



编号：COES-032-HP-2018

埕北油田 5 口调整井工程 环境影响报告表

中海石油环保服务（天津）有限公司

2019 年 10 月

中国·北京



编号：COES-032-HP-2018

埕北油田 5 口调整井工程 环境影响报告表

中海石油环保服务（天津）有限公司

2019 年 10 月

中国·北京

编制单位和编制人员情况表

建设项目名称	埕北油田 5 口调整井工程		
环境影响评价文件类型	报告表		
一、建设单位情况			
建设单位（签章）	中海石油（中国）有限公司天津分公司		
法定代表人或主要负责人（签字）			
主管人员及联系电话	张志鹏 13516121339		
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	张蓓 010-51262112		
1. 编制主持人			
姓名	职业资格证书编号	签字	
张蓓	9006		
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
张蓓	9006	海洋油气开发工程基本情况 工程概况与分析 污染与非污染要素分析 环境现状分析 环境敏感区（点）和环境保护目标分析 环境影响预测分析与评价 环境保护对策措施 环境影响评价结论	
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 29 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。			

4.1 自然环境概况.....	46
4.2 水文动力现状调查与评价.....	51
4.3 地形地貌与冲淤环境现状调查	54
4.4 海洋环境质量现状调查.....	57
4.5 渔业资源现状与评价.....	73
4.6 埕北油田排污口附近海域环境状况回顾性评价	83
5 环境敏感区（点）和环境保护目标分析	94
5.1 海洋环境功能区划及相关规划符合性分析	94
5.2 主要环境敏感目标分布.....	100
5.3 其他环境保护目标.....	103
6 环境影响预测分析与评价.....	106
6.1 水动力影响分析与评价.....	106
6.2 水质影响分析与评价.....	106
6.3 沉积物影响分析与评价.....	110
6.4 海洋生态影响分析与评价.....	111
6.5 对海水水温的影响分析与评价	119
6.6 对环境敏感目标的影响分析与评价.....	120
6.7 环境事故风险分析与评价.....	120
7 环境保护对策措施	140
7.1 施工期污染防治措施.....	140
7.2 运营期污染防治措施.....	141
7.3 生态保护对策措施.....	142
7.4 清洁生产与总量控制.....	143
7.5 事故防范措施和应急方法与对策分析.....	147
7.6 海洋生态建设方案.....	170
7.7 环境保护投资费用估算	173
8 环境影响评价结论	174
8.1 环境影响评价结论.....	174
8.2 建议.....	176
9 预审和审查意见.....	178
10 审批意见	179
11 附件.....	错误!未定义书签。

1 海洋油气开发工程基本情况

埕北油田位于渤海西部海域,位于塘沽东南 74 公里的海域,油田范围平均水深 16m。目前埕北油田分 A/B 两区,各区各有 1 座井口平台和生活平台,B 区还有一座综合处理平台。埕北油田转入自营开发,开始进行后期调整挖潜,主要分为两个阶段:①2001 年开始,部署调整井挖潜剩余油;②2010 年以后,针对不同生产层位井网不完善区域,继续部署调整井,提高井控程度,完善井网,挖潜剩余油。到 2019 年 5 月止,埕北油田累积产油历经 34 年开发,剩余油分布呈“整体分散、局部富集”的特点,现有井网无法有效动用局部剩余油。

为满足开发生产的需要,稳定埕北油田产能,本工程共计 5 口调整井,均为注水井。其中,1 口利用老井侧钻,4 口利用新建内挂井槽实施,同时,对 B 区井口平台进行适应性改造。工程计划实施的 5 口调整井分别位于埕北油田 A 区井口平台(1 口注水井)、埕北油田 B 区井口平台(4 口注水井)。

根据《中华人民共和国环境影响评价法》、《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》的规定,按照《海洋油气勘探开发工程环境影响评价技术规范》,中海石油(中国)有限公司天津分公司委托中海石油环保服务(天津)有限公司进行埕北油田 5 口调整井工程环境影响评价,编制环境影响报告表,报生态环境部审查。

1.1 主要编制依据

- (1)《中华人民共和国环境保护法》(2015.1.1)
- (2)《中华人民共和国海洋环境保护法》(2017.11.4 修订)
- (3)《中华人民共和国环境影响评价法》(2016.7.2 修订)
- (4)《建设项目环境保护管理条例》(2017.10.1)
- (5)《国家发展改革委关于修改<产业结构调整指导目录(2011 年本)>有关条款的决定》(国家发展和改革委员会令 第 21 号)
- (6)《产业结构调整指导目录(2011 年本)(2013 年修正)》(2013 年 5 月 1 日起实

施)

(7)《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例》(国务院,1983.12.29)

(8)《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》(2016 年修订)

(9)《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 年 4 月)

(10)《防治海洋工程建设项目污染损害海洋环境管理条例》(国务院,2018 年 3 月修订)

(11)《海洋油气勘探开发工程环境影响评价技术规范》(2014)

(12)《全国海洋功能区划(2011 年-2020 年)》

(13)《河北省海洋功能区划(2011 年-2020 年)》

(14)《河北省生态保护红线划定方案》

(15)《全国海洋主体功能区规划》(国发[2015]42 号)

(16)《河北省海洋主体功能区规划》(冀政字〔2018〕11 号)

(17)《河北省海洋环境保护规划(2016-2020 年)》

(18)《国家海洋局海洋生态文明建设实施方案》(2015-2020 年)

(19)《全国海洋生态环境保护规划(2017 年-2020 年)》

(20)《珠三角、长三角、环渤海(京津冀)水域船舶排放控制区实施方案》(交海发[2015]177 号)

(21)《船舶大气污染物排放控制区实施方案》(交通运输部,2018.11)

(22)《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018)

(23)项目服务委托书(见附件 1)

(24)《关于海上油气田新增调整井环保审批问题请示的复函》(海环字[2009]23 号)(见附件 2)

(25)《埕北油田 A/B 平台调整井项目环境影响报告表》(2010 年 6 月)

(26)《关于埕北油田 A/B 平台调整井项目海洋环境影响报告表核准意见的复函》(国海环字[2010]672 号)(见附件 3)

(27)《埕北油田 A、B 平台 20 口调整井项目海洋环境影响报告表》(2013 年 1 月)

- (28) 《国家海洋局关于埕北油田 A、B 平台 20 口调整井项目海洋环境影响报告表核准意见的批复》(国海环字[2013]194 号)(见附件 4)
- (29) 《埕北油田设备设施整体升级改造项目环境影响报告书》(2015 年 3 月)
- (30) 《国家海洋局关于埕北油田设备设施整体升级改造项目环境影响报告书核准意见的批复》(国海环字[2015]332 号)(见附件 5)
- (31) 《埕北油田海洋环境影响后评价报告书》(2015 年 6 月)
- (32) 《国家海洋局北海分局关于埕北油田海洋环境后评价报告书备案意见的函》(海北环函字[2015]20 号)(附件 6)
- (33) 《埕北油田 9 口调整井工程环境影响报告表》(2017 年 1 月)
- (34) 《国家海洋局关于埕北油田 9 口调整井工程环境影响报告表的批复》(国海环字[2017]69 号)(见附件 7)
- (35)《国家海洋局关于埕北油田 A/B 平台 9 口调整井工程环境影响报告表的批复》(国海环字[2017]69 号)(见附件 8)

1.2 执行标准

1.2.1 环境质量标准

根据《海水水质标准》(GB3097-1997)和《山东省海洋功能区划(2011-2020 年)》，本工程执行如下标准，详见表 1.2-1。

表 1.2-1 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	贝类(双壳)	《海洋生物质量》(GB18421-2001)	一类
	软体动物、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》	
	软体动物、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)	

1.2.2 污染物控制及排放标准

本工程评价所采用的污染物排放标准，详见表 1.2-2。

表 1.2-2 污染物排放标准

阶段	污染物	采用标准	等级	污染因子	标准值	适用对象
施 工 期	钻井液、 钻屑	《海洋石油勘探开发污 染物排放浓度限值》 （GB4914-2008）	一级	含油量	禁止排放钻 井油层钻屑 和钻井油层 钻井液	钻完井作 业过程中 排放的非 油层段水 基钻井液 和非油层 段钻屑
				Hg（重晶 石中最大 值）	≤1mg/kg	
				Cd（重晶 石中最大 值）	≤3mg/kg	
		《海洋石油勘探开发污 染物生物毒性》 （GB18420-2009）	一级	≥30000mg/L		
	船舶机 舱含油 水	《沿海海域船舶排污设 备铅封管理规定》（交海 发[2007]165 号）、《2011 年国内航行海船法定检 验技术规则》和《国内 航行海船法定检验技术 规则 2014 年修改通报》	运回陆地处理			海 上 施 工、生产 作业船舶 污染物的 排放
船舶生 活污水	《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》和《国内 航行海船法定检验技术 规则 2014 年修改通报》	船速不低于 4 节，且生活污水排放速率不 超过相应船速下的最大允许排放速率。				
船舶食 品废弃 物及其 他垃圾		在任何海域，应将塑料废弃物、废弃食用 油、生活废弃物、焚烧炉灰渣、废弃渔具 和电子垃圾收集并排入接收设施。 对于食品废弃物，在距最近陆地 3 海里以 内（含）的海域，应收集并排入接收设施； 在距最近陆地 3 海里至 12 海里（含）的 海域，粉碎或磨碎直径不大于 25 毫米后 方可排放；在距最近陆地 12 海里以外的 海域可以排放。				
施 工 期 和 运 营 期	生产及 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		生活垃 圾一般 工业固 体废物
	生活污 水	《海洋石油勘探开发污 染物排放浓度限值》 （GB4914-2008）	一级	COD	≤300mg/L	平台生 活污水 排放
运 营 期	含油生 产水	《海洋石油勘探开发污 染物排放浓度限值》 （GB4914-2008）	一级	石油类	≤20mg/L（月 均值）	含油生 产水处 理达标 后排海
					≤30mg/L（一 次允许值）	
		《海洋石油勘探开发污	一级	石油类	生物毒性≥	

		染物生物毒性》 (GB18420-2009)			100000mg/L	
		《碎屑岩油藏注水水质 推荐指标及分析方法》 (SY/T5329-2012)	注入层平均 空气渗透率: >0.5~ ≤1.5μm ² *	石油类	≤30mg/L	处理达标 后回注地 层水

备注：“*”

1.2.3 生产水回注指标

根据中华人民共和国《石油天然气行业标准---碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T 5329-2012) 要求, 推荐注水水质指标如表 1.2-3 所示。

表 1.2-3 推荐注水指标

注入层平均空气渗透率		>0.5~≤1.5μm ²
控制指标	悬浮固体含量, mg/L	≤10
	悬浮物颗粒直径中值, um	≤4
	含油量, mg/L	≤30
	平均腐蚀率, mm/年	≤0.076
	SRB, 个/mL	≤25
	IB, 个/mL	n×10 ⁴
	TGB, 个/mL	n×10 ⁴

注 1: 1<n<10;

注 2: 清水水质指标中去掉含油量。

1.3 海洋油气开发工程基本情况表

工程名称	埕北油田 5 口调整井工程	建设单位	中海石油（中国）有限公司天津分公司
法人代表(签字)		建设地点	渤海中部海域
通讯地址	天津市滨海新区海川路 2121 号	联系人	张志鹏
邮政编码	300452	联系电话	022-66501458
电子信箱	zhangzhp4@cnooc.com.cn	传真	022-66501843
项目设立部门	中海石油（中国）有限公司天津分公司渤西作业公司	文号	/
项目性质	新建 改扩建√ 技术改造	工程总投资	████████
其中环保投资	████████	所占比例	1.17%
报告表编制单位	中海石油环保服务（天津）有限公司		
建设规模			
总工程量	本工程在埕北油田A区井口平台布置1口调整井；在B区井口平台内挂4口注水井，平台进行适应性改造。	陆域挖方量	0 m ³
年生产废水产生量	埕北油田年生产废水最大产生量为 593.4×10 ⁴ m ³ 。2020 年底前含油生产水处理达标后部分回注，剩余部分排海，2020 年底全部回注。	年生产废水排放量	2020 年底前，埕北油田含油生产废水排放量为 142.48×10 ⁴ m ³ /a，2020 年底，排放量为 0m ³ 。
油层段水基钻屑产生量	131.97m ³	油层段水基钻井液产生量	983.67m ³
非油层段水基钻屑产生量	1947.33m ³	非油层段水基钻井液产生量	2708.24m ³
海域使用面积	0 m ²	固体废弃物产生量	4.5t
滩涂使用面积	0 m ²	占用岸线长度	0 m

2 工程概况与分析

2.1 项目由来

埕北油田于 1985 年投产，经过多年的开采，油田产量明显下降，为了维护油田合理开发，减缓油田生产的递减速度，需要布置调整井，以保证埕北油田稳产，弥补油田产量递减。本工程拟在埕北油田 CB-A 区井口平台利用 1 口老井侧钻实施 1 口调整井，为注水井；在 CB-B 平台利用新增 2 口内挂井槽（均为单筒双井）实施 4 口注水井。

2.2 工程概况

2.2.1 地理位置

埕北油田位于渤海西部海域，东经 $118^{\circ}23' \sim 118^{\circ}27'$ 、北纬 $38^{\circ}25' \sim 38^{\circ}28'$ ，南距东营市陆域最近距离为 35km，西距河北省陆域最近距离为 67km，西北距塘沽 88km。工程地理位置见图 2.2-1。

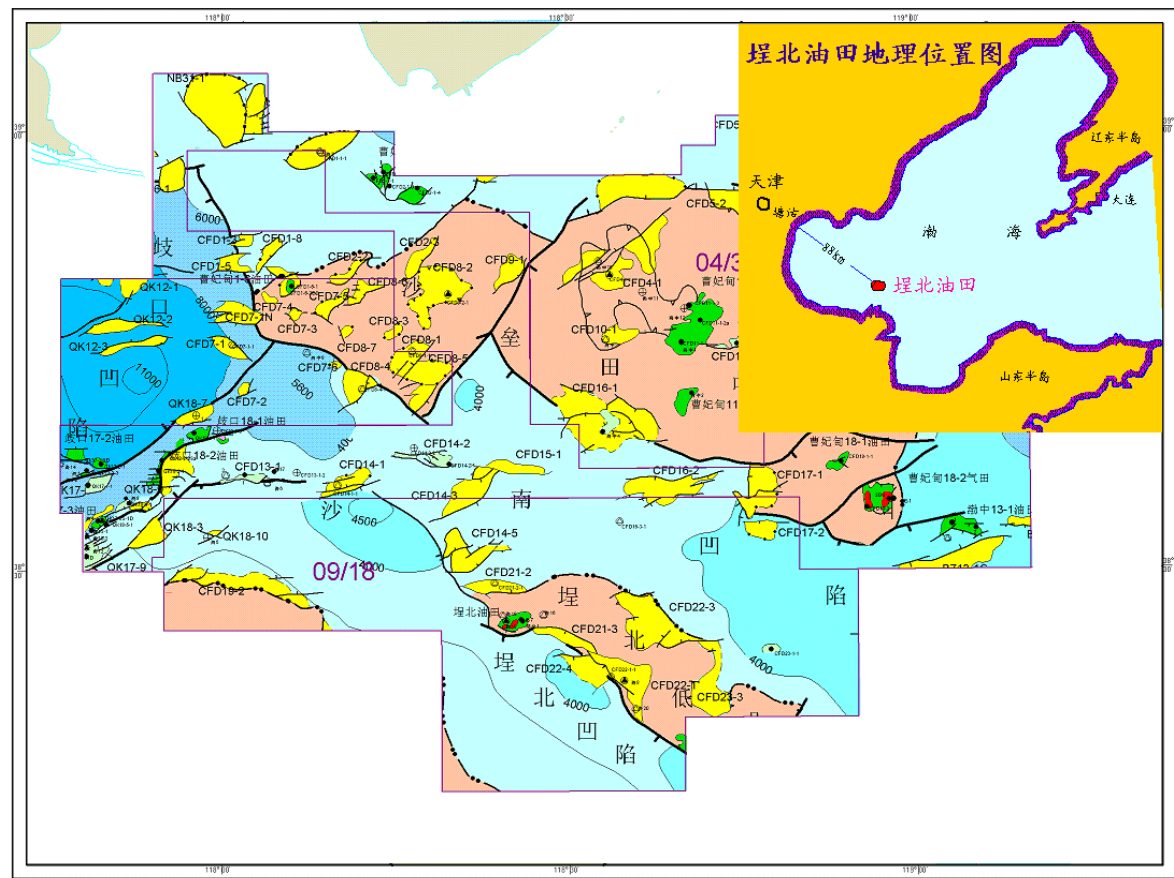


图 2.2-1 工程地理位置图

2.2.2 工程现状

2.2.2.1 埕北油田目前工程概况

埕北油田主要生产设施包括埕北 A 区 2 座平台、B 区 3 座平台，1 条混输海底管线、1 条注水管线、1 条输气海底管线和 1 条海底电缆，目前各海上平台均采用机械采油方式（电潜泵）生产，采用注水方式开发。埕北油田总体布置见图 2.2-2。

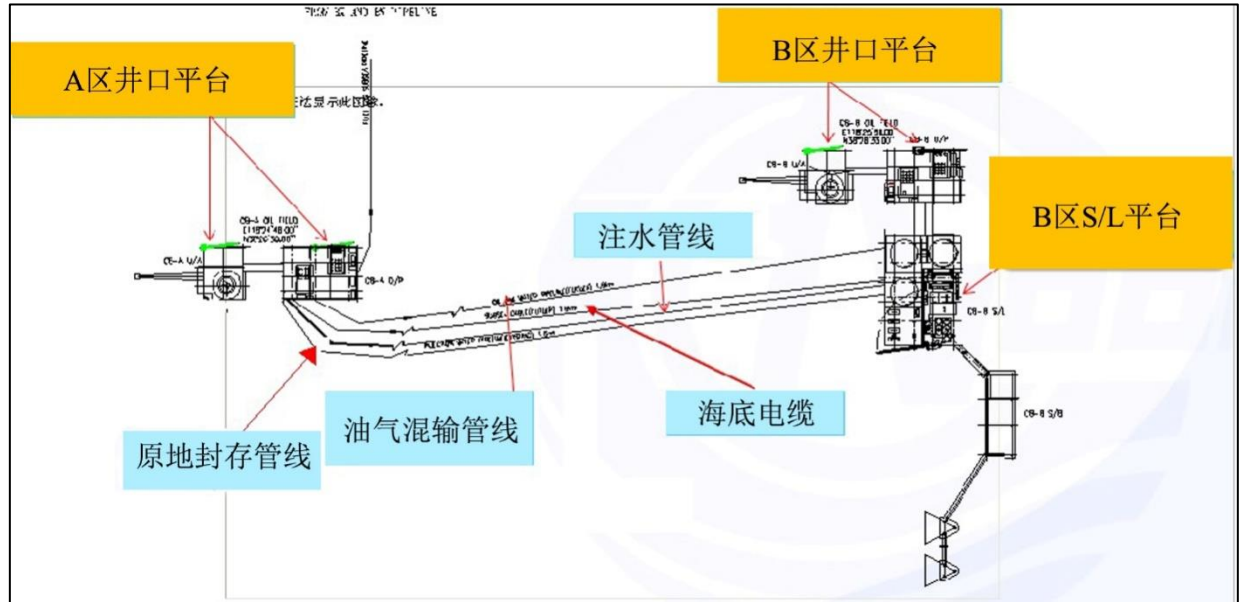


图 2.2-2 埕北油田总体布置图

（1）埕北 A 区油田组成

①主体工程

埕北 A 区有两座平台，分别为 D/P 平台和 U/A 平台，其间有栈桥相连。D/P 平台是 16 腿导管架式钢结构平台，为井口平台，其跨距为 9m×12m，面积为 27m×36m，并设置了 4 层甲板，即上层甲板、中层甲板、下层甲板、底层甲板。U/A 平台是一个 9 腿导管架结构平台，在 U/A 平台平台上配备公用系统和生活居住区（定员 76 人），公用系统包括：供电系统、给排水系统、供热系统等及其他公用设施。

②埕北 A 区井口现状

A 区共有 32 口井，生产井 27 口，注水井 3 口，水源井 2 口（1 口已停用），水源井主要用于生活用水。井口平面分布情况见图 2.2-13，生产井情况详见表 2.2-1。

表 2.2-1 埕北油田 A 区井口平台井数及现状

编号	井号	井型
1	CB-A-01	生产井
2	CB-A-02H1	生产井
3	CB-A-03H1	生产井
4	CB-A-04	生产井
5	CB-A-05H1	生产井
6	CB-A-06H1	生产井

7	CB-A-07H1	生产井
8	CB-A-08H1	生产井
9	CB-A-09	注水井
10	CB-A-10H1	生产井
11	CB-A-11	生产井
12	CB-A-12	生产井
13	CB-A-13	注水井
14	CB-A-14H1	生产井
15	CB-A-15H1	生产井
16	CB-A-16H1	生产井
17	CB-A-17H2	生产井
18	CB-A-18H1	生产井
19	CB-A-19	生产井
20	CB-A-20	生产井
21	CB-A-21	生产井
22	CB-A-22H1	生产井
23	CB-A-23	生产井
24	CB-A-24	生产井
25	CB-A-25	生产井
26	CB-A-26	注水井
27	CB-A-27	水源井
28	CB-A-28	水源井（已停用）
29	CB-A-29M	生产井
30	CB-A-30H1	生产井
31	CB-A-31H1	生产井
32	CB-A-32H	生产井

（2）埕北 B 区工程组成

①主体工程

埕北 B 区分为 3 座平台，井口平台（简称 D/P）和生活动力平台（简称 U/A）及综合处理平台（简称 S/L），其间有栈桥相连。D/P 平台是 16 腿导管架平台，为井口平台，其跨距为 9m×12m，面积为 27m×36m，并设置了 4 层甲板，即上层甲板、中层甲板、下层甲板、底层甲板。U/A 平台是一个 9 腿导管架平台，共设置三层甲板，在平台上设置了公用系统和生活居住区（定员 80 人），公用系统包括：发电系统、蒸汽供给系统、燃油等为生产平台和生活平台提供动力需要。S/L 平台为综合处理平台，为 24 腿 24 主桩钢制导管架平台，桩径 1.219m，入泥 83m，桩间跨距 12m×12m，平台工作点高程为 7.45m，尺寸为 36m×60m，井口物流通过管道或栈桥输送至综合处理平台进行油气水三相分析和处理，处理合格储存在储罐内，外输。

②埕北油田 B 区井口利用情况

B 区共有 32 口井，生产井 28 口，注水井 3 口，水源井 1 口，其中水源井主要用于生

活用水。井口平面分布情况见图 2.2-14。生产井情况详见表 2.2-2。

表 2.2-2 埕北油田 B 区井口平台井数及现状

编号	井号	井型
1	CB-B-01	生产井
2	CB-B-02H1	生产井
3	CB-B-03H1	生产井
4	CB-B-04	生产井
5	CB-B-05	生产井
6	CB-B-06H1	生产井
7	CB-B-07	生产井
8	CB-B-08	生产井
9	CB-B-09	生产井
10	CB-B-10H1	生产井
11	CB-B-11	生产井
12	CB-B-12	生产井
13	CB-B-13H1	生产井
14	CB-B-14	生产井
15	CB-B-15	注水井
16	CB-B-16	生产井
17	CB-B-17H1	生产井
18	CB-B-18	注水井
19	CB-B-19	生产井
20	CB-B-20	注水井
21	CB-B-21H1	生产井
22	CB-B-22H1	生产井
23	CB-B-23H1	生产井
24	CB-B-24H1	生产井
25	CB-B-25	生产井
26	CB-B-26	生产井
27	CB-B-27	水源井
28	CB-B-28H1	生产井
29	CB-B-29H1	生产井
30	CB-B-30H	生产井
31	CB-B-31H	生产井
32	CB-B-32H	生产井

(3) 海底管线

①CB-A 到 CB-B S/L 平台的混输管线（1.6km）；

②CB-B S/L 平台至 CB-A 区的注水海底管道；

③渤西管网至埕北油田 A 区 D/P 平台的输气管线；

④CB-B 区 S/L 平台至 CB-A 区的海底电缆（1.6km）；

渤西南联网供气项目已经从渤西南燃气管网铺设了一根 19km, 4"支管到 CB-A 区 D/P 平台为埕北油田补充燃料气。详见下图 2.2-3。



图 2.2-3 渤西管网至埕北油田 A 区 D/P 平台的输气管线

(4) 公用工程

公用工程主要包括供电系统、给排水系统、供热系统等及其他公用设施，见表 2.2-3。

供电系统：本工程生产井口平台供电采用双燃料往复式发电机，燃料供给利用油田自产伴生天然气。

给水系统：油田生活用水由水源井供给。

排水系统：生活平台上产生的生活污水经生活污水装置处理达标后排放，生产废水经三级处理合格后，部分回注，其余排海。其它含油污水、初期雨水等通过平台上设置的开/闭式排放系统，进入原油集输生产流程，不外排。

注水系统：油田注水采用处理合格的生产水回注。

供热系统：原油集输采用加热炉；采用燃料为油田自产伴生气。

表 2.2-3 主要公用工程一览表

工程内容	主要设备
CB-A 区 U/A 平台	生活设施
	淡水系统及生活污水处理系统
	开闭排系统
CB-A 区 D/P 平台	钻修井系统
	开闭排系统

	火炬系统
CB-B 区 U/A 平台	生活设施
	淡水系统及生活污水处理系统
	火炬系统
CB-B 区 D/P 平台	钻修井系统
	开闭排系统
CB-B 区 S/L 平台	原油处理系统
	生产水处理系统
	开排闭排系统
	储罐系统（3 个储罐）
	惰气系统
	外输系统

（5）环保工程

埕北油田 A/B 区主要环保设施见表 2.2-4。

表 2.2-4 埕北油田 A/B 区主要环保设施一览表

	名称	规格	设备
环保工程	含油生产水处理系统	处理能力为 17400m ³ /d	生产水撇油器、浮选设备系统、双介质过滤器
	生活污水处理系统	CB-A 区 U/A 平台、CB-B 区 U/A 平台各设一套，处理能力为 120 人/d	SWCM-300 型一体化污水处理装置
	开闭排系统	各平台均设一套	开排沉箱、开排罐、开排泵、闭排罐、闭排泵
	火炬系统	A、B 区各设一套	火炬分液罐、火炬点火盘

2.2.2.2 原有工艺流程

（1）D/P 平台物流集输工艺流程

A、B 区 D/P 井口平台的生产物流经计量后分别通过海管和栈桥输送到 CB-B 区 S/L 平台进行处理。见图 2.2-4。

（2）CB-B 区 S/L 平台（综合处理平台）工艺系统介绍

CB-A 区的井口物流经过计量后通过海管输送到 B 区综合处理平台，CB-B 区的井流进行计量后通过栈桥输送到 B 区综合处理平台，在 CB-B 区 S/L 平台上的油气水分离设施及水处理设施处理后，将原油处理到合格原油输送到原油储罐储存，用穿梭油轮输送到用户。综合处理 S/L 平台处理合格的生产水将分别输送至 CB-A 区和 CB-B 区井口平台进行回注，部分外排。CB-B 区 S/L 综合处理平台物流工艺流程见图 2.2-5。

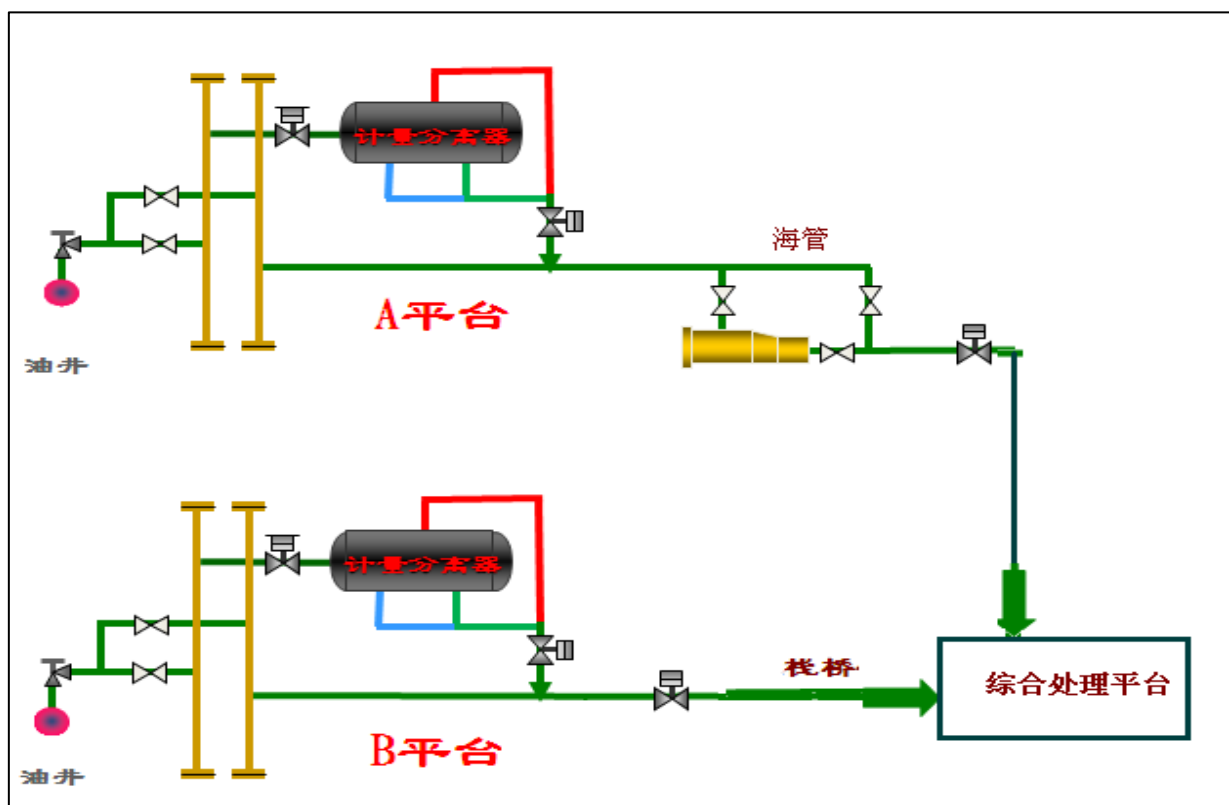


图 2.2-4 埕北油田 A、B 区井口物流集输工艺流程图

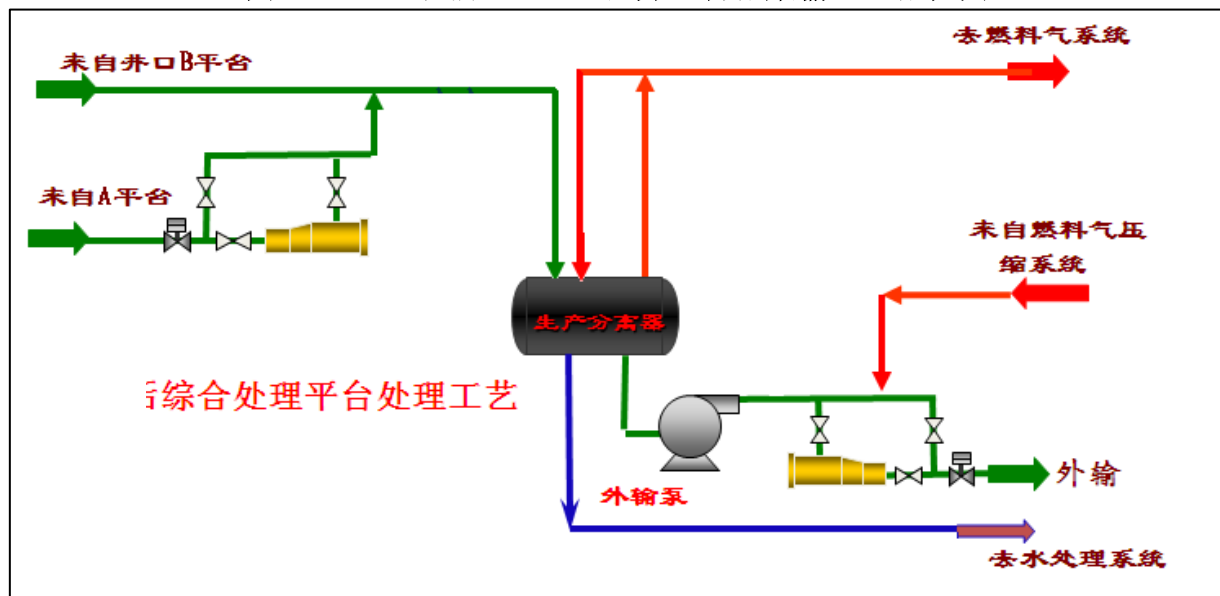


图 2.2-5 CB-B 区 S/L 综合处理平台物流工艺流程图

①生产物流处理工艺流程

CB-A 区 D/P 平台生产的油气水和渤西南管网输送来的天然气三相物流经 1.6km 海底管道送至 CB-B 区 S/L 平台后与来自 CB-B 区 D/P 平台油气水井流物混合后送至一级分离器，一级分离器设两台，并列操作，单台最大设计处理能力为 $9200\text{m}^3/\text{d}$ (液)、 $49000\text{Sm}^3/\text{d}$ (气)，一级分离器分离出的伴生气和燃料气送至 CB-B 区 D/P 平台的往复式发电机和蒸汽锅炉使用，分离出的生产水送至生产水系统进行处理，分离出的含水原油送至二级分离器。

一级分离器分出的原油经二级分离器进料换热器和入口加热器加热至 85℃后送至二级分离器。二级分离器操作压力为 150kPaA，操作温度 85℃，二级分离器设一台，设计最大处理能力为 3400m³/d（液）、1500Sm³/d（气），二级分离器的伴生气经综合处理平台火炬冷放空处理；

二级分离器分出的原油经电脱水器入口加热器加热到 110℃后送至电脱水器。电脱水器的操作压力为 550kPaA。经电脱水器处理后原油的含水率将降至 0.5%（wt）以下，处理合格的原油经换热器冷却至 95℃后送至 S/L 平台的原油储罐进行储存，电脱水器脱除的生产水送至生产水系统进行处理。原油处理能力为 50.75×10⁴m³/a（1450m³/d），液体处理能力为 644×10⁴m³/a（18400m³/d），伴生气处理能力：4.8×10⁴m³/d，天然气处理能力：12×10⁴m³/d。

原油处理系统工艺流程见图 2.2-6。

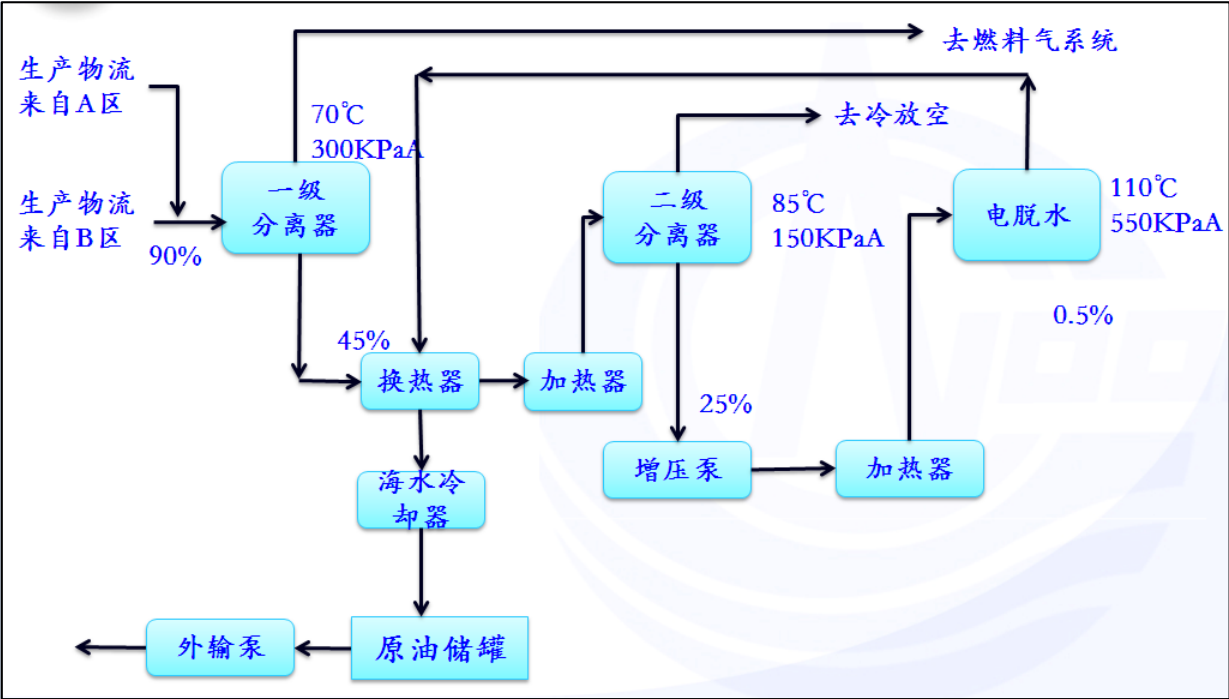


图 2.2-6 原油处理系统工艺流程

在原油处理过程中，需取用海水作为冷却水，取水量为 1206.47m³/d，热交换后全部表层排放入海，海水井口温度为 22℃，出口温度为 24~29℃，排水最大温升不超过 7℃，排放口位置见图 2.2-7。

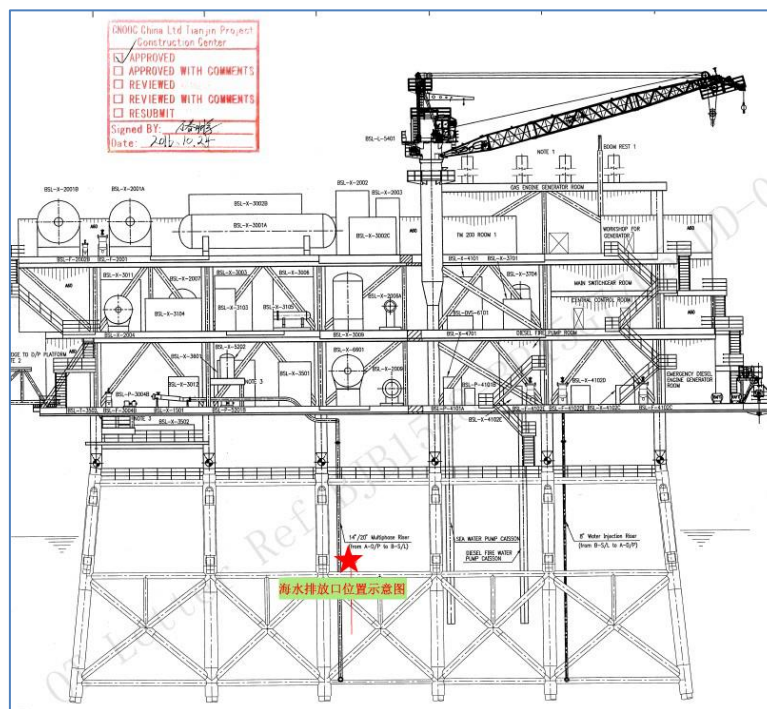


图 2.2-7 冷却水排放口位置图

②含油生产水处理流程

埕北油田生产水处理系统设生产水撇油器、浮选设备系统、双介质过滤器三级处理流程，含油生产水处理系统的最大设计处理能力为 $17400\text{m}^3/\text{d}$ 。撇油器分离的污油返回至一级分离器，生产水则泵送至浮选设备系统。三套浮选设备分出的污油将送至离心式分离器进行油水分离，分离出的含油生产水送回污水沉降罐，分离出的污油返回系统。经浮选设备系统处理后的生产水送至双介质过滤器进行处理，处理合格的部分生产水送至清净水罐进行缓冲并供注水需求，其余排海。生产水处理能力： $609 \times 10^4\text{m}^3/\text{a}$ ($17400\text{m}^3/\text{d}$)。

含油生产水处理工艺流程见图 2.2-8。

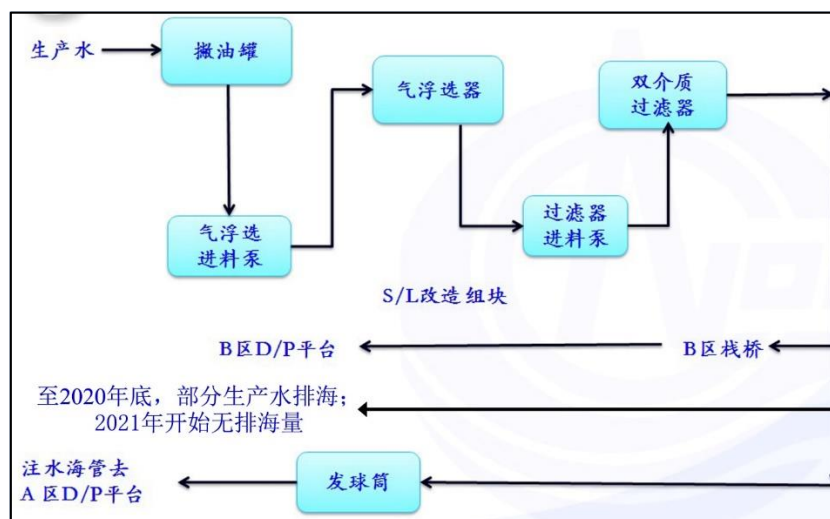


图 2.2-8 含油生产水处理系统工艺流程

③燃料气系统

B 区平台上设有燃料气处理系统和火炬系统对伴生天然气进行利用或处置。工艺流程见图 2.2-9。

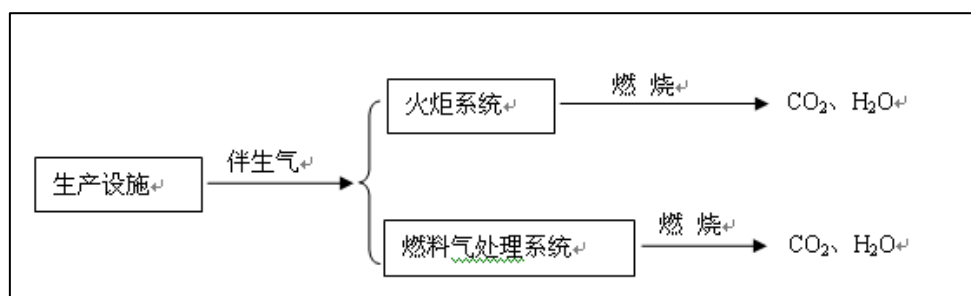


图 2.2-9 燃料气处理系统工艺流程

④注水系统

CB-B 区 S/L 平台处理合格的生产水将分别送至 CB-A 区的 D/P 平台和 CB-B 区的 D/P 平台进行回注。注水工艺流程见图 2.2-10。

(3) U/A 平台生活污水处理工艺流程

U/A 平台配备 SWCM-300 型一体化污水处理装置，采用生物化学原理相结合的方法处理，其出水水质指标满足《海洋石油开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）中的一级标准要求，可满足 120 人/d 的处理量。生活污水处理工艺流程详见下图 2.2-11。

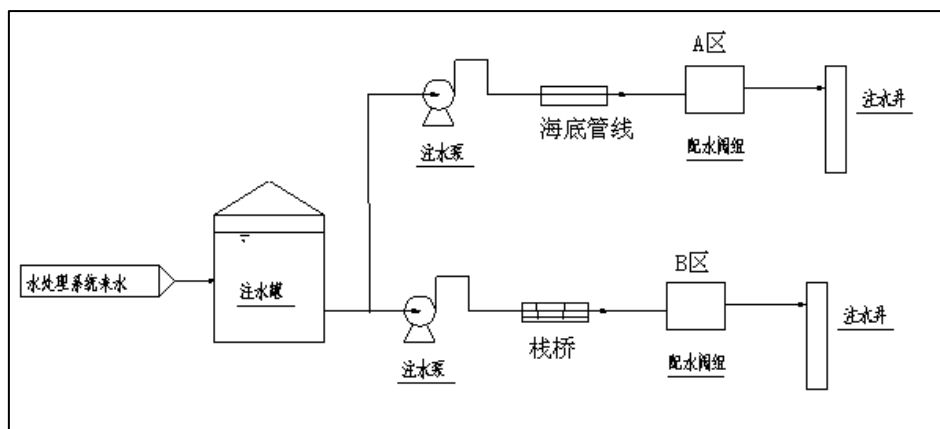


图 2.2-10 注水系统工艺流程

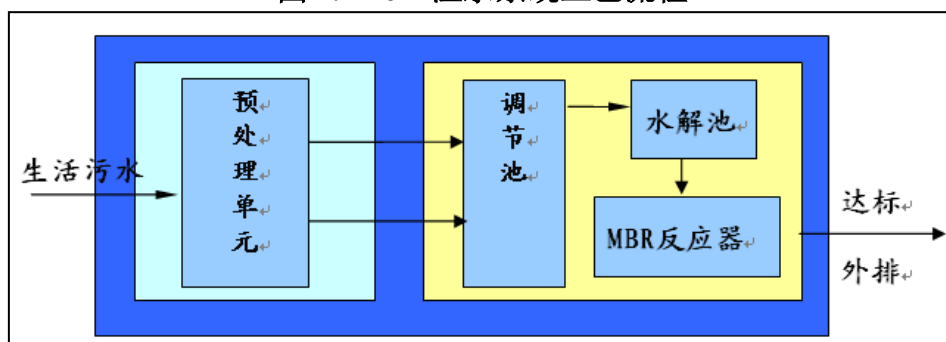


图 2.2-11 U/A 平台生活污水处理工艺流程

2.2.3 埕北油田开发工程回顾

(1) 油田开发历程

①1972 年发现埕北油田东营组主力油层，1977 年 12 月油田东营组主力油层投入试采，1985 年中日合作开发并钻开发井 52 口，建 A、B 两座平台。1987 年 6 月全面投产。

②2010 年，埕北油田 A 平台和 B 平台区域进行调整，调整的具体内容为“埕北油田共布置调整井 10 口，埕北油田 A 区区域布置 6 口调整井，包括生产井 3 口，注水井 1 口，其中 1 口利用 A 区预留槽口，其余井侧钻。生产井采油方式为机械采油和注水开发相结合；埕北油田 B 区布置 6 口调整井（西区 6 口，东区 2 口），其中 6 口为生产井，利用平台预留槽口；2 口为注水井，进行侧钻。生产井采油方式为机械采油和注水开发相结合。”

③2012 年，埕北油田 A 平台和 B 平台区域进行了第二次调整，调整的主要内容为“在 A、B 区布置 20 口调整井，其中 A 区布置 10 口调整井，B 区布置 10 口调整井，利用 20 口低效、低产井进行侧钻”，调整井投产后平台上总的井数不发生变化，调整后的总井数为 66 口，其中 22 口处于停产状态。

④2015 年，埕北油田将油田 A 区生产平台和 B 区生产平台改造为井口平台，B 区储罐平台改造为综合处理平台，新建 A 区生产平台至 B 区储罐平台的混输管线、电缆、注水管线各一条，长 1.6 千米，原 A 区生产平台至 B 区储罐平台的输油管线清洗后原地封存。同时，对 A 去生活平台和 B 区生活平台进行适应性改造。

⑤2017 年，埕北油田在 A/B 区布置 9 口调整井，其中 A 区 6 口生产井，B 区 3 口，均利用低效、低产井进行侧钻，调整井投产后平台上总的井数不发生变化，调整后的总井数为 64 口。

(2) 与本项目相关的环境影响报告书批复情况

①《埕北油田开发工程海洋环境影响后评价报告书》

该油田于 2005 编制了《埕北油田开发工程海洋环境影响后评价报告书》，该报告书于 2005 年 12 月通过专家评审。本评价在此主要引用后评价的主要结论，根据环境影响后评价得出：油田生产没有发生过溢油事故；该油田的环境保护措施可行；对环境的影响程度和范围均在油田所处海域可接受程度。根据实际情况，在后评价报告中核算出污染物总量控制指标，见表 2.2-5。

表 2.2-5 埕北油田总量控制指标

污染物	年平均排放量	最高排放速率	平均浓度
生产废水	150×10 ⁴ m ³ /a	5000m ³ /d	≤30mg/L

生活污水	2738m ³ /a	—	—
------	-----------------------	---	---

《埕北油田开发工程海洋环境影响后评价报告书》（2005 年）在备案时虽然没有收到反馈的复函文件，但之后的历次环境影响评价报告都是以该报告中的总量控制指标为准，另外，埕北油田于 2015 年编制了《埕北油田海洋环境影响后评价报告书》，并于 2015 年 6 月通过专家评审。《埕北油田海洋环境影响后评价报告书》（2015 年）中提到：“根据 2005 年《埕北油田开发工程海洋环境影响后评价报告书》，油田的含油生产水总量指标为 150×10⁴m³/a。根据埕北油田多年来的统计资料，2005 年确定生产水总量控制指标后，油田生产水的最大排海量不超过 146.0163×10⁴m³/a，符合含油生产水排放量小于 150×10⁴m³/a 的总量控制指标。”《埕北油田海洋环境影响后评价报告书》（2015 年）于 2015 年 12 月获得了国家海洋局北海分局的备案（北海环函字【2015】20 号）（见附件 6）。

②《埕北油田 A/B 平台调整井项目海洋环境影响报告表》

《埕北油田 A/B 平台调整井项目海洋环境影响报告表》于 2010 年 10 月编制完成，其主要结论为：本次对埕北油田 A 平台和 B 平台区域进行调整，共布置 10 口调整井。主要是施工期对海洋环境产生一定的影响，但影响是有限的、短期且可恢复的；投入运营后，生产规模不增加，生产设施不增加，污染物种类不变，污染物排放量不超过现有水平。生产水经水处理系统处理达标后，部分回注地层，部分排海。因此，在积极落实本评价提出的防治措施的情况下，从环境保护角度讲，项目建设可行。

项目于 2010 年 11 月获得国家海洋局批复（国环海字[2010]672 号）（见附件 3），同意该工程建设，并提出如下意见：各项污染物的处理和排放应当符合国家有关规定和标准。钻井期间产生的油层段钻屑和水基钻井液应运回陆地交由有资质的单位处理。船舶机舱污水、生产期间产生的生活垃圾和生产垃圾应分类收集，运回陆地处理。生活污水经处理达标后方可排海。埕北油田含油生产水排放总量和排污混合区范围维持不变。切实落实风险防范对策措施，防止溢油事故发生。严格实施钻完井作业规程，开钻前应制定溢油应急计划并按规定上报审批，溢油应急计划未经批准不得进行钻井作业。发生事故时，应当立即采取有效措施，减轻事故对海洋环境特别是敏感目标的影响，并按照规定立即报告国家海洋局北海分局，及时通报渔业、海事、军队等有关部门。国家海洋局北海分局负责项目建设和生产期间环境保护的监督管理。

调整井项目钻井期间产生的油层段钻屑和水基钻井液均运回陆地交由有资质的碧海环保服务中心接收处理；船舶机舱污水、生产期间产生的生活垃圾和生产垃圾均分类收集，运回陆地处理；各生活污水均经处理达标后排海；天津分公司已于 2011 年 12 月编制了《埕北油田溢油应急计划》，并于 2012 年 5 月得到了海洋主管部门的批复。针对调整井项目油

田应该按照已经批复的溢油应急计划做好各种溢油应急准备和响应，尤其是钻完井期间落实好各种溢油应急措施。应严格按照油田已经批复的溢油应急计划做好各种溢油应急准备和响应工作。

③《埕北油田 A、B 平台 20 口调整井项目海洋环境影响报告表》

《埕北油田 A、B 平台 20 口调整井项目海洋环境影响报告表》的主要结论是：本次对埕北油田 A、B 平台进行调整，共布置 20 口调整井，分三年进行实施。主要是施工期对海洋环境产生一定的影响，但影响是有限的、短期且可恢复的；投入运营后，生产规模不增加，生产设施不增加，污染物种类不变，污染物排放量不超过现有水平。生产水经水处理系统处理达标后，部分回注地层，部分排海。因此，在积极落实本评价提出的防治措施的情况下，从环境保护角度讲，项目建设可行。

项目于 2013 年 4 月获得了国家海洋局的批复（国海环字【2013】194 号）（见附件 4），同意该工程建设，并提出应特别注意以下问题：①工程污染物的处理和排放应当符合国家有关规定和标准。油层段钻屑、油层段水基钻井液、机舱含油污水和生产垃圾全部运回陆地交由有资质的单位处置；非油层段水基钻井液、非油层段钻屑可间歇排海；生活污水经处理达标后方可排海；含油生产水排放总量控制指标维持不变；生活垃圾全部运回陆地处理。②加强生产管理，优化注采方案。③切实落实风险防范对策措施，防止溢油事故发生。

④《埕北油田海洋环境影响后评价报告书》

埕北油田于 2014 年编制了《埕北油田海洋环境影响后评价报告书》，并于 2015 年 6 月通过专家评审。报告书主要结论为：埕北油田位于渤海湾西部海域，油田主要生产设施包括埕北 A 区 2 座平台、B 区 3 座平台和 1 条输油海底管线。油田采用的设备、工艺和节能、减排对策措施符合清洁生产的要求。对海洋环境可能产生的影响方面也采取了一系列主动的、切实可行的环境保护措施，各项污染物均有相应的处理措施。油田开发生产存在一定溢油风险。油田在溢油防治措施上也进行了充分地考虑，从工程设施的抗环境荷载能力、各关键部位的探测报警和应急关断系统以及为防止可能发生的溢油而配备的溢油应急回收设备，并编制了相应的溢油应急计划报北海分局备案。该油田的溢油事故风险是非常低的，油田生产至今没有发生过溢油事故。综合评价认为该油田的环境保护措施可行，对环境的影响程度和范围均在油田海域处于可接受程度。

项目于 2015 年 12 月获得了国家海洋局北海分局的备案（北海环函字【2015】20 号）（见附件 6）。

⑤《埕北油田设备设施整体升级改造项目环境影响报告书》

《埕北油田设备设施整体升级改造项目环境影响报告书》的主要结论为：本工程位于渤海湾西部海域，工程选址符合《全国海洋功能区划》（2011~2020 年）。拟建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。工程拟采用的施工设备、工艺和节能、减排对策措施符合清洁生产的要求。拟改造工程施工期间，管线电缆铺设等对海水水质、海洋沉积物和海洋生态环境的影响属于短期的可恢复性质，工程建设和营运对周边海域的水文动力和冲淤环境的影响较小。2016 年 7 月-2020 年油田生产过程中产生的含油生产水处理后 $150 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 排放、其余回注地层，2021 年后含油生产水全部回注地层，不会对工程附近海域水质产生不良影响。拟改造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，应采取具有针对性的安全保护措施和切实有效的溢油应急防范对策措施。建设单位在油田调整开发过程中在严格落实本报告中提出的各项环境保护措施和溢油风险防范措施的基础上，从海洋环境保护角度讲，工程建设可行。

报告书于 2015 年 7 月获得了国家海洋局的批复（国海环字【2015】332 号）（见附件 5），同意该工程建设，并提出注意以下问题：①工程污染物的处理和排放应当符合国家有关规定和标准。②加强注水作业管理，防止地质性溢油事故发生。③切实落实生态保护措施，合理安排施工作业时间。④定期对海底管道进行检测与维护，及时发现并消除事故隐患。⑤严格落实环境风险防范对策措施，制定溢油应急计划报国家海洋局北海分局备案。⑥加强与海军北海舰队等有关部门的沟通，及时通报有关情况，防止项目建设与运营对军事设施和军事活动产生影响。

⑥《埕北油田 9 口调整井工程环境影响报告表》

《埕北油田 9 口调整井工程环境影响报告表》主要结论为：本次对埕北油田 A、B 平台进行调整，共布置 9 口调整井，全部为生产井，均利用老井侧钻。施工期对海洋环境产生的影响是有限的、短期且可恢复的；投入运营后，生产设施不增加，污染物种类不变，污染物排放量不超过原环评总量批复水平。生产水经水处理系统处理达标后，部分回注地层，部分排海。因此，在积极落实本报告表提出的防治措施的情况下，调整井工程建设可行。

报告表于 2017 年 2 月获得国家海洋局的批复：《国家海洋局关于埕北油田 9 口调整井工程环境影响报告表的批复》（国海环字[2017]69 号）（附件 7），同意该工程建设，并提出注意以下问题：①污染物的处理和排放应当符合国家有关规定和标准。②加强钻完井工程管理，防止井喷和火灾爆炸事故发生。③切实落实环境风险防范措施，配备与油田规模相适应的溢油应急设备与物资。④切实落实生态保护措施，合理安排作业时间，尽量减少入

海悬浮沙的影响面积，严格控制非油层段水基钻井液和钻屑的排放速度，其排放应避免工程所在海域主要经济鱼类的产卵盛期（6月），最大限度减少对海洋环境和渔业资源的影响。

⑦《埕北油田 A/B 区 9 口调整井工程环境影响报告表》

《埕北油田 A/B 区 9 口调整井工程环境影响报告表》主要结论为：本次对埕北油田 A、B 平台进行调整，共布置 9 口调整井，其中 7 口生产井，2 口注水井，均利用老井侧钻。施工期对海洋环境产生的影响是有限的、短期且可恢复的；投入运营后，生产设施不增加，污染物种类不变，污染物排放量不超过原环评总量批复水平。生产水经水处理系统处理达标后，部分回注地层，部分排海。因此，在积极落实本报告表提出的防治措施的情况下，调整井工程建设可行。

报告表于 2018 年 8 月获得生态环境部的批复：《关于埕北油田 A/B 区 9 口调整井工程环境影响报告表的批复》（环审[2018]70 号）（附件 8），同意该工程建设，并提出注意以下问题：①污染物的处理和排放应当符合国家有关规定和标准。②严格执行作业规程和安全规程，加强随钻监测，配备安全有效的防喷设备和良好的压井材料及井控设备，建立健全井控管理系统。③加强注水作业管理，防止地质性溢油事故发生。④切实落实环境风险防范措施，配备与油田规模相适应的溢油应急设备和物资。⑤切实落实生态环境保护措施，合理安排施工作业时间，严格控制钻屑和钻井液的排放速率，钻屑和钻井液排放应避免主要经济鱼类的产卵盛期（6月），最大限度的减轻对海洋生态环境和渔业资源的影响。

与本工程相关的环评报告书批复情况见表 2.2-6。

（3）与本项目相关的竣工验收情况

国家海洋局于 2017 年 11 月 6 日对埕北油田设备设施整体升级改造项目进行了竣工验收的批复：《国家海洋局关于埕北油田设备设施整体升级改造项目环保设施竣工验收的复函》（国海环字【2017】523 号）（见附件 9）

表 2.2-6 与本工程相关的环评报告书及批复情况

报告名称	审批文号	批复的工程内容	批复要求	落实情况
埕北油田开发工程海洋环境影响后评价报告书（2005 年）	/	埕北油田 A、B 平台，1 条 A 平台→B 平台的输油管道	后评价结论为：①油田生产没有发生过溢油事故；②该油田的环境保护措施可行；③对环境的影响程度和范围均在油田所处海域可接受程度。 后评价报告中核实并给出了总量控制指标。	
埕北油田 A/B 区调整井项目海洋环境影响报告表（2010 年）	《关于埕北油田 A / B 平台调整井项目海洋环境影响报告表核准意见的复函》（国海环字 [2010]672 号）	对 A/B 平台区域进行调整，其中 A 平台布置 6 口调整生产井，一口利用平台预留槽口，其余三口侧钻；B 平台布置 6 口调整井，其中 6 口为生产井，利用平台预留槽口，两口为侧钻注水井。	①各项污染物的处理和排放应当符合国家有关规定和标准。钻井期间产生的油层段钻屑和水基钻井液应运回陆地交由有资质的单位处理。 ②船舶机舱污水、生产期间产生的生活垃圾和生产垃圾应分类收集，运回陆地处理。 ③生活污水经处理达标后方可排海。 ④埕北油田含油生产水排放总量和排污混合区范围维持不变。 ⑤切实落实风险防范对策措施，防止溢油事故发生。严格实施钻完井作业规程，开钻前应制定溢油应急计划并按规定上报审批，溢油应急计划未经批准不得进行钻井作业。发生事故时，应当立即采取有效措施，减轻事故对海洋环境特别是敏感目标的影响，并按照规定立即报告国家海洋局北海分局，及时通报渔业、海事、军队等有关部门。国家海洋局北海分局负责项目建设和生产期间环境保护的监督管理。	①调整井项目钻井期间产生的油层段钻屑和水基钻井液均运回陆地交由有资质的碧海环保服务中心接收处理；非油层段钻屑和水基钻井液送往国家海洋局天津海洋监测中心检验合格后，原井位间歇直接排海；船舶机舱污水、生产期间产生的生活垃圾和生产垃圾均分类收集，运回陆地处理；各生活污水均经处理达标后排海； ②自调整以来含油生产水排放未超过核准总量； ③天津分公司已于 2011 年 12 月编制了《埕北油田溢油应急计划》，并于 2012 年 5 月得到了海洋主管部门的批复，同时天津分公司于 2014 年对原溢油应急计划进行了完善并进行了备案，备案证明详见附件 10。溢油应急设备器材根据备案的《埕北油田溢油应急计划》进行了调整，临近有效期的消油剂进行更换，数量和型号已在海洋主管部门备案。
埕北油田 A、B 区 20 口调整井项目海洋环境影响	《国家海洋局关于埕北油田 A、B 平台 20 口调整井项目	在埕北油田 A、B 平台共布设 20 口调整井，其中 A 平台上布设 10 口调整井：均为生产井，B 平台上布设 10 口调整井：均为生产井。	①各项污染物的处理和排放应当符合国家有关规定和标准。钻井期间产生的油层段钻屑和水基钻井液应运回陆地交由有资质的单位处理。 ②船舶机舱污水、生产期间产生的生活垃圾	①调整井项目钻井期间产生的非油层段钻屑排放量 788.2m ³ ，非油层段水基钻井液排放量 234m ³ ，送往国家海洋局天津海洋监测中心检验合格后，原井位间歇直接排海。调整井项目钻井期间产生的油层段钻屑和水基钻井液均运回

报告表 (2012 年)	海洋环境影响报告表核准意见的批复)(国海环字[2013]194号)		和生产垃圾应分类收集,运回陆地处理。 ③生活污水经处理达标后方可排海。 ④埕北油田含油生产水排放总量和排污混合区范围维持不变。 ⑤切实落实风险防范对策措施,防止溢油事故发生。严格实施钻完井作业规程,开钻前应制定溢油应急计划并按规定上报审批,溢油应急计划未经批准不得进行钻井作业。发生事故时,应当立即采取有效措施,减轻事故对海洋环境特别是敏感目标的影响,并按照规定立即报告国家海洋局北海分局,及时通报渔业、海事、军队等有关部门。国家海洋局北海分局负责项目建设和生产期间环境保护的监督管理。	陆地交由有资质的碧海环保服务中心接收处理;船舶机舱污水、生产期间产生的生活垃圾和生产垃圾均分类收集,运回陆地处理;各生活污水均经处理达标后排海; ②自调整以来含油生产水排放未超过核准总量; ③天津分公司已于 2011 年 12 月编制了《埕北油田溢油应急计划》,并于 2012 年 5 月得到了海洋主管部门的批复,同时天津分公司于 2014 年对原溢油应急计划进行了完善并进行了备案,备案证明详见附件 10。溢油应急设备器材根据备案的《埕北油田溢油应急计划》进行了调整,临近有效期的消油剂进行更换,数量和型号已在海洋主管部门备案。
埕北油田设备设施整体升级改造项目环境影响报告书 (2015 年)	《国家海洋局关于埕北油田设备设施整体升级改造项目环境影响报告书核准意见的批复)(国海环字[2015]332号)	(1) 新建工程: ①新建一条 CB-A 到 CB-B S/L 平台的混输管线 (1.6km); ②新建 CB-B 区 S/L 平台至 CB-A 区的海缆 (1.6km); ③新建 CB-B 区 S/L 平台至 CB-A 区的注水管线 (1.6km); (2) 改造工程: ①CB-A 区生活平台 (U/A) 改造,生产平台 (D/P) 改造为井口平台及其上部组块的适应性改造; ②CB-B 区生活平台 (U/A) 改造,生产平台 (D/P) 改造为井口平台及其上部组块的适应性改造; ③储罐平台改造 (S/L 平台),拆除 3 个储罐,在空位上建 3 层甲板,放置油气水处理等设	①工程污染物的处理和排放应当符合国家和标准。 ②加强注水作业管理,防止地质性溢油事故发生。 ③切实落实生态保护措施,合理安排施工作业时间。 ④定期对海底管道进行检测与维护,及时发现并消除事故隐患。 ⑤严格落实环境风险防范对策措施,制定溢油应急计划报国家海洋局北海分局备案。 ⑥加强与海军北海舰队等有关部门的沟通,及时通报有关情况,防止项目建设与运营对军事设施和军事活动产生影响。	①项目施工和运营期间,严格落实各项环境保护措施,生活污水经平台生活污水处理装置处理达标后排放,含油生产水经含油生产水处理装置处理达标后部分回注、部分排放,生产垃圾和生活垃圾运回陆上进行处理。 ②在生产运营过程中,严格遵守操作规程,关注注水操作过程和地层压力水平,认真落实地质性溢油风险防范措施,密切关注风险因素,编制了《埕北油田溢油应急计划》,并按照要求配备应急设备与设施。 ③管线施工作业尽量缩短施工周期,合理选择作业时间,管道挖沟作业避开该海域主要经济鱼类产卵期 (6 月) 施工,以减少对鱼卵和仔鱼的影响。 ④定期对海底管道进行检测与维护,并存有记录。 ⑤天津分公司已编制了《埕北油田溢油应急计划》,并报北海分局备案。

		施，改造为综合处理平台。 (3)CB-A 区 U/A 平台至 CB-B 区 S/L 平台的输油管线清洗后原地封存。		
埕北油田海洋环境影响后评价报告书 (2015 年)	《国家海洋局北海分局关于埕北油田海洋环境影响后评价报告书备案意见的函》 (海北环函字[2015]20 号)	埕北 A 区分为两座平台，生产平台（简称 D/P）和生活动力平台（简称 U/A），其间有栈桥相连。 埕北 B 区分为 3 座平台，生产平台（简称 D/P）、生活动力平台（简称 U/A）和储罐平台（简称 S/L），其间有栈桥相连。1 条 CB-A 区 D/P 至 CB-B 区 S/L 平台输油管线，1 条渤西管网至埕北油田 A 区 D/P 平台的输气管线。	后评价结论为： ①油田采用的设备、工艺和节能、减排对策措施符合清洁生产的要求。 ②各项污染物均有相应的处理措施。 ③该油田的溢油事故风险是非常低的，油田生产至今没有发生过溢油事故。综合评价认为该油田的环境保护措施可行，对环境的影响程度和范围均在油田海域处于可接受程度。 整改建议： ①油田的污水排放量较大，因此应加强污水回注方案的研究，适当增加污水的回注量，并确保有效地实施和落实； ②建议油田作业公司将本次后评价工作成果及时归档。	①加强污水回注方案的研究，增加污水的回注量。为增加注水量，埕北油田对现有的注水设备进行定期维护保养，减少故障率，确保注水时率，在现有基础上增加注水量，减少排海量。天津分公司已启动埕北油田设备设施改造项目，2016 年该项目实施以后，逐步增加 2 口回注井，在国家海洋局允许的最大排海量 150 万方/年，剩余生产水除 Ed 组油藏所需注入水外全部回注馆陶组地层。整改完成时间为 2016 年 12 月 31 日。 ②加强环保设备的管理和日常维护。定期对环保设备进行检查和维护保养，对生产水处理系统和生活污水装置定期检查，根据水质监测情况，合理安排维护保养周期，使设备处于最佳状态运行，提高水质处理处理的效果，确保达标排放。整改完成时间为 2015 年 12 月 22 日。 ③加强海底管道的后期监测。埕北油田现场对管道入口压力、温度与出口压力、温度在线监测数据进行日常记录分析。定期开展船舶巡线工作，并做好巡线记录。2016 年埕北油田实施设备设施改造项目，届时铺设新海管，原有海管将封存，新设计的海管有更加完备的监控装置。整改完成时间为 2016 年 12 月 31 日。 ④加强溢油应急设备和器材管理。埕北油田制定了溢油应急物资检查制度，定期对现场溢油应急设备和器材、物资的检查，确保应急设备随时处于可用状态。整改完成时间 2015 年 12 月 20 日。 ⑤本次后评价工作成果将及时归档，并上传至

				公司内部信息系统中进行电子档案存档。整改完成时间为2015年11月30日。
《埕北油田9口调整井工程环境影响报告表》 (2017年)	《国家海洋局关于埕北油田9口调整井工程环境影响报告表的批复》 (国海环字[2017]69号)	埕北油田A、B平台进行调整，共布置9口调整井，全部为生产井，均利用老井侧钻	①污染物的处理和排放应当符合国家有关规定和标准。 ②加强钻完井工程管理，防止井喷和火灾爆炸事故发生。 ③切实落实环境风险防范措施，配备与油田规模相适应的溢油应急设备与物资。 ④切实落实生态保护措施，合理安排作业时间，尽量减少入海悬浮沙的影响面积，严格控制非油层段钻屑和水基钻井液的排放速度，其排放应避开工程所在海域主要经济鱼类的产卵盛期（6月），最大限度减少对海洋环境和渔业资源的影响。	①油层段钻屑、油层段水基钻井液和机舱含油污水全部运回陆上交由有资质单位处理；生产垃圾和生活垃圾分类收集运回陆上处理；非油层段钻屑和水基钻井液、生活污水和部分含油生产水处理达标后排海。其余含油生产水处理达标后回注地层。 ②工程实施过程中，严格落实操作规程，制定钻完井计划，落实井控措施，建立健全井控管理系统，采取有效井眼防撞措施，加强过程监控。 ③制定了《埕北油田溢油应急计划》，并报北海分局备案。同时按照要求配备溢油应急设备和设施。 ④按照要求落实生态保护措施。
《埕北油田A/B区9口调整井工程环境影响报告表》 (2018年)	《关于埕北油田A/B区9口调整井工程环境影响报告表的批复》 (环审[2018]70号)	埕北油田A、B平台进行调整，共布置9口调整井，其中7口生产井，2口注水井，均利用老井侧钻	①污染物的处理和排放应当符合国家有关规定和标准。 ②严格执行作业规程和安全规程，加强随钻监测，配备安全有效的防喷设备和良好的压井材料及井控设备，建立健全井控管理系统。 ③加强注水作业管理，防止地质性溢油事故发生。 ④切实落实环境风险防范措施，配备与油田规模相适应的溢油应急设备和物资。 ⑤切实落实生态环境保护措施，合理安排施工作业时间，严格控制钻屑和钻井液的排放速率，钻屑和钻井液排放应避开主要经济鱼类的产卵盛期（6月），最大限度的减轻对海洋生态环境和渔业资源的影响。	①油层段钻屑、油层段水基钻井液和机舱含油污水全部运回陆上交由有资质单位处理；生产垃圾和生活垃圾分类收集运回陆上处理；非油层段钻屑和水基钻井液、生活污水和部分含油生产水处理达标后排海。其余含油生产水处理达标后回注地层。 ②工程实施过程中，严格落实操作规程，制定钻完井计划，落实井控措施，建立健全井控管理系统，采取有效井眼防撞措施，加强过程监控。 ③制定了《埕北油田溢油应急计划》，并报北海分局备案。同时按照要求配备溢油应急设备和设施。 ④按照要求落实生态保护措施。

(4) 风险排查及风险事故回顾

埕北油田在生产过程中，严格执行中海油天津分公司各项安全环保制度。建设单位定期对海管进行巡检，未出现悬空、腐蚀等情况，如发现悬空、腐蚀等情况会及时进行处理，海管运行至今，未发生过破裂泄漏事故。

建设单位于 2014 年 9 月~2014 年 11 月，对埕北 A 区至埕北 B 区原油管线进行了路由勘察，无裸露，悬空和腐蚀的现象。

建设单位于 2016 年 10 月至 11 月完成了埕北 A 区至埕北 B 区平台的海管和电缆立管、及近平台段潜水探摸调查作业和管缆调查工作。调查结果：混输管线和注水管线各有 2 处裸露，均位于平台下造坡段。其他节点埋深均不小于 1.5m，同时未发现悬空、腐蚀及其他异常情况。

自投产至今，未发生过井喷溢油事故，也未发生过跑、冒、滴、漏等其他类型事故。

(5) 与本项目相关的溢油应急计划及批复情况

中海石油（中国）有限公司天津分公司已经编制了《埕北油田溢油应急计划》，并报国家海洋主管部门备案（见附件 10）。针对调整井工程油田应该按照备案的溢油应急计划做好各种溢油应急准备和响应，尤其是钻完井期间落实好各种溢油应急措施。

(6) 环保设施的改造更新情况回顾

埕北油田设备设施整体升级改造项目已经在 2015 年编制了《埕北油田设备设施整体升级改造项目环境影响报告书》，于 2015 年 7 月获得了国家海洋局的批复（国海环字[2015]332 号），该项目中环保设施的改造更新情况见表 2.2-7。

表 2.2-7 埕北油田改造前后工程变化情况一览表

项目		改造前（A 区/B 区）	改造后（合计）	备注
环保设施变化情况	生活污水处理设施	生物化学原理相结合的方法	生物化学原理相结合的方法	不变，仍利用原来的生活污水处理设施
	开闭排系统	埕北 A 区、B 区 D/P 均设有一套开闭排系统	埕北 A 区、B 区 D/P、S/L 均设有一套开闭排系统	更新 A 区、B 区 D/P 上的开闭排系统；埕北 B 区 S/L 平台新增一套开闭排系统
	含油生产水处理系统	埕北 A 区、B 区 D/P 均设有一套含油生产水系统	埕北 B 区 S/L 设有一套含油生产水处理系统	原埕北 A 区、B 区 D/P 上的含油生产水处理系统停用，全部物流输送至埕北 B 区 S/L 进行处理

(7) 含油生产污水和生活污水达标排放分析

①埕北油田监测设备配备情况

埕北油田监测设备配备情况见表 2.2-8。

表 2.2-8 埕北油田监测设备配备情况描述

平台名称	生产水和生活污水检测实验室情况描述
U/A 平台 (生活污水处理)	消解器 (HACH DRB200) 和化学需氧量测量仪 (HACH DR3900)。同时每月取样 2 次, 送至陆地有资质的检测单位进行测定; 每季度取样 1 次, 送至国家海洋局监测站进行测定。
S/L 平台 (含油生产水处理)	生产水化验设备: 含油分析仪, 电子天平, 恒温培养箱, 真空泵, 库尔特颗粒计数器, 亚铁、铁离子测试管和比色管, 含氧测试管和比色管, 含硫测试管和比色管。 化验设备: 哈希公司 DRB200 加热器和哈希公司 DR3900 分析仪。
人员	在中海石油 (中国) 有限公司天津分公司的统一领导下进行, 并纳入该公司的 HSE (健康、安全、环保) 管理体系之中。环境管理机构设置专人负责环境保护工作, 实行定岗定员, 岗位责任制, 负责各生产环节的环境保护管理, 保证环保设施的正常运行。平台配备两名专职化验人员, 确保一人在岗。

②含油生产水排放情况

含油生产水利用 CB-B 区 S/L 平台上的油气水分离设施及水处理设施处理。

表 2.2-9 CB-B 区 S/L 平台生产水处理监测结果

月份	2018 年		2019 年	
	生产水产生量(m ³)	平均浓度(mg/L)	生产水产生量(m ³)	平均浓度(mg/L)
1 月	232314.5	8.5	236603	8.4
2 月	206163.89	8.9	226853	8.8
3 月	251523.79	9.7	247197	9.7
4 月	248644.36	9.6	216607	9.1
5 月	250635.71	8.9	228639	8.7
6 月	219868.31	9.4		
7 月	213849.64	9.9		
8 月	226102	9.2		
9 月	242598.99	8.6		
10 月	248830	9.9		
11 月	229719	8.8		
12 月	245867	8.0		

表 2.2-10 CB-B 区 S/L 平台生产水水质检测项目

序号	检测项目		检测频率	目前检测值	达标值
1	控制指标	含油量（mg/L）	1 次/天	9	≤30
2		悬浮固体含量（mg/L）	1 次/天	2.6	≤10
3		悬浮物粒径中值（μm）	1 次/周	2.52	≤4
4		平均腐蚀率（mm/a）	1 次/3 月	0.02	≤0.076
5		SRB（个/ml）	1 次/周	10	≤25
6		TGB(个/ml)	1 次/周	0	≤n×10 ⁴
7		IB(个/ml)	1 次/周	0	≤n×10 ⁴

③生活污水排放情况

CB-A 区 U/A 平台、CB-B 区 U/A 平台各设一套, 处理能力为 120 人。生活污水每周本平台化验员检测 1 次, 每 2 周送往中海油节能减排监测中心 (其 CMA 认证), 每月送往国

家海洋局天津海洋监测中心进行 1 次监督性检测。埕北油田 A、B 区生活污水处理设施监测结果见表 2.2-11/2.2-12。

表 2.2-11 埕北油田 A 区生活污水处理设施监测结果

月份	2017 年		2018 年		2019 年	
	生活污水产生量(m ³)	COD 浓度(mg/L)	生活污水产生量(m ³)	COD 浓度(mg/L)	生活污水产生量(m ³)	COD 浓度(mg/L)
1 月	245.34	131	395.99	64	470.67	62.5
2 月	235.96	49.2	470.6	60	423.86	72.5
3 月	361.31	125	485.29	61.75	438.67	72.5
4 月	374.66	129	442.65	99.5	329.33	70
5 月	384	165	485.31	101.75	356.01	69.25
6 月	437.32	166	441.61	87.2		
7 月	399.99	58.8	344	59		
8 月	499.92	72	391.97	79		
9 月	494.62	84	317.33	61		
10 月	497.29	84.9	348	68.75		
11 月	439.66	109	412	74.5		
12 月	406.66	113	485.33	59.75		

表 2.2-12 埕北油田 B 区生活污水处理设施监测结果

月份	2017 年		2018 年		2019 年	
	生活污水产生量(m ³)	COD 浓度(mg/L)	生活污水产生量(m ³)	COD 浓度(mg/L)	生活污水产生量(m ³)	COD 浓度(mg/L)
1 月	197.82	137.05	302.18	29	330.67	80
2 月	281	39.7	267.69	29.5	310.66	128.5
3 月	287.3	68.5	252.33	44.5	382.67	57.9
4 月	293.99	38.85	314.6	31	385.33	51.4
5 月	247.31	37	407.66	55	442.69	63
6 月	215.58	62	395.97	49		
7 月	254.22	25	460	62		
8 月	350.2	42.5	474.66	64.5		
9 月	304.35	62	410.66	109		
10 月	292.38	29	429.29	60.5		
11 月	267.7	92.5	306.68	72.2		
12 月	313.3	64	381.32	71.1		

④含油生产水和生活污水稳定达标分析

通过对改造前和改造后的含油生产水排放水质进行统计分析可知：CB-B S/L 平台含油生产水处理设施处理后石油类含量变化范围在（8.0~9.9）mg/L 之间，改造后的含油生产水的处理效果良好，符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012），同时符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）中一级标准（平均值 20.0mg/L，一次容许值 30.0mg/L）的要求。所以本工程以及依托工程生产水能够达到排放和回注水质标准，符合设计要求。

通过对埕北油田 A、B 区生活污水处理设施排水的水质进行统计分析可知：埕北油田 A

区生活污水处理设施处理后出水水质 COD 浓度在 (49.2~166)mg/L 之间, 排放浓度符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008) 中一级标准 (300mg/L) 的要求; 埕北油田 B 区生活污水处理设施处理后出水水质 COD 浓度在 (25~137.05) mg/L 之间, 排放浓度符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008) 中一级标准 (300mg/L) 的要求。所以本工程以及依托工程生活污水能够达标排放, 处理效果良好, 符合设计要求。

由此可见: 埕北油田 A、B 区生活污水处理设施和 CB-B S/L 平台含油生产水处理设施运行情况良好, 出水水质达标, 建议在实际运行过程中, 加强生产水处理装置和生活污水处理装置的维护保养和规范操作, 确保达标可靠。

(8) 埕北油田产能现状

埕北产能现状见表 2.2-13。

表 2.2-13 埕北油田产能现状 (2019)

平台	油 (m ³ /d)	气 (10 ⁴ m ³ /d)	水 (m ³ /d)
CB-A 区井口平台	■	■	■
CB-B 区井口平台	■	■	■
埕北油田	■	■	■

2.2.4 调整井项目建设规模及内容

2.2.4.1 项目基本情况

埕北油田现有井 64 口, 其中生产井 55 口, 水源井 3 口 (1 口停用), 注水井 6 口, 水源井主要用于生活取水。

本工程拟利用老井侧钻实施 1 口注水井 CB-A-04H1, 是由生产井经侧钻调整为注水井, 钻完井采用修井机进行作业; B33H、B34H、B35H、B36H 为内挂 4 口注水井, 钻完井作业采用钻井船进行作业。

表 2.2-14 埕北油田平台井口统计表

平台名称	现有井 (槽) 数		本次调整井拟建井数		调整后合计	备注
	已建井数	预留井槽			井数	
CB-A D/P 平台	32 口 (27 口生产井+3 口注水井+2 口水源井)	0 口	1 口	注水井 1 口 (生产井侧钻为注水井)	32 口 (26 口生产井+4 口注水井+2 口水源井)	CB-A-04H1 将生产井调整为注水井
CB-B D/P 平台	32 口 (28 口生产井+3 口注水井+1 口水源井)	0 口	4 口	注水井 4 口 (均为内挂井槽)	36 口 (28 口生产井+7 口注水井+1 口水源井)	B33H、B34H、B35H、B36H 内挂 4 口注水井

表 2.2-15 调整井井身基本参数 (1 口侧钻, 4 口内挂井槽)

调整井	井身长度	井眼直径
-----	------	------

A04H1	----	72m 侧钻
	330m	16"
	2014m	12-1/4"
	601m	8-1/2"
B33H	200m	19-1/2"
	800m	16"
	2084m	12-1/4"
	601m	8-1/2"
B34H	200m	19-1/2"
	1000m	16"
	2303m	12-1/4"
	602m	8-1/2"
B35H	200m	19-1/2"
	1200m	16"
	2565m	12-1/4"
	600m	8-1/2"
B36H	200m	19-1/2"
	1000m	16"
	2526m	12-1/4"
	600m	8-1/2"

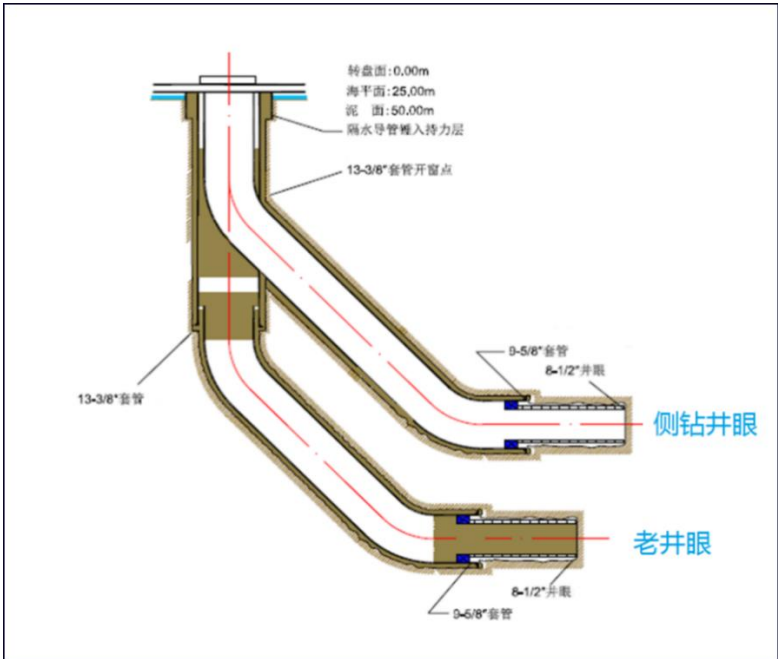


图 2.2-12 本项目侧钻井井身结构示意图

埕北油田 A 区井位布置见图 2.2-13，埕北油田 B 区井位布置见图 2.2-14。

图 2.2-13 埕北油田 A 区井位布置图

图 2.2-14 埕北油田 B 区井位布置图

图 2.2-15 B 区平台内挂井槽位置图

2.2.4.2 原油、伴生气性质

(1) 地面原油性质

(1) 地面原油性质

根据样品分析结果，埕北油田原油属于高粘度重质原油。A、B 区各主力油层产出原油性质分别见表 2.2-16。

表 2.2-16 埕北油田基础数据

油田开采基本参数		开采现状 (A 平台)	开采现状 (B 平台)
井口深度	井口直径	井口深度	井口深度
井口深度	井口直径	井口深度	井口深度
井口深度	井口直径	井口深度	井口深度
井口深度	井口直径	井口深度	井口深度
井口深度	井口直径	井口深度	井口深度
井口深度	井口直径	井口深度	井口深度
井口深度	井口直径	井口深度	井口深度

(2) 地层原油性质

通过 PVT 样品分析，本工程 A、B 平台各主力油藏的地层原油性质见表 2.2-17。

表 2.2-17 地层原油性质表

油田开采基本参数	开采现状 (A 平台)	开采现状 (B 平台)
井口深度	井口深度	井口深度
井口深度	井口深度	井口深度
井口深度	井口深度	井口深度
井口深度	井口深度	井口深度
井口深度	井口深度	井口深度

(3) 伴生气性质

原油伴生气数据见表 2.2-18。

表 2.2-18 原油伴生气数据

组分	Vol (%)
组分	Vol (%)
组分	Vol (%)
组分	Vol (%)

为稳定埕北油田产能，本次 5 口注水井计划于 2020 年建成，2021 年开始注水。注水前和注水后的产能变化情况见下表。

[illegible][illegible]

2.2.4.4 原有设施处理能力校核

27

CB-A 区 D/P 平台和 CB-B 区 D/P 平台生产的油气水及渤西南管网输送来的天然气三相物流送至 CB-B 区 S/L 平台生产物流处理装置，经一级分离器处理后，伴生气和燃料气送至 CB-B 区 D/P 平台的往复式发电机和蒸汽锅炉使用，分离出的生产水送至生产水系统进行处理，分离出的含水原油送至二级分离器。经二级分离器处理后，伴生气经综合处理平台火炬冷放空处理，处理合格的原油经换热器冷却至 95℃后送至 S/L 平台的原油储罐进行储存，电脱水器脱除的生产水送至 B 区 S/L 平台生产水系统进行处理。处理合格的含油生产水部分回注，剩余的排海。埕北油田调整后油气水处理可行性分析见表 2.2-20。

表 2.2-20 埕北油田调整后油气水处理可行性分析 (m³/d)

依托设施	设计能力	调整前最大处理量	新增最大量	调整后最大处理量	是否可行
B 区 S/L 平台原油处理系统 (m³/d)	1450	■	■	■	可行
B 区 S/L 平台液体处理系统 (m³/d)	18400	■	■	■	可行
B 区 S/L 平台伴生气处理系统 (×10⁴m³/d)	4.8	■	■	■	可行
B 区 S/L 平台生产水处理系统 (m³/d)	17400	■	■	■	可行

由表 2.2-20 可知，埕北油田 S/L 平台的设计处理能力大于本次调整井投产后进入 S/L 平台的最大产能，项目依托可行。

B、管线输送能力校核

本次埕北油田 A、B 区调整井工程实施后，油田产量增加，需要对以下海管进行校核：CB-A→B 区 S/L 平台混输管线和 B 区 S/L 平台→CB-A 注水管线。其它相关管线由于输送量与本次调整前没有发生变化，因此不进行校核。调整井工程实施后混输管线校核情况见表 2.2-21。

表 2.2-21 调整井工程实施后混输管线

序号	校核内容	油气水混输海管	
		CB-A→B 区 S/L 混输管线	B 区 S/L→CB-A 注水管线
1	设计压力 (kPa)	1600	2100
	操作压力 (kPa)	795	1600
2	设计温度 (℃)	100	100
	操作温度 (℃)	70	53

从表 2.2-21 可以看出，本次调整井实施后混输海底管道和注水的输送压力、输送温度均未超出原设计参数，由此可见，依托管线可以满足要求。

2.2.4.5 原有设施使用寿命校核

《埕北 A 平台延长设计使用年限评估项目-CB-A-U/A 平台导管架延长设计使用年限防腐评估报告》中明确：“基于 2017 年 5 月的检测数据，CB-A-U/A 平台导管架阴极保护系统

满足导管架延寿到 2028 年的要求。基于设计资料和 2017 年的检测报告，目前导管架处于良好保护状态。按照相关规范推断在不存在特殊破坏的情况下，导管架阴极保护系统可以满足导管架延寿至 2028 年的需求。”

《埕北 A 平台延长设计使用年限评估项目-CB-A-D/P 平台导管架延长设计使用年限防腐评估报告》中明确：“基于 2017 年 5 月的检测数据，CB-A-D/P 平台导管架阴极保护系统满足导管架延寿到 2028 年的要求。基于设计资料和 2017 年的检测报告，目前导管架处于良好保护状态。按照相关规范推断在不存在特殊破坏的情况下，导管架阴极保护系统可以满足导管架延寿至 2028 年的需求。”

通过对埕北油田设备设施进行延长设计使用年限进行评估可知，埕北油田设备设施目前处于良好保护状态，可以继续使用。

2.2.4.6 依托管线冲刷悬跨的可依托性

根据 2016 年 11 月完成的《埕北油田设备设施整体升级改造项目海管海缆后调查服务完工报告》可知：管沟经过一段时间的回淤作用已被填平，区域内在管沟处水深未见有明显的变化；自 CB-B-S/L 平台至 CB-A-D/P 平台，在 CB-B-S/L 平台端发现混输管线、注水和电缆各有 1 处裸露，在 CB-A-D/P 平台端发现混输管线、注水混输管线和电缆各有 1 处裸露，路由段其他均部分管缆均处于埋藏状态，裸露的管线和电缆上均覆盖有水泥压块。

混输管线 2 处裸露总长度约 169.5m，均位于平台下造坡。通过探测可知，所探测的管线节点埋深在 0.0m 至 2.4m 之间，其中埋深 0.0m 的节点均位于近平台膨胀的节点均位于近平台膨胀弯处，1 处节点埋深为 0.9m，位于管线路由至膨胀弯的造坡段，其他节点埋深均不小于 1.5m。注水管线 2 处裸露总长度约 128.7m，均位于平台下造坡段。管线节点埋深在 0.0m 至 2.4m 之间，其中埋深 0.0m 的节点均位于近平台膨胀弯处，2 处节点埋深为 0.1m 及 1.2m，位于管线路由至膨胀弯的造坡段，其他节点埋深均不小于 1.5m。电缆 2 处裸露总长度约 175.9m，均位于平台下造坡段。

近平台段潜水检查结果：近平台段管缆外观均未发现明显机械损伤等异常，管卡及螺栓良好无松动，无丢失，阳极良好，未发现明显腐蚀等异常好，法兰及螺栓良好，无松动，无丢失。

由此可见，依托海管海缆运营状态良好，阳极良好，没有出现悬空现象，所以管线依托可行。

2.2.4.7 调整井建设方案

（1）调整井钻井方式

本次调整井 A 区平台侧钻井利用修井机进行钻完井作业，B 区平台内挂井槽利用钻井船进行作业，钻井液采用水基钻井液。

①原井处置方式（A04H1）：

起出原生产管柱，依据《海洋弃井规范》要求对老井眼进行弃置，注水泥塞封堵储层，套铣、切割、打捞 7"套管，注水泥塞至侧钻点附近，下入斜向器至侧钻点，12-1/4"井眼开窗侧钻，下 9-5/8"套管，固井，8-1/2"井眼钻井，下 7" 尾管，固井，6" 井眼水平段作业，下入注水管柱。

②侧钻井钻井工艺：

钻井施工时普通井段施工采用 PDC 钻头，在有防碰风险的井段使用牙轮钻头进行作业。起出原生产管柱，并依据《海洋弃井规范》要求对老井眼进行弃置，注弃井水泥塞，下入斜向器至侧钻点，12-1/4"井眼开窗侧钻，下 9-5/8"套管，固井，8-1/2"井眼钻井，钻进至着陆井深，下 7" 尾管，固井，6" 井眼水平段作业。

③完井方式：

推荐定向井采用套管射孔完井，推荐水平井采用裸眼完井。生产井砾石充填防砂。生产管柱中均下有井下安全阀与生产封隔器，可以有效地实现地层与地面的隔离，保障在发生事故时井筒的安全，防止发生溢油事故。

④固井设计：

9-5/8"套管采用单级双封固井，首浆返入 13-3/8"套管鞋上下 100m（合格段），尾浆返至最上一个油气层顶部 150m 以上；7"尾管采用尾管固井，水泥浆返至尾管挂顶部。

（2）内挂井槽及平台改造施工方案：

导管架改造——陆地分片预制后使用拖轮运输至海上，利用导链等工具就位；首先管卡连接水下井口片，其次焊接连接水上井口片。

组块改造——陆地单根预制完毕后使用拖轮运输至海上，利用导链等工具就位；首先新增结构主梁，然后拆除结构主梁，最后对原平台结构进行局部加强。

钻井船进行钻完井作业。

（2）施工安排

本次在埕北油田 A、B 区井口平台布设 5 口调整井，计划取得批复后 1 个月后将开始施工，按照 A 区井口平台、B 区井口平台的顺序实施调整井作业，A 区井口平台施工期为 25 天，B 区井口平台施工期为 180 天，总计 205 天。计划于 2021 年投产运营。

埕北油田调整井施工作业天数约为 205 天，施工作业人数 A 区井口平台 75 人，B 区井

口平台 60 人。作业期间，生活污水依托钻井支持船上的生活污水处理设施处理达标后排海。本次调整井工程施工安排见表 2.2-22。

表 2.2-22 本次调整井工程施工安排

序号	项目		内容
1	施工天数	A 区井口平台	25 天
		B 区井口平台	180 天
2	施工人数	A 区井口平台	75 人
		B 区井口平台	60 人
3	施工船舶	1 条钻井船	
		1 条支持船	

(3) 依托工程情况

本工程不涉及生产水设施、回注水设施、管线及其他生产设施的新建和改造。B 区内挂井槽时首先对导管架、组块进行改造；利用钻井船钻入隔水套管，钻井船钻井作业后再安装隔水套管水下楔块和位于隔水套管上的阳极。

2.2.4.8 平台改造

A 区调整井建设已利用原井侧钻，不进行平台改扩建。B 区 D/P 内挂井槽需要对平台进行适应性改造：内挂 2 个井槽，均为单筒双井，实施 4 口注水井，位于平台东井区北侧。

整体施工流程：首先对导管架进行清理、加强改造区域，破坏性拆除干涉甲板，然后对导管架、组块进行改造；利用钻井船钻入隔水套管，钻井船钻井作业后再安装隔水套管水下楔块和位于隔水套管上的阳极。改造施工约 180 天，施工人数约 60 人。具体工作量如下：

一、结构改造：

- 1.导管架水上水平层 EL.(+)4.65m 新增隔水套管导向结构，新增结构与老平台焊接连接；
- 2.导管架水下水平层 EL.(-)4.35m 新增隔水套管导向结构，新增结构与老平台管卡连接；
- 3.PD3 模块顶甲板拆除滑轨及底部结构梁，做井口盖板。；
- 4.PD3 模块生产二甲板拆除部分小梁，新增围壁结构；
- 5.PD3 模块生产一层甲板拆除部分结构梁，新增围壁结构；
- 6.组块上层下层甲板拆除部分结构梁，改造为井口区结构。

二：设备设施改造：

1. 新增一个注水管汇，连接新老管汇和井口管线；
- 2.新增 1 个标准机柜，放置新增的控制点；
- 3.新增 1 个井口控制盘，设置 4 个单井模块，同时预留 2 个备用模块的空间；
- 4.新增消防喷头；

5.导管架水下结构和隔水套管新增阳极。

6.库房风机移位；

其他电仪小型接线改造。

2.2.4.9 公用工程改造

本工程供水、供电、生产用热、注水、排水系统等公用工程利用原有工程装置，不另行新建或者扩容。

2.2.4.10 环保工程改造

本工程投产后生活平台生产定员不增加，含油生产水和生活污水处理依托原处理设施，无另行新建或扩容工程。拟调整工程在井口平台实施作业，不增加生产定员，不影响依托工程生活平台的运营，本次评价不再进行生活污水处理能力分析。

2.2.4.11 原项目和调整（井）后项目工程变化对比

埕北油田 A、B 区井口平台生产的物流混输至 CB-B S/L 平台进行处理处置，含油生产水处理依托 CB-B S/L 平台进行处理。原项目和调整井项目建成后工程变化情况对比结果见表 2.2-23。

表 2.2-23 埕北油田调整井实施后项目工程变化情况对比表

项目		CB-B S/L 平台 设计处理能力	调整前进入 CB-B S/L 平台 (最大)	调整井工 程产能增 量 (最大)	调整后进入 CB-B S/L 平台 (最大)	备注
产 能	油 (m ³ /d)	1450				调整井实施后， 进入综合处理 平台处理的产 能不超过设计 处理能力
	气 (×10 ⁴ m ³ /d)	4.8				
	水 (m ³ /d)	17400				
埕 北 油 田 平 台 结 构	CB-A D/P 平 台	D/P 为 16 腿导 管架钢结构	D/P 为 16 腿导 管架钢结构	不扩建	不变	与原环评一致
	CB-B D/P 平 台	D/P 为 16 腿导 管架钢结构	D/P 为 16 腿导 管架钢结构	内挂 2 个井 槽，均为单 筒双井，平 台进行适 应性改造	内挂 2 个井 槽，均为单 筒双井，平 台进行适 应性改造	

生产物流集输	井口物流通过管道或栈桥输送至综合处理平台进行油气水三相分离和处理，处理合格储存在储罐内，外输。	井口物流通过管道或栈桥输送至综合处理平台进行油气水三相分离和处理，处理合格储存在储罐内，外输。	不改造	不变	与原环评一致
公用工程	供水、供电、生产用水、排水系统	利用原有项目装置	不扩建	不变	与原环评一致
环保工程	利用 U/A 平台生活污水处理装置进行生活污水处理，含油生产水在 S/L 平台处理	利用原有项目装置	不改造	不变	与原环评一致
CB-A U/A 平台生产定员	76 人	76 人	不增加	不变	与原环评一致
CB-B U/A 平台生产定员	80 人	80 人	不增加	不变	与原环评一致
生产天数	350 天	350 天	不增加	不变	与原环评一致

2.3 工程分析

2.3.1 原有污染物排放情况

(1) 废水

根据对油田的调查，井口平台水污染源主要包括含油生产水、甲板冲洗水、初期雨水等工业废水。

①含油生产水

埕北油田目前 A、B 区井口平台含油生产水的产生量为 11720m³/d。各自产出的物流经分离后，含油生产水经处理合格后回注至 A、B 区井口平台，剩余含油生产水外排。非正常工况下关井停产，含油生产水打循环处理，不排放。

②甲板冲洗水、初期雨水

埕北油田甲板冲洗水约 1m³/d，即 365m³/a，初期雨水 10.5m³/次。平台设置了开式排放系统，主要用来收集初期雨水和其他含油污水，再由开排泵将含油污水打入闭式排放系统；闭式排放系统主要收集平台上带压容器、闭排管线排放出的带压流体，当闭排罐内达到一定的液位时，由闭排泵将收集的液体打入生产管线，进入生产系统处理。

③生活污水

CB-A U/A 平台生产定员 76 人，CB-B U/A 平台生产定员 80 人，在生产阶段产生生活

污水。本工程所在的井口平台无生活污水产生。生产定员高峰期为 156 人，现有生活污水产生量为 13650m³/a；生活污水经生活平台上的生活污水处理设施处理达标后排海。

(2) 废气

埕北油田 2018 年产气量为 1415.8×10⁴m³/a，用作透平发电机和热介质锅炉的燃料。当油田生产的伴生气量高于油田所用的燃料气量时，多余的气体通过火炬系统燃烧放空处理。伴生的天然气属于清洁能源，燃烧过程中产生少量的氮氧化物等气体污染物，高空排放后对环境空气质量影响较小。本油田伴生气不含硫组分。

按照《第一次全国污染源普查工业污染源产排污系数手册》，每燃烧 1 万 m³ 天然气约产生 136259.17m³ 工业废气；NO_x 排放系数为：18.71kg/10⁴m³ 天然气；SO₂ 排放系数为：0.02S（注：二氧化硫的产排污系数是以含硫量（S）的形式表示的，单位为毫克/立方米）kg/10⁴m³ 天然气。通过以上计算，全油田伴生气各污染物产生量见表 2.3-1。

表 2.3-1 原有工程大气污染物产生量

污染物	工业废气量（m ³ /d）	NO _x （t/a）
全油田产生量	55.07×10 ⁴	26.49

(3) 固体废物

产生的一般工业固体废物主要为废弃的零件、边角料、包装材料等。本项目 A/B 区平台产生的一般工业固体废物量分别约为 103t/a、65t/a，共 168t/a。根据发布的《国家危险废物管理名录》（环境保护部令【第 39 号】）废弃的含油抹布、劳保用品属于危险废物豁免管理清单，可以混入生活垃圾处理，全过程不按危险废物管理，纳入豁免清单中全部环节豁免，全过程不按危险废物管理，全部运回陆地交由蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司接收处理。

产生的危险固废主要为含油固废，A/B 区平台产生的危险固废各约 150t/a，共 300t/a。全部运回陆地交由蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司接收处理。

产生的生活垃圾主要为作业人员食品废弃物、食品包装物和厨余物等。A/B 区平台 U/A 平台生活垃圾产生量为 274t/a。平台生活垃圾全部运回陆地交由蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司进行处理。

(4) 海水冷却水系统用水

在 CB-B S/L 平台原油处理过程中，需取用海水作为冷却水，取水量为 1206.47m³/d，热交换后全部表层排放入海，海水井口温度为 22℃，出口温度为 24~29℃，排水最大温升不超过 7℃。

现有工程污染物处理与排放情况见表 2.3-2。

表 2.3-2 现有工程污染物处理与排放情况表

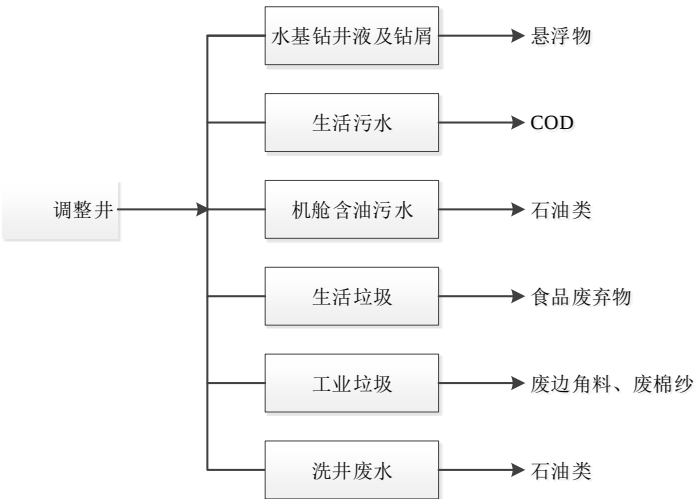
类别	污染物种类	现有工程污染物产生量	现有工程污染物排放量	备注
含油生产水 (m³/a)	石油类	248.08×10⁴	133.5×10⁴	114.58×10⁴ m³ 回注本油田。
生活污水 (m³/a)	COD	13650	13650	A、B 区生活平台产生生活污水，井口平台不产生
伴生气 (t/a)	NO _x	26.49	26.49	燃烧发电、火炬排放
固体废弃物 (t/a)	一般工业固体废物	168	0	运回陆地由有资质单位接收处理
	危险固废	300	0	
	生活垃圾	274	0	
甲板冲洗水 (m³/a)	石油类	365	0	全部进入原油集输流程
初期雨水 (m³/次)	石油类	10.5	0	全部进入原油集输流程
海水冷却水系统用水 (m³/天)	热污染	1200	1200	自然排海

2.3.2 拟建调整井污染源及污染防治措施

2.3.2.1 施工期污染源及污染防治措施

1、排污节点

根据钻完井工艺过程和生产工艺过程分析，本工程排污主要表现在施工期，即工程的钻完井阶段，生产阶段本工程生产设施及污染物处理主要依托原有项目的现有设施，工程污染物在原有项目的基础上基本不增加，因此以下主要对工程建设期进行污染物源强分析。排污节点如下：



2.3-1 排污节点图

2、污染源及防治措施

(1) 钻屑

①源强核算

钻完井过程中产生的钻屑分为钻井油层水基钻井液钻屑（以下简称“油层段钻屑”）和非钻井油层水基钻井液钻屑（以下简称“非油层段钻屑”）两类。钻屑的排放主要取决于井深和井身结构，参照井身结构可粗略估算出本工程排放的钻屑总量。计算公式如下：

$$V=k \times \pi R^2 \times h$$

式中：V---钻屑产生体积（m³）；k---系数，约为 1.6；π---3.14；R---井眼半径；h---井身长度。

本次拟建 5 口调整井，施工共产生钻屑量 2079.3m³，其中非油层段钻屑的产生量为 1947.33m³，油层段钻屑产生量为 131.97m³。

表 2.3-3 钻屑源强核算结果表

平台	井名	井深（m）	水平段长（m）	油层段水基钻屑（m³）	非油层段水基钻屑（m³）
A	A04H1	3017	601	26.40	274.90
B	B33H	3685	601	26.40	360.93
	B34H	4105	602	26.45	412.04
	B35H	4565	600	26.36	467.08
	B36H	4326	600	26.36	432.39
	B 平台小计			105.57	1672.43
合计				131.97	1947.33

②污染防治措施

本工程产生钻屑总量为 2079.3m³，其中油层段钻屑总量为 131.97m³，油层段钻屑采用岩屑箱回收，岩屑箱装满后再用拖轮运回码头，同时及时更换空岩屑回收箱到钻井平台备用，处理周期计划为一周一次，到码头后全部由有资质单位进行处理。非油层段钻屑（1947.33m³）排放需要满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级标准（不得排放油层段钻屑和钻井液）的要求，同时需要满足《海洋石油勘探开发污染物生物毒性分级》（GB18420.1-2009）一级标准（≥30000mg/L）的要求，非油层段钻屑排放还需按照《海洋石油勘探开发含油钻井泥浆和钻屑向海中排放审批事项服务指南》要求执行。若不符合排放要求，将随油层段水基钻井液和钻屑一起运回陆上处理。

本工程的非油层段钻屑总量为 1947.33m³，排放方式为连续排放，A 区井口平台非油层段钻屑总量为 274.9m³，施工期约为 25 天，非油层段水基钻屑总排放时间约为 15 天，平均排放速率约为 18.3m³/d；B 区井口平台非油层段钻屑总量为 1672.43m³，施工期约为 75 天，非油层段水基钻屑总排放时间为 70 天，平均排放速率约为 23.9m³/d。

（2）钻井液

①源强核算

钻完井过程中产生的钻井液分为钻井油层水基钻井液（以下简称“油层段水基钻井液”）

和非钻井油层水基钻井液（以下简称“非油层段水基钻井液”）两类。钻井液原则上要求循环使用，其排放环节主要有 4 个：外排钻屑粘附、固井置换、提钻携带以及钻井结束后一次性排放，计算公式如下：

$$V_{\text{泥浆}} = V_{\text{随钻}} + V_{\text{起钻}} + V_{\text{固井}} + V_{\text{一次}}$$

V 随钻—外排钻屑粘附泥浆总量 m³

V 固井—固井置换外排泥浆总量 m³

V 起钻—起钻时外排泥浆总量 m³

V 一次—钻井结束一次性外排泥浆总量 m³

本次拟建 5 口调整井，根据埕北油田钻完井钻井液产生量的经验值以及井身结构，该 5 口调整井产生钻井液总量为 3691.91m³，其中油层段水基钻井液 983.67m³，非油层段水基钻井液 2708.24m³。本工程钻井阶段钻井液产生情况见表 2.3-4。

表 2.3-4 钻井液排放情况表

平台	井名	井深（m）	水平段长（m）	油层段水基钻井液（m³）	非油层段水基钻井液（m³）
A	A04H1	3017	601	157.5	438.3
B	B33H	3685	601	188.25	504.31
	B34H	4105	602	204.08	562.43
	B35H	4565	600	221.42	623.81
	B36H	4326	600	212.41	579.38
	B 平台小计			826.17	2269.94
合计				983.67	2708.24

②污染防治措施

本次 5 口调整井工程钻井过程中，产生的非油层段水基钻井液产生量为 2708.24m³，油层段水基钻井液产生量为 983.67m³，合计 3691.91m³。钻完井阶段采用水基钻井液，循环使用，钻完井后于钻井结束后一次性排放，A、B 区井口平台分别排放。油层段水基钻井液运回陆地由有资质单位接收处理，非油层段水基钻井液（2708.24m³）在满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级标准（不得排放油层段钻屑和钻井液）的要求，同时需要满足《海洋石油勘探开发污染物生物毒性分级》（GB18420.1-2009）一级标准（≥30000mg/L）的要求，非油层段水基钻井液排放还需按照《海洋石油勘探开发含油钻井泥浆和钻屑向海中排放审批事项服务指南》要求排放。

钻井结束后，本工程的非油层段水基钻井液在埕北油田 A、B 区井口平台分别排放。钻井液排放环节主要有 4 个：外排钻屑粘附、固井置换、提钻携带以钻完井结束后的一次性排放。钻井结束后的一次性排放量最大，为 70 m³，排海速率限定为 35m³/h。

（3）洗井废水

生产井转注水井产生洗井废水约 100 m³/口，洗井水为生产水，主要污染物为石油类；

本工程共有 1 口生产井经侧钻后调整为注水井，共产生洗井水约为 100m³，产生的洗井废水进入含油生产水处理系统进行处理。

（4）一般工业固体废物

一般工业固体废物主要为钻完井和生产井转注水井更换管柱过程中产生的固体垃圾，以及平台改造产生的固体垃圾。主要为废弃的零件、边角料、油棉纱、包装材料等。本工程共钻井 5 口。按每钻 1 口井产生一般工业固体废物 0.5t 计算，则调整井工程产生一般工业固体废物为 2.5t。平台改造产生的一般工业固体废物（下脚料）约为 2t，总的一般工业固体废物产生量约为 4.5t，一般工业固体废物全部运回陆地由专业公司进行处理。一般工业固体废物全部运回陆地委托有资质单位进行处理。施工船舶上设有垃圾回收设施，用以收集施工期产生的一般工业固体废物和生活垃圾，处理周期计划为一周一次。

（5）生活污水和生活垃圾

本次调整井工程拟钻 5 口井，A 区平台侧钻井采用修井机进行钻完井作业，B 区平台内挂井槽 4 口注水井采用钻井船进行钻完井作业。施工总天数为 205 天，施工作业人数 A 区井口平台 75 人，B 区井口平台 60 人，生活垃圾运回陆地处理，生活污水依托钻井支持船上生活污水处理设施（120 人规格）处理达标后排海，生活垃圾运回陆上处理。本工程施工期产生的生活污水和生活垃圾见表 2.3-5。

表 2.3-5 生活污水和生活垃圾核算结果表

工程	工期	人数	污染物名称	产生负荷	产生量	排放量	处理方式
A 区井口平台	25 天	75 人	生活污水	0.35m ³ （人·天）	656.25m ³	656.25m ³	依托钻井支持船生活污水处理设施处理达标后排海
			生活垃圾	1.5kg（人·天）	2.8t	0t	运回陆上由蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司处理
B 区井口平台	180 天	60 人	生活污水	0.35m ³ （人·天）	3780m ³	3780m ³	依托钻井支持船生活污水处理设施处理达标后排海
			生活垃圾	1.5kg（人·天）	16.2t	0t	运回陆上由蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司处理

（6）船舶机舱含油污水

本次调整井工程施工期间使用 1 条钻井船、1 条钻井支持船，总工期 205 天。施工过程中会有少量机舱含油污水产生。机舱含油污水按每船每日 0.5m³ 计算，共产生机舱含油污水约 205m³。根据《沿海海域船舶排污设备铅封程序规定》，施工船舶机舱含油污水运回陆上进行处理。

(7) 噪声

工程钻完井过程中产生的噪声不会超过 60~80dB(A)，由于在海上工作远离居民点，其影响可以忽略。

(8) 大气污染

本工程施工期大气污染主要是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施工期的结束而结束。

(9) 施工期污染物排放及污染防治措施汇总

表 2.3-6 施工期污染物产生量汇总表

污染物名称	产生量	处理方式
油层段钻屑	131.97m ³	运回陆地由有资质单位接收处理
油层段水基钻井液	983.67m ³	
非油层段钻屑	1947.33m ³	在满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性分级》(GB18420.1-2009)的同时按照《海洋石油勘探开发含油钻井泥浆和钻屑向海中排放审批事项服务指南》要求排放
非油层段水基钻井液	2708.24m ³	
生活污水	4436.25m ³	依托钻井支持船上生活污水处理设施处理达标后排海
洗井废水	100m ³	进入含油生产水处理系统进行处理
一般工业固体废物	4.5t	运回陆地由蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司进行处理。
生活垃圾	19t	
船舶机舱含油污水	205m ³	

调整井施工期污染物为钻屑、钻井液、船舶机舱含油污水、生活污水、洗井废水、生活垃圾和一般工业固体废物。其中，非油层段钻屑和非油层段水基钻井液按照国家排放审批要求排海；油层段钻屑和油层段水基钻井液全部运回陆地交由蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司接收处理/处置；生活污水的主要污染因子为大肠杆菌、BOD₅以及SS，其产生量较小，经钻井支持船上生活污水处理设施处理达标后排海；洗井废水的主要污染因子为石油类，进入含油生产水处理装置进行处理处置；船舶机舱含油污水运回陆地由蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司接收处理；生活垃圾和一般工业固体废物（废弃边角料、棉纱等）等禁止排入海中，将集中装箱运回陆地，由蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司进行处理/处置。

2.3.2.2 运营期污染源及污染防治措施

(1) 废水

①含油生产水

本工程投产后，埕北油田含油生产水最大增量为 2931.1m³/d，即 101.6×10⁴m³/a（2024年）。调整井实施后，调整后埕北油田含油生产水处理、回注、排放量分析见表 2.3-7。

表 2.3-7 调整后埕北油田含油生产水处理、回注、排放量分析

年度	全油田生产水产生	回注需求量	水源井补	总排放量	原环评批复排海总量
----	----------	-------	------	------	-----------

	量 (10 ⁴ m ³ /a)	(10 ⁴ m ³ /a)	充水量	(10 ⁴ m ³ /a)	10 ⁴ m ³ /a(max)
2020	491.8	349.32	0	142.48	150
2021	590.4	590.4	0	0	0
2022	591.1	591.1	0	0	0
2023	592.7	592.7	0	0	0
2024	593.4	593.4	0	0	0
2025	592	592	0	0	0
2026	591.2	591.2	0	0	0
2027	580.2	580.2	0	0	0
2028	487.6	487.6	0	0	0
2029	435.5	435.5	0	0	0
2030	450.9	450.9	0	0	0
2031	466.6	466.6	0	0	0
2032	439	439	0	0	0

由表 2.3-7 可见，调整井工程实施后，含油生产水最大量为 593.4×10⁴m³/a（2024 年），回注量最大 593.4×10⁴m³/a（2024 年），总排海量为 142.48×10⁴m³/a，不超过原环评批复的 150×10⁴m³/a 的排海总量。非正常工况下关井停产，含油生产水打循环处理，不排放。

②其他含油废水

本工程依托埕北油田 A、B 区井口平台原有设施进行生产作业，不增加初期雨水、甲板冲洗废水的量。

（2）固体废物

工业固体废物污染源包括油田生产作业过程中产生的一般工业固体废物，新增调整井每口井一般工业固体废物产生量约为 1.0t/a。本次调整工程新增 4 口内挂注水井，新增一般工业固体废物产生量约为 4.0t/a。平台上设有垃圾回收设施，用以收集平台上产生的一般工业固体废物，处理周期计划为一周一次。

（3）伴生气

本工程投产后是为稳定埕北油田产能，不新增伴生气的量。

表 2.3-8 正常工况下调整井运营期新增污染物汇总表

类别	污染物种类	本项目新增量	排放方式
含油生产水 (m ³ /a)	石油类	101.6×10 ⁴ (2931.1m ³ /d, 最大值)	2020 年底前，含油生产水处理达标后 349.2 万方回注地层，剩余 142.48 万方排海；2020 年底开始实现全部达标回注
其他含油废水 (m ³ /a)	石油类	0	进入开闭排处理系统
固体废物 (t/a)	一般工业固体废物	4	运回陆上交由蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司处理

2.3.2.3 环保措施依托工程可行性分析

一、含油生产水处理可行性分析

本调整井项目实施后，埕北油田 A、B 区井口平台产生的含油生产水主要依托 CB-B 区 S/L 平台的生产污水处理系统，处理合格后部分回注，剩余的排海。依托工程生产污水处理

能力分析见表 2.3-9。

表 2.3-9 本次调整井投产后 CB-B 区 S/L 平台生产污水处理能力分析

项目	CB-B 区 S/L 平台设计处理能力	调整井投产前进入 CB-B 区 S/L 平台处理的量（最大）	本调整井投产后增量（最大）	调整井投产后进入 CB-B 区 S/L 平台处理的产能（最大）	是否可行
生产水处理系统， m ³ /d	17400	14181.8 (2020 年)	2931.1 (2024 年)	17112.9 (2024 年)	可行

通过表 2.3-9 可知，CB-B 区 S/L 平台上的生产污水的设计处理能力大于本次调整井投产后进入 CB-B 区 S/L 平台进行处理的最大产能，项目依托可行。

二、含油生产水排放可行性分析

埕北油田调整井工程实施后，含油生产水最大量为 $593.4 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ （2024 年），回注量最大 $593.4 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ （2024 年），总排海量为 $142.48 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，不超过原环评批复的 $150 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 的排海总量。非正常工况下关井停产，含油生产水打循环处理，不排放。2020 年底后生产水全部回注，不排放。

三、生产水回注可行性分析

（1）注采平衡分析

埕北油田 B 区 S/L 平台工艺处理过程中分离出的含油生产水经处理达标后回注至 A、B 区井口平台。本次调整井实施后，埕北油田注采平衡见表 2.3-10。由表可以看出：全油田生产水产生量大于平台回注水量，因此 S/L 平台达标的含油生产水量满足回注要求，注水工程可行。

表 2.3-10 调整井实施后埕北油田注采平衡表

年度	全油田生产水产生量 ($10^4 \text{m}^3/\text{a}$)	平台回注量 ($10^4 \text{m}^3/\text{a}$)	水源井补充水量	总排放量 ($10^4 \text{m}^3/\text{a}$)
2020	491.8	349.32	0	142.48
2021	590.4	590.4	0	0
2022	591.1	591.1	0	0
2023	592.7	592.7	0	0
2024	593.4	593.4	0	0
2025	592	592	0	0
2026	591.2	591.2	0	0
2027	580.2	580.2	0	0
2028	487.6	487.6	0	0
2029	435.5	435.5	0	0
2030	450.9	450.9	0	0
2031	466.6	466.6	0	0
2032	439	439	0	0

（2）回注方案合理性分析

①回注水需求量合理性分析

2021 年之前，埕北油田东营组计划增加注水井。回注方案原则是保持东营、馆陶 1:1

的注采平衡，优先满足东营油藏需求，其余全部回注馆陶，待馆陶地层亏空为零后，保持注采平衡，其余生产剩余水回注东营，按照此方案实施，东营与馆陶均不存在超注风险。

②目前，埕北油田水源井属于关停状态，没有采出水，因此无法通过减少水源井取水量的方式来减少达标生产水排海量。另外根据油田实际注水需求，本报告从减小含油生产水排放对海洋环境污染角度，分析减少达标含油生产水排放的可能性。具体分析如下：

1) 2021 年以前埕北油田生产污水全部回注地层可行性分析

该工程油藏方案以馆陶组为主要回注层。如果生产水剩余水全部回注到馆陶组，将增加回注地层地质性溢油风险。如果从 2019 年至 2020 年，实现生产水全部回注，对应 N_{1g} III 油组累积注采比将分别达到 4.3 和 4.7，地层压力超过原始地层压力幅度增加，若持续回注 N_{1g} III 油组，地质性溢油风险持续加大。

依据分析预测，以目前油藏方案及 E_{3d2} II 油组注水井注入能力，将生产污水全部回注 E_{3d2} II 油组，则注入压力远远超过最大注入压力，生产剩余水全部回注东营组地层无法实现。

2021 年将有油井因高含水量而关停。因此，可利用关停油井转注 E_{3d2} II 油组，降低地质性溢油风险。转注原则：根据地下油藏情况，后期在油井日产油量低于 5m³/d，含水率高于 98%，两个条件满足其一将油井转为注水井，同时做好地下压力监测，择机进行注水工作。

2) 2021 年以前埕北油田减小含油生产水排放可行性分析。

本次调整井投产后，按照目前注水方案，预测截止 2020 年 N_{1g} III 油组，累积注采比达最大值（1.0）。因此，提前减小排海量，注入量增大，会导致 2020 年 N_{1g} III 油组累积注采比大于 1，存在地质性溢油风险。随 2019 至 2020 年油田产水量提高，只有在维持生产水排放总量不变的情况下，方可确保 N_{1g} III 油组，累积注采比小于等于 1，保证地质性溢油风险可控。因此 2021 年前减少含油生产水的排放也是有很大难度的，不能实现。根据表 2.3-10 可知，2020 年埕北油田的生产水排放量为 142.48×10⁴m³/a，其余生产水回注地层，2021 年开始无生产水排放。

（3）回注水质达标分析

根据 CB-B S/L 平台回注水水质监测数据可知，回注水中石油类含量符合海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值（GB4914-2008）中一级标准（石油类≤20mg/L）的标准要求，同时也符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的排放标准要求。

四、固体废弃物依托处理可行性分析

油层段钻屑、油层段水基钻井液等危险废物均由有资质单位接收/处理，相关委托处理协议是：中国石油（中国）有限公司天津分公司与蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司签订的《龙口基地危险废弃物回收处置服务合同》（见附件 11）。蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司危废经营许可证见附件 11。

由表 2.3-11 可以看出，蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司，油层段水基钻屑 20000t/a；泥浆 20000t/a，本项目所产生的危险废物及一般工业固废远小于其处理能力。同时，建设单位每年均向当地环保部门报送了相关危废的转移量（见附件 12），接受处理单位每年也均向当地环保主管部门报送危废的处理计划，该计划中包含已经签订协议的处理量。故接收单位的固体废物接受处置能力可以满足本工程的需求，具有依托可行性。

为保证工程产生的固体废物等均得到有效处理，天津分公司准备了备用固体废弃物处理单位，为中海石油环保服务（天津）有限公司，处理资质见附件 11。

表 0-11 本工程钻井油层钻屑、钻井油层钻井液接收处理依托可行性分析

污染物名称	总处理能力（t/a）	本工程产生量（t）	依托是否可行
含油岩屑和油脂残渣	20000	329.93	可行
泥浆（钻井液）	20000	1082	可行
机舱含油污水	50000	200	可行
其他废物	12000	27	可行

注：钻井液密度按 1.10g/cm^3 （即为 1.10t/m^3 ）计算；钻屑密度按 2.5g/cm^3 （即为 2.5t/m^3 ）计算。

五、生活污水依托处理可行性分析

A、施工期生活污水依托可行性分析

本次埕北油田 A、B 区井口平台 5 口调整井工程施工作业人数为 75 人。生活污水依托钻井支持船上生活污水处理设施（120 人规格）处理达标后排海，可以满足调整井施工过程中施工人员产生的生活污水处理的需求，项目依托可行。

B、运营期生活污水依托可行性分析

本次埕北油田 A、B 区调整井工程在井口平台实施作业，井口平台无人员驻守，井口平台运营期无生活污水产生。依托工程 A、B 区生活平台投产后不增加生产定员，故运营期不增加生活污水产生量，项目依托可行。

2.3.2.4 调整井项目实施前后污染物变化情况

生产阶段本工程生产设施及污染物处理主要依托原油田设施，工程污染物种类没有发生变化，工程污染物的排放去向与原工程一致，未发生改变。调整井工程建成前后污染物排放情况对比见表 2.3-12。

表 2.3-12 调整井投产前后埕北油田污染物变化情况对比

类别	污染因子	现状/批复量	本工程(最大值)	调整井建设后(最大值)	增减量	排放方式
含油生产水产生量 (10 ⁴ m ³ /a)	石油类	279.13 (现状)	101.6 (最大)	593.4 (最大)	+101.6	2020 年底之前, 含油生产水在平台处理达标后回注, 剩余部分排海, 排海量不超过原环评批复的排海量; 2020 年底开始实现全部达标回注
含油生产水排放量 (10 ⁴ m ³ /a)	石油类	142.48 (现状)	-	142.48	+0	
伴生天然气 (t/a)	NO _x	26.49	0	26.49	+0	作为发电机和热介质锅炉的燃料气, 多余的气体通过火炬燃烧
固体废物	一般工业固体废物	168t/a	4	172t/a	+4	运回陆地由有资质单位接收处理
甲板冲洗水	石油类	365m ³	0	365m ³	+0	全部进入原油集输流程
初期雨水	石油类	10.5m ³ /次	0	10.5m ³ /次	+0	

3 污染与非污染要素分析

3.1 施工期污染与非污染损害要素分析

- (1) 钻井期间生活污水排放对海水水质产生影响；
- (2) 钻井期间非油层段水基钻井液、钻屑排放对开发工程设施周围海水水质、海洋生态、底质以及底栖生物产生影响；
- (3) 钻完井期间井喷溢油对工程附近渔业资源、水产种质资源、自然保护区等环境敏感目标的潜在影响。

3.2 运行期污染与非污染损害要素分析

- (1) 正常生产作业产生的一般工业固体废物对环境的影响；
- (2) 正常工况时，本工程新增生产水由平台上的处理系统处理达标后部分回注，部分排海，排海量不超过原环评的排海量，不会对海洋环境产生新的影响；
- (3) 采油过程中非正常（事故）溢油对工程附近渔业资源、海洋保护区、水产种质资源保护区等环境敏感目标的潜在影响。

3.3 环境影响因子的筛选与判别

通过污染与非污染要素分析，本工程海洋环境影响要素的识别因子的筛选见表 3.3-1，主要影响要素为钻井期间非油层段水基钻井液钻屑排放、含油生产水排放和溢油事故。

表 3.3-1 工程影响环境因素分析

类别	阶段	工程作业	影响因子	排放方式	影响对象	影响程度
污染与非污染要素	钻完井阶段	钻井	生活污水	处理后排海	海水水质	小
			非油层段水基钻井液、钻屑	间断点源排放	底栖生物、海水水质、海洋生态	小
			机舱含油污水	运回陆地处理	/	/
			生活垃圾	运回陆地处理	/	/
			一般工业固体废物	运回陆地处理	/	/
			油层段钻屑、油层段水基钻井液	运回陆地处理	/	/
		钻井完井	溢油	井喷事故	渔业资源、海洋生态、水质	严重
	生产阶段	生产水	石油类	2020 年底之前部分回注，部分排海；2020 年底实现全部回注	渔业资源、海洋生态、水质	小
		采油	溢油	事故	渔业资源、海洋生态、水质	严重

4 环境现状分析

4.1 自然环境概况

4.1.1 气象

埕北油田位于渤海西部海域，地处中纬度，属暖温带季风气候，雨热同季，四季分明。春季干旱多风；夏季炎热多雨，温高湿大，有时受台风侵袭；秋季气温下降，雨水骤减，天高气爽；冬季天气干冷，寒风频吹，多刮北风、西北风。

4.1.1.1 气温

工程所在海域年平均气温 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℃）。海域气温变幅以春季和秋季最大，冬季和夏季较小。

4.1.1.2 风况

埕北油田位于渤海西部海域，地处中纬度，属暖温带季风气候，雨热同季，四季分明。春季干旱多风；夏季炎热多雨，温高湿大，有时受台风侵袭；秋季气温下降，雨水骤减，天高气爽；冬季天气干冷，寒风频吹，多刮北风、西北风。夏半年以 S 向风为主，冬半年以 NW 向风为主。全年 W 风最多，为 9.5%，最少为 NNW 风，占 3.2%。冬季受来自欧亚大陆强冷空气的影响，工程海域为 NW 和 W 风占主导地位，W 和 NW 风出现频率最高，分别为 12.3%、10.9%，其次是 NNE，出现频率为 9.1%。春季偏西风明显减少，偏南风明显增多，SSW 风出现频率最高，为 11.3%，其次是 S 风，出现频率为 10.8%，静风最少，频率为 2.2%，NNW 也很少，频率为 2.5%。夏季海域风向多集中在偏南向，SE 风出现频率为 14%，SSE 向次之，出现频率为 11.4%，NNE 风最少，频率为 1.2%，WNW 也很少，频率均为 1.9%。秋季偏西风明显增多，W 风出现频率最高，为 17.4%，其次为 SSW 风，出现频率为 11.8%，ESE 最少，频率为 1.0%。全年以 NNW 风速较大，平均为 8.1m/s；S 向风速最小，平均为 6.4m/s。工程所在海域风向玫瑰见图 4.1-1。

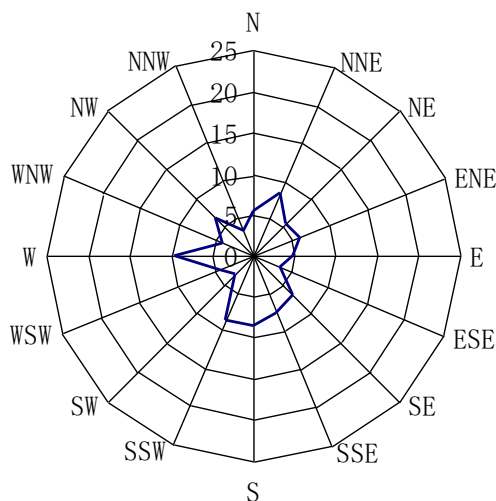


图 4.1-1 工程所在海域风向玫瑰图

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。该海区平均降水量为 549mm，降水主要集中在 6~8 月，共计为 368mm，占全年降水量的 67%，年降水日数平均为 71d，最长连续降雨日数为 10d。该海域大暴雨日数极少，且全部出现在 6-8 月，平均 1 年才出现不到 1 天。暴雨日数也很少。中雨、大雨及暴雨都出现在 4~11 月。

4.1.2 水文

4.1.2.1 水温

工程周边海域的水温结构主要取决于太阳辐射、大气环流的影响，渤海北、西、南三面均为陆地环绕，仅东部经渤海海峡与北黄海相连，因此大陆气候的环境对渤海水温分布特征影响显著，水温与气温的变化基本同步。冬季在强大的冬季季风控制下，海面急剧降温，海水垂直混合强烈，上下层温度基本一致，水平梯度较小。夏季随着太阳辐射的增强，海水层化加强，稳定度升高。在水深较深处表底层水温差别较大，水温的水平梯度也比较大。工程周边海域海水底层温度最高为 26.6℃，最低为 1.0℃。

4.1.2.2 潮流

①本海区海流以潮流为主，潮流性质属正规半日潮海区；潮流运动形式为以往复流为主，旋转为辅；涨、落潮主流方向大致为 W-E 向。

②大潮期潮流平均最大流速的最大值为 75.6cm/s；潮流的最大可能流速为 129.4cm/s。从潮流的垂直分布情况看：流速为随深度的增加而递减。最大流速均在涨、落潮流的主流方向。

中、小潮期潮流的最大流速和最大可能流速依次减少。

③大潮期潮流水质点平均最大运移距离的最大值为 10.6km；潮流水质点最大可能运移距离为 18.5km。从垂直分布情况看：运移距离随深度的增加而递减。从运移方向看：潮流水质点的运移距离均与主流方向一致。中、小潮期潮流水质点运移距离依次减少。

④观测期间本海区各站层的余流主要为受地形影响的沿岸流。余流流向随岸线的改变而改变；平均余流流速 6.5cm/s。

4.1.2.3 潮汐

潮位采用了工程海域（临时验潮点位置）2006 年 8 月一个月的潮位观测资料，塘沽验潮站 1976 年～2010 年潮位资料，另外还收集了黄骅、曹妃甸以及黄河海港近年和历史的一些潮位资料。本报告所述黄海基面为 85 黄海基面。本区沿海潮汐为不规则半日潮混合潮区。根据工程海区的调和常数，计算了各潮汐观测站的主要潮汐特征值，见表 4.1-1。

表 4.1-1 工程海区潮汐特征值表（单位：cm）

主要日分潮与主要半日潮振幅之比	0.71
主要半日分潮振幅之比	0.33
主要日分潮振幅之比	0.76
半日潮龄	67 小时 20 分钟
日潮龄	40 小时 20 分钟
平均潮差	210.70
平均半潮面	6.02
平均高潮位	111.37
平均低潮位	-99.33
平均大潮差	268.58
大潮平均半潮面	6.01
大潮平均高潮位	140.30
大潮平均低潮位	-128.28
平均小潮差	147.48
小潮平均半潮面	6.04
小潮平均高潮位	79.78
小潮平均低潮位	-67.71
平均高高潮位	120.71
平均低高潮位	103.14
平均低低潮位	-143.85
平均高低潮位	-48.77
平均高高潮间隙	15 小时 38 分钟
平均低高潮间隙	3 小时 13 分钟
平均低低潮间隙	21 小时 28 分钟
平均高低潮间隙	9 小时 5 分钟
平均大的潮差	246.99
平均小的潮差	169.48

4.1.2.4 波浪

埕北油田海域波浪以风浪为主，具有成长快、消失快的特点，波浪有明显的季节变化。

春季是季风交替季节，浪向比较紊乱。NE 和 SE 向浪交替出现，使本区盛行偏东浪。夏季由于盛行 SE 风，相应地 SE 向浪占优势，其次是 NE 向浪。秋冬季则由于蒙古高压迅速加强，偏北风逐渐增多，所以本区以偏北浪向为主，其中 ENE 向频率最高，NE 向次之。波高以秋冬季节最大，春季次之，夏季最小。强浪向是 NE-NNE 向，其次是 E-ENE 向。

由于 A 区平台和 B 区平台较近，波要素相差无几，作为一个计算点推算，用 P-III型方法推算工程附近海域多年一遇波高和周期，其结果见表 4.1-2。

表 4.1-2 A 区和 B 区平台 P-III型分布推算的波浪要素值

项目 \ 重现期 (年)	2	5	10	20	50	100
H13% (m)	3.46	4.06	4.41	4.74	5.19	5.47
T (s)	6.23	6.74	7.03	7.32	7.65	7.88

4.1.2.5 水位

工程附近海域特征水位见图 4.1-2，平台区设计水位见表 4.1-3。

表 4.1-3 各特征潮位值 (单位: m)

特征潮位	相对于海图基准面的高度
最高天文潮位	1.90
平均海平面	1.01
海图基准面	0.00
最低天文潮位	-0.15

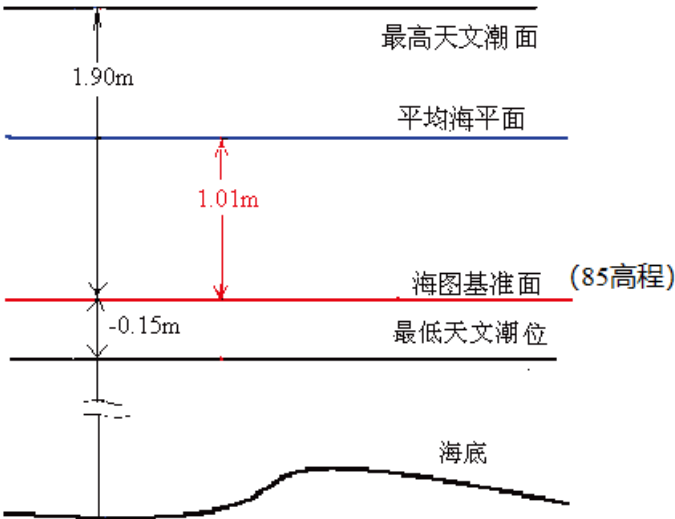


图 4.1-2 埕北油田附近海域特征水位图

4.1.3 地质地貌

工程海域为典型的粉沙淤泥质海岸，由淤泥质粉砂和粉砂质粘土组成的冲海积平原，地势十分平坦标高小于 4m，平均坡度约为 1/8000-1/12000。地面最高处海拔 3.5m，最低处只有 1m。海岸带地貌类型以堆积地貌为主，物质组成以细颗粒为主。该海区发育了四道古

贝壳堤，并与现代海岸线基本平行。潮流是该海区地貌发育的最主要动力，波浪对岸线的侵蚀与堆积作用亦十分明显。特大风暴潮引起的增水可波及 10km 以外的陆地，因而该海区陆上部分属潮上带范围。海岸线以下有宽达 5km 以上的潮间带，0~15m 等深线海域是浅显、广阔的海湾潮流三角洲形成的浅海陆架平原。

根据 1987 年、1994 年、2000 年 3 张卫星遥感图像，该海区内的各条河流的河口平面形态基本没有变化，独流减河、南排河河口尾闾南偏外，其他各条河流河口尾闾垂直于海岸线，并且两侧边滩呈对称形态。

通过不通年份的卫星遥感图像上岸线的增加变化，在海岸进行沿海围垦修建养殖场，筑堤造坝等人工工程设施，可以反映出现在研究区岸线的人类活动为岸线进退的主要营力。由于不断的沿海围垦与顺岸筑堤造坝等设施形成推向海侧的人工岸线影响，按照泥沙的运移规律，中高潮滩上的泥沙将向水下运移，中高潮滩面将出现累积高程损失。

同时，根据实测水深地形图资料，独流减河河口的尾闾呈现明显的向南偏的形态，表明河口附近沿岸的泥沙存在向南运移趋势。

4.1.4 海洋灾害

4.1.4.1 海冰

埕岛北海域的多年（1951 年以来）年平均总冰期为 80d，初冰期 40 天，严重冰期 20 天，融冰期 20 天。近年来随着气候变化不断加剧，和近岸人工岛建设的持续开展，这一海域的冰期也出现了变化。根据 2005 至 2011 年冬季，每年冬季在东营市河口区沿岸连续开展的海冰陆岸调查，近七年来年均冰期为 70 天，初冰期 33 天，严重冰期 20 天，融冰期 17 天。与多年状况相比，近年该海域冰期呈现出总冰期和初冰期的明显缩短。

浮冰的漂移速度主要受潮流和风制约，流向多与潮流方向一致或与岸线走向平行。渤海湾南部的海冰漂移方向多为 WNW~ESE 和 W~E；漂流速度多在 0.4~0.8kn 之间，最大 2kn 左右。

4.1.4.2 风暴潮

埕北海区潮差较小，涨落潮现象不甚明显。但该海区受气象扰动的影响相当频繁，既遭受温带气旋和强冷空气的作用，又遭受台风的侵袭。在区域大风的影响下，水位的异常变化十分显著，加之该海区水浅，容易形成风暴潮灾害。区域性大风是导致该海区增减水的主要原因，该海区出现的较大风暴潮，几乎都是由东南转东北风形成的。另一方面，盛夏北上的台风也是造成该海区增减水的一个重要因素，其机制不同于高低压配合型的寒潮

风暴潮，产生频率较小。

4.1.4.3 地震

油田海域位于郯庐地震带及其西部海域内，虽然渤海地震活动强度大，频度高。该区域主要地处华北地震区，区内北北东向郯庐断裂带构造活动强。

4.2 水文动力现状调查与评价

为了了解埕北油田海域海流的基本特征，特委托青岛环海海洋工程勘察研究院于 2017 年 2 月 13 日至 2 月 14 日（农历正月十七至正月十八）对工程海域的海流和潮位进行现场观测。本次现场观测使用声学多普勒海流剖面仪进行单点全剖面海流连续观测，观测时间间隔为 0.5h。海流观测站位见表 4.2-1 和图 4.2-1

表 4.2-1 海流观测站位

站位	北纬	东经	观测设备
H1	38°36'54.77"	117°48'14.38"	声学多普勒海流剖面仪
H2	38°31'48.65"	118°07'11.20"	
H3（埕北油田）	38°26'39.06"	118°26'05.12"	



图 4.2-1 海流观测站位图

4.2.1 潮汐

2017 年 2 月 13~14 日，青岛环海海洋工程勘察研究院在埕北油田附近海域进行了潮位观测（H3），并对观测数据进行了分析，根据公式计算该海区各站层潮流性质比值均小于 0.5，所以观测期间本海域潮流为正规半日潮流。该海域最大潮位为 11.17m，最小潮位为

8.10m。

4.2.2 海流

4.2.2.1 流向频率

根据大潮期各站海流实测资料，对流向频率进行统计，统计结果见表 4.2-2。由表 4.2-2 可知，H3 站各层多出现于 E 和 W~WNW 向附近。

表 4.2-2 各向海流出现频率（%）

4.2.2.2 流速频率

各站、各级流速出现频率见表 4.2-3。由表 4.2-3 可知，各站层流速分布较为分散，实测最大流速超过 90cm/s。

表 4.2-3 各站各级流速（cm/s）出现频率（%）

4.2.2.3 海流平均流速和最大流速

平均流速和最大流速分布见表 4.2-4 及图 4.2-2。由表 4.2-4 可知，各层平均流速在 27.1cm/s~52.9cm/s 之间；最大涨潮流流速为 99.0cm/s、流向为 295°；最大落潮流流速为 78.9cm/s、流向为 80°，均出现于 H3 站表层。

表 4.2-4 实测平均流速和最大流速及对应流向（单位：cm/s，°）

备注：绿色代表表层，蓝色代表中层，红色代表底层。

图 4.2-2 实测最大涨落潮流矢量

4.2.2.4 海流涨、落潮流历时及流速

H3 站位落潮流历时 6h10min，涨潮流历时 6h05min。

4.2.3 潮流分析

潮流调和分析的目的是从实际观测资料中求出各主要分潮流的调和常数，从而确定潮流的性质和特征。根据观测的数据个数，用准调和差比法计算各分潮流的调和常数。

4.2.3.1 流向频率

同潮汐性质分类一样，通常以主要分潮流最大流速的比值作为潮流类型划分的依据，其标准是：

$$0 < \frac{W_{K_1} + W_{O_1}}{W_{M_2}} \leq 0.5 \quad \text{为正规半日潮流}$$

$$0.5 < \frac{W_{K_1} + W_{O_1}}{W_{M_2}} \leq 2.0 \quad \text{为不正规半日潮流}$$

$$2.0 < \frac{W_{K_1} + W_{O_1}}{W_{M_2}} \leq 4.0 \quad \text{为不正规日潮流}$$

$$4.0 < \frac{W_{K_1} + W_{O_1}}{W_{M_2}} \quad \text{为正规日潮流}$$

其中， W_{M_2} 、 W_{K_1} 、 W_{O_1} 分别为主太阴半日分潮流、太阴太阳赤纬日分潮流和主太阴日分潮流的椭圆长半轴。

利用潮流类型分类判别标准，根据调和计算结果，算得潮流性质比值。潮流性质分析结果见表 4.2-5。

表 4.2-5 潮流性质分析结果

由表 4.2-5 可知，各站层潮流性质比值均小于 0.5，所以观测期间本海域潮流为正规半日潮流。

4.2.3.2 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' ，其值为该分潮流椭圆短轴与椭圆长的比值，其符号有“+”、“-”之分，正号表示分潮流为逆时针旋转，负号则为顺时针旋转。该海区的潮流性质属半日潮流，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。

经计算各层的 M_2 分潮流的椭圆率 K 值均远小于 0.5，潮流以往复运动为主，半日分潮的椭圆率为正值，对应潮流矢量的旋转方向是逆时针方向。各主要分潮的椭圆要素计算结果见表 4.2-6。

表 4.2-6 各主要分潮的椭圆要素计算结果

4.2.3.3 平均最大流速与可能最大流速

《海港水文规范》中规定，按准调和分析方法分析的结果，确定潮流椭圆要素。各层不同潮期潮流的平均最大流速和可能最大流速矢量见表 4.2-7。

由表 4.2-7 可知，大潮时，各站层平均最大流速为 60.0cm/s~74.4cm/s；可能最大流速为 90.9cm/s~108.2cm/s，各项特征值均从表层向底层依次减小。

表 4.2-7 平均最大流速和可能最大流速计算结果（单位：cm/s，°）

4.2.4 余流

余流是由浅海中多种因素引起的，主要有潮汐余流（因摩阻、海底地形、边界形状种种原因使得潮流非线性现象所致）、风生流、密度流等。要把上述流动逐个分开是十分困难的，所以在这里描述的是实测的由各种流动合成的余流。余流计算结果见表 4.2-8。

表 4.2-8 余流计算结果（单位：cm/s，°）

由表 4.2-8 可以看出本次观测期间各站余流流速均由表层向中层、底层依次减小，其中 H3 站表层余流流速最大，为 10.6cm/s，流向为 NNW 向。H3 站余流流向为 NW 向附近。

4.2.5 小结

调查资料显示：

（1）H3 站各层多出现于 E 和 W~WNW 向附近。实测最大涨潮流流速 99cm/s，实测最大落潮流流速 78.9cm/s，均出现于 H3 站表层。

（2）观测期间各站层潮流性质均为正规半日潮流，潮流运动以往复流为主。

（3）各站余流流速均为自表层向下依次减小，最大余流流速 10.6cm/s，出现于 H3 站表层。

4.3 地形地貌与冲淤环境现状调查

（1）区域地质概况

埕北油田所在区块处于埕(口)宁(津)隆起和黄骅凹陷两个三级构造单元上。埕宁隆起带和黄骅断陷带之间以羊二庄断裂带分界。

黄骅凹陷为中新生代以来发育的新华夏系凹陷，是本区地质最重要的构造。它由几个次一级凹陷隆起构成，其中以歧口凹陷最深，自中生代以来连续下降，第四纪沉积厚度达 500m 以上，基岩埋深达 2000m 左右。

埕宁隆起呈向北西凸出的弧形，为第三纪的隆起带，基岩自北向南依次为前寒武系，寒武、奥陶、石炭、中上侏罗、早白垩系地层，上覆水平地层为第三系上新统和第四系地层。该隆起带新生代以来以沉降作用为主，但沉降幅度较小，是华北沉降带中的相对隆起区，第四纪沉积厚度 380~450m。

沧州海域由歧口凹陷、埕口隆起、沙垒田隆起、沙南凹陷几个次一级构造所覆盖。本区地质构造处于相对稳定区，据国家地震局出版的地震烈度区划图，地震基本烈度为 6 度。埕北油田附近海域地质构造见图 4.3-1。

图 4.3-1 区域地质构造图

第四纪以来，本区一直以沉降运动为主，松散沉积层的厚度达到 350~550m 左右。成因类型有：河流冲积、泻湖沉积、冲积海积、海积、生物沉积和人工堆积。底质类型单调，以粘土质粉砂为主，还有条带状分布的粉砂及块状分布的粉砂质粘土。晚更新世后，本区经历了三次海侵和介于其间的海退，埋藏了三套海相沉积层。全新世以来，因古黄河在本

区游荡时间较长，沉积物质较细，一般小于 3Φ 。据钻探资料分析，地层上部为淤泥和淤泥质亚粘土夹砂土千层饼状的近代海相沉积，下部是海陆交替相的粘土、亚粘土夹粉砂薄层。本区沉积物有以下几种成因类型。

1) 河流冲积

分布范围小，主要分布在沧浪渠、半趟河等河口，以灰黄色粉砂为主。在洪水期间冲积物较丰富，在枯水期冲积物将受到潮流作用的改造，属近代形成的沉积类型。

2) 泻湖沉积

主要分布在南大港及管养场水库周围平原区，另外在关家堡、刘洪博一带的脊岭泊、崔家泊等地也有泻湖沉积物分布。以灰黄色粘土质粉砂为主，尚有灰黑色粘土质粉砂存在。此外，在狼坨子因贝壳堤被冲缺，在堤的后侧凹地也有泻湖相沉积物出现，因而泻湖沉积在本区分布较广泛。

泻湖沉积物的中值粒径($Md\phi$) $5.2-6.7\phi$ 。其中重矿物有普通闪角石、绿帘石、褐铁矿、赤铁矿、磁铁矿。石榴石含量较少，而粘土矿物仅见伊利石和绿泥石。伊利石含量达 70%-80%，除狼坨子泻湖沉积形成于现代，其它皆形成于距今 2000-1000 年前。

3) 冲积海积

要分布于南侧，如长芦黄骅盐场南侧的狼坨子、新村一带的三角洲平原及河间凹地中，沉积物以灰、暗灰黄色粘土质粉砂为主，其中值粒径为 $5.8-6.2\phi$ 。重矿物含量较低，仅有少量普通角闪石、绿帘石。轻矿物以石英为主，长石次之，粘土矿物仅含伊利石和绿泥石，该沉积物形成时代为距今 2000 多年至今。

4) 海积

从北排河至狼坨子沿海广泛分布，是分布最广泛的沉积类型。虾池和盐场主要分布在这一沉积类型区。以含贝壳碎屑的粘土质粉砂为主，粘土矿物以伊利石和绿泥石为主，其中伊利石含量达 68%~78%，重矿物含量较少。主要有普通角闪石、绿帘石、赤铁矿、褐铁矿。轻矿物中长石含量高于石英。该沉积物主要形成于距今 2000-1000 年前，至今沉积作用在局部地区仍在进行中。

5) 生物沉积

分布在海岸线上，此外在脊岭泊、武帝台直至黄骅市附近的苗庄、东孙村等地都有分布，在赵家堡至高尘头的低潮滩上也有分布，大量贝壳堆积成贝壳堤。堤中不含砂或有少量砂，具水平层理及斜层理，并偶见粉砂或泥质粉砂夹层。

低潮滩贝壳堆积的时代为距今 1030a，歧口-狼坨子贝壳堤形成于距今 2000-1000a；脊岭

泊贝壳堤形成于距今 2860a；武帝台贝壳堤形成于距今 3900-2800a。

6) 人工堆积

随着人类经济活动的增强，人工堆积迅速增加，特别是晒盐、养殖业及黄骅港的发展，使盐田、虾池及港区面积迅速扩大，人工堆积在沿海随处可见。

另外，水库及防潮大坝等人工堆积物也在不断增加，因而人工堆积在本区显得越来越突出。今后还会有更多们人工堆积出现，它改变着本区的面貌。

本区沉积物的类型，特别是沉积物的特征，充分反映黄河对本区沉积作用的影响，不仅黄河悬浮泥沙直接从海域被带至本区沉积，而且正在遭受侵蚀的古黄河三角洲砂体，经波浪冲刷、破坏，也有一部分被带至本区沉积，成为本区海积及冲、海积的物质来源。另外，黄河几次改道，在本区及天津入海，直接在南部形成了河口区的泛滥沉积。

(2) 工程海域地形地貌

工程区域的地形地貌资料来源于《埕北 A 平台至埕北 B 平台新建管线路由工程物探调查》(2015 年)。

在调查区域内，地貌资料色度较为均匀。主要的地貌特征为：CB-B 平台导管架痕迹和 CB-A 平台导管架痕迹，还发现有一些锚沟和拖痕（见图4.3-2）。

结合已有资料得知，调查区域内存在两条已建海底管道：CB-A平台北侧为CB-A平台至渤西南水下三通4"输气管道；CB-A平台东侧为CB-A平台至CB-B平台6"/8"输油管道。结合业主提供的资料得出，两条海底管道掩埋良好，未发现明显的裸露情况，在本次地貌调查中也未发现。除此之外，在调查期间，未发现其它对管缆铺设不利影响的遗弃物及障碍物体。

通过对地层剖面资料分析、对比，根据地层内部的反射结构及沉积特征的变化情况，对中浅部地层沉积进行了如下划分和分析（见图4.3-3、图4.3-4）：

调查区域共划分为A层，具体如下：

A层：根据已有资料分析，A层覆盖整个调查区，反射能量强，构造水平单一。A层的底界面为平缓的反射界面R1，R1埋深在海底以下5.5m-9.9m之间变化，即A层的厚度为5.5m-9.9m。

埋藏古河道：根据现有的地层剖面资料分析，调查区域内发现2条埋藏古河道，自西向东分别命名为C1和C2。

C1位于调查区域的西部，呈片状分布，顶部埋深在海底以下6-7m，底部埋深在海底以下17-19m。预定管线路由中心线穿越该古河道。

C2位于调查区域的东部，呈片状分布，顶部埋深在海底以下6-7m，底部埋深在海底以下17-19m。预定管线路由中心线穿越该古河道。由于埋藏古河道的顶部埋深较深（均大于6m），其不会对海底管缆铺设造成不利影响。

断层：根据现有的地层剖面资料分析，调查区域的解释深度范围内（海底至海底以下约100m）未发现断层。

异常反射区：根据现有的地层剖面资料分析，调查区域内的解释深度范围内（海底至海底以下约100m）未发现异常反射区。

图 4.3-2 工程区域水深及地形地貌图

图 4.3-3 工程区域地质特征图

图 4.3-4 工程区域地质解析剖面

（3）工程海域冲淤环境

埕北油田所在海域位于老黄河口三角洲边缘，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。本区沉积物的类型，特别是沉积物的特征，充分反映黄河对本区沉积作用的影响，不仅黄河悬浮泥沙直接从海域被带至本区沉积，而且正在遭受侵蚀的古黄河三角洲砂体，经波浪冲刷、破坏，也有一部分被带至本区沉积，成为本区海积及冲、海积的物质来源。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，区域水深在 13.6m~15.3m 之间，平均为 14.6m。

工程周边海域海底面较为平缓，路由段自西向东水深逐渐变深。CB-A D/P 平台附近地形平坦，近 CB-B S/L 平台端局部区域水深变化较大，水深西向东逐渐变浅，最浅处水深约 13.6 米，此处位于 CB-B S/L 平台西侧距平台约 10m。近 CB-B S/L 平台端路由区内地形变化不大，平台西南及西北侧相对水深较深，水深达到 15m。同时，水深结果显示管沟经过一段时间的回淤作用已被填平，区域内在管沟处水深未见有明显的变化。

4.4 海洋环境质量现状调查

本章节引用自《埕北油田续期项目海洋环境现状监测报告》。国家海洋局北海环境监测中心 2018 年 3 月在埕北油田海域范围进行了海域环境质量现状调查。本次现状调查共设 20 个调查站位进行水质、沉积物、生物调查，水质调查站位 20 个，沉积物调查站位 10 个，生物调查站位 12 个。调查站位及内容见表 4.4-1，调查站位示意图见图 4.4-1。

表 4.4-1 调查站位坐标

序号					调查项目
1					水质、沉积物、生物
2					水质
3					水质、沉积物、生物、阴离子洗涤剂、多环芳烃
4					水质
5					水质、沉积物、生物
6					水质
7					水质、沉积物、生物
8					水质、阴离子洗涤剂、多环芳烃
9					水质、沉积物、生物
10					水质、沉积物、生物
11					水质
12					水质、沉积物、生物
13					水质、沉积物、生物、阴离子洗涤剂、多环芳烃
14					水质
15					水质、沉积物、生物
16					水质、沉积物、生物
17					水质
18					水质、沉积物、生物
19					水质
20					水质、沉积物、生物

埕北油田续期项目外业调查站位图

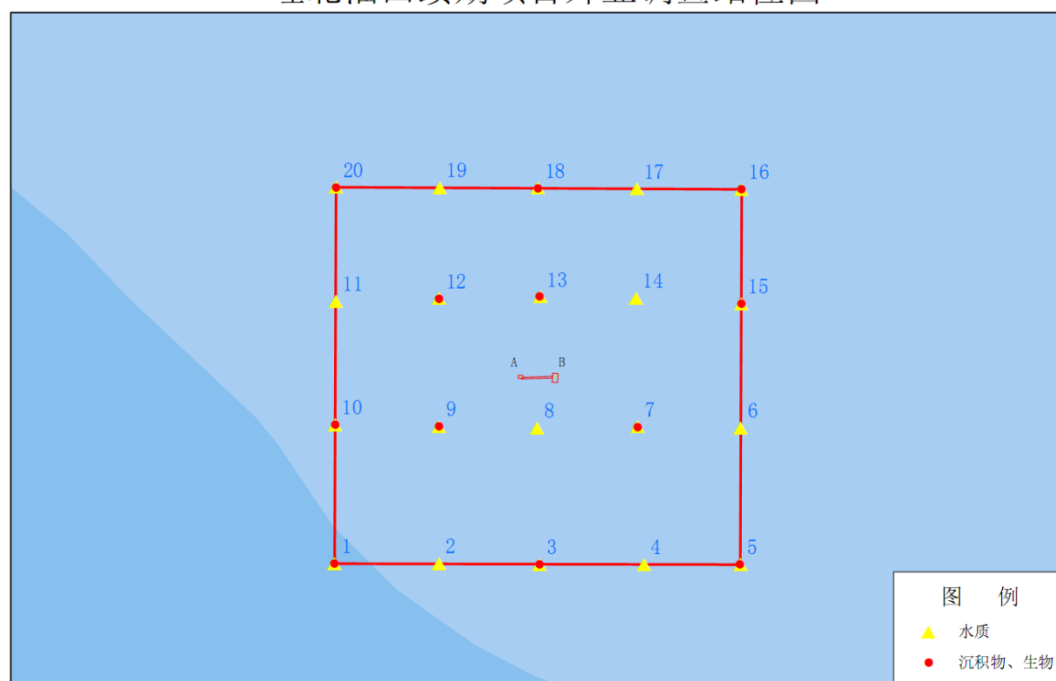


图 4.4-1 调查站位布设图

4.4.1 海水水质现状与评价

(1) 监测项目和分析方法

水质调查项目包括透明度、水色、水深、水温、盐度、pH 值、油类、挥发酚、硫化物、总汞、铜、铅、镉、锌、铬、砷、COD、DO、活性磷酸盐、无机氮（硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、氨氮）、悬浮物共计 21 项，个别站位还进行阴离子洗涤剂、多环芳烃水质调查。监测方法见表 4.4-2。

表 4.2-2 水质监测项目与分析方法

监测项目		分 析 方 法	检出限
水温		表层水温表法	/
pH		玻璃复合电极法	0.01
盐度		盐度计法	0.01
溶解氧		快速脉冲一极谱法	0.01mg/L
悬浮物		重量法	2 mg/L
化学耗氧量		碱性高锰酸钾法	0.15 mg/L
石油类		紫外分光光度法	3.5μg/L
活性磷酸盐		磷钼蓝分光光度法	0.2μg/L
无机氮	硝酸盐	铈还原法	0.7μg/L
	亚硝酸盐	盐酸萘乙二胺分光光度法	0.3μg/L
	氨	次溴酸盐氧化法	0.4μg/L
铜		无火焰原子吸收分光光度法	0.2μg/L
铅		无火焰原子吸收分光光度法	0.03μg/L
锌		火焰原子吸收分光光度法	3.1μg/L
总铬		无火焰原子吸收分光光度法	0.4μg/L
镉		无火焰原子吸收分光光度法	0.01μg/L
汞		原子荧光法	0.007μg/L
砷		原子荧光法	0.5μg/L
挥发酚		4-氨基安替比林分光光度法	1.1μg/L
硫化物		亚甲基蓝分光光度法	0.2μg/L
阴离子洗涤剂		分光光度法	10μg/L
多环芳烃		气相色谱-质谱法	-

(2) 监测结果

调查海域监测结果见表 4.4-3~表 4.4-4。

(3) 评价标准

海水水质评价执行《海水水质标准》（GB3097-1997）中一类标准。详见表 4.4-5。

表 4.4-5 海水水质标准(mg/L, pH 除外)

序号	项目	标准值	单位
1	PH	7.8~8.5	
2	溶解氧	>6	mg/L
3	化学耗氧量	≤2	mg/L
4	石油类	≤0.05	mg/L
5	活性磷酸盐	≤0.015	mg/L
6	无机氮	≤0.20	mg/L

7	铜	≤ 0.005	mg/L
8	铅	≤ 0.001	mg/L
9	锌	≤ 0.020	mg/L
10	镉	≤ 0.001	mg/L
11	汞	≤ 0.00005	mg/L
12	总铬	≤ 0.05	mg/L
13	砷	≤ 0.020	mg/L
14	挥发酚	≤ 0.005	mg/L
15	硫化物	≤ 0.02	mg/L
16	阴离子洗涤剂	≤ 0.03	mg/L

(4) 评价方法

评价方法采用标准指数法。标准指数法的计算方法如下：

●一般污染物

$$Pi = Ci/Co$$

式中：Pi—I 种污染物的污染指数

Ci—I 种污染物的实测浓度值（mg/L）

Co—I 种污染物的评价标准（mg/L）

●pH

$$S_{pH} = |pH_j - pH_{sm}| / DS$$

其中 $pH_{sm} = (pH_{su} + pH_{sd}) / 2$, $DS = (pH_{su} - pH_{sd}) / 2$

式中： S_{pH} —pH 值的标准指数

pH_j —j 站位的 pH 值测定值

pH_{su} —标准中规定的 pH 值上限

pH_{sd} —标准中规定的 pH 值下限

●DO

$$S_{DO,j} = |DO_f - DO_j| / (DO_f - DO_s) \quad DO_j \geq DO_s$$

$$S_{DO,j} = 10 - 9DO_j / DO_s \quad DO_j < DO_s$$

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

式中： DO_f —饱和溶解氧浓度，mg/L

DO_s —溶解氧的水质标准，mg/L

DO_j —溶解氧的实测值，mg/L

(5) 评价结果

2018 年 3 月水质调查各评价因子中 pH、DO、COD、石油类、铜、锌、镉、铬、砷、

硫化物、挥发酚、阴离子洗涤剂污染指数值均小于 1.0，满足一类海水水质标准要求。

水体中底层 COD 有 7 个站位超出第一类符合第二类海水水质标准，超标率为 35%；磷酸盐表层有 8 个站位、底层有 15 个站位超出第一类符合第二类海水水质标准，超标率分别为 40%、75%；无机氮表层有 1 个站位、底层有 2 个站位超出第一类符合第二类海水水质标准，超标率分别为 5%、10%；重金属铅表层、底层均有 15 个站位超出第一类符合第二类海水水质标准，超标率均为 75%；重金属锌底层有 3 个站位超出第一类符合第二类海水水质标准，超标率为 15%；重金属汞表层、底层均有 11 个站位超出第一类符合第二类海水水质标准，超标率均为 55%。

超出第一类海水水质标准的 COD、磷酸盐、无机氮和重金属铅、锌、汞均符合第二类海水水质标准。

表 4.4-3 水质实测结果统计表（表层）

表 4.4-4 水质实测结果统计表（底层）

表 4.4-6 水质标准指数表（表层）

表 4.4-7 水质标准指数表（底层）

（6）超标原因分析

COD、无机氮、磷酸盐：一般情况下近岸海域水质 COD、无机氮和磷酸盐的超标与陆源污染物排海、海上船舶污染物排放、海水养殖退水、海上工程生活污水排放等均有关系。本项目附近来往船只较多，海上船舶生活污水的排放是项目周边海域无机氮和磷酸盐超标原因之一。

重金属铅、汞：根据项目分析结果结合海上石油开发项目特点，埕北油田在正常开发及经营活动过程中按照规定不会排放铅、汞（重金属）等污染物，因此铅、镉、汞（重金属）等因子的超标与本油田开发及经营活动无必然联系。

重金属锌：本评价范围内现有海底管线牺牲阳极会释放少量的锌，对海水水质环境的影响很小，本评价调查的沉积物中锌含量不超标，因此埕北油田的开发及经营活动导致锌超标的可能性较小。

根据《2017 年中国海洋环境状况公报》海水质量状况：“污染海域主要分布在辽东湾、渤海湾、莱州湾、江苏沿岸、长江口、杭州湾、浙江沿岸、珠江口等近岸海域，主要污染要素为无机氮、活性磷酸盐和石油类”，由于本项目生活污水处理达标后排放，且排放量较小，因此，磷酸盐和无机氮超标与本项目的关系较小。

（7）小结

2018 年 3 月埕北油田附近海域海水中超标污染物为无机氮、活性磷酸盐、COD 和重金属铅、锌、汞。海水中 COD 底层超标率为 35%；无机氮表、底层超标率分别为 5%、10%；磷酸盐表、底层超标率分别为 40%、75%；重金属铅表、底层超标率均为 75%；重金属汞表、底层超标率均为 55%；锌底层超标率为 15%，其它各要素均满足《海水水质标准》（GB3097-1997）第一类海水水质标准要求。超出第一类海水水质标准的 COD、无机氮、磷酸盐、铅、锌、汞均符合第二类海水水质标准。本项目附近来往船只较多，海上船舶生活污水排放以及陆源污染物排海是项目周边海域 COD、无机氮和磷酸盐超标的主要原因。根据项目分析结果结合海上石油开发项目特点，埕北油田在正常开发及经营活动过程中按照规定不会排放重金属铅、汞等污染物，因此铅、汞等因子的超标与本油田开发及经营活动无必然联系。本评价范围内现有海底管线牺牲阳极会释放少量的锌，但主要存在于海底底土里，对海水水质环境的影响很小，本评价调查的沉积物中锌含量不超标，因此埕北油田的开发及经营活动导致锌超标的可能性较小。

4.4.2 沉积物质量现状与评价

（1）调查因子和分析方法

沉积物调查项目包括粒度、有机碳、硫化物、总汞、铜、铅、镉、锌、铬、砷、石油类、多环芳烃等。监测方法和分析方法见表 4.4-9。

表 4.4-9 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	-

(2) 调查结果

对实测数据进行统计分析，统计结果见表 4.4-10。沉积物粒度分析结果见表 4.4-11。

表 4.4-10 沉积物实测结果统计表

表 4.4-11 沉积物粒度分析表

(3) 评价标准

沉积物评价标准采用《海洋沉积物质量》(GB18668-2002)中的一类标准，见表 4.4-12。

表 4.4-12 一类沉积物质量标准

项目	有机碳	硫化物	石油类	铜	铅
一类	2.0×10^{-2}	300.0×10^{-6}	500.0×10^{-6}	35.0×10^{-6}	60.0×10^{-6}
项目	锌	镉	汞	铬	砷
一类	150.0×10^{-6}	0.50×10^{-6}	0.20×10^{-6}	80.0×10^{-6}	20.0×10^{-6}

(4) 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：Ii—i 项污染物的质量指数；
Ci—i 项污染物的实测浓度；
Si——i 项污染物评价标准；
Ii 是无量纲量，其大小描述被测样品的质量状况。

5) 评价结果

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，按《海洋沉积物质量》中的第一类进行评价，表 4.4-13 为各评价因子指数表。

表 4.4-13 沉积物各项评价因子标准指数统计表

2018 年 3 月埕北油田附近海域沉积物质量调查的结果显示，调查海域沉积物环境以粘土质粉砂和粉砂为主，调查海区沉积物总体环境较好，各监测指标均符合《海洋沉积物质量》（GB18668-2002）第一类标准的要求。

4.4.3 海洋生物生态现状与评价

(1) 调查因子和分析方法

与水质和沉积物现状调查同步，进行了叶绿素 a 含量、浮游植物、浮游动物、底栖生物等海洋生物生态现状调查。

(1) 叶绿素 a

2018 年 3 月，

调查海域叶绿素 a 含量分布见图 4.4-2。

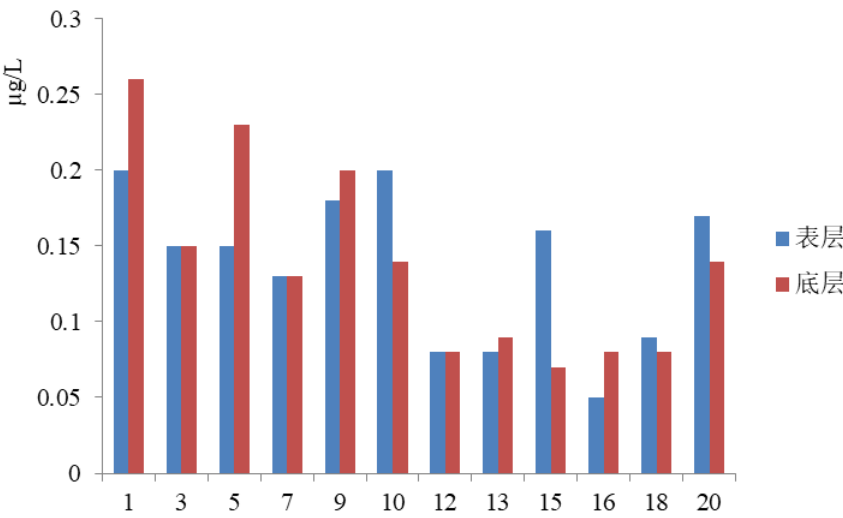


图 4.4-2 调查海域叶绿素 a 含量分布

2018 年 3 月，调查海区初级生产力平均值

由于初级生产力水平受真光层叶绿素 a 浓度和海水透明度影响，其平面分布趋势与表层叶绿素 a 相似。

（2）浮游植物

①种类组成

调查海域内共出现浮游植物 44 种，隶属于硅藻、甲藻两个植物门类，其中硅藻 43 种，占出现浮游植物总种数 97.73%；甲藻 1 种，占浮游植物总种数的 2.27%。

②数量分布

调查海域浮游植物细胞数量变化范围在

硅藻无论在种类数还是细胞数量上都占绝对优势。

尖刺拟菱形藻（*Nitzschia pungens*）在调查海域出现频率 100%，其平均密度为 $4.39 \times 10^5 \text{ cells/m}^3$ ，约占细胞总量的 25.42%，是本次调查浮游植物群落最主要的优势种。

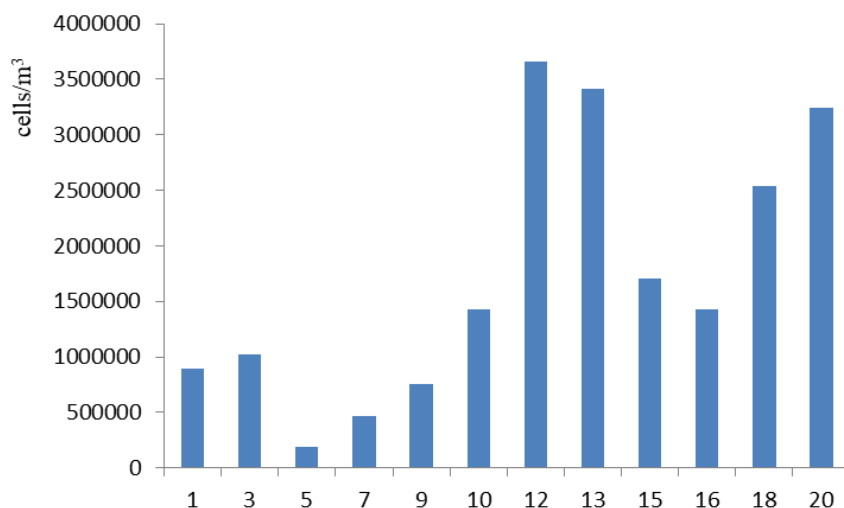


图 4.4-3 浮游植物数量分布图

③群落特征

对浮游植物的多样性指数、均匀度、优势度和丰度进行统计学评价分析，结果见表 4.4-14。本次调查浮游植物群落的多样性水平一般，优势度指数较高，这与尖刺菱形藻在浮游植物群落中较高的优势有关。

表 4.4-14 浮游植物群落特征值统计结果

③优势种

拟长腹剑水蚤 (*Oithona similis*) 是调查海域小型浮游生物群落中的主要优势种, 其出现频率为 91.67%, 各站位平均密度为 150.3 ind./m³, 占小型浮游生物个体总数的 57.41%, 是小型浮游生物个体数量的主要组成部分。

④群落特征

根据调查结果,对小型浮游生物的多样性指数、均匀度、优势度和丰度进行统计学评价分析,结果见表 4.4-15。本次调查小型浮游生物群落多样性指数平均值为 1.90,范围为 1.66~2.33,除个别站位外,调查海域小型浮游生物群落结构较为稳定。

表 4.4-15 小型浮游生物群落特征值统计结果

[illegible]

本次调查共发现小型浮游生物 14 种，桡足类和浮游幼虫是主要门类；各站位小型浮游生物平均密度 [] 最高个体数量出现在 10 号站，最低的站点出现在 16 号站位；拟长腹剑水蚤 (*Oithona similis*) 是主要优势种；小型浮游生物多样性指数平均为 1.90，群落结构较稳定。

(4) 大型浮游生物

①种类组成

调查海区共鉴定出大型浮游生物 13 种。其中桡足类 7 种, 占大型浮游生物种类数的 53.85%; 浮游幼体和涟虫类各 2 种, 分别占大型浮游生物种类数的 15.38%; 此外还发现毛颚类和端足类各 1 种。

②生物量、生物密度

调查区各站位大型浮游生物密度和生物量分布见图 4.4-5。各站位生物密度平均

最高生物量出现在 13 号站，最低的站点出现在 3

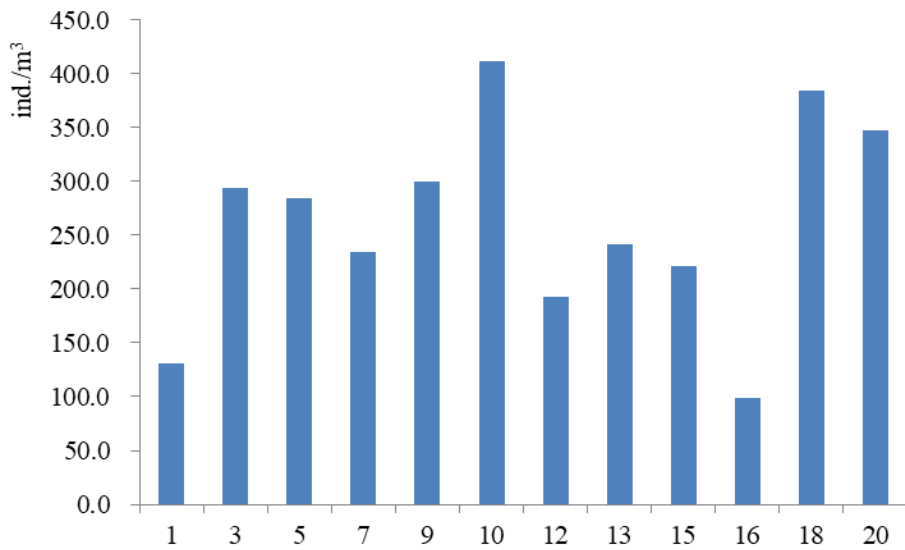


图 4.4-5 大型浮游动物数量分布图

③优势种

中华哲水蚤 (*Cladocera sinicus*) 是调查海域大型浮游生物群落中的主要优势种, 其出现频率为 100%, 各站位平均密度为 11.5 ind./m³, 占大型浮游生物物个体总数的 46.91%, 是大型浮游生物个体数量的主要组成部分。

④群落特征

根据调查结果,对大型浮游生物的多样性指数、均匀度、优势度和丰度进行统计学评价分析,结果见表 4.4-16。本次调查大型浮游生物群落多样性指数平均值为 1.67,范围为 1.28~2.34,调查海域大型浮游生物群落结构稳定性较差。

表 4.4-16 大型浮游生物群落特征值统计结果

[illegible]

本次调查共发现大型浮游生物 13 种，桡足类是主要门类；各站位大型浮游生物平均密度为

最高生物量出现在 13 号站，最低的站点出现在 3 号站位。中华哲水蚤（*Clalnus sinicus*）是主要优势种；大型浮游生物多样性指数平均为 1.67，群落结构稳定性较差。

（5）底栖生物

①种类组成

调查海域共出现 42 种底栖生物（详见底栖生物种名录），隶属于纽形动物、环节动物、软体动物、节肢动物、棘皮动物、半索动物和脊索动物 7 个动物门。其中环节动物出现的种类数最多，共 18 种，占底栖生物种类组成的 42.86%；节肢动物次之，共出现 12 种，占底栖生物种类组成的 28.57%；软体动物出现 7 种，占种类组成的 16.67%；棘皮动物 2 种，占底栖生物种类组成的 4.76%；此外还发现纽形动物、半索动物和脊索动物各 1 种。

②生物量、生物密度

调查海域各站位底栖生物栖息密度变化范围在 最高值位于 12 号站，最低值位于 9 号站。密度组成以环节动物最高，软体动物次之， 分别占底栖生物密度组成的 43.70%和 26.77%，环节动物和软体动物是底栖生物密度的重要组成部分。

调查海域底栖生物生物量变化范围 分别占底栖生物重量组成的 39.13%和 32.40%。棘皮动物和软体动物是调查海域底栖生物量的主要组成部分。

③群落特征

根据调查结果，对底栖生物的多 样性指数、均匀度、优势度和丰度进行统计学评价分析，结果见表 4.4-17。本次调查 3 号站和 5 号站位未采集到样品除这两个站位外，各站位底栖生 物多样性指数范围为 1.00~3.90，平均为 2.96，说明底栖生物群落结构十分稳定。

表 4.4-17 底栖生物群落特征值统计结果

[illegible]

4.4.4 生物质量现状与评价

(1) 调查结果

2018年3月在调查海域3号站位和10号站位进行了底拖捕捞,采集经济生物,监测其体内铜、铅、镉、锌、砷、汞和石油烃的含量。受测物种为矛尾腹虾虎鱼和西施舌。其中,矛尾腹虾虎鱼属于鱼类,西施舌属于软体动物。

表 4.4-18 调查海域经济生物生物质量检测结果

站号	中文名	监测结果($W \times 10^{-6}$)							
		铜	铅	镉	铬	锌	砷	汞	石油烃
3	矛尾腹虾虎鱼	■	■	■	■	■	■	■	■
10	矛尾腹虾虎鱼	■	■	■	■	■	■	■	■
10	西施舌	■	■	■	■	■	■	■	■

(3) 评价标准

软体动物（双壳类）评价标准采用《海洋生物质量》（GB18421-2001）中的一类标准；甲壳类、鱼类和软体动物（非双壳类）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，评价标准值见表 4.4-19。

表 4.4-19 生物质量评价标准值 (单位: mg/kg)

生物类别	铬	铜	铅	锌	镉	砷	总汞	石油烃	采用的标准
软体动物（双壳类）	0.5	1.0	0.1	20	0.2	1.0	0.05	15	《海洋生物质量》（GB18421-2001）
软体动物（非双壳类）	/	100	10.0	250	5.5	/	0.3	20	石油烃采用第二次全国海洋污染基线调查技术规程》（第

甲壳类	/	100	2.0	150	2.0	/	0.2	20	二分册)中规定的生物质量标准;其余部分采用《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。
鱼类	/	20	2.0	40	0.6	/	0.3	20	

(4) 评价结果

调查结果采用单因子指数法进行评价,2018年3月生物质量评价结果见表4.4-21和表4.4-22。

表 4.4-21 调查海域生物体中残留物单因子指数评价结果(贝类第一类)

站号	中文名	铜	铅	镉	铬	锌	砷	汞	石油烃
3	矛尾腹虾虎鱼	■	■	■	■	■	■	■	■
10	矛尾腹虾虎鱼	■	■	■	■	■	■	■	■
10	西施舌	■	■	■	■	■	■	■	■

注:“-”代表未检出;“/”表示未作评价。

评价结果表明:

调查海域采集到的所有鱼类样品中,生物体质量总体上较好,各检测项目均未超过《全国海岸带和滩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)中规定的生物质量标准。调查海域采集到的贝类样品中有超标现象,主要超标因子为铅、铬、锌、砷和石油烃。

(5) 超标原因分析

本次调查结果表明,主要超标因子为铅、铬、锌、总汞和石油烃。根据《2016年中国海洋环境状况公报》海水质量状况:“污染海域主要分布在辽东湾、渤海湾、莱州湾、江苏沿岸、长江口、杭州湾、浙江沿岸、珠江口等近岸区域,主要污染要素为无机氮、活性磷酸盐、和石油类。入海排污口邻近海域环境质量状况总体较差,91%以上无法满足所在海域海洋功能区的环境保护要求。排污口邻近海域水体中的主要污染要素为无机氮、活性磷酸盐、石油类和化学需氧量,个别排污口邻近海域水体中重金属、粪大肠菌群等含量超标。2011~2016年监测结果显示,历年均有78%以上的排污口邻近海域水质等级为第四类和劣于第四类,邻近海域水质无明显改善,水体中的主要污染要素为无机氮和活性磷酸盐。排污口邻近海域沉积物质量等级为第三类和劣于第三类的比例较上年有所增加,主要污染物为石油类和重金属。”贝类是一种滤食性生物,重金属会通过其摄入的海水和藻类富集在体内,海水水质中石油类超标,贝类也会因此受到影响。

(6) 小结

调查海域采集到的所有鱼类样品中，生物体质量总体上较好，各检测项目均未超过《全国海岸带和滩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）中规定的生物质量标准。

调查海域采集到的所有贝类样品中，生物体质量总体良好，主要超标因子为铅、铬、锌、总汞和石油烃。

4.5 渔业资源现状与评价

4.5.1 渔业资源调查概况

(1) 调查时间

本报告中引用的渔业资源调查数据主要来源于中国水产科学研究院黄海水产研究所和河北省海洋与水产科学研究院在本海区进行的渔业资源调查资料，以及相关的科研成果、文献资料等。春季调查时间为 2017 年 5 月。共 24 个渔业资源站位。

(2) 调查范围及站位布设

渔业资源调查站位见图 4.5-1，经纬度见表 4.5-1。

表 4.5-1 渔业资源调查站位经纬度

站位					
1					
2					
3					
4					
5					
6					
7					
8					
9					
10					
11					
12					
13					
14					
15					
16					
17					
18					
19					
20					
21					
22					

23			
24			

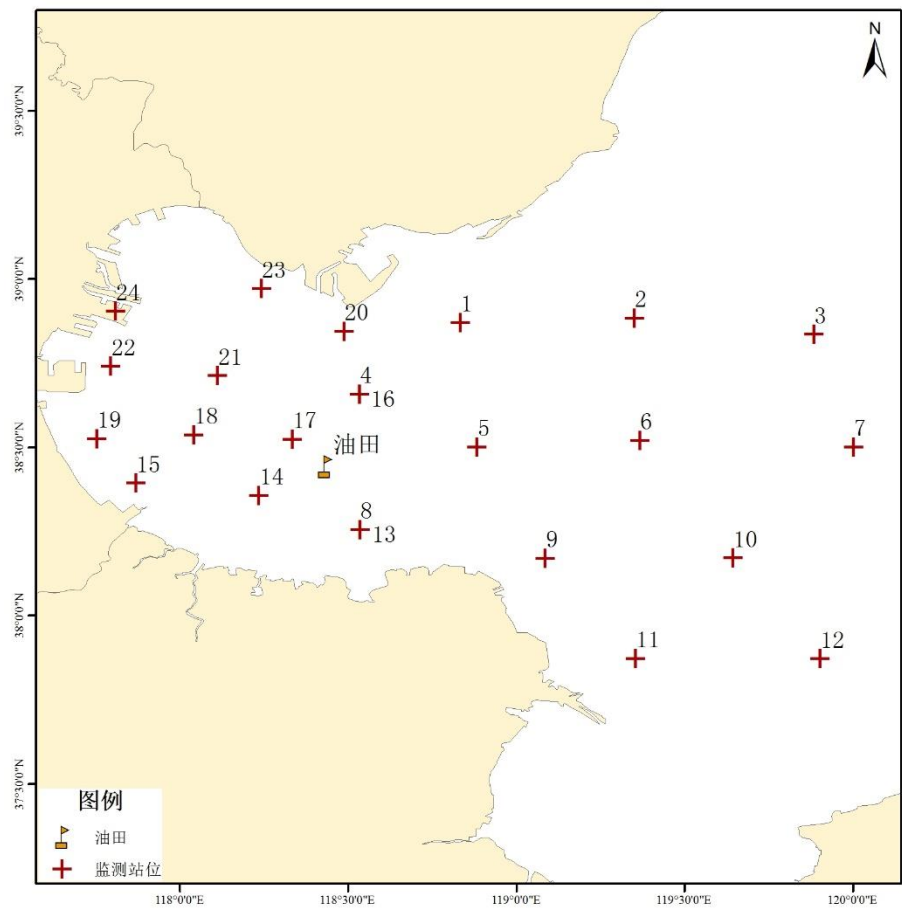


图 4.5-1 渔业资源调查站位分布图

（3）调查方法

鱼卵、仔稚鱼、游泳动物现场采样按照 GB12763.6-2007《海洋调查规范-海洋生物调查》的有关要求进行。

①鱼卵、仔稚鱼

鱼卵、仔鱼调查根据 GB12763.6《海洋调查规范第 6 部分：海洋生物调查》的有关要求执行。定量样品采集使用浅水 I 型浮游生物网（口径 50 cm，长 145 cm）自底至表垂直取样。定性样品采集使用大型浮游生物网（口径 80 cm，长 280 cm）表层水平拖网 10 min，拖网速度 2 n mile/h。采集的样品经 5%甲醛海水溶液固定保存后，在实验室进行样品分类鉴定和计数。

②渔业资源

游泳动物拖网调查按《GB12763.6 海洋调查规范第 6 部分海洋生物调查》、《海洋水产资源调查手册》和《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》的相关规定执行。渔业资源拖网调查所用网具为单拖底拖网，网口 1400 目，网目尺寸 5.6 cm，网口周长 80m，囊网

网目 20 mm，网口宽度 10.2 m，网口高度 5.5m。每站拖网 1 h，拖网速度 3.0 n mile/h，每站拖网平均扫海面积 0.05667 km²。渔获物在船上鉴定种类，并按种类记录重量、尾数等数据，样本冰冻保存带回实验室详细测定生物学数据。

游泳动物资源密度的计算采用扫海面积法，基本原理是通过拖网时网具扫过的单位面积内捕获的游泳动物的数量，计算单位面积内的现存绝对资源密度。公式如下：

$$D=C/q \times a$$

式中：D 为渔业资源密度，单位为，尾/km² 或 kg/km²；

C 为平均每小时拖网渔获量，单位为，尾/网.h 或 kg/网.h；

a 为每小时网具取样面积，单位为 km²/网.h；

q 为网具捕获率，其中，低层鱼类、虾蟹类、头足类 q 取 0.5，近底层鱼类取 0.4，中上层鱼类取 0.3。

鱼卵仔稚鱼密度计算公式：

$$G=N/V$$

式中：G 为单位体积海水中鱼卵或仔稚鱼个体数，单位为粒每立方米或尾每立方米（ind./m³）；N 为全网鱼卵或仔稚鱼个体数，单位为粒或尾（ind.）；V 为滤水量，单位为立方米（m³）。

4.5.2 渔业资源现状

4.5.2.1 鱼卵、仔稚鱼

（1）种类组成

春季调查所获鱼卵仔稚鱼 11 种，鱼卵包括斑鰾、鯷、赤鼻棱鯷、小带鱼、绯鲷、梭鱼、多鳞鳢、短吻红舌鳎、蓝点马鲛、青鳞及鲷等 7 种；仔稚鱼包括斑鰾、鲷、梭鱼、鯷、矛尾虾虎鱼、赤鼻棱鯷、青鳞等 7 种。鱼卵及仔稚鱼组成见表 4.5-2。

表 4.5-2 鱼卵及仔稚鱼组成表

种类	拉丁文	生态类型	
		鱼卵	仔稚鱼
斑鰾	<i>Konosirus punctatus</i>	+	+
鯷	<i>Engraulis japonicus</i>	+	+
赤鼻棱鯷	<i>Thrissa kammalensis</i>	+	+
蓝点马鲛	<i>Sawara niphonia</i>	+	
青鳞	<i>Harengula zunasi</i>	+	+
梭鱼	<i>Liza haematocheila</i>	+	+
鲷	<i>Platycephalus indicus</i>	+	+

多鳞鱧	<i>Sillago sihama</i>	+	
绯鯿	<i>Callionymus beniteguri</i>	+	
小带鱼	<i>Eupleurogrammus muticus</i>	+	
矛尾虾虎鱼	<i>Chaeturichthys stigmatias</i>		+
短吻红舌鳎	<i>Cynoglossus joyeri</i>	+	

（2）数量及分布

春季航次调查的 24 个站位中，水平和垂直拖网均有 19 个站位捕获到鱼卵，出现频率为 79.2%；19 个站位捕获到仔稚鱼，出现频率为 79.2%。

垂直拖网



鱼卵、仔稚鱼密度分布见表 4.5-3。

表 4.5-3 鱼卵、仔稚鱼密度分布

站位		
1		
2		
3		
4		
5		
6		
7		
8		
9		
10		
11		
12		
13		
14		
15		
16		
17		
18		
19		
20		
21		
22		
23		
24		
平均值		

4.5.2.2 渔业资源状况

(1) 种类组成

春季调查共捕获鱼类 32 种，隶属于 7 目 18 科，秋季共捕获鱼类 35 种，隶属于 5 目 17 科。鱼类名录见表 4.5-4。

表 4.5-4 鱼类名录

序号	名称	目	科	春季
1	青鳞 <i>Harengula zunasi</i>	鲱形目	鲱科	+
2	斑鰾 <i>Clupanodon punctatus</i>			+
3	赤鼻棱鯮 <i>Thrissa kammalensis</i>		鯮科	+
4	鯮鱼 <i>Engraulis japonicus</i>			+
5	中颌棱鯮 <i>Thrissa mystax</i>			+
6	黄鲫 <i>Setipinna taty</i>			+
7	白姑鱼 <i>Argyrosomus argentatus</i>	鲈形目	石首鱼科	+
8	叫姑鱼 <i>Johnius belengerii</i>			+
9	多鳞鱚 <i>Sillago sihama</i>		鱚科	+
10	方氏云鳚 <i>Enedrias fangi</i>		锦鳚科	+
11	花鲈 <i>Lateolabrax maculatus</i>		鲈科	+
12	梭鱼 <i>Liza haematocheila</i>		鲷科	+
13	六丝矛尾鰕虎鱼 <i>Chaeturichthys hexanema</i>		鰕虎鱼科	+
14	矛尾鰕虎鱼 <i>Chaeturichthys stigmatias</i>			+
15	髯须虾虎鱼 <i>Tridentiger barbatus</i>			+
16	拉氏狼牙虾虎鱼 <i>Odontamblyopus lacepedii</i>			+
17	普氏缙虾虎鱼 <i>Amoya pflaumi</i>			+
18	中华栉孔虾虎鱼 <i>Ctenotrypauchen chinensis</i>			+
19	裸项栉鰕鳊鱼 <i>Ctenogobius gymnauchen</i>			+
20	绯鲷 <i>Callionymus beniteguri</i>		鲷科	+
21	短鳍鲷 <i>Callionymus sagitta</i> Pallas			+
22	小带鱼 <i>Eupleurogrammus muticus</i>		带鱼科	+
23	蓝点马鲛 <i>Sawara nipponia</i>		鲛科	+
24	鲷 <i>Platycephalus indicus</i>	鲷形目	鲷科	+
25	许氏平鲷 <i>Sebastods schlegelii</i>			+
26	大泷六线鱼 <i>Hexagrammos otakii</i>		六线鱼科	+
27	焦氏舌鳎 <i>Cynoglossus joyneri</i>	鲽形目	舌鳎科	+
28	半滑舌鳎 <i>Cynoglossus joyneri</i>			+
29	石鲽 <i>Kareius bicoloratus</i>		鲽科	+
30	长蛇鲻 <i>Saurida elongata</i>	灯笼鱼目	狗母鱼科	+
31	尖海龙 <i>Syngnathus acus</i> Linnaeus	刺鱼目	海龙科	+
32	假睛东方鲀 <i>Fugu pseudommus</i>	鲀形目	鲀科	+

(2) 渔获量分布、优势种分析

春季调查海域优势种主要为矛尾虾虎鱼，赤鼻棱鯮；重要种依次为方氏云鳚、绯鲷、六丝钝尾虾虎鱼、鯮、焦氏舌鳎；常见种依次为黄鲫、叫姑鱼、焦氏舌鳎、鲷、赤鼻棱鯮、花鲈；其它为一般种和少见种。

表 4.5-5 春季拖网捕获的鱼类

[illegible]

(3) 渔业资源量评估

表 4.5-6 春季各站位鱼类资源量

[illegible]

[REDACTED]

(3) 甲壳类资源量评估

[REDACTED]

82

本次回顾性分析评价内容资料主要来源于《埕北油田环境影响后评价报告》（现状 2005 年）、《渤西渤南联网供气项目环境影响报告书》（现状 2008 年）、《埕北油田设备设施整体升级改造项目环境影响现状评价报告》（2011 年）、《埕北油田海洋环境影响后评价报告书》（2015 年）以及《埕北油田续期项目海洋环境现状检测报告》（2018 年）。

（2）调查范围

《埕北油田开发工程海洋环境影响后评价报告书》的调查范围见图 4.6-1，《渤西渤南联网供气项目环境影响报告书》的调查范围见图 4.6-2 和图 4.6-3，2011 年 6 月和 11 月调查范围见图 4.6-4 和图 4.6-5。

（3）对比站位选取

本次对比站位尽量兼顾区域和季节的统一，所以选择埕北油田排污口附近海域的站位，选取统一季节进行对比分析。

表 4.6-1 对比时间和站位的选取

类比项目	2005.10	2008.6	2008.10	2011.6	2011.11	2015.3	2018.3
沉积物	7#站位	P34 站位	/	23#站位	/	10#站位	13#站位
水质	7#站位	/	BP36 站位	/	23#站位	/	/
海洋生物生态	7#站位	/	BP36 站位	/	23#站位	/	/

（4）所采用资料的有效性、可比性和代表性分析

本次回顾性分析评价内容资料主要来源于已获批复的《埕北油田环境影响后评价报告》（现状 2005 年）、《渤西渤南联网供气项目环境影响报告书》（现状 2008 年）以及具有 CMA 资质的青岛环海海洋工程勘察研究院编制的《埕北油田设备设施整体升级改造项目环境影响现状评价报告》（2011 年）和《埕北油田海洋环境影响后评价报告书》（2015 年），因此，所采用资料具有有效性。

由于沉积物调查为一年一次，本次沉积物环境质量现状回顾选取 2005 年 10 月、2008 年 6 月、2011 年 6 月和 2015 年 3 月的工程所在海域环境质量现状的调查结果进行对比分析，海洋水质选取 2005 年 10 月、2008 年 10 月、2011 年 11 月的调查结果进行对比分析，海洋生物生态选取 2005 年 10 月、2008 年 10 月及 2011 年 11 月调查结果进行对比，三次调查均为秋季调查，所有类比站位均位于埕北油田排污口附近海域，因此，所采用资料具有可比性。

（5）评价因子

海水水质评价因子：选取 COD、无机氮、磷酸盐、石油类、砷、铅、锌、汞 8 项评价因子进行比较。

沉积物环境评价因子：选取汞、铜、铅、锌、镉、铬、砷、石油类、硫化物、有机碳 10 项调查因子进行比较分析。

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。

(6) 评价标准

海水水质评价标准采用《海水水质标准》中的一类标准。海洋沉积物质量评价采用《海洋沉积物质量》中的一类标准。

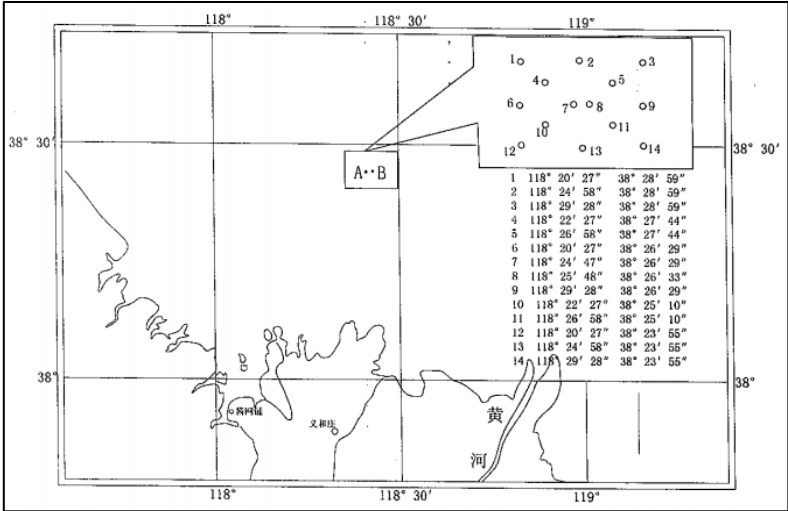


图 4.6-1 2005 年 10 月环境质量现状调查站位

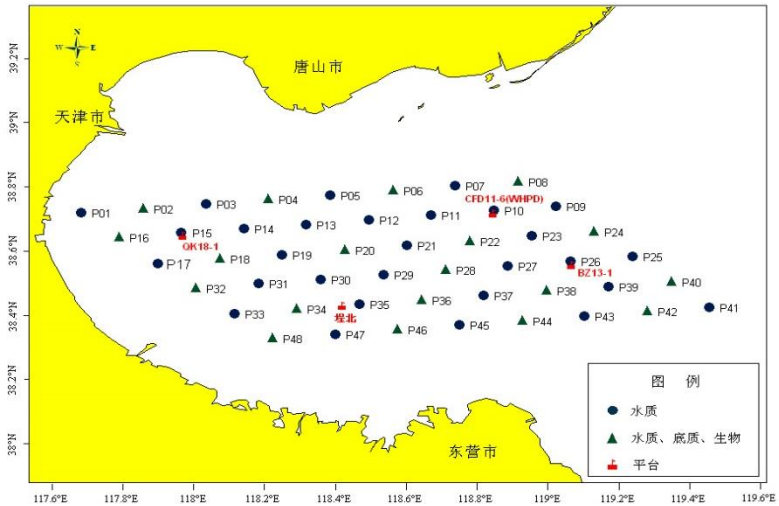


图 4.6-2 2008 年春季环境质量现状调查站位

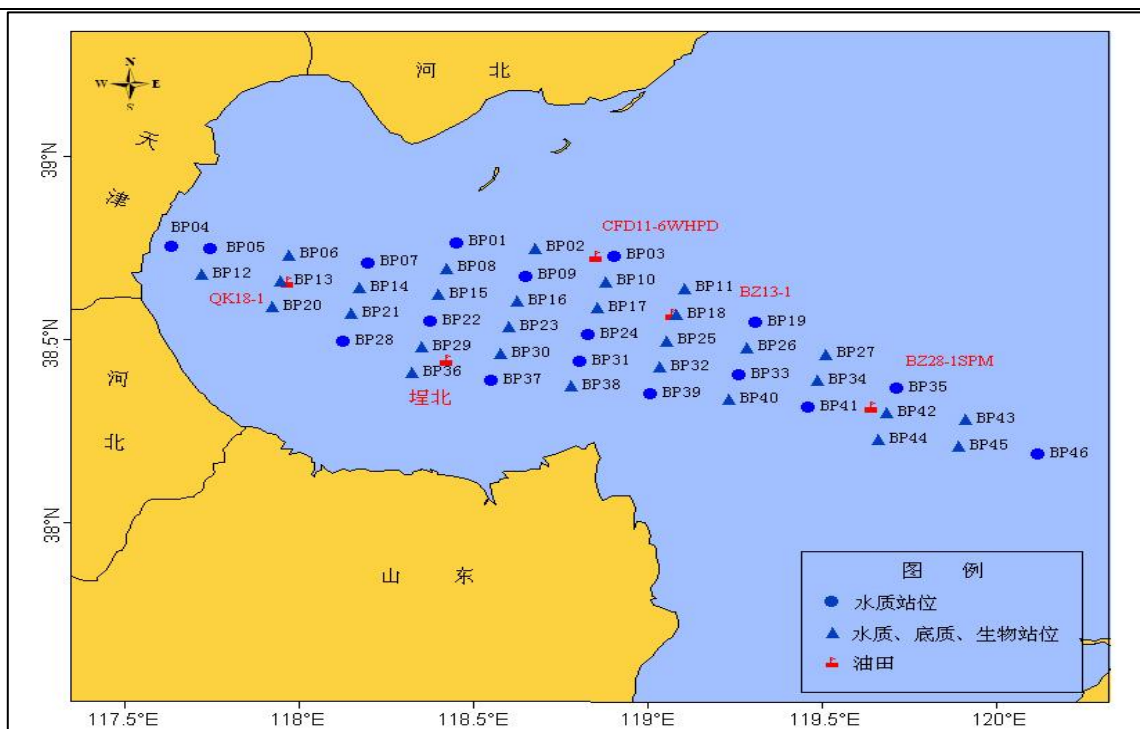


图 4.6-3 2008 年秋季环境质量现状调查站位



图 4.6-4 2011 年 11 月环境质量现状调查站位



图 4.6-5 2011 年 6 月沉积物调查站位

4.6.1 海水水质质量回顾性评价

海洋水质环境监测分析结果列于表 4.6-2 中。

表 4.6-2 海洋水质环境监测分析结果

项目	评价标准	调查时间及站位	站位	监测值	
				表层	底层
COD (mg/L)	≤2	2005 年 10 月	7#站位	1.79	1.83
		2008 年 10 月	BP36	0.432	-
		2011 年 11 月	23#站位	0.9	0.43
无机氮 (mg/L)	≤0.20	2005 年 10 月	7#站位	0.135	0.1583
		2008 年 10 月	BP36	0.403	-
		2011 年 11 月	23#站位	0.230	0.234
磷酸盐 (μg/L)	≤15	2005 年 10 月	7#站位	14.2	13.3
		2008 年 10 月	BP36	19.9	-
		2011 年 11 月	23#站位	6.33	6.33
石油类 (μg/L)	≤50	2005 年 10 月	7#站位	18.2	-
		2008 年 10 月	BP36	51.4	-
		2011 年 11 月	23#站位	39.4	-
砷 (μg/L)	≤20	2005 年 10 月	7#站位	-	-
		2008 年 10 月	BP36	0.943	-
		2011 年 11 月	23#站位	3.82	10.07
铅 (μg/L)	≤1	2005 年 10 月	7#站位	-	-
		2008 年 10 月	BP36	0.975	-
		2011 年 11 月	23#站位	2.56	2.42
锌 (μg/L)	≤20	2005 年 10 月	7#站位	-	-
		2008 年 10 月	BP36	13.4	-
		2011 年 11 月	23#站位	31.56	30.62
汞 (μg/L)	≤0.05	2005 年 10 月	7#站位	-	-
		2008 年 10 月	BP36	0.0399	-
		2011 年 11 月	23#站位	0.17	0.15

(1) 海水水质环境回顾分析结论

①2008 年秋季出现超标的因子为无机氮、磷酸盐和石油类；2011 年 11 月出现超标的因子为无机氮、铅、锌和汞；埕北油田周边海域主要的污染因子为无机氮、磷酸盐、石油类、铅、锌、汞。

②从时间角度考虑，磷酸盐和石油类浓度高值出现在 2008 年；铅和汞的浓度近些年有上升趋势；锌的浓度在 2011 年浓度最大。

(2) 超标原因分析

据《2016 年中国海洋环境状况公报》海水质量状况：“污染海域主要分布在辽东湾、渤海湾、莱州湾、江苏沿岸、长江口、杭州湾、浙江沿岸、珠江口等近岸区域，主要污染要素为无机氮、活性磷酸盐、和石油类。入海排污口邻近海域环境质量状况总体较差，91% 以上无法满足所在海域海洋功能区的环境保护要求。排污口邻近海域水体中的主要污染要素为无机氮、活性磷酸盐、石油类和化学需氧量，个别排污口邻近海域水体中重金属、粪大肠菌群等含量超标。2011~2016 年监测结果显示，历年均有 78% 以上的排污口邻近海域水质等级为第四类和劣于第四类，邻近海域水质无明显改善，水体中的主要污染要素为无机氮和活性磷酸盐。排污口邻近海域沉积物质量等级为第三类和劣于第三类的比例较上年有所增加，主要污染物为石油类和重金属。”

根据《2016 年中国海洋环境质量公报》提供的结果：排污口邻近海域水体中的主要污染要素为无机氮、活性磷酸盐、石油类和化学需氧量（COD），个别排污口邻近海域水体中重金属、粪大肠菌群等含量超标。这与本次调查的结果基本一致。从近年整个渤海海域的重金属污染状况看，海水中的铅浓度超第一类海水水质标准的现象较为普遍，海水总汞和锌浓度超标现象也呈现微加剧趋势。

(3) 变化趋势分析

2008 年 10 月，调查海域水质整体水平：调查海域的主要环境影响因子是无机氮、铅、磷酸盐、总汞和石油类。调查海区水质环境质量一般，超标较严重的项目包括无机氮、铅磷酸盐、总汞和石油类；其余项目均符合一类海水水质标准。此外，表层磷酸盐存在超三类标准的站位，底层磷酸盐各测站均符合二类水质标准；表、底层无机氮均存在超三类的站位；石油类存在超二类海水水质标准的站位；调查海区的重金属铅和汞均符合二类海水水质标准。

2011 年 11 月，调查海域水质整体水平：调查海区水质环境质量总体较好。表层和底层

无机氮、砷、铅、锌、汞有不同程度超标，但均满足二类海水水质标准，表层石油类含量超标，超标率 12.50%，个别站位超二类标准，但均满足三类水质标准。同时埕北油田周边海域表层超标的站有 2 个，主要超标因子无机氮和铅、锌、汞（重金属）；底层超标的站有 2 个，主要超标因子无机氮和铅、锌、汞（重金属）；其它超标站位于 5 公里以外。

从历史海水水质环境调查过程中可以发现，整个调查海域均有无机氮、磷酸盐、石油类、铅、锌、汞超标的现象，调查海区海水水质环境背景超标，排污口附近海域水质环境超标与埕北油田建设生产无必然的联系。

4.6.2 表层沉积物质量回顾性评价

2005 年 10 月、2008 年 6 月、2011 年 6 月和 2015 年 3 月沉积物环境监测分析结果列于表 4.6-2 中。

表 4.6-2 沉积物环境监测分析结果表(10⁻⁶)

项目	2005 年 10 月 7#站位	2008 年 6 月 P34	2011 年 6 月 23#站位	2015 年 3 月 10# 站位	2018 年 3 月 13#站位
	监测值	监测值	监测值	监测值	监测值
汞	0.041	0.0463	0.0565	0.087	0.0159
铜	-	21.9	8.16	12.3	20.1
铅	-	19.4	5.46	16.1	17.6
锌	-	21.4	44.38	51.2	37.4
镉	-	0.146	0.46	0.32	0.143
铬	48.3	20.0	6.93	42.7	56.3
砷	3.49	8.66	9.49	8.42	12.6
石油类	4.27	12.7	86.85	48.2	53.5
硫化物	16.67	26.5	97.27	70.0	6.93
有机碳 (10 ⁻²)	0.51	0.189	0.93	1.62	0.419

根据区域海区沉积物代表年份监测数据，分析调查区沉积物汞、铜、铅、锌、镉、铬、砷、石油类、硫化物和有机碳。

（1）表层沉积物环境回顾分析结论

①从历史沉积物环境调查结果可以看出，排污口附近海域沉积物中的硫化物、油类、有机碳、汞、铜、铅、锌、镉、铬全部一类沉积物质量标准，沉积物质量状况良好

②从时间角度考虑，汞、镉和锌的浓度近些年有上升趋势，但变化不大。

（2）变化趋势分析

镉、汞（重金属）升高原因分析：根据工程分析结果结合海上石油开发工程特点，埕北油田的开发及经营活动过程中不会产生和排放镉、砷、汞（重金属）等污染物，因此镉、

砷、汞（重金属）等因子的升高与本工程建设无必然联系。

锌升高原因分析：本评价范围内现有海底管线牺牲阳极会释放少量的锌，主要存在于海底底土里，根据现有项目估算结果，牺牲阳极保护工艺中所产生消耗的锌，可能会对海洋底质环境产生局部的影响（只在牺牲阳极周围）。而 2008 年、2011 年、2015 年及 2018 年调查结果表明，沉积物中锌含量均未超标，因此埕北油田的开发及经营活动对锌含量升高的贡献较小。

4.6.3 海洋生物生态环境回顾性分析

海洋生态回顾评价采用 2005 年 10 月、2008 年 10 月和 2011 年 11 月的秋季调查结果，因 2015 年 3 月为春季调查结果，因此不与其他三次秋季调查结果作对比。因生物具有动态和区域性，因而采用区域的调查结果更能直观的反映海洋生物的生存环境，本评价采用 3 次区域调查结果进行对比。叶绿素 a 对比结果见表 4.6-3、浮游植物对比结果见表 4.6-4、浮游动物对比结果见表 4.6-5、底栖生物对比结果见表 4.6-6。

(1) 叶绿素 a

表 4.6-3 叶绿素 a 秋季调查结果对比

调查时间		2005 年 10 月	2008 年 10 月	2011 年 11 月
叶绿素 a(mg/m³)	表层范围值	0.022~1.77	0.27~4.18	0.68~1.53
	表层平均值	0.85	1.96	0.99
	底层范围值	-	0.61~5.32	0.88~1.12
	底层平均值	-	2.40	1.02

叶绿素 a 含量平均值在各代表年份变化如图 4.6-6 所示。图 4.6-6 显示：表层叶绿素 a 含量总体呈上升变化，由 2005 年的 0.85mg/m³ 上升至 2008 年的 1.96mg/m³，又下降至 2011 年的 0.99mg/m³。底层叶绿素 a 含量呈下降，由 2008 年的 2.4mg/m³ 下降至 2011 年 1.02mg/m³。

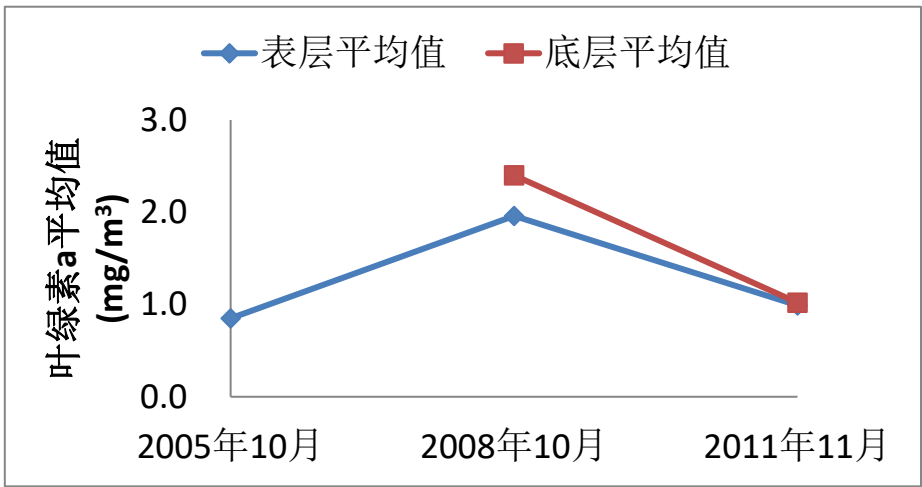


图 4.6-6 叶绿素 a 含量平均值历年变化

(2) 浮游植物

表 4.6-4 浮游植物秋季调查结果对比

调查时间	2005 年 10 月	2008 年 10 月	2011 年 11 月
种类数 (种)	22	68	34
主要类群及所占比例	硅藻 (77.3%)	硅藻 (82.4%)	硅藻 (88.2%)
细胞数量 ($\times 10^4$ 个/ m^3)	0.7~4	12.55~667.9	27.86~89.39
细胞数量平均 ($\times 10^4$ 个/ m^3)	1.75	142.42	53.03
优势种	丹麦细柱藻、角毛藻	旋链角毛藻、威氏圆筛藻	夜光藻、圆筛藻

浮游植物细胞数量平均值在各代表年份分布如图 4.6-7 所示。图 4.6-7 显示：浮游植物细胞数量平均值总体呈上升变化，由 2005 年的 $1.75mg/m^3$ 上升至 2008 年的 $142.42mg/m^3$ ，又下降至 2011 年的 $53.03mg/m^3$ 。优势种有一定变化。

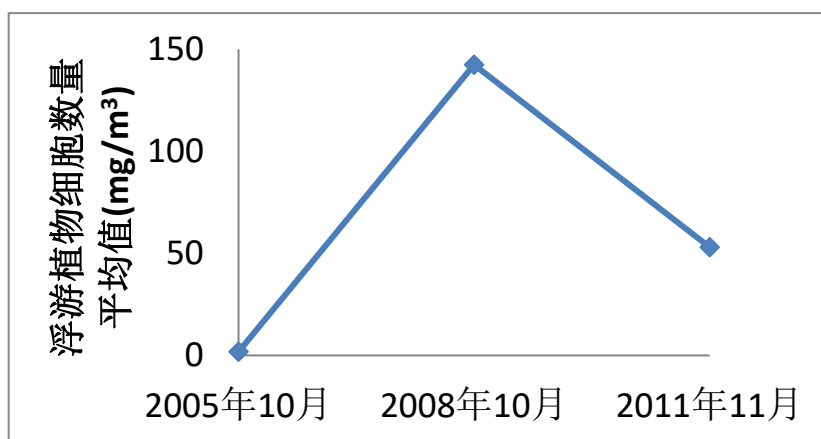


图 4.6-7 浮游植物细胞数量平均值历年变化

(3) 浮游动物

浮游动物秋季调查结果见表 4.6-5。

表 4.6-5 浮游动物秋季调查结果对比

调查时间	2005 年 10 月	2008 年 10 月	2011 年 11 月
种类数 (种)	13	18	16
个体数量 (个/ m^3)	455~2869.1	20.2~283	5.5~135.7
个体数量平均值 (个/ m^3)	2096.4	91.1	35.3
生物量 (mg/m^3)	327.4~21697.5	10.3~309.3	7.15~154.30
生物量平均值 (mg/m^3)	3630.3	87.1	41.59
主要优势种	长腹剑水蚤、太平洋纺锤水蚤	强壮箭虫、中华哲水蚤	强壮箭虫

浮游动物个体数量和生物量平均值在各代表年份分布如图 4.6-8 所示。图 4.6-8 显示：浮游动物个体数量平均值总体呈下降走势，由 2005 年的 2096.4 个/ m^3 下降至 2011 年的 35.3 个/ m^3 。生物量平均值总体下降，由 2005 年的 $3630.3mg/m^3$ 下降至 2011 年的 $41.59mg/m^3$ 。

主要优势种有所变化，种类数变化不大。

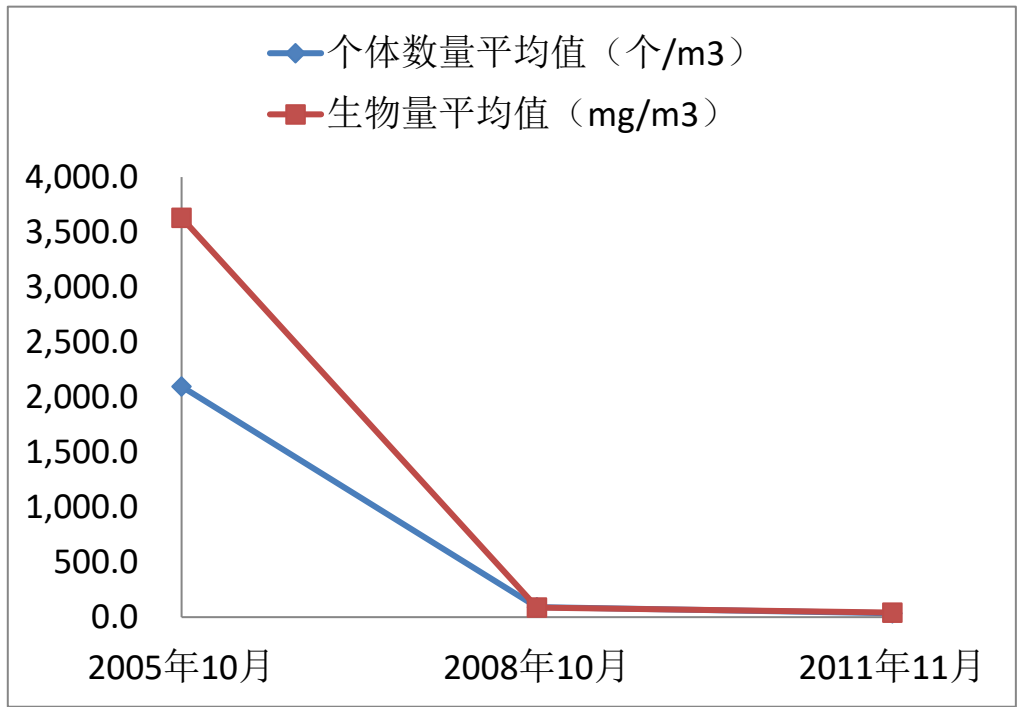


图 4.6-8 浮游动物个体数量和生物量平均值历年变化

(4) 底栖生物

表 4.6-6 底栖生物秋季调查结果对比

项目	2005 年 10 月	2008 年 10 月	2011 年 11 月
种类数 (种)	16	77	35
生物量 (g/m²)	1.23~219.95	0.40~472.10	0.17~106.66
生物量平均值 (g/m³)	21.9	16.28	22.85
栖息密度 (个/m²)	300~640	30~480	30~220
栖息密度平均值 (个/m²)	426.7	203.4	93.57

底栖生物栖息密度和生物量平均值在各代表年份分布如图 4.6-9 所示。图 4.6-9 显示：底栖生物栖息密度平均值总体为下降，由 2005 年的 426.7 个/m³下降至 2011 年的 93.57 个/m³。生物量平均值总体为上升，由 2005 年的 21.9mg/m³上升至 2011 年的 22.85mg/m³。种类数有所上升。

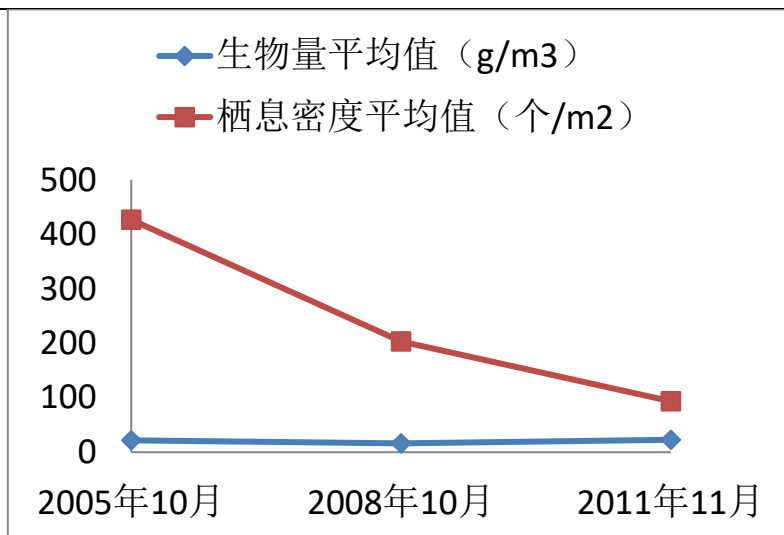


图 4.6-9 底栖生物栖息密度和生物量平均值历年变化

5 环境敏感区（点）和环境保护目标分析

5.1 海洋环境功能区划及相关规划符合性分析

（1）海洋功能区划符合性

①与《全国海洋功能区划（2011年～2020年）》的符合性分析

根据《全国海洋功能区划（2011-2020）》，本工程位于《全国海洋功能区划》（2011-2020）的“渤海中部海域”。该区的主要功能为矿产与能源开发、渔业、港口航运。西南部、东北部海域重点发展油气资源勘探开发，协调好油气勘探、开采用海与航运用海之间的关系。区域积极探索风能、潮流能等可再生能源和海砂等矿产资源的调查、勘探与开发。合理利用渔业资源，开展重要渔业品种的增殖和恢复。加强海域生态环境质量监测，防治赤潮、溢油等海洋环境灾害和突发事件。

本工程建设是在既有埕北油田A、B区井口平台上进行调整井建设，平台位于渤海中部海域，工程建成后能够提升渤海区域的石油开采能力，合理开发海洋资源，有助于所在海域主导功能的发挥。工程施工与生产开发时应注意与周边航运用海功能区的协调性，加强周边海域生态环境质量监测，防止溢油事故发生，工程建设符合全国海洋功能区划（2011~2020年）。

②与《全国海洋主体功能区规划》的符合性分析

2015年8月1日，国务院以国发〔2015〕42号印发《全国海洋主体功能区规划》。该规划中依据主体功能，将内水和领海主体功能区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区域。其中重点开发区域包括“城镇建设用海区、港口和临港产业用海区、海洋工程和资源开发区。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。”

埕北油田位于“内水和领海主体功能区-重点开发区域”，本项目在施工期和运营期的生活污水处理达标后排放；2020年底之前，含油生产水经环保设施处理后部分回注地层，部分外排，2020年底开始实现全部回注；固体废物和船舶含油污水运回陆上处理；优化施工进度计划，施工时间尽量避开工程海区鱼虾的产卵盛季，通过采取上述环保措施，本项目对海洋经济生物繁殖生长不会有较大影响，油田开发运营期实行跟踪监测制度，定期海洋水质、沉积物、生物生态进行监测，同时制定相应的溢油应急计划和应急预案，配备溢油应急设施和设

备，提高油田溢油事故应急能力。因此，本工程建设符合《全国海洋主体功能规划》。

③与《山东省海洋功能区划（2011-2020）》的符合性分析

工程位置与山东省海洋功能区划的位置关系见图 5.1-1。根据《山东省海洋功能区划（2011-2020）》，本工程所处海域位于区划范围之外，工程建设不会影响到《山东省海洋功能区划（2011-2020 年）》的功能区。

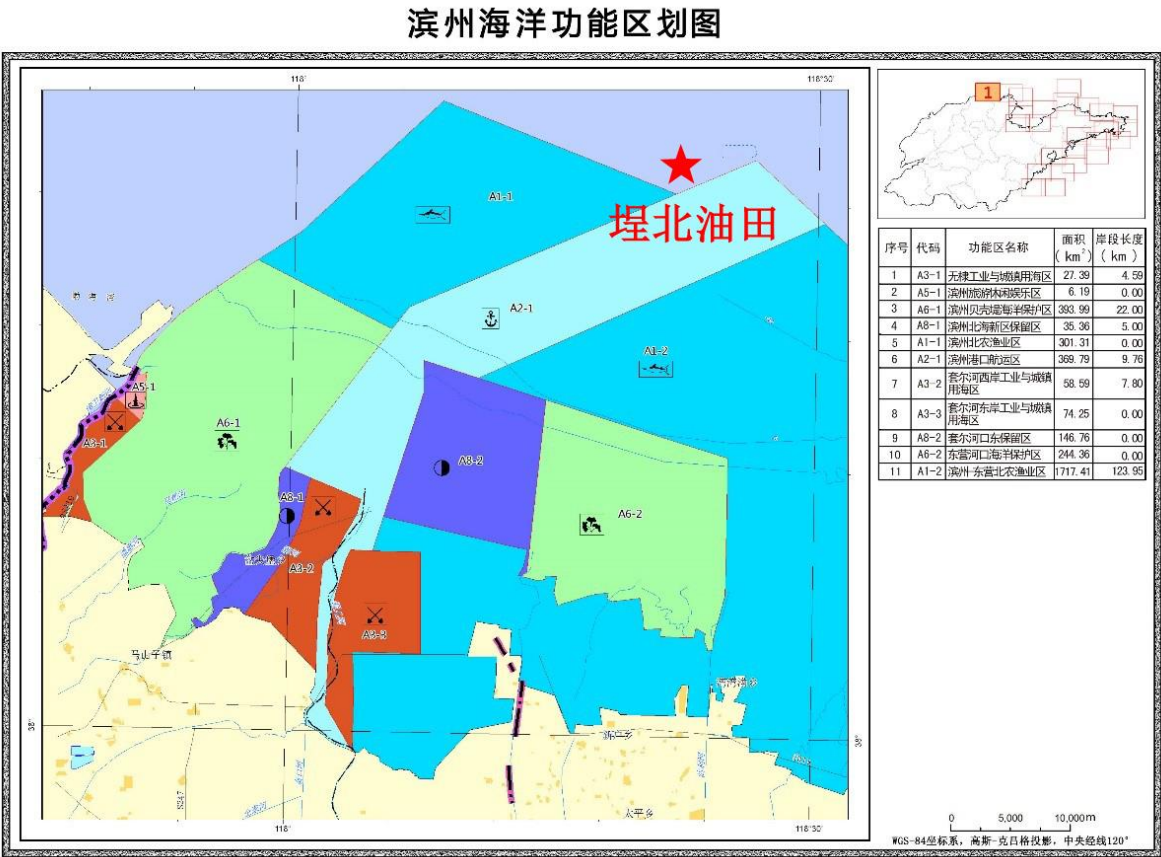


图 5.1-1 山东省海洋功能区划（2011-2020 年）

④与《山东省渤海海洋生态红线区划定方案》符合性分析

根据山东省人民政府发布的《山东省渤海海洋生态红线区划定方案（2013-2020 年）》【鲁政办发（2013）39 号】，本工程位于山东省渤海海洋生态红线区外，根据环境影响预测结果，正常工况下，工程建设不会影响到《山东省渤海海洋生态红线区划定方案（2013-2020 年）》中的红线区域，工程与山东省渤海海洋生态红线区的相对位置关系见图 5.1-2。

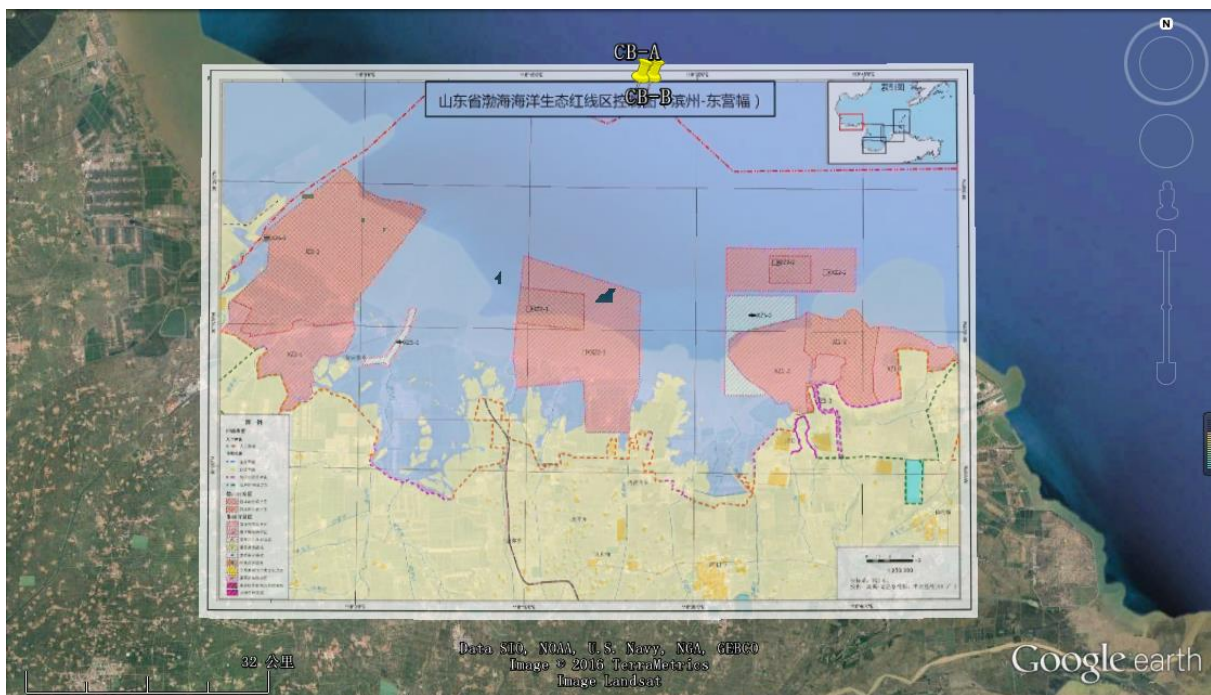


图 5.1-2 工程与山东省渤海海洋生态红线区的位置示意图

(2) 相关规划符合性

①与产业政策的符合性

本项目属于国家《产业结构调整指导名录（2011 版，2013 年修正）》中鼓励类“常规石油、天然气勘探与开采”，符合国家产业政策。

②与《能源发展战略行动计划（2014-2020 年）》的符合性

《能源发展战略行动计划（2014-2020 年）》指出：坚持陆上和海上并重，巩固老油田，开发新油田，突破海上油田，大力支持低品位资源开发，建设大庆、辽河、新疆、塔里木、胜利、长庆、渤海、南海、延长等 9 个千万吨级大油田。

加快海洋石油开发。按照以近养远、远近结合，自主开发与对外合作并举的方针，加强渤海、东海和南海等海域近海油气勘探开发，加强南海深水油气勘探开发形势跟踪分析，积极推进深海对外招标和合作，尽快突破深海采油技术和装备自主制造能力，大力提升海洋油气产量。

本项目对埕北油田 A、B 区井口平台进行调整并建设，项目建成后能够提升渤海区域的石油开采能力，合理开发海洋资源，有助于所在海域主导功能的发挥，工程建设符合《能源发展战略行动计划（2014-2020 年）》的要求。

③渤海环境保护总体规划

根据《渤海环境保护总体规划（2008~2020 年）》（2009 年），“要加强海洋工程污染防治和保护区建设，提高倾废管理水平，强化油气开发区的环境管理，加强溢油应急技术支持及

保障能力，建立渤海污染防治与生态保护系统，力求通过 5-15 年的治理，使渤海环境保护工作上一个新台阶”等内容，本项目在开发过程中重视海上环境保护工作，符合《渤海环境保护总体规划（2008~2020 年）》（2009 年）要求。

④与《国家海洋局关于进一步加强渤海生态环境保护工作的意见》符合性分析

2017 年 5 月 18 日，国家海洋局印发《国家海洋局关于进一步加强渤海生态环境保护工作的意见》的通知（国海发[2017]7 号），本工程与该通知的符合性分析见表 5.1-1，由表可知：本工程符合《国家海洋局关于进一步加强渤海生态环境保护工作的意见》的相关要求。

表 5.1-1 本工程与“国海发【2017】7 号”文的符合性分析

序号	相关要求	符合性分析	是否相符
三、加强海洋空间资源利用管控	坚持生态用海，严格执行海洋主体功能区规划、海洋功能区划、海洋生态红线等管控措施，提高生态环境准入门槛，禁止严重过剩产能以及高耗能、高污染、高排放项目用海，推动海域资源利用方式向绿色化、生态化转变。建立健全海洋开发利用活动生态补偿制度。暂停选划临时性海洋倾倒区，启动倾倒区规划编制，按照科学合理经济安全的原则，调整完善海洋倾倒区布局，禁止倾倒除海上疏浚物外的废弃物。 暂停受理、审核渤海内围填海项目，暂停受理、审批渤海内区域用海规划，暂停安排渤海内的年度围填海计划指标，稳妥处理好政策衔接问题。深入开展渤海围填海项目后评估工作，重点对渤海围填海生态环境影响进行综合评价，为制定渤海生态环境综合整治和围填海管控措施提供依据。	①本项目符合《全国海洋主体功能区规划》、《全国海洋功能区划（2011-2020 年）》等的管控措施。 ②本项目不属于高耗能、高污染、高排放的项目；且本项目不涉及倾倒废弃物问题。 ③工程内容不涉及围填海。	符合
六、加强海洋生态环境风险防控	从严管控渤海海上油气勘探开发、炼化、滨海核电等涉海重大工程环境风险，全面排查溢油、危险化学品泄漏、放射性污染等环境风险隐患，完善分类分级的海上应急监测及处置预案，在石化基地、油气平台、危化品储存区、滨海核电设施等邻近海域部署快速监测能力和应急处置物资设备。开展海洋环境突发事件风险评估和风险区划，构建风险信息库，建立信息共享机制。 加强赤潮（褐潮）、绿潮、水母旺发等海洋生态灾害形成机理以及海洋自然灾害对生态环境的影响研究，分区分级建设海洋生态灾害应急监测体系，完善海洋生态灾害应急预案，提高海洋环境预警报和生态灾害的监测预警水平。	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《埕北油田溢油应急计划》并报生态环境部备案，本工程的工程内容已包含在该溢油应急计划中。	符合

⑤与《全国海洋生态环境保护规划（2017 年-2020 年）》的符合性分析

2018 年 2 月，国家海洋局印发了《全国海洋生态环境保护规划（2017 年-2020 年）》，《规

划》明确了“绿色发展、源头护海”“顺应自然、生态管海”“质量改善、协力净海”“改革创新、依法治海”“广泛动员、聚力兴海”的原则，确立了海洋生态文明制度体系基本完善、海洋生态环境质量稳中向好、海洋经济绿色发展水平有效提升、海洋环境监测和风险防范处置能力显著提升四个方面的目标，提出了近岸海域优良水质面积比例、大陆自然岸线保有率等八项指标。

本项目施工期产生的生活污水经处理达标后排海；船舶机舱含油污水、油层段钻屑、油层段钻井液、生活垃圾和生产垃圾均运回陆地进行处理；非油层段钻井液和钻屑经检验合格后，并经所在海区主管部门批准后，达标排海。本项目运营期不新增生活污水排海量；不新增生活垃圾产生量，且生活垃圾和生产垃圾均运回陆地处理；处理达标的生产水排放总量不超过原环评批复的总量，且 2020 年底起，处理达标的生产水全部回注地层，不外排。本项目施工期及运营期产生的污染物均得到了妥善处置，符合《全国海洋生态环境保护规划》（2017 年~2020 年）中“源头护海”的原则。

本工程生产运营阶段跟踪监测纳入油田现有跟踪监测计划中，并定期监测设施外排污染物的排放浓度。针对可能发生的风险，中海石油（中国）有限公司渤西作业公司已经编制了《埕北油田溢油应急计划》，并报生态环境部备案。针对调整井工程油田应该按照备案的溢油应急计划做好各种溢油应急准备和响应，尤其是钻完井期间落实好各种溢油应急措施。符合《全国海洋生态环境保护规划》（2017 年~2020 年）中“海洋环境监测和风险防范处置能力”提升的目标。

综上，本项目建设符合《全国海洋生态环境保护规划》（2017 年~2020 年）要求。

⑥与《渤海综合治理攻坚战行动计划》的符合性分析

为全面贯彻党中央、国务院决策部署，落实《中共中央国务院关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战的意见》（中发〔2018〕17 号）的要求，打好渤海综合治理攻坚战，加快解决渤海存在的突出生态环境问题，制定了《渤海综合治理攻坚战行动计划》。

根据《渤海综合治理攻坚战行动计划》“（二）海域污染治理行动”中的“9.船舶污染治理”规定：“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。”

根据《渤海综合治理攻坚战行动计划》“（二）海域污染治理行动”中的“11.海洋垃圾污染防治”规定：“严厉打击向海洋倾倒垃圾的违法行为，禁止垃圾入海....”。

根据《渤海综合治理攻坚战行动计划》“(三)生态保护修复行动”中的“13.生态保护修复行动”规定:“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,强化自然保护地选划和滨海湿地保护”。

根据《渤海综合治理攻坚战行动计划》“(三)生态保护修复行动”中的“15.海洋生物资源养护”规定:“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”。

根据《渤海综合治理攻坚战行动计划》“(四)环境风险防范行动”中的“17.海上溢油风险防范”规定:“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。”

本工程位于渤海中部海域,是在原有平台上进行调整井工程建设,同时在 B 平台上进行内挂井槽建设,属于海洋矿产资源勘探开发及其附属工程,不涉及围填海工程。工程位于《山东省生态保护红线划定方案》划定范围之外。

本工程施工期和运营期污染物均得到合理有效的处置,不存在向海洋倾倒垃圾的违法行为。施工期,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管理规定》,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到《船舶水污染物排放控制标准》(GB3552-2018)后排海。生活垃圾、生产垃圾全部运回陆上交由有资质单位接收处理。施工期间主要的污染物是非油层段钻屑和非油层段钻井液排海会对海洋环境产生一定的影响,但影响是暂时的、可恢复的。针对施工期带来的生物资源损失给予补偿金额,在后续生产过程中建设单位会采取相应生态补偿和修复措施,并对重要渔业品种实施增殖放流,从而维持海洋生物资源可持续利用。同时施工期非油层段钻屑和钻井液的排放避开主要经济鱼类的产卵盛期(6月),以减轻对海洋生态环境的影响。

此外,建设单位已编制《埕北油田溢油应急计划》并进行了备案,原有溢油应急计划满足本项目溢油应急的需要,建设单位根据溢油应急计划开展好各种溢油应急准备和响应工作,以防范海上溢油等海洋环境突发污染事故。同时,建设单位制定了相应的管道保护和检测程序,定期对平台、油气管线进行不定期局部检测和定期全面检测,对油田生产风险源进行全面排查。在后续生产过程中,建设单位将严格落实环境保护主管部门要求,严格执行排污许可制度。

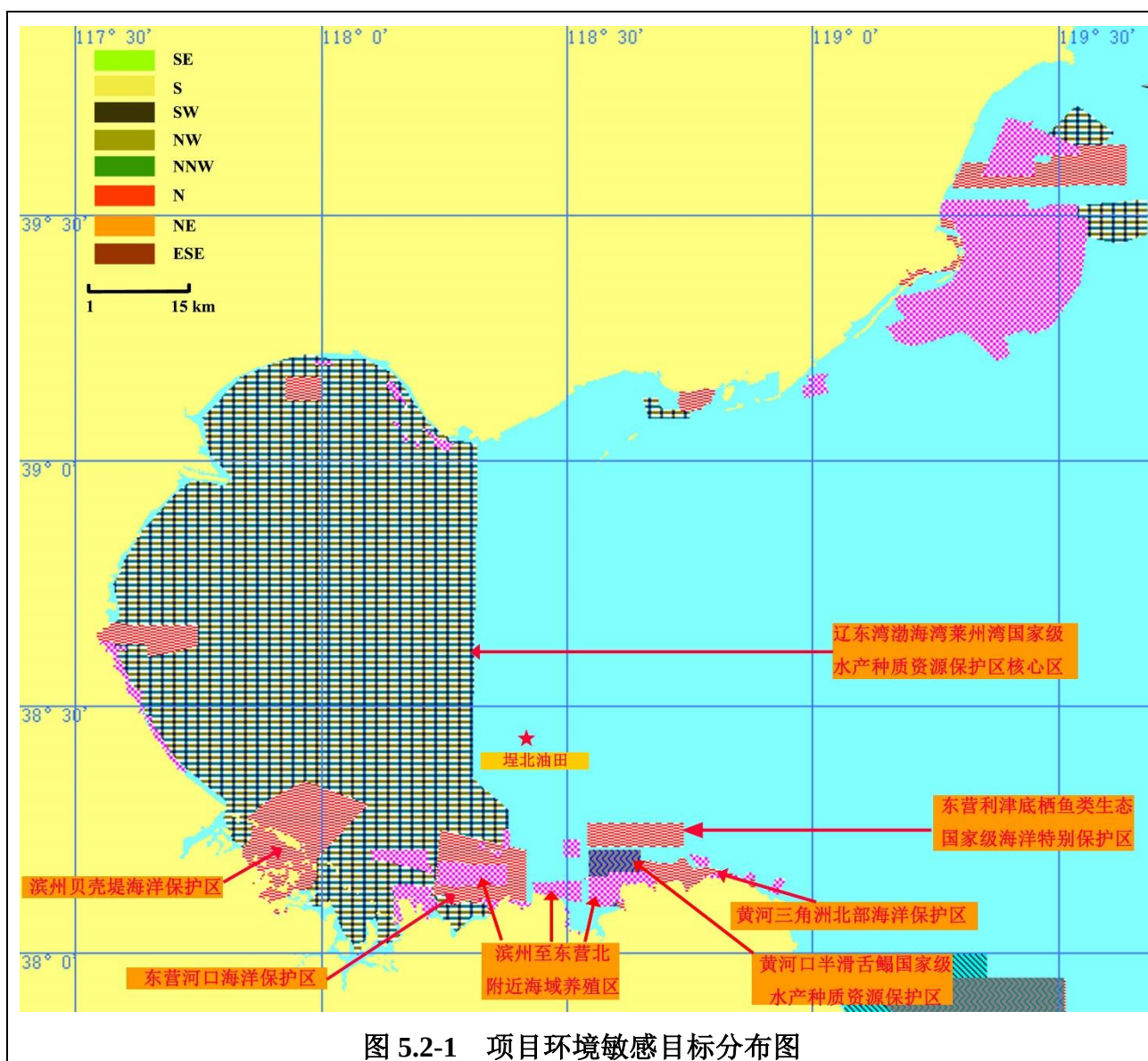
综上，工程建设符合《渤海综合治理攻坚战行动计划》的相关要求。

5.2 主要环境敏感目标分布

根据本油田开发工程所处海域的位置、开发规模和特点以及可能产生的环境影响，本次评价筛选的主要环境敏感目标包括海洋特别保护区、自然保护区、水产种质资源保护区、产卵场索饵场洄游通道、海水养殖区等环境敏感区等。埕北油田位于中上层鱼类产卵场和底层鱼类产卵场内，距埕北油田最近的其他敏感目标为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，距埕北油田约为9.9km。埕北油田A、B区井口平台调整井工程评价范围内的敏感目标为中上层鱼类和底层鱼类的产卵场，为了进一步识别出周边海域敏感目标情况，本次还识别出周边海域的敏感目标。埕北油田附近主要敏感区和保护目标见表5.2-1，埕北油田附近敏感目标分布情况见图5.2-1。

表 5.2-1 环境敏感目标分布表

序号	敏感区类型	敏感目标名称	相对本项目	
			方位	距离 (km)
1	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	西	9.9
2		黄河口半滑舌鳎国家级水产种质资源保护区	东南	28.03
3	国家级海洋特别保护区	滨州贝壳堤海洋保护区	西南	32.3
4		东营河口海洋保护区	南	23.6
5		利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区	东南	22.9
6		黄河三角洲北部海洋保护区	东南	30.9
7	海水养殖区	滨州至东营北附近海域养殖区	南	20.72
8	产卵场、索饵场和洄游通道	产卵场、索饵场和洄游通道	中上层鱼类	位于产卵场内
			底层鱼类	位于产卵场内



5.3 其他环境保护目标

(1) 中上层鱼类

代表性种类有太平洋鲱鱼、鲱鱼、青鳞、黄鲫、斑鰶、小鳞魮、鄂针鱼、赤鼻棱鲷等。渤海产卵场分布在渤海湾、莱州湾、辽东湾、滦河口、大清河口及戴河口一带水域，本项目位于渤海湾产卵场，见图5.3-1。

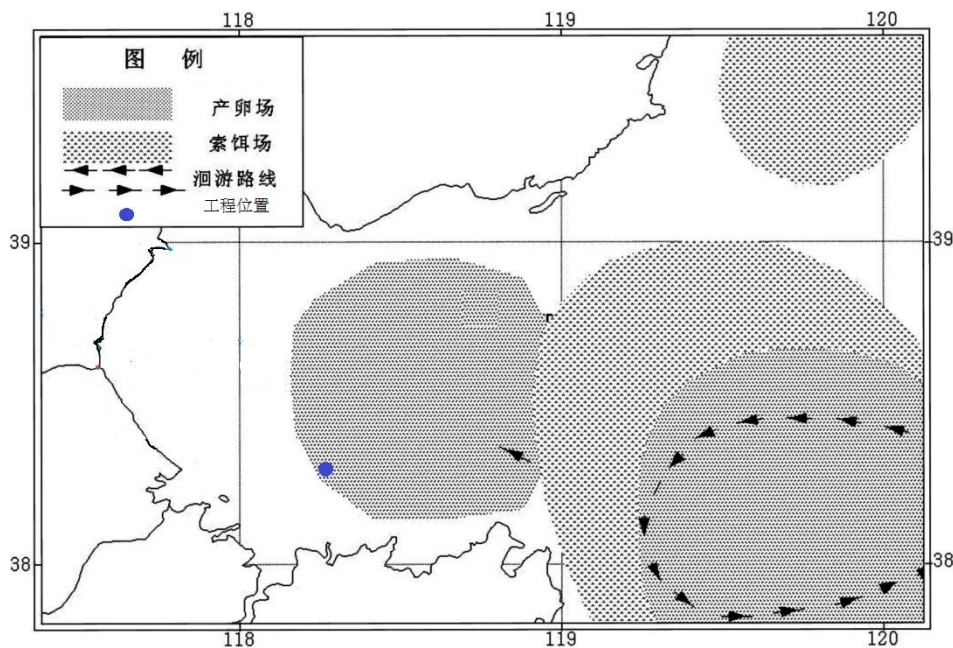


图 5.3-1 中上层鱼类产卵场、索饵场、洄游通道分布图

(2) 底层鱼类

代表性种类有小黄鱼、带鱼、东方鲀类、鲈鱼、黄姑鱼、叫姑鱼、白姑鱼、梅童鱼、真鲷、鲷类、鲷类、鲆鲽类等。渤海产卵场分布在渤海湾、莱州湾、辽东湾，本项目位于渤海湾产卵场。见图5.3-2。

(3) 对虾

对虾产卵场主要有渤海内湾诸河口附近水域，及山东半岛的海州湾、胶州湾、乳山湾沿岸、辽东半岛的海洋岛、鸭绿江口附近水域。产卵期一般为一个月左右（5~6月）。本工程附近海域有其洄游通道分布见图5.3-3。

(4) 小黄鱼

小黄鱼是渤海的主要经济鱼类，一般春季向沿岸洄游，3~6月间产卵后，分散在近海索饵，秋末返回深海，冬季于深海越冬。其越冬场在黄海西南部至东海北部，每年4月份北上到达成山头外海，然后分2支，一支继续向北到鸭绿江口进行产卵，另一支则向西，经烟

威外海进入渤海，分别游向莱州湾、渤海湾和辽东湾等产卵场，产卵期为5月~6月，10月末到11月初向渤海中部集中。

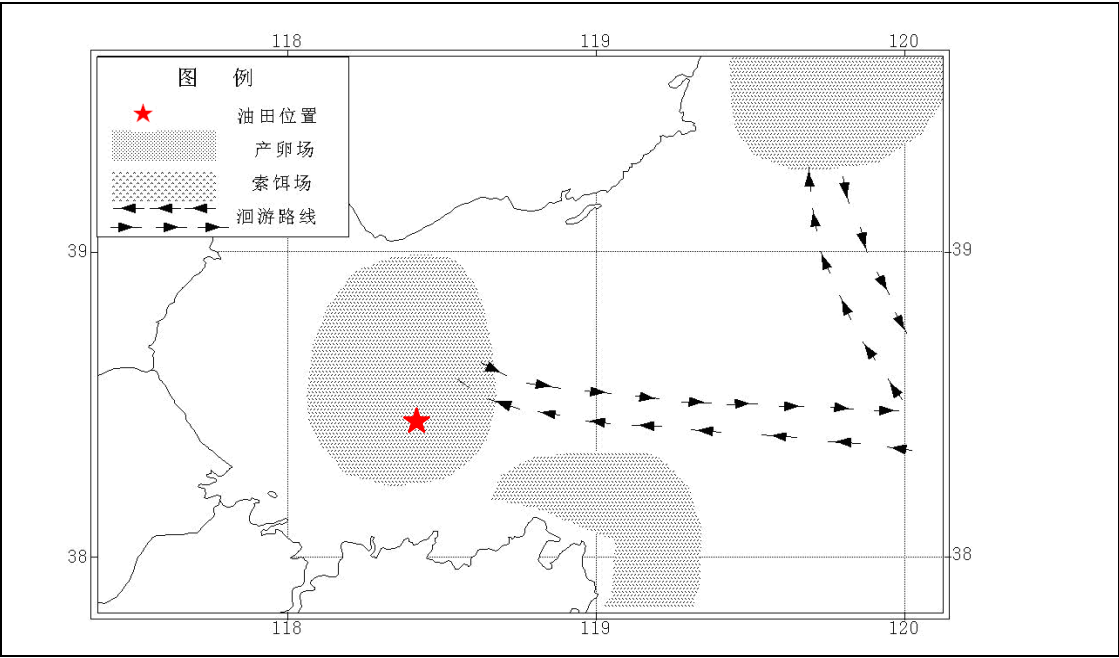


图 5.3-2 底层鱼类产卵场、索饵场、洄游通道分布图

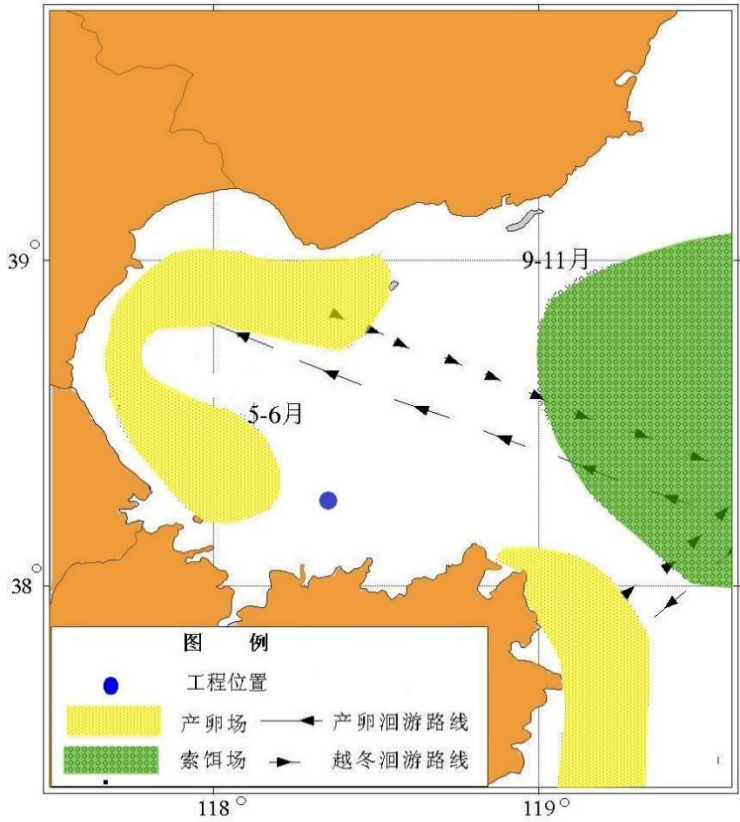


图 5.3-3 对虾产卵场、索饵场及洄游路线分布图

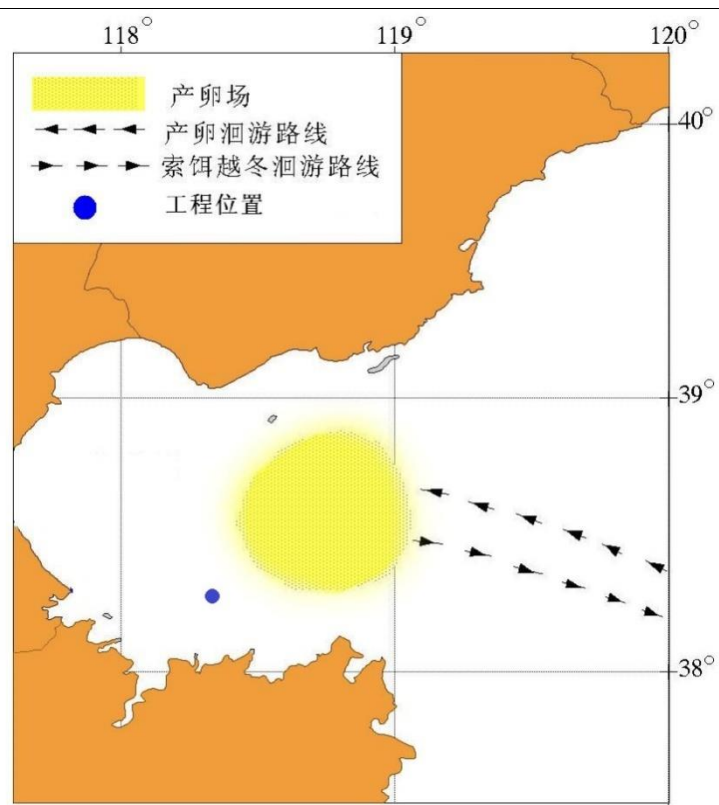


图 5.3-3 对虾产卵场、索饵场及洄游路线分布图

6 环境影响预测分析与评价

根据工程分析，施工期油层段水基钻井液、油层段钻屑及生活垃圾、一般工业固体废物运回陆地处理。生活污水依托钻井支持船上的生活污水处理系统处理达标后排海；洗井废水进入含油生产水处理装置处理；生产运行期综合处理平台分离出的生产水经生产水处理装置处理达标后部分回注，部分排海，排放量不超过原环评批复的排海总量，2020 年底开始实现全部回注。

本报告重点论述施工期产生的排海非油层段钻屑和水基钻井液、生活污水排放对海洋环境的影响。

6.1 水动力影响分析与评价

本工程在埕北油田 A、B 区井口平台共建设 5 口调整井，A 平台 1 口注水井及 B 平台实施内挂井槽 4 口注水井。工程建设不扩展平台，不涉及占用海域，调整井建成后不改变海洋原有地形和地貌，所以该工程的建设对工程附近海域的水动力状况（包括潮汐、海流、波浪、余流等）和泥沙输移不会产生影响。

6.2 水质影响分析与评价

6.2.1 施工期水质影响分析与评价

（1）钻屑排放的水质影响分析

钻屑主要是指钻井过程中被钻头破坏、通过钻井液循环携带回地面的地层岩屑。钻屑对海洋环境污染的主要物质是指非油层段钻屑，本工程调整井实施过程中，钻井产生的非油层段钻屑均按照国家海洋局关于海洋石油勘探开发钻井钻屑向海中排放审批要求实施作业。

根据工程分析，本工程拟在 A 区井口平台和 B 区井口平台布置调整井，钻屑拟在两座平台分别排放，因此应分别分析钻屑排放对水质的影响。根据工程分析，本工程的非油层段钻屑总量为 1947.33m^3 。其中，A 区井口平台非油层段钻屑总量为 274.9m^3 ，排放时间约为 15 天，平均排放速率约为 $18.3\text{m}^3/\text{d}$ ，排放方式为原井位间歇直接排海；B 区井口平台非油层段钻屑总量为 1672.43m^3 ，排放时间约为 70 天，平均排放速率约为 $23.9\text{m}^3/\text{d}$ ，排放方式为原井位直接排海。

由于埕北油田开发工程原环评报告未建立数模对钻屑排放的水质影响进行预测，因此本报告表选用周边油田中距离埕北油田约 30km 的曹妃甸 11-1 油田 WGPA 平台的钻屑预测

结果进行类比，即本工程施工期非油层段钻屑排放的水质影响分析类比《曹妃甸 11-1 油田 WGPA 平台扩展项目环境影响报告书》中非油层段钻屑排放的相关预测结果。类比条件见表 6.2-1。

表 6.2-1 类比条件一览表

对象	类比工程（曹妃甸 11-1 油田 WGPA 平台扩展项目）	本工程
水深	18m-30m	平均 16m
水文动力	潮汐性质：不正规半日潮 潮流性质：半日潮流 潮流运动形式：以往复流为主，旋转为辅 涨、落潮主流方向大致为 W-E 向 最大可能流速：118cm/s	潮汐性质：不正规半日潮 潮流性质：半日潮流 潮流运动形式：以往复流为主，旋转为辅 涨、落潮主流方向大致为 W-E 向 最大可能流速为 129.4cm/s （引自《埕北油田设备设施整体升级改造项目环境影响报告书》）
位置和距离	曹妃甸 11-1 油田 WGPA	埕北 A 区井口平台 （118°24'48"E，38°26'30"N） 埕北 B 区井口平台 （118°25'50"E，38°26'33"N）
	本项目距类比项目最远距离 30km（埕北 B 区平台-曹妃甸 11-1 油田 WGPA）	
底质组成	淤泥质细砂	粉质粘土和粉土为主
非油层段钻屑排放方式、排放时段、排放源强、物质组成	钻屑排放总量为 6000m ³ 。钻屑平均排放速率 28m ³ /d。	非油层段钻屑总量为 1947.33m ³ 。其中，A 区井口平台非油层段钻屑总量为 274.9m ³ ，排放时间约为 15 天，平均排放速率约为 18.3m ³ /d；B 区井口平台非油层段钻屑总量为 1672.43m ³ ，排放时间约为 70 天，平均排放速率约为 23.9m ³ /d。
钻井液	水基钻井液	水基钻井液
非油层段水基钻井液排放方式、排放时段、排放源强、物质组成	不油层段水基钻井液约 1247m ³ ，一次性排放钻井液 80m ³ ，排放速率约 80m ³ /h	钻井完工后点源连续性排放 2h，一次性排放钻井液 70m ³ ，排放速率为 35m ³ /h。

由于本工程与曹妃甸 11-1 油田 WGPA 平台扩展项目距离 30km，水文动力条件与曹妃甸 11-1 油田 WGPA 平台扩展项目所在海域基本一样、底质组成类似，排放方式一样，且各项污染物排放源强均小于曹妃甸 11-1 油田 WGPA 平台扩展项目，因此以曹妃甸 11-1 油田 WGPA 平台扩展项目作为类比对象方法可行。

类比对象预测结果合理性分析：根据《曹妃甸 11-1 油田 WGPA 平台扩展项目环境影响报告书》，主要利用数值方法对泥浆及钻屑进行预测，并根据预测结果对海洋环境的影响进行分析与评价。在预测污染物扩散溢油漂移前需利用流体动力学基本方程组计算该海域的流场，设置边界条件，选取整个渤海作为计算海域，计算海域水深从 11010 号海图摘取，黄河口附近海域在实际计算时根据卫星图片略做修改，整个渤海区采用 1km×1km 矩形网格计算，同时对潮流潮位进行验证，给出潮流计算结果。

泥浆、钻屑这均为颗粒态，它们随着海水运动的同时，尚在海水中存在沉降，并最终淤

积于海底，这一特性决定了它们的影响范围和影响时间是有限的。钻屑较粗，而泥浆较细，影响范围各不相同，而且排放方式亦不相同，泥浆为钻井完工后的一次性排放，钻屑为钻井阶段的连续点源排放。在进行泥浆、钻屑的环境影响预测时，预测模型要既能描述局部现象，又能反映远区分布。为此，选择了三维悬浮泥沙输运模型进行预测。同时选取涨急、落急、高潮和低潮四个典型时刻钻屑和泥浆的扩散情况进行预测。

因此类比对象，选择预测模型合理，预测方法正确，预测结果是合理、可信的。

类比对象情况及结果：根据《曹妃甸 11-1 油田 WGPA 平台扩展项目环境影响报告书》，涨潮时，曹妃甸 11-1 油田附近的潮流由东稍偏北向西稍偏南方向流动，落潮时，流场结构和大小与涨潮时基本相同，只是流向与涨潮时相反，主流方向基本是平行于湾轴的东西向。曹妃甸 11-1 油田 WGPA 平台外挂井槽设计钻井 26 口，钻井施工过程中钻屑排放总量约 6000m³。钻屑平均排放速率 28.0m³/d，经所在海区主管部门批准后排放入海。计算时中值粒径取为 74μm、120μm、150μm、230μm 共 4 个等级各占百分比为：25%、35%、25%、15% 分别进行计算，然后将计算的增量值叠加。预测结果表明：曹妃甸 11-1 油田 WGPA 平台外挂井槽排放非油层段水基钻屑对海域环境的影响主要集中在排放点附近主流方向上，超标水域离排放点最远距离（主流向上）表层在 0.80km 左右，底层主流向上在 0.39km 左右。超一（二）类水质海域的最大包络面积最大约为 0.145km²，距排放点的最大距离为 0.80km，恢复到一类水质所需最大时间为 3.2h。超三、四类水质海域的最大包络面积为 0.001km²，相对较小。施工结束后钻屑覆盖 2cm 厚度范围为 0.021km²，距排放点最远为 215m。曹妃甸 11-1 油田 WGPA 平台外挂井槽钻屑悬浮物超标面积见表 6.2-2。

表 6.2-2 曹妃甸 11-1 油田 WGPA 平台外挂井槽钻屑悬浮物超标面积（km²）

浓度（mg/L）	10~20	20~50	50~100	>100
表层包络面积	0.082	0.053	0.009	<0.001
中层包络面积	0.068	0.030	0.006	<0.001
底层包络面积	0.056	0.002	<0.001	<0.001

本工程类比分析结果：本工程各平台非油层段水基钻屑排放的水动力条件与类比海域基本一样，点源间断排放，钻屑排放总量、排放速率均小于类比对象钻屑排放量与排放速率。另外，本工程的钻屑粒径与原工程的粒径分级一致，且排放总量和最大排放速率均小于类比对象，可引用类比报告书的预测结果。因此，A 区、B 区两井口平台 800m 范围内悬浮质增加超过 10mg/L（一、二类海水水质标准限值）的影响面积和距排放点最大距离均不会超过《曹妃甸 11-1 油田 WGPA 平台扩展项目环境影响报告书》的预测水平。钻屑停止排放后，可在很短时间内恢复到本底值水平。

（2）钻井液排放的水质影响分析

钻井液是石油勘探开发过程中产生的污染物，用于润滑和冷却钻头、携带钻屑、平衡地层压力及稳定井壁等。钻井作业采用水基钻井液。钻井液原则上要求循环使用，其排放环节主要有四个：外排钻屑粘附、固井置换、提钻携带以及一次性排放。调整井建设过程中，钻井产生的水基钻井液按国家海洋局排放审批要求，于钻井结束后一次性排海。

埕北油田 A/B 区井口平台开发过程中，钻井过程中产生的非油层段水基钻井液和非油层段钻屑一样均按照国家海洋局关于海洋石油勘探开发钻井泥浆和钻屑向海中排放审批要求实施作业。根据工程分析，本工程施工过程中，共产生非油层段水基钻井液 2708.24m³。其中，A 区井口平台非油层段水基钻井液为 438.3m³，非油层段水基钻井液最大排放速度出现在钻井完成后一次性排放，排放量为 70 m³，排放速率为 35m³/h，连续排放 2h；B 区井口平台非油层段水基钻井液为 2269.94m³，非油层段水基钻井液最大排放速度出现在钻井完成后一次性排放，排放量为 70 m³，排放速率为 35m³/h，连续排放 2h。因非油层段水基钻井液一次性排放的影响较大，因此分析最大排放速率情况下的影响。由于埕北油田开发工程原环评报告未建立数模对钻井液排放的水质影响进行预测，因此本工程施工期水基钻井液排放的水质影响分析类比《曹妃甸 11-1 油田 WGPA 平台扩展项目环境影响报告书》中水基钻井液排放的相关预测结果。类比条件见表 6.2-1。

类比对象情况及结果：根据《曹妃甸 11-1 油田 WGPA 平台扩展项目环境影响报告书》，曹妃甸 11-1 油田 WGPA 平台扩展项目 26 口井排放不油层段水基钻井液约 1247m³。水基钻井液原则上要求循环使用，其排放环节主要有四个：外排钻屑粘附、固井置换、提钻携带以及一次性排放，钻井完成后一次性排放量为 80m³，排放速率约 80m³/h，以曹妃甸 11-1WGPA 为排放位置，对平台周围涨潮中间时急、落潮中间时、高潮时和低潮时四个典型时刻开始排放钻井液的扩散情况进行水质影响预测。源强：“钻井完工后点源连续性排放速率为 80m³/h，泥浆密度 1.15g/cm³~1.50g/cm³（预测取 1.35g/cm³），泥浆粒径 0.0025mm~0.050mm，中值粒径取为 0.0065mm”。预测结果：“由于该处海域流速较大，且泥浆粒径小，泥浆排放后主要在表层运移，表层以下基本无超标区域。预测显示，超一（二）类水质海域的最大包络线面积为 2.40km²（发生在涨潮中间时开始排放的情况），离排放点的最大距离为 4.6km（发生在高潮时开始排放的情况），恢复到一类水质所需最大时间为 20.9h（停止排放后 19.9h，发生在涨潮中间时开始排放的情况），21h 后整个海域可恢复到一类水质。超三、四类水质海域的最大包络线面积为 0.13km²和 0.08km²，相对较小”。“从泥浆排放影响的时间和范围来看，对海水水质的影响均较小，而且这种影响是一次性的、短期的、可恢复的影响”。曹妃甸 11-1 油田 WGPA 平台外挂井槽钻井液悬浮物超标面积见表 6.2-3。

表 6.2-3 曹妃甸 11-1 油田 W GPA 平台外挂井槽钻井液悬浮物超标面积 (km²)

浓度 (mg/L)	10~20	20~50	50~100	100~150	>150
高潮时排放包络面积	1.00	0.94	0.13	0.04	0.08
落潮中间时排放包络面积	1.27	0.73	0.11	0.05	0.07
低潮时排放包络面积	1.13	0.93	0.12	0.05	0.07
涨潮中间时排放包络面积	1.48	0.59	0.20	0.05	0.08

本工程类比分析结果：埕北 A 区、B 区两井口平台钻井液按照《海洋石油勘探开发含油钻井泥浆和钻屑向海中排放审批事项服务指南》要求排放，非油层段水基钻井液最大排放速度出现在钻井完成后一次性排放，排放量为 70 m³，排放速率为 35m³/h，连续排放 2h。本工程非油层段水基钻井液一次性排放量及排放速率均小于类比工程。因此，钻井液排放造成的悬浮泥沙增量超过 10mg/L（一、二类海水水质标准限值）的影响面积和距排放点最大距离将不超过《曹妃甸 11-1 油田 W GPA 平台扩展项目环境影响报告书》的水平，钻井液排放停止后，海水水质将很快地恢复到原来状态，因此，水基钻井液的排海对海洋环境的影响是一次性的、短期的、可恢复的，对海洋水质的影响甚小。

（3）生活污水排放的水质影响分析

本工程施工期产生的生活污水量为 4436.25m³/d，经处理达到《海洋石油开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）中的一级标准标后排海，且生活污水仅在施工期排放，影响是暂时的，因此，本工程施工期的生活污水对海洋环境影响很小。

6.2.2 运营期含油生产水排海的水质影响分析与评价

本工程投产后，A、B 区井口平台物流进入 B 区 S/L 平台进行处理，分离出的含油生产水进入生产水处理装置处理达标后部分回注地层，剩余部分排海。

根据工程分析，2020 年底之前含油生产水排放量为 142.48×10⁴m³/a，不超过原环评批复的排海总量，2020 年底开始实现含油生产水全部回注，即本工程新增生产水不会对工程附近海水水质产生新的影响。

6.3 沉积物影响分析与评价

钻屑和钻井液入海后，在海水运动的作用下，会在海底一定的范围内聚集。钻屑和钻井液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 A 区井口平台非油层段钻屑总量为 274.9m³，平均排放速率约为 18.3m³/d；非油层段水基钻井液一次性排放为 70m³，排放速率限定为 35m³/h。本工程 B 区井口平台非油层段钻屑总量为 1672.43m³，平均排放速率约为 23.9m³/d，非油层段水基钻井液一次性排放为 70m³，排放速率限定为 35m³/h。由于该处海域流速较大，且钻井液粒径小（钻井液密度 1.15g/cm³~1.50g/cm³，钻

井液粒径 0.0025mm~0.050mm，中值粒径取为 0.0065mm），钻井液排放后主要在表层运移，表层以下基本无超标区域，因此基本不会对沉积物产生影响。

类比对象预测结果合理性分析：根据《曹妃甸 11-1 油田 WGPA 平台扩展项目环境影响报告书》，泥浆、钻屑的环境影响预测，选择了三维悬浮泥沙输运模型进行预测，同时选取涨急、落急、高潮和低潮四个典型时刻进行预测。而钻屑覆盖的最大厚度是在以上预测条件的基础上给出的。因此类比对象，选择预测模型合理，预测方法正确，预测结果是合理、可信的

类比对象情况及结果：根据《曹妃甸 11-1 油田 WGPA 平台扩展项目环境影响报告书》中钻井完工后距钻井不同距离处钻屑覆盖最大厚度的预测结果：“距钻井 50m 处最大厚度已大于 12cm，距钻井 100m 处最大厚度为 8.1cm 左右，200m 处最大厚度为 2.3cm，300m 处最大厚度约为 1.0cm，500m 处最大厚度已小于 3mm，钻屑覆盖厚度不小于 2cm 的区域面积为 0.021km²，离钻井的最大距离为 215m。”

本工程类比分析结果：本工程钻屑排海后，悬浮颗粒下沉至海底，将在 A/B 平台附近形成以井口为中心的海底堆积，钻屑覆盖厚度大于 2cm 的最远距离不会超过 215m，在此范围内将覆盖一部分原海底，造成对以贝类为主的底栖生物的淹没效应，尤其是滤食性的底栖贝类生物短期内将受到一定影响。同时，所覆盖区域的沉积物类型会有所变化，并可能使沉积物中有机质等污染物的含量稍有升高，由于钻屑和钻井液排放仅在施工期，影响是暂时的。

6.4 海洋生态影响分析与评价

本工程对生态环境的影响主要表现为施工期钻井作业非油层段钻屑、非油层段水基钻井液排海产生的悬浮泥沙对浮游生物、底栖生物、鱼卵和仔稚鱼造成的损害。

6.4.1 对浮游生物的影响分析与评价

①对浮游生物的影响分析

悬浮泥沙对浮游植物的影响表现在：由于悬浮泥沙的含量增高，增大了水体的消光系数降低光线射深度，可降低海水的透光率，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，由于悬浮泥沙快速下沉，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。

悬浮泥沙对浮游动物的影响可表现在：一是海水悬浮泥沙浓度的增加，可导致海水透明度和光照下降，将对浮游动物的繁殖和生长造成一定的影响，进而造成浮游动物的生物

量降低；二是悬浮物含量增多对浮游动物的存活和繁殖有明显的抑制作用，过量悬浮固体使其食物过滤系统和消化器官受到阻塞。当水中悬浮物浓度突然增高时，浮游动物无法逃避高浓度悬浮物的影响，在超标区域内的浮游动物会受到严重损害。

②浮游生物的损失量估算

根据 2018 年 3 月现状调查结果，

本工程非油层段水基钻井液和钻屑排放影响深度取平均水深 16m。本次调整井所在 A、B 平台的钻屑排放时间分别为 15 天、70 天，根据《建设项目对海洋生物资源影响评价规程》，污染物浓度增量区域存在时间超过 15d（含 15d）的为持续性损害，因此本工程非油层段水基钻屑排放对浮游生物的影响以 15 天为一个周期进行类比分析，影响周期分别为 1 个和 5 个。则非油层段水基钻井液和钻屑造成的浮游生物损失类比计算结果见表 6.4-1 和表 6.4-2。浮游生物损失合计见表 6.4-3。

表 6.4-1 施工期非油层段水基钻井液排放造成的浮游生物损失量

类别	资源密度	悬浮泥沙超标倍数 (Bi)	钻井液超标面积 (km ²)	损失率 (%)	损失量
浮游植物	17.28×10 ⁵ 个/m ³	Bi≤1	1.48	5	2.05×10 ¹² 个
		1<Bi≤4	0.59	10	1.63×10 ¹² 个
		4<Bi≤9	0.20	30	1.66×10 ¹² 个
		>9	0.13	50	1.80×10 ¹² 个
小计	7.13×10 ¹² 个				
2 个平台合计	1.43×10 ¹² 个				
浮游动物	22.78mg/m ³	Bi≤1	1.48	5	0.214t
		1<Bi≤4	0.59	10	0.171t
		4<Bi≤9	0.20	30	0.174t
		>9	0.13	50	0.188t
小计	0.094t				
2 个平台合计	0.188t				

表 6.4-2 施工期非油层段钻屑排放造成的浮游生物损失量

类别	平台	资源密度	悬浮泥沙超标 倍数 (Bi)	钻屑超标面 积 (km ²)	损失率 (%)	影响周 期	损失量
浮游 植物	埕北 A 区 井口平台	17.28×10 ⁵ 个 /m ³	Bi≤1	0.082	5	1	1.13×10 ¹¹ 个
			1<Bi≤4	0.053	10		1.47×10 ¹¹ 个
			4<Bi≤9	0.009	30		7.46×10 ¹⁰ 个
			>9	0.001	50		1.38×10 ¹⁰ 个
	埕北 B 区 井口平台		Bi≤1	0.082	5	5	5.67×10 ¹¹ 个
			1<Bi≤4	0.053	10		7.33×10 ¹¹ 个
			4<Bi≤9	0.009	30		3.73×10 ¹¹ 个
			>9	0.001	50		6.91×10 ¹⁰ 个
合计		1.1×10 ¹² 个					

浮游动物	埕北 A 区井口平台	22.78mg/m ³	Bi≤1	0.082	5	1	0.001t
			1<Bi≤4	0.053	10		0.002t
			4<Bi≤9	0.009	30		0.001t
			>9	0.001	50		0.000t
	埕北 B 区井口平台		Bi≤1	0.082	5	5	0.007t
			1<Bi≤4	0.053	10		0.010t
			4<Bi≤9	0.009	30		0.005t
			>9	0.001	50		0.001t
合计		0.028t					

表 6.4-3 施工期造成的浮游生物损失量合计

损失	非油层段水基钻井液	非油层段钻屑	合计
浮游植物	1.42×10 ¹³ 个	2.09×10 ¹² 个	1.63×10 ¹³ 个
浮游动物	0.188t	0.028t	0.22t

估算埕北油田 A/B 区井口平台非油层段水基钻井液排放损失浮游植物细胞数量小于 1.42×10¹³ 个，损失浮游动物小于 0.188t；非油层段钻屑排放损失浮游植物细胞数量小于 2.09×10¹² 个，损失浮游动物小于 0.028t。

6.4.2 对底栖生物的影响分析与评价

由于本工程钻井所采用钻井液属于环保无毒的水基钻井液，钻屑、钻井液的排放对于底栖生物的影响主要是对其掩埋作用。一般来讲，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。底上动物，如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仍能生存。大多数底栖动物具有移动能力，具备垂直向上迁移的条件，但真正能够穿过覆盖层而存活下来的生物可能只有部分底内动物（Nnia, 1978）。

钻屑钻井液将在埕北 A、B 区平台周围排放，在海流作用下大部分钻屑钻井液沉积在平台 215m 以内，两平台钻屑覆盖厚度不小于 2cm 的区域面积均不会超过 0.021km²。在此范围内底栖生物损失率按 100%计算。底栖生物栖息密度按平均值 16.28g/m² 计算。钻屑钻井液排放将造成底栖生物直接损失量约为 0.684t。

表 6.4-4 各平台钻屑排放造成底栖生物损失量估算

平台	覆盖厚度>2cm		底栖生物损失量(t)
	面积(km ²)	损失率%	
埕北 A 区平台	0.021	100	0.34188
埕北 B 区平台	0.021	100	0.34188
合计	0.042	-	0.684

6.4.3 对渔业资源的影响分析与评价

海域悬浮泥沙含量超标，对渔业资源的影响是多方面的，它不仅影响鱼类的存活和生长，而且会对鱼卵和仔稚鱼造成损害。由于悬浮性泥沙颗粒粘附在鱼卵的表面，会妨碍鱼

2017 年 5 月，

表 6.4-5 施工期非油层段水基钻井液排放造成的渔业资源损失量

114

		1<Bi≤4	0.59	10	216.53 尾
		4<Bi≤9	0.20	20	220.20 尾
		>9	0.13	30	238.55 尾
小计	946.86 尾				
2 个平台合计	1893.72 尾				
虾类幼体	6810 尾/km ²	Bi≤1	1.48	5	503.94 尾
		1<Bi≤4	0.59	10	401.79 尾
		4<Bi≤9	0.20	20	408.60 尾
		>9	0.13	30	442.65 尾
小计	1756.98 尾				
2 个平台合计	3513.96 尾				
蟹类幼体	158 尾/km ²	Bi≤1	1.48	5	11.69 尾
		1<Bi≤4	0.59	10	9.32 尾
		4<Bi≤9	0.20	20	9.48 尾
		>9	0.13	30	10.27 尾
小计	40.76 尾				
2 个平台合计	81.53 尾				
鱼类成体	214.48kg/km ²	Bi≤1	1.48	1	3.17 kg
		1<Bi≤4	0.59	5	6.33 kg
		4<Bi≤9	0.20	10	4.29 kg
		>9	0.13	20	5.58 kg
小计	19.37kg				
2 个平台合计	38.74kg				
头足类成体	160.65kg/km ²	Bi≤1	1.48	1	2.38 kg
		1<Bi≤4	0.59	5	4.74 kg
		4<Bi≤9	0.20	10	3.21 kg
		>9	0.13	20	4.18 kg
小计	14.51kg				
2 个平台合计	29.01kg				
虾类成体	308.04kg/km ²	Bi≤1	1.48	1	4.56 kg
		1<Bi≤4	0.59	5	9.09 kg
		4<Bi≤9	0.20	10	6.16 kg
		>9	0.13	20	8.01 kg
小计	27.82 kg				
2 个平台合计	55.63 kg				
蟹类成体	277.494kg/km ²	Bi≤1	1.48	1	0.24 kg
		1<Bi≤4	0.59	5	0.48 kg
		4<Bi≤9	0.20	10	0.33 kg
		>9	0.13	20	0.43 kg
小计	1.48kg				
2 个平台合计	2.96kg				

表 6.4-6 施工期非油层段水基钻屑排放造成的渔业资源损失量

类别	资源密度	悬浮泥沙超标 倍数 (Bi)	钻屑超标面积 (km ²)	损失率(%)	损失量
鱼卵	0.29 粒/m ³	Bi≤1	0.082	5	19024 粒
		1<Bi≤4	0.053	10	24592 粒
		4<Bi≤9	0.009	30	12528 粒
		>9	0.001	50	2320 粒
小计	58464 粒				
影响周期	A 区井口平台 1 个/B 区井口平台 5 个				
2 个平台合计	350784 粒				

仔稚鱼	0.31 尾/m ³	Bi≤1	0.082	5	20336 尾
		1<Bi≤4	0.053	10	26288 尾
		4<Bi≤9	0.009	30	13392 尾
		>9	0.001	50	2480 尾
小计	62496 尾				
影响周期	A 区井口平台 1 个/B 区井口平台 5 个				
2 个平台合计	374976 尾				
幼鱼	4992 尾/km ²	Bi≤1	0.082	5	20.47 尾
		1<Bi≤4	0.053	10	26.46 尾
		4<Bi≤9	0.009	20	13.48 尾
		>9	0.001	30	2.50 尾
小计	62.9 尾				
影响周期	A 区井口平台 1 个/B 区井口平台 5 个				
2 个平台合计	377.4 尾				
头足类幼体	3670 尾/km ²	Bi≤1	0.082	5	15.05 尾
		1<Bi≤4	0.053	10	19.45 尾
		4<Bi≤9	0.009	20	9.91 尾
		>9	0.001	30	1.84 尾
小计	46.24 尾				
影响周期	A 区井口平台 1 个/B 区井口平台 5 个				
2 个平台合计	277.45 尾				
虾类幼体	6810 尾/km ²	Bi≤1	0.082	5	27.92 尾
		1<Bi≤4	0.053	10	36.09 尾
		4<Bi≤9	0.009	20	18.39 尾
		>9	0.001	30	3.41 尾
小计	85.81 尾				
影响周期	A 区井口平台 1 个/B 区井口平台 5 个				
2 个平台合计	514.84 尾				
蟹类幼体	158 尾/km ²	Bi≤1	0.082	5	0.65 尾
		1<Bi≤4	0.053	10	0.84 尾
		4<Bi≤9	0.009	20	0.43 尾
		>9	0.001	30	0.08 尾
小计	1.99 尾				
影响周期	A 区井口平台 1 个/B 区井口平台 5 个				
2 个平台合计	11.94 尾				
鱼类成体	214.48kg/km ²	Bi≤1	0.082	1	0.18 kg
		1<Bi≤4	0.053	5	0.57 kg
		4<Bi≤9	0.009	10	0.19 kg
		>9	0.001	20	0.04 kg
小计	0.98kg				
影响周期	A 区井口平台 1 个/B 区井口平台 5 个				
2 个平台合计	5.88kg				
头足类成体	160.65kg/km ²	Bi≤1	0.082	1	0.13 kg
		1<Bi≤4	0.053	5	0.43 kg
		4<Bi≤9	0.009	10	0.14 kg
		>9	0.001	20	0.03 kg
小计	0.73kg				
影响周期	A 区井口平台 1 个/B 区井口平台 5 个				
2 个平台合计	4.41kg				
虾类成体	308.04kg/km ²	Bi≤1	0.082	1	0.25 kg
		1<Bi≤4	0.053	5	0.82 kg

		4<Bi≤9	0.009	10	0.28 kg
		>9	0.001	20	0.06 kg
小计	1.41kg				
影响周期	A 区井口平台 1 个/B 区井口平台 5 个				
2 个平台合计	8.45kg				
蟹类成体	16.41kg/km ²	Bi≤1	0.082	1	0.01 kg
		1<Bi≤4	0.053	5	0.04 kg
		4<Bi≤9	0.009	10	0.01 kg
		>9	0.001	20	0.00 kg
小计	0.07kg				
影响周期	A 区井口平台 1 个/B 区井口平台 5 个				
合计	0.45kg				

表 6.4-7 施工期造成的渔业资源损失量合计

损失	非油层段水基钻井液	非油层段钻屑	合计
鱼卵（粒）	2394240	350784	2745024
仔稚鱼（尾）	2559360	374976	2934336
幼鱼（尾）	2575.87	377.40	2953
头足类幼体（尾）	1893.72	277.45	2171
虾类幼体（尾）	3513.96	514.84	4029
蟹类幼体（尾）	81.53	11.94	93
鱼类成体（kg）	38.74	5.88	45
头足类成体（kg）	29.01	4.41	33
虾类成体（kg）	55.63	8.45	64
蟹类成体（kg）	2.96	0.45	3

钻屑钻井液排海产生的悬浮沙对渔业资源的影响类比《曹妃甸 11-1 油田 WGPA 平台扩展项目环境影响报告书》，类比结果见表 6.4-7。由表可知：本工程 A/B 平台钻屑钻井液排海造成鱼卵损失总量不超过 2745024 粒，造成仔稚鱼损失总量不超过 2934336 尾，造成渔业资源中幼鱼损失总量不超过 2953 尾，造成渔业资源中头足类幼体损失总量不超过 2171 尾，造成渔业资源中虾类幼体损失总量不超过 4029 尾，造成渔业资源中蟹类幼体损失总量不超过 93 尾，造成渔业资源中鱼类成体损失总量不超过 45kg，造成渔业资源中头足类成体损失总量不超过 33kg，造成渔业资源中虾壳类成体损失总量不超过 64kg，造成渔业资源中蟹壳类成体损失总量不超过 3kg。

6.4.4 海洋生物资源补偿经济价值评估

本工程所造成的环境影响损失，主要是建设阶段产生的钻井泥浆、钻屑排放对渔业资源造成的损失。本节将根据海上污染物扩散数值模拟结果和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》（SC/T 9110-2007），估算本工程在建设、生产过程中对海洋生物资源可能造成的损害。

（1）鱼卵、仔稚鱼经济价值的计算

鱼卵、仔稚鱼的经济价值应折算成鱼苗进行计算。鱼卵、仔稚鱼经济价值按公式（1）

计算：

$$M = W \times P \times E \dots\dots\dots (1)$$

式中：

M——鱼卵和仔稚鱼经济损失金额；

W——鱼卵和仔稚鱼损失量；

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，根据近三年来主要鱼类苗种平均价格，商品鱼苗的平均价格按 1.0 元/尾计算。

（2）成体生物资源经济价值按公式（2）计算：

$$M = W \times E \dots\dots\dots (2)$$

式中：

M ——第 i 种类生物成体生物资源的经济损失额；

W ——第 i 种类生物成体生物资源损失的资源量；

E——生物资源的商品价格，生物资源、底栖生物的价格接近三年当地海洋捕捞产值与产量均值的比值计算，为 1.2 万元/t。幼鱼的价格接近三年主要鱼类苗种平均价格 0.8 元/尾计算。根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T9110-2007）中的 7.1.2 规定，“虾类幼体按平均成体的最小成熟规格 0.005kg/尾~0.01kg/尾计算”，因此，虾类幼体折算为 0.01kg/尾，价格按 30 元/kg（即为 0.3 元/尾）；头足类幼体折算为 0.020kg/尾，价格按 20 元/kg 计算（即为 0.4 元/尾）；蟹类幼体折算为 0.1kg/尾，价格按 50 元/kg 计算（即 5 元/尾。）

（3）海洋生物资源损害补偿方式

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》（SC/T9110-2007）的规定：“一次性生物资源的损害补偿为一次性损害额的 3 倍”；“持续性生物资源损害的补偿分 3 种情形，实际影响年限低于 3 年的，按 3 年补偿；实际影响年限为 3 年~20 年的，按实际影响年限补偿；影响持续时间 20 年以上的，补偿计算时间不应低于 20 年。”

本工程对海洋渔业生物资源的影响主要表现在钻井液、钻屑对渔业生物资源损害，属持续性损害，影响低于 3 年，按 3 年补偿，造成的渔业损失价值估算不超过 万元。详见表 6.4-8。

项目	单位	数量	单价	损失价值	
				直接损失	间接损失
1. 捕捞业					
(1) 海洋捕捞					
① 渔船	艘	10	100000	1000000	
② 渔具	套	200	5000	1000000	
③ 渔工	人	200	50000	10000000	
④ 渔获物	吨	1000	10000	10000000	
(2) 淡水捕捞					
① 渔船	艘	10	100000	1000000	
② 渔具	套	200	5000	1000000	
③ 渔工	人	200	50000	10000000	
④ 渔获物	吨	1000	10000	10000000	
2. 养殖业					
(1) 海水养殖					
① 池塘	亩	1000	10000	10000000	
② 网箱	个	100	100000	10000000	
③ 渔工	人	200	50000	10000000	
④ 渔获物	吨	1000	10000	10000000	
(2) 淡水养殖					
① 池塘	亩	1000	10000	10000000	
② 网箱	个	100	100000	10000000	
③ 渔工	人	200	50000	10000000	
④ 渔获物	吨	1000	10000	10000000	
3. 其他					
(1) 渔村	个	10	1000000	10000000	
(2) 渔户	户	100	100000	10000000	
(3) 渔工	人	200	50000	10000000	
(4) 渔获物	吨	1000	10000	10000000	
合计					

6.5 对海水水温的影响分析与评价

张莞君 2015 年对龙口北部海域温排水进行了三维数值模拟[张莞君.龙口北部海域温排水三维数值模拟研究[D].青岛:国家海洋局第一海洋研究所硕士学位论文, 2015], 本节利用其研究结果分析本项目温排水对海洋环境造成的影响。

文中的温排水研究以龙口电厂为例，电厂位于胶东半岛烟台市辖区龙口市经济开发区北面，砬姆岛连陆大沙坝东侧；北面正对渤海；西南至龙口湾 1.2km；电厂东距龙口市 17km，距烟台市 118km。电厂前三期工程容量共计 1100MW，其循环水系统均采用直流供水系统，分两级供水。三期工程夏季循环水取排水量约为 13.44m³/s，春秋季循环水取排水量约为 11.42m³/s，冬季循环水取水量约为 7.59m³/s，循环水排水量约为 7.59m³/s；循环水温升夏季约 9.7℃，春秋季温升约 11.4℃，冬季温升约 17.7℃。

选取夏、秋（春）、冬季进行有、无温排放两种情况进行模拟计算。得出如下结论：冬季表层全潮平均 1°C 温升范围约 2.01km^2 ，明显大于夏、秋季的 1km^2 和 1.25km^2 ，东向顺岸影响距离 2.59km ，西向约顺岸影响距离 1.70km ，北向垂岸影响距离约 0.69km ；底层 1°C 温升影响范围明显小于表层，为 0.52km^2 ，明显大于夏、秋季的 0.07km^2 。表、底层 4°C 温升范围较小，最大约为 0.08km^2 ，与夏、秋季相仿。

本工程在原油处理过程中，需取用海水作为冷却水，取水量约为 $0.014\text{m}^3/\text{s}$ ($1206.47\text{m}^3/\text{d}$)，热交换后全部表层排放入海，海水最大温升 7°C 。取排水量远远小于类比对象，温升小于类比对象，因此本工程因温排水造成的温升范围不会超过张莞君的研究成果，冬季表层全潮平均 1°C 温升范围不会超过 2.01km^2 ，底层 1°C 温升影响范围不会超过

0.52km²。

此外，根据《海洋温排水环境影响评估的若干问题》：“温排水对海洋温度场的有效影响只限于排放口附近非常有限的区域；如果水域较深（例如 15m 以上），在浅排情况下，经验表明温排水的显著影响仅限于上层 6 米范围之内”。

因此，埕北油田原油海水冷却系统温排水可能会对局部小范围海域产生影响，但这种影响是非常小的。

6.6 对环境敏感目标的影响分析与评价

根据类比分析，本工程钻屑排放入海后未出现超一类水质标准的区域，钻井液入海产生的悬浮质增量超过 10mg/L 的影响范围也主要集中在排放点周围 800m 范围内，且影响时间较短。

根据工程附近环境敏感目标的分析，本工程除位于中上层鱼类、底层鱼类的产卵场内，最近的敏感目标为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，最近距离约为 9.9km。因此，工程产生影响的敏感目标主要为中上层鱼类、底层鱼类的产卵场，施工期悬浮泥沙不会对辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区渤海湾核心区以及其它敏感目标产生影响。

针对本项目可能对中上层鱼类、底层鱼类的产卵场产生的影响，提出如下保护措施：调整井施工期较短，建议施工期尽量避开产卵盛期（6 月）；控制非油层段钻屑和钻井液的排放速率，尽量减少悬浮沙影响面积，极大地减少对海洋生物的影响。总之，本次调整井项目投产后，其影响范围不会超过后评价报告中评价的影响范围，不会对作业区以外的海域造成新的不良影响。

6.7 环境事故风险分析与评价

6.7.1 风险识别

本工程实施后生产阶段埕北油田的 [REDACTED] [REDACTED] 根据产能变化情况（2.2.4.3 节），本次调整井工程实施是为稳定埕北油田产能，而未增加油田产能，因此本工程运营期未增加油田生产风险。因此，本工程主要考虑施工期施工船舶的风险潜势。

本项目施工期施工船舶燃料油总量与其临界量比值 Q 为：

$$Q=q_1/Q_1=1400/2500=0.56$$

因此，本项目 $Q < 1$ ，本项目的风险潜势为 I。

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。

鉴于原油为重点关注的风险物质, 且本工程与环境敏感区距离较近, 因此, 选择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) 地质性油气泄漏

本调整井工程位于渤海湾西部海域, 对于渤海湾断裂系统十分复杂的油田, 注水开发过程中可能造成储层压力局部高压异常, 如储层局部异常高压带与通天断层(断层向上延至海床)相连通, 且地层压力足以突破断层对流体的阻截能力, 就可能导致海底原油泄漏运移至海床而造成油气泄漏事故。

当钻井过程中钻遇高压、超高压储层时, 若地层流体压力大于井内压力, 地层流体将大量涌入井筒, 一旦钻井过程中套管深度、质量控制不恰当, 也可能导致局部井段承压不足而产生侧漏, 继而引起地层破裂, 发生溢油事故。

(2) 井喷

本调整井工程在钻井和生产期间, 存在发生井喷的可能性。油田发生井喷的原因有: 地层压力高于钻井液液柱压力, 采油树或井口装置被破坏, 钻井液比重失调, 作业技术不过关造成、或紧急关断失效等。

油气田地层压力过高且失控是导致井喷的主要原因。一方面在油田钻井阶段, 可能会钻遇生产水回注层。当钻经生产水回注层时, 地层压力相对较大, 导致在钻井作业过程中可能发生井涌、井喷事故。另一方面, 油田投入开发后, 随着开采时间的增长, 油层本身能量将不断地被消耗, 致使油层压力不断地下降, 为了实现油田稳产, 必须对油田进行注水开采。注水开采是指油田开发过程中, 通过专门的注入井将水注入油藏, 保持或恢复油层压力, 使油藏有很强的驱动力, 以提高油藏的开采速度和采收率。当油田注水压力超过油藏地层所承受的压力时, 则有可能发生井喷溢油。

采油树或井口被破坏也是造成井喷溢油的原因之一。采油树或井口被破坏, 往往由于在完井或修井作业时重型物体坠落砸碰采油树或井口等设施而造成。在完井和修井作业时, 小件器具坠落海中时有发生, 一般情况下不致于损坏采油树、管汇和井口等水下设施。

(3) 火灾爆炸

在钻井和油气生产过程中, 导致火灾的潜在因素是易燃烃类物质和气体的存在, 形成火灾的直接原因是作业过程中可能出现的明火。当钻机钻遇油气层时, 地层中的流体在地层巨大的压力下会随钻井液涌向泥浆池, 这种流体中含有烃类物质和有害气体。当这些烃

类物质和气体大量释放和积聚时，如果碰到静电起火、机械撞击起火或其他明火，就会酿成火灾，甚至可能造成油气生产井台爆炸。本工程是在已建平台上建设调整井，平台通风条件良好，不易形成烃类物质的积聚，且钻井现场严禁明火作业和吸烟，因此，由于烃类物质的释放和积聚引起火灾和爆炸的可能性极小。

（4）船舶碰撞溢油事故

施工期有钻井一艘钻井船和一艘钻井支持船，可能发生船舶碰撞溢油事故。海上施工期间溢油源主要是施工船舶的燃料油储舱破裂。施工船舶的储油舱一般设置在中部侧舷，而平台的储油设施设置在远高于水面的底层甲板，施工船舶或供应船靠泊平台或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碰撞，不会损坏储油舱及平台储油设备。显然，只有当船舶发生重大火灾和爆炸事故或施工船舶之间发生剧烈碰撞时，才有可能导致大规模燃料油泄漏。

施工船舶在工程位置作业或行进时，由于管理疏忽、操作违反规程或失误等原因引起石油类跑、冒、滴、漏事故的可能性是比较大的，这类溢油事故对环境的影响相对较小，但也会对水域造成污染。

（5）海底管道/立管油气泄漏事故

本项目建成后依托规格为 1.6km（14 寸）双层保温油气水混输管线，涉及 2 根立管。根据 2016 年 11 月完成的《埕北油田设备设施整体升级改造项目海管海缆后调查服务完工报告》可知：管沟经过一段时间的回淤作用已被填平，区域内在管沟处水深未见有明显的变化；自 CB-B-S/L 平台至 CB-A-D/P 平台，在 CB-B-S/L 平台端发现混输管线、注水和电缆各有 1 处裸露，在 CB-A-D/P 平台端发现混输管线、注水混输管线和电缆各有 1 处裸露，路由段其他均部分管缆均处于埋藏状态，裸露的管线和电缆上均覆盖有水泥压块。混输管线 2 处裸露总长度约 169.5m，均位于平台下造坡。注水管线 2 处裸露总长度约 128.7m，均位于平台下造坡段。

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、疏浚作业、铺管作业或抛锚、锚拖曳、锚链磨损管道、沉船、管道悬空自然灾害等。所以海底管道和立管悬空状态下容易发生油气泄漏事故。

（6）输油软管破裂和平台油气泄漏事故

钻/完井阶段，在供应船向钻井船输油操作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规定，输油软管定期更换，同时储油软管较短，内部存油量

很少，输油作业时供应船与受油设施均有人值班监视，所以发生大规模油气泄漏事故的可能性较小。

生产阶段平台容器由于阀失效、管件失效（三通管、弯头、法兰、螺栓、螺母等）、腐蚀、材料失效、操作失误、仪表和控制失效等原因可能引发油气泄漏，泄漏后收集不当可能导致原油入海。

6.7.2 地质性溢油风险分析

6.7.3 其他事故风险分析

6.7.3.1 井喷事故风险分析

通常井喷的事故概率很低，在北海和墨西哥湾，1970 年至 1992 年发生的 297 次井喷中，只有 13 次井喷导致大量溢油。据此估算，此油气田发生严重井喷溢油事故的概率不会高于 10^{-5} 数量级。

《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。开发钻井发生井喷的概率为 4.8×10^{-5} ，生产井发生井喷的概率为 2.6×10^{-6} ，注水井发生井喷的概率为 2.4×10^{-6} 。本次调整井工程拟在埕北油田钻 5 口调整井，发生井喷的概率为 2.4×10^{-5} 次/a。

6.7.3.2 船舶碰撞溢油事故风险分析

本工程施工期间主要动用船舶为一艘钻井船，一艘钻井支持船；工程运营期间平台附近主要有值班船等。此外，在该海域航行的外来航船也有可能与油田设施发生碰撞。在管理欠缺、误操作、自然灾害等特定条件下会发生船舶碰撞溢油事故。根据《风险评估数据指南》（2010），船舶与平台油田设施发生碰撞的概率见表 6.7-2。

图 6.7-2 船舶碰撞概率

船舶类型	碰撞频率（世界范围）	亚洲地区分配系数	造成重大损伤	碰撞概率
本油田船舶	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。

6.7.3.3 火灾和爆炸事故风险分析

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：

油气传输区 3×10^{-4} 次/a；油气处理区 4×10^{-3} 次/a；储油区 2×10^{-3} 次/a。

本工程建设涉及 A、B 区生产平台，由此估算本项目发生平台火灾事故的概率为 4.6×10^{-3}

次/a，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 4.6×10^{-4} 次/a。

6.7.3.4 海底管道/立管油气泄漏事故

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》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 6.7-3。

表 6.7-3 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

本项目建成后依托规格为 1.6km14in 双层保温油气水混输管线，管道发生事故的概率为 8.2×10^{-5} 次/a。混输管道共涉及 2 根立管，根据上表，立管油气泄漏事故概率为 1.82×10^{-3} 次/a。总的风险概率为 1.9×10^{-3} 次/a。

6.7.4 事故后果分析与计算

6.7.4.1 冰期溢油分析

埕北油田附近海域初冰期 33 天，严重冰期 20 天，融冰期 17 天。大片流冰对海上构筑物如海洋石油平台等具有较大威胁。

由于对低温和结冰状态下，原油的基本性质和运动方式认识不清，目前国内外对冬季冰期溢油的数值模拟处于摸索阶段，油污的回收和清理技术也因冬季环境条件的复杂性以及低温状态下的原油性质改变，技术上存在很大的困难。本报告将重点从冰期油污回收和清理技术以及溢油污染防范措施分析埕北油田的冰期溢油。

冰区溢油的物理化学过程包括漂移、扩展、蒸发、溶解、乳化、自动氧化、吸附沉淀、生物降解。由于冰的存在，这些过程的发展与开敞水域溢油的不尽相同。对于短期预报来说，海上溢油行为主要由油膜的扩展、迁移和风化过程所组成。其中油膜的扩展、迁移过程反映出溢油污染的范围、程度和路径的变化情况。

冰区溢油的扩散方式与冰密集度有关。高密集度时，浮冰之间的缝隙相当小，这时包围于冰盘间水面上的油膜不能通过冰缝扩散，只能通过冰底或冰面扩散；低密集度时，油

扩散与开阔冷水域的扩散速度相近，并且油膜的运动与冰运动无关；中密集度时，油膜可以通过冰间缝隙扩散。

6.7.3.2 溢油漂移扩散预测

(1) 拟采用的溢油预测模式

溢油预测模式的背景流场为我单位已经建立完成的包括整个中国近海的大区域背景流场，同时对四个重点关注海域（渤海油田区、东海油田区、南海西侧-涠洲岛附近、南海东侧-珠江口附近）进行了网格细化，即建立了一个大区域模式和四个小区域模式，其分辨率分别为 5' 和 1'，并将这五个模式结合在一起，实现全海域预测的同时保证重点关注海域的计算分辨率。

本工程假设包括背景流场和波浪净流在内的表层流已知流速分量为 U_b , V_b ，而不确定方法表示湍流的随机扩散由随机游动速度 U' 和 V' 表示，则每一个油粒子的漂移速度为：

$$\begin{aligned} U &= U_b + U' \\ V &= V_b + V' \end{aligned} \quad (1)$$

油粒子在嵌套漫游网格内的水平迁移则可表示为：

$$\begin{aligned} x^{n+1} &= x^n + U_b^{n+\frac{1}{2}} \Delta t + \xi \sqrt{6K_H \Delta t} + O(\Delta t^2) \\ y^{n+1} &= y^n + V_b^{n+\frac{1}{2}} \Delta t + \xi \sqrt{6K_H \Delta t} + O(\Delta t^2) \end{aligned} \quad (2)$$

对时间 t 方向上采用中心差分，能够保证上述差分方程的二阶精度。上式中 ξ 、 K_H 分别代表【-1, 1】区域上的均匀分布随机数和水平方向上的湍流涡动粘性系数。

波浪净流的量值较小，因为溢油油膜的覆盖使海面变得较为平坦。它可根据二阶 Stokes 波理论由下式给出：

$$u_{wave} = \frac{K\omega H^2}{8sh^2(Kd)} ch(2Kz_0) \quad (3)$$

式中 K , ω , H , d , z 分别代表波数，波圆频率、波高、水深和油粒子所处的深度。

波浪的主要作用并不在于波浪净流，因为它较背景流场要小得多。波浪作用主要在于搅动水面，及由破碎引起的溢油入水。溢油入水体积可写为：

$$\frac{V_e}{V_0} = 1 - e^{C_2 t H_s^2 / L} \quad (4)$$

其中， V_0 、 t 、 H_s 、 L 分别为溢油初始体积、时间、有效波高和波长。 C_2 为常数，取作 $-2.53 \times 10^{-3} / V_0^{0.62}$ 。

溢油入水后化作比油粒子更小的油滴来模拟其垂向运动。油滴的垂向运移仍由确定的背景场垂向流速分量 W_b 、浮力作用下的上浮速度 W_L 和不确定的垂向湍流扩散来计算。垂向运移距离：

$$\Delta z = (W_b + W_L)\Delta t + \xi\sqrt{6K_v\Delta t} \quad (5)$$

依 Johanson- Ichiye 的公式，垂向涡动扩散系数由下式计算：

$$\frac{V_e}{V_o} = 1 - e^{C_2 t H s^2 / L} \quad (6)$$

H_s 、 T 、 Z 、 K 、 C 分别为有效波高、周期、深度、波数和常数，上浮速度分量依据油滴直径大小分别计算。设浮力作用下，油滴临界直径为 d_e ，则有：

$$d_e = \frac{9.52\nu^{2/3}}{g^{1/3}(1 - \rho_o / \rho_w)^{1/3}} \quad (7)$$

对 $d_i < d_e$ ，由 Stokes 定律：

$$W_L = g d_i^2 (1 - \rho_o / \rho_w) / 18\nu \quad (8)$$

对 $d_i > d_e$ ，则有：

$$W_L = \left[\frac{8}{3} g d_i (1 - \rho_o / \rho_w) \right]^{1/2} \quad (9)$$

式中 g 、 d_i 、 ν 、 ρ_o 、 ρ_w 分别为重力加速度、油滴直径、运动粘性系数、油密度和水密度，油滴垂向运移的中心差分公式：

$$z^{n+1} = z^n + (W_b + W_L)^{n+1/2} \Delta t + \xi\sqrt{6K_v\Delta t} + o(\Delta t^2) \quad (10)$$

溢油的挥发乳化与油品特性有关。

挥发率可写为：

$$F_v = \ln[1 + B'(\frac{T_G}{T})\theta' e^{(A' - B'\frac{T_0}{T})}] \frac{T}{B'T_G} \quad (11)$$

式中 $A'=6.3$ ， $B'=10.3$ ， T 为油温， T_G 为油的沸点曲线梯度， T_0 为油的初始沸点温度， θ' 为挥发系数由下式确定：

$$\theta' = C W^{0.78} t A / V_o \quad (12)$$

C 为常数， W 风速， t 时间， A 油膜面积， V_o 初始溢油体积。乳化程度由含水率 Y_w 表示，依据 Mackay(1980)有：

$$Y_w = \frac{1}{K_B} [1 - e^{-K_A K_B (1+W)^2 t}] \quad (13)$$

其中 Y_w 为乳化物含水量 (%)， K_A 取 4.5×10^{-6} ， K_B 取 $1/Y_w^F$ ， Y_w^F 为最终含水量，取 1.25。

则水面油粒子体积应为：

$$V_i = V_o(1 - F_{Vi}) / (1 - Y_{Wi}) \quad (14)$$

设乳化前油密度为 ρ_o ，水密度为 ρ_w ，则乳化后油密度：

$$\rho_* = (1 - Y_w)\rho_o + Y_w \cdot \rho_w \quad (15)$$

蒸发对油密度的影响为：

$$\rho = (0.6\rho_o - 0.34)F_v + \rho_o \quad (16)$$

综合挥发、乳化影响，油密度表达为：

$$\rho = (1 - Y_w)[(0.6\rho_o - 0.34)F_v + \rho_o] + Y_w \cdot \rho_w \quad (17)$$

忽略油粘性随温度的变化，即仅考虑乳化、挥发的影响，乳化将增加油的粘性：

$$\nu_* = \nu \cdot \exp[2.5Y_w / (1 - 0.654Y_w)] \quad (18)$$

挥发对油粘性的影响为：

$$\nu = \nu_o \cdot 10^{4F_v} \quad (19)$$

综合挥发、乳化作用，油粘性变化表示为：

$$\nu = \nu_o \cdot 10^{4F_v} \cdot \exp[2.5Y_w / (1 - 0.654Y_w)] \quad (20)$$

其中 ν_o 为初始时油膜的运动粘性系数。

(2) 预测模式中有关参数的设定

测模式考虑的水动力因子综合考虑了潮汐潮流、环流和海浪等影响水动力因素。潮汐潮流模式是采用国家海洋局第一海洋研究所方国洪院士等研制的潮汐潮流预报模式，环流模式是国家海洋局第一海洋研究所方国洪院士等基于 Mitgcm 模式建立起来的。海浪模式采用适合我国海域的文圣常院士等发展起来的参数化风浪经验成长关系。油膜运移方式采用国际上流行的“粒子跟踪法”设计的三维模型,可以准确预报溢油的漂移路径和归宿。

1) 溢油位置

根据供应船储油舱体积，估算本次调整井工程发生溢油事故的溢油量为 200t，溢油方式为点源连续排放，溢油持续时间为 2h。选择 B 区 D/P 平台为溢油位置。

2) 溢油扩散出事时间

本次预测假定溢油发生在大潮期高潮时刻（即起落潮）与低潮时刻（起涨潮）两个典型时刻。

3) 溢油计算的时段

工程海域潮汐类型属于不正规半日潮，本次预测选取 72h 作为溢油预测的时段。同时，

给出溢油发生后 72h 时刻油膜漂移距离、扫海面积及残油量。

4) 常风与大风风速取值

本项目选取全年主导风向、风频率较大和对敏感区不利的风向作为溢油预测的风向。多年平均风速、最大风速取值来源于项目《埕北油田设备设施延期服役整体改造项目海洋环境基本条件设计参数推算技术报告》。潮流场考虑与风向叠加的最不利情况进行选择。溢油数值模拟选取缝合潮流情况，见表 6.7-4。

表 6.7-4 溢油数值模拟扩散选取风参数

风向	SE	S	SW	ESE	N	NNW	NE
平均风速 (m/s)	6.9	6.4	6.9	7.1	7.6	8.1	8.0
最大风速 (m/s)	18.1	17.0	18.5	14.7	22.2	20.9	17.0

5) 溢油数值模拟预测结果及分析

从表 6.7-5~6.7-8 与图 6.7-25~6.7-28 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，在图中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。埕北油田位于渤海西部海域，均风 N、NNW、NE 风向和极风 SE、S、ESE、N、NNW、NE 风向条件下，油膜将抵岸。

表 6.7-5 不同风向、均风情况下 100m³ 溢油发生后 72h 溢油漂移距离 (km) 与扫海面积 (km²) (涨潮)

风向	风速 (m/s)	漂移距 离(km)	扫海面 积(km ²)	油膜面积(溢 油扩散最大面 积)(km ²)	首次抵敏感区所需时间 (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	6.9	145.3	897.2	14.5	18.5 (渤海湾种质资源保护区) 69 (南堡西附近海域养殖区)	58.3 51.7	-	-	51.5
S	6.4	141.9	939.5	14.1	-	-	-	-	51.6
SW	6.9	133.4	822.2	13.3	-	-	-	-	51.5
ESE	7.1	119.6	661.0	14.4	17 (渤海湾种质资源保护区)	58.6	-	-	51.4
N	7.6	83.2	466.8	14.1	18 (渤海湾种质资源保护区) 25 (滨州至东营北附近海域养殖区) 28.5 (东营河口海洋保护区)	58.0 56.4 55.7	42	53.8	抵岸
NNW	8.1	77.6	430.8	13.8	19.5 (渤海湾种质资源保护区) 30 (东营河口海洋保护区) 35 (滨州至东营北附近海域养殖区) 37.5 (黄河口半滑舌鲷国家级水产种质资源保护区)	57.4 55.2 54.4 54.1	40	53.8	抵岸
NE	8.0	96.3	563.8	14.5	16.5 (渤海湾种质资源保护区) 44 (滨州贝壳堤海洋保护区) 48.5 (滨州至东营北附近海域养殖区)	58.3 53.3 52.9	58.5	52.0	抵岸

表 6.7-6 不同风向、均风情况下 100m³ 溢油发生后 72h 溢油漂移距离 (km) 与扫海面积 (km²) (落潮)

风向	风速 (m/s)	漂移距 离(km)	扫海面 积(km ²)	油膜面积(溢 油扩散最大面 积)(km ²)	首次抵敏感区所需时间(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	6.9	146.8	972.4	14.7	23.5 (渤海湾种质资源保护区) 72 (南堡西附近海域养殖区)	57.1 51.5	-	-	51.5
S	6.4	146.0	1076.0	15.8	-	-	-	-	51.6
SW	6.9	141.3	937.8	16.7	-	-	-	-	51.5
ESE	7.1	121.1	685.9	14.2	13.5 (渤海湾种质资源保护区)	59.8	-	-	51.4
N	7.6	85.1	511.1	15.1	23 (渤海湾种质资源保护区) 25 (滨州至东营北附近海域养殖区) 34 (东营河口海洋保护区)	56.8 56.4 54.8	41.5	53.9	抵岸
NNW	8.1	87.6	519.1	15.9	27.5 (滨州至东营北附近海域养殖区) 29 (东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区) 30.5 (黄河口半滑舌鲷国家级水产种质资源保护区)	55.7 55.4 55.1	40.5	53.8	抵岸
NE	8.0	101.7	612.6	13.7	13.5 (渤海湾种质资源保护区) 49 (滨州至东营北附近海域养殖区) 61 (滨州贝壳堤海洋保护区)	59.3 52.8 51.7	63.5	51.6	抵岸

表 6.7-7 不同风向、极风情况下 100m³ 溢油发生后 72h 溢油漂移距离 (km) 与扫海面积 (km²) (涨潮)

风向	风速 (m/s)	漂移距 离(km)	扫海面 积(km ²)	油膜面积(溢 油扩散最大面 积)(km ²)	首次抵敏感区所需时间(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	18.1	129.0	807.1	16.8	6(渤海湾种质资源保护区) 43(汉沽浅海生态海洋特别保护区)	60.4 50.3	47	49.9	抵岸
S	17.0	106.6	749.5	16.6	-	-	34	51.8	抵岸
SW	18.5	199.7	1038.6	15.8	49.5(昌黎海域养殖区) 62(昌黎海域国家级水产种质资源保护区) 66.5(黄金海岸海洋保护区)	49.5 48.4 48.1	-	-	47.7
ESE	14.7	122.4	704.1	16.4	5.5(渤海湾种质资源保护区)	61.7	56	49.9	抵岸
N	22.2	56.7	254.9	17.7	6(渤海湾种质资源保护区) 9(滨州至东营北附近海域养殖区) 10(东营河口海洋保护区)	59.6 57.5 56.9	15.5	54.8	抵岸
NNW	20.9	61.7	308.8	16.4	11(滨州至东营北附近海域养殖区) 13.5(黄河口半滑舌鲷国家级水产种质资源保护区)	56.7 55.6	18.5	54.1	抵岸
NE	17.0	79.6	384.2	17.1	5.5(渤海湾种质资源保护区) 21.5(滨州至东营北附近海域养殖区) 32(滨州贝壳堤海洋保护)	61.1 54.0 49.3	27.5	52.9	抵岸

表 6.7-8 不同风向、极风情况下 100m³溢油发生后 72h 溢油漂移距离 (km) 与扫海面积 (km²) (落潮)

风向	风速 (m/s)	漂移距 离(km)	扫海面 积(km ²)	油膜面积(溢 油扩散最大面 积)(km ²)	首次抵敏感区所需时间 (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	18.1	129.3	909.3	15.7	11.5 (渤海湾种质资源保护区) 42 (汉沽浅海生态海洋特别保护区) 42 (大神堂附近海域养殖区)	57.0 50.4 50.4	44	50.3	抵岸
S	17.0	112.2	864.0	17.6	-		29	52.6	抵岸
SW	18.5	201.0	1207.9	18.4	50 (昌黎海域养殖区) 59 (昌黎海域国家级水产种质资源保护区) 63.5 (黄金海岸海洋保护区)	49.5 48.7 48.3	-	-	47.7
ESE	14.7	124.0	793.0	14.2	11.5 (渤海湾种质资源保护区)	57.8	60	49.5	抵岸
N	22.2	58.9	320.8	17.4	11 (东营河口海洋保护区) 11 (渤海湾种质资源保护区) 12 (滨州至东营北附近海域养殖区)	56.4 56.4 56.0	14.5	55.2	抵岸
NNW	20.9	69.1	360.5	18.0	8.5 (东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区) 10 (滨州至东营北附近海域养殖区) 20.5 (黄河口半滑舌鲷国家级水产种质资源保护区)	58.0 57.2 36.8	16	54.9	抵岸
NE	17.0	81.0	415.5	14.6	10.5 (渤海湾种质资源保护区) 19.5 (滨州至东营北附近海域养殖区) 21.5 (滨州贝壳堤海洋保护)	57.7 54.5 54.0	29	52.6	抵岸

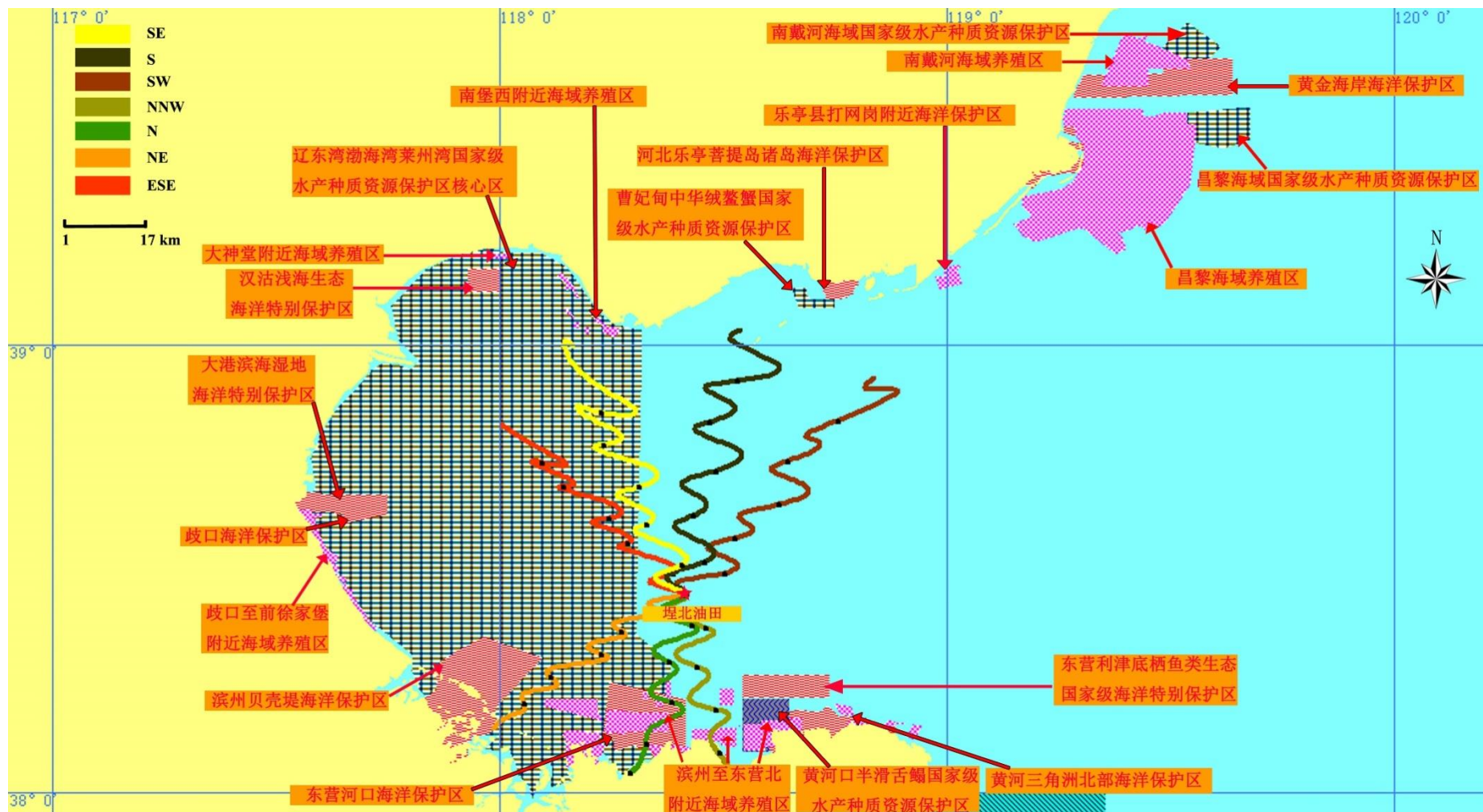


图 6.7-25 100m³ 溢油 72 小时年均风速各向迁移扩散（涨潮）

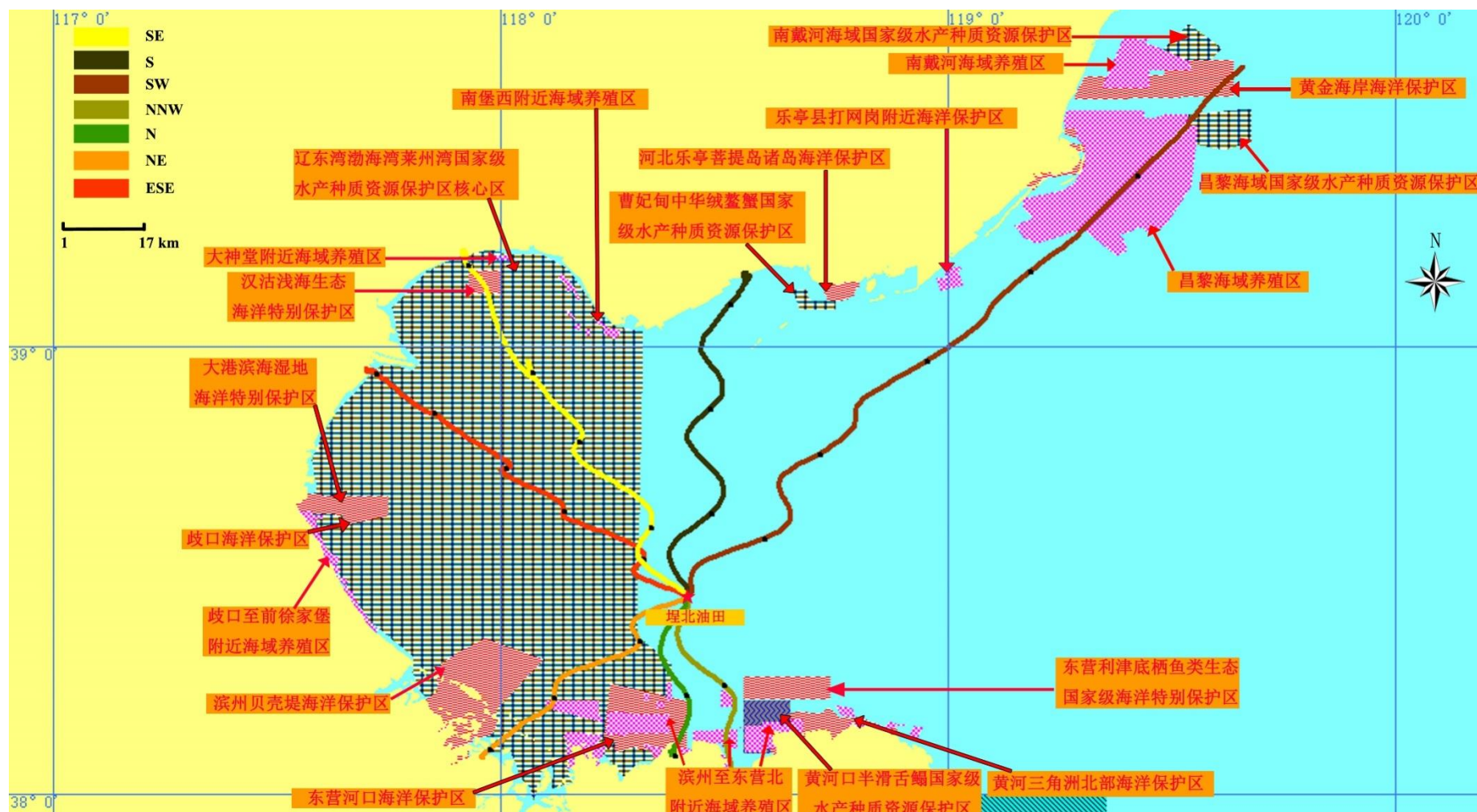


图 6.7-26 100m³ 溢油 72 小时大风速各向迁移扩散（涨潮）

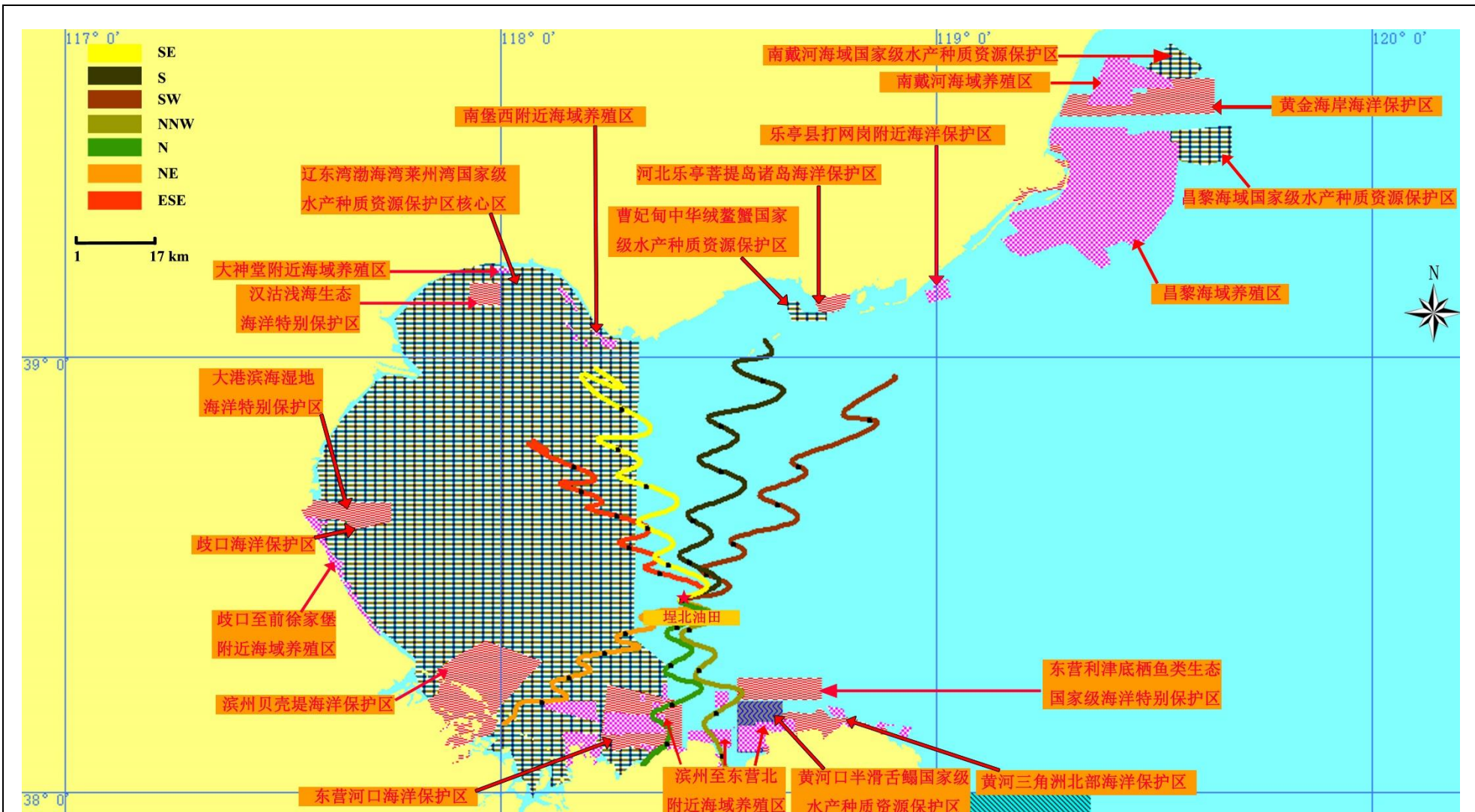


图 6.7-27 100m³ 溢油 72 小时年均风速各向迁移扩散（落潮）

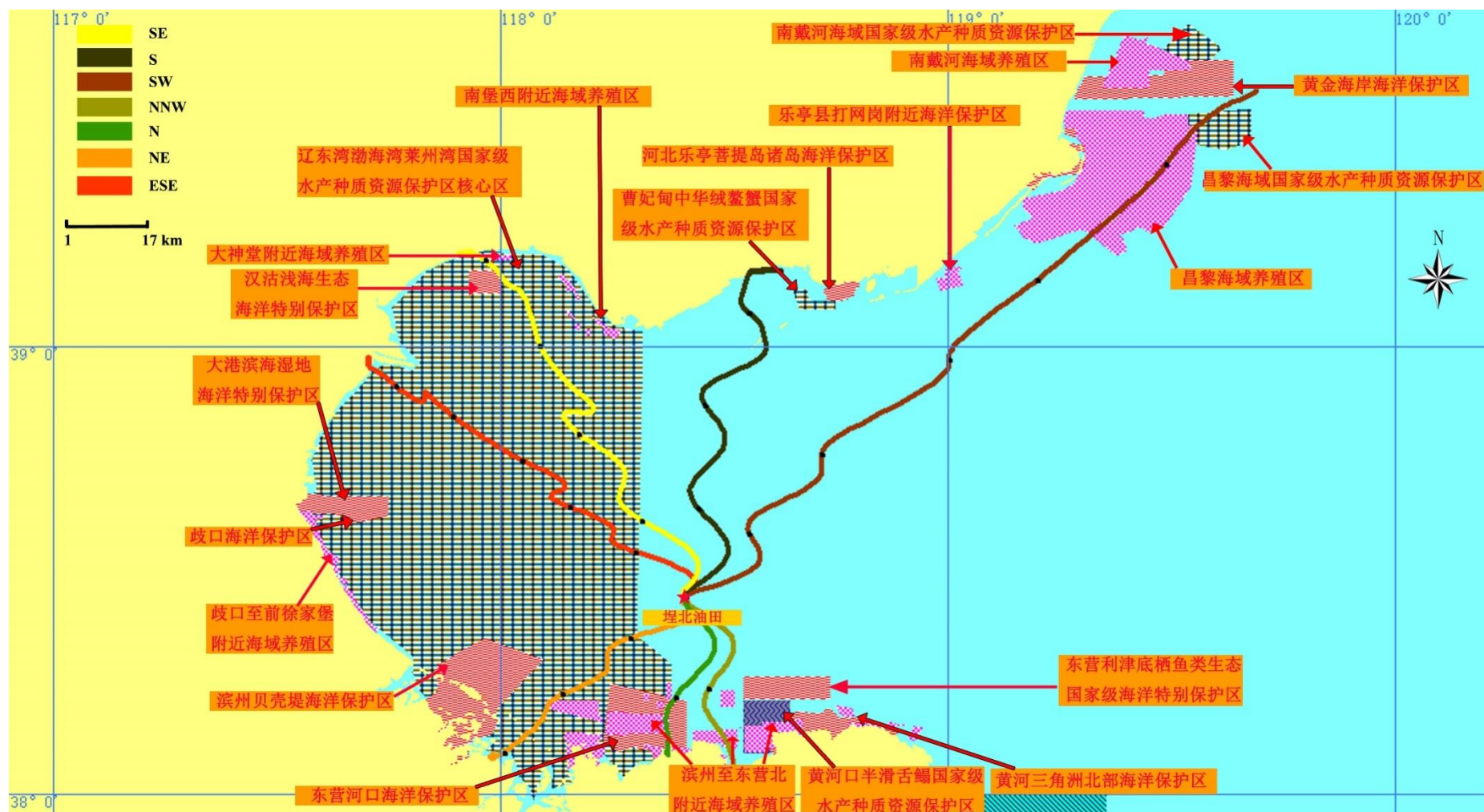


图 6.7-28 100m³ 溢油 72 小时大风速各向迁移扩散（涨潮）

6.7.3.3 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。本项目可能影响到的敏感目标见表 6.7-9。

对于本工程溢油事故而言，环境敏感区主要环境敏感目标包括国家级水产种质保护区、海洋保护区及鱼类产卵场等，由于油田位于鱼类产卵场内，一旦发生溢油事故，该区首先受到严重污染，另外溢油后抵达最近敏感目标（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 5.5h，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 8.5h，抵达东营河口海洋保护区的最短时间为 10h，抵达黄河口半滑舌鳎国家级水产种质资源保护区的最短时间为 13.5h，抵达滨州贝壳堤海洋保护区的最短时间为 21.5h，抵达昌黎海域国家级水产种质资源保护区的最短时间为 59h，抵达黄金海岸海洋保护区的最短时间为 63.5 小时，抵达最近养殖区滨州至东营北附近海域养殖区的最短时间为 9h。溢油发生时在没有任何应对措施的情况下，油膜在风和潮流的共同作用下将会对敏感区并造成严重污染，需要项目建设单位予以足够重视，在施工过程中，务必加强管理，杜绝事故的发生。应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。因此，一旦发生溢油，应及时采取应急控制措施，方可避免溢油对敏感目标海域的危害。

同时，由于本油田位于中上层鱼类和底层鱼类产卵场内，主要保护对象为经济鱼类。因此一旦在相应月份的索饵期、越冬期及产卵期发生溢油事故而又没有任何应对措施，油膜将直接落在环境敏感区内并在风、潮流的作用下迁移扩散至其他附近环境敏感区域，对水产资源保护目标产生重大的影响。

表 6.7-9 溢油对周围敏感目标的影响

敏感目标名称	不利条件	最短到达时间 (h)	残余油量(%)
辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区	均风 SE	18.5	58.3
	均风 ESE	13.5	59.8
	均风 N	18	58.0
	均风 NNW 涨潮	19.5	57.4
	均风 NE	13.5	59.3
	极风 SE	6	60.4
	极风 ESE	5.5	61.7
	极风 N	6	59.6
	极风 NE	5.5	61.1

东营河口海洋保护区	均风 N	28.5	55.7
	均风 NNW 涨潮	30	55.2
	极风 N	10	56.9
汉沽浅海生态海洋特别保护区	极风 SE	42	50.4
黄河口半滑舌鳎国家级水产种质资源保护区	均风 NNW	30.5	55.1
	极风 NNW	13.5	55.6
滨州贝壳堤海洋保护区	均风 NE	44	53.3
	极风 NE	21.5	54.0
东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区	极风 NNW	8.5	58.0
昌黎海域国家级水产种质资源保护区	极风 SW	59	48.7
黄金海岸海洋保护区	极风 SW	63.5	48.3
滨州至东营北附近海域养殖区	均风 N	25	56.4
	均风 NNW	27.5	55.7
	均风 NE 落潮	49	52.8
	极风 N	9	57.5
	极风 NNW	10	57.2
	极风 NE	19.5	54.5
昌黎海域养殖区	极风 SW	49.5	49.5
南堡西附近海域养殖区	均风 SE	69	51.7
大神堂附近海域养殖区	极风 SE 落潮	42	50.4
中上层鱼类和底层鱼类的产卵场	即刻抵达		

6.7.4 环境风险综合分析评价

本工程海上部分最主要的环境风险类型主要包括：地质性溢油事故、井喷溢油事故、船舶碰撞溢油事故、火灾爆炸和海底管道/立管油气泄漏。本工程发生井喷的概率为 2.4×10^{-5} 次/a，发生船舶碰撞的概率为 5.0×10^{-6} 次/a，发生火灾引起溢油事故的概率不高于 4.6×10^{-4} 次/a，发生海管/立管油气泄漏事故概率为 1.9×10^{-3} 次/a。

本项目溢油 72 小时所能影响到的环境敏感区主要包括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、东营河口海洋保护区、黄河口半滑舌鳎国家级水产种质资源保护区、滨州贝壳堤海洋保护区、利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区等。由于油田位于中上层和底层鱼类产卵场内，一旦发生溢油事故，该区首先受到严重污染。发生溢油事故而又没有任何应对措施的情况下，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。

根据对埕北油田地质性溢油风险分析专题得出的结论为：埕北油田地质条件及断层风险认识清楚、注采井网及注水方式规范合理，生产管理应对措施完善得当，不存在“只注不采”的现象；油田在后续的注水管理中地层压力低于原始地层压力，不存在超压超注现象。该专题报告分析结论认为埕北油田地质溢油风险是可控的。

针对可能发生的风险天津分公司已针对埕北油田制定了详细的溢油应急计划并获得国

家海洋主管部门的备案，溢油应急计划包含调整井的滚动开发。

综上所述，本项目的环境风险可控。

7 环境保护对策措施

7.1 施工期污染防治措施

(1) 钻井液处置措施

本工程钻井产生的含油钻井液均由拖轮回收，运回陆地由专业资质单位接收处理，非油层段钻井液排放在满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性》(GB18420-2009)的同时按照《海洋石油勘探开发含油钻井泥浆和钻屑向海中排放审批事项服务指南》要求执行。

(2) 钻屑处置措施

本工程钻井产生的含油钻屑在平台上采用岩屑箱回收，再用拖轮运回码头，由专业资质单位接收处理；非油层段钻屑排放在满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性》(GB18420-2009)的同时按照《海洋石油勘探开发含油钻井泥浆和钻屑向海中排放审批事项服务指南》要求执行。

(3) 工业垃圾处置措施

本工程产生工业垃圾全部运回陆地进行处理。

(4) 生活污水和生活垃圾处理措施

本工程生活污水依托钻井支持船的生活污水处理设施处理达标后排海，生活垃圾运回陆地处理。

(5) 机舱含油污水处理措施

本工程共产生机舱含油污水根据《沿海海域船舶排污设备铅封程序规定》，施工船舶机舱含油污水运回陆地处理。

(6) 含油钻屑和钻井液监控措施

在钻井作业过程中，根据地质油藏部门预测油层段，提前做好钻屑和钻井液的回收准备工作，并且通过地质岩屑录井和气测录井显示监测含油情况，发现有含油显示立即开始回作业，回收全部含油钻屑和钻井液。

(7) 船舶大气污染物

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

I: 2019年1月1日起应使用硫含量不大于0.5% m/m 的船用燃油；2020年3月1日

起，未使用硫氧化物和颗粒物污染控制装置等替代措施的船舶进入排放控制区只能装载和使用按照本方案规定应当使用的船用燃油；

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

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

7.2 运营期污染防治措施

本工程生产运营期产生的主要污染物为含油生产水、甲板冲洗水、初期雨水及一般工业固体废物等。由于本工程运营期间主要生产设施不增加，因此维持现状而不增加的污染物为：甲板冲洗水、初期雨水；增加的污染物为油田生产作业过程中产生的含油生产水、一般工业固体废物以及伴生天然气燃烧产生的废气。

（1）含油生产水处理措施

本工程投产后，埕北油田含油生产水新增量最大为 $2931.1\text{m}^3/\text{d}$ ，即 $101.6\times 10^4\text{m}^3/\text{a}$ （2024年）。2020年底以前，调整井工程实施后含油生产水的排放量为 $142.48\times 10^4\text{m}^3/\text{a}$ ，含油生产水最大排放量不超过原环评批复的排海总量。由于含油生产水排放量接近 $150\times 10^4\text{m}^3/\text{a}$ 的总量控制目标，因此为保证排放不超过原环评批复的排海总量，油田将采取关停高含水井等措施确保含油生产水排放量不超标。本次工程新增5口注水井，2020年底开始可实现含油生产水全部回注至本油田，同时保持东营组1:1的注采平衡，无含油生产水排放。

（2）一般工业固体废物处置措施

本工程投产后因修井作业等产生的固体废弃物约为 $9\text{t}/\text{a}$ 。一般工业固体废物全部运回陆地交由有资质单位接收处理。

（3）伴生天然气处理措施

本工程投产后未新增伴生气。经伴生气处理系统处理后作为发电机和热介质锅炉的燃料气，多余的气体通过放空管线经火炬焚烧处理。

项目施工期和运营期污染防治措施见表7.2-1。

表 7.2-1 项目施工期和运营期污染防治措施汇总表

阶段	污染物名称	处理方式
施工期	油层段钻屑	运回陆地由蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司接收/处置。
	油层段钻井液	

	船舶机舱含油污水	运回陆地由蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司处理/处置
	一般工业固体废物	
	生活垃圾	
	非油层段钻屑	按照国家海洋局关于海洋石油勘探开发钻井泥浆和钻屑向海中排放审批要求实施作业。
	非油层段钻井液	
	洗井废水	进入含油生产水处理装置进行处理
	生活污水	依托钻井支持船上生活污水处理设施处理达标后排海。
运营期	生产废水	在平台处理达标后回注，剩余部分排海，本工程建设后排海量不超过原环评批复的排海量。
	其他含油废水 (初期雨水、甲板冲洗水)	
	一般工业固体废物	运回陆地由蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司接收/处置。
	生活垃圾	
	生活污水	依托生活平台上的生活污水处理设施处理达标后排海
	伴生天然气	作为发电机和热介质锅炉的燃料气，多余的气体通过火炬燃烧

7.3 生态保护对策措施

(1) 生态保护措施

针对本工程可能对中上层鱼类、底层鱼类的产卵场产生的影响，提出如下保护措施：钻井过程中应严格控制钻屑和钻井液的排放速率，非油层段水基钻井液和钻屑的排放避开工程所在海域主要经济鱼类的产卵盛期（6月份），尽量减少钻屑钻井液排放引起的入海悬浮沙的影响面积，最大限度地减少对海洋生物的影响。

(2) 生态修复措施

本次工程属于油田的调整井工程，建议本次工程的生态补偿与整个油田或整个区域统筹考虑，将生态补偿金纳入该区域补偿的一部分，补偿形式可以采用增殖放流，建议建设单位与渔业管理部门协商，采取对主要渔业生物种类开展增殖放流等方式进行生态补偿。以下增殖放流品种选择、放流时间、地点等工作由当地渔业主管部门指导开展。

1) 对工程在施工过程中对渔业资源造成的直接或间接损失，给予经济补偿。以便渔业主管部门用于增殖放流、渔业资源养护与管理，以及进行渔业资源和渔业生态环境跟踪调查等，使渔业资源得到尽快恢复和可持续利用。

2) 本工程位于中上层和底层鱼类产卵场。因此本工程施工作业应尽量缩短施工周期，非油层段钻屑和钻井液的排放避开主要经济鱼类的产卵盛期（6月份）。

3) 施工过程中，完善环保设施，并采取积极措施，尽量减少对海洋环境质量的影响，对突发性事故，并采取积极的措施，将对渔业损失的污染影响程度降低到最小。

4) 增殖放流的建议方案：

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、梭鱼、半滑舌鲷、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（如半滑舌鲷和牙鲆等）体长应在 5cm 左右；虾苗体长应在 1cm 左右；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

根据实际情况开始实施海洋生物增殖放流，增殖放流时间建议安排在休渔期间内的 5 月至 8 月，以避开高强度捕捞压力时间，提高增殖放流效果，具体的投放的物种、投放时间和投放地点由当地海洋与渔政主管部门统一安排部署。

具体应按照《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。

7.4 清洁生产与总量控制

7.4.1 清洁生产

（1）先进的工艺与设备

钻井作业过程中，不使用毒性较大的油基钻井液和混油钻井液，选择了无毒的水基钻井液，减少了环境污染。海上平台采用油气全密闭输送，油气损耗率为零。本工程生产过程中的生产物流处理将采用自动化控制程度较高的全密闭工艺流程，所选用的技术和设备均为国内外先进和成熟的技术和设备，在井口装置、生产管汇上安装了低压传感器和压力安全阀，避免由于压力、液位和温度异常产生的事故隐患。

（2）资源能源利用指标

平台上设置了一套燃料气处理系统和火炬系统对伴生天然气进行利用或处置。一级分离器分离出的伴生气和燃料气送至 CB-B 区 D/P 平台的往复式发电机和蒸汽锅炉使用，二级分离器的伴生气经综合处理平台火炬冷放空处理。

(3) 污染物产生及污染防治措施

施工期产生的污染物主要是油层段钻屑、油层段水基钻井液、生活污水、生活垃圾、一般工业固体废物、机舱含油污水等，其处理方式主要是一般工业固体废物、生活垃圾、机舱含油污水等均运往陆上，由专业公司接收并处理；生活污水由生活污水处理装置处理达标后排放；钻井用钻井液使用无毒或低毒的水基钻井液。对油层段钻屑和水基钻井液，集中收集、运回陆地进行处理，从而减少了污染物的排海量。

运营期增加的主要污染物是含油生产废水和少量的一般工业固体废物，其中含油生产废水处理部分回注，部分排海，不增加排海量；平台一般工业固体废物经收集后运往陆上进行处理。从而减少了污染物的排放和对海洋环境的影响。

(4) 废物回收利用

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、废物综合利用几个方面的论述，本工程在建设阶段选用无毒的生产原料，通过物料的循环利用减少污染物排放。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；平台设有漏油收集设施，防止原油跑冒滴漏；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要求。

综合评价本工程清洁生产水平优于或达到国内清洁生产先进水平，因此从清洁生产角度分析，本工程可行。

7.4.2 总量控制

(1) 埕北油田总量控制指标回顾分析

根据《埕北油田开发工程海洋环境影响后评价报告书》：“建议埕北油田 A、B 平台含油污水的总量控制指标为：平均排水量 $150 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，最高排放速率 $5000 \text{m}^3/\text{d}$ ，月平均含油浓度 $\leq 30 \text{mg/L}$ ，一次性最高值 $\leq 45 \text{mg/L}$ 。”

根据《埕北油田 A/B 平台调整井项目海洋环境影响报告表》：“调整井投产后产生的含油污水总量为 $202.5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，除部分回注外，其余排海。排海产水量为 $135.7 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，石油类排放量约为 $1.75 \times 10^4 \text{kg/a}$ （石油类排放浓度 12.9mg/l ，数据来源于环境监测月报）。”未超过《埕北油田开发工程海洋环境影响后评价报告书中》的总量控制指标，即最大排放量为 $150 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，排放的污水含油浓度 $\leq 20 \text{mg/L}$ ”。

根据《埕北油田 A、B 平台 20 口调整井项目海洋环境影响报告表》：“本调整井投产后不会增加含油污水的排放量，总量控制依然执行《埕北油田开发工程海洋环境影响后评价

报告书》中的相关要求建议埕北油田 A、B 平台含油污水的总量控制指标为：平均排水量 $150 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，最高排放速率 $5000 \text{m}^3/\text{d}$ ，月平均含油浓度 $\leq 30 \text{mg/L}$ ，一次性最高值 $\leq 45 \text{mg/L}$ ”但是《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）于 2009 年 5 月 1 日开始实施，本工程应执行一级排放标准要求，即石油类月平均 20mg/L ，一次容许值 30mg/L 。

2015 年编制的《埕北油田海洋环境影响后评价报告书》中也提到：“根据 2005 年《埕北油田开发工程海洋环境影响后评价报告书》，油田的含油生产水总量指标为 $150 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 。根据埕北油田多年来的统计资料，2005 年确定生产水总量控制指标后，油田生产水的最大排海量不超过 $146.0163 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，符合含油生产水排放量小于 $150 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 的总量控制指标。”

根据《埕北油田设备设施整体升级改造项目环境影响报告书》：“本工程改造完成投产后，含油生产水经处理达标后部分回注、其余的排海（2021 年前有排海，2021 年开始实现全部回注地层）。根据产能预测结果，本工程改造完成后，正常工况下，生产水的最大排海量为 $150 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，原（《埕北油田开发工程海洋环境影响后评价报告书》）的含油生产水总量指标为 $150 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，因此本次工程维持原有含油生产水总量控制指标不变。”

根据《埕北油田 9 口调整井工程环境影响报告表》：“本调整井投产后不会增加含油污水的排放量，总量控制依然执行《埕北油田开发工程海洋环境影响后评价报告书》中的相关要求：建议埕北油田 A、B 平台含油污水的总量控制指标为：平均排水量 $150 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，最高排放速率 $5000 \text{m}^3/\text{d}$ ，月平均含油浓度 $\leq 20 \text{mg/L}$ ，一次性最高值 $\leq 30 \text{mg/L}$ 。”

根据《埕北油田 A/B 区 9 口调整井工程环境影响报告表》：“本调整井投产后不会增加含油污水的排放量，总量控制依然执行《埕北油田开发工程海洋环境影响后评价报告书》中的相关要求：建议埕北油田 A、B 平台含油污水的总量控制指标为：平均排水量 $150 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，最高排放速率 $5000 \text{m}^3/\text{d}$ ，月平均含油浓度 $\leq 20 \text{mg/L}$ ，一次性最高值 $\leq 30 \text{mg/L}$ 。”

（2）埕北油田排污混合区回顾分析

根据《埕北油田开发工程海洋环境影响后评价报告书》：排放源埕北油田 A 平台，源强为点源连续排放 72 小时，含油污水的最高日排放量为 $1206.47 \text{m}^3/\text{d}$ 。排放源埕北油田 B 平台，源强为点源连续排放 72 小时，含油污水的最高日排放量为 $3000 \text{m}^3/\text{d}$ 。“根据工程分析和排海污水数值计算结果，A、B 平台的排海污水的超一类水质的距离分别为 389m、467m，因此建议一类水质 A、B 平台混合区范围为 500m 半径范围内。”该报告书于 2005 年 12 月通过专家评审。

根据《埕北油田设备设施整体升级改造项目环境影响报告书》：含油生产水排放源为 B

区 S/L 综合处理平台，点源连续排放。2020 年前将有 150 万方的含油生产水达标排放。根据工程分析结果，每天最大排水量按着 $5000\text{m}^3/\text{d}$ ，排放浓度 30mg/L ，因此，预测源强按 1.74g/s 计算。“本工程改造完成正式投产后，正常生产情况下，有部分生产水排海，最大排海量约不超过 $5000\text{m}^3/\text{d}$ ，根据预测结果，生产水排放超一类水质的水域离排放点的最远水平距离约为 0.93km ，因此确定取以 1km 为半径、面积约 3.14km^2 的圆形区域作为排污混合区。”报告书于 2015 年 7 月获得了国家海洋局的批复（国海环字[2015]332 号）。

（3）埕北油田总量控制指标合理性分析

根据埕北油田历史总量控制指标批复情况，埕北油田一直执行《埕北油田开发工程海洋环境影响后评价报告书》的含油生产水总量控制指标（ $150 \times 10^4\text{m}^3/\text{a}$ ）。随着《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）的颁布实施，生产水中石油类的排放浓度将执行一级排放限值（月平均含油浓度 $\leq 20\text{mg/L}$ ，一次容许值 $\leq 30\text{mg/L}$ ）的要求。

根据《埕北油田A/B平台调整井项目海洋环境影响报告表》，埕北油田根据需求布置两口注水井，但后期因故障关井，同时为了避免地质性溢油风险，没有实现增加生产水回注量的目的，生产水的排放量没有明显减少。所以，含油生产水执行原后评价报告的批复总量是合理的。

（4）埕北油田排污混合区合理性分析

根据《埕北油田设备设施整体升级改造项目环境影响报告书》，改造前A、B区生产平台含油生产水处理设施分别排放处理合格的生产水，改造后含油生产水在埕北油田B区S/L平台上处理达标排放。含油生产水的排放位置发生变化，生产水的预测源强也发生了变化。埕北油田排污混合区的变化是因工程变化和产能调整而变化，原有排污混合区设置合理。

（5）本工程总量控制指标和排污混合区

①总量控制指标

调整井工程实施后，2019~2020 年的含油生产水排放量为 $142.48 \times 10^4\text{m}^3/\text{a}$ ，2020 年底开始实现含油生产水全部回注本油田。含油生产水的最大排放量，不超过原环评报告的批复量 $150 \times 10^4\text{m}^3/\text{a}$ ，比现状生产水排放量有所减少，增产不增污。

因此，2019~2020 年的含油生产水排放总量控制指标依然执行《埕北油田开发工程海洋环境影响后评价报告书》中的相关要求：建议埕北油田 A、B 平台含油污水的总量控制指标为：平均排水量 $150 \times 10^4\text{m}^3/\text{a}$ ，最高排放速率 $5000\text{m}^3/\text{d}$ ，月平均含油浓度 $\leq 20\text{mg/L}$ ，一次性容许值 $\leq 30\text{mg/L}$ 。原环评报告书确定的总量控制指标不需要调整。

②排污混合区

调整井工程实施后，2020 年底之前，含油生产水在埕北油田 B 区 S/L 平台上处理达标排放，含油生产水的最大排放量为含油生产水排放量为 $142.48 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，排放浓度为 20mg/L ，不超过埕北油田设备设施整体升级改造项目的预测源强，即 $150 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ($5000 \text{m}^3/\text{d}$)，排放浓度 30mg/L ，预测源强 1.74g/s 。

埕北油田设备设施整体升级改造项目排污混合区为：含油生产水排放超一类水质的水域离排放点的最远水平距离约为 0.93km ，因此确定取以 1km 为半径、面积约 3.14km^2 的圆形区域作为排污混合区。

本次调整井工程实施后，含油生产水排海源强小于《埕北油田设备设施整体升级改造项目环境影响报告书》中的预测源强，排污口位置与该项目一致，所以本项目实施后排污混合区不超过原环评报告的批复范围。原环评报告书确定的排污混合区范围不需要调整。

7.5 事故防范措施和应急方法与对策分析

溢油防范工作为油田开发和生产的工作重点，油田工程自概念设计阶段就将溢油的防范内容纳入了油田各个专业的设计当中。将溢油风险最大限度的减少在设计阶段，并对可能出现的溢油状况制定详尽的应急措施。

7.5.1 钻、完井期间的事故防范措施

针对埕北油田调整井钻完井工程风险识别与分析，对钻、完井期间每一项风险因素给出推荐措施如下。因地层资料不足而可能发生事故的推荐措施见表 7.5-1。

表 7.5-1 地层资料不足可能发生事故的推荐防范措施

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钻井液

(1) 井眼防碰预防措施：

- 1) 优化造斜点，尽早脱离邻井轨迹，造斜点选择的原则是邻井造斜点错开 50m 以上。
- 2) 对于在直井段中作业就可能发生碰撞或是绕障作业时，则应直接下入牙轮钻头，以保作业安全，必要时可提前预斜。
- 3) 在返出槽合适位置放置磁铁，并安排专人实时观察。
- 4) 优化现场操作措施，加强振动筛返出岩屑和井眼数据的监控，并及时用定向井软件对轨迹进行防碰计算和分析。

5) 钻进中若出现钻遇套管的征兆：返出岩屑水泥含量愈来愈高，钻时变慢，钻压有增无减，钻具蹩跳严重，泵压升高，进尺变慢，MWD 的地磁场强度值数据显示异常，则立即

停止钻进。

(2) 井眼防碰应急措施：

- 1) 立即停止钻进，将钻具提离井底 5m 以上，小排量低转速循环，上下活动观察。
- 2) 进一步分析磁场强度是否正常、重新测量井眼轨迹数据，如磁场强度异常,使用陀螺仪测井眼轨迹，确认是否与邻井套管相撞。
- 3) 复核轨迹数据，确认对其它井作业影响不大的情况下，可继续监测再钻进 1~3 个单根，确定井眼进入安全区域后，可继续定向钻进。
- 4) 如果判断碰上邻井套管，则立即起钻，注水泥塞封固井底以上 30~50m。重新定向绕障钻进。

7.5.2 井喷和火灾事故的防范措施

为防止钻井过程中井喷和火灾事故的发生，油田作业者考虑了如下措施：

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

针对钻井船和修井机自身井喷等风险，采取了如下措施：

表 7.5-2 钻井船和修井机自身井喷风险分析及解决方案

内容	风险分析	解决方案
----	------	------

井控设备	防喷器、井控管汇阀门失效	1.提前检查保养防喷器、井控管汇阀门等设备，及时更换防喷器胶芯，做好防喷器和阀门试压工作； 2.井控装置储备足够的备用件； 3.做好钻开油气层前安全检查。
	压力仪表测量错误	1. 压力仪表提前查验，同一压力数据多仪表显示。
井身结构设计	表层套管鞋承压能力不够，揭开目的层发生井漏	1.表层套管下深根据已钻井地层破裂压力资料显示能够满足下部井段作业要求； 2.钻穿表层套管鞋后进行地层承压试验，确认最大关井压力； 3.有溢流发生及时发现并采取措施。
	起钻抽吸引起溢流	1.控制裸眼内起钻上提速度小于 0.5m/s；密切跟踪起钻灌浆情况； 2.发现起钻拔活塞情况及时采取措施。
	溢流发现不及时	1.录井和井队密切关注钻进期间泥浆池变化情况，起下钻、下套管期间的灌浆量，发现异常及时汇报监督并采取控制措施。
	发生溢流，准备不足，未能采取合理应对措施	1.钻台配备钻具防喷考克和开关工具，钻具组合中安装浮阀； 2.钻进过程中及时做低泵速试验，更新压井单。
钻井液	钻井液比重偏低，引起溢流	1.和油藏充分沟通，取准地层压力系数； 2.采用过平衡钻井打开油层段； 3.钻进过程中做好气测值、返出流量等各项数据监测。
固井	13-3/8"套管固井质量差，套管鞋承压能力不够	1.套管鞋附近安装扶正器保证套管居中度； 2.固井前海水彻底循环干净高粘度膨润土浆； 3.相邻套管鞋的深度最少相差 10 米； 4.采用低温早强水泥浆，缩短水泥浆稠化时间； 5.尽量减少套管鞋口袋。
		1.套管鞋附近安装扶正器保证套管居中度； 2.尾浆前后投底塞和顶塞，确保尾浆无钻井液混浆； 3.合理设计前置液浆柱，确保清洗效果； 4.使用聚合物水泥浆体系，确保水泥封固质量； 5.尽量减少套管鞋口袋； 6.进行固井质量测井，确保油层段封固。
	9-5/8"套管固井未能有效封固油层	1.提前确认好泥浆泵泵效，顶替水泥浆时开灌注泵，停上水不好的泵，用单泵顶替，必要时用固井泵顶替； 2.顶替至设计最大量，严格控制顶替量； 3.固井结束，在确认无回流，环空液面稳定的情况下拆井口； 4.固完井拆井口后，要在 11" 油管四通上连接盲法兰封堵、油管四通翼阀安装压力表，空井期间要定期检查井口是否有压力，若发现井口带压，要及时采取措施处理。
	批钻期间，9-5/8"套管溢流监测	

7.5.3 船舶碰撞风险防范措施

为减少事故发生的概率，并减小溢油事故后对环境造成的影响，应采取事故防范措施。

(1) 在施工期间，建立溢油应急制度，一旦突发事故造成溢油事故，应迅速做出反应，一方面尽快向部门监督和环保部门汇报，并组织事故现场监测和调查，另一方面应同时尽快实施油污回收、消除等有效措施，以减少污染损害。

(2) 为防止钻完井作业、施工过程中可能出现的溢油风险事故，公司应设立事故应急机

构，平时协助监督部门进行安全生产监督、检查，及时发现并排除事故。

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

（4）制订必要的事故应急程序，配置相应的具有溢油回收功能的施工船舶等。一旦溢油事故发生，立即启动应急程序，并及时报告相关政府部门，对溢油进行清除，将溢油造成的损失降至最低。

（5）合理安排施工作业面，在有船舶通过时，提前采取避让的措施。施工单位根据作业需要，须划定与施工作业相关的安全作业区时，应报经海事机构核准、公告；设置有关标志，严禁施工作业单位擅自扩大施工作业安全区，严禁无关船只进入施工作业海域，并提前、定时发布航行公告。

（6）施工作业期间所有施工船舶须按照国际信号管理规定显示信号。

（7）施工作业船舶在施工期间加强值班瞭望，施工作业人员应严格按照操作规程进行操作。

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

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

7.5.4 海底管道/立管事故防范措施

海底管道和立管的设计，将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。海底管道及立管外管的外防腐采取防腐涂层与阴极保护的联合保护方法，还留有一定的腐蚀裕量，在输送流体中加入缓蚀剂、杀菌剂进一步阻止海管腐蚀。作为应急措施，设置有应急安全阀，在紧急情况下可以进行紧急关断保护。本项目的油气混输和输油海底管道均为双层钢管，内层为输送管，外层为套管，中间为保温层，可以对输送管进行有效的保护。

作业者将制定相应的管道保护和检测程序，由值班船对管道沿途进行巡视，驱散在安全区范围内作业的危及到海管安全的相关船只，对海底管道进行不定期局部检测和定期全面检测，确保海底管道的安全性。

在海底管道生产运行期间，确保海管的高低压保护装置运行正常，并实施监测海管进出口端的压力值及变化趋势，不定期进行海管状态监测，并建立海管完整性的管理系统。油气储运系统中的主要设备和管道均设置相应的压力、液位和温度报警系统与安全泄压保

护装置，对易于发生泄漏的管路全部根据最大压力和最高温度设计，重要生产装置和单元均设置相应的应急关断系统。

每年定期对油田各条管道进行清管作业，以减少腐蚀等原因对管道的影响。严格按照设计要求进行施工，并在施工中保证海底管道焊接质量。管道铺设完成，要进行扫线、清管和试压。作为应急措施，在海底管道两端设置应急关断阀，紧急情况下可以进行应急关断保护。

设置钢质管道旁路式内腐蚀监测系统，在被监测管道上安装一段可在线拆装的与管道材质相同的测试短节，在测试短节上设有多层腐蚀挂片及电阻探针等在线监测工具，通过分析多方位腐蚀监/检测数据，结合腐蚀、结垢产物及微生物等分析手段，指导防腐措施的调整，使之达到理想的腐蚀防护效果，延长管道的使用寿命，保证生产正常、安全地进行。

依据主动防御、准确测报、防范未然、规避事故的原则方针，建立一套安防系统，对油田海底管缆、平台等附近的目标进行实时监测，当发现海面船只航行在油田平台重要区域内时，安防系统发出报警信号，由有关人员采取驱离等措施，降低油田设施被外部不明船只在附近施工、作业或抛锚等危险行为造成破坏的风险。安防系统由平台安防探测设备（红外成像监视仪、海面定位雷达、AIS 船舶自动识别设备）、水下安防探测设备（主被动监测声纳）和安防监控中心组成。在海底管线监控配备船舶 AIS 预警系统的基础上增加音波测漏系统，为海底原油管线监控提供有力保障。

7.5.5 生产设施事故防范措施

为确保油田生产阶段的安全生产，油田在设计阶段充分考虑油田各部分的保护措施并提供防火、防爆保护，提供充分的消防设备。精心考虑各部分的合理布放，对危险区采取有效的隔离措施来降低危险程度。对易于发生泄漏的管路全部根据最大压力和最高温度设计，并设置相应的应急关断系统。在生产工艺区装备火焰和气体探测器，以监测工艺流程中的火情和可燃气体浓度，发现异常及时报警。

为防止在供应船卸载燃料油在接受燃料油作业时发生输油软管泄漏，定期对输油软管进行安全检测，对输油软管进行定期保养维护，并制定切实可行的输油作业操作规程，一旦发现输油作业有滴漏现象，应立即停止输油作业，并及时上报，进行应急处理。

7.5.6 内挂井槽安装、新井隔水道施工风险防范措施

为防止本工程内挂井槽安装、新井隔水导管施工导致事故的发生，油田作业者考虑采取如下措施：

(1) 严格执行联合作业安全审核制度；作业前进行必要的安全分析；严格编制与执行作业计划；严格实施作业安全监督；

(2) 合理布置，确保油气生产区与施工场地保持安全距离；

(3) 施工单位需要对施工作业人员进行安全培训与教育，严格明火源控制，严禁平台吸烟等；

(4) 完善相应的安全管理制度和操作规程。

7.5.7 完井、固井作业风险防范措施

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。

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。

7.5.8 地质性溢油防范措施

(1) 根据地质研究结果优化钻井轨迹设计，事先识别并尽可能避开延伸到海底或接近海底的地质断层；

(2) 事先识别压力异常地层，合理设计套管程序；

(3) 严格按照标准对油井、注水井的压力、产出等进行分析，避免地层压力出现异常高压层；

(4) 严格按照标准进行挤水泥作业，最高挤入压力不得超过下部井段最高原始地层破裂压力；

(5) 周边注水井在钻开油气层之前同层注水井提前 15 天停注，直到相应层位套管固井候凝完为止；

(6) 合理选择固井水泥浆分段高度，保证既封固好油气层，又不压漏地层，固井候凝结束后按照相关规定进行试压；

(7) 严格按照设计进行注水作业；

(8) 制定系统日常作业和监控程序，设置注水、压力和流量实时监测，一旦发现注入压力和流量异常，立即停止注入，待查明原因并采取相应措施后再恢复注入作业；

(9) 根据油井的生产能力配注，及时调整配注量，避免出现注入量过大，注入压力过高的情况；

(10) 对注水水质加强监测，保证注水水质达到注水水质标准后回注。

7.5.9 溢油事故应急方案与对策

本工程在施工期间采取各种预防措施，在以预防为主的基础上，必须充分利用现有的溢油应急处理能力和措施，以尽最大能力降低海上溢油的环境污染程度。

根据《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》，建设单位中海石油（中国）有限公司天津分公司已经编制了《埕北油田溢油应急计划》，并进行了备案。针对本工程应该按照已经备案的溢油应急计划做好各种溢油应急准备和响应。

7.5.9.1 溢油事故等级划分

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》第 1.5 节的规定，溢油事故分为特别重大、重大、较大和一般四级：

- (1) 特别重大溢油事故，是指溢油 1000 吨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 500 吨至 1000 吨（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 100 吨至 500 吨（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 0.1 吨至 100 吨（含）的海洋石油勘探开发溢油事故。

7.5.9.2 溢油事故报告程序

发生溢油事故后，无论大小，均必须按要求尽快向上逐级汇报，并在规定时间内向政府主管部门汇报，见图 7.5-1。



图 7.5-1 溢油事故报告程序图

7.5.9.3 溢油应急程序

溢油应急处理要根据不同的溢油类型和对环境影响程度大小而采取相应的应急处理方案。10t 以下溢油事故应急反应程序按图 7.5-2 所示的反应程序执行，10t 以上溢油事故应急反应程序按图 7.5-3 所示的应急反应程序执行。

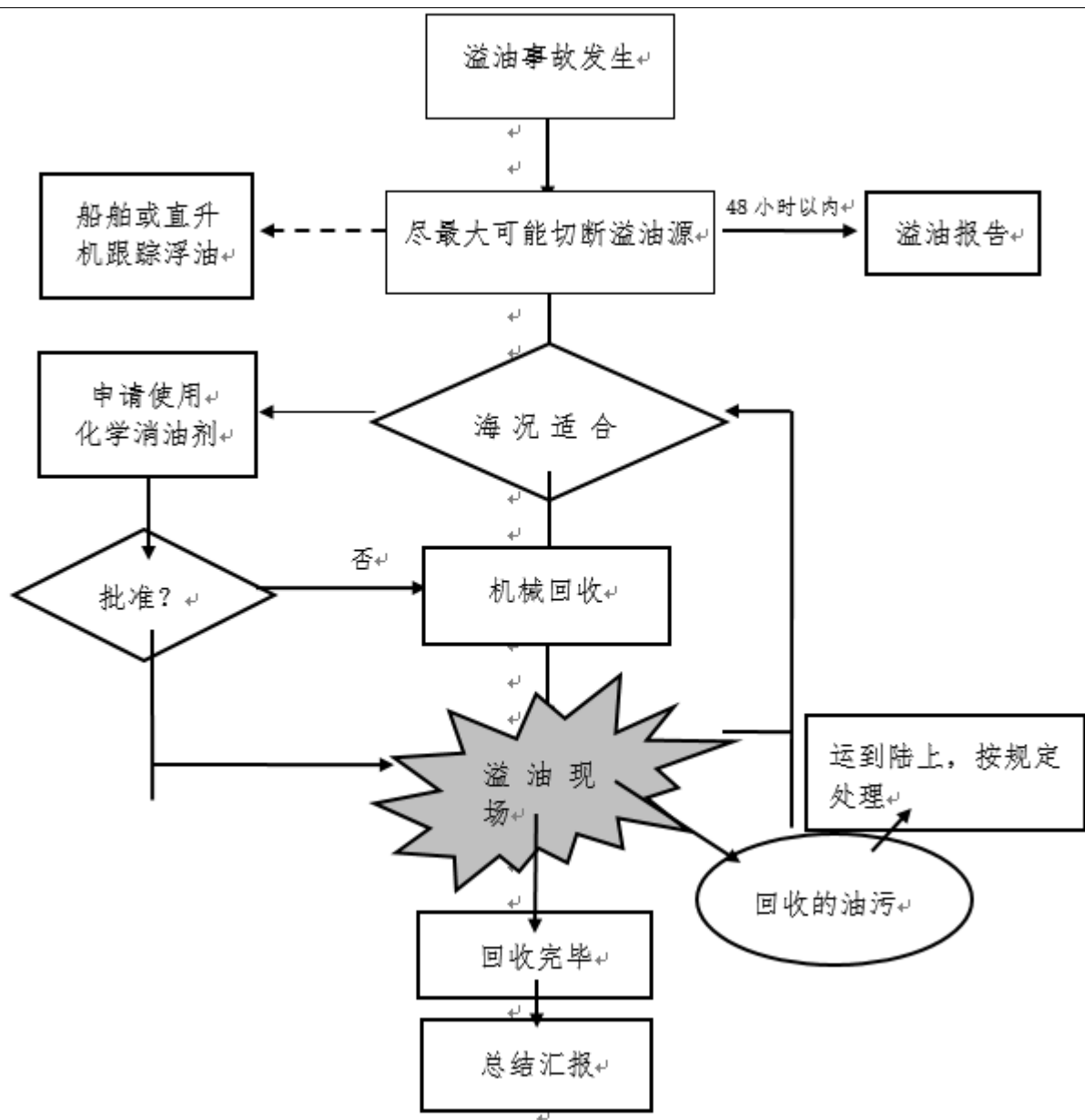


图 7.5-2 10t 以下溢油事故应急反应程序

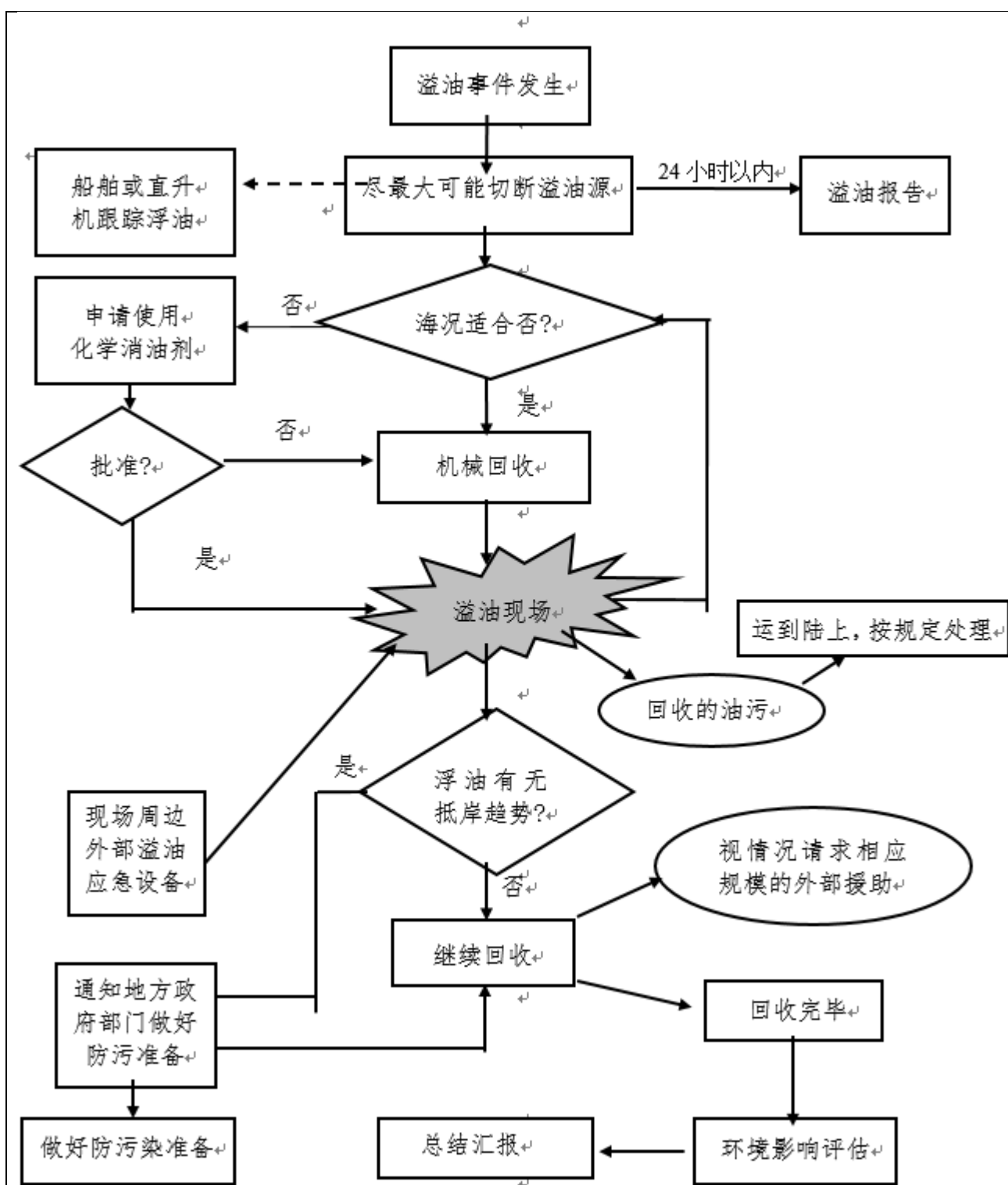


图 7.5-3 10t 以上溢油事故应急反应程序

7.5.9.4 溢油应急响应时间

埕北油田平台开发，虽在各阶段采取了各种预防措施，但仍有难以预料的内部或外部原因导致海上溢油事故发生的可能性。在以预防为主的基础上，必须充分利用现有的溢油应急处理能力和措施，以尽最大能力降低海上溢油的环境污染程度。为此埕北油田群配备

了专门的溢油应急设备，一旦发生溢油事故，首先可以依靠本油田的溢油应急设备进行溢油回收工作，如有需要，还可以调用天津分公司其它油田的溢油应急设备增援本油田进行回收作业。

（1）在油田附近值班的守护船可监视溢油动向，辅助溢油回收工作，但不得影响其作为守护/安全值班的首要职能。

（2）考虑到设备吊装和布防，油田内部设备的应急响应时间需要 2 小时。

（3）渤西油田溢油应急设备到埕北油田现场，船舶航行时间约为 3h，加上吊装设备的反应时间为 1h，则应急时间需要 4h。

（4）中海石油环保服务有限公司绥中基地溢油应急设备到埕北油田现场，船舶航行时间约 4.5h，加上 3h 陆上人员、设备动员、装船时间，则应急时间需要 7.5h。

（5）中海石油环保服务有限公司塘沽基地溢油应急设备到埕北油田现场，船舶航行时间约 4.5h，加上 3h 陆上人员、设备动员、装船时间，则应急时间需要 7.5h。

（6）在埕北海域，直升机基地设在塘沽驴驹河，机组人员的动员时间不超过 1h，飞机的应急反应时间约为 0.5h，共计 1.5 小时，飞机到达现场后实施溢油的追踪与搜寻任务。

具体设备动员时间表，见溢油应急资源优化调用次序及抵达时间表 7.5-2。

表 7.5-2 溢油应急资源优化调用次序及抵达时间

优先调用次序	应急资源所有者	动员时间	航行距离	航行时间	到达现场时间
1	渤西油田	1h	24nm	3h	4h
2	中海石油环保服务有限公司（塘沽基地）	3h	40nm	4.5h	7.5h

综上所述，埕北油田的溢油应急能力完全可以应对一级的溢油应急事故。尽管发生溢油事故概率很低，但仍然存在不可忽视的溢油事故风险，埕北油田为此做好了充分准备，在预防为主的基础上，平台上配备了适当的溢油应急设备，守护船舶每天 24 小时在平台附近昼夜值守，一旦发生溢油突发事件，埕北油田溢油应急小组立即启动应急程序，按照既定的溢油应急方案快速有效地进行部署；同时，通知守护船在第一时间将平台上溢油设备进行装载，展开应急行动；另外，埕北油田附近的渤西油田、锦州 25-1S 油田、旅大 27-2/32-2 也可在第一时间进行协助，实现资源互补，从而在发生溢油事件时做到资源调用便捷、反应迅速，尽可能将溢油的影响降至最低。

7.5.9.5 溢油应急能力

（1）油田自身溢油应急能力

按照法规要求，埕北油田各平台都已配备了适量的化学消油剂，并在埕北油田 A、B

区上存放有一定数量的溢油应急设备。一旦发生小型的溢油事故，埕北油田将以 B 区为中心；利用平台的溢油应急资源进行处理，主要通过平台吊车将溢油应急设备吊放到值班守护船上，按照现场应急职责分工实施应急工作。若发生中、大型溢油事故时，及时调用外部应急力量。本油田现有应急设备可以满足应对小型溢油事故的需求，符合《埕北油田溢油应急计划》的要求，同时《埕北油田溢油应急计划》已获得国家海洋主管部门备案，因此，本工程不需要新增应急设备。

中海石油（中国）有限公司天津分公司埕北油田溢油应急回收设备一览表 7.5-3。

表 7.5-3 埕北油田溢油应急回收设备（暂存放于 B 区）

序号	设备名称	生产厂家	规格型号	数量	性能
1	围油栏	青岛光明	WQJ1500	400m	吃水 0.75m，干舷 0.50m
2	撇油器	青岛光明	ZSPS30	1 套	15m³/h
3	动力装置	青岛光明	PK1650C	1 套	功率 21kw
4	充吸气机	青岛光明	FGC	1 套	12.5 m³/min
5	储油囊	青岛光明	FN10	3 套	储油 3m³/套
6	喷洒设备	青岛光明		1 套	喷洒 3m³/h 套
7	手持喷枪	青岛光明		2 支	喷洒 1.8t/h 支
8	消油剂	青岛光明	GM-2	适量	
9	吸油毛毡			适量	

（2）外借溢油应急能力

埕北油田现有溢油应急能力完全可以应付 10t 以下溢油事故。如果发生 10t 以上溢油事故或溢油处理所需的设备、人员超出埕北油田现有的溢油应急力量，需寻求外部的溢油应急力量的援助，如天津分公司渤海地区其他油田的溢油应急设备及人员，同时按照“中海石油（中国）有限公司天津分公司外部溢油应急力量协议”，当天津分公司需要，当发生海上溢油应急事件时，可调用中海石油环保服务有限公司（COES）的溢油应急设备资源及相关环保人员。



图 7.5-3 COES 应急基地分布

①可调用的溢油应急资源

中海石油（中国）有限公司天津分公司溢油应急资源见表 7.5-4~表 7.5-6。中海石油环保服务有限公司（COES）溢油应急资源见表 7.5-7。

表 7.5-4 天津分公司海上溢油回收设备配备表（一）

单位		锦州 9-3 油矿	绥中 36-1 油矿	绥中 36-1 处理厂	旅大 10-1 油矿	南堡 35-2 油田	渤西油矿	埕北油矿
存放地点		W 平台	CEP 平台	绥中码头	CEP 平台	CEP 平台	QK18-1	B 平台
围油栏	型号	QW 1100	QW1500	WGJ 1100	QW1500	QW 1500	QW1100	QW1500
	厂家	青岛光明	青岛光明	青岛光明	青岛光明	青岛光明	青岛光明	青岛光明
	总长	200m	400m	680m	400m	400m	200m	200m
	工作干舷	0.36m	0.5m	0.38m	0.5 0m	0.50m	0.36m	500mm
	围板深度	0.56m	0.75m	0.56m	0.75m	0.75m	0.56m	750mm
	抗浪	1m	2m	1.5m	2m	2m	1m	2m
	抗风	15 m/s	20m/s	20m/s	20 m/s	20 m/s	15 m/s	20m/s
	抗流	3 knots	3knot	3 knots	3 knots	3 knots	3 knots	3.0knots
	布放时间		25min/200 m	340m/1h	25min/200 m			<60min

	回收时间		20min/200m	340m/1h	20min/200m			
	储存方式	集装箱、滚筒			卷筒、集装箱			
	储存温度	-60℃至70℃	-60℃--70℃	-40℃/70℃	-60℃至70℃		-60℃至70℃	
	工作温度	-20℃至50℃	-20℃--50℃	-20℃--60℃	-20℃至50℃		-20℃至50℃	
	总重量	2.6t	14.5Kg/m	11kg/m	(14.5kg/m) 5.8t	14.5kg/m	2.6t	14kg/m
	生产日期		2008.03	2005.03	2004-10-1	2004.1	2001.1	2002.2
动力装置	型号	PK1630C	PK1650FC	BL10	LPP30	PK1650FC	PK1630C	PK1650CA
	厂家	青岛光明	青岛光明	青岛光明	LAMOR	青岛光明	青岛光明	青岛光明
	功率	9.19KW	21 KW	18 KW	35 KW	21KW	9.19KW	21KW
撇油器	型号	ZSC15	ZSC30	BL-10	MINIMAX 20	ZSC30	ZSY20	ZSC15A
	厂家	青岛光明	青岛光明	青岛光明	LAMOR	青岛光明	青岛光明	青岛光明
	重量	170Kg	480kg	120kg	105kg	520KG	110Kg	180KG
	适用油品	稠油	高粘流质油	稠油	稠油	稠油	稠油	稠油
	撇送距离	20m	30m	10m	20m	30m	20m	20m
	回收效率			20%	95%			
	工作方式	转盘式	齿形转盘式	螺杆泵式	刷盘式	齿形转盘式	转盘式	转盘式
	布放方式	吊机吊放	吊机吊放	吊机吊放	吊机吊放	吊机吊放	吊机吊放	吊机吊放
	回收能力	20 m³/h	30 m³/h	10m³/h	20m³/h	32m³/h	20 m³/h	15 m³/h
工作艇	型号	无	无	无	JY-GZ-7.0	无	无	17GRP
	功率				150HP			14HP
	最大航速				>7knots			6knots
	拖力				>1.5t			
	存放点				CEP 平台			CB-B
存储油器具	型号	FN15 浮动油囊	FN15 浮动油囊	QG-5	FN15 浮动油囊	FN5 浮动油囊	FN5 浮动油囊	FN3 浮动油囊
	容积	10m³	15m³	5m³	15m³	5m³	5m³	3m³
	数量	3 个	6 个	2	3 个	2	3 个	3 套
	满载重量							
设备	数量	无	PSB50C	PSD40	1 套 (PSB50)	1 套 (PSB50C)	无	

	厂家		青岛光明	青岛光明	青岛光明	青岛光明		
	臂长		5m	10m	5m	5m		
	喷洒速度		3t/h	4t/h	3.0t/h	3t/h		
手持喷枪	数量	无	2 支	1 支 PS40	2 支	2 支	无	
	厂家		青岛光明	青岛光明	青岛光明	青岛光明		
	最大射距		≥8M	10M	≥7M	≥7M		
	喷洒速度			40L/min	1.8t/h			
油拖网	数量				6 套			
	厂家				青岛光明			青岛光明
	长度				4.5m ³			200m
	存放方式				集装箱			集装箱
消油剂	型号	海鸥	海鸥 4#	海鸥 4#	GM-2	GM-2	海鸥 4 号	海鸥 4 号
	厂家	渤海油田化工	中海采油技术服务分公司	青岛光明	青岛光明	青岛光明	渤海油田化工	渤海油田化工
	数量	170KG/桶*6	170KG/桶*16 (CEP6 桶, E/F/H/G/C 平台各桶)	170KG/桶*6	170KG/桶*6	170KG/桶*20	170KG/桶*6	3400KG
其他	吸油毡	0.5 吨	0.5 吨	1 吨			0.5 吨	20 箱

表 7.5-5 天津分公司海上溢油回收设备配备表（二）

单位		渤中 34-1 油矿	渤中 28-1 油矿	秦皇岛 32-6 油田	渤中 25-1 油田	CFD-11 油田	渤中 28-2S 油田
存放地点		CEPA	友谊号	世纪号	FPSO113	FPSO112	海洋石油 102
围油栏	型号	HRA1500	QW1500	QW1500	HOB1500	HOB1500	HRA1500
	厂家	丹麦 Rolands	青岛光明	青岛光明	LAMOR	LAMOR	天津汉海
	总长	400m	400m	400m	200m	200m	400m
	工作干舷	0.5m	0.50m		0.50m	0.50m	425mm
	围板深度	0.7m	0.75m	0.75m	0.79m	0.79m	865mm
	抗浪	3n	2.5m	2m	3000 毫米	3000 毫米	3m
	抗风	20m/s	20 m/s		20 m/s	20 m/s	20m/s
	抗流	0.75kn	3 knots	1.5m/s	3 knots	3 knots	3 knots
	布放时间	25min/200m	25min/200m		25min/200m	25min/200m	
	回收时间	25min/200m	25min/200m		25min/200m	25min/200m	
储存方							集装箱、滚

	式						筒
	储存温度	-60℃--70℃	-60℃+70℃	-60℃+70℃	-60℃+70℃	-60℃+70℃	-40℃至60℃
	工作温度	-20℃--50℃	-40℃+60℃	-40℃+60℃	-40℃+60℃	-40℃+60℃	-40℃至60℃
	总重量	4t	14.5kg/m	14.5kg/m	12.8 kg/m	12.8 kg/m	2760kg
	生产日期	1990.7	2004.2	2001.2			
动力装置	型号	DEUTZ FIL210D 柴油机	LPP30	PK1650	LPP30	LPP53	HPP30/ HPP50
	厂家	丹麦 Rolands	LAMOR	青岛光明	LAMOR	LAMOR	天津汉海
	功率	30KW	35 kw		35 kw	53 kw	38kw/52kw
撇油器	型号	ZSC30	LMS 收油机	Zsc40	MINIMAX20	LMS 收油机	HAF30
	厂家	青岛光明	LAMOR	青岛光明	LAMOR	LAMOR	天津汉海
	重量	505Kg	170 kg		105	190 kg	210kg
	适用油品	稠油	轻质油/稠油	稠油	稠油	轻质油/稠油	
	撇送距离						
	回收效率	45-95%	95%		95%	95%	
	工作方式	齿形转盘式	盘式/鼓式/刷式		刷盘式	盘式/鼓式/刷式	刷盘式
	布放方式	随围油栏布放	吊机吊放		吊机吊放	吊机吊放	吊机吊放
	回收能力	50m³/h	60 m³/h	40m³/h	20 m³/h	60 m³/h	30 m³/h
工作艇	型号	无	无		Volvo Tamd41B		10 米拖带艇
	功率			190HP	0.7mp		170HP
	最大航速			8.9knot	≥8Kn		9.65Kn
	拖力			2T	≥2t		1.75T
	存放点			渤海世纪号	FPSO113	FPSO112	HYSY102
存储油器具	型号	FN5 浮动油囊	FN3 浮动油囊	FN3 浮动油囊	FN10 浮动油囊	FN10 浮动油囊	HRFT10
	容积	5m³	3 m³	3 m³	10 m³	10 m³	10m³
	数量	1 套	2 套	7 个	4 套	4 套	2 套
	满载重量						
喷洒设备	数量	1 套 (PSB50C)	1 套		1 套	1 套	1 套
	厂家	青岛光明	青岛光明		青岛光明	青岛光明	天津汉海
	臂长	5m	5m		5m	5m	

	喷洒速度	3t/h	3t/h		2.4t/h	2.4t/h	80L/min
手持喷枪	数量	4 支	2 支		2 支	2 支	
	厂家		青岛光明		青岛光明	青岛光明	
	最大射距	≥7M	≥7M		≥5m	≥5m	
	喷洒速度		1.8t/h		1.8 m³/h	1.8 m³/h	1 套
油拖网	数量		无	2 个			
	厂家						
	长度						
	存放方式						
消油剂	型号	GM-2	GM-2	海鸥	海鸥 4#		GM-2
	厂家	青岛光明	青岛光明	渤海油田化工	渤海油田化工		青岛光明
	数量	170KG/桶*20	4590 公斤	1.7 吨	170KG/桶*10		170KG/桶*20
其他	吸油毡	10 箱	100 公斤	100kg	30 箱		500 公斤

表 7.5-6 天津分公司海上溢油回收设备配备表（三）

单位		LD27-2/32-2 油田	JZ25-1S 油田	JX1-1 油田	垦利油田群		
存放地点		LD32-2	CEP 平台	CEPA	垦利 3-2CEPA	渤中 35-2 CEPA	东营终端
围油栏	型号	HRA1500	HRA1500	HRA1500	HRA1500	HRA1500	HRA1500
	厂家	天津汉海	天津汉海	天津汉海	天津汉海	天津汉海	天津汉海
	总长	400m	400m	400m	400m	400m	400m
	工作干舷	500mm	0.5m	0.5m	0.5m	0.5m	0.5m
	围板深度	750mm	0.7m	0.7m	0.7m	0.7m	0.7m
	抗浪	3m	3m	3m	3m	3m	3m
	抗风	20m/s	20m/s	20m/s	20m/s	20m/s	20m/s
	抗流	3 knots	3 knots	3 knots	3 knots	3 knots	3 knots
	布放时间	25min/200m	25min/200m	25min/200m	25min/200m	25min/200m	25min/200m
	回收时间	20min/200m	20min/200m	20min/200m	20min/200m	20min/200m	20min/200m
	储存方式	集装箱、滚筒	集装箱、滚筒	集装箱、滚筒	集装箱、滚筒	集装箱、滚筒	库房
	储存温度	-40℃至 60℃	-40℃至 60℃	-40℃至 60℃	-40℃至 60℃	-40℃至 60℃	-40℃至 60℃
	工作温度	-40℃至 60℃	-40℃至 60℃	-40℃至 60℃	-40℃至 60℃	-40℃至 60℃	-40℃至 60℃
	总重量	2760kg	14.5Kg/m	14.5Kg/m	14.5Kg/m	14.5Kg/m	14.5Kg/m
	生产日期		2010.7.8	2010.7.8	2013.11	2013.11	2013.11

动力装置	型号	HPP30/HPP50	HPP50	HPP50	HPP50	HPP50	HPP50
	厂家	天津汉海	天津汉海	天津汉海	天津汉海	天津汉海	天津汉海
	功率	38kw/52kw	50kw	50kw	50kw	50kw	50kw
撇油器	型号	ZSPS30	HAF30	HAF30			
	厂家	青岛光明	天津汉海	天津汉海	天津汉海	天津汉海	天津汉海
	重量	470kg	210kg	210kg			
	适用油品		轻质油/稠油	轻质油/稠油	轻质油/稠油	轻质油/稠油	轻质油/稠油
	撇送距离	30m	30m	30m	30m	30m	30m
	回收效率		95%	95%			
	工作方式	转盘式	刷盘式	刷盘式	刷盘式	刷盘式	刷盘式
	布放方式	吊机吊放	吊机吊放	吊机吊放	吊机吊放	吊机吊放	吊机吊放
	回收能力	30 m³/h	30 m³/h	30 m³/h	30 m³/h	30 m³/h	30 m³/h
存储油器具	型号	FN5/FN10	HRFT10	HRFT10	FN10	FN10	FN10
	容积	5 m³/10 m³	10m³	10m³	10m³	10m³	10m³
	数量	2 套/1 套	2 套	2 套	2 套	2 套	2 套
	满载重量	20 m³	20 m³	20 m³	20 m³	20 m³	20 m³
喷洒设备	数量	PSB50C	1 套(HPS80)	1 套(HPS80)	1 套 (PSB80)	1 套 (PSB80)	1 套 (PSB80)
	厂家	青岛光明	天津汉海	天津汉海			
	臂长	5m	5m	6m	6m	6m	6m
	喷洒速度	3t/h	210L/min	80L/min*2	80L/min	80L/min	80L/min
手持喷枪	数量	2 支	2 支	1 支			
	厂家	青岛光明	青岛光明	德国凯驰			
	最大射距	≥8m	≥8m				
	喷洒速度		25L/min	450-900 l/h			
油拖网	数量	1 套	无	无	无	无	无
	厂家	青岛光明					
	长度	5m					
	存放方式	集装箱					
消油剂	型号	GM-2	GM-2	海鸥 4#			
	厂家	青岛光明	渤海油田化工	采技服			
	数量	170KG/桶*10	170KG/桶*5	170KG/桶*12	2 吨	2 吨	3 吨
其他	吸附材料	500 公斤 (吸油毡)	41 包 (吸油毡)	50 包 (吸油毡)	1 吨 (吸油毡)	1 吨 (吸油毡)	吸油毛毡(3 吨) 沙土(5 吨)
							真空收油机 (1 套)

表 7.5-7 中海石油环保服务有限公司 (COES) 溢油应急资源表

中海石油环保服务有限公司 (COES) 溢油应急资源						
序号	设备名称	生产厂家	规格型号	数量	性能	存放地
1	撇油器	LAMOR 公司	LSC-4	1 套	80m ³ /h	塘沽基地
2	撇油器	LAMOR 公司	Minimax10	1 套	10m ³ /h	塘沽基地
3	撇油器	LAMOR 公司	Minimax100	1 套	100m ³ /h	塘沽基地
4	撇油器	RO-CLEAN 公司	ALLIGATOR100	1 套	60m ³ /h	塘沽基地
5	撇油器	青岛光明	ZK30 真空式	1 套	大于 3m ³ /h	塘沽基地
6	动力装置	LAMOR 公司	LPP53	2 套	功率 53kw, 风冷柴油机	塘沽基地
7	动力装置	LAMOR 公司	LPP20	1 套	功率 21kw, 风冷柴油机	塘沽基地
8	动力装置	LAMOR 公司	LPP6	1 套	功率 4.6kw, 风冷柴油机	塘沽基地
9	动力装置	RO-CLEAN 公司	DSPP50	1 套	功率 50kw, 风冷柴油机	塘沽基地
10	围油栏	DESMI 公司	RO-BOOM1500	400m	吃水 0.7m, 干舷 0.5m	塘沽基地
11	围油栏	LAMOR 公司	FOB1000	400m	吃水 0.35m, 干舷 0.65m	塘沽基地
12	消油剂喷洒装置	青岛光明	PSB80	2 套	喷洒 4.8m ³ /h	塘沽基地
13	储油囊	DESMI 公司	10m ³	1 套	储油 10m ³ /套	塘沽基地
14	储油罐	LAMOR 公司	9m ³	2 套	储油 9m ³ /套	塘沽基地
15	储油囊	青岛光明	FN10 浮动油囊	1 套	储油 10m ³ /套	塘沽基地
16	储油罐	青岛光明	QG5	2 套	储油 5m ³ /套	塘沽基地
17	储油罐	青岛光明	QG9	2 套	储油 9m ³ /套	塘沽基地
18	储油罐	大港泓锋泰公司	HFT007L	5 套	储油 7m ³ /套	塘沽基地
19	清洗机	LAMOR 公司	HDS 1000DE	2 套	产生高压热水或蒸汽	塘沽基地
20	吸油拖栏	青岛华海	XTL-Y220	200m	吸油能力 22KG/M	塘沽基地
21	撇油器	LAMOR 公司	LMS 多功能	1 套	60m ³ /h	龙口基地
22	撇油器	LAMOR 公司	Minimax20	1 套	20m ³ /h	龙口基地
23	撇油器	青岛光明	ZK30 真空式	1 套	大于 3m ³ /h	龙口基地
24	动力装置	LAMOR 公司	LPP53	1 套	功率 53kw, 风冷柴油机	龙口基地
25	动力装置	LAMOR 公司	LPP30	1 套	功率 35 kw, 风冷柴油机	龙口基地
26	围油栏	青岛光明	QW1500	400m	吃水 0.75m, 干舷 0.50m	龙口基地

27	围油栏	青岛光明	GWJ800	200m	吃水 0.28m, 干舷 0.45m	龙口基地
28	储油囊	青岛光明	FN10 浮动油囊	3 套	储油 10m ³ /套	龙口基地
29	储油囊	青岛光明	FN5 浮动油囊	1 套	储油 5m ³ /套	龙口基地
30	储油罐	青岛光明	QG5	1 套	储油 5m ³ /套	龙口基地
31	清洗机	LAMOR 公司	HDS 1000DE	1 套	产生高压热水或蒸汽	龙口基地
32	消油剂喷洒装置	青岛光明	PSB40	1 套	喷洒 2.4 吨/H	龙口基地
33	储油罐	大港泓锋泰公司	HFT007L	3 套	储油 7m ³ /套	龙口基地
34	撇油器	LAMOR 公司	LSC-4	1 套	80m ³ /h	绥中基地
35	撇油器	LAMOR 公司	LMS 多功能	1 套	60m ³ /h	绥中基地
36	撇油器	LAMOR 公司	Minimax10	1 套	10m ³ /h	绥中基地
37	撇油器	VIKOMA 公司	MINI-VAC	1 套	11m ³ /h	绥中基地
38	围油栏	汉海公司	HRA1500	400m	吃水 0.7m, 干舷 0.5m	绥中基地
39	动力装置	LAMOR 公司	LPP30	1 套	功率 35kw, 风冷柴油机	绥中基地
40	动力装置	LAMOR 公司	LPP53	1 套	功率 53kw, 风冷柴油机	绥中基地
41	动力装置	LAMOR 公司	LPP50D	2 套	功率 53kw, 风冷柴油机	绥中基地
42	动力装置	LAMOR 公司	LPP6	1 套	功率 4.6kw, 风冷柴油机	绥中基地
43	围油栏	青岛光明	GWJ800	200m	吃水 0.28m, 干舷 0.45m	绥中基地
44	消油剂喷洒装置	青岛华海	PS80	1 套	喷洒 4.8m ³ /h	绥中基地
45	清洗机	LAMOR 公司	HDS 1000DE	1 套	产生高压热水或蒸汽	绥中基地
46	储油罐	青岛光明	QG5	2 套	储油 5m ³ /套	绥中基地
47	吸油拖栏	青岛华海	XTL-Y220	200m	吸油能力 22KG/M	绥中基地

②外借应急能力到达时间

外借应急能力达到时间参见 7.5.9.4 节。

7.5.9.6 海上溢油的处理措施

根据不同油品特性及不同条件采取相应的溢油处理方法。溢油处理方法很多。针对海

上的溢油应急情况可选择一些溢油控制方案，但必须考虑到所需设备、环境因素的影响，因此要注意优先权的选择。通常可选择的措施有围控和机械回收、喷洒化学消油剂等。

（1）溢油回收条件

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，这时不建议采取溢油回收作业。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 2 米；
- 其它潜在火灾、爆炸等安全因素。

（2）围控和机械回收

油溢到水面后，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。

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

①两船拖带之“J”型

如图 7.5-4 所示，这种形式需要用两艘船。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 200-400 米。从主拖船至 J 形底部之间围油栏的长度为 20-40 米，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（10-20 米），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、准确地向前面的拖船发出指令，拖船应注意随时与主拖船良好的通信联络，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。

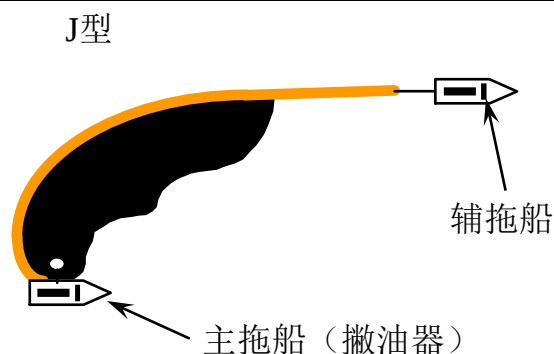


图 7.5-4 “J” 型拖带

②两船拖带之“U”型

如图 7.5-5 所示，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。

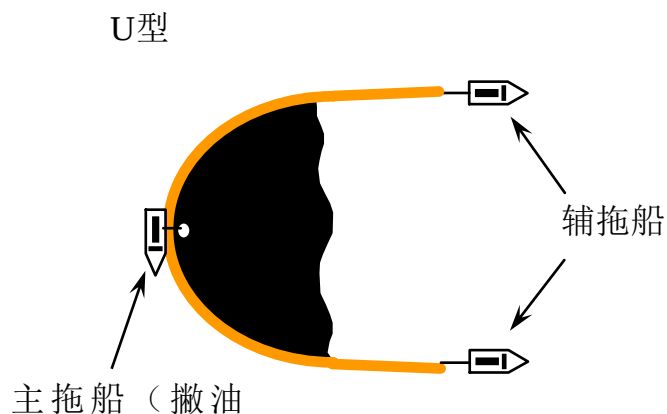


图 7.5-5 “U” 型拖带

③喷洒化学消油剂

随着海洋石油勘探开发的不断蓬勃发展，海上溢油事故也逐年递增，化学消油剂作为一种常用的治理溢油污染技术，应用越来越广泛，使用量日益增加。由于化学消油剂的有效成分是非离子型表面活性剂和溶剂，两者对海洋生物均有一定的毒性。因此，对于控制消油剂的使用要遵照海洋主管部门相应的法规，以尽可能地防止由于使用消油剂所造成的二次污染。

当海上发生溢油后，一小部分油可以通过波浪的混合作用而自然分散，这个过程是非常缓慢的。那么，使用化学消油剂可以极大地提高油的自然分散速度，促进了油类的降解，同时，油膜的乳化分散也降低了着火危险，但消油剂并没有改变石油本身的性质，因此它也必然存在负面的影响。

在海上我们可以利用现场守护船舶进行喷洒作业。作业时可通过固定在船舷两边的喷洒臂将消油剂以扇形的形状喷出，喷出的消油剂液滴呈水珠状（研究表明：这样可以保证在有风的情况下落点准确和减少挥发损失）。

当现场确实需要使用化学消油剂时，天津分公司应急指挥中心负责向国家海洋主管部门申请。

➤ 使用化学消油剂的原则：根据《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》第二十一条规定，海面溢油首先使用机械回收，消油剂应严格控制使用，并遵守国家海洋局 1992 年 8 月 20 日制定的《海洋石油勘探开发化学消油剂使用规定》和《国家海洋局关于修改〈关于颁发〈海洋石油勘探开发化学消油剂使用规定〉的通知〉等 3 份规范性文件的决定的公告》（2015 年第 4 号（总第 25 号））。

➤ 发生溢油事故时，作业者应首先考虑回收措施，对少量确实无法回收的溢油，准许使用消油剂。

➤ 在海面溢油可能产生爆炸、起火或严重危及人命和财产安全，又无法使用回收方法处理，而只有使用消油剂可以避免扩大事故后果的紧急情况下，使用消油剂的数量和报告程序可不受限制，但须在使用的同时报告主管部门。事后必须按《海洋石油勘探开发环境保护管理条例实施办法》的规定，向主管部门提交详细的报告。

（3）现场溢油的监视和监测

①监视和监测手段

➤ 现场发生溢油后，将安排船舶跟踪监视溢油的漂移动态，跟踪拍照或录像，并记录其漂移轨迹变化；

➤ 平台附近能够看到的漂油，将安排平台专人通过望远镜等设备，监视其漂移动态；

➤ 借助溢油环保公司的溢油漂移软件计算其溢油面积、扩散范围、扩散方向、扩散速度等，为溢油回收和污染损害提供依据；

➤ 现场将安排船舶对溢油进行取样，并送回陆地或相关部门进行化验检测；

➤ 遥感监视利用卫星信息资料通过影像处理分析进行监视。计算溢油面积、扩散方向、速度和范围，绘制溢油扩散分布图，为溢油污染损害提供依据；

➤ 报告公司应急指挥中心，派专业的监视和监测队伍。

②监视和监测内容

➤ 油漂移的准确地点、水深、油品种类，并采集油样、录像、照相、现场污染情

况描述等；

- 跟踪浮油：漂浮油带的宽度、长度、厚度、漂流方向、表层流等；
- 油膜覆盖的范围、覆盖率、形状、色泽等；
- 监测风向、流速、气温、气压等气象要素，为溢油漂移预测提供基本的数据。

7.5.9.7 应急设备有效性分析

埕北油田 A、B 区井口平台及平台间管线自运行以来未发生过火灾和爆炸、海管、立管油气泄漏事故以及地质性溢油事故，说明油田的风险防范措施是行之有效的。

此外，埕北油田的溢油应急能力完全可以应对一级的溢油应急事故。埕北油田在预防为主的基础上，平台上配备了适当的溢油应急设备，守护船舶每天 24 小时在平台附近昼夜值守。一旦发生溢油突发事件，埕北油田溢油应急小组立即启动应急程序，按照既定的溢油应急方案快速有效地进行部署；同时，通知守护船在第一时间将平台上溢油设备进行装载，展开应急行动；另外，埕北油田附近的渤西油田、锦州 25-1S 油田、旅大 27-2/32-2 也可在第一时间进行协助，实现资源互补，从而在发生溢油事件时做到资源调用便捷、反应迅速，尽可能将溢油的影响降至最低。因此，油田的溢油应急预案是可行的。

7.6 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。为此，本项目在实施过程中应积极落实《实施方案》中的相关要求，具体如下。

（1）与规划等顶层设计的符合性

通过前面相关章节对工程与“《全国海洋功能区划（2011-2020）》、《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)》、《全国海洋主体功能区规划》”的符合性分析结果可知，本次工程与工程所在海域的功能定位兼容，符合其海域使用管理要求，并与其规划的相关定位相符合，且不涉及海洋生态红线区。

（2）污染物源头控制

本调整井工程施工期生活污水经处理达标后方可排海，排放量较小；所产生活垃圾和一般工业固体废物全部运回陆地交有资质单位处理，不排海；本工程钻井阶段采用水基钻井液，并循环使用，钻完井作业完成后非油层段水基钻井液和非油层段钻屑在满足《海洋

石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性》(GB18420-2009)的同时依据《海洋石油勘探开发含油钻井泥浆和钻屑向海中排放审批事项服务指南》的要求后方可排放入海;油层段水基钻井液和钻屑均运回陆地交有资质单位处理;洗井废水进入含油生产水处理装置进行处理。

(3) 溢油防范与应急

当发生不同程度的溢油事故时,通过埕北油田自身设备与周围其他溢油设备的联动响应,确保能够满足溢油事故时的应急需要。在工程设计、建设和运营阶段均制定并严格实施溢油事故防范措施,同时针对工程油藏地质特点制定、实施相应的地质性溢油事故防范措施,力争最大限度地杜绝溢油事故的发生,防范对海洋环境的污染。

(4) 海洋生态损害及修复

①生态损害

钻屑钻井液排海产生的悬浮沙对渔业资源的影响类比《曹妃甸 11-1 油田 WGPA 平台扩展项目环境影响报告书》,类比结果见表 6.4-7。由表可知:本工程 A/B 平台钻屑钻井液排海造成鱼卵损失总量不超过 2745024 粒,造成仔稚鱼损失总量不超过 2934336 尾,造成渔业资源中幼鱼损失总量不超过 2953 尾,造成渔业资源中头足类幼体损失总量不超过 2171 尾,造成渔业资源中虾类幼体损失总量不超过 4029 尾,造成渔业资源中蟹类幼体损失总量不超过 93 尾,造成渔业资源中鱼类成体损失总量不超过 45kg,造成渔业资源中头足类成体损失总量不超过 33kg,造成渔业资源中虾壳类成体损失总量不超过 64kg,造成渔业资源中蟹壳类成体损失总量不超过 3kg。

②生态保护

工程施工作业应尽量缩短施工周期,合理选择作业时间,非油层段钻屑和水基钻井液的排放避开工程所在海域主要经济鱼类的产卵盛期(6月),以减少对鱼卵和仔鱼的影响。平台设有开闭排系统,收集初期雨水和甲板设备冲洗水,防止排放入海;建设单位制定了严格的环境保护和管理制度,并设专人、专岗进行监督和管理。

③生态修复

本次工程属于油田的调整井工程,建议本次工程的生态补偿与整个油田或整个区域统筹考虑,将生态补偿金纳入该区域补偿的一部分,补偿形式可以采用增殖放流,建议建设单位与渔业管理部门协商,采取对主要渔业生物种类开展增殖放流等方式进行生态补偿。以下增殖放流品种选择、放流时间、地点等工作由当地渔业主管部门指导开展。

1) 对工程在施工过程中对渔业资源造成的直接或间接损失,给予经济补偿。以便渔业

主管部门用于增殖放流、渔业资源养护与管理，以及进行渔业资源和渔业生态环境跟踪调查等，使渔业资源得到尽快恢复和可持续利用。

2) 本工程位于中上层和底层鱼类产卵场。因此本工程施工作业应尽量缩短施工周期，非油层段钻屑和钻井液的排放避开主要经济鱼类的产卵盛期（6 月份）。

3) 施工过程中，完善环保设施，并采取积极措施，尽量减少对海洋环境质量的影响，对突发性事故，并采取积极的措施，将对渔业损失的污染影响程度降低到最小。

4) 增殖放流的建议方案：

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、梭鱼、半滑舌鲷、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（如半滑舌鲷和牙鲆等）体长应在 5cm 左右；虾苗体长应在 1cm 左右；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

根据实际情况开始实施海洋生物增殖放流，增殖放流时间建议安排在休渔期间内的 5 月至 8 月，以避开高强度捕捞压力时间，提高增殖放流效果，具体的投放的物种、投放时间和投放地点由当地海洋与渔政主管部门统一安排部署。

具体应按照《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。

(5) 生态监测

本工程生产运营阶段跟踪监测纳入埕北油田现有跟踪监测计划中，定期监测各设施外排污污染物的排放浓度；此外，依托现有跟踪监测计划，定期对工程所在海域的海水水质、沉积物、海洋生物生态（包括叶绿素a、浮游植物、浮游动物、底栖生物、生物质量）进行跟踪监测，使海洋生物资源和海洋生态环境得到尽快恢复和可持续利用。

7.7 环境保护投资费用估算

环境保护费用系指环境保护固定设施及其投资费用和维护设施及其他为环保投资的年费用。环境保护投资主要包括一次性环境设施投资及其相关操作费用和辅助费用。本工程的环保投资主要用于固废处置及生态补偿等措施。根据《海上油（气）田开发工程环境保护设计规范》（SY/T10047-2003），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，其投资按 100%列入环境保护投资。生产需要同时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。生态补偿预备费按 100%列入环境保护投资。

根据上述原则，将本工程环保投资设施及其直接投资费用列于表 7.7-1。本工程建设投资 10000 万元，其中环保投资 1000 万元。

表 7.8-1 环境保护投资估算（万元）

环境保护投资及生态补偿	总投资额	折合比率	折合环保投资
埕北油田 5 口调整井工程环境影响报告表			
危废及固废处置费用	100	100%	100
生态补偿			
渔业资源补偿费	100	100%	100
合计			200

8 环境影响评价结论

8.1 环境影响评价结论

8.1.1 产业政策相符性

本工程为海洋油气勘探开采工程。属于《产业结构调整指导目录（2011 年本）（2013 年修正）》中鼓励类“常规石油、天然气勘探及开采”，本工程的建设符合国家产业政策。

8.1.2 海洋功能区划相符性

本工程建设是在既有埕北油田 A、B 区井口平台上进行调整井建设，平台位于渤海海域西南部，工程用海属于油气资源勘探开发用海，工程建设符合全国海洋功能区划（2011~2020 年）要求。

8.1.3 工程分析

①施工期

本工程施工期产生的污染物主要包括：钻井液（油层段钻井液：983.67m³；非油层段钻井液：2708.24m³），钻屑（油层段钻屑：131.97m³；非油层段钻屑：1947.33m³），一般工业固体废物（4.5t），生活污水（4436.25m³）、生活垃圾（19t），船舶机舱含油污水（205m³）和洗井废水（100m³）。

②运营期

本工程运营期产生的污染物主要包括：含油生产水最大增量为 101.6×10⁴m³/a(2024 年)，一般工业固体废物增加 4t/a，生活污水、生活垃圾产生量保持不变。

8.1.4 海洋环境质量现状结论

2018 年 3 月埕北油田附近海域海水中超标污染物为无机氮、活性磷酸盐、COD 和重金属铅、锌、汞。海水中 COD 底层超标率为 35%；无机氮表、底层超标率分别为 5%、10%；磷酸盐表、底层超标率分别为 40%、75%；重金属铅表、底层超标率均为 75%；重金属汞表、底层超标率均为 55%；锌底层超标率为 15%，其它各要素均满足《海水水质标准》（GB3097-1997）第一类海水水质标准要求。超出第一类海水水质标准的 COD、无机氮、磷酸盐、铅、锌、汞均符合第二类海水水质标准。

2018 年 3 月埕北油田附近海域沉积物质量调查的结果显示，调查海域沉积物环境以粘土质粉砂和粉砂为主，调查海区沉积物总体环境较好，各监测指标均符合《海洋沉积物质

量》(GB18668-2002) 第一类标准的要求。

调查海域采集到的所有鱼类样品中, 生物体质量总体上较好, 各检测项目均未超过《全国海岸带和滩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) 中规定的生物质量标准。调查海域采集到的贝类样品中有超标现象, 主要超标因子为铅、铬、锌、砷和石油烃。

2017 年 5 月, [REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

本次调整井工程投产后, 其影响范围不会超过原报告书评价的影响范围, 不会对作业区以外的海域造成新的不良影响。

8.1.5 环境影响分析结论

(1) 施工期

施工期油层段钻屑钻井液、生活垃圾、一般工业固体废物和船舶机舱含油污水等均运回陆地处理; 生活污水依托钻井支持船上的生活污水处理设施处理达标后排海。

钻井施工阶段钻屑、钻井液的排放期很短, 影响范围有限, 悬浮沙增量超过 10mg/L 的影响范围较小, 且排放后短时间内即可恢复到一类水质水平; 钻屑排放对海底沉积物影响不大, 钻屑覆盖厚度大于 2cm 的最远距离不会超过 215m。

钻屑钻井液排海产生的悬浮沙对渔业资源的影响类比《曹妃甸 11-1 油田 WGPA 平台扩展项目环境影响报告书》, 根据类比结果, 本工程 A/B 平台钻屑钻井液排海造成鱼卵损失总量不超过 2745024 粒, 造成仔稚鱼损失总量不超过 2934336 尾, 造成渔业资源中幼鱼损失总量不超过 2953 尾, 造成渔业资源中头足类幼体损失总量不超过 2171 尾, 造成渔业资源中虾类幼体损失总量不超过 4029 尾, 造成渔业资源中蟹类幼体损失总量不超过 93 尾, 造成渔业资源中鱼类成体损失总量不超过 45kg, 造成渔业资源中头足类成体损失总量不超过 33kg, 造成渔业资源中虾壳类成体损失总量不超过 64kg, 造成渔业资源中蟹壳类成体损失总量不超过 3kg。

(2) 运营期

生产运行期新增含油生产水依托综合处理平台上的生产水处理设施处理达标后部分回注，部分排海。本工程调整后含油生产水 2019-2020 年的排放量为 $142.48 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，不超过原环评批复的排海总量，即本工程新增生产水不会对工程附近海水水质产生新的影响。

8.1.6 环境风险分析结论

本工程海上部分最主要的环境风险类型主要包括：地质性溢油事故、井喷溢油事故、船舶碰撞溢油事故、火灾爆炸和海底管道/立管油气泄漏。本工程发生井喷的概率为 2.4×10^{-5} 次/a，发生船舶碰撞的概率为 5.0×10^{-6} 次/a，发生火灾引起溢油事故的概率不高于 4.6×10^{-4} 次/a，发生海管/立管油气泄漏事故概率为 1.9×10^{-3} 次/a。

针对可能发生的环境风险事故，中海石油（中国）有限公司渤西作业公司编制了《埕北油田溢油应急计划》，与天津分公司共享《海上钻完井溢油应急计划》，计划的基本内容包括油田作业情况、应急组织体系、溢油风险分析与预防措施、溢油事故的处置、油田应急力量、溢油应急保障及应急善后措施等。根据该计划，油田开发工程基本可以保证在合理的时间内对一般类型溢油做出适当的反应，对于较大类型溢油，可借助于天津分公司等区域性溢油应急联合组织其他成员的设备进行应急处理，能够满足本次调整井工程事故状态下溢油应急的需求，风险可控。

8.1.7 工程建设环境可行性

本本次对埕北油田 A、B 平台进行调整，共布置 5 口调整井，均为注水井，A 平台 1 口生产井转注水井利用老井侧钻，B 平台 4 口注水井新增内挂井槽，施工期对海洋环境产生的影响是有限的、短期且可恢复的；投入运营后，生产设施不增加，污染物种类不变，污染物排放量不超过原环评总量批复水平。因此，在积极落实本报告表提出的防治措施的情况下，调整井工程建设可行。

8.2 建议

（1）在钻完井过程中，提高钻井液循环使用率，通过延长钻井液使用寿命减少钻井液的使用量和排放量。确保所排放的钻井液和钻屑符合《海洋石油勘探开发污染物生物毒性第一部分分级》（GB18420.1-2009）的要求。

（2）施工单位在施工过程中，应积极采取有效措施，尽量缩短工期，施工期产生的非油层段钻屑、非油层段钻井液排放时，一是要避开工程所在海域主要经济鱼类的产卵盛期（6 月）；二是要严格控制钻屑和钻井液的排放速率，选择有利于污染物扩散的时期排放，

尽量减少钻屑与钻井液排放引起的入海悬浮沙增加的影响面积，最大限度地减少对海洋环境的影响。

（3）加强钻完井安全施工措施的落实和管理，以防止井喷等事故的发生，规避环境风险。

（4）加强设备及各项污染防治措施的定期检修和维护工作。

（5）加强作业设施消防系统、探测报警设施、溢油应急处理设备等的使用和维护。

9 预审和审查意见

预审意见:	
经办人(签名):	预审单位公章 年 月 日
审查意见:	
经办人(签名):	审查部门公章 年 月 日

10 审批意见

审批意见：

经办人（签字）：

审批部门公章

年 月 日

