋产业。加强油气矿产等资源勘探开发，加快发展海洋先进装备制造业、环保产业；大力发展临港物流业、滨海生态旅游业等现代海洋服务业，培育具有高效生态特色的重要增长极。

《山东半岛蓝色经济区发展规划》（国发[2011]1 号）在海洋能源矿产业发展中指出：加强对海洋石油和天然气、海底煤矿和金矿等资源的勘探和开发，建立重要海洋资源数据库。实施黄渤海油气、龙口煤田、莱州金矿、莱州湾卤水等开发工程，加强与中央企业的战略合作，规划建设国家重要的海洋油气、矿产开发和加工基地。

因此，本工程为油气矿产资源勘探开发工程，符合《山东半岛蓝色经济区发展规划》（国发[2011]1 号）的要求。

14.7.4 项目与黄河三角洲高效生态经济区发展规划的符合性

本工程用海处于黄河三角洲高效生态经济区内，黄河三角洲是山东省区域经济发展“一体两翼”整体布局中北翼的主体，区位条件优越，自然资源丰富，开发前景广阔。

2008 年发布实施的《黄河三角洲高效生态经济区发展规划》提出“要充分发挥海洋资源优势，把发展海洋经济摆到带动黄河三角洲加快开发建设全局的战略地位，加快形成陆海联动发展的新局面。……稳步发展石油，加强油田调整挖潜，稳定生产规模，加快油气管网和石油储备建设，鼓励有实力的企业开展商业储备，建设区域石油流通枢纽和交易中心。”

本项目为海上石油开采项目，符合黄河三角洲高效生态经济区发展规划。

14.7.5 工程与《山东省生态环境建设与保护规划纲要（2014-2020 年）》的符合性分析

《山东省生态环境建设与保护规划纲要（2014-2020 年）》中的“生态保护与建设区域布局”将全省生态保护与建设划分五个区域：鲁北平原区、鲁西平原区、鲁中南山地丘陵区、鲁东低山丘陵区 and 海洋区。

本工程所在区域位于其中的“海洋区”。纲要对海洋区的定义为：该区包括我省的内海、领海及管辖海域……根据海洋的主要生态功能和生态意义，该区可细分为“海洋生态红线区、海洋生态修复区和陆源污染物入海总量控制区”等 3 个区域，分别承担着保护、建设和发展的功能。生态保护与建设的重点是加强海洋生态灾害防治，加大污染防治力度，强化海洋保护区建设，落实海洋生态保护监管，保障河流入海流路和基本生态水量，实施典型受损生态系统的综合整治与海洋生态修复，开展海岛生态保护与建设，维护海洋生态安全等。

海洋生态系统保护与建设的主要任务：到 2015 年，在全省管辖海域实施海洋生态红线制度，自然岸线保有率保持在 40%，保护区生态监控比例达到 30%，海洋生态修复面积占受损海域面积达到 15%，国家和省级海洋生态文明建设示范区达到 16 个，保护区规范化建设比例达到 30%，重点渔业水域保护率达到 50%，基本完善海洋生态文明制度体系。到 2020 年，通过环境综合整治工程、污染治理工程、生态保护和修复工程的实施，基本遏制重点海湾、河口生态环境恶化或退化的趋势，生态环境显著改观。

15.4 节中已经分析并得出本次评价工程与《山东省渤海海洋生态红线区划定方案（2013-2020 年）》相符合的结论，因此本工程的建设也符合《山东省生态环境建设与保护规划纲要（2014-2020 年）》的相关要求。

14.7.6 工程与《东营市国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》的符合性分析

《东营市国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》第二章“统筹国土布局，拓展发展空间”中十三五产业布局提到：“北部板块。以东营港经济开发区、河口经济开发区及蓝色经济区、利津滨海新区为主，重点发展石油化工、盐化工、临港物流，培育发展海洋装备制造、新能源等产业，打造国家级石化产业基地和石油储备基地。”

第五章“推进协调发展，建设宜居东营”油地军校融合发展中提到：“……支持和服务胜利油田稳定生产、转型升级、深化改革，有效应对国际油价持续低迷的影响。继续搞好老城区改造，支持油田职工改善居住条件，积极推进油田市政设施移交，共同实施一批重大基础设施建设以及环境治理等项目。处理好油气生产与城市建设的关系，为油气资源富集区、油气设施密集区预留发展空间及安全距离。……”

本工程为胜利油田的重要组成部分，属于海上石油开采项目，位于东营市北部。本工程的建设和运营符合东营市十三五产业布局中的“重点发展石油化工……打造国家

级石化产业基地和石油储备基地”等要求；该规划纲要中也提到支持和服务胜利油田稳定生产。因此，本工程的建设和运营符合《东营市国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》。

15 环境管理与环境监测计划

15.1 环境管理

15.1.1 环境管理任务和内容

环境管理是控制污染、保护环境的重要措施。由于本工程已建成，所以对环境的影响主要来自运营期的污染物排放，为最大限度的减轻运营期作业对生态环境的影响，确保工程正常运行，首先应建立科学有效的环境管理体制，落实各项环保措施。胜利油田分公司海洋采油厂历来重视对环境的保护工作，按照 HSE 管理体系的模式，建立了相应的 HSE 管理机构，实行逐级负责制。

本评价工程内容包含 76 座平台及配套管线，均已建成投产。环境管理工作主要围绕以下几个方面进行：协助有关环保部门进行环境保护设施的竣工验收工作；定期进行环保安全检查和召开有关会议；对领导和职工进行环保安全方面的培训；制定各种可能发生事故的应急计划，定期进行演练；配备各种必要的维护、抢修器材和设备，保证在发生事故时能及时到位；主管环保人员应参加生产调度和管理工作会议，针对生产运行中存在的环境污染问题，向公司领导和生产部门提出建议和技术处理措施；在项目运营期，环境管理除了应抓好日常站场各项环保设施的运行和维护工作之外，工作重点应针对管道破裂、海上溢油、平台储罐着火等重大事故的预防和处理；重大环境污染事故不同于一般的环境污染，它没有固定的排放方式和排放途径，具有发生突然、危害严重等特点，必须制订相应的事故预防措施、事故应急措施以及生态恢复补偿措施等。

（1）正常工况的环境管理

A、制订必要的规章制度和操作规程

- ①生产过程中安全操作规程；
- ②设备检修过程中安全操作规程；
- ③正常运行过程中安全操作规程；
- ④各种特殊作业（危险区域用火、进入设备场地等）中的安全操作规程；
- ⑤不同岗位的规程和管理制度，如输油操作岗位、计量操作岗位、自动控制操作岗位、平台罐区工作岗位及巡线、抢维修岗位等；
- ⑥环境保护管理规程，包括 ISO14001 环境管理体系、环境管理手册、程序文件、

作业指导书齐备，并搞好环境监测、设施运行方面的资料、档案、管理工作，收集、整理和推广环保先进技术和经验；

B、实施清洁生产管理

企业应建立原材料质检制度和原材料定额管理，对能耗、水耗等指标进行考核，并进行清洁生产审核。

C、员工的培训

培训工作包括上岗前培训和上岗后的定期培训，培训的方式可采用理论培训和现场演练两种方式，培训的内容包括基础培训、技能培训和应急培训三部分。

D、加强环保设备的管理

建立环保设备台帐，制定主要环保设备的操作规程及安排专门操作人员，建立重点处理设备的环保运行记录等。

E、落实管理制度

除加强环保设备的基础管理外，还需狠抓各项管理制度的落实，制定环保经济责任制考核制度，以提高各部门对环境保护的责任感。

(2) 事故风险的预防与管理

A、制订应急预案

做好突发性自然灾害的预防工作。密切与地震、水文和气象部门之间的信息沟通，及时制定完善的对策；制定风险事故应急预案。方案应经有关部门协商和认同，一旦发生事故时，可以有效协调实施。应急预案应包括控制事故蔓延、减少影响范围的具体行动计划：包括救护措施，保护站场内人员和财产、设备及周围环境安全所必须采取的措施和办法。本工程沿用原有工程制定的火灾事故应急预案。

B、对事故隐患进行监护

对事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效措施，防止事故发生。对已确认的重大事故隐患，应本着治理与监护并行的原则进行处理。在目前技术、财力等方面能够解决的，要通过技术改造或治理，尽快消除事故隐患，防止事故发生；对目前消除事故隐患有困难的，应从管理和技术两方面对其采取严格的现场监护措施，在管理上要强制制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故预案。

C、强化专业人员培训和建立安全信息数据库

有计划、分期分批对环保人员进行培训，聘请专家讲课，收看国内外事故录像资料，吸收这些事件中预防措施和救援方案的经验，学习借鉴此类事故发生后的救助方案。日

常要经常进行人员训练和实践演习，锻炼指挥队伍，以提高他们对事故的防范和处理能力。

建立安全信息数据库或信息软件，使安全工程技术人员能及时查询到所需的安全信息数据，用于日常管理和事故处置工作。

15.1.2 环境管理机构设置

胜利油田分公司海洋采油厂环境保护工作实行经理负责制，公司总经理为第一责任者，主管副总经理直接领导公司的安全环保工作。在组织机构上公司下设安全环保科，负责组织、落实、监督本公司范围内的环境保护工作；各平台均设有安全环保员。实行三级管理，在各自负责的范围内行使监督、检查和奖惩职责。胜利油田分公司环境保护管理程序见图 15.1-1。

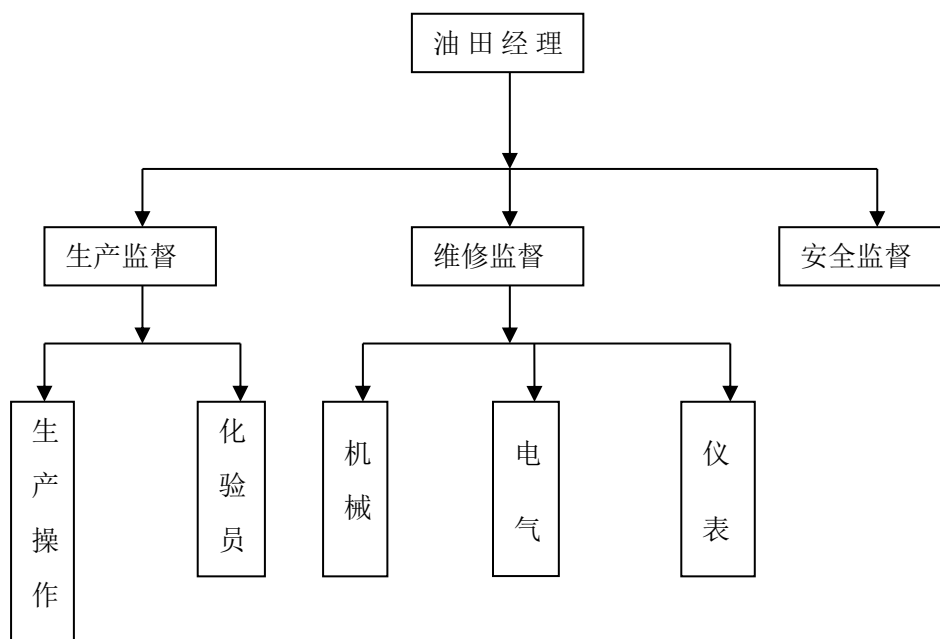


图 15.1-1 埕岛油田环境保护管理程序

(1) 油田经理

全面负责油田的安全生产和环境保护的管理工作，制定和落实油田各项管理制度和应急措施，以及重要施工方案的制订和实施，负责技术管理和培训，处理临时发生的生产、安全和环保等各种问题，并采取应急处理措施。

(2) 安全环保监督

负责落实全油田安全和环保工作的各项制度及规定；协助制定应急计划；对内外人

员进行安全、环保教育；监督、纠正各种违章作业和操作，一旦发生事故立即赶赴现场查明原因，提出处理意见；做好污染处理设备和安全消防设施的定期检查和检测；对污水排放和垃圾处理进行监督。落实执行有关健康、安全、环保法律法规，建立健全海上平台的健康、安全环保制度，并负责落实；负责对有关健康、安全、环保设备、设施的管理，并监督所有系统设备符合安全规范的要求；对海上平台人员的生产操作进行安全监督，组织分析安全生产形势，制定防范措施；以及上级领导和部门交办的其他任务。

(3) 生产监督

向油田经理负责，认真执行油井管理措施和油田经理的工作指令；确保原油生产按计划完成和污水处理达到规定指标；熟练操作包括污染治理设备在内的各种工艺设备，指导有关人员处理故障。负责管理和指导所有生产作业以满足政府规定、公司要求的指标与程序，实现生产及安全健康环保目标，负责生产系统的计划与控制，使产量最大化、注水有效化、有效利用产出气；以及其他相关工作。

(4) 维修监督

向油田经理负责，负责最大限度地保持健康与安全状况下，确保关键设备的可靠性、可用性、整体安全性能与工作性能，负责执行设备维护管理长期计划，保证设备完好以满足生产目标，以及其他相关的设备维护工作。

15.1.3 环境管理制度

胜利油田海洋采油厂将根据国家和地方的有关环保政策和要求建立并执行下列环境管理制度：

(1) 环保会议制度

每月召开一次安全环保例会，分析总结安全生产和安全、环保制度执行情况；查找安全环保问题和隐患，制定相应的安全环保措施；传达上级有关指示和安全、防火及环保等方面的文件。

(2) 环保宣传教育制度

充分利用各种宣传工具，通过各种渠道，积极及时地宣传国家有关安全环保管理规定和安全环保知识，对所有工作人员进行安全环保知识教育，提出安全环保要求，讲清注意事项。

(3) 环保检查制度

采油厂每月对海上生产设施进行安全环保抽查，各部门不定期地进行安全生产和环

境保护自检，检查存在的隐患和问题，及时加以妥善处理或向有关领导汇报，提出整改措施和计划。每年都采取综合检查和专项检查相结合、监督检查与自我检查相结合、定期检查与动态检查相结合等方式，进行全方位、全过程的安全环保监管。综合检查方面，落实巡回检查、“日、周、月”检、夜查、要害部位专项检查和节前检查。突出抓好问题整改复查为主要内容的检查，促进了安全环保管理整体水平的提升。

（4）环保奖惩制度

为加强环境保护管理，制定《采油厂环境保护工作特别管理规定》。油田工作人员的奖金与安全生产和环境保护工作挂钩，对在安全环保方面成绩突出的班组或个人进行奖励，反之对不严格执行安全环保有关规定，违反安全环保工作制度的有关人员将扣除奖金。在评选先进、表彰奖励工作中，实行安全环保否决制度。

（5）大力加强环保隐患治理和环保科技工作

在环保科技工作方面，重点开展三项工作：一是针对海上盗油、污染海洋环境的问题，开展了雷达监测技术研究工作，加大监控力度，保护海洋环境，目前该项目已投入运行；二是开展油田海域溢油追踪溯源技术研究，为分清溢油事故责任者提供科学依据，同时在溢油事故状态下，能有效模拟溢油漂移轨迹和路径；三是在平台安装电视监控系统，发现异常及时排除，给环保管理注入了新的科技含量。

（6）切实加强平台环保管理工作

海上平台空间小，一旦出现溢油，就可能对海洋环境造成严重污染，为此采油厂坚持“预防为主”的思想，切实强化管理，避免污染事故发生。在平台环保管理方面，采油厂重点强化以下几个方面的管理：一是加强巡回检查和了望制度的落实，定期检查平台设施，发现事故苗头，及时采取措施；二是加强平台防污设施的管理，重点是生活污水处理设施的管理，通过定期维护保养，切实做到全部处理、达标排放；三是加强化学消油剂的使用管理，严格控制使用消油剂，避免二次污染；四是建立完善海陆防范监控体系，同时加强海上日常监控管理。

15.2 环境监测计划

环境监测是环境管理的前提和基础。环境监测的主要任务是定期监测各工程设施上外排污染物的排放浓度，掌握达标情况，为加强环境保护管理、保证污染处理设备正常运转提供科学依据；分析外排污染物浓度和排量的变化规律，为制定污染控制措施和环

保管理提供依据。本工程的环境监测计划依据《建设项目海洋环境影响跟踪监测技术规程》（2002 年 4 月国家海洋局发布）和《海洋油气勘探开发工程环境影响评价技术规范》（2014 年 4 月国家海洋局发布）制定。

15.2.1 运营期环境监测计划

（1）污染源监测计划

本次继续运营的 63 座平台、414 口井、52 条海底混输管线、42 条海底注水管线和 73 条海底电缆运行过程中，生产平台无生产水处理设施。物流进入中心一、二、三号平台分出少量生产水后，剩余物流经输油管线进入海三联，中心平台和陆上终端含油生产水经处理后回注到海上卫星平台。

中心一号平台、中心二号平台、CBG4A（开发三号）平台、CB11N 平台、CB1F 平台和 CB246A 平台为有人值守平台，均设有生活污水处理设施，生活污水经处理达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》中一级标准后排海。

依据以上情况，本项目污染源监测计划如下：

a、若在以后的开发活动中继续钻井，则需对钻井过程产生的钻井液、钻屑的含油量和生物毒性进行监测；

b、对埕岛中心一号、埕岛中心二号、开发三号平台、CB11N 采修一体化平台、CB1F 采修一体化平台、CB246A 井组平台排放的生活污水的化学需氧量和氨氮进行监测。

c、对生产回注水的石油类进行监测。

（2）环境质量监测计划

本工程运营阶段排海主要污染物为有人值守平台排放的生活污水，根据工程污染特点，本评价主要针对海洋水质、生态环境制定监测计划，海水水质、海洋生态环境监测项目、监测方案、监测范围和站位布设原则、监测频率等。

本项目监测点是在已批复的《埕岛主体区块及西北部开发工程环境影响报告书》35 个（H1~H17、18 个加密点）部分监测点（H1~H17，2 个加密点）基础上，《埕岛油田东部区块环境影响报告书》23 个站位（H1-H23）部分监测点（H3、H6、H10、H13、H17）基础上，根据本项目情况，新增 12 个（A1~A12 为 6 个有人平台加密点）监测点，监测频率为每 3-5 年监测一次。

具体内容见表 15.2-1，监测布点见图 15.2-1。

表 15.2-1 运营期工程周边海域监测计划一览表

环境要素	监测项目	监测方法	监测站位	监测频率	监测单位
海水水质	COD	《海洋监测规范》 GB17378.4-2007	6 座有人平台周边 500 米范围内沿主潮流方向上、下各设 1 个站位	每 3-5 年监测一次	国家海洋行政主管部门认可的监测单位
	无机氮				
	无机磷				
	石油类				
	重金属铅、锌				
海洋生态环境	叶绿素 a	《海洋监测规范》 GB17378.7-2007		每 3-5 年监测一次	
	浮游植物				
	浮游动物				
	底栖生物				
	生物体内石油类				
沉积物环境	石油类	《海洋监测规范》 GB17378.5-2007		每 3-5 年监测一次	
	重金属铅、锌				

运营阶段建设单位应对工程周边海域的海水水质环境、海洋沉积物环境和海洋生态环境定期进行监测,制定海洋环境质量跟踪监测方案,提交有效计量认证分析监测报告,对环境监测反馈的信息进行科学分析,并建立资料档案。除此之外,还需对海底管道进行不定期局部检查和定期全面检查,以便及早发现隐患,及时处理,防止事故发生。

图 15.2-1 运营期污染源监测布点图

15.2.2 事故监测计划

配合政府部门对防污染设备的检查工作，以及在事故状态下配合有关部门作好对事故的跟踪监测。

发生溢油事故时除在常规监测站位进行水质监测外，根据事故性质、事故影响的大小，视具体情况增加对海洋生态环境、海洋生物质量、沉积物环境的监测，站位布设根据实际情况进行调整。可采用有偿服务的方式委托海洋行政主管部门认可的监测单位开展环境事故跟踪监测。

15.2.3 监测机构及职能

胜利油田下设环境监测总站，在业务上受安全环保监察处的领导，实验室已通过国家计量认证，其主要职能如下：

- (1) 负责指导、监督各采油厂海上、陆上油田生产设施外排污染物的监测化验工作；
- (2) 定期、不定期地对各海上、陆上油田生产设施排污口的外排污染物进行监测和检查；
- (3) 分析所排污染物的变化规律，为平台环保管理、制定污染控制措施和保持污染物处理设备正常运转提供依据；
- (4) 协同有关部门对新建设施上的污染防治设备进行竣工验收监测和效果鉴定；
- (5) 对监测、化验人员进行业务指导和培训，对化验设备进行检查和校定；
- (6) 负责平台污染事故的监测及报告。

15.3 环境管理和监测计划的建议

建立环境保护管理台账，自我督促，强化环境保护管理的作用，提高环境保护管理水平。一般包括以下内容：

- (1) 环境保护管理责任书（与主管单位及内部各班组签订的环境保护管理目标管理责任书、合同）；
- (2) 环境保护管理机构设置的文件（领导小组、环境保护管理组织等）；
- (3) 环境保护管理制度（环境保护管理责任制、环境保护管理技术措施计划、环

境保护管理教育、环境保护管理定期检查)；

- (4) 上级有关环境保护管理部门制订和下发的制度性文件、通知、通报等；
- (5) 环境保护宣传教育培训、学习、活动资料；
- (6) 环境保护管理检查资料；
- (7) 环境保护管理会议记录；
- (8) 花名册：全员花名册，特种作业人员花名册；
- (9) 新工人（含民工和临时工）环境保护管理教育；
- (10) 环保设备和产生废物的环保设备的清单和管理资料；
- (11) 事故应急预案、事故记录和报告资料，环境保护事故调查处理材料；
- (12) 环境保护管理类劳保用品购买、发放登记台帐等。

16 环境影响评价结论与对策建议

16.1 工程分析结论

16.1.1 工程概况

本次评价的工程内容，除 10 口预留井外，其他工程均已经建设完成，主要包括 76 座海上平台、58 条海底混输管线（总长 98.5076km）、43 条海底注水管线（总长 52.29841km）、79 海底电缆（总长 165.862km）、2 天然气管线（总长 20.222km）。

后续不再复产的平台，共计 13 座；后续不再使用的管线，包括海底混输管线 6 条（总长 5.6198km）、注水管线 1 条（总长 0.536km）、海底电缆 6 条（总长 5.61km）。

继续运营的工程，主要包括：63 座海上平台、52 条海底混输管线（总长 92.8878km）、42 海底注水管线（总长 51.76241km）、73 海底电缆（总长 160.252km）、2 天然气管线（总长 20.222km）。

本次评价不包含管线陆上段工程内容，仅对海底管线部分开展海洋环境影响评价工作。

16.1.2 工程分析

（1）建设阶段工程分析结论

钻完井作业过程中产生的非含油钻屑总量为 52537m³，全部排海；含油钻屑总量为 4479m³，全部运回陆上交有资质单位处理；非含油钻井液总量为 25071m³，全部排海；含油钻井液总量为 6860m³，全部运回陆上交有资质单位处理；施工过程产生机舱含油污水产生量为 15082.5m³，2003 年后铅封运回陆上处理；生活垃圾 764.4t、工业垃圾 435.4t，均运回陆上处理；铺管作业产生悬浮泥沙 216429.5m³；施工船舶生活污水产生量 81489.1m³，经施工船舶船载生活污水处理装置处理合格后排放。

（2）运营至今工程分析结论

本次评价各平台合计含油生产水最大产生量为 17678m³/d（2018 年最大），生产平台无生产水处理设施。物流进入中心一、二、三号平台分出少量生产水后，剩余物流经输油管线进入海三联。本工程有 6 座有人值守平台，中心一号、中心二号和 CBG4A（开发三号）、CB11N 平台、CB1F 平台、CB246A 平台，生活污水 2017 年产生量为 3171.3m³/a，生活垃圾的产生量为 57.83t/a。

(2) 生产阶段工程分析结论

本工程生产阶段产生的含油生产水最大为 $26911\text{m}^3/\text{d}$ (2028 年、2029 年最大)，处理合格后回注；生活污水 $20496\text{m}^3/\text{a}$ ，处理达标后排放；初期雨水 $201.0\text{m}^3/\text{次}$ ，埕岛中心一号、埕岛中心二号和 CB11N 平台设有开式排放系统用于收集初期含油雨水，并泵入油气集输系统，最终进入含油生产水处理设施进行处理。其余平台初期雨水经围油槽收集后自然蒸发；工业垃圾 $12.6\text{t}/\text{a}$ ，委托有资质的专业公司处理；生活垃圾 $87.85\text{t}/\text{a}$ ，运回陆上处理。中心平台天然气燃烧产生污染物的量为： $1.77\text{t}/\text{a}$ 烟尘、 $0.89\text{ t}/\text{a}$ SO_2 、 $4.65\text{ t}/\text{a}$ NO_x 。

16.2 环境现状分析与评价结论

16.2.1 海水水质现状评价结论

水质评价因子有 15 项 (pH、DO、COD、石油类、活性磷酸盐、无机氮、挥发性酚、硫化物、砷、铜、铅、锌、镉、汞、总铬)。

2019 年 3 月份调查海域海水中 pH、COD、磷酸盐、挥发性酚、硫化物、砷、铜、镉、总铬、阴离子洗涤剂在表、底层的调查中均符合一类水质标准；部分站位的无机氮、铅、锌、汞和 DO 超过第一类海水水质标准。其中铅、锌、汞、DO 均符合二类海水水质标准，无机氮所有站位均符合第四类海水水质标准。

2017 年 10 月调查分析结果表明：调查中水质 pH、DO、COD、磷酸盐、硫化物以及重金属 (铜、镉、砷、汞、锌、铅) 标准指数均小于 1，符合各站位相应海水水质标准。无机氮的调查中在 14#、3#站位标准指数大于 1，超标率为 2.99%。石油烃在 61#、30#、13#和 1#站位标准指数大于 1，超标率为 5.97%。

整体来看，评价海域海水质量除个别站位评价因子外，其余都低于《海水水质标准》标准中相应的质量标准，满足海域使用功能要求，评价海域的水质质量状况良好。

16.2.2 海底沉积物现状评价结论

2019 年 3 月调查区沉积物类型以砂质粉砂、粉砂质砂和粘土质粉砂为主。本次调查除 S37 号站铬超过国家一类沉积物质量标准外，其他站位硫化物、油类、有机碳、汞、铜、铅、锌、镉均符合标准，沉积物质量状况较好。S37 号站位位于矿产能源区内，符合国家二类沉积物质量标准，符合矿产能源区内沉积物质量标准不劣于三类标准的规定。

16.2.3 浮游植物现状评价结论

2019 年 3 月, 调查海域共发现浮游植物 47 种, 隶属硅藻门、甲藻门和金藻门。调查海域浮游植物细胞总数量变化范围在 $(0.77\sim41.06)\times10^4$ 个/ m^3 之间, 平均为 9.05×10^4 个/ m^3 。

2017 年 10 月现状调查评价调查海域共鉴定浮游植物 5 门 95 种(属), 19 个站位的浮游植物平均密度为 4.38×10^6 cells/ m^3 , 密度的变化范围很大, $0.07\sim50.13\times10^6$ cells/ m^3 。

16.2.4 浮游动物现状评价结论

2019 年 3 月, 调查海区共发现浮游动物 17 种, 优势种为强壮箭虫纺锤水蚤。个体密度在 $(44.3\sim667.5)$ 个/ m^3 之间, 平均为 170.5 个/ m^3 , 生物量的变化范围在 $(40.85\sim959.80)$ mg/ m^3 之间, 平均为 206.13mg/ m^3 。

2017 年 10 月现状调查结果表明调查海域浮游动物共有 44 个种类, 分属 11 个类群, 密度范围为 $69.0\sim372.0$ ind/ m^3 , 平均密度为 201.99ind/ m^3 , 本次调查浮游动物优势种类有 9 种,

16.2.5 底栖生物现状评价结论

2019 年 3 月, 调查海域共发现底栖生物 88 种, 隶属环节动物、软体动物、节肢动物、棘皮动物、腔肠动物、脊椎动物和纽形动物 7 个门类。生物量变化范围在 $(0.13\sim50.95)$ g/ m^2 之间, 平均为 5.91g/ m^2 。栖息密度变化范围在 $(10\sim890)$ 个/ m^2 之间, 平均为 198 个/ m^2 。

16.2.6 潮间带生物评价结论

2019 年 3 月调查获得潮间带生物 23 种, 隶属环节动物、软体动物、节肢动物、脊椎动物和纽形动物 5 个门类。潮间带生物生物量变化范围在 $(10.99\sim132.12)$ g/ m^2 之间, 平均生物量为 61.12g/ m^2 。生物密度变化范围在 $(16\sim128)$ 个/ m^2 之间, 平均生物密度为 59 个/ m^2 。

16.2.7 生物质量现状评价结论

2018 年 4 月评价结果 1) 鱼类体内的铬、铜、锌、砷、镉、汞、铅含量均不超过《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》中规定的生物质量标准; 石油烃含量不超过《第

二次全国海洋污染基线调查技术规程》(第二分册)中规定的生物质量标准。2) 甲壳类体内的铬、铜、锌、砷、镉、汞、铅含量均不超过《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》中规定的生物质量标准;石油烃含量不超过《第二次全国海洋污染基线调查技术规程》(第二分册)中规定的生物质量标准。3) 软体动物(非双壳类)体内铜、锌、镉、汞、铅含量均不超过《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》中规定的生物质量标准;石油烃含量不超过《第二次全国海洋污染基线调查技术规程》(第二分册)中规定的生物质量标准。

2017 年 10 月评价结果表明绝大部分甲壳类和鱼类监测的重金属要素未出现超出《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》标准,仅有 Cr 在半滑舌鳎(26#)超标率为 5.26%;Pb 在焦氏舌鳎(13#)超标率为 10%,两个点均位于滨州-东营北农渔业区(A1-2)内,执行一类生物质量标准。石油烃未超过《第二次全国海洋污染基线调查技术规程》中规定的质量标准。

16.2.8 鱼卵、仔稚鱼现状评价结论

2019 年 3 月春季调查共出现鱼卵 10 种,隶属于 5 目 8 科 10 属;仔稚鱼 7 种,隶属于 3 目 5 科 7 属。鱼卵的平均密度为 0.307 粒/ m^3 ,仔稚鱼平均密度为 0.234 尾/ m^3 。

16.2.9 渔业资源现状评价结论

2019 年 3 月,共捕获鱼类 15 种,成鱼平均资源量为 $143.84\text{kg}/\text{km}^2$,幼鱼平均资源密度为 $11640\text{尾}/\text{km}^2$ 。渔获物中,头足类有 2 种,分别为日本枪乌贼和短蛸,头足类资源密度为 $9.12\text{kg}/\text{km}^2$;捕获甲壳类 9 种,甲壳类资源量平均值为 $25.66\text{kg}/\text{km}^2$ 。

2017 年 10 月调查共捕获游泳动物 35 种,本次调查游泳动物相对资源密度为 $83.7\text{--}259.02\text{ kg}/\text{km}^2$,平均值为 $148.87\text{ kg}/\text{km}^2$ 。多样性指数(H')变化范围是 1.86-3.54,平均值为 2.68。均匀度指数的范围是 0.52-0.99,平均值为 0.75。物种丰富度指数变化范围是 1.47-3.79,平均值为 2.43。

16.2.10 油田海域环境现状回顾结论

通过对本工程周边海域环境状况回顾分析,得出以下结论:

(1) 除少部分调查站位的海水水质出现超标现象以外,本海域大部分调查站位的海水水质、沉积物和海洋生物质量处于稳定状态,均满足相应的标准限值。

(2) 调查海域各期调查中海洋生物的生物量、生物密度、种类数、优势种有一定变化，但与油田开发工程无必然的相关性。

16.3 环境影响预测分析与评价结论

16.3.1 水文动力环境影响分析结论

本工程项目涉及到平台建设，但是由于平台桩柱尺寸都比较小，为透水性设计，且工程区域附近海域开阔，因此，平台建设对工程海域的流场基本不会产生影响。

16.3.2 地形地貌及冲淤影响分析结论

井组平台建立后，由于平台桩柱的影响，海流对平台底部基础的冲刷是必然的，平台附近 50m 范围内将逐渐形成以平台为中心的低洼盆式地形。在平台建立之初的数个月至一年时间内，对平台基础的冲刷最为剧烈，最大冲刷量可达 1.5-2.0m，但这种冲刷不是按同一速率持续下去，当 2a 时间内冲刷到一定程度时，则速度逐渐变的缓慢，2a 时间后保持相对的平衡，继续淘深的已很少发生，只是随着风、浪、流及季节的变化而发生局部地形淤积或冲刷的交替变化。

根据 2013 年和 2012 年中心一号一登陆点海底管道管线复测结果对比：

1) 中心一号一登陆点海底管道样本管段的海域埋深存在一定的变化，多数管段埋深增加（绿色背景），四处埋深变浅（黄色、红色背景），有两处由埋藏变为出露甚至悬空（红色背景）。

2) 水深越大，海底管道埋深以增加为主，能够与工程区整体的冲淤现状相吻合。

3) 海底管道埋深变化较大说明管道状态不够稳定。

16.3.3 水质环境影响分析结论

16.3.3.1 钻屑钻井液排放环境影响分析结论

本工程 76 座平台钻屑超一（二）类水质海域的包络线面积最大不超过 5.754km²；超三类水质海域的包络线面积最大不超过 0.104km²；超四类水质海域的包络线面积最大不超过为 0.0152km²。钻屑的成分主要是地下砂岩和石灰岩的碎屑，其粒径较大，沉降速率快，扩散范围小。

本工程 76 座平台钻井液超一（二）类水质海域的包络线面积最大不超过 95.653km²；

超三类水质海域的包络线面积最大不超过 18.284km^2 ；超四类水质海域的包络线面积最大不超过为 3.635km^2 。钻井液中含有少量泥沙，在海水运动的同时发生沉降，最终淤积在海底，它的影响范围和影响时间是有限的。钻井液虽对进位处水质有影响，但其影响范围不大，且主要在表层。

16.3.3.2 铺管产生悬浮沙排放环境影响分析结论

由于本工程管线已建成，按照管线长度统一考虑得出海底管道和海底电缆的悬浮泥沙的影响结果。悬浮泥沙扰动海洋环境的时间是短暂的。本工程管线施工过程中超一（二）类水质海域的包络线面积最大不超过 709.177km^2 ；超三类水质海域的包络线面积最大不超过 269.271km^2 ；超四类水质海域的包络线面积最大不超过 148.514km^2 。

16.3.3.3 生活污水排放环境影响分析结论

根据计算，由于 COD 排放量不大，所影响的范围并不大，无论何时排放，超标水域影响的距离都在 1 个网格（50m）范围内。根据类比，剩余平台的影响范围也并不大。可见 COD 排放对海洋环境的影响不大。

16.3.4 沉积物环境影响分析结论

钻井液和钻屑排海后，在海水运动的作用下，钻井液和钻屑会在海底一定的范围内形成聚集。钻井液和钻屑的沉积及分布范围受排放量、海流、水深等因素的影响。本工程钻井液和钻屑已分别在各平台排放，根据前述类比分析结果，钻屑排海后覆盖厚度 $>2\text{cm}$ 的区域面积分别不大于 0.041km^2 。

在铺设海底管线/电缆期间，搅起来的海底沉积物被堆积在管沟两侧，在挖沟结束后，在海水运动作用下将逐渐回填于管沟。因此，对底质的直接影响就是挖起和覆盖，其中管沟开挖的影响面积是 0.367km^2 ，覆盖的影响面积是 2.715km^2 。此范围内的底栖生物短期内受到破坏，并使沉积物类型发生一定的变化。

16.3.5 海洋生态影响分析结论

本工程造成的损失量为：底栖生物 26.245t，潮间带生物 21.2t，鱼卵 1021152442 粒，仔稚鱼 269738381 尾，鱼类（成体）30831.64kg，幼鱼 788156 尾，头足类成体 2128.31 kg，头足类幼体 189394 尾，虾类幼体 438878 尾，蟹类幼体 19200 尾，虾类成体 18826.13kg，蟹类成体 2172.47kg。

16.3.6 项目建设对周围环境敏感目标的影响

因本项目共有 10 条管线或电缆穿越山东黄河三角洲国家级自然保护区实验区，在铺设管线中挖沟产生的悬浮沙扩散对水质及沉积物的影响无可避免，会在施工过程中短期内对底栖生物造成一定的影响，所以应根据有关规定对海洋资源的损失进行赔偿。施工结束后海水水质可逐渐恢复至一类水质水平。故通过做出海洋资源赔偿来恢复原有生态的情况下，可认为对周边环境敏感目标的影响不大。

工程在运行期正常工况下穿越敏感区的管线不会产生直接排放的污染物，因此工程在正常运营时不会对该区直接产生不利影响。但在事故状态下，项目的 2 条输油管道可能发生原油泄漏，对海水水质和海洋生物造成危害，因此建设单位务必加强管理，杜绝溢油事故的发生，并配有完备的溢油应急方案和措施，及时有效地控制影响范围。

16.3.7 项目建设对周围海域开发活动的影响

周围海域开发活动有码头、航道、油田开发区、养殖区、捕捞区，本工程不占用码头、航道，部分工程穿越（占用）滨州-东营北农渔业区，因此项目的建设主要对渔业捕捞、浅海养殖等海域利用活动产生影响，不会对油田开发、码头、航道水域产生不利影响。

16.4 环境风险分析与评价结论

本评价识别出来的环境风险类型包括井涌或井喷、平台火灾、海底管道/立管油气泄漏事故、船舶碰撞泄漏事故。本工程最大可信事故为海底管道/立管溢油事故。针对本次工程组成，选取了 3 个最不利的溢油位置作为溢油点进行了模拟预测，溢油量最大为 118t（126m³）。

根据预测结果分析，一旦中心一号-海三站混输管线在保护区内的管段发生溢油，则立即对山东黄河三角洲国家级自然保护区和黄河故道东三角洲限制区（红线）造成影响；针对其余保护区，一旦发生溢油，最不利的情况为：抵达东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区的最短时间为 0.5 小时，抵达黄河故道北三角洲禁止区的最短时间为 2.5 小时，抵达黄河故道西三角洲限制区的最短时间为 8.5 小时，抵达黄河口半滑舌鲷国家级水产种质保护区的最短时间为 8.0 小时，抵达东营河口浅海贝类生态国家级海洋特别保护区的最短时间为 18.0 小时，抵达辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-渤海湾核心区的最短时间为 29.0 小时，抵达潮河-湾湾沟浅海贝类海洋特别保护区

的最短时间为 31.5 小时，抵达滨州贝壳堤岛与湿地系统海洋自然保护区的最短时间为 68.0 小时。

根据应急响应时间分析，埕岛油田内部溢油应急力量在最短 0.5h 内均可到达本工程选取的 3 个最不利溢油点，并陆续进行溢油回收作业，可尽量减少对山东黄河三角洲国家级自然保护区、黄河故道东三角洲限制区（红线）等敏感目标的影响。参照《船舶溢油应急能力评估导则》（JT/T 877-2013）进行溢油能力的计算，埕岛油田目前配备的溢油应急设备量可以满足本工程最大溢油量 118t（126m³）的溢油应急能力的要求。若发生更大溢油事故超出埕岛油田的溢油应急能力，可借助中海石油环保服务有限公司（COES）的基地塘沽等外部力量开展溢油应急。

建设单位已按照《中华人民共和国海洋环境保护法》、《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例》和《国家海洋局海洋石油勘探开发溢油应急预案》的相关规定，编写了《埕岛油田主体及西北部海洋石油开发生产溢油应急计划》和《埕岛油田东部区块海洋石油开发生产溢油应急计划》并取得备案，本工程的工程内容已包含在该溢油应急计划中，在今后的开发生产过程中，建设单位应按照修编后的溢油应急计划开展好各种溢油应急准备和响应工作。

16.5 清洁生产和总量控制结论

16.5.1 清洁生产结论

根据对本工程的生产工艺与装备、资源能源利用、污染物产生、废物综合利用以及环境管理要求等五个方面的论述，本工程在建设阶段尽量减少污染物排放。在生产过程中采用先进的生产技术，油气生产尽量使用清洁能源，采取多项节能措施；全过程实施严格的环境保护及管理制度。在建设阶段和生产阶段产生的污染物均得到有效的处理。污染物的排放和处置符合国家或地方法规和标准的要求。本项目符合清洁生产要求。

16.5.2 总量控制结论

建议项目生活污水的总量控制指标为 13505m³/a，其中 COD 排放量控制指标为 4.0515t/a。

16.6 环境保护对策措施的合理性、可行性结论

16.6.1 建设阶段污染防治措施回顾结论

本工程建设阶段钻井过程中产生的含油钻屑、钻井液运回陆地交由危险废物处理资质的单位接收处理，非含油钻屑、钻井液原井位间歇直接排海，处理措施符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）中的一级标准的要求；机舱含油污水 2003 年后铅封运回陆上，不排海；其它污染物固体废弃物、生活污水等处置采取的污染防治、生态保护措施是可行的。工程施工期采取的措施可有效地减轻施工对海洋水质、海洋生态及生物的影响。

16.6.2 生产阶段污染防治措施可行性结论

本工程生产阶段含油生产水处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）（石油类 $\leq 30\text{mg/L}$ ）后，回注到海上卫星平台生活污水经生化污水处理装置处理达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》后排放。生活垃圾收集后定期运回陆上处理；工业垃圾属于含油危险固体废弃物，委托危险废物处理资质的单位接收处理，部分平台设置初期雨水收集装置，初期雨水经收集后进入平台物流集输系统，其余平台初期雨水经集油槽收集后自然蒸发。

16.7 公众参与分析与评价结论

针对本项目的建设，建设单位（胜利油田分公司海洋采油厂）于 2019 年 4 月 18 日齐鲁晚报网 <http://www.qlwb.com.cn/>进行了第一次公众参与信息公示。2019 年 4 月 18 日第一次公众参与信息公示截至到 2019 年 4 月 30 日，建设单位和评价单位未收到任何公众来信、邮件、传真及电话。

征求意见稿公示于 2019 年 5 月 5 日至 5 月 16 日采取网上公示、报纸和现场张贴公告的形式进行。主要内容为征求意见稿全文以及征求公众意见的范围和公众意见提出的方式和途径等。征求意见稿选取在齐鲁晚报网站进行公示。公示时间为 2019 年 5 月 5 日至 2019 年 5 月 16 日。征求意见稿选取在当地媒体报纸《齐鲁晚报》，分别于 2019 年 5 月 5 日和 2019 年 5 月 15 日版面进行公示。本次信息公示选取了项目附近的居民区进行现场张贴公示，于 2019 年 4 月 10 日分别在幸福一小区、护林村、六村、新生村等当

地居民熟知的场所进行张贴公示。征求意见稿公示截至到 2019 年 5 月 16 日，建设单位和评价单位未收到任何公众关于本项目的来信、邮件、传真及电话。

16.8 建设项目与政策法规的符合性分析

16.8.1 工程与《全国海洋主体功能区规划》的符合性分析

本工程涉及全国海洋主体功能区中 2.重点开发区域（海洋工程和资源开发区）、3.限制开发区域（海洋渔业保障区中的海水养殖区）和 4.禁止开发区域（海洋自然保护区）。经分析，本工程符合《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）相关要求。

16.8.2 工程与《山东省海洋主体功能区规划》的符合性分析

项目部分工程（平台 12 座：SHG1 单、CB246 A、CB243A、CB4A、CB4C、CB4B、CB26、CB244 单、CBG4A、CB242、CB11K 、CB11G）及其平台间管线 27 条（混输管线 7 条、注水管线 5 条、电缆 15 条）位于利津县海域限制开发，区域中的生物多样性保护重点海洋生态功能区，本工程已建成并运行多年，在建设期间及建成以来的运行期间，工程所产生的污染物均得到了切实有效的处理，正常运行期间对海域环境质量及生态及各保护区影响较小。本次环境影响评价报告提出了在继续运行过程中采取海洋生态保护措施和溢油应急防范措施，以避免发生重大环境事故。环评报告提出了生态补偿方案及生态保护措施，与《山东省海洋主体功能区规划》相符合；

项目部分工程（管线共计 10 条，其中气管线 2 条，混输管线 3 条，电缆 5 条）穿越黄河三角洲自然保护区实验区，为禁止开发区域中的自然保护区。工程位于实验区，原则上不符合《山东省海洋主体功能区规划》。但是，工程已建设完成并稳定运营多年，根据分析，工程在建设过程产生的悬浮泥沙对海洋环境的影响较小，影响时间较短且已恢复；运营期正常运行中无污染物排放，运营单位定期对管线进行巡检，工程已经取得自然保护区主管部门的意见，原则上同意项目严格按照有关规定完善相关手续。本次环境影响评价报告提出了在继续运行过程中采取海洋生态保护措施和溢油应急防范措施，以避免发生重大环境事故，因此认为工程继续运行不会影响到禁止开发区的功能，与《山东省海洋主体功能区规划》的要求相协调。

项目除位于限制开发区中的利津县海域及禁止开发区中的黄河三角洲自然保护区

的工程外，其他平台及管线均位于东营市河口区海域，为限制开发区中的海洋渔业保障区，具有发展海洋油气资源的功能定位。工程属于海洋油气资源产业，在运行过程中采取海洋生态保护措施和溢油应急防范措施，避免发生重大环境事故，符合该海域开发原则。

综上所述，工程符合《山东省海洋主体功能区规划》。

16.8.3 工程与《全国海洋功能区划》的符合性分析

本工程属于矿产能源开发，不属于重化工业和高耗能、高污染的工业建设，工程生产开发时应注意与周边海洋功能区的协调性，重点保护海洋生态环境，与《全国海洋功能区划》（2011-2020）对工程所在海域的功能定位相符合。

16.8.4 与《山东省海洋功能区划（2011-2020 年）》的符合性分析

本工程所在海域涉及的区域为：A1-2 滨州-东营北农渔业区、A4-1 埕北矿产与能源功能区和 A6-4 黄河三角洲北部海洋保护区，见图 14.2-1。本工程附近海洋功能区情况见表 14.2-1。

本项目部分工程（平台 5 个：SHG1 单、CB246 A、CB151、CB35、CB35 单；管线 5 条，其中电缆 3 条，混输管线 2 条）位于该区。工程属于油田勘探开采工程，与该区兼容的矿产与能源功能定位相符；工程未改变海域自然属性；工程施工及运行阶段采取了相应环保措施，建设单位定期对石油平台和管线进行安全检查，防止溢油事故的发生，因此，项目位于“A1-2 滨州-东营北农渔业区”的工程与《山东省海洋功能区划》相符合。

本项目部分工程（管线共计 10 条，其中气管线 2 条，混输管线 3 条，电缆 5 条）穿越“A6-4 黄河三角洲北部海洋保护区”实验区。工程属于油田勘探开采工程，与所在海域兼容的矿产能源功能相符。穿越该区的工程均为埋于海底的管线，不会影响黄河沉砂。工程已建设完成，建设过程产生的悬浮泥沙对海洋环境的影响较小，影响时间较短且已恢复；运营期正常运行无污染物排放，且已稳定运营多年。运营单位定期对管线进行巡检，本次环境影响评价报告提出了在继续运行过程中采取海洋生态保护措施和溢油应急防范措施。工程属于油田勘探开采工程，已经取得自然保护区主管部门的意见，原则上同意项目严格按照有关规定完善相关手续。综合分析，项目位于“A6-4 黄河三角洲北部海洋保护区”的工程继续运营不会对保护区产生影响，与《山东省海洋功能区

划》相协调。

除位于 A1-2 滨州-东营北农渔业区和 A6-4 黄河三角洲北部海洋保护区的工程外，项目其余平台及管线均位于“A4-1 埕北矿产与能源功能区”，工程符合其矿产与能源功能定位。石油平台建设采用透水构筑物形式，建设单位定期对石油平台和管线进行安全检查，防止溢油事故的发生，综合分析，项目位于“A4-1 埕北矿产与能源功能区”的工程与《山东省海洋功能区划》相符合。

综上所述，项目建设符合《山东省海洋功能区划》

16.8.5 与《渤海环境保护总体规划》（2008~2020 年）的符合性分析

本工程属于石油天然气开采项目，在建设过程和生产过程中采取了一系列的防止海洋生态破坏和污染物防治措施，并制定了溢油应急防范措施。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。

16.8.6 工程与《山东省海洋生态环境保护规划（2018~2020）》的符合性分析

本工程位于《山东省海洋生态环境保护规划（2018~2020）》中的“11-01 滨州-东营北农渔业区”、“16-01 埕北矿产与能源区”、“2-02 东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区”、“1-02 山东黄河三角洲国家级自然保护区（北部海域部分）”，工程与所在区域的生态环境保护规划相符。

16.8.7 工程与《山东省渤海海洋生态红线区划定方案（2013-2020 年）》符合性分析

项目部分工程（管线共计 10 条，其中气管线 2 条，混输管线 3 条，电缆 5 条。具体为：中心一号-海三站 1 条输气管线、2 条混输管线；中心二号-滩海变 3 条电缆；CB26（中心三号）至海洋变 1 条电缆；中心二号-CBG5-海三站 1 条输气管线；CB35-海一站 1 条混输管线、1 条电缆）穿越《山东省渤海海洋生态红线区划定方案（2013-2020 年）》中的“XZ1-3 黄河故道东三角洲限制开发区”，工程属于矿产能源开发项目，符合该区的管控措施，穿越该区的工程均为埋于海底的管线，不会影响黄河沉砂，工程施工及运行阶段采取了相应环保措施，运行期正常运行不排污，建设单位定期对石油平台和管线进行安全检查，胜利油田分公司已经完成《埕岛油田主体及西北部海洋石油开发生产溢

油应急计划》编写，本工程及其附属工程的溢油应急管理已经纳入其中，并已经在国家海洋局北海分局备案。目前项目已经取得自然保护区主管部门的意见，原则上同意项目严格按照有关规定完善相关手续。项目正在进行环境评价工作。项目总体符合生态红线相关要求。

综上，项目总体与《山东省渤海海洋生态红线区划定方案（2013-2020 年）》相符合。

16.8.8 工程与产业政策的符合性分析

根据《国家产业结构调整指导目录（2011 年本）》（2013 年修正），鼓励类目录中“石油、天然气行业（石油、天然气勘探及开采，天然气水合物勘探开发，原油、天然气、成品油的储运和管道输送设施及网络建设，油气伴生资源综合利用，提高油气田采收率、生产安全保障技术和设施、生态环境恢复和污染防治工程技术开发和利用）”的相关内容，本项目为海洋石油开采类项目，属于《产业结构调整指导目录》（2011 年）（修正）中鼓励类“常规石油、天然气勘探与开采”项目，因此，本项目符合国家产业政策要求。

16.9 建设项目环境可行性结论

（1）本工程属于国家鼓励类建设项目，符合国家的产业政策和能源政策。工程采用的施工设备、工艺和节能、减排对策措施符合清洁生产的要求。

（2）本工程在施工期和目前运营期的污染物处理处置方式基本符合国家相关要求和标准。

（3）本工程共有 10 条管线或电缆穿越山东黄河三角洲国家级自然保护区实验区，在施工过程中短期内对底栖生物造成一定的影响，施工结束后海水水质可逐渐恢复至一类水质水平。故通过做出海洋资源赔偿的情况下，对周边环境敏感目标的影响不大。运营期正常工况下管线不会产生直接排放的污染物，因此管线在正常运营时不会对该保护区产生直接不利影响。本工程 CB243A 至 CB246A 的电缆穿越东营利津底栖鱼类海洋特别保护区，电缆已在该保护区设立前完成施工，且埋于海底，运行过程中不会排放污染物，对周边海洋生态环境影响很小。

（4）本工程存在一定溢油风险，溢油事故一旦发生会对生态和环境造成严重危害后果，建设单位已编写了《埕岛油田主体及西北部溢油应急计划》和《埕岛油田东部区块溢油应急计划》并取得备案，本工程的工程内容已包含在该溢油应急计划中，原有应

急计划可以满足本工程的溢油需求。

(5) 符合性分析。

综上所述，本工程符合《山东省海洋主体功能区规划》、《山东省海洋功能区划（2011-2020 年）》、《山东省渤海海洋生态红线区划定方案（2013-2020 年）》的要求。工程符合《全国海洋主体功能区规划》、《全国海洋功能区划（2011-2020）》、《渤海环境保护总体规划》（2008～2020 年）等的功能定位和管控要求，与国家和地方相关法律法规、政策及规划基本相符。工程所在海域海水环境、沉积物环境质量和生物质量较好，生态环境敏感，生物资源丰富。工程运营至今污染物均得到了切实有效的处理，切实落实本报告书提出的各项污染防治措施的前提下，在满足安全生产的前提下，从海洋环境保护角度考虑，工程继续运营可行。

16.10 其他意见和建议

(1) 溢油应急计划的修编：国家海洋局于 2015 年 4 月 3 日发布了《国家海洋局海洋石油勘探开发溢油应急预案》，建议建设单位对溢油应急计划进行修编，与上述应急预案相衔接，并将修编后的溢油应急计划重新上报海洋工程主管部门备案。

(2) 建议建设单位对溢油应急计划进行修编时，将本项目的溢油规模对应的溢油应急物资规模可行性、应急相应时间可行性纳入溢油应急计划中，并确保应急相应时间及应急物资可满足本项目溢油事故需求。

(3) 建设单位在平台及管线达到其设计寿命前，委托有资质单位编制完成工程的延寿评估报告，落实延寿评估报告中所提出的安全建议措施，确保工程继续运营安全稳定。对于延寿评估不合格的情况，需给出具体解决方案。

(4) 对于开展过延寿评估工作的平台和管线，在其即将到达延寿使用年限时，提前开展下一次平台延寿评估报告，落实延寿评估报告中所提出的安全建议措施，确保工程继续运营安全稳定。对于延寿评估不合格的情况，需给出具体解决方案。