编号：COES-010-HP-2019

垦利 16-1 油田开发项目

环境影响报告书

建设单位：中海石油（中国）有限公司天津分公司

环评单位：中海石油环保服务（天津）有限公司

编制时间：2019 年 10 月

编号：COES-010-HP-2019

垦利 16-1 油田开发项目

环境影响报告书

建设单位：中海石油（中国）有限公司天津分公司

环评单位：中海石油环保服务（天津）有限公司

编制时间：2019 年 10 月

编制单位和编制人员情况表

建设项目名称	垦利 16-1 油田开发项目
环境影响评价文件类型	报告书
一、建设单位情况	
建设单位（签章）	中海石油（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	郭廓，022-66501214
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	孙启猛，022-66902297

1. 编制主持人

姓名	职业资格证书编号	签字
孙启猛	20170351203520161201010002O2	

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
孙启猛	20170351203520161201010002O2	总论、工程概况、工程分析、清洁生产、总量控制、环境管理与环境监测、环境影响评价结论与建议	
姬洪亮	201805035120000001	环境现状调查与评价、回顾性分析与评价、经济损益分析与生态文明建设方案、海洋工程环境可行性	
张聪	20170351203520151201040000089	区域自然和社会环境现状、环境影响预测与评价	
孔令宇	HP0011579	环境风险分析与评价、环境保护对策措施	

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。

目 录

1 总论 1
1.1 评价任务由来与评价目的 1
1.2 报告编制依据 2
1.3 环境质量标准及污染物排放标准 5
1.4 环境影响因素识别 14
1.5 环境影响评价工作等级 15
1.6 环境影响评价范围与评价重点 18
1.7 环境保护目标和环境敏感目标 20
2 工程概况 33
2.1 项目概况 33
2.2 工程开发方案 46
2.3 海上施工方案 86
2.4 依托工程回顾及能力校核 98
3 工程分析 112
3.1 施工期环境污染因素及污染源分析 112
3.2 运营期环境污染因素及污染源分析 121
3.3 废弃阶段 127
3.4 依托工程污染物产生及排放情况 127
3.5 工程各阶段海洋生态环境影响分析 128
3.6 环境影响要素和评价因子的分析与识别 128
4 区域自然和社会环境现状 130
4.1 工程区域自然环境概况 130
4.2 工程海洋资源和海域开发利用情况 134
4.3 周边海域环环境敏感目标的简介与分布 141
5 环境质量现状调查 167
5.1 水文动力环境现状调查与评价 167
5.2 地形地貌与冲淤环境现状调查与评价 182
5.3 海水水质现状调查及评价 194

5.4 海洋沉积物现状调查及评价 237
5.5 海洋生态环境现状调查及评价 242
5.6 渔业资源现状调查与评价 265
6 回顾性环境影响评价 296
6.1 油田开发生产过程回顾 296
6.2 故障排污及溢油事故回顾 315
6.3 海洋环境质量现状回顾性评价结果 315
7 环境影响预测与评价 332
7.1 水文动力环境影响预测与评价 332
7.2 地形地貌与冲淤环境影响分析 354
7.3 海水水质环境影响预测与评价 354
7.4 沉积物环境影响分析 368
7.5 海洋生态环境影响分析与评价 369
7.6 主要环境敏感目标环境影响分析与评价 376
7.7 对通航安全的影响分析 380
8 环境事故风险分析与评价 382
8.1 环境风险潜势及工作等级判定 382
8.2 环境风险危害识别与事故频率估算 383
8.3 溢油漂移数值预测 394
8.4 溢油预测结果 399
8.5 事故后果分析 411
8.6 地质性溢油风险分析与评价 419
8.7 环境风险防范对策措施和应急方法 453
8.8 保护区、生态红线区的风险防范措施 490
8.9 风险结论 505
9 清洁生产 507
9.1 建设项目清洁生产内容与符合性分析 507
9.2 清洁生产水平分析 510
9.3 清洁生产环境管理要求 516
9.4 持续清洁生产建议 516

10 总量控制 518
10.1 主要受控污染物的排放浓度、排放方式与排放量 518
10.2 污染物排放消减方法 519
10.3 污染物排放总量控制方案与建议 520
11 环境保护对策措施 522
11.1 施工期环境保护措施及可行性分析 522
11.2 运营阶段污染防治措施 526
11.3 海洋生态保护对策措施 528
11.4 环保竣工验收 530
11.5 环境保护设施和对策措施一览表 531
12 经济损益分析与海洋生态建设方案 534
12.1 环境保护技术经济合理性分析 534
12.2 海洋生态建设方案 540
13 海洋工程的环境可行性分析 555
13.1 工程与海洋主体功能区规划符合性分析 555
13.2 工程与海洋功能区划符合性分析 561
13.3 工程与与环境保护规划的符合性分析 568
13.4 工程与海洋生态红线区划定方案符合性分析 575
13.5 与东营黄河口生态国家级海洋特别保护区要求符合性分析 580
13.6 辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区管理要求符合性 582
13.7 工程与产业政策的符合性分析 586
13.8 与区域和行业规划的符合性分析 586
14 环境管理与环境监测 588
14.1 环境保护管理计划 588
14.2 环境监测计划 592
15 环境影响评价结论 597
15.1 工程概况 597
15.2 工程分析结论 597
15.3 环境质量现状调查与评价结论 598
15.4 环境影响综合分析结论 604

15.5 环境风险分析结论 606
15.6 清洁生产分析结论 608
15.7 总量控制结论 608
15.8 环境保护对策措施结论 608
15.9 公众参与情况 610
15.10 环境可行性分析结论 611
附件 613

1 总论

1.1 评价任务由来与评价目的

1.1.1 评价任务由来

垦利 16-1 油田为新建工程，位于渤海中部海域，东经 119°25′~119°40′，北纬 37°37′~38°42′，东北距垦利 10-4 油田 8km，东南距龙口约 70km，平台位置处海图水深约 13.1m。

垦利 16-1 油田推荐方案动用单元探明原油地质储量 [redacted]，动用探明原油地质储量 [redacted]，动用单元探明动用率 [redacted]；动用单元控制原油地质储量 [redacted]，动用控制原油地质储量 [redacted]，总计动用原油地质储量 [redacted]。动用探明溶解气 [redacted]，动用控制溶解气 [redacted]，总计动用溶解气 [redacted]。潜力方案动用储量 [redacted]，单井控制储量 [redacted]，高峰年产油 [redacted]，25 年累产油量 [redacted]，采收率 [redacted]。

为了开发垦利 16-1 油田石油储量，本项目计划新建一座井口平台 KL16-1 WHPA 平台及配套生产设施。拟采取的生产工艺为 KL16-1 WHPA 平台生产物流通过 10"/16" 海底混输管道输到已建的 KL10-4 WHPA 平台，与 KL10-4 WHPA 平台生产物流汇合后，一起输送至 KL10-1 WHPB 平台，然后经栈桥输送至 KL10-1 CEP 平台进行处理，处理合格的原油经海底原油管道输送至 KL3-2 CEPA 平台，最后输送至东营原油终端；分离出的天然气供 KL10-1 CEP 透平使用；分离出的生产水处理合格后全部回注地层。

具体工程内容主要包括：

（1）新建工程设施

a、新建 1 座四腿四桩井口平台；

b、新建 1 条 7.7km（10"/16"）KL16-1 WHPA 平台至 KL10-4 WHPA 平台混输海底管道；

c、新建 1 条 7.7km（8"）KL10-4 WHPA 平台至 KL16-1 WHPA 平台的注水海底管道；

d、新建 1 条 7.7km KL10-4 WHPA 至 KL16-1 WHPA 平台的复合海底电缆。

（2）老平台改造

对 KL10-4 WHPA 平台和 KL10-1 WHPB 平台进行适应性改造。

根据《中华人民共和国海洋环境保护法》、《中华人民共和国环境影响评价法》的规定，本项目在建设前应进行环境影响评价。受中海石油（中国）有限公司天津分公司的委托，我单位承担了该工程的环境影响评价工作，并依据有关法规、导则的要求完成了《垦利 16-1 油田开发项目环境影响报告书》。

1.1.2 评价目的

本次评价旨在查明建设项目评价范围内的环境质量现状，在全面分析建设项目施工期和营运期的主要污染因子的种类和数量的基础上，预测和评价建设项目对周围环境的影响范围和程度，阐明该项目的环境效益、经济效益和社会效益，提出相应的环境保护措施和建议，从环境保护角度论证该工程建设的合理性和可行性，从而为工程开发主管部门和环境保护主管部门提供决策依据，为项目的环境保护设计提供科学依据，为建设单位实施完善的环境管理提供可操作依据。

1.2 报告编制依据

1.2.1 国家法律法规

- 《中华人民共和国环境保护法》（修订）（2015.1.1 实施）；
- 《中华人民共和国海洋环境保护法》（修订）（2017.11.5 实施）；
- 《中华人民共和国环境影响评价法》（修订）（2016.9.1 实施）；
- 《中华人民共和国海域使用管理法》（2002.1）；
- 《中华人民共和国清洁生产促进法》（2012 年修订）（2012.2）；
- 《中华人民共和国大气污染防治法》（2016 年 1 月 1 日实施）；
- 《中华人民共和国水污染环境防治法》(2017.6.27 修订)；
- 《中华人民共和国噪声污染防治法》（1997.3.1 实施）；
- 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2016.11.7 修订）)；
- 《中华人民共和国渔业法》（修订）（2013.12.28 实施）；
- 《中华人民共和国海上交通安全法》（2016.11.7 修订）；
- 《中华人民共和国节约能源法》（2007.10.28 修订）；
- 《中华人民共和国循环经济促进法》（2009 年 1 月）；
- 《产业结构调整指导目录》(2011 年本)（修正）（国家发展和改革委员会 2013

年 5 月 1 日起实施）。

1.2.2 管理条例、规定及实施办法

- 《建设项目环境保护管理条例》（2017 年 10 月 1 日实施）；
- 《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，2018.3 修订）；
- 《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例》（1983.12）；
- 《防治船舶污染海洋环境管理条例》（2018 年 3 月 19 日修订）；
- 《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例实施办法》（2016 年修订）；
- 《中华人民共和国自然保护区条例》，国务院令第 167 号，2017.10.7 修订；
- 《中华人民共和国水生野生动物保护实施条例》，农业部令第 1 号，2013.12.7；
- 《铺设海底管道电缆管理规定实施办法》(1989.3)；
- 《中华人民共和国水上水下活动通航安全管理规定》（2011.3.1 起施行）；
- 《海洋工程环境影响评价管理规定》（国海规范〔2017〕7 号）；
- 《防治船舶污染海洋环境管理条例》（国务院，2018.3.19 修订）
- 《海洋自然保护区管理办法》（1995.5）；
- 《海洋特别保护区管理办法》（国海发〔2010〕21 号）；
- 《中国水生生物资源养护行动纲要》（2006.2）；
- 《国家海洋局海洋石油勘探开发溢油应急预案》(国家海洋局，2015.4)；
- 《关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知》（环发[2012]98 号）；
- 《关于涉及自然保护区的开发建设项目环境管理工作有关问题的通知》（环发[1999]177 号）；
- 《国家危险废物名录》（环境保护部，2016.6.14）；
- 《建设项目环境影响评价分类管理名录》（环境保护部，2017.6.29）；
- 《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》（环境保护部，2012.7.3）；
- 《国家海洋局海洋石油勘探开发溢油应急预案》（国家海洋局，2015.4.3）
- 《关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知》（环境保护部，2012.8.7）；
- 《环境影响评价公众参与办法》（部令 第 4 号）；

- 《国务院关于加强环境保护重点工作的意见》（国发〔2011〕35 号文）。

1.2.3 规划、功能区划及保护规划

- 《全国海洋主体功能区规划》；
- 《山东省海洋主体功能区规划》；
- 《全国海洋功能区划（2011 年-2020 年）》；
- 《山东省海洋功能区划（2011 年-2020 年）》；
- 《山东省渤海海洋生态红线区划定方案（2013-2020 年）》；
- 《山东省海洋生态环境保护规划（2018-2020）》；
- 《山东省近岸海域环境功能区划》。

1.2.4 技术导则、规范

- 《环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）；
- 《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）；
- 《海洋工程环境影响评价技术导则》（GB/T19485-2014）；
- 《海洋监测规范》（GB 17378.1～7-2007）；
- 《海洋调查规范》（GB/T 12763.1～11-2007）；
- 《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC T 9110-2007）；
- 《建设项目海洋环境跟踪监测技术规程》，国家海洋局，2002.4；
- 《海洋生态损害评估技术指南》国家海洋局，2013 年 8 月；
- 《建设项目海洋环境影响跟踪监测技术规程》（国家海洋局，2002.4）
- 《海洋生态资本评估技术导则》(GB/T 28058-2011)；
- 《海水水质标准》（GB3097-1997）；
- 《海洋生物质量》（GB18421-2001）；
- 《海洋沉积物质量》（GB18668-2002）；
- 《船舶水污染物排放标准》（GB3552-2018）。

1.2.5 工程技术资料

- 项目委托书
- 《垦利 16-1 油田总体开发方案》（2019 年 7 月）

1.3 环境质量标准及污染物排放标准

1.3.1 环境质量标准

本工程海洋生态环境现状调查的评价标准综合考虑了《山东省海洋功能区划》（2011-2020 年）、《山东省海洋生态环境保护规划》（2018-2020 年）、《山东省近岸海域环境功能区划》、《山东省渤海海洋生态红线区划定方案》（2013-2020 年）的环境保护要求，从严确定环境质量标准。

1.3.1.1 海水水质

根据《海水水质标准》(GB3097-1997)，对照《山东省海洋功能区划》（2011-2020 年）、《山东省海洋生态环境保护规划》（2018-2020 年）、《山东省近岸海域环境功能区划》、《山东省渤海海洋生态红线区划定方案》（2013-2020 年）中对工程临近海域水质保护目标要求，确定各调查水质站位评价执行相应的标准。

本工程及调查站位在《山东省海洋功能区划》（2011-2020 年）、《山东省海洋生态环境保护规划》（2018-2020 年）、《山东省近岸海域环境功能区划》、《山东省渤海海洋生态红线区划定方案》（2013-2020 年）的相对位置见图 1.3-1~1.3-4。调查站位海水水质标准执行情况见表 1.3-1。各类别标准限值见表 1.3-2。

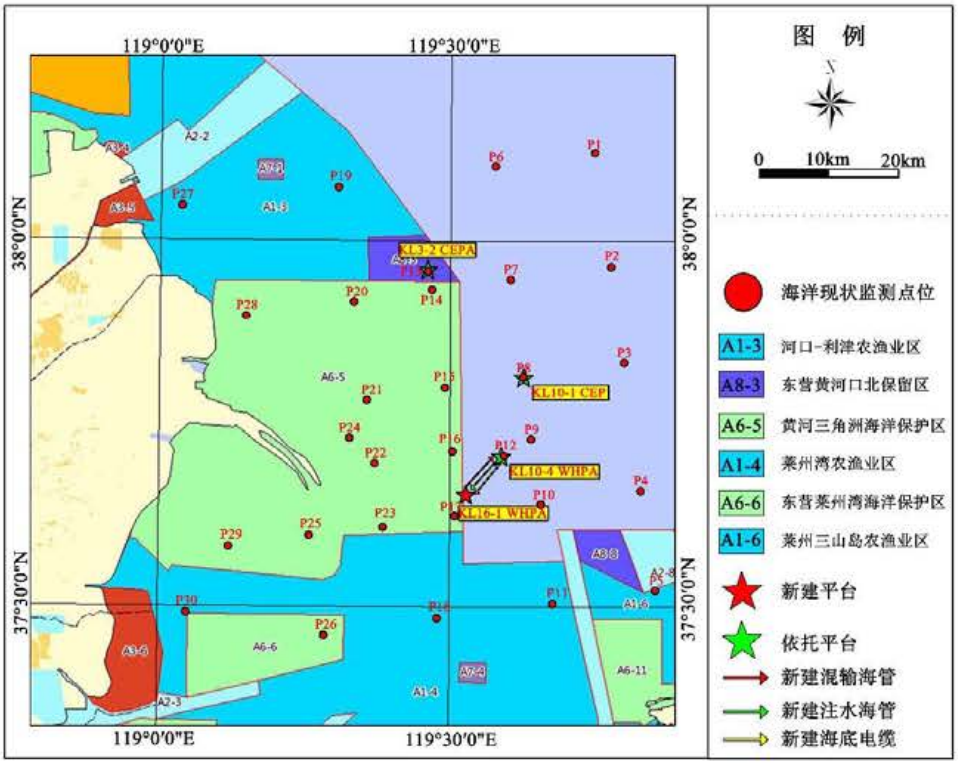


图 1.3-1 本工程及调查站位在《山东省海洋功能区划》的位置

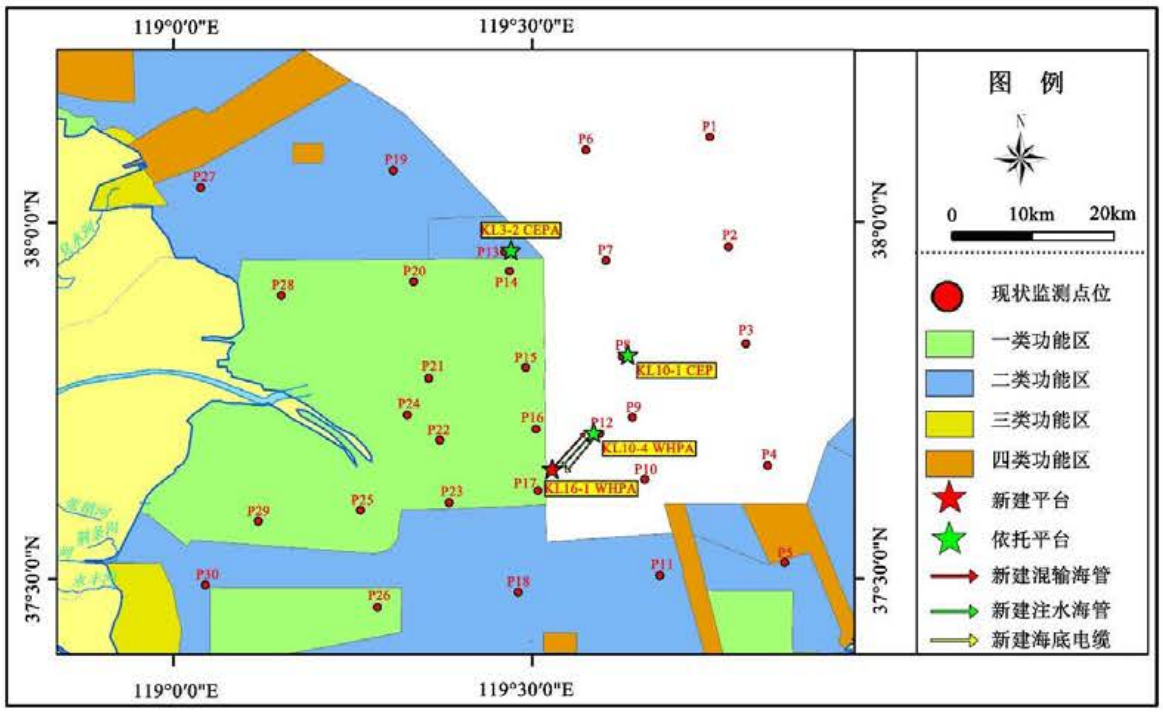


图 1.3-2　本工程及调查站位在《山东省近岸海域环境功能区划》的位置

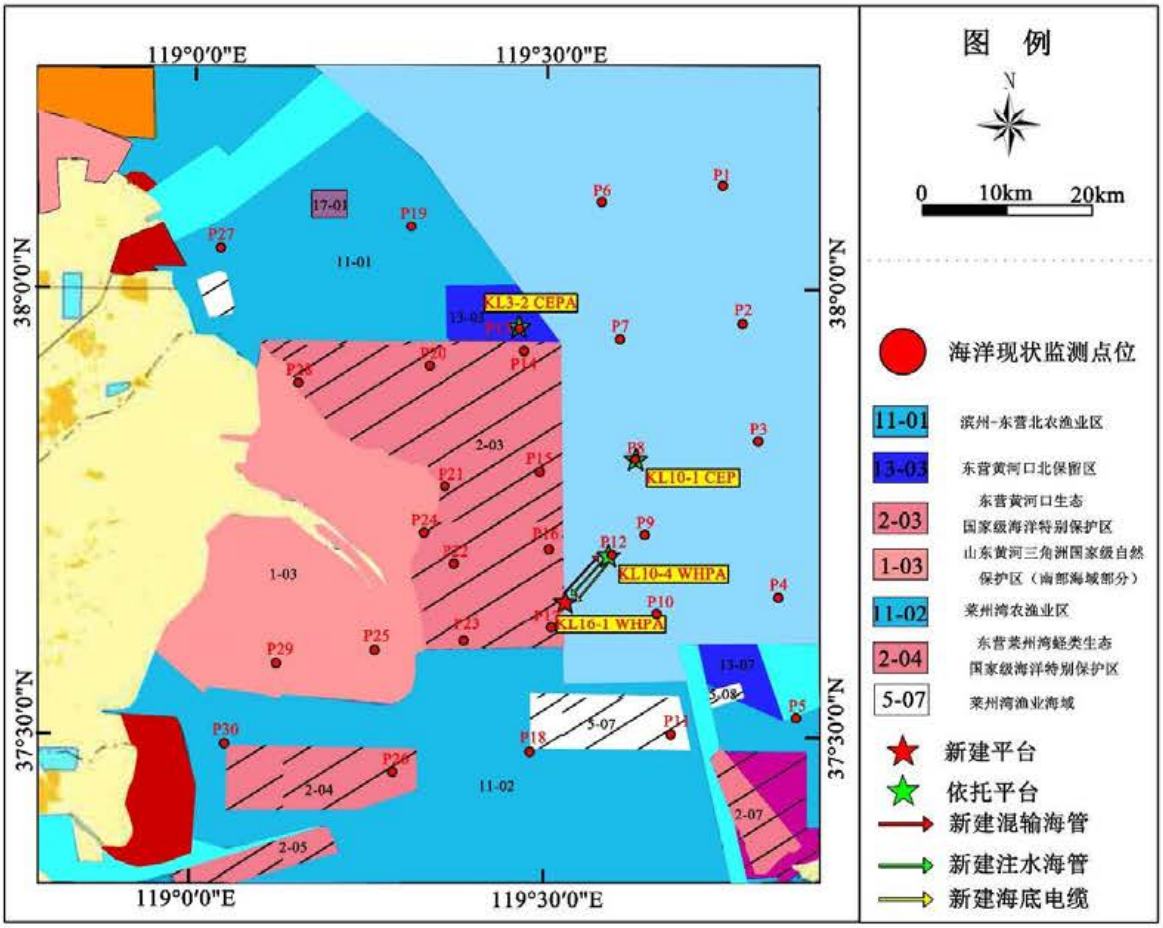


图 1.3-3　本工程及调查站位在《山东省海洋生态环境保护规划》的位置

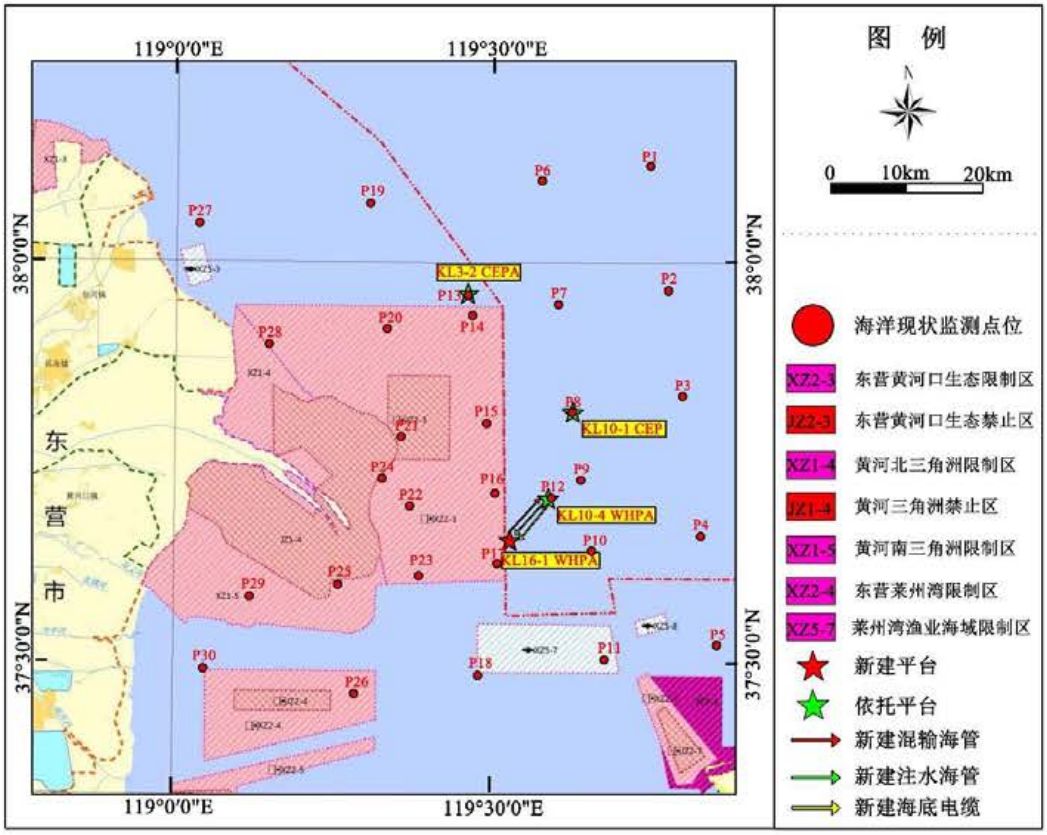


图 1.3-4　本工程及调查站位在《山东省渤海海洋生态红线区划定方案》的位置

表 1.3-1　调查站位海水水质标准执行情况

调查站位	《山东省海洋功能区划》（2011-2020 年）		《山东省海洋生态环境保护规划》（2018-2020 年）		《山东省近岸海域环境功能区划》		《山东省渤海海洋生态红线区划定方案》（2013-2020 年）		执行海水水质标准
	站位所在位置	环境保护要求	站位所在位置	环境保护要求	站位所在位置	环境保护要求	站位所在位置	环境保护要求	
P1、P2、P3、P4、P6、P7、P8、P9、P10、P12	划定范围之外	-	划定范围之外	-	划定范围之外	-	划定范围之外	-	一类海水水质标准
P5	莱州三山岛农渔业区	渔业设施建设区海水水质不劣于二类（渔港区执行不劣于现状海水水质标准），海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于二类标准；其它海域海水水质不劣于二类标准，海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准。	烟台农渔业区	水产种质资源保护区、捕捞区海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准；渔业设施建设区海水水质不劣于二类（渔港区执行不劣于现状海水水质标准），海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于二类标准；其他海域海水水质不劣于二类标准，海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准。	二类功能区	二类水质标准	-	-	一类海水水质标准
P11	莱州湾农渔业区	水产种质资源保护区、捕捞区海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准；渔业设施建设区海水水质不劣于二类（渔港区执行不劣于现状海水水质标准），海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于二类	莱州湾渔业海域	海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准。	一类功能区	一类水质标准	莱州湾渔业海域限制区	海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准。	一类海水水质标准

		标准；其它海域海水水质不劣于二类标准，海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准。							
P18、P30	莱州湾农渔业区	水产种质资源保护区、捕捞区海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准；渔业设施建设区海水水质不劣于二类（渔港区执行不劣于现状海水水质标准），海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于二类标准；其它海域海水水质不劣于二类标准，海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准。	莱州湾农渔业区	水产种质资源保护区、捕捞区海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准；渔业设施建设区海水水质不劣于二类（渔港区执行不劣于现状海水水质标准），海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于二类标准；其他海域海水水质不劣于二类标准，海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准。	一类功能区	一类水质标准	-	-	一类海水水质标准
P13	东营黄河口北部保留区	海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量保持现状。	东营黄河口北保留区	海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量保持现状。	二类功能区	二类水质标准	-	-	二类海水水质标准
P14、P15、P16、P17、P20、P22、P23、P24、P28	黄河三角洲海洋保护区	海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量均执行一类标准	东营黄河口生态国家级海洋特别保护区	海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准。	一类功能区	一类水质标准	东营黄河口生态限制区	海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准。	一类海水水质标准
P21	黄河三角洲海洋保护区	海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量均执行一类标准	东营黄河口生态国家级海洋特别保护区	海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准。	一类功能区	一类水质标准	东营黄河口生态禁止区	海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准。	一类海水水质标准
P25、P29	黄河三角洲海	海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量均执行一类	山东黄河三角洲国家级	海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标	一类功能	一类水质	黄河南三	海水水质、海洋沉积物质量和海	一类海水

	洋保护区	标准	自然保护区（南部海域部分）	准。	区	标准	角洲限制区	洋生物质量均不劣于一类标准。	水质标准
P19、P27	河口-利津农渔业区	渔业设施建设区海水水质不劣于二类（渔港区执行不劣于现状海水水质标准），海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于二类标准；其它海域海水水质不劣于二类标准，海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准。	滨州-东营北农渔业区	渔业设施建设区海水水质不劣于二类（渔港区执行不劣于现状海水水质标准），海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于二类标准；其他海域海水水质不劣于二类标准，海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准。	二类功能区	二类水质标准	-	-	二类水质标准
P26	东营莱州湾海洋保护区	渔业设施建设区海水水质不劣于二类（渔港区执行不劣于现状海水水质标准），海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于二类标准；其它海域海水水质不劣于二类标准，海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准。	东营莱州湾蛏类生态国家级海洋特别保护区	海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准。	二类功能区	二类水质标准	东营莱州湾限制区	海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准。	一类海水水质标准

表 1.3-2　海水水质标准（mg/L，pH 除外）

项目	pH	DO	COD	无机氮	活性磷酸盐	石油类	铜
一类	7.8～8.5	＞6	≤2	≤0.20	≤0.015	≤0.05	≤0.005
二类	7.8～8.5	＞5	≤3	≤0.30	≤0.030	≤0.05	≤0.010
硫化物	铅	锌	镉	总铬	总汞	砷	挥发性酚
≤0.02	≤0.001	≤0.020	≤0.001	≤0.05	≤0.00005	≤0.020	≤0.005
≤0.05	≤0.005	≤0.050	≤0.005	≤0.10	≤0.0002	≤0.030	≤0.005

1.3.1.2　海洋沉积物质量

根据《海洋沉积物质量》(GB 18668-2002)，对照《山东省海洋功能区划》（2011-2020 年）、《山东省海洋生态环境保护规划》（2018-2020 年）、《山东省渤海海洋生态红线区划定方案》（2013-2020 年）中对工程临近海域沉积物保护目标要求，确定各调查沉积物站位评价执行相应的标准。本次沉积物调查站位执行情况详见表 1.3-3，《海洋沉积物质量》（GB18668-2002）标准限值见表 1.3-4。

表 1.3-3　沉积物调查站位标准执行情况

站位	执行标准
21 个站位：P2、P5、P6、P8、P9、P10、P12、P13、P14、P15、P16、P17、P18、P21、P22、P23、P24、P25、P27、P28、P30	第一类

表 1.3-4　沉积物评价标准（单位：10^{-6}）

项目	有机碳（10^{-2}）	石油类	硫化物	铜	铅
第一类标准值	≤2.0	≤500.0	≤300.0	≤35.0	≤60.0
项目	锌	镉	汞	砷	铬
第一类标准值	≤150.0	≤0.50	≤0.20	≤20.0	≤80.0

1.3.1.3　海洋生物质量

《海洋生物质量》（GB18421-2001）中贝类执行标准见表 1.3-5。

海洋鱼类、甲壳类和软体动物生物质量评价，目前国家尚未颁布统一的评价标准，针对鱼类、甲壳类和软体动物中的铜、锌、铅、镉、总汞执行《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规范》中“海洋生物质量评价标准”的相应标准，石油烃执行《第二次全国海洋污染基线调查技术规程》的相应标准。砷、铬没有相应的标准，因此只做本底监测，不做评价。鱼类、甲壳类和软体动物评价标准详见表 1.3-6。

表 1.3-5　海洋贝类生物质量标准

单位：mg/kg

项目	铜	铅	锌	镉	汞	砷	铬	石油烃
第一类	10	0.1	20	0.2	0.05	1.0	0.5	15
第二类	25	2.0	50	2.0	0.10	5.0	2.0	50
第三类	50 （牡蛎 100）	6.0	100 （牡蛎 500）	5.0	0.30	8.0	6.0	80

表 1.3-6　海洋生物（甲壳类、鱼类和软体动物）体内重金属评价标准

单位：mg/kg

项目	铜	铅	锌	镉	汞	石油烃
鱼类	20	2.0	40	0.6	0.3	20
甲壳类	100	2.0	150	2.0	0.2	20
软体动物	100	10	250	5.5	0.3	20

备注：①石油烃执行《第二次全国海洋污染基线调查技术规程》的相应标准
②砷、铬没有相应的标准，因此只做本底监测，不做评价

1.3.2　污染物排放标准

根据《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008），本工程位于渤海中部海域，属于一级海域；根据《海洋石油勘探开发污染物生物毒性第 1 部分：分级》（GB18420.1-2009），本工程所在海域属于一级海区。

本工程施工期产生的污染物有：作业船舶产生的生活污水、机舱含油污水、船舶生活垃圾，海底管道、电缆铺设及平台施工过程中产生的悬浮物，生产垃圾，钻井过程中产生的废弃钻井液、钻屑。本工程运行期产生的污染物有：生活污水、生活垃圾、含油生产水和固体废弃物。

工程生产建设过程中产生的污染物排放标准执行情况见表 1.37-7。

表 1.3-7　污染物排放标准

污染物	采用标准	等级	标准值	适用对象
水基钻井液和水基钻井液钻屑	海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值（GB 4914-2008）	一级	渤海不得排放钻井油层钻屑和钻井油层钻井液； Hg（重晶石中最大值）≤1mg/kg； Cd（重晶石中最大值）≤3mg/kg；	钻井油层钻屑和钻井液、非钻井油层钻屑和钻井液均不排海
合成基钻井液和合成基钻屑	海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值（GB 4914-2008）	一级	渤海禁止排放非水基钻井液钻屑	合成基钻井液和合成基钻屑不排海
平台生活污水	海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值（GB 4914-2008）	一级	COD≤300mg/L，粪便经消毒和粉碎等处理	海上平台生产垃圾和生活垃圾。运营期生活污水
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	
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）、《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 2016 年修改通报》	/	运回陆地处理	海上施工、生产作业船舶污染物排放
船舶食品废弃物及其它垃圾	《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）、《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 2016 年修改通报》		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。	
船舶生活污水			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。	
施工期船舶大气污染物	《船舶大气污染物排放控制区实施方案》	/	使用硫含量不大于 0.5%m/m 的船用燃油	施工期船舶
含油生产水	《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）	平均空气渗透率：[redacted]μm^2	石油类≤15mg/L	含油生产水回注

1.3.3 生产水回注标准

本工程产生的含油生产水在 KL10-1 CEP 平台处理达标后，全部回注至垦利 10-1 油田、垦利 10-4 油田和垦利 16-1 油田。垦利 10-1 油田注入层为馆陶组和沙河街组，馆陶组的平均空气渗透率分别为 [redacted]μm²，沙河街组平均空气渗透率分别为 [redacted]μm²；垦利 10-4 油田注入层为沙河街组，平均空气渗透率分别为 [redacted]m²；垦利 16-1 油田注入层为馆陶组和沙三段，馆陶组的平均空气渗透率分别为 [redacted]μm²，沙三段的平均空气渗透率分别为 [redacted]μm²。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 1.3-8 所示。

表 1.3-8 本工程推荐注水指标

注入层平均空气渗透率，μm²		[redacted]μm²
控制指标	悬浮固体含量，mg/L	≤5
	悬浮物颗粒直径中值，um	≤3.0
	含油量，mg/L	≤15.0
	平均腐蚀率，mm/年	≤0.076
	SRB，个/mL	≤25
	IB，个/mL	n×10³
	TGB，个/mL	n×10³

备注：1<n<10；清水水质指标中去掉含油量。

1.4 环境影响因素识别

根据开发项目所在海域环境特征和工程活动特点，本工程的主要海洋环境影响因素，详见表 1.4-1。

由表可见，本工程的主要不利影响是建设阶段海底管道/电缆铺设挖沟时搅起的悬浮沙对海水水质、沉积物和海洋生态环境的影响。另外，潜在的事故性溢油也将对海水水质、海洋生物生态以及海洋资源利用等产生不利影响。

表 1.4-1 不同阶段环境影响因子的识别和筛选

评价时段	环境影响要素	评价因子	工程内容及其表征	影响程度与分析评价深度
施工阶段	海水水质环境	悬浮物	钻完井	/
			管线铺设	＋＋＋
		含油污水	船舶含油污水	/
		生活污水	船舶生活污水	＋
	沉积物环境	沉积物	平台建设、管线铺设	＋
	海洋生态环境	浮游生物	平台建设、管线铺设	＋＋
		底栖生物		＋＋

		渔业资源		＋＋
	水文动力		平台建设、管线铺设	＋
	地形地貌		平台建设、管线铺设	＋
	环境敏感区		平台建设、管线铺设	＋＋
运营阶段	海水水质环境	海水水质	含油生产水	/
			生活污水	＋
	海洋沉积物环境	沉积物	防腐	＋
	海洋生态环境	生态环境	管线、平台占用	＋
事故状态	水质环境	海底管道、平台溢油	风险事故下的溢油	+++
	生态环境	海底管道、平台溢油	风险事故下的溢油	+++
	渔业资源环境	海底管道、平台溢油	风险事故下的溢油	+++
	海上环境敏感区	海底管道、平台溢油	风险事故下的溢油	+++

注 1：+表示环境影响要素和评价因子所受到的影响程度为较小或轻微，需要进行简要分析
注 2：++表示环境影响要素和评价因子所受到的影响程度为中度，需要进行常规的影响分析
注 3：+++表示环境影响要素和评价因子所受到的影响程度为较大或敏感，需要进行重点的影响分析和预测

1.5 环境影响评价工作等级

1.5.1 海洋环境评价等级

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

表 1.5-1 海洋工程建设项目各单项环境影响评价内容

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

备注：★为必选环境影响评价内容；☆为依据建设项目具体情况可选环境影响评价内容。

由表 1.5-1 可见，海洋水文动力环境、海洋地形地貌与冲淤环境的影响评价内容不是海洋油（气）开发及其附属工程的必选评价内容。鉴于本次工程新建平台占海面积较小，透水水较好，对水文动力和地形地貌与冲淤环境影响轻微；海底管线/电缆埋设于海平面以下，不会改变海域海流流速和流向，不会对管线区域的水文动力造成影响。且本工程不涉及填海、疏浚等对水文动力环境和地形地貌与冲淤环境产生明显影响的工

程内容。本次评价将对水文动力环境和地形地貌与冲淤环境影响进行简要分析。

根据《海洋工程环境影响评价技术导则》（GB/T19485-2014），海洋油（气）开发及其附属工程建设项目的环境影响评价等级主要根据污水每天排放量、年产油量以及所处海域的生态敏感性来确定。垦利 16-1 油田开发项目位于辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区莱州湾保护区，白姑鱼、鲳、银鲳、毛虾、花鲈、小黄鱼的产卵场内，鳀鱼、带鱼、三疣梭子蟹、真鲷和毛虾的索饵场内，黄姑鱼和花鲈的洄游通道上，属于“海洋生态环境敏感区”；本项目投产后最大年产油量为 38.3×10^4t/a（39.5×10^4m^3/a）（2022 年），含油生产处理达标后全部回注地层不排海。本项目的水质、沉积物、生态和生物资源环境等各项的评价评价等级见表 1.5-2。根据导则要求，确定本项目的海洋环境影响评价等级为 1 级。

表 1.5-2　海洋工程建设项目环境影响评价等级

海洋工程分类	工程类型和工程内容	工程规模	工程所在海域特征和生态环境类型	评价等级		
				水质环境	沉积物环境	生态和生物资源环境
海洋矿产资源勘探开发及其附属工程类	海洋油（气）开发及其附属工程	年产油量（50~20）万 t	生态环境敏感区	2	3	1

1.5.2　风险评价等级

本次评价的工程内容主要包括 1 座井口平台、1 条混输海底管道、1 条注水海底管道和 1 条海底电缆。工程施工期涉及的主要危险物质是施工船舶的燃料油（柴油），工程运营期涉及的主要危险物质是原油和天然气。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），针对施工期和运营期涉及的危险物质分别进行风险潜势判断以确定评价等级。

1.5.2.1　施工期环境风险等级判定

施工期船舶类型有钻井船、浮吊船、铺管船、拖轮等，施工船舶燃料油油舱总储量为 1400t。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018），油类物质（矿物油类，如石油、汽油、柴油等；生物柴油等）临界量：2500t。则施工期危险物质柴油最大存储量与柴油临界量的比值：

$Q=q_1/Q_1=1400/2500=0.56<1$

经计算危险物质数量与临界量比值 Q＜1，因此项目施工期环境风险潜势为Ⅰ。

1.5.2.2 运营期环境风险等级判定

（1）原油

本工程运营期主要危险物质为 KL16-1WHPA 至 KL10-4WHPA 平台新建的一条内径 10in、长度为 7.7km 海底混输管道的在线量，管线内生产物流含油量为 30%，混输海底管道的容积约为 390m^3，原油的在线量约为 117m^3（110.4t）。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018），油类物质（矿物油类，如石油、汽油、柴油等；生物柴油等）临界量：2500t。则运营期危险物质原油最大存储量与其临界量的比值：

$Q_{原油}=q_1/Q_1=110.4/2500=0.044<1$

经计算危险物质数量与临界量比值 Q＜1。

（2）天然气

本项目新建一条混输海底管道，输送介质的油气比最大为 50，天然气的最大输送量约为 5850m^3，天然气的相对密度为 0.71kg/m^3，天然气的最大在线量为 4.12t。

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

$$Q_{天然气}=q_1/Q_1=4.12/10=0.412$$

则：$Q=Q_{原油}+Q_{天然气}=0.044+0.412=0.456<1$

综上，本项目 Q 值小于 1，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018），当 Q＜1 时，该项目的环境风险潜势为I。

1.5.2.3 风险评价工作等级

综上，本项目施工期和运营期危险物质与其临界量的比值 Q 均小于 1，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018），当 Q＜1 时，该项目的环境风险潜势为 I。风险潜势为I，则评价工作等级为简单分析。

表 1.5-3 评价工作等级划分

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

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

根据风险潜势判断，本项目的风险评价等级为简单分析。

原油为重点关注的风险物质，且本工程位于辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区莱州湾保护区的实验区内，距离东营黄河口生态限制区（生态红线区）约

0.2km，工程还位于白姑鱼、鲳、银鲳、毛虾、花鲈、小黄鱼的产卵场内，鳀鱼、带鱼、三疣梭子蟹、真鲷和毛虾的索饵场内，黄姑鱼和花鲈的洄游通道上，一旦溢油对海洋生态环境和项目周边环境敏感区影响影响较大，因此选择管道原油泄漏作为最大可信事故进行溢油预测，并根据预测结果进行风险防范措施可行性分析。

1.6 环境影响评价范围与评价重点

1.6.1 环境影响评价范围

根据《海洋工程环境影响评价技术导则》（GB/T19485-2014）中关于评价范围的界定，主要依据被评价海域及周边海域的生态完整性确定，调查与评价范围应覆盖可能受到影响的海域。

因此，根据本项目各环境要素评价等级，并结合项目污染物排放负荷和排放方式及可能影响的范围，同时考虑项目自然环境特征及重点环境保护目标，确定本次评价范围为以工程用海（包括本工程平台、管缆及依托工程）外缘线为起点、分别向主潮流方向及垂直主潮流方向分别外扩 15km 和 18km，向陆一侧扩展至岸边。评价范围 66km×64km，面积为 4224km^2 的海域，评价范围四至坐标参见表 1.6-1，评价范围见图 1.6-1。

表 1.6-1 评价范围控制点坐标

评价范围坐标		
A	38°02'27.75"N	118°58'34.96"E
B	38°07'15.80"N	119°45'02.95"E
C	37°31'23.09"N	119°51'06.04"E
D	37°25'31.36"N	118°57'57.10"E

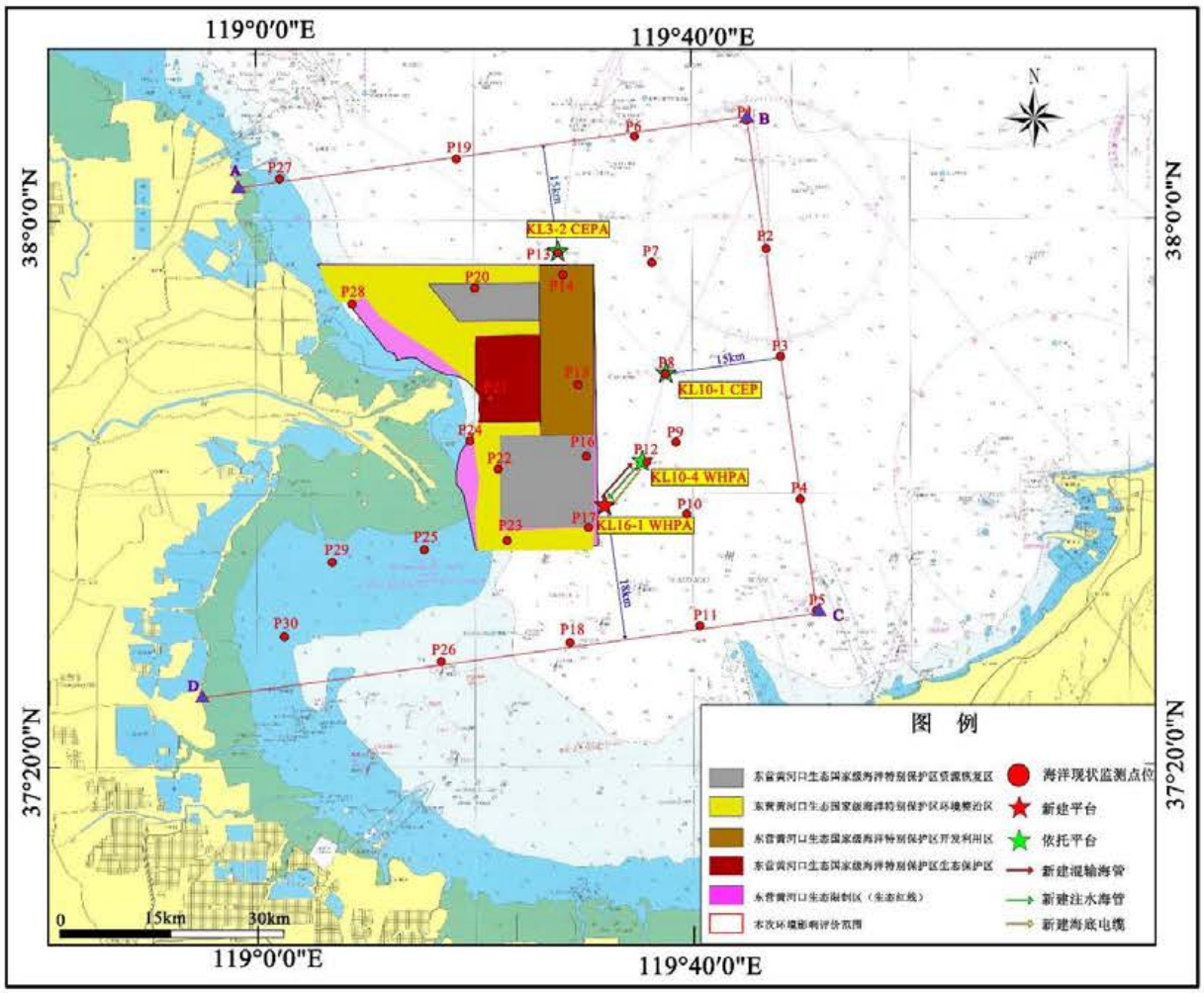


图 1.6-1　评价范围图

1.6.2　环境影响评价重点

依据本工程的特点和评价海域环境特征，结合工程分析识别出的环境影响因子和环境影响因素识别结果，确定出本工程的环境影响评价重点为：

（1）海洋功能区划、海洋生态红线及相关规划符合性分析；

（1）平台建设、海底管道、电缆铺设所搅起的海底悬浮泥沙对工程周围海水水质、沉积物、底栖生物、渔业资源及海洋生态环境的影响及采取的海洋生态环境保护对策措施。

（2）工程运营期在油气生产、集输等过程污染物的产生排放情况，对海洋水质、沉积物、生态环境等造成的影响，采取的海洋生态环境保护措施。

（3）工程施工期及运营期可能发生的油气泄漏事故对工程周边海域海洋生态环境、渔业资源以及环境敏感目标的潜在影响，采取的风险防范与应急对策措施。

（4）地质性溢油风险分析与评价。

1.7 环境保护目标和环境敏感目标

1.7.1 环境敏感目标

本工程主要环境敏感目标有辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区莱州湾保护区、东营黄河口生态国家级海洋特别保护区、山东黄河三角洲国家级自然保护区、东营莱州湾蛏类生态国家级海洋特别保护区、莱州浅滩海洋保护区等。本工程附近的其他环境敏感目标（生态红线区）有东营黄河口生态限制区、东营黄河口生态禁止区、黄河三角洲禁止区、黄河北三角洲限制区、黄河南三角洲限制区、东营莱州湾限制区、莱州湾渔业海域限制区、莱州浅滩海洋资源限制区、莱州刁龙咀沙源保护限制区等。

本工程位于辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区莱州湾保护区实验区内，距离东营黄河口生态限制区，约 208m；距离东营黄河口生态国家级海洋特别保护区约 770m，距离东营黄河口生态禁止区约 13.7km。

本项目委托中国水产科学研究院黄海水产研究所于 2018 年 5 月和 10 月开展了渔业资源现状调查，编制了《垦利区域开发项目渔业资源现状春季调查报告》和《垦利 16-1 油田开发项目海域渔业资源现状调查与评价》，其中渔业生物学特性内容引用《辽宁动物志.鱼类》（辽宁科学技术出版社，1987），洄游与分布内容参考《黄渤海区渔业资源调查与区划》（海洋出版社，1990）。通过分析可知，工程还位于白姑鱼、鲬、银鲳、毛虾、花鲈、小黄鱼的产卵场内，鳀鱼、带鱼、三疣梭子蟹、真鲷和毛虾的索饵场内，黄姑鱼和花鲈的洄游通道上。

另外，本项目及依托工程距离最近的养殖区约 16.2km。

垦利 16-1 油田开发工程周边环境敏感目标分布见表 1.7-1、图 1.7-1~图 1.7-4。

表 1.7-1　垦利 16-1 油田开发工程周边环境敏感目标分布表

范围	序号	敏感区类型	敏感目标名称		与本项目位置关系			主要保护对象	保护期/产卵期
					方位	与平台最近距离（km）	与管线最近距离（km）		
评价范围内	1	国家级自然保护区	山东黄河三角洲国家级自然保护区	核心区	西	17.7	17.7	新生湿地生态系统和珍稀濒危鸟类	—
				缓冲区	西	25.8	25.8		
				实验区	西	16.5	16.5		
	2	国家级水产种质资源保护区	莱州湾国家级水产种质资源保护区	**实验区**	**位于其中**	**0**	**0**	**主要保护对象有中国明对虾、小黄鱼、三疣梭子蟹、真鲷、花鲈，另外还有蓝点马鲛、口虾蛄、半滑舌鳎、文蛤、青蛤、中国毛虾。栖息的其他物种包括银鲳、黄鲫、青鳞沙丁鱼、鲚、凤鲚、鳓、鲮、赤鼻棱鲮、玉筋鱼、黄姑鱼、白姑鱼、叫姑鱼、棘头梅童、鲻等**	特别保护期为 4 月 25 日-6 月 15 日
				核心区	西	30.1	30.1	中国明对虾、文蛤、青蛤、中国毛虾	核心区特别保护期为 4 月 25 日-6 月 15 日
	3		黄河口文蛤国家级水产种质资源保护区	核心区	西北	55.3	55.3	黄河口文蛤等	特别保护期为每年 3-8 月
				实验区	西北	53.2	53.2		
	4	国家级海洋特别保护区	东营黄河口生态国家级海洋特别保护区	**资源恢复区**	**西**	**0.77**	**0.77**	黄河口特有的刀鲚、大银鱼等经济鱼类、黄河口生态系统及生物物种多样性	—
				环境整治区	西、西北	3.3	3.3		
				开发利用区	西北	9.3	7.1		
				生态保护区	西北	13.7	13.7		
	5			重点保护区	西南	29.7	29.7		—

			东营莱州湾蛏类生态国家级海洋特别保护区	生态与资源恢复区	西南	28.3	28.3	以蛏类（小刀蛏、大竹蛏、缢蛏）为主的底栖贝类及其赖以生存的海洋生态环境	
				适度利用区	西南	25.8	25.8		
	6	山东省海洋生态红线	**东营黄河口生态限制区**	**海洋特别保护区**	**西**	**0.208**	**0.208**	**黄河口特有的刀鲚、大银鱼等经济鱼类、黄河口生态系统及生物物种多样性**	—
			东营黄河口生态禁止区	海洋特别保护区	西北	13.7	13.7	黄河口特有的刀鲚、大银鱼等经济鱼类、黄河口生态系统及生物物种多样性	—
	7		黄河三角洲禁止区	海洋自然保护区	西	17.7	17.7	原生性湿地生态系统及珍禽	—
			黄河北三角洲限制区	海洋自然保护区	西北	26.1	26.1	原生性湿地生态系统及珍禽	—
			黄河南三角洲限制区	海洋自然保护区	西	27.1	27.1	原生性湿地生态系统及珍禽	—
	8		黄河口文蛤渔业海域限制区	重要渔业海域	西北	54.6	54.6	黄河口文蛤等种质资源及生存环境	—
	9		东营莱州湾限制区	海洋特别保护区	西南	25.7	25.7	蛏类为主的底栖贝类海洋生态	—
			东营莱州湾禁止区	海洋特别保护区	西南	32.1	32.1	蛏类为主的底栖贝类及海洋生态	—
	10		莱州湾渔业海域限制区	重要渔业海域	南	11.7	11.7	海洋自然生态系统和重要渔业资源，产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道	-
			莱州渔业海域限制区	重要渔业海域	东南	21.0	20.5	海洋自然生态系统，重要渔业资源的产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道	—
	11	养殖区	养殖区		西南	16.2	16.2	经济渔业资源	-
	12	渔业“三场	白姑鱼	产卵场	处于其产卵场内	**0**	**0**	白姑鱼	主要产卵期为 6 月前后

	13	一通道”	鳀鱼	索饵场	位于其索饵场内	**0**	**0**	鳀鱼	产卵期4～6月，索饵期7-8月
	14		鲬	产卵场	位于其产卵场内	**0**	**0**	鲬	产卵期为5～6月
	15		银鲳	产卵场	位于其产卵场内	**0**	**0**	银鲳	产卵期为 5 月上旬至7月上旬
	16		毛虾	产卵场、索饵场	位于其产卵场、索饵场内	**0**	**0**	毛虾	产卵盛期为6月
	17		花鲈	产卵场	位于其产卵场、洄游通道内	**0**	**0**	花鲈	产卵期主要在秋季（9～11月），其次在春季（4～6月）
	18		带鱼	索饵场	位于索饵场内	**0**	**0**	带鱼	产卵期为5～6月
	19		黄姑鱼	洄游通道	位于洄游通道上	**0**	**0**	黄姑鱼	产卵期为5～6月
	20		小黄鱼	产卵场	处于其产卵场内	**0**	**0**	小黄鱼	产卵期为5～6月
	21		三疣梭子蟹	索饵场	位于索饵场内	**0**	**0**	三疣梭子蟹	产卵散仔时间为4月下旬至6月下旬
	22		真鲷	索饵场	位于索饵场内	**0**	**0**	真鲷	产卵盛期在 5 月下旬
评价范围外	23	国家级水产种质资源保护区	莱州湾单环刺螠近江牡蛎国家级水产种质资源保护区	单环刺螠保护区实验区	西南	49.5	49.5		
				单环刺螠保护区核心区	西南	50.8	50.8		
				近江牡蛎保护区	西南	58.9	58.9		
	24			核心区	西南	51.1	51.1		

			广饶海域竹蛏国家级水产种质资源保护区	实验区	西南	48.8	48.8	主要保护对象为竹蛏，其他保护对象包括毛蚶、缢蛏、文蛤等	特别保护期为每年 7 月 1 日-10 月 31 日
	25		黄河口半滑舌鳎国家级水产种质资源保护区	核心区	西北	95.7	95.7	主要保护对象为半滑舌鳎，其它保护物种包括花鲈、梭鱼、鲻鱼、黑鲷、中国毛虾、三疣梭子蟹、文蛤、脉红螺等	核心区特别保护期为 6 月 1 日-10 月 31 日
				实验区	西北	93.5	93.5		—
	26	国家级海洋特别保护区	东营广饶沙蚕类生态国家级海洋特别保护区	重点保护区	西南	42.1	42.1	以双齿围沙蚕为主的多种底栖经济物种及其赖以生存的海洋生态环境	
				生态与资源恢复区	西南	40.4	40.4		—
				适度利用区	西南	54.6	54.6		—
	27		昌邑海洋生态特别保护区		西南	58.1	58.1	滨海湿地及附近海洋生态系统；水生动植物	—
	28		东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区	生态保护区	西北	98.1	98.1	半滑舌鳎等底栖鱼类及近岸海洋生态系统	—
				资源恢复区	西北	96.2	96.2		
				开发利用区	西北	95.6	95.6		
				环境整治区	西北	92.9	92.9		
	29	海洋保护区	寿光滨海海洋保护区		西南	60.9	60.9	近江牡蛎及其生存环境	—
	30		潍坊莱州湾海洋保护区		西南	59.9	59.9	柽柳和滨海湿地生态	—
	31		莱州浅滩海洋保护区		东南	27.1	27.1	浅滩海洋生物资源、鲈鱼种质资源、产卵育幼场和泻湖	—
	32		烟台招远海洋保护区		东南	57.1	54.2	沙滩、海岸线、自然景观	—
	33		烟台屺姆岛海洋保护区		东	61.0	55.2	海岛生态系统和海洋生态系统、渔业资源和海珍品	—
	34	山东省海洋生态红线	莱州浅滩海洋资源禁止区	海洋特别保护区	东南	31.6	31.6	浅滩海洋生物资源、鲈鱼种质资源的产卵育幼场以及砂矿资源	—
			莱州浅滩海洋资源限制区	海洋特别保护区	东南	26.5	26.5	浅滩地貌资源、浅滩海洋生态系统、鲈鱼种质资源的产卵育幼场	—

	35		莱州刁龙咀沙源保护限制区	沙源保护海域	东南	27.5	27.5	潟湖、潮间带海洋生态环境及海砂	—
	36		招远渔业海域限制区	重要渔业海域	东	34.5	28.9	海洋自然生态系统，重要渔业资源的产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道	—
	37		莱州湾半滑舌鳎口虾蛄梭子蟹渔业海域限制区	重要渔业海域	东南	34.4	31.6	半滑舌鳎、口虾蛄、梭子蟹等种质资源及生存环境	—
	38		广饶—寿光沙蚕类生态禁止区	海洋特别保护区	西南	51.7	51.7	双齿围沙蚕为主的多种底栖经济物种及海洋生态	—
			广饶—寿光沙蚕类生态限制区	海洋特别保护区	西南	32.9	32.9	双齿围沙蚕为主的多种底栖经济物种及海洋生态	—
	39		龙口渔业海域限制区	重要渔业海域	东北	49.3	42.3	海洋自然生态系统，重要渔业资源的产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道	—
	40		莱州三山岛景观遗迹限制区	自然景观与历史文化遗迹	东南	44.2	44.2	沙滩、三山岛景观、遗迹、河口、沙滩等自然海洋环境	—
	41		莱州芙蓉岛海岛限制区	特殊保护海岛	东南	45.1	45.1	芙蓉岛海岛生态系统及自然地形、地貌、景观	—
	42		朱旺沙源保护限制区	沙源保护海域	东南	48.2	48.2	海砂、潮间带、海底地形等海洋自然环境及砂质自然岸线	—
	43		莱州—招远砂质岸线限制区	砂质岸线与邻近海域	东南	50.4	48.3	海砂、潮间带、海底地形等海洋自然环境及砂质岸线	—
	44		昌邑三疣梭子蟹渔业海域限制区	重要渔业海域	南	48.3	48.3	昌邑三疣梭子蟹种质资源及生存环境	—
	45		虎头崖—海庙砂质岸线限制区	砂质岸线与邻近海域	东南	49.2	49.2	海砂、潮间带、海底地形等海洋自然环境及砂质自然岸线	—
	46		白浪河河口生态限制区	重要河口生态系统	西南	49.9	49.9	白浪河河口自然生态系统	—

	47		莱州湾单环刺螠近江牡蛎渔业海域限制区	重要渔业海域	西南	52.1	52.1	单环刺螠、近江牡蛎和梭子蟹等种质资源及生存环境	—
	48		小清河滨海湿地限制区	重要滨海湿地	西南	52.4	52.4	滨海湿地及附近海洋生态系统，水生动植物	—
	49		潍河河口生态限制区	重要河口生态系统	南	52.9	52.9	潍河河口自然生态系统	—
	50		胶莱河河口生态限制区	重要河口生态系统	南	52.9	52.9	胶莱河河口自然生态系统	—
	51		莱州湾中国对虾渔业海域限制区	重要渔业海域	东南	56.8	53.1	中国对虾、牙鲆、日本鲟、梭子蟹、红螺等种质资源及生存环境	—
	52		寿光沙蚕单环刺螠近江牡蛎渔业海域限制区	重要渔业海域	西南	53.3	53.3	单环刺螠、近江牡蛎和梭子蟹等种质资源及生存环境	—
	53		虞河河口生态限制区	重要河口生态系统	西南	54.0	54.0	虞河河口自然生态系统	—
	54		招远砂质海岸禁止区	海洋特别保护区	东南	57.8	54.9	砂质海岸及其海洋生态系统	—
			招远砂质海岸限制区	海洋特别保护区	东南	57.2	54.2	砂质海岸及其海洋生态系统	—
	55		龙口屺岬岛景观遗迹限制区	自然景观与历史文化遗迹	东	61.0	55.2	海蚀平台、海蚀崖等海岸自然景观	—
	56		昌邑海洋生态禁止区	海洋特别保护区	西南	62.2	62.2	柽柳和滨海湿地生态	—
			昌邑海洋生态限制区	海洋特别保护区	西南	58.1	58.1	柽柳和滨海湿地生态	—
	57		黄河故道东三角洲限制区	海洋自然保护区	西北	77.6	77.6	原生性湿地生态系统及珍禽、半滑舌鳎等底栖鱼类	—
			黄河故道西三角洲限制区	海洋自然保护区	西北	87.3	87.3	原生性湿地生态系统及珍禽、半滑舌鳎等底栖鱼类	—

			黄河故道北三角洲禁止区	海洋自然保护区	西北	81.4	81.4	原生性湿地生态系统及珍禽	—
			黄河故道禁止区	海洋自然保护区	西北	83.6	83.6	原生性湿地生态系统及珍禽	—
	58		东营利津底栖鱼类生态禁止区	海洋特别保护区	西北	98.1	98.1	半滑舌鳎等底栖鱼类及近岸海洋生态系统	—
			东营利津底栖鱼类生态限制区	海洋特别保护区	西北	93.0	93.0	半滑舌鳎等底栖鱼类及近岸海洋生态系统	—
	59		黄河口半滑舌鳎渔业海域限制区	重要渔业海域	西北	93.5	93.5	半滑舌鳎种质资源及生存环境	—

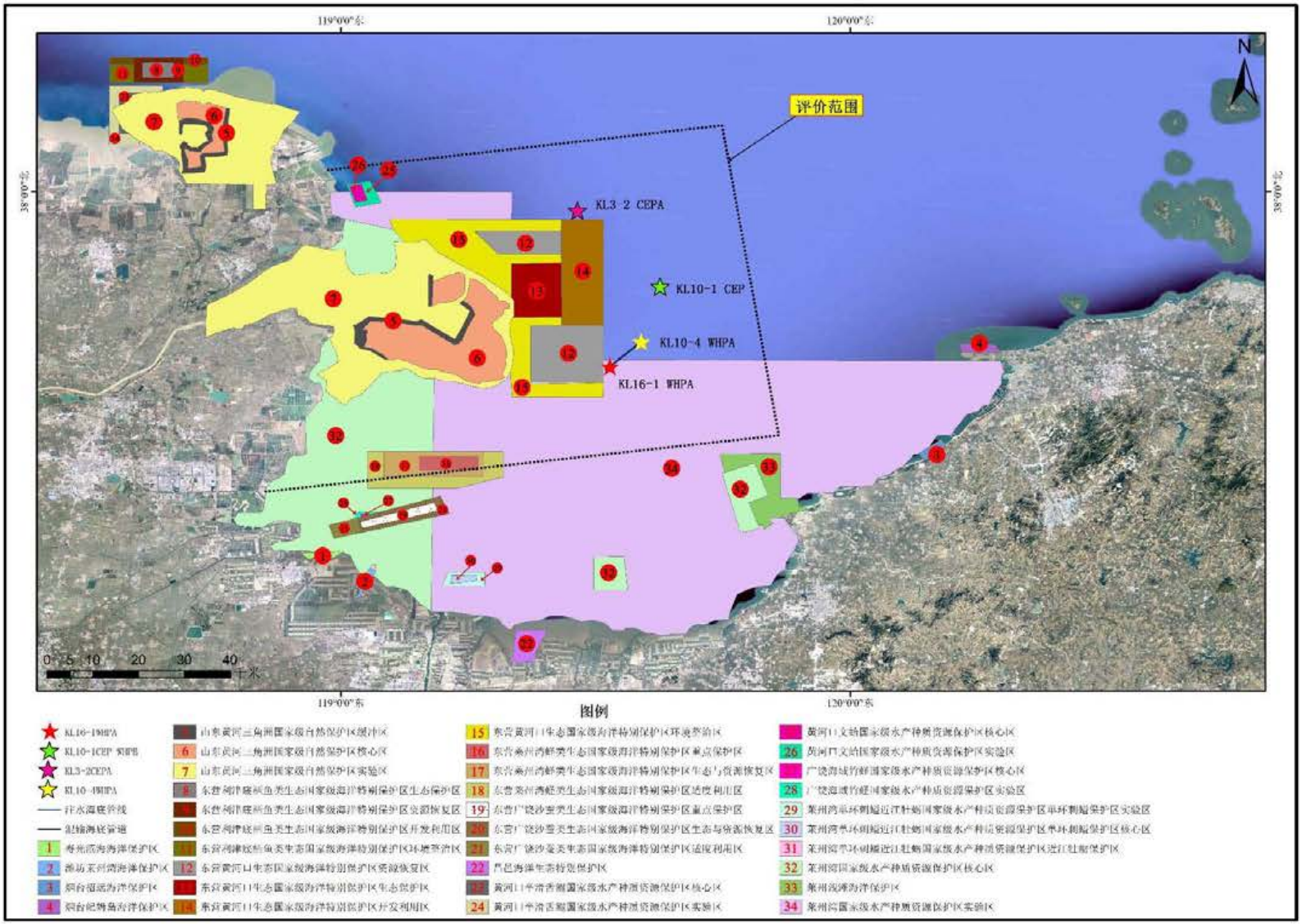


图 1.7-1　垦利 16-1 油田开发工程周边环境敏感目标分布图（保护区）

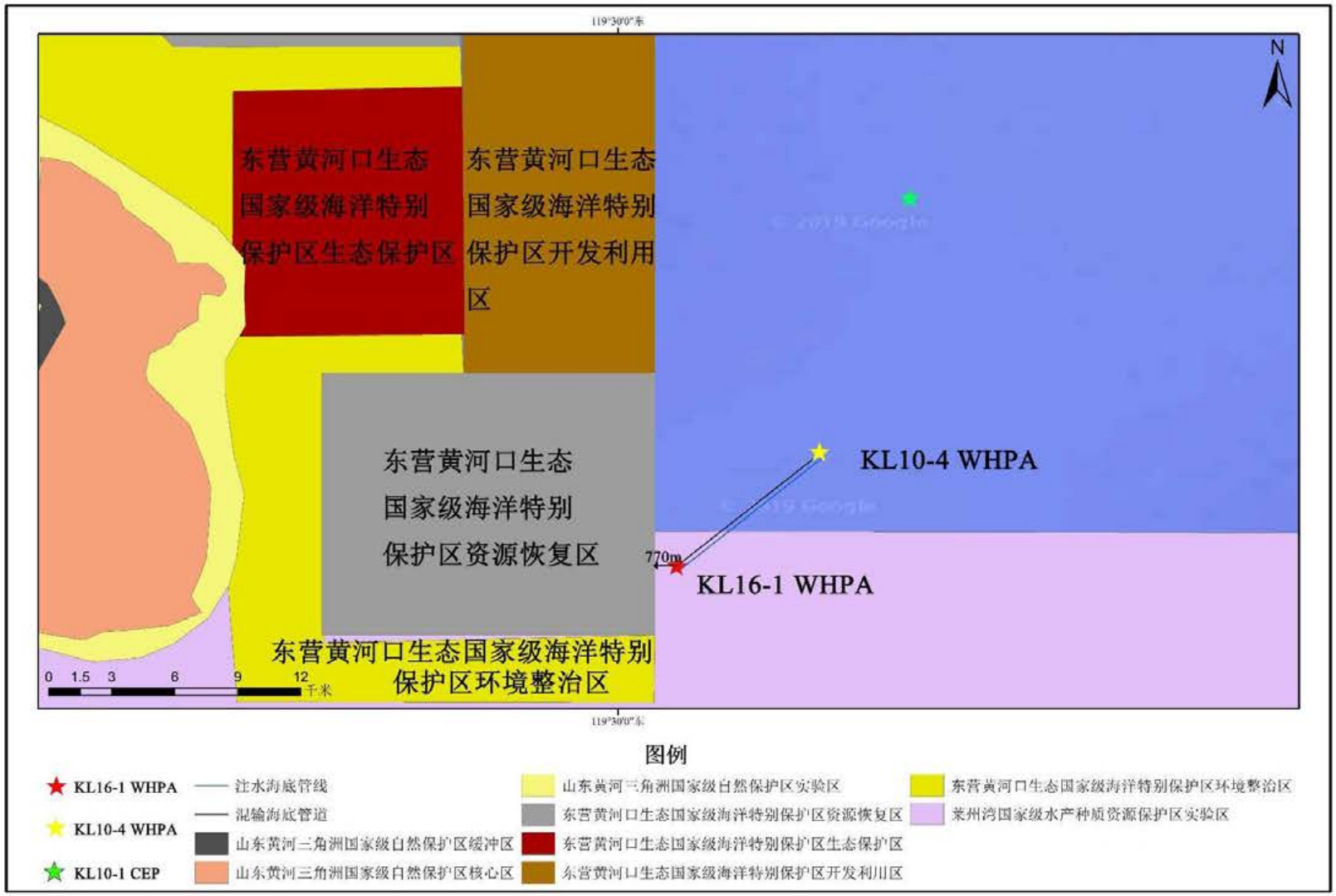


图 1.7-2　垦利 16-1 油田开发工程周边环境敏感目标分布图（保护区局部放大图）

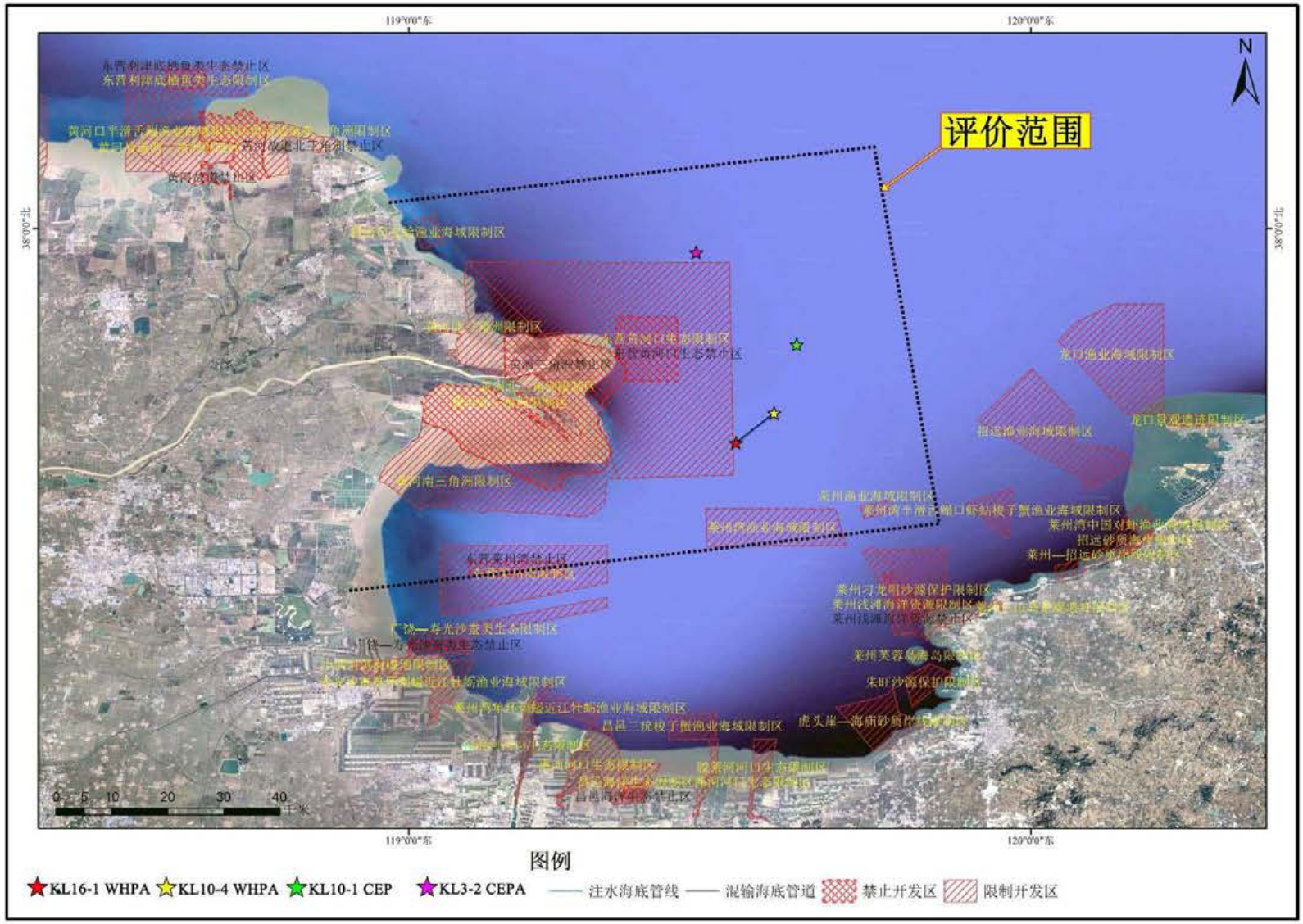


图 1.7-3　垦利 16-1 油田开发工程周边环境敏感目标分布图（生态红线区）



图 1.7-4　垦利 16-1 油田开发工程周边环境敏感目标分布图（生态红线区局部放大图）

1.7.2 环境保护目标

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

1.7.3 污染控制目标

本工程污染控制目标是工程投产后确保所产生的各种污染物均能达标排放。本工程建设、生产过程中将要产生的主要污染物包括铺设海底管道搅起的悬浮沙、钻完井作业排放的钻井液和钻屑、生活污水、生活垃圾、含油生产水以及油气泄漏事故情况下可能排放的原油等，这些污染物均为污染控制的主要对象。本工程位于渤海中部海域，根据有关标准及工程所在海域的环境功能要求，污染控制目标要求如下：

铺管作业悬浮沙：通过采用先进铺管技术、合理选择铺管施工期、设计合理的挖沟速度，尽量减轻或避免铺管挖沟作业对海洋生物资源和海洋生态环境的影响。

钻井液、钻屑：工程产生的水基钻井液和钻屑、合成基钻井液和钻屑全部运回陆上计划交由蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司接收处理/处置。

船舶含油污水：参加作业的船舶所产生的机舱含油污水禁止在海上排放，需全部运回陆地计划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：参加作业船舶所产生的生活污水处理达到《船舶水污染物排放标准》（GB3552-2018）要求后排放。运营期生活污水处理达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）的标准后排放。

含油生产水：正常情况下经处理达到回注水质标准后全部回注，非正常工况下（如注水系统故障、维护、地层压力变化以及其他维护性操作时）平台停产，启动应急置换，生产水打入闭排系统，不排海。

固体废弃物及生活垃圾：固体废弃物和生活垃圾全部回收运回陆地拟计划交由蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司有限公司进行处理。

原油泄漏：采取合理有效的风险防范措施，尽可能避免油气泄漏事故的发生。

2 工程概况

2.1 项目概况

2.1.1 建设项目名称及性质

项目名称：垦利 16-1 油田开发项目

建设性质：新建

建设地点：渤海中部海域

工程类型：海洋油（气）开发及其附属工程

建设单位：中海石油（中国）有限公司天津分公司

计划投产：2021 年 6 月

工程总投资：[redacted]

环保投资：[redacted]

年生产天数：330 天

2.1.2 地理位置

垦利 16-1 油田位于渤海中部海域，东经 119°25′~119°40′，北纬 37°37′~38°42′，东北距垦利 10-4 油田 8km，东南距龙口约 70km，平台位置处海图水深约 13.1m。

本项目新建 1 座井口平台（KL16-1 WHPA 平台），新建 KL16-1 WHPA→KL10-4 WHPA 混输海底管道、KL10-4 WHPA→KL16-1 WHPA 注水管道、KL10-4 WHPA→KL16-1 WHPA 复合海底电缆各 1 条。海底管道和海底电缆基本为直线设计。新建工程坐标见表 2.2-1，地理位置见图 2.1-1。

表 2.1-1 新建工程坐标

平台名称	[redacted]	
KL16-1 WHPA 平台	[redacted]	
管道/电缆名称	[redacted]	[redacted]
KL16-1 WHPA→KL10-4 WHPA 混输海底管道	[redacted]	[redacted]
KL10-4 WHPA→KL16-1 WHPA 注水海底管道	[redacted]	[redacted]
KL10-4 WHPA→KL16-1 WHPA 复合海底电缆	[redacted]	[redacted]

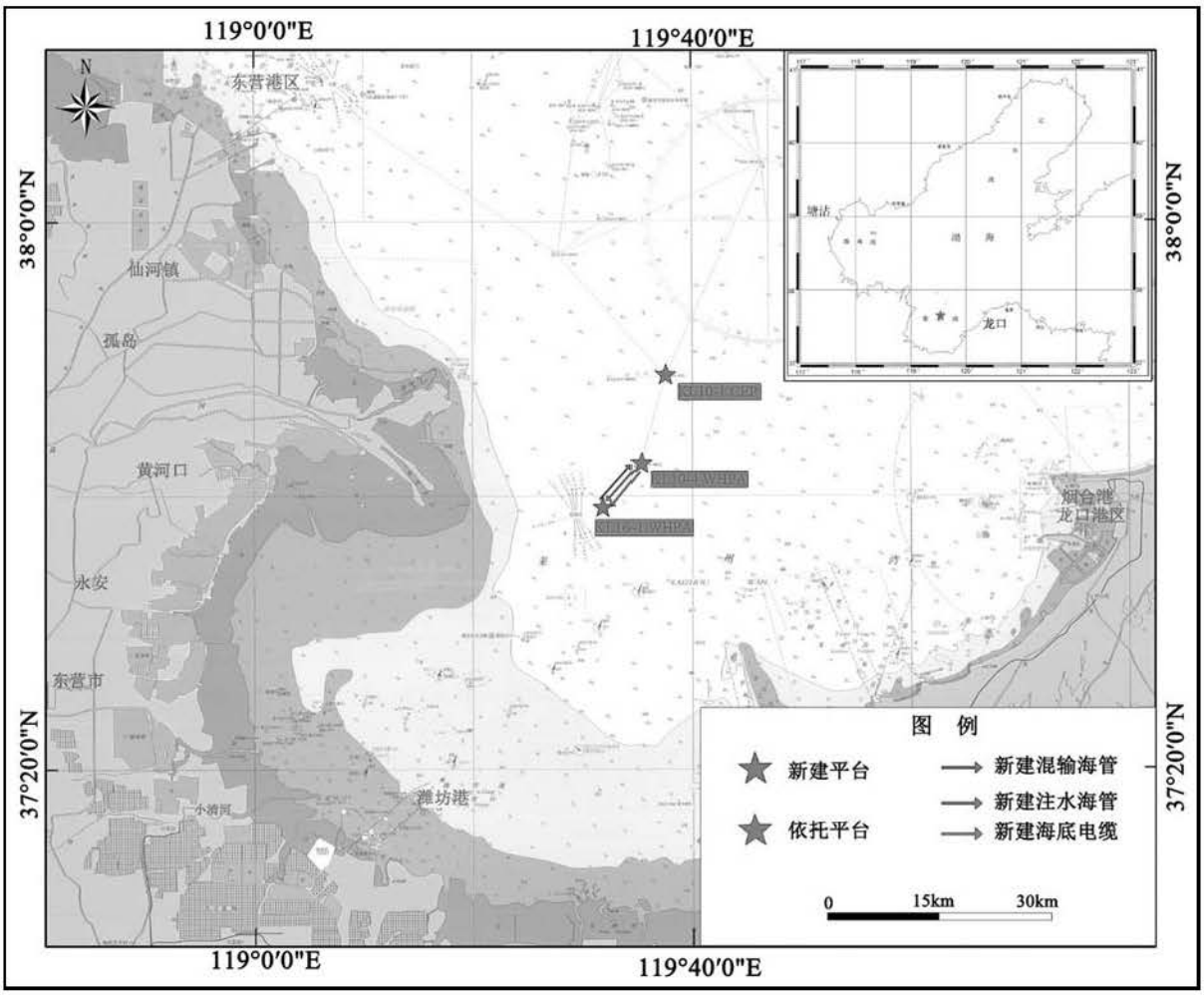


图 2.1-1 工程地理位置示意图

2.1.3 工程内容及规模

本项目工程内容主要包括：新建 1 座井口平台（KL16-1 WHPA 平台）、新建 1 条 KL16-1 WHPA 平台至 KL10-4 WHPA 平台的双层保温配重混输海底管道、新建 1 条 KL10-4 WHPA 平台至 KL16-1 WHPA 平台的单层配重注水海底管道、新建 1 条 KL10-4 WHPA 平台至 KL16-1 WHPA 平台的复合海底电缆，同时对 KL10-4 WHPA 平台和 KL10-1 WHPB 平台进行适应性改造。

垦利 16-1 油田开发充分依托周边油田已建工程设施，处理合格的原油依托已建的 KL10-1 CEP 平台至 KL3-2 CEPA 平台的输油海底管道和 KL3-2 CEPA 平台至东营原油终端的的输油海底管道，将合格原油输至东营原油终端，电力依托垦利电网，不单独设置电站。

垦利 16-1 油田开发项目的工程组成见表 2.1-2。

表 2.1-2 工程组成

工程类型		工程组成	装置及规模
新建工程	主体工程	KL16-1 WHPA 平台	KL16-1 WHPA 平台是一座四腿四桩井口平台，设置 28 个井槽。平台主要设有上层甲板、中层甲板、下层甲板和直升机甲板。设有生活楼（40 人规格）、主工艺系统、计量设施、注水系统、开/闭排系统、化学药剂系统、柴油系统、公用风/仪表风系统、海水系统、淡水系统、生活污水系统、消防救逃生系统、电气仪表房间、HXJ180 修井机、吊机、应急发电机等，同时还配备溢油回收设备设施。
		海底管道	1 条 KL16-1 WHPA 至 KL10-4 WHPA 平台的 10"/16"混输海底管道，总长约为 7.7km。
			1 条 KL10-4 WHPA 至 KL16-1 WHPA 平台的 8"注水海底管道，总长约为 7.7km
		复合海底电缆	1 条 KL10-4 WHPA 至 KL16-1 WHPA 平台的复合海底电缆，总长约为 7.7km。
		井数	共设置 28 个井槽，其中 4 个单筒双井井槽；计划实施 32 口井，包括 21 口生产井、8 口注水井和 3 口先期排液注水井。
	主工艺系统	由生产管汇、测试管汇、多相流量计、清管球发射器、清管球收球、注水系统等组成。	
	环保工程	开/闭排系统	
		生活污水处理系统：KL16-1 WHPA 平台上设置一套 60 人生活污水处理装置，采用电解法。	
	公用工程	主要由供电系统、柴油系统、化学药剂系统、公用/仪表风系统、海水系统、淡水系统、消防系统、通讯系统等组成。	
	工艺流程	新建井口平台的生产物流通过新建海底混输管道输到已建的 KL10-4 WHPA 平台，与 KL10-4 WHPA 平台生产物流汇合后，输送至 KL10-1 WHPB 平台，然后经栈桥输送至 KL10-1 CEP 平台进行处理。处理合格的原油经海底原油管道和 KL3-2 CEPA 平台最后输送至东营原油终端；分离出的天然气供 KL10-1 CEP 平台透平使用；分离出的生产水处理合格后通过已有和新建的海底注水管线全部回注至垦利 10-1 油田、垦利 10-4 油田和垦利 16-1 油田，不外排。	
改造工程	依托工程	KL10-4 WHPA 平台改造	下层甲板更换测试分离器，封存原生产加热器； 工作甲板更换闭排泵、过滤器和清管球发球装置，新增海缆接线箱、注水发球装置、清管球收球装置等。
		KL10-1 WHPB 平台改造	工作甲板更换清管球收球装置
生产情况	最高年产液	[redacted]	
	最高年产油		
	最高年产水		
	最高年产气		
	采油方式	电潜泵采油	
	平台、管线设计年限	平台、海底管道和海底电缆设计年限均为 25 年	
	投入使用时间	计划 2021 年 6 月投产	
	年生产天数	330 天	
劳动定员		总定员 16 人	
工程总投资		[redacted]	

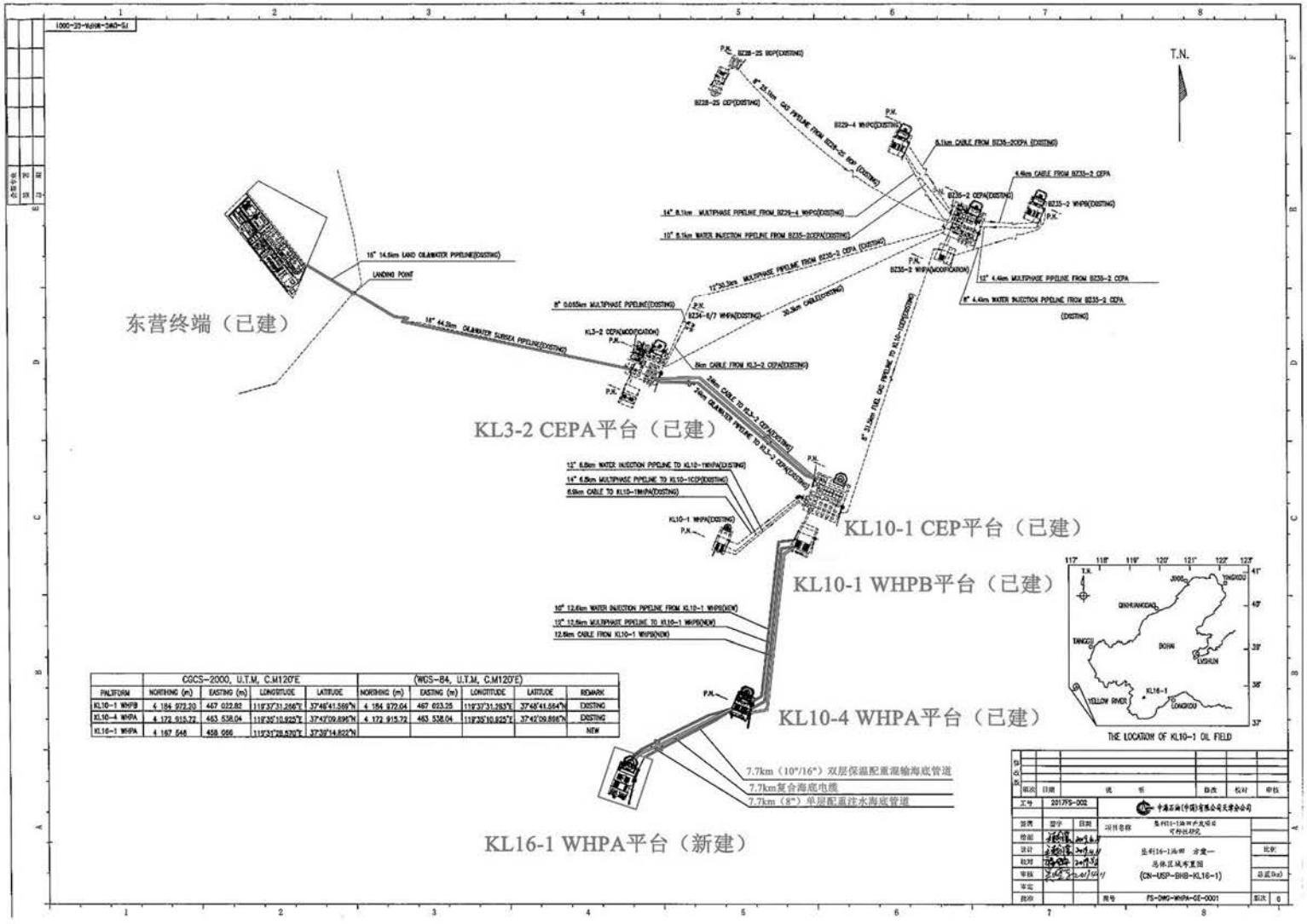
2.1.4 开发方案概述

垦利 16-1 油田开发项目将新建 1 座井口平台（KL16-1 WHPA 平台）、新建 1 条

KL16-1 WHPA 平台至 KL10-4 WHPA 平台的混输海底管道、新建 1 条 KL10-4 WHPA 平台至 KL16-1 WHPA 平台的注水海底管道和 1 条复合海底电缆，2 条管道和 1 条电缆长度均为 7.7km，同时对 KL10-4 WHPA 平台和 KL10-1 WHPB 平台进行适应性改造。

KL16-1 WHPA 平台生产物流经计量后通过新建海底混输管道输到已建的 KL10-4 WHPA 平台，与 KL10-4 WHPA 平台生产物流汇合后，输送至 KL10-1 WHPB 平台，然后经栈桥输送至 KL10-1 CEP 平台进行处理，处理合格的原油经海底原油管道和 KL3-2 CEPA 平台最后输送至东营终端；分离出的天然气供 KL10-1 CEP 透平使用；分离出的生产水处理合格后通过已有和新建的海底注水管线回注至垦利 10-1 油田、垦利 10-4 油田和垦利 16-1 油田，不外排。

垦利 16-1 油田总体开发方案见图 2.1-2



	COCS-2000, U.T.M, C.M120°E				(WGS-84, U.T.M, C.M120°E)				
PALTFORM	NORTHING (m)	EASTING (m)	LONGITUDE	LATITUDE	NORTHING (m)	EASTING (m)	LONGITUDE	LATITUDE	REMARK
KL10-1 WHPB	4 184 972.20	467 022.82	119°37'31.266"E	37°46'41.569"N	4 184 872.04	467 023.25	119°37'31.283"E	37°46'41.564"N	EXISTING
KL10-4 WHPA	4 172 915.72	463 538.04	119°35'10.925"E	37°40'09.696"N	4 172 915.72	463 538.04	119°35'10.925"E	37°40'09.696"N	EXISTING
KL16-1 WHPA	4 167 548	458 086	119°31'28.870"E	37°38'14.822"N					NEW

图 2.1-2 垦利 16-1 油田总体开发方案

2.1.5 地质油藏概况

2.1.5.1 构造特征

垦利 16-1 构造位于莱州湾凹陷南部斜坡带，北侧紧邻莱州湾凹陷北洼，东侧紧邻莱州湾凹陷南次洼，为走滑断层与中部边界大断层共同控制的复杂断裂半背斜构造。构造西高东低，具有多个断块、多个高点，走向主要为东西方向，倾向为正北方向，目标构造发育在凹陷斜坡带。

研究区范围内共解释出 600 多条断层，大部分为正断层，可分为三类：第一类为走滑断层，第二类为边界断层，第三类为边界断层派生正断层。该区构造类型较好，形态较完整，圈闭面积较大，为油气的聚集提供了有利场所。

目标构造按不同的断块主要分为 7 个井区，即 1 井区、3 井区、3Sa 井区、4 井区、5 井区和 6 井区、10 井区。因 3 井区和 4 井区开发经济性差，5 井区受红线区影响无法纳入开发范畴，本工程主要开发 1 井区和 6 井区。

2.1.5.2 地层层序

垦利 16-1 油田范围内钻井揭示的地层自上而下为第四系平原组、新近系明化镇组和馆陶组、古近系东营组和沙河街组以及中生界。钻井揭示的含油层位有新近系馆陶组和古近系沙三上段、沙三中段、沙三下段、沙四段以及中生界，其中馆陶组和沙三下段为本油田的主要含油层位。

2.1.5.3 储层特征

垦利 16-1 油田目的层段馆陶组为辫状河沉积，沙河街组为滨浅湖滩坝沉积，储层均呈现连片分布，开展储层精细对比，落实储层分布特征，指导井位部署，注采连通性可以得到有效保证。

（1）岩石学特征

馆陶组储层岩性以中~粗粒岩屑长石砂岩、长石岩屑砂岩为主，矿物成分主要为石英、长石、岩屑。沙三上段储层岩性以中~细粒岩屑长石砂岩为主，矿物成分主要为石英、长石、岩屑。沙三下段的 1 井区、6 井区为混积滩坝沉积。储层岩性表现为（含）灰质（云质）砂岩、砂质灰岩（云岩）与泥岩、泥灰岩互层，或砂质灰岩（云岩）、泥晶灰岩（云岩）与泥灰岩互层。砂岩矿物成分主要为石英、长石、岩屑。中生界储层岩性主要为火山碎屑岩和火山熔岩。

（2）储层沉积相

垦利 16-1 油田新近系馆陶组主要发育辫状河沉积，区域物源来自西侧垦东凸起。岩性以中～粗砂岩、含砾砂岩为主，岩性组合为砂泥岩互层。在含油区块范围内，Ⅱ、Ⅲ、Ⅳ油组储层发育，为多期砂体相互叠置，主要发育心滩和河漫滩沉积微相；1、6 井区沙三下段滨浅湖～半深湖相混积滩坝相主要表现为陆源碎屑与湖相碳酸盐岩混合沉积，且整体表现为薄互层特征；中生界地层主要发育火山爆发相和溢流相，岩性有火山碎屑岩和火山熔岩。

（3）储集空间及结构特征

馆陶组岩石孔隙发育，连通性好，孔隙类型主要为粒间孔，少量溶蚀粒间孔和溶蚀颗粒孔，形态为多边形或不规则形；1、6 井区沙三下段混积岩储层储集空间相似，主要为孔隙，偶见微裂缝，孔隙类型主要为粒间孔，少量溶蚀粒间孔和溶蚀颗粒孔；中生界储集空间复杂，发育、孔隙、裂缝和溶蚀孔洞，裂缝交叉、贯穿样品，缝宽在 0.03～0.20mm，发育少量的溶蚀颗粒孔及铸模孔。

（4）储层物性特征

根据岩心分析，新近系馆陶组储层孔隙度主要分布范围 [redacted]，平均值 [redacted]；渗透率分布范围 [redacted]，平均值为 [redacted]。根据测井解释结果，馆陶组储层孔隙度分布范围 [redacted]，平均值 [redacted]；渗透率分布范围 [redacted]，平均值为 [redacted]，具有特高孔特高渗储层特征。

沙河街组 1 井区、6 井区沙三下段储层孔隙度主要分布范围 [redacted]，平均值 [redacted]；渗透率分布范围 [redacted]，平均值为 [redacted]。根据测井解释结果，1 井区、6 井区沙三下段储层孔隙度分布范围 [redacted]，平均值 [redacted]；渗透率分布范围 [redacted]，平均值为 [redacted]，具有中~高孔、中渗储层特征。

中生界储集空间复杂，发育孔隙裂缝、溶蚀孔洞，储层孔隙度分布范围 [redacted]，其中裂缝孔隙度为 0.01%~1.52%，表现为高孔、双重孔隙介质的储层特征。

（5）储层分布特征

垦利 16-1 油田主要含油层系为馆陶组和沙三下段。

馆陶组为辫状河沉积，物源来自西侧垦东凸起，主要发育河漫滩和辫流带亚相，在辫流带内部发育心滩和辫流河道两种微相。以沉积模式为指导，受辫流带内滩和辫流河道两种沉积微相的控制，该区发育典型的两类储层，储层特征差异不大。其中 i 类心滩储层岩性主要为中、粗砂岩，具有特高孔、特高渗特征；ii 类辫流河道储层岩性主要

为中、细砂岩，具有高孔、高渗特征。

1、6 井区沙三下段沉积相为滨浅湖～半深湖混积滩坝相。该套混积岩储层虽然岩性复杂，但储集空间相似，主要为孔隙（粒间孔为主、见溶蚀孔），偶见微裂缝；混积岩不同储层厚度和物性差异不明显，均为中～高孔、中～高渗特征。从钻井揭示来看，该套混积岩油层累计厚度 [redacted]，储层整体分布稳定。Ⅰ油组相变特征明显，储层存在叠置现象，Ⅱ、Ⅲ油组横向分布稳定，连续性好，从平面属性上来看，储层整体为连片分布。

2.1.5.4 油藏评价

（1）油藏控制因素

垦利 16-1 油田构造上位于莱州湾凹陷的南部斜坡带，北、东两面紧邻莱州湾凹陷北洼和南次洼，油源供给充足。明化镇组底部大套杂色泥岩与馆陶组辫状河沉积砂岩、沙三中段厚层泥岩与下覆滨浅湖～半深湖相滩坝相混积岩及扇三角洲沉积砂岩，形成良好储盖组合，利于油气保存。受走滑-伸展双动力作用影响，垦利 16-1 构造及其围区断裂非常发育断，且以伸展性质为主，形成有效的运移通道，油气运移至油田范围内的馆陶组、沙河街组、中生界成藏。垦利 16-1 构造各井区油气富集具有差异性，综合分析认为双洼供烃、差异成藏是造成平面上的油气差异的主要原因。

（2）油藏类型

垦利 16-1 油田构造类型主要为受边界断层控制的断半背斜、断块构造，纵向上具有多套油水系统，油藏类型主要为层状构造油藏，油藏埋深 [redacted]。

垦利 16-1 油田馆陶组油藏埋深 [redacted]，中~浅层油藏，以层状构造油藏为主，局部受岩性控制，同一断块内纵向上多套流体系统，油水分布主要受构造控制。

沙河街组油藏埋深 [redacted]，中~浅层油藏，以层状构造油藏为主，KL16-1-2 井在沙三中段揭示地层油藏。

中生界油藏埋深 [redacted]，中~浅层油藏，油层分布受储层分布控制，沿潜山顶部层状分布，为似层状油藏。

2.1.6 原油、天然气基本性质

原油和天然气基本性质见表 2.1-3 和表 2.1-4。

表 2.1-3 原油物性数据表

序号	项目	KL16-1-9（$E_2s_3^1$、E_2s_4）	KL16-1-9（$E_2s_3^1$）	KL16-1-8（N_1g）	KL16-1-6（E_2s_4）	KL16-1-1（N_1g）
1	取样井段	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2	20℃密度（kg/m³）	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
3	50℃密度（kg/m³）	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
4	50℃粘度（mPa.s）	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
5	含硫量（m%）	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
6	含蜡量（m%）	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
7	胶　质（m%）	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
8	沥青质（m%）	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
9	凝　点（℃）	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
10	酸值（mgKOH/g）	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]

备注：新建混输海底管道输送油品的密度约为 [redacted] kg/m³。

表 2.1-4 天然气物性数据表

天然气相对密度	天然气组分%										
	甲烷	乙烷	丙烷	异丁烷	正丁烷	异戊烷	正戊烷	己烷以上	氮气	二氧化碳	硫化氢
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]

2.1.7 平台产能分析

本工程新建井口平台（KL16-1 WHPA 平台）生产物流通过新建海底混输管道输到已建的 KL10-4 WHPA 平台，与 KL10-4 WHPA 平台生产物流汇合后，一起输送至 KL10-1 WHPB 平台，然后经栈桥输送至 KL10-1 CEP 平台进行处理，处理合格的原油经海底原油管道和 KL3-2 CEPA 平台，最后输送至东营原油终端。

（1）新建工程产能预测

本项目新建工程产能预测见表 2.1-5。

（2）本次投产后依托工程的产能预测

KL10-1 CEP 平台主要接收处理垦利 16-1 油田、垦利 10-4 油田和本油田的生产物流，同时还接收处理 BZ34-9 CEPA 平台原油（含水 20%）。新建工程投产后所依托的 KL10-1 CEP 平台逐年接收及处理量详见 2.1-6。

（3）KL10-1 CEP 平台天然气产生量及用气量

KL10-1 CEP 平台天然气产生量及用气量见表 2.1-7。

2.1.8 平台能耗分析

垦利 16-1 油田在项目稳产年正常生产工况下的综合能耗为 [redacted]；单位油气生产综合能耗为 [redacted]，单位液量生产综合能耗为 [redacted]。

表 2.1-5　垦利 16-1 油田产能预测

时间（年）	日产能				年产量			
	油	气	水	液	油	气	水	液
	m^3/d	$10^4m^3/d$	m^3/d	m^3/d	$10^4m^3/a$	$10^4m^3/a$	$10^4m^3/a$	$10^4m^3/a$
[redacted]								

表 2.1-6　KL10-1 CEP 平台接收处理产能预测

年份（年）	日产能		
	油（油气系统）	气（油气系统）	水（含油生产水处理系统）
	m^3/d	$10^4m^3/d$	m^3/d
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]

表 2.1-7　KL10-1 CEP 平台天然气产生量及用气量

年份（年）	垦利 16-1 WHPA 天然气产生量（1）（$10^4m^3/d$）	垦利 10-4 WHPA 天然气产生量（2）（$10^4m^3/d$）	垦利 10-1 油田天然气产生量（3）（$10^4m^3/d$）	渤中 34-9 CEPA 平台方向天然气产生量（4）（$10^4m^3/d$）	天然气总量（5）（$10^4m^3/d$）	火炬燃烧量（6）（$10^4m^3/d$）	透平发电天然气用量（7）（$10^4m^3/d$）	渤西渤南管网补充气量（8）（$10^4m^3/d$）
[redacted]								

备注：（1）+（2）+（3）+（4）=（5）；（5）+（8）=（6）+（7）；不足部分由渤西渤南管网补充

表 2.1-8　KL16-1 WHPA 平台稳产年能耗情况

序号	项目	设计消耗量		能量折算指标		设计能耗
		单位	数量	单位	折算值	tce/a
1	耗电	10^4kWh/a	[redacted]	tce/10^4kWh	[redacted]	[redacted]
2	柴油	t/a	[redacted]	kgce/kg	[redacted]	[redacted]
3	新水	t/a	[redacted]	kgce/t	[redacted]	[redacted]
4	综合能耗	tce/a	22400			
5	单位油气生产综合能耗	kgce/t	73.91			
6	单位液量生产综合能耗	kgce/t	28.27			

2.2 工程开发方案

2.2.1 平台位置比选

垦利 16-1 油田油藏主体区块所在海域处于山东省渤海海洋生态红线区（东营黄河口生态限制区）和辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区莱州湾保护区内。

为了开发垦利 16-1 油田石油储量，本项目计划新建一座井口平台 KL16-1 WHPA 平台及配套生产设施。本项目在可研阶段共进行了四个方案的比选，方案比选的原则为：以推荐方案为基础，兼顾潜力方案可行。方案 1 为在海洋生态红线区内（距离边界线约 1.22km）进行开发建设，方案 2 为移出海洋生态红线区 200m 进行开发建设，方案 3 为移出海洋生态红线区 400m 进行开发建设，方案 4 为移出海洋生态红线区 600m 进行开发建设。

方案 1 没有考虑生态红线区的影响，项目可实施井数 33 口（24 推荐井+9 口潜力井），平台位于井区中心，钻井实施难度小，属于正常钻完井方案。新建平台与生态红线区位置关系（方案 1）见图 2.2-1（a）。

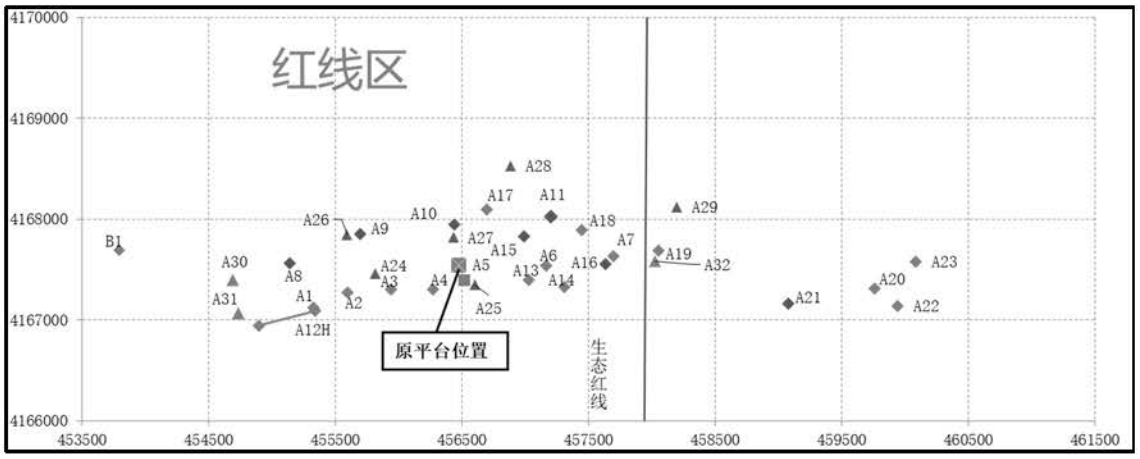


图 2.2-1（a） 新建平台与生态红线区位置关系（方案 1）

方案 2 考虑了海洋生态红线的影响，移出生态红线区以外 200m 进行开发。工程可实施 32 口（23 口推荐井+9 口潜力井），最大井深 3758m，最大水平位移 3216m，总进尺 59725m，钻井进尺比方案 1 增加 12%，大位移井井数为 8 口，水垂比大于 3 的井 2 口。大位移井最大水垂 3.1，存在一定的作业风险。油田产量比方案 1 减少 10.5 万方。新建平台与生态红线区位置关系（方案 2）见图 2.2-1（b）。

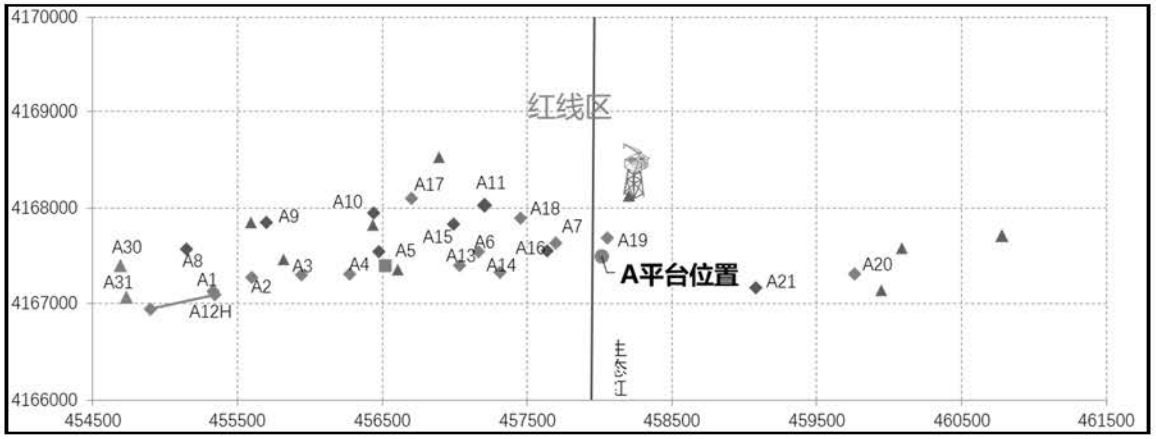


图 2.2-1（b） 新建平台与生态红线区位置关系（方案 2）

方案 3 考虑了海洋生态红线的影响，移出生态红线区以外 400m 进行开发。工程可实施 28 口（21 口推荐井+7 口潜力井），钻井进尺比方案 1 增加 17%，大位移井井数为 13 口，水垂比大于 3 的井 3 口。大位移井最大水垂比 3.3，轨迹防碰风险巨较大，现场施工面临较大防碰风险压力。油田产量比方案 1 减少 59 万方，对项目经济效益产生较大影响。新建平台与生态红线区位置关系（方案 3）见图 2.2-1（c）。

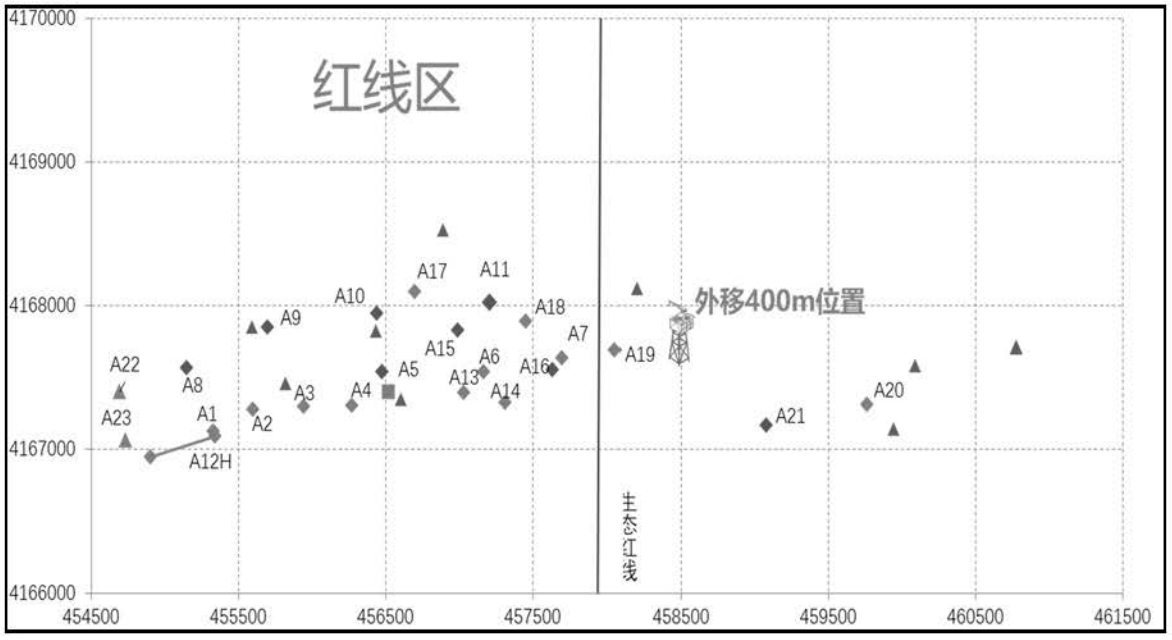


图 2.2-1（c） 新建平台与生态红线区位置关系（方案 3）

方案 4 考虑了海洋生态红线的影响，移出生态红线区以外 600m 进行开发。工程可实施 26 口（19 口推荐井+7 口潜力井），钻井进尺比方案 1 增加 22%，大位移井井数为 15 口，水垂比大于 3 的井 6 口。大位移井最大水垂比 3.5，轨迹防碰风险巨大，现场施工面临极大防碰风险压力。油田产量比方案 1 减少 93.88 万方，占项目累产油的 28%，对项目经济效益产生很大影响。新建平台与生态红线区位置关系（方案 3）见图 2.2-1

（d）。平台钻井轨迹见图 2.2-1（e）和图 2.2-1（f）。

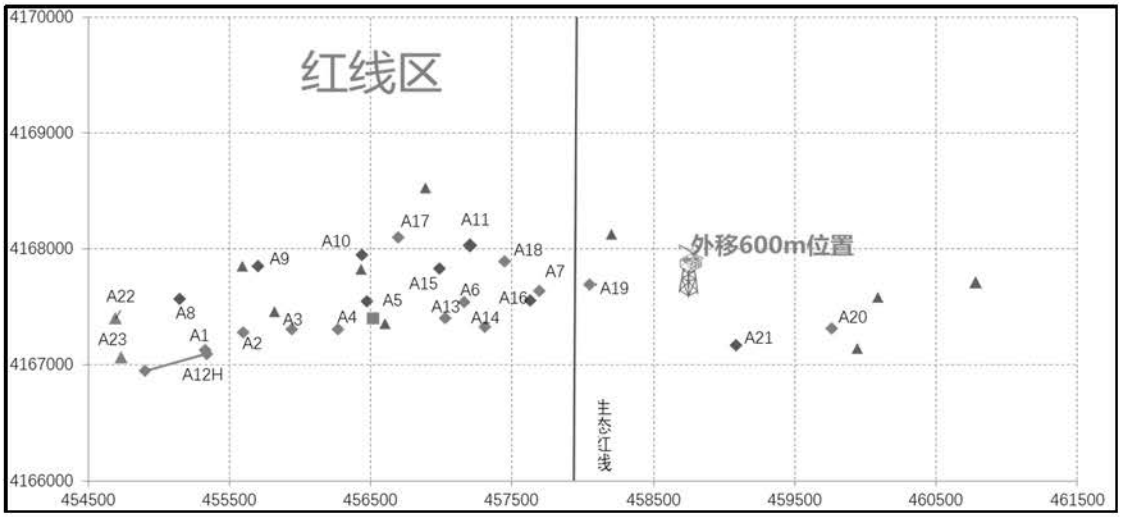


图 2.2-1（d） 新建平台与生态红线区位置关系（方案 4）

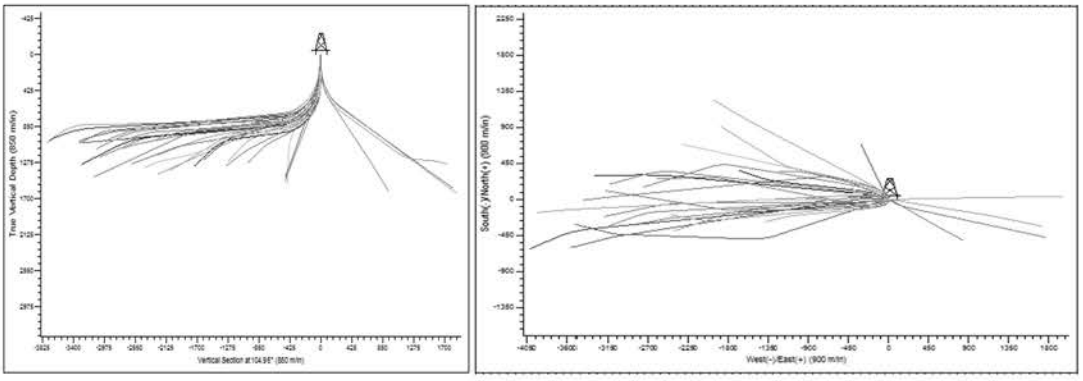


图 2.2-1（e） 新建平台钻井轨迹示意图（方案 4）

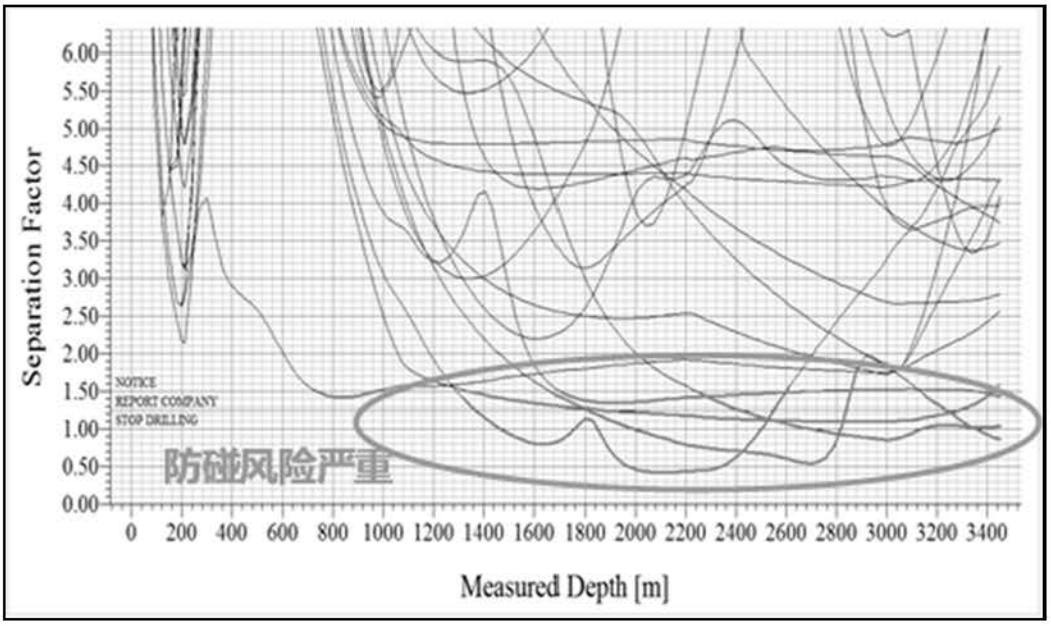


图 2.2-1（f） 新建平台钻井轨迹防碰风险图（方案 4）

同时，施工阶段，海底管道/电缆路由选择远离海洋生态红线区的桩腿登陆，近山东省渤海海洋生态红线区端的部分管线/电缆采用低速挖沟铺设的方式降低悬浮沙排放源强，以确保管道/电缆挖沟作业引起的悬浮沙不会影响到临近海洋生态红线区和海洋特别保护区。钻井阶段产生的钻井液和钻屑全部运回陆地交由资质单位进行处理，确保不会影响到临近生态红线区及特别保护区的海洋生态环境。

运营阶段，含油生产水全部回注，不外排；生活污水中的灰水全部回注；生活污水中的黑水处理达标后排海；生活垃圾和生产垃圾运回陆地处理等措施，确保项目建设和运营不会影响到临近海洋生态红线区和保护区。

经方案比选，综合考虑了技术、经济、环境影响等因素，最终选择方案 2 为推荐方案，该方案的钻完井风险也是最小的。

KL16-1 WHPA 平台位置比选见表 2.2-1。

表 2.2-1　KL16-1 WHPA 平台位置方案比选

分类	方案 1	方案 2	方案 3	方案 4
	在海洋生态红线区内（距离边界线约 1.22km）	移出生态红线区以外 200m	移出生态红线区以外 400m	移出生态红线区以外 600m
井数	33 口	32 口	28 口	26 口
总进尺	53326m	59725m （钻井进尺比方案 1 增加 12%）	62353m （钻井进尺比方案 1 增加 17%）	65226m （钻井进尺比方案 1 增加 22%）
大位移井井数	4 口	8 口	13 口	15 口
水垂比大于 3 井数（口）	1	2	3	6
最大水垂比	3.17	3.1	3.3	3.8
	渤海油田大位移井作业记录（渤海作业最大水垂比 2.8）。需结合科研攻关来尽量满足现场作业需求，仍存在很大的作业风险			
油田产能	产量最大	比方案 1 减少 10.5 万方	比方案 1 减少 59 万方，对项目经济效益产生一定影响	比方案 1 减少 93.88 万方，对项目经济效益产生较大影响
钻井风险	钻井实施难度小，轨迹防碰风险较小	存在一定的轨迹防碰风险，比方案 2 和方案 3 小	轨迹防碰风险较大	轨迹防碰风险巨大
环境影响	工程位于海洋生态红线区和国家级特别保护区内，平台施工和运营会对临近海洋功能区产生一定的影响。	工程严格执行施工期和运营期的环境保护措施和海洋生态保护措施，工程建设和运营不会对临近海洋功能区产生影响。	工程严格执行施工期和运营期的环境保护措施和海洋生态保护措施，工程建设和运营不会对临近海洋功能区产生影响。	工程严格执行施工期和运营期的环境保护措施和海洋生态保护措施，工程建设和运营不会对临近海洋功能区产生影响。
环境风险	工程位于海洋生态红线区和国家级特别保护区内，一旦发生溢油事故就会影响海洋环境保护目标。	建设单位编制了溢油应急计划，并按照要求配备了溢油应急物资。一旦发生溢油事故，快速布放围油栏和重型围油栏等应急物资快速作出有效响应。在设定的情境下，溢油发生的概率极小，不会影响海洋特别保护区主导功能的发挥，影响是可接受的。	建设单位编制了溢油应急计划，并按照要求配备了溢油应急物资。一旦发生溢油事故，快速布放围油栏和重型围油栏等应急物资快速作出有效响应。在设定的情境下，溢油发生的概率极小，不会影响海洋特别保护区主导功能的发挥，影响是可接受的。	建设单位编制了溢油应急计划，并按照要求配备了溢油应急物资。一旦发生溢油事故，快速布放围油栏和重型围油栏等应急物资快速作出有效响应。在设定的情境下，溢油发生的概率极小，不会影响海洋特别保护区主导功能的发挥，影响是可接受的。
结论	根据要求，生态红线为底线，工程建设和运营均会对其产生不利影响	工程位于红线区外，油田减产程度较小，施工技术较成熟，有一定的钻井风险，项目投资增加程	工程位于红线区外，油田减产程度较大，钻井施工轨迹防碰风险较大，项目投资增加程度较大。	工程位于红线区外，油田减产程度高达累产油的 28%，对项目经济效益产生很大影响。钻井施工

		度较小。项目在落实环境保护措施和海洋生态保护措施的前提下，工程建设和运营不会对临近海洋功能区产生影响。在设定的情境下，在设定的情境下，溢油发生的概率极小，不会影响海洋特别保护区主导功能的发挥，影响是可接受的。	项目在落实环境保护措施和海洋生态保护措施的前提下，工程建设和运营不会对临近海洋功能区产生影响。在设定的情境下，在设定的情境下，溢油发生的概率极小，不会影响海洋特别保护区主导功能的发挥，影响是可接受的。	轨迹防碰风险巨大，项目投资增加程度大。项目在落实环境保护措施和海洋生态保护措施的前提下，工程建设和运营不会对临近海洋功能区产生影响。在设定的情境下，在设定的情境下，溢油发生的概率极小，不会影响海洋特别保护区主导功能的发挥，影响是可接受的。

2.2.2 平台建设方案

KL16-1 WHPA 平台是一座四腿四桩导管架结构形式平台，平台位置处海图水深约 13.1m，甲板组块海上安装采用吊装法。导管架工作点平面尺寸为 22m×24m，布置 28 个井槽（其中 4 口为单筒双井），井槽按照 4×4+4×3 形式布置，分别设置在平台南北两侧，井槽间距为 2.0m×1.8m。平台共设三层甲板，分别是上层甲板、中层甲板、下层甲板，同时设置直升机甲板。平台上设有生产设施及公用系统等。

垦利 16-1 油田 WHPA 平台腿柱单斜 1:10，主桩直径为 2134mm，入泥深度为 92m。平台共 28 个井槽，打入 28 根隔水导管。甲板结构采用由梁柱板和斜撑构成的空间刚架，分为 4 层，标高分别为 EL.（+）26.5m、EL.（+）21.5m、EL.（+）17.5m、EL.（+）12.5m。上、中、下三层甲板面积为：47.45m×28.85m、45.95m×27.3m、40.35m×30.3m。

平台三维结构示意图见图 2.2-2（a），平台立面图见图 2.2-2（b）和图 2.2-2（c）。



图 2.2-2（a） KL16-1 WHPA 平台三维结构示意图

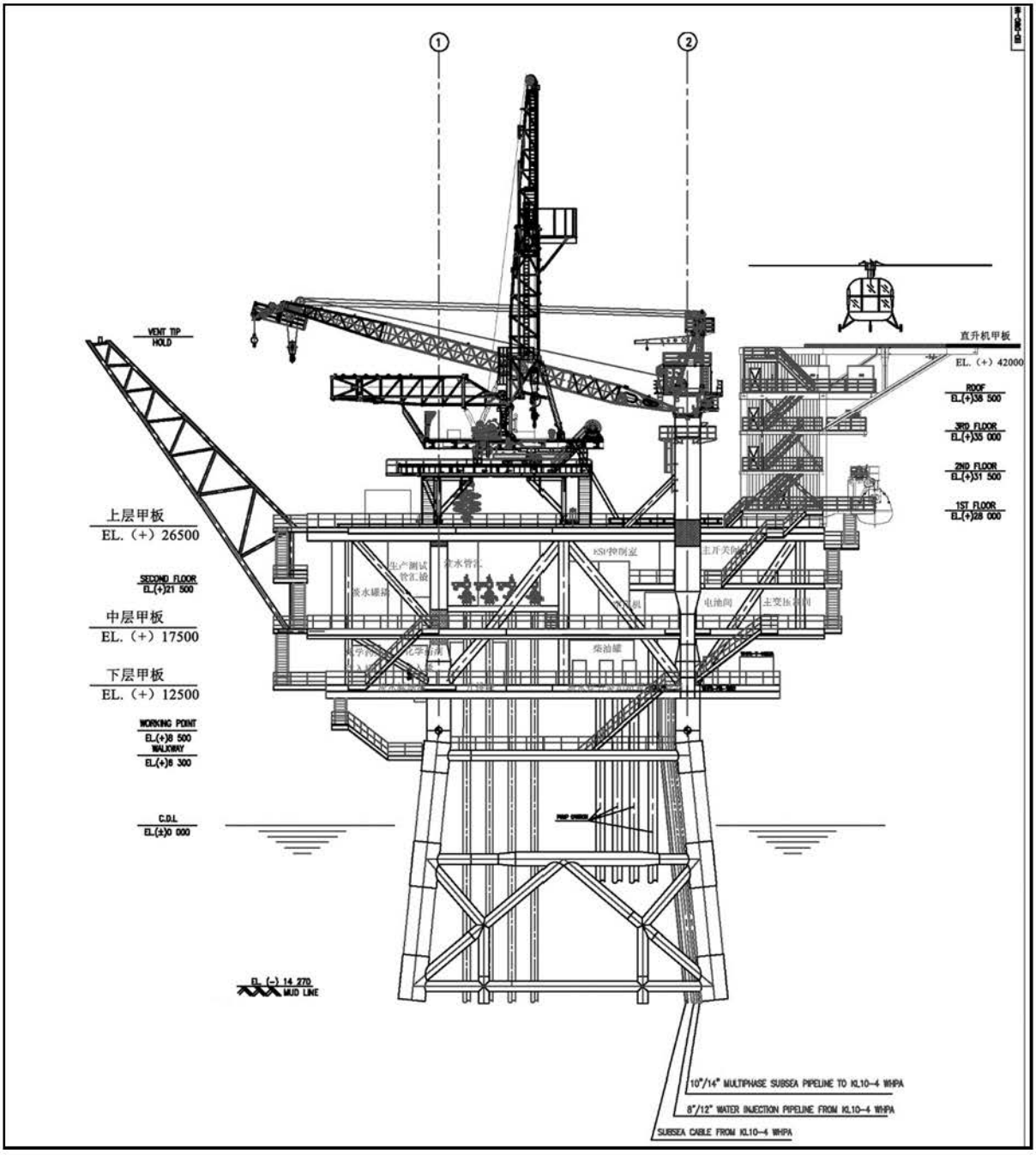


图 2.2-2（b） KL16-1 WHPA 平台南立面图

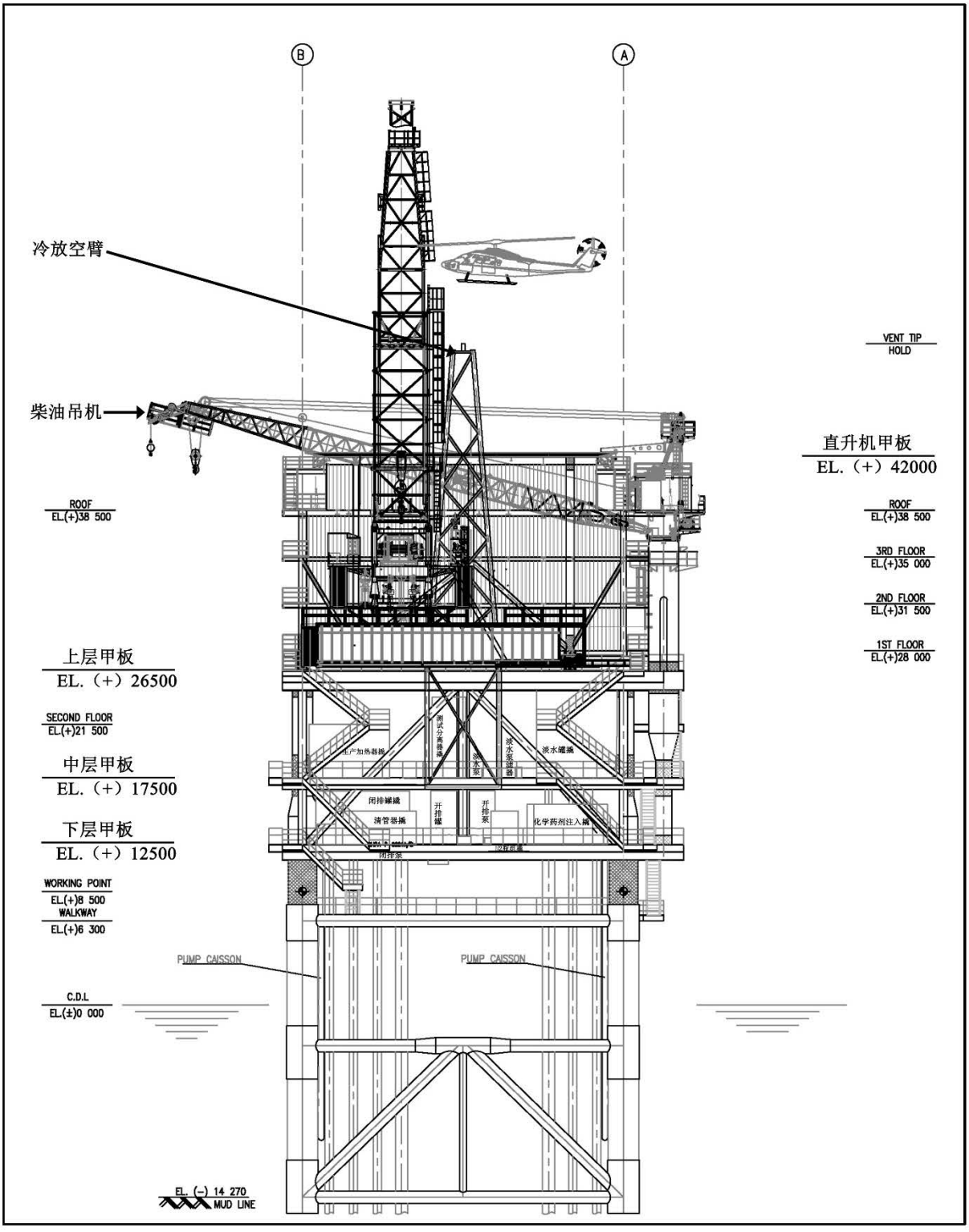


图 2.2-2（c） KL16-1 WHPA 平台西立面图

2.2.2.1 平台结构及平面布置

（1）平台结构

KL16-1 WHPA 平台是一座四腿四桩井口平台，设有 40 人生活楼。平台共设三层甲板，分别是上层甲板、中层甲板、下层甲板，同时设有直升机甲板。

a、上层甲板

甲板的尺寸为 47.45m×28.85m，标高 EL.（+）26.5m。甲板东侧设生活楼和飞机甲板，生活楼西侧布置有溢油回收装置、管堆场、180 修井机及其配套设施。甲板南侧设有一台吊机，火炬臂位于甲板的西侧。生活楼尺寸为 24m×7m×10.5m，每层层高 3.5 米，直升飞机甲板位于生活楼顶层，与生活楼顶层保留 3.5 米的空间，用来放置热水罐等设备。两艘救生艇悬挂于生活楼东侧舷外。

b、中层甲板

甲板尺度为 45.95m×27.3m，标高 EL.(+)17.5m。甲板的东侧设两层电气房间。二层房间的标高为 EL.（+）21.5m。

在平台南侧 1 轴东侧设置了一个吊货区。

井口区位于 1 轴东侧，在 1 轴和 2 轴之间井口区东侧设置了 A60 防火墙，用以分隔危险区和非危险区。

西侧为危险区，主要布置了生产加热器、测试加热器、生产测试管汇、测试分离器、注水管汇、多相流量计和淡水罐等设备。

东侧为安全区，主要布置了两层的电气房间，一层主要布置有应急发电机房、应急开关间、中控室、电潜泵变压器间和 FM200 间。二层主要布置有电潜泵控制间、主变压器间、主开关间、电池间和实验室。电动消防泵布置在一层的应急开关间北侧，公用风和仪表风储罐、压缩机布置在一层 FM200 间南侧。在 A 轴南侧甲板边缘布置了生活污水处理装置的滤器、撇油器等设备。

c、下层甲板

甲板尺度为 40.35m×30.3m，标高 EL.（+）12.5m。

在平台南侧 1 轴东侧设置了一个吊货区。

该层甲板在 1 轴和 2 轴之间井口区东侧设置了 A60 防火墙，用以分隔危险区和非危险区。

西侧危险区主要设有清管球收球筒、闭排系统、开排系统和化学药剂撬。

东侧安全区主要布置了生活污水处理装置、应急置换泵、柴油系统，海水系统、注水收球筒和电动消防泵。同时在北侧设置了一个油漆间。

新建平台布置情况见图 2.2-3，甲板尺寸及主要设施见表 2.2-2。

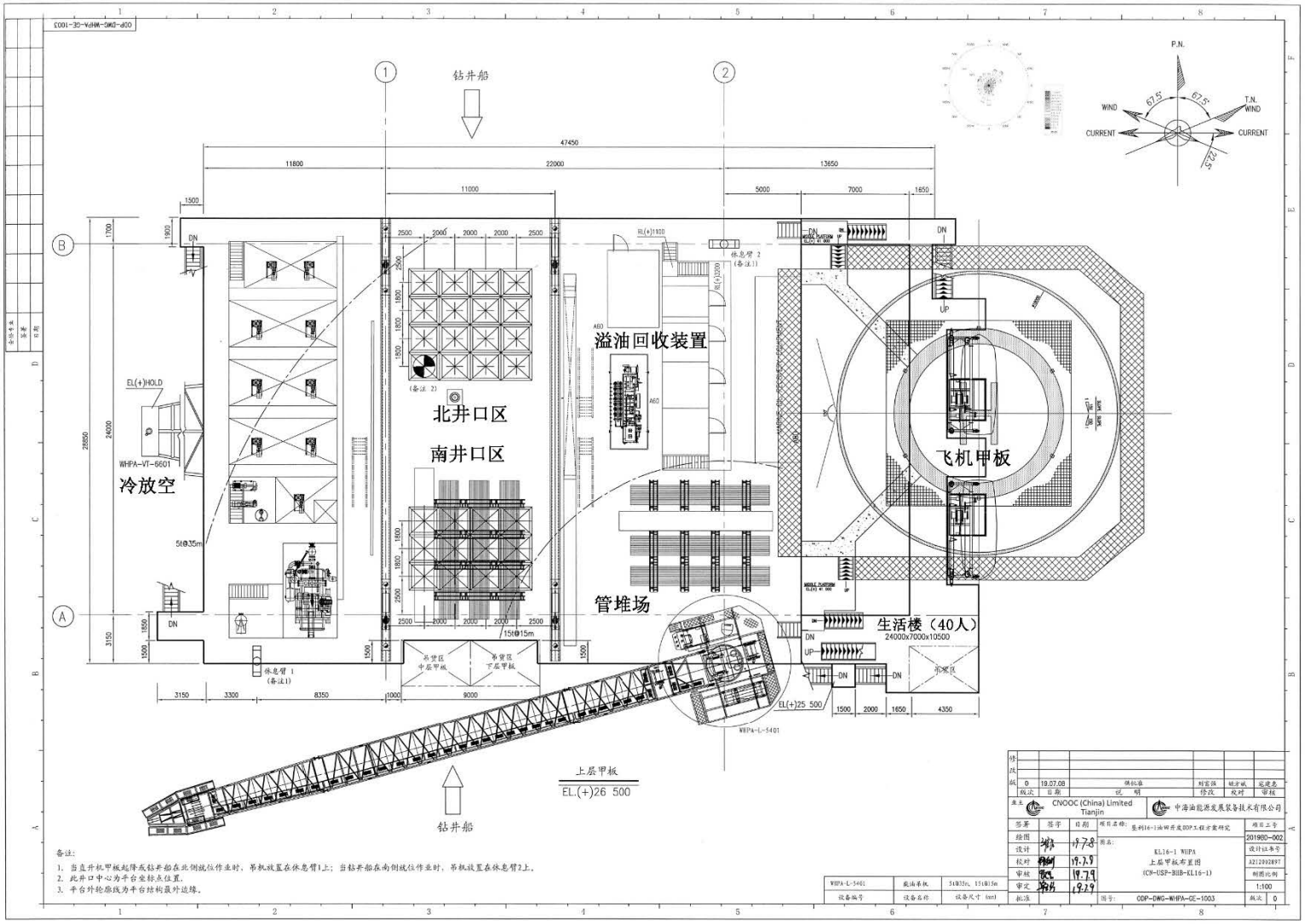


图 2.2-3（a） KL16-1 WHPA 平台上层甲板布置图

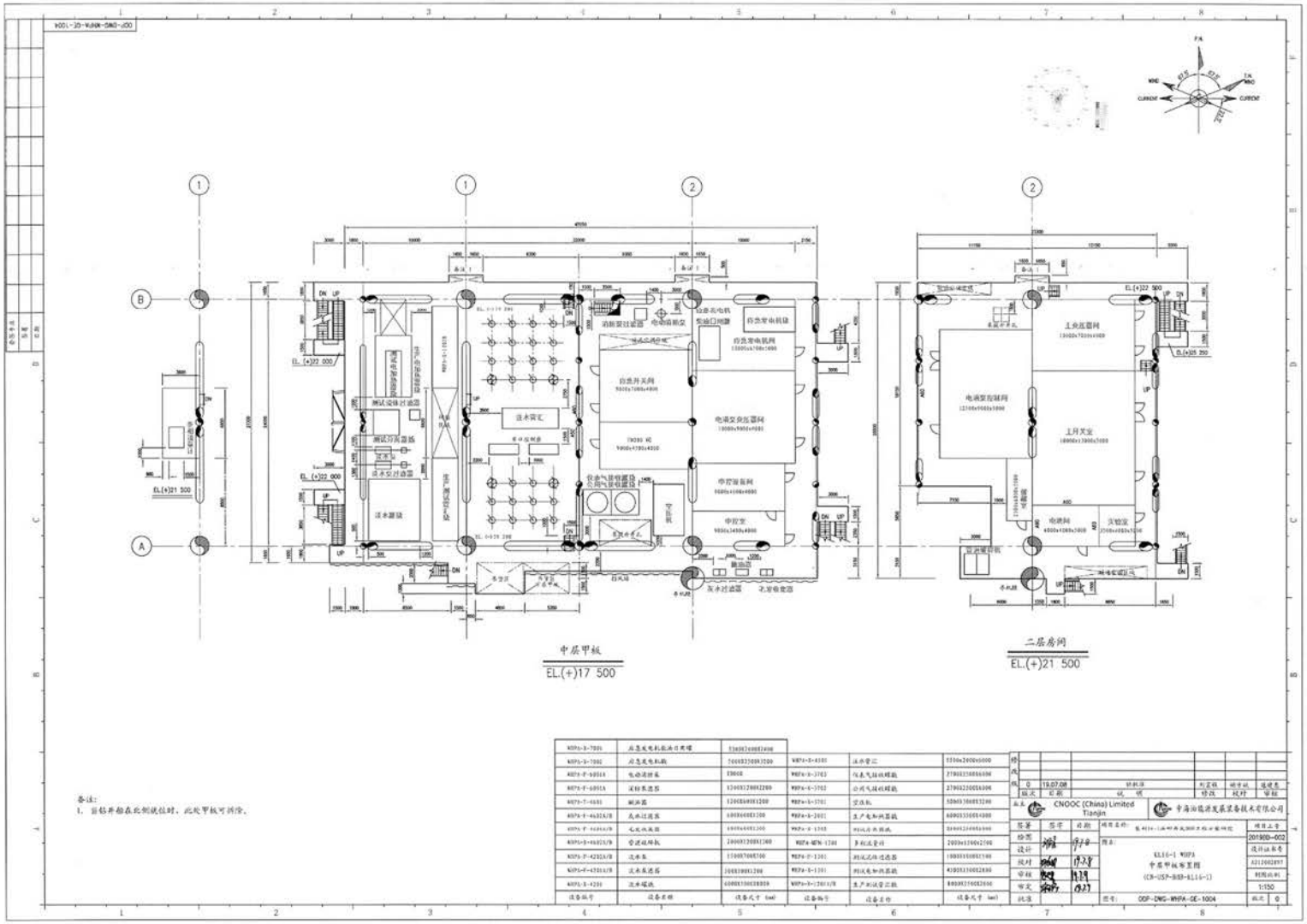


图 2.2-3（b） KL16-1 WHPA 平台中层甲板布置图

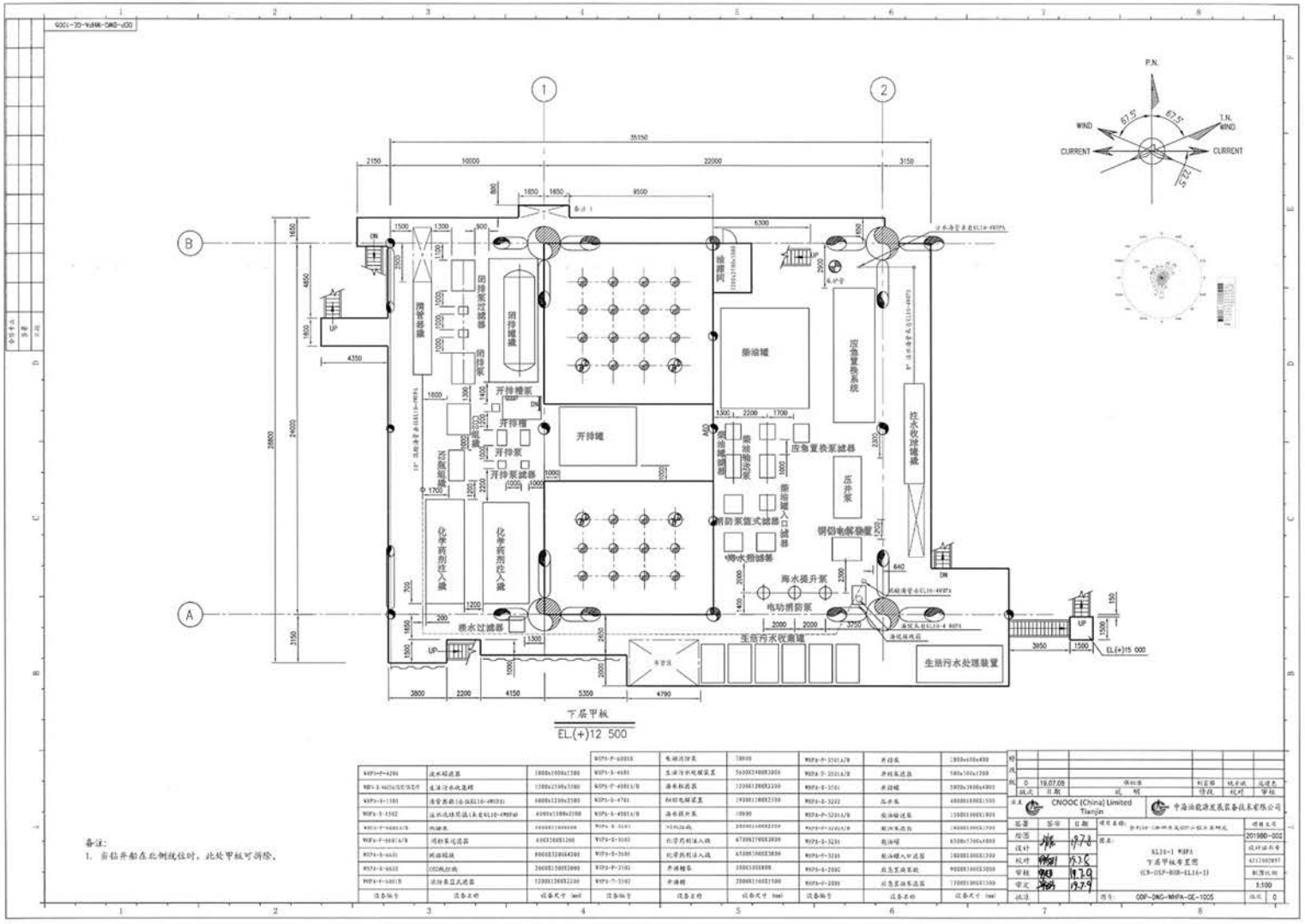


图 2.2-3（c） KL16-1 WHPA 平台下层甲板布置图

表 2.2-2　KL16-1 WHPA 平台甲板尺寸及主要设施一览表

项目	甲板尺寸/标高	主要设施
上层甲板	上层甲板的尺寸为 45.8m×28.7m，标高 EL.（+）26m	甲板东侧布置 40 人生活楼，每层层高 3.5 米。直升飞机甲板位于生活楼顶，与生活楼顶层保留 3.5 米的空间，用来放置热水罐等设备。两艘救生艇悬挂于生活楼东侧舷外。生活楼西侧布置溢油回收装置、管堆场和 180 修井机及其配套设施。甲板南侧设有一台能力为 5t@35m，15t@15m 的柴油吊机，冷放空位于甲板的西侧。平台布置 28 个井槽（其中 4 口为单筒双井），分别设置在平台南北两侧，井槽间距为 2.0m×1.8m。
中层甲板	中层甲板的尺度为 45.15m×28.8m，标高 EL.（+）17m	甲板的东侧设两层电气房间，二层房间的标高为 EL.（+）21.5m，主要包括应急发电机房（1 台 800kw 柴油应急发电机）、应急开关间、主变压器间、电潜泵控制间、电潜泵变压器间，主开关间。②轴设有 A60 防火墙，用以分隔危险区和非危险区。该层甲板主要布置公用/仪表风系统（空气压缩机、空气入口过滤器、干燥器和公用/仪表风储罐等）、淡水罐及主工艺系统（测试管汇、测试加热器、测试分离器、生产管汇、外输加热器等）。
下层甲板	下层甲板尺度为 34.8m×28.8m，标高 EL.（+）12.3m	该层甲板主要设有清管球收球筒、淡水系统（2 个淡水罐、2 台淡水泵、1 个压力水罐、1 个热水罐）、海水系统（海水提升泵、海水过滤器）、柴油系统（柴油过滤器、柴油储罐、柴油输送泵）、精细注水系统（预留），生活污水处理装置（双联式过滤器、生活污水处理装置）、开/闭排系统（开式排放罐、开式排放泵过滤器、开式排放泵、闭式排放管汇、闭排兼冷放空排放罐、闭式排放泵）、化学药剂注入系统、应急置换泵、清管球发球筒等。②轴设有 A60 防火墙，用以分隔危险区和非危险区。

（2）平台防腐

①平台外防腐

平台防腐划分为 3 个腐蚀区域，即大气区、飞溅区和全浸区。大气区采用高性能重防腐涂层；飞溅区增加壁厚、高性能防腐涂层（或包覆层）与阴极保护联合保护的方法；全浸区内钢结构采用阴极保护防腐蚀措施，采用长条型铝基牺牲阳极。

②平台内防腐

平台上部主要设施及管线拟采用“碳钢+腐蚀余量+缓蚀剂”的防腐方案。

2.2.3 钻完井方案

2.2.3.1 井槽平面布置

垦利 16-1 油田 WHPA 平台分两个井口区，分别设置在平台南北两侧。井槽按照 4×4+4×3 形式布置，布置 28 个井槽（4 口为单筒双井），井槽间距为 2.0m×1.8m。KL16-1 WHPA 平台井槽平面布置见图 2.2-4。

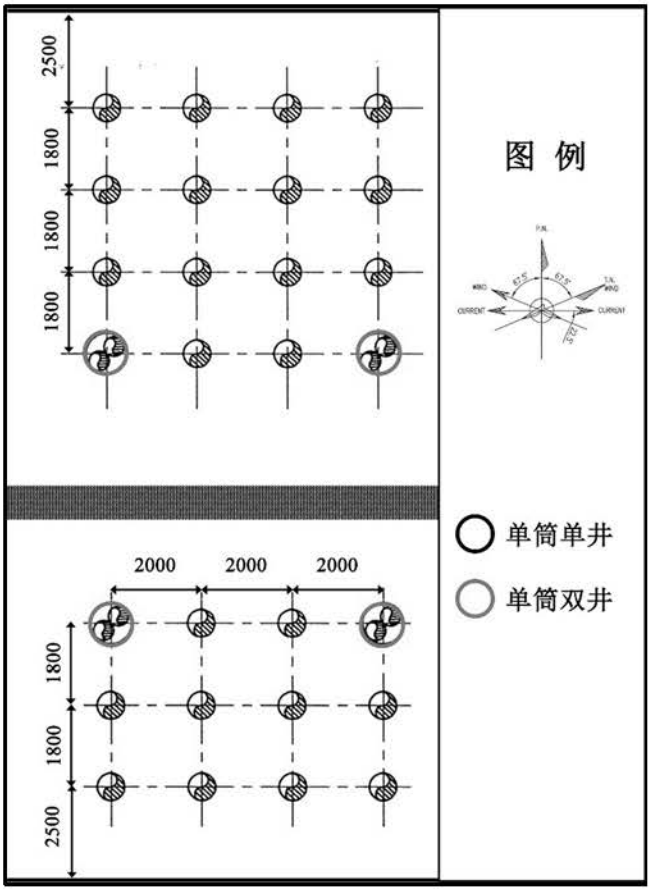


图 2.2-4 KL16-1 WHPA 平台井槽平面布置图

2.2.3.2 钻井基本参数

本工程共钻井 32 口，钻井基本参数见表 2.2-3。

表 2.2-3 垦利 16-1 油田钻井基本参数一览表

序号	目的层位	井型	井数	井别	井深分类	井深	套管尺寸（in）×下深（m）
1	馆陶组	定向井	2	生产井	1000-2000m	[redacted]	[redacted]
				生产井			
			2	注水井	2000-3000m		
				生产井			
			4	生产井	3000-3500m		
				生产井			
				注水井			
				注水井			
			2	生产井	3500-4000m		
				先期排液注水井			
			2	生产井	4000m 以上		
				生产井			
		水平井	1	生产井	3500-4000m		
2	沙河街组	定向井	5	生产井	1000-2000m		
				先期排液注水井			
				生产井			
				注水井			
				生产井			
			8	先期排液注水井	2000-3000m		
				注水井			
				生产井			
				生产井			
				生产井			
				生产井			

				注水井		[redacted]	
				注水井		[redacted]	
			2	生产井	3000-3500m	[redacted]	
				生产井		[redacted]	
			1	注水井	3500-4000m	[redacted]	
3	中生界	定向井	2	生产井	1000-2000m	[redacted]	
				生产井		[redacted]	
			1	生产井	3500-4000m	[redacted]	

2.2.3.3 井身结构

典型井身结构图见 2.2-5。

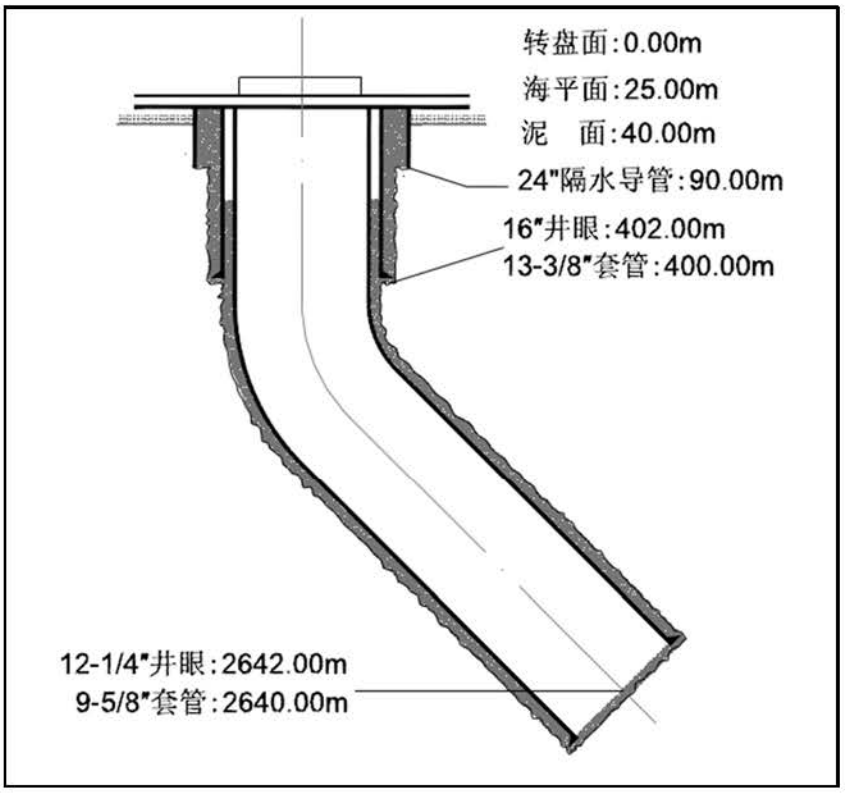


图 2.2-5（a） 典型二开井井身结构示意图

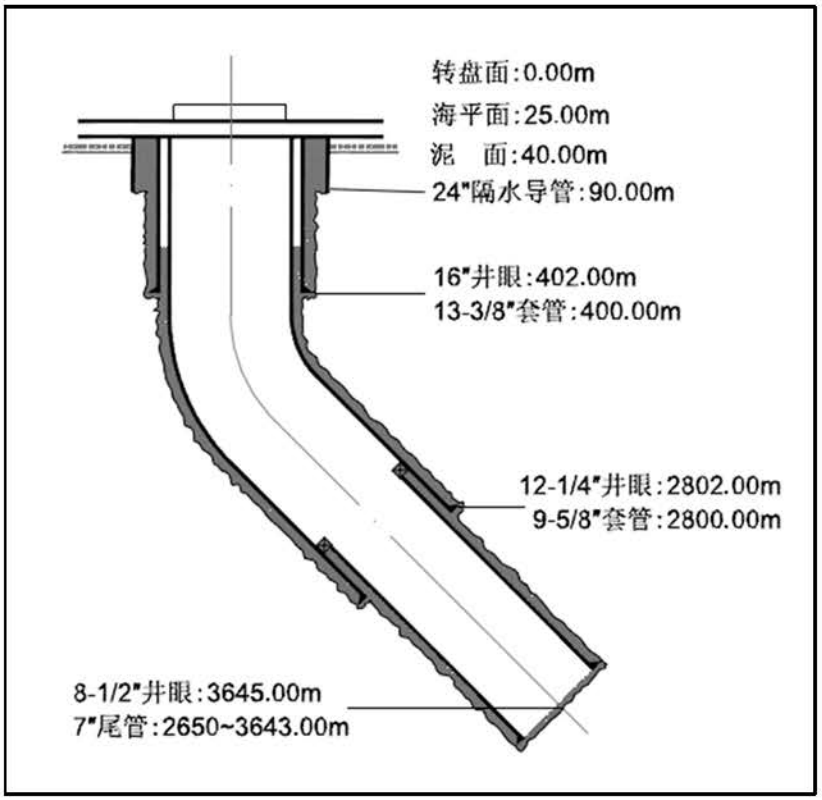


图 2.2-5（b） 典型三开井井身结构示意图

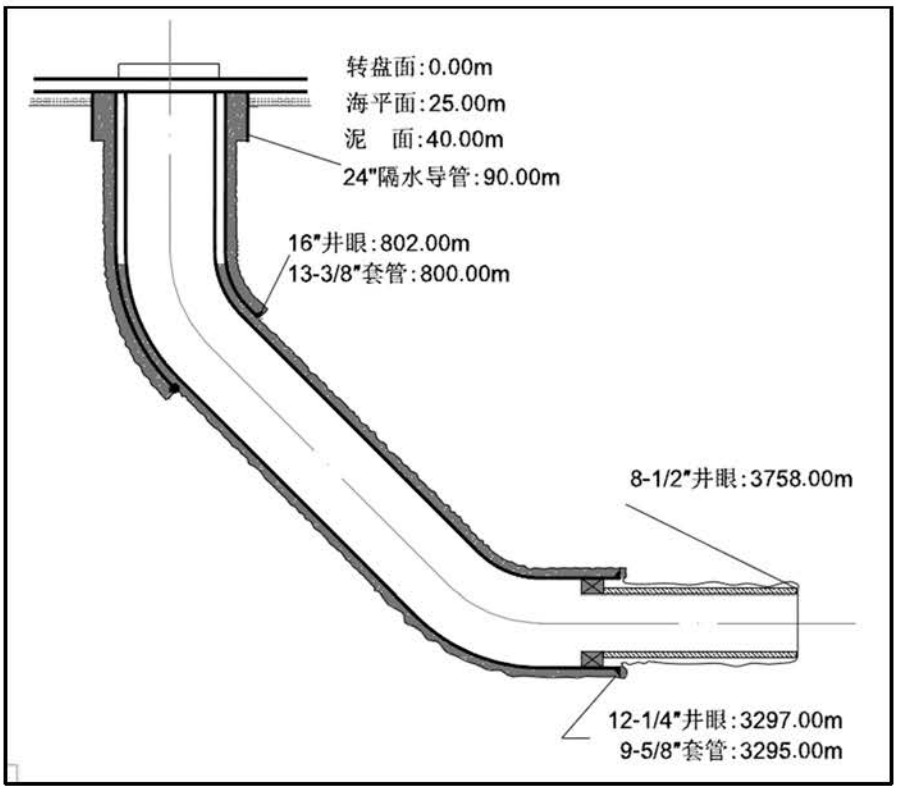


图 2.2-5（c） 典型水平井井身结构示意图

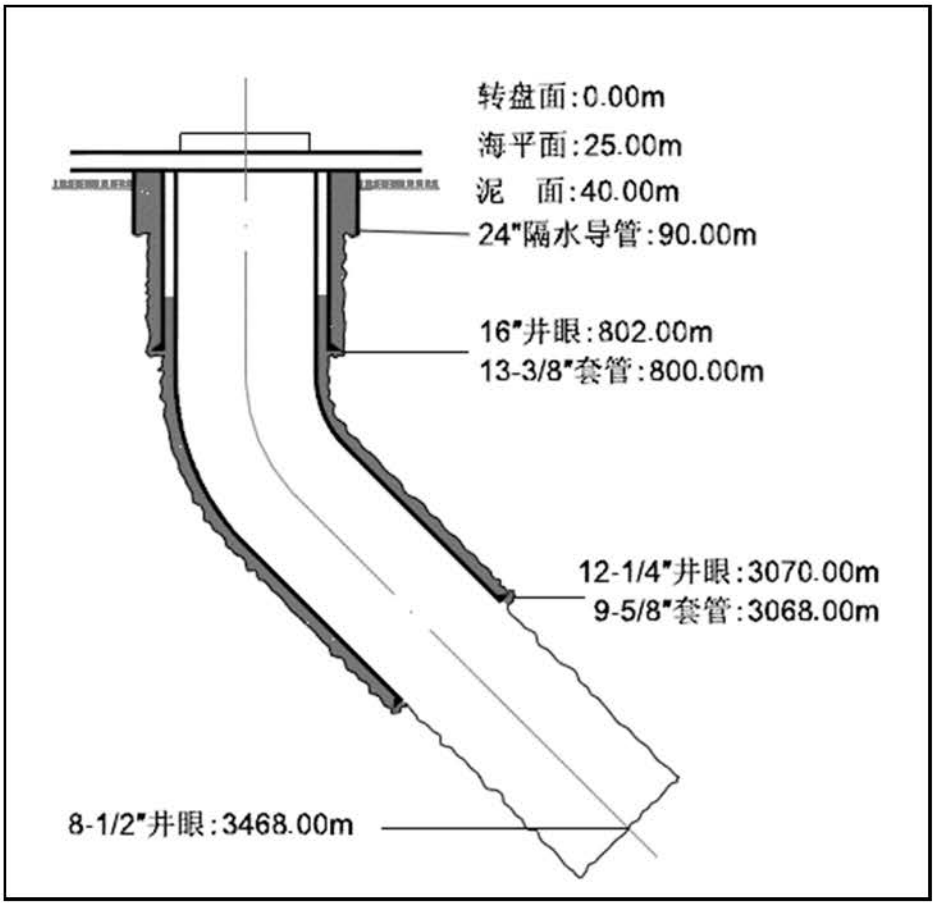


图 2.2-5（d） 典型定向井井身结构示意图

2.2.4 海底管道、电缆铺设方案

2.2.4.1 路由及登陆位置选择

（1）路由选择

垦利 16-1 油田采用依托垦利 10-4 油田和垦利 10-1 油田的全海式开发模式。本工程拟建的 KL16-1 WHPA 平台和 KL10-4 WHPA 平台之间的混输海底管道、注水海底管道、海底电缆平行铺设。路由选线的原则为：海底管道路由尽量平直，距离最短；路由处于海底地形平坦且稳定的地段；尽量避开航道、养殖区、障碍物和军事禁区；尽量避免管道跨越。由于工程海域的自然条件和海洋开发活动均完全一致，海底管道和电缆铺设无需避让，管线/电缆以膨胀弯之间直线连接方式设计路由，无跨越点。

（2）登陆位置选择

管线/电缆登陆平台主要考虑远离敏感目标、路由布置、平台总体布置、钻井船就位区避让等因素，最终确定：（1）海底混输管线在 KL16-1 WHPA 平台侧由 A2 桩腿登陆，在 KL10-4 WHPA 平台侧由 B1 桩腿登陆；（2）海底注水管线在 KL16-1 WHPA 平台侧由 B2 桩腿登陆，KL10-4 WHPA 平台侧由 B1 桩腿登陆；（3）海底电缆在 KL16-1 WHPA 平台侧由 A2 桩腿登陆，在 KL10-4 WHPA 平台侧由 B1 桩腿登陆。

KL16-1 WHPA 平台和 KL10-4 WHPA 平台间的管缆路由见图 2.2-6，管缆登陆平台位置见图 2.2-7 和图 2.2-8。

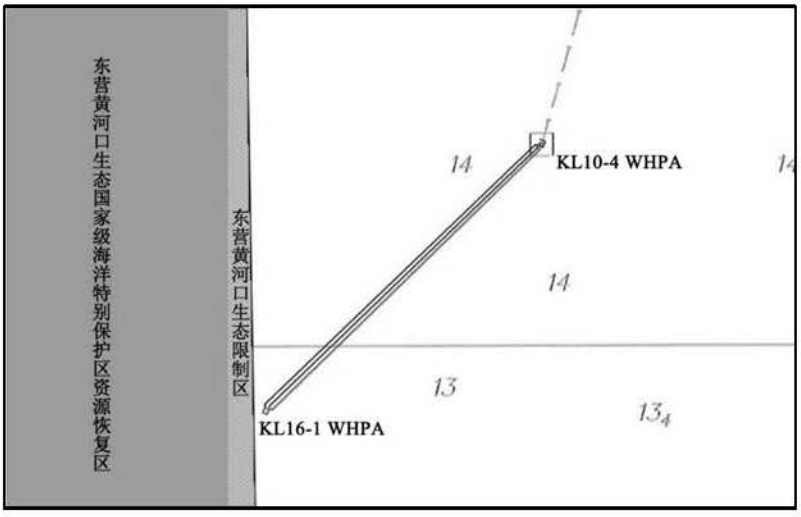


图 2.2-6 KL16-1 WHPA 平台和 KL10-4 WHPA 平台间的管缆路由示意图

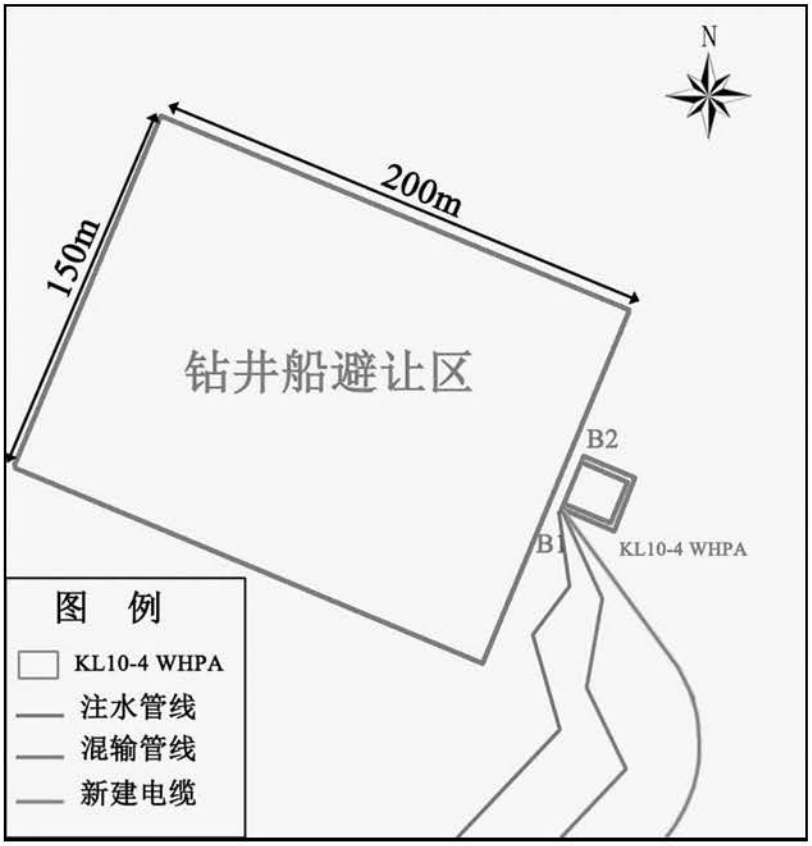


图 2.2-7　拟建海管电缆登陆 KL10-4 WHPA 平台示意图

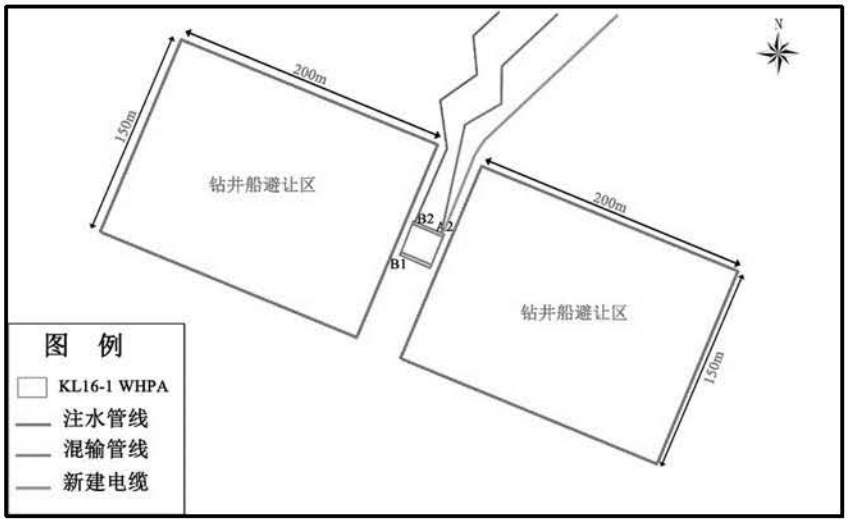


图 2.2-8　拟建海管电缆登陆 KL16-1 WHPA 平台示意图

2.2.4.2　管道、电缆基本信息

KL16-1 WHPA 平台不设电站，电力依托垦利电网，新建一条海底电缆与 KL10-4 WHPA 平台相连，从而保证垦利 16-1 油田的电力供应。本次新建混输管道信息见表 2.2-4，新建注水管道信息见表 2.2-5，新建电缆信息见表 2.2-6，典型海底管道和电缆结构图见图 2.2-9~2.2-11。

表 2.2-4　本次新建 KL16-1 WHPA 至 KL10-4 WHPA 平台混输管道基本信息

混输管道名称	管线长度（km）	管径	输送介质	设计压力	设计温度	设计使用年限
KL16-1 WHPA 至 KL10-4 WHPA 混输海底管道	7.7	10″/16″	油、气、水	4300kPaA	58℃	25

表 2.2-5　本次新建 KL10-4 WHPA 至 KL16-1 WHPA 平台注水管道基本信息

混输管道名称	管线长度（km）	管径	输送介质	设计压力	设计温度	设计使用年限
KL10-4 WHPA 至 KL16-1 WHPA 注水海底管道	7.7	8″	水	17100 kPaA	65℃	25

表 2.2-6　本次新建 KL10-4 WHPA 至 KL16-1 WHPA 平台海底电缆基本信息

混输管道名称	管线长度（km）	尺寸	额定电压	设计使用年限
KL10-4 WHPA 至 KL16-1 WHPA 海底电缆	7.7	3×95mm²	35kV	25

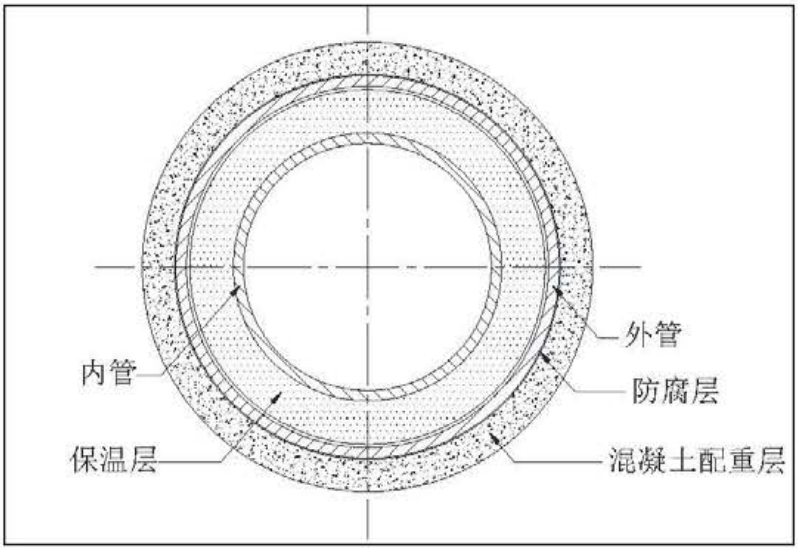


图 2.2-9　本次新建 KL16-1 WHPA 至 KL10-4 WHPA 平台混输管道剖面图

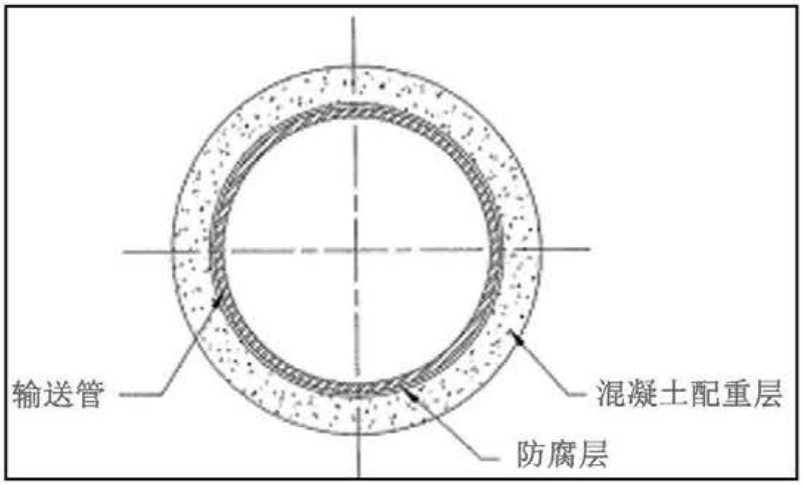


图 2.2-10　本次新建 KL10-4 WHPA 至 KL16-1 WHPA 平台注水管道剖面图

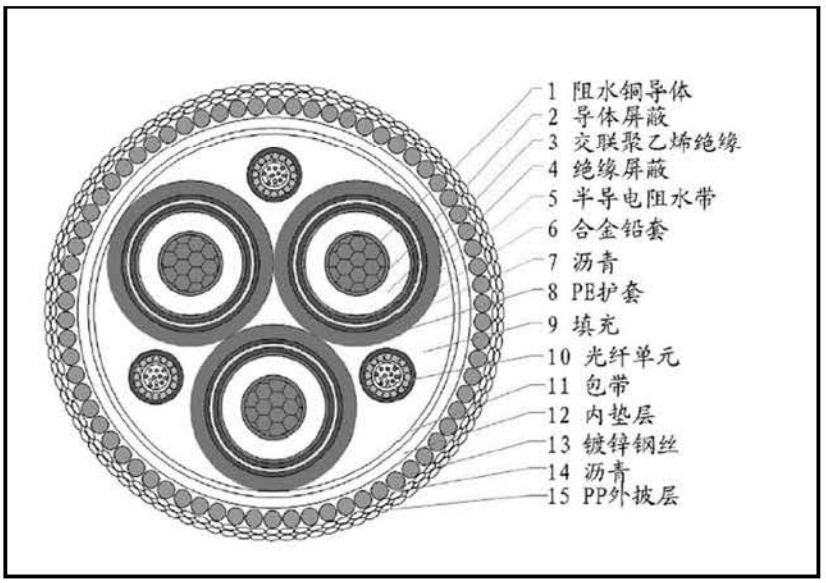


图 2.2-11　本次新建 KL10-4 WHPA 至 KL16-1 WHPA 平台海底电缆剖面图

2.2.4.3　海底管道防腐

为减小管线等钢结构的腐蚀破坏，保证系统长期安全有效的运行，对海底管线的钢结构采取防腐涂层与阴极保护的联合保护方法。本工程混输和注水海底管道均采用 3LPE 涂层系统，混输管道涂层厚度为 3.5mm，注水管道涂层厚度为 3.1mm。

立管外管飞溅区采用抗冲击性能好、耐紫外线、耐磨性能好的氯丁橡胶，底层为 FBE 底漆，总厚度不小于 13.0mm，其余部分采用 3LPE 涂层系统。

海底管道阴极保护可采用外加电流和牺牲阳极两种类型。综合阳极性能及经济性考虑，采用手镯型铝基牺牲阳极。管线防腐的具体情况详见表 2.2-7。

表 2.2-7　管线防腐的牺牲阳极环使用情况

序号	管线	输送介质	阳极的种类	个数（块）	单个重量（kg）
1	KL16-1 WHPA 至 KL10-4 WHPA 混输管线	油、气、水	镯状阳极	144	31
2	KL10-4 WHPA 至 KL16-1 WHPA 注水管线	水	镯状阳极	144	31

2.2.5　生产工艺及物流集输流程

2.2.5.1　物流集输工艺

新建 KL16-1 WHPA 平台生产物流通过新建海底混输管道输到已建的 KL10-4 WHPA 平台，与 KL10-4 WHPA 平台生产物流汇合后，一起输送至 KL10-1 WHPB 平台，然后经栈桥输送至 KL10-1 CEP 平台进行处理，处理合格的原油经海底原油管道和

KL3-2 CEPA 平台，最后输送至东营原油终端；分离出的天然气供 KL10-1 CEP 透平使用；分离出的生产水处理合格后通过已有和新建的海底注水管线回注至垦利 10-1 油田、垦利 10-4 油田和垦利 16-1 油田，不外排。生产物流集输流程见图 2.2-12。

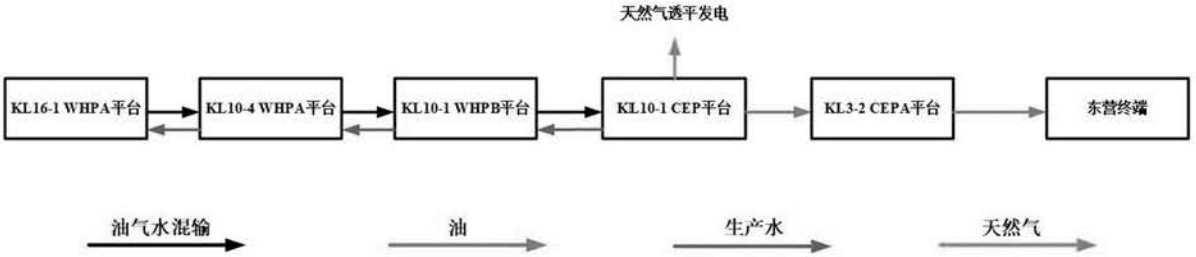


图 2.2-12　垦利 16-1 油田生产物流集输流程图

2.2.5.2　垦利 16-1 油田生产工艺流程

新建 KL16-1WHPA 平台设置 32 口井，采用电潜泵采油。新建平台需要计量的生产物流经测试管汇进入测试加热器，加热到 [redacted] 后进入测试分离器，进行油气水计量，计量后的流体与各井口生产物流在生产管汇汇合后，进入外输加热器（2021~2022 年，物流加热至 [redacted] 外输；2023~2028 年，加热至 [redacted] 外输；2029 年以后，物流不再加热外输），所产生产物流经混输海底管道输送至 KL10-4WHPA 平台。生产工艺流程见图 2.2-13。

2.2.5.3　垦利 16-1 油田注水工艺流程

新建 KL16-1WHPA 平台上的注水水源全部来自于 KL10-1 CEP 平台上处理合格的高压注水，经 KL10-1 WHPB 平台，通过注水海底管道输送到 KL10-4 WHPA 平台，然后通过新建注水海底管道输至 KL16-1 WHPA 平台，再经过注水管汇分配后回注地层。垦利 16-1 油田注水工艺流程见图 2.2-14。

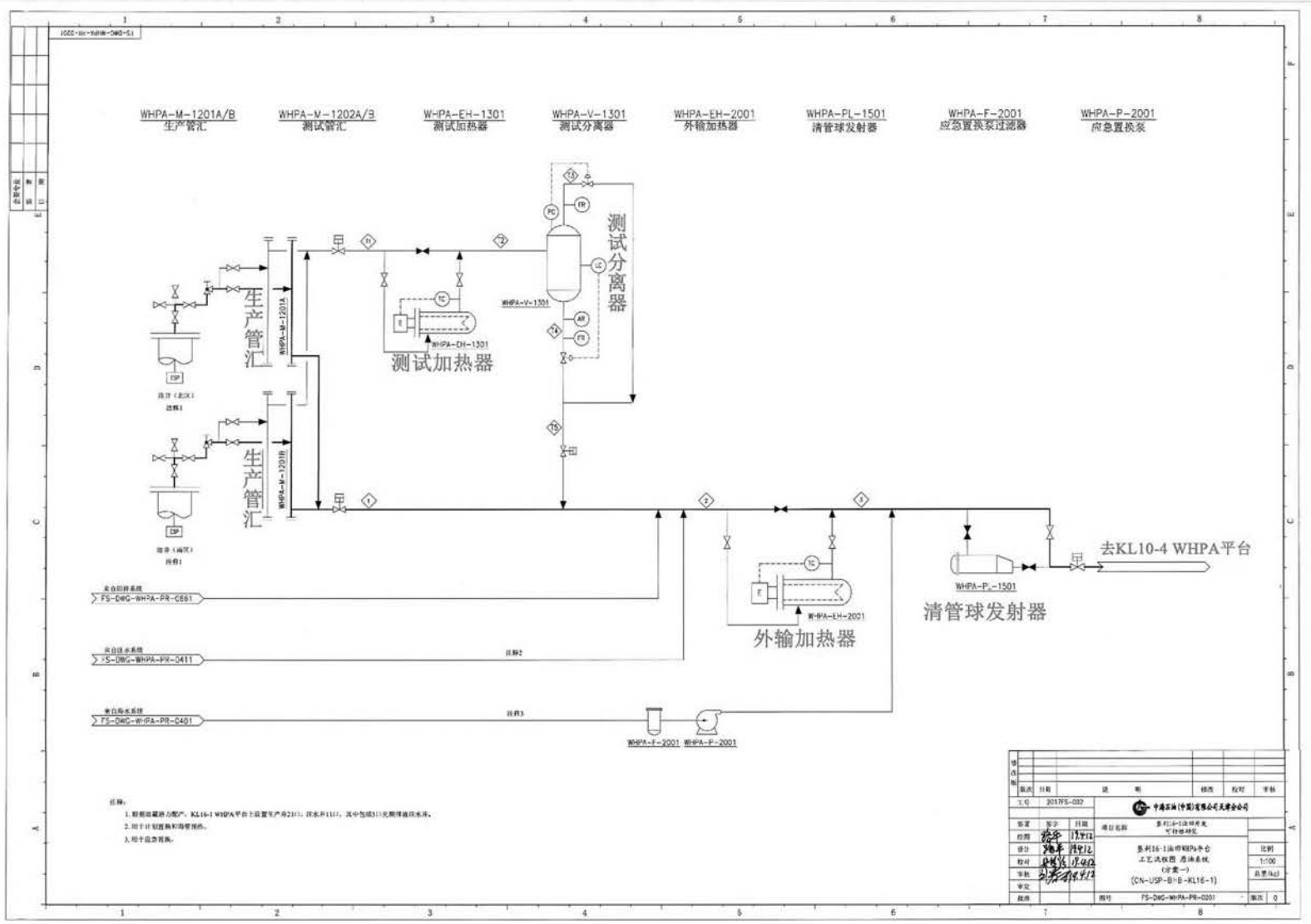


图 2.2-13　垦利 16-1 油田生产工艺流程图

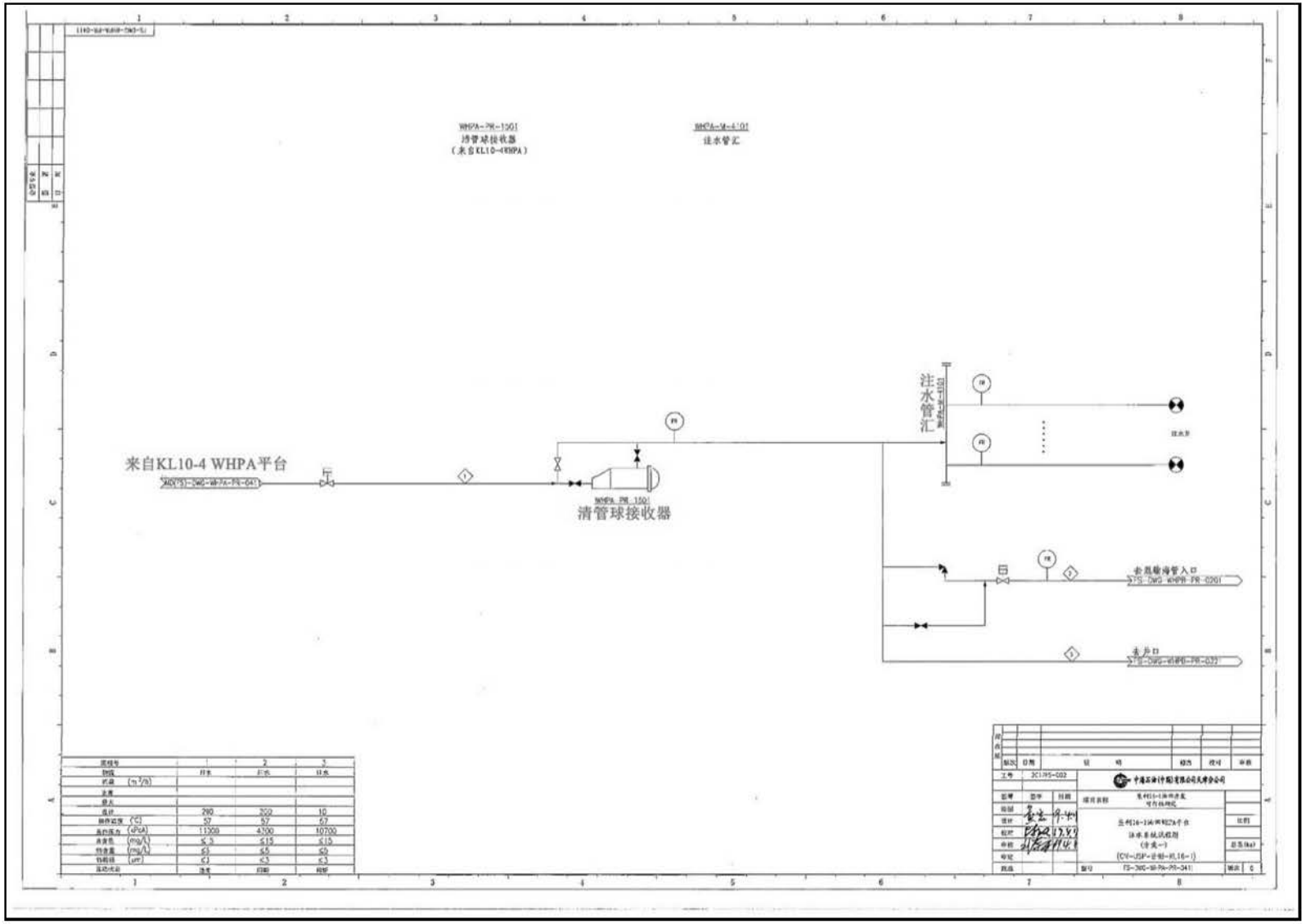


图 2.2-14　垦利 16-1 油田注水工艺流程图

2.2.6 环保工程

环保工程主要包括生活污水处理系统、开式排放系统、闭式兼冷放空系统和固体废物收集装置。

2.2.6.1 生活污水处理系统

KL16-1WHPA 平台上设置一套 60 人生活污水处理装置，设计处理规模按照 30.3m^3/d，采用电解法。

（1）灰水处理工艺

KL16-1WHPA 平台上含油灰水先经过撇油器处理，与无油灰水一起经双联篮式过滤器处理后进入开排罐，再通过开排泵打入闭排系统，然后进入工艺处理流程。当海上油气生产设施生产系统停产或出现其它事故，灰水不能直接进入开排罐时，预处理后的灰水与黑水一并进入生活污水处理装置进行处理，经处理达标后排海。

（2）黑水处理工艺

KL16-1 WHPA平台上生活污水中的黑水采用电解法处理，其出水水质指标符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）的要求后排海（COD 浓度≤300mg/L）。生活污水处理工艺流程见图 2.2-15。

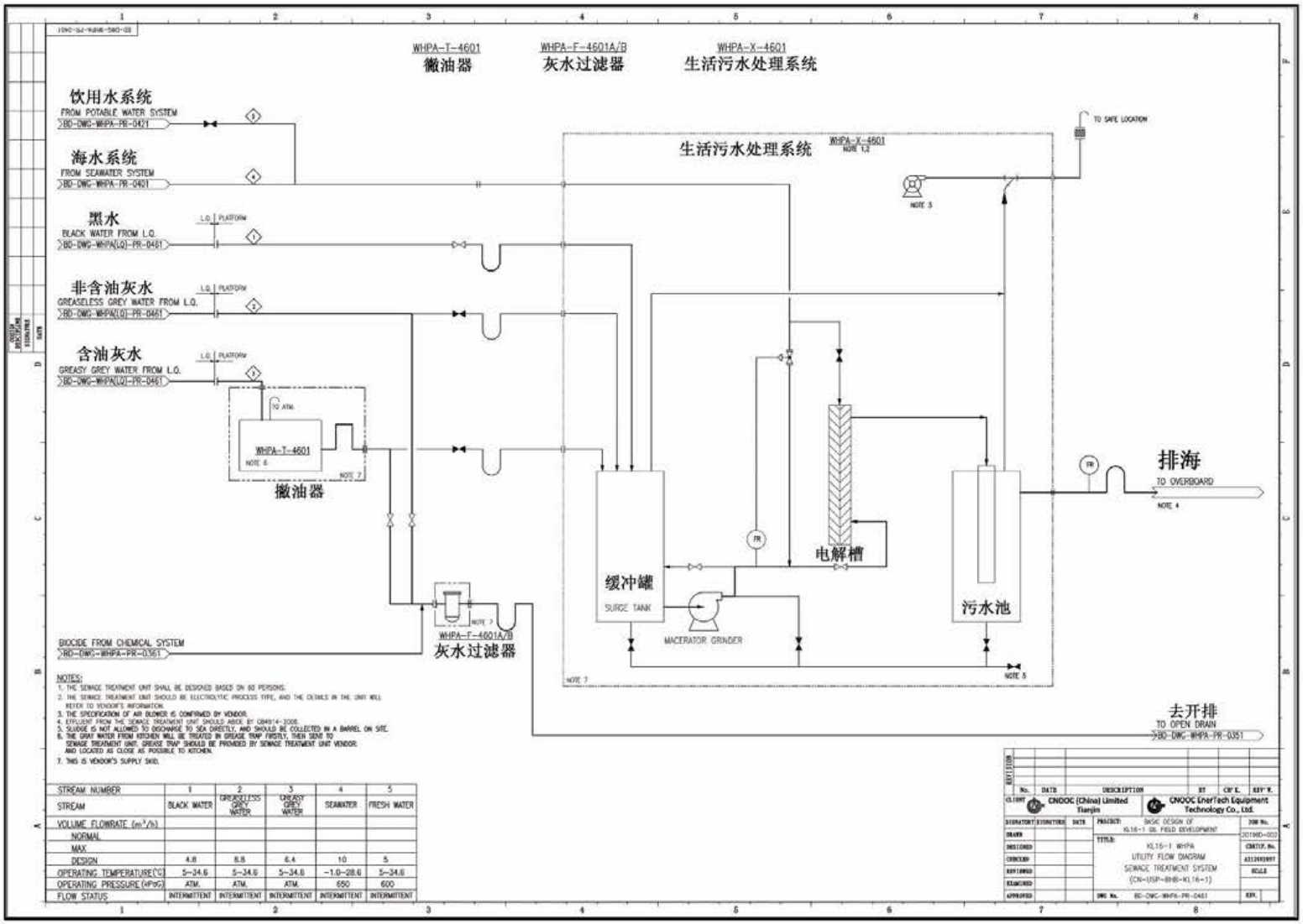


图 2.2-15　垦利 16-1 油田生活污水处理工艺流程图

2.2.6.2 开式排放系统

开式排放系统主要包括开式排放罐、开式排放泵过滤器和开式排放泵。开式排放罐主要用来收集溢出液、设备冷却、冷凝水、甲板雨水和冲洗水。当开式排放罐达到一定的液位时，经过开式排放泵过滤器过滤后，由开式排放泵将含油污水打入闭式排放罐，工作甲板的污油水进入开排槽中，由开排槽泵打回开排罐中。

2.2.6.3 闭式排放/冷放空系统

闭式排放/冷放空系统由闭式排放管汇、闭排兼冷放空罐和闭式排放泵。该系统主要收集带压容器、管线等排放出的带压流体。各工艺设备排放出的带压流体，通过闭式排放管线进入闭式排放罐，当闭式排放罐到一定液位时，经闭式排放泵输送至海底管道进行入口；分离出的气体通过冷放空管排入大气。

2.2.6.4 固体废物收集装置

本平台平时有作业人员值守，在平台上设置生活垃圾和生产垃圾分类收集装置。

2.2.7 公用工程

2.2.7.1 供电工程

新建 KL16-1 WHPA 平台不设电站，电力依托垦利电网，通过一条 7.7km 海底复合电缆与 KL10-4WHPA 平台相连。平台配置 180 型修井机，平台电力系统为其提供一路馈线电源，并为其提供正常低压电源与应急电源。同时，新建 KL16-1 WHPA 平台配置有伴热系统，为工艺生产设施的各种油管线提供防冻保护和保温加热。

2.2.7.2 柴油系统

KL16-1 WHPA 平台的柴油系统主要包括柴油过滤器、柴油储罐、柴油输送泵和井用泵，平台所耗柴油由供应船定时供给。柴油主要由供应船供应，柴油系统自持能力为 7 天。

2.2.7.3 化学药剂注入系统

为确保油气的正常生产、减缓管线的腐蚀，拟加入的化学药剂有：破乳剂、防蜡剂/清蜡剂、消泡剂、防垢剂、缓蚀剂、降凝剂、杀菌剂、脱氧剂。主要设备有化学药剂撬，包括各种化学药剂罐和相应的化学药剂注入泵。

2.2.7.4 公用/仪表风系统

公用/仪表风系统主要包括空气压缩机、空气入口过滤器、干燥器和公用/仪表风储罐等设施。

2.2.7.5 淡水系统

新建 KL16-1 WHPA 平台上淡水的主要用户包括生活用水、修井、化学药剂配制用水、甲板冲洗用水等。平台所用淡水由供应船补充。

2.2.7.6 海水系统

新建 KL16-1 WHPA 平台上设置海水提升泵、海水过滤器为消防系统、修井机系统、防钓鱼装置、应急置换流程以及冲洗甲板或设备提供海水。为防止海生物在泵的入口生长，堵塞泵的吸入口，平台上设置 1 套供海水提升泵和消防泵共用的防海生物装置，拟采用间接式电解铜铝防海生物装置。

2.2.7.7 消防工程

新建 KL16-1 WHPA 平台上的消防系统包括消防水喷淋系统、消防软管站、消防炮等。在井口区及油气工艺设备设置湿式环形水喷淋管网，消防水管线采用海水维压。

2.2.7.8 自控系统

新建 KL16-1 WHPA 平台设置独立的过程控制系统(PCS)、应急关断系统（ESD）和火气探测系统（FGS），用于平台上的井口控制、生产过程控制、公用系统控制、应急关断和火气探测报警及控制等。

2.2.8 现有依托工程适应性改造

本工程将依托垦利 10-4 油田和垦利 10-1 油田的部分设施进行开发。由于本工程的接入，根据对依托设施主工艺系统、电力系统等校核结果，对 KL10-4 WHPA 平台和 KL10-1 WHPB 平台进行改造。

2.2.8.1 KL10-4 WHPA 平台

KL10-4 WHPA 平台是一座 4 腿导管架平台。为适应本项目，在工作甲板上南侧新增 12.00m×2m 的甲板，用以布置新增电缆护管、输水立管、混输立管；更换下层甲板的一台测试分离器，并封存原生产加热器；更换工作甲板的闭排泵及滤器、清管球发球装置（去往 KL10-1 WHPB 平台），同时新增海缆接线箱、注水发球装置（去往 KL16-

1 WHPA 平台）和清管球收球装置（来自 KL16-1 WHPA 平台）；

由于 KL16-1 WHPA 平台生产物流接入后，KL10-4 WHPA 平台相应公用系统压力需要提高，因此需要更换化学药剂系统及闭式排放系统相关设备。化学药剂系统主要更换破乳剂注入泵、防腐剂注入泵和防垢剂注入泵。

2.2.8.2 KL10-1 WHPB 平台

KL10-1 WHPB 平台是一座 8 腿井口平台。为适应本项目，更换工作甲板上的清管球收球装置（来自 KL10-4 WHPA 平台）。

2.2.8.3 其他改造工程

为适应本项目，对 KL10-4 WHPA 和 KL10-1 WHPB 平台的消防、电气、仪表、通讯等进行适应性改造。

2.2.8.4 小结

本工程主要对 KL10-4 WHPA 和 KL10-1 WHPB 平台进行适应性改造。现有依托工程适应性改造内容见表 2.2-8。KL10-4 WHPA 平台下层甲板改造平面布置见图 2.2-16，工作甲板改造平面布置见图 2.2-17，KL10-1 WHPB 平台工作甲板改造平面布置见图 2.2-18。KL10-4 WHPA 平台主工艺系统改造情况见图 2.2-19，注水系统改造情况见图 2.2-20，化学药剂系统改造情况见图 2.2-21，闭式排放系统改造情况见图 2.2-22，KL10-1 WHPB 平台注水系统改造情况见图 2.2-23。

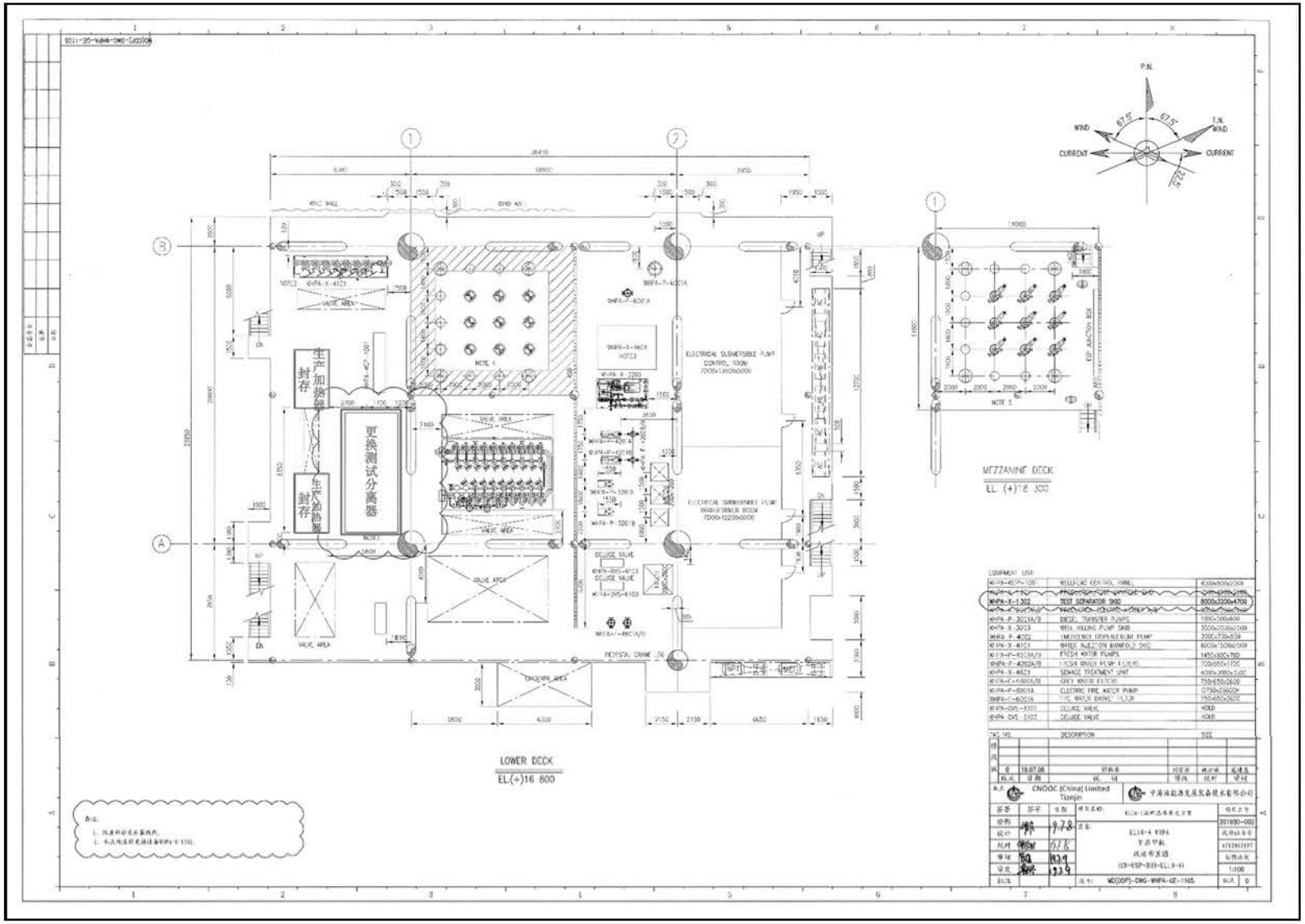


图 2.2-16　KL10-4 WHPA 平台下层甲板改造平面布置图

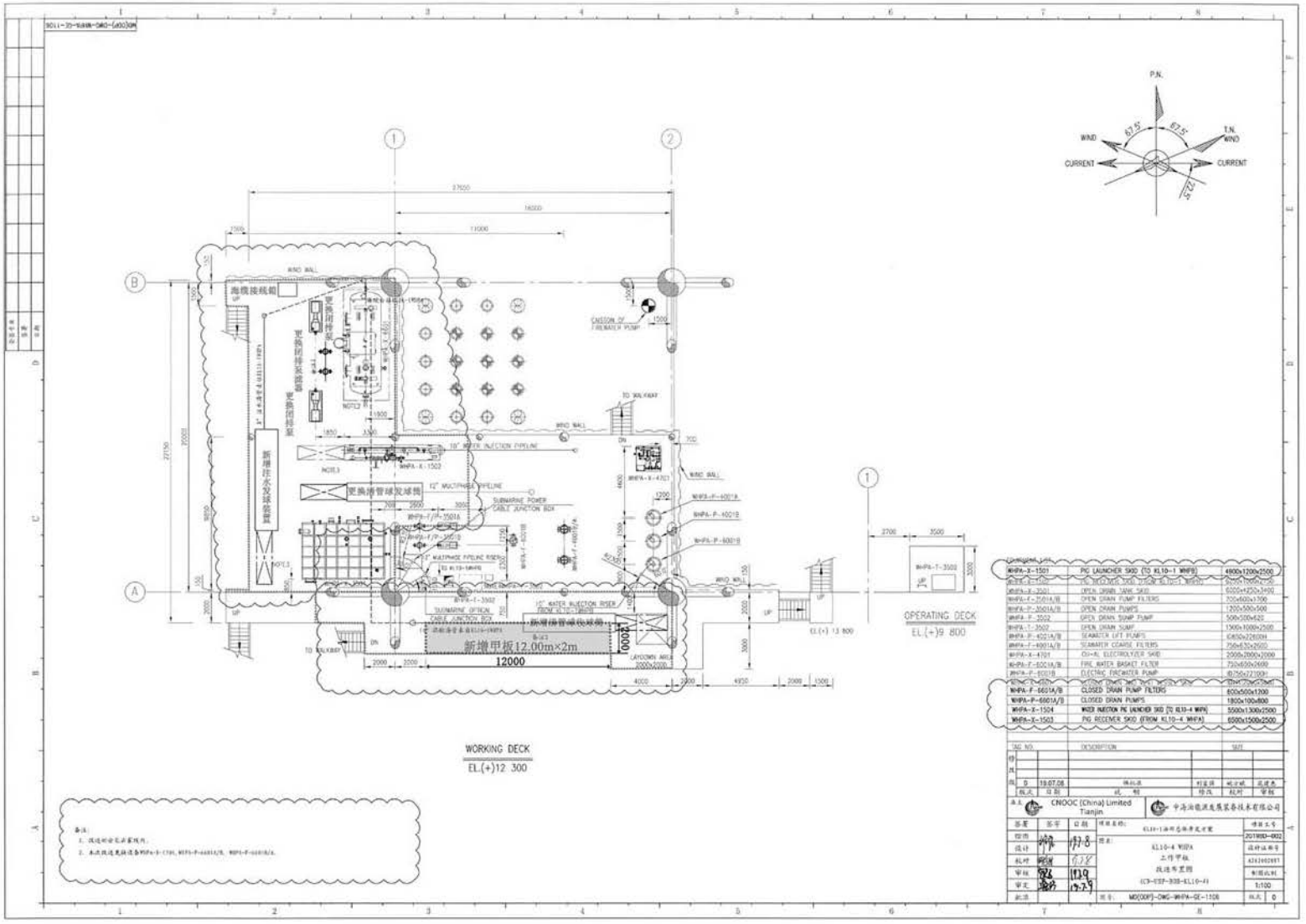


图 2.2-17　KL10-4 WHPA 平台工作甲板改造平面布置图

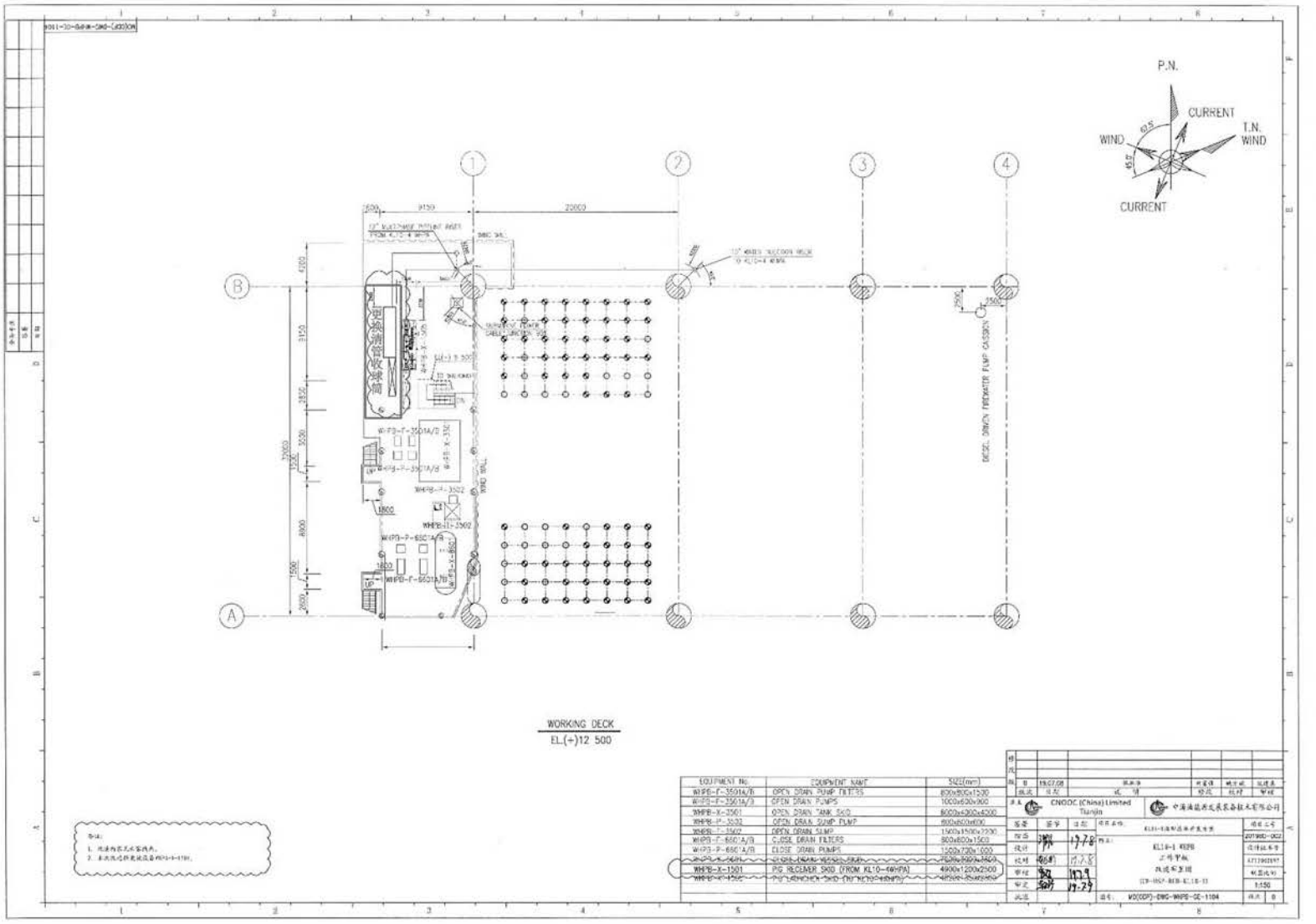


图 2.2-18　KL10-1 WHPB 平台工作甲板改造平面布置图

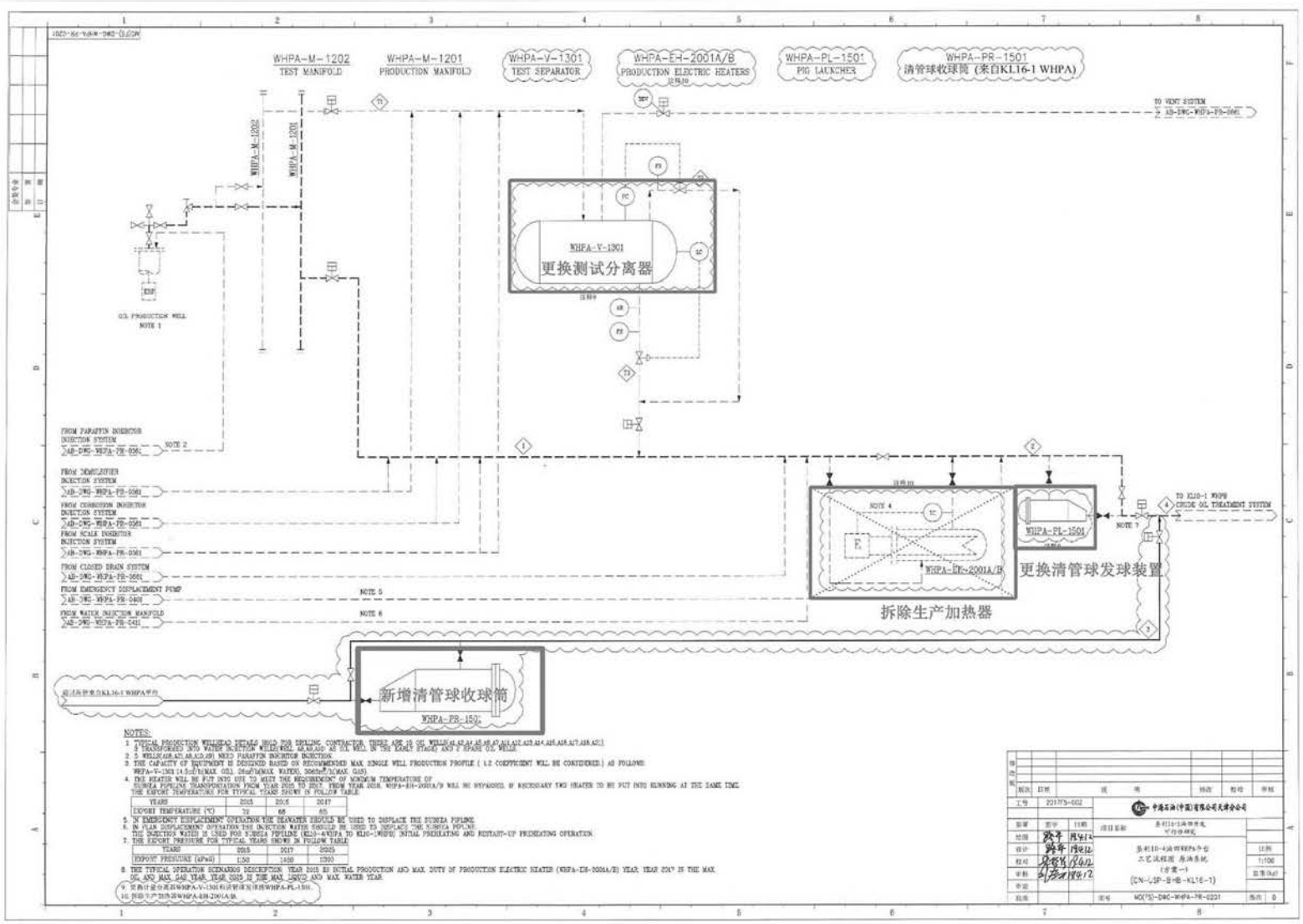


图 2.2-19　KL10-4 WHPA 平台生产工艺系统改造情况图

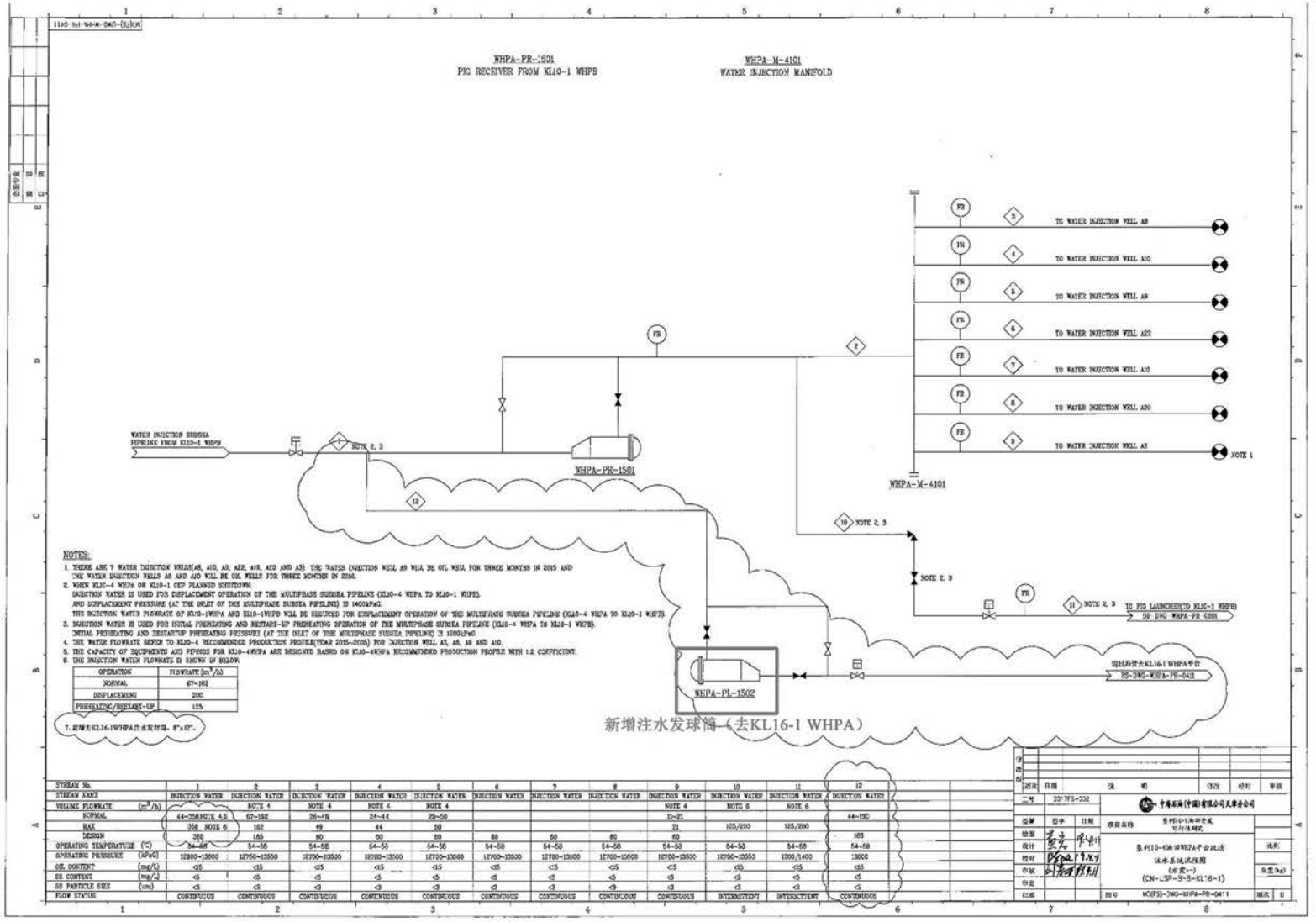


图 2.2-20　KL10-4 WHPA 平台注水系统改造情况图

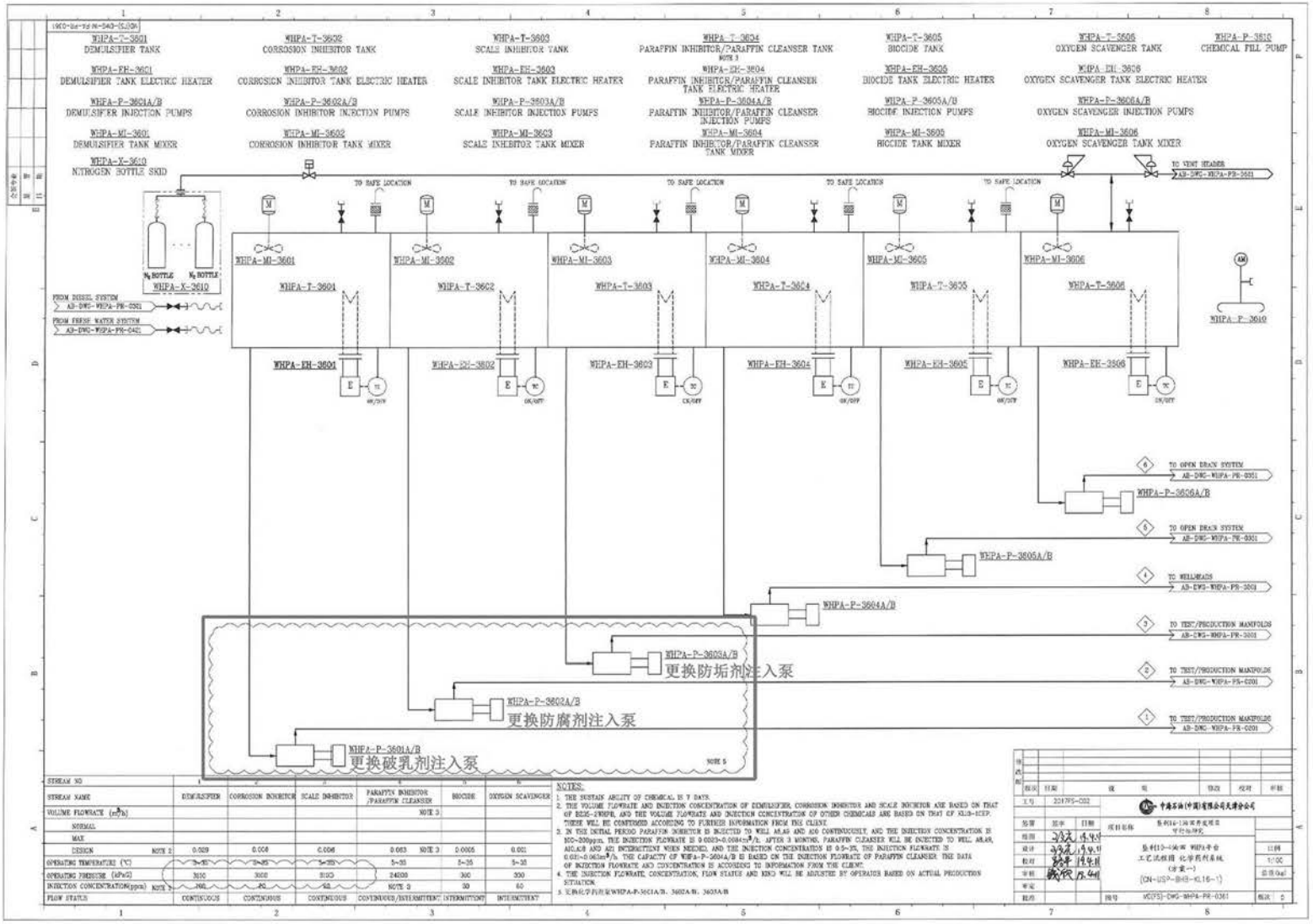


图 2.2-21　KL10-4 WHPA 平台化学药剂注入系统改造情况图

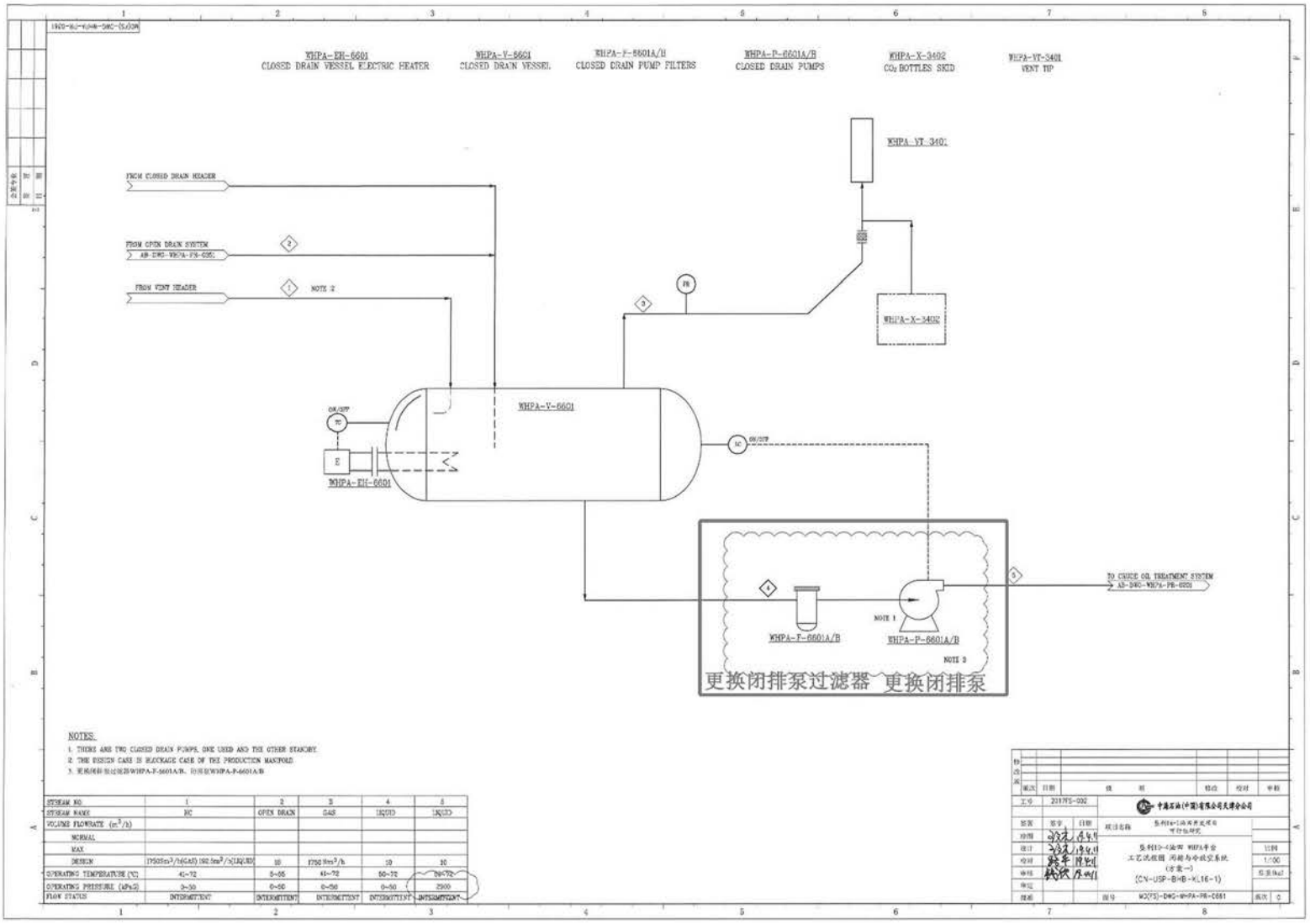


图 2.2-22　KL10-4 WHPA 平台闭式排放系统改造情况图

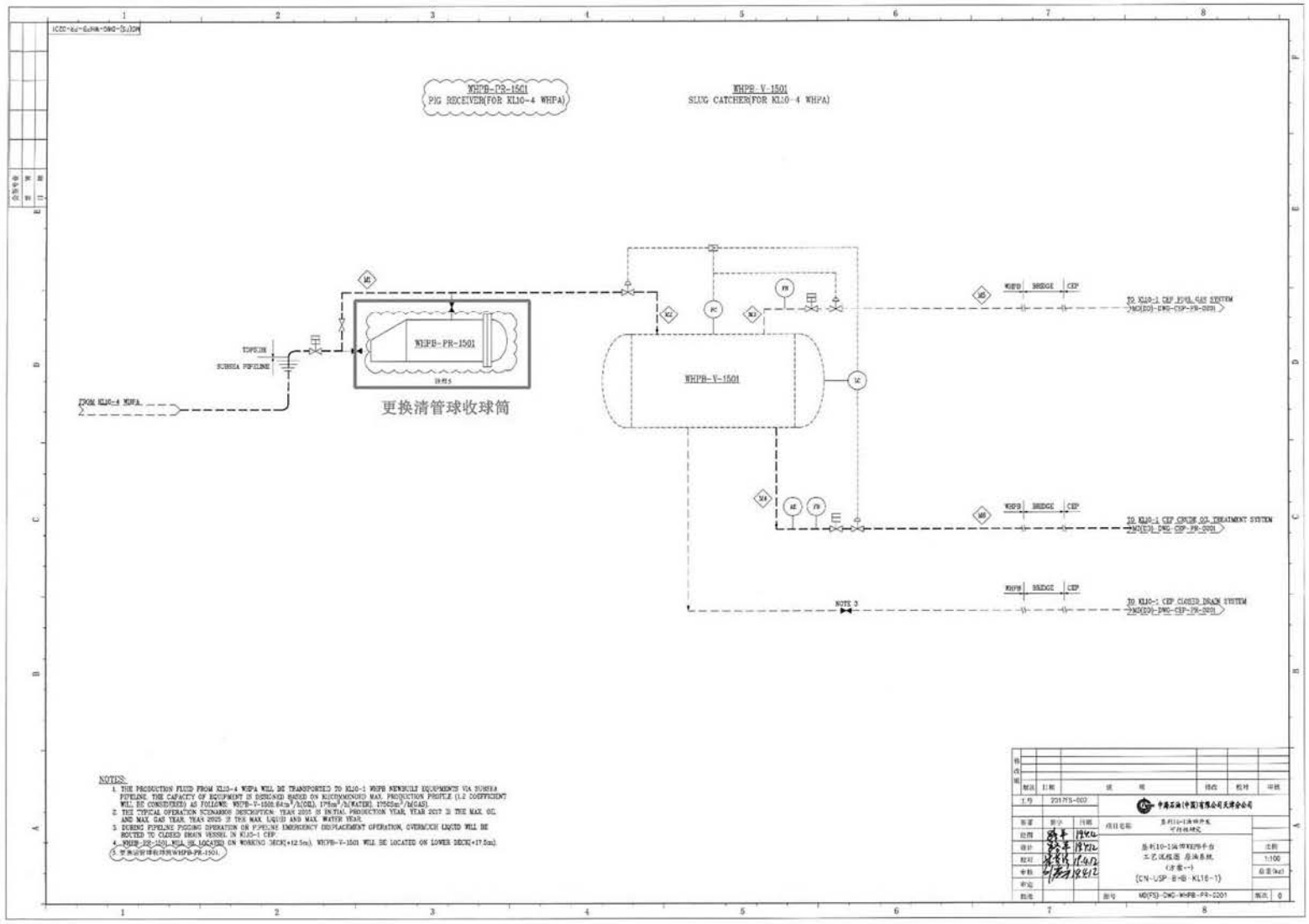


图 2.2-23　KL10-1 WHPB 平台工艺系统改造情况图

表 2.2-8　现有依托工程适应性改造内容一览表

改造项目		KL10-4 WHPA 平台	KL10-1 WHPB 平台
平台结构改造		在 KL10-4 WHPA 平台导管架新增电缆护管、输水立管、混输立管，并在工作甲板上南侧增加部分甲板。新增甲板的面积为 12.00m×2m。	/
工艺流程改造	生产工艺流程	KL10-4WHPA 平台接收来自垦利 16-1 油田的物流，需在 KL10-4 WHPA 平台上新增清管球收球筒。 垦利 16-1 油田与垦利 10-4 油田的生产物流汇合输送后，KL10-4 WHPA 平台现有生产系统的压力等级不满足要求，需更换测试分离器和清管球发球筒，并封存现有生产加热器。	KL10-1 WHPB 平台接收来自垦利 16-1 油田和垦利 10-4 油田的生产物流，需在 KL10-1 WHPB 平台上更换清管球收球筒。
	化学药剂注入系统和闭排系统	由于 KL16-1 WHPA 平台生产物流接入后，KL10-4 WHPA 平台相应公用系统压力需要提高，因此需要更换化学药剂系统及闭式排放系统相关设备。化学药剂系统主要更换破乳剂注入泵、防腐剂注入泵和防垢剂注入泵；闭排系统主要更换闭排泵过滤器和闭排泵。	/
	注水系统	KL16-1 WHPA 平台的注水水源全部来自于 KL10-1 CEP 平台上处理合格的高压注水。处理合格的生产水经 KL10-1 WHPB 平台，通过已有注水海底管道输送到 KL10-4 WHPA 平台，然后通过新建注水海底管道输至 KL16-1 WHPA 平台，再经过注水管汇分配后回注地层。因此，需要在 KL10-4 WHPA 平台增加注水发球筒，并增加相应管线，与 KL10-1 WHPB 平台至 KL10-4 WHPA 平台的注水管线连接。	/
消防/安全改造		雨淋阀后增加相应管线及喷头保护相关设备	/
电气改造		对 EMS 系统进行相关适应性改	/
仪表改造		增加相应现场仪表设备及火气探测报警设备，增加中控系统相应 I/O 卡件，并对现有逻辑进行组态	增加相应现场仪表设备及火气探测报警设备，增加中控系统相应 I/O 卡件，并对现有逻辑进行组态
通讯改造		对原有三层网络交换机进行适应性改造	/

2.3 海上施工方案

垦利 16-1 油田开发项目海上建设阶段的施工作业内容主要包括导管架和甲板上部组块等设施的海上安装、海底管道/电缆的铺设、钻完井作业以及依托设施的相关改造等。

2.3.1 海上设施安装

KL16-1 WHPA 平台导管架采用立式建造，陆地滑移装船，吊装到位；桩和隔水导管采用 7000 吨级驳船运输，然后安装导管架，并打入 4 根桩，安装 28 根隔水套管。

KL16-1 WHPA 平台甲板组块采用立式建造，陆地滑移装船，驳船运输，吊装就位。HXJ180 修井机和生活楼单独吊装。

2.3.2 海底管道/电缆施工

（1）海底管道及电缆铺设

混输海底管道拟采用 HYSY202 或同等能力铺管船铺设；注水海底管道拟使用 BH109 或同等能力的铺管船进行铺设；电缆拟使用沪救捞 62 或同等能力的船舶进行铺设。

（2）挖沟和埋设

海底管道和电缆全程埋设，采用后挖沟自然回填，拟使用 200 吨级浮吊或同等能力的船舶施工。为了避免海底管道和电缆的挖沟引起的悬浮沙对海洋生态红线区和国家级海洋特别保护区的影响，海底管道/电缆路由选择远离海洋生态红线区的桩腿登陆，同时近山东省渤海海洋生态红线区端的部分管线/电缆采用低速挖沟铺设的方式降低悬浮沙排放源强。

KL16-1 WHPA 平台至 KL10-4 WHPA 平台的混输海底管线采用后挖沟方式进行施工，靠近生态红线端 1km 范围内挖沟速度为 260m/d，靠近生态红线端 1~2km 范围内挖沟速度为 500m/d，剩余部分挖沟速度为 1000m/d。管顶距泥面 1.5m，底宽 1m，顶宽 2m，挖沟深度为 1.9926m。

KL10-4 WHPA 平台至的 KL16-1 WHPA 平台注水海底管线，采用后挖沟方式进行施工，靠近生态红线端 1km 范围内挖沟速度为 260m/d，靠近生态红线端 1~2km 范围内挖沟速度为 500m/d，剩余部分挖沟速度为 1000m/d。管顶距泥面 1.5m，底宽 0.6m，

顶宽 1.6m，挖沟深度为 1.8053m。

KL10-4 WHPA 平台至的 KL16-1 WHPA 平台海底电缆，采用后挖沟方式进行施工，靠近生态红线端 2km 范围内挖沟速度为 500m/d，剩余 5.7km 挖沟速度为 2000m/d。电缆距泥面 1.5m，底宽 0.5m，顶宽 1m，挖沟深度为 1.5m。

本项目管缆铺设方案见表 2.3-1、图 2.3-1 和图 2.3-2；海底管道后挖沟方案见图 2.3-3。

表 2.3-1 本项目海底和电缆铺设方案

建设项目	近生态红线端长度	挖沟速度	后挖沟方案
混输海底管道	0~1km（A~B）	260	管顶距泥面 1.5m，底宽 1m，顶宽 2m，挖沟深度 1.9926m。
	1~2km（B~C）	500	
	2~7.7km（C~D）	1000	
注水海底管道	0~1km（A~B）	260	管顶距泥面 1.5m，底宽 0.6m，顶宽 1.6m，挖沟深度 1.8053m。
	1~2km（B~C）	500	
	2~7.7km（C~D）	1000	
海底复合电缆	0~2km（E~F）	500	电缆距泥面 1.5m，底宽 0.5m，顶宽 1m，挖沟深度为 1.5m。
	2~7.7km（F~G）	2000	

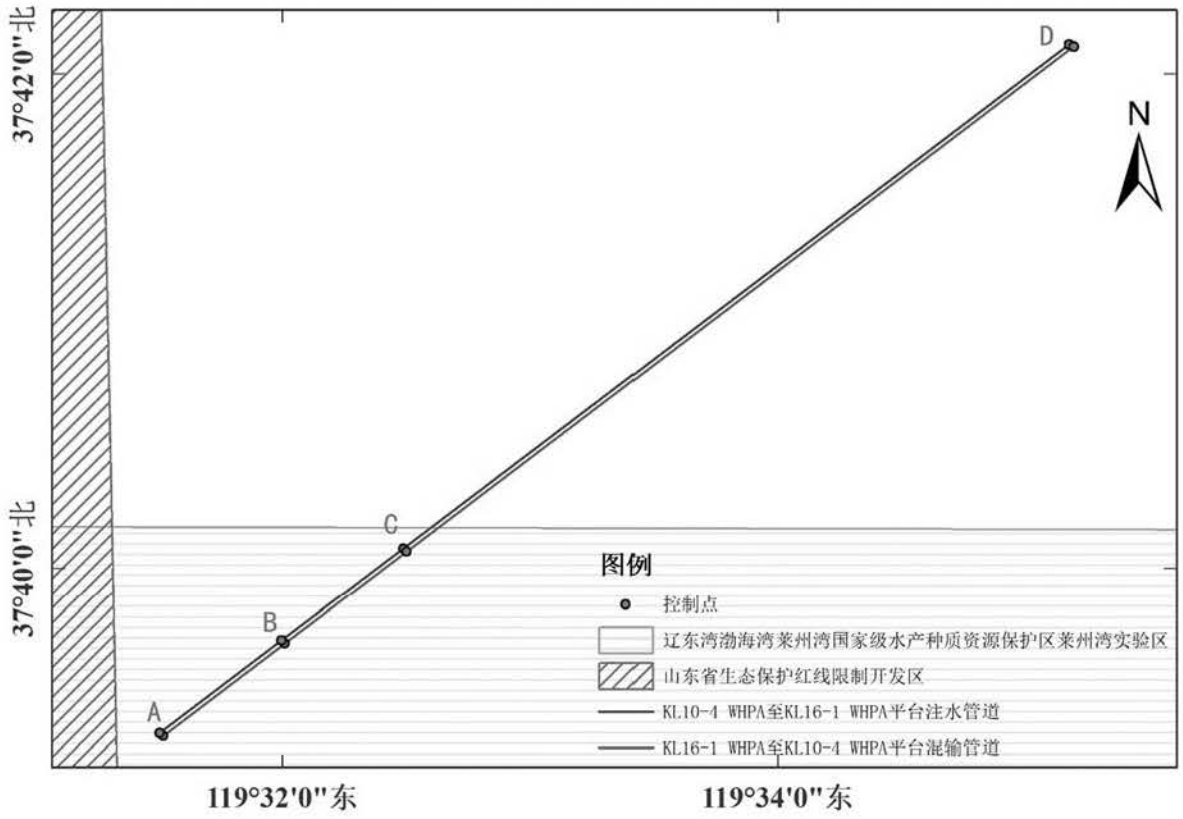


图 2.3-1 本项目海底管道铺设方案（管道）

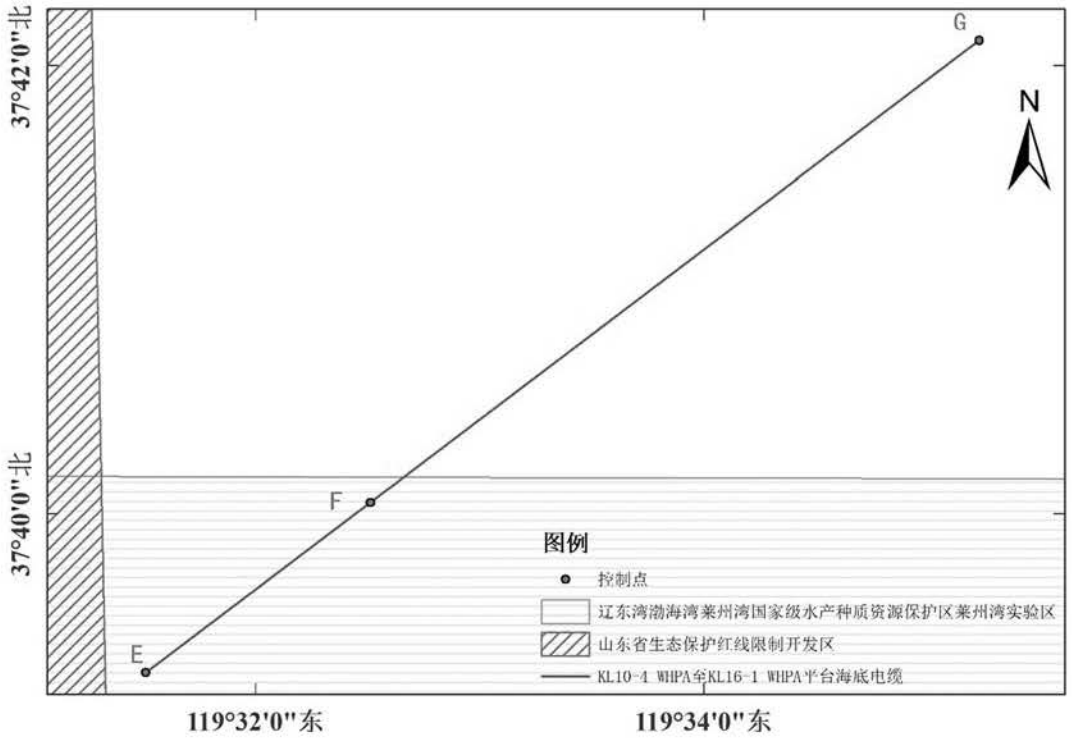


图 2.3-2 本项目海底电缆铺设方案（电缆）

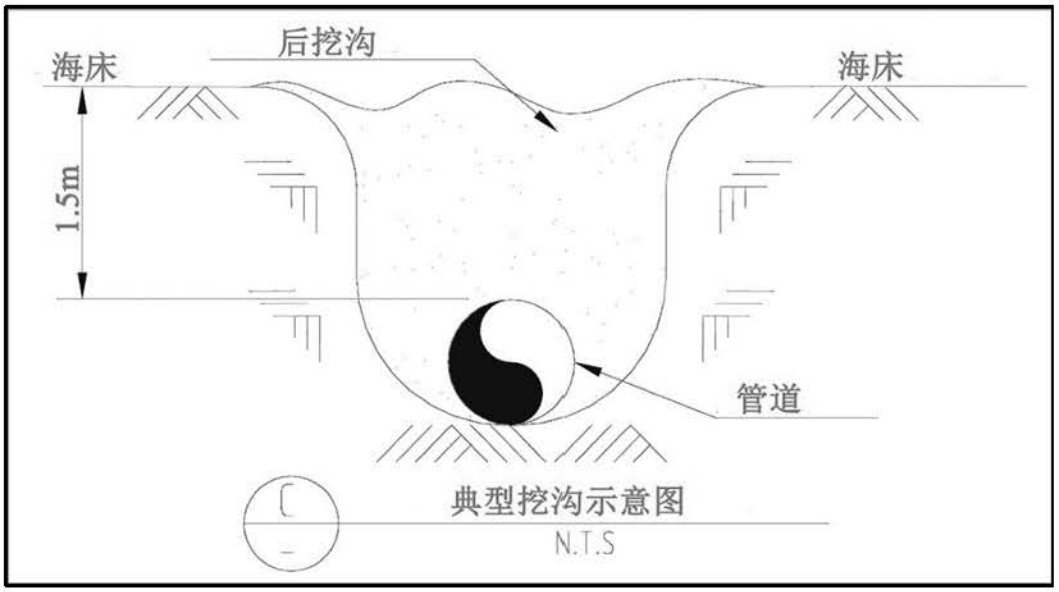


图 2.3-3 海底管道后挖沟示意图

（3）立管、膨胀弯的安装布置

对于新建平台，拟在陆上预制场地将立管预制在导管架预定位置。对于安装在桩腿外侧的立管，应设置立管保护结构。立管、膨胀弯及海底管道之间采用水下法兰连接，对于处于落物区范围内的膨胀弯，应设置防落物撞击保护。水下法兰连接情况见图 2.3-4，立管保护结构见图 2.3-5，混凝土垫层见图 2.3-6。

（4）海底管道跨越情况

混输海底管道、注水海底管道和海底电缆平行相距 30m，路由上无跨越。

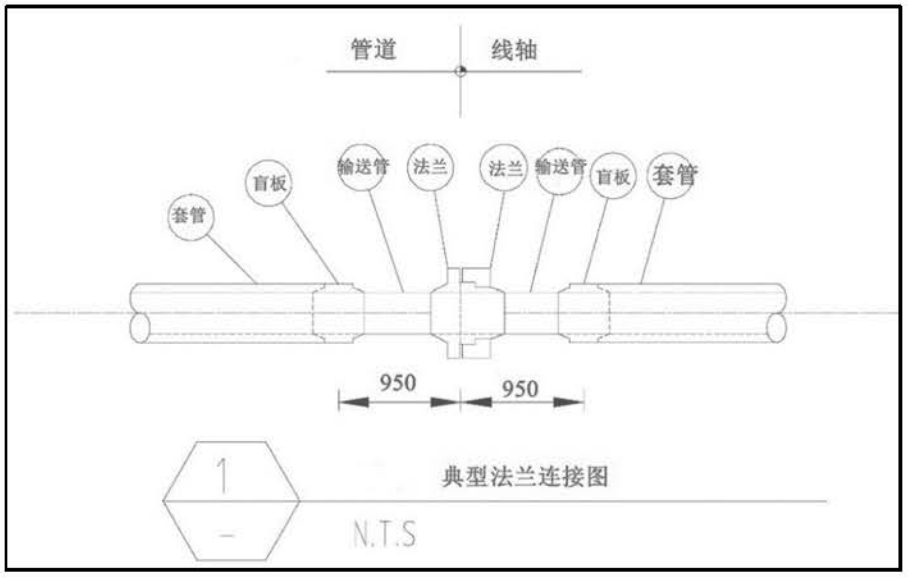


图 2.3-4　水下法兰连接示意图

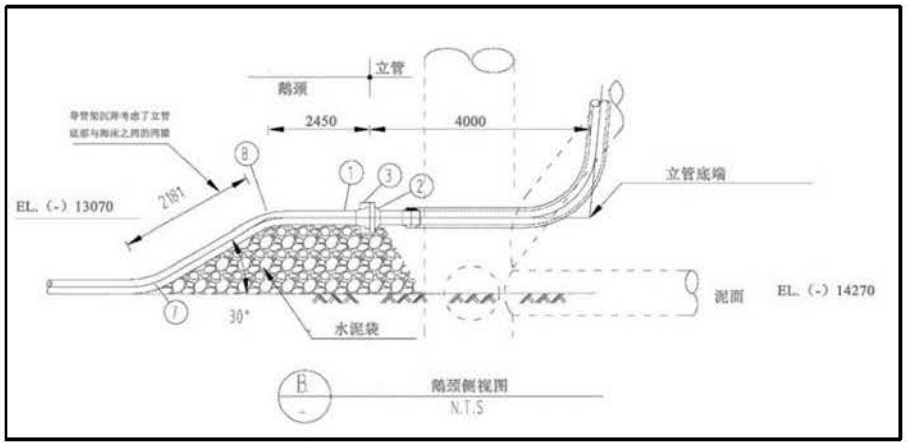


图 2.3-5　立管保护结构示意图

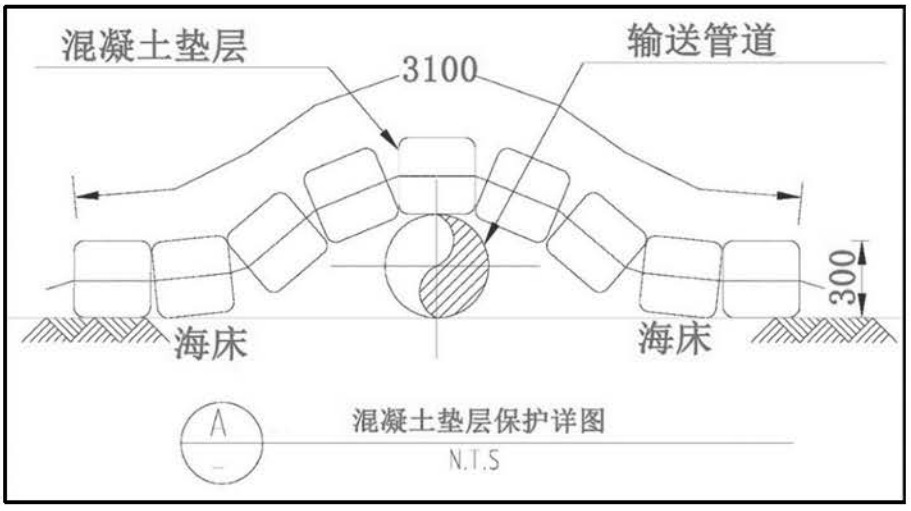


图 2.3-6　混凝土垫层保护示意图

2.3.3 钻完井作业

2.3.3.1 钻井设备

钻完井设备：采用自升式悬臂梁钻井平台钻井。

钻完井方式：采用自升式悬臂梁钻井平台进行初期开发井及后期调整井钻完井作业，采用 180 修井机进行修井。

2.3.3.2 井身结构及套管程序

垦利 16-1 油田孔隙压力目前为正常压力梯度。对于水平井，表层套管下到明上段，9-5/8″套管下到明下段，7″套管着陆，6″井眼钻水平段。对于定向井，两层套管井表层套管下到明上段，9-5/8″套管完井；三层套管井（如馆陶组深井），可适当增加表层套管下深，9-5/8″套管封固明下段，7″尾管完井。

2.3.3.3 钻井液体系比选

KL16-1 WHPA 平台考虑了海洋生态红线的影响，移出生态红线区以外 200m 进行开发。工程可实施 32 口，其中大位移井井数为 8 口，水垂比大于 3 的井 2 口，工程施工存在一定的风险。本项目在可研阶段对比了水基钻井液、合成基钻井液和油基钻井液的优势和劣势，从而选择出最适合本项目的钻井液体系。

本项目综合考虑了技术、经济和环境影响等因素，最终选择水基钻井液和合成基钻井液。垦利 16-1 油田钻井液比选情况见表 2.3-2。

表 2.3-2　垦利 16-1 油田钻井液比选

对比内容	水基钻井液	合成基钻井液	油基钻井液
技术性方面	该类钻井液的抑制性弱、润滑性较差、抗污染能力较差、防塌能力较差。在历史作业案例中发现，使用水基钻井液易发生卡钻等复杂事故，钻井过程摩擦阻力较大、起钻困难。	该类钻井液的抑制性强、润滑性好、抗污染能力强、防塌能力强。现场作业能够保证钻井作业顺畅、减少复杂情况、降低事故发生的概率，提高作业时效。在历史作业案例中发现，使用合成基钻井液大大降低了摩擦阻力，钻井过程顺畅，无需控制参数。	该类钻井液的抑制性强、润滑性好、抗污染能力强、防塌能力强。现场作业能够保证钻井作业顺畅、减少复杂情况、降低事故发生的概率，提高作业时效。在历史作业案例中发现，使用油基钻井液大大降低了摩擦阻力，钻井过程顺畅，无需控制参数。
储层保护方面	较好	较好	较好
经济性方面	较低	较高，但配合合理的处理措施可重复利用，井数越多，单井费用越低。同时，该类钻井液能够提高作业效率，降低作业整体费用，达到提质增效的目的。	较高，但配合合理的处理措施可重复利用，井数越多，单井费用越低。同时，该类钻井液能够提高作业效率，降低作业整体费用，达到提质增效的目的。
环保性方面	水基钻井液的连续相为水，无毒，环保性能最好	合成基钻井液的连续相为合成有机物，低毒，可自然降解，环保性能较好	油基钻井液的连续相为白油，低毒，环保性能一般
海洋环境影响	钻屑和钻井液全部运回陆上交由资质单位处理，不会影响海洋生态环境	钻屑和钻井液全部运回陆上交由资质单位处理，不会影响海洋生态环境	钻屑和钻井液全部运回陆上交由资质单位处理，不会影响海洋生态环境
本工程情况	本项目有 8 口井为大位移井，且有两口水垂比大于 3，有一定钻井风险，水基钻井液虽环保性能最好，但是易发生卡钻等复杂事故，施工难度大。因水基钻井液环保性能好，成本低，本次技术难度小的井段采用水基钻井液以达到降本增效的效果。	本项目有 8 口井为大位移井，且有两口水垂比大于 3，有一定钻井风险。合成基钻井液可保证钻井作业顺畅、减少复杂情况、降低事故发生概率，提高作业时效。本工程拟采用批钻的方式进行钻井作业，可降低作业整体费用，达到提质增效的目的。同时，该类钻井液具有低毒、易生物降解的特点，运回陆地容易进行处理。所以，合成基钻井液适用于本项目。	本项目有 8 口井为大位移井，且有两口水垂比大于 3，有一定钻井风险。油基钻井液可保证钻井作业顺畅、减少复杂情况、降低事故发生的概率，提高作业时效。本工程拟采用批钻的方式进行钻井作业，可降低作业整体费用，达到提质增效的目的。但是，该类钻井液连续相为柴油、矿物油或其他一些不含合成物质的油类，环保性能一般。

2.3.3.4 钻井液体系概述

依据评价井钻井液使用情况，结合该油田储层保护及钻完井液体系体系优选研究成果，垦利 16-1 油田钻井液体系推荐使用水基钻井液和合成基钻井液两大类。水基钻井液主要使用海水膨润土浆、改进型有机正电胶体系（改进型 PEC 体系）和弱凝胶无固相钻开液体系（PEM 体系）；合成基钻井液主要使用 BIODRILLS 体系。

（1）钻井液体系设计

①30″（或 16″）井段：推荐该井段上部使用海水+搬土稠浆钻进；下部井段在完钻时可以采用海水聚合物钻井液体系；

②12-1/4″井段：馆陶组完钻井推荐采用有机正电胶钻井液体系或环保型强抑制水基钻井液体系，沙河街组完钻井推荐采用强封堵强抑制的的氯化钾/聚合物/聚合醇钻井液体系或环保型强抑制水基钻井液体或合成基钻井液体系；

③8-1/2″井段：有机正电胶钻井液体系或环保型强抑制水基钻井液体系；

④8-1/2″裸眼井段：为最大限度地保护储层，推荐采用无粘土固相钻开液体系。

垦利 16-1 油田水基钻井液体系设计见表 2.3-3。

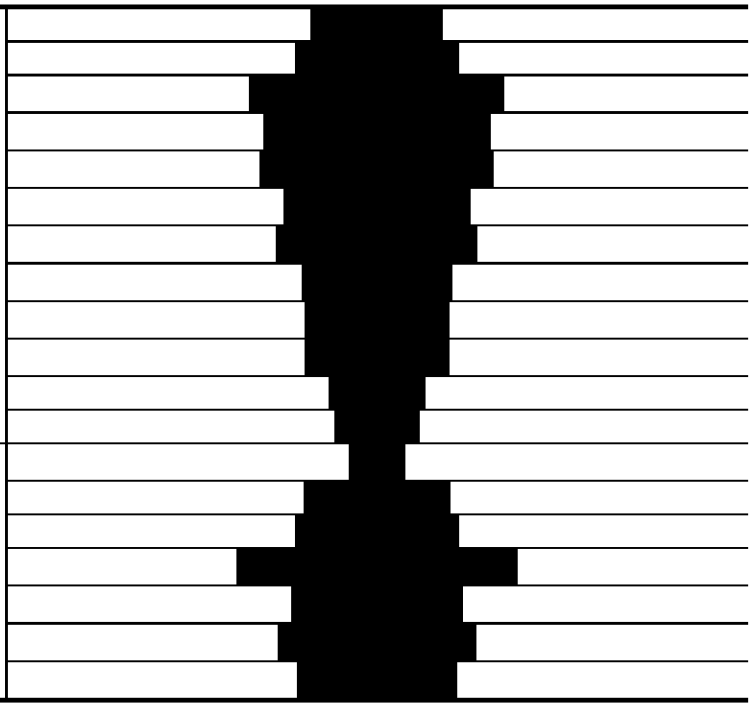
表 2.3-3 垦利 16-1 油田水基钻井液体系设计

完钻地层	井型	井段	钻井液体系	密度	PV	YP
				(g/cm³)	(mPa.s)	(Pa)
馆陶组	水平井	30″或 16″	海水膨润土浆	[redacted]		
		12-1/4″	环保型水基钻井液体系	[redacted]	[redacted]	[redacted]
		8-1/2″	环保型水基钻井液体系	[redacted]	[redacted]	[redacted]
		8-1/2″裸眼井段	无黏土固相钻开液	[redacted]	[redacted]	[redacted]
	大斜度井	30″或 16″	海水膨润土浆	[redacted]		
		12-1/4″	环保型水基钻井液体系	[redacted]	[redacted]	[redacted]
		8-1/2″	环保型水基钻井液体系	[redacted]	[redacted]	[redacted]
沙河街组	定向井/大斜度井	30″或 16″	海水膨润土浆	[redacted]		
		12-1/4″	环保型水基钻井液体系或合成基钻井液体系	[redacted]	[redacted]	[redacted]

（2）水基钻井液体系成份

表 2.3-4 水基钻井液体系组成表

钻井液体系	成份
海水膨润土浆	[redacted]
环保型水基钻井液体系	[redacted]

	
无固相储层钻开液体系	

（3）合成基钻井液体系成份

为了保证钻井过程顺畅、提高作业效率、降低事故概率，同时有效保护储层，本项目计划部分井型使用合成基钻井液（BIODRILLS 体系）。垦利 16-1 油田合成基钻井液体系成份见表 2.3-5。

表 2.3-5　合成基钻井液体系组成表

序号	组成	主要成份	比例
1	基液		
2	内相盐溶液		
3	主乳化剂		
4	辅乳化剂		
5	碱度调节剂		
	降失水剂		
6	增粘剂		
7	加重剂		

备注：“-”表示石灰石/重晶石比例需视密度决定。

根据 BIODRILLS 合成基钻井液监测报告，本工程使用的合成基钻井液属于低毒、易生物降解的钻井液。BIODRILLS 合成基钻井液生物毒性监测报告见附件 12，毒理学及降解性资料见附件 13。

（4）本工程钻井液体系使用情况

垦利 16-1 油田主要使用的钻井液体系主要有水基钻井液和合成基钻井液两大类。针对不同的井段，使用不同的钻井液体系，以满足钻井作业的需要，从而保证钻井作业顺畅，减少复杂情况，降低事故发生的概率，提高作业时效。本工程钻井液体系使用情

况见表 2.3-6。

2.3.3.5 固井方案

13-3/8"套管采用单级固井，水泥返至井口；9-5/8"套管采用单级固井固井，领浆返入 13-3/8"套管鞋上下 100m（合格段）；9-5/8"套管（大位移井）采用低密度水泥浆体系，领浆返入 13-3/8"套管鞋上下 100m（合格段）；7"尾管采用尾管固井，尾浆返至油气层顶部 200 米以上，同时须封固该井段的断层。

固井作业流程：

（1）下套管期间按水泥化验和用水量配置混合水、前置液，搅拌待用；

（2）固井泵对固井管线通水、试压；

（3）固井泵泵注前置液；

（4）固井泵泵注水泥浆；

（5）泥浆泵泵注顶替液；

（6）碰压；

（7）固井泵放压，检查回流；

（8）卸水泥头，候凝。

表 2.3-6　本工程钻井液体系使用情况一览表

批次	井数	分类	平均井深(m)	井身结构（m）	表层 16"	二开 12-1/4"	三开 8-1/2"
第一批	13	馆陶组大斜度井	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	
		中生界定向井	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
		沙河街组大斜度井	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	
		沙河街组大斜度井	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	
		沙河街组大斜度井	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	
		沙河街组大斜度井	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	
		沙河街组定向井	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	
		沙河街组大斜度井	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	
		沙河街组大斜度井	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	
		馆陶组水平井	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
		馆陶组大斜度井	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
		馆陶组大斜度井	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
		馆陶组大斜度井	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
第二批	5	沙河街组大斜度井	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	
		中生界定向井	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
		馆陶组大斜度井	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	

		沙河街组大斜度井	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	
		沙河街组大斜度井	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	
第三批	5	馆陶组大斜度井	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	
		馆陶组大斜度井	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	
		馆陶组大斜度井	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	
		馆陶组大斜度井	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
		馆陶组大斜度井	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	
第四批	9	沙河街组大斜度井	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
		沙河街组大斜度井	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
		沙河街组大斜度井	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	
		馆陶组大斜度井	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
		馆陶组大斜度井	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
		中生界定向井	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
		沙河街组大斜度井	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	
		沙河街组大斜度井	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	
		沙河街组大斜度井	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	

2.3.3.6 完井方案

完井作业流程：组装井口和防喷器→刮管洗井→射孔→再刮管下井→下入防砂管柱（充填或不充填）→下入生产管柱→拆防喷器→井口试压→安装采油树。

垦利 16-1 油田防砂设计见表 2.3-7。

表 2.3-7 垦利 16-1 油田防砂设计

井别	层位	防砂方式
生产井	馆陶组	砾石充填防砂
	沙三上段	砾石充填防砂
	沙三下段	优质筛管防砂
注水井	-	优质筛管防砂

2.3.4 人员安排及施工机具、施工工期

①海上平台施工预计安排施工船舶 10 艘，海上作业人员预计每天约 100 人。海上平台施工工期预计 85 天。

②钻完井施工预计安排施工船舶 2 艘，海上作业人员预计每天约 240 人。钻完井总工期预计 710 天（其中钻井期约为 471 天），第一批（导管架两侧对打，同时进行）预计施工时间是在 [redacted]，钻井期约为 180.5 天（导管架两侧对打，同时进行）。第二批预计施工时间是在 [redacted]，钻井期约为 69 天。第三批预计施工时间是在 [redacted]，钻井期约为 69.5 天。第四批（调整井）预计施工时间是在 [redacted]，钻井期约为 152 天。

③管线施工预计安排施工船舶 4 艘，海上作业人员预计每天约 60 人。管线施工工期预计 30 天。

④平台适应性改造预计安排施工船舶 3 艘，海上作业人员预计每天约 60 人。平台适应性改造工期预计 120 天。

2.3.5 施工时序

根据工程建设内容，施工时序如下：

（1）导管架装船固定、海上运输、安装；

（2）第一批钻完作业；

（3）组块海上运输、安装；

（4）管线铺设：先进行混输海底管道和注水管道的铺设、然后再铺设电缆；

（5）平台的适应性改造；

（6）第二批钻完作业；

（7）第三批钻完作业；

（8）第四批钻完作业。

2.3.6 施工进度计划表

表 2.3-8 垦利 16-1 油田开发项目施工进度计划表

序号	关键节点	计划开始时间	计划完成时间
1	导管架海上运输、安装	[redacted]	[redacted]
2	组块海上运输、安装	[redacted]	[redacted]
3	海管海上铺设	[redacted]	[redacted]
4	海缆海上铺设	[redacted]	[redacted]
5	第一批钻井	[redacted]	[redacted]
6	钻修机设计、建造、测试	[redacted]	[redacted]
7	依托设施改造	[redacted]	[redacted]
8	海上连接、调试、联合运行	[redacted]	[redacted]
9	投产	[redacted]	
10	第二批钻井	[redacted]	[redacted]
11	第三批钻井	[redacted]	[redacted]
12	第四批钻井	[redacted]	[redacted]

2.4 依托工程回顾及能力校核

2.4.1 依托工程概况

2.4.1.1 依托概况

本次工程开发垦利 16-1 油田，新建 KL16-1 WHPA 平台产出的物流通过新建海底混输管道输到已建的井口平台 KL10-4 WHPA 平台，与 KL10-4 WHPA 平台生产物流汇合后，一起输送至井口平台 KL10-1 WHPB 平台，然后经栈桥输送至 KL10-1 CEP 平台进行处理，处理合格的原油经海底原油管道和 KL3-2 CEPA 平台最后输送至东营终端；分离出的天然气供 KL10-1 CEP 平台透平使用，不足部分由渤西-渤南输气管网补充；分离出的生产水处理合格后通过已有和新建的海底注水管线回注至垦利 10-1 油田、垦利 10-4 油田和垦利 16-1 油田，不外排。

本次工程依托 KL10-4 WHPA 至 KL10-1 WHPB 平台的混输海底管线，进行生产物流的转输；依托 KL10-1 CEP 平台进行油、气、水的处理；依托 KL10-1 CEP 平台至 KL3-2 CEPA 平台、KL3-2 CEPA 平台至东营终端的原油输送管线，进行合格原油输送。

垦利 16-1 油田生产物流依托 KL10-1 CEP 处理成合格原油后经 KL3-2 CEPA 平台输送至东营原油终端，不增加东营原油终端的含油生产水产生量和处理量。

主要依托设施见表 2.4-1。

表 2.4-1　垦利 16-1 油田开发项目依托工程一览表

依托工程	依托设施	设施设计处理能力
KL10-1 CEP 平台	原油处理设施	[redacted]
	天然气处理设施	[redacted]
	含油生产水处理设施	[redacted]
	注水设施	[redacted]
东营终端	存储	[redacted]
KL10-4 WHPA 至 KL10-1 WHPB 平台混输海底管道（12"/18"，12.6km）		[redacted]
KL10-1 CEP 至 KL3-2 CEPA 平台原油输送管道（10"/16"，24.3km）		[redacted]
KL3-2 CEPA 平台至东营终端原油输送管道（16"/22"，44.2km）		[redacted]
KL10-1 WHPB 至 KL10-4 WHPA 平台注水海底管道（10"/16"，12.6km）		[redacted]

备注：“*”在垦利 10-1 油田详细设计阶段对垦利 10-1 油田 KL10-1 CEP 平台的生产水处理系统进行了优化，在生产水处理设备选型上考虑了 1.14 倍的余量，将水处理能力由[redacted]提高至[redacted]，处理合格的生产水全部回注地层。

2.4.1.2　依托工程组成

（1）垦利 10-4 油田

垦利 10-4 油田布置 1 座井口平台（KL10-4 WHPA 平台），不设油气水处理设施，设有 30 人生活楼和相应的生活污水处理系统。KL10-4 WHPA 平台井口产出液混输至 KL10-1 CEP 平台进行油气水分离、处理。处理合格的原油经现有海底管线输至 KL3-2 CEPA 平台，最终输往东营终端；KL10-1 CEP 平台分离出来的含油生产水经处理达到注水水质标准后，通过新铺的注水管线输送至 KL10-4 WHPA 平台回注地层。

（2）垦利 10-1 油田

垦利 10-1 油田主要包括 1 座中心处理平台（KL10-1 CEP 平台）和 2 座井口平台（KL10-1 WHPA 和 KL10-1 WHPB 平台，其中 KL10-1 WHPB 平台与 KL10-1 CEP 平

台通过栈桥连接）。

KL10-1 CEP 平台是 1 座 8 腿有人驻守中心平台，设有原油处理设施、生产水处理设施、注水设施、透平发电机组、燃料气处理系统等设施和 120 人生活楼。KL10-1 CEP 平台原油处理能力为 $270\times10^4m^3/a$（$8182m^3/d$），液处理能力为 [redacted]，天然气处理能力为 [redacted]，生产水处理能力为 [redacted]。KL10-1 WHPB 为无人驻守井口平台，与 KL10-1 CEP 中心平台通过栈桥连接，其上设有原油测试分离等设施。

（3）垦利 3-2 油田群

垦利 3-2 油田群开发工程包括海上工程和陆上附属工程两部分。海上工程位于渤海中部海域，包括垦利 3-2 油田、渤中 29-4 油田南区、渤中 34-6/7 油田和渤中 35-2 油田五个油田的联合开发建设。

KL3-2 CEPA 平台为 8 腿导管架结构，设有 90 人的生活楼，平台有 5 层甲板。平台具有原油生产、分离、原油外输、含油生产水处理、发电、生活等功能原油处理能力为 [redacted]，液处理能力为 [redacted]，天然气处理能力为 [redacted]，生产水处理能力为 [redacted]。

本工程主要依托 KL3-2 CEPA 平台进行合格原油的输送，原油最终输送至东营原油终端。本项目建设不增加垦利 3-2 油田群各平台和东营终端的原油处理量和污染物产生量。

2.4.1.3 依托工程环保手续执行情况及建设情况

（1）环保手续执行情况

①《垦利 10-4 油田开发工程环境影响报告书》于 2015 年 3 月编制完成，于 2015 年 5 月获得国家海洋局批复（国海环字[2015]30 号）。

②《垦利 10-1 油田开发工程环境影响报告书》于 2013 年 12 月编制完成，于 2014 年 3 月获得国家海洋局批复（国海环字[2014]111 号）。

③《垦利 3-2 油田群开发工程环境影响报告书》于 2013 年 3 月编制完成，于 2013 年 5 月获得国家海洋局批复（国海环字[2013]268 号）。

④垦利 10-4 油田开发工程通过了环境保护设施检查，于 2015 年 12 月获得了国家海洋局的批复（国海环字[2015]648 号）。

⑤垦利 10-4 油田开发工程通过了环境保护设施竣工验收，于 2016 年 6 月获得了

国家海洋局的批复（国海环字[2016]294 号）。

⑥垦利 10-1 油田开发工程通过了环境保护设施“三同时”检查，于 2015 年 3 月获得了国家海洋局的批复（国海环字[2015]87 号）。

⑦垦利 10-1 油田开发工程通过了环境保护设施竣工验收，于 2015 年 12 月获得了国家海洋局的批复（国海环字[2015]624 号）。

⑧垦利 3-2 油田群开发工程通过了环境保护设施“三同时”检查，于 2014 年获得了国家海洋局的批复（国海环字[2014]198 号）。

⑨垦利 3-2 油田群开发工程通过了环境保护设施竣工验收，于 2015 年 2 月获得了国家海洋局的批复（国海环字[2015]65 号）。

⑩垦利 3-2 油田群东营原油终端生产水处理系统通过了环境保护设施竣工验收，于 2018 年 11 月取得批复（环验[2018]9 号）。

（2）工程实施情况

本项目所有依托工程均已按照要求建设完毕，且已完成了“三同时”检查和环境保护设备设施竣工验收，并取得了主管部门的批复。

（3）小结

本项目所依托的 KL10-4 WHPA 平台、KL10-1 WHPB 平台、KL10-1 CEP 平台、KL3-2 CEPA 平台及相关海底管道，均按照要求开展了环境影响评价、“三同时”检查和环境保护设备设施竣工验收，并取得了主管部门的批复，项目建设合法合规。同时，所有依托工程均已按照要求建设完毕，项目依托可行。本次依托工程相关环评文件批复要求落实情况及工程建设情况详见“第六章 回顾性分析与评价”章节。

2.4.2 原油、天然气处理能力校核

2.4.2.1 原油、天然气处理工艺

（1）原油处理工艺流程

新建 KL16-1 WHPA 平台生产物流通过新建海底混输管道输到已建的 KL10-4 WHPA 平台，与 KL10-4 WHPA 平台生产物流汇合后，一起输送至 KL10-1 WHPB 平台，然后经栈桥输送至 KL10-1 CEP 平台进行处理。

来自 KL10-1 WHPA 井口平台的油气水到达 KL10-1 CEP 中心平台后，首先进入段塞流捕集器进行气液分离，分出的气相进入中心平台的燃料气系统，分出的液相与来

自 L10-1 WHPB 平台方向的油气水混合后，进入合格油/原油换热器换热，然后进入一级分离器，脱出的伴生气去燃料气处理系统，分离出的生产水节流后去含油污水处理系统，脱除部分游离水后的原油通过原油加热器加热后，进入二级分离器进一步脱除伴生气和水，脱出的低压气进入燃料气处理系统中的低压气压缩机，脱出的水经生产水增压泵增压后去含油污水处理系统，脱水后的原油经电脱进料泵增压后进入电脱水器处理成合格原油，然后经合格油/原油换热器换热后进入原油缓冲罐，再经原油外输泵增压后通过海底输油管线输送到 KL3-2 CEPA 平台，经加热加压后，通过垦利 3-2 油田群上岸管线输至垦利油田群东营原油终端。KL10-1 CEP 平台原油处理工艺流程见图 2.4-1。

（2）燃料气系统流程

燃料气系统主要为透平发电提供燃料，燃料气系统主要设备包括燃料气冷却器、洗涤器、压缩机、加热器。燃料气来源为在本平台分出的伴生气和来自渤西-渤南输气管网的干气。

来自二级分离器的低压伴生气经低压气冷却器冷却后，进入低压气涤气罐，分出的气体进入低压气压缩机，增压后，经低压气压缩机出口冷却器冷却到 [redacted]。来自段塞流捕集器和一级分离器的高压伴生气经燃料气冷却器冷却到 [redacted]，两股伴生气混合后，进入燃料气涤气罐除去液滴，分出的气体进入一级压缩机入口涤气罐。一级压缩机入口涤气罐分出的气体经一级压缩机增压后，经一级压缩机出口冷却器冷却到 [redacted]，再进入二级压缩机入口涤气罐分离液滴。二级压缩机入口涤气罐分出的气体由二级压缩机压缩到 [redacted]，进入二级压缩机出口冷却器冷却到 [redacted]后，与来自渤西-渤南输气管网的干气混合，进入燃料气接收器除去液滴，燃料气接收器中的气体经燃料气过滤器过滤后，通过燃料气加热器加热到满足透平用天然气烃露点要求后进入透平使用。KL10-1 CEP 平台燃料气系统流程见图 2.4-2。

2.4.2.2 原油、天然气处理能力校核结果

KL10-1 CEP 平台原油和天然气处理能力校核见表 2.4-2。

表 2.4-2 KL10-1 CEP 平台原油和天然气处理能力校核

依托工程	依托设施	设施设计处理能力	实际产生最大量	是否可行
	原油处理设施	[redacted]	[redacted]	可行

依托工程	依托设施	设施设计处理能力	实际产生最大量	是否可行
KL10-1 CEP 平台	天然气处理设施	[redacted]	[redacted]	可行

根据配产预测表，结合平台的原油、天然气处理能力，可以得出：KL10-1 CEP 平台原油和天然气设计能力均能够满足处理需求，依托可行。

2.4.3 含油生产水处理及回注能力校核

2.4.3.1 含油生产水处理工艺

KL10-1 CEP 平台含油生产水处理系统采用斜板除油器+溶气式浮选机+核桃壳过滤器的三级处理流程。KL10-1 CEP 平台上工艺系统分离出来的生产污水与经旋流除砂器处理后的 KL10-1 WHPB 平台的水源井水混合后，首先进入斜板除油器进行初步分离，水相进入溶气浮选机进一步去除其中的油及悬浮固体，油相则进入污油罐中，与经斜板除油器处理后的污油一并由污油泵打回工艺系统。经浮选机处理后的含油污水进入核桃壳过滤器进行过滤，过滤后的生产水进入注水系统，经海底注水管道输至垦利 10-1 油田、垦利 10-4 油田和垦利 16-1 油田进行回注。KL10-1 CEP 平台含油生产水处理工艺流程见图 2.4-3。

KL10-1 CEP 平台处理合格的原油含有 5%（w）的水。由于混合原油凝点（32℃）高于环境温度，为保证管线安全输送，从 2036 年开始 KL10-1 CEP 平台至 KL3-2 CEPA 平台的输油管道需要掺水输送增加安全停输时间。

为保证新建混输海管安全停输时间，KL16-1 WHPA 平台至 KL10-4 WHPA 平台在 2025 年之前需掺水输送，处理合格的生产水作为掺水水源。

2.4.3.2 生产水注采平衡校核

生产水注采平衡见表 2.4-2 和图 2.4-4。

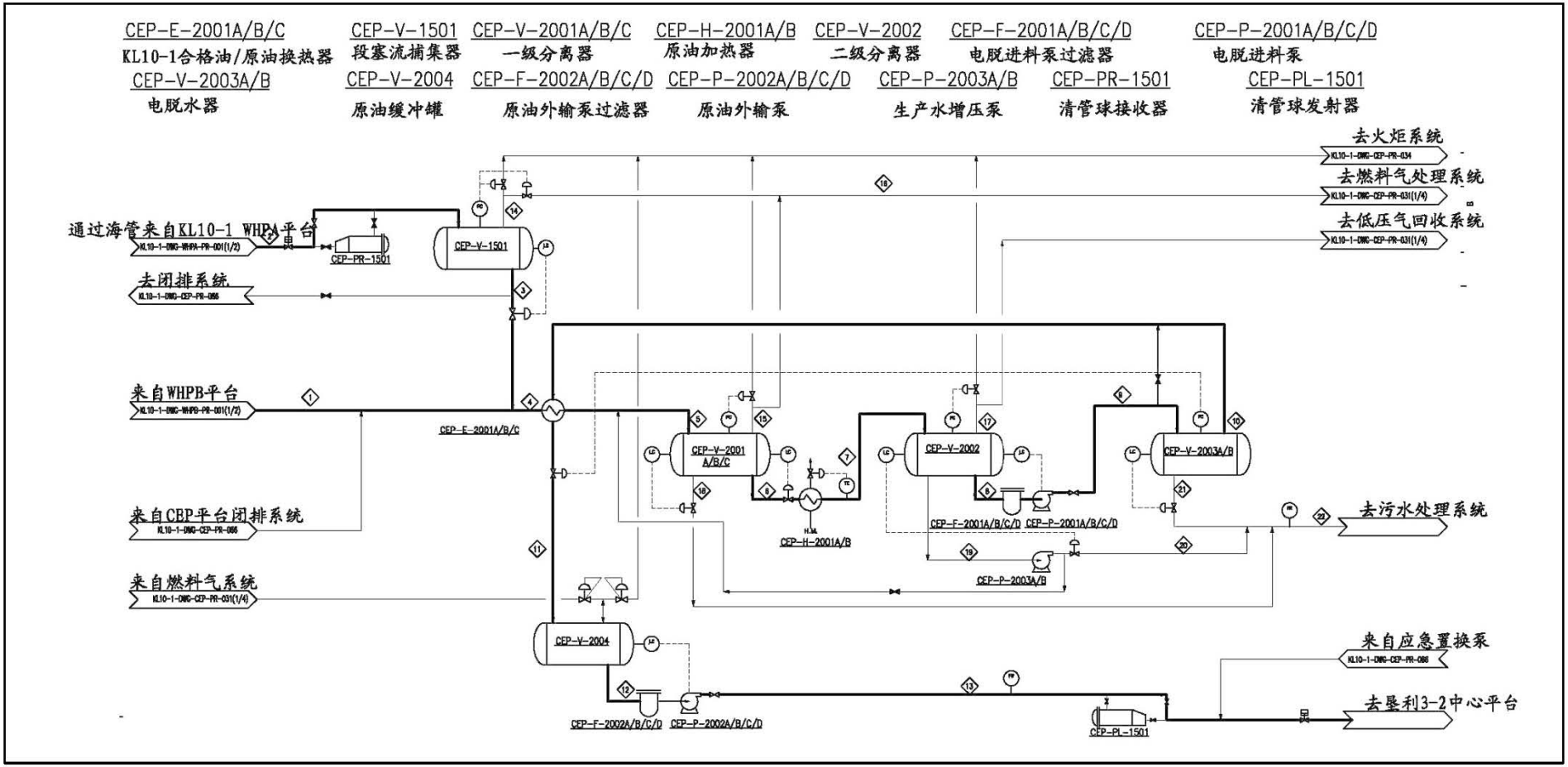


图 2.4-1　KL10-1 CEP 平台原油和天然气处理工艺流程图

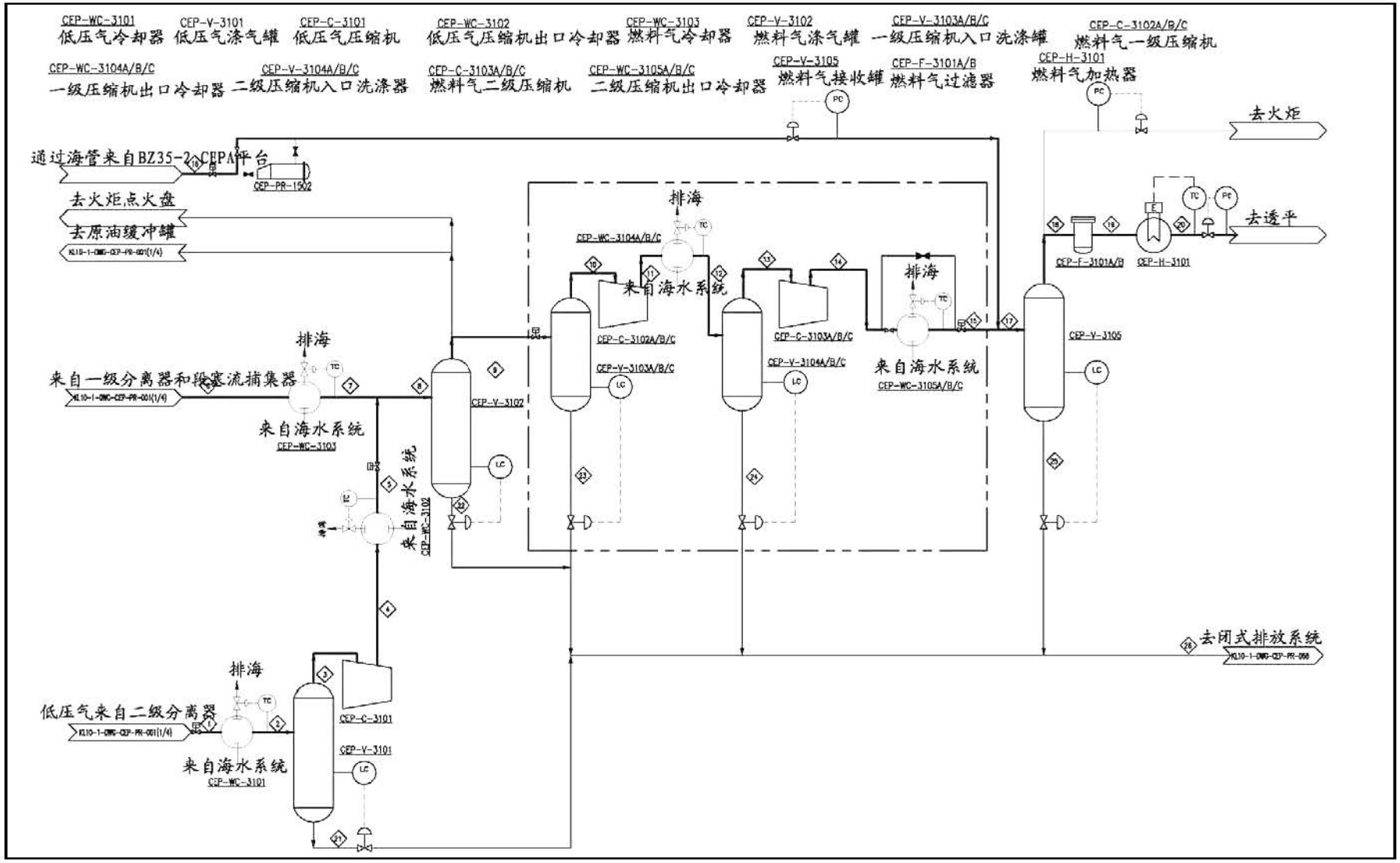


图 2.4-2　KL10-1 CEP 平台燃料气系统流程图

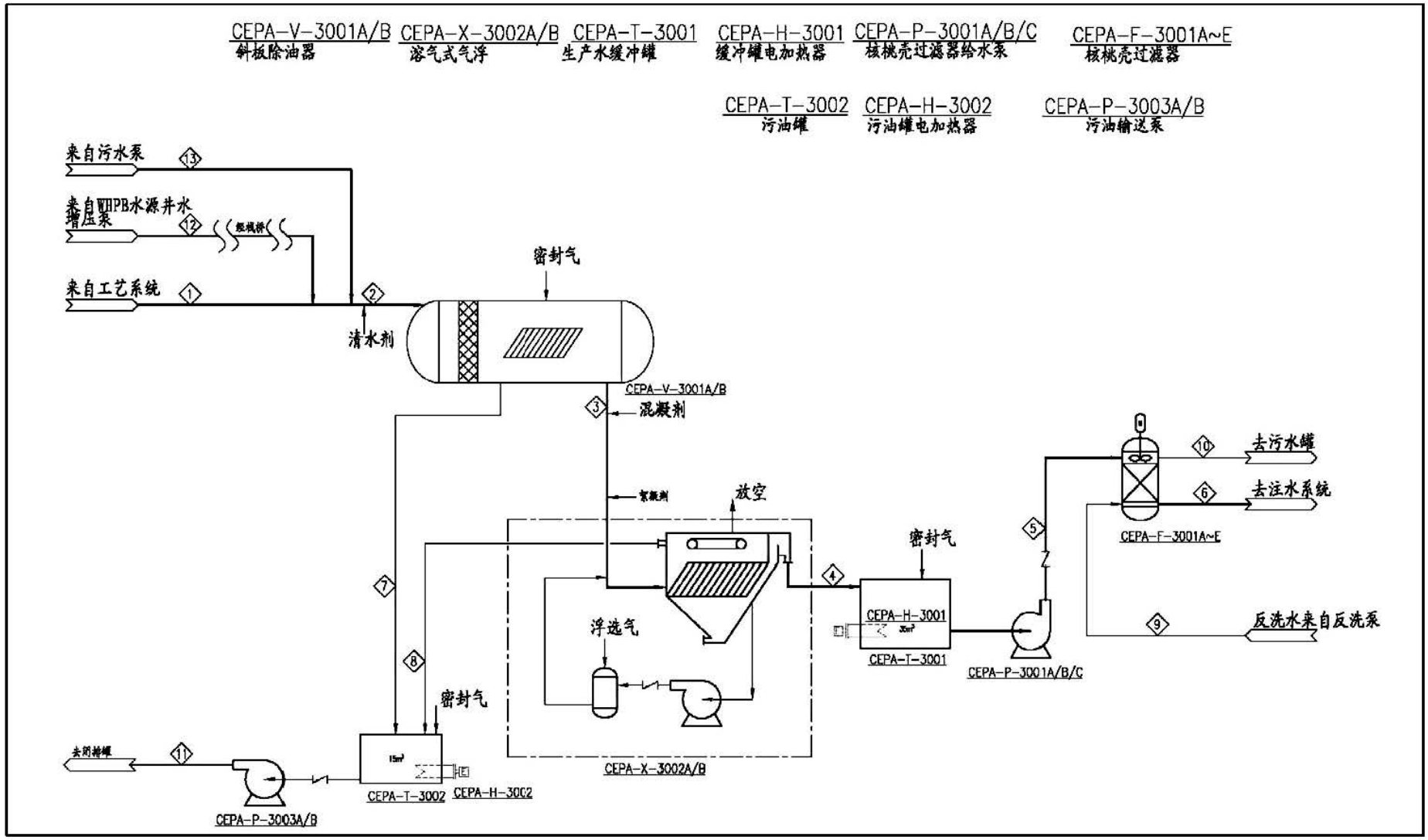


图 2.4-3　KL10-1 CEP 平台含油生产水处理流程图

表 2.4-2　生产水注采平衡表

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

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

图 2.4-4　生产水注采平衡

2.4.3.3 含油生产水处理及回注能力校核结果

KL10-1 CEP 平台含油生产水处理及回注能力校核见表 2.4-3。

表 2.4-3 KL10-1 CEP 平台含油生产水处理及回注能力校核

依托工程	依托设施	设施设计处理能力	实际产生最大量	是否可行
KL10-1 CEP 平台	含油生产水处理设施	[redacted]	[redacted]	可行
	注水设施	[redacted]	[redacted]	可行

由表可知看出，KL10-1 CEP 平台含油生产水的处理量及回注量均未超过设计处理能力，项目依托可行。

2.4.4 管线输送能力校核

（1）依托管线输送能力校核

垦利 16-1 油田开发主要依托已建管线有 KL10-4 WHPA 平台至 KL10-1 WHPB 平台混输海底管线、KL10-1 CEP 平台至 KL3-2 CEPA 平台输油海底管线、KL3-2 CEPA 平台至东营原油终端的输油海底管线、KL10-1 WHPB 平台至 KL10-4 WHPA 平台注水管线。依托管线依托可行性分析见表 2.4-4~表 2.4-7

表 2.4-4 KL10-4 WHPA~KL10-1 WHPB 平台混输海底管线依托可行性分析

依托管线		设计/校核压力（kpa）	设计/校核温度（℃）
KL10-4 WHPA~KL10-1 WHPB 平台混输管线	设计能力	[redacted]	[redacted]
	本项目实施后实际运行情况	[redacted]	[redacted]
是否可行		经海管结构校核满足使用要求	

表 2.4-5 KL10-1 CEP~KL3-2 CEPA 平台输油海底管线依托可行性分析

依托管线		设计压力（kpa）	设计温度（℃）
KL10-1 CEP~KL3-2 CEPA 平台输油管线	设计能力	[redacted]	[redacted]
	本项目实施后实际运行情况	[redacted]	[redacted]
是否可行		可行	

表 2.4-6 KL3-2 CEPA 平台~东营原油终端输油海底管线依托可行性分析

依托管线		设计/校核压力（kpa）	设计/校核温度（℃）
	设计能力	[redacted]	[redacted]

KL3-2 CEPA 平台~东营终端输油管线	本项目实施后实际运行情况	[redacted]	[redacted]
是否可行		海管结构校核满足使用要求	

表 2.4-7　KL10-1 WHPB ~KL10-4 WHPA 平台注水管线依托可行性分析

依托管线		设计压力（kpa）	设计温度（℃）
KL10-1 WHPB ~KL10-4 WHPA 平台注水管线	设计能力	[redacted]	[redacted]
	本项目实施后实际运行情况	[redacted]	[redacted]
是否可行		可行	

由上表可知，本项目依托管线的最大操作压力和操作温度均未超过校核参数，项目依托可行。

（2）新建管线输送能力校核

新建 KL16-1 WHPA~KL10-4 WHPA 平台混输管线和 KL10-4 WHPA ~KL16-1 WHPA 平台注水海底管道能力校核见表 2.4-8 和表 2.4-9。

表 2.4-8　KL16-1 WHPA~KL10-4 WHPA 平台混输管线能力校核

依托管线		设计压力（kpa）	设计温度（℃）
KL16-1 WHPA~KL10-4 WHPA 平台混输管线	设计能力	[redacted]	[redacted]
	本项目实施后实际运行情况	[redacted]	[redacted]
是否可行		可行	

表 2.4-9　KL10-4 WHPA ~KL16-1 WHPA 平台注水管线能力校核

依托管线		设计压力（kpa）	设计温度（℃）
KL10-4 WHPA ~KL16-1 WHPA 平台注水管线	设计能力	[redacted]	[redacted]
	本项目实施后实际运行情况	[redacted]	[redacted]
是否可行		可行	

由上表可知，本项目新建管线的最大操作压力和操作温度均未超过设计参数，项目依托可行。

2.4.5　依托设施设计年限校核

本工程建成后需要依托 KL10-4 WHPA 平台、KL10-1 WHPB 平台、KL10-1 CEP 平台、KL10-4 WHPA 平台至 KL10-1 WHPB 平台混输海底管线、KL10-1 CEP 平台至 KL3-2 CEPA 平台输油海底管线、KL3-2 CEPA 平台至东营原油终端的输油海底管线、KL10-

1 WHPB 平台至 KL10-4 WHPA 平台注水管线进行物流的集输及处理。依托设施设计年限、运行情况可行性分析详见表 2.4-10。

表 2.4-10　KL10-1 WHPB ~KL10-4 WHPA 平台注水管线依托可行性分析

序号	平台/管线/电缆名称	建成年份	设计使用年限	到期时间	剩余设计年限
1	KL10-4 WHPA 平台	2015 年	25	2040 年	21
2	KL10-1 WHPB 平台	2015 年	25	2040 年	21
3	KL10-1 CEP 平台	2015 年	30	2045 年	26
4	KL3-2 CEPA 平台	2014 年	25	2039 年	21
5	KL10-4 WHPA 平台~KL10-1 WHPB 平台混输管线	2015 年	25	2040 年	21
6	KL10-1 CEP 平台~KL3-2 CEPA 平台输油管线	2015 年	30	2045 年	26
7	KL3-2 CEPA 平台~垦利油田群东营原油终端输油管线	2014 年	30	2044 年	26
8	KL10-1 WHPB 平台~KL10-4 WHPA 平台注水管线	2015 年	25	2040 年	21
9	KL10-1 WHPB 平台~KL10-4 WHPA 平台海底电缆	2015 年	25	2040 年	21

通过分析可知，本次工程设计年限为 25 年，依托设施的运行时间部分超过设施的设计年限。此外本次所依托的平台和管线可继续稳定运行 21 年~26 年，建议所依托的平台和管线在达到设计使用年限的前一年开展延寿评估工作，根据评估结论采取相应的延寿措施或者进行相应改造，以确保依托工程能够长期、安全、稳定的生产运营。

3 工程分析

3.1 施工期环境污染因素及污染源分析

3.1.1 施工期产污环节分析

海上建设阶段包括：平台建设、海底混输、注水管线及电缆的铺设、钻完井、平台适应性改造等。

（1）海上平台设施的安装、调试过程中，将有浮吊船、驳船、铺管船及拖轮等船舶参加作业，这些船舶将产生一定量的机舱含油污水、生活污水、生活垃圾等。此外在工程安装过程中还将产生金属切割的边脚料等固体废弃物。

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

（3）钻完井阶段产生钻屑和钻井液，同时参与作业的船舶将产生机舱含油污水、生活污水、生活垃圾等。

（4）平台适应性改造过程中，将产生金属切割的边脚料等固体废弃物，同时参与作业的船舶将产生机舱含油污水、生活污水、生活垃圾等

（5）施工期间，大型施工机械、钻机等产生的机械噪声以及船舶和施工机械产生的轻微大气污染。

海上建设阶段的产污环节及污染物种类分析见图 3.1-1。

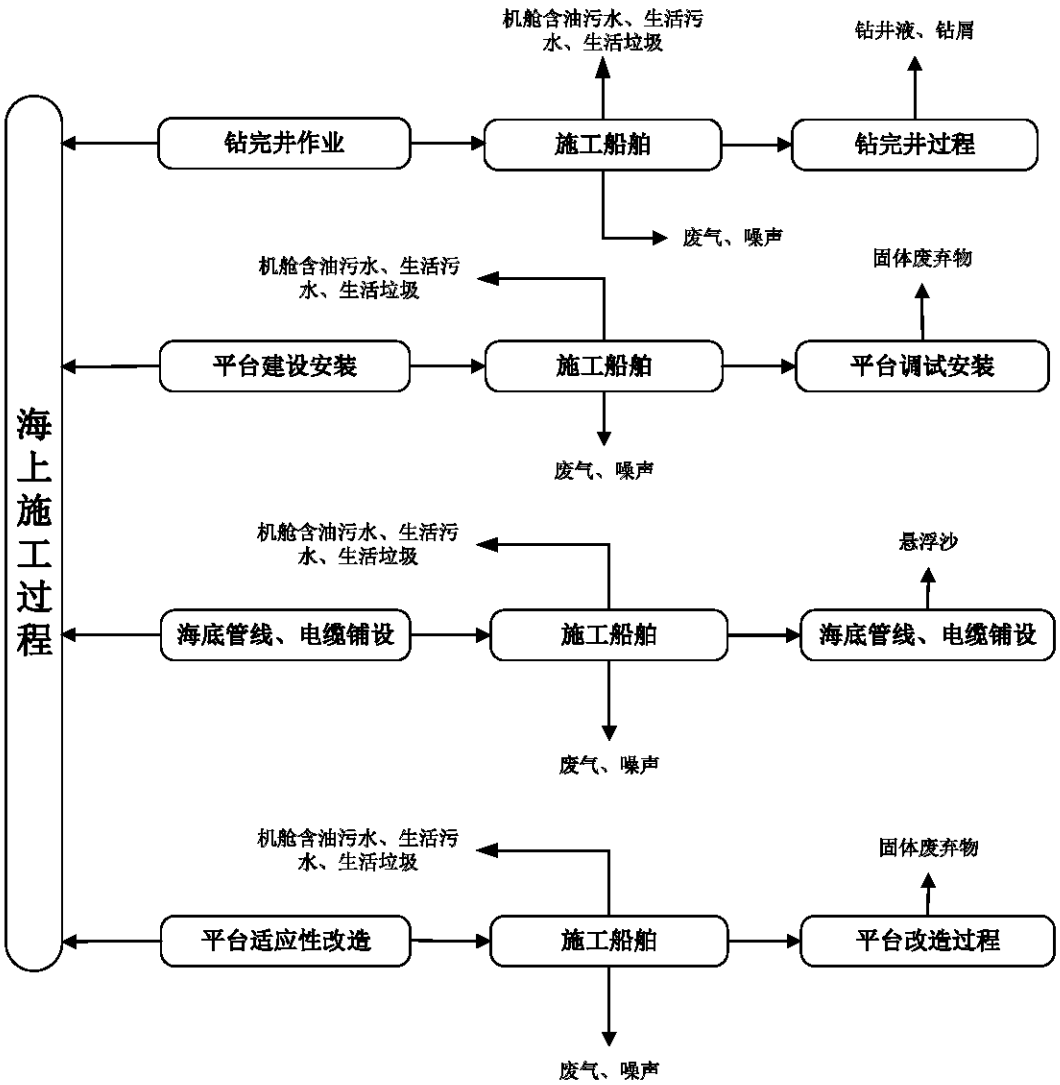


图 3.1-1　施工期产污环节分析

3.1.2　施工期污染源分析

3.1.2.1　管线铺设产生的悬浮泥沙

（1）混输海底管道

本项目铺设 1 条 KL16-1 WHPA 至 KL10-4 WHPA 平台的混输海底管道。新建混输海底管道采用后挖沟自然回填法。靠近生态红线端 1km 范围内挖沟速度为 260m/d，靠近生态红线端 1~2km 范围内挖沟速度为 500m/d，剩余部分挖沟速度为 1000m/d。管顶距泥面 1.5m，底宽 1m，顶宽 2m，挖沟深度为 1.9926m。

本工程海底混输管道挖沟深度均小于 2.0 米，根据 2019 年 6 月中海油田服务股份有限公司天津分公司编制的《垦利 16-1 油田开发项目工程地质勘查、物探调查及海洋

环境基本参数调查》，结合该海区泥沙湿容重约为 1.85g/cm^3。此外，本项目起沙率按 15%计算。管线挖沟悬浮沙的产生速率和产生量计算公式如下：

挖沟截面积＝（上底＋下底）/2×挖沟深度；

每天搅动海底泥沙量＝挖沟截面积(m^2)×每天挖沟长度（m）

搅动海底泥沙总量＝挖沟截面积(m^2)×海管长度（m）；

悬浮沙源强＝每天搅动海底泥沙量（m^3）×起沙率（15%）×泥沙容重（1.85×10^{3}kg/m^3）/86400(s)。

按挖沟过程中的控制点源连续性排放悬浮沙计算，混输海底管道挖沟过程产生的悬浮泥沙量约为 23014.53m^3，靠近生态红线端 1km 范围内悬浮沙产生的最大源强为 2.50kg/s，靠近生态红线端 1~2km 范围内悬浮沙产生的最大源强为 4.80kg/s，剩余 5.7km 混输管道悬浮沙产生的最大源强为 9.60kg/s。混输海底管道挖沟过程悬浮沙源强见表 3.1-1。

表 3.1-1 混输海底管道挖沟过程悬浮沙源强核算表

悬浮泥沙	近红线端管线长度			合计
	0~1km（A~B）	1~2km（B~C）	2~7.7km（C~D）	
	260m/d	500m/d	1000m/d	
总量（m^3）	2988.9	2988.9	17036.73	23014.53
源强（kg/s）	2.50	4.80	9.60	/

（2）注水海底管道

本项目铺设 1 条 KL10-4 WHPA 至 KL16-1 WHPA 平台的注水海底管道。新建注水海底管道采用后挖沟自然回填法。靠近生态红线端 1km 范围内挖沟速度为 260m/d，靠近生态红线端 1~2km 范围内挖沟速度为 500m/d，剩余部分挖沟速度为 1000m/d。管顶距泥面 1.5m，底宽 0.6m，顶宽 1.6m，挖沟深度为 1.8053m。

按挖沟过程中的控制点源连续性排放悬浮沙计算，注水海底管道挖沟过程产生的悬浮泥沙量约为 15290.89m^3，靠近生态红线端 1km 范围内悬浮沙产生的最大源强为 1.66kg/s，靠近生态红线端 1~2km 范围内悬浮沙产生的最大源强为 3.19kg/s，剩余 5.7km 注水管道悬浮沙产生的最大源强为 6.38kg/s。注水海底管道挖沟过程悬浮沙源强见表 3.1-2。

表 3.1-2 注水海底管道挖沟过程悬浮沙源强核算表

悬浮泥沙	近红线端管线长度			合计
	0~1km（A~B）	1~2km（B~C）	2~7.7km（C~D）	
	260m/d	500m/d	1000m/d	
总量（m^3）	1985.83	1985.83	11319.23	15290.89

源强（kg/s）	1.66	3.19	6.38	/

（3）海底电缆

本项目铺设 1 条 KL10-4 WHPA 至 KL16-1 WHPA 平台的海底电缆。新建海底电缆采用后挖沟自然回填法。靠近生态红线端 2km 范围内挖沟速度为 500m/d，剩余 5.7km 挖沟速度为 2000m/d。电缆距泥面 1.5m，底宽 0.5m，顶宽 1m，挖沟深度为 1.5m。

按挖沟过程中的控制点源连续性排放悬浮沙计算，海底电缆挖沟过程产生的悬浮泥沙量约为 8662.50m^3，靠近生态红线端 2km 范围内悬浮沙产生的最大源强为 1.81kg/s，剩余 5.7km 海底电缆悬浮沙产生的最大源强为 7.23kg/s。海底电缆挖沟过程悬浮沙源强见表 3.1-3。

表 3.1-3　海底电缆挖沟过程悬浮沙源强核算表

悬浮泥沙	近红线端管线长度		合计
	0~2km（E~F）	2~7.7km（F~G）	
	500m/d	2000m/d	
总量（m^3）	2250	6412.5	8662.50
源强（kg/s）	1.81	7.23	/

（4）悬浮沙产生量汇总

垦利 16-1 油田开发项目海底管道、电缆挖沟过程引起的悬浮沙产生量见表 3.1-4。

表 3.1-4 海底管道和海底电缆挖沟过程悬浮沙产生量

序号	海底管线名称	管线长度（km）	悬浮沙产生量（m^3）	靠近生态红线端 0-1km 悬浮沙源强（kg/s）	靠近生态红线端 1-2km 悬浮沙源强（kg/s）	剩余 2-7.7km 管缆悬浮沙源强（kg/s）
1	KL16-1 WHPA 至 KL10-4 WHPA 平台的混输海底管道	7.7	23014.53	2.50	4.80	9.60
2	KL10-4 WHPA 至 KL16-1 WHPA 平台的注水海底管道	7.7	15290.89	1.66	3.19	6.38
3	KL10-4 WHPA 至 KL16-1 WHPA 平台的海底电缆	7.7	8662.50	1.81	1.81	7.23
合计			46967.92		-	-

（5）环境污染防治措施

施工阶段，海底管道/电缆路由选择距离海洋生态红线区较远的桩腿登陆，同时近山东省渤海海洋生态红线区端的部分管线/电缆采用低速挖沟铺设的方式降低悬浮沙排放源强，以避免管道/电缆挖沟引起的悬浮沙对临近海洋生态红线区和海洋特别保护区的影响。

3.1.2.2 钻井阶段产生的钻屑

（1）源强分析

垦利 16-1 油田主要使用的钻井液体系主要有水基钻井液和合成基钻井液两大类。钻完井过程中使用水基钻井液主要产生钻井油层钻屑和非钻井油层钻屑，使用合成钻井液主要产生含油钻屑。为了方便表述，将产生的钻屑分为“含油钻屑”和“非含油钻屑”两类。钻屑排放量主要取决于井身长度和井身结构，钻屑产生量根据井眼直径、井深计算所得，计算公式如下：

$$V=\pi R^2\times h\times 1.6$$

式中：V---钻屑产生体积（m^3）；π---3.14；R---井眼半径；h---井深；1.6---松散系数。

本工程新钻井井深 1260~4190m，分四批开展钻完井作业。第一批预计施工时间为[redacted]，钻井期为 180.5 天。第二批预计施工时间为[redacted]，钻井期为 69 天；第三批预计施工时间为[redacted]，钻井期为 69.5 天；第四批预计施工时间为[redacted]，钻井期为 152 天。钻井作业尽可能避开种质资源保护区的特别保护期 4 月 25 日～6 月 15 日。钻屑源强核算结果见表 3.1-5。

表 3.1-5 本项目钻屑源强核算表

钻屑	钻井时间（d）	水基钻井液		合成基钻井液	非含油钻屑产生量④（m^3）	含油钻屑产生量⑤（m^3）
		非油层段钻屑产生量①（m^3）	油层段钻屑产生量②（m^3）	钻屑产生量③（m^3）		
KL16-1WHPA 平台产生量（第一批 13 口）	180.5	3854	875	2397	3854	3272
KL16-1WHPA 平台产生量（第二批 5 口）	69	902	0	2218	902	2218
KL16-1WHPA 平台产生量（第三批 5 口）	69.5	1051	0	2348	1051	2348
KL16-1WHPA 平台产生量（第四批 9 口）	152	3303	530	2948	3303	3478
合计	471	9110	1405	9911	9110	11316

备注：①=④；②+③=⑤；

钻井过程中，钻屑总量为 20426m^3，其中含油钻屑总量为 11316m^3，非含油钻屑的产生量为 9110m^3。为了避免钻屑的排放对周边海洋功能区产生影响，本项目钻井阶段

产生的含油钻屑和非含油钻屑全部运回陆上拟计划交由蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司接收处理/处置。

本项目产生的含油钻屑和非含油钻屑在平台上采用带盖的岩屑回收箱分类收集并存储，然后将岩屑回收箱吊装至三用料船运至码头，同时及时更换空岩屑箱到钻井平台备用。到码头计划由危废运输、处理单位蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司接收，使用专用运输车辆运输，车辆设置有防溢散措施，最终送至蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司处理。危废的转运、处理均有电子联单。同时，油层段钻屑的收集、转移和处理需满足《中海石油（中国）有限公司天津分公司 QHSE 管理体系》的要求。

（2）环境污染防治措施

本项目采用钻井船进行钻完井作业，为了避免或减缓对海洋生态红线和东营黄河口生态国家级海洋特别保护区的影响，本项目钻井阶段产生的含油钻屑和非含油钻屑全部运回陆上拟计划交由蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司接收处理/处置，处理措施需满足处理措施满足《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》的相关要求。

为了防止含油钻屑在施工年份蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司无法接收处理的风险，建设单位将“天津合佳威立雅环保服务有限公司”和“锦州永盛废油再生有限公司”作为危废的备选处理单位，“天津合佳威立雅环保服务有限公司”和“锦州永盛废油再生有限公司”均具备处理含油危废（HW08）的处理资质和能力。

3.1.2.3 钻井阶段产生的钻井液

（1）源强分析

垦利 16-1 油田主要使用的钻井液体系主要有水基钻井液和合成基钻井液两大类。钻井作业中，钻井液循环使用。本工程为分批钻井，钻完井过程中使用水基钻井液主要产生钻井油层水基钻井液和非钻井油层水基钻井液，使用合成基钻井液主要产生含油钻井液。根据钻井计划钻井液排放情况见表 3.1-6。

3.1-6 本工程钻井液产生情况表

钻井液	钻井时间（d）	水基钻井液		合成基钻井液	非含油钻井液产生量④（m^3）	含油钻井液产生量⑤（m^3）
		非油层段钻井液产生量①（m^3）	油层段钻井液产生量②（m^3）	钻井液产生量③（m^3）		
KL16-1WHPA 平台产生量（第一批 13 口）	180.5	3840	3713	550	3840	4263

KL16-1WHPA 平台产生量（第二批 5 口）	69	1440	0	550	1440	550
KL16-1WHPA 平台产生量（第三批 5 口）	69.5	1680	0	550	1680	550
KL16-1WHPA 平台产生量（第四批 9 口）	152	2880	1842	600	2880	2442
合计	471	9840	5555	2250	9840	7805

备注：①=④；②+③=⑤；

钻井过程中，钻井液产生总量为 17645m^3，含油钻井液产生量为 7805m^3，非含油钻井液产生量为 9840m^3。钻完井阶段采用水基钻井液和合成基钻井液，循环使用。为了避免钻屑的排放对周边海洋功能区产生影响，本项目钻井阶段产生的含油钻井液和非含油钻井液全部运回陆上拟计划交由蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司接收处理/处置。

本项目产生的含油钻井液和非含油钻井液平时存储在平台泥浆池里，回收时平台利用泵将钻井液打到平台上带盖的岩屑回收箱内，然后将岩屑回收箱吊装至三用料船运至码头，同时及时更换空岩屑箱到钻井平台备用。到码头计划由危废运输、处理单位蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司接收，使用专用运输车辆运输，车辆设置有防溢散措施，最终送至蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司处理。危废的转运、处理均有电子联单。同时，油层段钻井液的收集、转移和处理需满足《中海石油（中国）有限公司天津分公司 QHSE 管理体系》的要求。

（2）环境污染防治措施

本项目采用钻井船进行钻完井作业，钻井过程中全部采用无毒或低毒的钻井液，循环使用。本项目钻井阶段产生的含油钻井液和非含油钻井液全部运回陆上拟计划交由蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司接收处理/处置，处理措施需满足处理措施满足《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》的相关要求。

为了防止含油钻井液在施工年份蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司无法接收处理的风险，建设单位将“天津合佳威立雅环保服务有限公司”和“锦州永盛废油再生有限公司”作为危废的备选处理单位，“天津合佳威立雅环保服务有限公司”和“锦州永盛废油再生有限公司”均具备处理含油危废（HW08）的处理资质和能力。

3.1.2.4 施工期废水

①船舶机舱含油污水和生活污水

本工程施工期间动用浮吊、驳船、拖轮、铺管船等船舶进行作业，施工过程中会有少量船舶机舱含油污水产生。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 1375m³。机舱含油污水用污油水系统收集，密闭存储，并按照《沿海海域船舶排污设备铅封程序规定》对船舶污油水系统的排放阀以及能够替代该系统的其他系统与油污水管路直接相连接的阀门予以铅封，运至码头。到码头计划由危废运输、处理单位蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司接收，使用专用运输车辆运输，车辆设置有防溢散措施，最终送至蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司处理。危废的转运、处理均有电子联单。

施工船舶生活污水按每人每天 0.35m³ 计算，共计产生生活污水 65765m³。安装阶段生活污水产生量为 35m³/d，钻完井阶段生活污水产生量为 84m³/d，海底管道和电缆铺设生活污水产生量为 21m³/d，平台适应性改造生活污水产生量为 21m³/d。生活污水经船舶生活污水处理装置处理达标后排海。

施工期废水产生估算量见表 3.1-7。

表 3.1-7 施工过程废水产生量

序号	施工内容	施工船舶数量（艘）	施工人员（人/每天）	施工天数（天）	生活污水（m³）	船舶含油污水产生量（m³）
1	平台安装	10	100	85	2975	425
2	钻完井	2	240	710	59640	710
3	管缆铺设	4	60	30	630	60
4	平台适应性改造	3	60	120	2520	180
合计					65765	1375

②清洗废水

本工程包括 3 口生产井调整为注水井，钻井总进尺分别为[redacted]。每 1000 进尺约产生 40m³ 的洗井废水，共计产生约 289.4m³ 洗井废水，产生的洗井废水进入生产流程，最终经含油生产水处理系统处理合格后回注地层。

③清管水

海管铺设完毕后，需要对海管进行清管，根据设计，本工程所需要的清管水为海水，产生量约为 600m³，本工程为新铺设海管，清管水的主要污染物质为悬浮物，因此清管水直接排放入海。

3.1.2.5 施工期固体废物

在施工阶段，将产生一些生活垃圾和固体废弃物。如食品废弃物和废弃的零件、边角料、包装材料、油棉纱等。施工船舶生活垃圾按每人每天 1.5kg 计算，根据总体开发方案及建设单位提供的经验数据，施工期生活垃圾的产生量约 281.85t，生产垃圾的产

生量约 210.4t。施工期产生的生活垃圾和生产垃圾，分类收集，集中装箱运回陆地交由有资质单位处理。施工期固体废物产生估算量见表 3.1-8。

表 3.1-8 施工过程固体废物产生量

序号	平台名称	施工天数（天）	生活垃圾产生量（t）	生产垃圾产生量（t）
1	平台安装	85	12.75	1.2
2	钻完井	710	255.6	208
3	管缆铺设	30	2.7	-
4	平台适应性改造	120	10.8	1.2
合计			281.85	210.4

3.1.2.6 施工期废气

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

a、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；

b、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；

c、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。

3.1.2.7 施工期噪声

施工过程的施工机械和船舶会产生噪声，但海上作业远离居民点，其影响可以忽略。

3.1.2.8 海上建设阶段污染物汇总

海上建设阶段各种污染物的产生量见表 3.1-9。

表 3.1-9 海上建设各阶段主要污染物

污染物		产生量	排放量	主要污染因子	排放/处理方式
钻井液	含油钻井液	7805m³	0	石油类	运回陆上交由有资质单位进行处理
	非含油钻井液	9840m³	0	/	
钻屑	含油钻屑	11316m³	0	石油类	
	非含油钻屑	9110m³	0	/	
	混输管道	23014.53m³	2.50kg/s（0-1km）	SS	连续排放

悬浮沙			4.80kg/s（1-2km） 9.60kg/s（2-7.7km）		
	注水管道	15290.89m³	1.66kg/s（0-1km） 3.19kg/s（1-2km） 6.38kg/s（2-7.7km）	SS	
	电缆铺设	8662.50m³	1.81kg/s（0-2km） 7.23kg/s（2-7.7km）	SS	
生活污水		65765m³	65765m³	COD	经船舶生活污水处理装置处理达标后排放
生活垃圾		281.85t	0	食品废弃物、食品包装等	分类收集、运回陆上处理
船舶机舱含油污水		1375m³	0	石油类	铅封，运回陆上交由有资质单位进行处理
清洗废水		289.4m³	/	石油类	处理达标后回注
清管水		600m³	600m³	悬浮物	直接排海
生产垃圾	固体废物	210.4	0	废弃边角料、油棉纱、包装材料等	运回陆上交由有资质单位进行处理

3.2 运营期环境污染因素及污染源分析

垦利 16-1 油田 WHPA 平台各井口生产物流依靠电潜泵举升至地面，经生产管汇汇集后，通过新建海底管道混输至 KL10-4 WHPA 平台，与该平台的生产物流汇合后，通过已有海底管道混输至 KL10-1 WHPB 平台，经栈桥输送至 KL10-1 CEP 平台进行处理。

为保证新建混输海管安全停输时间，在投产前 5 年采用掺高温生产水的方式进行输送，具体实施方式：KL10-1 CEP 平台处理合格的生产水经已建和新建海底注水管道，经 KL10-4 WHPA 平台，输送至 KL16-1 WHPA 平台，经加热器加热后进行掺水输送。

3.2.1 运营期产污环节分析

运营期产生的污染物主要是含油生产水、甲板冲洗水、设施维修产生的生产垃圾等、生活污水、生活垃圾及金属锌离子等。生产阶段产污环节见图 3.2-1。

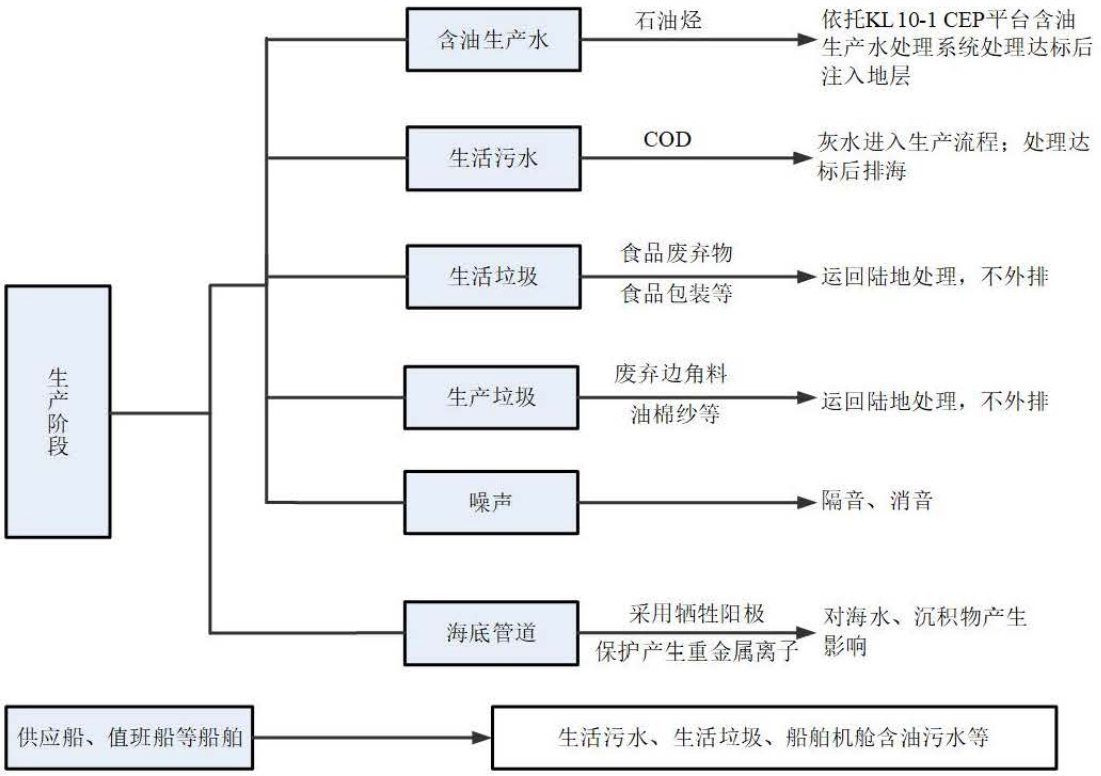


图 3.2-1　运营期产污环节分析

3.2.2　运营期污染源分析

3.2.2.1　含油生产水

（1）正常工况下

本工程 KL16-1 WHPA 平台建成后含油生产水最大产生量 [redacted]，KL16-1 WHPA 平台无生产水处理设施，生产水进入 KL10-1 CEP 平台处理合格后，通过垦利 10-1 油田、垦利 10-4 油田和垦利 16-1 油田的各井口平台全部回注地层。

（2）非正常工况下

本工程进行期间及完工投产后，受生产流程波动影响可能会出现非正常工况。一旦出现上述非正常工况，可以调整油井运行频率，降低油井产出量，减少流程生产污水处理量，以保障油水处理效果，处理后的生产水全部回注地层，必要时停止生产，禁止生产水外排入海。

3.2.2.2　其他含油污水

在正常生产阶段，KL16-1 WHPA 平台还产生少量甲板冲洗水等其他含油污水。其他含油污水经开/闭排系统收集后，进入生产工艺系统，不外排。

3.2.2.3 大气污染物

KL16-1 WHPA 平台投产后油气水混合的物流直接进入管道输往 KL10-1 CEP 平台再将天然气分离出来，因此在新建平台上不再涉及天然气燃烧或者放空。

KL16-1 WHPA 平台不设主电站，依托垦利电网供电。电站分布于 KL3-2 CEPA 平台、BZ35-2 CEPA 平台、KL10-1 CEP 平台。KL10-1 CEP 平台离伴生天然气进入燃料气系统，作为燃料气供透平发电使用，不足部分由渤西渤南管网补充。本工程投产前后 KL10-1 CEP 平台天然气用量见表 3.2-1。

表 3.2-1 本工程投产前后 KL10-1 CEP 平台天然气用量表

年份	投产前用电	投产前用气	投产后用电	投产后用气	变化量
	kW	$10^4m^3/d$	kW	$10^4m^3/d$	$10^4m^3/d$
2021 年	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2022 年	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2023 年	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2024 年	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2025 年	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2026 年	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2027 年	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2028 年	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2029 年	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2030 年	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2031 年	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2032 年	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2033 年	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2034 年	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2035 年	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2036 年	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2037 年	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2038 年	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2039 年	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2040 年	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]

本项目投产后新增的天然气量 $4.55\times10^4m^3/d$。按照《第一次全国污染源普查工业污染源产排污系数手册》（2010 年修订），每燃烧 $1Nm^3$ 天然气约产生 $13.63m^3$ 烟气量；NO_x 排放系数为：$18.71kg/10^4m^3$ 燃料气。天然气组分不含硫化氢，故无二氧化硫的排放。根据系数估算，新增大气污染物产生量见表 3.2-2。

表 3.2-2 本项目投产前后大气污染产生量

污染物	烟气量（m^3/a）	NO_x（t/a）
投产前最大产生量	7.12×10^8（2026 年）	97.76（2026 年）
投产后最大产生量	9.11×10^8（2026 年）	125.09（2026 年）
最大增量	2.05×10^8（2028 年）	28.09（2028 年）

3.2.2.4 生产垃圾

在油田生产阶段，将产生一些固体废弃物。如废弃的零件、边角料、包装材料、含油固废等。运营期按每口井 1t/a 计算，共产生固体废弃物 32t/a。

3.2.2.5 生活污水和生活垃圾

（1）污染物产生量

本工程正常生产阶段将有生活污水及生活垃圾产生，KL16-1 WHPA 平台上设置一套生活污水处理装置。

KL16-1 WHPA 平台生产定员分别为 12 人，最大定员为救生艇人数 60 人，再考虑到修井作业等大型作业等因素，因此 KL16-1 WHPA 平台的全年平均作业人数按照救生艇作业人数的 1.2 倍，总计 72 人进行估算。根据最新统计数据，海上平台每人每天生活污水产生量约 350L，KL16-1 WHPA 平台产生生活污水最大约为 25.2m^3/d（9198m^3/a），其中黑水大约占三分之一，灰水（约 16.8m^3/d）经预处理后进入生产流程，处理达标后回注；黑水经过预处理后进入生活污水处理装置，经处理达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB/T4914-2008）（COD≤300mg/L）的要求后排海。按照 COD 达标排放浓度 300mg/L 计算，则共产生 COD 为 2.52kg/d（0.83t/a）。初步设计 KL16-1 WHPA 平台活污水达标排放位置位于下层甲板的生活污水处理装置附近。

表 3.2-3 运营期生活污水排放量

平台	生活污水	COD（t/a）
KL16-1 WHPA	8.4m^3/d（2772m^3/a）	2.52kg/d（0.83t/a）

生活垃圾按每人 1.5kg/d 计，生活垃圾的产生量约为 108kg/d，合 39.42t/a，全部运回陆地处理。

3.2.2.6 初期雨水

开排系统主要包括开排槽和开排泵，用于收集甲板初期雨水和清洗废水。降雨期或者甲板清洗时并将开排槽液位降至最低。当开排槽达到一定的液位时，由开排槽泵将初期雨水等污水打入海管内进入系统做进一步处理。

由于垦利 16-1 油田距离陆地最近的城市为东营市，因此本项目初期雨水按东营市地区暴雨公式进行估算。东营市城市管理局和东营市气象局联合编制了东营市中心城暴雨强度公式，并经东营市市政府批复同意（东政字[2016]2 号）。暴雨强度公式为：

$$q = \frac{1363.621 \times (1 + 0.919 \lg P)}{(t + 5.778)^{0.653}}$$

式中：q—暴雨强度(L/S·ha)；P—设计暴雨重现期，采用 P=1 年；t—集流时间（min），采用 30min。计算得工程区暴雨强度为 131.88L/S·ha。

雨水量公式：Q=C·F·q

式中：Q-雨水量(L/S)；F-汇水面积（ha）；C-径流系数，0.4-0.6 之间取值。本次评价取 0.6。

初期雨水一般为前 15min 的雨水，新建平台上部组块的最大面积为 1368.93m^2，经计算初期雨水量新增量 9.7m^3/次。

3.2.2.7 金属 Zn 释放

垦利 16-1 油田开发项目共铺设 2 条海底管道。海底管道阴极保护可采用外加电流和牺牲阳极两种类型。综合阳极性能及经济性考虑，采用手镯型铝基牺牲阳极。阳极块主要成分为铝，其中锌的质量含量为 2.5%~5.75%，锌在发生原电池反应后，将以锌离子形态释放到海洋环境中，使管道周围环境中锌含量略有增加。每个阳极块的重量约为 31.02kg，海底管道阳极块间隔约 53.5m。由于阳极块间隔较远，锌离子向环境释放的影响不会相互叠加，所以把每个阳极块当做一个单独的释放源。阳极块中锌含量按 4.13%考虑，海底管道设计寿命为 25a，考虑到阳极使用寿命的裕量，则单个阳极块每年释放到环境中的锌量约 0.05kg。

表 3.2-3 海底管道牺牲阳极用量

海底管道名称	阳极块单重（kg）	数量（块）	释放锌总量（4.13%考虑）（kg）	单块阳极锌释放源强（kg/a）
KL16-1 WHPA 至 KL10-4 WHPA 混输管线	31.02	144	184.48	7.38
KL10-4 WHPA 至 KL16-1 WHPA 注水管线	31.02	144	184.48	7.38
合计	31.02	288	368.96	14.76

3.2.2.8 船舶污染物

在海上生产阶段，参加作业船舶主要为值班船和供应船，产生的污染物主要包括生活污水、食品废弃物等生活垃圾、少量的机舱含油污水和生产垃圾等。根据参加作业的船舶数量、作业人数及作业时间，即可估算出各种船舶污染物的产生量，其船舶污染物估算取值和计算方法同建设阶段所产生的船舶污染物。运营期船舶污染物产生情况

见表 3.2-4。

表 3.2-4　运营期船舶污染物

船舶数量	作业人数（人）	作业时间（天）	生活污水（m^3）	生活垃圾（t）	机舱含油污水（m^3）
1 条值班船	10	182.5	638.75	2.74	91.25

（1）机舱含油污水用污油水系统收集，密闭存储，并按照《沿海海域船舶排污设备铅封程序规定》对船舶污油水系统的排放阀以及能够替代该系统的其他系统与油污水管路直接相连接的阀门予以铅封，运至码头。到码头计划由危废运输、处理单位蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司接收，使用专用运输车辆运输，车辆设置有防溢散措施，最终送至蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司处理。危废的转运、处理均有电子联单。

（2）船舶生活污水经船用生活污水处理装置处理后达到《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）相关标准后排海。同时，船舶生活污水的排放需按照《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》的有关标准和要求执行。

（3）生活垃圾全部运回陆地进行处理。

3.2.2.9　噪声

运营期各种机械设备会产生噪声，但海上作业远离居民点，其影响可以忽略。

3.2.2.10 生产阶段污染物汇总

表 3.2-5　本工程运营期污染物产生情况一览表

污染物		产生量	排放量	主要污染因子	排放/处理方式
生产水		[redacted]	0	石油类	进入 KL10-1 CEP 平台进行处理，处理达标后全部回注
初期雨水		9.7m^3/次	0	石油类	进入开闭排系统，进入原油处理系统
甲板冲洗水		少量	0	石油类	进入开闭排系统，进入原油处理系统
平台	生产垃圾	32t	0	废弃边角料等	运回陆上交由有资质单位进行处理
	生活污水（灰水）	16.8m^3/d	0	COD	经处理达标后回注地层
	生活污水（黑水）	8.4m^3/d	0	COD	经生活污水处理装置达标后排海
	生活垃圾	39.42t/a	0	食品废弃物、食品包装等	分类收集、运回陆上处理

值班船	生活污水	638.75m³/a	638.75 m³/a	COD	经船用生活污水处理装置处理达标后排海
	生活垃圾	2.74t/a	0	食品废弃物、食品包装等	分类收集、运回陆上处理
	机舱含油污水	91.25m³/a	0	石油类	铅封，运回陆上交由有资质单位进行处理
锌金属		14.76kg/a	14.76kg/a	重金属 Zn	自然释放

3.3 废弃阶段

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

3.4 依托工程污染物产生及排放情况

本次新建工程为 1 座井口平台及其配套生产设施。新建 KL16-1 WHPA 平台生产物流通过新建海底混输管道输到已建的 KL10-4 WHPA 平台，与 KL10-4 WHPA 平台生产物流汇合后，一起输送至 KL10-1 WHPB 平台，然后经栈桥输送至 KL10-1 CEP 平台进行处理。

平台建成投产后，不增加 KL10-4 WHPA 和 KL10-1 WHPB 平台的污染物产生量。KL10-1 CEP 平台新增的主要污染物为含油生产水及由伴生天然气燃烧产生的废气。含油生产水最大增加量[redacted]，KL16-1 WHPA 平台无生产水处理设施，依托 KL10-1 CEP 平台含油生产水处理系统进行处理，处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）标准（石油类≤15mg/L）后，在 KL10-1 油田、KL10-4 油田和 KL16-1 油田各井口平台回注到地层；固体废弃物运回陆地交由有资质的单位进行处理，伴生天然气经 KL10-1 CEP 平台上经透平发电燃烧排放，不足部分由渤西渤南管网补充。

表 3.4-1 依托工程 KL10-1 CEP 平台污染物产生及排放量

类别	污染物种类	本项目建设前产生量	本项目新增量	本项目投产后产生量	处理方式
含油生产水产生量	石油类	[redacted]	[redacted]	[redacted]	经过含油生产水处理系统处理达标后全部回注地层
生活污水	COD	5271.8m³/a	0	5271.8m³/a	经 CEP 平台上的生活污水处理装置处理达标后排放
固体废弃物	一般工业固体废物	243t/a	0	243t/a	运回陆上交由资质单位进行处理
	危险固体废物	4t/a	0	4t/a	
	生活垃圾	366t/a	0	366t/a	运回陆上处理
废气	NO_x	97.76t/a（2026 年）	28.09t/a（2028 年）	125.09t/a（2026 年）	透平发电

3.5 工程各阶段海洋生态环境影响分析

本工程采油平台建设和海底管道/电缆铺设会占用部分海域，造成底栖生物的损失，生物量的损失根据工程扰动底土面积和当地底栖生物密度来估算。但海上施工时间较短，且由于海域宽阔，生物具有活动性，因此，人为活动的干扰不会根本性改变海洋生物的觅食及活动规律。施工结束后，在施工区海域会逐渐形成新的生态平衡。

海上施工阶段海底管道铺设产生的悬浮泥沙使施工区周围海水中悬浮泥沙浓度增大，透明度下降，引起浮游植物的光合作用减少，对浮游植物和浮游动物产生一定的影响和破坏作用，也会对作业区周边渔业资源造成一定的生态损失。但由于悬浮泥沙影响的时间相对较短，随着施工作业结束，停止悬浮泥沙的排放，其影响将会逐渐减轻。

平台建设和管线铺设完成后对附近的局部海域水文动力和冲淤环境产生一定的影响。

总体上说，工程的建设对海洋生物会产生一定的影响，这些影响具有局部性和阶段性，待工程建设完毕后，海洋生态环境将逐渐恢复。

生产运营期除少量生活污水和锌离子排放外，无其他污染物排放，对该区域的海洋生态环境影响很小。

3.6 环境影响要素和评价因子的分析与识别

根据《海洋工程环境影响评价技术导则》的有关要求，结合环境影响要素识别结

果，确定本工程环境影响预测评价因子。根据海域周围环境的复杂性和工程自身特点，选取以下内容进行预测分析：工程建设前后的潮流形态变化、平台建设和海底管线埋设产生的悬浮沙、事故溢油等。环境影响预测评价因子见表 3.6-1。

表 3.6-1 环境影响预测评价因子一览表

评价时段	环境影响要素	评价因子	工程内容及其表征	影响程度与分析评价深度
施工阶段	海水水质环境	悬浮物	钻完井	/
			管线铺设	＋＋＋
		含油污水	船舶含油污水	/
		生活污水	船舶生活污水	＋
	沉积物环境	沉积物	平台建设、管线铺设	＋
	海洋生态环境	浮游生物	平台建设、管线铺设	＋＋
		底栖生物		＋＋
		渔业资源		＋＋
	水文动力		平台建设、管线铺设	＋
	地形地貌		平台建设、管线铺设	＋
	环境敏感区		平台建设、管线铺设	＋＋
运营阶段	海水水质环境	海水水质	含油生产水	/
			生活污水	＋
	海洋沉积物环境	沉积物	防腐	＋
	海洋生态环境	生态环境	管线、平台占用	＋
事故状态	水质环境	海底管道、平台溢油	风险事故下的溢油	+++
	生态环境	海底管道、平台溢油	风险事故下的溢油	+++
	渔业资源环境	海底管道、平台溢油	风险事故下的溢油	+++
	海上环境敏感区	海底管道、平台溢油	风险事故下的溢油	+++

注 1：+表示环境影响要素和评价因子所受到的影响程度为较小或轻微，需要进行简要分析
注 2：++表示环境影响要素和评价因子所受到的影响程度为中度，需要进行常规的影响分析
注 3：+++表示环境影响要素和评价因子所受到的影响程度为较大或敏感，需要进行重点的影响分析和预测

4 区域自然和社会环境现状

4.1 工程区域自然环境概况

4.1.1 区域自然环境现状

本工程所在海域的水文气象资料主要来源于《垦利区块及附近海域水文气象环境条件及风资源研究》的有关调查资料。

4.1.1.1 气象

根据龙口气象站观测资料，工程海域气候概况如下。

•气温

工程所在海域累年平均气温为 13.0℃，全年以 1 月份平均气温最低，为 0.5℃；8 月份平均气温最高，为 25.6℃。累年极端最高气温为 36.5℃，出现在 2005 年 6 月份；累年极端最低气温为-10.0℃，出现在 2004 年 1 月份。

•降水

工程所在海域累年平均年降水量为 434.3mm；全年降水主要集中在夏季，特别是 7、8 月份。累年各月平均降水量在 7 月份达到最大，为 124.6mm；1 月份最小，仅有 5.1mm。其中，累年各月最大降水量出现在 1996 年 7 月份，高达 349.0mm。历年降水量分配很不均匀，最多的 1996 年达到 668.1mm；最小降水量出现在 2008 年，全年只有 290.6mm。

•雾

工程所在海域雾日较少，累年平均为 19.1 天。其中 2003 年雾日最多，达到 31 天；1997 年雾日最少，只有 7 天。12 月份雾日最多，平均达到 2.5 天，最多的达到 12 天，出现在 1996 年 12 月份；9 月份最少，15 年只出现过 1 次。

•相对湿度

平均相对湿度为 71%，一年中，1-7 月份相对湿度逐渐增大，7 月最大，达到 84%；7-12 月份逐渐减小，12 月份最小，只有 64%。累年最大相对湿度为 100%，累年最小相对湿度为 7%，出现在 1995 年 4 月。

•风况

工程海域位于温带季风区，受季风影响明显，全年最多风向主要出现在东北向和

南向两个方位（见图 4.1－1），其中，冬、春季东北风偏多；夏、秋季西南风偏多。累年平均风速为 5.2m/s；月际变化相对也较为明显，在 4.3-6.5m/s 之间。夏季（6-8 月）平均风速较小，在 4.3-5.1m/s 之间，春、冬季节风速相对较大，在 4.8-6.5m/s 之间。

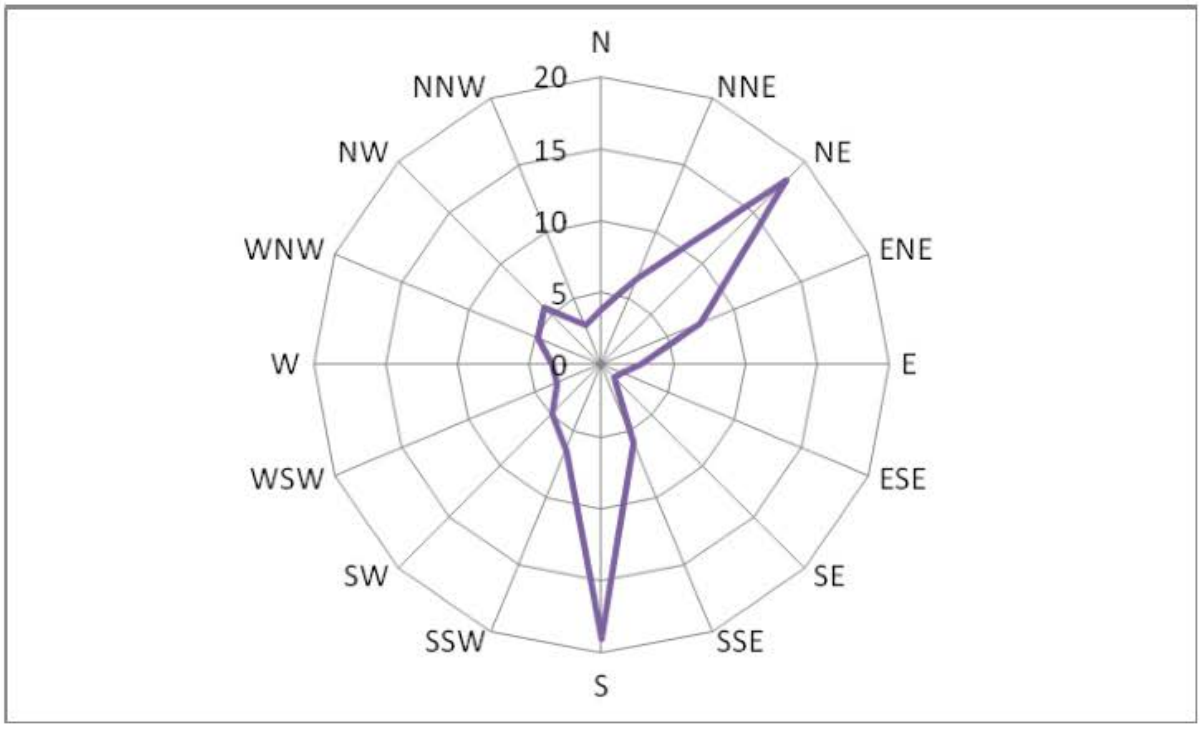


图 4.1－1　工程所在海域风向玫瑰图

4.1.2　海洋水文特征

4.1.2.1　潮流

根据 2017 年 12 月《垦利区域开发项目海洋环境质量现状秋季调查》本工程海区海流以潮流为主，潮流性质以正规半日潮为主，潮流兼有旋转和往复两种特征。但以往复流为主。M2 分潮流的贡献极大，浅水分潮方面，M4、MS4 分潮相对主要分潮而言，分潮流都较小。

4.1.2.2　水温

本海域的水温具有季节性变化特点，冬季在 12 月至 3 月期间，水温为全年最低；夏季在 6 月至 9 月，水温为全年最高。最高水文为 28.5℃，出现在夏季的 8 月份，最低水温为-1.2℃，出现在冬季的 2 月份，平均水温为 11.9℃。

4.1.2.3 波浪

工程海域的常浪向为 NE，该海域强浪向为 NE；十年一遇最大波高为 7.9m，百年一遇最大波高为 9.3m，十年一遇和百年一遇最大波周期分别为 8.6s 和 9.3s。

4.1.2.4 潮位

参考该海区《垦利 16-1 油田开发项目海洋环境调查》中的资料，并与附近测站基面的一致性，选择该测站平均海面以下 1m 为海图基准面。由潮汐调和常数可推算出各种特征潮位的数值，具体见表 4.1－1　新建平台设计水位，特征水位见图 4.1－1。

表 4.1－1　新建平台设计水位

要素	相对海图基准面(m)	相对平均海平面(m)
100 年一遇高水位	3.52	2.52
50 年一遇高水位	3.37	2.37
1 年一遇高水位	2.59	1.59
最高天文潮位	2.47	1.47
平均海平面	1.00	0.00
最低天文潮位	0.00	-1.00
海图基准面	0.00	-1.00
1 年一遇高水位	-0.45	-1.45
50 年一遇高水位	-1.25	-2.25
100 年一遇高水位	-1.40	-2.40

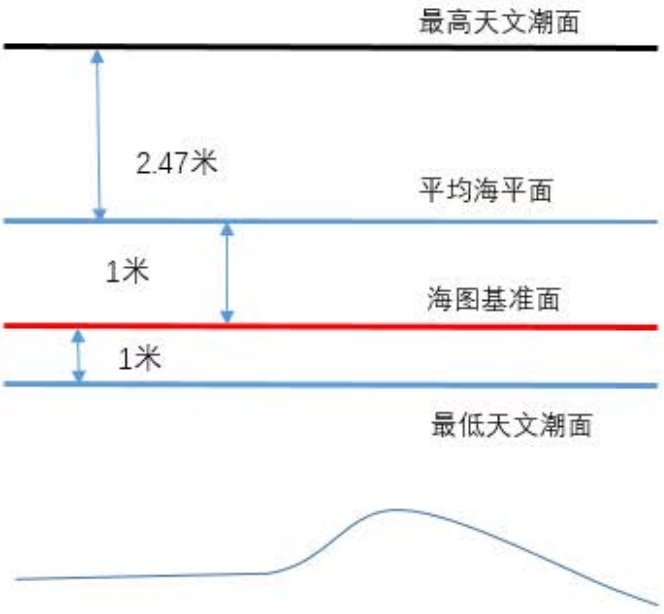


图 4.1－2　测站特征水位

由图 4.1－2 可知，最高天文潮位位于海图基准面以上为 2.47m，最低天文潮位位于海图基准面以下 1m。

4.1.3 主要海洋自然灾害

4.1.3.1 海冰

本区地处中纬度，地势平坦，潮滩广阔，水深较浅，深受大陆影响，每年冬季均有不同程度的冰情发生。除近岸附近结有固定冰外，海上会有流冰在风、流作用下漂移流动。该海域在一般冰年不会冰封，即使有流冰经过，冰的厚度较薄，不会对油田设施产生大的影响。轻冰年一般冰厚为(10~15)cm，盛冰期为 1 月上旬至 2 月上旬，冰期大约 25 天左右。严重冰情年份，其冰厚可达(30~50)cm，最大冰厚可达 70cm，盛冰期为 1 月上旬至 3 月上旬，冰期大约 40 天左右。

4.1.3.2 风暴潮

渤海湾由风暴引起的增、减水是十分显著的。总的来看，夏半年比较小，冬半年较大，这主要是由于冬、夏半年气象条件不同所致。夏半年只有在台风作用下才会出现大的增水。但台风影响渤海湾的情况不多，一般 3~5 年才会出现一次。冬半年主要是寒潮的影响，由于每年渤海都有若干次强寒潮出现，故该海域在冬半年增减水较夏半年频繁、幅度大，该海域增水的幅度一般在 0.2m~0.8m，减水的幅度一般为-0.4m~-1.5m。

4.1.4 地质地貌

根据平台所在位置的地质、物探调查资料分析，油田所在海域的海底地貌资料色度显示均匀，反映海底较为平整。从海图看，在调查区域内，海底相对平坦，水深变化比较小。整体上由北向南逐渐加深，海图水深在 12.9-13.2m 之间变化。根据海底地质调查，在调查区内海底土质无明显的变化，海底土质为褐灰色粉质粘土。

根据现有调查资料，在调查区域内，海底地貌灰度变化基本均匀，表明海底底质基本均一。调查区域内存在一定的底质异常区，呈斑状零星分布，在地貌资料中呈现为强反射，根据重力取样结果和浅地层剖面，底质异常区未见明显的沉积差异。

根据地貌资料显示，在调查区域内，除了少量锚痕、拖网痕迹外未发现有明显遗弃物及其它障碍性物体。除此以外，调查期间，在调查区域内未发现对平台安装就位具有潜在灾害影响的地貌特征及障碍物和遗弃物存在。

4.2 工程海洋资源和海域开发利用情况

4.2.1 港口航运资源

4.2.1.1 港口、锚地

工程周边港口主要有东营港、潍坊港、莱州港、龙口港等港口，以及朱旺港、寿光港等中小型港口，距离工程水域较远，本章节简要介绍上述港口基本情况。

工程水域附近主要有潍坊港锚地（距离约 4.6nmile）、莱州港锚地（距离约 13.3nmile）和“烂泥滩锚地”（距离约 12.3nmile），当遇到大风浪时工作船可以申请在适合避风的锚地抛锚抗风。

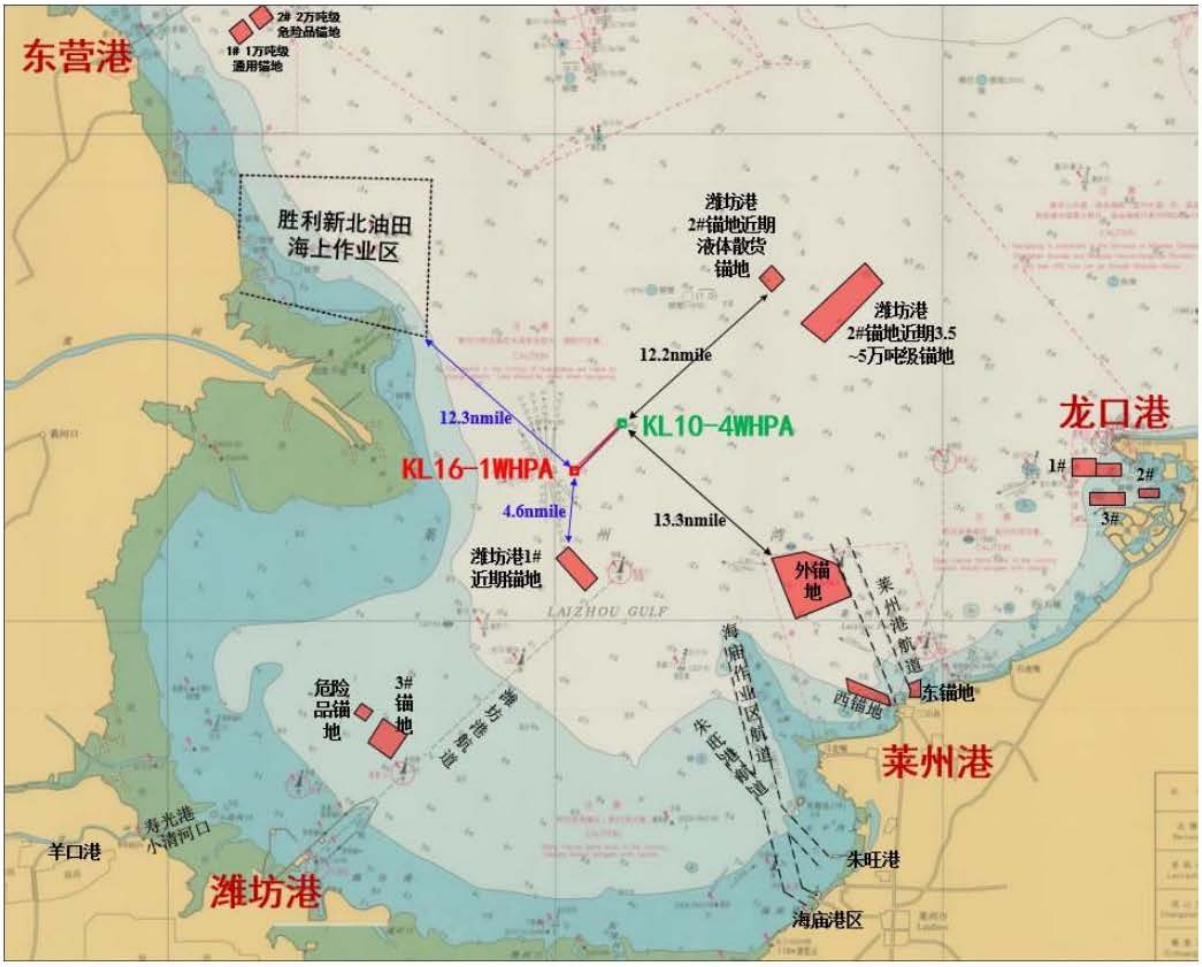


图 4.2－1　工程附近各港口示意图

一：东营港

1、港口现状

目前东营港由东营港区、广利港区、广北港区和广饶港区等 4 个分别独立的港区

组成。其中，东营港区规模最大，既为胜利油田的海上石油开发及运输服务，也承担港口的一般货物运输。目前，东营港东营港区共有生产性码头泊位 46 个，在建泊位 4 个，最大靠泊能力 5 万吨级，其中油品、液体化工品等危险品码头泊位共 21 个。

2、航道

东营港区现有五段相对独立的航道，航道的底质均为粉沙质，第一段为临时进港航道，位于规划港池口门附近，设航标 6 座；第二段为南港池码头服务的航道，长 8km，宽 200m，设计水深 5.5～10.0m，设航标 8 座；第三段为北港池口门外的一段航道，现进出北港池的船舶主要利用天然水深；规划港池口门外侧尚无固定设标航道；第四段为栈桥北侧中海油 50000 及 5000 吨级航道，共设有 6 座航标，主要服务于中海油 1#、2#5000 吨级码头泊位以及中海油 5#、6#50000 吨级码头泊位；第五段航道为栈桥南侧 3 万吨级航道，连接栈桥码头与 3 万吨级通用锚地。

3、锚地

东营海域现有锚地主要集中在东营港区，现有锚地分别为：3 万吨级通用锚地、1#锚地、2#锚地以及油品过驳锚地，共 4 处。

二：潍坊港

1、港口现状

潍坊港于山东半岛中部，位于渤海"金项链"莱州湾南岸，现为国家一类开放口岸，区位优越，交通便利，拥有海岸线 140 公里。按照《潍坊港总体规划》，潍坊港辖区内规划四处港区，即：潍坊港东、中、西港区和内河港区。中港区为森达美港，西港区为寿光港，东港区为昌邑下营港，内河港区由羊口港务局经营，位于寿光市羊口镇北部的小清河下游南岸，港口距离河道入海口约 20 公里，地理概位 37° 16'N、118° 53'E。

潍坊港现有 2 万吨码头 3 个，5 万吨级航道、5 万吨级液化品泊位，客货滚装、集装箱泊位等重点项目已正式启动。

2、航道

目前，潍坊港航道为 5 万吨级航道，走向 NNE。

3、锚地

目前，潍坊港的主要锚地为 3#锚地和危险品锚地。此外，1#锚地和 2#锚地的近期锚地工程正在建设之中。

三：莱州港

1、港口现状

根据《中国黄海海区沿海航行安全指南（烟台辖区）》（2014 年 1 月 9 日烟台海事网站发布），莱州港分为莱州港区、海庙作业区两部分，两地陆地距离约 40km。

莱州港区地处渤海莱州湾的东岸，地理坐标为：37°24′42″N；119°56′48″E。港区共万吨级泊位 9 个，其中 50000 吨级码头 4 个。根据港口规划，莱州港区定位为以油品及液体化工品运输为主，适当开展散杂货运输。随着港口的不断发展，近年来船舶流量不断增大，船舶交通流量已达 1600 多艘，抵港船舶类型多样，以危险品船舶及散货船居多。

海庙作业区位于莱州湾东南部的太平湾东岸，莱州姜家河口西南侧，东北距三山岛 13nmile，地理位置：37°12′10″N；119°50′30″E。

2、航道

（1）莱州港区

莱州港区航道有两条，分别为老航道和新航道。莱州港区老航道分为自然航道和人工开挖航道两部分。其中自然航道以 37°34′57"N；119°51′48"E 和 37°25′36"N；119°56′39"E 两点连线为中心线，底宽 2000m，水深-9.2-13m，走向 160°~340°；人工开挖航道长 950m，底宽 95m，水深-9.2m。道新航道为 3 万吨级航道，以 37°30′17.8"N；119°58′48.3"E 和 37°25′25.2"N；119°56′34.8"E 两点连线为中心线，底宽 140m，水深-12.4m，走向为 20°~200°。

莱州港区新、老航道均可以进出莱州港区南北港池，船舶应根据船舶吃水选择航道。新航道和老航道之间是养殖区，船舶不能从老航道改向新航道，否则就进入养殖区。老航道设有导标，建议吃水小的船舶使用老航道。

（2）海庙作业区

海庙作业区通航航道分为外航道和内航道，其中外航道走向 166°~346°，长 16.5nmile，宽 1.4nmile；内航道走向 157°~337°，长 6100m，宽度 130m。

3、锚地

莱州港区设有外锚地、东锚地、西锚地；海庙作业区只有 1 个锚地。

四：龙口港

1、港口现状

龙口港区水域分为外港和内港两部分。自龙口港区南立标至北立标连线为内港界，以东为内港水域，面积约 11km^2；自龙口港南立标至屹姆岛西南角连线为外港界，内外

港界之间为外港水域，面积约 15km^2。海岸线从南立标起至屹姆岛西端长约 25km。

目前龙口港南北港区长达 3km，生产与非生产性占地面积达 76 万 m^2。龙口胜利码头、龙口渔港均在龙口港港界线内。龙口港区的现码头设施主要分布在龙口湾的北、东侧，湾北侧建有龙口胜利船舶公司所属的胜利码头、龙口宏港码头、龙口滨港液体化工码头、龙口港区煤炭专用码头；湾东侧从南至北建有中海石油龙口基地码头、龙口渔港滚装码头、龙口渔港商用码头、龙口港区客滚码头、散杂和件杂货码头、粮食码头、通用码头、集装箱码头等。包括在建的 6 个泊位，龙口港区共有 40 个泊位，其中万吨级以上泊位 18 个，泊位最大水深-15.6m。

2、航道

（1）龙口港区 2 万吨级航道 2 万吨级航道位于 0#灯浮标至 7#灯浮标之间，长约 7000m，底宽 94m，水深-12.2m，航道走向 86° 20′ 27″--266° 20′ 27″，泥及泥沙底质。过 7#灯浮后，2 万吨级航道并入龙口港区 10 万吨级航道，进入港区。

（2）龙口港区 10 万吨级航道 10 万吨级航道位于 102#灯浮标至 13#灯浮标之间，航道分为外段、内段两部分，长约 11.5km，底宽 200m，水深-16.0m，泥及泥沙底质，外段航道，走向 143° 59′ 03″~323° 59′ 03″，航道长 4700m；内段航道长 4km，走向 86° 20′ 27″~266° 20′ 27″，108#~112#灯浮标处为转向段，长约 1.5km。目前，该航道正在建设中。

（3）胜利码头航道

外航道长 1660m，底宽 75m，水深-6.5m。内航道长 1110m，底宽 50m，水深-5m。

3、锚地

龙口港现有 3 处锚地，分别为 1#、2#和 3#锚地。

五：工程周边其它港口

莱州湾沿岸分布有朱旺港、羊口港等中小型港口，简要介绍如下：

1、朱旺港

如图 2.2-12 所示，朱旺港位于海庙港区与莱州港区之间，地理坐标为 37° 15'24"N/119° 52'30"E。水路距莱州港 30nmile、潍坊港 40nmile、龙口港 45nmile、烟台港 144nmile。

根据《莱州朱旺港 1-4 号泊位公告》（烟海事航通【2012】0043 号），朱旺港共有 1#~4#四个散杂货泊位，最大靠泊能力 5000 吨级（水工结构按万吨级预留）。朱旺港航道外航道和内航道组成，其中外航道长 6.5km，航道走向为 137° 42'~317° 42'；内航道

长约 1250m，航道走向为 92°~272°。

2、羊口港

根据《中国航路指南（黄、渤海海区）》（中国人民解放军海军司令部航海保证部，2011 年），羊口港位于小清河纵深 10nmile 处，分为商港和渔港两个港区。其中商港港区有码头 7 座，现使用 4 座，靠泊能力均为 1000 吨，码头岸线总长 400m。渔港港区现有码头 5 座，泊位 7 个。

3、寿光港

寿光港为新建港区，位于小清河尾闾。一期工程占地面积约 4600 亩，岸线使用约 2200m，建设 5000 吨级码头 13 个，其中液化品泊位 7 个，多用途泊位 6 个，年吞吐能力可达 1000 万吨，同时配套建设道路、堆场，码头基础工程、配套设备以及后方物流园区。

4.2.1.2 航道及航线

1、船舶习惯性航路

从交通流量航迹图可以看出工程水域周边习惯航线主要有以下几条主要航线：

（1）龙口港至长山水道

（2）莱州港至长山水道

（3）潍坊港至长山水道

（4）莱州港至滨州港

其中前 2 条习惯航线已经被纳入《全国沿海船舶航路总体规划》（见图 4.2－2）。另外，工程附近水域存在部分其它船舶的流量，但是流量较小，航线不固定，这里不做详细介绍。

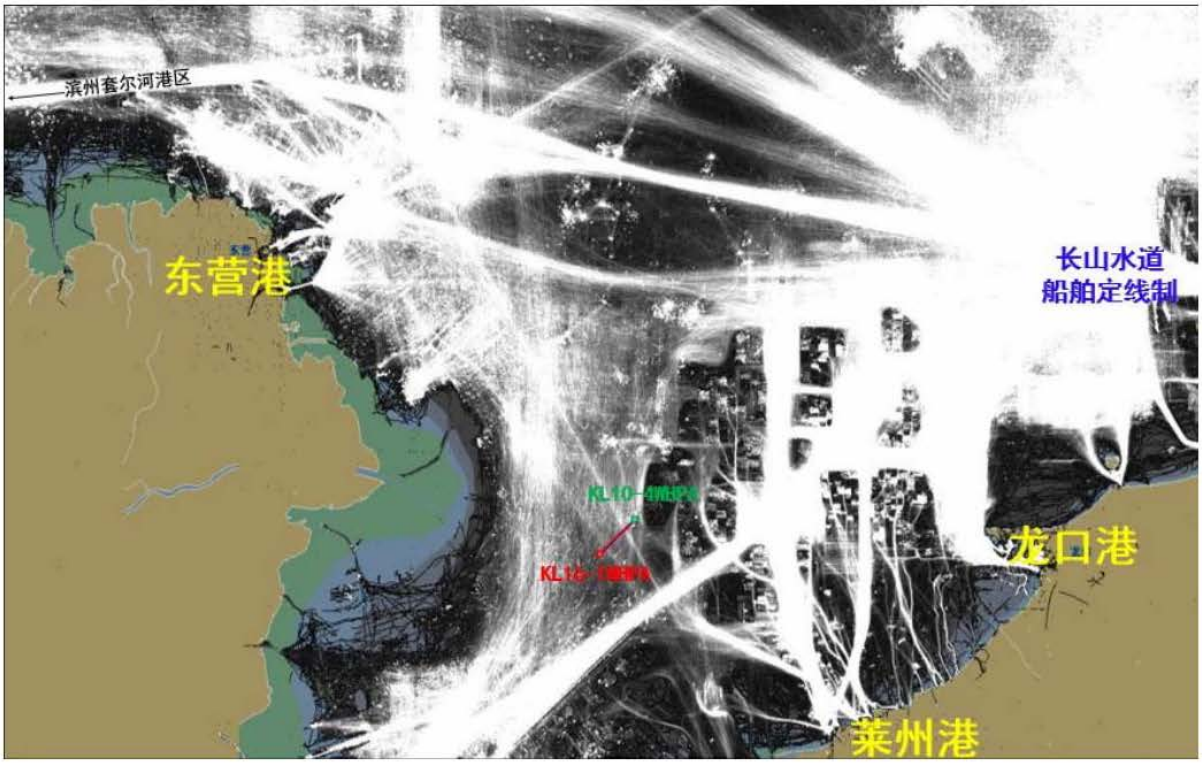


图 4.2－2　工程水域航迹示意图

2、规划航路

根据《全国沿海船舶航路总体规划》，工程水域附近规划航路主要有以下 2 条，如图 4.2－3 所示。

（1）莱州港-长山水道

航路宽度 3nmile，海图水深 12.3~18.2m。从莱州港到长山水道的船舶，可在莱州港 2#灯浮（37°33′41″N；119°53′00″E）附近取航向 039°，直驶长山水道西部警戒区（38°05′00"N；120°24′36"E）。

（2）龙口港-长山水道

航路宽度 3nmile，海图水深 13.8~18.2m。从龙口港到长山水道的船舶，可在屺坶角正西 2nmile 处(37°40′40"N;120°12′30"E)，取航向 324°驶至 37°42′00"N/120°11′00"E，转向 025°直驶长山水道西部警戒区（38°05′00"N；120°24′36"E），航行时注意大黑山岛养殖区并与之保持一定的安全距离。

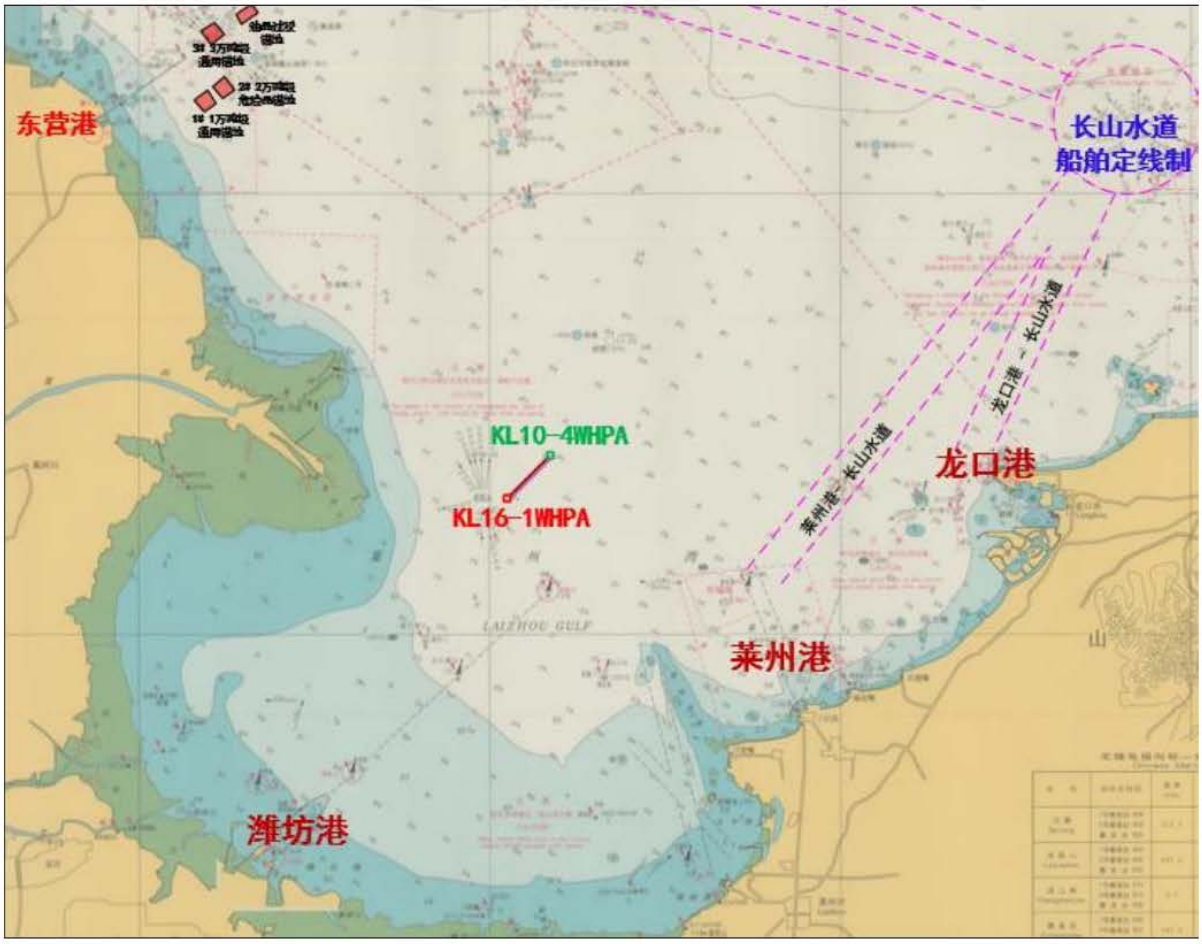


图 4.2－3　工程水域附近航路概况

4.2.2　油气资源开发利用

垦利 16-1 油田位于渤海中部海域，本油田离周边已开发的垦利 10-4WHPA 平台约 8km，距垦利 10-1 油田生产设施约 20km。

表 4.2－1　KL16-1WHPA 平台周边油田信息表

序号	油田名称	方位	距离（km）
1	垦利 10-4 油田	东北	约 8km
2	垦利 10-1 油田	东北	约 20km

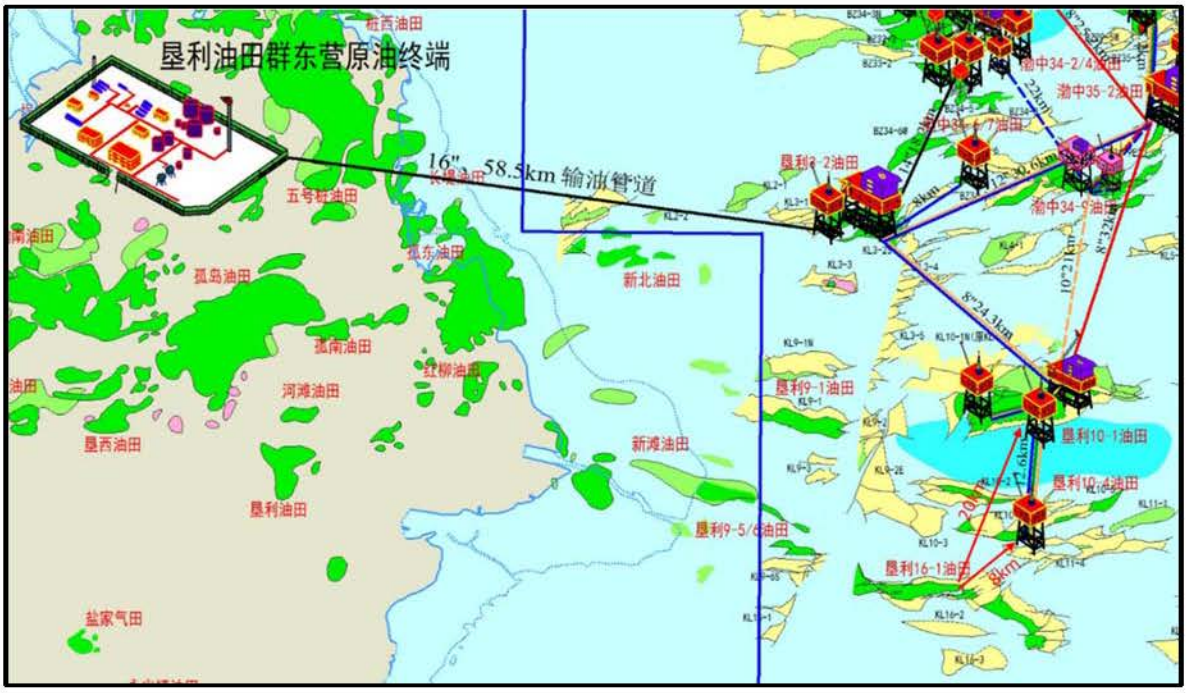


图 4.2－4　油田相对位置图

4.3　周边海域环环境敏感目标的简介与分布

4.3.1　主要环境敏感目标分布

本工程敏感目标调查根据各敏感目标发布文本为主要依据，功能区划作为辅助依据核实与敏感目标间距。

本工程主要环境敏感目标有辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区莱州湾保护区、东营黄河口生态国家级海洋特别保护区、山东黄河三角洲国家级自然保护区、东营莱州湾蛏类生态国家级海洋特别保护区、莱州浅滩海洋保护区等。本工程附近的其他环境敏感目标（生态红线区）有东营黄河口生态限制区、东营黄河口生态禁止区、黄河三角洲禁止区、黄河北三角洲限制区、黄河南三角洲限制区、东营莱州湾限制区、莱州湾渔业海域限制区、莱州浅滩海洋资源限制区、莱州刁龙咀沙源保护限制区等。

本工程位于辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区莱州湾保护区实验区内，距离东营黄河口生态限制区，约 208m；距离东营黄河口生态国家级海洋特别保护区约 770m，距离东营黄河口生态禁止区约 13.7km。

本项目委托中国水产科学研究院黄海水产研究所于 2018 年 5 月和 10 月开展了渔业资源现状调查，编制了《垦利区域开发项目渔业资源现状调查与评价》报告，其中

渔业生物学特性内容引用《辽宁动物志.鱼类》（辽宁科学技术出版社，1987），洄游与分布内容参考《黄渤海区渔业资源调查与区划》（海洋出版社，1990）。通过分析可知，工程还位于白姑鱼、鲳、银鲳、毛虾、花鲈、小黄鱼的产卵场内，鳀鱼、带鱼、三疣梭子蟹、真鲷和毛虾的索饵场内，黄姑鱼和花鲈的洄游通道上。

另外，本项目及依托工程距离最近的养殖区约 16.2km。

本项目在施工及运营期间因各种原因产生的污染事故可能对周边的部分敏感目标造成影响。根据可能的污染源与敏感目标的相对位置、敏感目标的性质、敏感目标的功能，主要环境保护对象见表 4.3－1 和图 4.3－2~图 4.3－1。

表 4.3－1　本工程主要环境保护对象

范围	序号	敏感区类型	敏感目标名称		与本项目位置关系			主要保护对象	保护期/产卵期
					方位	与平台最近距离（km）	与管线最近距离（km）		
评价范围内	1	国家级自然保护区	山东黄河三角洲国家级自然保护区	核心区	西	17.7	17.7	新生湿地生态系统和珍稀濒危鸟类	—
				缓冲区	西	25.8	25.8		
				实验区	西	16.5	16.5		
	2	国家级水产种质资源保护区	莱州湾国家级水产种质资源保护区	**实验区**	**位于其中**	**0**	**0**	**主要保护对象有中国明对虾、小黄鱼、三疣梭子蟹、真鲷、花鲈，另外还有蓝点马鲛、口虾蛄、半滑舌鳎、文蛤、青蛤、中国毛虾。栖息的其他物种包括银鲳、黄鲫、青鳞沙丁鱼、鲚、凤鲚、鳓、鲮、赤鼻棱鲮、玉筋鱼、黄姑鱼、白姑鱼、叫姑鱼、棘头梅童、鲻等**	特别保护期为 4 月 25 日-6 月 15 日
				核心区	西	30.1	30.1	中国明对虾、文蛤、青蛤、中国毛虾	核心区特别保护期为 4 月 25 日-6 月 15 日
	3		黄河口文蛤国家级水产种质资源保护区	核心区	西北	55.3	55.3	黄河口文蛤等	特别保护期为每年 3-8 月
				实验区	西北	53.2	53.2		
	4	国家级海洋特别保护区	东营黄河口生态国家级海洋特别保护区	**资源恢复区**	**西**	**0.77**	**0.77**	黄河口特有的刀鲚、大银鱼等经济鱼类、黄河口生态系统及生物物种多样性	—
				环境整治区	西、西北	3.3	3.3		
				开发利用区	西北	9.3	7.1		
				生态保护区	西北	13.7	13.7		
	5			重点保护区	西南	29.7	29.7		—

			东营莱州湾蛏类生态国家级海洋特别保护区	生态与资源恢复区	西南	28.3	28.3	以蛏类（小刀蛏、大竹蛏、缢蛏）为主的底栖贝类及其赖以生存的海洋生态环境	
				适度利用区	西南	25.8	25.8		
	6	山东省海洋生态红线	**东营黄河口生态限制区**	**海洋特别保护区**	**西**	**0.208**	**0.208**	**黄河口特有的刀鲚、大银鱼等经济鱼类、黄河口生态系统及生物物种多样性**	—
			东营黄河口生态禁止区	海洋特别保护区	西北	13.7	13.7	黄河口特有的刀鲚、大银鱼等经济鱼类、黄河口生态系统及生物物种多样性	—
	7		黄河三角洲禁止区	海洋自然保护区	西	17.7	17.7	原生性湿地生态系统及珍禽	—
			黄河北三角洲限制区	海洋自然保护区	西北	26.1	26.1	原生性湿地生态系统及珍禽	—
			黄河南三角洲限制区	海洋自然保护区	西	27.1	27.1	原生性湿地生态系统及珍禽	—
	8		黄河口文蛤渔业海域限制区	重要渔业海域	西北	54.6	54.6	黄河口文蛤等种质资源及生存环境	—
	9		东营莱州湾限制区	海洋特别保护区	西南	25.7	25.7	蛏类为主的底栖贝类海洋生态	—
			东营莱州湾禁止区	海洋特别保护区	西南	32.1	32.1	蛏类为主的底栖贝类及海洋生态	—
	10		莱州湾渔业海域限制区	重要渔业海域	南	11.7	11.7	海洋自然生态系统和重要渔业资源，产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道	-
			莱州渔业海域限制区	重要渔业海域	东南	21.0	20.5	海洋自然生态系统，重要渔业资源的产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道	—
	11	养殖区	养殖区		西南	16.2	16.2	经济渔业资源	-
	12	渔业“三场	白姑鱼	产卵场	处于其产卵场内	**0**	**0**	白姑鱼	主要产卵期为 6 月前后

	13	一通道”	鳀鱼	索饵场	位于其索饵场内	**0**	**0**	鳀鱼	产卵期4～6月，索饵期7-8月
	14		鲬	产卵场	位于其产卵场内	**0**	**0**	鲬	产卵期为5～6月
	15		银鲳	产卵场	位于其产卵场内	**0**	**0**	银鲳	产卵期为 5 月上旬至7月上旬
	16		毛虾	产卵场、索饵场	位于其产卵场、索饵场内	**0**	**0**	毛虾	产卵盛期为6月
	17		花鲈	产卵场	位于其产卵场、洄游通道内	**0**	**0**	花鲈	产卵期主要在秋季(9～11月)，其次在春季（4～6月）
	18		带鱼	索饵场	位于索饵场内	**0**	**0**	带鱼	产卵期为5～6月
	19		黄姑鱼	洄游通道	位于洄游通道上	**0**	**0**	黄姑鱼	产卵期为5～6月
	20		小黄鱼	产卵场	处于其产卵场内	**0**	**0**	小黄鱼	产卵期为5～6月
	21		三疣梭子蟹	索饵场	位于索饵场内	**0**	**0**	三疣梭子蟹	产卵散仔时间为4月下旬至6月下旬
	22		真鲷	索饵场	位于索饵场内	**0**	**0**	真鲷	产卵盛期在 5 月下旬
评价范围外	23	国家级水产种质资源保护区	莱州湾单环刺螠近江牡蛎国家级水产种质资源保护区	单环刺螠保护区实验区	西南	49.5	49.5		
				单环刺螠保护区核心区	西南	50.8	50.8		
				近江牡蛎保护区	西南	58.9	58.9		
	24			核心区	西南	51.1	51.1		

			广饶海域竹蛏国家级水产种质资源保护区	实验区	西南	48.8	48.8	主要保护对象为竹蛏，其他保护对象包括毛蚶、缢蛏、文蛤等	特别保护期为每年7月1日-10月31日
	25		黄河口半滑舌鳎国家级水产种质资源保护区	核心区	西北	95.7	95.7	主要保护对象为半滑舌鳎，其它保护物种包括花鲈、梭鱼、鳙鱼、黑鲷、中国毛虾、三疣梭子蟹、文蛤、脉红螺等	核心区特别保护期为6月1日-10月31日
				实验区	西北	93.5	93.5		—
	26	国家级海洋特别保护区	东营广饶沙蚕类生态国家级海洋特别保护区	重点保护区	西南	42.1	42.1	以双齿围沙蚕为主的多种底栖经济物种及其赖以生存的海洋生态环境	
				生态与资源恢复区	西南	40.4	40.4		—
				适度利用区	西南	54.6	54.6		—
	27		昌邑海洋生态特别保护区		西南	58.1	58.1	滨海湿地及附近海洋生态系统；水生动植物	—
	28		东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区	生态保护区	西北	98.1	98.1	半滑舌鳎等底栖鱼类及近岸海洋生态系统	—
				资源恢复区	西北	96.2	96.2		
				开发利用区	西北	95.6	95.6		
				环境整治区	西北	92.9	92.9		
	29	海洋保护区	寿光滨海海洋保护区		西南	60.9	60.9	近江牡蛎及其生存环境	—
	30		潍坊莱州湾海洋保护区		西南	59.9	59.9	柽柳和滨海湿地生态	—
	31		莱州浅滩海洋保护区		东南	27.1	27.1	浅滩海洋生物资源、鲈鱼种质资源、产卵育幼场和泻湖	—
	32		烟台招远海洋保护区		东南	57.1	54.2	沙滩、海岸线、自然景观	—
	33		烟台屺姆岛海洋保护区		东	61.0	55.2	海岛生态系统和海洋生态系统、渔业资源和海珍品	—
	34	山东省海洋生态红线	莱州浅滩海洋资源禁止区	海洋特别保护区	东南	31.6	31.6	浅滩海洋生物资源、鲈鱼种质资源的产卵育幼场以及砂矿资源	—
			莱州浅滩海洋资源限制区	海洋特别保护区	东南	26.5	26.5	浅滩地貌资源、浅滩海洋生态系统、鲈鱼种质资源的产卵育幼场	—

	35		莱州刁龙咀沙源保护限制区	沙源保护海域	东南	27.5	27.5	潟湖、潮间带海洋生态环境及海砂	—
	36		招远渔业海域限制区	重要渔业海域	东	34.5	28.9	海洋自然生态系统，重要渔业资源的产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道	—
	37		莱州湾半滑舌鳎口虾蛄梭子蟹渔业海域限制区	重要渔业海域	东南	34.4	31.6	半滑舌鳎、口虾蛄、梭子蟹等种质资源及生存环境	—
	38		广饶—寿光沙蚕类生态禁止区	海洋特别保护区	西南	51.7	51.7	双齿围沙蚕为主的多种底栖经济物种及海洋生态	—
			广饶—寿光沙蚕类生态限制区	海洋特别保护区	西南	32.9	32.9	双齿围沙蚕为主的多种底栖经济物种及海洋生态	—
	39		龙口渔业海域限制区	重要渔业海域	东北	49.3	42.3	海洋自然生态系统，重要渔业资源的产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道	—
	40		莱州三山岛景观遗迹限制区	自然景观与历史文化遗迹	东南	44.2	44.2	沙滩、三山岛景观、遗迹、河口、沙滩等自然海洋环境	—
	41		莱州芙蓉岛海岛限制区	特殊保护海岛	东南	45.1	45.1	芙蓉岛海岛生态系统及自然地形、地貌、景观	—
	42		朱旺沙源保护限制区	沙源保护海域	东南	48.2	48.2	海砂、潮间带、海底地形等海洋自然环境及砂质自然岸线	—
	43		莱州—招远砂质岸线限制区	砂质岸线与邻近海域	东南	50.4	48.3	海砂、潮间带、海底地形等海洋自然环境及砂质岸线	—
	44		昌邑三疣梭子蟹渔业海域限制区	重要渔业海域	南	48.3	48.3	昌邑三疣梭子蟹种质资源及生存环境	—
	45		虎头崖—海庙砂质岸线限制区	砂质岸线与邻近海域	东南	49.2	49.2	海砂、潮间带、海底地形等海洋自然环境及砂质自然岸线	—
	46		白浪河河口生态限制区	重要河口生态系统	西南	49.9	49.9	白浪河河口自然生态系统	—

	47		莱州湾单环刺螠近江牡蛎渔业海域限制区	重要渔业海域	西南	52.1	52.1	单环刺螠、近江牡蛎和梭子蟹等种质资源及生存环境	—
	48		小清河滨海湿地限制区	重要滨海湿地	西南	52.4	52.4	滨海湿地及附近海洋生态系统，水生动植物	—
	49		潍河河口生态限制区	重要河口生态系统	南	52.9	52.9	潍河河口自然生态系统	—
	50		胶莱河河口生态限制区	重要河口生态系统	南	52.9	52.9	胶莱河河口自然生态系统	—
	51		莱州湾中国对虾渔业海域限制区	重要渔业海域	东南	56.8	53.1	中国对虾、牙鲆、日本鲟、梭子蟹、红螺等种质资源及生存环境	—
	52		寿光沙蚕单环刺螠近江牡蛎渔业海域限制区	重要渔业海域	西南	53.3	53.3	单环刺螠、近江牡蛎和梭子蟹等种质资源及生存环境	—
	53		虞河河口生态限制区	重要河口生态系统	西南	54.0	54.0	虞河河口自然生态系统	—
	54		招远砂质海岸禁止区	海洋特别保护区	东南	57.8	54.9	砂质海岸及其海洋生态系统	—
			招远砂质海岸限制区	海洋特别保护区	东南	57.2	54.2	砂质海岸及其海洋生态系统	—
	55		龙口屺岛景观遗迹限制区	自然景观与历史文化遗迹	东	61.0	55.2	海蚀平台、海蚀崖等海岸自然景观	—
	56		昌邑海洋生态禁止区	海洋特别保护区	西南	62.2	62.2	柽柳和滨海湿地生态	—
			昌邑海洋生态限制区	海洋特别保护区	西南	58.1	58.1	柽柳和滨海湿地生态	—
	57		黄河故道东三角洲限制区	海洋自然保护区	西北	77.6	77.6	原生性湿地生态系统及珍禽、半滑舌鳎等底栖鱼类	—
			黄河故道西三角洲限制区	海洋自然保护区	西北	87.3	87.3	原生性湿地生态系统及珍禽、半滑舌鳎等底栖鱼类	—

			黄河故道北三角洲禁止区	海洋自然保护区	西北	81.4	81.4	原生性湿地生态系统及珍禽	—
			黄河故道禁止区	海洋自然保护区	西北	83.6	83.6	原生性湿地生态系统及珍禽	—
	58		东营利津底栖鱼类生态禁止区	海洋特别保护区	西北	98.1	98.1	半滑舌鳎等底栖鱼类及近岸海洋生态系统	—
			东营利津底栖鱼类生态限制区	海洋特别保护区	西北	93.0	93.0	半滑舌鳎等底栖鱼类及近岸海洋生态系统	—
	59		黄河口半滑舌鳎渔业海域限制区	重要渔业海域	西北	93.5	93.5	半滑舌鳎种质资源及生存环境	—

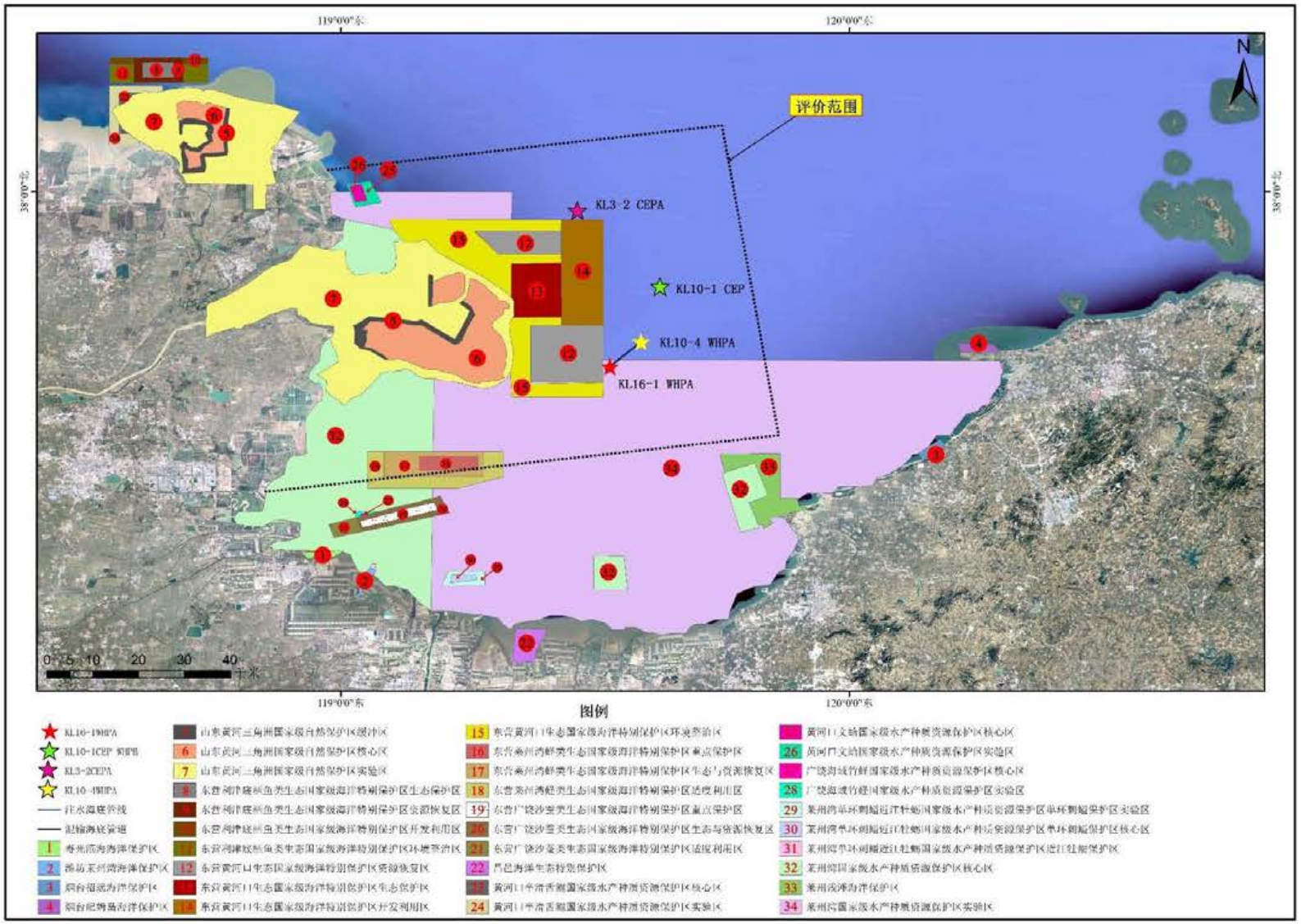


图 4.3－2　本工程主要环境保护对象

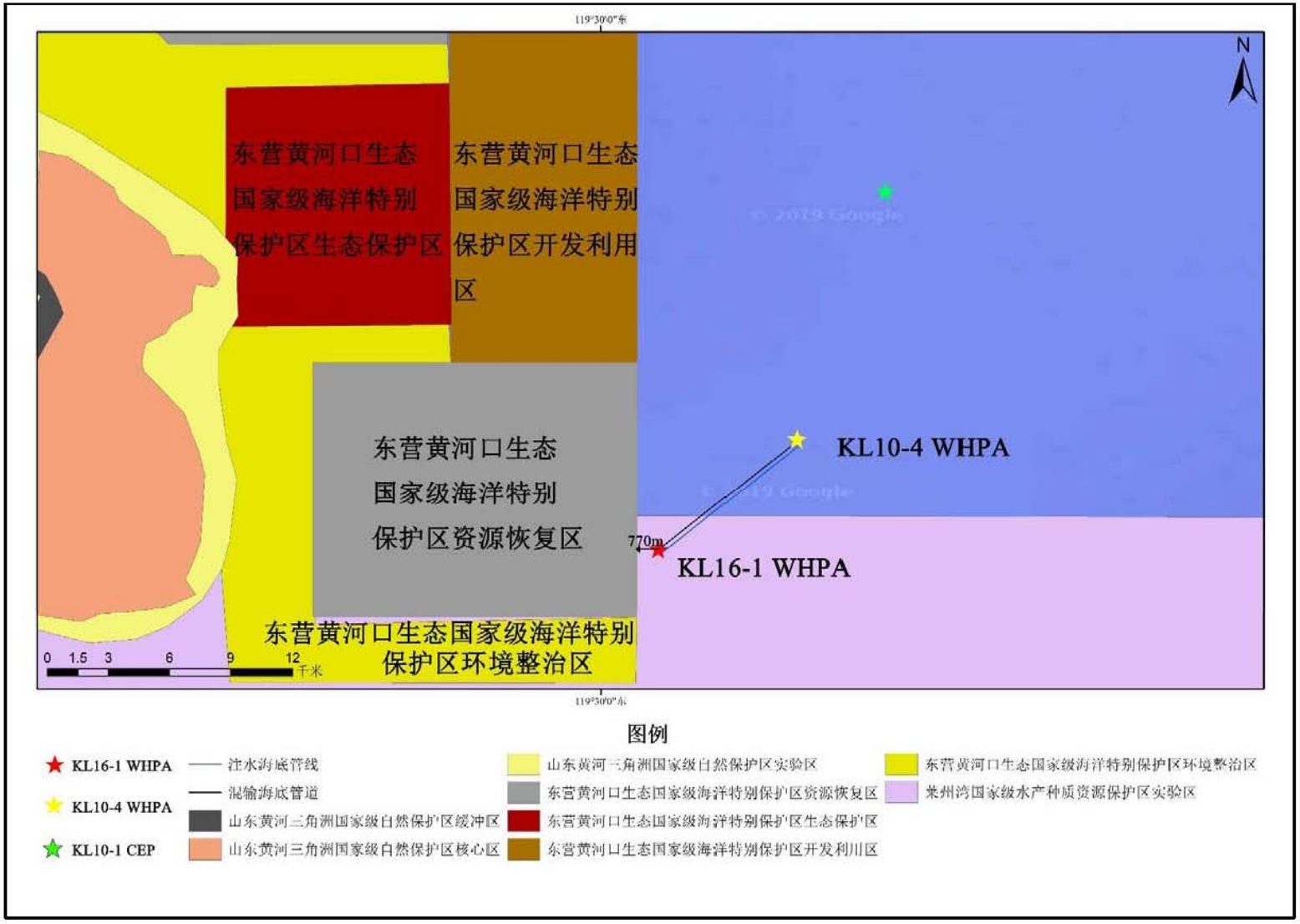


图 4.3－3　垦利 16-1 油田开发工程周边环境敏感目标分布图（保护区局部放大图）

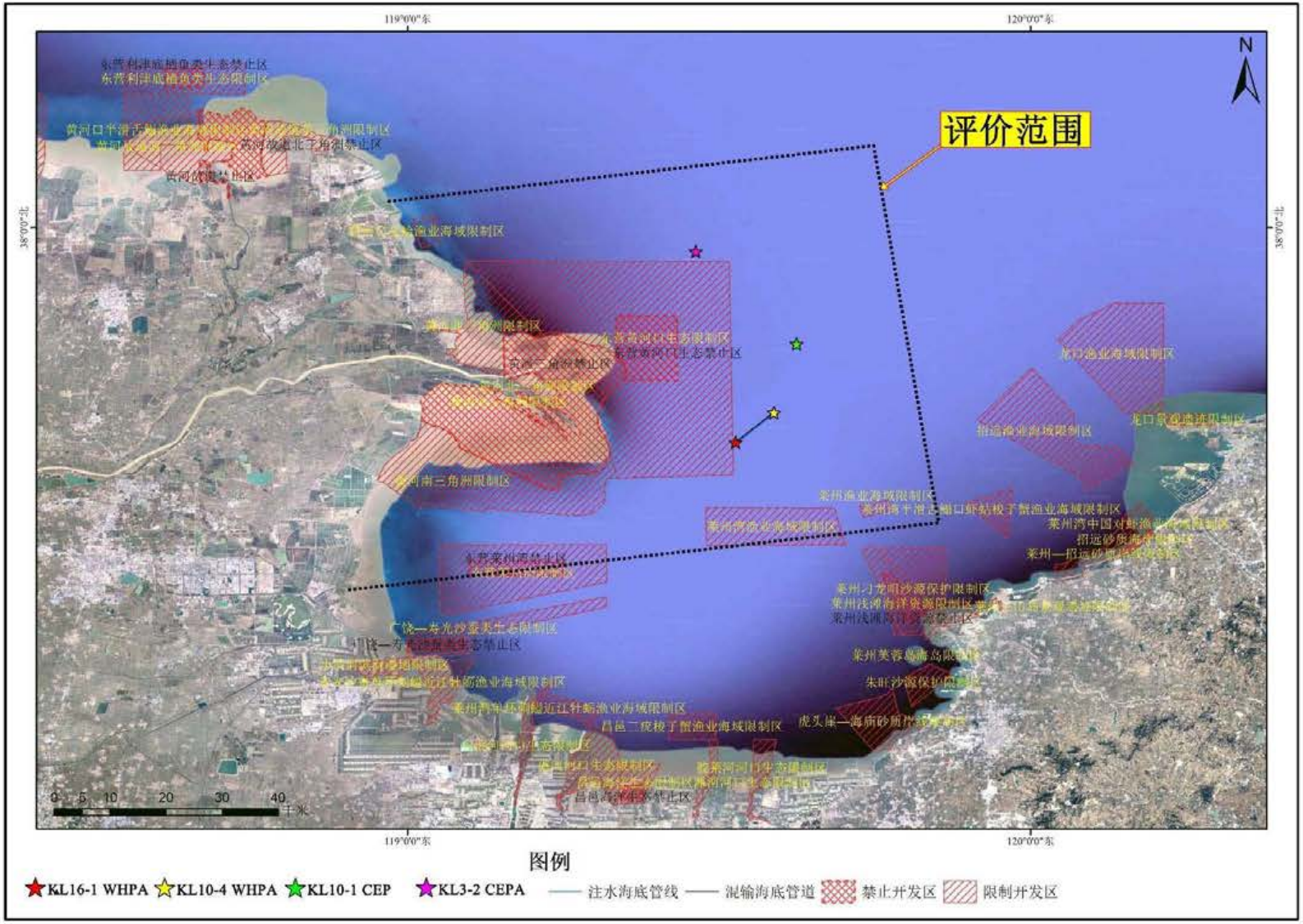


图 4.3－4　垦利 16-1 油田开发工程周边环境敏感目标分布图（生态红线区）



图 4.3－5　垦利 16-1 油田开发工程周边环境敏感目标分布图（生态红线区局部放大图）

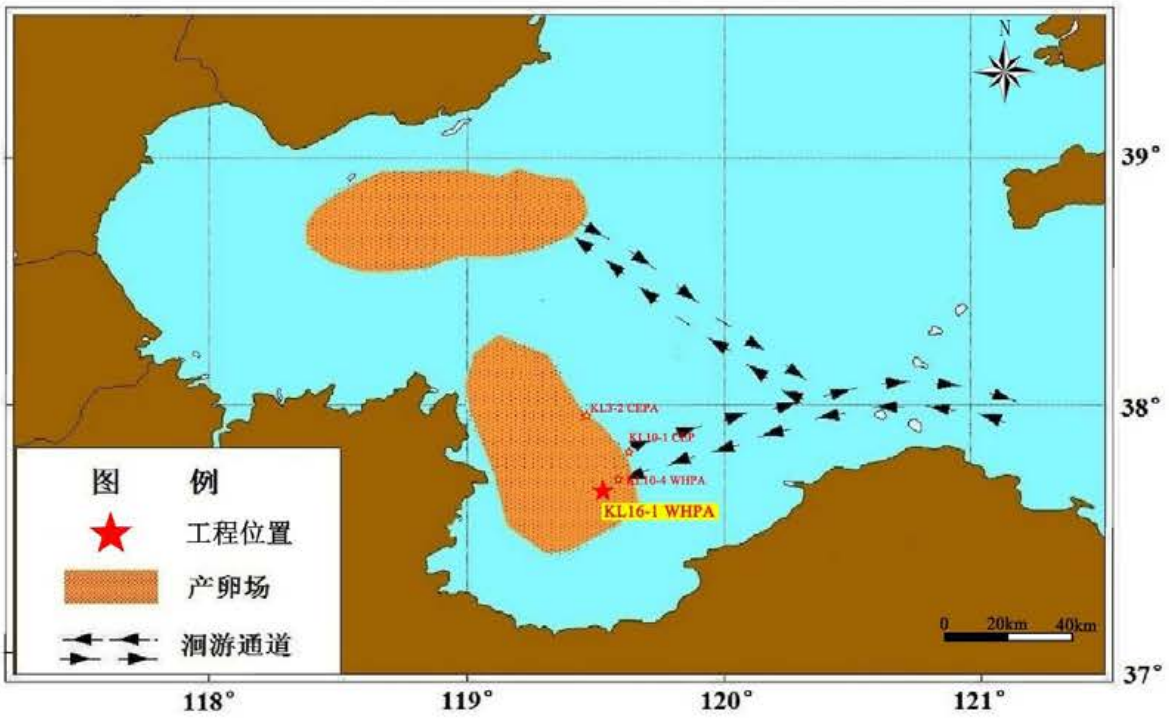


图 4.3－6　白姑鱼“三场一通道”分布图



图 4.3－7　带鱼“三场一通道”分布图

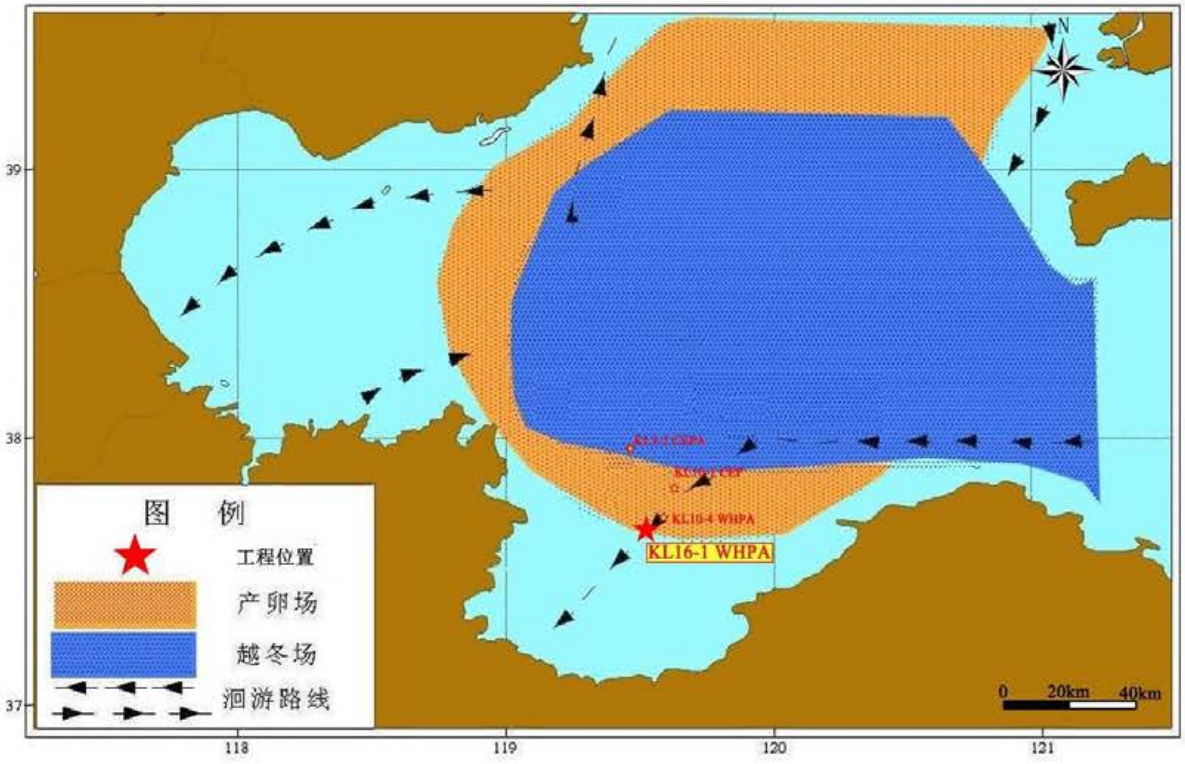


图 4.3－8 花鲈“三场一通道”分布图

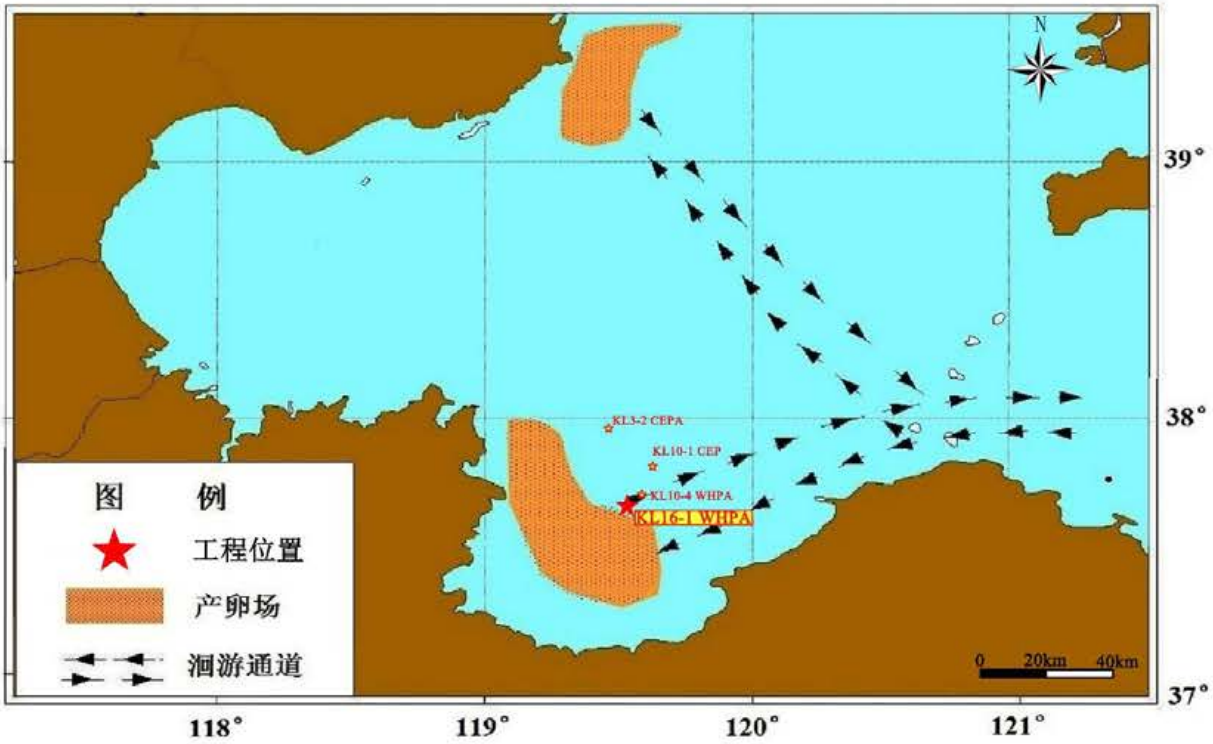


图 4.3－9 黄姑鱼“三场一通道”分布图

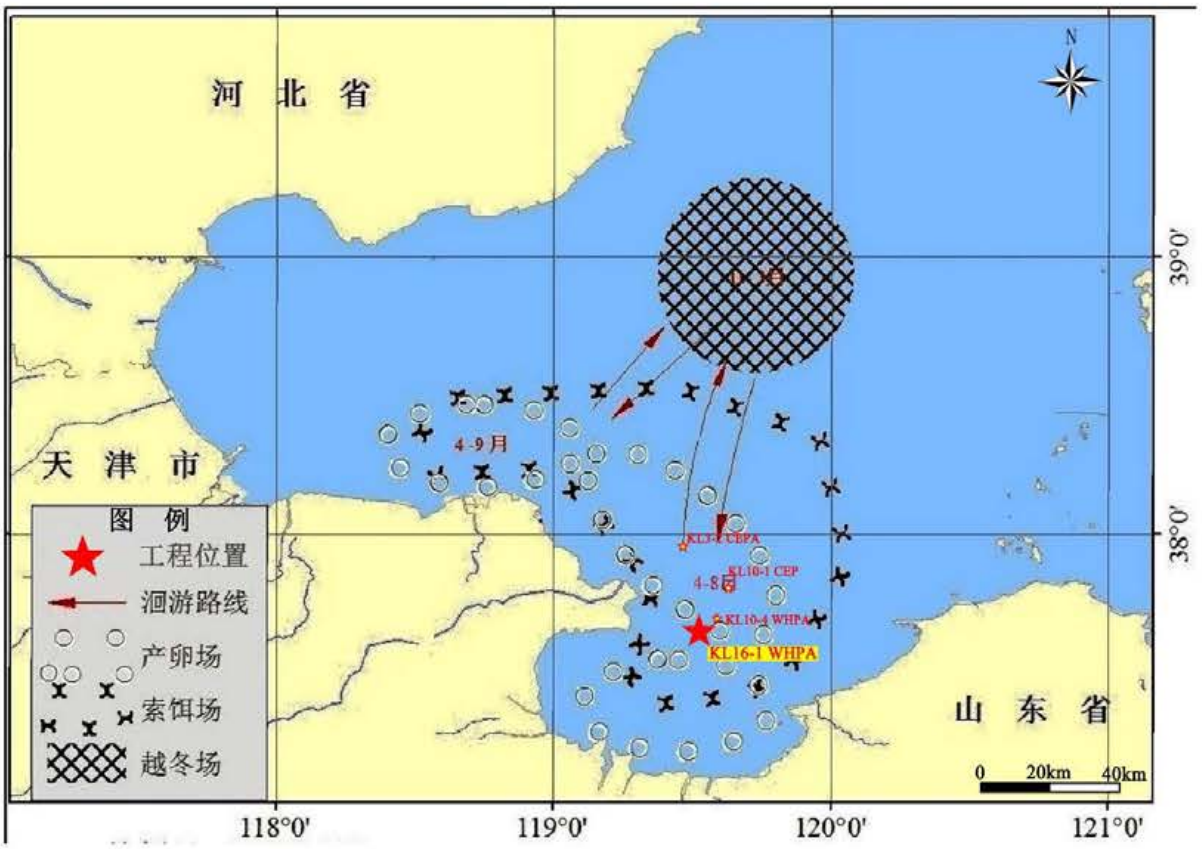


图 4.3－10　毛虾“三场一通道”分布图

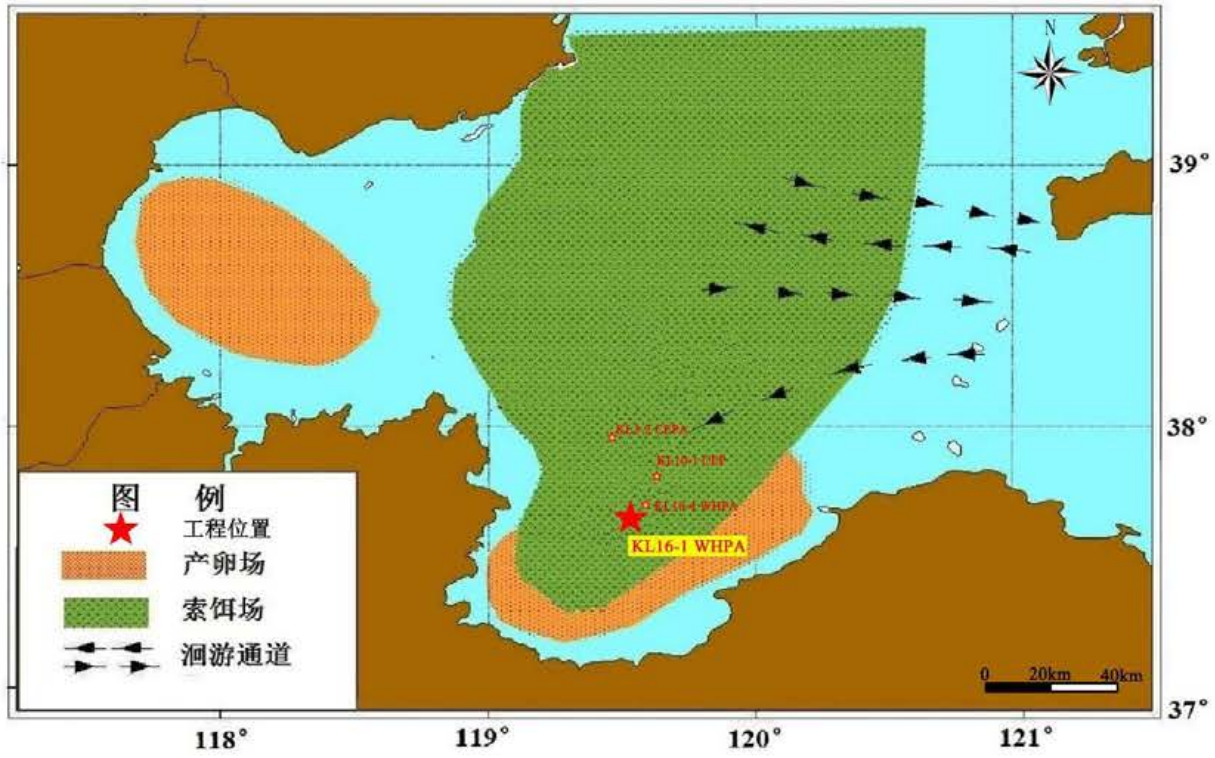


图 4.3－11　鳀鱼“三场一通道”分布图

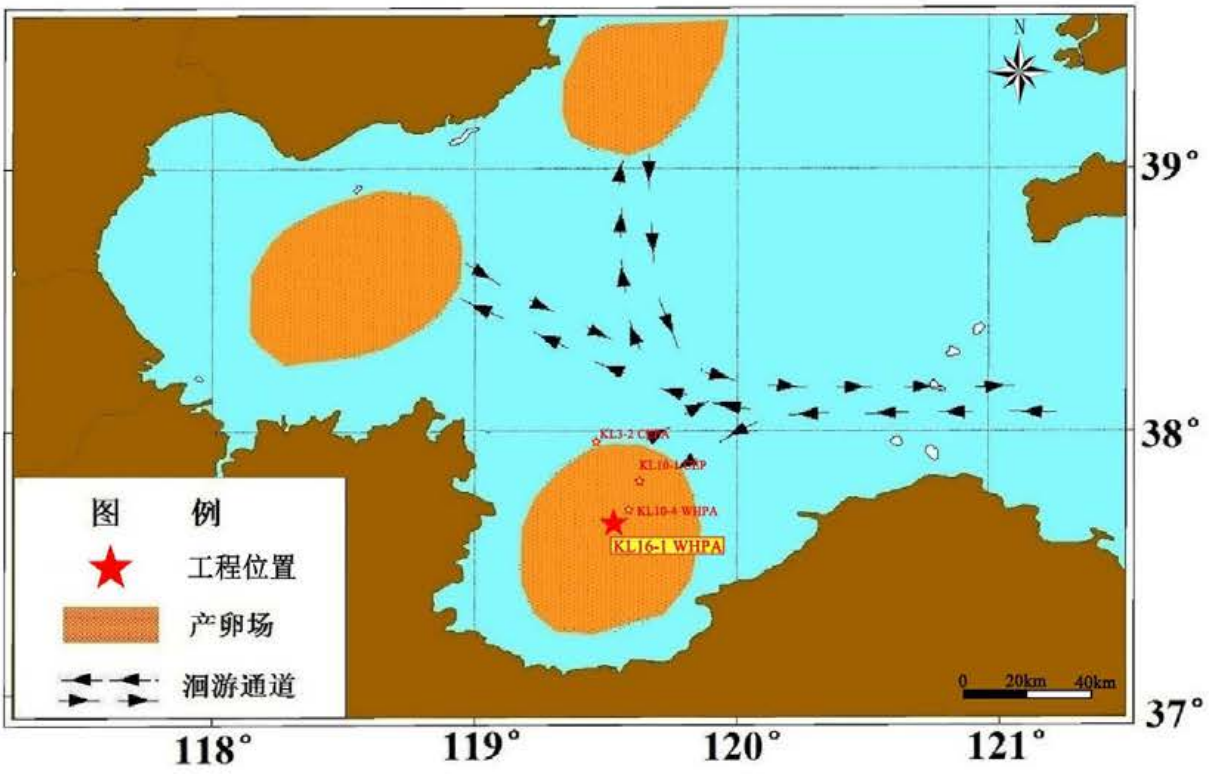


图 4.3－12 银鲳“三场一通道”分布图

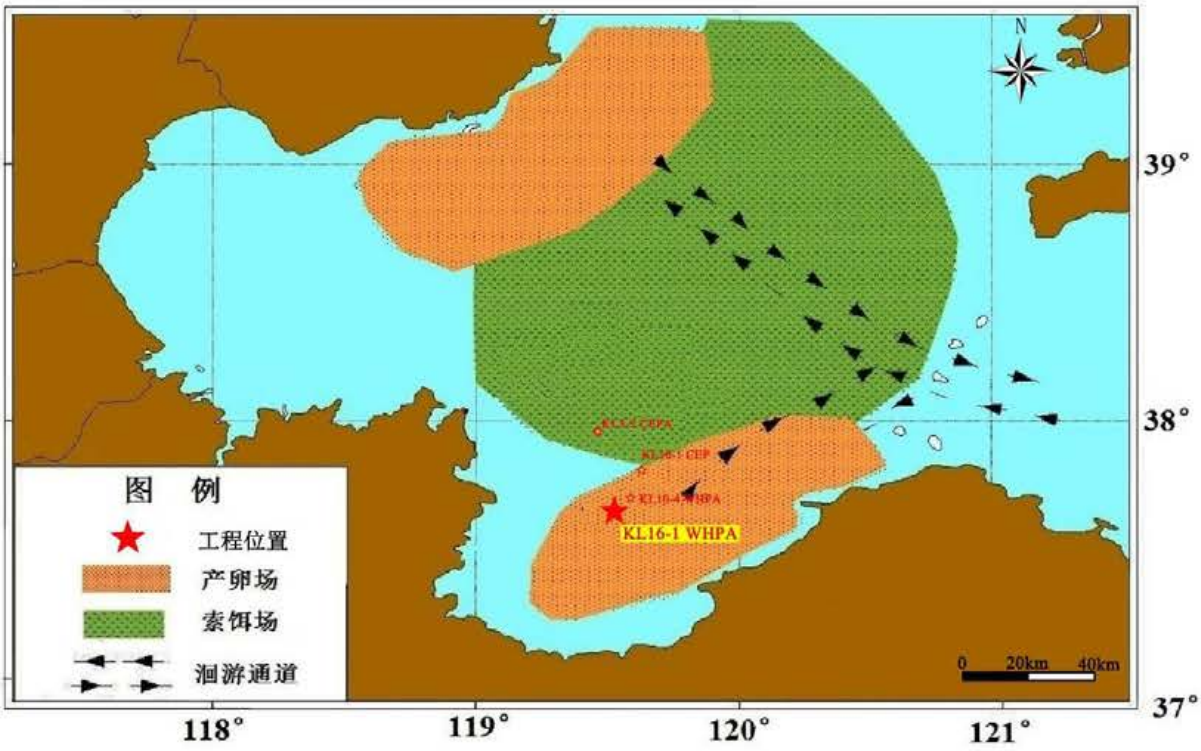


图 4.3－13 鲳“三场一通道”分布图

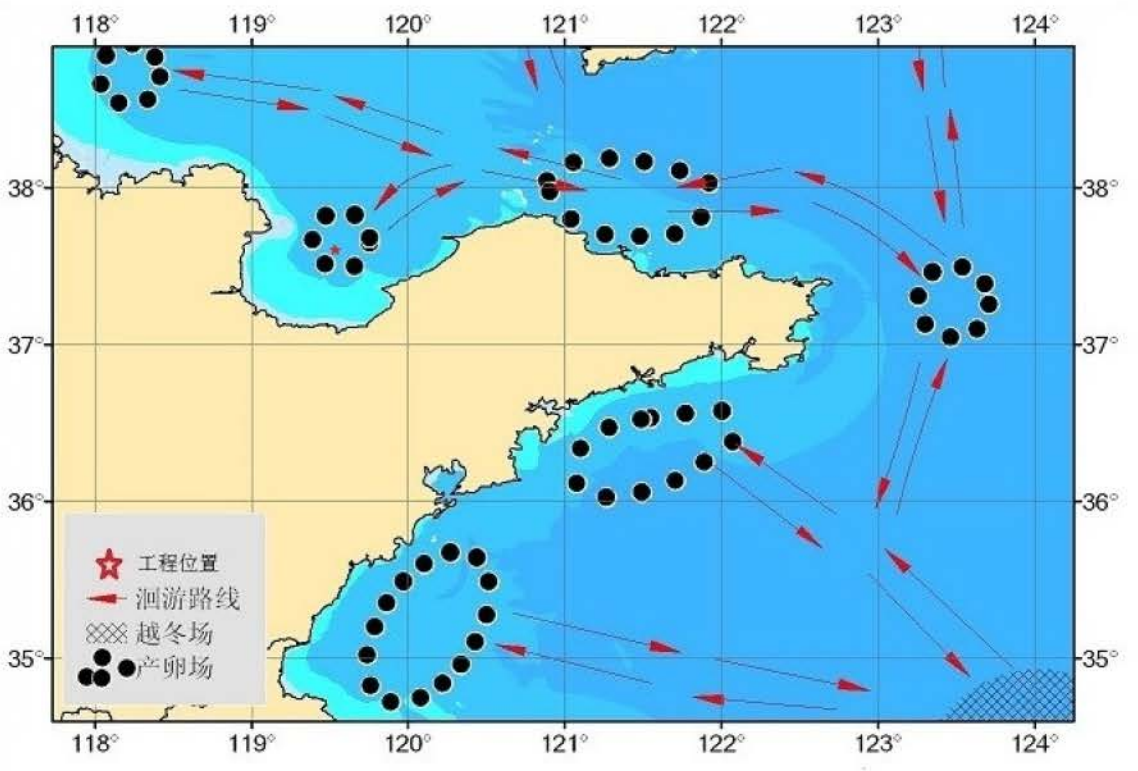


图 4.3－14　小黄鱼“三场一通道”分布图

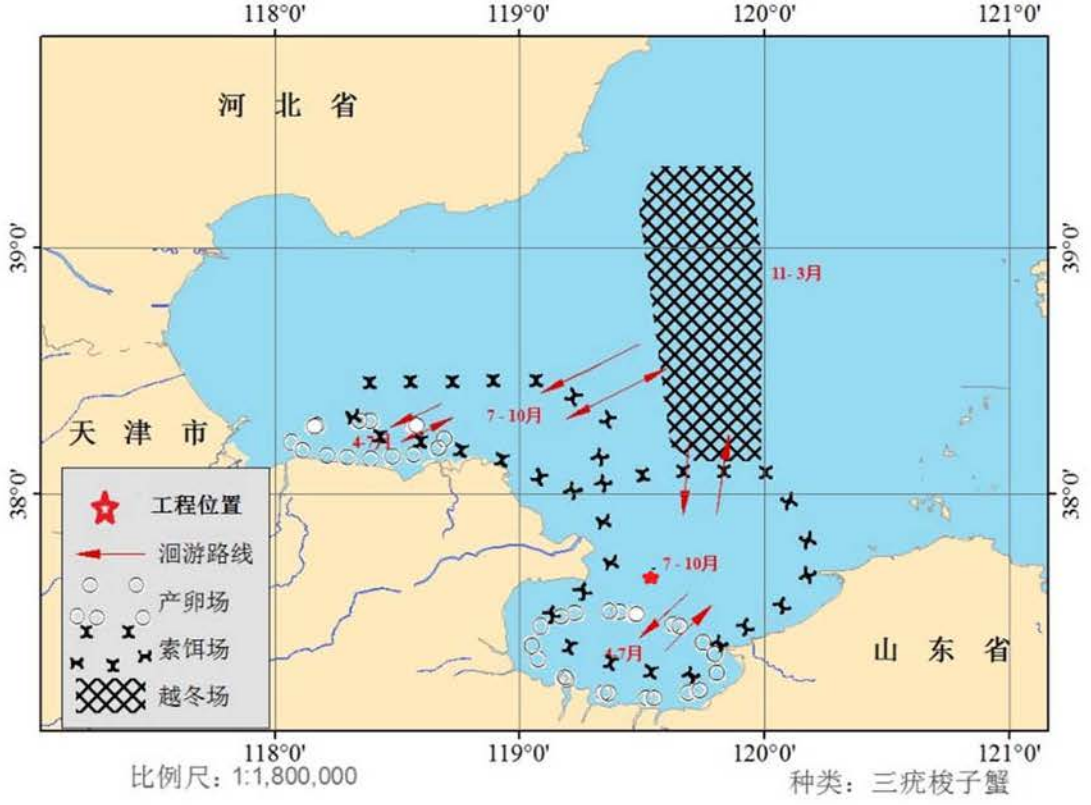


图 4.3－15　三疣梭子蟹“三场一通道”分布图

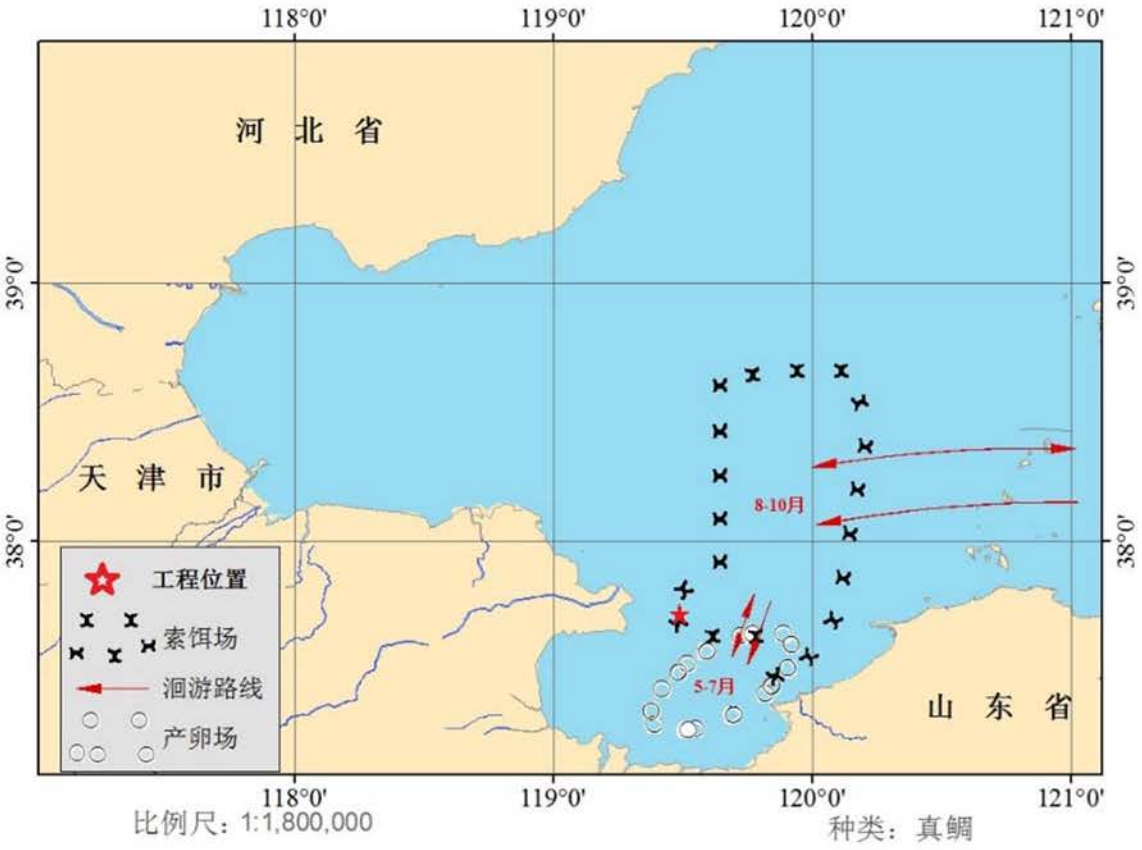


图 4.3－16　真鲷“三场一通道”分布图



图 4.3－17　工程与养殖区的相对位置关系

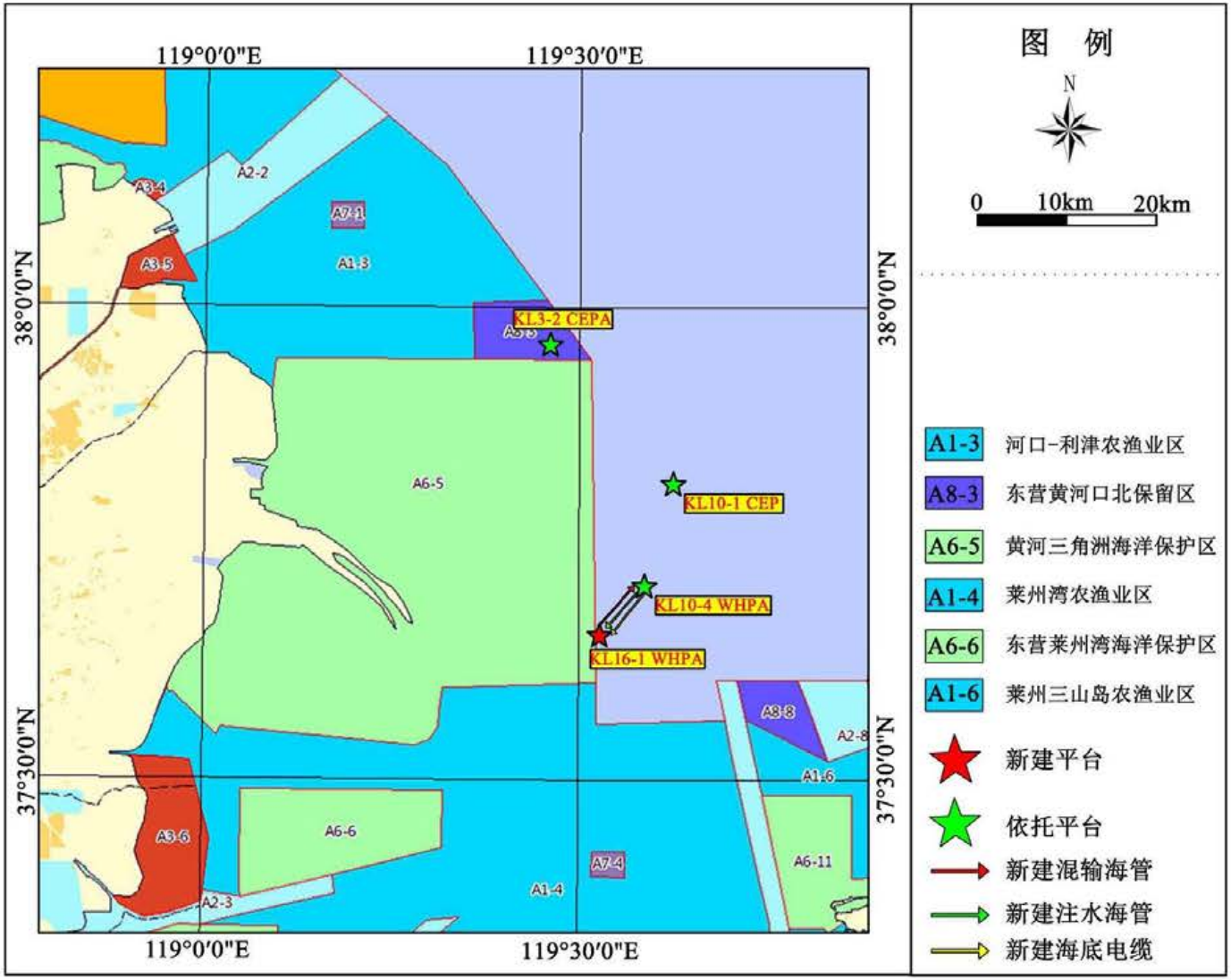


图 4.3－18　工程与《山东省海洋功能区划》的相对位置关系

4.3.2 主要环境敏感目标简介

4.3.2.1 自然保护区

黄河三角洲国家级自然保护区：黄河三角洲自然保护区分为两部分，分别位于本工程油田西北方向和西部，距垦利 10-1 油田设施最近距离约为 17.7km。总面积 15.3×10^4hm^2，位于山东省东营市境内，1990 年经东营市人民政府批准建立，1991 年升为省级自然保护区，1992 年晋升为国家级自然保护区，主要保护对象为原生性湿地生态系统和鸟类。

4.3.2.2 海洋特别保护区

（1）东营黄河口生态国家级海洋特别保护区

该保护区位于本工程油田以西方向，距工程最近距离约为 0.77km。保护区位于黄河下游入海处-3 米等深线至 12 海里的海区呈拐梯形状，西与黄河三角洲保护区为邻，面积 926km^2，于 2008 年底获国家海洋局批准。保护区共分为四个功能区。分别为生态保护区，分为两部分，面积分别为 48.21km^2 和 49.57km^2，占保护区总面积的 10.56%；资源恢复区，分为两部分，面积为 69.77km^2 和 121.33km^2，占保护区总面积的 20.64%；开发利用区，面积 139.92km^2，占保护区总面积的 15.11%；环境整治区面积 497.20km^2，占保护区总面积的 53.69%。主要保护对象为黄河口生态系统及生物物种多样性。

（2）东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区

该保护区位于本工程油田西北方向，距工程最近距离约为 92.9km。于 2008 年底获国家海洋局批准。保护区位于挑河与四河之间，从-3 米到水下-10 米面积为 94.04km^2，共分为四个功能区。分别为生态保护区，面积 18.95km^2，占保护区总面积的 20.15%；资源恢复区面积 28.29km^2，占保护区总面积的 30.08%；开发利用区面积 14.12km^2，占保护区总面积的 15.02%；环境整治区面积 32.68km^2，占保护区总面积的 34.75%。主要保护对象为半滑舌鳎及近岸海洋生态系统。

（3）东营莱州湾蛏类生态国家级海洋特别保护区

该保护区位于本工程油田西南方向，距工程最近距离约为 25.8km。于 2009 年 2 月获国家海洋局批准。保护区位于东营市东营区境内，处于广利河与青坨河之间，从潮间带低潮区到水下-10m 的水域。面积 210.24km^2。保护区划分为生态保护区、资源恢复区和适度开发利用区等三个功能区。其中生态保护区面积 35.53km^2，占保护区面积的

16.9%。资源恢复区面积 65.39km^2，占保护区面积的 31.1%。适度开发利用区即除去生态保护区和资源恢复区以外的边缘部分面积 109.32km^2，占保护区总面积的 52%。主要保护对象为以蛏类（小刀蛏、大竹蛏、缢蛏）为主的底栖贝类及其赖以生存的海洋生态环境。

（4）东营广饶沙蚕类生态国家级海洋特别保护区

该保护区位于本工程油田西南方向，距工程最近距离约为 63km。于 2009 年 2 月获国家海洋局批准。保护区位于广饶县支脉河与小清河之间的滩涂及-5m 浅海海域，面积 64.6km^2，共分为四个功能区。分别为生态保护区面积 14.78km^2，占保护区面积的 22.87％；资源恢复区面积 26.03km^2，占保护区面积的 40.29％；开发利用区面积为 15.34km^2，占海洋特别保护区面积的 23.74％；环境整治区面积 8.46km^2，占保护区面积 13.10％。主要保护对象为双齿围沙蚕为主的多种底栖经济物种及其赖以生存的海洋生态环境。

（5）山东昌邑海洋生态特别保护区

该保护区位于本工程油田西南方向，距工程最近距离约为 58.1km。该保护区位于 2007 年 11 月获国家海洋局批准。该保护区位于昌邑市北部堤河以东、海岸线以下的滩涂上，总面积 2929.28 公顷，主要保护以柽柳为主的多种滨海湿地生态系统和各种海洋生物。保护区内天然柽柳林面积达 2070 公顷，植被茂盛，生物种类繁多，其规模和密度在全国滨海盐碱地区罕见，具有极高的科学考察和旅游开发价值。

4.3.2.3 水产种质资源保护区

工程项目周边的水产种质资源保护区有 4 个，分别为辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区莱州湾保护区、黄河口文蛤国家级水产种质资源保护区、黄河口半滑舌鳎国家级水产种质资源保护区、广饶海域竹蛏国家级水产种质资源保护区。

（1）辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区莱州湾保护区

该保护区位于本工程油田西南方向，距工程距离核心区约为 30.1km，位于实验区内部。辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区的莱州湾保护区由农业部于 2007 年 12 月 12 日批准建立。本保护区总面积为 7124km^2，其中核心区面积为 1710km^2，试验区面积为 5414km^2。核心区包括以下三个区域：

核心一区：是由 6 个拐点顺次连线所围的海域，面积为 66.7km^2（主要保护对象有真鲷，花鲈，三疣梭子蟹）。拐点坐标分别为（37°19′45″N，119°47′10″E；37°26′48″N，

119°44′57″E； 37°28′01″N， 119°48′49″E； 37°24′09″N， 119°50′26″E； 37°23′21″N，119°48′08″E；37°20′18″N，119°49′22″E）。

核心二区：是由 4 个拐点顺次连线所围的海域，面积为 40km^2（主要保护对象有三疣梭子蟹）。拐点坐标分别为（37°13′01″N，119°29′50″E；37°16′54″N，119°29′50″E；37°16′57″N，119°33′24″E；37°13′01″N，119°33′48″E）。

核心三区：是由 3 个拐点顺次连线与西侧海岸线（海岸线北起东营市黄河口镇，经黄河入海口，小清河入海口，南至潍坊市白浪河入海口）所围的海域，面积为 1603km^2（主要保护对象有中国对虾，文蛤，青蛤，中国毛虾）。拐点坐标分别为（37°57′00″N，119°00′00″E；37°54′00″N，119°10′00″E；37°09′10″N，119°10′00″E）。

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

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

（2）黄河口文蛤国家级水产种质资源保护区

该保护区位于本工程油田西北方向，距工程最近距离约为 53.2km。黄河口文蛤国家级水产种质资源保护区由国家农业部于 2011 年 12 月 8 日公布。核心区面积为 778.4hm^2，是由 4 个拐点顺次连线围成的海域，拐点坐标分别为（119°00′58.43″E，38°00′39.24″N； 119°02′24.64″E， 38°00′55.29″N； 119°03′08.20″E， 37°58′56.07″N；119°01′43.82″E，37°58′48.27″N）。实验区面积 1410.5hm2，是核心区以外与 4 个拐点顺次连线围成的海域之间的区域，拐点坐标分别为（119°00′43.30″E，38°00′51.17″N；119°03′27.46″E， 38°01′16.39″N； 119°04′46.79″E， 37°58′42.31″N； 119°01′42.45″E，37°58′12.96″N）。特别保护期为每年 3~8 月，主要保护对象为黄河口文蛤等。

（3）黄河口半滑舌鳎国家级水产种质资源保护区

该保护区位于本工程油田西北方向，距工程最近距离约为 93.5km。，总面积为 10075.44hm^2，其中核心区面积为 4120.11hm^2，实验区面积 5955.33hm^2。核心区特别保

护期为 6 月 1 日至 10 月 31 日。由国家农业部于 2008 年 12 月 22 日审定并公布。保护区位于渤海湾山东省东营市利津县近海海域，是由 6 个拐点顺次连线围成的区域，拐点坐标分别为：（118°38′58.56″E，38°12′30.00″N；118°38′58.56″E，38°07′57.00″N；118°36′13.10″E，38°07′57.00″N；118°36′13.10″E，38°05′30.78″N；118°32′40.68″E，38°05′30.78″N；118°32′40.68″E，38°12′30.00″N）。核心区是由 6 个拐点顺次连线围成的海域，拐点坐标分别为：（118°37′50.42"E，38°11′40.77"N；118°35'29.88"E，38°08'46.23"N；118°33'48.82"E，38°06'46.37"N；118°37'50.42"E，38°08'46.23"N；118°35'29.88"E，38°06'46.37"N；118°33'48.82"E，38°11'40.77"N）。实验区是保护区内除核心区以外的区域，由 12 个拐点顺次连线围成拐点坐标分别为：(118°38′58.56″E，38°12′30.00″N；118°38′58.56″E，38°07′57.00″N；118°36′13.10″E，38°07′57.00″N；18°36′13.10″E，38°05′30.78″N;118°32′40.68″E,38°05′30.78″N;118°32′40.68″E,38°12′30.00″N;118°37′50.42"E,38°11′40.77"N;118°35'29.88"E,38°08'46.23"N;118°33'48.82"E,38°06'46.37"N;118°37'50.42"E,38°08'46.23"N;118°35'29.88"E,38°06'46.37"N;118°33'48.82"E,38°11'40.77"N）。主要保护对象为半滑舌鳎，其它保护物种包括花鲈、梭鱼、鲻鱼、黑鲷、中国毛虾、三疣梭子蟹、文蛤、脉红螺等。

（4）广饶海域竹蛏国家级水产种质资源保护区

广饶海域竹蛏国家级水产种质资源保护区总面积 2585hm^2，其中核心区面积为 804hm^2，实验区面积为 1781hm^2。由国家农业部于 2011 年 12 月 8 日公布。特别保护期为每年 7 月 1 日~10 月 31 日。保护区位于山东省广饶县海域，西距广利河河口 2.86 海里，西南距小清河河口 5.3 海里。北距东营莱州湾蛏类生态国家级海洋特别保护区（该保护区为海洋特别保护区，主要是小刀蛏等资源的保护）3.7 海里，该海域水深、底质适宜，基础饵料丰富，是竹蛏集中产卵场。保护区是由 5 个拐点顺次连线围成的海域，拐点坐标分别为 (119°01′40.50″E,37°22′04.36″N;119°02′17.68″E，37°22′13.42″N;119°06′10.43″E,37°22′13.57″N;119°06′10.50″E37°20′35.14″N;119°01′40.50″E，37°19′38.22″N）。核心区是由 4 个拐点顺次连线围成的海域，拐点坐标为 (119°02′22.23″E，37°21′58.13″N;119°04′25.00″E，37°21′58.13″N;119°04′25.00″E，37°20′31.82″N;119°02′22.23″E，37°20′31.82″N）。实验区是由保护区 5 个拐点顺次连线围成的海域减去核心区 4 个拐点顺次连线围成的海域，由(119°01′40.50″E，37°22′04.36″N;119°02′17.68″E,37°22′13.42″N;119°05′04.00″E,37°22′13.42″N;119°05′04.00″E，37°20′21.31″N;119°01′40.50″E，37°19′38.22″N）5 个拐点顺次连线围成的海域减去

（ 119°02′22.23″E， 37°21′58.13″N;119°04′25.00″E， 37°21′58.13″N;119°04′25.00″E，37°20′31.82″N；119°02′22.23″E;37°20′31.82″N）4 个拐点顺次连线围成的海域。主要保护对象为竹蛏，其他保护对象包括毛蚶、缢蛏、文蛤等。

5 环境质量现状调查

表 5-1 调查资料来源一览表

调查项目		引用报告书全称	调查单位	调查时段	调查站位数
水文动力		垦利 4-1 油田开发项目项目海洋环境质量现状秋季调查报告	青岛环海海洋工程勘察研究院	2018 年 10 月	6 个测流点
水质		垦利区域开发项目海洋环境质量现状春季调查报告	青岛环海海洋工程勘察研究院	2018 年 5 月	30
		垦利区域开发项目海洋环境质量现状秋季调查		2017 年 11 月	30
沉积物		垦利区域开发项目海洋环境质量现状秋季调查	青岛环海海洋工程勘察研究院	2017 年 11 月	21
生物生态	叶绿素 a 及初级生产力、浮游植物、浮游动物、底栖生物、生物质量	垦利区域开发项目海洋环境质量现状秋季调查	青岛环海海洋工程勘察研究院	2018 年 5 月	21
		垦利区域开发项目海洋环境质量现状秋季调查		2017 年 11 月	21
渔业资源		垦利区域开发项目渔业资源现状春季调查报告	中国水产科学研究院黄海水产研究所	2018 年 5 月	12
		垦利 16-1 油田开发项目海域渔业资源现状调查与评价		2018 年 10 月	12

5.1 水文动力环境现状调查与评价

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

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

5.1.1 水文动力调查概况

根据项目需要，为了解工程海域水动力状况，委托青岛环海海洋工程勘察研究院于2018年10月10日~2018年10月11日大潮期，在该海区设立6个测流点，使用日本ALEC公司生产的AEM213-D型电磁海流计进行海流观测，并应用卫星导航系统GPS进行定位，进行了连续25h的周日海流观测。观测时间间隔为1h，分表、中、底三层，表层在水面以下3m以内，中层是在水深的0.6倍处，底层距离海底3m以内。资料的整理、分析按照规范的相关要求进行。有关信息参看表 5.1-1，调查站位见图5.1-1。

表 5.1-1 2018年10月海流观测信息一览表

站号	站位		资料数量	观测时间间隔	观测日期	使用仪器
H1	[redacted]		25组	1h	2018年10月10日至10月11日	潮流：声学多普勒流向流速剖面仪/ADCP
H2						
H3						
H4						
H5						
H6						

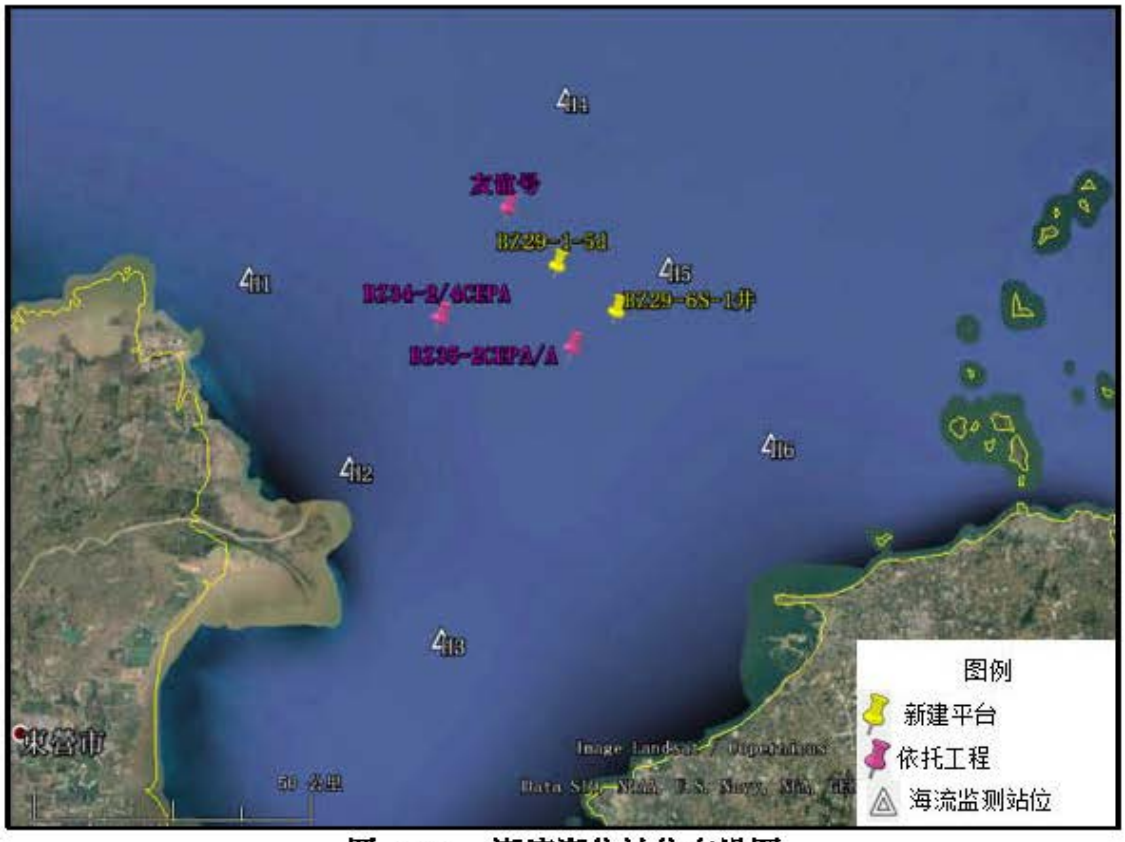


图 5.1-1 潮流潮位站位布设图

5.1.2 海流分析

5.1.2.1 涨、落潮平均流速和最大流速

2018 年 10 月观测站位平均流速和最大流速分布情况见表 5.1-2，从表中可以看出：各站平均涨、落潮流平均流速位于 20cm/s-60cm/s 的区间范围内，总体上看表层平均流速最大、中层平均流速略大于底层平均流速。实测最大涨潮流流速为 49cm/s，最大落潮流流速为 58cm/s;对应流向为 308°和 125°，分别出现于 H1 站表层。对于最大涨落潮流的流向特点，H1 最大涨落潮流的流向基本位于同一直线，表现出往复性潮流较强的特点，其余各站则无此特征，最大涨落潮流的流向较为杂乱，表现出一定程度的旋转性，最大涨落潮流矢量见图 5.1-2~图 5.1-4。

表 5.1-2 海流平均流速和最大流速一览（cm/s°）

站号	层次	涨潮流			落潮流			全潮平均
		平均流速	最大		平均流速	最大		
			流速	流向		流速	流向	
H1	表层	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
	中层	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
	底层	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
H2	表层	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
	中层	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
	底层	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
H3	表层	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
	中层	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
	底层	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
H4	表层	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
	中层	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
	底层	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
H5	表层	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
	中层	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
	底层	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
H6	表层	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
	中层	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
	底层	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]

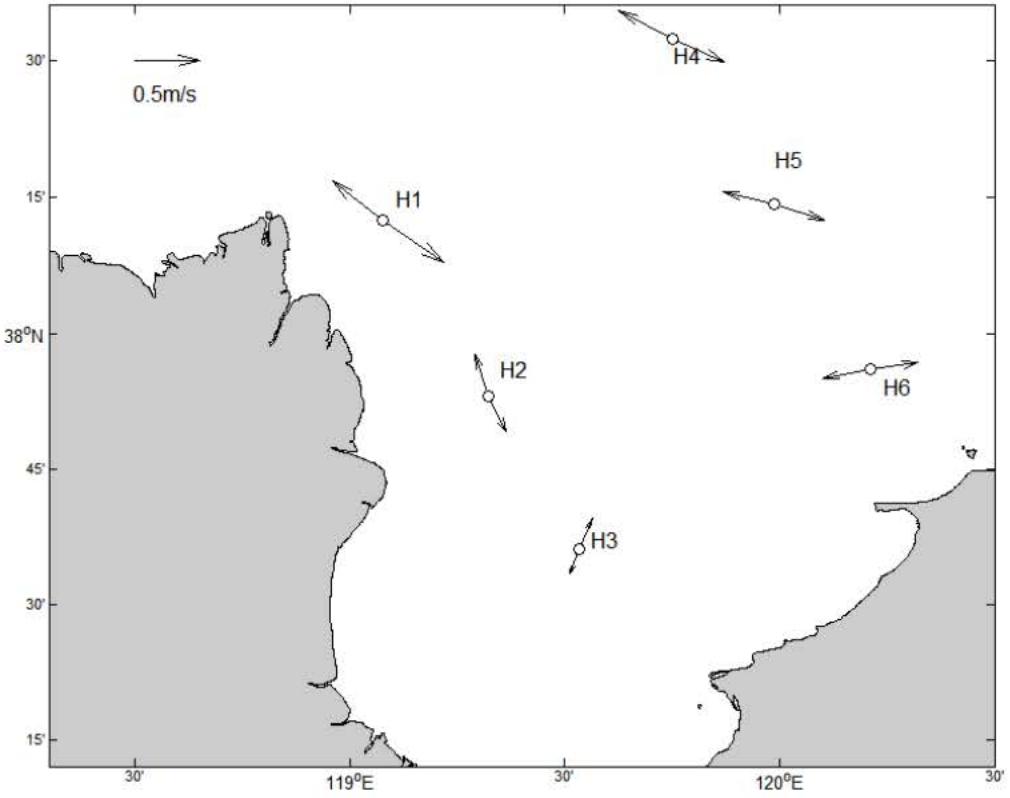


图 5.1-2　表层最大涨落潮流场

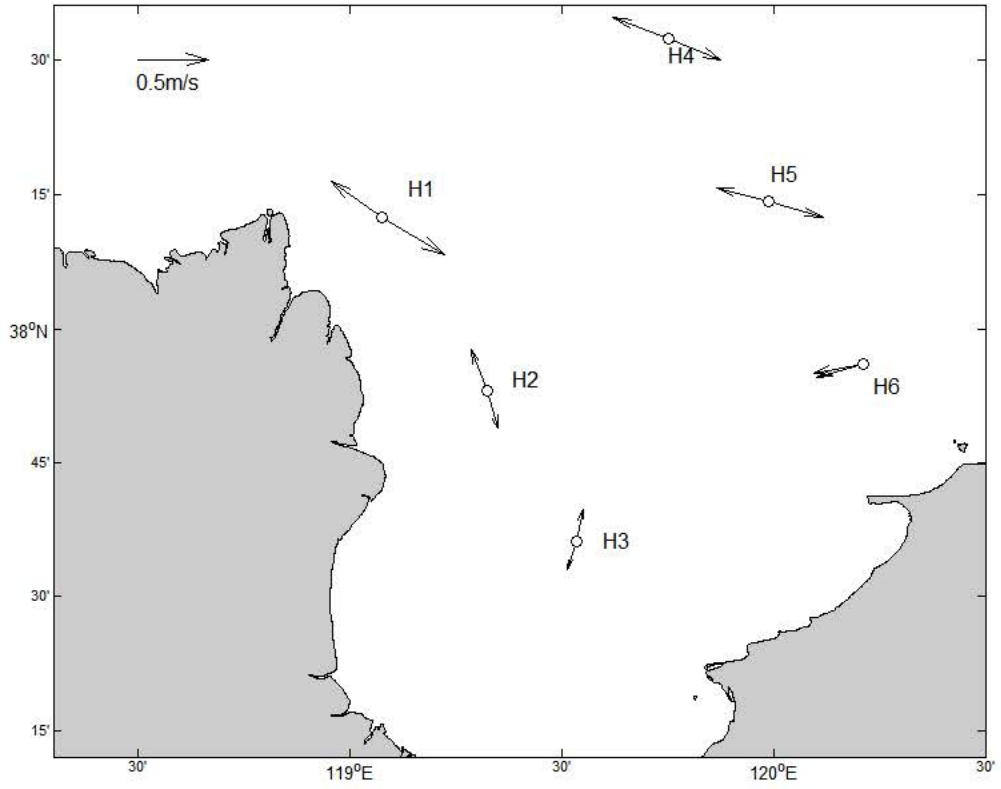


图 5.1-3　中层最大涨落潮流场

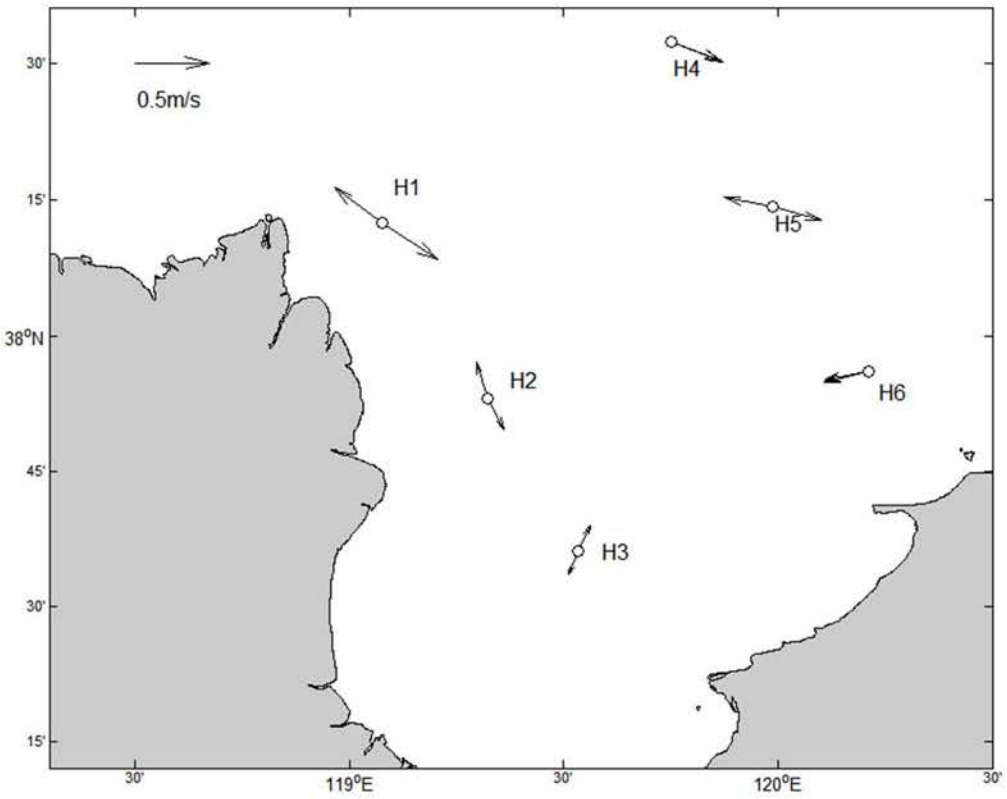


图 5.1-4 底层最大涨落潮流场

5.1.2.2 平均涨、落潮历时

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

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

5.1.2.3 流向流速出现频率

（1）流向出现频率

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 5.1-3。根据大潮期各站海流实测资料，作各个站位各层次海流的矢量图，如图 5.1-5~图 5.1-7。

从表 5.1-3 中可以看出：H1 站流向均较为集中，其海流流向受岸线的影响较大，其海流的流向表现为 NW 和 SSE。H2~H6 站潮流流向较为分散，表现出一定的旋转性。

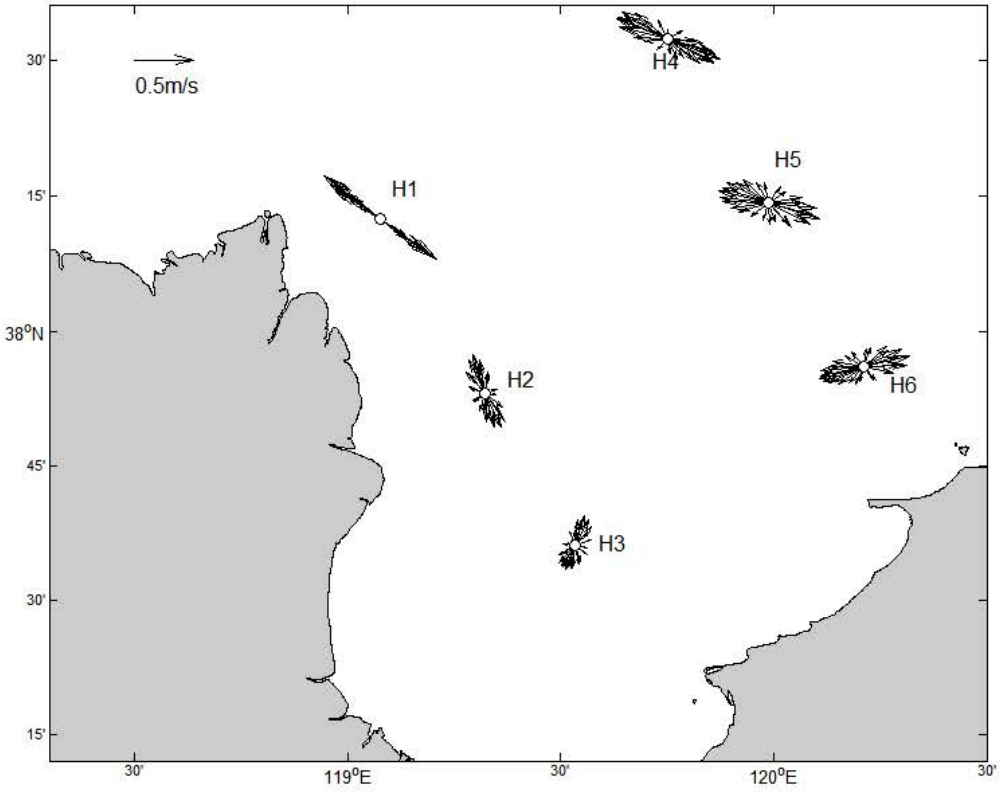


图 5.1-5 表层海流矢量

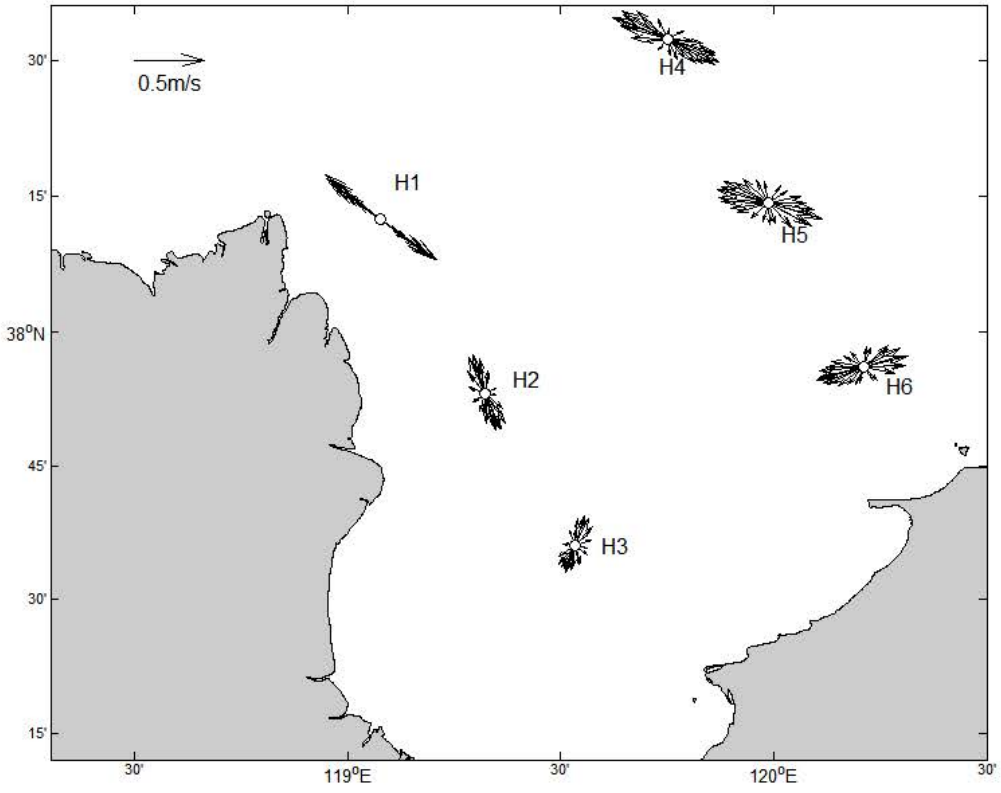


图 5.1-6 中层海流矢量

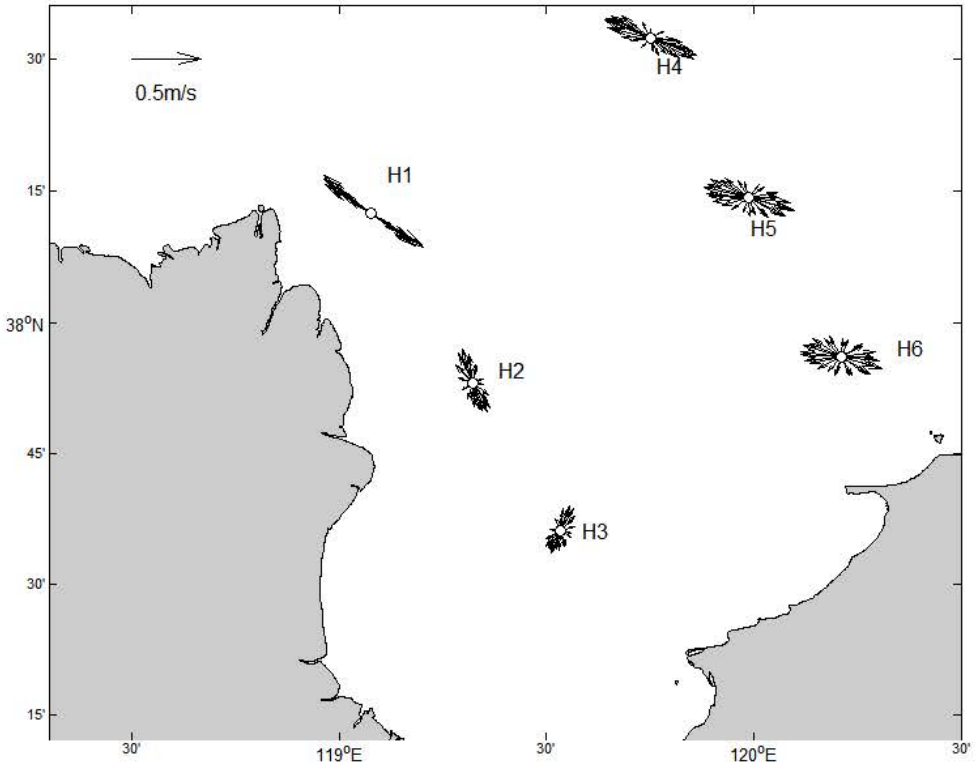


图 5.1-7　底层海流矢量

表 5.1-3　各向海流出现频率（%）

站·层 \ 流向		N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW
H1	表																
	中																
	底																
H2	表																
	中																
	底																
H3	表																
	中																
	底																
H4	表																
	中																
	底																
H5	表																
	中																
	底																
H6	表																
	中																
	底																

（2）流速出现频率

根据大潮期各站海流实测资料，对流速分布范围进行统计，统计结果见表 5.1-4。从表 7.2-2 可以看出，全站海流流速范围主要在 10cm/s~40cm/s 之间，空间分布上看，H1 站具有全站最大的流速，最大的流速可达 58cm/s,整个观测期间 H2~H6 站流速范围基本一致，垂直方向上，各站遵循流速自表至底逐渐减小的趋势。

表 5.1-4 各站各级流速（cm/s）出现频率（%）

站·层 \ 流速		0～9	10～19	20～29	30～39	40～49	50～59	60～69	≥70
H1	表								
	中								
	底								
H2	表								
	中								
	底								
H3	表								
	中								
	底								
H4	表								
	中								
	底								
H5	表								
	中								
	底								
H6	表								
	中								
	底								

5.1.3 潮流分析

因 2018 年 5 月海流观测为 26 小时周日观测，2018 年 10 月海流观测为 25 小时周日观测，数据长度较短，故而需引入 M_2、S_2、O_1、 K_1、M_4、MS_4 六个主要分潮的差比关系以完成主要分潮的调和分析。考虑到基于周日观测的准调和分析因为观测资料长度的局限性，故而准调和分析只能反映潮流大致的特征和运动形式。

5.1.3.1 潮流性质

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

K≤0.5　　正规半日潮流

0.5＜K≤2.0　　不正规半日潮流

2.0＜K≤4.0　　不正规日潮流

K＞4.0　　正规日潮流

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

表 5.1-5　2018 年 10 月观测各站位潮流性质

站位	表层			中层			底层		
H1									
H2									
H3									
H4									
H5									
H6									

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。由表 5.1-5 可以看出，观测站 K 值均小于 0.5，所以观测期间各站潮流性质主要为正规半日潮流。

5.1.3.2　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，K 值代表潮流运动的形式，若 K 值小于 0.5，则潮流运动形式为往复流，若 K 值大于 0.5，则潮流运动形式为旋转流。

若由表 5.1-5 得知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。

观测站位潮流以半日潮流为主，M_2、S_2 分潮流的贡献极大，从潮流的运动形式来看，经计算 H1 各层 M_2、S_2 分潮流的椭圆率 K'值为 0.01，其潮流运动形式以往复流为主，且往复流特点十分显著，H2、H3、H4、H5、H6 站 M_2、S_2 分潮流的椭圆率虽然同样以往复流为主，但是 K'值都在 0.3 以上，H4 站位达到 0.4 以上，故而具有一定的旋转性。其中站（见表 5.1-6）。从垂向上看，各站各分潮流基本表现为表底一致，分潮流速方面三站表层的 M_2 分潮流表现出随深度减小的趋势。浅水分潮方面，M_4 、MS_4 等浅水分潮相对 M_2、S_2 等主要分潮而言，分潮流都较小。

表 5.1-6　各观测站位调和常数

站位	层次	分潮	椭圆长轴（cm/s）			长轴方向（°）			椭圆短轴（cm/s）			旋转率(K')		
H1	表层	M_2												
		S_2												
		O_1												
		K_1												
		M_4												
		MS_4												

站位	层次	分潮	椭圆长轴（cm/s）	长轴方向（°）	椭圆短轴（cm/s）	旋转率(K')
	中层	M_2				
		S_2				
		O_1				
		K_1				
		M_4				
		MS_4				
	底层	M_2				
		S_2				
		O_1				
		K_1				
		M_4				
		MS_4				
H2	表层	M_2				
		S_2				
		O_1				
		K_1				
		M_4				
		MS_4				
	中层	M_2				
		S_2				
		O_1				
		K_1				
		M_4				
		MS_4				
	底层	M_2				
		S_2				
		O_1				
		K_1				
		M_4				
		MS_4				
H3	表层	M_2				
		S_2				
		O_1				
		K_1				
		M_4				
		MS_4				
	中层	M_2				
		S_2				
		O_1				
		K_1				
		M_4				
		MS_4				
	底层	M_2				
		S_2				
		O_1				
		K_1				
		M_4				
		MS_4				
H4	表层	M_2				
		S_2				
		O_1				
		K_1				

站位	层次	分潮	椭圆长轴（cm/s）	长轴方向（°）	椭圆短轴（cm/s）	旋转率(K')
		M_4				
		MS_4				
	中层	M_2				
		S_2				
		O_1				
		K_1				
		M_4				
		MS_4				
	底层	M_2				
		S_2				
		O_1				
		K_1				
		M_4				
		MS_4				
H5	表层	M_2				
		S_2				
		O_1				
		K_1				
		M_4				
		MS_4				
	中层	M_2				
		S_2				
		O_1				
		K_1				
		M_4				
		MS_4				
	底层	M_2				
		S_2				
		O_1				
		K_1				
		M_4				
		MS_4				
H6	表层	M_2				
		S_2				
		O_1				
		K_1				
		M_4				
		MS_4				
	中层	M_2				
		S_2				
		O_1				
		K_1				
		M_4				
		MS_4				
	底层	M_2				
		S_2				
		O_1				
		K_1				
		M_4				
		MS_4				

5.1.3.3 潮流的最大可能流速

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

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

最大可能流速计算结果详见表 5.1-7。

表 5.1-7 潮流的最大可能流速（cm/s）

站号	潮流	最大可能流速	
	层次	流速	流向
H1	表层	[redacted]	[redacted]
	中层	[redacted]	[redacted]
	底层	[redacted]	[redacted]
H2	表层	[redacted]	[redacted]
	中层	[redacted]	[redacted]
	底层	[redacted]	[redacted]
H3	表层	[redacted]	[redacted]
	中层	[redacted]	[redacted]
	底层	[redacted]	[redacted]
H4	表层	[redacted]	[redacted]
	中层	[redacted]	[redacted]
	底层	[redacted]	[redacted]
H5	表层	[redacted]	[redacted]
	中层	[redacted]	[redacted]
	底层	[redacted]	[redacted]
H6	表层	[redacted]	[redacted]
	中层	[redacted]	[redacted]
	底层	[redacted]	[redacted]

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

5.1.4 余流

这里描述的是基于周日观测实测的由各种因素流动合成的余流。

根据周日观测数据求出观测站位的各层次的余流见表 5.1-8。观测各站位余流流速位于 0-3cm/s 区间范围内，垂向上，各站位基本遵循自表至底流速逐渐减小的趋势。流向方面，H1 站余流 SE~SSE 方向为主，流向范围为 144°~165°，其他站余流以 S~SSW 方向为主，流向范围为 180°~239°，余流矢量图见图 5.1-8、图 5.1-9、图 5.1-10。

表 5.1-8 观测站位余流（cm/s °）

站位	余流要素	表层	中层	底层
H1	流速	[redacted]	[redacted]	[redacted]
	流向	[redacted]	[redacted]	[redacted]

H2	流速			
	流向			
H3	流速			
	流向			
H4	流速			
	流向			
H5	流速			
	流向			
H6	流速			
	流向			

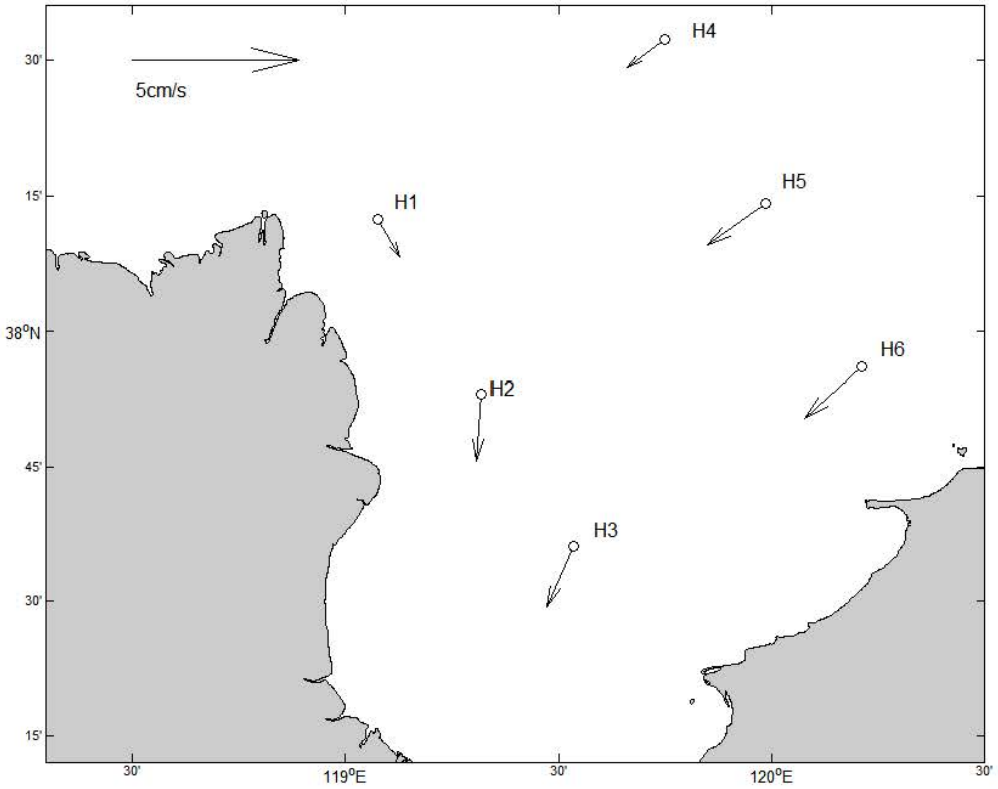


图 5.1-8 观测表层余流场

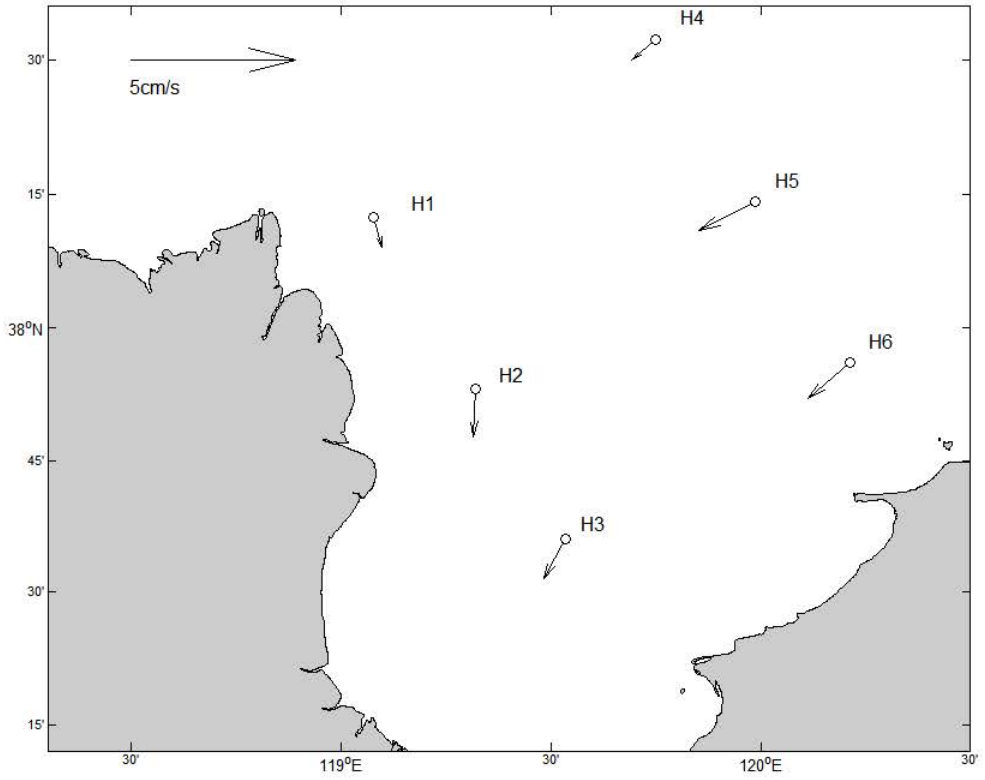


图 5.1-9　观测中层余流场

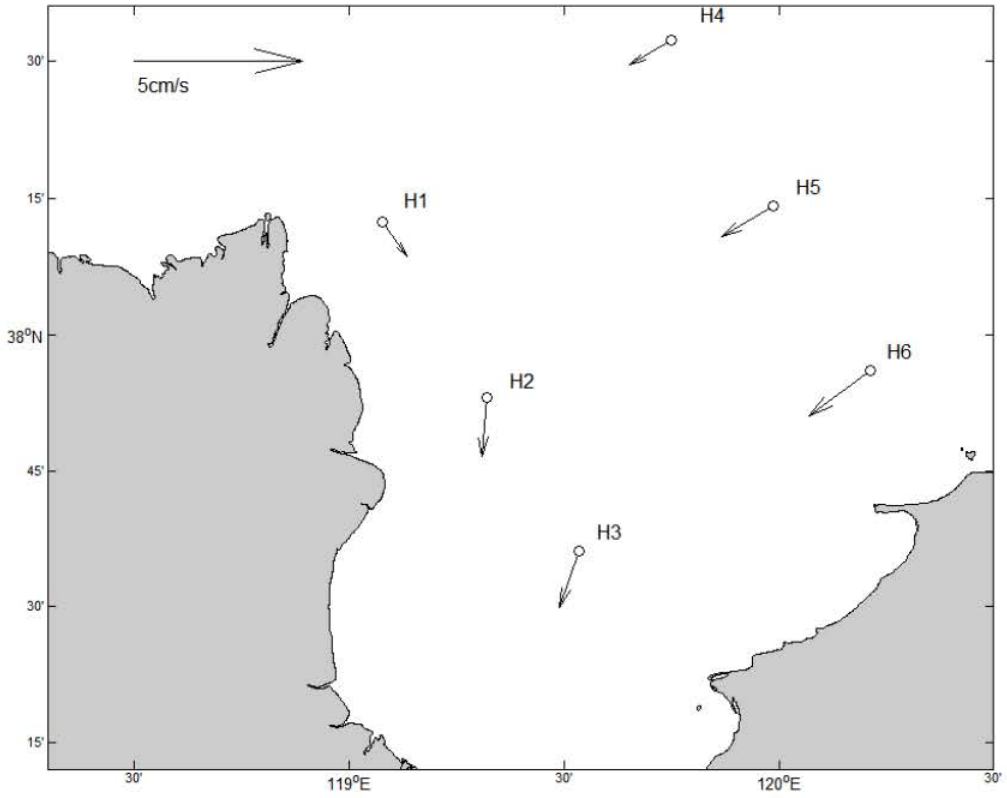


图 5.1-10　观测底层余流场

5.1.5 悬浮沙现状调查

5.1.5.1 调查概况

悬浮泥沙现状调查时间为 2018 年 5 月 16 日~2018 年 5 月 17 日，共设 6 个观测站。

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

表 5.1-9 悬沙取样站位信息

站号	站位	资料数量	观测时间间隔	观测日期
P1	[redacted]	26 组	1h	2018 年 5 月 16 日~2018 年 5 月 17 日
P3				
P5				
P18				
P19				
P21				

5.1.5.2 悬浮沙时空分布特征

根据现场观测和实验室分析，将各站水体含沙量值进行统计分析，列于表 5.1-10。

表 5.1-10 各站垂向平均含沙量变化统计表(mg/L)

站位号	大潮期		
	最大	最小	平均
P1	75.0	16.0	33.0
P3	82.2	15.3	26.5
P5	64.8	11.3	24.6
P18	57.9	10.8	21.7
P19	85.1	14.3	34.5
P21	73.2	12.7	28.6

观测海区含沙量变化较大，大潮期各站含沙量的变化范围为 10.8 mg/l～85.1 mg/l，最大值出现在 P19 站，最小值出现于 P18 站，含沙量平均值的变化范围为 21.7 mg/l～34.5 mg/l，最大值出现在 P19 站，最小值出现于 P18 站。

5.1.6 潮程

根据《建设项目海洋环境影响跟踪监测技术规程》5.1 节公示：

$$L=V\times3600\times6 \quad (1)$$

$$L=V\times3600\times12 \quad (2)$$

其中：L—潮程（m）；

v—一个潮周期内的平均流速（m/s）。

式（1）适用于半日潮流海区，式（2）适用于全日潮流海区。

根据 5.1.3.1 节分析，观测期间各站潮流性质主要为正规半日潮流，因此，采用公式（1）计算调查海域的潮程。本工程距离 H3 站最近，因此，用 H3 点位的全潮平均流速进行计算，根据 5.1.2.1 节，H3 站全潮平均流速最大值为 0.17m/s，因此，潮程计算结果如下：

潮程 L=0.17×3600×6=3672m=3.672km

5.1.7 小结

本海区海流以潮流为主，潮流性质以正规半日潮为主，潮流运动形式以往复流为主，H2~H6 站兼具旋转性， 半日分潮流（M_2、S_2）的贡献极大，浅水分潮方面，M_4、MS_4 分潮相对主要分潮而言，分潮流都较小。

H1 站流向均较为集中，其海流流向受岸线的影响较大，其海流的流向表现为 NW 和 SSE。H2~H6 站潮流流向较为分散，表现出一定的旋转性。

全站海流流速范围主要在 10cm/s~40cm/s 之间，空间分布上看，H1 站具有全站最大的流速，最大的流速可达 58cm/s,整个观测期间 H2~H6 站流速范围基本一致，垂直方向上，各站遵循流速自表至底逐渐减小的趋势。

观测各站位余流流速位于 0-3cm/s 区间范围内，垂向上，各站位基本遵循自表至底流速逐渐减小的趋势。流向方面，H1 站余流 SE~SSE 方向为主，流向范围为 144°~165°，其他站余流以 S~SSW 方向为主，流向范围为 180°~239°。

5.2 地形地貌与冲淤环境现状调查与评价

本项目的地形地貌与冲於环境现状资料来源于《垦利 16-1 油田开发项目海底电缆管道路由工程物探调查报告》（青岛环海海洋工程勘察研究院，2019 年 7 月）和《垦利 16-1 油田开发项目工程物探调查工程物探调查报告书》。

5.2.1 海底地形特征

5.2.1.1 KL16-1 WHPA 平台至 KL10-4 WHPA 平台之间管道区域

路由区整体地形平缓，坡度约为 0.3‰，从 KL16-1 WHPA 平台至 KL10-4 WHPA 平台水深逐渐变深，水深范围在 12.3 m~14.6 m 之间。KL16-1 WHPA 平台至 KL10-4

WHPA 平台路由区水深地形图见图 5.2-1。

5.2.1.2 KL16-1 WHPA 平台场址

测深资料的潮位校正使用了实测潮位资料，水深基准面为海图基准面，位于平均海平面以下 1.0m。在调查区域内，海底相对平坦，水深变化比较小。整体上由北向南逐渐加深，海图水深在 12.9-13.2m 之间变化。KL16-1 WHPA 预定平台场址位置处（出红线约 0.2km）的海图水深为 13.1m。KL16-1 WHPA 预定平台场址位置处（出红线约 0.6km）的海图水深为 13.1m。

KL16-1 WHPA 预定平台场址位置水深和海底地形起伏变化情况详见图 5.2-2。

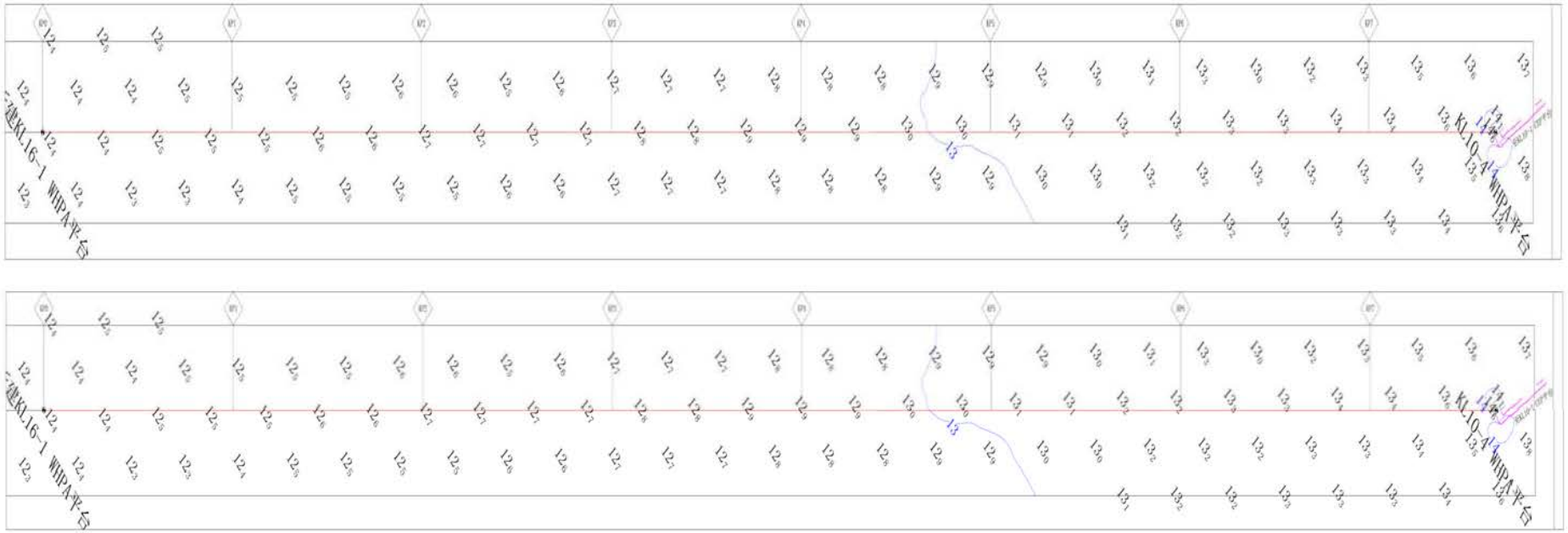


图 5.2-1 KL16-1 WHPA 平台至 KL10-4 WHPA 平台路由区水深地形图

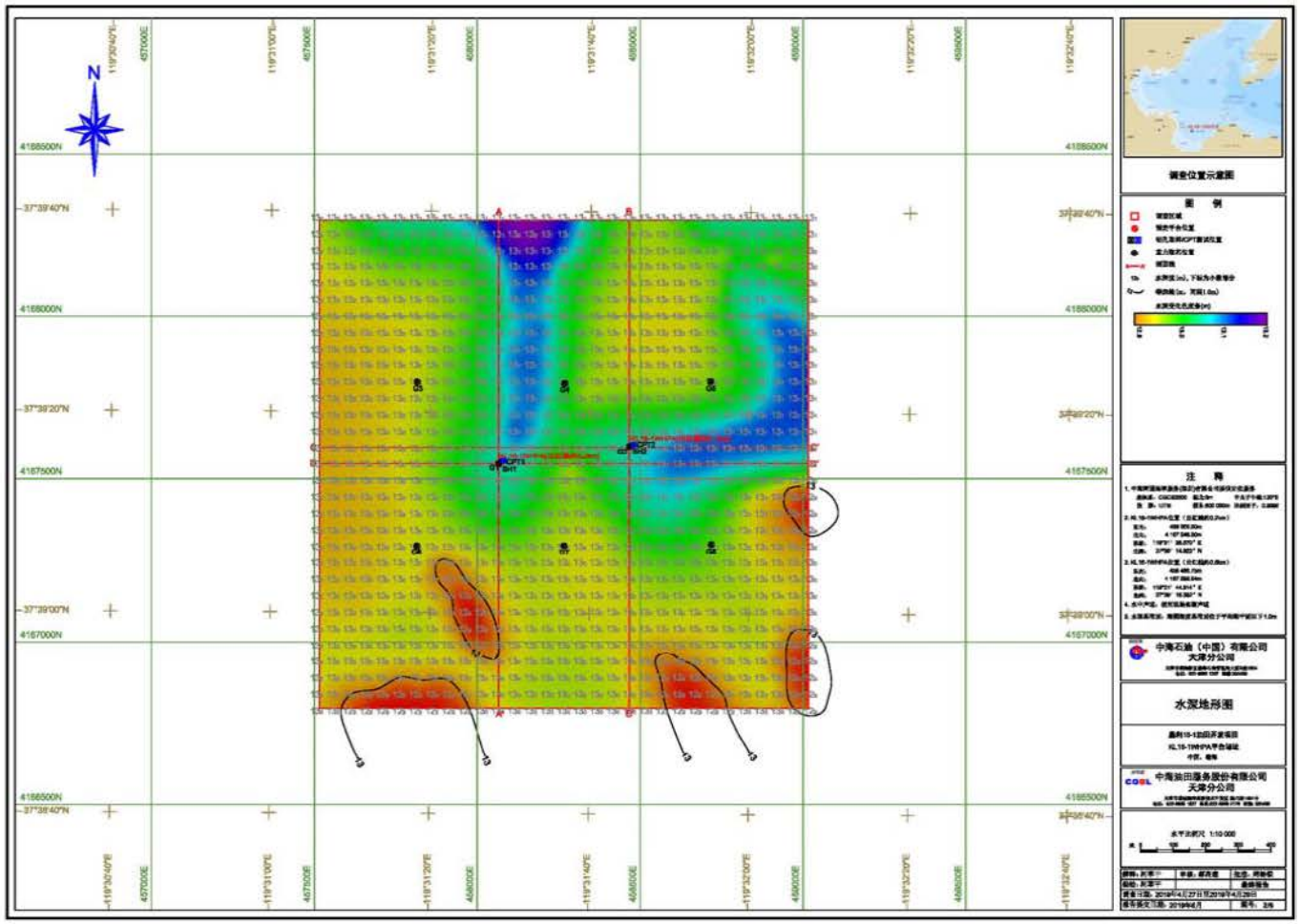


图 5.2-2 KL16-1 WHPA 平台场址水深地形图

5.2.2 地貌特征

5.2.2.1 KL16-1 WHPA 平台至 KL10-4 WHPA 平台之间管道区域

路由区声纳影像资料灰度显示基本均匀，反射强度变化不大，反映路由区海底底质无明显变化，结合底质取样可判断路由区海底底质大部分为粉质黏土。

在 KL10-4 WHPA 平台东北侧有两条至 KL10-1 平台的已建管道，远离拟建路由，对拟建路由无影响。KL10-4 WHPA 平台至新建 KL16-1 WHPA 平台海底地貌图见图 5.2-3。

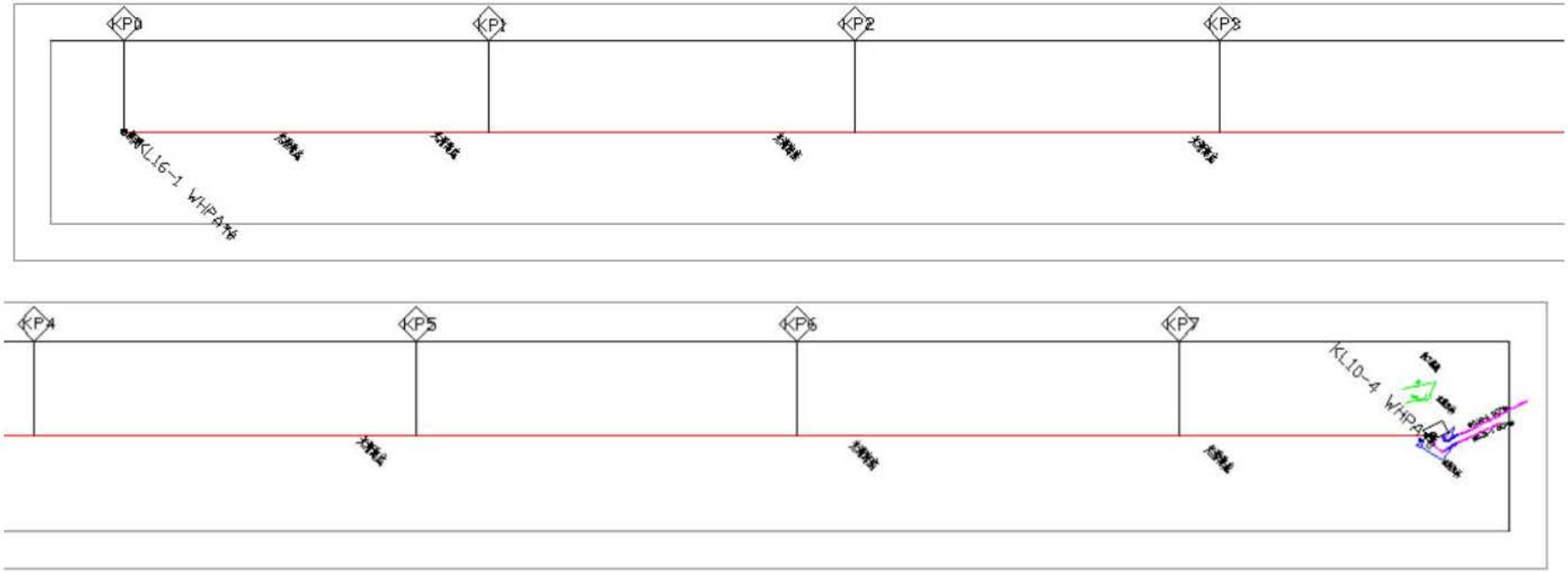


图 5.2-3 KL10-4 WHPA 平台至新建 KL16-1 WHPA 平台海底地貌图

5.2.2.2 KL16-1 WHPA 平台场址区域

根据现有调查资料，在调查区域内，海底地貌灰度变化基本均匀，表明海底底质基本均一。调查区域内存在一定的底质异常区，呈斑状零星分布，在地貌资料中呈现为强反射，根据重力取样结果和浅地层剖面，底质异常区未见明显的沉积差异。

根据地貌资料显示，在调查区域内，除了少量锚痕、拖网痕迹外未发现有明显遗弃物及其它障碍性物体。

除此以外，调查期间，在调查区域内未发现对平台安装就位具有潜在灾害影响的地貌特征及障碍物和遗弃物存在。

海底地貌详细情况见图 5.2-4。

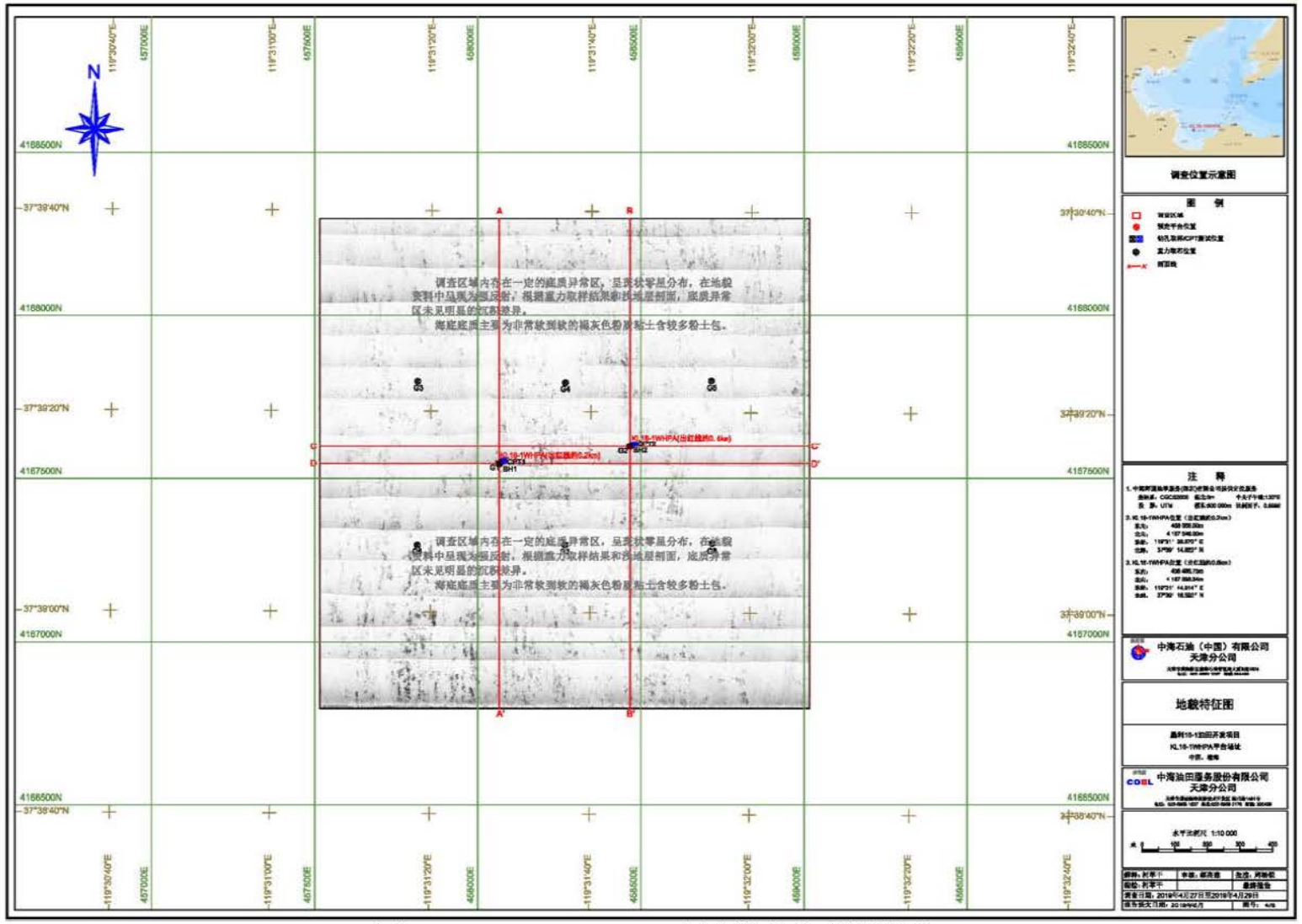


图 5.2-4 KL10-4 WHPA 平台场址海底地貌图

5.2.3 工程地质特征

根据现场钻探揭露、室内土工试验结果，将该场区 10m 以浅的地基土自上而下划分为四大层，特征如下：

第①层：非常软到软的粉质黏土

褐灰色，饱和，均匀，夹较多粉土薄层，含粉砂包及少量贝壳碎片。

该层在场地中均有分布，钻孔揭露的层底埋深为 4.2~6.8m，微型十字板剪切强度为 3.0~12.0kPa。

第②层：中密的粉土

褐灰~绿灰色，饱和，均匀，夹粉砂或粉质黏土薄层，含贝壳碎片及粉砂包。

该层在场地中均有分布，标准贯入试验锤击数为 10~40 击，设计内摩擦角为 20°。

第③层：软到稍硬的粉质黏土

黄灰色，饱和，夹粉土薄层，含贝壳碎片及粉砂包。

该层分布广泛，钻探深度内仅 PL3 号钻孔未能揭露到，微型十字板抗剪强度为 11.0~40.0kPa。

根据最新勘察数据，工程地质资料如下：

表 5.2-1 KL16-1 WHPA 平台承载力参数表

层名	土质描述	深度		有效重度 (kN/m^3)	设计抗剪强度 (kPa)	单位表面摩擦力 (kPa)	单位桩端承载力 (MPa)
		层顶 (m)	层底 (m)				
1	非常软到软的粉质粘土	0.0		7.5	3	0	0.03
			1.2	7.5	7	4	0.06
		1.2		8.6	15	7	0.13
			5.9	8.6	15	14	0.13
2	密实的粉土	5.9		9.1	δ=20°, f_{max}=67.0 kPa	14	0.59
			7.7	9.1	Nq=12, q_{max}=2.9 MPa	19	0.79
3	硬的粉质粘土	7.7		8.7	50	29	0.45
			12.0	8.7	50	36	0.45
4	中密实的粉土	12.0		9.1	δ=20°, f_{max}=67.0 kPa	30	1.24
			13.8	9.1	Nq=12, q_{max}=2.9 MPa	35	1.44
5	硬的粉质粘土	13.8		8.7	50	39	0.45
			16.8	8.7	50	43	0.45
6	中密实的砂质粉土	16.8		9.2	δ=20°, f_{max}=67.0 kPa	42	1.75
			17.9	9.2	Nq=12, q_{max}=2.9 MPa	45	1.87
7	硬到非常硬的粉质粘土	17.9		8.8	80	56	0.72
			20.6	8.8	80	60	0.72
		20.6		9.3	115	72	1.03
			24.0	9.3	115	78	1.03
8	密实到非常密实的粉土	24.0		9.5	δ=25°, fmax=81.0 kPa	79	4.22
			24.7	9.5	Nq=20, q_{max}=4.80MPa	81	4.36
			26.2	9.5		81	4.64
9	非常硬的粉质粘土与中密实的粉土迭层	26.2		9.1	δ=20°, f_{max}=67.0 kPa	67	0.85
			29.0	9.1	Clay EB, Su=95kPa	67	0.85
10	非常密实的砂质粉土	29.0		9.2	δ=30°, f_{max}=96 kPa	96	9.60
			36.8	9.2	Nq=40, q_{max}=9.6 MPa	96	9.60
11	中密实的砂质粉土	36.8		9.3	δ=25°, f_{max}=81.0 kPa	81	4.80
			40.8	9.3	Nq=20, q_{max}=4.80MPa	81	4.80
12	非常密实的砂质粉土	40.8		9.5	δ=30°, f_{max}=96 kPa	96	9.60
			46.3	9.5	Nq=40, q_{max}=9.6 MPa	96	9.60
13	坚硬的粉质粘土	46.3		9.3	200	145	1.80
			47.5	9.3	200	147	1.80
14	密实到非常密实的砂质粉土	47.5		9.5	δ=30°, f_{max}=96 kPa	96	9.60
			58.0	9.5	Nq=40, q_{max}=9.6 MPa	96	9.60
15	中密实的砂质粉土	58.0		9.4	δ=20°, f_{max}=67.0 kPa	67	2.90
			60.4	9.4	Nq=12, q_{max}=2.9 MPa	67	2.90
16	密实到非常密实的砂质粉土	60.4		9.3	δ=25°, f_{max}=81.0 kPa	81	4.80
			64.1	9.3	Nq=20, q_{max}=4.80MPa	81	4.80
		64.1		9.3	δ=30°, f_{max}=96 kPa	96	9.60
			68.0	9.3	Nq=40, q_{max}=9.6 MPa	96	9.60

注释：

1) 单位表面摩擦力按API RP 2A(2000)方法计算得出，对粘性土和粒状土，其抗拉和抗压时的单位表面摩擦力相同。

2) 单位桩端承载力按API RP 2A(2000)方法计算得出。

3) Su为粘性土的设计不排水抗剪强度，kPa。

4) δ 为粒状土的设计土-桩摩擦角。

5) **本参数表仅用于该平台场址导管架平台打入式桩基竖向承载力分析。**

轴向桩承载力设计参数表

KL16-1WHPA-BH1&CPT1

层名	土质描述	深度		有效重度 (kN/m^3)	设计抗剪强度 (kPa)	单位表面摩擦力 (kPa)	单位桩端承载力 (MPa)
		层顶 (m)	层底 (m)				
17	坚硬的粉质粘土	68.0		9.5	220	185	1.98
			70.9	9.5		189	1.98
18	中密实到密实的粉土	70.9		9.3	δ=20°, f_{max}=67.0 kPa	67	2.90
			74.6	9.3	Nq=12, q_{max}=2.9 MPa	67	2.90
		74.6		9.5	δ=30°, f_{max}=96 kPa	96	9.60
			78.4	9.5	Nq=40, q_{max}=9.6 MPa	96	9.60
19	非常硬的粉质粘土与密实的粉土迭层	78.4		9.1	δ=25°, f_{max}=120 kPa	120	1.62
			83.8	9.1	Clay EB, Su=180kPa	120	1.62
20	非常密实的粉土	83.8		9.3	δ=30°, f_{max}=96 kPa	96	0.96
			85.8	9.3	Nq=40, q_{max}=9.6 MPa	96	0.96
21	非常硬的粉质粘土	85.8		9.2	170	170	1.53
			88.0	9.2	170	170	1.53
22	密实到中密实的粉土	88.0		9.3	δ=30°, f_{max}=96 kPa	96	9.60
			97.0	9.3	Nq=40, q_{max}=9.6 MPa	96	9.60
		97.0		9.2	δ=25°, f_{max}=81.0 kPa	81	4.80
			100.0	9.2	Nq=20, q_{max}=4.80MPa	81	4.80
		100.0		9.6	δ=30°, f_{max}=96 kPa	96	9.60
			105.7	9.6	Nq=40, q_{max}=9.6 MPa	96	9.60
23	坚硬的粉质粘土	105.7		9.4	250	247	2.25
			109.7	9.4	250	250	2.25
24	密实到非常密实的粉土	109.7		9.6	δ=30°, f_{max}=96 kPa	96	9.60
			114.5	9.6	Nq=40, q_{max}=9.6 MPa	96	9.60
25	坚硬的粉质粘土	114.5		9.5	375	315	3.38
			121.3	9.5	375	325	3.38

注释：

1) 单位表面摩擦力按API RP 2A(2000)方法计算得出，对粘性土和粒状土，其抗拉和抗压时的单位表面摩擦力相同。

2) 单位桩端承载力按API RP 2A(2000)方法计算得出。

3) Su为粘性土的设计不排水抗剪强度，kPa。

4) δ 为粒状土的设计土-桩摩擦角。

5) **本参数表仅用于该平台场址导管架平台打入式桩基竖向承载力分析。**

轴向桩承载力设计参数表

KL16-1WHPA-BH1&CPT1

地层剖面见下图。

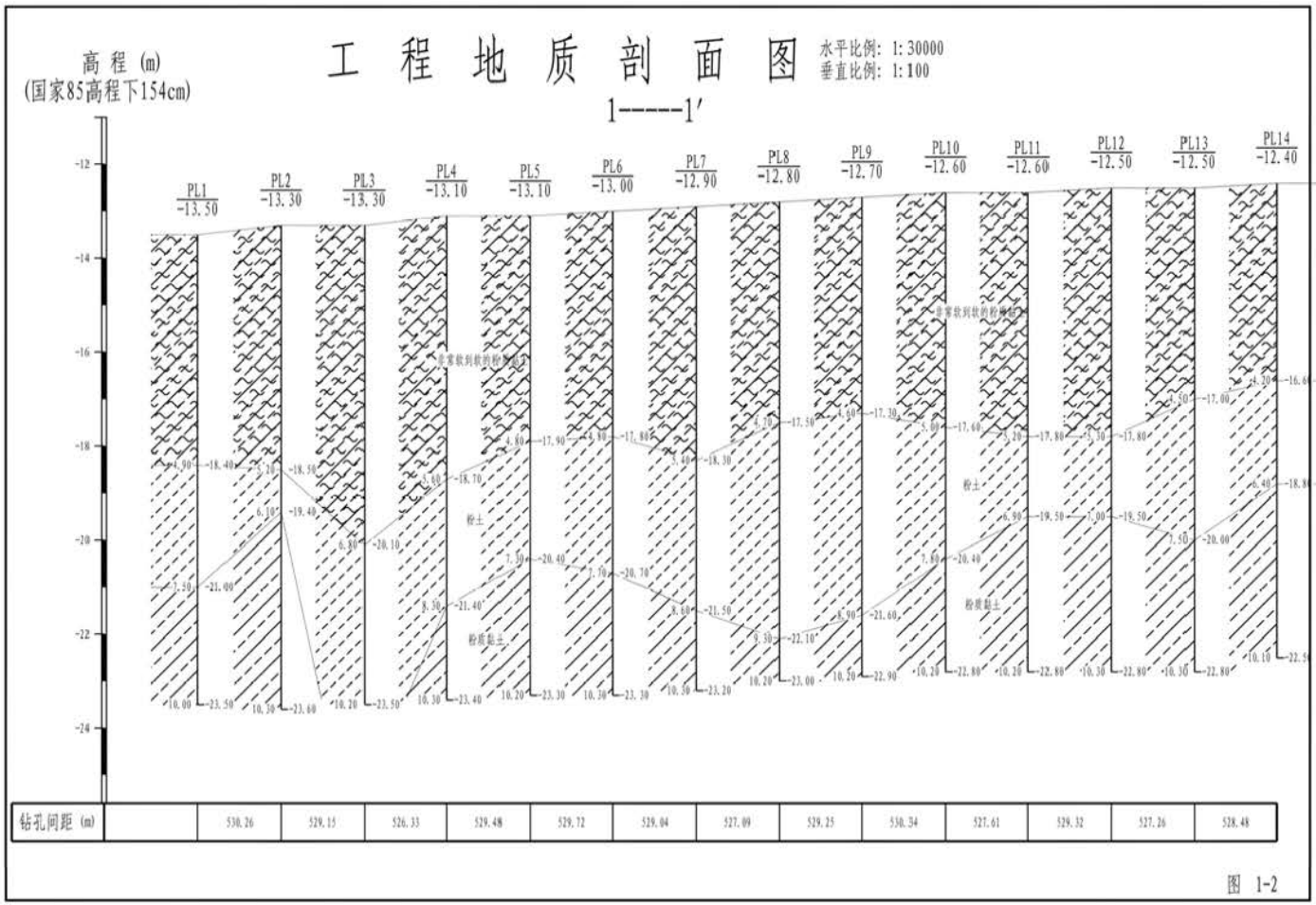


图 5.2-5 地层剖面图

5.2.4 冲於现状

较强的海底流可能造成海底表层沉积物的冲刷以及沉积物质的迁移，尤其当海底表层土为非粘性土时。当海底存在电缆管线等设施时，表层沉积物的冲刷会造成裸露管线与电缆的过度悬跨或埋地管线与电缆的侵蚀暴露，从而对管道、电缆的稳定性造成影响，而且沉积物迁移也会很快填埋海底所挖沟槽。

根据海底冲刷研究成果，在一定的工程环境条件下，当海底底流所带走的泥沙颗粒总量恰好等于由海床沉积的颗粒总量时海底处于冲刷平衡状态，图 5.2-6 表示出海底沉积物冲刷或沉积所要求的最小流速值。

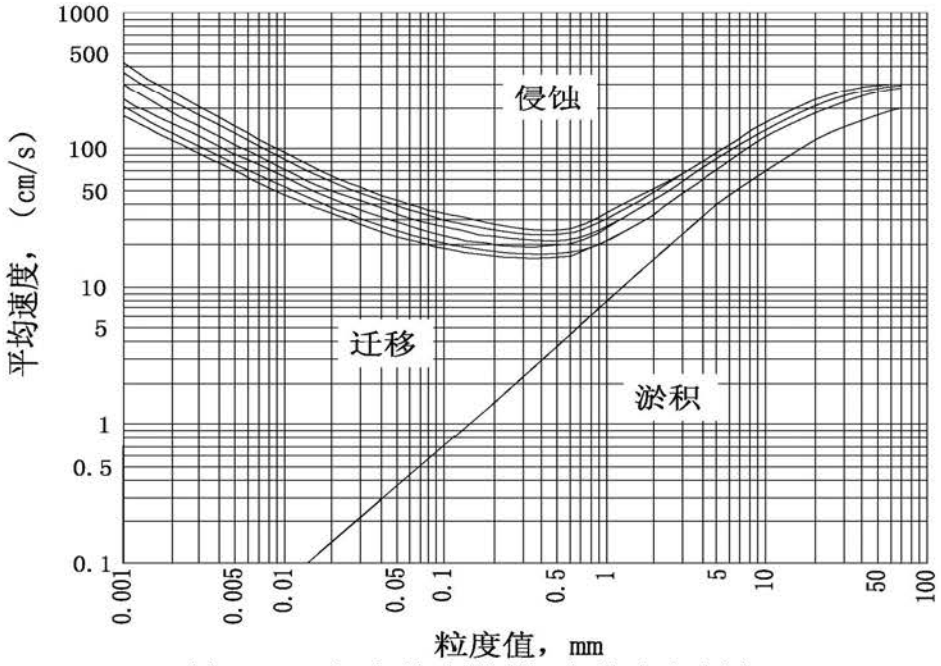


图 5.2-6 沉积物冲刷或沉积最小流速图

根据实际观测资料推算出路由区底层海流最大平均流速为 31.2cm/s；D2 站位底层最大可能流速约 50.8cm/s，最大平均流速为 34.6cm/s。路由区表层土质主要由黏土质粉砂、砂质粉砂组成，中值粒径 D50 一般在 0.05～0.007mm。由图 5.2-6 可知，路由区表层沉积物处于动态冲淤平衡状态。

结合现有工程物探和钻孔调查资料：平台间管线路由海底平坦，表层土质为非常软到软的粉质黏土。管线周围明显冲刷的可能性很小。

KL16-1WHPA 平台为固定式导管架，为透水结构，桩腿间距远大于桩径，因此 KL16-1WHPA 平台安装就位后不会明显改变水动力环境特征，因此，平台位置对冲淤稳定性影响很弱。

本工程新铺海底管道采用挖沟埋设方式，不改变原海底地貌特征，因此，海底管道铺设后对管道路由区域海底稳定性影响很小，不会明显改变冲淤环境特征。

5.3 海水水质现状调查及评价

5.3.1 调查概况

5.3.1.1 调查时间

2018 年 5 月：具体调查时间为 5 月 5-7 日。

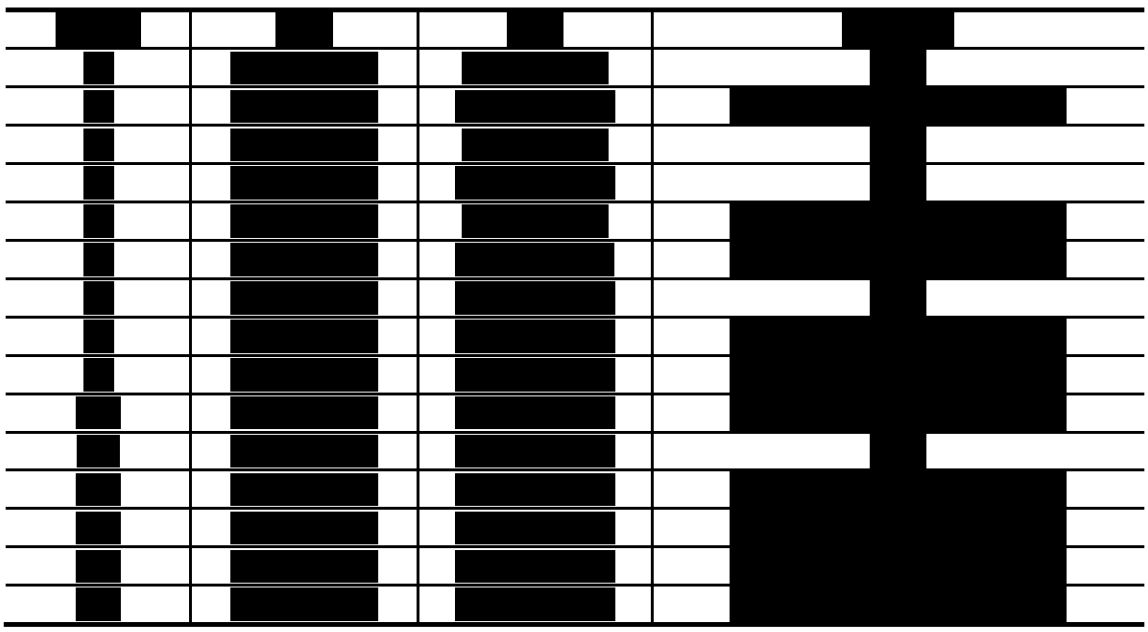
2017 年 11 月：具体调查时间为 11 月 5 日-8 日。

5.3.1.2 调查站位布设

2018 年 5 月调查站位布设以垂直海岸为横断面，共设置 6 个断面，以平行海岸为纵断面，共设置 6 个断面，按全面覆盖、均匀布设、重点代表的原则，每个断面上设置 4~6 个测站，并在工程和敏感区附近加密（P12、P13 和 P24），共设置了 30 个站位（P1~P30），其中包括水质站位 30 个和海洋生物生态站位 21 个。

2017 年 11 月调查站位布设以垂直海岸为横断面，共设置 6 个断面，以平行海岸为纵断面，共设置 6 个断面，按全面覆盖、均匀布设、重点代表的原则，每个断面上设置 4~6 个测站，并在工程和敏感区附近加密（P12、P13 和 P24），共设置了 30 个站位（P1~P30），其中包括水质站位 30 个、沉积物站位 21 个和海洋生物生态站位 21 个。

表 5.3-1 2018 年 5 月海洋环境调查站位坐标



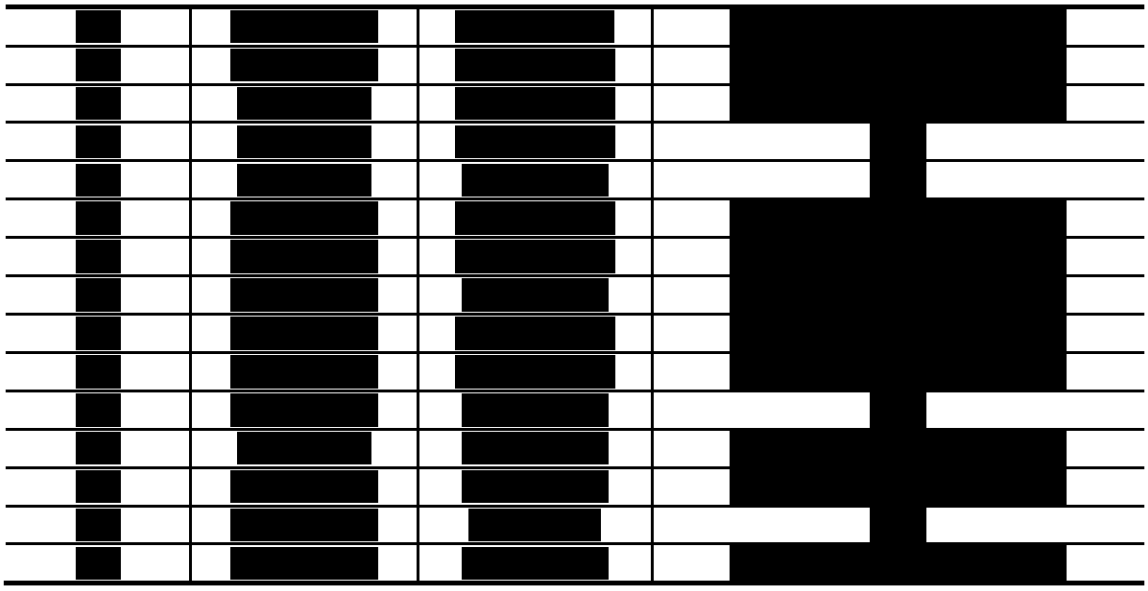
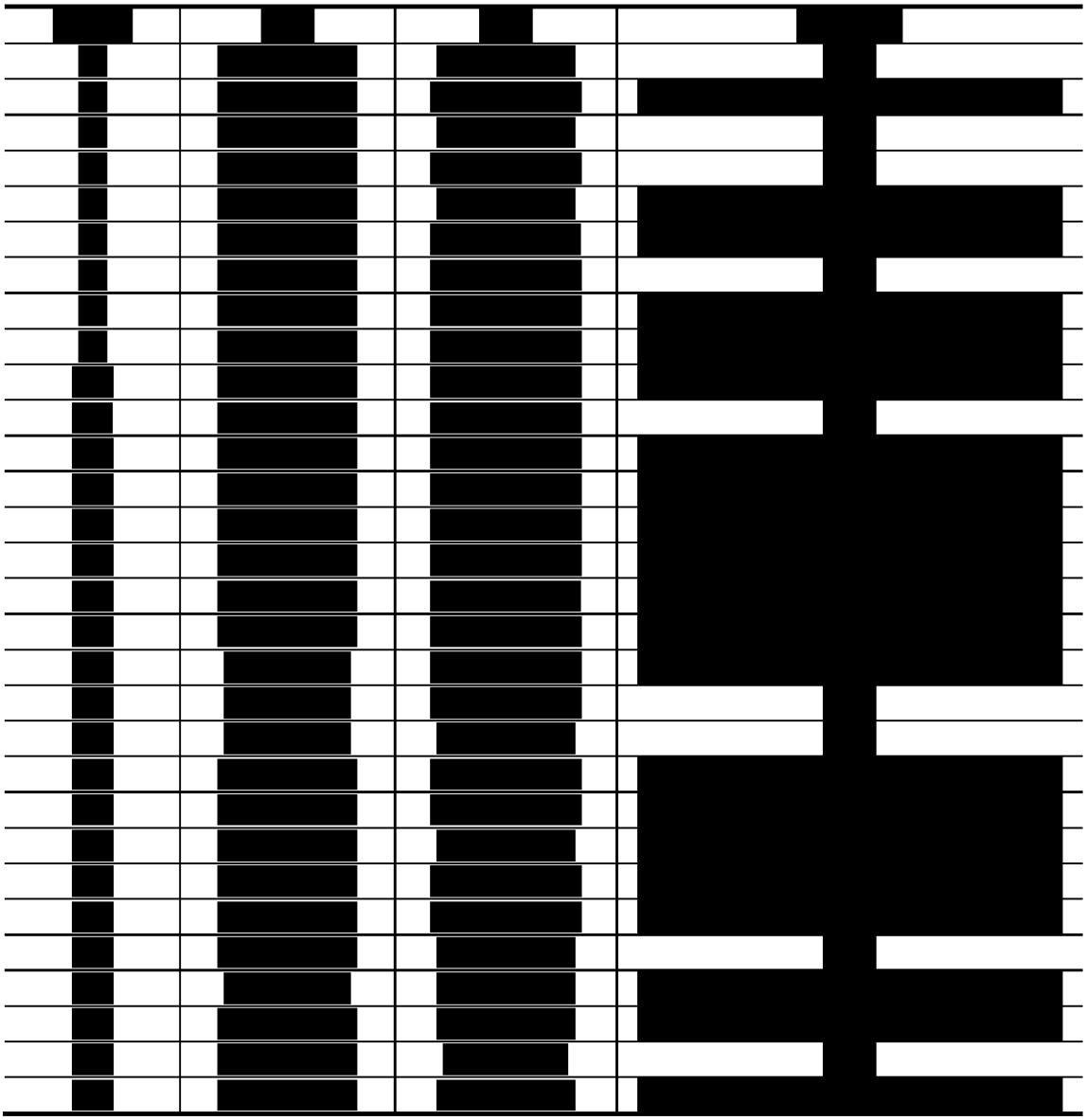


表 5.3-2　2017 年 11 月海洋环境调查站位坐标



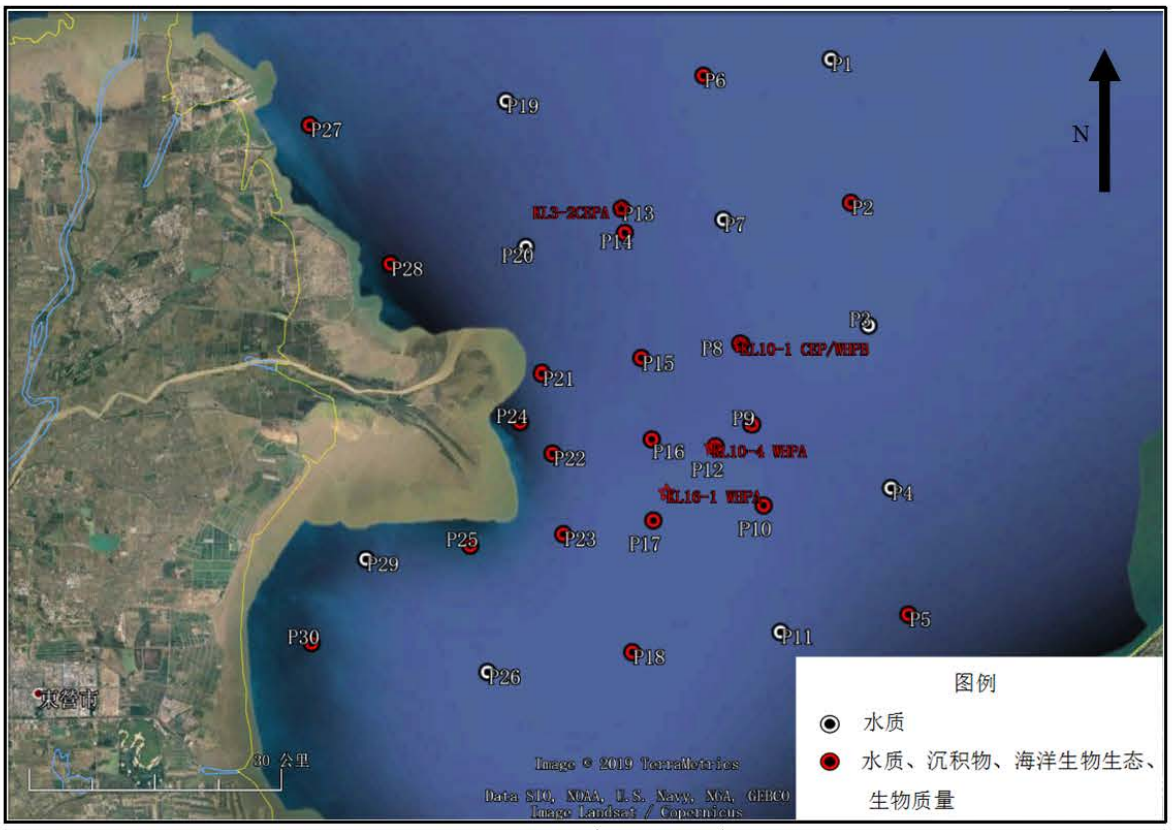
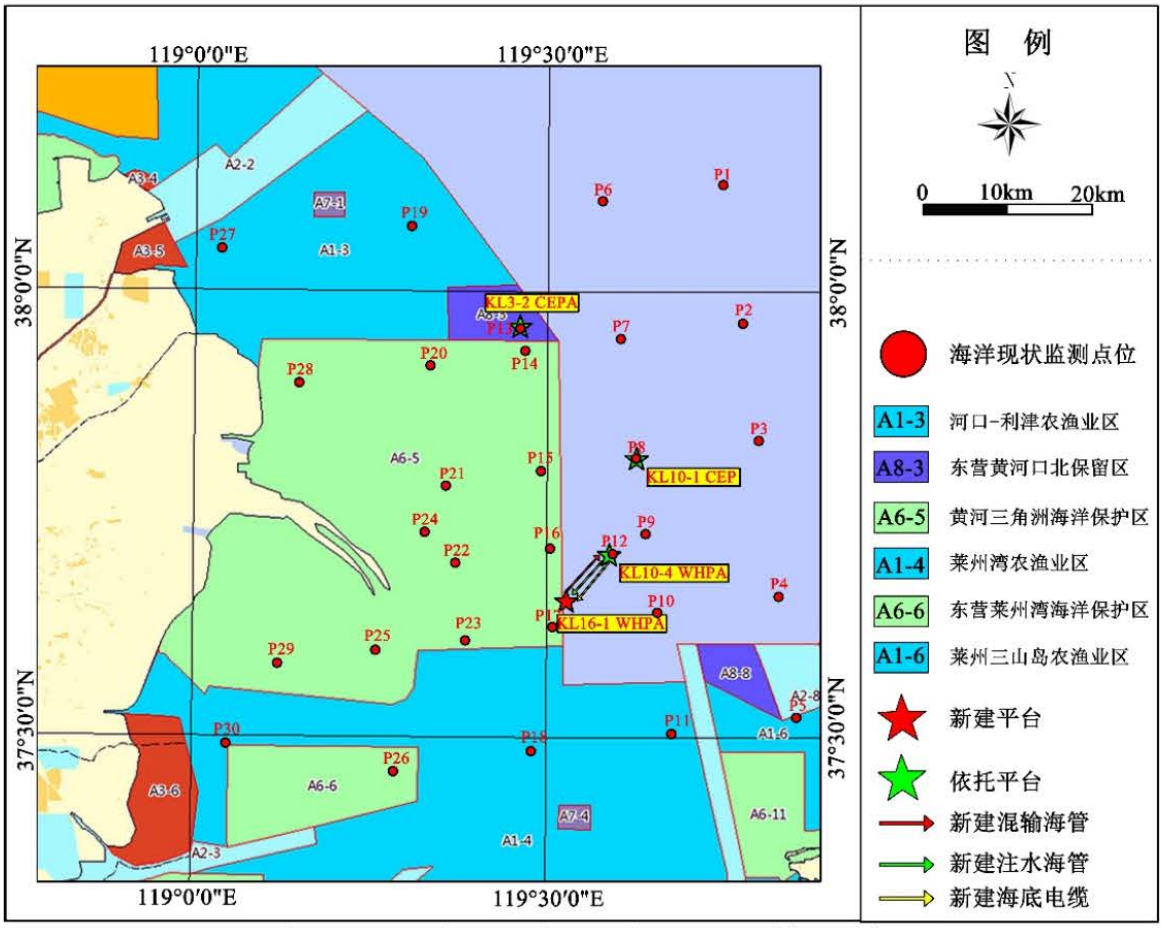


图 5.3-1 海洋环境质量调查站位图



5.3-2 本工程及调查站位在《山东省海洋功能区划》的位置

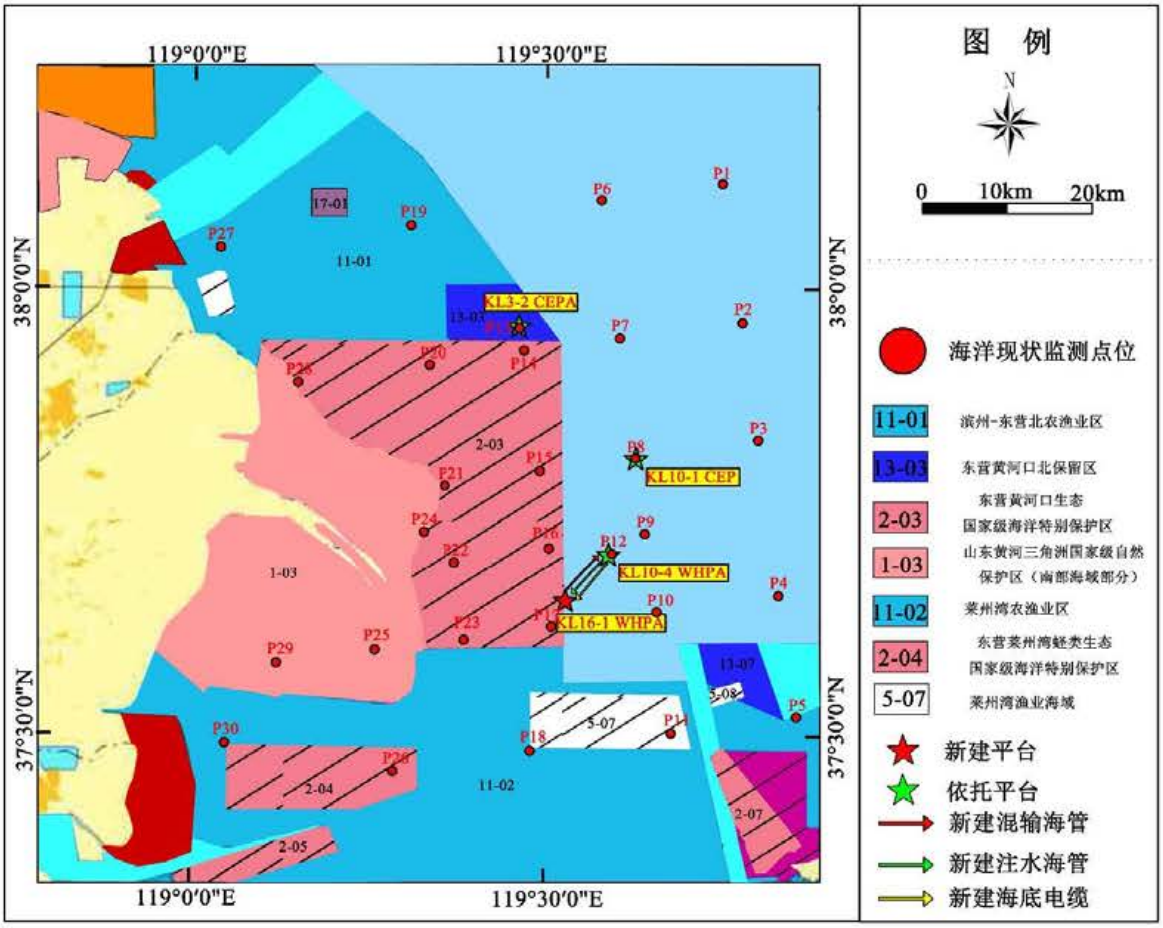


图 5.3-3 本工程及调查站位在《山东省海洋生态环境保护规划》的位置

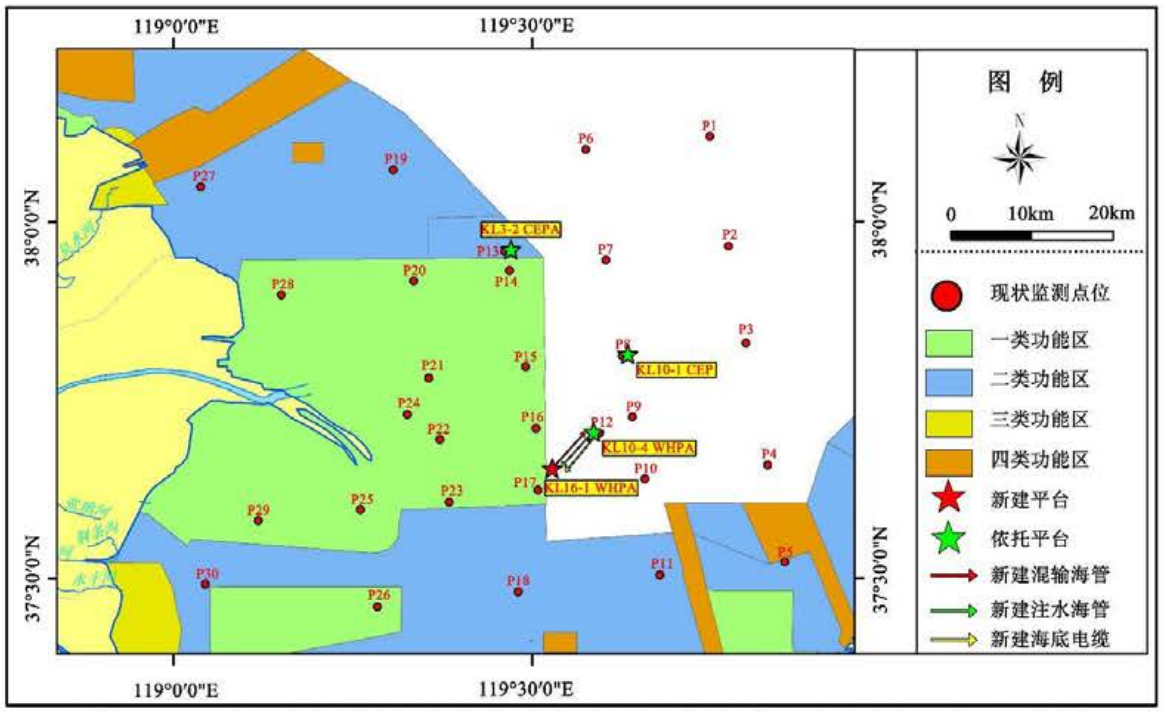


图 5.3-4 本工程及调查站位在《山东省近岸海域环境功能区划》的位置

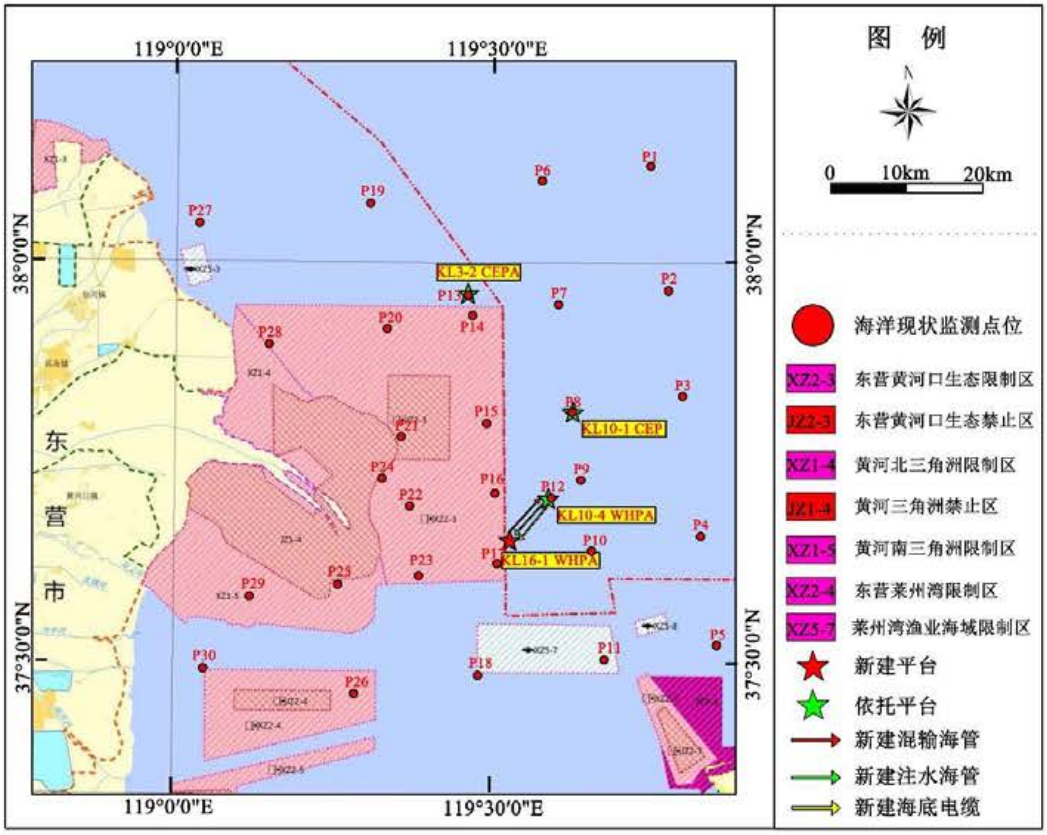


图 5.3-5 本工程及调查站位在《山东省渤海海洋生态红线区划定方案》的位置

5.3.1.3 调查因子

（1）2018 年 5 月

①水质：水温、pH、盐度、DO、悬浮物、COD、石油类、活性磷酸盐、无机氮、挥发性酚、硫化物、砷、铜、铅、锌、镉、汞、总铬，其中石油类项目只调查表层。

②海洋生态：叶绿素 a（并据此估算初级生产力）；浮游植物的种类组成和数量分布，浮游动物、大型底栖生物的种类组成、生物量及密度分布等。

③生物质量：调查站位与海洋生态调查站位一致，从各站选取鱼类、贝类、甲壳类、头足类 4 种代表性种类，冷冻保存，带回实验室进行分析，分析项目包括重金属（总汞、铬、铜、铅、镉、锌、砷）和石油烃共 8 项。

（2）2017 年 11 月

①水质：水温、盐度、pH、COD、DO、活性磷酸盐、无机氮、悬浮物、石油类、总汞、铜、铅、镉、锌、总铬、砷和挥发酚，其中石油类项目只调查表层。

②沉积物：有机碳、石油类、硫化物、总汞、铜、铅、镉、锌、铬、砷、沉积物粒度分析。

③海洋生物：浮游植物、浮游动物、底栖生物的种类组成、生物量及密度分布。

④生物质量：调查站位与海洋生物调查站位一致，从各站选取鱼类、贝类、甲壳类、头足类 4 种代表性种类，冷冻保存，带回实验室进行分析，分析项目包括重金属（总铬、总汞、铜、铅、镉、锌、砷）和总石油烃等 8 项。

5.3.1.4 调查方法

海水水质：根据现场水深决定采样层次，当水深<10m 时，只采取表层样；当 10m≤水深<25m 时，采表层和底层水样；当 25m≤水深<50m，采表层、10 米水深、底层水样。按照《近岸海域环境监测规范》、《海洋调查规范》（GB12763-2007）和《海洋监测规范》（GB/T17378-2007)等的要求采集水样和进行样品分析。

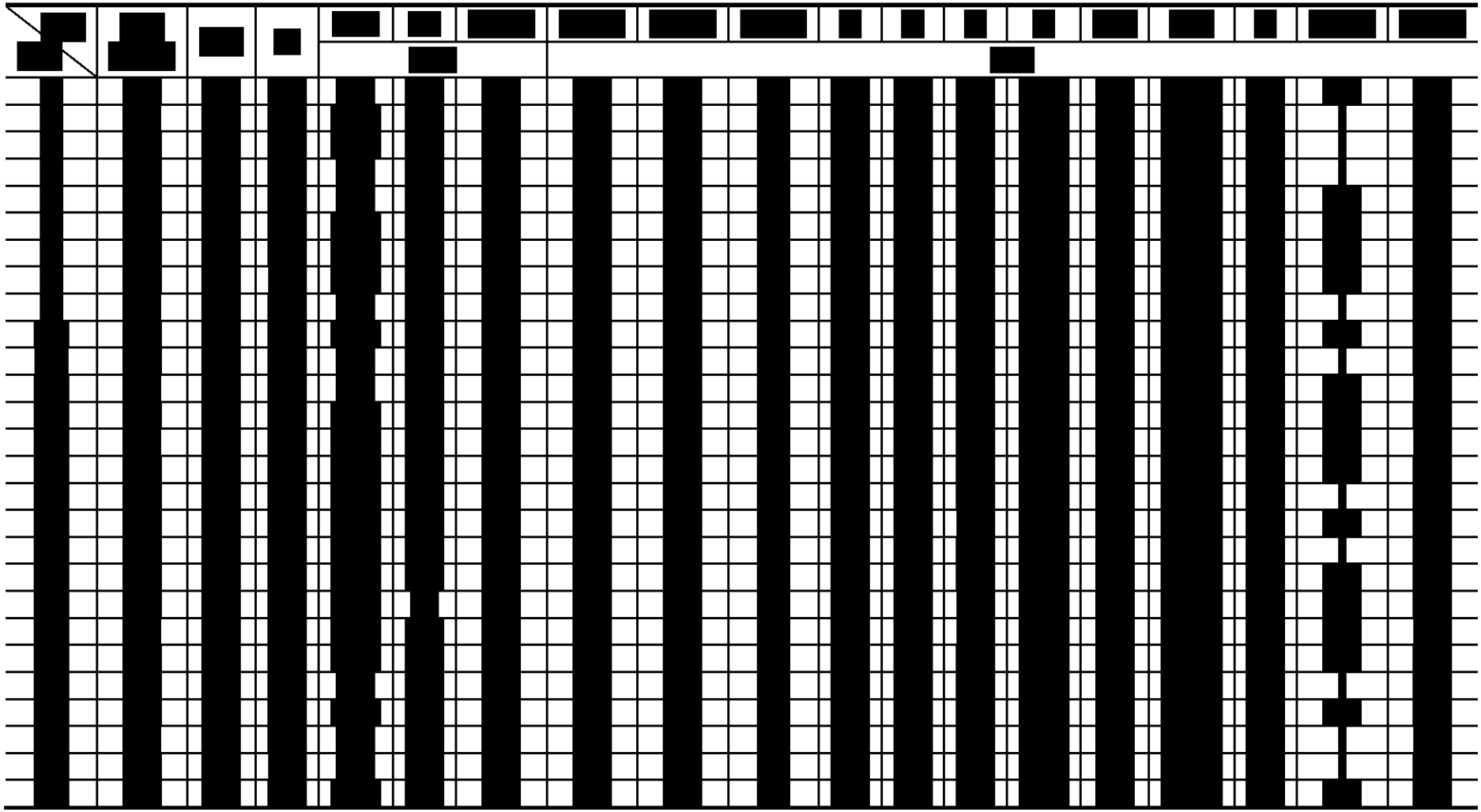
沉积物：沉积物调查站位布设与水质调查站位同步，采取表层样。按照《海洋调查规范》（GB12763-2007）和《海洋监测规范》（GB/T17378-2007)等的要求采集样品和进行样品分析。

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

5.3.2 调查结果

2018 年 5 月海水水质调查结果见表 5.3-3 和表 5.3-4，2017 年 11 月海水水质调查结果见表 5.3-5 和表 5.3-6。

表 5.3-3　水质实测结果统计表（表层）



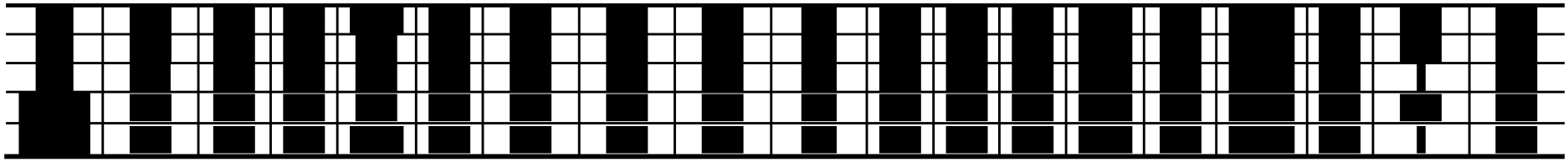


表 5.3-4 水质实测结果统计表（底层）

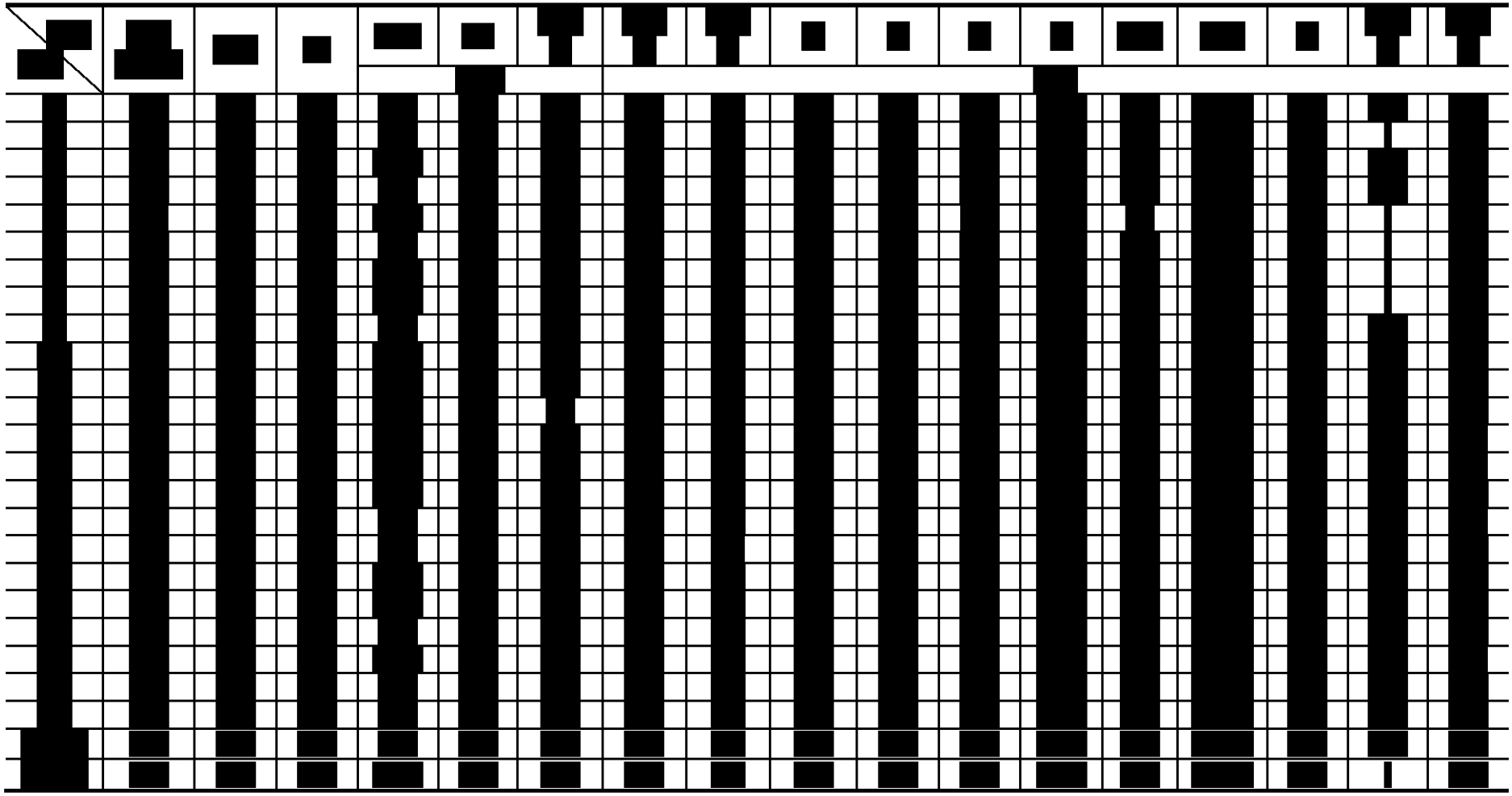
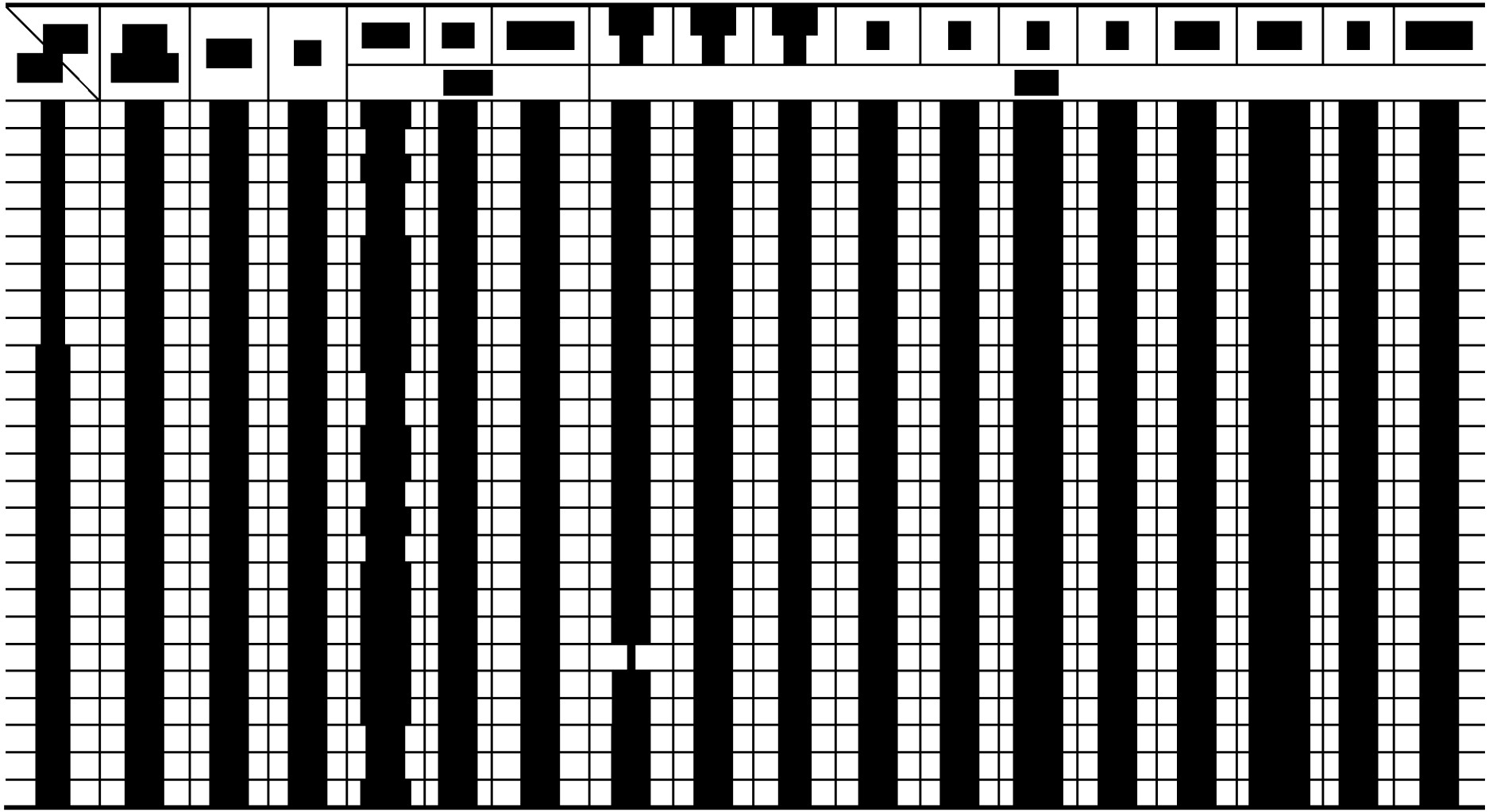


表 5.3-5　水质实测结果统计表（表层）



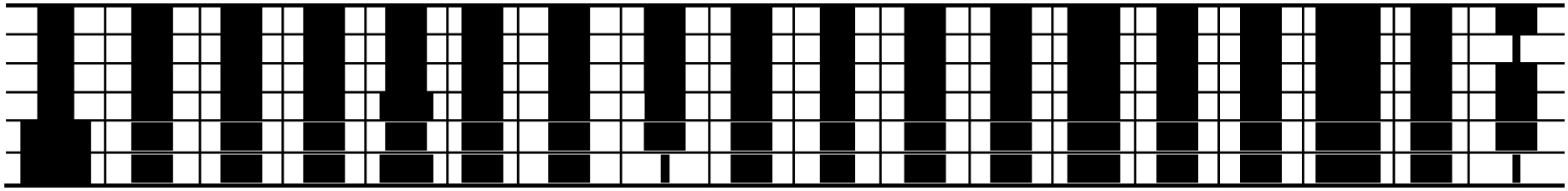
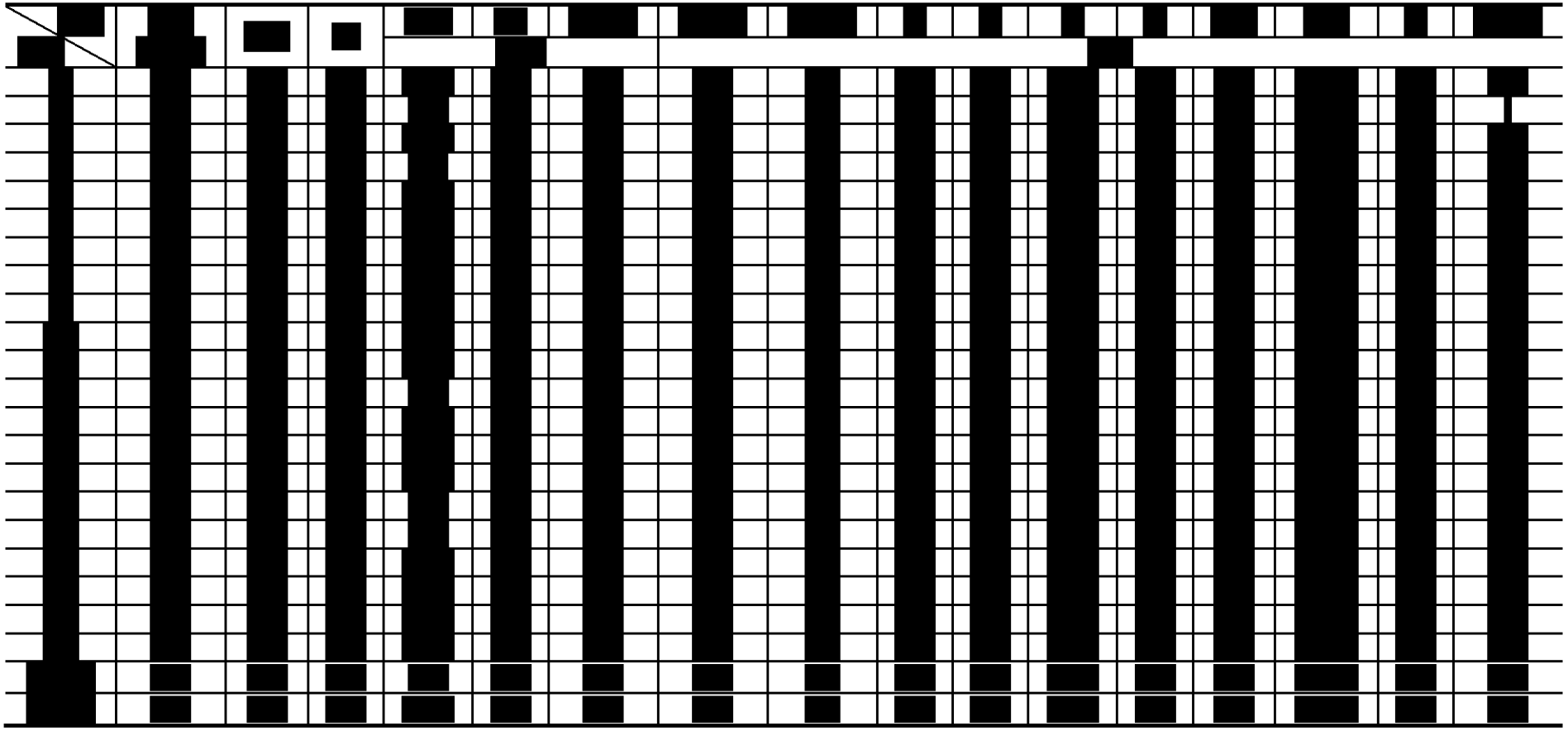


表 5.3-6　水质实测结果统计表（底层）



5.3.3 水环境质量现状评价

5.3.3.1 评价因子筛选

（1）2018 年 5 月

pH、DO、COD、石油类、活性磷酸盐、无机氮、挥发性酚、硫化物、砷、铜、铅、锌、镉、汞、总铬，其中石油类项目只调查表层。

（2）2017 年 11 月

pH、COD、DO、活性磷酸盐、无机氮、石油类、总汞、铜、铅、镉、锌、总铬、砷和挥发酚，其中石油类项目只调查表层。

5.3.3.2 评价标准

根据《海水水质标准》(GB3097-1997)，结合对照《山东省海洋功能区划》（2011-2020 年）、《山东省海洋生态环境保护规划》（2018-2020 年）、《山东省近岸海域环境功能区划》、《山东省渤海海洋生态红线区划定方案》（2013-2020 年）中对工程临近功能区水质保护目标从严要求，确定各调查水质站位评价执行标准情况见表 5.3-7~表 5.4-3。

表 5.3-7　调查站位水质标准执行情况

调查站位	《山东省海洋功能区划》（2011-2020 年）		《山东省海洋生态环境保护规划》（2018-2020 年）		《山东省近岸海域环境功能区划》		《山东省渤海海洋生态红线区划定方案》（2013-2020 年）		执行海水水质标准
	站位所在位置	环境保护要求	站位所在位置	环境保护要求	站位所在位置	环境保护要求	站位所在位置	环境保护要求	
P1、P2、P3、P4、P6、P7、P8、P9、P10、P12	划定范围之外	-	划定范围之外	-	划定范围之外	-	划定范围之外	-	一类海水水质标准
P5	莱州三山岛农渔业区	渔业设施建设区海水水质不劣于二类（渔港区执行不劣于现状海水水质标准），海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于二类标准；其它海域海水水质不劣于二类标准，海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准。	烟台农渔业区	水产种质资源保护区、捕捞区海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准；渔业设施建设区海水水质不劣于二类（渔港区执行不劣于现状海水水质标准），海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于二类标准；其他海域海水水质不劣于二类标准，海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准。	二类功能区	二类水质标准	-	-	一类海水水质标准
P11	莱州湾农渔业区	水产种质资源保护区、捕捞区海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准；渔业设施建设区海水水质不劣于二类（渔港区执行不劣于现状海水水质标准），海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于二类	莱州湾渔业海域	海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准。	一类功能区	一类水质标准	莱州湾渔业海域限制区	海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准。	一类海水水质标准

		标准；其它海域海水水质不劣于二类标准，海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准。							
P18、P30	莱州湾农渔业区	水产种质资源保护区、捕捞区海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准；渔业设施建设区海水水质不劣于二类（渔港区执行不劣于现状海水水质标准），海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于二类标准；其它海域海水水质不劣于二类标准，海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准。	莱州湾农渔业区	水产种质资源保护区、捕捞区海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准；渔业设施建设区海水水质不劣于二类（渔港区执行不劣于现状海水水质标准），海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于二类标准；其他海域海水水质不劣于二类标准，海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准。	一类功能区	一类水质标准	-	-	一类海水水质标准
P13	东营黄河口北部保留区	海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量保持现状。	东营黄河口北保留区	海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量保持现状。	二类功能区	二类水质标准	-	-	二类海水水质标准
P14、P15、P16、P17、P20、P22、P23、P24、P28	黄河三角洲海洋保护区	海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量均执行一类标准	东营黄河口生态国家级海洋特别保护区	海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准。	一类功能区	一类水质标准	东营黄河口生态限制区	海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准。	一类海水水质标准
P21	黄河三角洲海洋保护区	海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量均执行一类标准	东营黄河口生态国家级海洋特别保护区	海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准。	一类功能区	一类水质标准	东营黄河口生态禁止区	海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准。	一类海水水质标准
P25、P29	黄河三角洲海	海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量均执行一类	山东黄河三角洲国家级	海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标	一类功能	一类水质	黄河南三	海水水质、海洋沉积物质量和海	一类海水

	洋保护区	标准	自然保护区（南部海域部分）	准。	区	标准	角洲限制区	洋生物质量均不劣于一类标准。	水质标准
P19、P27	河口-利津农渔业区	渔业设施建设区海水水质不劣于二类（渔港区执行不劣于现状海水水质标准），海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于二类标准；其它海域海水水质不劣于二类标准，海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准。	滨州-东营北农渔业区	渔业设施建设区海水水质不劣于二类（渔港区执行不劣于现状海水水质标准），海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于二类标准；其他海域海水水质不劣于二类标准，海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准。	二类功能区	二类水质标准	-	-	二类水质标准
P26	东营莱州湾海洋保护区	渔业设施建设区海水水质不劣于二类（渔港区执行不劣于现状海水水质标准），海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于二类标准；其它海域海水水质不劣于二类标准，海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准。	东营莱州湾蛏类生态国家级海洋特别保护区	海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准。	二类功能区	二类水质标准	东营莱州湾限制区	海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准。	一类海水水质标准

5.3.3.3 评价方法

水质参数评价方法采用标准指数法和超标统计法。

① 标准指数法

一般污染物：

$$I_i = C_i / S_i$$

式中：I_i—— i 项污染物的标准指数

C_i —— i 项污染物的实测浓度

S_i—— i 项污染物评价标准

DO：

$$I_i(DO) = \left|DO_f - DO\right| / (DO_f - DO_s) \qquad DO \geq Dos$$

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

式中：DO_f——现场水温及氯度条件下，水样中氧的饱和浓度(mg/L)

DO_f=468/（31.6+T），T—水温（℃）

DOs——溶解氧标准值

pH：

P_i=(7.0-pH_i)/(7.0-pH_x)　　当 $pH_i \leq 7.0$

P_i=(pH_i-7.0)/(pH_s-7.0)　　当 $pH_i > 7.0$

式中：P_i—pH 的污染指数；

pH_i—pH 的实测浓度值；

pH_x—水质标准中 pH 值下限；

pH_s—水质标准中 pH 值上限；

$$IpH_i = |C_i\text{-}8.15| / (C_{上}\text{-}8.15)$$

式中：IpH_i——pH 值的标准指数

$C_{上}$——pH 评价标准上限值

C_i — pH 的实测值

② 超标统计法：统计超标样品的数量及超标率百分数。

5.3.3.4 评价结果

（1）2018 年 5 月春季调查结果综合评价

根据《海水水质标准》进行评价：

根据《海水水质标准》，2018 年 5 月春季表、底层水质评价结果见表 5.3-8~表 5.3-12；调查结果显示：

①无机氮：

按一类水质标准评价时，表层无机氮超标率为 100%，30 个站位超标，最大超标倍数为 2.40；按二类水质标准评价时，表层无机氮超标率为 90.00%，27 个站位超标，最大超标倍数为 1.27；按三类水质标准评价时，表层无机氮超标率为 36.67%，11 个站位超标，最大超标倍数为 0.70；按四类水质标准评价时，表层无机氮超标率为 23.33%，7 个站位超标，最大超标倍数为 0.36。

按一类水质标准评价时，底层无机氮超标率为 100%，23 个站位超标，最大超标倍数为 2.25；按二类水质标准评价时，底层无机氮超标率为 100%，23 个站位超标，最大超标倍数为 1.16；按三类水质标准评价时，底层无机氮超标率为 43.48%，10 个站位超标，最大超标倍数为 0.62；按四类水质标准评价时，底层无机氮超标率为 39.13%，9 个站位超标，最大超标倍数为 0.30。

②铅

按一类水质标准评价时，表层铅超标率为 100%，30 个站位超标，最大超标倍数为 1.94；按二类水质标准评价时，全部符合二类水质标准要求。

按一类水质标准评价时，底层铅超标率为 100%，23 个站位超标，最大超标倍数为 1.95；按二类水质标准评价时，全部符合二类水质标准要求。

③锌

按一类水质标准评价时，表层锌超标率为 43.33%，13 个站位超标，最大超标倍数为 0.46；按二类水质标准评价时，全部符合二类水质标准要求。

按一类水质标准评价时，底层锌超标率为 34.78%，8 个站位超标，最大超标倍数为 0.46；按二类水质标准评价时，全部符合二类水质标准要求。

④汞

按一类水质标准评价时，表层汞超标率为 13.33%，4 个站位超标，最大超标倍数为 0.26；按二类水质标准评价时，全部符合二类水质标准要求。

按一类水质标准评价时，底层汞超标率为 8.70%，2 个站位超标，最大超标倍数为 0.06；按二类水质标准评价时，全部符合二类水质标准要求。

⑤其他评价因子均满足所在功能区评价标准。

根据《山东省渤海海洋生态红线区划定方案》、《山东省海洋生态环境保护规划》（2018~2020 年）、《山东省海洋功能区划（2011～2020）》《山东省近岸海域环境功能区划》进行评价：（表 5.3-11，5.3-13）

调查中表层有 27 个站位执行《海水水质标准》（GB3097- 1997）第一类标准，3 个站位执行第二类标准。底层有 21 个站位执行第一类标准，2 个站位执行第二类标准。评价结果显示：

①无机氮：

表层无机氮超标率为 100%，一类水质目标区中有 27 个站位超标，最大超标倍数为 2.40，最高浓度超四类水质标准；二类水质目标区中有 3 个站位超标，最大超标倍数为 0.18，均符合三类水质标准。

底层无机氮超标率为 100%，一类水质目标区中有 21 个站位超标，最大超标倍数为 2.25，最高浓度超四类水质标准；二类水质目标区中有 2 个站位超标，最大超标倍数为 0.31，均符合三类水质标准。

②铅

表层铅超标率为 90%，一类水质目标区中有 27 个站位，最大超标倍数为 1.94，均符合二类水质标准；二类水质目标区中无站位超标。

底层铅超标率为 91.30%，一类水质目标区中有 21 个站位，最大超标倍数为 1.95，均符合二类水质标准；二类水质目标区中无站位超标。

③锌

表层锌超标率为 40.00%，一类水质目标区中有 12 个站位，最大超标倍数为 0.46，均符合二类水质标准；二类水质目标区中无站位超标。

底层锌超标率为 30.43%，一类水质目标区中有 7 个站位，最大超标倍数为 0.46，均符合二类水质标准；二类水质目标区中无站位超标。

④汞

表层汞超标率为 13.33%，一类水质目标区中有 4 个站位，最大超标倍数为 0.26，均符合二类水质标准；二类水质目标区中无站位超标。

底层汞超标率为 4.35%，一类水质目标区中有 1 个站位，最大超标倍数为 0.06，均符合二类水质标准；二类水质目标区中无站位超标。

⑤其他评价因子均满足所在功能区评价标准。

（2）2017 年 11 月秋季调查结果综合评价

根据《海水水质标准》，2017 年 11 月春季表、底层水质评价结果见表 5.3-13~表 5.3-17；调查结果显示：

①石油类

按一类水质标准评价时，表层铅超标率为 3.33%，1 个站位超标，最大超标倍数为 0.23；按二类水质标准评价时，表层铅超标率为 3.33%，1 个站位超标，最大超标倍数为 0.23；按三类水质标准评价时，全部符合二类水质标准要求。

②无机氮：

按一类水质标准评价时，表层无机氮超标率为 100%，30 个站位超标，最大超标倍数为 2.56；按二类水质标准评价时，表层无机氮超标率为 100%，30 个站位超标，最大超标倍数为 1.37；按三类水质标准评价时，表层无机氮超标率为 100%，30 个站位超标，最大超标倍数为 0.78；按四类水质标准评价时，表层无机氮超标率为 86.67%，26 个站位超标，最大超标倍数为 0.36。

按一类水质标准评价时，底层无机氮超标率为 100%，21 个站位超标，最大超标倍数为 2.50；按二类水质标准评价时，底层无机氮超标率为 100%，21 个站位超标，最大超标倍数为 1.33；按三类水质标准评价时，底层无机氮超标率为 100%，21 个站位超标，最大超标倍数为 0.75；按四类水质标准评价时，底层无机氮超标率为 80.95%，17 个站位超标，最大超标倍数为 0.40。

③铅

按一类水质标准评价时，表层铅超标率为 100%，30 个站位超标，最大超标倍数为 2.13；按二类水质标准评价时，全部符合二类水质标准要求。

按一类水质标准评价时，底层铅超标率为 100%，21 个站位超标，最大超标倍数为 2.23；按二类水质标准评价时，全部符合二类水质标准要求。

④锌

按一类水质标准评价时，表层锌超标率为 60.00%，18 个站位超标，最大超标倍数为 0.36；按二类水质标准评价时，全部符合二类水质标准要求。

按一类水质标准评价时，底层锌超标率为 52.38%，11 个站位超标，最大超标倍数为 0.38；按二类水质标准评价时，全部符合二类水质标准要求。

⑤汞

按一类水质标准评价时，表层汞超标率为 60.00%，18 个站位超标，最大超标倍数为 0.66；按二类水质标准评价时，全部符合二类水质标准要求。

按一类水质标准评价时，底层汞超标率为 47.62%，10 个站位超标，最大超标倍数为 0.58；按二类水质标准评价时，全部符合二类水质标准要求。

⑤其他评价因子均满足所在功能区评价标准。

根据《山东省渤海海洋生态红线区划定方案》、《山东省海洋生态环境保护规划》（2018~2020 年）、《山东省海洋功能区划（2011～2020）》《山东省近岸海域环境功能区划》进行评价：

调查中表层有 27 个站位执行《海水水质标准》（GB3097- 1997）第一类标准，3 个站位执行第二类标准。底层有 19 个站位执行第一类标准，2 个站位执行第二类标准。评价结果显示：

①石油类：

表层石油类超标率为 3.45%，一类水质目标区中有 1 个站位超标，最大超标倍数为 0.23，均符合二类水质标准；二类水质目标区中有无站位超标。

②无机氮：

表层无机氮超标率为 100%，一类水质目标区中有 27 个站位超标，最大超标倍数为 2.45，最高浓度超四类水质标准；二类水质目标区中有 3 个站位超标，最大超标倍数为 1.37，最高浓度超四类水质标准。

底层无机氮超标率为 100%，一类水质目标区中有 19 个站位超标，最大超标倍数为 2.47，最高浓度超四类水质标准；二类水质目标区中有 2 个站位超标，最大超标倍数为 1.33，最高浓度超四类水质标准。

③铅

表层铅超标率为 90%，一类水质目标区中有 27 个站位，最大超标倍数为 2.13，均符合二类水质标准；二类水质目标区中无站位超标。

底层铅超标率为 90.48%，一类水质目标区中有 19 个站位，最大超标倍数为 2.23，均符合二类水质标准；二类水质目标区中无站位超标。

④锌

表层锌超标率为 53.33%，一类水质目标区中有 16 个站位，最大超标倍数为 0.36，均符合二类水质标准；二类水质目标区中无站位超标。

底层锌超标率为 42.86%，一类水质目标区中有 9 个站位，最大超标倍数为 0.38，均符合二类水质标准；二类水质目标区中无站位超标。

⑤汞

表层汞超标率为 60.00%，一类水质目标区中有 18 个站位，最大超标倍数为 0.66，均符合二类水质标准；二类水质目标区中无站位超标。

底层汞超标率为 42.86%，一类水质目标区中有 9 个站位，最大超标倍数为 0.58，均符合二类水质标准；二类水质目标区中无站位超标。

⑤其他评价因子均满足所在功能区评价标准。

表 5.3-8　2018 年 5 月水质各污染因子标准指数表（表层，一类）

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

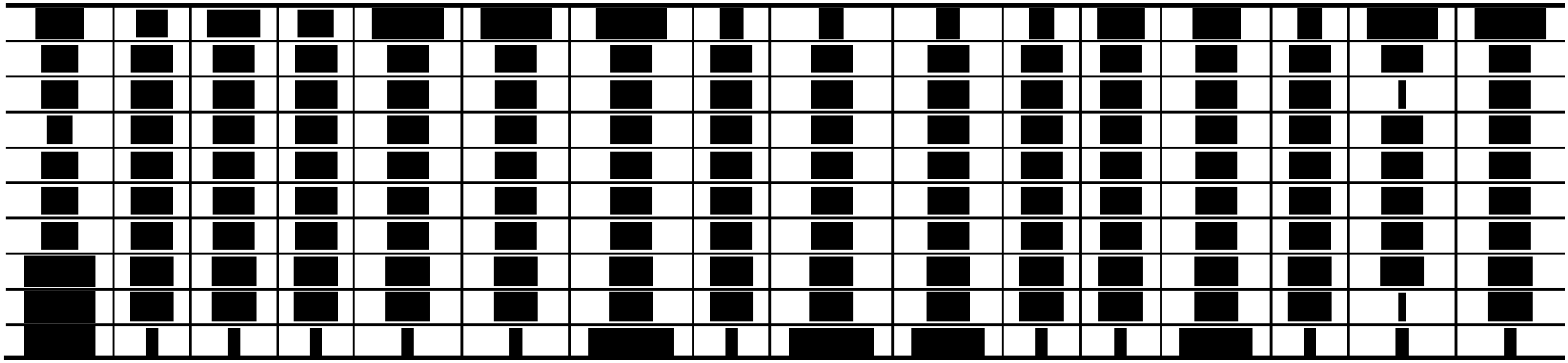


表 5.3-9　2018 年 5 月水质各污染因子标准指数表（底层，一类）

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

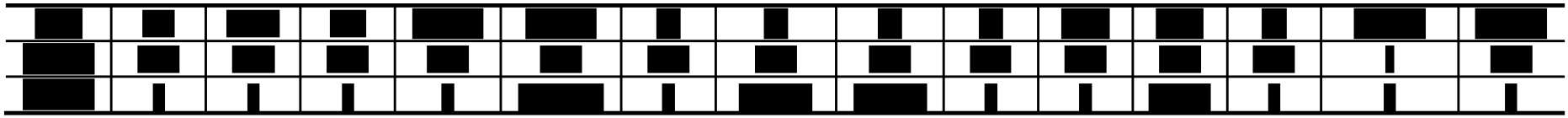
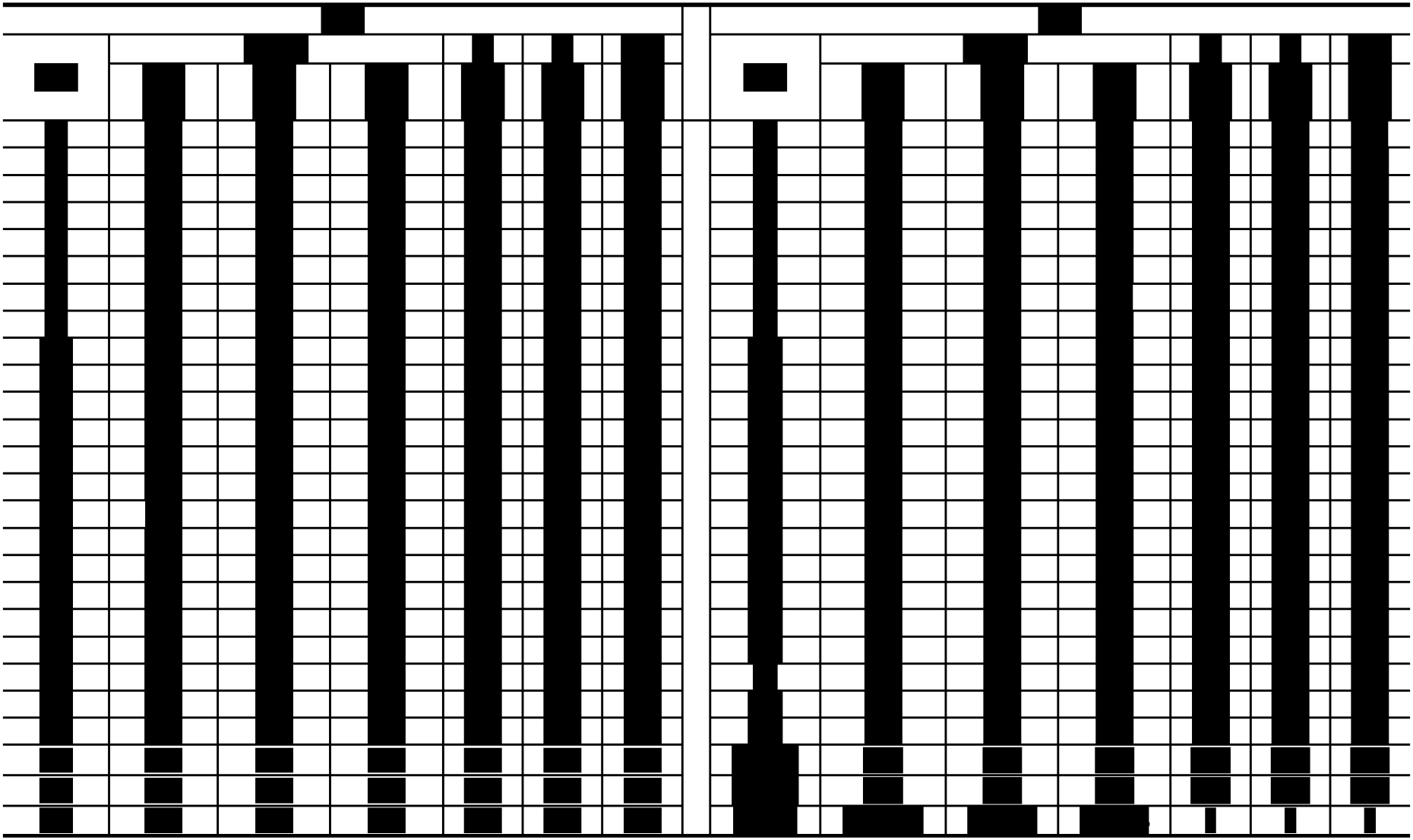


表 5.3-10　2018 年 5 月水质各污染因子标准指数表（表层和底层，二、三、四类）



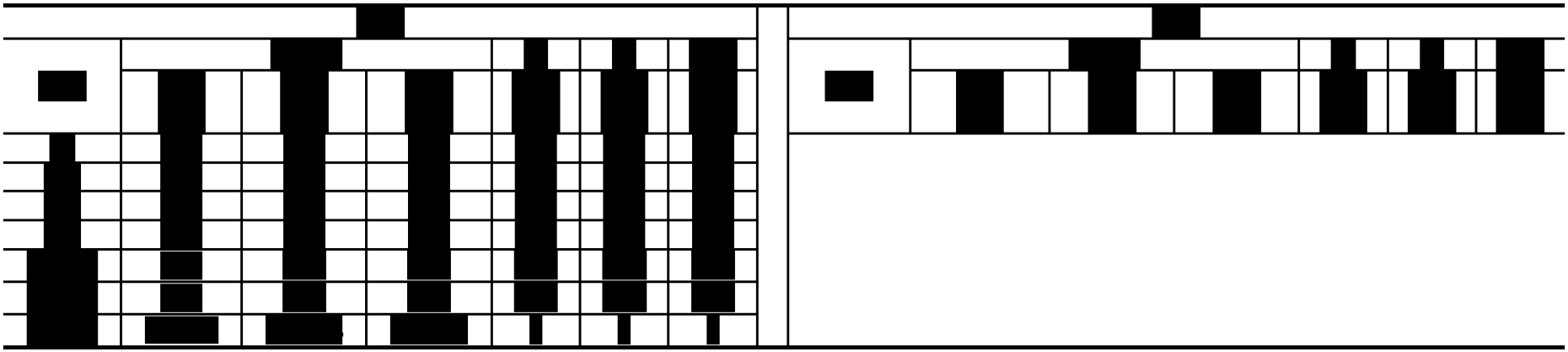


表 5.3-11　2018 年 5 月水质各污染因子标准指数表（表层，海洋功能区划、近岸海域环境功能区划与红线区）

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

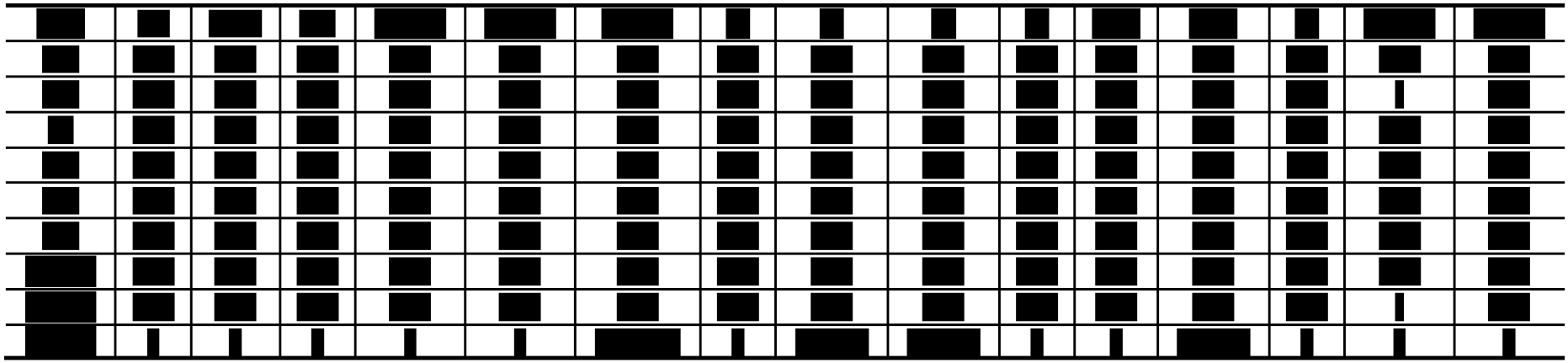
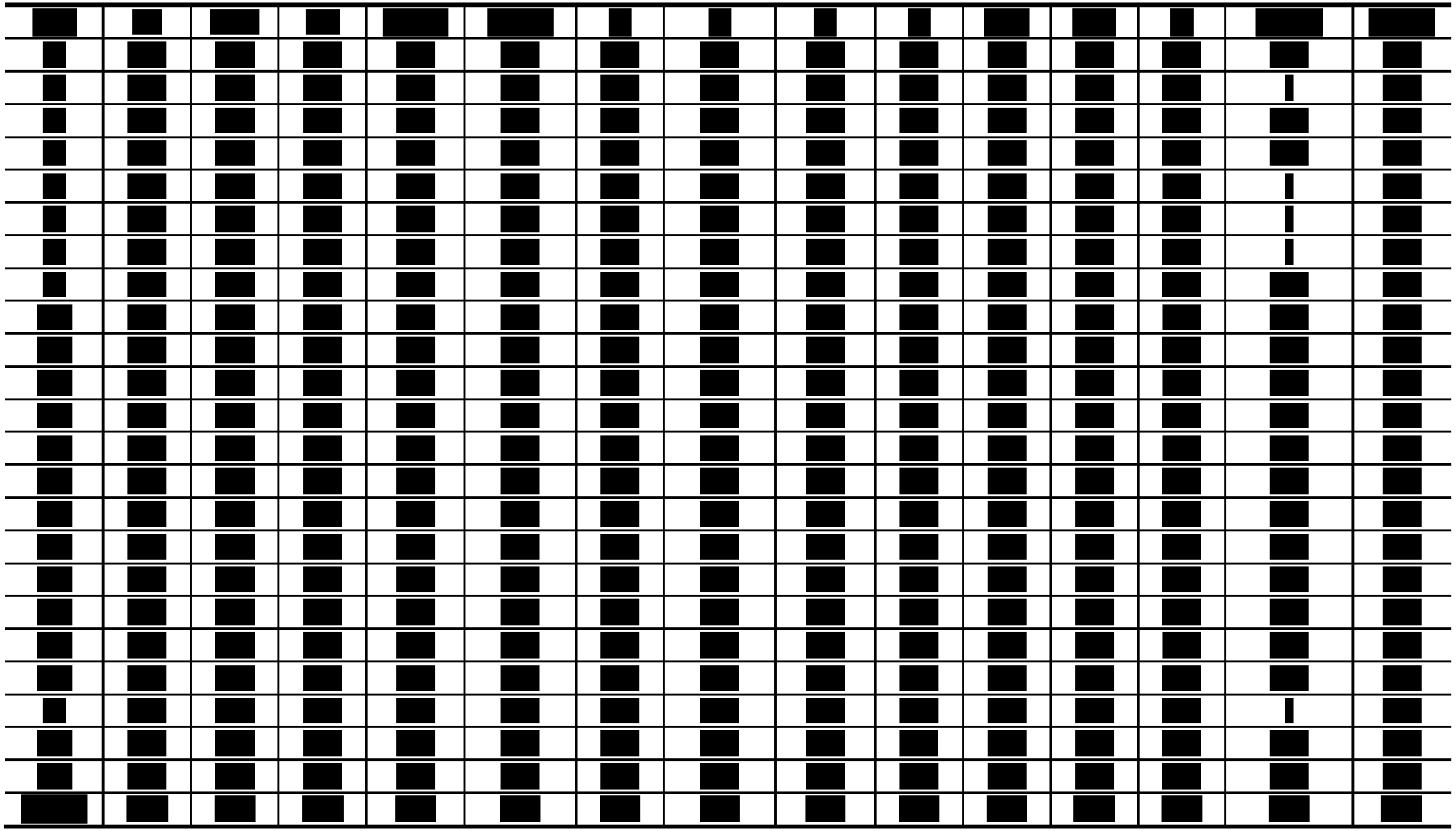


表 5.3-12　2018 年 5 月水质各污染因子标准指数表（底层，海洋功能区划、近岸海域环境功能区划与红线区）



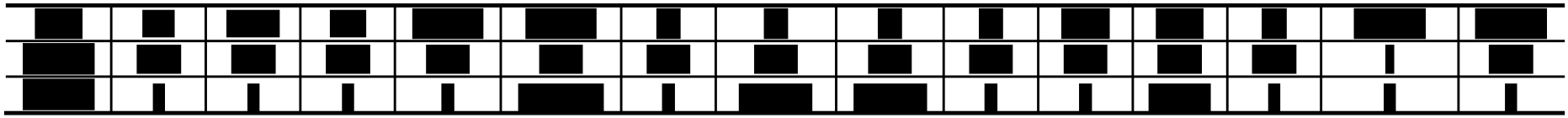


表 5.3-13　2017 年 11 月水质各污染因子标准指数表（表层，一类）

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

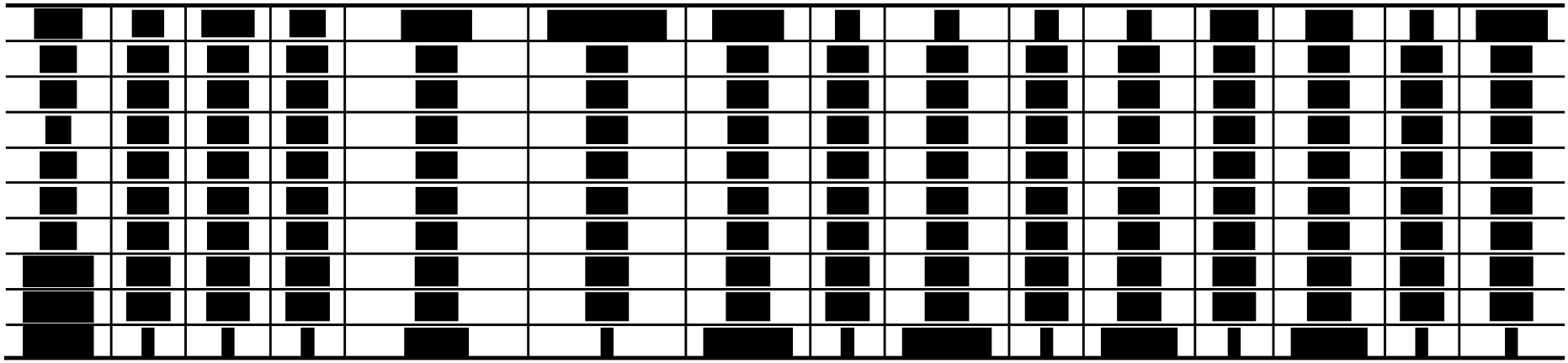


表 5.3-14　2017 年 11 月水质各污染因子标准指数表（底层，一类）

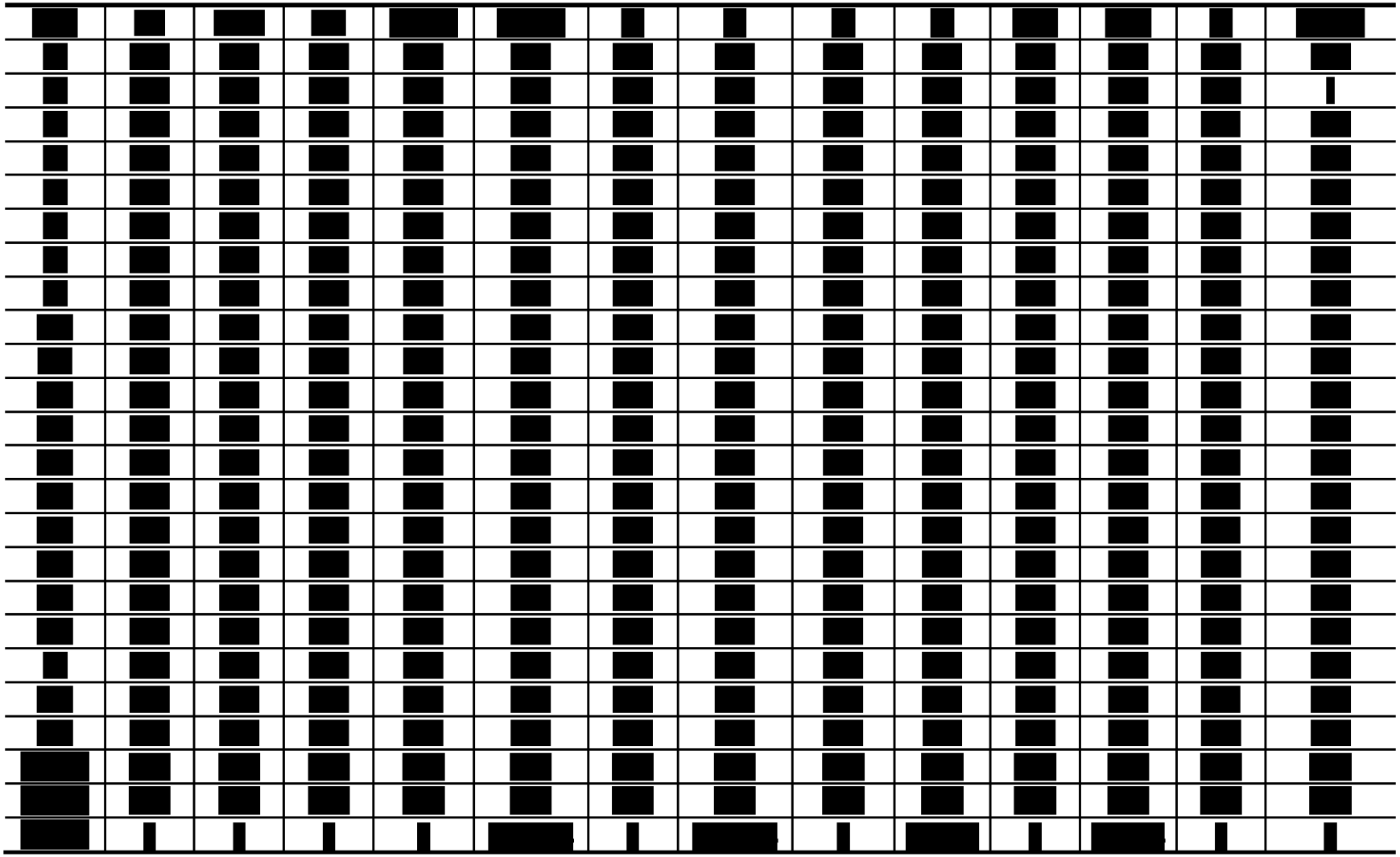
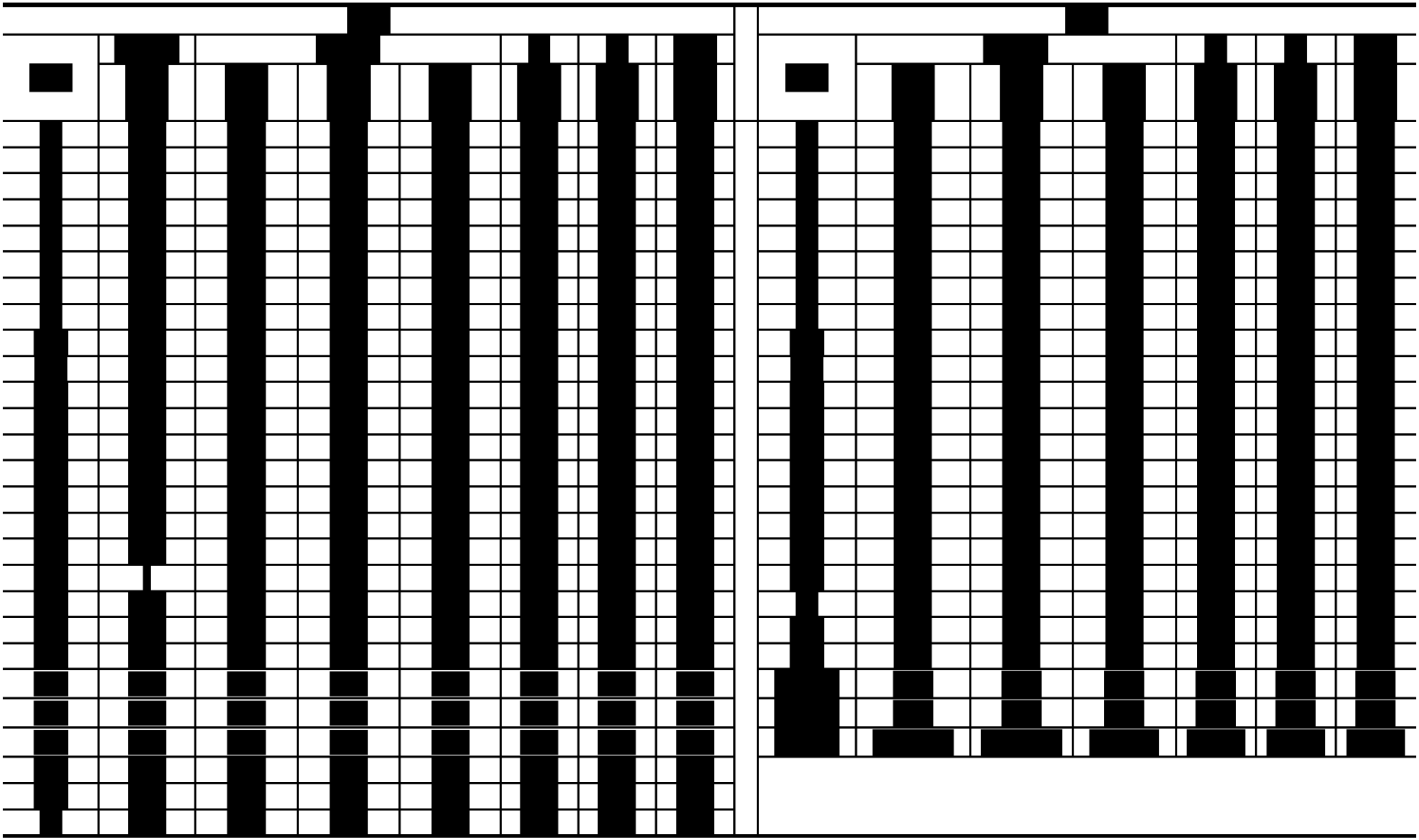


表 5.3-15　2017 年 11 月水质各污染因子标准指数表（表层和底层，二、三、四类）



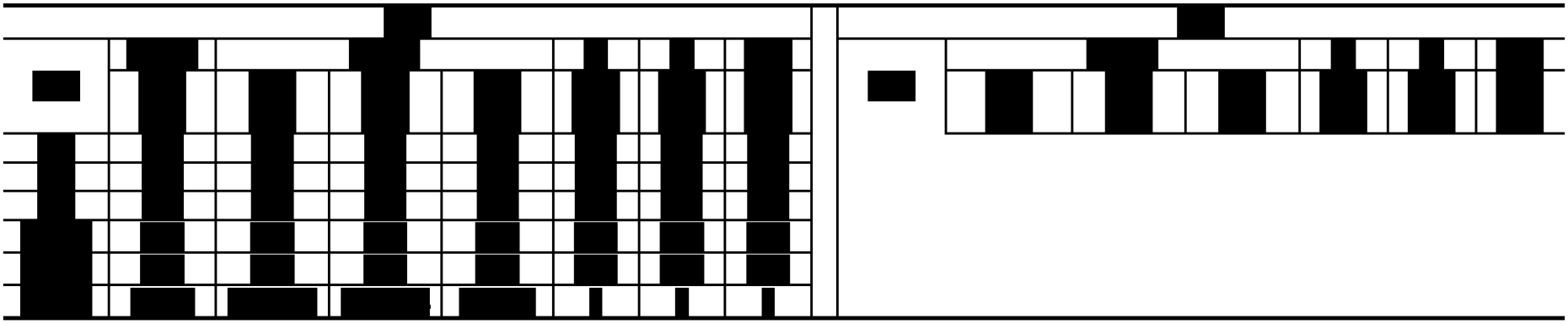


表 5.3-16　2017 年 11 月水质各污染因子标准指数表（表层，海洋功能区划、近岸海域环境功能区划与红线区）

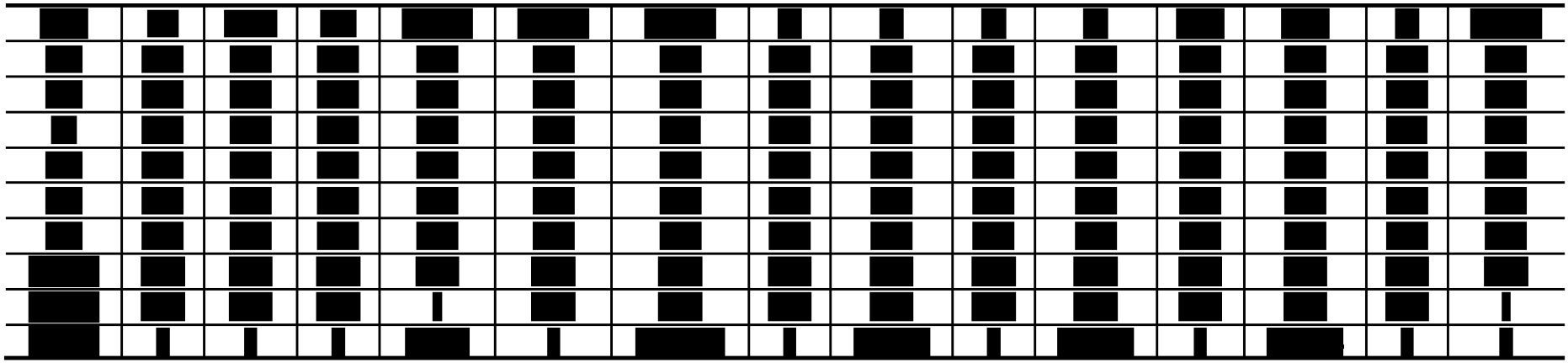
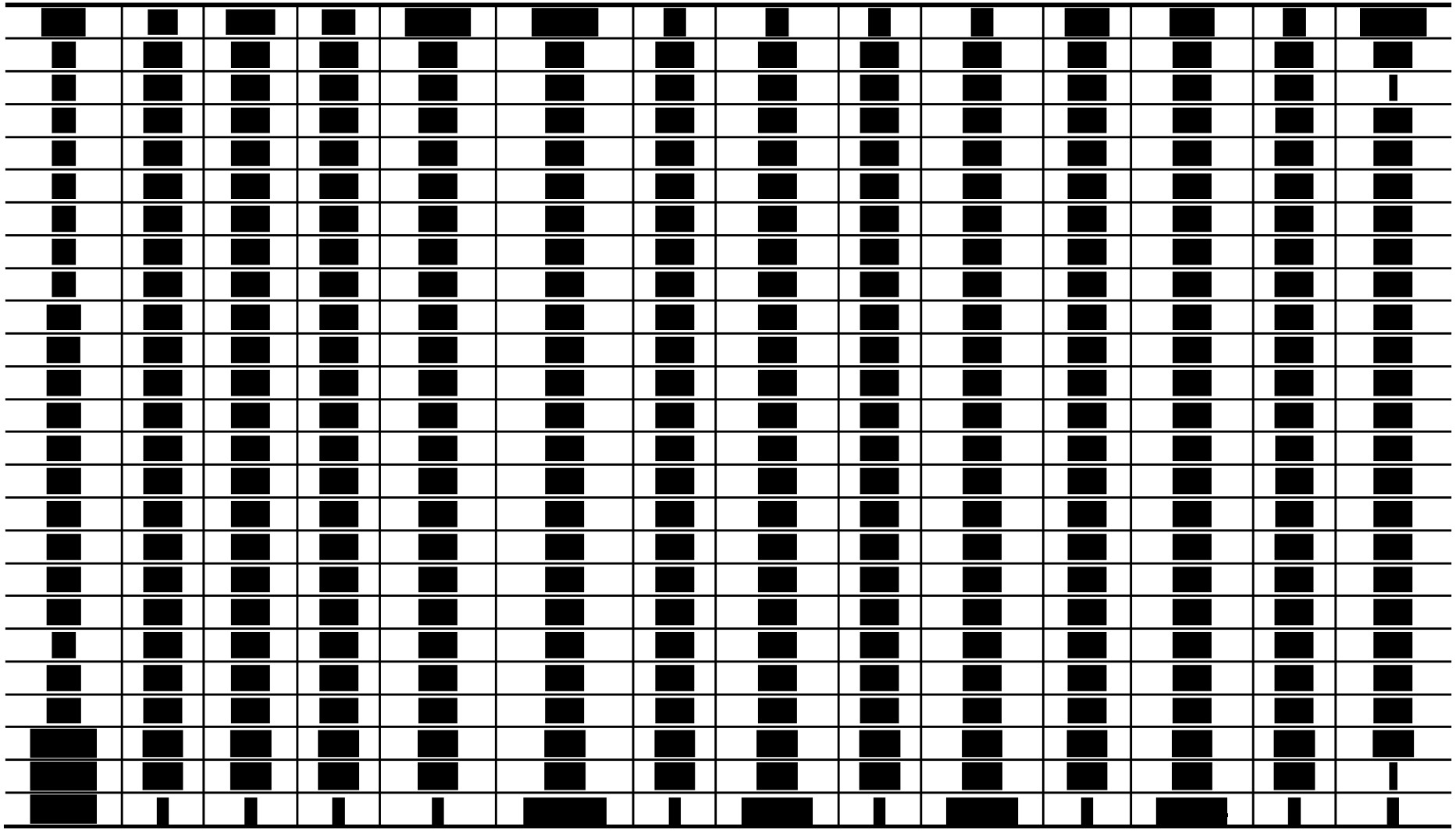


表 5.3-17　2017 年 11 月水质各污染因子标准指数表（底层，海洋功能区划、近岸海域环境功能区划与红线区）



5.3.3.5 超标原因分析

本评价范围内春、秋季调查主要超标因子有石油类、无机氮、铅、锌、总汞。调查海区个别因子超标的原因与渤海湾整体海域有不可分割的关系，分析如下：

（1）无机氮超标原因分析

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

由 2013 年至 2017 年的《北海区海洋环境公报》和 2018 年《中国海洋生态环境状况公报》可知，渤海沿岸主要河流每年向海水中输入大量的营养盐类污染物，见表 5.3-18，同时陆源入海排污口超标排放营养盐类污染物，因此，陆源污染物大量排海是导致调查海域营养盐超标现象的主要因素。

表 5.3-18 2013 年-2018 年渤海沿岸主要河流污染物入海量

营养盐	2013 年	2014 年	2015 年	2016 年	2017 年	2018 年
氨氮（吨）	20524	13439	14728	9140	9368	464
硝酸盐氮（吨）	35086	28065	24144	14707	67695	-
亚硝酸盐氮（吨）	6612	5150	2841	3589	6218	-

（2）重金属类超标原因分析

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

①江河径流输入

由 2013 年至 2017 年的《北海区海洋环境公报》和 2018 年《中国海洋生态环境状况公报》可以看出，渤海沿岸主要河流重金属类污染物每年入海量数百吨左右（见表 5.3-19），是渤海海水中重金属的主要来源，且海水中各监测项目浓度与排放量基本一致，因此，河流污染物入海是调查海域铅、锌、汞超标的重要原因之一。

表 5.3-19　2013 年-2017 年渤海沿岸主要河流污染物入海量

重金属污染物	2013 年	2014 年	2015 年	2016 年	2017 年	2018 年
铅（吨）	283	70	70	51	89	0.216
锌（吨）	605	346	339	344	539	
汞（吨）	1.7	1.6	1	1	0.8	0.028
石油类	6609	2167	1405	1641	5167	12.9

②大气沉降输入

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

根据 2018 年《中国海洋生态环境状况公报》，海洋大气气溶胶污染物含量监测结果表明，气溶胶中硝酸盐含量最高值（4.1 微克/立方米）出现在塘洁监测站；铵盐含量最高值（5.4 微克/立方米）出现在营口监测站；铅含量最高值（137.7 纳克/立方米）出现在塘洁监测站。大气污染物湿沉降通量监测结果表明，硝酸盐和铵盐湿沉降通量最高值均出现在东营监测站，分别为 1.1 吨/（平方千米·年）和 1.2 吨/（平方千米·年）；铅湿沉降通量最高值出现在东营监测站，为 0.9 千克/（平方千米·年）。

③陆源入海排污口（河）输入

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

（3）石油类超标原因分析

2017 年 11 月调查石油类有 1 个站位（P8）超出一类水质标准，超标站位位于功能区划和红线外，位于依托工程 KL10-1CEP 平台处。根据工程分析结果结合海上石油开发工程特点，油田的开发及经营活动过程中含油生产水处理达标后回注地层，不排海，因此，石油类的超标与油田工程建设和运营无必然联系。

由 2013 年至 2017 年的《北海区海洋环境公报》可以看出，渤海沿岸主要河流石油类污染物每年入海量数千吨左右（见表 5.3-19），是渤海海水中石油类的主要来源，且海水中各监测项目浓度与排放量基本一致，因此，河流污染物入海是调查海域石油类超标的重要原因之一。

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

5.3.3.6 小结

（1）2018 年 5 月调查

按一类水质标准评价时，表层 30 个站位无机氮超标、30 个站位铅超标、13 个站位锌超标、4 个站位汞超标，最大超标分别为 2.40、1.94、0.46 和 0.26；底层 23 个站位无机氮超标、23 个站位铅超标、8 个站位锌超标、2 个站位汞超标，最大超标分别为 2.25、1.95、0.46 和 0.06；其它站位各调查因子均满足所在功能区海水水质标准。

根据《山东省渤海海洋生态红线区划定方案》、《山东省海洋生态环境保护规划》（2018~2020 年）、《山东省海洋功能区划（2011～2020）》《山东省近岸海域环境功能区划》，表层有 27 个站位执行《海水水质标准》（GB3097- 1997）第一类标准，3 个站位执行第二类标准。评价结果显示，表层一类水质目标区中 27 个站位无机氮超标、27 个站位铅超标、12 个站位锌超标、4 个站位汞超标，最大超标倍数分别为 2.40、1.94、0.46 和 0.26；二类水质目标区中 3 个站位无机氮超标，最大超标倍数为 0.18；底层有 21 个站位执行《海水水质标准》（GB3097- 1997）第一类标准，2 个站位执行第二类标准。评价结果显示，底层一类水质目标区中 21 个站位无机氮超标、21 个站位铅超标、7 个站位锌超标、1 个站位汞超标，最大超标倍数分别为 2.25、1.95、0.46 和 0.06；二类水质目标区中 2 个站位无机氮超标，最大超标倍数为 0.31；其它站位各调查因子均满足所在功能区海水水质标准。

（2）2017 年 11 月调查

按一类水质标准评价时，表层 1 个站位石油类超标、30 个站位无机氮超标、30 个站位铅超标、18 个站位锌超标、18 个站位汞超标，最大超标分别为 023、2.56、2.13、0.36 和 0.66；底层 21 个站位无机氮超标、21 个站位铅超标、11 个站位锌超标、10 个站位汞超标，最大超标分别为 2.50、2.23、0.38 和 0.58；其它站位各调查因子均满足所在功能区海水水质标准。

根据《山东省渤海海洋生态红线区划定方案》、《山东省海洋生态环境保护规划》

（2018~2020 年）、《山东省海洋功能区划（2011～2020）》《山东省近岸海域环境功能区划》，表层有 27 个站位执行《海水水质标准》（GB3097- 1997）第一类标准，3 个站位执行第二类标准。评价结果显示，表层一类水质目标区中 1 个站位石油类超标、27 个站位无机氮超标、27 个站位铅超标、16 个站位锌超标、18 个站位汞超标，最大超标倍数分别为 0.23、2.45、2.13、0.36 和 0.66；二类水质目标区中 3 个站位无机氮超标，最大超标倍数为 1.37；底层有 19 个站位执行《海水水质标准》（GB3097- 1997）第一类标准，2 个站位执行第二类标准。评价结果显示，底层一类水质目标区中 19 个站位无机氮超标、19 个站位铅超标、9 个站位锌超标、9 个站位汞超标，最大超标倍数分别为 2.47、2.23、0.38 和 0.58；二类水质目标区中 2 个站位无机氮超标，最大超标倍数为 1.33；其它站位各调查因子均满足所在功能区海水水质标准。

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

5.4 海洋沉积物现状调查及评价

5.4.1 调查概况

2017 年 11 月海洋环境质量调查时与水质调查同步进行了沉积物的现状调查，调查时间、范围、站位布设详见 5.3 节，共调查了 21 个沉积物站位站位布设见图 5.3-1。

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

表 5.4-1 沉积物监测项目和分析方法

项目	分析方法	检出限
有机碳	重铬酸钾氧化—还原容量法	
硫化物	碘量法	4.0×10^{-6}
石油类	紫外分光光度法	3.0×10^{-6}
铜	火焰原子吸收分光光度法	2.0×10^{-6}
铅	火焰原子吸收分光光度法	3.0×10^{-6}
锌	火焰原子吸收分光光度法	6.0×10^{-6}
镉	火焰原子吸收分光光度法	0.05×10^{-6}

项目	分析方法	检出限
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}

5.4.2 调查结果

2017 年 10 月沉积物调查结果见表 5.4-2。

表 5.4-2 沉积物实测结果统计表

5.4.3 沉积物环境质量现状评价

5.4.3.1 评价因子

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

5.4.3.2 评价标准

根据《海洋沉积物质量》(GB18668-2002)，结合对照《山东省海洋功能区划》（2011-2020 年）、《山东省海洋生态环境保护规划》（2018-2020 年）、《山东省近岸海域环境功能区划》、《山东省渤海海洋生态红线区划定方案》（2013-2020 年）中对工程临近功能区沉积物质量从严要求，确定各调查沉积物站位评价执行标准情况见表 5.4-3。

表 5.4-3 调查站位沉积物标准执行情况

站位	执行标准
21 个站位：P2、P5、P6、P8、P9、P10、P12、P13、P14、P15、P16、P17、P18、P21、P22、P23、P24、P25、P27、P28、P30	第一类

5.4.3.3 评价方法

评价方法采用标准指数法。

其中单因子污染标准指数法，按下列公式计算：

$I_i = C_i / S_i$

式中：I_i —— i 项污染物的质量指数；

C_i —— i 项污染物的实测浓度；

S_i —— i 项污染物评价标准；

I_i 是无量纲量，其大小描述被测样品的质量状况。

5.4.3.4 评价结果

调查海域沉积物各评价因子的标准指数值及统计结果分别见表 5.4-4。

由表 5.4-4 可以看出，秋季海域有效站位沉积物现状评价结果表明：本次调查的评价因子硫化物、油类、有机碳、汞、铜、铅、锌、镉、铬、砷标准指数均小于 1，没有超过国家一类沉积物质量标准，表明沉积物质量较好。

表 5.4-4　2017 年 11 月沉积物各项评价因子标准指数统计表（功能区划）

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

表 5.4-5 沉积物粒度表

序号	站号	砾石（%）	砂（%）					粉砂（%）				粘土（%）			粒级含量（%）				粒度参数				名称
		4.0～2.0	2.0～1.0	1.0～0.5	0.5～0.25	0.25～0.125	0.125～0.063	0.063～0.032	0.032～0.016	0.016～0.008	0.008～0.004	0.004～0.002	0.002～0.001	<0.001（mm）	砾石	砂	粉砂	粘土	Mzφ	σiφ	Skiφ	Kgφ	
1	P2					9.56	35.48	25.50	8.01	5.70	6.24	2.71	2.43	4.46		45.04	45.45	9.59	5.06	1.75	0.54	1.03	砂质粉砂
2	P5					2.93	15.72	19.67	14.03	9.34	10.41	4.59	3.88	19.50		18.65	53.45	27.96	6.05	2.82	0.38	0.78	黏土质粉砂
3	P6				8.51	27.80	9.31	5.18	10.39	10.23	11.99	5.25	3.32	8.06		45.62	37.79	16.63	7.59	3.09	0.15	0.54	黏土质粉砂
4	P8		0.00	0.00	5.43	18.03	9.67	5.51	7.21	6.99	8.77	4.25	3.71	30.50		33.14	28.48	38.47	6.91	3.19	0.48	0.61	黏土质粉砂
5	P9		0.00	0.21	0.73	1.71	5.58	9.98	12.32	9.86	11.63	6.25	5.95	35.83		8.22	43.80	48.03	7.34	3.07	0.32	0.61	黏土质粉砂
6	P10					2.10	19.62	28.38	13.52	6.33	8.04	3.32	2.91	15.88		21.72	56.26	22.10	5.63	2.74	0.58	0.94	黏土质粉砂
7	P12		0.00	0.00	0.79	8.50	10.97	7.83	10.07	11.13	13.37	5.86	3.91	27.63		20.26	42.40	37.40	6.64	3.01	0.43	0.81	黏土质粉砂
8	P13				0.00	2.31	8.86	19.55	20.26	10.18	10.67	4.89	4.13	19.22		11.16	60.66	28.24	7.30	3.04	0.37	0.57	黏土质粉砂
9	P14		0.00	0.00	0.24	6.93	8.13	9.16	10.75	9.49	12.09	6.67	6.44	30.14		15.31	41.49	43.25	7.48	2.95	0.34	0.60	黏土质粉砂
10	P15		0.00	0.00	1.62	2.12	0.68	2.94	8.69	11.94	15.72	8.34	7.18	40.80		4.43	39.30	56.32	6.83	2.82	0.46	0.84	黏土质粉砂
11	P16				0.19	2.98	8.81	15.48	16.33	10.10	10.84	4.81	4.05	26.47		11.97	52.76	35.34	6.72	3.15	0.60	0.79	黏土质粉砂
12	P17				0.00	1.18	4.51	8.09	13.16	12.80	14.57	6.74	5.29	33.70		5.69	48.63	45.73	7.56	3.07	0.18	0.54	黏土质粉砂
13	P18		0.00	0.22	0.74	3.68	7.19	6.42	8.71	10.47	13.58	6.42	4.83	37.79		11.83	39.19	49.04	8.52	2.64	-0.08	0.61	粉砂质黏土
14	P21				0.00	2.43	15.77	25.46	14.74	6.15	8.07	3.52	3.21	20.73		18.20	54.43	27.46	5.94	2.83	0.52	0.76	黏土质粉砂
15	P22		0.00	0.00	0.64	2.41	8.52	12.67	14.15	10.05	10.62	4.92	4.81	31.27		11.57	47.49	41.00	6.84	2.83	0.10	0.62	黏土质粉砂
16	P23		0.00	0.00	0.00	1.24	3.41	4.77	9.20	11.84	15.17	6.81	5.69	41.91		4.65	40.99	54.41	7.83	2.43	-0.14	0.72	粉砂质黏土
17	P24		0.00	0.00	0.72	7.77	12.72	11.76	11.90	10.04	11.40	6.07	5.75	21.92		21.21	45.10	33.74	4.69	1.98	0.56	1.59	砂质粉砂
18	P25		0.00	0.00	0.89	2.41	5.84	10.68	17.08	16.27	16.83	7.01	4.91	18.11		9.14	60.86	30.03	6.55	3.04	0.46	0.81	黏土质粉砂
19	P27		0.00	0.21	4.56	8.30	5.56	5.57	9.24	10.12	12.72	6.43	5.56	31.77		18.63	37.66	43.76	6.11	2.81	0.60	0.98	黏土质粉砂
20	P28		0.00	0.00	0.00	3.80	16.67	20.67	14.08	8.20	9.23	4.24	3.84	19.32		20.46	52.20	27.41	7.98	2.90	0.05	0.55	粉砂质黏土
21	P30					2.66	15.38	20.65	13.68	7.48	8.38	3.71	3.46	24.68		18.04	50.19	31.85	5.33	1.83	0.48	1.58	砂质粉砂

5.5 海洋生态环境现状调查及评价

5.5.1 调查概况

5.5.1.1 调查时间、范围与站位布设

海洋生态现状调查与水质、沉积物调查同时进行，调查时间、范围、站位布设详见5.3节。其中，2018年5月和2017年11月均布设21个生物调查站位。

5.5.1.2 分析方法

（1）调查方法

现场采样按照《海洋监测规范》（GB17378-2007）、海洋调查规范（GB/T 12763-2007）的要求进行。

（2）样品的运输和保存

①叶绿素a：使用采水器采集表层水样1000mL，加10g/L碳酸镁溶液，过滤后的滤膜用90%（体积比）丙酮提取叶绿素，应用分光光度法测定。

②浮游植物：采用浅水III型浮游生物网自底至表层作垂直拖网进行采集，样品加入5%甲醛海水溶液（体积比5%）固定后带回实验室分析鉴定。

③浮游动物：采用浅水I型浮游生物网（网口内径50cm，网长145cm，网目孔径507μm）从底层至表层垂直拖曳采集，样品加入5%甲醛海水溶液（体积比5%）固定后带回实验室分析鉴定。

④大型底栖生物：用抓斗式采泥器进行采集。底栖生物样品用5%的甲醛海水溶液固定保存后带回实验室称重、计数、分析和鉴定。

（3）实验室分析鉴定

按照《海洋监测规范第7部分：近海污染生态调查和生物监测》（GB 17378.7-2007）中规定的方法对叶绿素a、浮游植物、浮游动物和大型底栖生物进行分析鉴定。

5.5.2 叶绿素a及初级生产力

5.5.2.1 2018年5月

通过对调查海区21个站位的叶绿素a含量进行测定。结果显示表层叶绿素a变化范围（0.65～2.48）mg/m^3，均值为1.36mg/m^3；底层叶绿素a变化范围（0.68～2.21）

mg/m^3，均值为 1.22mg/m^{3}4。

表 5.5-1 调查海域叶绿素 a 含量（mg/m^3）

调查站位	表层	底层
P2		
P5		
P6		
P8		
P9		
P10		
P12		
P13		
P14		
P15		
P16		
P17		
P18		
P21		
P22		
P23		
P24		
P25		
P27		
P28		
P30		
平均值		

注：“/”表示水深不足，未取水样

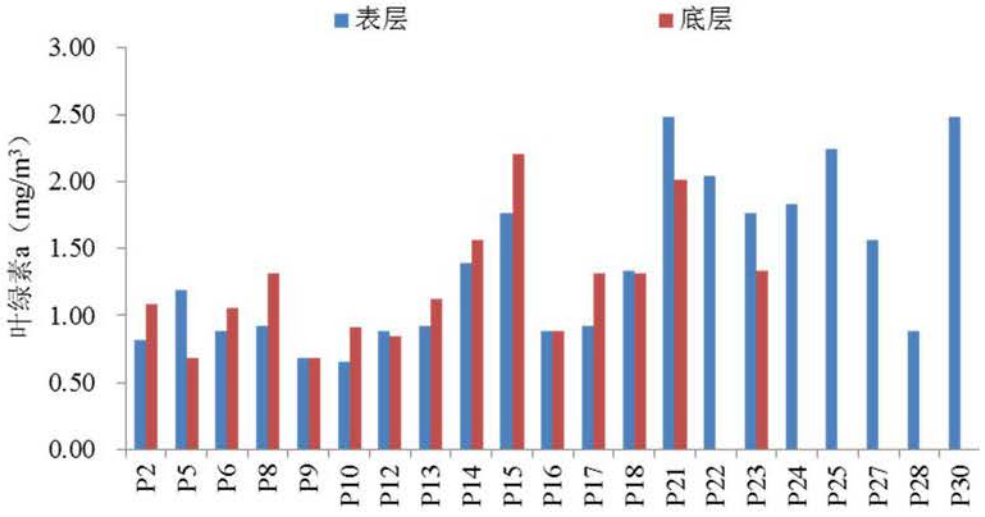


图 5.5-1 调查海域的叶绿素 a 含量

使用 Cadee 和 Hegeman(1974)简化公式估算初级生产力，调查海域现场初级生产力为（10.13～42.21）mgC/(m^2·d)，均值为 21.34mgC/(m^2·d)，见表 5.5-2。

表 5.5-2　调查海域初级生产力含量（mgC/(m²·d)）

调查站位	初级生产力
P2	[redacted]
P5	
P6	
P8	
P9	
P10	
P12	
P13	
P14	
P15	
P16	
P17	
P18	
P21	
P22	
P23	
P24	
P25	
P27	
P28	
P30	
平均值	

5.5.2.2　2017 年 11 月

根据水深和取样要求对调查海区 21 个调查站表层水域和其中 13 个站的底层水域进行了叶绿素 a 含量调查。调查结果见表 5.5-3。

调查海区表层叶绿素 a 含量在（0.65～3.36）mg/m³ 之间，平均含量为 1.51mg/m³，最高值出现在 P28 站，最低值出现在 P2 站和 P6 站。

调查海区底层叶绿素 a 含量在（0.44～4.07）mg/m³ 之间，平均含量为 1.47mg/m³，最高值出现在 P18 站，最低值出现在 P6 站。

总体看来同一调查站表层和底层水域叶绿素 a 含量相差不大。

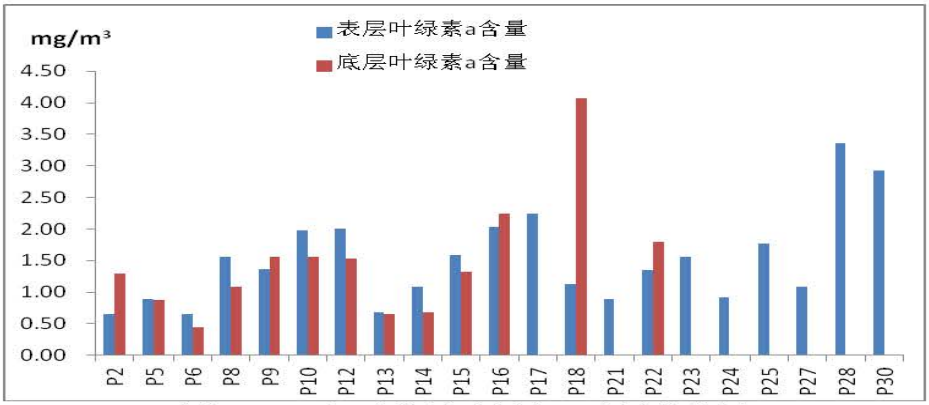


图 5.5-2　调查海域叶绿素 a 含量分布图

表 5.5-3　调查海域叶绿素 a 含量和初级生产力

站号	叶绿素 a（mg/m³）		初级生产力（mgC/m²d）
	表层	底层	
P2	[redacted]	[redacted]	[redacted]
P5	[redacted]	[redacted]	[redacted]
P6	[redacted]	[redacted]	[redacted]
P8	[redacted]	[redacted]	[redacted]
P9	[redacted]	[redacted]	[redacted]
P10	[redacted]	[redacted]	[redacted]
P12	[redacted]	[redacted]	[redacted]
P13	[redacted]	[redacted]	[redacted]
P14	[redacted]	[redacted]	[redacted]
P15	[redacted]	[redacted]	[redacted]
P16	[redacted]	[redacted]	[redacted]
P17	[redacted]		[redacted]
P18	[redacted]	[redacted]	[redacted]
P21	[redacted]		[redacted]
P22	[redacted]	[redacted]	[redacted]
P23	[redacted]		[redacted]
P24	[redacted]		[redacted]
P25	[redacted]		[redacted]
P27	[redacted]		[redacted]
P28	[redacted]		[redacted]
P30	[redacted]		[redacted]
最大值	3.36	4.07	155.92
最小值	0.65	0.44	45.10
平均值	1.51	1.47	95.16

使用 Cadee 和 Hegeman(1974)简化公式估算初级生产力，其中 Chla 取表层叶绿素 a 含量，同化指数 Q 取 3.7，E 取海水透明度的 3 倍，白昼时间 D 取 11.5（小时），估算得到该海区初级生产力在（45.10~155.92）mgC/m²d 之间，平均值为 95.16mgC/m²d（见表 5.5-3），最高值在 P16 站，最低值出现在 P21 站。

本次调查期间调查海域叶绿素 a 含量和据此估算得的初级生产力水平较低。

5.5.3　浮游植物

5.5.3.1　2018 年 5 月

（1）种类组成

本次调查共鉴定浮游植物 30 种（见浮游植物种名录），其中硅藻 28 种，占发现总种类的 93.3%；甲藻 2 种，占发现总种类的 6.7%。各调查站位之间发现的种类存在一定差异，优势种分别为翼根管藻（*Rhizosolenia alata* sp.）、夜光藻（*Noctiluca scintillans*）、

海链藻（*Thalassiosira* sp.）和刚毛根管藻（*Rhizosolenia imbricata*）。

（2）数量分布

调查海区浮游植物细胞密度变化范围在（26892~7572857）个/m^3 之间，平均值为1867273 个/m^3。与其他站位相比，P14 站位发现浮游植物种类数最多，P14 站位的细胞密度也最高；P10 和 P22 站位发现浮游植物种类数最少，P15 站位的细胞密度最低。

表 5.5-4 调查海域浮游植物细胞密度和种类数

调查站位	种类数	细胞密度（个/m^3）
P2		
P5		
P6		
P8		
P9		
P10		
P12		
P13		
P14		
P15		
P16		
P17		
P18		
P21		
P22		
P23		
P24		
P25		
P27		
P28		
P30		
平均值		

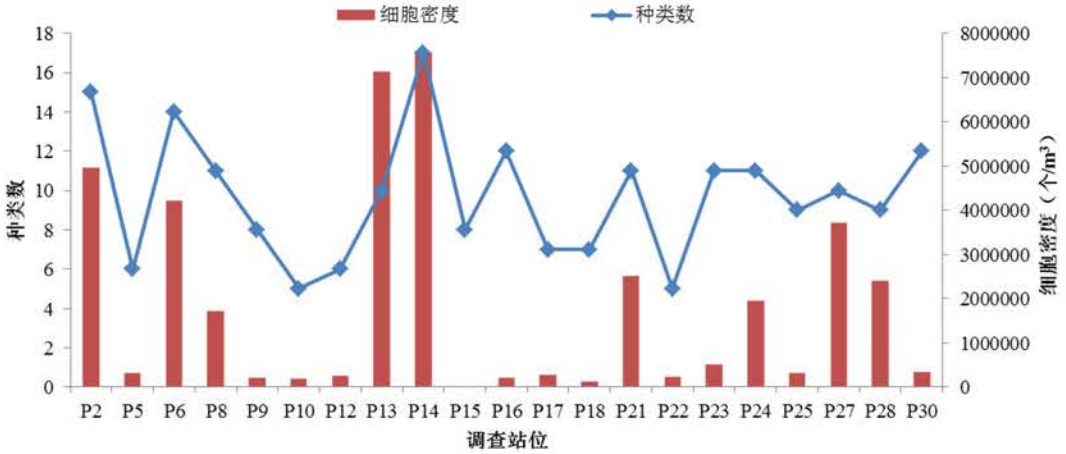


图 5.5-3 调查海域浮游植物细胞密度和种类数

（3）群落多样性水平

本次调查浮游植物群落的丰富度指数变化范围（0.32~1.01），均值为 0.64；均匀度

变化范围（0.17~0.78），均值为 0.44；多样性指数变化范围（0.61~2.81），均值为 1.39；优势度变化范围（0.53~0.95），均值为 0.81（表 5.5-5）。

表 5.5-5 调查海域浮游植物群落特征

调查站位	丰富度指数	均匀度指数	多样性指数	优势度指数
P2				
P5				
P6				
P8				
P9				
P10				
P12				
P13				
P14				
P15				
P16				
P17				
P18				
P21				
P22				
P23				
P24				
P25				
P27				
P28				
P30				
平均值				

5.5.3.2 2017 年 11 月

（1）浮游植物种类组成及优势种

调查共鉴定浮游植物 29 属 64 种（见浮游植物种名录），其中硅藻 25 属 56 种，占浮游植物总种数的 87.5%；甲藻 4 属 8 种，占浮游植物总种数的 12.5%，。

本次调查浮游植物优势种为一种福环藻（*Actinocyclus* sp.）和夜光藻（*Noctiluca scientillans*），优势度分别为 40.0%和 19.6%。

（2）浮游植物数量的平面分布

调查期间各调查站间发现的细胞数量差别较大（见图 5.5-4），变化范围在 5.02～143.69）×10^4 个/m^3之间，平均值为 37.69×10^4 个/m^3。最高值出现在 P21 站，最低值出现在 P8 站。

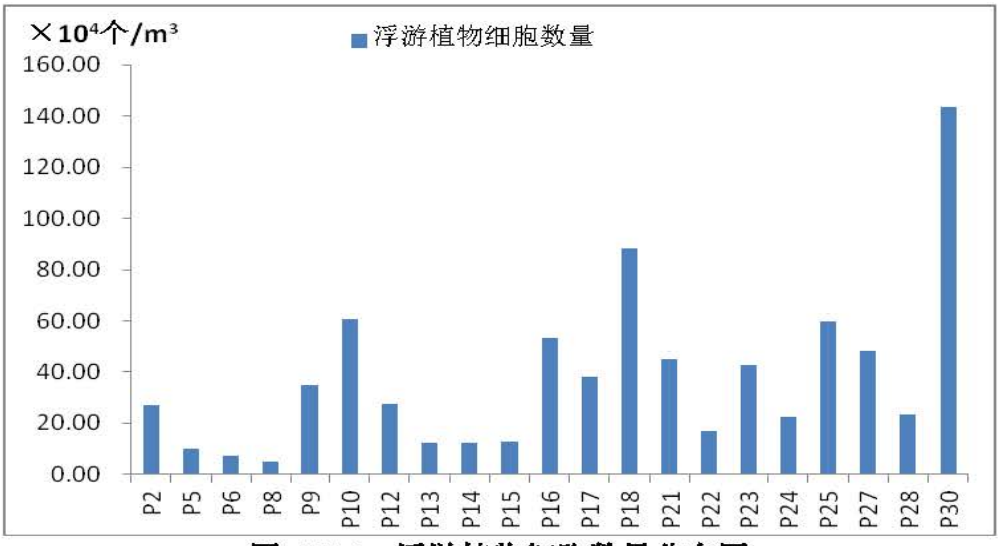


图 5.5-4 浮游植物细胞数量分布图

表 5.5-6 浮游植物细胞数量统计表

站号	细胞密度（×10⁴ 个/m³）	站号	细胞密度（×10⁴ 个/m³）
P2		P17	
P5		P18	
P6		P21	
P8		P22	
P9		P23	
P10		P24	
P12		P25	
P13		P27	
P14		P28	
P15		P30	
P16		/	/
最大值			
最小值			
平均值			

（3）浮游植物群落结构特征

调查海域浮游植物群落多样性指数在 1.16～3.56 之间，平均为 2.66；丰度指数在 0.71～2.13 之间，平均值为 1.29；均匀度指数在 0.33～0.88 之间，平均为 0.65；优势度指数在 0.37～0.91 之间，平均值为 0.62。调查海域浮游植物群落特征各参数值表明该海域浮游植物多样性一般，数量分布不均匀，优势种突出。

表 5.5-7 调查海域浮游植物群落特征指数表

站位	丰富度	多样性	均匀度	优势度
P2				
P5				
P6				
P8				
P9				

站位	丰富度	多样性	均匀度	优势度
P10				
P12				
P13				
P14				
P15				
P16				
P17				
P18				
P21				
P22				
P23				
P24				
P25				
P27				
P28				
P30				
最大值				
最小值				
平均值				

5.5.4 浮游动物

5.5.4.1 2018 年 5 月

（1）种类组成

共鉴定浮游动物 22 种（不包括 8 种浮游幼体、鱼卵和仔鱼）。其中，桡足类 9 种，占总种类数的 40.9%；水母类 5 种，占总种类数的 22.7%；端足类 4 种，占总种类数的 18.2%；原生动物、毛额动物、涟虫类和多毛类各 1 种，各占总种类数的 4.5%（见浮游动物种名录）。各调查站位之间发现的种类存在一定差异，优势种为强壮箭虫（*Sagitta crassa*）、中华哲水蚤（*Calanus sinicus*）、小拟哲水蚤（*Paracalanus parvus*）、纺锤水蚤（*Acartia* sp.）和腹针胸刺水蚤（*Centropages mcmurrichi*）。

（2）个体密度及生物量分布

调查海区浮游动物湿重生物量的变化范围在（151.06~2404.67）mg/m^3 之间，均值为 651.07mg/m^3，最高值出现在 P30 站位；浮游动物个体密度在（60.0~2713.1）个/m^3 之间，均值为 693.0 个/m^3，其最高值同样出现在 P2 站位，由于 P2 站位出现了大量的腹针胸刺水蚤和中华哲水蚤。

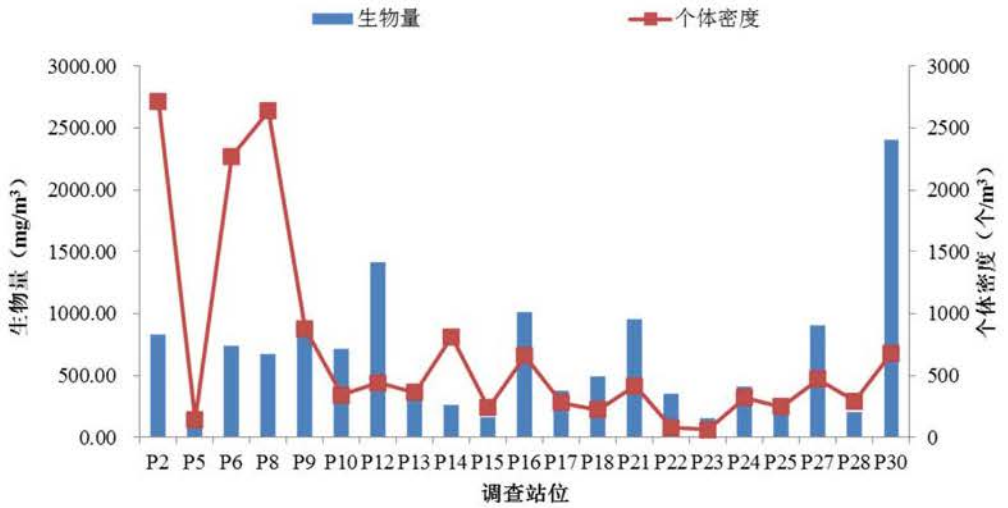


图 5.5-5 调查海域浮游动物个体密度和生物量

表 5.5-8 调查海域浮游动物个体密度和生物量

调查站位	生物量（mg/m³）	个体密度（个/m³）
P2	[redacted]	[redacted]
P5	[redacted]	[redacted]
P6	[redacted]	[redacted]
P8	[redacted]	[redacted]
P9	[redacted]	[redacted]
P10	[redacted]	[redacted]
P12	[redacted]	[redacted]
P13	[redacted]	[redacted]
P14	[redacted]	[redacted]
P15	[redacted]	[redacted]
P16	[redacted]	[redacted]
P17	[redacted]	[redacted]
P18	[redacted]	[redacted]
P21	[redacted]	[redacted]
P22	[redacted]	[redacted]
P23	[redacted]	[redacted]
P24	[redacted]	[redacted]
P25	[redacted]	[redacted]
P27	[redacted]	[redacted]
P28	[redacted]	[redacted]
P30	[redacted]	[redacted]
平均值	[redacted]	[redacted]

（3）群落多样性水平

本次调查底栖生物群落的丰富度指数变化范围为（1.11~3.31），均值为2.02；均匀

度变化范围为（0.55~0.97），均值为 0.87；多样性指数变化范围为（2.16~4.20），均值为 3.09；优势度变化范围（0.08~0.46），均值为 0.27。香浓威纳多样性指数在群落多样性测度上借用了信息论中不定性测量方法，就是预测下一个采集的个体属于什么种，如果群落的多样性程度越高，其不定性也越大。多样性指数通常用于环境质量评价，但评价环境污染程度的标准不尽一致。蔡晓明等（1992）认为可将 H′值分为四个等级：0~1 为重污染；1~2 为中度污染；2~3 为轻度污染；大于 3 为清洁。按照上述等级分类标准，评价海域多样性指数平均值为 3.09，属于清洁海域。

表 5.5-9　调查海域底栖生物群落特征

调查站位	丰富度指数	均匀度指数	多样性指数	优势度指数
P2				
P5				
P6				
P8				
P9				
P10				
P12				
P13				
P14				
P15				
P16				
P17				
P18				
P21				
P22				
P23				
P24				
P25				
P27				
P28				
P30				
平均值				

5.5.4.2　2017 年 11 月

（1）浮游动物种类组成及优势种

调查海域共获得浮游动物 21 种（见浮游动物种名录），幼虫、幼体 7 种、鱼卵 1 种。浮游动物中桡足类 11 种，占所以浮游动物发现种类的 37.9%；原生动物、毛颚类、鱼卵和尾索动物的住囊虫均发现 1 种（均占 3.5%）；幼虫、幼体 7 种（占 24.1%），水母类 5 种（占 17.2%），甲壳类的涟虫和端足类各 1 种（共占 6.9%）。本次调查的浮游动物优势种为强壮箭虫（*Sagitta crassa*）和小拟哲水蚤（*Paracalanus parvus*），其中强壮箭虫个体数量优势明显，优势度为 68.4%。

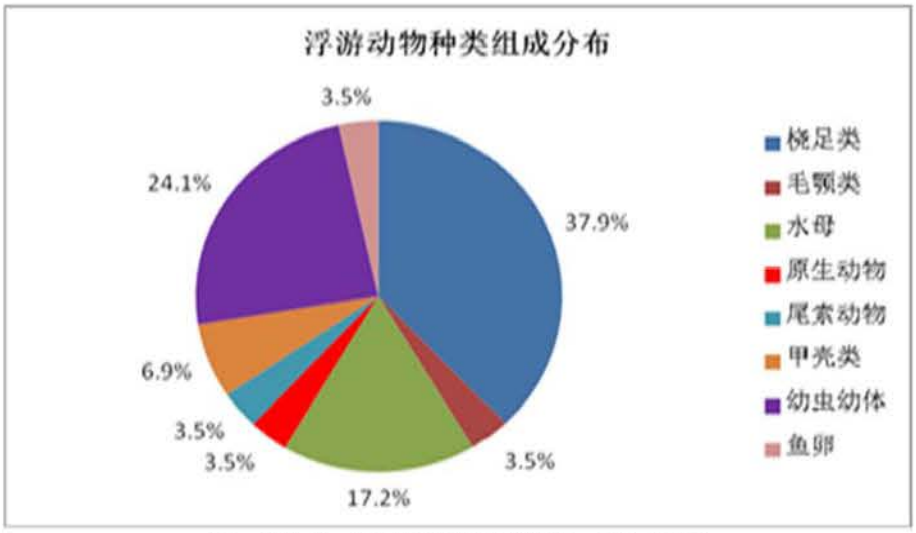


图 5.5-6　浮游动物种类组成分布图

（2）浮游动物个体密度与生物量

调查所得浮游动物生物量变化范围在（13.50～310.64）mg/m³之间，变化幅度大，平均值为95.09mg/m³。最大值出现在P24站，最小值出现在P5站。个体数量变化范围在（4.6～125.0）个/m³之间，变化幅度大，平均值为39.2个/m³。最大值出现在P21站，最小值出现在P14站，P5站和P30站的浮游动物个体数量也在10.0个/m³以下。

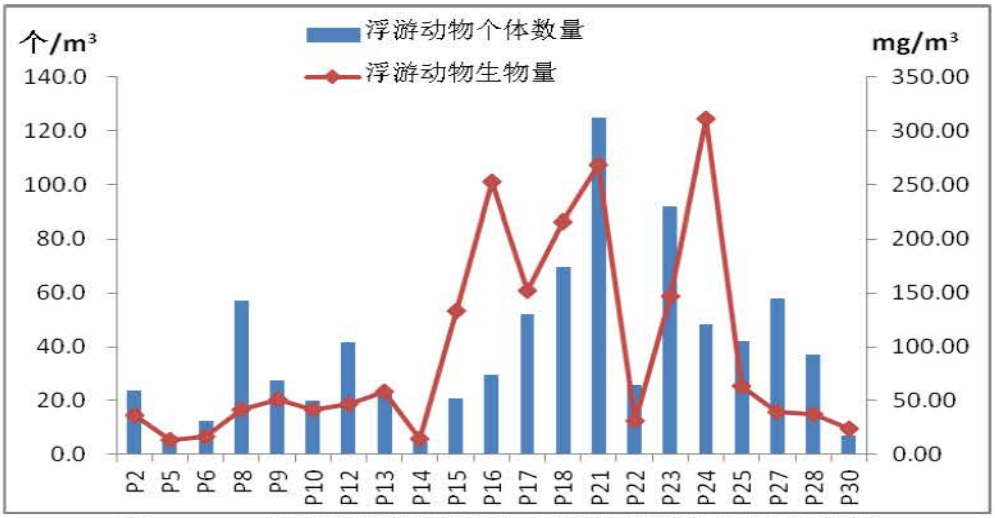


图 5.5-7　调查海域浮游动物个体数量和生物量分布图

表 5.5-10　调查海域浮游动物个体密度和生物量

站号	生物量（mg/m³）	个体数量（个/m³）
P2	[redacted]	[redacted]
P5	[redacted]	[redacted]
P6	[redacted]	[redacted]
P8	[redacted]	[redacted]
P9	[redacted]	[redacted]
P10	[redacted]	[redacted]
P12	[redacted]	[redacted]

站号	生物量（mg/m³）	个体数量（个/m³）
P13	[redacted]	[redacted]
P14	[redacted]	[redacted]
P15	[redacted]	[redacted]
P16	[redacted]	[redacted]
P17	[redacted]	[redacted]
P18	[redacted]	[redacted]
P21	[redacted]	[redacted]
P22	[redacted]	[redacted]
P23	[redacted]	[redacted]
P24	[redacted]	[redacted]
P25	[redacted]	[redacted]
P27	[redacted]	[redacted]
P28	[redacted]	[redacted]
P30	[redacted]	[redacted]
最大值	[redacted]	[redacted]
最小值	[redacted]	[redacted]
平均值	[redacted]	[redacted]

（3）浮游动物群落特征

调查海域浮游动物群落多样性指数在 0.37～2.95 之间，平均为 1.48；丰度指数在 0.51～2.71 之间，平均值为 1.65；均匀度指数在 0.18～0.97 之间，平均为 0.57；优势度指数在 0.50～1.00 之间，平均为 0.81。本次调查浮游动物多样性和丰富度都不高，各调查站间的种类和个体数量存在一定差异，优势种明显。

表 5.5-11　调查海域浮游动物群落特征指数表

站位	丰富度	多样性	均匀度	优势度
P2	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
P5	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
P6	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
P8	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
P9	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
P10	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
P12	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
P13	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
P14	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
P15	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
P16	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
P17	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
P18	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
P21	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
P22	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
P23	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
P24	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
P25	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
P27	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
P28	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
P30	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]

最大值	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
最小值	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
平均值	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]

5.5.5 大型底栖生物

5.5.5.1 2018 年 5 月

（1）种类组成

本次调查共发现大型底栖生物 74 种，隶属于环节动物、节肢动物、软体动物、棘皮动物、纽形动物、腔肠动物、脊椎动物和扁形动物（详见大型底栖生物种名录）。其中环节动物发现种类最多，共发现 33 种，占底栖生物发现总种类数的 44.6%；节肢动物发现 18 种，占底栖生物发现总种类数的 24.3%；软体动物发现 18 种，占底栖生物发现总种类数的 24.3%；棘皮动物、纽形动物、腔肠动物、脊椎动物和扁形动物各发现 1 种，各占发现总种类数的 1.3%（图 5.5-8）。各调查站位之间发现的种类存在一定差异，优势种为寡节甘吻沙蚕（*Glycinde gurjanovae*）、纤细长涟虫（*Iphinoe tenera*）和方甲涟虫（*Eudorella* sp.）。

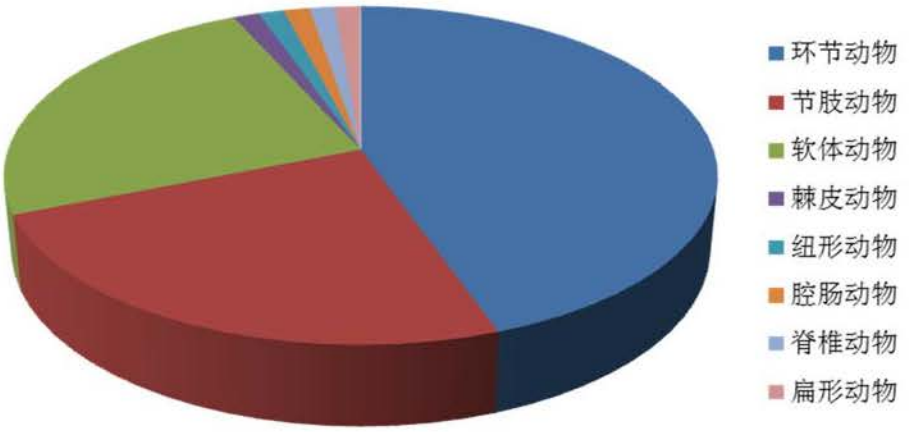


图 5.5-8 调查海域大型底栖生物种类组成

（2）栖息密度和生物量分布

本次调查底栖生物湿重生物量变化范围在（0.57~73.94）g/m^{2}之间，平均为 14.05g/m^2，最高值出现在 P14 站位，由于此站位发现了个体较大的绒毛细足蟹和仿盲蟹。栖息密度变化范围在（90~860）个/m^2 之间，平均密度为 349 个/m^2，最高值出现在 P30 站位，由于此站位发现了大量的凸壳肌蛤（表 5.5-12，图 5.5-9）。

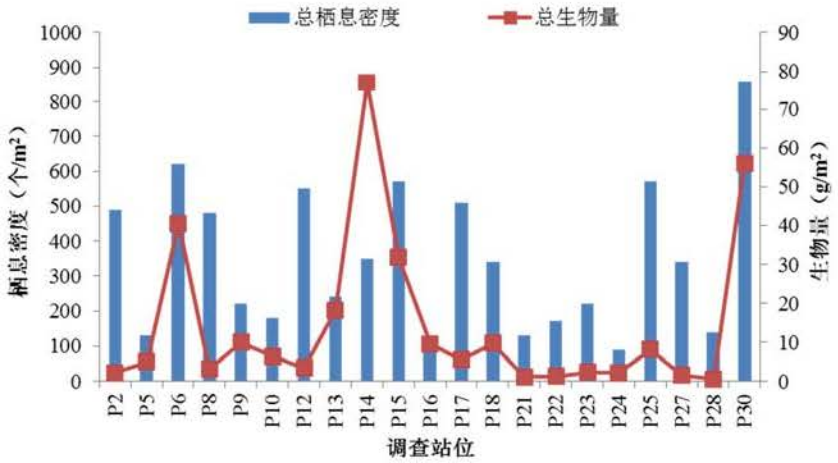


图 5.5-9　调查海域底栖生物生物量和栖息密度

表 5.5-12　调查海域底栖生物生物量和栖息密度

调查站位	栖息密度（个/m²）	生物量（g/m²）
P2		
P5		
P6		
P8		
P9		
P10		
P12		
P13		
P14		
P15		
P16		
P17		
P18		
P21		
P22		
P23		
P24		
P25		
P27		
P28		
P30		
平均值		

（3）群落多样性水平

本次调查底栖生物群落的丰富度指数变化范围为（1.11~3.31），均值为2.02；均匀度变化范围为（0.55~0.97），均值为0.87；多样性指数变化范围为（2.16~4.20），均值为3.09；优势度变化范围（0.08~0.46），均值为0.27。香浓威纳多样性指数在群落多样性测度上借用了信息论中不定性测量方法，就是预测下一个采集的个体属于什么种，如果群落的多样性程度越高，其不定性也越大。多样性指数通常用于环境质量评价，但评价环境污染程度的标准不尽一致。蔡晓明等（1992）认为可将H′值分为四个等级：0~1

为重污染；1~2 为中度污染；2~3 为轻度污染；大于 3 为清洁。按照上述等级分类标准，评价海域多样性指数平均值为 3.09，属于清洁海域。

表 5.5-13　调查海域底栖生物群落特征

调查站位	丰富度指数	均匀度指数	多样性指数	优势度指数
P2				
P5				
P6				
P8				
P9				
P10				
P12				
P13				
P14				
P15				
P16				
P17				
P18				
P21				
P22				
P23				
P24				
P25				
P27				
P28				
P30				
平均值				

5.5.5.2　2017 年 11 月

（1）底栖生物种类组成及优势种

调查共鉴定出底栖生物 69 种（见底栖生物种名录），环节动物多毛类发现种类最多，共发现 29 种，占底栖生物发现总种类数的 42.0%，软体动物 21 种（占 30.4%），节肢动物发现 16 种（占 23.2%），棘皮动物 2 种（占 2.9%）；纽形动物发现 1 种（约占 1.5%）。优势种为寡节甘吻沙蚕（*Glycinde gurjanovae*）和寡鳃齿吻沙蚕（*Nephtys oligobranchia*），其中第一优势种为寡节甘吻沙蚕（*Glycinde gurjanovae*），优势度为 12.1%。

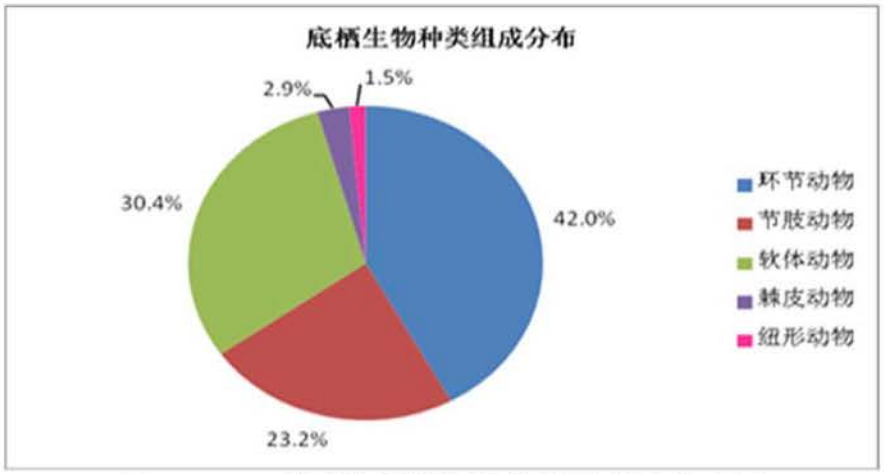


图 5.5-10　调查海域底栖生物种类组成分布图

（2）底栖生物密度及生物量分布

调查所得底栖生物个体数量变化范围在（50～1700）个/m²之间，变化幅度大，平均为356个/m²，最大值在P30站，本站发现较大数量的肌蛤（*Musculus* sp.），栖息密度达1500个/m²，占本调查站底栖生物栖息密度的88.2%；最小值在P21站。

底栖生物生物量变化范围在（0.15～110.92）g/m²之间，变化幅度大，平均为12.20g/m²。P21站和P6站由于发现较大个体的隆线强蟹（*Eucrate crenata*），底栖生物生物量明显高于其他调查站。生物量最大值在P21站，隆线强蟹的生物量为105.62g/m²，占本调查站底栖生物生物量的95.2%，P6站次之，隆线强蟹的生物量为49.29 g/m²，占本调查站底栖生物生物量的77.9%；其余调查站底栖生物生物量较低，最小值在P27站。

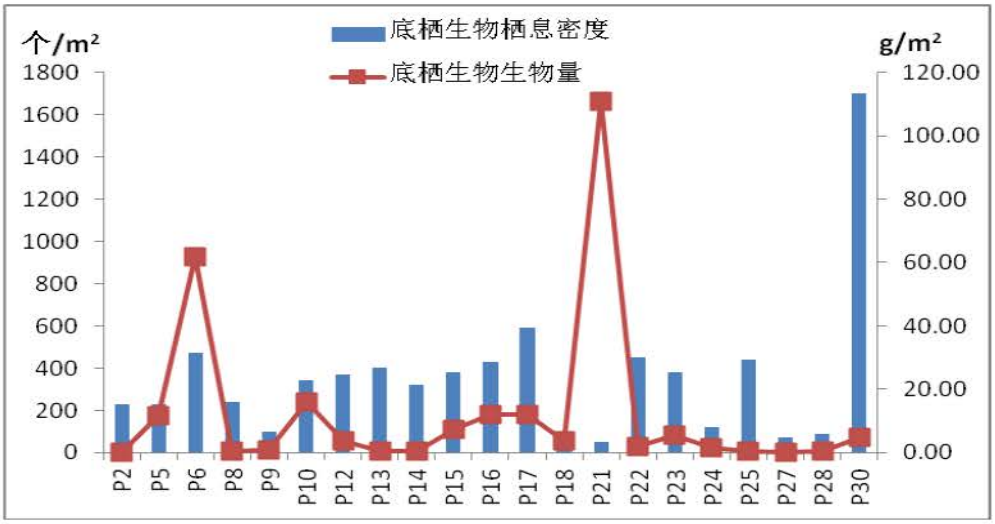


图 5.5-11　调查海域底栖生物生物量和栖息密度分布图

表 5.5-14　调查海域底栖生物生物量和栖息密度

站号	生物量（g/m²）	个体数量（个/m²）
P2	[redacted]	[redacted]

站号	生物量（g/m²）	个体数量（个/m²）
P5		
P6		
P8		
P9		
P10		
P12		
P13		
P14		
P15		
P16		
P17		
P18		
P21		
P22		
P23		
P24		
P25		
P27		
P28		
P30		
最大值		
最小值		
平均值		

（3）底栖生物群落特征

调查海域底栖生物群落多样性指数在 0.96～4.04 之间，平均为 2.90；丰度指数在 0.94～3.46 之间，平均值为 1.98；均匀度指数在 0.24～1.00 之间，平均为 0.84；优势度指数在 0.24～0.90 之间，平均为 0.49。本次调查底栖生物群落多样性较好，种类站内分布均匀，种类分布在各站位之间相差较大，种间分布欠均匀。

表 5.5-15　调查海域底栖生物群落特征指数表

站位	丰富度	多样性	均匀度	优势度
P2				
P5				
P6				
P8				
P9				
P10				
P12				
P13				
P14				
P15				
P16				
P17				
P18				

站位	丰富度	多样性	均匀度	优势度
P21				
P22				
P23				
P24				
P25				
P27				
P28				
P30				
最大值				
最小值				
平均值				

5.5.6 生物质量

5.5.6.1 调查概况及调查结果

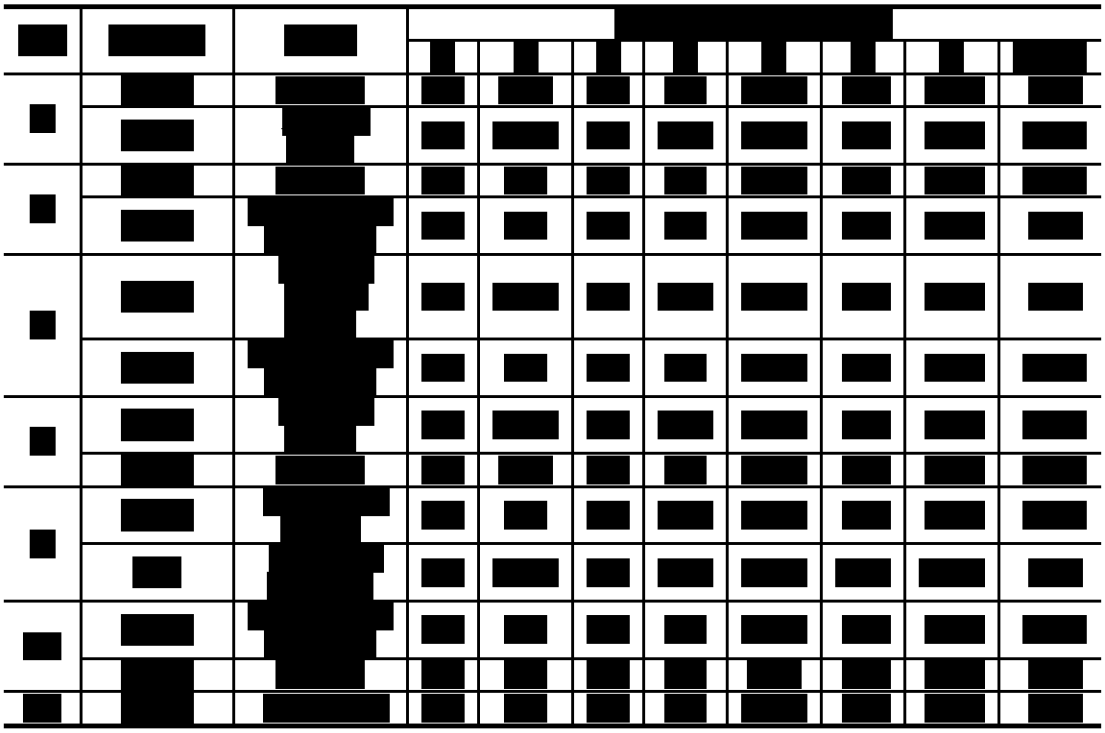
海洋生态现状调查与水质、沉积物调查同时进行，调查时间、范围、站位布设详见 5.3 节。其中，2018 年 5 月和 2017 年 11 月均布设 21 个生物调查站位。

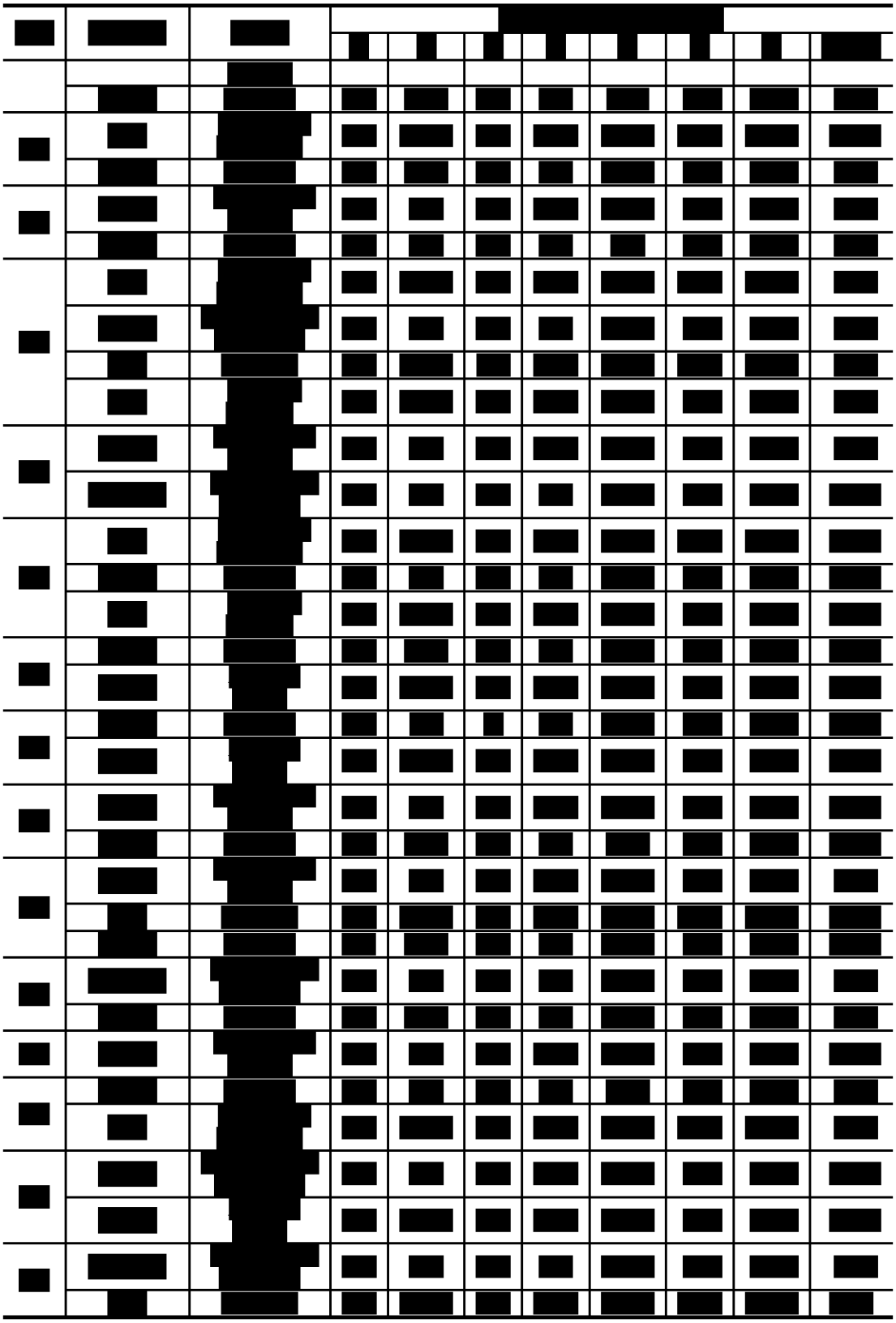
生物残毒采集当地优势的鱼类、甲壳类、贝类冷冻保存，带回实验室分析其体内石油类和重金属。具体采样和分析方法严格执行《海洋调查规范》（GB12763.2-2007）和《海洋监测规范》（GB/T17378-2007)的相关技术要求。

（1）2018 年 5 月

调查海域生物质量监测结果见表 5.5-16。

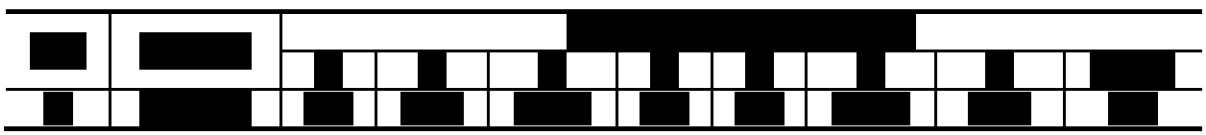
表 5.5-16 生物质量分析结果

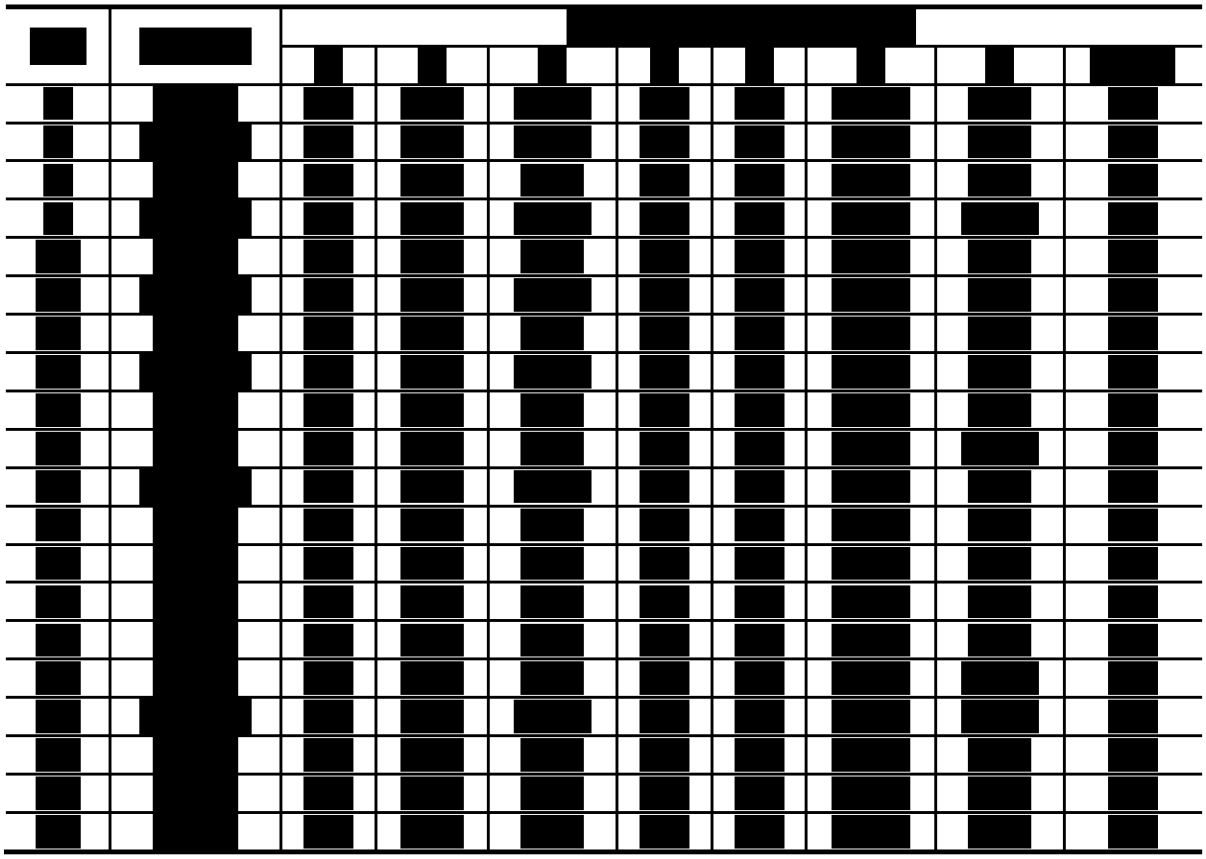




（2）2017 年 11 月调查结果

表 5.5-17　生物质量检测结果





5.5.6.2 结果评价

（1）评价因子及分析方法

生物质量以镉、铬、总汞、铅、砷、铜、锌和石油烃作为评价因子。

（2）评价标准

目前国家仅颁布了软体动物（双壳类）评价国家标准，而其它生物种类的国家级评价标准欠缺，只能借鉴其它标准。软体动物（双壳类）生物体内污染物质含量评价标准采用《海洋生物质量》（GB18421-2001）规定的第一类标准值。软体动物（非双壳类）和甲壳类、鱼类生物体内污染物质（铜、铅、锌、镉、汞）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；生物体内铬和砷含量缺乏评价标准，因此不对其生物体内的铬和砷进行评价。

生物质量评价执行标准见表 5.5-18。

表 5.5-18 海洋生物质量评价标准（鲜重，mg/kg）

生物类别	铜	铅	锌	镉	铬	砷	汞	石油烃
软体动物（双壳类）	10	0.1	20	0.2	0.5	1.0	0.05	15
软体动物（非双壳类）	100	10.0	250	5.5	/	/	0.3	20

甲壳类	100	2.0	150	2.0	/	/	0.2	20
鱼类	20	2.0	40	0.6	/	/	0.3	20

注：“/”代表缺乏评价标准。

（3）评价方法

生物质量评价采用单因子污染指数法进行评价，污染程度随实测浓度增大而加重。公式为：

$$Pi = \frac{Ci}{Cio}$$

式中：*Pi*—某污染因子的污染指数，即单因子污染指数；

Ci—某污染因子的实测浓度；

Cio—某污染因子的评价标准；

凡是单因子指数小于或等于 1 者，为该监测站水体没有遭受该要素的污染，大于 1 者为遭受污染，该值越大污染越重。

（4）评价结果

A、2018 年 5 月评价结果

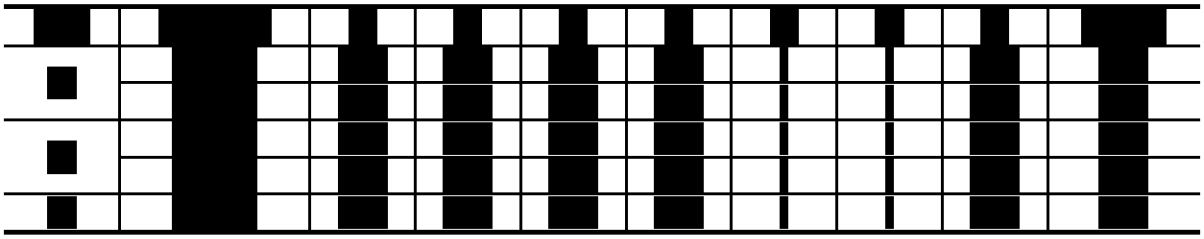
本次评价生物体为毛蚶、竹蛏、脉红螺、扁玉螺、长蛸、鹰爪虾、口虾蛄、半滑舌鳎、虾虎鱼。根据海洋生物质量的评价标准，脉红螺、扁玉螺、长蛸、鹰爪虾、口虾蛄、半滑舌鳎和虾虎鱼的评价因子铬和砷缺少相应的评价标准，未对生物体内的铬和砷进行评价。

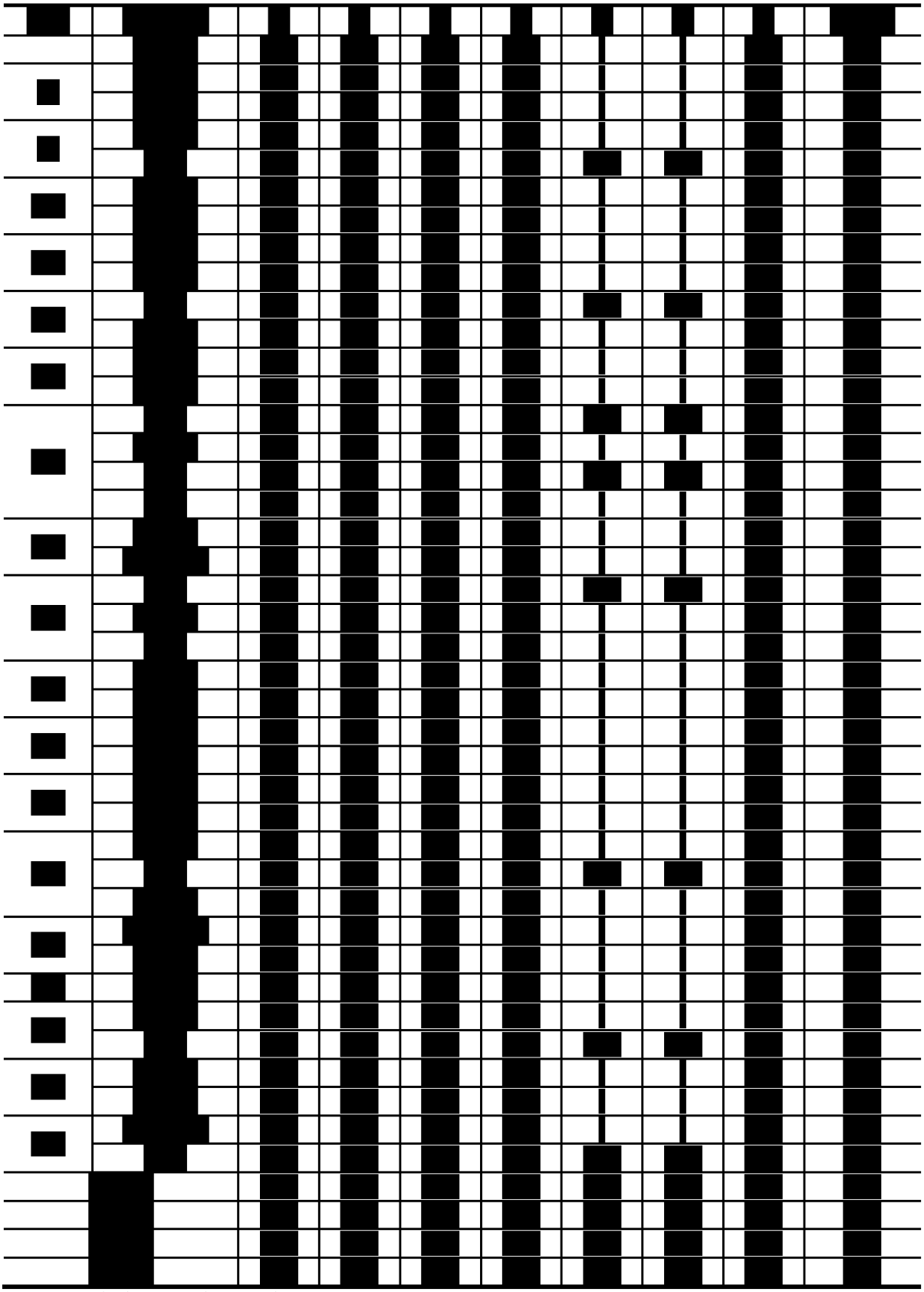
①软体动物（双壳类）：毛蚶和竹蛏生物质量评价因子重金属含量均满足《海洋生物质量》（GB18421-2001）规定的第一类标准值，未发现超标现象。

②软体动物（非双壳类）：脉红螺、扁玉螺、长蛸；甲壳类：鹰爪虾、口虾蛄；鱼类：半滑舌鳎、虾虎鱼，生物质量评价因子重金属铜、铅、锌、镉和汞含量均满足《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》中的质量标准，未发现超标现象。

③软体动物（非双壳类）：脉红螺、扁玉螺、长蛸；甲壳类：鹰爪虾、口虾蛄；鱼类：半滑舌鳎、虾虎鱼，生物质量评价因子重金属石油烃含量满足《第二次全国海洋污染基线调查技术规程》（第二分册）中的质量标准，未发现超标现象。

表 5.5-19　生物质量污染指数表





注：“/”代表缺乏评价标准，未进行评价。

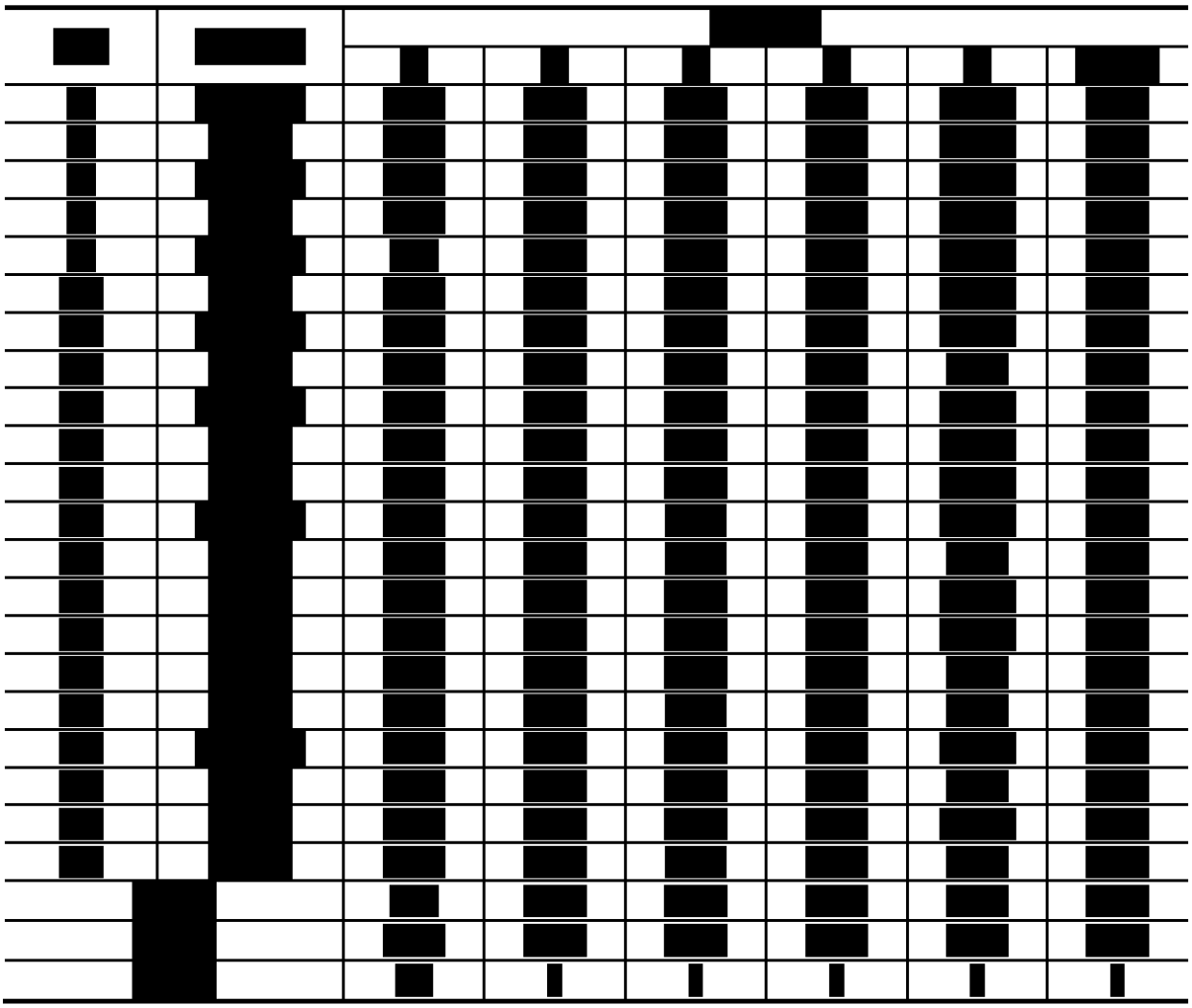
B、2017 年 10 月评价结果

由于本次调查只采集到鱼类和甲壳类生物样品，鱼类和甲壳类生物质量评价标准

（《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》）中没有铬和砷的评价标准值，因此不对铬和砷两种元素进行评价。采用单因子指数法评价结果见表 5.5-20。

本次调查所有被调查鱼类和甲壳类体内的铅、镉、锌、总汞含量均不超过《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》中规定的生物质量标准，所有被调查鱼类和甲壳类体内石油烃含量均不超过《第二次全国海洋污染基线调查技术规程》（第二分册）中规定的石油烃质量标准。 P9 站获取的半滑舌鳎体内的铜含量超出《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》中规定的鱼类铜含量质量标准，超标率为占所有被调查生物的 5%，其余调查站所获取得鱼类和甲壳类体内的铜含量均满足相应质量标准。

表 5.5-20　调查海域生物体中残留物单因子指数评价结果



注：由于本次调查采集到生物质量样品为甲壳类和鱼类，因此未对铬、砷进行评价。

5.6 渔业资源现状调查与评价

5.6.1 渔业资源调查概况

5.6.1.1 调查时间

中国水产科学研究院黄海水产研究所于2018年5~6月（春季）和10月（秋季）在项目周边海域进行了春、秋季渔业资源现状调查。

5.6.1.2 调查范围及站位布设

2018年5~6月渔业资源调查站位见图 5.6-1a，经纬度见表 5.6-1a。2018年10月渔业资源调查站位表5.6-1b，图见5.6-1b。

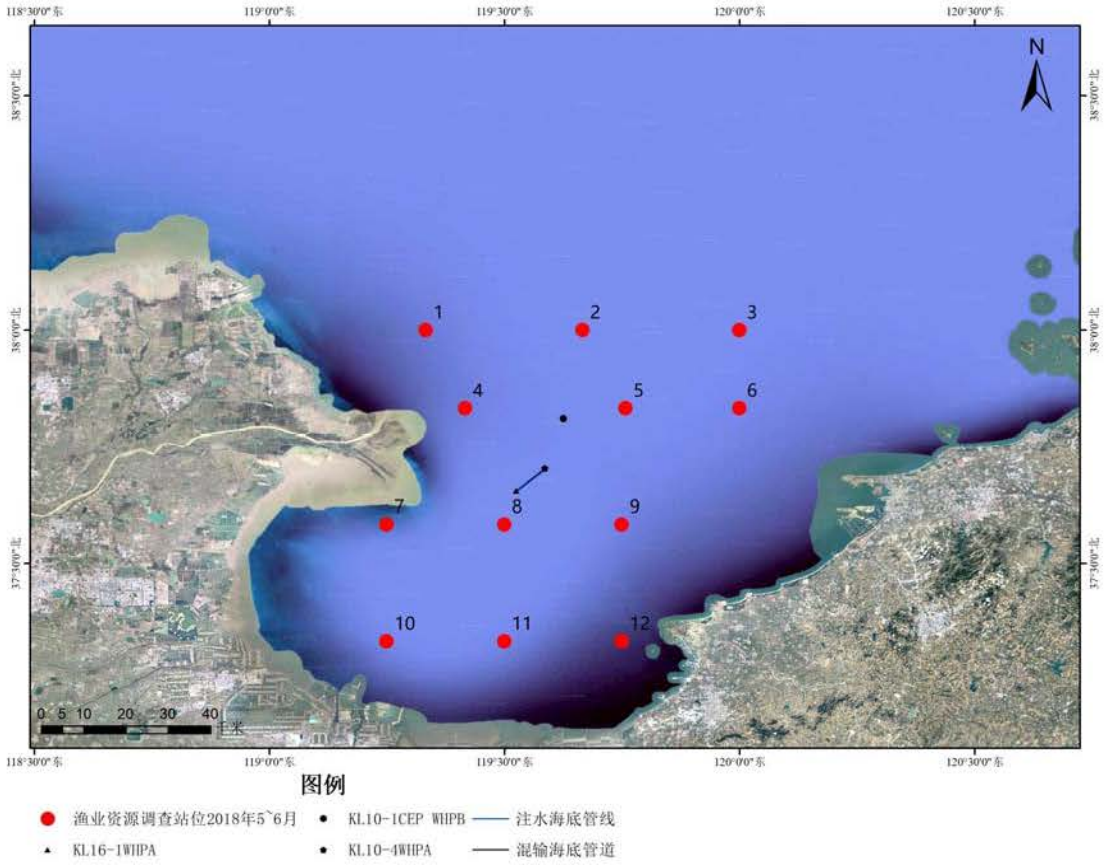


图 5.6-1a 2018年5~6月渔业资源现状调查站位图

表 5.6-1a 2018年5~6月渔业资源调查站位经纬度

站位	经度			纬度			调查内容
1		[redacted]			[redacted]		渔业资源、鱼卵仔稚鱼
2							
3							
4							

5		[redacted]			[redacted]	
6						
7						
8						
9						
10						
11						
12						

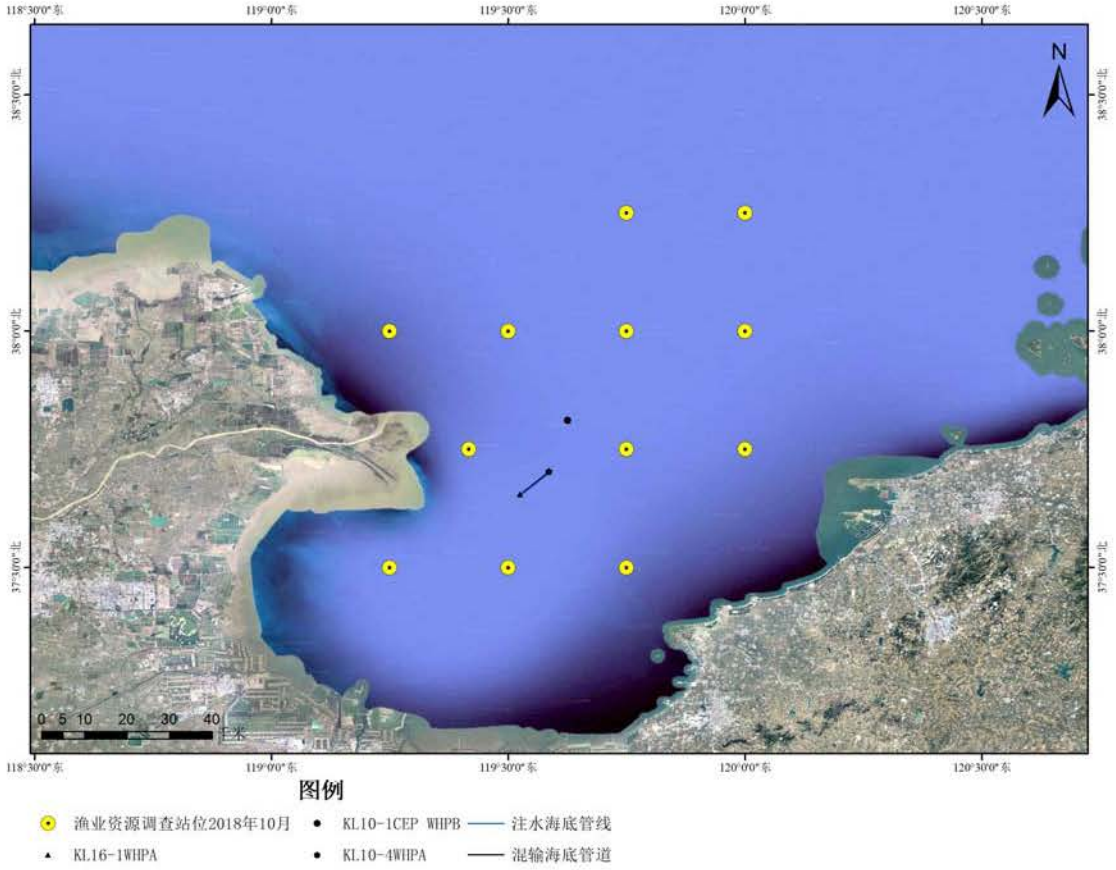


图 5.6-1b　2018 年 10 月渔业资源现状调查站位图

表 5.6-1b　2018 年 10 月渔业资源调查站位经纬度

站位	经度		纬度		调查内容
1		[redacted]		[redacted]	渔业资源、鱼卵仔稚鱼
2					
3					
4					
5					
6					
7					
8					
9					
10					
11					

12		[redacted]			[redacted]		

5.6.1.3 调查方法

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。

游泳生物：采用底拖网进行，用主机功率 280 马力的单拖网渔船。每站拖曳时间为 1h，拖速为 2.5 nm/h。网具为单船有翼单囊拖网，网宽 10m，渔获物在 20kg 以下的全部取样，渔获物在 20kg 以上的随机取 20kg 样品，样品冰鲜保存，回实验室进行鉴定分析和生物学测定，每种鱼取 50ind.，进行生物学测定。

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

$$\rho_i = C_i / a_i q$$

式中：ρ_i—第 i 站的资源密度（重量：kg/km^2；尾数：10^3 ind./ km^2）；

C_i—第 i 站的每小时拖网渔获量（重量：kg/h；尾数：ind./h）；

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

q—网具捕获率（可捕系数，＝1－逃逸率），取 0.5（平均值）。

（2）鱼卵、仔稚鱼

根据《海洋调查规范》，鱼卵、仔稚鱼采集使用浅水 I 型浮游生物网，网长 145cm，网口内径 80cm，筛绢为 JP120，（孔径为 0.507mm）。垂直拖网每站自底层到表层垂直拖网 1 次（定量），网口加流量计（流量计型号 834110）；水平拖网每站拖曳 10min（定性）。样品经 5%福尔马林固定，带回实验室后进行分类、鉴定和计数。

5.6.2 鱼卵、仔稚鱼

5.6.2.1 种类组成

（1）2018 年 5~6 月

2018 年 5~6 月调查所获鱼卵仔稚鱼 9 种，鱼卵包括斑鰶、鳀、小带鱼、绯鰤、梭鱼、多鳞鳙、短吻红舌鳎等 7 种；仔稚鱼包括斑鰶、鲬、梭鱼、鳀、矛尾虾虎鱼等 5 种。

鱼卵仔稚鱼名录见表 5.6-2。

表 5.6-2 春季鱼卵仔稚鱼种类名录

种类	拉丁文	分类
斑鰶	*Konosirus punctatus*	鲱形目
鳀	*Engraulis japonicus*	
梭鱼	*Liza haematocheila*	鲻形目
鲆	*Platycephalus indicus*	鲉形目
多鳞鱚	*Sillago sihama*	鲈形目
绯鮨	*Callionymus beniteguri*	
小带鱼	*Eupleurogrammus muticus*	
矛尾虾虎鱼	*Chaeturichthys stigmatias*	
短吻红舌鳎	*Cynoglossus joyeri*	鲽形目

（2）2018 年 10 月

秋季调查期间非产卵盛期，12 个站位均未出现鱼卵和仔稚鱼。

5.6.2.2 数量分布

本次调查鱼卵平均密度为 0.296 粒/m^3；仔稚鱼的平均密度为 0.131 尾/m^3。 各站鱼卵仔稚鱼的数量见表 5.6-3。

调查的 12 个站位中，11 个站位有鱼卵出现，鱼卵出现频率为 91.67%。鱼卵密度平均为 0.296 粒/m^3，以 6 号站最高为 1.092 粒/m^3。超过 1 粒/m^3 的站位 1 个， 0～1 粒/m^3 之间的站位 10 个。

调查 12 个站位中，9 个站位有仔稚鱼出现，出现频率为 75.00%。仔稚鱼密度平均为 0.131 尾/m^3，以 9 号站最高为 0.354 尾/m^3。

渤海是一个鱼类天然的索饵、育肥、产卵的地方。通常将渤海渔场分为辽东湾渔场、渤海湾渔场、莱州湾渔场及滦河口渔场四个次级渔场。本区位于渤海湾渔场范围内，每年 4 月，洄游性鱼类便开始进入渤海，除少数种类在渤海中部产卵外，多数种类先后进入辽东湾中部、渤海湾、莱州湾的河口近岸海区进行产卵。一般 5～6 月达到产卵高峰。

表 5.6-3 鱼卵仔稚鱼密度分布

站位	鱼卵 密度（粒/m^3）	仔稚鱼 密度（尾/m^3）
1		
2		
3		
4		

站位	鱼卵　密度（粒/m³）	仔稚鱼　密度（尾/m³）
5	[redacted]	[redacted]
6	[redacted]	[redacted]
7	[redacted]	[redacted]
8	[redacted]	[redacted]
9	[redacted]	[redacted]
10	[redacted]	[redacted]
11	[redacted]	[redacted]
12	[redacted]	[redacted]
平均值	[redacted]	[redacted]

5.6.3　鱼类资源状况

调查区附近海域，地处渤海湾湾口附近海域，地理环境优越，是各种海洋生物的产卵、索饵和育肥场，也是中国对虾及梭鱼增殖放流的区域，在渤海渔业中占有重要的地位。

5.6.3.1　种类组成和群居结构特点

（1）2018 年 5~6 月

调查海域共捕获鱼类 22 种，隶属于 4 目，12 科。鱼类名录见表 5.6-4。其中鲈形目种类数最多为 13 种，占 59.09%；其次为鲱形目 4 种，占 18.18%；鲉形目 3 种，占 13.64%；鲽形目 2 种，占 9.09%。

所捕获的 22 种鱼类中，暖水性鱼类有 7 种，占鱼类种数的 31.82%，暖温性鱼类有 15 种，占 68.18%；按栖息水层分，底层鱼类有 16 种，占鱼类种数的 72.73%，中上层鱼类有 6 种，占 27.27%。按越冬场分，渤海地方性鱼类有 12 种，占鱼类种数的 54.55%，长距离洄游性鱼类有 10 种，占 45.45%。按经济价值分，经济价值较高的有 8 种，占鱼类种数的 36.36%，经济价值一般的有 5 种，占 22.73%，经济价值较低有 9 种，占 40.91%。见表 5.6-4。

表 5.6-4　鱼类名录

序号	名称	目	科
1	赤鼻棱鳀　*Thrissa kammalensis*	鲱形目	鳀科
2	鳀 *Engraulis japonicus*		
3	中颌棱鳀 *Thrissa mystax*		
4	黄鲫　*Setipinna taty*		
5	叫姑鱼 *Johnius belengerii*	鲈形目	石首鱼科
6	多鳞鱚 *Sillago sihama*		鱚科
7	方氏云鳚　*Enedrias fangi*		锦鳚科
8	梭鱼 *Liza haematocheila*		鲻科

序号	名称	目	科
9	六丝矛尾鰕虎鱼 *Amblychaeturichtys hexanema*		
10	矛尾鰕虎鱼 *Acanthogobius hasta*		
11	髭缟虾虎鱼 *Tridentiger barbatus*		鰕虎鱼科
12	拉氏狼牙虾虎鱼 *Odontamblyopus lacepedii*		
13	普氏缰虾虎鱼 *Amoya pflaumi*		
14	中华栉孔虾虎鱼 *Ctenotrypauchen chinensis*		
15	绯衔 *Callionymus beniteguri*		鲉科
16	小带鱼 *Eupleurogrammus muticus*		带鱼科
17	蓝点马鲛 *Sawara niphonia*		鲅科
18	鲬 *Platycephalus indicus*	鲉形目	鲉科
19	许氏平鲉 *Sebastods schlegelii*		
20	大泷六线鱼 *Hexagrammos otakii*		六线鱼科
21	短吻红舌鳎 *Cynoglossus joyneri*	鲽形目	舌鳎科
22	半滑舌鳎 *Cynoglossus joyneri*		

表 5.6-5 调查海域鱼类种类组成

种名	经济价值			水层		适温性			越冬场		
	较高	一般	较低	中上层	底层	暖水性	暖温性	冷温性	渤海	黄海	东海
赤鼻棱鳀		+		+		+				+	
鳀		+		+		+				+	
中颌棱鳀			+	+		+				+	
黄鲫		+		+		+				+	
叫姑鱼	+				+	+				+	
多鳞鳢	+				+		+		+		
方氏云鳚			+		+		+		+		
梭鱼	+				+		+		+		
六丝矛尾鰕虎			+		+		+		+		
矛尾鰕虎鱼		+			+		+		+		
髭缟虾虎鱼			+		+		+		+		
拉氏狼牙虾虎			+		+		+		+		
普氏缰虾虎鱼			+		+		+		+		
中华栉孔虾虎			+		+		+		+		
绯衔			+		+		+		+		
小带鱼			+		+		+			+	
蓝点马鲛	+			+			+				+
鲬	+				+	+				+	
许氏平鲉	+				+		+			+	
大泷六线鱼	+			+		+				+	
短吻红舌鳎		+			+		+		+		
半滑舌鳎	+				+		+		+		
合计	8	5	9	6	16	7	15	0	12	9	1

（2）2018 年 10 月

秋季共捕获鱼类 29 种，隶属于 6 目，15 科。鱼类名录见表 5.6-6。

表 5.6-6　调查海域捕获鱼类种名录

序号	名称	目	科
1	青鳞沙丁鱼 *Sardinella zunasi*	鲱形目	鲱科
2	斑鰶 *Clupanodon punctatus*		
3	赤鼻棱鳀 *Thrissa kammalensis*		鳀科
4	中颌棱鳀 *Thrissa mystax*		
5	黄鲫 *Setipinna taty*		
6	鳀 *Engraulis japonicus*		
7	叫姑鱼 *Johnius belengerii*	鲈形目	石首鱼科
8	白姑鱼 *Pennahia argentata*		
9	方氏云鳚 *Enedrias fangi*		锦鳚科
10	少鳞鱚 *Sillago japonica*		鱚科
11	细条天竺鲷 *Lineatus*		天竺鲷科
12	银鲳 *Pampus argenteus*		鲳科
13	矛尾鰕虎鱼 *Chaeturichthys stigmatias*		鰕虎鱼科
14	六丝矛尾鰕虎鱼 *Chaeturichthys hexanema*		
15	裸项栉鰕虎鱼 *Ctenogobius giurinus*		
16	红狼牙鰕虎鱼 *Odontamblyopus rubicundus*		
17	矛尾复鰕虎鱼 *Symechogobius hasta*		
18	中华栉孔鰕虎鱼 *Ctenotrypauchen chinensis*		
19	丝鰕虎鱼 *Cryptocentrus filifer*		
20	小带鱼 *Eupleurogrammus muticus*		带鱼科
21	带鱼 *Trichiurus lepturus*		
22	小黄鱼 *Larimichthys polyactis*		鲈科
23	绯鰌 *Callionymus beniteguri*		
24	大泷六线鱼 *Hexagrammos otakii*	鲉形目	六线鱼科
25	鲬 *Platycephalus indicus*		鲉科
26	许氏平鲉 *Sebastes schlegelii*		
27	短吻红舌鳎　*Cynoglossus joyneri*	鲽形目	舌鳎科
28	长蛇鲻 *Saurida elongata*	灯笼鱼目	狗母鱼科
29	日本鳞 *Hyporhamphus sajori*	颌针鱼目	鳞科

所捕获的 29 种鱼类中，暖水性鱼类有 14 种，占鱼类种数的 48.28%，暖温性鱼类有 14 种，占 48.28%，冷温性鱼类有 1 种，占 3.44%；按栖息水层分，底层鱼类有 21 种，占鱼类种数的 72.41%，中上层鱼类有 8 种，占 27.59%。按越冬场分，渤海地方性鱼类有 13 种，占鱼类种数的 44.83%，长距离洄游性鱼类有 16 种，占 55.17%。按经济价值分，经济价值较高的有 11 种，占鱼类种数的 37.93%，经济价值一般的有 11 种，占 37.93%，经济价值较低有 7 种，占 24.14%。见表 5.6-7。

表 5.6-7　调查海域鱼类种类组成

种名	经济价值			水层		适温性			越冬场		
	较高	一般	较低	中上层	底层	暖水性	暖温性	冷温性	渤海	黄海	东海
青鳞小沙丁鱼		+		+		+				+	
斑鰶		+		+		+				+	
赤鼻棱鳀		+		+		+				+	
中颌棱鳀		+		+		+				+	
黄鲫	+			+		+				+	
鳀		+		+		+				+	
叫姑鱼	+				+	+				+	
白姑鱼	+				+	+				+	
方氏云鳚			+		+			+	+		
少鳞鳢	+				+		+		+		
细条天竺鲷			+	+			+			+	
银鲳	+				+		+				+
矛尾鰕虎鱼		+			+		+		+		
六丝矛尾鰕虎鱼		+			+		+		+		
裸项栉鰕虎鱼			+		+		+		+		
红狼牙鰕虎鱼			+		+		+		+		
矛尾复鰕虎鱼		+			+		+		+		
中华栉孔鰕虎鱼			+		+		+		+		
丝鰕虎鱼			+		+	+			+		
小带鱼		+			+		+		+		
带鱼	+				+	+				+	
小黄鱼	+				+	+				+	
绯鯻			+		+		+		+		
大泷六线鱼	+				+	+				+	
鲬	+				+	+				+	
许氏平鲉	+				+	+			+		
短吻红舌鳎		+			+		+		+		
长蛇鲻	+				+		+			+	
日本鳞		+		+			+			+	
合计	11	11	7	8	21	14	14	1	13	25	1

5.6.3.2　渔获物组成和渔获量

（1）2018 年 5~6 月

春季共捕获鱼类 22 种，隶属 4 目，12 科。平均渔获量 1003 尾/h，12.967kg/h（见表 5.6-8）。

鱼类的优势种为矛尾虾虎鱼、方氏云鳚、绯衔和短吻红舌鳎。按重量组成矛尾虾虎鱼 53.41%、方氏锦鳚 18.55%、绯衔 6.12%、六丝钝尾虾虎鱼 3.96%和短吻红舌鳎 3.25%，以上 5 种鱼类占鱼类总重量的 85.29%。

按数量组成为矛尾虾虎鱼 65.33%、方氏锦鳚 9.12%、鳀 5.23%、绯衔 3.12%和六丝

钝尾虾虎鱼 2.89%；以上 5 种鱼类占鱼类总数量的 85.69%。

根据渔获物分析，本次调查中幼鱼的尾数占总尾数的 26.32%，为 264 尾/h，生物量为 1.304kg/h。成鱼平均渔获量 739 尾/h，11.663kg/h。

表 5.6-8 春季拖网捕获的鱼类

站位	生物密度（尾/h）	百分数（%）	生物量(kg/h)	百分数(%)
1				
2				
3				
4				
5				
6				
7				
8				
9				
10				
11				
12				
平均				

（2）2018 年 10 月

秋季(10 月)共捕获鱼类 29 种，平均渔获量为 2215 尾/h，12.109kg/h(见表 5.6-9)。鱼类优势种及主要组成种类见表 4.3-5，根据相对重要性指数 IRI，优势种包括六丝矛尾鰕虎鱼和矛尾鰕虎鱼，此 2 种渔业资源种类 IRI 指数都超过 3000，其余鱼类均低于 900，说明此 2 种鱼类在渤海鱼类群落结构中占绝对优势地位，主要组成种类有鲬、青鳞沙丁鱼、裸项栉鰕虎鱼和短吻红舌鳎。

按重量组成：六丝矛尾鰕虎鱼（45.68%）、矛尾鰕虎鱼（24.62%）、鲬（10.15%）、青鳞沙丁鱼（5.33%）；以上 4 种鱼类占鱼类渔获总重量的 85.78%。按数量组成为六丝矛尾鰕虎鱼（67.23%）、矛尾鰕虎鱼（15.39%）、青鳞沙丁鱼（7.65%）；以上 3 种鱼类占鱼类渔获总重量的 90.27%。优势种见表 5.6-10。

根据渔获物分析，本次调查中幼鱼的尾数占总尾数的 27.55%，为 606 尾/h，生物量为 1.406kg/h。成体渔业资源的平均渔获量 1609 尾/h，10.703kg/h。

表 5.6-9 秋季拖网捕获的鱼类

站位	生物密度（尾/h）	百分数（%）	生物量(kg/h)	百分数(%)
1				
2				
3				
4				
5				
6				
7				

站位	生物密度（尾/h）	百分数（%）	生物量(kg/h)	百分数(%)
8				
9				
10				
11				
12				
平均				

表 5.6-10　秋季鱼类优势种类及主要组成种类

种类	F%	N%	M%	IRI
六丝矛尾鰕虎鱼				
矛尾鰕虎鱼				
鲬				
青鳞沙丁鱼				
裸项栉鰕虎鱼				
短吻红舌鳎				
赤鼻棱鳀				

5.6.3.3　资源密度评估

（1）2018 年 5~6 月

春季共捕获鱼类 22 种，平均渔获量 1003 尾/h，12.967kg/h；其中幼鱼平均渔获数量为 264 尾/h，生物量为 1.304kg/h；成鱼平均渔获数量为 739 尾/h，11.663kg/h。经换算幼鱼平均资源密度为 6335 尾/ km^2，成鱼平均资源密度为 276.28kg/ km^2。

（2）2018 年 10 月

秋季（10 月）共捕获鱼类 29 种，平均渔获量 2215 尾/h，12.109kg/h；其中幼鱼为 606 尾/h，成体鱼为 10.703kg/h。经换算平均资源密度 61540 尾/km^2，339.876kg/km^2；其中幼鱼平均资源密度为 16952 尾/ km^2，成鱼平均资源密度为 296.466kg/ km^2。

根据调查结果鱼类资源密度平均值为：成鱼为 286.37kg/ km^2，幼鱼为 11644 尾/ km^2。

5.6.4　头足类资源状况

5.6.4.1　头足类的种类组成及优势种

调查海域的头足类主要有两种类型，一是沿岸性种类，多栖息在近岸浅海水域，个体较小，游泳速度较慢，仅做短距离移动。属于这种类型的有短蛸和长蛸。另一类型是近海性种类，多栖息于沿岸水和外海水交汇的近海水域，个体较大游泳速度较快，洄游距离较长，对环境具有较好的适应力，空间分布范围较广，如日本枪乌贼。

（1）2018 年 5~6 月

渔获物中，头足类主要有 2 种，见表 5.6-11，优势种为日本枪乌贼。

表 5.6-11 头足类种名录

序号	中文名	拉丁文名	目	科
1	日本枪乌贼	*Loligo japonica*	枪形目	枪乌贼科
2	短蛸	*Octopus ocellatus*	八腕目	章鱼科

（2）2018 年 10 月

渔获物中，头足类主要有 3 种，见表 5.6-12。优势种为均为日本枪乌贼，见表 5.6-13。

表 5.6-12 头足类种名录

序号	中文名	拉丁文名	目	科
1	日本枪乌贼	*Loligo japonica*	枪形目	枪乌贼科
2	短蛸	*Octopus ocellatus*	八腕目	章鱼科
3	长蛸	*Octopus variabilis*	八腕目	章鱼科

表 5.6-13 秋季头足类类优势种类及主要组成种类

种类	F%	N%	M%	IRI
日本枪乌贼	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
短蛸	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
长蛸	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]

5.6.4.2 渔获组成和渔获量

（1）2018 年 5~6 月

春季共捕获头足类 2 种，为日本枪乌贼和短蛸。平均资源密度为 1200 尾/h，14.25kg/h。头足类生物量范围在 4.21～31.25kg/h，最高的是 4 号站，其次为 2 号站，最低的是 6 号站，见表 5.6-14。

根据渔获物分析，本次调查中头足类幼体的尾数占总尾数的 26.67%，为 320 尾/h，生物量为 1.65kg/h。成体头足类的平均渔获量 12.60kg/h，880 尾/h。

表 5.6-14 春季拖网捕获的头足类

站位	生物密度（尾/h）	百分数（%）	生物量(kg/h)	百分数(%)
1	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
3	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
4	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
5	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
6	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
7	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
8	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
9	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
10	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
11	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
12	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]

站位	生物密度（尾/h）	百分数（%）	生物量(kg/h)	百分数(%)
平均	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]

（2）2018 年 10 月

秋季共捕获头足类 3 种，为日本枪乌贼、长蛸和短蛸，优势种为日本枪乌贼。平均渔获量 212 尾/h，1.771kg/h。头足类生物量范围在 0.25 kg/h～6.532kg/h，最高是 2 站位，其次为 1 站位，最低是 10 站位，见表 5.6-15。

表 5.6-15　秋季拖网捕获的头足类

站位	生物密度（尾/h）	百分数（%）	生物量(kg/h)	百分数(%)
1	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
3	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
4	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
5	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
6	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
7	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
8	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
9	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
10	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
11	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
12	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
平均	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]

根据渔获物分析，头足类幼体的尾数占总尾数的 30.19%，为 64 尾/h，生物量为 0.315kg/h。成体头足类的平均渔获量 1.456kg/h，148 尾/h。

5.6.4.3　头足类资源数量及评估

（1）2018 年 5~6 月

春季共捕获头足类 3 种，平均渔获量 1200 尾/h，14.25kg/h；其中幼体平均渔获数量为 320 尾/h，生物量为 1.65kg/h；成体平均渔获数量为 880 尾/ h，12.60kg/h。经换算头足类幼体平均资源密度为 7680 尾/ km^2，成体平均资源密度为 298.48kg/ km^2。

（2）2018 年 10 月

秋季（10 月）共捕获头足类 3 种，平均渔获量为 212 尾/h，1.771kg/h；经换算 10 月份头足类平均资源密度为 54.681kg/km^2，7012 尾/ km^2。其中幼体为 2117 尾/km^2；成体为 44.955kg/ km^2。

根据调查结果头足类资源密度平均值为：成体为 171.72kg/ km^2，幼体为 4899 尾/ km^2。

5.6.5 甲壳类资源状况

5.6.5.1 种类组成及优势种

（1）2018 年 5~6 月

本次调查共捕获甲壳类 14 种，隶属于 2 目，12 科，其中虾类 7 种，蟹类 6 种，口足类 1 种，详见表 2.4-1。调查海域优势种为口虾蛄；从经济价值来看经济价值较高为 4 种，占种类数的 28.57%，经济价值一般的 4 种，占种类数的 28.57%，经济价值较低的 6 种，占种类数的 42.86%。

表 5.6-16 甲壳类种名录

序号	中文名	目	科	经济价值		
				较高	一般	较低
1	鹰爪糙对虾 *Trachypenaeus curvirostris*	十足目	对虾科	√		
2	鲜明鼓虾 *Alpheus heterocarpus*		鼓虾科		√	
3	日本鼓虾 *Alpheus japonicus*				√	
4	葛氏长臂虾 *Palaemon gravieri*		长臂虾科		√	
5	褐虾 *C rangon crangon*		褐虾科		√	
6	鞭腕虾 *Lysmata vittata*		藻虾科			√
7	细螯虾 *Leptochela gracilis*		玻璃虾科			√
8	三疣梭子蟹 *Portunus trituberculatus*		梭子蟹科	√		
9	日本蟳 *Charybdis japonica*			√		
10	隆线强蟹 *Eucrate crenata*		长脚蟹科			√
11	日本关公蟹 *Dorippe japonica*		关公蟹科			√
12	豆蟹 *Pinnothere*.sp		豆蟹科			√
13	寄居蟹 *Paguridae*		寄居蟹科			√
14	口虾蛄 *Oratosquilla oratoria*	口足目	虾蛄科	√		

（2）2018 年 10 月

本次调查共捕获甲壳类 14 种，隶属于 2 目，6 科，其中虾类 8 种，蟹类 5 种，口足类 1 种，详见表 2.3-1。其中春季调查捕获甲壳类 12 种，秋季调查捕获甲壳类 14 种，见表 5.6-17。调查海域春季的优势种为口虾蛄和日本鼓虾；秋季优势种为鹰爪虾、口虾蛄、日本鼓虾和中国对虾。

表 5.6-17 甲壳类种名录

序号	中文名	目	科
1	鹰爪糙对虾 *Trachysalambria curvirostris*	十足目	对虾科
2	周氏新对虾 *Metapenaeus joyneri*		
3	日本对虾 *Penaeus japonicus*		
4	中国对虾 *Fenneropenaeus chinensis*		
5	鲜明鼓虾 *Alpheus heterocarpus*		鼓虾科

序号	中文名	目	科
6	日本鼓虾 *Alpheus japonicus*		
7	葛氏长臂虾 *Palaemon gravieri*		
8	红条鞭腕虾 *Lysmata vittata*		
9	三疣梭子蟹 *Portunus trituberculatus*		梭子蟹科
10	日本蟳 *Charybdis japonica*		
11	磁蟹 *porcellana larva*		磁蟹科
12	隆线强蟹 *Eucrate crenata*		长脚蟹科
13	泥脚隆背蟹 *Carcinoplax vestita*		
14	口虾蛄 *Oratosquilla oratoria*	口足目	虾蛄科

5.6.5.2 渔获组成和渔获量

（1）2018 年 5~6 月

春季共捕获甲壳类 14 种，其中虾类 7 种，蟹类 6 种，口足类 1 种；甲壳类平均资源密度为 1344 尾/ h，15.965kg/h；详见表 4.3-12。其优势种为口虾蛄、葛氏长臂虾、日本鼓虾。甲壳类生物量范围在 2.947～30.566 kg/h，最高的是 9 号站，其次为 3 号站，最低的是 4 号站。见表 5.6-18。

根据渔获物分析，虾类幼体的尾数占虾类总尾数的 20.07%，为 262 尾/h，生物量为 0.858kg/h，虾类成体为 1043 尾/h，生物量为 13.828kg/h；蟹类幼体的尾数占蟹类总尾数的 23.08%，为 9 尾/h，生物量为 0.137kg/h，蟹类成体为 30 尾/h，生物量为 1.142kg/h。

表 5.6-18 春季拖网捕获的甲壳类

站位	生物密度（尾/h）		百分数（%）		生物量(kg/h)		百分数(%)	
	虾类	蟹类	虾类	蟹类	虾类	蟹类	虾类	蟹类
1								
2								
3								
4								
5								
6								
7								
8								
9								
10								
11								
12								
平均								

（2）2018 年 10 月

秋季（10 月）共捕获甲壳类 14 种，其中虾类 8 种，蟹类 5 种，口足类 1 种；平均渔获量为 1522 尾/h，8.471kg/h；详见表 5.6-19。其优势种及主要组成种类见表 5.6-20，根据相对重要性指数 IRI，优势种包括鹰爪虾、口虾蛄、日本鼓虾，此 3 种甲壳类资源

种类 IRI 指数都超过 1000，其余甲壳类类均低于 800，说明 10 月份此 3 种甲壳类在渤海甲壳类类群落结构中占绝对优势地位，主要组成种类有三疣梭子蟹和周氏新对虾。

根据渔获物分析，虾类幼体为 340 尾/h，生物量为 0.523kg/h，虾类成体为 1132 尾/ km^2，生物量为 6.874kg/h；蟹类幼体的尾数占总尾数的 6.00%，为 3 尾/h，生物量为 0.023kg/h，蟹类成体为 47 尾/h，生物量为 1.051kg/h。详见表 5.6-19。

表 5.6-19 秋季各调查站位甲壳类渔获情况

站位	生物密度（尾/h）		百分数(%)		生物量(kg/h)		百分数(%)	
	虾类	蟹类	虾类	蟹类	虾类	蟹类	虾类	蟹类
1								
2								
3								
4								
5								
6								
7								
8								
9								
10								
11								
12								
平均								

表 5.6-20 秋季甲壳类优势种类及主要组成种类

种类	F%	N%	M%	IRI
鹰爪虾				
口虾蛄				
日本鼓虾				
三疣梭子蟹				
周氏新对虾				

5.6.5.3 甲壳类资源量评估

（1）2018 年 5~6 月

春季共捕获甲壳类 14 种，甲壳类平均渔获量 1344 尾/h，15.965kg/h；其中，虾类幼体为 262 尾/h，生物量为 0.858kg/h，虾类成体为 1043 尾/h，生物量为 13.828kg/h，蟹类幼体为 9 尾/h，生物量为 0.137kg/h，蟹类成体为 30 尾/h，生物量为 1.142kg/h。经换算虾类成体平均资源密度为 327.56kg/ km^2，幼体为 6287 尾/ km^2；蟹类成体平均资源密度为 27.05kg/ km^2，幼体为 216 尾/ km^2。

（2）2018 年 10 月

秋季（10 月）共捕获甲壳类 14 种，平均渔获量为 1522 尾/h，8.471kg/h。经换算

甲壳类平均资源密度为 42575 尾/km^2，261.542 kg/km^2,；其中虾类成体资源密度为 212.235 kg/km^2，幼体平均资源密度为 9511 尾/km^2；蟹类成体资源密度为 32.450 kg/km^2，幼体平均资源密度为 84 尾/km^2。

根据调查结果甲壳类资源密度平均值为：虾类成体为 269.90kg/ km^2，虾类幼体为 7899 尾/ km^2；蟹类成体为 29.75 kg/ km^2，蟹类幼体为 150 尾/ km^2。

5.6.6 多样性分析及优势种

5.6.6.1 多样性指数

（1）2018 年 5~6 月

春季游泳动物多样性指数见表 5.6-21。

表 5.6-21 游泳动物多样性指数值（春季）

站位	*C*	*H′*	*J′*	*d*
1				
2				
3				
4				
5				
6				
7				
8				
9				
10				
11				
12				
幅度				
平均值				

（2）2018 年 10 月

秋季游泳动物多样性指数见表 5.6-22。从重量和尾数两方面，秋季游泳动物多样性分布未呈现出明显的规律。

表 5.6-22 游泳动物多样性指数值（秋季）

站号	尾数多样性		
	H′	*J′*	*D*
1			
2			
3			
4			
5			
6			
7			
8			
9			

站号	尾数多样性		
	H′	*J′*	*D*
10			
11			
12			
平均			
幅度			

5.6.6.2 优势种分析

春季捕获的游泳动物共 39 种，其中优势种 3 种，分别为口虾蛄、日本枪乌贼和矛尾鰕虎鱼；重要种 8 种，分别为短蛸、方氏云鳚、绯衔、六丝矛尾鰕虎鱼、鳀、三疣梭子蟹、鹰爪糙对虾和短吻红舌鳎；其余均为一般种。见表 5.6-23。

表 5.6-23 游泳动物生态优势度（春季）

种类	IRI	备注	种类	IRI	备注
口虾蛄		优势种	鲜明鼓虾		一般种
日本枪乌贼		优势种	叫姑鱼		一般种
矛尾鰕虎鱼		优势种	蓝点马鲛		一般种
短蛸		重要种	鲬		一般种
方氏云鳚		重要种	日本鼓虾		一般种
绯衔		重要种	赤鼻棱鳀		一般种
六丝矛尾鰕虎鱼		重要种	大泷六线鱼		一般种
鳀鱼		重要种	多鳞鳙		一般种
三疣梭子蟹		重要种	梭鱼		一般种
鹰爪糙对虾		重要种	褐虾		一般种
短吻红舌鳎		重要种	小带鱼		一般种
日本蟳		一般种	葛氏长臂虾		一般种
黄鲫		一般种			

5.6.7 重要渔业生物生境

本区域按栖息水层分，有中上层鱼类和底层鱼类。中上层鱼类有：斑鰶、赤鼻棱鳀、中颌棱鳀、黄鲫、蓝点马鲛、银鲳、青鳞鱼、扁颌针鱼、玉筋鱼和海龙等 10 余种；底层鱼类有：大银鱼、安氏新银鱼、梭鱼、小黄鱼、叫姑鱼、白姑鱼、方氏云鳚、短鳍鲳、绯衔、小带鱼、裸项栉鰕虎鱼、矛尾刺鰕虎鱼、尖尾鰕虎鱼、锤馗鰕虎鱼、红狼牙鰕虎鱼、凹鳍孔鰕虎鱼、许氏平鲉、欧式六线鱼、鲬、短吻红舌鳎等 20 余种。

按洄游行种类分主要有：

a 洄游性种类：多为暖温性和暖水性种类，分布范围较大，有明显的洄游路线，少数种类作较长距离的洄游。一般春季游向近岸 30 米以内水域进行生殖活动，夏季分散索饵，秋季随着水温下降，则游向较深、较暖的水域，冬季则游出渤海越冬。这一类型种类数较少，但资源量较大。

b 地方性种类：栖息于河口、岛礁和较浅水域，随着环境的变化，作深浅季节性移动。一般春、夏季游向岸边产卵，秋冬季游向较深水域，属于这一类型的种类较多，多为暖温性及冷温性地方种群。主要有大银鱼、梭鱼、方氏云鳚、许氏平鲉、半滑舌鳎、焦氏舌鳎和各种鰕虎鱼类等。

本章节渔业资源洄游分布图引用黄渤海区渔业资源调查与区划（农业部渔业局编，海洋出版社，1990）中相关内容并根据近年现状资料更新。

5.6.7.1 洄游性鱼类

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

5.6.7.2 中上层鱼类

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

5.6.7.3 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、鳐类、鳎类、鲆鲽类等。在渤海产卵场分布为渤海湾、莱州湾、辽东湾。

5.6.7.4 白姑鱼

白姑鱼属石首鱼科，为暖温性底层鱼类。白姑鱼有明显的季节性洄游。白姑鱼在越

冬海区停留到 4 月中、下旬，主群迅速向北、偏西方向移动。洄游鱼群的主群向北洄游，5 月上旬便可到达石岛东南及以东海域，于 5 月至 6 月上旬便可进入渤海各大河口外海区产卵，主要产卵期为 6 月前后，渤海湾为白姑鱼的主要产卵场。该工程位于白姑鱼产卵场范围内（图 5.6-2）。

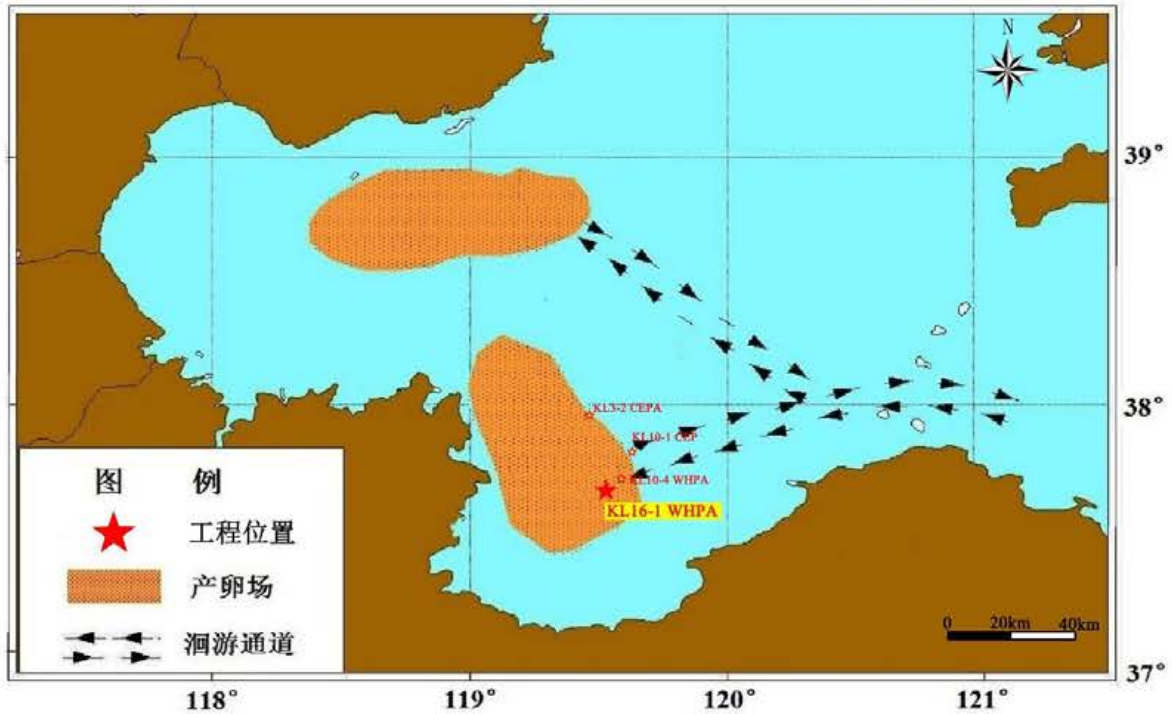


图 5.6-2 白姑鱼洄游分布

5.6.7.5 鳀鱼

渤海几乎全年都有鳀鱼分布，近年来调查资料表明，从春到冬调查海区始终都有鳀的渔获。鳀于 5 月份大量出现在渤海，渔获量最高，6～7 月渔获量有较大下降，9、10 月明显减少，11 月又有所上升，12 月基本消失。该工程位于鳀的索饵场内（图 5.6-3）。

5.6.7.6 黄姑鱼

黄姑鱼属石首鱼科，广泛分布于渤、黄、东、南海沿海及日本西部和韩国沿岸水域。为洄游性的暖温性底层鱼类，是洄游到渤海的重要经济鱼类之一。黄姑鱼 5 月出现于渤海，主群进入黄河口海区产卵，另有部分游向辽东湾大凌河口和滦河口海区产卵场。产卵后的鱼群在各产卵场附近水域分散索饵。6～7 月产卵后密集鱼群消失，仅莱州湾、黄河口有数量不多的分布，8 月莱州湾出现幼鱼密集中心，9～10 月幼鱼数量增多，分布面进一步扩大，整个莱州湾、黄河口以及辽东湾南部均有分布，11 月基本消失。黄姑鱼的产卵期为 5～6 月。本工程与黄姑鱼产卵场和洄游通道距离较远（图 5.6-4）。

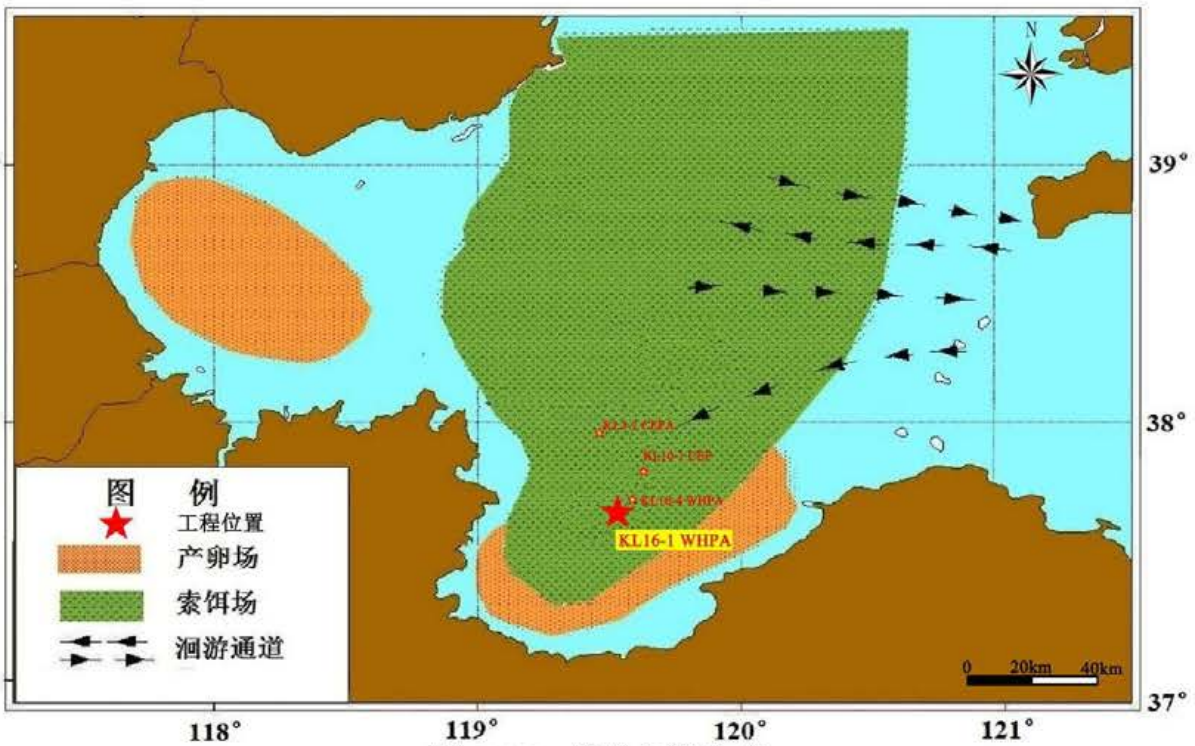


图 5.6-3 鲽鱼洄游分布

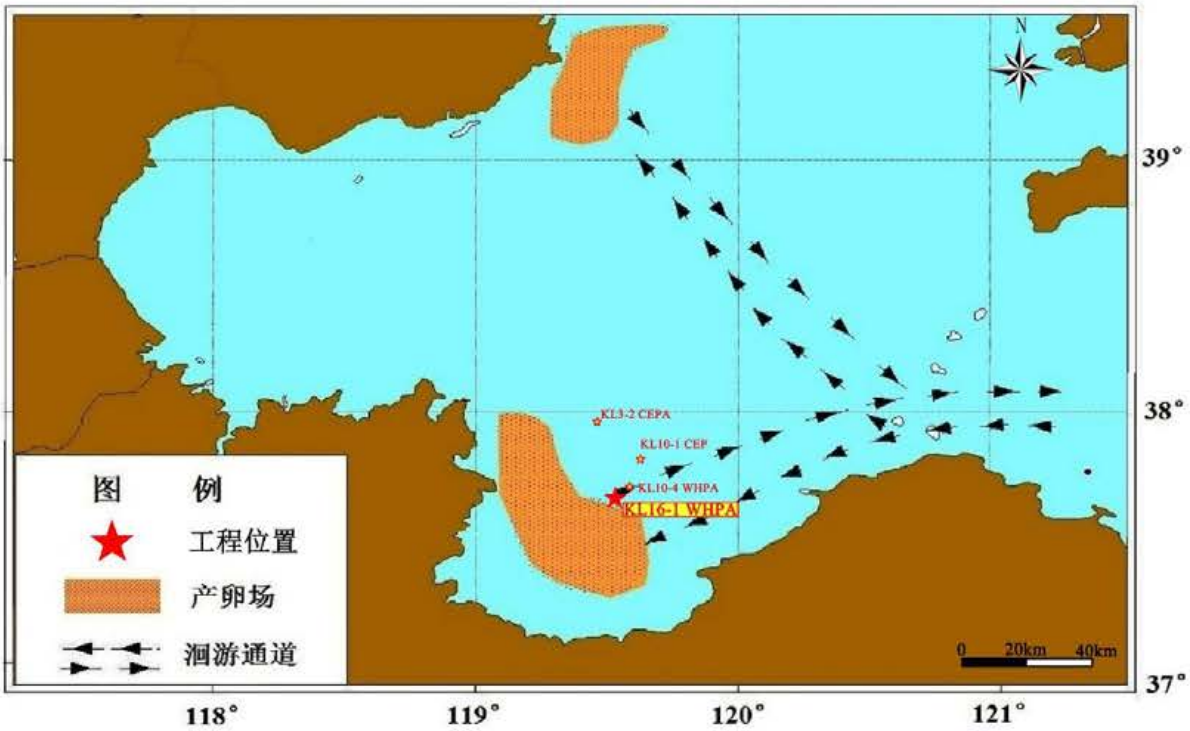


图 5.6-4 黄姑鱼洄游分布

5.6.7.7 带鱼

带鱼属带鱼科，属暖水性和底层鱼类，为拖网、定置网等捕捞对象。每年 3～4 月开始向产卵场洄游，5 月下旬至 6 月产卵，在渤海的产卵群在水浅、温盐度较低的河口

外海产卵，其群体可分两部分，南部群体进入莱州湾；北部群体分别进入渤海中部和辽东湾东、南两岸。本工程位于带鱼的索饵场内(图 5.6-5)。



图 5.6-5 带鱼洄游分布

5.6.7.8 鲳

鲳属鲳科，在黄渤海分布较广，每年 3 月逐渐游向近岸，进行产卵洄游，4 月下旬进入渤海，分布于沿岸浅水区，莱州湾、辽东湾数量分布较大。鲳的产卵期为 5~6 月，生殖活动结束后便分散索饵，索饵期为 7~10 月，10 中、下旬逐渐游离渤海，进行越冬洄游。本工程位于鲳的产卵场内（图 5.6-6）。

5.6.7.9 银鲳

银鲳属鲳科，属暖水性、中上层集群性经济鱼类。银鲳具有显著的与其它近海性鱼类的产卵场分布极为相似的共同点：河口浅海混合海水的高温低盐区，水深一般为 10~20m 左右，渤海银鲳的产卵期为 5 月上旬至 7 月上旬，7~11 月为主要索饵期，9 月银鲳幼鱼又从近岸移向渤海中部，分布面广，密集中心在莱州湾、和黄河口一带，10 月随水温下降，鱼群逐渐移向渤海中部，并形成密集中心，在辽东湾南部也有密集中心，11 月末银鲳才逐渐游离渤海向越冬场洄游。本工程位于银鲳产卵场内（图 5.6-7）。

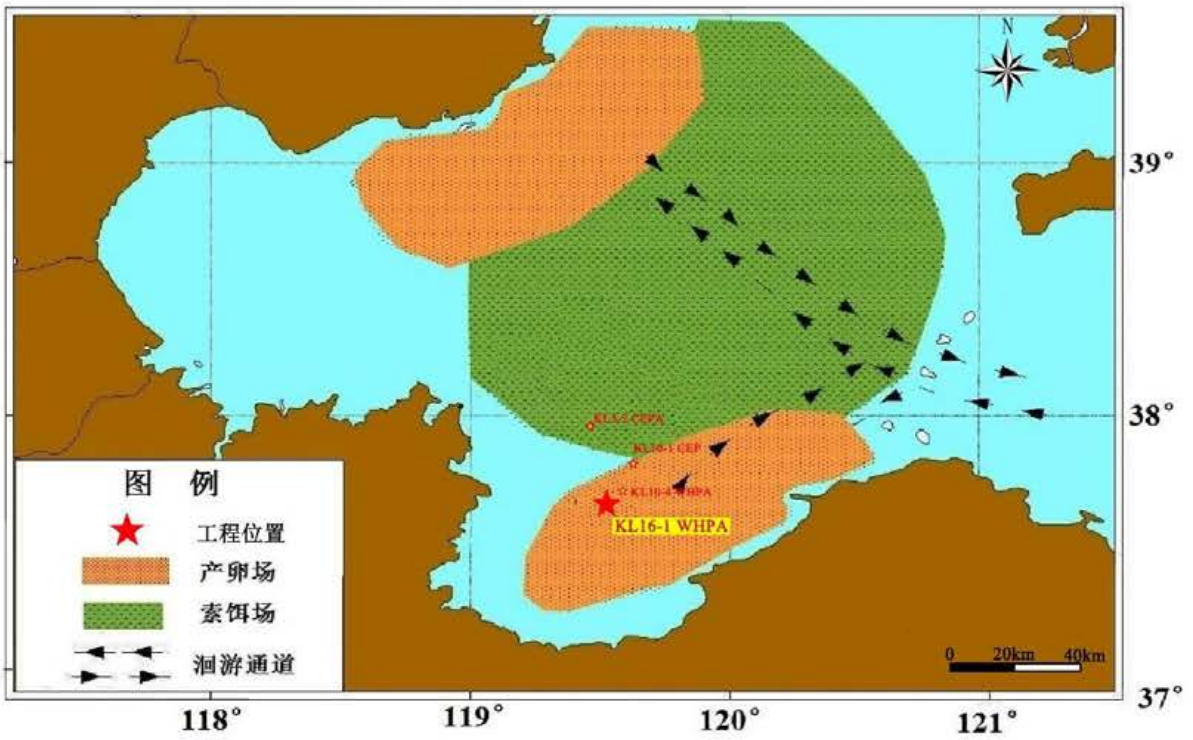


图 5.6-6 鳙洄游分布

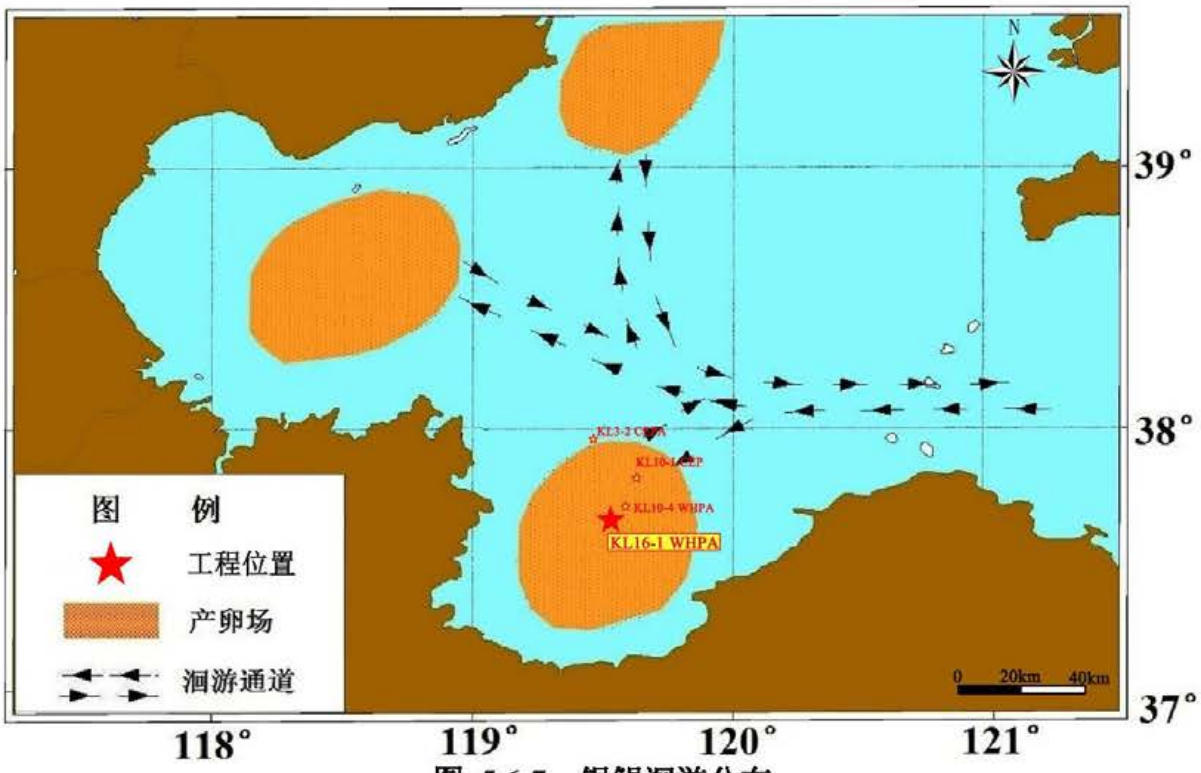


图 5.6-7 银鲳洄游分布

5.6.7.10 花鲈

鲈是渤海大型经济鱼类，终年栖息在近海水域，只作近距离移动，不作长距离洄游。在渤海终年都能捕到。冬季主要在渤海湾、辽东湾和莱州湾渔场的较深海域和烟威

渔场、石岛渔场一带越冬。1～2 月鲈鱼主要分布在渤海中部，3 月渤海水温降到最低点，大部分鲈鱼游到渤海海峡一带，4 月数量开始增加，主要分布在莱州湾和渤海湾，5～12 月的分布比较分散。春、秋两季数量较多，主要集中在莱州湾、渤海湾、黄河口及辽东湾南部。主要索饵期为 3～8 月，鲈鱼的产卵场较广，主要在 38°～40°N，119°～121°E，产卵期主要在秋季（9～11 月），其次在春季（4～6 月），产卵后进入深水区越冬。本工程海域位于鲈的产卵场内（图 5.6-8）。

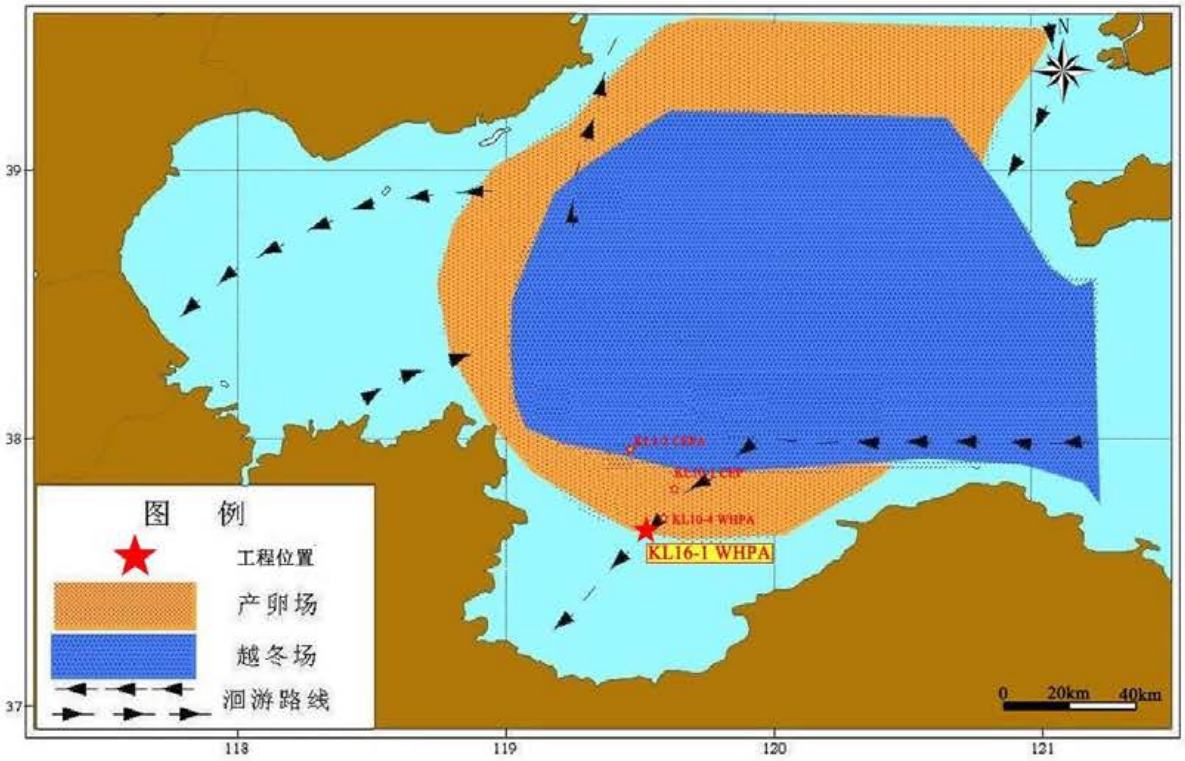


图 5.6-8 花鲈洄游分布

5.6.7.11 中国毛虾

（1）生活习性

中国毛虾在世界上分布范围较窄，仅分布于渤海和我国、朝鲜的黄海沿岸，以及我国东海、南海沿岸，其它海域尚未发现。毛虾是一种生长迅速、生命周期短、繁殖力强、世代更新快、游泳能力弱的小型虾类，在生态习性上属于浮游动物类群，随潮流推移而游动于沿岸、河口和岛屿一带。适温范围为 11～25℃，适盐范围为 30～32‰。具有昼夜垂直与季节水平移动的特性，常年多生活于水质较肥的水域，不作长距离洄游。毛虾在莱州湾小型经济虾类资源中占有重要地位，常成群栖息于河口、港湾以及岛屿周围，水深不超过 20 米的泥沙底质浅海。

渤海所产毛虾全部是中国毛虾。目前，世界上已发现的毛虾共 17 种。我国分布有

6 种，即中国毛虾、日本毛虾、红毛虾、锯齿毛虾，中型毛虾和普通毛虾。我国以中国毛虾的产量最高，其次是日本毛虾，但日本毛虾和其它种类毛虾的产量远少于中国毛虾。中国毛虾属广温低盐种，喜栖息于盐度较低、透明度低的近岸河口水域，是我国沿海定置渔业的主要捕捞对象，其中渤海的产量最高。

（2）中国毛虾的世代和群体结构

①世代

分布于渤海的中国毛虾由两个独立的群体组成，即辽东湾群和渤海西部群。渤海区中国毛虾一年里产生两个世代。越冬的毛虾在 5 月下旬到 7 月中旬期间产卵，产卵盛期为 6 月。在这段时间里出生的毛虾称夏世代（或第一世代）。夏世代毛虾因生活在水温较高的季节里，生长速度较快，并且迅即发育成熟。夏世代毛虾的产卵期在每年的 7 月下旬到 9 月下旬，盛产卵期为 8 月。夏世代毛虾亲虾体长约比越年毛虾小 5mm 左右。由夏世代繁殖产生的后代则称为秋世代（或第二世代）。越年毛虾繁殖后大部分死亡消失；夏世代亲体经生殖后则有一部分能继续生存下来，并同秋世代一道度过冬季，成为来年夏世代的亲体。因中国毛虾一年产生两个世代，加之亲体生殖后出现死亡，所以它的寿命较短：短者仅有两个月；长者也不逾年。

②群体结构

因为毛虾的生命较短，加之一年里产生两个世代，所以捕捞群的群体结构比较简单。渤海区毛虾的渔期分春秋二汛：春汛自 3 月上旬到 6 月下旬；秋汛自 8 月下旬至 12 月上中旬（由于繁殖保护期的更改，春汛结束的时间和秋汛开始的时间相应有所变动）。春汛捕越年虾群，即上一年毛虾的秋世代和夏世代；秋汛捕的是当年的秋世代和夏世代。

（3）分布和移动

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

评价区域内的毛虾属渤海西部群，渤海西部群毛虾在渤海中西部的深水区越冬。2 月下旬开始向近岸移动，分布范围广大。在向近岸移动过程中分为两支：南支向莱州湾移动，进入黄河口附近海区索饵、产卵；北支先移向大清河口渔场，最后进入黄骅岐口沿海。黄河口以西海区毛虾渔期在 3 月中下旬开始，5 月中旬以后，开始是大体长毛

虾，以后包括中型毛虾接近沿岸区产卵。6 月份是越年虾群的产卵盛期，南堡、海河口、大口河口和莱州湾西部近岸水域也都是越年毛虾的产卵场。7 月下旬后，剩余的越年虾群和夏世代幼虾离开近岸浅水区向较深水域转移，分布范围扩大，在渤海湾的中西部形成了中心渔场。8 月虾群分布区不变，但已是夏世代毛虾的产卵盛期。9 月份毛虾继续向前移动，产卵场扩大到渤海湾东部黄河口和大清河口附近海区。11 月下旬，随着水温下降，渤海湾南部毛虾由西向东和东北移动集中，莱州湾西部毛虾向东北部集中，12 月上旬起，虾群渐向越冬场转移。

毛虾为我国特有种类，我国沿海均有分布，尤以渤海沿岸产量最多。渤海西部毛虾群分布区较广，它是河北省、山东省惠民、昌潍地区以及天津市沿海架子网、檐张网等定置渔具的主要捕捞对象。渤海渔汛期为 3～6 月及 9～12 月。

（4）洄游习性

毛虾具有明显的季节性移动。在渤海区， 中国毛虾形成辽东湾群和莱州湾春汛所捕的毛虾属渤海西部群。渤海西部群毛虾在渤海中西部的深水区越冬，3 月下旬开始向近岸移动，进入黄河口附近。5 月中旬以后，大中型毛虾先后接近沿岸区产卵，6 月份为产卵盛期。7 月上旬后剩余的越年虾群利夏世代幼虾移向深水区，这种洄游习性形成春汛生产的依据，在进行春汛生产时，应合理安排生产，使资源得以持续利用。

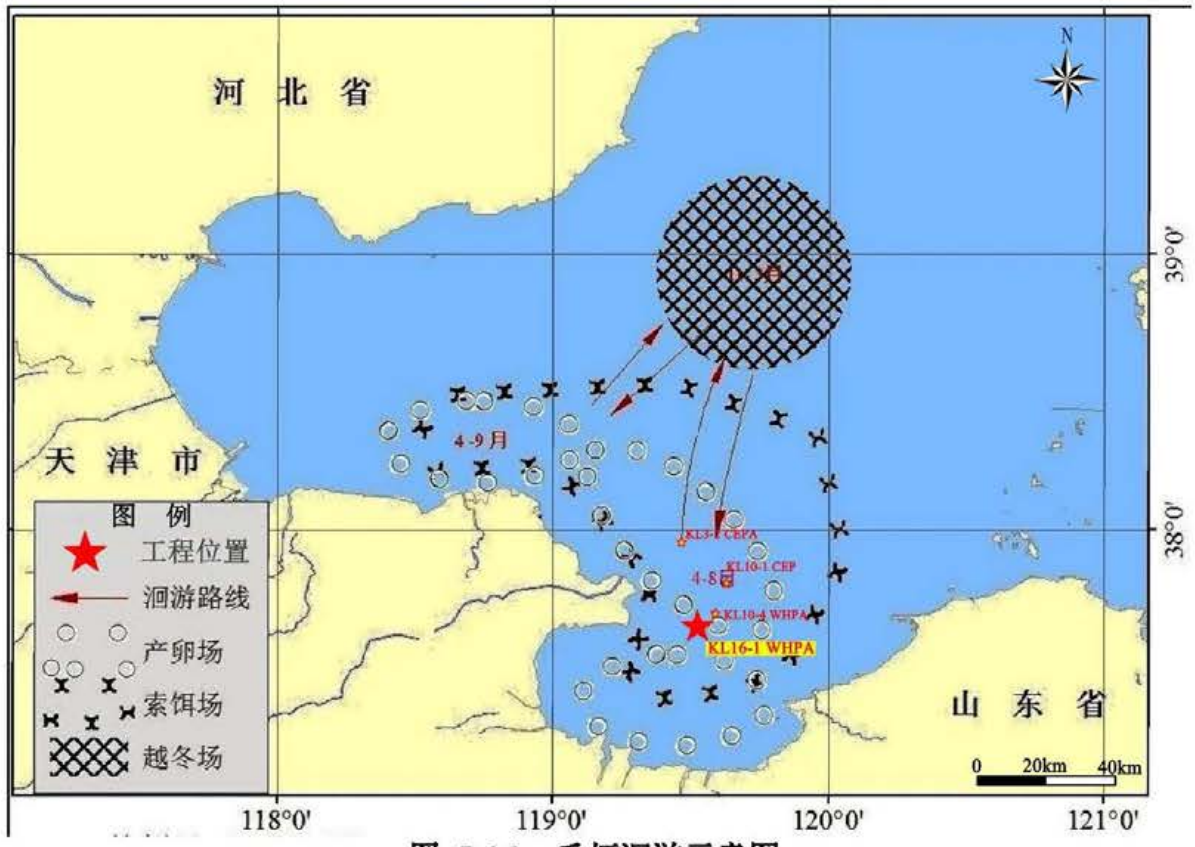


图 5.6-9 毛虾洄游示意图

（5）繁殖习性

渤海湾毛虾一般于 3 月上、中旬进入河口浅海水域，4—5 月份为盛渔期，5—7 月份产卵，11 月下旬移入渤海水深 30 米处越冬。毛虾喜栖息于近岸泥沙底质浅海区，食物链短，生长成熟快，一年能繁殖二代，是海水鱼、蟹类的主要天然饵料生物。中国毛虾在渤海内的繁殖期从 5 月下旬起到 9 月下旬止，长达 4 个多月，其中以 6 月和 8 月为两个产卵高峰期。交尾期出现在雌虾卵巢达到成熟型后，约自 5 月下旬开始。越冬虾交尾期约在产卵前的 10～15 天。越年毛虾在生殖期结束后绝大部分死亡，当年出生的毛虾在生殖结束后则有一部分能继续生存下来。

5.6.7.12 中国对虾

（1）生活习性

中国对虾又称东方对虾，属节肢动物门，甲壳纲，十足目，对虾科，对虾属。是我国分布最广的对虾类，中国对虾属广温、广盐性、一年生暖水性大型洄游虾类，雄虾俗称“黄虾”，一般体长 155 毫米，体重 30—40 克；雌虾俗称“青虾”，一般体长 190 毫米，体重 75—85 克。对虾全身由 20 节组成，头部 5 节、胸部 8 节、腹部 7 节。除尾节外，各节均有附肢一对。平时在海底爬行，有时也在水中游泳。

（2）洄游情况

渤海湾对虾每年秋末冬初，便开始越冬洄游，到黄海东南部深海区越冬；翌年春北上，形成产卵洄游（图 5.6-10）。4 月下旬开始产卵，怀卵量 30—100 万粒，雌虾产卵后大部分死亡。卵经过数次变态成为仔虾，仔虾约 18 天经过数十次蜕皮后，变成幼虾，于 6—7 月份在河口附近摄食成长。5 个月后，即可长成 12cm 以上的成虾，9 月份开始向渤海中部及黄海北部洄游，形成秋收渔汛。其渔期在 5 月中旬至 10 月下旬。本工程海域位于中国对虾的索饵场外。



图 5.6-10　对虾洄游路线图

5.6.7.13 小黄鱼

（1）生活习性

小黄鱼隶属石鲈形目、石首鱼科、黄鱼属。属暖温性底层鱼类，广泛分布于渤海、黄海、东海，是我国最重要的海洋渔业经济种类之一。小黄鱼体形较小，一般体长 16～25cm、体重 200～300g、背侧黄褐色，腹侧金黄色。小黄鱼的鳞片较大而稀少，尾柄较短，臀鳍第二鳍棘小于眼径，颌部具 6 个小孔；小黄鱼上、下唇等长、口闭时较尖。该鱼种随栖息环境、季节以及体长的变化较大，且 109 mm 是其发生食性转换的一个关键的临界体长。小黄鱼食性较杂，主要以鱼虾为食。

（2）洄游情况

小黄鱼是辽东湾的主要经济鱼类，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。其越冬场在黄海中南部至东海北部，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，本工程海域位于小黄鱼的产卵场内(图 5.5-11)。

（3）繁殖习性及鱼卵仔鱼数量分布

黄渤海小黄鱼主要产卵期为 5～6 月，由南向北略为推迟，产卵场一般都分布在河

口区和受入海径流影响较大的沿海区，底质为泥砂质、砂泥质或软泥质，产卵场的主要范围一般都分布在低盐水与高盐水混合区的偏高温区。小黄鱼昼夜产卵，主要产卵时间在 17～22 时，以 19 时左右为产卵高峰，小黄鱼产卵场的底层适温为 11～14℃。渤海和黄海中北部产卵场小黄鱼卵径为 1.30～1.60mm，黄海南部为 1.28～1.65mm。卵子孵化时间随水温的变化而不同，通常为 63～90 小时。渤海小黄鱼目测性腺发育 5 月中旬 76%的雌性个体已达到 V 期，6 月中旬 61%的个体已产卵完毕。

小黄鱼性腺成熟度系数，全年雌鱼以 9 月最低，10 月至翌年 2 月增长缓慢，3～4 月增长迅速，5 月达到高峰，雄鱼 3～4 月为最高。春季（5 月）小黄鱼处于产卵期，夏秋季为恢复期，主要为 I~II 期，冬季略有增长。小黄鱼怀卵量与年龄有关，2～4 龄鱼为 32～72 千粒，5～9 龄鱼处于怀卵高峰期，怀卵数为 83～125 千粒，从 10 龄鱼开始，怀卵量开始下降。

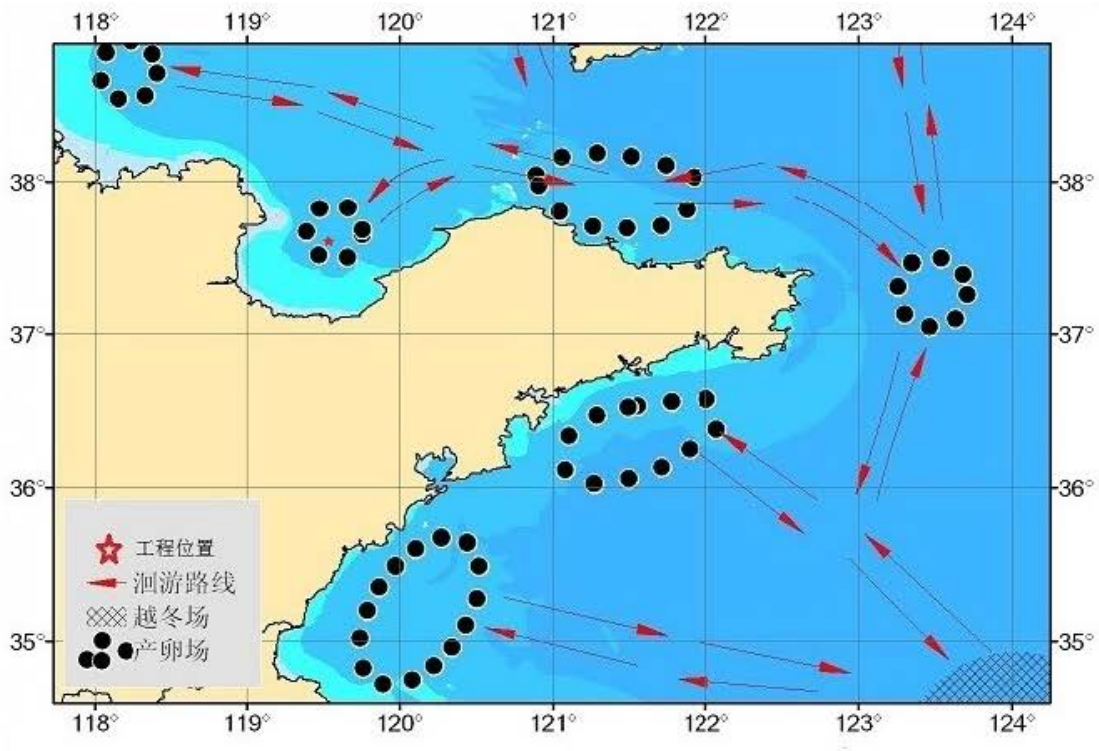


图 5.6-11 小黄鱼洄游分布

5.6.7.14 三疣梭子蟹

（1）生活习性

梭子蟹属甲壳纲十足目梭子蟹科，因头胸甲呈梭子形，甲壳的中央有三个突起，所以又称“三疣梭子蟹”。 为暖温性多年生大型蟹类动物，我国沿海均有分布，也是我国最大的一种蟹类。善于游泳，也会掘泥沙，常潜伏海底或河口附近，性凶猛好斗，繁殖

力强，生长快。雄性脐尖而光滑，螯长大，壳面带青色；雌性脐圆有绒毛，壳面呈赭色，或有斑点。梭子蟹头胸甲梭形，宽几乎为长的 2 倍；头胸甲表面覆盖有细小的颗粒，具 2 条颗粒横向隆及 3 个疣状突起；额具 2 只锐齿；前侧缘具 9 只锐齿，末齿长刺状，向外突出。螯脚粗壮，长度较头胸甲宽长；长节棱柱形，雄性长节较修长，前缘具 4 锐棘。

梭子蟹生长在近岸浅海，栖息水深 10~50 米的海区，以 10~30 米泥沙底质的海区群体最密集。梭子蟹畏强光，白天多潜伏在海底，夜间则游到水层觅食，最喜食动物尸体，一条死鱼或死虾，常会招来蟹群争食。

（2）洄游情况

三疣梭子蟹终生生活在渤海，是一种地方性资源。每年 12 月下旬至翌年 3 月下旬为越冬期，3 月末 4 月初梭子蟹开始出蛰并逐渐向近岸产卵场洄游，渔获数量明显增加；5 月初产卵群体已经游至河口附近浅水区开始产卵，6～7 月经过 2 次产卵的产卵亲体开始向外海移动，集中分布在内湾的相对深水区，8 月当年补充群体大量出现，并集中分布在内湾的近岸浅水区；9 月是梭子蟹分布密度最高的月份，补充群体也开始向外海移动；10 月份随着水温的下降向外海洄游的数量不断增加。本工程海域位于三疣梭子蟹的索饵场内（图 5.6-12）。

（3）繁殖习性

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

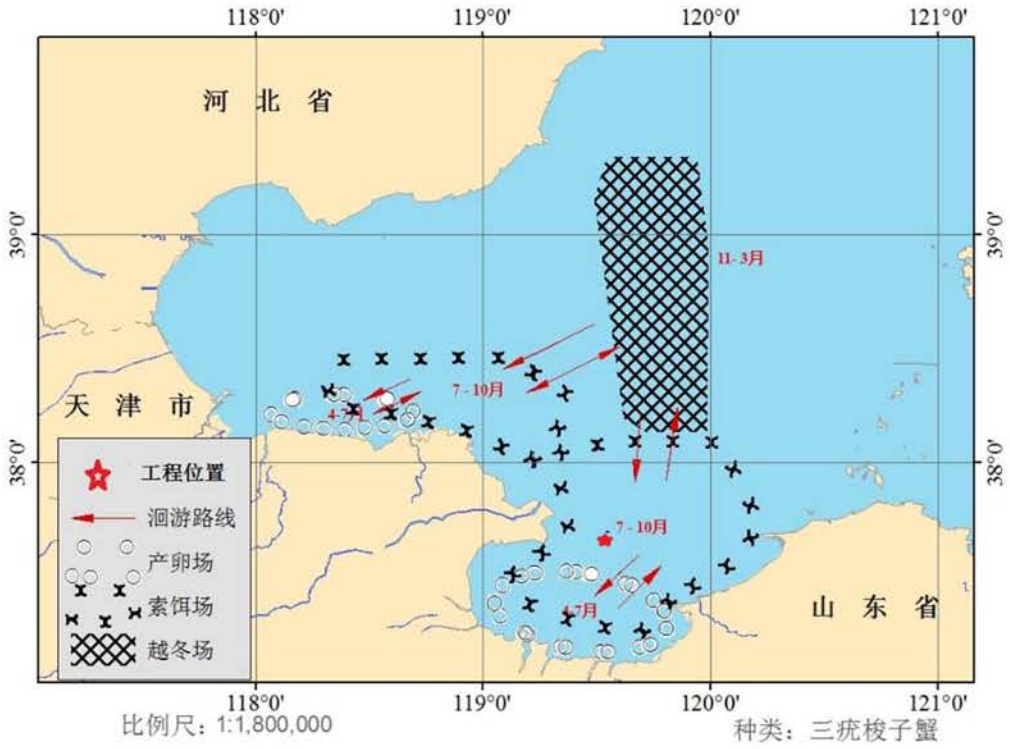


图 5.6-12 三疣梭子蟹产卵场洄游示意图

5.6.7.15 真鲷

真鲷是近海暖水性名贵底栖鱼类，分布于南海、东海、黄海海区，日本、朝鲜、东南亚各国沿海及夏威夷沿海。黄、渤海区真鲷越冬场在济州岛西南 32° 00′ ~34° 00′ N，123° 00′ ~125° 00′ E 之间，12 月至翌年 2 月为越冬期，越冬期的适温范围为 10~12℃。3 月起，在此越冬的鱼群离开越冬场分两支进行产卵洄游，一支向西偏北抵达山东半岛南岸，主要在海州湾产卵，另一只则向西北越过山东高角进入渤海，主要在龙口以西至莱州湾附近海区产卵。产卵后的亲鱼即分散在产卵场附近海域索饵，直至 10~11 月，然后，基本上循原洄游路线返回越冬场。在东海，真鲷的越冬场位于 26° 00′ ~28° 00′ N，122° 00′ E 以东海区，1~2 月为越冬期，越冬期的适温范围为 17~22℃，3 月鱼群开始向西移动，分别抵达闽中、闽南沿海分散索饵。10~12 月分散索饵的鱼群开始集群产卵，产卵后即向东洄游进入越冬场。见图 3.3-7。真鲷喜栖息于岩礁、砂砾，贝、凿丛生的近底层海区，常结成小群，以底栖甲壳类、软体动物、节肢动物为食，间亦摄食少量底层鱼类。本工程海域位于真鲷的索饵场内。

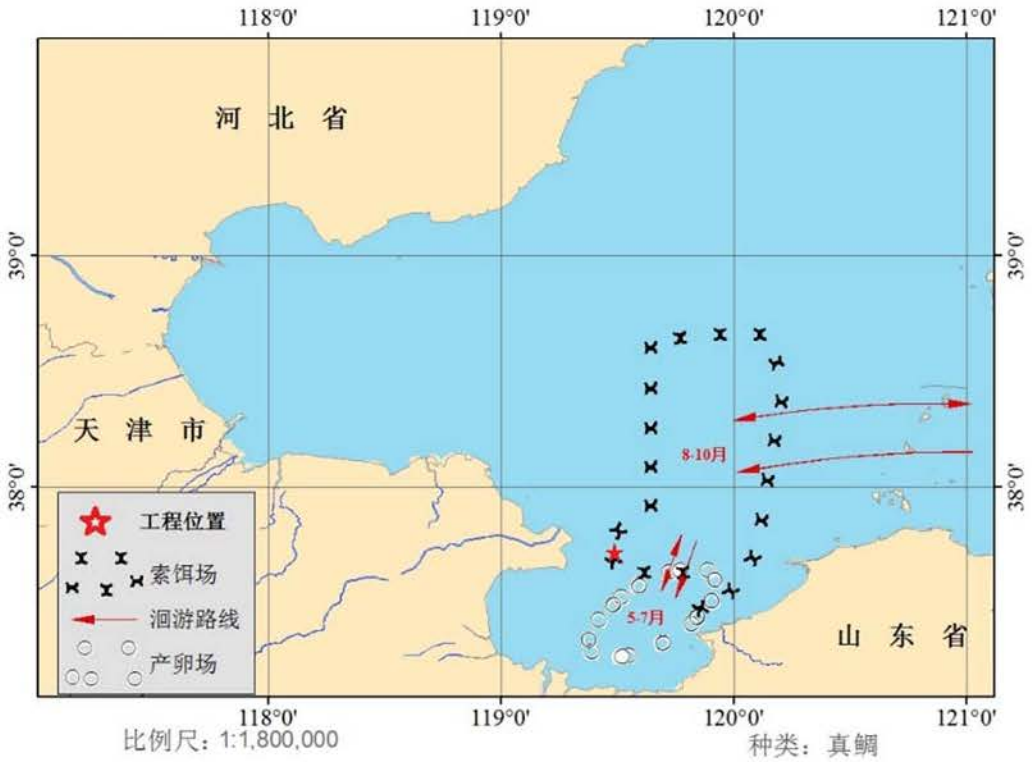


图 5.6-13 真鲷洄游示意图

6 回顾性环境影响评价

6.1 油田开发生产过程回顾

6.1.1 垦利油田整体概况介绍

本次工程开发垦利 16-1 油田，新建 KL16-1 WHPA 平台产出的物流通过新建海底混输管道输到已建的井口平台 KL10-4 WHPA 平台，与 KL10-4 WHPA 平台生产物流汇合后，一起输送至井口平台 KL10-1 WHPB 平台，然后经栈桥输送至 KL10-1 CEP 平台进行处理，处理合格的原油经海底原油管道输送至 KL3-2 CEPA 平台，最后输送至东营终端；分离出的天然气供 KL10-1 CEP 平台透平使用，不足部分由渤西-渤南输气管网补充；分离出的生产水处理合格后通过已有和新建的海底注水管线回注至垦利 10-1 油田、垦利 10-4 油田和垦利 16-1 油田，不外排。

本次工程依托 KL10-4 WHPA 至 KL10-1 WHPB 平台的混输海底管线，进行生产物流的转输；依托 KL10-1 CEP 平台，进行油、气、水的处理；最后，依托 KL10-1 CEP 平台至 KL3-2 CEPA 平台、KL3-2 CEPA 平台至东营终端的原油输送管线，进行合格原油的输送。

垦利 16-1 油田生产物流依托 KL10-1 CEP 处理成合格原油后经 KL3-2 CEPA 平台输送至东营原油终端，不增加东营原油终端的含油生产水产生量和处理量。

本工程依托工程涉及平台 4 座，混输输油管线 3 条，注水管道 1 条，海底电缆 1 条。

依托工程主要依托设施见下表：

表 6.1-1 垦利 16-1 油田开发项目依托工程一览表

依托工程	依托设施	设施设计处理能力
KL10-1 CEP 平台	原油处理设施	[redacted]
	天然气处理设施	[redacted]
	含油生产水处理设施	[redacted]
	注水设施	[redacted]
东营终端	存储	[redacted]
KL10-4 WHPA 至 KL10-1 WHPB 平台混输海底管道（12"/18"，12.6km）		[redacted]

依托工程	依托设施	设施设计处理能力
KL10-1 CEP 至 KL3-2 CEPA 平台原油输送管道（10"/16"，24.3km）		[redacted]
KL3-2 CEPA 平台至东营终端原油输送管道（16"/22"，44.2km）		[redacted]
KL10-1 WHPB 至 KL10-4 WHPA 平台注水海底管道（10"/16"，12.6km）		[redacted]

备注：“*”在垦利 10-1 油田详细设计阶段对垦利 10-1 油田 KL10-1 CEP 平台的生产水处理系统进行了优化，在生产水处理设备选型上考虑了 1.14 倍的余量，将水处理能力由 [redacted]提高至 [redacted]，处理合格的生产水全部回注地层。

6.1.2 依托工程工程组成

（1）垦利 10-4 油田

垦利 10-4 油田充分依托垦利 10-1 油田和垦利 3-2 油田群，包括物流的处理、外输、注水及电力等，油田布置 1 座井口平台（KL10-4 WHPA 平台）。

KL10-4 WHPA 平台不设油气水处理设施，设有 30 人生活楼和相应的生活污水处理系统。KL10-4 WHPA 平台井口产出液混输至 KL10-1 CEP 平台进行油气水分离、处理。处理合格的原油经现有海底管线输至 KL3-2 CEPA 平台，最终输往东营终端；KL10-1 CEP 平台分离出来的含油生产水经处理达到注水水质标准后，通过新铺的注水管线输送至 KL10-4 WHPA 平台回注地层。

本工程依托的 KL10-4 WHPA 平台为 1 座井口平台，其主要工程组成见表 6.1-2。

表 6.1-2 KL10-4 WHPA 平台工程组成

平台名称	工程组成	装置及规模
KL10-4 WHPA 平台	总体布置	KL10-4 WHPA 是一座 4 腿有人驻守井口平台，导管架工作点距为 20m×18m。该平台共设 20 个井槽（其中有四个单筒双井），4×5 排列，井槽间距为 2.0m×1.8m。平台共设五层甲板，分别是直升机甲板、上层甲板、中层甲板、下层甲板及工作甲板；平台上设 30 人生活楼。
	主工艺系统	设生产/测试管汇、测试分离器、多相流量计、生产加热器、清管球发射器等设施。
	公用系统	平台设有柴油系统、闭式排放兼冷放空系统、开式排放系统、化学药剂系统及公用/仪表风系统。
	水工艺系统	设注水系统、海水系统、淡水系统、设置 1 套生活污水处理装置；其中注水系统包括 1 台注水收球筒及 1 套注水管汇。
	采油方式	采用电潜泵采油方式。
	注水工艺	采用注水开发方式，注水水源为处理合格的生产水和水源井水；注水水源主要来自于 KL10-1 CEP 中心平台上处理合格的注水，通过管汇将注水分配入各个注水井中。
海底管道	1 条从 KL10-4 WHPA 到 KL10-1 WHPB 的 12.6km@12"/18"双层海底混输管道。	
	1 条从 KL10-1 WHPB 到 KL10-4 WHPA 的 12.6km@10"/16"双层海底注水管道。	
海底电缆	1 条从 KL10-1 WHPB 到 KL10-4 WHPA 的 12.6km 复合电缆。	

（2）垦利 10-1 油田

垦利 10-1 油田主要包括 1 座中心处理平台（KL10-1 CEP 平台）和 2 座井口平台（KL10-1 WHPA 和 KL10-1 WHPB 平台，其中 KL10-1 WHPB 平台与 KL10-1 CEP 平台通过栈桥连接）。

KL10-1 CEP 平台是 1 座 8 腿有人驻守中心平台，平台共设五层甲板，分别是直升机甲板、上层甲板、中层甲板、下层甲板及工作甲板。平台设有原油处理设施、生产水处理设施、注水设施、透平发电机组、燃料气处理系统等设施和 120 人生活楼。KL10-1 CEP 平台原油处理能力为 [redacted]，液处理能力为 [redacted]，天然气处理能力为 [redacted]，生产水处理能力为 [redacted]。

KL10-1 WHPA 和 KL10-1 WHPB 平台均为 8 腿井口平台。KL10-1 WHPA 平台为有人驻守平台，平台设 90 人生活楼，设置 70 口井，共设四层甲板，分别是直升机甲板、上层甲板、下层甲板及 MSF（模块支撑框架）甲板。其上设有原油测试分离等设施。KL10-1 WHPB 为无人驻守井口平台，与 KL10-1 CEP 中心平台通过栈桥连接；平台共设置 88 口井；平台共设三层甲板，分别是上层甲板、下层甲板及工作甲板；其上设有原油测试分离等设施。

本工程依托的 KL10-1 CEP 平台为 1 座中心处理平台，主要依托其进行生产物流的处理；依托的 KL10-1 WHPB 平台为 1 座井口平台，主要依托其进行物流的输送。垦利 10-1 油田主要工程组成见表 6.1-3。

表 6.1-3　垦利 10-1 油田主要工程组成

平台名称	工程组成	装置及规模
KL10-1 CEP 平台	总体布置	KL10-1 CEP 平台是 1 座 8 腿有人驻守中心平台，导管架工作点间距为 40m×14m+14m+14m)。平台共设五层甲板，分别是直升机甲板、上层甲板、中层甲板、下层甲板及工作甲板。平台设有原油处理设施、含油生产水处理设施、注水设施、透平发电机组、燃料气处理系统等设施和 120 人生活楼。
	主工艺流程	来自 KL10-1 WHPA 平台的物流到达 KL10-1 CEP 中心平台后，首先进入段塞流捕集器进行气液分离，分出的气相进入燃料气系统，分出的液相与来自 KL10-1 WHPB 平台的物流混合后，进入一级分离器和二级分离器，进一步脱气、脱水后，进入电脱水器处理成合格原油，然后进入原油缓冲罐，再经原油外输泵增压后通过海底输油管线（24.3km）输送到 KL3-2 CEPA 平台，经加热加压后，通过垦利 3-2 油田群上岸管线输至垦利油田群东营原油终端。分出的天然气进入燃料气系统，分出的水进入含油生产水处理系统，经斜板除油器、溶气式浮选机和核桃壳过滤器的三级处理后进入注水系统，经双介质过滤器进一步过滤，后进入注水缓冲罐达到注水要求的注水回注

平台名称	工程组成	装置及规模
		地层。
	主要环保设施	设含油生产水处理系统、注水系统、开式/闭式排放系统及 1 套电解生活污水处理装置。
	海底输油管道	1 条 10"/16"KL10-1 CEP 至 KL3-2 CEPA 的 24.3km 海底输油管道
	海底输气管道	1 条 8"BZ35-2 CEPA 至 KL10-1 CEP 的 32km 海底输气管道
	海底注水管道	1 条 12"KL10-1 CEP 至 KL10-1 WHPA 的 7km 海底注水管道
KL10-1 WHPB 平台	总体布置	KL10-1 WHPB 是 1 座 8 腿无人驻守井口平台。平台共设有 88 口井，8×11 排列。平台共设三层甲板，分别是上层甲板、下层甲板及工作甲板。KL10-1 WHPB 平台和 KL10-1 CEP 平台通过栈桥连接。
	主工艺流程	平台采用电潜泵采油。设置三套生产/测试管汇系统、两套测试分离器。各油井所产流体在生产管汇汇合，由多相流量计进行测试后，经栈桥输送到 KL10-1 CEP 中心平台。
	主要环保设施	设开式/闭式排放系统及注水系统。

（3）垦利 3-2 油田群

垦利 3-2 油田群开发工程包括海上工程和陆上附属工程两部分。海上工程位于渤海中部海域，包括垦利 3-2 油田、渤中 29-4 油田南区、渤中 34-6/7 油田和渤中 35-2 油田五个油田的联合开发建设。工程设施包括 2 座中心平台（分别为 BZ35-2 CEPA 和 KL3-2 CEPA）、5 座井口平台（分别为 BZ29-4 WHPC、BZ35-2 WHPA、BZ35-2 WHPB、BZ34-6/7 WHPA 和 KL3-2 WHPA）、8 条海底管道（总长约 127km）、4 条海底电缆（总长度约 52km）。陆上附属工程建设地点位于山东省东营市东营港，工程设施包括 15.8km 的陆上进站输油管线、1 座垦利油田群东营原油终端和 2km 终端至中海油东营港项目物流园区一期工程（油库区工程以下简称炼化库区）的输油管线。

渤中 34-6/7 油田的井口物流直接接入 BZ35-2 CEPA 中心平台至 KL3-2 CEPA 中心平台的海底管道；渤中 29-4 油田南区的井口物流直接输至 BZ35-2 CEPA 中心平台进行处理；渤中 35-2 及渤中 29-4 南区的井口物流在 BZ35-2 CEPA 中心平台经部分脱水、部分脱气后输至 KL3-2 CEPA 中心平台，与垦利 3-2 油田和渤中 34-6/7 油田的井口物流一起在 KL3-2 CEPA 中心平台处理，分离出的气作为燃料气，分离出的含油生产水经水源井水补充，处理达标后回注地层，处理后的合格原油通过管道输往位于山东省东营市的垦利油田群东营原油终端

本工程主要依托 KL3-2 CEPA 平台进行合格原油的输送，但不增加垦利 3-2 油田群各平台和东营终端的原油处理量和污染物产生量。

KL3-2 CEPA 平台为 8 腿导管架结构，设有 90 人的生活楼，平台有 5 层甲板，分别是直升机甲板、上层甲板、中层甲板、下层甲板及工作甲板。平台具有原油生产、分

离、原油外输、含油生产水处理、发电、生活等功能原油处理能力为[redacted]，液处理能力为[redacted]天然气处理能力为[redacted]，生产水处理能力为[redacted]。KL3-2 CEPA 平台主要工程组成见表 6.1-4。

表 6.1-4 KL3-2 CEPA 平台主要工程组成

平台名称	工程组成	装置及规模
KL3-2 CEPA 平台	总体布置	KL3-2 CEPA 平台是 1 座 8 腿有人驻守中心平台，导管架工作点间距为（14m+14m+14m）×40m。平台共有 5 层甲板，分别是直升机甲板、上层甲板、中层甲板、下层甲板及工作甲板。平台上设有 90 人生活楼。
	主工艺系统	渤中 35-2 及渤中 29-4 南区的井口物流在 BZ35-2 CEPA 中心平台经部分脱水、部分脱气后输至 KL3-2 CEPA 中心平台，与垦利 3-2 油田和渤中 34-6/7 油田的井口物流一起在 KL3-2 CEPA 中心平台处理。分离出的气作为燃料气，分离出的含油生产水经水源井水补充，处理达标后回注地层，处理后的合格原油通过管道输往位于山东省东营市的垦利油田群东营原油终端。
	主要环保设施	开/闭式排放系统、生产水处理系统、注水系统和处理能力为 135 人的生活污水处理装置等。
海底管道	1 条从 KL3-2 CEPA 至登陆点约 44.2km 的海底输油管道。	

6.1.3 依托工程环保手续执行情况及建设情况

6.1.3.1 环保手续执行情况

①《垦利 10-4 油田开发工程环境影响报告书》于 2015 年 3 月编制完成，于 2015 年 5 月获得国家海洋局批复（国海环字[2015]30 号）。

②《垦利 10-1 油田开发工程环境影响报告书》于 2013 年 12 月编制完成，于 2014 年 3 月获得国家海洋局批复（国海环字[2014]111 号）。

③《垦利 3-2 油田群开发工程环境影响报告书》于 2013 年 3 月编制完成，于 2013 年 5 月获得国家海洋局批复（国海环字[2013]268 号）。

④垦利 10-4 油田开发工程通过了环境保护设施检查，于 2015 年 12 月获得了国家海洋局的批复（国海环字[2015]648 号）。

⑤垦利 10-4 油田开发工程通过了环境保护设施竣工验收，于 2016 年 6 月获得了国家海洋局的批复（国海环字[2016]294 号）。

⑥垦利 10-1 油田开发工程通过了环境保护设施“三同时”检查，于 2015 年 3 月获得了国家海洋局的批复（国海环字[2015]87 号）。

⑦垦利 10-1 油田开发工程通过了环境保护设施竣工验收，于 2015 年 12 月获得了国家海洋局的批复（国海环字[2015]624 号）。

⑧垦利 3-2 油田群开发工程通过了环境保护设施“三同时”检查，于 2014 年获得

了国家海洋局的批复（国海环字[2014]198 号）。

⑨垦利 3-2 油田群开发工程通过了环境保护设施竣工验收，于 2015 年 2 月获得了国家海洋局的批复（国海环字[2015]65 号）。

⑩垦利 3-2 油田群东营原油终端生产水处理系统通过了环境保护设施竣工验收，于 2018 年 11 月取得批复（环验[2018]9 号）。

与本项目相关的依托工程执行过的环保手续概况见表 6.1-5。本次依托工程相关环评文件批复要求落实情况见表 6.1-6。

6.1.3.2 工程实施情况

本次依托工程工程实施情况见表 6.1-7。

6.1.3.3 小结

本项目所依托的 KL10-4 WHPA 平台、KL10-1 WHPB 平台、KL10-1 CEP 平台、KL3-2 CEPA 平台及相关海底管道，均按照要求开展了环境影响评价、“三同时”检查和环境保护设备设施竣工验收，并取得了主管部分的批复，项目建设合法合规。同时，所有依托工程均已按照要求建设完毕，项目依托可行。

表 6.1-5　与本项目相关的依托工程执行过的环保手续概况一览表

依托设施	依托工程名称	所在环评文件	批复情况及竣工验收情况
依托的海上平台	KL10-4WHPA 平台	《垦利 10-4 油田开发工程环境影响报告书》	①2015 年 5 月取得环评批复：《国家海洋局关于垦利 10-4 油田开发工程环境影响报告书核准意见的批复》（国海环字[2015]30 号）； ②2015 年 12 月取得环境保护设施检查批复：《国家海洋局关于垦利 10-4 油田开发工程环境保护设施检查批准的函》（国海环字[2015]648 号）； ③2016 年 6 月取得环境保护设施竣工验收批复：《国家海洋局关于垦利 10-4 油田开发工程环境保护设施竣工验收的复函》（国海环字[2016]294 号）。
	KL10-1WHPB 平台	《垦利 10-1 油田开发工程环境影响报告书》	①2014 年 3 月取得环评批复：《国家海洋局关于垦利 10-1 油田开发工程环境影响报告书核准意见的批复》（国海环字[2014]111 号）； ②2015 年 3 月取得环境保护设施“三同时”检查批复：《国家海洋局关于垦利 10-1 油田开发工程 WHPB 平台和 CEP 平台环境保护设施“三同时”检查的批复》（国海环字[2015]87 号）； ③2015 年 12 月取得环境保护设施竣工验收批复：《国家海洋局关于垦利 10-1 油田群开发工程环境保护设施竣工验收的复函》（国海环字[2015]624 号）。
	KL10-1CEP 平台		
	KL3-2 CEPA 平台	《垦利 3-2 油田群开发工程环境影响报告书》	①2013 年 5 月取得环评批复：《国家海洋局关于垦利 3-2 油田群开发工程环境影响报告书核准意见的批复》（国海环字[2013]268 号）； ②2014 年取得取得环境保护设施“三同时”检查批复：《国家海洋局关于垦利 3-2 油田群开发工程环境保护设施“三同时”检查的批复》（国海环字[2014]198 号）； ③2015 年 2 月取得环境保护设施竣工验收批复：《国家海洋局关于垦利 3-2 油田群开发工程环境保护设施竣工验收的批复》（国海环字[2015]65 号）； ④2018 年 11 月取得环境保护设施竣工验收批复：《关于垦利 3-2 油田群开发工程东营原油终端生产水处理系统竣工验收合格的函（环验[2018]9 号）。

依托设施	依托工程名称	所在环评文件	批复情况及竣工验收情况
依托的海底混输、输油管线	KL10-4WHPA~KL10-1WHPB	《垦利 10-4 油田开发工程环境影响报告书》	2015 年 5 月取得环评批复：《国家海洋局关于垦利 10-4 油田开发工程环境影响报告书核准意见的批复》（国海环字[2015]30 号）
	KL10-1 CEP~KL3-2 CEPA	《垦利 10-1 油田开发工程环境影响报告书》	2014 年 3 月取得环评批复：《国家海洋局关于垦利 10-1 油田开发工程环境影响报告书核准意见的批复》（国海环字[2014]111 号）
	KL3-2 CEPA~垦利油田群东营原油终端	《垦利 3-2 油田群开发工程环境影响报告书》	2013 年 5 月取得环评批复：《国家海洋局关于垦利 3-2 油田群开发工程环境影响报告书核准意见的批复》（国海环字[2013]268 号）
依托的海底注水管线	KL10-1WHPB~KL10-4WHPA	《垦利 10-4 油田开发工程环境影响报告书》	2015 年 5 月取得环评批复：《国家海洋局关于垦利 10-4 油田开发工程环境影响报告书核准意见的批复》（国海环字[2015]30 号）
依托的海底电缆	KL10-1WHPB ~KL10-4WHPA		
依托的陆上终端	新建 1 条 15.8km 陆上进站输油管线、1 座垦利油田群东营原油终端和 1 条 2km 终端至中海油东营港项目物流园区一期工程（油库区工程以下简称炼化库区）的输油管线	《垦利 3-2 油田群开发工程环境影响报告书》	2013 年 5 月取得环评批复：《国家海洋局关于垦利 3-2 油田群开发工程环境影响报告书核准意见的批复》（国海环字[2013]268 号）

表 6.1-6 本次依托工程相关环评文件批复要求落实情况

报告名称	审批文号	批复的工程内容	批复要求	落实情况
《垦利 10-4 油田开发工程环境影响报告书》（2015.3）	国海环字[2015]30 号	**①新建 KL10-4 WHPA 平台； ②新建 1 条 KL10-4 WHPA 到 KL10-1 WHPB 海底混输管道； ③新建 1 条 KL10-1 WHPB 至 KL10-4 WHPA 的注水管道； ④新建 1 条 KL10-1**	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。含油水基泥浆和钻屑、机舱含油污水不得排海，应运回陆地交由有资质的单位处理；非含油水基泥浆和钻屑经国家海洋局北海分局批准后方可排海；生活污水经处理达标后方可排海；生产水、甲板冲洗水、初期雨水等经处理达标后全部回注地层；生产垃圾、生活垃圾应分类收集运回陆地处理；	①工程施工期间钻井油层段钻屑和油层段水基钻井液全部运回陆地由有资质的单位处理，不排海；非油层段钻屑和钻井液按照要求排海；含油生产水、甲板冲洗水、初期雨水等经处理达标后全部回注地层，无含油生产水排海；生活污水处理达标后排海；船舶污染物均按批复得到有效处理和处置。施工期和运营期污染物均得到有效的处理处置。

报告名称	审批文号	批复的工程内容	批复要求	落实情况
		WHPB 到 KL10-4 WHPA 海底复合电缆； ⑤已建平台适应性改造。	②加强钻完井工程管理，防止井喷和火灾爆炸事故发生。严格实施钻井作业规程，配备安全有效的井控设备和充足的压井材料，建立健全井控管理系统，采取有效井眼防碰措施，加强随钻监测，及时控制可能遇到的溢流和井涌。 ③加强注水作业管理，防止地质性溢油事故发生。预先识别海底地质断层和压力异常地层，优先钻井设计，制定有针对性井控预案。严格按设计注入压力和注入量进行注水作业，加强注水井实时监测，发现异常情况，应立即停止注水并采取有效措施，杜绝局部超注超压。 ④切实落实生态保护措施，合理安排施工作业时间。非油泥浆、钻屑排放应尽量避开工程所在海域中上层和底层鱼类产卵敏感期（6 月），减轻对海洋生态环境和渔业资源的影响。 ⑤定期对海底管道进行检测和维护，及时发现并消除事故隐患；加强海底管道巡检工作，并采取必要的管道防护措施，避免海洋作业活动对海底管道等设施造成损害，防止海底管道因腐蚀或外力破坏等原因造成的油气泄漏。 ⑥严格落实环境风险防范对策措施，按照有关规定制定溢油应急计划报国家海洋局北海分局备案。发生溢油事故时，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、军队等部门。	②在钻井过程中严格执行各项防范对策措施，配备防喷和井控等设备，采取有效井眼防碰措施，加强随钻监测，无溢流和井涌情况发生。 ③生产运行期间，天津分公司加强生产管理，优化注采方案。按照设计的注入压力和注水量进行注水作业，实时监测井口的注入压力和注水量，加强注入地层的地层压力监测，杜绝超压、超注现象。 ④非油层段水基钻井液、钻屑排放避开工程所在海域中上层和底层鱼类产卵敏感期（6 月）。 ⑤建设单位制定了海底管道保护和检测程序，由值班船对海底管道沿途进行巡视，并对海底管道进行不定期局部检测和定期全面检测，避免海洋作业活动对海底管道等设施造成损害，防止海底管道因腐蚀或外力破坏等原因造成的油气泄漏。 ⑥作业公司已制定了详细的溢油应急计划并获得备案。同时，油田按照要求配备相应的溢油应急力量，一旦发生溢油，立即启动溢油应急预案，确保能够做出快速且有效的应急反应，保证周边海洋生态环境安全。
《垦利 10-1 油田开发工程环境影响报告书》（2013.12）	国海环字[2014]111 号	①**新建 KL10-1 CEP 平台、**KL10-1 WHPA 平台和 **KL10-1 WHPB 平台；** ②新建 1 条 KL10-1 WHPA~KL10-1 CEP 混输管道；	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。不含油钻屑和泥浆经海区主管部门批准后方可排海；含油钻屑和泥浆、机舱含油污水运回陆地交由有资质单位处理；含油生产水经处理达标后方可回注；生活污水经处理达标后方可排海；生活垃圾和生产垃圾运回陆地处理。	①工程施工期间钻井油层段钻屑和油层段水基钻井液全部运回陆地由有资质的单位处理，不排海；非油层段钻屑和钻井液按照要求排海；含油生产水、甲板冲洗水、初期雨水等经处理达标后全部回注地层，无含油生产水排海；生活污水处理达标后排海；船舶污染物均

报告名称	审批文号	批复的工程内容	批复要求	落实情况
		③新建 1 条 KL10-1 CEP~KL10-1 WHPA 注水管道； **④新建 1 条 KL10-1 CEP~KL3-2 CEPA 输油管道；** ⑤新建 1 条 BZ35-2 CEPA~KL10-1 CEP 输气管道； ⑥新建 2 条电缆； ⑦已建平台适应性改造。	②严格实施钻井作业规程，配备安全有效的防喷设备及良好的压井材料和井控设备，并设置相应的应急关断系统。 ③加强生产管理，优化注采方案，避免发生地质性溢油。注水井靶点应远离风险断层；严格按照设计的注入压力和注水量进行注水作业，实时监测井口的注入压力和注水量，加强注入地层的地层压力监测；采取有效措施确保注采平衡，严禁超压、超量注水，避免“有注无采”状况发生。 ④切实落实生态保护措施，施工作业应避开主要经济鱼类的产卵季节（4-6 月），并采取增殖放流等措施对渔业资源进行养护与修复。 ⑤定期对海底管道进行检测和维护，及时发现并消除事故隐患；采取必要的管道防护措施，避免海洋作业活动对海底管道等设施造成损害。 ⑥严格落实环境风险防范对策措施，本工程投产前，应制定垦利 10-1 油田的溢油应急计划报国家海洋局北海分局备案。	按批复得到有效处理和处置。施工期和运营期污染物均得到有效的处理处置。 ②在钻井过程中严格执行各项防范对策措施，配备防喷和井控等设备，并设置了相应的应急关断系统。 ③生产运行期间，天津分公司加强生产管理，优化注采方案。按照设计的注入压力和注水量进行注水作业，实时监测井口的注入压力和注水量，加强注入地层的地层压力监测，杜绝超压、超注现象。运营期间无“有注无采”状况发生。 ④施工期间严格落实生态保护措施，避开了主要经济鱼类的产卵季节（4-6 月）。制定了增殖放流方案，由天津分公司统一协调开展增殖放流，对对渔业资源进行养护与修复。 ⑤建设单位制定了海底管道保护和检测程序，由值班船对海底管道沿途进行巡视，并对海底管道进行不定期局部检测和定期全面检测，避免海洋作业活动对海底管道等设施造成损害，防止海底管道因腐蚀或外力破坏等原因造成的油气泄漏。 ⑥作业公司已制定了详细的溢油应急计划并获得备案。
《垦利 3-2 油田群开发工程环境影响报告书》（2013.3）	国海环字[2013]268 号	①新建 2 座中心平台（BZ35-2 CEPA 和 **KL3-2 CEPA**）和 5 座井口平台； ②新铺设 7 条平台间海底管道 ③新建 1 条和 **KL3-2 CEPA~东营原油终端输**	①严格执行钻井作业规程，配备安全有效的井控设备，设置烃类气体探测器，在关键部位安装温度和压力报警器，并设置相应的应急关断系统；钻井过程中备足压井材料，加强实时观测，以便及时、有效控制可能遇到的溢流和井涌事故。同时，加强施工管理，避免船舶碰撞及因此引起的溢油事故。 ②加强生产管理，优化注采方案。严格按照设计的注入压力和注水量进行注水作业，实时监测井口的	①在钻井过程中严格执行各项防范对策措施，配备防喷和井控等设备，采取有效井眼防碰措施，加强随钻监测，无溢流和井涌情况发生。同时，施工期间严格落实船舶溢油风险防范措施，无溢油事故发生。 ②生产运行期间，天津分公司加强生产管理，优化注采方案。按照设计的注入压力和注水量进行注水作业，实时监测井口的注入压力和注

报告名称	审批文号	批复的工程内容	批复要求	落实情况
		油管道； ④新铺设 4 条平台间海底电缆，总长约 52km。	注入压力和注水量，加强注入地层的地层压力监测；采取有效措施确保注采平衡，严禁超压、超量注水，杜绝有注无采行为。 ③严格落实环境风险防范对策措施，按照有关规定制定溢油应急计划报国家海洋局北海分局审查批准。 ④海洋施工作业应避开主要经济鱼类的产卵盛期和洄游期，以减轻对渔业资源的影响，并采取增殖放流等措施对临近海域渔业资源进行养护与修复。	水量，加强注入地层的地层压力监测，杜绝超压、超注现象。运营期间无“有注无采”状况发生。 ③作业公司已制定了详细的溢油应急计划并获得备案。 ④施工期间严格落实生态保护措施，避开了主要经济鱼类的产卵盛期和洄游期。制定了增殖放流方案，由天津分公司统一协调开展增殖放流，对对渔业资源进行养护与修复。
《国家海洋局关于垦利 10-4 油田开发工程环境保护设施检查批准的函》（2015.12）	国海环字[2015]648 号	垦利 10-4 油田开发工程环境保护设施	①定期对溢油风险源进行隐患排查与评估，加强对管道设施巡检，防止因外力破坏或误操作等原因造成的油气泄漏。 ②认真落实溢油应急计划，严格执行溢油反应程序，加强溢油应急设备管理与维护，确保发生溢油事故时能够及时、快速和有效处置。 ③加强作业人员环保意识教育，梳理风险防范意识，严格执行环境保护制度，将环境保护责任细化到人、落实到位。	①作业单位定期开展风险隐患排查。同时，制定了海底管道保护和检测程序，由值班船对海底管道沿途进行巡视，并对海底管道进行不定期局部检测和定期全面检测，避免海洋作业活动对海底管道等设施造成损害，防止海底管道因腐蚀或外力破坏等原因造成的油气泄漏。 ②作业公司已制定了详细的溢油应急计划并获得备案。同时，油田按照要求配备相应的溢油应急力量，一旦发生溢油，立即启动溢油应急预案，确保能够做出快速且有效的应急反应，保证周边海洋生态环境安全。 ③油田严格落实环境保护制度，定期对人员进行环保培训，提高作业人员环保意识。
《国家海洋局关于垦利 10-4 油田开发工程环境保护设施竣工验收的复函》（2016.6）	国海环字[2016]294 号	垦利 10-4 油田开发工程环境保护设施	①定期对溢油风险源进行隐患排查与评估，从源头杜绝溢油事故的发生；加强管道设施检测，防止因腐蚀或误操作等原因造成的油气泄漏。 ②落实环境影响报告书中的监测计划，加强环保设施管理和维护，确保含油生产水、生活污水达标处理。 ③认真落实溢油应急计划，严格执行溢油反应程序，加强溢油应急设备管理与维护，确保发生溢油事故时能够及时、快速和有效处置。	①作业单位定期开展风险隐患排查。同时，制定了海底管道保护和检测程序，由值班船对海底管道沿途进行巡视，并对海底管道进行不定期局部检测和定期全面检测，避免海洋作业活动对海底管道等设施造成损害，防止海底管道因腐蚀或外力破坏等原因造成的油气泄漏。 ②严格落实跟踪监测计划，加强环保设施的维护，确保含油生产水、生活污水经处理后能够稳定达标。

报告名称	审批文号	批复的工程内容	批复要求	落实情况
				③作业公司已制定了详细的溢油应急计划并获得备案。同时，油田按照要求配备相应的溢油应急力量，一旦发生溢油，立即启动溢油应急预案，确保能够做出快速且有效的应急反应，保证周边海洋生态环境安全。
《国家海洋局关于垦利 10-1 油田开发工程 WHPB 平台和 CEP 平台环境保护设施“三同时”检查的批复》（2015.3）	国海环字[2015]87号	垦利 10-1 油田群开发工程 WHPB 平台和 CEP 平台环境保护设施	①定期对溢油风险源进行隐患排查与评估，重点防范由于回注作业可能导致的地层压力异常而造成的地质性溢油风险，从源头上杜绝溢油事故的发生；加强对管道设施巡检，防止因外力破坏或误操作等原因造成的油气泄漏。 ②认真落实溢油应急计划，严格执行溢油反应程序，加强溢油应急设备管理与维护，确保发生溢油事故时能够及时、快速和有效处置。 ③加强作业人员环保意识教育，梳理风险防范意识，严格执行环境保护制度，将环境保护责任细化到人、落实到位。	①生产运行期间，天津分公司定期开展风险隐患排查，加强生产管理，优化注采方案，按照设计的注入压力和注水量进行注水作业，实时监测井口的注入压力和注水量，加强注入地层的地层压力监测，杜绝超压、超注现象。同时，制定了海底管道保护和检测程序，由值班船对海底管道沿途进行巡视，并对海底管道进行不定期局部检测和定期全面检测，避免海洋作业活动对海底管道等设施造成损害，防止海底管道因腐蚀或外力破坏等原因造成的油气泄漏。 ②作业公司已制定了详细的溢油应急计划并获得备案。同时，油田按照要求配备相应的溢油应急力量，一旦发生溢油，立即启动溢油应急预案，确保能够做出快速且有效的应急反应。 ③油田严格落实环境保护制度，定期对人员进行环保培训，提高作业人员环保意识。
《国家海洋局关于垦利 10-1 油田群开发工程环境保护设施竣工验收的复函》（2015.12）	国海环字[2015]624号	垦利 10-1 油田群开发工程环境保护设施	①定期对溢油风险源进行隐患排查与评估，从源头杜绝溢油事故的发生；加强管道设施检测，防止因腐蚀或误操作等原因造成的油气泄漏。 ②落实环境影响报告书中的监测计划，加强环保设施管理和维护，确保生产水、生活污水达标处理。 ③认真落实溢油应急计划，严格执行溢油反应程序，加强溢油应急设备管理与维护，确保发生溢油事故时能够及时、快速和有效处置。	①作业单位定期开展风险隐患排查。同时，制定了海底管道保护和检测程序，由值班船对海底管道沿途进行巡视，并对海底管道进行不定期局部检测和定期全面检测，避免海洋作业活动对海底管道等设施造成损害，防止海底管道因腐蚀或外力破坏等原因造成的油气泄漏。 ②严格落实跟踪监测计划，加强环保设施的维护，确保含油生产水、生活污水经处理后能够稳定达标。

报告名称	审批文号	批复的工程内容	批复要求	落实情况
				③作业公司已制定了详细的溢油应急计划并获得备案。同时，油田按照要求配备相应的溢油应急力量，一旦发生溢油，立即启动溢油应急预案，确保能够做出快速且有效的应急反应，保证周边海洋生态环境安全。
《国家海洋局关于垦利 3-2 油田群开发工程环境保护设施“三同时”检查的批复》（2014）	国海环字[2014]198号	垦利 3-2 油田群开发工程环境保护设施	①加强对海底管道特别是登陆段的定期巡检，防止海底管道因外力破坏或腐蚀等原因造成的油气泄漏；重点防范由于回注作业可能导致的地层压力异常而造成的地质性溢油风险，从源头上杜绝溢油事故的发生。 ②认真落实溢油应急计划，严格执行溢油反应程序，加强溢油应急设备管理与维护，确保发生溢油事故时能够及时、快速和有效处置。 ③加强作业人员环保意识教育，梳理风险防范意识，严格执行环境保护制度，将环境保护责任细化到人、落实到位。	①生产运行期间，天津分公司定期开展风险隐患排查，加强生产管理，优化注采方案，按照设计的注入压力和注水量进行注水作业，实时监测井口的注入压力和注水量，加强注入地层的地层压力监测，杜绝超压、超注现象。同时，制定了海底管道保护和检测程序，由值班船对海底管道沿途进行巡视，并对海底管道进行不定期局部检测和定期全面检测，避免海洋作业活动对海底管道等设施造成损害，防止海底管道因腐蚀或外力破坏等原因造成的油气泄漏。 ②作业公司已制定了详细的溢油应急计划并获得备案。同时，油田按照要求配备相应的溢油应急力量，一旦发生溢油，立即启动溢油应急预案，确保能够做出快速且有效的应急反应。 ③油田严格落实环境保护制度，定期对人员进行环保培训，提高作业人员环保意识。
《国家海洋局关于垦利 3-2 油田群开发工程环境保护设施竣工验收的批复》（2015.2）	国海环字[2015]65号	垦利 3-2 油田群开发工程环境保护设施	①定期对溢油风险源进行隐患排查与评估，从源头杜绝溢油事故的发生；加强管道设施检测，防止因腐蚀或误操作等原因造成的油气泄漏。 ②落实环境影响报告书中的监测计划，加强环保设施管理和维护，确保海上平台生产水处理合格后回注，生活污水处理达标后排海；陆地终端处理厂生活污水处理达标后排入市政管网。	①作业单位定期开展风险隐患排查。同时，制定了海底管道保护和检测程序，由值班船对海底管道沿途进行巡视，并对海底管道进行不定期局部检测和定期全面检测，避免海洋作业活动对海底管道等设施造成损害，防止海底管道因腐蚀或外力破坏等原因造成的油气泄漏。 ②严格落实跟踪监测计划，加强环保设施的维护，确保海上平台生产水处理合格后回注，生

报告名称	审批文号	批复的工程内容	批复要求	落实情况
			③认真落实溢油应急计划，严格执行溢油反应程序，加强溢油应急设备管理与维护，确保发生溢油事故时能够及时、快速和有效处置。	活污水处理达标后排海；陆地终端处理厂生活污水处理达标后排入市政管网。 ③作业公司已制定了详细的溢油应急计划并获得备案。同时，油田按照要求配备相应的溢油应急力量，一旦发生溢油，立即启动溢油应急预案，确保能够做出快速且有效的应急反应，保证周边海洋生态环境安全。
《关于垦利 3-2 油田群开发工程东营原油终端生产水处理系统竣工验收合格的函》（2018.11）	环验[2018]9 号	东营原油终端生产水处理系统	①定期对溢油风险源进行隐患排查与评估，从源头杜绝溢油事故的发生。 ②加强环保设施管理和维护，确保生产水处理系统运转正常。 ③认真落实溢油应急计划，严格执行溢油反应程序，加强溢油应急设备管理与维护，确保发生溢油事故时能够及时、快速和有效处置。	①作业单位定期开展风险隐患排查，发现问题及时处理，防患于未然，从源头杜绝溢油事故的发生。 ②生产期间，加强生产水处理系统的维护，确保其稳定达标。 ③作业公司已制定了详细的溢油应急计划并获得备案。同时，油田按照要求配备相应的溢油应急力量，一旦发生溢油，立即启动溢油应急预案，确保能够做出快速且有效的应急反应，保证周边海洋生态环境安全。

表 6.1-7 本次依托工程工程实施情况

环评批复情况	工程内容	工程建设情况	验收批复情况
《垦利 10-4 油田开发工程环境影响报告书》（2015.3）	①新建 KL10-4 WHPA 平台； ②新建 1 条 KL10-4 WHPA 到 KL10-1 WHPB 海底混输管道； ③新建 1 条 KL10-1 WHPB 至 KL10-4 WHPA 的注水管道； ④新建 1 条 KL10-1 WHPB 到 KL10-4 WHPA 海底复合电缆； ⑤已建平台适应性改造。	所有批复工程已经建设完成	环评批复文号：国海环字[2015]30 号 三同时检查复函：国海环字[2015]648 号 竣工验收复函：国海环字[2016]294 号
《垦利 10-1 油田开发工程环境影响报告书》（2013.12）	①新建 KL10-1 CEP 平台、KL10-1 WHPA 平台和 KL10-1 WHPB 平台；	所有批复工程已经建设完成	环评批复文号：国海环字[2014]111 号 三同时检查复函：国海环字[2015]87 号

环评批复情况	工程内容	工程建设情况	验收批复情况
	②新建 1 条 KL10-1 WHPA~KL10-1 CEP 混输管道； ③新建 1 条 KL10-1 CEP~KL10-1 WHPA 注水管道； ④新建 1 条 KL10-1 CEP~KL3-2 CEPA 输油管道； ⑤新建 1 条 BZ35-2 CEPA~KL10-1 CEP 输气管道； ⑥新建 2 条电缆； ⑦已建平台适应性改造。		竣工验收复函：国海环字[2015]624 号
《垦利 3-2 油田群开发工程环境影响报告书》（2013.3）	①新建 2 座中心平台（BZ35-2 CEPA 和 KL3-2 CEPA）和 5 座井口平台； ②新铺设 7 条平台间海底管道 ③新建 1 条 KL3-2 CEPA~东营原油终端输油管道； ④新铺设 4 条平台间海底电缆，总长约 52km。	所有批复工程已经建设完成	环评批复文号：国海环字[2013]268 号 三同时检查复函：国海环字[2014]198 号 竣工验收复函：国海环字[2015]65 号和环验[2018]9 号

6.1.4 污染物排放情况回顾

6.1.4.1 依托工程开发至今污染物产生/排放情况

（1）含油生产水排放情况回顾

KL10-1 CEP 平台建成运营至今含油生产水最大产生量[redacted]。物流进入 KL10-1 CEP 平台处理后，合格原油经输油管线送至 KL3-2 CEPA 平台，然后输送至东营终端。生产水采用的污染防治措施如下：

KL10-1 CEP 平台含油生产水经处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329－2012）标准（石油类≤15mg/L）后，通过海底管线回注到各井口平台。

表 6.1-8 KL10-1 CEP 平台生产至今含油生产水产生情况

年份	年产水 10^4m^3	日产水 m^3/d
2016	69.2047	2097.11
2017	149.2997	4524.23
2018	182.7196	5536.96

目前注水水质指标中的 7 项控制指标，分别是含油量，悬浮固体含量、悬浮物粒径中值、平均腐蚀率、SRB 含量、TGB 含量、FB 含量，检测频率和目前检测值见表 6.1-9，从表中可以看出，其他指标也符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）相应标准。

表 6.1-9 KL10-1 CEP 平台注水水质检测项目及频率

序号	检测项目		指标	检测频率	目前检测值
1	控制指标	含油量（mg/L）	≤15mg/L	1 天/次	2mg/L
2		悬浮固体含量（mg/L）	≤5mg/L	1 天/次	5 mg/L
3		悬浮物粒径中值（μm）	≤3μm	7 天/次	2.2μm
4		平均腐蚀率（mm/a）	≤0.076 mm/a	1 年/次	0.0186mm/a
5		SRB（个/ml）	≤25 个/mL	7 天/次	25 个/mL
6		TGB(个/ml)	≤千个/mL	7 天/次	0 个/mL
7		IB(个/ml)	≤千个/mL	7 天/次	0 个/mL

（2）其他污染物产生情况

近一年，依托工程其他污染物产生情况见下表。

表 6.1-10 依托工程其他污染物产生情况

项目名称	KL10-4 WHPA 平台	KL10-1 CEP/WHPB 平台
生活污水（m^3/a）	1487.2	5271.8
生活垃圾（t/a）	41.8	366
一般固体废物（t/a）	36.2	243

项目名称	KL10-4 WHPA 平台	KL10-1 CEP/WHPB 平台
危险固体废物（t/a）	0.2	4

6.1.4.2 依托工程环保设施运行情况回顾

（1）环保设施运行情况

表 6.1-11 本项目涉及的各平台主要环保设施运行情况

序号	工程设施	环保工程	数量	运行情况
1	KL10-4WHPA 平台	开/闭式排放系统	1 套	正常
2		注水系统	1 套	正常
3		生活污水处理装置	1 套	正常
4	KL10-1WHPB 平台	开/闭式排放系统	1 套	正常
5		注水系统	1 套	正常
6	KL10-1CEP 平台	开/闭式排放系统	1 套	正常
7		含油污水处理系统	1 套	正常
8		注水系统	1 套	正常
9		电解生活污水处理装置	1 套	正常
10		火炬系统	1 套	正常
11	KL3-2 CEPA 平台	开/闭式排放系统	1 套	正常
12		生产水处理系统	1 套	正常
13		注水系统	1 套	正常
14		生活污水处理装置	1 套	正常
15		火炬放空系统	1 套	正常

（2）生产水处理设施

垦利 16-1 油田新建 1 座 4 腿井口平台 KL16-1 WHPA，井口物流经计量、加热后进入海底管道输送至 KL10-4 WHPA 平台，与 KL10-4 WHPA 平台所产物流一起输送至 KL10-1 WHPB 平台，经由栈桥输送至 KL10-1 CEP 平台进行处理，处理合格后的原油经由海管输送至 KL3-2 CEPA 平台，然后输送至东营终端；脱出的天然气作为燃料供 KL10-1 CEP 平台透平使用；脱出的生产水在 KL10-1 CEP 平台处理合格后，经由 KL10-4 WHPA 平台返输至 KL16-1 WHPA 平台进行回注。

表 6.1-12 KL10-1 CEP 平台生产水处理设施出水石油类浓度

监测时间	KL10-1 CEP 平台		
	2016 年	2017 年	2018 年
	抽检浓度(mg/L)	抽检浓度(mg/L)	抽检浓度(mg/L)
1 月	4.7	4.5	4.5
2 月	3.8	4.4	4.4
3 月	3.9	4.3	4.3
4 月	4.5	4.4	4.4
5 月	4.6	4.3	4.5
6 月	4.9	4.4	4.6
7 月	4.5	4.5	4.7

监测时间	KL10-1 CEP 平台		
	2016 年	2017 年	2018 年
	抽检浓度(mg/L)	抽检浓度(mg/L)	抽检浓度(mg/L)
8 月	4.4	4.6	3.8
9 月	4.3	4.7	3.9
10 月	4.4	4.5	4.5
11 月	4.3	4.4	4.6
12 月	4.4	4.3	4.9

从表 6.1-12 可知，KL10-1CEP 平台出水自 2015 年至 2017 年底出水水质抽检均达标（《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329－2012），含油量≤15mg/L》）。

（3）生活污水

依托工程有 3 座有人值守平台，KL10-4 WHPA 平台、KL10-1 CEP 平台、KL3-2 CEPA 平台近三年生活污水排放结果见表 6.1-13 至表 6.1-14，生活污水经各自平台上设置的生活污水处理系统处理达标后排放。

表 6.1-13　KL10-4 WHPA 平台近期生活污水 COD 浓度

监测时间	2016	2017	2018
	抽检浓度(mg/L)	抽检浓度(mg/L)	抽检浓度(mg/L)
1 月	117	92	92
2 月	120	160	58
3 月	41	125	55
4 月	109	160	51
5 月	121	169	54
6 月	104	219	38
7 月	69	186	30
8 月	74	163	36
9 月	55	92	41
10 月	36	153	58
11 月	76	106	38
12 月	128	101	25
合计	117	92	92

表 6.1-14　KL10-1 CEP 平台近期生活污水 COD 浓度

监测时间	2016	2017	2018
	抽检浓度(mg/L)	抽检浓度(mg/L)	抽检浓度(mg/L)
1 月	256	242	223
2 月	237	262	287
3 月	235	260	242
4 月	256	259	228
5 月	247	268	215
6 月	265	273	175
7 月	270	269	181

监测时间	2016	2017	2018
	抽检浓度(mg/L)	抽检浓度(mg/L)	抽检浓度(mg/L)
8 月	264	277	192
9 月	270	268	193
10 月	263	192	207
11 月	269	195	219
12 月	251	270	188
合计	256	242	223

6.1.5 依托工程平台、管线设计寿命情况

依托工程共 3 座平台，在 2014 年~2015 年间陆续投入使用，未达到设计寿命；共 3 条混输管线，在 2014 年~2015 年间陆续投入使用，未达到设计寿命；本工程共 1 条注水管线，在 2015 年投入使用，未达到设计寿命。

表 6.1-15 平台、管线和电缆设计寿命情况统计表

序号	平台/管线/电缆名称	建成年份	设计使用年限	到期时间	剩余设计年限
1	KL10-4WHPA 平台	2015 年	[redacted]	[redacted]	21
2	KL10-1WHPB 平台	2015 年	[redacted]	[redacted]	21
3	KL10-1CEP 平台	2015 年	[redacted]	[redacted]	26
4	KL3-2 CEPA 平台	2014 年	[redacted]	[redacted]	21
5	KL10-4WHPA~KL10-1WHPB	2015 年	[redacted]	[redacted]	21
6	KL10-1 CEP~KL3-2 CEPA	2015 年	[redacted]	[redacted]	26
7	KL3-2 CEPA~垦利油田群东营原油终端	2014 年	[redacted]	[redacted]	26
8	KL10-1WHPB~KL10-4WHPA	2015 年	[redacted]	[redacted]	21
9	KL10-1WHPB ~KL10-4WHPA	2015 年	[redacted]	[redacted]	21

6.1.6 能源消耗情况

依托工程燃油燃气消耗情况和水耗情况见表 6.1-16 和表 6.1-17。

表 6.1-16 本工程相关平台燃油燃气消耗现状

平台	柴油罐容积（m^3）	柴油用量（m^3/a）	原油用量（m^3/a）	天然气用量（$10^4m^3/a$）	年用电量（KW·h）	柴油用途
KL10-4 WHPA	[redacted]	[redacted]			[redacted]	井下作业，柴油吊车
KL10-1 WHPB	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	井下作业，柴油吊车
KL10-1 CEP	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	柴油吊车
KL10-1 WHPA	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	井下作业，柴油吊车
KL3-2 CEPA	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	透平消耗/应急设备试运转/吊车消耗
合计	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	

表 6.1-17 本工程相关平台水耗现状

平台	水耗（$10^4m^3/a$）		
	生活污水	水源井（生产水）	小计
KL10-4 WHPA			
KL10-1 WHPB			
KL10-1 CEP			
KL10-1 WHPA			
KL3-2 CEPA			
合计			

6.1.1 产能现状

目前，各油田产能现状见表 6.1-18。

表 6.1-18 各油田产能现状

平台	油（m^3/d）	气（$10^4m^3/d$）	水（m^3/d）
垦利 10-1 油田			
垦利 10-4 油田			

6.2 故障排污及溢油事故回顾

垦利 10-1、垦利 10-4 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。投产至今，生产设施运行情况良好，没有发生故障排污及溢油事故。

6.3 海洋环境质量现状回顾性评价结果

6.3.1 回顾评价历史资料的选取

（1）回顾评价历史资料选取原则

为了充分了解垦利油田海域环境变化情况，增加历史资料的可比性，回顾评价历史资料按照如下原则进行筛选：调查范围围绕工程所在海域，并尽量保证一致，调查时间尽量代表同一水期，调查因子基本全面，按照以上原则，本次评价选取 2013 年 5 月、2014 年 10 月、2018 年 5 月、2017 年 11 月工程所在海域环境质量现状的调查结果进行对比分析。引用的历史调查资料概况见表 6.3-1。

渔业资源回顾性分析采用《垦利 10-1 油田开发工程环境影响报告书》（调查时间为 2011 年 5 月和 2010 年 19 月）、《垦利 10-4 油田开发工程环境影响报告书》（调查时间为 2014 年 5 月和 2013 年 9 月）及本次引用的《渤中 19-6 开发项目渔业资源现状调查与评价专题报告》（调查时间为 2018 年 5~6 月和 2018 年 10 月）的两季渔业资源调查资料进行分析比较，历次调查站位见图 6.3-2。

（2）回顾评价历史资料调查概况及站位布设

①环境质量现状

2013 年 5 月在调查区域内布设海洋环境质量现状调查断面 8 条，47 个水质、沉积物、海洋生态调查站位。

2014 年 10 月在调查区域内布设海洋环境质量现状调查断面 8 条，57 个水质、沉积物、海洋生态调查站位。

2018 年 5 月在调查区域布设海洋环境质量现状调查断面 6 条，共 30 个调查站位。其中水质站位 30 个，海洋生态调查站位各 21 个。

2017 年 11 月在调查区域布设海洋环境质量现状调查断面 6 条，共 30 个调查站位。其中水质站位 30 个，沉积物、海洋生态调查站位各 21 个。具体站位布设见图 6.3-1。

②渔业资源现状

2011 年 5 月在调查区域布设渔业资源现状调查站位 16 个站位；2010 年 10 月在调查区域布设渔业资源现状调查站位 16 个站位。

2014 年 5 月在调查区域布设渔业资源现状调查站位 14 个站位；2013 年 9 月在调查区域布设渔业资源现状调查站位 14 个站位。

2018 年 5~6 月在调查区域布设渔业资源现状调查站位 12 个站位；2018 年 10 月在调查区域布设渔业资源现状调查站位 12 个站位。

表 6.3-1　本次评价引用的历史调查资料概况

编号	资料来源	调查范围	调查时间	站位数	调查单位	调查单位资质	本次评价引用因子
1	《垦利 10-4 油田开发工程环境影响报告书》【中海油研究总院，2015 年 3 月】	119°09′57″E~120°07′03″E 37°34′02″N~38°18′42″N	2013 年 5 月	47	国家海洋局北海环境监测中心	有 CMA 认证	1、水质：COD、石油类、磷酸盐、氨氮、铅 2、沉积物：石油类、硫化物、铅 3、海洋生态环境：叶绿素 a、浮游植物、浮游动物、底栖生物、潮间带生物、生物质量
2	《垦利 10-4 油田开发工程环境影响报告书》【中海油研究总院，2015 年 3 月】	119°05′32″E~120°06′55″E 37°27′05″N~38°28′22″N	2014 年 10 月	57	国家海洋局北海环境监测中心	有 CMA 认证	
3	《垦利区域开发项目海洋环境质量现状春季调查报告》【青岛环海海洋工程勘察研究院，2018 年 7 月】	119°2’13.32”E~119°51’6.04”E 37°27’43.67”N~38°07’15.80”N	2018 年 5 月	30	青岛环海海洋工程勘察研究院	有 CMA 认证	
4	《垦利区域开发项目海洋环境质量现状秋季调查》【青岛环海海洋工程勘察研究院，2017 年 12 月】	119°2’13.32”E~119°51’6.04”E 37°27’43.67”N~38°07’15.80”N	2017 年 11 月	30	青岛环海海洋工程勘察研究院	有 CMA 认证	

表 6.3-2　本次评价引用的历史调查资料概况

编号	资料来源	调查范围	调查时间	站位数	调查单位	本次评价引用因子
1	《垦利 10-1 油田开发工程环境影响报告书》【中海油研究总院，2013 年 12 月】	119°08′E~120°02′E 37°38′N~38°14′N	2011 年 5 月	16	中国水产科学研究院黄海水产研究所	鱼卵、仔稚鱼、鱼类、头足类、甲壳类的种类数、资源密度
2	《垦利 10-1 油田开发工程环境影响报告书》【中海油研究总院，2013 年 12 月】	118°55′E~120°10′E 37°30′N~38°25′N	2010 年 10 月	16		
3	《垦利 10-4 油田开发工程环境影响报告书》【中海油研究总院，2015 年 12 月】	119°15’ E~120°08’ E 37°20’ N~38°10’ N	2014 年 5 月	14		
4	《垦利 10-4 油田开发工程环境影响报告书》【中海油研究总院，2015 年 12 月】	119°15’ E~120°08’ E 37°20’ N~38°10’ N	2013 年 9 月	14		
5	《垦利区域开发项目渔业资源现状春季调查报告》【中国水产科学研究院黄海水产研究所，2018 年 11 月】	119°15’ E~120°00’ E 37°20’ N~38°00’ N	2018 年 5~6 月	12		

6	《垦利 16-1 油田开发项目海域渔业资源现状调查与评价》【中国水产科学研究院黄海水产研究所，2019 年 3 月】	119°15’ E~120°00’ E 37°30’ N~38°15’ N	2018 年 10 月	12		

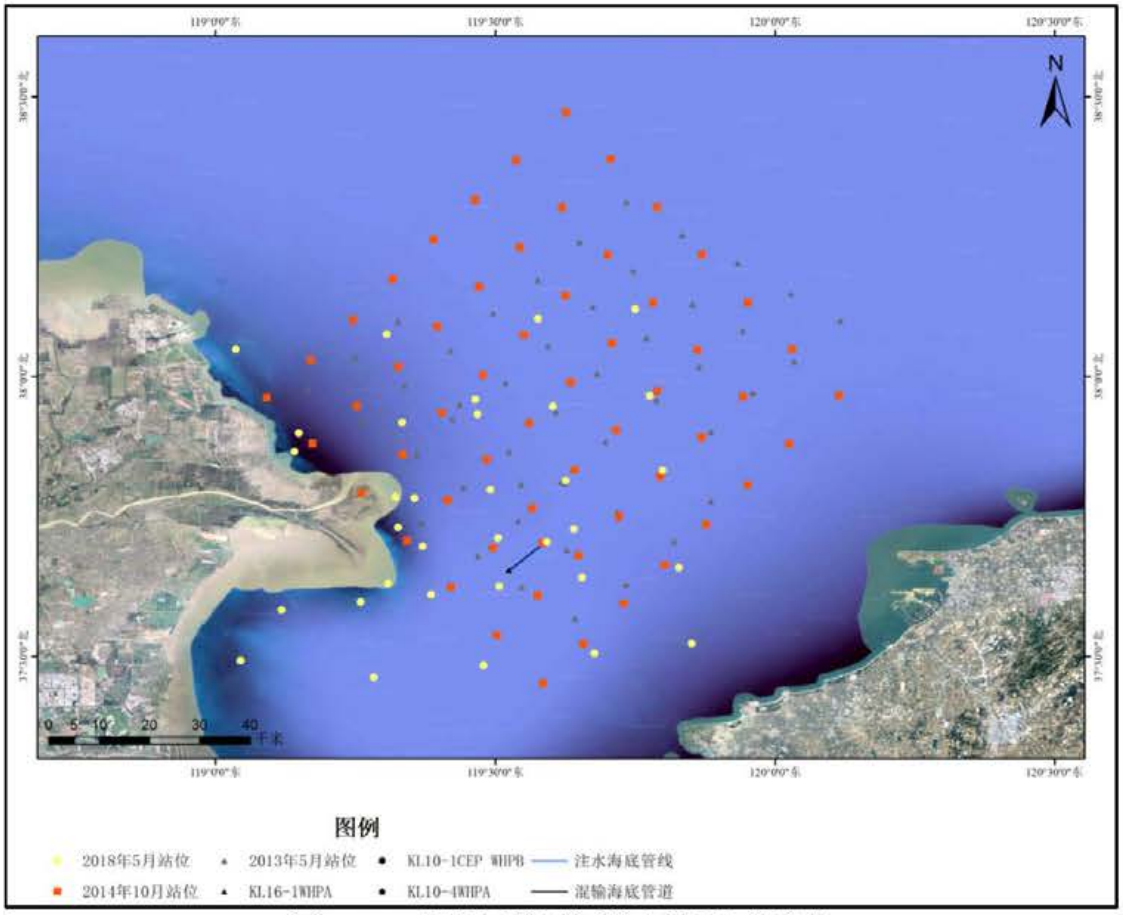


图 6.3-1 本次评价引用的历史调查站位

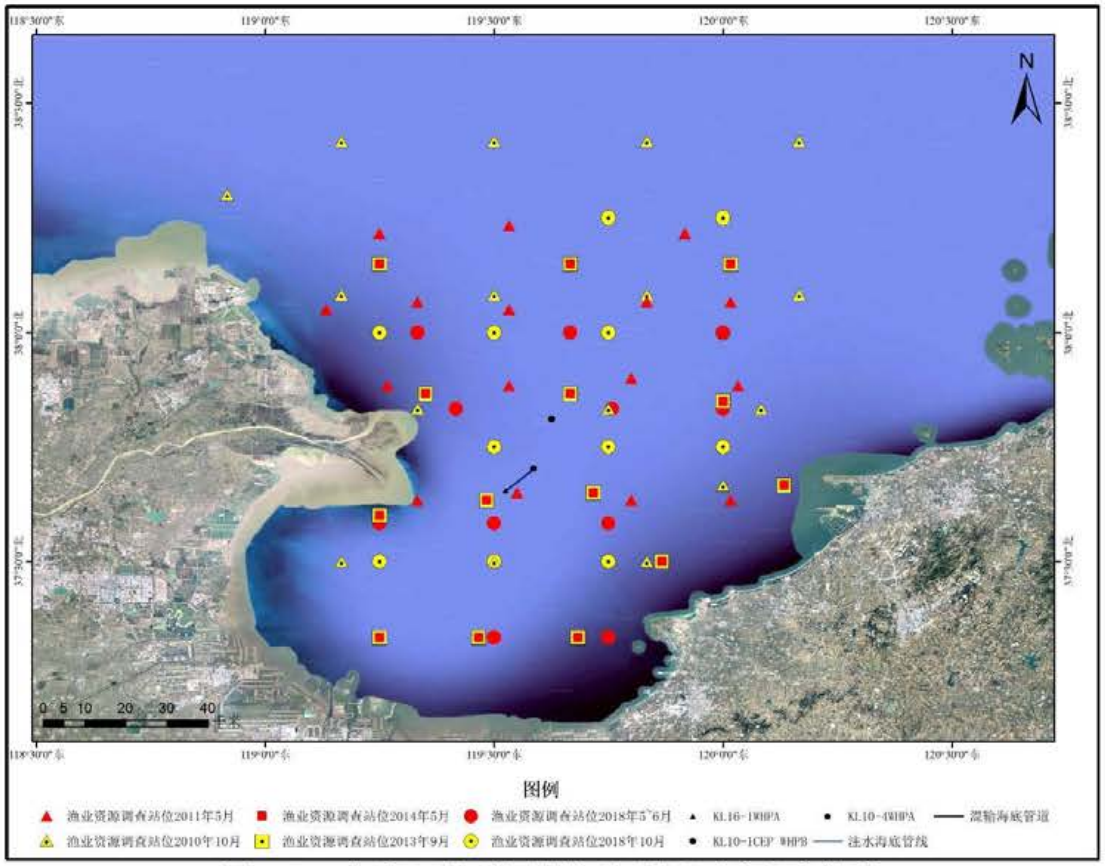


图 6.3-2 本次评价引用的渔业资源历史调查站位

6.3.2 回顾评价因子选取

（1）海水水质评价因子

pH、DO、COD、石油类、活性磷酸盐、无机氮、挥发性酚、硫化物、砷、铜、铅、锌、镉、汞、总铬，由于 2018 年 5 月和 2017 年 11 月水质调查只有表层和底层，因此，本次水质回顾性分析只对比表层和底层调查结果。

（2）沉积物环境评价因子

有机碳、硫化物、石油类、铜、铅、锌、总铬、汞、镉、砷。

（3）海洋生态环境评价因子

选择叶绿素 a、浮游植物、浮游动物、底栖生物、潮间带生物、生物质量进行比较分析。

（4）渔业资源评价因子

选择鱼卵、仔稚鱼、鱼类、头足类、甲壳类进行分析。

6.3.3 海洋环境质量回顾评价

6.3.3.1 海洋水质环境回顾评价

2013 年 5 月、2014 年 10 月、2018 年 5 月、2017 年 11 月海洋水质环境监测分析结果列于表 6.3-3 中。

（1）春季

对比两次春季调查结果可知，该海域海水质量状况与历史状况基本相同。两次调查所有样品中溶解氧、pH 值、石油类、铜、镉、铬、砷、挥发酚、活性磷酸盐和硫化物的含量均低于第一类海水水质标准，且在历次调查中含量均较稳定。化学需氧量（COD）、总汞、铅、锌和无机氮调查因子均出现了不同程度的超标。

①COD

2013 年 5 月调查 COD 表、底层均出现超标现象，超标率分别为 12.77%和 8.51%，2018 年 5 月该海域表、底层 COD 符合海水水质一类标准。

②总汞

2018 年 5 月调查比 2013 年 5 月表层总汞的最大值和超标率有所上升，底层的最大值和超标率有所下降。

③铅

2018 年 5 月调查比 2013 年 5 月表、底层铅的最大值有所下降，超标率有所上升。

④锌

2018 年 5 月调查比 2013 年 5 月表、底层锌的最大值有所下降，超标率有所上升。

⑤无机氮

2018 年 5 月调查比 2013 年 5 月表、底层无机氮的最大值和超标率有所上升。

（2）秋季

对比两次秋季调查结果表明，该海域海水质量状况与历史状况基本相同。两次秋季调查所有样品中溶解氧、化学需氧量（COD）、pH 值、铜、镉、铬、砷、挥发酚和硫化物的含量均低于第一类海水水质标准，且在历次调查中含量均较稳定。石油类、总汞、铅、锌、活性磷酸盐和无机氮调查因子均出现了不同程度的超标。

①石油类

2017 年 11 月调查比 2014 年 10 月表层石油类的最大值和超标率有所上升。

②总汞

2017 年 11 月总汞表、底层均出现超标现象，超标率分别为 60%和 47.62%，2014 年 10 月该海域表、底层总汞符合海水水质一类标准。

③铅

2017 年 11 月调查比 2014 年 10 月表、底层铅的最大值和超标率有所上升。

④锌

2017 年 11 月调查比 2014 年 10 月表、底层锌的最大值和超标率有所上升。

⑤活性磷酸盐

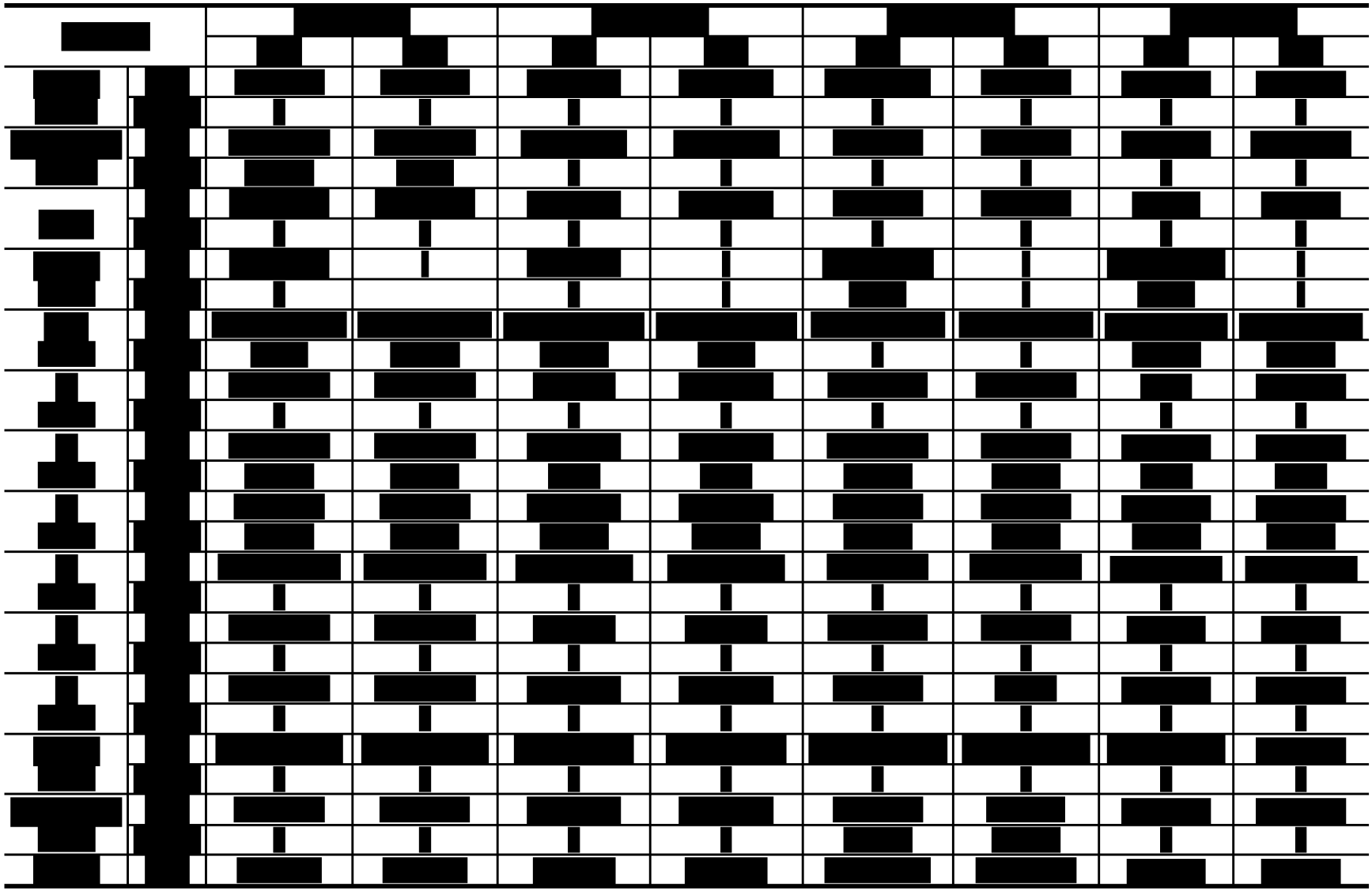
2014 年 10 月调查活性磷酸盐表、底层均出现超标现象，超标率分别为 31.58%和 35.29%，2017 年 11 月该海域表、底层活性磷酸盐符合海水水质一类标准。

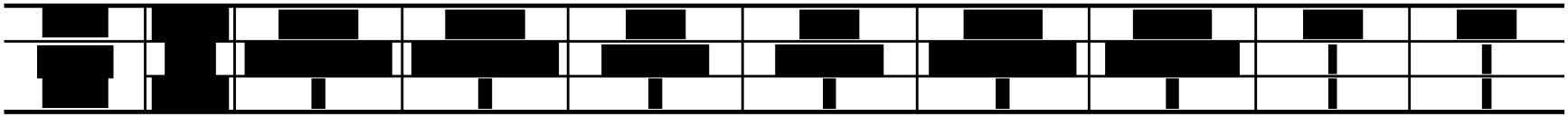
⑥无机氮

2017 年 11 月调查比 2014 年 10 月表、底层无机氮的最大值和超标率有所上升。

分析对比结果表明，该海域海水质量状况与历史状况基本相同，超标因子未发现明显的季节性差异，该海域的主要污染物仍然是无机氮、铅、锌、汞。

表 6.3-3　海洋水质历年环境监测分析结果

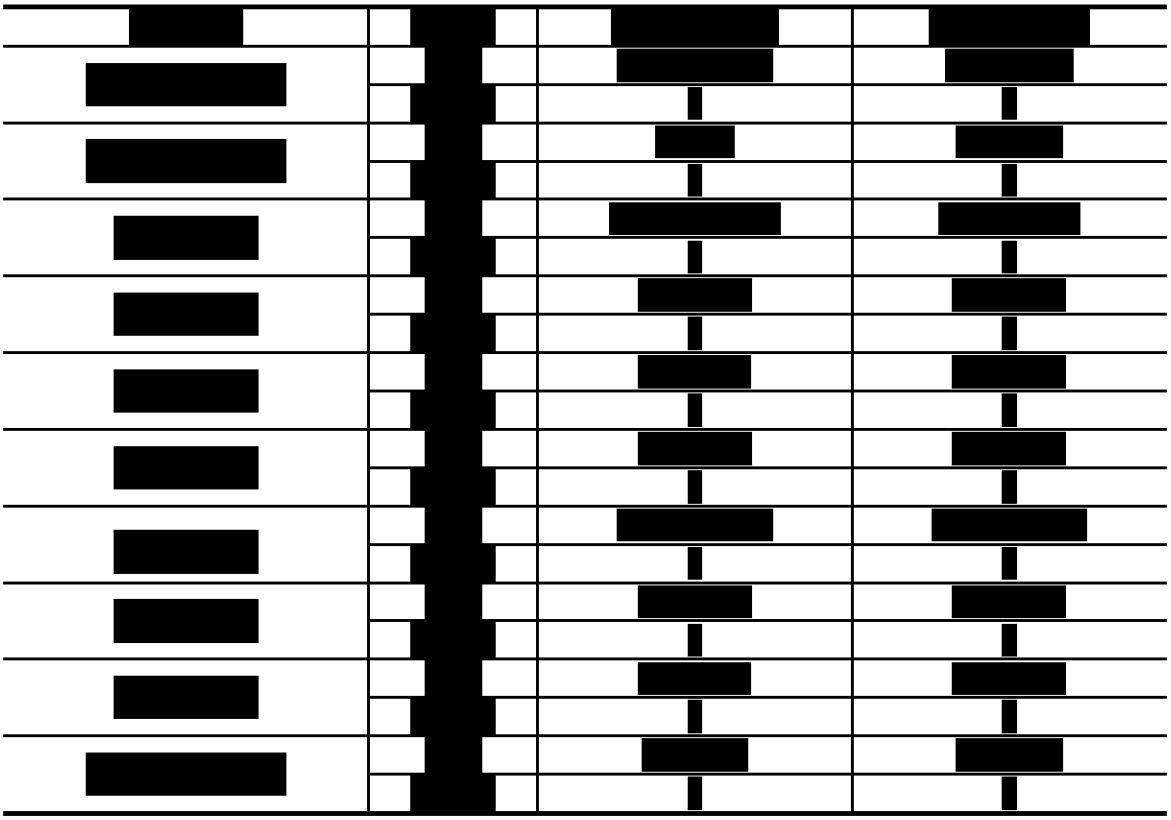




6.3.3.2 沉积物环境回顾评价

2013 年 5 月、2017 年 11 月沉积物环境监测分析结果列于表 6.3-4 中。对比调查结果显示，两次调查中表层沉积物中有机碳、硫化物、汞、砷、铅、镉、锌、铬和石油类的含量均低于第一类沉积物标准。其中有机碳、硫化物、汞、砷、铅、镉、锌、铬的含量 2017 年 11 月调查略高于 2013 年 5 月调查结果；表层沉积物中石油类的含量，两次调查无显著变化、铜的含量最大值略有下降。总的来说，调查海域表层沉积物质量基本保持稳定，未出现恶化趋势。

表 6.3-4 沉积物环境监测分析结果表



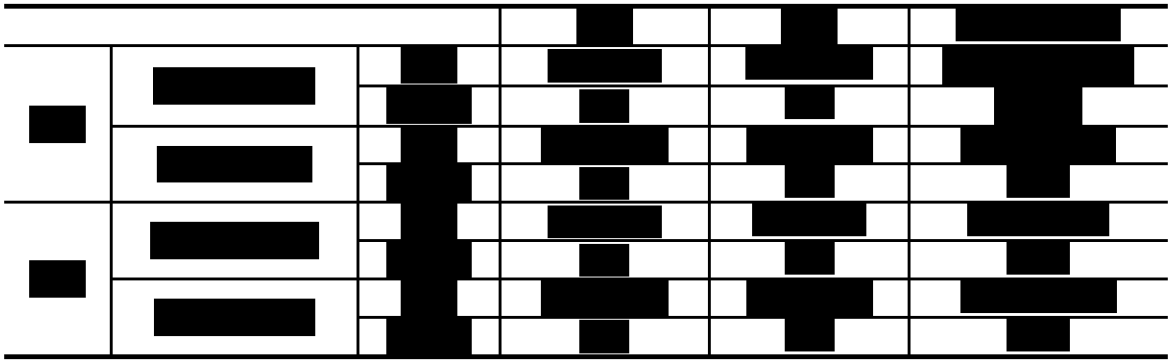
6.3.3.3 海洋生态回顾评价

（1）叶绿素 a 代表年份变化分析

2013 年 5 月、2018 年 5 月、2014 年 10 月、2017 年 11 月叶绿素 a 调查结果列于表 6.3-5 中。根据表 6.3-5：春季叶绿素 a 含量和初级生产力总体呈下降趋势，秋季叶绿素 a 含量和初级生产力总体呈上升趋势。

表 6.3-5 叶绿素 a 历年调查结果

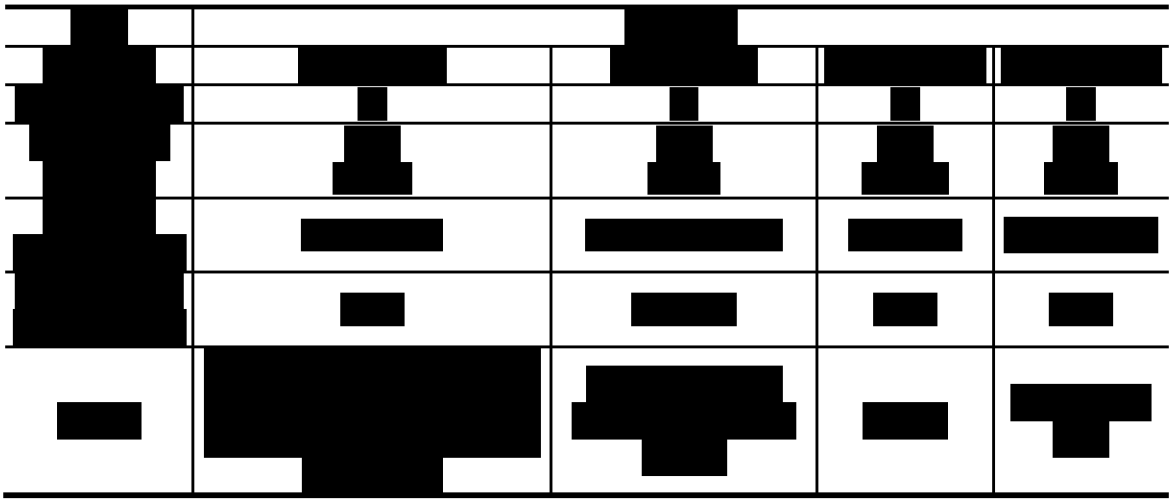




（2）浮游植物代表年份变化分析

2013 年 5 月、2018 年 5 月、2014 年 10 月、2017 年 11 月浮游植物结果列于表 6.3-6 中。

表 6.3-6　浮游植物历年调查结果



由表 6.3-6 可见，春季 2018 年 5 月和 2013 年 5 月相比，浮游植物的种类数有所降低，浮游植物的细胞数量有所上升，主要类群均为硅藻类，优势种有一定的变化，由具槽帕拉藻、圆筛藻、布氏双尾藻、印度翼根管藻、刚毛根管藻、柔弱根管藻和尖刺伪菱形藻变为翼根管藻、夜光藻、海链藻和刚毛根管藻。

秋季 2017 年 11 月和 2014 年 10 月相比，浮游植物的种类数有所降低，浮游植物的细胞数量有所上升，主要类群均为硅藻类，优势种有一定的变化，由圆筛藻变为福环藻和夜光藻。

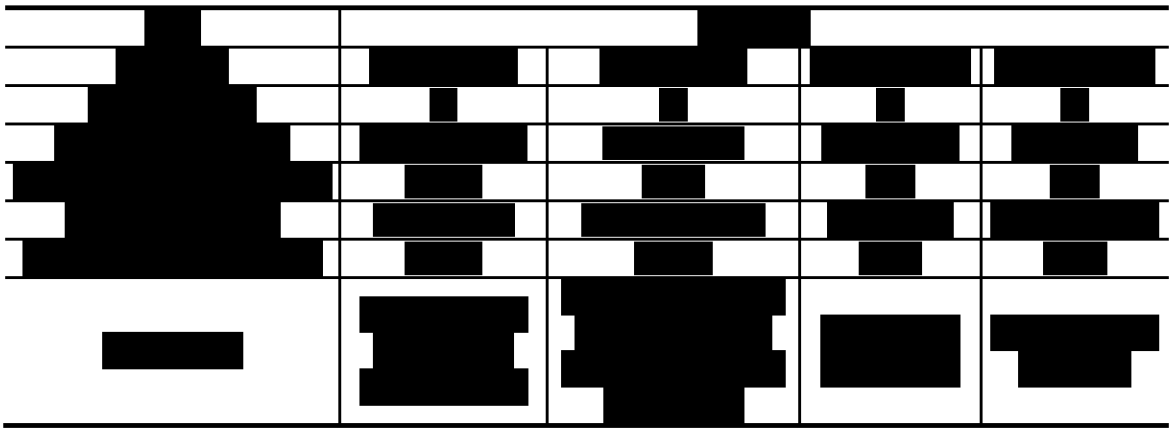
（3）浮游动物代表年份变化分析

2013 年 5 月、2018 年 5 月、2014 年 10 月、2017 年 11 月浮游动物结果列于表 6.3-7 中。

春季 2018 年 5 月与 2013 年 5 月相比，浮游动物种类数、生物量有所上升，个体数量变化不大，优势种有所变化，由中华哲水蚤、墨氏胸刺水蚤、强壮箭虫为强壮箭虫、中华哲水蚤、小拟哲水蚤、纺锤水蚤和腹针胸刺水蚤。

秋季 2017 年 11 月与 2014 年 10 月相比，浮游动物种类数、个体数量、生物量有所下降，优势种没有变化。

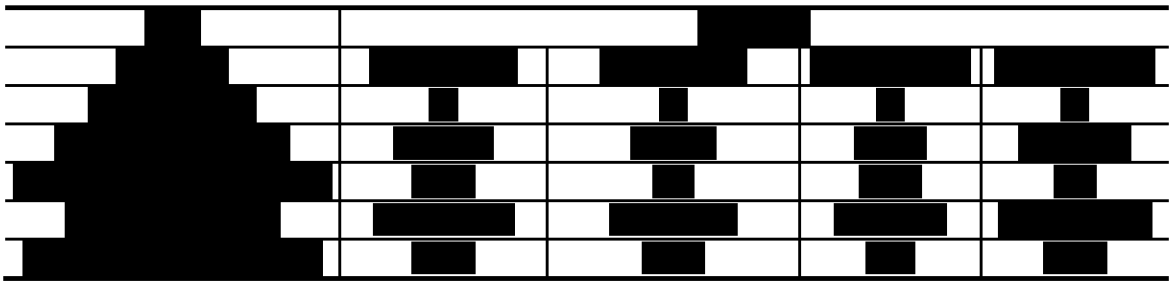
表 6.3-7　浮游动物历年调查结果



（4）底栖生物代表年份变化分析

2013 年 5 月、2018 年 5 月、2014 年 10 月、2017 年 11 月底栖生物调查结果列于表 6.3-8 中。

表 6.3-8　底栖生物历年调查结果



春季 2018 年 5 月与 2013 年 5 月相比，底栖生物种类数、个体数量、生物量有所下降。

秋季 2017 年 11 月与 2014 年 10 月相比，底栖生物种类数、个体数量有所上升，生物量有所下降。

6.3.3.4　生物质量回顾评价

本次评价选取 2013 年 5 月、2018 年 5 月、2014 年 10 月、2017 年 11 月工程所在海域环境质量现状的调查结果进行对比分析。引用的历史调查资料概况见表 6.3-1。

历次调查均根据《海洋监测规范》（GB17378-2007）的有关规定，取调查海域经济物种的可食部分，进行生物体内的铜、铅、锌、镉、铬、砷、汞、石油烃的分析。分析结果见表 6.3-9。其中贝类评价标准引用《海洋生物质量》（GB18421-2001）中一类标准；鱼类及甲壳类生物体内污染物质（除石油烃外）含量评价标准采用《全国海岸带和滩涂资源综合调整简明章程》中规定的生物质量标准，石油烃含量的评价标准采用《第二次全国海洋污染绩效调查技术规程》（第二分册）中规定的生物质量标准。除贝类之外的生物体内的铬和砷缺少相应的评价标准，未对生物体内的铬和砷进行评价。

（1）2013 年 5 月调查结果

调查海域生物质量检测样品中除 P1 和 P16 号站的舌鳎体内汞含量超标外，其他均符合《海洋生物质量》（GB18421-2001）中的一类标准和《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》中规定的标准，说明评价海域舌鳎生物体内受到重金属汞的影响。

（2）2014 年 10 月调查结果

调查海域生物质量检测样品中除 P13、P19、P53、P34 和 P37 号站的四角蛤体内镉含量以及石油烃含量超标外，其他均符合《海洋生物质量》（GB18421-2001）中的一类标准和《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》中规定的标准，说明评价海域四角蛤生物体内受到镉和石油烃的影响。

（3）2018 年 5 月调查结果

2018 年 5 月调查结果中各站位所获的生物体内各项评价因子均满足相应的标准值。

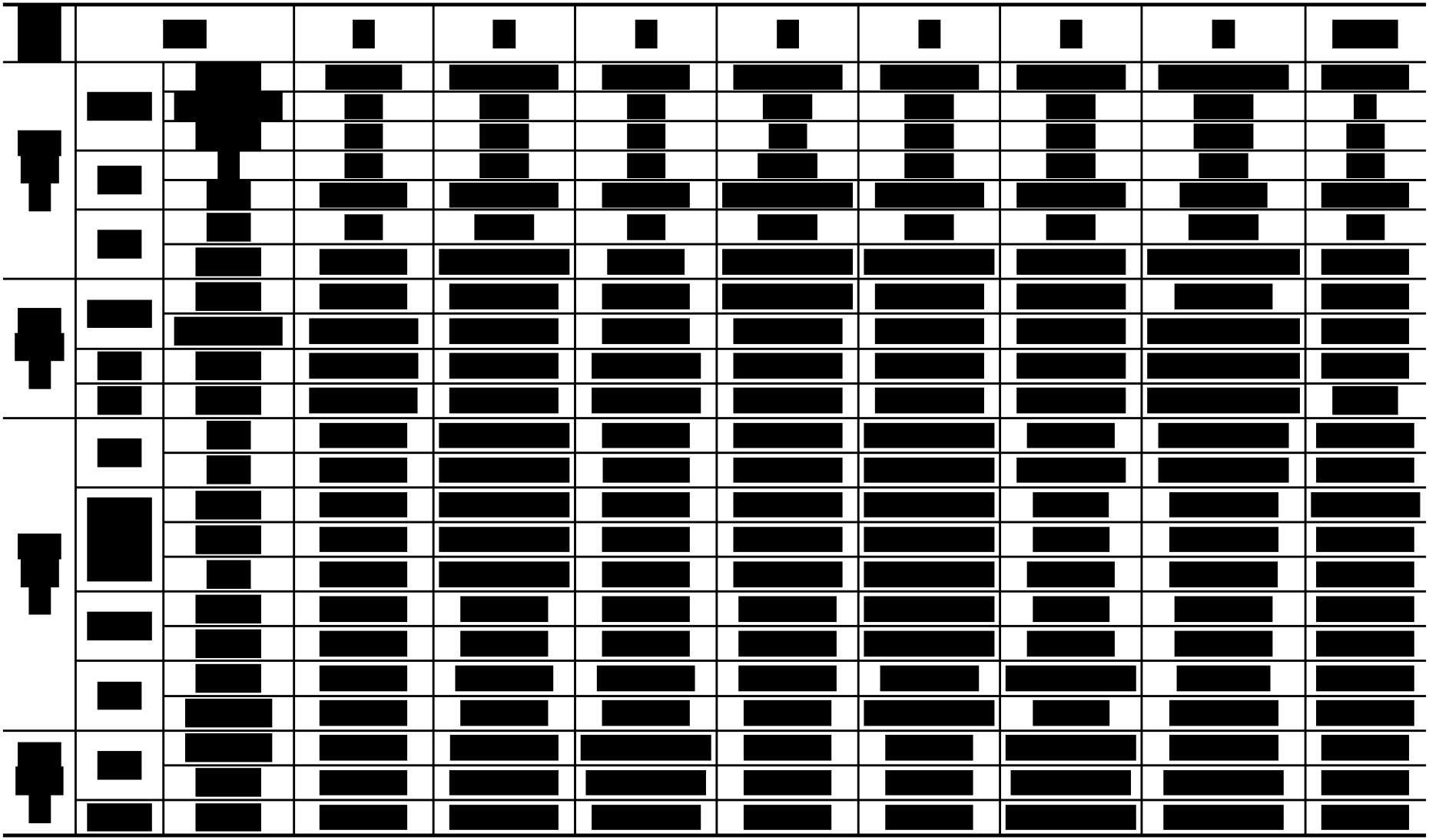
（4）2017 年 11 月调查结果

2017 年 11 月调查结果中各站位所获的生物体内各项评价因子均满足相应的标准值。

（5）小结

分析结果表明：2013 年 5 月调查舌鳎生物体内汞出现超标现象；2014 年 10 月调查四角蛤体内镉和石油类出现超标现象；2015 年 5 月和 2017 年 11 月调查生物质量较好，各调查因子均未出现超标现象。这说明：油田海区生物质量状况有明显的好转。

表 6.3-9　油田海域生物质量分析对比结果（湿重，10^{-6}，mg/kg）



6.3.3.5 渔业资源回顾评价

渔业资源的历次调查数据统计表表 6.3-10。

（1）春季

鱼卵种类数 2018 年低于 2011 年调查结果，仔稚鱼种类数 2018 年高于 2011 年调查结果。

鱼卵密度 2011 年和 2014 年调查结果变化不大，均高于 2018 年调查结果；仔稚鱼密度 2011 年调查结果最高，2018 年次之，2014 年最低。

鱼类种类数 2011 年和 2014 年调查结果一致，均高于 2018 年调查结果；鱼类资源密度 2011 年调查结果， 2018 年次之，2014 年最低。

头足类种类数 2011 年和 2014 年调查结果一致，均高于 2018 年调查结果；资源密度资源密度三次调查呈先降低后升高的趋势。

甲壳类种类数三次调查结果呈依次降低的趋势；资源密度由于 2018 年调查区分成体和幼体，前两次调查未区分，无法直接比较，因此，只对 2011 年和 2014 年调查结果进行比较，2011 年月资源密度高于 2014 年调查结果。

（2）秋季

仔稚鱼种类数 2010 年高于 2013 年调查结果。

鱼类种类数三次调查结果变化不大；鱼类资源密度呈依次降低的趋势。

头足类种类数三次调查结果一致；资源密度三次调查呈先升高后减低的趋势。

甲壳类种类数三次调查结果呈依次降低的趋势；资源密度由于 2018 年调查区分成体和幼体，前两次调查未区分，无法直接比较，因此，只对 2011 年和 2014 年调查结果进行比较，2011 年月资源密度高于 2014 年调查结果。

历年调查显示，调查海域渔业资源状况良好。

表 6.3-10 历次调查渔业资源调查数据对比统计（春季）



6.3.4 海洋环境质量回顾评价结论

通过多年的历史调查数据对比分析：

①水质环境：分析对比结果表明，该海域海水质量状况与历史状况基本相同，超标因子未发现明显的季节性差异，该海域的主要污染物仍然是无机氮、铅、锌、汞。

②沉积物环境：其中有机碳、硫化物、汞、砷、铅、镉、锌、铬的含量 2017 年 11 月调查略高于 2013 年 5 月调查结果；表层沉积物中石油类的含量，两次调查无显著变化、铜的含量最大值略有下降。总的来说，调查海域表层沉积物质量基本保持稳定，未出现恶化趋势。

③海洋生态：春季叶绿素 a 含量和初级生产力总体呈下降趋势，秋季叶绿素 a 含量和初级生产力总体呈上升趋势；浮游植物的种类数有所降低，浮游植物的细胞数量有所上升，主要类群均为硅藻类，优势种有一定的变化；春季浮游动物种类数、生物量有所上升，个体数量变化不大，优势种有所变化，秋季浮游动物种类数、个体数量、生物量有所下降，优势种没有变化；春季底栖生物种类数、个体数量、生物量有所下降，秋季底栖生物种类数、个体数量有所上升，生物量有所下降。

④生物质量：油田海区生物质量状况有明显的好转。

7 环境影响预测与评价

本项目计划新建一座井口平台 KL16-1 WHPA 平台及配套生产设施，分别新建 KL16-1 WHPA 平台至 KL10-4 WHPA 平台 7.7km 的海底电缆和管道。本次还改造依托的 KL10-4 WHPA 平台和 KL10-1 WHPB 平台，改造作业不涉及水下作业。

根据工程分析，垦利 16-1 油田开发项目建设期非含油和含油钻井液、非含油和含油钻屑均运回陆上处理不外排，海底管道和电缆挖沟掀起的悬浮沙和船舶生活污水外排海域，本篇利用数值模拟方法对悬浮沙和生活污水 COD 污染影响进行预测，并根据预测结果分析与评价对海洋环境的影响。

7.1 水文动力环境影响预测与评价

本项目新建平台和海底管线，所处水深约 13.1m，因此对该项目附近的大面积水域建立三维的数学模型，采用有限体积法求解水流运动控制方程。首先计算该水域的流速场，明确其潮流的运动特性，进而计算建设项目的排海污染物对海洋水质的影响。

7.1.1 潮流基本控制方程

模型基于三维不可压缩流体雷诺时均的纳维—斯托克斯（Navier-Stokes）浅水方程，在笛卡尔坐标下，依据 Bousinesq 涡粘假定及静水压假设，三维水流运动的基本方程为：

连续性方程：

$$\frac{\partial u}{\partial x}+\frac{\partial v}{\partial y}+\frac{\partial w}{\partial z}=S$$

动量方程：

$$\frac{\partial u}{\partial t}+\frac{\partial u^2}{\partial x}+\frac{\partial vu}{\partial y}+\frac{\partial wu}{\partial z}=fv-g\frac{\partial \eta}{\partial x}-\frac{1}{\rho_0}\frac{\partial p_a}{\partial x}-\frac{g}{\rho_0}\int_z^\eta\frac{\partial \rho}{\partial x}dz-$$

$$\frac{1}{\rho_0 h}\left(\frac{\partial s_{xx}}{\partial x}+\frac{\partial s_{xy}}{\partial y}\right)+F_u+\frac{\partial}{\partial z}\left(v_t\frac{\partial u}{\partial z}\right)+u_sS$$

$$\frac{\partial v}{\partial t}+\frac{\partial v^2}{\partial y}+\frac{\partial uv}{\partial x}+\frac{\partial wv}{\partial z}=-fu-g\frac{\partial \eta}{\partial y}-\frac{1}{\rho_0}\frac{\partial p_a}{\partial y}-\frac{g}{\rho_0}\int_z^\eta\frac{\partial \rho}{\partial y}dz-$$

$$\frac{1}{\rho_0 h}\left(\frac{\partial s_{yx}}{\partial x}+\frac{\partial s_{yy}}{\partial y}\right)+F_v+\frac{\partial}{\partial z}\left(v_t\frac{\partial v}{\partial z}\right)+v_sS$$

式中：x、y、z 为笛卡尔坐标系；t 为时间；η 为水面相对于模型基准面的高程；d

为静水深；$h=\eta+d$ 为全水深；u、v、w 分别为 x、y、z 方向的流速分量；g 为重力加速度；ρ 为海水密度；ρ_0 为水的密度；$f=2\Omega\sin\phi$ 为科氏力参数，Ω 为地球的自转角速度，ϕ 为地理纬度；p_a 为大气压强；s_{xx}、s_{xy}、s_{yx}、s_{yy} 为辐射应力张量分量；S 为点源排放量；u_s、v_s 为点源排水流速在 x、y 方向的速度分量；v_t 为垂向涡粘系数；F_u、F_v 为水平剪应力，可按以下公式计算：

$$F_u=\frac{\partial}{\partial x}\left(2A\frac{\partial u}{\partial x}\right)+\frac{\partial}{\partial y}\left(A\left(\frac{\partial u}{\partial y}+\frac{\partial v}{\partial x}\right)\right)$$

$$F_v=\frac{\partial}{\partial x}\left(A\left(\frac{\partial u}{\partial y}+\frac{\partial v}{\partial x}\right)\right)+\frac{\partial}{\partial y}\left(2A\frac{\partial v}{\partial y}\right)$$

式中：A 为水平涡粘系数，可按 Smagorinsky1963 年提出的公式计算：$A=c_s^2l^2\sqrt{2S_{ij}S_{ij}}$，变形率 S_{ij} 计算公式为：$S_{ij}=\frac{1}{2}\left(\frac{\partial u_i}{\partial x_j}+\frac{\partial u_j}{\partial x_i}\right)$，（$i$，$j$=1，2），其中 c_s 为常数，l 为特征长度，模型中通过输入 c_s 数值来确定 A 值。

为了准确模拟实际海底地形的不规则形态，本文垂向采用 σ 坐标，坐标变换如下：

$\sigma=\frac{z-z_b}{h}$，$x'=x$，$y'=y$

式中：$z_b=-d$，σ 的取值范围为 0～1。

7.1.2 计算条件与参数

7.1.2.1 计算条件

（1）初始条件

$\eta(x,y,t)|_{t=0}=\eta_0(x,y)$

$u(x,y,t)|_{t=0}=u_0(x,y)$

$v(x,y,t)|_{t=0}=v_0(x,y)$

$w(x,y,t)|_{t=0}=w_0(x,y)$

式中：η_0、u_0、v_0、w_0 分别为 η、u、v、w 在初始时刻的已知值。本报告初始值均取 0。

（2）边界条件

①闭边界条件

所谓闭边界条件，即水陆交界条件。水陆交界的法向流速一般采用不考虑渗透作用的流体不可穿越固壁原理，即法向流速为 0，一般形式为$\vec{U}\times\vec{n}=0$，其中$\vec{U}$ 为流速矢量，$\vec{n}$ 为闭边界的法向矢量。

②开边界条件

所谓开边界条件即水域边界条件。在此边界上，或者给定流速，或者给定潮位。本研究中开边界给定潮位，即：

$$\eta=\eta(x,y,t)$$

模型开边界的强迫水位资料主要来源于 Mike 21 内部的全球潮汐预测模型。

③动边界条件

因近岸区域随水位涨落变化经常出现浅滩出露问题，即动边界问题。本模型采用限制水深的方法处理动边界问题，其中 0.05m 以下为干单元，0.1m 以上为湿单元，二者区间为半干半湿单元。

7.1.2.2 参数设置

（1）网格

本项目所建立的海域数学模型计算域范围为整个渤海区域。模拟采用非结构三角网格，整个模拟区域内由 26591 个节点和 51581 个三角单元组成，垂向上分 5 层。为了能清楚了解本工程附近海域的潮流状况，将在工程附近进行加密，加密后工程区附近 1.5km 范围内的网格空间步长约 20m 至 50 米。大海域计算网格见图 7.1-1，新建 KL16-1 WHPA 平台附近计算网格见图 7.1-2。

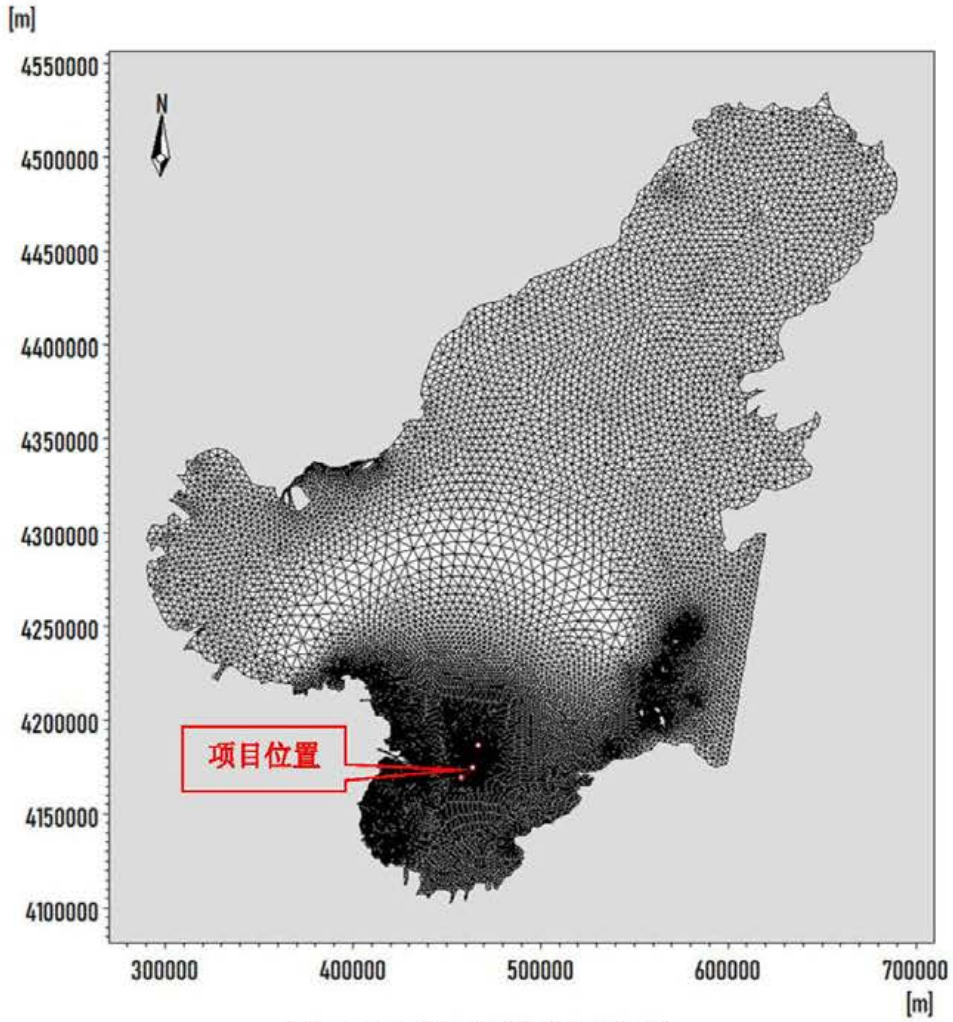


图 7.1-1 大海域计算网格图

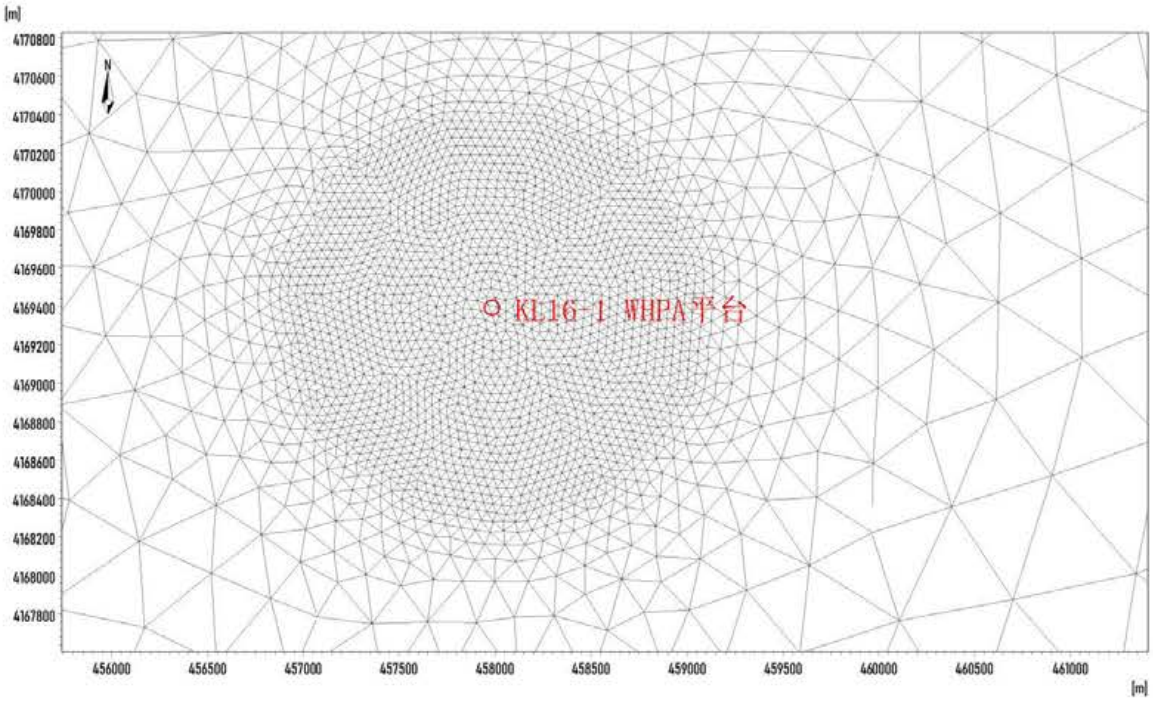


图 7.1-2 新建 KL16-1 WHPA 平台附近计算网格图

（2）水平涡粘系数

采用 Smagorinsky 公式计算此公式根据流速梯度来估计涡粘系数，具体公式为：

$$A = C_S^2 l^2 \sqrt{\left(\frac{\partial u}{\partial x}\right)^2 + \frac{1}{2}\left(\frac{\partial u}{\partial y} + \frac{\partial v}{\partial x}\right)^2 + \left(\frac{\partial v}{\partial y}\right)^2}$$

计算中通过输入 C_s 值计算涡粘系数，经过调试，模型中取为 0.28.

（3）垂向涡粘系数

模型垂向涡粘系数采用抛物分布法给出，计算公式为：

$$v_t = U_\tau h\left(c_1 \frac{z+d}{h} + c_2\left(\frac{z+d}{h}\right)^2\right)$$

式中：$U_\tau = \max(U_{ts}, U_{tb})$，$U_{ts}$、$U_{tb}$ 分别为水面和底床的摩阻流速；c_1、c_2 为常数，分别取为 0.41 和-0.41，即给出了标准的垂向抛物分布。

（4）粗糙高度

三维模型中采用粗糙高度 k_s（Roughness height）表达底部糙率，本文中经调试 k_s 在 1.5m 以内。

（5）水深和岸界

水深收集于中国人民解放军海军航海保证部制作的的水深地形图，包括莱州湾海图（图号 11840，比例为 1:150000，理论最低潮面），岐河口至龙口港区海图（图号 11800，比例 1:250000，理论最低潮面）。结合海图及 Googlearth 的 2019 年卫星图绘制模型计算陆域边界。数值模型以平均海平面为计算基面，坐标系统为 1954 北京坐标系，中央经线 120°E。

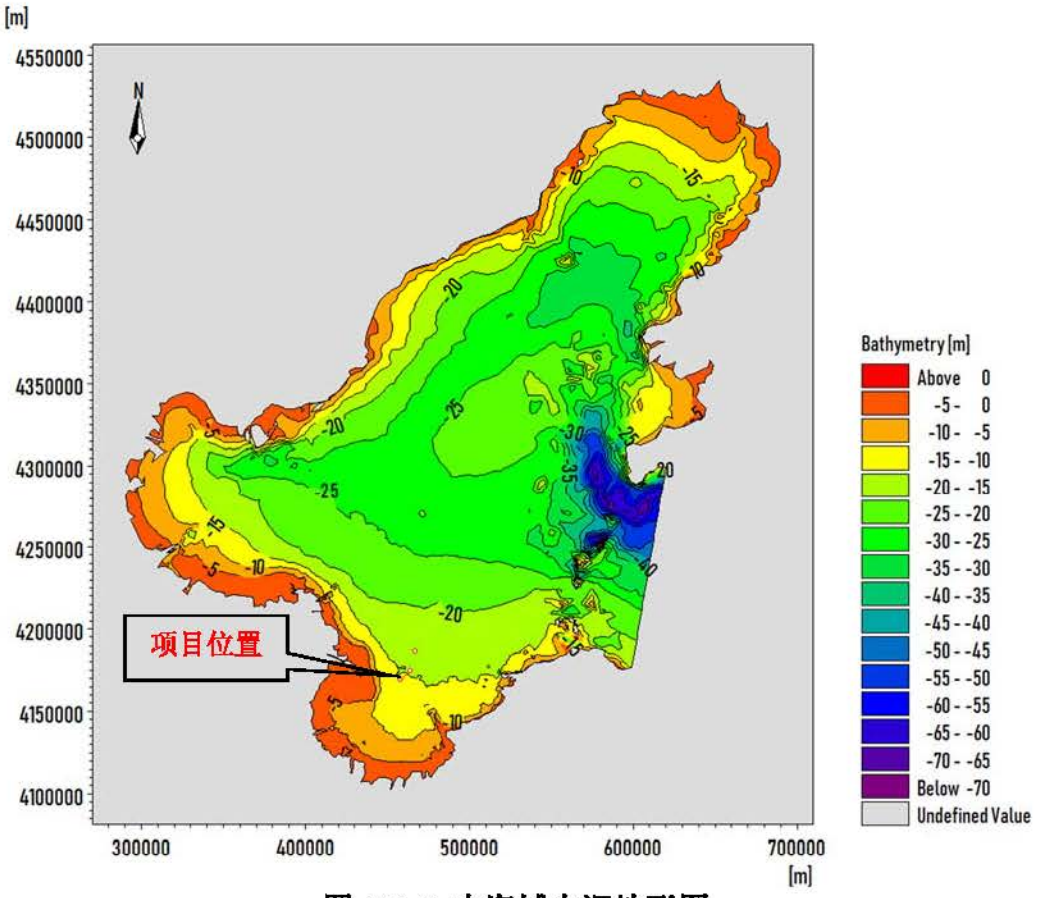


图 7.1-3 大海域水深地形图

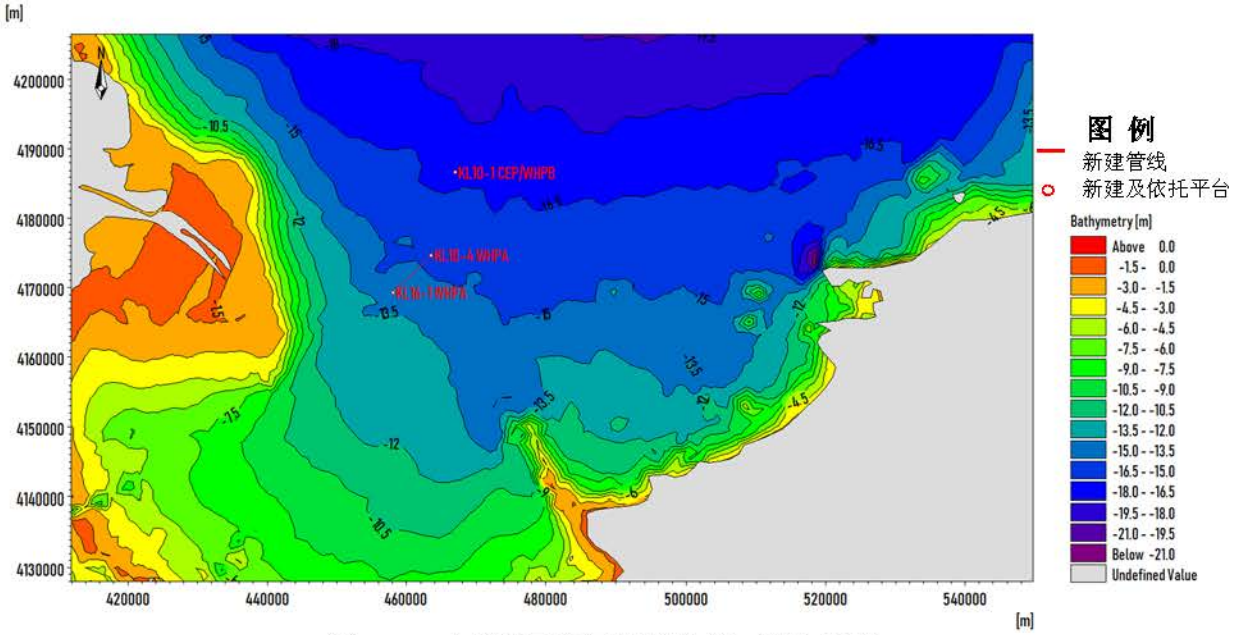


图 7.1-4 工程局部区域水深地形分布图

7.1.3 模型验证

利用青岛环海海洋工程勘察研究院于 2018 年 10 月在工程海域周边现场观测的海流和潮位数据进行验证。潮流潮位验证站位及位置见表 7.1-1 和图 7.1-5 所示。

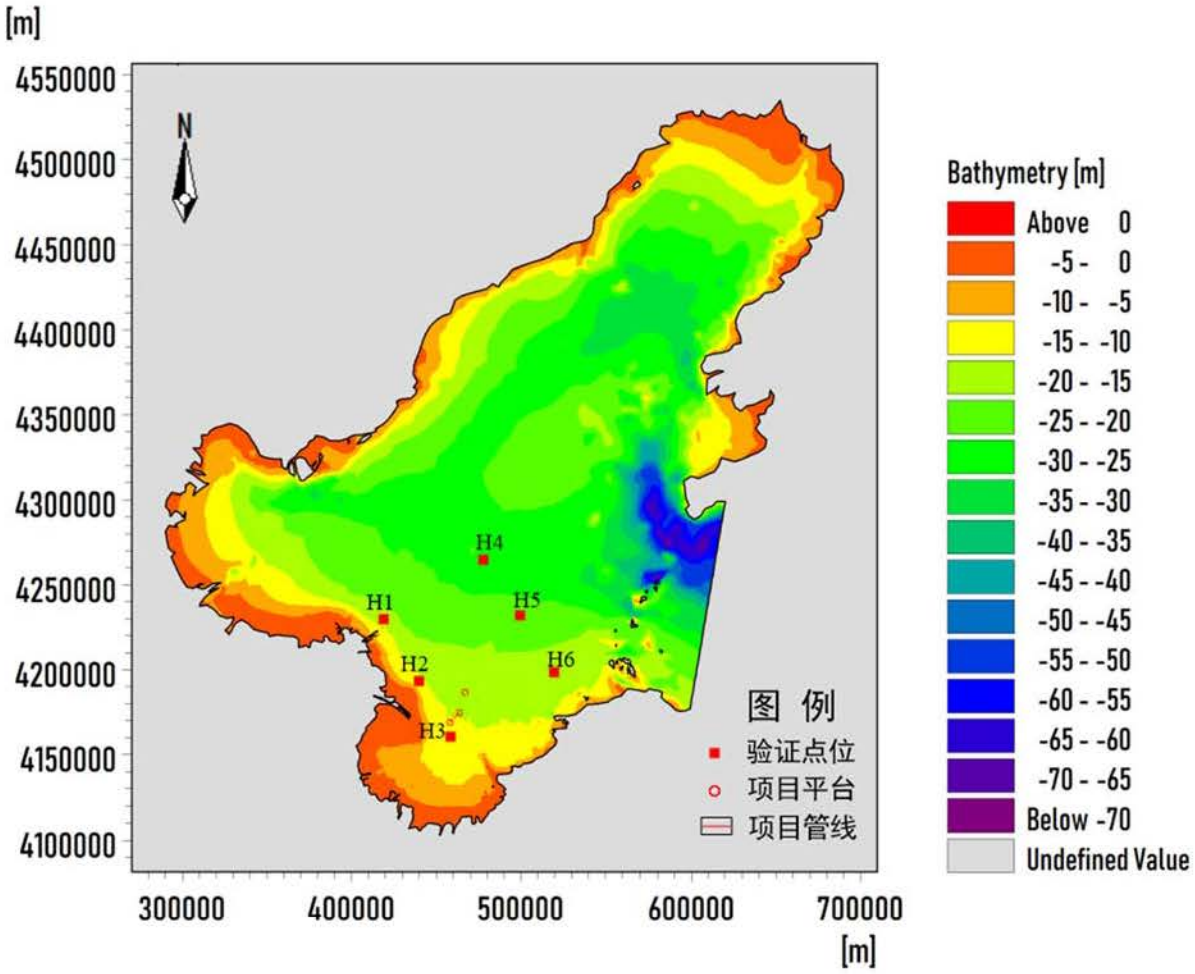


图 7.1-5 模型验证点位分布图

表 7.1-1 潮流潮位验证站位及位置一览表

站位号	纬度	经度	调查项目
H1	[redacted]	[redacted]	潮流、潮位
H2	[redacted]	[redacted]	潮流、潮位
H3	[redacted]	[redacted]	潮流、潮位
H4	[redacted]	[redacted]	潮流、潮位
H5	[redacted]	[redacted]	潮流、潮位
H6	[redacted]	[redacted]	潮流、潮位

7.1.3.1 潮位验证

模型潮位验证曲线如下图所示，验证图中水位基准面均换算成平均海平面。通过验证可以看出，最高高潮位相差最大为 3cm，最低潮位值相差最大为 8cm，误差在±10cm 以内，潮位振幅和位相计算值亦与实测值基本一致，H1 由于受无潮点影响导致相位偏差略大，总体而言潮位过程与实测数据较为贴合。

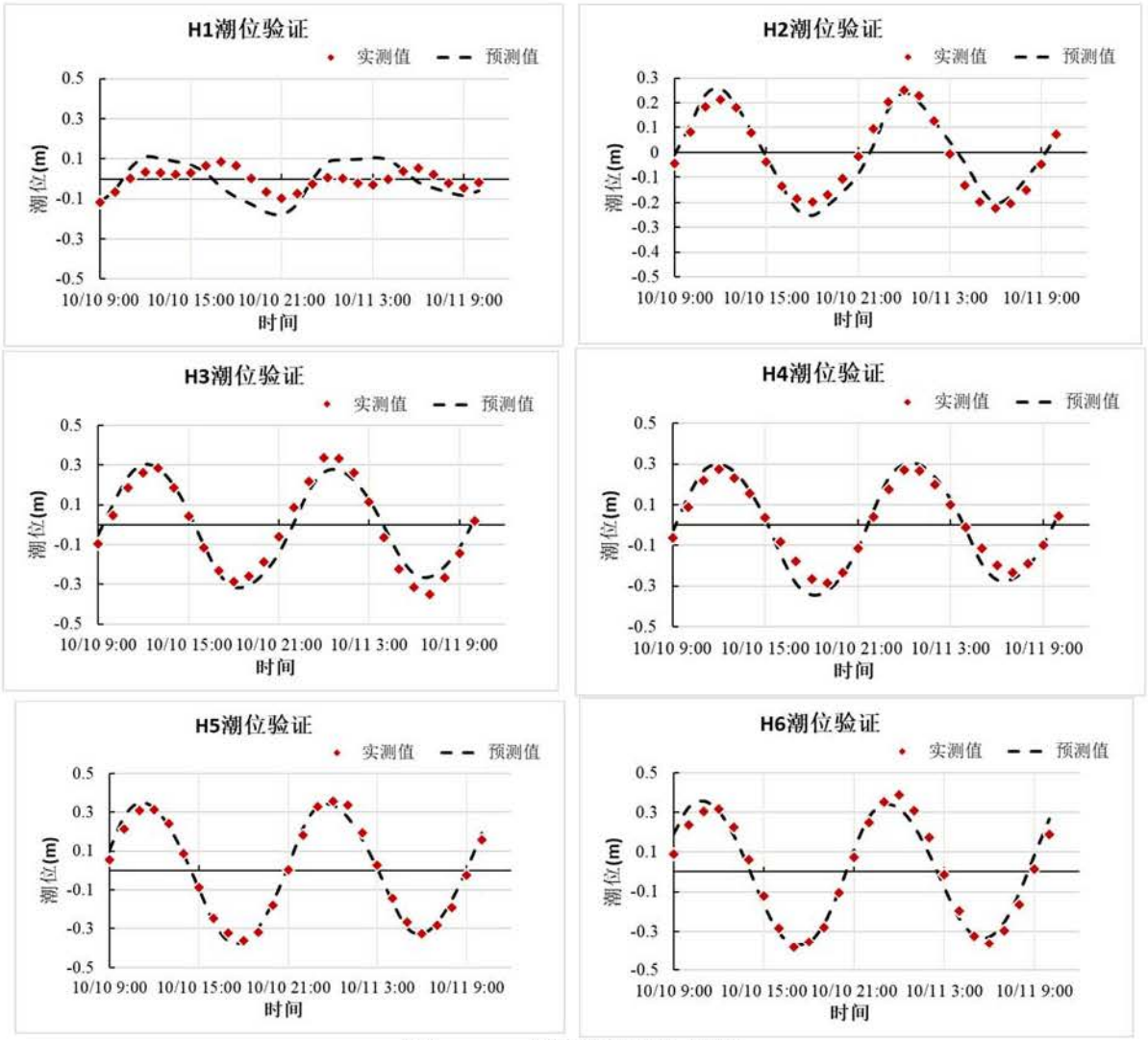


图 7.1-6 潮位验证曲线图

7.1.3.2 潮流验证

通过验证监测点位的数值计算结果和实测资料，可以看出，流速的大小以及方向，转流发生时刻的计算值与实测值基本一致，除了 3#站位底层平均流速偏差略大外，其它各站位涨落潮平均流速最大误差在±7%以内，相差不到 10%。计算结果基本反映了计算海域潮流状况。各监测站位潮流验证曲线见图 7.1-7~7.1-12。

总体上看，所建模型对本海域水动力的模拟较吻合，基本能够反映出工程所以海域的实际情况，可以作为进一步分析计算的基础资料。

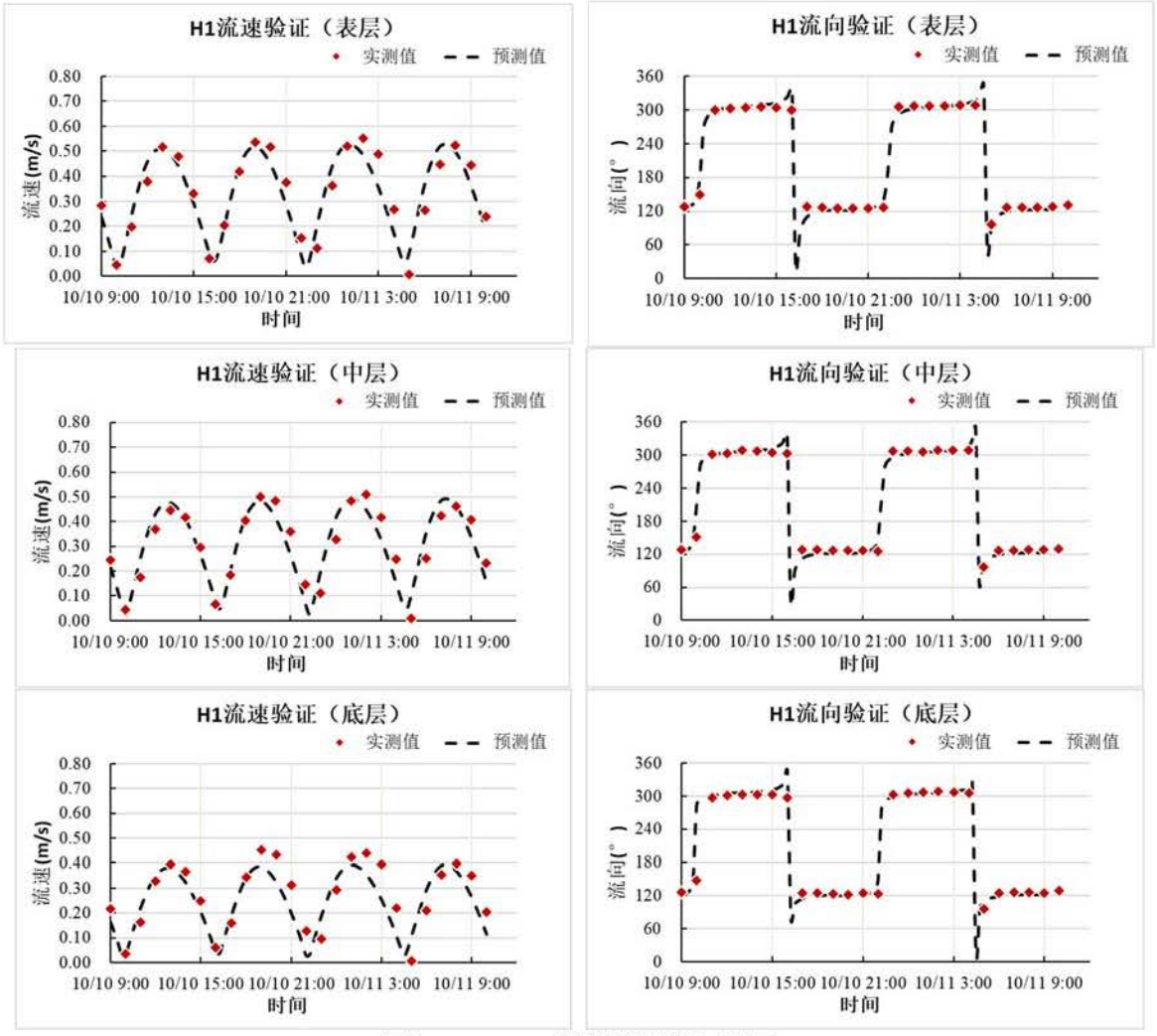
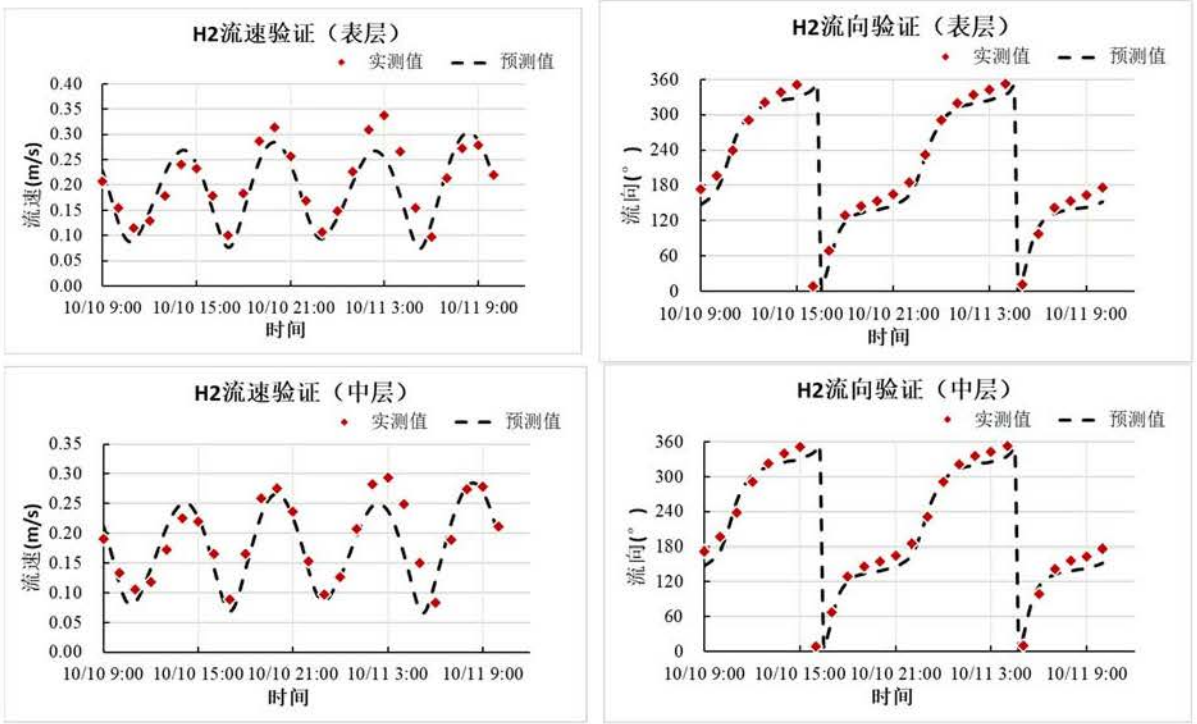


图 7.1-7 H1 潮流验证曲线图



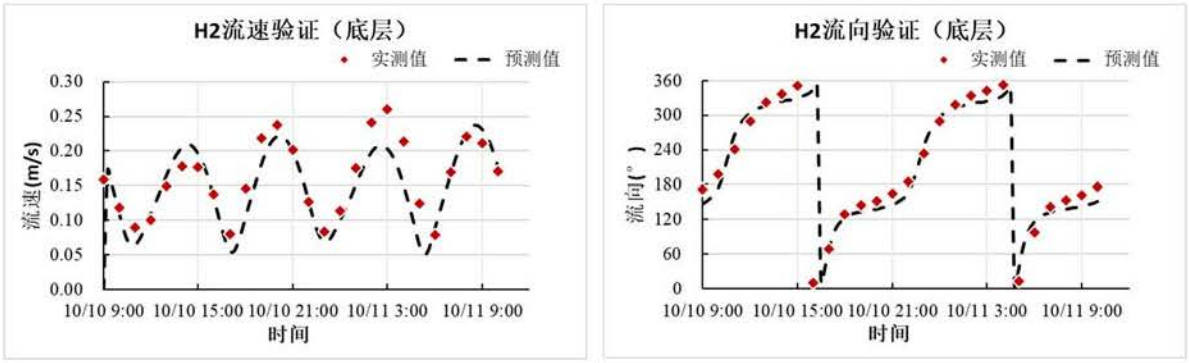


图 7.1-8 H2 潮流验证曲线图

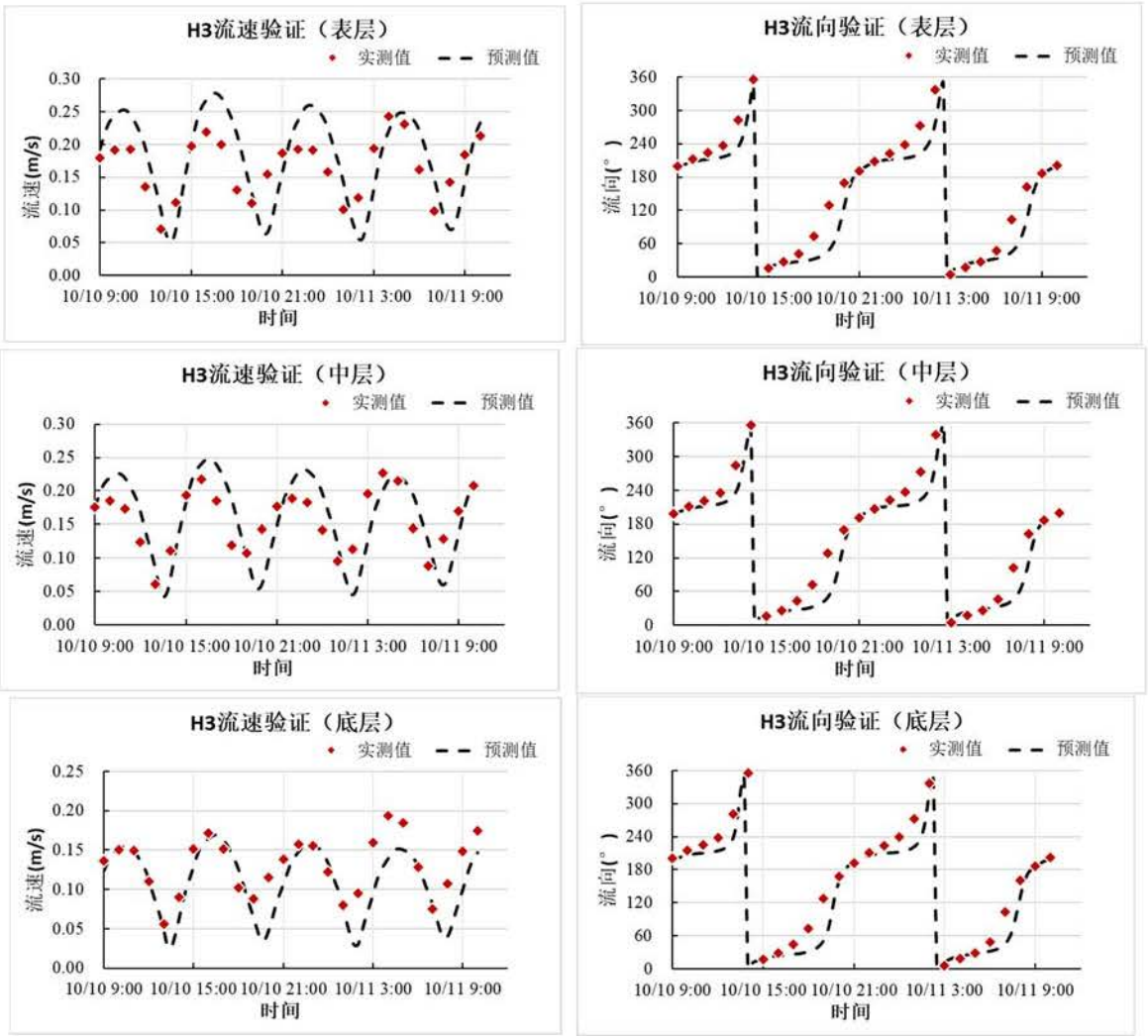
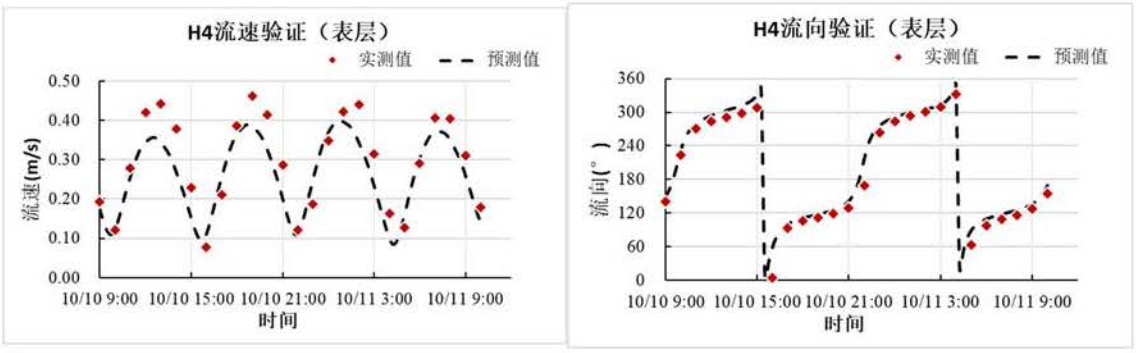


图 7.1-9 H3 潮流验证曲线图



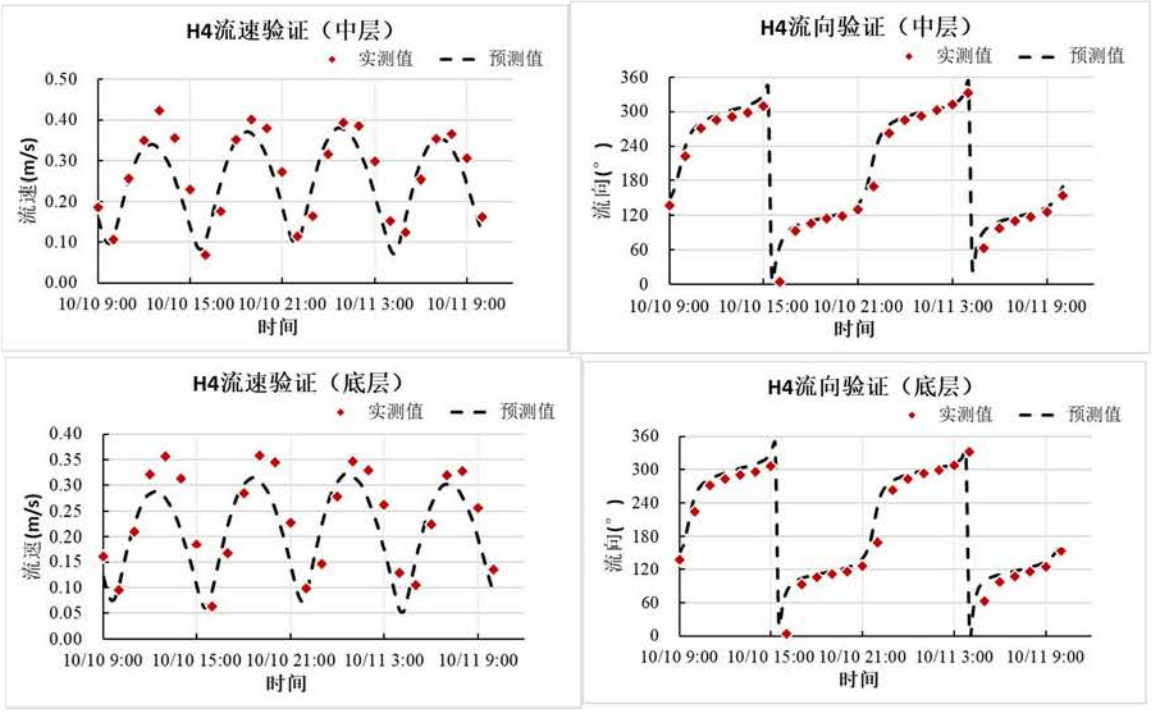


图 7.1-10 H4 潮流验证曲线图

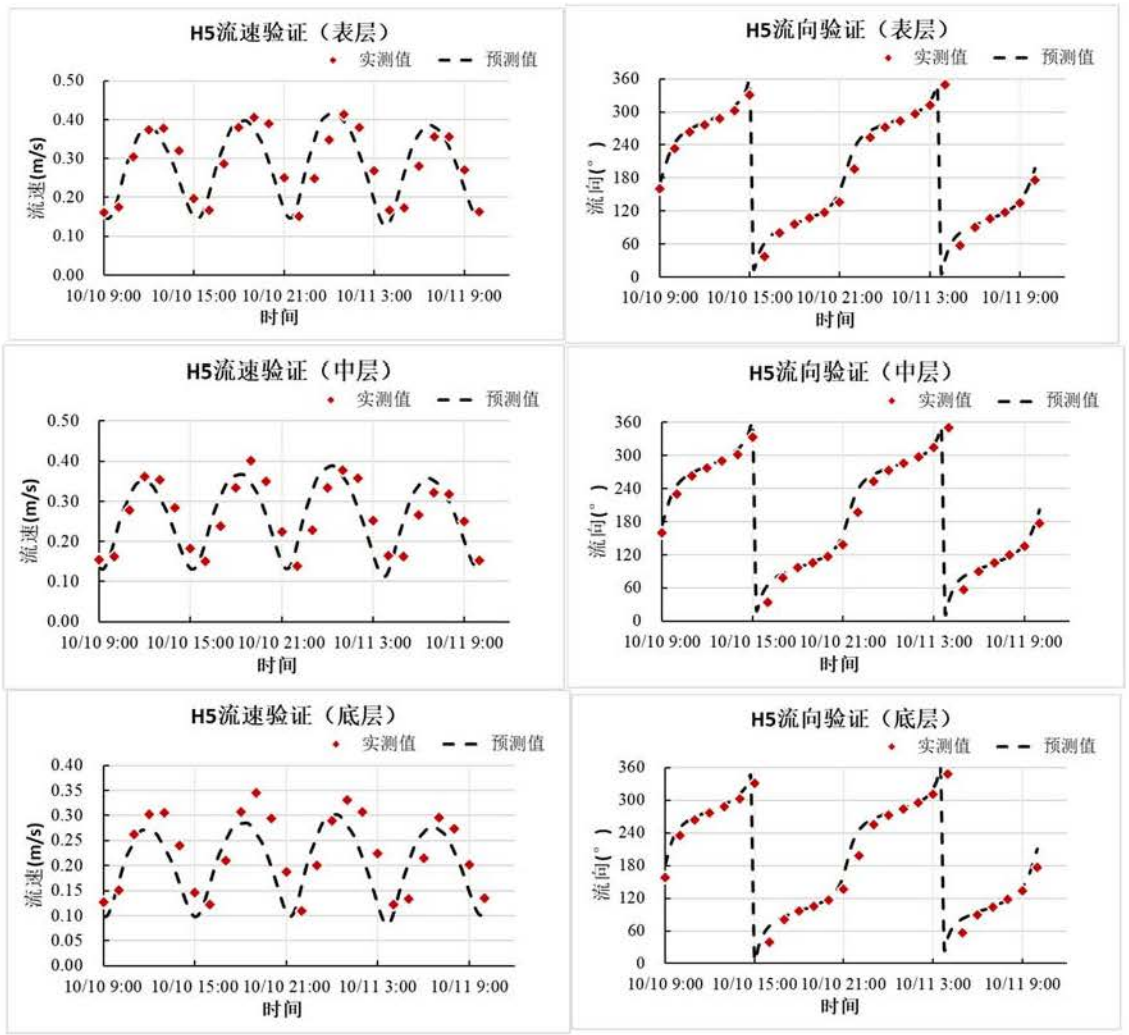


图 7.1-11 H5 潮流验证曲线图

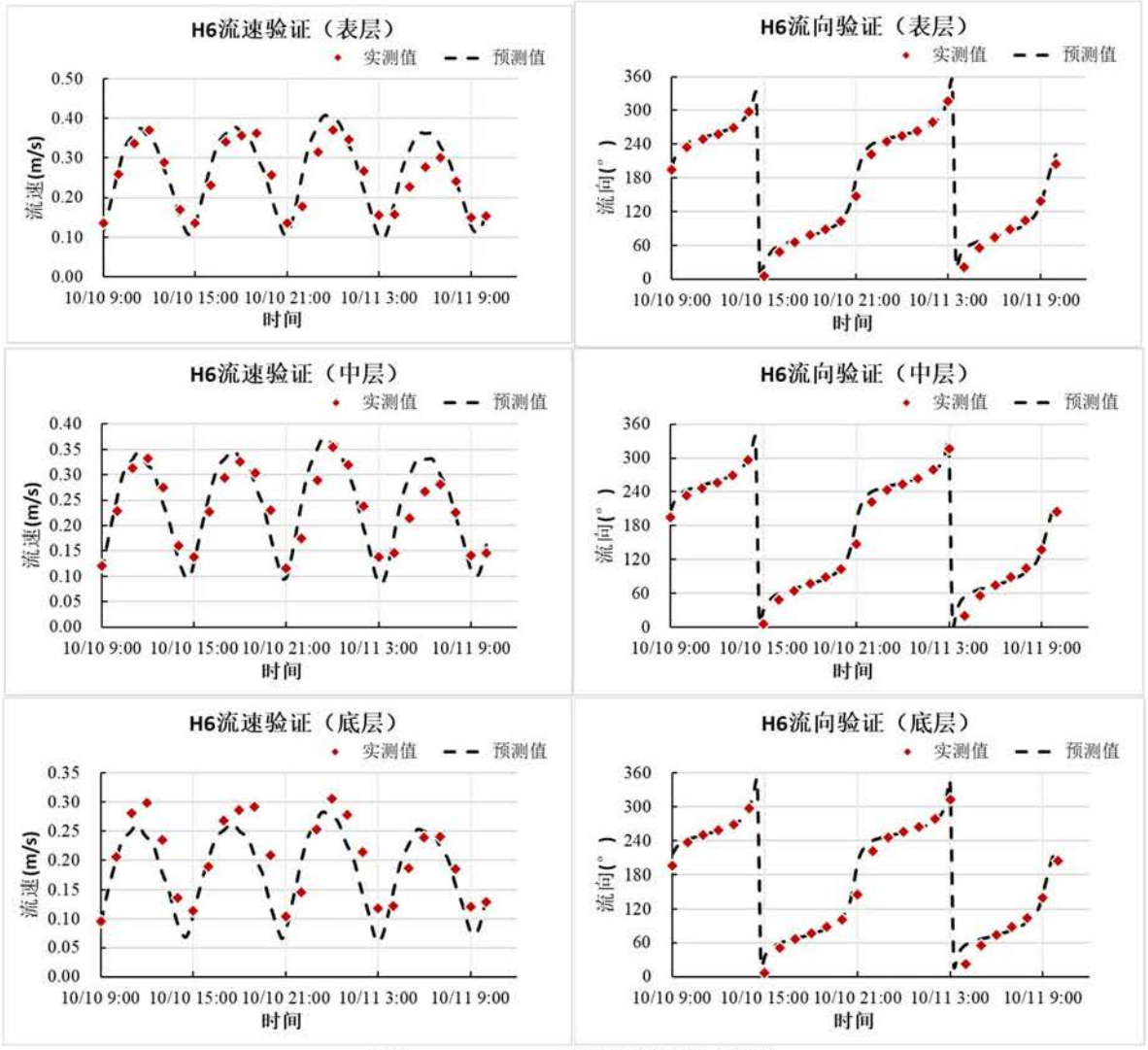


图 7.1-12 H6 潮流验证曲线图

7.1.4 潮流场预测结果

7.1.4.1 大海域潮流场模拟结果分析

根据潮流数值模拟结果，提取了大海域大潮期和小潮期涨急、落急两个时刻的潮流场，具体如图 7.1-13~图 7.1-24 所示。

从图可见渤海涨潮时，水体自开边界进入湾内，入湾后，水流分为两大股，分别为北旋进入辽东湾，形成北渤海潮流，另一支向西左旋分别进入渤海湾和莱州湾，形成南渤海潮流，渤海大潮涨潮最大流速约 0.52m/s，小潮涨潮最大流速约 1.0m/s，且海域表层流速最大，底层流速最小。

落潮时，辽东湾自西南向旋出湾外，渤海湾呈往复流自西向东流出渤湾外，莱州湾自 SW~NE 向流出湾外。渤海大潮落潮最大流速约 1.27m/s，小潮涨潮最大流速一般为

0.53m/s，且海域表层流速最大，底层流速最小。

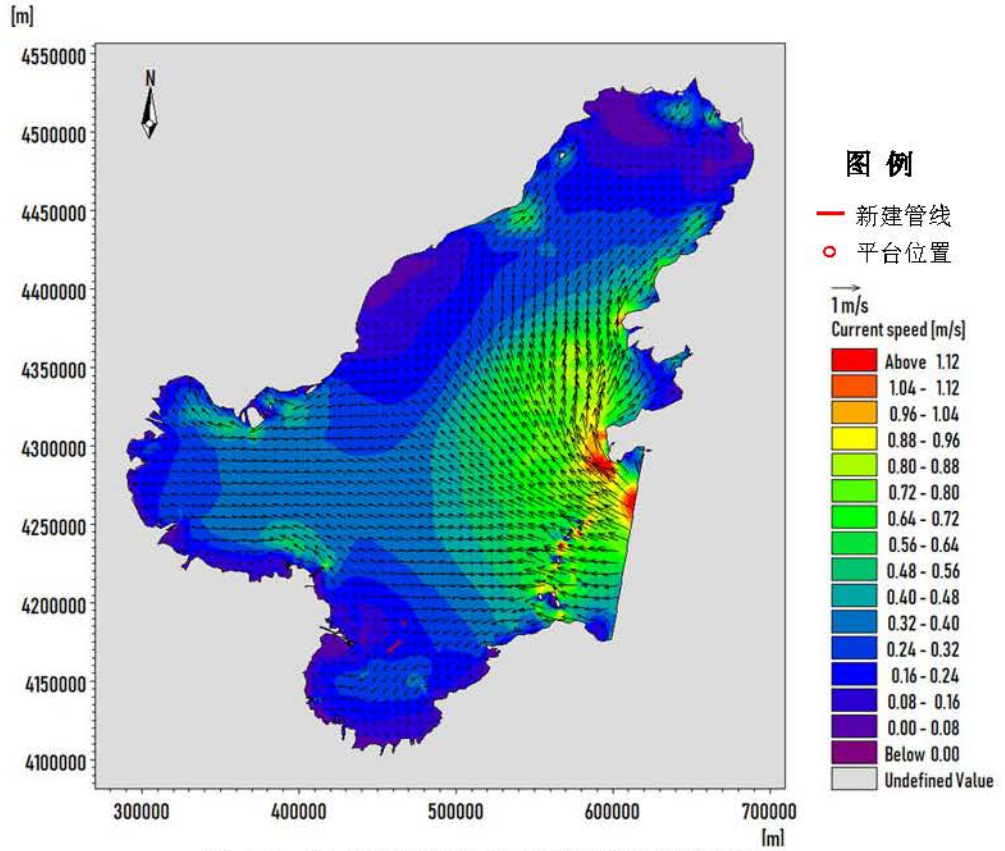


图 7.1-13 大潮涨急表层潮流现状模拟结果

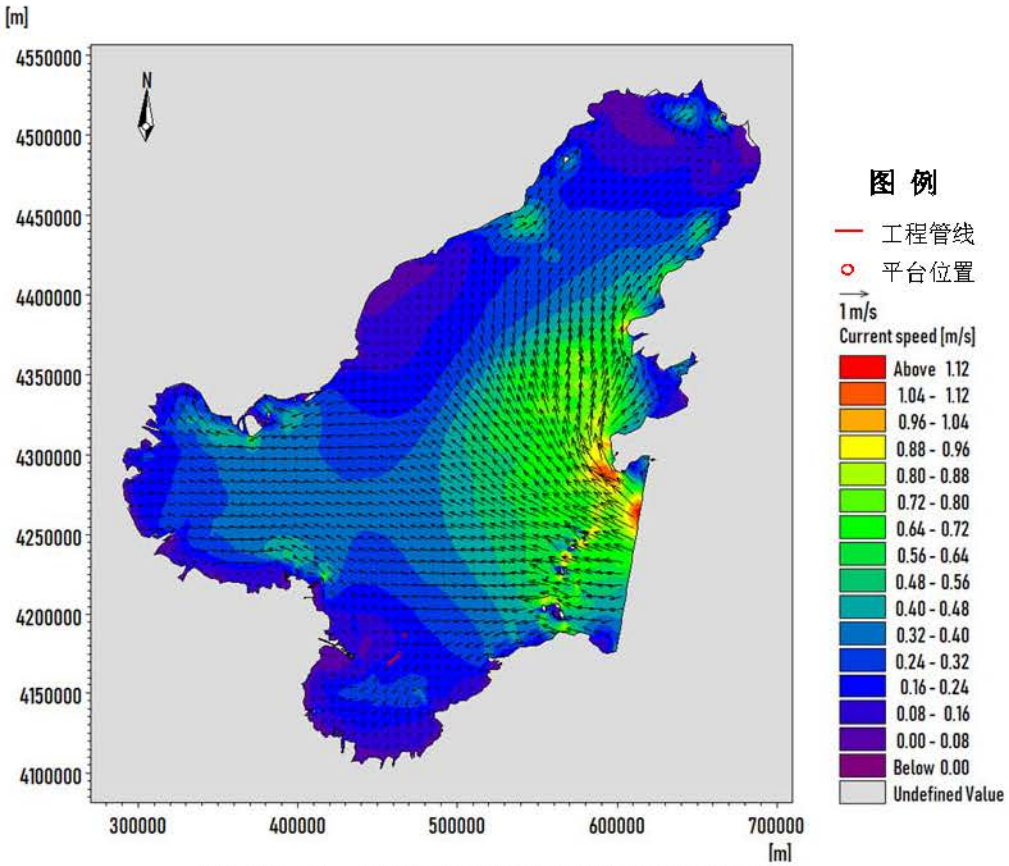


图 7.1-14 大潮涨急中层潮流现状模拟结果

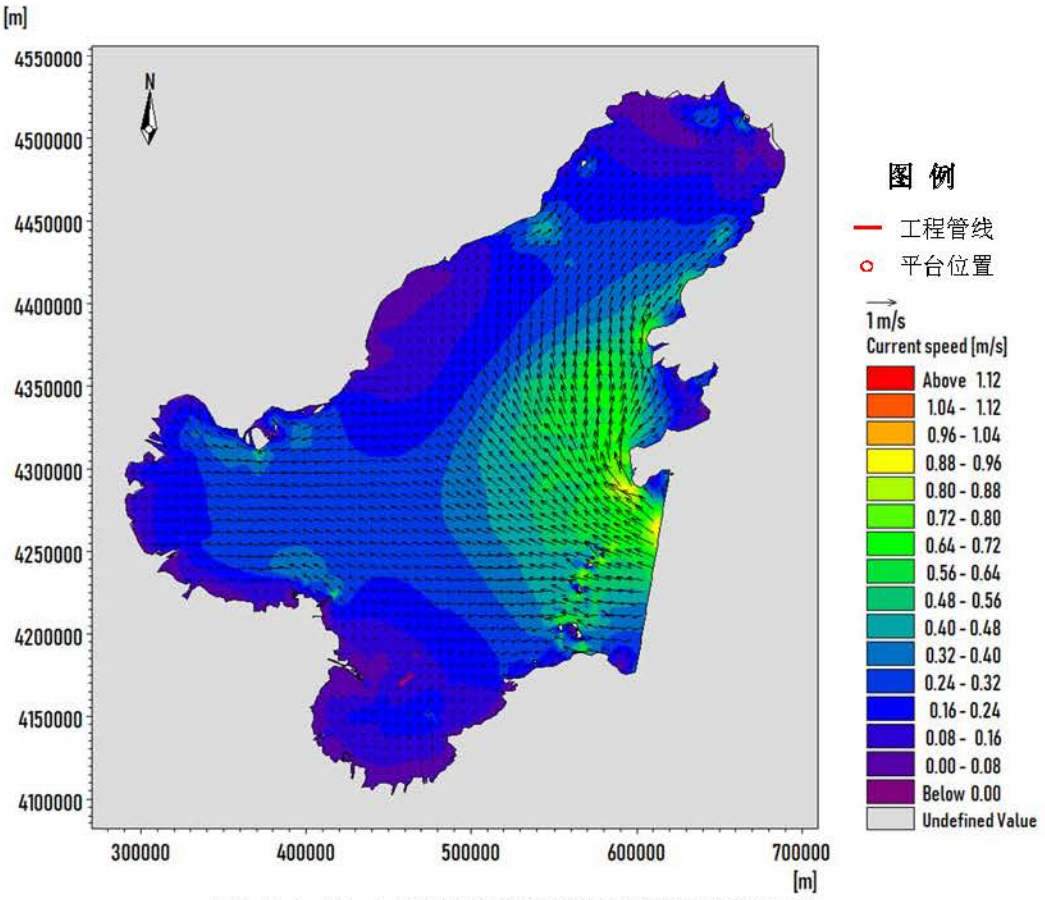


图 7.1-15 大潮涨急底层潮流现状模拟结果

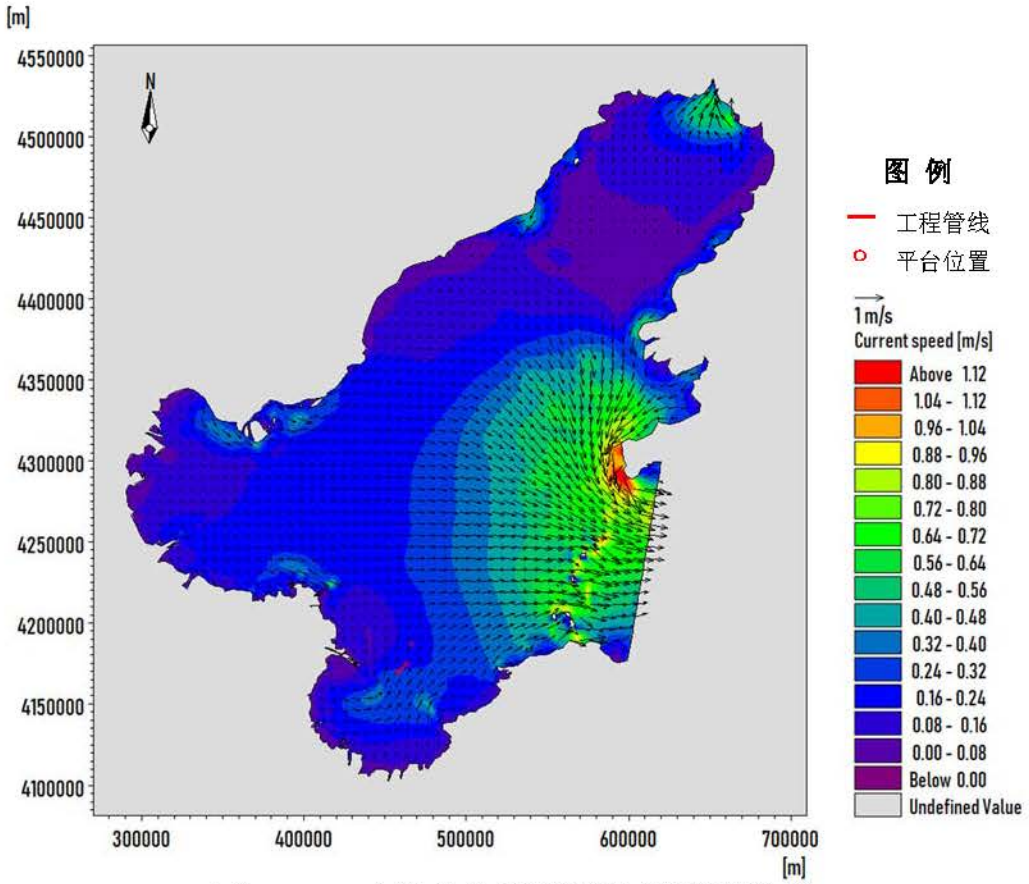


图 7.1-16 大潮落急表层潮流现状模拟结果

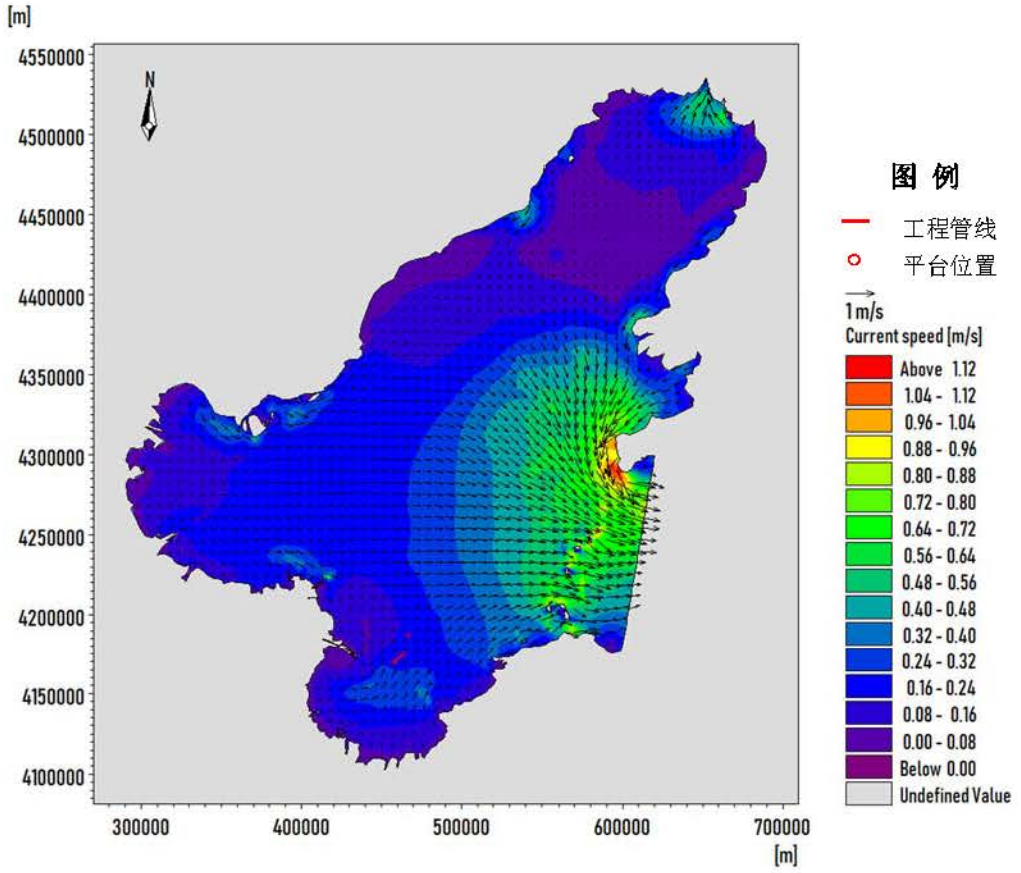


图 7.1-17 大潮落急中层潮流现状模拟结果

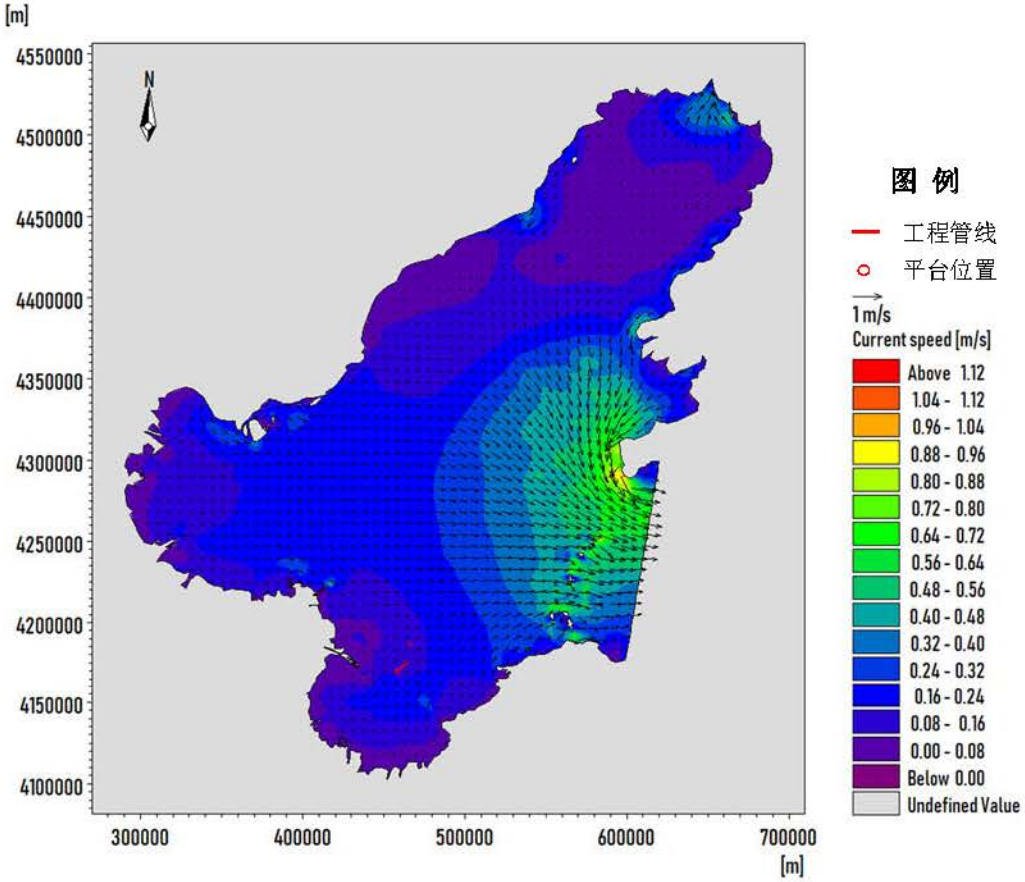


图 7.1-18 大潮落急底层潮流现状模拟结果

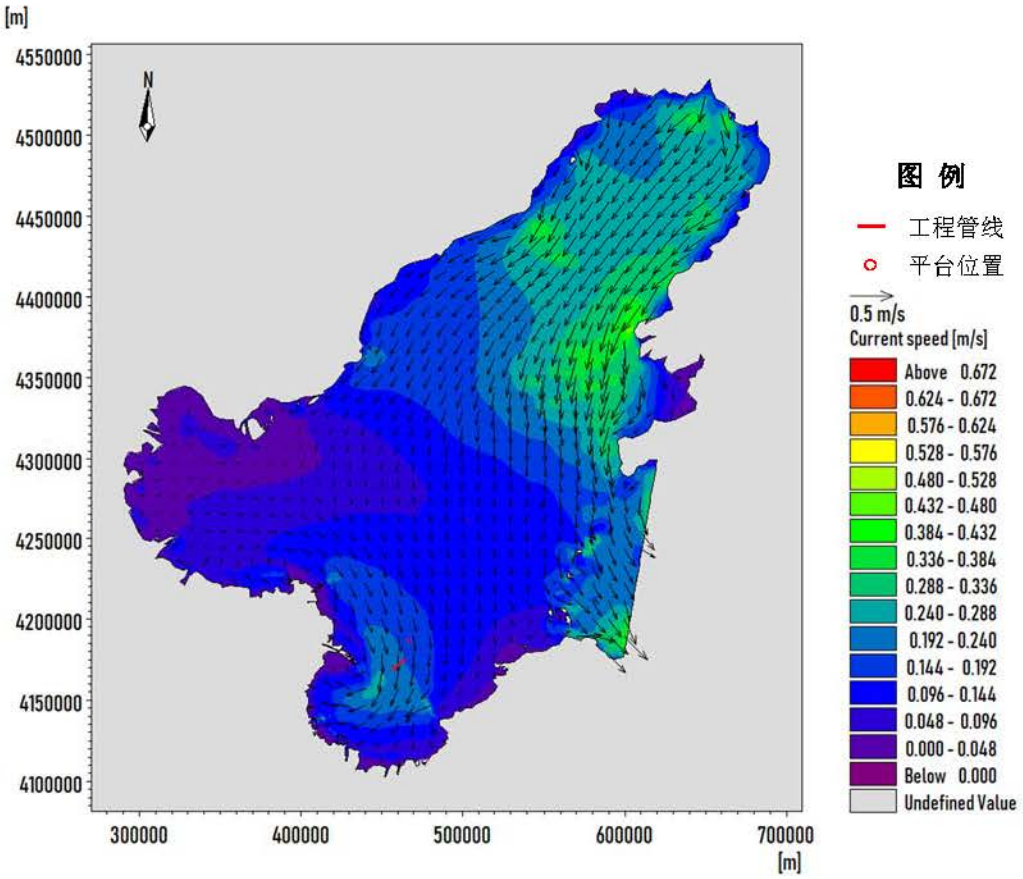


图 7.1-19 小潮涨急表层潮流现状模拟结果

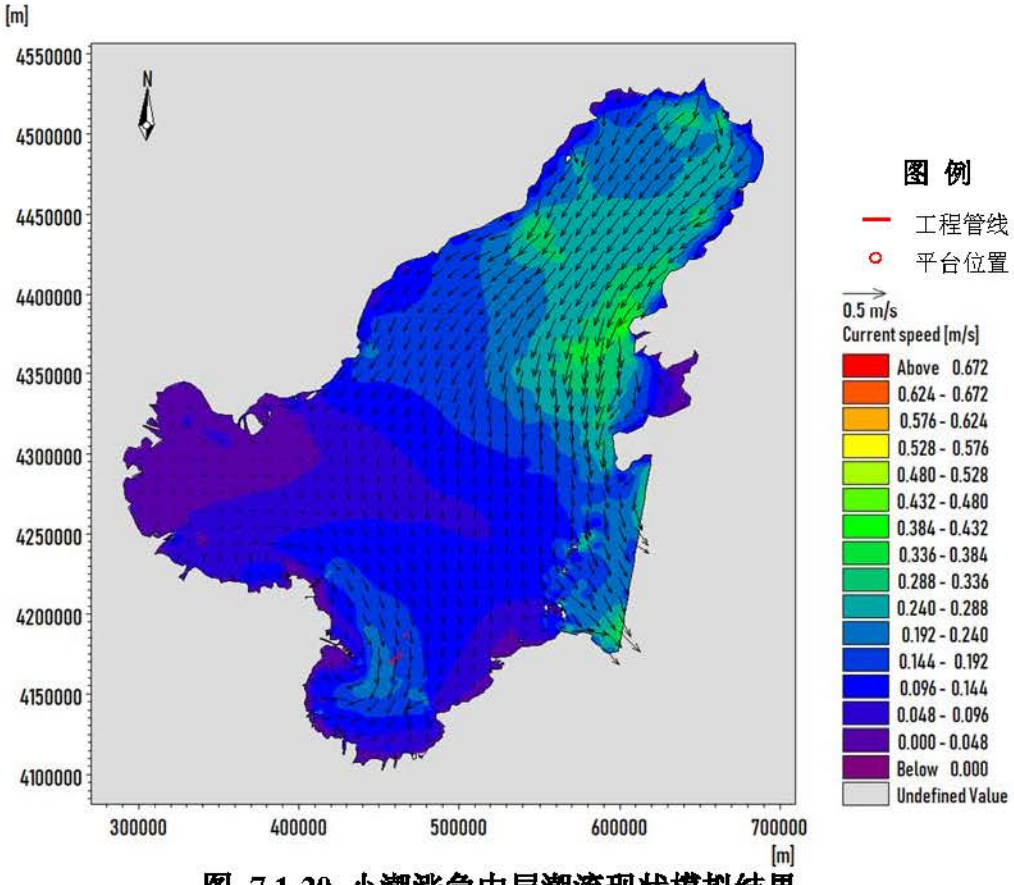


图 7.1-20 小潮涨急中层潮流现状模拟结果

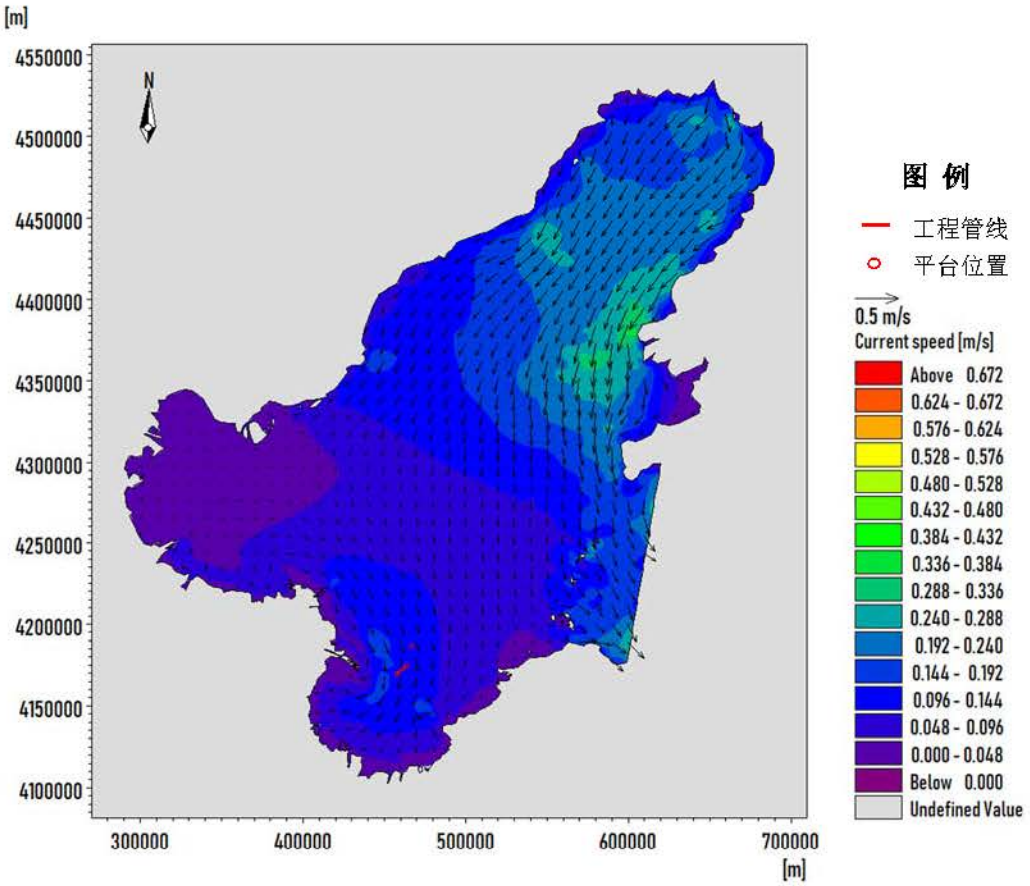


图 7.1-21 小潮涨急底层潮流现状模拟结果

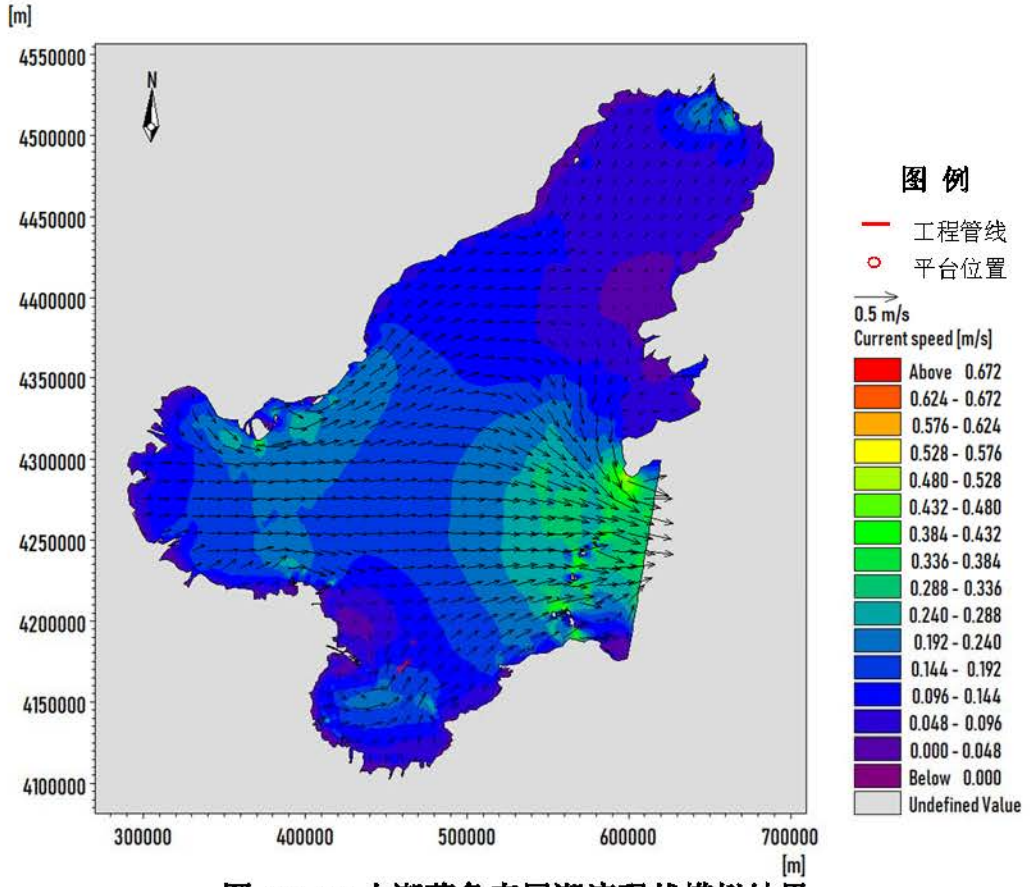


图 7.1-22 小潮落急表层潮流现状模拟结果

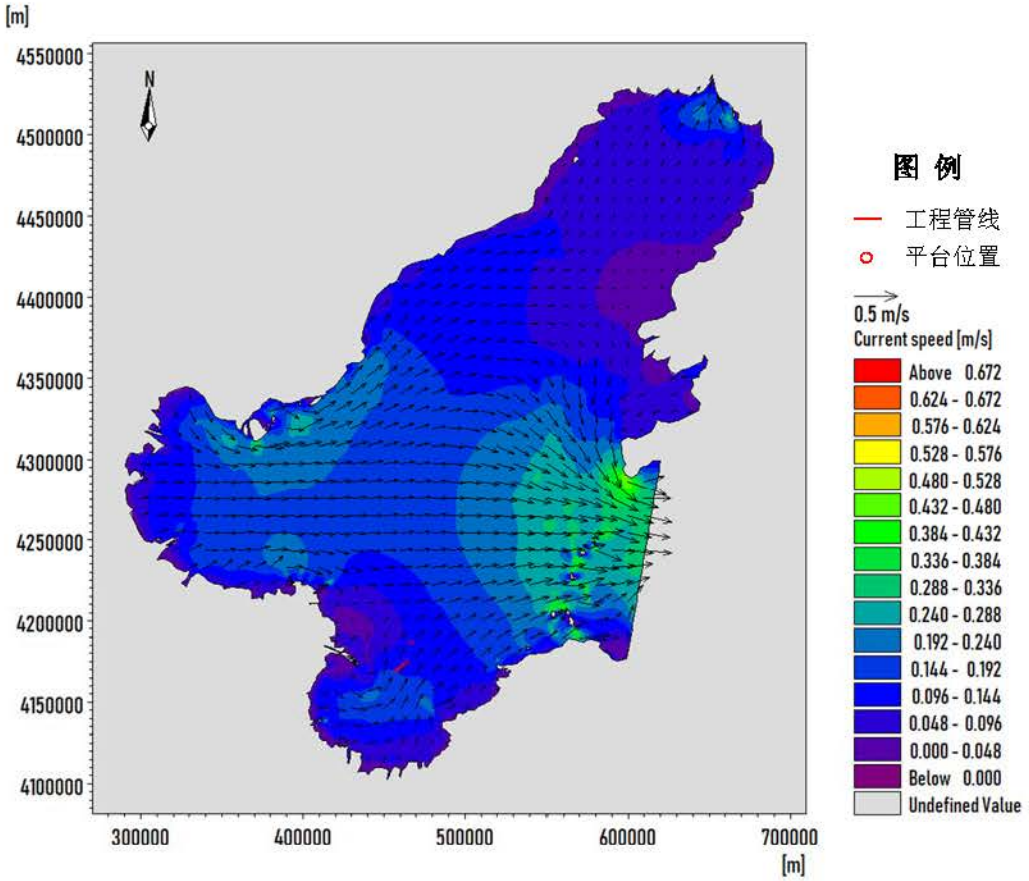


图 7.1-23 小潮落急中层潮流现状模拟结果

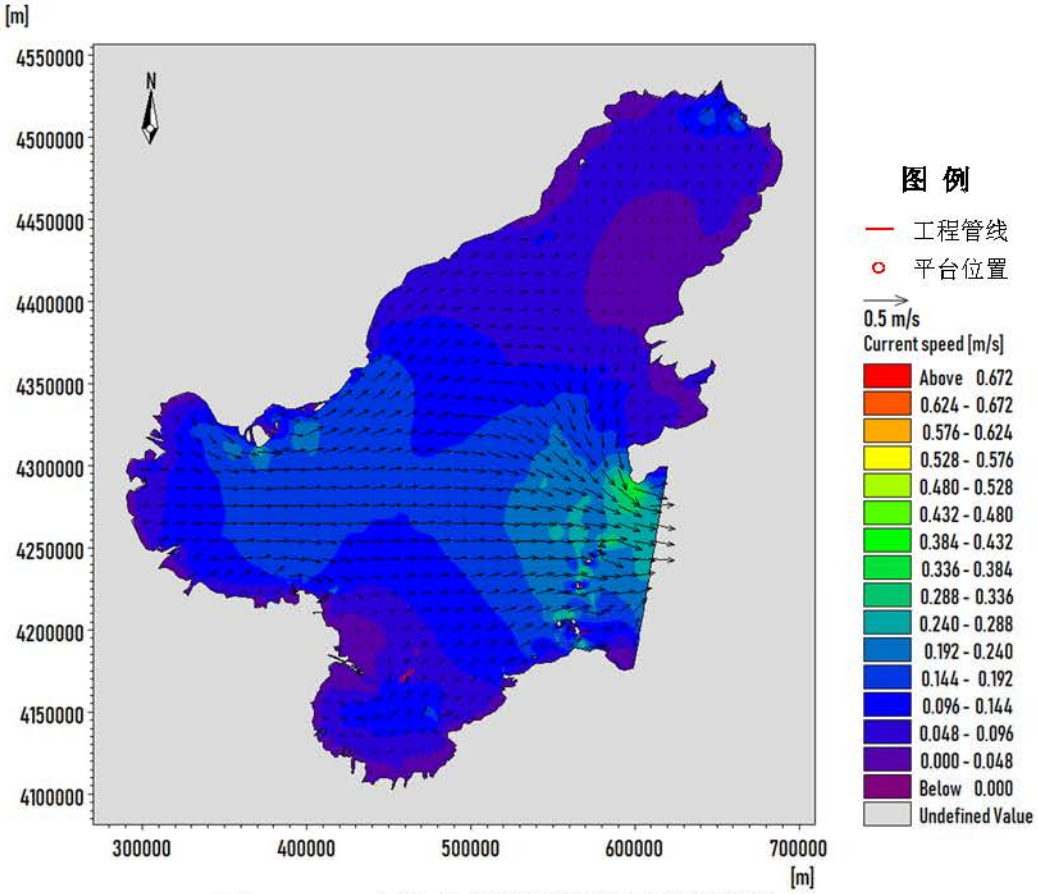


图 7.1-24 小潮落急底层潮流现状模拟结果

7.1.4.2 工程区流场特征

工程区潮流场情况见图 7.1-25~图 7.1-36。

工程区附近海域流场为旋转流。落潮时，工程区附近潮流流向为 SW~NE 向，大潮落潮最大流速约 0.2m/s,小潮落潮最大流速约 0.06m/s；涨潮时，工程区大潮潮流流向为 NE~SW 向，小潮潮流流向为 NW~NE 向，大潮涨潮最大流速约 0.25m/s，小潮涨潮最大流速约 0.1m/s。工程区周边海域表层流速最大，底层流速最小。

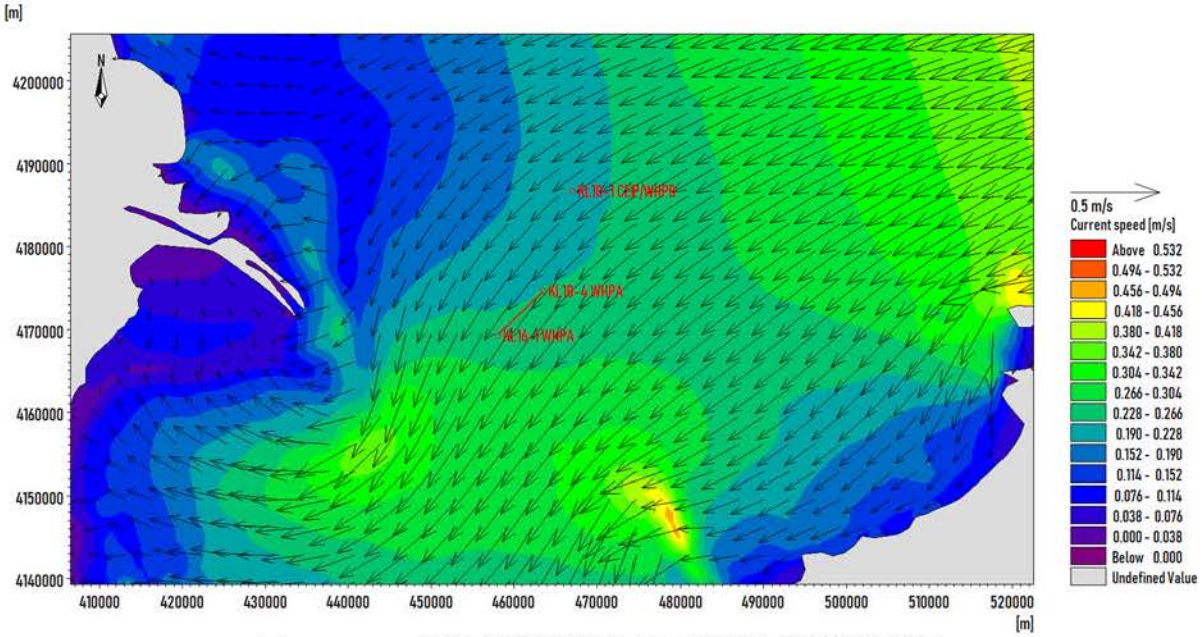


图 7.1-25 工程区大潮涨急表层潮流现状模拟结果

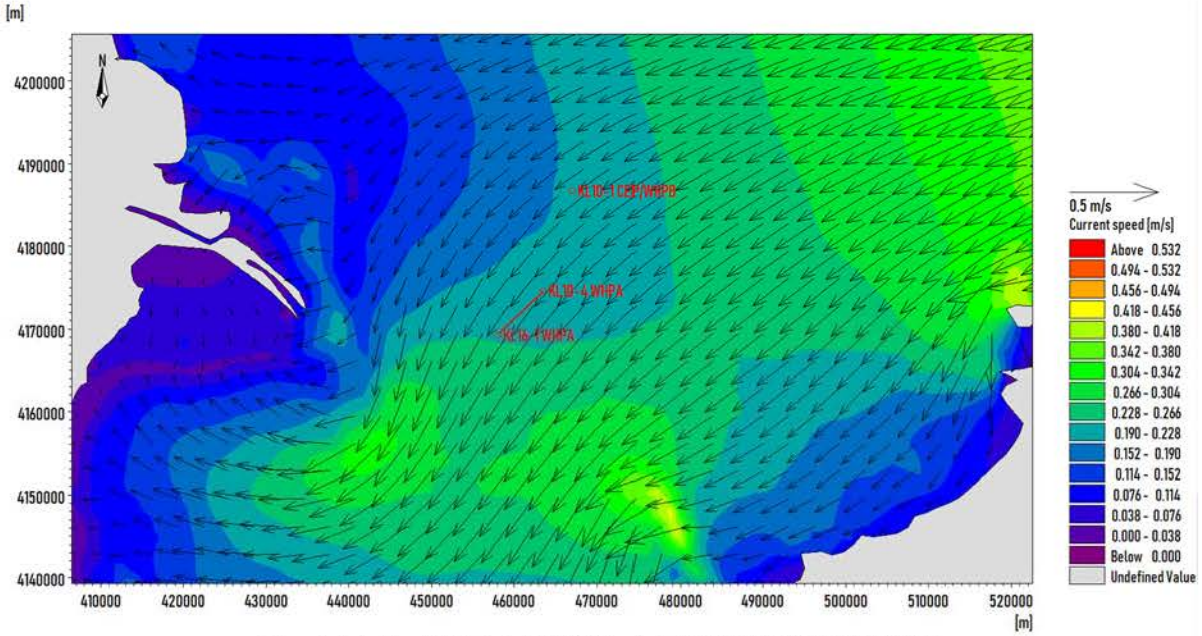


图 7.1-26 工程区大潮涨急中层潮流现状模拟结果

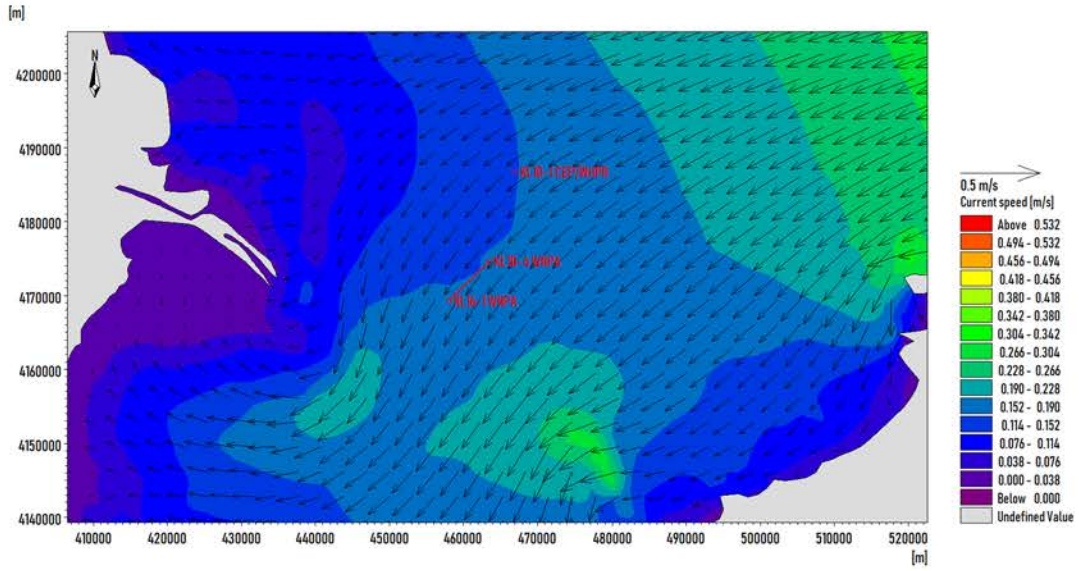


图 7.1-27 工程区大潮涨急底层潮流现状模拟结果

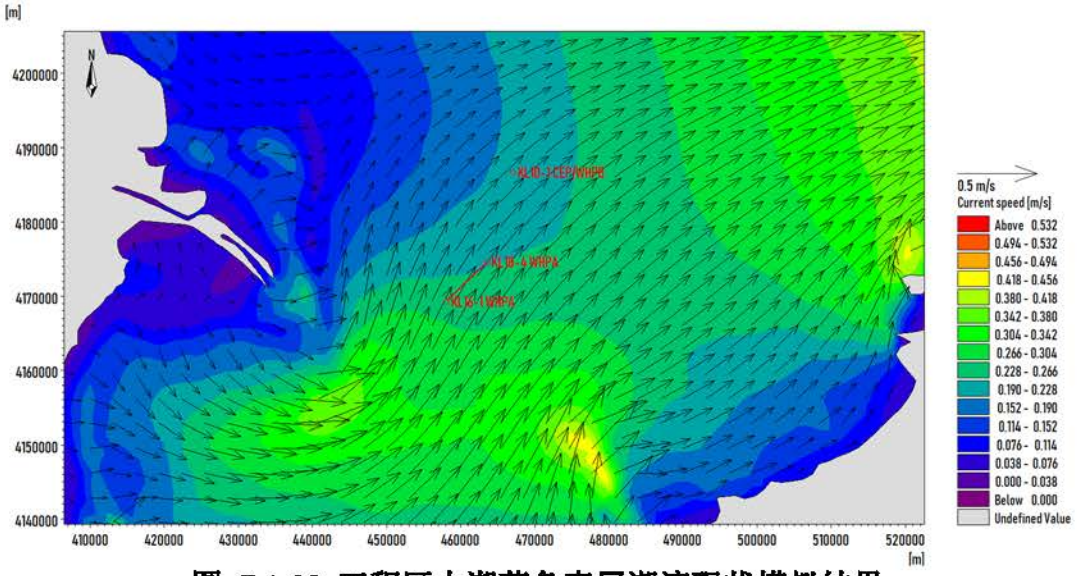


图 7.1-28 工程区大潮落急表层潮流现状模拟结果

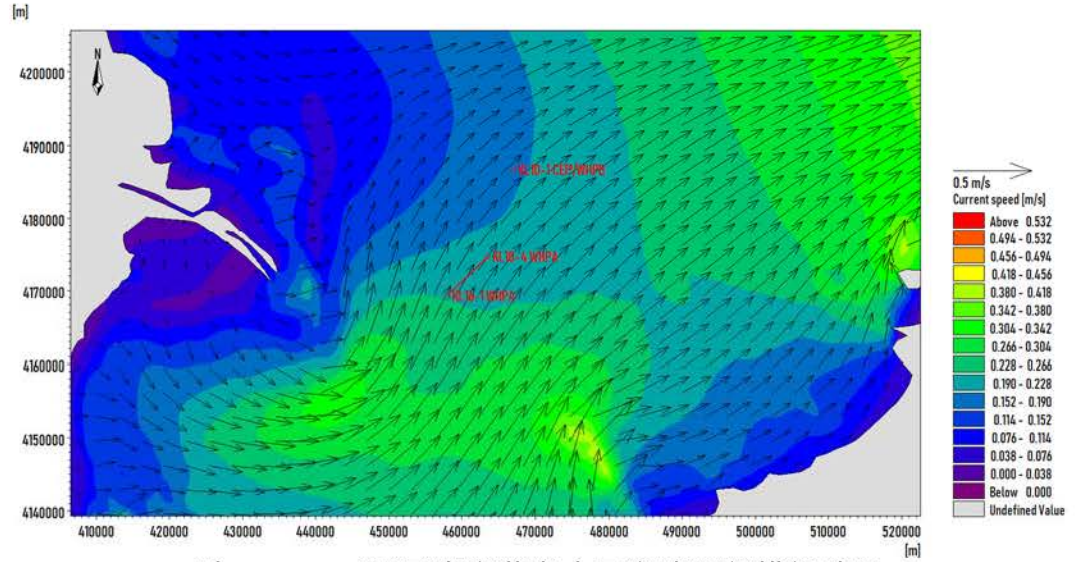


图 7.1-29 工程区大潮落急中层潮流现状模拟结果

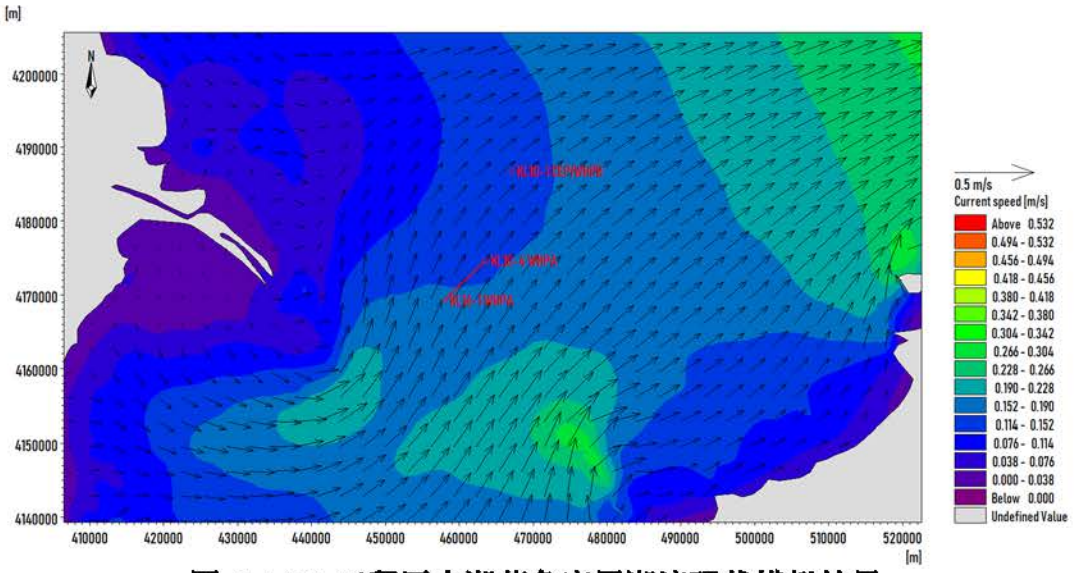


图 7.1-30 工程区大潮落急底层潮流现状模拟结果

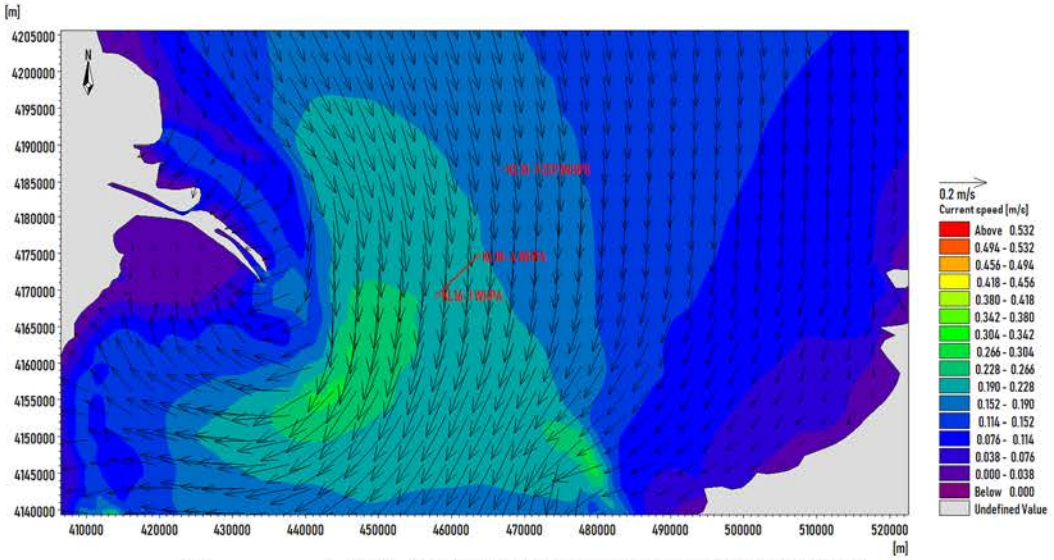


图 7.1-31 工程区小潮涨急表层潮流现状模拟结果

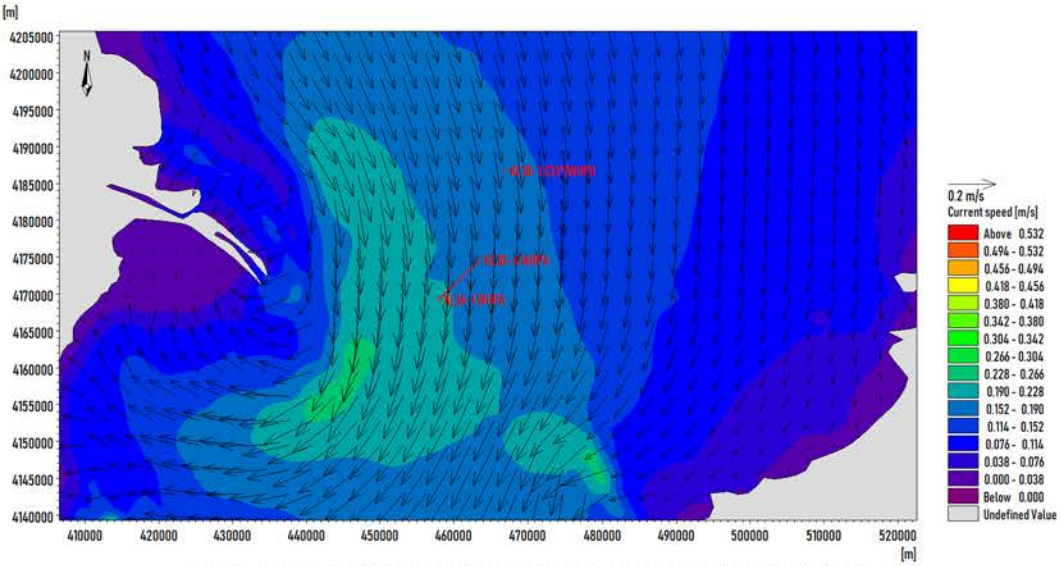


图 7.1-32 工程区小潮涨急中层潮流现状模拟结果

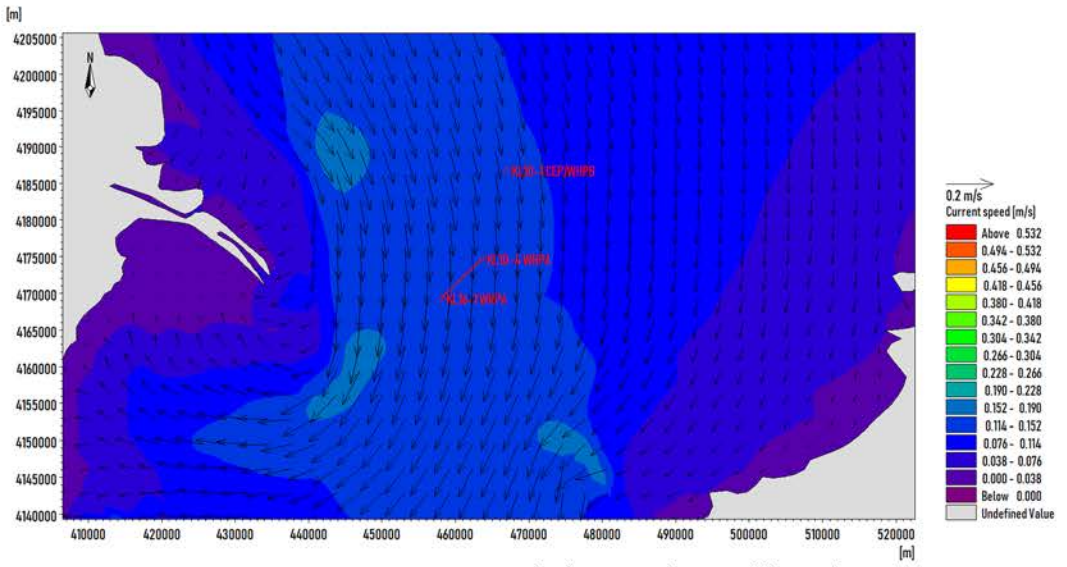


图 7.1-33 工程区小潮涨急底层潮流现状模拟结果

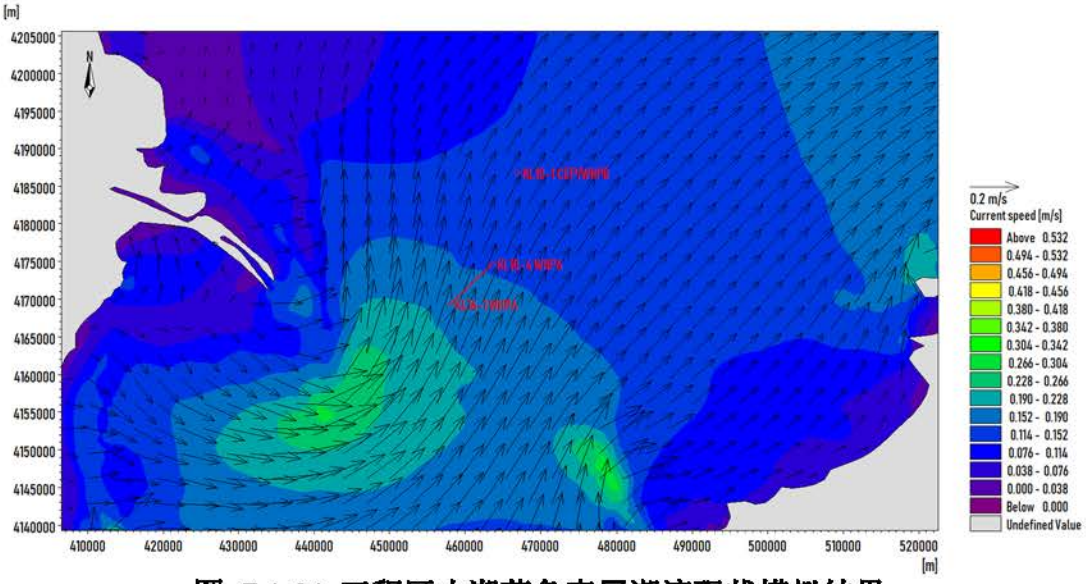


图 7.1-34 工程区小潮落急表层潮流现状模拟结果

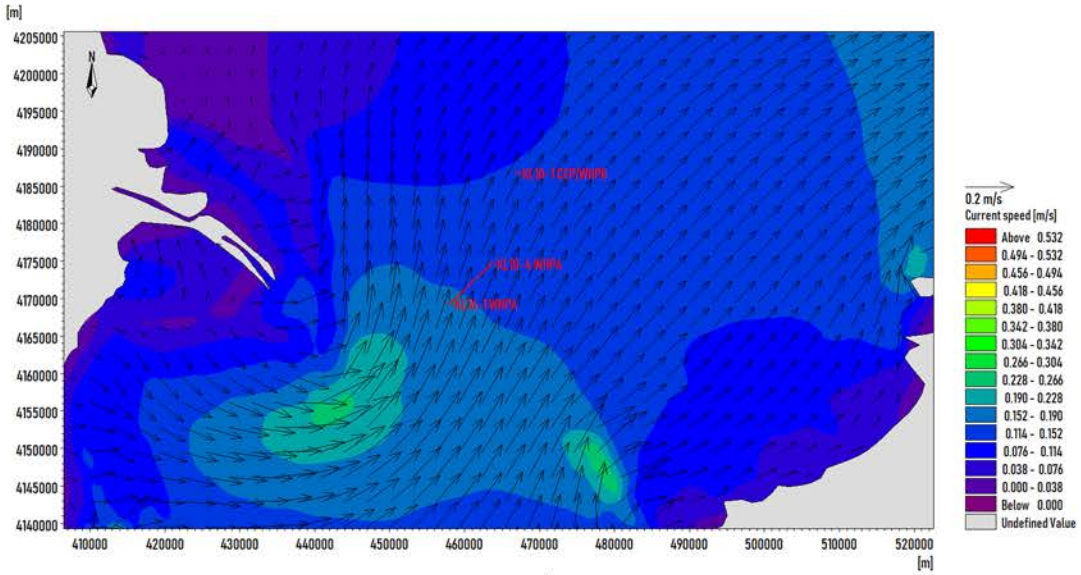


图 7.1-35 工程区小潮落急中层潮流现状模拟结果

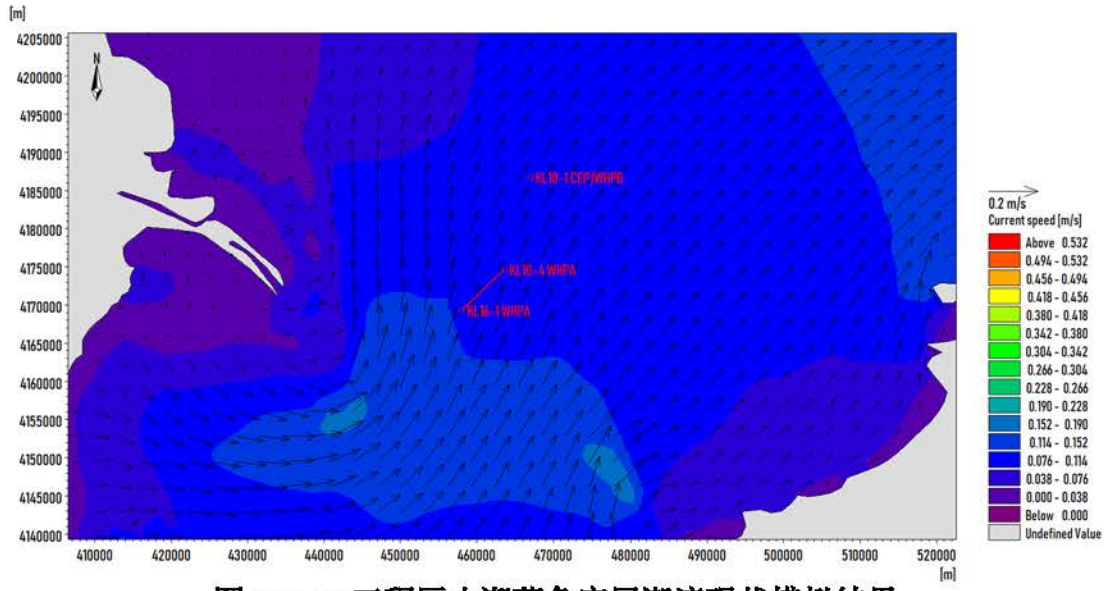


图 7.1-36 工程区小潮落急底层潮流现状模拟结果

7.1.5 水动力环境影响分析

本工程主要包括平台安装建设、钻井完井和海底管道/电缆的铺设。由于平台桩柱尺寸都小，为透水性设计，且工程区域附近海域开阔，因此井口平台等对周边的水动力环境影响很小；工程位置所处水深约 13.1m（理论最低潮面），海底管道至少埋于海底以下 1.5m，挖起的泥沙在底层流作用下自然回填管沟，对底层流影响很小。

7.2 地形地貌与冲淤环境影响分析

本项目海上平台 KL16-1 WHPA 的的导管架采用立式建造，桩在自重和振动力的作用下克服惯性阻力逐渐沉入土中，管线施工采用后挖沟铺设方式，对海域地形地貌的扰动较小，工程区流场稳定，因此拟建工程对所在海域地形地貌与冲淤环境影响不大。

7.3 海水水质环境影响预测与评价

本项目海洋环境产生影响的主要为铺设 KL16-1 WHPA 与 KL10-4 WHPA 之间的海底管道搅起悬浮沙和生活污水排海。本次评价分别采用数值模拟预测方法分析污染物排放对海洋环境的影响。

7.3.1 施工期悬浮物对水环境的影响

7.3.1.1 泥沙输运方程

管线挖沟施工掀起的悬浮泥沙属于细颗粒悬浮物，它随着海水运动的同时，还在海水中沉降，并最终淤积于海底，这一特性决定了它的影响范围和影响时间是有限的。

（1）悬浮沙输移扩散基本控制方程

$$\frac{\partial S}{\partial t}+u\frac{\partial S}{\partial x}+v\frac{\partial S}{\partial y}+wf\frac{\partial S}{\partial z}=\frac{\partial}{\partial x}\left(D_x\frac{\partial S}{\partial x}\right)+\frac{\partial}{\partial y}\left(D_y\frac{\partial S}{\partial y}\right)+\frac{\partial}{\partial z}\left(D_z\frac{\partial S}{\partial z}\right)+QC_0-S$$

式中：

S：水体悬浮物浓度(kg/m^3)；

u、v：水流矢量沿 x 向、y 向流速(m/s)；

w_f：z 向有效流速（m/s），$w_f=w-\omega$（ω为泥沙沉降速度）。

D_x、D_y、D_z：x 向、y 向、z 向悬浮物紊动扩散系数(m^2/s)；

Q：单元面积上源排放量(m^3/s/m^3)；

C_0：排放的源强悬浮物浓度(kg/m^3)；

S：床沙侵蚀或淤积速率，单位 kg/m^3/s。

（2）沉降速度

泥沙沉速与泥沙颗粒粒径有关。对于泥沙粒径<0.02mm 的，将发生絮凝现象，沉速取 0.0005m/s，钻屑中值粒径 95%大于 0.07mm，沉降速度参照分析粉砂质和砂质泥沙沉降速度的国内文献确定，具体数值在 0.003m/s~0.020m/s 之间。

（3）床面淤积速率

就粘性泥沙而言，床面淤积速率基于 Krone 公式计算，

$$S_D=W_sC_bp_d$$

式中，W_s为泥沙沉速，单位 m/s；C_b为近底含沙量，单位 kg/m^3；p_d为床沙淤积概率，认为与水流有效切应力呈正相关关系，即：

$$p_d=1-\frac{\tau_b}{\tau_{cd}},\quad \tau_b\le\tau_{cd}$$

式中τ_b、τ_{cd}分别为水流底部切应力和床沙临界淤积切应力。

（4）床面侵蚀速率

就粘性泥沙而言，考虑床沙固结程度的床面侵蚀速率基于 Mehta et al 公式估算，

对于固结粘性床沙有：

$$S_E = E\left(\frac{\tau_b}{\tau_{ce}} - 1\right)^n, \quad \tau_b > \tau_{ce}$$

式中，E 为侵蚀系数，单位 kg/m²/s；τ_{ce}为床沙临界侵蚀切应力，n 为经验常数。

（5）边界条件

固边界上，

$$\frac{K_H}{D}\left[\frac{\partial S}{\partial \vec{n}}\right] = 0$$

开边界上，

$$S|_\Gamma = 0 \qquad \text{入流段}$$

$$\frac{\partial S}{\partial t} + V_n \frac{\partial S}{\partial \vec{n}} = 0 \qquad \text{出流段}$$

其中 n 为边界的法线方向，Γ 为水边界。

（6）初始条件

因为悬浮物对应的海水水质标准是人为造成增加的量，所以模型预测只考虑悬浮物增量，初始条件设本底值为 0。

7.3.1.2 评价标准

根据《海水水质标准》（GB 3097-1997）确定悬浮物评价标准，其中悬浮物超第一（二）类海水水质标准是人为增加的量>10mg/L，超第三类海水水质标准是人为增加的量>100mg/L，超第四类海水水质标准是人为增加的量>150mg/L。

7.3.1.3 管道/电缆悬浮沙排放对水质影响分析

（1）源强和位置

新建海底管道光缆采用后挖沟自然回填法，其中注水海底管道和混输海底管道靠近生态红线端 1km 范围内挖沟速度为 260m/d，靠近生态红线端 1~2km 范围内挖沟速度为 500m/d，剩余部分挖沟速度为 1000m/d。海底电缆靠近生态红线端 2km 范围内挖沟速度为 500m/d，剩余 5.7km 挖沟速度为 2000m/d。

根据工程分析结果，海底混输管道、注水管道、海底电缆铺设过程中产生的悬浮泥沙源强见表 7.3-1。其中悬浮泥沙湿容重为 1.85g/cm³，管线周边海域中值粒径取 0.005mm。

表 7.3-1 海底管道/电缆铺设引起悬浮泥沙源强

序号	海底管线名称	管线长度（km）	悬浮沙产生量（m^3）	靠近生态红线端 0-1km 悬浮沙源强（kg/s）	靠近生态红线端 1-2km 悬浮沙源强（kg/s）	其他 2-7.7km 管缆悬浮沙源强（kg/s）
1	KL16-1 WHPA 至 KL10-4 WHPA 平台的混输海底管道	7.7	23014.53	2.50	4.80	9.60
2	KL10-4 WHPA 至 KL16-1 WHPA 平台的注水海底管道	7.7	15290.89	1.66	3.19	6.38
3	KL10-4 WHPA 至 KL16-1 WHPA 平台的海底电缆	7.7	8662.50	1.81	1.81	7.23

海底管道悬浮沙预测选用源强较大的混输管道为代表，其控制点见图 7.3-1 所示，海底电缆控制点分布见图 7.3-2 所示，具体控制点坐标见表 7.3-2。

表 7.3-2 海底管道/电缆控制点坐标

类型	名称	描述	纬度（N）	经度（E）
注水管道/混输管道	A	靠近生态红线起点	[redacted]	[redacted]
	B	靠近生态红线 1km 控制点	[redacted]	[redacted]
	C	靠近生态红线 2km 控制点	[redacted]	[redacted]
	D	终点	[redacted]	[redacted]
海底电缆	E	靠近生态红线起点	[redacted]	[redacted]
	F	靠近生态红线管道 2km 控制点	[redacted]	[redacted]
	G	终点	[redacted]	[redacted]

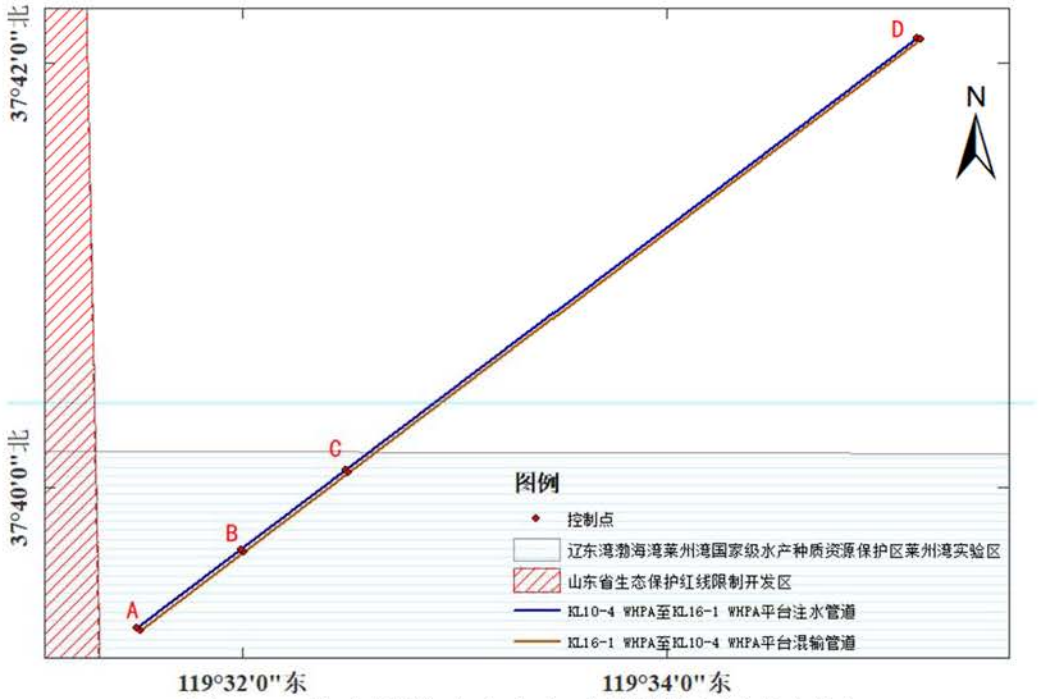


图 7.3-1 海底管道路由走向及预测控制点位置图

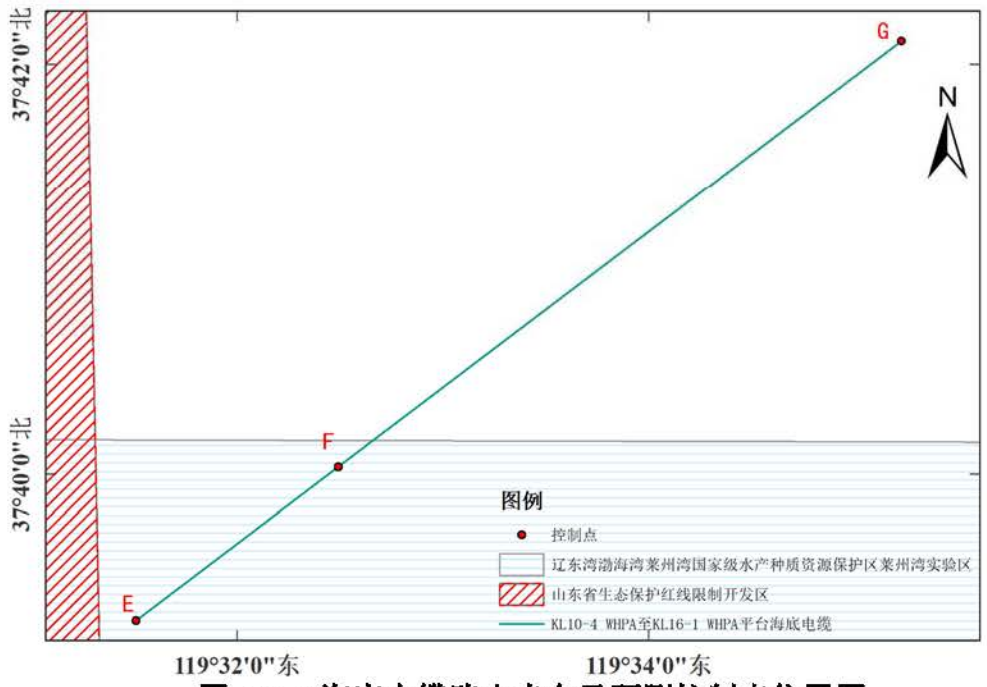


图 7.3-2 海底电缆路由走向及预测控制点位置图

（2）预测方式

选择控制点源分别在大潮和小潮潮期内连续性排放悬浮沙进行预测，管线附近网格加密至 50m 以内。

（3）预测结果

①混输管道和注水管道铺设产生悬浮沙预测结果

注水管道源强小于混输管道，控制点位置相近，因此注水管道产生悬浮沙影响类比混输管道的预测结果。

悬浮沙的影响主要在施工线路的两侧，悬浮沙超标面积底层最大，自底层往上面积逐渐减小，表层超标面积较小。表层超一（二）类水质的包络面积为 26.76km^2，超三类水质包络线面积为 1.71km^2，超四类水质海域包络线面积为 0.97km^2；中层超一（二）类水质影响的包络线面积为 26.87km^2，超三类水质包络线面积为 1.74km^2，超四类水质海域包络线面积为 0.98km^2；底层超一（二）类水质影响的包络线面积为 27.25km^2，超三类水质包络线面积为 1.89km^2，超四类水质海域包络线面积为 1.05km^2。超一（二）类水质的海水离管线方向上影响的最大距离为 2.33km。超一（二）类水质距东营黄河口生态限制区为 0.01km，距离东营黄河口海洋特别保护区 0.56km，不会影响到生态红线区和海洋特别保护区的生态环境。海底管道施工作业停止 7.5h 后，整个海域满足一类海水水质标准。

②海底电缆挖沟产生悬浮沙预测结果

悬浮沙的影响主要在施工线路的两侧，悬浮沙超标面积底层最大，自底层往上面积逐渐减小，表层超标面积较小。表层超一（二）类水质的包络面积为 21.63km^2，超三类水质包络线面积为 1.16km^2，超四类水质海域包络线面积为 0.57km^2；中层超一（二）类水质影响的包络线面积为 22.28km^2，超三类水质包络线面积为 1.21km^2，超四类水质海域包络线面积为 0.63km^2；底层超一（二）类水质影响的包络线面积为 22.41km^2，超三类水质包络线面积为 1.26km^2，超四类水质海域包络线面积为 0.71km^2。超一（二）类水质的海水离电缆方向上影响的最大距离为 1.58km。超一（二）类水质距东营黄河口生态限制区为 0.08km，距离东营黄河口海洋特别保护区 0.64km，不会影响到生态红线区和海洋特别保护区的生态环境。电缆施工作业停止 3.75h 后，整个海域满足一类海水水质标准。

作业期间悬浮沙超标包络面积、离管道最远距离见表 7.3-3 和表 7.3-4。混输管道、注水管道和海底电缆产生悬浮物浓度最大包络线见图 7.3-3~图 7.3-8。

表 7.3-3 管线/电缆挖沟排放悬浮沙预测结果

工程	层级	超一（二）类水质包络面积（km^2）	超三类水质包络面积（km^2）	超四类水质包络面积（km^2）	超一（二）类水质离管道最远距离（km）	结束后恢复一类水质时长(h)	超一（二）类水质距生态红线（km）	超一（二）类水质距海洋特别保护区（km）
混输管线/注水管线	表层	26.76	1.71	0.97	1.74	7.5	0.01	0.56
	中层	26.87	1.74	0.98				
	底层	27.25	1.89	1.05				
海底电缆	表层	21.93	1.16	0.57	1.58	3.75	0.08	0.64
	中层	22.28	1.21	0.63				
	底层	22.41	1.26	0.71				

表 7.3-4 管线/电缆挖沟排放悬浮沙不同超标倍数包络面积(km^2)

工程	超标倍数	包络面积(km^2)		
		表层	中层	底层
混输管线	Bi≤1（10 mg/L＜SS≤20mg/L）	11.31	11.36	11.33
	1＜Bi≤4（20 mg/L＜SS≤50mg/L）	10.31	10.35	10.5
	4＜Bi≤9（50 mg/L＜SS≤100mg/L）	3.43	3.42	3.53
	Bi>9（SS>100mg/L）	1.71	1.74	1.89
注水管线	Bi≤1（10 mg/L＜SS≤20mg/L）	11.31	11.36	11.33
	1＜Bi≤4（20 mg/L＜SS≤50mg/L）	10.31	10.35	10.5
	4＜Bi≤9（50 mg/L＜SS≤100mg/L）	3.43	3.42	3.53
	Bi>9（SS>100mg/L）	1.71	1.74	1.89
海底电缆	Bi≤1（10 mg/L＜SS≤20mg/L）	10.66	10.75	10.73
	1＜Bi≤4（20 mg/L＜SS≤50mg/L）	7.81	7.91	8.02

	4＜Bi≤9（50 mg/L＜SS≤100mg/L）	2.3	2.41	2.4
	Bi>9（SS>100mg/L）	1.16	1.21	1.26

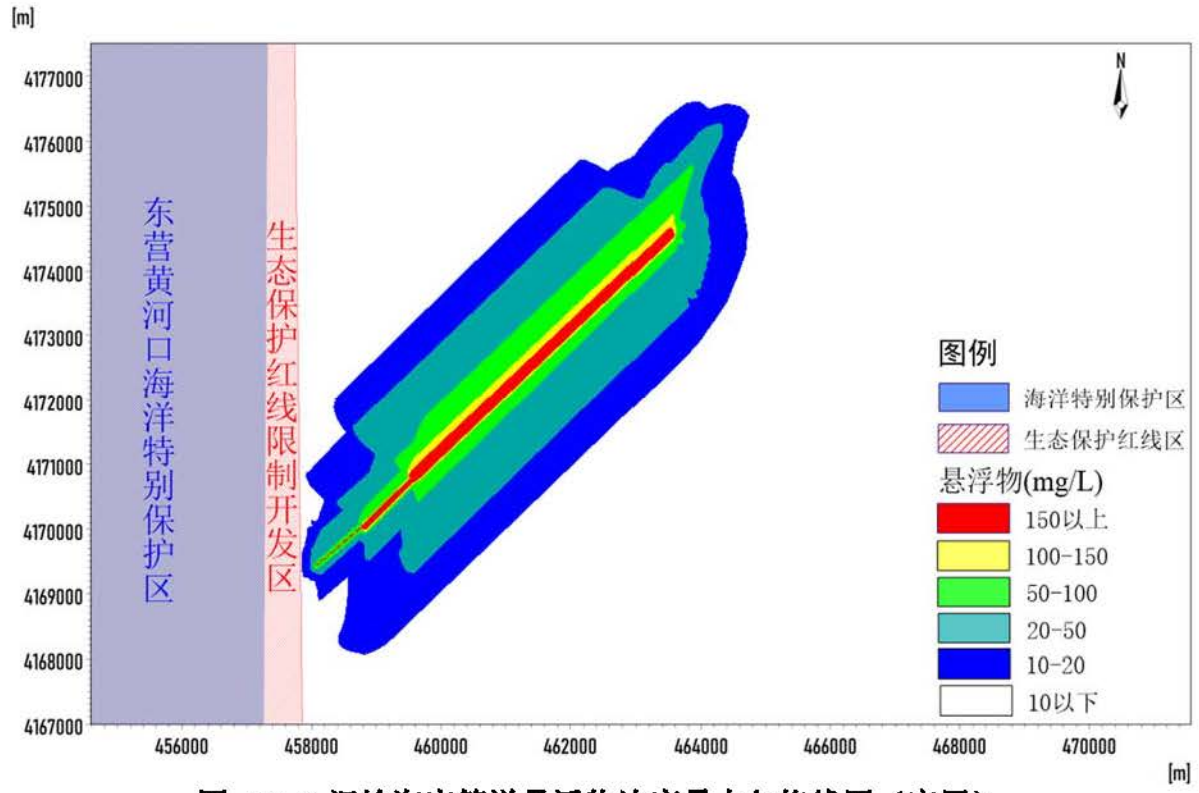


图 7.3-3 混输海底管道悬浮物浓度最大包络线图（底层）

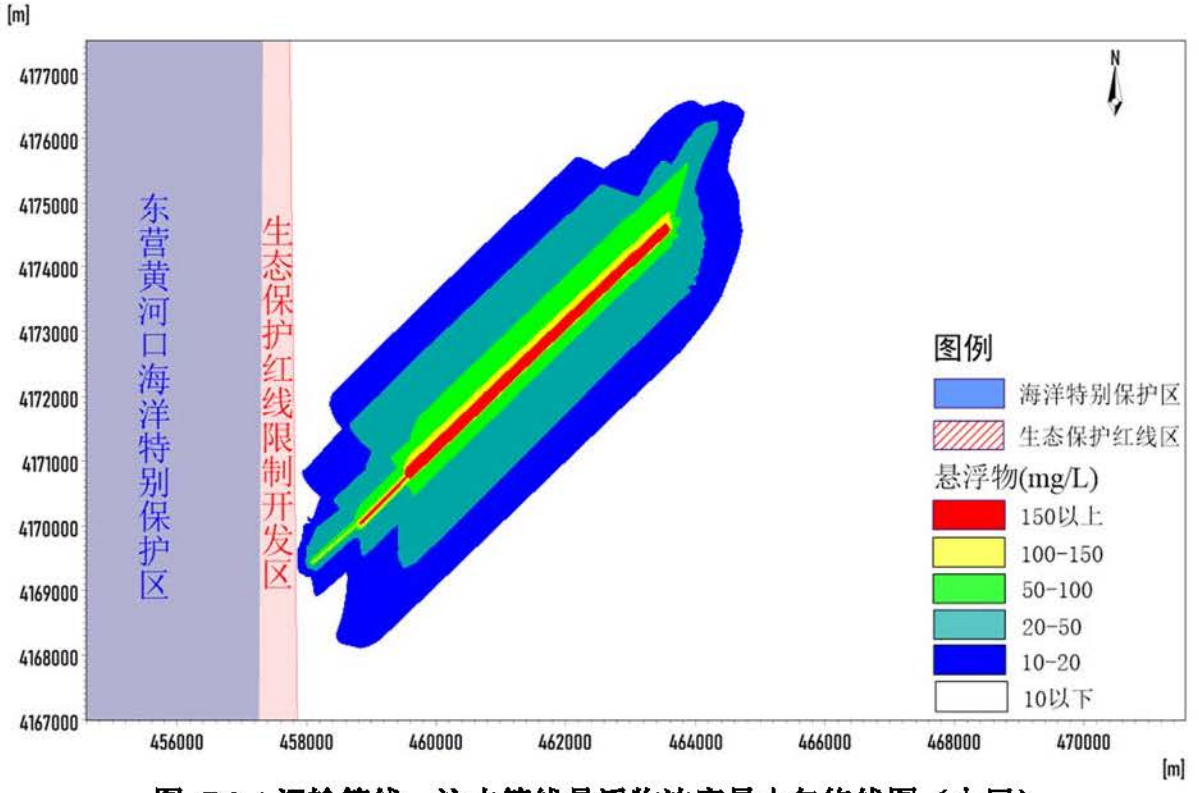


图 7.3-4 混输管线、注水管线悬浮物浓度最大包络线图（中层）

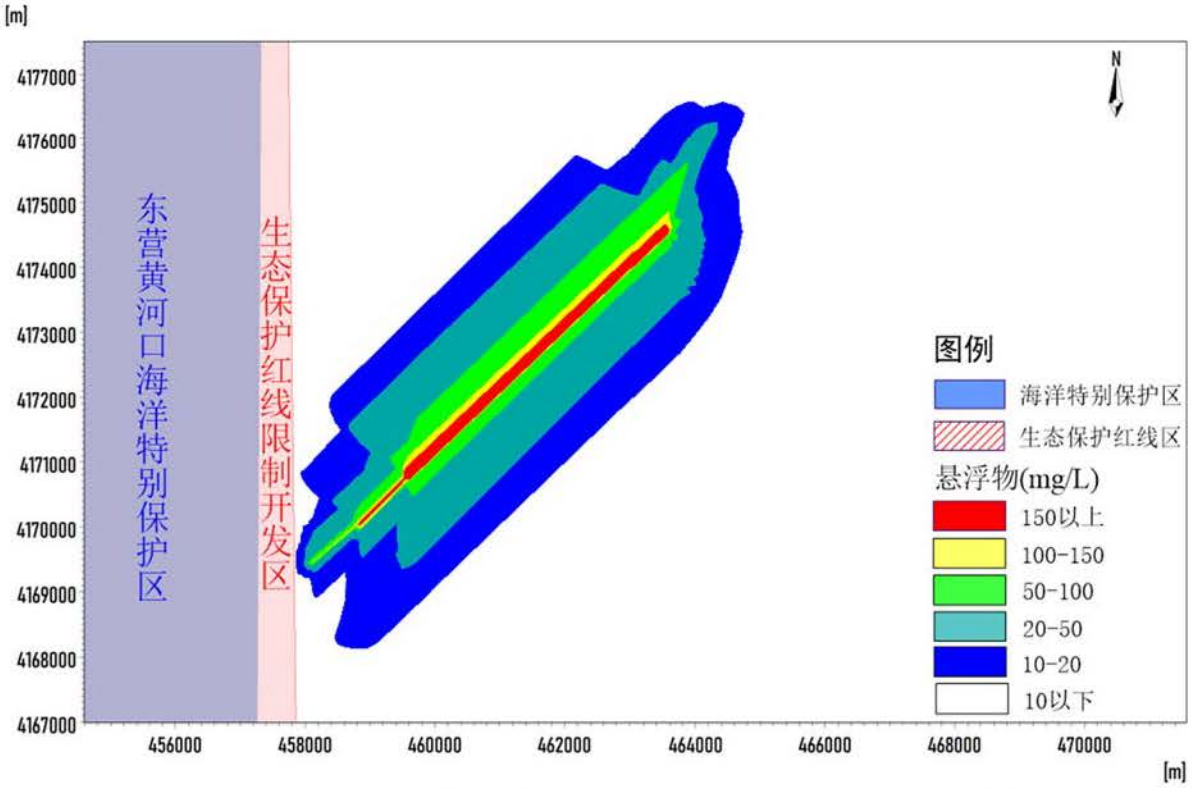


图 7.3-5 混输管线、注水管线悬浮物浓度最大包络线图（表层）

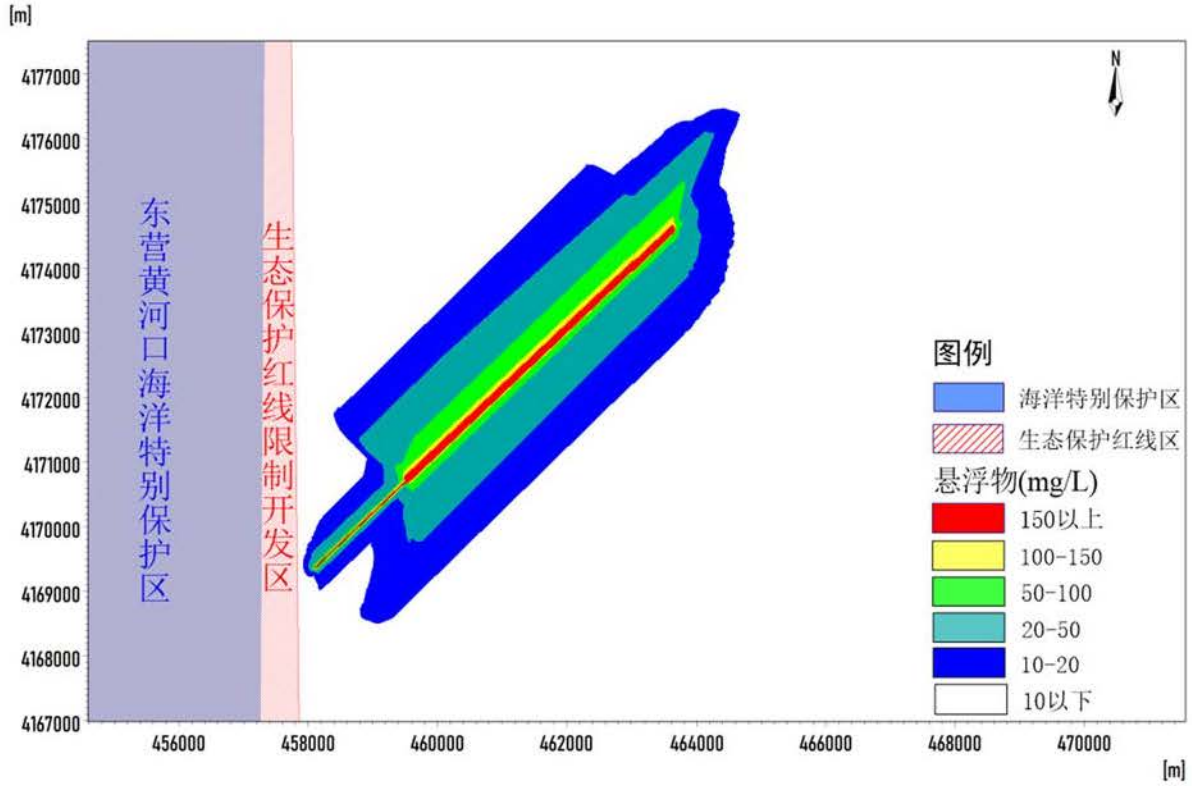


图 7.3-6 海底电缆悬浮物浓度最大包络线图（底层）

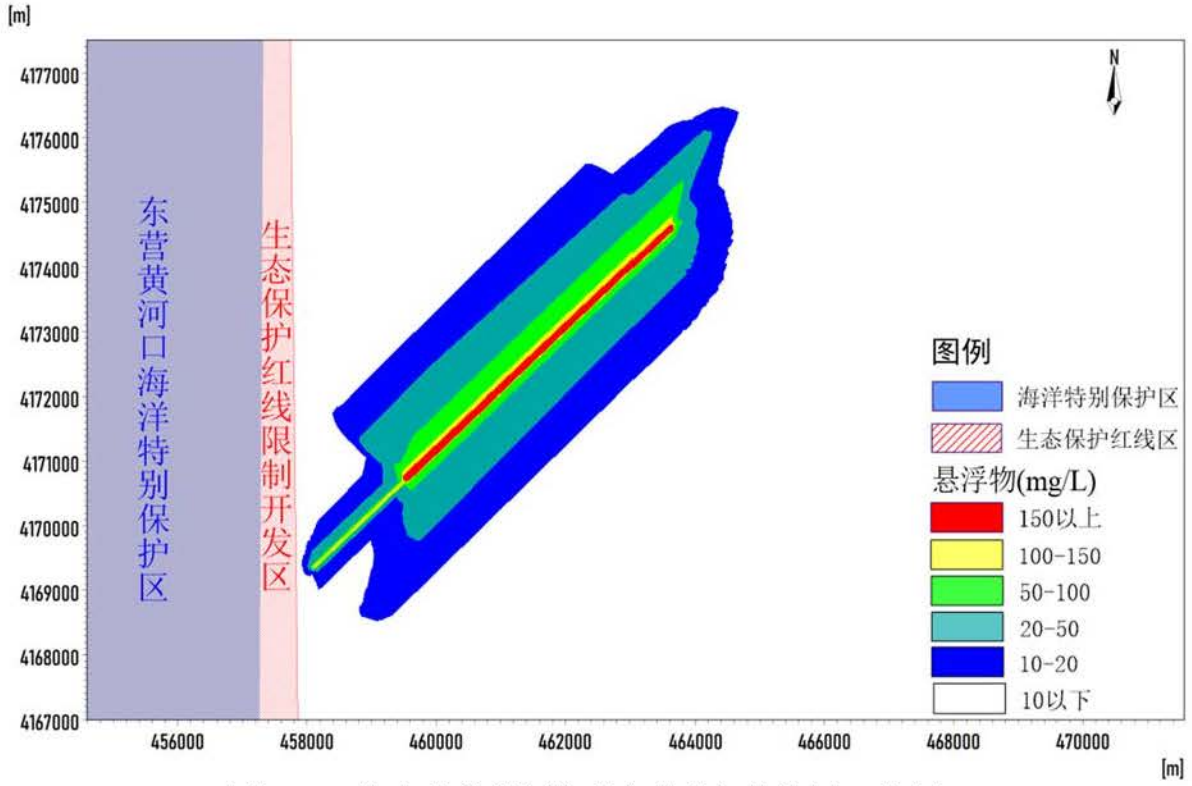


图 7.3-7 海底电缆悬浮物浓度最大包络线图（中层）

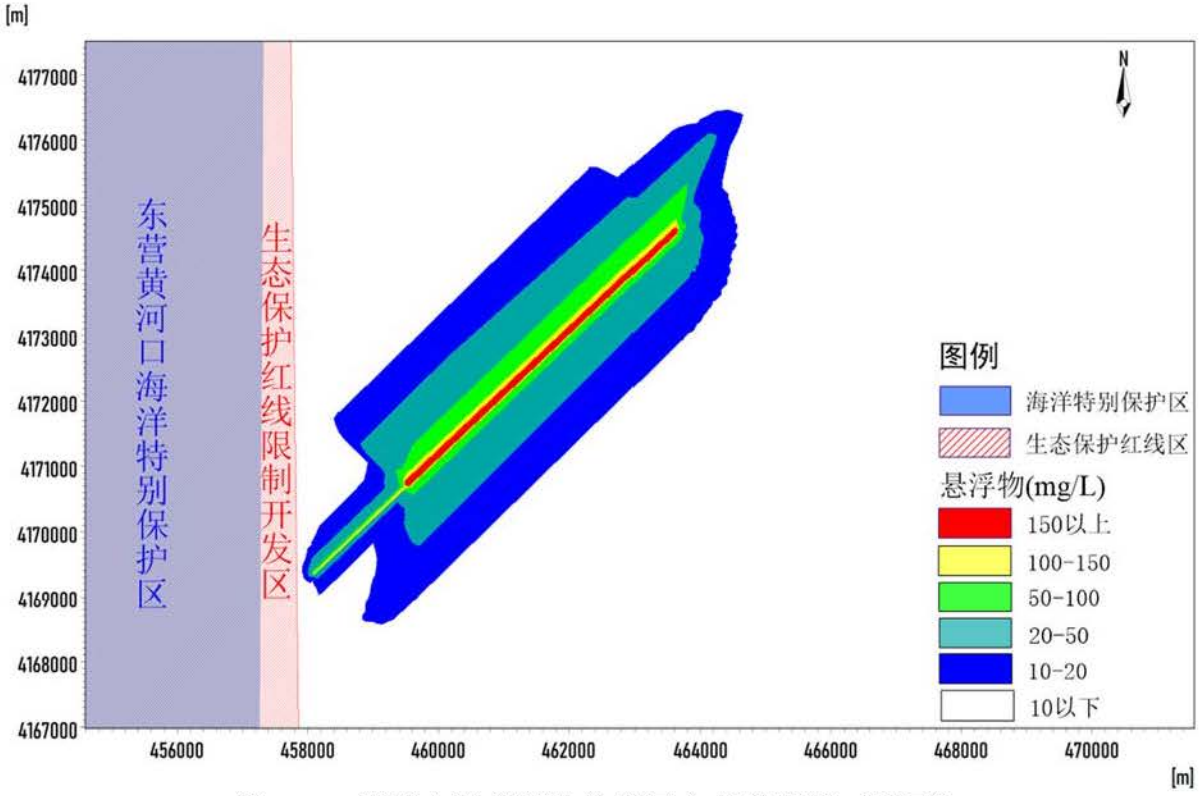


图 7.3-8 海底电缆悬浮物浓度最大包络线图（表层）

7.3.2 钻井液对水质影响分析

钻井过程中，钻井液产生总量为 17645m^3，含油钻井液产生量为 7805m^3，非含油钻井液产生量为 9840m^3。钻完井阶段采用水基钻井液和合成基钻井液，循环使用。为了避免钻井液的排放对周边海洋功能区产生影响，本项目钻井阶段产生的含油钻井液和非含油钻井液全部运回陆上交由蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司接收处理/处置。因此含油钻井液和非含油钻井液均不直接外排海域，不会对海洋水质造成影响。

7.3.3 钻屑对水质影响分析

钻井过程中，本项目产生钻屑总量为 20426m^3，其中含油钻屑总量为 11316m^3，非含油钻屑的产生量为 9110m^3。为了避免钻屑的排放对周边海洋功能区产生影响，本项目钻井阶段产生的含油钻屑和非含油钻屑全部运回陆上计划交由有资质单位进行处理/处置。因此含油钻屑和非含油钻屑均不外排海域，不会对海洋水质造成影响。

7.3.4 施工期废水对水质影响分析

7.3.4.1 生活污水

本项目施工期船舶生活污水经船舶生活污水处理装置处理达标后排放，因此对施工期船舶生活污水进行预测。

（1）污染物扩散方程

COD 在海流作用下输移扩散，其方程为：

$$\frac{\partial(HS)}{\partial t}+\frac{\partial(HuS)}{\partial x}+\frac{\partial(HvS)}{\partial y}=\frac{\partial}{\partial x}(HD_x\frac{\partial S}{\partial x})+\frac{\partial}{\partial y}(HD_y\frac{\partial S}{\partial y})+HS_A$$

式中左端第二、三项是物质平流项；右端前两项表示湍流形成的弥散项；S 为 COD 浓度；D_x、D_y 为分散系数；S_A 为 COD 排放速率；H=h+ζ 为从自由海面到计算深度的距离；u，v 是 x，y 方向上的流速。

边界条件：

在岸边界上，物流不能穿越边界，即 $\frac{\partial\vec{S}}{\partial\vec{n}}=0$；（n 为陆边界的法线方向）；

在水边界，在开边界上，流出时：$\frac{\partial S}{\partial t}+\overrightarrow{V_n}\frac{\partial S}{\partial n}=0$；

流入时：S=S*=0，本项目不设置汇入源强。

初始条件：S(x,y,t=0)=0，即初始条件从零值算起，考虑 COD 的浓度增量。

由于污水 COD 采用铬法测定，海水 COD 采用锰法测定，因此存在 COD_{Cr} 与 COD_{Mn} 之间的转换关系。大量实验表明，对于生活污水二者转换关系为：$COD_{Mn}=1/3COD_{Cr}$。

（2）评价标准

根据《海水水质标准》（GB 3097-1997）确定化学需氧量（COD）评价标准，其中 COD 第一类海水水质标准为 2mg/L，第二类海水水质标准为 3mg/L，第三类海水水质标准是 4mg/L，第四类海水水质标准是 5mg/L。

（3）源强和位置

施工期产生的生活污水经船舶生活污水处理装置处理达标后排海。根据该工程分析章节，安装阶段生活污水产生量为 35m^3/d，钻完井阶段生活污水产生量为 84m^3/d，海底管道和电缆铺设生活污水产生量为 21m^3/d，平台适应性改造生活污水产生量为 21m^3/d，施工期生活污水排放源强见 7.3-11。

本次预测选取生活污水排放量最大值（84m^3/d）进行预测，排放时长按 2h 计算，COD 取排放标准 300mg/L。预测位置取 KL16-1 WHPA 平台。

表 7.3-5 生活污水排放源强

施工阶段	生活污水排放量（m^3/s）	COD 排放标准（mg/L）	COD 排放速率（g/s）	排放位置
平台安装	0.0049	300	1.46	KL16-1 WHPA 平台
钻完井	0.0117	300	3.50	
管缆铺设	0.0029	300	0.875	
平台适应性改造	0.0029	300	0.875	

（3）预测时长

分别选择涨急、落急、涨憩、落憩四个典型时刻开始排放，排放时长 2h，模型预测 24h。

（4）背景浓度

根据 2018 年 5 月和 2017 年 11 月的现状调查资料，KL16-1 WHPA 平台周边 5km 范围内只有 P17 调查站位，春季和秋季调查 COD 的表层值分别为 0.998mg/L 和表层 1.42mg/L，本次取其最大值（1.42mg/L）作为 COD 初始背景浓度。

（5）预测结果

生活污水中的 COD 在潮流的驱动下向平台不同方向扩散，但由于潮流的周期性，COD 低浓度区影响的范围由预测排放点周围向外增大，并在排放时刻流向上被拉长。

由于 COD 排放量不大，排放 COD 时所影响的范围较小，无论何时排放，叠加背景值后的超标水域影响的距离都在 1 个网格（50m）范围内，叠加背景值后的 COD 最

大浓度为 1.43mg/L，小于第一类海水水质标准（2mg/L），故排放不会明显影响本海区的海洋水质。施工期生活污水排放 COD 超标面积见表 7.3-12，生活污水排放 COD 浓度最大包络线见图 7.3-16。

表 7.3-6 施工期生活污水排放 COD 超标面积

	超一类包络面积（km^2）	超二类包络面积（km^2）	超三类包络面积（km^2）	超四类包络面积（km^2）	超一类最大距离（m）
高潮时排放	<0.00125	<0.00125	<0.00125	<0.00125	<50
落潮时排放	<0.00125	<0.00125	<0.00125	<0.00125	<50
低潮时排放	<0.00125	<0.00125	<0.00125	<0.00125	<50
涨潮时排放	<0.00125	<0.00125	<0.00125	<0.00125	<50
各时刻包络	<0.00125	<0.00125	<0.00125	<0.00125	<50

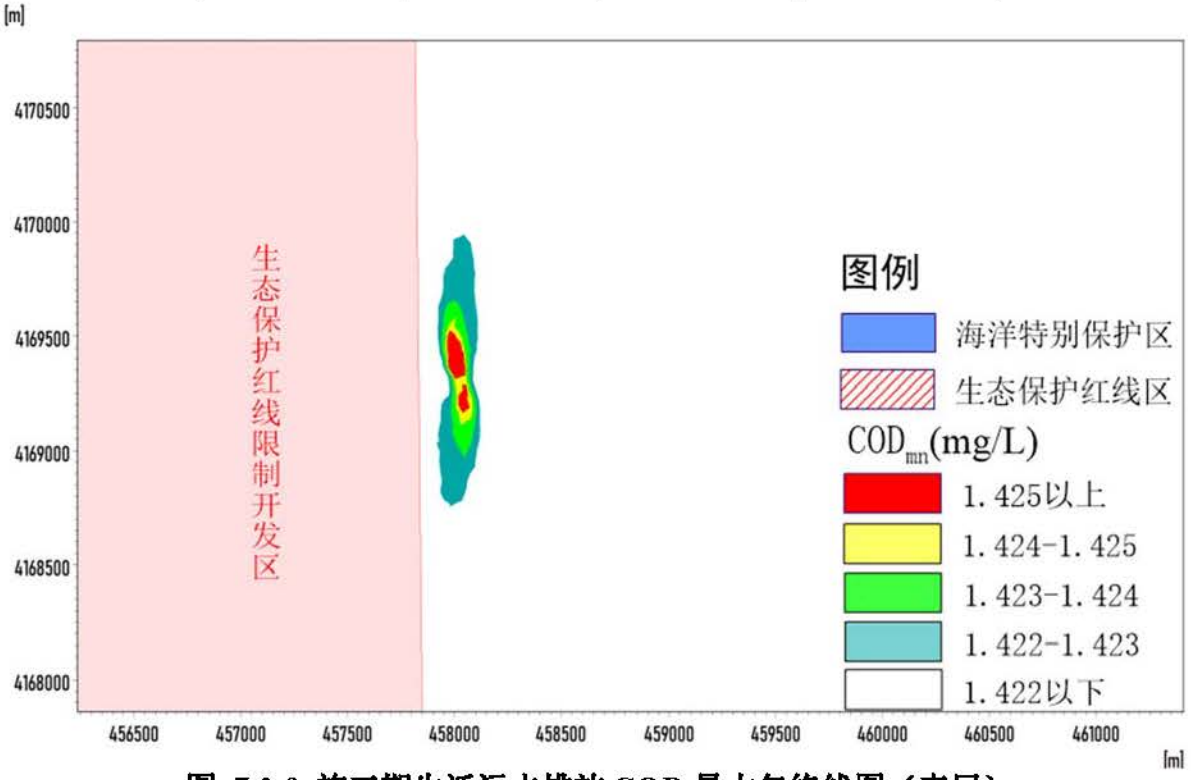


图 7.3-9 施工期生活污水排放 COD 最大包络线图（表层）

7.3.4.2 其它废水

施工期产生的其它废水包括船舶含油污水、新铺管道清管水、洗井废水。

施工期间的船舶含油污水根据《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》（交海发[2007]165 号）的要求，施工船舶必须事先经海事部门对其排污设备实施铅封，因此施工船舶不会直接向施工海域排放含油污水。施工期船舶产生的机舱含油污水送陆上交由有资质单位进行处理。

本工程包括 3 口生产井后期调整为注水井，钻共计产生约 289.4m^3 洗井废水，产生的洗井废水进入生产流程，最终经含油生产水处理系统处理合格后回注地层，不外排。

本项目清管水采用600m^{3}海水对新铺设海管进行清管，主要污染物有少量悬浮物，由于清管水较为清洁，直接外排海域对水环境影响较小。

7.3.5 运营期污染物对海水水质影响分析

7.3.5.1 废水

运营期含油生产水最大产生[redacted]，均进入 KL10-1CEP 平台进行处理，处理达标后全部回注。初期雨水产生 9.7m^3/次，少量甲板冲洗水，均进入开闭排系统，进入原油处理系统。供应船和值班船机舱含油污水经铅封，运回陆上交蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司处理。以上污染物均不外排海域，对海洋环境不会造成危害。

平台生活污水的灰水（约 16.8m^3/d）经预处理后进入生产流程，处理达标后回注；生活污水（黑水）产生量为 8.4m^3/d，经生活污水处理装置经处理达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB/T4914-2008）（COD≤300mg/L）的要求后排海。运营期生活污水产生量远小于施工期生活污水产生量 84m^3/d，排放点位置一致，水文动力条件一致，故运营期生活污水排放可类比施工期生活污水排放的相关预测结果，叠加背景值后超一类标准水域影响的距离在 1 个网格（50m）范围内，生活污水排放对海洋水质环境影响小。

同理供应船和值班船生活污水（3.5m^3/d）经船用生活污水处理装置处理后达到《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）相关标准后排海。类比施工期生活污水排放的预测结果，船舶生活污水排放对海洋水质环境影响较小。

7.3.5.2 固废

平台生产垃圾运回陆上交由有资质单位进行处理。生活垃圾全部运回陆地处理。海底管道埋设于海床 1.5m 以下，设置阴极保护管道，其释放微量的锌离子，对海水水质影响较小。

可见，运营期除了海底管道阴极保护阳极块每块释放微量锌离子，其它固废污染物均运回陆地处理，不外排海域，对海水水质影响较小。

7.3.6 小结

（1）施工期悬浮物排放对海水水质的影响

通过采用数值模拟法模拟海底管道/海底电缆挖沟排放的悬浮沙对海洋水质环境的

影响。铺设海底管道/海底电缆因挖沟掀起的悬浮沙影响主要在施工线路两侧。其中悬浮物超一（二）类海洋水质标准（>10mg/L）离管道最远距离为 1.74km；超一（二）类水质距离东营黄河口生态限制区最近为 0.01km；表层超一（二）类水质的最大包络面积为 26.76km^2，超三类水质最大包络线面积为 1.71km^2，超四类水质海域最大包络线面积为 0.97km^2；中层超一（二）类水质影响的最大包络线面积为 26.87km^2，超三类水质最大包络线面积为 1.74km^2，超四类水质海域最大包络线面积为 0.98km^2；底层超一（二）类水质影响的最大包络线面积为 27.25km^2，超三类水质最大包络线面积为 1.89km^2，超四类水质海域最大包络线面积为 1.05km^2。施工作业停止后最长约 7.5h，悬浮物可恢复一类水质标准（人为增量≤10mg/L）。

可见悬浮物排放短期内对海水水质造成一定的影响，这种影响最长在 7.5h 内可恢复一类水质标准，因此施工期悬浮物排放对水环境影响是短期、一次性的和可恢复的，项目建设符合所在海域水质环境质量要求。

（2）施工期生活污水排放对海水水质的影响

由于 COD 排放源强较小，影响面积较小，无论何时排放超标影响的距离都在 50m 范围内，COD 叠加背景值后的最大浓度为 1.43mg/L，小于第一类海水水质标准（2mg/L），故排放不会明显影响本海区的海洋水质。

（3）施工期其他废水对海水水质的影响

施工期船舶产生的机舱含油污水送陆上交由有资质单位进行处理。产生的洗井废水进入生产流程，最终经含油生产水处理系统处理合格后回注地层，以上废水均不外排海域，对海洋水环境无影响。

本项目清管水采用 600m^3 海水对新铺设海管进行清管，主要污染物有少量悬浮物，清管水较为清洁，直接外排海域对水环境影响很小。

（4）运营期污染物对海水水质的影响

运营期生产水处理达标后全部回注，甲板冲洗水和初期雨水进入原油处理系统，供应船和值班船机舱含油污水经铅封后运回陆上处理，生产垃圾运回陆上计划交由蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司处理。生活污水的灰水处理达标后回注，生活垃圾全部运回陆地处理，以上污染物均不外排海域，对海洋水环境无影响。

平台生活污水（黑水）经生活污水处理装置经处理达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB/T4914-2008）（COD≤300mg/L）的要求后排海。供应船和值班船生活污水（3.5m^3/d）经船用生活污水处理装置处理后达到《船舶水污染物排放控制

标准》（GB3552-2018）相关标准后排海，类比施工期生活污水排放的预测结果，叠加背景值后超一类标准水域影响的距离在 1 个网格（50m）范围内，生活污水排放对海洋水质环境影响小。

海底管道埋设于海床 1.5m 以下，设置阴极保护管道，其释放微量的锌离子，对海水水质影响小。

7.4 沉积物环境影响分析

7.4.2 建设期对沉积环境的影响分析

（1）平台建设对沉积环境的影响分析

由于平台均采用钢导管结构，因此施工期平台对沉积物环境的影响较小，但平台桩腿部分由于深插入海中，施工过程中因打桩沉积物环境全部改变。

（2）建设期间海底管道施工对沉积环境的影响分析

在铺管期间，挖起来的沉积物被堆积在管沟两侧，挖沟结束后，在海水运动作用下将逐渐回填于管沟。因此，对底质的直接影响就是挖起和覆盖，改变了原有的沉积环境。

按照工程建设方案分析，本工程管道施工过程沉积物被挖起和覆盖，其中管沟开挖的影响面积共计 0.064km^2，悬浮沙覆盖的影响面积为 0.385km^2。此范围内的底栖生物短期内受到破坏，并使沉积物类型发生一定的变化。

7.4.1 运营期污染物对沉积环境的影响分析

（1）生产期间海底管道防腐对沉积环境的影响分析

KL16-1 WHPA 至 KL10-4 WHPA 混输管线和 KL10-4 WHPA 至 KL16-1 WHPA 注水管线分别使用 144 块手镯型铝基牺牲阳极块进行保护，阳极块主要成分为铝，其中锌的质量含量为 2.5%~5.75%，锌在发生原电池反应后，将以锌离子形态释放到海洋环境中，使管道周围环境中锌含量略有增加。每个阳极块的重量约为 31.02kg，海底管道阳极块间隔约 53.5m。由于阳极块间隔较远，锌离子向环境释放的影响不会相互叠加，所以把每个阳极块当做一个单独的释放源。

海域中共有 288 个释放点源。阳极块中锌含量按 4.13%考虑，海底管道设计寿命为 25a，考虑到阳极使用寿命的裕量，则单个阳极块每年释放到环境中的锌量约 0.05kg，每个点源影响范围按半径 5m，影响深度 1.5m 计算，叠加沉积物现状调查的锌平均背

景值（58.08×10^{-6}），则海管寿命期间海管周围沉积物中锌含量最大为 58.12×10^{-6}，小于海洋沉积物质量标准的第一类标准值 150×10^{-6}，因此海管防腐采用的牺牲阳极不会导致沉积物中的锌污染超标。

（2）其它污染物对沉积环境的影响分析

运营期含油生产水、生产垃圾、生活垃圾等全部运回陆地处理，不外排海域，对海洋沉积环境无影响。少量生活污水外排海域，经类比施工期生活污水排放预测结果，叠加背景值后超一类水质标准水域影响的距离在 1 个网格（50m）范围内，可见生活污水排放对海洋沉积物环境影响小。

7.5 海洋生态环境影响分析与评价

本工程对生态环境的影响主要体现在2个环节：平台占用海域对生物资源的影响、海管（电缆）铺设时的开挖和覆盖以及悬浮泥沙排放对生物资源的影响。

7.5.1 海洋生态环境的影响定性分析

7.5.1.1 工程对浮游生物的影响

工程施工期间管线铺设和平台建设使周围海水中悬浮物增大，增加海水浑浊度。一方面影响浮游植物的光合作用，在一定程度上影响水体的浮游植物的生长与繁殖；另一方面，由于悬浮物快速下沉，有部分浮游植物被携带而随之下沉，使水体中浮游植物遭受一定的损害。

施工阶段海水浑浊度的增加，也会减少透光层的厚度，使生物合成量减少，同时对浮游植物生长繁殖造成不利，进一步影响了浮游动物的摄食能力和摄食量，从而也影响了浮游动物的生长和繁殖。

7.5.1.2 对底栖生物的影响

海底管线挖沟对海洋环境和渔业的影响可表现在四个方面；一是海底管线挖沟时，挖沟所经过区域中的底栖生物将全部破坏而死亡。二是铺设管道掀沙导致沟槽两侧底栖生物被掩埋而窒息死亡。据有关研究资料，当进行管线施工时，掀起来的海底沉积物和重质物质被堆积在管沟两侧，对底栖生物的直接影响就是挖起和覆盖。泥沙覆盖厚度越厚，对贝类等行动缓慢的底栖动物的危害也越大。一般来讲，底上动物如一些虾类被覆盖后多数将死亡，而底内动物，如各种沙蚕、单壳动物和双壳动物等若覆盖厚度不

大的话仍然会生存，大多数底栖动物具有移动能力，具备垂直向上迁移的条件。三是施工所掀起的大量沉积物对海水中悬浮泥沙浓度的影响，导致海水透明度和光照下降，对饵料生物的繁殖，经济鱼类的卵子和幼体的正常发育，对游泳性渔业生物造成一定程度的影响。

在挖沟期间，挖起来的沉积物被堆积在管沟两侧。在挖沟结束后，在海水运动作用下将逐渐回填于管沟。因此，对底质的直接影响就是由于挖起和覆盖，改变了原有的沉积环境，破坏了底栖生物的栖息地。

7.5.1.3 对海洋资源的影响

施工产生的悬浮物可以阻塞鱼类的鳃组织，造成其呼吸困难，严重的可能会引起死亡。对渔业资源会产生一定的影响。悬浮物对渔业资源的影响除可产生直接致死效应外，还存在间接、慢性的影响，例如：①造成生物栖息环境的改变或破坏，引起食物链和生态结构的逐步变化，导致生物多样性和生物丰度下降；②造成水体中溶解氧、透光度和可视性下降，使光合作用强度和初级生产力发生变化，进而影响水生动物的生长和发育；③混浊的水体使某些种类的游动、觅食、躲避致害、抵抗疾病和繁殖的能力下降，降低生物群体的更新能力等。

此外，施工对渔业的影响还体现在浮游动物与浮游植物食物供应所受到的影响上。浮游植物和浮游动物是海洋生物的初级和次级生产力，施工过程会对浮游植物和浮游动物的生长产生不利影响，严重时甚至会导致死亡。部分鱼类是以浮游植物为食，而且这些种类多为定置性种类，活动能力较弱，工程施工期就会对其生长产生不利影响。因此，从食物链的角度考虑，施工不可避免对鱼类和虾类的存活与生长产生明显的抑制作用，对渔业资源带来一定负面影响。

7.5.2 海洋生物资源损失量估算

7.5.2.1 生物损失量评估方法

生物量损失计算参照中华人民共和国农业部发布的水产行业标准《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》中的有关规定进行。

（1）占用水域造成的生物资源损失

工程建设需要占用渔业水域，使渔业水域功能被破坏或海洋生物资源栖息地丧失。各种类生物资源损害量评估按下面公式计算：

$$W_i = D_i \times S_i$$

式中：

Wi——第 i 种类生物资源受损量，单位为尾（尾）、个（个）、千克(kg)；

Di——评估区域内第 i 种类生物资源密度，单位为尾（个）每平方千米[尾（个）/km^2]、尾（个）每立方千米[尾（个）/km^3]、千克每平方千米（kg/km^2）；

Si——第 i 种类生物占用的渔业水域面积或体积，单位为平方千米（km^2）或立方千米（km^3）。

（2）污染物扩散造成的生物资源损失

污染物扩散范围内对海洋生物资源的损害评估，分一次性损害和持续性损害。污染物扩散范围内对海洋生物资源的损害评估，分一次性损害和持续性损害。施工期间产生的悬浮泥沙浓度增量在区域存在时间少于 15 天的按一次性平均受损量评估。本工程管道施工期间产生的悬浮泥沙浓度增量在区域存在时间小于 15 天，因此按一次性损害评估受损量。

悬浮泥沙对海洋生物资源损害，按下面公式计算：

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

式中：

式中：Wi——第 i 种类生物资源一次性平均损失量，单位为（尾）、个（个）、千克(kg)；

Dij——某一污染物第 j 类浓度增量区第 i 种类生物资源密度，单位为尾平方千米（尾/ km^2）、个平方千米（个/km^2）、千克平方千米（kg/km^2）；

Sj——某一污染物第 j 类浓度增量区面积，单位为平方千米（km^2）；计算时将底层、中层、表层超标面积取平均。

Kij——某一污染物第 j 类浓度增量区第 i 种类生物资源损失率，单位为百分之（%）；生物资源损失率取值参见**错误!未找到引用源。**。

n——某一污染物浓度增量分区总数

施工期间产生的悬浮泥沙浓度增量在区域存在时间多于 15 天的按持续性累计受损量评估，计算以年为单位。

$$M_i = W_i \times T$$

式中:

Mi—第 i 种类生物资源累计损害量，单位为（尾）、个（个）、千克(kg)；

Wi--第 i 种类生物资源一次平均损害量，单位为（尾）、个（个）、千克(kg)；

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

（3）本工程生物资源损失核算依据

本工程施工期间产生的悬浮沙浓度增量在区域存在时间约为 11 天（少于 15 天），因此按一次性平均受损量评估。

7.5.2.2 海洋生物资源损失率

根据中国水产科学研究院黄海水产研究所编制的《垦利 16-1 油田开发项目对辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区的影响专题论证报告》，生物资源损失依据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》中的有关规定进行计算。本工程悬浮沙对各类生物资源损失率见表 7.5-1。

表 7.5-1 悬浮沙对各类生物资源损失率取值

污染物 i 的超标倍数（Bi）	各类生物损失率（%）		
	鱼卵和仔稚鱼	成体	幼鱼和幼体
$B_i \leq 1$倍	5	1	5
$1 < B_i \leq 4$倍	20	5	10
$4 < B_i \leq 9$倍	40	10	20
$B_i \geq 9$倍	50	20	40

7.5.2.3 海洋生物资源损失计算参数

①生物资源密度

根据现状调查情况，本次评价选取 2018 年春季和秋季现状调查结果代表工程区及其周边的生物现状。根据工程施工计划，海底管道和电缆的挖沟作业严格避开了莱州湾国家级水产种质资源保护区的特别保护期（4 月 25 日至 6 月 15 日），钻完井涉海施工（导管架安装）尽量避开莱州湾国家级水产种质资源保护区的特别保护期。因此，生物资源密度选择春秋和秋季现状调查结果的平均值。项目海域海洋生物资源密度见表 7.5-2。

表 7.5-2 项目海域海洋生物资源密度

种类	调查时间	密度或生物量			计算取值
		属性	单位	数量	
底栖生物	春季	生物量	g/m^2	14.05	13.13
	秋季			12.20	
鱼卵	春季	密度	$粒/m^3$	0.296	0.148
	秋季			0	
仔稚鱼	春季	密度	ind/m^3	0.131	0.066

	秋季			0	
渔业资源成体	春季	重量密度	kg/ km²	929.37	757.74
	秋季			586.103	
幼鱼	春季	密度	ind/km²	6335	11643.5
	秋季			16952	
头足类幼体	春季	密度	ind/km²	7680	4899
	秋季	密度	ind/km²	2117	
虾类幼体	春季	密度	ind/km²	6287	7899
	秋季	密度	ind/km²	9511	
蟹类幼体	春季	密度	ind/km²	216	150
	秋季	密度	ind/km²	84	
底栖生物	春季	密度	g/m²	14.05	13.13
	秋季	密度	g/m²	12.20	

②水深及永久占海面积

KL16-1 WHPA 平台是一座四腿四桩导管架结构形式平台，平台位置处海图水深约 13.0m，上、中、下三层甲板面积为：47.45m×28.85m、45.95m×27.3m、40.35m×30.3m。占用面积按最大投影面积 1369m² 计算，水深按工程区域平均水深 13.0m 计算。

海底管道和海底电缆临时占用面积根据管道长度和开挖顶宽确定；悬浮物扩散影响面积取表层、中层、底层超标面积的平均值（生态损失计算量等同于各层超标影响面积×各层平均水深）。

7.5.2.4 占用渔业水域对渔业资源的影响评价

（1）新建平台永久占用渔业水域

永久占用面积按最大投影面积 1369m² 计算，水深按工程区域平均水深 13.0m 计算。永久占用渔业水域渔业资源损失量见表 7.5-3。

表 7.5-4 KL16-1 WHPA 平台永久占海渔业资源损失

分类		密度	面积（m²）	水深（m）	损失量
透水构筑物用海	鱼卵	0.148 粒/m³	1369	13	2634 粒
	仔稚鱼	0.066 尾/m³			1175 尾
	幼鱼	11644 尾/km²		–	16 尾
	头足类幼体	4899 尾/km²			7 尾
	虾类幼体	7899 尾/km²			11 尾
	蟹类幼体	150 尾/km²			-
	渔业资源	757.74kg/km²			1.04kg
	底栖生物	13.13g/m²			0.018t

（2）铺设海底管线占用渔业海域

管沟开挖将造成管沟宽度内底栖生物 100%损失，海底管道和海底电缆管沟两侧各 5 米内悬浮沙覆盖的底栖生物 100%损失。本工程铺设海底管道和海底电缆造成的底栖

生物损失见下表。

表 7.5-5 铺设海底管道和海底电缆造成的底栖生物损失计算

种类	密度	影响类别及面积（m^2）			损失率（%）	损失量
底栖生物	13.13g/m^2	混输海底管道	管沟开挖影响面积	15400	100	0.20t
			覆盖影响面积	154000		2.02t
		注水海底管道	管沟开挖影响面积	12320		0.16t
			覆盖影响面积	154000		2.02t
		海底复合电缆	管沟开挖影响面积	7700		0.10t
			覆盖影响面积	154000		2.02t

7.5.2.5 悬浮沙对渔业生物资源损失量估算

根据悬浮泥沙预测结果，按公式估算本工程悬浮沙扩散对渔业生物资源造成的损失见表 7.5-6~表 7.5-8。

表 7.5-6 混输管线产生悬浮沙造成渔业生物资源损失量估算

生物资源	影响面积（km^2）		生物量	水深（m）	损失率（%）	损失量	影响周期	合计
鱼卵	10～20mg/L	11.33	0.148 粒/m^3	13	5	108.99×10^4 粒	一次性平均受损量	946.32×10^4 粒
	20～50mg/L	10.39			20	399.81×10^4 粒		
	50～	3.46			40	266.28×10^4 粒		
	＞100mg/L	1.78			50	171.24×10^4 粒		
仔稚鱼	10～20mg/L	11.33	0.066 尾/m^3		5	48.61×10^4 尾		422.01×10^4 尾
	20～50mg/L	10.39			20	178.29×10^4 尾		
	50～	3.46			40	118.75×10^4 尾		
	＞100mg/L	1.78			50	76.36×10^4 尾		
渔业资源	10～20mg/L	11.33	757.74 kg/km^2	-	1	85.86kg		1011.44kg
	20～50mg/L	10.39			5	393.65kg		
	50～	3.46			10	262.18kg		
	＞100mg/L	1.78			20	269.75kg		
幼鱼	10～20mg/L	11.33	11644 尾/km^2		5	6596 尾		35043 尾
	20～50mg/L	10.39			10	12098 尾		
	50～	3.46			20	8058 尾		
	＞100mg/L	1.78			40	8291 尾		
头足类幼体	10～20mg/L	11.33	4899 尾/km^2		5	2775 尾		14744 尾
	20～50mg/L	10.39			10	5090 尾		
	50～	3.46			20	3390 尾		
	＞100mg/L	1.78			40	3488 尾		
虾类幼体	10～20mg/L	11.33	7899 尾/km^2		5	4475 尾		23772 尾
	20～50mg/L	10.39			10	8207 尾		
	50～	3.46			20	5466 尾		
	＞100mg/L	1.78			40	5624 尾		
蟹类幼体	10～20mg/L	11.33	150 尾/km^2		5	85 尾		451 尾
	20～50mg/L	10.39			10	156 尾		
	50～	3.46			20	104 尾		

	＞100mg/L	1.78			40	107 尾		

表 7.5-7 注水管线产生悬浮沙造成渔业生物资源损失量估算

生物资源	影响面积（km^2）		生物量	水深（m）	损失率（%）	损失量	影响周期	合计
鱼卵	10～20mg/L	11.33	0.148 粒/m^3	13	5	108.99×10^4 粒	一次性平均受损量	946.32×10^4 粒
	20～50mg/L	10.39			20	399.81×10^4 粒		
	50～100mg/L	3.46			40	266.28×10^4 粒		
	＞100mg/L	1.78			50	171.24×10^4 粒		
仔稚鱼	10～20mg/L	11.33	0.066 尾/m^3		5	48.61×10^4 尾		422.01×10^4 尾
	20～50mg/L	10.39			20	178.29×10^4 尾		
	50～100mg/L	3.46			40	118.75×10^4 尾		
	＞100mg/L	1.78			50	76.36×10^4 尾		
渔业资源	10～20mg/L	11.33	757.74 kg/km^2	-	1	85.86kg		1011.44kg
	20～50mg/L	10.39			5	393.65kg		
	50～100mg/L	3.46			10	262.18kg		
	＞100mg/L	1.78			20	269.75kg		
幼鱼	10～20mg/L	11.33	11644 尾/km^2		5	6596 尾		35043 尾
	20～50mg/L	10.39			10	12098 尾		
	50～100mg/L	3.46			20	8058 尾		
	＞100mg/L	1.78			40	8291 尾		
头足类幼体	10～20mg/L	11.33	4899 尾/km^2		5	2775 尾		14744 尾
	20～50mg/L	10.39			10	5090 尾		
	50～100mg/L	3.46			20	3390 尾		
	＞100mg/L	1.78			40	3488 尾		
虾类幼体	10～20mg/L	11.33	7899 尾/km^2		5	4475 尾		23772 尾
	20～50mg/L	10.39			10	8207 尾		
	50～100mg/L	3.46			20	5466 尾		
	＞100mg/L	1.78			40	5624 尾		
蟹类幼体	10～20mg/L	11.33	150 尾/km^2		5	85 尾		451 尾
	20～50mg/L	10.39			10	156 尾		
	50～100mg/L	3.46			20	104 尾		
	＞100mg/L	1.78			40	107 尾		

表 7.5-8 海底电缆产生悬浮沙造成渔业生物资源损失量估算

生物资源	影响面积（km^2）		生物量	水深（m）	损失率（%）	损失量	影响周期	合计
鱼卵	10～20mg/L	10.71	0.148 粒/m^3	13	5	103.03×10^4 粒	一次性平均受损量	706.20×10^4 粒
	20～50mg/L	7.91			20	304.38×10^4 粒		
	50～100mg/L	2.37			40	182.40×10^4 粒		
	＞100mg/L	1.21			50	116.40×10^4 粒		
仔稚鱼	10～20mg/L	10.71	0.066 尾/m^3		5	45.95×10^4 尾		314.93×10^4 尾
	20～50mg/L	7.91			20	135.74×10^4 尾		
	50～100mg/L	2.37			40	81.34×10^4 尾		
	＞100mg/L	1.21			50	51.91×10^4 尾		
	10～20mg/L	10.71	757.74	-	1	81.16kg		743.80kg

渔业资源	20～50mg/L	7.91	kg/km²		5	299.69kg		
	50～100mg/L	2.37			10	179.58kg		
	＞100mg/L	1.21			20	183.38kg		
幼鱼	10～20mg/L	10.71	11644 尾/km²		5	6235 尾		26601 尾
	20～50mg/L	7.91			10	9210 尾		
	50～100mg/L	2.37			20	5519 尾		
	＞100mg/L	1.21			40	5636 尾		
头足类幼体	10～20mg/L	10.71	4899 尾/km²		5	2623 尾		11192 尾
	20～50mg/L	7.91			10	3875 尾		
	50～100mg/L	2.37			20	2322 尾		
	＞100mg/L	1.21			40	2371 尾		
虾类幼体	10～20mg/L	10.71	7899 尾/km²		5	4230 尾		18045 尾
	20～50mg/L	7.91			10	6248 尾		
	50～100mg/L	2.37			20	3744 尾		
	＞100mg/L	1.21			40	3823 尾		
蟹类幼体	10～20mg/L	10.71	150 尾/km²		5	80 尾		343 尾
	20～50mg/L	7.91			10	119 尾		
	50～100mg/L	2.37			20	71 尾		
	＞100mg/L	1.21			40	73 尾		

7.5.2.6 小结

综上，本工程共计造成鱼卵损失 25991034 粒，仔稚鱼损失 11590575 尾，幼鱼 96702 尾，头足类幼体 40686 尾，虾类幼体 65600 尾，蟹类幼体 1246 尾，渔业资源成体 2767.7kg，底栖生物 6.538t。

表 7.5-9 海洋生物资源损失总量

生物资源	单位	管道	平台占海	总计
鱼卵	ind	25988400	2634	25991034
仔稚鱼	ind	11589400	1175	11590575
幼鱼	ind	96686	16	96702
头足类幼体	ind	40679	7	40686
虾类幼体	ind	65589	11	65600
蟹类幼体	ind	1246	-	1246
渔业资源成体	kg	2766.68	1.04	2767.7
底栖生物	t	6.52	0.018	6.538

7.6 主要环境敏感目标环境影响分析与评价

本工程位于辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区莱州湾保护区实验区内，距离东营黄河口生态限制区，约 208m；距离东营黄河口生态国家级海洋特别保护区约 770m。同时，工程还位于白姑鱼、鲳、银鲳、毛虾、花鲈、小黄鱼的产卵场内，鳀鱼、带鱼、三疣梭子蟹、真鲷和毛虾的索饵场内，黄姑鱼和花鲈洄游通道上。

本章节重点对以上环境敏感目标进行影响分析评价。

7.6.1 对莱州湾国家级水产种质资源保护区的影响分析

本工程位于辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区莱州湾保护区实验区内，工程距离保护区核心区约为 30.1km。本项目施工期管线挖沟排放悬浮沙超一类水质离管道最远距离为 1.74km，施工作业停止后最长约 7.5h，悬浮物可恢复一类水质标准（人为造成的增量≤10mg/L）。由于管线位于保护区范围内，施工作业期间因悬浮沙扰动会对附近海域的水质及沉积物造成影响，同时管线对海床开挖造成底栖生物损失。由于施工作业为短期影响，并且施工结束后，海水水质可逐渐恢复至第一（二）类海洋水质标准水平。

根据中国水产科学研究院黄海水产研究所编制的《垦利 16-1 油田开发项目对辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区的影响专题论证报告》，新建井口平台将永久性占用海域，对该范围内底栖生物的栖息地造成永久性破坏；工程位于保护对象小黄鱼、三疣梭子蟹和花鲈产卵场内，因此工程施工会对种质资源保护区的保护物种的产卵场造成一定影响。

施工期的影响是短暂的、可恢复的，运营期对海洋生态环境的影响很小，所以工程建设不会对质资源保护区内主要保护对象的分布和增殖繁育生长环境产生较大影响，不会对保护区的主要功能产生较大影响。同时，本项目采取增殖放流等生物修复措施能够有效补充资源，可减少对保护区海洋生态环境的影响。

但在事故状态下，项目的混输管道可能发生原油泄漏，对海水水质和海洋生物造成危害，因此建设单位务必加强管理，杜绝溢油事故的发生，并配有完备的溢油应急方案和措施，及时有效地控制影响范围。

7.6.2 对生态红线区的影响分析

根据《山东省渤海海洋生态红线区划定方案》（2013-2020 年），本工程位于生态红线区范围之外。工程周边涉及的生态红线区有“XZ2-3 东营黄河口生态限制区”、“JZ2-3 东营黄河口生态禁止区”等，其中项目离最近的东营黄河口生态限制区距离为 208m。

施工阶段，钻井阶段产生的钻井液和钻屑全部运回陆地交由资质单位进行处理，不会影响到临近生态红线区的海洋生态环境。

海底管道/电缆路由选择距离海洋生态红线区较远的桩腿登陆，同时近山东省渤海海洋生态红线区端的部分管线/电缆采用低速挖沟铺设的方式降低悬浮沙排放源强，以

避免管道/电缆铺设引起的悬浮沙对临近海洋生态红线区的影响。根据混输管道及海底电缆产生的悬浮泥沙影响预测结果，悬浮沙超一类水质离生态红线区最近的距离为0.01km，超标水质未扩散到生态红线区，且悬浮沙在排放 7.5h 后可恢复至一类海水水质标准，可见本项目施工期管线和电缆挖沟不会对生态红线区造成危害。

施工期生活污水超一类海水水质标准的距离在 50m 范围内，小于项目与最近生态红线保护区的距离 208m，故生活污水排放不会对生态红线区造成影响。

运营期生活污水达标后排海，排放量小于施工期生活污水水量，经类比可知生活污水排放引起超一类海水水质标准水域距离在 50m 范围内。运营期其它污染物全部运回陆上处理，不直接排放海域的，因此运营期不会对生态红线区产生影响。

7.6.3 对渔业“三场一通道”的影响分析

本项目处于白姑鱼、鲳、银鲳、毛虾、花鲈、小黄鱼的产卵场内，鳀鱼、带鱼、三疣梭子蟹、真鲷和毛虾的索饵场内，黄姑鱼和花鲈的洄游通道上。其中白姑鱼产卵期为 6 月前后、黄姑鱼产卵期为 5～6 月、鲳产卵期为 5～6 月、银鲳产卵期为 5 月上旬至 7 月上旬、毛虾产卵盛期为 6 月、小黄鱼的产卵期为 5-6 月、三疣梭子蟹的产卵散仔时间为 4 月下旬至 6 月下旬、真鲷的产卵盛期在 5 月下旬。

海管和海缆挖沟施工阶段严格避开保护区的特别保护期 4 月 25 日～6 月 15 日，钻完井涉海施工作业尽量避开保护区的特别保护期，其它施工阶段不涉及涉海作业，也无污染物排放，因此项目施工对渔业“三场一通道”的影响较小。同时项目施工结束后通过渔业增殖补偿等措施修复海洋渔业资源，可减少对海洋渔业的影响。

施工期和运营期生活污水排放量不大，根据预测结果 COD 排放所影响的范围小于50m，叠加背景值后的 COD 最大浓度为 1.43mg/L，小于第一类海水水质标准（2mg/L），少量生活污水排放对渔业“三场一通道”的影响不大。

运营期其它污染物全部运回陆上处理，不直接排放海域的，不会对渔业“三场一通道”产生影响。

7.6.4 对养殖区的影响分析

本工程距离养殖区最近为 28.0km。根据混输管道及海底电缆产生的悬浮泥沙扩散结果，离管道最远距离在 1.74km，不会对养殖区产生影响。

7.6.5 对东营黄河口生态国家级海洋特别保护区的影响分析与评价

东营黄河口生态国家级海洋特别保护区位于本工程油田以西方向，距工程最近距离约为 0.77km。保护区位于黄河下游入海处-3 米等深线至 12 海里的海区呈拐梯形状，西与黄河三角洲保护区为邻，面积 926km^2，于 2008 年底获国家海洋局批准。保护区共分为四个功能区。分别为生态保护区，分为两部分，面积分别为 48.21km^2 和 49.57km^2，占保护区总面积的 10.56%；资源恢复区，分为两部分，面积为 69.77km^2 和 121.33km^2，占保护区总面积的 20.64%；开发利用区，面积 139.92km^2，占保护区总面积的 15.11%；环境整治区面积 497.20km^2，占保护区总面积的 53.69%。主要保护对象为黄河口生态系统及生物物种多样性。

本项目距离东营黄河口生态国家级海洋特别保护区 0.77km，施工期钻井阶段产生的钻井液和钻屑全部运回陆地交由资质单位进行处理，不会影响到东营黄河口生态国家级海洋特别保护区的海洋生态环境。根据预测结果，施工时管道挖沟排放悬浮泥沙造成污染物超一（二）类水质距离海洋特别保护区 0.56km，不会影响该海洋特别保护区。施工期生活污水超一类海水水质标准的距离在 50m 范围内，小于项目与最近保护区的距离 0.77km。因此项目施工不会对海洋特别保护区造成不利影响，不会破坏保护区的生物物种多样性和生态系统。

运营期生活污水达标后排海，排放量小于施工期生活污水水量，经类比可知生活污水超一类海水水质标准的距离在 50m 范围内。运营期其它污染物全部运回陆上处理，不直接排放海域的，因此运行期也不会对该保护区直接产生不利影响。

7.6.6 对其它敏感目标的影响分析与评价

本项目距离山东黄河三角洲国家级自然保护区 16.5km、黄河口文蛤国家级水产种质资源保护区 53.2km、广饶海域竹蛏国家级水产种质资源保护区 48.8km、莱州湾单环刺螠近江牡蛎国家级水产种质资源保护区 49.5km、东营莱州湾蛏类生态国家级海洋特别保护区 25.8km、昌邑海洋生态特别保护区 58.1km、莱州浅滩海洋保护区等海洋保护区 27.1km。

根据预测结果，施工时管道挖沟排放悬浮泥沙造成污染物超一（二）类水质离管线最远距离为 1.74km。生活污水 COD 加本底后均不超标。施工时不会污染物扩散到以上敏感目标区域，可认为项目对其它环境敏感目标影响很小。

正常工况下，运营期除生活污水外不产生其它直排海域的污染物，因此工程在运

行期也不会对其它环境敏感目标直接产生不利影响。

7.7 对通航安全的影响分析

为保障平台投产营运期间航运畅通，防止工程对附近海域通航环境带来不利影响，保障附近来往船舶航行安全和工程自身的安全，建设单位委托 交通运输部水运科学研究院进行了通航安全影响专题论证，编制了《垦利 16-1 油田开发项目油田开发项目油田开发项目通航安全影响咨询报告》（2019 年），因此对通航安全的影响分析引用报告相关结论：

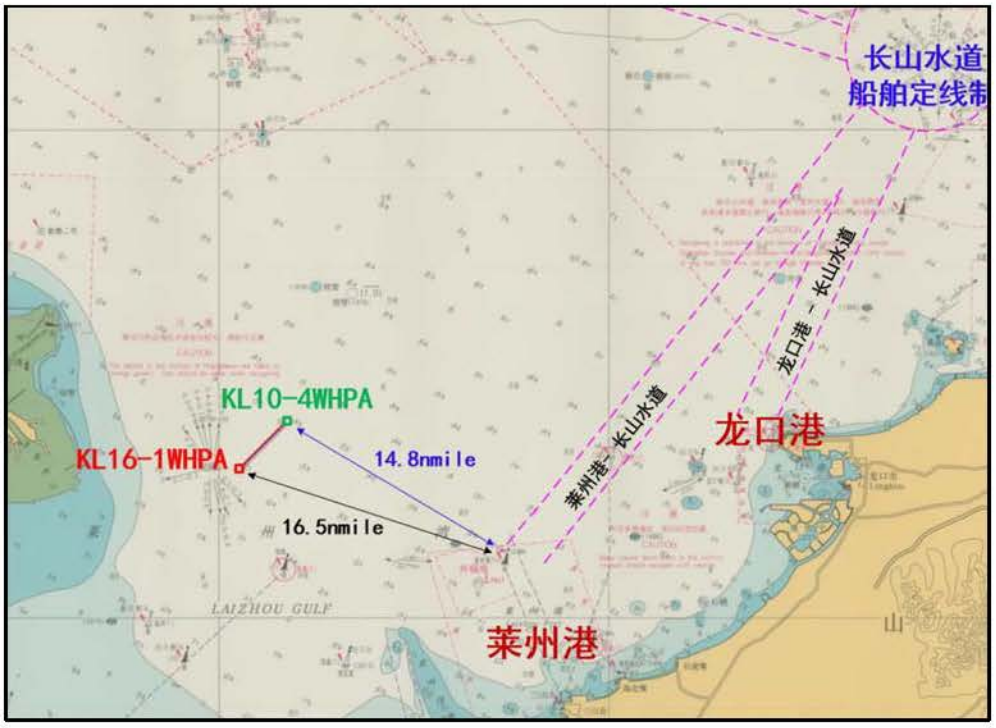


图 7.7-1 工程与附件习惯航线位置关系示意图

1、工程平台与附近航路最近约 16.5nmile，与潍坊港-长山水道航线最近约 5.5nmile；工程平台与莱州港船舶轨迹 1 最近约 0.7nmile，与莱州港船舶轨迹 2 最近约 2.9nmile。工程附近水域存在船舶通航，工程建设将对通航安全产生一定的影响。

2、根据计算，工程海管/电缆设计 1.5m 的埋深基本可以保障工程海底设施的安全。

3、工程海管/电缆铺设完成后，建设单位应及时报告有关主管单位设置安全保护区，加强海管/电缆日常巡查。

4、工程平台建成后，建设单位应及时申请设置工程平台安全区，并配置 AIS、CCTV、导航灯等导助航标识，加强平台值守值班，积极引导过往船舶远离工程平台，以保证工程平台安全和过往船舶通航安全。

5、工程完工后，建设单位应及时向海事主管机关申请发布航行通（警）告，并把工程基本参数（坐标、标识等）提交给海事主管机关，以便发布航行通告并更新相关海图和图书资料。

6、建设单位应充分落实安全主体责任，严格遵守“三同时”原则，投入必要的人、财、物力及相应配套的安全监管设施、设备，落实相应安全对策与保障措施。

8 环境事故风险分析与评价

8.1 环境风险潜势及工作等级判定

8.1.1 风险评价等级

本次评价的工程内容主要包括 1 座井口平台、1 条混输海底管道、1 条注水海底管道和 1 条海底电缆。工程施工期涉及的主要危险物质是施工船舶的燃料油（柴油），工程运营期涉及的主要危险物质是原油和天然气。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），针对施工期和运营期涉及的危险物质分别进行风险潜势判断以确定评价等级。

8.1.1.1 施工期环境风险等级判定

施工期船舶类型有钻井船、浮吊船、铺管船、拖轮等，施工船舶燃料油油舱总储量为 1400t。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018），油类物质（矿物油类，如石油、汽油、柴油等；生物柴油等）临界量：2500t。则施工期危险物质柴油最大存储量与柴油临界量的比值：

$Q=q_1/Q_1=1400/2500=0.56<1$

经计算危险物质数量与临界量比值 Q＜1，因此项目施工期环境风险潜势为Ⅰ。

8.1.1.2 运营期环境风险等级判定

（1）原油

本工程运营期主要危险物质为 KL16-1WHPA 至 KL10-4WHPA 平台新建的一条内径 10in、长度为 7.7km 海底混输管道的在线量，本海底管道的容积约为 124.2m^3（111t）。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018），油类物质（矿物油类，如石油、汽油、柴油等；生物柴油等）临界量：2500t。则运营期危险物质原油最大存储量与其临界量的比值：

$Q=q_1/Q_1=111/2500=0.044<1$

经计算危险物质数量与临界量比值 Q＜1。

（2）天然气

本项目新建一条混输海底管道，输送介质的油气比最大为 [redacted]，天然气的最大输送

量约为 [redacted]m^3，天然气的相对密度为 [redacted]kg/m^3，天然气的最大在线量为 4.12t。

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

$$Q_{天然气}=q_1/Q_1=4.12/10=0.412$$

则：$Q=Q_{原油}+Q_{天然气}=0.044+0.412=0.456<1$

综上，本项目 Q 值小于 1，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018），当 Q＜1 时，该项目的环境风险潜势为I。

8.1.1.3 风险评价工作等级

综上，本项目施工期和运营期危险物质与其临界量的比值 Q 均小于 1，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018），当 Q＜1 时，该项目的环境风险潜势为 I。根据风险潜势判断，风险潜势为I，评价工作等级为简单分析。

表 8.1-1 评价工作等级划分

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

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

原油为重点关注的风险物质，且本工程位于辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区莱州湾保护区的实验区内，距离东营黄河口生态限制区（生态红线区）约 0.2km，工程还位于白姑鱼、鲳、银鲳、毛虾、花鲈、小黄鱼的产卵场内，鳀鱼、带鱼、三疣梭子蟹、真鲷和毛虾的索饵场内，黄姑鱼和花鲈的洄游通道上。一旦溢油对海洋生态环境和项目周边环境敏感区影响影响较大，因此，选择管道原油泄漏作为最大可信事故进行溢油预测，并根据预测结果进行风险防范措施可行性分析。

8.2 环境风险危害识别与事故频率估算

在海上油田开发过程中，由于涉及大量易燃、易爆石油和天然气产品，加上油田开发工艺、设备运行的复杂性，因而存在着发生油气泄漏、火灾和爆炸等重大事故的潜在风险，它们会严重危害环境以及人群生命和健康。因此，溢油风险分析与评价为本次环境影响评价的工作重点之一。

8.2.1 油气泄漏事故风险识别

8.2.1.1 海上建设阶段的油气泄漏事故风险识别

（1）井涌或井喷

在钻、完井作业中，由于钻井液比重失调、防喷措施不当及其他误操作活动导致地层压力欠平衡或静液柱降低导致欠平衡而引起循环液漏失等原因，可能导致发生井涌。若不及时控制或控制不当，可能引发井喷事故。伴随井喷可能释放大量的原油和大量烃类物质，如果当烃类物质聚集到爆炸浓度后，遇明火可能引发平台火灾、爆炸，可能对周围海域环境产生严重威胁。

发生井喷的主要原因是地层压力过高、且钻井液比重失调以及防井喷措施不当。一旦发生井喷，将会有钻井液、原油和天然气物质喷出，损害周围生态环境。

（2）船舶碰撞

施工船舶受风、流、浪等影响产生复杂运动，最可能发生的风险事故是船舶碰撞导致的溢油事故。海上施工期间溢油源主要是施工船舶间相互碰撞，施工船舶与附近其他航路、工程的船舶、渔船发生碰撞及施工船舶与周围设施之间可能产生碰撞，从而导致施工船舶的燃料油储舱破裂，泄漏的燃料油会对海洋环境产生影响。

1）本项目施工期间船舶碰撞风险

本项目平台、钻完井、海底管道和电缆施工为依次施工，交叉重叠的施工时间较短；项目施工期间，由于工程需运输和安装的材料和设备众多，施工船舶将频繁往返于项目平台施工水域，在不利气象及海况条件下，各施工阶段施工期船舶之间存在一定的碰撞风险。

2）施工船舶与其他船舶碰撞风险

根据《垦利 16-1 油田开发项目通航安全影响咨询报告》，本项目距航道较远，但工程附近水域存在船舶通航。通航船舶与工程船舶存在一定的碰撞风险，但发生概率较小。

（3）输油软管破裂

钻完井阶段，在供应船进行输油时操作失误或输油软管破裂可能造成燃料油泄漏，由于输油作业有严格的操作规定，输油软管定期更换，同时输油软管较短，内部存油量很小，受油作业时供应船与受油设施均有人值班监视，一旦发生事故立即关泵停输，因此不会造成大规模泄漏。

8.2.1.2 生产阶段的油气泄漏事故风险识别

（1）井涌或井喷

正常生产作业过程中，发生井涌或井喷的概率较小。在修井作业中，由于修井液比重失调、防喷措施不当及其他误操作等原因，可能导致发生井涌，若不及时控制或控制不当，可能引发井喷事故。伴随井喷释放的有油品和大量烃类物质，当烃类物质聚集到爆炸浓度后，遇明火可能引发平台火灾、爆炸。

工程建设投产后，建设单位将严格执行方案设计，配套完备的风险井控设备和措施，油井井控设施齐全，井下管柱安装有安全阀和环空封隔器、井口采油树状况良好，发生井涌或井喷的可能性很小。

（2）平台溢油事故

生产阶段，井口平台上进行油气输送作业时，可能由于设备或人为误操作等原因引起油气泄漏，当泄漏物浓度聚集达到爆炸极限时遇到诸如静电起火、机械撞击起火或吸烟等明火便酿成火灾和爆炸，从而导致事故升级，可能造成油品泄漏入海。

（3）海管、立管溢油事故

海底管道与立管可能因穿孔、破裂等事故导致油气泄漏。研究表明，导致海底管道与立管事故的内部原因有管道腐蚀、材料缺陷等；外部原因有海面失落重物的撞击、渔船拖网或误抛锚、人员误操作、自然灾害等。

①腐蚀等造成的管道溢油事故

内腐蚀是引起海底管道腐蚀的最主要因素，可造成结构强度降低，导致泄漏，而且内腐蚀引起的事故往往具有突发性和隐蔽性，因此后果一般比较严重。输送油气等介质的管道中若含有水、二氧化碳和硫化氢等腐蚀性介质则发生内腐蚀的几率较大。

此外海底管道埋于海底泥面下，而海水与海泥交界处下方容易产生海泥/海水腐蚀电池，从而造成海管腐蚀，甚至泄露。

②海底管线冲刷悬空、断裂风险

本次新建垦利 16-1WHPA 平台附近水深约 13.1m，冲刷并不是导致管线破坏的直接原因，但可间接危害其稳定性。海底电缆及管道在海底的铺设可分为裸露与埋设两种形式。对于裸露管线，周围土体的冲刷可导致其悬空，在波浪、海流的水平拖拽力与竖向压迫力作用下容易断裂。对于埋设管线，风暴潮造成管道上浮下沉及随土层的缓移滑动；当海流和波浪作用足够强时，电缆及管道上方的覆盖层将渐渐被冲蚀，使其暴露于海水波浪冲击的动态作用下，进而形成冲刷凹坑，可能导致管道的悬空、位移和破

坏。

海底管道在设计时，要求埋至泥面以下 1.5 米处，在正常情况下管道在温度和压力作用下都承受着相当大的内部作用力。如果海底管道一旦发生裸露、悬空，海流在流经管线时将对管线产生巨大的作用力，将会使得管线产生涡流振动，当达到一定的程度，海管可能发生断裂或开裂的现象，断裂或开裂一旦发生就会有大量原油溢出，不仅造成停产，更严重的是对周边海域造成严重的污染，对生态环境有极大的破坏作用。

③人类海洋活动造成的管道溢油事故

过往船舶的抛锚和拖网等人类海洋活动，在一定程度上破坏管道防腐涂层，或者给管道造成刮痕、压坑等损伤，严重的可直接导致管道破裂泄露。管道防腐层破坏会造成管道腐蚀，金属形刮痕、压坑的应力集中，会形成疲劳裂纹扩展，最终导致管道断裂溢油。另外，还有不法分子盗油打卡等人为破坏造成的管道渗漏风险事故。

（4）船舶碰撞泄漏事故

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导致油品泄漏。施工船舶的储油舱一般设置在中部侧舷，值班船靠泊平台时一般采取旁靠方式，发生碰撞的可能性极小。即使由于操作失误而发生碰撞，也是船的首部与平台底部导管架碰撞，不会损坏储油舱。显然，只有当平台或船舶发生严重的火灾和爆炸事故时，才有可能导致大量燃料油泄漏于海。

（5）守护船及其他生产用船燃料供给风险事故

本工程在继续运营阶段有守护船进行巡逻。守护船需 24h 巡逻，因此需要燃料供应船定期为其进行燃料油海上供应，在燃料供应过程中可能由于操作不当、输油软管破裂等原因造成燃料油泄漏。而燃料油输送作业有严格的操作规程，输油软管也会定期更换，同时输油软管较短，内部存油量很小，因此不会造成大规模泄漏。值班船不进行 24h 巡逻，需定期回码头加燃料油，因此不存在燃料油海上供应时泄露的风险。

（6）地质性溢油风险事故

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

地质性溢油风险分析详见 8.6 小节。

8.2.2 油气泄漏事故源项分析

由于海上油田工程开发作业过程中引发溢油事故的因素复杂，加上已掌握的统计数据有限，要对所有事故的发生概率做定量分析是十分困难的，本节事故概率分析主要参考国际油气生产商协会（OGP）编制的《风险评估数据指南》（2010 年 3 月版）。《风险评估数据指南》归纳整理了挪威科学工业研究基金会（SINTEF）、挪威船级社（Det Norske Veritas）等机构统计的海油工程事故数据。主要数据涵盖了英国大陆架、北海、墨西哥湾等海域石油开采工程中的井涌、井喷、储罐泄漏、海底管道与立管泄漏、船舶碰撞等事故概率。本节借助于《风险评估数据指南》中的数据，结合本油田工程特点对开发生产过程中可能导致较严重溢油的事故可能性进行定量定性分析。

8.2.2.1 井涌或井喷

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

表 8.2-1 常规油井井涌和井喷事故概率

井别	事故频率		
	井涌	井喷	单位
生产井	2.9×10^{-6}	2.6×10^{-6}	次/（井·a）
注水井	-	2.4×10^{-6}	次/（井·a）

根据工程方案，本项目计划实施 32 口井，包括 21 口生产井、8 口注水井和 3 口先期排液注水井。21 口生产井发生井涌的概率为 6.09×10^{-5} 次/a，井喷的概率为 5.46×10^{-5} 次/a，11 口注水井发生井喷的概率为 2.64×10^{-5} 次/a。

8.2.2.1 平台火灾

根据 S.Fjeld 和 T.Andersen 等人通过对北海油田的事故分析，给出了海上生产设施各区的火灾事故发生频率：

井口区，约为 1.0×10^{-3} 次/年

油气处理区，约为 4.0×10^{-3} 次/年

储油区，约为 2.0×10^{-3} 次/年

油气输送区，约为 3.0×10^{-4} 次/年

分离器区，约为 4.0×10^{-4} 次/年

本工程新建 1 座井口平台 KL16-1 WHPA 平台（不涉及油气处理系统）及配套生产设施。生产运营期间，KL16-1 WHPA 平台火灾事故发生概率为 1.3×10^{-3} 次/年。由火灾

引起溢油事故概率至少比火灾事故概率低一个数量级，因此，KL16-1 WHPA 平台发生火灾事故导致溢油的概率为 1.3×10^{-4} 次/年。

8.2.2.1 海底管道/立管油气泄漏事故

海底管道突发事故风险，主要是指海底管道在生产运营期间，因长期受海流冲刷、海水腐蚀、过往船只误锚、拖锚及地震等环境因素的影响，存在着潜在的被损坏的风险。其中因海水腐蚀造成的海底管道事故的可能性较小。

根据莫特麦克唐（Mott McDonald）公司 2003 年出版的报告《PARLOC 2001：The update of Loss of containment Date for Offshore Pipeline》，该报告中统计了相关海域 1567 条海管，共 24837km，328858km·a。同时，挪威船级社（Det Norske Veritas，DNV）的《Riser/Pipeline Leak Frequencies，2006》对 PARLOC 2001 报告进行了修正。具体见下表。

表 8.2-2 不同管径的管道在不同位置的事故率统计

管道	管道运行总量	频率	单位
海底管线（开阔海域）	井流管线，以及输送未处理流体的小管线	5.0×10^{-4}	次/km·a
	输送处理后的油气，钢管管径≤24 英寸	5.1×10^{-5}	次/km·a
	输送处理后的油气，管径＞24 英寸	1.4×10^{-5}	次/km·a
立管	钢管—管径≤16 英寸	9.1×10^{-4}	次/a
	钢管—管径>16 英寸	1.2×10^{-4}	次/a
	软管	6.0×10^{-3}	次/a

本项目新建 1 条 7.7km（10"/16"）KL16-1WHPA 平台至 KL10-4WHPA 平台的双层保温配重混输海底管道，该管道发生事故的概率为 3.85×10^{-3} 次/a。

8.2.2.1 船舶碰撞泄漏事故

平台附近主要有供应船、值班船等。此外，在该海域航行的外来航船也有可能与油田设施发生碰撞。根据《风险评估数据指南》（2010），船舶与平台等油田设施发生碰撞的概率见下表。

表 8.2-3 船舶碰撞概率

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

本工程中，发生船舶碰撞并造成产生重大损伤的概率为 5.0×10^{-6} 次/a。发生重大损伤不一定会引起溢油事故，因此，船舶碰撞引发溢油事故的概率将更小。

8.2.3 溢油事故溢油量估计

（1）井喷

根据国内有关统计资料，我国在生产井钻井中尚未发生过井喷事故。发生井喷事故时，井流的喷放量很大，难以估计。

（2）船舶碰撞

项目建成后，垦利 16-1 油田只有一艘守护船。在该海域航行的外来航船也有可能与油田设施发生碰撞，但该风险事故情景发生的概率很低；因此，本项目重点分析运营阶段的守护船发生碰撞的溢油事故风险。

项目建成投产后，垦利 16-1 油田配备一艘守护船，主要用于运送平台工作人员、生产物资及环保值守。本项目参考类似项目，该类船型的单舱最大舱容约为 17m^3。择其单舱最大舱容作为船舶碰撞漏油量。因此，船舶碰撞最大可能泄漏量取 17m^3（燃料油）。

（3）海管/立管破裂

海管原油的最大可能泄漏量，由两部分组成，一部分是阀门关闭后至压力平衡前的泄漏量，根据最不利原则，按照全管径断裂进行估算；另一部分是关闭阀门前的泄漏量，两项之和即为总泄漏量。

本项目新建 KL16-1 WHPA 至 KL10-4 WHPA 平台的海底混输管道内径 10in，管线长度 7.7km，海底管道的容积约为 390m^3，管线内生产物流含油量为 30%。当海底管道发生泄漏事故时，在 30s 内将启动自动关断系统，关断后管道内部分原油会缓慢漏出。

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

$$V_{rel}=0.1781\bullet V_{pipe}\bullet f_{rel}\bullet f_{GOR}+V_{pre\text{-}sHut}$$

式中：

V_{rel} 为原油泄漏量，bbl（1 桶=0.14t）；

V_{pipe} 为管段体积，ft^3（1ft^3＝0.0283m^3）；

F_{rel} 为最大泄漏率，取 0.3；

f_{GOR} 为压力衰减系数，取 0.3；

$V_{pre\text{-}sHut}$ 为截断阀关闭前泄漏量，bbl。

①截断阀关闭前泄漏量

截断阀关闭前泄漏量（$V_{pre\text{-}s}H_{ut}$）根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）中推荐的液体泄漏速率公式计算：

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

式中：QL—液体泄漏速率，kg/s；

P——容器内介质压力，Pa；管道内物流压力为 3724kPa；

P_0——环境压力，Pa；取 237kPa；

ρ——泄漏液体密度，kg/m^3；本油田混合原油密度 943.9kg/m^3，混输管道物流含油量 30%，油水混合物密度为 983.17kg/m^3。

g——重力加速度，9.81m/s^2；

h——裂口之上液位高度，m；取 0m。

Cd——液体泄漏系数，0.65；

A——裂口面积，m^2。全管径断裂裂口面积按 0.05m^2；

假定新建 KL16-1WHPA 平台附近海管发生溢油，该处水深约 13.1m，管道内物流压力 3724kPa，环境压力 237kPa，液体泄漏系数取 0.65。在考虑全管径断裂泄漏的前提下，管道物流液体泄漏速率 2691.15kg/s。应急关断前（30s）物流溢出量为 80.73t。

②应急关断后溢油量

应急关断启动后，管道内压力逐渐下降，当管道内压力下降至与管道外环境压力相同时，原油将不再溢出管道。

③管道泄漏量合计

$$V_{rel}=0.1781 \cdot V_{pipe} \cdot f_{rel} \cdot f_G O_R + V_{pre\text{-}s}H_{ut}$$

$$=0.1781\times（390\div0.0283）\times0.3\times0.3\times0.14+80.73=111.6（t）$$

考虑泄露出的物流为油水混合物，KL16-1 WHPA 至 KL10-4 WHPA 平台的混输海底管道含水率约为 70%，因此管道原油泄漏量约为 33.48t（约 35m^3）

同时，综合考虑溢油关断、封堵，最终确定管道溢油量为 35m^3，油膜漂移预测时间为溢油后的 72h。

生产阶段具体可能溢油量见表 8.2-4。

表 8.2-4　生产阶段可能溢油量

事故类型	排放物	溢油量（m^3）	规模
井喷	井流	难以估计	不定
火灾、爆炸	原油	难以估计	不定
地质性溢油	原油	难以估计	不定
船舶碰撞	燃料油	17	一般
海底管道破裂	原油	35	较大

8.2.4　环境风险与最大可信事故

根据各类事故发生概率和可能发生的溢油规模，可将油田开发工程溢油事故的相对环境风险进行归纳，参见表 8.2-5 由以上的分析/论述可知，本工程主要溢油事故来自井喷、火灾爆炸、海管/立管泄漏、地质因素、船舶碰撞等。不同的溢油事故带来的环境风险程度不同。事故风险高低通常用风险值大小来表征，风险值定义为风险概率与事故后果或危害程度的乘积。进行环境风险分析的目的是确定那些环境风险程度较高的溢油事故，从而采取相应的防范措施。

表 8.2-5　各类溢油事故环境风险判别

事故类型	规模	事故概率	环境风险值
井喷	不定	中	高
火灾、爆炸	不定	中	高
海管/立管泄漏	较大	中	高
船舶碰撞导致供应船油舱破裂	一般	很低	很低

以下就油田溢油事故中环境风险相对高的井喷、海管/立管破裂和平台火灾爆炸的环境风险进行事故树分析，以确定各种事故不同情况下的环境风险级别。按照对环境的影响程度，环境风险级别依次分为 A、B、C、D 四级。A 级表示对环境影响严重，其次为 B 和 C，D 级表示对环境无影响。

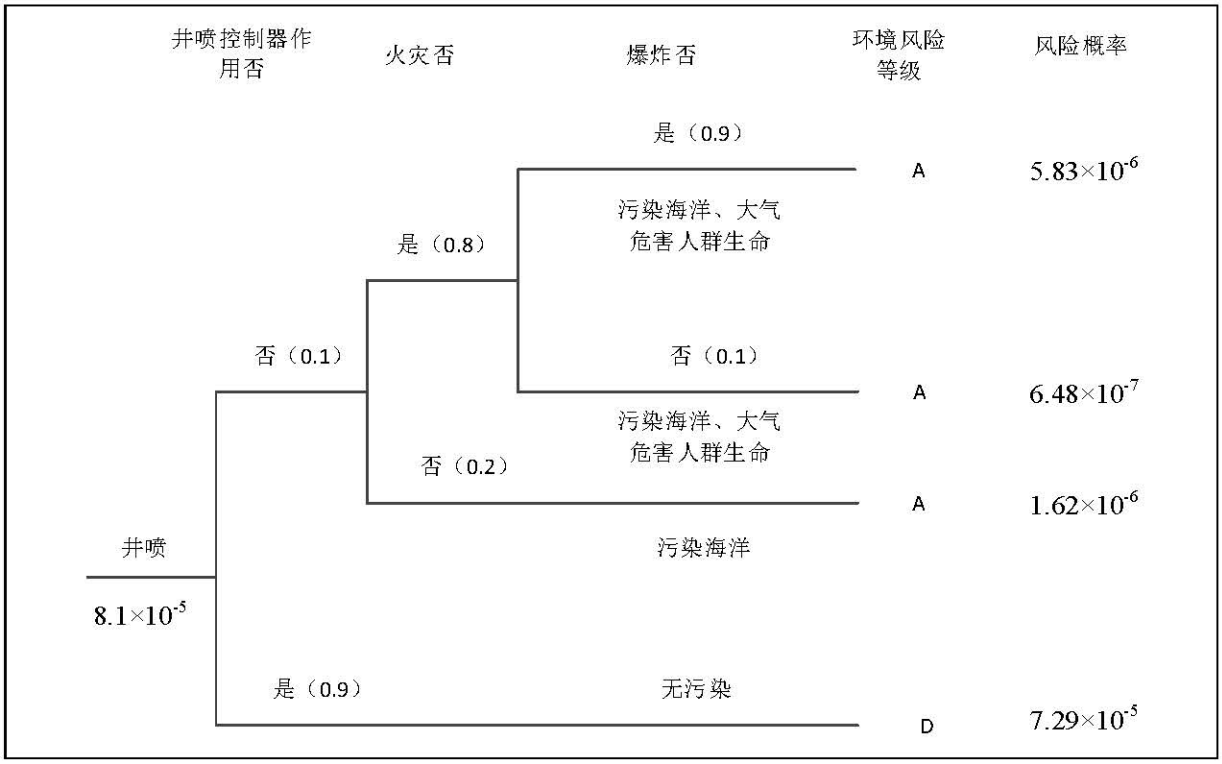


图 8.2-1　井喷事故环境风险事故树

井喷事故环境风险事故树（**图**）给出，本油田开发工程发生井喷火灾-爆炸/未爆炸事故的频率分别为 5.83×10^{-6} 次/a 和 6.48×10^{-7} 次/a。在发生井喷而未发生火灾情况下，井喷物将全部进入海洋，故环境风险级别为 A。当井喷引起火灾和爆炸事故时，虽然部分井喷物被燃烧，减少了进入大气和海洋的总量，但是火灾和爆炸事故将可能引起事故升级，因此井喷而导致火灾和爆炸时的环境风险级别也为 A。

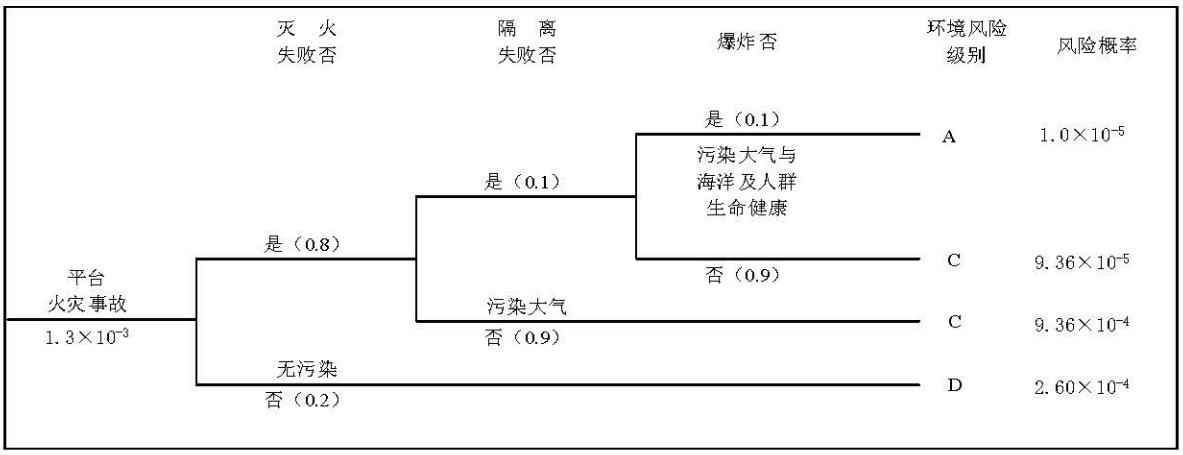


图 8.2-2　平台火灾事故环境风险事故树

从平台火灾事故风险事故树（**图**）可以看出，只要平台火灾事故得到有效隔离，就不会引起爆炸事故，并可将环境风险降至 C 级以下。只有在灭火和隔离均失败情况下才会出现 A 级环境风险，其风险概率为 1.0×10^{-5} 次/a。

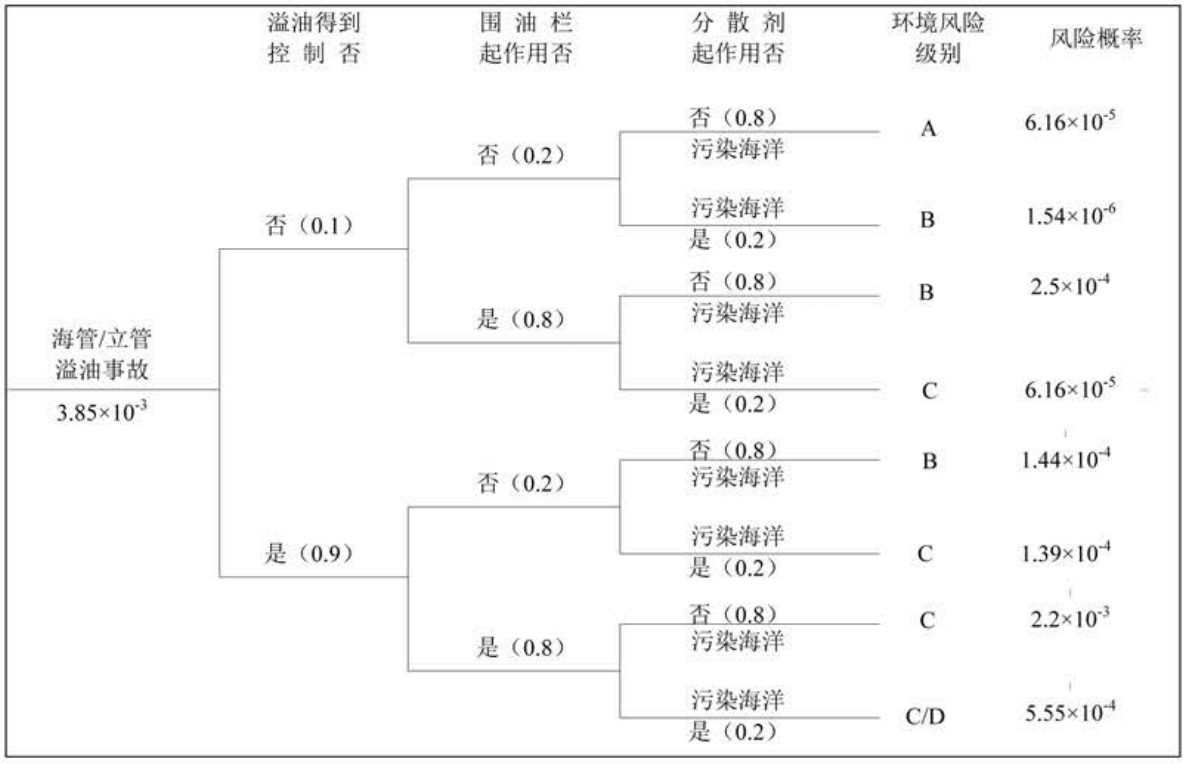


图 8.2-3　海管/立管事故环境风险事故树

海管/立管泄漏介质主要为原油。由于其泄漏源一般在水下，因而一般情况下不会出现火灾和爆炸事故。泄漏到海面上的原油通常不会被引燃，多数情况下围油栏能够起到围油作用。只有当围油栏或溢油分散剂不起作用时，才会出现 B 级环境风险。如果泄漏得不到控制，且围油栏和溢油分散剂均不起作用时，则会出现 A 级环境风险，本项目海管/立管泄漏 A 级环境风险概率为 6.16×10^{-5} 次/a（图 8.2-3）。

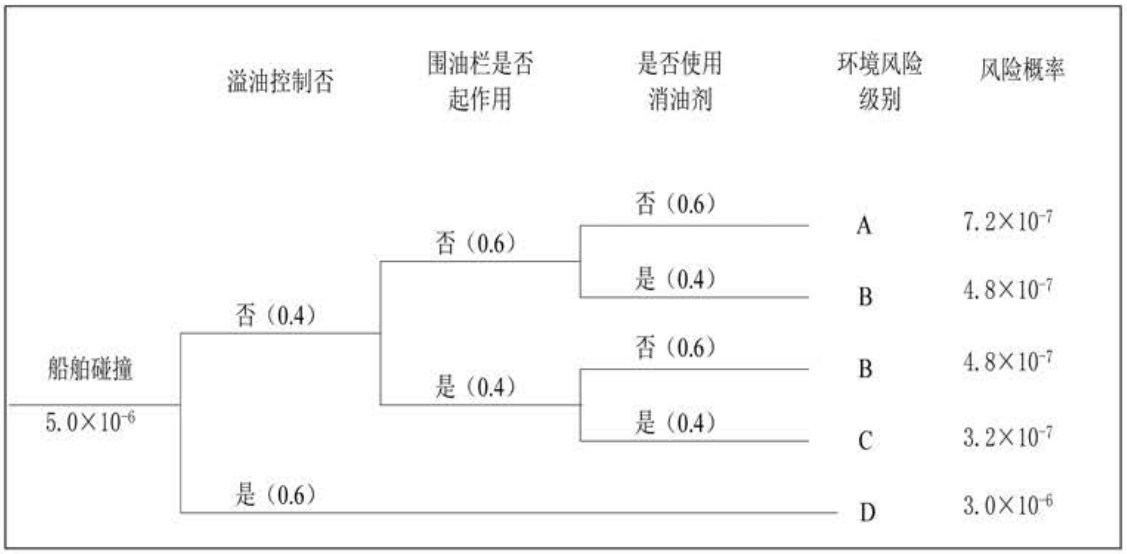


图 8.2-4　船舶碰撞溢油环境风险树

从船舶碰撞事故风险事故树（图）可以看出，如果泄漏得不到控制，且围油栏和溢

油分散剂均不起作用时，则会出现 A 级环境风险，其风险概率为 7.2×10^{-7} 次/a。

综合事故风险概率与事故后果确定最大可信事故。本工程最大可信事故确定为海管/立管溢油事故，其发生概率为 3.85×10^{-3} 次/a，最大可能溢油量为 $35m^3$。

8.3 溢油漂移数值预测

8.3.1 溢油预测模式

8.3.1.1 模型介绍

溢油进入海洋水体后，在自身重力及海洋水体物理化学的作用下，同时发生扩展、漂移、扩散、蒸发、乳化、溶解等风化过程。本项目采用的溢油模型基于“油粒子”模型模拟溢油在水体中的扩展、漂移和风化过程，“油粒子”模型就是把溢油离散为大量粒子，每个粒子代表着一定体积的溢油，粒子的随机走动模拟了油膜的漂移过程，风化作用可以通过粒子的质量损失和热量交换来表示。

8.3.1.2 基本计算原理

油粒子模拟输移过程主要有扩展过程和漂移过程（对流和紊动扩散）等，油膜组分的风化过程主要模拟蒸发、溶解、乳化。

（1）扩展过程

油膜扩展运动采用修正的 Fay 重力-粘力公式：

$$\frac{dA}{dt}=K_{spread}A^{\frac{1}{3}}\left[\frac{V}{A}\right]^{\frac{4}{3}}$$

式中：A 为油粒子面积（m^2），V 为油块体积（m^3），K_{spread} 为扩展系数。

（2）漂移过程

“油粒子”模型将溢油的漂移过程分为对流和紊动扩散两个主要过程。

①对流过程

粒子漂移的主要作用力为潮流和风应力，按照拉格朗日法确定粒子在水体表面的输移过程：

$$U_p=U_c+C_w\cdot U_W\cdot\sin(\text{Winddirection}-\pi-\theta_w)$$

$$V_p=V_c+C_w\cdot U_W\cdot\cos(\text{Winddirection}-\pi-\theta_w)$$

式中：

U_p 和 V_p 分别为油粒子在 x、y 方向的漂移分速度（m/s）；

U_c 和 V_c 分别为潮流流速在 x、y 方向的分速度（m/s）；

C_w 为风应力直接作用在油粒子的风导输移系数，本项目取 0.05；

U_W 和 Winddirection 分别为风速和风向，根据溢油情景设定；

θ_w 为风偏转角，受重力加速度和流体运动粘度影响，本项目取 14°。

②紊动扩散运动

采用随机走步方法模拟紊动扩散过程。随机扩散过程用如下形式表示：

$$\overline{\Delta\alpha_i} = N(0,1)\sqrt{2 \cdot D_L \cdot \Delta_t}$$

式中：

$N(0,1)$ 为随机变量服从标准正态分布；D_L 代表湍流扩散系数；Δ_t 代表时间步长。

（3）风化过程

油粒子的风化包括蒸发、溶解和形成乳化物等过程，在这些过程中油粒子的组分发生改变，但其水平位置没有发生变化。

①蒸发

油膜蒸发受油分、气温和水温、溢油面积、风速、太阳辐射和油膜厚度等因素的影响。蒸发率可由下式表示：

$$\mathrm{EVAP} = \frac{K_E \cdot P_{vp} \cdot A}{R \cdot T} \cdot \mathrm{f} \cdot \mathrm{M}$$

式中：

EVAP 为蒸发速率；

K_E 为质量转移系数（m/h），$K_e = 0.0292 \cdot {U_w}^{0.78} \cdot D^{-0.11} \cdot Sc^{-0.67} \cdot \sqrt{\frac{M+29}{M}}$。$U_w$ 为风速（m/h），D 为表面水体油膜直径，Sc 为 Schnidt 数，取 2.7。

P_{vp} 为蒸气压（atm）；

A 为单个油粒子与水表面接触的油膜面积（m^2）

R 气体常数 $8.206 \cdot 10^{-5} atmm^3/molK$；

T 温度（K）；

f 挥发性组分分数；

M 摩尔分数（g/mol）。

②溶解

当石油进入海洋后,在不断蒸发的同时,石油的溶解过程也开始进行。溶解是油在一

定能量的搅动下，形成油粒均匀进入水体的过程。石油挥发性组分和重组分的溶解过程计算如下：

$$DISS_volatile=k_{disl} \cdot A \cdot M_{volatile}/M_{total} \cdot \rho_{volatile} \cdot f_{Disp} \cdot C^{sat}_{volatile}$$

$$DISS_heavy=k_{dish} \cdot A \cdot M_{heavy}/M_{total} \cdot \rho_{heavy} \cdot f_{Disp} \cdot C^{sat}_{heavy}$$

式中：

k_{disl} 为轻挥发性组分的溶解速率（m/s），取 4.6×10^{-6}。

k_{dish} 为重组分的溶解速率（m/s），取 4.6×10^{-6}m/s。

$M_{volatile}$ 为油粒子轻挥发性组分质量（kg）；

M_{heavy} 为油粒子重组分质量（kg）；

$\rho_{volatile}$为挥发性组分的密度（kg/m^3）；

ρ_{heavy}为挥发性组分的密度（kg/m^3）；

A 为单个油粒子与水表面接触的油膜面积（m^2）；

f_{Disp} 为提高溶解度的化学分散剂作用；

$C^{sat}_{volatile}$为挥发性组分的水溶性（kg/kg），取 2×10^{-5}；

C^{sat}_{heavy}为重组分的水溶性（kg/kg），取 2×10^{-7}。

③乳化

乳化是在海洋溢出的情况下形成两种不同液体，海水和油的混合物。细油滴悬浮在水中（但不溶于水中），形成的乳化体积可达到其形成的油的四倍。此外，粘性乳液在环境中比源油长得多，并且其形成减缓了随后的风化过程。乳化倾向于在强风或和波浪的条件下发生，并且通常直到溢油持续存在于水上或至少几个小时。本模型将乳化描述为油+水和油包水两个阶段之间的平衡过程。乳液的稳定性是决定乳液破乳能力的重要因素，因为不稳定和均匀的乳液会释放水。该过程按一级水释放公式描述：

$$\frac{dYw}{dt} = watertake - waterrelease$$

$$\text{watertake} = K_{em} * (U_w + 1)^2 * \frac{(Y_{max} - Y_w)}{Y_{max}}$$

$$\text{waterelease} = -\alpha \cdot Y_w$$

式中：

Y_w为乳化物含水率（kg/kg）；

Y_{max}为最大含水率（kg/kg），取 0.85；

$watertake$为油品水组分的吸收速率；

$waterrelease$为油品水组分的释放速率；

K_{em}为乳化速率常数，一般取 2×10^{-6}s/m^2。

U_w为风速（m/s）；

α为水释放速率，稳定乳化物α=0，中稳定乳化物α＞0。

水释放速率α与乳化稳定性 S 参数相关，计算公式如下：

$$\alpha=\begin{cases}\alpha_0-\dfrac{(\alpha_0-\alpha_{0.67})S}{0.67} & S<0.67\\ \alpha_{0.67}[(1.22-S)/(1.22-0.67)] & 0.67\le S<1.22\\ 0 & S\ge 1.22\end{cases}$$

式中：

α_0为不稳定乳化 S=0 时的释放速率，等于 ln(Ymax/0.1)/3600s^{-1}；

$\alpha_{0.67}$为中稳定乳化 S=0.67 时的水释放速率，等于 ln(Ymax/0.1)/(24 • 3600)s^{-1}；

S 参数通过 Mackay 和 Zagorski 稳定性指数公式计算。

（4）溢油物理性质的变化

①运动粘度变化

溢油的粘度由于乳化及蒸发等风化过程而增加。乳化过程对溢油粘度的影响如下式计算：

$$\mu=\mu_0\cdot exp\left[\left(\frac{2.5\cdot Y_w}{1-C\cdot Y_w}\right)\right]$$

式中：

μ_0为乳化前的运动粘度，μ为溢油经历乳化过程后的运动粘度。C 为粘度常数，对于原油取 0.7。

②密度变化

油的物理化学性质也随温度而变化。由于溢油温度在溢出后立即具有高于倾点的温度，所以密度相当低，油浮力因此在开始时将浮油推向水面。然而，随着浮油冷却，密度增加并使与封闭水的密度差异最小化，浮油可通过分散在水表面以下而对湍流水起反应。依赖于温度的流体密度基于流体的体积热膨胀：

$$\rho_T=\frac{\rho_0}{1+\beta(T-T_0)}$$

式中：

ρ_T为最后密度（kg/m^3），ρ_0为参考密度（kg/m^3），挥发组分密度在 20℃的初始密度取 755kg/m^3，重组分密度在 20℃的初始密度取 950kg/m^3。T 为温度（℃），T_0为参考

温度（℃），β为体积温度膨胀系数（1/℃），取 0.0007。

浮油的密度随着乳化和温度发生变化。乳化物的一般密度为：

$$\rho_e = Y_w\rho_w + (1 - Y_w)\rho_c$$

式中：

ρ_w为海水密度，取 1000kg/m^3，ρ_c为油品密度，ρ_e为乳化后的油密度。

溢油密度的综合表达式如下所示：

$$\rho_c = \frac{M_{volatile}\rho_{volatile} + (M_{heavy} + M_{Asph} + M_{Wax})\rho_{heavy}}{Mtotal}$$

式中：

ρ_c为溢油密度，M 为各种组分的质量（kg），$\rho_{volatile}$和ρ_{heavy}分别为通过温度校正后的挥发组分和重组分密度（kg/m^3）。

8.3.2 预测模式中有关参数的设定

8.3.2.1 溢油位置的选择

考虑到海管近平台侧风险事故发生概率比海管中间安全区高，因此选择海管近平台处作为溢油预测点。

本次新建平台 KL16-1WHPA 平台位于辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区莱州湾保护区实验区内，距离东营黄河口生态限制区，约 208m；距离东营黄河口生态国家级海洋特别保护区约 770m，距离东营黄河口生态禁止区约 13.7km。，因此，本次选择距离敏感目标较近的 KL16-1WHPA 平台处作为溢油预测点。[redacted]，溢油点水深 13.1 米。

8.3.2.2 油品性质

本项目输送物流为油气水混合物，原油密度为[redacted]。

8.3.2.3 源强

根据油气泄漏风险事故分析，对溢油事故发生概率的大小及溢油类型发生的危害程度分析，本报告选取最大可信事故海底管道溢油进行预测。

本工程最大可信事故确定为生产阶段海管/立管破裂溢油，其发生概率在 10^{-3} 次/a 量级；确定溢油影响预测的溢油量约 35m^3（详见 8.2.3.2 节）。

8.3.2.4 潮型与潮时

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

8.3.2.5 溢油计算时段

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

8.3.2.6 常风与大风风速取值

本次溢油数值模拟主要针对平均风速和极端风速下溢油漂移情况进行模拟，溢油数值预测选取的风向及多年平均风速、最大风速取值来源于《垦利 10-1 油田开发工程环境影响报告书》，见下表。每一种风况均考虑涨潮与落潮的情况。

表 8.3-1 溢油数值模拟扩散选取风况

风向	NE	N	WSW	ESE	W	NW	E
平均风速（m/s）	6.6	7.08	6.68	4.21	7.17	6.23	5.21
最大风速（m/s）	11.46	12.46	11.27	10.49	13.21	12.79	14.05

8.4 溢油预测结果

综合考虑气象资料和工程所处海域相关敏感目标后，按照现有风场资料，给出了上述各个风向在平均风和极值风情况下经过 72h 的溢油油膜漂移轨迹，见图 8.4-1 至 8.4-9。由溢油扩散轨迹及油膜图可以看出，溢油事故发生后，油膜在风和潮流往复涨落的共同作用下呈现出蛇形运动，当风向与潮流方向一致时，油膜中心运动速度较大，可以看到油膜中心点间距较大；而当风向与潮流方向相反时，油膜运动方向甚至会与潮流方向相反，在图可以看到油膜轨迹分布相对密集。

海底管道溢油在不同的风向风速和潮汐情况下，漂移距离，扫海面积与残存油量不同。溢油后 72h 内，均风条件下，油膜的最大漂移距离为 25.03km（落潮时 NE 风向），最大扫海面积为 143.00km^2（涨潮时 W 风向），最大 72h 后残余油量为 84.25%（涨潮时 ESE 风向），各风况在 72h 未抵岸。极风条件下，油膜的最大漂移距离为 44.57km（落潮时 E 风向），最大扫海面积为 277.41km^2（落潮时 NW 风向），最大 72h 后残余油量为 84.14%（涨潮时 N 风向），最快抵岸时间为 36h（涨潮时 E 风向），相应抵岸残

余油量为 84.84%，其余风向条件下油粒子在 72h 内未抵岸。

表 8.4-1 不同参数下 72h 溢油漂移距离与扫海面积（极风）

风向	风速	潮汐状况	72h 漂移距离（km）	72h 扫海面积（km^2）	72h 最大油膜面积（km^2）	最大油膜厚度（μm）	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（%）
NE	11.46	涨潮	36.65	179.34	38.64	54.16	0（莱州湾国家级水产种质资源保护区） 0.15（山东省海洋生态红线限制开发区） 0.62（东营黄河口生态国家级海洋特别保护区） 33.5(养殖区) 54.8(东营莱州湾蛏类生态国家级海洋特别保护区) 62.5(山东省海洋生态红线禁止开发区)	100 99.5 95.8 84.9 84.4 84.2	/	/	83.94
		落潮	40.86	190.46	35.58	53.16	0（莱州湾国家级水产种质资源保护区） 0.32（山东省海洋生态红线限制开发区） 3（东营黄河口生态国家级海洋特别保护区） 10(养殖区) 43.5(东营莱州湾蛏类生态国家级海洋特别保护区) 57.3(山东省海洋生态红线禁止开发区)	100 98.0 85.4 85.0 84.7 84.4	/	/	83.96
N	12.46	涨潮	36.98	174.99	38.78	54.76	0（莱州湾国家级水产种质资源保护区） 0.23（山东省海洋生态红线限制开发区） 0.90（东营黄河口生态国家级海洋特别保护区）	100 99.1 93.1	/	/	84.04
		落潮	41.00	181.17	38.46	54.77	0（莱州湾国家级水产种质资源保护区） 3.5（山东省海洋生态红线限制开发区） 4.3（东营黄河口生态国家级海洋特别保护区）	100 85.4 85.4	/	/	84.03
WSW	11.27	涨潮	34.47	169.73	35.73	54.02	0（莱州湾国家级水产种质资源保护区） 1（山东省海洋生态红线限制开发区）	100 93.1	/	/	84.17
		落潮	31.74	165.47	35.51	54.02	0（莱州湾国家级水产种质资源保护区）	100	/	/	84.16

ESE	10.49	涨潮	35.15	187.48	35.73	53.39	0（莱州湾国家级水产种质资源保护区） 0.13（山东省海洋生态红线限制开发区） 0.7（东营黄河口生态国家级海洋特别保护区） 40.75（山东省海洋生态红线禁止开发区） 43.75(山东黄河三角洲国家级自然保护区	100 97.5 95.4 84.8 84.7 84.7	/	/	83.94
		落潮	34.13	189.09	35.51	53.39	0（莱州湾国家级水产种质资源保护区） 0.38（山东省海洋生态红线限制开发区） 2.75（东营黄河口生态国家级海洋特别保护区） 39.75（山东黄河三角洲国家级自然保护区） 44.5（山东省海洋生态红线禁止开发区）	100 97.7 85.5 84.8 84.7	/	/	83.92
W	13.21	涨潮	39.69	217.29	43.39	55.11	0（莱州湾国家级水产种质资源保护区） 1（山东省海洋生态红线限制开发区）	100 93.8	/	/	84.13
		落潮	37.88	224.13	43.98	55.11	0 莱州湾国家级水产种质资源保护区 67.3（山东省海洋生态红线限制开发区）	100 84.2	/	/	84.12
NW	12.79	涨潮	37.78	263.26	59.97	54.93	0（莱州湾国家级水产种质资源保护区） 0.63（山东省海洋生态红线限制开发区） 54.3(莱州浅滩海洋保护区) 57.8(山东省海洋生态红线禁止开发区)	100 96.0 84.5 84.4	/	/	84.05
		落潮	40.12	277.41	50.47	54.94	0（莱州湾国家级水产种质资源保护区） 5.3（山东省海洋生态红线限制开发区） 51.3（莱州浅滩海洋保护区） 59.5（山东省海洋生态红线禁止开发区）	100 85.3 84.6 84.4	/	/	84.06
E	14.05	涨潮	43.33	169.65	28.46	55.41	0（莱州湾国家级水产种质资源保护区） 0.12（山东省海洋生态红线限制开发区） 0.47（东营黄河口生态国家级海洋特别保护区） 24（山东黄河三角洲国家级自然保护区） 28(山东省海洋生态红线禁止开发区) 60(养殖区)	100 99.7 97.4 85.09 85.02 84.10	36	84.84	83.68
		落潮	44.57	211.33	28.81	55.51	0（莱州湾国家级水产种质资源保护区）	100	37	84.80	83.67

							0.2（山东省海洋生态红线限制开发区） 1.22（东营黄河口生态国家级海洋特别保护区） 26（山东黄河三角洲国家级自然保护区） 29.5（山东省海洋生态红线禁止开发区） 58（养殖区）	99.14 91.36 85.1 85.0 84.16			

表 8.4-2 不同参数下 72h 溢油漂移距离与扫海面积（均风）

风向	风速	潮汐状况	72h 漂移距离（km）	72h 扫海面积（km^2）	72h 最大油膜面积（km^2）	最大油膜厚度（μm）	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（%）
NE	6.6	涨潮	21.35	103.78	29.46	47.75	0（莱州湾国家级水产种质资源保护区） 0.2(山东省海洋生态红线限制开发区) 0.83（东营黄河口生态国家级海洋特别保护区） 50(养殖区)	100 99.2 94.5 84.7	/	/	84.11
		落潮	25.03	109.30	27.02	47.74	0（莱州湾国家级水产种质资源保护区） 1.37(山东省海洋生态红线限制开发区) 4.5（东营黄河口生态国家级海洋特别保护区） 53.5(养殖区)	100 90.0 85.4 84.6	/	/	84.11
N	7.08	涨潮	20.21	83.74	27.10	48.74	0（莱州湾国家级水产种质资源保护区） 0.28(山东省海洋生态红线限制开发区) 1.12（东营黄河口生态国家级海洋特别保护区）	100 98.7 92.0	/	/	84.14
		落潮	24.49	97.30	25.14	48.71	0（莱州湾国家级水产种质资源保护区） 4.3(山东省海洋生态红线限制开发区) 4.8（东营黄河口生态国家级海洋特别保护区）	100 85.4 85.4	/	/	84.13
WSW	6.68	涨潮	22.19	110.69	26.64	47.91	0（莱州湾国家级水产种质资源保护区） 0.63(山东省海洋生态红线限制开发区)	100 96.0	/	/	84.21

		落潮	19.54	108.42	25.61	47.92	0（莱州湾国家级水产种质资源保护区）	100	/	/	84.20
ESE	4.21	涨潮	12.42	81.16	22.87	40.79	0（莱州湾国家级水产种质资源保护区） 0.20(山东省海洋生态红线限制开发区) 1.10（东营黄河口生态国家级海洋特别保护区） 68(山东省海洋生态红线禁止开发区)	100 99.9 92.3 84.3	/	/	84.25
		落潮	11.72	80.61	22.68	40.80	0（莱州湾国家级水产种质资源保护区） 4.3（山东省海洋生态红线限制开发区） 5.5（东营黄河口生态国家级海洋特别保护区）	100 85.4 85.3	/	/	84.24
W	7.17	涨潮	22.14	134.51	30.71	48.91	0（莱州湾国家级水产种质资源保护区） 0.65(山东省海洋生态红线限制开发区)	100 95.7	/	/	84.19
		落潮	21.26	143.00	31.53	48.91	0（莱州湾国家级水产种质资源保护区） 6.3（山东省海洋生态红线限制开发区）	100 85.3	/	/	84.18
NW	6.23	涨潮	17.92	123.48	28.57	46.91	0（莱州湾国家级水产种质资源保护区） 0.4(山东省海洋生态红线限制开发区) 2(东营黄河口生态国家级海洋特别保护区)	100 97.6 85.4	/	/	84.17
		落潮	20.97	135.13	28.92	46.90	0（莱州湾国家级水产种质资源保护区） 5（山东省海洋生态红线限制开发区） 5.8（东营黄河口生态国家级海洋特别保护区)	100 85.4 85.3	/	/	84.16
E	5.21	涨潮	15.64	102.98	26.55	44.18	0（莱州湾国家级水产种质资源保护区） 0.2（山东省海洋生态红线限制开发区） 0.93(东营黄河口生态国家级海洋特别保护区) 67（山东黄河三角洲国家级自然保护区）	100 99.2 93.7 84.3	/	/	84.18
		落潮	15.43	105.81	26.67	44.18	0（莱州湾国家级水产种质资源保护区） 2.3 山东省海洋生态红线限制开发区） 5（东营黄河口生态国家级海洋特别保护区） 67.8（山东黄河三角洲国家级自然保护区）	100 85.4 85.4 84.3	/	/	84.16

表 8.4-3 不同风向、极风条件下溢油发生后 6h、12h、18h、24h、48h 漂移距离（km）与扫海面积（km^2）

风向	潮况	溢油后 6h			溢油后 12h			溢油后 18h			溢油后 24h			溢油后 48h		
		漂移距离（km）	扫海面积（km^2）	残存油量（%）	漂移距离（km）	扫海面积（km^2）	残存油量（%）	漂移距离（km）	扫海面积（km^2）	残存油量（%）	漂移距离（km）	扫海面积（km^2）	残存油量（%）	漂移距离（km）	扫海面积（km^2）	残存油量（%）
E	涨潮	4.86	12.12	85.34	7.91	26.48	85.27	11.68	49.24	85.19	14.97	71.12	85.09	32.21	137.25	84.49
	落潮	3.88	8.38	85.34	7.91	27.27	85.27	11.15	42.11	85.19	14.97	66.72	85.09	33.59	148.22	84.48
ESE	涨潮	4.31	9.82	85.34	5.34	16.69	85.28	9.24	35.13	85.20	10.45	46.27	85.11	20.45	111.75	84.65
	落潮	2.43	5.29	85.34	6.03	21.15	85.28	7.26	30.68	85.20	10.45	50.26	85.11	20.85	113.53	84.64
N	涨潮	2.90	3.01	85.34	6.99	16.48	85.27	9.60	24.22	85.19	13.48	39.92	85.10	24.02	101.63	84.64
	落潮	5.28	8.23	85.34	8.30	18.20	85.27	12.12	32.62	85.19	14.85	46.15	85.10	28.04	107.29	84.63
NE	涨潮	3.05	6.12	85.34	6.42	17.10	85.27	8.63	30.99	85.19	12.20	40.29	85.10	23.82	96.78	84.61
	落潮	4.46	5.07	85.34	7.55	18.53	85.27	10.42	30.83	85.19	13.76	46.65	85.10	27.16	110.53	84.61
NW	涨潮	2.78	6.56	85.34	7.08	24.87	85.27	10.04	41.11	85.19	13.02	59.39	85.10	24.64	151.13	84.65
	落潮	4.92	12.28	85.34	7.61	25.27	85.27	11.49	47.03	85.19	14.48	68.19	85.10	27.73	169.79	84.65
W	涨潮	4.04	7.49	85.34	8.14	25.13	85.27	10.75	40.54	85.19	14.99	63.34	85.10	27.37	136.52	84.67
	落潮	4.89	12.55	85.34	7.03	23.68	85.27	11.73	47.01	85.19	13.54	63.79	85.10	25.86	141.04	84.67

WSW	涨潮	3.85	5.06	85.34	6.95	19.34	85.28	10.04	28.71	85.20	12.69	45.36	85.11	23.90	108.99	84.69
	落潮	3.75	8.64	85.34	6.18	19.30	85.27	9.78	34.93	85.20	11.09	45.57	85.11	21.06	102.40	84.68

表 8.4-5 不同风向、均风条件下溢油发生后 6h、12h、18h、24h、48h 漂移距离（km）与扫海面积（km^2）

风向	潮况	溢油后 6h			溢油后 12h			溢油后 18h			溢油后 24h			溢油后 48h		
		漂移距离（km）	扫海面积（km^2）	残存油量（%）	漂移距离（km）	扫海面积（km^2）	残存油量（%）	漂移距离（km）	扫海面积（km^2）	残存油量（%）	漂移距离（km）	扫海面积（km^2）	残存油量（%）	漂移距离（km）	扫海面积（km^2）	残存油量（%）
E	涨潮	2.94	5.81	85.35	2.77	9.16	85.29	4.86	20.58	85.22	5.54	24.74	85.14	10.64	60.18	84.73
	落潮	2.40	2.83	85.35	3.37	11.41	85.29	4.61	15.01	85.22	5.68	26.64	85.14	10.42	64.06	84.72
ESE	涨潮	3.06	5.11	85.35	2.38	7.61	85.29	4.92	16.08	85.23	4.74	20.91	85.16	8.77	48.80	84.77
	落潮	1.89	2.14	85.35	2.75	9.74	85.29	3.05	13.09	85.23	4.53	23.20	85.15	8.14	51.44	84.76
N	涨潮	1.24	2.22	85.34	4.25	9.27	85.28	5.43	16.38	85.21	6.99	21.98	85.12	13.75	51.90	84.69
	落潮	3.62	5.95	85.34	5.43	11.46	85.28	7.80	18.04	85.21	9.60	25.77	85.12	17.70	61.39	84.69
NE	涨潮	2.06	4.75	85.34	3.82	9.35	85.28	5.19	19.01	85.21	7.09	25.21	85.13	13.37	62.37	84.69
	落潮	3.13	3.30	85.34	4.62	12.47	85.28	6.60	15.65	85.21	8.35	26.58	85.13	15.94	60.50	84.69
NW	涨潮	1.64	2.54	85.35	3.77	12.60	85.29	4.90	19.81	85.21	6.90	32.88	85.13	13.02	74.61	84.71
	落潮	3.33	7.04	85.34	4.56	13.19	85.29	6.90	24.85	85.21	7.99	35.15	85.13	14.57	83.90	84.70

W	涨潮	2.73	3.73	85.34	4.74	15.61	85.28	6.18	21.96	85.21	8.29	36.90	85.13	15.81	83.32	84.71
	落潮	3.27	7.96	85.34	4.07	13.98	85.28	7.06	29.18	85.21	8.24	38.34	85.13	14.46	90.46	84.70
WSW	涨潮	2.97	3.15	85.34	4.90	11.54	85.29	6.48	18.82	85.21	8.12	30.83	85.13	15.16	73.43	84.72
	落潮	3.12	6.96	85.34	3.54	10.33	85.28	6.54	25.22	85.21	7.31	29.99	85.13	13.14	69.45	84.72

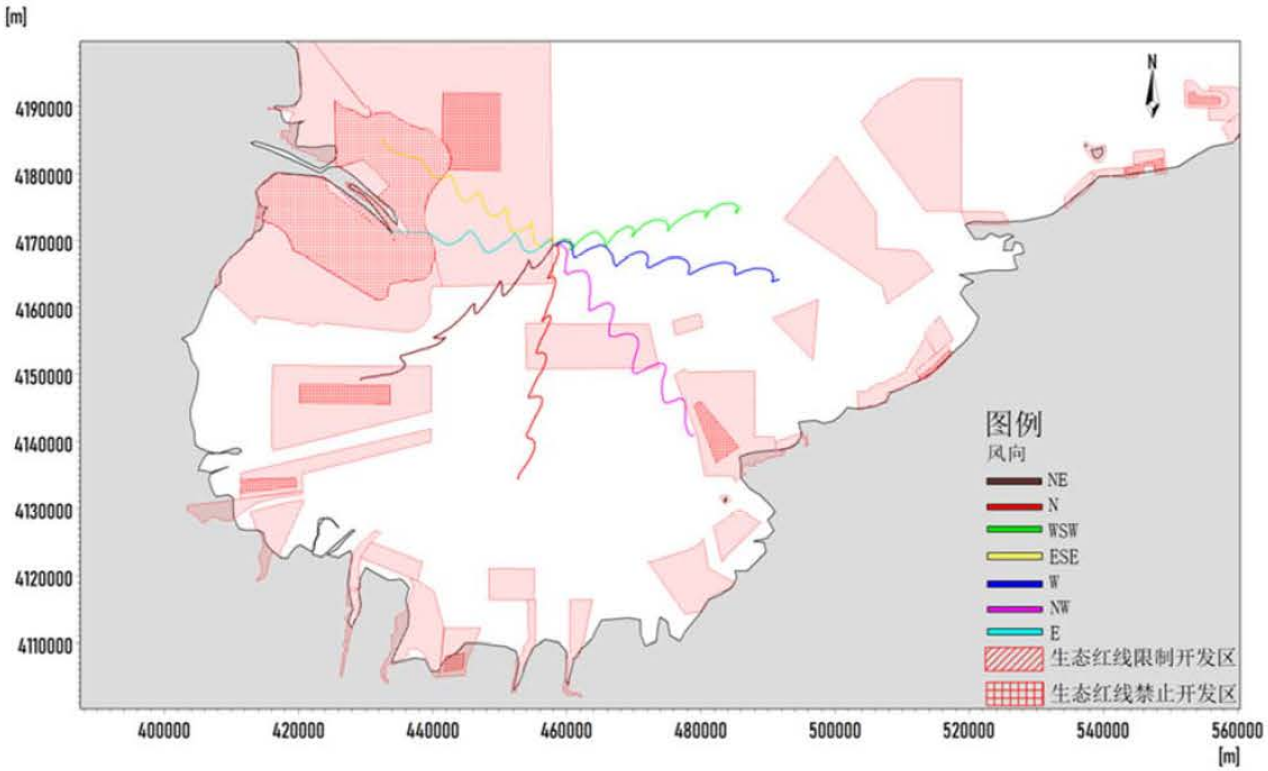


图 8.4-1　落潮极风 72h 粒子轨迹图（生态红线）

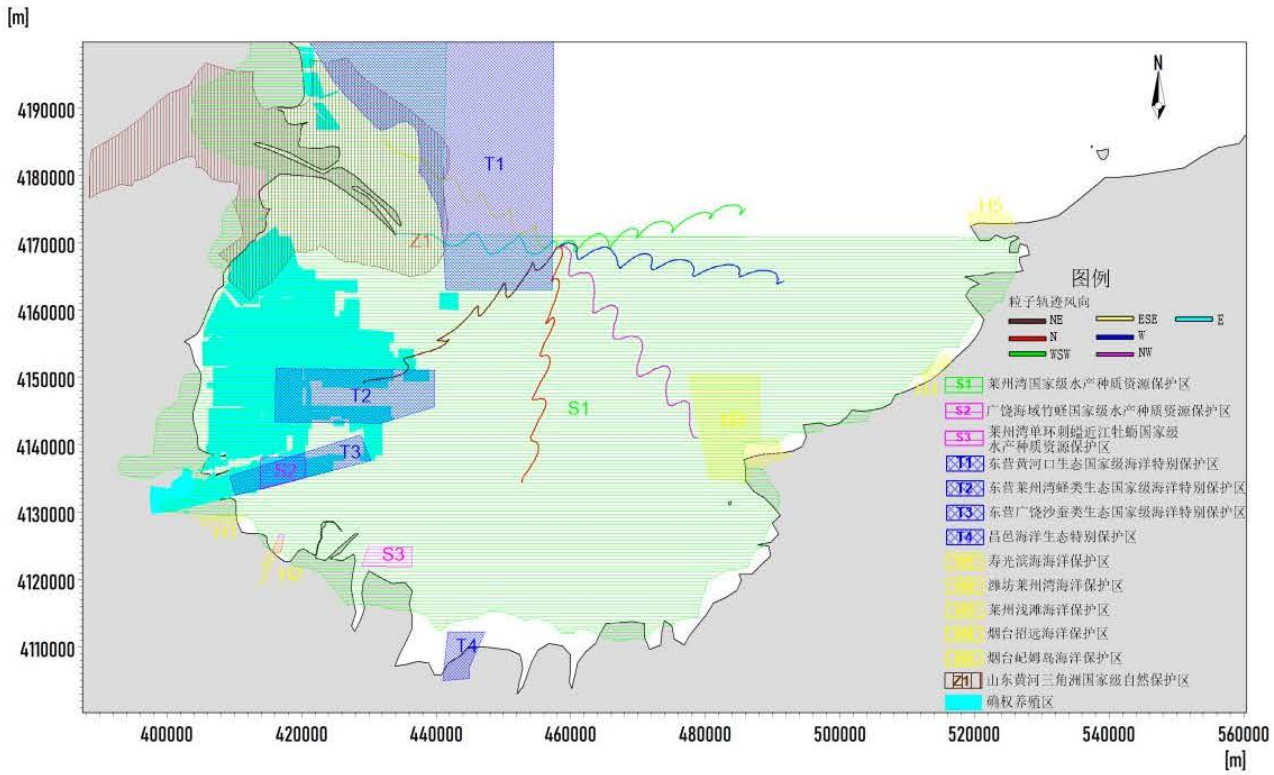


图 8.4-2　落潮极风 72h 粒子轨迹图（其它敏感目标）

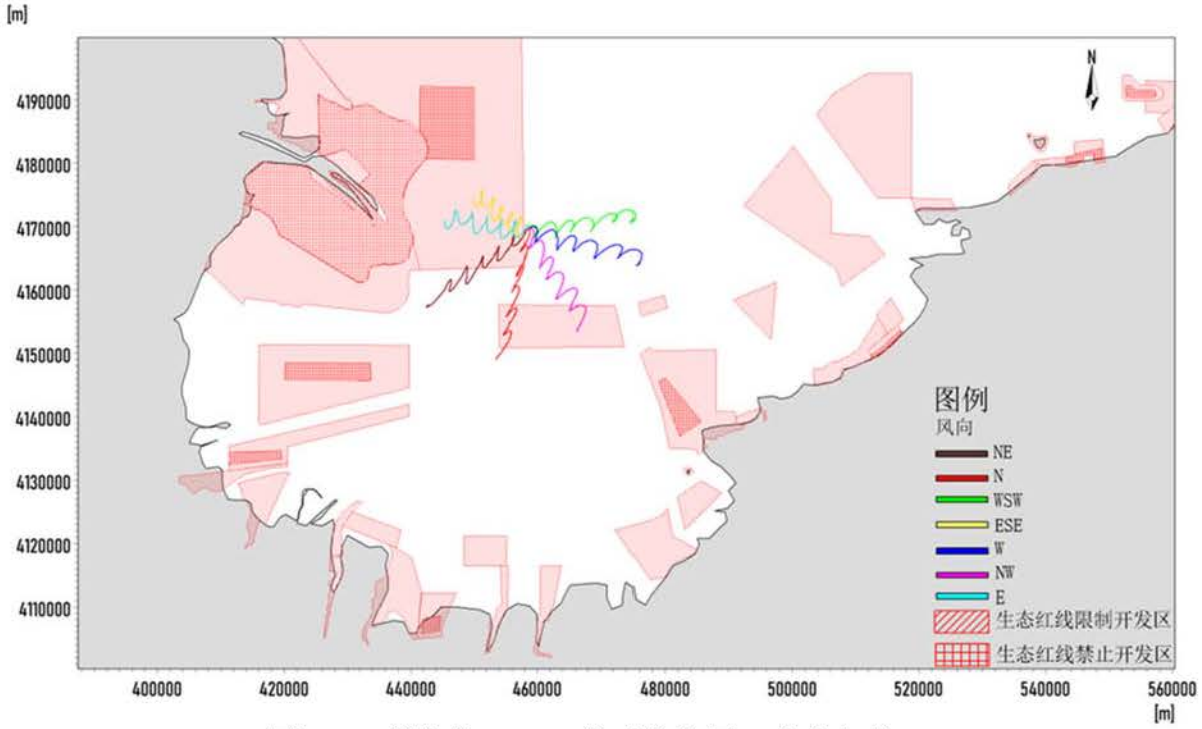


图 8.4-3 落潮均风 72h 粒子轨迹图（生态红线）

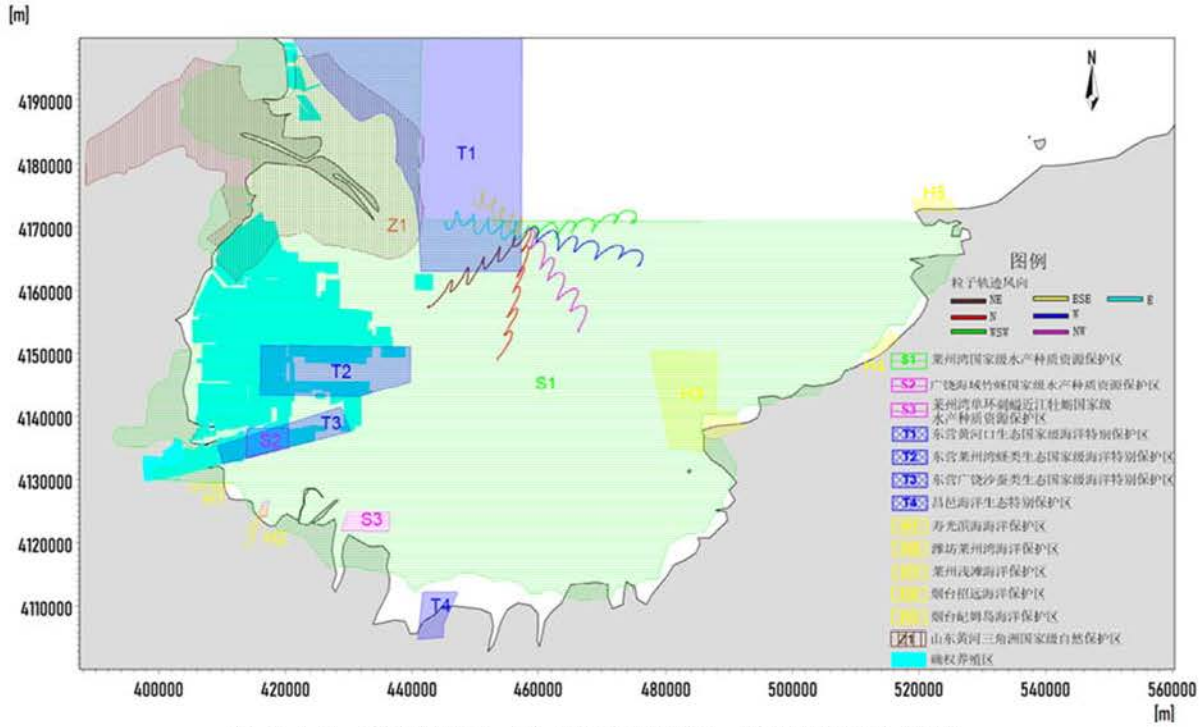


图 8.4-5　落潮均风 72h 粒子轨迹图（其它敏感目标）

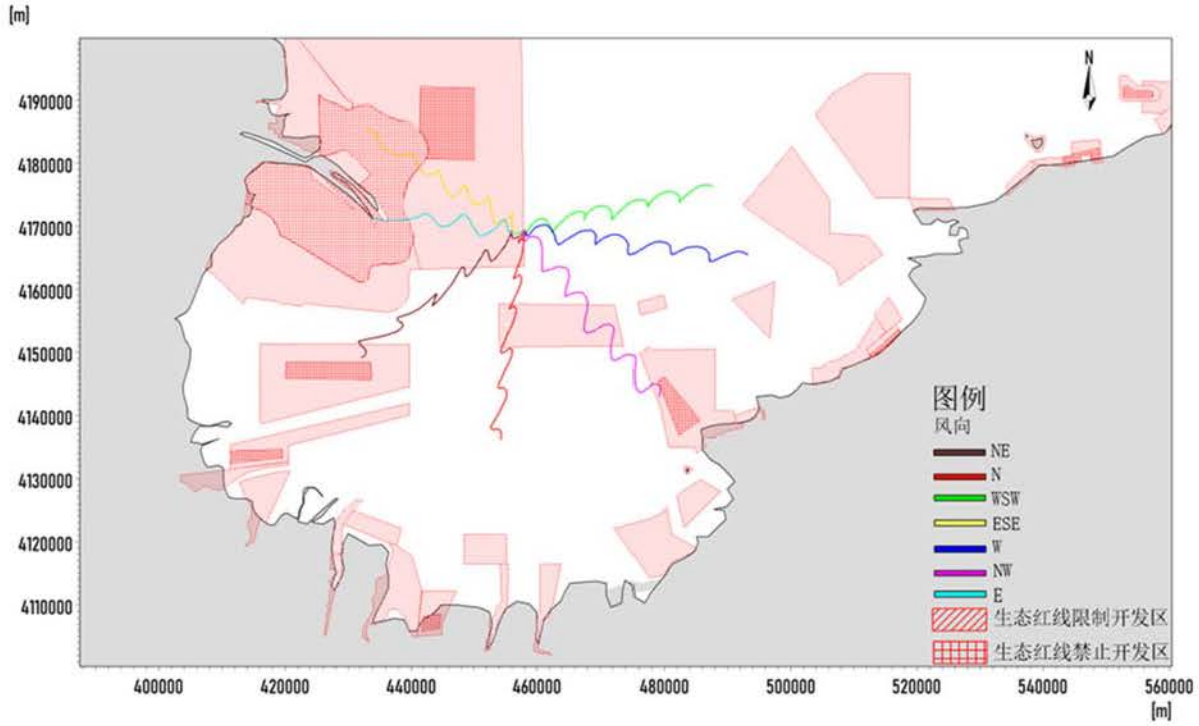


图 8.4-6　涨潮极风 72h 粒子轨迹图（生态红线）

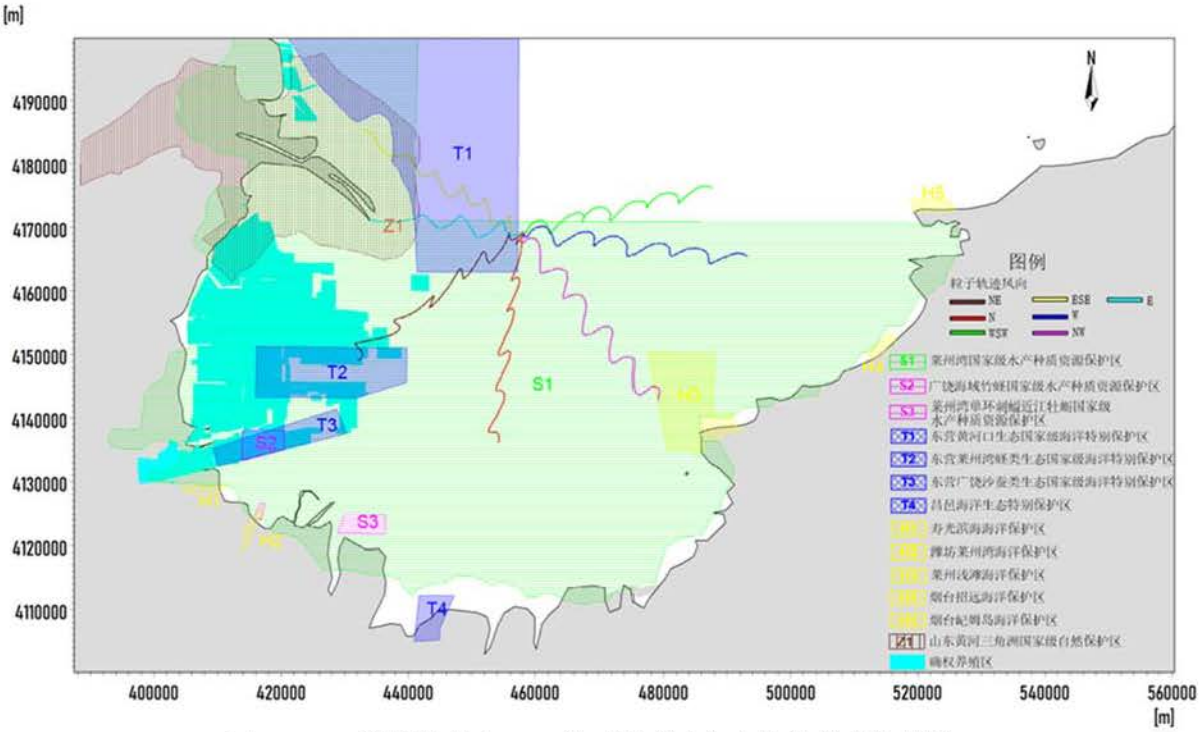


图 8.4-7　涨潮极风 72h 粒子轨迹图（其它敏感目标）

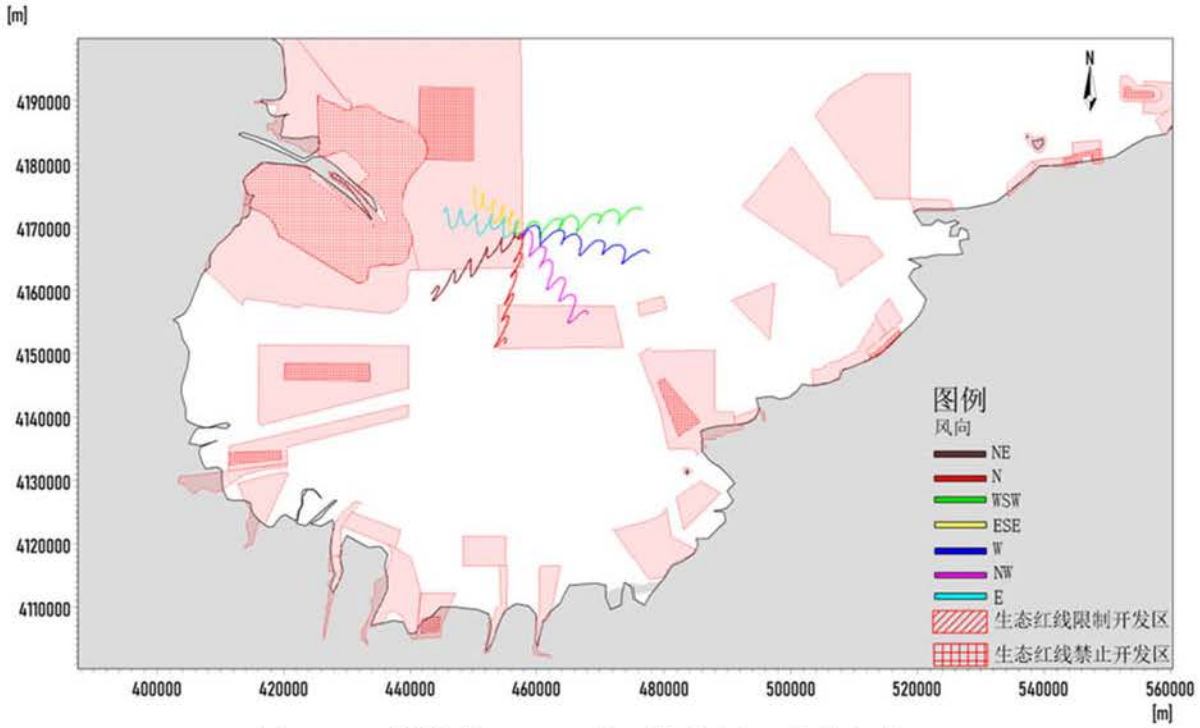


图 8.4-8　涨潮均风 72h 粒子轨迹图（生态红线）

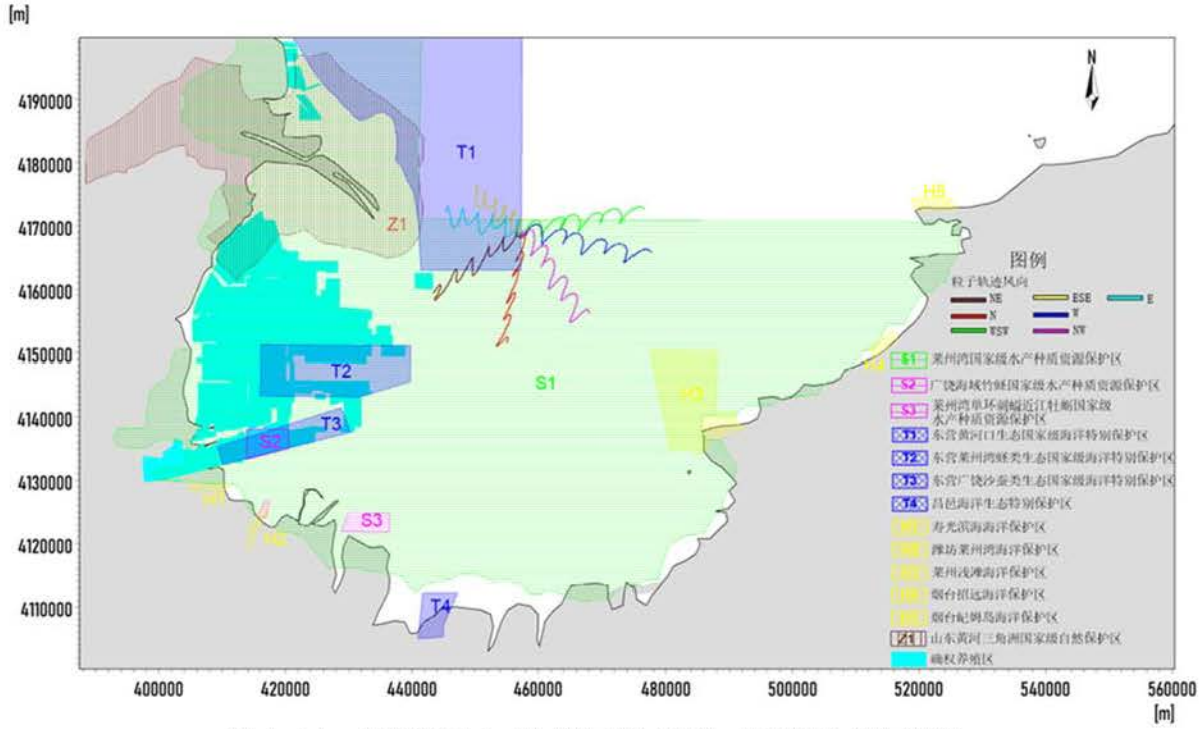


图 8.4-9　涨潮均风 72h 粒子轨迹图（其它敏感目标）

8.5　事故后果分析

8.5.1　溢油对敏感目标的影响分析

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对造成很大损害，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。

对于本工程溢油事故而言，环境敏感区主要包括莱州湾国家级水产种质资源保护区、山东省海洋生态红线、东营黄河口生态国家级海洋特别保护区、养殖区、东营莱州湾蛏类生态国家级海洋特别保护区、山东黄河三角洲国家级自然保护区和莱州浅滩海洋保护区等，一旦发生溢油事故而又没有任何应对措施，油膜在风和潮流的共同作用下将会抵达敏感区并造成严重污染，在建设和生产运营过程中，应加强管理，杜绝事故的发生。

由于本项目位于白姑鱼、鳀鱼、鲅、银鲳、毛虾、小黄鱼产卵场，鳀鱼、带鱼、三疣梭子蟹、真鲷和毛虾的索饵场和莱州湾国家级水产种质资源保护区内，若发生溢油，油膜即刻抵达环境敏感目标。海底管线溢油抵达山东省海洋生态红线限制开发区最短时间为 7min，抵达山东省海洋生态红线禁止开发区最短时间为 28h，抵达东营黄河口生态国家级海洋特别保护区最短时间为 28min，抵达养殖区最短时间为 10h，抵达东营莱州湾蛏类生态国家级海洋特别保护区最短时间为 43.5h，抵达山东黄河三角洲国家级自然保护区最短时间为 24h，抵达莱州浅滩海洋保护区最短时间为 51.3h。

表 8.5-1 溢油对周围敏感目标的影响汇总

序号	敏感目标	不利条件	最短到达时间（h）	残余油量（%）
1	莱州湾国家级水产种质资源保护区	所有风向	即刻抵达	100
2	山东省海洋生态红线限制开发区	极风涨潮 NE、极风落潮 NE、极风涨潮 N、极风落潮 N、极风涨潮 WSW、极风涨潮 ESE、极风落潮 ESE、极风涨潮 S、极风落潮 S、极风涨潮 NW、极风落潮 NW、极风涨潮 E、极风落潮 E、均风涨潮 NE、均风落潮 NE、均风涨潮 N、均风落潮 N、均风涨潮 WSW、均风涨潮 ESE、均风落潮 ESE、均风涨潮 W、均风落潮 W、均风涨潮 NW、均风落潮 NW、均风涨潮 E、均风落潮 E	0.12	99.7
3	东营黄河口生态国家级海洋特别保护区	极风涨潮 NE、极风落潮 NE、极风涨潮 N、极风落潮 N、极风涨潮 ESE、极风落潮 ESE、极风涨潮 E、极风落潮 E、均风涨潮 NE、均风落潮 NE、均风涨潮 N、均风落潮 N、均风涨潮 ESE、均风落潮 ESE、均风涨潮 NW、均风落潮 NW、均风涨潮 E、均风落潮 E	0.47	97.4
4	养殖区	极风涨潮 NE、极风落潮 NE、极风涨潮 E、极风落潮 E、均风涨潮 NE、均风落潮 NE	10	85
5	东营莱州湾蛏类生态国家级海洋特别保护区	极风涨潮 NE、极风落潮 NE、	43.5	84.7
6	山东省海洋生态红线禁止开发区	极风涨潮 NE、极风落潮 NE、极风涨潮 ESE、极风落潮 ESE、极风涨潮 NW、极风落潮 NW、极风涨潮 E、极风落潮 E、均风涨潮 ESE	28	85.02
7	山东黄河三角洲国家级自然保护区	极风涨潮 ESE、极风落潮 ESE、极风涨潮 E、极风落潮 E、均风涨潮 E、均风落潮 E	24	85.09
8	莱州浅滩海洋保护区	极风涨潮 NW、极风落潮 NW、	51.3	84.6

8.5.2 溢油环境影响分析与评价

石油对海洋生物的直接危害一般以溶解状态、乳化状态、吸附和沉降状态等为主，其中以溶解状态毒害最大。溢油对海洋生物的影响包括物理作用和化学毒害两个方面。物理作用包括油品黏附覆盖于生物体表，导致生物丧失或减弱活动能力，堵塞生物的呼吸和进水系统，吸附悬浮物沉降而导致生物幼体失去合适的附着基质等。石油对海洋生物的化学毒害分为两类一类是大量的原油造成的急性中毒；另一类是长期的低浓度石油的毒性效应（于桂峰，2007）。

8.5.2.1 对海洋生物的综合影响

一旦发生溢油泄漏污染事故，对海洋生态的影响是全方位的。原油中还有石油气、苯、芳香烃和硫化氢等物质，而在原油不同组分中，低沸点的芳香烃对一切生物均有毒性，而高沸点的芳香烃则是长效毒性，会对水生生物生命构成威胁和危害直至死亡。

（1）对海洋生物的急性毒性测试影响分析

国内外许多毒性实验结果表明，浮游生物对各类油类的耐受程度都很低，海洋浮游植物石油急性中毒致死浓度范围为 0.1~10mg/L，一般为 1mg/L，其致死浓度常随种类、油型而变化。浮游动物石油急性重点致死浓度范围为 0.1~15mg/L，一般为 1mg/L。某些桡足类和枝角类暴露于 0.1mg/L 的石油海水中，当天就会全部死亡。因此，当溢油事故发生后，0.2m 厚度的油膜分布区的油含量将明显高于浮游生物的忍受极限，油膜分布区的浮游生物基本上难逃厄运。

（2）对海洋生物的长期慢性污染影响分析

①生理和行为效应：主要表现在麻醉效应干扰基础生物化学机制、降低浮游植物的光合作用和生长率、影响视觉感觉及诱变效应等。

②生态效应：实验生态曝油的研究结果表明，长期曝露于 0.01~0.05mg/L 的石油浓度中，可造成生态、群落结构的破坏。群落结构中某些对石油敏感的种类消失或数量减少，代之以某些嗜污种类增加，使不同营养级生物的比率失调而可能导致局部海域海洋生物食物链（网）的破坏。

③异味效应：海洋动物具有从栖息环境中积累石油烃的能力。一般来说，鱼类和甲壳类对水体石油烃的富集系数可达 102~103，软体贝类的可达 105，有些甚至可高达 107。Kerhoff（1974）曾报道紫贻贝 Mytilus edulis 肌肉中的烃类浓度约 5ppm 时就有

油嗅味。Moore 等（1974）报道过牡蛎曝露于低至 0.001ppm 的溶解性烃类中 24h 内即可致嗅。Nita（1972）也曾报道过 0.01ppm 的含油海水在 24h 内即可使鱼类致嗅。国内有关的研究结果表明，胜利原油对中国对虾的致嗅阈值为 9.4ppb（受试 9d），对鲈鱼的致嗅阈值为 8.2ppb（10d），对毛蚶的致嗅阈值为 8.90ppb（10d），对文蛤的为 30ppb（9d）。

（3）对海洋大型动物的影响分析

擅长游动、经常变换搁置的大型海洋动物较少受到溢油的影响，但一些需要经常露出水面呼吸的海洋哺乳动物容易遭到水面溢油的袭击。

（4）对鸟类的影响分析

根据国际鸟类救援研究中心研究表明，当鸟类的羽毛被原油覆盖后，会丧失防水和保温功能。冷水浸透皮肤后，鸟类会因体温过低而死亡。同时，鸟类在用嘴清理羽毛时，一旦摄入原油中有毒物质（原油所含的苯和甲苯等有毒化合物），会导致腹泻和脱水等中毒等症状。

综上，该项目营运期内一旦发生溢油泄漏事故，溢油将会对周边海域海洋生物的急性中毒、长期慢性污染产生较大的负面影响。

8.5.2.2 对浮游生物的影响

（1）浮游植物

海面溢油直接粘附于浮游植物细胞上，导致浮游植物在强光等不利因素的作用下很快死亡。在溢油海域中，大量石油漂浮在水面使表层水体产生一层油膜，从而阻断了水体与大气的气体交换，白天浮游植物进行光合作用所需二氧化碳得不到满足，夜晚浮游植物生理代谢所需氧气也难从大气中获取，因而浮游植物的正常生理活动会受到不利影响。

石油吸附悬浮物，并沉降于潮间带或浅水海底，致使一些海藻的抱子失去了合适的附着基质，浮游植物的繁殖会受到不利影响。石油对某些浮游植物种类有加速繁殖的作用，该类浮游植物可利用石油中的碳、氢等元素，从而加速了细胞的分裂速度，使溢油海域浮游植物群落的多样性指数降低，优势度增高，为赤潮的形成埋下隐患。

溢油的处理过程中，经常使用到的消油剂在沉降过程中可能对浮游植物造成影响，造成浮游植物沉降。多环芳香烃碳氢化合物是最常见的石油团块的基本成分之一，其分子量很大，是石油成分中对海洋生态系统破坏性最大的化合物之一，多环芳香烃碳

氢化合物能够在浮游植物的组织和器官中聚集起来，缓慢而长期地实施其毒性。由此导致，溢油发生的海域浮游植物的种类数量和细胞数量将大幅度降低。

（2）浮游动物

当石油烃浓度较高时，其急性毒性影响可导致浮游动物在短期内死亡。当石油烃浓度较低时，石油烃可降低浮游动物的运动能力和摄食率，抑制浮游动物的趋化性，降低或阻抑其生殖行为，影响其正常生理功能，降低生长率。

浮游动物在海洋中处于被动的游动状态，会被漂浮于海面的粘稠的溢油紧紧粘住，从而失去自由活动能力，最后随油物质一起沉入海底或冲上海滩。石油附着于浮游动物体表，还可能堵塞浮游动物的呼吸和进水系统，致使生物窒息死亡。被石油薄膜大面积覆盖着的海域，许多浮游动物，如小虾，会错把白天视为夜幕降临，本能的从水深处游向表层，导致浮游小虾会不分昼夜的滞留于海水表层。石油薄膜起到了类似日全蚀的作用，从而改变了浮游动物的正常活动习惯。以浮游植物为饵料的浮游动物，会由于浮游植物数量的减少而减少。浮游动物被许多经济性生物所食，浮游动物的群落结构、数量特征的变动，不仅直接影响着海洋渔业资源，而且石油的有毒成分可以通过生物富集和食物链传递，最终危害人类健康。浮游生物的生产力约占海洋生态系统总生产力的 95%，浮游生物受到损害，就从根本上动摇了海洋生物“大厦”的基础（张计涛，2007）。

8.5.2.3 对鱼类的影响

（1）对鱼卵与幼鱼损害

溢油事故可能对鱼卵及仔稚鱼有影响。因为多数经济鱼类为浮性卵，它们在表层水域与油污接触的可能性更大，油膜对鱼卵的黏着、渗透等直接影响鱼卵的孵化率及孵化质量。仔稚鱼对油污的反应极其敏感，较小的油污浓度对成年鱼影响不大，但可能引起仔、稚鱼的死亡和畸形。油污染对海洋鱼类胚胎及仔稚鱼的潜在毒性效应见表 8.5-2。随着石油在海水中浓度的升高，各实验胚胎孵化率呈下降趋势，孵化幼苗的畸形率和死亡率呈上升趋势。畸形率和死亡率受影响程度和变化幅度都大于孵化率。

表 8.5-2 油对鱼类胚胎的毒性效应（田立杰，1999）

油浓度（mg/L）	孵化率（%）	孵化仔稚鱼死亡率（%）	孵化仔稚鱼畸形率（%）
0.00	85.0	4.4	1.5
0.01	84.0	5.0	1.8
0.05	75.0	8.0	2.5
1.00	70.0	15.7	4.1

3.20	60.0	22.7	6.1
5.60	50.1	30.1	20.5
10.00	40.0	67.9	50.0

（2）对鱼类行为的影响

溢油事故对成体鱼类的影响较小，因为大部分油漂浮在海水表面，而大多数鱼类是在底层或者中层水中生活；另外多数上层鱼能够逃避表面油类的影响游到干净的海域。许多鱼类都有地域性，在某些情况下，鱼类行为可能因油污而改变，可能损害当地的渔业资源。溢油事故发生后，洄游到某地区的鱼类必须重建摄食区和繁殖区。因此，事故发生地渔业资源的恢复，可能需要一定的时间。依赖于季节性迁徙的渔业资源由于油污会改变鱼类的迁徙路线而可能遭到破坏。

8.5.2.4 对底栖生物的影响

石油溢出后，相当一部分石油污染衍生物质甚至石油颗粒会渐渐的沉入海底，底栖生物上常附着厚厚的一层石油污染物，而底栖生物基本上不做远距离迁移，所以一旦受到溢油污染，它们便难以生存。溢油中的多环芳烃（例如 PAC 和 PCB）将会影响贝类体内脂肪的代谢平衡，从而加速贝类死亡（SmoldersR，2004）。

此外，溢油区域的贝类会受到氧化胁迫，从而导致贝类酶的活性受抑制，发生突变、活动减弱，繁殖力下降，加速衰老（ThomasRE，2007）。因而溢油污染对底栖生物的累积效应是更主要的。附着在岸边岩石上的一些海洋生物对新鲜石油更为敏感，往往是首批牺牲者。浅滩上受石油污染过的牡蛹同样会丧生，即使活下来的也不能再食用。被石油污染过的牡蛎有一股浓浓的石油味，这股味道可以存在一个多月之久。棘皮动物对海水中的任何物质都有敏感性，对石油污染更是如此。大量观测结果表明石油污染对海星和海胆等棘皮动物的潜在威胁很大。

8.5.2.5 对甲壳类的影响

突发性溢油污染对甲壳动物的毒性大小不但因生物种类、发育阶段、温度等而有较大差异，还与原油的种类有关。石油的毒性与其中含有的可溶性芳烃衍生物含量成正比关系，石油在水体中毒性响应大多来自水溶性大的相对低分子量的正烷烃和单环芳香烃。在海洋甲壳类动物中，藤壶对油的抗性最大。有些蟹类很耐油污，沙蟹在生殖期对油的敏感性大于非生殖期。油污染水溶性部分对甲壳类幼虫的毒性一般高于成体。通常炼制油的毒性高于原油。

慢性油污染对甲壳类动物的影响，受影响环节包括摄食、呼吸、运动、趋化性、蜕皮、酶的活性、生殖、生长以及群落种类组成等。油能降低甲壳类动物的摄食率；高浓度的油对呼吸作用有刺激作用；油污能降低甲壳类动物的运动能力，抑制甲壳类动物的趋化性，降低或阻抑甲壳类动物的生殖行为；延长蜕皮时间，降低生长率等（吴兴伟等，2008）。油膜具有隔氧作用，如果对虾长时间生活在缺氧环境中，由于其对疾病免疫力低下，将可能导致对虾蜕皮后或者蜕皮中死亡。

8.5.2.6 对海洋贝类的影响

油对腹足类动物的亚致死或慢性毒性潜在影响包括麻醉作用、对化学感受器的钝化以及对呼吸和运动等功能的影响。瓣鳃类动物由于有双壳，在遇到油污时能够暂时紧闭双壳度过逆境，因此要使它们在短期内死亡一般需要很高的油浓度。另外如果溢油搁滩，油膜蔓延的滩面上，可能导致幼贝发育不良，产量下降，成年贝类会因沾染油臭而降低市场价值。在潮下带的养殖贝类，也可能会受到严重的油污染。滤食性双壳类在摄食时也可能摄入海水中的混浊油分，进入蛤类胃中的乳化油滴可能结合成更大的油滴，并在体内积累，引起某些生理功能障碍，终因胃中油类积累过多不能排泄而死亡。沉积在底质空隙中的高浓度油可能会引起贝类大面积死亡。进入底泥中的油类靠化学降解作用去除可能需数月之久，在此期间，会使贝类幼体或中毒发育不良或窒息死亡，有可能导致沉积环长期影响。

8.5.2.7 对微生物的影响

海洋微生物在海洋生态系统中占有重要地位，它不仅是分解者，积极参与污染物质净化和物质循环，而且也是许多海洋生物的饵料。许多细菌是能运动的，它们具有化学感受器，对化学物质有正的或负的趋化性，而石油能抑制细菌的化学感受器的感受力。

Griffiths 等人对原油对北极亚海洋沉积物中微生物酶系长期影响的试验结果表明，受污染微生物的磷酸酯酶、壳二糖酶、纤维素酶、昆布多糖酶的活性明显降低，而一淀粉酶、藻烷酸酶的活性增强。据试验，Ippm 的新鲜的 Cook 原油明显降低了微生物对氮的固定、反硝化率及氧化还原电位，提高了 CO_2 和 CH_4 的生长率。而风化的原油除没有降低反硝化率外，对微生物的代谢活性的影响与新鲜原油相似。

8.5.2.8 对生态过程的影响

海面溢油阻断了水体与大气的气体交换，从而直接影响了浮游植物、底栖植物进行的光合作用；溢油污染造成海域浮游植物、底栖植物的种类、数量急剧减少，导致事故海域所进行的光合作用生态过程整体减弱；溢油污染对海域浮游生物、游泳生物及底栖生物损害的同时，也减弱了海域生态系统中的呼吸作用；生物泵作用是浮游生物、游泳生物及底栖生物共同实现的碳从海洋表层向深层转移的生态过程，溢油污染对海洋生物的损害，必然会影响海洋生态系统的生物泵作用；溢油污染将会严重影响微生物的趋化能力、酶的活性及代谢活性，也必然会影响海洋生态系统的分解作用；溢油污染对海洋生物的损害是普遍性的，对这些海洋生物的损害是难免的，因而对生态系统钙化作用的影响也同样难免；溢油污染对海洋底栖动物会产生巨大的威胁，底栖动物中的底内动物种群在海洋基质中的钻空和摄食活动将会减弱，生物扰动过程将受到削弱；硝化作用、反硝化作用和固氮作用等共同组成的海洋中的氮循环过程，以及生物转移、生物吸收、生物转化等生态过程，是海洋生态系统内浮游生物、游泳生物及底栖生物中各组分、各不同的食物链营养级之间相互协作，共同完成的生态过程。溢油对海洋生物的损害，必将会影响这些生态过程的实现，削弱生态过程的效果。

8.6 地质性溢油风险分析与评价

本节内容引自建设单位编制的《垦利 16-1 油田总体开发方案报告》的附件 1：《地质性溢油风险分析》。

8.6.1 油田地质

8.6.1.1 构造特征

区域上，垦利 16-1 构造位于莱州湾凹陷南部斜坡带，北侧紧邻莱州湾凹陷北洼，东侧紧邻莱州湾凹陷南次洼，为走滑断层与中部边界大断层共同控制的复杂断裂半背斜构造（图）。构造西高东低，具有多个断块、多个高点，走向主要为东西方向，倾向为正北方向。

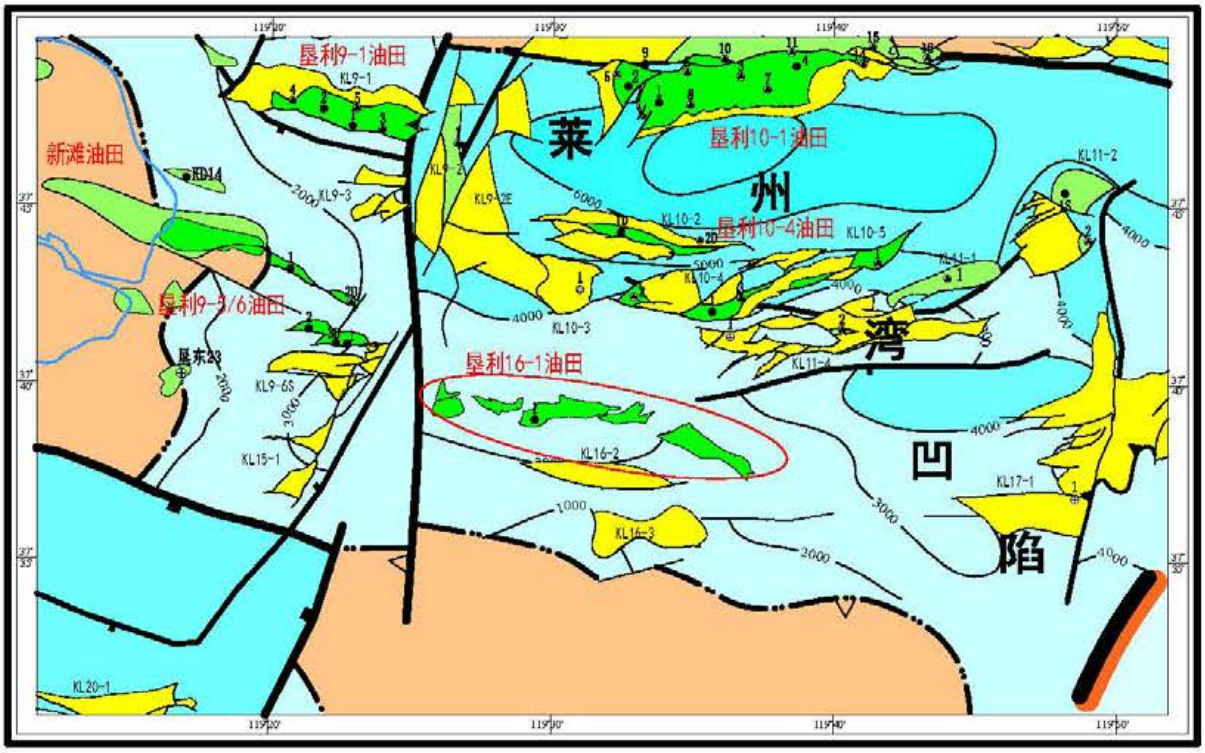


图 8.6-1　垦利 16-1 油田区域构造位置图

（1）断层

依据现有的三维地震资料，在研究区范围内共解释出 600 多条断层，大部分为正断层，并对油田范围内的 64 条主要断层进行了编号，为 F01～F64（见下图）。

图 8.6-2　垦利 16-1 油田断层平面分布图

研究区范围内断层按形成时间和力学机制可分为三类。第一类为走滑断层，第二类为边界断层，第三类为边界断层派生正断层。对油田范围内各个断层的延伸长度和最大垂直断距进行了统计，以下选取部分主要断层进行描述：

走滑断层（F01～F05）：5 组近南北向的走滑断层控制了垦利 16-1 油田西部的构造发育，并派生了部分正断层，走滑断层呈亚平行状发育,走向多为南北走向，倾向近垂直，延伸长度 [redacted]，浅层垂直断距为 [redacted]，深层垂直断距 [redacted]。

边界断层（F06～F07）：断层长期活动，断至基底。F06 为油田西部控构造边界断层，呈东西走向，倾向为南；F07 为油田东部控构造边界断层，走向为北西-南东走向，倾向为南西方向，延伸长度 [redacted]，浅层垂直断距为 [redacted]，深层垂向断距为 [redacted]；这两条断层与走滑断层一起控制全区的构造形成和演化、沉积、油气运移，同时控制圈闭的整体形态。

边界断层派生正断层（F08～F64）：主要控制圈闭形成，延伸长度 [redacted]，浅层垂直断距 [redacted]，深层垂直断距 [redacted]。此类断层有沟通油源及使圈闭复杂化的作用。

8.6.1.2 地层层序

垦利 16-1 油田范围内钻井揭示的地层自上而下为第四系平原组、新近系明化镇组和馆陶组、古近系东营组和沙河街组以及中生界（未穿）。钻井揭示的含油层位有新近系馆陶组和古近系沙三上段、沙三中段、沙三下段、沙四段以及中生界，其中馆陶组和沙三下段为本油田的主要含油层位（见下图）。

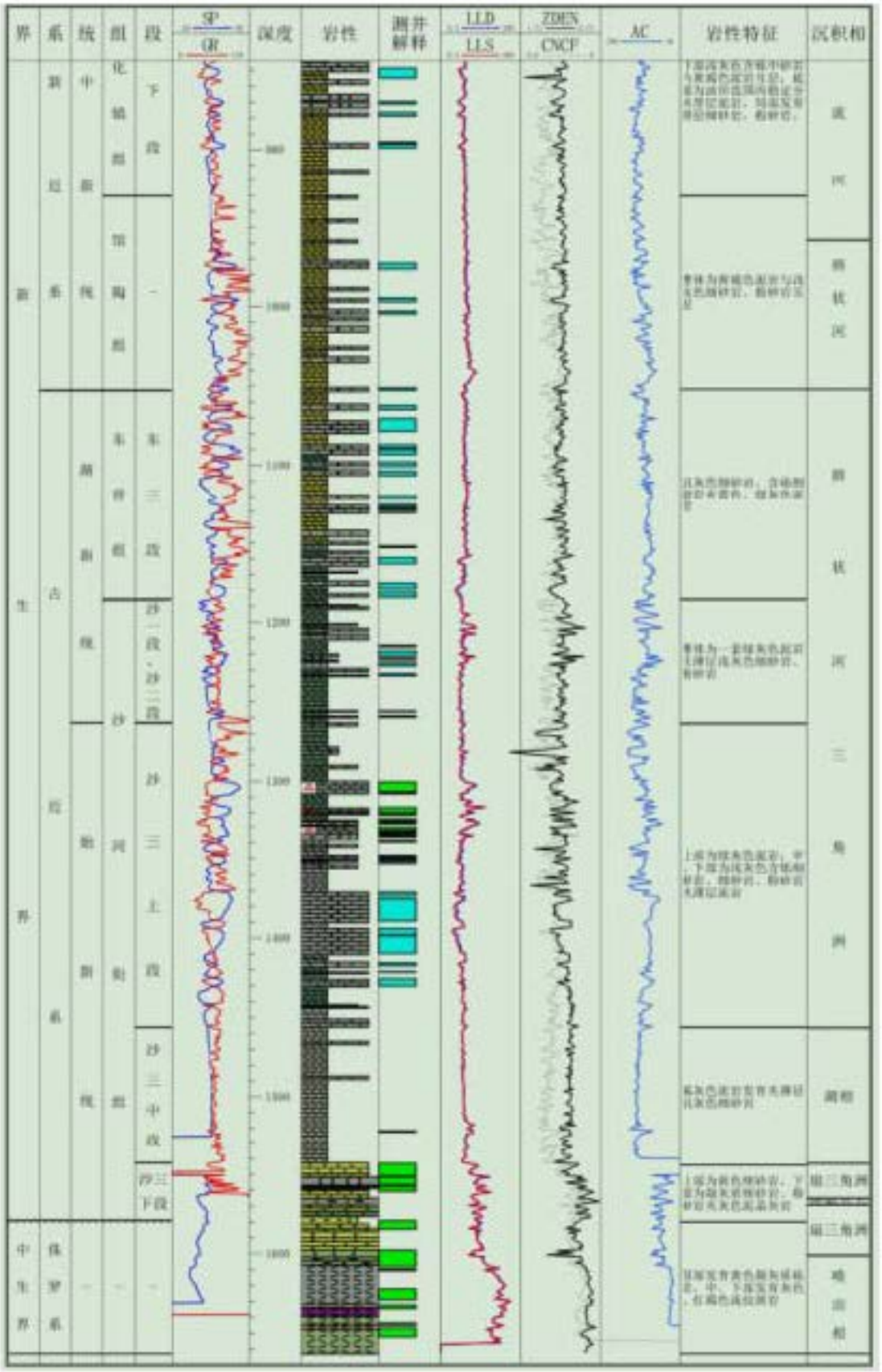


图 8.6-3　垦利 16-1 油田地层综合柱状图

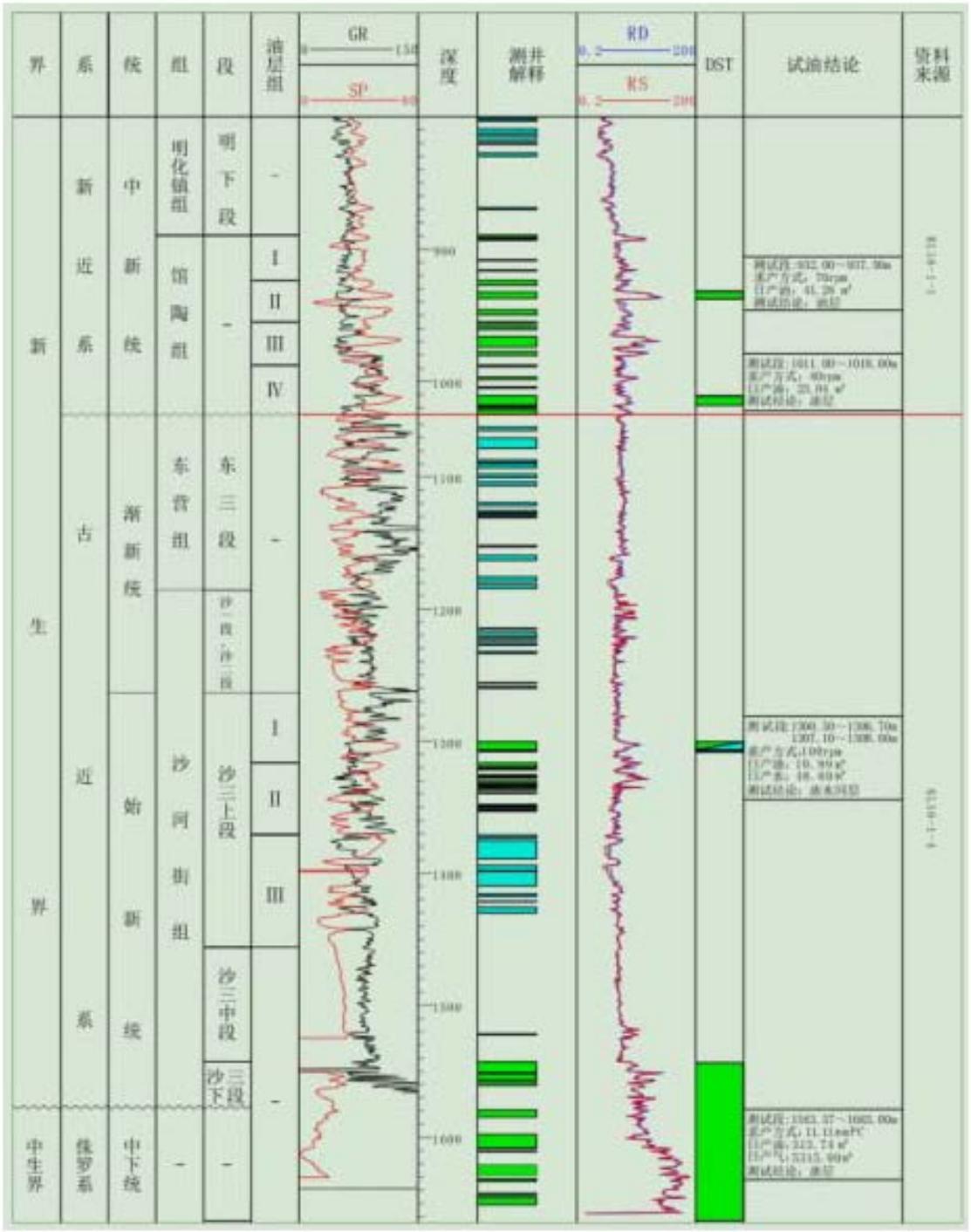


图 8.6-4　垦利 16-1 油田油层综合柱状图

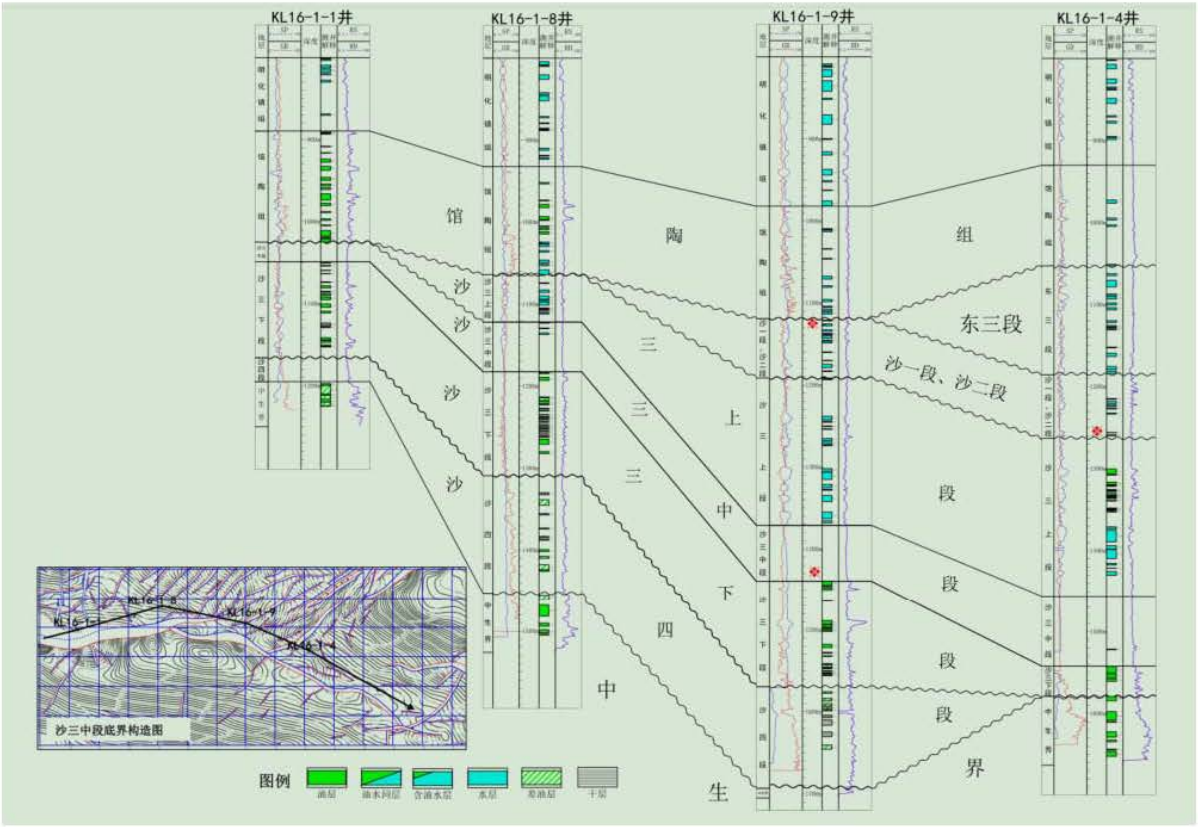


图 8.6-5　垦利 16-1 油田地层对比图

依据钻井揭示并结合地震资料分析，古近系地层横向变化明显。根据区域构造演化认识，油田范围内古近系地层早期（沙四段～沙三下段沉积时期）受控于潜山古地貌，地势呈东高西低；中期（沙三中段～东营组沉积时期）受构造反转影响，构造格局演变为西高东低，自西向东地层逐渐变厚；晚期（东营组沉积末期）受区域抬升影响地层遭受剥蚀，油田范围内东一段地层整体缺失。

第四系平原组

油田范围内 500.0m 以上井段未进行录井和测井，岩性主要为成岩性较差的流沙层及粘土层。

新近系明化镇组

油田范围内各井均钻遇明化镇组，由于平原组未录井，故明上段厚度无法确定，钻井揭示明下段地层厚度 [redacted]。明化镇组岩性总体表现为浅灰色厚层含砾中～细砂岩、细砂岩夹绿灰色泥岩特征，明化镇组底部为一套稳定分布的杂色泥岩，具有高伽马特征，是地层对比及划分的重要标志。

新近系馆陶组

油田范围内各井均钻遇馆陶组，钻井揭示地层厚度[redacted]。馆陶组下部发育一套含砾细砂岩与绿灰色泥岩互层岩性组合，具有高伽马特征，是地层对比及划分的重要标志；中、上部为浅灰色中～粗砂岩与绿灰色泥岩互层。砂岩为浅灰色，成分以石英为主，次为长石，少量暗色矿物，磨圆次圆～次棱角状，分选中等，偶见砾石，砾石成分以石英为主，砾径一般 2.0～3.0mm。泥质胶结，疏松。馆陶组为油田的主力含油层位之一，与下伏古近系地层呈角度不整合接触。

古近系东营组

受区域构造抬升影响，油田范围内东一段地层整体缺失，东二段、东三段地层仅 4 井区、10 井区钻遇，向 10 井区方向变厚。

钻井揭示东二段地层厚度[redacted]，东三段地层厚度[redacted]，岩性为浅灰色含砾细砂岩与灰色泥岩不等厚互层。东营组地层与下伏沙河街组地层呈不整合接触。

古近系沙河街组

沙一、二段：受区域构造抬升影响，油田西部的 3 井区、3Sa 井区、5 井区以及中部 1 井区沙一、二段地层遭受剥蚀，未钻遇。仅油田东部的 6 井区、4 井区以及 10 井区钻遇沙一、二段，地层自西向东逐渐变厚，钻井揭示地层厚度[redacted]，岩性主要为浅灰色细砂岩、灰白色灰质粉砂岩与灰色泥岩互层。沙一、二段地层与下伏沙三段地层呈不整合接触。

沙三上段：受区域构造抬升影响，油田西部的 3 井区、3Sa 井区、5 井区沙三上段地层遭受剥蚀，未钻遇，油田中部和东部的 1 井区、6 井区、4 井区、10 井区钻遇沙三上段，地层自西向东逐渐变厚，钻井揭示地层厚度[redacted]。岩性主要为浅灰色中～细砂岩、含砾细砂岩与灰色泥岩不等厚互层。砂岩成分以石英为主，次为长石，少量长石及暗色矿物；砾石成分以石英为主，砾径一般 2.0～3.0mm，整体磨圆度为次棱角～次圆状，分选中等，泥质胶结，疏松。沙三上段地层与下伏沙三中段地层呈整合接触。

沙三中段：油田范围内钻井均钻遇沙三中段地层，分布稳定，岩性为厚层暗色泥岩夹薄层浅灰色粉砂岩，是地层对比及划分的重要标志。沙三中段地层与下伏沙三下段地层整合接触。

沙三下段：在油田范围内，3 井区、1 井区、6 井区、4 井区以及 10 井区钻遇沙三下段地层，受东高西低古地貌控制，地层横向变化。沙三下段是本油田的又一主力含油层位。

东部 4 井区、10 井区均位于古构造高部位，地层沉积薄，钻井揭示地层厚度[redacted]。4 井区岩性主要有灰色凝灰质砂砾岩、含砾细砂岩、中～细砂岩，表现为大套厚层砂岩组合，其中储层岩性为含砾细砂岩和中～粗砂岩。4 井区、10 井区沙三下段地层与中生界地层呈不整合接触。

1 井区、6 井区位于古构造低部，沙三下段地层沉积厚，钻井揭示地层厚度[redacted]。储层的岩性主要为浅灰色细砂岩，其次为泥晶云岩、泥晶灰岩，岩性组合有砂泥岩互层和砂岩与泥晶灰岩、泥晶云岩薄互层组合。1 井区、6 井区沙三下段地层与下伏沙四段地层呈不整合接触。

沙四段：受古地貌控制沙四段厚度横向变化大，油田范围内 1 井区和 6 井区钻遇，钻井揭示地层厚度[redacted]，其中 6 井区位于古构造位置低，沙四段地层最厚。岩性主要有棕色或红褐色凝灰质砂砾岩、绿灰色凝灰质含砾砂岩、杂色含砾砂岩，表现为大套厚层砂砾岩组合特征，其中储层岩性为杂色含砾砂岩。砂岩成分以石英、长石为主，少量暗色矿物,中粒为主，少量细粒；砾石成分主要为石英、长石以及火成岩岩块，局部可见碳酸盐岩块，砾径一般 2.0～3.0mm，最大 15mm,次棱角～次圆状，分选差，泥质或凝灰质胶结，较疏松～致密。沙四段与下伏中生界地层呈不整合接触。

中生界

油田范围内 1 井区、6 井区、4 井区和 10 井区钻井均揭示中生界地层，未钻穿，揭示地层厚度[redacted]。岩性主要有火山碎屑岩和火山熔岩，可见火山角砾岩、凝灰岩、流纹岩、英安岩，其中火山角砾砾径一般 2.0～4.0mm，棱角状，基质成分主要为火山灰，致密。

8.6.1.3 储层特征

（1）储层物性特征

垦利 16-1 油田新近系馆陶组进行了 101 样次岩心常规地面孔隙度分析、渗透率分析，6 块覆压孔渗分析。垦利 16-1 油田古近系沙河街组储层段进行了 83 样次岩心、壁心常规地面孔隙度分析，44 样次岩心、壁心地面渗透率分析，4 块覆压孔渗分析。根据岩心孔渗分析结果，储层孔隙度和渗透率之间有较好的正相关性。

馆陶组

根据岩心分析，垦利 16-1 油田新近系馆陶组储层孔隙度主要分布范围[redacted]，平均值[redacted]；渗透率分布范围[redacted]，平均值为[redacted]。

根据测井解释结果，垦利 16-1 油田新近系馆陶组储层孔隙度分布范围[redacted]，平均值[redacted]；渗透率分布范围[redacted]平均值为[redacted]，具有特高孔特高渗储层特征。

毛管压力曲线以中-粗歪度为主，排驱压力[redacted]，饱和度中值压力[redacted]，孔喉半径中值[redacted]。

沙三上段、沙三中段

根据岩心分析，垦利 16-1 油田古近系沙河街组沙三上段、沙三中段储层孔隙度主要分布范围[redacted]，平均值[redacted]；渗透率分布范围[redacted]，平均值为[redacted]。

根据测井解释结果，垦利 16-1 油田沙河街组沙三上段、沙三中段储层孔隙度分布范围[redacted]，平均值[redacted]；渗透率分布范围[redacted]，平均值为[redacted]，具有特高孔、中渗储层特征。

毛管压力曲线以中-细歪度为主，排驱压力[redacted]，饱和度中值压力[redacted]，孔喉半径中值[redacted]

沙三下段

垦利 16-1 油田 1 井区、6 井区沙三下段储层进行了 37 样次壁心常规地面孔隙度分析，15 样次壁心地面渗透率分析。

根据壁心分析，垦利 16-1 油田沙河街组沙三下段储层孔隙度主要分布范围[redacted]，平均值[redacted]；渗透率分布范围[redacted]，平均值为[redacted]。

根据测井解释结果，垦利 16-1 油田沙河街组沙三下段储层孔隙度分布范围[redacted]，平均值[redacted]；渗透率分布范围[redacted]，平均值为[redacted]具有中～高孔、中渗储层特征。

基于测试、钻井漏失情况、岩心壁心观察以及成像测井资料，综合分析可知 4 井区沙三下段储层裂缝、孔洞发育；微观上，据 KL16-1-4、KL16-1-7 岩石薄片分析，表明储层具有碎屑岩颗粒支撑特征，以粒间孔为主，且发育微裂缝、岩石颗粒破碎，平均缝宽 0.03～0.15mm。综上所述 4 井区沙三下段储层储集空间为孔隙、裂缝双重孔隙，以孔隙为主，裂缝沟通孔隙形成有效渗流通道。根据测井解释结果，4 井区沙三下段储层孔隙度分布范围 5.9%～20.2%，其中裂缝孔隙度 0.02%～0.53%，表现为中～低孔、双重孔隙介质的储层特征。

沙四段

垦利 16-1 油田沙四段储层进行了 17 样次壁心常规地面孔隙度分析。根据壁心分析，沙四段储层孔隙度主要分布范围[redacted]，平均值[redacted]

根据测井解释结果，垦利 16-1 油田沙四段储层孔隙度分布范围[redacted]平均值 18.8%；渗透率分布范围[redacted]，平均值为[redacted]，具有中孔、中～低渗储层特征。

中生界

依据岩心、壁心、成像测井和薄片等资料，中生界储集空间复杂，发育孔隙裂缝、溶蚀孔洞，缝宽 0.03～0.20mm,交叉连通，形成有效渗流通道。根据测井解释结果，储层孔隙度分布范围[redacted]，其中裂缝孔隙度为 0.01%～1.52%，表现为高孔、双重孔隙介质的储层特征。

（2）储层分布特征

油田主要含油层系为馆陶组和沙三下段，储层特点如下：1）馆陶组为辫状河沉积，砂体叠置连片分布，各油组储层平面展布存在变化，非均质性强，同时储量规模需要进一步落实；2）1、6 井区沙三下段为混积岩，岩性复杂，储层储集空间及物性差异、连通性需要进一步分析；3）4 井区各井间差异明显，同时裂缝比较发育，储层平面分布范围，裂缝主控因素、裂缝平面分布特征均需要详细研究。针对方案的关键点，所做储层专题研究如下：馆陶组储层精细研究，1、6 井区储层特征研究，4 井区储层平面精细刻画，4 井区裂缝预测。

①馆陶组储层精细研究

馆陶组为辫状河沉积，物源来自西侧垦东凸起，主要发育河漫滩和辫流带亚相，在辫流带内部发育心滩和辫流河道两种微相，心滩和辫流河道发育馆陶组的两类储集层。综合钻井、测井、取心、薄片、粒度等资料，结合相似油田类比，以主力含油井区 1 井区（由 KL16-1-1、KL16-1-2 和 KL16-1-8 井三口井控制，KL16-1-1 井位于高部位，KL16-1-2 井和 KL16-1-8 井位于低部位）为例，研究了垦利 16-1 油田馆陶组储层发育模式、平面分布及连通性。

从沉积特征来看，心滩储层岩性以中、粗含砾砂岩为主，沉积构造为槽状和板状交错层理，底部发育冲刷面，自然伽马曲线呈高幅箱型、钟型特征，铸体薄片显示颗粒分选好，泥质杂基含量约 3%，孔隙较发育，粒间孔 16%，溶蚀孔 7%，连通性较好，粒度资料显示粒度中值约 0.31mm，总体反映水动力强度大；辫流河道储层岩性以细砂岩为主，沉积构造主要为板状交错层理，常见泥质条带，自然伽马曲线呈低幅箱型、钟型

特征，铸体薄片显示颗粒分选较好，泥质杂基含量约 14%，且多呈鳞片状、纤维状或条带状分布，孔隙发育一般，粒间孔 10%，溶蚀孔 8%，粒度资料显示粒度中值约 0.04mm，总体反映水动力强度略小。

在本油田辫状河研究的基础上，类比了具有相似沉积特征的蓬莱 19-3 油田，且调研了文献心滩坝宽度和长度之间的关系，以更加准确认识该区辫状河的沉积模式。蓬莱 19-3 油田 1 区、5 区北已经开发了 10 余年，具有较为完善的井网，对馆陶组 L60-L90 油组的 27 期单砂体的宽厚比（129 个样本点）进行统计，通过统计表明，砂体平均宽厚比约为 110。另外，也调研了俄罗斯勒拿河心滩坝宽度（Wp）和长度（Lp）之间的关系：Lp=2.64Wp+705。根据心滩坝宽度和长度关系计算得出，该区心滩坝储层的平均单层厚度约为 3.6m，计算心滩坝宽度平均约 400m，坝长平均约 1000m，辫流带宽度平均约 1800m。

以沉积模式为指导，受辫流带内滩和辫流河道两种沉积微相的控制，该区发育典型的两类储层，储层特征差异不大。其中：ⅰ类心滩储层岩性主要为中、粗砂岩，平均单砂体厚度 [redacted]，大部分电阻率在 [redacted] 以上，测井解释平均孔隙度 [redacted]，平均渗透率 [redacted]，具有特高孔、特高渗特征；ⅱ类辫流河道储层岩性主要为中、细砂岩，平均单砂体厚度 [redacted]，大部分电阻率在 [redacted] 以下，测井解释平均孔隙度 [redacted]，平均渗透率 [redacted]，具有高孔、高渗特征。

从测井响应特征、岩电特征和地球物理参数来看，两类储层可以有效区分，其中：ⅰ类储层电阻率＞[redacted] 为主，孔隙度＞[redacted] 为主，渗透率＞[redacted] 为主，含油饱和度＞[redacted] 为主，泥质含量＞[redacted] 为主；ⅱ类储层电阻率＜[redacted] 为主，孔隙度＜[redacted] 为主，渗透率＜[redacted] 为主，含油饱和度＜[redacted] 为主，泥质含量＞[redacted] 为主。同时，ⅰ类储层对比关系较好，是后续进行储层描述的基础。

从钻井揭示百分比和测试产能来看，1 井区ⅰ类储层占 59%，测试日产油 [redacted]，ⅱ类储层占 [redacted]，测试日产油 [redacted]。

从井震标定上来看，部分砂体具有地震响应，但无法刻画顶、底及厚度。从储层响应来看，主要表现为以下三个特点：1）ⅰ类心滩储层响应特征明显，可以刻画范围；ⅱ类辫流河道储层和泥岩响应特征较差，难以识别和区分；2）ⅰ类心滩储层对比关系好，ⅱ类辫流河道储层对比关系较差；3）馆陶Ⅰ油组为窄河道特征，主力Ⅱ～Ⅳ油组连片分布，局部受岩性控制。利用ⅰ类心滩储层地震响应特征较好及对比关系较好的特征，对单砂体进行精细对比，研究储层连通性，指导开发井网设计。

根据馆陶组储层精细研究成果，对馆陶组储量进行了分类，并对分类储量规模进行了落实。该区馆陶组油层一共划分 2 大类， i 类心滩油层和 ii 类辫流河道油层， i 类心滩油层地震上响应特征明显，根据这种特点描述了一个 i 类心滩储层的分布范围。

以 1 井区馆陶组主力油组III-1 油组为例，两类油层储量参数选取具体如下：

i 类和 ii 类油层含油面积：油底结合断层、储层描述边界综合圈定。

i 类油层有效厚度：井点之上井点之下面积权衡法（KL16-1-2 井高部位取 KL16-1-2 井井点钻遇 i 类油层厚度，KL16-1-2、KL16-1-8 井间取井点钻遇 i 类油层厚度平均值，KL16-1-8 井低部位取 KL16-1-8 井井点钻遇 i 类油层厚度的 1/2）。

ii 类油层有效厚度：借用相邻井 ii 类油层厚度（KL16-1-1 井井点钻遇 ii 类油层厚度）。

i 类油层孔隙度、含油饱和度：单井孔隙度采用 i 类油层厚度权衡法，单元孔隙度采用井点权衡值的平均值；单井含油饱和度采用 i 类油层孔隙体积权衡法，单元孔隙度采用井点权衡值的平均值。

ii 类油层孔隙度、饱和度：单井孔隙度采用 ii 类油层厚度权衡法，单元孔隙度采用井点权衡值的平均值；单井含油饱和度采用 ii 类油层孔隙体积权衡法，单元孔隙度采用井点权衡值的平均值。

馆陶组储层精细研究结果见附图 1.3-31～附图 1.3-37。

②1、6 井区沙三下段储层特征研究

1、6 井区沙三下段整体具有复杂断块的特点，其中：西侧 1 井区 KL16-1-1 井单独控制一个断块，井点位于断层根部，KL16-1-2 井和 KL16-1-8 井共同控制一个断块，KL16-1-2 井位于圈闭高部位，KL16-1-8 井位于圈闭低部位；东侧 6 井区由 KL16-1-9 井单独控制一个断块，井点位于圈闭东部低部位。主力含油断块为 1 井区 2、8 井断块。

综合钻井、录井、测井、分析化验等资料，结合区域沉积认识，认为 1、6 井区沙三下段沉积相为滨浅湖～半深湖混积滩坝相，主要物源为南侧维北凸起，顺物源方向发育了一套扇三角洲，次要物源为西侧垦东凸起，顺物源方向发育了一套辫状河三角洲，但至该区已经接近湖区的中部，主要表现为陆源碎屑与湖相碳酸盐岩混合沉积，岩性复杂，且整体岩性结构表现为薄互层特征。

从砂岩和碳酸盐岩百分含量差异上，该套混积岩划分为碳酸盐质砂岩和砂质碳酸盐岩两大类，其中，碳酸盐岩质砂岩岩性包括粉细砂岩、灰质（云质）砂岩、含砾砂岩等，单层厚度 [redacted]，砂质碳酸盐岩岩性包括泥晶灰岩（云岩）、泥质灰岩、砂质灰

岩等，单层厚度 [redacted]。其中砂岩以粉砂为主，粒度偏细，成分成熟度高。砂岩粒度概率曲线既有“两段式”又有“三段式”，跳跃和悬浮总体发育，反映了滩坝相沉积的特点。

综合元素测井、壁心、薄片等资料，对于混积岩储层的岩性进行了精确识别。其中：KL16-1-1 井沙三下段Ⅰ～Ⅲ油组均主要为碳酸盐质砂岩；KL16-1-2 井和 KL16-1-8 井Ⅰ油组和Ⅱ-1 油组主要为碳酸盐质砂岩，Ⅱ-2 和Ⅲ油组主要为砂质碳酸盐岩；KL16-1-9 井Ⅰ、Ⅱ油组主要为碳酸盐质砂岩，Ⅲ油组主要为砂质碳酸盐岩。

从该套混积岩的发育模式来看，沉积背景为宽缓斜坡带的水下古隆起（1 井区）和凹槽（6 井区），微古地貌发育，古气候半干旱～半湿润，利于碳酸盐岩的生长，同时湖平面频繁变化，先期形成的碳酸盐岩后期被陆源碎屑改造形成混积岩，最终形成了该套滨浅湖～半深湖相的混积滩坝沉积。

该套混积岩储层虽然岩性复杂，但储集空间相似，主要为孔隙（粒间孔为主、见溶蚀孔），偶见微裂缝。裂缝开度大部分介于 0.01～0.15mm 之间，根据沉积岩储层裂缝类型划分规范，主要为微缝和小缝。从 KL16-1-8 井和 KL16-1-9 井的成像测井来看，未见明显构造缝。

该套混积岩不同储层厚度和物性差异不明显，均为中～高孔、中～高渗特征。

从钻井揭示来看，该套混积岩储地比 25%～27%，油层累计厚度 22.2～28.3m，储层整体分布稳定。从地球物理特征来看，KL16-1-2 井和 KL16-1-8 井Ⅰ油组和Ⅲ油组主要表现为低速低密特征，Ⅱ油组主要表现为高速高密特征，据此对分层进行了微调，对储量进行了重新计算。从井震标定上看，合成地震记录与井旁地震道吻合较好。从过主力含油断块 2、8 井块 KL16-1-2 井和 KL16-1-8 井的地震剖面看，Ⅰ油组相变特征明显，储层存在叠置现象，Ⅱ、Ⅲ油组横向分布稳定，连续性好，从平面属性上来看，储层整体为连片分布。地质研究认为，该套混积岩为滨浅湖～半深湖混积滩坝沉积储层连片分布，结合地震相研究结果，KL16-1-2 井和 KL16-1-8 井之间沙三下段Ⅰ油组储层叠置明显，Ⅱ、Ⅲ油组储层分布稳定，连续性较好。根据储层分布研究结果，对储量进行了劈分。

根据精细古地貌恢复结果和滩坝水动力研究结果，对主力含油断块 2、8 井块滩坝体的沉积微相进行了研究。其中，Ⅰ油组 KL16-1-2 井为近岸坝沉积，岩性为浅灰色含灰质细砂岩，测井曲线形态为漏斗形，砂质成分含量 8[redacted]，平均单层厚度 [redacted]，KL16-1-8 井为混积滩沉积，岩性为浅灰色含泥灰质粉砂岩，测井曲线形态为低幅指形，

砂质成分含量[redacted]平均单层厚度[redacted]Ⅱ-1 油组 KL16-1-2 井和 KL16-1-8 井均为近岸坝沉积，岩性为浅灰色灰质粉、细砂岩，测井曲线形态为低幅指形，砂质成分含量[redacted]，平均单层厚度[redacted]；Ⅱ-2 油组 KL16-1-2 井和 KL16-1-8 井均为混积滩，岩性为浅灰色～深灰色灰质粉砂岩，测井曲线形态为低幅齿形，砂质成分含量[redacted]，平均单层厚度[redacted]；Ⅲ油组 KL16-1-2 井和 KL16-1-8 井均为混积滩，岩性为深灰色～褐灰色粉砂质灰岩、灰质粉砂岩，测井曲线形态为低幅齿形，砂质成分含量[redacted]，平均单层厚度[redacted]。综合沉积微相、颜色、岩性、砂质成分含量和单层厚度，研究主力断块 2、8 井块的储层连通性，连通率取 51%。

6 井区 KL16-1-9 井沙三下段井点附近同相轴连续性较好，往西反射变杂乱，西侧高部位储层存在不确定性。该井沙三下段Ⅱ油组 DST2 测试段岩性为碳酸盐岩质砂岩，测试压力未恢复。综合分析证明，井点西侧高部位存在地层能量不足或储层连通性风险。

③4 井区沙三下段储层精细研究

4 井区有三口井，自北西向南东依次为 KL16-1-4、KL16-1-7、KL16-1-10 井，且主要在 KL16-1-4 井和 KL16-1-7 井沙三下段的顶部含油，钻遇油层厚度分别为[redacted]和[redacted]。

4 井区沙三下段发育扇三角洲沉积，物源主要来自东侧基岩风化区，主要发育前缘亚相的水下分流河道微相和平原亚相的分流河道微相。井区内三口井在岩性、电性、储集空间和物性上均有明显不同。

岩性特征：综合岩心、壁心及薄片资料，KL16-1-4 井沙三下段顶部储层段岩性主要为中、细砂岩，泥晶灰岩（云岩），底部非储层段岩性主要为凝灰质砂砾岩、凝灰岩；KL16-1-7 井沙三下段岩性均表现为硅质砂岩；KL16-1-10 井沙三下段岩性主要为含砾砂岩。

电性特征：根据测井资料，总体来看，KL16-1-4 井和 KL16-1-10 井沙三下段测井曲线形态均表现为顶部突变、底部渐变的“单界面”特征，KL16-1-7 井沙三下段测井曲线形态则表现为顶、底突变的“双界面”特征。其中，KL16-1-4 井沙三下储层段具有低伽马、低电阻、较低密度的测井响应特征，与中生界差别不大；KL16-1-7 井沙三下储层段具有低伽马、高电阻、高速度、高密度的测井响应特征，与中生界差别大；KL16-1-10 井沙三下储层段具有低-中伽马、高电阻、高速度、高密度的测井响应特征，与中界差别不大。

储集空间特征：综合钻井漏失、测试、壁心、成像测井及薄片资料来看，该井区发育裂缝。其中，KL16-1-4 井储层上部砂岩段为孔隙型储层，下部碳酸盐岩层段（泥晶灰岩）为裂缝-孔隙型储层，KL16-1-7 井储层段为孔隙-裂缝型储层。

物性特征：综合测井解释、岩心壁心物性分析、薄片及测井资料，总体来看，KL16-1-4 井和 KL16-1-10 井储层段基质孔隙度和基质渗透率较 7 井储层段大。其中，KL16-1-4 井储层段表现出中～高孔、低渗特征，测井解释平均基质孔隙度 [redacted]，平均基质渗透率 [redacted]，平均裂缝孔隙度 0.11%，KL16-1-7 井表现出特低孔、特低渗特征，测井解释平均基质孔隙度 [redacted]，平均基质渗透率 [redacted]平均裂缝孔隙度 [redacted]，KL16-1-10 井储层段表现出中～低孔、低～特低渗特征，测井解释平均基质孔隙度 [redacted]，平均基质渗透率 [redacted]KL16-1-7 井油层段基质储层物性差的原因主要受硅质胶结作用，颗粒增生石英胶结强烈，岩石致密，孔隙发育差。

从地震特征来看，4 井区内三口井沙三下段储层岩性、物性的差异是地球物理响应特征存在差异的原因。KL16-1-4 井为“单界面”测井响应特征，底部非储层段（岩性主要为凝灰质砂砾岩、凝灰岩）岩性特征与中生界（顶部岩性主要为凝灰质火山角砾岩）差别不大，阻抗与下伏潜山较为一致，地震相表现为两谷夹一峰、较杂乱反射。KL16-1-7 井为“双界面”测井响应特征，底部非储层段（岩性主要为硅质砂岩）岩性特征与中生界（顶部岩性主要为砂砾岩、花岗岩）差别较大，硅质胶结作用使得沙三下段孔隙发育差，形成高速高密段，地震相特征表现为一峰一谷、低频的顶底反射特征。KL16-1-10 井为“单界面”测井响应特征，岩性特征与中生界一致，均为一套含砾砂岩，地震相特征表现为底部能量弱、低频的近似顶底反射特征。另外，在主力含油井块 4 井和 7 井之间存在明显的波谷尖灭特征。

在前述分析的基础上，对 4 井区沙三下段储层进行了正演分析，结果表明正演分析与实际地震资料地震相特征较为一致，说明可以利用该套资料进行较为精细的储层分布研究。

通过利用基于神经网络技术的波形分类技术来识别储层边界。基于神经网络技术的波形分类技术，代表了储层横向变化导致的地震波形的变化，可以间接识别储层变化界线。储层的任何物性参数的变化总是反映在地震道波形形状的变化上。基于神经网络技术的波形分类就是将地震数据样点值的变化转换成地震道形状的变化，道形状分类代表了地震信号的真实的横向异常。因 4 井区沙三下段的三口井储层存在明显差异，其地震响应波形必然也存在差别，通过地震相分布及变化，可以描述不同井块的储

层分布。

另外，结合地震属性、常规地震资料和 90 度相移资料对储层平面变化界限进行了刻画，与储层分类技术识别的储层边界一致。从最小振幅积和最小振幅差属性上看，各井区特征差异明显。同时从不同方向的常规地震剖面和 90 度相移剖面来看，井间相变点均清晰可见且位置一致，且与平面属性、波形分类结果保持一致。综合以上资料确定了各井之间的储层变化界限。OIP 阶段认为 KL16-1-4 井和 KL16-1-7 井位于同一断块，作为一个单元计算储量，根据储层分布研究结果，本次细分成了 4 井块和 7 井块两个部分，对界面选取、含油面积和储量均有影响。

④4 井区沙三下段裂缝研究

根据 4 井区测试、钻井漏失情况分析以及岩心壁心观察，可知 4 井区沙三下段储层发育裂缝、孔洞，且从 KL16-1-4、KL16-1-7 井成像测井资料也可见裂缝发育。其中，KL16-1-4 井沙三下段整体裂缝不发育，裂缝主要发育在碳酸盐岩段（主要岩性为泥晶灰岩（云岩）），因此，从储集空间来看，KL16-1-4 井沙三下段砂岩段为孔隙型储层，碳酸盐岩段主要为裂缝-孔隙型储层。从生产测井分析可知，裂缝-孔隙型碳酸盐岩储层是主要的产出段。KL16-1-7 井裂缝硅质砂岩储层段均发育，从储集空间来看，为孔隙-裂缝性储层，基质物性差，薄片显示岩石颗粒存在明显的增生石英胶结，基质孔隙发育差。

通过成像测井资料对 KL16-1-4、KL16-1-7 井的裂缝产状和密度等参数进行了研究。其中，KL16-1-4 井沙三下段碳酸盐岩段发育裂缝 13 条，纵向裂缝密度 1.69 条/m，倾角 10～73 度，走向主要为北西、南西西向。KL16-1-7 井沙三下段硅质砂岩段发育裂缝 43 条，倾角 33～83 度，走向主要为北西向。从裂缝发育控制因素来看，主要控制因素为构造因素，KL16-1-4 井处于构造高部位，周边发育 6 条断层，构造活动强度较大，因此裂缝密度较大，KL16-1-7 井处于构造低部位，周边仅发育 2 条断层，构造活动强度较小，因此裂缝密度较小，次要控制因素为岩性因素，KL16-1-4 井仅在碳酸盐岩段发育，砂岩段不发育，碳酸盐岩段岩石脆性较强，裂缝集中发育，因此裂缝密度较大，KL16-1-7 井硅质砂岩段岩性脆，均发育裂缝，但发育程度与 KL16-1-4 井碳酸盐岩段相比要低。

运用 3DMOVE 综合地质分析平台来对裂缝平面分布进行预测。断裂等构造活动使地层产生相应形变，通过构造正、反演模拟对裂缝平面分布进行预测。首先对建立的三维构造模型进行构造恢复，通过褶皱恢复、断层恢复等步骤依次把构造恢复至未变形

状态，再通过正演计算得到断层活动过程中产生的应变属性。利用反映构造形变程度的应变属性预测裂缝的密度。结果表明，裂缝平面发育程度图与井点统计结论一致，均为 4 井块裂缝密度较大。

8.6.1.4 油藏类型

（1）油藏控制因素

垦利 16-1 油田构造上位于莱州湾凹陷的南部斜坡带，北、东两面紧邻莱州湾凹陷北洼和南次洼，油源供给充足。明化镇组底部大套杂色泥岩与馆陶组辫状河沉积砂岩、沙三中段厚层泥岩与下覆滨浅湖～半深湖相滩坝相混积岩及扇三角洲沉积砂岩，形成良好储盖组合，利于油气保存。受走滑-伸展双动力作用影响，垦利 16-1 构造及其围区断裂非常发育断，且以伸展性质为主，形成有效的运移通道，油气运移至油田范围内的馆陶组、沙河街组、中生界成藏。

目前钻探证实，垦利 16-1 构造各井区油气富集具有差异性，综合分析认为双洼供烃、差异成藏是造成平面上的油气差异的主要原因，表现为：东部（4、6 井区）为近源“侧向式”运聚模式，在古近系沙河街组和中生界潜山成藏；中部（1 井区）为远源“阶梯式”运聚模式，具复式成藏特征；西部（3、3Sa、5 井区）为远源“网毯式”运聚模式，在新近系馆陶组成藏。

（2）油藏类型

钻井证实，垦利 16-1 油田构造类型主要为受边界断层控制的断半背斜、断块构造，纵向上具有多套油水系统，油藏类型主要为层状构造油藏，油藏埋深 [redacted]。

垦利 16-1 油田馆陶组油藏埋深 [redacted]，中～浅层油藏，以层状构造油藏为主，局部受岩性控制，同一断块内纵向上多套流体系统，油水分布主要受构造控制。

沙河街组油藏埋深 [redacted]，中～浅层油藏，以层状构造油藏为主，KL16-1-2 井在沙三中段揭示地层油藏。

中生界油藏埋深 [redacted]，中～浅层油藏，油层分布受储层分布控制，沿潜山顶部层状分布，为似层状油藏。油藏剖面见下图。

图 8.6-6　垦利 16-1 油田馆陶组过 KL16-1-3～KL16-1-5 井油藏剖面图

图 8.6-7　垦利 16-1 油田沙河街组过 KL16-1-6 井油藏剖面图

图 8.6-8　垦利 16-1 油田沙三下段、中生界过 KL16-1-4～KL16-1-7 井油藏剖面图

图 8.6-9　垦利 16-1 油田馆陶组、沙河街组、中生界过 KL16-1-1～KL16-1-8 井油藏剖面图

8.6.2 油藏工程

8.6.2.1 开发方式

垦利 16-1 油田纵向上分为馆陶组和沙河街组及中生界，各开发单元均具有一定的天然弹性能量，但受构造及断层控制影响，部分单元天然能量较弱，采用天然能量开发水驱波及系数小、采收率低。结合开发单元水体大小分析，推荐方案中垦利 16-1 油田 1 井区馆陶组、沙三下段，6 井区沙三上段采用人工注水方式开发。6 井区沙三下段和沙四段采用天然能量开发。

8.6.2.2 油田压力保持水平

垦利 16-1 油田设计采油井最小井底流压为 6.000MPa。油田各开发单元注采平衡（地下体积），油田地层压力保持原始地层压力水平。

表 8.6-1 垦利 16-1 油田注水井原始地层压力预测表

井名	A8	A9	A10	A11	A15	A16	A21
原始地层压力（MPa）	9.33	9.81	9.90	9.75	11.93	11.90	12.62

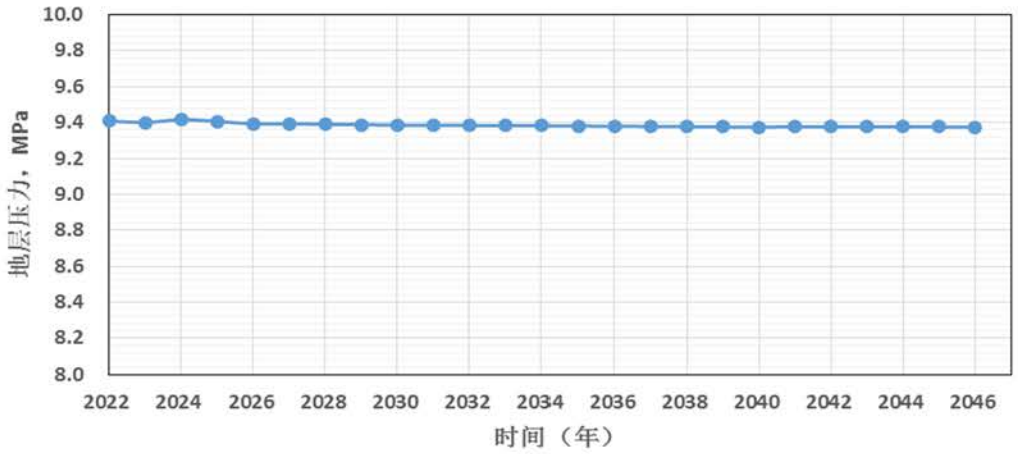


图 8.6-10 垦利 16-1 油田 1 井区馆陶组地层压力历年保持水平曲线

以垦利 16-1 油田 1 井区馆陶组地层压力随时间变化为例，说明油田压力保持水平（图 8.6-10），注水后，地层压力逐渐恢复至保持平衡。对比初始地层压力和目前地层压力，见图 8.6-11、图，其地层压力均未出现高压区，累计生产 25 年，地层平均压力降低 0.06～0.62MPa。

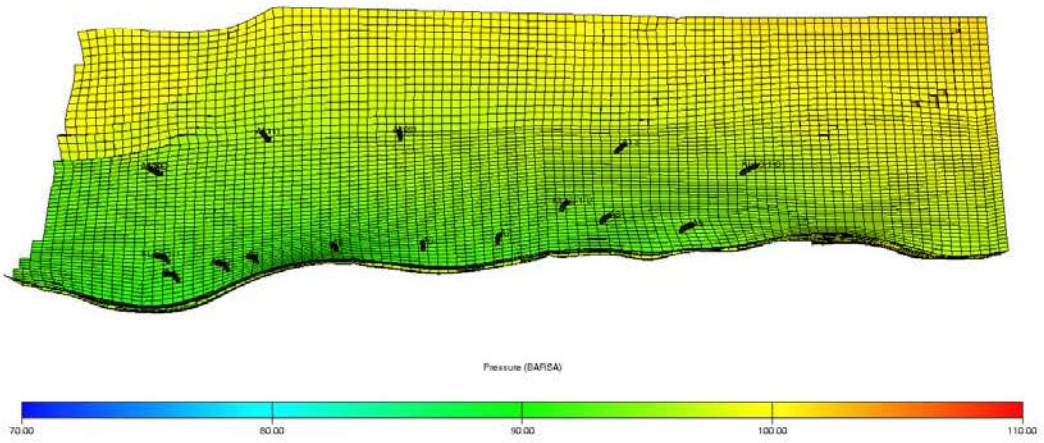


图 8.6-11 井区馆陶组开发初期压力场分布图

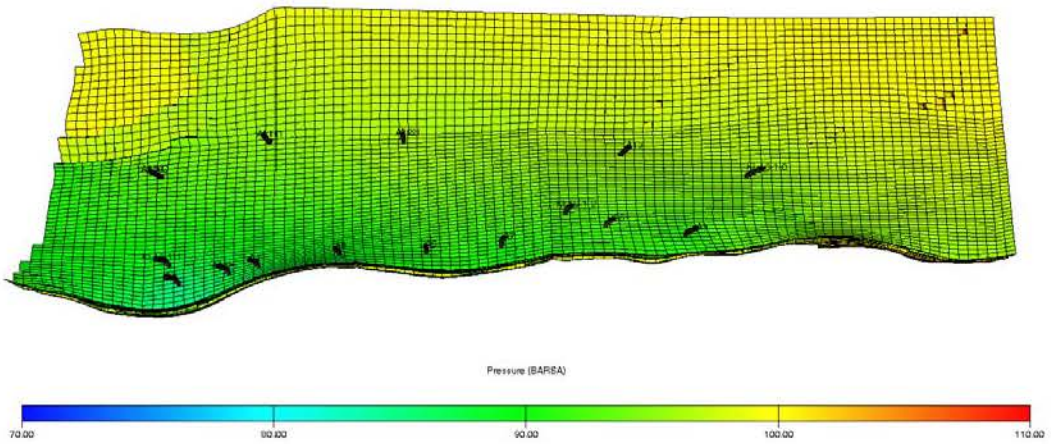


图 8.6-12 井区馆陶组开发 25 年后压力场分布图

8.6.2.3 开发方案

由于平台受环境影响因素制约，为满足环评需求，WHPA 平台须移出生态红线约 0.2km，仅开发 1、6 井区。移出生态红线约 0.2km 推荐方案动用原油地质储量 [redacted]。开发方式为注水开发。结合钻采、工程对钻井时序的安排，于 2021 批次投产。高峰年产油：[redacted]。25 年累积产油 [redacted]，原油采收率 [redacted]

8.6.3 钻完井工程

8.6.3.1 井身结构及套管程序

垦利 16-1 油田的探井资料表明该地区孔隙压力目前为正常压力梯度，根据地层压力预测结果，结合井壁稳定性专题研究，根据不同井型和完钻地层进行井身结构针对性设计。对于水平井，表层套管下到明上段，9-5/8”套管下到明下段，7”套管着陆，6”

井眼钻水平段。对于定向井，两层套管井，表层套管下到明上段，9-5/8”套管完井；三层套管井（如馆陶组深井），可适当增加表层套管下深，9-5/8”套管封固明下段，7”尾管完井。

1）隔水导管下入方式

隔水管在安装导管架时一起锤入，初步确定入泥深度 50m 左右（锤到持力层，并满足井口支撑要求），实际入泥深度根据地质调查情况确定。

2）隔水导管尺寸

隔水导管规格为：考虑风、浪及冬季冰期影响，参照周边油田隔水导管使用规格，单筒单井选用外径 20"、X52、1"壁厚，单筒双井选用外径 36"、X52、1"壁厚。

垦利 16-1 油田属于正常的压力系统，根据地漏试验数据，表层套管下深 400 米和 800 米，均满足下部井段安全钻井井控要求。

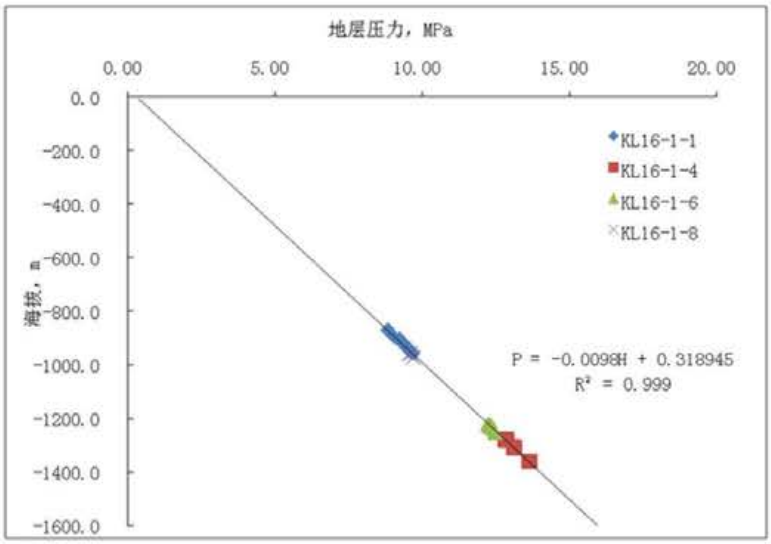
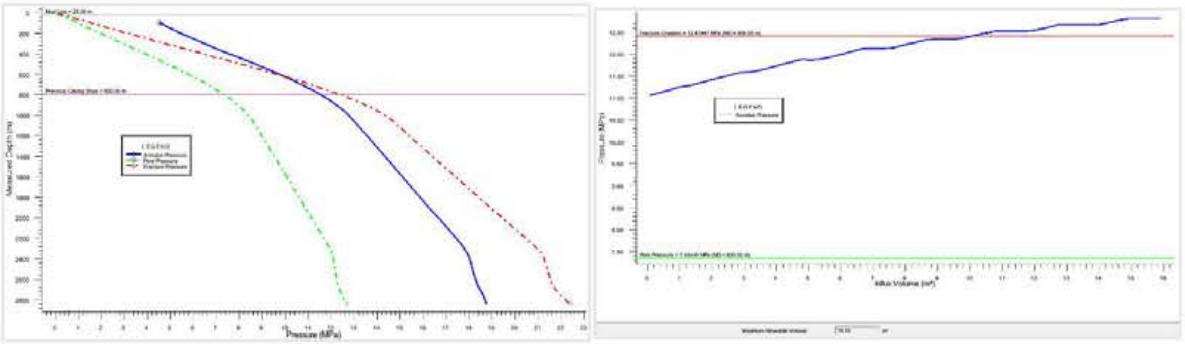


图 8.6-13 地层压力展示图



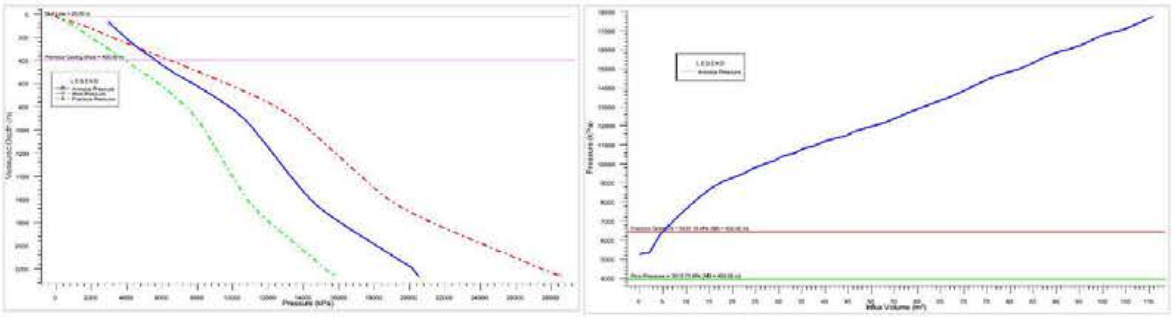


图 8.6-14 井控设计模拟计算曲线

表 8.6-1 井身结构及套管程序设计表

序号	目的层位	井型	井数	井别	井名	井深分类	井深	套管尺寸（in）×下深（m）
1	馆陶组	定向井	2	生产井	A6	1000-2000m	[redacted]	[redacted]
				生产井	A7			
			2	注水井	A11	2000-3000m		
				生产井	A4			
			4	生产井	A2	3000-3500m		
				生产井	A3			
				注水井	A9			
				注水井	A10			
			2	生产井	A1	3500-4000m		
				先期排液注水井	A8			
			2	生产井	A30	4000m以上		
				生产井	A31			
		水平井	1	生产井	A12H	3500-4000m		
2	沙河街组	定向井	5	生产井	A13	1000-2000m		
				先期排液注水井	A16			
				生产井	A18			
				注水井	A29			
				生产井	A14			
			8	先期排液注水井	A15	2000-3000m		
				注水井	A21			
				生产井	A25			
				生产井	A20			
				生产井	A22			
				生产井	A17			
				注水井	A27			

				注水井	A28		[redacted]	[redacted]
			2	生产井	A23	3000-3500m	[redacted]	[redacted]
				生产井	A24		[redacted]	[redacted]
			1	注水井	A26	3500-4000m	[redacted]	[redacted]
3	中生界	定向井	2	生产井	A19		[redacted]	[redacted]
				生产井	A32		[redacted]	[redacted]
			1	生产井	A5	3500-4000m	[redacted]	[redacted]

井身结构套管下入深度数据主要依据不同类型井设计平均井深确定，实际作业时需根据单井轨迹进行井身结构及套管下入深度设计。同时通过井控模拟分析，研究结果表明表层套管的下深满足井控要求。在具体实施过程中，需要根据实际的地层压力情况，进行单独的井身结构设计。

8.6.3.2 各井过断层情况

表 8.6-2 垦利 16-1 油田钻井平台开发井钻遇断层信息统计

井名	断层编号	断点海拔（m）	断距（m）	断层性质
A1	F07	495	5	正断层
	F06	865	60	正断层
A2	F07	465	5	正断层
	F06	780	60	正断层
A3	F07	480	5	正断层
	F06	820	60	正断层
A4	F07	530	10	正断层
	F06	865	60	正断层
A5	F07	480	5	正断层
	F06	855	30	正断层
A6	F07	490	5	正断层
	F06	800	50	正断层
	未编号层间断层	870	20	正断层
A7	F07	490	5	正断层
	F06	720	70	正断层
	未编号层间断层	790	20	正断层
A8	F07	420	10	正断层
	F06	695	60	正断层
	未编号层间断层	775	20	正断层
A9	F07	445	15	正断层
	F06	735	70	正断层
A10	F07	445	10	正断层
	F06	730	50	正断层

	未编号层间断层	805	20	正断层
A11	F07	425	10	正断层
	F06	700	60	正断层
	未编号层间断层	775	10	正断层
A12H	F07	530	10	正断层
	F06	925	50	正断层
A13	F07	510	10	正断层
	F06	940	50	正断层
A14	F07	485	20	正断层
	F06	995	70	正断层
A15	F07	495	15	正断层
	F06	790	70	正断层
	未编号层间断层	865	30	正断层
A16	F07	510	15	正断层
	F06	820	70	正断层
	未编号层间断层	955	10	正断层
井名	断层编号	断点海拔（m）	断距（m）	断层性质
A17	F07	440	15	正断层
	F06	730	70	正断层
	未编号层间断层	795	10	正断层
A18	F07	465	15	正断层
	F06	750	70	正断层
	未编号层间断层	805	20	正断层
A19	F07	450	15	正断层
	F06	840	60	正断层
	未编号层间断层	940	20	正断层
A20	F06	555	30	正断层
A21	F06	550	30	正断层
A22	F06	540	30	正断层
A23	F07	505	20	正断层
	F06	1095	60	正断层
	F43	1160	30	正断层
	F15	1240	30	正断层
	F42	1325	30	正断层
A24	F07	445	10	正断层
	F06	740	50	正断层
	未编号层间断层	830	30	正断层
A25	F07	505	20	正断层
	F06	820	50	正断层
A26	F07	460	15	正断层
	F06	720	60	正断层
A27	F07	510	20	正断层
	F06	760	60	正断层
	未编号层间断层	860	20	正断层
A28	F07	470	20	正断层

	F06	720	60	正断层
	未编号层间断层	780	20	正断层
A29	F07	465	20	正断层
	F06	760	60	正断层
	F43	815	30	正断层
A30	F07	440	20	正断层
	F06	710	60	正断层
A31	F07	450	20	正断层
	F06	710	60	正断层
A32	F07	470	20	正断层
	F06	885	70	正断层
	未编号层间断层	1010	20	正断层

表 8.6-3　垦利 16-1 油田探井钻遇断层信息统计

井名	F06		F07	
	断点深度（海拔 m)	断距（m）	断点深度（海拔 m)	断距（m）
KL16-1-1	595±30	15±5		
KL16-1-2	765±30	20±5		
KL16-1-6	1370±30	60±30	815±30	25±5
KL16-1-7			1230±30	40±20
KL16-1-8	455±30	15±5	1105±30	30±15

从上述列表看出，部分断层探井钻遇过，并且钻遇过程中未发生漏失，因此对于垦利 16-1 油田钻井过程中钻遇的断层风险可控。

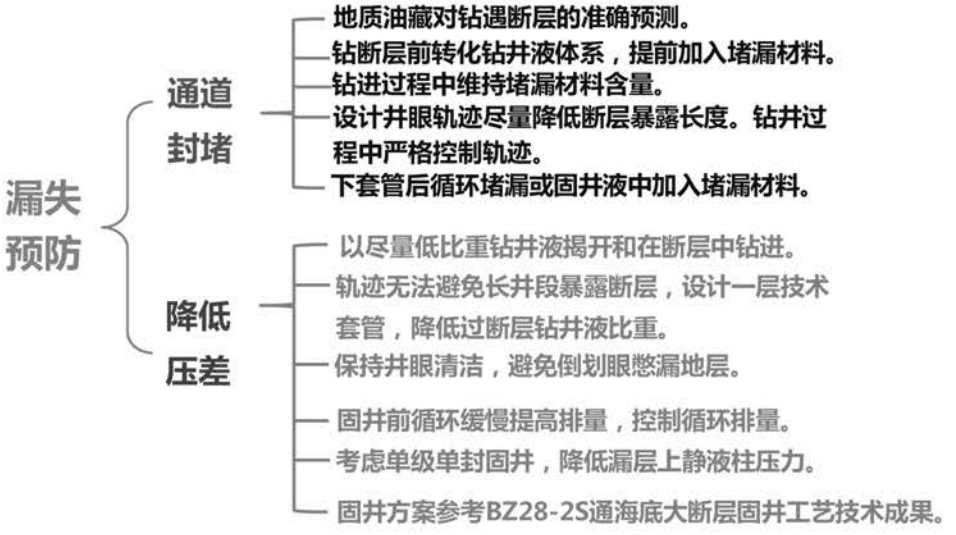


图 8.6-15 针对断层制定的钻完井技术措施

8.6.3.3　固井方案

13-3/8"套管采用单级固井，水泥返至井口；9-5/8"套管采用单级固井固井，领浆返入 13-3/8"套管鞋上下 100m（合格段），大位移井采用低密度水泥浆体系；7"尾管采用

尾管固井；生产套管固井时尾浆返至油气层顶部 200 米以上，同时须封固该井段的断层。

8.6.4 油田注水

根据油藏工程研究结果和开发设计要求，开发方案中的定向注水井均采用分层注水，各层以采定注，各层累计注采比小于 1.0，确保注水安全。

8.6.4.1 最大井口注入压力

根据垦利 16-1 油田油藏潜力方案，共有 11 口注水井，注水层位包含馆陶组和沙河街组。

应用《垦利 16-1 油田井壁稳定性研究》专题成果，取破裂压力梯度 0.0183MPa/m，安全系数取 0.85，计算单井最大井底允许注入压力，结合对应注水量在选定油管尺寸下的沿程摩阻，按照分层注水井前期研究阶段注水井井口注入压力公式计算单井井口注入压力，见下表，其中 A9 井对应的井口注入压力最高，其值为 9.6MPa。

表 8.6-4 注水井井口逐年最大允许注入压力（单位 MPa）

井号	靶点垂深	层位	地层破裂压力	最大注水量	静液柱压力	最大注水压力
A8	975	馆陶	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
A9	1035	馆陶	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
A10	1070	馆陶	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
A11	1269	馆陶	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
A15	1257	沙三下	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
A16	1210	沙三下	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
A21	1480	沙三上	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
A26	1200	沙三下	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
A27	1200	沙三下	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
A28	1305	沙三下	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
A29	1347	沙三下	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]

从满足配注要求和保证地层不被压裂，并结合注水能耗综合考虑，推荐垦利 16-1 油田平台注水井在采用推荐油管尺寸后，井口注入压力见下表。

表 8.6-5 垦利 16-1 油田注水井井口注入压力

平台名称	井口注入压力（MPa）
WHPA	9.6

注水过程中合理控制注水压差及井口注入压力可以避免压破地层导致溢油的风险。对于不同的注水层段，可使用配水器节流实现不同注水层段的协调注水。井口注入压力与注水井实际注入量有较大的关系，在生产过程中需要根据注水井实际注入量进行实时计算。各层实际配注量与油管摩阻、配水器的节流压降关系密切，当注入量改变时

将影响油管摩阻与配水器的节流能力，从而造成某一层的实际注入压力超过或低于设计值，因此在生产过程中需加强各层吸水能力的监测，当注入量发生变化时，需对井下配水器嘴后的压力重新进行计算并对井口注入压力进行修正。注入过程加强水质监测，重点实行井口的水质指标监测管理。

8.6.4.2 增注措施

对于达到最大注入压力仍无法满足配注要求的注水井，需及时进行酸洗、酸化等作业以解除堵塞，使其恢复注水能力。鉴于储层敏感性特征，建议在实施增产增注措施过程中，优选药剂体系。

8.6.4.3 注水井动态监测

注水井动态监测按照 Q/HS2001-2002《海上油气田开发井动态监测资料录取要求》执行，加强地面注水压力和注水量的监测，采用同心测调工艺或井下压力计定期监测地层压力。

8.6.4.4 注水溢油风险分析

在开发方案编制阶段，由地震、地质专业进行地层断层的预测，初步明确了开发井同周边断层的关系。根据地质研究结果，优化钻井轨迹设计，避开钻遇延伸到海底或接近海底的地质断层，合理设计套管程序、固井方案和注水压力，规避了注水溢油风险。

通过风险断层排查，在垦利 16-1 油田 1 井区范围内排查出 22 条风险断层，其中：从目的层段直接断至海底的断层有 5 条（F03、F06、F07、F08、F12）；浅层断至海底但未断至目的层的断层，与直接断至海底的大断层相搭接的断层有 1 条；未断至海底，但断至目的层并向上搭接到直接断至海底的大断层上的，有 4 条（F14、F23、F25、F44）；断至目的层，未断至海底，未与直接断至海底的大断层搭接的断层有 12 条（F04、F24、F49 及部分非主要层间断层）。6 井区范围内排查出 17 条风险断层，其中目的层段直接断至海底的断层有 2 条（F06、F07)；未断至海底，但断至目的层并向上搭接到直接断至海底的大断层上的断层有 6 条(F11、F15、F26、F40、F42、F43)；断至目的层，未断至海底，未与直接断至海底的大断层搭接的断层有 5 条（F39 及部分非主要层间断层）。

根据油气成藏理论分析，这些断层目前具有封堵性。注水过程中合理控制注水压差及井口注入压力可以避免压破地层导致溢油的风险。

8.6.5 地质性溢油风险及预防措施

在前期研究阶段，已针对垦利 16-1 构造进行了断层精细解释，为规避溢油风险，本次重点进行风险断层的排查，并对开发井与断层的空间关系做了系统分析。

在垦利 16-1 油田范围内，利用现有的三维地震资料，并借助浅层三维地震资料的方差切片，对油田范围内的全部断层进行逐条排查，识别出风险断层，并将风险断层分为五类：

a、断层直接从目的层段延伸到海底的，断层颜色涂红；

b、浅层断至海底但未断至目的层的断层，与 a 类断层相搭接，断层颜色涂绿；

c、断层未断至海底，但断至目的层并向上搭接到 a 类断层上的，断层颜色涂蓝；

d、浅层断至海底但未断至目的层的断层，断层颜色涂粉；

e、断至目的层，未断至海底，未与 a 类断层搭接，断层颜色涂黑。

在这五类断层中，风险最大的断层为 a 类，其次为 b、c、d 和 e 类断层。

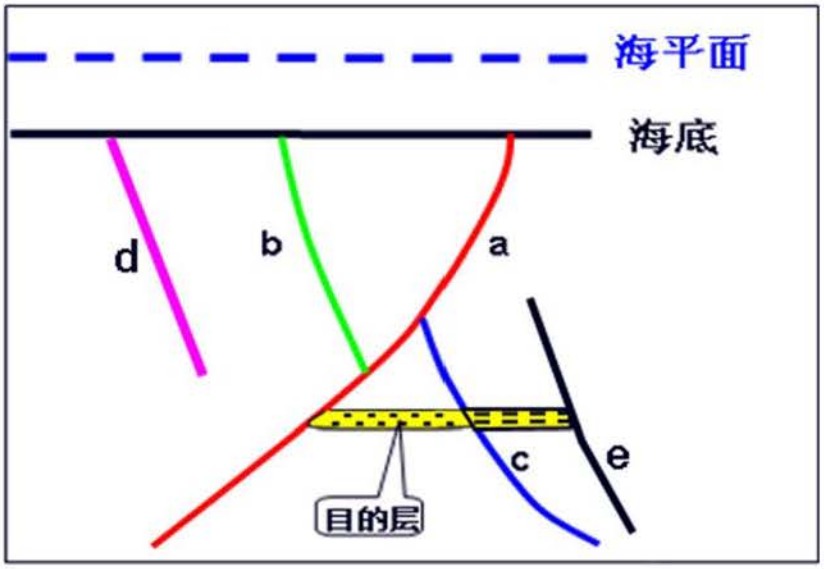


图 8.6-16 垦利 16-1 油田构造风险断层类型示意图

通过风险断层排查，在垦利 16-1 油田 1 井区范围内排查出 22 条风险断层，其中 a 类断层有 5 条（F03、F06、F07、F08、F12），b 类断层 1 条，c 类断层有 4 条（F14、F23、F25、F44），e 类断层 12 条（F04、F24、F49 及部分非主要层间断层）。6 井区范围内排查出 17 条风险断层，其中 a 类断层有 2 条（F06、F07），c 类断层有 6 条(F11、F15、F26、F40、F42、F43)，e 类断层有 5 条（F39 及部分非主要层间断层）。这些断层为重点关注的溢油风险断层。根据油气成藏理论分析，这些断层目前具有封堵性。注水过程中合理控制注水压差及井口注入压力可以避免压破地层导致溢油的风险。

为了分析开发井与断层空间关系，根据目的层段的构造图，对推荐注水井在目的层段与邻近断层之间的距离进行了统计。1 井区 10 口注水井（A8、A9、A10、A11、A15、A16、A26、A27、A28、A29）在目的层段与风险断层的距离为 100～735m；6 井区 1 口注水井（A21）在目的层段与风险断层的距离为 150m。

另外，通过已钻井和浅层（海拔埋深小于-1000m）地震剖面特征进行对比分析，在设计平台处的浅层（海拔埋深小于-1000 米）在剖面上存在浅层气的可能性较小，但受资料所限，且 KL16-1-6 井在沙三上段钻遇气层（2.1m/2 层，埋深为-1145.4m～-1151.3m），不排除新钻开发井钻遇浅层气的风险，请钻完井等各专业做好预防措施。

表 8.6-6　注水井在目的层段与邻近断层之间的距离统计

井区	井名	井别	具体层位	海拔（m）	距离风险断层最小距离（m）
1 井区	A8	先期排液注水井	馆陶组	[redacted]	215
	A9	注水井	馆陶组	[redacted]	360
	A10	注水井	馆陶组	[redacted]	735
	A11	注水井	馆陶组	[redacted]	515
	A15	先期排液注水井	沙三下段	[redacted]	120
	A16	先期排液注水井	沙三下段	[redacted]	270
	A26	注水井(潜力注水井)	沙三下段	[redacted]	100
	A27	注水井(潜力注水井)	沙三下段	[redacted]	120
	A28	注水井(潜力注水井)	沙三下段	[redacted]	270
	A29	注水井(潜力注水井)	沙三下段	[redacted]	170
6 井区	A21	注水井	沙三上段	[redacted]	150

8.6.5.1　钻、完井方案采取的风险防范措施

根据地质研究结果优化钻井轨迹设计，事先识别并尽可能使注入井避开通海底或接近海底的地质断层；

事先识别压力异常地层，合理设计套管程序，制定有针对性的井控预案并加强随钻监测；

在钻完井作业过程中备足钻井液材料，以备及时、妥善的处理可能遇到的溢流和井涌；

对于碰撞风险点，加强钻进过程的跟踪与监测，根据碰撞风险征兆判断是否具有

碰撞风险；

利用防碰模拟软件，对轨迹进行跟踪分析；

加强现场测量，提高轨迹精度；

对于碰撞风险点以上井段，利用陀螺进行轨迹复测；

利用地层标定，来消除上部误差椭圆。

8.6.5.2 注水井采取的风险防范措施

海上注水井安全井控措施主要由井口安全阀、封隔器、注水井口、井口控制盘等构成。井口安全阀安装于注水井口上，井下封隔器用来封闭油管和套管环空。井口安全阀由安全阀井口控制盘统一控制；

严格按设计注入压力和注入量进行注水作业。制定注水系统日常作业和监控程序，进行注水压力和注水量的监测，一旦发现注水压力和流量异常立刻停止注水，查明原因并采取相应措施；

优化注入水量和采出液量，实现注采平衡，从而保持地层压力稳定；

对因水质等原因导致的注入压力高的注水井及时实施解堵等措施，缓解注入压力高的问题；

对于注水井实行分层注水、精细注水管理措施，维持每一井区、每套储层的注采平衡，杜绝局部超注超压；

制定注水系统日常作业和监控程序，实时监测注水压力和注水量，一旦发现注水压力异常，立即停止注水，待查明原因并采取相应措施后再恢复注水作业；

油井动态监测，确保注采平衡，避免有注无采情况发生。

8.6.5.3 注水井压力监测系统

在油田的生产管理中，应严格按照中国海洋石油总公司《海上油气田开发井动态监测资料录取要求》执行，做到随时监测注水地层的压力变化，严格把注水地层的压力控制在安全生产压力（地层破裂压力）以下。对于瞬时高值以及异常状况及时分析，确保安全生产。及时关注、排查注入压力高的注水井，在后续的工作中将继续针对不同的情况分析其原因，并采取以下有效的措施来确保油田的安全生产：

动态监测系统：根据录取资料要求，综合考虑油田开发需要，按照固定与非固定监测井点相结合，兼顾油田高部位与低部位、油田边部与内部的方针，确定油田动态监测

系统；

单井注入压力、注入量跟踪：全天监测计量注入井注入压力及注入量变化，当记录值突变，注水出现异常时，及时跟踪分析并与现场沟通，采取有效措施，恢复注水井正常注入；

日常动态分析：油藏动态人员日常跟踪注水井注入量及注入压力变化情况，结合油井动态，综合分析注水井动态变化，出现问题，及时提出压力、产液剖面、吸水剖面等动态监测需求及酸化等解堵措施，并与现场沟通，确保安全注水；

月度动态分析：根据注水井周边受效油井生产动态变化适时配注，实施月度配注制度，及时调整注水井的配注量及注聚试验井的注聚浓度，并分析月度含水上升率、存水率等开发效果评价指标，避免出现注水井注水量过大或注聚浓度过高导致的注入压力过高现象；

注水管理措施：对于注水井实施精细化管理，优化注水，通过酸化、调剖与分层配注（地面分注）等措施相结合，维持井组均衡开采，杜绝地层出现局部高压的情况。

8.6.5.4 浅层气风险及对策

另外，通过已钻井和浅层（海拔埋深小于-1000 米）地震剖面特征进行对比分析，在设计平台处的浅层（海拔埋深小于-1000 米）在剖面上存在浅层气的可能性较小，但受资料所限，且 KL16-1-6 井在沙三上段钻遇气层（2.1m/2 层，埋深为-1145.4～-1151.3m），不排除新钻开发井钻遇浅层气的风险。

合理设计井深结构，实施过程中一旦出现浅层气，应对措施为，现场配环形防喷器及分流器备用，并配制足够量稠膨润土浆和重泥浆。

8.6.6 结论

综上所述，通过地质条件、油藏工程、钻完井方案、注水方式等方面的综合分析，垦利 16-1 油田施工过程中和后续生产过程中发生地质性油气泄漏事故的可能性不大。在采取严密、适当的安全防范措施后，本工程施工和生产过程中的地质性溢油风险是可控的。

为避免发生由于不恰当注入引起的地质性油气泄漏事故，建议进一步加强对钻/完井作业和注水作业的管理，尽量避免发生类似事故。

8.7 环境风险防范对策措施和应急方法

8.7.1 事故防范措施

防止溢油事故发生的最有效的途径就是从工程设计、施工建造和安装以及生产管理上采取有效的防范措施，消除事故隐患，及时制止事故苗头，尽可能避免油气泄漏事故的发生，以防止环境风险溢油事故对海洋环境的污染。

8.7.1.1 设计阶段防范措施

防止事故发生最有效的途径就是从工程设计、施工、建造和安装以及生产管理上采取有效措施，消除事故隐患，及时制止事故苗头，防止事故的发生。严格按照设计标准进行精心设计，正确地应用设计规范和建造安装规范是油田各系统结构强度、稳性和抗疲劳程度的基本保证。为此，垦利 16-1 油田开发项目的设计根据相关的国家法律、法规，采用了相应国内规范、标准以及国际通用规范和标准。实施这些规范和标准可以保证工程设计、建造和安装质量，是确保安全生产的关键步骤。

（1）严格按照相关规范设计

严格按照国内外设计规范、设计标准进行工艺、结构、机电设计；设计的设备应符合安全和环境保护规范和标准。建造和海上施工安装以及竣工后进行入级检验，保证工程设施在设计使用范围内不会由于结构强度、腐蚀、柱基承载以及建筑安装工艺等问题导致结构破坏造成事故性溢油。成立了完整性管理专业委员会，管道设计和建造以国际上认可的规范和标准为依据，选用大于设计寿命的环境条件重现期，同时贯穿于海上设施全寿命的周期管理。

针对新建混输海底管道，海管设计为双层保温管，内外钢管之间加装保温层进行保护；海底管道外包一层混凝土保护层；立管布置在导管架内，可以避免船舶碰撞；近平台膨胀弯及无法挖沟段覆盖有水泥压块保护，可以避免落物撞击损伤；钢管外防腐采用环氧树脂、牺牲阳极联合保护，内防腐除采用内涂层和阴极保护以外，还留有足够的腐蚀余量。为防止受外力撞击引起的管线破裂事故，管道设计埋深 1.5m 以上。

（2）设计火气监控系统

目的是为了及时、准确地探测到可能或已经发生的可燃气体泄漏事故和火情，并及时采取相应措施以保护平台人员和设施的安全。火气监控系统主要包括控制系统和现场探测、报警设备。

（3）设置紧急关断系统

目的是为了保护平台人员和设备的安全，防止环境污染，将事故的损失限制到最小。紧急关断系统的设计应确保：某一级别关断能启动所有较低级别关断，而不能引起较高级别的关断。在平台可燃气体泄漏、发生平台火灾、输油管道破裂、恶劣天气等不利条件下，平台可执行紧急关断。

（4）平台监控系统

通过电视监控系统和油井自动化监控系统进行监控，油井参数发生波动，自动化监控系统就会发出报警，平台值班人员去现场落实情况。在平台上安装监控设备，实时监测平台进红线区一侧的海面情况，一旦发现有油花、油膜确认发生溢油，通过油井自动化监控系统进行远程关停相关油井，安排船舶人员赶赴现场进行应急处理。

（5）注重安全可靠

用国际通用规范进行危险区和非危险区划分，对危险区设计高等级防火系统。设计中配备各种易接近和易保修的设备并有备用。

8.7.1.2 钻井阶段风险防范措施

钻井期间原油泄漏主要是在钻探过程中发生的井喷或井涌所致，本工程从以下几个方面来分析识别钻井阶段可能导致溢油事故发生的风险因子。

（1）地层资料不足发生意外

（2）设备故障导致溢油事故

（3）作业技术不过关造成泄漏

井下作业难度大。虽然有较先进的井内探测设备，但操作人员毕竟无法深入到井内或水下进行作业，这就无形中增大了不能够及时发现井内异常状况的危险性。

（4）紧急关断失效

设计人员对于井下可能发生的溢油状况作过分析和统计，在设计中加以考虑并完善那些可以避免重大事故发生的应急措施。但若这些措施出现失效的状况，则溢油的现象依然会发生。

在钻井阶段采取的防范措施如下表。

表 8.7-1 钻井阶段和复产阶段采取的防范措施

事故类型	采取的措施
溢流	及时发现溢流现象，尽快关井，实施压井作业
井漏	观察井内变化，严格按照需要往井内补充钻井液

井涌	掌握准确的地层资料，根据地层情况配比合适的钻井液

8.7.1.3 固井、完井阶段风险防范措施

本工程各平台在固井、完井阶段均未发生溢油事故，采取的防范措施主要有：

（1）固井过程中可能存在井漏风险，在固井前如有漏失情况，根据漏速大小采取不同处理措施。如果漏速较大，需要对漏层进行处理，首先进行钻井液堵漏，不漏或漏速减小后进行固井。如果漏速较小，可直接固井。固井过程中，在隔离液中加入纤维，在稠化时间允许的前提下，降低泵入水泥浆的排量和顶替排量。

（2）完井作业相关风险防范措施：

①井控风险：备齐防喷变扣及加重材料；

②高压作业：召开风险分析会并做好隔离保护；

③环境保护：含油及受污染的完井液使用污油罐回收。

8.7.1.4 修井阶段风险防范措施

修井阶段可能导致大量原油泄漏，主要的风险是井喷事故，发生井喷的主要原因是由于地层压力过高以及防井喷措施不当所致。一旦发生井喷，将会有大量原油和天然气物质喷出，对周围生态环境及人群生命健康产生严重威胁。井喷发生后，一般都是由于井壁坍塌或者是地层压力下降而自然停止喷射。

本工程运营阶段修井作业采取的主要预防措施有：

（1）加强对地层、地质资料的勘查研究，减少因认知缺乏而产生的事故。

（2）定期对设备进行安全排查，发现问题及时处理。

（3）加强人员培训，避免人员操做失误引发的事故。

8.7.1.5 井涌或井喷的风险防范措施

在生产阶段，井下作业、采油（气）、修井等过程中均存在发生井喷或井涌的风险。为防止井涌或井喷的发生，建设单位采取如下措施：

（1）加强对地层、地质资料的勘查研究，减少因认知缺乏而产生的事故。

（2）定期对设备进行安全排查，发现问题及时处理。

（3）加强人员培训，避免人员操做失误引发的事故。

（4）严格实施生产作业规程和安全规程；

（5）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；安装

井口防喷器；

（6）设置消防喷淋系统，关键场所设灭火器；

（7）选择优质封隔器并及时更换损坏元件；

（8）配备安全有效的防喷设备和良好的压井材料及井控设备；

（9）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；

（10）加强生产时的观测，建立监测系统，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；

（11）设置七氟丙烷灭火系统，关键场所设手提灭火器；

（12）制定严密的溢油应急计划，一旦发生井喷便采取相应的应急措施。

8.7.1.6 海管/立管溢油事故防范措施

一、管道腐蚀溢油事故防范措施

内腐蚀是引起海底管道腐蚀的最主要因素，可造成结构强度降低，导致泄漏，而且内腐蚀引起的事故往具有突发性和隐蔽性，因此后果一般比较严重。

（1）致因

输送油气等介质的管道中若含有水、二氧化碳和硫化氢等腐蚀性介质则容易发生内腐蚀。此外海底管道埋于海底泥面下，而海水海泥交界处下方容易产生海泥/海水腐蚀电池，从而造成海管腐蚀。

（2）防范治理措施

①采取严格防腐措施

工程防腐主要包括防腐涂层和阴极保护。大气区采用高性能重防腐涂层；飞溅区增加壁厚、高性能防腐涂层（或包覆层）与阴极保护联合保护的方法；全浸区内钢结构采用阴极保护防腐蚀措施，采用长条型铝基牺牲阳极。平台上部主要设施及管线拟采用“碳钢+腐蚀余量+缓蚀剂”的防腐方案。

②外观检查：立管飞溅区的腐蚀情况进行外观检查，并根据外观腐蚀情况确定是否进行管壁测厚检测。

③每年定期对海底管道进行清管作业，以减少腐蚀等原因对管道的影响。

④通过定期海管立管探摸检测，检查管道和牺牲阳极的机械损坏情况，立管阳极的电位测量、消耗情况及其状态。

⑤定期对海管进行内检测或者压力试验，来检测海管的内外腐蚀状况及承压能力。

二、海底管线冲刷悬空风险防范措施

（1）致因

在海洋工程中，由于波浪、水流的作用造成海底结构物底部及其附近海床的泥沙运动，即为我们通常所说的海底冲刷现象。根据海洋冲刷动力学原理分析，海底冲刷的形成，主要是由于海洋结构物安装在海底之后，打破了原有水下流场的平衡，引起局部水流速度加快，使正常流动的水流形成一定的压力梯度并构成对海底的剪切力，导致冲刷现象的出现；同时，海洋结构物的出现还改变了水流的方向，使之产生湍流和旋涡，更加速了冲刷作用。

海土除了在波流场作用下被缓慢搬运外，还存在两种发生于较短时间的失效形式：管涌和流土。对于不同土质海床，失效形式也不尽相同。管涌是管道在砂质海床上经局部冲刷而产生的一种现象，在渗流作用下，土中的细颗粒通过粗颗粒的孔隙被带出土体。渗流可能发生在土体的所有部位，是一种渐进性破坏。管道下方海土颗粒的自身重力及其与相邻颗粒间的作用力小于渗流场中的压力差时，海土颗粒便会“涌出”。流土则是针对粘土质海床，在渗流作用下，局部土体隆起、浮动或颗粒群同时移动导致海土流失的现象。

海底冲刷对海洋结构物的安全造成很大的威胁。对于海底管线，冲刷会使管线外露，甚至一定长度的淘空，这时管线可能会因波浪和潮流的巨大作用而破坏。在北美、墨西哥和欧洲北海油气资源开发过程中，就有不少因海洋冲刷而造成海洋结构物损坏的事故实例。海底冲刷现象与水流速度和水流方向及海床特性（包括海底地形、物质构成）等多方面因素有关。

（2）防范治理措施

A、路由复勘和海管立管探摸

①路由复勘

定期聘请有资质的单位进行路由复勘检测，并提交路由复勘报告。报告内容包括海底地形地貌、海底管道分布及状态特征、浅地层结构特征及灾害分析、管道埋藏、裸露、悬空情况并于历史资料进行对比、对于悬空段进行专项分析。悬空情况包括悬空位置、悬空长度、悬空高度等。

检测方案：复测采用声学测量、磁法探测等有效可行的探测手段，对海底混输管道进行复测，主要内容如下：

►海管路由区多波束水深地形调查；

►海管路由区浅地层剖面调查；

►浅地层剖面仪海管位置含埋深、悬空探测；

►旁扫声纳海管的出露情况调查；

►加密探测管缆交叉部位及平台近端悬空情况；

►海管附近钻孔进行表层沉积物分析；

►海管的现状与已有资料比较分析。

通过复测，查阅铺设档案分析海管的位移，同时与海管周边已有的水深历史资料进行对比，为海管运行与管理提供参考资料。

②海管立管探摸

定期聘请有资质的单位进行海管立管探摸检测，并提交探摸报告。检验管道位置、走向或暴露状况，悬空高度、长度及端部支撑状况；管线工艺连接部分的完整性和有效性；立管支撑构件、螺栓、法兰、连接器的详细外观检验，确定完整性和有效性；立管防护构件的完整性和有效性；立管飞溅区的腐蚀情况进行外观检查，并根据外观腐蚀情况确定是否进行管壁测厚检测。

B、悬空治理

①治理原则

根据管道所处海域的水深情况、浪流情况、以及管道管径和两端的固定情况，计算管道的允许悬跨值，根据检测结果管道有悬空但悬空长度未超过允许悬跨值时需对悬空管段进行加密勘测；当悬空长度超过允许悬跨值时，首先采取应急措施通过抛填沙袋对海管悬空部分进行支撑，尽快进行治理。

②治理措施

a、海管立管段

治理方案：完善立管段管卡螺栓；锚固件以上海管工艺部分进行更换；裸露段海管用土工布覆盖，抛填砂袋压盖；悬空段海管土工布护底，抛填砂带压盖；海管入泥段用仿生水草防护。

b、海管水平段

治理方案：

通过调研与分析，制定了“抛填砂袋结合覆盖层”、“水下短桩支承”、“抛填砂袋结合仿生水草覆盖”、“水下桩与仿生水草覆盖相结合方案”“砂袋结合混凝土连锁软体排

工艺”几种治理方案，并最终确定了水下桩与仿生水草覆盖相结合的方案。

►对海底管线存在的悬空、裸露的，采用挖沟填埋、水下短桩和抛砂防护的治理方案；

►对海底管线交叉防护失效问题，采用打水下桩支撑和抛砂防护的治理方案；

►对海底管线和海底电缆交叉失效问题，采用填充隔离层防护的治理方案；

►针对水下桩固定失效问题，采用恢复固定装置的治理方案。



►垂向变化较大的管段治理施工流程如下：



►靠近平台附近管段治理施工流程如下：



三、人类海洋活动造成的管道溢油风险事故防范措施

（1）致因

过往船舶的抛锚和拖网等人类海洋活动，在一定程度上破坏管道防腐涂层，或者给管道造成刮痕、压坑等损伤。管道防腐层破坏会造成管道腐蚀，金属形刮痕、压坑的应力集中，会形成疲劳裂纹扩展，从而最终导致管道断裂溢油。

另外，在利益驱使下，一些不法分子通过打卡盗油，对管道造成人为破坏。

（2）防范治理措施

①设定安全作业区，在生产期间，发布明确的航行通告和设置海图标记，划定保护界线，提醒外部船舶避免进入海上生产作业区，

②垦利 16-1 油田建成后常备一条守护船在平台附近范围内巡视，发现可疑船舶，立即驱赶。防止渔船拖网或过往船只因抛锚等损伤管道，防止人为破坏、偷油活动造成管道损坏。不定期进行局部检查和定期进行全面检查，可以及早发现隐患，及时处理，防止事故发生。

③狠抓船舶抛锚管理，利用视频监控系统、光电跟踪系统做好平台、海域监控。海上船舶抛锚等大型作业需办理相关的票证，选派经验丰富的人员现场监督、带班。

四、海管安全排查措施

项目投产后定期聘请检测单位对在服海底管道进行检查，检查的内容包括管道在

位状态、水面以上部分防腐状态、管线两端附件、悬空治理情况、立管保护与固定装置，对检验合格的海底管道发证。同时，超原设计年限的管道也应定期开展路由复勘工作，对定期对管道海底埋设状况进行勘察。开展内检测，及时发现海管内管的变形和内外壁腐蚀等情况，从而进行腐蚀的定量评价，及时采取措施，进一步降低溢油风险概率。

五、管线使用年限超原设计年限的风险防范措施

1、管理类措施

（1）中控室 24 小时监控海管温度和压力变化；

（2）每周对海面以上海管部分进行巡检；

（3）建立瞭望制度；

（4）定期组织海上海管溢油应急演练；

（5）定期对海管进行内检测或者压力试验，来检测海管的内外腐蚀状况及承压能力。如果检测不合格，对海管进行停用更换。

2、工程技术类措施

（1）委托有资质的检测单位进行年度检验；

（2）对即将达到设计使用年限的海管开展延寿评估工作；

（3）定期进行海底管道的路由复勘和立管探摸调查；

（4）检查维修海管两端立管水下管卡和螺栓；

（5）组织海管压力试验；

（6）组织海管通球检测；

（7）开展壁厚检测、管段腐蚀分析和介质取样分析；

（8）组织抛填砂袋结合混凝土连锁软体排工艺对悬空裸露进行治理。

8.7.1.7 生产设施事故防范措施

为确保油田生产阶段的安全生产，油田在设计阶段将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，作业者应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。

8.7.1.8 海底管道事故防范措施

管道的设计和建造，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。

钢管外防腐采用环氧树脂、牺牲阳极联合保护，内防腐除采用内涂层和阴极保护以外，还留有足够的腐蚀余量。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。海管设计为双层保温管，内外钢管之间加装保温层进行保护。海底管道外包一层混凝土保护层。为防止受外力撞击引起的管线破裂事故，还采取全程挖沟埋设，埋深 1.5m 以上。立管布置在导管架内，可以避免船舶碰撞。近平台膨胀弯及无法挖沟段覆盖有水泥压块保护，可以避免落物撞击损伤。严格按照设计要求进行施工，并在施工中保证焊接质量。管道铺设完成，要进行扫线、清管和试压。

在管道铺设和运行期间，将发布明确的航行通告和设置海图标记，划定保护界线，由值班船不定期地沿途巡视，防止渔船拖网或过往的各种船只因抛锚等损伤管道。不定期进行局部检查和定期进行全面检查，可以及早发现隐患，及时处理，防止事故发生。

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，严密监视 AIS 监控系统，落实海管巡线制度，不定期进行海管状态监测，并建立海管完整性的管理系统。

每年定期对油田管道进行清管作业，以减少腐蚀等原因对管道的影响。

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。

8.7.1.9 冬季突发溢油事故防治措施

发生在冰期的溢油，要根据冰区水深、海冰类型、冰区水温以及冰区溢油的特点等进行分析论证，从而有针对性采取应对防范措施。发生在冰区的溢油，通常具有以下特点：

一是溢油往往处于积冰覆盖水域里、浮冰之间的池湾中或处于冰层的下面。

二是溢油扩散速度相对减慢。由于受积冰和低温的影响，溢油的扩散和运动速度

通常较慢，容易形成厚的油膜区，更有利于溢油回收。碎冰里的溢油，因在浮冰之间扩散，其扩散速度要小于开阔无冰的水域，当遇到流动的水时就会分散开，但遇到冰或雪就会放慢速度或停止。冰层下面的油一般上升到冰层的底面之后会因受到冰层的阻挡而向周围扩散或聚集在冰窝里面。

三是溢油的风化速度相对较慢，就是说乳化速度以至由此带来的粘度增加的速度相对更慢，进而为多种应急技术的使用增加了时机，如积冰较多，有时可为焚烧技术的应用提供有利条件。

四是如发生的溢油只是在冰层的表面，通常会集结在冰体表面的一定范围内。如正在结冰，聚集的油就会很快被封裹在冰层里面，只有到春天冰雪消融时，被封裹的油才会被释放出来重新回升到水面上，释放出来的油的具体位置，往往取决于含油冰块最终在哪里融化。冰区溢油以上这些特点会直接或间接影响到溢油的流动和风化程度，影响到溢油轨迹的跟踪和监视，给应急反应技术的有效应用增加了困难。

溢油在有冰海区主要经过扩散、漂移、风化（蒸发、分散、溶解、乳化、光化学、沉降、生物降解）等物理、化学和生物过程，但具体过程有较大差异。一方面，由于溢油环境温度接近或等于海水冰点温度，溢油的物理、化学性质在常温海水中不同。例如某些溢油的流体力学性质发生一定变化，可能呈现为高粘度或固态。另一方面，溢油除了与大气和海水发生相互作用外，还要与海冰这一介质发生作用。这些都使得溢油清理技术及对策都与无冰海区不同。

我们借鉴国外相对成熟理论和先进经验，制定出有针对性的冰区溢油防治措施，对现有围控和收油设备设施进行改进，使围油栏增加抗碎冰冲击强度和抗低温环境，撇油器增加前端保护，阻拦碎冰进入而提高收油效率。另外，增添对输油、集油泵和集油管线的保温装置，保证高粘度溢油收油过程中不会产生壅塞。如果最寒冷冬季发生平整冰情况下的溢油，在保证作业安全和结冰厚度足够条件下，可使用铲车和人工方法收集溢油。

对于有冰海区溢油清理技术及对策研究这个课题人类一直在进行当中，相信在将来会有更有效的解决冰区特别是大块浮冰溢油的应急策略，确保有效防治冰区溢油危害，保护海洋的生态环境。

8.7.1.10 船舶碰撞事故防范措施

作业者制定了相应的保护和检测程序，由值班船对平台周围进行巡视，驱散在安

全区范围内作业的渔船，确保平台设施的安全性。按照《海上固定平台安全规则》的要求在平台上设置助航标识灯、障碍灯、雾笛、平台标志牌等。

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

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

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

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

（4）合理安排施工作业面，在有船舶通过时，提前采取避让的措施。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；

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

（6）当船舶发生交通事故致使船体破损进水时，首先查明进水部位、进水量及初步分析进水原因；起动污水泵，通用泵或压载泵进行排水抢救工作；采取停车或减速措施，用车舵配合将漏损部位置于下风侧，以减少进水量；在采取堵漏措施的同时，尽一切努力确保发电机及电动机不被水淹，以保证电器的工作正常；定时量水，不断观察和记录前后吃水和干舷高度的变化，判断险情的发展和大量进水对船舶稳性及浮力的影响；若进水严重和情况紧急，船舶应当请求第三方援助，并尽可能择地抢滩；若船舶确定堵漏无效，面临沉没时，有权宣布弃船，并按照《弃船专项应急预案》执行。船舶发生事故有沉没危险，船员离船前，应当尽可能关闭所有货舱（柜）、油舱（柜）管系的阀门，堵塞货舱（柜）、油舱（柜）通气孔；

（7）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污油回收、消除等有效措施，以减少污染损害；

（8）施工作业人员应严格按照操作规程进行操作；

（9）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；

（10）为防止施工过程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；

（11）施工船舶发现有跑冒滴漏时要及时采取有效措施，防止对海面污染。尽可能减少消油剂的用量，做好对易产生污染场所监控；

（12）及时清洁工作甲板及钻台，确保工作面无油污。

8.7.1.11 平台火灾/爆炸事故风险防范措施

（1）对油田各部分设施提供防火、防爆保护，安装足够的消防设备；

（2）合理布置平台设施，对危险区采取有效地隔离措施来降低风险；

（3）针对部分平台实施结构监测预警，在线监测平台结构关键点的应力、倾斜、震动及高程变化，实现了结构安全的实时监测、异常预警、超限报警；

（4）加强值班人员的巡逻检查，一旦发现管件、阀门松动、损坏等情况，及时进行检修或更换；

（5）设置监控系统，用以及时、准确地探测到可能发生或已经发生的火情或可燃气体泄漏，及时采取相应的安全措施（如报警、关断、消防等），以保护平台人员和设备的安全。

8.7.1.12 平台改造风险防范措施

为防止平台改造导致事故的发生，油田作业者考虑了如下措施：

（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）平台需根据新增设备设施及物流的接入，完善相应的安全管理制度和操作规程。

8.7.1.13 针对周围敏感区及岸滩的溢油防范措施

当发现溢油有抵岸或者抵达敏感区的趋势时，垦利油田将立即报告相关主管部门，以便及时协调当地有关政府和环保部门，提前做好相应岸滩及敏感区的防污染部署。

（1）充分准备

采取预警措施，配备应急设施及人员，密切监视，发现溢油立即启动应急程序，并协助进行此后的溢油应急处理，确保能在接到预警后立即按预先的分工迅速展开溢油围控与回收。

（2）溢油应急处理

溢油应急处理应同时采取以下多项措施协同进行才能有效的保护敏感区。

a、敏感区域保护：争取时间，采取围控措施阻止溢油向敏感区域漂移，为溢油回收作业赢得时间。可用轻型快速布放围油栏和重型充气式围油栏在溢油将要到达的敏感区周围进行围控。

b、溢油回收作业：保护敏感区域的同时，在海上布设重型围油栏围控并进行溢油回收作业。

c、岸线清理作业：保护敏感区域的同时，做好进行海岸线清理作业的准备。当溢油实际抵岸时，将尽可能调动内部应急力量全力协助地方有关力量参与到岸溢油的清理、清除和防污染工作。若采取措施得当，相关部门协作有利，可将抵岸残油及时清理、清除，防止其二次污染的可能。

d、尽量避免进行消油剂喷洒作业。如应急工作必须使用时，应使用经检验合格后方可喷洒。

8.7.2 事故状态下敏感区应急措施

在垦利 16-1 油田开发工程正式投产作业前，作业者将制定详细的溢油应急计划，用于保障海上设施和人员的生命安全及健康，保护海洋各类资源及海洋环境。事故状态下，作业者将按照应急计划迅速开展各项应急救援工作，把事故危害减少到最低程度，减小或减免对红线区的影响。

8.7.3 溢油事故应急处理措施

垦利 16-1 油田开发工程，虽在设计、建造、施工和运行期间将采取各种预防措施，但仍有难以预料的内部或外部原因导致海上油气泄漏事故发生的可能性。这种发生概

率很低，但却难以预料，仍然存在不可忽视的环境风险。因此必须在以预防为主的基础上，配备适当的应急设备，制定科学的应急预案并建立严格的应急程序，并充分利用现有的应急处理能力和措施，尽最大能力降低海上油气泄漏的环境危害程度，降低或避免对周边生态环境产生污染影响。

8.7.3.1 制定溢油应急计划

在垦利 16-1 油田开发工程正式投产作业前，建设单位（中海石油（中国）有限公司天津分公司，以下简称“天津分公司”）将制定详细的溢油应急计划，并报主管部门备案。垦利 16-1 油田开发工程溢油应急计划需与附近其他油田应急计划统一考虑，并纳入天津分公司应急体系中。应急计划的主要内容应包括油田作业区情况、应急组织体系、溢油风险分析、事故处置方案和溢油应急能力等。天津分公司和垦利 16-1 油田应急组织机构见图 8.7-1 和图 8.7-2。

所有参加油田开发作业的钻井平台和施工船舶（供应船、值班船或工程船舶等）均需参照《防治船舶污染海洋环境管理条例》和健康安全环保管理体系的相关要求向天津分公司提供其安全应急计划和溢油应急计划。船舶发生污染事故其应急计划应符合《防治船舶污染海洋环境管理条例》规定的相关要求。

本油田发生溢油事故后，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，溢油事故报告程序见图 8.7-3。

在通知天津分公司应急办公室以前完成以下应急反应程序：

任何人看到溢油都必须在安全的前提下，马上采取措施切断溢油源，并向上级报告；确保所有人员的安全。判断溢油是否有起火或爆炸的危险。如需要，关闭电源并确保停止所有产生点火源的活动；使用吸附剂和其它现有材料，在区域周围形成一个临时围栏以阻挡溢出的油扩散；尽量防止溢油入海；报告并按小型溢油应急程序或中型溢油应急程序中的内容采取恰当的溢油应急行动。

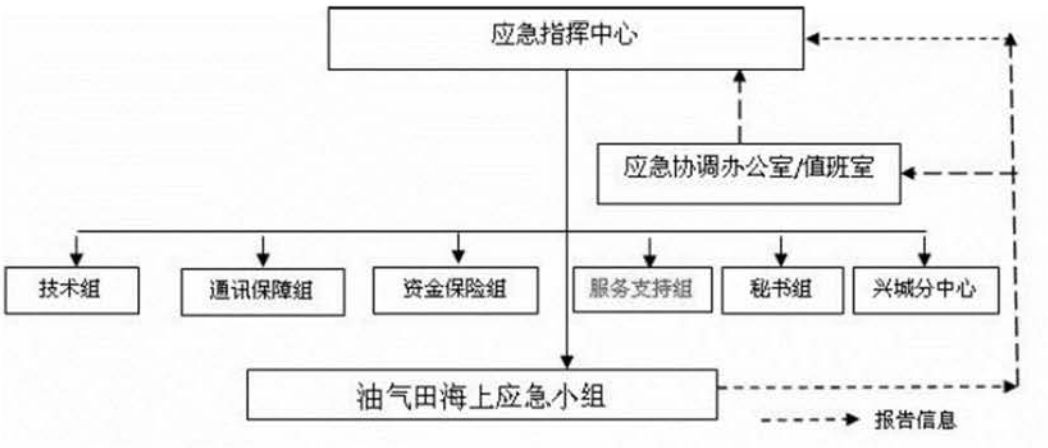


图 8.7-1　天津分公司应急组织机构

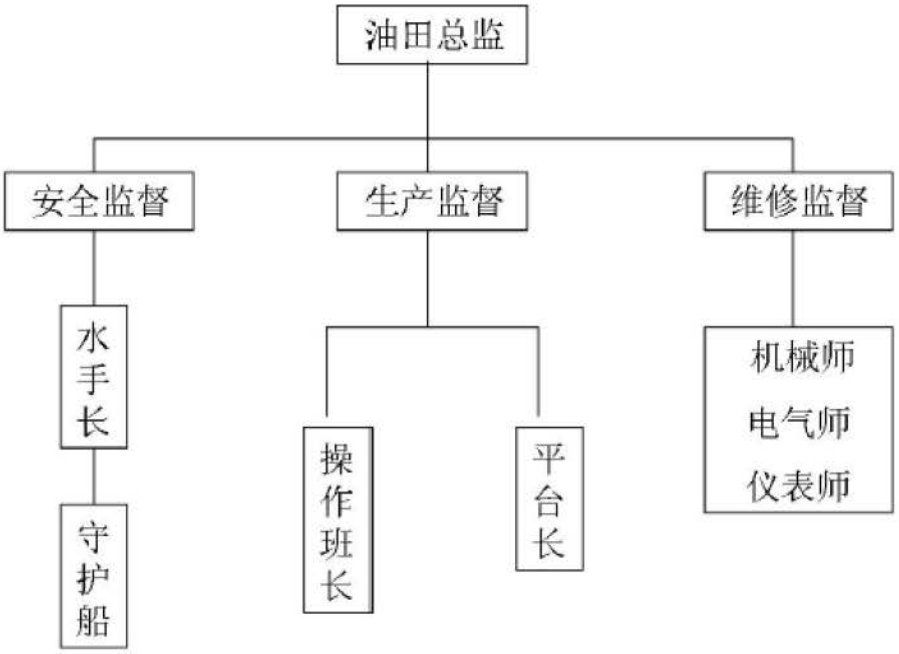


图 8.7-2　垦利 16-1 油田溢油应急组织机构

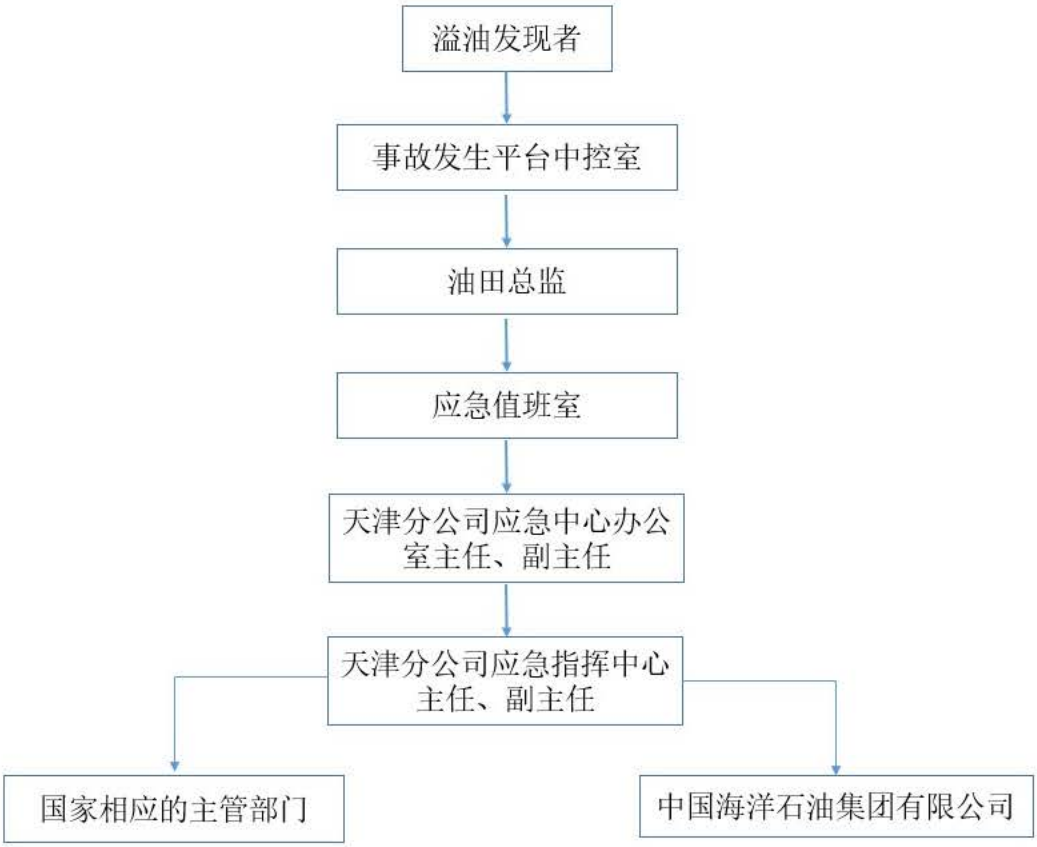


图 8.7-3　溢油事故报告程序图

8.7.3.2　溢油反应程序

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

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

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

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

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

对应《国家海洋局海洋石油勘探开发溢油应急预案》中的溢油事故分类，将应急响应设定为Ⅰ级、Ⅱ级、Ⅲ级和Ⅳ级四个等级。

“海洋石油勘探开发溢油应急预案”相关内容目前正在修编中，各级事故应急响应启动单位，以正式发布的“海洋石油勘探开发溢油应急预案”内容为准。

发生溢油事故后应及时启动本油田应急计划，由天津分公司根据溢油规模启动相应级别的应急预案，垦利 16-1 油田开发工程作业者将严格按照上述要求执行。

（1）一般类型溢油事故

当溢油量在 35m^3 以内时，将首先依靠垦利 16-1 油田的溢油应急组织和设备组织实施。一艘守护船、供应船、作业区管理层以及其他人员作为海上现场溢油应急小组的支持。油田总监作为溢油应急总指挥，发生溢油后，油田总监与天津分公司应急办公室协调处理。天津分公司应急办公室应保持与海上联系，并在必要时随时准备援助海上现场溢油管理小组。

当溢油量在 10t~100t 之间时，应急程序由海上应急组织构成，并获得天津分公司应急办公室支持。此应急反应可能需要包括环渤海溢油反应组织在内的几处溢油应急资源的支持。溢油回收清理活动可能要超出油田附近海域。事故初期应急负责人仍是油田总监或其替代人员，直到陆地溢油组织指挥人员抵达海上接替他。

（2）较大类型溢油事故

当发生较大类型溢油事故后，需要中海石油中国有限公司天津分公司及政府的溢油应急力量协助处理和控制。此类型溢油反应中，油田总监作为事故初期应急负责人，并将会被迅速赶到的溢油反应组织负责人替换，以使油田总监得以处理人员和设施问题。天津分公司应急办公室将协调各溢油应急组织，专业溢油应急服务公司将协助协调区域外资源（溢油清理组织和人员）。

（3）特别重大、重大溢油事故

当发生特别重大或重大溢油事故时，要迅速上报，按照国家重大海上溢油应急处置预案进行相应的溢油应急处理。

8.7.3.3 配备溢油应急设备

本工程新建的垦利 16-1WHPA 平台将配备适量的消油剂和吸油毛毡等，配备的溢油应急设备见表。另外，垦利 16-1 油田周边海区可借用的应急力量包括垦利 10-1 油田、垦利 3-2 油田、渤中 34-1 油田、渤中 34-2 油田、渤中 28-2 南油田群等多个油田的设备。同时值班船上配置适量的溢油分散剂和喷洒装置。发生 35m^3 以下溢油事故时，立足于作业者装备在垦利 16-1 油田的溢油应急力量实现自救。

表 8.7-1 垦利 16-1 油田配备的溢油应急设备

应急设备	溢油应急物资数量	存放位置
轻型快速布放围油栏	200m	KL16-1 WHPA 平台
重型快速充气围油栏	400m	KL16-1 WHPA 平台
撇油器（50m^3/h）	1 套	KL16-1 WHPA 平台

吸油托栏	250m	守护船
吸油毛毡	0.6t	KL16-1 WHPA 平台和守护船
消油剂	2.0t	KL16-1 WHPA 平台和守护船
无人工作艇	1 台	KL16-1 WHPA 平台

当发生 35m^3 以上的溢油事故时，可借助周边油田的外部力量与内部应急力量相结合共同应急，可由其他油田调用的回收设备如表 8.7-2 至表 8.7-10。

表 8.7-2　垦利 10-1 油田配备的溢油应急设备

序号	应急设备类型	存放 KL10-1CEP 平台
1	围油栏	400m
2	围油栏动力站	1 套
3	充吸气机	1 套
4	撇油器	1 套
5	储油囊 10m^2	2 套
6	高压清洗机	1 套
7	吸油毛毡	1t
8	消油剂	2t
9	消油剂喷洒装置	1 套

表 8.7-3　垦利 3-2 油田群配备的溢油应急设备

序号	货物规格型号	BZ35-2CEPA	KL3-2CEPA	东营陆地终端
1	**围油栏系统**			
1.1	充气式橡胶围油栏 1500 型	400 米	400 米	400 米
1.2	围油栏卷栏机	2 套	2 套	2 套
1.3	围油栏动力站	1 台	1 台	1 台
1.4	围油栏充气机	1 台	1 台	1 台
1.5	液压管线组	1 套	1 套	1 套
1.6	围油栏拖头及附件	2 套	2 套	2 套
1.7	围油栏存储集装箱 3 侧开门，含吊索具	2 套	2 套	2 套
2	**撇油器**			
2.1	多功能收油机 30 方/小时	1 台	1 台	1 台
2.2	收油机动力站 50KW	1 台	1 台	1 台
2.3	液压管线组	1 套	1 套	1 套
3	**其它**			
3.1	消油剂喷洒装置 PSB80	1 套	1 套	1 套
3.2	高压清洗机	1 套	1 套	1 套
3.3	真空收油机	/	/	1 套
3.4	浮动储油囊	2 套	2 套	2 套
3.5	溢油分散剂	2 吨	2 吨	3 吨
3.6	吸附材料（吸油毛毡）	1 吨	1 吨	3 吨
3.7	吸附材料（吸油拖栏）	500 米	500 米	400 米
3.8	动力/设备集装箱 20 尺 含吊索具	2 个	2 个	4 个
3.9	便携储油罐 10 方	/	/	4 套
3.10	吸附材料（沙土）	/	/	5 吨

表 8.7-3　BZ34-1CEPA 平台溢油应急回收设备一览表

序号	类型	规格/型号	数量	单位
1	围油栏	HRA1500	200	米
2	撇油器	ZSC30（30m³/h）	1 套	套
3	动力装置	HPP30	1 套	套
4	喷洒设备	PSB50C	1 套	套
5	手持喷枪		4 支	支
6	清洗装置	HDS1000DE	1 套	套
7	储油囊	FN5	1 套	套
8	消油剂	GM-2	适量	--

表 8.7-4　渤中 28-2S 油田群溢油应急回收设备

名称	型号	规格	生产厂家	数量
围油栏	HRA1500	400m	天津汉海环保设备有限公司	400 米
收油袋	HRFT10	10m³	天津汉海环保设备有限公司	2 套
收油机	HAF30	30m³/h	天津汉海环保设备有限公司	1 台
动力机	HPP30/HPP50		天津汉海环保设备有限公司	各 1 台
卷栏机	HW1500/200		天津汉海环保设备有限公司	1 台
溢油分散剂喷洒装置	HPS80	80L/min	天津汉海环保设备有限公司	1 套
高压清洗机	HDS1000DE	450-900L/h	AlfredKärcherGmbH&Co.KG	1 台
拖带工作艇	10 米拖带艇	9.24m*3.22m 航速 9.65Kn	丹麦 Rolands 公司	1 艘
溢油分散剂	GM-2	170kg	青岛光明	36 桶

表 8.7-5　渤中 34-2/4CEPA 平台溢油应急设备

名称	规格/型号	数量	单位
围油栏	2000 型	400m	米
动力站	30kw	1	台
动力站	50kw	1	台
撇油器	30m³/h	1	台
浮式储油囊	10m³	2	套
喷洒装置	4.8m³/h	1	套
高压清洗机	-	1	套
吸附材料	SPC	50	包
消油剂	海鸥 4 号	6	桶

若发生大中型溢油事故，同时可借助于中海油专业溢油应急机构（该机构与天津分公司签署溢油应急协议，将提供具体的溢油应急力量，天津分公司应急指挥中心负责动员溢油回收设备、船舶、飞机和环保人员）的溢油应急设备进行应急处置，其油应急设备如下。

表 8.7-6　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	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	CEP 平台	CEP 平台	QK18-1	B 平台

				头				
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	0.50m	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	15m/s	20m/s	20m/s	20m/s	20m/s	15m/s	20m/s
	抗流	3knots	3knot	3knots	3knots	3knots	3knots	3.0knots
	布放时间		25min/200m	340m/1h	25min/200m			<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	14.5 kg/m	2.6t	14kg/m
动力装置	型号	PK1630 C	PK1650FC	BL10	LPP30	PK1650FC	PK1630C	PK1650 CA
	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	9.19 KW	21KW	18KW	35KW	21KW	9.19KW	21 KW
撇油器	型号	ZSC15	ZSC30	BL-10	MINIMAX20	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	20m³/h	30m³/h	10m³/h	20m³/h	32m³/h	20m³/h	15m³/h
工	型号	无	无	无	JY-GZ-7.0	无	无	17GRP

作艇	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							
喷洒设备	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				4.5m³			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 8.7-8　天津分公司海上溢油回收设备配备表（二）

单位	渤中 34-1 油	渤中 28-1	秦皇岛	渤中 25-1 油	CFD-11 油	渤中 28-2S

		矿	油矿	32-6 油田	田	田	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	20m/s		20m/s	20m/s	20m/s
	抗流	0.75kn	3knots	1.5m/s	3knots	3knots	3knots
	布放时间	25min/200m	25min/200m		25min/200m	25min/200m	
	回收时间	25min/200m	25min/200m		25min/200m	25min/200m	
	储存方式						集装箱、滚筒
	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	12.8kg/m	12.8kg/m	2760kg
动力装置	型号	DEUTZFIL210D 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	35kw		35kw	53kw	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	170kg		105	190kg	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	60m³/h	40m³/h	20m³/h	60m³/h	30m³/h

工作艇	型号	无	无		VolvoTamd41B		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	3m3	3m3	10m3	10m3	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		1.8m3/h	1.8m3/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 8.7-9　天津分公司海上溢油回收设备配备表（三）

单位		LD27-2/32-2	JZ25-1S 油田	JX1-1 油田	垦利油田群		
存放地点		LD32-2	CEP 平台	CEPA	KL3-2CEPA	BZ35-2 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	3knots	3knots	3knots	3knots	3knots	3knots
	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
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	30m³/h	30m³/h	30m³/h	30m³/h	30m³/h	30m³/h
存储油器具	型号	FN5/FN10	HRFT10	HRFT10	FN10	FN10	FN10
	容积	5m3/10m3	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	20m3	20m3	20m3	20m3	20m3	20m3
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	数量	2 支	2 支	1 支			

持喷枪	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	450-900l/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（3t）沙土（5t）
							真空收油机（1 套）

表 8.7-10　中海石油环保服务有限公司（COES）溢油应急资源表

序号	设备名称	类型	型号	主要参数	数量			小计
					塘沽基地	绥中基地	龙口基地	
1	围油栏（m）	充气式	2000 型	干舷 600 吃水 1100				0
			1500 型	干舷 500 吃水 700	2000	800	800	3600
		固体式	1000 型	干舷 350 吃水 650	400		400	800
			900 型	干舷 240 吃水 490	4800	800	800	6400
			800 型	干舷 280 吃水 390		200		200
		沙滩式	WQV-1200T	干舷 400 吃水 400	400	400		800
			WQV600T	干舷 200 吃水 250	2000	400	400	2800
		防火型	WGJ900H	干舷 300 吃水 480	400	400	400	1200
	小计（m）				10000	3000	2800	15800
2	撇油器（套）	大型	LFM450	250m³/h、中/重质油	1			1
		中型	LSC-4C	80m³/h、中/重质油	1	1		2
			LSC-3C	60m³/h、中/重质油				0
			MINIMAX100	100m³/h、中/重质油	1			1
			ALLIGATOR100	100m³/h、中/重质油				0
			槽式轮鼓 100	100m³/h、轻/中/重质油				0
			槽式轮鼓 50	50m³/h、轻/中/重质油	1			1
			LMS 多功能	60m³/h、轻/中/重质油	1	1	1	3
			ZSC50	50m³/h、轻/中质油				0
			LAS-125 冰区	125m³/h、中/重质油	1			
			LAS-125 冰区	125m³/h、中/重质油		1		
			YSJ-30	30m³/h、轻/中质油				0
			HAF30	30m³/h、中/重质油	2			2

			MINIMAX20	20m³/h、中/重质油			1	1
		小型	MINIMAX12	12m³/h、中/重质油		1		1
			MINIMAX10	10m³/h、中/重质油	1			1
			HAF15	15m³/h、中/重质油				0
			HAF12	12m³/h、中/重质油	2			2
			ZK30 真空	10m³/h、轻/中质油	1		1	2
			V100 真空	10m³/h、轻/中质油	1	1		2
			自吸式	10m³/h、轻/中质油	2			2
	小计 A（m³/h）				799	287	90	1176
	可回收溢油	（A*0.05*24*0.8）			1248	395	67	2202
3	喷洒装置（套）		空中喷洒	22.68m³/h				0
			PSB140	8.4m³/h	4		1	5
			PSB80	4.8m³/h	2	1		3
			PSB40	2.4m³/h				0
	小计（m³/h）				43.2	4.8	8.4	56.4
4	消油剂（T）		低温型	燃点 90℃适用-20℃～+50℃可生物降解性 BOD_5/COD38%	4			4
			威普	不可燃适用常温可生物降解性 BOD_5/COD47.2%		12		12
			CX-Y17	燃点＞70℃适用常温可生物降解性 BOD_5/COD＞30%				0
			富肯 2 号	燃点＞70℃适用-20℃～+50℃可生物降解性 BOD_5/COD＞30%				0
	小计（T）				4	12		16
5	储存装置（套）	钢性	7m³ 罐	7m³	6	4	2	12
		柔性	QG5	5m³	2	2	3	7
			QG9	9m³	1	2		3
			FN10	10m³		1	7	8
			FN15	15m³				0
			TPU20	20m³	4			4
			TPU25	25m³	6			6
			TPU100	100m³	5			5
	小计（m³）				891	66	99	1056
6	高压清洗机（套）	冷/热水	HDS1000DE	水温 0℃～98℃	3	1	1	5
		冷水	HD6/15C	水温 0℃～30℃	2			2
	小计（套）				5	1	1	7
7	吸附材料	吸油拖栏（m）	SPCENV810	Φ200、10m/条	2000	1000	1000	4000
			羽冠 XTL260YGI	Φ260、10m/条	280			280
			滕邦 WGW600XCB	Φ600、10m/条	1000			1000

			XTL-220	Φ220、3m/条		1000		1000
		小计（m）			3280	2000	1000	6280
		吸油毛毡（T）	SPC	400×500	0.5	0.5	0.5	1.5
			羽冠 P4050	400×500	0			0
			普通毛毡	500×500	1.5			1.5
		小计（T）			2	0.5	0.5	3

8.7.3.4 环保船

目前渤海已有四艘专业环保船（海洋石油 230/231/252/253）投入使用，实现勘探测试井液的零排放、控制污染、保护环境，达到有效降低安全风险和作业成本的最终目的。在保障海上平台日常安全、环保生产的同时，一旦渤海海域内油田发生中、大型溢油，凭借专业环保船舶的溢油处理能力和专业性能，溢油现场将能够得到快速、有效地控制，每一艘环保船的溢油回收能力每小时可达 200m^3。渤海石油溢油应急专业环保船见下表。

表 8.7-11 渤海石油溢油应急专业环保船性能表

船舶名称	**海洋石油230**
船舶名称	海洋石油230
船舶类型	环保船
建 造 厂	文冲船厂有限责任公司
建成日期	在建
船 旗 国	中国
船 籍 港	天津
船 级	CCS
呼 号	BFBH4
主要尺度	
船 长	69.3m
型 宽	16.00m
型 深	6.9m
满载吃水	5.40m
空载吃水	3.318m
总 吨	2200
净 吨	660
载 重 量	1800 T
甲板载货能力	
甲板面积	420 ㎡
甲板载货能力	500t
甲板强度	5t/㎡
货舱容量	
散装货物	170cu.m
饮 用 水	545.1cu.m
钻井/压载水	793.23cu.m
燃油（含兼用）	549.22 cu.m
测试井液（兼用）	495.8 cu.m
液态泥浆舱	/
溢油回收	
浮油回收率	200 m³ /h
货物输送速率	
散装货物	~60t/h at 0.56MPa
饮 用 水	100cu.m/hr at 0.8 MPa
钻井压载水	100cu.m/hr at 0.8 MPa
燃 油	100cu.m/hr at 0.8 MPa
测试井液	4x100 cu.m/hr at 1.2 MPa
液态泥浆舱	/
机械设备	
主 机	广柴 8320ZCd
主机功率	2×2206 Kw,Total 4412 Kw
推 进 器	CPP
发电机组	350KW×2
艏 侧 推	1x630KW,9.5t 1x435KW,6.5t,
系柱拉力	t
甲板吊机	30Kn at 12m

·航 速	
最大速度	13.2 Knots
经济航速	12.5 Knots
拖带/起抛锚设备	
主拖缆机	/
拖缆滚筒	/
主 拖 缆	/
起抛锚滚筒	/
起抛锚缆	/
艉 滚 筒	/
立式系泊绞盘	75×2 KN at 15 m/min
绞 车	100× 2 KN at 12 m/min
鲨 鱼 钳	/
脱 销	/
安全/消防/防污染设备	
救 生 筏	6×15 Persons
救 助 艇	1×6 Persons
救 生 艇	/
对外消防	Water: 2× 1600 cu.m/hr Length of Throw≮ 145 m Height of throw≮ 65 m; Foam: × 300 cu.m/hr FiFi Foam Tank: 5.64cu.m
防污染设备	Diserpant Tank: 4.23 cu.m; Sprinkle Arm: × 12 m; Oil Recovery Tank（兼用）: 495.8 cu.m
航海/通讯设备	
雷 达	型号：ANSCHUTZ SYNAPSIS RADAR 数量：2
电 罗 经	型号:ANSCHUTZ STD-22 数量：1
磁 罗 经	型号：ANSCHUTZ REFLECTA 1 数量：1
组合电台	型号： SAILOR 6334B 数量：1
航警接收机	型号：SALLOR 6391 数量：1
卫星 C 站	型号： SAILOR 6110 数量：2
全球定位仪	型号：ANSCHUTZ R5 DGPS 数量：2
单 边 带	型号：SAILOR 6320
气象传真机	型号：SAMYUNG SFAX-500 数量：1
破冰能力	Ice Class: B2
载客能力	可搭乘获救人员 100 人

船舶名称	**海洋石油231**
船舶类型	环保船
建 造 厂	文冲船厂有限责任公司
建成日期	在建
船 旗 国	中国
船 籍 港	天津
船 级	CCS
呼 号	BFBH4

主要尺度

船 长	69.3m
型 宽	16.00m
型 深	6.9m
满载吃水	5.40m
空载吃水	3.318m
总 吨	2200
净 吨	660
载 重 量	1800 T

甲板载货能力

甲板面积	420 ㎡
甲板载货能力	500t
甲板强度	5t/㎡

货舱容量

散装货物	170cu.m
饮 用 水	545.1cu.m
钻井/压载水	793.23cu.m
燃油（含兼用）	549.22 cu.m
测试井液（兼用）	495.8 cu.m
液态泥浆舱	/

溢油回收

浮油回收率	200 m³ /h

货物输送速率

散装货物	~60t/h at 0.56MPa
饮 用 水	100cu.m/hr at 0.8 MPa
钻井压载水	100cu.m/hr at 0.8 MPa
燃 油	100cu.m/hr at 0.8 MPa
测试井液	4x100 cu.m/hr at 1.2 MPa
液态泥浆舱	/

机械设备

主 机	广柴 8320ZCd
主机功率	2×2206 Kw,Total 4412 Kw
推 进 器	CPP
发电机组	350KW×2
艏 侧 推	1x630KW,9.5t
系柱拉力	1x435KW,6.5t, t
甲板吊机	30Kn at 12m

·航 速

最大速度	13.2 Knots
经济航速	12.5 Knots

拖带/起抛锚设备

主拖缆机	/
拖缆滚筒	/
主 拖 缆	/
起抛锚滚筒	/
起抛锚缆	/
艉 滚 筒	/
立式系泊绞盘	75×2 KN at 15 m/min
绞 车	100× 2 KN at 12 m/min
鲨 鱼 钳	/
脱 销	/

安全/消防/防污染设备

救 生 筏	6×15 Persons
救 助 艇	1×6 Persons
救 生 艇	/
对外消防	Water: 2× 1600 cu.m/hr Length of Throw≮ 145 m Height of throw≮ 65 m: Foam: × 300 cu.m/hr FiFi Foam Tank: 5.64cu.m
防污染设备	Diserpant Tank: 4.23 cu.m: Sprinkle Arm: × 12 m: Oil Recovery Tank（兼用）: 495.8 cu.m

航海/通讯设备

雷 达	型号: ANSCHUTZ SYNAPSIS RADAR 数量: 2
电 罗 经	型号: ANSCHUTZ STD-22 数量: 1
磁 罗 经	型号: ANSCHUTZ REFLECTA 1 数量: 1
组合电台	型号: SAILOR 6334B 数量: 1
航警接收机	型号: SALLOR 6391 数量: 1
卫星 C 站	型号: SAILOR 6110 数量: 2
全球定位仪	型号: ANSCHUTZ R5 DGPS 数量: 2
单 边 带	型号: SAILOR 6320
气象传真机	型号: SAMYUNG SFAX-500 数量: 1
破冰能力	Ice Class: B2
载客能力	可搭乘获救人员 100 人

船舶名称	**海洋石油252**
船舶类型	环保船
建 造 厂	九江同方江新造船有限公司
建成日期	2010-06-17
船 旗 国	中国
船 籍 港	天津
船 级	CCS
呼 号	BFAI4

主要尺度

船 长	68.05m
型 宽	16.00m
型 深	6.75m
满载吃水	5.00m
空载吃水	2.90m
总 吨	2270
净 吨	681
载 重 量	1542.56 T

甲板载货能力

甲板面积	L 30 m × W 12 m =360 m²
甲板载货能力	500t
甲板强度	5t/m²

货舱容量

散装货物	/
饮 用 水	493cu.m
钻井/压载水	840.6cu.m
燃 油	535 cu.m
液态泥浆舱	/

溢油回收

负有回收率 200 m³ /h

货物输送速率

散装货物	/
饮 用 水	120cu.m/hr at 0.8 MPa
钻井压载水	120cu.m/hr at 0.8 MPa
燃 油	80cu.m/hr at 0.7 MPa
液态泥浆舱	/

机械设备

主 机	广柴中速内燃机
主机功率	4×1100 Kw,Total 4400 Kw
推 进 器	CPP
发电机组	403KW×2
艏 侧 推	一部， 560KW,9t
艉 侧 推	一部， 400KW,6t,
系柱拉力	t
甲板吊机	2t

·航 速

最大速度	13 Knots
经济航速	11 Knots

拖带/起抛锚设备

主拖缆机	/
拖缆滚筒	/
主 拖 缆	/
起抛锚滚筒	/
起抛锚缆	/
艉 滚 筒	L 2.8 m×D 1.4 mm SWL100 KN
立式系泊绞盘	75×2 KN at 15 m/min
绞 车	100× 2 KN at 12 m/min
鲨 鱼 钳	/
脱 销	/

安全/消防/防污染设备

救 生 筏	6×25 Persons
救 助 艇	1×6 Persons
救 生 艇	/
对外消防	Water: × 600 cu.m/hr Length of Throw≮ 100 m Height of throw≮ 50 m: Foam: × 300 cu.m/hr FiFi Foam Tank: 4 cu.m
防污染设备	Diserpant Tank: 7.38 cu.m; Sprinkle Arm: × 12 m; Oil Recovery Tank: 542.9 cu.m

航海/通讯设备

雷 达	型号：FURUNO CU200 数量：2
电 罗 经	型号:KEIKI TG8000/8500 数量：1
磁 罗 经	型号: SH 数量：1
组合电台	型号： SAILOR TT3606E 数量：1
航警接收机	型号：NX700 数量：1
卫星C站	型号： SAILOR TT3606E 数量：1
全球定位仪	型号：FURUNO GP150 数量：2
单 边 带	型号：SAILOR TT3606E
气象传真机	型号： FURUNO FAX408 数量：1
破冰能力	Ice Class: B
载客能力	

船舶名称	**海洋石油253**
船舶类型	环保船
建 造 厂	九江同方江新造船有限公司
建成日期	2010-06-17
船 旗 国	中国
船 籍 港	天津
船 级	CCS
呼 号	BFAI4
主要尺度	
船 长	68.05m
型 宽	16.00m
型 深	6.75m
满载吃水	5.00m
空载吃水	2.90m
总 吨	2270
净 吨	681
载 重 量	1542.56 T
甲板载货能力	
甲板面积	L 30 m × W 12 m =360 m²
甲板载货能力	500t
甲板强度	5t/m²
货舱容量	
散装货物	/
饮 用 水	493cu.m
钻井/压载水	840.6cu.m
燃 油	535 cu.m
液态泥浆舱	/
溢油回收	
负有回收率	200 m³ /h
货物输送速率	
散装货物	/
饮 用 水	120cu.m/hr at 0.8 MPa
钻井压载水	120cu.m/hr at 0.8 MPa
燃 油	80cu.m/hr at 0.7 MPa
液态泥浆舱	/
机械设备	
主 机	广柴中速内燃机
主机功率	4×1100 Kw,Total 4400 Kw
推 进 器	CPP
发电机组	403KW×2
艏 侧 推	一部， 560KW,9t
艉 侧 推	一部， 400KW,6t,
系柱拉力	t
甲板吊机	2t
·航 速	
最大速度	13 Knots
经济航速	11 Knots
拖带/起抛锚设备	
主拖缆机	/
拖缆滚筒	/
主 拖 缆	/
起抛锚滚筒	/
起抛锚缆	/
艉 滚 筒	L 2.8 m×D 1.4 mm SWL100 KN
立式系泊绞盘	75×2 KN at 15 m/min
绞 车	100× 2 KN at 12 m/min
鲨 鱼 钳	/
脱 销	/
安全/消防/防污染设备	
救 生 筏	6×25 Persons
救 助 艇	1×6 Persons
救 生 艇	/
对外消防	Water: × 600 cu.m/hr Length of Throw≮ 100 m Height of throw≮ 50 m; Foam: × 300 cu.m/hr FiFi Foam Tank: 4 cu.m
防污染设备	Diserpant Tank: 7.38 cu.m; Sprinkle Arm: × 12 m; Oil Recovery Tank: 542.9 cu.m
航海/通讯设备	
雷 达	型号: FURUNO CU200 数量: 2
电 罗 经	型号:KEIKI TG8000/8500 数量: 1
磁 罗 经	型号: SH 数量: 1
组合电台	型号: SAILOR TT3606E 数量: 1
航警接收机	型号: NX700 数量: 1
卫星 C 站	型号: SAILOR TT3606E 数量: 1
全球定位仪	型号: FURUNO GP150 数量: 2
单 边 带	型号: SAILOR TT3606E
气象传真机	型号: FURUNO FAX408 数量: 1
破冰能力	Ice Class: B
载客能力	

8.7.3.5 通讯联络方式

应急反应时间的快慢与通讯系统完善与否是密切相关的。油田内部和外部通讯系统均为现代化通讯设备，能满足应急需要。

垦利 16-1 油田开发工程配置有现代化的内部和外部通讯设备，能满足应急需要。利用内部通讯网络和广播设备，油田内部各岗位之间可进行高质量通话；与其它油田及天津分公司基地之间可借助卫星与微波通讯设备进行联络，甚至可以通过陆地转接与世界各地进行通讯联络。油田内部与服务船舶和直升机均可通过配置在油田内部的专用设施进行通讯联络。

8.7.4 溢油应急能力

（1）油田自身溢油应急能力

垦利 16-1 油田配备了专门的溢油回收设备，发生溢油事故时，立足于作业者装备在海上的溢油应急力量实现自救，垦利 16-1 油田自身配备的溢油应急设备，可应对 35m^3 以下溢油事故。

（2）溢油围控能力

垦利 16-1 油田投产前将配备 1 艘守护船舶（配备应急物资），保证日常生产及应急响应作业的需要。一旦发生溢油，守护船舶可以在 45 分钟内布放围油栏，围控溢油。

由于目前尚未发布油田的溢油应急能力评估方法，因此，本项目参照《船舶溢油应急能力评估导则》（JT/T877-2013）进行溢油围控能力的计算。

①收油作业配套的围油栏数量

$$L_2=D\times 100$$

式中：D——收油系统数量。本项目收油系统数量取 1。

经过计算，收油作业配套的围油栏数量 L_2 为 100m。

②导流配套的围油栏数量

$$L_3=U\times N_2$$

式中：U——一组围油栏的长度，单位为米（m）；本项目一组围油栏的长度取 100m；

N_2——所需导流的围油栏的组数；本项目取 1。

经过计算，导流配套的围油栏数量 L_3 为 100m。

③防护配套的围油栏数量

$$L_4=（L_2+L_3）\times \Phi$$

式中：Φ——加权系数，取值区间为 0.2~0.5。环境敏感度越高，取值越大。本项目距离东营黄河口生态限制区（生态红线区）和东营黄河口生态国家级海洋特别保护

区较近，环境敏感度较高，因此 Φ 取 0.5。

经过计算，防护配套的围油栏数量 L_4 为 100m。

④围油栏数量

围油栏数量的计算公式按下式进行：

$$L=L_2+L_3+L_4$$

式中：L——围油栏的总数量，单位为米（m）；

L_2——收油作业配套的围油栏数量，单位为米（m）；

L_3——导流配套的围油栏数量，单位为米（m）；

L_4——防护配套的围油栏数量，单位为米（m）。

经过计算，本项目围油栏数量为 300m。

垦利16-1油田配备的围油栏数量为400m，满足本项目溢油围控能力要求。

（3）外借溢油应急能力

垦利 16-1 油田配套的溢油应急能力可以应付小型的一般溢油事故。如果发生超过自身处置能力的溢油事故时，将借助垦利 10-1 油田、垦利 3-2 油田、渤中 34-1 油田、渤中 34-2 油田、渤中 28-2 南油田群等多个油田进行联合应急响应。在外借溢油物资抵达溢油地点之前，垦利 16-1 油田自身配套的守护船舶可以在 1h 内布放围油栏，围控溢油。

根据垦利 10-1 油田、垦利 3-2 油田、渤中 34-1 油田、渤中 28-2 南油田群海上溢油回收设备配备情况，配备撇油器 6 套，储油囊容积共为 $2\times10+6\times10+5\times1+2\times10=105m^3$，因此，储油囊的应急能力最大约为 $105m^3$。

除此以外，按照“中海石油（中国）有限公司天津分公司溢油应急力量协议”，目前还可动员的应急力量主要有中海石油环保服务有限公司。中海石油环保服务有限公司应急资源存放于塘沽基地、绥中基地和龙口基地，储油囊容积分别为 $891m^3$、$66m^3$、$99m^3$，储油囊的应急能力最大约为 $1056m^3$。

另外目前渤海已有四艘专业环保船（海洋石油 230/231/252/253）投入使用，每一艘环保船的溢油回收能力每小时可达 $200m^3$。如发生型溢油事故环保船可根据溢油实际情况随时调派投入使用。

8.7.5 溢油应急措施可行性分析

（1）内部快速启动响应及收油机制

情景一：轻型快速布放围油栏适应条件下进行溢油应急

环境条件：风力 4 级以下（含 4 级，风速不高于 7.9 米/秒）。采用对生态红线区最不利风向 E、ESE，涨潮极风的情况下进行预测。预测结果如下：

表 8.7-12 不利工况下溢油抵达红线区统计表（风力 4 级）

风向	风速（m/s）	潮况	抵红线区达时间（min）
E	7.9	涨急	9
ESE	7.9	涨急	10

根据预测结果统计在涨潮极风最不利的风向下抵达红线区的最短时间为 9min。根据本工程在平台布放的溢油应急设备，第一时间启动应急预案，下放工作艇（5 分钟），同步吊装下放快速布放围油栏，围油栏布放（2 分钟），快速响应时间 7 分钟。可在油膜到达生态红线区之前有效控制油膜扩散，不会对红线区产生影响。

另外油膜经快速围油栏控制后同时开始布放重型围油栏，守护船到达现场（15 分钟），平台下放重型快速充气式围油栏或固定缆绳（5 分钟），重型快速充气式围油栏布放（25 分钟），共计 45 分钟。形成双层围油栏有效控制油膜向生态红线区一侧扩散，油膜控制后利用守护船每小时回收能力 50m^3 的回收装置，包含集装箱，同时携带动力站、消油剂喷洒装置，储油囊等，进行油膜回收工作。溢油能力计算计算见下表。

表 8.7-13 溢油应急能力计算

情景设置	围油栏布设情况	吊装时间	到达和布放时间	溢油应急时间	抵达红线区最快时间	溢油能力	应急物资情况
守护船远离	第一道围油栏	工作艇及快速布放围油栏同时下放，耗时 5min	2	7	9	35m^3	轻型快速布放围油栏
	第二道围油栏	下放重型快速充气式围油栏或固定缆绳 5min	40	45	9		重型快速充气围油栏
守护船周边守护	/	下放快速布放围油栏，耗时 5min	2	7	9		轻型快速布放围油栏

情景二：海况不适用于轻型快速布放围油栏

环境条件：风力 4 级以上时，采用本工程周边最不利条件下的风速、对生态红线区最不利风向 E、ESE，涨潮极风的情况下进行预测。预测结果如下：

表 8.7-14　不利工况下溢油抵达红线区统计表（风力 4 级以上）

风向	风速（m/s）	潮况	抵红线区达时间（min）
E	14.05	涨急	7
ESE	10.49	涨急	8

根据预测结果统计在涨潮极风最不利的风向下抵达红线区的最短时间为 7min。且快速布放围油栏已失效，可依靠平台上的重型围油栏进行应急，根据平台及守护船上配备的应急物资第一时间启动应急预案，直接布放重型充气式围油栏。守护船到达现场（15 分钟），平台下放重型快速充气围油栏和固定缆绳（5 分钟），重型围油栏布放（25 分钟），快速响应时间共计 45 分钟。在本情景不利条件下不能在油膜到达生态红线区前对油膜进行有效控制，对生态红线区造成污染产生一定的影响。溢油能力计算计算见下表。

表 8.7-15　溢油应急能力计算

情景	吊装时间	到达和布放时间	溢油应急时间	抵达红线区最快时间	溢油能力	应急物资情况
守护船远离	工作艇及重型快速充气围油栏同时下放，耗时 5min	25min	30min	7min	35m³	重型快速充气围油栏
守护船周边守护	下放重型快速充气围油栏和固定缆绳 5min	40min	45min	7min		重型快速充气围油栏

（2）调用外部溢油响应资源力量

在垦利 16-1 油田利用自身配备的设备对溢出的少量原油围控和回收的同时，还会继续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（如垦利 10-1 油田、垦利 3-2 油田、渤中 34-1 油田、渤中 34-2 油田、渤中 28-2 南油田群等距离较近的油田及中海石油环保服务有限公司塘沽基地、龙口基地）的溢油应急设备及人员等。此外，渤海湾海域直升机基地设在塘沽，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。当外部的溢油应急力量陆续抵达时，垦利 16-1 油田内部的应急力量将和外部溢油应急力量共同开展溢油回收工作。

应急力量响应时间见下表。

表 8.7-16　溢油应急资源抵达时间

序号	应急设备所有者	动员时间（小时）	距离	航行时间	到达垦利 16-1 油田（小时）
1	垦利 10-1 油田	1	19	0.8	1.8

2	垦利 3-2 油田	1	35	1.5	2.5
3	渤中 34-1 油田	1	54	2.5	3.5
4	渤中 34-2 油田	1	51	2.3	3.3
5	渤中 28-2S 油田	1	63	2.8	3.8
6	中海石油环保服务有限公司（塘沽基地）	2	208	9.4	11.4
7	中海石油环保服务有限公司（绥中基地）	2	275	12.5	14.5
8	中海石油环保服务有限公司（龙口基地）	2	106	4.8	6.8
9	渤海湾海域直升机基地（塘沽）	1	飞行时间 0.5 小时		1.5
10	专业环保船	--	--	--	

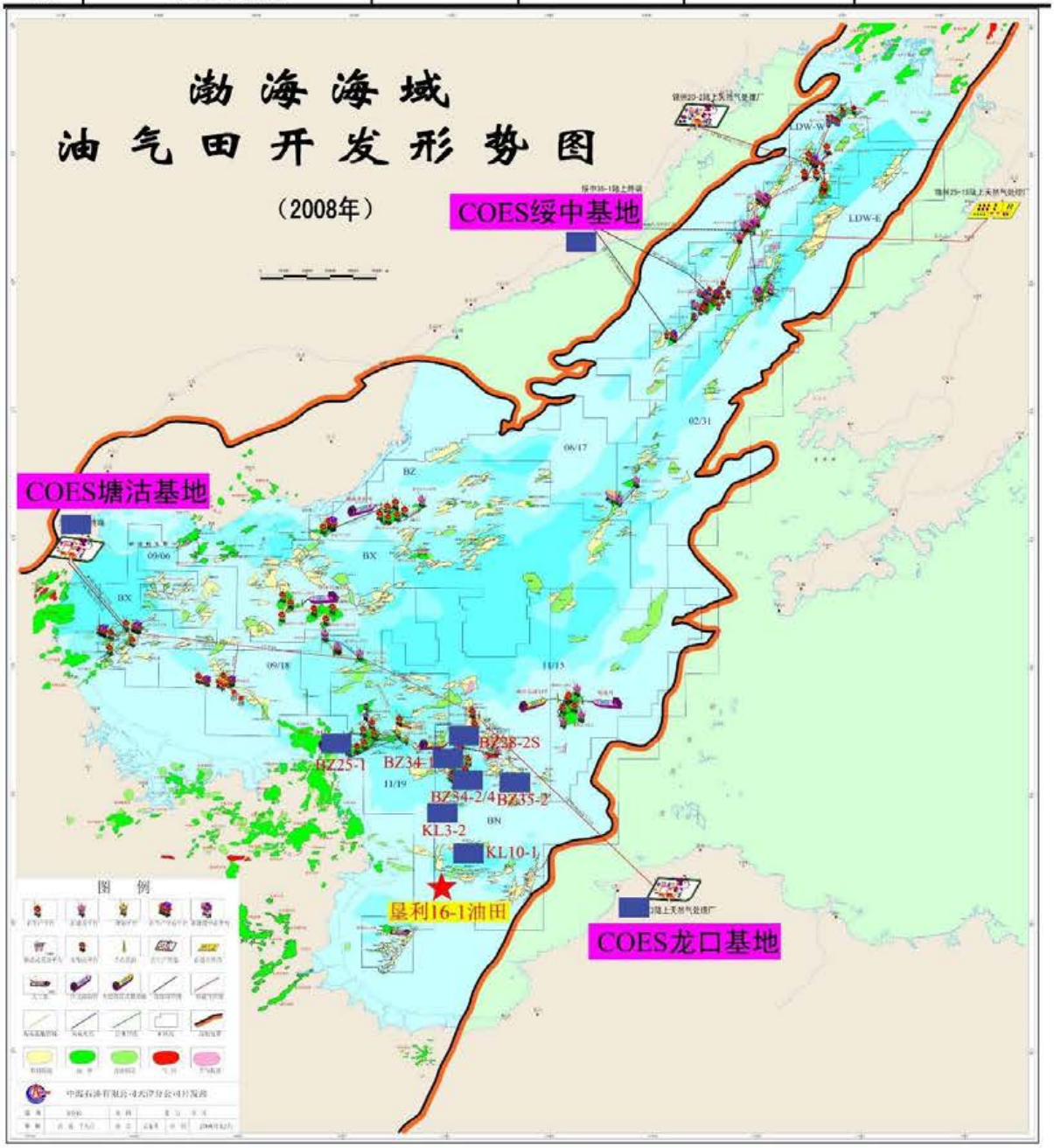


图 8.7-1　溢油应急资源分布图

8.7.5.1 小结

垦利 16-1 油田的溢油应急能力完全可以应对 35m^3 以下的溢油应急事故，在发生溢油事件的第一时间里即可展开现场海上溢油的围控和回收作业。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，垦利 16-1 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，垦利 16-1 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内将平台上溢油设备进行装载，展开应急行动；另外，垦利 16-1 油田附近的垦利 10-1 油田、垦利 3-2 油田、渤中 34-1 油田、渤中 34-2 油田、渤中 28-2 南油田等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。

在特定情形不利条件下的本工程选取最不利风向针对生态红线区做了针对性预测，风力 4 级以下（含 4 级，风速不高于 7.9 米/秒）。采用对生态红线区最不利风向 E、ESE，涨潮极风的情况下进行预测根据预测结果统计在涨潮极风最不利的风向下抵达红线区的最短时间为 9min。在本情景不利条件下（守护船远离）的条件下，最快的应急时间为 7min，且在 45min 内可布置完成第二道重型快速充气式围油栏，在油膜到达生态红线区之前有效控制油膜扩散，不会对红线区产生影响。

风力 4 级以上时，采用本工程周边最不利条件下的风速、对生态红线区最不利风向 E、ESE，涨潮极风的情况下进行预测。根据预测结果统计在涨潮极风最不利的风向下抵达红线区的最短时间为 7min。在此情景下，快速布放围油栏已失效，可依靠平台上的重型快速充气式围油栏进行应急。在本情景不利条件下（守护船远离）的条件下，可在 45min 内应急响应工作，但不能在油膜到达生态红线区前对油膜进行有效控制，将对生态红线区造成污染产生一定的影响。

8.8 保护区、生态红线区的风险防范措施

8.8.1 本工程与保护区的位置关系

本工程位于辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区莱州湾保护区实验区内，距离东营黄河口生态限制区（生态红线）约 208m；距离东营黄河口生态国家级海洋特别保护区约 770m，距离东营黄河口生态禁止区约 13.7km。

8.8.2 施工船舶碰撞溢油事故降低风险概率措施

8.8.2.1 致因

本工程在平台建造、钻完井、海底管道和电缆铺设过程中有较多的船舶在该海域内活动，在不利气象及海况条件下，各施工阶段施工期船舶之间存在一定的碰撞风险。同时工程附近水域有习惯航线，通航船舶与工程船舶存在一定的碰撞风险。

8.8.2.2 计划采取的风险防范措施

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

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

（3）协助相关部门作好进作业船舶的调度工作。

（4）合理安排施工作业面，在有船舶通过时，提前采取避让的措施。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。

（5）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污油回收、消除等有效措施，以减少污染损害。

（6）施工作业人员应严格按照操作规程进行操作。

（7）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船舶等。

8.8.2.3 加强的风险防范措施

（1）限定通航条件：船舶靠、离泊操作应注意气象、水文条件，避免在大风、大浪、寒潮等影响安全的条件下强行操作，必要时实施紧急关断。

（2）工程附近现有油田均配备了障碍灯、导航灯、雾迪、AIS 系统和 VHF 设备，在保证平台和附近船舶通航安全起到重要的作用。

（3）工程附近油田在作业过程中一直有守护拖轮在附近巡航，且配备了溢油应急物资，能够为工程附近海域的通航安全提供一定的保障。

8.8.3 管道腐蚀溢油事故降低风险概率措施

腐蚀是引起海底管道腐蚀的最主要因素，可造成结构强度降低，导致泄漏，而且内腐蚀引起的事故往具有突发性和隐蔽性，因此后果一般比较严重。

8.8.3.1 致因

输送油气等介质的管道中若含有水、二氧化碳和硫化氢等腐蚀性介质则容易发生内腐蚀。此外海底管道埋于海底泥面下，而海水和海泥交界处下方容易产生海泥/海水腐蚀电池，从而造成海管腐蚀。

8.8.3.2 计划采取的风险防范措施

①工程防腐主要包括防腐涂层和阴极保护。大气区采用高性能重防腐涂层；飞溅区增加壁厚、高性能防腐涂层（或包覆层）与阴极保护联合保护的方法；全浸区内钢结构采用阴极保护防腐蚀措施，采用长条型铝基牺牲阳极。平台上部主要设施及管线拟采用“碳钢+腐蚀余量+缓蚀剂”的防腐方案。

②外观检查：立管飞溅区的腐蚀情况进行外观检查，并根据外观腐蚀情况确定是否进行管壁测厚检测。

③每年定期对海底管道进行清管作业，以减少腐蚀等原因对管道的影响。

④通过定期海管立管探摸检测，检查管道和牺牲阳极的机械损坏情况，立管阳极的电位测量、消耗情况及其状态。

⑤定期对海管进行内检测或者压力试验，来检测海管的内外腐蚀状况及承压能力。

8.8.3.3 加强的风险防范措施

①增加检测频次，及时发现隐患

对于重点关注的海管，除进行视频监控、压力温度监控、出海巡检等日常监控外，适当增加检测频次。

②及时更换海管

定期开展腐蚀检测，有效掌握管道腐蚀和变形情况；开展海管延寿评估，如海管不能满足生产需求，及时更换海管。

8.8.4 海底管线冲刷悬空降低风险概率措施

8.8.4.1 致因

在海洋工程中，由于波浪、水流的作用造成海底结构物底部及其附近海床的泥沙运动，即为我们通常所说的海底冲刷现象。根据海洋冲刷动力学原理分析，海底冲刷的形成，主要是由于海洋结构物安装在海底之后，打破了原有水下流场的平衡，引起局部水流速度加快，使正常流动的水流形成一定的压力梯度并构成对海底的剪切力，导致冲刷现象的出现；同时，海洋结构物的出现还改变了水流的方向，使之产生湍流和旋涡，更加速了冲刷作用。

海土除了在波流场作用下被缓慢搬运外，还存在两种发生于较短时间的失效形式：管涌和流土。对于不同土质海床，失效形式也不尽相同。管涌是管道在砂质海床上经局部冲刷而产生的一种现象，在渗流作用下，土中的细颗粒通过粗颗粒的孔隙被带出土体。渗流可能发生在土体的所有部位，是一种渐进性破坏。管道下方海土颗粒的自身重力及其与相邻颗粒间的作用力小于渗流场中的压力差时，海土颗粒便会“涌出”。流土则是针对粘土质海床，在渗流作用下，局部土体隆起、浮动或颗粒群同时移动导致海土流失的现象。

海底冲刷对海洋结构物的安全造成很大的威胁。对于海底管线，冲刷会使管线外露，甚至一定长度的淘空，这时管线可能会因波浪和潮流的巨大作用而破坏。在北美、墨西哥和欧洲北海油气资源开发过程中，就有不少因海洋冲刷而造成海洋结构物损坏的事故实例。海底冲刷现象与水流速度和水流方向及海床特性（包括海底地形、物质构成）等多方面因素有关。

8.8.4.2 计划采取风险防范措施

（1）路由复勘和海管立管探摸

①路由复勘

定期开展路由复勘检测，并提交路由复勘报告。报告内容包括海底地形地貌、海底管道分布及状态特征、浅地层结构特征及灾害分析、管道埋藏、裸露、悬空情况并于历史资料进行对比、对于悬空段进行专项分析。悬空情况包括悬空位置、悬空长度、悬空高度等。

②海管立管探摸

定期开展海管立管探摸检测，并提交探摸报告。检验管道位置、走向或暴露状况，悬空高度、长度及端部支撑状况；管线工艺连接部分的完整性和有效性；立管支撑构件、螺栓、法兰、连接器的详细外观检验，确定完整性和有效性；立管防护构件的完整性和有效性；立管飞溅区的腐蚀情况进行外观检查，并根据外观腐蚀情况确定是否进行管壁测厚检测。

（2）悬空治理。

根据管道所处海域的水深情况、浪流情况、以及管道管径和两端的固定情况，计算管道的允许悬跨值，根据检测结果管道有悬空但悬空长度未超过允许悬跨值时需对悬空管段进行加密勘测；当悬空长度超过允许悬跨值时，首先采取应急措施通过抛填沙袋对海管悬空部分进行支撑，尽快进行治理。

8.8.4.3 加强的风险防范措施

（1）增加检测频次，及时发现隐患

本工程新建混输管线除进行视频监控、压力温度监控、出海巡检等日常监控外，适当增加检测频次。

（2）缩短治理时间

当检测超过允许悬跨值时，首先采取抛填沙袋措施对海管悬空部分进行支撑，尽快完成治理修复工作。

8.8.5 人类海洋活动造成的管道溢油降低风险概率措施

8.8.5.1 致因

据统计，全球 50%~60%的海底油气管道破裂事故是由第三方破坏导致的。第三方破坏引起于不法分子盗油、近海工程施工、海上落物冲击、船舶起抛锚作业、拖网捕鱼等。近海工程施工引发第三方破坏的主要原因是：无警示标志、违章操作或因标识不清挖断管道。渔业生产引发第三方破坏的主要原因是：拖网、铰链对海底管道的缠绕、撞击和拖拽作用造成海底管道破坏；锚对海底管道的撞击、刮碰造成管道凹陷、撕裂、刺穿。

8.8.5.2 计划采取的风险防范措施

（1）设定安全作业区，在生产期间，发布明确的航行通告和设置海图标记，划

定保护界线，提醒外部船舶避免进入海上生产作业区，

（2）垦利 16-1 油田建成后常备一条守护船（配备溢油应急物资）在平台附近范围内巡视，发现可疑船舶，立即驱赶。防止渔船拖网或过往船只因抛锚等损伤管道，防止人为破坏、偷油活动造成管道损坏。不定期进行局部检查和定期进行全面检查，可以及早发现隐患，及时处理，防止事故发生。

（3）狠抓船舶抛锚管理，利用视频监控系统、光电跟踪系统做好平台、海域监控。海上船舶抛锚等大型作业需办理相关的票证，选派经验丰富的人员现场监督、带班。

（4）海管设计为双层保温管，内外钢管之间加装保温层进行保护；海管外层加装配重层进行保护；全程挖沟掩埋保护，立管布置在导管架内，可以避免船舶碰撞；近平台膨胀弯及无法挖沟段覆盖有水泥压块保护，可以避免落物撞击损伤。

8.8.5.3 加强的风险防范措施

（1）扫海雷达系统

本工程计划在平台上增设一套扫海雷达系统，对平台和管道周边海域进行监控，发现可疑船舶，即刻驱离。

（2）视频监视系统

在平台上同时设置一套视频监控系统，能够对平台附近的船舶进行海域监控。

8.8.6 减轻事故后果的对策措施

8.8.6.1 计划采取的对策措施

（1）安装在线监测预警系统

实施海底混输管道泄漏监测，通过监测进出口压力、流量数据，实时判断管道的安全状态。

（2）中控室 24 小时监控海管温度和压力变化。

（3）平台值班人员每小时巡回检查一次，重点检查系统内关键设备设施运行状况，周围海域瞭望，录取重点生产参数，每 2 小时上报一次，完成后填写巡检记录；随时通过自动化监控系统和视频监控对本系统运行情况进行监控，发现异常及时处理。

（4）当海底管道发生泄漏事故时，在 30s 内将启动自动关断系统，切断溢油源。

（5）垦利油田附近有守护拖轮，在平台附近范围内巡视，及时发现溢油。

（6）平台设置一套视频监控系统，及时发现溢油。

（7）海底管道事故快速封堵方案

①通过二维测扫声呐等水下实时定位技术，指导潜水员快速找到海管损伤点。

②引进“纤维带封堵”实现泄漏点的快速封堵。

③采用水下高压卡具安装工艺实现对管线裂缝的永久性修复。

④采用机械连接器与旋转法兰组合，实现对海管断裂处的有效修复，确保海底管道泄露应急处置快速有效。

8.8.6.2 加强的对策措施

（1）井口平台配备溢油应急物资

鉴于本工程位于莱州湾国家级水产种质资源保护区（实验区）内，且距生态红线区和国家级海洋特别保护区较近，环境敏感程度高，本项目在 KL16-1 WHPA 井口平台配备溢油应急设备。常规油田开发项目均在中心平台和 FPSO 上配备溢油应急设备，井口平台均不配备溢油应急设备。溢油应急设备的配备规模超过同类型油田溢油应急设备的配制规模。

同时，建设的单位针对垦利 16-1 油田单独编制了溢油应急计划，从从组织机构、资源配备、处理程序等进行了详细规定。

（2）守护船守护巡查，第一时间发现溢油，及时迅速进行处理

鉴于项目所在海域的环境敏感性，工程专门设置一条配备溢油应急物资的守护船对新建平台附近海域进行守护。守护船可对可能影响海管安全的其他船只进行驱离，进一步降低损害海管并发生溢油风险的概率。该船配备有围油栏、吸油毡、消油剂、收油机等溢油应急设备，一旦发现溢油事故，则可立即利用自身配备的溢油应急资源立即开展溢油应急响应工作。

表 8.8-1 垦利 16-1 油田溢油应急设备设施配备情况

应急设备	溢油应急物资数量	存放位置
轻型快速布放围油栏	200m	KL16-1 WHPA 平台
重型快速充气围油栏	400m	KL16-1 WHPA 平台
撇油器（50m³/h）	1 套	KL16-1 WHPA 平台
吸油托栏	250m	守护船
吸油毛毡	0.6t	KL16-1 WHPA 平台和守护船
消油剂	2.0t	KL16-1 WHPA 平台和守护船
无人工作艇	1 台	KL16-1 WHPA 平台

（3）轻型快速布放围油栏

为更好的保障事故状态下有效控制溢油对生态红线区影响。本次投用了快速布放围油栏，快速布放围油栏内部组成为可折式弹簧，平时存放可以卷放在一起，占地面积小且轻便。一旦发生溢油事件快速布放围油栏可 2 分钟内展开起到围挡油膜作用。本次选取的围油栏较常规围油栏在布放时间上有很大提高，常规重型充气围油栏的布放时间平均在 25 分钟左右，布放时间缩短 20 多分钟。轻型快速布放围油栏在平台上配备 1 套。

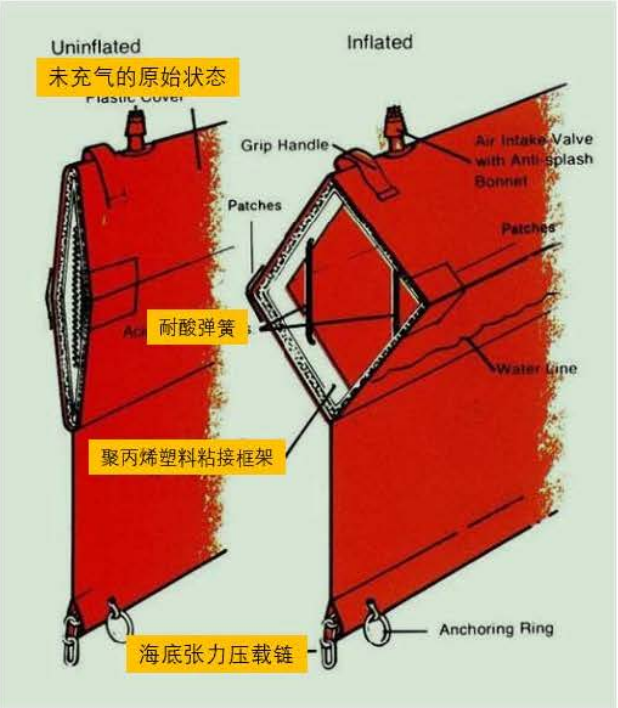


图 8.8-1　轻型快速布放围油栏示意图

（4）无人工作艇

在平台上常备一条无人工作艇（无线遥控），平时以安全套固定在平台下方支架上，一旦发生溢油可在 5 分钟内快速下放。无人工作艇的拖带能力为 2t，速度为 8 节。可适用于所有海况，配合平台上配备的轻型快速布放围油栏及常规重型围油栏均可布放。

（5）专业溢油回收船将近生态红线区列为重点巡逻海域

目前渤海已有四艘专业环保船（海洋石油 230/231/252/253）投入使用，实现勘探测试井液的零排放、控制污染、保护环境，达到有效降低安全风险和作业成本的最终目的。在保障海上平台日常安全、环保生产的同时，一旦渤海海域内油田发生中、大型溢油，凭借专业环保船舶的溢油处理能力和专业性能，溢油现场将能够得到快速、有效地控制，每一艘环保船的溢油回收能力每小时可达 200m^3。由于本油田的特殊性将本次新

建油田划为重点巡逻和监控区域。

（6）安装管道泄漏监控系统，及时确定泄漏位置

为保证第一时间内发现输油管道泄漏事故，避免泄漏的进一步扩大，中海石油（中国）有限公司天津分公司在 KL16-1 WHPA 平台至 KL10-4 WHPA 平台混输管道安装管道泄漏监控系统，计划在 KL16-1 WHPA 平台登陆点管道安装管道泄漏监控系统。

据流体力学理论，当管线中间某点发生泄漏时，整条管线的运行参数温度、压力、流量平衡会被破坏。管道内外的压差，泄漏点会产生一个负的压力变化即负压波，负压波通过一定的波速沿管道向两端传播，同时管线将产生流量损失，根据“压力波+输差分析”原理报警并定位。管道泄漏瞬间，泄漏点产生明显的压力降，形成沿管道向两端传递的压降：“压力波”或“负压波”。安装在管段两端的压力传感器将接收到压力波信号。服务器实时获取传感器的压力信号，利用两端传感器接收到压力波的时间差，计算泄漏位置。

（7）加强监控，第一时间发现溢油

在 KL16-1 WHPA 平台安装有视频监控设施，值班人员每天两次进行巡视，可以通过望远镜瞭望近生态红线区一侧附近海域情况，一旦出现异常能够及时发现。KL16-1 WHPA 平台混输管线计划安装视频监控设施，实时监控平台附近海域。

8.8.7 溢油应急响应及物资

8.8.7.1 溢油应急措施

当溢油事故发生时，启动应急预案，溢油应急物资陆续到位，对溢油进行控制。溢油事故的控制、清除和回收是海上船舶污染应急反应的核心，是有效控制污染事故的主要手段。溢油清污回收技术已经相对成熟，溢油事故典型应急反应程序如下图所示。

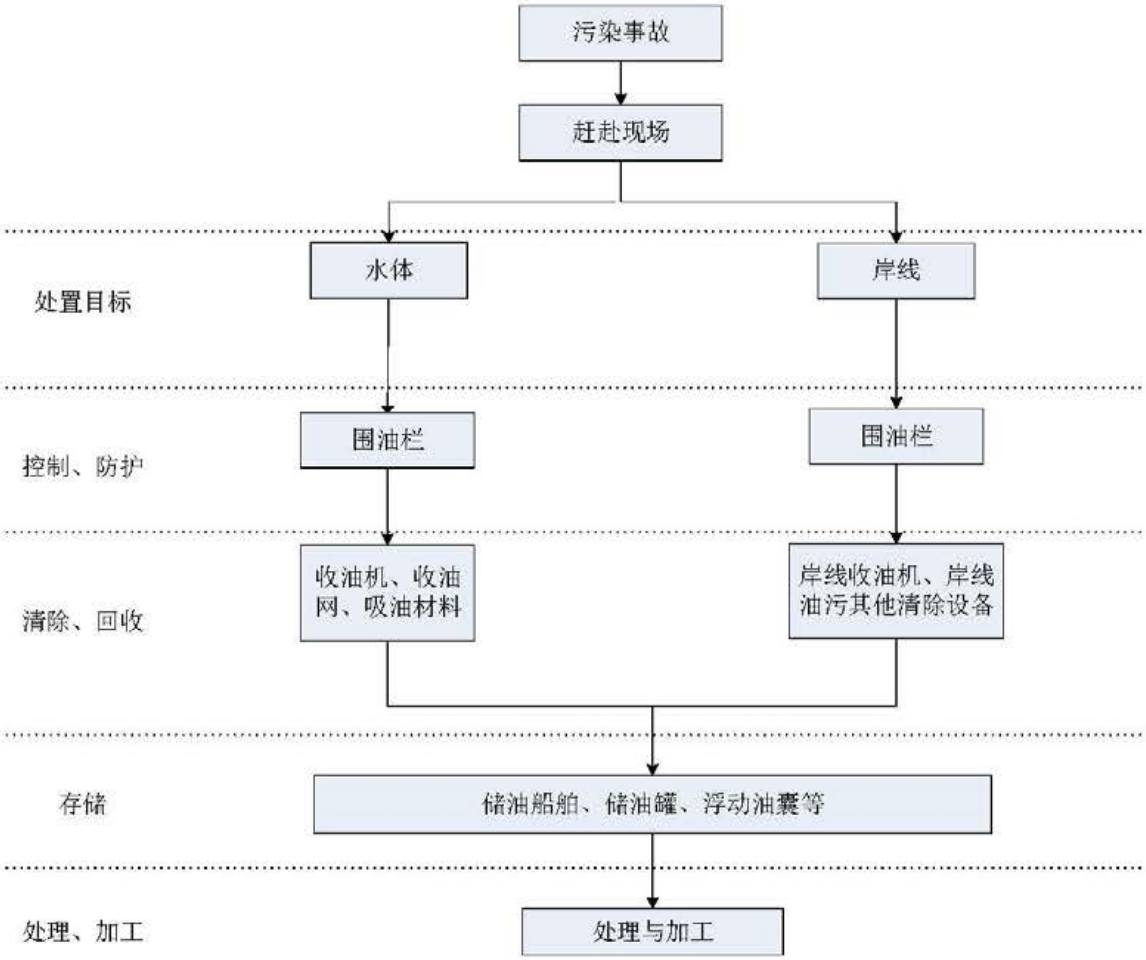


图 8.8-2 溢油应急回收程序示意图

一、处置

（1）如果围控的原油油层较厚，水深达到应急船的适航条件，可直接使用应急船回收溢油，储存在回收舱中；

（2）油层太薄时，利用撇油器对海面溢油进行回收，回收的溢油存放于临时储存设施；

（3）海面上剩余的少量浮油使用吸油毡或吸油拖栏吸附回收；

（4）如果溢油已抵岸，首先应使用绳式拖把撇浮装置和真空泵回收在海岸线附近漂浮的油类以及岸上成滩的大片原油；然后使用机械法清除搁浅的原油以及受油类污染的海岸线物质。

二、导流

在逆向溢油漂流的方向布放 1~2 道导流围油栏，改变溢油漂移方向，使其向相对不敏感水域方向漂移，集中并进行回收作业。

8.8.7.2 本项目溢油应急物资及响应时间

在特定情形不利条件下的本工程选取最不利风向针对生态红线区做了针对性预测，风力 4 级以下（含 4 级，风速不高于 7.9 米/秒）。采用对生态红线区最不利风向 E、ESE，涨潮极风的情况下进行预测根据预测结果统计在涨潮极风最不利的风向下抵达红线区的最短时间为 9min。在本情景不利条件下（守护船远离）的条件下，最快的应急时间为 7min，且在 45min 内可布置完成第二道重型快速充气式围油栏，在油膜到达生态红线区之前有效控制油膜扩散，不会对红线区产生影响。

风力 4 级以上时，采用本工程周边最不利条件下的风速、对生态红线区最不利风向 E、ESE，涨潮极风的情况下进行预测。根据预测结果统计在涨潮极风最不利的风向下抵达红线区的最短时间为 7min。在此情景下，快速布放围油栏已失效，可依靠平台上的重型快速充气式围油栏进行应急。在本情景不利条件下（守护船远离）的条件下，可在 45min 内应急响应工作，但不能在油膜到达生态红线区前对油膜进行有效控制，将对生态红线区造成污染产生一定的影响。

本项目溢油应急物资及响应时间详见 8.7.5 小节。

8.8.7.3 溢油对生态红线区的影响分析

东营黄河口生态国家级海洋特别保护区（简称为“东营黄河口海洋特别保护区”）于 2008 年 12 月由国家海洋局批准建立，位于山东省东营市垦利县黄河口-3 米等深线以东 12 海里附近海域，为 119°05′E 至 119°31′E，37°35′N 至 37°57′N 之间的区域，呈拐梯形状，总面积为 926 平方公里。保护区划分为生态保护区、资源恢复区、环境整治区和开发利用区四部分，主要保护对象为以黄河口生物资源产卵场、索饵场为主的黄河口生态系统。

本次新建平台 KL16-1WHPA 平台距离东营黄河口生态限制区较近，因此，本次选择距离敏感目标较近的 KL16-1WHPA 平台处作为溢油预测点。预测点坐标为：37°39′14.822″N，119°31′28.570″E，泄漏量约为 33.48t（约 35m^3）。在设定情景下，最短可在 45 分钟内完成应急响应工作，平台及守护船均按照 35m^3 溢油量配备应急物资。

为了准确了解溢油对生态红线区和国家级种质资源保护区产生的影响，本项目设定了两个情景进行预测分析。

（1）轻型快速布放围油栏适应条件下进行溢油应急

根据预测结果，在本情景不利条件下（守护船远离）的条件下，最快的应急时间为

7min，且在 45min 内可布置完成第二道重型快速充气式围油栏，在油膜到达生态红线区之前有效控制油膜扩散，不会对红线区产生影响。，

（2）海况不适用于轻型快速布放围油栏条件下进行溢油应急

根据预测结果，在本情景不利条件下（守护船远离）的条件下，可在 45min 内应急响应工作，但不能在油膜到达生态红线区前对油膜进行有效控制，将对生态红线区造成污染产生一定的影响。

根据预测结果，在 E 向极风涨潮的不利条件下，溢油发生 45min 后油膜的最大扫海面积为 0.24km^2，油膜在红线区内的扫海面积为 0.15km^2，油膜进入红线区最大距离约 840m，油膜在东营黄河口生态国家级海洋特别保护区的扫海面积为 0.03km^2，进入保护区最大影响距离为 293m。溢油发生后 45 分钟溢油最大扫海面积与东营黄河口生态国家级海洋特别保护区（926km^2，）、山东省生态保护红线区的位置关系见图 8.8-3。。

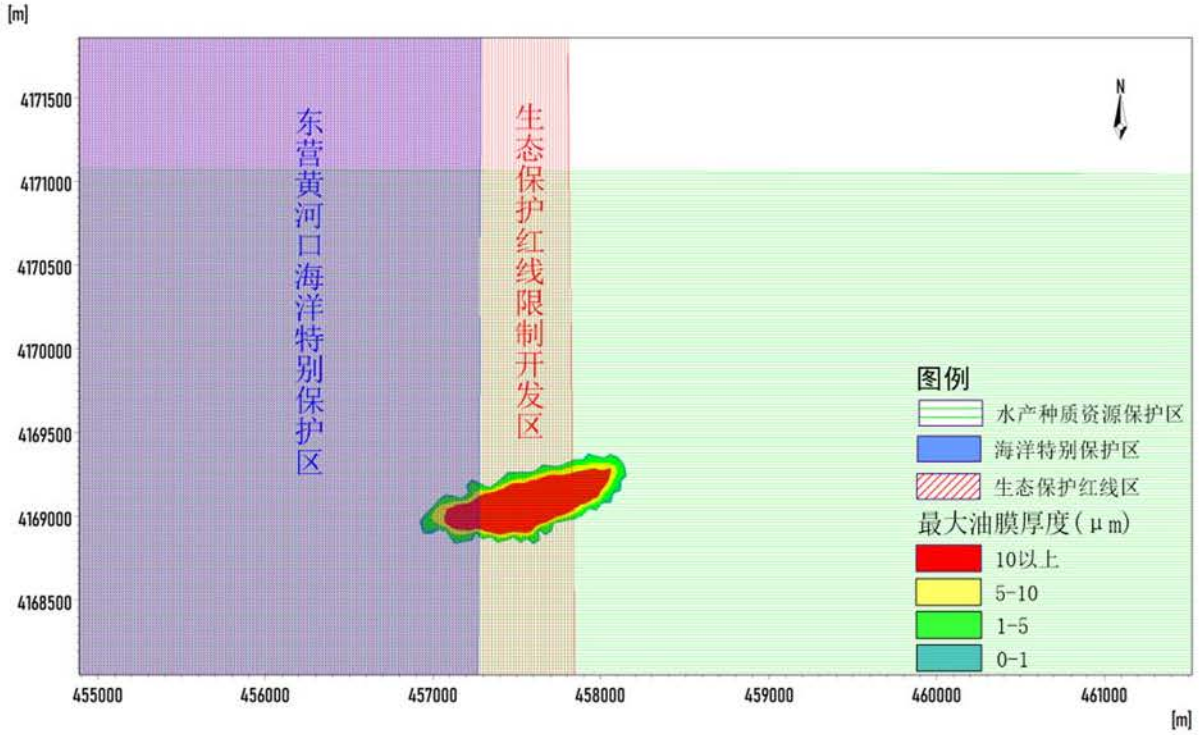


图 8.8-3　E 向极风涨潮工况下 45min 油膜分布

8.8.7.4　海洋生态损害分析

根据《山东省海洋生态损害赔偿和损失补偿评估方法》DB37/T1448-2009 相关规定，计算了本次拟建平台海底管道溢油导致的生物量损失。在设定情景下，最短可在 45 分钟内完成应急响应工作，因此本次溢油影响面积按照 45min 最大扫海面积计算。由于溢油位置位于莱州湾及渤海湾南部，因此根据《山东省海洋生态损害赔偿和损失补

偿评估方法》DB37/T1448-2009 中表 1 确定海域各生物类型的平均生物量，具体如表 8.8-2 所示。

表 8.8-2　计算生物损失所选取的各类型平均生物量

海域	平均生物量			
	鱼类（kg/hm²）	甲壳类和头足类等（kg/hm²）	浮游动物（kg/hm²）	潮间带天然底栖动物（kg/hm²）
莱州湾及渤海湾南部	6.44	2.44	5.6	1718

本次生物量损失按照扫海面积内所有生物按 100%损失的保守方法计算，溢油预测结果显示在 E 向极风涨潮的工况下 45min 扫海面积最大为 0.24km²。据此生物量损失情况计算入见下表。

表 8.8-3　各类型生物损失量

损失量			
鱼类（kg）	甲壳类和头足类等（kg）	浮游动物（kg）	潮间带天然底栖动物（t）
154.56	58.56	134.4	41.232

从上表可以看出，原油泄露在设定的最不利工况下造成鱼类损失 154.56kg，甲壳类和头足类等损失 58.56kg，浮游动物 134.4kg，潮间带天然底栖动物 41.232t。本工程距离海岸线较远，造成底栖生物损失量较小。

8.8.7.5　生态影响分析

东营黄河口生态国家级海洋特别保护区（简称为“东营黄河口海洋特别保护区”）于 2008 年 12 月由国家海洋局批准建立，位于山东省东营市垦利县黄河口-3 米等深线以东 12 海里附近海域，为 119°05′E 至 119°31′E，37°35′N 至 37°57′N 之间的区域，呈拐梯形状，总面积为 926 平方公里。根据海洋特别保护区的指导思想与规划原则，运用生态学基本规律，结合黄河口附近海域的特征，充分考虑黄河口生态系统特点与生物资源的生物学特性，既要有利于保护、开展科研工作和可持续开发利用活动，又要兼顾当地渔民生计，根据保护区的性质和作用，经综合评估、确定将其划分为生态保护区、资源恢复区、环境整治区和开发利用区四个功能区。

东营黄河口生态国家级海洋特别保护区总面积为 926km²。根据溢油预测结果，溢油发生 45min 后油膜的最大扫海面积为 0.24km²，油膜在红线区内的扫海面积为 0.15km²，油膜进入红线区最大距离约 600m，油膜在东营黄河口生态国家级海洋特别保护区的扫海面积为 0.03km²，进入保护区最大影响距离为 293m。油膜影响东营黄河口生态国家级海洋特别保护区的面积为 0.03km²，占东营黄河口生态国家级海洋特别保护区面积的

0.003%。

根据《油气田建设项目对自然保护区生态环境影响及案例研究》（丁佳，南京师范大学硕士论文，2010 年）的研究成果，建设项目对国家级自然保护区结构和功能影响的可行性判别依据：占用国家级自然保护区面积比例≤3%时，说明项目建设对保护区影响在可接受范围内。在设定情景下，本项目溢油发生后 45 分钟的影响东营黄河口生态国家级海洋特别保护区最大扫海面积占保护区总面积的 0.003%，远小于 3%。溢油发生后会对海洋特别保护区的保护经济物种和海洋生态环境产生影响，但在进行生态修复后，生态系统的功能可以逐渐恢复，因此，尚不构成对生态系统结构影响的决定性因素。

8.8.7.6 生态修复措施

（1）针对保护物种的修复措施

东营黄河口生态国家级海洋特别保护区的生态保护目标为：黄河口特有的刀鲚、大银鱼等经济鱼类、黄河口生态系统及生物物种多样性。

针对溢油可能对保护的主要经济鱼类的造成影响和生物资源损失，可以开展主要经济鱼类（刀鲚、中国对虾、半滑舌鳎、牙鲆、三疣梭子蟹）的增殖放流，促进海洋生物资源的恢复。对于不可人工育苗的鱼类，可开展其他形式的生态补偿，保持海洋生物资源的可持续性。

（2）其他措施

①措施分类

海洋石油污染的修复方法主要包括取物理机械、化学和生物方法修复海洋污染。

物理应急措施主要有建立油障，将溢油海面封闭起来；使用撇油机、吸油带、拖油网将油膜清除；投入聚合物或天然吸附材料吸附油污。物理措施是相对简单、安全、有效的溢油治理方法，适于突发溢油的回收并控制溢油的扩散。

化学应急措施主要有：使用消油剂分散溢油；使用凝油剂包裹溢油；使用集油剂聚集扩散油；在含水率、油层厚度等合适的情况下就地燃烧处理溢油。化学方法见效快，即使在恶劣的天气下也可以在短时间内处理大面积的溢油，但是缺点是使用消油剂等化学药剂浪费能源，可能产生二次污染；凝油性能较低，生产工艺复杂，成本偏高，价格昂贵，难以在实际中得到应用；化学燃烧产生黑烟，造成二次污染，并且浪费能源。

生物修复法是一种环境友好的治理技术，它主要是通过采取人工措施来促进石油

污染物的自然生物降解。石油污染海滩的生物修复主要包括 2 种方法：（1）生物强化法：向污染环境中添加能够降解石油的微生物；（2）生物促进法：向污染环境中施加营养来促进土著微生物的生长。海洋中存在着大量能够降解石油的微生物，利用微生物进行海洋石油污染的生物修复是国际上最新兴起的环境污染治理生物工程技术。其最大特点是可以对大面积的污染环境进行治理。其优点是高效、经济、安全、无二次污染；特别是对机械装置无法清除的薄油层而且化学药剂被限制使用时，生物法处理溢油的优越性更加显著。

②修复效果

国内外关于对海洋石油污染采取生物修复技术的一些研究成果如下：

1989 年的美国 Alaska Exxox Valdez 油轮溢油事件中首次大规模使用生物修复技术，并且收到良好效果。在石油污染区域投放微生物肥料 EAP22JM，促进本土嗜油微生物的快速繁殖，泄漏事故 16 个月后 60%~70%的石油被降解。

根据《渤海中部公共海域沉积物修复工程技术报告》（国家海洋局北海环境监测中心，2016 年 11 月），根据生态修复之后的跟踪监测结果，经过 120 天后的菌剂降解，沉积物中石油类含量明显降低。45%的站位降解率为 60-85%，45%的站位降解率为 41-52%，其它 10%的站位的降解率为 17.58%。修复 210 天后，石油类含量进一步下降，57%的站位降解率为 70-91%，33%的站位降解率为 51-65%，其它 10%的站位的降解率为 17.58%。并可明显看出修复海域典型站位的石油降解速度相比未修复海域，即自然降解速度，明显要快很多。

根据研究成果，采取修复措施后，生态系统的恢复时间要快很多。

8.8.7.7 后续要求

一旦发生溢油事故，可能会对东营黄河口生态国家级海洋特别保护区产生影响，建设单位应立即采取物理、化学应急措施进行溢油控制、回收与清理，并针对事故的实际影响编制生态修复方案，修复受影响生态系统。建议主要采取环境友好型生物技术进行修复，对修复效果进行跟踪监测和评估，至生态系统恢复。同时，针对主要保护物种开展针对性的增值放流，保持海洋生物资源的可持续性。

8.8.7.8 结论

在设定情景下，造成鱼类损失 154.56kg，甲壳类和头足类等损失 58.56kg，浮游动

物 134.4kg。最大扫海面积占保护区总面积的 0.003%，尚不构成对生态系统结构影响的决定性因素。根据事故的实际影响持续采取有效的生态修复方案，并对修复效果进行跟踪监测和评估，直至生态系统恢复。在采取上述措施的情况下，溢油对保护区影响是可接受的。

8.9 风险结论

本次评价识别出来的环境风险类型包括井涌或井喷、平台火灾、海底管道/立管油气泄漏事故、船舶碰撞泄漏事故。本工程最大可信事故为海底管道/立管溢油事故。针对本次工程组成，选取了 1 个最不利的溢油位置作为溢油点进行了模拟预测，溢油量最大为泄漏量约为 33.48t（约 35m^3）。

根据预测结果分析，本工程近平台端混输管线一旦发生溢油，由于本工程位于白姑鱼、鲳、银鲳、毛虾、花鲈、小黄鱼的产卵场，鳀鱼、带鱼、三疣梭子蟹、真鲷和毛虾的索饵场和莱州湾国家级水产种质资源保护区内，若发生溢油，即刻抵达环境敏感目标。海底管线溢油抵达山东省海洋生态红线限制开发区最短时间为 7min，抵达东营黄河口生态国家级海洋特别保护区最短时间为 28min，抵达养殖区最短时间为 10h，抵达东营莱州湾蛏类生态国家级海洋特别保护区最短时间为 43.5h，抵达大山东黄河三角洲国家级自然保护区最短时间为 24h，抵达莱州浅滩海洋保护区最短时间为 51.3h。

根据应急响应时间分析，在设定情景下，内部溢油应急力量最快可在 2-7 分钟控制溢油扩散，并陆续进行溢油回收作业。参照《船舶溢油应急能力评估导则》（JT/T 877-2013）进行溢油能力的计算，垦利 16-1 油田目前配备的溢油应急设备量可以满足本工程最大溢油量 33.48t（约 35m^3）的溢油应急能力的要求。若发生更大溢油事故超出油田的溢油应急能力，可借助中海石油环保服务有限公司（COES）的基地塘沽等外部力量开展溢油应急。

在垦利 16-1 油田开发工程正式投产作业前，建设单位（中海石油（中国）有限公司天津分公司，以下简称“天津分公司”）将制定详细的溢油应急计划，并报主管部门备案。垦利 16-1 油田开发工程溢油应急计划需与附近其他油田应急计划统一考虑，并纳入天津分公司应急体系中。应急计划的主要内容应包括油田作业区情况、应急组织体系、溢油风险分析、事故处置方案和溢油应急能力等。

在设定情景下，造成鱼类损失 154.56kg，甲壳类和头足类等损失 58.56kg，浮游动

物 134.4kg。最大扫海面积占保护区总面积的 0.003%，尚不构成对生态系统结构影响的决定性因素。根据事故的实际影响持续采取有效的生态修复方案，并对修复效果进行跟踪监测和评估，直至生态系统恢复。在采取上述措施的情况下，溢油对保护区影响是可接受的。

9 清洁生产

清洁生产的基本手段是改进工艺技术，强化企业管理，最大限度地提高资源、能源的利用水平，改变产品体系，争取废物最少排放及将环境因素纳入服务中去。对必须排放的污染物，采用低费用、高效能的净化处理设备和“三废”综合利用的措施进行最终的处理和处置。清洁生产涉及项目的初期设计、建设项目的实施、项目建成后的管理。

《中华人民共和国清洁生产促进法》第二条明确规定：“清洁生产，是指不断采取改进设计、使用清洁的能源和原料、采用先进的工艺技术与设备、改善管理、综合利用等措施，从源头削减污染，提高资源利用效率，减少或者避免生产、服务和产品使用过程中污染物的产生和排放，以减轻或者消除对人类健康和环境的危害。”

9.1 建设项目清洁生产内容与符合性分析

9.1.1 建设阶段采用的清洁生产措施

（1）采用环保型天然聚合物钻井液

钻井用泥浆（钻井液）可分为油基钻井液、水基钻井液和混油钻井液。本工程钻井作业过程中，不使用毒性较大的油基钻井液，选择了无毒或低毒的钻井液，且全部运回陆地交由资质单位进行处理，从源头上避免对环境损害。

（2）钻井液循环使用

在油田开发钻井过程中，钻井液循环使用。合成基钻井液的抑制性强、润滑性好、抗污染能力强、防塌能力强。现场作业能够保证钻井作业顺畅、减少复杂情况、降低事故发生的概况，提高作业时效，减少了钻井液的用量。环保型水基钻井液连续相为水，环境保护性能好，本次技术难度小的井段采用水基钻井液以达到降本增效的效果。

钻井液处理罐布置在井口附近。罐上布置振动筛、除沙器、除泥器、离心机等钻井液净化设备。钻井作业过程中，钻井液通过钻井平台钻井液循环系统携带出井内钻屑，首先进入平台振动筛进行筛选，钻屑被筛出。最后，粒径小于 2um 的钻井液进入钻井液泵循环使用。

（3）严格执行相关法律、法规、公约、标准

施工阶段，参加海上施工的船舶及其有关人员应严格执行《海洋环境保护法》、《海上交通安全法》、《防止船舶污染海域管理条例》、《1990 年国际油污防备、反应和合作

公约》、《船舶水污染物排放控制标准》(GB3552-2018)、《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》等有关的法律规定和标准。施工期间产生的生活垃圾、机舱含油污水、工业垃圾全部运回陆地处理，不排海。

（4）执行严格的日常管理制度

对于钻井、安装、原油生产及外输作业，制定了严格的安全环保作业规程，并严格遵守执行。

综上，本项目在建设阶段，选用了无毒或低毒的钻井液并循环使用，建设过程中严格执行相关法律法规，减少了污染物的排放，达到了清洁生产的目的。

9.1.2 运营阶段采用的清洁生产措施

9.1.2.1 先进的工艺及技术路线

KL16-1 WHPA 平台为有人驻守井口平台，主要工艺流程有生产/测量管汇、柴油系统、开/闭排系统、化学药剂注入系统、公用仪表风系统、海水系统、淡水系统、生活污水处理系统、消防系统、逃/救生系统、注水系统和溢油回收系统等。

垦利 16-1 油田生产过程中，生产物流处理将采用自动化控制程度高的全密闭工艺流程，所选用的技术和设备均为在国内外先进和成熟的技术和设备，并在渤海多个油田开发过程中已有成功的应用。

在 KL16-1 WHPA 平台的井口装置、出油管线和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，避免带压流体的跑、冒、滴、漏。

根据垦利 16-1 油田规模，考虑设置三套控制系统，分别为过程控制系统（PCS）、应急关断系统（ESD）和火气探测系统（FGS），能够独立完成平台的过程控制、应急关断和火气探测功能，对 KL16-1 WHPA 平台进行集中监控。同时，通过海底光缆实现该平台与其他平台间的通讯。一旦出现问题，可根据不同事故的级别自动启动相应级别的紧急关断系统，将危害和损失降至最低程度。

综上，新建 KL16-1 WHPA 平台采用全密闭工艺流程，设置了过程控制系统、应急关断系统和火气探测系统，这些措施均符合清洁生产相关法律法规的要求，保证了油田生产过程清洁生产的顺利进行。

9.1.2.2 生产过程中的清洁生产措施

（1）污染物最大限度的资源化

KL16-1 WHPA 平台的生产物流，汇合 KL10-4 WHPA 的生产物流一起通过海底混输管道输送至 KL10-1 CEP 平台进行处理，分离出的天然气供透平发电使用。天然气发电产生的主要污染物为氮氧化物，采用天然气作为燃料比采用其它燃料大大减少了大气污染物的排放。

（2）设置污染物收集处理系统，减污及消除跑冒滴漏

开式排放罐主要用来收集溢出液、设备冷却冷凝水、甲板冲洗水和初期雨水。当开式排放罐达到一定液位时，经开式排放泵过滤器过滤后，由开式排放泵将含油污水打入闭式排放罐，工作甲板的污油进入开排槽中，由开排槽泵打回开排罐中。闭式排放/冷放空系统主要收集带压容器、管线等排放出的带压流体。

这些废液虽然产生量少且零星排放，但其对环境的危害亦不可忽视，此部分也纳入油田生产设施设计当中，基于重力分离原理的开式/闭式排放罐是其中的主要设备。这些设备主要收集废含油液体，避免造成环境污染，达到清洁生产的目的。

（3）污染物均得到有效处理

正常情况下，垦利 16-1 油田生产过程中产生的含油生产水进入 KL10-1 CEP 平台含油生产水处理系统，处理达标后全部回注；非正常工况下（如注水系统故障、维护、地层压力变化以及其他维护性操作时），全油田停产，不排海。生产过程中产生的固体废物运回陆地交由专门的公司处理/处置。生活污水中的灰水部分处理后进入工艺处理流程；黑水经生活污水处理装置处理的达标后排海。

（4）完备的事故预防与处理措施

平台上各工艺流程的关键设备以及井底等部位设置有压力、液位和温度监控/报警系统，一旦出现异常情况可启动单元或生产关断。

垦利 16-1 油田开发工程，虽在设计、建造、施工、运行期间采取各种预防措施，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。这种可能性很小又难以预料的突发性事故，环境风险大，污染可能会很严重。在以预防为主的基础上，计划修编溢油应急计划，并报生态环境部备案，配置足够的溢油应急设备设施，尽最大能力降低海上溢油的风险和由此造成的海洋污染。

（6）充分利用已有工程，简化海上平台流程及设施

KL16-1 WHPA 平台油、气、水充分依托 KL10-1 CEP 平台，供电充分依托垦利电

网。合理利用井口压力能，海上平台采用油、气、水混输流程，实现油气全密闭输送，减小油气损耗。KL16-1 WHPA 平台只完成油井计量任务，物流集输至 KL10-1 CEP 平台进行原油分离、生产水处理、合格原油转输，从而最大限度地简化海上生产设施，降低海上开发建设投资，提高海上工程抗风险能力，提高整体开发水平和综合经济效益，符合清洁生产相关法律法规的要求。

9.1.2.3 生产现场管理中的清洁生产措施

在原油生产过程中，对于各项操作均有明确的作业规程，同时还制定了严格的环境保护及管理制度，并设置专人、专岗进行监督和管理，以确保环境保护制度落到实处。以上这些措施规范了生产及施工作业活动，尽最大可能避免危害环境的事件发生。这些措施主要包括：

（1）实行环境保护会议制度

定期举行安全环保会议，对生产中发现的环保问题，研究整改措施，提出工作要求。

（2）油田安全管理

贯彻执行国家相关的环境保护法规和标准，并且在日常生产时对平台上的生产设施进行巡视和检查，定期对生产设备、探测报警及紧急关断设备进行检查维护。安全监督对临时登临平台的人员进行安全环保教育。

（3）增加溢油应急设施，加强溢油应急能力。

（4）定期对生产设备、探测报警及紧急关断设备进行检查和维护。

9.2 清洁生产水平分析

本项目清洁生产分析指标参考《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》。该指标体系依据综合评价所得分值将企业清洁生产水平等级划分为两级，即代表国内先进水平的“清洁生产先进企业”，和代表国内一般水平的“清洁生产企业”。

石油和天然气开采行业建设项目清洁生产分析指标主要包括资源能源消耗指标、生产技术特征指标、污染物产生指标、资源综合利用指标、环境管理与劳动安全卫生指标等。该指标体系分为定量评价与定性要求两大部分。定量指标和定性指标分为一级指标和二级指标：一级指标为普遍性、概括性的指标；二级指标为反映油气勘探开发企业清洁生产各方面具有代表性的、易于评价考核的指标。通过对比本项目各项指标的

实际达到值、评价基准值和指标的权重值，经过计算和评分，综合考评企业的清洁生产水平。

本项目钻井作业和采油作业的清洁生产指标执行情况分别见表 9.2-1 和表 9.2-2。

本次评价从资源能源利用指标、生产技术特征指标、资源综合利用指标、污染物产生指标以及环境管理要求等方面进行定量和定性评价，垦利 16-1 油田开发项目的钻井作业和采油作业的清洁生产水平均可代表国内先进水平，即属“清洁生产先进企业”。

表 9.2-1 清洁生产评价指标及本项目清洁生产执行情况（钻井作业）

定量指标*						本项目钻井作业评价		
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值（修正值 K_i）	评价基准值（S_{oi}）	本项目实际值（S_{xi}）	单项评价指数（S_i）	定量评价指标的考核总分值（P_1）
（1）资源与能源消耗指标	30	占地面积	m^2	15	符合行业标准要求	符合行业标准要求	1	95.625
		新鲜水消耗	t/100m 标准进尺	15	≤25	≤25	1	
（2）生产技术特征指标	5	固井质量合格率	%	5	≥95	≥95	1	
（3）资源综合利用指标	30	钻井液循环率	井深 2000m 以下	15	≥40%	≥40%	1	
			井深 2000-3000m		≥50%	≥50%		
			井深 3000m 以上		≥60%	≥60%		
		污油回收率	%	15	≥90	≥90	1	
（4）污染物产生指标	35	石油类	mg/L	8.75	≤10	施工期含油污水运回，不外排	1	
		COD	mg/L	8.75	甲类区：≤100 乙类区：≤150	≤300	0.5	
		废弃钻井液	m^3/100m 标准进尺	17.5	≤10	0.4	1	
定性指标*								
一级指标	权重值	二级指标			指标分值	本项目实际值（F_i）	定性评价指标的考核总分值（P_2）	
（1）原辅材料	15	钻井液毒性	可生物降解或无毒钻井液		15	15	100	
（2）生产工艺及设备要求	30	钻井设备	国内领先		5	5		
		压力平衡技术	具备欠平衡技术		5	5		

		钻井液收集设施完整性	配有收集设施，且使钻井液不落地	5	5	
		固控设备完整性	配备振动筛、除气器、除泥器、除砂器、离心机等固控设备	5	5	
		井控措施	具备	5	5	
		有无防噪措施	有	5	5	
（3）管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系		20	20	
		制订节能减排工作计划		15	15	
（4）贯彻执行环境保护法规的符合性	20	废弃钻井泥浆处置措施满足法规要求		10	10	
		污染物排放总量控制与减排措施情况		5	5	
		满足其他法律法规要求		5	5	
本项目清洁生产综合评价指数（P）：P=0.6P_1+0.4P_2；其中			$P_1=\sum_{i=1}^{n}S_i\times K_i$；$P_2=\sum_{i=1}^{n}F_i$		**P=97.375**	
清洁生产企业等级评定：P≥90（清洁生产先进企业）；75≤P＜90（清洁生产企业）					**本项目钻井作业评定为：清洁生产先进企业（P≥90）**	

注：“*”根据《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》，清洁生产指标体系分为定量指标（P1）和定性指标（P2）两部分。

其中，定量指标根据项目实际值 Sxi 和评价基准值 Soi 进行单项评价指数计算：对于指标数值越高（大）越符合清洁生产要求的指标，单项评价指数（Si）计算公式为 Si=Sxi/Soi；对于指标数值越低（小）越符合清洁生产要求的指标，单项评价指数（Si）计算公式为 Si=Soi/Sxi。定量评价考核总分值的计算公式：

$P_1=\sum_{i=1}^{n}S_i\times K_i$ 定性评价指标的考核总分值的计算公式为：$P_2=\sum_{i=1}^{n}F_i$ 产综合评价指数的计算公式为：P=0.6P1+0.4P2；下同。

表 9.2-2 清洁生产评价指标及本项目清洁生产执行情况（采油作业）

定量指标						本项目采油作业评价		
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值（K_i）	评价基准值（S_{oi}）	本项目实际值（S_{xi}）	单项评价指数（S_i）	定量评价指标的考核总分值（P_1）
（1）资源与能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 采出液	30	≤65	[redacted]	1	114.2
（2）资源综合利用指标	30	余热余能利用率	%	10	≥60	≥60	1	
		油井伴生气回收利用率	%	10	≥80	≥80	1	
		含油污泥资源化利用率	%	10	≥90	≥90	1	
（3）污染物产生指标	40	石油类	mg/L	5	达到回注标准要求	达到回注标准要求	1	
		COD	mg/L	5	甲类区：≤100 乙类区：≤150	≤300	0.5	
		落地原油回收率	%	10	100	100	1	
		采油废水回用率	%	10	≥60	100	1.67	
		油井伴生气外排率	%	10	≤20	≤20	1	

定性指标						
一级指标	权重值	二级指标		指标分值	本项目实际值（F_i）	定性评价指标的考核总分值（P_2）
（1）生产工艺及设备要求	45	井筒质量	井筒设施完好	5	5	100
		采油	套管气回收装置	10	10	
			防止落地原油产生措施	10	10	
		采油方式	采油方式经过综合评价确定	10	10	
		集输流程	全密闭流程，并具有轻烃回收装置	10	10	

（2）环境管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过认证	23.33	23.33	
		制订节能减排工作计划	11.67	11.67	
（3）贯彻执行环境保护法规的符合性	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况	6.67	6.67	
		建设项目环境影响评价制度执行情况	6.67	6.67	
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况	6.67	6.67	
本项目清洁生产综合评价指数（P）：P=0.6P_1+0.4P_2；其中 $P_1=\sum_{i=1}^{n}S_i\times K_i$；$P_2=\sum_{i=1}^{n}F_i$				**P=108.52**	
清洁生产企业等级评定：P≥90（清洁生产先进企业）；75≤P＜90（清洁生产企业）				**本项目采油作业评定为：清洁生产先进企业（P≥90）**	

9.3 清洁生产环境管理要求

在原油生产过程中，对于各项操作均有明确的作业规程，同时还制定了严格的环境保护及管理制度，并设置专人、专岗进行监督和管理，以确保环境保护制度落到实处。以上这些措施规范了生产及施工作业活动，尽最大可能避免危害环境的事件发生。这些措施主要包括：

（1）实行环境保护会议制度

定期举行安全环保会议，对生产中发现的环保问题，研究整改措施，提出工作要求。

（2）油田安全管理

贯彻执行国家相关的环境保护法规和标准，并且在日常生产时对平台上的生产设施进行巡视和检查，定期对生产设备、探测报警及紧急关断设备进行检查维护。安全监督对临时登临平台的人员进行安全环保教育。

（3）执行严格的日常管理制度

对于钻井、安装、原油生产及外输作业，制定有严格的安全环保作业规程，并严格遵守执行。

9.4 持续清洁生产建议

（1）建立和完善清洁生产组织

清洁生产既是一个动态、相对的概念，也是一个连续的过程。因而需要有一个固定的机构、稳定的工作人员来组织和协调这方面的工作，以巩固已取得的清洁生产成果，并使清洁生产工作持续地开展下去。建立和完善清洁生产组织具体要做到以下几点。

①明确任务：清洁生产组织机构的任务有以下四个方面：一是组织协调并监督实施本报告提出的清洁生产方案；二是经常性地组织对组织职工的清洁生产教育和培训；三是选择下一轮清洁生产审核重点，并启动新的清洁生产审核；四是负责清洁生产活动的日常管理。

②落实归属：企业根据自身的实际情况具体掌握，可考虑以下几种形式：一是单独设立清洁生产办公室，直接归属厂区负责人领导；二是在环保部门中设立或技术部门中设立清洁生产机构；三是在管理部门或技术部门中设立清洁生产机构。不论是以何

种形式设立的清洁生产机构，组织的高层领导要有专人直接领导该机构的工作。

③确定专人：确定专人负责须有以下能力：一是熟练掌握清洁生产审计知识；二是熟悉企业的环保情况；三是了解企业的生产和技术情况；四是要有较强的工作协调能力；五是要有较强的工作责任心和敬业精神。

（2）建立和完善清洁生产管理制度

建立和完善清洁生产管理制度，例如将审计成果纳入企业的日常管理，建立激励机制和保证稳定的清洁生产资金来源等。

（3）制定持续清洁生产计划

制定清洁生产计划，使清洁生产有组织、有计划地在企业中进行下去。持续清洁生产计划包括：清洁生产审计工作计划；清洁生产方案的实施计划；清洁生产新技术的研究与开发计划；组织职工的清洁生产培训计划等。

10 总量控制

根据《国务院关于环境保护若干问题的决定》精神中“一控双达标”的目标，建设项目要实施清洁生产，污染物排放要实行全过程控制。在保证污染物排放达标的基础上，主要污染物排放总量要控制在国家规定的排放总量控制指标之内。因此，拟建工程主要污染物排放在实施浓度控制的同时，必须实行总量控制。在污染物排放达标的前提下，给出污染物排放总量控制建议值。

《防治海洋工程建设项目污染损害海洋环境管理条例》第六条规定：“国家海洋主管部门根据国家重点海域污染物排海控制指标，分配重点海域海洋工程污染物排海控制数量。”第二十三条规定“污水离岸排放不得超过国家或地方规定的排放标准。在实行污染物排海总量控制的海域，不得超过污染物排海总量控制指标。”

10.1 主要受控污染物的排放浓度、排放方式与排放量

10.1.1 污染物排放情况

据第三章 工程生产阶段产污环节与污染物分析计算结果，确定本工程生产期间的污染物排放种类、排放方式和排放量，见表 10.1-1。

表 10.1-1 生产阶段主要污染物

污染物		产生量	排放量	主要污染因子	排放/处理方式
生产水		[redacted]	0	石油类	进入 KL10-1 CEP 平台进行处理，处理达标后全部回注
初期雨水		9.7m³/次	0	石油类	进入开闭排系统，进入原油处理系统
甲板冲洗水		少量	0	石油类	进入开闭排系统，进入原油处理系统
平台	生产垃圾	32t	0	废弃边角料等	运回陆上交由有资质单位进行处理
	生活污水（灰水）	16.8m³/d	0	COD	经处理达标后回注地层
	生活污水（黑水）	8.4m³/d	0	COD	经生活污水处理装置达标后排海
	生活垃圾	39.42t/a	0	食品废弃物、食品包装等	分类收集、运回陆上处理
值班船	生活污水	638.75m³/a	638.75 m³/a	COD	经船用生活污水处理装置处理达标后排海

	生活垃圾	2.74t/a	0	食品废弃物、食品包装等	分类收集、运回陆上处理
	机舱含油污水	91.25m^3/a	0	石油类	铅封，运回陆上交由有资质单位进行处理
锌金属		14.76kg/a	14.76kg/a	重金属 Zn	自然释放

10.1.2 污染物总量控制因子选择

《水污染防治行动计划》指出：“实施近岸海域污染防治方案，重点整治黄河口、长江口、闽江口、珠江口、辽东湾、渤海湾、胶州湾、杭州湾、北部湾等河口海湾污染。沿海地级及以上城市实施总氮排放总量控制。研究建立重点海域排污总量控制制度”。

根据《“十三五”生态保护规划》可知，污染物总量控制因子为 COD、氨氮、SO_2、NO_x、挥发性有机物（重点地区重点行业）、总氮（重点地区）。通过分析本工程的特征污染物和所在海域环境现状，选择海域总量控制的受控污染物。

本工程运营阶段的主要污染物是含油生产水、甲板冲洗水、设施检维修产生的工业垃圾、生活污水和生活垃圾等。本工程投产后，正常工况下含油生产水经处理后全部回注地层，不外排；非正常工况下，全油田停产。生活污水中的灰水经预处理后进入生产流程，处理达标后回注；黑水经处理达标后排海。生活垃圾和工业垃圾运回陆上处理。

综上，项目生活污水 COD 作为污染物总量控制因子。

10.2 污染物排放消减方法

10.2.1 含油生产水

本项目不设含油生产水处理系统，物流输入依托工程进行处理，处理合格的含油生产水全部回注地层，不外排。本工程产生的含油生产水经 KL10-1 CEP 平台含油生产水处理系统处理后，石油类污染物得到消减。处理达标的生产水回注地层，无含油生产水外排。

10.2.2 生活污水

（1）生活污水处理措施

KL16-1 WHPA 平台上设置一套 60 人生活污水处理装置，设计处理能力为 30.3m^3/d。

平台上产生的含油灰水经除油器处理后，与无油灰水一起进入双联篮式过滤器进行，处理后进入开排罐，然后通过开排泵打入闭排系统，最后进入工艺处理流程。黑水

经生活污水处理装置处理达到《海洋石油开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）中的一级标准对水质的要求（COD≤300mg/L）后排海。

本项目生活污水的总量为 2772m^3/a，其中 COD 排放量为 0.83t/a。工程完成正式投产后通过各项零污染措施确保不增加整个渤海区域（渤海海域中海油管辖内的在运行油气田）生活污水 COD 的排放总量。

①为确保生活污水出水水质的稳定，本项目选用国际先进的海洋石油平台生活污水处理装置，该装置通过电解法处理生活污水。该装置不受细菌活性、水质、人员波动的影响，具有适应性强、高效、停留时间短、运行安全可靠等特点。通过电解法处理，能更稳定地实现海上石油平台生活污水的达标排放。为了更好的贯彻“零污染”措施，在实际运行过程中，本项目将通过加强生活污水处理装置的维护保养，精心操作等措施，对生活污水中 COD 的排放浓度进行严格控制。

②作业者将对所管辖的海上油气田，通过节约用水，控制海上作业人数降低用水量；加强对所有生活污水处理装置维护保养，改善处理效率。

10.2.3 固体废物

本工程运营期产生的生产垃圾和生活垃圾全部运回陆上进行处理，不外排。

10.3 污染物排放总量控制方案与建议

10.3.1 污染物排放总量控制

经预测，生活污水排放后对周围海域海水中 COD 的贡献值非常小。本海域 COD 的排放标准为 300mg/L 及以下，在实际运行过程中，本项目将通过加强生活污水处理装置的维护保养，精心操作等措施，确保生活污水处理装置稳定达标运行。

建议项目生活污水的总量控制指标为 2772m^3/a，其中 COD 排放量控制指标为 0.83t/a。

表 10.3-1　本工程污染物排放控制建议

序号	污染因子	建议总量控制指标
1	生活污水	2772m^3/a
2	COD	0.83t/a

10.3.1 排污混合区建议

我国目前的水环境标准体系，建立在功能分区的基础上，对于不同的功能分区执行相应类别的水质标准。不同的水环境功能区对污染物的环境容量规定有较大的差别，因此，污染物的排放总量控制指标与工程所在地区周围环境的功能区划密切相关。要确定外排污染物的总量控制指标，需先要划分出周围海域环境功能区的范围。

《海水水质标准》（GB3097-1997）中规定，海洋开发作业区采用四类环境质量标准，海洋渔业水域（包括鱼虾类的产卵场、索饵场、养殖场、洄游通道和鱼虾贝藻类的养殖场）采用一类环境质量标准；污水集中排放形成的混合区不得影响邻近功能区的水质和鱼类洄游通道。

本工程投产后，正常生产情况下，生产水经过处理后大部分回注地层，其余外输至 KL10-1 CEP 平台回注地层，无生产水排放；非正常工况下，全油田停产。

根据预测结果，COD 无论何时排放，超标水域影响的距离都在 50m 范围内，COD 排放对海洋环境的影响不大。因此建议以生活污水排放位置为中心、半径为 50m 范围内的海域作为本项目拟建 KL16-1 WHPA 平台的生活污水排污混合区范围。

11 环境保护对策措施

11.1 施工期环境保护措施及可行性分析

油田施工期产生的主要污染物有钻屑、钻井液、机舱含油污水、生活污水、生活垃圾、固体废弃物以及施工作业产生的悬浮沙。

11.1.1 钻屑和钻井液处理措施

11.1.1.1 水基钻井液油层段钻屑、钻井液的区分方式

在钻井过程中可通过随钻测量仪器、气测录井、岩屑录井等方式进行油层段判别。根据邻井钻探情况及物探相关资料，钻前进行油层段预测，在钻开油气层前，开始收集钻井油层段钻屑和钻井油层段钻井液并单独储存处理。

11.1.1.2 钻屑、钻井液处理方式

垦利 16-1 油田主要使用的钻井液体系主要有水基钻井液和合成基钻井液两大类。钻完井过程中使用水基钻井液主要产生钻井油层钻屑和非钻井油层钻屑，使用油基钻井液主要产生含油钻屑。其中使用水基钻井液产生的钻井油层钻井液、钻屑含油按照危险废物进行管理。合成基钻井液产生的钻屑和钻井液属于含油危险废物（HW08）。为了方便表述，将产生的钻井液钻屑分为“含油钻屑钻井液”和“非含油钻屑钻井液”两类。

（1）钻屑、钻井液的收集方式

含油钻井液钻屑和非含油钻井液钻屑应分开收集，单独存储。

（2）含油钻屑、钻井液的处理方式

含油钻屑在平台上采用带盖的岩屑回收箱收集存储，然后将岩屑回收箱吊装至三用料船运至码头，同时及时更换空岩屑箱到钻井平台备用。

钻完井产生的含油钻井液平时存储在平台泥浆池里，回收时平台利用泵将钻井液打到平台上带盖的岩屑回收箱内，然后将岩屑回收箱吊装至三用料船运至码头，同时及时更换空岩屑箱到钻井平台备用。

含油钻屑和钻井液到码头计划交由危废运输、处理单位蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司接收，使用专用运输车辆运输，车辆设置有防溢散措施，最终送至蓬莱荣洋钻

采环保服务有限公司处理。危废的转运、处理均有电子联单。同时，含油钻屑、钻井液的收集、转移和处理需满足《中海石油（中国）有限公司天津分公司 QHSE 管理体系》的要求。

蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司具有处理含油垃圾、岩屑、钻井液以及盛装矿物油、水处理剂、乳化剂、粘合剂的包装容器危险废物的能力。天津分公司已经与其签订了长期服务协议（合同号：CCL2017TJDYYST0431），具体处理协议及资质情况详见附件 14。

表 11.1-1　蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司依托处理可行性分析表

污染物	总处理能力	本工程产生量（m^3）	处理是否可行
含油钻屑	20000t/a	5490 m^3/a（13725t/a）（[redacted]，第一批和第二批井）	是
		5826m^3/a（14565t/a）（[redacted]，第三批和第四批井）	
含油钻井液	20000t/a	4813 m^3/a（5294.3t/a）（[redacted]，第一批和第二批井）	是
		2992 m^3/a（3291.2t/a）（[redacted]，第三批和第四批井）	

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。

为了防止含油钻井液在施工年份蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司无法接收处理的风险，建设单位将“天津合佳威立雅环保服务有限公司”和“锦州永盛废油再生有限公司”作为危废的备选处理单位，“天津合佳威立雅环保服务有限公司”和“锦州永盛废油再生有限公司”均具备处理含油危废（HW08）的处理资质和能力。

含油钻屑和钻井液的处理处置需满足《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》的要求。

（3）非含油钻屑、钻井液的处理方式

为了避免非含油钻屑、钻井液对海洋生态红线区和国家级特别保护区的影响，本项目将非含油钻屑、钻井液全部运回陆地，计划交由蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司进行处理处置。非含油钻屑和钻井液的处理处置需满足《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》的要求。

11.1.2 船舶污染物处理措施

11.1.2.1 生活污水

船舶生活污水经船用生活污水处理装置处理合格后排海，参加作业的船舶产生的

生活污水必须经处理达到《船舶水污染物排放控制标准》（GB 3552-2018）或《海洋石油勘探开发污染物浓度限值》中相应标准后方可排海，各参加作业船舶必须配备生活污水处理装置并取得相应防污证书。船舶生活垃圾运回陆上交由资质单位进行处理。

11.1.2.2 船舶机舱含油污水

船舶机舱含油污水属于危险废弃物（HW08），铅封后运回陆上处理，计划由蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司进行处理，天津分公司已经与蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司签订了长期服务协议（合同号：CCL2017TJDYYST0431），具体处理协议及资质情况详见附件 14，该公司的含油污水处理能力详见表 11.1-2。

表 11.1-2　蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司依托处理可行性分析表

污染物	总处理能力（t/a）	本工程产生量（t/a，预计施工时间 2020 年 11 月-2022 年 9 月）	处理是否可行
机舱含油污水	5000	1375	是

为保证采用的措施落实到位，建设单位在施工期间应对施工单位、承包商、供应商执行国家的环保法律、法规、制度、标准、规范的情况依法进行监督检查，落实施工期间的各项环境保护要求和施工合同中的环保规定，确保本项目的建设符合有关环保法律法规的要求。

11.1.2.3 船舶大气污染物控制措施

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

①船舶发动机污染物排放满足《船舶发动机排气污染物排放限值及测量方法（中国第一、二阶段）》（GB 15097-2016）中船机排气污染物排放限值要求；2019 年 1 月 1 日起应使用硫含量不大于 0.5%m/m 的船用燃油；

②2015 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；

③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。

11.1.3 固体废弃物处置措施

施工期产生的生活垃圾和生产垃圾，分类收集，集中装箱运回陆地交由有资质单位处理，不排海，处理措施满足《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》的相关要求进行回收利用或处置。

11.1.4 清管水

海管铺设完毕后，需要对海管进行清管，本工程所需要的清管水为海水，产生量约为 600m^3，本工程为新铺设海管，清管水的主要污染物质为悬浮沙，因此清管水直接排放入海。

11.1.5 清洗废水

本工程包括 3 口生产井调整为注水井，钻井总进尺分别为[redacted]。每 1000 进尺约产生 40m^3 的洗井废水，共计产生约 289.4m^3 洗井废水，产生的洗井废水进入生产流程，最终经含油生产水处理系统处理合格后回注地层。

11.1.6 悬浮沙

海底管道/电缆铺设过程中挖起的海底沉积物随海水的运动回填于管沟，海水中的悬浮沙自然沉降于海底。本项目在设计阶段制定了相应的措施，以避免海底管道/电缆挖沟产生的悬浮沙对周边敏感目标产生影响。

（1）海底管道/电缆路由选择距离海洋生态红线区较远的桩腿登陆，避免悬浮沙影响到山东省海洋生态红线区和东营黄河口国家级海洋生态特别保护区；

（2）近山东省渤海海洋生态红线区端的部分管线/电缆采用低速挖沟铺设的方式降低悬浮沙排放源强；

（3）挖沟作业时间的选择综合考虑环境影响、工程进度和海况条件等方面的因素，注意选择适宜的海况条件，尽量缩短海底管道/电缆铺设周期，合理选择施工时间。

（4）本工程位于白姑鱼、鲳、银鲳、毛虾、花鲈、小黄鱼的产卵场内，鳀鱼、带鱼、三疣梭子蟹、真鲷和毛虾的索饵场内，黄姑鱼和花鲈的洄游通道上，管线挖沟作业应避开种质资源保护区的特别保护期 4 月 25 日～6 月 15 日，钻井作业涉海施工尽量避开保护区的特别保护期，以减轻对渔业资源和海洋生态环境的影响。

为保证采用的措施落实到位，建设单位在施工期间应对施工单位、承包商、供应商执行国家的环保法律、法规、制度、标准、规范的情况依法进行监督检查，落实施工期

间的各项环境保护要求和施工合同中的环保规定，确保本项目的建设符合有关环保法律法规的要求。

11.2 运营阶段污染防治措施

11.2.1 含油生产水处理措施

11.2.1.1 正常工况下

本工程 KL16-1 WHPA 平台建成后含油生产水最大产生量 4[redacted]，KL16-1 WHPA 平台无生产水处理设施，生产水进入 KL10-1 CEP 平台含油生产水经处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》 SY/T 5329-2012 的相关标准后，通过垦利 10-1 油田、垦利 10-4 油田和垦利 16-1 油田的各井口平台全部回注地层。

根据第二章依托工程可行性分析：KL10-1 CEP 平台的生产水设计处理能力可以满足实际处理需求，生产水设计回注能力均可以满足实际回注需求。

（1）KL10-1 CEP 平台生产水处理工艺

KL10-1 CEP 平台含油生产水处理系统采用斜板除油器+溶气式浮选机+核桃壳过滤器的三级处理流程。KL10-1 CEP 平台上工艺系统分离出来的生产污水与经旋流除砂器处理后的 KL10-1 WHPB 平台的水源井水混合后，首先进入斜板除油器进行初步分离，水相进入溶气浮选机进一步去除其中的油及悬浮固体，油相则进入污油罐中，与经斜板除油器处理后的污油一并由污油泵打回工艺系统。经浮选机处理后的含油污水进入核桃壳过滤器进行过滤，过滤后的生产水进入注水系统，经海底注水管道输至垦利 10-1 油田、垦利 10-4 油田和垦利 16-1 油田进行回注。KL10-1 CEP 平台含油生产水处理工艺流程见图 11.2-1。

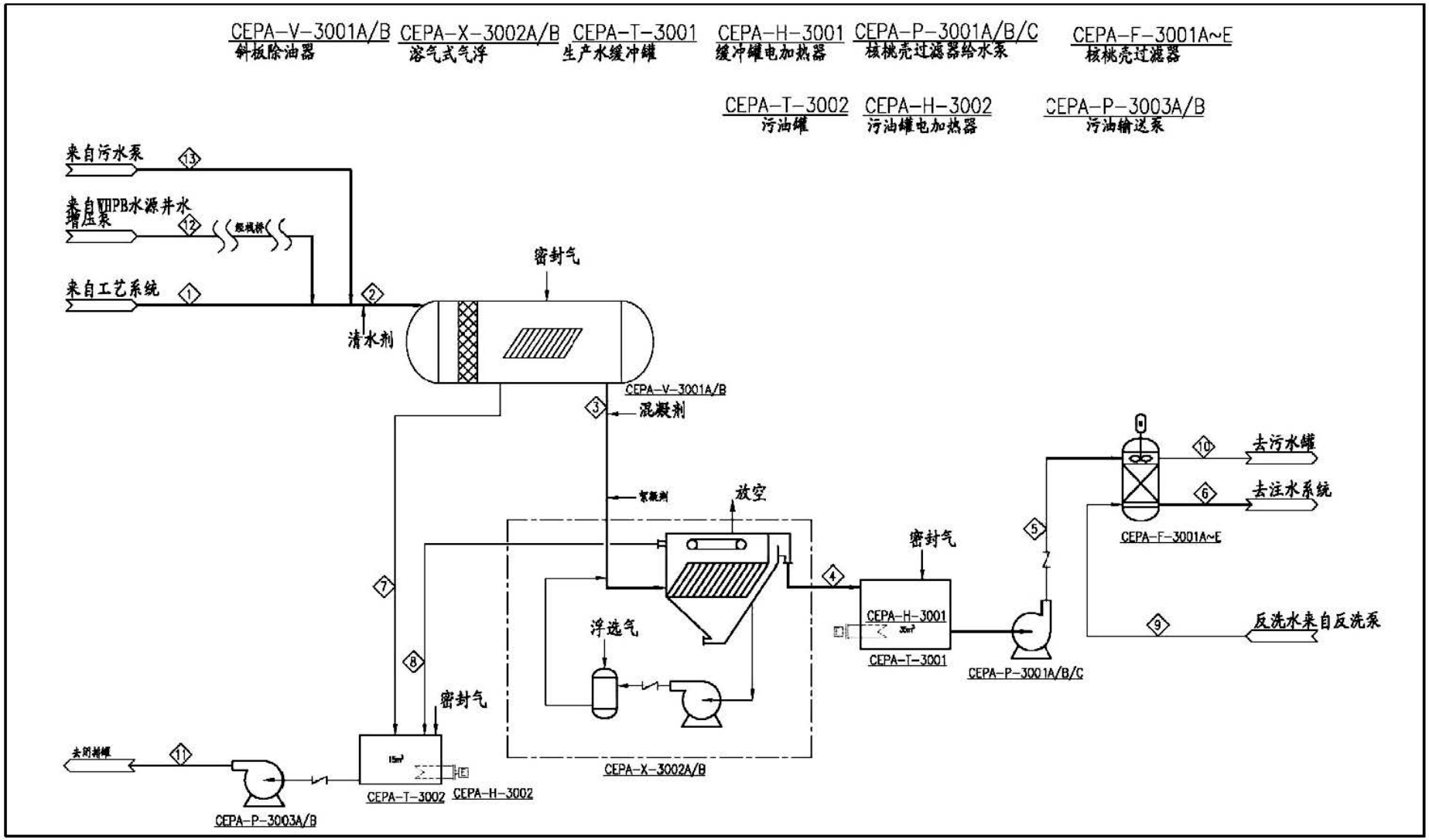


图 11.2-1　KL10-1 CEP 平台含油生产水处理流程图

（2）处理效果

根据近四年（2016~2019 年）的监测结果显示，本项目产生的含油生产水依托 KL10-1 CEP 平台的含油生产水处理设施运行稳定，出水中石油类浓度均达标（《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329－2012），含油量≤15mg/L）。

11.2.1.2 非正常工况下

本工程进行期间及完工投产后，受生产流程波动影响可能会出现非正常工况。一旦出现上述非正常工况，可以调整油井运行频率，降低油井产出量，减少流程生产污水处理量，以保障油水处理效果，处理后的生产水全部回注地层，必要时停止生产，禁止生产水外排入海。

11.2.2 生活污水处理措施

本工程正常生产阶段将有生活污水及生活垃圾产生，KL16-1WHPA 平台上设置一套生活污水处理装置。灰水经预处理后进入生产流程，处理达标后回注；黑水经过预处理后进入生活污水处理装置，经处理达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB/T4914-2008）（COD≤300mg/L）的要求后排海。

11.2.3 其他污水处理措施

KL16-1 WHPA 平台产生的初期雨水、甲板冲洗水进入开闭开系统，最终进入含油生产水处理系统，处理达标后全部回注，不外排。

11.2.4 固体废弃物

在油田生产阶段产生的生活垃圾和生产垃圾，分类收集，集中装箱运回陆地交由有资质单位处理，生活污水处理单元产生的污泥经收集全部运回陆地处理，不排海，处理措施满足《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》的相关要求进行回收利用或处置。

11.3 海洋生态保护对策措施

（1）平台设计阶段，海底管道/电缆路由选择远离海洋生态红线区的桩腿登陆，避免悬浮沙影响到山东省海洋生态红线区和东营黄河口国家级海洋生态特别保护区。

（2）建议项目建设阶段管线挖沟作业严格避开种质资源保护区的特别保护期 4 月 25

日～6 月 15 日，钻井作业涉海施工尽量避开保护区的特别保护期，以降低和缓解对渔业资源的影响程度；

（3）近山东省渤海海洋生态红线区端的部分管线/电缆采用低速挖沟铺设的方式降低悬浮沙排放源强，以确保管道/电缆挖沟作业引起的悬浮沙不会影响到临近海洋生态红线区和海洋特别保护区。

（4）由于工程位于白姑鱼、鲳、银鲳、毛虾、花鲈、小黄鱼的产卵场和鳀鱼、带鱼、三疣梭子蟹、真鲷和毛虾的索饵场内，建设单位应加强设备管理、严格操作规程、减少人为失误，从根本上将事故发生概率降到最低，务必将防范事故发生的措施放在首要位置。

（5）建设单位应按照《中华人民共和国海洋环境保护法》、《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例》和《国家海洋局海洋石油勘探开发溢油应急预案》的相关规定，制定溢油应急计划，并进行备案。同时按照备案的溢油应急计划配备溢油应急资源，做好溢油应急响应工作。

（6）建设单位必须具备控制溢油的有效手段和措施。一旦溢油事故发生，应及时向主管部门通报情况，并立即采取一切措施将溢油控制在最小范围内。若需要采用化学消油剂处理溢油，应遵守《海洋石油勘探开发化学消油剂使用规定》相关要求。

（7）一旦发生溢油对保护区产生影响，建议针对主要保护物种开展针对性的增值放流，保持海洋生物资源的可持续性。

（8）鉴于工程施工建设过程中和气田生产过程中将对周围海域的渔业资源和海洋生态造成不可避免的影响，建设单位需与相关部门协商，选择合理的放流时间、品种和规模，通过人工增殖放流等措施进行生态修复和补偿。

本工程生态修复所计划采用的增殖放流工作应按照《水生生物增殖放流管理规定》确定放流品种和增殖放流的组织、管理。增殖放流工作应坚持增殖与保护并重的原则，增殖放流品种的选择应遵循生物多样性、生物安全、技术可行和兼顾效益原则。

增殖放流方案和计划建议如下：

A 增殖放流品种选择原则

本地原种或子一代的苗种或亲体；能大批量人工育苗；品质优良（属优质经济鱼、虾类、贝类）；适应工程附近海域生态环境且生势良好；工程附近海域自然生态状况中曾经拥有的种类，确需放流其他苗种的，应当通过省级以上渔业行政主管部门组织的专家论证；鱼类品种以恋礁性鱼类、适合转产转业和发展游钓休闲渔业品种为主，或在

资源结构中明显低于自然生态状况中的比例，资源衰退难以自然恢复；禁止使用外来种、杂交种、转基因种以及其他不符合生态要求的水生生物物种进行增殖放流。

B 增殖放流建议品种

根据渤海湾历年来增殖放流的生物物种有：增殖放流中国对虾、三疣梭子蟹、半滑舌鳎、牙鲆等。建议建设单位与当地主管部门进行沟通协调，从适宜放流的物种中选择，根据工程所处地理位置的具体情况，由当地主管部门统筹选择。

C 增殖放流苗种规格质量

鱼苗体长应在 5cm 以上；虾苗体长应在 1.0cm 以上；贝苗壳长应在 0.5cm 以上。放流苗种应当来自有资质的生产单位、检验机构认可。

D 增殖放流计划

在施工期间根据实际情况开始实施海洋生物增殖放流，增殖放流的期限为 5 年，每年 1 次。每年的增殖放流工作建议安排在休渔期间内的 5 月下旬至 7 月上旬，以避开高强度捕捞压力时间，提高增殖放流效果，但是投放的物种、具体投放时间、投放地点由当地渔业主管部门统一安排部署。

增殖放流、效果评估和渔业生态环境和渔业资源跟踪监测经费纳入地方渔业主管部门统筹规划实施。

11.4 环保竣工验收

建设项目需要配套建设的环境保护设施，必须与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。在环保竣工验收时，应根据《建设项目环境保护管理条例》、《建设项目竣工环境保护验收管理办法》的规定申请环境保护设施竣工验收。对本工程而言，主要环保竣工验收内容如下：

（1）平台生活污水处理装置处理效果；

（2）固体废弃物分类、回收设备；

（3）具备环境保护设施正常运转的条件，包括：经培训合格的操作人员、健全岗位操作规程及相应的规章制度，原料、动力供应等要求；

（4）环境管理与监测计划，包括环境管理机构和岗位设置、环保管理规章、制度，以及监测设备和手段等。

以上施工阶段和生产阶段的污染防治措施都是目前油田应用比较成熟的方法和技

术，需要施工方、建设方认真落实，将工程建设的污染控制在最小的程度。本工程竣工后环保验收的主要内容列于表 11.4-1，供相关部门竣工验收时参考。

表 11.4-1　环境保护设施“三同时”验收清单

内容类型	污染源	主要污染因子	环保验收措施	处理能力	处理去向
水污染物	生活污水	COD	WHPA 平台设置一套生活污水处理装置	WHPA：30.3m³/d；	灰水经预处理后进入生产流程；黑水经处理达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB/T4914-2008）（COD≤300mg/L）的要求后排海。
	平台甲板设备冲洗水、初期雨水	石油类	开式排放系统和闭式排放系统	—	经开/闭排系统，打入生产流程
固体废弃物	生活垃圾	食品废弃物及其他生活垃圾	分类收集后运回陆地交处理，检查相关交接手续	—	运回陆上交由有资质单位进行处理，需符合《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》的要求
	生产垃圾	固体废弃物	分类收集后运回陆地交由有资质单位处理/处置，检查相关交接手续	—	

11.5 环境保护设施和对策措施一览表

污染防治措施、环境保护及生态保护措施见表 11.5-1 和表 11.5-2。

表 11.5-1　施工期污染防治措施、环境保护及生态保护措施一览表

建设阶段	序号	污染源		污染因子	设备或措施	数量	处理效果	责任落实单位
施工期	1	废水	船舶含油污水	石油类	铅封后运回陆上，计划由蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司进行处理	/	按照《渤海海域船舶排污设备铅封程序规定》(交通部交海发［2003］32 号)要求	施工单位
			生活污水	COD	船用生活污水处理装置，处理达标后排海	/	按照《船舶水污染物排放标准》（GB3552-2018）要求	施工单位
			清管水	SS	直接排海	/	直接排海	施工单位
			清洗废水	石油类	进入工艺流程	/	不外排	施工单位
	2	钻屑、钻井液	含油钻屑、钻井液	石油类	运回陆上，计划交由蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司进行处理	/	分别收集，运回陆上处理，需符合《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》的要求	建设单位
			非含油钻屑、钻井液	/	运回陆上，计划交由蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司进行处理	/	分别收集，运回陆上处理，需符合《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》的要求	建设单位
		悬浮沙	海管、电缆铺设	SS	自然沉降	/	选择适宜的海况条件施工	建设单位
	3	固废	生产垃圾	废弃边角料、油棉纱、包装材料等	运回陆上，计划交由蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司进行处理	/	分类收集、运回陆上处理，符合《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》的要求	建设单位
			生活垃圾	食品废弃物等	运回陆地处理	/		
	4	生态环境	注意尽量缩短施工周期，合理选择施工时间，选择适宜的海况条件，优化海底海管/电缆挖沟施工方案，提高施工效率，缩短铺设时间，管线和电缆施工严格避开保护区的特别保护期（4 月 25 日～6 月 15 日），钻完井涉海施工尽量避开保护区的特别保护期，以减少对渔业资源和海洋生态环境的影响。					建设单位或者施工单位

表 11.5-2　运营期污染防治措施、环境保护及生态保护措施一览表

建设阶段	序号	污染源		污染因子	设备或措施	数量	新建或依托	处理效果	工程设计或环评要求
运行期	1	废水	含油生产水	石油类	进入含油生产水处理系统处理达标后回注地层	--	依托	处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）相关标准后回注	建设单位
			平台甲板设备冲洗水、初期雨水	石油类	经开/闭排系统收集后，进入原油处理系统	1 套	新建	不排放入海	
			生活污水	COD	生活污水处理装置 1 套，处理后 COD≤300mg/L	1 套	新建	灰水经预处理后进入生产流程，处理达标后回注；黑水经处理达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB/T4914-2008）（COD≤300mg/L）的要求后排海。	
	2	固废	生产垃圾	废弃料等	分类收集，运回陆地交由蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司处理	--	依托	不排放入海	建设单位
			生活垃圾	食品废弃物等	分类收集，运回陆上处理	--	依托	不排放入海	建设单位
	3	生态环境	石油类	（1）严格防止溢油的发生，并配有完备的溢油应急方案和措施，一旦发生溢油，能够及时有效的将影响范围控制到最小。 （2）对造成直接损害的渔业资源进行一定量的经济补偿，该补偿将用于增殖放流、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。					建设单位

12 经济损益分析与海洋生态建设方案

12.1 环境保护技术经济合理性分析

12.1.1 环境保护设施和对策措施费用估算

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。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：凡属污染防治和环境保护所需要的专用装置和设施，应按其总投资的 100%列入环境保护投资。生产或安全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见表 12.1-1。本项目开发投资（不含勘探费、废弃费）[redacted]，其中环保投资 [redacted] 万元，占总投资的 3.7%。

表 12.1-1　环境保护设施项目及投资估算（万元）

平台	环境保护设备	设备投资	折合比率	折合环保投资
KL16-1 WHPA	施工期污染物处理	[redacted]	[redacted]	[redacted]
	开式排放系统	[redacted]	[redacted]	[redacted]
	闭式排放系统	[redacted]	[redacted]	[redacted]
	生活污水处理系统	[redacted]	[redacted]	[redacted]
	溢油回收系统	[redacted]	[redacted]	[redacted]
渔业资源损失补偿费		[redacted]	[redacted]	[redacted]
海洋生态服务功能损失补偿费		[redacted]	[redacted]	[redacted]
合计				[redacted]

12.1.2 环境保护的经济损益分析

12.1.2.1 环境经济收益分析

原油价格根据中国石油天然气集团公司《建设项目经济评价参数》（2008）的要求，按 60 美元/桶计取，换算为 3036 元/吨。

本工程建设投产石油最高产量为 [redacted]，石油产量的经济效益约为 11.6 亿元。

本工程新增含油生产水最高量为[redacted]，含油生产水经处理合格达到回注水标准后，全部用于采油井回注，最大节约用水（新鲜水）134.7×$10^4$$m^3$/a，折合经济价值约 808.2 万元。

12.1.2.2 环境经济损失分析

一、渔业资源损失

工程对海洋渔业生物资源的影响主要表现在（1）建设井口平台占用海域，使生物栖息地丧失；（2）铺设海底管缆开挖管沟造成开挖区域对栖息地破坏以及对周围区域的掩埋造成底栖生物死亡；（3）施工阶段铺设海底管缆挖沟产生的悬浮泥沙对渔业生物资源造成的损失。

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/T 9110-2007）的规定：（1）“占用渔业水域的生物资源损害补偿，占用年限 20 年以上的，按不低于 20 年补偿”，井口平台属永久性占用渔业水域，补偿年限按 20 年计算；（2）“一次性生物资源的损害补偿为一次性损害额的 3 倍”，施工阶段因开挖基槽和管沟产生的悬浮沙造成的生物资源损害属一次性损害，按 3 倍进行补偿。

（1）鱼卵、仔稚鱼经济价值计算

①计算公式

鱼卵、仔稚鱼的经济价值应折算成鱼苗进行计算。鱼卵、仔稚鱼经济价值按下式计算：

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

式中：

M —鱼卵、仔稚鱼经济损失金额（元）；

W —鱼卵、仔稚鱼损失量（个，尾）；

P—鱼卵和仔稚鱼折算为鱼苗的换算比例，鱼卵生长到商品鱼苗按 1%成活率计算，仔稚鱼生长到商品鱼苗按 5%成活率计算，单位为百分比（%）；

E—成活鱼苗的商品价格，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 0.8 元/尾计算。

②损失计算结果

管缆挖沟产生的悬浮沙造成鱼卵的损失为 25988400 粒，折算成商品鱼苗 259884 尾，直接经济损失约为[redacted]，生态补偿按 3 倍计算，总损失为[redacted]；仔稚

鱼的损失为 11589400 尾，折算成商品鱼苗 579472 尾，直接经济损失约为 [redacted]。生态补偿按 3 倍计算，仔稚鱼的经济损失共为 [redacted]。

新建平台永久占用水域造成鱼卵的损失为 2634 粒，折算成商品鱼苗 26 尾，直接经济损失约为 [redacted]，生态补偿按 20 年计算，总损失为 [redacted]；仔稚鱼的损失为 1175 尾，折算成商品鱼苗 59 尾，直接经济损失约为 [redacted]。生态补偿按 20 倍计算，仔稚鱼的经济损失共为 [redacted]。

（2）渔业生物经济价值计算

①计算公式

成体生物资源经济价值按下式计算：

$$M_i = W_i \times E_i$$

式中：

M_i—第 i 类渔业生物资源的经济损失额（元）；

W_i—第 i 类渔业生物资源的损失量（kg）；

Ei—生物资源的商品价格（元/kg）。

幼体的经济价值应折算成成体进行计算，当折算成成体的经济价值低于鱼类苗种价格时，则按照鱼类苗种价格计算。幼体折算成成体的经济价值按下式计算：

$$M_i = W_i \times P_i \times G_i \times E_i$$

式中：

M_i—第 i 类生物幼体的经济损失额（元）；

W_i—第 i 类生物幼体损失的资源量（尾）；

Pi—第 i 类生物幼体折算成成体的换算比例，按照 100%计算。

Gi—第 i 类生物幼体长成最小规格的重量，鱼、蟹按平均成体的最小成熟规格 0.1kg/尾计算，虾类按平均成体的最小成熟规格 0.005kg/尾~0.01kg/尾计算。

Ei—第 i 类生物成体商品价格（元/kg）。

头足类幼体折算为0.02kg/尾进行计算，蟹类幼体按平均成体的最小成熟规格0.1kg/尾计算，虾类幼体按平均成体的最小成熟规格 0.01kg/尾计算。近三年，鱼类苗种价格按照 0.8 元/尾计算，头足类幼体价格按照 20 元/kg 计算，虾类幼体价格按照 30 元/kg 计算，蟹类幼体价格按照 50 元/kg 计算。

②损失计算结果

管缆挖沟产生的悬浮泥沙造成渔业资源成体损失为 2766.66kg，直接经济损失为[redacted]，生态补偿按 3 倍计算，鱼类成体资源的经济损失共为[redacted]。

管缆挖沟产生的悬浮泥沙造成幼鱼损失为 96686 尾，直接经济损失为[redacted]，生态补偿按 3 倍计算，幼鱼资源的经济损失共为[redacted]。

管缆挖沟产生的悬浮泥沙造成头足类幼体损失为 40679 尾，直接经济损失为[redacted]，生态补偿按 3 倍计算，头足类幼体资源的经济损失共为[redacted]。

管缆挖沟产生的悬浮泥沙造成虾类幼体损失为 65589 尾，直接经济损失为[redacted]元，生态补偿按 3 倍计算，虾类幼体资源的经济损失共为[redacted]；造成蟹类幼体损失为 1246 尾，直接经济损失为[redacted]，生态补偿按 3 倍计算，蟹类幼体资源的经济损失共为[redacted]。

新建平台永久占用水域造成渔业资源成体损失为 1.04kg，直接经济损失为[redacted]万元，生态补偿按 20 倍计算，鱼类成体资源的经济损失共为[redacted]。

新建平台永久占用水域造成幼鱼损失为 16 尾，直接经济损失为[redacted]，生态补偿按 20 倍计算，幼鱼资源的经济损失共为[redacted]。

新建平台永久占用水域造成头足类幼体损失为 7 尾，直接经济损失为[redacted]元，生态补偿按 20 倍计算，头足类幼体资源的经济损失共为[redacted]。

新建平台永久占用水域造成虾类幼体损失为 11 尾，直接经济损失为[redacted]生态补偿按 20 倍计算，虾类幼体资源的经济损失共为[redacted]。

（3）底栖生物经济价值计算

①计算公式

底栖生物经济损失按公式计算：

$$M = W \times E$$

式中：

M—经济损失额，单位为元（元）；

W—济损生物资源损失量，单位为千克（kg）；

E—生物资源的商品价格，按主要经济种类当地当年的市场平均价或按海洋捕捞产值与产量均值的比值计算（如当年统计资料尚未发布，可按上年度统计资料计算），单位为元每千克（元/kg）。底栖生物的价格为1.2万元/t。

②计算结果

铺设海底管缆施工造成底栖生物损失量为 6.52t，平台占用海造成的底栖生物损失

量为 0.018t。铺设海底管缆施工对底栖生物的损害属一次性损害，施工完成后经过一段时间可恢复，因此补偿费用按损失额的 3 倍计算，为 [redacted]。平台占用海域对底栖生物的损害属永久性损害，因此补偿费用按损失额的 20 年计算，为 [redacted]。

（4）渔业资源经济损失合计

渔业资源经济损失合计见表 12.1-2。

表 12.1-2　渔业资源损失经济补偿明细

工程内容	受损生物	损失量	折算鱼苗损失量	单价	直接损失（万元）	补偿倍数	补偿金额（万元）
管缆挖沟悬浮泥沙	鱼卵	25988400 粒	259884 尾	0.8 元/尾	[redacted]	[redacted]	[redacted]
	仔稚鱼	11589400 尾	579472 尾	0.8 元/尾	[redacted]	[redacted]	[redacted]
	渔业资源成体	2766.66 kg	/	12 元/kg	[redacted]	[redacted]	[redacted]
	幼鱼	96686 尾	96686 尾	0.8 元/尾	[redacted]	[redacted]	[redacted]
	头足类幼体	40679 尾	813.58 kg	20 元/kg	[redacted]	[redacted]	[redacted]
	虾类幼体	65589 尾	655.89 kg	30 元/kg	[redacted]	[redacted]	[redacted]
	蟹类幼体	1246 尾	124.55 kg	50 元/kg	[redacted]	[redacted]	[redacted]
	底栖生物	6.52t	/	1.2 万元/t	[redacted]	[redacted]	[redacted]
平台占用海域	鱼卵	2634 粒	26 尾	0.8 元/尾	[redacted]	[redacted]	[redacted]
	仔稚鱼	1175 尾	59 尾	0.8 元/尾	[redacted]	[redacted]	[redacted]
	幼鱼	16 尾	16 尾	0.8 元/尾	[redacted]	[redacted]	[redacted]
	头足类幼体	7 尾	0.13kg	20 元/kg	[redacted]	[redacted]	[redacted]
	虾类幼体	11 尾	0.11kg	30 元/kg	[redacted]	[redacted]	[redacted]
	蟹类幼体	-	0.02kg	50 元/kg	[redacted]	[redacted]	[redacted]
	渔业资源	1.04kg	/	12 元/kg	[redacted]	[redacted]	[redacted]
	底栖生物	0.018t	/	1.2 万元/t	[redacted]	[redacted]	[redacted]
合计	[redacted]						

渔业生物资源损失经济补偿额共为 [redacted]。应将对渔业资源的补偿费用纳入环保投资。

二、海洋生态服务功能损失

根据《海洋生态资本评估技术导则》(GB/T 28058-2011)，海洋生态系统服务功能主要包括海洋供给服务、海洋调节服务、海洋文化服务、海洋支持服务共 4 个部分，下面评估本工程施工期和运营期对上述服务功能造成的损失。

本工程对海洋生态系统服务功能的影响主要是施工期海底管道和电缆铺设搅起的悬浮泥沙，及平台占用海域的影响，根据“海洋生态损害分析”计算结果，本工程造成海洋供给服务价值损失、海洋调节服务价值损失、海洋文化服务价值损失和海洋支持

服务价值损失共计 140.77 万元。

表 12.1-3　海洋生态服务功能损失价值

项目	海洋供给价值损失	气候调节价值损失	文化服务功能价值损失	海洋支持服务价值损失	合计
价格（万元）	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]

12.1.3 环境保护的技术经济合理性

12.1.3.1 环境污染治理环保投资效益分析

本项目环境污染治理费用主要包括平台生活污水处理系统、开/闭式排放系统、应急关断系统、溢油应急设备等的投入。

本工程投产后，生活污水中的灰水全部回注；生活污水中的黑水处理达标后排海。

本工程开/闭式排放系统将有效收集平台产生的污染物，从而防止对周围海域的影响。

本工程配备的溢油应急设备将严格防止溢油的发生，一旦发生溢油，能够及时有效的将影响范围控制在最小，将对海洋生态环境的影响降到最低。

12.1.3.2 生态保护环境投资效益分析

本项目生态保护费用主要包括生态补偿费等的投入。

本工程施工建设过程中和油田生产过程中将对周围海域的渔业资源和海洋生态造成不可避免的影响。本项目实施前与有关渔业主管部门沟通和协商，对本报告中评估的渔业生物资源损失进行经济补偿。

生态补偿费主要用于渔业主管部门增殖放流、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，这些措施将使渔业资源得到尽快恢复和可持续利用。

12.1.4 社会效益

油气田的开发对国民经济的发展具有极重要的作用。油气是重要的能源之一，是工业的血液，制约着若干行业的发展。因而油气田开发不仅经济效益本身极为显著，而且可以通过解决直接和间接的就业机会带动其他相关产业的发展，具有重要的社会效益。

本工程的建设将对该区域的生物资源、渔业资源等造成一定的直接影响，但从上

述分析中可以看出，其对工程周边海域生态环境的影响是暂时的、可恢复的。本工程的开发将会对进一步带动相关产业的发展和进步（如机械制造、电子、仪表等等）起到一定的作用。平台投产后可为国家增加税收收入，增加出口创汇。使用海域与本海域的其它主要功能如渔业的兼容性也比较好，有利于海域整体资源的合理利用和最大发挥。此外，本工程在建设和生产阶段将提供一定的就业机会，有利于增强社会的系统功能，改善区域的整体环境。

因此，本工程是一项利国利民的工程，其环保设施的设置与环保投资是合理的，具有良好的经济和社会效益。

12.2 海洋生态建设方案

2015 年 7 月，国家海洋局印发《国家海洋局海洋生态文明建设实施方案》（2015-2020 年）（以下简称《实施方案》），要求各单位把落实《实施方案》当作“十三五”期间海洋事业发展的重要基础性工作抓实抓牢，将海洋生态文明建设贯穿于海洋事业发展的全过程和各方面，推动海洋生态文明建设上水平、见实效。

生态建设的原则如下：

（1）可持续发展原则：以可持续发展理论为指导，科学规划、合理利用、积极保护，构建生态安全格局，努力实现资源可持续利用，增强生态环境对社会经济发展的保障能力。

（2）经济效益、社会效益与生态效益相协调的原则：积极促进经济、社会与生态环境之间的良性循环，实现经济、社会、生态环境之间的良性互动，达到社会经济发展与生态环境保护“双赢”。

（3）集约与和谐原则：在生态优先的基础上，以经济建设为重点，整合区域资源优势，注重跑道建设与生态环境建设的结合，确保生态系统结构完整性、生态过程连续性，实现系统结构与功能的和谐。

12.2.1 政策符合性分析

12.2.1.1 规划符合性

通过“第 13 章 海洋工程的环境可行性”章节的分析，本工程位于渤海中部海域。本工程平台和部分管缆位于辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区莱州湾保

护区实验区，该区为限制开发区域，经分析工程建设符合海洋渔业保障区的管控要求；工程管缆部分位于重点开发区域中的海洋工程和资源开发区，本工程均属于油田勘探开发工程，符合重点开发区域的功能定位。因此，工程建设符合《全国海洋主体功能区规划》的功能定位。

本工程为油气勘探开发工程，距离东营市垦利区海域最近距离为 0.2km，东营市垦利区海域有优化油气勘探开发的功能定位；工程施工期间不会对东营市垦利区海域造成影响，工程所产生的其他污染物均得到切实有效的处理，正常运行期间只有少量生活污水排放，生活污水超一类海水水质标准的距离在 50m 范围内，不会对东营市垦利区海域环境质量及生态产生影响。因此，工程符合《山东省海洋主体功能区规划》的要求。

本工程属于矿产能源开发工程，位于渤海中部海域，符合《全国海洋功能区划》（2011-2020）的功能定位。

本项目位于黄河三角洲海洋保护区范围外，与其最近距离为 0.2km。工程施工期间管道/电缆挖沟作业引起的悬浮沙超一类水质离黄河三角洲海洋保护区最近的距离为 0.01km，施工期生活污水超一类海水水质标准的距离在 50m 范围内，不会对黄河三角洲海洋保护区、东营黄河口生态国家级海洋特别保护区和山东黄河三角洲国家级自然保护区产生影响；运营期只有少量生活污水排放，生活污水超一类海水水质标准的距离在 50m 范围内，不会影响到山东黄河三角洲国家级自然保护区。工程正常运行不会影响保护区的海洋生态环境、生物多样性和自然景观。因此，工程建设符合《山东省海洋功能区划》的相关管理要求。

工程施工期和运营期污染物均得到了有效处理处置，从源头上预防海洋生态破坏和环境污染。同时制定生态修复计划，开展增殖放等生态修复措施，做到了坚持污染防治和生态修复并举。因此，工程建设符合《全国海洋生态环境保护规划（2017 年-2020 年）》的相关要求。

本工程位于《山东省海洋生态环境保护规划（2018~2020）》中的规划区范围外，距离“2-03 东营黄河口生态国家级海洋特别保护区”最近，最近距离约为 0.2km。施工期管道/电缆挖沟作业引起的悬浮沙超一类水质离该海洋生态红线区最近的距离为 0.01km，施工期生活污水超一类海水水质标准的距离在 50m 范围内，不会对该海洋生态红线区产生影响，与其环境保护要求相符合。运营期只有少量生活污水排放，生活污水超一类海水水质标准的距离在 50m 范围内，正常工况下，不会对其产生影响。

工程位于山东省渤海海洋生态红线区范围外，距离“XZ 2-3 东营黄河口生态限制区”最近，最近距离约为 0.2km。施工期管道/电缆挖沟作业引起的悬浮沙超一类水质离该海洋生态红线区最近的距离为 0.01km，施工期生活污水超一类海水水质标准的距离在 50m 范围内，不会对该海洋生态红线区产生影响，与其管控措施相符合。运营期只有少量生活污水排放，生活污水超一类海水水质标准的距离在 50m 范围内，正常工况下，不会对其产生影响。

本工程位于东营黄河口生态国家级海洋特别保护区范围外，与其最近距离约为 0.77km。施工期管道挖沟排放悬浮泥沙造成污染物超一（二）类水质距离海洋特别保护区 0.58km，施工期生活污水超一类海水水质标准的距离在 50m 范围内，不会对“东营黄河口生态国家级海洋特别保护区”产生影响，与其管控措施相符合。运营期只有少量生活污水排放，生活污水超一类海水水质标准的距离在 50m 范围内，正常工况下，不会对其产生影响。

12.2.1.2 产业政策符合性

《产业结构调整指导目录》(2011 年本)（修正）中关于海洋方面的鼓励类项目包括石油、天然气行业(石油、天然气勘探及开采，天然气水合物勘探开发，原油、天然气、成品油的储运和管道输送设施及网络建设，油气伴生资源综合利用，提高油气田采收率、生产安全保障技术和设施、生态环境恢复和污染防治工程技术开发和利用)，本工程属于鼓励类项目。

12.2.2 污染物源头控制及溢油应急措施

12.2.2.1 污染物源头控制及总量控制方案

本工程施工期钻井阶段钻井液循环使用，钻屑、钻井液均运回陆地交有资质单位处理。本工程运营期物流输入依托工程处理，无含油生产水外排；生活污水中的灰水全部回注；生活污水中的黑水处理达标后排海；所产生生活垃圾和工业垃圾全部运回陆地交有资质单位处理或者回用，不排海。

本工程运营期无含油生产水排放，只有少量生活污水排放，需申请 COD 总量控制指标。

12.2.2.2 溢油防范与应急

本工程投产前建设单位应照《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，编写本油田溢油应急计划并取得备案，同时按照修编后的溢油应急计划开展好各种溢油应急准备和响应工作。

应急计划的主要内容应包括作业区情况、应急组织体系、溢油风险分析、事故处置方案和溢油应急能力等。

12.2.3 海洋生态损害分析

根据 2013 年 8 月海洋局颁布的《海洋生态损害评估技术指南》（试行）、《海洋生态资本评估技术导则》（GB/T28058-2011）及农业部《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》中的相关阐述，本工程对海洋生态损害主要体现在以下方面：

（1）工程占用海域、施工期悬浮泥沙对水质、沉积物的影响，导致海洋生物资源损失量估算。

（2）油田开发及营运造成海洋服务功能的损失量计算。

12.2.3.1 海洋生物资源损失

（1）工程对浮游生物的影响

工程施工期间管线铺设和平台建设使周围海水中悬浮物增大，增加海水浑浊度。一方面影响浮游植物的光合作用，在一定程度上影响水体的浮游植物的生长与繁殖；另一方面，由于悬浮物快速下沉，有部分浮游植物被携带而随之下沉，使水体中浮游植物遭受一定的损害。

施工阶段海水浑浊度的增加，也会减少透光层的厚度，使生物合成量减少，同时对浮游植物生长繁殖造成不利，进一步影响了浮游动物的摄食能力和摄食量，从而也影响了浮游动物的生长和繁殖。

（2）对底栖生物的影响

在铺管期间，挖起来的沉积物被堆积在管沟两侧，在挖沟结束后，在海水运动作用下将逐渐回填于管沟。因此，对底质的直接影响就是由于挖起和覆盖，改变了原有的沉积环境，破坏了底栖生物的栖息地。

（3）工程对渔业资源的影响

本工程共计造成鱼卵损失 25991034 粒，仔稚鱼损失 11590575 尾，幼鱼 96702 尾，头足类幼体 40686 尾，虾类幼体 65600 尾，蟹类幼体 1246 尾，渔业资源成体 2767.7kg，底栖生物 6.538t，共需补偿金额为 [redacted] 万元。

12.2.3.2 海洋生态服务功能损失评估

根据《海洋生态资本评估技术导则》(GB/T 28058-2011)，海洋生态系统服务功能主要包括海洋供给服务、海洋调节服务、海洋文化服务、海洋支持服务共 4 个部分，下面评价本工程施工期和运营期对上述服务功能造成的损失。

本工程对海洋生态系统服务功能的影响主要是建设期海底管道和电缆铺设产生的悬浮沙，以及平台占用海域的影响，下面评价上述活动对海洋生态系统服务功能的损失。

（1）海洋供给服务价值损失

根据《海洋生态资本评估技术导则》(GB/T 28058-2011)，海洋供给服务评估指标主要考虑渔业供给（养殖生产、捕捞生产）和氧气生产。由于本工程所处海域没有养殖生产，对捕捞生产的影响有限，且生物资源损失已在“第 7 章”根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T 9110-2007）进行了核算，因此这里仅考虑氧气生产影响。

氧气生产的物质量采用海洋植物通过光合作用过程生产氧气的数量进行评估，包括浮游植物初级生产力提供的氧气和大型藻类初级生产提供的氧气，本项目生态调查未调查到大型藻类，在此仅计算浮游植物产生的氧气量。氧气生产的物质量计算公式为：

$$Q_{O_2} = Q'_{O_2} \times S \times N \times 10^{-3} + Q''_{O_2}$$

式中：

Q_{O_2} —氧气生产的物质量，单位为吨（t）；

Q'_{O_2} —单位时间单位面积水域浮游植物产生的氧气量，单位为毫克每平方米每天（$mg/m^2 \cdot d$）；

S—评估海域的水域面积，单位为平方千米（km^2）；

N—时间天数，（d）；

Q''_{O_2} —大型藻类产生的氧气量，单位为吨每年（t/a）；

浮游植物初级生产提供氧气的计算公式为：

$$Q'_{O_2} = 2.67 \times Q_{PP}$$

Q_{PP} —浮游植物的初级生产力，单位为毫克每平方米每天（mg/m^2·d）。

2018 年 5 月该海区初级生产力平均为 21.34mgC/m^2·d，2017 年 11 月该海区初级生产力平均为 95.16mgC/m^2·d，两季平均初级生产力为 58.25mgC/m^2·d，本工程铺设混输管道、注水管道和电缆影响面积按照超一类最大面积分别为 27.25km^2、27.25km^2 和 22.41km^2，管缆的施工影响时间分别为 11.55d、11.55d 和 6.85d，超一类范围内浮游植物损失率按 50%，根据上述公式评估氧气生产量的损失为：

$$Q_{O_2} = 2.67 \times Q_{pp} \times S \times N \times 10^{-3} \times 50\%$$

＝2.67×58.25×(27.25×11.55+27.25×11.55+22.41×6.85)×50%×10^{-3}

＝60.87 (t)

根据王燕等人的研究，工业制氧平均价格为 400 元/t，则本工程影响氧气生产价值为[redacted]

（2）海洋调节服务价值损失

根据《海洋生态资本评估技术导则》(GB/T 28058-2011)，海洋调节服务评估主要考虑气候调节和废弃物处理。本工程钻屑、钻井液、生产垃圾和生活垃圾运回陆地处理，生产水处理合格回注地层，只有少量生活污水排放，因此，这里仅考虑气候调节功能损失量。

气候调节物质量评估采用的方法是基于海洋植物（浮游植物和大型藻类）固定二氧化碳的原理计算，物质量等于评价海域的水域面积乘于单位面积水域浮游植物和大型藻类固定二氧化碳的量。本项目生态调查未调查到大型藻类，在此仅计算浮游植物固定二氧化碳的量。气候调节的物质量计算公式为：

$$Q_{CO_2} = Q'_{CO_2} \times S \times N \times 10^{-3} + Q''_{CO_2}$$

式中：

Q_{CO_2} —气候调节的物质量，单位为吨（t）；

Q'_{CO_2} —单位时间单位面积水域浮游植物固定的二氧化碳量，单位为毫克每平方米每天（mg/m^2·d）；

S—评估海域的水域面积，单位为平方千米（km^2）；

N—时间天数，（d）；

Q''_{CO_2} —大型藻类固定的二氧化碳量，单位为吨每年（t/a）；

浮游植物固定二氧化碳量的计算公示为：

$$Q'_{CO_2} = 3.67 \times Q_{PP}$$

Q_{PP} —浮游植物的初级生产力，单位为毫克每平方米每天（mg/ m²·d）.

2018 年 5 月该海区初级生产力平均为 21.34mgC/m²·d，2017 年 11 月该海区初级生产力平均为 95.16mgC/m²·d，两季平均初级生产力为 58.25mgC/m²·d，本工程铺设混输管道、注水管道和电缆影响面积按照超一类最大面积分别为 27.25km²、27.25km² 和 22.41km²，管缆的施工影响时间分别为 11.55d、11.55d 和 6.85d，超一类范围内浮游植物损失率按 50%，根据上述公式评估固定二氧化碳的量的损失为：

$$Q_{CO_2} = 3.67 \times Q_{pp} \times S \times N \times 10^{-3} \times 50\%$$

＝3.67×58.25×(27.25×11.55+27.25×11.55+22.41×6.85)×50%×10^{-3}

=83.67(t)

二氧化碳吸收价值用碳税法计算，瑞典的碳税率在国际上被普遍认可，这里采用这一税率，即 150 美元/t(C)，约合人民币 1000 元/t(C)，因此，本工程造成的气候调节损失为 [redacted]。

（3）海洋文化服务价值损失

根据《海洋生态资本评估技术导则》(GB/T 28058-2011)，海洋文化服务评估内容主要考虑休闲娱乐、科研服务。休闲娱乐服务评估主要考虑评估海域以自然海洋景观为主体的海洋旅游景区；休闲娱乐的物质量采用海洋旅游景区的年旅游人数评估，若旅游人数很少可不进行该项评估。科研服务的物质量宜采用公开发表的以评估海域为调查研究区域或实验场所的海洋类科技论文数量进行评估。

关于休闲娱乐服务，本工程所处海域非旅游区，无大量人员来此观光旅游，从不利情况出发按照平台占有海域面积进行休闲娱乐价值损失评估，采用成果参照法，根据谢高地等对我国生态系统各项生态服务价值的研究结果，我国水域生态系统单位面积的休闲娱乐功能为 6438 元/a.hm²，本项目平台占用海洋面积按投影面积外扩 50m 计算，为 2.16hm²，平台占用海域时间 25a，则估算本工程休闲娱乐价值损失约为

2.16×25×6438×10^{-4}=[redacted]

关于科研服务，本工程所处海域未设置专门的实验场所或科研基地；关于该海域

的科研成果及其科研经费不易统计，因此这里采用成果参照法，按照平台占有海域面积进行科研服务价值损失评估，根据陈仲新和张新时等(2000)对我国生态效益价值的估算，我国单位面积生态系统的平均科研价值 382 元/hm^2，本项目占用海洋面积按投影面积外扩 50m 计算，为 2.17hm^2，平台占用海域时间 25a，据此估算本工程造成科研服务功能损失约为：

$$2.17\times25\times382\times10^{-4}=$$[redacted]

（4）海洋支持服务价值损失

根据《海洋生态资本评估技术导则》(GB/T 28058-2011)，海洋支持服务评估内容主要考虑物种多样性维持、生态系统多样性维持。

根据谢高地等对我国生态系统各项生态服务价值的研究结果，我国水域生态系统单位面积的生物多样性维持价值为 8686 元/(hm^2.a)，本工程铺设输油管道、注水管道和电缆影响面积按照超一类平均面积分别为 27.25km^2（2725hm^2）、27.25km^2（2725hm^2）和 22.41km^2（2241hm^2），管缆的施工影响时间分别为 11.55d（0.032a）、11.55d（0.032a）和 6.85d（0.019a），按照污染所造成的最高生物损失率 50%，估算排污影响造成生物多样性维持功能价值损失约为：

$(2725\times0.032+2725\times0.032+2241\times0.0190)\times8686\times10^{-4}\times50\%=$[redacted]

（5）海洋生态服务功能损失合计

综上以上计算结果，本工程造成海洋供给服务价值损失、海洋调节服务价值损失、海洋文化服务价值损失和海洋支持服务价值损失共计[redacted]。

表 12.2-1 本工程造成的海洋生态服务功能损失价值汇总

项目	海洋供给价值损失	气候调节价值损失	文化服务功能价值损失	海洋支持服务价值损失	合计
价格（万元）	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]

12.2.4 海洋生态保护措施

12.2.4.1 施工期海洋生态保护措施

（1）本工程在建设阶段对生态环境产生影响的因子主要为海底管道、电缆的铺设作业产生的悬浮沙，本工程海底管道、电缆均采用后挖沟自然回填的方式，海水中的悬浮沙自然沉降于海底，建议管线挖沟施工避开种质资源保护区的特别保护期 4 月 25 日～6 月 15 日，钻完井涉海施工尽量避开保护区的特别保护期。

（2）施工期生活污水经船用生活污水处理设施达标后排放，由于排放量较小因此对海洋生态环境的影响较为轻微。

（3）施工阶段，海底管道/电缆路由选择远离海洋生态红线区的桩腿登陆，同时近山东省渤海海洋生态红线区端的部分管线/电缆采用低速挖沟铺设的方式降低悬浮沙排放源强，以确保管道/电缆挖沟作业引起的悬浮沙不会影响到临近海洋生态红线区和海洋特别保护区。

12.2.4.2 运营期海洋生态保护措施

（1）运营期本项目新增的含油生产水经 KL10-1 CEP 平台含油生产水处理达标后回注，不会外排入海，不会对海洋环境产生影响。

（2）运营阶段，含油生产水全部回注，不外排；生活污水中的灰水全部回注；生活污水中的黑水处理达标后排海；生活垃圾和生产垃圾运回陆地处理等措施，确保项目运营期不会影响到临近海洋功能区和水产种质资源保护区。

（3）正常工况下，输油管道和电缆埋设于海底，除输油管道释放少量锌离子外，只有少量生活污水排放，生活污水超一类海水水质标准的距离在 50m 范围内，对周边海洋生态环境产生影响很小。

（4）一旦发生溢油事故而又没有任何应对措施，油膜在风和潮流的共同作用下将会抵达敏感区并造成严重污染，需要工程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。

（5）建设单位应按照《中华人民共和国海洋环境保护法》、《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例》和《国家海洋局海洋石油勘探开发溢油应急预案》的相关规定，制定溢油应急计划，并进行备案。同时按照备案的溢油应急计划配备溢油应急资源，做好溢油应急响应工作。

由于工程拟建管线距离东营黄河口生态国家级海洋特别保护区较近，若在该区域内发生溢油，原油会在短时间内抵达敏感目标，并对其造成不利影响。针对管线建设单位拟采取的措施：

1）建设单位定期聘请检测单位对海底管道进行检查，检查的内容包括管道在位状态、水面以上部分防腐状态、管线两端附件、悬空治理情况、立管保护与固定装置，对检验合格的海底管道发证。

2）管道设有应急关断系统：海底管道入口及出口均设置超压保护及紧急关断装置。

3）建议建设单位在工程投产前按照《中华人民共和国海洋环境保护法》、《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例》和《国家海洋局海洋石油勘探开发溢油应急预案》的相关规定，编写油田溢油应急计划并取得备案，备案后的溢油应急计划必须满足本项目溢油应急的需求，建设单位根据备案后溢油应急计划开展好各种溢油应急准备和响应工作。

4）油田配备一定的溢油应急设备，用于油田内部突发小型溢油事故使用。当发生一般、重大、特别重大溢油事故时，需要借助周边油田和外部溢油应急力量。

5）一旦发生溢油事故而又没有任何应对措施，油膜在风和潮流的共同作用下将会抵达敏感区并造成严重污染，需要项目建设单位对环境风险概率较高的溢油事故予以足够重视，确保在环境安全的前提下进行海上石油开采活动。

12.2.4.3 海洋生态补偿措施

本工程设生态补偿资金对工程施工及运营过程中造成的海洋生物资源、海洋生态等损失进行补偿，并纳入工程环保投资。根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T9110-2007），估算项目在生产建设过程中可能造成的海洋生态环境损失补偿费用约 271.40 万元；根据《海洋生态资本评估技术导则》(GB/T 28058-2011)进行估算，海洋生态服务价值补偿金额约为 140.77 万元。建议此部分资金建议用于海洋生物资源的增殖放流、海洋生物资源的养护与管理，人工鱼礁及相关研究、监测工作等。

12.2.4.4 海洋生态修复措施

（1）增殖放流，恢复海洋生物资源

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

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

在生物资源增殖放流过程中，必须坚持科学发展观，建设单位首先应委托有资质

的单位进行增殖方案制定、论证和资源研究，根据项目对海洋生态环境的实际损害情况，在当地海洋主管部门的监督和协助下，有具体目标，具体计划的对生态环境和资源数量进行补偿，不得在没有科学报告的条件下，贸然实施操作。

增殖放流方案和计划建议如下，以下增殖放流品种选择、放流时间、地点等工作由当地海洋和渔业主管部门指导开展：

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、半滑舌鳎、牙鲆、三疣梭子蟹等，放流品种和数量可根据当时、当地实际情况做适当调整，具体由当地主管部门统一部署。

C 增殖放流苗种规格质量

鱼苗体长应在 5cm 以上；虾苗体长应在 1.0cm 以上；蟹苗应为二期扣蟹。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

建设单位后续需补偿渔业资源损失约 271.40 万元（已纳入环保投资预算），全部用于增殖放流。建设单位根据实际情况开始实施海洋生物增殖放流，增殖放流的期限为 5 年，每年 1 次。每年的增殖放流工作建议安排在休渔期间内的 5 月下旬至 7 月上旬，以避开高强度捕捞压力时间，提高增殖放流效果，但是具体时间及放流地点须由当地渔业主管部门统一安排部署，并接受渔业主管部门的监督。

增殖放流、效果评估和渔业生态环境和渔业资源跟踪监测经费纳入地方渔业主管部门统筹规划实施。

（2）积极参与渤海湾的海洋生态修复工作

建设单位可以根据自己补偿的资金情况，项目所在海域的实际情况，有选择参与到渤海湾的海洋生态修复工作中来，建议建设单位与当地的海洋与渔业主管部门积极

沟通协调，建议参与的工作如下：

①进行保护区的保护工作

本工程主要敏感目标有辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区莱州湾保护区，东营黄河口生态国家级海洋特别保护区，山东黄河三角洲国家级自然保护区，东营莱州湾蛏类生态国家级海洋特别保护区，莱州浅滩海洋保护区，白姑鱼、鲳、银鲳、毛虾、花鲈的产卵场等。建议建设单位将部分补偿资金用于保护区的保护工作。

②支持海洋主管部门生态保护宣传教育基地的建设

近年来，由于海洋渔业的过度开发捕捞、各种非法、违规捕捞作业的屡禁不止，水产养殖业的不规范生产管理，以及对海洋资源的无序无度开发等原因，造成许多鱼种的野生鱼苗数量急剧下降，滨海湿地环境受到严重破坏等。为提高海洋生态保护意识，普及相关法律法规知识，建议建设单位支持海洋主管部门建立海洋生态保护宣传教育基地，开展以海洋生态环境保护为主题的宣传教育活动，向公众介绍保护区、保护物种的科普知识、宣传海洋生态保护相关的法律、法规及生物多样性保护的重要性，唤起社会各阶层广泛参与水生野生动物的保护工作，提高公众的海洋生态环境保护意识。

12.2.5 海洋生态保护监管措施建议

海洋生态保护、恢复和补偿措施主要以增殖放流等方式开展。

海洋生态的保护、恢复或补偿措施的责任主体为建设单位，建设单位应按照生态损害进行生态补偿，缴纳一定生态补偿费用，由当地行政主管部门按照规定负责实施。主管部门或受其委托的行政管理部门应进行验收和监管。

海洋生态保护工作应从施工第一年开始每年进行，具体保护措施、地点、时间均由当地海洋与渔业主管部门统一安排部署。海洋与渔业主管部门须抽调相关处室人员组成现场监督小组，对海洋生态保护措施实施进行监督和管理。同时应建立专项基金，海洋生态修复的科研工作。相关部门应对生态补偿金的征收、使用情况进行监管和审查，确保专款专用，使生态补偿工作切实落实到实处。

12.2.6 海洋跟踪监测措施

12.2.6.1 施工期环境监测计划

本项目施工期排放的污染物为海底管道和电缆铺设搅起的悬浮泥沙及施工过程中

的生活污水。根据污染物的特点，制定施工期的跟踪监测计划。

本项目环境监测的范围为新建平台及海底管线路由周边海域，其重点是施工阶段海底管线铺设产生的悬浮物所能影响的范围和距离，重点监测施工区域的水质环境和沉积物环境。

（1）监测范围

施工期环境跟踪监测在 KL16-1 WHPA 平台、KL16-1 WHPA 平台至 KL10-4 WHPA 平台海底管线的周边海域。根据《建设项目海洋环境影响跟踪监测技术规程》（国家海洋局 2002 年 4 月），本项目跟踪监测范围工程用海（包括平台、管缆）外缘线为起点、分别向主潮流方向及垂直主潮流方向外分别扩 4km 和 2km。

（2）监测站位

根据《建设项目海洋环境影响跟踪监测技术规程》，考虑到海底管道和海底电缆海洋生态环境影响的特点，同时考虑周边生态敏感区的分布情况，确定本项目垂直于主潮流方向设置 3 个断面，其中经过新建平台所处海域的断面为主断面，两侧各设置一个断面。每个断面设置 3 个监测站位。本项目共设置 9 个监测站位。平台周边布置 3 个监测站位（其中 P5 站位靠近生态红线区边缘），管线两侧布置 3 个监测站位，生态敏感区设置 3 个站位。监测站位布设见图 12.2-1。

（3）监测项目

海水水质：pH、悬浮物（SS）、溶解氧（DO）、COD、无机氮、活性磷酸盐、石油类、挥发酚、硫化物、总汞（Hg）、砷（As）、铜（Cu）、铅（Pb）、锌（Zn）、镉（Cd）和总铬（Cr）。

沉积物：硫化物、石油类、有机碳、总汞（Hg）、铜（Cu）、铅（Pb）、锌（Zn）、镉（Cd）、铬（Cr）、砷（As）。

（4）监测时间

施工结束后进行一次监测。

（5）监测方法

监测工作应委托有资质监测单位承担，按照《海洋监测规范》（GB17378-2007）规定的有关方法进行。

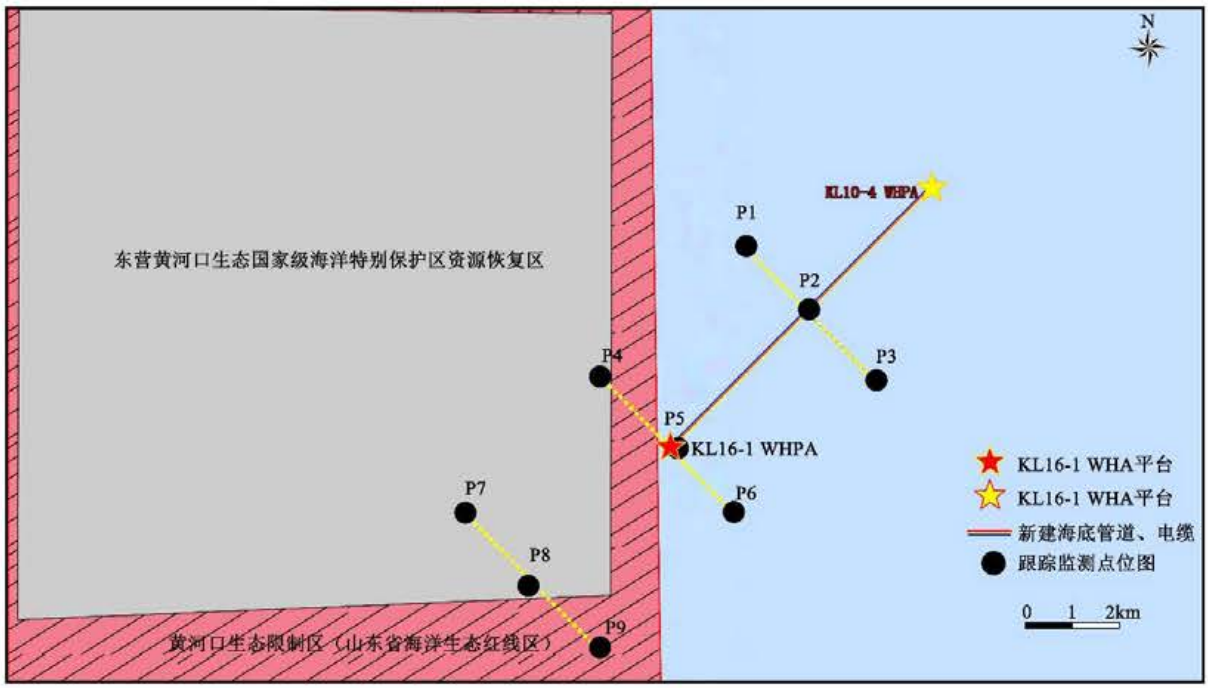


图 12.2-1 施工期间监测站位布设示意图

12.2.6.2 运营期环境监测计划

本项目建成投产以后，含油生产水经处理合格后回注地层；生活污水经处理达标后排海；甲板冲洗水等其他含油污水收集进入处理系统；固体废物运回陆地处理；海底管道采取有效的防腐措施，除阴极保护牺牲阳极有少量重金属锌析出外，运营期不产生其他污染物。

（1）运营期正常工况下污染源监测

①含油生产水

KL16-1 WHPA 平台产生的含油生产水主要依托 KL10-1 CEP 平台进行处理达标后回注，回注前采用《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的方法监测含油浓度、含氧量、固体悬浮物、粒径等水质指标。

因此，新建 KL16-1 WHPA 平台不单独设置监测计划。

②生活污水

KL16-1 WHPA 设置一套生活污水处理装置，生活污水中的黑水处理达标后排海。生活污水特征因子 COD 监测标准参照《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）执行。平台设有专职人员，负责执行污染源的日常监测。

（2）环境质量现状跟踪监测

根据工程特点和周边环境敏感目标环境管理要求，本评价主要针对海洋水质、沉

积物、生态环境制定监测计划。运营期工程周边海域监测计划见表 12.2-2。

表 12.2-2 运营期工程周边海域监测计划

环境要素	监测项目	监测方法	监测站位	监测频率
海水水质	pH、SS、DO、COD、无机氮、活性磷酸盐、石油类、挥发酚、硫化物、总汞、砷、铜、铅、锌、镉和总铬	《海洋监测规范》GB17378.4-2007	共设置 9 个监测站位。平台周边布置 3 个监测站位（其中 P5 站位设置在排污混合区），管线两侧布置 3 个监测站位，生态敏感区设置 3 个站位。	竣工验收前监测一次；运营期根据实际情况每 3-5 年监测一次。
海洋生态环境	叶绿素 a	《海洋监测规范》GB17378.7-2007		
	浮游植物			
	浮游动物			
	底栖生物			
	生物质量			
沉积物环境	硫化物、石油类、有机碳、总汞、铜、铅、锌、镉、铬、砷	《海洋监测规范》GB17378.5-2007		

运营阶段建设单位应对工程周边海域的海水水质环境、海洋沉积物环境和海洋生态环境定期进行监测，制定海洋环境质量跟踪监测方案，提交有效计量认证分析监测报告，对环境监测反馈的信息进行科学分析，并建立资料档案。

（3）管线跟踪监测

由于海底管道、管线运行或铺设过程中受到物理、化学、机械等因素的影响，可能会存在不同程度的腐蚀、损伤、变形、冲刷、偏移、悬跨等各种缺陷和现象。

为了保证安全作业和防止海洋环境污染，项目建成运营后，需要定期对油田的海底管道、管线进行路由勘察，以便及时了解海底管线的走向、埋深、悬跨、冲淤等运行中的实际情况，并根据勘察结果采取相应的维护措施，以保障管线的安全正常运行。

12.2.7 事故监测计划

配合政府部门对防污染设备的检查工作，以及在事故状态下配合有关部门作好对事故的跟踪监测。

发生溢油时除在常规监测站位进行监测外，根据事故性质、事故影响的大小，视具体情况增加对海洋生态环境、海洋生物质量、沉积物环境的监测，站位布设根据实际情况进行调整。可采用有偿服务的方式委托海洋行政主管部门认可的监测单位开展环境事故跟踪监测。

13 海洋工程的环境可行性分析

13.1 工程与海洋主体功能区规划符合性分析

13.1.1 全国海洋主体功能区规划

国家海洋局在 2015 年 8 月印发了《国务院关于印发全国海洋主体功能区规划的通知》（国发〔2015〕42 号），根据该“通知”，海洋主体功能区按开发内容可分为产业与城镇建设、农渔业生产、生态环境服务三种功能。依据主体功能，将海洋空间划分为以下四类区域：

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

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

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

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

13.1.1.1 位置关系

经识别，本工程 KL16-1WHPA 平台、KL16-1 WHPA 至 KL10-4 WHPA 平台混输海底管道、KL10-4 WHPA 至 KL16-1 WHPA 平台注水海底管道、KL10-4 WHPA 至 KL16-1 WHPA 平台的复合海底电缆等 3 条管缆部分位于辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区莱州湾保护区实验区，该区为**限制开发区域，属于海洋渔业保障区中的水产种质资源保护区**。

KL16-1 WHPA 至 KL10-4 WHPA 平台混输海底管道、KL10-4 WHPA 至 KL16-1

WHPA 平台注水海底管道、KL10-4 WHPA 至 KL16-1 WHPA 平台的复合海底电缆剩余部分在辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区莱州湾保护区实验区外，本工程为海洋油气勘探开发工程，工程周边开发油田群包括垦利 10-1 油田、垦利 10-4 油田等，**属于重点开发区域中的海洋工程和资源开发区**。

13.1.1.2 相关要求

全国海洋主体功能区规划的相关要求见表 13.1-1。

13.1.1.3 符合性分析

本工程与全国海洋主体功能区规划符合性分析见表 13.1-1。

经分析，工程 KL16-1WHPA 平台及 3 条管缆（1 条电缆，1 条混输管线，1 条注水管线，）部分位于限制开发区域中的海洋渔业保障区，工程在建设及运行期间，工程所产生的污染物均得到妥善处理，本工程已开展该辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区莱州湾保护区的影响专题论证报告，对渔业资源造成的影响会进行渔业补偿，工程建设不会对海洋生物繁殖生长造成大的影响。因此，本报告认为本次评价的工程内容与限制开发区域的要求相符合；

KL16-1 WHPA 至 KL10-4 WHPA 平台混输海底管道、KL10-4 WHPA 至 KL16-1 WHPA 平台注水海底管道、KL10-4 WHPA 至 KL16-1 WHPA 平台的复合海底电缆剩余部分位于重点开发区域中的海洋工程和资源开发区。本工程均属于油田勘探开发工程，符合重点开发区域的功能定位。工程正在进行环境影响评价工作，根据分析，工程在铺设管线时产生的悬浮泥沙对海洋环境的影响较小，影响时间较短且可恢复；工程在运行过程中对海底管线定期巡检，避免发生事故。报告中提出了在运行过程中采取海洋生态保护措施和溢油应急防范措施，避免发生重大环境事故，因此本报告认为本次评价的工程内容与重点开发区域的要求相符合。

综上，本工程符合《国务院关于印发全国海洋主体功能区规划的通知》（国发〔2015〕42 号）相关要求。

表 13.1-1　本工程与全国海洋主体功能区规划符合性分析

序号	所在区域		本次评价工程	相关要求	符合性分析	是否符合
1	限制开发区域	海洋渔业保障区	KL16-1WHPA 平台； 1、KL16-1 WHPA 至 KL10-4 WHPA 平台混输海底管道（部分位于）； 2.、KL10-4 WHPA 至 KL16-1 WHPA 平台注水海底管道（部分位于）； 3、KL10-4 WHPA 至 KL16-1 WHPA 平台的复合海底电缆（部分位于）。	限制开发区域中的海洋渔业保障区的要求为“在海洋渔业保障区，实施禁渔区、休渔期管制，加强水产种质资源保护，禁止开展对海洋经济生物繁殖生长有较大影响的开发活动”。 关于水产种质资源保护区的要求为“加强水产种质资源保护区建设和管理，在种质资源主要生长繁殖区，划定一定面积海域及其毗邻岛礁，用于保障种质资源繁殖生长，提高种群数量和质量”。	本工程平台和部分管缆位于辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区莱州湾保护区实验区，该区为限制开发区域，属于海洋渔业保障区中的水产种质资源保护区。 工程在建设及运行期间，工程所产生的污染物均得到妥善处理，本工程会开展该辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区莱州湾保护区的影响专题论证报告，对渔业资源造成的影响会进行渔业补偿，工程建设不会对海洋生物繁殖生长造成大的影响。因此，本报告认为本次评价的工程内容与限制开发区域的要求相符合。	符合
2	重点开发区域	海洋工程和资源开发区	1、KL16-1 WHPA 至 KL10-4 WHPA 平台混输海底管道（剩余部分位于）； 2、KL10-4 WHPA 至 KL16-1 WHPA 平台注水海底管道（剩余部分位于）； 3、KL10-4 WHPA 至 KL16-1 WHPA 平台的复合海底电缆（剩余部分位于）。	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。	工程管缆部分位于重点开发区域中的海洋工程和资源开发区，本工程均属于油田勘探开发工程，符合重点开发区域的功能定位。 工程正在进行环境影响评价工作，根据分析，工程在铺设管线时产生的悬浮泥沙对海洋环境的影响较小，影响时间较短且可恢复；工程在运行过程中对海底管线定期巡检，避免发生事故。报告中提出了在运行过程中采取海洋生态保护措施和溢油应急防范措施，避免发生重大环境事故。	符合

13.1.2 山东省海洋主体功能区规划

2017 年 8 月 25 日，山东省人民政府发布了《关于印发山东省海洋主体功能区规划的通知》（鲁政发〔2017〕22 号）的相关阐述：海洋主体功能区按开发内容可分为产业与城镇建设、农渔业生产、生态环境服务三种功能。依据主体功能，将海洋空间划分为优化开发区域、重点开发区域、限制开发区域和禁止开发区域四类。

全省共划分 8 个优化开发区域，分别为寿光市、龙口市、烟台市区、即墨市、青岛市区、青岛市黄岛区、日照市东港区和日照市岚山区海域；

全省共划分 3 个重点开发区域，分别为潍坊市寒亭区、烟台市牟平区和威海市文登区海域；

全省共划分 18 个限制开发区域，分别为无棣县、滨州市沾化区、东营市河口区、利津县、垦利区、东营市东营区、广饶县、昌邑市、莱州市、招远市、长岛县、蓬莱市、威海市环翠区、荣成市、乳山市、海阳市、莱阳市和青岛市崂山区海域，其中，6 个海洋渔业保障区；12 个重点海洋生态功能区。

禁止开发区域包括国家级、省级自然保护区和领海基点所在岛屿，点状分布于优化开发区域、重点开发区域和限制开发区域中。海域空间共划定禁止开发区域 19 个，其中 4 个国家级自然保护区和 7 个省级自然保护区，8 个领海基点岛。

13.1.2.1 位置关系

本工程位于山东省海洋主体功能区外，与东营市垦利区海域距离最近，最近距离约为 0.2km，与规划位置示意图见图 13.1-1。

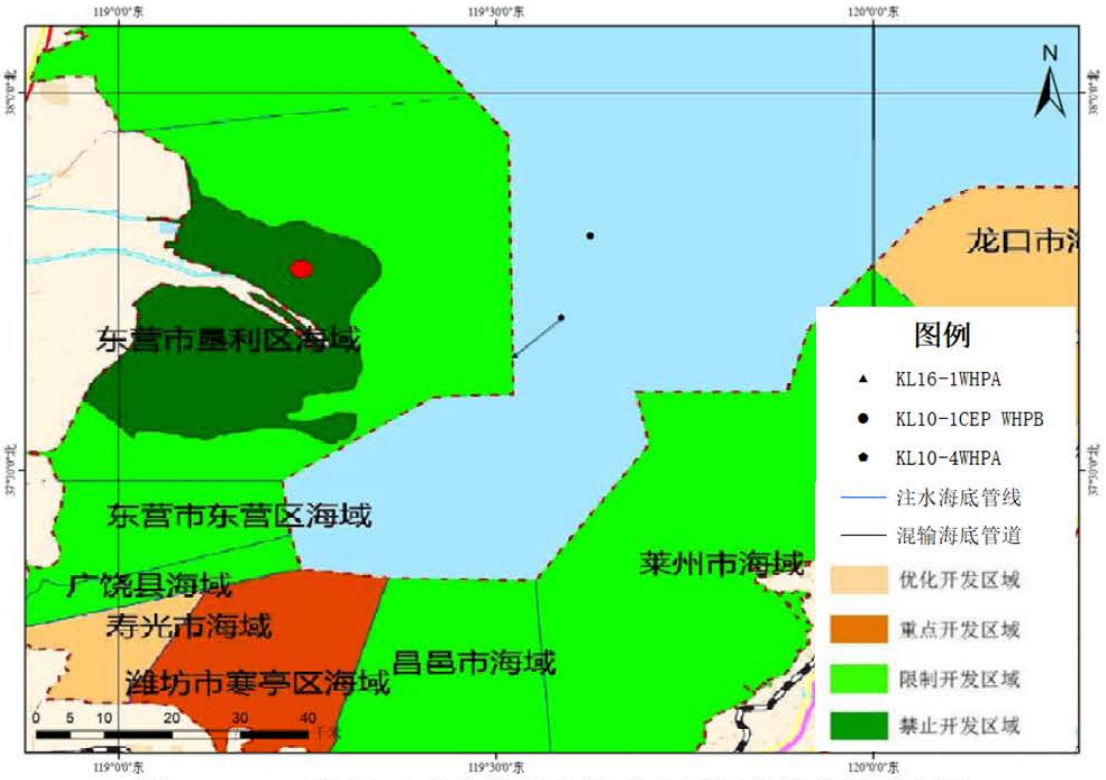


图 13.1-1 项目在山东省海洋主体功能区划中的位置示意图

13.1.2.2 相关管理要求

山东省海洋主体功能区规划的相关管理要求见表 13.1-2。

13.1.2.3 符合性分析

工程与规划符合性分析见表 13.1-2。

本工程距离黄河口三角洲国家级自然保护区约为 18km，建设期和运营期不会对其功能、生态系统及生物物种多样性造成影响；同时本工程为油气勘探开发工程，距离东营市垦利区海域最近距离为 0.2km，但是东营市垦利区海域有优化油气勘探开发的功能定位；在建设期间，工程所产生的其他污染物均得到切实有效的处理，正常运行期间只有少量生活污水排放，生活污水超一类海水水质标准的距离在 50m 范围内，不会对东营市垦利区海域环境质量及生态产生影响。同时本次评价提出了在运行过程中采取海洋生态保护措施和溢油应急防范措施，以避免发生重大环境事故。

综上所述，工程的建设和生产不会影响到《山东省海洋主体功能区规划》中的功能区，与《山东省海洋主体功能区规划》的要求相协调。

表 13.1-2 本工程与山东省海洋主体功能区规划符合性分析

序号	海洋主体功能区			本工程与其关系	管理要求	符合性分析	是否符合
1	东营市垦利区海域	限制开发区域	生物多样性保护重点海洋生态功能区	本工程位于其东侧，最近距离为0.2km，距离黄河口三角洲国家级自然保护区最近距离约18km。	加强黄河口三角洲国家级自然保护区的管理，维护黄河口生态系统及生物物种多样性，保持河口容砂功能，保障河口行洪安全。以东营市现代渔业示范区为核心，发展水产品精深加工、休闲观光渔业等适宜产业。建设集生产、加工、商贸、旅游、科研为一体，全国一流的生态高效养殖、良种繁育和精深加工基地。适度发展滨海生态旅游业，**优化油气勘探开发**，保护海洋生态环境。	本工程距离黄河口三角洲国家级自然保护区约为18km，建设期和运营期不会对其功能、生态系统及生物物种多样性造成影响；同时本工程为油气勘探开发工程，距离东营市垦利区海域最近距离为0.2km，但是东营市垦利区海域有优化油气勘探开发的功能定位；在建设期间，工程所产生的其他污染物均得到切实有效的处理，施工期和正常运行期间不会对东营市垦利区海域环境质量及生态产生影响。同时本次评价提出了在运行过程中采取海洋生态保护措施和溢油应急防范措施，以避免发生重大环境事故。	相协调

13.2 工程与海洋功能区划符合性分析

13.2.1 全国海洋功能区划

根据《全国海洋功能区划（2011-2020）》（2012 年），本工程位于其中的“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。

本工程属于矿产能源开发工程，不属于重化工业和高耗能、高污染的工业建设，工程生产开发时应注意协调好与航运用海之间的关系，保护海洋生态环境，防治溢油等海洋环境灾害和突发事件，与《全国海洋功能区划》（2011-2020）对工程所在海域的功能定位相符合。

13.2.2 山东省海洋功能区划

13.2.2.1 位置关系

2012 年 10 月 10 日，国务院批准发布了《山东省海洋功能区划（2011-2020 年）》（国函[2012]165 号）。本工程位于山东省海洋功能区划范围外，距离 A6-5 黄河三角洲海洋保护区最近，最近距离约为 0.2km，见图 13.2-1。

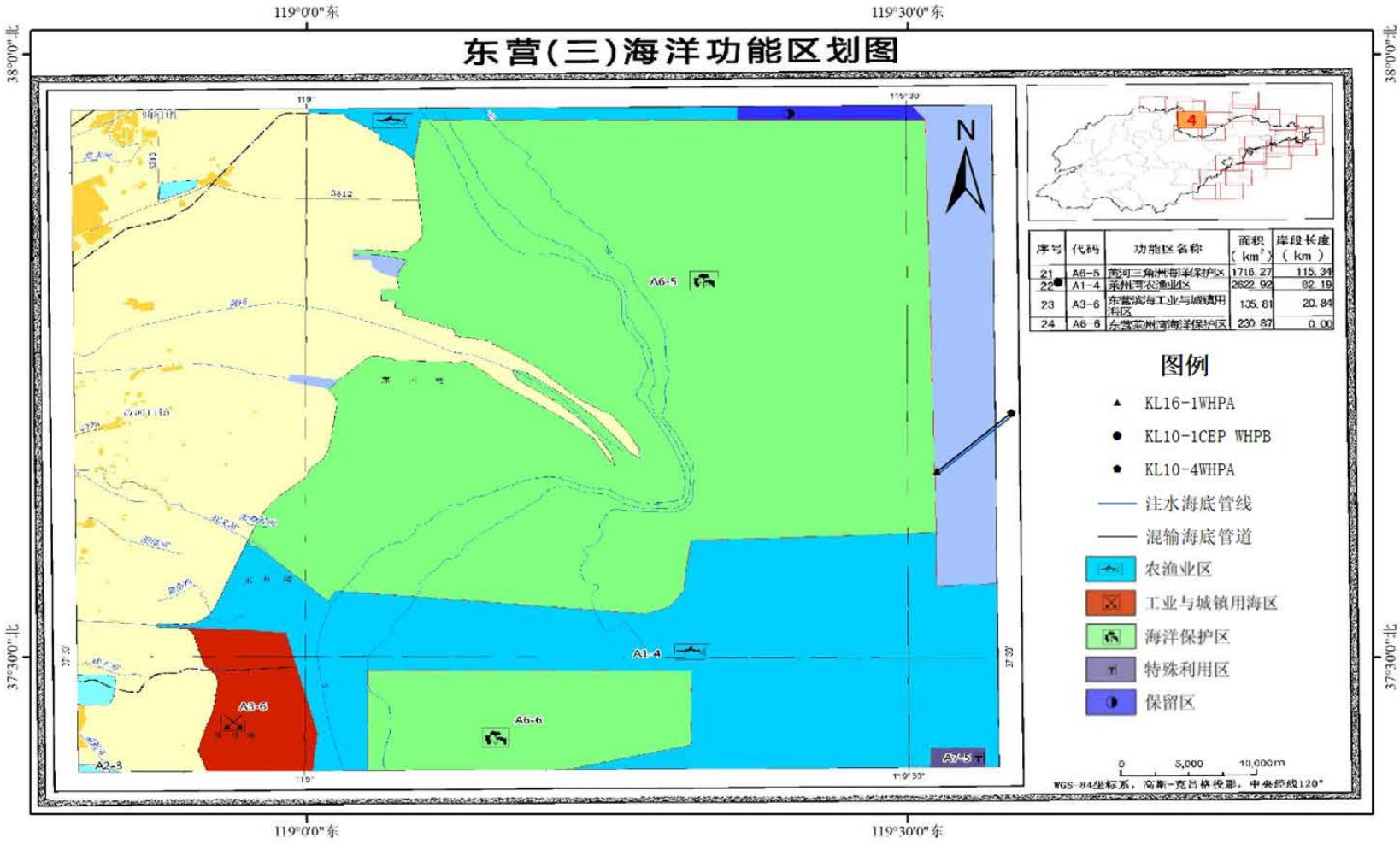


图 13.2-1 本工程在山东省海洋功能区划中的位置示意图

13.2.2.2 相关管理要求

本工程附近海洋功能区海域使用管理要求与海洋环境保护要求见表 13.2-1。

表 13.2-1 本工程附近海洋功能区情况表

代码	功能区名称	地区	功能区类型	面积（km^2）	海域使用管理要求		海洋环境保护要求	
					用途管制	用海方式	重点保护目标	环境保护要求
A6-5	黄河三角洲海洋保护区	东营	海洋保护区	1716.27	本区域基本功能为海洋保护功能，实验区兼容旅游功能。保障黄河三角洲国家级自然保护区和东营黄河口生态国家级海洋特别保护区用海，按照《中华人民共和国自然保护区条例》和《海洋自然保护区管理办法》进行管理。需符合黄河河口综合治理规划和黄河入海流路规划，满足黄河沉沙的需求。保障河口行洪安全。	核心区和缓冲区禁止改变海域自然属性，实验区严格限制改变海域自然属性。	原生性湿地生态系统及珍禽。	严格执行国家关于海洋环境保护的法律、法规和标准，加强海洋环境质量监测。维持、恢复、改善海洋生态环境和生物多样性，保护自然景观。海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量均执行一类标准。

13.2.2.3 与“黄河三角洲海洋保护区（A6-5）”符合性分析

本项目与黄河三角洲海洋保护区相符性分析见表 13.2-2。

本项目工程在黄河三角洲海洋保护区范围外，与其最近距离为 0.2km；与山东黄河三角洲国家级自然保护区中的实验区最近距离约为 16.5km，与东营黄河口生态国家级海洋特别保护区最近距离约为 0.77km，不会影响保护区用海。本工程为井口平台钢结构导管架，管桩占海面积小，管缆埋于海底，不会影响黄河沉砂，不会改变山东黄河三角洲国家级自然保护区海域自然属性。

工程未在山东黄河三角洲国家级自然保护区内建设生产设施，建设工程过程产生的悬浮泥沙导致的超一（二）类水质范围距黄河三角洲海洋保护区最近距离约 0.01km，距东营黄河口生态国家级海洋特别保护区的最近距离约 0.56km，施工期生活污水超一类海水水质标准的距离在 50m 范围内，不会影响到黄河三角洲海洋保护区、东营黄河口生态国家级海洋特别保护区和山东黄河三角洲国家级自然保护区；运营期只有少量生活污水排放，生活污水超一类海水水质标准的距离在 50m 范围内，不会影响到山东黄河三角洲国家级自然保护区。运营单位定期对管线进行巡检，本次环境影响评价报告提出了在运行过程中采取海洋生态保护措施和溢油应急防范措施。本项目投产前建议建设单位编制油田溢油应急计划并上报生态环境部备案，备案后的溢油应急计划必须满足本项目溢油应急的需求，建设单位根据备案后溢油应急计划开展好各种溢油应急准备和响应工作，加强风险管控，配备与最大可信事故溢油规模相匹配的溢油应急资源，以防范海上溢油等海洋环境突发污染事件。工程正常运行不会影响保护区的海洋生态环境、生物多样性和自然景观。

本次环评报告提出了跟踪监测计划，定期监测周边海域的环境质量。

另外，根据 2018 年海水水质调查结果，该区海水部分站位无机氮、铅、锌、汞超出一类水质标准，本项目不排放相关污染物，其他因子均达标；根据 2017 沉积物调查结果，区域沉积物质量达标；根据 2018 海洋生物质量调查结果，该区域海洋生物质量达标。

综合分析，工程的建设和生产不会影响到《山东省海洋功能区划》中的功能区，与《山东省海洋功能区划》的相关管理要求相协调。

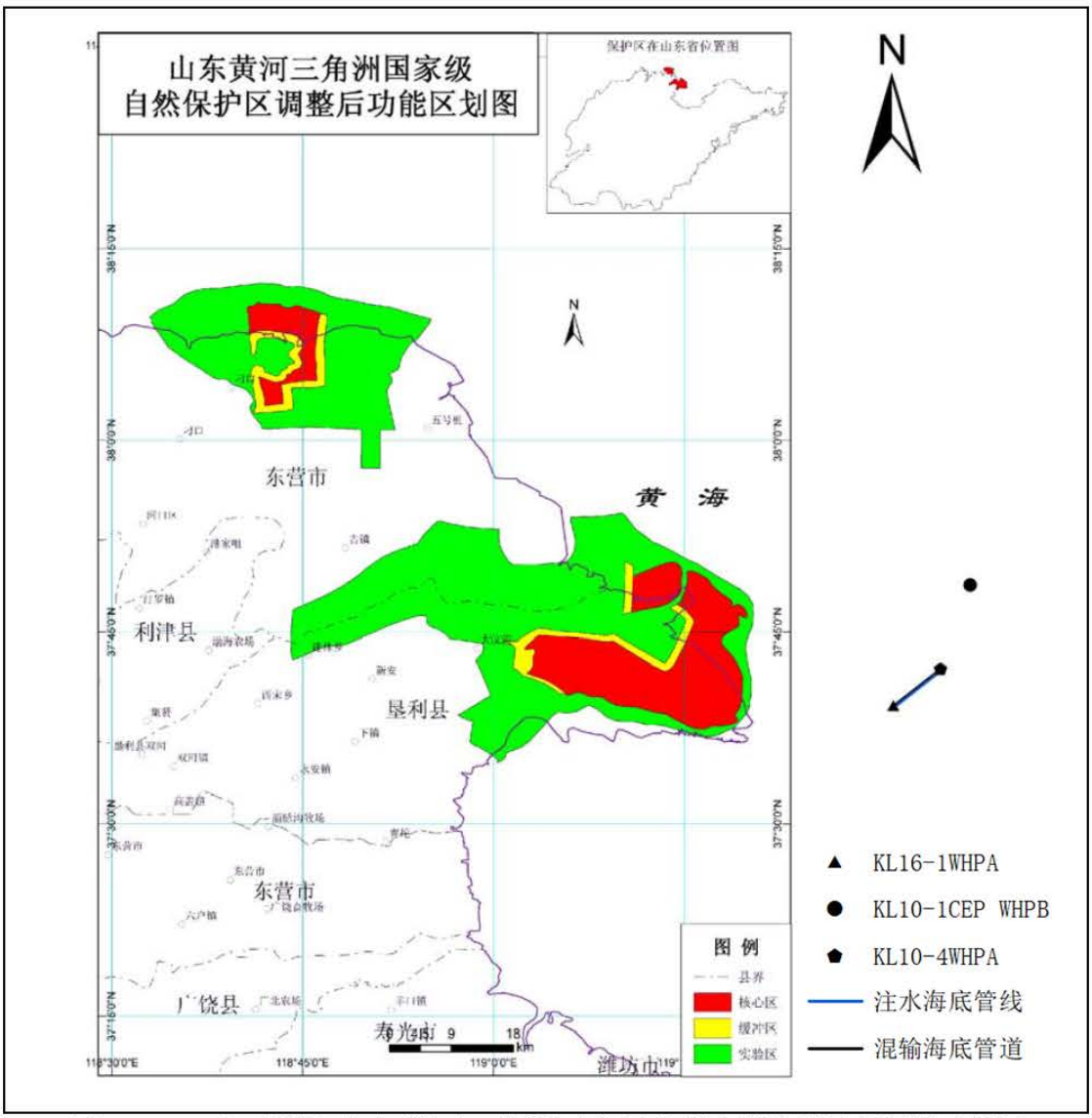


图 13.2-2 本工程与山东黄河三角洲国家级自然保护区位置关系示意图

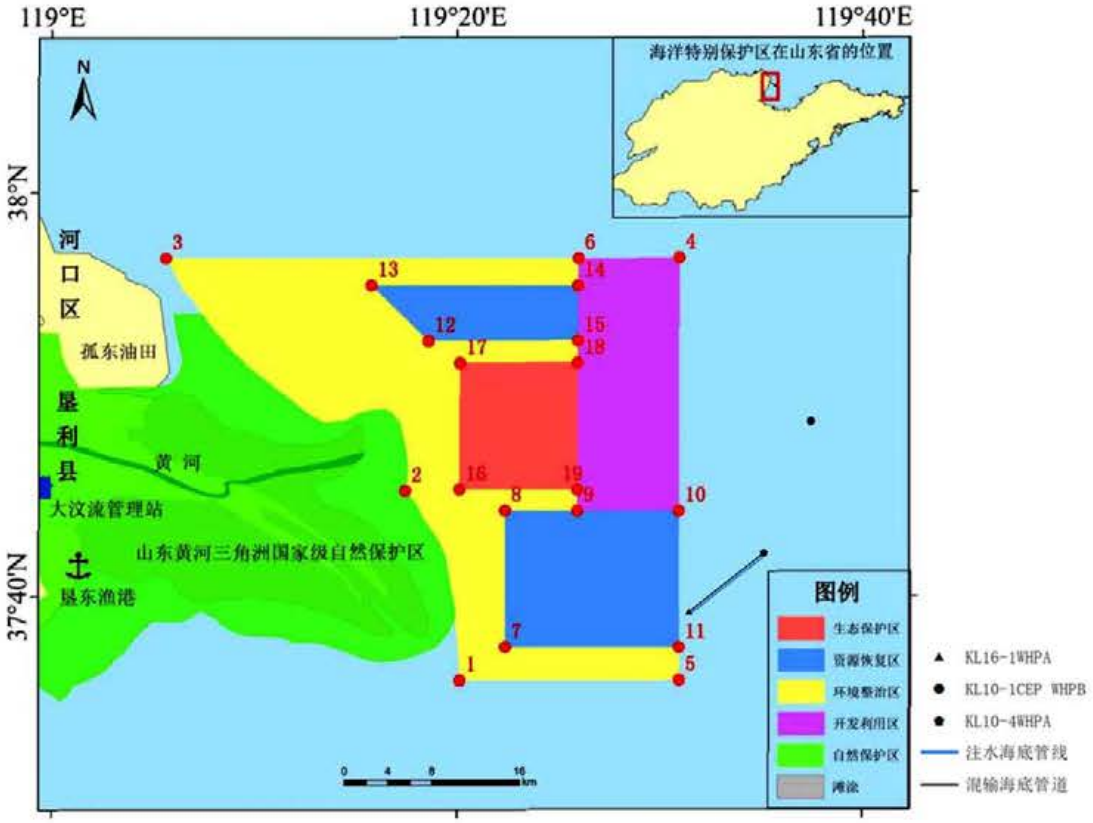


图 13.2-3 本工程与东营黄河口生态国家级海洋特别保护区位置关系示意图

表 13.2-2 本工程黄河三角洲海洋保护区（A6-5）符合性分析

功能区划要求		符合性分析	是否相符
用途管制	本区域基本功能为海洋保护功能，实验区兼容旅游功能。保障黄河三角洲国家级自然保护区和东营黄河口生态国家级海洋特别保护区用海，按照《中华人民共和国自然保护区条例》和《海洋自然保护区管理办法》进行管理。需符合黄河河口综合治理规划和黄河入海流路规划，满足黄河沉沙的需求。保障河口行洪安全。	本项目工程在黄河三角洲海洋保护区范围外，与其最近距离为 0.2km；与山东黄河三角洲国家级自然保护区中的实验区最近距离约为 16.5km，与东营黄河口生态国家级海洋特别保护区最近距离约为 0.77km，不会影响保护区用海。 本工程为井口平台钢结构导管架，管桩占海面积小，管缆埋于海底，不会影响黄河沉砂。	相协调
	《中华人民共和国自然保护区条例》第三十二条规定 …在自然保护区的实验区内，不得建设污染环境、破坏资源或者景观的生产设施；建设其他项目，其污染物排放不得超过国家和地方规定的污染物排放标准。在自然保护区的实验区内已经建成的设施，其污染物排放超过国家和地方规定的排放标准的，应当限期治理；造成损害的，必须采取补救措施。	工程未在山东黄河三角洲国家级自然保护区内建设生产设施，建设工程过程产生的悬浮泥沙导致的超一（二）类水质范围距黄河三角洲海洋保护区最近距离约 0.01km，距东营黄河口生态国家级海洋特别保护区的最近距离约 0.56km，施工期生活污水超一类海水水质标准的距离在 50m 范围内，不会影响到黄河三角洲海洋保护区、东营黄河口生态国家级海洋特别保护区和山东黄河三角洲国家级自然保护区；运营期只	

		有少量生活污水排放，生活污水超一类海水水质标准的距离在 50m 范围内，不会影响到山东黄河三角洲国家级自然保护区。运营单位定期对管线进行巡检，本次环境影响评价报告提出了在运行过程中采取海洋生态保护措施和溢油应急防范措施。本项目投产前建议建设单位编制油田溢油应急计划并上报生态环境部备案，备案后的溢油应急计划必须满足本项目溢油应急的需求，建设单位根据备案后溢油应急计划开展好各种溢油应急准备和响应工作，加强风险管控，配备与最大可信事故溢油规模相匹配的溢油应急资源，以防范海上溢油等海洋环境突发污染事件。	
	《海洋自然保护区管理办法》第十三条 …实验区内，在该保护区管理机构统一规划和指导下，可有计划地进行适度开发活动。 第十六条 未经国家海洋行政主管部门或沿海省、自治区、直辖市海洋管理部门批准，任何单位和个人不得在海洋自然保护区内修筑设施。	工程位于山东黄河三角洲国家级自然保护区和东营黄河口生态国家级海洋特别保护区外，未在其内部修筑设施。	
用海方式	核心区和缓冲区禁止改变海域自然属性，实验区严格限制改变海域自然属性。	工程位于山东黄河三角洲国家级自然保护区外，距离保护区距离约为 16.5km，距离较远，不会改变其海域自然属性。	相协调
海洋环境保护要求	严格执行国家关于海洋环境保护的法律、法规和标准，加强海洋环境质量监测。	本次环评报告提出了跟踪监测计划。	相协调
	维持、恢复、改善海洋生态环境和生物多样性，保护自然景观。	工程在建设过程产生的悬浮泥沙不会影响到该区域的海洋环境。 运营期只有少量生活污水排放，生活污水超一类海水水质标准的距离在 50m 范围内，不会对保护区产生影响，建设单位定期对平台和管线进行安全检查，建议建设单位在工程投产前编制油田溢油应急计划并备案，在运行过程中采取海洋生态保护措施和溢油应急防范措施。工程正常运行不会影响保护区的海洋生态环境、生物多样性和自然景观。	
	海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量均执行一类标准。	根据 2018 年海水水质调查结果，该区海水部分站位无机氮、铅、锌、汞超出一类水质标准，本项目不排放相关污染物，其他因子均达标；根据 2017 沉积物调查结果，区域沉积物质量达标；根据 2018 海洋生物质量调查结果，该区域海洋生物质量达标。	

13.3 工程与与环境保护规划的符合性分析

13.3.1 与《全国海洋生态环境保护规划（2017 年-2020 年）》的符合性分析

13.3.1.1 相关要求

根据《全国海洋生态环境保护规划（2017 年-2020 年）》，第五节基本原则提到：

—坚持绿色发展、源头护海。坚持“绿水青山就是金山银山，处理好发展与保护关系，推动海洋经济绿色发展，建立健全绿色低碳循环发展的经济体系和绿色技术创新体系，用最小的资源消耗和环境代价换取最大的发展效益，从源头上预防海洋生态破坏和环境污染。

—坚持质量改善、协力净海。以着力解决群众反映强烈的突出环境问题、改善海洋生态环境质量为根本，抓好区域—流域—海域的联防联控与系统治理，坚持污染防治和生态修复并举，确保海洋生态环境质量企稳向好，坚决打赢海洋生态环境污染治理的攻坚战。”

13.3.1.2 符合性分析

本工程施工期间产生的钻井液、钻屑、船舶机舱含油污水、生产垃圾和生活垃圾收集后全部运回陆地处理；生活污水经处理达标后排海。运营期只有少量生活污水排放，生活污水超一类海水水质标准的距离在 50m 范围内，工程施工期和运营期产生的污染物均得到合理处置，做到了从源头上预防海洋生态破坏和环境污染。同时，针对施工期和运营带来的生物资源和生态服务功能损失进行了分析，并核算了补偿金额。本工程拟制定生态修复计划，开展增殖放等生态修复措施，做到了坚持污染防治和生态修复并举。因此，与《全国海洋生态环境保护规划（2017 年-2020 年）》相符合。

13.3.2 渤海环境保护总体规划

13.3.2.1 相关要求

2009 年 1 月，国家发展和改革委员会会同环境保护部、住房和城乡建设部、水利部、国家海洋局，联合印发了《渤海环境保护总体规划》（2008～2020 年）。

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 年~15 年的治理，使渤海环境保护工作上一个新台阶”等内容。

13.3.2.2 符合性分析

本工程施工期间产生的钻井液、钻屑、船舶机舱含油污水、生产垃圾和生活垃圾收集后全部运回陆地处理；生活污水经处理达标后排海；运营期只有少量生活污水排放，生活污水超一类海水水质标准的距离在 50m 范围内，工程施工期和运营期污染物均得到合理处置。此外，工程投产前建设单位将编制油田溢油应急计划并上报生态环境部备案，备案后的溢油应急计划必须满足本项目溢油应急的需求，建设单位根据备案后溢油应急计划开展好各种溢油应急准备和响应工作。本工程在施工和运营过程中重视海上环境保护工作，因此，与《渤海环境保护总体规划（2008-2020 年）》（2009 年）相符合。

13.3.3 渤海综合治理攻坚战行动计划

13.3.3.1 相关要求

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

《渤海综合治理攻坚战行动计划》的相关要求见表 13.3-1。

13.3.3.2 符合性分析

项目与该行动计划符合性性分析见表 13.3-1。

项目施工期，船舶机舱含油污水危险废弃物（HW08），根据《沿海海域船舶排污设备铅封程序规定》，运回陆上交由有资质单位接收处理。施工船舶产生的生活污水经生活污水处理装置处理达标后排海。钻屑、钻井液、生活垃圾、生产垃圾全部运回陆上处理，不向海洋倾倒垃圾。项目不涉及围填海。经 13.4 章节分析，工程建设与《山东省渤海海洋生态红线区划定方案（2013-2020 年）》相关要求相符合；经 13.5 分析，本工程与东营黄河口生态国家级海洋特别保护区的相关要求相符合。项目施工阶段采取尽量避开海洋生物保护期等措施。目前建设单位正在开展环境影响评价工作，并提出了生态补偿方案及生态保护措施。本项目投产前建议建设单位编制油田溢油应急计划并上报生态

环境部备案，备案后的溢油应急计划必须满足本项目溢油应急的需求，建设单位根据备案后溢油应急计划开展好各种溢油应急准备和响应工作，加强风险管控，配备与最大可信事故溢油规模相匹配的溢油应急资源，以防范海上溢油等海洋环境突发污染事件。同时，建设单位制定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。

综上所述，工程建设与《渤海综合治理攻坚战行动计划》的相关要求相符合。

表 13.3-1 项目与渤海综合治理攻坚战行动计划符合性分析

文件要求		符合性分析	是否相符
（二）海域污染治理行动	9.船舶污染治理 严格执行《船舶水污染物排放控制标准》，限期淘汰不能达到污染物排放标准的船舶，严禁新建不达标船舶进入运输市场；规范船舶水上拆解，禁止冲滩拆解。依法报废超过使用年限的运输船舶。禁止船舶向水体超标排放含油污水，继续实施渤海海区船舶排污设备铅封管理制度。	项目施工期，船舶机舱含油污水危险废弃物（HW08），根据《沿海海域船舶排污设备铅封程序规定》，运回陆上交由有资质单位接收处理。施工船舶产生的生活污水经生活污水处理装置处理达标后排海。	符合
	11.海洋垃圾污染防治 ….。严厉打击向海洋倾倒垃圾的违法行为，禁止垃圾入海…	钻屑、钻井液、生活垃圾、生产垃圾全部运回陆上处理，不向海洋倾倒垃圾。	
（三）生态保护修复行动	13.生态保护修复行动 划定并严守渤海海洋生态保护红线，实施最严格的围填海管控，强化渤海岸线保护，强化自然保护地选划和滨海湿地保护	项目不涉及围填海。 经 13.4 章节分析，工程建设与《山东省渤海海洋生态红线区划定方案（2013-2020 年）》相关要求相符合； 经 13.5 分析，本工程与东营黄河口生态国家级海洋特别保护区的相关要求相符合。	
	15.海洋生物资源养护 大力养护海洋生物资源。….。鼓励建立以人工鱼礁为载体、底播增殖为手段、增殖放流为补充的海洋牧场示范区。严格执行伏季休渔制度，并根据渤海渔业资源调查评估状况，适当调整休渔期，逐步恢复渔业资源。	项目施工阶段采取尽量避开海洋生物保护期等措施。目前建设单位正在开展环境影响评价工作，并提出了生态补偿方案及生态保护措施。	
（四）环境风险防范行动	17.海上溢油风险防范 石油勘探开发海上溢油风险防范。2019 年底前，完成海上石油平台、油气管线、陆域终端等风险专项检查，定期开展专项执法检查。加强海上溢油影响的环境监测，完善海上石油开发油指纹库。2020 年底前，完成渤海石油勘探开发海上溢油风险评估，开	本项目投产前建议建设单位编制油田溢油应急计划并上报生态环境部备案，备案后的溢油应急计划必须满足本项目溢油应急的需求，建设单位根据备案后溢油应急计划开展好各种溢油应急准备和响应工作，加强风险管控，配备与最大可信事故溢油规模相匹配的溢油应急资源，以防范海上溢	

	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。	油等海洋环境突发污染事件。同时，建设单位制定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。	

13.3.4 山东省海洋生态环境保护规划

《山东省海洋生态环境保护规划（2018~2020）》将山东省海域规划成自然保护地、海洋特别保护区、重要河口生态系统、重要滨海湿地、重要渔业海域、特别保护海岛、自然景观与历史文化遗迹、重要砂质岸线及邻近海域、沙源保护海域、重要滨海旅游区、一般渔业海域、一般滨海旅游区、保留区、港口航运区、工业与城镇用海区、矿产与能源区、特殊利用区等 17 类 341 个分区，进行分区管控。

13.3.4.1 位置关系

经识别，本工程位于《山东省海洋生态环境保护规划（2018~2020）》中的规划区范围外，距离“2-03 东营黄河口生态国家级海洋特别保护区”最近，最近距离约为 0.2km，位置详细情况见图 13.3-1。

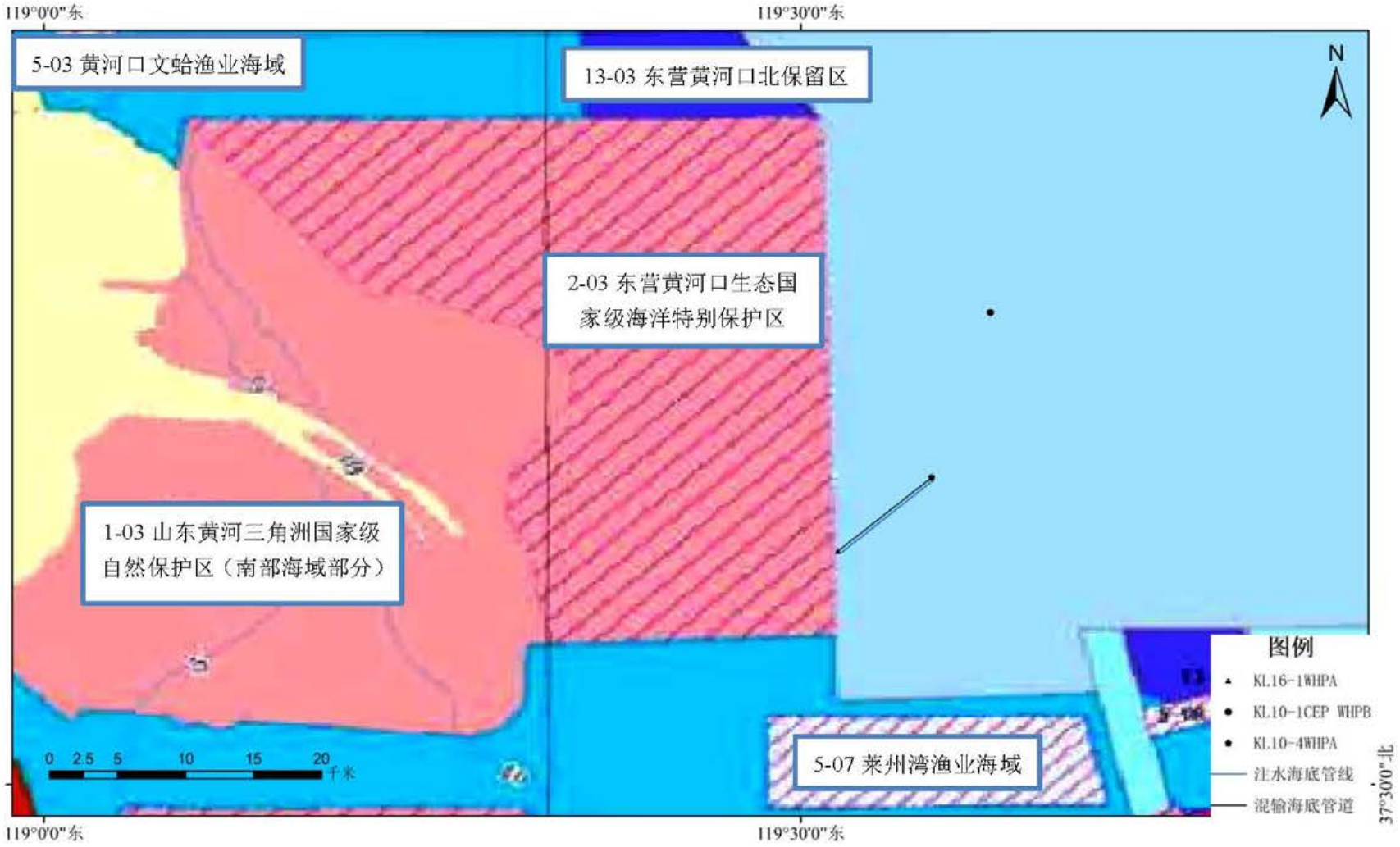


图 13.3-1　工程在山东省海洋生态环境保护规划的位置示意图

13.3.4.2 相关管理要求

规划区情况和相关管理要求见表 13.3-2。

表 13.3-2 山东省海洋生态环境保护规划登记表

序号	所在行政区域	代码	类别	规划区名称	面积（km^2）	生态保护目标	环境保护要求
24	东营	2-03	海洋特别保护区	东营黄河口生态国家级海洋特别保护区	858.91	黄河口特有的刀鲚、大银鱼等经济鱼类、黄河口生态系统及生物物种多样性	禁止排污、倾倒废弃物等不利于环境保护与资源恢复行为。海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准。

13.3.4.3 与“2-03 东营黄河口生态国家级海洋特别保护区符合性”分析

本工程不涉及排污和倾倒废弃物行为。本工程位于《山东省海洋生态环境保护规划（2018~2020）》中的规划区范围外，距离“2-03 东营黄河口生态国家级海洋特别保护区”最近，最近距离约为 0.2km，工程与该功能区的相符性分析见表 13.3-3。

由分析可知，工程施工及运行阶段采取了相应环保措施，建设工程过程产生的悬浮泥沙导致的超一（二）类水质范围距 2-03 东营黄河口生态国家级海洋特别保护区（生态保护红线区）最近距离约 0.01km，施工期生活污水超一类海水水质标准的距离在 50m 范围内，不会对 2-03 东营黄河口生态国家级海洋特别保护区（生态保护红线区）产生影响；运营期只有少量生活污水排放，生活污水超一类海水水质标准的距离在 50m 范围内，不会影响到 2-03 东营黄河口生态国家级海洋特别保护区（生态保护红线区）。

运营单位定期会对管线进行巡检，本次环境影响评价报告提出了在运行过程中采取海洋生态保护措施和溢油应急防范措施，建设单位应加强风险管控，配备与最大可信事故溢油规模相匹配的溢油应急资源，防止溢油事故的发生，避免对黄河口特有的刀鲚、大银鱼等经济鱼类、黄河口生态系统及生物物种多样性产生影响。

根据 2018 年海水水质调查结果，该区海水部分站位无机氮、铅、锌、汞超出一类水质标准，本项目不排放相关污染物，其他因子均达标；根据 2017 沉积物调查结果，区域沉积物质量达标；根据 2018 海洋生物质量调查结果，该区域海洋生物质量达标。

综上所述，工程的建设和生产不会影响到《山东省海洋生态环境保护规划（2018~2020）》中的功能区，与《山东省海洋生态环境保护规划（2018~2020）》的环境保护要求相协调。

表 13.3-3 本工程与东营黄河口生态国家级海洋特别保护区（生态保护红线区）符合性分析

保护目标	环境保护要求	符合性分析	是否相符
黄河口特有的刀鲚、大银鱼等经济鱼类、黄河口生态系统及生	禁止排污、倾倒废弃物等不利于环境保护与资源恢复行为。 海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准。	本工程不涉及排污和倾倒废弃物行为。 本工程位于《山东省海洋生态环境保护规划（2018~2020）》中的规划区范围外，距离“2-03 东营黄河口生态国家级海洋特别保护区”最近，最近距离约为 0.2km。 工程施工及运行阶段采取了相应环保措施，建设工程过程产生的悬浮泥沙导致的超一（二）类水质范围距 2-03 东营黄河口生态国家级海洋特别保护区（生态保护红线区）最近距离约 0.01km，施工期生活污水超一	相协调

物物种多样性		类海水水质标准的距离在 50m 范围内，不会对 2-03 东营黄河口生态国家级海洋特别保护区（生态保护红线区）产生影响；运营期只有少量生活污水排放，生活污水超一类海水水质标准的距离在 50m 范围内，不会影响到 2-03 东营黄河口生态国家级海洋特别保护区（生态保护红线区）。 运营单位定期会对管线进行巡检，本次环境影响评价报告提出了在运行过程中采取海洋生态保护措施和溢油应急防范措施，建设单位应加强风险管控，配备与最大可信事故溢油规模相匹配的溢油应急资源，防止溢油事故的发生，避免对黄河口特有的刀鲚、大银鱼等经济鱼类、黄河口生态系统及生物物种多样性产生影响。 根据 2018 年海水水质调查结果，该区海水部分站位无机氮、铅、锌、汞超出一类水质标准，本项目不排放相关污染物，其他因子均达标；根据 2017 沉积物调查结果，区域沉积物质量达标；根据 2018 海洋生物质量调查结果，该区域海洋生物质量达标。	

13.4 工程与海洋生态红线区划定方案符合性分析

13.4.1 位置关系

根据《山东省渤海海洋生态红线区划定方案（2013—2020 年）》，工程位于山东省渤海海洋生态红线区范围外，距离 XZ2-3 东营黄河口生态限制区最近，最近距离约为 0.2km，具体位置关系见图 13.4-1。

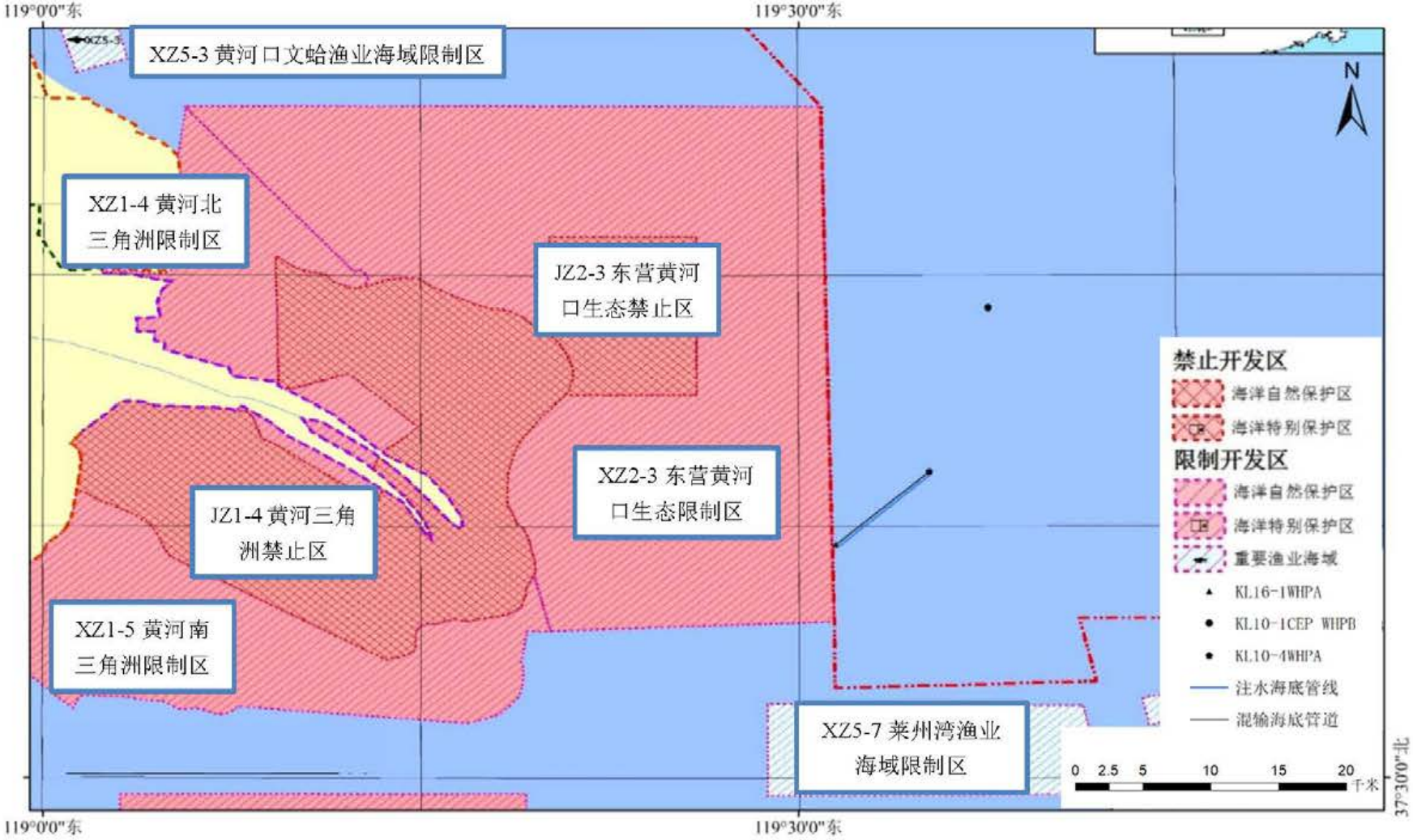


图 13.4-1　工程与山东省渤海海洋生态红线区位置关系

13.4.2 相关管理要求

东营黄河口生态限制区的具体情况和管控要求见表 13.4-1。

表 13.4-1 山东海洋生态红线区登记表

代码	类别	类型	名称	地理位置	面积 km^2	岸线长度 km	生态保护目标	管控措施
XZ 2-3	限制开发区	海洋特别保护区	东营黄河口生态限制区	黄河河口东侧四至：119°5′35.88″--119°31′23.88″E；37°35′51.00″--37°56′44.16″N	764.22	0.00	黄河口特有的刀鲚、大银鱼等经济鱼类、黄河口生态系统及生物物种多样性	管控措施：按照《海洋特别保护区管理办法》进行管理。禁止使用对生态系统造成破坏的采捕工具进行采捕。特别保护区内工程建设用海应当报相关部门批准，必须进行严格的海洋环境影响评价，并采取严格的生态保护措施。环境保护要求：保护区周边海域环境杜绝影响本海域的点面源污染，禁止排污、倾倒废弃物等不利于环境保护与资源恢复行为。海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准。

13.4.3 符合性分析

本项目与红线区管理要求相符性分析见表 13.4-2。

本工程位于东营黄河口生态限制区范围外，最近距离约为 0.2km，不涉及在采捕活动，不涉及在其内部进行工程建设。不会改变其内部海岸、海底地形地貌及其他自然生态环境条件。

工程建设过程产生的悬浮泥沙导致的超一（二）类水质范围距东营黄河口生态限制区最近距离约 0.01km，施工期生活污水超一类海水水质标准的距离在 50m 范围内，不会影响到东营黄河口生态限制区；运营期只有少量生活污水排放，生活污水超一类海水水质标准的距离在 50m 范围内，不会影响到东营黄河口生态限制区。同时施工期避开重要渔业资源的特别保护期。

根据 2018 年海水水质调查结果，该区海水部分站位无机氮超出二类水质标准，本项目不排放相关污染物，其他因子均达标；根据 2017 沉积物调查结果，区域沉积物质量达标；根据 2018 海洋生物质量调查结果，该区域海洋生物质量达标。

综上，工程的建设和生产不会影响到《山东省渤海海洋生态红线区划定方案（2013-2020 年）》中的海洋生态红线区，与《山东省渤海海洋生态红线区划定方案（2013-2020 年）》的相关要求相协调。

表 13.4-2　项目与海洋生态红线符合性分析

名称	相关要求		符合性分析	是否相符
东营黄河口生态限制区	管控措施	按照《海洋特别保护区管理办法》进行管理。禁止使用对生态系统造成破坏的采捕工具进行采捕。特别保护区内工程建设用海应当报相关部门批准，必须进行严格的海洋环境影响评价，并采取严格的生态保护措施。	本工程位于东营黄河口生态限制区范围外，最近距离约为 0.2km，不涉及在采捕活动，不涉及在其内部进行工程建设。	相协调
		根据《海洋特别保护区管理办法》： **第三十三条**　严格保护典型海洋生态系统分布区、自然景观、历史遗迹、珍稀濒危海洋生物物种及重要海洋生物的洄游通道、产卵场、索饵场、越冬场、栖息地等各类重要海洋生态区域。任何单位和个人不得擅自改变海洋特别保护区内海岸、海底地形地貌及其他自然生态环境条件；确需改变的，应当经科学论证后，报有批准权的海洋行政主管部门批准。 **第三十六条**　禁止在海洋特别保护区内进行下列活动： （一）狩猎、采拾鸟卵； （二）砍伐红树林、采挖珊瑚和破坏珊瑚礁。 （三）炸鱼、毒鱼、电鱼； （四）直接向海域排放污染物； （五）擅自采集、加工、销售野生动植物及矿物质制品； （六）移动、污损和破坏海洋特别保护区设施。	本工程不涉及直接向海域排放污染物。工程建设过程产生的悬浮泥沙导致的超一（二）类水质范围距东营黄河口生态限制区最近距离约 0.01km，施工期生活污水超一类海水水质标准的距离在 50m 范围内，不会影响到东营黄河口生态限制区，运营期只有少量生活污水排放，生活污水超一类海水水质标准的距离在 50m 范围内，不会影响到东营黄河口生态限制区。同时施工期避开重要渔业资源的特别保护期。 本工程位于东营黄河口生态限制区范围外，不会改变其内部海岸、海底地形地貌及其他自然生态环境条件。	
	环境保	保护区周边海域环境杜绝影响本海域的点面源污染，禁止排污、倾倒废弃物等不利于环境保护与资源恢复行为。	工程距离东营黄河口生态限制区最近距离为 0.2km，工程建设过程产生的悬浮泥沙导致的超一（二）类水质范围距东营黄河口生态限制区最近距离约 0.01km，施工期生活	

	护要求	海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准。	污水超一类海水水质标准的距离在 50m 范围内，不会影响到东营黄河口生态限制区，运营期只有少量生活污水排放，生活污水超一类海水水质标准的距离在 50m 范围内，不会影响到东营黄河口生态限制区。 根据 2018 年海水水质调查结果，该区海水部分站位无机氮超出二类水质标准，本项目不排放相关污染物，其他因子均达标；根据 2017 沉积物调查结果，区域沉积物质量达标；根据 2018 海洋生物质量调查结果，该区域海洋生物质量达标。	

13.5 与东营黄河口生态国家级海洋特别保护区要求符合性分析

13.5.1 位置关系

东营黄河口生态国家级海洋特别保护区（简称为“东营黄河口海洋特别保护区”）于 2008 年 12 月由国家海洋局批准建立，位于山东省东营市垦利县黄河口-3 米等深线以东 12 海里附近海域，为 119°05′E 至 119°31′E，37°35′N 至 37°57′N 之间的区域，呈拐梯形状，总面积为 926 平方公里。保护区划分为生态保护区、资源恢复区、环境整治区和开发利用区四部分，主要保护对象为以黄河口生物资源产卵场、索饵场为主的黄河口生态系统。

本工程位于东营黄河口生态国家级海洋特别保护区范围外，与其最近距离约为 0.77km，具体情况见图 13.5-1。

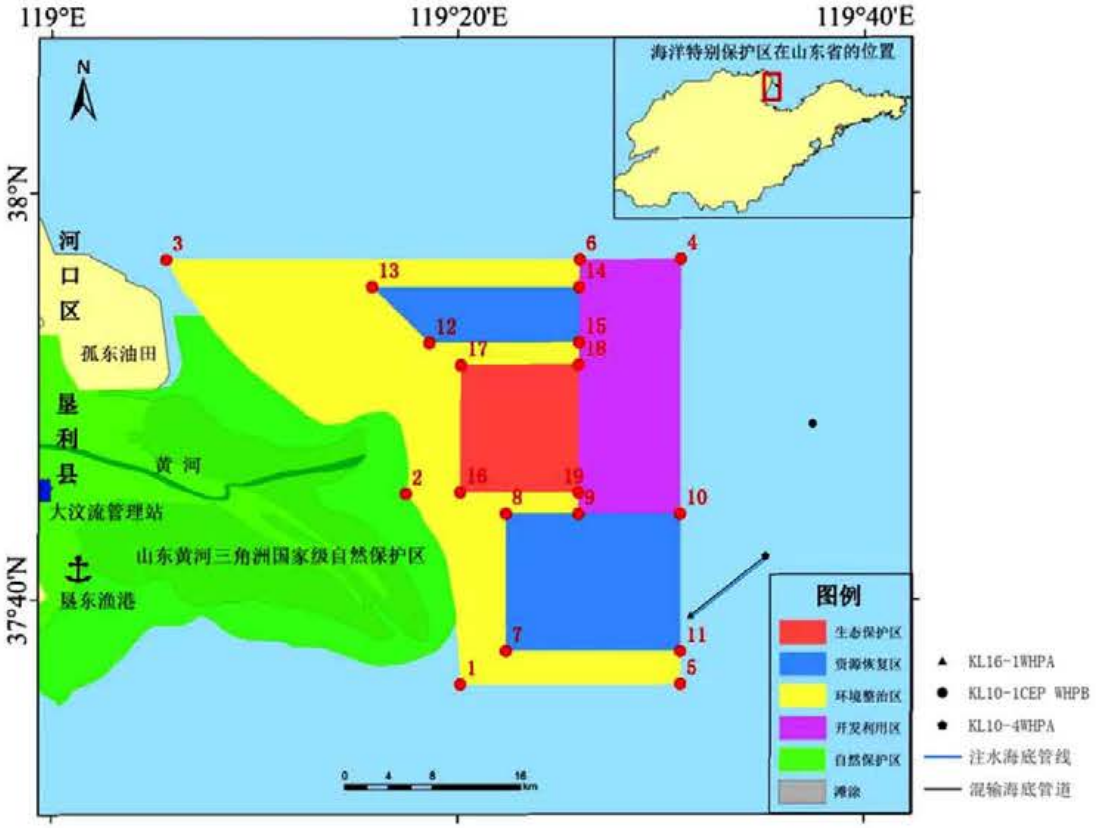


图 13.5-1 项目与东营黄河口生态国家级海洋特别保护区位置关系图

13.5.2 相关要求

东营黄河口生态国家级海洋特别保护区相关管理要求见表 13.5-1。

13.5.3 符合性分析

工程与东营黄河口生态国家级海洋特别保护区符合性分析见表 13.5-1。

经分析可知，工程距离东营黄河口生态国家级海洋特别保护区最近距离为 0.77km，建设工程过程产生的悬浮泥沙导致的超一（二）类水质范围距东营黄河口生态国家级海洋特别保护区的最近距离约 0.56km，施工期生活污水超一类海水水质标准的距离在 50m 范围内，不会影响到东营黄河口生态国家级海洋特别保护区，运营期只有少量生活污水排放，生活污水超一类海水水质标准的距离在 50m 范围内，不会影响到东营黄河口生态国家级海洋特别保护区。运营单位定期对管线进行巡检，本次环境影响评价报告提出了在运行过程中采取海洋生态保护措施和溢油应急防范措施。本项目投产前建议建设单位编制油田溢油应急计划并上报生态环境部备案，备案后的溢油应急计划必须满足本项目溢油应急的需求，建设单位根据备案后溢油应急计划开展好各种溢油应急准备和响应工作，加强风险管控，配备与最大可信事故溢油规模相匹配的溢油应急资源，以防范海上溢油等海洋环境突发污染事件。

综上，工程的建设和生产不会影响到东营黄河口生态国家级海洋特别保护区，与东营黄河口生态国家级海洋特别保护区的相关要求相协调。

表 13.5-1 本工程与东营黄河口生态国家级海洋特别保护区符合性分析

相关要求	符合性分析	符合性
根据《海洋特别保护区管理办法》： **第三十三条** 严格保护典型海洋生态系统分布区、自然景观、历史遗迹、珍稀濒危海洋生物物种及重要海洋生物的洄游通道、产卵场、索饵场、越冬场、栖息地等各类重要海洋生态区域。 任何单位和个人不得擅自改变海洋特别保护区内海岸、海底地形地貌及其他自然生态环境条件；确需改变的，应当经科学论证后，报有批准权的海洋行政主管部门批准。 **第三十六条** 禁止在海洋特别保护区内进行下列活动： （一）狩猎、采拾鸟卵； （二）砍伐红树林、采挖珊瑚和破坏珊瑚礁。 （三）炸鱼、毒鱼、电鱼； （四）直接向海域排放污染物； （五）擅自采集、加工、销售野生动植物及矿物质制品； （六）移动、污损和破坏海洋特别保护区设施。	工程距离东营黄河口生态国家级海洋特别保护区最近距离为 0.77km，建设工程过程产生的悬浮泥沙导致的超一（二）类水质范围距东营黄河口生态国家级海洋特别保护区的最近距离约 0.56km，施工期生活污水超一类海水水质标准的距离在 50m 范围内，不会影响到东营黄河口生态国家级海洋特别保护区，运营期只有少量生活污水排放，生活污水超一类海水水质标准的距离在 50m 范围内，不会影响到东营黄河口生态国家级海洋特别保护区。运营单位定期对管线进行巡检，本次环境影响评价报告提出了在运行过程中采取海洋生态保护措施和溢油应急防范措施。本项目投产前建议建设单位编制油田溢油应急计划并上报生态环境部备案，备案后的溢油应急计划必须满足本项目溢油应急的需求，建设单位根据备案后溢油应急计划开展好各种溢油应急准备和响应工作，加强风险管控，配备与最大可信事故溢油规模相匹配的溢油应急资源，以防范海上溢油等海洋环境突发污染事件。	相协调

13.6 辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区管理要求符合性

为加强水生生物资源和水域生态环境保护，农业部根据《渔业法》等法律规定和国务院印发的《中国水生生物资源养护行动纲要》有关要求，审定公布了多处国家级水产种质资源保护区。保护区的建立对于保护重要水产种质资源、促进渔业可持续发展和维护渔业合法权益发挥了重要作用。

13.6.1 地理位置

根据 2009 年 7 月农业部渔业局颁布的《国家级水产种质资源保护区资料汇编（第一/二批）》，本工程平台和部分管缆位于辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区实验区内。

本项目与国家级水产种质资源保护区的位置关系详见下图 13.6-1。

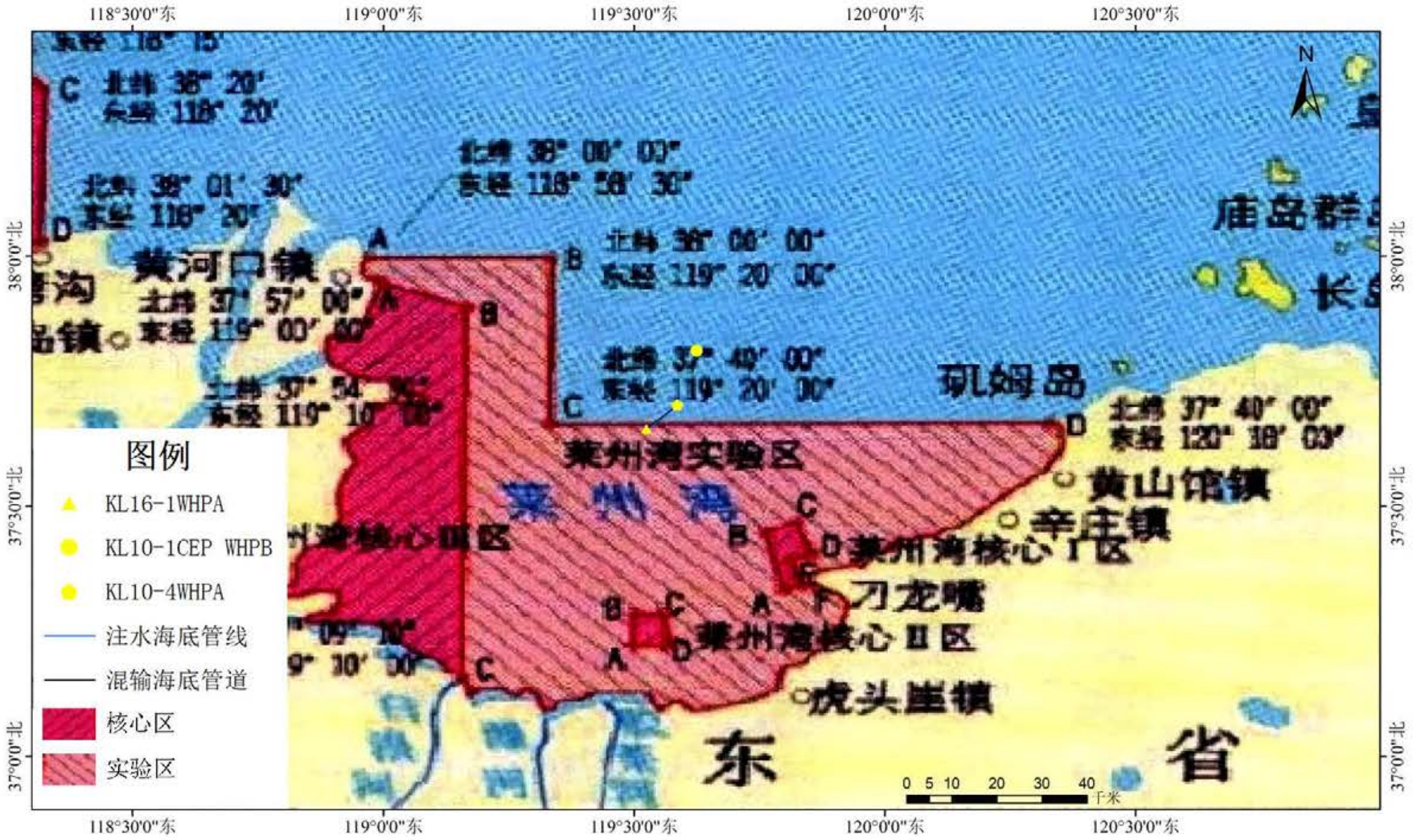


图 13.6-1 莱州湾实验区位置图

13.6.2 保护区概况

辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区辽东湾保护区位于辽东湾北部海域，海岸线西起绥中县和兴城市的交界点六股河入海口，向东北经葫芦岛连山河入海口、锦州的大笔山为折点，向东经大凌河入海口、大鱼沟，双台子河口为拐点，向东南经二界沟、辽河口、东至大清河口，向西南经大望海赛、鲅鱼圈、仙人岛，南至营口市和大连市交界点浮渡河入海口。

辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区辽东湾保护区辽东湾保护区总面积 9935 平方公里，其中核心区面积 1755 平方公里，实验区面积 8180 平方公里。

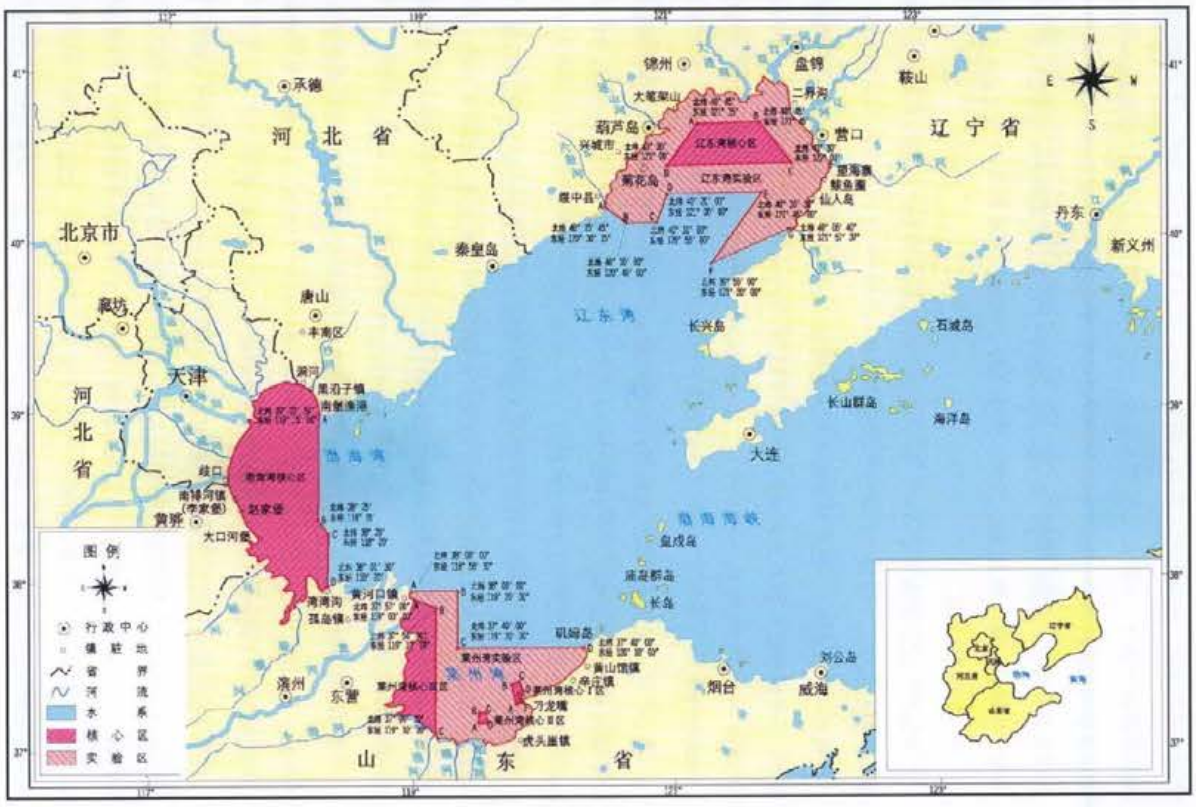


图 13.6-2 辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区功能图

其中，辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区莱州湾保护区总面积为 7124km^2，其中核心区面积为 1710 km^2，试验区面积为 5414 km^2。核心区包括以下三个区域：

核心一区：是由 6 个拐点顺次连线所围的海域，面积为 66.7km^2（主要保护对象有真鲷，花鲈，三疣梭子蟹）。拐点坐标分别为（37°19′45″N，119°47′10″E；37°26′48″N，119°44′57″E；37°28′01″N，119°48′49″E；37°24′09″N，119°50′26″E；37°23′21″N，119°48′08″E；37°20′18″N，119°49′22″E）。

核心二区：是由 4 个拐点顺次连线所围的海域，面积为 40 km^2（主要保护对象有三疣梭子蟹）。拐点坐标分别为（37°13′01″N，119°29′50″E；37°16′54″N，119°29′50″E；37°16′57″N，119°33′24″E；37°13′01″N，119°33′48″E）。

核心三区：是由 3 个拐点顺次连线与西侧海岸线（海岸线北起东营市黄河口镇，经黄河入海口，小清河入海口，南至潍坊市白浪河入海口）所围的海域，面积为 1603 km^2（主要保护对象有中国对虾，文蛤，青蛤，中国毛虾）。拐点坐标分别为（37°57′00″N，119°00′00″E；37°54′00″N，119°10′00″E；37°09′10″N，119°10′00″E ）。

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

主要保护对象有中国明对虾，小黄鱼，三疣梭子蟹，真鲷，花鲈，另外还有蓝点马鲛，口虾蛄，半滑舌鳎，文蛤，青蛤，中国毛虾。栖息的其他物种包括银鲳，黄鲫，青鳞沙丁鱼，鲐，凤鲚，鳓，鳀，赤鼻棱鳀，玉筋鱼，黄姑鱼，白姑鱼，叫姑鱼，棘头梅童，鲅等。

13.6.3 管控要求

为加强水产种质资源保护，根据《中华人民共和国渔业法》等有关法律法规，2010 年 12 月 30 日经农业部第 12 次常务会议审议通过，2011 年 3 月 1 日起施行《水产种质资源保护区管理暂行办法》。《水产种质资源保护区管理暂行办法》的实行对于强化和规范水产种质资源保护区管理、保护重要水产种质资源及其生存环境、促进渔业可持续发展和国家生态文明建设将发挥重要作用。水产种质资源保护区的保护和管理措施具体如下：

“第十七条 在水产种质资源保护区内从事修建水利工程、疏浚航道、建闸筑坝、勘探和开采矿产资源、港口建设等工程建设的，或者在水产种质资源保护区外从事可能损害保护区功能的工程建设活动的，应当按照国家有关规定编制建设项目对水产种质资源保护区的影响专题论证报告，并将其纳入环境影响评价报告书。”

“第二十一条 禁止在水产种质资源保护区内新建排污口。

在水产种质资源保护区附近新建、改建、扩建排污口，应当保证保护区水体不受污染。”

13.6.4 符合性分析

本工程属于油气勘探和开发工程，建设工程过程产生的悬浮泥沙对海洋环境的影响范围最大为 1.74km，对辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区莱州湾保护区实验区影响时间较短且可恢复；运营期只有少量生活污水排放，属于在水产种质资源保护区内新建排污口，与《水产种质资源保护区管理暂行办法》的相关要求相冲突。本工程已通过了对辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区影响专题论证报告的技术评审会，专题论证报告的结论：在实施了渔业资源补偿的前提下，本工程对渔业生态环境和渔业资源的影响是可以接受的。工程会按照专题报告中的要求严格落实增殖放流和渔业资源养护等有效措施，将施工对渔业生态环境和渔业资源的损害程度降低到最小。

运营单位定期对管线进行巡检，本次环境影响评价报告提出了在运行过程中采取海洋生态保护措施和溢油应急防范措施。

综上所述，本工程与《水产种质资源保护区管理暂行办法》的相关要求相冲突，但是本工程已通过了对辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区影响专题论证报告的技术评审会，专题论证报告的结论：在实施了渔业资源补偿的前提下，本工程对渔业生态环境和渔业资源的影响是可以接受的。

13.7 工程与产业政策的符合性分析

根据《国家产业结构调整指导目录（2011 年本）》（2013 年修正），鼓励类目录中“石油、天然气行业（石油、天然气勘探及开采，天然气水合物勘探开发，原油、天然气、成品油的储运和管道输送设施及网络建设，油气伴生资源综合利用，提高油气田采收率、生产安全保障技术和设施、生态环境恢复和污染防治工程技术开发和利用）”的相关内容，本项目为海洋石油开采类项目，属于《产业结构调整指导目录》（2011 年）（修正）中鼓励类“常规石油、天然气勘探与开采”项目，因此，本项目符合国家产业政策要求。

13.8 与区域和行业规划的符合性分析

工程位置位于山东省管辖海域范围外，位于《山东省海洋主体功能区规划》、《山东省海洋功能区划》、《山东省海洋生态环境保护规划（2018~2020）》中的功能区和《山东

省渤海海洋生态红线区划定方案（2013-2020 年）》中的海洋生态红线区范围之外，根据影响预测分析，工程的建设和生产不会影响到《山东省海洋主体功能区规划》、《山东省海洋功能区划》、《山东省海洋生态环境保护规划（2018~2020）》中的功能区和《山东省渤海海洋生态红线区划定方案（2013-2020 年）》中的海洋生态红线区。因此，本节不对项目与山东省相关区域和行业规划的符合性进行分析。

13.8.1 项目与《全国海洋经济发展“十三五”规划》（2017 年 5 月）符合性分析

2017 年 5 月，国家发展改革委发布了《全国海洋经济发展“十三五”规划》（2017 年 5 月），本工程位于北部海洋经济圈渤海湾沿岸及海域，该海域“十三五”时期要稳步推进渤海油气资源开发，提高现有油气田采收率。

《全国海洋经济发展“十三五”规划》（2017 年 5 月）调整优化海洋油气业，要求建立油气开发用海协调机制，**继续推进近海油气勘探开发。进一步加大对海上稠油、低渗等难动用油气储量开发的支持力度。到 2020 年，新增探明海洋油气地质储量较快增长，海洋油气产量稳步增长。**

本工程为近海油气勘探开发，近年来油气产量稳步增长，符合《全国海洋经济发展“十三五”规划》（2017 年 5 月）的要求。

14 环境管理与环境监测

14.1 环境保护管理计划

14.1.1 环境管理的任务和内容

环境管理是控制污染、保护环境的重要内容。为了做好环境保护工作，加强对本油田环保设施运行和维护管理、控制外排污染物对海洋环境的影响程度，建设单位成立了专门机构进行环境保护管理工作。本油田的环境管理主要任务和内容包括如下。

（1）贯彻执行中华人民共和国的环境保护法规、政策和标准；

（2）组织制定和修改与本油田有关的环境保护政策、规章和制度，并监督执行；

（3）检查本油田环境保护设备、设施或装置的运行状态；

（4）制订环境监测计划，并组织执行；

（5）组织开展本油田环境保护工作人员的技术培训和演习；

（6）组织编写和填写政府部门要求的各种环境保护报告和记录；

（7）配合管理部门的环境监测和检查。

14.1.2 健康、安全和环保政策

健康、安全和环保是整个公司不同管理级别人员的责任。公司的所有员工和承包商在工作中都要遵守公司 HSE 政策，包括：

（1）遵循并积极支持公司关于健康安全环保的政策、程序和标准；

（2）为员工提供实现健康安全环保目标的必要设施、知识和资源；

（3）向承包商提供相关的安全和健康信息，要求其对员工进行培训以确保作业安全，同时保护环境，防止污染；

（4）与本地政府部门和各关联方共同协作，在现有法律、法规的基础上，制定规则和标准以促进安全、健康和环保。

14.1.3 环境保护管理机构设置

14.1.3.1 组织机构与定员

作为本油田开发工程的建设单位—中海石油（中国）有限公司天津分公司（下称天

津分公司），将严格按照国家环保法律标准和中海油总公司颁发的一系列环保规定、办法来开展环境保护管理工作，并已经形成一套完整系统的环保管理机构和环境保护管理体系。

天津分公司的油田作业环保工作实行总经理负责制，天津分公司的总经理为第一责任者，主管生产的安全总监（副总经理）直接领导全公司的安全环保工作。公司环保工作为二级负责制，对各级公司实行目标管理。在组织机构上公司下设安全环保部，负责组织、落实、监督本公司范围内的油田作业环境保护工作。各级环保管理机构和管理人员通过对所属油田和其它工程设施的环保检查、宣传教育、人员培训等一系列制度和措施，实施对环保工作的科学有效管理。

油田还设立安全领导小组和应急领导小组，由油矿总监担任组长，生产监督、各岗位监督和安全环保监督任小组成员，负责油田的安全环保处理的应急组织、指挥工作。

垦利 16-1 油田环境保护管理机构见图 14.1-1 和图 14.1-2。

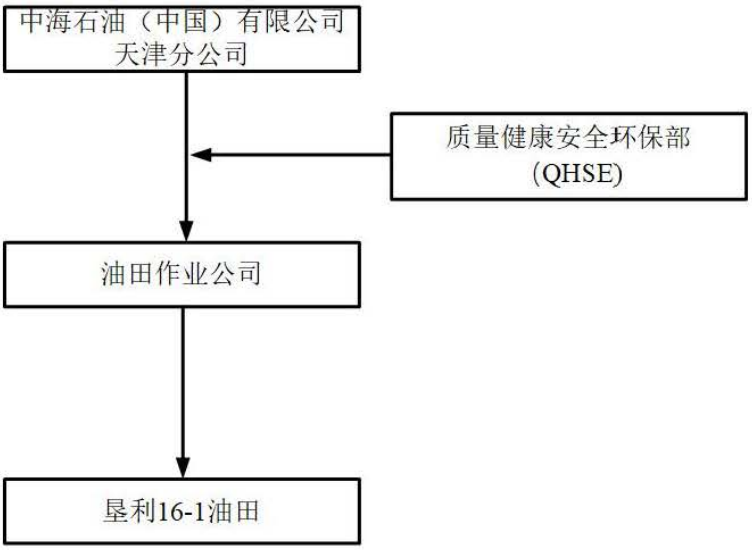


图 14.1-1 天津分公司健康安全环保管理机构图

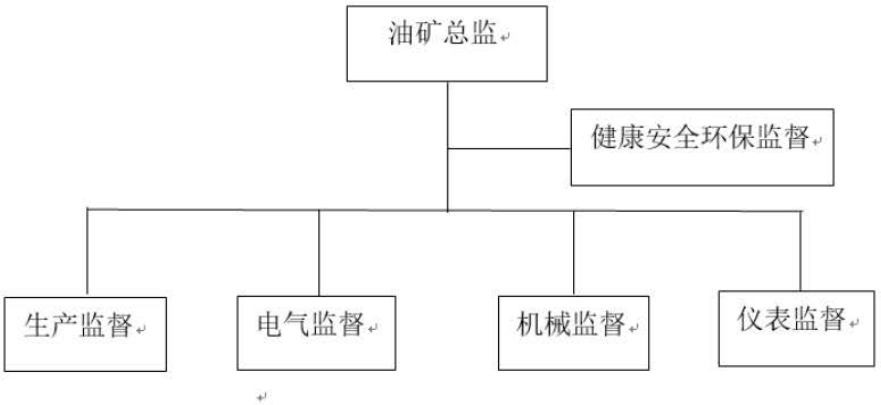


图 14.1-2　海上油田环境管理程序

14.1.3.2 海上主要人员的岗位职责

（1）油矿总监

全面负责油田/平台的安全生产和环保工作，负责技术管理与培训，处理临时发生的生产、安全和环保等各种问题，并采取应急处理措施。

（2）安全监督

负责落实全油田安全和环保工作的各项制度及规定；协助制定应急计划；对内外人员进行安全、环保教育；监督、纠正各种违章作业和操作，一旦发生事故立即赶赴现场查明原因，提出处理意见；做好污染处理设备和安全消防设施的定期检查和检测；对污水排放和垃圾处理进行监督。

（3）生产监督

认真执行油井管理措施和油田经理的工作指令；确保原油生产按计划完成和污水处理达到规定指标；熟练操作包括污染治理设备在内的各种工艺设备，指导有关人员处理故障。

14.1.4 环境保护管理制度

环境保护是我国的一项基本国策。天津分公司在石油勘探开发作业和油气生产过程中，遵守国家环境保护法律、法规、条例和规定，严格执行海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值（GB4914-2008），结合油田开发的特点，制定了相关的管理措施和制度，实施全过程的环境保护管理，减少海洋环境的污染损失。在 KL16-1 WHPA 平台生产期间，上级管理部门将建立并执行下列管理制度。

（1）安全环保例会制度；

（2）安全环保宣传教育制度；

（3）安全环保检查制度；

（4）培训与演习制度；

（5）安全环保奖惩制度。

14.1.5 施工期环境管理

为确保各项环保措施的落实，最大限度地减轻施工作业对环境的影响，本项目在施工期间要实施 HSE 管理。施工期 HSE 管理主要工作是施工现场环境监察，主要任务为：

（1）宣传国家和地方有关环境方面的法律、法规；

（2）落实环评报告书及施工设计中的环保措施；

（3）及时发现施工中新出现的环境问题，提出改善措施；

（4）记录施工中环境工作状况，建立环保档案，为竣工验收提供基础资料；

施工期 HSE 管理重点监理内容：

（1）施工人员是否超越施工活动范围。

（2）垃圾、废物是否有指定地点堆放，是否及时清理。

施工期 HSE 管理目的：防止污染海洋水体和水生生态环境。

14.1.6 运营期环境管理

环境管理工作主要围绕以下几个方面进行：协助有关环保部门进行环境保护设施的竣工验收工作；定期进行环保安全检查和召开有关会议；对领导和职工进行环保安全方面的培训；制定可能发生事故的应急计划，定期进行演练；配备必要的维护、抢修器材和设备，保证在发生事故时能及时到位；主管环保人员应参加生产调度和管理工作会议，针对生产运行中存在的环境污染问题，向公司领导和生产部门提出建议和技术处理措施；在项目运营期，环境管理除了应抓好各项环保设施的运行和维护工作之外，工作重点应针对管道破裂、海上溢油等重大事故的预防和处理；重大环境污染事故不同于一般的环境污染，它没有固定的排放方式和排放途径，具有发生突然、危害严重等特点，必须制订相应的事故预防措施、事故应急措施以及恢复补偿措施等。

14.1.6.1 正常工况下环境管理

（1）环保监督检查制度

环保管理人员定期到海上平台进行检查，查看各种防污设备、设施和器材的使用与运转情况是否良好，检查有关文书和证件是否齐全，防污记录簿和防污染季度报表的填写是否正确和上报是否及时。海上安全监督/生产监督对当班期间所进行的工作进行监督，就违反或可能违反环境保护法规、政策和程序的事件提出劝告，对环保设备、设施和器材的使用和维护情况进行日常检查，发现问题及时解决。

（2）安全/环保会议制度

定期举行安全监督参加的安全/环保会议和每日生产例会，分析总结安全、环保制度执行情况；查找安全环保问题和隐患，针对问题提出防治措施；传达并贯彻公司有关

指示和安全、环保方面的规定。

（3）培训与演习制度

平台上的所有操作人员必须经过环境保护/安全培训，获得海上石油作业安全救生培训等有效的证书才能上岗。建设单位将定期在平台上进行溢油应急演习，以熟悉应急程序和设备的操作。

14.1.6.2 事故风险的预防与管理

（1）制定应急预案

做好突发性自然灾害的预防工作，密切与地震、水文和气象部门之间的信息沟通，及时制定完善的对策；制定平台风险事故应急计划；建立平台风险事故应急系统。溢油应急预案应经有关部门协商和认同，一旦发生事故时，可以有效协调实施。应急计划应包括控制事故蔓延、减少影响范围的具体行动计划：包括救护措施，保护站场内人员和财产、设备及周围环境安全所必须采取的措施和办法。

制定溢油应急计划，需与附近其他油田应急计划统一考虑，并纳入天津分公司应急体系中。

（2）对事故隐患进行监护

对事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效措施，防止事故发生。在目前技术、财力等方面能够解决的，要通过技术改造或治理，尽快消除事故隐患，防止事故发生；对目前消除事故隐患有困难的，应从管理和技术两方面对其采取严格的现场监护措施，在管理上要加强制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故预案。

14.1.7 小结

建设单位将执行的环境管理计划内容全面，涵盖了环境管理的内容、任务、机构设置、管理制度、检测设备、人员配置、岗位职责等内容，涵盖了项目生产的各个环节，具有针对性和可操作性。

14.2 环境监测计划

环境监测是环境管理的前提和基础。环境监测的主要任务是定期监测各工程设施上外排污染物的排放浓度，掌握达标情况，为加强环境保护管理、保证污染处理设备正

常运转提供科学依据；分析外排污染物浓度和排放量的变化规律；为制定污染控制措施和环保管理提供依据。本工程的环境监测计划依据《建设项目海洋环境影响跟踪监测技术规程》（国家海洋局 2002 年 4 月）制定。

14.2.1 环境监测计划

14.2.1.1 施工期环境监测计划

本项目施工期排放的污染物为海底管道和电缆铺设搅起的悬浮泥沙及施工过程中的生活污水。根据污染物的特点，制定施工期的跟踪监测计划。

本项目环境监测的范围为新建平台及海底管线路由周边海域，其重点是施工阶段海底管线铺设产生的悬浮物所能影响的范围和距离，重点监测施工区域的水质环境和沉积物环境。

（1）监测范围

施工期环境跟踪监测在 KL16-1 WHPA 平台、KL16-1 WHPA 平台至 KL10-4 WHPA 平台海底管线的周边海域。根据《建设项目海洋环境影响跟踪监测技术规程》（国家海洋局 2002 年 4 月），本项目跟踪监测范围工程用海（包括平台、管缆）外缘线为起点、分别向主潮流方向及垂直主潮流方向外分别扩 4km 和 2km。

（2）监测站位

根据《建设项目海洋环境影响跟踪监测技术规程》，考虑到海底管道和海底电缆海洋生态环境影响的特点，同时考虑周边生态敏感区的分布情况，确定本项目垂直于主潮流方向设置 3 个断面，其中经过新建平台所处海域的断面为主断面，两侧各设置一个断面。每个断面设置 3 个监测站位。本项目共设置 9 个监测站位。平台周边布置 3 个监测站位（其中 P5 站位靠近生态红线区边缘），管线两侧布置 3 个监测站位，生态敏感区设置 3 个站位。监测站位布设见图 14.2-1。

（3）监测项目

海水水质：pH、悬浮物（SS）、溶解氧（DO）、COD、无机氮、活性磷酸盐、石油类、挥发酚、硫化物、总汞（Hg）、砷（As）、铜（Cu）、铅（Pb）、锌（Zn）、镉（Cd）和总铬（Cr）。

沉积物：硫化物、石油类、有机碳、总汞（Hg）、铜（Cu）、铅（Pb）、锌（Zn）、镉（Cd）、铬（Cr）、砷（As）。

（4）监测时间

施工结束后进行一次监测。

（5）监测方法

监测工作应委托有资质监测单位承担，按照《海洋监测规范》（GB17378-2007）规定的有关方法进行。

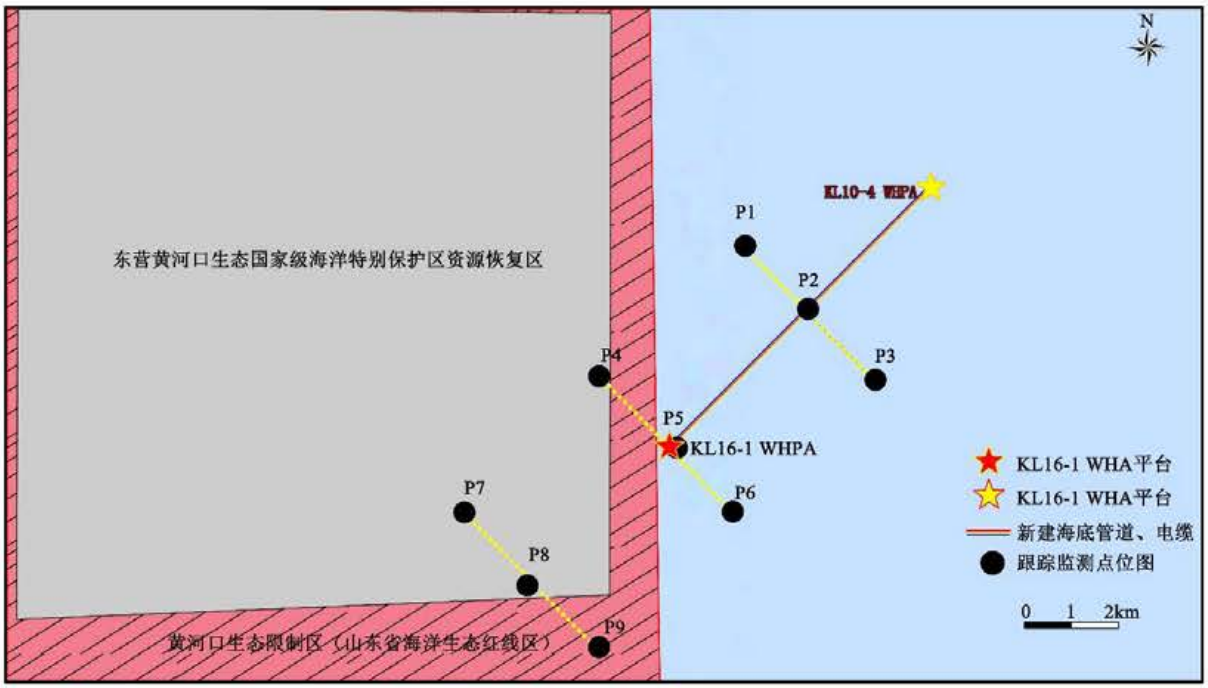


图 14.2-1 施工期间监测站位布设示意图

14.2.1.2 运营期环境监测计划

本项目建成投产以后，含油生产水经处理合格后回注地层；生活污水经处理达标后排海；甲板冲洗水等其他含油污水收集进入处理系统；固体废物运回陆地处理；海底管道采取有效的防腐措施，除阴极保护牺牲阳极有少量重金属锌析出外，运营期不产生其他污染物。

（1）运营期正常工况下污染源监测

①含油生产水

KL16-1 WHPA 平台产生的含油生产水主要依托 KL10-1 CEP 平台进行处理达标后回注，回注前采用《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的方法监测含油浓度、含氧量、固体悬浮物、粒径等水质指标。

因此，新建 KL16-1 WHPA 平台不单独设置监测计划。

②生活污水

KL16-1 WHPA 设置一套生活污水处理装置，生活污水中的黑水处理达标后排海。生活污水特征因子 COD 监测标准参照《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）执行。平台设有专职人员，负责执行污染源的日常监测工作。

（2）环境质量现状跟踪监测

根据工程特点和周边环境敏感目标环境管理要求，本评价主要针对海洋水质、沉积物、生态环境制定监测计划。运营期工程周边海域监测计划见表 14.2-1。

表 14.2-1 运营期工程周边海域监测计划

环境要素	监测项目	监测方法	监测站位	监测频率
海水水质	pH、SS、DO、COD、无机氮、活性磷酸盐、石油类、挥发酚、硫化物、总汞、砷、铜、铅、锌、镉和总铬	《海洋监测规范》GB17378.4-2007	共设置 9 个监测站位。平台周边布置 3 个监测站位（其中 P5 站位设置在排污混合区），管线两侧布置 3 个监测站位，生态敏感区设置 3 个站位。	竣工验收前监测一次；运营期根据实际情况每 3-5 年监测一次。
海洋生态环境	叶绿素 a	《海洋监测规范》GB17378.7-2007		
	浮游植物			
	浮游动物			
	底栖生物			
	生物质量			
沉积物环境	硫化物、石油类、有机碳、总汞、铜、铅、锌、镉、铬、砷	《海洋监测规范》GB17378.5-2007		

运营阶段建设单位应对工程周边海域的海水水质环境、海洋沉积物环境和海洋生态环境定期进行监测，制定海洋环境质量跟踪监测方案，提交有效计量认证分析监测报告，对环境监测反馈的信息进行科学分析，并建立资料档案。

（3）管线跟踪监测

由于海底管道、管线运行或铺设过程中受到物理、化学、机械等因素的影响，可能会存在不同程度的腐蚀、损伤、变形、冲刷、偏移、悬跨等各种缺陷和现象。

为了保证安全作业和防止海洋环境污染，项目建成运营后，需要定期对油田的海底管道、管线进行路由勘察，以便及时了解海底管线的走向、埋深、悬跨、冲淤等运行中的实际情况，并根据勘察结果采取相应的维护措施，以保障管线的安全正常运行。

14.2.2 事故监测计划

配合政府部门对防污染设备的检查工作，以及在事故状态下配合有关部门作好对事故的跟踪监测。

发生溢油时除在常规监测站位进行监测外，根据事故性质、事故影响的大小，视具

体情况增加对海洋生态环境、海洋生物质量、沉积物环境的监测，站位布设根据实际情况进行调整。可采用有偿服务的方式委托海洋行政主管部门认可的监测单位开展环境事故跟踪监测。

14.2.3 监测机构职能

其主要职能如下：

（1）负责指导、监督海上油田生产设施外排污染物的监测化验工作；

（2）定期、不定期地对海上油田生产设施排污口的外排污染物进行监测和检查；

（3）分析所排污染物的变化规律，为平台环保管理、制定污染控制措施和保持污染物处理设备正常运转提供依据；

（4）协同有关部门对新建设施上的污染防治设备进行竣工验收监测和效果鉴定；

（5）对监测、化验人员进行业务指导和培训，对化验设备进行检查和校定；

（6）负责平台污染事故的监测及报告。

15 环境影响评价结论

15.1 工程概况

垦利 16-1 油田位于渤海中部海域，东经 119°25′~119°40′，北纬 37°37′~38°42′，西北距垦利 9-5/6 油田 14km，东北距垦利 10-4 油田 8km，东南距龙口约 70km，平台位置处海图水深约 13.1 米。

本次评价工程内容包括：新建 1 座井口平台（KL16-1 WHPA 平台）、新建 1 条 KL16-1 WHPA→KL10-4 WHPA 混输海底管道、新建 1 条 KL10-4 WHPA→KL16-1 WHPA 注水海底管道、新建 1 条 KL10-4 WHPA→KL16-1 WHPA 复合海底电缆各 1 条，同时对 KL10-4 WHPA 平台和 KL10-1 WHPB 平台进行适应性改造。

15.2 工程分析结论

海上建设阶段包括：平台建设，混输海底管道、注水海底管道和海底电缆的铺设，钻完井和平台适应性改造等。

根据工程分析，混输海底管道挖沟过程产生的悬浮泥沙量约为 23014.53m^3，靠近生态红线端 1km 范围内悬浮沙产生的最大源强为 2.50kg/s，靠近生态红线端 1~2km 范围内悬浮沙产生的最大源强为 4.80kg/s，剩余 5.7km 混输管道悬浮沙产生的最大源强为 9.60kg/s；注水海底管道挖沟过程产生的悬浮泥沙量约为 15290.89m^3，靠近生态红线端 1km 范围内悬浮沙产生的最大源强为 1.66kg/s，靠近生态红线端 1~2km 范围内悬浮沙产生的最大源强为 3.19kg/s，剩余 5.7km 注水管道悬浮沙产生的最大源强为 6.38kg/s；海底电缆挖沟过程产生的悬浮泥沙量约为 8662.50m^3，靠近生态红线端 2km 范围内悬浮沙产生的最大源强为 1.81kg/s，剩余 5.7km 海底电缆悬浮沙产生的最大源强为 7.23kg/s。铺设过程中悬浮泥沙在管线两侧自然沉降。

本工程新钻井分四批实施，钻屑总量为 20426m^3，其中含油钻屑总量为 11316m^3，非含油钻屑的产生量为 9110m^3。钻井液产生总量为 17645m^3，含油钻井液产生量为 7805m^3，非含油钻井液产生量为 9840m^3。含油钻井液钻屑和非含油钻井液钻屑分别收集，全部运回陆上拟计划交由蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司接收处理。

施工船舶生活污水产生量为 65765m^3，经船载从生活污水处理装置处理达标后排放。施工船舶机舱含油污水总产生量 1375m^3，铅封后，运回陆上进行交由有资质单位

进行处理。施工船舶生活垃圾总产生量为 281.85t，固体废弃物总产生量为 210.4t，生活垃圾和固体废弃物均运回陆上进行处理。

本工程生产井转注水井过程中，产生 289.4m^3 洗井废水，产生的洗井废水进入生产流程，最终经含油生产水处理系统处理合格后回注地层。

清洗海管过程中共计产生 600m^3 的清管水，其主要污染物质为悬浮物，直接排放入海。

运营期平台不设油气水处理装置；生活垃圾、生产垃圾全部运回陆上处理；生活污水中的灰水处理达标后回注地层；黑水（8.4m^3/d）处理达标后排放；运营期还有少量金属锌自然释放到海水中。

15.3 环境质量现状调查与评价结论

本次环境质量现状调查资料引用《垦利区域开发项目海洋环境质量现状春季调查报告》和《垦利区域开发项目海洋环境质量现状秋季调查报告》，工程调查海域可以覆盖本次工程内容，满足评价范围的要求。水质、沉积物、海洋生态和生物质量调查单位是青岛环海海洋工程勘察研究院，调查时间是 2018 年 5 月和 2017 年 11 月。其中 2017 年 11 月进行了水质、沉积物、海洋生态和生物质量的秋季调查；2018 年 5 月进行了水质、海洋生态和生物质量的春季调查；同时，本项目收集了 2018 年 10 月的水文动力条件，资料来源为《垦利 4-1 油田开发项目项目海洋环境质量现状秋季调查报告》，调查单位是青岛环海海洋工程勘察研究院。渔业资源调查数据来源于中国水产科学研究院黄海水产科学研究所于 2018 年 5~6 月和 2018 年 10 月的调查。

15.3.1 水文动力调查结果

2018 年 10 月调查结果：本海区海流以潮流为主，潮流性质以正规半日潮为主，潮流运动形式以往复流为主；H1 站流向均较为集中，流向表现为 NW 和 SSE，其他观测各站潮流流向较为分散，表现出一定的旋转性；各站平均涨、落潮流平均流速位于 20cm/s-60cm/s 的区间范围内，表层平均流速最大、中层平均流速略大于底层平均流速，实测最大涨潮流流速为 49cm/s，最大落潮流流速为 58cm/s；全站海流流速范围主要在 10cm/s~40cm/s 之间，最大的流速可达 58cm/s；垂直方向上，各站遵循流速自表至底逐渐减小的趋势；各站表层最大可能流速值最大值为 119.5cm/s，底层最大可能流速最大值为 75.3cm/s。观测各站位余流流速位于 0-3cm/s 区间范围内，垂向上，各站位基本遵

循自表至底流速逐渐减小的趋势；H1 站余流以 SE~SSE 方向为主，其他站余流以 S~SSW 方向为主。

15.3.2 海水水质调查结果

2018 年 5 月调查共计设置 30 个表层站位，23 个底层站位。调查结果显示表层有 30 个站位无机氮、27 个站位铅、12 个站位锌、4 个站位汞超出所在功能区海水水质标准，底层有 23 个站位无机氮、21 个站位铅、7 个站位锌、1 个站位汞超出所在功能区海水水质标准，其它调查因子均满足所在功能区执行的海水水质标准。

无机氮：调查水质目标区内表层 30 个站位超出所在功能区海水水质标准，超标率为 100%；按二类水质标准评价时，27 个站位表层无机氮超标，超标率为 90.00%；按三类水质标准评价时，11 个站位表层无机氮超标，超标率为 36.67%；按四类水质标准评价时，7 个站位表层无机氮超标，超标率为 23.33%。调查水质目标区内底层 23 个站位超出所在功能区海水水质标准，超标率为 100%；按二类水质标准评价时，23 个站位底层无机氮超标，超标率为 100.00%；按三类水质标准评价时，10 个站位底层无机氮超标，超标率为 43.48%；按四类水质标准评价时，9 个站位底层无机氮超标，超标率为 39.13%。

铅：调查水质目标区内表层 27 个站位铅超出所在功能区海水水质标准，超标率为 90%，均符合二类海水水质标准；调查水质目标区内底层 21 个站位铅超出所在功能区海水水质标准，超标率为 91.30%，均符合二类海水水质标准。

锌：调查水质目标区内表层 12 个站位锌超出所在功能区海水水质标准，超标率为 40%，均符合二类海水水质标准；调查水质目标区内底层 7 个站位锌超出所在功能区海水水质标准，超标率为 30.43%，均符合二类海水水质标准。

汞：调查水质目标区内表层 4 个站位汞超出所在功能区海水水质标准，超标率为 13.33%，均符合二类海水水质标准；调查水质目标区内底层 1 个站位汞超出所在功能区海水水质标准，超标率为 4.35%，均符合二类海水水质标准。

2017 年 11 月调查共计设置 30 个表层站位，21 个底层站位。调查结果显示表层有 1 个站位石油类、30 个站位无机氮、27 个站位铅、16 个站位锌、18 个站位汞超出所在功能区海水水质标准，底层有 21 个站位无机氮、19 个站位铅、9 个站位锌、9 个站位汞超出所在功能区海水水质标准，其它调查因子均满足所在功能区执行的海水水质标准。

石油类：调查水质目标区内表层 1 个站位石油类超出所在功能区海水水质标准，超标率为 3.45%，符合三类海水水质标准。

无机氮：调查水质目标区内表层 30 个站位超出所在功能区海水水质标准，超标率为 100%；按二类水质标准评价时，30 个站位表层无机氮超标，超标率为 100.00%；按三类水质标准评价时，30 个站位表层无机氮超标，超标率为 100%；按四类水质标准评价时，26 个站位表层无机氮超标，超标率为 86.67%。调查水质目标区内底层 21 个站位超出所在功能区海水水质标准，超标率为 100%；按二类水质标准评价时，21 个站位底层无机氮超标，超标率为 100.00%；按三类水质标准评价时，21 个站位底层无机氮超标，超标率为 100%；按四类水质标准评价时，17 个站位底层无机氮超标，超标率为 80.95%。

铅：调查水质目标区内表层 27 个站位铅超出所在功能区海水水质标准，超标率为 90%，均符合二类海水水质标准；调查水质目标区内底层 19 个站位铅超出所在功能区海水水质标准，超标率为 90.48%，均符合二类海水水质标准。

锌：调查水质目标区内表层 16 个站位锌超出所在功能区海水水质标准，超标率为 53.33%，均符合二类海水水质标准；调查水质目标区内底层 9 个站位锌超出所在功能区海水水质标准，超标率为 42.86%，均符合二类海水水质标准。

汞：调查水质目标区内表层 18 个站位汞超出所在功能区海水水质标准，超标率为 60.00%，均符合二类海水水质标准；调查水质目标区内底层 9 个站位汞超出所在功能区海水水质标准，超标率为 42.86%，均符合二类海水水质标准。

工程所在海域主要的污染物因子为无机氮、铅、锌和汞。

15.3.3 海洋沉积物调查结果

调查海区沉积物类型以砂质粉砂和粘土质粉砂为主。本次调查的有机碳、硫化物、石油类、铜、铅、锌、总铬、汞、镉、砷均符合所在功能区沉积物质量标准，沉积物质量状况良好。

15.3.4 海洋生物生态调查结果

（1）叶绿素 a 与初级生产力

2018 年 5 月调查海区表层叶绿素 a 含量在表层叶绿素 a 变化范围（0.65～2.48）mg/m^3，均值为 $1.36mg/m^3$；底层叶绿素 a 变化范围（0.68～2.21）mg/m^3，均值为 $1.22mg/m^3$。

初级生产力为（10.13～42.21）mgC/（m^2·d），均值为 21.34mgC/（m^2·d）。

2017 年 11 月调查海区表层叶绿素 a 含量在（0.65～3.36）mg/m^3 之间，平均含量为 1.51mg/m^3；底层叶绿素 a 含量在（0.44～4.07）mg/m^3 之间，平均含量为 1.47mg/m^3。同一调查站表层和底层水域叶绿素 a 含量相差不大。该海区初级生产力在（45.10~155.92）mgC/m^2d 之间，平均值为 95.16mgC/m^2d。调查海域叶绿素 a 含量和初级生产力水平较低。

（2）浮游植物

2018 年 5 月，调查海区共发现浮游植物 30 种，优势种为翼根管藻、夜光藻、海链藻和刚毛根管藻。浮游植物细胞密度变化范围在（26892~7572857）个/m^3 之间，平均值为 1867273 个/m^3。浮游植物群落的丰富度指数变化范围（0.32~1.01），均值为 0.64；均匀度变化范围（0.17~0.78），均值为 0.44；多样性指数变化范围（0.61~2.81），均值为 1.39；优势度变化范围（0.53~0.95），均值为 0.81。

2017 年 11 月，调查海区共发现浮游植物 64 种，优势种为一种福环藻和夜光藻。浮游植物细胞密度变化范围在（5.02～143.69）×10^4 个/m^3 之间，平均值为 37.69×10^4 个/m^3。调查海域浮游植物群落多样性指数在 1.16～3.56 之间，平均为 2.66；丰度指数在 0.71～2.13 之间，平均值为 1.29；均匀度指数在 0.33～0.88 之间，平均为 0.65；优势度指数在 0.37～0.91 之间，平均值为 0.62。该海域浮游植物多样性一般，数量分布不均匀，优势种突出。

（3）浮游动物

2018 年 5 月，调查海区共鉴定浮游动物 22 种，优势种为强壮箭虫、中华哲水蚤、、纺锤水蚤和腹针胸刺水蚤。调查海区浮游动物湿重生物量的变化范围在（151.06~2404.67）mg/m^3 之间，均值为 651.07mg/m^3；浮游动物个体密度在（60.0~2713.1）个/m^3 之间，均值为 693.0 个/m^3。底栖生物群落的丰富度指数变化范围为（1.11~3.31），均值为 2.02；均匀度变化范围为（0.55~0.97），均值为 0.87；多样性指数变化范围为（2.16~4.20），均值为 3.09；优势度变化范围（0.08~0.46），均值为 0.27。浮游动物的多样性指数 *H'*平均值为 3.09，属于清洁海域。

2017 年 11 月，调查海区共鉴定浮游动物 21 种，优势种为强壮箭虫和小拟哲水蚤。浮游动物生物量变化范围在（13.50～310.64）mg/m^3 之间，平均值为 95.09mg/m^3。个体数量变化范围在（4.6～125.0）个/m^3 之间，平均值为 39.2 个/m^3。调查海域浮游动物群落多样性指数在 0.37～2.95 之间，平均为 1.48；丰度指数在 0.51～2.71 之间，平均值

为 1.65；均匀度指数在 0.18～0.97 之间，平均为 0.57；优势度指数在 0.50～1.00 之间，平均为 0.81。本次调查浮游动物多样性和丰富度都不高，各调查站间的种类和个体数量存在一定差异，优势种明显。

（4）底栖生物

2018 年 5 月共发现底栖生物 74 种，优势种为寡节甘吻沙蚕、纤细长涟虫和方甲涟虫。底栖生物湿重生物量变化范围在（0.57~73.94）g/m^2 之间，平均为 14.05g/m^2。栖息密度变化范围在（90~860）个/m^2 之间，平均密度为 349 个/m^2。底栖生物群落的丰富度指数变化范围为（1.11~3.31），均值为 2.02；均匀度变化范围为（0.55~0.97），均值为 0.87；多样性指数变化范围为（2.16~4.20），均值为 3.09；优势度变化范围（0.08~0.46），均值为 0.27。底栖生物的多样性指数 H'平均值为 3.09，属于清洁海域。

2017 年 11 月共鉴定出底栖生物 69 种，优势种为寡节甘吻沙蚕和寡鳃齿吻沙蚕。底栖生物个体数量变化范围在（50～1700）个/m^2 之间，变化幅度大，平均为 356 个/m^2。底栖生物生物量变化范围在（0.15～110.92）g/m^2 之间，变化幅度大，平均为 12.20g/m^2。底栖生物群落多样性指数在 0.96～4.04 之间，平均为 2.90；丰度指数在 0.94～3.46 之间，平均值为 1.98；均匀度指数在 0.24～1.00 之间，平均为 0.84；优势度指数在 0.24～0.90 之间，平均为 0.49。本次调查底栖生物群落多样性较好，种类站内分布均匀，种类分布在各站位之间相差较大，种间分布欠均匀。

（5）生物质量

2018 年 5 月调查结果显示，贝类各生物质量评价因子重金属含量均满足《海洋生物质量》（GB18421-2001）规定的第一类标准值。软体动物（非贝类）各生物质量评价因子重金属铜、铅、锌、镉和汞含量均满足《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》中的质量标准，石油烃含量满足《第二次全国海洋污染基线调查技术规程》（第二分册）中的质量标准。

2017 年 10 月秋季调查只采集到鱼类和甲壳类生物样品。鱼类和甲壳类体内的铅、镉、锌、总汞含量均不超过《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》中规定的生物质量标准，石油烃含量均不超过《第二次全国海洋污染基线调查技术规程》（第二分册）中规定的石油烃质量标准。1 个站位的鱼类体内的铜含量超出《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》中规定的质量标准，超标率为占所有被调查生物的 5%，其余调查站所获取得鱼类和甲壳类体内的铜含量均满足相应质量标准。

15.3.5 渔业资源调查结果

2018 年 5~6 月共捕获鱼卵仔稚鱼 9 种，其中鱼卵 7 种，仔稚鱼 5 种；鱼卵平均密度为 0.296 粒/m^3，仔稚鱼的平均密度为 0.131 尾/m^3。

2018 年 5~6 月共捕获鱼类 22 种，优势种为矛尾虾虎鱼、方氏云鳚、绯衔和短吻红舌鳎；平均渔获量 1003 尾/h，12.967kg/h；其中幼鱼平均渔获数量为 264 尾/h，生物量为 1.304kg/h；成鱼平均渔获数量为 739 尾/h，11.663kg/h；经换算幼鱼平均资源密度为 6335 尾/km^2，成鱼平均资源密度为 276.28kg/km^2。共捕获头足类 2 种，优势种为日本枪乌贼；平均渔获量 1200 尾/h，14.25kg/h；其中幼体平均渔获数量为 320 尾/h，生物量为 1.65kg/h；成体平均渔获数量为 880 尾/h，12.60kg/h；经换算头足类幼体平均资源密度为 7680 尾/km^2，成体平均资源密度为 298.48kg/km^2。共捕获甲壳类 14 种，优势种为口虾蛄；甲壳类平均渔获量 1344 尾/h，15.965kg/h；其中，虾类幼体为 262 尾/h，生物量为 0.858kg/h，虾类成体为 1043 尾/h，生物量为 13.828kg/h，蟹类幼体为 9 尾/h，生物量为 0.137kg/h，蟹类成体为 30 尾/h，生物量为 1.142kg/h；经换算虾类成体平均资源密度为 327.56kg/km^2，幼体为 6287 尾/km^2；蟹类成体平均资源密度为 27.05kg/km^2，幼体为 216 尾/km^2。

2018 年 10 月共捕获鱼类 29 种，优势种为六丝矛尾鰕虎鱼和矛尾鰕虎鱼；平均渔获量 2215 尾/h，12.109kg/h；其中幼鱼为 606 尾/h，成体鱼为 10.703kg/km^2；经换算平均资源密度 61540 尾/km^2，339.876kg/km^2；其中幼鱼平均资源密度为 16952 尾/km^2，成鱼平均资源密度为 296.466kg/km^2。共捕获头足类 3 种，优势种为日本枪乌贼；平均渔获量为 212 尾/h，1.771kg/h；经换算头足类平均资源密度为 54.681kg/km^2，7012 尾/km^2；其中幼体为 2117 尾/km^2；成体为 44.955kg/km^2。共捕获甲壳类 14 种，优势种为鹰爪虾、口虾蛄、日本鼓虾和中国对虾；平均渔获量为 1522 尾/h，8.471kg/h；经换算甲壳类平均资源密度为 42575 尾/km^2，261.542kg/km^2；其中虾类成体资源密度为 212.235kg/km^2，幼体平均资源密度为 9511 尾/km^2；蟹类成体资源密度为 32.450kg/km^2，幼体平均资源密度为 84 尾/km^2。

2018 年 5~6 月调查海域游泳动物多样性指数（H'）均值为 1.49（0.86～1.85），丰富度指数（d）均值为 2.55（2.16~3.12），均匀度指数（J'）均值为 0.47（0.26-0.57），单纯度指数（C）均值为 0.35（0.25-0.58）。

2018 年 10 月调查海域游泳动物多样性指数（H'）均值为 1.87（1.55～2.35），丰

富度指数（d）均值为 2.93（2.37~3.61），均匀度指数（J'）均值为 0.60（0.44-0.72）。

15.4 环境影响综合分析结论

15.4.1 工程对水文动力流场的影响分析

本工程主要包括平台安装建设、钻井完井和海底管道/电缆的铺设。由于平台为透水式结构，井口平台等对周边的水动力环境影响很小；海底管线埋于海底以下 1.5m，挖起的泥沙在底层流作用下自然回填管沟，对底层流影响很小。

15.4.2 工程对地形地貌与冲淤环境的影响分析

本项目海上平台 KL16-1 WHPA 的的导管架采用立式建造，桩在自重和振动力的作用下克服惯性阻力逐渐沉入土中，管线施工采用后挖沟铺设方式，对海域地形地貌的扰动较小，工程区流场稳定，因此拟建工程对所在海域地形地貌与冲淤环境影响不大。

15.4.3 工程对海水水质环境的影响分析

根据模型预测结果可知，混输/注水管道施工期间产生的悬浮沙的影响主要在施工线路的两侧，悬浮沙超标面积底层最大，自底层往上面积逐渐减小，表层超标面积较小。表层超一（二）类水质的包络面积为 26.76km^2，超三类水质包络线面积为 1.71km^2，超四类水质海域包络线面积为 0.97km^2；中层超一（二）类水质影响的包络线面积为 26.87km^2，超三类水质包络线面积为 1.74km^2，超四类水质海域包络线面积为 0.98km^2；底层超一（二）类水质影响的包络线面积为 27.25km^2，超三类水质包络线面积为 1.89km^2，超四类水质海域包络线面积为 1.05km^2。超一（二）类水质的海水离管线方向上影响的最大距离为 2.33km。超一（二）类水质距东营黄河口生态限制区为 0.01km，距离东营黄河口海洋特别保护区 0.56km，不会影响到生态红线区和海洋特别保护区的生态环境。海底管道施工作业停止 7.5h 后，整个海域满足一类海水水质标准。

海底电缆挖沟产生悬浮沙的影响主要在施工线路的两侧，悬浮沙超标面积底层最大，自底层往上面积逐渐减小，表层超标面积较小。表层超一（二）类水质的包络面积为 21.63km^2，超三类水质包络线面积为 1.16km^2，超四类水质海域包络线面积为 0.57km^2；中层超一（二）类水质影响的包络线面积为 22.28km^2，超三类水质包络线面积为 1.21km^2，超四类水质海域包络线面积为 0.63km^2；底层超一（二）类水质影响的包络线面积为

22.41km^2，超三类水质包络线面积为 1.26km^2，超四类水质海域包络线面积为 0.71km^2。超一（二）类水质的海水离电缆方向上影响的最大距离为 1.58km。超一（二）类水质距东营黄河口生态限制区为 0.08km，距离东营黄河口海洋特别保护区 0.64km，不会影响到生态红线区和海洋特别保护区的生态环境。电缆施工作业停止 3.75h 后，整个海域满足一类海水水质标准。

为了避免钻屑、钻井液的排放对周边海洋功能区产生影响，本项目钻井阶段产生的含油钻井液（钻屑）和非含油钻井液（钻屑）全部运回陆上拟计划交由蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司接收处理/处置。因此含油钻井液和非含油钻井液均不外排，不会对海洋水质环境造成影响。

施工期生活污水排放产生的 COD 在潮流的驱动下向平台不同方向扩散，但由于潮流的周期性，COD 低浓度区影响的范围由预测排放点周围向外增大，并在排放时刻流向上被拉长。由于 COD 排放量不大，排放 COD 时所影响的范围较小，无论何时排放，叠加背景值后的超标水域影响的距离都在 1 个网格（50m）范围内，叠加背景值后的 COD 最大浓度为 1.43mg/L，小于第一类海水水质标准（2mg/L），故排放不会明显影响本海区的海洋水质。

运营期有少量的生活污水排放，还有海底管道阴极保护阳极块每块释放微量锌离子，其它污染物均采取运回陆地处理，不外排海域。通过类比施工期生活污水预测结果，运营期生活污水排放引起超一类标准水域在 1 个网格（50m）范围内，生活污水排放对海洋水质环境影响小。

15.4.4 工程对海洋沉积物环境的影响分析

由于平台均采用钢导管结构，因此施工期平台对沉积物环境的影响较小。

在铺管期间，挖起来的沉积物被堆积在管沟两侧，挖沟结束后，在海水运动作用下将逐渐回填于管沟。因此，对底质的直接影响就是挖起和覆盖，改变了原有的沉积环境。本工程管道施工过程沉积物被挖起和覆盖，其中管沟开挖的影响面积共计 0.064km^2，悬浮沙覆盖的影响面积为 0.385km^2。此范围内的底栖生物短期内受到破坏，并使沉积物类型发生一定的变化。

本工程运营期正常工况下对海洋沉积物环境的影响很小。

15.4.5 工程对海洋生态环境的影响分析

15.4.5.1 对海洋生物资源的影响

本工程共计造成鱼卵损失 25991034 粒，仔稚鱼损失 11590575 尾，幼鱼 96702 尾，头足类幼体 40686 尾，虾类幼体 65600 尾，蟹类幼体 1246 尾，渔业资源成体 2767.7kg，底栖生物 6.538t，共需补偿金额为 [redacted] 万元。

15.4.5.2 对海洋生态服务功能的影响

根据《海洋生态资本评估技术导则》(GB/T 28058-2011)，海洋生态系统服务功能主要包括海洋供给服务、海洋调节服务、海洋文化服务、海洋支持服务共 4 个部分，本工程对海洋生态系统服务功能的影响主要是施工期海底管道和电缆挖沟作业搅起的悬浮泥沙和平台占用海域的影响。

根据计算，本工程共计造成海洋供给服务价值损失约 [redacted] 万元，造成海洋调节服务功能损失约 [redacted] 万元，造成海洋文化服务价值损失约 [redacted] 万元，造成海洋支持服务价值损失 [redacted] 万元，合计 [redacted] 万元。

15.5 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：井喷或井涌、平台事故溢油、海底管道溢油事故、船舶碰撞溢油事故和地质性溢油事故。本项目溢油 72 小时所能影响到的环境敏感区主要包括：白姑鱼、鲳、银鲳、毛虾、花鲈、小黄鱼的产卵场，鳀鱼、带鱼、三疣梭子蟹、真鲷和毛虾的索饵场，辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区莱州湾保护区，东营黄河口生态限制区，东营黄河口生态国家级海洋特别保护区，东营黄河口生态禁止区，山东黄河三角洲国家级自然保护区，东营莱州湾蛏类生态国家级海洋特别保护区，东营广饶沙蚕类生态国家级海洋特别保护区，广饶海域竹蛏国家级水产种质资源保护区，寿光滨海海洋保护区，昌邑海洋生态特别保护区，莱州浅滩海洋保护区，养殖区等。一旦发生溢油事故而又没有任何应对措施，油膜在风和潮流的共同作用下将会抵达敏感区并造成严重污染，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。

本项目从工程设计、施工建造和安装以及生产管理上采取有效的防范措施，消除

事故隐患，及时制止事故苗头，尽可能避免油气泄漏事故的发生，以防止环境风险溢油事故对海洋环境的污染。首先，平台设置安全作业区，管外防腐采用环氧树脂、牺牲阳极联合保护，内防腐除采用内涂层和阴极保护以外，还留有足够的腐蚀余量。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。海管设计为双层保温管，内外钢管之间加装保温层进行保护。海底管道外包一层混凝土保护层。为防止受外力撞击引起的管线破裂事故，还采取全程挖沟埋设，埋深 1.5m 以上。立管布置在导管架内，可以避免船舶碰撞。近平台膨胀弯及无法挖沟段覆盖有水泥压块保护，可以避免落物撞击损伤。严格按照设计要求进行施工，并在施工中保证焊接质量。管道铺设完成，要进行扫线、清管和试压。因此，本项目发生溢油的风险概率是极低的。

为了溢油事故应急处置的需要，建设单位在新建平台上配置了相应的溢油应急设备，包括围油栏、撇油器、消油剂、吸油毛毡、储油囊等，远超过同类型油田溢油应急设备的配制规模。制定了相应的溢油应急预案，从组织机构、资源配备、处理程序等进行了详细规定。除此之外，针对本项目距离环境敏感目标较近的特殊性，还制定了针对性的特殊应对措施，包括：一、守护船配备溢油应急物资，在油田周边海域值班守护，并且沿海管路由巡查；二、守护船和平台上均配备轻型快速布放围油栏；三、平台上配置一艘无人工作艇，可适用于所有海况；四、专业溢油回收船将近生态红线区列为重点巡逻海域；五、安装管道泄漏监控系统，及时确定泄漏位置；六、平台安装有视频监控设施，加强监控，第一时间发现溢油。

在垦利 16-1 油田开发工程正式投产作业前，建设单位（中海石油（中国）有限公司天津分公司，以下简称“天津分公司”）将制定详细的溢油应急计划，并报主管部门备案。垦利 16-1 油田开发工程溢油应急计划需与附近其他油田应急计划统一考虑，并纳入天津分公司应急体系中。

在设定情景下，造成鱼类损失 154.56kg，甲壳类和头足类等损失 58.56kg，浮游动物 134.4kg。油膜影响面积占保护区总面积 0.003%，尚不构成对生态系统结构影响的决定性因素。根据事故的实际影响持续采取有效的生态修复方案，并对修复效果进行跟踪监测和评估，直至生态系统恢复。在采取上述措施的情况下，溢油对国家海洋保护区影响是可接受的。

15.6 清洁生产分析结论

本工程清洁生产指标分析参考《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》中的指标进行分析，本次评价从资源能源利用指标、生产技术特征指标、资源综合利用指标、污染物产生指标以及环境管理要求等方面进行定量和定性评价，垦利 16-1 油田开发项目的钻井作业和采油作业的清洁生产水平均可代表国内先进水平，即属“清洁生产先进企业”。

15.7 总量控制结论

项目建成投产后，含油生产水依托 KL10-1 CEP 平台处理达标后全部回注，不外排；生活污水中的灰水处理后进入工艺处理流程，最终处理达标后回注，黑水经生活污水处理装置处理达标后排放，排放量为 2772m^3/a，COD 排放量为 0.83t/a。

建议项目生活污水的总量控制指标为 2772m^3/a，其中 COD 排放量控制指标为 0.83t/a。建议以生活污水排放位置为中心、半径为 50m 范围内的海域作为本项目拟建 KL16-1 WHPA 平台的生活污水排污混合区范围。

15.8 环境保护对策措施结论

15.8.1 污染物防治对策措施

1、施工期污染物防治措施

（1）含油钻井液（钻屑）和非含油钻井液（钻屑）应分开收集，单独存储。含油钻井液（钻屑）运回陆地交由蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司进行处理。

（2）为了避免非含油钻屑、钻井液对海洋生态红线区和国家级特别保护区的影响，本项目将非含油钻屑、钻井液全部运回陆地，计划交由蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司进行处理处置。非含油钻屑和钻井液的处理处置需满足《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》的要求。

（3）船舶含油污水铅封后运回陆上处理，计划交由蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司进行处理。

（4）施工期生活污水经船用生活污水处理装置，达到《船舶水污染物排放标准》（GB3552-2018）中相关标准后排海。

（5）一般和危险固体废弃物运回陆上计划交由蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司进行处理，处理措施需满足《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》的相关要求。

（6）海底管道/电缆路由选择距离海洋生态红线区较远的桩腿登陆，避免悬浮沙影响到山东省海洋生态红线区和东营黄河口国家级海洋生态特别保护区；

（7）近山东省渤海海洋生态红线区端的部分管线/电缆采用低速挖沟铺设的方式降低悬浮沙排放源强；

（8）挖沟作业时间的选择综合考虑环境影响、工程进度和海况条件等方面的因素，注意选择适宜的海况条件，尽量缩短海底管道/电缆铺设周期，合理选择施工时间。

（9）因本工程位于白姑鱼、鲳、银鲳、毛虾、花鲈、小黄鱼的产卵场内，鳀鱼、带鱼、三疣梭子蟹、真鲷和毛虾的索饵场内，黄姑鱼和花鲈的洄游通道上，管缆挖沟作业应严格避开种质资源保护区的特别保护期（4 月 25 日～6 月 15 日），钻完井涉海作业尽量避开保护区的特别保护期，以减轻对渔业资源和海洋生态环境的影响。

2、运营期污染物防治措施

（1）生产水经含油生产水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）的相关标准后回注地层。

（2）生活污水中的灰水经预处理后进入生产流程，处理达标后回注；黑水经生活污水处理装置处理达标后排海。

（3）一般工业固体废物和含油危险废物运回陆上交由有资质单位接受处理。生活垃圾运回陆上进行处理，不排海。

（4）初期雨水、甲板冲洗水进入开闭开系统，最终进入含油生产水处理系统，处理达标后全部回注，不外排。

15.8.2 生态环境保护对策措施

垦利 16-1 油田开发项目在建设和生产过程中将采用先进成熟的生产技术、工艺和设备，采取有效的防止和减轻污染的措施。但在油田施工期间管道、电缆铺设掀起的悬浮沙不可避免的会对海洋生物造成一定的影响。

为使油气开发的同时保护好海洋环境，建设单位应积极采取有效措施，尽可能地减少对海洋渔业生态环境和渔业资源的损害，以达到海洋油气开发与海洋环境保护两者兼顾的目的。为此，建议建设单位在油田开发过程中，采取如下措施：

（1）平台设计阶段，海底管道/电缆路由选择远离海洋生态红线区的桩腿登陆，避

免悬浮沙影响到山东省海洋生态红线区和东营黄河口国家级海洋生态特别保护区。

（2）建议项目建设阶段管线挖沟铺设避开种质资源保护区的特别保护期（4 月 25 日～6 月 15 日），钻完井涉海作业尽量避开保护区的特别保护期，以降低和缓解对渔业资源的影响程度；

（3）近山东省渤海海洋生态红线区端的部分管线/电缆采用低速挖沟铺设的方式降低悬浮沙排放源强，以确保管道/电缆挖沟作业引起的悬浮沙不会影响到临近海洋生态红线区和海洋特别保护区。

（4）由于工程位于白姑鱼、鲳、银鲳、毛虾、花鲈、小黄鱼的产卵场和鳀鱼、带鱼、三疣梭子蟹、真鲷和毛虾的索饵场内，建设单位应加强设备管理、严格操作规程、减少人为失误，从根本上将事故发生概率降到最低，务必将防范事故发生的措施放在首要位置。

（5）建设单位应按照《中华人民共和国海洋环境保护法》、《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例》和《国家海洋局海洋石油勘探开发溢油应急预案》的相关规定，制定溢油应急计划，并进行备案。同时按照备案的溢油应急计划配备溢油应急资源，做好溢油应急响应工作。

（6）建设单位必须具备控制溢油的有效手段和措施。一旦溢油事故发生，应及时向主管部门通报情况，并立即采取一切措施将溢油控制在最小范围内。若需要采用化学消油剂处理溢油，应遵守《海洋石油勘探开发化学消油剂使用规定》相关要求。

（7）一旦发生溢油对保护区产生影响，建议针对主要保护物种开展针对性的增值放流，保持海洋生物资源的可持续性。

（8）鉴于工程施工建设过程中和气田生产过程中将对周围海域的渔业资源和海洋生态造成不可避免的影响，建设单位需与相关部门协商，选择合理的放流时间、品种和规模，通过人工增殖放流等措施进行生态修复和补偿。

15.9 公众参与情况

建设单位中海石油（中国）有限公司天津分公司在环评编制阶段进行了三次公众参与调查：

针对本项目的建设，建设单位（中海石油（中国）有限公司天津分公司）于 2019 年 6 月 18 日在“齐鲁晚报网-今日东营频道”上进行了第一次公众参与信息公示，公示

网址为：http://jrdy.qlwb.com.cn/2019/0618/1437213.shtml。第一次公众参与信息公示期间，建设单位和评价单位未收到任何公众来信、邮件、传真及电话。

2019 年 9 月，《垦利 16-1 油田开发项目环境影响报告书》完成初稿编制。建设单位就征求意见稿进行了第二次公众参与信息公示。征求意见稿选取在“齐鲁晚报网-今日东营频道”进行公示，公示时间为 2019 年 9 月 2 日至 2019 年 9 月 16 日，公示网址为：http://jrdy.qlwb.com.cn/2019/0902/1456404.shtml。建设单位在“齐鲁晚报系黄三角早报”进行了 2 次登报公示，登报时间分别为 2019 年 9 月 3 日和 2019 年 9 月 10 日。征求意见稿媒体公示期间，建设单位还选取了项目海域附近的居民区进行现场张贴公示，公示时间为 2019 年 9 月 3 日至 2019 年 9 月 16 日。第二次信息公示期间，建设单位和评价单位未收到任何公众关于本项目的来信、邮件、传真及电话。

向生态环境主管部门报批环境影响报告书前，建设单位于 2019 年 9 月 19 日在“齐鲁晚报网-今日东营频道”上公开了环境影响报告书全文（未包含国家秘密、商业秘密、个人隐私等依法不应公开内容）和公众参与说明文本全文，公示网址为 http://jrdy.qlwb.com.cn/2019/0919/1459921.shtml。

15.10 环境可行性分析结论

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。工程用海符合《全国海洋主体功能区规划》、《全国海洋功能区划（2011-2020）》的相关要求，符合《山东省海洋功能区划（2011~2020 年）》、《山东省海洋主体功能区规划》、《山东省渤海海洋生态红线区划定方案》、《山东省海洋生态环境保护规划（2018-2020 年）》的相关要求。总体开发方案中较为充分地考虑了该油田开发工程可能对环境造成的影响，从工艺设计和施工方案上采取了一系列污染治理、环境保护措施以及节能减排措施；工程的生产工艺先进，自动化程度高，符合清洁生产的要求。

工程海域的海水水质、沉积物和生物环境质量现状正常，评价范围之内的敏感目标主要是白姑鱼、鲳、银鲳、毛虾、花鲈、小黄鱼的产卵场，鳀鱼、带鱼、三疣梭子蟹、真鲷和毛虾的索饵场，辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区莱州湾保护区以及附近海域的海洋生态红线区、海洋特别保护区、自然保护区、养殖区等。本项目在建设过程中主要污染物是海底管道/电缆挖沟埋设时产生的悬浮沙和施工期生活污水的

排放，其对环境的影响属于短期、可恢复性。生产运行过程中所产生的主要污染物为生产水，经处理达标后全部回注地层；其它污染物排放量相对较小，拟采取的清洁生产和污染防治措施得当，污染物排放后对周围环境（水质、底质及生态）的影响范围和程度较小。

工程的建设和生产对海洋生态和渔业资源会产生一定影响和损害，需要采取有效的保护措施。拟建工程存在一定的溢油风险，需要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。

评价认为，工程建设和运营对周边的环境影响程度将是可以接受的。在建设单位切实落实了各项污染防治对策措施、生态保护对策措施，切实落实风险事故应急对策措施和应急预案的前提下，从环境保护角度考虑，工程建设可行。

附件

（1）环境影响评价委托书

（2）《国家海洋局关于垦利 10-4 油田开发工程环境影响报告书核准意见的批复》（国海环字[2015]30 号）

（3）《国家海洋局关于垦利 10-1 油田开发工程环境影响报告书核准意见的批复》（国海环字[2014]111 号）

（4）《国家海洋局关于垦利 3-2 油田群开发工程环境影响报告书核准意见的批复》（国海环字[2013]268 号）

（5）《国家海洋局关于垦利 10-4 油田开发工程环境保护设施检查批准的函》（国海环字[2015]648 号）

（6）《国家海洋局关于垦利 10-4 油田开发工程环境保护设施竣工验收的复函》（国海环字[2016]294 号）

（7）《国家海洋局关于垦利 10-1 油田开发工程 WHPB 平台和 CEP 平台环境保护设施“三同时”检查的批复》（国海环字[2015]87 号）

（8）《国家海洋局关于垦利 10-1 油田开发工程环境保护设施竣工验收的复函》（国海环字[2015]624 号）

（9）《国家海洋局关于垦利 3-2 油田群开发工程环境保护设施“三同时”检查的批复》（国海环字[2014]198 号）

（10）《国家海洋局关于垦利 3-2 油田群开发工程环境保护设施竣工验收的批复》（国海环字[2015]65 号）

（11）《关于垦利 3-2 油田群开发工程东营原油终端生产水处理系统竣工验收合格的函》（环验[2018]9 号）

（12）BIODRILLS 合成基钻井液生物毒性监测报告

（13）BIODRILLS 合成基钻井液毒理学及降解性资料

（14）垦利 16-1 油田钻屑、钻井液检验报告

（15）《龙口基地危险废弃物回收处置服务合同》

（16）危险废弃物经营许可证

（17）危险废物转移联单

（18）天津合佳威立雅环境服务有限公司危废资质证明

（19）锦州永盛废油再生有限公司危废资质证明

（20）垦利区域开发项目海洋环境质量现状春季调查检测报告

（21）垦利区域开发项目海洋环境质量现状春季调查检测报告

（22）《垦利 16-1 油田开发项目对辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区影响专题论证报告专家审查意见》

附件 1：环境影响评价委托书

环境影响评价委托书

中海石油环保服务（天津）有限公司：

根据《中华人民共和国环境保护法》及《中华人民共和国环境影响评价法》等相关法律法规的要求，现委托贵公司承担“垦利 16-1 油田开发项目”的环境影响评价工作，并编制环境影响报告书。

特此委托！

中海石油（中国）有限公司天津分公司

2019 年 6 月 18 日

附件 2：《国家海洋局关于垦利 10-4 油田开发工程环境影响报告书核准意见的批复》（国海环字[2015]30 号）

国 家 海 洋 局

国海环字〔2015〕30 号

国家海洋局关于垦利 10-4 油田开发工程环境影响报告书核准意见的批复

中海石油（中国）有限公司：

你公司《关于呈报<垦利 10-4 油田开发工程环境影响报告书（报批稿）>的报告》（中海油安〔2015〕63 号）及《垦利 10-4 油田开发工程环境影响报告书（2015 年 3 月版）》（以下简称报告书）收悉。经研究，现批复如下：

一、工程新建 1 座井口平台 KL10-4WHPA，共设 20 个井槽，钻 24 口井，包括 16 口生产井、7 口注水井和 1 口开发评价井。新铺 KL10-4WHPA 平台与 KL10-1WHPB 平台间的海底混输管道、注水管道、海底电缆各 1 条，长度均为 12.6 公里。同时，对已建 KL10-1CEP/WHPB 平台和 BZ35-2CEPA 平台进行适应性改造。

经审查，报告书基本符合国家环境保护有关法律法规的要求，在报告书提出的各项生态保护、污染防治及应急措施得到全面落实后，工程建设产生的不利环境影响可得到一定程度的减缓。因此，同意核准该工程的环境影响报告书。请按照报告书中所列的建设地点、性质、规模、环境保护对策措施等进行项目建设和

运营。

二、认真落实报告书中所提出的各项污染防治、生态保护和风险防范措施、对策，并特别注意以下问题。

（一）工程污染物的处理和排放应当符合国家有关规定和标准。含油水基泥浆和钻屑、机舱含油污水不得排海，应运回陆地交由有资质的单位处理；非含油水基泥浆和钻屑经国家海洋局北海分局批准后方可排海；生活污水经处理达标后方可排海；生产水、甲板冲洗水、初期雨水等经处理达标后全部回注地层；生产垃圾、生活垃圾应分类收集运回陆地处理。

（二）加强钻完井工程管理，防止井喷和火灾爆炸事故发生。严格实施钻井作业规程，配备安全有效的井控设备和充足的压井材料，建立健全井控管理系统，采取有效井眼防碰措施，加强随钻监测，及时控制可能遇到的溢流和井涌。

（三）加强注水作业管理，防止地质性溢油事故发生。预先识别海底地质断层和压力异常地层，优化钻井设计，制定有针对性井控预案。严格按设计注入压力和注入量进行注水作业，加强注水井实时监测，发现异常情况，应立即停止注水并采取有效措施，杜绝局部超注超压。

（四）切实落实生态保护措施，合理安排施工作业时间。非含油泥浆、钻屑排放应尽量避开工程所在海域中上层和底层鱼类产卵敏感期（6 月），减轻对海洋生态环境和渔业资源的影响。

（五）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；加强海底管道巡检工作，并采取必要的管道防护措施，避免海上作业活动对海底管道等设施造成损害，防止海底管道因腐蚀或外力破坏等原因造成的油气泄漏。

（六）严格落实环境风险防范对策措施，按照有关规定制定溢油应急计划报国家海洋局北海分局备案。发生溢油事故时，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。

（七）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。

三、加强工程施工期的环境监控管理，落实报告书中的监测计划，并将工程进展情况和监测结果及时通报国家海洋局北海分局。严格执行“三同时”制度，环境保护设施未经检查批准不得投入试运行。

四、国家海洋局北海分局负责工程施工和运营期间环境保护的监督管理。请你公司自批复之日起30个工作日内将经核准的环境影响报告书送国家海洋局北海分局。

国家海洋局

2015年5月20日

（此件依申请公开）

附件 3：《国家海洋局关于垦利 10-1 油田开发工程环境影响报告书核准意见的批复》（国海环字[2014]111 号）

国 家 海 洋 局

国海环字〔2014〕111 号

国家海洋局关于垦利 10—1 油田开发工程环境影响报告书核准意见的批复

中海石油（中国）有限公司：

你公司《关于再次呈报<垦利 10-1 油田开发工程环境影响报告书（报批稿）>的报告》（中海油安[2013]602 号）和《垦利 10-1 油田开发工程环境影响报告书（报批稿）》（2013 年 12 月版）收悉。经研究，对垦利 10-1 油田开发工程环境影响报告书（以下简称“报告书”）提出核准意见批复如下：

一、本调整工程建设内容包括：新建 KL10-1 WHPA 平台、KL10-1 WHPB 平台和 KL10-1 CEP 平台，其中 KL10-1 WHPA 平台设 70 个井槽，钻 29 口生产井、15 口注水井和 1 口开发评价井，预留 25 个井槽；KL10-1 WHPB 平台设 88 个井槽，钻 41 口生产井、21 口注水井和 3 口水源井，预留 23 个井槽。在 KL10-1WHPA 平台和 KL10-1CEP 平台之间新铺海底油气水混输管道、海底注水管道和海底电缆各 1 条；在 KL10-1CEP 平台和 KL3-2CEPA 平台之间新铺海底输油管道和海底电缆各 1 条；在 BZ35-2CEPA 平台和 KL10-1WHPA 平台之间新铺 1 条海底输气管道；对 KL3-2 CEPA 平台和 BZ35-2 CEPA 平台进行适应性改造。

经审查，报告书基本符合国家环境保护有关法律法规的要求。在报告书提出的各项生态保护、污染防治及应急措施得到全面落实后，工程建设产生的不利环境影响可得到一定程度的减缓。因此，同意核准该项目报告书。请按照报告书中所列的地点、性质、规模、环境保护对策措施及下述要求进行项目建设和运营。

二、项目建设和运营期间应当认真落实报告书中的污染防治、生态保护和风险防范措施、对策及建议，并特别做好以下工作：

（一）工程污染物的处理和排放应当符合国家关于污染物管理的规定和标准。不含油钻屑和泥浆经海区主管部门批准后方可排海；含油钻屑和泥浆、机舱含油污水运回陆地交由有资质的单位处理；含油生产水经处理达标后方可回注；生活污水经处理达标后方可排海；生产垃圾和生活垃圾运回陆地处理。

（二）严格执行钻井作业规程，配备安全有效的防喷设备及良好的压井材料和井控设备，并设置相应的应急关断系统。

（三）加强生产管理，优化注采方案，避免发生地质性溢油。注水井靶点应远离风险断层；严格按照设计的注入压力和注水量进行注水作业，实时监测井口的注入压力和注水量，加强注入地层的地层压力监测；采取措施确保注采平衡，严禁超压、超量注水，避免“有注无采”状况发生。

（四）切实落实生态保护措施，施工作业应避开主要经济鱼类的产卵季节（4月-6月），并采取增殖放流等措施对渔业资源进行养护与修复。

（五）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。采取必要的工程防护措施，避免海上作业活动对海底管道等设施造成损害。

（六）切实落实风险防范和应急措施，本工程投产前，应制定垦利10-1油田的溢油应急计划报国家海洋局北海分局备案。发生事故时，应当按照规定立即报告国家海洋局北海分局，并及时通报渔业、海事、军队等有关部门。

（七）采取有效措施防止项目建设与运营对军事活动产生影响，及时通报相关信息。

三、加强施工期的环境监控管理，落实报告书中的监测计划，并将工程进展情况和监测结果及时报告国家海洋局北海分局。严格执行“三同时”制度，环境保护设施未经检查批准不得投入试运行。

四、国家海洋局北海分局负责工程建设和运营期间环境保护的监督管理。请你公司自批复之日起30个工作日内将经核准的环境影响报告书送国家海洋局北海分局。

国家海洋局

2014年3月17日

（此件依申请公开）

附件 4：《国家海洋局关于垦利 3-2 油田群开发工程环境影响报告书核准意见的批复》（国海环字[2013]268 号）

国 家 海 洋 局

国海环字〔2013〕268 号

国家海洋局关于垦利 3—2 油田群开发工程环境影响报告书核准意见的批复

中海石油（中国）有限公司：

你公司《关于再次呈报垦利 3—2 油田群开发工程环境影响报告书（报批稿）的报告》（中海油健〔2013〕108 号）及《垦利 3—2 油田群开发工程环境影响报告书（2013 年 3 月）》（以下简称“报告书”）收悉。经研究，现提出核准意见批复如下：

一、本工程包括海上工程和陆上工程两部分。海上工程包括垦利 3—2、渤中 35—2、渤中 29—4、渤中 34—6 和渤中 34—7 五个油田的开发及配套工程，拟新建 2 座中心平台（分别为 KL3—2CEPA 和 BZ35—2CEPA）、5 座井口平台（分别为 KL3—2WHPA、BZ35—2WHPA、BZ35—2WHPB、BZ29—4WHPC 和 BZ34—6/7）；新钻 66 口井（其中采油井 41 口，采气井 1 口、注水井 20 口，水源井 4 口），预留 34 个井槽（其中 4 个井槽为单筒双井，共可钻 38 口井）；新铺设 8 条海底管道，总长约 127 公里，新铺设 4 条海底电缆，总长约 52 公里。陆上工程包括新建 1 座东营终端，铺设 1 条自管道登陆点至东营终端长约 15.8 公里的进站输油管

道，1 条自东营终端至中海油东营港项目物流园区一期工程的长约 2 公里的出站输油管道。

工程运营期间，原油输往东营终端，处理合格的含油生产水全部回注到垦利 3—2、渤中 35—2、渤中 29—4 南区 3 个注水开发油田。

经审查，报告书基本符合国家环境保护有关法律法规的要求，在报告书提出的各项生态保护、污染防治及应急措施得到全面落实后，工程建设产生的不利环境影响可得到一定程度的减缓。因此，同意核准该工程的环境影响报告书，请按照报告书中所列的建设地点、性质、规模、环境保护对策措施及下述要求进行工程建设。

二、污染物的处理和排放应当符合国家有关规定和标准，严格控制污染物的排放总量和排放浓度。

（一）海上工程：含油钻屑和泥浆运回陆地交由有资质的单位处理；不含油钻屑和泥浆可排海。正常工况下，含油生产水经处理达标后全部回注地层；非正常工况下，含油生产水经处理达标后可排海，但年最大排海天数不得超过 15 天，KL3—2CEPA 平台排海量不得超过 4121m^3/d，排污混合区范围为以排放口为中心 700m 半径以内海域；BZ35—2CEPA 平台排海量不得超过 10578m^3/d，排污混合区范围为以排放口为中心 1700m 半径以内海域。船舶机舱含油污水运回陆地交由有资质的单位处理，甲板冲洗水、初期雨水等含油污水进入原油系统处理。生活污水经处

理达标后方可排海，生产垃圾和生活垃圾全部运回陆地处理。

（二）陆上工程：生活污水经化粪池初步处理后交环卫部门处理或排入市政管网；生产废水、冲洗废水及初期雨水等废水经收集处理满足排放要求后排入市政管网；生产垃圾集中收集处理，危险固废收集后交由有资质单位处理；生活垃圾收集后交由环卫部门处理。废气中二氧化硫、氮氧化物及废水中 COD、氨氮等污染物排放量不得超过有关主管部门的总量控制指标。

三、认真落实报告书中提出的各项污染防治措施、对策及建议，最大限度减轻对海洋环境的影响，并特别注意以下问题：

（一）严格执行钻井作业规程，配备安全有效的井控设备，设置烃类气体探测器，在关键部位安装温度和压力报警器，并设置相应的应急关断系统；钻井过程中备足压井材料，加强实时观测，以便及时、有效控制可能遇到的溢流和井涌事故。同时，加强施工管理，避免船舶碰撞及因此引发的溢油事故。

（二）加强生产管理，优化注采方案。严格按照设计的注入压力和注水量进行注水作业，实时监测井口的注入压力和注水量，加强注入地层的地层压力监测，严禁超压、超量注水，杜绝有注无采行为。

（三）严格落实风险防范对策措施，按照有关规定制定溢油应急计划报国家海洋局北海分局审查批准。发生事故时，应当立即启动应急计划，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。

（四）海上施工作业应避开主要经济鱼类的产卵盛期和洄游期，以减轻对渔业资源的影响，并采取增殖、放流等措施对邻近海域渔业资源进行养护与修复。

（五）陆上工程施工区四周应采用简易围屏、洒水、遮盖等措施，缩小扬尘扩散范围。施工机械等优先选用低噪声设备，对高噪声的设备采用隔声、消声和减震等措施降低噪声。

四、加强施工期的环境监控管理，落实报告书中的监测计划，并将工程进展情况和监测结果及时通报国家海洋局北海分局。严格执行“三同时”制度，环境保护设施未经检查批准不得投入试运行。

五、国家海洋局北海分局具体负责工程施工和运营期间环境保护的监督管理。请你公司在开工建设之日30个工作日前将经核准的环境影响报告书送国家海洋局北海分局。

国家海洋局

2013年5月9日

（此件依申请公开）

抄送：国家能源局，交通部海事局，农业部渔业局，全军环办，局海域司、中国海监总队、北海分局、海洋咨询中心。

— 4 —

附件 5：《国家海洋局关于垦利 10-4 油田开发工程环境保护设施检查批准的函》（国海环字[2015]648 号）

DEC-24-2015 11:12 From: To:064015057 Page:1

国 家 海 洋 局

国海环字〔2015〕648 号

国家海洋局关于垦利 10-4 油田开发工程环境保护设施检查批准的函

中海石油（中国）有限公司：

你公司《关于申请对垦利 10-4 油田开发工程环境保护设施进行检查的函》（中海油函〔2015〕36 号）收悉。经研究，函复如下：

一、根据《中华人民共和国海洋环境保护法》第四十八条的有关规定，我局对垦利 10-4 油田开发工程的环保设施配备等进行了现场检查。经检查，该工程环境保护设施已按照环境影响报告书的要求配备到位。

二、切实加强工程环境保护管理，认真落实各项环境保护措施，并特别注意以下问题：

（一）定期对溢油风险源进行隐患排查与评估，加强对管道设施巡检，防止因外力破坏或误操作等原因造成的油气泄漏。

（二）认真落实溢油应急计划，严格执行溢油应急反应程序，加强溢油应急设备管理与维护，确保发生溢油事故时能够及时、快速和有效处置。

（三）加强作业人员环保意识教育，树立风险防范意识，严格执行环境保护制度，将环境保护责任细化到人、落实到位。

三、请你公司按照上述要求认真组织落实并详细记录落实情况。国家海洋局北海分局将定期对工程的环境保护工作及我局有关环境保护要求落实情况组织检查，并将检查结果作为环境保护设施竣工验收的考核内容。

国家海洋局

2015年12月21日

（此件依申请公开）

抄送：海警指挥中心、北海分局、信息中心。

DEC-24-2015 11:14 From: To:06401505? Page:1

附件 6：《国家海洋局关于垦利 10-4 油田开发工程环境保护设施竣工验收的复函》（国海环字[2016]294 号）

国 家 海 洋 局

国海环字〔2016〕294 号

国家海洋局关于垦利 10-4 油田开发工程环境保护设施竣工验收的复函

中海石油（中国）有限公司：

你公司《关于申请对垦利 10-4 油田开发工程进行环境保护设施竣工验收的函》（中海油函〔2016〕4 号）收悉。经研究，函复如下：

一、根据《中华人民共和国海洋环境保护法》和《海洋油气开发工程环境保护设施竣工验收管理办法》的有关规定，我局对垦利 10-4 油田开发工程环境保护设施进行了现场检查，并召开了竣工验收会议。经研究，同意该工程环境保护设施通过竣工验收。

二、请你公司严格遵守国家环境保护的有关规定，加强环境保护管理，落实各项环境保护措施，并特别注意以下问题：

（一）定期对溢油风险源进行隐患排查与评估，从源头杜绝溢油事故的发生；加强管道设施检测，防止因腐蚀或误操作等原因造成的油气泄漏。

（二）落实环境影响报告书中的监测计划，加强环保设施管

部委[2016]第66号 001

健康安全环保部(印) 07-05

理和维护，确保含油生产水、生活污水达标处理。

（三）认真落实溢油应急计划，严格执行溢油应急反应程序，加强溢油应急设备管理与维护，确保发生溢油事故时能够及时、快速和有效处置。

三、国家海洋局北海分局负责工程运营期间环境保护的监督管理。请你公司对北海分局的监督检查工作予以配合。

国家海洋局

2016年6月30日

（此件依申请公开）

抄送：海警指挥中心、北海分局、信息中心。

附件 7：《国家海洋局关于垦利 10-1 油田开发工程 WHPB 平台和 CEP 平台环境保护设施“三同时”检查的批复》（国海环字[2015]87 号）

国 家 海 洋 局

国海环字〔2015〕87 号

国家海洋局关于垦利 10-1 油田开发工程 WHPB 平台和 CEP 平台环境保护设施“三同时”检查的批复

中海石油（中国）有限公司：

你公司《关于申请对垦利 10-1 油田开发工程 WHPB 平台和 CEP 平台环境保护设施进行“三同时”检查的函》（中海油函〔2015〕1 号）收悉。经研究，批复如下：

一、根据《中华人民共和国海洋环境保护法》和《海洋油气开发工程环境保护设施竣工验收管理办法》的有关规定，我局对垦利 10-1 油田开发工程 WHPB 平台和 CEP 平台的生产水处理系统、生活污水处理装置和开/闭式排放系统等环保设施的配备等进行了现场检查。经检查，该工程的环境保护设施已按照经批准的环境影响报告书的要求配备到位，准予投入试运行。

二、加强试运行期间的环境保护管理，认真落实各项环境保护措施，并特别注意以下问题：

（一）定期对溢油风险源进行隐患排查与评估，重点防范由于回注作业可能导致的地层压力异常而造成的地质性溢油风险，

从源头杜绝溢油事故的发生；加强对管道设施巡检，防止因外力破坏或误操作等原因造成的油气泄漏。

（二）认真落实溢油应急计划，严格执行溢油应急反应程序，加强溢油应急设备管理与维护，确保发生溢油事故时能够及时、快速和有效处置。

（三）加强作业人员环保意识教育，树立风险防范意识，严格执行环境保护制度，将环境保护责任细化到人、落实到位。

三、请你公司按照上述要求认真组织落实并详细记录落实情况。国家海洋局北海分局将定期对油田试运行期间的环境保护工作及我局有关环境保护要求落实情况组织检查，并将检查结果作为环境保护设施竣工验收的考核内容。

国家海洋局

2015年3月16日

（此件依申请公开）

抄送：海警指挥中心、北海分局、信息中心。

附件 8：《国家海洋局关于垦利 10-1 油田开发工程环境保护设施竣工验收的复函》（国海环字[2015]624 号）

国 家 海 洋 局

国海环字〔2015〕624 号

国家海洋局关于垦利 10-1 油田群开发工程环境保护设施竣工验收的复函

中海石油（中国）有限公司：

你公司《关于申请对垦利 10-1 油田群开发工程进行环境保护设施竣工验收的函》（中海油函〔2015〕32 号）收悉。经研究，函复如下：

一、根据《中华人民共和国海洋环境保护法》和《海洋油气开发工程环境保护设施竣工验收管理办法》的有关规定，我局对垦利 10-1 油田群开发工程的环保设施进行了现场检查，并召开了竣工验收会议。经研究，同意该工程环境保护设施通过竣工验收。

二、请你公司严格遵守国家环境保护的有关规定，加强环境保护管理，落实各项环境保护措施，并特别注意以下问题：

（一）定期对溢油风险源进行隐患排查与评估，从源头杜绝溢油事故的发生；加强管道设施检测，防止因腐蚀或误操作等原因造成的油气泄漏。

（二）落实环境影响报告书中的监测计划，加强环保设施管

部委[2015]第139号 001

健康安全环保部(印) 12-14

理和维护，确保生产水、生活污水达标处理。

（三）认真落实溢油应急计划，严格执行溢油应急反应程序，加强溢油应急设备管理与维护，确保发生溢油事故时能够及时、快速和有效处置。

三、国家海洋局北海分局负责工程运营期间环境保护的监督管理。请你公司对北海分局的监督检查工作予以配合。



2015年12月8日

（此件依申请公开）

抄送：海警指挥中心、北海分局、信息中心。

附件 9：《国家海洋局关于垦利 3-2 油田群开发工程环境保护设施“三同时”检查的批复》（国海环字[2014]198 号）

国 家 海 洋 局

国海环字〔2014〕198 号

国家海洋局关于垦利 3-2 油田群开发工程环境保护设施“三同时”检查的批复

中海石油（中国）有限公司：

你公司《关于申请对垦利 3-2 油田群开发工程环境保护设施进行“三同时”检查的函》（中海油函〔2014〕6 号）收悉。经研究，函复如下：

一、根据《中华人民共和国海洋环境保护法》和《海上油气开发工程环境保护设施竣工验收管理办法》的有关规定，我局对垦利 3-2 油田群开发工程的生产水处理系统、生活污水处理系统和开/闭排系统等环保设施的配备，以及东营终端的环保设施等进行了现场检查。经检查，该工程的环境保护设施已按照经批准的环境影响报告书的要求配备到位，准予投入试运行。

二、加强试运行期间的环境保护管理，认真落实各项环境保护措施，并特别注意以下问题：

（一）加强对海底管道特别是登陆段的定期巡检，防止海底管道因外力破坏或腐蚀等原因造成的油气泄漏；重点防范由于回注作业可能导致的地层压力异常而造成地质性溢油风险，从源头杜

绝溢油事故的发生；

（二）认真落实溢油应急计划，严格执行溢油应急反应程序，加强溢油应急设备管理与维护，确保发生溢油事故时能够及时、快速和有效处置；

（三）加强作业人员环保意识教育，树立风险防范意识，严格执行环境保护制度，将环境报告责任细化到人、落实到位。

三、请你公司按照上述要求认真组织落实并详细记录落实情况。我局北海分局将定期对油田试运行期间的环境保护工作及我局有关环境保护要求落实情况组织检查，并将检查结果作为环境保护设施竣工验收的考核内容。



2014年5月6日

（此件依申请公开）

抄送：海警指挥中心、北海分局。

附件 10：《国家海洋局关于垦利 3-2 油田群开发工程环境保护设施竣工验收的批复》（国海环字[2015]65 号）

国 家 海 洋 局

国海环字〔2015〕65 号

国家海洋局关于垦利 3-2 油田群开发工程环境保护设施竣工验收的批复

中海石油（中国）有限公司：

你公司《关于申请对垦利 3-2 油田群开发工程进行环境保护设施竣工验收的函》（中海油函〔2014〕18 号）收悉。经研究，批复如下：

一、根据《中华人民共和国海洋环境保护法》和《海洋油气开发工程环境保护设施竣工验收管理办法》的有关规定，我局对垦利 3-2 油田群开发工程的环保设施进行了现场检查，并召开了竣工验收会议。经研究，同意该工程海上工程和陆上工程投入试运行的环境保护设施通过竣工验收，准予正式投入生产运营。

二、请你公司严格遵守国家环境保护的有关规定，加强环境保护管理，落实各项环境保护措施，并特别注意以下问题：

（一）定期对溢油风险源进行隐患排查与评估，从源头杜绝溢油事故的发生；加强管道及登陆点巡检，防止因外力破坏或误操作等原因造成的油气泄漏。

（二）落实环境影响报告书中的监测计划，加强环保设施管

部委[2015]第19号 001

健康安全环保部(印) 03-03

理和维护，确保海上平台生产水处理合格后回注，生活污水处理达标后排海；陆地终端处理厂生活污水处理达标后排入市政管网。

（三）认真落实溢油应急计划，严格执行溢油应急反应程序，加强溢油应急设备管理与维护，确保发生溢油事故时能够及时、快速和有效处置。

三、陆上工程的生产水处理系统不纳入本次竣工验收范围，待其投入试运行后，请你公司单独提出竣工验收申请。

四、国家海洋局北海分局负责工程运营期间环境保护的监督管理。请你公司对北海分局的监督检查工作予以配合。

国家海洋局

2015 年 2 月 26 日

（此件依申请公开）

抄送：海警指挥中心、北海分局。

附件 11：《关于垦利 3-2 油田群开发工程东营原油终端生产水处理系统竣工验收合格的函》（环验[2018]9 号）

中华人民共和国生态环境部

环验〔2018〕9 号

关于垦利 3－2 油田群开发工程东营原油终端生产水处理系统竣工验收合格的函

中海石油（中国）有限公司：

你公司《关于申请对垦利 3－2 油田群开发工程东营原油终端生产水处理系统进行竣工验收的函》（中海油函〔2017〕9 号）收悉。原国家海洋局北海分局对该工程生产水处理系统进行了现场检查。经研究，提出验收意见如下：

一、原则同意该工程环境保护设施通过竣工验收。

二、请你公司严格遵守环境保护的有关规定，加强环境保护管理，落实各项环境保护措施，并特别注意以下问题：

（一）定期对溢油风险源进行隐患排查与评估，从源头杜绝溢油事故的发生。

— 1 —

（二）加强环保设施管理和维护，确保生产水处理系统运转正常。

（三）认真落实溢油应急计划，严格执行溢油应急响应程序，加强溢油应急设备管理与维护，确保发生溢油事故时能够及时、快速和有效处置。

中华人民共和国生态环境部

生态环境部

2018年11月27日

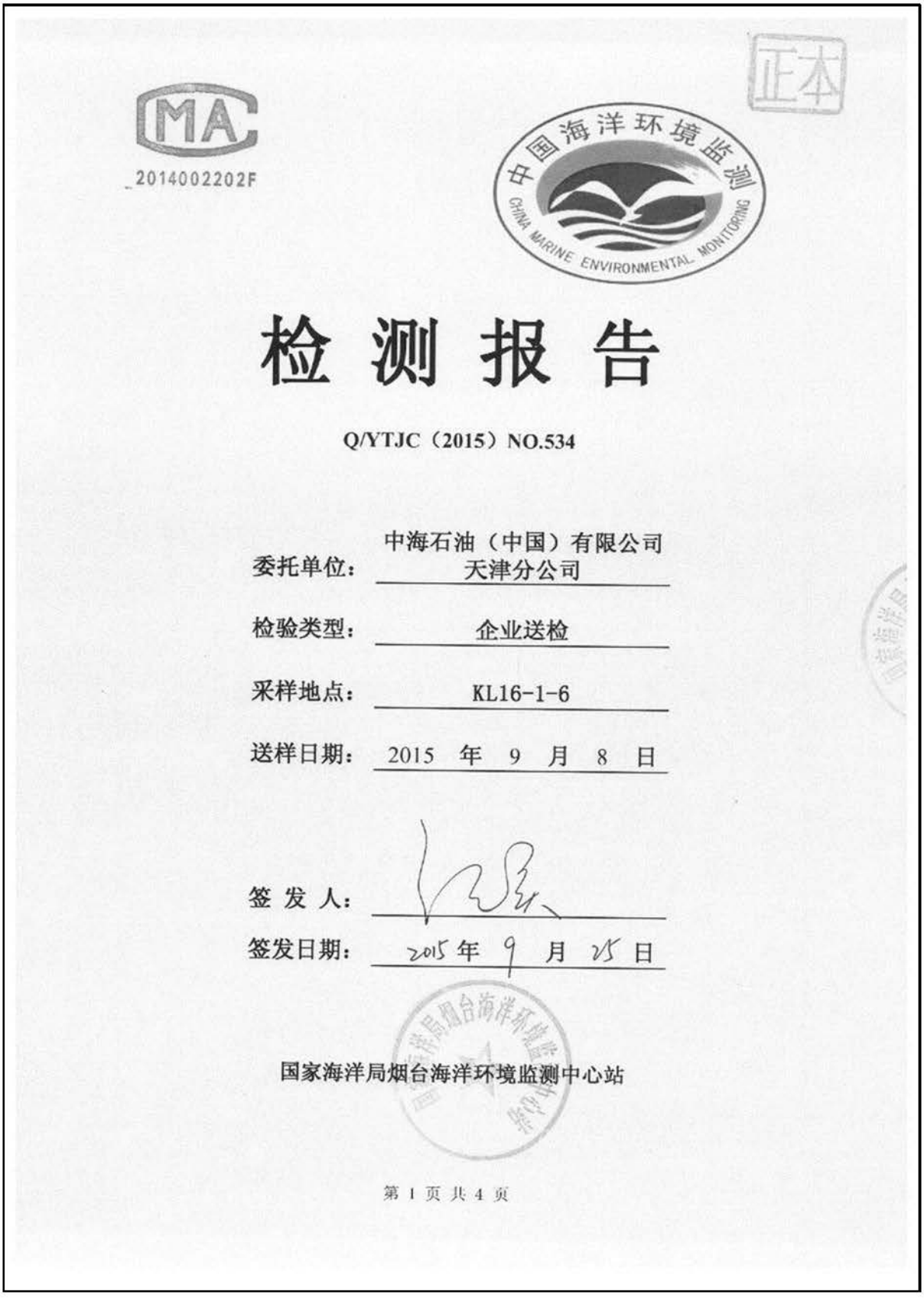
生态环境部办公厅　　2018年11月28日印发

— 2 —

附件 12：BIODRILLS 合成基钻井液生物毒性监测报告

附件 13：BIODRILLS 合成基钻井液毒理学及降解性资料

附件 14：垦利 16-1 油田钻屑、钻井液检验报告



CMA
2014002202F

正本

中国海洋环境监测 CHINA MARINE ENVIRONMENTAL MONITORING

检 测 报 告

Q/YTJC（2015）NO.534

委托单位：中海石油（中国）有限公司天津分公司

检验类型：企业送检

采样地点：KL16-1-6

送样日期：2015 年 9 月 8 日

签 发 人：

签发日期：2015 年 9 月 25 日

国家海洋局烟台海洋环境监测中心站

第 1 页 共 4 页

烟台海洋环境监测中心站
检验报告

样品类别	水基钻井液、钻屑
样品数量	钻井液1瓶、钻屑1袋
样品性状	钻井液：深棕色液体，无味；钻屑：固体颗粒
检测项目	油类、总汞、总镉、生物毒性
依据标准	油类：GB 4914-2008；总汞、总镉：GB 17378.5-2007；生物毒性：GB/T 18420.2-2009

检测结果

样品类别	样品编号	检测项目	检测结果	标准限值	判定结果
钻井液	14271	油类（%）	0.0607	≤1	符合限值要求
		总汞（mg/kg）	0.036	≤1	符合限值要求
		总镉（mg/kg）	0.17	≤3	符合限值要求
		生物毒性（mg/L）	≥30000	≥30000	符合限值要求
钻屑	14230	油类（%）	0.0578	≤1	符合限值要求
		总汞（mg/kg）	0.067	≤1	符合限值要求
		总镉（mg/kg）	0.13	≤3	符合限值要求
		生物毒性（mg/L）	≥30000	≥30000	符合限值要求
评价结论	经检验，样品中油类、总汞、总镉和生物毒性等指标的含量均符合GB4914-2008及GB18420.1-2009中一级海区等级水基钻井液所规定限值的要求，判定所送检泥浆、钻屑样品合格。				
备注					

编制人：王小清　　校对人：[illegible]　　审核人：[illegible]

第 4 页 共 4 页

附件 15：《龙口基地危险废弃物回收处置服务合同》

附件 16：危险废弃物经营许可证（蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司）

附件 17：危险废物转移联单（样例）

附件 18：天津合佳威立雅环境服务有限公司危废资质证明

附件 19：锦州永盛废油再生有限公司危废资质证明

附件 20：垦利区域开发项目海洋环境质量现状春季调查检测报告（部分）



青岛环海海洋工程勘察研究院

检 测 报 告

青环 JC-2018-003

检测样品：海水/生物/生物质量

检测单位：青岛环海海洋工程勘察研究院（公章）

批 准 人：姜宏川

批准人签字：

签 发 日 期：2018 年 08 月 08 日

第 1 页 共 2 页

声　　明

1. 报告未加盖检测单位公章和 CMA 章无效；
2. 报告无检测人、制表人、审核人、批准人签字无效；
3. 报告复制无效；
4. 报告涂改、增删无效；
5. 对检测报告有异议时，应于收到报告之日起三十日内向检测单位提出，逾期不予受理；
6. 委托送样检测，仅对检测数据和结果负责，不对样品来源负责。
7. 检测数据和结果仅对本次样品有效。
8. 本报告一式 2 份，正本 1 份，副本 1 份；报告共21页。

单　　位：青岛环海海洋工程勘察研究院

地　　址：青岛市云岭路 27 号

电　　话：0532-58750807

传　　真：0532-58750807

邮　　箱：hhyjy@bhfj.gov. cn

邮政编码：266061

联 系 人：姜宏川

青环 JC-2018-003

青岛环海海洋工程勘察研究院

检　测　报　告

项目名称	垦利区域开发项目海洋环境质量现状春季调查					工程编号	2018-Y014
委托单位名称	中海石油环保服务（天津）有限公司						
委托单位地址	北京市朝阳区北苑路 28 号院 1 号楼北科创业大厦 10 层						
委托单位电话	010-51262112-889						
样品类型	海水 √ 沉积物 □ 生物质量 √ 生物 √						
样品数量	海水	378 个	沉积物	/	生物质量	45 个	生物	108 个
送检日期	2018.05.05~05.07			检测日期		2018.05.05~2018.06.29	
样品状态描述	海　水：温度、COD、DO、pH、营养盐、盐度、油类进行现场分析；悬浮物现场抽滤，保存于 0.45μm 醋酸纤维膜中。重金属现场抽滤，保存于白色聚乙烯瓶中（每个样品约 250mL）。 生　物：叶绿素 a 样品现场抽滤，滤膜低温、干燥保存；其余生物样品用 5%甲醛海水溶液固定；样品齐全，保存良好，标识唯一、准确。 生物质量：低温保存于高密度聚乙烯袋中。						
依据标准	《海洋监测规范第4部分：海水分析》（GB17378.4-2007）、《海洋监测规范 第6部分：生物体分析》（GB17378.6-2007）、《海洋监测规范第7部分：近海污染生态调查和生物监测》（GB17378.7-2007），具体方法见本报告第4页。						

检测仪器、型号、仪器编号

序号	仪器名称	规格型号	出厂编号
1	分光光度计	722S	B-14-06-065
2	单光束紫外/可见分光光度计	UV1102 II	6712044
3	原子吸收光谱仪	PinAAcle900T	N 160 8
4	原子荧光分光光度计	A S-9130	9130-08021 1Z
5	多参数水质仪	6920-M	13E100784
6	电子天平(精度：0.0001g)	AG135	11K21032033
7	分光光度计	722S	B-14-06-069
8	荧光倒置显微镜	TE2000-U	590622
9	体视显微镜	SZ-2ILST	4K02682
10	体视显微镜	XTB-01	801205
11	电子天平（精度：0.0001g）	FA2004	54732

检测结果	海水检测结果见附表 1，生物质量检测结果见附表 2、生物生态见附表 3。			
检测的环境条件	温度	18℃~24℃	相对湿度	40%RH ~55%RH
备　注				

制表人：刘洋洋 殷丽娜　　审核人：

日　期：2018.08.04.　　日　期：2018.08.04.

附表 1-1

青岛环海海洋工程勘察研究院

检　测　报　告

(海水检测结果)

序号	站号	层次	温度 ℃	盐度	pH	COD	DO	悬浮物	石油类	磷酸盐	无机氮	挥发酚	铜	铅	锌	镉	铬	汞	砷	叶绿素 a mg/m³
						mg/L			μg/L											
1	P1	表层	12.1	30.5	8.15	1.23	7.06	58.2	29.1	4.62	356	3.12	1.31	2.51	27.8	0.644	3.64	0.0381	2.98	
2	P2	表层	11.0	30.6	7.99	0.998	7.23	36.2	28.2	7.78	371	-	1.46	2.50	25.5	0.880	3.51	0.0612	2.98	0.82
3	P3	表层	10.3	30.5	8.07	0.960	7.13	31.4	7.27	10.9	563	-	1.55	1.29	17.5	0.881	2.98	0.0538	2.67	
4	P4	表层	12.3	30.6	8.06	1.08	7.07	26.0	13.6	6.73	519	-	1.42	2.47	27.1	0.900	2.61	0.0380	2.67	
5	P5	表层	12.3	30.6	8.08	1.65	7.18	20.0	23.6	12.0	500	2.07	1.30	1.43	15.0	0.841	3.63	0.0385	3.01	1.19
6	P6	表层	9.40	30.6	8.04	0.768	7.29	35.4	41.8	8.83	290	2.19	1.64	2.88	14.6	0.529	3.61	0.0631	3.01	0.88
7	P7	表层	9.31	30.5	7.98	0.845	6.94	33.4	27.3	13.0	342	1.95	1.31	2.00	23.5	0.614	3.48	0.0292	2.32	
8	P8	表层	10.5	30.6	8.11	0.845	6.74	29.8	19.1	8.83	460	1.95	1.37	1.08	16.3	0.691	3.15	0.0532	2.09	0.92
9	P9	表层	11.5	30.5	7.98	1.23	6.98	28.6	37.3	10.9	680	-	1.37	1.72	17.9	0.819	2.72	0.0320	2.08	0.68
10	P10	表层	9.26	30.5	8.10	0.998	7.43	31.8	30.9	9.88	302	1.95	1.66	2.16	19.8	0.833	2.77	0.0395	2.76	0.65
11	P11	表层	9.10	30.5	8.02	1.15	7.05	27.0	28.2	9.88	463	-	1.64	1.72	24.8	0.660	2.50	0.0381	3.32	
12	P12	表层	11.9	30.5	8.09	1.27	7.33	34.2	22.7	7.78	338	1.72	1.56	2.52	18.0	0.919	2.81	0.0375	2.50	0.88
13	P13	表层	10.6	30.6	8.00	0.883	7.27	28.6	13.6	10.9	353	1.95	1.34	2.70	15.9	0.501	2.63	0.0401	3.23	0.92
14	P14	表层	11.6	30.5	8.01	0.845	6.98	29.0	10.9	10.9	297	2.42	1.31	1.58	15.0	0.843	3.73	0.0347	2.33	1.39
15	P15	表层	8.52	30.6	8.18	0.845	8.27	21.4	28.2	5.67	330	1.72	1.22	1.61	20.9	0.775	3.39	0.0317	2.19	1.77
16	P16	表层	7.66	30.5	8.16	0.960	7.38	35.0	24.5	5.67	551	-	1.51	2.83	15.9	0.601	2.94	0.0319	2.53	0.88
17	P17	表层	10.1	30.6	8.12	0.998	6.98	31.2	41.8	14.1	333	1.72	1.59	1.60	11.0	0.825	3.54	0.0334	2.67	0.92
18	P18	表层	8.53	30.6	8.07	0.806	7.27	40.2	40.9	9.88	568	-	1.39	2.47	29.1	0.760	4.03	0.0425	2.78	1.33
19	P19	表层	8.06	30.5	8.01	0.691	7.18	30.6	14.5	7.78	341	1.84	1.20	1.53	10.5	0.663	3.86	0.0400	2.31	
20	P20	表层	10.5	30.5	8.03	0.806	7.10	29.4	7.27	13.0	368	1.84	1.20	1.26	11.6	0.704	3.76	0.0368	2.28	
21	P21	表层	11.5	30.5	8.16	0.883	6.84	36.2	42.7	6.73	559	1.84	1.39	2.22	11.0	0.666	2.69	0.0425	2.79	2.48
22	P22	表层	10.0	30.5	8.03	0.998	6.79	33.6	17.3	6.73	328	1.72	1.29	2.94	26.5	0.717	3.73	0.0401	2.19	2.04
检测人			刘洋										刘超 丁杰							张萍

校对人 王国荣

附件 21：垦利区域开发项目海洋环境质量现状春季调查检测报告





青岛环海海洋工程勘察研究院

检 测 报 告

青环 JC-2017-015

检测样品：海水/沉积物/生物质量/生物

检测单位：青岛环海海洋工程勘察研究院（公章）

批 准 人：姜宏川

批准人签字：

签 发 日 期：2017 年 12 月 24 日

第 1 页 共 25 页

青环 JC-2017-015

青岛环海海洋工程勘察研究院

检　测　报　告

项目名称	垦利区域开发项目海洋环境质量现状秋季调查					工程编号	2017-Y039
委托单位名称	中海石油环保服务（天津）有限公司						
委托单位地址	北京市朝阳区北苑路 28 号院 1 号楼北科创业大厦 10 层						
委托单位电话	010-51262112-889						
样品类型	海水 √ 沉积物 √ 生物质量 √ 生物 √						
样品数量	海水	366 个	沉积物	21 个	生物质量	21 个	生物	106 个
送检日期	2017.11.05~11.08			检测日期		2017.11.05~2017.12.07	
样品状态描述	**海　　水：**温度、COD、DO、pH、营养盐、盐度、油类、挥发性酚进行现场分析；悬浮物现场抽滤，保存于 0.45μm 醋酸纤维膜中。重金属现场抽滤，保存于白色聚乙烯瓶中（每个样品约 250mL）。 **沉 积 物：**褐色固体，砂质较多，保存于棕色玻璃瓶中（每个样品约 500g）。 **生物质量：**低温保存于高密度聚乙烯袋中。 **生　　物：**叶绿素 a 样品现场抽滤，滤膜低温、干燥保存；其余生物样品用 5%甲醛海水溶液固定；样品齐全，保存良好，标识唯一、准确。						
依据标准	《海洋监测规范 第4部分：海水分析》（GB17378.4-2007）、《海洋监测规范 第5部分：沉积物分析》（GB17378.5-2007）、《海洋监测规范 第6部分：生物体分析》（GB17378.6-2007）、《海洋监测规范 第7部分：近海污染生态调查和生物监测》（GB17378.7-2007），具体方法见本报告第4页。						
检测仪器、型号、仪器编号	序号	仪器名称	规格型号	出厂编号			
	1	分光光度计	722S	B-14-06-065			
	2	单光束紫外/可见分光光度计	UV1102 II	6712044			
	3	原子吸收光谱仪	PinAAcle900T	N16008			
	4	原子荧光分光光度计	AS-9130	9130-0802141Z3			
	5	多参数水质仪	6920-M	13E100784			
	6	电子天平(精度：0.0001g)	AG135	1121032033			
	7	分光光度计	722S	B-14-06-069			
	8	荧光倒置显微镜	TE2000-U	590622			
	9	体视显微镜	SZ-2ILST	4K02682			
	10	体视显微镜	XTB-01	801205			
	11	电子天平（精度：0.0001g）	FA2004	54732			
检测结果	海水检测结果见附表 1，沉积物检测结果见附表 2，生物质量检测结果见附表 3、生物检测结果见附表 4-1 至附表 4-6。						
检测的环境条件	温度	22℃~26℃	相对湿度	40%RH ~55%RH			
备　注							

制表人：刘作孟 殷丽娜　　审核人：王波

日　期：2017.12.29　　日　期：2017.12.29

图号 HY(2017)-025
件号 16 页数 5
正本

CMA
2015002332F

中国海洋大学

海洋监测与检测中心

检(监)测报告

海大(检)No. JCSZ2018-002

委托单位：青岛环海海洋工程勘察研究院

项目名称：垦利区域开发项目海洋环境质量现状秋季调查

检测样品：生物体石油烃

检测部门：海洋化学分析与检测实验室

批　　准：宋波　职务：

签发日期：2018 年 3 月 27 日

检测单位：中国海洋大学海洋监测与检测中心(检验检测专用章)

共 5 页 第 1 页

中国海洋大学海洋监测与检测中心

检（监）测 报 告

No. JCSZ2018-002　　共 5 页　第 3 页

样品名称	生物体样品	样品数量	21 个
委托单位	名称：青岛环海海洋工程勘察研究院 地址：青岛市崂山区云岭路 27 号 电话：0532-58750887	采样（送样）的方式	送检
送检日期	2017 年 11 月 28 日	检测日期	2017 年 11 月 28 日～12 月 25 日
检测样品性质、状态、数量及标识描述	1、样品状态：新鲜生物样品，样品完好、无损，封口袋分装。 2、样品数量：半滑舌鳎样品 7 个；口虾蛄样品 6 个；虾虎鱼样品 8 个。 3、原样品编号： 1) 半滑舌鳎样品编号：2017-Y039-D001；2017-Y039-D004；2017-Y039-D006；2017-Y039-D010；2017-Y039-D011；2017-Y039-D014；2017-Y039-D019。 2) 口虾蛄样品编号：2017-Y039-D002；2017-Y039-D005；2017-Y039-D007；2017-Y039-D008；2017-Y039-D012；2017-Y039-D016。 3) 虾虎鱼样品编号：2017-Y039-D003；2017-Y039-D009；2017-Y039-D013；2017-Y039-D015；2017-Y039-D017；2017-Y039-D018；2017-Y039-D020；2017-Y039-D021。 4、实验室编号： SZ（BHST）171128-001～SZ（BHST）171128-007； SZ（KXG）171128-001～SZ（KXG）171128-006； SZ（XHY）171128-001～SZ（XHY）171128-008。		
依据标准与方法	《海洋监测规范 第6部分：生物体分析》 GB 17378.6-2007 石油烃：荧光分光光度法。		
检测仪器及型号	荧光光度计（XGY-1011）		
检测项目	生物体石油烃		
检测结果	见附页第 4~5 页。		
检测的环境条件	温度　20.5℃	相对湿度	55%

编写人：　审核人：　授权签字人：

职务：副教授　职务：高工　职务：教授/室主任

日期：2018.3.26　日期：2018.3.26　日期 2018.3.26

附件 22：《垦利 16-1 油田开发项目对辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区影响专题论证报告专家审查意见》

垦利 16-1 油田开发项目对辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区影响专题论证报告专家审查意见

2019 年 9 月 28 日，农业农村部渔业渔政管理局在北京组织审查了《垦利 16-1 油田开发项目对辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区影响专题论证报告》（以下简称“专题报告”）。山东省农业农村厅、东营市海洋发展和渔业局、中海石油环保服务（天津）有限公司等单位的代表及特邀专家（名单附后）参加了审查。专家组听取了项目建设单位中海石油（中国）有限公司天津分公司的项目情况介绍和专题报告编制单位中国水产科学研究院黄海水产研究所的汇报，经质询和讨论，形成审查意见如下：

一、垦利 16-1 油田位于渤海中部海域，东经 119°25′~119°40′，北纬 37°37′~38°42′，东北距垦利 10-4 油田 8km，东南距龙口约 70km。项目将新建 1 座四腿四桩井口平台，1 条 7.7km（10"/16"）KL16-1 WHPA 平台至 KL10-4 WHPA 平台混输海底管道，1 条 7.7km（8"）KL10-4 WHPA 平台至 KL16-1 WHPA 平台的注水海底管道，1 条 7.7km KL10-4 WHPA 至 KL16-1 WHPA 平台的复合海底电缆；同时对 KL10-4 WHPA 平台和 KL10-1 WHPB 平台进行适应性改造。工程总投资约 22.38 亿元，总工期约 25 个月。

二、辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区包括辽东湾、渤海湾和莱州湾三部分，该保护区是中国对虾、小黄鱼、三疣梭子蟹、海蜇等多种经济种类的重要繁育场所和洄游通道。其中莱州湾保护区由 4 个拐点顺次连线与西面的海岸线（即大潮平均高潮痕迹线）所围的海域，拐点坐标为（118°58′30″E，38°00′00″N；119°20′00″E，38°00′00″N；119°20′00″E，37°40′00″N；120°18′03″E，37°40′00″N）。

1

荆州湾保护区总面积为 7124 km^2，其中核心区面积为 1710 km^2，实验区面积为 5414 km^2。特别保护期为每年的 4 月 25 日至 6 月 15 日。实验区主要保护对象有中国对虾、小黄鱼、三疣梭子蟹、真鲷、花鲈，另外还有蓝点马鲛、口虾蛄、半滑舌鳎、文蛤、青蛤、中国毛虾等渔业生物。工程位于莱州湾保护区实验区范围内。

三、专题报告介绍了工程概况、保护区概况以及工程所在海域渔业资源现状，分析了工程施工期及营运期对保护区的影响，提出了工程施工避让特别保护期、风险防范、跟踪监测、增殖放流等保护及管理措施。

四、专题报告编制规范、依据充分，敏感目标及影响因子识别正确，渔业资源现状介绍较清楚，损失评估方法及参数确定基本合理，对工程可能导致的对保护区的影响分析及结论总体可信；所提措施可行，可以在一定程度上减缓工程对保护区的不利影响。

五、意见与建议：

（一）补充工程相关批复文件，完善老平台改造内容、工程与保护区位置叠加图和工程进度表；

（二）核实混输管线、注水管线、海底电缆挖沟排放悬浮泥沙源强及扩散范围预测结果和悬浮物影响周期，完善渔业资源损失计算；

（三）针对保护区强化工程施工和运营风险防范措施。

专家组同意通过专题报告，建议补充完善后，按照程序报国家渔业行政主管部门。

专家组组长：

2019 年 9 月 28 日

2