



编号：COES-028-HP-2019

渤中 25-1 油田群 33 口调整井工程
环境影响报告表

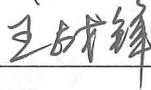
建设单位：中海石油（中国）有限公司天津分公司

环评单位：中海石油环保服务（天津）有限公司

编制时间：2020 年 6 月

打印编号：1587105099000

编制单位和编制人员情况表

项目编号	kb0g23		
建设项目名称	渤中25-1油田群33口调整井工程		
建设项目类别	48_156海底隧道、管道、电(光)缆工程 海洋油气开发工程		
环境影响评价文件类型	报告表		
一、建设单位情况			
单位名称 (盖章)	中海石油 (中国) 有限公司天津分公司		
统一社会信用代码	91120116718249438Q		
法定代表人 (签章)	胡广杰		
主要负责人 (签字)	曹新建 		
直接负责的主管人员 (签字)	王战锋 		
二、编制单位情况			
单位名称 (盖章)	中海石油环保服务 (天津) 有限公司		
统一社会信用代码	91120116744009403F		
三、编制人员情况			
1. 编制主持人			
姓名	职业资格证书管理号	信用编号	签字
齐莎莎	201805035120000005	BH008674	
2. 主要编制人员			
姓名	主要编写内容	信用编号	签字
齐莎莎	海洋油气开发工程基本情况、工程概况与分析、污染与非污染要素分析、环境现状分析、环境敏感区 (点) 和环境保护目标分析、环境影响预测分析与评价、环境保护对策措施、环境影响评价结论、附件	BH008674	

目录

1 海洋油气田开发工程基本情况	1
1.1 主要编制依据.....	2
1.2 执行标准.....	6
1.3 海洋油气田开发工程基本情况表.....	11
2 工程概况与分析.....	12
2.1 工程概况.....	12
2.2 工程分析.....	56
3 污染与非污染要素分析.....	79
3.1 施工期污染与非污染损害要素分析.....	79
3.2 运行期污染与非污染损害要素分析.....	79
3.3 环境影响因子的筛选与判别.....	79
4 环境现状分析.....	81
4.1 自然环境概况.....	81
4.2 环境质量现状调查与评价.....	84
4.3 海洋环境质量回顾.....	110
5 环境敏感区（点）和环境保护目标分析.....	119
5.1 海洋功能区划符合性.....	119
5.2 项目周边主要环境敏感目标.....	124
5.3 主要敏感目标简介.....	130
6 环境影响预测分析与评价.....	132
6.1 水文动力和地形地貌影响分析与评价.....	132
6.2 水质影响分析与评价.....	132
6.3 沉积物影响分析与评价.....	136
6.4 海洋生态影响分析与评价.....	137
6.5 运营期海洋环境影响分析与评价.....	146
6.6 对环境敏感目标的影响分析与评价.....	147
6.7 环境事故风险分析与评价.....	147

7 环境保护对策措施	187
7.1 施工期污染防治措施.....	187
7.2 运营期污染防治措施.....	187
7.3 环保竣工验收.....	189
7.4 生态保护对策措施.....	189
7.5 清洁生产与总量控制.....	190
7.6 事故防范措施和应急方法与对策分析.....	193
7.7 海洋生态建设方案.....	212
7.8 环境保护投资费用估算.....	215
8 环境影响评价结论	216
8.1 环境影响评价结论.....	216
8.2 建议.....	219
9 预审和审查意见	221
10 审批意见	222
11 附件	223

1 海洋油气田开发工程基本情况

本次渤中 25-1 油田群调整井工程涉及渤中 25-1 油田、渤中 25-1 南油田（渤中 25-1 油田是位于渤中 25-1 南油田以北的下第三系油田，二者以渤中 25-1 南主断裂为界。渤中 25-1 油田包括 WHPA 平台和 WHPB、WHPC 平台部分井；渤中 25-1 南油田包括 WHPD、WHPE、WHPF 平台以及 WHPB、WHPC 平台部分井）和渤中 19-4 油田。渤中 19-4WHPB 平台生产物流在平台部分脱水后，与渤中 25-1 油田、渤中 25-1 南油田和渤中 19-4 油田其余现有工程设施的生产物流输送至渤中 25-1 油田群的“海洋石油 113 号” FPSO 上处理。

为完善井网，改善油田开发效果，提高油田产量和采油速度，挖掘剩余油的潜力，实现剩余油的高效开采，本工程在渤中 25-1 油田群共布设 33 口调整井，其中在 BZ25-1WHPB 平台布设 6 口先期排液注水井（剩余井槽），5 口生产井（剩余井槽）；在 BZ25-1WHPC 平台布设 1 口转注井；在 BZ25-1WHPD 平台布设 5 口转注井，1 口生产井（侧钻），1 口注水井（上返补孔）；在 BZ25-1WHPE 平台布设 1 口转注井，1 口生产井（侧钻），1 口注水井（上返补孔）；在 BZ25-1WHPF 平台布设 4 口转注井，2 口先期排液注水井（剩余井槽），2 口生产井（剩余井槽）；在 BZ19-4WHPA 平台布设 1 口转注井；在 BZ19-4WHPB 平台布设 2 口生产井（侧钻）。

为了减少输往“海洋石油 113 号” FPSO 混输海管的输量，最大限度发挥 BZ25-1WHPE 和 WHPF 平台油藏潜力需求，同时满足 BZ25-1WHPF 平台注水需求，对 BZ25-1WHPF 平台工艺流程扩容增加生产水处理系统，处理合格后在 BZ25-1WHPF 平台回注。BZ25-1WHPF 平台西北侧增加四腿生产辅助平台（BZ25-1PAP），采用 16m 栈桥连接，并在 PAP 平台配备生产分离器、生产水处理系统、注水系统、开排系统、闭排系统、20t 吊机等。

根据《中华人民共和国环境影响评价法》、《中华人民共和国海洋环境保护法》、《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例》以及《海洋油气勘探开发工程环境影响评价技术规范》，中海石油（中国）有限公司天津分公司委托中海石油环保服务（天津）有限公司进行渤中 25-1 油田群 33 口调整井工程的环境影响评价。

根据《海洋油气勘探开发工程环境影响评价技术规范》（2014 年）：各单项评价等级低于 3 级的海洋油气开发工程，可编制海洋油气开发工程环境影响报告表。主要包括但不限于下列情形：

c) 已进行生产的海洋油气开发工程, 由于稳产、地层预测发生变化等原因, 需要进行调整;

d) 在原油气井网的基础上, 利用已有的生产设施新钻生产井或回注井, 或者采用加挂井槽、栈桥连接等方式新钻生产井或回注且新增含油生产废水日排放量未超过 5000m³ 的; 可编制海洋油气开发工程环境影响报告表。

本次在渤中 25-1 油田群共布设 33 口调整井, 同时在 BZ25-1WHPF 平台西北侧增加四腿生产辅助平台 (BZ25-1PAP), 采用 16m 栈桥连接, 并在 PAP 平台配备生产分离器、生产水处理系统等, BZ25-1WHPF 平台含油生产水经 PAP 平台生产水处理系统处理合格后于 WHPF 平台回注。本工程各单项评价等级低于 3 级, 含油生产水经处理合格后回注地层, 不外排, 可编制环境影响报告表。

1.1 主要编制依据

1.1.1 法律法规

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》(2015.1.1)
- (2) 《中华人民共和国海洋环境保护法》(2017.11.4 修订)
- (3) 《中华人民共和国环境影响评价法》(2018.12.29 修订)
- (4) 《中华人民共和国渔业法》(2013 年 12 月 28 日修改)
- (5) 《中华人民共和国海上交通安全法》(2016.11 修订)
- (6) 《中华人民共和国清洁生产促进法》(2012 年 2 月 29 日修改)
- (7) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》(2020 年 4 月 29 日修订)

1.1.2 管理条例、规定及实施方法

- (1) 《建设项目环境保护管理条例》(2017.10.1)
- (2) 《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例》(国务院, 1983.12.29)
- (3) 《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)
- (4) 《国家海洋局海洋石油勘探开发溢油应急预案》(原国家海洋局, 2015 年 4 月)
- (5) 《防治海洋工程建设项目污染损害海洋环境管理条例》(国务院, 2018 年 3 月修订)
- (6) 《防治船舶污染海洋环境管理条例》(2018.3.19 修订)

- (7) 《国家海洋局海洋生态文明建设实施方案》（2015-2020 年）
- (8) 《交通运输部关于印发船舶大气污染物排放控制区实施方案的通知》（交海发〔2018〕168 号）
- (9) 《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》（2007.5）
- (10) 《关于进一步加强水生生物资源保护严格环境影响评价管理的通知》（环发〔2013〕86 号）
- (11) 《中华人民共和国海洋倾废管理条例》（2017 年 3 月 1 日修正）
- (12) 《中华人民共和国船舶及其有关作业活动污染海洋环境污染防治管理规定》（2017 年修正）
- (13) 《国家海洋局关于进一步加强渤海生态环境保护工作的意见》（国海发〔2017〕7 号）
- (14) 《水生生物增殖放流管理规定》（中华人民共和国农业部令第 20 号，2009 年 5 月 1 日施行）
- (15) 《农业部关于做好“十三五”水生生物增殖放流工作的指导意见》（农渔发〔2016〕11 号）
- (16) 《国家海洋局关于修改〈关于颁发〈海洋石油勘探开发化学消油剂使用规定〉的通知〉等 3 份规范性文件的决定的公告》（国家海洋局，2015.11.23）
- (17) 《产业结构调整指导目录》(2019 年本)（中华人民共和国国家发展和改革委员会令 第 29 号，2020 年 1 月 1 日起实施）

1.1.3 规划、功能区划及保护规划

- (1) 《全国海洋功能区划（2011 年-2020 年）》
- (2) 《全国海洋主体功能区规划》（国发〔2015〕42 号）
- (3) 《全国海洋生态环境保护规划（2017 年-2020 年）》
- (4) 《山东省海洋功能区划（2011-2020 年）》
- (5) 《山东省渤海海洋生态红线区划定方案（2013-2020 年）》
- (6) 《山东省海洋主体功能区规划》（鲁政发〔2017〕22 号）
- (7) 《山东省海洋环境保护规划》（2008-2020）
- (8) 《渤海环境保护总体规划（2008~2020 年）》；
- (9) 《渤海综合治理攻坚战行动计划》（生态环境部、发展改革委、自然资源部，2018 年 11 月 30 日）

1.1.4 技术导则、规范

- (1) 《海洋工程环境影响评价技术导则》（GB/T 19485-2014）
- (2) 《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）
- (3) 《海洋油气勘探开发工程环境影响评价技术规范》（2014）
- (4) 《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T 9110-2007）
- (5) 《船舶溢油应急能力评估导则》（JT/T 877-2013）
- (6) 《水上溢油环境风险评估技术导则》（JT/T 1143-2017）
- (7) 《海上油（气）田开发工程环境保护设计规范》（SY/T10047-2003）
- (8) 《海洋监测规范》（GB 17378.1~7-2007）
- (9) 《海洋调查规范》（GB/T 12763.1~11-2007）

1.1.5 质量标准和污染物排放标准

- (1) 《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB 4914-2008，2009-5-1 实施）
- (2) 《海洋石油勘探开发污染物生物毒性》（GB 18420.1-2009）
- (3) 《船舶水污染物排放控制标准》（GB 3552-2018）
- (4) 《海水水质标准》（GB 3097-1997）
- (5) 《海洋沉积物质量》（GB 18668-2002）
- (6) 《海洋生物质量》（GB18421-2001）
- (7) 《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》
- (8) 《第二次全国海洋污染基线调查技术规程》（第二分册）
- (9) 《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）

1.1.6 工程资料及有关批复文件

- (1) 委托书（见附件 1）；
- (2) 《渤中 25-1 油田开发工程环境影响报告书》；
- (3) 《关于渤中 25-1 油田开发工程环境影响报告书审批意见的复函》（国海环字[2003]56 号）（见附件 2）；
- (4) 《渤中 19-4 油田开发工程环境影响报告书》；
- (5) 《国家海洋局关于渤中 19-4 油田开发工程环境影响报告书核准意见的复函》（国海环字[2009]699 号）（见附件 3）；
- (6) 《渤中 25-1 油田 A/C 平台调整井项目海洋环境影响报告表》；
- (7) 《国家海洋局关于渤中 25-1 油田 A/C 平台调整井项目海洋环境影响报告表核

准意见的复函》（国海环字[2010]673号）（见附件4）；

（8）《渤中 25-1 油田复产（调整）项目环境影响报告书》；

（9）《国家海洋局关于渤中 25-1 油田复产（调整）项目环境影响报告书核准意见的复函》（国海环字[2012]720号）（见附件5）；

（10）《渤中 25-1 南油田 C、D、F 平台调整井项目海洋环境影响报告表》；

（11）《国家海洋局关于渤中 25-1 南油田 C、D、F 平台调整井项目海洋环境影响报告表核准意见的批复》（国海环字[2012]837号）（附件6）；

（12）《渤中 25-1 油田 WHPB/WHPD/WHPE 平台调整井项目环境影响报告表》；

（13）《国家海洋局关于渤中 25-1 油田 WHPB/WHPD/WHPE 平台调整井项目环境影响报告表核准意见的批复》（国海环字[2013]388号）（附件7）；

（14）《渤中 19-4 油田综合调整项目环境影响报告书》；

（15）《国家海洋局关于渤中 19-4 油田综合调整项目环境影响报告书核准意见的批复》（国海环字[2014]110号）（见附件8）；

（16）《渤中 25-1 南油田 WHPE/F 平台外挂井槽工程环境影响报告表》；

（17）《国家海洋局关于渤中 25-1 南油田 WHPE/F 平台外挂井槽工程环境影响报告表核准意见的批复》（国海环字[2014]581号）（见附件12）；

（18）《渤中 25-1 油田群井口平台调整井工程（BZ25-1D14S1 等 17 口调整井）环境影响报告表》；

（19）《国家海洋局关于渤中 25-1 油田群井口平台调整井工程（BZ25-1D14S1 等 17 口调整井）环境影响报告表的批复》（国海环字[2017]510号）（见附件13）；

（20）《关于渤中 25-1 油田环保设施竣工验收的复函》（国海环字[2009]429号）（见附件9）；

（21）《关于渤中 25-1 油田复产（调整）项目环境保护设施竣工验收的批复》（国海环字[2014]342号）（见附件10）；

（22）《关于渤中 19-4 油田开发工程环境保护设施竣工验收的批复》（国海环字[2012]892号）（见附件11）；

（23）《国家海洋局北海分局关于渤中 25-1 油田生活污水处理装置改造情况审查结果的通知》（海北环发[2018]39号）（见附件14）。

1.2 执行标准

1.2.1 环境质量标准

本工程执行如下标准，详见表 1.2-1。

表 1.2-1 环境质量标准

类别	采用标准		等级
海水水质	《海水水质标准》（GB3097-1997）		依据各类海洋功能区划，见表 1.2-2 和表 1.2-3。
海洋沉积物	《海洋沉积物质量》（GB18668-2002）		第一类
海洋生物质量	贝类（双壳）	《海洋生物质量》（GB18421-2001）	第一类
	软体动物（非双壳）、鱼类、甲壳类（重金属）	《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》	
	软体动物（非双壳）、鱼类、甲壳类（石油烃）	《第二次全国海洋污染基线调查技术规程》（第二分册）	

根据《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），并从严要求，确定各调查水质站位评价执行标准情况见表 1.2-2 和表 1.2-3。

表 1.2-3 现状调查海洋环境质量标准

站位		执行标准
P1、P3、P4、P5、P7、P8、P10、P11、P12、P14、P15、P16、P18、P19、P20、P21、P22	17个	第一类
P2、P6、P17	3个	第二类
P9	1个	第三类
P13	1个	第四类

表 1.2-2 2018 年 5 月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	
P3、P4、P7、 P8、P10、P11、 P12、P14、 P15、P16、 P18、P19、 P20、P21、P22	划定范 围之外	-	划定范 围之外	-	划定范 围之外	-	划定范 围之外	-	按照第一类执行， 针对超标因子，评 价至符合某类标 准为止
P2、P6	划定范 围之外	-	划定范 围之外	-	滨州- 东营北 农渔业 区	二类水质 标准	划定范 围之外	-	第二类
P1、P5	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。水产种质资源保护区、捕捞区海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准。其它海域海水水质不劣于二类标准，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。	滨州- 东营北 农渔业 区	二类水质 标准	划定范 围之外	-	第一类

P9	东营港口航运区	港口区海域海水水质不劣于四类标准，海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于三类标准。航道及锚地海域海水水质不劣于三类标准，海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于二类标准。	东营港口航运区	港口区海域海水水质不劣于四类标准，海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于三类标准；航道及锚地海域海水水质不劣于三类标准，海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于二类标准。	东营港口航运区	四类水质（港口四类水质、航道与锚地三类水质）	划定范围之外	-	第三类
P13	东营港特殊利用区	海水水质不劣于四类水质标准，海洋沉积物质量和海洋生物质量不劣于三类标准。	东营港特殊利用区	海水水质不劣于四类水质标准，海洋沉积物质量和海洋生物质量不劣于三类标准。	东营倾倒区	四类水质标准	划定范围之外	-	第四类
P17	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。	河口-利津盐业养殖区	二类水质标准	划定范围之外	-	第二类

1.2.2 污染物控制及排放标准

渤中 25-1 油田群 33 口调整井工程评价所采用的污染物排放标准，详见表 1.2-4。

表 1.2-4 污染物排放标准

污染物	采用标准	等级	排放要求/排放浓度限值	适用对象
生产及生活垃圾	《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)	一级	禁止排放或弃置入海	钻井/生产作业生产垃圾和生活垃圾
生活污水	《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)	一级	COD≤300mg/L	钻井平台(钻井船)、平台和FPSO 生活污水排放
含油生产水	《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)	一级	石油类≤20mg/L(月平均值) 石油类≤30mg/L(一次容许值)	含油生产水经处理达标后回注地层
	《海洋石油勘探开发污染物生物毒性》(GB18420-2009)	一级	生物毒性容许值≥100000mg/L	
	《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)	/	石油类≤30mg/L (注入层平均空气渗透率大于0.6 μm ²)	处理达标的含油生产水回注
钻井液、钻屑	《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)	一级	禁止排放钻井油层钻屑和钻井油层钻井液 Hg(重晶石中最大值)≤1mg/kg Cd(重晶石中最大值)≤3mg/kg	钻井作业过程中排放的非钻井油层水基钻井液和非钻井油层水基钻井液钻屑
	《海洋石油勘探开发污染物生物毒性》(GB18420-2009)	一级	生物毒性容许值≥30000mg/L	
船舶机舱含油污水	《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》(交海发[2007]165号)	/	运回陆地处理	
船舶生活污水	《船舶水污染物排放控制标准》(GB3552-2018)	/	距最近陆地3海里以内(含)的海域,利用船载生活污水处理装置处理,达到以下规定要求后在航行中排放。(1)2012年1月1日以前安装(含更换)生活污水处理装置的船舶执行: BOD ₅ ≤50mg/L、SS≤150mg/L、耐热大肠菌群≤2500个/L;(2)2012年1月1日及以后安装(含更换)的生活污水处理装置的船舶执行: BOD ₅ ≤25mg/L、SS≤35mg/L、耐热大肠菌群≤1000个/L、COD _{Cr} ≤125mg/L、pH6~8.5、总氯(总余氯)<0.5mg/L。 3海里<与最近陆地距离≤12海里的海域,同时满足如下条件: (1)使用设备打碎固形物和消	船舶污染物排放

			<p>毒后排放；（2）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。</p> <p>与最近陆地间距离 > 12 海里的海域，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。</p>
船舶垃圾	食品废弃物	/	<p>在距最近陆地 3 海里以内（含）的海域，应收集并排入接收设施；在距最近陆地 3 海里至 12 海里（含）的海域，粉碎或磨碎至直径不大于 25mm 后方可排放；在距最近陆地 12 海里以外的海域可以排放。</p>
	塑料废弃物等其他垃圾	/	禁止投入水域

1.3 海洋油气开发工程基本情况表

工程名称	渤中 25-1 油田群 33 口调整井工程	建设单位	中海石油（中国）有限公司天津分公司
法人代表(签字)	曹新建	建设地点	渤海南部海域
通讯地址	天津市滨海新区塘沽海川路 2121 号	联系人	王战锋
邮政编码	300452	联系电话	██████████
电子信箱	██████████	传真	022-66501834
项目设立部门		文号	
项目性质	新建 改扩建√ 技术改造	工程总投资	██████████ 万元
其中环保投资	██████████ 万元	所占比例	3.5%
报告表编制单位	中海石油环保服务（天津）有限公司		
建设规模			
总工程量	在渤中25-1油田群共实施调整井33口，包括11口生产井，12口转注井，8口先期排液注水井，2口注水井（上返补孔）。BZ25-1WHPF平台西北侧增加四腿生产辅助平台（PAP），采用 16m 栈桥连接，布设生产水处理系统和注水系统等。	陆域挖方量	0 m ³
生产废水产生量	生产废水产生增量最大为 3289 m ³ /d（2027 年）	年生产废水排放量	0 m ³
钻屑产生量	4402 m ³	泥浆产生量	10618 m ³
海域使用面积	0 m ²	年固体废弃物产生量	35.33 t（增量）
滩涂使用面积	0 m ²	占用岸线长度	0 m

2 工程概况与分析

2.1 工程概况

2.1.1 工程地理位置

渤中 25-1 油田和渤中 25-1 南油田位于渤海南部海域,东经 119°00'~119°11',北纬 38°10'~38°16'的,西北距塘沽约 150km,东南距龙口 127km,距近岸最近距离 25km(西南)。油田范围内平均水深 19m。渤中 19-4 油田位于渤海南部海域,东经 [REDACTED],北纬 [REDACTED]南距“海洋石油 113 号”FPSO 约 15km,西北距塘沽 145km,东南距山东省龙口市 132km,最近距岸约 25km(西南)。油田海域水深约为 20~22.6m。本次调整井工程及依托设施地理位置坐标见表 2.1-1。工程地理位置见图 2.1-1。

表 2.1-1 本次调整井工程及依托设施地理位置

	平台名称	经度	纬度
本次调整井所在平台	BZ25-1WHPB	[REDACTED]	[REDACTED]
	BZ25-1WHPC	[REDACTED]	[REDACTED]
	BZ25-1WHPD	[REDACTED]	[REDACTED]
	BZ25-1WHPE	[REDACTED]	[REDACTED]
	BZ25-1WHPF	[REDACTED]	[REDACTED]
	BZ19-4WHPA	[REDACTED]	[REDACTED]
	BZ19-4WHPB	[REDACTED]	[REDACTED]
依托设施	“海洋石油 113 号”FPSO	[REDACTED]	[REDACTED]

图 2.1-1 渤中 25-1 油田群地理位置图

2.1.2 现有依托工程概况与分析

渤中 25-1 油田群包括渤中 25-1 油田、渤中 25-1 南油田和渤中 19-4 油田。渤中 25-1 油田和渤中 25-1 南油田工程设施包括 6 座井口平台(BZ 25-1WHPA 平台、BZ 25-1WHPB 平台、BZ 25-1WHPC 平台、BZ 25-1WHPD 平台、BZ 25-1WHPE 平台、BZ 25-1WHPF 平台)、1 艘 16 万吨级 FPSO、6 条海底混输管线、6 条海底注水管线以及 6 条海底电缆。渤中 19-4 油田工程设施包括 2 座井口平台 (BZ19-4WHPA 平台、BZ19-4WHPB 平台)、1 座 8 腿中心平台 (BZ19-4CEPC 平台,与 BZ19-4WHPB 平台栈桥连接,该平台是待建平台,投产日期为 2021 年 10 月 31 日,在《渤中 19-4 油田综合调整项目环境影响报告书》中进行评价,该报告书于 2020 年 4 月报送生态环境部)、2 条海底混输管线、2 条海底注水管线以及 2 条海底电缆。

2.1.2.1 油田开发工程总体布置及本次调整工程位置

渤中 25-1 油田群工程设施平面布置见图 2.1-2。

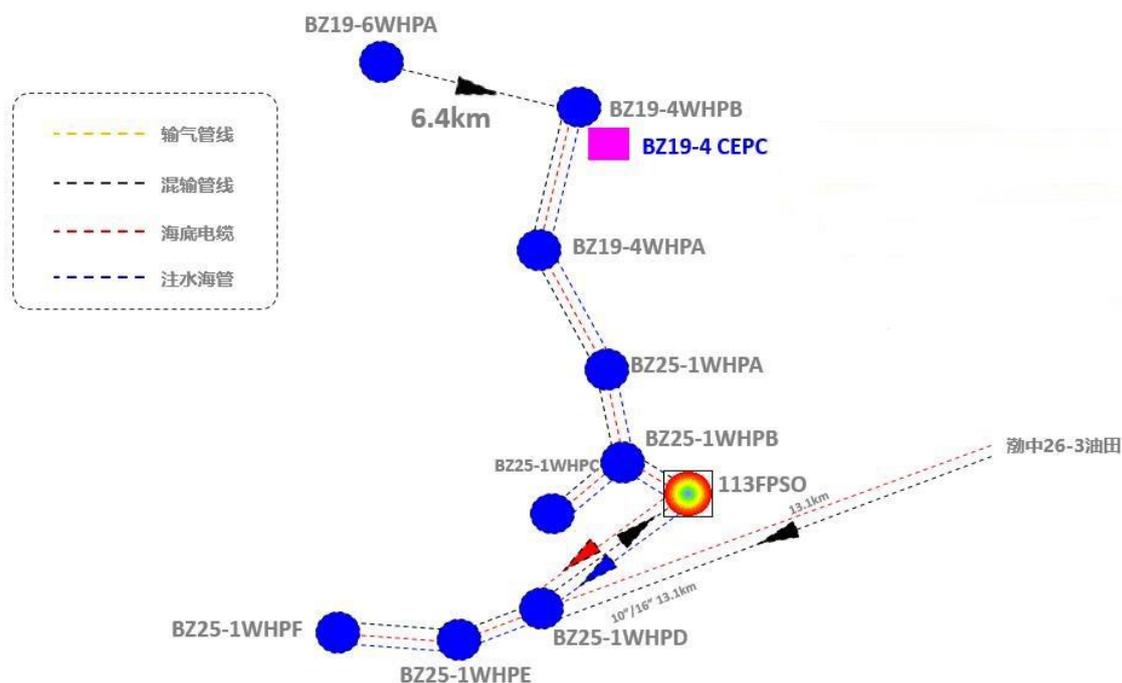


图 2.1-2 渤中 25-1 油田群工程设施平面布置示意图

2.1.2.2 渤中 25-1 油田群工程组成及物流走向

(1) 渤中 25-1 油田和渤中 25-1 南油田

渤中 25-1 油田和渤中 25-1 南油田的 6 座井口平台中，BZ25-1WHPA 平台和 BZ25-1WHPD 平台的生产物流与 BZ25-1WHPB 平台的生产物流汇合后，通过海底混输管线送至“海洋石油 113 号” FPSO 进行处理，BZ25-1WHPF 平台、BZ25-1WHPD 平台的生产物流与 BZ25-1WHPD 平台的生产物流汇合后，通过海底混输管线送至“海洋石油 113 号” FPSO 进行处理。

(2) 渤中 19-4 油田（BZ19-4CEPC 平台投产前）

BZ19-4WHPB 平台的生产物流部分脱水后，剩余物流输送至 BZ19-4WHPA 平台，与 BZ19-4WHPA 平台的物流汇合后，经海底管线输送至 BZ25-1WHPA 平台，再输送至 BZ25-1WHPB 平台，最后通过海底混输管线输送至“海洋石油 113 号” FPSO 进行处理。

FPSO 处理达标后的生产水经注水管道输往各井口平台，回注地层；处理合格的原油储存于 FPSO，定期由油轮外输；分离出的天然气用作透平发电机的燃料，多余的气体通过放空管线去火炬系统燃烧。BZ19-4CEPC 平台投产前现有工程物流走向见图 2.1-3。

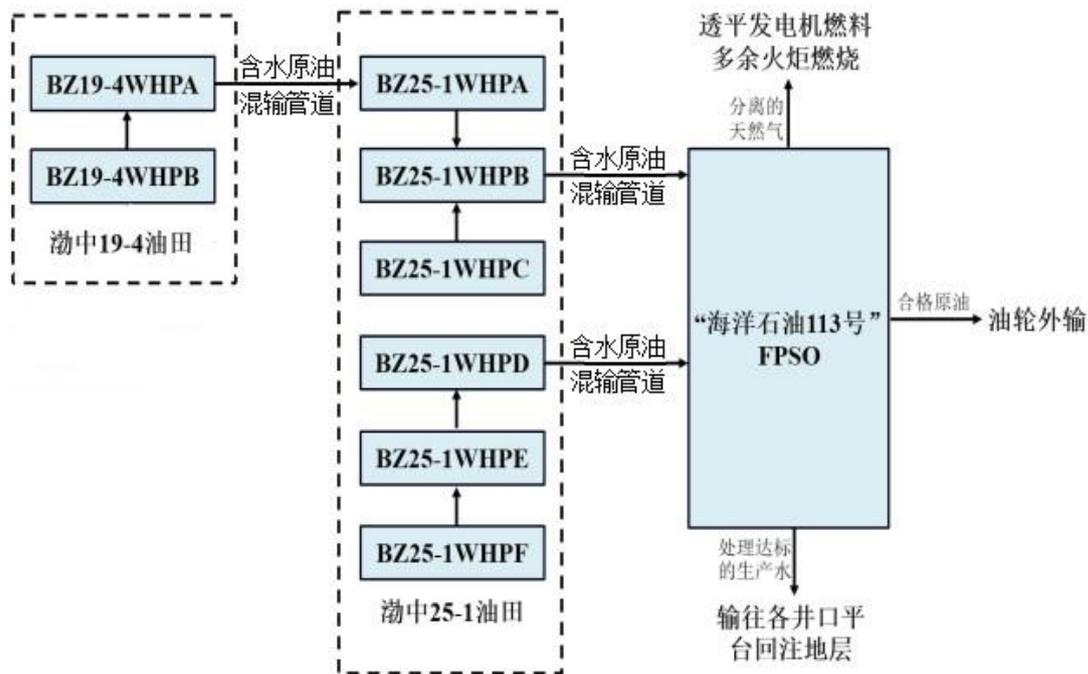


图 2.1-3 BZ19-4CEPC 平台投产前渤中 25-1 油田群现有工程物流走向

(3) 渤中 19-4 油田 (BZ19-4CEPC 平台投产后)

BZ19-4CEPC 平台与 BZ19-4WHPB 平台栈桥相连，预计投产时间为 2021 年 10 月 31 日，投产后 BZ19-4WHPB 平台物流一部分进入平台分离器处理成含水 30%原油，生产水进 BZ19-4WHPB 平台生产水处理系统，其余物流通过栈桥输送至 BZ19-4CEPC 平台处理。BZ19-4CEPC 平台将自身平台井口物流和来自 BZ19-4WHPB 以及 BZ19-6 油田通过海管输送的物流处理成含水 30%的原油，之后输送至 BZ19-4WHPB 平台与 WHPB 处理后的含水原油输送至 BZ19-4WHPA 平台，与 WHPA 平台的全部物流一起输送至“海洋石油 113 号” FPSO 处理。

FPSO 处理达标后的生产水经注水管道输往各井口平台，回注地层；处理合格的原油储存于 FPSO，定期由油轮外输；分离出的天然气用作透平发电机的燃料，多余的气体通过放空管线去火炬系统燃烧。BZ19-4CEPC 平台投产后现有工程物流走向见图 2.1-4。

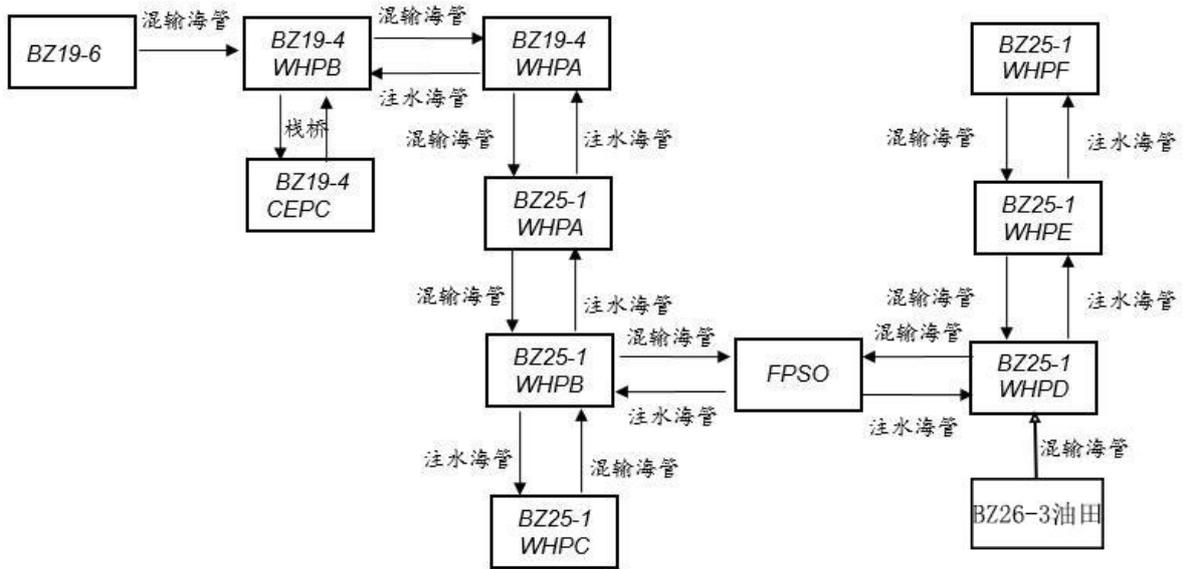


图 2.1-4 BZ19-4CEPC 平台投产后渤中 25-1 油田群现有工程物流走向

2.1.2.3 现有工程设施

渤中 25-1 油田群现有工程设施如表 2.1-2 所示。

表 2.1-2 渤中 25-1 油田群现有工程设施

设施名称	描述
BZ 25-1WHPA	4 腿导管架钢结构平台，设三层甲板。平台上设有工艺系统、开式/闭式排放系统、消防及安全系统、注水系统、生活污水处理系统和 30 人生活楼。生活污水处理系统的设计处理能力为 12.5 m ³ /d。
BZ 25-1WHPB	4 腿导管架钢结构平台，设三层甲板。平台上设有工艺系统、开式/闭式排放系统、消防及安全系统、注水系统、生活污水处理系统和 30 人生活楼。生活污水处理系统的设计处理能力为 7.5 m ³ /d。
BZ 25-1WHPC	4 腿导管架钢结构平台，设三层甲板。平台上设有工艺系统、开式/闭式排放系统、消防及安全系统、注水系统、生活污水处理系统和 30 人生活楼。生活污水处理系统的设计处理能力为 12.5 m ³ /d。
BZ 25-1WHPD	4 腿导管架钢结构平台，设三层甲板。平台上设有工艺系统、开式/闭式排放系统、消防及安全系统、注水系统、生活污水处理系统和 30 人生活楼。生活污水处理系统的设计处理能力为 12.5 m ³ /d。
BZ 25-1WHPE	4 腿导管架钢结构平台，设三层甲板。平台上设有工艺系统、开式/闭式排放系统、消防及安全系统、注水系统、生活污水处理系统和 44 人生活楼。生活污水处理系统的设计处理能力为 7.5 m ³ /d。
BZ 25-1WHPF	4 腿导管架钢结构平台，设三层甲板。平台上设有工艺系统、开式/闭式排放系统、消防及安全系统、注水系统、生活污水处理系统和 44 人生活楼。生活污水处理系统的设计处理能力为 12.5 m ³ /d。
BZ19-4WHPA	4 腿导管架钢结构平台，共分四层甲板，分别为直升机甲板、上层甲板、下层甲板和甲板。平台上设有工艺系统、开式/闭式排放系统、消防及安全系统、注水系统、生活污水处理系统、电气系统和 15 人生活楼。生活污水处理系统的

	设计处理能力为 7 m ³ /d。
BZ19-4WHPB	4 腿导管架钢结构平台，共分五层甲板，分别为直升机甲板、上层甲板、中层甲板、下层甲板和工作甲板。平台上设有工艺系统、开式/闭式排放系统、消防及安全系统、注水系统、生活污水处理系统和 30 人生活楼。生活污水处理系统的设计处理能力为 14 m ³ /d。
BZ19-4CEPC (待建，2021 年投产)	8 腿 12 桩综合处理平台，使用钻井平台打井，修井机修井。平台共设五层甲板，分别是上层甲板、中层甲板、下层甲板、直升机甲板和工作甲板。平台设有原油处理系统、生产水处理系统、注水设施、公用系统设施、电气房间、吊机、火炬等。
“海洋石油 113 号” FPSO	16 万吨级浮式生产储油装置，设有原油处理工艺系统、生产水处理系统、生活污水处理系统、火炬系统、设 130 人生活楼等；接收渤中 19-4 油田、渤中 25-1 油田和渤中 25-1 南油田的生产物流以及渤中 26-3 油田含水原油，原油设计处理能力为 12720 m ³ /d，生产水处理系统的设计处理能力为 36720 m ³ /d，天然气设计处理能力为 396000m ³ /d，设计注水能力为 44640 m ³ /d，生活污水处理系统的设计处理能力为 28 m ³ /d。

2.1.2.4 与本工程相关的配套公用工程及环保工程

本次调整井工程所在平台及依托平台现有公用工程设施和环保设施详见表 2.1-3 和表 2.1-4。

表 2.1-3 主要公用工程设施一览表

序号	设施	公用设施
1	BZ19-4WHPA 平台/ BZ19-4WHPB 平台	淡水系统
2		注水系统
3		柴油系统
4		化学药剂系统
5		电力供应和分配系统
6		生活楼
7		消防系统
8	BZ19-4 CEPC 平台 (待建，2021 年投产)	淡水系统
9		注水系统
10		柴油系统
11		化学药剂系统
12		电站系统
13		生活楼
14		消防系统
15	BZ 25-1WHPA 平台/ BZ 25-1WHPB 平台/ BZ 25-1WHPC 平台/ BZ 25-1WHPD 平台/ BZ 25-1WHPE 平台/ BZ 25-1WHPF 平台	吊机
16		生活楼
17		注水系统
18		消防系统
19		柴油应急发电机
20	“海洋石油 113 号” FPSO	吊机

21		生活楼
22		淡水系统
23		海水系统
24		电站系统及应急发电机
25		消防系统

表 2.1-4 主要环保设施一览表

设施	环保设施	数量
BZ 25-1WHPA/BZ 25-1WHPB/ BZ 25-1WHPC/BZ 25-1WHPD/ BZ 25-1WHPE/BZ 25-1WHPF 平台/ BZ19-4WHPA 平台	开/闭式排放系统	1 套
	生活污水处理系统	1 套
BZ19-4WHPB 平台	开/闭式排放系统	1 套
	生活污水处理系统	1 套
	生产水处理系统，处理能力 2208 m ³ /d	1 套
BZ19-4CEPC（待建，2021 年投产）	开/闭式排放系统	1 套
	生活污水处理系统	1 套
	生产水处理系统，处理能力 24000 m ³ /d	1 套
“海洋石油 113 号” FPSO	生产水处理系统，处理能力 36720 m ³ /d。	1 套
	开/闭式排放系统	1 套
	火炬/放空系统	1 套
	生活污水处理系统	1 套

2.1.2.5 本次调整平台生产物流集输工艺流程

（一）BZ19-4CEPC 平台投产前 BZ19-4 油田物流集输工艺流程

BZ19-4WHPB 平台所产物流部分脱水后，剩余物流输送至 BZ19-4WHPA 平台外输海管入口，与 BZ19-4WHPA 平台所产物流一起通过海管经 BZ25-1WHPA 平台、BZ25-1WHPB 平台后输送至“海洋石油 113 号”进行处理；分离出的含油生产水进入生产水处理系统。

BZ19-4WHPB 平台生产水处理流程：来自生产分离器分离出的生产水首先进入立式旋流气浮装置，然后进入双介质过滤器，处理合格的含油生产水进入注水缓冲罐用于回注。立式旋流气浮装置和双介质过滤器分出的污油进入污油罐，再由污油泵打到原油处理系统中。BZ19-4CEPC 平台投产前 BZ19-4 油田的工艺流程图见图 2.1-5。

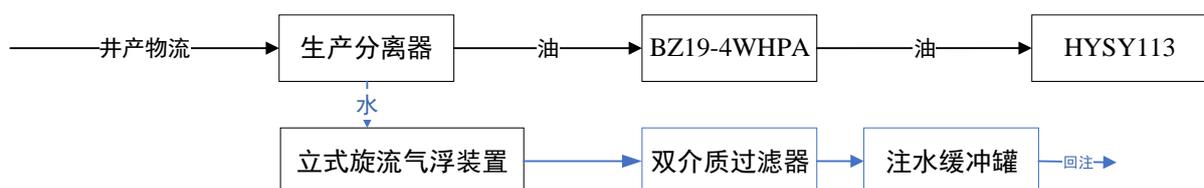


图 2.1-5 BZ19-4CEPC 平台投产前 BZ19-4 油田的工艺流程图

(二) BZ19-4CEPC 平台投产后 BZ19-4 油田物流集输工艺流程

(1) 生产工艺流程

BZ19-4CEPC 平台与 BZ19-4WHPB 平台栈桥相连，预计投产时间为 2021 年 10 月 31 日，BZ19-4WHPB 平台物流一部分进入平台分离器处理成含水 30%原油，生产水进 BZ19-4WHPB 平台生产水处理系统处理，其余物流通过栈桥输送至 BZ19-4CEPC 平台处理。BZ19-4CEPC 平台将自身平台井口物流和来自 BZ19-4WHPB 以及 BZ19-6 油田通过海管输送的物流处理成含水 30%的原油，之后输送至 BZ19-4WHPB 平台与 WHPB 处理后的含水原油输送至 BZ19-4WHPA，与 WHPA 平台的全部物流一起输送至“海洋石油 113 号” FPSO 处理；BZ19-4CEPC 平台分出的生产水进 BZ19-4CEPC 平台水处理系统。示意图见图 2.1-6。

(2) 天然气及生产水处理工艺流程

BZ19-4WHPB 和 BZ19-4CEPC 平台分离出的伴生气，经过燃料气冷却器，降温至 45°C后，进入燃料气洗涤器，脱出液态轻烃，并同时兼做缓冲功能。之后，依次经过燃料气加热器燃料气过滤器，过热过滤后供透平使用。

BZ19-4 CEPC 平台上设有四级水处理系统，为斜板撇油器、气浮选器、核桃壳滤器、双介质滤器，系统最大处理能力 24000m³/d。BZ19-4CEPC 平台生产水处理流程：来自生产分离器分离出的生产水首先进入斜板除油器，在斜板除油器中分出较大颗粒的油滴，然后进入气体浮选机，在浮选机中分出颗粒较小的油滴。斜板除油器和浮选机分出的污油进入污油罐，再由污油泵打到原油处理系统中。经过两级处理后的生产水经过缓冲增压后，进入核桃壳过滤器中进行过滤，之后进入双介质滤器进一步处理后回注。

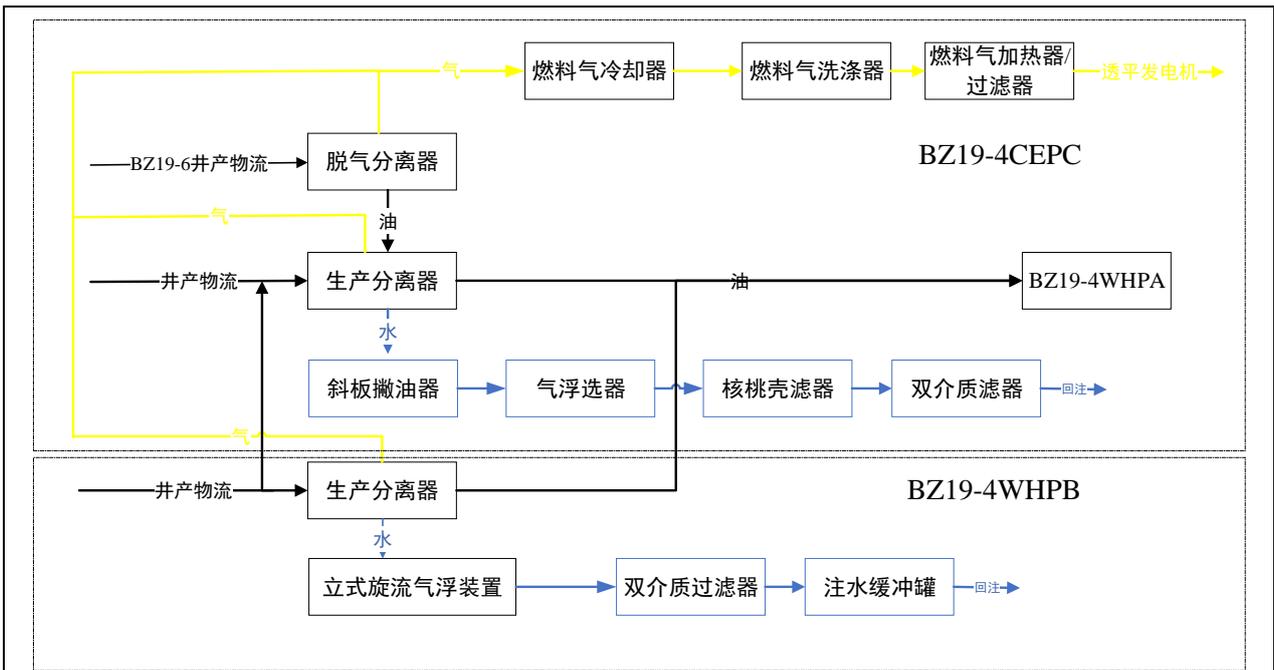


图 2.1-6 BZ19-4CEPC 平台投产后 BZ19-4 油田的工艺流程图

(二) “海洋石油 113 号” FPSO

渤中 25-1 油田群各平台均需依托“海洋石油 113 号” FPSO 进行油气水的处理。

(1) 原油处理工艺流程

来自渤中 25-1 油田、渤中 25-1 南油田和渤中 19-4 油田的生产物流以及渤中 26-3 油田含水量低于 10% 的原油进入“海洋石油 113 号” FPSO 原油处理系统的自由水分离器（卧式三相分离器）中分离出大部分自由水并初步脱气，分离出的原油加热后进入热处理器（卧式三相分离器）进一步脱除游离水，并对原油中夹带的伴生气进行最终的脱气操作，随后原油经电脱水器和净化原油冷却器处理，合格原油（体积含水率不大于 1%）进入货油舱，不合格原油进入污油水舱，返回流程再进行处理。“海洋石油 113 号” FPSO 原油处理系统工艺流程图见图 2.1-7。

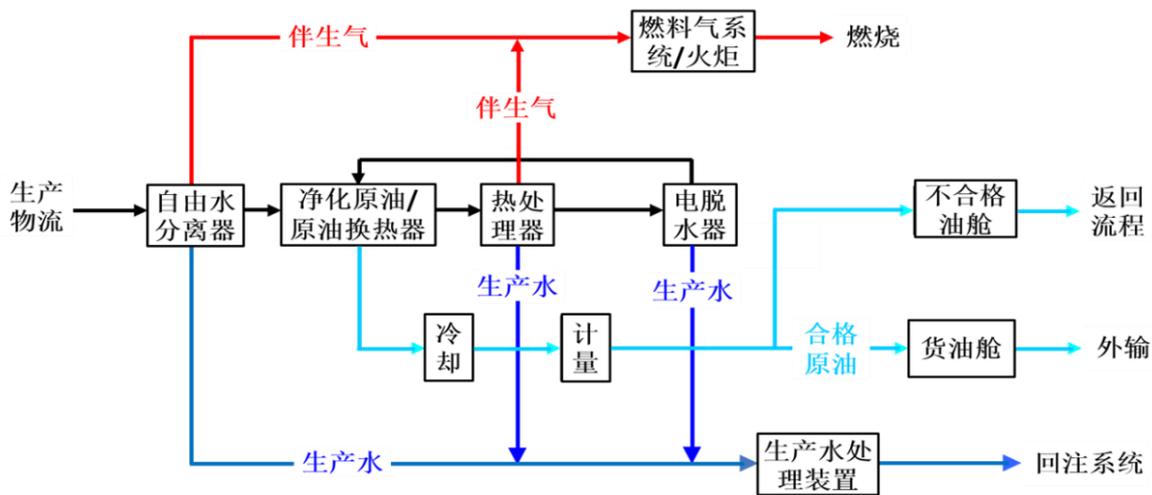


图 2.1-7 “海洋石油 113 号” FPSO 原油处理工艺流程

(2) 生产水处理工艺流程

“海洋石油 113 号” FPSO 上含油污水处理系统对来自原油处理系统的生产水采用沉降加气浮选除油和核桃壳过滤器过滤三级处理流程处理后注入地层。来自原油处理系统及污油舱的含油污水（含油浓度约 500mg/L）首先进入污水沉降舱，进行重力分离，经过沉降分离后的含油污水（含油浓度 $\leq 200\text{mg/L}$ ）由污水泵提升至气体浮选器进行油水分离，经浮选器浮选处理后的含油污水（含油浓度 $\leq 40\text{mg/L}$ ），再进入双介质核桃壳过滤器进行处理。含油污水处理过程中产生的污油进入污油舱。开式排放系统用于接收来自设备区的开式排放物，这些排放物汇集于开式排放管汇，流入污油舱。闭式排放系统接收来自设备区的含烃类物质的压力排放物，这些排放物汇集于闭式排放管汇，流入污油舱。污油舱中分离出的污油返回原油处理系统；分离出的污水输往污水沉降舱，返回生产水处理系统。

经过上述三级油水分离处理后的污水达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）石油类含量 $\leq 30\text{mg/L}$ 标准后，进入注水系统，用作油田注水水源注入地层。“海洋石油 113 号” FPSO 生产水处理系统工艺流程图见图 2.1-8。

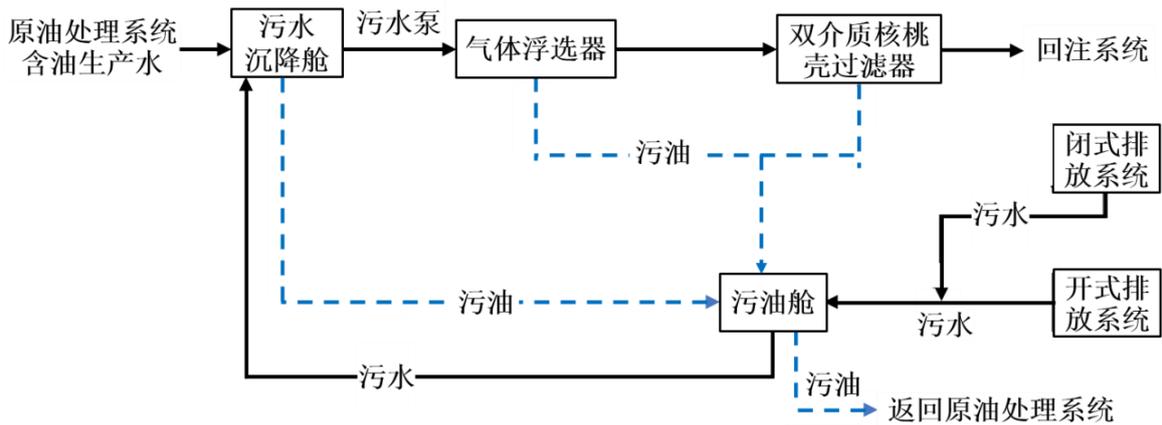


图 2.1-8 “海洋石油 113 号” FPSO 生产水处理工艺流程

(3) 伴生气处理工艺流程

“海洋石油 113 号” FPSO 伴生气处理系统由伴生气冷却器、伴生气压缩机、伴生气干燥机，火炬分液罐等设备组成。自由水分离器分离出的气体，首先进入入口气涤器进行气液分离，分出的液体进入闭排系统，返回原油处理系统，分出的气体部分经过净化、压缩、冷却、干燥等流程作为透平发电机的燃料，多余的气体通过放空管线去火炬系统焚烧处理。“海洋石油 113 号” FPSO 伴生气处理系统工艺流程图见图 2.1-9。

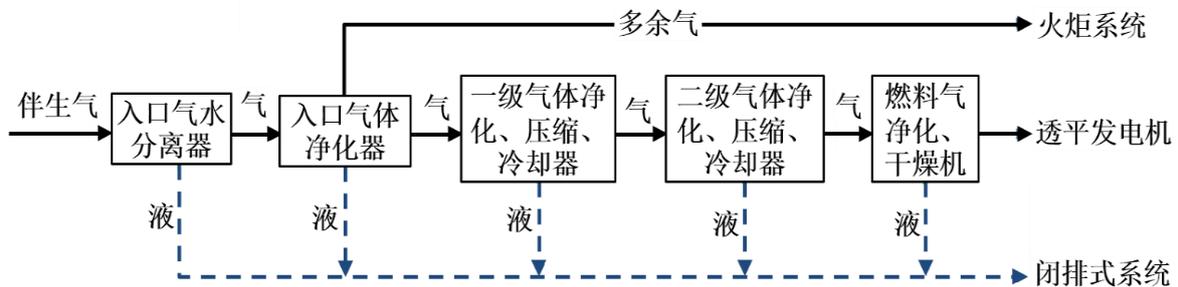


图 2.1-9 “海洋石油 113 号” FPSO 伴生气处理工艺流程

2.1.3 油田开发工程回顾

2.1.3.1 与本工程相关的环评报告书结论及批复情况

本工程涉及渤中 25-1 油田、渤中 25-1 南油田 WHPB、WHPC、WHPD、WHPE、WHPF 平台和渤中 19-4 油田 WHPA、WHPB 平台，生产物流依托“海洋石油 113 号” FPSO 进行处理。与本工程相关的环评报告书、环评批复及其竣工验收情况见表 2.1-5。历次环评批复文件有关总量控制要求的落实情况见表 2.1-6。

表 2.1-5 与本工程相关的环境影响报告书、竣工验收监测报告及其批复情况

报告名称	环评批复情况	批复的工程内容	竣工验收情况	批复要求
《渤中 25-1 油田开发工程环境影响报告书》	国海环字 [2003]56 号	①6 座井口平台 WHPA、WHPB、WHPC、WHPD、WHPE、WHPF; ② 单点系泊系统 (SPM); ③一艘浮式生产储油装置 (FPSO); ④6 条海底电缆、6 条混输管道和 5 条注水管道。	关于渤中 25-1 油田环保设施竣工验收的复函 (国海环字 [2009]429 号)	①严格控制污染物的排放, 钻井作业中应当使用无毒、无油水基泥浆并循环使用, 含油的钻屑和泥浆全部运回陆地按照有关规定处理, 严禁排放入海; 无油的水基泥浆排海时应按照有关规定低速率、低强度地排放; 正常生产过程中产生的生产水应当经处理达到注水标准后全部回注地层, 严禁排放入海。 ②工程所处海域离岸较近, 且沿岸环境敏感目标较多, 在制定溢油应急计划时除考虑海上的溢油应急和回收措施外, 还应考虑溢油点的应急和清油回收措施。 ③工程建设应严格执行环境保护“三同时”制度。试运行前应当按照法律法规规定申请检查批准; 正式投入生产前应当按照规定程序申请环保设施竣工验收。
《渤中 19-4 油田开发工程环境影响报告书》	国海环字 [2009]699 号	① 2 座井口平台 BZ19-4WHPA、WHPB; ②2 条混输管线、2 条注水管线、2 条海底电缆。	关于渤中 19-4 油田开发工程环境保护设施竣工验收的批复 (国海环字 [2012]892 号)	①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, 要严格控制污染物的排放总量和排放浓度。 ②认真落实报告书中所提出的各项污染防治措施、对策及建议。加强海底管道的管理与维护, 建立定期巡检制度, 及时发现事故隐患。本工程应配备适量的消油剂、喷洒设备、围油栏、储油设备、撇油器等溢油应急设备, 投产前编制溢油应急计划并报主管部门审批。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。 ③建设单位应加强施工期的环境监控管理, 注意避开休渔季节和鱼虾的产卵季节, 并采取人工放流当地生物物种的生态恢复和补偿方式对临近渔业资源进行养护和修复。
《渤中 25-1 油田复产 (调整) 项目环境影响报告书》	国海环字 [2012]720 号	①1 座适用于“海洋石油 113” FPSO 需求的 SPM, 并于原 SPM 至 B、D 平台的 2 条油气水混输和 2 条注水管道连接; ②2 条海底电缆。	关于渤中 25-1 油田复产 (调整) 项目环境保护设施竣工验收的批复 (国海环字 [2014]342 号)	①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。海管清洗废水经处理达标后回注地层; “渤海明珠号” FPSO 产生的清洗废水运回陆地处理。 ②机舱含油污水、生活垃圾经处理达标后排海。 ③正常工况下, 含油生产水经处理达标后回注地层; 生产污水回注系统出现故障时, 含油生产水排放浓度必须符合国家标准, 日最大排放量不得超过 36010 m ³ , 年排放天数不得超过 15 天。

《渤中 19-4 油田综合调整项目环境影响报告书》	国海环字 [2014]110 号	①2 座井口平台 WHPC、WHPD; ②1 座连接 WHPB 和 WHPC 平台的栈桥; ③1 条混输管道、1 条注水管道、1 条电缆。 (工程未建设)	/	①含油钻屑和泥浆运回陆地交由有资质的单位处理;非含油钻屑和泥浆经国家海洋局北海分局批准后方可排海。含油生产水处理达标后全部回注地层;甲板冲洗水、初期雨水等其他含油污水进入生产水处理系统。船舶机舱含油污水运回陆地交由有资质的单位处理。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。 ②严格执行钻井作业规程,配备安全有效的井控设备,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,加强实时监测,及时有效控制可能遇到的溢流和井涌事故。 ③加强生产管理,优化注采方案。严格按照设计的注水压力和注水量进行注水作业,生产过程中加强注水井实时监测,发现异常情况,立即停止注水并采取有效措施。严禁超压、超量注水。 ④切实落实生态保护措施,施工作业避开主要经济鱼类的繁育期和敏感期,减轻对海洋生态环境和渔业资源的影响。 ⑤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,并及时通报渔业、海事、军队等有关部门。
《渤中 25-1 油田 A/C 平台调整井项目海洋环境影响报告表》	国环海字 [2010]673 号	26 口调整井,利用剩余井槽或老井侧钻	/	①项目污染物的处理和排放应当符合国家有关规定和标准。钻井期间产生的含油的钻屑和泥浆应运回陆地交由有资质的单位处理。 ②含油生产水正常工况下经处理后回注地层,不得排放入海。船舶机舱污水、生产期间产生的生活垃圾和工业垃圾应分类收集,运回陆地处理。生活污水经处理达标后方可排海。 ③加强生产管理,切实落实卡水和关井措施,保证 FPSO 的处理能力能够满足要求。切实落实风险防范对策措施,防止溢油事故发生。
《渤中 25-1 南油田 C、D、F 平台调整井项目海洋环境影响报告表》	国环海字 [2012]837 号	11 口调整井,利用剩余井槽或老井侧钻	/	①污染物的处理和排放应当符合国家有关规定和标准。含油钻屑和泥浆运回陆地交由有资质的单位处置,不含油钻屑和泥浆可间歇式排海;含油生产水经处理达标后全部回注地层;船舶机舱含油污水运回陆地交由有资质的单位处置;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。 ②切实落实风险防范措施,防止溢油事故发生。
《渤中 25-1 油田 WHPB/WHPD/WHPE	国环海字 [2013]388 号	29 口调整井,利用剩余井槽或老井侧钻	/	①污染物的处理和排放应当符合国家有关规定和标准。含油钻屑、含油泥浆、机舱含油污水运回陆地交由有资质的单位处置;含油生

平台调整井项目环境影响报告表》				产水、初期雨水和甲板冲洗水经处理达标后全部回注地层；生活污水经处理达标后方可排海；生产垃圾运回陆地交由有资质的单位处理；生活垃圾运回陆地处理。 ②切实落实风险防范措施，防止溢油事故发生。
《渤中 25-1 南油田 WHPE/F 平台外挂井槽工程环境影响报告表》	国环海字 [2014]581 号	渤中 25-1 南油田 WHPE 和 WHPF 平台上各外挂 4 个井槽（各含 2 个单筒双井），并分别利用老井侧钻 7 口和 4 口调整井，共布设 23 口调整井	/	①污染物的处理和排放应当符合国家有关规定和标准。含油钻屑和含油泥浆、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；非含油泥浆和非含油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；生产垃圾、生活垃圾应分类收集运回陆地处理；生产水经处理达标后全部回注地层。 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，配备安全有效的防喷设备和良好的压井材料及井控设备，建立健全井控管理系统，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。 ④切实落实环境风险防范措施，配备与油田规模相适应的溢油应急设备和物资。 ⑤切实落实生态保护措施，合理安排施工作业时间。非含油泥浆与钻屑的排放应避开工程所在海域的主要经济鱼类的产卵盛期（6 月），减轻对海洋生态环境和渔业资源的影响。
《渤中 25-1 油田群井口平台调整井工程（BZ25-1D14S1 等 17 口调整井）环境影响报告表》	国环海字 [2017]510 号	17 口调整井，利用老井侧钻、转注或水源井转生产井	/	①污染物的处理和排放应当符合国家有关规定和标准。含油钻屑和含油泥浆、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；生产垃圾、生活垃圾应分类收集运回陆地处理；非含油钻井液和钻屑、生活污水应处理达标后方可排海；含油生产水经处理达标后方可回注地层。 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，配备安全有效的防喷设备和良好的压井材料及井控设备，建立健全井控管理系统。 ③加强注水作业管理，防止地质性溢油事故发生。 ④切实落实环境风险防范措施，配备与油田规模相适应的溢油应急设备和物资。 ⑤切实落实生态保护措施，合理安排施工作业时间，严格控制非含油钻井液和钻屑的排放速率，并避开工程所在海域鱼虾类产卵期（5-7 月），最大限度地减少对海洋生态环境和渔业资源的影响。

<p>《渤中 25-1 油田群 16 口调整井工程环境影响报告表》</p>	<p>国环海字 [2018]114 号</p>	<p>16 口调整井，利用老井侧钻、转注或先期排液注水井</p>	<p>/</p>	<p>①污染物的处理和排放应当符合国家有关规定和标准。含油钻屑和钻井液、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；生产垃圾、生活垃圾应分类收集运回陆地处理；非含油钻屑和钻井液、生活污水应处理达标后方可排海；含油生产水经处理达标后方可回注地层。</p> <p>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，配备安全有效的防喷设备和良好的压井材料及井控设备，建立健全井控管理系统。</p> <p>③加强注水作业管理，防止地质性溢油事故发生。</p> <p>④切实落实环境风险防范措施，配备与油田规模相适应的溢油应急设备和物资。</p> <p>⑤切实落实生态保护措施，合理安排施工作业时间，严格控制非含油钻井液和钻屑的排放速率，并避开所在海域主要经济鱼类的产卵盛期（5-6 月），最大限度地减少对海洋生态环境和渔业资源的影响。</p>
<p>《海洋石油开发工程环境保护设施竣工验收监测报告》</p>	<p>/</p>	<p>①渤中 25-1 油田六座井口平台（A/B/C/D/E/F）进行生活污水处理设施改造后，生活污水处理设施运行正常。</p> <p>②渤中 25-1WHPA 平台生活污水排放量控制为 4562m³/a，COD 排放量控制指标为 1.37t/a。</p> <p>③渤中 25-1WHPB 平台生活污水排放量控制为 2737m³/a，COD 排放量控制指标为 1.37t/a。</p> <p>④渤中 25-1WHPC 平台生活污水排放量控制为 4562m³/a，COD 排放量控制指标为 0.82t/a。</p> <p>⑤渤中 25-1WHPD 平台生活污水排放量控制为</p>	<p>国家海洋局北海分局关于渤中 25-1 油田生活污水处理装置改造情况审查结果的通知（海北环发 [2018]39 号）</p>	<p>①经审查，渤中 25-1 油田 WHPA、WHPB、WHPC、WHPD、WHPE、WHPF 平台改造后的生活污水处理装置安装质量符合国家和有关部门颁发的专业工程验收规范，经负荷试车废气检验合格，具备正常运转条件，处理后生活污水 COD 浓度符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值（GB4914-2008）》中一级标准（300mg/L）的要求。</p> <p>②严格执行环境保护规章制度，加强作业人员的环境保护教育，树立风险防范意识、将环境保护责任细化到人、落实到位。</p> <p>③加强生活污水处理装置的维护、保养和管理，确保其稳定运行。</p> <p>④加强排海生活污水的检验，处理合格后方可排放，严禁超标超量排放。</p>

		4562m ³ /a, COD 排放量控制指标为 1.37t/a。 ⑥渤中 25-1WHPE 平台生活污水排放量控制为 2737m ³ /a, COD 排放量控制指标为 0.82t/a。 ⑦渤中 25-1WHPF 平台生活污水排放量控制为 4562m ³ /a, COD 排放量控制指标为 1.37t/a。		
--	--	--	--	--

表 2.1-6 历次环评批复文件有关总量控制要求的落实情况

报告名称	总量控制要求落实情况	
	生产水	生活污水
《渤中 25-1 油田开发工程环境影响报告书》	根据《渤中 25-1 油田开发工程环境影响报告书》(2002 年): 正常生产过程中产生的含油生产水, 经处理达到油田注水标准 (SY/T3529-94) 要求后回注地层。自油田开发以来未发生非正常工况。	根据《渤中 25-1 油田开发工程环境影响报告书》(2002 年): WHPA~WHPF 平台生活污水的最大排放量每年 1314m ³ , 排放速率 3.6m ³ /d。FPSO 生活污水的最大排放量每年 1424 m ³ , 排放速率 3.9m ³ /d。该生活污水总量控制指标是根据 FPSO130 人, WHPA~WHPF 平台为 20 人值守平台; 人均用水量 30 升/天 (黑水) 进行核算的。实际上, WHPA~WHPF 平台生产定员为 30 人, 且原环评只申请了黑水的量, 根据油田以往的生活污水排放经验数值, 生活污水 (黑水+灰水) 的排放量约为 170 升/天; 所以, 宜按照 30 人/平台, 人均用水量 170 升/天进行评价重新核算生活污水排放量。
《渤中 19-4 油田开发工程环境影响报告书》	根据《关于渤中 19-4 油田开发工程环境影响报告书核准意见的复函》(国海环字[2009]699 号): 非正常工况下排海浓度必须符合国家标准且年排放天数不得超过 15 天。排污混合区为排放口周围 500 米以内海域, 石油烃的排放量为 0.67 吨/年。自油田开发以来未发生非正常工况。	根据《关于渤中 19-4 油田开发工程环境影响报告书核准意见的复函》(国海环字[2009]699 号): 生活污水最大排放量为 4309 立方米/年, COD 排放量为 1.38 吨/年。自油田开发以来生活污水最大排放量未超过 4309 立方米/年, COD 排放量未超过 1.38 吨/年。

<p>《渤中 25-1 油田复产(调整)项目环境影响报告书》</p>	<p>根据《渤中 25-1 油田复产(调整)项目环境影响报告书(报批稿)》：非正常工况下含油生产水的总排放量控制为 36010m³/d，石油类总排放量控制为 0.72t/d，年排放天数不得超过 15 天。 自油田开发以来未发生非正常工况。</p>	<p>根据《渤中 25-1 油田复产(调整)项目环境影响报告书(报批稿)》：FPSO 生活污水的排放量为 7117.5m³/a(根据 113FPSO130 人，人均用水量 150 升/天)，COD 2.14t/a。 实际①FPSO 生活区面积比井口平台大，清洁用水量较大；②FPSO 生活区环境较好，淋浴间多，淋浴时间长，用水量较多；③井口平台条件有限，工服尤其是冬季的棉工服、床单被罩等都送至 FPSO 清洗。因此，FPSO 的人均用水量较大，宜按照 210 升/天重新核实生活污水排放量。</p>
------------------------------------	--	---

2.1.3.2 环保设施的改造更新情况回顾

在油田开发过程中,陆续对BZ25-1WHPA~WHPF各平台生活污水处理装置进行了改造升级,并取得《国家海洋局北海分局关于渤中25-1油田生活污水处理装置改造情况审查结果的通知》(海北环发[2018]39号),具体改造情况如下:

表2.1-7 BZ25-1WHPA~WHPF平台生活污水处理装置改造情况列表

序号	平台	改造时间	原处理量 (m ³ /d)	改造后处理量 (m ³ /d)	工艺(生化/MBR/ 电解)
1	BZ25-1WHPA	2014.09.30-2014.12.18	2.24	12.5	MBR
2	BZ25-1WHPB	2012.09.19-2012.12.28	2.24	7.5	MBR
3	BZ25-1WHPC	2014.10.25-2014.12.18	2.24	12.5	MBR
4	BZ25-1WHPD	2014.12.09-2015.01.24	2.24	12.5	MBR
5	BZ25-1WHPE	2016.09.14-2016.10.12	2.24	7.5	MBR
6	BZ25-1WHPF	2014.12.18-2015.01.05	2.24	12.5	MBR

2.1.3.3 故障排污及溢油风险事故情况回顾

油田群投产以来未出现非正常工况,生产水未有过排海历史,没有发生过溢油事故。

2.1.3.4 环保设施运行情况

一、含油生产水

渤中 25-1 油田群除渤中 19-4WHPB 平台和 BZ19-4CEPC 平台(待建,2021 年投产)设生产水处理系统外,其余井口平台均不设生产水处理系统,依托“海洋石油 113 号”FPSO 的生产水处理系统进行处理,生产水处理合格后通过注水管线回到各平台回注地层。“海洋石油 113 号”FPSO 生产水处理情况见表 2.1-8。从统计结果可看出,经处理后的生产水月均含油浓度在 4.75~13.33mg/L 之间,满足注水水质控制标准(含油浓度≤30mg/L),说明生产水处理系统运转正常,工作效率良好。

渤中 19-4WHPB 平台生产水处理情况见表 2.1-9。从统计结果可看出,经处理后的生产水月均含油浓度在 4.49~12.26mg/L 之间,满足注水水质控制标准(含油浓度≤30mg/L),说明生产水处理系统运转正常,工作效率良好。

表 2.1-8 “海洋石油 113 号” FPSO 近三年处理后的含油生产水监测结果 单位: mg/L

月份	2017 年	2018 年	2019 年
	石油类平均浓度(mg/L)	石油类平均浓度(mg/L)	石油类平均浓度(mg/L)
1 月	11.40	10.50	13.25

2月	7.98	9.85	13.15
3月	11.61	11.25	11.25
4月	12.58	8.33	8.00
5月	13.15	10.15	8.50
6月	11.26	7.25	7.75
7月	10.88	7.85	5.25
8月	9.25	9.25	4.75
9月	11.25	8.75	5.00
10月	8.88	9.13	6.38
11月	10.64	11.25	7.58
12月	8.50	13.33	6.50

表 2.1-9 BZ19-4WHPB 平台处理后的含油生产水监测结果 单位: mg/L

月份	石油类平均浓度(mg/L)
2018年10月	11.58
2018年11月	9.27
2018年12月	12.26
2019年1月	10.89
2019年2月	8.88
2019年3月	6.27
2019年4月	7.06
2019年5月	7.79
2019年6月	7.32
2019年7月	5.17
2019年8月	4.49
2019年9月	5.13
2019年10月	8.35
2019年11月	7.65
2019年12月	8.97

二、生活污水

“海洋石油 113 号”FPSO、BZ25-1WHPB 平台、BZ25-1WHPC 平台、BZ25-1WHPD 平台、BZ25-1WHPE 平台、BZ25-1WHPF 平台、BZ19-4WHPA 平台和 BZ19-4WHPB 平台均设有生活污水处理装置，生活污水排放情况见表 2.1-10~表 2.1-17。根据监测结果，各平台生活污水 COD 排放浓度均小于 300mg/L，满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）要求，说明各平台生活污水处理系统运行正常、稳定，处理效果良好。

表 2.1-10“海洋石油 113 号”FPSO 近三年处理后的生活污水监测结果 单位：mg/L

月份	2017 年	2018 年	2019 年
	COD 平均浓度(mg/L)	COD 平均浓度(mg/L)	COD 平均浓度(mg/L)
1 月	78	72	77
2 月	61	67	37
3 月	39	182	38
4 月	85	107	36
5 月	116	160	37
6 月	47	109	142
7 月	80	241	133
8 月	21	137	153
9 月	19	222	158
10 月	45	195	202
11 月	110	117	82
12 月	162	63	255

表 2.1-11 BZ25-1WHPB 近三年处理后的生活污水监测结果 单位：mg/L

月份	2017 年	2018 年	2019 年
	COD 平均浓度(mg/L)	COD 平均浓度(mg/L)	COD 平均浓度(mg/L)
1 月	61	76	31
2 月	57	79	43
3 月	44	64	70
4 月	64	70	67
5 月	48	42	47
6 月	82	79	35
7 月	34	17	37
8 月	41	28	150
9 月	39	43	36
10 月	49	60	63
11 月	52	25	45
12 月	62	26	56

表 2.1-12 BZ25-1WHPC 近三年处理后的生活污水监测结果 单位：mg/L

月份	2017 年	2018 年	2019 年
	COD 平均浓度(mg/L)	COD 平均浓度(mg/L)	COD 平均浓度(mg/L)
1 月	63	49	37
2 月	41	33	25
3 月	58	40	60
4 月	49	35	51
5 月	29	41	49
6 月	30	23	103

7月	20	40	29
8月	64	40	144
9月	47	21	33
10月	60	23	39
11月	56	26	56
12月	39	22	54

表 2.1-13 BZ25-1WHPD 近三年处理后的生活污水监测结果 单位: mg/L

月份	2017年	2018年	2019年
	COD 平均浓度(mg/L)	COD 平均浓度(mg/L)	COD 平均浓度(mg/L)
1月	68	57	26
2月	37	38	28
3月	71	40	65
4月	33	45	40
5月	38	40	42
6月	68	46	81
7月	157	24	26
8月	20	41	156
9月	26	54	29
10月	29	39	38
11月	33	29	45
12月	55	34	44

表 2.1-14 BZ25-1WHPE 近三年处理后的生活污水监测结果 单位: mg/L

月份	2017年	2018年	2019年
	COD 平均浓度(mg/L)	COD 平均浓度(mg/L)	COD 平均浓度(mg/L)
1月	72	31	40
2月	47	110	24
3月	74	57	43
4月	45	43	37
5月	50	32	37
6月	92	65	67
7月	30	55	46
8月	29	67	156
9月	26	79	34
10月	97	46	37
11月	40	88	60
12月	37	70	63

表 2.1-15 BZ25-1WHPF 近三年处理后的生活污水监测结果 单位: mg/L

月份	2017 年	2018 年	2019 年
	COD 平均浓度(mg/L)	COD 平均浓度(mg/L)	COD 平均浓度(mg/L)
1 月	87	55	40
2 月	40	37	42
3 月	106	53	69
4 月	49	40	68
5 月	29	60	64
6 月	35	71	89
7 月	29	61	64
8 月	22	31	172
9 月	19	74	36
10 月	17	40	31
11 月	44	62	61
12 月	47	52	76

表 2.1-16 BZ19-4WHPA 近三年处理后的生活污水监测结果 单位: mg/L

月份	2017 年	2018 年	2019 年
	COD 平均浓度(mg/L)	COD 平均浓度(mg/L)	COD 平均浓度(mg/L)
1 月	80	44	61
2 月	64	41	33
3 月	33	55	97
4 月	50	86	145
5 月	41	25	69
6 月	123	147	93
7 月	34	17	22
8 月	20	134	151
9 月	30	58	23
10 月	127	54	171
11 月	67	28	57
12 月	123	43	40

表 2.1-17 BZ19-4WHPB 近三年处理后的生活污水监测结果 单位: mg/L

月份	2017 年	2018 年	2019 年
	COD 平均浓度(mg/L)	COD 平均浓度(mg/L)	COD 平均浓度(mg/L)
1 月	80	64	20
2 月	64	36	30
3 月	33	35	87
4 月	43	80	89
5 月	36	36	43

6月	63	52	93
7月	35	51	25
8月	69	19	121
9月	32	39	119
10月	39	134	22
11月	65	21	146
12月	36	46	94

2.1.4 产能现状

渤中 25-1 油田群产能现状见表 2.1-18。

表 2.1-18 渤中 25-1 油田群产能现状

注：渤中 25-1 油田群产能现状，包括 BZ25-1WHPA 平台、BZ25-1WHPB 平台、BZ25-1WHPC 平台、BZ25-1WHPD 平台、BZ25-1WHPE 平台、BZ25-1WHPF 平台、BZ19-4WHPA 平台和 BZ19-4WHPB 平台的产能。

2.1.5 生产物流特性

渤中 25-1 油田原油具有密度中等，粘度低、含硫量低，含蜡量中等、胶质沥青质含量高等特点。渤中 25-1 南油田明下段地面原油具有密度高、粘度高、胶质沥青质含量中等、含蜡量低、凝固点低的特点，属常规稠油。渤中 19-4 油田原油具有粘度高、含硫量低、胶质沥青质含量中等、含蜡量低、凝固点低等特点。

原油具体参数见表 2.1-19。伴生气物性见表 2.1-20。

表 2.1-19 产出原油性质表

表 2.1-20 渤中 25-1 油田群天然气组分

2.1.6 调整井工程建设规模及内容

2.1.6.1 调整井基本参数

(1) 井口信息

在 BZ25-1WHPB 平台布设 6 口先期排液注水井（剩余井槽），5 口生产井（剩余井槽）；在 BZ25-1WHPC 平台布设 1 口转注井；在 BZ25-1WHPD 平台布设 5 口转注井，1 口生产井（侧钻），1 口注水井（上返补孔）；在 BZ25-1WHPE 平台布设 1 口转注井，1 口生产井（侧钻），1 口注水井（上返补孔）；在 BZ25-1WHPF 平台布设 4 口转注井，2 口先期排液注水井（剩余井槽），2 口生产井（剩余井槽）；在 BZ19-4WHPA 平台布设 1 口转注井；在 BZ19-4WHPB 平台布设 2 口生产井（侧钻）。具体调整平台见图 2.1-10。

本工程调整前后平台井口数量见表 2.1-21，本工程 33 口调整井调整前的井口类型

见表 2.1-22，本次调整井工程平台井口信息见表 2.1-23，井型井身基本参数见表 2.1-24。本工程共 33 口井，分别为 11 口生产井（4 口侧钻），12 口转注井，8 口先期排液注水井，2 口注水井（上返补孔）。调整井井槽布置见图 2.1-11~2.1-17。

表 2.1-21 本工程调整前后平台井口数量 单位：口

所在平台	调整前							本工程					本工程调整后						
	总井数	生产井	水源井	注水井		生产水回注井		生产井			注水井		先期排液注水井（空井槽）	总井数	生产井	水源井	注水井	先期排液注水井	生产水回注井
				现有	已批待实施转注井	现有	已批待实施	侧钻	空井槽	注水井转生产	转注井	上返补孔							
BZ19-4WHPA	10	6	0	4	0	0	0	0	0	0	1	0	0	10	5	0	5	0	0
BZ19-4WHPB	24	16	0	8	2	0	0	2	0	0	0	0	0	24	16	0	8	0	0
BZ25-1WHPB	28	19	0	8	0	1	0	0	5	0	0	0	6	39	24	0	8	6	1
BZ25-1WHPC	38	29	1	8	1	0	0	0	0	0	1	0	0	38	28	1	9	0	0
BZ25-1WHPD	42	30	0	11	1	1	0	1	0	0	5	1	0	42	25	0	16	0	1
BZ25-1WHPE	43	29	0	13	1	1	0	0	0	1	1	1	0	43	29	0	13	0	1
BZ25-1WHPF	40	25	1	14	0	0	1	0	2	0	4	0	2	44	23	1	18	2	0
合计	225	154	2	66	5	3	1	3	7	1	12	2	8	240	150	2	77	8	3

注：1、《渤中 25-1 油田群井口平台 16 口调整井》中 BZ25-1WHPD 平台 D05H 井评价为生产井（侧钻），未实施；本评价变更为转注井。BZ25-1WHPE 平台 E06 井评价为生产井（侧钻），未实施；本评价变更为转注井。

2、《渤中 25-1 南油田 WHPE/F 平台外挂井槽工程环境影响报告表》中 BZ25-1WHPF 平台 F42H、F40H 井评价为注水井，未实施；本评价变更为先期排液注水井。BZ25-1WHPF 平台 F41H、F44H 井评价为注水井，未实施；本次评价变更为生产井。

3、生产井侧钻为生产井，井数量调整前后不发生变化。

4、上返补孔为注水井补孔，调整后仍为注水井，注水井数量调整前后不发生变化。

5、“本工程调整后” 一列，不含调整前未实施井。

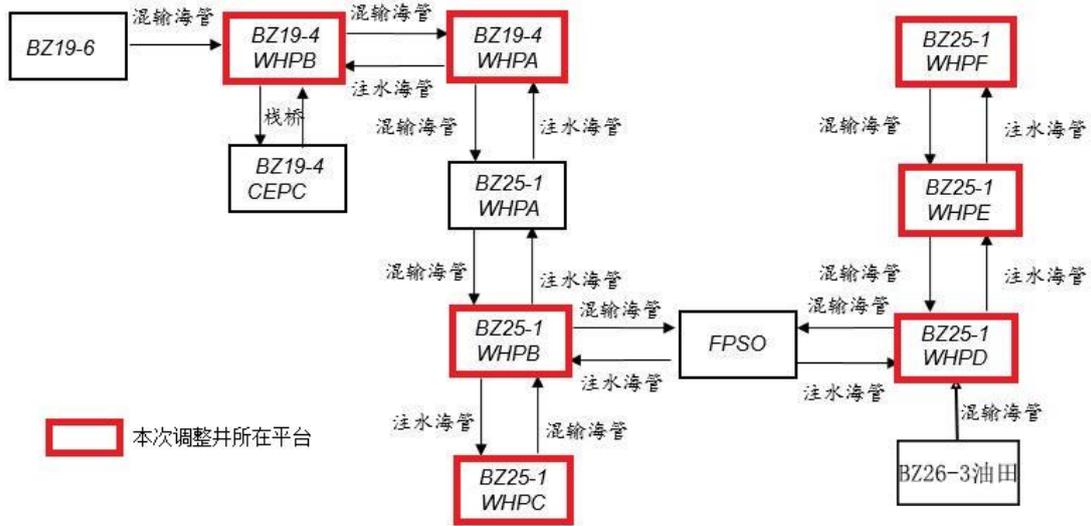


图 2.1-10 本次调整井所在平台示意图

表 2.1-22 本工程 33 口调整井调整前的井口类型/井槽利用情况

序号	井号	井型/井槽利用	序号	井号	井型/井槽利用	序号	井号	井型/井槽利用
1	A07H	生产井	13	B45H	剩余井槽	25	E33H1	注水井
2	B07H1	生产井	14	B46H	剩余井槽	26	F15	生产井
3	B23H1	生产井	15	C33	生产井	27	F18	生产井
4	B38	剩余井槽	16	D05H	生产井	28	F34H	生产井
5	B39H	剩余井槽	17	D10H1	生产井	29	F42H	剩余井槽
6	B40	剩余井槽	18	D11	生产井	30	F40H	剩余井槽
7	B41	剩余井槽	19	D31	生产井	31	F41H	剩余井槽
8	B42	剩余井槽	20	D35H	生产井	32	F44H	剩余井槽
9	B36	剩余井槽	21	D40H	注水井	33	F43H	生产井
10	B43H	剩余井槽	22	D03	生产井			
11	B44H	剩余井槽	23	E06	生产井			
12	B37	剩余井槽	24	E46H1	注水井			

表 2.1-23 本次调整井工程平台井口信息表 单位：口

所在平台	生产井			注水井		先期排液注水井
	侧钻	空井槽	注水井转生产	转注井	上返补孔	
BZ19-4WHPA	/	/	/	A07H	/	/
BZ19-4WHPB	B07H1/B23H1	/	/	/		
BZ25-1WHPB	/	B43H/B44H B42/B36/ B46H	/	/	/	B38/B39H/ B40/B41/B37 B45H
BZ25-1WHPC	/	/	/	C33	/	/
BZ25-1WHPD	D10H1	/	/	D05H/D11/ D31/D35H/D03	D40H	/
BZ25-1WHPE	/	/	E46H1	E06	E33H1	/
BZ25-1WHPF	/	F41H/F44H	/	F15/F18/ F34H/F43H	/	F42H/F40H
合计	3	7	1	12	2	8

图 2.1-11 BZ19-4WHPA 平台调整井平面布置图

图 2.1-12 BZ19-4WHPB 平台调整井平面布置图

图 2.1-13 BZ25-1WHPB 平台调整井平面布置图

图 2.1-14 BZ25-1WHPC 平台调整井平面布置图

图 2.1-15 BZ25-1WHPD 平台调整井平面布置图

图 2.1-16 BZ25-1WHPE 平台调整井平面布置图

图 2.1-17 BZ25-1WHPF 平台调整井平面布置图

(2) 调整井的典型井身结构

表 2.1-24 井型井身基本参数表

序号	平台	井名	井眼直径 (") × 井身长度 (m)
1	BZ19-4 WHPA	A07H	24" × 109.2+16" × 417+12-1/4" × 2242
2	BZ19-4 WHPB	B07H1	8 1/2" × 2687+6" × 2930
3		B23H1	8 1/2" × 2951+6" × 3146
4	BZ25-1 WHPC	C33	20" × 109+17-1/2" × 650+12-1/4" × 3448+8 1/2" × 4139+6" × 4350
5	BZ25-1 WHPD	D05H	20" × 84.22+17-1/2" × 245.86+12-1/4" × 2677
6		D11	20" × 84.22+17-1/2" × 247.3+12-1/4" × 2024
7		D31	20" × 84.22+17-1/2" × 259+12-1/4" × 2151
8		D35H	30" × 125.7+17-1/2" × 417+12-1/4" × 2254+8 1/2" × 2622
9		D40H	30" × 127.26+17-1/2" × 418+12-1/4" × 2846+8 1/2" × 3140
10		D03	20" × 84.22+17-1/2" × 247+12-1/4" × 2526
11		D10H1	12-1/4" × 1502m+8-1/2" × 2807m+6" × 3204m
12	BZ25-1 WHPE	E06	20" × 81.07+17-1/2" × 254.1+12-1/4" × 2428
13		E33H1	20" × 88.6+17-1/2" × 255.61+12-1/4" × 501.4+8-1/2" × 2284+6" × 2548

14		E46H1	34"×105+16"×404+12-1/4"×2049+8 1/2" ×2298	
15	BZ25-1 WHPF	F15	20"×64.5+17-1/2"×247.4+12-1/4"×1895	
16		F18	20"×64.5+17-1/2"×246.10+12-1/4"×2567	
17		F34H	20"×56+17-1/2"×200+12-1/4"×2519+8 1/2" ×2790	
18		F42H	26"×113.5m+16"×807m+12-1/4"×3239m+8-1/2"×3485m	
19		F40H	26"×106m+16"×420m+12-1/4"×2344m+8-1/2"×2698m	
20		F41H	26"×113.5m+16"×601m+12-1/4"×2757m+8-1/2"×3070m	
21		F43H	26"×108m+16"×421m+12-1/4"×2839m+8-1/2"×3153m	
22		F44H	12-1/4"×(397.28m~2890m) /+12-1/4"×(1598m~2839m)	
23		BZ25-1 WHPB	B37	17-1/2"×1502m+12-1/4"×3802m+8-1/2"×4835m
24			B41	17-1/2"×1202m+12-1/4"×3602m+8-1/2"×4285m
25	B42		16"×402m+12-1/4"×2802m+8-1/2"×3633m	
26	B36		17-1/2"×1202m+12-1/4"×3602m+8-1/2"×4345m	
27	B38		16"×802m+12-1/4"×2965m/ 12-1/4"×3135m	
28	B39H		12-1/4"×1502m+8-1/2"×2880m+6"×3315m	
29	B40		12-1/4"×1502m+8-1/2"×2901m	
30	B43H		12-1/4"×1502m+8-1/2"×2364m+6"×2658m	
31	B44H		12-1/4"×1502m+8-1/2"×2484m+6"×2734m	
32	B45H		16"×802m+12-1/4"×2973m+8-1/2"×3168m	
33	B46H		16"×1002m+12-1/4"×3395m+8-1/2"×3623m	

调整井井身结构示意图见图 2.1-18。

图 2.1-18 调整井典型井身结构示意图

2.1.6.2 调整井工程建设方案

(1) 钻完井设备和钻井方式

本次渤中 25-1 油田群钻完井作业计划。钻井方式：**BZ25-1WHPB** 平台 11 口井预计使用钻井平台进行钻完井作业。**BZ25-1WHPE** 平台 1 口井使用支持船+修井机的作业模式；**BZ25-1WHPF** 平台 4 口井使用钻井平台进行作业。**BZ25-1WHPD** 平台 1 口井使用支持船+修井机的作业模式。**BZ19-4WHPB** 平台 2 口井使用钻井平台进行钻完井作业。**BZ19-4WHPA** 平台和 **BZ25-1WHPC** 平台只有转注井，不涉及钻完井作业。**BZ25-1WHPD** 平台和 **BZ25-1WHPE** 平台分别布设 1 口上返补孔注水井，不涉及钻完井作业；

(2) 完井方式

完井方式优化原则是满足油藏开发需求；以保护储层，发挥油井产能为宗旨。套管

井完井液使用隐形酸完井液体系，水平井裸眼段采用与钻井液相配套的完井液体系；水平生产油井采用裸眼+优质筛管砾石充填防砂，定向井采用套管射孔+绕丝筛管砾石充填防砂；生产井下入压力监测装置，油管、井下工具采用普通材质，不需要采用防腐措施；根据海上安全生产要求，下入井下安全阀和过电缆封隔器。

（3）固井方式

常压油井：水泥至少返到最上一个油层顶部以上 150m；表层套管固井，水泥至少应返到泥面；技术套管固井，水泥应返到上层套管鞋内不少于 100m；尾管固井，水泥返至尾管顶部。

（4）侧钻井老井封井方式

本工程老井侧钻的调整井侧钻前，需要对原井进行弃井作业，弃井作业结束后转入钻井作业。封井段按照《海洋弃井作业规范》（SY/T 6845-2011）和《海洋石油弃井规范》（Q/HS 2025-2010）的要求进行永久弃井，企业规范的要求要严于行业规范；压井并起出原井生产管柱，分层挤水泥，封隔裸眼筛管井段的油、气、水渗透层之间流动通道；筛管顶部封隔器向上注一长度不小于 100m 的水泥塞；候凝、探高并试压合格。在侧钻点以下注 100m 侧钻水泥塞，探顶，套管开窗侧钻。

（5）生产井转注水井

生产井转注作业可参照作业公司《2017 版秦皇岛 32-6&渤中作业公司 QHSE 管理体系-井下作业分册》（QHSE WM-01-13）进行洗压井作业，拆采油树，装立管防喷器，起出原井电泵机组，组合下入刮管洗井管柱，刮管洗井作业后起出，下入注水管柱，拆立管防喷器，安装采油树，最后进行地面流程改造转入注水模式。

（6）注水井上返补孔

BZ25-1WHPD 平台 D40H 和 BZ25-1WHPE 平台 E33H1 注水井上返补孔作业可参照作业公司《2017 版秦皇岛 32-6&渤中作业公司 QHSE 管理体系-井下作业分册》（QHSE WM-01-13）进行洗压井作业，拆采油树、组装喷器组、试压，起原井注水管柱，刮管洗井，投 SB 堵塞器、填砂、替射孔液，TCP 射孔、负压返涌，刮管洗井、冲砂、打捞 SB 堵塞器，下入注水管柱，拆立管及防喷器，安装采油树，进行注水。

（7）钻井液的成分

本工程选用钻井液体系为改进型 PEC、EZFLOW 体系，见表 2.1-25 和表 2.1-26。

表 2.1-25 改进型 PEC 体系钻井液组分表

表 2.1-26 EZFLOW 体系钻井液组分表

(9) 施工计划

本工程施工计划见表 2.1-27~表 2.1-28。

表 2.1-27 施工进度安排表（生产井和先期排液注水井）

平台	井号	施工天数 (d)	钻井天数 (d)	计划施工时间 (年)	计划转注时间 (年)	施工人数 (人)	施工船数 (条)
BZ19-4 WHPB	B07H1	14.50	10.0	2020	/	120	1
	B23H1	21.00	16.5	2020	/	120	1
BZ25-1 WHPB	B37	47.5	39	2020	2024	120	1
	B41	42	33.5	2020	2024	120	1
	B42	35.5	25.5	2020	/	120	1
	B36	44	34	2020	/	120	1
	B38	37.5	28	2020	2022	120	1
	B39H	21.5	16.5	2020	2022	120	1
	B40	23	13.5	2020	2022	120	1
	B43H	18.5	13.5	2020	/	120	1
	B44H	19.0	14.0	2020	/	120	1
	B45H	23.0	18.0	2020	2022	120	1
B46H	25.5	20.0	2020	/	120	1	
BZ25-1 WHPE	E46H1	23.9	19.5	2020	/	120	1
BZ25-1 WHPD	D10H1	34.5	13.75	2020	/	120	1
BZ25-1 WHPF	F42H	25.0	21.5	2020	2023	120	1
	F40H	19.67	16.00	2020	2023	120	1
	F41H	21.25	18.00	2020	/	120	1
	F44H	33.76	23.50	2020	/	120	1

注：“/”表示生产井无转注计划。

表 2.1-28 施工进度安排表（转注井）

平台	井号	施工天数 (d)	计划施工时间(年)	施工人数 (人)	施工船数 (条)
BZ19-4 WHPA	A07H	20	2022	24	/
BZ25-1 WHPC	C33	20	2021	24	/
BZ25-1 WHPD	D05H	20	2021	24	/
	D11	20	2020	24	/
	D31	20	2020	24	/
	D35H	20	2020	24	/
	D40H	20	2020	24	/
	D03	20	2022	24	/
BZ25-1 WHPE	E06	20	2020	24	/
	E33H1	20	2020	24	/

BZ25-1 WHPF	F15	20	2020	24	/
	F18	20	2020	24	/
	F34H	20	2022	24	/
	F43H	20	2020	24	/

注：“/”表示不需要动用船舶。

2.1.7 渤中 25-1 南油田 WHPF 平台工艺扩容建设规模及内容

渤中 25-1 南油田 WHPF 平台工艺扩容项目新增生产分离器和生产水处理系统，扩容后脱水量满足 WHPF 平台注水需求，同时大大减少输往“海洋石油 113 号”FPSO 混输海管输量，最大限度发挥 WHPF 平台油藏潜力需求。

2.1.7.1 新建 BZ25-1 PAP 平台总体布置

BZ25-1WHPF 平台西北侧增加四腿生产辅助平台（PAP），采用 16m 栈桥连接。PAP 平台新增一台生产分离器和生产水处理系统。BZ25-1WHPF 平台井口物流经计量、生产分离器初步脱水至含水 30%通过混输海管外输至 HYSY113 FPSO 上进一步处理成合格原油并储存。分离出来的生产水通过 PAP 新增生产水处理系统处理合格后于 BZ25-1WHPF 平台就地回注。本工程总体开发示意图见图 2.1-20。

(1) 平台结构

新建 BZ25-1 PAP 四腿无人井口平台，位于原平台西北侧，导管架间距为 16×14m，无井口、无生活区。



图 2.1-19 PAP 平台结构模型示意图

a. 上层甲板

新增甲板的尺寸为 30m×31.5m，标高 EL.(+) 25m。

西北角设有吊证能力为 20t@10m，5t@32m 电动吊机一台。

A 轴南侧设有 FM200 房间及主变压器间。

A 轴北侧主要生产分离器、斜板撇油器撬、双介质核桃壳滤器撬及化学药剂撬。具体布置图见图 2.1-21。

b.中层甲板

甲板尺度为 30m×31.5m，标高 EL.(+)17m。

A 轴南侧分上下两层，二层标高为 EL.(+)21m。用于布置房间。A 轴北侧用于布置生产水系统及公用/仪表气系统。具体布置图见图 2.1-22。

c.下层甲板

甲板尺度为 27m×31.5m，标高 EL.(+) 12m。

A 轴南侧设有反冲洗水泵、生产水增压泵及注水泵。沿着 A 轴设有 A60 防火墙。

A 轴北侧设有污水、污油及开/闭排系统。具体布置图见图 2.1-23。

(2) 设计寿命

PAP 平台设计寿命为 20 年。

(3) 平台防腐

在海洋环境中，通常将平台划分为三个腐蚀区域，分别为：大气区、飞溅区和全浸区。

大气区是指平台飞溅区以上的部分，该区域暴露于阳光、风、雾和雨中。金属构件组合在一起时应采用密封焊接，尽量避免采用容易产生大气腐蚀的结构形式。对钢结构，通常采用高性能防腐蚀涂料。

飞溅区是指由于受潮汐、风和波浪的影响，平台干湿交替的区域。采用增加壁厚（即预留一定的腐蚀裕量）、重防腐涂层（或包覆层）与阴极保护联合保护的方法。

全浸区采用阴极保护法。

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。

本工程新建平台钢结构导管架采用牺牲阳极法防腐，使用长条状铝基牺牲阳极。本工程新建 BZ25-1 PAP 平台导管架防腐共用阳极块约 170 块，阳极块单重 468.3kg，阳极块总重量为 79611kg。

(4) 电力系统

拟建 PAP 平台不设主电站，通过栈桥与 BZ25-1 WHPF 平台相连，电力依托

BZ25-1/BZ19-4 电网。PAP 平台配置 1 台 35/6.3kV, 5000kVA 降压变压器, 用于中压设备供电。PAP 平台配置 1 台 6.3/0.4kV, 2500kVA 变压器为工艺流程用电设备等低压负荷供电。

PAP 平台不设应急发电机, 应急电源来自 BZ25-1 WHPF 平台应急柴油发电机。

2.1.7.2 BZ25-1 WHPF 平台总体改造

BZ25-1 WHPF 为四腿有人井口平台, 对其上层及中层(下) 进行改造。

a. 上层甲板

甲板标高 EL.(+) 25m。

平台东北角外扩 8x5m 甲板, 用于布置通往新建平台 PAP 的 16m 长栈桥。具体布置图见图 2.1-24。

b. 中层(下) 甲板

甲板标高 EL.(+)15.5m。

平台东北角, 原预留区域布置新增注水管汇。具体布置图见图 2.1-25。

2.1.7.3 老平台和 FPSO 改造

(1) BZ25-1 WHPE 平台

BZ25-1WHPE 平台的注水水源来自于 HYSY113 FPSO 上处理合格的注水和 WHPE 平台水源井水, 经注水管汇分配后回注地层。为了满足配注量需求, 需要新增加一台注水泵。

原 BZ25-1 WHPE 为四腿有人井口平台, 对其中层(下) 进行改造。

a. 中层(下) 甲板

甲板标高 EL.(+)15.5m。

平台东北角, 原预留区域布置新增注水泵及主开关间 2。具体布置参见图 2.1-26。

(2) “海洋石油 113 号” FPSO

新增 1 台 6.3kV/35kV、8000kVA 升压变压器; 1 台接地电阻柜; 1 面 35kV 配电柜; 1 面 6.3kV 配电柜。

图 2.1-20 本工程总体开发示意图

图 2.1-21 BZ25-1PAP 平台上层甲板布置图

图 2.1-22 BZ25-1PAP 平台中层甲板布置图

图 2.1-23 BZ25-1PAP 平台下层甲板布置图

图 2.1-24 BZ25-1 WHPF 平台上层甲板改造布置图

图 2.1-25 BZ25-1 WHPF 平台中（下）层甲板改造布置图

图 2.1-26 BZ25-1 WHPE 平台中（下）层甲板改造布置图

2.1.7.4 扩容后工艺流程

(1) 生产工艺流程

BZ25-1WHPF 平台所产井物流进入计量分离器计量后，进入 PAP 平台新增生产分离器处理，处理成 30% 的含水原油后外输至 BZ25-1WHPE 平台。分离出的水进入 PAP 平台生产水处理系统处理后回注至 BZ25-1WHPF 平台。原油处理工艺流程详见图 2.1-27。生产分离器的处理能力：处理能力：30000Sm³/d（气），700m³/d（油），12000m³/d（液）。

(2) 生产水处理系统

来自 PAP 平台生产分离器分离出的生产水首先进入斜板除油器，在斜板除油器中分出较大颗粒的油滴，然后进入气浮旋流器，在浮选机中分出颗粒较小的油滴。斜板除油器和浮选机分出的污油进入污油罐，再由污油泵打到原油处理系统中。经过两级处理后的生产水经过缓冲增压后，进入双介质核桃壳过滤器中进行过滤，之后进入注水系统。系统最大处理能力 12000m³/d。

生产水处理系统的主要设备包括：1 台斜板除油器，1 台气浮旋流器，1 个生产水缓冲罐，3 台生产水增压泵，6 台双介质核桃壳过滤器，1 个污水罐，2 台污水泵，1 个污油罐，2 台污油泵等。

生产水处理系统流程图见图 2.1-28。

(3) 注水系统工艺流程

生产水处理系统处理过的生产水进入注水缓冲罐用于注水。注水通过反冲洗水泵、注水泵增压后，注入到 BZ25-1WHPF 注水井。注水能力为 10560 m³/d。

注水系统流程图见图 2.1-29。

(4) 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，再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。

开式排放系统流程图见图 2.1-30。

(5) 闭排兼冷放空系统

闭排兼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组成。闭排兼冷

放空罐主要收集 BZ25-1WHPF 上带压容器、管线等排放出的可燃性介质，并进行气液分离。当罐内液位上升到设定值时，闭式排放泵自动启动，将液体输送到海底管道一同进行外输。气体通过新增冷放空管排入大气。闭排兼冷放空系统流程图见图 2.1-31。

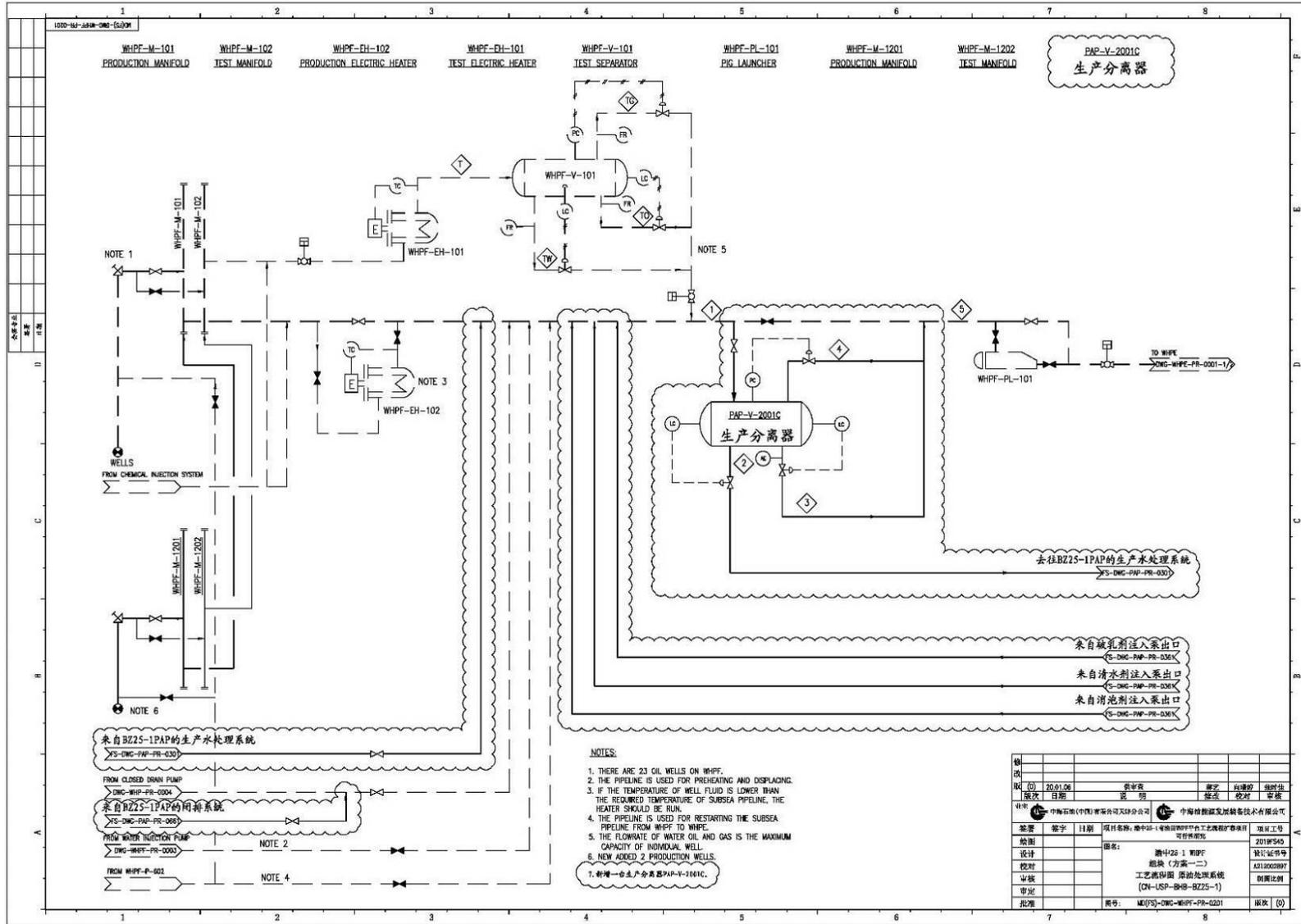


图 2.1-27 BZ25-1PAP 平台原油处理工艺流程图

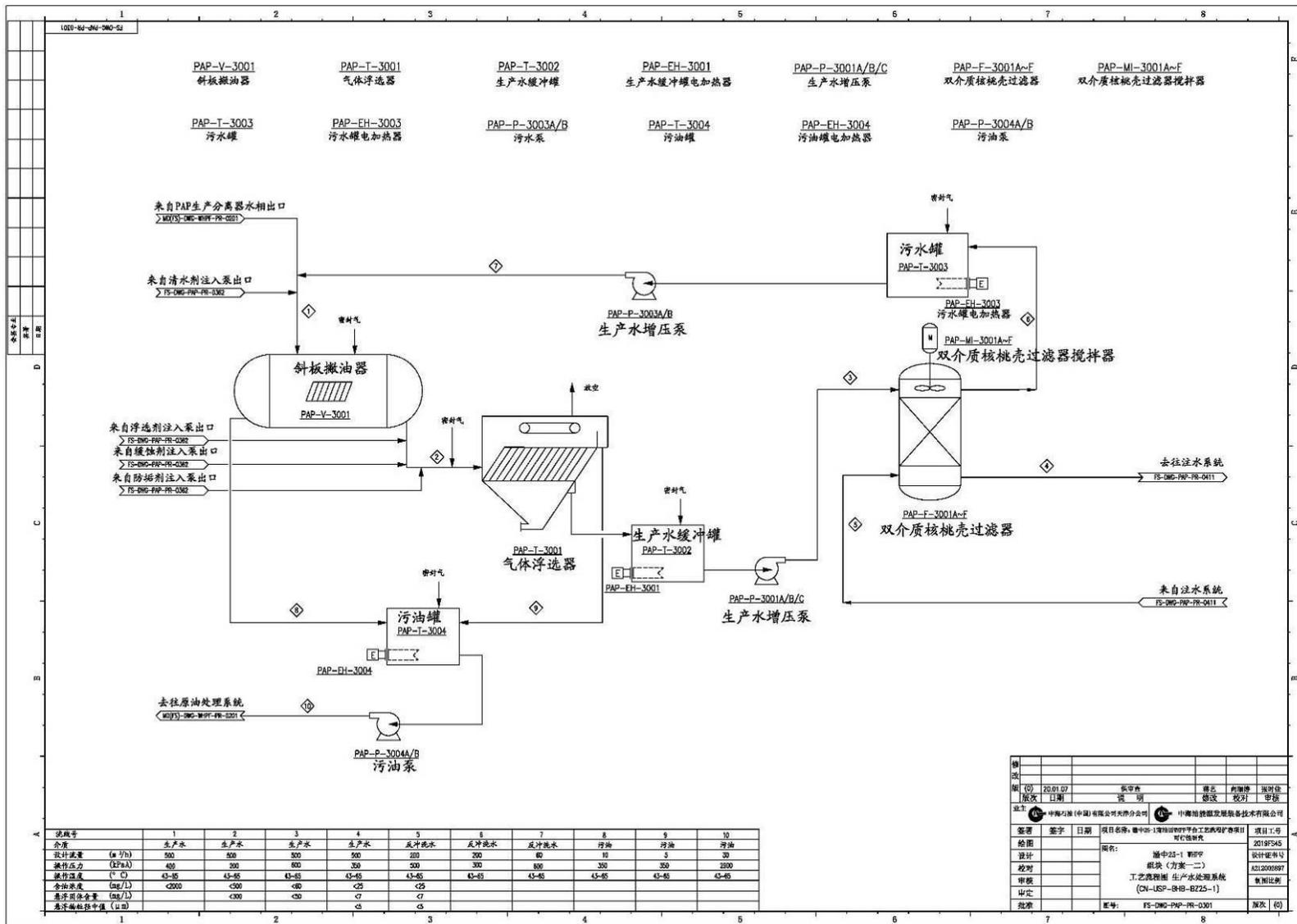


图 2.1-28 BZ25-1PAP 平台生产水处理系统工艺流程图

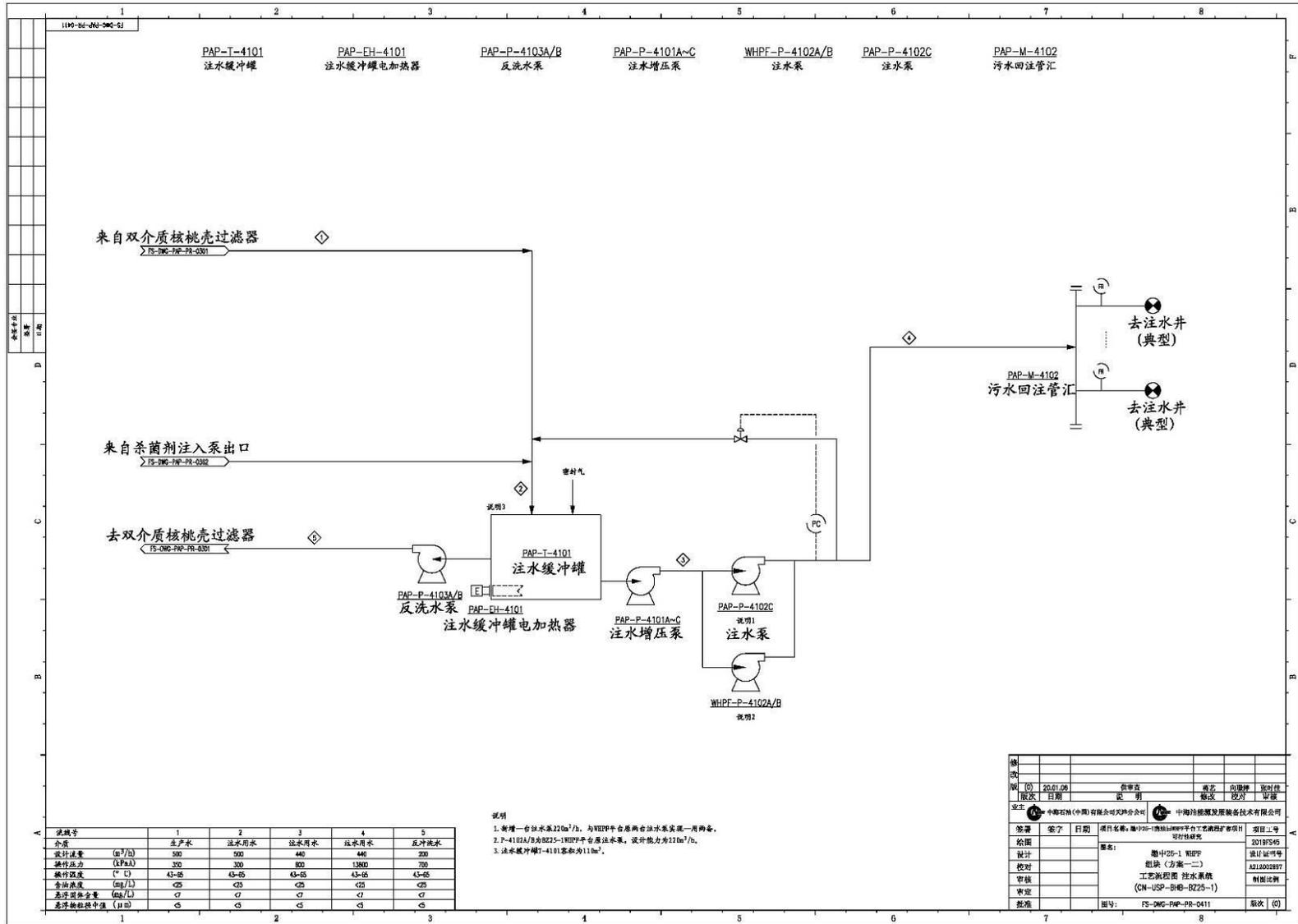


图 2.1-29 BZ25-1PAP 平台注水系统工艺流程图

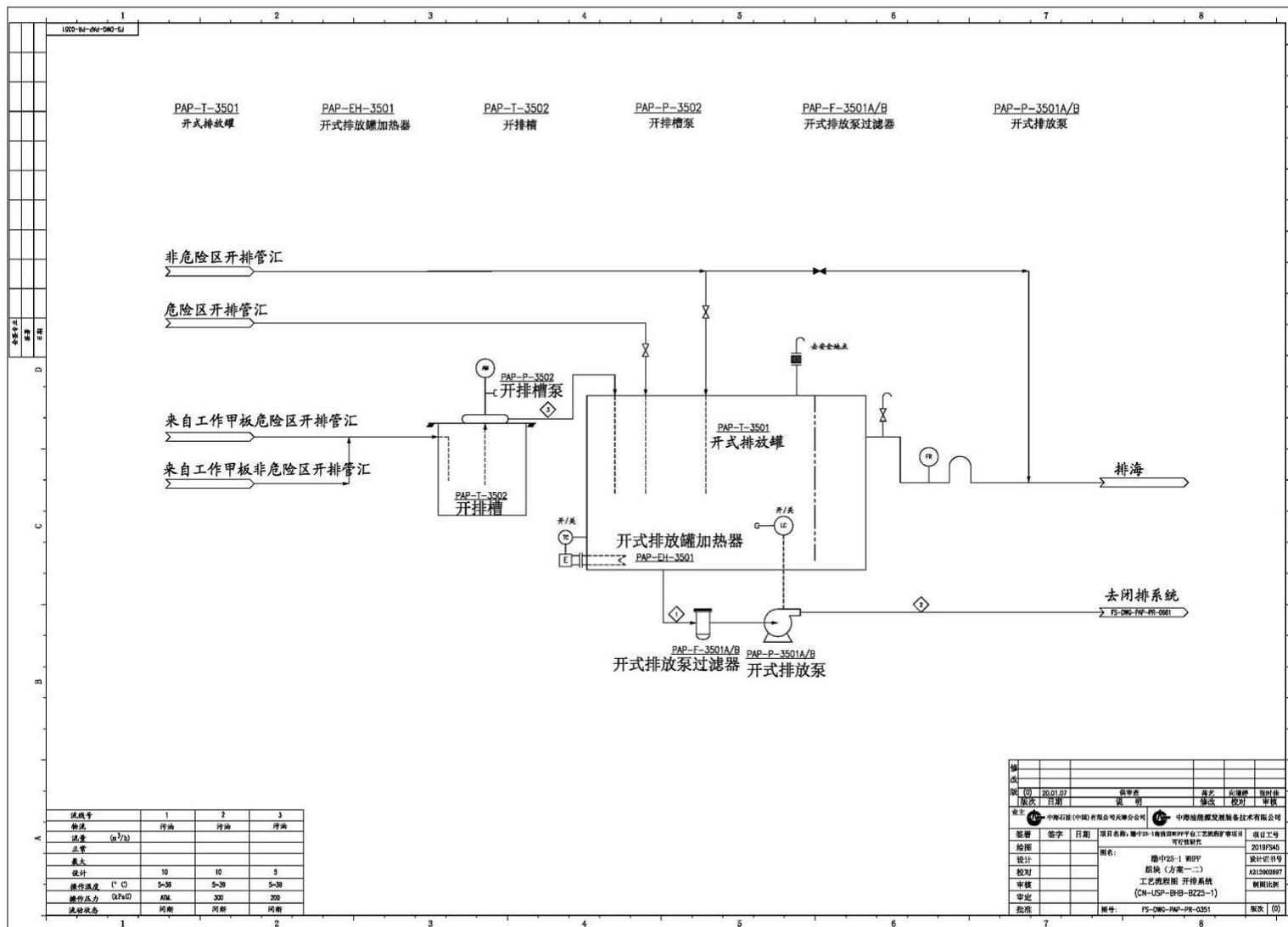


图 2.1-30 BZ25-1PAP 平台开排系统工艺流程图

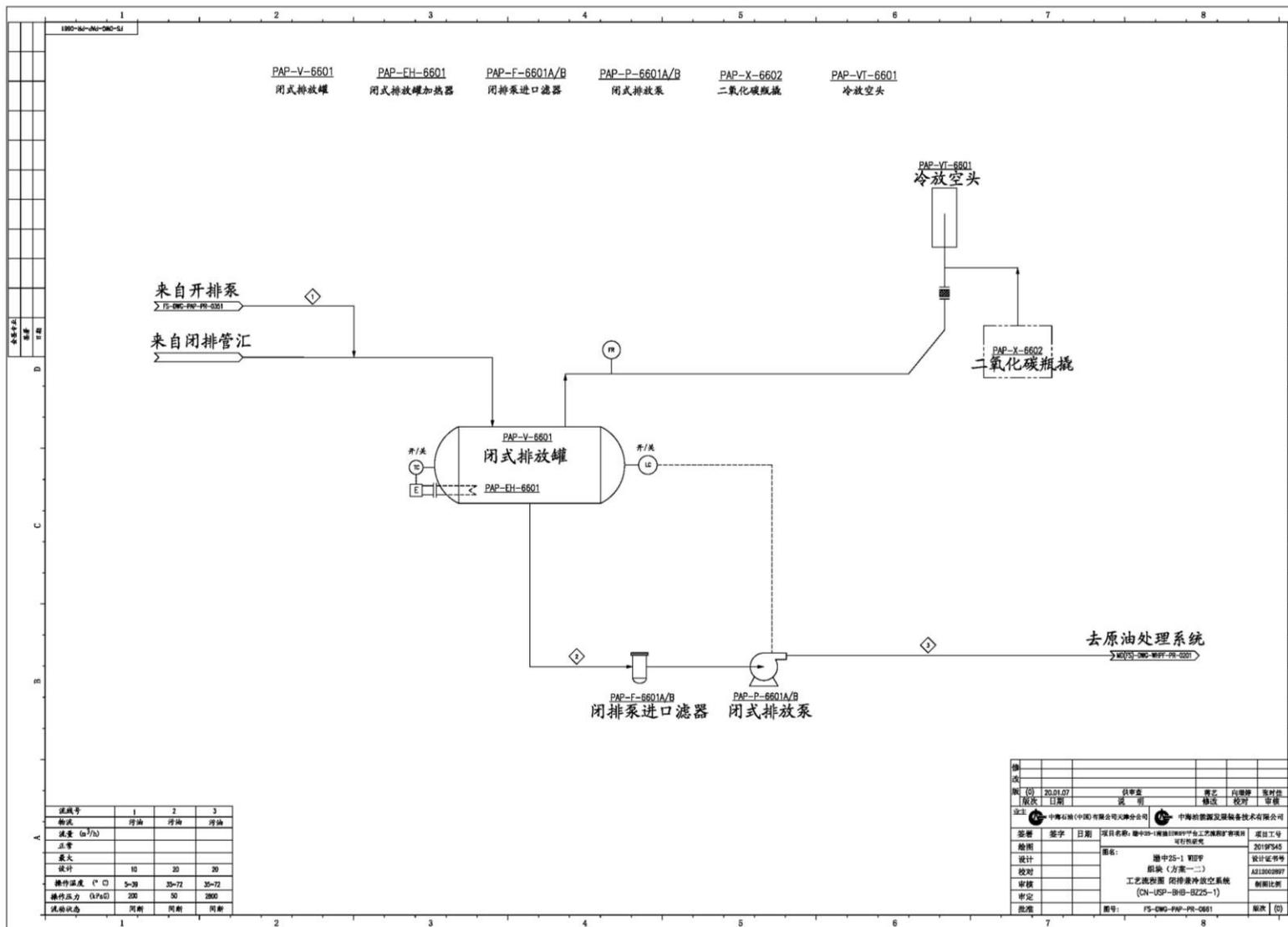


图 2.1-31 BZ25-1PAP 平台闭排系统工艺流程图

2.1.7.5 扩容项目建设方案

(1) 施工方式

导管架采用立式建造，陆地滑移装船，吊装重量 650 吨，海上利用 1700 吨级浮吊吊装就位。

平台组块采用分层建造，陆地滑移装船，吊装重量 1840 吨，海上利用 3800 吨级浮吊吊装就位。

(2) 施工计划

扩容项目计划 2021 年 3 月到 2021 年 7 月施工，共计 150 天。施工计划见表 2.1-29。

表 2.1-29 施工进度安排表

序号	施工内容	施工船舶数量 (艘)	施工人员 (人/天)	施工天数 (天)
1	PAP 平台	7	35	85
2	BZ25-1 WHPE 平台改造	1	30	90
3	HYSY 113 FPSO 改造	2	20	30
4	BZ25-1 WHPF 平台改造	1	30	60

2.1.8 生产定员增加

考虑平台日常修井、设备维护等需要，BZ25-1WHPE 和 WHPF 平台分别增加生产定员 14 人，由原来的 30 人增加至 44 人。

2.1.9 本工程产能情况

一、各平台产能预测

本工程在 BZ19-4WHPA~WHPB 和 BZ25-1WHPB~WHPF 平台共布设 33 口调整井，其中有 11 口生产井（4 口侧钻），12 口转注井，8 口先期排液注水井，2 口注水井（上返补孔）。

项目实施前后各平台产能预测见表 2.1-30~表 2.1-36。

二、本工程投产前、后全油田产能预测

本工程调整井投产前后渤中 25-1 油田群产能预测见表 2.1-37，调整井投产后渤中 19-4WHPB（CEPC）平台处理量见表 2.1-38，调整井投产后渤中 25-1 PAP 平台产能处理量见表 2.1-39，调整井投产前后“海洋石油 113 号”FPSO 处理量见表 2.1-40。

表 2.1-30 调整井投产前后 BZ19-4 WHPA 平台生产指标预测

表 2.1-31 调整井投产前后 BZ19-4 WHPB 平台生产指标预测

表 2.1-32 调整井投产前后 BZ25-1 WHPB 平台生产指标预测

表 2.1-33 调整井投产前后 BZ25-1 WHPC 平台生产指标预测

表 2.1-34 调整井投产前后 BZ25-1 WHPD 平台生产指标预测

表 2.1-35 调整井投产前后 BZ25-1 WHPE 平台生产指标预测

表 2.1-36 调整井投产前后 BZ25-1 WHPF 平台生产指标预测

表 2.1-37 调整井投产前后渤中 25-1 油田群生产指标预测

注：渤中 25-1 油田群现有工程产能包括 BZ25-1WHPA 平台、BZ25-1WHPB 平台、BZ25-1WHPC 平台、BZ25-1WHPD 平台、BZ25-1WHPE 平台、BZ25-1WHPF 平台、BZ19-4WHPA 平台、BZ19-4WHPB 平台和渤中 19-4CEPC 平台的产能，以及渤中 26-3 油田和渤中 19-6 油田来液。

表 2.1-38 调整井投产前后渤中 19-4WHPB (BZ19-4CEPC) 平台处理量预测

注：渤中 19-4WHPB 和渤中 19-4CEPC 平台栈桥相连，将渤中 19-4WHPB 平台、渤中 19-4CEPC 平台和渤中 19-6 物流处理成 30% 含水原油外输，分离出的含油生产水经生产水处理系统处理达标后就地回注。

表 2.1-39 调整井投产前后渤中 25-1 PAP 平台处理量预测

注：1. 2021 年开始渤中 25-1WHPF 平台井口物流经渤中 25-1PAP 平台生产分离器初步脱水后成含水 30% 原油外输，分离出的含油生产水经生产水处理系统处理后就地回注。
2. 现有工程产量和调整井投产后产量均考虑渤中 25-1PAP 平台分水。

表 2.1-40 调整井投产前后“海洋石油 113 号” FPSO 处理量预测

注：1. “海洋石油 113 号” FPSO 处理渤中 25-1 油田群的生产物流，同时还处理来自渤中 26-3 油田经过处理的含少量生产水（含水量<10%）的原油。
2. 现有工程产量和调整井投产后产量均考虑渤中 25-1PAP 平台分水。

2.1.10 调整井工程建成前后工程内容变化对比

调整井建成前后工程内容变化情况对比情况见表 2.1-41。

表 2.1-41 调整井实施后工程变化情况对比表

项目		BZ19-4WHPB (BZ19-4CEPC)平台设计 处理能力	调整前最大处 理量	调整后最大处 理量	备注
产 能	油 (m ³ /d)	4460	3063 (2022 年)	3111 (2022 年)	总产量不超过设计 处理能力。
	气 (m ³ /d)	255000	193620 (2022 年)	197526 (2022 年)	
	水 (m ³ /d)	26208	20052 (2031 年)	20052 (2031 年)	生产水经处理后回 注地层,不外排。
项目		BZ25-1PAP 平台设计处理 能力	调整前最大处 理量	调整后最大处 理量	备注
产 能	油 (m ³ /d)	700	414 (2021 年)	636 (2021 年)	总产量不超过设计 处理能力。
	气 (m ³ /d)	30000	2083 (2021 年)	2842 (2021 年)	
	水 (m ³ /d)	12000	6366 (2030 年)	6996 (2027 年)	生产水经处理后回 注地层,不外排。
项目		“海洋石油 113 号”FPSO 设 计处理能力	调整前最大处 理量	调整后最大处 理量	备注
产 能	油 (m ³ /d)	12720	6094 (2022 年)	6678 (2022 年)	总产量不超过设计 处理能力。
	气 (m ³ /d)	396000	240000 (2021 年)	250611 (2022 年)	
	水 (m ³ /d)	36720	27902 (2030 年)	29473 (2027 年)	生产水经处理后分 输至各平台全部回 注地层,不外排。
平台结构		BZ25-1WHPF 平台西北侧增加四腿生产辅助平台 (PAP), 采用 16m 栈桥连接, 同时 BZ25-1WHPF 平台、BZ25-1WHPE 平台和 HYSY113 FPSO 进行适应性改造。其余与现有工程一致。			
生产物流集输、处理		2021 年开始渤中 25-1WHPF 平台井口物流经渤中 25-1PAP 平台生产分离器初步脱水后成含水 30%原油外输, 分离出的含油生产水经生产水处理系统处理后就地回注。其余与现有工程一致			
公用工程		BZ25-1PAP 平台增加开式排放系统、闭式排放系统、化学药剂系统、吊机等公用工程。其余与现有工程一致。			
生产定员		BZ25-1WHPE 和 WHPF 平台增加 14 人, 至 44 人, 其余平台与现有工程一致			
生产天数		与现有工程一致			

2.2 工程分析

2.2.1 原有污染物排放情况

(一) 现状废水污染源

根据对油田的调查，废水主要包括生活区的生活污水、甲板冲洗水、初期雨水等。

(1) 生活污水

根据2019年生活污水统计数据，BZ19-4WHPA、WHPB平台和BZ25-1WHPB~WHPF平台生活污水产生量分别为1099m³/a、1613m³/a、1302m³/a、1148m³/a、1229m³/a、1587m³/a和1461m³/a，共9439m³/a，经处理合格后达标排放。

(2) 正常工况含油生产水

BZ25-1油田群产生含油生产水为29095m³/d，经FPSO生产水处理设施处理达标后全部回注地层，不外排。

(3) 非正常工况含油生产水

非正常工况下排海浓度必须符合国家标准且年排放天数不得超过15天。油田群投产以来未出现非正常工况，生产水未有过排海历史。

(4) 其他含油污水

包括甲板冲洗水、初期雨水，全部经收集进入原油集输流程，不外排。目前，BZ25-1WHPB~WHPF平台和BZ19-4WHPA、WHPB平台甲板冲洗水约1400m³/a，初期雨水约132.3m³/次。

(二) 现状废气污染源

油田生产过程中，分离出的天然气用作透平发电机的燃料，多余的气体通过放空管线去火炬系统燃烧，2018年FPSO日均消耗天然气26×10⁴m³。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1Nm³天然气约产生13.63m³烟气量；NO_x排放系数为：18.71kg/10⁴m³燃料气。本工程的天然气不含硫，因此，燃气发电时产生的污染物中主要污染物为氮氧化物。经计算，氮氧化物的量最大为486.46kg/d。

(三) 现状固体废物污染源

现有工程固体废物污染源为各平台生活区的生活垃圾和油田生产作业过程中产生的工业垃圾。

产生的生活垃圾主要为作业人员食品废弃物、食品包装物和厨余物等。BZ25-1WHPB~WHPF平台和BZ19-4WHPA、WHPB平台生活垃圾产生量均为24t/a，共168t/a，全部运回陆地处理。产生的工业垃圾主要为废塑料桶、旧零件等。BZ25-1WHPB~WHPF平台和BZ19-4WHPA、WHPB平台生产垃圾产生量均为16.8t/a，共117.6t/a，运回陆上交由蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司处理。

渤中25-1油田群现有工程污染源见表2.2-1。

表 2.2-1 渤中 25-1 油田群现有工程污染源产排污一览表

类别	污染因子	现有工程污染物产生量	现有工程污染物排放量	排放方式	
生活污水	COD	9439m ³ /a	9439m ³ /a	处理达标后排海	
含油生产水	石油类	29095m ³ /d	0	处理达标后全部回注地层	
固体废弃物	生活垃圾	/	168t/a	0	运回陆上处理
	工业垃圾	/	117.6t/a	0	运回陆上交由蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司处理
其他含油污水	初期雨水 (m ³ /次)	石油类	132.3	0	经开、闭排收集后，全部打入原油处理系统
	甲板冲洗水 (m ³ /a)		1400	0	
天然气燃烧废气	NO _x	486.46kg/d	486.46kg/d	直接排放	

2.2.2 拟建工程污染源及污染防治措施

2.2.2.1 施工期污染源及污染防治措施

I、排污节点

根据施工工艺过程分析，调整井工程施工期排污主要表现在工程的钻完井阶段，主要排污节点如下：

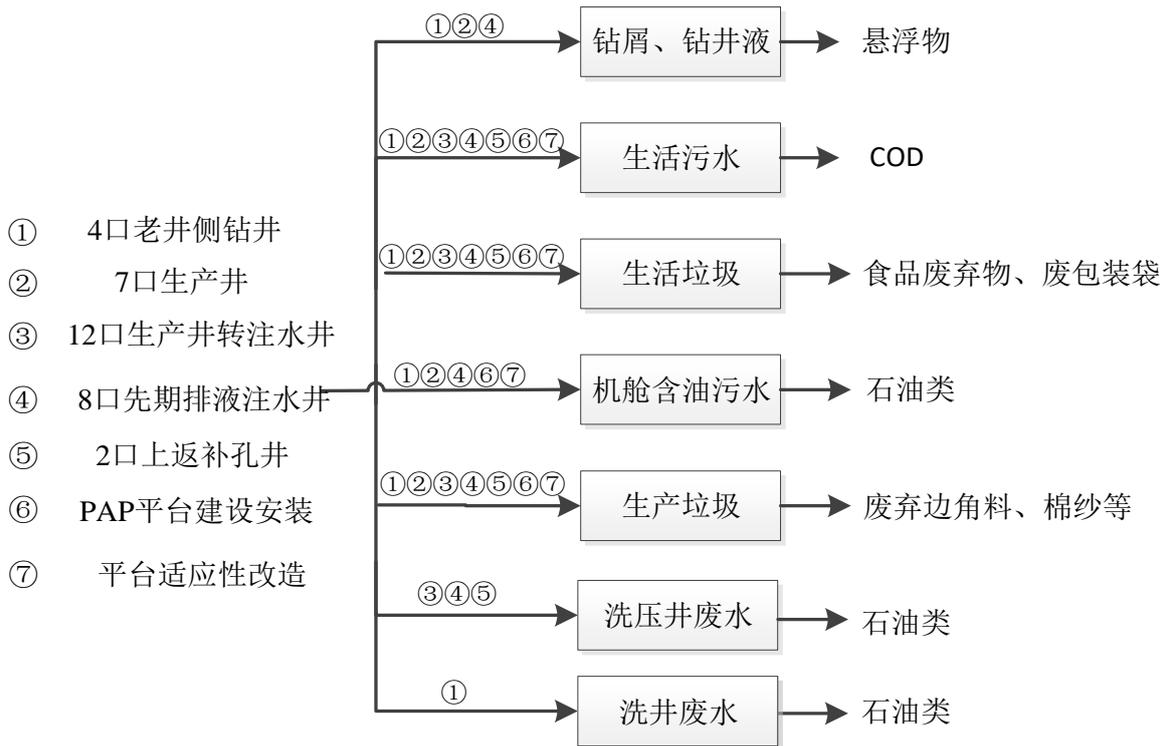


图 2.2-1 本工程施工期排污节点图

II、污染源及防治措施

(1) 钻屑

①源强核算

钻井过程中产生的钻屑分为油层段钻屑和非油层段钻屑两类。根据建设单位提供的设计资料，源强核算结果见表 2.2-2，施工共产生钻屑量 4402m³，其中非油层段钻屑量为 3826m³，油层段钻屑产生量为 576m³。

表 2.2-2 钻屑源强核算结果表

平台	井号	非油层段钻屑产生量 (m ³)	油层段钻屑产生量 (m ³)	钻井时间 (d)	非油层段钻屑平均排放速率 (m ³ /d)
BZ19-4WHPB	B07H1	50	21	10.0	/
	B23H1	154	17	16.5	
小计		204	38	26.5	7.70
BZ25-1WHPB	B37	394	26	39	/
	B41	350	26	33.5	
	B42	250	26	25.5	
	B36	250	26	34	
	B38	497	52	28	
	B39H	134	38	16.5	

	B40	135	26	13.5	
	B43H	121	26	13.5	
	B44H	127	24	14	
	B45H	187	17	18.0	
	B46H	217	20	20.0	
小计		2662	307	255.5	10.41
BZ25-1WHPD	D10H1	143	19	13.75	10.40
BZ25-1WHPE	E46H1	/	42	19.5	/
BZ25-1WHPF	F42H	272	22	21.50	/
	F40H	161	31	16.00	
	F41H	223	27	18.00	
	F44H	162	90	23.5	
小计		817	170	79.0	10.35
总计		3826	576	394.25	/

②污染防治措施

本工程产生钻屑总量为 4402m³，施工期产生的油层段钻屑（576m³）采用岩屑箱回收，岩屑箱装满后再用拖轮运回码头，同时及时更换空岩屑回收箱备用。到码头后计划全部由蓬莱荣洋钻采服务有限公司接收处理/处置。非油层段钻屑（3826m³）在满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性》（GB 18420-2009）的同时排放。

非油层段钻屑排放方式为随钻随排。排放位置在 BZ19-4WHPB，BZ25-1 WHPB、WHPD、WHPF 平台附近。

（2）钻井液

①源强核算

钻完井过程中产生的钻井液分为钻井油层水基钻井液（以下简称“油层段钻井液”）和非钻井油层水基钻井液（以下简称“非油层段钻井液”）两类。本工程钻井阶段钻井液产生情况见表 2.2-3。钻井液源强核算时已考虑了消耗量。

表 2.2-3 钻井液源强核算结果表

平台	井号	非油层段钻井液 (m ³)	油层段钻井液 (m ³)
BZ19-4WHPB	B07H1	112	156
	B23H1	132	143
小计		244	299
BZ25-1WHPB	B37	621	255
	B41	560	230
	B42	373	207
	B36	560	233
	B38	125	597
	B39H	263	154

	B40	137	187
	B43H	298	141
	B44H	244	143
	B45H	445	183
	B46H	512	201
小计		4138	2531
BZ25-1WHPD	D10H1	259	93
BZ25-1WHPE	E46H1	/	326
BZ25-1WHPF	F42H	531	200
	F40H	394	170
	F41H	457	184
	F44H	121	671
小计		1503	1225
总计		6144	4474

②污染防治措施

本工程钻井采用水基钻井液。施工期间共产生钻井液量约为 10618m³，其中油层段钻井液 4474m³，非油层段钻井液 6144m³。油层段钻井液平时储存在平台泥浆池里，回收时平台利用泵将钻井液打到船舶上专用泥浆罐，由拖轮运回码头，到码头后计划交由蓬莱荣洋钻采服务有限公司接收处理/处置，非油层段钻井液在满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性》（GB 18420-2009）的同时排放，最高排放速率出现在钻井结束后的一次性排放过程中，控制其排放速率最大为 35m³/h。

排海非油层段钻井液共为 6144m³，各平台非油层段钻井液最大排放速率出现在钻井结束后的一次性排放过程中，钻井完工后一次性排放 210m³，最大排放速率限定为 35m³/h。

钻井液循环使用，其排放环节主要有 4 个：外排钻屑粘附、固井置换、提钻携带以及钻井结束后的一次性排放。排放位置在 BZ19-4WHPB，BZ25-1 WHPB、WHPD、WHPF 平台附近。

（3）生产垃圾

本工程共实施调整井 33 口，按单井作业期间大约产生 0.5t 生产垃圾计算，则调整井工程产生生产垃圾为 16.5t，主要是剩余的工程废料、吸油毛毡和油抹布等。渤中 25-1 南油田 WHPF 平台工艺扩容项目施工阶段，将产生一些生产垃圾，如废弃的零件、边角料、包装材料、含油固废等，约 4.9t。生产垃圾共产生约 21.4t，全部运回陆地交由蓬莱荣洋钻采服务有限公司进行处理（见附件 16）。

表 2.2-4 生产垃圾核算结果表

施工内容		一般固体废弃物(t)	含油危险固体废弃物(t)	产生量(t)	排放量(m ³)	处理方式
调整井		/	16.5	16.5	0	运回陆地交由蓬莱荣洋钻采服务有限公司处理
渤中25-1南油田WHPF平台工艺扩容	PAP平台	1.5	0.5	2.0		
	BZ25-1 WHPE平台改造	1.0	0.3	1.3		
	BZ25-1 WHPF平台改造	1.0	0.3	1.3		
	HYSY 113 FPSO改造	0.2	0.1	0.3		
合计		3.7	17.7	21.4	0	

(4) 生活污水和生活垃圾

本工程施工期产生的生活污水和生活垃圾见表 2.2-5~表 2.2-8。施工期施工人员生活污水产生量人均按照 0.17m³/d 计；生活垃圾产生量人均按照 1.5kg/d 计。本工程施工人员生活污水产生量为 13338.98 m³，生活垃圾为 117.69 t。

表 2.2-5 调整井工程生活污水核算结果表

平台	工期(天)	人数(人)	污染物名称	产生负荷	产生量(m ³)	排放量(m ³)	处理方式
BZ19-4 WHPA	20	24	生活污水	0.17m ³ /(人·d)	81.60	81.60	依托平台、钻井平台或支持船上的生活污水处理设施处理达标后排海。
BZ19-4 WHPB	35.5	120			724.20	724.20	
BZ25-1 WHPB	337	120			6874.80	6874.80	
BZ25-1 WHPC	20	24			81.60	81.60	
BZ25-1 WHPD	34.5	120			703.80	703.80	
	120	24			489.60	489.60	
BZ25-1 WHPE	23.9	120			487.56	487.56	
	40	24			163.20	163.20	
BZ25-1 WHPF	99.68	120			2033.47	2033.47	
	80	24			326.40	326.40	
合计					11966.23	11966.23	

表 2.2-6 工艺扩容项目生活污水核算结果表

施工内容	工期(天)	人数(人)	污染物名称	产生负荷	产生量(m ³)	排放量(m ³)	处理方式
BZ25-1PAP 导管架及平台就位	40	35	生活污水	0.17m ³ /(人·d)	238.00	238.00	依托浮吊、拖轮等船舶上的生活污水处理设施处理达标后排海。
BZ25-1PAP 平台上施工及调试	45	35			267.75	267.75	依托平台或 FPSO 的生活污水处理设施处理达标后排海。

BZ25-1 WHPE 平台改造	90	30			459.00	459.00	
BZ25-1 WHPF 平台改造	60	30			306.00	306.00	
HYSY 113 FPSO 改造	30	20			102.00	102.00	
合计					1372.75	1372.75	

表 2.2-7 调整井工程生活垃圾核算结果表

平台	工期 (天)	人数 (人)	污染物 名称	产生负荷	产生量 (t)	排放量 (t)	处理方式
BZ19-4WHPA	20	24	生活污水	1.5kg/d	0.72	0	运回陆上处理
BZ19-4WHPB	35.5	120			6.39		
BZ25-1WHPB	337	120			60.66		
BZ25-1WHPC	20	24			0.72		
BZ25-1WHPD	34.5	120			6.21		
	120	24			4.32		
BZ25-1WHPE	23.9	120			4.30		
	40	24			1.44		
BZ25-1WHPF	99.68	120			17.94		
	80	24			2.88		
合计					105.58		

表 2.2-8 工艺扩容项目生活垃圾核算结果表

施工内容	工期 (天)	人数 (人)	污染物 名称	产生负荷	产生量 (t)	排放量 (m ³)	处理方式
BZ25-1PAP 导管架 及平台就位	40	35	生活垃圾	1.5kg/d	2.10	0	运回陆上处理
BZ25-1PAP 平台上 施工及调试	45	35			2.36		
BZ25-1 WHPE 平 台改造	90	30			4.05		
BZ25-1 WHPF 平 台改造	60	30			2.70		
HYSY 113 FPSO 改 造	30	20			0.90		
合计					12.11	0	

(5) 洗压井废水

本工程 12 口生产井转注水井、8 口先期排液注水井、2 口上返补孔井采用处理达标的生产水进行洗压井，单口井产生洗井水约 300m³，主要污染因子为石油类等；本次共有 22 口井，其产生洗压井废水约为 6600m³。产生的洗压井废水经海底管线进入 FPSO 含油污水处理系统处理合格后回注地层，不外排。

(6) 老井侧钻洗井废水

本工程 4 口老井侧钻井采用处理达标的生产水进行洗井，洗井作业产生的废水主要污染因子为石油类，单口井洗井废水量约为 120m³，则共产生洗井废水 480m³；产生的洗井废水经海底管线进入 FPSO 含油污水处理系统处理合格后回注地层，不外排。

(7) 船舶机舱含油污水

本工程 BZ25-1WHPB 平台的 B37、B41、B42、B36、B38、B39H、B40、B43H、B44H、B45H、B46H 井钻完井作业采用钻井平台进行作业；BZ25-1WHPE 平台 E46H1 井使用支持船+修井机的作业模式；BZ25-1WHPF 平台 F42H、F40H、F41H、F44H 井钻完井作业采用钻井平台进行作业；BZ19-4WHPB 平台 B07H1、B23H1 井采用钻井平台进行作业。BZ25-1WHPD 平台 D10H1 井采用支持船+修井机的作业模式。渤中 25-1 南油田 WHPF 平台工艺扩容项目使用浮吊、拖轮等船舶进行作业。施工时使用的船舶会有船舶机舱含油污水产生，船舶机舱含油污水按每船每日 0.5m³ 计，则施工期产生量约为 643.7m³（见表 2.2-9），运回陆上由有资质单位进行处理。

表 2.2-9 施工期船舶机舱含油污水核算表

平台		工期 (天)	施工 船舶	污染物名 称	产生负荷	产生量 (m ³)	排放量 (m ³)	处理方式
调整井 项目	BZ19-4WHPB	35.5	1	机舱含油 污水	0.5m ³ / (艘·d)	17.8	0	运回陆上 处理
	BZ25-1WHPB	337	1			144.3		
	BZ25-1WHPD	34.5	1			17.3		
	BZ25-1WHPE	23.9	1			12.0		
	BZ25-1WHPF	99.68	1			49.8		
工艺扩 容项目	PAP 平台	85	7			297.5		
	BZ25-1 WHPE 平台改造	90	1			45.0		
	BZ25-1 WHPF 平台改造	60	1			30.0		
	HYSY 113 FPSO 改造	30	2			30.0		
合计						643.7	0	

(8) 悬浮物

本工程 BZ25-1PAP 平台为四腿生产辅助平台，打桩过程中会产生少量的悬浮物，其排放期很短，影响范围有限，且可以在短时间内自然消散。

(9) 噪声

工程施工过程中产生的噪声不会超过 60~90dB(A)，由于在海上工作远离居民点，其影响可以忽略。

(10) 大气污染

本工程施工期大气污染主要是施工过程的施工机械和船舶产生的废气，对工程周边的大气环境影响较小，并且施工期间排放的大气污染物随施工期的结束而结束。

(11) 施工期污染物排放及污染防治措施汇总

表 2.2-10 施工期污染物产生量汇总表

污染物名称	产生量	排放量	处理方式
油层段钻屑	576m ³	0	运回陆地计划由蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司接收处理
油层段钻井液	4474m ³	0	
非油层段钻屑	3826m ³	3826m ³	在满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性》(GB 18420-2009)的同时排放
非油层段钻井液	6144m ³	6144m ³	
生活污水	13338.98 m ³	13338.98 m ³	依托作业所在生产平台、FPSO 或船舶上的生活污水处理设施处理达标后排海
生活垃圾	117.69t	0	运回陆地处理
生产垃圾	21.4t	0	运回陆地计划由蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司接收处理
船舶机舱含油污水	643.7m ³	0	
洗压井废水	6600m ³	0	进入 FPSO 含油污水处理系统处理合格后回注地层
洗井废水	480m ³	0	
悬浮物	少量	少量	自然消散回填

本工程施工期污染物为钻屑、钻井液、生活污水、生活垃圾、生产垃圾、船舶机舱含油污水、洗压井废水和洗井废水。其中，非油层段钻屑、钻井液排海，其生物毒性容许值达到《海洋石油勘探开发污染物生物毒性》(GB 18420-2009)中一级标准的要求，即钻井液和钻屑的生物毒性容许值不低于 30000mg/L。油层段钻屑、钻井液、船舶机舱含油污水、生活垃圾和生产垃圾全部运回陆地处理/处置；生活污水的主要污染因子为 COD，其产生量较小，经钻井平台/支持船、各平台或 FOSO 上的生活污水处理装置处理达标后排海；洗压井废水和洗井废水进入 FPSO 含油污水处理系统处理合格后回注地层。BZ25-1PAP 平台打桩施工过程中产生的少量悬浮物自然消散回填。

2.2.2.2 运营期污染源及污染防治措施

1、排污节点

根据生产工艺过程分析，调整井工程运营期主要排污节点如下：

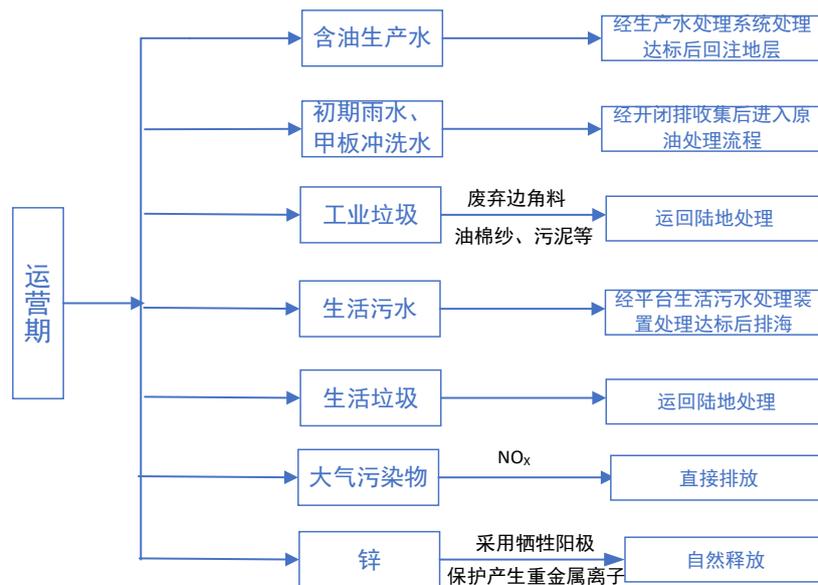


图 2.2-2 本工程运营期排污节点图

2、正常工况污染物

(1) 废水

①生活污水

渤中 25-1 油田 WHPB、WHPC、WHPD 和渤中 19-4 油田 WHPA、WHPB 平台本次不增加工作定员，故不增加生活污水产生量。渤中 25-1 油田 WHPE、WHPF 平台分别增加定员 14 人，人均用水量为 170L/d，生活污水增加 4.76m³/d（1737.4 m³/a），COD 增加 0.52t/a，生活污水经平台生活污水处理装置处理达标后排放。

表 2.2-11 运营期生活污水增加量

平台	增加定员	污染物名称	产生负荷	产生量	排放量	处理方式
BZ25-1WHPE	14 人	生活污水	170L/ (d·人)	2.38 m ³ /d	2.38 m ³ /d	经平台生活污水 处理设施处 理达标后排放
BZ25-1WHPF	14 人			2.38 m ³ /d	2.38 m ³ /d	
小计	28 人			4.76 m ³ /d	4.76 m ³ /d	
BZ25-1WHPE	14 人	COD	300mg/L	0.26t/a	0.26t/a	
BZ25-1WHPF	14 人			0.26t/a	0.26t/a	
小计	28 人			0.52t/a	0.52t/a	

②含油生产水

本工程投产后新增含油生产水最大量为 3289m³/d（2027 年），新增含油生产水依托 BZ19-4WHPB 平台、BZ19-4CEPC 平台、BZ25-1PAP 平台和 FPSO 上的生产水处理设施处理达标后回注地层。

③其他含油废水

本工程投产后，由于工程运行期间 BZ19-4WHPA、WHPB 平台，BZ25-1WHPB、WHPC、WHPD 和 WHPE 平台主要生产设施不增加，甲板面积不增加，因此，初期雨水、甲板冲洗水等其他含油污水量不发生变化，全部经开、闭排收集后，打入原油处理系统。

本工程新建 BZ25-1PAP 平台，最大甲板面积为 30m×31.5m，BZ25-1WHPF 平台甲板外扩 8m×5m。运营期初期雨水增量约为 7.2 m³/次；甲板冲洗废水和设备冲洗废水产生增量约为 200m³/a，全部经开、闭排收集后，打入原油处理系统。

本工程距离东营最近，初期雨水按东营港城地区暴雨公式（引自《东营港城工业区规划分区规划》2006.4）进行估算。

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

式中：q—暴雨强度(L/S·ha)；P—设计暴雨重现期采用 P=1 年；t—集流时间（min），采用 30min。计算得东营港暴雨强度为 135.49 L/S·ha。

$$\text{雨水量公式: } Q = C \cdot F \cdot q$$

式中：Q—雨水量(L/S)；F—汇水面积（ha）；C—径流系数，《东营港城工业区规划分区规划》推荐 C 在 0.4-0.6 之间取值。本次评价取 0.6。

初期雨水一般为前 15min 的雨水，因此本工程初期雨水量为 7.2 m³/次，全部经收集进入原油集输流程，不外排。

（2）发电机废气

本工程投产后，新增的天然气用作透平发电机的燃料，多余的气体通过放空管线去火炬系统燃烧。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 1Nm³ 天然气约产生 13.63m³ 烟气量；NO_x 排放系数为：18.71kg/10⁴m³ 燃料气。本工程的天然气组分不含硫。本工程新增天然气的最大量为 19858m³/d，新增 NO_x 排放量最大为 37.15kg/d。

（3）固体废物

工业固体废物污染源为油田生产作业过程中产生的生产垃圾。新建 BZ25-1 PAP 平台生产垃圾产生量约为 5t/a。新增调整井每口井生产垃圾产生量约为 1.0t/a。本工程 4 口侧钻井、12 口转注井和 2 口上返补孔注水井运营期不新增生产垃圾产生量。7 口利用

剩余井槽生产井和 8 口先期排液注水井运营期新增生产垃圾 15.0t/a。本工程增加生产垃圾约 20.0t/a。

本工程新增生产垃圾全部运回陆地计划委托蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司处理（详见附件 16 和附件 17）。

本次渤中 25-1 油田 WHPB、WHPC、WHPD 和渤中 19-4 油田 WHPA、WHPB 平台调整井投产后不增加生产定员，故运营期不增加生活垃圾产生量。渤中 25-1 油田 WHPE、WHPF 平台分别增加生产定员 14 人，生活垃圾增加 42kg/d（15.33t/a），运回陆上处理。

表 2.2-12 运营期生活垃圾增加量

平台	增加定员	污染物名称	产生负荷	产生量	排放量	处理方式
BZ25-1WHPE	14 人	固体废弃物	1.5kg/ (d·人)	21 kg/d	0	运回陆上处理
BZ25-1WHPF	14 人			21 kg/d	0	
小计	28 人			42 kg/d	0	

(4) 平台牺牲阳极中锌的释放量

新建 BZ25-1PAP 平台导管架采用长条型铝基牺牲阳极，阳极含锌量 3%~6%，本工程取平均值 4.5%，牺牲阳极用量详见表 2.2-13。平台设计寿命为 20 年，考虑到阳极使用寿命的裕量，锌以离子形态每年释放到海水中的总量 179.1kg，即每秒释放到海水中的锌离子不超过 0.006g。

表 2.2-13 平台牺牲阳极用量及释放到海水中的锌含量

平台名称	牺牲阳极结构形式	阳极块单重 (kg)	数量 (块)	牺牲阳极重量 (kg)	释放锌总量 (kg)	每年释放到海水中的锌 (kg/a)
BZ25-1PAP 平台	长条型铝基牺牲阳极	468.3	170	79611	3582.5	179.1

项目投产后运营期污染物产生情况见表 2.2-14。

表 2.2-14 正常工况下运营期新增污染物汇总表

污染物	污染因子	新增产生量	新增排放量	排放方式
生活污水	COD	+1737.4m ³ /a (COD: +0.52t/a)	+1737.4m ³ /a (COD: +0.52t/a)	处理达标后排海
含油生产水 (m ³ /a)	石油类	+3289m ³ /d (最大值, 2027 年)	0	依托 BZ19-4WHPB 平台、BZ19-4CEPC 平台、BZ25-1PAP 平台和 FPSO 上的生产水处理设施处理达标后回注地层，不排海

其他含油废水	初期雨水 (m ³ /次)	石油类	+7.2	0	经开、闭排收集后，全部打入原油处理系统
	甲板冲洗水 (m ³ /a)		+200	0	
固体废弃物 (t/a)	生活垃圾	/	+15.33	0	运回陆上处理
	生产垃圾	/	+20.0	0	
燃气发电机废气 (kg/d)		NO _x	+37.15	+37.15	直接排放
锌 (kg/a)		Zn	+179.1	+179.1	自然释放

3、非正常工况下污染物

非正常工况下关井停产，含油生产水打循环处理，不排放。

2.2.2.3 本工程实施前后污染物排放量对比

生产阶段本工程生产设施及污染物处理主要依托原有项目的现有设施，针对本工程投产前后平台生活污水、其他含油污水、生活垃圾、生产垃圾；以及 FPSO 的发电机废气的排放情况进行对比，见表 2.2-15。

表 2.2-15 本工程投产前后平台污染物排放情况对比

类别	污染因子	现状	本工程	本工程投产后总量	与现状相比增减量	处理方式及去向	
生活污水 (m ³ /a)	COD	9439	+1737.4	11176.4	+1737.4	经各平台上的生活污水装置处理达标后排海	
全油田群含油生产水 (m ³ /d)	石油类	53575 (2030年, 最大值)	3289 (2027年, 最大值)	55501 (2030年, 最大值)	+1926	经处理达标后回注，不外排。	
其他含油污水	初期雨水 (m ³ /次)	石油类	132.3	+7.2	139.5	+7.2	经开、闭排收集后，全部打入原油处理系统
	甲板冲洗水 (m ³ /a)		1400	+200	1600	+200	
固体废弃物 (t/a)	生活垃圾	/	168	+15.33	183.33	+15.33	运回陆地交由蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司接收处理
	生产垃圾	/	117.6	+20.0	137.6	+20.0	
燃气发电机废气 (kg/d)		NO _x	486.46	+37.15	523.61	+37.15	直接排放
锌 (kg/a)		Zn	少量	+179.1	少量	+179.1	自然释放

2.2.3 依托工程可行性分析

(1) 依托设施处理能力

BZ19-4WHPB 平台和 BZ19-4CEPC 平台栈桥相连。BZ19-4WHPB 平台物流一部分进入平台分离器处理成含水 30%原油，生产水进平台水处理系统，其余物流通过栈桥输送至 BZ19-4CEPC 平台处理。BZ19-4CEPC 平台将自身平台井口物流和来自 BZ19-4WHPB 以及 BZ19-6 通过海管输送的物流处理成含水 30%的原油，之后输送至 BZ19-4WHPB 平台与 WHPB 处理后的原油输送至“海洋石油 113 号”FPSO 处理。对调整井投产后 BZ19-4WHPB (BZ19-4CEPC) 平台处理能力依托可行性进行校核，见表 2.2-16。调整井投产后，原油、含油生产水和伴生气最大处理量均未超过原有设计处理能力。

本次渤中 25-1 油田群调整井工程物流最终在“海洋石油 113 号”FPSO 的工艺系统进行处理，对调整井投产后处理能力依托可行性进行校核，见表 2.2-17。调整井投产后，原油、含油生产水和伴生气最大处理量均未超过原有设计处理能力。

表 2.2-16 BZ19-4WHPB (BZ19-4CEPC) 平台处理设施能力校核

BZ19-4WHPB (BZ19-4CEPC) 平台设计处理能力		本工程投产后最大处理量	校核结果
原油处理能力	4460 m ³ /d	3111 m ³ /d (2022 年)	满足
生产水处理能力	26208 m ³ /d	20052 m ³ /d (2031 年)	满足
天然气处理能力	255000 m ³ /d	197526 m ³ /d (2022 年)	满足

表 2.2-17 “海洋石油 113 号”FPSO 现有处理设施能力校核

“海洋石油 113 号”FPSO 设计处理能力		本工程投产后最大处理量	校核结果
原油处理能力	12720m ³ /d	6678 m ³ /d (2022 年)	满足
生产水处理能力	36720 m ³ /d	29473 m ³ /d (2027 年)	满足
天然气处理能力	396000 m ³ /d	250611 m ³ /d (2022 年)	满足

本次渤中 25-1 油田群调整井工程所产物流最终经相应海管输送到“海洋石油 113 号”FPSO 进行处理。海底管道校核如表 2.2-18 所示，经校核，本次调整井工程投产后，调整井工程所涉及管道均可以满足生产要求。

表 2.2-18 海底管道能力校核

海管	输送介质	海管长度 (km)	海管尺寸 (英寸)	设计压力 (MPa)	设计温度 (°C)	实际最大压力 (MPa)	实际温度 (°C)	校核结果 (°C)
BZ25-1WHPF-BZ25-1WHPE 混输管道	油、气、水	3.6	14	5.8	75	1.30	68	满足
BZ25-1WHPE-BZ25-1WHPD 混输管道	油、气、水	3.2	22	5.2	75	1.14	69	满足
BZ25-1WHPD-海洋石油 113 号混输管道	油、气、水	5.4	24	5.7	75	1.00	65	满足
BZ19-4WHPB-BZ19-4WHPA 混输管道	油、气、水	6.2	12	6.0	75	2.30	68	满足
BZ19-4WHPA-BZ25-1WHPA 混输管道	油、气、水	6.7	12	6.0	70	1.90	64	满足
BZ25-1WHPA-BZ25-1WHPB 混输管道	油、气、水	2.0	12	4.5	65	1.25	60	满足
BZ25-1WHPC-BZ25-1WHPB 混输管道	油、气、水	2.8	18	6.3	65	1.25	61	满足
BZ25-1WHPB-海洋石油 113 号混输管道	油、气、水	2.5	20	4.5	65	1.00	58	满足
海洋石油 113 号-BZ25-1WHPD 注水管道	水	5.4	14	4.6	78	2.01	75	满足
BZ25-1WHPD-BZ25-1WHPE 注水管道	水	3.2	12	4.5	78	1.28	74	满足
BZ25-1WHPE-BZ25-1WHPF 注水管道	水	3.6	8	4.1	75	1.01	69	满足
海洋石油 113 号-BZ25-1WHPB 注水管道	水	2.5	10	4.5	78	2.01	75	满足
BZ25-1WHPB-BZ25-1WHPC 注水管道	水	2.8	8	3.6	75	1.23	71	满足
BZ25-1WHPB-BZ25-1WHPA 注水管道	水	2.0	8	4.5	70	1.91	68	满足
BZ25-1WHPA-BZ19-4WHPA 注水管道	水	6.7	8	2.6	70	1.58	62	满足
BZ19-4WHPA-BZ19-4WHPB 注水管道	水	6.2	8	13.25	70	11.6	54	满足

(2) 注水可行性分析

①注采平衡分析

BZ19-4WHPB 平台和 BZ19-4CEPC 平台栈桥相连。BZ19-4WHPB 平台和 BZ19-4CEPC 平台经生产分离器处理成含水 30%原油后外输至“海洋石油 113 号”FPSO 处理，分离出的生产水经平台水处理系统处理达标后就地回注。BZ25-1WHPF 平台井口物流经计量、生产分离器初步脱水至含水 30%外输至“海洋石油 113 号”FPSO 处理，分离出的生产水经 BZ25-1PAP 平台水处理系统处理达标后于 BZ25-1WHPF 平台就地回注。渤中 25-1 油田群物流最终依托“海洋石油 113 号”FPSO 处理，分离出的生产水通过生产水处理设施处理达标后分输至各平台回注。现有各平台注水能力见表 2.2-19，含油生产水回注记录见表 2.2-20~表 2.2-23，本工程实施前注水量见表 2.2-24；实施后注水量见表 2.2-25 和表 2.2-26。由表 2.2-24 至表 2.2-26 可知，本工程投产前，含油生产水全部回注，各平台注水能力满足要求，本工程投产后，生产水全部回注，各平台注水能力满足注水需求，注水可行。

表 2.2-19 各平台注水能力校核

平台名称	注水能力 (m ³ /d)	本工程投产后最大回注量 (m ³ /d)	校核结果
BZ25-1WHPA	4350	1184 (2021 年)	满足
BZ25-1WHPB	12738	3570 (2026 年)	满足
BZ25-1WHPC	6720	3881 (2024 年)	满足
BZ25-1WHPD	14400	10104 (2030 年)	满足
BZ25-1WHPE	9600	8681 (2032 年)	满足
BZ25-1WHPF	12000	8295 (2028 年)	满足
BZ19-4WHPA	3190	1074 (2030 年)	满足
BZ19-4WHPB (BZ19-4CEPC)	23760	20727 (2031 年)	满足

表 2.2-20 各平台含油生产水回注记录 (月均) m³/d

月份	BZ19-4WHPA			BZ25-1WHPB		
	2017 年	2018 年	2019 年	2017 年	2018 年	2019 年
1 月	734	1034	624	1202	1683	1872
2 月	737	962	604	1204	1780	1795
3 月	733	961	611	1234	2828	2394
4 月	756	909	606	1300	3009	3157
5 月	753	908	627	1202	3733	3181
6 月	1001	891	742	1230	3430	3747
7 月	997	887	815	1172	3395	3860

8月	1131	892	946	1368	3212	3114
9月	1131	890	959	1334	3063	3960
10月	1132	864	960	1449	2869	3880
11月	1082	760	881	1438	3187	3921
12月	1060	660	969	1471	1942	3738

续表 2.2-21 各平台含油生产水回注记录 (月均) m^3/d

月份	BZ19-4WHPB			BZ25-1WHPA		
	2017年	2018年	2019年	2017年	2018年	2019年
1月	2006	1900	3947	651	591	679
2月	1700	2067	3830	542	532	688
3月	1587	2063	3693	707	602	723
4月	1677	2115	4029	598	785	768
5月	1874	2118	4030	634	844	893
6月	1860	2075	4019	586	854	882
7月	1908	2138	4024	625	860	903
8月	1881	2150	4094	563	899	879
9月	1713	2248	3898	687	897	907
10月	1664	3806	3816	637	890	861
11月	1952	4016	3906	556	827	796
12月	1919	4046	3719	631	720	884

续表 2.2-22 各平台含油生产水回注记录 (月均) m^3/d

月份	BZ25-1WHPC			BZ25-1WHPD		
	2017年	2018年	2019年	2017年	2018年	2019年
1月	1565	1829	2487	3846	5420	6219
2月	1827	2126	2486	4056	5203	7260
3月	2056	2269	2495	4770	4920	6688
4月	2153	2318	2637	4901	4815	5939
5月	1836	2280	2536	5015	4467	6009
6月	1831	2321	2808	4882	4556	6377
7月	1831	2314	2589	4667	4978	5549
8月	1831	2283	2705	4895	5191	6089
9月	1727	2330	2754	4907	5234	7277
10月	1832	2360	2676	4936	5221	8264
11月	1835	2196	2813	5089	6173	9313
12月	1863	2371	2563	5444	6456	9090

续表 2.2-23 各平台含油生产水回注记录 (月均) m^3/d

月份	BZ25-1WHPE			BZ25-1WHPF		
	2017年	2018年	2019年	2017年	2018年	2019年
1月	3049	4217	4734	2901	3946	4468

2月	3127	4377	5162	2811	3911	3825
3月	3575	5205	5002	2852	3812	4104
4月	3805	5111	4732	2848	3825	3854
5月	3831	4185	4735	2830	3777	4281
6月	3389	4243	4017	3709	3825	4378
7月	3246	4607	4844	3752	3628	4326
8月	3765	4656	4798	3167	3817	4367
9月	3892	4349	4968	3742	3816	4396
10月	3912	4156	4818	4077	3776	4407
11月	3919	4688	4666	4176	4153	3895
12月	4299	4489	4751	4462	4428	4058

表 2.2-24 本工程调整前水量分配表

年度	生产水总量 (m ³ /d)	渤中 19-4 油田生产水注水量(m ³ /d)			渤中 25-1 油田生产水注水量 (m ³ /d)					
		WHPA	WHPB	CEPC	WHPA	WHPB	WHPC	WHPD	WHPE	WHPF
2020	23615	723	3391	0	278	2596	2702	5967	4143	3814
2021	36541	958	4028	1874	1184	3061	3432	7525	7216	7262
2022	39616	956	4671	4409	1165	3145	3444	7472	7791	6563
2023	43658	947	6292	5643	1147	2973	3625	7557	8380	7093
2024	45765	948	7202	7020	1118	2913	3681	7551	8257	7075
2025	47441	949	7702	8275	1073	2952	3644	7594	8308	6945
2026	49107	953	8057	9502	1039	2990	3635	7668	8279	6983
2027	50304	935	7447	10371	1008	2979	3629	7984	8659	7292
2028	51602	948	7442	11193	980	2981	3602	8153	8888	7416
2029	52636	933	7430	12050	954	3055	3583	8255	8901	7475
2030	53575	938	7317	12765	931	3025	3600	8393	8979	7626
2031	52462	885	7287	13440	909	3116	3365	8059	8468	6934
2032	50351	788	7027	11995	889	3256	3237	7893	8482	6785

注：本工程调整前水量分配表考虑 BZ19-4WHPB、CEPC 和 BZ25-1PAP 分水。

表 2.2-25 本工程调整后水量分配表

年度	生产水总量 (m ³ /d)	渤中 19-4 油田生产水注水量 (m ³ /d)			渤中 25-1 油田生产水注水量 (m ³ /d)					
		WHPA	WHPB	CEPC	WHPA	WHPB	WHPC	WHPD	WHPE	WHPF
2020	24839	723	3391	0	278	2596	2702	6582	4252	4314
2021	37895	958	4028	1874	1184	3061	3522	8055	7421	7791
2022	41830	996	4671	4409	1165	3355	3644	8336	8071	7183
2023	46208	990	6292	5643	1147	3253	3825	8664	8641	7753
2024	48424	988	7202	7020	1118	3443	3881	8432	8495	7845
2025	50399	989	7702	8275	1073	3492	3844	8629	8650	7745

2026	52295	993	8057	9502	1039	3570	3835	8779	8626	7893
2027	53593	1027	7447	10371	1008	3519	3829	9603	8537	8252
2028	54213	1048	7442	11193	980	3471	3802	10079	7903	8295
2029	55173	1053	7430	12050	954	3534	3783	10089	8033	8246
2030	55501	1074	7317	12765	931	3364	3800	10104	7851	8295
2031	54242	1050	7287	13440	909	3501	3565	8389	8663	7439
2032	51993	948	7027	11995	889	3406	3437	8173	8681	7438

注：本工程调整后水量分配表考虑 BZ19-4WHPB、CEPC 和 BZ25-1PAP 分水。

续表 2.2-26 本工程调整后水量分配表

年份	BZ19-4WHPB+BZ19-4CEPC 平台处理生产水分配回注量 (A)			BZ25-1WHPF 平台处理生产水回注量 (B)	FPSO 处理达标的生产水回注量 (C)									生产水回注总量 (D)
	总量	BZ19-4 WHPB	BZ19-4 CEPC		总量	BZ19-4 WHPB	BZ19-4 WHPA	BZ25-1 WHPA	BZ25-1 WHPB	BZ25-1 WHPC	BZ25-1 WHPD	BZ25-1 WHPE	BZ25-1 WHPEF	
m ³ /d														
2020	2000	2000	0	0	22839	1391	723	278	2596	2702	6582	4252	4314	24839
2021	5070	3196	1874	6436	26388	832	958	1184	3061	3522	8055	7421	1355	37895
2022	7434	3025	4409	6168	28227	1646	996	1165	3355	3644	8336	8071	1014	41830
2023	10360	4717	5643	6776	29073	1575	990	1147	3253	3825	8664	8641	978	46208
2024	12704	5684	7020	6803	28917	1518	988	1118	3443	3881	8432	8495	1042	48424
2025	14437	6162	8275	6806	29155	1540	989	1073	3492	3844	8629	8650	939	50399
2026	16073	6571	9502	6941	29280	1486	993	1039	3570	3835	8779	8626	952	52295
2027	17124	6753	10371	6996	29473	694	1027	1008	3519	3829	9603	8537	1256	53593
2028	18060	6867	11193	6807	29346	575	1048	980	3471	3802	10079	7903	1488	54213
2029	18995	6945	12050	6879	29299	485	1053	954	3534	3783	10089	8033	1367	55173
2030	19744	6979	12765	6754	29004	338	1074	931	3364	3800	10104	7851	1542	55501
2031	20052	6612	13440	6394	27797	675	1050	909	3501	3565	8389	8663	1045	54242
2032	18477	6482	11995	6298	27218	545	948	889	3406	3437	8173	8681	1140	51993

注：1.A+B+C=D；

2. 本工程调整后水量分配表考虑 BZ19-4WHPB、CEPC 和 BZ25-1PAP 分水。

图 2.2-3 渤中 25-1 油田群典型年份注采平衡图 (2030 年, 单位 m^3/d)

②回注水质达标分析

根据渤中 19-4WHPB 平台和“海洋石油 113 号”FPSO 处理达标的回注水水质监测数据（见表 2.1-8 和表 2.1-9）可知：回注水石油类含量 $\leq 30\text{mg/L}$ ，符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的石油类 $\leq 30\text{mg/L}$ 的标准要求。

（3）固体废弃物依托处理可行性分析

本工程施工期产生的油层段钻屑和油层段钻井液计划委托有资质的单位蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司接收/处理，危险废物经营许可证见附件 17，相关委托处理协议见附件 16（渤中 25-1 油田固废服务合同）。

（4）施工期生活污水依托处理可行性分析

本次调整井施工期产生的生活污水依托井口平台、钻井平台或支持船上的生活污水处理设施进行处理，生活污水依托可行性分析见表 2.2-27。由表中可以看出：调整井钻完井施工作业期间，钻井平台或支持船的处理能力可以满足调整井施工过程中施工人员产生的生活污水处理的需求，项目依托可行。

本次 BZ19-4WHPA、BZ25-1WHPC、BZ25-1WHPD、BZ25-1WHPE、BZ25-1WHPF 平台转注井施工人员依托各平台上的生活污水处理设施进行处理，施工人员均为 24 人，为平台定员部分人员，施工人员均少于平台定员，依托可行。

表 2.2-27 调整井施工期生活污水依托处理可行性分析

平台	钻井平台生活污水处理设施处理能力(人)	施工人员(人)	是否可行
BZ19-4WHPB	120	120	可行
BZ25-1WHPB	120	120	
BZ25-1WHPD	120	120	
BZ25-1WHPE	120	120	
BZ25-1WHPF	120	120	

本次渤中 25-1 南油田 WHPF 平台工艺扩容项目施工期 PAP 平台导管架以及平台就位产生的生活污水依托船舶上的生活污水处理设施进行处理。PAP 平台上施工及调试（PAP 平台与 BZ25-1 WHPF 平台栈桥相连）、BZ25-1 WHPE 平台改造、BZ25-1 WHPF 平台改造、HYSY 113FPSO 改造依托平台或 FPSO 生活污水处理设施进行处理。

本次 BZ25-1WHPE、BZ25-1WHPF 平台、HYSY 113FPSO 施工人员均为平台或 FPSO 部分定员，因此，依托可行。

表 2.2-28 工艺扩容项目施工期生活污水依托处理可行性分析

平台	定员 (人)	施工人员 (人)	是否可行
BZ25-1WHPE	44	30	可行
BZ25-1WHPF	44	35	
FPSO	120	20	

(5) 运营期 BZ25-1WHPE 和 WHPF 平台生活污水依托处理可行性分析

运营期 BZ25-1WHPE 和 WHPF 平台生产定员分别增加 14 人, 增加后生产定员均为 44 人, 对投产后生活污水处理能力依托可行性进行校核, 见表 2.2-29。本工程投产后, 生活污水最大处理量未超过原有设计处理能力, 依托可行。

表 2.2-29 现有生活污水处理设施能力校核

生活污水处理设施处理能力	本工程投产后产生量	校核结果
BZ25-1WHPE	7.5 m ³ /d	7.48m ³ /d 满足
BZ25-1WHPF	12.5 m ³ /d	7.48m ³ /d 满足

3 污染与非污染要素分析

3.1 施工期污染与非污染损害要素分析

(1) 钻完井作业期间排放的非油层段钻屑和非油层段钻井液，对开发工程设施周围海水水质、海洋生态以及沉积物产生一定影响；

(2) 施工期间生活污水排放对海水水质产生影响；

(3) 生活垃圾、工业垃圾和机舱含油污水运回陆上处理，不对海洋环境产生影响；

(4) 施工期 BZ25-1PAP 平台打桩悬浮物对海水水质产生影响；

(5) 施工期间可能发生溢油事故对工程附近海水水质、海洋生态、环境敏感目标的潜在影响。

3.2 运营期污染与非污染损害要素分析

(1) 生活垃圾和工业垃圾运回陆上处理，不对海洋环境产生影响；

(2) BZ25-1WHPE 和 WHPF 平台生活污水增加，对海水水质的影响。

(2) 非正常工况含油生产水排放对海水水质和海洋生态的影响；

(3) 采油过程中非正常（事故）溢油对工程附近海水水质、海洋生态、环境敏感目标的潜在影响。

3.3 环境影响因子的筛选与判别

通过对本工程污染与非污染要素的分析，本工程海洋环境影响要素的识别因子的筛选见表 3.3-1，主要影响要素为施工阶段非油层段钻屑和非油层段钻井液的排放。

表 3.3-1 工程影响环境因素分析

阶段	污染物	影响因子	排放方式	影响对象	影响程度
施工阶段	油层段钻井液、油层段钻屑	石油类	运回陆地处理	/	/
	非油层段钻井液、非油层段钻屑	悬浮物	在满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)一级标准和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性》(GB18420-2009)一级标准的要求后排海	海水水质、沉积物 海洋生态	小
	洗井废水和洗压井废水	石油类	洗井水经海底管线进入“海洋石油 113 号”FPSO 含油污水处理系统处理合格后全部回注地层	/	/
	打桩产生的悬浮沙	悬浮物	连续排放	海水水质、沉积物、 海洋生态	小
	生活污水	COD	处理后排海	海水水质	小
	生活垃圾	/	运回陆地处理	/	/
	工业垃圾	/	运回陆地处理	/	/
	机舱含油污水	石油类	运回陆地处理	/	/
	油类	石油类	环境风险事故溢油	海水水质、海洋生态、 环境敏感目标	严重
生产阶段	含油生产水	石油类	正常工况下处理后回注地层，非正常工况下最多排海 15 天	海水水质、海洋生态	小
	生活污水	COD	处理后排海	海水水质	小
	生活垃圾	/	运回陆地处理	/	/
	工业垃圾	/	运回陆地处理	/	/
	燃气发电机废气	NO _x	燃烧后排放	环境空气	/
	其他含油污水	石油类	经开、闭排收集后，全部打入原油处理系统	/	/
	油类	石油类	环境风险事故溢油	海水水质、海洋生态、 环境敏感目标	严重

4 环境现状分析

4.1 自然环境概况

4.1.1 水文气象特征

水文气象特征的内容参考《渤中 25-1 油田复产(调整)项目环境影响报告书》(2012 年)和《渤中 19-4 油田综合调整项目环境影响报告书》(2013)。

- 气温

渤海海面气温受海水影响较大,油田海域全年平均气温为 11.1℃,本海域 1 月平均气温最低为-1.1℃,8 月平均最高为 22.7℃。累年极端最高气温,8 月份为 34.6℃;1 月极端最高气温达 10.5℃;累年极端最低气温 1 月为-16.2℃。

- 降水

渤海海面年降水量约在 500mm 左右,主要集中在 7、8 月份,月降水量约在 140mm 上下。冬季降水稀少,多为降雪,2 月最少。

- 风场特征

渤海属季风气候,冬季盛行偏北风,夏季盛行偏南风,冬、夏间各有一个过渡期。油田海域风的大小和方向具有明显的季风气候特征,风向随季节呈顺时针变换。冬季,以 NW 风为主,强风向为 NNW 风;春季,常风向为 SE,强风向为 ENE-E 风;夏季,常风向和强风向为 SSW-E;秋季,常风向为 SW,强风向为 NW。就全年而论,油田海域的常风向为 S 和 NE,图 4.1-1 为油田海域的年均风玫瑰图。

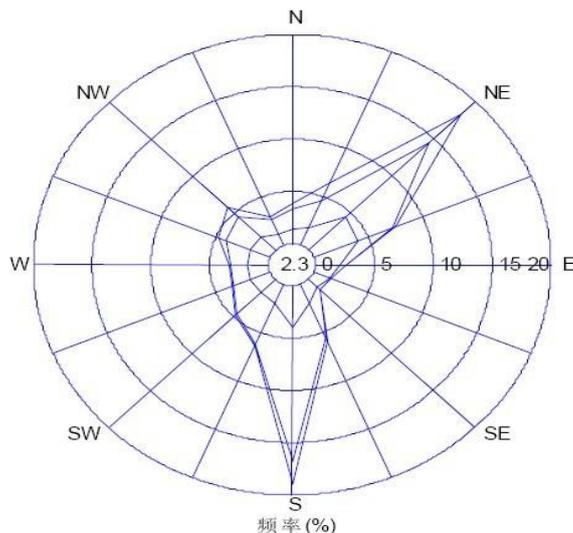


图 4.1-1 油田海域年均风玫瑰图

根据沿岸海洋站观测资料统计分析,该海域各月各向风速具有季节变化的特点,秋

冬季最大，夏季最小。各月各向风速见表 4.1-1。

表 4.1-1 不同方向逐月多年风速 (m/s)

月份 方向	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
N	8.2	7.1	7.5	6.2	5.6	5.9	6.3	5.9	5.9	7.7	7.2	7.7
NNE	9.1	9.8	7.9	8.8	7.0	6.6	5.5	7.5	7.3	10.0	9.1	8.8
NE	9.4	9.0	7.9	8.0	7.6	6.1	6.3	7.4	7.9	9.3	9.7	9.4
ENE	4.6	5.6	5.6	5.4	5.4	5.0	5.4	5.3	5.5	5.2	5.4	5.8
E	3.7	3.1	4.6	4.4	4.3	4.0	4.2	4.3	3.9	3.8	4.2	4.1
ESE	3.1	3.9	3.7	4.4	4.6	3.4	5.0	3.9	3.4	3.9	3.1	3.8
SE	3.2	4.3	4.3	4.1	8.1	4.9	4.0	7.0	2.9	4.1	3.7	3.6
SSE	5.0	5.9	7.6	8.2	6.7	7.6	7.2	6.0	6.2	6.1	5.6	5.6
S	6.5	7.7	7.9	8.8	8.3	8.4	7.0	7.3	6.2	7.4	6.9	6.7
SSW	5.4	6.3	6.1	7.3	7.0	6.5	5.3	6.4	6.1	7.4	6.9	6.7
SW	6.6	5.8	5.8	7.2	5.9	5.7	5.0	4.9	7.2	6.3	6.6	5.4
WSW	5.5	5.0	5.6	5.2	5.7	4.8	3.9	4.0	4.8	5.5	6.2	6.3
W	6.5	4.8	4.2	5.7	4.4	5.1	3.3	4.8	5.9	5.9	7.6	6.1
WNW	7.0	6.2	6.4	6.5	7.0	5.1	4.3	3.9	6.0	7.4	8.9	7.6
NW	6.8	6.9	6.7	6.2	6.8	3.9	4.6	4.1	6.9	8.1	7.7	7.4
NNW	7.5	7.2	6.5	6.6	5.1	4.7	4.3	5.5	5.0	7.8	7.9	8.3

根据表 4.1-2 累年各月及年各向最大风速统计可知，该海域最大风速出现在春季，其中 5 月最大风速为 22.4m/s，风向为 NE，10 月最大风速为 22.1m/s，风向为 NNE。冬季各月最大风速一般在 19~21m/s，方向主要出现在 WNW~NE。

表 4.1-2 不同方向逐月多年最大风速 (m/s)

月份 方向	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	最大
N	14.9	22.6	18.5	11.3	13.1	10.4	20.3	11.3	12.2	16.7	14.9	14.9	22.6
NNE	18.5	20.3	18.5	18.5	15.5	18.5	13.1	15.8	18.5	22.1	18.5	15.8	22.1
NE	21.2	18.5	21.2	18.5	22.4	14.9	16.7	19.4	19.4	19.4	16.7	19.4	22.4
ENE	9.5	12.2	10.4	13.1	10.4	11.3	13.1	13.1	16.7	12.2	8.6	12.2	16.7
E	5.9	4.1	6.8	6.8	7.7	7.7	8.6	9.5	5.9	5.9	5.9	8.6	9.5
ESE	5.0	6.8	5.9	6.8	6.8	5.9	14.9	5.9	5.0	5.0	4.1	5.0	14.9
SE	15.0	15.9	16.8	15.9	17.7	16.8	15.9	15.9	15.0	15.0	15.0	14.1	19.1
SSE	8.6	11.3	14.0	14.0	12.2	15.8	14.9	10.4	12.2	12.2	9.5	11.3	15.9
S	13.1	14.9	15.8	16.7	15.8	18.5	15.8	14.0	15.8	12.2	16.7	12.2	18.5
SSW	10.4	10.4	11.3	14.0	13.1	12.2	9.5	11.3	10.4	12.2	14.9	11.3	14.9
SW	10.4	9.5	9.5	11.3	10.4	11.1	11.3	7.7	11.3	11.5	11.1	8.6	11.5
WSW	14.0	8.6	15.8	9.5	10.4	10.4	5.9	5.9	7.7	11.3	11.3	11.3	15.8
W	12.2	7.7	7.7	15.8	7.7	9.5	4.1	17.6	11.3	11.3	14.0	14.0	17.6
WNW	15.8	14.0	14.9	16.7	18.5	9.5	8.5	10.4	13.1	20.3	17.6	14.9	20.3
NW	16.7	13.1	13.1	14.0	13.1	6.8	14.0	6.8	14.9	14.9	16.4	17.3	17.3
NNW	14.9	13.1	14.0	12.2	10.4	9.5	6.8	10.4	10.4	14.9	15.8	13.1	15.8
最大	21.2	22.6	21.2	18.5	22.4	18.5	20.3	19.4	19.4	22.1	18.5	19.4	

4.1.2 水文动力现状调查

引用 2018 年 10 月~2018 年 12 月期间，中海油田服务股份有限公司天津分公司在渤中附近海域开展的海流和水位观测资料 (M1 和 D1)。

4.1.2.1 波浪

根据海区波浪数值分析结果，本海区主浪向为 NE，油田海域年统计有效波高-波向联合分布见表 4.1-3，从表中可以看出，该海域最大有效波高可达 4.5m，方向为 NE。

表 4.1-3 年统计有效波高-波向联合分布

方向	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	-
频率 (%)	3.15	3.17	10.23	11.1	8.85	9.38	8.75	8.58	-
最大有效波高 (m)	1.9	2.9	4.5	3.2	2.5	1.8	1.8	1.6	-
平均有效波高 (m)	0.8	0.8	1.3	0.8	0.6	0.5	0.5	0.6	-
方向	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	合计
频率 (%)	5	3.38	2.91	4.23	5.57	5.65	5.87	4.18	100
最大有效波高 (m)	1.5	1.2	1.3	1.3	1.3	2.3	2.1	1.9	4.5
平均有效波高 (m)	0.5	0.4	0.4	0.5	0.5	0.6	0.8	0.8	0.7

4.1.2.2 潮汐

项目所在海域由于位于渤海无潮点附近，潮汐类型较为复杂。该海域最高天文潮为 0.99m，最低天文潮位为-1.00m。海域的潮位特征数据见表 4.1-4。

表 4.1-4 项目海域潮位特征值

要素	以海图基准面起算 (m)
最高天文潮位	0.99
平均海平面	0.00
最低天文潮位	-1.00

现场观测期间，M1 测站的最大潮差为 159cm，平均潮差为 73cm，最高潮位为 64cm（相对平均海平面），最低潮位为-95cm（相对平均海平面）。

现场观测期间，D1 测站的最大潮差为 145cm，平均潮差为 86cm，最高潮位为 64cm（相对平均海平面），最低潮位为-81cm（相对平均海平面）。

分别对 M1 测站和 D1 测站的水位数据进行分析根据潮汐类型公式开展潮汐类型计算，公式为：

$$E1 = (H_{k1} + H_{o1}) / H_{M2}$$

式中 H 为 K₁、O₁、M₂ 分潮调和常数的振幅。

计算结果见下表。从分析结果可以看出，M1 测站的潮汐类型为不正规全日潮，D1 测站的潮汐类型为不正规半日潮，由于本海区位于渤海无潮点附近，不同区域的潮汐类型不同。

表 4.1-5 潮汐类型计算结果

测站	潮汐性质指数	潮汐类型
M1	2.49	不正规全日潮
D1	1.84	不正规半日潮

4.1.2.3 海流

(1) 油田海域的海流以潮流为主，潮流为往复流，主流向为 NW-SE。

(2) 根据 M1 测站的实测海流数据，观测期间涨潮时段表层最大流速为 76cm/s、平均流速为 41cm/s，表层平均涨潮历时约为 7.6h；落潮时段表层最大流速为 75m/s、平均流速为 40cm/s，表层平均落潮历时约为 4.8h。

M1 测站观测期间涨潮时段底层最大流速为 58cm/s、平均流速为 31cm/s，底层平均涨潮历时约为 7.5h；落潮时段底层最大流速为 53cm/s、平均流速为 34cm/s，底层平均落潮历时约为 4.6h。

根据 D1 测站的实测海流数据，观测期间涨潮时段表层最大流速为 88cm/s、平均流速为 43cm/s，表层平均涨潮历时约为 7.3h；落潮时段表层最大流速为 69m/s、平均流速为 35cm/s，表层平均落潮历时约为 5.2h。

D1 测站观测期间落潮时段底层最大流速为 58cm/s、平均流速为 31cm/s，底层平均涨潮历时约为 7.5h；落潮时段底层最大流速为 69cm/s、平均流速为 35cm/s，底层平均落潮历时约为 5.3h。

(3) 由两个测站各层的潮流性质参数 $(W_{O1}+W_{K1})/W_{M2}$ 的计算结果，M1 表层和底层为正规半日潮流，D1 测站表层和底层为正规半日潮流。

(4) 观测期间，M1 测站垂向平均余流 3.5cm/s，流向 23°，D1 测站垂向平均余流 5.5cm/s，流向 54°。

4.1.3 地形、地貌特征

油田所在海域的海底地貌资料色度显示均匀，反映海底平整。从海图看，渤中 25-1 区块海图水深为西南部较浅，东北部较深，整个区域地貌由西南逐渐缓慢地向东北方向平缓倾伏，其坡度大约为 1/5000。根据海底地质调查，在调查区内海底土质无明显的变化，海底土质为非常软的褐灰色粉质粘土。

4.2 环境质量现状调查与评价

本工程海水水质、沉积物、海洋生态环境、生物质量现状调查资料引自《渤中 26-3 油田扩建项目海洋环境质量现状春季调查报告》中的现状调查数据。调查单位为青岛环

海海洋工程勘察研究院，调查时间为2018年5月。现状调查共布设22个调查站位；其中22个水质调查站位，11个沉积物调查站位、13个海洋生态和生物质量调查站位。

海水水质、沉积物、海洋生态和生物质量调查站位坐标详见图4.2-1~图4.2-3和表4.2-1所示。

表 4.2-1 2018 年 5 月海洋环境调查站位坐标

图 4.2-1 2018 年 5 月调查站位与山东省海洋功能区划的关系图

图 4.2-2 2018 年 5 月调查站位与山东省海洋生态红线的关系图

图 4.2-3 2018 年 5 月调查站位与山东省近岸海域环境功能区划的关系图

4.2.1 水环境质量现状与评价

(1) 评价因子

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

(2) 调查方法

除石油类只取表层水样外，其余项目的采集均按以下要求进行：当水深小于 10 米时，采集表层水样；当水深大于 10 米小于 25 米时，采集二层水样；当水深大于 25 米小于 50 米时，采三层水样。按照《海洋调查规范》和《海洋监测规范》的要求采集水样和进行样品分析。

(3) 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，各调查站位水质的评价标准见表 1.2-2、表 1.2-3 和表 4.2-2。

表 4.2-2 海水水质各评价因子的评价标准值

项目	第一类标准值	第二类标准值	第三类标准值	第四类标准值
pH	7.8~8.5		6.8~8.8	

	同时不超出该海域正常变动范围的 0.2pH 单位		同时不超出该海域正常变动范围的 0.5pH 单位	
溶解氧	>6 mg/L	>5 mg/L	>4 mg/L	>3 mg/L
化学需氧量	≤ 2 mg/L	≤ 3 mg/L	≤ 4 mg/L	≤ 5 mg/L
活性磷酸盐	≤ 0.015 mg/L	≤ 0.030 mg/L		≤ 0.045 mg/L
无机氮	≤ 0.20 mg/L	≤ 0.30 mg/L	≤ 0.40 mg/L	≤ 0.50 mg/L
石油类	≤ 0.05 mg/L		≤ 0.30 mg/L	≤ 0.50 mg/L
铜	≤ 0.005 mg/L	≤ 0.010 mg/L	≤ 0.050 mg/L	
铅	≤ 0.001 mg/L	≤ 0.005 mg/L	≤ 0.010 mg/L	≤ 0.050 mg/L
锌	≤ 0.020 mg/L	≤ 0.050 mg/L	≤ 0.10 mg/L	≤ 0.50 mg/L
镉	≤ 0.001 mg/L	≤ 0.005 mg/L	≤ 0.010 mg/L	
总铬	≤ 0.05 mg/L	≤ 0.10 mg/L	≤ 0.20 mg/L	≤ 0.50 mg/L
汞	≤ 0.00005 mg/L	≤ 0.0002 mg/L		≤ 0.0005 mg/L
砷	≤ 0.020 mg/L	≤ 0.030 mg/L	≤ 0.050 mg/L	
硫化物	≤ 0.020 mg/L	≤ 0.050 mg/L	≤ 0.10 mg/L	≤ 0.25 mg/L
挥发性酚	≤ 0.005 mg/L		≤ 0.010 mg/L	≤ 0.050 mg/L

(4) 评价结果

调查中表层有 17 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, 1 个站位执行第三类标准, 1 个站位执行第四类标准。底层有 17 个站位执行第一类标准, 3 个站位执行第二类标准, 1 个站位执行第三类标准, 1 个站位执行第四类标准。评价结果显示:

①COD:

表层 COD 超标率为 13.6%, 第一类水质目标区中有 3 个站位超标, 最大超标倍数为 0.19, 均符合第二类水质标准; 第二、三、四类水质目标区中无站位超标。

底层 COD 超标率为 4.5%, 第一类水质目标区中有 1 个站位超标, 最大超标倍数为 0.14, 均符合第二类水质标准; 第二、三、四类水质目标区中无站位超标。

②无机氮

表层无机氮超标率为 27.3%, 第一类水质目标区中有 6 个站位超标, 最大超标倍数为 0.62; 超标站位中, 除 P5 站位符合第三类水质标准外, 其余 5 个站位符合第二类水质标准。第二、三、四类水质目标区中无站位超标。

底层无机氮超标率为 22.7%, 第一类水质目标区中有 5 个站位超标, 最大超标倍数为 0.30, 均符合第二类水质标准; 第二、三、四类水质目标区中无站位超标。

③活性磷酸盐

表层活性磷酸盐超标率为 4.5%，第一类水质目标区中有 1 个站位超标，最大超标倍数为 0.15，符合第二类水质标准；第二、三、四类水质目标区中无站位超标。

底层活性磷酸盐无站位超标。

④石油类

表层石油类超标率为 13.6%，第一类水质目标区中有 3 个站位超标，最大超标倍数为 0.75，均符合第三类水质标准；第二、三、四类水质目标区中无站位超标。

⑤铅

表层铅超标率为 77.3%，第一类水质目标区中有 17 个站位超标，最大超标倍数为 0.69，均符合第二类水质标准；第二、三、四类水质目标区中无站位超标。

底层铅超标率为 77.3%，第一类水质目标区中有 17 个站位超标，最大超标倍数为 0.83，均符合第二类水质标准；第二、三、四类水质目标区中无站位超标。

⑥汞

表层汞超标率为 4.5%，第一类水质目标区中有 1 个站位，最大超标倍数为 0.16，符合第二类水质标准；第二、三、四类水质目标区中无站位超标。

底层汞超标率为 18.2%，第一类水质目标区中有 4 个站位，最大超标倍数为 0.33，符合第二类水质标准；第二、三、四类水质目标区中无站位超标。

⑦其他评价因子均满足所在功能区评价标准。

表 4.2-3 2018 年 5 月水质实测结果统计表（表层）

注：“-”为未检出

表 4.2-4 2018 年 5 月水质实测结果统计表（底层）

注：“-”为未检出

表 4.2-5 2018 年 5 月标准指数统计表（表层）

项目 站位	层次	COD	DO	pH	无机氮	磷酸盐	石油类	铜	铅	锌	镉	总铬	汞	砷	挥发性酚	硫化物
P1	表层	0.87	0.80	0.31	1.17	0.38	0.65	0.31	1.47	0.64	0.60	0.03	0.95	0.10	0.39	0.96
P3	表层	0.85	0.56	0.29	0.87	0.45	0.69	0.22	1.17	0.83	0.55	0.08	0.77	0.10	0.26	0.34
P4	表层	1.06	0.58	0.34	0.93	1.15	0.80	0.23	1.27	0.73	0.90	0.04	1.16	0.10	0.24	0.31
P5	表层	0.89	0.81	0.29	1.62	0.31	0.81	0.23	1.19	0.73	0.48	0.04	0.53	0.10	0.24	0.33
P7	表层	0.87	0.56	0.40	1.37	0.31	0.52	0.31	1.14	0.81	0.58	0.03	0.79	0.10	0.24	0.41
P8	表层	0.96	0.58	0.31	1.05	0.45	0.89	0.35	1.02	0.75	0.72	0.03	0.80	0.10	0.35	0.23
P10	表层	0.89	0.82	0.34	1.20	0.31	0.67	0.23	1.50	0.59	0.44	0.07	0.92	0.10	0.56	0.34
P11	表层	0.79	0.56	0.34	0.59	0.38	0.57	0.33	1.03	0.79	0.71	0.06	0.86	0.10	0.23	0.43
P12	表层	1.00	0.58	0.31	0.94	0.73	1.11	0.30	1.54	0.71	0.88	0.07	0.53	0.11	-	0.32
P14	表层	1.04	0.57	0.29	0.60	0.59	0.86	0.23	1.04	0.81	0.79	0.06	0.86	0.10	0.69	0.97
P15	表层	0.89	0.81	0.31	0.81	0.45	0.94	0.36	1.69	0.59	0.44	0.02	0.79	0.10	0.41	0.37
P16	表层	1.19	0.58	0.89	0.77	0.59	0.32	0.34	1.59	0.65	0.89	0.02	0.68	0.11	0.46	0.49
P18	表层	0.98	0.82	0.31	0.56	0.31	0.82	0.31	1.21	0.68	0.68	0.03	0.86	0.11	-	0.41
P19	表层	0.85	0.55	0.34	0.74	0.45	1.20	0.29	1.48	0.68	0.42	0.06	0.59	0.10	-	0.39
P20	表层	0.89	0.60	0.34	0.35	0.31	1.75	0.36	1.29	0.79	0.65	0.06	0.63	0.10	0.24	0.40
P21	表层	0.89	0.57	0.40	1.20	0.59	0.67	0.24	1.35	0.72	0.66	0.03	0.59	0.11	0.62	0.43
P22	表层	0.89	0.57	0.14	0.88	0.45	0.71	0.25	1.21	0.67	0.77	0.06	0.80	0.10	0.51	0.44
P2	表层	0.49	0.66	0.43	0.96	0.19	0.41	0.11	0.24	0.28	0.15	0.04	0.08	0.07	0.26	0.09

P6	表层	0.56	0.47	0.37	0.67	0.19	0.39	0.13	0.22	0.24	0.11	0.03	0.16	0.07	-	0.17
P17	表层	0.58	0.46	0.37	0.80	0.19	0.21	0.14	0.31	0.23	0.09	0.03	0.15	0.07	0.74	0.40
P9	表层	0.42	0.39	0.27	0.65	0.19	0.09	0.03	0.11	0.12	0.08	0.01	0.17	0.04	0.30	0.06
P13	表层	0.35	0.33	0.24	0.57	0.10	0.05	0.03	0.03	0.03	0.06	0.01	0.08	0.04	0.07	0.04
最大值		1.19	0.82	0.89	1.62	1.15	1.75	0.36	1.69	0.83	0.90	0.08	1.16	0.11	0.74	0.97
最小值		0.35	0.33	0.14	0.35	0.10	0.05	0.03	0.03	0.03	0.06	0.01	0.08	0.04	-	0.04
超标率%		13.6	0.0	0.0	27.3	4.5	13.6	0.0	77.3	0.0	0.0	0.0	4.5	0.0	0.0	0.0

注：“-”为未检出

表 4.2-6 2018 年 5 月标准指数统计表（底层）

项目 站位	层次	COD	DO	pH	无机氮	磷酸盐	铜	铅	锌	镉	总铬	汞	砷	挥发性酚	硫化物
P1	底层	0.85	0.83	0.34	1.13	0.45	0.32	1.25	0.63	0.53	0.05	1.05	0.11	0.38	0.41
P3	底层	0.89	0.58	0.37	0.99	0.52	0.30	1.50	0.70	0.77	0.03	1.33	0.11	0.51	0.28
P4	底层	0.96	0.57	0.29	1.08	0.59	0.25	1.68	0.61	0.47	0.05	1.04	0.10	0.36	0.34
P5	底层	0.87	0.81	0.43	1.30	0.59	0.37	1.68	0.69	0.49	0.07	1.28	0.10	0.40	0.20
P7	底层	0.85	0.53	0.29	0.91	0.45	0.29	1.55	0.67	0.90	0.06	0.41	0.10	-	0.37
P8	底层	0.98	0.60	0.31	0.89	0.52	0.25	1.29	0.80	0.70	0.03	0.95	0.10	-	0.24
P10	底层	0.87	0.82	0.37	1.17	0.31	0.22	1.40	0.73	0.64	0.05	0.79	0.11	0.51	0.32
P11	底层	0.56	0.57	0.40	0.60	0.31	0.24	1.16	0.70	0.76	0.03	0.77	0.10	0.55	0.42
P12	底层	0.98	0.59	0.17	0.81	0.73	0.30	1.58	0.68	0.67	0.03	0.59	0.10	0.69	0.34
P14	底层	0.98	0.58	0.14	0.68	0.52	0.24	1.30	0.56	0.79	0.03	0.52	0.10	0.31	0.39
P15	底层	1.00	0.57	0.17	0.69	0.31	0.29	1.41	0.63	0.45	0.06	0.95	0.10	-	0.27
P16	底层	0.79	0.59	0.37	0.80	0.38	0.24	1.53	0.75	0.49	0.05	0.68	0.10	-	0.45
P18	底层	1.14	0.81	0.20	0.56	0.31	0.33	1.67	0.79	0.67	0.08	0.80	0.10	-	0.41
P19	底层	0.87	0.58	0.29	0.68	0.38	0.29	1.23	0.67	0.66	0.06	0.92	0.10	-	0.50
P20	底层	0.92	0.61	0.29	0.33	0.38	0.35	1.34	0.79	0.52	0.03	0.86	0.11	-	0.45
P21	底层	0.83	0.58	0.34	1.06	0.31	0.25	1.32	0.63	0.76	0.03	0.41	0.10	0.68	0.41
P22	底层	0.87	0.56	0.40	0.91	0.38	0.31	1.43	0.79	0.53	0.05	0.63	0.11	0.72	0.49
P2	底层	0.59	0.66	0.23	0.95	0.15	0.18	0.32	0.28	0.13	0.03	0.24	0.07	-	0.09
P6	底层	0.56	0.46	0.43	0.63	0.15	0.18	0.26	0.26	0.18	0.02	0.22	0.07	0.51	0.11

P17	底层	0.49	0.47	0.43	0.80	0.15	0.13	0.22	0.25	0.12	0.02	0.19	0.07	-	0.24
P9	底层	0.42	0.40	0.21	0.56	0.15	0.02	0.14	0.14	0.09	0.01	0.12	0.04	0.33	0.06
P13	底层	0.34	0.33	0.10	0.46	0.15	0.03	0.03	0.02	0.05	0.00	0.08	0.04	0.03	0.04
最大值		1.14	0.83	0.43	1.30	0.73	0.37	1.68	0.80	0.90	0.08	1.33	0.11	0.72	0.50
最小值		0.34	0.33	0.10	0.33	0.15	0.02	0.03	0.02	0.05	0.00	0.08	0.04	-	0.04
超标率 (%)		4.5	0.0	0.0	22.7	0.0	0.0	77.3	0.0	0.0	0.0	18.2	0.0	0.0	0.0

注：“-”为未检出

(4) 超标原因分析

调查海域海水水质主要受到活性磷酸盐、无机氮、石油类、铅、汞的污染。

①活性磷酸盐、无机氮

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。现状调查结果表明，调查海域水质总体较好，其中营养盐类主要污染因子为活性磷酸盐和无机氮，少数站位活性磷酸盐超第一类海水水质标准，符合第二（三）类海水水质标准，少数站位无机氮超出功能区所要求的水质标准，个别超标站位符合第三、四类海水水质标准。现状调查结果与历年公报结论基本相符。

由 2013 年至 2017 年的《北海区海洋环境公报》可知，渤海沿岸主要河流每年向海水中输入大量的营养盐类污染物，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。

②重金属类

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，汞超标现象次之。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。

A 江河径流输入

由 2013 年至 2017 年的《北海区海洋环境公报》可以看出，渤海沿岸主要河流重金属类污染物每年入海量数百吨左右，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、汞超标的重要原因之一。

B 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。

C 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，工业污水大量排放可能是该调查区域重金属超标现象的原因之一。

②石油类

2018年10月调查石油类有3个站位超第一类海水水质标准（在海洋功能区划外），符合第三类海水水质标准。超标站位距本工程最近距离约22km，可能与调查时的海况、风况等原因有关，超标与本油田的建设无直接关系。

图 4.2-4 石油类超标站位与本工程的位置关系图

4.2.1 海洋沉积物现状调查及评价

①评价因子

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

②评价标准

采用《海洋沉积物质量》（GB18668-2002）中的第一类沉积物质量标准。

表 4.2-7 海洋沉积物质量标准

评价因子	第一类	引用标准
有机碳	$\leq 2.0 \times 10^{-2}$	《海洋沉积物质量》 (GB18668-2002)
硫化物	$\leq 300.0 \times 10^{-6}$	
石油类	$\leq 500.0 \times 10^{-6}$	
汞	$\leq 0.20 \times 10^{-6}$	
铜	$\leq 35 \times 10^{-6}$	
铅	$\leq 60.0 \times 10^{-6}$	
锌	$\leq 150.0 \times 10^{-6}$	
镉	$\leq 0.50 \times 10^{-6}$	
铬	$\leq 80.0 \times 10^{-6}$	
砷	$\leq 20.0 \times 10^{-6}$	

③评价结果

本次调查有机碳、硫化物、石油类、汞、铜、铅、锌、镉、铬、砷均未超过第一类沉积物质量标准，沉积物质量状况良好。

表 4.2-8 沉积物实测结果统计表

注：“-”表示未检出

表 4.2-9 2018年5月沉积物各项评价因子标准指数统计表

项目站号	石油类	硫化物	有机碳	铜	铅	镉	锌	铬	汞	砷
P1	-	-	-	0.45	0.19	0.37	0.21	0.16	0.42	0.25
P4	0.14	0.09	0.22	0.42	0.32	0.31	0.19	0.15	0.41	0.28
P5	0.05	0.03	0.18	0.48	0.18	0.27	0.18	0.21	0.43	0.31
P7	0.22	0.02	-	0.67	0.16	0.35	0.21	0.19	0.48	0.38

P12	0.11	0.07	-	0.32	0.21	0.27	0.23	0.25	0.48	0.32
P14	0.50	0.05	0.14	0.50	0.25	0.26	0.23	0.14	0.46	0.27
P16	0.46	-	0.32	0.61	0.33	0.21	0.15	0.20	0.45	0.25
P17	0.25	0.04	0.20	0.31	0.24	0.28	0.18	0.13	0.34	0.35
P20	-	0.07	0.06	0.68	0.21	0.22	0.20	0.14	0.42	0.26
P21	0.42	0.10	-	0.74	0.21	0.30	0.18	0.17	0.43	0.27
P22	0.17	0.18	0.06	0.48	0.33	0.38	0.21	0.21	0.43	0.35
最大值	0.50	0.18	0.32	0.74	0.33	0.38	0.23	0.25	0.48	0.38
最小值	0.005	0.02	0.06	0.31	0.16	0.21	0.15	0.13	0.34	0.25

4.2.2 海洋生态环境现状调查及评价

与水质现状调查同步，进行了叶绿素 a、浮游植物、浮游动物和大型底栖生物海洋生态现状调查。

(1) 调查方法

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

①叶绿素 a：按照水质采样层次，每层用采水器采集水样 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 507 μ m）从底层至表层垂直拖曳采集，样品加入 5% 甲醛海水溶液（体积比 5%）固定后带回实验室分析鉴定。

④大型底栖生物：用蚌式采泥器（0.1 m²）进行采集，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。

(2) 叶绿素 a 及初级生产力

对调查海区 13 个站位的叶绿素 a 含量进行调查，调查结果见表 4.2-10，图 4.2-5。

调查海区表层叶绿素 a 含量在（0.47~3.39）mg/m³ 之间，平均含量为 1.38 mg/m³，最高值出现在 P17 号站位，最低值出现在 P1、P4 和 P7 号站位；底层叶绿素 a 含量在（0.44~5.02）mg/m³ 之间，平均含量为 1.55 mg/m³，最高值出现在 P17 号站位，最低值出现在 P7 号站位。

表 4.2-10 调查海域叶绿素 a 含量（mg/m³）

注：“/”表示水深不足，未取水样

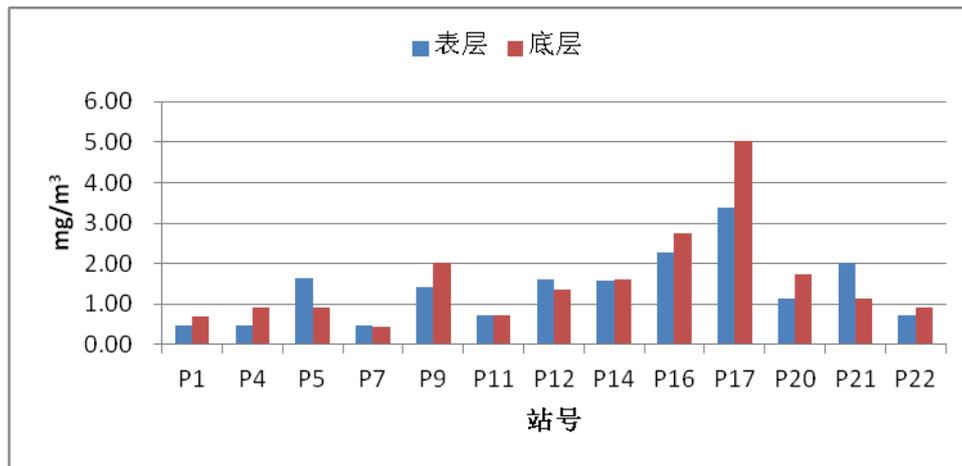


图 4.2-5 调查海域的叶绿素 a 含量

经计算得到该海区初级生产力在 (75.2~542.4) $\text{mgC}/\text{m}^2\text{d}$ 之间, 平均为 220.2 $\text{mgC}/\text{m}^2\text{d}$, 最高值出现在 P17 号站位, 最低值出现在 P1、P4 和 P7 号站位。

表 4.2-11 调查海域初级生产力含量 ($\text{mgC}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$)

(3) 浮游植物

①种类组成

调查共发现浮游植物 48 种, 其中硅藻发现 35 种, 占总种数的 72.9%; 甲藻发现 13 种, 占总种数的 27.1%。浮游植物生态类型以温带广布性种为主, 各调查站位之间的发现种类存在一定差异, 优势种为: 翼根管藻 (*Rhizosolenia alata*)、斯托根管藻 (*Rhizosolenia stolterfothii*)、布氏双尾藻 (*Ditylum brightwellii*)、一种海链藻 (*Thalassiosira* sp.) 和刚毛根管藻 (*Rhizosolenia setigera*)。

②数量分布

调查海区浮游植物细胞密度变化范围在 ($83.26 \times 10^4 \sim 1382.23 \times 10^4$) 个/ m^3 之间, 平均为 396.61×10^4 个/ m^3 。最高值出现在 P17 号站位, 最低值出现在 P14 号站位 (表 4.2-12, 图 4.2-6)。

表 4.2-12 调查海域浮游植物细胞密度和种类数

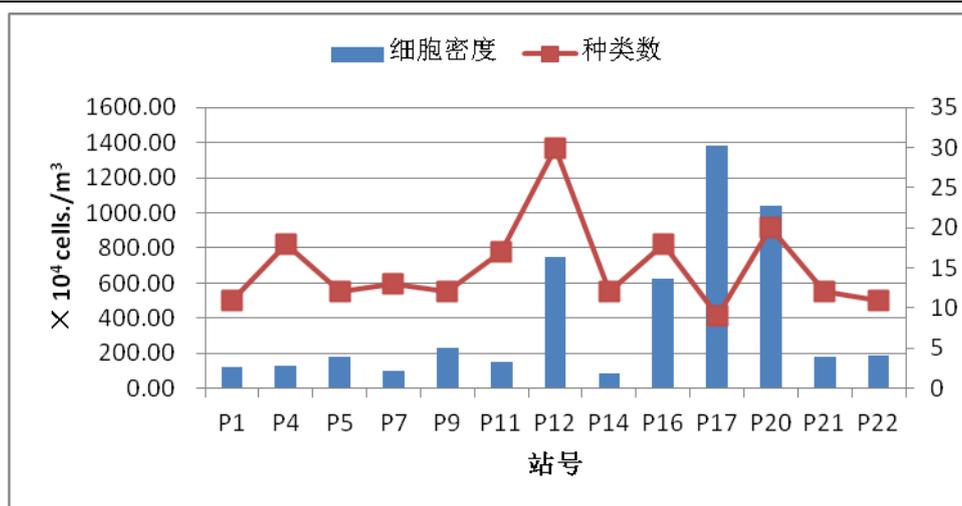


图 4.2-6 调查海域浮游植物细胞密度和种类数

③群落多样性水平

本次调查中，各浮游植物群落的丰富度指数值在 0.34~1.27 之间，均值为 0.65；多样性指数在 0.75~2.90 之间，均值为 1.88；均匀度的变化范围在 0.21~0.70 之间，均值为 0.49；优势度在 0.51~0.96 之间，均值为 0.76（表 4.2-13）。

借鉴《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）第 15 章“海水增殖区监测”中的评价指标，生物多样性指数 H' 值：3~4 为清洁区域，2~3 为轻度污染；1~2 为中度污染；小于 1 为重污染。依据这个指标，本次调查 53.8% 的调查海域浮游植物的多样性指数 H' 均在 2 以上，属于轻度污染或清洁区域。

表 4.2-13 调查海域浮游植物群落特征

（4）浮游动物

①种类组成

调查共发现浮游动物成体 21 种，4 种幼体。成体中，节肢动物桡足类 9 种、端足类 3 种、涟虫目 1 种、十足目 1 种，腔肠动物 5 种，原生动物和毛颚动物各 1 种；幼体包括长尾类幼体、多毛类幼体、双壳类幼体和鱼卵。

本次调查中，调查海域浮游动物优势种为强壮箭虫（*Sagitta crassa*）、小拟哲水蚤（*Paracalanus parvus*）、中华哲水蚤（*Calanus sinicus*）、纺锤水蚤（*Acartia* sp.）和真刺唇角水蚤（*Labidocera euchaeta*）。

②个体密度及生物量分布

调查海区浮游动物个体密度在（67.1~1083.3）个/m³之间，平均为 458.6 个/m³。浮

游动物个体数量最高值出现在 P16 号站位；最低值出现在 P5 号站位(表 4.2-14, 图 4.2-7)。

调查期间浮游动物湿重生物量的变化范围在 (75.67~394.94) mg/m^3 之间, 平均为 $226.79 \text{ mg}/\text{m}^3$ 。最高值出现在 P14 号站位, 最低值出现在 P5 号站位(表 4.2-14, 图 4.2-7)。

表 4.2-14 调查海域浮游动物个体密度和生物量

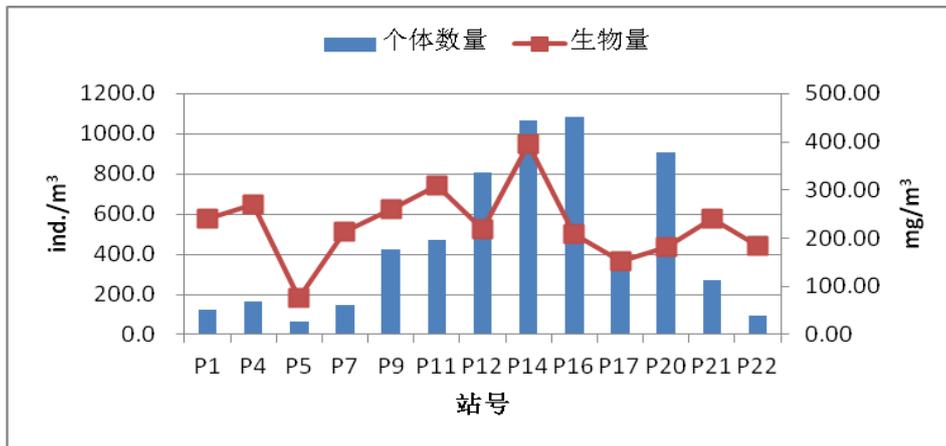


图 4.2-7 调查海域浮游动物个体密度和生物量

③群落多样性水平

各站位浮游动物丰富度指数在 0.80~1.76 之间, 均值为 1.35; 多样性指数在 0.81~2.70 之间, 均值为 1.57; 均匀度指数的变化范围在 0.26~0.78 之间, 均值为 0.44; 优势度指数在 0.48~0.98 之间, 均值 0.81 (表 4.2-15)。调查海域浮游动物种类较为丰富, 多样性指数、均匀度和丰度值均处于正常水平, 表明浮游动物群落结构稳定性良好。

借鉴《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) 第 15 章“海水增殖区监测”中的评价指标, 生物多样性指数 H' 值: 3~4 为清洁区域, 2~3 为轻度污染; 1~2 为中度污染; 小于 1 为重污染。依据这个指标, 本次调查 23.1% 的调查海域浮游动物的多样性指数 H' 均在 2 以上, 属于轻度污染海域, 53.8% 的调查海域浮游动物的多样性指数 H' 均在 1~2, 属于中度污染海域。

表 4.2-15 调查海域浮游动物群落特征

(5) 底栖生物

①种类组成

调查共发现底栖生物 69 种, 分属环节动物、节肢动物、软体动物、棘皮动物、纽形动物、脊椎动物和扁形动物 7 个门。其中, 环节动物多毛类发现 33 种, 占底栖生物发现总种类数的 47.8%; 节肢动物甲壳类发现 16 种, 占底栖生物发现总种类数的 23.2%; 软体动物发现 14 种, 占底栖生物发现总种类数的 20.3%; 棘皮动物发现 3 种, 占底栖

生物发现总种类数的 4.3%；纽形动物、脊椎动物和扁形动物各发现 1 种，各占底栖生物发现总种类数的 1.4%。

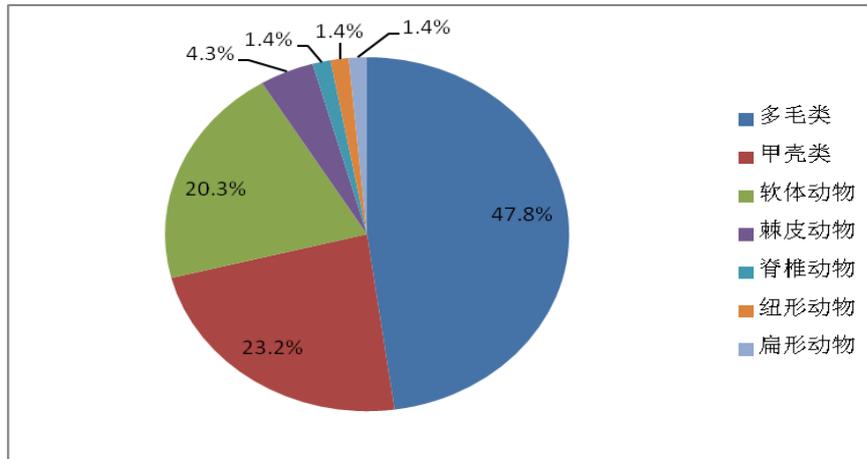


图 4.2-8 调查海域大型底栖生物种类组成

② 栖息密度和生物量分布

本次调查发现底栖生物栖息密度变化范围在 (30~710) 个/m² 之间，平均密度为 332.3 个/m²。最高值出现在 P4 号站位，最低值出现在 P9 号站位 (表 4.2-16, 图 4.2-9)。

底栖生物湿重生物量变化范围在 (0.41~89.31) g/m² 之间，平均为 20.85 g/m²。最低值出现在 P9 号站位，最高值出现在 P22 号站位 (表 4.2-16, 图 4.2-9)。

表 4.2-16 调查海域底栖生物生物量和栖息密度

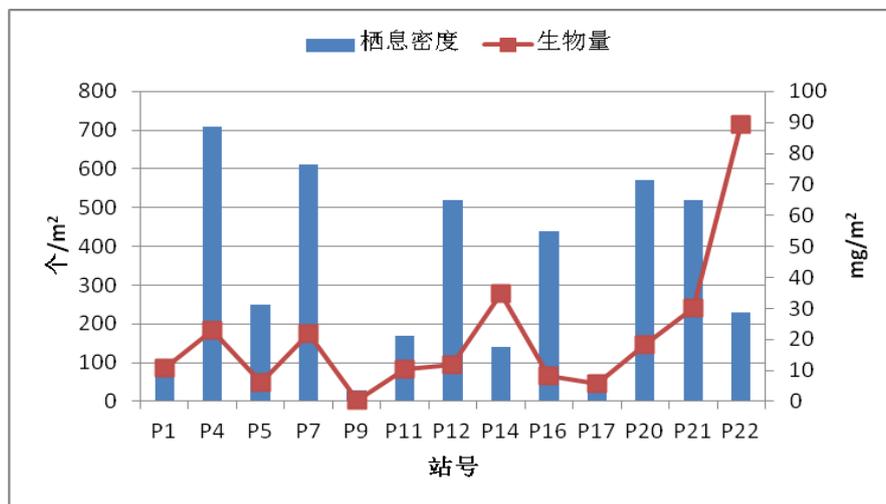


图 4.2-9 调查海域底栖生物生物量和栖息密度

③ 群落多样性水平

根据生物群落种类多样性评价标准，本次调查底栖生物丰富度指数在 0.38~2.81 之间，均值为 1.75；多样性指数在 1.50~4.08 之间，均值为 3.36；均匀度指数在 0.79~1.00 之间变动，均值为 0.92；优势度指数变化范围在 0.22~0.75 之间，均值为 0.38 (表 4.2-17)。

调查海域底栖生物多样性指数、丰富度较高，均匀度、优势度基本正常，底栖生物群落结构基本正常，底质环境质量状况良好。同样，依据多样性指数 H' 的四个等级的标准，本次调查 84.6% 的调查海域底栖生物多样性指数 H' 均在 2 以上，属于轻度污染海域或者清洁区域。

表 4.2-17 调查海域底栖生物群落特征

4.2.3 生物质量现状与评价

(1) 评价因子及分析方法

本次评价以生物体内的铬、铜、铅、锌、镉、砷、总汞、石油烃作为评价因子。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烃和重金属。所有样品的采集、预处理、制备、保存和检测方法，严格按《海洋调查规范》(GB/T12763-2007) 和《海洋监测规范》(GB17378-2007) 执行。

(2) 评价标准

由于目前国家仅颁布了贝类生物评价标准，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。贝类（双壳类）生物体内污染物质含量评价标准采用《海洋生物质量》(GB18421-2001) 规定的第一类标准值，其他软体动物和甲壳类、鱼类体内污染物质（除石油烃外）含量评价标准采用《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》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）的生物质量标准（见表 4.2-18）。

表 4.2-18 海洋生物质量评价标准（单位：mg/kg）

生物类别	铬	铜	铅	锌	镉	砷	总汞	石油烃
贝类（双壳类）	0.5	10	0.1	20	0.2	1.0	0.05	15
软体动物（非双壳类）	/	100	10.0	250	5.5	/	0.3	20
甲壳类	/	100	2.0	150	2.0	/	0.2	20
鱼类	/	20	2.0	40	0.6	/	0.3	20

注：由于双壳类软体动物以外的其他生物体中铬和砷无评价标准，因此不对双壳类以外的其他生物体中铬和砷进行评价。

(3) 调查结果

2018 年 5 月的生物质量监测结果见表 4.2-19。

表 4.2-19 2018 年 5 月生物质量分析结果

(4) 评价结果

①软体动物（双壳类）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。

②软体动物（非双壳类）、甲壳类、鱼类，生物质量评价因子重金属铜、铅、锌、镉和总汞含量均满足《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》中的质量标准。

③软体动物（非双壳类）、甲壳类、鱼类，生物质量评价因子石油烃含量满足《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。

表 4.2-20 生物质量污染指数表

站号	样品名称	铬	铜	铅	锌	镉	砷	总汞	石油烃
p1	毛蚶	0.33	0.73	0.54	0.39	0.59	0.55	0.73	0.46
	虾虎鱼	/	0.13	0.94	0.32	0.45	/	0.58	0.39
p4	口虾蛄	/	0.06	0.72	0.09	0.31	/	0.78	0.53
	虾虎鱼	/	0.15	0.56	0.41	0.31	/	0.26	0.40
p5	长蛸	/	0.03	0.01	0.02	0.03	/	0.64	0.63
p7	半滑舌鳎	/	0.21	0.45	0.32	0.20	/	0.42	0.43
p9	虾虎鱼	/	0.08	0.67	0.44	0.46	/	0.43	0.72
	鹰爪虾	/	0.09	0.97	0.12	0.21	/	0.59	0.46
	织纹螺	/	0.08	0.00	0.02	0.03	/	0.38	0.72
p11	鹰爪虾	/	0.09	0.52	0.09	0.22	/	0.65	0.56
	织纹螺	/	0.04	0.00	0.04	0.02	/	0.40	0.60
p12	鹰爪虾	/	0.12	0.80	0.11	0.44	/	0.59	0.45
	织纹螺	/	0.07	0.01	0.02	0.03	/	0.15	0.60
p14	毛蚶	0.37	0.90	0.43	0.30	0.70	0.86	0.63	0.62
	口虾蛄	/	0.18	0.76	0.11	0.27	/	0.65	0.49
p16	口虾蛄	/	0.13	0.83	0.13	0.35	/	0.74	0.51
	虾虎鱼	/	0.14	0.55	0.42	0.60	/	0.40	0.33
p17	毛蚶	0.68	0.43	0.94	0.25	0.77	0.76	0.80	0.48
	织纹螺	/	0.02	0.01	0.03	0.03	/	0.49	0.62
	扁玉螺	/	0.06	0.01	0.03	0.03	/	0.63	0.59
p20	长蛸	/	0.08	0.01	0.02	0.03	/	0.64	0.68
	口虾蛄	/	0.14	0.92	0.10	0.31	/	0.83	0.55
p21	脉红螺	/	0.08	0.01	0.03	0.03	/	0.43	0.64
	口虾蛄	/	0.12	0.97	0.11	0.26	/	0.99	0.56
	虾虎鱼	/	0.12	0.49	0.33	0.45	/	0.63	0.47
p22	扁玉螺	/	0.06	0.01	0.01	0.03	/	0.57	0.67
	鹰爪虾	/	0.07	0.51	0.09	0.44	/	0.85	0.40
	织纹螺	/	0.05	0.01	0.02	0.03	/	0.49	0.59
最大值		0.68	0.90	0.97	0.44	0.77	0.86	0.99	0.72

注：“/”代表缺乏评价标准，未进行评价。

4.2.4 渔业资源现状与评价

本工程选取《渤中 26-3 油田扩建项目渔业资源现状春季调查报告》中的渔业资源调查数据。调查单位为中国水产科学研究院黄海水产研究所，调查时间为 2018 年 5 月~6 月(春季)，共设 12 个渔业资源拖网和鱼卵仔稚鱼站位。调查站位和布设见表 4.2-21 和图 4.2-10。

表 4.2-21 2018 年春季渔业资源调查站位经纬度

图 4.2-10 2018 年春季渔业资源现状调查站位图

(1) 调查方法

①渔业资源

a.调查站位布设

根据项目地理位置及调查范围内可拖网水域具体情况，采用断面布设方法。

b.拖网时间和拖网速度

渔业资源调查采用单船底拖网，游泳生物调查船主机功率 280KW，网具为单船有翼单囊拖网，扫海宽度 10m，囊网网目 2cm，拖速控制在 2.5nm/h，拖速均匀。

c.样品采集

渔获物在船上鉴定种类，并按种类记录重量、尾数等数据，从每网渔获物中先将较大的不同种类单独挑出，然后随机取样采集约 20kg 渔获样品供进一步分析，不足 20kg 时，全部取样。鉴定后，用感量为 0.1g 电子天平称重。

②鱼卵、仔稚鱼

鱼卵仔稚鱼定量调查：这些样品分别用浅水 I 型浮游生物网（口径 50cm，长 45cm）采集，其中垂直拖网采样过程和浮游动物采样过程一致，即浅水 I 型网的采集是由底至

表垂直拖取。

水平拖网采样方法如下：鱼卵仔稚鱼调查采用大型浮游生物网（口径 80cm，280cm）表层水平拖网 10min，拖网速度 2kn。下网前，先检查网具是否有破损，网底管是否处于正常状态，流量计是否完好；放网前先记录流量计流量，降低调查船速度至约 1.5kn，放网入水，并使网口全部位于水下，连续拖网 10min 后起网，再记录流量计流量。

4.2.4.1 鱼类资源状况

调查区附近海域，地处渤海湾湾口附近海域，地理环境优美，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。

（1）种类组成和群居结构特点

调查海域共捕获鱼类 22 种，隶属于 4 目，12 科。鱼类名录见表 4.2-22。其中鲈形目种类数最多，12 种，占 54.55%；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%。

表 4.2-22 鱼类名录

序号	名称	目	科
1	赤鼻棱鲷 <i>Thrissa kammalensis</i>	鲱形目	鲷科
2	鲷鱼		
3	中颌棱鲷 <i>Thrissa mystax</i>		
4	黄鲫 <i>Setipinna taty</i>		
5	叫姑鱼 <i>Johnius belengerii</i>	鲈形目	石首鱼科
6	多鳞鱻 <i>Sillago sihama</i>		鱻科
7	方氏云鳎 <i>Enedrias fangi</i>		锦鳎科
8	梭鱼 <i>Liza haematocheila</i>		鲈科
9	六丝矛尾鰕虎鱼		鰕虎鱼科
10	矛尾鰕虎鱼		
11	髯缟虾虎鱼 <i>Tridentiger barbatus</i>		
12	拉氏狼牙虾虎鱼 <i>Odontamblyopus lacepedii</i>		
13	普氏缟虾虎鱼 <i>Amoya pflaumi</i>		
14	中华栉孔虾虎鱼		
15	绯衔 <i>Callionymus beniteguri</i>		鲈科

16	小带鱼 <i>Eupleurogrammus muticus</i>		带鱼科
17	蓝点马鲛 <i>Sawara niphonia</i>		鲛科
18	鲷 <i>Platycephalus indicus</i>	鲷形目	鲷科
19	许氏平鲷 <i>Sebastods schlegelii</i>		六线鱼科
20	大泷六线鱼 <i>Hexagrammos otakii</i>		
21	短吻红舌鲷 <i>Cynoglossus joyneri</i>	鲽形目	舌鲷科
22	半滑舌鲷 <i>Cynoglossus joyneri</i>		

表 4.2-23 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
赤鼻棱鯧		+		+		+				+	
鯧		+		+		+				+	
中颌棱鯧			+	+		+				+	
黄鲫		+		+		+				+	
叫姑鱼	+				+	+				+	
多鳞鱧	+				+		+		+		
方氏云鲷			+		+		+		+		
梭鱼	+				+		+		+		
六丝矛尾鰕虎			+		+		+		+		
矛尾鰕虎鱼		+			+		+		+		
髯缟虾虎鱼			+		+		+		+		
拉氏狼牙虾虎			+		+		+		+		
普氏缟虾虎鱼			+		+		+		+		
中华栉孔虾虎			+		+		+		+		
绯衙			+		+		+		+		
小带鱼			+		+		+			+	
蓝点马鲛	+			+			+				+
鲷	+				+	+				+	
许氏平鲷	+				+		+			+	
大泷六线鱼	+			+		+				+	
短吻红舌鲷		+			+		+		+		
半滑舌鲷	+				+		+		+		
合计	8	5	9	6	16	7	15	0	12	9	1

(2) 渔获物组成和渔获量

春季共捕获鱼类 22 种，隶属 4 目，12 科。平均渔获量 986 尾/h，11.980kg/h（见表 4.2-24）。

鱼类的优势种为矛尾虾虎鱼、方氏锦鲷、绯衙和短吻红舌鲷。按重量组成矛尾虾虎鱼 51.22%、方氏锦鲷 16.34%、绯衙 5.21%、六丝钝尾虾虎鱼 4.57%和短吻红舌鲷 3.65%，以上 5 种鱼类占鱼类总重量的 80.99%。

按数量组成为矛尾虾虎鱼 63.27%、方氏锦鲷 8.30%、鲷 4.98%、绯衙 3.43%和六丝钝尾虾虎鱼 3.21%；以上 5 种鱼类占鱼类总数的 83.19%。

表 4.2-24 春季拖网捕获的鱼类

根据渔获物分析，本次调查中幼鱼的尾数占总尾数的 21.81%，为 215 尾/h，生物量为 1.085kg/h。成体渔业资源的平均渔获量 771 尾/h，10.895kg/h。

(3) 资源密度评估

春季共捕获鱼类 22 种，平均渔获量 986 尾/h，11.980kg/h；其中幼鱼平均渔获数量为 215 尾/h，生物量为 1.085kg/h；成鱼平均渔获数量为 771 尾/h，10.895kg/h。经换算幼鱼平均资源密度为 5160 尾/ km²，成鱼平均资源密度为 258.09kg/ km²。

4.2.4.2 头足类资源状况

(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。渔获物中，头足类主要有 3 种，见表 4.2-25，优势种为日本枪乌贼。

表 4.2-25 头足类种名录

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

(2) 渔获组成和渔获量

春季共捕获头足类 3 种，为日本枪乌贼、长蛸和短蛸。平均资源密度为 1026 尾/h，12.64kg/h。头足类生物量范围在 4.96~29.45kg/h，最高的是 12 号站，其次为 3 号站，最低的是 4 号站，见表 4.2-26。

表 4.2-26 春季拖网捕获的头足类

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 29.32%，为 270 尾/h，生物量为 1.13kg/h。成体头足类的平均渔获量 11.51kg/h，756 尾/h。

(3) 头足类资源数量及评估

春季共捕获头足类 3 种，平均渔获量 1026 尾/h，12.64kg/h；其中幼体平均渔获数量为 270 尾/h，生物量为 1.13kg/h；成体平均渔获数量为 756 尾/ h，11.51kg/h。经换算头足类幼体平均资源密度为 6480 尾/ km²，成体平均资源密度为 272.66kg/ km²。

4.2.4.3 甲壳类资源状况

(1) 种类组成及优势种

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，十足类 1 种，详见表 4.2-27。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 4.2-27 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 <i>Trachypenaeus curvirostris</i>	十足目	对虾科	√		
2	鲜明鼓虾 <i>Alpheus heterocarpus</i>		鼓虾科		√	
3	日本鼓虾 <i>Alpheus japonicus</i>				√	
4	葛氏长臂虾 <i>Palaemon gravieri</i>		长臂虾科		√	
5	褐虾 <i>Crangon crangon</i>		褐虾科		√	
6	鞭腕虾 <i>Lyasmata vittata</i>		藻虾科			√
7	细螯虾 <i>Leptochela gracilis</i>		玻璃虾科			√
8	三疣梭子蟹 <i>Portunus trituberculatus</i>		梭子蟹科	√		
9	日本蟬 <i>Charybdis japonica</i>			√		
10	隆线强蟹 <i>Eucrate crenata</i>		长脚蟹科			√
11	日本关公蟹 <i>Dorippe japonica</i>		关公蟹科			√
12	豆蟹 <i>Pinnothere.sp</i>		豆蟹科			√
13	寄居蟹 <i>Paguridae</i>		寄居蟹科			√
14	口虾蛄 <i>Oratosquilla oratoria</i>	口足目	虾蛄科	√		

(2) 渔获组成和渔获量

春季共捕获甲壳类 14 种，其中虾类 7 种，蟹类 6 种，十足类 1 种；甲壳类平均资源密度为 1235 尾/h, 15.193kg/h; 其优势种为口虾蛄。甲壳类生物量范围在 4.197~25.718 kg/h, 最高的是 2 号站，其次为 9 号站，最低的是 12 号站。见表 4.2-28。

根据渔获物分析，虾类幼体的尾数占虾类总尾数的 19.27%，为 230 尾/h，生物量为 0.965kg/h，虾类成体为 963 尾/h，生物量为 13.002kg/h；蟹类幼体的尾数占蟹类总尾数的 21.42%，为 9 尾/h，生物量为 0.102kg/h，蟹类成体为 33 尾/h，生物量为 1.124kg/h。

表 4.2-28 春季拖网捕获的甲壳类

(3) 甲壳类资源量评估

春季共捕获甲壳类 14 种，甲壳类平均渔获量 1235 尾/h, 15.193kg/h; 其中，虾类幼体为 230 尾/h，生物量为 0.965kg/h，虾类成体为 963 尾/h，生物量为 13.002kg/h，蟹

类幼体为 9 尾/h，生物量为 0.102kg/h，蟹类成体为 33 尾/h，生物量为 1.124kg/h。经换算虾类成体平均资源密度为 308.00kg/ km²，幼体为 5520 尾/ km²；蟹类成体平均资源密度为 26.626kg/ km²，幼体为 216 尾/ km²。

4.2.4.4 多样性分析及优势种

(1) 多样性指数

春季游泳动物多样性指数见表 4.2-29。本次调查游泳动物多样性指数在 0.86~1.88 之间，平均为 1.44；丰富度指数在 2.12~3.12 之间，平均为 2.51；均匀度指数在 0.31~0.56 之间，平均值为 0.45；单纯度指数在 0.23~0.52 之间，平均为 0.33。

表 4.2-29 游泳动物多样性指数值（春季）

(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、方氏云鳎、绯鲷、六丝矛尾鰕虎鱼、鯷、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 4.2-30。

表 4.2-30 游泳动物生态优势度（春季）

4.2.4.5 鱼卵、仔稚鱼

(1) 2018 年 5~6 月

① 种类组成

本次调查所获鱼卵仔稚鱼 9 种，鱼卵包括斑鰈、鯷、小带鱼、绯鲷、梭鱼、多鳞鳢、短吻红舌鳎等 7 种；仔稚鱼包括斑鰈、鲷、梭鱼、鯷、矛尾虾虎鱼等 5 种。鱼卵仔稚鱼名录见表 4.2-31。

表 4.2-31 春季鱼卵仔稚鱼种类名录

种类	拉丁文	分类
斑鰈	<i>Konosirus punctatus</i>	鲱形目
鯷	<i>Engraulis japonicus</i>	
梭鱼	<i>Liza haematocheila</i>	鲷形目
鲷	<i>Platycephalus indicus</i>	鲷形目
多鳞鳢	<i>Sillago sihama</i>	鲈形目
绯鲷	<i>Callionymus beniteguri</i>	
小带鱼	<i>Eupleurogrammus muticus</i>	
矛尾虾虎鱼	<i>Chaeturichthys stigmatias</i>	
短吻红舌鳎	<i>Cynoglossus joyeri</i>	鳎形目

②数量分布

本次调查鱼卵平均密度为 0.270 粒/m³；仔稚鱼的平均密度为 0.201 尾/m³。各站鱼卵仔稚鱼的数量见表 4.2-32。

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 0.270 粒/m³，以 11 号站最高为 0.732 粒/m³。

调查 12 个站位中，10 个站位有仔稚鱼出现，出现频率为 83.33%。仔稚鱼密度平均为 0.201 尾/m³，以 4 号站最高为 0.696 尾/m³。

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 4.2-32 鱼卵仔稚鱼密度分布

(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。

4.2.4.6 重要渔业生物生境

(1) 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。部分工程位于白姑鱼产卵场内（图 4.2-11）。

(2) 鲉

渤海几乎全年都有鲉鱼分布，近年来调查资料表明，从春到冬调查海区始终都有鲉鱼渔获。鲉于 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。本工程位于鲉索饵场内（图 4.2-12）。

(3) 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距离约22km（图4.2-13）。

（4）鲷

鲷属鲷科，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。鲷的产卵期为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。本工程位于鲷的索饵场内（图4.2-14）。

（5）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。本工程距离银鲳产卵场较远，约24km，与洄游通道有一定的距离，约10km（图4.2-15）。

（6）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。虽然它因游泳能力较弱，不进行远距离洄游，但也有明显的季节性定向移动。在渤海区，中国毛虾形成两部分独立的群体，通称辽东湾群和渤海西部群。辽东湾群终年不离开辽东湾。

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

前移动，产卵场扩大到渤海湾东部黄河口和大清河口附近海区。11月下旬，随着水温下降，渤海湾南部毛虾由西向东和东北移动集中，莱州湾西部毛虾向东北部集中，12月上旬起，虾群渐向越冬场转移。

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、橈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。本工程位于中国毛虾产卵场和索饵场内，见图4.2-16。

(7) 花鲈 *Lateolabrax japonicus*

花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月花鲈主要分布在渤海中部，3月渤海水温降到最低点，大部分花鲈游到渤海海峡一带，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，花鲈的产卵场较广，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。本工程所处海域位于其产卵场和越冬场内（图4.2-17）。

(8) 蓝点马鲛 *Scomberomorus niphonius*

蓝点马鲛属鲛科，是从黄东海洄游到渤海的重要大型经济鱼类。每年3月鱼群便开始陆续游离越冬场向北生殖洄游，一般4月下旬进入渤海的莱州湾、辽东湾、渤海湾及滦河口诸产卵场，渤海诸渔场的鱼群5月中旬至6月上旬为产卵期，并在附近海域分散索饵。7月渔获物出现当年幼鱼，密集中心在渤海中部，8月由于幼鱼大量出现，蓝点马鲛的数量大大增加，几乎整个海区均有分布，特别辽东湾南部和莱州湾数量更多。9月分布面开始缩小，主要集中在辽东湾南部和莱州湾，10月随水温下降，分布区逐渐移向渤海中部，11月大部分个体游出渤海。本工程所处海域位于其产卵场内（图4.2-18）。

图 4.2-11 白姑鱼产卵场、洄游通道分布图

图 4.2-12 鲢产卵场、索饵场和洄游通道分布图

图 4.2-13 黄姑鱼产卵场、洄游通道分布图

图 4.2-14 鲮产卵场、索饵场和洄游通道分布图

图 4.2-15 银鲳产卵场、洄游通道分布图

图 4.2-16 毛虾产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道分布图

图 4.2-17 花鲈产卵场、越冬场和洄游通道分布图

图 4.2-18 蓝点马鲛产卵场和洄游路线分布图

4.3 海洋环境质量回顾

① 环境质量现状

选取油田周边环境质量调查资料进行回顾性分析。回顾性资料情况见表 4.3-1。调查的站位布设见图 4.3-1。海水水质评价采用《海水水质标准》（GB3097-1997）中的第一类海水水质标准。

表 4.3-1 环境质量现状回顾性资料情况

调查时间	调查单位	站位个数
2006年10月29日~ 10月30日	国家海洋局北海监测中心	水质 22 个、沉积物 14 个、生物 11 个

2012年9月14日	青岛环海海洋工程勘察研究院	水质 27 个、生物 17 个
2014年10月24日-11月5日	国家海洋局北海环境监测中心	水质 21 个、沉积物 13 个、生物 13 个

②渔业资源现状

2012年5月在调查区域布设渔业资源现状调查站位12个。2015年6月在调查区域布设渔业资源现状调查站位14个。2017年5月在调查区域布设渔业资源现状调查站位12个。调查单位均为中国水产科学研究院黄海水产研究所。具体站位布设见图4.3-2。

图 4.3-1 环境质量现状调查的站位分布图

图 4.3-2 渔业资源现状调查的站位分布图

4.3.1 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。

(2) 沉积物环境评价因子

有机碳、硫化物、石油类、铜、铅、锌、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、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。

4.3.2 海水水质环境回顾评价

海水水质回顾比较结果见表 4.3-2，调查结果显示，油气田开发特征污染物石油类 2006 年 10 月超标率为 55%，2012 年 9 月和 2014 年 10~11 月均符合第一类海水水质标准。

无机氮：表层 2006 年 10 月超标率为 91%，2012 年 9 月超标率为 100%，2014 年 10~11 月超标率为 86%。底层 2006 年 10 月超标率为 100%，2012 年 9 月超标率为 100%，2014 年 10~11 月超标率为 47.6%。

活性磷酸盐：2012 年 9 月调查站位均符合第一类海水水质标准，2006 年 10 月和 2014 年 10~11 月部分站位超标。

铜：2006年10月底层1个站位超标，2012年9月和2014年10~11月均符合第一类海水水质标准。

铅、锌：2006年10月调查站位均符合第一类海水水质标准，2012年9月超标率为100%，2014年10~11月部分站位超标。

汞：2012年9月超标率为100%，2006年10月和2014年10~11月调查站位均符合第一类海水水质标准。

无机氮、活性磷酸盐与人为活动有关，如陆源污染物入海、过往船舶排污等。重金属超标，可能与大气污染物沉降和水交换有关。

表 4.3-2 海水水质要素回顾比较

调查项目		调查时间	2006年10月	2012年9月	2014年10~11月
pH	表层	范围	0.17-0.29	0.53-0.80	0.03~0.14
		超标率%	0	0	0
	底层	范围	0.14-0.31	0.53-0.80	0~0.14
		超标率%	0	0	0
DO	表层	范围	0.09-0.45	0.18-0.71	0.10~0.63
		超标率%	0	0	0
	底层	范围	0.15-0.49	0.14-0.71	0.15~0.69
		超标率%	0	0	0
COD	表层	范围	0.51-0.85	0.32-0.90	0.50~0.81
		超标率%	0	0	0
	底层	范围	0.52-0.72	0.32-0.98	0.44~0.77
		超标率%	0	0	0
石油类	表层	范围	0.22-2.88	0.21-0.42	0.07~0.31
		超标率%	55	0	0
	底层	范围	/	/	/
		超标率%	/	/	/
无机氮	表层	范围	0.86-2.55	1.01-1.23	0.54~2.33
		超标率%	91	100	86
	底层	范围	1.06-2.45	1.01-1.22	1.08~1.96
		超标率%	100	100	100
活性磷酸盐	表层	范围	0.73-1.20	0.23-0.46	0.16~2.43
		超标率%	82	0	38
	底层	范围	0.73-1.27	0.20-0.41	0.16~2.51
		超标率%	73	0	31.58
汞	表层	范围	0.16-0.84	1.74-3.74	0.68~0.98
		超标率%	0	100	0
	底层	范围	0.00-0.80	1.96-3.96	0.70~0.98

		超标率%	0	100	0
锌	表层	范围	0.37-0.56	1.21-1.51	0.41~1.12
		超标率%	0	100	48
	底层	范围	0.38-0.60	1.21-1.53	0.40~1.10
		超标率%	0	100	21.05
砷	表层	范围	0.07-0.10	0.01-0.15	0.06~0.09
		超标率%	0	0	0
	底层	范围	0.08-0.10	0.05-0.15	0.07~0.09
		超标率%	0	0	0
铜	表层	范围	0.32-1.02	0.85-1.00	0.14~0.48
		超标率%	5	0	0
	底层	范围	0.19-0.77	0.83-0.98	0.15~0.50
		超标率%	0	0	0
镉	表层	范围	0.11-0.19	0.33-0.54	0.07~0.22
		超标率%	0	0	0
	底层	范围	0.12-0.21	0.29-0.49	0.08~0.21
		超标率%	0	0	0
总铬	表层	范围	0.02-0.09	0.04-0.06	0.02~0.06
		超标率%	0	0	0
	底层	范围	0.04-0.09	0.29-0.49	0.02~0.06
		超标率%	0	0	0
铅	表层	范围	0.25-0.92	1.39-1.85	0.49~1.91
		超标率%	0	100	47.62
	底层	范围	0.35-0.96	1.33-1.88	0.55~1.97
		超标率%	0	100	47.37
硫化物	表层	范围	0.03-0.06	0.01-0.01	0.23~0.28
		超标率%	0	0	0
	底层	范围	0.03-0.09	0.01-0.01	0.01~0.01
		超标率%	0	0	0
挥发性酚	表层	范围	0.08-0.42	0.04-0.92	0.23~0.28
		超标率%	0	0	0
	底层	范围	0.06-0.36	-	0.23~0.28
		超标率%	0	-	0

注：“—”表示未获得该部分现场调查数据。“/”表示无相应数据。

表 4.3-3 海水评价因子超标率统计

时间	表底层	评价因子	超标站数 (个)	超标率 (%)	最大超 标倍数	备注
2006年 10月	表层	无机氮	20	91	1.55	27%样品符合第二类标准, 41%符合第三类标准, 18%符合第四类标准, 5%超第四类标准

		活性磷酸盐	18	82	0.20	其它均符合第二类标准
		石油类	12	55	1.88	其它均符合第二类标准
		铜	1	5	0.02	其它均符合第二类标准
	底层	无机氮	22	100	1.45	32%样品符合第二类标准, 41%符合第三类标准, 27%符合第四类标准
活性磷酸盐		16	73	0.27	其它均符合第二类标准	
2012年9月	表层	无机氮	27	100	0.23	符合第二类标准
		铅	27	100	0.85	符合第二类标准
		锌	27	100	0.51	符合第二类标准
		汞	27	100	2.74	符合第二类标准
	底层	无机氮	27	100	0.22	符合第二类标准
		铅	27	100	0.88	符合第二类标准
		锌	27	100	0.53	符合第二类标准
		汞	27	100	2.96	符合第二类标准
2014年10~11月	表层	无机氮	18	86	2.33	33%符合第二类标准,43%符合第三类标准,10%符合第四类标准
		活性磷酸盐	21	100	2.43	62%符合第二类标准,33%符合第三类标准
		铅	8	38	1.91	符合第二类标准
		锌	7	32	1.12	符合第二类标准
	底层	无机氮	10	47.6	1.96	47.6%符合第二类标准,52.4%符合第三类标准
		活性磷酸盐	10	47.4	2.51	22%符合第二类标准,10%符合第三类标准
		铅	10	48	1.97	符合第二类标准
		锌	4	21.05	1.10	符合第二类标准

4.3.3 沉积物环境回顾评价

沉积物质量回顾比较结果见表 4.3-4, 调查结果显示, 海区沉积物中有机碳、硫化物、汞、砷、铜、铅、镉、锌、铬和石油类均较低, 均满足第一类海洋沉积物质量标准, 调查海域沉积物总体质量良好。

表 4.3-4 沉积物污染物质量指数回顾比较

调查项目 \ 调查时间		2006年10月	2014年10~11月
		范围	0.18-0.28
汞	超标率%	0	0

铜	范围	0.58-0.96	0.306~0.677
	超标率%	0	0
铅	范围	0.53-0.80	0.155~0.267
	超标率%	0	0
镉	范围	0.17-0.34	0.159~0.404
	超标率%	0	0
铬	范围	0.56-0.91	0.156~0.338
	超标率%	0	0
锌	范围	0.37-0.55	0.127~0.189
	超标率%	0	0
砷	范围	0.39-0.70	0.088~0.760
	超标率%	0	0
石油类	范围	0.05-0.14	0.014~0.940
	超标率%	0	0
硫化物	范围	0.00-0.03	0.020~0.104
	超标率%	0	0
有机碳	范围	0.31-0.62	0.042~0.223
	超标率%	0	0

4.3.4 海洋生态回顾评价

叶绿素 a 及海洋初级生产力历次调查结果见表 4.3-5。各次调查显示调查海区表、底层叶绿素 a 含量及初级生产力水平处于正常范围。

表 4.3-5 叶绿素 a 及海洋初级生产力调查回顾比较

调查时间	表层叶绿素 a 平均值 (mg/m ³)	初级生产力平均值 (mg·C/m ² ·d)	底层叶绿素 a 平均值 (mg/m ³)
2006 年 10 月	1.72~4.08	110.26~261.54	1.20~3.44
2012 年 9 月	1.77~11.99	38.50~164.40	1.56~5.10
2014 年 10 月	1.80	125.61	1.93

浮游植物的历次调查结果见表 4.3-6。浮游植物密度和种数呈现降低后升高的状态，多样性指数则相反，呈现升高后降低的趋势。

表 4.3-6 浮游植物调查回顾比较

调查时间	平均生物密度 (10 ⁴ 个/m ³)	种数	多样性指数	优势种类
2006 年 10 月	15.01	38	0.01~4.39	棕囊藻
2012 年 9 月	9.44	20	1.966~3.100	尖刺菱形藻
2014 年 10 月	72.21	50	1.97~3.67	圆筛藻、威氏圆筛藻

大型浮游动物的历次调查结果见表 4.3-7。通过对比可发现，平均生物量呈现逐渐升高的趋势；种数呈升高后降低的趋势；多样性指数呈升高又降低的趋势。

表 4.3-7 大型浮游动物调查回顾比较

调查时间	平均生物量 (mg/m ³)	种数	多样性指数	优势种
2006 年 10 月	22.4	16	0.76~1.88	强壮箭虫、中华哲水蚤和双壳类幼虫
2012 年 9 月	31.24	27	0.999~2.431	强壮箭虫和双刺唇角水蚤
2014 年 10 月	49.82	16	0.64~2.23	强壮箭虫

底栖生物的历次调查结果见表 4.3-8。底栖生物的平均生物量、栖息密度、种数和多样性指数呈降低后升高的趋势，均处于正常范围。

表 4.3-8 底栖生物调查回顾比较

调查时间	平均生物量 (g/m ²)	栖息密度 (个/m ²)	种数	多样性指数
2006 年 10 月	14.9	130~680	41	1.0~3.6959
2012 年 9 月	0.84	20~180	35	0.811~4.000
2014 年 10 月	3.66	0~250	36	2.6

采用《海洋生物质量》中的第一类标准来评价该海域海洋贝类生物体内重金属和石油烃的含量水平，参照《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》提供的标准来衡量调查海域甲壳类以及鱼类的生物质量（重金属），参照《第二次全国海洋污染基线调查技术规程》（第二分册）提供的标准来衡量调查海域甲壳类以及鱼类的生物质量（石油烃），标准值见表 4.3-9。

表 4.3-9 海洋生物质量标准值（湿重）（单位：mg/kg）

参考标准	测试生物	铜	铅	锌	镉	总汞	石油烃
《海洋生物质量》标准	贝类	10	0.1	20	0.2	0.05	15
《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》	甲壳类	200	2.0	150	2.0	0.2	—
	鱼类	20	2.0	40	0.6	0.3	—
《第二次全国海洋污染基线调查技术规程》（第二分册）	甲壳类	—	—	—	—	—	20
	鱼类	—	—	—	—	—	20

4.3.5 生物质量回顾评价

生物质量的历次调查结果见表 4.3-10。2006 年 10 月结果中四角蛤石油烃和铅的指数超标，受到石油烃和铅的污染，毛蚶铅的指数超标，受到铅的污染；2012 年 9 月结果中口虾蛄和三疣梭子蟹铅的指数超标，受到铅的污染；2014 年 10 月结果中四角蛤在 4 号站、16 号站和 19 号站有镉和石油烃超标的现象，其余受试生物监测要素均未超标。

表 4.3-10 生物质量调查标准指数回顾比较

调查时间	生物种类	铅	石油烃	铜	锌	镉	总汞
2006 年 10 月	四角蛤	3.23	1.420	-	-	-	-

	毛蚶	3.50	0.198	-	-	-	-
2012年9月	口虾蛄	0.030	0.084	0.173	0.115	0.870	0.018
	三疣梭子蟹	0.032	0.156	0.289	0.144	0.473	0.016
	斑鲫	0.012	0.221	0.005	0.073	0.081	0.020
2014年10月	口虾蛄	0.044~ 0.074	-	0.001	0.031~ 0.039	0.309~ 0.376	0.018~ 0.025
	三疣梭子蟹	0.051~ 0.065	-	0.001~ 0.002	0.047~ 0.053	0.263~ 0.279	0.014~ 0.023
	四角蛤	0.576~ 0.759	4.513~ 4.773	0.013~ 0.022	0.191~ 0.266	1.165~ 1.595	0.033~ 0.061
	虾虎鱼	0.015~ 0.018	-	0.005~ 0.006	0.043~ 0.046	0.150~ 0.182	0.009~ 0.016

4.3.6 渔业资源回顾评价

渔业资源的历次调查数据统计见表 4.3-11。

鱼卵种类数、密度 2012 年 5 月调查结果最高，2017 年 5 月调查结果最低；

仔稚鱼种类数、密度 2012 年 5 月调查结果最高，2017 年 5 月调查结果最低；

鱼类种类数 2012 年 5 月和 2015 年 6 月调查结果一致，均低于 2017 年 5 月调查结果；鱼类资源密度 2017 年 5 月调查结果最高，2012 年 5 月调查结果最低。

头足类种类数三次调查结果一致；资源密度 2012 年 5 月和 2015 年 6 月调查结果基本一致，均低于 2017 年 5 月调查结果。

甲壳类种类数 2017 年 5 月调查结果最高，2015 年 6 月调查结果最低；资源密度 2012 年 5 月和 2015 年 6 月调查结果基本一致，均低于 2017 年 5 月调查结果。

历年调查显示，调查海域渔业资源状况良好。

表 4.3-11 历次调查渔业资源调查数据对比统计

调查时间	春季					
	2012年5月		2015年6月		2017年5月	
	种类数(种)	密度	种类数(种)	密度	种类数(种)	密度
鱼卵	12	1.18 粒/m ³	10	0.307 粒/ m ³	7	0.26 粒/ m ³
仔稚鱼	8	0.77 尾/ m ³	7	0.234 尾/ m ³	5	0.12 尾/ m ³
鱼类成体	14	87.54kg/ km ²	15	143.84kg/ km ²	29	399.75 kg/ km ²
幼鱼		4178 尾/ km ²		92.59kg/ km ²		11640 尾/ km ²
头足类成体	2	8.83kg/ km ²		2	2	308.35 kg/ km ²
头足类幼体						7292 尾/ km ²
虾类成体	6	24.60kg/ km ²		5	9	564.96kg/ km ²
虾类幼体						12525 尾/ km ²
蟹类成体	5	25.66kg/ km ²		4	5	32.10kg/ km ²
蟹类幼体						317 尾/ km ²

5 环境敏感区（点）和环境保护目标分析

5.1 海洋功能区划符合性

（1）产业政策

根据《产业结构调整指导目录（2019 年本）》，鼓励类目录中包括“石油、天然气行业（常规石油、天然气勘探与开采）”等内容，渤中 25-1 油田群 33 口调整井工程为海洋石油开采项目，属于《产业结构调整指导目录》中鼓励类“常规石油、天然气勘探与开采”项目，符合国家产业政策要求。

（2）全国海洋功能区划

根据《全国海洋功能区划》（2011~2020 年），渤中 25-1 油田群位于渤海南部海域，是我国重要的海洋矿产资源利用区域，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。本工程属于油气资源勘探开发工程，与《全国海洋功能区划（2011~2020 年）》的要求相符合。

（3）全国海洋主体功能区规划

根据国务院发布的《全国海洋主体功能区规划》【国发〔2015〕42 号】：“依据主体功能，将海洋空间划分为以下四类区域：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”。

根据《全国海洋主体功能区规划》，内水和领海主体功能区划分为优化开发区域、重点开发区域、限制开发区域及禁止开发区域。其中，重点开发区域包括城镇建设用海区、港口和临港产业用海区、海洋工程和资源开发区。海洋工程和资源开发区是指国家批准建设的跨海桥梁、海底隧道等重大基础设施以及海洋能源、矿产资源勘探开发利用所需海域。海洋工程建设和资源勘探开发应认真做好海域使用论证和环境影响评价，减少对周围海域生态系统的影响，避免发生重大环境污染事件。支持海洋可再生能源开发与建设，因地制宜科学开发海上风能。

本工程位于“内水和领海主体功能区-重点开发区域”，属于在既有平台上进行井口的调整，并在原油田范围内进行平台的适应性改造，正常生产运行过程中，渤中 25-1 油

田群含油生产水处理后全部回注地层，生活污水处理达标后排放，减少了对工程周边海域生态系统的影响。此外，建设单位制定了溢油应急计划，防止溢油事故对环境产生较大的污染。因此，本工程建设符合《全国海洋主体功能规划》。

(4) 山东省海洋功能区划

根据《山东省海洋功能区划（2011~2020）》，本工程除 BZ19-4WHPA 平台和 BZ19-4WHPB 平台不在山东省海洋功能区划以内，BZ19-4WHPA 平台距离 A1-2 滨州—东营北农渔业区最近距离约 2.6km，BZ19-4WHPB 平台距离 A1-2 滨州—东营北农渔业区最近距离约 7.7km；其他工程平台所在海域均位于滨州—东营北农渔业区，代码为 A1-2。该功能区海域使用用途管制要求为：本区域基本功能为农渔业功能，兼容矿产与能源、旅游休闲娱乐、防潮堤建设等功能。功能区用海方式管理要求为：严格限制改变海域自然属性，鼓励开放式用海，允许适度进行人工岛、平台、后勤服务等基础设施建设。本工程建设是在既有平台上布设调整井，新建生产辅助平台 BZ25-1PAP 平台为透水式结构，不改变海域自然属性，工程的建设用于开发利用海底油气资源，因此，本工程符合《山东省海洋功能区划（2011~2020）》。

图 5.1-1 本工程与山东省海洋功能区划的位置示意图

(5) 山东省海洋主体功能区规划

根据山东省人民政府发布的《山东省海洋主体功能区规划》【鲁政发〔2017〕22号】：按照不同区域的海洋资源环境承载能力、现有开发强度和未来发展潜力，遵循全国海洋主体功能区布局，在衔接陆域主体功能区的基础上，对每一主体功能区进行综合评价，将全省海洋国土空间分为优化开发、重点开发、限制开发和禁止开发四类区域。

本工程除 BZ19-4WHPA 平台和 BZ19-4WHPB 平台不在山东省海洋主体功能区规划以内，BZ19-4WHPA 平台距离限制开发区域-东营市河口区海域最近距离约 2.6km，BZ19-4WHPB 平台距离限制开发区域-东营市河口区海域最近距离约 7.7km；其他工程平台位于限制开发区域-东营市河口区海域，管控要求“合理规划利用滩涂资源，适度发展东营港以及临港高端物流制造等产业，发展海洋新能源、海洋油气资源等传统海洋产业，实施严格的产业准入环境标准。加强东营黄河口文蛤国家级水产种质资源保护区建设和管理”。本工程属于原有油田的调整工程，不占用滩涂资源，开采海洋油气资源，施工期和运营期均采取严格的污染物处理处置措施，正常生产运行过程中，渤中 25-1 油田群含油生产水处理后全部回注地层，生活污水处理达标后排放，减少了对工程周边

海域生态系统的影响。此外，建设单位制定了溢油应急计划，防治溢油事故对环境产生较大的污染。因此，本工程建设符合《山东省海洋主体功能区规划》。

图 5.1-2 本工程与山东省海洋主体功能区规划的位置示意图

(6) 山东省渤海海洋生态红线区

根据山东省人民政府发布的《山东省渤海海洋生态红线区划定方案(2013-2020年)》【鲁政办发(2013)39号】，本工程位于山东省渤海海洋生态红线区外，与 XZ1-3 黄河故道东三角洲限制开发区的最近距离 12.9km，符合《山东省渤海海洋生态红线区划定方案(2013—2020年)》。

图 5.1-3 本工程与山东省渤海海洋生态红线区的位置示意图

(7) 山东省海洋环境保护规划

《山东省海洋环境保护规划》(2008-2020)将山东省沿海海域划分为 8 个重点海洋功能区域进行环境保护规划布局，本工程位于 I 区：黄河口及莱州湾毗邻海域，位置情况见图 5.1-4。

《山东省海洋环境保护规划》(2008-2020)中黄河口及莱州湾毗邻海域的海洋环境保护目标：海水增养殖区、盐田和盐化工区全部达到二类以上海水水质标准，其中海珍品增养殖区为一类以上海水水质标准，沉积物和海洋生物质量均为一类以上标准。

根据现状调查资料，位于滨州—东营北农渔业区的调查站位均满足二类海水水质标准，沉积物和海洋生物质量均满足第一类标准。本工程属于石油天然气开采项目的调整工程，不占用海洋保护区，工程在建设过程和生产过程中将采取一系列的防止海洋生态破坏和污染物防治措施，正常运行情况下不会对海洋环境造成污染。工程符合《山东省海洋环境保护规划》(2008-2020)。

图 5.1-4 本工程与山东省海洋环境保护规划的位置示意图

(8) 与《国家海洋局关于进一步加强渤海生态环境保护工作的意见》符合性分析

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

表 5.1-1 本工程与“国海发[2017]7 号”文的符合性分析

序号	相关要求	符合性分析	是否相符
三、加强海洋空间资源利用管控	<p>坚持生态用海,严格执行海洋主体功能区规划、海洋功能区划、海洋生态红线等管控措施,提高生态环境准入门槛,禁止严重过剩产能以及高耗能、高污染、高排放项目用海,推动海域资源利用方式向绿色化、生态化转变。建立健全海洋开发利用活动生态补偿制度。暂停选划临时性海洋倾倒地,启动倾倒地规划编制,按照科学合理经济安全的原则,调整完善海洋倾倒地布局,禁止倾倒地除海上疏浚物外的废弃物。</p> <p>暂停受理、审核渤海内围填海项目,暂停受理、审批渤海内区域用海规划,暂停安排渤海内的年度围填海计划指标,稳妥处理好政策衔接问题。深入开展渤海围填海项目后评估工作,重点对渤海围填海生态环境影响进行综合评价,为制定渤海生态环境综合整治和围填海管控措施提供依据。</p>	<p>①本工程符合《全国海洋主体功能区规划》、《全国海洋功能区划(2011-2020年)》、《山东省海洋主体功能区规划》、《山东省海洋功能区划(2011-2020)》及《山东省渤海海洋生态红线区划定方案(2013—2020年)》等的管控措施。</p> <p>②本工程不属于高耗能、高污染、高排放的项目;且本工程不涉及倾倒地废弃物问题。</p> <p>③工程内容不涉及围填海。</p>	符合
六、加强海洋生态环境风险防控	<p>从严管控渤海海上油气勘探开发、炼化、滨海核电等涉海重大工程环境风险,全面排查溢油、危险化学品泄漏、放射性污染等环境风险隐患,完善分类分级的海上应急监测及处置预案,在石化基地、油气平台、危化品储存区、滨海核电设施等邻近海域部署快速监测能力和应急处置物资设备。开展海洋环境突发事件风险评估和风险区划,构建风险信息库,建立信息共享机制。</p> <p>加强赤潮(褐潮)、绿潮、水母旺发等海洋生态灾害形成机理以及海洋自然灾害对生态环境的影响研究,分区分级建设海洋生态灾害应急监测体系,完善海洋生态灾害应急预案,提高海洋环境预警和生态灾害的监测预警水平。</p>	<p>建设单位已照《中华人民共和国海洋环境保护法》、《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例》和《国家海洋局海洋石油勘探开发溢油应急预案》的相关规定,编写了《渤中 25-1 油田群溢油应急计划》并报生态环境部备案(见附件 15),本工程的工程内容已包含在该溢油应急计划中。</p>	符合

(9) 与《全国海洋生态环境保护规划(2017年-2020年)》的符合性分析

2018年2月,国家海洋局印发了《全国海洋生态环境保护规划(2017年-2020年)》,《规划》明确了“绿色发展、源头护海”“顺应自然、生态管海”“质量改善、协力净海”“改革创新、依法治海”“广泛动员、聚力兴海”的原则,确立了海洋生态文明制度体系基本完善、海洋生态环境质量稳中向好、海洋经济绿色发展水平有效提升、海洋环境监测和风险防范处置能力显著提升四个方面的目标,提出了近岸海域优良水质面积比

例、大陆自然岸线保有率等八项指标。

本工程施工期产生的生活污水经处理达标后排海；船舶机舱含油污水、油层段钻屑、油层段钻井液、生活垃圾和生产垃圾均运回陆地进行处理；非油层段钻井液和钻屑经检验合格后，达标排海。本工程运营期新增少量生活污水排海量，经平台生活污水处理设施处理达标后排海；新增少量生活垃圾，运回陆地处理；处理达标的生产水全部回注地层，不外排。本工程施工期及运营期产生的污染物均得到了妥善处置，符合《全国海洋生态环境保护规划》（2017年~2020年）中“源头护海”的原则。

本工程运营期跟踪监测纳入油田群现有跟踪监测计划中，并定期监测设施外排污染物的排放浓度。针对可能发生的溢油风险，已编制了《渤中 25-1 油田群溢油应急计划》，并报生态环境部备案，本工程应按照备案的溢油应急计划做好各种溢油应急准备和响应，尤其是钻完井期间落实好各种溢油应急措施。符合《全国海洋生态环境保护规划》（2017年~2020年）中“海洋环境监测和风险防范处置能力”提升的目标。

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

（10）与《渤海综合治理攻坚战行动计划》的符合性分析

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

根据《渤海综合治理攻坚战行动计划》“（二）海域污染治理行动”中的“9.船舶污染治理”规定：“严格执行《船舶水污染物排放控制标准》，限期淘汰不能达到污染物排放标准的船舶，严禁新建不达标船舶进入运输市场；规范船舶水上拆解，禁止冲滩拆解。依法报废超过使用年限的运输船舶。禁止船舶向水体超标排放含油污水，继续实施渤海海区船舶排污设备铅封管理制度。”

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

根据《渤海综合治理攻坚战行动计划》“（三）生态保护修复行动”中的“13.生态保护修复行动”规定：“划定并严守渤海海洋生态保护红线，实施最严格的围填海管控，强化渤海岸线保护，强化自然保护地选划和滨海湿地保护”。

根据《渤海综合治理攻坚战行动计划》“（三）生态保护修复行动”中的“15.海洋生

物资源养护”规定：“大力养护海洋生物资源。鼓励建立以人工鱼礁为载体、底播增殖为手段、增殖放流为补充的海洋牧场示范区。严格执行伏季休渔制度，并根据渤海渔业资源调查评估状况，适当调整休渔期，逐步恢复渔业资源”。

根据《渤海综合治理攻坚战行动计划》“(四)环境风险防范行动”中的“17.海上溢油风险防范”规定：“石油勘探开发海上溢油风险防范。2019年底前，完成海上石油平台、油气管线、陆域终端等风险专项检查，定期开展专项执法检查。加强海上溢油影响的环境监测，完善海上石油开发油指纹库。2020年底前，完成渤海石油勘探开发海上溢油风险评估，开展海上排污许可试点工作，推动建立石油勘探开发海上排污许可制度。”

本工程位于渤海南部海域，在原有平台上进行调整井工程建设，新建生产辅助平台（BZ25-1PAP）属于海洋矿产资源勘探开发及其附属工程，不涉及围填海。工程位于《山东省渤海海洋生态红线区划定方案(2013—2020年)》划定范围之外，与XZ1-3黄河故道东三角洲限制开发区最近，约12.9km。

本工程施工期和运营期污染物均得到合理有效的处置，不存在向海洋倾倒垃圾的违法行为。施工期，机舱含油污水根据《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》，运回陆上交由有资质单位接收处理。施工船舶产生的生活污水经生活污水处理装置处理达到《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）后排海。生活垃圾、生产垃圾全部运回陆上处理。施工期间主要的污染物是非油层段钻屑和非油层段钻井液排海会对海洋环境产生一定的影响，但影响是暂时的、可恢复的。针对施工期带来的生物资源损失给予补偿，在后续生产过程中建设单位会采取相应生态补偿和修复措施，并对重要渔业品种实施增殖放流，从而维持海洋生物资源可持续利用。施工期非油层段钻屑和钻井液的排放避开白姑鱼、花鲈、蓝点马鲛和毛虾的产卵盛期（5月），降低对海洋生态环境的影响。

此外，建设单位已编制《渤中25-1油田群溢油应急计划》并进行了备案，原有溢油应急计划满足本工程溢油应急的需要，建设单位根据溢油应急计划开展好各种溢油应急准备和响应工作，以防范海上溢油等海洋环境突发污染事故。在后续生产过程中，建设单位将严格落实环境保护主管部门要求，严格执行排污许可制度。

综上，工程建设符合《渤海综合治理攻坚战行动计划》的相关要求。

5.2 项目周边主要环境敏感目标

根据本油田开发工程所处海域的位置、开发规模和特点以及可能产生的环境影响，筛选本次评价的主要环境敏感区包括自然保护区、海洋特别保护区、水产种质资源保护

区、重要渔业水域和生态红线区。

本工程的主要敏感区和敏感目标见表 5.2-1，敏感目标分布见图 5.2-1。由表 5.2-1 和图 5.2-1 可知，水产种质资源保护区和海洋特别保护区均距离油田较远，工程的建设 和正常生产不会对其产生影响。油田群位于白姑鱼、花鲈、蓝点马鲛、毛虾产卵场，鳀、 鲷、毛虾索饵场，花鲈的越冬场内，这些产卵场、索饵场、越冬场在发生溢油事故时易 受到影响。

表 5.2-1 渤中 25-1 油田群周围敏感目标

序号	敏感区类型	主要敏感目标	主要保护对象	保护期	方位	距本工程最短距离
1	自然保护区	山东黄河三角洲国家级自然保护区	保护新生湿地生态系统和珍稀濒危鸟类为主	/	西南	10.2km
2		河北乐亭菩提岛诸岛省级自然保护区	由海岛及周边海域自然生态环境、岛陆及海洋生物共同组成的海岛生态系统	/	西北	101.8km
3	水产种质资源保护区	辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-渤海湾保护区核心区	保护海底地形地貌和中国明对虾、小黄鱼、三疣梭子蟹等水产种质资源，保护海洋环境质量。	4月25日到6月15日	西	55.7km
4		辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-莱州湾保护区核心区	主要保护对象有真鲷、花鲈、三疣梭子蟹。	4月25日到6月15日	南	28.3km
5		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		/	东南	22.7km
6		黄河口文蛤国家级水产种质资源保护区	黄河口文蛤等	3~8月	南	20.2km
7		黄河口半滑舌鲷国家级水产种质资源保护区	保护半滑舌鲷种质资源及生存环境	核心区特别保护期：6月1日至10月31日	西	32.4km
8		曹妃甸中华绒螯蟹国家级水产种质资源保护区	主要保护对象为中华绒螯蟹，其它保护物种包括鲫、草鱼、鳙、泥鳅、黄颡鱼、鲤等	核心区特别保护期：每年4月25日至6月5日和9月30日至11月10日	西北	101.6km

9	海洋特别保护区	东营黄河口生态国家级海洋特别保护区	黄河口生态系统及生物物种多样性	/	东南	28.6km
10		莱州湾蛭类生态国家级海洋特别保护区	蛭类、海洋生态	/	南	79.2km
11		东营广饶沙蚕类生态国家级海洋特别保护区	沙蚕类、海洋生态	/	南	89.8km
12		莱州浅滩海洋资源特别保护区	浅滩海洋生物资源、鲈鱼种质资源、产卵育幼场和泻湖	/	东南	97.8km
13		滦河口海洋特别保护区	保护河口生态系统、滨海湿地和鸟类，泻湖—沙坝海岸景观	/	东北	127.9km
14	重要渔业水域	白姑鱼产卵场	白姑鱼及其生境	6月	在其中	/
15		鳀索饵场	鳀及其生境	/	在其中	
16		黄姑鱼产卵场	黄姑鱼及其生境	5~6月	南	22km
17		鲷的索饵场	鲷及其生境	7~10月	在其中	
18		银鲳产卵场	银鲳及其生境	5月上旬~7月上旬	西北	24km
19		银鲳洄游通道	银鲳及其生境	/	东北	10km
20		毛虾产卵场	毛虾及其生境	4~9月	在其中	
21		毛虾索饵场	毛虾及其生境		在其中	

22		花鲈产卵场、越冬场		花鲈及其生境	产卵期主要在秋季（9~11月），其次在春季（4~6月）	在其中	
23		蓝点马鲛产卵场		蓝点马鲛及其生境	5月中旬至6月上旬	在其中	
24	生态红线区	海洋自然保护区	XZ1-3 黄河故道东三角洲限制区	原生性湿地生态系统及珍禽、半滑舌鳎等底栖鱼类	/	西南	13.2km
25		海洋自然保护区	JZ1-2 黄河故道北三角洲禁止区	原生性湿地生态系统及珍禽	/	西南	21.7km
26		重要渔业海域	XZ5-3 黄河口文蛤渔业海域限制区	黄河口文蛤等种质资源及生存环境	/	南	20.4km
27		海洋特别保护区	XZ2-3 东营黄河口生态限制区	黄河口特有的刀鲚、大银鱼等经济鱼类、黄河口生态系统及生物物种多样性	/	东南	29.1km
28		海洋特别保护区	JZ2-3 东营黄河口生态禁止区	黄河口特有的刀鲚、大银鱼等经济鱼类、黄河口生态系统及生物物种多样性	/	东南	44.9km
29		海洋自然保护区	XZ1-4 黄河北三角洲限制区	原生性湿地生态系统及珍禽	/	东南	29.1km
30		海洋自然保护区	JZ1-4 黄河三角洲禁止区	原生性湿地生态系统及珍禽	/	东南	40.0km
31		海洋自然保护区	XZ1-5 黄河南三角洲限制区	原生性湿地生态系统及珍禽	/	东南	67.8km
32		重要渔业海域	XZ5-7 莱州湾渔业海域限制区	海洋自然生态系统和重要渔业资源，产卵场、索饵场、越冬场和洄通道	/	东南	81.1km

33		海洋特别保护区	XZ2-4 东营莱州湾限制区	蛭类为主的底栖贝类海洋生态	/	南	79.7km
34		海洋特别保护区	JZ2-4 东营莱州湾禁止区	蛭类为主的底栖贝类海洋生态	/	南	82.5km
35		海洋特别保护区	JZ2-5 广饶—寿光沙蚕类生态禁止区	双齿围沙蚕为主的多种底栖经济物种及海洋生态	/	南	96.7km
36		海洋特别保护区	XZ2-5 广饶—寿光沙蚕类生态限制区	双齿围沙蚕为主的多种底栖经济物种及海洋生态	/	南	94.4km
37		沙源保护海域	9-4 大清河口至小清河口海域	保护海底地形地貌、海洋动力条件、海水质量	/	西北	90.7km
38		沙源保护海域	9-3 滦河口至老米沟海域	保护海底地形地貌、海洋动力条件、海水质量	/	东北	118.5km
39		重要滨海旅游区	7-5 龙岛旅游区	保护地貌、沙滩等海岛景观、近岸海域生态环境	/	西北	94.5km
40		重要滨海旅游区	7-4 大清河口海岛旅游区	保护地貌、植被、沙滩等海岛景观、近岸海域生态环境	/	西北	99.5km
41		海洋保护区	乐亭菩提岛诸岛保护区	保护由海岛及周边海域自然环境、岛陆及海洋生物共同组成的海岛生态系统。具体包括：海岛岛体及周边海域、岛陆植被、海洋生物和鸟类及其栖息地	/	西北	101.8km

图 5.2-1 渤中 25-1 油田群周围敏感目标分布图（保护区）

图 5.2-1 渤中 25-1 油田群周围敏感目标分布图（生态红线）

图 5.2-1 渤中 25-1 油田群周围敏感目标分布图（生态红线）

5.3 主要敏感目标简介

(1) 东营黄河口生态国家级海洋特别保护区

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 926km²，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 48.21km² 和 49.57km²，占保护区总面积的 10.56%；资源恢复区，分为两部分，面积为 69.77km² 和 121.33km²，占保护区总面积的 20.64%；开发利用区，面积 139.92km²，占保护区总面积的 15.11%；环境整治区面积 497.20km²，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多样性。

(2) 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

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 7124km²，其中核心区面积为 1710km²，试验区面积为 5414km²。核心区包括以下三个区域：

核心一区：是由 6 个拐点顺次连线所围的海域，面积为 66.7km²（主要保护对象有真鲷，花鲈，三疣梭子蟹）。拐点坐标分别为（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 40km²（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 1603km²（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，北至龙口市矾姆岛南侧。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，鲚，凤鲚，鳓，鳀，赤鼻棱鳀，玉筋鱼，黄姑鱼，白姑鱼，叫姑鱼，棘头梅童，鮟等。

6 环境影响预测分析与评价

本工程在建设阶段的污染物主要是钻井液与钻屑、洗井水、生活污水、生活垃圾、生产垃圾以及机舱含油污水等。

洗井水经海底管线进入“海洋石油 113 号”FPSO 含油污水处理系统处理合格后全部回注地层，生活垃圾和生产垃圾运回陆地处理，生活污水经生活污水处理装置处理达标后排放，对海域水质影响很小；机舱含油污水运回陆上处理。油层段钻屑、油层段钻井液运回陆地交有资质单位处理。

因此，本次报告将着重分析非油层段钻屑和非油层段钻井液排放对海水水质、海底沉积物和生物生态的影响。

6.1 水文动力和地形地貌影响分析与评价

本工程拟建设33口调整井，其中分别为11口生产井（4口侧钻），12口转注井，8口先期排液注水井，2口注水井（上返补孔），均利用老井或剩余井槽进行作业，不新增占用海域，调整井建成后不改变海洋原有地形和地貌，所以该工程的建设对工程附近海域的水动力状况（包括潮汐、海流、波浪、余流等）和泥沙输移不会产生影响。

本工程拟建BZ25-1PAP四腿无人井口平台，PAP平台采用钢制桩腿，为透水式结构，对周边的水动力环境影响很小。PAP平台施工期掀起的悬浮物在水流的作用下逐渐沉积在平台周围，由于悬浮物的产生量较小，加上潮流长时间的输沙作用，不容易淤积，对海底地貌的影响较小。

因此，本工程的建设对地形地貌与冲淤环境的影响较小。

6.2 水质影响分析与评价

（1）钻屑排放的水质影响分析

钻屑主要是指钻井过程中钻头将地层研磨、切削破碎后，由钻井液从井内带至平台的岩石碎块。钻屑对海洋环境污染的主要物质是指非油层段钻屑。本工程建设过程中，钻井产生的非油层段钻屑在满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性》（GB 18420-2009）的同时排放。

根据工程分析，本工程涉及钻完井作业的平台为 BZ19-4WHPB 平台、BZ25-1WHPB 平台、BZ25-1WHPD 平台、BZ25-1WHPE 平台和 BZ25-1WHPF 平台，其中 BZ25-1WHPE

平台无非油层段钻屑排放。本工程非油层段钻屑 BZ19-4WHPB 平台的排放量为 204 m³，BZ25-1WHPB 平台的排放量为 2662m³，BZ25-1WHPD 平台的排放量为 143m³，BZ25-1WHPF 平台的排放量为 817m³，排放速率分别为 7.70m³/d、10.41m³/d、10.40m³/d 和 10.35m³/d，水质影响分析类比已核准的《渤中 19-4 油田综合调整项目环境影响报告书》（2013）中 BZ19-4WHPC 平台污染物排放的预测结果。《渤中 19-4 油田综合调整项目环境影响报告书》（2013）中运用 FVCOM 三维模型进行数值模拟，实测值与模拟值中，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；潮位振幅和位相计算值亦与实测值基本一致。潮位和潮流的验证结果表明建立的潮流模型是可行的，适合本海区。在进行浓度场计算前，再将网格加密，使计算域管线附近的网格最小边长为 50m。新增加的计算点上的流速由原来的周围点上的流速内插而得。钻屑和钻井液的扩散采用悬浮物输移扩散方程进行模拟，其预测结果合理。本工程与类比对象为距离较近的平台，水深及水动力条件一致，具有可比性。类比环境条件见表 6.2-1。

表 6.2-1 类比条件一览表

对象	类比工程	本工程	对比情况
水深	20m	20m	一致
水文动力	潮流性质：不正规半日潮 潮流运动形式：工程附近海域基本为往复流。涨潮最大流速为 73cm/s，平均流速为 52cm/s，落潮最大流速为 76cm/s，平均流速为 49cm/s。	潮流性质：不正规半日潮 潮流运动形式：工程附近海域基本为往复流。涨潮最大流速为 73cm/s，平均流速为 52cm/s，落潮最大流速为 76cm/s，平均流速为 49cm/s。	一致
位置	BZ19-4WHPC	BZ19-4WHPB、BZ25-1WHPB、WHPD、WHPE、WHPF	BZ19-4WHPB 平台位于 BZ19-4WHPC 平台西南向，栈桥相连； BZ25-1WHPB 平台位于 BZ19-4WHPC 平台东北向，距离约 14.6km； BZ25-1WHPD 平台位于 BZ19-4WHPC 平台南向，距离约 18.3km； BZ25-1WHPE 平台位于 BZ19-4WHPC 平台西北向，距离约 19.5km； BZ25-1WHPF 平台位于 BZ19-4WHPC 平台西向，距离约 20.3km。

对象	类比工程	本工程	对比情况
非油层段钻屑排放情况	BZ19-4WHPC 平台钻屑排放量为 12608m ³ ；排放速率为 10.42m ³ /d。	本工程 BZ19-4WHPB、BZ25-1WHPB、WHPD、WHPF 平台的非油层段钻屑排放总量分别为 204 m ³ ，2662m ³ ，143m ³ 和 817m ³ ，平均排放速率分别为 7.70m ³ /d、10.41m ³ /d、10.40m ³ /d 和 10.35m ³ /d。	本工程小于类比对象。
非油层段钻井液排放情况	非油层段钻井液钻井完工后一次性排放泥浆 210m ³ ，持续排放 6h，排放速率为 35m ³ /h。	非油层段钻井液钻井完工后一次性排放泥浆 210m ³ ，持续排放 6h，排放速率为 35m ³ /h，泥浆密度按 1.10g/cm ³ 计算。	一致

由于本工程与类比对象为距离较近的平台，因此，水深、水文动力、位置基本一致，非油层段钻屑、非油层段钻井液的排放方式一样，且本工程排放源强均不超过类比对象，因此具有可比性，类比结果是合理的。

根据《渤中 19-4 油田综合调整项目环境影响报告书》中钻屑排放的预测结果：钻屑排放源位于 BZ19-4WHPC 平台，钻屑排放总量 12608m³，平均排放速率为 10.42m³/d 的情况下。钻屑粒径组成见表 6.2-2。中值粒径取 74μm、120μm、150μm、230μm 共 4 个等级各占 25%、35%、25%、15% 进行计算，然后将计算的增量值迭加。BZ19-4WHPC 平台周边海域表层悬浮物超一（二）类水质标准最大包络线面积约为 0.169km²，离排放点的最大距离为 0.37km，恢复到一（二）类水质所需最大时间在 4.0h。预测结果见表 6.2-3 和表 6.2-4。

表 6.2-2 钻井岩屑粒级配比

<74 μ m	74~105 μ m	105~140 μ m	140~178 μ m	178~279 μ m	>279 μ m
5%	20%	35%	25%	10%	5%

表 6.2-3 BZ19-4WHPC 平台钻屑预测结果

层位	超一类水质最大/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)	超一类水质最大距离 (km)	恢复到一类水质所需时间 (h)
表层	0.077/0.169	0.015	0.008	0.37	4.0
中层	0.060/0.101	0.008	0.004	0.29	3.8
底层	0.021/0.048	0.004	0.002	0.23	3.7

钻屑覆盖厚度不小于 2cm 的区域面积为 0.2512km²

表 6.2-4 BZ19-4WHPC 平台不同超标倍数包络面积 (km²)

预测位置	Bi≤1	1<Bi≤4	4<Bi≤9	Bi>9
表层	0.072	0.045	0.037	0.015
中层	0.032	0.027	0.034	0.008
底层	0.011	0.006	0.027	0.004

本工程类比分析结果：本工程非油层段钻屑排放的水动力条件不变，BZ19-4WHPB 平台非油层段钻屑排放总量为 204m³，最大排放速率约 7.70m³/d；BZ25-1WHPB 平台非油层段钻屑排放总量为 2662m³，最大排放速率约 10.38m³/d；BZ25-1WHPD 平台非油层段钻屑排放总量为 143m³，最大排放速率约 10.40m³/d；BZ25-1WHPF 平台非含油钻屑排放总量为 817m³，最大排放速率约 10.35m³/d，本工程的钻屑粒径与原工程的粒径分级一致，且排放总量和最大排放速率均小于类比对象，可引用原报告书的预测结果。因此，本工程钻屑排放对海水水质的影响范围、程度和覆盖 2cm 厚度的面积不会超过以上预测结果。

(2) 钻井液排放的水质影响分析

非油层段钻井液在满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性》(GB 18420-2009)的同时排放。本工程的非油层段钻井液钻井结束后的一次性排放量最大为 210m³，排海速率限定为 35m³/h。本工程施工期非油层段钻井液排放的水质影响分析类比已核准的《渤中 19-4 油田综合调整项目环境影响报告书》(2013)中 BZ19-4WHPC 平台污染物排放的预测结果进行分析。

根据已核准的《渤中 19-4 油田综合调整项目环境影响报告书》中预测结果：在 BZ19-4WHPC 平台一次性排放速率为 35m³/h，排放时间为 6h；钻井液对水质的影响主要在表层(0~5m)主流向上，悬浮物超一(二)类水质海域的最大包络面积为 0.597km²，超一类水质离排放点的最大距离为 0.863km，从结束排放到恢复一类水质所需要最大时间为 12.2h。预测结果见表 6.2-5 和表 6.2-6。

表 6.2-5 BZ19-4WHPC 平台钻井液预测结果

开始排放时刻	超一类水质最大/包络面积 (km ²)	超三类水质最大/包络面积 (km ²)	超四类水质/包络面积 (km ²)	超一类水质离排放口最大距离 (km)	恢复到一类水质所需时间 (h)
高潮时开始排放	0.359/0.564	0.064	0.037	0.796	11.7
落潮中间时开始排放	0.357/0.597	0.107	0.066	0.863	12.1
低潮时开始排放	0.377/0.516	0.059	0.035	0.813	12.0
涨潮中间时开始排放	0.332/0.566	0.101	0.064	0.737	12.2
最大外包络线	——/0.819	0.143	0.089	0.863	——

表 6.2-6 BZ19-4WHPC 平台不同超标倍数包络面积（表层，km²）

浓度（mg/L）	Bi≤1	1<Bi≤4	4<Bi≤9	Bi>9
高潮时开始排放	0.218	0.169	0.113	0.064
落潮中间时开始排放	0.211	0.164	0.115	0.107
低潮时开始排放	0.192	0.159	0.106	0.059
涨潮中间时开始排放	0.205	0.141	0.119	0.101
最大外包络线	0.255	0.280	0.141	0.143

类比分析可知，本次调整井工程各平台非油层段钻井液最大排放速率均为 35 m³/h，与《渤中 19-4 油田综合调整项目环境影响报告书》中 BZ19-4WHPC 平台的钻井液排放速率相同，因此其影响范围、影响时间和面积都不会超过原有的预测结果。钻井液排放停止后，海水水质将很快恢复。因此，非油层段钻井液排海对海洋环境的影响是短期的、可恢复的，对海水水质的影响较小。

（3）生活污水排放的水质影响分析

本工程施工期产生的生活污水量约 13338.98m³，经平台、钻井平台、支持船或 FPSO 上的生活污水处理设施处理，达到《海洋石油开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）中的一级标准或《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）后排海，且污水仅在施工期排放，影响是暂时的，因此，本工程施工期的生活污水对海洋环境影响很小。

BZ25-1WHPE 和 WHPF 平台新增生产定员 14 人，增加定员后生活污水的排放量分别为 2730.2m³/a，按 COD_{Cr} 达标排放浓度 300mg/L 计算，共产生 COD_{Cr} 为 2.24kg/d。类比《渤中 19-4 油田综合调整项目环境影响报告书》关于 WHPC 平台生活污水的预测结果“本次预测 COD 排放源分别位于 WHPC 平台，排放量为 13116.6m³/a，按 COD_{Cr} 达标排放浓度 300mg/L 计算，每天共产生 COD_{Cr} 为 10.78kg/d。由于 COD 排放量不大，因此，影响面积并不大，无论何时排放，超标水域影响的距离都在 50m 范围内，超标的海域基本在排放点周围 1 个网格（50m）的范围内。”本工程 BZ25-1WHPE、WHPF 平台生活污水排放量小于 BZ19-4WHPC 平台，因此，影响范围不会超过原有的预测结果。

6.3 沉积物影响分析与评价

钻屑排入海后，在海水运动的作用下，会在海底一定的范围内沉降。钻屑的沉积及分布范围受排放量、海流、水深等因素的影响。一般来说，当钻屑停止排放后，由于受海水、海流、水深等多种因素影响，对底质的影响会逐渐削弱，并在短期内得到恢复。根据《渤中 19-4 油田综合调整项目环境影响报告书》（2013）中钻屑排放的预测结果，

“BZ19-4WHPC 平台的钻屑排放量为 12608m^3 ，计算可知钻屑覆盖厚度不小于 2cm 的区域面积为 0.2512km^2 ，离排放点最大距离约 0.3km 。”

类比分析可知，本次调整井工程各平台钻屑排放量对沉积物影响范围均不会超过原报告书的预测结果，对沉积物影响范围仅集中在钻井附近很小的距离内，由于非油层段钻屑排放仅在施工期，影响是暂时的，对海洋沉积环境的影响较小。

6.4 海洋生态影响分析与评价

本工程对生态环境的影响主要表现为施工期钻井作业非油层段钻屑、非油层段钻井液排海产生的悬浮物对浮游生物、底栖生物、渔业资源造成的损害。

6.4.1 对浮游生物的影响分析与评价

(1) 对浮游生物的影响分析

悬浮物对浮游植物的影响表现在：由于悬浮物的含量增高，增大了水体的消光系数降低光线射深度，可降低海水的透光率，一方面影响浮游植物的光合作用，在一定程度上影响水体的浮游植物的生长与繁殖；另一方面，由于悬浮物快速下沉，部分浮游植物被携带而随之下沉，使水体中浮游植物遭受一定的损害。

悬浮物对浮游动物的影响可表现在：一是海水悬浮物浓度的增加，可导致海水透明度和光照下降，将对浮游动物的繁殖和生长造成一定的影响，进而造成浮游动物的生物量降低；二是悬浮物含量增多对浮游动物的存活和繁殖有明显的抑制作用，过量悬浮固体使其食物过滤系统和消化器官受到阻塞。当水中悬浮物浓度突然增高时，浮游动物无法逃避高浓度悬浮物的影响，在超标区域内的浮游动物会受到一定损害。

(2) 浮游生物的损失量估算

根据现状调查结果，春季调查海域浮游植物生物密度变化范围在 $(83.26\sim 1382.23)\times 10^4$ 个/ m^3 之间，平均为 396.61×10^4 个/ m^3 ；调查海域浮游动物生物量变化范围在 $(75.67\sim 394.94)$ mg/m^3 ，平均为 226.79 mg/m^3 。

① 非油层段钻屑对浮游生物的损失量估算

本工程 BZ19-4WHPB 平台非油层段钻屑排放总量为 204m^3 ，钻井期约为 26.5 天，以 15 天为 1 个影响周期，则约为 2 个周期。

本工程 BZ25-1WHPB 平台非油层段钻屑排放总量为 2662m^3 ，钻井期约为 255.5 天，以 15 天为 1 个影响周期，则约为 17 个周期。

BZ25-1WHPD 平台非油层段钻屑总量为 143m^3 ，钻井期约为 13.75 天，以 15 天为 1

个影响周期，则约为 1 个周期。

BZ25-1WHPF 平台非油层段钻屑总量为 817m³，钻井期约为 79.0 天，以 15 天为 1 个影响周期，则约为 6 个周期。

本工程非油层段钻屑排放的影响周期共 26 个。

本工程 BZ19-4WHPB、BZ25-1WHPB、BZ25-1WHPD、BZ25-1WHPF 平台非油层段钻屑排放产生的悬浮物对浮游生物的影响类比《渤中 19-4 油田综合调整项目环境影响报告书》中渤中 19-4 油田 WHPC 平台排海钻屑扩散情况。水深取平均水深 20m，估算本工程非油层段钻屑排放损失浮游植物细胞数量为 7.20×10¹³ 个，损失浮游动物为 4.116t（见表 6.4-1）。

表 6.4-1 本工程施工期非油层段钻屑排放造成的浮游生物损失量（平均水深 20m）

污染物	类别	资源密度	悬浮物超标倍数 (Bi)	超标面积 (km ²)	损失率 (%)	周期数合计	持续性损失量
非油层段钻屑	浮游植物	396.61×10 ⁴ 个/m ³	Bi≤1	0.072	5	26 周期	7.42×10 ¹² 个
			1<Bi≤4	0.045	20		1.86×10 ¹³ 个
			4<Bi≤9	0.037	40		3.05×10 ¹³ 个
			>9	0.015	50		1.55×10 ¹³ 个
	小计	7.20×10 ¹³ 个					
	浮游动物	226.79mg/m ³	Bi≤1	0.072	5	26 周期	0.425t
			1<Bi≤4	0.045	20		1.061t
			4<Bi≤9	0.037	40		1.745t
			>9	0.015	50		0.884t
	小计	4.116t					

② 非油层段钻井液对浮游生物的损失量估算

本工程 BZ19-4WHPB、BZ25-1WHPB、BZ25-1WHPD、BZ25-1WHPF 平台非油层段钻井液排放产生的悬浮物对浮游生物的影响类比《渤中 19-4 油田综合调整项目环境影响报告书》中 19-4 油田 WHPC 平台排海钻井液扩散情况，类比结果见表 6.4-2。由于钻井液对水质的影响主要在表层海域，因此，选用表层 0~5m 水深核算相应的资源损失量。估算本工程非油层段钻井液排放损失浮游植物细胞数量为 1.56×10¹³ 个，损失浮游动物为 0.892t。

表 6.4-2 施工期非油层段钻井液排放造成的浮游生物损失量（表层 0~5m）

污染物	类别	资源密度	悬浮物超标倍数 (Bi)	超标面积 (km ²)	损失率 (%)	损失量
非油层段	浮游植物	396.61×10 ⁴ 个/m ³	Bi≤1	0.255	5	2.53×10 ¹¹ 个
			1<Bi≤4	0.280	20	1.11×10 ¹² 个

钻井液		4<Bi≤9	0.141	40	1.12×10 ¹² 个
		>9	0.143	50	1.42×10 ¹² 个
	小计	3.90×10 ¹² 个			
	4 个平台合计	1.56×10 ¹³ 个			
浮游动物	226.79mg/m ³	Bi≤1	0.255	5	0.014 t
		1<Bi≤4	0.280	20	0.064 t
		4<Bi≤9	0.141	40	0.064 t
		>9	0.143	50	0.081 t
	小计	0.223 t			
	4 个平台合计	0.892 t			

③ 平台占海对浮游生物的损失量估算

渤中 25-1PAP 平台和 BZ25-1WHPF 平台外扩甲板占海面积共 985m²，水深取平均水深 20m，估算浮游植物的损失量为 7.81×10¹⁰ 个，浮游动物的损失量为 9.03kg。

④ 本工程对浮游生物的损失量估算合计

施工期非油层段钻屑、非油层段钻井液排放和平台占海造成的浮游生物损失量见表 6.4-3。本工程非油层段钻屑和非油层段钻井液排放损失浮游植物细胞数量为 8.77×10¹³ 个；损失浮游动物为 5.017t。

表 6.4-3 施工期造成的浮游生物损失量

类别	非油层段钻屑造成损失量	非油层段钻井液造成损失量	平台占海	总损失量
浮游植物	7.20×10 ¹³ 个	1.56×10 ¹³ 个	7.81×10 ¹⁰ 个	8.77×10 ¹³ 个
浮游动物	4.116t	0.892t	9.03kg	5.017t

6.4.2 对底栖生物的影响分析与评价

由于本工程钻井所采用钻井液属于环保无毒的水基钻井液，非油层段钻屑、非油层段钻井液的排放对于底栖生物的影响主要是对其掩埋作用。一般来讲，泥沙覆盖厚度越厚，对贝类等行动缓慢的底栖生物的危害也越大。底上动物，如日本鼓虾、鲜明鼓虾等被覆盖后多数将死亡，浅海底生物通常无法从 1cm 的掩埋层逃离（Kranz, 1972）；而底内动物如各种沙蚕、单壳动物和双壳动物等若覆盖厚度不大仍能生存。大多数底栖生物具有移动能力，具备垂直向上迁移的条件，但真正能够穿过覆盖层而存活下来的生物可能只有部分底内生物（Nnia, 1978）。

根据 6.3 小节中对本工程造成的海洋沉积物影响分析，钻井过程中钻屑排海对井位周边存在一定水质影响，但其影响范围不大，钻屑排海后沉积覆盖不小于 2cm 厚度范围为 0.2512km²，距排放点最远为 0.3km，且其影响随着施工期的结束而消失，海水水质将很快地恢复到原状态。因此，本工程钻屑排放对平台周围底栖生物的影响很小。

根据春季调查结果，工程周边海域底栖生物生物量变化范围在（0.25~141.90）g/m²之间，平均为 12.50g/m²。根据钻屑类比分析，本工程 4 个平台钻屑排放沉降厚度 2cm 及以上的范围不超过 1.0048km²，损失率按 100%计，则 4 个平台钻井施工引起的底栖生物损失估算不超过 12.56t（见表 6.4-4）。渤中 25-1 南油田 WHPF 平台工艺流程扩容新增平台占海面积为 985m²，损失率按 100%计，则施工引起的底栖生物损失估算不超过 12.31kg。因此，本工程施工引起的底栖生物损失量约 12.57t。

表 6.4-4 施工期非油层段钻屑排放造成的底栖生物损失量

污染物	类别	平均生物量 (g/m ²)	4 个平台钻屑排放沉降厚度 2cm 及以上的范围 (km ²)	损失率 (%)	损失量 (t)
非油层段 钻屑	底栖生 物	12.50	1.0048	100	12.56

6.4.3 对渔业资源的影响分析与评价

海域悬浮物含量超标，对渔业资源的影响是多方面的，它不仅影响鱼类的存活和生长，而且会对鱼卵和仔稚鱼造成损害。由于悬浮性泥沙颗粒粘附在鱼卵的表面，会妨碍鱼卵的呼吸，阻碍与水体之间氧与二氧化碳的充分交换，可能导致鱼卵大量死亡；影响幼体的发育，发育不健康的仔稚鱼生存能力大大降低；悬浮物含量超标能使浮游植物繁殖受阻，导致水域基础生产力下降，减少鱼类的饵料生物，从而影响到鱼类的正常索饵；另外，悬浮物超标还会改变鱼类的洄游和摄食行为。

根据春季渔业资源现状调查结果：鱼类成体平均资源密度为 258.09kg/km²，幼鱼平均资源密度为 5160 尾/km²；头足类成体平均资源密度为 272.66kg/km²，幼体平均资源密度为 6480 尾/km²；虾类成体平均资源密度为 308.00kg/km²，幼体为 5520 尾/km²；蟹类均为成体平均资源密度为 26.626kg/km²，幼体为 216 尾/km²。2018 年春季鱼卵平均密度为 0.270 粒/m³；仔稚鱼的平均密度为 0.201 尾/m³。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。鉴于本调整井工程施工周期长，鱼卵、仔稚鱼取全年平均值，鱼卵平均密度为 0.135 粒/m³；仔稚鱼的平均密度为 0.101 尾/m³。

(1) 非油层段钻屑排放对渔业资源的影响分析与评价

本工程 BZ19-4WHPB、BZ25-1WHPB、BZ25-1WHPD、BZ25-1WHPF 平台非油层段钻屑排放产生的悬浮物对渔业资源的影响类比《渤中 19-4 油田综合调整项目环境影响报告书》中渤中 19-4 油田 WHPC 平台排海钻屑扩散情况；类比结果见表 6.4-5。水深取平均水深 20m。由表可知：本工程非油层段钻屑排放造成鱼卵损失量为 1874340 粒，仔稚鱼损失量为 1402284 尾，幼鱼损失量为 2683 尾，头足类幼体损失量为 3370 尾，虾

类幼体损失量为 2870 尾，蟹类幼体损失量为 112 尾，渔业资源成体损失量为 0.2176 t（其中鱼类成体损失量为 0.0649t，头足类成体损失量为 0.0686t，虾类成体损失量为 0.0774t，蟹类成体损失量为 0.0067t）（见表 6.4-5）。

表 6.4-5 本工程施工期非油层段钻屑排放造成的渔业资源损失量（水深取 20m）

类别		资源密度	悬浮物超标倍数 (Bi)	超标面积 (km ²)	损失率 (%)	周期数合计	损失量
渔业资源	鱼类成体	258.09kg/km ²	Bi≤1	0.072	1	26 周期	0.0048 t
			1<Bi≤4	0.045	5		0.0151 t
			4<Bi≤9	0.037	10		0.0248 t
			>9	0.015	20		0.0201 t
	头足类成体	272.66kg/km ²	Bi≤1	0.072	1		0.0051 t
			1<Bi≤4	0.045	5		0.0160 t
			4<Bi≤9	0.037	10		0.0262 t
			>9	0.015	20		0.0213 t
	甲壳类 虾类成体	308.00kg/km ²	Bi≤1	0.072	1		0.0058 t
			1<Bi≤4	0.045	5		0.0180 t
			4<Bi≤9	0.037	10		0.0296 t
			>9	0.015	20		0.0240 t
	蟹类成体	26.626kg/km ²	Bi≤1	0.072	1		0.0005 t
			1<Bi≤4	0.045	5		0.0016 t
			4<Bi≤9	0.037	10		0.0026 t
			>9	0.015	20		0.0021 t
小计		0.2176 t（其中鱼类成体 0.0649 t，头足类成体 0.0686 t，虾类成体 0.0774 t，蟹类成体 0.0067 t）					
渔业资源	幼鱼	5160 尾/km ²	Bi≤1	0.072	5	26 周期	483 尾
			1<Bi≤4	0.045	10		604 尾
			4<Bi≤9	0.037	20		993 尾
			>9	0.015	30		604 尾
	头足类幼体	6480 尾/km ²	Bi≤1	0.072	5		607 尾
			1<Bi≤4	0.045	10		758 尾
			4<Bi≤9	0.037	20		1247 尾
			>9	0.015	30		758 尾
	虾类幼体	5520 尾/km ²	Bi≤1	0.072	5		517 尾
			1<Bi≤4	0.045	10		646 尾
			4<Bi≤9	0.037	20		1062 尾
			>9	0.015	30		646 尾
	蟹类幼体	216 尾/km ²	Bi≤1	0.072	5		20 尾
			1<Bi≤4	0.045	10		25 尾
			4<Bi≤9	0.037	20		42 尾
			>9	0.015	30		25 尾
小计		9036 尾（其中幼鱼 2683 尾，头足类幼体 3370 尾，虾类幼体 2870 尾，蟹类幼体 112 尾）					

		尾)				
鱼卵	0.135 粒/m ³	Bi≤1	0.072	5	26 周期	252720 粒
		1<Bi≤4	0.045	10		315900 粒
		4<Bi≤9	0.037	30		779220 粒
		>9	0.015	50		526500 粒
小计	1874340 粒					
仔稚鱼	0.101 尾/m ³	Bi≤1	0.072	5	26 周期	189072 尾
		1<Bi≤4	0.045	10		236340 尾
		4<Bi≤9	0.037	30		582972 尾
		>9	0.015	50		393900 尾
小计	1402284 尾					

(2) 非油层段钻井液排放对渔业资源的影响分析与评价

本工程 BZ19-4WHPB、BZ25-1WHPB、BZ25-1WHPD、BZ25-1WHPF 平台非油层段钻井液排海产生的悬浮物对渔业资源的影响类比《渤中 19-4 油田综合调整项目环境影响报告书》中渤中 19-4 油田 WHPC 平台排海钻井液扩散情况，类比结果见表 6.4-6。由于钻井液对水质的影响主要在表层海域，因此，选用表层 0~5m 水深进行核算相应的资源损失量。由表可知：本工程非油层段钻井液排放造成鱼卵损失量不超过 417284 粒，仔稚鱼损失量不超过 312192 尾，幼鱼损失量不超过 2308 尾，头足类幼体损失量不超过 2900 尾，虾类幼体损失量不超过 2468 尾，蟹类幼体损失量不超过 96 尾，渔业资源成体损失量不超过 0.2052 t（其中鱼类成体损失量不超过 0.0632 t，头足类成体损失量不超过 0.0648t，虾类成体损失量不超过 0.0728t，蟹类成体损失量不超过 0.0064t）。

表 6.4-6 施工期非油层段钻井液排放造成的渔业资源损失量（表层 0~5m）

类别		资源密度	悬浮物超标倍数 (Bi)	超标面积 (km ²)	损失率 (%)	损失量
渔业资源	鱼类成体	258.9kg/km ²	Bi≤1	0.255	1	0.0007 t
			1<Bi≤4	0.280	5	0.0036 t
			4<Bi≤9	0.141	10	0.0037 t
			>9	0.143	20	0.0074 t
	头足类成体	272.66kg/km ²	Bi≤1	0.255	1	0.0007 t
			1<Bi≤4	0.280	5	0.0038 t
			4<Bi≤9	0.141	10	0.0038 t
			>9	0.143	20	0.0078 t
	甲壳类	308.00kg/km ²	Bi≤1	0.255	1	0.0008 t
			1<Bi≤4	0.280	5	0.0043 t
			4<Bi≤9	0.141	10	0.0043 t
			>9	0.143	20	0.0088 t
蟹类	26.626kg/km ²	Bi≤1	0.255	1	0.0001 t	
		1<Bi≤4	0.280	5	0.0004 t	

		成体		4<Bi≤9	0.141	10	0.0004 t
				>9	0.143	20	0.0008 t
小计			0.0513t (其中鱼类成体 0.0158t, 头足类成体 0.0162t, 虾类成体 0.0182t, 蟹类成体 0.0016t)				
4 个平台合计			0.2052t (其中鱼类成体 0.0632t, 头足类成体 0.0648t, 虾类成体 0.0728t, 蟹类成体 0.0064t)				
渔业资源	幼鱼	5160 尾/km ²	Bi≤1	0.255	5	66 尾	
			1<Bi≤4	0.280	10	144 尾	
			4<Bi≤9	0.141	20	146 尾	
			>9	0.143	30	221 尾	
	头足类幼体	6480 尾/km ²	Bi≤1	0.255	5	83 尾	
			1<Bi≤4	0.280	10	181 尾	
			4<Bi≤9	0.141	20	183 尾	
			>9	0.143	30	278 尾	
	虾类幼体	5520 尾/km ²	Bi≤1	0.255	5	70 尾	
			1<Bi≤4	0.280	10	155 尾	
			4<Bi≤9	0.141	20	156 尾	
			>9	0.143	30	237 尾	
	蟹类幼体	216 尾/km ²	Bi≤1	0.255	5	3 尾	
			1<Bi≤4	0.280	10	6 尾	
			4<Bi≤9	0.141	20	6 尾	
			>9	0.143	30	9 尾	
小计			1944 尾 (其中幼鱼 577 尾, 头足类幼体 725 尾, 虾类幼体 617 尾, 蟹类幼体 24 尾)				
4 个平台合计			7776 尾 (其中幼鱼 2308 尾, 头足类幼体 2900 尾, 虾类幼体 2468 尾, 蟹类幼体 96 尾)				
鱼卵	0.135 粒/m ³	Bi≤1	0.255	5	8606 粒		
		1<Bi≤4	0.280	10	18900 粒		
		4<Bi≤9	0.141	30	28553 粒		
		>9	0.143	50	48263 粒		
小计			104321 粒				
4 个平台合计			417284 粒				
仔稚鱼	0.101 尾/m ³	Bi≤1	0.255	5	6439 尾		
		1<Bi≤4	0.280	10	14140 尾		
		4<Bi≤9	0.141	30	21362 尾		
		>9	0.143	50	36108 尾		
小计			78048 尾				
4 个平台合计			312192 尾				

(3) 平台占海对渔业资源的影响分析与评价

本工程渤中 25-1 油田 WHPF 平台工艺扩容新增平台占海面积为 985m², 损失率按最不利 100%计, 水深取平均水深 20m, 则本工程最多造成鱼卵损失量为 106380 粒, 仔稚鱼损失量为 79194 尾, 幼鱼损失量为 102 尾, 头足类幼体损失量为 128 尾, 虾类幼体

损失量为 109 尾，蟹类幼体 4 尾，渔业资源成体损失量为 0.0168t（其中鱼类成体损失量为 0.0049t，头足类成体损失量为 0.0054t，虾类成体损失量为 0.0061t，蟹类成体损失量为 0.0005t）。

（3）本工程造成的渔业资源损失量汇总

本工程造成鱼卵损失量不超过 2398004 粒，仔稚鱼损失量为 1793670 尾，幼鱼损失量为 5093 尾，头足类幼体损失量为 6398 尾，虾类幼体损失量为 5447 尾，蟹类幼体损失量为 212 尾，渔业资源成体损失量为 0.4417t（其中鱼类成体损失量为 0.1330t，头足类成体损失量为 0.1388t，虾类成体损失量为 0.1563t，蟹类成体损失量为 0.0136t）。

表 6.4-7 施工期造成的渔业资源损失量

类别	非油层段钻屑损失量	非油层段钻井液损失量	平台占海	总损失量
鱼卵（粒）	1874340	417284	106380	2398004
仔稚鱼（尾）	1402284	312192	79194	1793670
幼鱼（尾）	2683	2308	102	5093
头足类幼体（尾）	3370	2900	128	6398
虾类幼体（尾）	2870	2468	109	5447
蟹类幼体（尾）	112	96	4	212
鱼类成体（t）	0.0649	0.0632	0.0049	0.1330
头足类成体（t）	0.0686	0.0648	0.0054	0.1388
虾类成体（t）	0.0774	0.0728	0.0061	0.1563
蟹类成体（t）	0.0067	0.0064	0.0005	0.0136
				0.4417

6.4.4 小结

根据工程施工对海洋生态的影响分析与评价，钻井施工阶段非油层段钻屑、非油层段钻井液的排放期很短，影响范围有限，悬浮物增量超过 10mg/L 的影响范围较小，且排放后短时间内即可恢复到一类水质水平；钻屑排放对海底沉积物影响不大，钻屑覆盖厚度大于 2cm 的最远距离不会超过 0.3km。

浮游生物：本工程非油层段钻屑排放损失浮游植物细胞数量为 7.20×10^{13} 个，损失浮游动物为 4.116t；非油层段钻井液排放损失浮游植物细胞数量为 1.56×10^{13} 个，损失浮游动物为 0.892t；平台占海损失浮游植物细胞数量为 7.81×10^{10} 个，损失浮游动物为 9.03kg。本工程损失浮游植物细胞数量为 8.77×10^{13} 个；损失浮游动物为 5.017t。

底栖生物：本工程引起的底栖生物损失量不超过 12.57t。

渔业资源：本工程造成鱼卵损失量不超过 2398004 粒，仔稚鱼损失量为 1793670 尾，幼鱼损失量为 5093 尾，头足类幼体损失量为 6398 尾，虾类幼体损失量为 5447 尾，蟹

类幼体损失量为 212 尾,渔业资源成体损失量为 0.4417t(其中鱼类成体损失量为 0.1330t,头足类成体损失量为 0.1388t,虾类成体损失量为 0.1563t,蟹类成体损失量为 0.0136 t)。

针对非油层段钻屑、非油层段钻井液排海对海洋生态环境产生的影响,非油层段钻屑、非油层段钻井液排放时一是避开白姑鱼、花鲈、蓝点马鲛和毛虾的产卵盛期(5月);二是要选择有利于污染物扩散的时期排放,并加快施工进度、缩短施工时间。同时,施工过程中,应完善环保设施,污染物达标排放,尽量减少污染物对海洋环境的影响。

6.4.5 生物资源损失金额估算

本工程所造成的环境影响损失,主要是建设阶段产生的非油层段钻井液、非油层段钻屑排放和平台占海对渔业资源造成的损失。本节将根据类比分析结果和中华人民共和国水产行业标准《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》(SC/T 9110-2007),估算本工程在建设过程中对海洋生物资源可能造成的损害。

根据中华人民共和国水产行业标准《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》的规定:“一次性生物资源的损害补偿为一次性损害额的 3 倍”。

①鱼卵、仔稚鱼经济价值计算

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

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

式中:

M ——鱼卵和仔稚鱼经济损失金额;

W ——鱼卵和仔稚鱼损失量;

P ——鱼卵和仔稚鱼折算为鱼苗的换算比例,鱼卵生长到商品鱼苗按 1%成活率计算,仔稚鱼生长到商品鱼苗按 5%成活率计算,单位为百分比(%);

E ——鱼苗的商品价格,根据近三年来主要鱼类苗种平均价格,商品鱼苗的平均价格按 0.8 元/尾计算。

②渔业生物经济价值计算

渔业生物资源经济价值按下式计算:

$$M_i = W_i \times E_i$$

式中:

M_i ——第 i 类渔业生物资源的经济损失额(元);

W_i —第 i 类渔业生物资源的损失量 (kg);

E_i —生物资源的商品价格, 生物资源、底栖生物的价格接近三年当地海洋捕捞产值与产量均值的比值计算, 为 1.2 万元/t。幼鱼的价格接近三年主要鱼类苗种平均价格 0.8 元/尾计算。根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》(SC/T9110-2007) 中的 7.1.2 规定, “虾类幼体按平均成体的最小成熟规格 0.005kg/尾~0.01kg/尾计算”, 因此, 虾类幼体折算为 0.01kg/尾, 价格按 30 元/kg(即为 0.3 元/尾); 头足类幼体折算为 0.020kg/尾, 价格按 20 元/kg 计算(即为 0.4 元/尾); 蟹类幼体折算为 0.020kg/尾, 价格按照 50 元/kg 计算(即为 1.0 元/尾)。

⑤ 渔业资源经济损失计算

本工程渔业资源经济损失额合计见表 6.4-8。本工程共造成经济损失 76.67 万元。

表 6.4-8 本工程造成的渔业损失价值估算

渔业资源	损失量	折算鱼苗损失量	单价	经济损失 (万元)	经济补偿 (万元)	
					补偿倍数	金额
鱼卵	2398004 粒	23980 尾	0.8 元/尾	1.918	3	5.76
仔稚鱼	1793670 尾	89684 尾	0.8 元/尾	7.175		21.52
底栖生物	12.57 吨	/	1.2 万元/吨	15.084		45.25
渔业资源成体	0.4417 吨	/	1.2 万元/吨	0.530		1.59
幼鱼	5093 尾	/	0.8 元/尾	0.407		1.22
头足类幼体	6398 尾	/	0.4 元/尾	0.256		0.77
虾类幼体	5447 尾	/	0.3 元/尾	0.163		0.49
蟹类幼体	212 尾	/	1.0 元/尾	0.021		0.06
合计						76.67

6.5 运营期海洋环境影响分析与评价

运营期新增含油生产水依托渤中 19-4WHPB、CEPC 平台、渤中 25-1PAP 平台和“海洋石油 113 号” FPSO 上的生产水处理设施处理达标后回注地层, 不外排; 初期雨水、甲板冲洗水等进入原油集输流程; 生活垃圾、生产垃圾运回陆地处理; 本工程投产后 BZ25-1WHPE 和 BZ25-1WHPF 生产定员均增加 14 人, 生活污水排放量分别增加 2.38m³/d, 类比《渤中 19-4 油田综合调整项目环境影响报告书》, 运营期生活污水排海超标水域离平台最远距离在 50m 以内。

6.6 对环境敏感目标的影响分析与评价

根据 5.2 小节环境敏感目标的筛选分析，本工程位于白姑鱼、花鲈、蓝点马鲛、毛虾产卵场，鳀、鲷、毛虾索饵场，花鲈的越冬场内，距山东黄河三角洲国家级自然保护区约 10.2km，距 XZ1-3 黄河故道东三角洲限制区约 13.2km，距黄河口文蛤国家级水产种质资源保护区约 20.2km，工程距离其他敏感目标均在 20km 以外，距离较远。根据前述类比分析，本工程非油层段钻屑、非油层段钻井液的排放期很短，影响范围有限，悬浮物增量超过 10mg/L 的影响范围较小，不超过 0.863km。因此，工程产生影响的敏感目标主要为周边的白姑鱼、花鲈、蓝点马鲛、毛虾产卵场，鳀、鲷、毛虾索饵场，花鲈的越冬场，非油层段钻屑、非油层段钻井液对其它敏感目标基本不产生影响。

针对本工程可能对白姑鱼、花鲈、蓝点马鲛、毛虾产卵场产生的影响，提出如下保护措施：非油层段钻屑、钻井液排放一是要避开白姑鱼、花鲈、蓝点马鲛和毛虾的产卵盛期（5 月）；二是要严格控制排放速率，选择有利于污染物扩散的时期排放，尽量减少钻屑与钻井液排放引起的入海悬浮物增加的影响面积，最大限度减少海洋环境影响。

6.7 环境事故风险分析与评价

6.7.1 风险识别及分析

本工程在施工和生产阶段有可能发生的事故包括井涌/井喷、海上设施火灾爆炸、船舶碰撞、地质性溢油、海底管道油气泄漏、FPSO 原油外输溢油和平台改造溢油等。

①井涌或井喷

在钻、完井和修井作业中，由于钻井液比重失调、钻具活动导致地层压力欠平衡或因循环液漏失引起静液柱降低导致欠平衡，可能导致发生井涌。若不及时控制或控制不当，可能发生井喷事故。伴随井喷释放的有大量烃类物质，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，可能对周围海域环境产生严重威胁。

《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，发生井涌和井喷的概率见表 6.7-1。

表 6.7-1 井涌和井喷事故概率

井别	事故频率		
	井涌	井喷	单位
开发钻井	3.9×10^{-4}	4.8×10^{-5}	次/井
生产井	2.9×10^{-6}	2.6×10^{-6}	次/（井·a）
注水井	-	2.4×10^{-6}	次/（井·a）

本工程在渤中 25-1 油田群 BZ19-4WHPA、WHPB 和 BZ25-1WHPB、WHPC、WHPD、WHPE、WHPF 平台共实施 33 口调整井，包括 11 口生产井（4 口侧钻），12 口转注井，8 口先期排液注水井，2 口注水井（上返补孔）。根据表 6.7-1 估算，19 口生产井发生井喷的概率为 4.9×10^{-5} 次/a，14 口注水井发生井喷的概率为 4.8×10^{-5} 次/a；33 口调整井发生井喷的概率为 9.7×10^{-5} 次/a。

②海上设施起火爆炸

油田生产阶段，在海上平台的油气输送、储存或处理等作业中，可能由于设备或人为误操作等原因引起油气泄漏。如果泄漏物浓度聚集达到爆炸极限，遇到诸如静电起火、机械撞击起火或吸烟等明火便可能酿成火灾和爆炸，从而导致事故升级，可能造成原油泄漏入海。

根据 S.Fjeld 和 T.Andersen 等人对北海油田事故的分析，海上生产设施各区的火灾事故发生频率：

油气传输区： 3×10^{-4} 次/a

油气处理区： 4×10^{-3} 次/a

储油区： 2×10^{-3} 次/a

渤中 19-4WHPA、WHPB 平台和渤中 25-1WHPB、WHPC、WHPD、WHPE、WHPF 平台为井口平台，为油气传输区，发生火灾事故的概率为 3×10^{-4} 次/a；FPSO 为油气处理区和储油区，发生火灾事故的概率约为 6.3×10^{-3} 次/a。拟建 BZ25-1PAP 平台为油气处理区和油气传输区，发生火灾事故的概率约为 4.3×10^{-3} 次/a。本工程发生火灾事故的概率为 1.3×10^{-2} 次/a。

海上设施起火不一定会引起溢油事故，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，本工程发生火灾导致溢油事故的概率不高于 1.2×10^{-3} 次/a。

③船舶碰撞

施工船舶受风、流影响产生复杂运动，最可能发生的风险事故是船舶碰撞导致的溢油事故。施工船舶间相互碰撞、施工船舶与其他船舶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。此外，施工船舶在工程位置作业或行进时，由于管理疏忽、操作违反规程或失误等原因引起石油类跑、冒、滴、漏事故的可能性是比较大的，这类溢油事故对环境影响相对较小，但也会对水域造成污染。

在生产阶段，主要有供应船进行人员、物质的运送和供给，供应船与平台等周围设

施之间可能产生碰撞造成船舶储油舱泄漏。此外，在该海域航行的外来航船也有可能平台设施发生碰撞。根据《风险评估数据指南》(2010)，船舶与平台等油田设施发生碰撞的概率见表 6.7-2。

表 6.7-2 船舶碰撞概率

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

本工程中，施工期间平台附近主要有钻井平台、支持船、浮吊船、驳船、拖轮等。发生船舶碰撞并造成重大损伤的概率为 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。

根据建设单位提供的资料，施工期调整井使用钻井平台、支持船，扩容项目使用浮吊船、拖轮等。自升式钻井平台就位于平台的两侧，升起后船底距离海平面一定距离，施工船舶不会与其储油舱发生碰撞，同时钻井期间划定了钻井平台避让区，设置了安全作业区，钻井平台发生泄漏的可能性极小；浮吊船就位后，主要进行吊装作业，与其他船舶的交叉作业时间较短，发生碰撞的可能性较小。因此，考虑支持船、拖轮发生船舶碰撞，支持船的单舱储油量最大，为 291m^3 ，故确定溢油量取整为 300m^3 。

④地质性油气泄漏

对于断裂系统十分复杂的油田，不恰当注入会造成储层压力高压异常，如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，如油田表层套管下深不足或固井质量较差，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。

⑤海底管道油气泄漏事故

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 ， $328858\text{km} \cdot \text{a}$ 。同时，挪威船级社 (Det Norske Veritas, DNV) 的《Riser/Pipeline Leak Frequencies, 2006》对 PARLOC2001 报告进行了修正。具体见表 6.7-3。

表 6.7-3 不同管径的管道在不同位置的事故率统计

管道	管道运行总量	频率	单位
海底管线（开阔海域）	井流管线，以及输送未处理流体的小管线	5.0×10^{-4}	次/km·a
	输送处理后的油气，钢管管径 ≤ 24 英寸	5.1×10^{-5}	次/km·a
	输送处理后的油气，钢管管径 > 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

本工程不新建管道，根据产能预测，投产后管线的输送量不超过原管线的设计能力，不增加所依托管线溢油的风险，故海管泄漏不属于本工程新增的环境风险。

⑥FPSO 原油外输的溢油风险分析

在原油生产阶段能够引起溢油的主要因素，一是极端恶劣海况引起系泊系统断开与 FPSO 的倾覆、断裂与沉没；二是穿梭油轮或供应船与 FPSO 相撞；三是原油外输阶段输油软管断裂；四是 FPSO 起火爆炸。

穿梭油轮与外输单点的系泊、装卸油时间长达 48 小时，在此期间有渔船或其他船只闯入，就可能撞断系泊缆和漂浮软管。由于 FPSO 配有相应的应急关断系统，一旦发生此类事故，输油系统立即关断，仅会有少量残留在输油软管的原油溢出，不会引起大的溢油事故。

在输送原油作业时，穿梭油轮“串靠”于 FPSO 尾部，发生碰撞的机会很小；供应船“旁靠”FPSO，但由于供应船船体小操作灵活，所以与 FPSO 发生碰撞的机会也很小；且 FPSO 的货油舱位于船体中部并设计为双底双壳结构，对原油舱有较强保护作用，即便发生轻微碰撞，也不会引起货油舱原油泄漏。

根据产能预测量，本次调整并投产后 FPSO 原油处理量未超过原设计能力，没有增加 FPSO 原油外输的溢油风险，故不属于本工程新增的环境风险。

⑦工艺管线溢油事故

BZ25-1WHPF 和 PAP 平台新建 16m 栈桥，栈桥上铺设两条工艺管线（一条 14" 混输管线、一条 12" 注水管线），可能因穿孔、破裂等事故导致油气泄漏。管线破裂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、人员误操作、自然灾害等。工艺管线铺设在栈桥甲板下，设计为可视。在日常的巡检过程中发现有腐蚀点的情况会及时进行修复、更换，工艺管线破裂溢油的概率很低。

BZ25-1WHPF 至 PAP 平台的混输工艺管线的总容积为 10.92m^3 ，含水率最低为 91%（2021 年），原油的量为 0.9m^3 。

⑧平台储罐泄漏

BZ25-1PAP 平台生产水处理系统布置一个污油罐、开闭排系统布置一个开式排放罐和一个闭式排放罐，均为常压单包容储罐。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 E，泄漏频率见下表。储罐泄漏后进行紧急关断，通过及时收集和清理泄漏现场，可避免泄漏物入海。

表 6.7-4 泄漏频率表

部件类型	泄漏模式	泄漏频率
常压单包容储罐	泄漏孔径 10mm 孔径	$1 \times 10^{-4}/a$
	10min 内储罐泄漏完	$5 \times 10^{-6}/a$
	储罐全破裂	$5 \times 10^{-6}/a$

本工程选择储罐全破裂模式计算泄漏频率，一个污油罐、一个开式排放罐和一个闭式排放罐的泄漏频率为 1.5×10^{-5} 次/a。其中，污油罐容积最大，为 $30m^3$ 。

⑨平台改造存在的风险

BZ25-1WHPF 平台、BZ25-1WHPE 平台和 FPSO 改造过程中存在着动火作业，如离油气生产区较近，存在火灾爆炸风险。

(2) 油气泄漏事故后果分析

由以上的分析/论述可知，本工程建设和生产阶段的主要溢油事故来自井喷/井涌、海上设施起火爆炸、船舶碰撞、地质性油气泄漏、海底管道油气泄漏事故等。不同的溢油事故带来的环境风险程度不同。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，见表 6.7-5。

当发生井喷事故时，井流的喷放量很大，难以估计。当井口平台/综合平台发生起火爆炸事故时，在采取消防措施的同时，将视事故发生的位置和严重程度，采取相应级别的应急关断，一般不会导致大量原油入海；在消防和应急关断措施均失效的极端情况下，大量井流将流入海洋，但这种事故下的最大溢油量很难定量给出。海管破裂不属于本工程新增的环境风险。栈桥工艺管线破裂可能导致少量原油入海。平台储罐破裂后进行紧急关断，通过及时收集和清理泄漏现场，可避免泄漏物入海。因此，选择施工期船舶碰撞进行溢油事故预测。

表 6.7-5 各类溢油事故环境风险判别

事故类型	溢油量	事故概率（次/年）	环境风险
井喷	难以估算	9.7×10^{-5}	高
火灾、爆炸（引起溢油）	难以估算	1.3×10^{-3}	高
海管破裂	不属于本工程新增的环境风险。		

船舶碰撞	300m ³	5.0×10 ⁻⁶	高
地质性溢油事故	难以估算	很低	中
工艺管线破裂	0.9 m ³	很低	小
平台储罐破裂	30 m ³	1.5×10 ⁻⁵	小
FPSO 原油外输的溢油	不属于本工程新增的环境风险。		

6.7.2 地质性溢油风险分析

本节内容引自《渤中 25-1 油田群 33 口调整井工程地质性溢油风险分析报告》。渤中 25-1 油田群自投产至今，一直处于安全生产状态。为确保油田进一步安全生产，结合调整工程方案，对可能导致的油田地质性溢油风险因素进行了排查。

6.7.2.1 地质油藏概况

(1) 油田地质油藏概况

① 渤中 25-1 南油田

渤中 25-1 南油田位于东经 ██████████，北纬 ██████████ 的渤海南部海域，西北距塘沽约 150km，东南距龙口 127km，东距渤中 26-2 油田约 15km。油田范围内，平均水深 17m，年平均气温 13.6℃。

区域上，渤中 25-1 南油田位于渤海湾盆地渤南低凸起西端，渤中凹陷与黄河口凹陷的分界处（图 6.7-1）。构造上，位于渤中 25-1 构造南界大断层下降盘，是一个被南西～北东向和东西向断层分割的断裂背斜，油田内部被两组北东—南西向的次级断层分为北、中、南三个断块（图 6.7-2）。

图 6.7-1 渤中 25-1 油田群区域构造位置图

渤中 25-1 南油田主要含油气层段为新近系明化镇组下段，由上至下划分为 N1mL I、II、III、IV、V、VI 共 6 个油组，主力油组为 N1mLIV、V 油组。储层为浅水三角洲分流河道沉积，由于埋藏浅、成岩程度低，岩石疏松，粒间孔发育，储层物性较好，孔隙度在 18.0%~40.0% 之间，平均 33.0%；渗透率在 300.0~6000.0mD 之间，平均 1962.0mD，属于高孔高渗储层。

图 6.7-2 渤中 25-1 南油田明下段 Nm V 油组顶面构造图

渤中 25-1 南油田油气藏埋藏深度 1650m~1850m，油藏类型主要为受岩性和构造双重因素控制的岩性构造或构造岩性油藏（图 6.7-3），地层压力梯度 0.98MPa/100m，地温梯度在 2.37℃/100m 左右，属于正常压力、温度系统，油藏压力在 16MPa 左右，

地层破裂压力在 31~34 MPa 之间，油藏温度在 60~75℃之间。地面原油具有密度高、粘度高、胶质沥青质含量中等、含蜡量低、凝固点低的特点，以普通稠油为主；地下原油密度为 0.861~0.930g/cm³，地下原油粘度为 20~274mPa·s。

图 6.7-3 渤中 25-1 南油田油藏剖面图

渤中 25-1 南油田构造为渤南低凸起西端长期活动的南界大断层下降盘发育的断裂背斜，具有完整的成藏圈闭和良好的保存条件。明下段中上部泥岩分布稳定，总厚度达 350~400m，泥岩单层最大厚度达 110~180m，形成了渤南地区新近系的一套区域性泥岩盖层，这套泥岩盖层与明下段下部及馆上段的储集层构成良好的储、盖组合，有利于油气的聚集和保存。

结合渤中 25-1 南油田开发技术政策和生产动态，为完善井网，改善油田开发效果，减缓原油产量下降的趋势，在目前已生产的明化镇组油层提出以下作业计划：转注 10 口生产井（D05H、D11、D31、D35H、D03、E06、F15、F18、F34H、F43H），新增 7 口调整生产井（B43H、B44H、B46H、D10H1、E46H1、F41H、F44H），新增 6 口先期排液注水井（B38、B39H、B40、B45H、F40H、F42H）以及新增 2 口上返补孔注水井（D40H、E33H1）。

②渤中 25-1 油田

渤中 25-1 油田位于东经 [REDACTED]，北纬 [REDACTED] 的渤海南部海域，西北距塘沽约 150km，东南距龙口 127km，东距渤中 26-2 油气田约 15km。油田范围内，平均水深 20m，年平均气温 13.6℃。

区域上，渤中 25-1 构造位于渤海湾盆地、渤南低凸起西端，渤中凹陷与黄河口凹陷的分界处，是油气聚集的有利场所（图 6.7-1）。

渤中 25-1 油田位于渤中 25-1/25-1 南边界大断层的上升盘，与渤中 25-1 南油田紧邻，构造上为两条边界断层所夹持的北东向断裂背斜构造（图 6.7-4）。该油田含油层系为新近系明化镇组明下段、古近系沙河街组沙二段、沙三段。

沙河街组油藏埋藏较深，在海拔-3200~-3900m 之间，其中沙二段储层为辫状河三角洲沉积，沙三段储层为扇三角洲-浊流沉积，受构造、沉积以及成岩作用等的共同影响，沙河街组储层孔隙度主要分布在 9.4%~19.2%之间，渗透率主要分布在 0.3mD~316.5mD 之间，具有中孔-低渗、特低渗的特征。油藏具有异常高温高压的特征，油藏温度为 120~135℃之间，油藏压力系数为 1.40~1.59，油藏原始地层压力为 42.0~

57.0MPa，破裂压力在 67.2~81.9MPa 之间。渤中 25-1 油田油气分布受构造和岩性双重因素控制，沙河街组以构造、岩性-构造以及岩性油藏为主（图 6.7-5）。

本次调整井工程设计 1 口生产井（C33）转注，新增 2 口调整生产井（B36、B42），2 口先期排液注水井（B37、B41）。

图 6.7-4 渤中 25-1 油田沙河街组沙二段顶面形态图

图 6.7-5 渤中 25-1 油田沙河街组过 A1-A23 井油藏剖面图（西-北东向）

③渤中19-4油田

渤中 19-4 油田位于渤海南部海域，东经 ██████，北纬 ██████，南距渤中 25-1/25-1 南油田 FPSO 约 15km，西北距天津市塘沽 145km，东南距山东省龙口市 132km。油田范围内，平均水深 22.6m，年平均气温 13.6℃。

构造上，渤中 19-4 油田位于渤中凹陷、沙南凹陷、渤南凸起及沙垒田凸起接壤处的凹中隆构造带，是油气聚集的有利场所。渤中 19-4 构造为挟持在一组掉向向北的主控断层之间的断块构造，主控断层控制了构造的整体格局并成为良好的油气运移通道，在其活动中又派生了一系列的次级断层，使构造进一步复杂化，油气资源再分配，从而使油水系统进一步复杂化。本区断层十分发育，依据现有三维地震资料，在渤中 19-4 构造范围内解释的断层全部为正断层。从平面特征上看，主控断层为近北东向分布，断层延伸长度在工区范围内为 5.8~9.0km，垂直断距 95~195m，控制了深、浅层构造的形成；次级断层走向与主控断层基本一致，主要断层延伸长度 1.0~5.0km，断距 5~108m（图 6.7-6）。

图 6.7-6 渤中 19-4 油田构造形态图

渤中 19-4 油田目的层储层为明化镇组下段和馆陶组上段，明下段分为 Nm0、Nm I、Nm II、Nm III、Nm IV 五个油组，馆陶组分为 Ng I、Ng II 两个油组。渤中 19-4 油田明下段为浅水三角洲沉积，馆陶组为辫状河沉积。储层孔隙度变化范围为 19.9%~41.2%，平均 34.1%，属于高孔；探井、开发井 184 块岩心样品常规物性分析统计，渗透率分布范围为 13.1~13782.6mD，平均 3789.0mD，属于高渗到特高渗。从渤中 19-4 油田储层分布特征看，油气明显受到岩性、断层和构造形态的控制，其油藏类型为纵向上具有多套油水系统的岩性、构造岩性、岩性构造、构造油藏。从驱动类型分析，Nm I ~ II 为

弱边底水驱动的岩性-构造油藏，NmIII~IV河道型砂体分布范围局限，为人工水驱驱动类型岩性油藏，Ng II 油组为较强底水驱动类型构造油藏（图 6.7-7）。

渤中 19-4 油田油藏埋深在-1100m~-1900m 之间，属于正常温压系统，原始地层压力约 16.1MPa（测试深度为-1500m），破裂压力约为 20.64~29.41 MPa，油藏温度约为 69.0~74.0℃。

渤中 19-4 油田构造为断裂背斜构造，具有完整的成藏圈闭和良好的保存条件，目的油层段之上为厚约 600m 的明上段砂泥岩作为封盖，盖层封闭性能良好，底部为馆下段约 500m 厚的水层。流体分析表明，20℃条件下，渤中 19-4 油田地面脱气原油具有密度中~重质、粘度、胶质沥青质含量中等，凝固点、含蜡量、含硫量低的特点，地下原油粘度 5.43~37.70mPa·s。

本次调整井工程设计 1 口采油井（A07H）转注，新增 2 口调整生产井（B23H1、B07H1）。

图 6.7-7 渤中 19-4 油田北块过 B10h~BZ19-4N-2D 井油藏剖面图（北东向）

6.7.2.2 开发概况

① 渤中 25-1 南油田

渤中 25-1 南油田共有 WHPB、WHPC、WHPD、WHPE、WHPF 五个平台。截至 2019 年 12 月底，共有采油井 123 口，注水井 55 口，水源井 2 口。其中 WHPB 平台生产井 18 口，注水井 7 口；WHPC 平台生产井 22 口，注水井 8 口；WHPD 平台生产井 30 口，注水井 12 口；WHPE 平台生产井 29 口，注水井 14 口；WHPF 平台生产井 24 口，注水井 14 口。全油田日产油 ██████████，综合含水 86.8%，累积生产原油 ██████████，采出程度 15.7%，累积注水 ██████████，累计注采比 0.65。渤中 25-1 南油田开采现状如图 6.7-8 所示。

图 6.7-8 渤中 25-1 南油田综合开采曲线图

② 渤中 25-1 油田

渤中 25-1 油田 2005 年投产，ODP 阶段实施 15 口开发井，后进入地质油藏再研究阶段，2010 年开始进入调整阶段，先后部署 11 口调整井，2012 年 3 月开始注水先导试验，2016 年 12 月两口压裂水平井投产。截至 2019 年 12 月底，全油田共有井数 35 口，

其中油井 25 口，注水井 9 口，水源井 1 口。渤中 25-1 油田 2019 年年产原油 [REDACTED] [REDACTED] 截止到 2019 年 12 月底，全油田累积产油 [REDACTED] 采出程度 6.4%，综合含水 64.0%。渤中 25-1 油田开采现状如图 6.7-9 所示。

图 6.7-9 渤中 25-1 油田综合开采曲线图

③渤中 19-4 油田

截至 2019 年 12 月 31 日，渤中 19-4 油田日产液 [REDACTED]，日产油 [REDACTED]，综合含水 85.0%，年累产油 [REDACTED] 总累产油 [REDACTED] 采油速度 1.2%，采出程度 13.5%。南块 A 平台日产液 [REDACTED]，日产油 [REDACTED]，综合含水 84.7%，年累产油 [REDACTED]，总累产油 [REDACTED]，采油速度 1.9%，采出程度 30.4%。北块 B 平台日产液 [REDACTED]，日产油 [REDACTED]，综合含水 85.1%，年累产油 [REDACTED] [REDACTED]，总累产油 [REDACTED] [REDACTED]，采油速度 1.1%，采出程度 12.1%。渤中 19-4 油田开采现状如图 6.7-10 所示。

图 6.7-10 渤中 19-4 油田综合开采曲线图

6.7.2.3 地质性溢油风险因素排查

(1) 断层因素排查

①渤中 25-1 南油田

渤中 25-1 南油田断层十分发育，按活动期次总体分为以下三级：I 级断层是一条长期发育的与构造走向基本一致的油田边界断层，其走向为北东东方向，最大断距 155m，平均断距 136m，断距东大西小，三维资料范围内长 30km 左右，该断层长期活动，在剖面上表现为椅状或坡坪状，平面上走向有扭动特征，控制着渤中 25-1 南构造的发育和形成，同时也是深层沙河街组油气“输送”至浅层（明化镇组）的通道，控制着油气的运移规模。II 级断层为主断层派生断层，在明下段 IV 油组平均断距从 10~70m 不等，延伸 1~12km，对油气运移起到再分配作用。III 级断层主要为新构造运动时期发育的晚期断层，在馆陶组活动中止，不控制沉积，使新近系构造形态进一步复杂化局部形成一些小的断鼻和断块型构造。依据现有三维地震资料，在油田范围内，解释的断层均为正断层，走向以近东西向和北东东向为主，延伸长度 0.6~30km。晚期活动断层将构

造分为北、中、南块。

图 6.7-11 渤中 25-1 南油田断层平面分布图

由于渤中 25-1 南油田 180ms 以上的地震资料频率突然变低，导致对断层的识别能力降低，因此 180ms 以上的地震资料不能反映断层是否存在。因此断到 180ms 左右的断层即认为是断到海底的断层。通过浅层方差切片及地震剖面综合分析，渤中 25-1 南油田 10 条断层是直接断到海底，4 条断层与直接断到海底断层搭接形成间接断到海底断层，另外还有 16 条断层是未断到海底断层（图 6.7-11~图 6.7-12）。

图 6.7-12 渤中 25-1 南油田断层地震剖面图

截至目前，渤中 25-1 南油田共有注水井 55 口，注水井与断到海底断层距离整体在 100~1000m 之间，注水开发以来一直处于安全注水状态（表 6.7-6）。

表 6.7-6 渤中 25-1 南油田注水井距断层距离

本次调整井工程计划在明化镇组设计转注 10 口生产井（D05H、D11、D31、D35H、D03、E06、F15、F18、F34H、F43H），新增 7 口调整生产井（B43H、B44H、B46H、D10H1、E46H1、F41H、F44H），新增 6 口先期排液注水井（B38、B39H、B40、B45H、F40H、F42H）以及新增 2 口上返补孔注水井（D40H、E33H1）。注水井到海底断层最近距离均大于 100m（表 6.7-7）。

表 6.7-7 渤中 25-1 南油田计划转注井及调整井距到海底断层距离统计表

②渤中 25-1 油田

渤中 25-1 油田范围内三维地震资料全覆盖，构造及断层落实，标定准确，解释可靠。根据 1999 年采集、2006 年处理的三维地震资料的构造解释结果表明油田范围内明化镇组断层数量较少，主要为夹持整个构造的南北边界断层及构造范围内近北东和东西向的次生断层，其中 3 条断到海底断层，2 条间接断至海底；沙河街组主要包括 24 条断层（图 6.7-13~图 6.7-15），其中 1 条断层断至海底，19 条断层间接断至海底，4 条断层未断至海底。

图 6.7-13 渤中 25-1 油田明化镇组Ⅲ8 断层平面分布图

图 6.7-14 渤中 25-1 油田沙河街组断层平面分布图

图 6.7-15 渤中 25-1 油田断层地震剖面图

渤中 25-1 油田范围内已钻注水井距断层范围在 100~600m 之间，注水开发以来一直处于安全注水状态（表 6.7-8）。

本次调整井工程计划转注井位在目的层段与断层距离都超过 100m（表 6.7-9）。

表 6.7-8 渤中 25-1 油田注水井距断层距离

表 6.7-9 渤中 25-1 油田计划转注井及调整井距到海底断层距离统计表

③渤中 19-4 油田

渤中 19-4 油田范围内三维地震资料全覆盖，构造及断层落实，标定准确，解释可靠。通过对渤中 19-4 油田浅层方差切片及地震剖面综合分析，渤中 19-4 油田共有 19 条断到海底的断层，其余 2 条断层为未断到海底的断层（图 6.7-16~6.7-17）。

图 6.7-16 渤中 19-4 油田生产区域内断层分布图（借用明下段Ⅱ油组顶面构造图）

图 6.7-17 渤中 19-4 油田断到海底断层特征

油田范围内已钻注水井与断至海底断层距离整体在 90~1900m 之间（表 6.7-10），注水开发以来一直处于安全注水状态。本次调整井工程设计转注井（A7H）在目的层段与断层距离为 70m，见表 6.7-11。

表 6.7-10 渤中 19-4 油田现有注水井与断到海底断层距离统计表

表 6.7-11 渤中 19-4 油田计划转注井及调整井与断到海底断层距离统计表

(2) 注采层位

①渤中 25-1 南油田

渤中 25-1 南油田目前生产层位为明化镇组，在全区实施注水开发，但整体处于欠注的状态，地层压力下降。截至目前，渤中 25-1 南油田共有注水井 55 口，注入层位均为油田生产层位明化镇组油层。油田注入层位储层发育，横向展布稳定，油水井之间注采对应关系较好，井网不存在“只注无采”的现象（图 6.7-18）。

②渤中 25-1 油田

渤中 25-1 油田分明化镇与沙河街组注水，其中沙河街组三个井区注水开发，其他井区依靠天然能量开发。本次计划转注的 C33 井目前生产层位为沙二段 5 井区，该井区一直处于衰竭开发阶段，该井区地层压力持续下降；B37、B41 井位于沙二段 B4 井区，B4 井区 2 注 4 采，累积注采比为 0.89，目前地层压力低于原始地层压力。截至目前渤中 25-1 油田明化镇组注水井 3 口、沙河街组注水井 6 口，注入层位均为油田生产层位，不存在“只注无采”的现象（图 6.7-19）。

③渤中 19-4 油田

渤中 19-4 油田采用注水的开发方式，目前共有注水井 9 口，注入层位均为油田生产层位（图 6.7-20）。

三个油田注水井注入层位储层发育，横向展布稳定，油水井之间注采对应关系较好，井网不存在“只注无采”的现象（图 6.7-18~6.7-20）。

图 6.7-18 渤中 25-1 南油田主力油组开发井连井剖面图

图 6.7-19 渤中 25-1 油田主力层位开发井连井剖面图

图 6.7-20 渤中 19-4 油田主力层位开发井连井剖面图

(3) 注水井井口压力排查

①渤中 25-1 南油田

渤中 25-1 南油田注水层位均为生产层位，主要目的是保持地层压力，提高油田采收率。各注水井的井口注入压力差异较大，注入压力为 0~11.2MPa。油田破裂压力梯度为 0.0188MPa/m，根据破裂压力考虑沿程损失、水嘴损失折算出最大注入压力，将目前注入压力与最大注入压力相比，均在正常范围值之内（图 6.7-21）。

图 6.7-21 渤中 25-1 南油田注水井井口注入压力分布图

②渤中 25-1 油田

渤中 25-1 油田注水层位均为生产层位，主要目的是保持地层压力，提高油田采收率，明化镇组 4 口注水井井口注入压力 6.8~10.7MPa，沙河街组 6 口注水井井口注入压力为 0.3~21.0MPa。油田明化镇组破裂压力梯度 0.019MPa/m，沙河街组破裂压力梯度 0.021MPa/m，根据破裂压力考虑沿程损失、水嘴损失折算出各单井极限井口注入压力，将目前注入压力与极限井口注入压力相比，均在正常范围值之内（图 6.7-22）。

图 6.7-22 渤中 25-1 油田注水井井口注入压力分布图

③渤中 19-4 油田

目前，渤中 19-4 油田注水井的注水层位为采油井的生产层位，主要目的是保持地层压力，提高油田采收率。油田破裂压力梯度为 0.0172MPa/m，根据破裂压力考虑沿程损失、水嘴损失折算出各井极限井口注入压力，将目前注入压力与极限井口注入压力相比，均在正常范围值之内（图 6.7-23）。

图 6.7-23 渤中 19-4 油田注水井注入压力与极限井口注入压力对比图

转注井实施转注过程中，严格按照转注建议书相关规范实施，恪守安全压力；注水井实施过程中，严格按照调整井建议书相关规范实施，恪守安全压力。平台现场须严密监控注水井注入量、注水井井口注入压力等指标，防止强注、超注，以确保井底压力低于油藏破裂压力，并严格执行海上石油安全生产相关规定，确保后期生产的安全性。

(4) 注采比排查

①渤中 25-1 南油田

渤中 25-1 南油田储层以浅水三角洲分流河道沉积为主，河道砂体内部储层连通性好，注采对应率高。受临时复产阶段发电机组电量的限制，截至 2019 年 12 月底渤中 25-1 南油田的累积注采比为 0.65（图 6.7-24），平均月注采比为 0.75，井组的平均注采比在

0.4~1.0 之间，目前全油田 55 个注采井组的注采比均处于合理安全范围内。根据动静态资料分析认为，转注井与周边储层连通性较好，注采对应率较高，不存在“只注不采”的现象。到目前全油田的累计注采比均小于 1。计划在明化镇组实施转注井设计注采比为 1:1，处于合理安全范围值内。计划在馆陶组实施转注井设计日注水量小于历史日产水量，累计注水量小于累计采水量，处于合理安全范围值内，不会出现超注现象。

图 6.7-24 渤中 25-1 南油田各区块注采比情况

②渤中 25-1 油田

渤中 25-1 油田包括沙河街组和明化镇组两个油藏。明化镇组油藏属于典型的窄河道油藏，2012 年 10 月投产，2012 年 11 月 A25H 井投注，2014 年 6 月 B10H 井投注后，注采井网仍未完善。为进一步完善注采井网，补充地层能量，2015 年 3 月继续转注一口井 A15H1 井，2017 年转注 A23 井。截止 2019 年 12 月底，明化镇组油藏年注水量 [REDACTED]，累积注水量 [REDACTED]，年注采比为 0.90，累积注采比为 0.76。沙河街组油藏属于异常高温高压油藏，2005 年 2 月投产，早期衰竭开采，2012 年 B4 井组开始注水试验，2013 年 A11 井转注，但是沙河街组油藏注采比较低，地层能量亏空较大，地层压力仍然不断下降。为了恢复地层能量，降低产量递减率，2014 年继续转注 2 口井 A9 井和 A17 井，2017 年转注 A22 井和 A23 井。截止 2019 年 12 月底，沙河街组油藏年注水量 [REDACTED]，累积注水量 [REDACTED]，年注采比为 0.66，累积注采比为 0.36（图 6.7-25）。

图 6.7-25 渤中 25-1 油田历年注采比统计图

③渤中 19-4 油田

截至 2019 年 12 月底，渤中 19-4 油田累积注采比为 0.66，平均月注采比为 0.73，处于合理安全范围内（图 6.7-26）。从目前动静态资料来看，转注井和注水井部署区储层连通，转注井和注水井的实施将进一步增加注采对应率，不存在“只注不采”的现象。转注井和注水井实施后，注采比将严格控制在 1.0 以下，处于合理安全范围值内，不会出现超注现象。

图 6.7-26 渤中 19-4 油田历年注采比统计图

(5) 地层压力排查

① 渤中 25-1 南油田

根据渤中 25-1 南油田 ODP 中破裂压力梯度计算, 明化镇组注水层位油藏中深位置 (-1700m) 破裂压力为 32.000MPa。渤中 25-1 南油田原始地层压力 15.500~16.600MPa, 采用投产初期注水的开发方式。目前, 5 井区和 7、9 井区的地层压力为 12.600MPa, 6、8 井区的地层压力为 11.400MPa, 10 井区的地层压力为 11.800MPa, 各区块的地层压力均小于原始地层压力, 下降幅度在 24%~31%之间 (图 6.7-27)。即将实施转注井注采比均设计为 1:1, 保持目前的地层压力 (平均 11.900MPa) 注水开发, 低于原始地层压力。

图 6.7-27 渤中 25-1 南油田明化镇组储层原始地层压力及目前地层压力对比图

② 渤中 25-1 油田

渤中 25-1 油田沙河街组三个井区注水开发, 其他井区依靠天然能量开发。从地层测压的状况来看, 各井区目前地层压力均低于原始地层压力。

根据目前压力测试资料显示, 明化镇组、沙二段及沙三段 1 井区井网较为完善, 明化镇组地层压力 11.8MPa, 压力保持水平为 75.0%, 沙河街组地层压力为 32.0 MPa~37.0MPa, 地层压力保持水平为 70%, 其中沙三段 BZ25-1-4、B4、C11 及 BZ25-1-5 井区为井网不完善的区域, 基本未动用, 地层压力保持水平为 90%~100% (图 6.7-28)。计划转注的 C33 井位于沙二段 5 井区, 目前是衰竭开发状态, B37、B41 位于 B4 井区, 目前地层压力低于原始地层压力, 转注后, 严格控制注入量, 杜绝超注超压, 不会出现任何地质性溢油风险。

图 6.7-28 渤中 25-1 油田原始地层压力及目前地层压力对比图

② 渤中 19-4 油田

渤中 19-4 油田北块各油组目前地层压力均低于原始地层压力。北块 NgI-II、NmI-II、NmIII-IV 地层压力保持水平分别为 97.25%、88.49%、65.61%, 南块地层压力保持水平为 85.81% (图 6.7-29)。即将转注的采油井 A7H 注水层位为 S1-1568 砂体, 注采比设计为 1:1, 保持目前地层压力 (13.3MPa) 开发, 低于原始地层压力 (15.5MPa)。

图 6.7-29 渤中 19-4 油田原始地层压力及目前地层压力对比图

6.7.2.4 本次调整井情况

① 渤中 25-1 南油田

结合渤中25-1南油田开发技术政策和生产动态，为完善井网，改善油田开发效果，减缓原油产量下降的趋势，在目前在生产的明化镇组油层转注10口生产井（D05H、D11、D31、D35H、D03、E06、F15、F18、F34H、F43H），新增7口调整生产井（B43H、B44H、B46H、D10H1、E46H1、F41H、F44H），新增6口先期排液注水井（B38、B39H、B40、B45H、F40H、F42H）以及新增2口上返补孔注水井（D40H、E33H1）。

转注井： D05H 井于 2004 年 8 月投产，生产层位为 NmIV8.1+8.2。E32 井 2005 年 12 月开始为该井注水，D05H 表现出明显注水见效特征，2007 年 3 月该井含水开始突破。目前该井高含水关停，间歇开井生产。2017 年 11 月 24 日开井，目前日产液 [REDACTED]³，日产油 [REDACTED]，含水 96%，累产油 [REDACTED]，属于一口低产低效井。目前 D27 井底流压为 7.3MPa，动态显示该井区域地层压力较低，地质油藏分析认为 D5H 转注可以增加 D27 和 E29M 井的驱替方向，同时补充该区域的地层能量。建议将 D05H 井 NmIV8.1 小层作为一个注水段，初期配注量为 [REDACTED]，注采比为 1: 1（见图 6.7-30）。

D11 井于 2004 年 8 月投产至今累产油 [REDACTED]，目前含水率达 94.8%。该井主力油层为 NmIV1.1、NmIV8.1+8.2、NmV1，且主力层上局部井网不完善，缺少注水井。目前井组内 D9H 井底流压为 4.7MPa，动态显示该井区域地层压力较低，地质油藏分析认为 D11 转注可以增加 D9H、D12、D14S1、D30 井的驱替方向，同时补充该区域的地层能量。建议将 D11 井 NmIV1.1 小层作为第一个注水段，初期配注量为 [REDACTED]，注采比为 1: 1；NmIV8.1+8.2 作为第二个注水段，初期配注量为 [REDACTED]，注采比为 1: 1；NmV1 作为第三个注水段，初期配注量为 60m³/d，注采比为 1: 1（见图 6.7-30~图 6.7-32）。

D31 井于 2010 年 9 月投产至今累产油 [REDACTED]，目前含水率达 90.4%，日产油 [REDACTED]，属于一口低产低效井。该井主力油层为 NmIV1.2、NmIV4.2、NmIV8.1+8.2，在主力层上井网不完善，缺少注水井，导致该井流压较低，地层能量不足。后期建议将 D31 井转注，NmIV1.2 小层作为第一个注水段，初期配注量为 [REDACTED]；NmIV4.2 小层作为第二个注水段，初期配注量为 100m³/d；NmIV8.1+8.2 作为第三个注水段，初期配注量为 60m³/d（见图 6.7-30~图 6.7-31、图 6.7-33）。

D35H 井于 2014 年 4 月投产，生产层位为 NmIII层，局部注采井网不完善，无注水井对应。地质油藏分析认为 D35H 转注可以增加 D26、C20 井的驱替方向，同时补充该

区域的地层能量。建议将 D26 井开 NmIII 层生产，同时将 D35H 井 NmIII 层作为一个注水段，初期配注量为 $100\text{m}^3/\text{d}$ ，注采比为 1: 1（见图 6.7-34）。

D03 井于 2004 年 8 月投产，主力生产层位为 NmV3 层，主力层局部注采井网不完善，缺少注水井。为实现对油田低效井的治理，同时完善局部注采井网，地质油藏分析认为 D03 井转注可以增加 D02、D04 井的驱替方向。建议将 D03 井 NmV3 小层作为一个注水段，D03 井在 NmV3 层初期配注量为 $120\text{m}^3/\text{d}$ ，注采比为 1: 1（见图 6.7-35）。

E06 井主力油层为 NmIV6、NmV5.1、NmVII。该井于 2004 年 9 月投产至今累产油 [REDACTED]。目前该井日产液 [REDACTED]，日产油 [REDACTED]，含水率达 90.8%。为了配合主力油层 NmV5.1 上调整井 E14H1 的实施，完善该层井网，计划将 E6 转注，与 E14H1、E5 形成两注一采井网。建议将 E6 井 NmIV6 小层作为第一个注水段，初期配注量为 $50\text{m}^3/\text{d}$ ，注采比为 1: 1；NmV5.1 作为第二个注水段，初期配注量为 $75\text{m}^3/\text{d}$ ，注采比为 1: 1；NmVII 作为第三个注水段，初期配注量为 $0\text{m}^3/\text{d}$ ，后期适时补充注水（见图 6.7-36~图 6.7-38）。

F15 井于 2005 年 12 月投产，主力生产层位为 NmIV8.1+8.2，目前日产油 [REDACTED]，含水 94%，累产油 [REDACTED]。目前 F14 井底流压为 6.1MPa，动态显示该井区域地层压力较低。地质油藏分析认为 F15 井转注可以增加 F14 井和 F16 井的驱替方向，同时补充该区域的地层能量。F15 井 NmIV8.1+8.2 作为注水段，初期配注量为 [REDACTED]，注采比为 1: 1（见图 6.7-39）。

F18 井于 2006 年 3 月投产至今累产油 [REDACTED]，生产层位 NmIV5、NmIV8.1 和 NmV1+2。目前 F12 井底流压为 7.3MPa，动态显示该井区域地层压力较低，地质油藏分析认为 F18 井转注可以增加 F12 井的驱替方向，同时补充该区域的地层能量。建议将 F18 井 NmIV5 小层作为第一个注水段，初期配注量为 $50\text{m}^3/\text{d}$ ，注采比为 1: 1；将 NmIV8.1+8.2 小层作为第二个注水段，初期配注量为 [REDACTED]，注采比为 1: 1；将 NmV1+2 小层作为三个注水段，初期配注量为 [REDACTED]，注采比为 1: 1（见图 6.7-39~图 6.7-41）。

F34H 井于 2009 年 5 月投产至 2015 年 12 月，单采层位 NmV3，累产 [REDACTED]，目前该井日产液 [REDACTED]，日产油 [REDACTED]，含水 91%，属于低产低效井。该区域井网不完善，动态显示该井区域地层压力较低，地层能量不足。地质油藏分析认为 F34H 转注可以为 F39H 井注水，同时补充该区域的地层能量。F34H 井 NmIV5 作为注水段，初期配注量为 [REDACTED]，注采比为 1: 1（见图 6.7-40）。

F43H 为 10 井区新增调整井，于 2019 年 5 月投产，生产层为 NmIV8.1+8.2 小层，

目前日产液 83m^3 ，日产油 59m^3 ，含水 28%，当前累产油 ██████████³。该区域目前有 4 口生产井 F43、F7、F12 和 F18，且 F18 井计划转注，2 口注水井 F6 和 F13。F43H 井计划后期适时转注，与 F7、F12、F6、F13 以及即将转注的 F18 井形成注采井网。预测 F43H 初期日产油 ██████████ 设计初期日注水 200m^3 ，注采比为 1: 1（见图 6.7-42）。

图 6.7-30 渤中 25-1 南油田 6、8 井区 NmIV 8.1+8.2 砂体井位图（东部）

图 6.7-31 渤中 25-1 南油田 NmIV1.2 砂体井位图（北部）

图 6.7-32 渤中 25-1 南油田 NmV1 砂体井位图（北部）

图 6.7-33 渤中 25-1 南油田 NmIV4.2 砂体井位图（北部）

图 6.7-34 渤中 25-1 南油田 D26 井区 NmIII 油组井位图

图 6.7-35 渤中 25-1 南油田 NmV 3.1+3.2 砂体井位图

图 6.7-36 渤中 25-1 南油田 NmIV6 砂体井位图

图 6.7-37 渤中 25-1 南油田 NmV 5.1 砂体井位图

图 6.7-38 渤中 25-1 南油田 NmVI1 砂体井位图

图 6.7-39 渤中 25-1 南油田 6、8 井区 NmIV 8.1+8.2 砂体井位图（西部）

图 6.7-40 渤中 25-1 南油田 NmIV5 砂体井位图

图 6.7-41 渤中 25-1 南油田 NmV 1+2 砂体井位图

图 6.7-42 渤中 25-1 南油田 NmIV8.1+8.2 砂体井位图（西部）

以上 10 口转注井转注层位 N_{1m}^{IV} 油组、 N_{1m}^{V} 油组为浅水河三角洲分流河道沉积，沿河道方向储层分布稳定，注采井间储层连通性好，油水井之间注采对应关系较好。

生产井：E46H1 设计为 6、8 井区生产井，E46H 目前是水平注水井，由于储层污染导致注水能力较低，原井位剩余油富集，建议 E46H 井原井位侧钻位 E46H1 挖潜剩余油。E46H1 井设计为水平生产井，与 E33H1 井形成注采井网，预测钻遇储层厚度为 8m，初期日产油 $35\sim 45\text{m}^3$ 。

图 6.7-43 渤中 25-1 南油田 NmIV8.1+8.2 砂体井位图（中部）

F41H 井为 10 井区新增生产井，计划在 NmV 3.1+3.2 小层生产，设计井位位于 F36S 北侧，为剩余油富集区。因此建议增加一口生产井 F41H 井，提高区域采出程度，改善开发效果。预测 F41H 初期日产油 ██████████

图 6.7-44 渤中 25-1 南油田 NmV 3.1+3.2 砂体井位图（西部）

F44H 井为 10 井区新增生产井，计划在 NmIV8.1+8.2 小层南侧生产，目前该区域没

有生产井。因此建议增加一口生产井 F44H 井，与注水井 F5 井和计划转注的 F10 井形成注采井网，提高区域采出程度，改善开发效果。预测 F44H 初期日产油 [REDACTED] [REDACTED]

图 6.7-45 渤中 25-1 南油田 NmIV8.1+8.2 砂体井位图（西部）

D10H1 井为 68 井区新增生产井，计划在 Ng 油组生产，目前该区域没有生产井。D10S1 目前低效井，原井位潜力较小，因此建议该井侧钻至 Ng 油组，侧钻为水平生产井 D10H1 井，与注水井 D19W 井形成注采井网，提高区域采出程度，改善开发效果。预测 D10H1 初期日产油 [REDACTED] [REDACTED]。

图 6.7-46 渤中 25-1 南油田馆陶组井位图

B38 井为 7 井区新增先期排液注水井，目的层为 Nm II 2 小层南块砂体，该砂体共有两口井钻遇（C2、C25），为了进一步落实砂体潜力，利用 B 平台井槽在砂体鞍部设计一口评价井 B38，对潜力砂体储量进行评价落实。若评价成功，该砂体整体部署 2 注 3 采井网，B38、B45H 井为先期排液注水井，B43H、B44H、B46H 为水平生产井，预测生产井 B43H、B44H、B46H 初期日产油均为 [REDACTED]，预测先期排液注水井 B38、B45H 井初期日产油均为 [REDACTED]，转注后 B38 日注水为 [REDACTED]，B45H 日注水为 [REDACTED]，保持注采比为 1:1。

图 6.7-47 渤中 25-1 南油田 Nm II 2 小层南块砂体井位图

B39H 井为 7 井区新增先期排液注水井，目的层为 Nm II 2 小层北块砂体，该砂体东侧储量未动用，为剩余油富集区。建议增加一口先期排液注水井 B39H，与生产井 C35H 形成注采井网，提高区域采出程度，完善注采井网。预测 B39H 初期日产油 [REDACTED]，后期日注水 [REDACTED]，注采比为 1:1。

图 6.7-48 渤中 25-1 南油田 7-9 井区 NmII1+2 砂体井位图

B40 井为 7 井区新增先期排液注水井，目的层为 Nm II 1+2 小层北块砂体，该砂体西南侧井网不完善，为剩余油富集区。建议增加一口先期排液注水井 B40，与生产井 C32H、C34M 形成注采井网，提高区域采出程度，完善注采井网。预测 B40 初期日产油 [REDACTED]，后期日注水 150m³，注采比为 1:1（见图 6.7-49）。

F40H 为 10 井区新增先期排液注水井，目的层为 NmIV6 小层，完善区域注采井网，

并为该区域生产井增加驱替方向。该区域目前有 3 口生产井 F36S、F27 和 F29，一口注水井（F8），且 F29 井计划转注。F40H 井实施后为 F36S 注水，并为 F27 井增加驱替方向。F42H 初期日产油 25~30 m³，后期日注水 █████，注采比为 1: 1。

图 6.7-49 渤中 25-1 南油田 NmIV6 砂体井位图

F42H 为 10 井区新增先期排液注水井，目的层为 NmIII11+12 砂体，完善区域井网，增加驱替方向。该井组目前有 1 口生产井 F31，1 口注水井 F23。F42H 井实施后与 F31 井和 F23 井形成两注一采井网。预测 F42H 初期日产油 █████ 后期日注水 █████，注采比为 1: 1。

图 6.7-50 渤中 25-1 南油田 NmIII11+12 砂体井位图（西部）

以上 13 口调整井目的层位 N₁m^LII 油组、N₁m^LIII 油组、N₁m^LIV 油组为浅水三角洲分流河道沉积，沿河道方向储层分布稳定，注采井间储层连通性好，油水井之间注采对应关系较好；1 口调整井目的层位馆陶组为辫状河沉积，平面砂体连片分布，注采井间储层连通性好，油水井之间注采对应关系较好。

上返补孔井：E33H1 井为 E33 井侧钻井，2015 年 5 月 12 日投注，单注 NmIV8.1+8.2 砂体，初期日注水 150 方，注入压力 2.5MPa。该井过路 NmIV4.2 砂体，储层厚度为 9.5m，为了配合 E9H1 井动用 NmIV4.2 砂体西侧储量，建议将 E33H1 井 NmIV4.2 小层补孔注水，与 E9H1、D6 形成两注一采井网。建议将 NmIV4.2 小层作为第一个注水段，初期配注量为 █████；NmIV8.1+8.2 小层作为第二个注水段保留。

图 6.7-51 渤中 25-1 南油田 NmIV4.2 砂体井位图（西部）

D40H 为先期排液注水井，2014 年 4 月开井生产，累产油 █████，该井于 2015 年 7 月 20 日转注水井，单注 NmIV8 砂体，初期日注水 300 方，注入压力 1.5MPa。该井过路 NmIII4 砂体，储层厚度为 8.0m，为了配合 D34H1 井动用 NmIII4 砂体储量，建议将 D40H 井 NmIII4 砂体补孔注水，与 D34H1 形成一注一采井网。建议将 NmIII4 砂体作为第一个注水段，初期配注量为 █████；NmIV8.1+8.2 小层作为第二个注水段保留。

图 6.7-52 渤中 25-1 南油田 NmIII4 砂体井位图

以上 2 口井补孔层位 N₁m^LIII 油组、N₁m^LIV 油组为浅水河三角洲分流河道沉积，沿

河道方向储层分布稳定，注采井间储层连通性好，油水井之间注采对应关系较好。

②渤中 25-1 油田

结合渤中 25-1 油田开发技术政策和生产动态，基于油田开发目前生产形势需要计划在衰竭开发的沙二段 5 井区转注 C33 井，为该井区补充地层能量。在 B4 井区新增先期排液注水井 B37、B41 完善注采井网，进一步提高储量采出程度。

转注井：C33 井位于沙二段 5 井区，该井区有 3 口井衰竭开发，该井区截止目前累积产液 ██████████³，造成该井区存在一定亏空，地层压力持续下降。为补充该井区地层能量，计划将 C33 井转注，设计初期日注水 100m³，该配注量下井口注入压力为 5.0MPa，小于安全井口压力 27.3MPa。后期注水根据生产动态，适时调整注水量，使单井累积注入量小于历史累积采液量，C33 井“以采定注”满足安全注水条件，该砂体为辫状河三角洲沉积，储层分布稳定，注采井间连通性好，油水井之间注采对应关系较好。

图 6.7-53 渤中 25-1 油田 5 井区沙二段砂体井位图

生产井：调整井 B36 井为沙二段 BZ25-1-2 井区新增生产井，沙二段 BZ25-1-2 井区井控储量大、边部储量未动用，建议增加一口采油井 B36，与 A22 井形成注采井网。

图 6.7-54 渤中 25-1 油田沙二段 BZ25-1-2 井区调整区井位图

调整井 B42 井为沙二段 B4 井区新增生产井，沙二段 B4 井区井网不完善，建议增加一口采油井 B42，与 B4 井形成注采井网，完善注采井网。

调整井 B37 井为沙二段 B4 井区新增先期排液注水井，沙二段 B4 井区井网不完善，边部储量动用程度低。建议增加一口先期排液注水井 B37，与 C2 井形成注采井网，提高边部储量动用程度、完善注采井网。B37 井转注后设计日注水 ██████████，预测注采比为 1:1。

调整井 B41 井为沙二段 B4 井区新增为先期排液注水井，沙二段 B4 井区井网不完善，建议增加一口先期排液注水井 B41，与 A6、A8 井形成注采井网，完善注采井网。B41 井转注后设计日注水 ██████████，预测注采比为 1:1。

图 6.7-55 渤中 25-1 油田沙二段 B4 井区井位图

以上 4 口调整井均位于沙二段，沙二段为辫状河三角洲沉积，储层分布稳定，注采井间连通性好，油水井之间注采对应关系较好。

② 渤中 19-4 油田

结合渤中 19-4 油田开发技术政策和生产动态，基于油田开发目前生产形势计划转注 A7H 井，为 S1-1568 砂体补充地层能量。在 B9-1551 砂体及 N2D-1896 砂体新增 2 口生产井 B23H1、B07H1 井挖潜剩余油，进一步提高采出程度。

转注井：渤中 19-4 油田计划 1 口采油井（A7H）转注，A7H 转注后注水层位为 Nm II 油组 S1-1568 砂体。该砂层分布稳定，平面上储层厚度变化不大，井间储层连通性好，油水井之间注采对应关系较好。

A7H 井转注层位为 Nm II 油组 S1-1568 砂体，转注后主要为采油井 A2 注水，转注前该砂体共有 A1、A2、A7H 三口采油井，A4、A6 两口注水井（A6 井在该砂体关层）。截至 2018 年 12 月 31 日，该砂体累产油 ██████████，累产液 ██████████，累积注水 ██████████，累积注采比 0.99，月注采比 0.99。目前该砂体采出程度较高，地层能量亏空较大，地层压力下降幅度较大，需要加强注水补充地层能量以满足后期开发需求，根据目前该砂体采油井的生产情况，提出转注 A7H 补充地层能量，改善井组开发效果。

图 6.7-56 渤中 19-4 油田 S1-1568 砂体井位图

生产井：B23H1 井为北块新增生产井，目的层为 B09-1551 砂体，该砂体北侧断层附近储量未动用，为剩余油富集区。B23H 井是位于 B09-1551 砂体南侧的一口水平采油井，目前该井因高含水关停，原井位附近潜力小。因此建议该井侧钻至同砂体北侧的剩余油富集区，侧钻为水平生产井 B23H1 井，与注水井 B09 井形成有效注采井网，提高砂体采出程度，改善开发效果。预测 B23H1 初期日产油 ██████████。

图 6.7-57 渤中 19-4 油田 B9-1551 砂体井位图

B07H1 井为北块新增生产井，目的层为 N2D-1896 砂体，该砂体南侧储量未动用，为剩余油富集区。B07H 井是位于 N2D-1896 砂体北侧的一口水平采油井，目前该井日产油 6 方，属于低效井，原井位附近潜力小。因此建议该井侧钻至同砂体南侧的剩余油富集区，侧钻为水平生产井 B07H1 井，依靠天然能量进行开发，提高砂体采出程度。预测 B07H1 初期日产油 ██████████。

图 6.7-58 渤中 19-4 油田 N2D-1896 砂体井位图

6.7.2.5 浅层气排查

渤中 25-1 南油田浅层气在平面上主要分布在 B、C 平台，具有厚度小，井间连通性差的特点。由于浅层气层为非注水及调整层位，因此地质性溢油风险可控。

通过对渤中 25-1 油田所有实钻井测井及录井资料进行分析排查，渤中 25-1 油田目前未发现浅层气。

渤中 19-4 油田浅层气主要分布于油田北块，具有厚度小、储量规模小、井间连通性差的特点。本次设计转注井对应层位不发育气层，地质性溢油风险可控。

由于浅层非目的层无测井资料，地质上无法预测，因此也有可能发育浅层气，调整井实施过程中应加强资料录取，加强对井喷、井涌等风险预案的制定，加强固井质量，防范浅层气风险，确保作业安全。

6.7.2.6 结论

1) 渤中 25-1 油田群三个油田明下段或沙河街组构造均为断裂背斜构造，具有完整的成藏圈闭和良好的保存条件。明下段中上部泥岩分布稳定，形成了渤南地区新近系的一套区域性泥岩盖层，这套泥岩盖层与明下段下部储集层构成良好的储、盖组合，有利于油气的聚集和保存；沙河街组之上为厚约 200m 的东营组泥岩作为封盖，盖层封闭性能良好。

2) 根据地震资料三维解释，油田区域内断层分为两类。第一类为断到海底断层，主要包括直接断到海底和间接断到海底两种类型；第二类为未断到海底断层。根据断层封堵性研究结果以及多年的开发生产实践表明，三个油田区域内断层具有封堵性，这也是该区油气成藏的必要条件之一。

3) 目前上述三个油田注水井的注入层位均为油田生产层位，注入层累积注采比均低于 1.0，目前地层压力低于原始地层压力。注入层位储层发育，横向展布稳定，油水井之间注采对应关系较好，井网不存在“只注无采”的现象，按照设计注采比开发，不会出现超注现象。

4) 根据油田 ODP 中破裂压力梯度计算，目前三个油田注水井均未超过油层破裂时井口注入压力，油田注入井注入压力处于安全范围内。

5) 渤中 25-1 油田群浅层气具有厚度小、储量规模小、井间连通性差的特点，且本次设计调整井对应层位均不发育气层。

6) 在开发过程中严格按照开发井动态监测资料录取要求执行, 对出现异常现象的生产井及时排查、加密监测, 并采取有效的应对措施, 杜绝油田内超注、超压现象。

综上所述, 三个油田地质条件及断层风险认识清楚、注采井网及注水方式规范合理, 生产管理应对措施完善得当, 不存在“只注不采”的现象; 油田在后续的注水管理中地层压力低于原始地层压力, 不存在超压超注现象。

通过地质油藏综合分析, 认为上述三个油田地质溢油风险是可控的。

6.7.3 事故后果分析与计算

6.7.3.1 溢油漂移扩散预测

(1) 拟采用的溢油预测模式

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

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

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

油粒子在嵌套漫游网格内的水平迁移则可表示为:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

依 Johanson- Ichiye 的公式，垂向涡动扩散系数由下式计算：

$$\frac{V_e}{V_0} = 1 - e^{-C_2 t H_s^2 / L} \quad (6)$$

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

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

对 $d_i < d_e$ ，由 Stokes 定律：

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

对 $d_i > d_e$ ，则有：

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

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

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

溢油的挥发乳化与油品特性有关。

挥发率可写为：

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

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

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

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

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

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

则水面油粒子体积应为:

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

设乳化前油密度为 ρ_o , 水密度为 ρ_w , 则乳化后油密度:

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

蒸发对油密度的影响为:

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

综合挥发、乳化影响, 油密度表达为:

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

忽略油粘性随温度的变化, 即仅考虑乳化、挥发的影响, 乳化将增加油的粘性:

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

挥发对油粘性的影响为:

$$v = v_o \cdot 10^{4F_v} \quad (19)$$

综合挥发、乳化作用, 油粘性变化表示为:

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

其中 v_o 为初始时油膜的运动粘性系数。

(2) 预测模式中有关参数的设定

预测模式考虑的水动力因子包括: 风、潮流、环流、波浪; 油膜运移方向为二维。

1) 溢油位置

选择 BZ25-1WHPD 平台 ([REDACTED]), 使用支持船+修井机作业) 作为溢油点, 估算本工程发生溢油事故的溢油量为 300m³, 溢油方式为点源连续排放, 溢油持续时间为 6 小时, 选择大潮期的涨潮时刻和落潮时刻进行预测。

2) 源强

根据建设单位提供的资料, 施工期调整井使用钻井平台、支持船, 扩容项目使用浮吊船、拖轮等。

自升式钻井平台就位于平台的两侧, 升起后船底距离海平面一定距离, 施工船舶不会与其储油舱发生碰撞, 同时钻井期间划定了钻井平台避让区, 设置了安全作业区, 钻井平台发生泄漏的可能性极小; 浮吊船就位后, 主要进行吊装作业, 与其他船舶的交叉作业时间较短, 发生碰撞的可能性较小。因此, 考虑支持船、拖轮发生船舶碰撞, 支持船的单舱储油量最大为 291m³, 故确定最大溢油量为 300m³, 油膜漂移预测时间为溢油后的 72h。

3) 风向风速

风向风速引用已核准的《渤中 19-4 油田综合调整项目环境影响报告书》中的数值, 详见表 6.7-12。海上一旦发生溢油事故, 溢出油漂浮在海面, 一方面在风和流作用下向一定方向运移, 另一方面, 油膜同时不断向四周扩展, 使油膜面积增大。此外含有不同组分的油膜在飘移过程中还经过蒸发、乳化、溶解和被悬浮物吸附沉降及生物降解等复杂的物理、化学和生物过程。预测除考虑原油在海面上物理过程(平流、扩散过程)和蒸发、乳化、凝聚外, 其它过程由于其参数化的复杂性未能计入。

表 6.7-12 溢油数值模拟扩散选取风向、风速

风向	NW	NNW	N	NE	SE	SSE	S	SW
极值风 (m/s)	17.3	18.3	22.6	22.4	19.1	12.3	18.5	11.5
平均风 (m/s)	7.4	7.2	7.5	8	8.1	7.6	7	7.2

(4) 预测结果

从表 6.7-13~表 6.7-16 与图 6.7-59~图 6.7-66 可以看出: 溢油事故发生后, 油膜在风和潮流往复涨落的共同作用下呈现出蛇形运动, 当风向与潮流方向一致时, 油膜中心运动速度较大, 可以看到油膜中心点间距较大, 而当风向与潮流方向相反时, 油膜运动方向甚至会与潮流方向相反, 在图中可以看到油膜中心点分布比较密集甚至发生重叠。

在近海区域，风速和风向引起的浅海风海流对于溢油漂移扩散结果起很重要的作用，体现在模拟结果中就是：不同的风向直接导致溢油漂移方向不同，甚至决定了溢油是否抵岸。

表 6.7-13 不同风向、极风情况下溢油发生后 72h 溢油漂移距离 (km) 与扫海面积 (km²)

风向	风速		72h 漂 移距离 (km)	72h 扫 海面积 (km ²)	72h 油膜 面积(溢油 扩散中最 大面积, km ²)	首次抵敏 感区所需时间 (h)	首次抵敏 感区前残 余油量 (%)	首次抵 岸所需 时间(h)	首次抵 岸前残 余油量 (%)	72 小 时残存 油量 (%)
NW	17.3	涨潮	149.7	916.1	28.3	13.5(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)	62.6	68.5	54.1	/
						15.5(东营黄河口生态国家级海洋特别保护区、东营黄河口生态限制区*)	61.9			
						23.5(东营黄河口生态禁止区*)	59.7			
						25.5(山东黄河三角洲国家级自然保护区)	59.2			
						26.0(黄河三角洲禁止区*)	59.1			
						42.5(莱州湾渔业海域*)	56.6			
	落潮	151.3	925.8	30.2	11.0(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)	63.7	60.0	54.8	/	
					13.5(东营黄河口生态国家级海洋特别保护区、东营黄河口生态限制区*)	62.5				
					17.0(东营黄河口生态禁止区*)	61.4				
					39.0(莱州湾渔业海域*)	57.0				
18.3	涨潮	148.0	810.5	28.7	12.0(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)	63.0	54.5	54.6	/	
					13.5(东营黄河口生态国家级海洋特别保护区、东营黄河口生态限制区*)	62.4				
					14.0(辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-莱州湾保护区核心区)	62.2				
					15.0(山东黄河三角洲国家级自然保护区、黄河北三角洲限制区*)	61.8				

						21.5 (黄河三角洲禁止区*)	59.9													
						35.0 (黄河南三角洲限制区*)	57.3													
						38.0 (莱州湾蛭类生态国家级海洋特别保护区、东营莱州湾限制区*)	56.9													
						39.0 (东营莱州湾禁止区*)	56.8													
						43.0 (广饶-寿光沙蚕类生态限制区*)	56.3													
						47.5 (广饶沙蚕类生态国家级海洋特别保护区)	55.7													
		落潮	142.6	905.3	30.3	6.5 (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)	66.4	54.0	55.1											
						12.0 (东营黄河口生态国家级海洋特别保护区、东营黄河口生态限制区*)	63.0													
						13.5 (辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-莱州湾保护区核心区)	62.4													
						14.5 (山东黄河三角洲国家级自然保护区)	62.0													
						15.5 (黄河三角洲禁止区*)	61.6													
						16.0 (黄河北三角洲限制区*)	61.5													
						27.5 (黄河南三角洲限制区*)	58.6													
						32.0 (莱州湾蛭类生态国家级海洋特别保护区、东营莱州湾限制区*)	57.8													
						38.5 (广饶-寿光沙蚕类生态限制区*)	56.8													
						N	22.6					涨潮	49.6	179.4	19.6	10.5 (黄河口文蛤国家级水产种质资源保护区、黄河口文蛤渔业海域限制区*)	62.9	12.0	62.4	/
																11.0 (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)	62.6			
																12.0 (辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-莱州湾保护区核心区)	62.1			
																落潮	55.8			
9.5 (东营黄河口生态国家级海洋特别保护区、东营黄河口生态限制区*)	63.4																			
10.5 (黄河北三角洲限制区*)	62.9																			

						11.0(辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-莱州湾保护区核心区)	62.6			
						11.5(黄河口文蛤国家级水产种质资源保护区、黄河口文蛤渔业海域限制区*)	62.4			
						12.0(山东黄河三角洲国家级自然保护区)	62.2			
NE	22.4	涨潮	45.0	170.1	17.1	8.5(山东黄河三角洲国家级自然保护区) 9.0(黄河故道东三角洲限制区*)	64.1 63.8	9.5	63.8	/
		落潮	40.6	143.5	17.5	/	/	9.0	64.1	
SE	19.1	涨潮	175.0	897.7	23.6	56.5(中华绒螯蟹国家级水产种质资源保护区)	54.4	51.0	55.2	/
		落潮	176.7	962.5	23.4	63.5(中华绒螯蟹国家级水产种质资源保护区)	29.7	62.0	54.2	/
SSE	12.3	涨潮	159.5	782.9	22.6	40.5(大清河口至小清河口海域*)	56.4	47.0	55.7	/
						42.0(龙岛旅游区*)	56.2			
						46.0(河北乐亭菩提岛诸岛省级自然保护区、乐亭菩提岛诸岛保护区*)	55.7			
		落潮	156.1	903.3	23.8	48.5(大清河口至小清河口海域*)	55.5	52.5	55.1	/
						51.0(大清河口海岛旅游区*)	55.2			
						53.5(河北乐亭菩提岛诸岛省级自然保护区、乐亭菩提岛诸岛保护区*)	51.0			
						55.0(大清河口生态系统*)	38.9			
S	18.5	涨潮	163.3	868.6	25.2	53.5(滦河口至老米沟海域*)	55.1	58.0	54.7	/
						60.0(滦河口海洋特别保护区)	47.0			
		落潮	169.9	1060.7	26.3	62.0(滦河口至老米沟海域*)	54.3	64.5	54.1	/
						65.5(滦河口海洋特别保护区)	53.2			
SW	11.5	涨潮	138.6	891.5	25.7	/	/	/	/	55.5
		落潮	140.4	1014.6	27.8	/	/	/	/	55.5

注：*为生态红线区。

表 6.7-14 不同风向、极风条件下溢油发生后 6h、12h、18h、24h 溢油漂移距离 (km) 与扫海面积 (km²)

风向	风速		溢油后 6h			溢油后 12h			溢油后 18h			溢油后 24h		
			漂移距离(km)	扫海面积(km ²)	残存油量(%)									
NW	17.3	涨潮	9.1	33.1	67.0	26.8	86.8	63.2	39.9	157.1	61.1	55.0	221.6	59.6
		落潮	21.5	67.5	67.0	28.2	104.0	63.2	47.8	212.9	61.1	52.2	231.5	59.6
NNW	18.3	涨潮	11.4	48.2	66.8	30.4	116.7	63.0	43.4	189.9	60.8	58.3	253.7	59.3
		落潮	21.7	66.0	66.8	29.7	130.1	63.0	49.5	244.4	60.8	54.7	279.2	59.3
N	22.6	涨潮	15.0	69.1	66.0	36.5	155.2	62.1	抵岸	抵岸	抵岸	抵岸	抵岸	抵岸
		落潮	22.8	63.8	66.0	34.5	170.5	62.2	抵岸	抵岸	抵岸	抵岸	抵岸	抵岸
NE	22.4	涨潮	20.6	82.0	66.0	抵岸	抵岸	抵岸	抵岸	抵岸	抵岸	抵岸	抵岸	抵岸
		落潮	18.0	45.4	66.0	抵岸	抵岸	抵岸	抵岸	抵岸	抵岸	抵岸	抵岸	抵岸
SE	19.1	涨潮	21.8	39.4	66.6	38.8	102.4	62.8	53.7	165.8	60.7	68.4	249.0	59.2
		落潮	5.7	9.6	66.6	24.8	78.2	62.8	35.4	123.4	60.7	62.1	252.8	59.2
SSE	12.3	涨潮	20.4	50.5	66.6	38.0	122.4	62.8	52.0	188.8	60.7	67.8	277.2	59.2
		落潮	8.0	18.9	66.6	25.5	107.6	62.8	38.8	172.3	60.7	61.5	307.2	59.2
S	18.5	涨潮	18.4	58.5	66.8	35.8	138.1	63.0	48.9	206.0	60.8	65.3	296.0	59.3
		落潮	10.9	26.4	66.8	26.5	126.1	63.0	41.7	206.1	60.8	60.7	343.9	59.3
SW	11.5	涨潮	12.5	42.2	68.7	27.5	103.9	64.9	37.4	155.0	62.7	52.1	231.3	61.2
		落潮	13.8	33.5	68.7	23.4	100.6	64.9	38.1	173.0	62.7	49.7	262.8	61.2

表 6.7-15 不同风向、均风情况下溢油发生后 72h 溢油漂移距离 (km) 与扫海面积 (km²)

风向	风速	72h 漂移距离 (km)	72h 扫海面积 (km ²)	72h 油膜面积 (溢油扩散中最大面积, km ²)	首次抵敏感区所需时间 (h)	首次抵敏感区前残余油量 (%)	首次抵岸所需时间 (h)	首次抵岸前残余油量 (%)	72 小时残存油量 (%)	
NW	7.4	涨潮	129.1	541.1	27.2	25.5 (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)	62.6	/	/	57.3
						36.5 (东营黄河口生态国家级海洋特别保护区、东营黄河口生态限制区*)	60.8			
						48.5 (山东黄河三角洲国家级自然保护区、东营黄河口生态禁止区*)	59.3			
						50.0 (黄河三角洲禁止区*)	59.1			
	落潮	118.7	598.9	29.9	15.5 (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)	65.3	/	/	57.3	
					27.0 (东营黄河口生态国家级海洋特别保护区、东营黄河口生态限制区*)	62.3				
					37.5 (东营黄河口生态禁止区*)	60.6				
					40.5 (山东黄河三角洲国家级自然保护区)	60.2				
					41.0 (黄河三角洲禁止区*)	60.2				
NNW	7.2	涨潮	139.7	551.2	26.3	24.5 (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)	63.0	49.5	59.3	/
						36.5 (东营黄河口生态国家级海洋特别保护区、东营黄河口生态限制区*)	60.9			
						37.0 (辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-莱州湾保护区核心区、黄河北三角洲限制区*)	60.8			
						38.0 (山东黄河三角洲国家级自然保护区)	60.7			
						48.0 (黄河三角洲禁止区*)	59.4			
	落潮	128.0	651.9	30.4	15.0 (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)	65.6	/	/	57.4	

						26.5 (东营黄河口生态国家级海洋特别保护区、东营黄河口生态限制区*)	62.6			
						27.5 (辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-莱州湾保护区核心区)	62.4			
						28.5 (山东黄河三角洲国家级自然保护区)	62.2			
						30.0 (黄河北三角洲限制区*)	61.9			
						30.5 (黄河三角洲禁止区*)	61.8			
						63.0 (黄河南三角洲限制区*)	58.0			
N	7.5	涨潮	81.8	340.0	23.4	23.5 (黄河口文蛤国家级水产种质资源保护区、黄河口文蛤渔业海域限制区*)	63.0	29.5	61.9	/
						24.0 (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)	62.9			
						37.0 (辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-莱州湾保护区核心区)	21.7			
	落潮	103.7	411.4	30.2	15.6 (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)	65.2	37.0	60.7	/	
					26.5 (东营黄河口生态国家级海洋特别保护区、东营黄河口生态限制区)	62.4				
					27.0 (黄河北三角洲限制区*)	62.3				
					27.5 (辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-莱州湾保护区核心区)	62.2				
					28.0 (山东黄河三角洲国家级自然保护区)	62.1				
					34.0 (黄河口文蛤国家级水产种质资源保护区、黄河口文蛤渔业海域限制区*)	61.1				
					17.5 (山东黄河三角洲国家级自然保护区)	64.3				
18.6 (黄河故道东三角洲限制区*)	64.0									
NE	8	涨潮	62.8	215.3	18.8			20.5	63.6	/
		落潮	70.2	278.9	20.4	/	/			
SE	8.1	涨潮	155.5	667.0	24.8	/	/	/	/	56.9
		落潮	152.4	670.8	25.5	/	/	/	/	56.9

SSE	7.6	涨潮	143.5	681.4	24.5	/	/	/	/	57.1
		落潮	139.5	748.7	26.7	/	/	/	/	57.1
S	7	涨潮	134.4	660.0	24.6	/	/	/	/	57.5
		落潮	132.1	763.2	27.3	/	/	/	/	57.5
SW	7.2	涨潮	127.7	668.5	25.5	/	/	/	/	57.4
		落潮	126.8	768.9	27.8	/	/	/	/	57.4

注：*为生态红线区。

表 6.7-16 不同风向、均风条件下溢油发生后 6h、12h、18h、24h 溢油漂移距离 (km) 与扫海面积 (km²)

风向	风速		溢油后 6h			溢油后 12h			溢油后 18h			溢油后 24h		
			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 (%)
NW	7.4	涨潮	10.7	28.3	70.4	25.6	62.6	66.6	36.4	115.3	64.5	48.6	146.6	63.0
		落潮	15.7	45.8	70.4	21.7	70.8	66.6	36.2	136.8	64.5	44.1	159.1	63.0
NNW	7.2	涨潮	11.7	33.7	70.5	27.0	81.1	66.8	38.6	140.7	64.6	50.9	182.8	63.1
		落潮	15.3	44.2	70.5	22.2	82.8	66.8	36.4	145.7	64.6	45.8	191.8	63.1
N	7.5	涨潮	12.8	38.8	70.4	28.6	94.3	66.6	41.0	160.8	64.4	53.5	216.3	62.9
		落潮	14.8	41.7	70.4	23.0	91.5	66.6	36.6	155.2	64.4	48.9	221.1	62.9
NE	8	涨潮	15.3	42.1	70.1	32.4	102.7	66.3	45.6	173.7	64.2	抵岸	抵岸	抵岸
		落潮	12.6	32.9	70.1	23.4	90.9	66.3	36.0	145.4	64.2	抵岸	抵岸	抵岸
SE	8.1	涨潮	16.0	27.6	70.1	30.7	71.7	66.3	42.4	98.4	64.1	55.1	145.7	62.6
		落潮	8.1	18.6	70.1	20.3	58.2	66.3	29.8	94.6	64.1	50.0	172.6	62.6
SSE	7.6	涨潮	15.1	29.9	70.3	29.7	78.1	66.5	40.2	109.8	64.4	52.6	163.4	62.9
		落潮	8.7	20.3	70.3	20.0	62.6	66.5	30.4	110.0	64.4	48.0	192.6	62.9
S	7	涨潮	14.0	31.7	70.7	28.4	82.1	66.9	38.3	116.5	64.7	50.6	172.6	63.2
		落潮	9.9	23.7	70.7	20.1	69.3	66.9	31.4	123.3	64.7	46.6	202.9	63.2
SW	7.2	涨潮	12.1	32.1	70.5	26.3	83.2	66.8	35.6	122.1	64.6	48.5	183.3	63.1
		落潮	12.5	32.3	70.5	20.8	75.9	66.8	33.8	140.9	64.6	45.2	207.0	63.1

图 6.7-59 溢油 72 小时极风速涨潮各向迁移扩散图（保护区）

图 6.7-60 溢油 72 小时均风速涨潮各向迁移扩散图（保护区）

图 6.7-61 溢油 72 小时极风速落潮各向迁移扩散图（保护区）

图 6.7-62 溢油 72 小时均风速落潮各向迁移扩散图（保护区）

图 6.7-63 溢油 72 小时极风速涨潮各向迁移扩散图（生态红线区）

图 6.7-64 溢油 72 小时均风速涨潮各向迁移扩散图（生态红线区）

图 6.7-65 溢油 72 小时极风速落潮各向迁移扩散图（生态红线区）

图 6.7-66 溢油 72 小时均风速落潮各向迁移扩散图（生态红线区）

6.7.3.2 溢油抵达敏感区时间及分析

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

对于本工程溢油事故而言，环境敏感区主要包括白姑鱼、花鲈、蓝点马鲛、毛虾产卵场，鲉、鲷、毛虾索饵场，花鲈的越冬场、山东黄河三角洲国家级自然保护区、东营黄河口国家级海洋特别保护区、莱州浅滩海洋资源特别保护区、辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-莱州湾保护区实验区、辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-莱州湾保护区核心区、莱州湾蛭类生态国家级海洋特别保护区、黄河口文蛤国家级水产种质资源保护区、中华绒螯蟹国家级水产种质资源保护区、河北乐亭菩提岛诸岛省级自然保护区、黄河故道西三角洲限制区、黄河故道北三角洲禁止区、黄河故道东三角洲限制区、黄河口文蛤渔业海域限制区、东营黄河口生态限制区、东营黄河口生态禁止区、黄河北三角洲限制区、黄河南三角洲限制区、黄河三角洲禁止区、东营莱州湾禁止区、东营莱州湾限制区、广饶-寿光沙蚕类生态限制区、乐亭菩提岛诸岛保护区、莱州湾渔业海域、大清河河口至小清河河口海域、龙岛旅游区、大清河河口海岛旅游区、滦河口至老米沟海域等，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可能会抵达这些敏感区并造成严重污染，其他敏感区距离本工程较远，不利风向条件下油膜抵达时间相对较长。因此，建设单位应予以足够重视，在油井和平台钻探和生产过程中，务必加强管理，杜绝溢油事故的发生，同时配备足够的溢油应急反应设施，并保持高效、可用性，使突发溢油事故得以有效控制、高效回收。

本工程若在近 BZ25-1WHPD 平台一侧发生溢油，可能影响到的敏感目标见表 6.7-17。一旦发生溢油，抵达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的最短时间为 5.5 小时，抵达山东黄河三角洲国家级自然保护区的最短时间为 8.5 小时，抵达东营黄河口生态国家级海洋特别保护区、东营黄河口生态限制区的最短时间为 9.5 小时，抵达辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-莱州湾保护区核心区的最短时间为 11.0 小时，抵达黄河口文蛤国家级水产种质资源保护区、黄河北三角洲限制区的最短时间为 10.5 小时，抵达黄河三角洲禁止区的最短时间为 15.5 小时，

抵达东营黄河口生态禁止区的最短时间为 17.0 小时，抵达其它敏感区的时间更长。

同时，由于本工程位于白姑鱼、花鲈、蓝点马鲛、毛虾产卵场，鲉、鲷、毛虾索饵场，花鲈的越冬场内，一旦发生溢油事故而又没有任何应对措施，原油将即刻抵达该敏感目标，并对其造成不利影响。

表 6.7-17 溢油对周围敏感目标的影响

序号	类别	敏感目标	不利条件	最短到达时间 (h)	残余油量 (%)
1	保护区	辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-莱州湾保护区实验区	极风涨落潮：NW、NNW、N；均风涨落潮：NW、NNW、N。	5.5	66.5
2		东营黄河口生态国家级海洋特别保护区	极风涨落潮：NW、NNW；极风落潮：N；均风涨落潮：NW、NNW；均风落潮 N。	9.5	63.4
3		山东黄河三角洲国家级自然保护区	极风涨潮：NW、NE；极风涨落潮：NNW；极风落潮 N；均风涨落潮：NW、NNW；均风落潮 N；均风涨潮 NE。	8.5	64.1
4		辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-莱州湾保护区核心区	极风落潮：NW；极风涨落潮：NNW、N；均风涨落潮：NNW、N；	11.0	62.6
5		莱州浅滩海洋资源特别保护区	极风落潮：NW。	60.5	54.7
6		莱州湾蛭类生态国家级海洋特别保护区	极风涨落潮：NNW。	32.0	57.8
7		广饶沙蚕类生态国家级海洋特别保护区	极风涨潮：NNW。	47.5	55.7
8		黄河口文蛤国家级水产种质资源保护区	极风涨落潮：N；均风涨落潮：N。	10.5	62.9
9		中华绒螯蟹国家级水产种质资源保护区	极风涨落潮：SE。	56.5	54.4
10		河北乐亭菩提岛诸岛省级自然保护区	极风涨落潮：SSE。	46.0	55.7
11		滦河口海洋特别保护区	极风涨落潮：S。	60.0	47.0
12	生态红线区	东营黄河口生态限制区*	极风涨落潮：NW、NNW；极风落潮 N；均风涨落潮：NW、NNW；均风落潮 N。	9.5	63.4
13		东营黄河口生态禁止区*	极风涨落潮：NW；均风涨落潮：NW。	17.0	61.4
14		黄河三角洲禁止区*	极风涨潮：NW；极风涨落潮：NNW；均风涨落潮：NW、NNW。	15.5	61.6
15		莱州湾渔业海域*	极风涨落潮：NW。	39.0	57.0
16		黄河北三角洲限制区*	极风涨落潮：NNW；极风落潮：N；均风涨落潮：NNW；均风落潮：N。	10.5	62.9

17		黄河南三角洲限制区*	极风涨落潮：NNW；均风落潮：NNW。	27.5	58.6
18		东营莱州湾限制区*	极风涨落潮：NNW。	32.0	57.8
19		东营莱州湾禁止区*	极风涨潮：NNW。	39.0	56.8
20		广饶-寿光沙蚕类生态限制区*	极风涨落潮：NNW。	38.5	56.8
21		黄河口文蛤渔业海域限制区*	极风涨落潮：N；均风涨落潮：N。	10.5	62.9
22		黄河故道东三角洲限制区*	极风落潮：NE；均风涨潮：NE。	9.0	63.8
23		大清河口至小清河口海域*	极风涨落潮：SSE。	40.5	56.4
24		龙岛旅游区*	极风涨潮：SSE。	42.0	56.2
25		乐亭菩提岛诸岛保护区*	极风涨落潮：SSE。	46.0	55.7
26		大清河口海岛旅游区*	极风落潮：SSE。	51.0	55.2
27		滦河口至老米沟海域*	极风涨落潮：S。	53.5	55.1
28	三场一通道	白姑鱼、花鲈、蓝点马鲛、毛虾产卵场，鳀、鲷、毛虾索饵场，花鲈的越冬场	即刻抵达		

注：*为生态红线区。

7 环境保护对策措施

7.1 施工期污染防治措施

本工程施工期产生的污染物为钻屑、钻井液、生活污水、船舶机舱含油污水、洗压井废水、洗井废水和固体废弃物（包括生活垃圾和生产垃圾）。

其中，施工期产生的油层段钻屑、油层段钻井液、船舶机舱含油污水均运回陆地计划由蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司接收处理/处置（附件 16、17）；生产垃圾和生活垃圾均运回陆地处理。

非油层段钻屑、非油层段钻井液在满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性》（GB 18420-2009）的同时排放。

生活污水经渤中 25-1 油田 WHPC、WHPD、WHPE、WHPF 平台、渤中 19-4 油田 WHPA 平台、“海洋石油 113 号”FPSO 或施工船舶上的生活污水处理设施处理达标后排海。

洗压井废水和洗井废水进入 FPSO 含油污水处理系统处理合格后回注地层。

此外，本工程位于渤海，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中的沿海控制区。建设单位在施工时选择的施工船舶应满足以下条件：

（1）2019 年 1 月 1 日起应使用硫含量不大于 0.5% m/m 的船用燃油；

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

（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。

同时，建议交通海事部门加强船舶施工过程中的监督管理，确保大气污染物排放满足要求。

7.2 运营期污染防治措施

本工程运营期产生的主要污染物为含油生产水、生活污水、生产垃圾以及生活垃圾

等。

项目运营期产生的含油生产水依托渤中 19-4WHPB、CEPC 平台、渤中 25-1PAP 平台和“海洋石油 113 号”FPSO 上的生产水处理设施处理达标后回注地层。“海洋石油 113 号”FPSO 上的生产水处理设施处理能力为 36720 m³/d,大于本工程投产后进入 FPSO 进行处理的含油生产水最大 29473m³/d (2027 年); BZ19-4WHPB (BZ19-4CEPC) 平台上的生产水处理设施处理能力为 26208m³/d,大于本工程投产后进入 BZ19-4WHPB (BZ19-4CEPC) 平台进行处理的含油生产水最大 20052 m³/d (2031 年); BZ25-1PAP 平台上的生产水处理设施处理能力为 12000 m³/d,大于项目投产后进入 BZ25-1PAP 平台生产水处理系统进行处理的含油生产水最大 6996 m³/d (2027 年)。因此,污染防治措施有效。

生产垃圾和生活垃圾均运回陆地处理。生活污水依托渤中 25-1 油田 WHPB、WHPC、WHPD、WHPE、WHPF 平台和渤中 19-4 油田 WHPA、WHPB 平台上的生活污水处理设施处理达标后排海。项目施工期和运营期污染防治措施见表 7.1-1。

表 7.1-1 项目施工期和运营期污染防治措施汇总表

阶段	污染物名称	处理方式
施工期	油层段钻屑	运回陆地计划由蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司接收/处置
	油层段钻井液	
	生产垃圾	
	生活垃圾	运回陆地处理
	船舶机舱含油污水	运回陆地交有资质单位处理
	非油层段钻屑	在满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性》(GB 18420-2009)的同时排放
	非油层钻井液	
	生活污水	依托渤中 25-1 油田 WHPC、WHPD、WHPE、WHPF 平台、渤中 19-4 油田 WHPA 平台、“海洋石油 113 号”FPSO 或钻井平台、支持船上的生活污水处理设施处理达标后排海。
洗压井废水、洗井废水	进入 FPSO 含油生产水处理系统处理合格后回注地层	
运营期	生产水	依托渤中 19-4WHPB、CEPC 平台、渤中 25-1PAP 平台和“海洋石油 113 号”FPSO 上的生产水处理设施处理达标后回注地层。
	生产垃圾	运回陆地计划由蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司接收/处置
	生活垃圾	运回陆地处理
	生活污水	依托各平台上的生活污水处理设施处理达标后排海

7.3 环保竣工验收

工程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) 平台含油生产水处理装置处理效果情况；
- (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 7.3-1，供竣工验收时参考。

表 7.3-1 环境保护设施“三同时”和竣工验收清单

内容类型	污染物	主要污染因子	环保验收措施	处理去向
水污染物	含油生产水	石油类	BZ25-1PAP 平台设置一套含油生产水处理装置，设计处理能力 12000m ³ /d	处理达标后回注地层
	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	运回陆上交由有资质单位进行处理

7.4 生态保护对策措施

(1) 污染物源头控制

施工期油层段钻屑、油层段钻井液、船舶机舱含油污水、生产垃圾和生活垃圾均运回陆地处理。洗压井废水和洗井废水进入 FPSO 含油污水处理系统处理合格后回注地层。运营期含油生产水处理达标后回注地层，生活垃圾和生产垃圾运回陆地处理。尽量减少污染物排海，最大限度降低对海洋环境的影响。

钻井过程中应严格控制非油层段钻屑和非油层段钻井液的排放速率。钻屑排放在非油层钻进期间持续排放，速率和强度不大，本工程涉及钻屑排放的 BZ19-4WHPB 平台、

BZ25-1WHPB 平台、BZ25-1WHPD 平台和 BZ25-1WHPF 平台,排放速率分别为 7.70m³/d、10.41m³/d、10.40m³/d 和 10.35m³/d。钻井液循环使用,间断性排放,最大排放速率限定为 35 m³/h。实际中可通过钻井液性能维护,减少排放量;通过闸阀开关程度控制其排放速率。

(2) 生态避让

针对本工程可能对白姑鱼、花鲈、蓝点马鲛、毛虾产卵场产生的影响,钻井过程中应严格控制非油层段钻屑和非油层段钻井液的排放速率,避开工程所在海域白姑鱼、花鲈、蓝点马鲛、毛虾的产卵盛期(5月),尽量减少钻屑钻井液排放引起的入海悬浮物的影响面积,最大限度地减少对海洋生物的影响。

(3) 生态补偿

针对施工期的生物资源损失核算金额,并将渔业资源补偿费纳入环保投资。在后续生产过程中建设单位采取相应生态补偿措施,实施增殖放流,从而维持海洋生物资源可持续利用。

7.5 清洁生产与总量控制

7.5.1 清洁生产

(1) 先进的工艺与设备

钻井作业过程中,不使用毒性较大的油基钻井液和混油钻井液,选择了无毒的环保型天然聚合物水基钻井液,减少了环境污染。

海上平台采用油、气、水混输流程,实现油气全密闭输送,油气损耗率为零。

生产物流处理采用自动化控制程度较高的全密闭工艺流程,选用国内外先进和成熟的技术和设备,并在渤海多个油田开发工程中已有成功的应用。

在原油生产工艺系统中的主要设备和管线处均设置了相应的压力、温度和液位安全保护装置,如在井口装置、出油管线和生产管汇上安装了低压传感器和压力安全阀,尽量避免由于压力、液位和温度异常产生的事故隐患,带压流体的跑、冒、滴、漏。

(2) 资源能源利用指标

分离出的伴生天然气收集作为渤中 19-4CEPC 平台和“海洋石油 113 号”FPSO 上透平发电机的燃料用气,有效地利用了油田的伴生天然气资源。

(3) 污染物产生及污染防治措施

施工期产生的污染物主要是钻屑、钻井液、船舶机舱含油污水、洗压井废水、洗井

废水、生活污水、生活垃圾、生产垃圾等，其处理方式主要是油层段钻屑钻井液、船舶机舱含油污水、生产垃圾、生活垃圾等均运往陆上处理；非油层段钻屑钻井液通过控制排放速率排海；洗压井废水和洗井废水进入“海洋石油 113 号”FPSO 含油生产水处理系统处理合格后回注地层；生活污水依托渤中 25-1 油田 WHPC、WHPD、WHPE、WHPF 平台、渤中 19-4 油田 WHPA 平台、FPSO 或施工船舶上的生活污水处理设施处理达标后排放。

运营期增加的主要污染物是含油生产水，由渤中 19-4WHPB、CEPC 平台、渤中 25-1PAP 平台和“海洋石油 113 号”FPSO 上的生产水处理系统处理达标后回注地层。运营期产生的生活垃圾和生产垃圾运往陆上进行处理。

(4) 废物回收利用

本工程投产后，新增的含油生产水经渤中 19-4WHPB、CEPC 平台、渤中 25-1PAP 平台和“海洋石油 113 号”FPSO 上的生产水处理设施处理达标后回注地层，回注水质达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)中的石油类 $\leq 30\text{mg/L}$ 的标准，本工程含油生产水的回用率达 100%。此外，含油生产水中的石油类通过含油水处理系统进行回收，使之转化为产品，使污染物最大限度的资源化。

在油田开发钻井过程中，尽量减少钻井液的使用量。

根据对本工程的生产工艺与装备、资源能源利用、污染物产生、废物综合利用以及环境管理要求五个方面的论述，本工程在建设阶段选用无毒的生产原料，并尽量减少钻井液的使用量。在生产过程中采用先进的生产技术，油气生产尽量使用清洁能源，采取多项节能措施；平台设有开式/闭式漏油收集设施，防止原油跑冒滴漏；全过程实施严格的环境保护及管理制度。在建设阶段和生产阶段产生的污染物均得到有效的处理，符合国家或地方法规和标准的要求。

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

7.5.2 总量控制

7.5.2.1 生产水

本工程投产后，生产阶段含油生产水全部回注，生产垃圾、生活垃圾运回陆地处理。部分含油生产水经“海洋石油 113 号”FPSO 上的含油生产水处理系统处理达标后，进

入注水系统，通过相应注水管线输送至各井口平台回注地层，“海洋石油 113 号”FPSO 处理量未超过其含油生产水处理能力。《国家海洋局关于渤中 25-1 油田复产（调整）项目环境影响报告书》（国海环字[2012]720 号）的批复值，非正常工况下含油生产水处理达标后排放 15 天的排海量为 36010m³/d，维持原总量控制指标不变。

7.5.2.2 生活污水

（1）渤中19-4WHPA、WHPB平台

根据《BZ19-4 油田开发工程环境影响报告书（报批稿）》（2009年）：“其它污染物（主要包括钻屑、泥浆）的排放总量控制指标建议按第2章“工程分析”中的污染源强核算。BZ19-4WHPA生活污水排放量为767m³/a。BZ19-4WHPB生活污水排放量为2300m³/a”。本工程投产后，BZ19-4WHPA、WHPB平台生活污水排放量不增加，不超过原环评批复总量，因此，BZ19-4WHPA、WHPB平台不需要新增申请生活污水总量控制指标。

（2）渤中25-1油田WHPA~WHPF平台和“海洋石油113号”FPSO

根据《渤中25-1油田开发工程环境影响报告书》（2002年）：“WHPA~WHPF平台生活污水的最大排放量每年1314m³，排放速率3.6m³/d。FPSO生活污水的最大排放量每年1424 m³，排放速率3.9m³/d。该生活污水总量控制指标是根据FPSO130人，WHPA~WHPF平台为20人值守平台；人均用水量30升/天（黑水）进行核算。

根据《渤中25-1油田复产（调整）项目环境影响报告书（报批稿）》：“FPSO生活污水的排放量为7117.5m³/a，COD 2.14t/a。该生活污水总量控制指标是根据113FPSO130人，人均用水量150升/天进行核算。”

考虑平台日常修井、设备维护等，实际上WHPA~WHPD每个平台生产定员为30人；且原环评只申请了黑水的量，根据油田以往的生活污水排放经验数值，生活污水（黑水+灰水）的排放量约为170升/天；所以，宜按照30人/平台，人均用水量170升/天重新核算生活污水排放量。因此，WHPA~WHPD平台需新增申请生活污水总量控制指标。

考虑①FPSO生活区面积比井口平台大，清洁用水量较大；②FPSO生活区环境较好，淋浴间多，淋浴时间长，用水量较多；③井口平台条件有限，工服尤其是冬季的棉工服、床单被罩等都送至FPSO清洗。因此，FPSO的人均用水量较大，按照210升/天重新核实生活污水排放量。

考虑平台日常修井、设备维护等，WHPE和WHPF平台生产定员拟增加至44人，所以按照44人，人均用水量170升/天核算生活污水排放量。

为此，重新核算WHPA~WHPF平台和FPSO生活污水排放总量。经计算得出：WHPA~WHPF平台和FPSO生活污水排放量合计为22870.9m³/a（表7.5-1）。

因此，本次评价建议WHPA~WHPF平台和FPSO生活污水的总量控制指标为22870.9m³/a，COD控制指标为6.86t/a。

表 7.5-1 渤中 25-1 油田 WHPA~WHPF 平台和 FPSO 生活污水排放量核算表

内容		单个平台生产定员（人）		人均用水量（L/d）		生活污水总量（m ³ /a）		
		原环评	本次评价	原环评	本次评价	原环评	本次评价	新增
定员	WHPA~WHPD 平台	20	30	30	170	876	7446	6570
	WHPE~WHPF 平台	20	44			438	5460.4	5022.4
	FPSO	130	130	150	210	7117.5	9964.5	2847
生活污水排放总量						8431.5	22870.9	14439.4
COD总量（t/a）						/	6.86	4.33

7.6 事故防范措施和应急方法与对策分析

溢油防范工作为油田开发和生产的工作重点，油田工程将溢油的防范内容纳入了各个专业的设计当中，最大限度减少溢油风险，并对可能出现的溢油状况制定详尽的应急措施。

7.6.1 钻完井期间井眼碰撞防范与应急措施

（1）防范措施

- ①优化井眼轨迹，用防碰软件进行详细的防碰分析；
- ②如果防碰风险邻井套管环空有带压，或有连续的油气流通道，作业前须通过关放气阀，或其它措施从防碰段以下切断通道，并放套压至零，必要时关停；
- ③有碰撞危险的井段必须使用牙轮钻头；
- ④加密捞砂，录井应每 2m 甚至加密至 0.5m 捞砂一次；
- ⑤碰撞风险井段加密测点进行轨迹监控；
- ⑥加强人员管理，确保岗位职责落实。

（2）应急措施

- ①一旦钻具蹩跳及其他相碰征兆，立即将钻头提离井底 5m 以上范围内活动，循环

观察，排量根据具体情况进行降低调整，降低转速，禁止在井底静止大排量循环；

②用 MWD 长测量模式进行测斜，判断 B_{total} 和 Dip 值是否正常（ $\pm 2\%$ 范围）；

③用陀螺测量井眼轨迹；

④打稠钻井液携带岩屑，由录井观察水泥含量，是否含有铁屑；

⑤起钻更换为牙轮钻头或打水水泥塞回填侧钻，选择合适的绕障点，禁止使用 PDC 钻头试钻。

7.6.2 井喷和平台火灾事故防范措施

为防止钻、完井阶段火灾和井喷事故的发生，渤中 25-1 油田群采取如下措施：

- （1）在钻台和泥浆池等场所设置可燃气体探测器，自动探测可燃气体；
- （2）选择优质封隔器并及时更换损坏元件；
- （3）油管强度设计采用较高的安全系数；
- （4）配备安全有效的防喷设备和良好的压井材料及井控设备；
- （5）对关键岗位的操作人员进行专业技术培训，坚持持证上岗，建立健全井控管理制度；
- （6）加强钻修井时的观测，及时发现先兆，按正确的关井程序实行有效控制，并及时组织压井作业；
- （7）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）保证钻井、钻井液处理和压井等设备的良好运转；
- （9）严格实施钻井作业规程，防止违章作业，将人为因素降至最低；
- （10）配置守护船值班；
- （11）在钻完井作业过程中备足钻井液材料，以便及时、妥善地处理可能遇到的溢流和井涌；
- （12）钻井人员定期开展井涌控制和井喷关井演习，生产人员和钻井队伍定期开展联合安全演习；
- （13）设置二氧化碳灭火系统及消防喷淋系统，关键场所设手提灭火器；
- （14）安装紧急关断系统；
- （15）加强设备维护和人员管理。

针对钻井平台和修井机自身井喷等风险，采取如下措施：

表 7.6-1 钻井平台和修井机自身井喷风险分析及解决方案

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

7.6.3 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、建造、采办和操作中将采取一系列保护措施并提供防火、防爆保护，提供充分的消防设备：

- (1) 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；
- (2) 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。
- (3) 注意机械磨损及进行合理的润滑维护措施；
- (4) 严格实施作业规程，防止违章作业，将人为因素降至最低；
- (5) 选择优质封隔器并及时更换损坏元件；
- (6) 平台井口区设安全阀。当井口出现泄漏异常情况时，可自动关闭油流通道；
- (7) 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；
- (8) 严格执行设备完整性管理体系，包括生产设施的巡检制度、设备的预防性维修、管线和结构的腐蚀检测等；
- (9) 安全环保有关的仪器仪表，（压力表、温度表和关断阀等）油田按照相关法律法规进行标定或试验。

7.6.4 船舶碰撞风险防范措施

作业者制定相应的保护和检测程序，由值班船对平台周围进行巡视，驱散在安全区内作业的渔船，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。为减少事故发生的概率，并减小溢油事故后对环境造成的影响，应采取事故防范措施：

- (1) 在施工期间，建立溢油应急制度，一旦突发事件造成溢油事故，应迅速做出反应，一方面尽快向监督部门和环保部门汇报，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。

(2) 协助相关部门做好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。

(3) 制订必要的事故应急程序，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。

(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的范围，严禁无关船只进入施工作业海域。

(5) 施工作业期间所有施工船舶须按照规定显示信号。

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

(7) 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。

(8) 船舶在中华人民共和国管辖海域发生污染事故，或者在中华人民共和国管辖海域外发生污染事故造成或者可能造成中华人民共和国管辖海域污染的，应当立即启动相应的应急预案，采取措施控制和消除污染，并就近向有关海事管理机构报告。

(9) 发现船舶及其有关作业活动可能对海洋环境造成污染的，应当立即采取相应的应急处置措施，并就近向有关海事管理机构报告。

(10) 避开在雾季、台风季节施工。

7.6.5 原油外输期间溢油防范措施

原油外输是当 FPSO 上的货油储存到一定量后，利用 FPSO 上的货油外输泵、货油外输管汇及其附属设备把 FPSO 上的原油输送到提油轮上。其作业风险主要有提油轮与 FPSO 系泊连接阶段发生船舶碰撞；外输作业过程中发生原油泄漏；针对上述风险，主要预防措施有以下几个方面：

(1) 引水和船长密切配合，控制油轮速度；

(2) 顶头船舶及时到位并听从指挥；撇缆时通知对方人员注意；

(3) 中控人员密切注意张力仪读数，超过 55 吨及时与系泊船长联系；

(4) 现场参与连接工作的人（包括油轮）一定要密切注意缆绳和磨擦链的状态，

如有异常应立即汇报并躲避到安全区。无关人员不要进入船尾区域；

(5) 控制外输压力在允许范围内；

(6) 船尾值班人员加密巡检；

(7) 外输作业中保持良好的通讯沟通，受油方和输油方紧密协作，严格按照作业程序，确保不会出现人员误操作，造成软管破裂；

(8) 外输作业前检查溢油应急设备的完好性；

(9) 定期对外输软管进行检测，确保安全外输。

7.6.6 完井、固井作业风险防范措施

固井过程中可能存在井漏风险，在固井前如有漏失情况，根据漏速大小采取不同处理措施，如果漏速较大，需要对漏层进行处理，首先进行钻井液堵漏，不漏或漏速减小后进行固井。如果漏速较小，可直接固井。固井过程中，在隔离液中加入纤维，在稠化时间允许的前提下，降低泵入水泥浆的排量和顶替排量。

完井作业相关风险防范措施：

(1) 井控风险：备齐防喷变扣及加重材料；

(2) 高压作业：召开风险分析会并做好隔离保护；

(3) 环境保护：含油及受污染的完井液使用污油罐回收。

7.6.7 平台改造风险防范措施

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。

7.6.8 地质性溢油防范措施

油田开发至目前为止，注水井还未出现注入压力异常的情况。若有该现象发生，立即停止注水，查找原因、采取措施。日常生产中的做法是，在油田生产管理中，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：

1) 优化注采比：根据砂体上各井组的压力状况，进行注采比优化，研究不同注采比条件下地层压力恢复速度、含水上升状况和对砂体采收率的影响。对不同压力区域采用不同的注采比，保证油田水驱效果；

2) 尽快实施分层配注：对目前仍采用笼统注水的注水井尽快实施分层配注，保证注入水进入油藏配注层位。精细注水管理措施，维持每一井组、每个砂体的注采平衡，杜绝局部超注超压；

3) 后续注水井压力监测：油田开发至今，注水井还未出现注入压力瞬时高值的情况，若有该现象发生，立即停止注水，查找原因、采取措施。在油田的生产管理中，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：

①根据注水井组油井的生产能力配注，及时调整注水井的配注量，避免出现注水井注水量过大，注入压力过高；

②对于因水质或措施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；

③对于单井注水量较大区域，将增打注水井或及时转注老井，以降低单井注入量和注水压力。

4)油井转注作业后，密切关注转注井及临近井位注水压力变化，对受益井产出进行重点关注，若有压力瞬时高值的情况，立即停止注水，查找原因、采取措施。

5) 本次调整井及油田所有注水井距沟通海底断层最近距离都在 70m 以上，在实施调整井时，考虑周边注水井可能存在造成调整井附近压力过高的情况，因此在施工时建议对注水砂体的注水井暂时停注，加强监测且建立好异常通报制度，以防止注入压力过高导致井涌、溢油等现象的发生。

为了规避断层风险，本次调整井井位部署距可能断至海底断层距离均在 70 米以上。

6) 防喷器组、井口装置、采油树配置情况：

①B37、B41、B42、B36 四口井

防喷器组：13-5/8"	10000psi	环形防喷器
13-5/8"	15000psi	剪切板防喷器
13-5/8"	15000psi	上闸板防喷器
13-5/8"	15000psi	钻井四通
13-5/8"	15000psi	下闸板防喷器
13-5/8"	10000psi	升高立管
11"	10000psi	油管四通（CC 级）
13-5/8"	5000psi	套管头（BB 级）

采油树技术规范：

压力级别：10000psi；

温度级别：U 级；

材质等级：CC 级；

产品规范等级：PSL2；

采油树设置液控地面安全阀，可调油嘴，预留电泵电缆通道，井下安全阀液控管线通道、化学药剂注入管线通道等；

采油树油管四通下法兰公称尺寸为 13-5/8"，上法兰公称尺寸为 11"，通径 3-1/8"。

②E46H1 井使用修井机防喷器组，配置如下：

防喷器组：13-5/8"	5000psi	环形防喷器
13-5/8"	5000psi	剪切板防喷器
13-5/8"	5000psi	上闸板防喷器
13-5/8"	5000psi	钻井四通
13-5/8"	5000psi	下闸板防喷器
13-5/8"	5000psi	升高立管
11"	3000psi	油管四通（BB 级）
13-5/8"	3000psi	套管头（BB 级）

采油树技术规范：

压力级别：3000psi；

温度级别：U 级；

材质等级：BB 级；

产品规范等级：PSL1；

采油树设置液控地面安全阀，可调油嘴，预留电泵电缆通道，井下安全阀液控管线通道、化学药剂注入管线通道等；

采油树油管四通下法兰公称尺寸为 13-5/8"，上法兰公称尺寸为 11"，通径 3-1/8"。

③其他井配置如下：

防喷器组：13-5/8" 5000psi 环形防喷器

13-5/8" 10000psi 剪切板防喷器

13-5/8" 10000psi 上闸板防喷器

13-5/8" 10000psi 钻井四通

13-5/8" 10000psi 下闸板防喷器

13-5/8" 10000psi 升高立管

11" 3000psi 油管四通（BB 级）

13-5/8" 3000psi 套管头（BB 级）

采油树技术规范：

压力级别：3000psi；

温度级别：U 级；

材质等级：BB 级；

产品规范等级：PSL1；

采油树设置液控地面安全阀，可调油嘴，预留电泵电缆通道，井下安全阀液控管线通道、化学药剂注入管线通道等；

采油树油管四通下法兰公称尺寸为 13-5/8"，上法兰公称尺寸为 11"，通径 3-1/8"。

7) 浅层气风险防范措施

总原则：

对于地震解释或实际该地区已出现过浅层气的例子，井位选择原则上尽可能避开浅

层气，否则应制定合理的井身结构，以便满足井眼防喷控制能力下开钻，明确平台人员安全第一，平台自身安全第二，井的自身安全第三的原则。一般原则：

①对于初探井的钻井设计的准备阶段应充分地考虑浅层气存在的可能性；

②选择合理的井身结构，在条件允许的情况下尽可能下表层套管，然后安装 BOP，以增加处理浅层气的手段及能力；

③在未下隔水套管前应尽可能先用领眼钻头钻达管鞋深度，隔水套管下完后一定要安装分流器；

④钻表层井眼应尽量选用膨润土浆并合理控制泥浆密度；

⑤开钻之前对平台相关人员加强浅层气安全培训，并明确钻遇浅层气时相关人员的岗位职责及处理措施；

⑥发生浅层气井涌后，应迅速通过分流器来导流实现控制井涌的目的。

7.6.9 溢油事故应急方案与对策

根据《中华人民共和国海洋环境保护法》、《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例》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，2019年1月，中海石油（中国）有限天津分公司所属渤中作业公司完成了《渤中 25-1 油田群溢油应急计划》的修订，并报生态环境部备案（详见附件 15）。针对本工程应该按照已经备案的溢油应急计划做好各种溢油应急准备和响应。

本《渤中 25-1 油田群溢油应急计划》适用于渤中 25-1 油田群海域范围内油田的生产、钻完井、工程建设等各项活动所引发的各种溢油事故的控制和初期的应急处理，发生溢油事故时现场进行溢油应急处理的同时上报天津分公司。本计划隶属于中海石油（中国）有限公司《天津分公司溢油应急计划》。

7.6.9.1 溢油事故等级划分

根据《国家海洋局海洋石油勘探开发溢油应急预案》（2015 年）第 1.5 节的规定，溢油事故分为特别重大、重大、较大和一般四级：

（1）特别重大溢油事故，是指溢油 1000 吨以上的海洋石油勘探开发溢油事故；

（2）重大溢油事故，是指溢油 500 吨至 1000 吨（含）的海洋石油勘探开发溢油事故；

（3）较大溢油事故，是指溢油 100 吨至 500 吨（含）的海洋石油勘探开发溢油事

故：

(4) 一般溢油事故，是指溢油 0.1 吨至 100 吨（含）的海洋石油勘探开发溢油事故。

7.6.9.2 溢油应急能力

(1) 油田自身溢油应急能力

渤中 25-1 油田群现有溢油应急能力可以应对一般溢油事故。如果发生较大、重大、特别重大溢油事故或溢油处理所需的设备、人员超出渤中 25-1 油田群现有的溢油应急力量，需动员天津分公司应急资源及其他溢油应急力量。渤中 25-1 油田群溢油应急设备配置见表 7.6-2。根据渤中 25-1 油田群自身配备的溢油应急设备，配备的撇油器的回收能力为 20m³/h，储油囊容积共为 40m³，因此，储油囊的应急能力最大约为 40m³。

同时，渤中 25-1 油田群配备了 6 艘守护船舶可供使用，保证日常生产及应急响应作业的需要。

表 7.6-2 渤中 25-1 油田群配备的溢油应急设备

序号	设备名称	生产厂家	规格型号	数量	性能	重量 KG	存放地
1	围油栏	LAMOR 公司	HOB1500	200m	吃水 0.79m, 干 舷 0.50m	5000	海洋石油 113
2	围油栏	LAMOR 公司	HOB1500	200m	吃水 0.79m, 干 舷 0.50m	5000	海洋石油 113
3	动力装置	LAMOR 公司	LPP30	1 套	功率 35 kw, 风 冷柴油机	600	海洋石油 113
4	撇油器	LAMOR 公司	MINIMAX20	1 套	20 m ³ /h	80	海洋石油 113
5	储油囊	青岛光明	FN10 浮动油囊	4 套	储油 10m ³ /套	105/套	海洋石油 113
6	消油剂		青岛光明 GM-2	10 桶		170/桶	海洋石油 113
7	喷洒设备	青岛光明	PSB40	1 套	喷洒 2.4t/h		海洋石油 113
8	吸附材料		ENV150	2 卷	96 cm×44 m		海洋石油 113
9	手持喷枪	青岛光明		2 支	喷洒 1.8t/h 支		海洋石油 113

(2) 外借溢油应急能力

渤中 25-1 油田群现有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，需动员其他天津分公司应急资源及陆地溢油应急力量，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。

① 天津分公司溢油应急能力

一旦发生海上溢油事故，首先做好溢油源的控制工作，对溢油源进行监控，同时立刻调用自身溢油应急设备就地进行海面溢油的围控和回收作业，在超出油田/平台自身溢油应急能力时，通过应急协调办公室的调配和指挥，周边油田/平台的应急资源前往事故现场，共同清理海上油污，尽可能减少对海洋环境的影响。参考中海石油（中国）有限公司《天津分公司溢油应急计划》（2017 版），结合油田实际配备溢油应急资源，截至 2020 年 5 月天津分公司的溢油应急资源及分布情况见表 7.6-3。根据天津分公司海上溢油回收设备配备情况，配备的撇油器的回收能力共为 $142+240+190+150+20=742\text{m}^3/\text{h}$ （其中渤中 25-1 油田为 $20\text{m}^3/\text{h}$ ），储油囊容积共为 $209+133+80+100+40=562\text{m}^3$ （其中渤中 25-1 油田为 40m^3 ），因此，储油囊的应急能力最大约为 562m^3 （其中渤中 25-1 油田为 40m^3 ）。

表 7.6-3a 天津分公司海上溢油回收设备配备表（一）

表 7.6-3b 天津分公司海上溢油回收设备配备表（二）

表 7.6-3c 天津分公司海上溢油回收设备配备表（三）

表 7.6-3d 天津分公司海上溢油回收设备配备表（四）

② 中海石油环保服务（天津）有限公司应急能力

中海石油环保服务（天津）有限公司（以下简称“COES”）拥有塘沽基地、绥中基地、龙口基地、深圳基地、珠海横琴基地、高栏基地、惠州基地、涠洲岛基地，各种国际先进溢油应急设备百余套，拥有专业溢油应急回收环保船九艘。COES 北方片区以塘沽基地为中心，绥中基地和龙口基地为辅助，共同负责渤海湾内各油田发生的溢油应急反应作业。目前渤海已有五艘专业环保船（海洋石油 257/252/253/230/231）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较大、重大、特别重大溢油事故，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。中海石油环保服务（天津）有限公司渤海湾溢油应急设备见表 7.6-4。根据中海石油环保服务有限公司渤海湾溢油应急设备配备情况，配备的撇油器的回收能力共为 $799+287+90=1176\text{m}^3$ ，储油囊容积共为 1056m^3 ，因此，储油囊的应急能力最大约为 1056m^3 。

表 7.6-4 中海石油环保服务有限公司渤海湾溢油应急设备一览表

7.6.9.3 溢油事故报告程序与内容

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，并在规定时间内向相关主管部门提交书面报告，溢油事故报告程序见图 7.6-1。

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

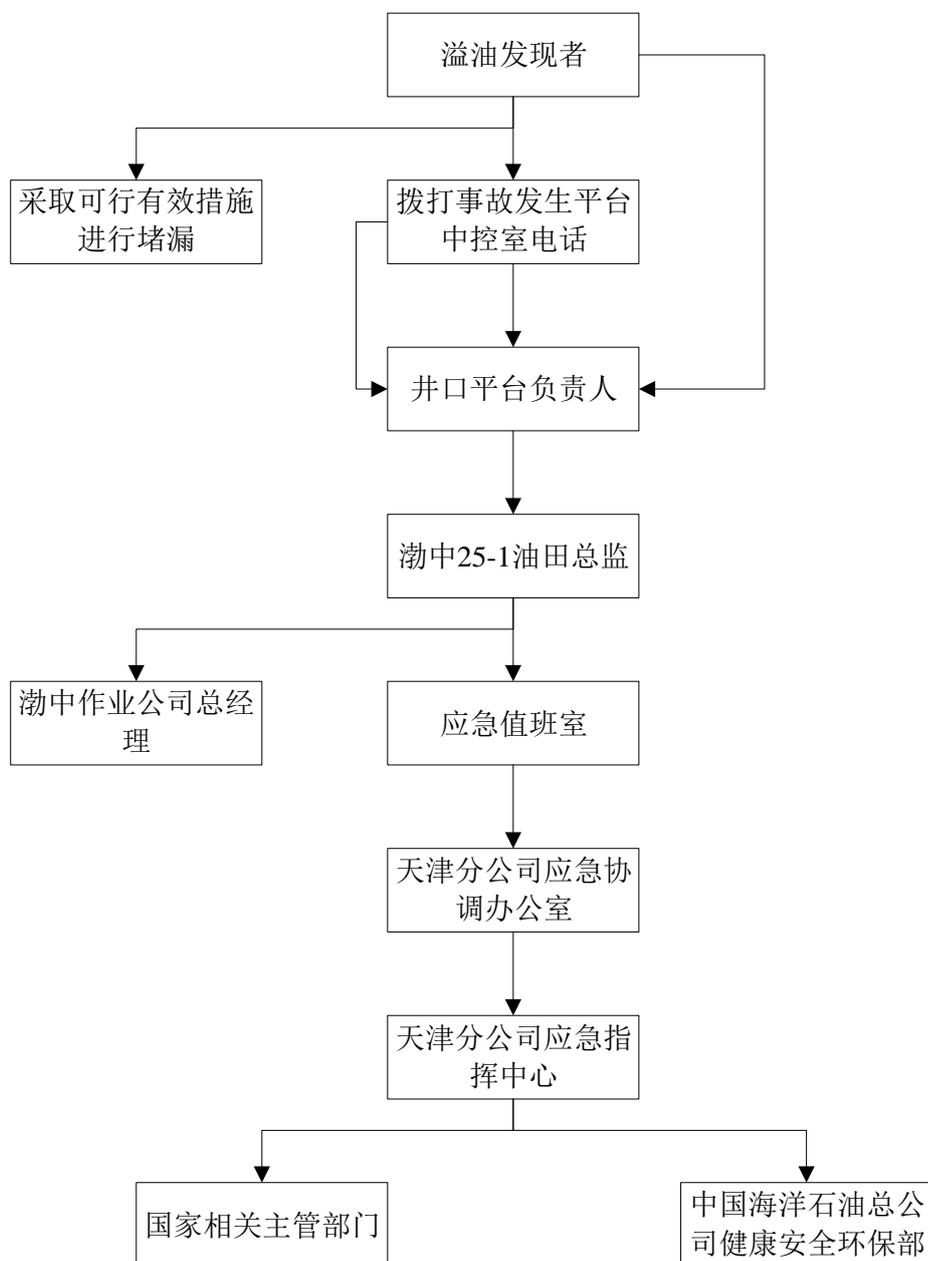


图 7.6-1 溢油事故报告程序图

7.6.9.4 溢油应急响应时间

渤中 25-1 油田开发工程，虽在各阶段采取了各种预防措施，但仍有难以预料的内外部原因导致海上溢油事故发生的可能性。在以预防为主的基础上，充分利用现有的溢油应急处理能力和措施，以尽量降低海上溢油的环境污染程度。为此渤中 25-1 油田配备了专门的溢油应急设备，一旦发生溢油事故，首先可以依靠本油田的溢油应急设备进行溢油回收工作，如有需要，还可以调用天津分公司其它油田的溢油应急设备增援本油田进行回收作业。

(1) 守护船位于现场值班。该船可用于监视溢油动向，辅助溢油回收。

(2) 塘沽基地到平台的船舶航行时间约为 8 小时，加上 3 小时动员时间，到平台的反应时间为 11 小时。

(3) 直升机从塘沽起飞，机组人员的动员时间不超过 1 小时，飞行时间约为 1 小时。

其他油田溢油回收设备到达渤中 25-1 油田所需的时间见表 7.6-5。

表 7.6-5 其他油田溢油回收设备到达渤中 25-1 油田所需的时间

油田	物资所在平台	距离（海里）	到达时间（小时）
渤中 28-1 油田	“友谊号” FPSO	25	4
渤中 28-2S 油田	“海洋石油 102” FPSO	21	4
渤中 34-1 油田	CEPA 平台	20	4
埕北油田	B 平台	35	5
秦皇岛 32-6 油田	“世纪号” FPSO	53	7
南堡 35-2 油田	CEP 平台	52	7
渤西油田	QK18-1 平台	61	8
龙口基地	渤南处理厂	63	8
旅大 27-2/32-2 油田	LD32-2 平台	79	9
LD10-1 油田	CEP 平台	117	13
绥中 36-1 处理厂基地	绥中处理厂	119	13
绥中 36-1 油田	CEP 平台	130	14
锦州 1-1 油田	CEP 平台	137	15
锦州 25-1 南油田	CEP 平台	150	16
锦州 9-3 油矿	W 平台	181	18

注：1、由于各船舶航行速度不一致，所以取船舶平均经济航速为 11 节计算（在应急情况下将不考虑经济航速）；2、各平台对溢油应急回收设备进行装船反应时间为 2 小时。

图 7.6-2 本工程周边溢油应急资源分布情况

7.6.9.5 海上溢油的处理措施

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

(1) 溢油回收条件

根据溢油应急响应普遍经验，在某些特殊天气条件及情况下，溢油围控和机械回收作业无法进行，或会增加潜在危险，这时不建议采取溢油回收作业。此类限制条件和情况包括：

- 海上现场风速达到或超过 6 级；
- 海上现场海浪高度超过 2 米；
- 其它潜在火灾、爆炸等安全因素。

(2) 溢油清除方法

①人工打捞

通过人工向海中溢油扔抛吸油材料或者直接用打捞工具对海面溢油进行清除，在打捞过程中要特别注意人员安全，防止落水及油污对人体伤害。

②围控和机械回收

油溢到水面后，在自身重力和风、流以及其他因素的作用下会迅速扩散和漂移。因此，溢油应急反应的首要任务是尽快采取有效措施，控制溢油，阻止其进一步扩散和漂移，以减少水域污染范围，减轻污染损害程度。这种将溢油控制在较小范围并阻止其进一步扩散和漂移所采取的措施称为溢油围控。

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

1、两船拖带之“J”型

如图 7.6-3 所示，这种拖带形式需要用两艘船。一艘作为主拖船，用于拖带围油栏

较短的一端，同时存放所需的回收设备和回收作业人员；另一艘作为辅拖船，用于拖带围油栏较长的一端。围油栏的长度需要 200-400 米。从主拖船至 J 形底部之间围油栏的长度为 20-40 米，撇油器放置在 J 形的底部。围油栏要尽可能紧靠在主拖船的一侧（10-20 米），以便于撇油器或其它回收设备的操作。

为了获得并保持理想的围油栏底部形状，可以通过拉动连接围油栏与船舶之间的绳索，对围油栏底部的形状进行适当的调整。

在进行两船拖带作业时，一般情况下，主拖船为指挥船，主拖船应根据溢油围扫情况及时、准确地向前面的拖船发出指令，拖船应注意随时与主拖船良好的通信联络，严格按照指令及时调整航向和航速，只有这样才能时刻保持良好的 J 型围扫形式，达到理想的溢油回收效果。

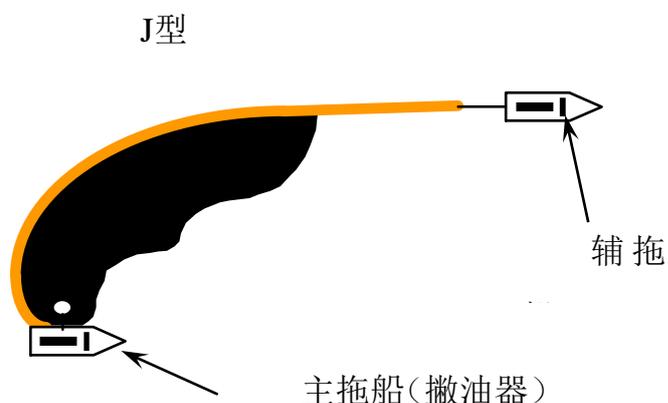


图 7.6-3 “J”型拖带

2、两船拖带之“U”型

如图 7.6-4 所示，U 形拖带由三艘船来完成。拖带时，在前面两艘拖带船同时并进的同时，第三艘船舶则应根据两艘拖船行进的速度，始终处于 U 形的底部外侧，利用撇油器对 U 形底部聚集的油膜进行回收作业。此种形式的围扫作业，回收量较大。

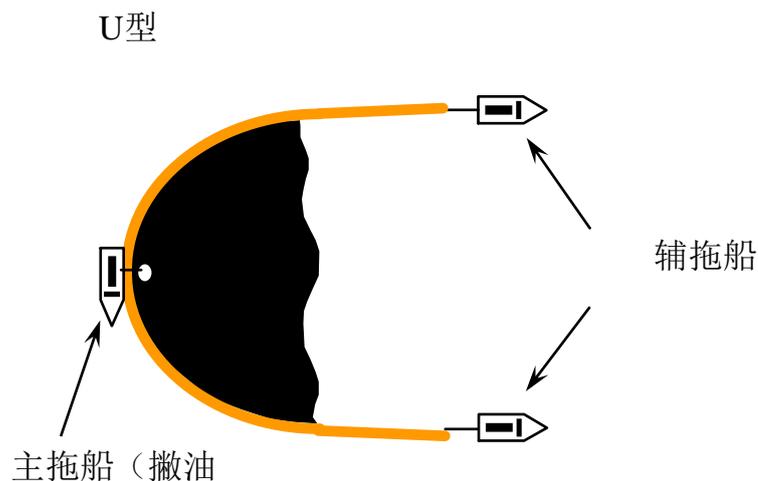


图 7.6-4 “U”型拖带

③喷洒化学消油剂

消油剂可以破坏油膜，使水面溢油乳化成水包油的微小微粒，进入水体。如果在浅海和滩涂的溢油中滥用，会导致二次污染，对其使用必须严格限制。

1、法规要求

根据《中华人民共和国石油勘探开发环境保护管理条例实施办法》第二十条规定，海面溢油首先使用机械回收，消油剂应严格控制使用，并遵守原国家海洋局 2015 年 11 月 23 日发布的关于修改《关于颁发〈海洋石油勘探开发化学消油剂使用规定〉的通知》等三份规范性文件的决定的公告。

当出现下列情况之一时，不得使用消油剂：

- 1) 油膜厚度大于 5mm；
- 2) 溢油为易挥发的轻质油品，而且预计油膜迁移至敏感区域之前即可自然消散；
- 3) 溢油在海面呈焦油状、块状、蜡状和油包水乳状物（含水 50%以上）以及溢出油的粘度超过 5000mPa · s；
- 4) 海域水温低于 15℃（可在低温环境下使用的消油剂除外）；
- 5) 溢油发生在养殖区、经济鱼虾繁殖季节的区域。

此外每个溢油点（两溢油点间距小于 1000 米者为一个溢油点）的消油剂一次性使用量不得超过规定数量。

海区	一次性使用量	备注
渤海	消除1吨溢油	大于10米水深

(普通型消油剂0.3—0.5吨)

每个溢油点 24 小时内累计用量不得超过一次性用量的一倍，喷洒间隔必须大于 6 小时。

原国家海洋局 2017 年 10 月 10 日发布了《国家海洋局取消“海洋石油勘探开发化学消油剂使用核准”和“海洋工程拆除或改作他用的审批”的事中事后监管措施》，取消“海洋石油勘探开发化学消油剂使用核准”，拟采取事中事后监管措施。

2、使用原则

除上述规定外，在决定使用消油剂时，还应严格遵循下述两个原则：

1) 溢油分散剂作为最后的手段，只有在溢油预计漂向岸边或环境敏感水域时，且由于天气和海况的原因，机械回收失败的情况下才使用。

2) 溢油分散剂须在海面能见到油污时才能使用，并避免向清洁的海域喷洒，一般溢油分散剂的喷洒在白天进行。

7.6.9.6 事故现场溢油监视、监测的工作程序、方式

溢油一旦进入海洋，受到海上风、浪、流的综合作用，在海上漂移、扩散，将会对海洋水体造成严重污染。当溢油事故发生后，如何准确获得海面油膜的动态信息，并迅速而有效地做出应急反应，对控制污染、减小损失以及清除污染都起着关键性的作用。

溢油监视是通过多种监视手段，发现和跟踪海上的溢油，为溢油清除作业方案的选定和污染损害取证，以及溢油应急响应终止决策提供依据。监视手段主要包括船舶监视、航空监视、卫星监视、岸边监视等。

当溢油事故发生后，及时向渤中 25-1 油田群应急总指挥报告，并调动守护值班船，监控溢油漂流方向和扩散情况，立刻调用本油田现场溢油应急资源进行初期的溢油围控和海上溢油回收作业，当事态有进一步扩大的情况下，应及时通知天津分公司，等待应急指挥中心及应急协调办公室组织的调派飞机、船舶和人员到达现场进行溢油回收处理。

7.6.9.7 应急设备有效性分析

渤中 25-1 油田周围有诸多敏感区，一旦发生溢油，周围海域受到污染，这里的保护区、生态红线区等生态敏感区都将受到严重影响。由此可见，油田开发的溢油应急策略应具备高效性，一旦出现溢油事故，装备有足够的溢油应急设备的船只应在溢油开始

扩散前就第一时间赶到现场并展开溢油收集工作。

(1) 溢油应急响应时间

一般情况下，在年平均风速下，海面油膜抵岸可能性较小，有充分的时间在海上对溢油进行围堵或消油剂消除。即使在最不利的风向条件下，溢油容易到达沿岸海域，在这段时间内，油田周边的值班守护船有足够的时间赶去处理。守护船位于现场，保证日常生产及应急响应作业的需要。塘沽基地到平台的船舶航行时间约为 8 小时，加上 3 小时动员时间，到平台的反应时间为 11 小时。直升机从塘沽起飞，机组人员的动员时间不超过 1 小时，飞行时间约为 1 小时。

由于本工程位于白姑鱼、花鲈、蓝点马鲛、毛虾产卵场，鳀、鲷、毛虾索饵场，花鲈的越冬场内，因此，一旦发生溢油将即刻抵达该敏感目标。当发生 40m^3 以内溢油时，将依托渤中 25-1 油田群配备的溢油应急设备，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，渤中 25-1 油田群溢油应急小组立即启动应急程序，按照既定的溢油应急方案快速有效地进行部署；同时，通知守护船在第一时间将 FPSO 上溢油设备进行装载，展开应急行动；考虑到设备吊装和布防，油田内部设备的应急响应时间需要 2 小时。而溢油抵达其他敏感区的最短时间在 5.5h 以上，因此，溢油应急响应时间是有效的。

当发生 40m^3 以上溢油时，除依托渤中 25-1 油田群自身配备的溢油应急设备外，还将依托中海石油环保服务（天津）有限公司和周边油田等的溢油应急设备。其中，渤中 28-1 油田、渤中 28-2S 油田、渤中 34-1 油田最短响应时间为 4h，埕北油田最短响应时间为 5h。在实际应急时间中，船舶航行速度会更快，抵达渤中 25-1 油田群的时间会更短。而溢油抵达其他敏感区的最短时间为 5.5h，因此，从溢油应急响应时间角度分析，溢油应急设备是有效的。

(2) 溢油应急能力

① 渤中 25-1 油田群自身及外借溢油应急能力

渤中 25-1 油田群自身及外借溢油应急设备的应急能力见表 7.6-6，表 7.6-6 中所列的应急能力为渤中 25-1 油田、天津分公司、中海石油环保服务（天津）有限公司渤海湾配备的储油囊的最大应急能力，实际溢油应急过程中，受气候、天气、水文等因素的影响，相应的溢油应急能力可能有所变化。从表中可以看出：渤中 25-1 油田群自身及外借的溢油应急设备可以满足一般、较大、重大型溢油事故的应急需要。

表 7.6-6 渤中 25-1 油田群自身及外借溢油应急设备的应急能力（储油囊）

序号	应急设备	储油囊最大应急能力	各类溢油事故
1	渤中 25-1 油田群配备的溢油应急设备	40m ³	40m ³ 以下的一般溢油事故
2	天津分公司配备的溢油应急设备（不含渤中 25-1 油田）	522m ³	一般溢油事故、较大溢油事故、重大溢油事故
3	中海石油环保服务有限公司渤海湾配备的溢油应急设备	1056m ³	

③ 本工程溢油量溢油应急能力可行性分析

根据表 6.7-17 可知：除本工程所在的白姑鱼、花鲈、蓝点马鲛、毛虾产卵场，鳀、鲷、毛虾索饵场，花鲈的越冬场内之外，溢油抵达其他敏感目标的最短时间为 5.5h。通过分析，渤中 25-1 油田群自身及周边可调用溢油应急设备可以满足本工程施工期船舶碰撞事故最大溢油量（300m³）的应急需要。

(3) 结论

根据作业者所配备应急设备的规模，在海况允许的情况下渤中 25-1 油田群具有处理小型的一般溢油应急事故的能力。当发生超过自身处置能力的溢油事故时，可借助周边油田应急设备进行应急处理。通过从溢油应急响应时间和溢油应急能力两方面进行分析，均可以满足本工程 300m³ 溢油的应急需要。

2019 年 1 月，中海石油（中国）有限公司天津分公司所属渤中作业公司对原有的溢油应急计划进行了修改和完善，编制完成了《渤中 25-1 油田群溢油应急计划》，并报生态环境部备案。修编后的溢油应急计划将油田调整工程纳入其中统一考虑，因此，本次调整井工程投产后，不需要修改溢油应急计划，原溢油应急计划可以满足本次调整工程需要，本工程不需要新增应急设备。

综述，本工程溢油风险是可控的。

7.7 海洋生态建设方案

2015 年 7 月，原国家海洋局印发《国家海洋局海洋生态文明建设实施方案》（2015-2020 年）（以下简称《实施方案》），要求各单位把落实《实施方案》当作“十三五”期间海洋事业发展的重要基础性工作抓实抓牢，将海洋生态文明建设贯穿于海洋事业发展的全过程和各方面，推动海洋生态文明建设上水平、见实效。为此，本工程在实施过程中应落实《实施方案》中的相关要求，具体如下：

7.7.1 与政策法规的符合性

通过前面相关章节对工程与“《全国海洋功能区划（2011-2020年）》、《山东省海洋功能区划（2011-2020年）》、《山东省渤海海洋生态红线区划定方案（2013-2020年）》、《全国海洋主体功能区规划》”等的符合性分析结果可知：本工程与所在海域的功能定位相符合，符合其海域使用管理要求，且不涉及海洋生态红线区。

7.7.2 污染物源头控制

本调整井工程施工期生活污水经处理达标后排海，排放量较小；工程钻井阶段采用水基钻井液，钻完井作业完成后非油层段钻井液和非油层段钻屑在满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性》（GB 18420-2009）的同时排放入海；所产生活垃圾、生产垃圾、船舶机舱含油污水、油层段钻井液和油层段钻屑全部运回陆地处理，不排海。运营期生活污水经平台生活污水处理设施处理达标后排放。

7.7.3 溢油防范与应急

当发生不同程度的溢油事故时，通过渤中 25-1 油田群自身设备与周围其他溢油设备的联动响应，确保能够满足溢油事故时的应急需要。在工程设计、建设和运营阶段均制定并严格实施溢油事故防范措施，同时针对工程油藏地质特点制定、实施相应的地质性溢油事故防范措施，力争最大限度地杜绝溢油事故的发生，防范对海洋环境的污染。

7.7.4 海洋生态损害及生态保护措施

（1）生态损害

浮游生物：本工程非油层段钻屑排放损失浮游植物细胞数量为 7.20×10^{13} 个，损失浮游动物为 4.116t；非油层段钻井液排放损失浮游植物细胞数量为 1.56×10^{13} 个，损失浮游动物为 0.892t；平台占海损失浮游植物细胞数量为 7.81×10^{10} 个，损失浮游动物为 9.03kg。本工程损失浮游植物细胞数量为 8.77×10^{13} 个；损失浮游动物为 5.017t。

底栖生物：本工程施工引起的底栖生物损失量不超过 12.57t。

渔业资源：本工程造成鱼卵损失量不超过 2398004 粒，仔稚鱼损失量为 1793670 尾，幼鱼损失量为 5093 尾，头足类幼体损失量为 6398 尾，虾类幼体损失量为 5447 尾，蟹类幼体损失量为 212 尾，渔业资源成体损失量为 0.4417t（其中鱼类成体损失量为 0.1330t，头足类成体损失量为 0.1388t，虾类成体损失量为 0.1563t，蟹类成体损失量为 0.0136t）。

(2) 生态保护措施

本工程属于油田的调整工程，建议本工程的生态补偿与整个油田或整个区域统筹考虑，将生态补偿金纳入该区域补偿的一部分，补偿形式可以采用增殖放流方式。增殖放流由建设单位或建设单位委托的第三方实施，由相关渔业主管部门监督。

1) 工程在施工过程中对渔业资源造成的直接或间接损失，给予经济补偿。以便于增殖放流等，使渔业资源得到尽快恢复和可持续利用。

2) 本工程位于白姑鱼、花鲈、蓝点马鲛、毛虾产卵场内。因此本工程施工作业应尽量缩短施工周期，非油层段钻屑和钻井液的排放避开白姑鱼、花鲈、蓝点马鲛和毛虾的产卵盛期（5月）。

3) 施工过程中，落实环保措施，尽量减少对海洋环境质量的影响，对突发性事故，采取应对措施，将对渔业损失的污染影响程度降低到最小。

4) 增殖放流的建议方案：

A、增殖放流品种选择原则

本地原种或子一代的苗种或亲体；能大批量人工育苗；品质优良（属优质经济鱼、虾类、贝类）；适应工程附近海域生态环境且生势良好；工程附近海域自然生态状况中曾经拥有的种类；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：三疣梭子蟹、半滑舌鳎、文蛤、毛蚶等，具体在渔业主管部门监督指导下开展。

C、增殖放流苗种规格质量

鱼苗体长应在 5cm 左右；虾苗体长应在 1cm 左右；贝苗壳长应在 0.5cm 以上。放流苗种应当来自有资质的生产单位、检验机构认可。

D、增殖放流计划

根据实际情况开始实施海洋生物增殖放流，增殖放流时间建议安排在休渔期间内的 5 月至 8 月，以避开高强度捕捞压力时间，提高增殖放流效果，增殖放流由建设单位或建设单位委托的第三方实施，由相关渔业主管部门监督。

具体应按照《水生生物增殖放流管理规定》确定放流品种和增殖放流的组织、管理。

(3) 跟踪监测

本工程生产运营阶段跟踪监测纳入渤中 25-1 油田群现有跟踪监测计划中，定期监测各设施外排污染物的排放浓度；此外，依托现有跟踪监测计划，定期对工程所在海域的海水水质、沉积物（取样分析沉积物石油类、汞、铬、镉含量）、海洋生物生态（包括叶绿素 a、浮游植物、浮游动物、底栖生物、生物质量）进行跟踪监测，使海洋生物资源和海洋生态环境得到尽快恢复和可持续利用。

7.8 环境保护投资费用估算

环境保护费用系指环境保护固定设施及其投资费用和维护设施及其他为环保投资的年费用。环境保护投资主要包括一次性环境设施投资及其相关操作费用和辅助费用。本工程的环保投资主要用于固废处置及生态补偿等措施。根据《海上油（气）田开发工程环境保护设计规范》（SY/T10047-2003），在确定环境保护投资费用时，对环境保护设施及其投资按如下原则划分：

凡属污染治理和环境保护需要的专用设备、装置、监测仪器等，其投资按 100% 列入环境保护投资。生产需要同时又为环境保护服务的设备或设施分别按不同情况以 20%~50% 比例列入环境保护投资。生态补偿预备费按 100% 列入环境保护投资。

根据上述原则，将本工程环保投资设施及其直接投资费用列于表 7.7-1。本工程建设投资 █████ 万元，其中环保投资 █████ 万元，占总投资的 3.5%。

表 7.7-1 环境保护投资估算（万元）

环境保护投资及生态补偿		总投资额	折合比率	折合环保投资
危废及固废 处置费用	油层段钻屑	████	100%	████
	油层段钻井液	████	100%	████
	生活垃圾	████	100%	████
	生产垃圾	████	100%	████
	机舱含油污水	████	100%	████
含油生产水处理系统和注水系统		████	100%	████
渔业资源补偿费		████	100%	████
合计				████

8 环境影响评价结论

8.1 环境影响评价结论

8.1.1 产业政策相符性

本工程为海洋油气勘探开采工程。属于《产业结构调整指导目录（2019 年本）》中鼓励类“常规石油、天然气勘探与开采”，本工程的建设符合国家产业政策。

8.1.2 海洋功能区划相符性

本工程建设是在既有渤中 25-1 油田 WHPB、WHPC、WHPD、WHPE 和 WHPF 平台，渤中 19-4 油田 WHPA 和 WHPB 平台进行调整井建设，拟建渤中 25-1PAP 生产辅助平台与渤中 25-1WHPF 平台栈桥相连，各平台位于渤海南部海域，工程用海属于油气资源勘探开发用海，工程实施有助于所在海域主导功能的发挥，符合《全国海洋功能区划（2011-2020 年）》、《山东省海洋功能区划（2011-2020 年）》、《全国海洋主体功能区规划》、《山东省海洋主体功能区规划》。

8.1.3 工程分析

① 施工期

本工程施工期产生的污染物主要包括：钻井液（油层段钻井液：4474m³；非油层段钻井液：6144m³），钻屑（油层段钻屑：576m³；非油层段钻屑：3826m³），洗压井废水（6600m³），洗井废水（480m³），船舶机舱含油污水（643.7m³），生产垃圾（21.4t），生活污水（13338.98 m³）和生活垃圾（117.69t）。

② 运营期

本工程运营期产生的污染物主要包括：含油生产水[最大增量：3289m³/d（2027 年）]，生产垃圾（增量：20.0t/a），生活污水（增量：1737.4m³/a），生活垃圾（增量：15.33t/a）和发电机燃烧废气（NO_x 增量：37.15kg/d），初期雨水（增量：7.2m³/次），甲板冲洗水（增量：200m³/a），锌（增量：179.1kg/a）。

8.1.4 海洋环境质量现状结论

水质：2018 年 5 月调查海域海水中 COD、无机氮、活性磷酸盐、石油类、铅、汞有部分站位超过所在功能区标准，其余因子均满足所在功能区标准。

沉积物：2018 年 5 月调查有机碳、硫化物、石油类、汞、铜、铅、锌、镉、铬、砷均未超过一类沉积物质量标准，沉积物质量状况良好。

生物质量：2018年5月调查，软体动物（双壳类）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（非双壳类）、甲壳类、鱼类，生物质量评价因子重金属铜、铅、锌、镉和总汞含量均满足《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》中的质量标准。软体动物（非双壳类）、甲壳类、鱼类，生物质量评价因子石油烃含量满足《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。

生物生态：

（1）浮游植物：共发现浮游植物 48 种，浮游植物细胞密度变化范围在（ $83.26 \times 10^4 \sim 1382.23 \times 10^4$ ）个/ m^3 之间，平均为 396.61×10^4 个/ m^3 。

（2）浮游动物：共发现浮游动物成体 21 种，4 种幼体。浮游动物湿重生物量的变化范围在（ $75.67 \sim 394.94$ ） mg/m^3 之间，平均为 $226.79 mg/m^3$ 。

（3）底栖生物：调查共发现底栖生物 69 种，分属环节动物、节肢动物、软体动物、棘皮动物、纽形动物、脊椎动物和扁形动物 7 个门。底栖生物栖息密度变化范围在（ $20 \sim 1210$ ）个/ m^2 之间，平均密度为 491.1 个/ m^2 。底栖生物湿重生物量变化范围在（ $0.25 \sim 141.90$ ） g/m^2 之间，平均为 $12.50 g/m^2$ 。

渔业资源：

调查海域共捕获鱼类 22 种，隶属于 4 目，12 科。鱼类的优势种为矛尾虾虎鱼、方氏锦鲷、绯衙和短吻红舌鲷，幼鱼平均资源密度为 5160 尾/ km^2 ，成鱼平均资源密度为 $258.09kg/km^2$ 。共捕获头足类 3 种，为日本枪乌贼、长蛸和短蛸，头足类幼体平均资源密度为 6480 尾/ km^2 ，成体平均资源密度为 $272.66kg/km^2$ 。共捕获甲壳类 14 种，隶属于 2 目，12 科，虾类成体平均资源密度为 $308.00kg/km^2$ ，幼体为 5520 尾/ km^2 ；蟹类成体平均资源密度为 $26.626kg/km^2$ ，幼体为 216 尾/ km^2 。调查鱼卵平均密度为 0.270 粒/ m^3 ；仔稚鱼的平均密度为 0.201 尾/ m^3 。

8.1.5 环境影响分析结论

（1）施工期

施工期油层段钻屑钻井液、生活垃圾、生产垃圾和船舶机舱含油污水均运回陆地处理；洗压井废水和洗井废水进入 FPSO 含油污水处理系统处理合格后回注地层；生活污水依托钻井平台、施工船舶或平台上的生活污水处理设施处理达标后排海。

钻井施工阶段非油层段钻屑、非油层段钻井液的排放期很短，影响范围有限，悬

浮物增量超过 10mg/L 的影响范围较小，且排放后短时间内即可恢复到一类水质水平；非油层段钻屑排放对海底沉积物影响不大，钻屑覆盖厚度大于 2cm 的最远距离不会超过 0.3km。

因此，本工程施工期对海洋环境的影响较小。

(2) 运营期

生产运行期新增含油生产水依托渤中 19-4WHPB、CEPC 平台、BZ25-1PAP 平台和 FPSO 上的生产水处理设施处理达标后回注地层，不外排；初期雨水、甲板冲洗水等进入原油集输流程；生产垃圾和生活垃圾运回陆地处理；工程运营期新增生活污水经平台生活污水处理系统处理达标后排海，类比《渤中 19-4 油田综合调整项目环境影响报告书》，运营期生活污水排海超标水域离平台最远距离在 50m 以内。因此，本工程运营期对海洋环境的影响较小。

8.1.6 环境风险分析结论

本工程在调整井施工和生产阶段有可能发生的事故包括井涌/井喷、海上设施火灾爆炸、船舶碰撞、海底管道油气泄漏事故以及地质性溢油事故等。

通过主要环境风险事故概率分析，本调整井工程发生井喷概率为 9.7×10^{-5} 次/a，发生火灾导致溢油的概率不高于 1.3×10^{-3} 次/a；船舶碰撞并造成重大损伤的概率为 5.0×10^{-6} 次/a，依托的海底管道油气泄漏事故不属于本工程新增的环境风险，地质性油气泄漏事故可能性较小。本工程选择施工期船舶碰撞情景进行溢油预测。

对于本工程溢油事故而言，环境敏感区主要包括山东黄河三角洲国家级自然保护区、东营黄河口国家级海洋特别保护区、莱州浅滩海洋资源特别保护区、辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-莱州湾保护区实验区、辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-莱州湾保护区核心区、莱州湾蛭类生态国家级海洋特别保护区、黄河口文蛤国家级水产种质资源保护区、中华绒螯蟹国家级水产种质资源保护区、河北乐亭菩提岛诸岛省级自然保护区、黄河故道西三角洲限制区、黄河故道北三角洲禁止区、黄河故道东三角洲限制区、黄河口文蛤渔业海域限制区、东营黄河口生态限制区、东营黄河口生态禁止区、黄河北三角洲限制区、黄河南三角洲限制区、黄河三角洲禁止区、东营莱州湾禁止区、东营莱州湾限制区、广饶-寿光沙蚕类生态限制区、乐亭菩提岛诸岛保护区、莱州湾渔业海域、大清河口至小清河口海域、龙岛旅游区、

大清河口海岛旅游区、滦河口至老米沟海域等，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这些敏感区并造成严重污染。同时，由于本工程位于白姑鱼、花鲈、蓝点马鲛、毛虾产卵场内，一旦在产卵盛期5月前后发生溢油事故而又没有任何应对措施，原油将即刻抵达该敏感目标，并对其造成不利影响。

针对可能发生的风险，公司已制定了《渤中25-1油田群溢油应急计划》。该应急计划中应急组织机构清晰、溢油处置方案合理、应急设备保障全面，能够满足本工程施工期和运营期环境事故应急需求。

8.1.7 工程建设环境可行性

本次在渤中25-1油田群共实施调整井33口，新建BZ25-1PAP生产辅助平台，与BZ25-1WHPF平台栈桥相连。工程实施对环境的影响主要是施工期对海洋环境产生一定的影响，但影响是有限的、短期且可恢复的；投入运营后，生活污水排放量增加，生活垃圾产生量增加，污染物种类不变，对海洋环境的影响较小。因此，在落实本评价提出的防治措施的情况下，从环境保护角度讲，项目建设可行。

8.2 建议

(1) 在钻完井过程中，提高钻井液的使用率，通过延长钻井液使用寿命减少钻井液的使用量和排放量。确保所排放的钻井液和钻屑符合《《海洋石油勘探开发污染物生物毒性》(GB 18420-2009)的要求。

(2) 施工单位应积极采取有效措施，尽量缩短工期，非油层段钻屑、非油层段钻井液排放时，一是要避开工程所在海域白姑鱼、花鲈、蓝点马鲛和毛虾的产卵盛期(5月)；二是要严格控制钻屑和钻井液的排放速率，选择有利于污染物扩散的时期排放，尽量减少钻屑与钻井液排放引起的入海悬浮物增加的影响面积，最大限度地减少对海洋环境的影响。

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

(4) 针对回注作业可能导致地层压力异常变化，进而造成海底溢油的风险，建议定期检修在线注水井配备的压力控制装置、控制阀门和报警系统，确保实时监控回注压力并做好记录，发现压力瞬时异常值立即停止注水，分析原因，防止地质性溢油

事故。

(5) 加强设备及各项污染防治措施的定期检修和维护工作。

(6) 加强作业设施消防系统、探测报警设施、溢油应急处理设备等的使用和维护。

(7) 鉴于项目周边环境敏感目标较多，建设单位应按照法律法规要求采取切实措施防范溢油风险，完善应急预案，加强应急能力建设，一旦发生溢油污染事故，应当立即启动相应的应急预案，采取有效措施控制和消除污染。

9 预审和审查意见

预审意见:

预审单位公章
经办人(签名):

年月日

审查意见:

审查部门公章
经办人(签名):

年月日

10 审批意见

审批意见：

经办人（签字）： 审批部门公章

年月日

11 附件

附件 1: 委托书

附件 2: 《关于渤中 25-1 油田开发工程环境影响报告书审批意见的复函》（国海环字[2003]56 号）

附件 3: 《国家海洋局关于渤中 19-4 油田开发工程环境影响报告书核准意见的复函》（国海环字[2009]699 号）

附件 4: 《国家海洋局关于渤中 25-1 油田 A/C 平台调整井项目环境影响报告书核准意见的复函》（国海环字[2010]673 号）

附件 5: 《国家海洋局关于渤中 25-1 油田复产（调整）项目环境影响报告书核准意见的复函》（国海环字[2012]720 号）

附件 6: 《国家海洋局关于渤中 25-1 南油田 C、D、F 平台调整井项目海洋环境影响报告表核准意见的批复》（国海环字[2012]837 号）

附件 7: 《国家海洋局关于渤中 25-1 油田 WHPB/WHPD/WHPE 平台调整井项目环境影响报告表核准意见的批复》（国海环字[2013]388 号）

附件 8: 《国家海洋局关于渤中 19-4 油田综合调整项目环境影响报告书核准意见的批复》（国海环字[2014]110 号）

附件 9: 《关于渤中 25-1 油田环保设施竣工验收的复函》（国海环字[2009]429 号）

附件 10: 《关于渤中 25-1 油田复产（调整）项目环境保护设施竣工验收的批复》（国海环字[2014]342 号）

附件 11: 《关于渤中 19-4 油田开发工程环境保护设施竣工验收的批复》（国海环字[2012]892 号）

附件 12: 《国家海洋局关于渤中 25-1 南油田 WHPE/F 平台外挂井槽工程环境影响报告表核准意见的批复》（国海环字[2014]581 号）

附件 13: 《国家海洋局关于渤中 25-1 油田群井口平台调整井工程（BZ25-1D14S1 等 17 口调整井）环境影响报告表的批复》（国海环字[2017]510 号）

附件 14: 《国家海洋局北海分局关于渤中 25-1 油田生活污水处理装置改造情况审查结果的通知》

附件 15: 关于《秦皇岛 32-6 油田溢油应急计划》和《渤中 25-1 油田群溢油应急计

划》备案的报告

附件 16: 危险废物处理合同

附件 17: 危险废物经营许可证

附件 18: 渤中 26-3 油田滚动开发项目春季海洋现状调查 CMA 报告 (部分)