



编号：COES-002-HP-2017

绥中 36-1 油田 WHPG/WHPH 平台 15 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: 1586484779000

## 编制单位和编制人员情况表

项目编号	nce395		
建设项目名称	绥中36-1油田WHPG/WHPH平台15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		
环境影响评价文件类型	报告表		
<b>一、建设单位情况</b>			
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)	徐可强		
主要负责人 (签字)	曹新建 		
直接负责的主管人员 (签字)	原佳甲 		
<b>二、编制单位情况</b>			
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		
<b>三、编制人员情况</b>			
<b>1. 编制主持人</b>			
姓名	职业资格证书管理号	信用编号	签字
陈欣维	201805035120000009	BH009517	
<b>2. 主要编制人员</b>			
姓名	主要编写内容	信用编号	签字
陈欣维	海洋油气开发工程基本情况、工程概况与分析、污染与非污染损害要素分析、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	BH009517	

## 目 录

<b>1</b>	<b>海洋油气开发工程基本情况</b> .....	<b>1</b>
1.1	主要编制依据 .....	2
1.2	执行标准 .....	6
1.3	建设项目基本情况 .....	13
<b>2</b>	<b>工程概况分析</b> .....	<b>14</b>
2.1	工程概况 .....	14
2.2	工程分析 .....	67
<b>3</b>	<b>污染与非污染要素分析</b> .....	<b>77</b>
3.1	施工期污染与非污染损害要素分析 .....	77
3.2	运营期污染与非污染损害要素分析 .....	77
3.3	环境影响因子的筛选与判别 .....	77
<b>4</b>	<b>环境现状分析</b> .....	<b>79</b>
4.1	自然环境概况 .....	79
4.2	绥中 36-1 油田海域环境状况回顾性评价 .....	118
<b>5</b>	<b>环境敏感区（点）和环境保护目标分析</b> .....	<b>132</b>
5.1	海洋环境功能区划及相关规划符合性分析.....	132
5.2	主要环境敏感目标分布 .....	146
<b>6</b>	<b>环境影响预测分析与评价</b> .....	<b>155</b>
6.1	水文动力和地形地貌影响分析与评价.....	155
6.2	水质影响分析与评价 .....	155
6.3	调整井施工期沉积物影响分析与评价.....	159
6.4	海洋生态影响分析与评价 .....	160
6.5	工程对海洋生物资源损害评估及补偿.....	162
6.6	对环境敏感目标的影响分析与评价 .....	171

6.7	环境事故风险分析与评价 .....	171
<b>7</b>	<b>环境保护对策措施.....</b>	<b>212</b>
7.1	施工期环境保护对策措施 .....	212
7.2	运营期环境保护对策措施 .....	213
7.3	对斑海豹的环境保护措施 .....	215
7.4	生态保护措施 .....	216
7.5	清洁生产与总量控制 .....	216
7.6	事故防范措施和应急方法与对策分析.....	219
7.7	海洋生态建设方案 .....	242
7.8	环保投资 .....	245
<b>8</b>	<b>环境影响评价结论.....</b>	<b>247</b>
8.1	工程概况 .....	247
8.2	工程分析 .....	247
8.3	产业政策相符性 .....	247
8.4	选址可行性 .....	248
8.5	海洋环境质量现状 .....	248
8.6	环境影响分析结论 .....	249
8.7	环境风险分析结论 .....	250
8.8	拟建工程环境可行性 .....	250
8.9	建议 .....	251
<b>9</b>	<b>预审和审查意见.....</b>	<b>252</b>
<b>10</b>	<b>审批意见.....</b>	<b>253</b>
	附表 .....	254
	附件 .....	255

# 1 海洋油气开发工程基本情况

绥中 36-1 油田位于辽东半岛海域，西南距旅大 4-2 油田井口平台约 8km，距旅大 10-1 油田井口平台约 20 km；东北距锦州 25-1 南油气田中心平台约 37.3km。油田西距绥中县约 50km。油田海域水深约为 30m。

绥中 36-1 油田投产至今，经过多年的开采，产能呈逐年递减趋势，为满足绥中 36-1 油田开发生产的需要，减缓油田产量递减速度，本工程共计 15 口调整井，包括 5 口生产井，10 口注水井。其中，5 口生产井和 1 口注水井利用新建内挂井槽实施，9 口利用生产井转为注水井（不钻井）；同时在 SZ36-1WHPH 平台新建内挂井槽并进行适应性改造。

工程计划实施的 15 口调整井分别位于绥中 36-1 油田 WHPG 平台【4 口注水井（不钻井）】、绥中 36-1 油田 WHPH 平台【5 口注水井（不钻井），利用新建内挂井槽实施 1 口注水井和 5 口生产井】。

按照《中华人民共和国环境保护法》、《中华人民共和国海洋环境保护法》、《中华人民共和国环境影响评价法》、《建设项目环境保护管理条例》以及《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例》的规定，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）有限公司进行绥中 36-1 油田 WHPG/WHPH 平台 15 口调整井工程的环境影响评价，编制环境影响报告表。

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 5000m<sup>3</sup> 的；可编制海洋油气开发工程环境影响报告表。

本次在绥中 36-1 油田 WHPG/WHPH 平台实施 15 口调整井，同时在 WHPH 平台新建内挂井槽并进行适应性改造。本工程各单项评价等级低于 3 级；工程投产后，绥中 36-1 油田生产水经处理达标后全部回注地层不外排；本工程符合上述情形，因此，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

- 《中华人民共和国环境保护法》（2015.1.1）
- 《中华人民共和国海洋环境保护法》（2017.11.4 修订）
- 《中华人民共和国环境影响评价法》（2018.12.29 修订）
- 《中华人民共和国渔业法》（2013 年 12 月 28 日修改）
- 《中华人民共和国海上交通安全法》（2016.11 修订）
- 《中华人民共和国清洁生产促进法》（2012 年 2 月 29 日修改）
- 《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

- 《建设项目环境保护管理条例》（2017.10.1）
- 《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）
- 《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）
- 《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）
- 《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）
- 《防治船舶污染海洋环境管理条例》（2018.3.19 修订）
- 《国家海洋局海洋生态文明建设实施方案》（2015-2020 年）
- 《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）
- 《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》（2007.5）
- 《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）
- 《中华人民共和国海洋倾废管理条例》（2017 年 3 月 1 日修正版）
- 《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）
- 《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）
- 《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）

- 《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）
- 《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）
- 《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、功能区及保护规划

- 《全国海洋主体功能区规划》（国发〔2015〕42号）；
- 《辽宁省海洋主体功能区规划》
- 《辽宁省（渤海海域）海洋生态红线区划定报告》
- 《全国海洋功能区划（2011年-2020年）》
- 《辽宁省海洋功能区划（2011-2020年）》
- 《渤海环境保护总体规划（2008-2020年）》（2009.1发布）
- 《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、规范技术导则、规范

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

- 《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）
- 《海洋石油勘探开发污染物生物毒性》（GB 18420.1-2009）

- 《船舶水污染物排放控制标准》（GB 3552-2018）
- 《海水水质标准》（GB 3097-1997）
- 《海洋沉积物质量》（GB 18668-2002）
- 《海洋生物质量》（GB18421-2001）
- 《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》
- 《第二次全国海洋污染基线调查技术规程》（第二分册）
- 《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）

### 1.1.6 工程技术资料

- 委托书（见附件 1）
- 《关于海上油气田新增调整井环保审批问题请示的复函》（海环字[2009]23 号）（见附件 2）
- 《绥中 36-1 油田整体开发工程环境影响报告书》（1999 年）
- 《SZ36-1 油田 I 期及 LD5-2 油田调整工程环境影响报告书》（2009 年）
- 《绥中 36-1 油田 WHP1/WHP3/WHP4 平台调整井项目海洋环境影响报告表》（2010）
- 《绥中 36-1 油田 B/C/D 平台调整井项目环境影响报告表》（2010）
- 《绥中 36-1 油田 E 平台调整井项目环境影响报告表》（2011 年）
- 《绥中 36-1 油田 E/G 平台海缆更换项目环境影响报告表》（2011 年）
- 《绥中 36-1 油田 II 期综合调整工程环境影响报告书》（2012 年）
- 《绥中 36-1 油田 II 期调整井工程(WHPC 平台、WHPM 平台、WHPN 平台共 34 口调整井)环境影响报告表》（2014 年）
- 《旅大 5-2 油田 WHPB 平台至绥中 36-1 油田 WHPM 平台海缆铺设工程环境影响报告表》（2015 年）
- 《绥中 36-1 油田 WHPN 平台 4 口调整井工程环境影响报告表》（2016 年）
- 《绥中 36-1 油田调整工程环境影响报告表》（2017 年）
- 《绥中 36-1 油田 WHPC/WHPD/WHPE/WHPF/WHPM/WHPN 平台调整井工程环境影响报告表》（2018 年）
- 《关于绥中 36-1 油田整体开发工程环境影响报告书的批复》（环函[1999]361 号）（附件 5）
- 《关于绥中 36-1 油田整体开发工程环境保护设施检查的批复》（海环字[2001]22 号）（附

件 6)

- 《关于对绥中 36-1 油田整体开发工程环保设施竣工验收批复的函》(国海环字[2004]448 号)(附件 7)
- 《关于绥中 36-1 油田整体开发工程终端处理厂环保设施竣工验收批复的函》(国海环字[2005]38 号)(附件 8)
- 《关于绥中 36-1 油田 I 期及旅大 5-2 油田调整工程环境影响报告书核准意见的复函》(国海环字[2010]262 号)(附件 9)
- 《关于绥中 36-1 油田 I 期及旅大 5-2 油田调整工程环保设施三同时检查的复函》(国海环字[2011]927 号)(附件 10)
- 《国家海洋局关于绥中 36-1 油田 I 期及旅大 5-2 油田调整工程环境保护设施竣工验收的批复》(国海环字[2013]74 号)(附件 11)
- 《关于绥中 36-1 油田 WHP1/WHP3/WHP4/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]462 号)(附件 12)
- 《关于绥中 36-1 油田 B/C/D 平台调整井项目环境影响报告表核准意见的复函》(国海环字[2011]42 号)(附件 13)
- 《国家海洋局关于绥中 36-1 油田 E 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[2012]782 号)(附件 14)
- 《关于绥中 36-1 油田 E/G 平台海缆更换项目环境影响报告表核准意见的复函》(国海环字[2011]714 号)(附件 15)
- 《国家海洋局关于绥中 36-1 油田 II 期综合调整工程环境影响报告书核准意见的批复》(国海环字[2012]699 号)(附件 16)
- 《国家海洋局关于绥中 36-1 油田二期综合调整项目中 WHPC 外挂井槽平台项目环境保护设施三同时检查的批复》(国海环字[2013]270 号)(附件 17)
- 《国家海洋局关于绥中 36-1 油田二期综合调整工程新建 WHPM/WHPN/CEPN/CEPO 平台环境保护设施“三同时”检查的批复》(国海环字[2013]669 号)(附件 18)
- 《国家海洋局关于绥中 36-1 油田 II 期综合调整工程环境保护设施竣工验收的批复》(国海环字[2014]388 号)(附件 19)
- 《国家海洋局关于 SZ36-1 油田 II 期调整井工程(WHPC 平台、WHPM 平台、WHPN 平台共 34 口调整井)环评报告表核准意见的批复》(国海环字[2015]86 号)(附件 20)
- 《国家海洋局关于绥中 36-1 油田 WHPN 平台 4 口调整井工程环境影响报告表的批复》

(国海环字[2017]44号)(附件 21)

- 《国家海洋局关于绥中 36-1 油田调整井工程环境影响报告表的批复》(国海环字[2017]543号)(附件 22)
- 《关于绥中 36-1 油田 WHPC/WHPD/WHPE/WHPF/WHPM/WHPN 平台调整井工程环境影响报告表的批复》(环审[2018]90号)(附件 23)
- 《绥中 36-1 油田溢油应急计划》备案登记表(附件 24)
- 绥中 36-1 油田 WHPG/WHPH 平台调整井工程相关资料

## 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	
海水水质	《海水水质标准》(GB3097-1997)	依据《辽宁省海洋功能区划(2011-2020年)》和《辽宁省(渤海海域)海洋生态红线区划定报告(2014年)》, 确定各调查站位评价执行标准。
海洋沉积物	《海洋沉积物质量》(GB18668-2002)	
	贝类(双壳) 《海洋生物质量》 (GB18421-2001)	
生物质量	软体动物(非双壳类)、鱼类、甲壳类(重金属)	《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》
	软体动物(非双壳类)、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《辽宁省海洋功能区划(2011-2020年)》和《辽宁省(渤海海域)海洋生态红线区划定报告(2014年)》, 本项目位于《辽宁省海洋功能区划(2011-2020年)》划定范围之外, 《辽宁省(渤海海域)海洋生态红线区划定报告(2014年)》中大连斑海豹保护生态红线区内, 位于《全国海洋功能区划(2011-2020年)》中的渤海中部海域。渤海中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。

本项目位于《全国海洋功能区划(2011-2020年)》中的渤海中部海域, 根据“海洋功能区分类及海洋环境保护要求”, 油气区的海水水质质量、海洋沉积物质量和海洋生物质量应不劣于现状水平。

根据本项目海洋环境质量现状调查站位布设情况, 对照《辽宁省海洋功能区划(2011-2020年)》、《辽宁省(渤海海域)海洋生态红线区划定报告(2014年)》中对项目临近海洋功能区

的水质、沉积物和海洋生物质量管理目标要求，按《海水水质标准》（GB3097-1997）、《海洋沉积物质量》（GB 18668-2002）、《海洋生物质量》（GB18421-2001），筛选本项目各调查站位海洋环境质量标准执行情况。识别结果如下：

（1）本项目 2018 年海洋环境质量调查站位均位于《辽宁省海洋功能区划（2011-2020 年）》划定范围之外。

（2）本项目 13 个调查站位（G7、G17-21、G27-33）位于大连斑海豹保护生态红线区（禁止开发区）划定范围内，本项目其他海洋环境质量调查站位均位于《辽宁省（渤海海域）海洋生态红线区划定报告（2014 年）》划定范围之外。

本项目及调查站位与《辽宁省海洋功能区划（2011-2020 年）》的相对位置关系见图 1.2-1。本项目及调查站位与辽宁省（渤海海域）海洋生态红线区划定报告（2014 年）》的相对位置关系见图 1.2-2。各调查站位执行海洋环境质量标准情况见表 1.2-2。

拟建工程环境影响评价所采用的环境质量标准，详见表 1.2-2。

**表 1.2-2 环境质量标准**

名称	类型	水质目标	沉积物目标	生物质量目标	监测站位
《辽宁省（渤海海域）海洋生态红线区划定报告（2014 年）》	大连斑海豹保护生态红线区	禁止开发区	一类		G7、G17-21、G27-33
	本项目其它海洋环境质量调查站位均位于《辽宁省（渤海海域）海洋生态红线区划定报告（2014 年）》划定范围之外。				
《辽宁省海洋功能区划（2011-2020 年）》	本项目海洋环境质量调查站位均位于《辽宁省海洋功能区划（2011-2020 年）》划定范围之外。				

综上所述，本项目海洋环境质量调查站位中有 13 个调查站位（G7、G17-21、G27-33）的水质、沉积物、海洋生物质量均执行一类标准，其余 27 个站位位于功能区范围之外，海水水质质量、海洋沉积物质量和海洋生物质量将从第一类标准开始评价，评价至符合某类标准为止。

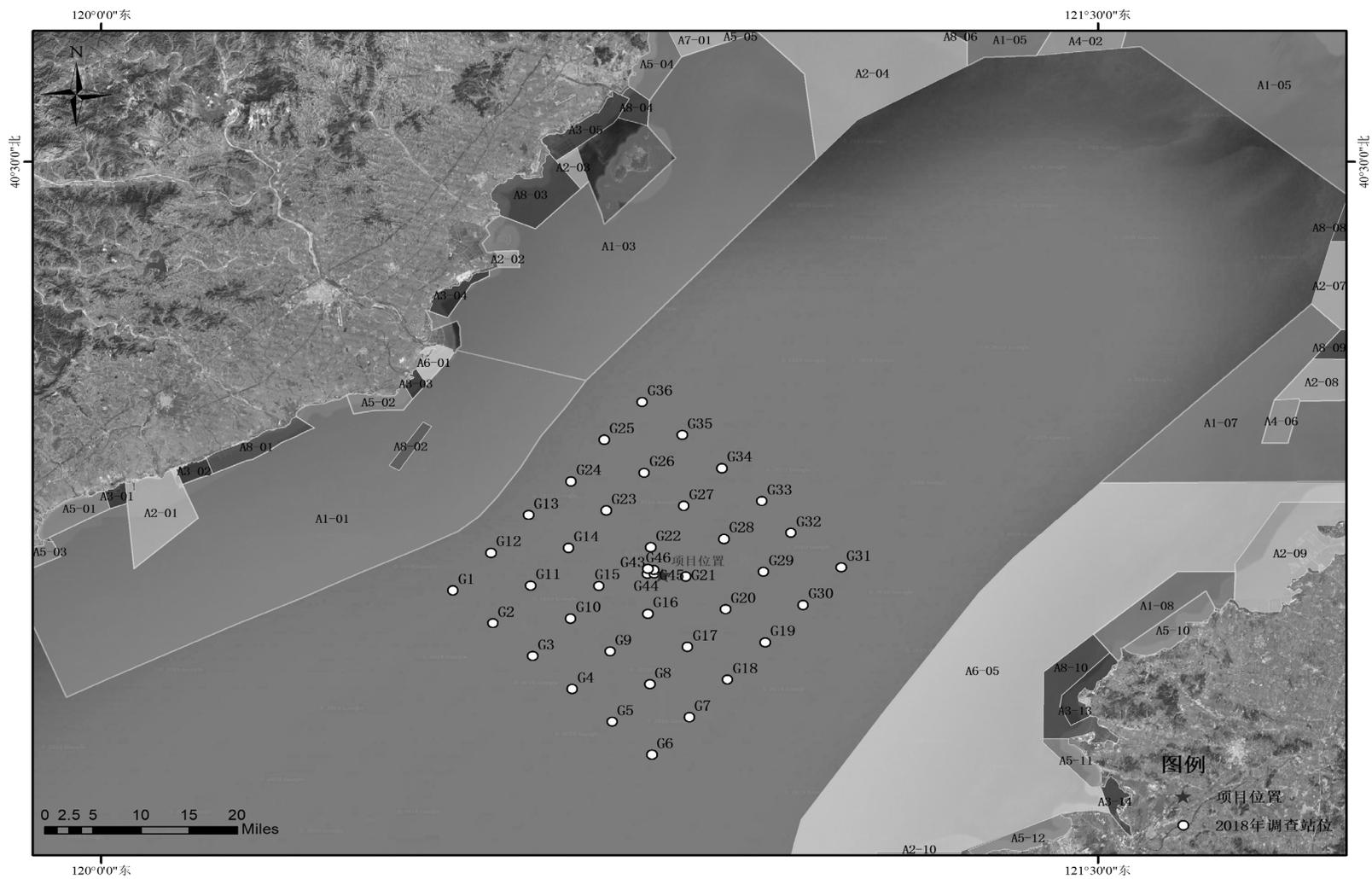


图 1.2 - 1 本项目及调查站位在《辽宁省海洋功能区划（2011-2020 年）》的位置

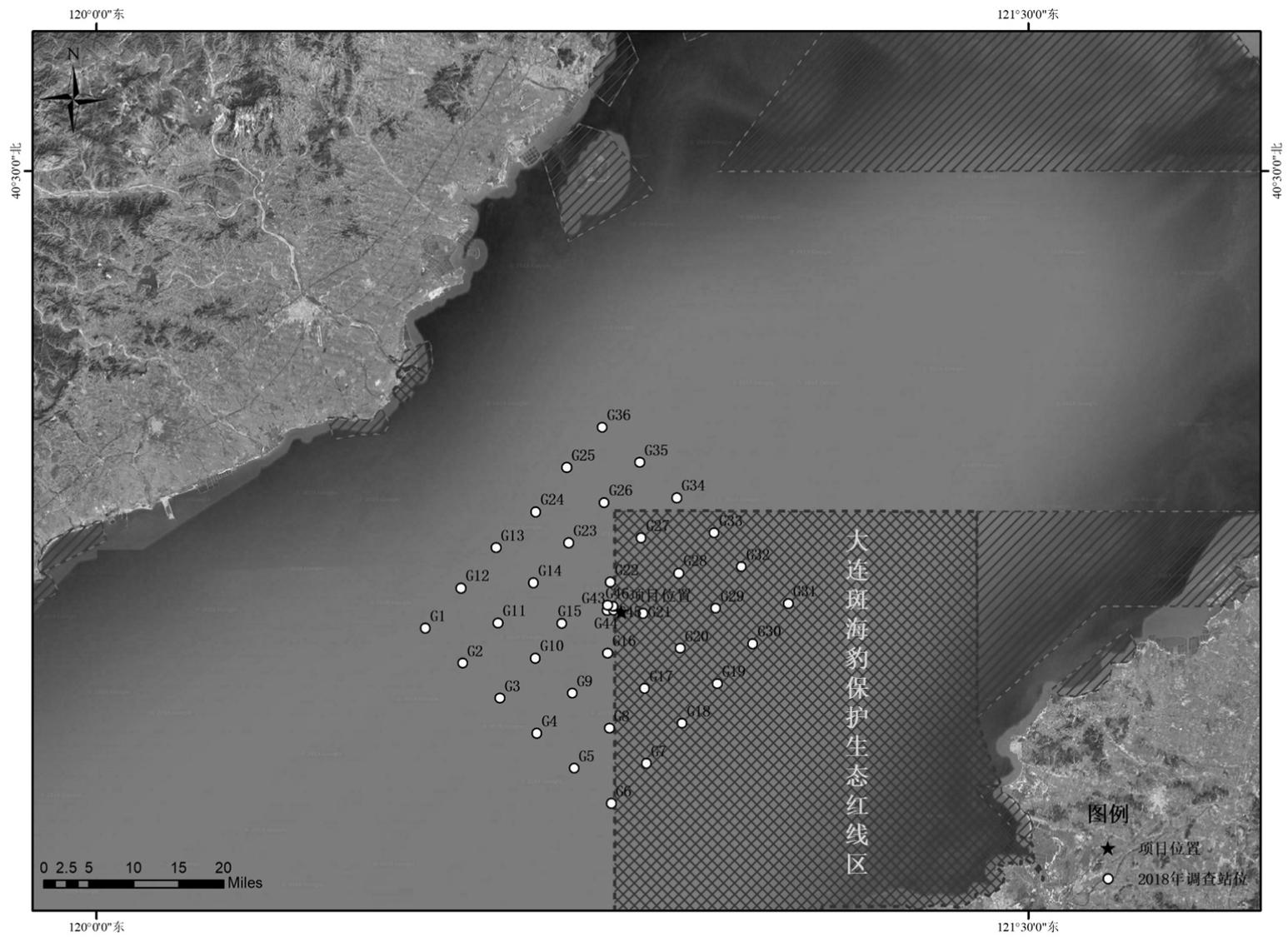


图 1.2 - 2 本项目及调查站位在《辽宁省（渤海海域）海洋生态红线区划定报告》的位置

## 1.2.2 污染物控制及排放标准

拟建工程环境影响评价所采用的污染物排放标准，详见表 1.2-3。

表 1.2-3 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
生产垃圾及生活垃圾	《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 [钻井平台(钻井船)]	《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB 4914-2008)	一级	COD≤300mg/L, 粪便经消毒和粉碎等处理	施工期钻井平台排放的生活污水
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, 粪便经消毒和粉碎等处理	平台生活污水排放
生产水	《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)	/	石油类≤50mg/L (注入层平均空气渗透率大于 1.5μm <sup>2</sup> )	处理达标的生产水回注
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	含油量: 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	船舶污染物
船舶生活污水	《船舶水污染物排放控制标准》(GB3552-2018)	/	一、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) 在 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 <sub>5</sub> ≤50mg/L、SS≤150mg/L、耐热大肠菌群数≤2500 个/L;	

			<p>(2) 在 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: <math>BOD_5 \leq 25\text{mg/L}</math>、<math>SS \leq 35\text{mg/L}</math>、耐热大肠菌群数 <math>\leq 1000</math> 个/L、<math>COD_{Cr} \leq 125\text{mg/L}</math>、<math>pH 6 \sim 8.5</math>、总氯 (总余氯) <math>&lt; 0.5\text{mg/L}</math>。</p> <p>二、3 海里 <math>&lt;</math> 与最近陆地见距离 <math>\leq 12</math> 海里的海域同时满足下列条件: (1) 使用设备打碎固形物和消毒后排放; (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>三、与最近陆地间距离 <math>&gt; 12</math> 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	塑料制品及其他垃圾	/	禁止投入水域	
	食品废弃物	/	在距最近陆地 3 海里以内 (含) 的海域, 应收集并排入接收设施; 在距最近陆地 3 海里至 12 海里 (含) 的海域, 粉碎或磨碎至直径不大于 25mm 后方可排放; 在距最近陆地 12 海里以外的海域可以排放。	

### 1.2.3 生产水回注指标

根据中华人民共和国《石油天然气行业标准---碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T 5329-2012)要求,推荐注水水质指标如表 1.2 - 4 所示。

表 1.2 - 4 推荐注水指标

	注入层平均空气渗透率, $\mu\text{m}^2$	$>1.5$
控制指标	悬浮固体含量, mg/L	$\leq 30$
	悬浮物颗粒直径中值, $\mu\text{m}$	$\leq 5$
	含油量, mg/L	$\leq 50$
	平均腐蚀率, mm/年	$\leq 0.076$
	SRB, 个/mL	$\leq 25$
	IB, 个/mL	$n \times 10^4 (1 < n < 10)$
	TGB, 个/mL	$n \times 10^4 (1 < n < 10)$

### 1.3 建设项目基本情况

工程名称	绥中 36-1 油田 WHPG/WHPH 平台 15 口调整井工程	建设单位	中海石油(中国)有限公司天津分公司
法人代表(签字)		建设地点	辽东半岛海域
通讯地址	天津市滨海新区海川路 2121 号海洋石油大厦 A 座 1809	联系人	■
邮政编码	/	联系电话	■
电子信箱	■	传真	/
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	■
其中环保投资	■	所占比例	1.37%
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			
年生产水产生量	■	年生产水排放量	■
钻屑产生量	1447m <sup>3</sup>	钻井液产生量	3024m <sup>3</sup>
油层段钻屑产生量	502 m <sup>3</sup>	油层段钻井液产生量	1247 m <sup>3</sup>
油层段钻屑排放量	0m <sup>3</sup>	油层段钻井液排放量	0m <sup>3</sup>
海域使用面积	0m <sup>2</sup>	年固体废物产生量	6t (增量)
滩涂使用面积	0m <sup>2</sup>	占用岸线长度	0m
悬浮物产生量	少量		
海域挖方量	0m <sup>3</sup>	海域填方量	0m <sup>3</sup>

## 2 工程概况分析

### 2.1 工程概况

#### 2.1.1 地理位置

绥中 36-1 油田位于辽东半岛海域，西南距旅大 4-2 油田井口平台约 8km，距旅大 10-1 油田井口平台约 20 km；东北距锦州 25-1 南油气田中心平台约 37.3km。油田西距绥中县约 50km。油田海域水深约为 30m。本次调整井平台位置为：

工程地理位置见图 2.1 - 1。

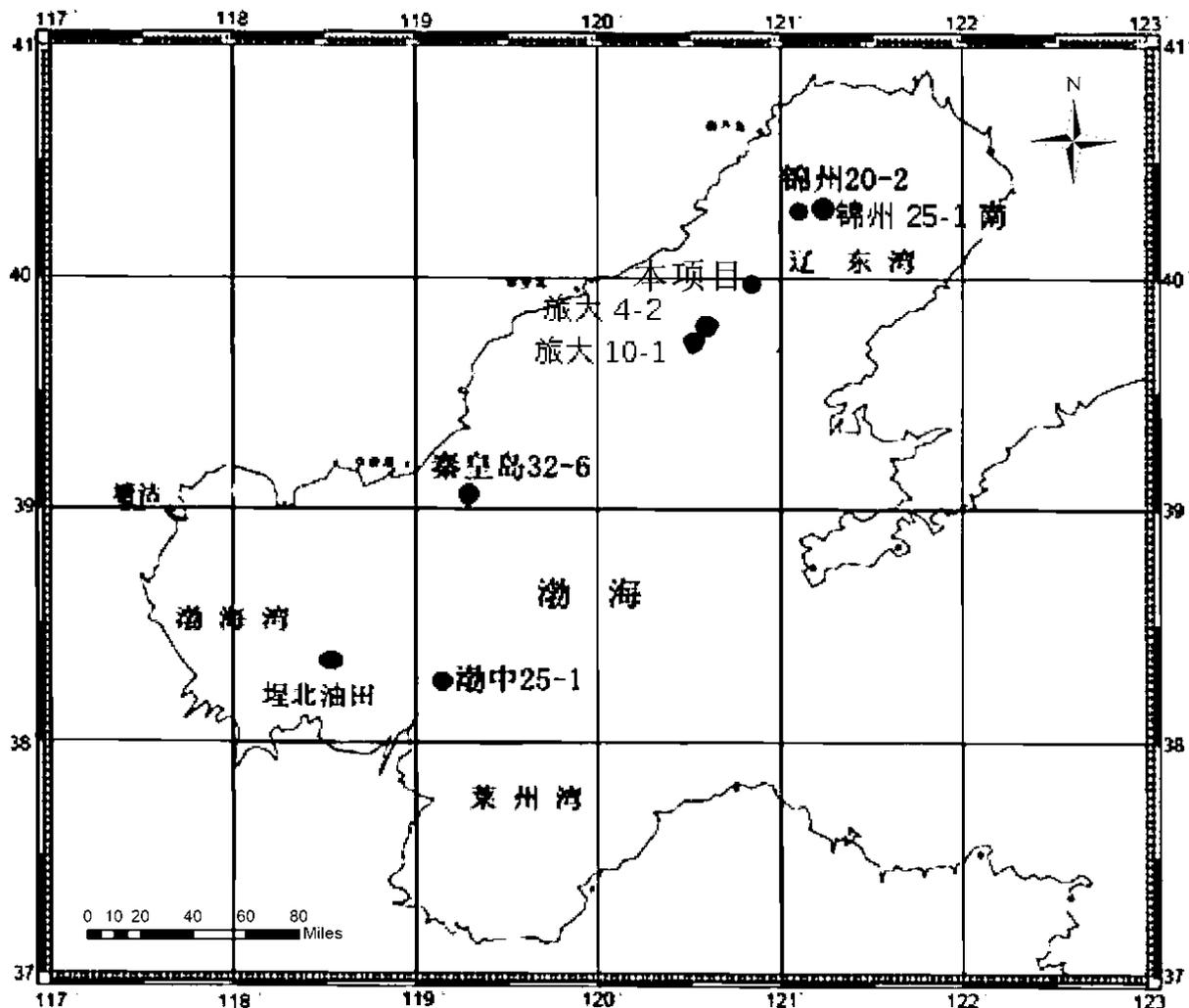


图 2.1 - 1 工程地理位置图

## 2.1.2 已建工程组成

### 2.1.2.1 已建工程主要生产设施

绥中 36-1 油田采取滚动式开发模式，分为 I 期、I 期调整、II 期、II 期调整（不同区域）。其中 I 期和 I 期调整已建海上设施由 1 座油气处理平台（简称 CEPK），1 座生活动力平台（简称 APP）和 6 座井口平台（简称 WHPA1、WHPA2、WHPB、WHPJ、WHPK、WHPL）组成。II 期和 II 期调整已建海上设施由 2 座油气处理平台（以下简称 CEP、CEPN）、1 座电脱水平台（以下简称 EDP）、1 座 8 腿生产水处理平台（以下简称 CEPO）和 8 座井口平台（以下简称 WHPC、WHPD、WHPE、WHPF、WHPG、WHPH、WHPM、WHPN）组成。油田设施总体布局图见图 2.1 - 2。



绥中 36-1 油田主要设施组成情况见表 2.1 - 1。

表 2.1 - 1 绥中 36-1 油田已建工程主要设施组成情况

平台名称	平台简介
I 期和 I 期调整工程	
SZ36-1APP	6 腿生活动力平台
SZ36-1CEPK	平台上主要包括原油生产及处理系统（一级/二级分离器）、水工艺/消防系统（生产水处理系统、注水系统、海水系统、消防系统、淡水系统、生活污水处理系统）、公用系统（热介质系统、燃料气处理系统、化学药剂系统、仪表风系统、柴油系统、放空系统、开式/闭式排放系统）、电气仪控系统、主发电/配电系统、通讯系统、救逃生系统，以及 100 人永久性生活楼。 平台设计油处理能力 5212m <sup>3</sup> /d；水处理能力 48000m <sup>3</sup> /d；气处理能力：13.03×10 <sup>4</sup> Sm <sup>3</sup> /d；注水能力：40132 m <sup>3</sup> /d。
SZ36-1WHPA	4 腿导管架钢结构井口平台
SZ36-1WHPB	4 腿导管架钢结构井口平台
SZ36-1WHPJ	4 腿导管架钢结构井口平台
SZ36-1WHPK	4 腿导管架钢结构井口平台，位于 SZ36-1CEPK 平台旁，设 4 层甲板，无油气处理设施，平台上主要包括工艺系统（生产/计量管汇、计量分离器）、消防系统、开式排放系统、电气系统、配电系统、通讯系统、救逃生系统。海水系统、淡水系统、闭式排放系统、柴油系统、化学药剂系统、公用风/仪表风系统均与 SZ36-1CEPK 平台共用。平台总井槽数 30 个，其中生产井 26 口，注水井 4 口，无预留井槽。
SZ36-1WHPL	4 腿导管架钢结构井口平台，位于 SZ36-1WHPB 平台旁，通过栈桥与 SZ36-1WHPB 平台相连，设 3 层甲板，不设脱水处理设施。平台上主要包括工艺系统（生产/计量管汇、计量分离器）、消防系统、开式排放系统、闭式排放系统、化学药剂系统和公用风/仪表风系统、电气系统、配电系统、通讯系统、救逃生系统。海水系统、淡水系统、柴油系统与 SZ36-1WHPB 平台共用。
II 期和 II 期调整工程	
SZ36-1CEP	SZ36-1CEP 平台为 8 腿导管架结构，平台具有原油生产、分离、原油外输、生产水处理、发电、生活等功能。平台设计油处理能力 15000 m <sup>3</sup> /d；水处理能力 52000m <sup>3</sup> /d；气处理能力：44×10 <sup>4</sup> Sm <sup>3</sup> /d。
SZ36-1EDP	SZ36-1EDP 平台为 4 腿导管架结构，与 SZ36-1CEP 平台相连，其上主要设施包括电脱水器、海水冷却器、换热器、海水系统等。
SZ36-1WHPC	SZ36-1WHPC 平台为 4 腿导管架结构，设有 46 人生活楼，井口区设有 35 个井槽，外挂井槽平台设有 28 个井槽，无油气处理设施。
SZ36-1WHPD	4 腿导管架钢结构井口平台，与 SZ36-1CEP 平台相连
SZ36-1WHPE	4 腿导管架钢结构井口平台
SZ36-1WHPF	4 腿导管架钢结构井口平台，与 SZ36-1WHPN 平台相连
SZ36-1WHPG	4 腿导管架钢结构井口平台
SZ36-1WHPH	4 腿导管架钢结构井口平台
SZ36-1WHPM	SZ36-1WHPM 平台为 6 腿导管架结构，通过栈桥与 SZ36-1WHPD 平台相连，设有 30 人生活楼，井口区设有 35 个井槽，无油气处理设施。
SZ36-1WHPN	SZ36-1WHPN 平台为 4 腿导管架结构，通过栈桥与 SZ36-1CEPN 平台相连，井口区设有 35 个井槽，不设生活楼和油气处理设施。
SZ36-1CEPN	SZ36-1CEPN 平台为 8 腿导管架结构，主要设施包括燃气透平发电机、余热回收装置、

	高效分离器、电脱水入口分离器、电脱水器、燃料气系统、公用/仪表风系统、火炬系统、化学药剂系统、淡水系统、柴油系统和开/闭式排系统等。平台设计油处理能力 7500m <sup>3</sup> /d; 液处理能力 60000m <sup>3</sup> /d; 气处理能力 20×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d。
SZ36-1CEPO	SZ36-1CEPO 是一座 8 腿导管架综合平台, 平台上设有 120 人生活楼, 与 SZ36-1CEPN 平台通过栈桥相连。主要设施包括斜板隔油器一级气体浮选机、二级气体浮选机、双介质过滤器、淤泥压缩机、一级污水输送泵、二级污水输送泵、污水增压泵、注水增压泵和注水泵等。平台设计水处理能力 84000m <sup>3</sup> /d。
陆上依托工程	
绥中 36-1 原油处理厂	绥中 36-1 原油处理厂始建于 2000 年, 2005 年进行了二期扩建, 2007 年设计并实施了锦州 25-1 南油气田开发项目油终端改扩建工程, 2009 年按照 1000×10 <sup>4</sup> t/a 产量和扩建 5 万吨原油外输码头要求对处理终端进行改建, 并增设了物流基地。 绥中 36-1 油田陆上终端的主要功能是对来自绥中 36-1 海上油田的含水原油进行处理和外输。终端设有原油分离脱水、生产水处理、原油外输计量等生产设施, 以及给排水系统、供配电系统、消防系统、通信系统等公用设施。

### 2.1.2.2 与拟建工程相关生产平台现状

拟建工程主要在 WHPG、WPHH 平台上进行调整, 与本次调整平台相关的工程设施如下:

#### (1) 生产平台主要设施

**表 2.1 - 2 与本次调整工程相关的平台已建设施**

编号	工程内容	平台结构/管线起止点	设计寿命	生产方式	主要设施/长度
1	SZ36-1CEP	8 腿导管架钢结构综合平台	25 年	——	原油生产-分离系统、生产水处理系统、供电系统等
2	SZ36-1EDP	4 腿导管架钢结构综合平台, 与 SZ36-1CEP 平台相连	25 年	——	原油生产-分离系统、生产水处理系统等
6	SZ36-1WHPG	4 腿导管架钢结构井口平台	25 年	注水开采	总井槽 53 个 (其中单井双筒 4 个, 共 57 口井), 其中 40 口生产井, 17 口注水井, 无剩余井槽
7	SZ36-1WPHH	4 腿导管架钢结构井口平台	25 年	注水开采	总井槽 35 个, 其中 20 口生产井, 13 口注水井, 2 口水源井, 无剩余井槽
9	SZ36-1CEPN	8 腿导管架钢结构综合平台	25 年	——	供电系统、公用系统、原油处理系统、开/闭式排放系统等
10	SZ36-1CEPO	8 腿导管架钢结构综合平台, 与 SZ36-1CEPN 平台通过栈桥相连	25 年	——	生产水处理系统
13	混输管线	SZ36-1WHPG→SZ36-1CEP	25 年	-	4.33km×20"
14		SZ36-1WPHH→SZ36-1CEP	25 年	-	3.47km×16"
15		SZ36-1WHPM→SZ36-1WHPN	25 年	-	2.5km×16"
16		SZ36-1WHPF→SZ36-1CEP	25 年	-	2.17km×14"
17		SZ36-1CEP→绥中 36-1 原油处理厂	25 年	-	69.5km×20"
18	注水管线	SZ36-1WHPF→SZ36-1WHPG	25 年	-	2.13km×10"
19		SZ36-1WHPF→SZ36-1WPHH	25 年	-	1.79km×8"
25	输气管线	JZ25-1SCEP→JZ25-1S 三通	25 年	-	37km×8"

26		Z25-1S 三通→SZ36-1WHPM	25 年	-	3.0km×8"
27		LD5-2DPP→SZ36-1WHPD	25 年	-	2.4km×6"
28	电缆	SZ36-1CEP~SZ36-1WHPH	25 年	-	4.3km
29		SZ36-1CEP~SZ36-1WHPG	25 年	-	3.42km

(2) 平台配套公用工程及环保工程

① 公用工程

绥中 36-1 油田 WHPG/WHPH/CEP/EDP/CEPN/CEPO 平台公用工程设施见下表 2.1-3。

② 环保工程

绥中 36-1 油田 WHPG/WHPH 平台设有生活污水处理系统；生产水处理依托绥中 36-1 油田 CEPO 平台上的生产水处理装置。主要环保设施见表 2.1-3。

表 2.1-3 主要环保设施和公用设施一览表

平台	环保设施	公用设施
II 期		
SZ36-1CEP/EDP	生产水处理系统 开式排放系统 闭式排放系统 注水系统 火炬系统 生活污水处理系统	海水系统 淡水系统 柴油系统 生活设施 消防系统 供电系统
SZ36-1CEPN	开式排放系统 闭式排放系统 火炬系统	海水系统 淡水系统 柴油系统 消防系统
SZ36-1CEPO	生产水处理系统 开式排放系统 闭式排放系统 注水系统 生活污水处理系统	海水系统 淡水系统 柴油系统 生活设施 消防系统
SZ36-1WHPG	开式排放系统 闭式排放系统 注水系统 生活污水处理系统	海水系统 淡水系统 柴油系统 生活设施 消防系统
SZ36-1WHPH	开式排放系统 闭式排放系统 注水系统 生活污水处理系统	海水系统 淡水系统 柴油系统 生活设施 消防系统

(3) 能耗水耗状况

绥中 36-1 油田各平台无外供电，全部用天然气自发电。

拟建工程所涉及平台能耗现状见表 2.1 - 4。

表 2.1 - 4 本次调整工程相关平台能耗现状

平台	柴油用量 (m <sup>3</sup> /a)	天然气用量 (10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /a)	水源井 (10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /a)	生活用水 (10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /a)	耗水量合计 (10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /a)
SZ36-1CEPN/CEPO	14.54	8995.34	/	1.015	648367.421
SZ36-1WHPG	6.51	/	/	1.578	
SZ36-1WHPH	0.53	/	648363	1.828	
合计	21.58	8995.34	648363	4.421	

### 2.1.3 工艺流程

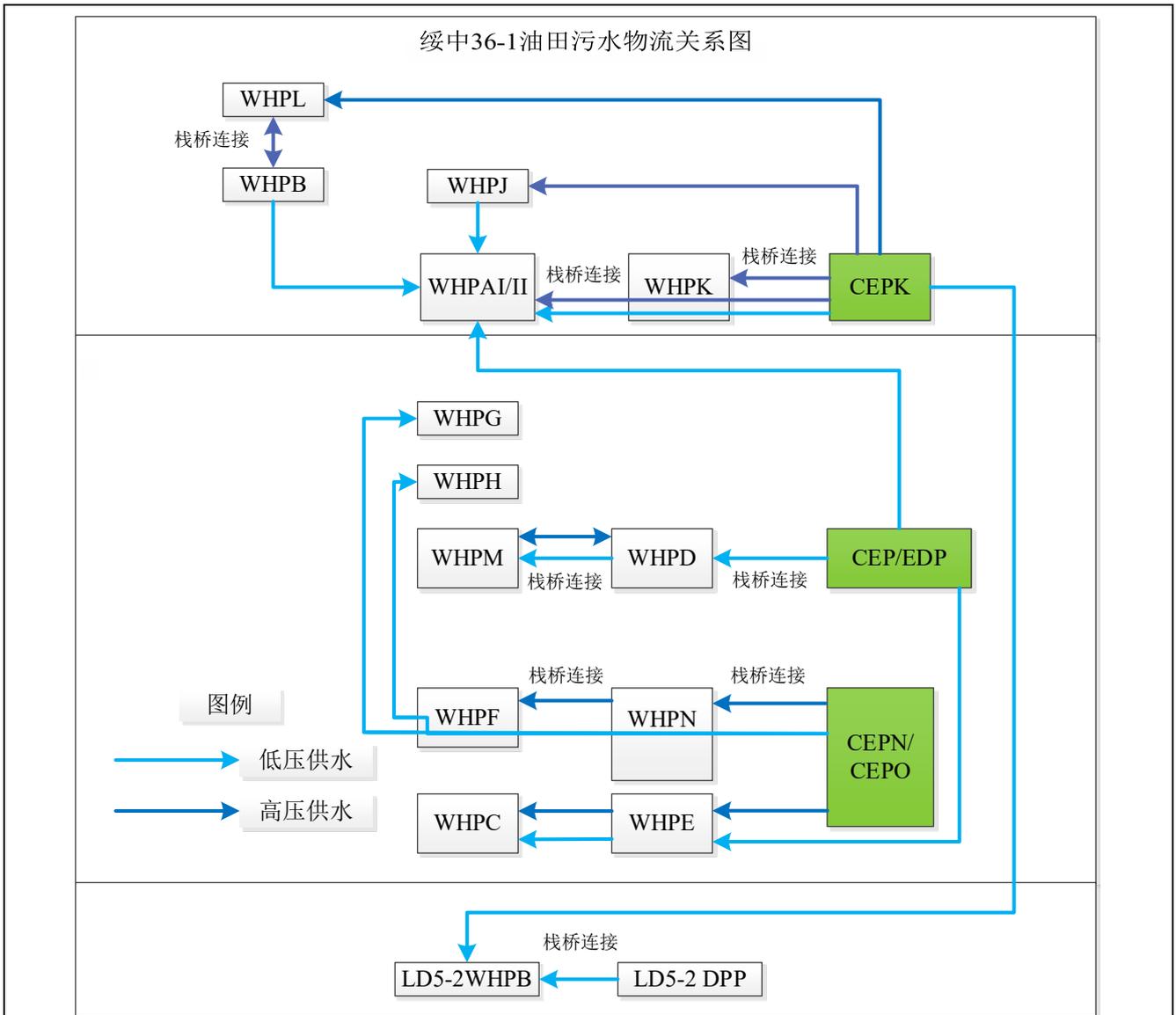
#### 2.1.3.1 绥中 36-1 油田总体物流走向

I 期：SZ36-1CEPK 平台接收处理来自 SZ36-1WHPA、WHPB、WHPJ、WHPK、WHPL 平台的井口物流，处理后的合格原油经海底管线输送至 SZ36-1CEP/EDP 平台，再经海底管线输送到绥中 36-1 陆上终端处理、储存、外输；一级分离器分离出的天然气经处理后供给 SZ36-1CEPK 平台上的透平发电机使用，二级分离器分离出的天然气送去 SZ36-1CEPK 平台火炬系统；分离出的含油生产水经处理达标后经海底管线或栈桥返回到 I 期的 SZ36-1WHPA、WHPB、WHPJ、WHPK、WHPL 井口平台回注地层。

II 期：SZ36-1CEPN/CEPO 平台接收处理来自 SZ36-1WHPC、WHPE、WHPF、WHPG、WHPH 和 WHPN 平台的井口物流（SZ36-1CEPN 平台处理油和气，SZ36-1CEPO 平台处理生产水），井口物流在 SZ36-1CEPN 平台上进行处理，处理后的合格原油经海底管线送至 SZ36-1CEP 平台与 SZ36-1CEP 平台处理合格的原油经海底管线送至绥中 36-1 陆上终端处理、储存、外输；生产分离器中分离出的气体处理后供透平发电机使用，电脱水器入口分离器分离出来的气送去火炬系统。分离出来的水全部进入 SZ36-1CEPO 平台的生产水处理系统处理，处理达标后的生产水输送到 SZ36-1WHPC、WHPE、WHPF、WHPG、WHPH 和 WHPN 平台回注地层。

SZ36-1CEP/EDP 平台接收处理来自 SZ36-1WHPD 和 WHPM 平台的井口物流，处理后的合格原油经海底管线输送到绥中 36-1 陆上终端处理、储存、外输；从高效分离器中分离出的气体处理后供透平发电机使用，电脱水器入口分离器分离出来的气送去火炬系统；分离出来的





### 2.1.3.2 与拟建工程相关平台的原有工艺流程

#### (1) 绥中 36-1 油田 II 期各井口平台物流处理工艺

拟调整的绥中 36-1 油田 II 期的 SZ36-1WHPG、WHPH 共 2 个井口平台上的物流走向：SZ36-1WHPG、WHPH 平台的井口物流输送到 SZ36-1CEPN/CEPO 平台进行处理(SZ36-1CEPN 平台处理油和气，SZ36-1CEPO 平台处理生产水)。

SZ36-1WHPG 和 WHPH 平台所产物流经生产管汇集后，经海底管线送至 SZ36-1CEP/EDP 平台，然后经栈桥输送经 SZ36-1WHPD 平台至 SZ36-1WHPM 平台，再经海底管线输送至 SZ36-1WHPN 平台，再经栈桥输送至 SZ36-1CEPN/CEPO 平台处理(见图 2.1-4)。

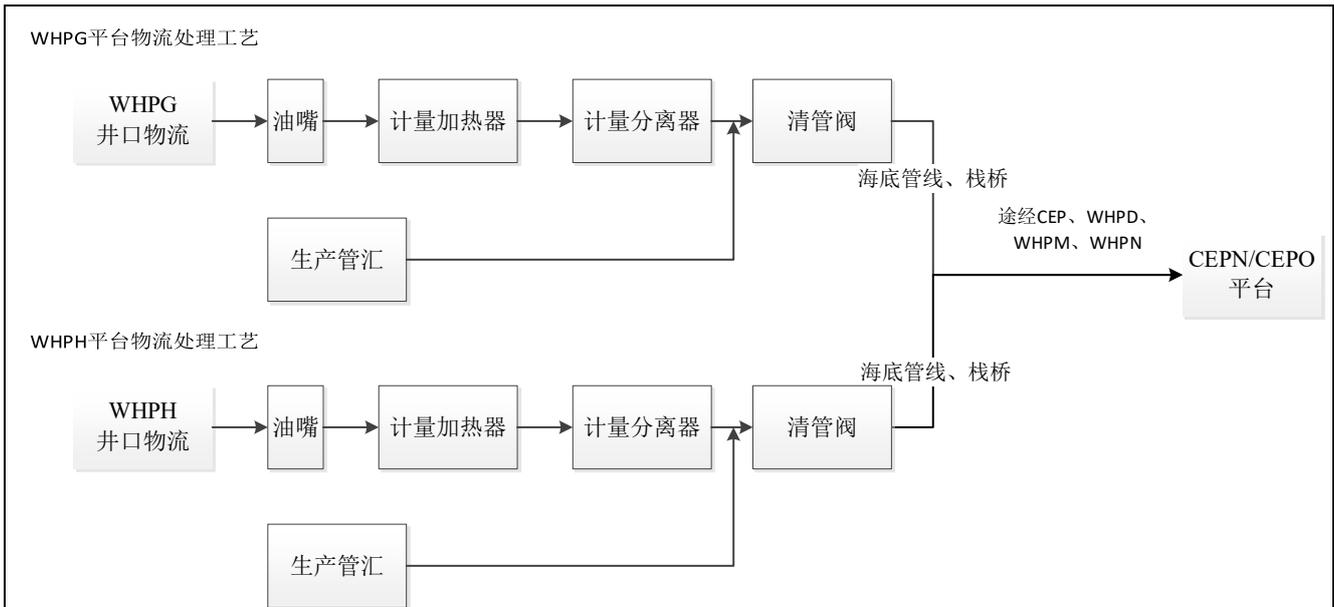


图 2.1-4 SZ36-1WHPG 和 WPHH 平台物流处理工艺

(2) 绥中 36-1 油田 II 期工程中心处理平台 CEPN/CEPO 处理工艺

油气处理平台 SZ36-1CEPN，分别通过栈桥与 SZ36-1WHPN 平台和 SZ36-1CEPO 平台相连，SZ36-1WHPN 平台通过栈桥与 SZ36-1WHPF 平台相连。SZ36-1CEPN/CEPO 平台接收处理来自 SZ36-1WHPC、WHPE、WHPF、WHPG、WPHH 和 WHPN 平台的井口物流（SZ36-1CEPN 平台处理油和气，SZ36-1CEPO 平台处理生产水）。平台物流处理工艺如下：

①原油：SZ36-1WHPC、WHPE、WHPF、WHPG、WPHH 和 WHPN 平台的井口物流在 SZ36-1CEPN 平台上与电脱水器出口合格原油换热后进入生产分离器进行油气水三相分离。从生产分离器中分离出的原油进入电脱水器入口分离器，对油气水进行进一步分离。电脱水器入口分离器分离出来的原油加压加热后进入电脱水器进行油水分离。经电脱水器处理后的合格原油与井口来液换热后进入原油缓冲罐，经原油外输泵增压后，先经由栈桥送至 SZ36-1WHPF 平台，再通过 SZ36-1WHPF 平台与 SZ36-1CEP 平台之间现有混输管线送至 SZ36-1CEP 平台原油缓冲罐，与 SZ36-1CEP 平台处理合格的原油一起通过 SZ36-1CEP 平台原油外输泵增压后经现有 SZ36-1CEP 至绥中 36-1 陆上终端的外输管线送至绥中 36-1 陆上终端。

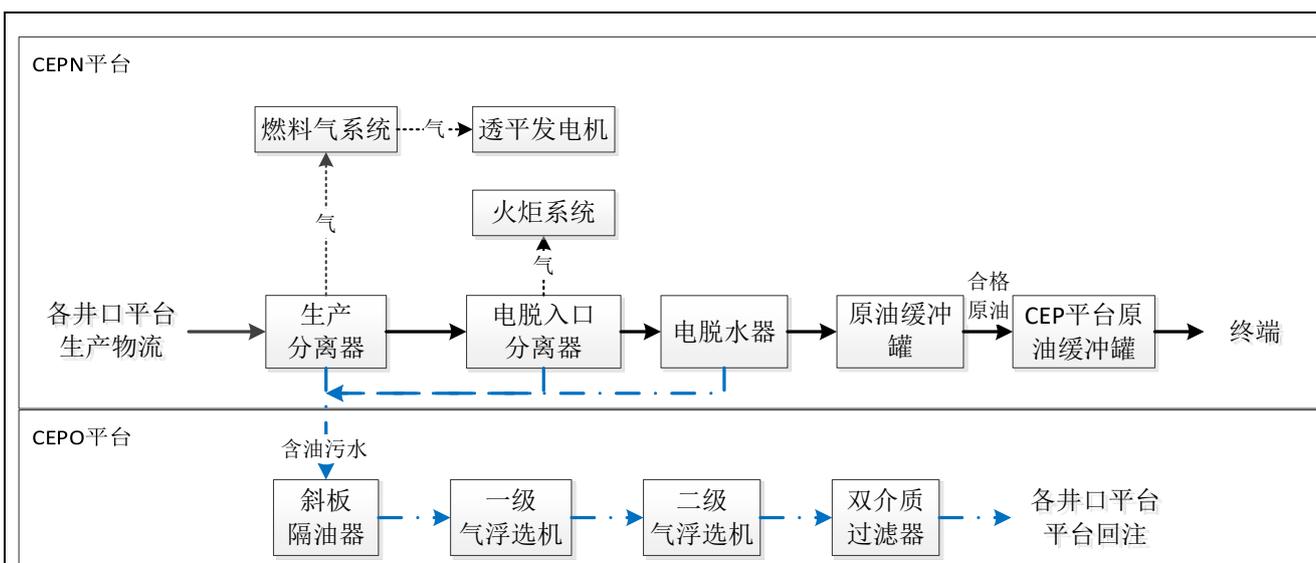


图 2.1-5 SZ36-1CEPN\CEPO 平台物流处理工艺图

②天然气：从生产分离器中分离出的气体全部进入燃料气系统，处理后供透平发电机使用，SZ36-1CEPN 平台透平发电机的燃料气缺口由来自 JZ25-1S 的外输天然气补充。电脱水器入口分离器分离出来的气送去火炬系统。

③含油生产水：从生产分离器、电脱水器入口分离器和电脱水器分离出来的水全部经栈桥进入 SZ36-1CEPO 平台的生产水处理系统。油气处理平台 SZ36-1CEPN 上分离出的生产水经栈桥输送至生产水处理平台 SZ36-1CEPO，首先经过斜板隔油器去除水中粒径较大的游离油，再经过一级气浮选机、二级气浮选机两级处理去除水中大部分粒径大于 10 微米的油滴；最后再通过双介质过滤器进一步降低水中含油浓度和悬浮物浓度，使处理后生产水满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）中，注入层平均空气渗透率 $>1.5\mu\text{m}^2$ 的含油量控制指标（ $\leq 50\text{mg/L}$ ）。处理合格的生产水由注水泵增压后分别输送到各井口平台回注地层。

### （3）绥中 36-1 油田各中心处理平台之间的流程走向

SZ36-1CEPK 处理后的合格原油经外输泵增压后进入 SZ36-1APP 至 SZ36-1CEP 平台间的原油外输管线，送至 SZ36-1CEP 平台与 SZ36-1CEP 平台处理合格的原油通过海底管线输送到绥中陆上终端处理、储存、外输。

SZ36-1CEPN/CEPO 平台处理后的合格原油先经由栈桥送至 SZ36-1WHPF 平台，再通过 SZ36-1WHPF 平台与 SZ36-1CEP 平台之间现有混输管线送至 SZ36-1CEP 平台原油缓冲罐，与 SZ36-1CEP 平台处理合格的原油一起通过 SZ36-1CEP 平台原油外输泵增压后经现有 SZ36-1CEP 至绥中 36-1 陆上终端的外输管线送至绥中 36-1 陆上终端。

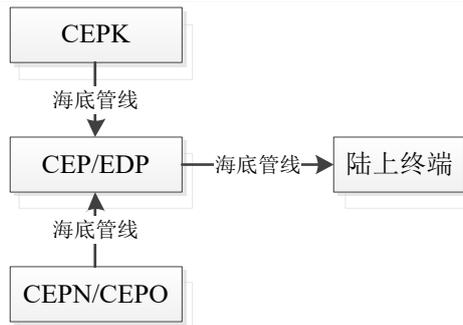


图 2.1-6 绥中 36-1 油田中心处理平台之间的流程走向

(4) 各平台生活污水处理流程

SZ36-1WHPG 和 WHPH 平台黑水流入初沉池，截留部分较大块的粪便及部分杂质，洗浴、厨房及洗衣灰水汇合后进入隔油沉淀池，隔除浮油及沉淀物后与黑水流入调节池混合，由提升泵提升进入缺氧池。在缺氧区内，大分子量长链有机物分解为易生化的小分子有机物。污水在缺氧池内的水力停留时间为 4~6 小时，然后进入膜池，利用膜组件的高效截留作用，将污染物截留在膜池内利用池中活性污泥进行生化降解，去除水中的 BOD<sub>5</sub> 和 COD。经膜生物反应器处理后的生活污水达标（COD≤300mg/L）后排海。



图 2.1-7 绥中 36-1 油田 WHPG 和 WHPH 平台生活污水处理流程

## 2.1.4 绥中 36-1 油田开发工程回顾

### 2.1.4.1 与拟建工程相关的环评报告书结论及批复情况

(1) 《绥中 36-1 油田整体开发工程环境影响报告书》于 1999 年编制完成，其主要结论为“本工程在施工建设和建成运营后的各个环节，将会对作业生产区内局部大气和污水排放口周围小范围内水环境产生一定的影响。由于项目所在地区没有环境敏感区，且在油田建设及生产阶段实行了文明清洁生产工艺，因此只要在今后的施工及运营期的各个阶段，加强科学化管理，并认真落实各项环保治理措施，本项目在环境方面是完全可行的。”

项目于 1999 年 10 月获得国家环境保护总局批复（环函[1999]361 号，见附件 5）。

项目通过了环保设施“三同时”检查，于 2001 年 4 月获得了国家海洋局的批复（海环字[2001]22 号，见附件 6）。

项目通过了环保设施竣工验收，于 2004 年 9 月获得了国家海洋局的批复（国海环字[2004]448 号，见附件 7）。

项目通过了环保设施竣工验收，于 2005 年 2 月获得了国家海洋局的批复（国海环字[2005]38 号，见附件 8）。

（2）《SZ36-1 油田 I 期及 LD5-2 油田调整工程环境影响报告书》于 2009 年编制完成，其主要结论为“工程建设期对海洋环境的影响属于短期、可恢复，经采取对策措施后可得到有效控制；工程运营期对周边海域的环境影响较小；工程建设会对周边海域船舶通行和渔业生产产生一定影响；工程建设对海洋生态和渔业资源会产生一定的影响和损害，需要采取有效的保护和修复补偿措施。拟建工程存在一定的溢油风险，发生溢油风险事故的潜在生态损害和环境危害后果严重，需要采取具有针对性的安全保护措施和切实有效的溢油应急防范对策措施。评价认为只要切实落实好各项污染防治对策措施、生态保护与补偿对策措施，切实落实风险事故防范、应急对策措施和应急预案，则从海洋环境保护角度而言，本油田工程的开发、实施是合理、可行的。”

项目于 2010 年 1 月获得国家海洋局批复（国海环字[2010]262 号，见附件 9）。

项目通过了环保设施“三同时”检查，于 2011 年 12 月获得了国家海洋局的批复（国海环字[2011]927 号，见附件 10）。

项目通过了环境保护设施竣工验收，于 2013 年月获得了国家海洋局的批复（国海环字[2013]74 号，见附件 11）。

（3）《绥中 36-1 油田 WHP1/WHP3/WHP4 平台调整井项目海洋环境影响报告表》于 2010 年编制完成，其主要结论为“本次调整井建设部分利用油田平台预留槽口，部分采用外挂井槽，在 WHP1 区、WHP4 区、WHP3 区三区共布置 26 口调整井。主要是施工期对海洋环境产生一定的影响，但影响有限的、短期且可恢复的；投入运营后，生产规模不增加，生产设施不增加，污染物种类不变，污染物排放量不超过现有水平。因此，在积极落实本评价提出的防治措施的情况下，项目建设可行。”

项目于 2010 年 8 月获得国家海洋局批复（国海环字[2010]462 号，见附件 12）。

（4）《绥中 36-1 油田 B/C/D 平台调整井项目环境影响报告表》于 2010 年编制完成，其主要结论为“主要是施工期对海洋环境产生一定的影响，但影响是有限的、短期且可恢复的；投入运营后，生产规模不增加，生产设施不增加，污染物种类不变，污染物排放量不超过现有水平。生产水经水处理系统处理达标后，回注地层，无生产水排海。因此，在积极落实本评价提

出的防治措施的情况下，从环境保护角度讲，项目建设可行。”

项目于 2011 年 1 月获得海洋局的相关批复（国海环字[2011]42 号，见附件 13）。

（5）《绥中 36-1 油田 E 平台调整井项目环境影响报告表》于 2011 年编制完成，其主要结论为“主要是施工期对海洋环境产生一定的影响，但影响是有限的、短期且可恢复的；投入运营后，生产规模不增加，生产设施不增加，污染物种类不变，污染物排放量不超过现有水平。生产水经水处理系统处理达标后，回注地层，无生产水排海。因此，在积极落实本评价提出的防治措施的情况下，从环境保护角度讲，项目建设可行。”

项目于 2012 年 11 月获得海洋局的相关批复（国海环字[2012]782 号，见附件 14）。

（6）《绥中 36-1 油田 E/G 平台海缆更换项目环境影响报告表》于 2011 年编制完成，其主要结论为“本工程铺设电缆长度为 6.4km。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；运营期没有新的污染物产生。因此，在积极落实本评价提出的防治措施的情况下，从环境保护角度讲，项目建设可行。”

项目于 2011 年 10 月获得海洋局的相关批复（国海环字[2011]714 号，见附件 15）。

（7）《绥中 36-1 油田 II 期综合调整工程环境影响报告书》于 2012 年编制完成，其主要结论为“评价认为，只要不发生油气泄漏事故，本调整工程对油田周围海域的环境影响程度将是接受的。在建设单位切实落实了各项污染防治对策措施、生态保护与补偿对策措施，切实落实风险事故应急对策措施和应急预案的前提下，从海洋环境保护角度考虑，工程建设可行。”

项目于 2012 年 10 月获得海洋局的相关批复（国海环字[2012]699 号，见附件 16）。

项目通过了环境保护设施“三同时”检查，于 2013 年获得了国家海洋局的批复（国海环字[2013]270 号和国海环字[2013]669 号，见附件 17 和附件 18）。

项目通过了环境保护设施竣工验收，于 2014 年 7 月获得了国家海洋局的批复（国海环字[2014]388 号，见附件 19）。

（8）《绥中 36-1 油田 II 期调整井工程(WHPC 平台、WHPM 平台、WHPN 平台共 34 口调整井)环境影响报告表》于 2014 年编制完成，其主要结论为“本工程对海洋环境产生的影响主要是在施工期，但影响是有限、短期且可恢复的；投入运营后，绥中 36-1 油田 II 期生产规模不增加，生产设施不增加，污染物种类不变，污染物排放量不超过现有水平。新建调整井的物流通过现有海底管线分别输送至 SZ36-1CEP 和 SZ36-1CEPN 平台进行处理；分离出的生产水经水处理系统处理达标后全部回注地层，生活污水、生活垃圾和其他含油废水等污染物较现有工程均未增加。因此，在积极落实本报告表提出的各项污染防治措施的情况下，本次调整井工

程建设可行。”

项目于 2015 年 3 月获得海洋局的相关批复（国海环字[2015]86 号，见附件 20）。

（9）《绥中 36-1 油田 WHPN 平台 4 口调整井工程环境影响报告表》于 2016 年编制完成，其主要结论为“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，生产设施不增加，污染物种类不变，污染物排放量不超过原环评总量批复水平。因此，在积极落实本评价提出的防治措施的情况下，从环境保护角度讲，项目建设可行。”

项目于 2017 年 1 月获得海洋局的相关批复（国海环字[2017]44 号，见附件 21）。

（10）《绥中 36-1 油田调整工程环境影响报告表》于 2017 年编制完成，其主要结论为“对海洋环境产生的影响主要是在施工期，但影响是有限的、短期且可恢复的；投入运营后，生产设施不增加，污染物种类不变，污染物排放量不超过原环评总量批复水平。因此，在积极落实本报告表提出的防治措施的情况下，调整工程建设可行。”

项目于 2017 年 11 月获得海洋局的相关批复（国海环字[2017]543 号，见附件 22）。

（11）《绥中 36-1 油田 WHPC/WHPD/WHPE/WHPF/WHPM/WHPN 平台调整井工程环境影响报告表》于 2018 年编制完成，其主要结论为“对海洋环境产生的影响主要是在施工期，但影响是有限的、短期且可恢复的；投入运营后，生产设施不增加，污染物种类不变，污染物排放量不超过原环评总量批复水平。因此，在积极落实本报告表提出的防治措施的情况下，调整井工程建设可行。”

项目于 2018 年 9 月获得生态环境部的相关批复（环审[2018]90 号，见附件 23）。

相关环评报告审批意见落实情况详见表 2.1 - 5，拟建工程及相关依托工程历次环评、实施、三同时和竣工验收情况见表 2.1 - 6。

表 2.1 - 5 相关报告书/表批复要求及落实情况

序号	批复要求	落实情况
《关于绥中 36-1 油田整体开发工程环境影响报告书的批复》（环函[1999]361 号）		
1	含油污水处理系统采用五段除油工艺，确保含油污水中石油类≤10 毫克/升；用微孔曝气、生物膜法进行生化处理，COD≤150 毫克/升。	工程污水处理系统采用五段除油工艺，含油污水中石油类≤10 毫克/升；用微孔曝气、生物膜法进行生化处理，COD≤150 毫克/升。
2	陆上终端废水应采取水下 8 米以远的深海排放方式，排污点位置选取 A 点方案为宜。排污点口混合区应控制在半径 1000 米的范围内。	陆上终端废水采取了水下 8 米以远的深海排放方式。排污点口混合区应控制在半径 1000 米的范围内。
3	为减少氮磷污染物的影响，应选用无磷洗涤剂制品。	选用的洗涤剂为无磷制品。

4	基地输油专用码头工程选址要符合海域环境功能划类规定，不得建在Ⅱ类区。	基地输油专用码头工程选址符合海域环境功能划类规定，未建在Ⅱ类区。
5	建立安全管理监控系统，制定事故溢油风险的应急处置措施。	建立了安全管理监控系统，制定相应的应急计划和应急预案。
《关于绥中 36-1 油田 I 期及旅大 5-2 油田调整工程环境影响报告书核准意见的复函》（国海环字[2010]262 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。钻井采用无毒的水基泥浆且循环使用，含油泥浆和钻屑全部回收，运回陆地交由有资质单位处理。生活污水经处理达标后排海。船舶机舱污水、生活垃圾和工业垃圾分类收集，运回陆地处理。正常工况下，含油生产水经处理后回注地层，不得排入海；非正常工况下，含油生产水排海浓度必须符合国家标准，年最大排放量不得超过 15 万 m <sup>3</sup> 年排放天数不得超过 15 天。	钻井期间产生的含油钻屑和泥浆全部运回陆地交由有资质的单位处理。含油生产水经处理后回注地层，不排海。船舶机舱污水、生产期间产生的生活垃圾和工业垃圾分类收集，运回陆地处理。生活污水经处理达标后排海。
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，制定事故风险防范和应急计划。工程应配备适量消油剂、喷洒装置、吸油毡等，以对应小型溢油事故，大、中型溢油事故应借助专业机构和周围油田应急力量联合应对。发生事故时，应当按照规定立即报告国家海洋局北海分局，及时通报渔业、海事、军队等有关部门。	针对可能发生的风险天津分公司已制定了详细的溢油应急计划并获得原国家海洋主管部门的备案。
《关于绥中 36-1 油田 WHP1/WHP3/WHP4/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]462 号）		
1	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。含油生产水正常工况下经处理后回注地层，不得排入海。船舶机舱污水、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。	钻井期间产生的含油钻屑和泥浆全部运回陆地交由有资质的单位处理。含油生产水经处理后回注地层，不排海。船舶机舱污水、生产期间产生的生活垃圾和工业垃圾分类收集，运回陆地处理。生活污水经处理达标后排海。
2	切实落实风险防范对策措施，防止溢油事故发生。严格实施钻完井作业规程，开钻前应制定溢油应急计划。发生事故时，应当立即采取有效措施，减轻事故对海洋环境特别是敏感目标的影响，并按照规定立即报告国家海洋局北海分局，及时通报渔业、海事、军队等有关部门。	针对可能发生的风险天津分公司已制定了详细的溢油应急计划并获得原国家海洋主管部门的备案。
《关于绥中 36-1 油田 B/C/D 平台调整井项目环境影响报告表核准意见的复函》（国海环字[2011]42 号）		
1	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。含油生产水正常工况下经处理后回注地层，不得排入海。船舶机舱污水、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。	钻井期间产生的含油钻屑和泥浆全部运回陆地交由有资质的单位处理。含油生产水经处理后回注地层，不排海。船舶机舱污水、生产期间产生的生活垃圾和工业垃圾分类收集，运回陆地处理。生活污水经处理达标后排海。
2	切实落实风险防范对策措施，防止溢油事故发生。严格实施钻完井作业规程，开钻前应制定溢油应急计划并按规定上报审批，溢油应急计划未经批准不得进行钻井作业。发	针对可能发生的风险天津分公司已制定了详细的溢油应急计划并获得原国家海洋主管部门的备案。

	生事故时，应当立即采取有效措施，减轻事故对海洋环境特别是敏感目标的影响，并按照规定立即报告国家海洋局北海分局，及时通报渔业、海事、军队等有关部门。	
《国家海洋局关于绥中 36-1 油田 E 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[2012]782 号）		
1	污染物的处理和排放应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；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、生活垃圾全部运回陆地处理。	钻井期间产生的含油钻屑和泥浆、船舶机舱污水全部运回陆地交由有资质的单位处理；非含油钻屑和泥浆间歇式排海；含油生产水经处理后回注地层，不排海。生产期间产生的生活垃圾和工业垃圾运回陆地处理。生活污水经处理达标后排海。
2	加强生产管理，优化注采方案。严格按照设计的注入压力和注水量进行注水作业，实时监测井口的注入压力和注水量，加强注入地层的压力监测，严禁超压、超量注水。	生产运行期间，严格按照规定操作，实时监控地层压力，杜绝超压、超注现象。
3	切实落实风险防范对策措施，防止溢油事故发生。严格实施钻完井作业规程，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，加强随钻监测。发生溢油事故时，应当立即启动应急计划，采取有效措施减轻事故对海洋环境特别是对敏感目标的影响，并按照规定立即报告国家海洋局北海分局，及时通报渔业、海事、军队等有关部门。	油田配备了相应的溢油设备；定期对热采系统设备进行维护，监测管道和阀门等腐蚀或磨损情况，防止油气泄露事故发生。针对可能发生的风险天津分公司已制定了详细的溢油应急计划并获得国家海洋主管部门的备案。
《关于绥中 36-1 油田 E/G 平台海缆更换项目环境影响报告表核准意见的复函》（国海环字[2011]714 号）		
1	污染物的处理和排放应当符合国家有关规定和标准。船舶机舱含油污水、生产垃圾和生活垃圾应分类收集，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。	施工期间产生的船舶机舱污水、生活垃圾和工业垃圾运回陆地处理。生活污水经处理达标后排海。
2	加强施工船舶管理，切实落实风险防范对策措施，防止船舶碰撞引发溢油事故。施工前应制定溢油应急计划。发生事故时，应当立即采取有效措施，减轻事故对海洋环境特别是敏感目标的影响，并按照规定立即报告国家海洋局北海分局，及时通报渔业、海事、军队等有关部门。	针对可能发生的风险天津分公司已制定了详细的溢油应急计划并获得原国家海洋主管部门的备案。
《国家海洋局关于绥中 36-1 油田 II 期综合调整工程环境影响报告书核准意见的批复》（国海环字[2012]699 号）		
1	污染物的处理和排放应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；甲板冲洗水、初期雨水等其他含油废水统一收集处理；生活污水经处理达标后排海；生产垃圾和生活垃圾全部运回陆地处理。	钻井期间产生的含油钻屑和泥浆全部运回陆地交由有资质的单位处理；不含油钻屑和泥浆间歇式排海；含油生产水经处理后回注地层，不排海。船舶机舱污水、生产期间产生的生活垃圾和工业垃圾运回陆地处理。生活污水经处理达标后排海。
2	加强生产管理，优化注采方案。实施分层注水，严格按照设计的注入压力和注水量进行注水作业，实时监测井口的注入压力和注水量，加强注入地层的压力监测，严禁超压、超量注水，杜绝有注无采行为。	运营期间产生的含油生产水回注地层过程中，天津分公司加强生产管理，优化注采方案。按照设计的注入压力和注水量进行注水作业，实时监控井口的注入压力和注水量，杜绝有注无采行为。

		注水量，加强注入地层的的地层压力监测。
3	严格执行钻井作业规程，配备安全有效的井控设备，设置烃类气体探测器，在关键部位安装温度和压力报警器，并设置相应的应急关断系统；钻井过程中备足压井材料，加强实时观测，以便及时、有效控制可能遇到的溢流和井涌事故。海底管道、电缆应埋设足够的深度，并采取必要的防护措施，以避免海上作业活动等对其造成损害。同时，要定期对海底管道进行检测和维护，及时发现事故隐患，防止溢油事故发生。加强施工管理，避免船舶碰撞及因此引发的溢油事故，同时采取有效措施避免对邻近海底管线造成损害。发生事故时，应当立即启动应急计划，并按照规定立即报告国家海洋局北海分局，及时通报渔业、海事、军队等有关部门。	针对可能发生的风险天津分公司已制定了详细的溢油应急计划并获得原国家海洋主管部门的备案。
《国家海洋局关于 SZ36-1 油田 II 期调整井工程（WHPC 平台、WHPM 平台、WHPN 平台共 34 口调整井）环评报告表核准意见的批复》（国海环字[2015]86 号）		
1	污染物的处理和排放应当符合国家有关规定和标准。含油水基泥浆和钻屑、机舱含油污水不得排海，应运回陆地交由有资质的单位处理；非含油水基泥浆和钻屑经国家海洋局北海分局批准后方可排海；生活污水经处理达标后方可排海；生产垃圾、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。	钻井期间产生的含油钻屑和泥浆、船舶机舱污水全部运回陆地交由有资质的单位处理；非含油钻屑和泥浆间歇式排海；含油生产水经处理后回注地层，不排海。生产期间产生的生活垃圾和工业垃圾运回陆地处理。生活污水经处理达标后排海。
2	加强注水作业管理，防止地质性溢油事故发生。预先识别海底地质断层和压力异常地层，制定注水系统日常作业和监控程序，严格按设计注入压力和注入量进行注水作业，实施注水井动态监测，发现异常情况，立即停止注水井采取有效措施，杜绝局部超注超压。	油田配备了相应的溢油设备；生产运行期间，严格按照规定操作，实时监控地层压力，杜绝超压、超注现象；定期对热采系统设备进行维护，监测管道和阀门等腐蚀或磨损情况，防止油气泄露事故发生。
3	切实落实环境风险防范措施，配备与油田规模相适应的溢油应急设备和物资。发生溢油事故时，应当立即启动溢油应急计划，采取有效措施减轻事故对海洋环境特别是对敏感目标的影响，并按照规定立即报告国家海洋局北海分局，及时通报渔业、海事、军队等有关部门。	针对可能发生的风险天津分公司已制定了详细的溢油应急计划并获得原国家海洋主管部门的备案。
《国家海洋局关于绥中 36-1 油田 WHPN 平台 4 口调整井工程环境影响报告表的批复》（国海环字[2017]44 号）		
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全部回注地层。	钻井期间产生的含油钻屑和泥浆、船舶机舱污水全部运回陆地交由有资质的单位处理；非含油钻屑和泥浆间歇式排海；含油生产水经处理后回注地层，不排海。生产期间产生的生活垃圾和工业垃圾运回陆地处理。生活污水经处理达标后排海。
2	加强钻完井工程管理，防止井喷和火灾爆炸事故发生。严格实施生产作业规程安全规程，制定周密的钻完井计划，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油和井涌。	钻完井期间严格落实生产作业规程安全规程，制定了周密的钻完井计划，配备了安全有效的防喷设备和良好的压井材料及井控设备，采取了有效井眼防碰措施，加强随钻监测。

3	加强注水作业管理，防止地质性溢油事故发生。预先识别海底地质断层和压力异常地层，制定注水系统日常作业和监控程序，严格按设计注入压力和注入量进行注水作业，实施注水井动态监测，发现异常情况，立即停止注水井采取有效措施，杜绝局部超注超压。	油田配备了相应的溢油设备；生产运行期间，严格按照规定操作，实时监控地层压力，杜绝超压、超注现象；定期对热采系统设备进行维护，监测管道和阀门等腐蚀或磨损情况，防止油气泄露事故发生。
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。发生溢油事故时，应当立即启动溢油应急计划，采取有效措施减轻事故对海洋环境特别是对敏感目标的影响，并按照规定立即报告国家海洋局北海分局，及时通报渔业、海事、军队等有关部门。	针对可能发生的风险天津分公司已制定了详细的溢油应急计划并获得原国家海洋主管部门的备案。
《国家海洋局关于绥中 36-1 油田调整井工程环境影响报告表的批复》（国海环字[2017]543 号）		
工程内容：在绥中 36-1 油田 WHPA、WHPB、WHPK、WHPJ、WHPL、WHPC、WHPD、WHPF、WHPM 平台共实施 9 口调整井，其中 8 口生产井，1 口注水井，这 9 口调整井中 1 口利用预留井槽钻井，8 口利用老井侧钻，与此同时，44 口注水井转为注聚井，3 口生产井转为注聚井，1 口生产井转为注水井，1 口生产井前期转为注水井，后期转为注聚井；另外对绥中 36-1 油田 WHPA、WHPB、WHPK、WHPJ、WHPL、CEPK、WHPC、WHPM、WHPN 平台进行适应性改造。		
工程实施情况：批复的井中已实施 3 口生产井；已实施 28 口注聚井；适应性改造已完成。		
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全部回注地层。	钻井期间产生的含油钻屑和泥浆、船舶机舱污水全部运回陆地交由有资质的单位处理；非含油钻屑和泥浆间歇式排海；含油生产水经处理后回注地层，不排海。生产期间产生的生活垃圾和工业垃圾运回陆地处理。生活污水经处理达标后排海。
2	加强钻完井工程管理，防止井喷和火灾爆炸事故发生。严格实施生产作业规程安全规程，制定周密的钻完井计划，加强随钻监测，配备安全有效的防喷设备和良好的压井材料及井控设备，建立健全井控管理系统。	钻完井期间严格落实生产作业规程安全规程，制定了周密的钻完井计划，配备了安全有效的防喷设备和良好的压井材料及井控设备，采取了有效井眼防碰措施，加强随钻监测。
3	加强注水作业管理，防止地质性溢油事故发生。预先识别压力异常地层，实行分层注水，采取精细化的注水管理措施，并对单井注水量和注水压力实施监测与控制，维持注采平衡，杜绝局部超注超压。	油田配备了相应的溢油设备；生产运行期间，严格按照规定操作，实时监控地层压力，杜绝超压、超注现象；定期对热采系统设备进行维护，监测管道和阀门等腐蚀或磨损情况，防止油气泄露事故发生。
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。发生溢油事故时，应当立即启动溢油应急计划，采取有效措施减轻事故对海洋环境特别是对敏感目标的影响，并按照规定立即报告国家海洋局北海分局，及时通报渔业、海事、军队等有关部门。	针对可能发生的风险天津分公司已制定了详细的溢油应急计划并获得原国家海洋主管部门的备案。
5	切实落实生态保护措施，合理安排施工作业时间，严格控制泥浆与钻屑的排放速率，并避开所在海域主要经济鱼类的产卵盛期（6 月），最大限度地减少对海洋生态环境和渔业资源的影响。	严格控制了钻井液与钻屑的排放速率，钻井液与钻屑的排放时间避开了所在海域主要经济鱼类的产卵盛期（6 月），最大限度地减少对海洋生态环境和渔业资源的影响。
《关于绥中 36-1 油田 WHPC/WHPD/WHPE/WHPF/WHPM/WHPN 平台调整井工程环境影响报告表的批复》		

(环审[2018]90号)		
1	<p>污染物的处理和排放应符合国家有关规定和标准。含油钻井液和钻屑、机舱含油污水不得排海，应运回陆地交由有资质的单位处理；非含油钻井液和钻屑应符合国家标准方可排海；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；含油生产水经处理达标后方可回注地层。</p>	<p>钻井期间产生的含油钻屑和泥浆、船舶机舱污水全部运回陆地交由有资质的单位处理；非含油钻屑和泥浆间歇式排海；含油生产水经处理后回注地层，不排海。生产期间产生的生活垃圾和工业垃圾运回陆地处理。生活污水经处理达标后排海。</p>
2	<p>严格执行作业规程和安全规程，加强随钻监测，配备安全有效的防喷设备和良好的压井材料及井控设备，建立健全井控管理系统。</p>	<p>钻完井期间严格落实生产作业规程安全规程，制定了周密的钻完井计划，配备了安全有效的防喷设备和良好的压井材料及井控设备，采取了有效井眼防碰措施，加强随钻监测。</p>
3	<p>加强注水作业管理，防止地质性溢油事故发生。严格按照设计注入压力和注入量进行注水作业，在注水过程中加强实时监测，杜绝超注超压。</p>	<p>油田配备了相应的溢油设备；生产运行期间，严格按照规定操作，实时监控地层压力，杜绝超压、超注现象；定期对热采系统设备进行维护，监测管道和阀门等腐蚀或磨损情况，防止油气泄露事故发生。</p>
4	<p>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。发生溢油事故时，应当立即启动溢油应急计划，采取有效措施减轻事故对海洋生态环境特别是敏感目标的影响，并按照规定立即报告我部，及时通报渔业、海事、军队等有关部门。</p>	<p>针对可能发生的风险天津分公司已制定了详细的溢油应急计划并获得原国家海洋主管部门的备案。</p>
5	<p>切实落实生态环境保护措施，合理安排施工作业时间。严格控制钻井液和钻屑的排放速率，钻井液和钻屑排放应避开工程所在海域主要经济鱼类的产卵盛期(6月)，最大限度地减少对海洋生态环境和渔业资源的影响。</p>	<p>严格控制了钻井液与钻屑的排放速率，钻井液与钻屑的排放时间避开了所在海域主要经济鱼类的产卵盛期(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>

表 2.1-6 拟建工程及相关依托工程历次环评、实施、三同时和竣工验收情况

历次改扩建环评	环评批复新情况	环评评价内容	工程建设情况	验收批复情况
<p>《绥中 36-1 油田整体开发工程环境影响报告书》(1999 年)</p>	<p>《关于绥中 36-1 油田整体开发工程环境影响报告书的批复》(环函[1999]361 号)</p>	<p>(1) 新建平台： SZ36-1WHPC； SZ36-1WHPD； SZ36-1WHPE； SZ36-1WHPF； SZ36-1WHPG； SZ36-1WHPH； SZ36-1CEP。 (2) 新建海底管道： SZ36-1WHPC~SZ36-1CEP 混输管线；SZ36-1WHPE~SZ36-1CEP 混输管线； SZ36-1WHPF~SZ36-1CEP 混输管线；SZ36-1WHPG~SZ36-1CEP 混输管线； SZ36-1WHPH~SZ36-1CEP 混输管线；SZ36-1APP~SZ36-1CEP 混输管线； SZ36-1CEP~SZ36-1APP 注水管线；SZ36-1CEP~SZ36-1WHPF 注水管线； SZ36-1CEP~SZ36-1WHPE 注水管线； SZ36-1WHPE~SZ36-1WHPC 注水管线； SZ36-1WHPF~SZ36-1WHPG 注水管线； SZ36-1WHPF~SZ36-1WHPH 注水管线； SZ36-1CEP~绥中 36-1 陆上终端处理厂原油外输管线。 (3) 浮式生产储油装置撤离，WHPA、WHPB、WHPJ、APP 平台适应性改造。 (4) 新建绥中 36-1 陆上终端处理厂。 (5) 新建专用输油码头。</p>	<p>各平台均已建成； 海底管线管线均已建成； 浮式生产储油装置撤离，各平台适应性改造均已完成； 绥中 36-1 陆上终端处理厂、输油码头均已建成。</p>	<p>三同时：《关于绥中 36-1 油田整体开发工程环境保护设施检查的批复》(海环字[2001]22 号) 竣工验收： 《关于对绥中 36-1 油田整体开发工程环保设施竣工验收批复的函》(国海环字[2004]448 号)， 《关于绥中 36-1 油田整体开发工程终端处理厂环保设施竣工验收批复的函》(国海环字[2005]38 号)</p>

<p>《绥中 36-1 油田 I 期及旅大 5-2 油田调整工程环境影响报告书》(2009 年)</p>	<p>《关于绥中 36-1 油田 I 期及旅大 5-2 油田调整工程环境影响报告书核准意见的复函》(国海环字[2010]262 号)</p>	<p>(1) 新建平台 中心处理平台 SZ36-1CEPK; SZ36-1WHPK; SZ36-1WHPL; LD5-2WHPB; 电脱水平台 SZ36-1EDP。 (2) 新建海底管道: LD5-2WHPB→SZ36-1CEPK 混输管线; SZ36-1WHPL~ SZ36-1CEPK 混输管线; SZ36-1CEPK→LD5-2 WHPB 注水管线; SZ36-1CEPK→SZ36-1WHPL 注水管线; SZ36-1CEPK→SZ36-1WHPJ 注水管线; JZ25-1S CEP→CEPK 输气管线 (3) 新建海底电缆 SZ36-1CEPK→SZ36-1WHPL 海底电缆; SZ36-1CEPK→LD5-2 WHPB 海底电缆。 (4) 已建平台/设施适应性改造 SZ36-1APP: 流程进行改造, 原油缓冲罐出口原油需输送至 CEPK 平台; SZ36-1WHPA1: 增加注水管汇橇; SZ36-1WHPA2: 增加注水管汇橇, 增设一座通往 CEPK 平台的栈桥; SZ36-1WHPB: 增加注水管汇橇, 增设一座通往 WHP 平台的栈桥; SZ36-1WHPJ: 新增内挂 8 个井槽; LD5-2 DPP: 火炬臂移到新建 LD5-2WHPB 平台上, 原有钻井模块、热介质锅炉和热介质膨胀罐的改造。</p>	<p>平台均已建成; 海底管道均已建成; 海底电缆均已建成; 已建平台/设施适应性改造均已建成。</p>	<p>三同时: 《关于绥中 36-1 油田 I 期及旅大 5-2 油田调整工程环保设施三同时检查的复函》(国海环字[2011]927 号) 竣工验收: 《国家海洋局关于绥中 36-1 油田 I 期及旅大 5-2 油田调整工程环境保护设施竣工验收的批复》(国海环字[2013]74 号)</p>
<p>《绥中 36-1 油田</p>	<p>《关于绥中 36-1 油田</p>	<p>(1) SZ36-1WHPE (WHP1): 2 口生产井利用剩余井槽, 5 口</p>	<p>批复的调整井</p>	<p>拟建工程不涉及验收</p>

WHP1/WHP3/WH P4 平台调整井项 目海洋环境影响 报告表》(2010 年)	WHP1/WHP3/WHP4/ 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]462 号)	生产井利用外挂井槽; (2) SZ36-1WHPG (WHP4): 4 口生产井利用剩余井槽, 10 口生产井利用外挂井槽; (2) SZ36-1WHPH (WHP3): 5 口生产井利用剩余井槽。	已实施。	
《绥中 36-1 油田 B/C/D 平台调整井 项目环境影响报 告表》(2010 年)	《关于绥中 36-1 油田 B/C/D 平台调整井项 目环境影响报告表核 准意见的复函》(国海 环字[2011]42 号)	(1) SZ36-1WHPB: 4 口生产井利用剩余井槽, 2 口生产井侧 钻; (2) SZ36-1WHPC: 10 口生产井利用剩余井槽, 6 口生产井侧 钻; (3) SZ36-1WHPD: 2 口生产井利用剩余井槽, 6 口生产井侧 钻。	批复的调整井 已实施。	拟建工程不涉及验收
《绥中 36-1 油田 E 平台调整井项目 环境影响报告表》 (2011 年)	《国家海洋局关于绥 中 36-1 油田 E 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[2012]782 号)	(1) SZ36-1WHPE: 17 口生产井利用剩余井槽;	批复的调整井 已实施。	拟建工程不涉及验收
《绥中 36-1 油田 E/G 平台海缆更换 项目环境影响报 告表》(2011 年)	《关于绥中 36-1 油田 E/G 平台海缆更换项 目环境影响报告表核 准意见的复函》(国海 环字[2011]714 号)	(1) SZ36-1CEP~SZ36-1WHPE 海底电缆; (2) SZ36-1CEP~SZ36-1WHPG 海底电缆。	批复的海底电 缆已建成。	拟建工程不涉及验收
《SZ36-1 油田 II 期综合调整工程 环境影响报告书》 (2012 年)	《国家海洋局关于绥 中 36-1 油田 II 期综合 调整工程环境影响报 告书核准意见的批复》 (国海环字[2012]699	(1) 平台 新建油气处理平台 SZ36-1CEPN; 新建生产水处理平台 SZ36-1CEPO; 新建 SZ36-1WHPM; 新建 SZ36-1WHPN;	平台均已建 成; 海底管道均已 建成; 海底电缆均已	三同时: 《国家海洋局关于绥中 36-1 油 田二期综合调整项目中 WHPC 外挂井槽平台项目环境保护设 施三同时检查的批复》(国海环

	号)	<p>已建 SZ36-1WHPC 扩建一座外挂井槽平台。</p> <p>(2) 新建海底管道 SZ36-1WHPC~ SZ36-1WHPE 混输管线; SZ36-1WHPE~ SZ36-1CEPN 混输管线; SZ36-1WHPM~ SZ36-1CEPN 混输管线; SZ36-1CEPO~ SZ36-1WHPE 注水管线; SZ36-1WHPE~ SZ36-1WHPC 注水管线; 水下三通 (JZ25-1SCEP ~SZ36-1CEPK 输气管线预留) ~SZ36-1WHPM 输气管线。</p> <p>(3) 新建海底电缆 2 条 SZ36-1CEPN ~ SZ36-1WHPM 海底电缆。</p> <p>(4) 对现有平台 (SZ36-1CEP、SZ36-1WHPC、SZ36-1WHPE、SZ36-1WHPF、JZ25-1SCEP) 进行改造。</p>	<p>建成; 对现有平台改造均已完成。</p>	<p>字[2013]270 号), 《国家海洋局关于绥中 36-1 油田二期综合调整工程新建 WHPM / WHPN / CEPN / CEPO 平台环境保护设施“三同时”检查的批复》(国海环字[2013]669 号) 竣工验收: 《国家海洋局关于绥中 36-1 油田 II 期综合调整工程环境保护设施竣工验收的批复》(国海环字[2014]388 号)</p>
《SZ36-1 油田 II 期调整井工程 (WHPC 平台、WHPM 平台、WHPN 平台共 34 口调整井)环境影响报告表》(2014 年)	《国家海洋局关于 SZ36-1 油田 II 期调整井工程 (WHPC 平台、WHPM 平台、WHPN 平台共 34 口调整井)环评报告表核准意见的批复》(国海环字[2015]86 号)	<p>(1) SZ36-1WHPC: 14 口生产井, 4 口注水井, 均利用剩余井槽;</p> <p>(2) SZ36-1WHPM: 3 口生产井, 2 口注水井, 均利用剩余井槽;</p> <p>(3) SZ36-1WHPN: 8 口生产井, 3 口注水井, 均利用剩余井槽。</p>	<p>批复的调整井中都已实施。</p>	<p>拟建工程不涉及验收</p>
《绥中 36-1 油田 WHPN 平台 4 口调整井工程环境影响报告表》(2016 年)	《国家海洋局关于绥中 36-1 油田 WHPN 平台 4 口调整井工程环境影响报告表的批复》(国海环字[2017]44 号)	<p>(1) SZ36-1WHPN: 4 口生产井, 均侧钻。</p>	<p>批复的调整井中已实施 2 口生产井。</p>	<p>拟建工程不涉及验收</p>
《绥中 36-1 油田	《国家海洋局关于绥	(1) 调整井	批复的调整井	拟建工程不涉及验收

<p>调整工程环境影响报告表》(2017年)</p>	<p>中 36-1 油田调整井工程环境影响报告表的批复》(国海环字[2017]543号)</p>	<p>SZ36-1WHPA: 1口生产井, 侧钻; 同时, 1口生产井转为注聚井, 12口注水井转为注聚井;  SZ36-1WHPB: 1口生产井, 1口注水井, 均侧钻; 同时, 1口生产井前期转为注水井, 后期转为注聚井, 6口注水井转为注聚井;  SZ36-1WHPJ: 1口生产井, 侧钻; 同时, 2口生产井转为注聚井, 6口注水井转为注聚井;  SZ36-1WHPK: 4口注水井转为注聚井;  SZ36-1WHPL: 1口生产井, 侧钻; 同时, 5口注水井转为注聚井;  SZ36-1WHPC: 1口生产井, 侧钻, 同时, 1口生产井转为注水井, 7口注水井转为注聚井;  SZ36-1WHPD: 2口注水井转为注聚井;  SZ36-1WHPF: 1口生产井, 侧钻; 同时, 2口注水井转为注聚井;  SZ36-1WHPM: 2口生产井, 均侧钻。  (2)对 SZ36-1WHPA、WHPB、WHPK、WHPJ、WHPL、CEPK、WHPC、WHPM、WHPN 平台进行适应性改造。</p>	<p>中已实施 3 口生产井;  已实施 28 口注聚井。</p>	
<p>□ 《绥中 36-1 油田 WHPC/ WHPD/ WHPE/ WHPF/ WHPM/ WHPN 平台调整井工程环境影响报告表》(2018年)</p>	<p>《关于绥中 36-1 油田 WHPC/WHPD/WHPE/ WHPF/WHPM/WHPN 平台调整井工程环境影响报告表的批复》(环审[2018]90号)</p>	<p>(1) 调整井  SZ36-1WHPC: 5口生产井, 侧钻, 同时, 1口生产井转为注水井;  SZ36-1WHPD: 2口生产井, 均侧钻;  SZ36-1WHPE: 3口生产井转为注水井;  SZ36-1WHPF: 7口生产井和 1口注水井, 侧钻; 同时, 2口生产井转为注水井;  SZ36-1WHPM: 1口生产井转为注水井。  SZ36-1WHPN: 3口生产井, 侧钻; 同时 2口生产井转为注水井。</p>	<p>批复的调整井中已实施 3 口生产井;  已实施 4 口转注井;  正在实施 2 口生产井和 1 口注水井。</p>	<p>拟建工程不涉及验收</p>

#### 2.1.4.2 风险事故回顾

绥中 36-1 油田及依托工程在生产过程中，严格执行中海油天津分公司各项安全环保制度。自投产至今，安全环保制度运行记录良好。

#### 2.1.4.3 溢油应急计划及相关批复

《绥中 36-1 油田溢油应急计划》已于 2019 年 10 月向生态环境部海洋生态环境司提交了备案报告（见附件 24）。

#### 2.1.4.4 环保设施运行情况

##### （1）生产水

目前，SZ36-1WHPG、WHPH 平台生产水在 SZ36-1CEPN/ CEPO 平台处理达标后全部回注地层，未出现生产水非正常工况排海的情况。

根据 SZ36-1CEPN/CEPO 平台的例行环境监测报表中的监测数据（见表 2.1 - 8）可知：生产水处理设施处理效果良好，出水石油类含量 $\leq 50\text{mg/L}$ ，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 $\leq 50\text{mg/L}$  的标准要求，说明含油生产水处理设施运行情况良好。

目前注水水质指标中的 7 项控制指标，分别是含油量，悬浮固体含量、悬浮物颗粒直径中值、平均腐蚀率、SRB 含量、TGB 含量、IB 含量，检测频率和目前检测值见表 2.1 - 7，从表中可以看出，其他指标也符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）相应标准。

表 2.1 - 7 注水水质检测项目及频率

序号	检测项目	检测频率	目前检测值 SZ36-1CEPN/CEPO	达标值	
1	控制指标	含油量（mg/L）	1 次/天	18	$\leq 50$
2		悬浮物固体含量（mg/L）	1 次/天	12.5	$\leq 30$
3		悬浮物颗粒直径中值（ $\mu\text{m}$ ）	1 次/周	2.6	$\leq 5$
4		平均腐蚀率（mm/a）	1 次/季度	0.046	$\leq 0.076$
5		SRB（个/ml）	1 次/周	6	$\leq 25$
6		TGB(个/ml)	1 次/周	0	$\leq n \times 10^4$
7		IB(个/ml)	1 次/周	0	$\leq n \times 10^4$

SZ36-1CEPN/CEPO 平台生产水处理系统设计最大处理能力为  $84000\text{m}^3/\text{d}$ ，SZ36-1CEPN/CEPO 平台目前最大外输能力  $74400\text{m}^3/\text{d}$ ，目前日常生产水处理量  $27532.76\text{m}^3/\text{d}$ ，低于设计最大处理能力和最大外输能力。目前生产水处理系统入口含油量约为  $4553\text{mg/L}$ ，处

理后的生产水中含油量在 15~24mg/L，处理效率达到 99%以上，处理后的生产水含油量低于注入水质标准，其它注水水质指标也能达标，整体运行正常。结合 SZ36-1CEPN/CEPO 平台生产水处理系统处理能力和当前处理效果分析，当前 SZ36-1CEPN/CEPO 平台生产水处理系统满足新增调整井生产水处理要求。

**表 2.1 - 8 SZ36-1CEPN/CEPO 平台生产水监测结果**

时间	生产水（石油类）平均浓度（mg/L）	标准值（mg/L）	是否达标
	SZ36-1CEPN/CEPO 平台		
2017 年 1 月	17	≤50mg/L	达标
2017 年 2 月	17		
2017 年 3 月	17		
2017 年 4 月	17		
2017 年 5 月	15		
2017 年 6 月	16		
2017 年 7 月	16		
2017 年 8 月	16		
2017 年 9 月	16		
2017 年 10 月	16		
2017 年 11 月	19		
2017 年 12 月	18		
2018 年 1 月	19		
2018 年 2 月	17		
2018 年 3 月	21		
2018 年 4 月	20		
2018 年 5 月	21		
2018 年 6 月	22		
2018 年 7 月	22		
2018 年 8 月	19		
2018 年 9 月	17		
2018 年 10 月	17		
2018 年 11 月	18		
2018 年 12 月	19		
2019 年 1 月	18		
2019 年 2 月	18		
2019 年 3 月	19		
2019 年 4 月	22		
2019 年 5 月	18		
2019 年 6 月	18		
2019 年 7 月	19		
2019 年 8 月	19		
2019 年 9 月	19		
2019 年 10 月	21		

2019年11月	23		
2019年12月	24		
2020年1月	23		
2020年2月	20		

(2) 生活污水

生活污水处理装置：各平台的生活污水经各自生活污水处理装置处理后，污水 COD 和粪大肠菌群含量小于《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）中的一级标准。平台生活污水处理装置运转良好。

根据绥中 36-1 油田各平台生活污水的环境监测报表中的监测数据（见表 2.1 - 9）可知：生活污水经处理后 COD 含量 $\leq 300\text{mg/L}$ ，符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）中的一级标准，说明生活污水处理设施正常运行。

**表 2.1 - 9 绥中 36-1 油田各平台生活污水监测结果**

时间	生活污水（COD）排放量（m <sup>3</sup> ）和监测值（mg/L）		标准值（mg/L）	是否达标
	WHPG	WHPH		
	监测值	监测值		
2017年1月	161	41.3	$\leq 300$	达标
2017年2月	59	41.8		
2017年3月	40.4	32.8		
2017年4月	17.6	22.7		
2017年5月	45	58.5		
2017年6月	56	24.5		
2017年7月	52	45		
2017年8月	33	16		
2017年9月	42.5	33		
2017年10月	21	18		
2017年11月	36.5	53.5		
2017年12月	38	49		
2018年1月	34.5	64		
2018年2月	85.5	40.5		
2018年3月	64.5	41		
2018年4月	30	23		
2018年5月	51	36.5		
2018年6月	48	27.5		
2018年7月	44	32		
2018年8月	35.5	33		
2018年9月	69.5	58.5		
2018年10月	51.5	51.5		
2018年11月	66	78.5		
2018年12月	86.5	119.5		

2019年1月	51.5	38		
2019年2月	51.5	60		
2019年3月	28	38		
2019年4月	82.5	50		
2019年5月	27.5	34.5		
2019年6月	53.5	25		
2019年7月	64	42		
2019年8月	39	28.5		
2019年9月	67	84.5		
2019年10月	40	47.5		
2019年11月	49.5	45		
2019年12月	68	38		
2020年1月	54	46		
2020年2月	60	24		

### (3) 环保问题

已建工程无环保问题，不需要整改。

## 2.1.5 拟建项目工程概况

### 2.1.5.1 调整井工程基本情况

#### (1) 井口信息

本次在绥中 36-1 油田 II 期的 SZ36-1WHPG、WHPH 共 2 个平台上布设调整井，具体分布如下：

SZ36-1WHPG 平台总井槽 53 个（其中单井双筒 4 个，共 57 口井），其中 40 口生产井，17 口注水井，无剩余井槽。本次实施 4 口调整井，4 口生产井转为注水井，不钻井。

SZ36-1WHPH 平台总井槽 35 个，其中 20 口生产井，13 口注水井，2 口水源井，无剩余井槽。本次实施 11 口调整井，其中 5 口生产井转为注水井，不钻井，6 口调整井利用内挂井槽实施（包括 5 口生产井，1 口注水井）。

本次调整井计划见表 2.1-10，调整井基本参数见表 2.1-11，典型井身结构图见图 2.1-8~图 2.1-10，各平台调整井分布图详见图 2.1-11~图 2.1-12。

**表 2.1-10 平台调整井计划**

平台	调整前井数	本次调整井井号	本次调整井井数	调整后井数	备注
SZ36-1WHPG	40 口生产井 17 口注水井	生产井转为注水井：G4、G26、G46、 G48	4 口	36 口生产井 21 口注水井	不钻井

SZ36-1WHPH	20 口生产井	生产井转为注水井: H24H1、H32S2、 H21S1、H11S1、H27	5 口	20 口生产井 19 口注水井 2 口水源井	不钻井
	13 口注水井	生产井: H35、H36H、H37H、H38H、 H40H	5 口		利用内挂 井槽新钻
	2 口水源井	注水井: H39	1 口		
总计	调整井	生产井	5 口	15 口	
		注水井	10 口		

**表 2.1 - 11 调整井基本参数**

平台	井号	井段直径×长度	套管直径×长度	含油层厚度 (m)
SZ36-1WHPH	H35	16"×400m	13-3/8"×398m	9
		12-1/4"×2018m	9-5/8"×2016m	
		8-1/2"×2366m		
	H36H	16"×430m	13-3/8"×428m	5
		12-1/4"×1903m	9-5/8"×1901m	
		8-1/2"×2203m		
H37H	16"×400m	13-3/8"×398m	5	
	12-1/4"×2093m	9-5/8"×2091m		
	8-1/2"×2442m			
H38H	16"×430m	13-3/8"×428m	8	
	12-1/4"×2100m	9-5/8"×2098m		
	8-1/2"×2409m			
H40H	16"×400m	13-3/8"×398m	9	
	12-1/4"×1738m	9-5/8"×1736m		
H39	16"×430m	13-3/8"×428m	35	
	12-1/4"×1920m	9-5/8"×1918m		

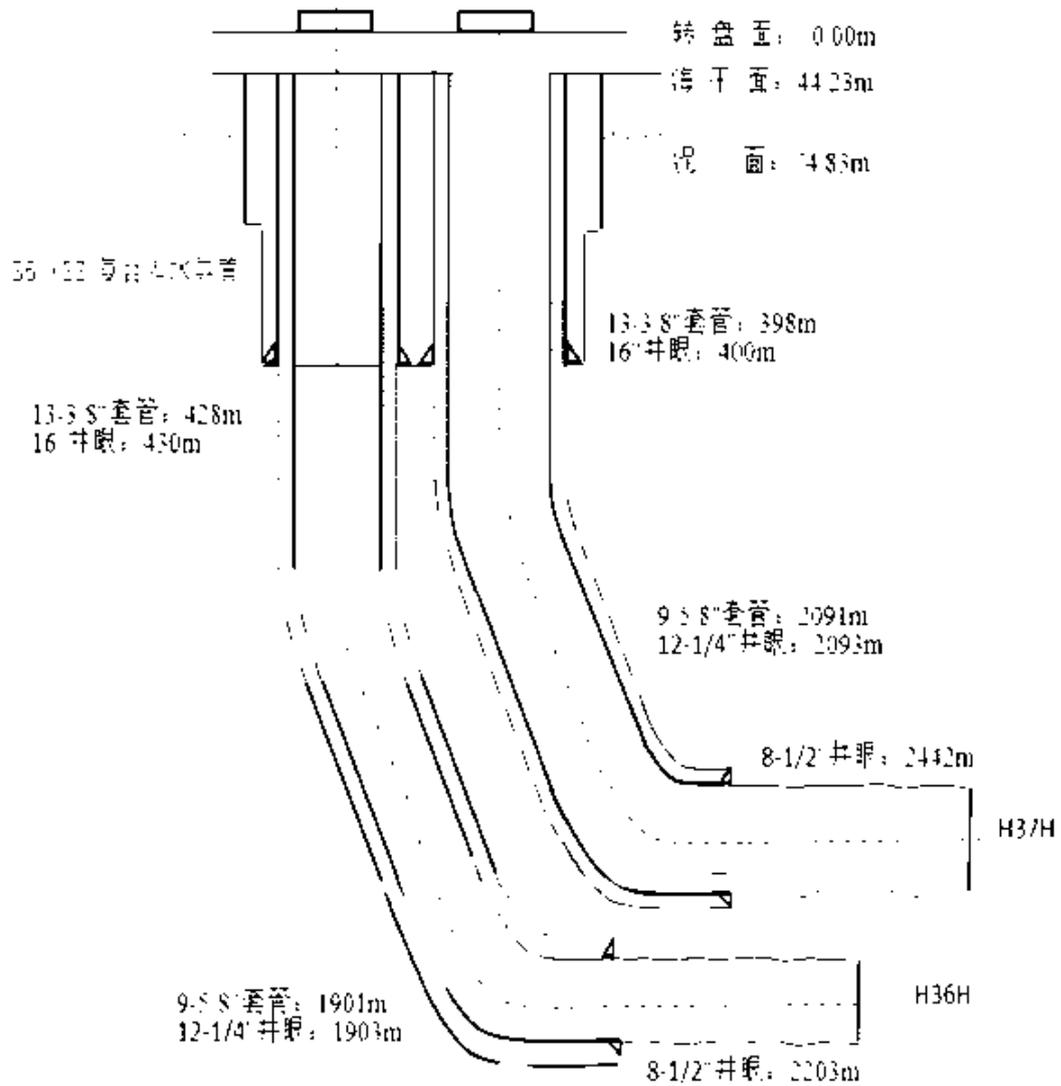


图 2.1 - 8 H36H/H37H 井身结构示意图 (单筒双井)

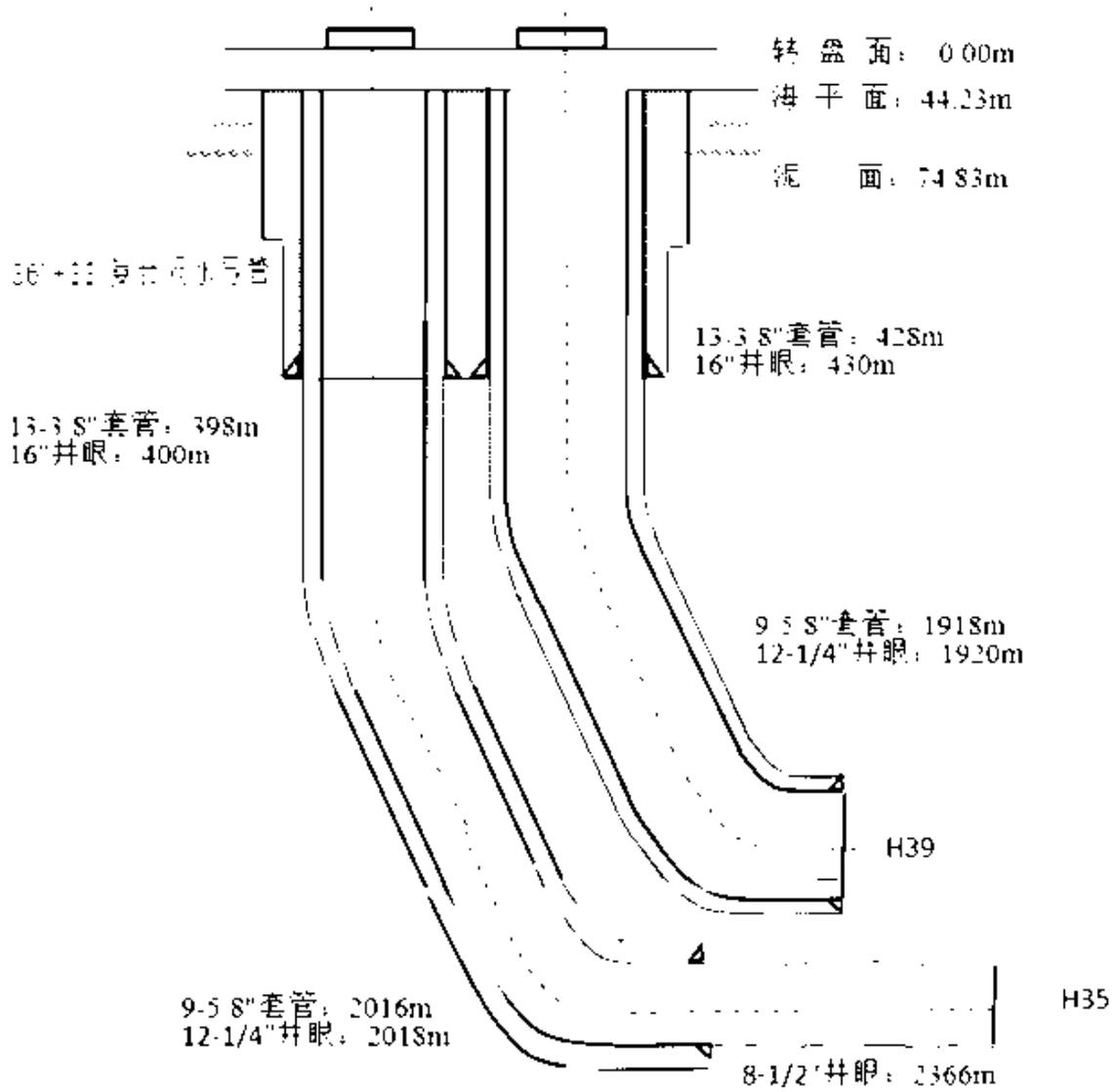


图 2.1 - 9 H35/H39 井身结构示意图 (单筒双井)

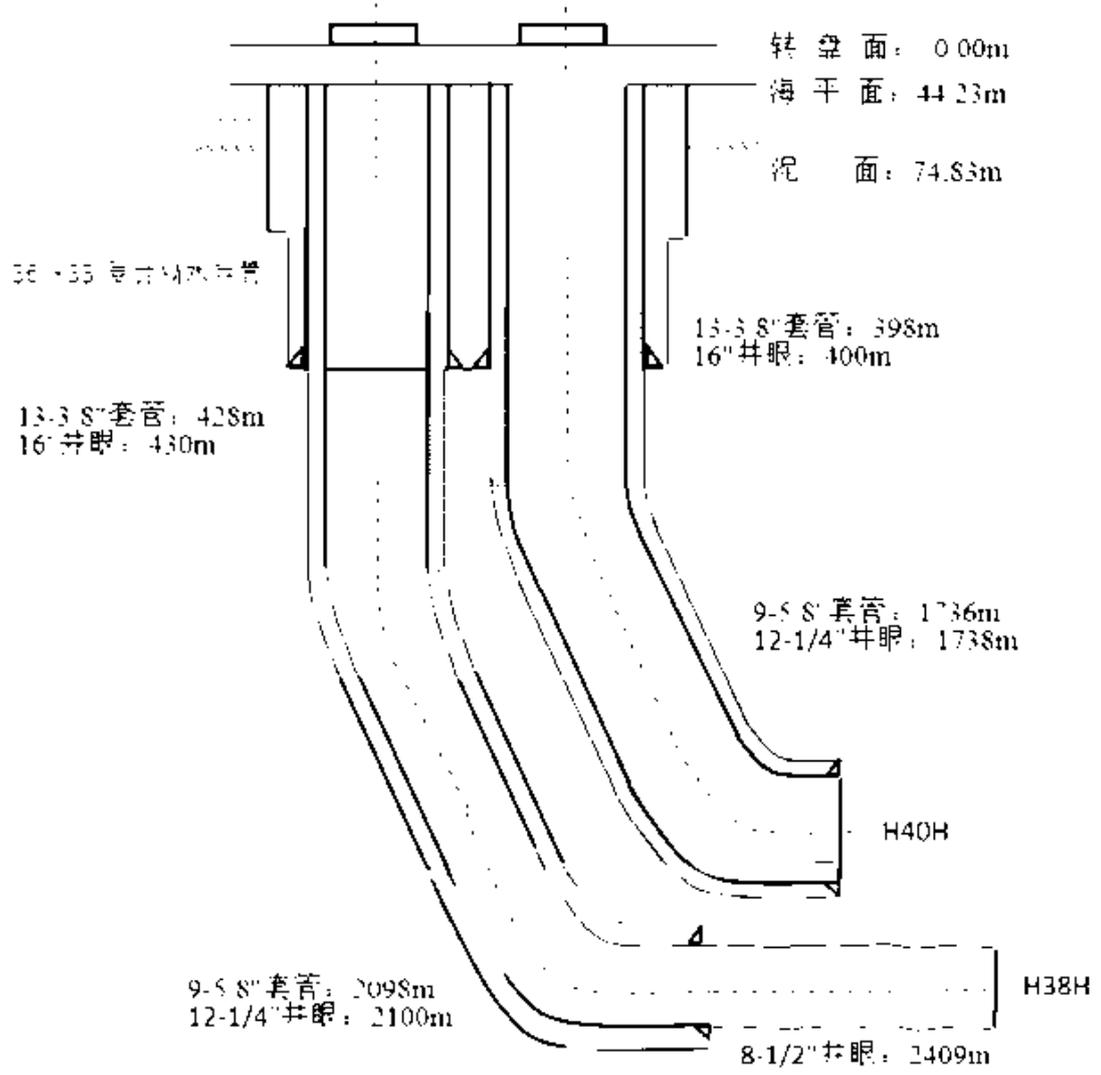
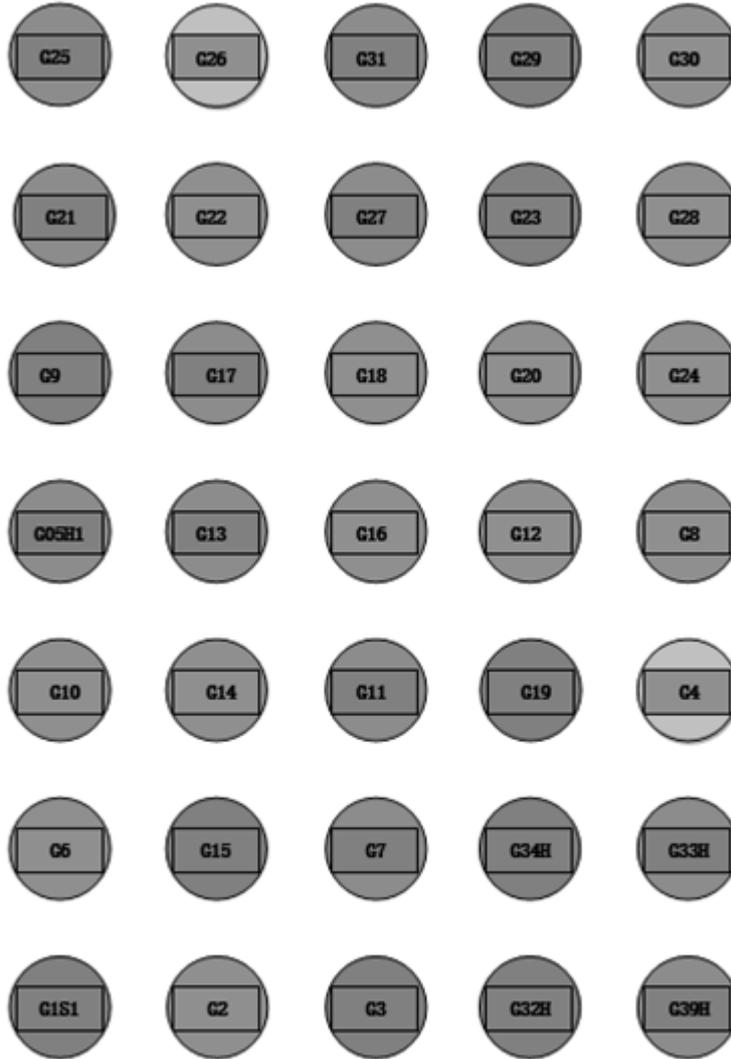


图 2.1 - 10 H38H/H40H 井身结构示意图 (单筒双井)

### SZ36-1G 平台井槽示意图

北 ↑



备注:

1、油井



2、水源井



3、注水井

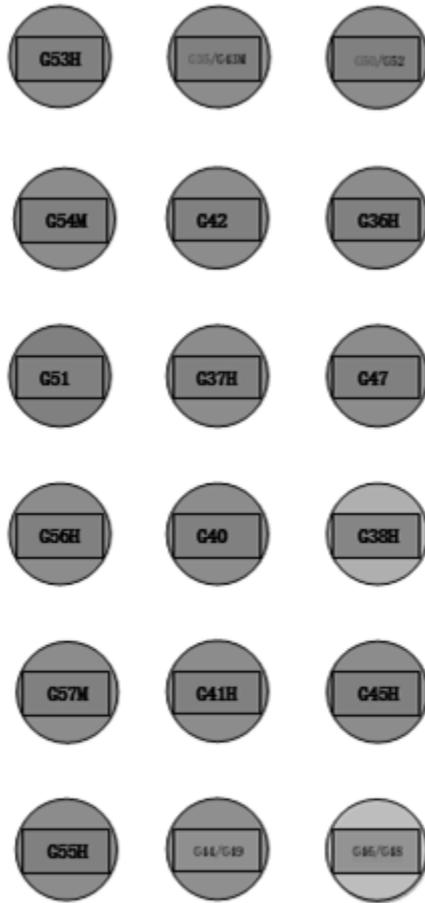


4、计划  
转注井



SZ36-1G 平台外挂井槽示意图

北 ↑



备注：

1、油井		2、水源井	
635/650 为注水井	3、注水井 	4、计划转注井	

图 2.1 - 11 SZ36-1WHPG 平台井槽布置图

### SZ36-1H 平台井位图

北 ↓

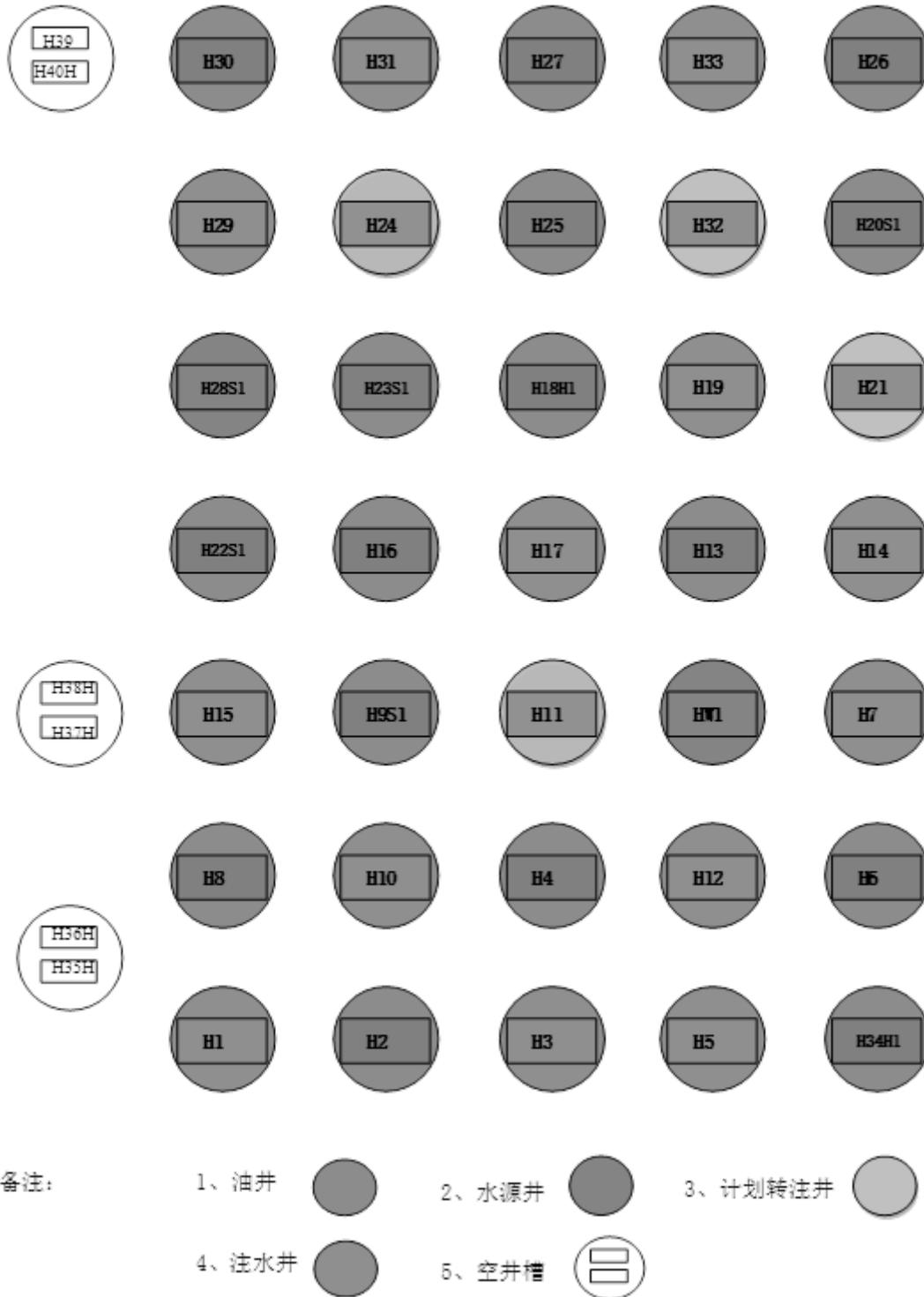


图 2.1 - 12 SZ36-1WHPH 平台井槽布置图

(2) WHPH 平台内挂井槽结构模型图

WHPH 平台内挂井槽结构模型图见图 2.1 - 13。

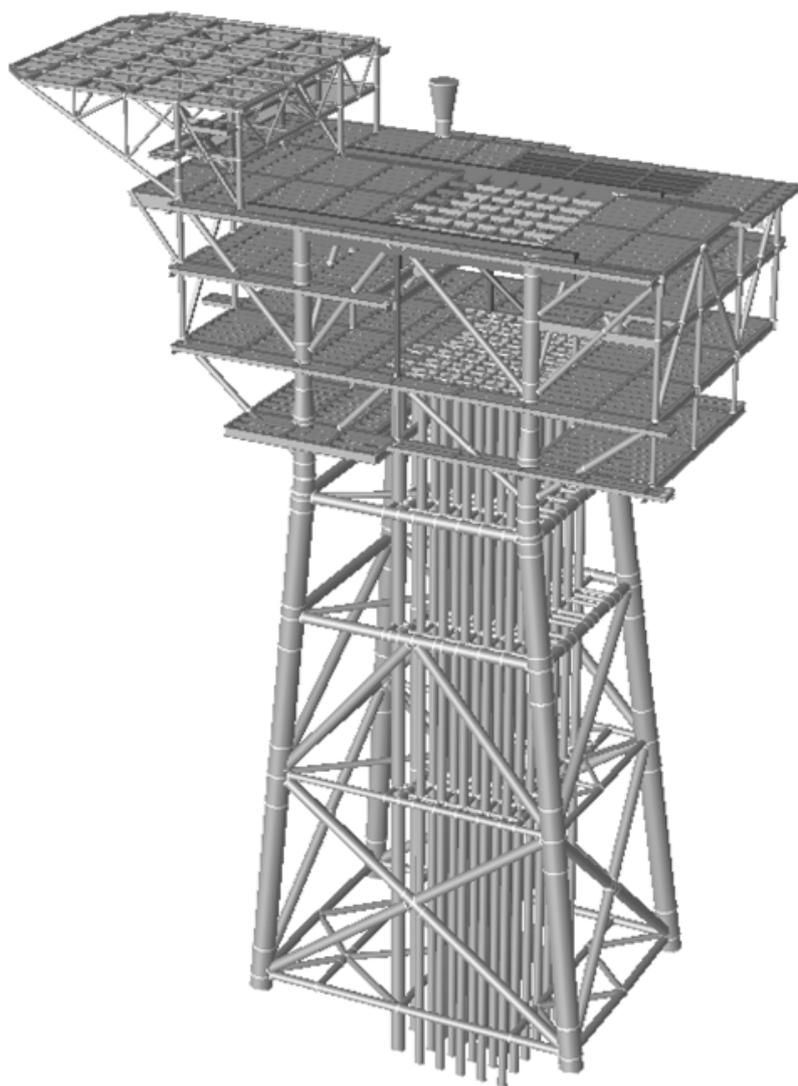


图 2.1 - 13 SZ36-1WHPH 平台内挂井槽结构模型图

### 2.1.5.2 原油性质

绥中 36-1 油田原油性质和伴生气组分见表 2.1 - 12 和表 2.1 - 13。

表 2.1 - 12 地面原油性质表

油田开采基本参数	开采现状
原油密度 (20 °C)	0.920~0.992 g/cm <sup>3</sup>
原油粘度 (50 °C)	50~300mPa·s
含硫量	0.36%
含蜡量	1.61%
胶质沥青质	10.48%
凝固点	-6°C
原始溶解气油比	23~38m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>
地层原油体积系数	1.066~1.113

表 2.1 - 13 井口天然气组分

组分	摩尔百分数 (%)
CO <sub>2</sub>	0.00
N <sub>2</sub>	0.6
C <sub>1</sub>	96.8
C <sub>2</sub>	2.53
C <sub>3</sub>	0.12
I-C <sub>4</sub>	0.00
N-C <sub>4</sub>	0.00

### 2.1.5.3 油田配产预测

本次调整井配产预测见表 2.1 - 14~表 2.1 - 17,调整井投产后 SZ36-1CEPN/CEPO 平台处理产能预测见表 2.1 - 18 和表 2.1 - 19。

**表 2.1 - 14 调整井投产前后 SZ36-1WHPG 平台产能配产预测表 (日产能)**

年度	已建工程产能				本次调整井				调整后工程产能			
	日产量				日产量				日产量			
	(油、水、液: m <sup>3</sup> /d, 气: 10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d)				(油、水、液: m <sup>3</sup> /d, 气: 10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d)				(油、水、液: m <sup>3</sup> /d, 气: 10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d)			
	油	气	水	液	油	气	水	液	油	气	水	液
2021	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2022	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2023	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2024	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2025	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2026	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2027	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2028	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2029	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

**表 2.1 - 15 调整井投产前后 SZ36-1WHPG 平台产能配产预测表 (年产能)**

年度	已建工程产能				本次调整井				调整后工程产能			
	年产量				年产量				年产量			
	(油、水、液: 10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /a, 气: 10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup> /a)				(油、水、液: 10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /a, 气: 10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup> /a)				(油、水、液: 10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /a, 气: 10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup> /a)			
	油	气	水	液	油	气	水	液	油	气	水	液
2021	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2022	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2023	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2024	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

2025	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2026	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2027	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2028	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2029	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

表 2.1 - 16 调整井投产前后 SZ36-1WHPH 平台产能配产预测表 (日产能)

年度	已建工程产能				本次调整井				调整后工程产能				
	日产量				日产量				日产量				
	(油、水、液: m <sup>3</sup> /d, 气: 10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d)				(油、水、液: m <sup>3</sup> /d, 气: 10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d)				(油、水、液: m <sup>3</sup> /d, 气: 10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d)				
	油	气	水	液	油	气	水	液	油	气	水	液	
2021	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2022	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2023	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2024	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2025	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2026	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2027	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2028	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2029	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

表 2.1 - 17 调整井投产前后 SZ36-1WHPH 平台产能配产预测表 (年产能)

年度	已建工程产能				本次调整井				调整后工程产能				
	年产量				年产量				年产量				
	(油、水、液: 10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /a, 气: 10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup> /a)				(油、水、液: 10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /a, 气: 10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup> /a)				(油、水、液: 10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /a, 气: 10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup> /a)				
	油	气	水	液	油	气	水	液	油	气	水	液	
2021	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2022	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

2023	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2024	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2025	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2026	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2027	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2028	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2029	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

表 2.1 - 18 调整井投产前后 SZ36-1CEPN/CEPO 平台处理产能配产预测表（日产能）

年度	已建工程产能				本次调整井				调整后工程产能			
	日产量				日产量				日产量			
	(油、水、液: m <sup>3</sup> /d, 气: 10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d)				(油、水、液: m <sup>3</sup> /d, 气: 10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d)				(油、水、液: m <sup>3</sup> /d, 气: 10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d)			
	油	气	水	液	油	气	水	液	油	气	水	液
2021	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2022	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2023	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2024	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2025	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2026	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2027	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2028	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2029	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

表 2.1 - 19 调整井投产前后 SZ36-1CEPN/CEPO 平台处理产能配产预测表（年产能）

年度	已建工程产能				本次调整井				调整后工程产能			
	年产量				年产量				年产量			
	(油、水、液: 10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /a, 气: 10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup> /a)				(油、水、液: 10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /a, 气: 10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup> /a)				(油、水、液: 10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /a, 气: 10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup> /a)			
	油	气	水	液	油	气	水	液	油	气	水	液

2021													
2022													
2023													
2024													
2025													
2026													
2027													
2028													
2029													

表 2.1 - 20 调整井投产前后 SZ36-1CEP 平台外输量预测表

年度	已建工程产能		本次调整井		调整后工程产能	
	日输量(m <sup>3</sup> /d)	年输量(10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /a)	日输量(m <sup>3</sup> /d)	年输量(10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /a)	日输量(m <sup>3</sup> /d)	年输量(10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /a)
2021						
2022						
2023						
2024						
2025						
2026						
2027						
2028						
2029						

#### 2.1.5.4 平台适应性改造

WHPH 平台在内挂井槽实施 5 口生产井，1 口注水井，工程方案采用 3 个隔水套管，以单桶双井的形式实现。为了满足内挂的需求，需要对 SZ36-1WHPH 平台进行适应性改造，在平台内部扩建 2 块甲板，用于布置移位后的注水管汇及新增的开闭排罐、变压器和注水泵等设备。

##### (1) SZ36-1 WHPH 平台平面布置

###### ● UPPER DECK（上层甲板）

UPPER DECK 无外扩甲板，本层标高为 EL.(+)54m。

UPPER DECK 井口区西侧新增井口盖板，改造甲板面积为 13m×1.75m。

详见图 2.1 - 14。

###### ● MIDDEL DECK（中层甲板）

MIDDEL DECK 的井口区西侧的防火墙及电潜泵区域将进行改造，井口区东侧外扩尺寸为 13m×7.85m，本层标高为 EL.(+)50m。

MIDDEL DECK 设备相关主要改造为：

- a. 新增井口区，需要移位变压器共 5 台；
- b. 新增电潜泵变压器位于南侧新增甲板，并设置电气间；
- c. 储藏间与中控室之间墙拆除，将中控室进行扩大。

详见图 2.1 - 15。

###### ● LOWER DECK（工作甲板）

LOWER DECK 拆除井口区西南角上采油树操作甲板的斜梯，在井口区南侧增加一个直梯，在本层甲板东南侧增加下 SUB-LOWER DECK 的斜梯，本层标高为 EL.(+)45m。

LOWER DECK 主要新增的设备为：

- a. 新增 3 个内挂井槽（单筒双井），采油树布置在本层；
- b. 新增井口区将新安装一套井口控制盘，新的井口控制盘将提供所有井的控制空间，平台原有的井口控制盘将进行拆除。

详见图 2.1 - 16。

###### ● SUB-LOWER DECK（下下层甲板）

SUB-LOWER DECK 井口区东侧外扩尺寸为 16.5m×7.85m，东侧增加上 LOWER DECK 的斜梯，增加 SUB-LOWER DECK 至带缆甲板的斜梯，同时新增注水泵等设备，本层标高为 EL.(+)41m。

SUB-LOWER DECK 主要新增的设备为：

- a. 注水泵 1 台
- b. 闭排罐 1 台
- c. 开排罐 1 台

详见图 2.1 - 17。

### (2) 注水系统

新增一口注水井 H39，需要注水量为 8602m<sup>3</sup>/d (358.4m<sup>3</sup>/h)。目前平台有两台注水泵，单台能力为 130m<sup>3</sup>/h，一用一备，不能满足平台新增注水要求。增加 1 台 230m<sup>3</sup>/h 的注水泵，使最大的注水能力由 130m<sup>3</sup>/h 增加到 360m<sup>3</sup>/h。现有注水管汇尺寸为 8”，在最大注水量时的流速为 3.2m/s，能满足注水要求。现有注水管汇上有 2 个预留口，可以用于新增 H39 注水井。

### (3) 机械改造内容

注水系统机械改造内容：新增井槽占用原注水管汇位置，因此计划拆除原注水管汇并移位至 SUB-LOWER DECK 东侧。

开、闭排系统机械改造内容：开、闭排系统设备不需要扩容，但其位置被新增井口占用。由于开排罐、闭排罐尺寸较大，现场拆除移位不便，切现场拆除需要停产约两周，考虑到停产时间问题，计划购买新的开排罐、闭排罐。

新增设备基本情况见表 2.1-21，平台改造总体布置见图 2.1 - 14~图 2.1 - 16。

**表 2.1-21 本项目 WHPH 平台适应性改造新增设备基本情况**

平台	设备名称	数量	规格
SZ36-1WHPH 平台	注水泵	1	230m <sup>3</sup> /h
	闭排罐	1	7m <sup>3</sup>
	开排罐	1	10m <sup>3</sup>
	电潜泵变压器	5	315KVA
	井口控制盘	1	40 井井口盘
	开排泵	2	10m <sup>3</sup> /h
	闭排泵	2	10m <sup>3</sup> /h
	开排滤器	2	/
闭排滤器	2	/	

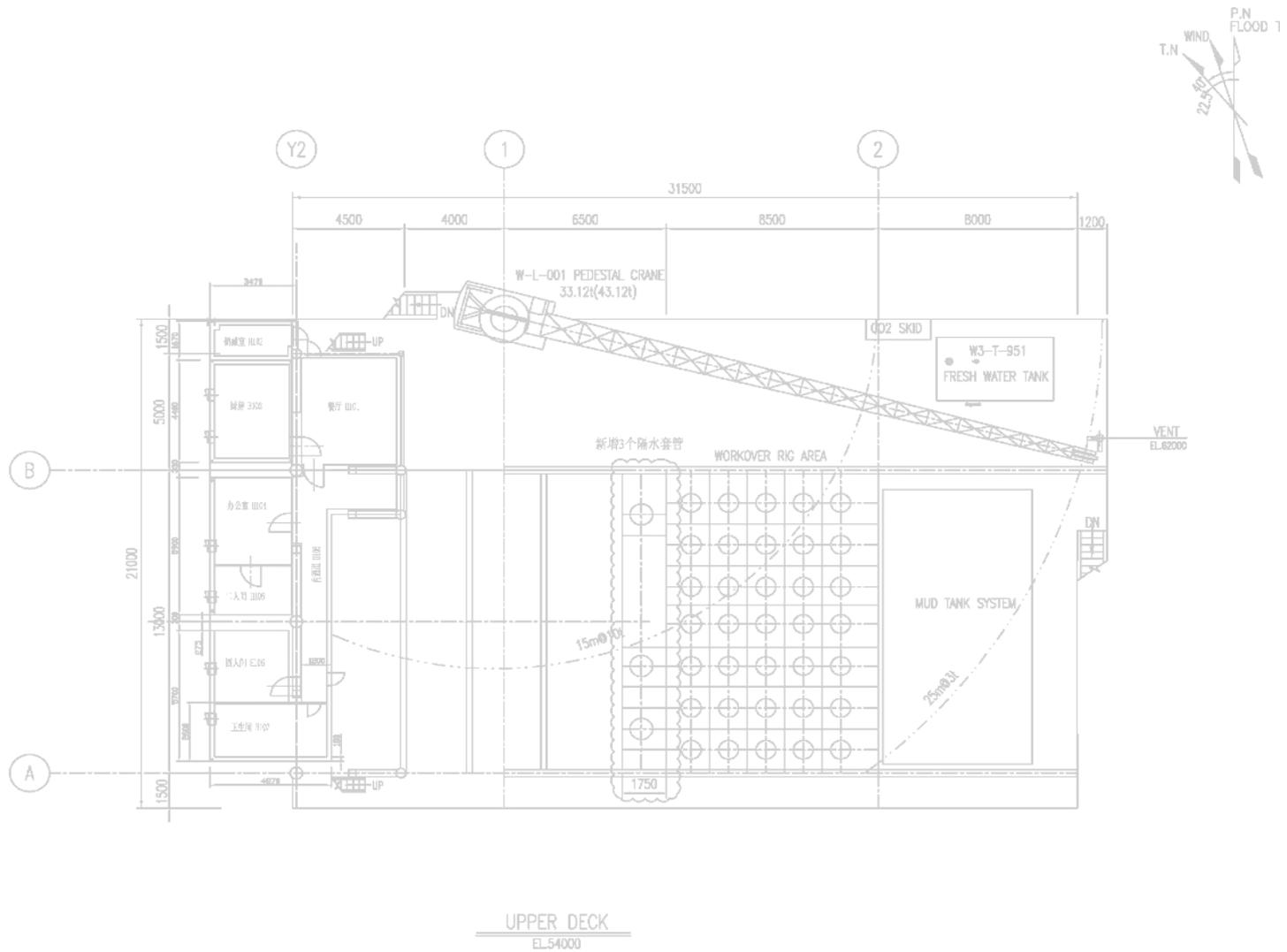


图 2.1 - 14 SZ36-1 WHPH 上层甲板改造总体布置图

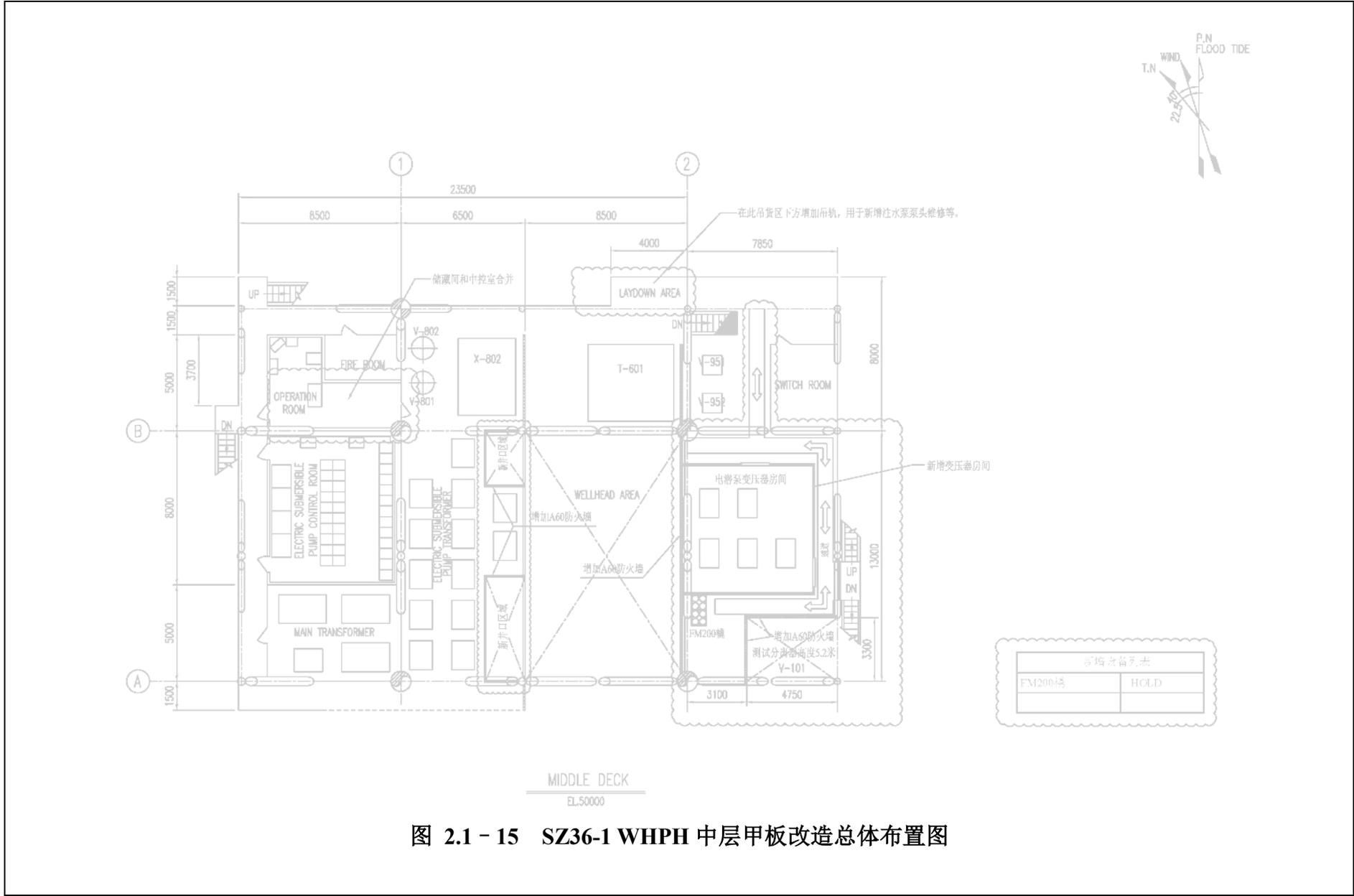


图 2.1 - 15 SZ36-1 WHPH 中层甲板改造总体布置图

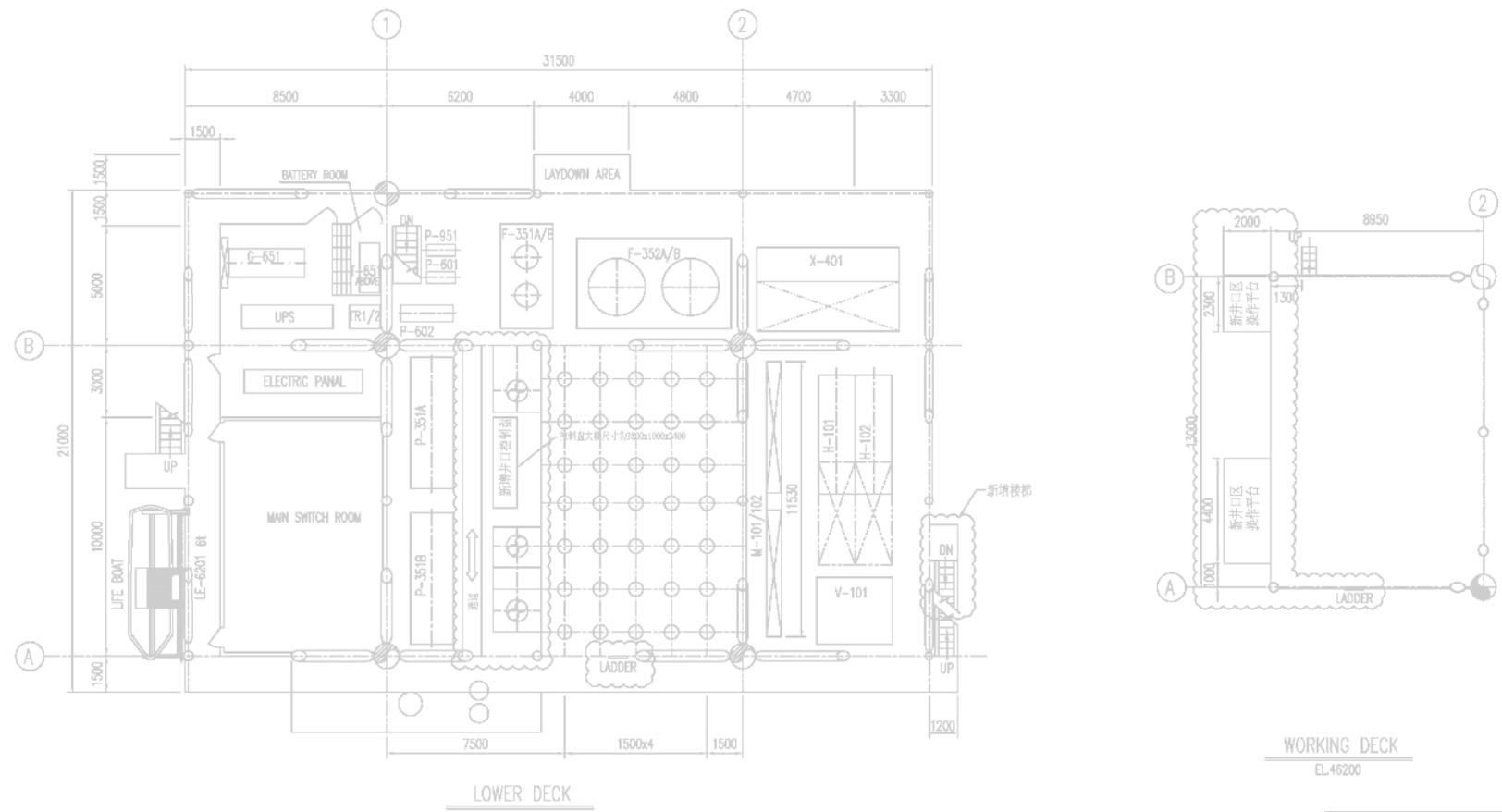
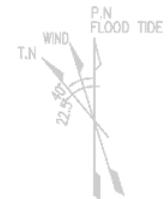
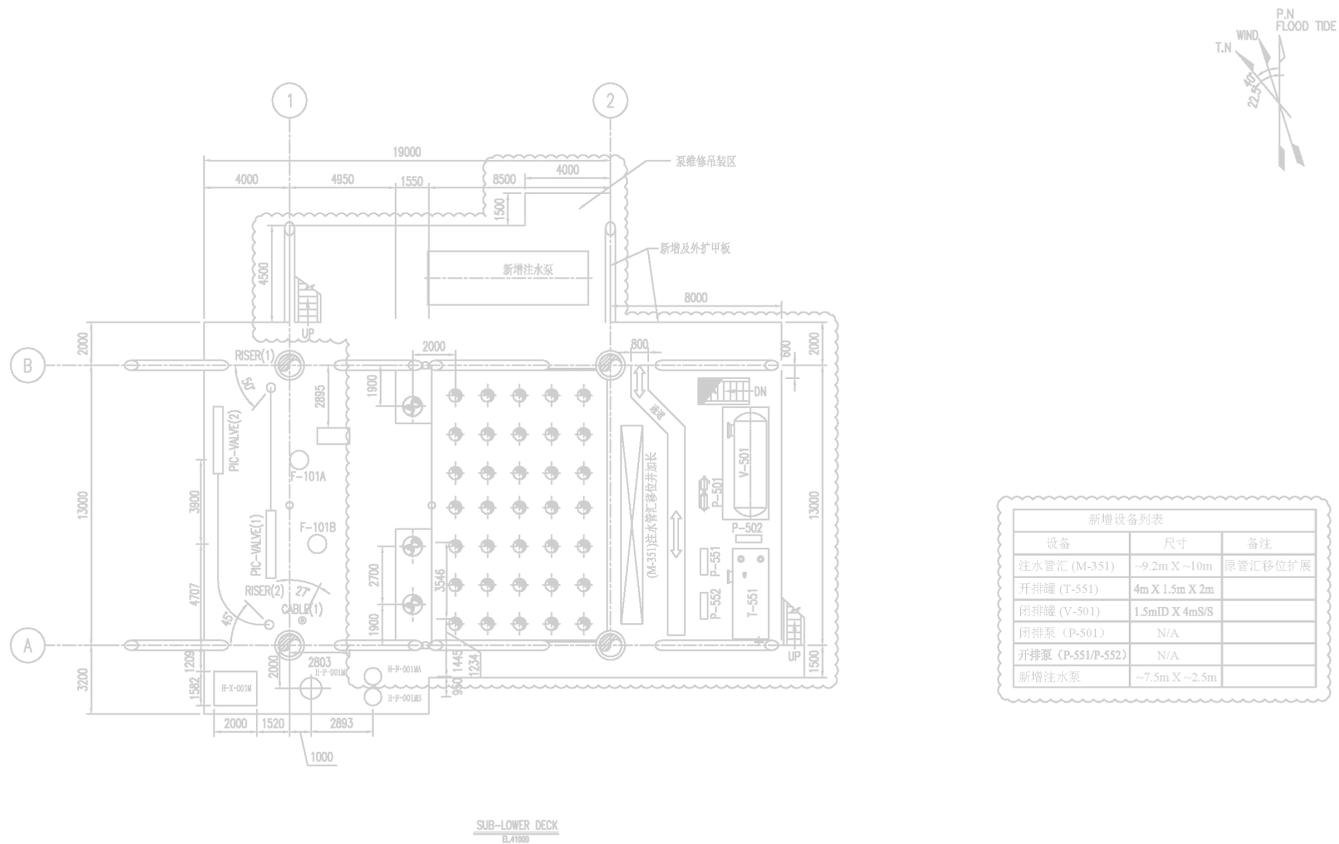


图 2.1 - 16 SZ36-1 WHPH 工作甲板改造总体布置图



新增设备列表		
设备	尺寸	备注
注水管汇 (M-351)	~9.2m X ~10m	原管汇移位扩展
开排罐 (T-551)	4m X 1.5m X 2m	
闭排罐 (V-501)	1.5mID X 4mS/S	
闭排泵 (P-501)	N/A	
开排泵 (P-551/P-552)	N/A	
新增注水泵	~7.5m X ~2.5m	

图 2.1 - 17 SZ36-1 WPHH 下层甲板改造总体布置图

### 2.1.5.5 公用工程改造

供电、生产用热、排水系统等公用工程利用原有项目装置，不另行新建或者扩容。

### 2.1.5.6 环保工程改造

拟建工程投产后环保工程依托已建工程，不另行新建或者扩容。

### 2.1.5.7 产出物流集输工程改造

拟建工程投产后，产出物流依托原平台计量集输设备，油、气、水处理利用已建工程的生产系统，不新增集输设施。

### 2.1.5.8 生产水回注情况

拟建工程投产后，CEPN 平台分离出的含油生产水将输送至生产水处理平台 CEPO 进行处理，处理合格的生产水将作为 WHPC、WHPE、WHPF、WHPG、WHPH 和 WHPN 平台的注水水源，全部回注地层。不足的部分由水源井补充。

### 2.1.5.9 施工建设方案

本次在绥中 36-1 油田实施 15 口调整井，9 口利用生产井转为注水井，不钻井；6 口井在内挂井槽实施，并对 SZ36-1WHPH 平台进行适应性改造。

#### (1) 钻完井、开采方式及生活污水处理方式

本次 9 口生产井转注水井过程中不进行钻完井作业，其他 6 口井均进行钻完井作业。生产井开发方式为注水开发，采油方式是人工举升。本次 6 口调整井钻井施工采用 PDC（聚晶金刚石复合片钻头）和牙轮钻头。

本工程施工期间生活污水依托施工船舶和平台的生活污水处理设施处理达标后排海。

表 2.1 - 22 本次 15 口调整井的钻完井方式

平台	井号	钻完井
WHPH	H35、H36H、H37H、H38H、H40H、H39	钻井平台

#### (2) 9 口生产井转为注水井的施工过程

9 口生产井转为注水井的施工过程：起出临时管柱，套冲、震击打捞防砂段中心管柱，处理完成后按照弃井规范下入 EZSV 封隔器挤注水泥封堵原产层，随后刮管洗井，下入射孔枪对

馆陶组水层进行射孔，再次刮管洗井，采用单层砾石充填防砂方式进行防砂，为保护套管，下入罐装电泵生产管柱投产。

**(3) 钻井、完井及固井的处理方式**

本批次内挂井槽共钻井 6 口，计划采用钻井平台进行作业。

- 单筒双井采用 36" +33" 复合隔水导管；
- 水平井采用三开井身结构，定向井采用两开井身结构；
- 水平井一开 16" 井眼钻进，下 13-3/8" 套管，固井至井口。二开 12-1/4" 井眼钻进，下 9-5/8" 套管，固井至井口。三开 8-1/2" 井眼钻进，裸眼完井。
- 定向井一开 16" 井眼钻进，下 13-3/8" 套管，固井至井口。二开 12-1/4" 井眼钻进，下 9-5/8" 套管，固井至井口，套管完井。

**(4) 钻井液成分**

本项目钻井液采用水基泥浆。钻井液体系及基本性能见表 2.1 - 23，钻井液采用环保型水基泥浆，主要成分见表 2.1 - 24。

**表 2.1 - 23 调整井钻井液体系及基本性能**

井眼尺寸	钻井液体系	密度(g/cm <sup>3</sup> )	PV (Pa)	YP (mPa.s)	粘度 (s/qt)
12-1/4"	海水膨润土浆/水基环保钻井液改进型 PEC	1.03~1.16	20~25	10~14	50~60
8-1/2"	水基环保钻井液 EZFLOW	1.03~1.06	12~13	9.5~10.5	50~55

**表 2.1 - 24 调整井钻井液主要成分表**

成分	比例 (%)
海水	—
NaOH (烧碱)	0.1
PF-VIS (提粘提切剂)	0.3
PF-FLO (改性淀粉)	2
PF-JLX-B (聚合醇)	3
Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> (纯碱)	0.5
KCl	17

**(5) 内挂井槽、新井隔水导管下入施工工艺**

新增甲板构件需要在陆地部分预制，在海上进行切割安装。

本项目内挂井槽及隔水导管施工过程在现有平台上的生产正常进行。

工程施工过程：甲板结构焊接→设备吊装安装→设备调试。

隔水导管采取钻下方式，并进行固井作业，隔水管壁厚为 1" 。

## (6) 施工计划

具体施工方案见表 2.1 - 25。

表 2.1 - 25 施工计划

平台	施工人员 (人)	施工天数 (天)	施工船舶数量 (艘)	船舶种类
WHPG 调整井	20	40	/	/
WHPH 调整井	120	150	3	钻井平台 1 值班船 2
WHPH 平台适应性改造	29	153	/	/

### 2.1.5.10 依托工程可行性分析

#### (1) 油气水处理系统依托可行性

SZ36-1CEPN/CEPO 平台接收处理来自 SZ36-1WHPC、WHPE、WHPF、WHPG、WHPH 和 WHPN 平台的井口物流 (SZ36-1CEPN 平台处理油和气, SZ36-1CEPO 平台处理生产水), 井口物流在 SZ36-1CEPN 平台上进行处理, 处理后的合格原油经海底管线送至 SZ36-1CEP 平台与 SZ36-1CEP 平台处理合格的原油经海底管线送至绥中 36-1 陆上终端。SZ36-1CEPN 平台分离出的含油生产水将输送至生产水处理平台 SZ36-1CEPO 进行处理, 处理合格的生产水将作为 WHPC、WHPE、WHPF、WHPG、WHPH 和 WHPN 平台的注水水源, 全部回注地层。

由表 2.1 - 26 可知, 拟建工程实施后, SZ36-1CEPN/CEPO 平台处理量最大值未超过其平台各系统设计能力, 因此本次依托可行。

表 2.1 - 26 调整井实施后 SZ36-1CEPN/CEPO 平台处理能力分析

平台	项目	系统处理能力	预测最大值 (叠加后)	依托是否可行
SZ36-1CEPN/CEPO 平台	液处理系统, m <sup>3</sup> /d	60000	██████████	可行
	原油处理系统, m <sup>3</sup> /d	7500	██████████	可行
	生产水处理系统, m <sup>3</sup> /d	84000	██████████	可行
	天然气处理系统, 10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d	20	██████████	可行

#### (2) 生产水回注系统依托可行性

##### ①油田回注的必要性

油田投入开发后, 随着开采时间的增长, 就要不断地消耗油层本身能量, 油层压力就会不断下降, 使地下原油大量脱气, 粘度高, 油井产量减少, 甚至会停喷停产, 造成地下残留大量死油采不出来, 为了弥补原油采出后所造成的地下亏空, 保持或提高油层压力, 实现油田高产稳产, 并获得较高的采收率, 必须对油田进行注水。用于恢复和保持油藏地层压力, 从而保证生产井有足够的生产压差, 保证油藏产液量和产油量。

##### ②拟建工程生产水回注的可行性

SZ36-1CEPN 平台分离出的含油生产水将输送至 CEPO 平台进行处理, 处理合格的生产水将作为 WHPC、WHPE、WHPF、WHPG、WHPH 和 WHPN 平台的注水水源, 全部回注地层。拟建工程实施后, 生产水回注最大量未超过油田平台注水系统最大注水能力 (80640 m<sup>3</sup>/d), 因此回注水依托可行。调整后工程回注水可行性分析见表 2.1 - 27, 典型年份水平衡图见图 2.1 - 18。

表 2.1 - 27 调整后工程回注水可行性分析

年度	CEPO 平台生产水处理量 <sup>a</sup> (m <sup>3</sup> /d)	各平台生产水回注量 <sup>b</sup> (m <sup>3</sup> /d)	水源井补充水量 <sup>c</sup> (m <sup>3</sup> /d)	总排水量 <sup>d</sup> (m <sup>3</sup> /d)
2020				
2021				
2022				
2023				
2024				
2025				
2026				
2027				
2028				
2029				

注: a-b+c=d

图 2.1 - 18 典型年份水平衡图 (2025 年, 单位: m<sup>3</sup>/d)

### ③回注水质达标分析

根据表 2.1 - 8 (SZ36-1CEPN/CEPO 平台生产水监测结果) 可知。回注水水质符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012) 中的要求 (≤50mg/L)。

### (3) 管线输送依托可行性

从表 2.1 - 28 可以看出, 本次调整井实施后所依托的海底混输管道操作压力均未超出原设计参数, 依托海底管线可以满足要求。

表 2.1 - 28 调整井工程实施后管线依托可行性分析

依托管线	输送量 (max)	校核压力 kpa	操作压力 kpa	设计温度℃	入口温度℃	依托是否可行
SZ36-1WHPG→SZ36-1CEP	液: 5879.77m <sup>3</sup> /d	2437	1505	60	59	可行
SZ36-1WHPH→SZ36-1CEP	液: 4077.57 m <sup>3</sup> /d	2707.7	982	60	56	可行
SZ36-1WHPM→SZ36-1WHPN	液:15889.77m <sup>3</sup> /d	1280	983	59	59	可行
SZ36-1WHPF→SZ36-1CEP	液: 7213m <sup>3</sup> /d	2475	435	75	69	可行
SZ36-1CEP→绥中 36-1 陆上终端处理厂	液: 16666.7m <sup>3</sup> /d	8700	3253	75	68	可行

### (4) 施工期生活污水依托处理可行性分析

本工程 WHPG 平台调整井和 WHPH 平台适应性改造施工期产生的生活污水依托平台上的生活污水处理设施进行处理，生活污水依托处理可行性分析见表 2.1 - 29。由表中可以看出：平台上生活污水处理设施的处理能力可以满足生活污水处理的需求，依托可行。

本次 WHPH 平台调整井施工期产生的生活污水依托施工船舶上的生活污水处理设施进行处理，生活污水依托处理可行性分析见表 2.1 - 30。由表中可以看出：施工船舶上生活污水处理设施的处理能力，可以满足生活污水处理的需求，依托可行。

**表 2.1 - 29 WHPG 平台调整井和 WHPH 平台适应性改造生活污水依托处理可行性分析**

平台	平台常驻人员(人)	施工人员(人)	施工期间平台总人数(人)	施工期间平台生活污水最大产生量(m <sup>3</sup> /d)	平台生活污水处理设施处理能力(m <sup>3</sup> /d)	是否可行
WHPG	9	20	29	10.15	13.2	可行
WHPH	8	29	37	12.95	13.2	可行

**表 2.1 - 30 WHPH 平台调整井期间生活污水依托处理可行性分析**

施工船	施工船生活污水处理设施处理能力(人)	施工人员(人)	是否可行
钻井平台和值班船	120	120	可行

(5) 固体废物依托可行性分析

油层段钻屑、油层段钻井液等危险固废委托有资质单位(辽宁绿源再生能源开发有限公司和锦州永盛废油再生有限公司)进行处理，相关委托处理协议是：渤海油田危险废弃物应急回收处置服务合同(合同编号：CCL2018TJLYYSTO222)和固体废弃物及清舱后废弃物回收处置服务合同(合同编号：CCL2018TJDYYST0365)。合同及相关处理资质见附件 3 和附件 4。

**2.1.6 原项目和调整(井)后项目工程变化对比**

**表 2.1 - 31 调整井工程实施后绥中 36-1 油田 II 期工程相关平台变化情况对比 (SZ36-1CEPO 平台负责接收处理 WHPC、WHPE、WHPF、WHPG、WHPH、WHPN 平台来液)**

项目		原报告书设计最大产能	生产现状(最大产能)	拟建工程(最大产能)	调整后(最大产能)	备注
CEPN/CEPO 平台产能	液 m <sup>3</sup> /d	60000 m <sup>3</sup> /d	██████████	██████████	██████████	生产水处理后均回注地层，不排海。
	油 m <sup>3</sup> /d	7500 m <sup>3</sup> /d	██████████	██████████	██████████	
	气 10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d	20×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d	██████████	██████████	██████████	
	水 m <sup>3</sup> /d	84000 m <sup>3</sup> /d	██████████	██████████	██████████	
平台结构	SZ36-1WHPG	/	4 腿导管架钢	/	4 腿导管架钢	不变

			结构井口平台		结构井口平台	
	SZ36-1WHPH	/	4 腿导管架钢 结构井口平台	/	4 腿导管架钢 结构井口平台	不变
	SZ36-1CEPN	/	8 腿导管架钢 结构井口平台	/	8 腿导管架钢 结构井口平台	不变
	SZ36-1CEPO	/	8 腿导管架钢结 构井口平台	/	8 腿导管架钢结 构井口平台	不变
生产物流处理集输		不变				
生产定员 (单班)	SZ36-1WHPG	/	9 人	/	9 人	不变
	SZ36-1WHPH	/	8 人	/	8 人	不变
	SZ36-1CEPN/CEPO	/	75 人	/	75 人	不变
生产天数		/	347 天	/	347 天	不变

## 2.2 工程分析

### 2.2.1 原有污染物排放情况

#### (1) 废水

根据对油田的调查，水污染源主要包括生活污水、含油生产水等废水。

#### ① 生活污水

根据表 2.2-1，2019 年，SZ36-WHPG、WHPH 生活污水产生总量约为 3289.4m<sup>3</sup>/a。各平台生活污水全部进入本平台生活污水装置进行处理，处理达标后排放。

表 2.2-1 已建工程生活污水产生量和排放量（2019 年）

平台	产生量 (m <sup>3</sup> /a)	排放量 (m <sup>3</sup> /a)	排放方式
SZ36-1WHPG	1648.4	1648.4	处理达标后排海
SZ36-1WHPH	1641	1641	
各调整平台小计	3289.4	3289.4	

#### ② 含油生产水

2019 年，SZ36-1WHPG、WHPH 含油生产水产生总量约为 [REDACTED] 经含油生产水处理系统处理达标后全部回注地层。

#### ③ 其他含油污水

包括甲板冲洗水、设备冲洗水、初期雨水等。目前，SZ36-1 油田 WHPG、WHPH 平台甲板冲洗水和设备冲洗水约 1000m<sup>3</sup>/a，初期雨水约 12.7m<sup>3</sup>/次；经过开/闭式排放系统收集后，全部打回原油处理系统进行处理，不外排。

#### (2) 废气

天然气发电:SZ36-1CEPN 平台分离出的伴生天然气全部进入燃料气系统,经处理后供透平发电机使用。SZ36-1CEPN 平台的燃气透平发电机采用绥中 36-1 油田自产气作为主要燃料。根据绥中 36-1 油田天然气分析报告(见附件 25),绥中 36-1 油田天然气中不含硫,天然气燃烧烟气中主要污染物有 NO<sub>x</sub>。

按照《第一次全国污染源普查工业污染源产排污系数手册》, [REDACTED]

通过以上计算,各污染物产生量见表 2.2-2。

表 2.2-2 已建工程大气污染产生量

污染物	天然气用量 (10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /a)	工业废气量 (10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /a)	NO <sub>x</sub> (t/a)
SZ36-1CEPN 平台	8995.34	122569.76	168.30

### (3) 固体废物

现有项目固体废物污染源包括 SZ36-1WHPG、WHPH 平台生活区的生活垃圾和油田生产作业过程中产生的生产垃圾。2019 年 SZ36-1WHPG、WHPH 平台生活垃圾和生产垃圾产生量为 88.2t/a 和 59.4t/a,运回陆地由辽宁绿源再生能源开发有限公司和锦州永盛废油再生有限公司接收处理。

SZ36-1WHPG 和 WHPH 平台已建工程排放的污染物见表 2.2-3。

表 2.2-3 SZ36-1WHPG、WHPH 及相关平台已建工程污染源一览表

类别	污染物	现有工程污染物产生量	现有工程污染物排放量	处理方式及去向
含油生产水 (m <sup>3</sup> /a)	石油类	[REDACTED]	[REDACTED]	已建工程含油生产水处理达标后回注地层。
生活污水 (m <sup>3</sup> /a)	COD	3289.4	3289.4	处理达标后排海
初期雨水 (m <sup>3</sup> /次)	石油类	12.7	0	经开、闭排收集后,全部打入原油处理系统
甲板冲洗水 (m <sup>3</sup> /a)		1000	0	
生活垃圾 (t/a)	食品固体废弃物	88.2	0	运回陆地由有资质单位接收处理
生产垃圾 (t/a)	废弃边角料等	59.4	0	
废气	工业废气量	122569.76×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /a	122569.76×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /a	发电、燃烧
	NO <sub>x</sub>	168.3 t/a	168.3 t/a	

## 2.2.2 污染源分析及污染防治措施

### 2.2.2.1 施工期污染源及污染防治措施

#### 1、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，排污节点如下：

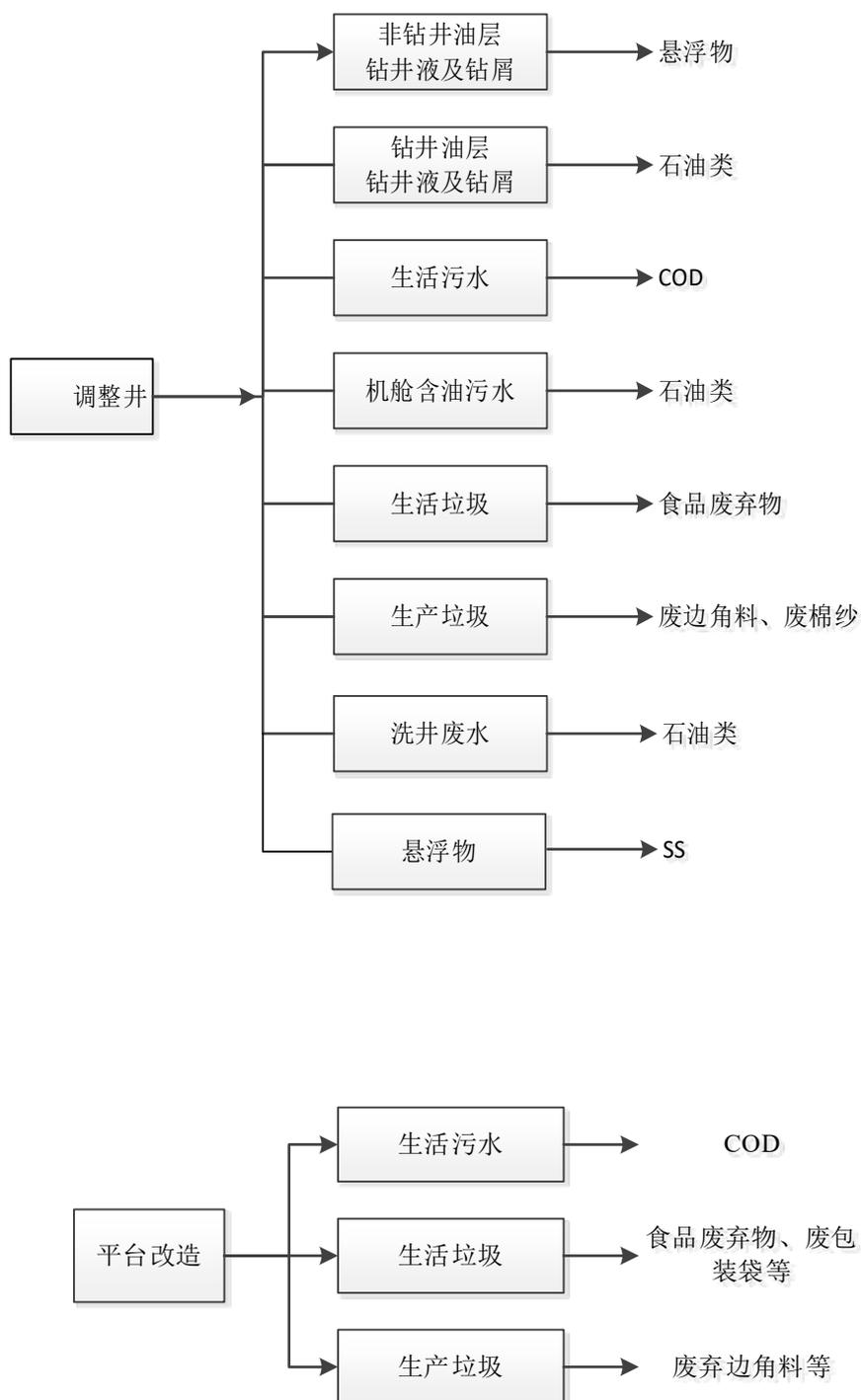


图 2.2 - 1 施工期排污节点图

## 2、污染源及防治措施

### (1) 调整井

#### ① 钻屑

##### A 源强核算

钻完井过程中产生的钻屑分为钻井油层水基钻井液钻屑和非钻井油层水基钻井液钻屑（简称油层段钻屑和非油层段钻屑）两类。

根据建设单位提供的资料，本工程 9 口生产井转注水井过程中不进行钻完井作业，无钻屑、钻井液产生，因此，本工程仅核算 6 口内挂井槽新钻井的钻井液、钻屑产生量。源强核算结果见表 2.2 - 4。

表 2.2 - 4 钻屑源强核算结果表

平台	井数	钻井工期 (天)	非油层段钻屑产生量 (m <sup>3</sup> )	油层段钻屑产生量 (m <sup>3</sup> )	合计 (m <sup>3</sup> )	非油层段钻屑排放速率 (m <sup>3</sup> /d)
SZ36-1WHPH	6 口内挂井槽 (2020 年)	78	945	502	1447	12.1

##### B 污染防治措施

拟建工程钻完井过程中，钻屑总量为 1447m<sup>3</sup>，其中油层段钻屑总量为 502m<sup>3</sup>，油层段钻屑运回陆地由辽宁绿源再生能源开发有限公司和锦州永盛废油再生有限公司接收处理；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）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。若不符合排放要求，将随油层段水基钻井液和钻屑一起运回陆上处理。非油层段钻屑排放方式为随钻随排。排放位置在 WHPH 平台附近，拟建工程产生的非油层段钻屑产生量为 945m<sup>3</sup>，平均排放速率为 12.1m<sup>3</sup>/d。

#### ② 钻井液

##### A 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 - 5。钻井液源强核算时已考虑了消耗量。

表 2.2 - 5 钻井液源强核算结果表

平台	钻井液	非油层段钻井液合计 (m <sup>3</sup> )	油层段钻井液 (m <sup>3</sup> )	钻井液总量 (m <sup>3</sup> )
SZ36-1WHPH	6 口 (2020 年)	1777	1247	3024

##### B 污染防治措施

拟建工程钻完井过程中，拟建工程共产生钻井液 3024m<sup>3</sup>，其中油层段钻井液约 1247m<sup>3</sup>。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，到码头后交由辽宁绿源再生能源开发有限公司和锦州永盛废油再生有限公司接收处理。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）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，若不符合排放要求，将随油层段水基钻井液和钻屑一起运回陆上处理。

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 WHPH 平台附近。

钻井液最高排放速率出现在钻井结束后的一次性排放过程中，钻井完工后一次性排放泥浆 70m<sup>3</sup>，控制其排放速率最大为 35m<sup>3</sup>/h。

### ③机舱含油污水

调整井海上施工需船舶数量为 3 艘，海上施工期为 150 天，机舱含油污水按每船每日 [REDACTED] 计算，共产生机舱含油污水 225m<sup>3</sup>，按照《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》的要求，全部运回陆上处理。

### ④洗井废水

[REDACTED] 主要污染物为石油类等；拟建工程有 9 口生产井转为注水井，生产井转注水井产生洗井废水约为 900m<sup>3</sup>。产生的洗井水返回工艺流程，处理合格后回注地层。

### ⑤生产垃圾

生产垃圾主要为钻完井过程中产生的固体垃圾，主要为废弃的零件、边角料、油棉纱、包装材料等。拟建工程共钻井 6 口，[REDACTED] 则调整井工程产生生产垃圾为 3t，生产垃圾全部运回陆地由辽宁绿源再生能源开发有限公司和锦州永盛废油再生有限公司接收处理。

### ⑥生活污水和生活垃圾

调整井施工期为 343 天，施工人员约为 190 人 [REDACTED] [REDACTED]，共产生生活污水 8133m<sup>3</sup>。[REDACTED] 共产生生活垃圾 34.9t。生活污水经施工船上生活污水处理设施或依托平台生活污水处理设施处理达标后排海，生活垃圾运回陆上处理。

表 2.2 - 6 生活污水和生活垃圾核算结果表

平台	人数(人)	工期(天)	生活污水负荷	生活垃圾负荷	生活污水(m <sup>3</sup> )	生活垃圾(t)

WHPG 调整井	20	40	0.35m <sup>3</sup> /(人·天)	1.5kg/(人·天)	280.0	1.2
WHPH 调整井	120	150			6300.0	27
WHPH 平台适应性改造	29	153			1553	6.7
合计					8133	34.9

### ⑦悬浮物

本工程利用内挂井槽实施 6 口新井，新井隔水导管入泥 50m，在下入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。

### ⑧封井

封井过程不产生污染物。

### ⑨废气

施工过程船舶产生的废气，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的结束而结束。

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

a、2019 年 1 月 1 日起应使用硫含量不大于 0.5%<sub>m/m</sub> 的船用燃油；

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

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

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

### 3、油层段钻屑、油层段钻井液处置单位的依托可行性

油层段钻屑、油层段钻井液等危险固废委托有资质单位（辽宁绿源再生能源开发有限公司和锦州永盛废油再生有限公司）进行处理，相关委托处理协议是：渤海油田危险废弃物应急回收处置服务合同（合同编号：CCL2018TJLYYSTO222）和固体废弃物及清舱后废弃物回收处置服务合同（合同编号：CCL2018TJDYYST0365）。合同及相关处理资质见附件 3 和附件 4。

由表 2.2 - 7 可以看出，拟建工程所产生的油层段钻屑、油层段钻井液等危险固废远小于有资质单位核准经营规模。故接收单位的固体废物接受处置能力可以满足拟建工程的需求，具有依托可行性。

**表 2.2 - 7 拟建工程油层段钻屑、油层段钻井液接收处理依托可行性分析**

污染物名称	工程产生量	经营规模	依托是否可行
油层段钻屑	1255 吨 (502m <sup>3</sup> )	废润滑油 80000 吨/年、固体废物 16500 吨/年、液态废物 4950 吨/年、污泥 33000 吨/年	可行
油层段钻井液	1371.7 吨 (1247m <sup>3</sup> )		可行

**4、拟建工程海上施工阶段主要污染源及处理方式**

施工期污染物排放及污染防治措施汇总见表 2.2 - 8。

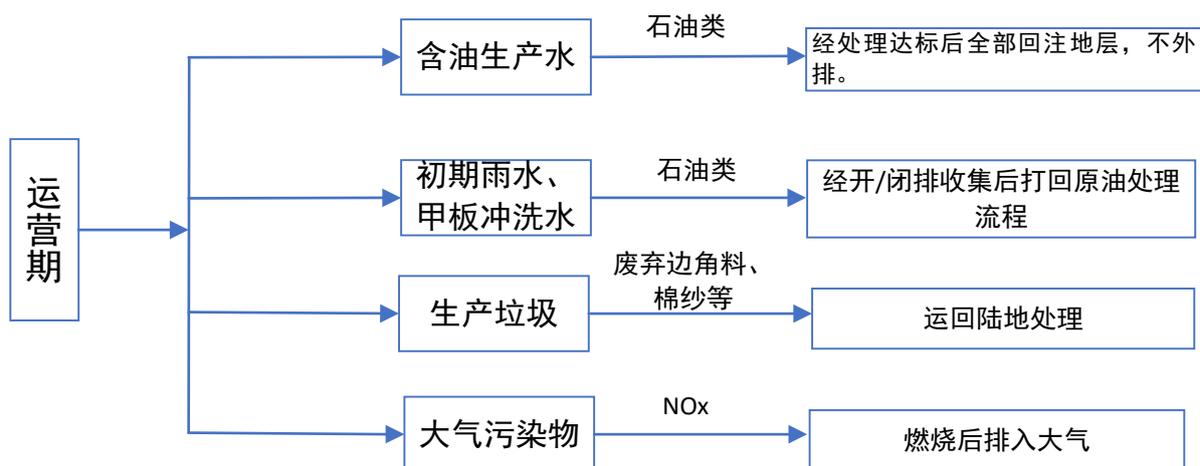
**表 2.2 - 8 施工期污染物及污染防治措施汇总表**

类别	污染物	产生量	排放量	处理方式
油层段钻屑	石油类	502 m <sup>3</sup>	0	运回陆地由辽宁绿源再生能源开发有限公司和锦州永盛废油再生有限公司接收处理
油层段钻井液	石油类	1247 m <sup>3</sup>	0	
非油层段钻屑	SS	945 m <sup>3</sup>	945 m <sup>3</sup>	在满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性》(GB18420.1-2009)的要求排放
非油层段钻井液	SS	1777 m <sup>3</sup>	1777 m <sup>3</sup>	
洗井废水	石油类	900m <sup>3</sup>	900m <sup>3</sup>	返回工艺流程处理合格后回注地层。
生活污水	COD	8133m <sup>3</sup>	8133m <sup>3</sup>	依托施工船舶和平台上生活污水处理设施处理达标后排海
机舱含油污水	石油类	225m <sup>3</sup>	0	运回陆地由辽宁绿源再生能源开发有限公司和锦州永盛废油再生有限公司接收处理
生活垃圾	食品固体废弃物	34.9t	0	
生产垃圾	废弃边角料等	3t	0	
新井隔水导管施工	悬浮物	少量	少量	自然消散

**2.2.2.2 运营期污染源及污染防治措施**

**1、排污节点**

本工程运营期排污节点如下：



## 2、正常工况

### (1) 废水

#### ①生活污水

本次调整后绥中 36-1 油田各生产平台不增加劳动定员，故不增加生活污水产生量。原有人员的生活污水，经平台处理设施处理后达标后排海。

#### ②含油生产水

拟建工程调整后新增含油生产水量最大值为 [REDACTED] 生产水经含油生产水处理系统处理达标后作为注入水源回注地层，不排海。

#### ③其他含油废水

本工程对 WHPH 平台进行平台扩展建设，新增的受雨面积主要为中层甲板的 10.5mx1.7m 区域。运营期 WHPH 平台初期雨水增量约为 0.19m<sup>3</sup>/次；甲板冲洗废水和设备冲洗废水产生增量约为 15m<sup>3</sup>/a，全部经开、闭排收集后，打入原油处理系统。

由于 SZ36-1 油田距离陆地最近的城市为绥中县，因此本项目初期雨水按绥中县地区暴雨公式进行估算。暴雨强度公式为：

$$q = \frac{1833(1 + 0.806 \lg P)}{(t + 9)^{0.724}}$$

式中：q—暴雨强度(L/S·ha)；

P—设计暴雨重现期，采用 P=1 年；

t—集流时间 (min)，采用 30min。

计算得工程区暴雨强度为 129.19L/S·ha。

雨水量公式：

$$Q=C \cdot F \cdot q$$

式中：Q-雨水量(L/s)；

F-汇水面积 (ha)，WHPH 平台新增的受雨面积 0.001785 ha；

C-径流系数，平台上地面完全硬化，故径流系数本次评价取 0.9。

初期雨水一般为前 15min 的雨水，经计算初期雨水量新增量 0.19m<sup>3</sup>/次。初期雨水经开、闭系统收集后，全部经收集进入原油集输流程，不外排。

### (2) 废气

拟建工程调整后新增天然气量最大值为 [REDACTED] 进入燃料气压缩系统处理后供给 SZ36-1CEPN 平台上的透平发电机使用，不足部分由其他油田输气补充。伴生的天然气属于清洁能源，燃烧过程中产生少量氮氧化物、烟尘等大气污染物，高空排放后对环境空气质量影响较小。

由于平台燃气设备不增加，耗气量不变，因此废气产生量不变。

### (3) 固体废物

固体废物污染源包括油田生产作业过程中产生的生产垃圾和生活区的生活垃圾，由于平台劳动定员不变，故不增加生活垃圾产生量。

[REDACTED] 项目包括 6 口新增井，因此，运营期生产垃圾产生量为 6t，运回陆地委托有资质的单位进行处理。

### (4) 调整后污染物排放一览表

调整后污染物产生情况见表 2.2-9。

表 2.2-9 调整后运营期新增污染物汇总表

类别		污染物	本项目新增产生量	本项目新增排放量	排放方式
生活污水 (m <sup>3</sup> /a)		COD	0	0	处理达标后排海
含油生产水 (m <sup>3</sup> /a)		石油类	[REDACTED]	0	经过处理达标后全部回注地层。
其他含油废水	初期雨水 (m <sup>3</sup> /次)	石油类	+0.19	0	经开、闭排收集后，全部打入原油处理系统
	甲板冲洗水 (m <sup>3</sup> /a)		+15	0	
生活垃圾 (t/a)		食品固体废弃物	0	0	运回陆地由辽宁绿源再生

生产垃圾 (t/a)	废弃边角料等	+6.0	0	能源开发有限公司和锦州永盛原油再生有限公司控
燃油发电机废气 (t/a)	NO <sub>x</sub>	0	0	燃烧后排入大气

### 3、非正常工况

本调整井项目进行期间及完工投产后，受生产流程波动影响可能会出现非正常工况。调整井投产后 SZ36-1CEPO 平台生产水预测最大值为 [REDACTED] 一旦出现上述非正常工况，可以调整油井运行频率，降低油井产出量，减少流程生产污水处理量，以保障污水处理效果，处理后的生产水全部回注地层，必要时停止生产，禁止生产水外排入海，具体措施如下：

- (1) 对于产水量比较高的油井通过测试，明确高含水层后，进行卡层作业；
- (2) 对注入井进行调剖、分层调配等控水措施对油井产出水进行控制，以减少生产水产出；
- (3) 对于没有潜力且产油量比较低的高含水井进行关井。

#### 2.2.2.1 调整井投产前后污染物产生量

生产阶段拟建工程生产设施及污染物处理主要依托已建工程设施，工程污染物在原有项目的基础上基本不增加，调整前后污染物排放情况对比见表 2.2-10。

**表 2.2-10 调整井建成前后 SZ36-1WHPG、WHPH 平台污染物产生情况对比**

类别	污染物	调整前 (t/a)	拟建工程最大值 (t/a)	调整后 (t/a)	增减量 (t/a)	排放方式
生活污水	COD	14707.3	0	14707.3	0	达标排海
生产水 (最大值)	石油类	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	全部回注地层
生活垃圾	食品固体废弃物	88.2	0	88.2	0	运回陆上处理
生产垃圾	废弃边角料等	59.4	6	65.4	+6	
废气	NO <sub>x</sub>	168.3	0	168.3	0	发电、燃烧

### 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) 施工期处理达标的生活污水排放对海水水质、海洋生态环境产生的影响；

(2) 钻完井期间井喷溢油对海水水质、海洋生态环境及工程附近的生态红线区、自然保护区、水产种质资源保护区、海洋特别保护区及产卵场等环境敏感目标的潜在影响；

(3) 施工期非油层段钻井液、非油层段钻屑排放对工程周围海水水质、海洋生态、沉积物、底栖生物及敏感目标产生影响；

(4) 施工期产生的油层段钻屑、油层段钻井液、船舱机舱含油污水、生活垃圾和生产垃圾全部运回陆地进行处理，因此对工程周围海水水质、海洋生态环境、沉积物、底栖生物以及敏感目标无影响。

#### 3.2 运营期污染与非污染损害要素分析

(1) 绥中 36-1 油田 WHPG/WHPH 平台处理达标的生产水全部回注地层，对海洋环境的影响不变；

(2) 运营期生活污水和生活垃圾产生量不增加，环境影响不变；

(3) 生活垃圾和生产垃圾运回陆地进行处理，尽量减小对环境的影响；

(4) 采油过程中非正常（事故）溢油对海水水质、海洋生态环境及工程附近生态红线区、自然保护区、水产种质资源保护区、海洋特别保护区及产卵场、索饵场等环境敏感目标的潜在影响

#### 3.3 环境影响因子的筛选与判别

通过对拟建工程污染与非污染要素的分析，拟建工程海洋环境影响要素的识别因子的筛选见表 3.3 - 1，本次环境影响评价主要影响要素为施工期间非油层段钻井液、钻屑、生活污水和溢油事故。

表 3.3 - 1 工程影响环境因素分析

阶段	类别	污染因子	排放方式	影响对象	影响程度
施工阶段	生活垃圾	/	运回陆地处理	/	/
	非油层段钻屑	SS	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	底栖生物、海水水质、沉积物、海洋生态环境	小
	非油层段钻井液	SS			小
	油层段钻井液钻屑	石油类	运回陆地处理	/	/
	生产垃圾	/	运回陆地处理	/	/
	生活污水	COD	处理达标后排海	海水水质、海洋生态环境	小
	洗井废水	石油类	进入生产流程处理合格后回注地层	海水水质、海洋生态环境	小
	船舶机舱含油污水	石油类	运回陆地处理	/	/
	溢油事故产生的油类	石油类	溢油事故(钻完井)	生态红线区、自然保护区、水产种质资源保护区、海洋特别保护区及产卵场索饵场等环境敏感目标;海水水质、海洋生态环境	严重
	新井隔水管施工产生的悬浮物	SS	自然消散回填	海水水质、海洋生态环境	小
生产阶段	含油生产水	石油类	全部回注地层,不外排	海水水质、海洋生态环境	小
	生活污水	COD	处理达标后排海	海水水质、海洋生态环境	小
	生活垃圾	/	运回陆地处理	/	/
	生产垃圾	/	运回陆上处理	/	/
	溢油事故产生的油类	石油类	溢油事故(采油)	生态红线区、自然保护区、水产种质资源保护区、海洋特别保护区及产卵场索饵场等环境敏感目标;海水水质、海洋生态环境	严重

## 4 环境现状分析

### 4.1 自然环境概况

#### 4.1.1 海洋环境概况

水文气象和地形地貌资料选取已获得国家海洋局核准的《绥中 36-1 油田 II 期综合调整项目环境影响报告书》中的海洋环境调查资料数据。

##### 4.1.1.1 气象

绥中 36-1 油田位于辽东半岛海域，西北距绥中市约 50km，平均水深约 30m。油田海域极端最低气温为-21.6℃，极端最高气温为 30.3℃，月平均最低气温的最低值不高于 -12.2℃；最大日降雨量为 161mm，最大小时降雨量为 35mm。

根据多年的风速资料分析得到，绥中 36-1 油田全年平均风速在 ENE、E 和 S、SSW 方位较大，分别为 8.7、8.2 和 8.7、8.3m/s，平均最小值出现在 NW 方向，为 5.1m/s，WNW 向次之，为 5.2m/s。海区最大风速为 27.5m/s，为 NNW 方向，出现在 12 月份，次大值为 26.0m/s，出现在 5 月份，方向为 SSW。统计结果表明，该海域春向夏和秋向冬过渡的转换季节风速较大。

所在海域夏季多为 SW 向风，春秋季节多为偏 S 向或偏 N 向风，冬季多为偏 N 向风。该海域的主风向为西南（SW）和北（N），频率为 21.7%和 14.1%。全年风向统计见表 4.1 - 1。

表 4.1 - 1 绥中 36-1 油田海域风向统计表（年）

方向	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE
频率（%）	14.1	4.7	5.6	1.3	4.1	0.7	2.1	1.4
方向	S	SSW	SW	WS	W	WNW	NW	NNW
频率（%）	13.5	5.7	21.7	2.3	7.9	3.9	7.6	2.9

##### 4.1.1.2 水文特征

###### （1）潮汐特征

该海域相对于平均海平面，最高天文潮位为 1.58m，最大天文潮位为-1.16m。

根据潮汐类型公式： $F = (H_{K1} + H_{O1}) / H_{M2} = 1.41$ 。本海区的潮汐类型属于不正规半日潮。

表 4.1 - 2 主要分潮潮汐调和常数表

分潮	H(cm)	G(deg)	分潮	H(cm)	G(deg)
M2	37.72	117.9	N2	6.75	86.2
S2	10.31	177	K2	3.24	181.8
O1	22.93	44.4	M4	1.82	13.8
K1	30.32	93	MS4	1	72.9

选择位于平均海面以下 1.2 m 为该测点的海图基准面。最高天文潮位为 2.72 m，最低天文潮位为 0.05 m。

各层的潮流性质参数( $W_{O1}+W_{K1}$ )/ $W_{M2}$  如表 4.1 - 3 所示，可以看出各层潮流为正规半日潮流。

表 4.1 - 3 各层潮流性质参数

层次	表层	中层	底层
潮流性质参数 ( $W_{O1}+W_{K1}$ )/ $W_{M2}$	0.35	0.35	0.37

### (2) 余流特征

按照多数研究者的意见，除了某些年份的个别月份外，辽东湾的环流为反气旋型环流。冬季，海面盛行偏北大风，使得辽东湾的海水推向东岸，并随风南下，形成辽东沿岸流。为保持湾内水量一定程度的动态平衡，风生补偿流则沿海湾的西岸北上，形成辽河沿岸流。辽河沿岸流的流速和流向均超过辽西沿岸流，两者的差值导致在偏北风下辽东湾的减水的现象。这两支流首尾相接于湾顶，从而形成了辽东湾内季风生反气旋环流。六股河口至长兴岛连线的中央部分，位于 30 米封闭等深线处，那里形成一个中尺度反气旋正压涡旋。在这个涡旋的北翼，其冬季流向是偏东的，流速约为 10~15 厘米/秒。春季，辽东湾的盛行风向不明显，此时反气旋环流逐渐减弱。7 月风向偏南，风力不大，表层低盐水被缓慢地推向西岸；8 月辽河径流量剧增，被推向西岸的低盐水产生明显的自北向南的海面倾斜。于是在夏季有时出现了辽西沿岸流；与此同时，东岸附近则出现一支自南向北的补偿流，即夏季的辽东沿岸流。因此在某些年月可以形成辽东湾内部的夏季斜压气旋型环流。当海面偏南风增强时，北上的辽东沿岸流的流量将大于南下的辽西沿岸流的流量，两者的差值将导致偏南风下辽东湾的增水现象。历史资料分析表明，在夏季辽东湾中部的 30 米封闭等深线处，其深底层出现一个孤立的冷水块，那里有可能形成一个中尺度气旋型斜压涡旋，它将进一步增强辽东湾内夏季的气旋型环流。9 月为环流系统的转变时期，夏季气旋型环流开始减弱，逐步向冬季气旋型环流过度。

### (3) 海浪

本海区海浪的基本特征是以风浪为主，而且风浪的特征具有明显的季节性变化。在冬季和春季，该区域盛行偏北风，此时的海浪方向主要是偏北向的，在夏季，该海域海浪的方向以偏南为主。在 10 月中旬前，偏南向浪出现的频率较高，约 35%，10 月中旬以后偏北向浪的出现频率约为 48%。

该海域一年一遇最大波高和最大波周期分别为 6.4m 和 8.8s，十年一遇最大波高和最大波周期分别为 7.3m 和 11.2s，百年一遇最大波高和最大波周期分别为 9.1m 和 12.6s。

#### (4) 海流

绥中 36-1 油田海域海流属于往复流性质，表层海流的主流向为东北偏东（ENE）和西南偏西（WSW）。该海域表层全年各流向频率统计结果见表 4.1 - 4。

表 4.1 - 4 绥中 36-1 油田海域表层流频率统计表（年）

方向	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE
频率（%）	0.03	0.09	0.68	37.34	7.49	2.12	1.34	1.09
方向	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW
频率（%）	1.43	2.7	20.84	24.56	0.17	0.05	0.04	0.03

绥中 36-1 油田海域底层海流的主流向为东北偏东（NE）和西南偏西（SW）。该海域全年波向频率统计结果见表 4.1 - 5。

表 4.1 - 5 绥中 36-1 油田海域底层流频率统计表(年)

方向	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE
频率（%）	0.59	1.53	27.82	15.01	2.32	1.1	0.96	1.04
方向	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW
频率（%）	2.04	8.51	33.71	3.46	0.8	0.44	0.32	0.36

#### (5) 海冰

有效冰期（全天有冰）最长 29 天，最短 5 天，平均 16 天。初冰日平均在 11 月 23 日，终冰日平均在 3 月 8 日。海冰漂移速度平均为 0.4m/s，最大为 1.3m/s。

### 4.1.1.3 地质地貌和冲淤

#### (1) I 期和 I 期调整

根据地貌资料可知，海底地貌资料色度显示基本均匀，反映海底平整，在平台场址调查区域内无明显海底底质变化，海底底质为松散的褐灰色粘质粉土。

调查区域范围内海底基本平坦，地貌特征主要是平台和管道施工留下的一些人工地貌特征，如锚沟等。在 SZ36-1 APP 平台的东北方向有轻微冲刷，冲刷最深达 0.7m，一般在 0.2~0.4m 之间。

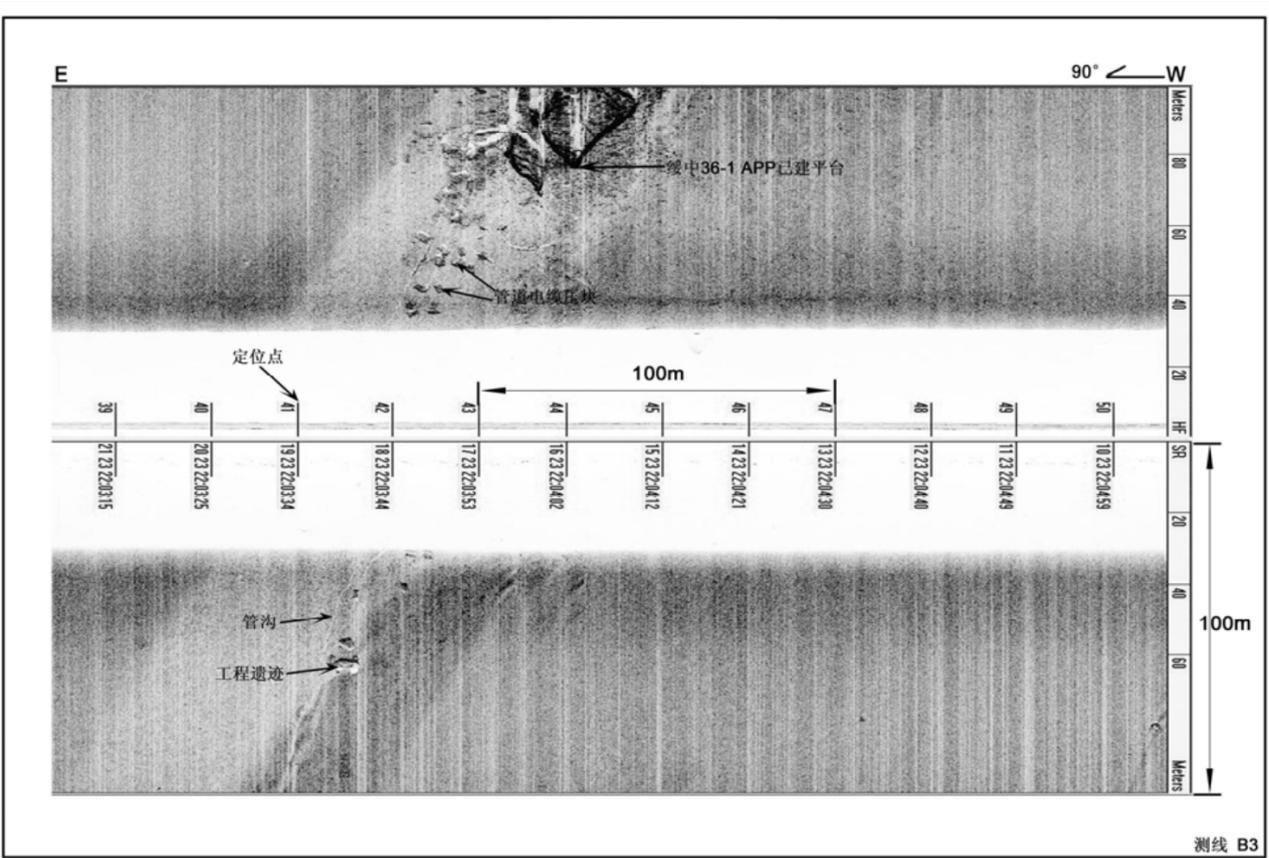


图 4.1 - 1 SZ36-1APP/WHPA1/WHPA2 平台冲刷调查地貌记录

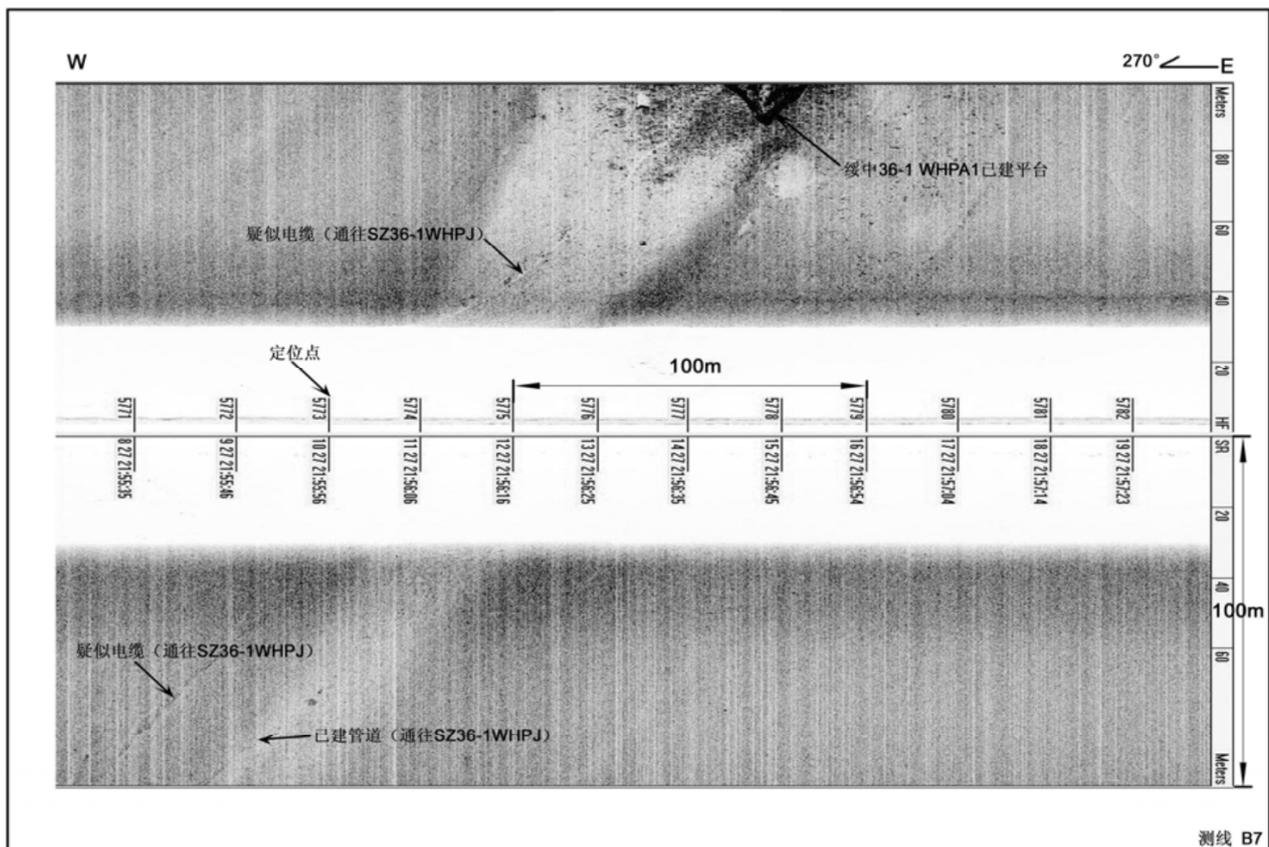


图 4.1 - 2 SZ36-1APP/WHPA1/WHPA2 平台冲刷调查地貌记录

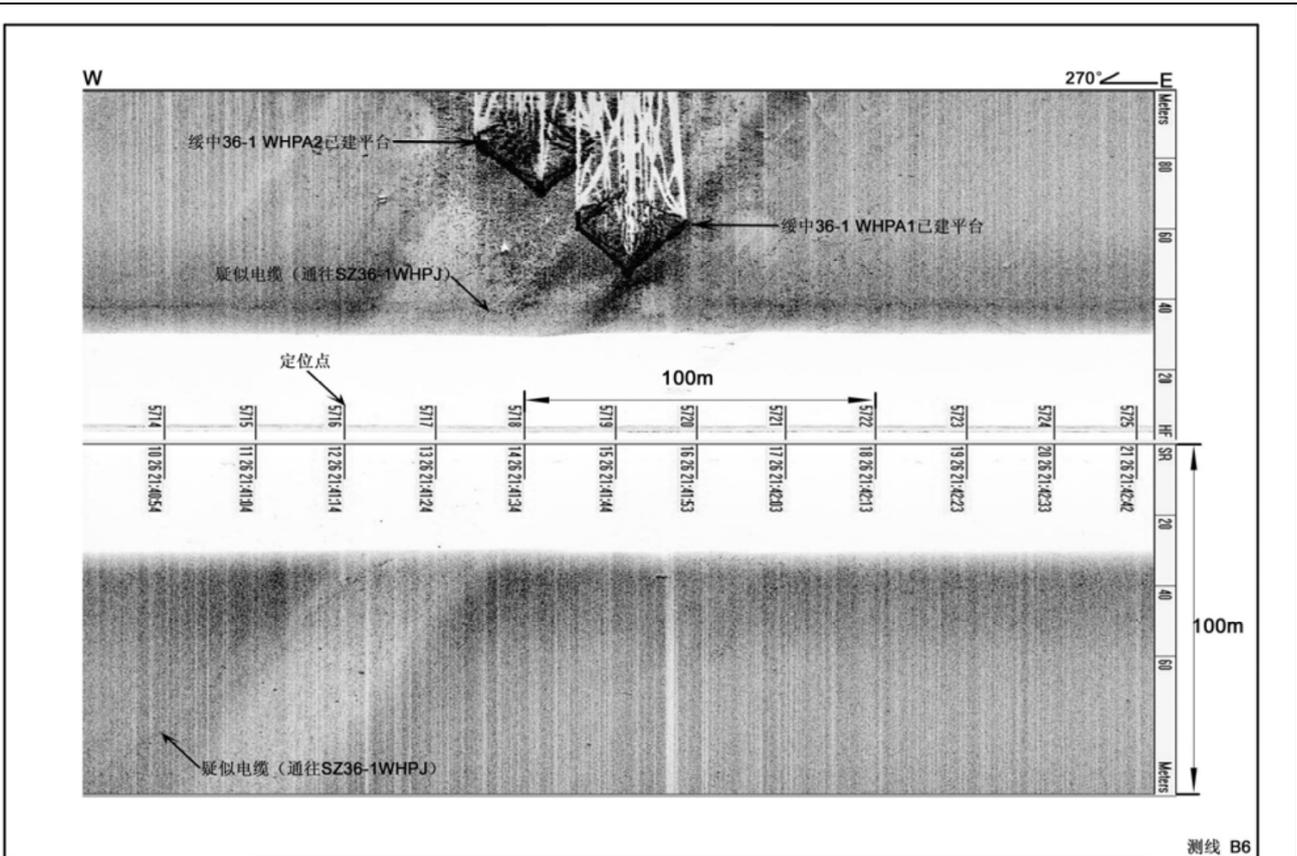


图 4.1 - 3 SZ36-1APP/WHPA1/WHPA2 平台冲刷调查地貌记录图

(2) II 期和 II 期调整

通过 1998 年和 2011 年对该工程区域 SZ36-1CEP 平台建成前后水深地形调查资料的对比分析，由图 4.1 - 4 和图 4.1 - 5 可以看出，在 SZ36-1CEP 平台冲刷调查区域范围内海底基本平坦，水深值在 29.7m 至 31.7m 之间变化。海底平均坡度约为 1.6‰。在 SZ36-1CEP 平台位置附近水深为 31.3m，平台建成前后水深基本没有变化，表明该区域冲淤已平衡，海底稳定。

根据 2011 年海底地貌资料，色度显示均匀，反映海底平整，在 SZ36-1CEP 平台调查区域内无明显海底土质变化，说明无明显冲刷。

工程地质和物探调查资料以及其它已有资料分析表明，工程海域，地形比较平坦，浅层沉积物主要为粘性，土地质和海洋环境相对比较稳定，一般不会发生冲刷和重力作用下的滑移。

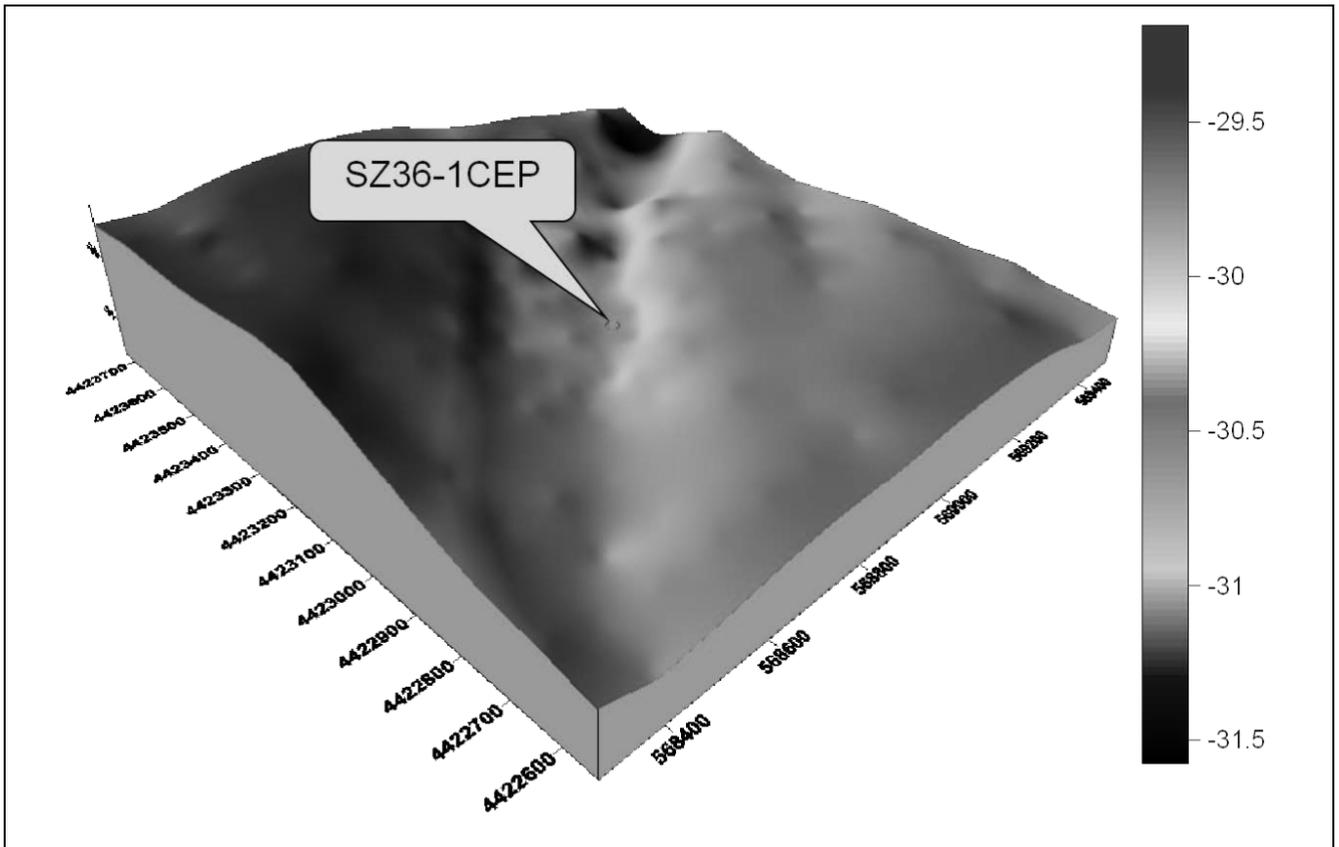


图 4.1 - 4 SZ36-1CEP 平台场址水深调查成果（1998 年）

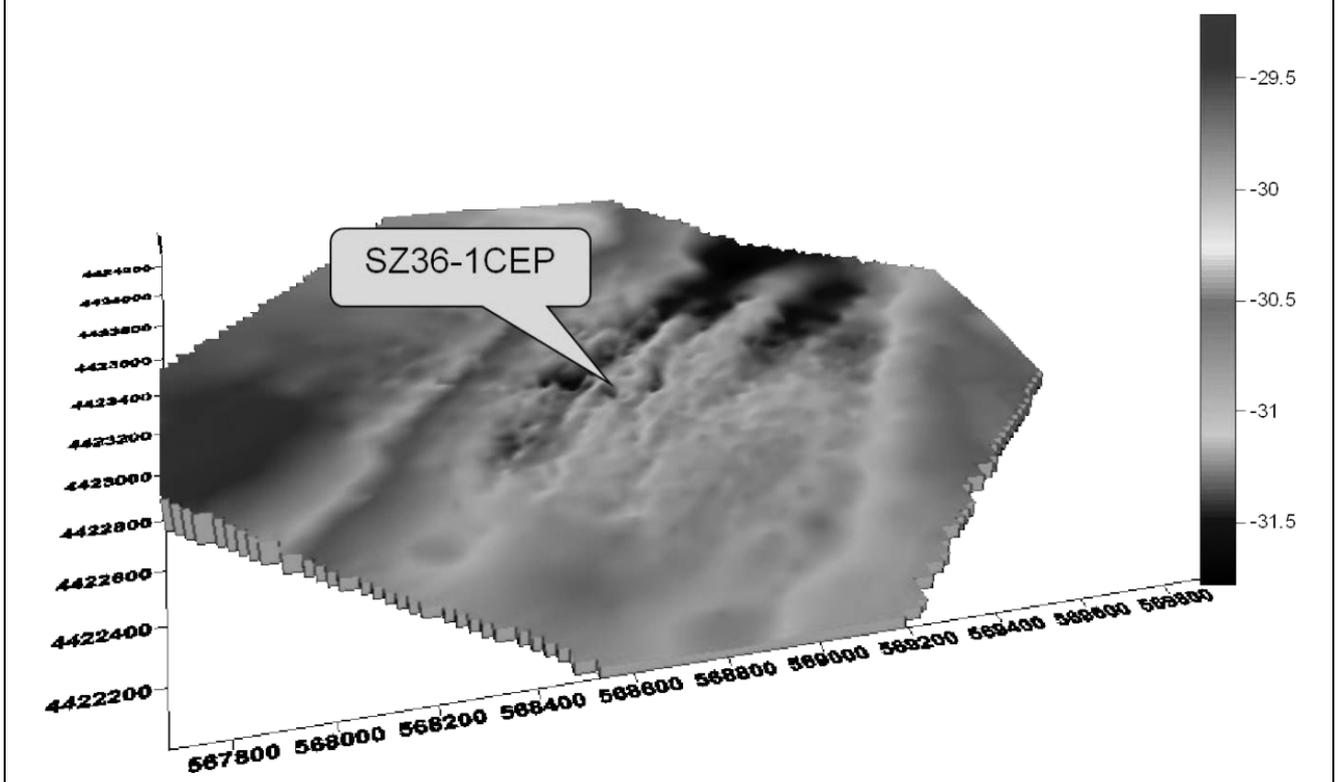


图 4.1 - 5 SZ36-1CEP 平台场址水深调查成果（2011 年）

#### 4.1.1.4 地震

本区域主要位于郯庐地震带，工程场址位于郯庐地震北部海域内。渤海海域大部分在区域范围内，渤海地震活动强度大、频度高，但本区域所在的辽东湾地震活动性较弱。区域内历史中强地震活动的空间分布表现为集群分布和北西向条带的特点，现代中小地震的分布特征与历史中强震有较好的一致性，表明现代地震具有继承性特征。油田海域范围内未记录到历史强震，所受的历史地震影响较弱。

#### 4.1.2 海洋环境质量现状

拟建工程选取《绥中 36-1 油田秋季海洋环境现状调查与评价报告》中的现状调查资料。调查单位为国家海洋局北海环境监测中心，调查时间为 2018 年 10~11 月。现状调查围绕绥中 36-1 油田所处周边海域，约 2000km<sup>2</sup> 的海域范围，共设水质站位 46 个，沉积物站位 28 个，生物站位 26 个，生物质量站位 13 个。

本次评价选择调查范围内的 40 个调查站位（其中包括水质站位 40 个、沉积物站位 25 个，生物质量站位 11 个），对水质、沉积物及生物质量的环境现状进行评价；选择原调查资料中的所有调查站位（46 个站位）对生物生态的环境现状进行评价。

各调查站位坐标、调查项目及位置见表 4.1 - 6 和图 4.1 - 7。

表 4.1 - 6 海洋环境调查站位坐标

站位	北纬	东经	调查项目
G1*			水质、沉积物、生物
G2*			水质
G3*			水质、沉积物、生物、生物质量
G4*			水质、沉积物、生物
G5*			水质、沉积物、生物
G6*			水质
G7*			水质、沉积物、生物、生物质量
G8*			水质
G9*			水质、沉积物、生物
G10*			水质、沉积物、生物
G11*			水质、沉积物、生物
G12*			水质
G13*			水质、沉积物、生物、生物质量
G14*			水质
G15*			水质、沉积物、生物、生物质量
G16*			水质、沉积物、生物
G17*			水质、沉积物、生物

G18*					水质
G19*					水质、沉积物、生物、生物质量
G20*					水质
G21*					水质、沉积物、生物
G22*					水质、沉积物、生物
G23*					水质、沉积物、生物、生物质量
G24*					水质、生物质量
G25*					水质、沉积物、生物
G26*					水质
G27*					水质、沉积物、生物
G28*					水质
G29*					水质、沉积物、生物、生物质量
G30*					水质
G31*					水质、沉积物、生物、生物质量
G32*					水质
G33*					水质、沉积物、生物、生物质量
G34*					水质
G35*					水质、沉积物、生物
G36*					水质、沉积物、生物、生物质量
G37					水质
G38					水质、沉积物、生物、生物质量
G39					水质
G40					水质、沉积物、生物
G41					水质
G42					水质、沉积物、生物、生物质量
G43*					水质、沉积物
G44*					水质
G45*					水质、沉积物
G46*					水质

\*本次评价对 G1~G36、G43~G46 进行水质、沉积物、生物质量现状评价  
对所有站位进行叶绿素 a、浮游植物、浮游动物、底栖生物现状评价

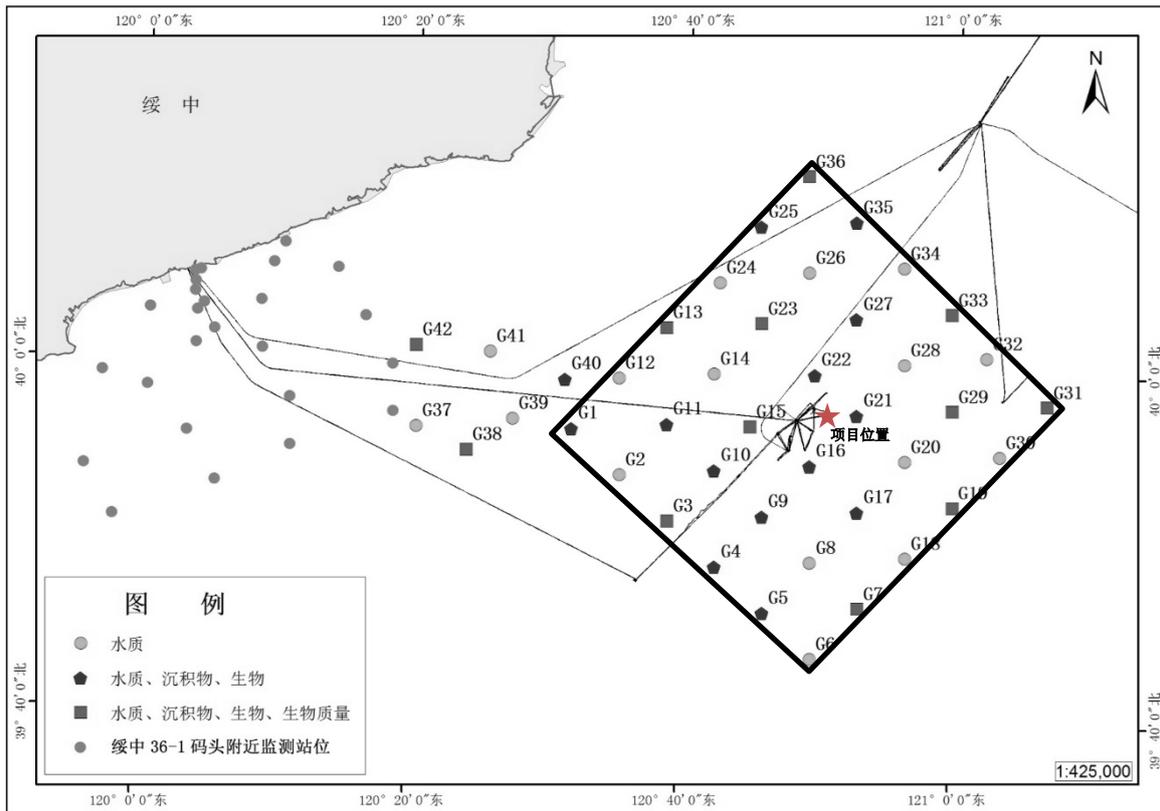


图 4.1 - 6 绥中 36-1 油田区域海洋环境现状调查站位示意图  
(红框内为水质、沉积物、生物质量现状评价所选站位)

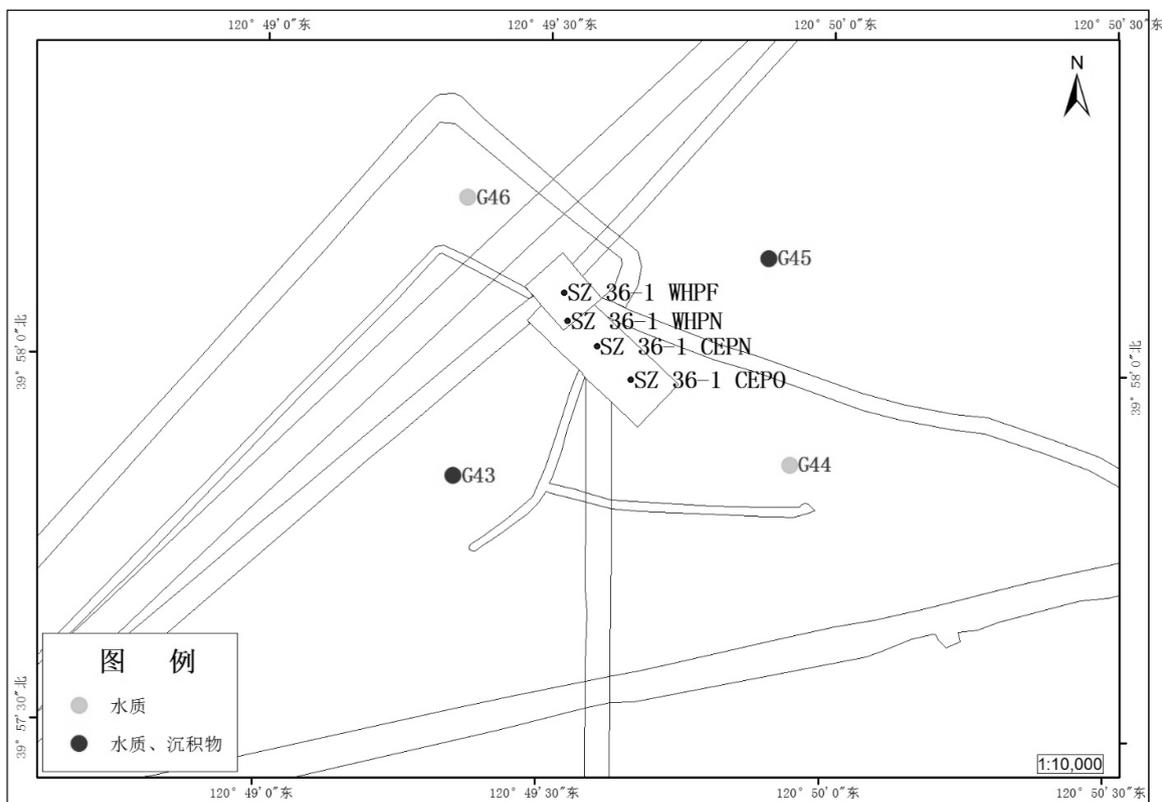


图 4.1 - 7 SZ36-1CEPO 平台四周跟踪监测站位示意图 (4 站)

#### 4.1.2.1 水环境质量现状与评价

##### (1) 评价因子

选取 pH、溶解氧、化学需氧量、无机氮、活性磷酸盐、石油类、铜、铅、锌、镉、总铬、汞、砷、挥发性酚和硫化物作为水质评价因子。

##### (2) 评价标准

根据本项目海洋环境质量现状调查站位布设情况，对照《辽宁省海洋功能区划（2011-2020年）》、《辽宁省（渤海海域）海洋生态红线区划定报告（2014年）》中对项目临近海洋功能区的水质、沉积物和海洋生物质量管理目标要求，按《海水水质标准》（GB3097-1997）、《海洋沉积物质量》（GB 18668-2002）、《海洋生物质量》（GB18421-2001），筛选本项目各调查站位海洋环境质量标准执行情况。识别结果如下：

1) 本项目 2018 年海洋环境质量调查站位内均位于《辽宁省海洋功能区划（2011-2020年）》划定范围之外。

2) 本项目 13 个调查站位（G7、G17-21、G27-33）位于大连斑海豹保护生态红线区（禁止开发区）划定范围内，本项目其他海洋环境质量调查站位均位于《辽宁省（渤海海域）海洋生态红线区划定报告（2014年）》划定范围之外。

本项目海洋环境质量调查站位中有 13 个调查站位（G7、G17-21、G27-33）的水质、沉积物、海洋生物质量均执行一类标准，其余 27 个站位位于功能区范围之外，海水水质质量、海洋沉积物质量和海洋生物质量将从第一类标准开始评价，评价至符合某类标准为止。

各评价因子的标准值见表 4.1 - 7。

表 4.1 - 7 海水水质标准（mg/L，pH 除外）

项目	一类标准值	二类标准值	三类标准值	四类标准值
pH	7.8~8.5		6.8~8.8	
溶解氧>	6	5	4	3
化学需氧量≤	2	3	4	5
活性活性磷酸盐≤	0.015	0.030		0.045
无机氮≤	0.20	0.30	0.40	0.50
石油类≤	0.05		0.30	0.50
铜≤	0.005	0.010	0.050	
铅≤	0.001	0.005	0.010	0.050
锌≤	0.020	0.050	0.10	0.50
镉≤	0.001	0.005	0.010	

项目	一类标准值	二类标准值	三类标准值	四类标准值
总铬≤	0.05	0.10	0.20	0.50
汞≤	0.00005	0.0002		0.0005
砷≤	0.020	0.030	0.050	
硫化物≤	0.020	0.050	0.10	0.25
挥发性酚≤	0.005		0.010	0.050

### (3) 调查结果

各站位各层水质调查结果见表 4.1 - 11 和表 4.1 - 13。

### (4) 评价结果

#### 位于功能区内的 13 个站位：

表层水样中，5 个站位活性磷酸盐超标，最大超标倍数为 0.44；5 个站位无机氮超标，最大超标倍数为 0.2；12 个站位铅超标，最大超标倍数为 1.04；4 个站位锌超标，最大超标倍数为 0.17；4 个站位汞超标，最大超标倍数为 0.09。

10m 层水样中，7 个站位活性磷酸盐超标，最大超标倍数为 0.16；5 个站位无机氮超标，最大超标倍数为 0.24；10 个站位铅超标，最大超标倍数为 1.06；3 个站位锌超标，最大超标倍数为 0.16；5 个站位汞超标，最大超标倍数为 0.15。

底层水样中，5 个站位活性磷酸盐超标，最大超标倍数为 0.27；7 个站位无机氮超标，最大超标倍数为 0.25；9 个站位铅超标，最大超标倍数为 1.16；1 个站位锌超标，最大超标倍数为 0.06；4 个站位汞超标，最大超标倍数为 0.17。

#### 位于功能区外的 27 个站位：

表层水样中，6 个站位活性磷酸盐超出一类水质标准，最大超标倍数为 0.44；5 个站位无机氮超出一类水质，最大超标倍数为 0.2；25 个站位铅超出一类水质，最大超标倍数为 1.15；9 个站位锌超出一类水质，最大超标倍数为 0.17；15 个站位汞超标，最大超标倍数为 0.09。以上超标因子均符合《海水水质标准》（GB3097-1997）二类标准。

10m 层水样中，3 个站位活性磷酸盐超标，最大超标倍数为 0.97；3 个站位无机氮超标，最大超标倍数为 0.27；19 个站位铅超标，最大超标倍数为 1.16；4 个站位锌超标，最大超标倍数为 0.15；2 个站位汞超标，最大超标倍数为 0.11。以上超标因子均符合《海水水质标准》（GB3097-1997）二类标准。

底层水样中，5 个站位活性磷酸盐超出一类水质标准，最大超标倍数为 0.87；2 个站位无机氮超出一类水质，最大超标倍数为 0.17；20 个站位铅超出一类水质，最大超标倍数为 1.15；





















### (5) 超标原因分析

本次调查海域海水水质主要受到活性磷酸盐、无机氮、铅、锌、汞的污染，其中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，锌、汞超标现象次之，活性磷酸盐和无机氮超标站位则主要集中在调查海域的近岸侧。

#### ①营养盐类超标原因分析

参照 2013 年至 2017 年的《北海区海洋环境公报》，渤海近岸以外海域海水质量状况良好，近岸局部海域海水环境污染依然严重。渤海海水环境主要超标物质为无机氮和活性磷酸盐，无机氮是劣四类水质海域的主要污染因素，冬季渤海中部局部海域活性磷酸盐超第一类海水水质标准。本工程现状调查结果表明，调查海域水质总体较好，其中营养盐类主要污染因子为无机氮和活性磷酸盐。部分站位无机氮和活性磷酸盐超出功能区所要求的水质标准，本工程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，锌、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、锌、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，工业污水和生活污水大量排放可能也是该调查区域重金属超标现象的原因之一。

综上，调查海域无机氮和活性磷酸盐的超标现象，可能与邻近海域陆源污染物大量排海有关。铅、锌、汞部分测站超标可能是入海河流携带大量的重金属污染物进入渤海、直排海污染源向调查海域附近排放工业污染源以及大气干湿沉降等共同作用的结果。

#### 4.1.2.2 沉积物质量现状与评价

##### (1) 沉积物的组成及其类型

本次评价选取的调查海域 25 个沉积物测站的粒度分析表明，该海域沉积物类型有 8 种，以粘土质粉砂、粘土质砂、粉砂-粘土-砂为主，其中，粘土质砂占 28%，粘土质粉砂占 20%，粉砂-粘土-砂占 20%，粘土-砂-粉砂占 12%，粉砂-砂-粘土占 8%、砂-粘土-粉砂占 4%、粘土-粉砂-砂均占 4%、粉砂质砂占 4%。

##### (2) 评价因子

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

##### (3) 评价标准

根据《海洋沉积物质量》(GB 18668-2002)，对照《辽宁省（渤海海域）海洋生态红线区划定报告（2014 年）》中对工程临近海域沉积物保护目标要求，确定各调查沉积物站位评价执行相应的标准。功能区外的站位，将从第一类标准开始评价，针对超第一类标准的评价因子，进一步采用第二类、第三类标准评价，评价至符合某类标准为止。

表 4.1 - 14 沉积物质量标准

项目	有机碳 ( $10^{-2}$ )	石油类	硫化物	铜	铅
第一类标准值	$\leq 2.0$	$\leq 500.0$	$\leq 300.0$	$\leq 35.0$	$\leq 60.0$
第二类标准值	$\leq 3.0$	$\leq 1000.0$	$\leq 500.0$	$\leq 100.0$	$\leq 130.0$
第三类标准值	$\leq 4.0$	$\leq 1500.0$	$\leq 600.0$	$\leq 200.0$	$\leq 250.0$
项目	锌	镉	汞	砷	铬
第一类标准值	$\leq 150.0$	$\leq 0.50$	$\leq 0.20$	$\leq 20.0$	$\leq 80.0$
第二类标准值	$\leq 350.0$	$\leq 1.50$	$\leq 0.50$	$\leq 65.0$	$\leq 150.0$
第三类标准值	$\leq 600.0$	$\leq 5.00$	$\leq 1.00$	$\leq 93.0$	$\leq 270.0$

##### (4) 评价结果

评价结果表明：调查海域 25 个站位汞、镉、铬、锌、砷、铜、铅、硫化物和有机碳的标准指数均低于 1，均符合第一类海洋沉积物质量标准；石油类有 1 个站位（G15）超第一类海





调查海域的底层叶绿素 a 变化范围为 (0.25~10.54) ug/L, 平均值为 0.97ug/L。

本次调查中各层次叶绿素 a 浓度较低, 各水层叶绿素分布较为均匀, 垂直分布普遍呈现表层较高的趋势。

调查海域的初级生产力变化范围为(28.24~685.83)mg·C/m<sup>2</sup>·d, 平均值为 153.17mg·C/m<sup>2</sup>·d。调查海域初级生产力水平受其真光层叶绿素 a 水平和海域透明度的影响, 因表层叶绿素 a 浓度和透明度均低, 本次调查获得较低的初级生产力。

## (2) 浮游植物

2018 年 10~11 月, 调查海域共鉴定浮游植物 101 种 (类), 其中硅藻门 77 种, 占浮游植物出现种数的 76.2%; 甲藻门 23 种, 占种类组成的 22.8%, 金藻门 1 种, 占种类组成的 1.0%。调查海域浮游植物种类组成以近海广温、广盐种类为主, 硅藻在种类组成中占优势。

调查海域的浮游植物总密度变化范围为 (2.39~2303.09) ×10<sup>4</sup> 个/m<sup>3</sup>, 平均值为 226.02×10<sup>4</sup> 个/m<sup>3</sup>。优势的浮游植物种类为圆筛藻。

浮游植物样品的多样性指数 (H') 在 1.18~4.22 之间波动, 平均值为 3.22。均匀度 (J) 在 0.26~0.85 之间波动, 平均值为 0.70。丰度 (d) 在 0.38~1.30 之间波动, 平均值为 0.88。优势度 (D2) 在 0.28~0.94 之间波动, 平均值为 0.49。

综合上述群落特征指数, 调查海域浮游植物种类出现种类数较高, 达 101 种, 多样性指数和丰度指数较高, 均匀度也高, 优势度较低, 群落结构状况稳定。

## (3) 浮游动物

2018 年 10~11 月, 调查海域浅水 I 型网所获浮游动物共有 54 种 (类), 包括原生动物门 1 种, 占浮游动物种类组成的 1.9%; 刺胞动物门 11 种, 占浮游动物种类组成的 20.4%; 节肢动物门 21 种 (其中桡足类 14 种, 端足类、涟虫类各 2 种, 糠虾类、磷虾类、十足类各 1 种), 占浮游动物种类组成的 38.9%; 幼虫幼体 19 种, 占 35.2%; 毛颚动物门、尾索动物门各 1 种, 占 1.9%。节肢动物是调查海域的主要组成类群。

调查海域大型浮游动物生物量 (湿重) 变化范围在 (20.0~1691.0) mg/m<sup>3</sup> 之间, 平均生物量为 308.6mg/m<sup>3</sup>。中华哲水蚤和腹针胸刺水蚤是调查海域浮游动物生物量的主要贡献者。

调查海域浅水 I 型网所获大型浮游动物生物密度变化范围在 (35.7~27259.3) 个/m<sup>3</sup> 之间, 平均生物密度为 2787.6 个/m<sup>3</sup>。大中型浮游动物中占优势的种类为夜光虫和强壮箭虫。

大中型浮游动物样品的多样性指数在 0.05~3.26 之间波动, 平均值为 1.36。均匀度在 0.04~0.75 之间波动, 平均值为 0.34。度在 0.70~2.82 之间波动, 平均值为 1.07。优势度在 0.38~1.00 之间波动, 平均值为 0.83。

综合上述群落特征指数, 调查海域大中型浮游动物种类较多, 多样性指数、均匀度和丰度值均较高, 个别站位多样性较低而优势度较高, 表明大中型浮游动物群落结构稳定性较好。

#### (4) 底栖生物

2018 年 10~11 月, 调查海域共获底栖生物 88 种(类), 隶属于腔肠动物、纽形动物、环节动物、软体动物和节肢动物共 5 个门类, 其中, 环节动物 44 种, 占底栖生物种类组成的 50.0%; 节肢动物 24 种, 占 27.3%; 软体动物 15 种, 占 17.0%; 棘皮动物 3 种, 占 3.4%; 腔肠动物、纽形动物各 1 种, 分别占 1.1%。环节动物、节肢动物和软体动物是调查海域底栖生物的主要组成类群。底栖生物种类分布以 S4 站最多, 为 21 种; G29 站最少, 只有 4 种。

调查海域的底栖生物总生物量变化范围为 (0.1~88.54) g/m<sup>2</sup>, 平均值为 5.49g/m<sup>2</sup>。

调查海域的底栖生物总生物密度变化范围为 (40~510) 个/m<sup>2</sup>, 平均值为 194.4 个/m<sup>2</sup>。

调查海域底栖生物样品的多样性指数在 2.00~4.00 之间波动, 平均值为 3.04。均匀度在 0.77~1.00 之间波动, 平均值为 0.92。丰度在 0.39~1.58 之间波动, 平均值为 0.87。优势度在 0.21~0.75 之间波动, 平均值为 0.42。

综合上述群落特征指数, 调查海域底栖生物的多样性指数、均匀度及丰度均较高, 优势度较低, 表明该海域底栖生物群落结构较好, 底质环境质量状况良好。

#### 4.1.2.4 生物质量

##### (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。生物质量采样及样品运输和保存按照《海洋监测规范 第 6 部分: 生物体分析》(GB17378.6-2007) 中的要求执行。

##### (2) 评价标准

由于目前国家仅颁布了贝类生物评价国家标准, 而其它生物种类的国家级评价标准欠缺, 只能借鉴其它标准。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)规定的标准值, 软体动物(非双壳类)和甲壳类、鱼类体内污染物质(除石油烃外)含量评价标准采用《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》中规定的生物质量





鱼卵、仔稚鱼定量样品采集使用浅水 I 型浮游生物网（口径 50cm，长 45cm）自底至表垂直取样，定性样品采集使用大型浮游生物网（口径 80cm，280cm）表层水平拖网 10min，拖网速度 2kn。采集的样品经 5%甲醛海水溶液固定保存后，在实验室进行样品分类鉴定和计数。

表 4.1 - 20 调查站位坐标及调查内容

调查站位	东经	北纬	内容
Y1			游泳生物
Y2			游泳生物
Y3			游泳生物
Y4			游泳生物
Y5			游泳生物
Y6			游泳生物
Y7			游泳生物
Y8			游泳生物
Y9			游泳生物
Y10			游泳生物
Y11			游泳生物
Y12			游泳生物
E1			鱼卵仔鱼
E2			鱼卵仔鱼
E3			鱼卵仔鱼
E4			鱼卵仔鱼
E5			鱼卵仔鱼
E6			鱼卵仔鱼
E7			鱼卵仔鱼
E8			鱼卵仔鱼
E9			鱼卵仔鱼
E10			鱼卵仔鱼
E11			鱼卵仔鱼
E12			鱼卵仔鱼

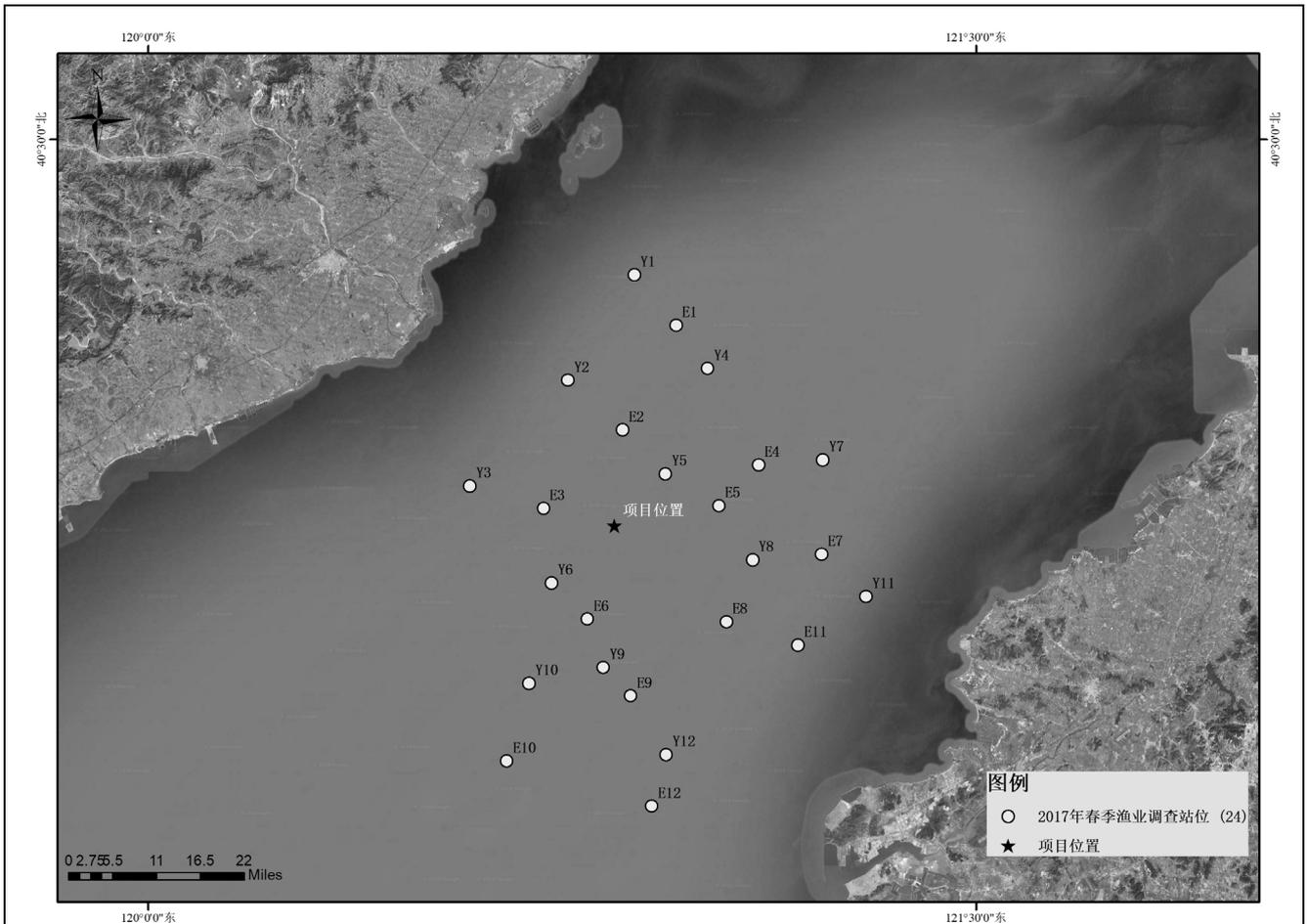


图 4.1 - 8 2017 年春季渔业资源调查站位图

依据调查海域物种分布和经济种类等情况，调查海域渔获物主要分为鱼类、头足类和甲壳类等 3 大类群进行分别描述，其中，口足目的口虾蛄归入虾类。

渔业生物学特性内容引用《辽宁动物志.鱼类》（辽宁科学技术出版社，1987），洄游与分布内容参考《黄渤海区渔业资源调查与区划》（海洋出版社，1990）。

综合分析结果如下：

#### （1）鱼卵、仔稚鱼资源状况

##### 1) 种类组成

2017 年 6 月调查，共采集到鱼卵和仔稚鱼 15 种（鱼卵 12 种，仔稚鱼 6 种）。

##### 2) 数量及分布

6 月份调查鱼卵的平均密度为  $0.430\text{ind./m}^3$ 。其中密度最高站出现在 Z10 号站，密度为  $1.28\text{ind./m}^3$ ，其次为 Z4 号站，密度为  $1.22\text{ind./m}^3$ 。从种类来看，垂直取样调查获得鱼卵共 3 种，分别为鳀、斑鰹、短吻红舌鲷。其中密度占优势的种为斑鰹，平均密度为  $0.103\text{ind./m}^3$ ，出现频率为 33.3%，其数量占鱼卵总数量的 23.95%

6 月份调查仔稚鱼的密度为  $0.257\text{ind./m}^3$ 。其中密度最高站出现在 Z3 号站，密度为  $1.04\text{ind./m}^3$ ，其次为 Z9 号站，密度为  $0.72\text{ind./m}^3$ 。从种类来看，垂直拖网调查共获得仔稚鱼 4 种，分别为鳀、矛尾虾虎鱼、小黄鱼、斑鲈。其中密度最大的种为鳀，其平均密度为  $0.076\text{ind./m}^3$ ，出现频率为 16.67%，其数量占仔稚鱼总数量的 29.57%；矛尾虾虎鱼、小黄鱼各出现 2 尾，平均密度均为  $0.074\text{ind./m}^3$ ，出现频率均为 16.67%。

## (2) 鱼类资源状况

### 1) 种类组成

本次 6 月航次捕获鱼类 17 种，隶属于 4 目 12 科 12 属，其中鲈形目种类最多，为 9 种，其次为鲷形目 3 种，鲈形目和鲱形目各为 2 种，鲛鳕目 1 种。从鱼类的适温类型来看，暖温种 7 种，占种类总数的 41.18%；冷温种 3 种，占 17.65%；暖水种 7 种，占 41.18%。从鱼类的栖息水层来看，大部分为底层鱼类，有 15 种，占种类总数的 88.24%，其余为中上层鱼类，占 11.76%。

### 2) 相对渔获量

6 月航次鱼类平均相对渔获重量为  $0.309\sim 4.656\text{kg/h}$ ，平均值为  $2.026\text{kg/h}$ ；平均相对渔获尾数为  $30.00\sim 234\text{ind/h}$ ，平均值为  $99.8\text{ind/h}$ 。其中相对渔获重量、尾数最高的是 Y2 站和 Y5 站，而相对渔获重量最低出现在 Y3 站，相对渔获尾数最低值出现在 Y9 站。

通过分析渔获中成体和幼体的比例，计算得 6 月鱼类幼体的相对渔获量为  $0.8701\text{kg/h}$ ， $20.19\text{ind/h}$ ；鱼类成体为  $1.1559\text{kg/h}$ ， $79.61\text{ind/h}$ 。

根据 IRI，6 月航次调查渔业资源优势种共有 6 种，其中鱼类 2 种，为短吻红舌鲷（2132）和许氏平鲷（1254）。

### 3) 资源密度（重量、尾数）及空间分布

6 月航次的鱼类资源密度（重量、尾数）均值为  $87.52\text{kg/km}^2$ ， $4311.02\text{ind/km}^2$ ，优势种短吻红舌鲷的资源密度（重量、尾数）分别为  $26.563\text{kg/km}^2$ ， $1460\text{ind/km}^2$ 。优势种许氏平鲷的资源密度（重量、尾数）分别为  $12.543\text{kg/km}^2$ ， $1060\text{ind/km}^2$ 。

### 4) 成体和幼鱼资源密度

6 月航次调查，鱼类成体的资源密度为  $49.93\text{kg/km}^2$ ，幼鱼资源密度为  $872\text{ind/km}^2$ 。

## (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 10 种，隶属于 2 目 7 科 10 属，其中十足目有 9 种，口足目仅有口虾蛄 1 种。

## 2) 相对渔获量

6 月航次甲壳类相对渔获重量为 0.844~8.858kg/h，平均值为 3.214kg/h；平均相对渔获尾数为 56.00~1222ind/h，平均值为 418ind/h。其中相对渔获量最高的是 Y2 站，渔获尾数最高的是 Y32 站，渔获量和渔获尾数最低出现在 Y6 站和 Y8 站。

通过分析渔获中成体和幼体的比例，计算得 6 月甲壳类幼体资源密度为 0.484kg/h，83.235ind/h；甲壳类成体资源密度为 2.730kg/h，334.68ind/h。

6 月航次调查渔业资源优势种共有 5 种，其中甲壳类 3 种，分别为口虾蛄（858）、日本蟳（744）和鲜明鼓虾（535）。

## 3) 资源密度（重量、尾数）及空间分布

6 月航次的甲壳类资源密度（重量、尾数）均值为 138.83kg/km<sup>2</sup>，18056ind/km<sup>2</sup>，优势种口虾蛄、日本蟳和鲜明鼓虾的资源密度（重量、尾数）分别为（94.46kg/km<sup>2</sup>，10942.00ind/km<sup>2</sup>）、（14.639kg/km<sup>2</sup>，275.55ind/km<sup>2</sup>）和（7.679kg/km<sup>2</sup>，179.91ind/km<sup>2</sup>）。

## 4) 成体和幼体资源密度

6 月航次调查，甲壳类成体的资源密度为 117.93kg/km<sup>2</sup>，幼体的资源密度为 3595ind/km<sup>2</sup>。

## （4）头足类资源状况

### 1) 种类组成

本次调查共捕获头足类 3 种，隶属于 3 目 3 科 3 属，分别为火枪乌贼、长蛸和双喙耳乌贼。

### 2) 相对渔获量

6 月航次头足类相对渔获重量为 0~1.026kg/h，平均值为 0.2596kg/h；平均相对渔获尾数为 0~22ind/h，平均值为 6ind/h。其中相对渔获量最高的均是 Y5 站，相对渔获尾数最高出现在 Y10 站，而在 Y2、Y8、Y9、Y12 站未采到头足类。

通过分析渔获中成体和幼体的比例，计算得 6 月头足类幼体资源密度为 0.0648kg/h，1.80ind/h；头足类成体资源密度为 0.1948kg/h，4.2ind/h。

6 月航次调查渔业资源优势种共有 5 种，其中头足类 1 种，为长蛸（538）。

### 3) 资源密度（重量、尾数）及空间分布

6 月航次的头足类资源密度（重量、尾数）均值为 11.214kg/km<sup>2</sup>，259.00ind/km<sup>2</sup>，其中优势种长蛸的资源密度（重量、尾数）分别为 7.40kg/km<sup>2</sup>，179ind/km<sup>2</sup>。

#### 4) 成体和幼体资源密度

6月航次调查, 头足类成体的资源密度为  $8.415\text{kg}/\text{km}^2$ , 幼体的资源密度为  $78\text{ind}/\text{km}^2$ 。

#### (5) 重要渔业生物生境

##### ①黄姑鱼

黄姑鱼广泛分布于渤、黄、东、南沿海及日本和韩国沿岸水域, 为洄游性暖温性底层鱼类, 是洄游到渤海的重要经济鱼类之一, 俗称铜罗鱼。黄姑鱼5月出现于渤海, 主群进入黄河口海区产卵, 一部分进入滦河口渔场产卵, 另一部分游向辽东湾的大凌河口与辽河口一带产卵。产卵期为5月~6月, 11月份离开渤海。拟建工程距离黄姑鱼洄游通道分布有一定距离, 见图 4.1-9。

##### ②鲷

鲷在黄渤海分布较广, 也是重要的经济鱼类, 俗称鞭子鱼。每年3月逐渐游向近岸, 进行生殖洄游, 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月~6月, 生殖活动结束后便分散索饵, 索饵期为7月~10月, 10月中下旬逐渐游离渤海, 进行越冬洄游。拟建工程在鲷索饵场内, 见图 4.1-10。

##### ③白姑鱼

白姑鱼属石首鱼科, 在我国海域均有分布, 黄渤海区的白姑鱼群系大体以  $33^\circ\text{N}$  为界, 洄游于黄渤海之间, 为黄海洄游到渤海产卵和索饵的底层鱼类, 经济价值较高。白姑鱼5月在渤海中部出现, 但数量很少, 6~7月集中在莱州湾产卵。8月分布面扩大, 在秦皇岛外海和黄河口附近也出现密集区, 9~10月份密集中心进一步扩大到渤海中部和辽东湾南部。11月份主群离开渤海, 仅中部有少量个体, 12月份则完全消失。白姑鱼的主要产卵期为5~6月, 8月中、下旬陆续游出渤海进行越冬洄游, 拟建工程距白姑鱼洄游通道有一定距离(图 4.1-11)。

##### ④鳀

鳀属鳀科, 是近海集群性小型鱼类, 也是从黄海洄游到渤海的小型中上层鱼。由于它在海洋生态系统所处的独特地位以及它向渔业所提供的高额产量, 已成为重要的世界性渔业之一。鳀的越冬场在对马、五岛至济州岛附近一带海域, 随着水温的升高, 逐渐向北洄游。4月底进入渤海的渤海湾、莱州湾和辽东湾诸湾。7~8月, 渤海鳀大部分已结束产卵, 分布于渤海中部及辽东湾口、秦皇岛沿海及莱州湾进行索饵。拟建工程位于鳀索饵场内(图 4.1-12)。

##### ⑤小黄鱼

###### a、小黄鱼生活习性

小黄鱼隶属石鲈形目、石首鱼科、黄鱼属。属暖温性底层鱼类，广泛分布于渤海、黄海、东海，是我国最重要的海洋渔业经济种类之一。小黄鱼体形较小，一般体长 16~25 厘米、体重 200~300 克、背侧黄褐色，腹侧金黄色。小黄鱼的鳞片较大而稀少，尾柄较短，臀鳍第二鳍棘小于眼径，颌部具 6 个小孔；小黄鱼上、下唇等长、口闭时较尖。该鱼种随栖息环境、季节以及体长的变化较大，且 109 mm 是其发生食性转换的一个关键的临界体长。小黄鱼一般食性较杂，主要以鱼虾为食。

#### b、小黄鱼洄游情况

小黄鱼是辽东湾的主要经济鱼类，一般春季向沿岸洄游，3~6 月间产卵后，分散在近海索饵，秋末返回深海，冬季于深海越冬。其越冬场在黄海中南部至东海北部，每年 4 月份北上到达成山头外海，然后分 2 支，一支继续向北到鸭绿江口进行产卵，另一支则向西，经烟威外海进入渤海，分别游向莱州湾、渤海湾和辽东湾等产卵场，产卵期为 5 月~6 月，10 月末到 11 月初向渤海中部集中。

#### c、小黄鱼繁殖习性及其鱼卵仔鱼数量分布

黄渤海小黄鱼主要产卵期为 5~6 月，由南向北略为推迟，产卵场一般都分布在河口区和受入海径流影响较大的沿海区，底质为泥砂质、砂泥质或软泥质，产卵场的主要范围一般都分布在低盐水与高盐水混合区的偏高温区。小黄鱼昼夜产卵，主要产卵时间在 17~22 时，以 19 时左右为产卵高峰，小黄鱼产卵场的底层适温为 11~14℃。渤海和黄海中部产卵场小黄鱼卵径为 1.30~1.60mm，黄海南部为 1.28~1.65mm。卵子孵化时间随水温的变化而不同，通常为 63~90 小时。渤海小黄鱼目测性腺发育 5 月中旬 76% 的雌性个体已达到 V 期，6 月中旬 61% 的个体已产卵完毕，因此，推测渤海的小黄鱼产卵期应在 5 月下旬到 6 月上旬。

小黄鱼性腺成熟度系数，全年雌鱼以 9 月最低，10 月至翌年 2 月增长缓慢，3~4 月增长迅速，5 月达到高峰，雄鱼 3~4 月为最高。春季（5 月）小黄鱼处于产卵期，夏秋季为恢复期，主要为 I~II 期，冬季略有增长。小黄鱼怀卵量与年龄有关，2~4 龄鱼为 32~72 千粒，5~9 龄鱼处于怀卵高峰期，怀卵数为 83~125 千粒，从 10 龄鱼开始，怀卵量开始下降。

拟建工程部分位于小黄鱼的索饵场内，附近还有小黄鱼的产卵场和洄游通道分布（图 4.1-13）。

#### ⑥ 鱻

鱻隶属鱻科，地方名针良鱼，为浮拖网的捕捞对象，流刺网、定置、钓钩也可捕获。为暖温性中上层近海鱼类。每年 3 月中旬进行产卵洄游，5 月上旬进入渤海莱州湾东部和金州湾，

少量索饵群体游向滦河口近岸，部分群体游至辽东湾。其产卵期为5月上旬至7月上旬，5月上旬至6月上旬为盛期，索饵期为7—9月，10月上旬开始游离渤海。拟建工程附近海域有鱈的索饵场和洄游通道分布(图 4.1 - 14)。

⑦斑鱈

斑鱈属鲱科，地方名为海鱈、令吉鱼等，属暖水性近海结群性小型食用鱼类。斑鱈有两个越冬场，一是在黄海中部，34°00'~36°00'N、123°00'~125°00'E 之间，这是主要的越冬场；另一个在 38°50'N，121°00'E 一带也有一个越冬场，规模较小。越冬期为1~3月，越冬场的适温范围为8~11℃（底温），盐度为32.0~33.5。3月中、下旬越冬鱼群即陆续离开越冬场北上，于4月中旬主群即分别抵达山东省南部沿海成山头至烟威渔场。4月下旬开始进入渤海。4月底在黄海北部近海也陆续发现有斑鱈的分布。5月初到6月底斑鱈在其分布海区产卵，产卵后即游向离岸稍远水域摄食，孵化的幼鱼即在附近海区索饵。11月，成鱼及当年生幼鱼陆续向越冬场洄游，直到12月在近岸海区发现有少数当年生幼鱼仍停留在此索饵场。拟建工程位于斑鱈鱼洄游通道，附近海域有斑鱈鱼的产卵场、索饵场（图 4.1 - 15）。

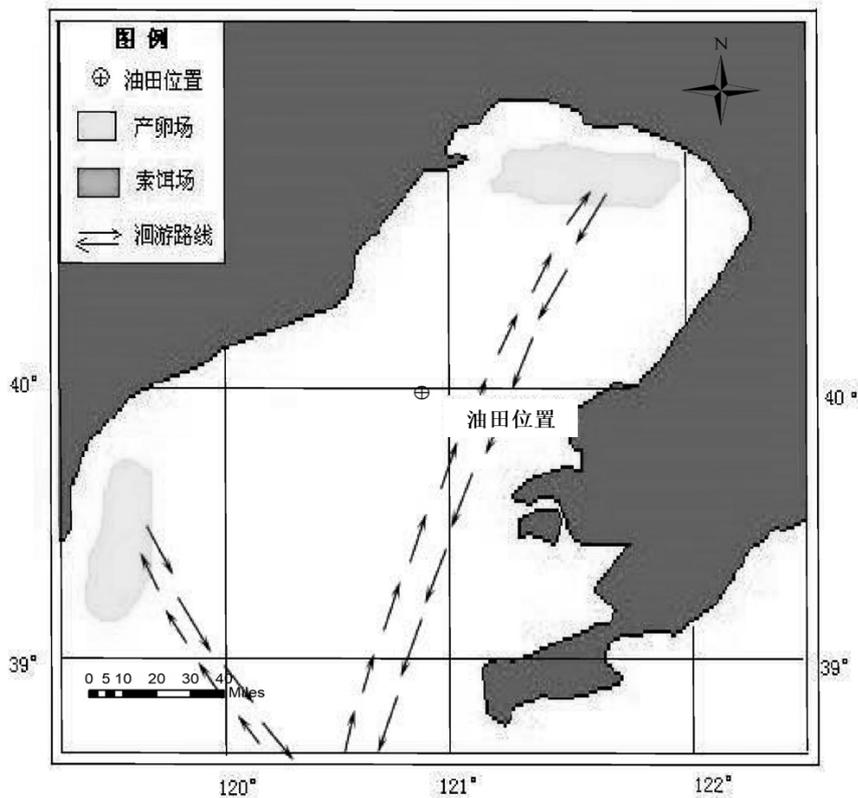


图 4.1 - 9 黄姑鱼洄游分布图

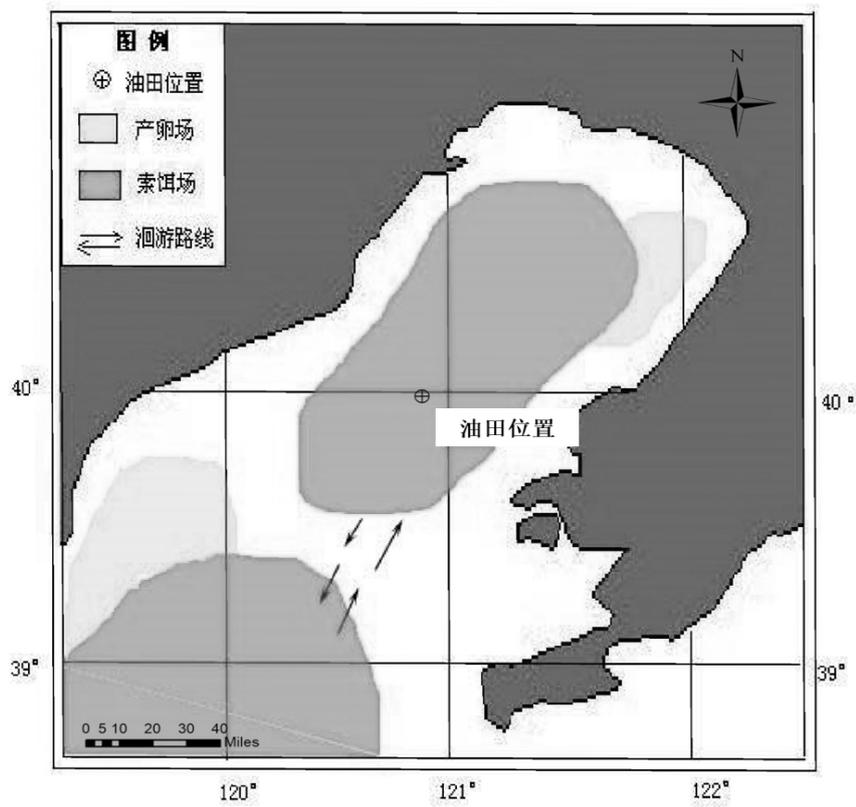


图 4.1 - 10 鲑洄游分布图

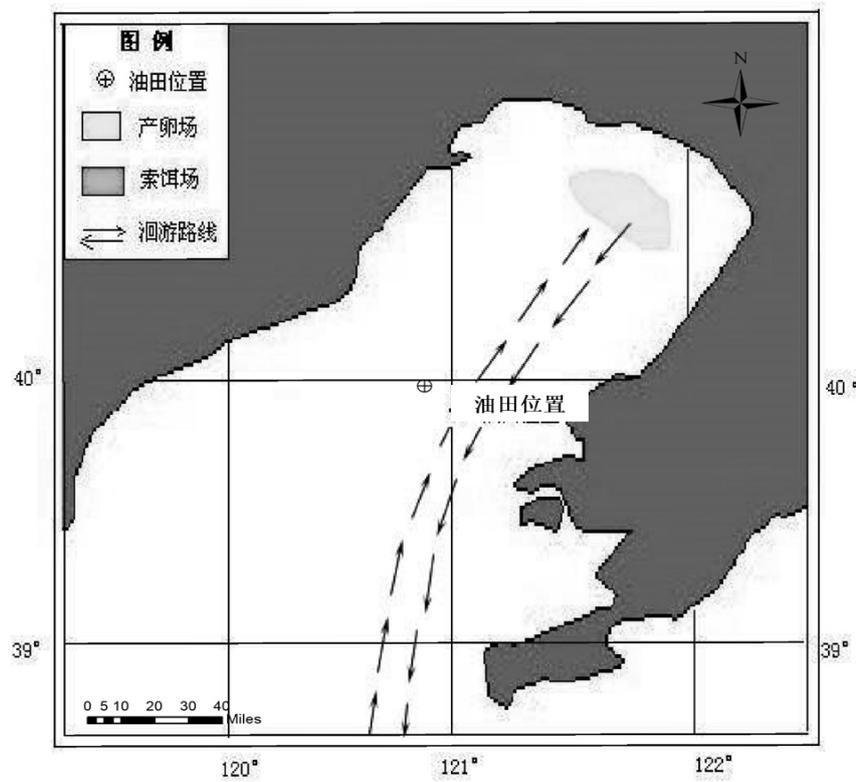


图 4.1 - 11 白姑鱼洄游分布图

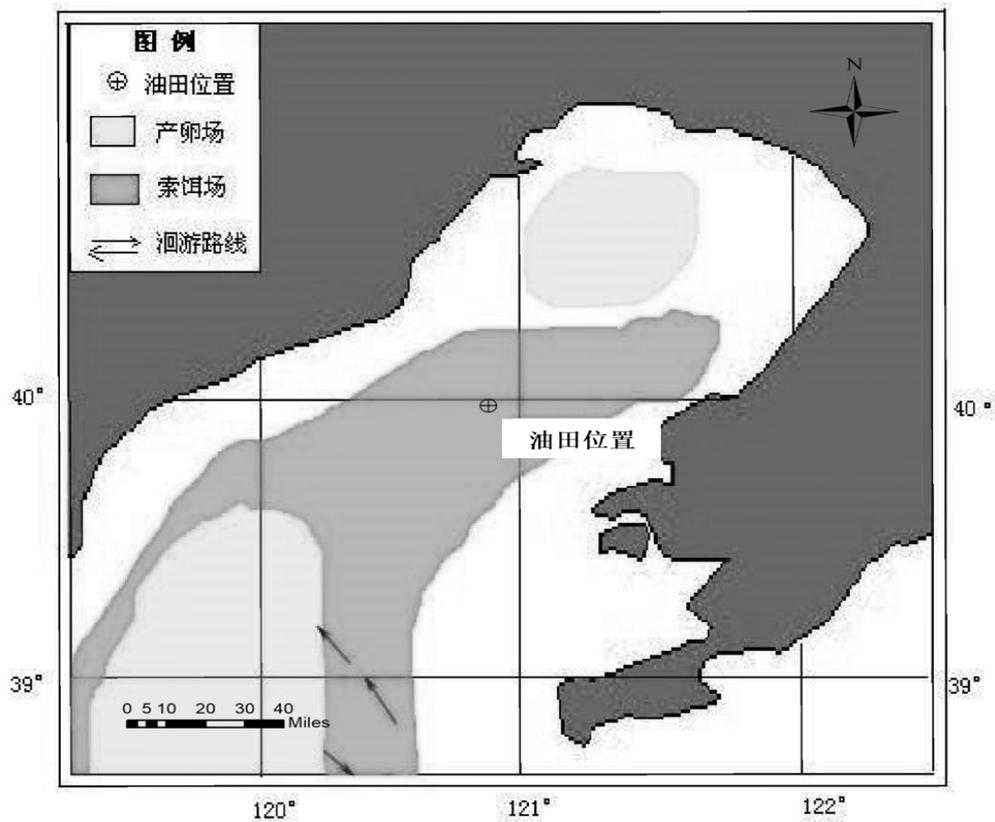


图 4.1 - 12 鲚洄游分布图

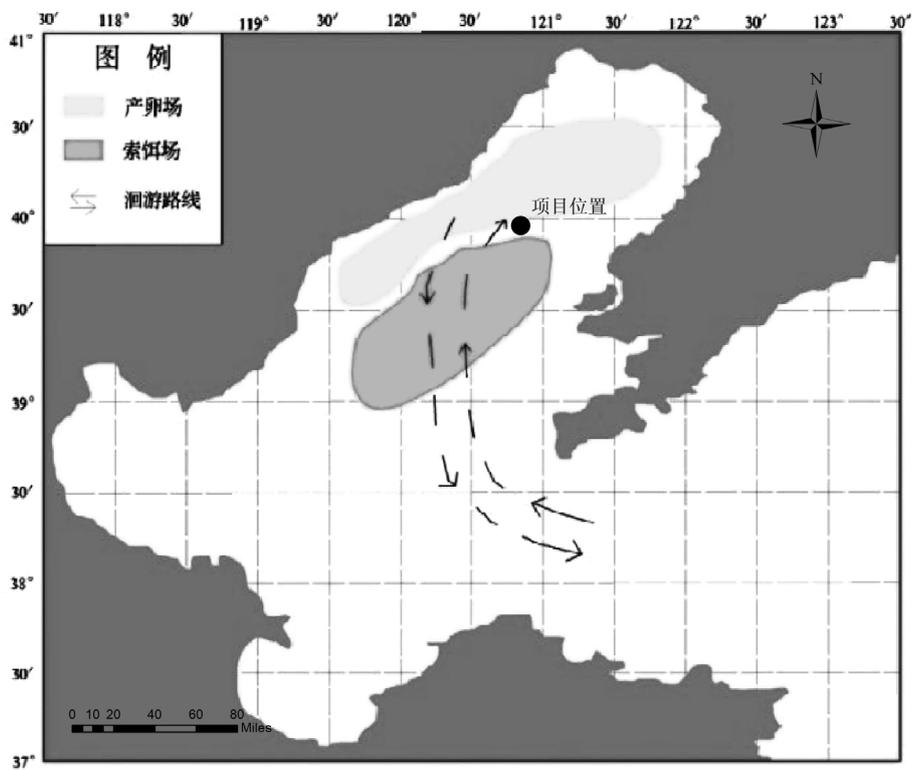


图 4.1 - 13 小黄鱼洄游分布图

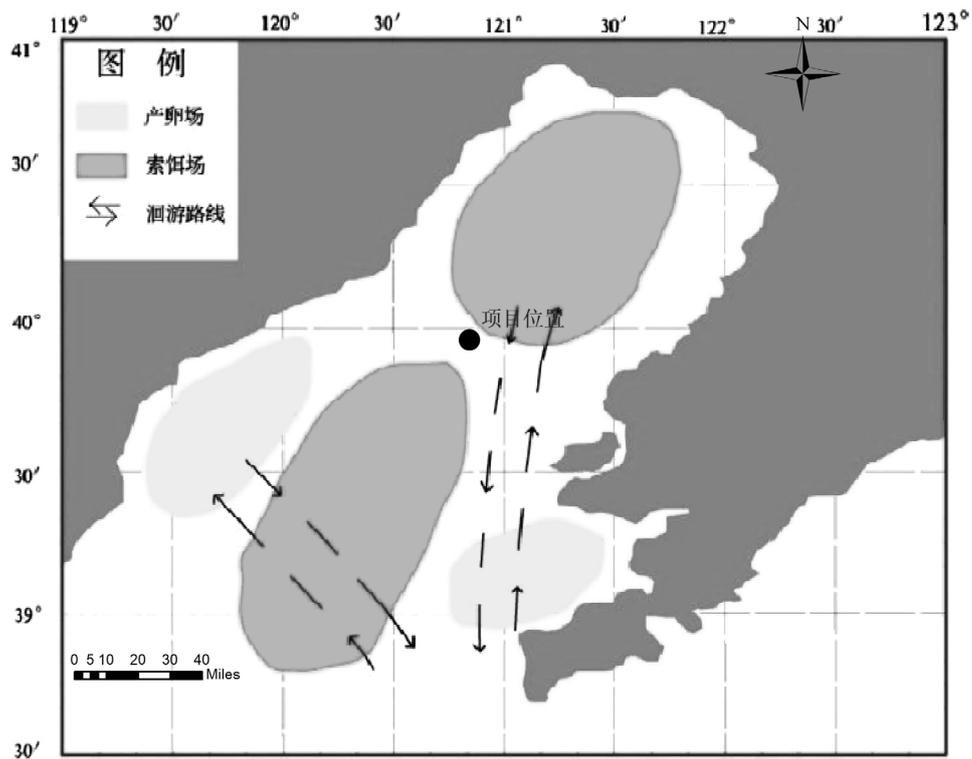


图 4.1 - 14 鳊洄游分布图

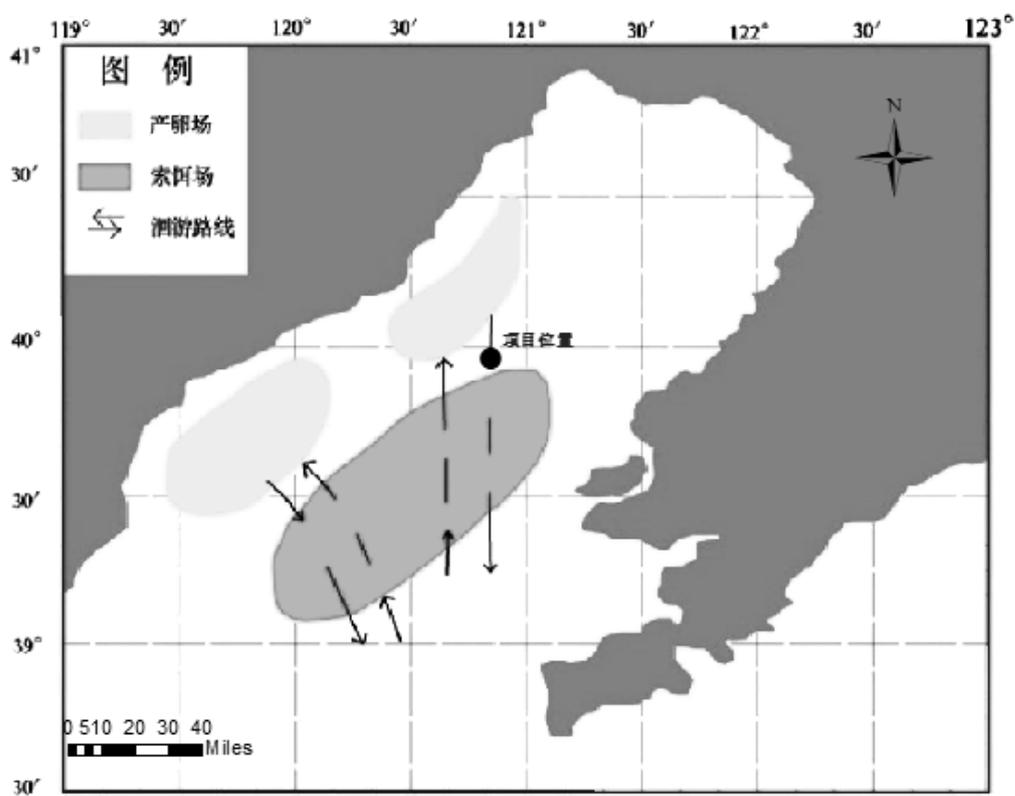


图 4.1 - 15 斑鲈洄游分布图

## 4.2 绥中 36-1 油田海域环境状况回顾性评价

本节将根据海水水质、沉积物、生物生态采用 2010 年 5 月、2013 年 5 月（水质、生物生态）及 2012 年 10 月（沉积物）、2014 年 5 月、2015 年 10 月和 2018 年 10 月~11 月五次调查结果进行分析比较。历次调查站位布设见图 4.2 - 1。由图 4.2 - 1 可知，历史调查站位部分或区域性的反映了与拟建工程同海域在不同时期的海洋环境质量，能够通过对比分析较客观地反映绥中 36-1 油田同海域生产油田开发对周围海域环境的影响程度。环境状况历史调查资料来源见表 4.2 - 1。

表 4.2 - 1 环境状况历史调查资料来源一览表

调查项目	引用报告书全称	调查单位	调查时段	调查站位数
水质、沉积物、生物生态	《旅大 10-1 油田工艺系统升级改造和海缆铺设项目环境影响报告书》	国家海洋局北海监测中心	2010 年 5 月	30
水质、生物生态	《旅大 6-2 油田开发工程和旅大 10-1 油田综合调整项目春季海洋现状调查报告》	青岛环海海洋工程勘察研究院	2013 年 5 月	32
沉积物	《锦州 25-1 南油田 II 期研究项目第二次环境质量现状调查与评价（包括旅大 6-2 油田）》	国家海洋局北海监测中心	2012 年 10 月	19
海水水质、沉积物、生物生态	《绥中 36-1 油田综合调整项目海洋环境现状调查与评价（春季）》	国家海洋局北海环境监测中心	2014 年 5 月	20
海水水质、沉积物、生物生态	《旅大 5-2 北和旅大 6-2 项目环境影响评价秋季海洋现状调查报告》	青岛环海海洋工程勘察研究院	2015 年 10 月	36
海水水质、沉积物、生物生态	《绥中 36-1 油田秋季海洋环境现状调查与评价报告》	国家海洋局北海环境监测中心	2018 年 10~11 月	36

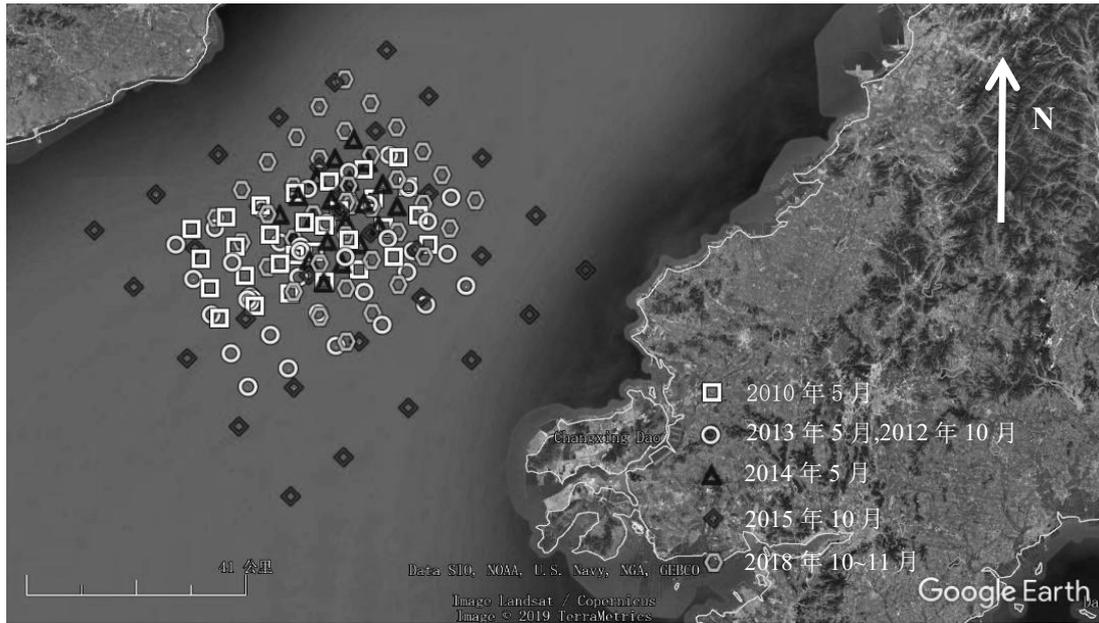


图 4.2 - 1 本调整项目所在海域海洋环境质量历次调查站位示意图

#### 4.2.1.1 水环境质量回顾性评价

本调项目所在海域的 2010 年春季、2013 年春季、2014 年春季、2015 年秋季和 2018 年秋季调查海水水质评价因子为 pH、溶解氧、化学需氧量、活性磷酸盐、无机氮、石油类、铜、铅、锌、镉、总铬、汞、砷、挥发性酚、硫化物共 15 项。其中 2010 年、2013 年、2015 年、2018 年调查水质采样层次均为表层、10m 层和底层三层，2014 年调查水质采样层次为表层、10m 层、20m 层和底层四层，本次水质回顾性分析只比较表层、10m 层和底层。

本调整项目所在海域的历次海水水质调查结果对比统计结果见表 4.2 - 2，结果表明，春秋两季调查海域海水水质的环境质量总体较好，历次调查中 pH 值、溶解氧、石油类、铜、镉、总铬、砷、硫化物和挥发性酚浓度均满足海水水质一类标准。调查海域主要污染物为化学需氧量、活性磷酸盐、无机氮、汞、铅和锌。项目特征因子石油类均达标。

##### ① COD

春季调查：2010 年 5 月调查表、10m 层 COD 符合海水水质一类标准，底层出现超标现象，超标率为 3.30%；2013 年 5 月、2014 年 5 月调查中 COD 调查结果全部符合一类标准。

秋季调查：2015 年 10 月、2018 年 10~11 月调查中 COD 调查结果全部符合一类标准。

##### ② 活性磷酸盐

春季调查：春季调查中活性磷酸盐调查结果全部符合一类标准。

秋季调查：2015年10月调查中活性磷酸盐表、10m、底层均出现超标现象，超标率分别为50%、50%和44%。2018年10~11月调查中活性磷酸盐表、10m、底层均出现超标现象，超标率分别为27.5%、25%和25%。活性磷酸盐超标现象呈减缓趋势。

### ③ 无机氮

春季调查：2013年5月和2014年5月调查中无机氮在表、10m、底层均出现超标现象，2013年超标率为91%、88%、97%，2014年无机氮超标率为70%、80%、45%。2010年5月调查中无机氮调查结果全部符合一类标准。

秋季调查：2015年10月和2018年10~11月调查中无机氮在表、10m、底层均出现超标现象，2015年超标率均为100%，2018年无机氮超标率为27.5%、22.5%、20%。无机氮超标现象呈减缓趋势。

### ④ 汞

春季调查：2014年5月调查表、10m层、底层汞超标率为5%、15%、5%；2010年5月、2013年5月调查中总汞调查结果全部符合一类标准。

秋季调查：2015年10月调查中汞表、10m、底层均出现超标现象，超标率分别为78%、83%和92%。2018年10~11月调查中汞表、10m、底层均出现超标现象，超标率分别为15%、17.5%和27.5%。汞超标现象呈减缓趋势。

### ⑤ 铅

春季调查：2014年5月调查表、10m层、底层铅超标率为80%、75%、65%；2010年5月、2013年5月调查中铅调查结果全部符合一类标准。

秋季调查：2015年10月调查中铅表、10m、底层均出现超标现象，超标率分别为89%、97%和100%。2018年10~11月调查中铅表、10m、底层均出现超标现象，超标率分别为92.5%、72.5%和72.5%。

### ⑥ 锌

春季调查：2013年5月调查中锌在10m、底层出现超标现象，超标率为3%、3%，表层调查结果符合一类标准；2014年5月调查中锌在表层、底层出现超标现象，超标率为20%、5%，10m调查结果符合一类标准；2010年5月调查中锌调查结果全部符合一类标准。

秋季调查2015年10月调查中锌表、10m、底层均出现超标现象，超标率分别为81%、100%和100%。2018年10~11月调查中锌表、10m、底层均出现超标现象，超标率分别为32.5%、17.5%和20%。锌超标现象呈减缓趋势。

分析对比结果表明，该海域海水质量状况春季水质状况 2010 年水质较好；秋季 2018 年水质情况较 2015 年有好转。该海域的主要污染物仍然是无机氮、活性磷酸盐和铅、锌、汞等重金属。

调查海域的主要超标营养盐类污染物为无机氮、活性磷酸盐，与历年海洋环境公报描述大致相符。调查海域铅、汞、锌部分测站超标可能是入海河流携带大量的重金属污染物进入渤海、附近海域陆源入海排污口（河）向调查海域附近海域的重金属直排以及大气干湿沉降等共同作用的结果，同时也与渤海自身的半封闭性有关。

#### 4.2.1.2 表层沉积物质量回顾性评价

本调整项目所在海域的 2014 年调查沉积物评价因子为汞、铅、镉、石油类、锌和有机碳共 6 项；2010 年、2012 和 2015 年调查海水水质评价因子为汞、铜、铅、镉、铬、石油类、硫化物、锌、砷和有机碳共 10 项。沉积物采样层次均为表层。历次海洋沉积物调查数据对比统计结果见表 4.2 - 3。

春季调查海域海洋沉积物的环境质量总体较好，秋季调查除 2018 年汞有个别站位超标外，历次调查中所有调查因子均满足海洋沉积物一类标准。

铜、石油类、砷因子浓度升高原因分析：根据工程分析结果结合海上石油开发工程特点，绥中 36-1 油田的开发及经营活动过程中不会产生和排放汞、铜、石油类、砷类污染物，因此各因子浓度的升高与已建工程建设无必然联系。

#### 4.2.1.3 海洋生物生态环境回顾性分析

##### （1）叶绿素 a

拟建工程所在海域的叶绿素 a 历次调查结果对比分析统计结果见表 4.2 - 4。

春季调查结果对比显示，表、10m 和底层 2013 年调查叶绿素 a 含量平均值最高，其次为 2010 年 5 月，2014 年 5 月最低。

秋季调查结果对比显示，2018 年调查表层叶绿素 a 平均值较 2015 年高，10m 和底层叶绿素 a 平均值较 2015 年低。

历次调查叶绿素 a 平均值均表现为波动性，总体变化不大。

##### （2）浮游植物

拟建工程所在海域的浮游植物历次调查结果对比分析统计结果见表 4.2 - 5。

春季调查结果对比显示，2010 年调查浮游植物种类数最多，2013 年多样性指数、均匀度和丰度均值最高。2014 年个体数量和优势度均值最高。

秋季结果对比显示，除了优势度均数外，2018 年各项指标均高于 2015 年。

### （3）浮游动物

拟建工程所在海域的浮游动物历次调查结果对比分析统计结果见表 4.2 - 6。

春季调查结果对比显示，2010 年调查浮游动物生物量、生物密度均值最高，2013 年浮游动物种类数、多样性指数、均匀度和丰度均值最高，2014 年优势度均值最高。

秋季结果对比显示，2015 年浮游动物多样性指数、均匀度、丰度均值较高，2018 年浮游动物种类数、生物量、生物密度和优势度均值较高。

历次调查中，浮游动物物种类数、多样性指数、均匀度、丰度和优势度等各项指标平均值均表现为波动性，总体变化不大；生物量、生物密度平均值有减少趋势。

### （4）底栖生物

拟建工程所在海域的底栖生物历次调查结果对比分析统计结果见表 4.2 - 7。

春季调查结果对比显示，2013 年底栖生物生物量和优势度均值最高，2014 年底栖生物种类数、生物密度、多样性指数、均匀度、丰度均值最高。

秋季结果对比显示，2015 年底栖生物浮游动物种类数、生物量、均匀度、优势度和丰度均值较高，2018 年生物密度和多样性指数均值较高。

历次调查中，底栖生物物种类数、生物量、生物密度、多样性指数、均匀度、丰度和优势度等各项指标平均值均表现为波动性，总体变化不大。

### （5）生物质量

拟建工程所在海域的生物质量历次评价结果对比分析统计结果见表 4.2 - 8。

由表 4.2 - 8 可见，调查海域历次调查结果中，鱼类体内铜、砷、石油类含量 2013 年最高，2014 年最低；铅含量 2015 年最高，2014 年最低；锌、镉、铬、汞含量 2013 年最高，2018 年最低。

甲壳类体内铜、砷含量 2013 年最高，2015 年最低；铅含量 2015 年最高，2010 年最低；锌含量 2013 年最高，2015 年最低；镉、铬、汞含量 2015 年最高，2013 年最低；石油烃含量 2010 年最高，2015 年最低。

软体动物类体内体内铜、汞、铅含量 2015 年最高，2018 年最低；锌、镉、铬、石油烃含量 2014 年最高，2018 年最低；砷含量 2014 年最高，2013 年最低。

#### (6) 结论

历次调查中，除浮游动物生物量、生物密度平均值有减少趋势外，叶绿素 a、浮游植物、浮游动物、底栖生物各项指标平均值总体表现为波动性，总体变化不大。





[REDACTED]						
	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]						
	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

表 4.2 - 4 历次调查叶绿素 a 调查结果对比统计

[REDACTED]		[REDACTED]	[REDACTED]			
[REDACTED]		[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]						
	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]						
	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

表 4.2 - 5 历次调查浮游植物调查结果对比统计

| [REDACTED] | [REDACTED] | [REDACTED] | [REDACTED] |            |
|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
|            |            |            | [REDACTED] |
| [REDACTED] |
|            | [REDACTED] |
|            | [REDACTED] |
| [REDACTED] |











## 5 环境敏感区（点）和环境保护目标分析

### 5.1 海洋环境功能区划及相关规划符合性分析

#### 5.1.1 海洋功能区划符合性

##### （1）与《全国海洋功能区划》（2011-2020 年）的符合性分析

根据《全国海洋功能区划》（2011-2020 年），拟建工程所处海域划为渤海中部海域，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。”，本项目用海符合全国海洋功能区划的要求。

##### （2）与《辽宁省海洋功能区划》（2011-2020 年）的协调性分析

根据《辽宁省海洋功能区划》（2011-2020 年），本油田开发工程所处海域不在辽宁省海洋功能区划内（见图 5.1-1），且距离较远（约 20km），拟建工程施工期和运营期最大影响范围不会超过 1.46km，不会对辽宁省海洋功能区产生不利影响。

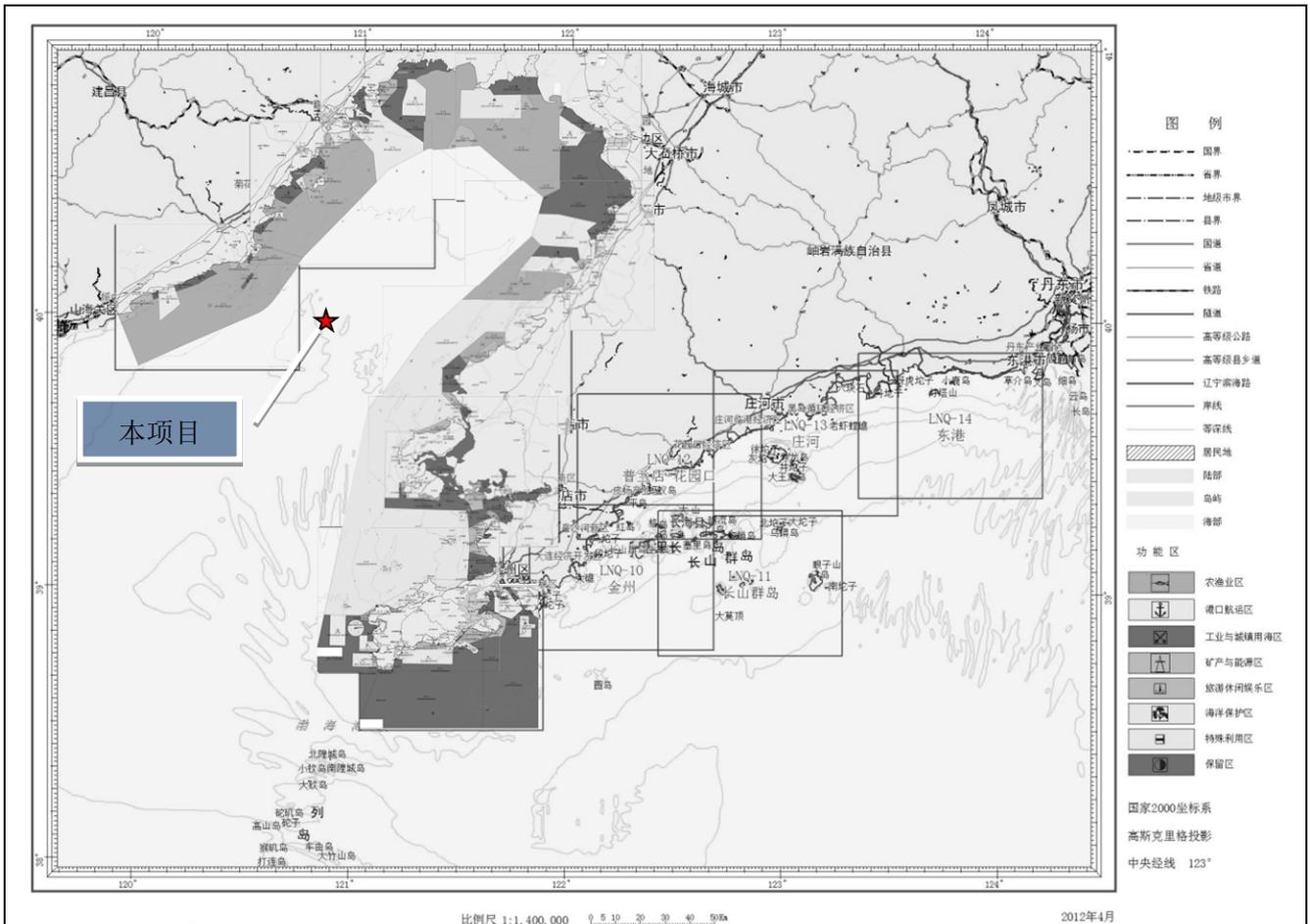


图 5.1 - 1 拟建工程与辽宁省海洋功能区划的位置关系

### 5.1.2 与《全国海洋主体功能区规划》符合性分析

依据《全国海洋主体功能区规划》，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、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。

拟建工程位于辽东半岛海域，该区域有绥中 36-1 油田、旅大 5-2 油田，属于重点开发区域中的海洋工程和资源开发区，拟建工程没有位于限制开发区域和禁止开发区域内。

本工程施工期产生的生活污水经处理达标后排放，排放量较小且是暂时的，对海洋环境影响很小；油层段钻井液、油层段钻屑、固体废物和船舶机舱含油污水均运回陆上处理不外排；同时优化施工进度计划，非油层段钻屑、非油层段钻井液排放时避开斑海豹在本项目所在海域

的繁殖和洄游行为集中期（1-2月）。本工程运营期固体废弃物均运回陆上处理不外排，生活污水排放量不增加，处理达标的生产水全部回注地层，不外排。通过采取上述措施，减少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《全国海洋主体功能区规划》的要求。

### 5.1.3 与《辽宁省海洋主体功能区规划》符合性分析

根据《辽宁省海洋主体功能区规划》，拟建工程所处海域不在辽宁省海洋主体功能区内（见图 5.1-2），不属于禁止开发区和限制开发区，且距离较远（约 20km），拟建工程施工期和运营期最大影响范围不会超过 1.46km，不会对辽宁省海洋主体功能区产生不利影响。

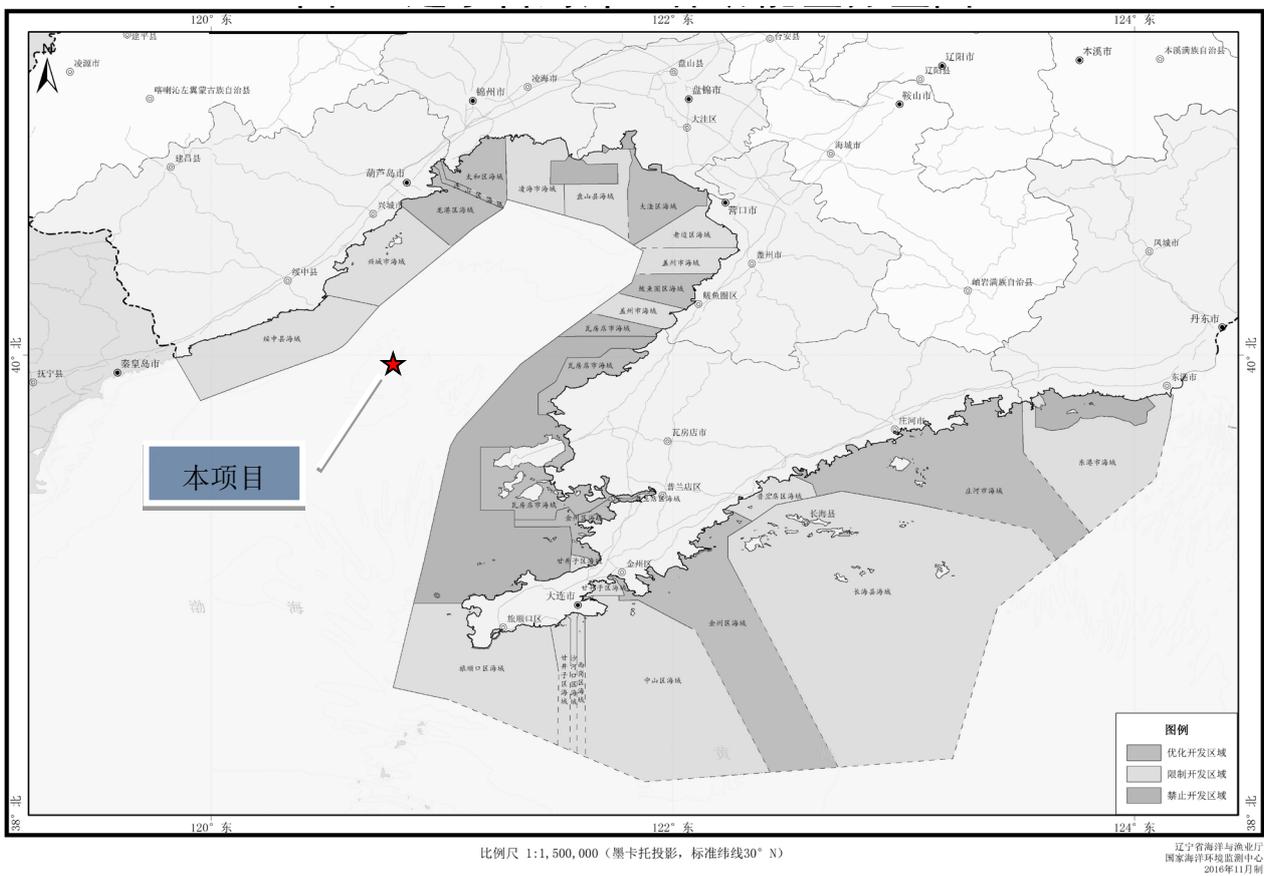


图 5.1-2 拟建工程与辽宁省海洋主体功能区规划的位置关系

### 5.1.4 与《辽宁大连斑海豹国家级自然保护区功能区划》符合性

根据环境保护部《关于发布河北小五台山等 4 处国家级自然保护区面积、范围及功能区划的函》（环生态函[2017]181 号），辽宁大连斑海豹国家级自然保护区面积、范围和功能区划已进行调整，调整范围见图 5.1-3。

由图可以看出，拟建工程所处海域不在辽宁大连斑海豹国家级自然保护区功能区划，且距离较远（26.8km），拟建工程施工期和运营期最大影响范围不会超过 1.46km，不会对辽宁大连斑海豹国家级自然保护区产生不利影响。

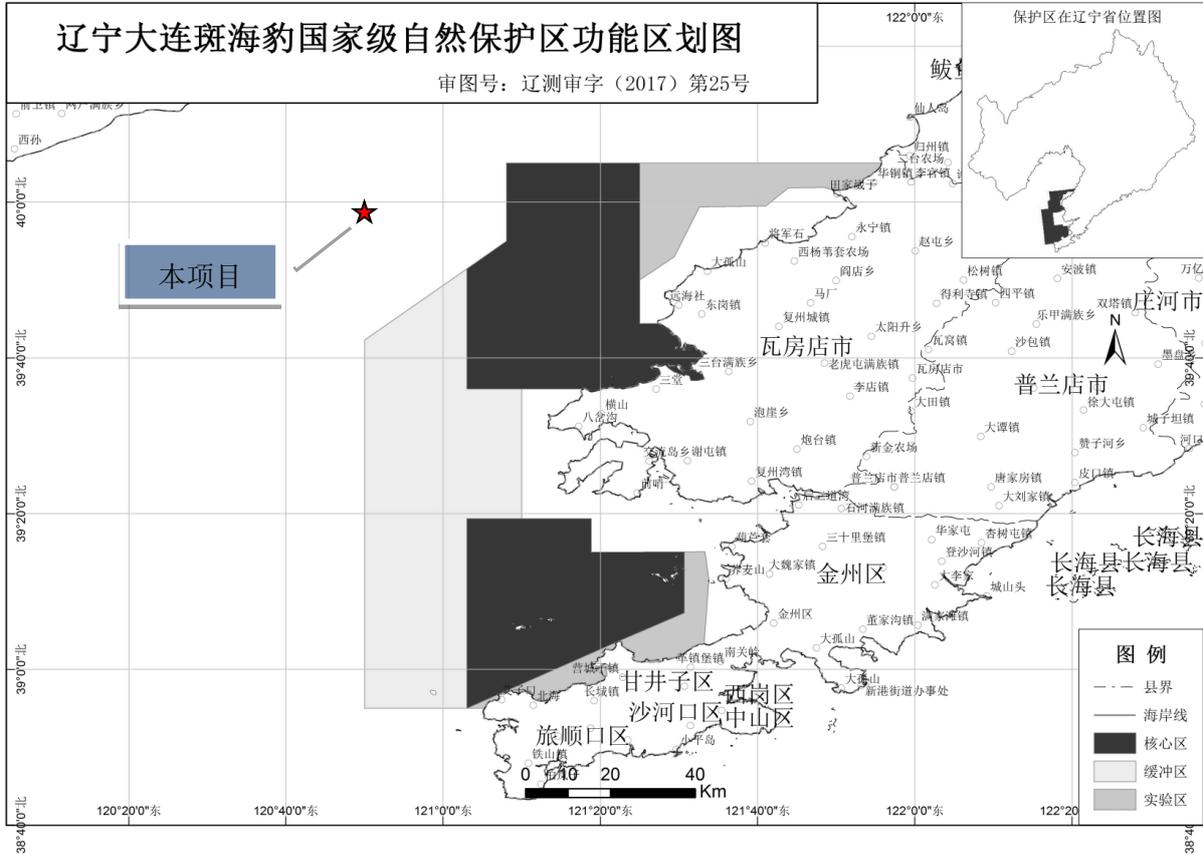


图 5.1 - 3 拟建工程与辽宁大连斑海豹国家级自然保护区的位置关系

### 5.1.5 与《辽宁省（渤海海域）海洋生态红线区划定报告》符合性分析

#### (1) 位置关系

2014 年，辽宁省海洋与渔业厅发布《辽宁省（渤海海域）海洋生态红线区划定报告》。

根据《辽宁省（渤海海域）海洋生态红线区划定报告》（2014 年），本工程的 SZ36-1WHPG/WHPH 平台所处海域目前位于大连斑海豹保护生态红线区内（见图 5.1 - 4），属于禁止开发区，该红线区与“辽宁大连斑海豹国家级自然保护区”（2017 年调整前）（见图 5.1 - 5）完全重合。

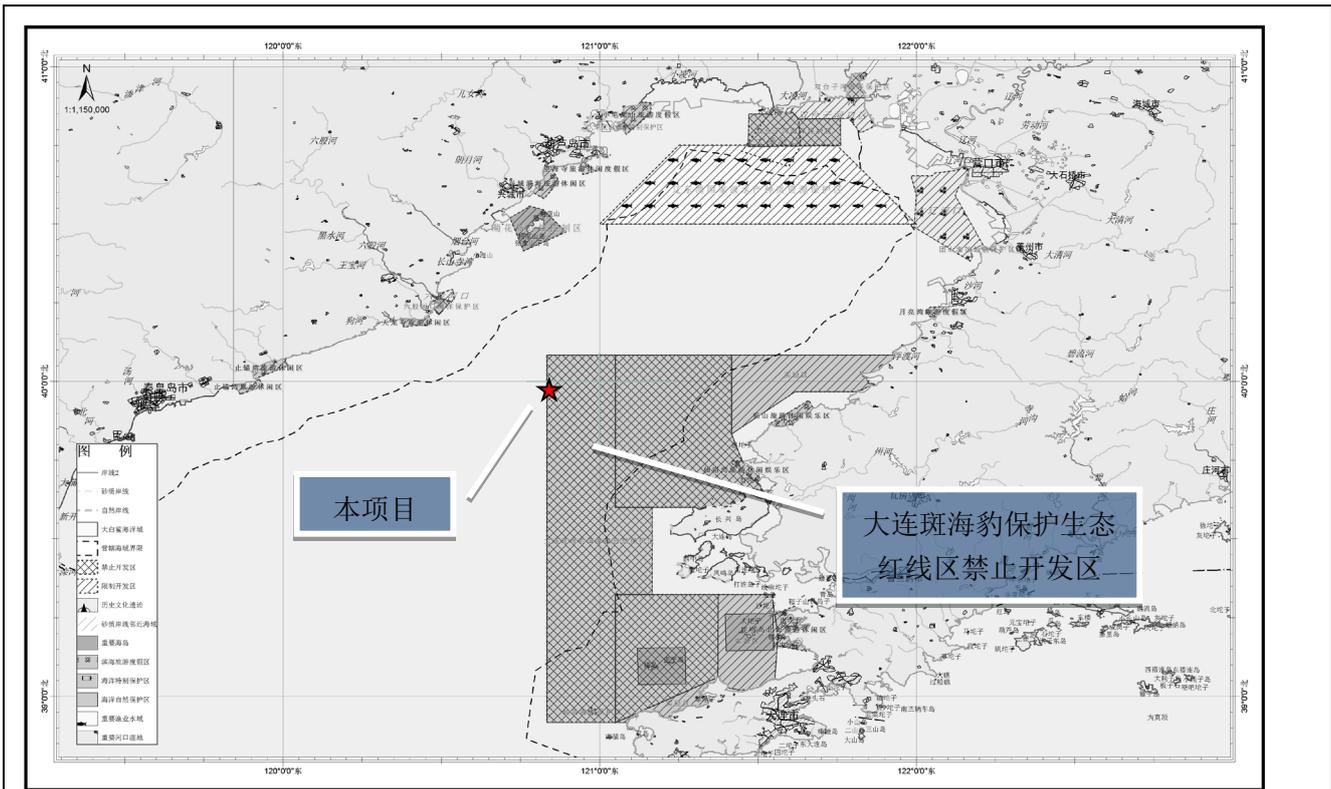


图 5.1 - 4 拟建工程与辽宁省海洋生态红线的位置关系

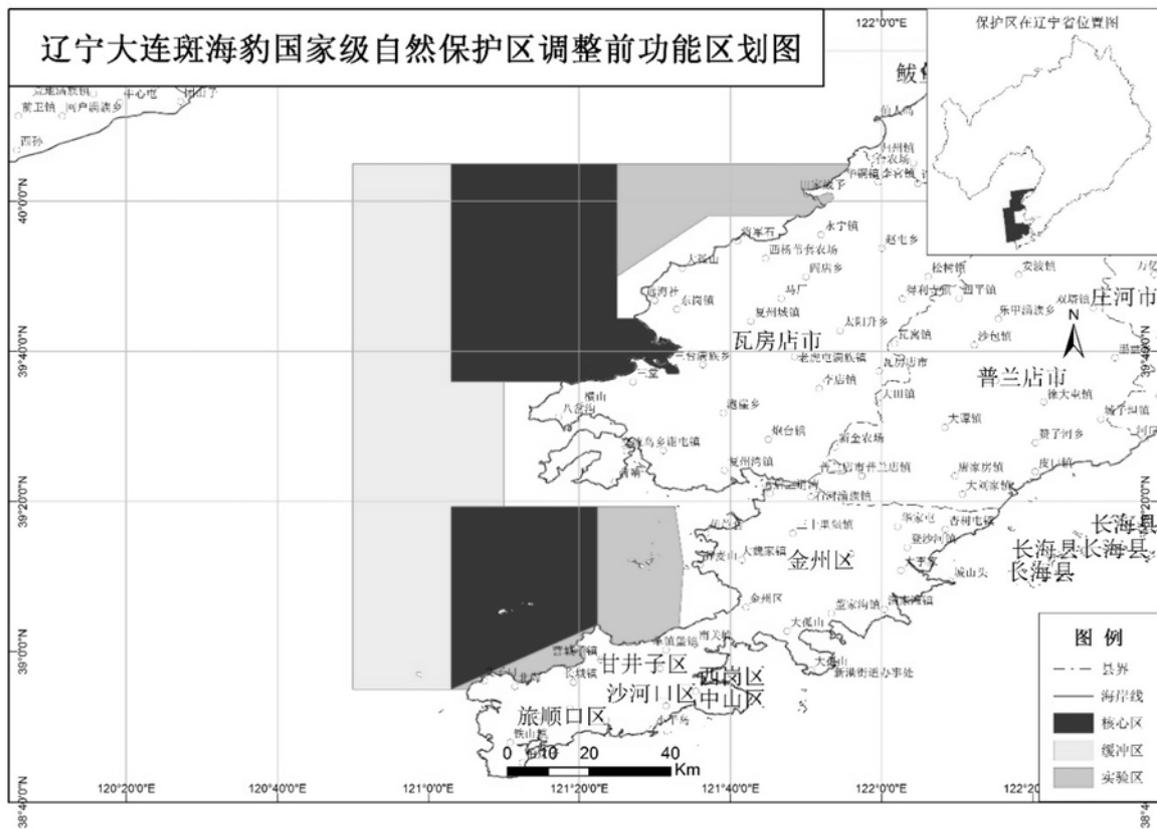


图 5.1 - 5 辽宁大连斑海豹国家级自然保护区调整前功能区划图

(2) 管控要求

“禁止开发区-大连斑海豹保护生态红线区”的管控措施为：（1）核心区和缓冲区内不得建设任何生产设施，无特殊原因，禁止任何单位或个人进入。（2）应该保持区域自然岸线与岛礁资源，尤其是斑海豹的栖息环境，并协调好海洋保护与海洋渔业发展，保护重要渔业水产种质资源。定期开展区域生态环境监测，海水水质、沉积物质量和海洋生物质量执行不低于一类标准。

### （3）《辽宁省（渤海海域）海洋生态红线区划定报告》（2014年）红线区范围的划定以及核心区和缓冲区概念的来源

根据《辽宁省（渤海海域）海洋生态红线区划定报告》（2014年），海洋生态红线区识别、海洋生态红线区范围相关内容如下：

#### “3.3 海洋生态红线区识别

##### （1）海洋保护区

…….. 大连斑海豹国家级自然保护区位于辽东半岛西部海域，是以保护斑海豹为主的水生野生动物自然保护区。……….

选取辽宁省环渤海内的大连斑海豹国家级自然保护区、………..等作为辽宁省海洋重要生态红线划定区是十分必要合理。”

#### “3.4 海洋生态红线区范围确定

………..将 3.3 识别出的生态红线区按照相应的划定方法进行范围确定。海洋生态红线区范围界定按照生态完整性、维护自然属性，便于保护生态环境，防止污染和控制建设活动及便于管理需要进行确定。具体划定方法和依据如下：

——海洋保护区的生态红线区范围为海洋自然保护区或海洋特别保护区的范围”

可以看出，确定大连斑海豹保护生态红线区范围的过程为：在《辽宁省（渤海海域）海洋生态红线区划定报告》（2014年）3.3节海洋生态红线区识别（1）海洋保护区章节中，识别了大连斑海豹国家级自然保护区，根据识别结果，选取大连斑海豹国家级自然保护区（2017年调整前）作为辽宁省重要海洋生态功能区，并进行生态红线划定，最终划定了大连斑海豹保护生态红线区。

《辽宁省（渤海海域）海洋生态红线区划定报告》中，未重新定义核心区和缓冲区的概念。而根据《大连斑海豹国家级自然保护区管理办法》（第114号令）：“斑海豹保护区位于本市西部渤海辽东湾海域，划分为核心区、缓冲区和实验区三个功能区。第十条 在斑海豹保护区的核心区和缓冲区内，不得建设任何建设项目。”由此可以看出，《辽宁省（渤海海域）海洋生态

红线区划定报告》中核心区和缓冲区概念来源是引自《大连斑海豹国家级自然保护区管理办法》。

#### **(4) 符合性分析**

本工程属于在辽宁省海洋生态红线区禁止开发区内实施调整井，因此，与 2014 年公布的《辽宁省（渤海海域）海洋生态红线区划定报告》管控要求有冲突。

根据《辽宁省（渤海海域）海洋生态红线区划定报告》（2014 年）：“3.4 海洋生态红线区范围确定——海洋保护区的生态红线区范围为海洋自然保护区或海洋特别保护区的范围。”大连斑海豹国家级自然保护区（2017 年调整前）作为辽宁省重要海洋生态功能区，并进行生态红线划定，最终划定了大连斑海豹保护生态红线区。2017 年，辽宁大连斑海豹国家级自然保护区面积、范围和功能区划已进行调整。目前，本工程所处海域不在辽宁大连斑海豹国家级自然保护区功能区划内，距离保护区最近距离为 26.8km。

本工程是在原有平台上进行调整井工程建设，不涉及围填海及可能截断洄游通道等开发活动。本工程施工期产生的生活污水经处理达标后排放，排放量较小且是暂时的，施工期处理达标的生活污水排海对海洋环境影响很小；油层段钻井液、油层段钻屑、固体废物和船舶机舱含油污水均运回陆上处理不外排；洗井废水通过开闭排系统进入工艺流程，经生产水处理装置处理达标后全部回注。同时优化施工进度计划，非油层段钻屑、非油层段钻井液排放时避开斑海豹在本项目所在海域的繁殖和洄游行为集中期（1-2 月）。本工程运营期固体废弃物均运回陆上处理不外排，生活污水排放量不增加，处理达标的生产水全部回注地层，不外排。本工程施工期和运营期产生的各种污染物均得到了合理妥善处置。

本工程建设阶段对海域生态环境的影响是短期且可恢复的，生产阶段基本不会对周边海域的生态环境造成影响。针对可能发生的风险，中海石油（中国）有限公司天津分公司已经编制并修订了《绥中 36-1 油田溢油应急计划》，并于 2019 年 10 月报生态环境部海洋生态环境司备案。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。

由此得出，本工程对生态红线区的环境影响是可接受的。

#### **(5) 关于辽宁大连斑海豹国家级自然保护区调整情况**

##### **辽宁大连斑海豹国家级自然保护区调整前：**

1992 年，大连市人民政府批准建立大连斑海豹自然保护区，1997 年，国务院将大连斑海豹自然保护区审定为国家自然保护区。

由图 5.1 - 6 可以看出，本工程位于调整前辽宁大连斑海豹国家级自然保护区内。

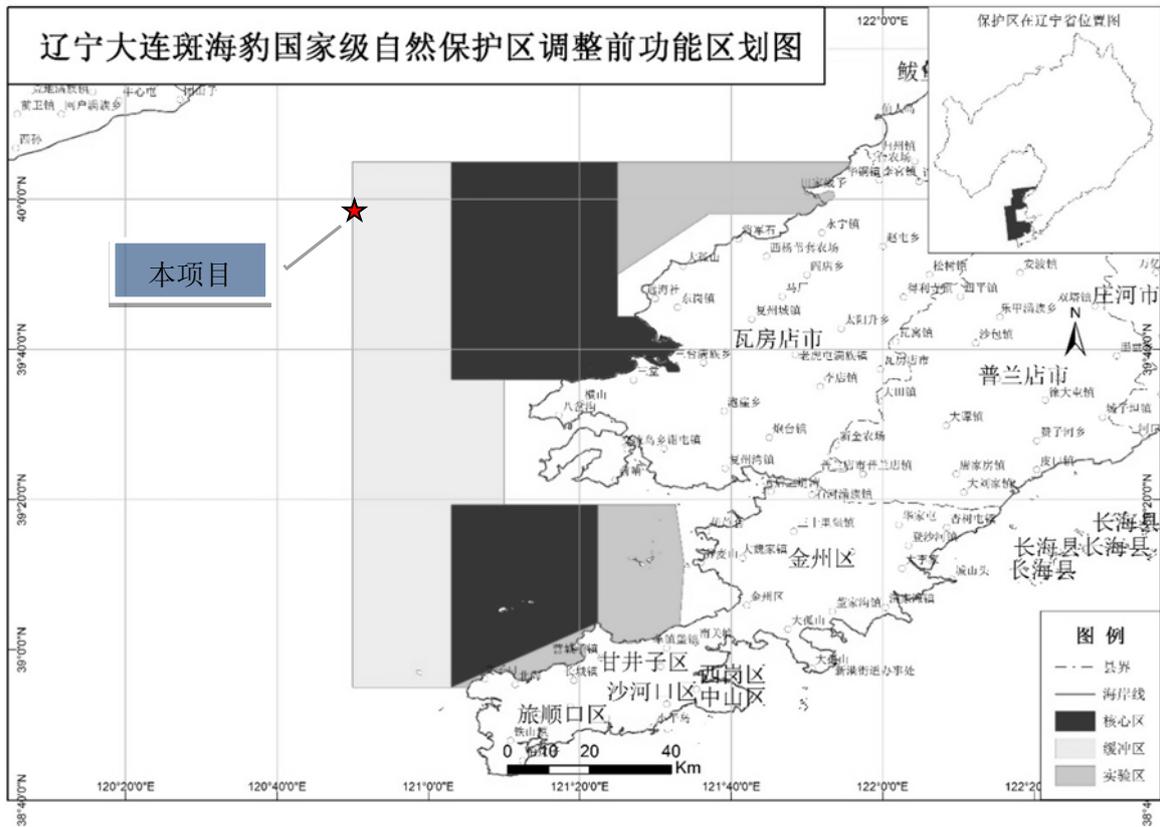


图 5.1 - 6 本项目与调整前辽宁大连斑海豹国家级自然保护区的位置关系  
辽宁大连斑海豹国家级自然保护区调整后：

2017 年 8 月，辽宁大连斑海豹国家级自然保护区进行了调整。根据环境保护部《关于发布河北小五台山等 4 处国家级自然保护区面积、范围及功能区划的函》(环生态函[2017]181 号)，辽宁大连斑海豹国家级自然保护区面积、范围和功能区划已进行调整，调整范围见图 5.1 - 7。由图可以看出，目前，本工程所处海域不在辽宁大连斑海豹国家级自然保护区功能区划内，距离保护区最近距离为 26.8km。拟建工程施工期和运营期最大影响范围不会超过 1.46km，不会对辽宁大连斑海豹国家级自然保护区产生不利影响。

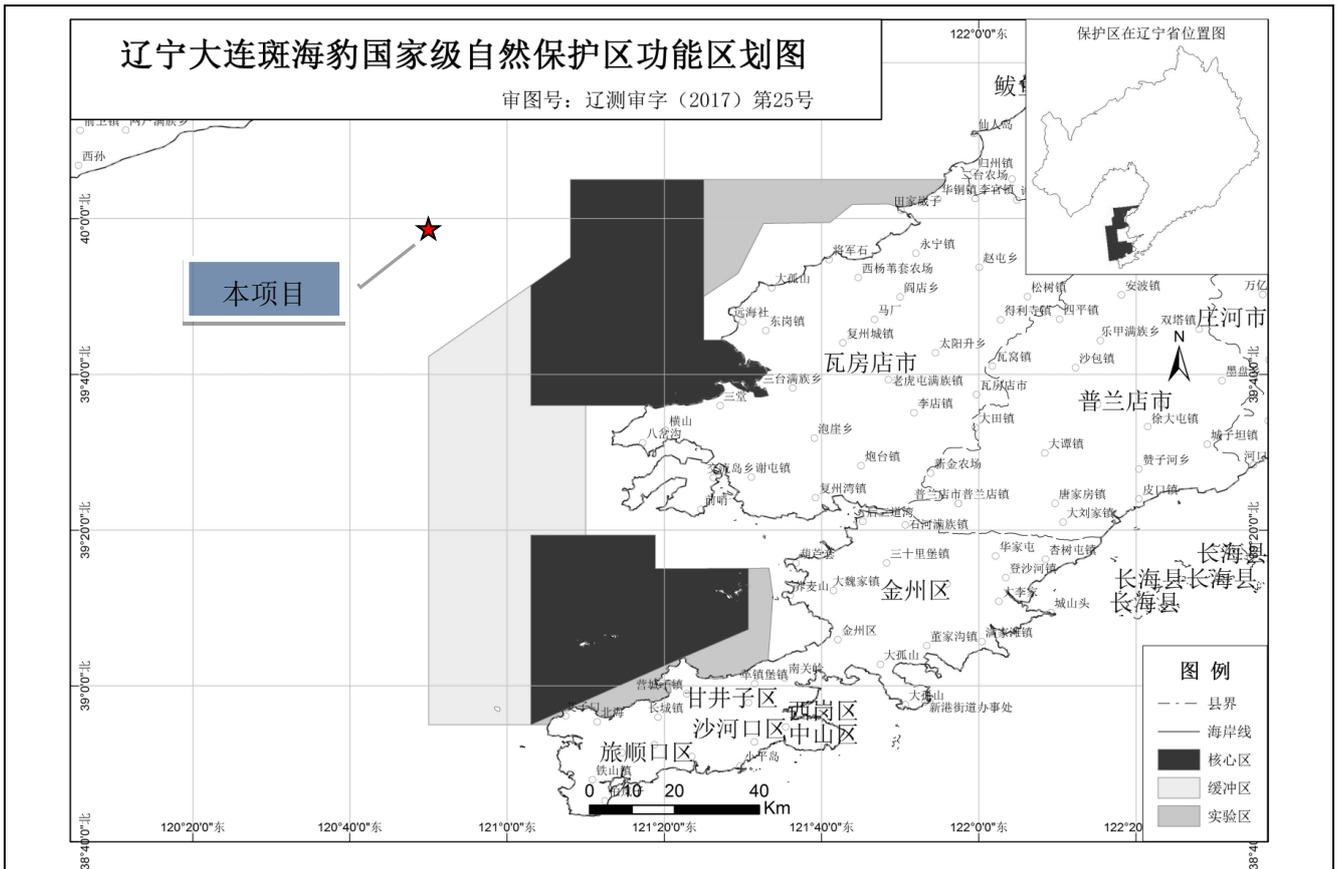


图 5.1 - 7 本项目与辽宁大连斑海豹国家级自然保护区的位置关系

(6) 自然资源部办公厅关于辽宁省海洋生态红线“一张图”有关意见的复函

2018 年 6 月，自然资源部办公厅回复辽宁省海洋渔业厅《自然资源部办公厅关于辽宁省海洋生态红线“一张图”有关意见的复函》（自然资环办[2018]532 号），复函中“原则同意你省开展渤海、黄海海洋生态红线“一张图”整合工作。请你们依据“以改善生态环境质量为核心，以保障和维护生态功能为主线”的要求，按照海洋生态红线划定的相关技术规范，做好你省海洋生态红线“一张图”整合技术准备工作，研究提出方案，报我部审核后，纳入全国生态保护红线”；“国务院已于 2016 年批准同意大连斑海豹国家级自然保护区调整方案，鉴此，我部同意相应调整保护区所涉海洋生态红线”。复函见图 5.1 - 8。

复函中，自然资源部办公厅同意辽宁省海洋生态红线根据调整后的大连斑海豹国家级自然保护区方案调整。根据《全国海洋生态红线划定技术指南》要求，保护区必须划为海洋生态红线区，且其范围为海洋自然保护区或海洋特别保护区的范围。目前，辽宁省海洋生态红线调整工作正在开展中，调整后的辽宁省海洋生态红线尚未发布，本项目的建设应符合调整后大连斑海豹国家级自然保护区所涉海洋生态红线管控的要求。

# 自然资源部办公厅

自然资办函〔2018〕532号

## 自然资源部办公厅关于辽宁省海洋生态红线 “一张图”有关意见的复函

辽宁省海洋与渔业厅：

《关于申请自然资源部委托辽宁省组织审查辽宁省海洋生态红线“一张图”的请示》（辽海渔〔2018〕23号）收悉。经研究，函复如下：

一、原则同意你省开展渤海、黄海海洋生态红线“一张图”整合工作。请你们根据“以改善生态环境质量为核心，以保障和维护生态功能为主线”的要求，按照海洋生态红线划定的相关技术规范，做好你省海洋生态红线“一张图”整合技术准备工作，研究提出方案，报我部审核后，纳入全国生态保护红线。

二、国务院已于2016年批准同意大连斑海豹国家级自然保护区调整方案，鉴此，我部同意相应调整保护区所涉海洋生态红线。



图 5.1 - 8 自然资源部办公厅关于辽宁省海洋生态红线“一张图”有关意见的复函

综上，目前项目所在区域为辽宁省海洋生态红线禁止开发区，在红线区根据保护区范围调整后，项目所在区域将位于红线区外。

### 5.1.6 产业政策符合性

拟建工程属于油田的调整工程，属于为海洋石油、天然气勘探与开发项目。属于《产业结构调整指导目录（2019 年本）》中鼓励类“常规石油、天然气勘探及开采”，拟建工程的建设符合国家产业政策。

### 5.1.7 相关规划符合性

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

##### ①相关要求

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）》，根据《全国海洋生态环境保护规划（2017 年-2020 年）》，第五节基本原则提到：“——坚持绿色发展、源头护海。坚持“绿水青山就是金山银山”，处理好发展与保护关系，推动海洋经济绿色发展，建立健全绿色低碳循环发展的经济体系和绿色技术创新体系，用最小的资源消耗和环境代价换取最大的发展效益，从源头上预防海洋生态破坏和环境污染。”

##### ②符合性分析

拟建工程施工周期短，施工期产生的污染物主要为非油层段钻井液和钻屑排放产生的悬浮物、油层段钻井液和钻屑、施工船舶产生的机舱含油污水、施工人员产生的生活污水和生活垃圾、洗井废水、施工产生的生产垃圾。运营期产生的污染物主要是含油生产水/生活污水、生活垃圾、生产垃圾。施工人员生活污水依托施工船和平台上的生活污水处理设施处理达标后排海，运营期生活污水经平台上生活污水处理设施处理达标后排海；除食品废弃物外，其它生活垃圾、生产垃圾、油层段钻井液和钻屑、船舶机舱含油污水禁止排入海中，将集中装箱运回陆地进行处理；非油层段钻井液和钻屑满足相关要求后排放；洗井废水返回工艺流程处理合格后回注地层；含油生产水处理合格后回注地层。拟建工程污染物均得到妥善处置，符合《全国海洋生态环境保护规划》（2017 年~2020 年）中“源头护海”原则。

拟建工程生产运营阶段跟踪监测纳入油田现有跟踪监测计划中，定期监测设施外排污污染物的排放浓度。中海石油（中国）有限公司天津分公司已经编制并修订了《绥中 36-1 油田溢油应急计划》，并于 2019 年 10 月报生态环境部海洋生态环境司备案。针对拟建工程，将按照备

案的溢油应急计划做好各种溢油应急准备和响应。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”提升的要求。

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

### 5.1.7.2 与《渤海环境保护总体规划（2008~2020年）》符合性分析

根据《渤海环境保护总体规划（2008~2020年）》（2009年），“要加强海洋工程污染防治和保护区建设，提高倾废管理水平，强化油气开发区的环境管理，加强溢油应急技术支持及保障能力，建立渤海污染防治与生态保护系统，力求通过5年~15年的治理，使渤海环境保护工作上一个新台阶”等内容，拟建工程在实施过程中重视海上环境保护工作，已建立并形成一套环境保护管理机构和程序，并制订了溢油应急计划，符合《渤海环境保护总体规划（2008~2020年）》（2009年）要求。

### 5.1.7.3 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</p>	<p>①本工程符合“《全国海洋功能区划（2011-2020年）》、《辽宁省海洋功能区划（2011-2020年）》、《全国海洋主体功能区规划》、《辽宁省海洋主体功能区规划》、《辽宁大连斑海豹国家级自然保护区功能区划》”等管控措施。</p> <p>根据《辽宁省（渤海海域）海洋生态红线区划定报告》（2014年），目前项目所在区域为辽宁省海洋生态红线禁止开发区，在红线区根据保护区范围调整后，项目所在区域将位于红线区外。</p> <p>②本工程不属于高耗能、高污染、高排放的项目；且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

	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。		
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，中海石油（中国）有限公司天津分公司已经编制并修订了《绥中36-1油田溢油应急计划》，并于2019年10月报生态环境部海洋生态环境司备案。本工程的工程内容已包含在该溢油应急计划中。</p>	符合

#### 5.1.7.4 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”。

本工程是在原平台上内挂井槽实施调整井建设,属于海洋油气开发及其附属工程,不涉及围填海。根据《辽宁省(渤海海域)海洋生态红线区划定报告》(2014 年),目前项目所在区域为辽宁省海洋生态红线禁止开发区,在红线区根据保护区范围调整后,项目所在区域将位于红线区外。

本工程施工期和运营期污染物均得到合理有效的处置,不存在向海洋倾倒垃圾的违法行为。施工期机舱含油污水根据《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》,运回陆上接收处理。施工期产生的生活污水经施工船或 WHPG/WHPH 平台上的生活污水处理装置处理达标后排海。生活垃圾、生产垃圾全部运回陆地进行处理。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措施,对重要渔业品种实施增殖放流,从而维持海洋生物资源可持续利用。同时施工期非油层段钻屑和钻井液的排放避开斑海豹在本项目所在海域的繁殖和洄游行为集中期(1-2 月),以减轻对海洋生态环境的影响。

此外,建设单位已编制《绥中 36-1 油田溢油应急计划》并进行了备案,原有溢油应急计划满足本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。

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。

### 5.1.8 选址可行性

拟建工程在绥中 36-1 油田实施 15 口调整井,6 口调整井利用内挂井槽实施,9 口生产井转为注水井不钻井,同时对 SZ36-1WHPH 平台进行适应性改造。在功能上与原有项目工程用海功能一致,不存在工程选址的不合理性。

## 5.2 主要环境敏感目标分布

根据本油田开发工程所处海域的位置、开发规模和特点以及可能产生的环境影响，筛选本次评价的主要环境敏感目标，包括国家级自然保护区、海洋特别保护区、国家级水产种质资源保护区、国家级海洋公园、生态红线区、产卵场、索饵场等。拟建工程位于大连斑海豹保护生态红线区禁止开发区内，其次距离拟建工程最近的敏感目标为大连斑海豹国家级自然保护区缓冲区，距油田海域约为 26.8km，同时，拟建工程还位于鲷、鳀、小黄鱼的索饵场内，斑鲚洄游通道内。

拟建工程的主要敏感区和保护目标见表 5.2 - 1，敏感目标分布见图 5.2 - 1 和图 5.2 - 2。

表 5.2 - 1 环境敏感目标分布表

序号	敏感区类型	敏感目标名称		与本项目位置关系		主要保护对象	保护期/产卵期
				方位	距离(km)		
1	国家级自然保护区	辽宁大连斑海豹国家级自然保护区	核心区	东、东南	32.1	斑海豹及其栖息生境	-
			缓冲区	东南	26.8		
			实验区	东、东南	63.6		
		辽河河口国家级自然保护区	核心区	东北	135.5	丹顶鹤、黑嘴鸥等多种珍稀水禽和河口湿地生态系统	-
			缓冲区	东北	133.9		
			实验区	东北	154.6		
		河北昌黎黄金海岸国家级自然保护区	核心区	西南	148.3	保护文昌鱼及其栖息地、自然砂质岸滩	-
			缓冲区	西南	146.1		
			实验区	西南	188		
2	海洋特别保护区	滦河口海洋特别保护区	-	西南	189.3	保护河口湿地、潟湖-沙坝生态系统、自然砂质岸滩	-
		锦州大笔架山海洋特别保护区	-	北	119.4	大笔架山天桥陆连堤、动力环境及生态环境	-
3	国家级水产种质资源保护区	昌黎海域国家级水产种质资源保护区	核心区	西南	150.3	主要保护对象是三疣梭子蟹、花鲈和假睛东方鲀	特别保护期为每年的3月1日~10月31日
			实验区	西南	141.5		
		南戴河海域国家级水产种质资源保护区	核心区	西南	148	主要保护对象为栉江珧和魁蚶，其他保护对象包括毛蚶、竹蛏等	特别保护期为每年的4月1日~7月31日
			实验区	西南	143.3		
		滦河口水产种质资源保护区	-	西南	186.3	重点保护三疣梭子蟹、花鲈、假睛东方鲀等水产种质资源	-
秦皇岛海域国家级水产种质资源保护区	-	西南	142.2	主要保护对象为褐牙鲆、红鳍东方鲀、刺参，其他保护对象包括三疣	特别保护期为3月1日~7月31日		

						梭子蟹、日本蟳、长蛸、短蛸、黑 鳃、文蛤等	
		山海关海域国家级水产 种质资源保护区	-	西南	113	主要保护对象为石鲮、魁蚶、褐牙 鲆，其他保护对象包括蓝点鲷、玉 筋鱼、小黄鱼、鳀、口虾蛄、三疣 梭子蟹、魁蚶、短蛸和日本枪乌贼 等物种	核心区特别保护 期为全年
		辽东湾渤海湾莱州湾国 家级水产种质资源保护 区-辽东湾保护区	核心区	东北	81.7	主要保护物种为小黄鱼、蓝点马鲛、 银鲳等主要经济物种及三疣梭子蟹	核心区特别保护 期为4月25日~6 月15日
			实验区	北	30.5		
4	国家 级 海 洋 公 园	大连仙浴湾国家级海洋 公园	-	东南	79	湿地、海岛、沙滩及周围海域的生 态系统及生物多样性	-
		辽宁绥中碣石国家级海 洋公园	-	西	88.1	岩礁生态系统、原生沙质海岸和岛 礁景观和海洋生物多样性	-
		觉华岛国家级海洋公园	-	北	69.9	磨盘山天桥贝壳滩、龙脖子与怪石 崖海蚀地貌、龙头古城遗址、八角 琉璃井与大碑阁碑石历史遗迹、菲 律宾蛤仔种质资源	-
5	辽宁 省 海 洋 生 态 红 线	大连斑海豹保护生态红 线区	禁止开发区	其中	-	斑海豹	-
		大连斑海豹保护生态红 线区	限制开发区	东	63.66	斑海豹	-
		蛇岛保护区生态红线区	禁止开发区	东南	142.31	蛇岛和老铁山的生态系统、蝮蛇、 候鸟	-
		猪岛、虎平岛生态红线 区	禁止开发区	东南	120.82	重要海岛	-
		东、西蚂蚁岛生态红线	限制开发区	东南	118.63	重要海岛	-

区						
鹿鸣岛旅游休闲生态红线区	限制开发区	东南	128.35	滨海旅游资源	-	
仙浴湾旅游休闲生态红线区	限制开发区	东南	70.84	滨海旅游资源	-	
驼山旅游休闲生态红线区	限制开发区	东	78.45	滨海旅游资源	-	
辽东湾国家级水产种质资源保护生态红线区	限制开发区	东北	80.63	水产种质资源	-	
大辽河河口生态红线区	限制开发区	东北	159.9	河口生态系统	-	
双台子河口滨海湿地自然保护区生态红线区	禁止开发区	东北	133.91	湿地生态系统和斑海豹类	-	
辽河（双台子河）河口及湿地生态红线区	限制开发区	东北	130.41	河口生态系统	-	
小笔架山旅游生态红线区	限制开发区	东北	125.32	滨海旅游资源	-	
大笔架山生态红线控制区	禁止开发区	东北	122.85	自然历史遗迹、生物资源、滨海旅游资源	-	
望海寺旅游休闲生态红线区	限制开发区	东北	102	滨海旅游资源	-	
兴城旅游休闲生态红线区	限制开发区	北	90.1	滨海旅游资源	-	
觉华岛（菊花岛）生态红线区	限制开发区	北	66.87	重要海岛、滨海旅游资源	-	
六股河河口及湿地生态红线区	限制开发区	西北	55.74	河口生态系统	-	
绥中原生砂质岸线及多	禁止开发区	西北	54.45	海岸自然景观、海洋生态系、文昌	-	

		样性海洋保护区				鱼	
		天龙寺旅游休闲生态红线区	限制开发区	西北	53.9	滨海旅游资源	-
		芷锚湾旅游休闲生态红线区	限制开发区	西	101.1	滨海旅游资源	-
	河北省海洋生态红线	山海关旅游区	限制开发区	西	112.4	保护砂质岸滩、近岸海域生态环境以及地貌、植被、沙滩等海岛景观	-
		北戴河旅游区	限制开发区	西南	138.39	保护基岩岸滩、砂质岸滩、近岸海域生态环境	-
		秦皇岛海域种质资源保护区	限制开发区	西南	143.06	保护海底地形地貌和褐牙鲆、红鳍东方鲀、刺参等种质资源，保护海洋环境质量	-
		南戴河海域种质资源保护区	限制开发区	西南	143.18	保护海底地形地貌和栉江珧、魁蚶、毛蚶、竹蛭等水产种质资源，保护海洋环境质量	-
		金山嘴至新开口海域沙源保护海域	限制开发区	西南	150.23	保护海底地形地貌、海洋动力条件、海水质量	-
		昌黎黄金海岸保护区	禁止开发区	西南	145.06	保护海岸自然景观及所在海区生态环境和资源，包括沙丘、沙堤、潟湖、林带、鸟类、海水、文昌鱼等海洋生物构成的海岸海洋生态系统	-
		昌黎海域种质资源保护区	限制开发区	西南	141.70	保护海底地形地貌和三疣梭子蟹、花鲈、假睛东方鲀、文昌鱼等水产种质资源，保护海洋环境质量	-
		新开口至滦河口海域沙源保护海域	限制开发区	西南	169.55	保护海底地形地貌、海洋动力条件、海水质量	-
6	“三场”	鲷	索饵场	位于其中	0	鲷	产卵期 5-6 月，索

一通道”						饵期为7月~10月
	鳀	索饵场	位于其中	0	鳀	产卵期为5月下旬至6月上旬,索饵期为7月~10月
	小黄鱼	索饵场	位于其中	0	小黄鱼	
	小黄鱼	产卵场	北	3.6	小黄鱼	产卵期5-6月
	鳊	索饵场	南、北	2	鳊	产卵期5月上旬至6月上旬
	斑鲈	产卵场	北	3	斑鲈	产卵期为5月初至6月底
	斑鲈	索饵场	南	8	斑鲈	
	斑鲈	洄游通道	位于其中	0	斑鲈	

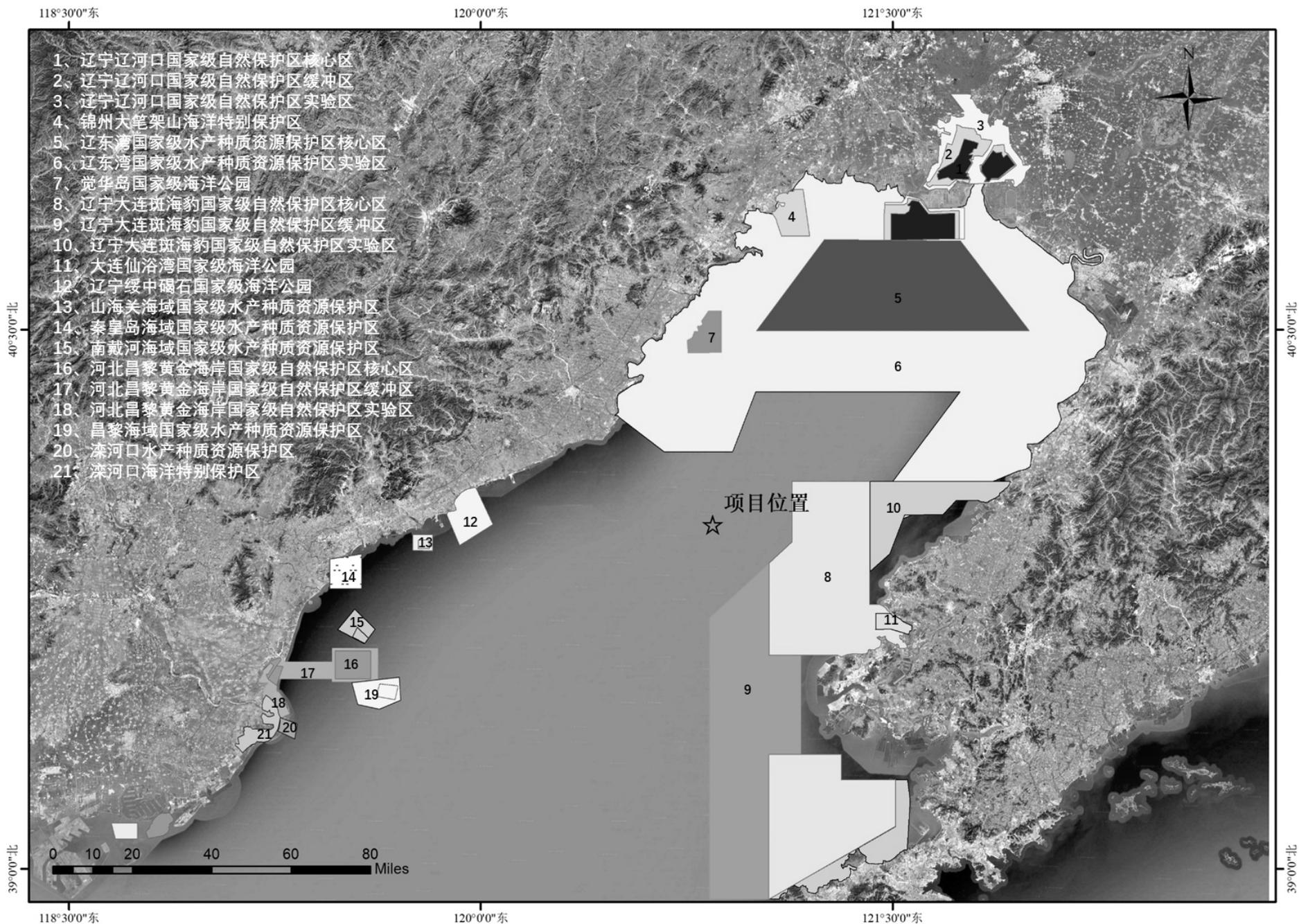


图 5.2 - 1 项目周围敏感目标图（保护区）

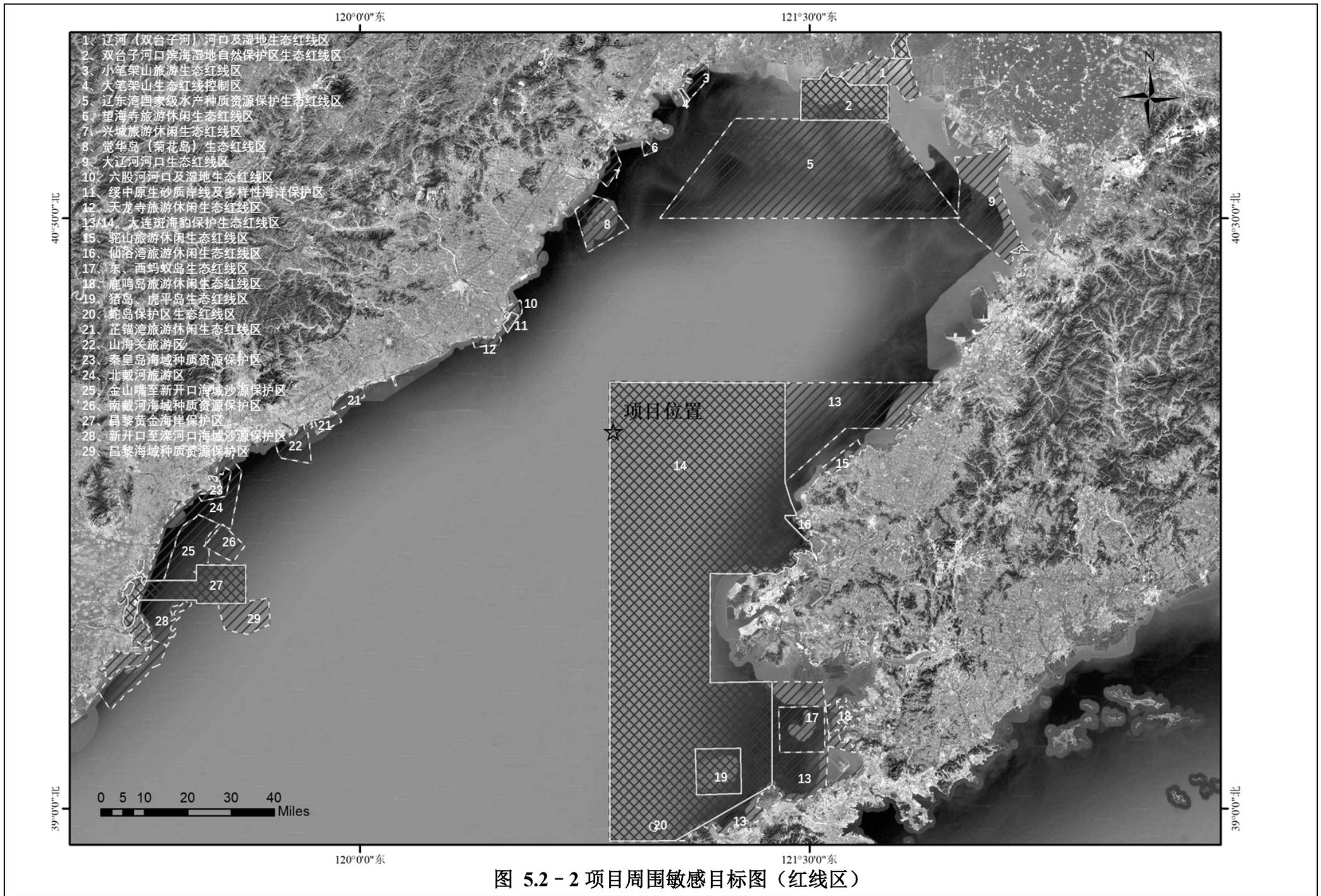


图 5.2 - 2 项目周围敏感目标图（红线区）

### 5.2.1 主要环境敏感目标简介

#### (1) 大连国家级斑海豹自然保护区

辽宁大连斑海豹国家级自然保护区位于大连市渤海沿岸，距市区较近。属于野生动物型保护区，主要保护对象是斑海豹及其生态环境。1992 年经大连市人民政府批准建立省级自然保护区，1997 年经国务院批准晋升为国家级自然保护区，2002 年被列入《国际重要湿地名录》。自然保护区总面积为 672275 公顷。其中，核心区 278490 公顷，缓冲区 271600 公顷，实验区 122185 公顷。调整后保护区分设南北两处核心区。2016 年 11 月 11 日国务院批准了关于调整辽宁大连斑海豹国家级自然保护区范围的请示【环生态[2016]133 号】，具体内容见国办函【2016】90 号。

大连斑海豹保护区为斑海豹最南端的一个繁殖区。每年秋季随着气温转换，水温下降，由日本海进入中国海区的斑海豹，于 11 月后自南向北洄游，12 月份穿越渤海海峡陆续进入保护区。斑海豹进入保护区后即分散选择配偶，成对栖居于浮冰上开始繁殖期生活。随着水温的上升，斑海豹随流南下，到 5 月中旬以后全部离去。斑海豹是唯一能在我国海域进行繁殖的海兽，冬季生殖、冰上产仔。斑海豹的分布范围较小，渤海辽东湾结冰区是斑海豹在我国海域唯一的繁殖区。

大连斑海豹保护区内有鱼类 100 余种，经济甲壳类 5 种，头足类 3 种，贝类 10 余种。另外还有虎头海雕、白尾海雕、白肩雕、黑尾鸥等珍稀鸟类以及维管束植物 426 种。植被包括沿海岸滩涂植物、浅海植物及北温带海岛植物。尤其有斑海豹、小鲸、虎鲸、伪虎鲸、宽吻海豚、真海豚、江豚等 7 种海兽。据统计，目前保护区斑海豹资源数量仅剩千余头，属濒危物种，列为国家二级重点保护动物。

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

地理位置：辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-辽东湾水产种质资源保护区位于辽东湾北部海域。

辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-辽东湾水产种质资源保护区总面积 9935 平方公里，其中核心区面积 1755km<sup>2</sup>，实验区面积 8180km<sup>2</sup>。为国家农业部审定公布的国家级水产种质资源保护区。主要保护对象有小黄鱼、蓝点马鲛、银鲳等主要经济鱼类及梭子蟹。栖息的其它动物包括中国对虾、黄鲫、青鳞沙丁鱼、鲚、凤鲚、玉筋鱼、黄姑鱼、白姑鱼、叫姑鱼、棘头梅童、花鲈、鲻鱼、鳙、文蛤、银鱼、毛蚶、脊尾白虾、脉红螺等。

## 6 环境影响预测分析与评价

根据工程分析，施工期油层段钻屑、油层段钻井液、机舱含油污水、生活垃圾和生产垃圾运回陆地处理；洗井废水返回工艺流程，处理达标后回注；生活污水依托施工船舶或平台上的生活污水处理设施处理达标后排海。

运营期污染物为含油污水、生活污水、生活垃圾、生产垃圾等。含油生产水由生产水处理系统处理后回注地层；初期雨水、甲板冲洗水等返回工艺流程；生活垃圾和生产垃圾运回陆地处理；本次调整井投产后运营期不增加生产定员，生活污水排放量不增加，因此运营期生活污水排海对海洋环境影响保持现状不变。

因此，本报告重点论述钻井产生的非油层段钻屑、非油层段钻井液对海洋环境的影响。

### 6.1 水文动力和地形地貌影响分析与评价

本项目在绥中 36-1 油田 WHPG、WHPH 平台共实施 15 口调整井，其中，9 口利用生产井转为注水井（不钻井），6 口新钻井利用内挂井槽实施。同时在 WHPH 平台新建内挂井槽并进行适应性改造，改造方案外扩部分甲板，但不新增占用海域。本项目不涉及新占用海域，拟建工程建成后基本不改变海洋原有地形和地貌。

综上所述，本项目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）和泥沙输移基本不会产生影响。

### 6.2 水质影响分析与评价

#### 6.2.1 施工期水质影响分析与评价

##### 6.2.1.1 钻屑排放的水质影响分析

钻屑主要是指钻完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。拟建工程调整井建设过程中，钻完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）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。

根据工程分析，拟建工程 SZ36-1WHPH 平台的非油层段钻屑总量 945m<sup>3</sup>，平均排放速率最大为 12.1m<sup>3</sup>/d。本工程 WHPH 平台施工期非油层段钻屑排放的水质影响分析类比《绥中 36-1 油田 II 期综合调整工程环境影响报告书》中 SZ36-1WHPC 平台非油层段钻屑排放的相关预测

结果给出钻屑排放后的影响范围和距离。类比条件见表 6.2 - 1，通过类比条件可知，拟建工程平台与类比对象平台距离较近，都处在同一海域，水文动力、水深条件、非油层段钻屑排放方式一致，非油层段钻屑排放量和排放速率小于类比对象，因此类比可行。

表 6.2 - 1 类比条件一览表

对象	类比对象	拟建工程
计算方法	<p>钻屑等悬浮物质为颗粒态，它随着海水运动的同时，在海水中沉降，并最终淤积于海底，这一特性决定了它的影响范围和影响时间是有限的。</p> <p>施工掀扬起的海底悬浮泥沙，悬浮物输移-扩散过程由以下方程表示：</p> $\frac{\partial C}{\partial t} + u \frac{\partial C}{\partial x} + v \frac{\partial C}{\partial y} + w_f \frac{\partial C}{\partial z} - \frac{\partial}{\partial x} \left( D_x \frac{\partial C}{\partial x} \right) - \frac{\partial}{\partial y} \left( D_y \frac{\partial C}{\partial y} \right) - \frac{\partial}{\partial z} \left( D_z \frac{\partial C}{\partial z} \right) = S_m - \alpha WC$ <p>式中 <math>w_f = w - W</math>，<math>\{u, v, w\}</math> 是流场，由前述流场模拟结果提供；C 为悬浮物浓度 (mg/L)；<math>D_x</math>、<math>D_y</math>、<math>D_z</math> 分别是 <math>x</math>、<math>y</math>、<math>z</math> 方向上的水平和垂直涡动扩散系数，由 Elder 公式给出。<math>S_m</math> 是悬浮物排入的源强，<math>\alpha</math>：泥沙颗粒沉降几率，决定于湍流强度和悬浮质点粒径；<math>W</math>：悬浮颗粒的沉降速度，按下列公式求得：</p> $W = \frac{(\rho_s - \rho_w)}{18\rho_w\nu} g d_{50}^2$ <p><math>\nu</math> 是海水分子运动粘性系数，<math>d_{50}</math> 是沙粒中径。</p> <p>在实际计算时由于只计算增量，故未考虑再悬浮现象。</p> <p>悬浮物的淤落条件，决定于水流速度和悬浮颗粒的扬动流速。利用扬动流速 <math>u_f</math> 的计算公式：</p> $u_f = 12.76 \sqrt{\frac{\rho_s - \rho}{\rho} g d}$ <p>其中 <math>\rho</math>、<math>\rho_s</math>、<math>g</math>、<math>d</math> 分别为海水、泥沙密度和重力加速度与泥沙粒径。</p> <p>根据工程给定的 <math>d_{50}</math> 大小，不难算出颗粒的扬动速度 <math>u_f</math>。当流速大于 <math>u_f</math> 时，悬浮物颗粒不会淤落；只有在流速小于 <math>u_f</math> 时段，悬浮物才会淤落。流速小于 <math>u_f</math> 的出现频率即悬浮颗粒沉降的几率 <math>\alpha</math>。</p> <p>边界条件：</p> <p>固边界上，<math>\frac{\partial C}{\partial n} = 0</math></p> <p>开边界上，<math>\frac{\partial C}{\partial t} + V_n \frac{\partial C}{\partial n} = 0</math> 出流时段</p> <p><math>C(x, y, t) = 0</math> 入流时段</p>	
水文动力	<p>潮流性质：正规半日潮流</p> <p>潮流运动形式：往复流性质</p> <p>海流的涨潮主流向在 NE~ENE 间，</p> <p>落潮主流向在 WSW~SW 间</p>	<p>潮流性质：正规半日潮流</p> <p>潮流运动形式：往复流性质</p> <p>海流的涨潮主流向在 NE~ENE 间，</p> <p>落潮主流向在 WSW~SW 间</p>

	最大可能流速：109.9cm/s	最大可能流速：109.9cm/s
水深	约 30m	约 30m
非油层段 钻屑和钻 井液类比 对象及距 离	  拟建工程距类比项目最远距离 6.5km (SZ36-1WHPH 平台—SZ36-1WHPC 平台)	
非油层段 钻屑源强	SZ36-1WHPC 平台非油层段钻屑量约 3607.5m <sup>3</sup> ，钻屑排放方式为短期连续排放，平均排放速率约 65m <sup>3</sup> /d，钻屑密度按 1.7g/cm <sup>3</sup> 计	SZ36-1WHPH 平台的非油层段钻屑产生量为 945m <sup>3</sup> ，平均排放速率最大为 12.1m <sup>3</sup> /d；钻屑密度按 1.7g/cm <sup>3</sup> 计。
非油层段 钻井液源 强	SZ36-1WHPC 平台钻井完工后点源连续性排放 2h，一次性排放泥浆 70m <sup>3</sup> ，排放速率为 35m <sup>3</sup> /h，泥浆密度 1.25g/cm <sup>3</sup> 。	SZ36-1WHPH 平台钻井完工后点源连续性排放 2h，一次性排放泥浆 70m <sup>3</sup> ，排放速率为 35m <sup>3</sup> /h，泥浆密度 1.10-1.20g/cm <sup>3</sup> 。

**类比对象情况及结果：**根据《绥中 36-1 油田 II 期综合调整工程环境影响报告书》，SZ36-1WHPC 平台非油层段钻屑量约 3607.5m<sup>3</sup>，钻屑排放方式为短期连续排放，平均排放速率约 65m<sup>3</sup>/d。对 SZ36-1WHPC 平台钻屑排放的扩散情况进行预测。WHPC 平台钻屑对水质的影响主要在表层主流向上。超一（二）类水质海域的最大包络线面积为 0.217km<sup>2</sup>，离排放点的最大距离为 0.42km。恢复到一类水质所需最大时间为 3.6h。超三、四类水质海域的最大包络线面积为 0.003km<sup>2</sup> 和 0.002km<sup>2</sup>，相对较小。钻屑覆盖厚度不小于 2cm 的区域总面积约 0.031km<sup>2</sup>，离排放点最大距离为 165m。

**拟建工程类比分析结果：**拟建工程非油层段钻屑排放的水动力条件与类比海域一样，非油层段钻屑点源连续排放，排放总量和排放速率均小于类比对象钻屑排放量和排放速率。因此，本工程 WHPH 平台非油层段钻屑排放过程中，平台附近范围内悬浮质增量的影响面积和距排放点最大距离不会超过《绥中 36-1 油田 II 期综合调整工程环境影响报告书》的预测水平即各平台超一（二）类水质海域的最大包络线面积不会超过 0.217km<sup>2</sup>，离排放点的最大距离不会超过 0.42km。超三、四类水质海域的最大包络线面积不会超过 0.003km<sup>2</sup> 和 0.002km<sup>2</sup>。钻屑覆盖厚度不小于 2cm 的区域总面积不会超过 0.031km<sup>2</sup>，离排放点最大距离不会超过 165m。钻屑停止排放后，恢复到一类水质所需最大时间不会超过 3.6h。

### 6.2.1.2 钻井液排放的水质影响分析

钻完井作业采用水基钻井液。钻井液排放环节主要有四个：外排钻屑粘附、固井置换、提钻携带以及钻完井结束后的一次性排放。拟建工程调整井建设过程中，钻完井产生的非油层段

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)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。

根据工程分析,排海非油层段钻井液为  $1777\text{m}^3$ ,钻完井结束后的一次性排放量最大,非油层段钻井液最大排放速度出现在钻井完成后一次性排放,排放速率为  $35\text{m}^3/\text{h}$ ,连续排放 2h,排放非油层段钻井液  $70\text{m}^3$ 。本工程施工期非油层段钻井液排放的水质影响分析类比《绥中 36-1 油田 II 期综合调整工程环境影响报告书》中非油层段钻井液排放的相关预测结果。类比条件见表 6.2-1,通过类比条件可知,拟建工程平台与类比对象平台距离较近,都处在同一海域,水文动力、水深条件、非油层段钻井液排放方式一致,非油层段钻井液排放量和排放速率小于类比对象,因此类比可行。

**类比对象情况及结果:**根据《绥中 36-1 油田 II 期综合调整工程环境影响报告书》,选择 SZ36-1WHPC 平台为排放点对泥浆浓度进行预测,钻井完工后点源连续性排放 2h,一次性排放泥浆  $70\text{m}^3$ ,排放速率为  $35\text{m}^3/\text{h}$ 。预测结果表明,SZ36-1WHPC 平台排放泥浆对水质的影响主要在表层主流向上。超一(二)类水质海域的最大包络线面积约为  $1.12\text{km}^2$ ,离排放点的最大距离为  $1.46\text{km}$ 。恢复到一类水质所需最大时间为  $12.1\text{h}$ (停止排放后  $10.1\text{h}$ )。超三、四类水质海域的最大包络线面积为  $0.049\text{km}^2$  和  $0.021\text{km}^2$ ,相对较小。

**拟建工程类比分析结果:**拟建工程钻完井结束后的一次性排放量最大,排放速率为  $35\text{m}^3/\text{h}$ ,连续排放 2h,排放非油层段钻井液  $70\text{m}^3$ ,且拟建工程非油层段钻井液总排放量小于类比工程钻井液排放总量,因此,钻井液排放造成的悬浮泥沙增加超过  $10\text{mg/L}$  的影响面积和距离排放点最大距离不超过《绥中 36-1 油田 II 期综合调整工程环境影响报告书》的水平即各平台超一(二)类水质海域的最大包络线面积不会超过  $1.12\text{km}^2$ ,离排放点的最大距离不会超过  $1.46\text{km}$ 。超三、四类水质海域的最大包络线面积不会超过  $0.049\text{km}^2$  和  $0.021\text{km}^2$ 。恢复到一类水质所需最大时间不会超过  $12.1\text{h}$ (停止排放后  $10.1\text{h}$ )。

### 6.2.1.3 洗井废水对水质影响分析

拟建工程施工期产生的洗井废水总量为  $900\text{m}^3$ ,返回工艺流程,经处理达标后回注地层,不排海,因此,拟建工程施工期的洗井废水不会对海洋环境产生影响。

#### 6.2.1.4 生活污水排放的水质影响分析

拟建工程施工期产生的生活污水量为 8133m<sup>3</sup>，经施工船和平台上的生活污水处理设施处理，达标后排海。生活污水仅在施工期排放，影响是暂时的且是可恢复的，因此，拟建工程施工期的生活污水对海洋环境影响很小。

### 6.2.2 运营期水质环境影响分析与评价

#### 6.2.2.1 含油生产水排放的水质影响分析

根据工程分析，含油生产水在中心处理平台处理达标后全部回注地层，不排海，不会对周边海域产生影响。

#### 6.2.2.2 生活污水排放的水质影响分析

根据工程分析，生活污水在各平台处理达标后排海，本次调整后绥中 36-1 油田各生产平台不增加劳动定员，故不增加生活污水产生量，不会对周边海域产生新的影响。

### 6.3 调整井施工期沉积物影响分析与评价

#### 6.3.1 钻井液/钻屑对海底沉积物的影响

根据《绥中 36-1 油田 II 期综合调整工程环境影响报告书》：“工程海域海底地质类似，现以 SZ36-1CEPK 平台场址工程地质钻孔资料为参考，分析该海域土壤类型及分层特征。海底泥面以下 120.5m 深度范围内的土层主要由粒状土组成，其间夹有一些粘性土层。海底表层 12.0m 深度范围内为古河道沉积，土质主要为非常软到稍硬的中塑性粉质粘土夹粘质粉土薄层和细层；入泥深度 27.2m 至 57.0m 范围内粘性土为硬到非常硬的中到高塑性粉质粘土和粘土；入泥深度 92.7m 以下至终孔深度范围内的粘性土为坚硬的中到高塑性粉质粘土和粘土。

在地质钻孔揭露深度范围内粒状土主要为粘质粉砂、粘质砂质粉砂、粉砂、砂质粉砂、粉砂质细砂和细砂。根据 PCPT 资料解释和室内实验室试验结果，拟定平台场址海底以下 19.2m 深度范围内粒状土的相对密度一般为松散到中密实，该深度以下粒状土的相对密度一般为密实到非常密实。”

拟建工程 SZ36-1WHPH 平台距离 SZ36-1WHPC 平台为 6.5km，处于同一海域，地质条件和水文动力条件基本一样，因此，拟建工程平台钻井液和钻屑对沉积物的影响分析分别类比《绥

中 36-1 油田 II 期综合调整工程环境影响报告书》中 SZ36-1WHPC 平台钻井液和钻屑对沉积物的影响分析结果可行。

类比《绥中 36-1 油田 II 期综合调整工程环境影响报告书》中：泥浆与钻屑排入海后，在海水运动的作用下，钻井泥浆和钻屑会在海底一定的范围内形成聚集。钻井泥浆和钻屑的沉积及分布范围受排放量、海流、水深等因素的影响。钻屑与泥浆的排放所覆盖区域的沉积物类型会有所变化，并可能使沉积物中有机质等污染物的含量稍有升高。SZ36-1WHPC 平台非油层段钻屑排放量为 3607.5m<sup>3</sup>，根据 SZ36-1WHPC 平台非油层段钻屑的排放量估算出，非油层段钻屑排海后覆盖厚度不小于 2cm 的区域面积为 0.031km<sup>2</sup>，离排放点最大距离约 165m。

拟建工程 SZ36-1WHPH 平台钻屑排放量和排放速率均小于类比工程，钻屑排海后，悬浮颗粒下沉至海底，钻屑覆盖厚度不小于 2cm 的区域面积均不会超过 0.031km<sup>2</sup>，钻屑覆盖厚度不小于 2cm 的最远距离均不会超过 165m。同时，所覆盖区域的沉积物类型会有所变化，并可能使沉积物中有机质等污染物的含量稍有升高，由于钻井液和钻屑排放仅在施工期，影响是暂时的。

根据 2018 年 10~11 月沉积物调查数据，工程附近海域沉积物类型以粘土质粉砂、粘土质砂为主，而在地质钻孔揭露深度范围内粒状土主要为粘质粉砂、粘质砂质粉砂、粉砂、砂质粉砂、粉砂质细砂和细砂，钻屑排海后，钻屑所覆盖区域的沉积物中粘质粉砂、粘质砂质粉砂、粉砂、粉砂质细砂和细砂的量可能会增加。

针对施工对海洋沉积物产生的影响，建议优化井眼设计，完善钻井液配比方案，减少施工期的非油层段钻屑、钻井液产生量，同时，施工过程中，应完善环保设施，采取积极措施，达标排放，尽量减少污染物质对海洋环境的影响。

## 6.4 海洋生态影响分析与评价

拟建工程对生态环境的影响主要表现为施工期钻完井作业非油层段钻井液和非油层段钻屑排海产生的悬浮物对浮游生物、底栖生物、鱼卵和仔稚鱼造成的损害。

### (1) 对浮游生物的影响分析与评价

悬浮物对浮游植物的影响可表现在：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，降低了海洋初级生产力；另一方面，由于悬浮物快速下沉，有部分浮游植物被携带而随之下沉，使水体中浮游植物遭受一定的损害。

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较大的影响，进而造成浮游动物的生物量降低；二是掀起的泥沙使海水中悬浮物含量的增高，悬浮物含量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而导致死亡。

由于拟建工程钻完井施工非油层段钻井液和非油层段钻屑排放时间短，沉降速度较快，且停止排放后较短的时间内可恢复原本底水平。因此，拟建工程施工引起的悬浮物对浮游生物的影响较小。

### (2) 对底栖生物的影响分析与评价

由于拟建工程钻完井所采用钻井液属于环保无毒的水基钻井液，非油层段钻井液和非油层段钻屑的排放对于底栖生物的影响主要是对其掩埋作用。Davies 等对英国北海油田的调查结果表明，钻井周围 50m-200m 的表层沉积物几乎完全由泥浆材料和钻屑组成，含氧量很底，底栖生物群落结构变化很大，无大型底栖生物生存。钻井周围 500m-1000m 是底栖生物受影响的过渡区，过渡区以外底栖生物密度和群落结构没有明显变化。泥沙覆盖越厚，对贝类等行动缓慢的底栖动物的危害也越大。一般来讲，底上动物如日本鼓虾、鲜明鼓虾等一些虾类被覆盖后多数将死亡，而底内动物，如各种沙蚕、单壳动物和双壳动物等若覆盖厚度不大的话仍能生存。大多数底栖动物具有移动能力，具备垂直向上迁移的条件，但真正能够穿过覆盖层而幸存下来的生物可能只有部分底内动物 (Nnia, 1978)。由于这些废弃物均在钻井处排海，入海后较快的沉降到海底，形成以井口为中心的海底堆积，造成对以贝类为主的底栖生物的掩埋效应。

根据《绥中 36-1 油田 II 期综合调整工程环境影响报告书》的预测结果：钻屑覆盖厚度不小于 2cm 的区域不超过 0.031km<sup>2</sup>，离排放点最大距离约 165m。可以做出如下预测：(1) 在平台周围 165m 以内，钻屑排放对其周围底栖生物的生长造成一定的影响，使底栖生物量减少。

(2) 除活动能力很小的底栖鱼类外，钻屑的排放不会对本渔场活动能力较强的中上层鱼类及底层、近底层鱼类造成明显的危害。(3) 拟建工程在钻井阶段排放的钻屑大部分可能沉积于平台周围 300m 范围内，因而其对底栖生物造成影响的覆盖范围是有限的，不会对油田开发区周围的整个底栖生态系统稳定性和生物种类多样性造成明显危害。钻屑停止排放后，沉积区的底栖生态将会逐渐恢复。

因此，拟建工程非油层段钻井液和非油层段钻屑排放对 SZ36-1 WHPH 平台周围底栖生物的影响很小。

### (3) 对鱼卵和仔稚鱼的影响分析与评价

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。由于悬浮物颗粒粘附在鱼卵的表面，会妨碍鱼卵的呼吸，阻碍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。由于拟建工程施工期间悬浮物影响范围较小和时限较短，工程所在海域鱼类的规避空间大，因此施工悬浮物对该海域渔业资源的影响不大。

#### (4) 对本区域产卵、索饵、洄游种类的“三场一通道”的影响分析与评价

根据渔业资源调查资料，拟建工程海域位于鲷、鳀、小黄鱼的索饵场内，斑鲈洄游通道内，距离鲷、鳀、小黄鱼的产卵场和洄游通道的距离较远，不会其产卵、洄游产生影响。若钻井液和钻屑排放期间，在其影响范围有鲷、鳀、小黄鱼在索饵时，悬浮物含量超标会造成影响幼体的发育，使仔稚鱼发育不健康，造成其生存能力大大降低；或造成鲷、鳀、小黄鱼的饵料生物减少，从而影响到鲷、鳀、小黄鱼的正常索饵。由于工程所在海域鲷、鳀、小黄鱼的规避空间大，因此悬浮物对该海域鲷、鳀、小黄鱼的有一定影响，但是影响范围不大，影响时间较短。

#### (5) 小结

针对施工对海洋生态产生的影响，建议施工期加快施工进度、缩短施工时间。同时，施工过程中，应完善环保设施，采取积极措施，严格按照达标排放，尽量减少污染物对海洋环境的影响。

## 6.5 工程对海洋生物资源损害评估及补偿

### 6.5.1 生物资源损失评估方法及参数

依据 SC/T 9110-2007 中的 6.4.2 节评估方法，污染物扩散范围内对海洋生物资源的损害评估，分一次性损害和持续性损害。SZ36-1WHPH 平台钻屑排放时间为 78 天，钻井液排放 2 小时。可见，拟建工程施工期间 SZ36-1WHPH 平台钻屑产生的悬浮泥沙浓度增量在区域存在时间  $\geq 15$  天，钻井液产生的悬浮泥沙浓度增量在区域存在时间少于 15 天，因此，拟建工程施工期间的钻屑按一次性平均受损量和持续性损害受损量评估，钻井液排放按一次性平均受损量评估。具体见表 6.5-1。

**表 6.5 - 1 拟建工程平台调整井钻屑和钻井液产生的悬浮泥对海洋生物资源的损害评估方式**

平台	井数、年份	钻屑排放 时间 (d)	钻屑排放 损害计算	钻井液排 放时间 (h)	钻井液排 放损害计算
SZ36-1WHPH	6 口 (2020 年)	78 (6 个周期)	按持续性损害受损量评估	2	按一次性平均受损量评估

### 6.5.1.1 一次性平均受损量评估方法

当污染物浓度增量超过《渔业水质标准》(同《海水水质标准》第一类标准)标准值时,其损害按以下公式计算:

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

式中:

$W_i$ ——第  $i$  种类生物资源一次性平均损失量,单位为尾或个或千克 (kg);

$D_{ij}$ ——某一污染物第  $j$  类浓度增量区第  $i$  种类生物资源密度,单位为尾/平方千米、个/平方千米或千克/平方千米 (kg/km<sup>2</sup>);

$S_j$ ——某一污染物第  $j$  类浓度增量区面积,单位为平方千米 (km<sup>2</sup>);

$K_{ij}$ ——某一污染物第  $j$  类浓度增量区第  $i$  种类生物资源损失率,单位为百分之 (%);生物资源损失率取值参见该标准附录 B;

$n$ ——某一污染物浓度增量分区总数。

### 6.5.1.2 持续性损害受损量评估

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

$$M_i = W_i \times T$$

式中:

$M_i$ ——第  $i$  种类生物资源累计损害量,单位为尾、个或千克 (kg);

$W_i$ ——第  $i$  种类生物资源一次平均损害量,单位为尾、个或千克 (kg);

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

### 6.5.1.3 底栖生物损失计算方法

根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》(SC/T 9110-2007)，底栖生物损失按以下公式计算：

$$W_i = D_i \times S_i$$

式中：

$W_i$ ——第  $i$  种生物资源受损量，单位为尾或个或千克 (kg)，这里指底栖生物和潮间带生物资源受损量。

$D_i$ ——评估区域内第  $i$  种生物资源密度，单位为尾 (个) 每平方千米[尾 (个) / $\text{km}^2$ ]、尾 (个) 每立方千米[尾 (个) / $\text{km}^3$ ]或千克每平方千米 ( $\text{kg}/\text{km}^2$ )。在此为底栖生物和潮间带生物生物量。

$S_i$ ——第  $i$  种生物占用的渔业水域面积或体积，单位为平方千米 ( $\text{km}^2$ ) 或立方千米 ( $\text{km}^3$ )。本报告中指平台排放钻屑覆盖厚度不小于 2cm 的区域面积。

### 6.5.1.4 各类生物的损失率

按照《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》(SC/T 9110-2007)，生物损失率见表 6.5 - 2。

表 6.5 - 2 渔业资源损失率

污染物超标倍数 ( $B_i$ )	各类生物损失率 (%)				
	鱼卵、仔稚鱼	游泳动物幼体	游泳动物成体	浮游植物	浮游动物
$B_i \leq 1$ (10~20mg/L)	5	2	1	5	5
$1 < B_i \leq 4$ (20~50mg/L)	20	10	5	20	20
$4 < B_i \leq 9$ (50~100mg/L)	40	20	10	40	40
$B_i \geq 9$ (>100mg/L)	50	40	20	50	50

### 6.5.1.5 渔业资源密度

根据现状调查资料选取本次生物损失量计算的参数，具体参数如表 6.5 - 3 所示。

表 6.5 - 3 生物量取值

种类	密度
浮游植物 ( $10^4$ 个/ $\text{m}^3$ )	226.02
浮游动物 ( $\text{mg}/\text{m}^3$ )	308.6
底栖生物( $\text{g}/\text{m}^2$ )	5.49
鱼卵 (粒/ $\text{m}^3$ )	0.430
仔稚鱼 (尾/ $\text{m}^3$ )	0.257

鱼类成体 (kg/km <sup>2</sup> )	49.93
头足类成体 (kg/km <sup>2</sup> )	8.415
甲壳类成体 (kg/km <sup>2</sup> )	117.93
幼鱼 (尾/km <sup>2</sup> )	872
头足类幼体 (尾/km <sup>2</sup> )	78
甲壳类幼体 (尾/km <sup>2</sup> )	3595

### 6.5.1.6 超标面积取值

根据《绥中 36-1 油田 II 期综合调整工程环境影响报告书》钻井液扩散预测结果，WHPH 平台排放钻井液表层悬浮物超标面积见表 6.5 - 4，WHPH 平台排放钻屑悬浮物超标面积以及平台排放钻屑覆盖厚度不小于 2cm 的区域面积见表 6.5 - 5。

表 6.5 - 4 钻井液各浓度区间面积(km<sup>2</sup>)

超标倍数	0~1	1~4	4~9	>9
SZ36-1WHPH 平台	0.455	0.324	0.073	0.034

表 6.5 - 5 钻屑超标面积及覆盖面积(km<sup>2</sup>)

超标倍数	0~1	1~4	4~9	>9	覆盖厚度≥2cm 面积
SZ36-1WHPH 平台	0.115	0.085	0.014	0.003	0.031

## 6.5.2 生物资源损失计算

根据钻井液和钻屑排放预测结果可看出，由于钻井液比重较小，悬浮颗粒物扩散面积较大，排海后引起水中悬浮物的超标，且超标面积较大于钻屑排放，而钻屑由于比重较大，排海后较快沉降到海底，钻屑对海域环境的影响主要集中在排放点附近，大部分钻屑沉降到井口周围，超海水水质标准的最大包络线面积较小，因此可认为，钻屑排放对海洋生物的影响主要是对底栖生物的掩埋效应，而钻井液排放的影响则主要是对卵子和幼体生物的影响。

### 6.5.2.1 对底栖生物的损失估算

钻屑排放覆盖厚度≥2cm 的影响范围内损失率按 100%计，估算拟建工程钻屑排放对底栖生物的损失量，具体见下表 6.5 - 6。

表 6.5 - 6 各平台钻屑排放造成底栖生物损失量估算

平台	覆盖厚度≥2cm		底栖生物损失量(t)
	面积(km <sup>2</sup> )	损失率%	
SZ36-1WHPH 平台	0.031	100	0.17
合计			0.17

### 6.5.2.2 对浮游植物的损失计算

根据类比预测，由于钻井液对水质的影响主要在表层海域，因此，钻井液造成的浮游植物损失量选用表层 0~10m 水深（全部水深约 30.0m）核算相应的资源损失量；钻屑造成的浮游植物损失量选用平均水深 30m 核算相应的损失量。同时，按一次性平均损失量公式估算拟建工程钻井液排放对浮游植物的损失量，按一次性平均损失量和持续性损害损失量公式估算钻屑排放对浮游植物的损失量，具体见表 6.5 - 7~表 6.5 - 8。

**表 6.5 - 7 钻井液排放对浮游植物损失量估算（表层 0~10m）**

悬浮泥沙超标倍数（倍）	0~1	1~4	4~9	>9	合计
悬浮泥沙超标面积（km <sup>2</sup> ）	0.455	0.324	0.073	0.034	/
损失率（%）	5	20	40	50	/
密度（10 <sup>4</sup> 个/m <sup>3</sup> ）	226.02	226.02	226.02	226.02	/
单个平台 1 次排放一次性平均损失量（10 <sup>12</sup> 个）	0.514	1.465	0.660	0.384	/
SZ36-1WHPH 平台一次性平均损失量（10 <sup>12</sup> 个） （排放 2h，排放 1 次）	0.514	1.465	0.660	0.384	3.023
损失量合计（10 <sup>12</sup> 个）	0.514	1.465	0.660	0.384	3.023

**表 6.5 - 8 钻屑排放对浮游植物损失量估算（水深 30m）**

悬浮泥沙超标倍数（倍）	0~1	1~4	4~9	≥9	合计
悬浮泥沙超标面积（km <sup>2</sup> ）	0.115	0.085	0.014	0.003	/
损失率（%）	5	20	40	50	/
密度（10 <sup>4</sup> 个/m <sup>3</sup> ）	226.02	226.02	226.02	226.02	/
单个平台 1 周期持续性损害损失量（10 <sup>12</sup> 个）	0.390	1.153	0.380	0.102	/
SZ36-1WHPH 平台持续性损害损失量（10 <sup>12</sup> 个） （6 个周期）	2.339	6.916	2.278	0.610	12.144
损失量合计（10 <sup>12</sup> 个）	2.339	6.916	2.278	0.610	12.144

### 6.5.2.3 对浮游动物的损失计算

根据类比预测，由于钻井液对水质的影响主要在表层海域，因此，钻井液造成的浮游动物损失量选用表层 0~10m 水深（全部水深约 30.0m）核算相应的资源损失量；钻屑造成的浮游动物损失量选用平均水深 30m 核算相应的损失量。同时，按一次性平均损失量公式估算拟建工程钻井液排放对浮游动物的损失量，按一次性平均损失量和持续性损害损失量公式估算钻屑排放对浮游动物的损失量，具体见表 6.5 - 9~表 6.5 - 10。

**表 6.5 - 9 钻井液排放对浮游动物损失量估算（表层 0~10m）**

悬浮泥沙超标倍数（倍）	0~1	1~4	4~9	>9	合计
悬浮泥沙超标面积（km <sup>2</sup> ）	0.455	0.324	0.073	0.034	/
损失率（%）	5	20	40	50	/
密度（mg/m <sup>3</sup> ）	308.60	308.60	308.60	308.60	/
单个平台 1 次排放一次性平均损失量（t）	0.070	0.200	0.090	0.052	/

SZ36-1WHPH 平台一次性平均损失量 (t) (排放 2h, 排放 1 次)	0.070	0.200	0.090	0.052	0.413
一次性平均损失量合计 (t)	0.070	0.200	0.090	0.052	0.413

**表 6.5 - 10 钻屑排放对浮游动物损失量估算 (水深 30m)**

悬浮泥沙超标倍数 (倍)	0~1	1~4	4~9	>9	合计
悬浮泥沙超标面积 (km <sup>2</sup> )	0.115	0.085	0.014	0.003	/
损失率 (%)	5	20	40	50	/
密度 (mg/m <sup>3</sup> )	308.60	308.60	308.60	308.60	/
单个平台 1 周期持续性损害损失量 (t)	0.053	0.157	0.052	0.014	/
SZ36-1WHPH 平台持续性损害损失量 (t) (6 个周期)	0.319	0.944	0.311	0.083	1.658
损失量合计 (t)	0.319	0.944	0.311	0.083	1.658

#### 6.5.2.4 对鱼卵、仔稚鱼、游泳动物的损失估算

根据类比预测, 由于钻井液对水质的影响主要在表层海域, 因此, 钻井液造成的鱼卵、仔稚鱼损失量选用表层 0~10m 水深 (全部水深约 30.0m) 核算相应的资源损失量; 钻屑造成的鱼卵、仔稚鱼损失量选用平均水深 30m 核算相应的损失量。按一次性平均受损量公式估算非油层段钻井液排放对渔业生物资源造成的损失, 具体见表 6.5 - 11。按一次性平均受损量和持续性损害损失量公式估算非油层段钻屑排放对渔业生物资源造成的损失, 具体见表 6.5 - 12

**表 6.5 - 11 钻井液排放对鱼卵、仔稚鱼、游泳动物损失量估算 (表层 0~10m)**

悬浮泥沙超标倍数 (倍)	0~1	1~4	4~9	>9	合计	
悬浮泥沙超标面积 (km <sup>2</sup> )	0.455	0.324	0.073	0.034	/	
损失率	鱼卵和仔稚鱼 (%)	5	20	40	50	/
	幼体 (%)	2	10	20	40	/
	成体 (%)	1	5	10	20	/
密度	鱼卵 (粒/m <sup>3</sup> )	0.43			/	
	仔稚鱼 (尾/m <sup>3</sup> )	0.257			/	
	鱼类成体 (kg/km <sup>2</sup> )	49.93			/	
	头足类成体 (kg/km <sup>2</sup> )	8.415			/	
	甲壳类成体 (kg/km <sup>2</sup> )	117.93			/	
	幼鱼 (尾/km <sup>2</sup> )	872			/	
	头足类幼体 (尾/km <sup>2</sup> )	78			/	
一次性平均损失量	甲壳类幼体 (尾/km <sup>2</sup> )	3595			/	
	鱼卵 (10 <sup>6</sup> 粒)	0.098	0.279	0.126	0.073	0.575
	仔稚鱼 (10 <sup>6</sup> 尾)	0.058	0.167	0.075	0.044	0.344
	鱼类成体 (kg)	0.227	0.809	0.364	0.340	1.740
	头足类成体 (kg)	0.038	0.136	0.061	0.057	0.293
	甲壳类成体 (kg)	0.537	1.910	0.861	0.802	4.110
	幼鱼 (尾)	8	28	13	12	61
头足类幼体 (尾)	1	3	1	1	5	

	甲壳类幼体 (尾)	33	116	52	49	251
排放次数		1				/
总损失量	鱼卵 (10 <sup>6</sup> 粒)	0.098	0.279	0.126	0.073	0.575
	仔稚鱼 (10 <sup>6</sup> 尾)	0.058	0.167	0.075	0.044	0.344
	鱼类成体 (kg)	0.227	0.809	0.364	0.340	1.740
	头足类成体 (kg)	0.038	0.136	0.061	0.057	0.293
	甲壳类成体 (kg)	0.537	1.910	0.861	0.802	4.110
	幼鱼 (尾)	8	28	13	12	61
	头足类幼体 (尾)	1	3	1	1	5
	甲壳类幼体 (尾)	33	116	52	49	251
<b>表 6.5 - 12 钻屑排放对鱼卵、仔稚鱼、游泳动物损失量估算 (水深 30m)</b>						
悬浮泥沙超标倍数 (倍)		0~1	1~4	4~9	>9	合计
悬浮泥沙超标面积 (km <sup>2</sup> )		0.115	0.085	0.014	0.003	/
损失率	鱼卵和仔稚鱼 (%)	5	20	40	50	/
	幼体 (%)	2	10	20	40	/
	成体 (%)	1	5	10	20	/
密度	鱼卵 (粒/m <sup>3</sup> )	0.43				/
	仔稚鱼 (尾/m <sup>3</sup> )	0.257				/
	鱼类成体 (kg/km <sup>2</sup> )	49.93				/
	头足类成体 (kg/km <sup>2</sup> )	8.415				/
	甲壳类成体 (kg/km <sup>2</sup> )	117.93				/
	幼鱼 (尾/km <sup>2</sup> )	872				/
	头足类幼体 (尾/km <sup>2</sup> )	78				/
	甲壳类幼体 (尾/km <sup>2</sup> )	3595				/
一次性损失量	鱼卵 (10 <sup>6</sup> 粒)	0.074	0.219	0.072	0.019	0.385
	仔稚鱼 (10 <sup>6</sup> 尾)	0.044	0.131	0.043	0.012	0.230
	鱼类成体 (kg)	0.057	0.212	0.070	0.030	0.369
	头足类成体 (kg)	0.010	0.036	0.012	0.005	0.062
	甲壳类成体 (kg)	0.136	0.501	0.165	0.071	0.873
	幼鱼 (尾)	2	7	2	1	13
	头足类幼体 (尾)	0	1	0	0	1
	甲壳类幼体 (尾)	8	31	10	4	53
持续周期		6 个周期				/
持续性损害损失量	鱼卵 (10 <sup>6</sup> 粒)	0.45	1.32	0.43	0.12	2.31
	仔稚鱼 (10 <sup>6</sup> 尾)	0.27	0.79	0.26	0.07	1.38
	鱼类成体 (kg)	0.342	1.272	0.42	0.18	2.214
	头足类成体 (kg)	0.06	0.216	0.072	0.03	0.378
	甲壳类成体 (kg)	0.816	3.006	0.99	0.426	5.238
	幼鱼 (尾)	12	42	12	6	72
	头足类幼体 (尾)	0	6	0	0	6
	甲壳类幼体 (尾)	48	186	60	24	318

### 6.5.2.5 生物资源总损失

根据上述结果，拟建工程污染物排放共造成生物资源损失见表 6.5 - 13。

表 6.5 - 13 生物资源损失量汇总

主要影响对象	钻井液	钻屑	合计
浮游植物 (10 <sup>12</sup> 个)	3.023	12.144	15.167
浮游动物 (t)	0.413	1.685	2.098
底栖生物 (t)	/	0.17	0.17
鱼卵 (粒)	575000	2310000	2885000
仔稚鱼 (尾)	344000	1380000	1724000
鱼类成体 (10 <sup>-3</sup> t)	1.740	2.214	3.954
头足类成体 (10 <sup>-3</sup> t)	0.293	0.378	0.671
甲壳类成体 (10 <sup>-3</sup> t)	4.110	5.238	9.348
幼鱼 (尾)	61	72	133
头足类幼体 (尾)	5	6	11
甲壳类幼体 (尾)	251	318	569

### 6.5.3 渔业资源经济损失

工程对海洋渔业生物资源的影响主要表现在施工阶段非油层段钻井液和钻屑排放的悬浮泥沙对渔业生物资源损害，以及对周围区域的掩埋造成底栖生物死亡。

根据中华人民共和国水产行业标准《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》的规定：

(1) “一次性生物资源的损害补偿为一次性损害额的 3 倍”，施工阶段非油层段钻井液排放产生的悬浮物造成的生物资源损害属一次性损害，按 3 倍进行补偿；(2) 持续性生物资源损害的补偿，实际影响年限低于 3 年的，按 3 年补偿，施工阶段非油层段钻屑排放产生的悬浮物造成的生物资源损害属持续性损害，实际影响年限低于 3 年，按 3 倍进行补偿。

#### 6.5.3.1 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、仔稚鱼经济价值按下式计算：

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

式中：

$M$ —鱼卵、仔稚鱼经济损失金额 (元)；

$W$ —鱼卵、仔稚鱼损失量 (个，尾)；

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

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

### 6.5.3.2 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，渔业资源成体的价格按 2016~2018 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。底栖生物为 1.0 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，“蟹类幼体按平均成体的最小成熟规格 0.1kg/尾计算，虾类幼体按平均成体的最小成熟规格 0.005kg/尾~0.01kg/尾计算”，甲壳类幼体折算为 0.025kg/尾，价格按 40 元/kg 计算；头足类幼体折算为 0.020kg/尾，价格按 20 元/kg 计算。

### 6.5.3.3 渔业资源经济损失额合计

渔业生物资源损失经济补偿额共为 28.376 万元。应对渔业资源的补偿费用纳入环保投资。

渔业资源经济损失额合计见表 6.5 - 14。

表 6.5 - 14 渔业资源损失经济补偿明细

受损生物	损失量	折算鱼苗损失量	单价	直接损失（万元）	补偿（年/倍）	补偿金额（万元）
鱼卵（粒）	■	■	■	■	■	■
仔稚鱼（尾）	■	■	■	■	■	■
鱼类成体（10 <sup>-3</sup> t）	■	■	■	■	■	■
头足类成体（10 <sup>-3</sup> t）	■	■	■	■	■	■
甲壳类成体（10 <sup>-3</sup> t）	■	■	■	■	■	■
幼鱼（尾）	■	■	■	■	■	■
头足类幼体（尾）	■	■	■	■	■	■
甲壳类幼体（尾）	■	■	■	■	■	■
底栖生物（t）	■	■	■	■	■	■
总计（万元）				■		■

## 6.6 对环境敏感目标的影响分析与评价

据类比分析，非油层段钻屑、钻井液排海后对海域的影响主要集中在平台附近 1.46km 范围以内。拟建工程周围海域主要环境敏感目标是大连斑海豹保护生态红线区，鲷、鳀、小黄鱼的索饵场和斑鲹洄游通道，拟建工程位于大连斑海豹保护生态红线区内，鲷、鳀、小黄鱼的索饵场内，斑鲹洄游通道内。

由于拟建工程的污染物排放范围小且施工周期短，除大连斑海豹保护生态红线区，鲷、鳀、小黄鱼的索饵场，斑鲹洄游通道外，主要环境敏感目标距离拟建工程均在 2km 以外，此外，运营期，含油生产水处理达标后回注地层，固体废弃物运回陆地处理，生活污水排放量不增加。因此，工程产生影响的敏感目标主要为大连斑海豹保护生态红线区，鲷、鳀、小黄鱼的索饵场，斑鲹洄游通道，对其它敏感目标基本不产生影响。

针对拟建工程可能对敏感目标产生的影响，提出如下保护措施：施工期加快施工进度、缩短施工时间。同时，施工过程中，应完善环保设施，采取积极措施，严格按照达标排放，尽量减少污染物质对海洋环境的影响。

总之，本次调整井项目投产后，其影响范围不会超过《绥中 36-1 油田 II 期综合调整工程环境影响报告书》中评价的影响范围，不会对作业区以外的海域造成新的不良影响。

## 6.7 环境事故风险分析与评价

### 6.7.1 风险识别

拟建工程在施工和生产阶段有可能导致油气泄漏的事故包括地质性溢油、井喷、生产设施火灾和爆炸、海底管道泄漏以及施工船舶碰撞溢油事故等。

#### (1) 地质性油气泄漏

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

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

#### (2) 井喷、井涌

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

油气田地层压力过高且失控是导致井喷的主要原因。一方面在油田钻完井阶段，可能会钻遇生产水回注层。当钻经生产水回注层时，地层压力相对较大，导致在钻完井作业过程中可能发生井涌、井喷事故。另一方面，油田投入开发后，随着开采时间的增长，油层本身能量将不断地被消耗，致使油层压力不断地下降，为了实现油田稳产，必须对油田进行注水开采。注水开采是指油田开发过程中，通过专门的注入井将水注入油藏，保持或恢复油层压力，使油藏有很强的驱动力，以提高油藏的开采速度和采收率。当油田注水压力超过油藏地层所承受的压力时，则有可能发生井喷溢油。绥中 36-1 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。另外，本次调整井的部署进一步提高了注采对应率，完善注采关系，不存在“只注不采”的现象；方案中设计注水井距离边界断层大于 100m，并且油田在后续的注水管理中地层压力维持在原始地层压力和泡点压力之间的合理压力范围内，不存在超压超注现象。因此，发生井喷的概率很小。

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

### （3）火灾和爆炸

在钻完井和油气生产过程中，导致火灾的潜在因素是易燃烃类物质和气体的存在，形成火灾的直接原因是作业过程中可能出现的明火。当钻机钻遇油气层时，地层中的流体在地层巨大的压力下会随钻井液涌向泥浆池，这种流体中含有烃类物质和有害气体。当这些烃类物质和气体大量释放和积聚时，如果碰到静电起火、机械撞击起火或其他明火，就会酿成火灾，甚至可能造成油气生产井台爆炸。拟建工程是在已建平台上建设调整井，平台通风条件良好，不易形成烃类物质的积聚，且钻完井现场严禁明火作业和吸烟，因此，由于烃类物质的释放和积聚引起火灾和爆炸的可能性极小。

### （4）船舶碰撞溢油

施工期主要使用施工船舶作业，最可能发生的风险事故是船舶碰撞溢油事故。在施工阶段主要有钻井平台和值班船，船舶与平台及周围设施之间可能因设备故障、人员操作失误等原因发生碰撞，从而可能导致船舶储油设施发生泄漏。

### (5) 海底管道泄漏

海底管道可能因穿孔、破裂等事故导致油气泄漏。研究表明，导致海底管道事故的外部原因包括海面失落重物的撞击、渔船拖网或误抛锚、自然灾害等；内部原因有管道腐蚀、材料缺陷等；此外还有人员误操作等原因。

本调整井工程依托海底混输管道有 5 条，绥中 36-1 油田各海底管道的设计寿命不少于 25 年，考虑到海底管道现场作业的特殊困难和高额费用，设计时通常对海底管道留有较大的腐蚀裕量，因而海底管道由于材料缺陷和腐蚀原因引起烃类物质泄漏的可能性极小。另外，建设单位制定了相应的管线保护和检测程序，由值班船对管线沿途进行巡视，驱散在安全区范围内作业的渔船，对海底管道进行不定期局部检测和定期全面检测，确保海底管道的安全性。

本项目不涉及新建管道，根据校核结果，本工程投产后管线的最大输送压力和最大输送温度未超过原管线的设计压力和温度，没有增加所依托管线溢油的风险，故不属于本工程新增的环境风险。

### (6) 内挂井槽安装、平台适应性改造及隔水导管施工存在的风险

本工程内挂井槽安装和平台适应性改造过程中存在着一些动火作业，如离油气生产区较近，存在火灾爆炸风险。

本工程 6 口新井隔水导管施工若存在缺陷，可能会导致隔水导管后续破裂从而出现溢油风险。

## 6.7.2 地质性溢油风险分析和评价

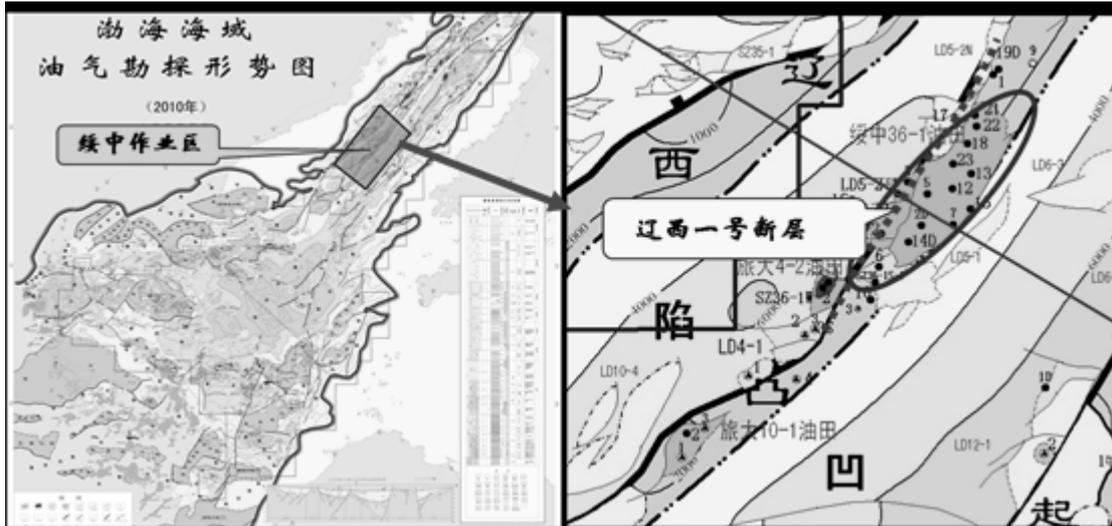
绥中 36-1 油田开发过程中油田一直处于安全生产状态，为进一步确保油田的安全生产，对可能导致油田漏油的潜在因素进行逐一排查后取得以下认识：

### 6.7.2.1 地质概况

[REDACTED]

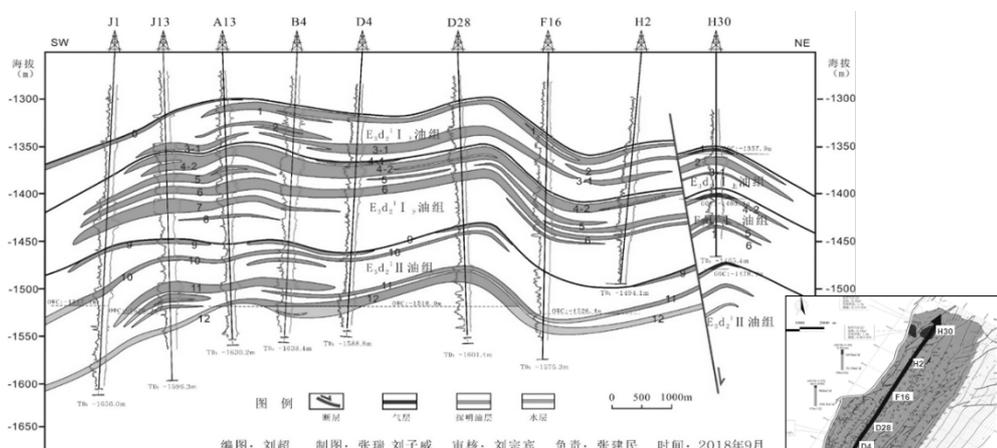
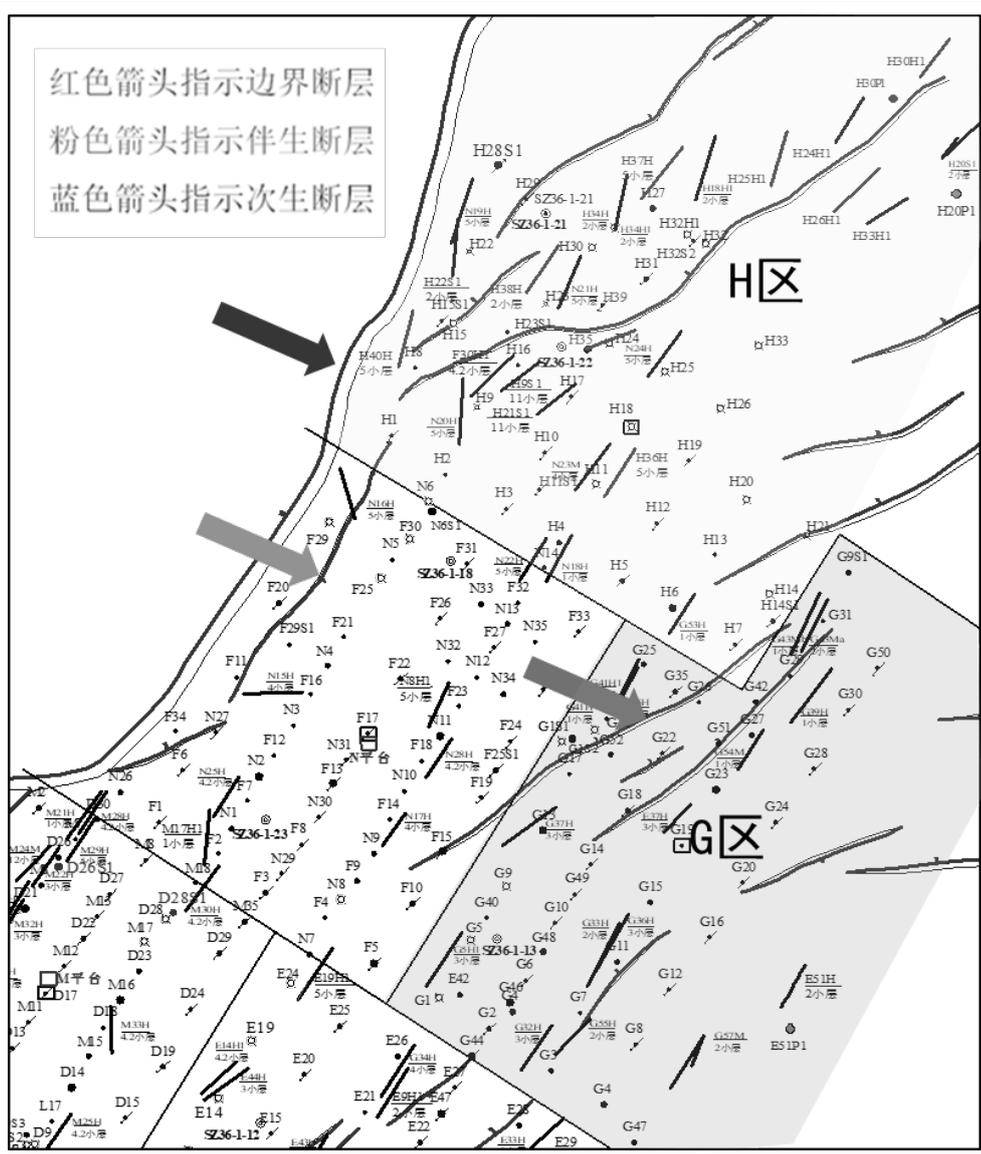
[REDACTED]

[REDACTED]

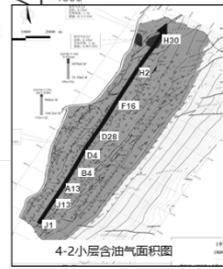


[Redacted]

红色箭头指示边界断层  
 粉色箭头指示伴生断层  
 蓝色箭头指示次生断层



编图: 刘超 制图: 张瑞 刘子成 审核: 刘宗宾 负责: 张建民 时间: 2018年9月



### 6.7.2.2 开发概况

[REDACTED]

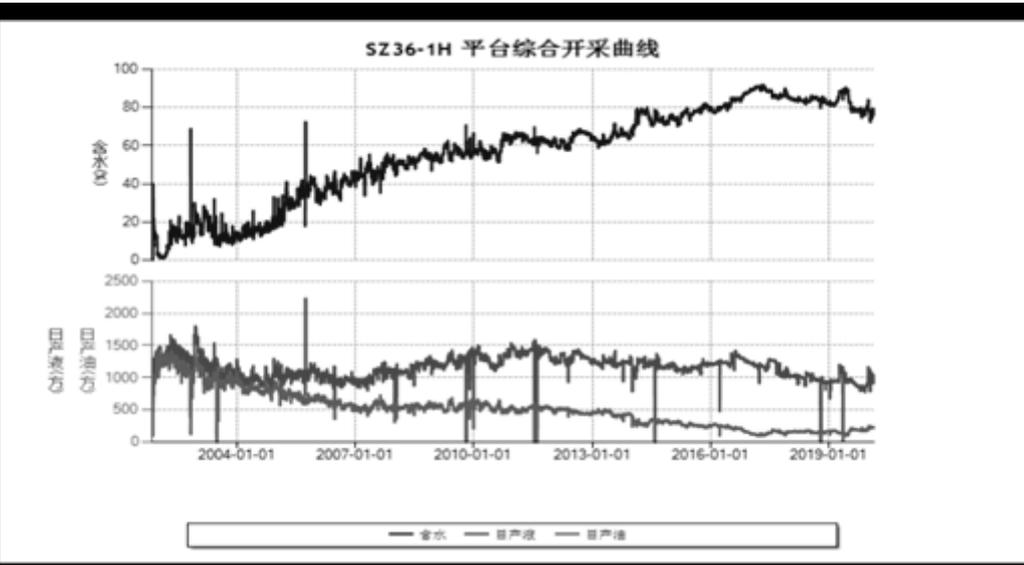
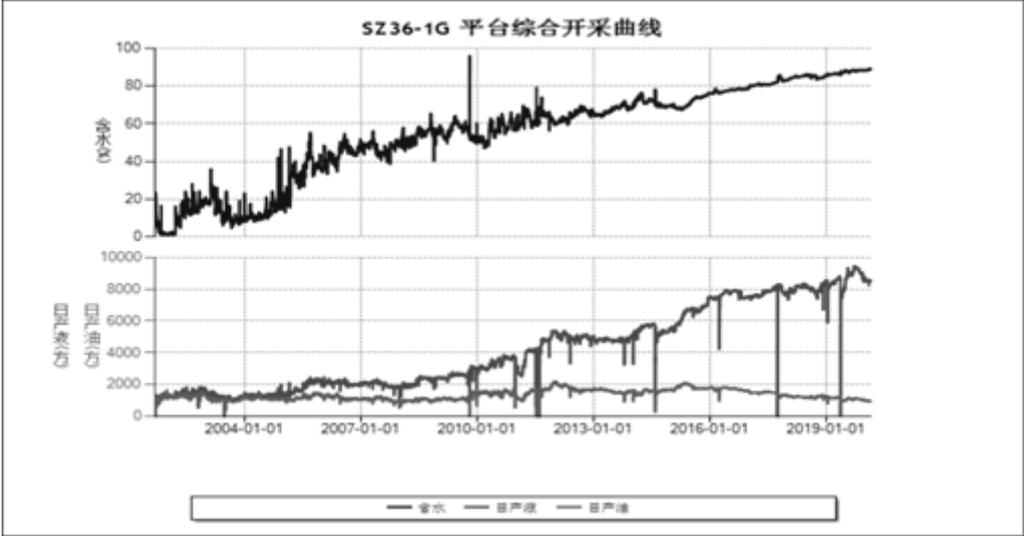
[REDACTED]

[REDACTED]

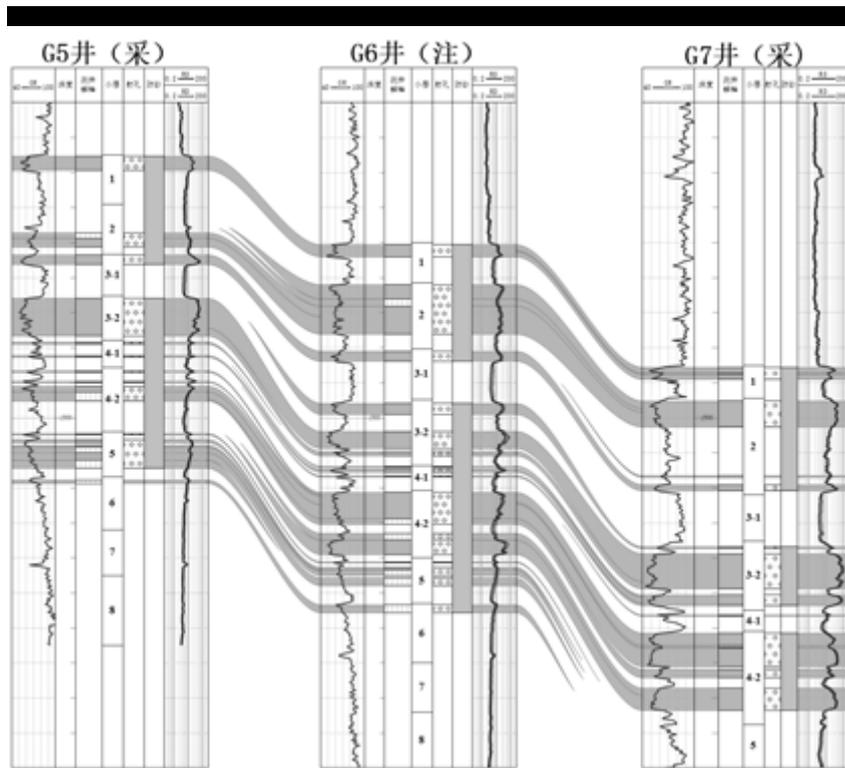
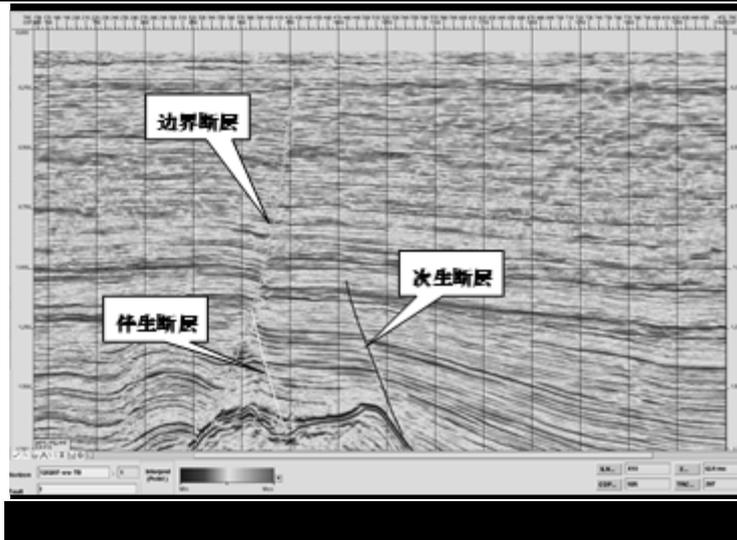
[REDACTED]

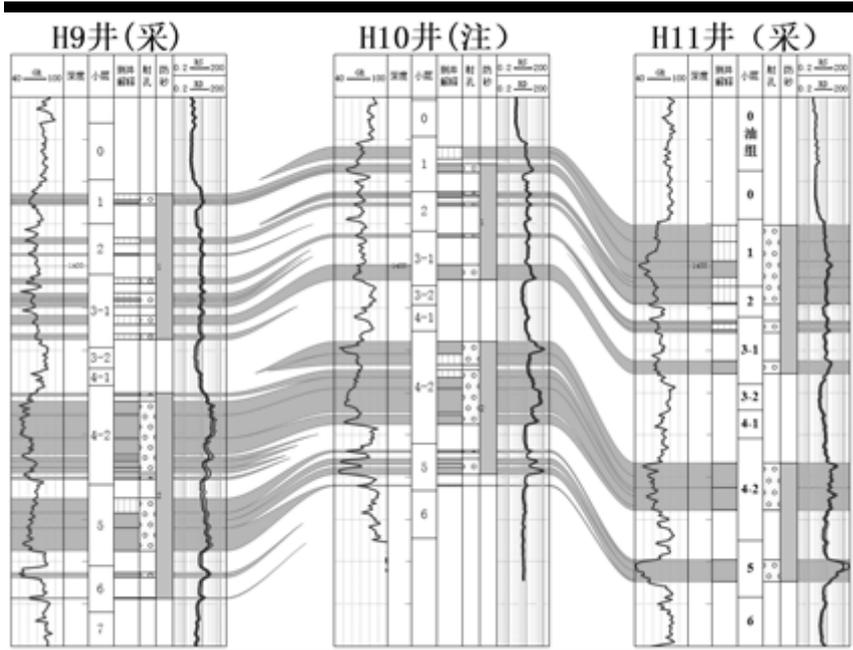
[REDACTED]

[REDACTED]

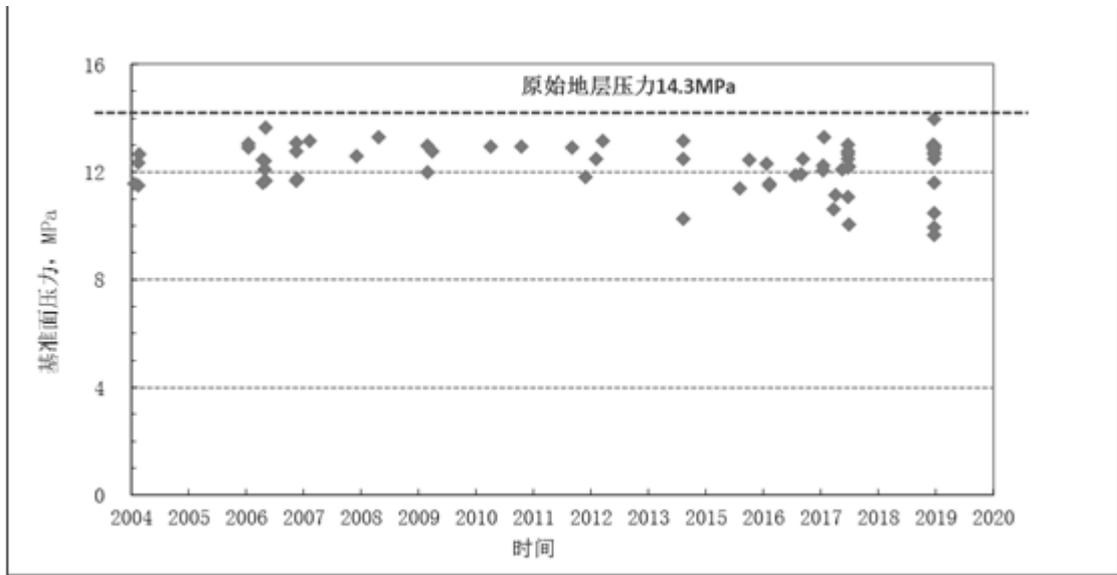




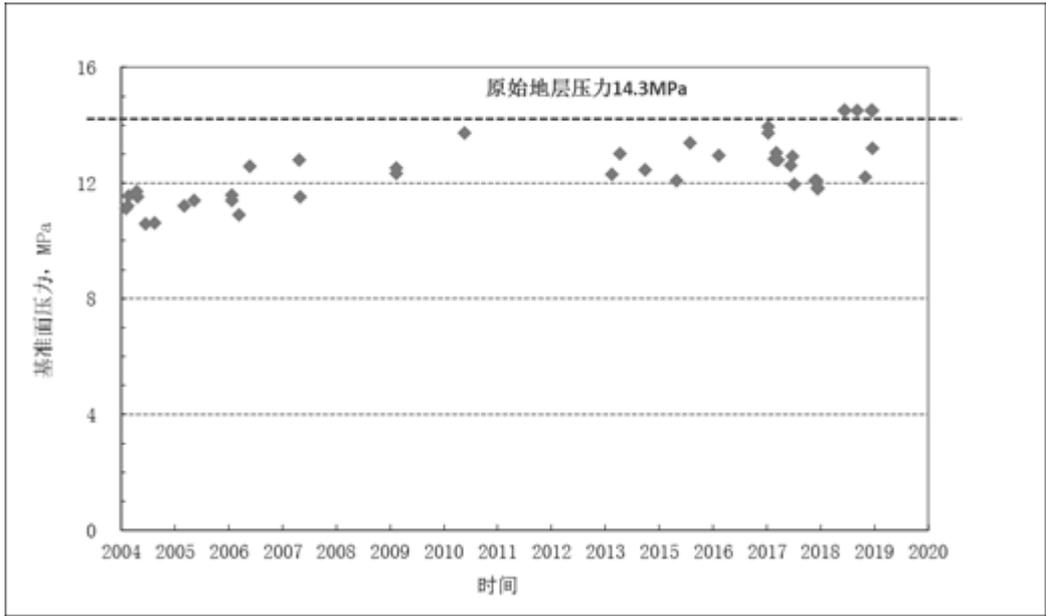




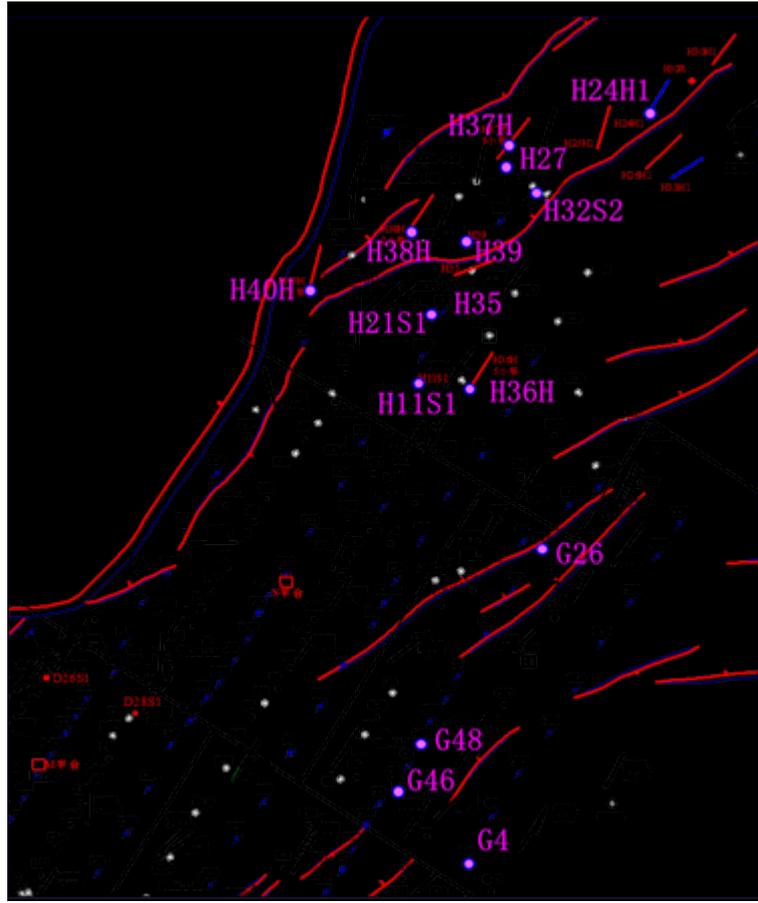
[Redacted text block]



[Redacted text block]



[Redacted text block]



[Redacted]



[Redacted text]

[Redacted text block]

### 6.7.3 其他事故风险分析和评价

#### 6.7.3.1 井喷/井涌事故风险分析

《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	$3.9 \times 10^{-4}$	$4.8 \times 10^{-5}$	次/井
生产井	$2.9 \times 10^{-6}$	$2.6 \times 10^{-6}$	次/(井·a)
注水井	-	$2.4 \times 10^{-6}$	次/(井·a)

本次调整井工程拟在绥中 36-1 油田钻 15 口调整井，其中 5 口生产井，10 口注水井。则根据上表估算，5 口生产井发生井喷的概率为  $1.3 \times 10^{-5}$  次/a，10 口注水井发生井喷的概率为  $2.4 \times 10^{-5}$  次/a，这 15 口调整井发生井喷的概率为  $3.7 \times 10^{-5}$  次/a；5 口生产井发生井涌的概率为  $1.45 \times 10^{-5}$  次/a，本次调整井工程发生井喷/井涌的概率为  $5.15 \times 10^{-5}$  次/a。

### 6.7.3.2 船舶碰撞事故风险分析

施工期主要使用施工船舶作业，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。海上施工期间溢油源主要是施工船舶间相互碰撞、施工船舶与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的影响相对较小，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与平台设施发生碰撞。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	$8.8 \times 10^{-5}$	0.17	26%	$3.9 \times 10^{-6}$
外来航船	$2.5 \times 10^{-5}$	0.17	26%	$1.1 \times 10^{-6}$

拟建工程中，发生船舶碰撞并造成产生重大损伤的概率为  $5.0 \times 10^{-6}$  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。

### 6.7.3.3 火灾和爆炸事故风险分析

根据 S.Fjeld 和 T.Andersen 等人通过对北海油田的事故分析，并结合渤海近 40 年已建 60 余座有油气传输处理区的平台的安全分析，给出了海上生产设施各区的火灾事故发生频率：

井口区，约为  $1.0 \times 10^{-3}$  次/年

油气处理区：约为  $4.0 \times 10^{-3}$  次/年

储油区：约为  $2.0 \times 10^{-3}$  次/年

油气输送区：约为  $3.0 \times 10^{-4}$  次/年

拟建工程涉及 SZ36-1WHPG、WHPH 平台为井口区及油气输送区，SZ36-1WHPG、WHPH 平台发生火灾事故的概率取值为： $1.3 \times 10^{-3}$  次/年。由火灾引起溢油事故概率至少比火灾事故概率低一个数量级，因此，本调整井工程涉及各平台发生火灾导致溢油事故的概率最高不高于  $1.3 \times 10^{-4}$  次/a。拟建工程不涉及新建平台设施，根据产能预测量，本次调整井投产后油气水的处理量未超过原设施的设计能力，没有增加所依拖生产设施的风险，故不属于拟建工程新增的环境风险。

#### 6.7.3.4 海底管道泄漏事故风险分析

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	$5.0 \times 10^{-4}$	次/km·a
	输送处理后的油气，钢管管径≤24 英寸	$5.1 \times 10^{-5}$	次/km·a
	输送处理后的油气，钢管管径>24 英寸	$1.4 \times 10^{-5}$	次/km·a

拟建工程为调整井，不涉及新建油气管道，根据产能预测量，本次调整井投产后管线的油气输送量未超过原管线的设计能力，没有增加所依托管线溢油的风险，故不属于拟建工程新增的环境风险。

#### 6.7.4 源项分析

##### 6.7.4.1 施工阶段各类溢油事故环境风险判别

根据施工阶段各类事故发生概率和可能发生的溢油规模，可将拟建工程的溢油事故相对风险进行归纳，见表 6.7 - 4。如前所述，发生井喷事故时，井流的喷放量很大，难以估计；同时，绥中 36-1 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。因此，考虑施工船舶的最大储油量，作为钻井阶段的最大可能溢油量。

表 6.7 - 4 施工阶段各类溢油事故环境风险判别

事故类型	溢油规模	事故概率 (次/年)	环境风险
井喷/井涌	难以估算	$5.15 \times 10^{-5}$	高
施工船碰撞	中	$5.0 \times 10^{-6}$	低

### 6.7.4.2 生产阶段各类溢油事故环境风险判别

根据生产阶段各类事故发生概率和可能发生的溢油规模，可将拟建工程的溢油事故相对风险进行归纳，见表 6.7 - 5。

表 6.7 - 5 生产阶段各类溢油事故环境风险判别

事故类型	溢油规模	事故概率（次/年）	环境风险
海底管道	大型	非新增	高
火灾、爆炸	难以估算	非新增	高
地质性溢油事故	大	很低	中

### 6.7.4.3 最大可信事故

由前面的讨论可以看出，油田开发钻井阶段和生产阶段的主要溢油事故来自井喷、火灾爆炸、船舶碰撞、地质性油气泄漏、海底管道破裂。

生产阶段的海底管道破裂造成的溢油事故级别较大，环境风险较大，但是由于拟建工程不新增海底油气管道，现有依托海底管道的长度和管径不变，因此海底油气管道破裂造成的风险溢油概率与改造前相比不会增大；拟建工程的目的在于弥补油田的递减产能，减缓油田产量的递减速度，因此拟建工程投产后所依托海底油气管道的输送量和溢油量不会超过改造前最大核算量，根据产能预测量，本次调整井投产后管线油气的输送量未超过原管线的设计能力，没有增加所依托管道溢油的风险。由于依托海底管道破裂、火灾和爆炸造成溢油的风险在原环评报告中已作评价，因此本报告不再对依托海底管道破裂、火灾和爆炸造成溢油的事故风险进行分析；同时，井喷/井涌事故溢油量难以估算；因此，拟建工程选择施工期船舶碰撞事故为最大可信事故进行溢油预测。

本项目施工期间主要使用的船舶为钻井平台和值班船。根据不同类型船舶的使用频次和船舶调配情况，分析船舶碰撞溢油的可能性。钻井平台升起后船底距离海平面一定距离，施工船舶不会与其发生碰撞，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。而施工过程中，值班船主要用于运送物料，船舶使用频繁，与其他船舶交叉作业的时间较长，发生碰撞溢油的可能性相对较大。因此，本项目以值班船的燃料油舱的单舱最大舱容作为施工船舶碰撞漏油量。

## 6.7.5 事故后果分析与计算

### 6.7.5.1 溢油漂移扩散预测

(1) 拟采用溢油预测模式

拟建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  $\xi$ 、 $K_H$  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  $K$ ,  $\omega$ ,  $H$ ,  $d$ ,  $z$  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:

$$\frac{V_e}{V_0} = 1 - e^{-C_2tHs^2/L} \quad (4)$$

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:

$$\frac{V_e}{V_0} = 1 - e^{-C_2tHs^2/L} \quad (6)$$

$H_s$ 、 $T$ 、 $Z$ 、 $K$ 、 $C$  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：

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

对  $d_i > d_e$ ，则有：

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

式中  $g$ 、 $d_i$ 、 $\nu$ 、 $\rho_o$ 、 $\rho_w$  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， $\theta'$  为挥发系数由下式确定：

$$\theta' = CW^{0.78}tA/V_o \quad (12)$$

$C$  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  $4.5 \times 10^{-6}$ ， $K_B$  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  $\rho_o$ ，水密度为  $\rho_w$ ，则乳化后油密度：

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

蒸发对油密度的影响为：

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

综合挥发、乳化影响，油密度表达为：

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

忽略油粘性随温度的变化，即仅考虑乳化、挥发的影响，乳化将增加油的粘性：

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

挥发对油粘性的影响为：

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

综合挥发、乳化作用，油粘性变化表示为：

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

其中  $\nu_o$  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

### ①溢油位置

根据工程实际情况与溢油事故概率分析计算，选择

### ②源强

通过风险识别，结合国内外同类项目事故统计资料，拟建工程最大可信事故确定为钻井阶段值班船碰撞事故，考虑本项目所用船舶的单舱最大储油量为 146m<sup>3</sup>，拟建工程最大溢油量取最大值 150m<sup>3</sup>。因此，溢油漂移数值预测源强确定为 150m<sup>3</sup>，油膜漂移预测时间为溢油后的 72h。

### ③油品性质

原油性质见表 2.1 - 12。

### ④常风与大风风速取值

根据《SZ36-1 海域水文气象观测与研究》(1999)，本次溢油数值模拟预测选取的风向及其多年平均风速、最大风速见表 6.7 - 6。

表 6.7 - 6 溢油数值模拟扩散选取风参数

风向	N	NE	E	SE	S	SW	W	NW
平均风速(m/s)	8.2	6.5	5.4	4.7	6.4	7.0	4.8	5.3
最大风速(m/s)	15.7	12.5	9.4	7.0	10.3	12.9	7.9	12.6

## (3) 溢油数值模拟预测结果及分析

从表 6.7 - 7~表 6.7 - 10 与图 6.7 - 13~图 6.7 - 16、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，风速的大小甚至决定了溢油是否抵岸。预测表明，一旦发生溢油，首先影响大连斑海豹保护生态红线区禁止开发区，油膜抵达大连斑海豹国家级自然保护区缓冲区、大连斑海豹国家级自然保护区核心区、辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-辽东湾水产种质资源保护区实验区的最短时间分别为 12.5、16、14 小时。西南风向大风涨潮时溢油 72 小时影响范围最大，油膜最远漂移 128.2 公里，扫海面积 710.8 平方公里。

表 6.7-7 不同风向、均风情况下 150m<sup>3</sup>溢油漂移距离 (km) 与扫海面积 (km<sup>2</sup>) (72 小时) (涨潮)

风向	风速 (m/s)	漂移距离 (km)	扫海面积 (km <sup>2</sup> )	油膜面积(溢油扩散中最大面积) (km <sup>2</sup> )	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 (%)
N	8.2	85.2	460.9	16.4	即刻抵达 (大连斑海豹保护生态红线区禁止开发区) 30 (辽宁大连斑海豹国家级自然保护区缓冲区)	-	-	-	55.2
NE	6.5	73.4	323.3	16.8	即刻抵达 (大连斑海豹保护生态红线区禁止开发区)	-	-	-	56.1
E	5.4	80.8	392.6	16.5	即刻抵达 (大连斑海豹保护生态红线区禁止开发区) 42 (辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-辽东湾水产种质资源保护区实验区)	-	-	-	56.8
SE	4.7	84.4	412.2	16.9	即刻抵达 (大连斑海豹保护生态红线区禁止开发区) 29.5 (辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-辽东湾水产种质资源保护区实验区)	-	-	-	57.4
S	6.4	89	424.4	16.7	即刻抵达 (大连斑海豹保护生态红线区禁止开发区) 20 (辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-辽东湾水产种质资源保护区实验区)	-	-	-	56.2
SW	7.0	96.1	479.6	17.3	即刻抵达 (大连斑海豹保护生态红线区禁止开发区) 64.5 (辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-辽东湾水产种质资源保护区实验区)	-	-	-	55.8
W	4.8	94.7	507	16.8	即刻抵达 (大连斑海豹保护生态红线区禁止开发区) 37.5 (大连斑海豹国家级自然保护区核心区)	-	-	-	57.3
NW	5.3	94	514.6	16.5	即刻抵达 (大连斑海豹保护生态红线区禁止开发区) 31.5 (大连斑海豹国家级自然保护区核心区) 32.5 (大连斑海豹国家级自然保护区缓冲区)	-	-	-	56.9

表 6.7-8 不同风向、均风情况下 150m<sup>3</sup>溢油漂移距离 (km) 与扫海面积 (km<sup>2</sup>) (72 小时) (落潮)

风向	风速 (m/s)	漂移距离 (km)	扫海面积 (km <sup>2</sup> )	油膜面积(溢油扩散中最大面积) (km <sup>2</sup> )	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 (%)
N	8.2	88.6	420.8	17.9	即刻抵达 (大连斑海豹保护生态红线区禁止开发区) 26.5 (辽宁大连斑海豹国家级自然保护区缓冲区)	-	-	-	55.2
NE	6.5	76.9	356	18	即刻抵达 (大连斑海豹保护生态红线区禁止开发区)	-	-	-	56.1

E	5.4	82.8	397.8	17.2	即刻抵达（大连斑海豹保护生态红线区禁止开发区）	-	-	-	56.8
SE	4.7	85	409	16.8	即刻抵达（大连斑海豹保护生态红线区禁止开发区） 44（辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-辽东湾水产种质资源保护区实验区）	-	-	-	57.4
S	6.4	88.6	418.7	16.6	即刻抵达（大连斑海豹保护生态红线区禁止开发区） 25（辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-辽东湾水产种质资源保护区实验区）	-	-	-	56.2
SW	7.0	96.8	487.4	16.6	即刻抵达（大连斑海豹保护生态红线区禁止开发区） 38（大连斑海豹国家级自然保护区核心区）	-	-	-	55.8
W	4.8	98.9	548.7	16.8	即刻抵达（大连斑海豹保护生态红线区禁止开发区） 32（大连斑海豹国家级自然保护区缓冲区） 34（大连斑海豹国家级自然保护区核心区）	-	-	-	57.3
NW	5.3	95.3	523.8	17.2	即刻抵达（大连斑海豹保护生态红线区禁止开发区） 27.5（大连斑海豹国家级自然保护区缓冲区） 43（大连斑海豹国家级自然保护区核心区）	-	-	-	56.9

表 6.7-9 不同风向、大风情况下 150m<sup>3</sup>溢油漂移距离（km）与扫海面积（km<sup>2</sup>）（72 小时）（涨潮）

风向	风速 (m/s)	漂移距 离(km)	扫海面积 (km <sup>2</sup> )	油膜面积(溢油扩散 中最大面积)(km <sup>2</sup> )	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(%)
N	15.7	118	630	16	即刻抵达（大连斑海豹保护生态红线区禁止开发区） 16.5（辽宁大连斑海豹国家级自然保护区缓冲区）	-	-	-	52.6
NE	12.5	92.7	614.6	16	即刻抵达（大连斑海豹保护生态红线区禁止开发区）	-	-	-	53.5
E	9.4	98	563.7	18.8	即刻抵达（大连斑海豹保护生态红线区禁止开发区） 41.5（辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-辽东湾水产种质资源保护区实验区） 60（天龙寺旅游休闲生态红线区）	-	58.5	55.7	37.7
SE	7.0	96.3	562.7	16.9	即刻抵达（大连斑海豹保护生态红线区禁止开发区） 16.5（辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-辽东湾水产种质资源保护区实验区） 53.5（觉华岛生态红线区） 55（觉华岛国家级海洋公园）	--	56	57.1	54.4

S	10.3	106.9	639.3	17.4	即刻抵达（大连斑海豹保护生态红线区禁止开发区） 14（辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-辽东湾水产种质资源保护区实验区） 41（辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-辽东湾水产种质资源保护区核心区） 66.5（锦州大笔架山海洋特别保护区）	-	64	54.9	54.1
SW	12.9	128.2	710.8	17.6	即刻抵达（大连斑海豹保护生态红线区禁止开发区） 38.5（辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-辽东湾水产种质资源保护区实验区） 54（辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-辽东湾水产种质资源保护区核心区）	-	-	-	53.4
W	7.9	112.5	666.7	16.9	即刻抵达（大连斑海豹保护生态红线区禁止开发区） 27（大连斑海豹国家级自然保护区核心区） 53.5（大连斑海豹国家级自然保护区实验区）（大连斑海豹保护生态红线区限制开发区）	-	-	-	55.3
NW	12.6	99.3	510.4	16.9	即刻抵达（大连斑海豹保护生态红线区禁止开发区） 16（大连斑海豹国家级自然保护区核心区） 18（大连斑海豹国家级自然保护区缓冲区）	-	46	55.8	49.5

表 6.7 - 10 不同风向、大风情况下 150m<sup>3</sup> 溢油漂移距离 (km) 与扫海面积 (km<sup>2</sup>) (72 小时) (落潮)

风向	风速 (m/s)	漂移距离 (km)	扫海面积 (km <sup>2</sup> )	油膜面积(溢油扩散中最大面积) (km <sup>2</sup> )	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 (%)
N	15.7	121.1	581.7	18.2	即刻抵达（大连斑海豹保护生态红线区禁止开发区） 13.5（辽宁大连斑海豹国家级自然保护区缓冲区）	-	-	-	52.6
NE	12.5	98.8	677.7	18.2	即刻抵达（大连斑海豹保护生态红线区禁止开发区）	-	-	-	53.5
E	9.4	99.7	604.5	17.1	即刻抵达（大连斑海豹保护生态红线区禁止开发区）	-	71	54.7	54.6
SE	7.0	95.1	559	16.7	即刻抵达（大连斑海豹保护生态红线区禁止开发区） 25（辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-辽东湾水产种质资源保护区实验区）	-	70	55.9	55.8
S	10.3	104	620.3	16.4	即刻抵达（大连斑海豹保护生态红线区禁止开发区） 21（辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区	-	70.5	54.4	52.6

					-辽东湾水产种质资源保护区实验区) 47.5 (辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-辽东湾水产种质资源保护区核心区)				
SW	12.9	123.3	674.5	16	即刻抵达 (大连斑海豹保护生态红线区禁止开发区) 46 (辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-辽东湾水产种质资源保护区实验区) 61.5 (辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-辽东湾水产种质资源保护区核心区)	51.8	-	-	53.4
W	7.9	115.3	719.1	16.8	即刻抵达 (大连斑海豹保护生态红线区禁止开发区) 27 (辽宁大连斑海豹国家级自然保护区核心区) 58.5 (辽宁大连斑海豹国家级自然保护区实验区) 59 (大连斑海豹保护生态红线区限制开发区)	-	-	-	55.3
NW	12.6	105.6	562	18.4	即刻抵达 (大连斑海豹保护生态红线区禁止开发区) 12.5 (辽宁大连斑海豹国家级自然保护区缓冲区) 21.5 (辽宁大连斑海豹国家级自然保护区核心区)	-	48	55.6	45.3

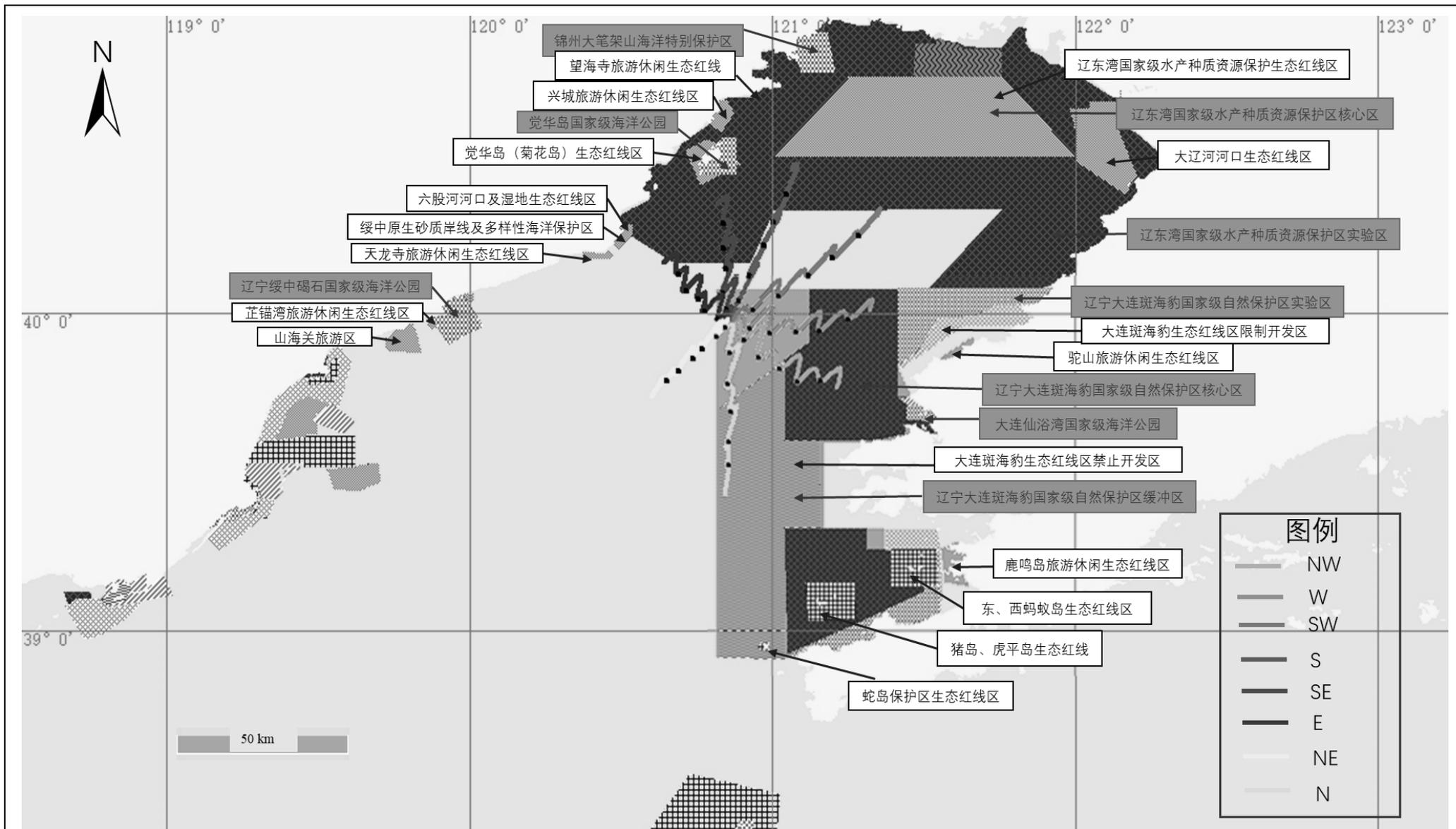


图 6.7 - 13 150m<sup>3</sup>溢油 72 小时年均风速各向迁移扩散(涨潮)

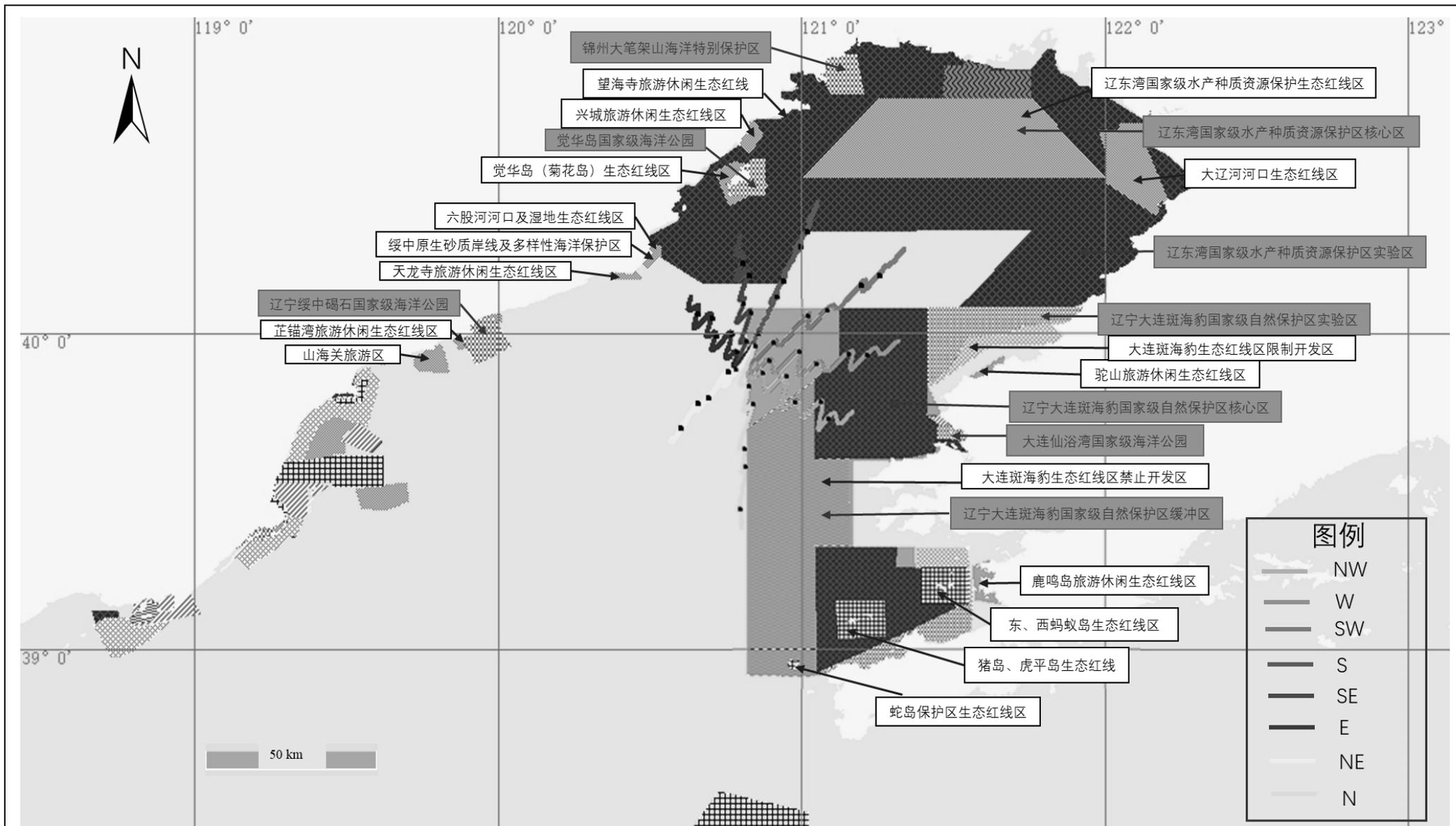


图 6.7 - 14 150m<sup>3</sup>溢油 72 小时年均风速各向迁移扩散(落潮)

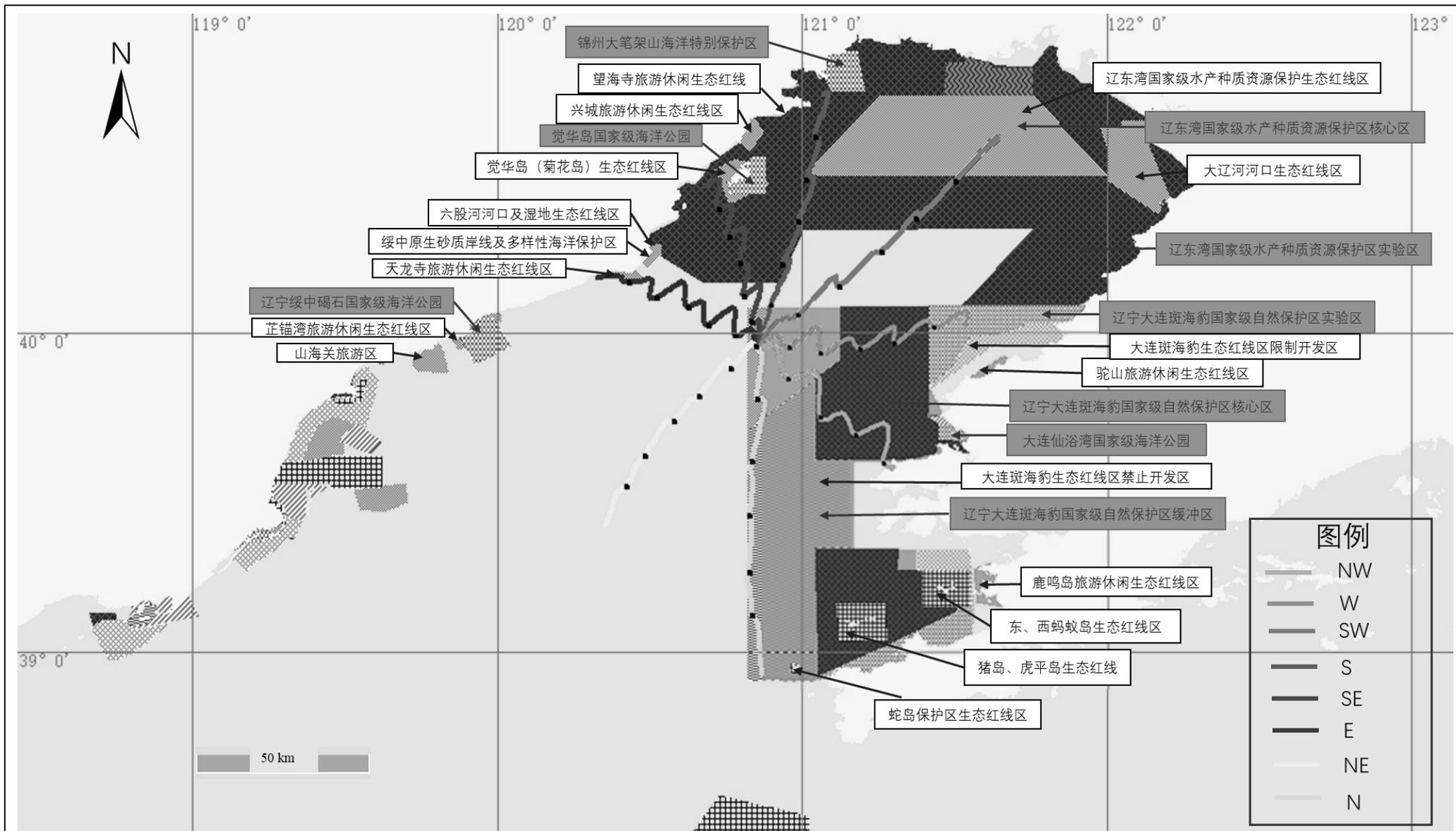


图 6.7 - 15 150m<sup>3</sup>溢油 72 小时最大风速各向迁移扩散 (涨潮)

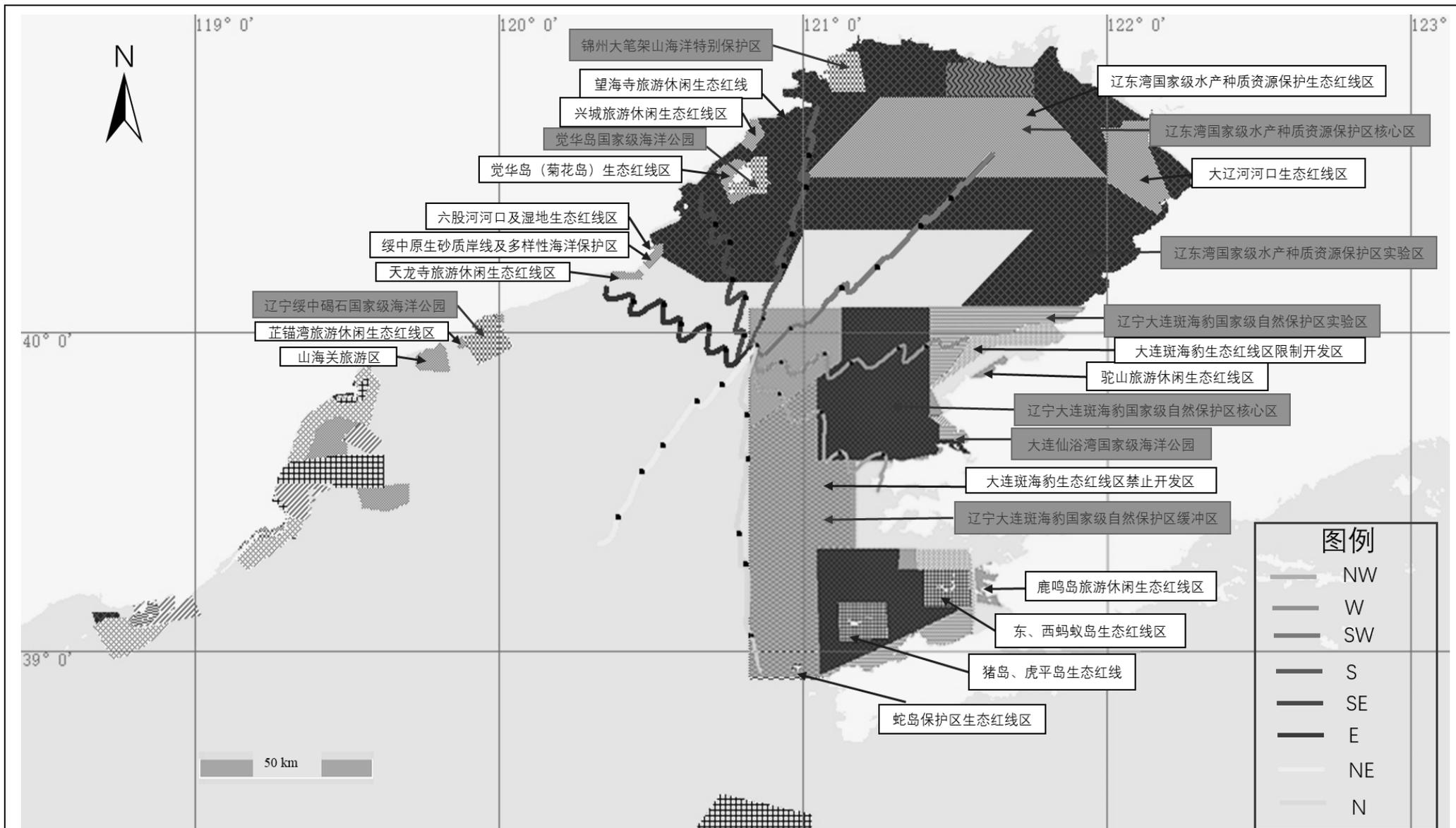


图 6.7 - 16 150m<sup>3</sup>溢油 72 小时最大风速各向迁移扩散（落潮）

### 6.7.5.2 溢油抵达敏感区时间及影响分析

#### (1) 溢油对敏感区的影响分析

无论油膜是否抵达岸边，都会对海洋环境以及渔业产生污染损害，而溢油一旦抵岸将造成岸线的严重污染。研究表明，一旦溢油到达敏感区域会对敏感区域造成很大损害，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，环境敏感区主要为大连斑海豹保护生态红线区禁止开发区、辽宁大连斑海豹国家级自然保护区和辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-辽东湾实验区及核心区等。一旦发生溢油，首先影响大连斑海豹保护生态红线区禁止开发区，溢油抵达辽宁大连斑海豹国家级自然保护区最短时间为 12.5h，抵达辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-辽东湾实验区最短时间为 14h。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对敏感区并造成严重污染，需要工程建设单位予以足够重视，在施工和生产过程中，务必加强管理，杜绝事故的发生。应配备足够的溢油应急反应设施，并保持高效、可用性，使溢油在抵达附近环境敏感区域之前得以有效控制、回收。

表 6.7 - 11 溢油对周围敏感目标的影响汇总

敏感目标名称		不利条件	到达时间 (h)	残余油量 (%)
辽宁大连斑海豹国家级自然保护区	缓冲区	涨潮均风 N	30	59.6
		涨潮均风 NW	32.5	61
		落潮均风 N	26.5	60.3
		落潮均风 W	32	61.4
		落潮均风 NW	27.5	61.8
		涨潮极风 N	16.5	59.6
		涨潮极风 NW	18	60.6
		落潮极风 N	13.5	61.2
		落潮极风 NW	12.5	62.5
	核心区	涨潮均风 W	37.5	60.6
		涨潮均风 NW	31.5	61.1
		落潮均风 SW	38	59
		落潮均风 W	32	60.6
		落潮均风 NW	43	59.5
		涨潮极风 W	27	60.3
		涨潮极风 NW	16	61.2
		落潮极风 W	27	60.3
	实验区	落潮极风 NW	21.5	59.7
		涨潮极风 W	53.5	56.8

		落潮极风 W	58.5	56.4
辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-辽东湾保护区	实验区	涨潮均风 E	42	59.6
		涨潮均风 SE	29.5	62.1
		涨潮均风 S	20	62.7
		涨潮均风 SW	64.5	56.3
		落潮均风 SE	44	59.9
		落潮均风 S	25	61.6
		涨潮极风 E	41.5	57.4
		涨潮极风 SE	16.5	63.4
		涨潮极风 S	14	62.7
		涨潮极风 SW	38.5	56.6
		落潮极风 SE	25	61.2
		落潮极风 S	21	60.6
	落潮极风 SW	46	55.7	
	核心区	涨潮极风 S	41	57.1
		涨潮极风 SW	54	54.8
落潮极风 S		47.5	56.4	
落潮极风 SW		61.5	54.2	
觉华岛国家级海洋公园	涨潮极风 SE	55	57.1	
锦州大笔架山海洋特别保护区	涨潮极风 S	66.5	54.6	

同时，由于绥中 36-1 油田位于鲷、鲉、小黄鱼的索饵场、斑鲹洄游通道内，主要保护对象为鲷、鲉、小黄鱼、斑鲹等经济鱼类。因此一旦发生溢油事故而又没有任何应对措施，油膜将直接落在环境敏感区内并在风、潮流的作用下迁移扩散至其他附近环境敏感区域，对水产资源保护目标产生重大的影响。

## (2) 溢油对生态红线区影响分析

对于本工程溢油事故而言，附近的生态红线区主要包括大连斑海豹保护生态红线区禁止开发区和限制开发区、驼山旅游休闲娱乐区、天龙寺旅游休闲区等，一旦发生溢油事故而又没有任何应对措施，油膜在风和潮流的共同作用下将会抵达上述红线区并造成严重污染。

按照现有的辽宁省海洋生态红线，项目位于大连斑海豹保护生态红线区禁止开发区，则一旦发生溢油事故，溢油立刻抵达大连斑海豹保护生态红线区禁止开发区并造成严重污染，另外抵达大连斑海豹保护生态红线区限制开发区最短时间为 53.5 小时，抵达天龙寺旅游休闲生态红线区的最短时间为 60 小时，抵达觉华岛生态红线区的最短时间为 53.5 小时。

因此，需要工程建设单位予以足够重视，在施工和生产过程中，务必加强管理，杜绝事故的发生。应配备足够的溢油应急反应设施，并保持高效、可用性，以降低溢油对红线区、尤其是大连斑海豹保护生态红线区禁止开发区的影响。

表 6.7 - 12 溢油对周围生态红线的影响汇总

序号	敏感目标	不利条件	最短到达时间 (h)	残余油量 (%)
1	大连斑海豹国家级自然保护区禁止开发区	涨落潮所有风向	即刻抵达	/
2	大连斑海豹国家级自然保护区限制开发区	涨潮极风 W	53.5	56.8
		落潮极风 W	59	56.3
3	天龙寺旅游休闲生态红线	涨潮极风 E	60	55.4
4	觉华岛生态红线区	涨潮极风 SE	53.5	57.3

### 6.7.5.3 溢油对斑海豹的影响分析

根据《辽宁省（渤海海域）海洋生态红线区划定报告》（2014 年），本工程所处海域位于“禁止开发区-大连斑海豹国家级自然保护区”，其保护目标为斑海豹。

#### 6.7.5.3.1 斑海豹在我国的分布情况

本节内容主要引自《大连斑海豹国家级自然保护区范围（功能）调整部分综合考察报告》（辽宁省海洋水产科学研究所，2011 年 9 月）和《金县 1-1 油田开发工程对斑海豹影响专题评价报告书》。

##### （1）斑海豹的分布

斑海豹是在温带、寒温带的沿海和海岸生活的海洋性哺乳类动物，斑海豹在世界的分布区主要在北太平洋的北部和西部海域及其沿岸和岛屿，如渤海、黄海、楚科奇海、白令海、鄂霍茨克海、日本海等（Lowry et al, 2000; Rough et al, 1997; Shults, 1982）。分布范围：西北到西楚科奇海的 Chaun 湾（北纬 70°N，东经 170°E）；东北至波弗特海的 Herschel 岛（北纬 69°35' N，西经 139°W）；东南到白令海的布里斯托尔岛(Bristol)；西南至长江口（北纬 31°N，东经 122°E）（图 6.7 - 17）（Jefferson et al, 1993）。

斑海豹在我国的分布范围较小，主要分布于渤海和黄海，偶见于东海、南海。斑海豹的活动范围比较广，繁殖期过后，斑海豹的成兽在辽宁省盘锦双台子河口附近岸滩，大连市旅顺猪岛、胡平岛及渤海海峡的庙岛群岛比较常见（王丕烈，1985）。

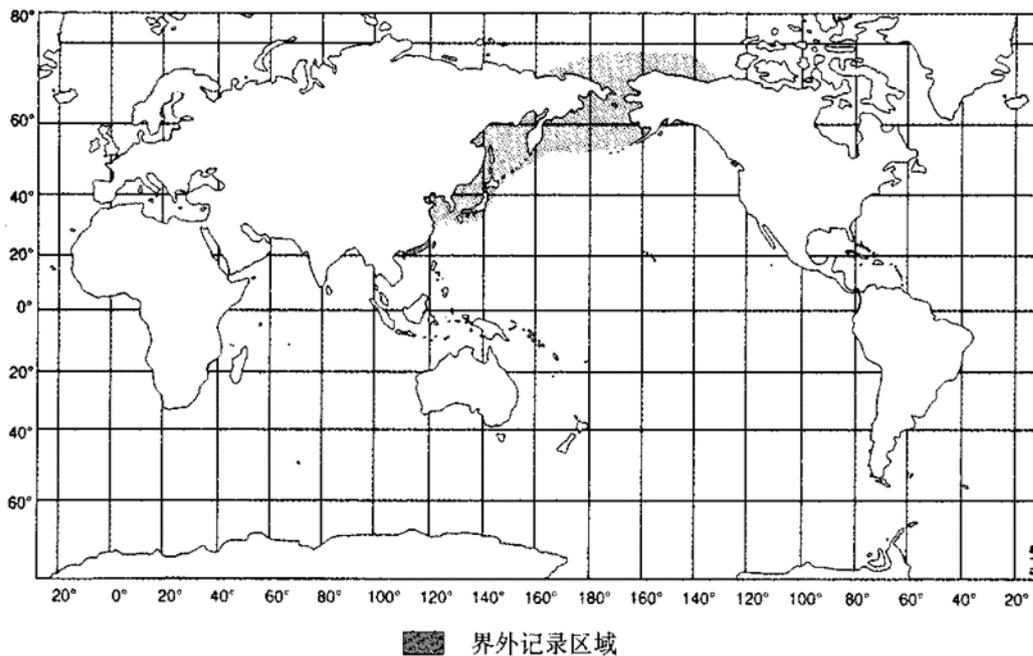


图 6.7 - 17 斑海豹在世界的分布 (Jefferson et al, 1993)

幼兽则分散于辽宁、河北、天津、山东的渤海沿岸觅食。在黄海中南部记录于青岛市，江苏省赣榆县城东乡、滨海县六垛乡和如东县。在东海北部记录于崇明岛及佘山洋。在东海南部记录于福建省平潭海区，少数向南进入南海，在广东省汕头市和阳江市闸坡港曾有发现（见图 6.7 - 18）。

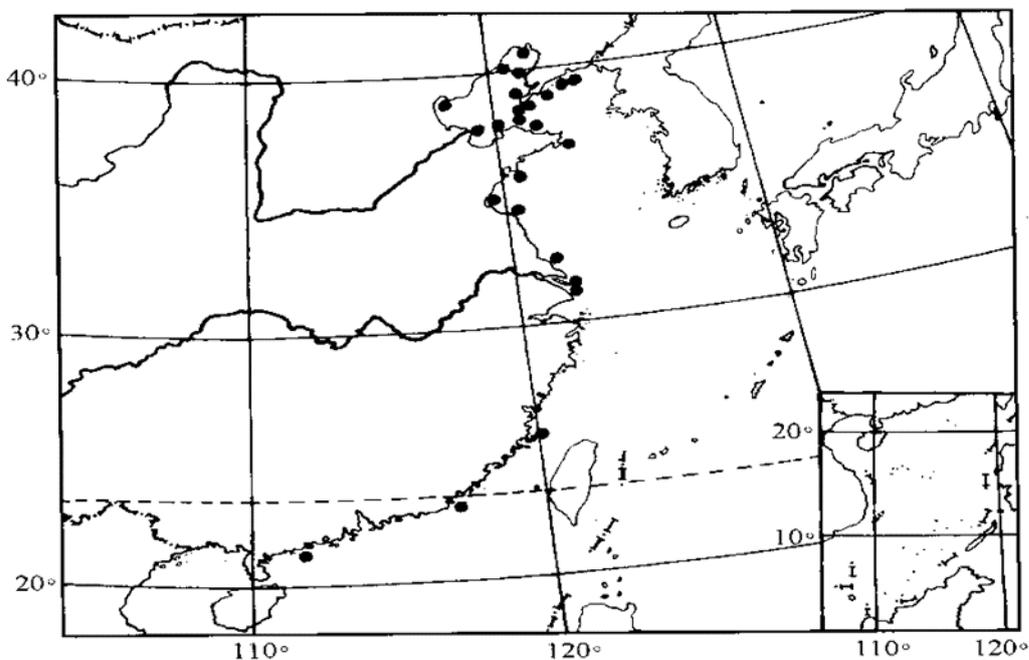


图 6.7 - 18 斑海豹在中国沿海的分布状况 (Jefferson et al, 1993)

(2) 斑海豹的主要栖息地

历史上环渤海沿岸均发现过斑海豹，目前斑海豹最主要和最重要的栖息地有：辽东湾北部的双台子河口，其附近为成兽聚集地区，往往有数十头，最长达百头的群体，在岸滩上休息、换毛，也有部分在僻静的海岛礁石岸滩上休息、换毛，4月下旬以后逐渐离去（韩家波等，2003）。庙岛群岛的砮矶岛、猴矶岛、高山、庙岛西、小黑山岛西、北长山岛，东至车由岛和小竹山一带水域和岸滩上经常发现，尤以4月初至5月初，在北长山的双礁、马枪石经常有数十头栖息在岩礁或在水中，5月以后，就很难发现（范国坤等，2005）。大连的虎平岛，也曾发现400多头斑海豹，时间也与上两个栖息地相似。

根据科研人员长期观察，除了辽东湾繁殖区外，在渤海海域斑海豹上岸点集中在4处：双台子河口、虎平岛、蚂蚁岛和庙岛群岛，其中庙岛群岛斑海豹的上岸点数量较多。

### （3）斑海豹的主要繁殖地

每年冬季斑海豹游入黄海北部，12月份穿越渤海海峡进入辽东湾进行繁殖。斑海豹繁殖场分布最初认为是 $40^{\circ} 30' \sim 45' N$ ， $121^{\circ} \sim 122^{\circ} E$ 之间的浮冰区内，后来经王丕烈利用调查船进行调查，将斑海豹繁殖区范围南扩 $20'$ ，东西跨度减少 $15'$ ，为 $40^{\circ} 10' \sim 45' N$ ， $121^{\circ} 15' \sim 122^{\circ} E$ ；1986~1987年间王丕烈再次利用破冰船和空调飞机进行调查，重新界定了斑海豹的繁殖区是 $40^{\circ} 00' N$ ， $120^{\circ} 50' \sim 121^{\circ} 40' E$ 至 $40^{\circ} 40' N$ ， $121^{\circ} 10' \sim 121^{\circ} 50' E$ （图6.7-19）（王丕烈，1993）。目前，此数据被国内学者广泛认可。斑海豹繁殖区的变动一方面因为自然及生态环境的改变所致，另一方面也有人类活动影响因素所致的可能，近年由于气候变化的原因，辽东湾冰期总体上趋于减小，由于斑海豹在冰区外沿繁殖产仔，斑海豹目前的繁殖区有可能较上述界定向北移动。

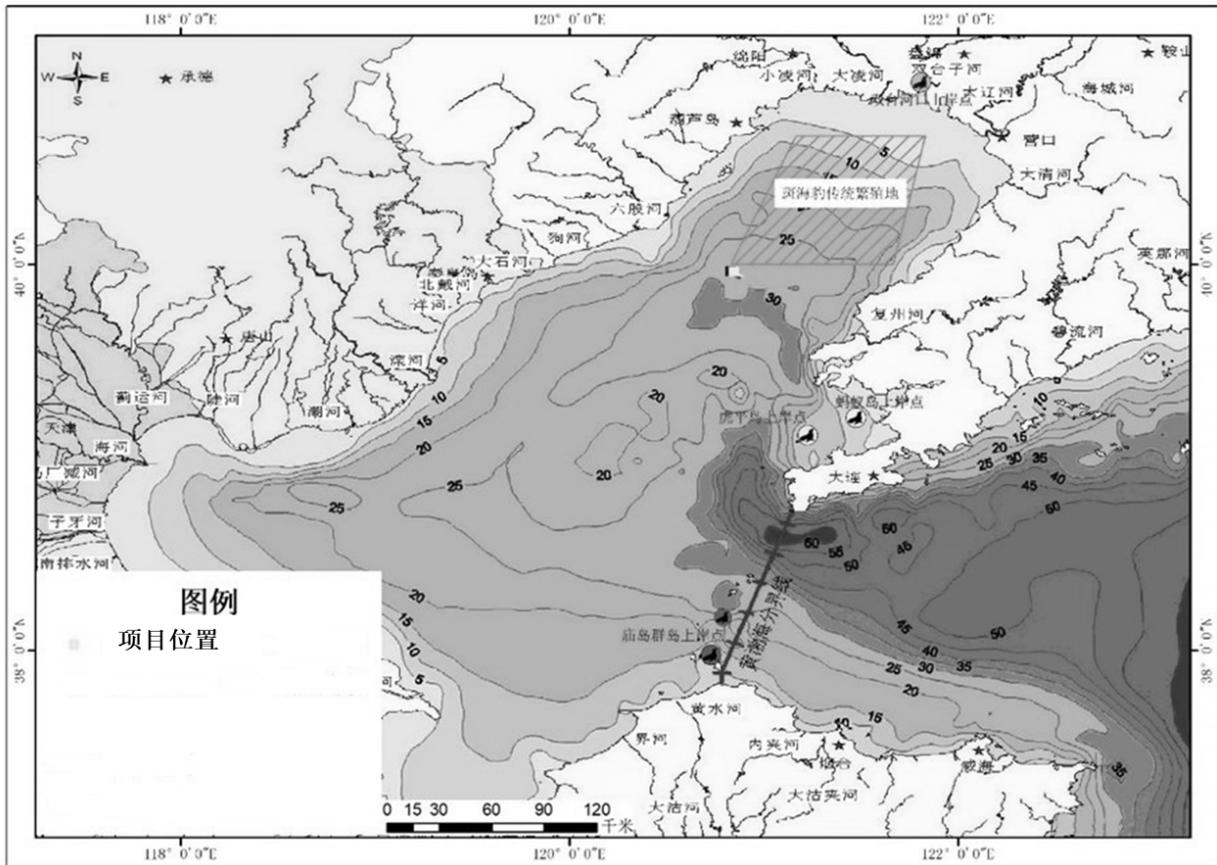


图 6.7 - 19 渤海海域斑海豹的繁殖区和主要上岸点（韩家波等，2010）

根据图 6.7 - 19 可知，本项目位于“斑海豹传统繁殖地”之外。

斑海豹是冰上产仔型，其繁殖区与海冰的分布密切相关，一般是在冰区的外沿斑海豹比较多。并且，海冰的情况每年不同，繁殖区的位置也会有些变化。近年由于气候变化的原因，辽东湾冰期总体上趋于减小，由于斑海豹在冰区外沿繁殖产仔，斑海豹目前的繁殖区有可能较上述界定向北移动。

大多数年份辽东湾结冰区主要是位于辽东湾的北部，但如果遇到天气极寒冷的年份，大连斑海豹国家级自然保护区的北部沿岸海域结冰，则会有个别斑海豹在保护区沿岸的冰上繁殖产仔。

#### （4）斑海豹的洄游及迁移路线

斑海豹的洄游，像其它动物的迁徙一样，也是集群的行动。洄游具有适应意义，保证种群得到有利的生存条件和繁殖条件，洄游是与生活周期中的前后各个环节相联系的不可分隔的重要环节。斑海豹的流冰生活期和沿岸生活期的生活场所有变动，带有明显的生活年周期。

辽东湾斑海豹的洄游原因是为了生殖和觅食，每年 11 月份以后，斑海豹穿越渤海海峡，陆续进入渤海的辽东湾。一部分直接由老铁山水道通过；一部分经庙岛的砬矶水道，并在该处稍事停留，而后北上。12 月份在老铁山水面经常发现成兽向北游去。冰融化后，当年生幼兽

分散在渤海各湾觅食育肥，部分成兽在辽东湾北部双台子河口栖息换毛；另有部分成兽在大连金普湾的虎平岛礁滩栖息换毛；山东省庙岛群岛北长山的双礁、马枪石、海豹礁在3月初即发现有成兽上岸，而后逐渐增多。以3月下旬至4月中旬数量最多，经常观察到数十头，乃至百头的成体斑海豹在河岸泥滩或岛屿周围的岩礁上栖息，5月下旬逐渐减少，几乎全部游出渤海（王丕烈，1985，1988，1993）。但值得注意的是，在辽东湾双台子河口附近7~8月份仍发现有个别斑海豹滞留未去，在大连市旅顺口区的双岛或小黑石发现有2~3头长年留守的斑海豹，在庙岛群岛的挡浪岛及车由岛也发现有2~3头长年留守的斑海豹。根据这一情况，可以说明渤海还有极少部分斑海豹是长年生活在周围水域的。

根据每年3~5月份在辽宁省黄海岸的普兰店市、庄河市及东港市沿岸以及山东省烟台市、威海市沿岸都发现有当年生斑海豹的分析，斑海豹游出渤海后，一部分经辽宁沿岸而后沿朝鲜西海岸南下到达白翎岛，一部分成兽由庙岛群岛经黄海北部深水域直接游向白翎岛。另一部分幼兽沿山东省沿岸南下。至于5月份以后在青岛近海、江苏的连云港、佘山洋、长江口的崇明岛，浙江、福建、南至广东省汕头市、阳江市沿岸都曾捕到当年生幼兽，这一情况并不说明渤海斑海豹的洄游路线走向可到达南海水域，可能受沿岸海流的影响，当年生斑海豹偶然漂流到东海及南海水域。但关于当年生幼兽和未成年斑海豹在冬季是否也定期游回繁殖场冰区越冬问题尚须进一步研究。

由于我国未进行卫星跟踪调查，目前对渤海斑海豹群体的迁移了解还不多。根据韩国研究者提供的资料，2003年10月在白翎岛捕捉3头斑海豹，挂带60g重的超小型卫星定位仪放回海中。2004年6月只有1头回归白翎岛，另两头失踪，可能是小型卫星定位仪脱落。根据卫星定位仪跟踪，发现斑海豹沿着朝鲜西海岸移动到大连附近。首次用卫星定位跟踪确认了斑海豹的洄游路径是往返于渤海辽东湾和韩国白翎岛（见图6.7-20）。而白翎岛栖息的斑海豹目前只发现有400头左右，还难完全确认白翎岛就是渤海斑海豹的洄游终点站。有关中国沿海斑海豹的洄游路线，还需进一步调查研究。

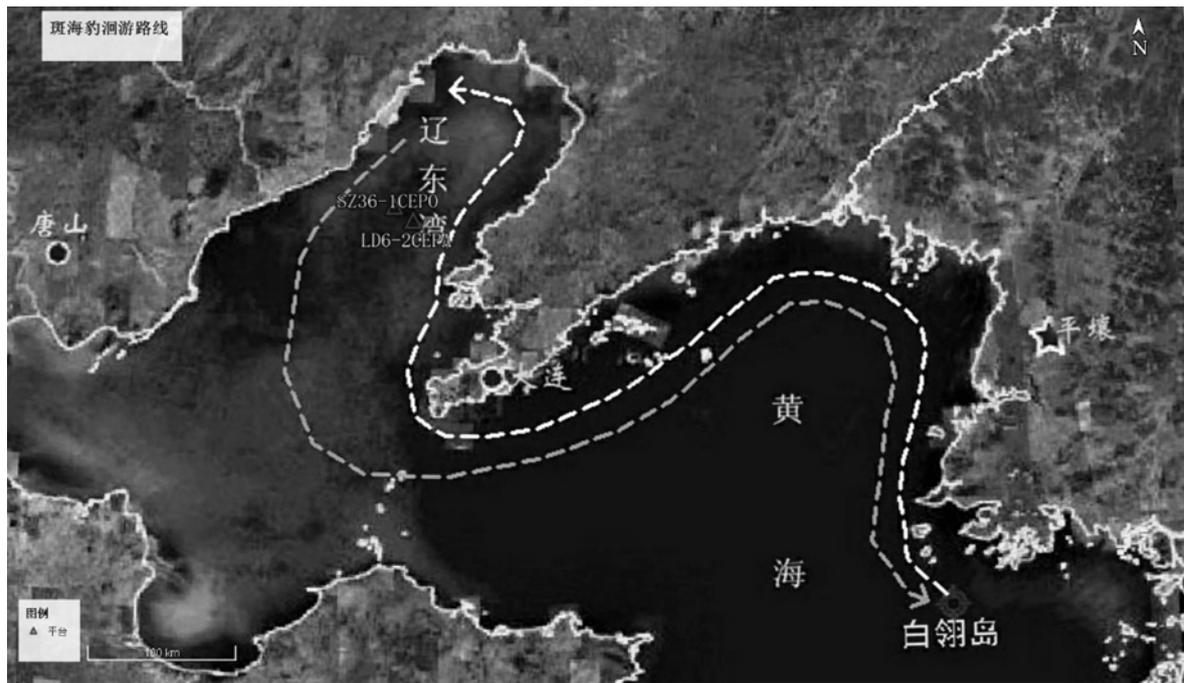


图 6.7 - 20 斑海豹的迁移示意图

#### 6.7.5.3.2 溢油对斑海豹的影响分析

溢油污染对海兽的危害可分为以下二类:第一类是原油对海兽的直接影响。尽管许多海兽依赖的厚脂层有绝缘作用,使其在寒冷的环境中保持体温,但某些物种(如水獭和海豹)却与鸟类依赖羽毛一样依赖皮毛维持体温。分子量较高的非水溶性焦油类物质能涂敷海洋动物的皮毛上面,破坏其中的保温气层,很快就使其体温过低或过高,同时影响其游泳能力。油污还能刺激海兽的眼睛、皮肤,摄入或吸入油污可损害肝脏和肾脏,同时引起肺炎。而对于鲸、海豚等体表无毛的海兽,油块能堵塞其呼吸器官,妨碍其呼吸,严重者窒息而死。

大多数海兽,特别是他们的幼体,对石油污染都十分敏感,这是因为他们的神经中枢和呼吸器官都很接近其表皮,其表皮很薄,有毒物质很容易进入体内,而且幼体运动能力较差,不能及时逃离污染区域。

海兽体表沾上溢油后,经过一段时间自己可以清除掉,但是,如果摄入体内,可损害内脏功能。有报道指出,动物摄食各种油后,肠胃严重受刺激,肝脏脂肪也起了变化,肾上腺肿大和一些组织坏死,这种情况在某些溢油事故后被杀死的动物体中可以观察到。原油对哺乳动物的生殖能力具有明显而长久的影响,并且其影响是多方面的,从性腺的发育、雌雄配子的成熟和活力以及配子结合,到胚胎发育和幼体变态到诸阶段都受到石油的毒害作用。当生物体内脂肪或体液中油与其他碳氢化合物的摄入量达到一定浓度时,生物体内的代谢机制就会被破坏。

即使较低浓度的多环芳烃也能对动物产生致癌、致突变作用。轻度污染虽杀不死动物，但能引起慢性中毒，影响动物的生长和繁殖能力，导致动物种群数量下降。

第二类是海洋石油类污染对海兽的间接影响。海兽在海洋食物链中处于最高营养层，几乎所有海兽都是肉食性动物，虽然迄今为止尚无证据表明石油烃能沿着食物链扩大，但是油污会改变某些鱼类的洄游路线，使当时海区的鱼虾回避，造成海区资源量明显减少，海洋生态系统失衡，海兽处于无食可觅的情形。

溢油事故对斑海豹的影响与上述对海兽的影响基本相似，溢油污染对斑海豹的直接影响包括皮毛损害和内脏的损伤，成年斑海豹能够经过新陈代谢由肝脏和肾脏排出一些油污，但幼海豹的新陈代谢能力却很低下在受到严重油污的情况下不能有效地排出油污。

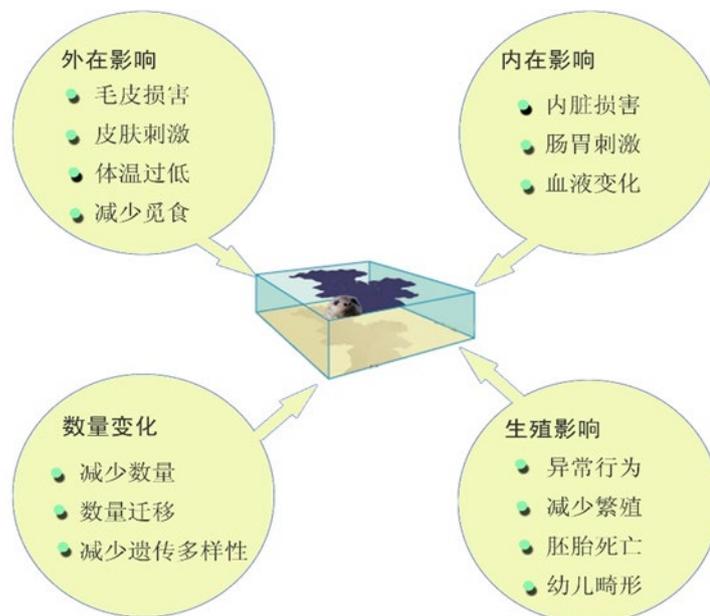


图 6.7 - 21 溢油对斑海豹的影响类别分析

在“Exxon Valdez”号和“Braer”号油轮溢油事故中，许多海豹遭受油污，油污对它们的影响极为广泛，如受油污的港海豹（*Phoca vitulina*）改变了行为，其中许多变得嗜睡、明显的驯服、很容易让人接近。动物解剖结果表明，一些海豹的大脑受到了损害；港海豹和灰海豹（*Halichoerus grypus*）还患有呼吸窘迫症。临床征候包括结膜炎、角膜溃疡、皮肤溃疡、胃肠道和肺部出血。间接影响就是石油污染使海区资源量减低、海豹的食物来源减少，从而迫使海豹离开栖息地去他处觅食，造成斑海豹数量减少。



图 6.7 - 22 遭受油污的海豹

斑海豹在保护区海域的时间为每年的 12 月份到次年的 5 月份，基本处于低温天气，在覆盖着冰层的海洋，低温增加了泄露石油的粘滞度，阻止了石油和水的混合，微生物的降解活动也发生的十分缓慢。在这种环境中，不仅降解石油烃的微生物数量少，而且其新陈代谢速率也低，这就造成这个时期海上溢油污染比其他时期消除的更为缓慢，对周围生态环境和斑海豹的危害更为持久。

#### 6.7.5.3.3 本项目溢油对斑海豹的影响

根据《辽宁省（渤海海域）海洋生态红线区划定报告》（2014 年），本工程所处海域位于“禁止开发区一大连斑海豹保护生态红线区”，保护目标为斑海豹。

根据《辽宁省（渤海海域）海洋生态红线区划定报告》（2014 年）：“3.4 海洋生态红线区范围确定……海洋保护区的生态红线区范围为海洋自然保护区或海洋特别保护区的范围。大连斑海豹国家级自然保护区（2017 年调整前）作为辽宁省重要海洋生态功能区，并进行生态红线划定，最终划定了大连斑海豹保护生态红线区。2017 年，辽宁大连斑海豹国家级自然保护区面积、范围和功能区划已进行调整。根据环境保护部《关于发布河北小五台山等 4 处国家级自然保护区面积、范围及功能区划的函》（环生态函[2017]181 号），目前，本工程所处海域不在辽宁大连斑海豹国家级自然保护区功能区划内。

根据王丕烈对斑海豹繁殖区的界定，本项目不在斑海豹繁殖区范围内。同时，本工程位于斑海豹北上和南下的洄游路线之间。此外，本项目距离斑海豹的栖息地（双台子河口、虎平岛、蚂蚁岛和庙岛群岛等）较远，距离最近的栖息地为蚂蚁岛，约 118km。

如果在斑海豹繁殖、洄游期间发生溢油事故，将直接影响其繁殖、洄游行为，甚至使斑海豹遭受油污，特别是幼兽，对石油污染都十分敏感，一旦溢油挥发的有毒物质进入体内，或将油污摄入体内，将有可能造成致命的损伤。

另根据相关文献，斑海豹在冬季生殖，属冰上产仔类型的冷水性海洋哺乳动物。辽东湾繁殖区的斑海豹产仔期在1月初至2月上旬，晚至2月中旬，分娩时间比西太平洋北部的其他七个繁殖区的斑海豹为早（李荣光，1980；王丕烈，1985、1988）。

根据斑海豹生活繁殖习性及其在各海区活动的时间大致推断，斑海豹在本项目所在海域的繁殖和洄游行为集中期为每年的1-2月，建议此期间不开展施工作业，以避免施工对斑海豹产生影响，并降低施工发生风险的概率，从而降低施工期溢油对斑海豹的影响。运营期除在本工程平台上配备相关溢油应急资源外，应做好溢油应急计划和应急预案，与周边油田做好溢油应急联动，同时在平台上安排专人进行瞭望，发现斑海豹及时记录，谨防对斑海豹的伤害。一旦发现溢油，应立即启动溢油应急计划，利用本油田及周边油田配备的溢油应急物资开展溢油应急响应工作。

因此，需要工程建设单位予以足够重视，在施工和生产过程中，务必加强管理，杜绝事故的发生。应配备足够的溢油应急反应设施，并保持高效、可用性，以降低溢油对大连斑海豹的影响。

### 6.7.6 环境风险综合分析评价

本工程最大可信事故为施工期船舶碰撞，选取 WHPH 平台处作为溢油预测点，溢油量约为 150m<sup>3</sup>。

对于拟建工程溢油事故而言，环境敏感区主要环境敏感目标包括红线区、国家级自然保护区、水产种质资源保护区、产卵场、索饵场等。根据预测分析结果，一旦发生溢油，首先影响到的是大连斑海豹保护生态红线区禁止开发区，对其他环境敏感区最不利影响为：溢油抵达辽宁大连斑海豹国家级自然保护区最短时间为 12.5h，抵达辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-辽东湾实验区最短时间为 14h。一旦发生溢油，应及时采取应急控制措施，方可避免溢油对敏感目标海域的危害。同时，由于绥中 36-1 油田位于鲷、鳀、小黄鱼的索饵场内，斑鲹洄游通道内，主要保护对象为鲷、鳀、小黄鱼、斑鲹等经济鱼类。因此一旦发生溢油事故而又没有任何应对措施，油膜将直接落在环境敏感区内并在风、潮流的作用下迁移扩散至其他附近环境敏感区域，对水产资源保护目标产生重大的影响。

针对可能发生的风险，中海石油（中国）有限公司天津分公司已经编制并修订了《绥中 36-1 油田溢油应急计划》，并于 2019 年 10 月报生态环境部海洋生态环境司备案。原有的溢油应急设备可以满足溢油应急的需要。一旦发生溢油事故，应严格按照《绥中 36-1 油田溢油应急计划》开展各种准备和响应工作。

针对地质性溢油事故，绥中 36-1 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。通过地质油藏综合分析，认为绥中 36-1 油田地质溢油风险是可控的。

## 7 环境保护对策措施

### 7.1 施工期环境保护对策措施

#### (1) 钻井液处置措施

本工程钻完井产生的油层段钻井液平时存储在平台泥浆池里，回收时平台利用泵将钻井液打到平台上专用泥浆罐，由拖轮运回码头，到码头后由辽宁绿源再生能源开发有限公司和锦州永盛废油再生有限公司接收处理。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）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。

#### (2) 钻屑处置措施

本工程钻完井产生的油层段钻屑在平台上用岩屑箱回收，岩屑箱装满后再用拖轮运回码头，由辽宁绿源再生能源开发有限公司和锦州永盛废油再生有限公司接收处理，同时及时更换空岩屑箱到钻井平台备用；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）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。

#### (3) 固体废物处置措施

平台上配备有垃圾回收设施，用以收集生产垃圾和生活垃圾，并运回陆地进行处理。

#### (4) 生活污水处理措施

本工程生活污水依托施工船和平台上的生活污水处理设施处理达标后排海。

#### (5) 机舱含油污水处理措施

本工程产生的机舱含油污水根据《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》，运回陆上由辽宁绿源再生能源开发有限公司和锦州永盛废油再生有限公司接收处理。

#### (6) 洗井废水污染防治措施

本工程包括9口生产井转为注水井，上述9口井在转注水井时均需对原井进行清洗，会产生洗井废水，洗井废水均返回工艺流程，处理达标后回注，不排海。

#### (7) 油层段钻屑和钻井液监控措施

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

#### (8) 废气

施工过程中船舶产生的废气，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工程的结束而结束。

拟建工程位于渤海，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：

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

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

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

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

#### (9) 油层段钻屑、油层段钻井液处置单位的依托可行性

通过2.2.2.1节（3）内容可以看出，油层段钻屑、油层段钻井液等危险固废委托有资质单位（辽宁绿源再生能源开发有限公司和锦州永盛废油再生有限公司）进行处理，相关委托处理协议是：渤海油田危险废弃物应急回收处置服务合同（合同编号：CCL2018TJLYYSTO222）和固体废弃物及清舱后废弃物回收处置服务合同（合同编号：CCL2018TJDYYST0365）。合同及相关处理资质见附件3和附件4。

由表2.2-7可以看出，拟建工程所产生的油层段钻屑、油层段钻井液等危险固废小于有资质单位核准经营规模。故接收单位的固体废物接受处置能力可以满足拟建工程的需求，依托可行。

施工期污染防治措施汇总表见表7.2-1。

## 7.2 运营期环境保护对策措施

本工程运营期产生的主要污染物为含油生产水、其他含油污水、生产垃圾以及生活污水、生活垃圾、废气等。由于拟建工程运营期间生产定员不增加，因此维持现状而不增加的污染物为：生活污水、生活垃圾、生产垃圾；增加的污染物为油田生产作业过程中产生的含油生产水。

运营期本工程生产设施及污染物处理主要依托原油田设施，工程污染物种类没有发生变化，工程污染物在原有项目的基础上基本不增加，工程污染物的排放去向去已建工程一致，未发生改变。

(1) 废水处理措施

拟建工程新增含油生产水量最大为 [REDACTED] 经含油生产水处理系统处理达标后作为注入水源回注地层，不排海。

其他含油污水经开、闭排收集后，全部打入原油处理系统。

生活污水经本平台上生活污水处理装置处理达标后排海。

(2) 生产垃圾和生活垃圾处置措施

平台上配备有垃圾回收设施，用以收集平台上产生的生产垃圾和生活垃圾，并运回陆地处理。

(3) 非正常工况污染防治对策措施

拟建工程进行期间及完工投产后，受生产流程波动影响可能会出现非正常工况。调整井投产后绥中 36-ICEPO 平台生产水预测最大值分别为 [REDACTED] 且出现上述非正常工况，可以调整油井运行频率，降低油井产出量，减少流程生产污水处理量，以保障油水处理效果，处理后的生产水全部回注地层，必要时停止生产，减少生产水外排入海。

运营期污染防治措施汇总表见表 7.2 - 1。

表 7.2 - 1 施工期和运营期污染防治措施汇总表

阶段	污染物名称	处理方式
施工期	油层段钻屑	运回陆地由辽宁绿源再生能源开发有限公司和锦州永盛废油再生有限公司接收/处置
	油层段钻井液	
	机舱含油污水	
	生活垃圾	
	生产垃圾	
	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) 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
	非油层段钻井液	
	生活污水	依托施工船和平台上的生活污水处理设施处理达标后排海
	洗井废水	返回工艺流程处理合格后回注地层。
	悬浮物	自然消散
运营期	含油生产水	正常工况拟建工程含油生产水处理达标后回注地层。非正常工况，减产以减少生产水处理量，保障油水处理效果，处理后的生产水全部回注地层，必要时停止生产，减少生产水外排入海。
	其他含油污水	经开、闭排收集后，全部打入原油处理系统。

	(初期雨水、甲板冲洗水)	
	生活污水	依托平台上的生活污水处理设施处理达标后排海
	生活垃圾	运回陆地由辽宁绿源再生能源开发有限公司和锦州永盛废油再生有限公司接收处理
	生产垃圾	
	废气	发电机废气经排烟管排放

### 7.3 对斑海豹的环境保护措施

#### (1) 施工避让措施

①施工船只上配备斑海豹观察员，观察员可由船员或工人来兼任，在进行施工前，安排至少一名观察员在船上视野开阔无遮挡处值班，使用望远镜及肉眼搜索施工区域周围 360 度范围的海面，以确定视野范围内是否有斑海豹出没。因为斑海豹潜水的本领高强，一般每次可以持续 20 分钟以上，因此至少观察 20min，以确认是否有斑海豹出没，如果有斑海豹出没，应等待斑海豹游离监视范围方可开工。在施工过程中，如发现斑海豹出没，应尽量减少施工机器的开动量，以减轻施工噪音对斑海豹的干扰。

②施工船舶航行过程中，需派观察员使用望远镜及肉眼对船舶周围 360 度范围的海面加强观察，如发现斑海豹，应停止航行，让斑海豹先行活动。

#### (2) 在斑海豹繁殖及洄游的敏感季节减少施工

斑海豹在冬季生殖，属冰上产仔类型的冷水性海洋哺乳动物。辽东湾繁殖区的斑海豹产仔期在 1 月初至 2 月上旬，晚至 2 月中旬，分娩时间比西太平洋北部的其他七个繁殖区的斑海豹为早（李荣光，1980；王丕烈，1985、1988）。

辽东湾斑海豹的洄游原因是为了生殖和觅食，钻屑和钻井液排放尽量避开斑海豹在本项目所在海域的繁殖和洄游行为集中期（1-2 月）。

#### (3) 其他环保措施

①生产平台选用低噪音设备，并对噪音较高的发电机和泵类设备采取减震安装和置于封闭空间。

②对施工人员、平台工作人员及临时上平台人员进行相关培训，加强工作人员保护斑海豹的意识。

③油田运营期安排专人进行瞭望，发现斑海豹及时记录，谨防对斑海豹的伤害。

④同时在生产平台张贴相应的标示，提醒工作人员注意保护斑海豹。

## 7.4 生态保护措施

### (1) 污染物源头控制

#### ①施工期

施工期油层段钻井液、油层段钻屑、船舶机舱含油污水、生活垃圾、生产垃圾均运回陆地处理；生活污水依托施工船或 WHPG/WHPH 平台上的生活污水处理设施处理达标后排海；非油层段钻屑和非油层段钻井液在满足相关要求后排海；洗井废水进入含油污水处理系统处理合格回注地层。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。钻屑排放都是在非油层钻进期间持续排放，量的大小为每小时进尺和井眼尺寸的体积，速率和强度并不大，本工程 WHPH 平台非油层段钻屑平均排放速率最大不超过  $12\text{m}^3/\text{d}$ 。钻井液循环使用，排放都是间断性排放，根据调节钻井液性能进行排放，每次排放量并不大，最大排放速率限定为  $35\text{ m}^3/\text{h}$ 。实际中可通过钻井液性能维护，达到减少排放量的目的；此外，现场可通过闸阀开关程度控制其排放速率。

#### ②运营期

生产水经处理达标后全部回注地层，不外排；初期雨水、甲板冲洗水等全部打回原油处理系统进行处理，不外排；生活垃圾、生产垃圾运回陆地处理；本工程投产后运营期不增加生产定员，生活污水排放量不增加。

### (2) 生态避让

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，非油层段钻屑和非油层段钻井液的排放避开斑海豹在本项目所在海域的繁殖和洄游行为集中期（1-2 月），尽量减少非油层段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态的影响。

### (3) 生态补偿

针对施工期造成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

钻完井作业过程中，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，减少了环境损害。

海上平台采用油、气、水混输流程，实现油气全密闭输送。

本工程生产过程中的生产物流处理将采用自动化控制程度较高的全密闭工艺流程，所选用的技术和设备均为国内外先进和成熟的技术和设备，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，避免由于压力、液位和温度异常产生的事故隐患，避免了带压流体的跑、冒、滴、漏。

#### (2) 资源能源利用指标

自由水分离器分出的天然气进入燃料气系统，供热介质锅炉使用，其余的气体进入火炬系统。

#### (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、生活污水、生活垃圾、生产垃圾、机舱含油污水、洗井废水等，其处理方式主要是油层段钻屑、油层段钻井液、生产垃圾、生活垃圾、机舱含油污水等均运往陆上处理；生活污水由施工船和平台的生活污水处理装置处理达标后排放；洗井废水返回工艺流程处理合格后回注地层。钻完井使用无毒或低毒的水基钻井液。在钻完井过程中，钻井液循环使用，通过延长钻井液使用寿命减少了钻井液的使用量和排放量。非油层段钻屑、非油层段钻井液通过控制其排放速率排海。

运营期的主要污染物是含油生产水、生产垃圾、生活污水、生活垃圾，其中含油生产水由生产水处理系统处理后全部回注地层，固体垃圾运往陆上进行处理，生活污水经平台上的生活污水处理装置处理达标后排海。一旦出现非正常工况，可以调整油井运行频率，降低油井产出量，减少流程生产污水处理量，以保障油水处理效果，处理后的生产水全部回注地层，减少非正常工况排放。

#### (4) 废物回收利用

本调整井工程投产后，新增的含油生产水经处理后水质达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)中相关标准后回注地层，含油生产水的回用率可达100%。

在油田开发钻完井过程中，钻井液循环使用，减少了钻井液的使用量。

根据对拟建工程的生产工艺与装备、资源能源利用、污染物产生及污染防治措施、废物回收利用等四个方面的论述，拟建工程在建设阶段选用无毒的生产原料，通过物料的循环利用减少污染物排放。在生产过程中采用先进的生产技术，油气生产尽量使用清洁能源，采取多项节能措施；平台设有漏油收集设施，防止原油跑冒滴漏；全过程实施严格的环境保护及管理制度，在建设阶段和生产阶段产生的污染物均得到有效的处理，污染物的排放和处置符合国家或地方法规和标准的要求。

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

## 7.5.2 总量控制

### 7.5.2.1 生产水

《绥中 36-1 油田 I 期及 LD5-2 油田调整工程环境影响报告书》于 2010 年 5 月获得海洋局的相关批复（国海环字[2010]262 号），正常工况下，含油生产水经处理后回注地层，不得排放入海；非正常工况下，含油生产水排海浓度必须符合国家标准，年排放量不得超过 15 万 m<sup>3</sup>，年排放天数不得超过 15 天。

《绥中 36-1 油田 II 期综合调整项目环境影响报告书》已于 2012 年获得政府部门批复，见（国海环字[2012]699 号）。该报告书批复中关于污染物总量控制指标建议，绥中 36-1 油田 II 期年均排放生产水量约 21×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>/a，其中石油类 4.2t/a。

本次调整井工程投产后，生产阶段污染物排放种类不增加，其他含油生产水和生产垃圾较已建工程基本未发生变化。全油田生产水经含油生产水处理系统处理达标后作为注入水源回注地层，不排海。调整井投产后 CEPN/CEPO 生产水预测最大处理量为 [REDACTED] 一旦出现非正常工况，可以调整油井运行频率，降低油井产出量，减少流程生产污水处理量，以保障油水处理效果，处理后的生产水全部回注地层，必要时停止生产，禁止生产水外排入海。

因此，含油生产水的排放总量控制指标值维持原环评报告批复值不变。

### 7.5.2.2 生活污水

本次调整不增加劳动定员，故本调整井工程完成正式投产后不增加整个渤海区域（渤海海域中海油管辖内的在运行油气田）生活污水 COD 的排放总量。

## 7.6 事故防范措施和应急方法与对策分析

溢油防范工作作为工程施工期的工作重点，将溢油的防范内容纳入施工期各个环节。将溢油风险最大限度的减少，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

井眼防碰预防措施：

- 1) 优化造斜点，尽早脱离邻井轨迹，造斜点选择的原则是邻井造斜点错开 50m 以上。
- 2) 对于在直井段中作业就可能发生碰撞或是绕障作业时，则应直接下入牙轮钻头，以保作业安全，必要时可提前预斜。
- 3) 在返出槽合适位置放置磁铁，并安排专人实时观察。
- 4) 优化现场操作措施，加强振动筛返出岩屑和井眼数据的监控，并及时用定向井软件对轨迹进行防碰计算和分析。
- 5) 钻进中若出现钻遇套管的征兆：返出岩屑水泥含量愈来愈高，钻时变慢，钻压有增无减，钻具蹩跳严重，泵压升高，进尺变慢，MWD 的地磁场强度值数据显示异常，则立即停止钻进。

井眼防碰应急措施：

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

### 7.6.2 固井作业风险防范措施

- 1) 提高套管居中度。下部油层段采用 2 根套管加放 1 个刚性扶正器。居中度好，提高全井段的顶替效率，保证油层井段的固井质量。
- 2) 改变封固方式。套管固井作业由单级双封变为单级全封，尾浆封固下部油层段，领浆填充上部井段。

3) 优化浆柱结构。固井作业水泥浆使用低密高强体系封固。水泥浆体系性能良好，其水泥石孔隙率小，抗压强度高，韧性好，塑性强，防气窜性能良好，为后期生产作业增加了保障。

4) 合理选择隔离液。固井作业采用特殊（抗高温）隔离液，此隔离液与水泥浆相容后，不但相容性良好，而且水泥石的抗污染能力强、胶结强度发展快，强度高，确保了油层井段的封固质量。

5) 完善配套固井方案。在固井过程中保证钻井液性能，在各项参数正常下进行固井。

### 7.6.3 生产井转为注水井的风险防范措施

作业前对设备进行安全评估，对设备、管汇进行试压，确保井控设备工作正常，作业中按照井控要求备好 2 倍井筒容积压井液，射孔作业后及时循环压井，确保井控安全。

### 7.6.4 井喷和火灾爆炸事故的防范措施

为防止钻完井过程中井喷和火灾事故的发生，油田作业者考虑了如下措施：

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

### 7.6.5 船舶碰撞风险防范措施

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

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

(2) 为防止钻完井作业、施工过程可能出现的溢油风险事故，公司应设立事故应急机构，平时协助监督部门进行安全生产监督、检查，及时发现并排除事故。

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

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

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

(6) 施工作业期间所有钻井船舶须按照规定显示信号。

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

(8) 当船舶发生交通事故致使船体破损进水时，首先查明进水部位、进水量及初步分析进水原因；起动污水泵，通用泵或压载泵进行排水抢救工作；采取停车或减速措施，用车舵配合将漏损部位置于下风侧，以减少进水量；在采取堵漏措施的同时，尽一切努力确保发电机及电动机不被水淹，以保证电器的工作正常；定时量水，不断观察和记录前后吃水和干舷高度的变化，判断险情的发展和大量进水对船舶稳性及浮力的影响；若进水严重和情况紧急，船舶应当请求第三方援助，并尽可能择地抢滩；若船舶确定堵漏无效，面临沉没时，有权宣布弃船，并按照《弃船专项应急预案》执行。船舶发生事故有沉没危险，船员离船前，应当尽可能关闭所有货舱（柜）、油舱（柜）管系的阀门，堵塞货舱（柜）、油舱（柜）通气孔。

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

(10) 供应船在给平台供油时，平台和供应船都要加强值班，发现有跑冒滴漏时要及时采取有效措施，防止对海面污染。尽可能减少消油剂的用量，做好对易产生污染场所监控。

(11) 及时清洁工作甲板及钻台，确保工作面无油污。

### 7.6.6 内挂井槽安装、新井隔水导管施工风险防范措施

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

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

(2) 合理布置，确保油气生产区与施工场地保持安全距离；

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

(4) 完善相应的安全管理制度和操作规程。

(5) 钻井作业前做好防碰风险分析，并增加防碰扫描，做好防碰预案。隔水导管在出厂前已经检验合格。此外，建设单位会加强对入井隔水导管的检查，入井前保证隔水管质量完好，防止不达标隔水管入井。

### 7.6.7 生产设施的事故防范措施

(1) 精心考虑了各部分的合理布放，对危险区采取有效的隔离措施降低危险程度；

(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，设置了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，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。

## 7.6.8 溢油应急措施

根据《中华人民共和国海洋环境保护法》、《国家海洋局海洋石油勘探开发溢油应急预案》和《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例》，天津分公司已编制了《绥中 36-1 油田溢油应急计划》，并于 2019 年 10 月进行了备案（见附件 24）。针对调整井项目油田应该按照已经批复的溢油应急计划做好各种溢油应急准备和响应，尤其是钻完井期间落实好各种溢油应急措施。应严格按照油田已经批复的溢油应急计划做好各种溢油应急准备和响应工作。

本《绥中 36-1 油田溢油应急计划》适用于绥中 36-1 油田所处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》。

### 7.6.8.1 溢油事故等级的划分

根据《国家海洋局海洋石油勘探开发溢油应急预案》（2015）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。

### 7.6.8.2 应急组织体系

- （1）天津分公司应急指挥中心

应急组织机构由应急指挥中心（包括常务机构应急协调办公室/值班室、技术组/专家组、资金保险组、后勤保障组、秘书组、兴城应急分中心）——公司级和作业单位——现场级应急组织二级（绥中 36-1 油田溢油应急小组等）构成。如图 7.6 - 1 所示。

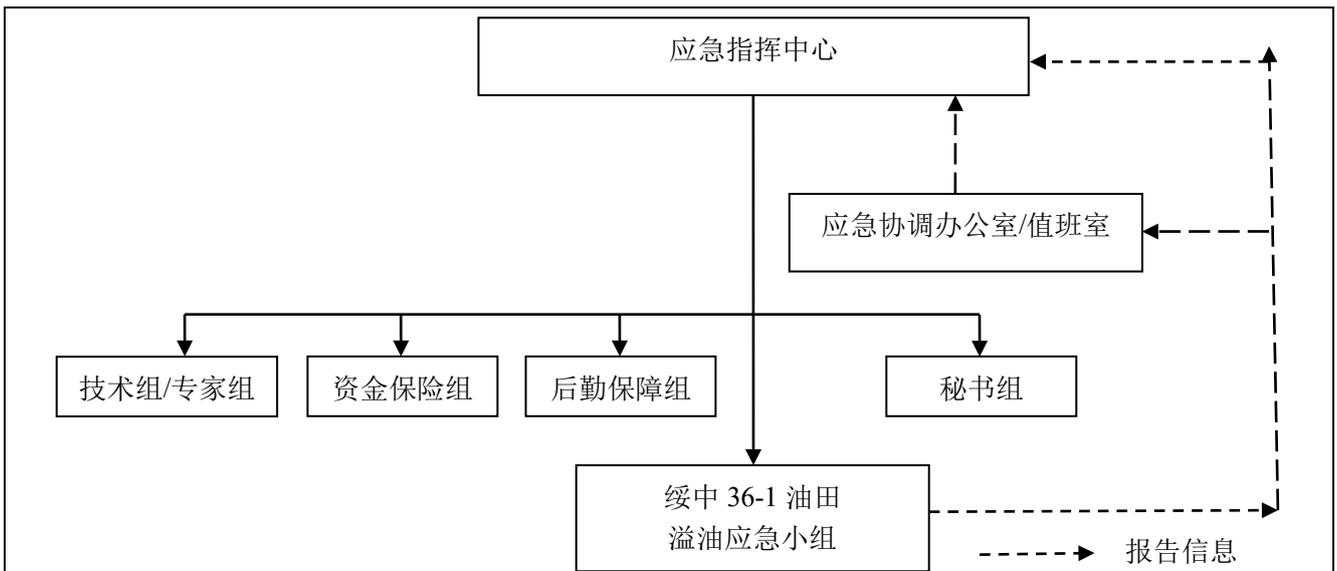


图 7.6 - 1 公司应急组织机构

(2) 绥中 36-1 溢油应急小组

应急组织机构如图 7.6 - 2 所示。

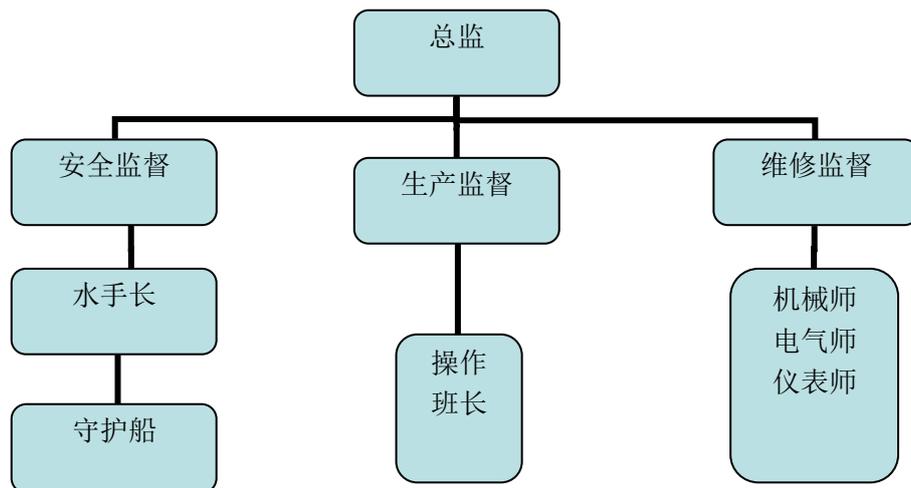


图 7.6 - 2 绥中 36-1 油田溢油应急组织机构

7.6.8.3 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 - 3。

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。

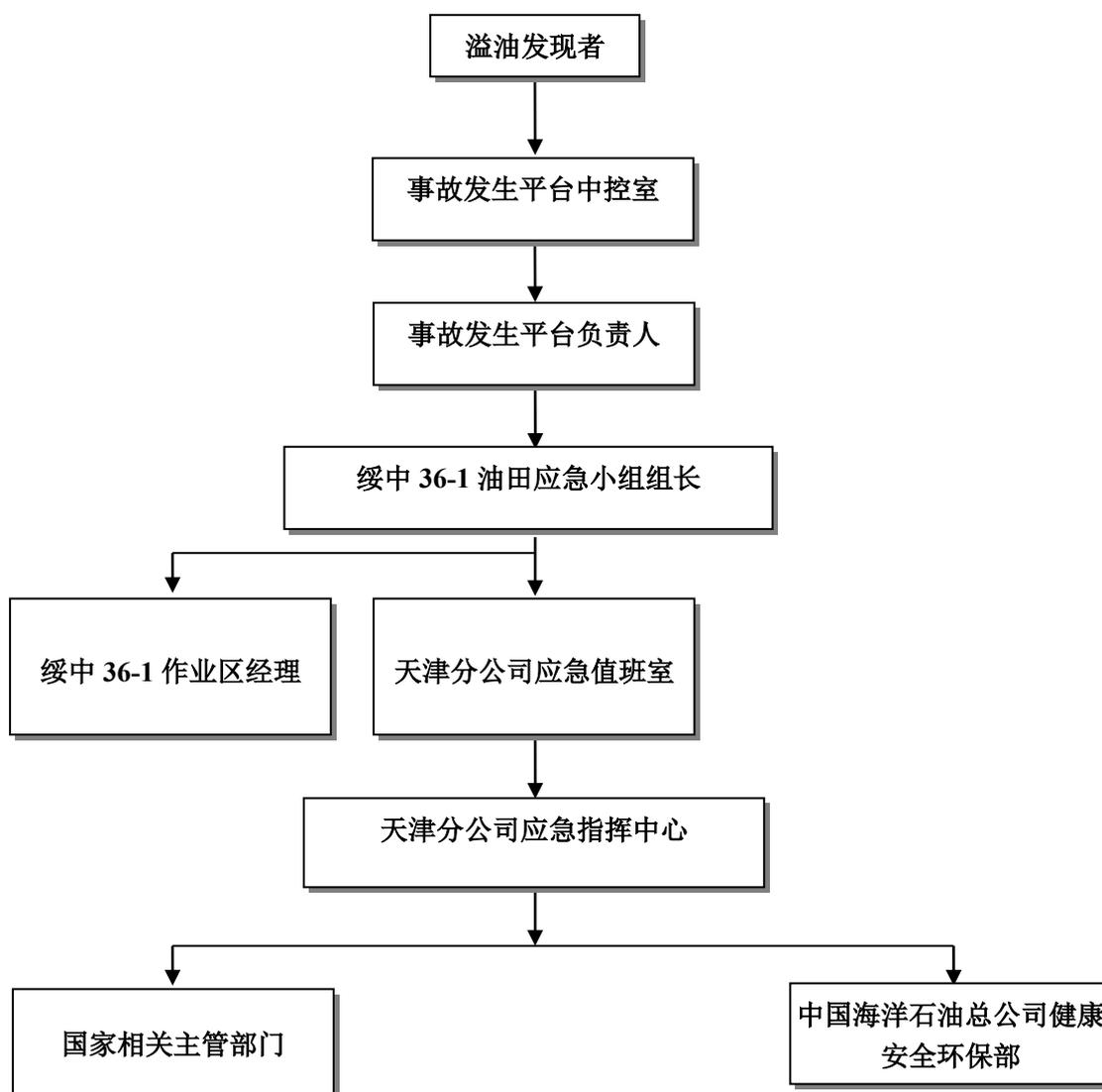


图 7.6 - 3 溢油事故报告程序图

#### 7.6.8.4 溢油应急设备

##### (1) 绥中 36-1 油田内部力量

绥中 36-1 油田作业期间，虽在各阶段采取了各种预防措施，但仍有因难以预料的内部或外部原因导致海上溢油事故发生的可能性。一旦发生溢油事故，首先做好溢油源的控制工作，同时做好溢油源监控，在利用本油田溢油应急资源进行溢油初期处理的同时，并可以通过天津分公司应急值班室就近调用本海区（周边油气田、溢油应急基地）配备的溢油应急设备。

绥中 36-1 油田已配置以下溢油应急设备，配备的撇油器的回收能力为  $30\text{m}^3/\text{h}$ ，储油囊容积共为  $90\text{m}^3$ ，因此，储油囊的应急能力最大约为  $90\text{m}^3$ 。这些设备包括：

表 7.6 - 1 绥中 36-1 油田溢油应急设备

存放点		SZ36-1CEP 平台
围油栏	型号	QW1500
	总长	400m
动力装置	型号	PK1650FC
	功率	21kW
撇油器	型号	ZSC30
	回收能力	30m <sup>3</sup> /h
喷洒设备	型号	PSB50C
	喷洒能力	3m <sup>3</sup> /h
手持喷枪	数量	2 支
	喷洒速度	1.8t/h×2
高压清洗机	型号	HDS1000DE
	性能	4.2kW
储油囊	型号	FN15
	数量	15 m <sup>3</sup> /套×6
吸油毡	型号	/
	数量	CEP0.5 吨； WHPC/E 各 5 箱，LD5-2DPP 平台 6 箱，WHPB 平台 4 箱，CEPO 平台 16 箱，WHPF 平台 2 箱，WHPG 平台 3 箱，WHPH 平台 2 箱，CEPK 平台 8 箱
消油剂	型号	GM-2
	数量	170kg/桶*35(CEP/CEPK/CEPO 各 6 桶，WHPC/E/F/G/H 平台各 2 桶，WHPB 平台 3 桶，LD5-2DPP 平台 4 桶)

(2) 外借溢油应急能力

油田现有溢油应急能力完全可以应付小型的一般溢油事故。如果发生超过自身处置能力的溢油事故时，需动员其他天津分公司应急资源及陆地溢油应急力量，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，尽可能减小海洋环境的破坏。根据中海石油（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，周边油田/平台的溢油应急资源及分布情况见表 7.6 - 2 至表 7.6 - 4。

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 $142+240+190+150+20=742\text{m}^3/\text{h}$ （其中绥中 36-1 油田为  $30\text{m}^3/\text{h}$ ），储油囊容积共为 $209+133+80+100+40=562\text{m}^3$ （其中绥中 36-1 油田为  $90\text{m}^3$ ），因此，储油囊的应急能力最大约为  $562\text{m}^3$ （其中绥中 36-1 油田为  $90\text{m}^3$ ）。

#### 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。中海石油环保服务有限公司（COES）溢油应急资源见表 7.6 - 6。根据中海石油环保服务（天津）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 $1056\text{m}^3$ ，因此，储油囊的应急能力最大约为  $1056\text{m}^3$ 。

表 7.6 - 2 中海石油（中国）有限公司天津分公司溢油应急资源（一）

单位	锦州 9-3 油矿	渤中 25-1 油田	绥中 36-1 处理厂	LD10-1 油矿	南堡 35-2 油田	渤西油矿	埕北油矿	
存放地点	W 平台	海洋石油 113	绥中码头	CEP 平台	CEP 平台	QK18-1	B 平台	
围油栏	型号	QW1100	HOB1500	WGJ1100	QW1500	QW1500	WQJ1500	QW1500
	总长	200m	200m*2	680m	400m	400m	200m	400m
撇油器	型号	ZSC15	MINIMAX20	BL-10	MINIMAX20	ZSC30	ZSY20	ZSC15A
	回收能力	15m³/h	20m³/h	10m³/h	20m³/h	32m³/h	20 m³/h	15 m³/h
存储油器具	型号	FN15 浮动油囊	FN10 浮动油囊	QG-5	FN15 浮动油囊	FN5 浮动油囊	FN5 浮动油囊	FN3 浮动油囊
	容积	10m³	10m³/套	5m³	15m³	5m³	5m³	3m³
	数量	3 个	4 套	2	3 个	2	3 个	3 套
喷洒设备	数量	无	1 套	PSD40	1 套 (PSB50)	1 套 (PSB50C)	1 套 40PSBC	
	喷洒速度		2.4t/h	4t/h	3.0t/h	3t/h	40m³/min	
手持喷枪	数量	无	2 支	1 支 PS40	1 支	2 支	无	
	喷洒速度		1.8 t/h	40L/min	1.8t/h			
油拖网	数量				6 套			
	长度				4.5m³			200m
消油剂	型号	海鸥	青岛光明 GM-2	海鸥 4#	GM-2	GM-2	GM-2	海鸥 4 号
	数量	170kg/桶*12	170kg/桶*10	170 kg /桶 *6	170 kg /桶*7	170 kg /桶 *20	170 kg /桶*6	3400KG
其他	吸油毡	0.5 吨	吸附材料 2 卷, 型号: ENV150, 性能: 96cm×44m	1 吨			0.5 吨	20 箱

表 7.6 - 3 中海石油（中国）有限公司天津分公司溢油应急资源（二）

单位	渤中 34-1 油矿	渤中 28-1 油矿	秦皇岛 32-6 油田	CFD-11 油田	BZ28-2S 油田	
存放地点	CEPA	友谊号	世纪号	FPSO112	海洋石油 102	
围油栏	型号	HRA1500	QW1500	QW1500	HOB1500	
	总长	200m	400m	400m	200m	400m
撇油器	型号	LMS 收油机	LMS 收油机	MINIMAX30	LMS 收油机	刷盘式
	回收能力	60m³/h	60 m³/h	30m³/h	60m³/h	30m³/h

存储油器具	型号	FN3 浮动油囊	FN3 浮动油囊	F10 浮动油囊/ FN3 浮动油囊	FN10 浮动油囊	HRFT10
	容积	3m <sup>3</sup>	3 m <sup>3</sup>	10 m <sup>3</sup> /7 m <sup>3</sup>	10 m <sup>3</sup>	10m <sup>3</sup>
	数量	2 套	2 套	4 个/3 个	4 套	2 套
喷洒设备	数量	1 套	1 套		1 套	1 套
	喷洒速度	3t/h	3t/h		2.4t/h	80L/min
手持喷枪	数量	1 套	2 支		2 支	1 支
	喷洒速度		1.8t/h		1.8 m <sup>3</sup> /h	
油拖网	数量	无	无	2 个		
	长度					
消油剂	型号	GM-2	GM-2	GM-2		GM-2
	数量	170kg/桶*20	4590 公斤	1.7 吨		170 kg/桶*20
其他	吸油毡	500 公斤	100 公斤	100kg		500 公斤

表 7.6 - 4 中海石油（中国）有限公司天津分公司溢油应急资源（三）

单位		LD27-2/32-2 油田	JZ25-1S 油田	JX1-1 油田	蓬莱油田
存放地点		LD32-2	CEP 平台	CEP 平台	FPSO
围油栏	型号	HRA1500	HRA1500	HRA1500	Ro-Boom1500
	总长	400m	400m	400m	400m
撇油器	型号	ZSPS30	HAF30	HAF30	Mini Max 100
	回收能力	30m <sup>3</sup> /h	30m <sup>3</sup> /h	30m <sup>3</sup> /h	100m <sup>3</sup> /h
存储油器具	型号	FN5/FN10	FN10	HRFT10	Desmi Ro-Boom
	容积	5 m <sup>3</sup> /10 m <sup>3</sup>	10m <sup>3</sup>	10m <sup>3</sup>	10m <sup>3</sup>
	数量	2 套/1 套	2 套	2 套	2 套
喷洒设备	数量	PSB50C	FSB120	1 套(HPS80)	1 套
	喷洒速度	3t/h	210L/min	80L/min	80L/min
手持喷枪	数量	2 支	2 支	1 支	1 支
	喷洒速度		25L/min	450-900 l/h	
油拖网	数量	1 套	无	无	吸油索
	长度	5m			3000m+3000m
消油剂	型号	GM-2	GM-2	海鸥 4#	GM-2

	数量	170KG/桶*10	170KG/桶*36	170KG/桶*12	170KG/桶*18
其他	吸油毡	500 公斤	2 吨	50 包	72 包

表 7.6 - 5 中海石油（中国）有限公司天津分公司溢油应急资源（四）

单位		垦利油田群			渤中 34-2/4 油矿	垦利 10-1 油田群
存放地点		垦利 3-2CEPA	渤中 35-2CEPA	东营终端	CEPA	KL10-1CEP
围油栏	型号	HRA1500	HRA1500	HRA1500	HRA1500	HW1500/200
	总长	400m	400m	400m	400m	200m*2
撇油器	型号	HAF30	HAF30	HAF30	HAF30	HAF30
	回收能力	30m³/h	30m³/h	30m³/h	30m³/h	30m³/h
存储油器具	型号	FN10 浮动油囊	聚氨酯储油囊	10m³		拖拽油囊
	容积	10m³/套	10 m³	10m³	10 m³	10m³
	数量	2 套	2 套	2 套	2 套	2 套
喷洒设备	数量	1 套 (PSB80)	3 套	1 套	1 套	1 套 (PSB80)
	喷洒速度	3t/h	4.8t/h	4.8t/h	4.8t/h	80L/min
手持喷枪	数量	4 支	2 支	2 支	2	2 支
	喷洒速度	1.8t/h	1.8t/h			1.8t/h
油拖网	数量	50 包	无	无	无	20 包
	长度	600 米 12 米/包				10m*20
消油剂	型号	GM-2	GM-2	GM-2	GM-2	GM-2
	数量	100 桶 20L/桶	2000 公斤	150 桶 X20 kg/桶	1620kg	20kg/桶*100
其他	吸油毡	40 箱 25KG/箱	500 公斤	400 箱	50 箱	1t

表 7.6 - 6 中海石油环保服务有限公司（COES）渤海湾溢油应急资源

序号	设备名称	类型	型号	主要参数	数量			小计
					塘沽基地	绥中基地	龙口基地	
1	围油栏	充气式	2000 型	干舷 600 吃水 1100				0

	(m)	固体式	1500 型	干舷 500 吃水 700	2000	800	800	3600
			1000 型	干舷 350 吃水 650	400		400	800
			900 型	干舷 240 吃水 490	4800	800	800	6400
			800 型	干舷 280 吃水 390		200		200
		沙滩式	WQV-1200T	干舷 400 吃水 400	400	400		800
			WQV600T	干舷 200 吃水 250	2000	400	400	2800
		防火型	WGJ900H	干舷 300 吃水 480	400	400	400	1200
小计 (m)					10000	300 0	280 0	15800
2	撇油器 (套)	大型	LFM450	250 m <sup>3</sup> /h、中/重质油	1			1
		中型	LSC-4C	80 m <sup>3</sup> /h、中/重质油	1	1		2
			LSC-3C	60 m <sup>3</sup> /h、中/重质油				0
			MINIMAX100	100 m <sup>3</sup> /h、中/重质油	1			1
			ALLIGATOR100	100 m <sup>3</sup> /h、中/重质油				0
			槽式轮鼓 100	100 m <sup>3</sup> /h、轻/中/重质油				0
			槽式轮鼓 50	50m <sup>3</sup> /h、轻/中/重质油	1			1
			LMS 多功能	60m <sup>3</sup> /h、轻/中/重质油	1	1	1	3
			ZSC50	50m <sup>3</sup> /h、轻/中质油				0
			LAS-125 冰区	125m <sup>3</sup> /h、中/重质油	1			
			LAS-125 冰区	125m <sup>3</sup> /h、中/重质油		1		
			YSJ-30	30m <sup>3</sup> /h、轻/中质油				0
			HAF30	30m <sup>3</sup> /h、中/重质油	2			2
			MINIMAX20	20m <sup>3</sup> /h、中/重质油			1	1
		小型	MINIMAX12	12m <sup>3</sup> /h、中/重质油		1		1
			MINIMAX10	10m <sup>3</sup> /h、中/重质油	1			1
			HAF15	15m <sup>3</sup> /h、中/重质油				0
			HAF12	12m <sup>3</sup> /h、中/重质油	2			2
			ZK30 真空	10m <sup>3</sup> /h、轻/中质油	1		1	2
			V100 真空	10m <sup>3</sup> /h、轻/中质油	1	1		2
自吸式	10m <sup>3</sup> /h、轻/中质油		2			2		
小计 A (m <sup>3</sup> /h)					799	287	90	1176
可回收溢油	(A*0.05*24*0.8)				1248	395	67	2202
3	喷洒装置 (套)	空中喷洒		22.68m <sup>3</sup> /h				0
		PSB140		8.4m <sup>3</sup> /h	4		1	5
		PSB80		4.8m <sup>3</sup> /h	2	1		3
		PSB40		2.4m <sup>3</sup> /h				0
	小计 (m <sup>3</sup> /h)					43.2	4.8	8.4
4	消油剂(T)	低温型	燃点 90℃ 适用-20℃~ +50℃ 可生物降解性		4			4

				BOD <sub>5</sub> /COD 38%					
			威普	不可燃 适用常温可生物降解性 BOD <sub>5</sub> /COD47.2%		12		12	
			CX-Y17	燃点>70℃ 适用常温可生物降解性 BOD <sub>5</sub> /COD>30%				0	
			富肯 2 号	燃点>70℃适用-20℃~+50℃ 可生物降解性 BOD <sub>5</sub> /COD>30%				0	
	小计 (T)				4	12		16	
5	储存装置 (套)	刚性	7m <sup>3</sup> 罐	7m <sup>3</sup>	6	4	2	12	
		柔性	QG5	5m <sup>3</sup>	2	2	3	7	
			QG9	9m <sup>3</sup>	1	2		3	
			FN10	10m <sup>3</sup>		1	7	8	
			FN15	15m <sup>3</sup>				0	
			TPU20	20m <sup>3</sup>	4			4	
			TPU25	25m <sup>3</sup>	6			6	
			TPU100	100m <sup>3</sup>	5			5	
		小计 (m <sup>3</sup> )				891	66	99	1056
6	高压清洗机 (套)	冷/热水	HDS1000DE	水温 0℃~98℃	3	1	1	5	
		冷水	HD6/15C	水温 0℃~30℃	2			2	
	小计 (套)				5	1	1	7	
7	吸附材料	吸油拖栏 (m)	SPC ENV810	Φ 200、10m/条	2000	1000	1000	4000	
			羽冠 XTL260YGI	Φ 260、10m/条	280			280	
			滕邦 WGW600XCB	Φ 600、10m/条	1000			1000	
			XTL-220	Φ 220、3m/条		1000		1000	
		小计 (m)				3280	2000	1000	6280
		吸油毛毡 (T)	SPC	400×500	0.5	0.5	0.5	1.5	
			羽冠 P4050	400×500	0			0	
			普通毛毡	500×500	1.5			1.5	
小计 (T)				2	0.5	0.5	3		

### 7.6.8.5 应急响应时间

绥中 36-1 油田在生产作业期间，虽在各个环节采取了各种预防措施，但仍有因难以预料的内部或外部原因导致海上溢油事故发生的可能性，尽管这种可能性很小。一旦发生溢油事故，首先做好溢油源的控制与监控工作，利用本平台有限的溢油应急资源进行溢油初期的处理，及时向周边请求溢油应急资源的援助。

(1) 守护船位于现场值班。保证日常生产及应急响应作业的需要，该船可用于监视溢油动向，辅助溢油回收。

(2) 考虑到设备吊装和布防，油田内部设备的应急响应时间需要 1.5 小时。

绥中 36-1 油田周边油田溢油应急力量应急时间如表 7.6 - 7 所示：

表 7.6 - 7 周边应急资源响应时间表

优先调用次序	应急资源所有者	动员时间	航行距离	航行时间	到达现场时间
1	金县 1-1 油田	1.5h	11nm	1h	2.5h
2	旅大 10-1 油田	1.5h	13nm	1.5h	3h
3	锦州 25-1S 油田	1.5h	20nm	2h	3.5h
4	中海石油环保服务有限公司（绥中基地）	2h	31nm	3h	5h
5	绥中 36-1 处理厂	2h	37nm	3h	5h
6	旅大 27-2/32-2 油田	1.5h	41nm	4h	5.5h
7	锦州 9-3 油田	1.5h	58 nm	6h	7.5h
8	秦皇岛 32-6	2h	90 nm	10 h	12 h
9	中海石油环保服务有限公司（塘沽基地）	2h	166nm	18h	20h

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时间反应时间为 1.5 小时。3、应急时间数据引自《绥中 36-1 油田溢油应急计划》

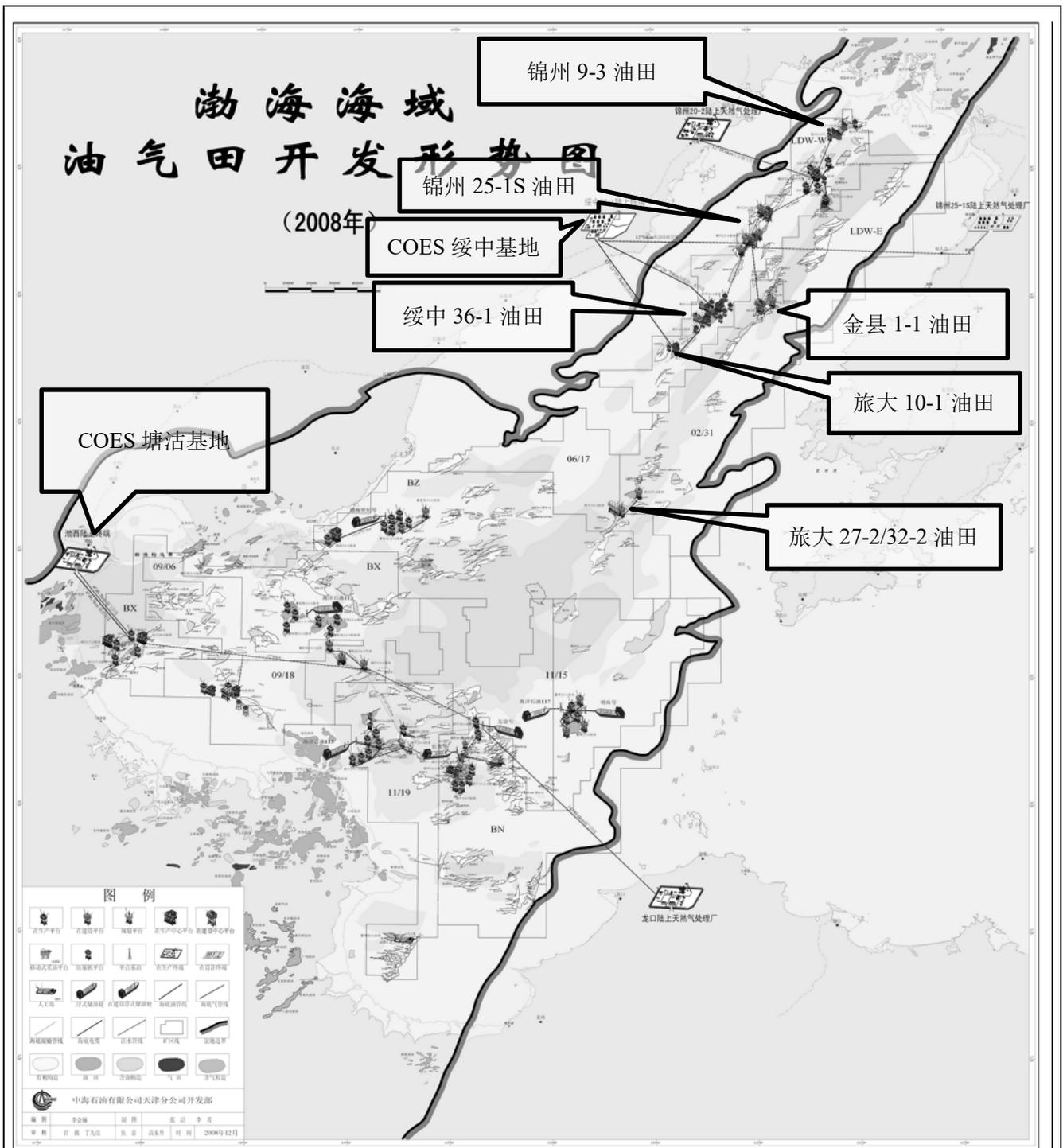


图 7.6 - 4 周边应急资源分布图

### 7.6.8.6 通讯联络方式

一旦发生事故，必须立即做出应急反应，在最短的时间内采取有效措施，将溢油控制在有限范围内。应急反应的快慢与通讯系统的完善与否是密切相关的。

绥中 36-1 油田配置有现代化的内部和外部通讯设备，能满足应急需要，利用内部通讯网络和广播设备，油田内部各岗位之间可进行高质量的通话，与其他油田和天津分公司基地之间

可借助卫星与微波通讯设备进行联络，甚至可以通过陆地转接与世界各地进行通讯联络。油田内部与服务船舶和直升机均可通过配置在油田内部的专用设施进行通讯联络。

#### 7.6.8.7 海上溢油的处理措施

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

##### 1、溢油回收条件

根据溢油应急响应普遍经验，在某些特殊天气条件及情况下，溢油围控和机械回收作业无法进行，或会增加潜在危险，这时不建议采取溢油回收作业。此类限制条件和情况包括：海上现场风速达到或超过 6 级；海上现场海浪高度超过 2 米；其它潜在火灾、爆炸等安全因素。

##### 2、围控和机械回收

油溢到水面后，自身重力和风、流以及其他因素的作用下会迅速扩散和漂移。因此，溢油应急反应的首要任务是尽快采取有效措施，控制溢油，阻止其进一步扩散和漂移，以减少水域污染范围，减轻污染损害程度。这种将溢油控制在较小范围并阻止其进一步扩散和漂移所采取的措施称为溢油围控。

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

##### (1) 双船作业“J”型拖带清油（如图 7.6 - 5）

工作船处于“J”型排列围油栏的凹形底部，将一收油机或收油网放在围油栏凹形底部收油。另一拖船拖带导引围油栏，已增大扫油宽度。

工作船：负责围油栏的收放操作，要有足够的甲板空间放置围油栏；配有浮动油囊存储回收油；需有一吊车收放收油机。

拖船：拖带导引围油栏。

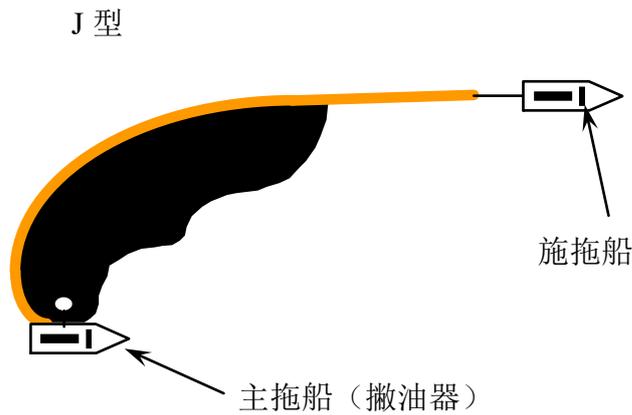


图 7.6 - 5 双船作业“J”型拖带

(2) 三船作业“U”型拖带清油 (如图 7.6 - 6)

两条拖船拖带围油栏成“U”形，一工作船将一收油机放在围油栏凹形底部收油。也可将一收油网放在围油栏凹形底部收油。

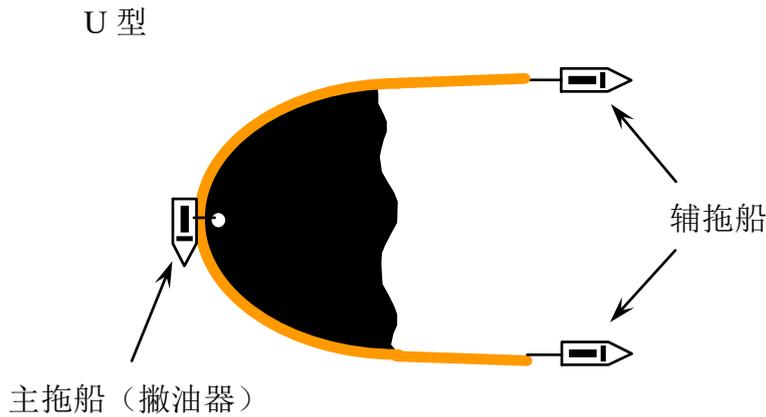


图 7.6 - 6 海上三船作业“U”型拖带

(3) 三船作业“V”型拖带清油

两条拖船拖带围油栏成“V”形，浮油回收船在“V”型底部收油。

海上溢油的处理效果，除溢油应急力量的强弱、能否有效快速调用、天气海况因素决定以外，溢油的性质及其季节变化也是影响海上回收和处理效果的重要因素。因此，当海上发现溢油时，应迅速分析判断溢油的性质组分等，然后根据有关技术要求、操作规程和应急预案快速、恰当地调用合适的应急力量参与应急反应行动。

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 (普通型消油剂 0.3—0.5 吨)	大于 10 米水深

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”，拟采取以下事中事后监管措施。

(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。

#### 7.6.8.8 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，及时向绥中 36-1 油田应急总指挥报告，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。

#### 7.6.8.9 溢油应急措施可行性分析

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。

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。

##### （1）溢油应急响应时间可行性分析

根据预测分析结果，一旦发生溢油，首先影响到的是大连斑海豹保护生态红线区禁止开发区，溢油抵达辽宁大连斑海豹国家级自然保护区最短时间为 12.5h。

当本工程发生 150m<sup>3</sup> 溢油时，除依托绥中 36-1 油田自身配备的溢油应急设备外，还将依托周边其他油田和中海石油环保服务（天津）有限公司的溢油应急设备。

##### ①绥中 36-1 油田自身溢油应急响应时间

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，绥中 36-1 油田溢油应急小组立即启动应急程序，按照既定的溢油应急方案快速有效地进行部署；同时，通知守护

船在第一时间将平台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 1.5 小时。

### ②周边油田溢油应急响应时间

金县 1-1 油田溢油应急设备到 SZ36-1 现场，船舶航行时间约为 1h，加上吊装设备的反应时间为 1.5h，则应急时间需要 2.5h。

旅大 10-1 油田溢油应急设备到 SZ36-1 现场，船舶航行时间约为 1.5h，加上吊装设备的反应时间为 1.5h，则应急时间需要 3h。

锦州 25-1S 油田溢油应急设备到绥中 36-1 油田现场，船舶航行时间约为 2h，加上吊装设备的反应时间为 1.5h，则应急时间需要 3.5h。

中海石油环保服务有限公司绥中基地溢油应急设备到绥中 36-1 油田现场，船舶航行时间约 3h，加上 2h 陆上人员、设备动员、装船时间，则应急时间需要 5h。

绥中 36-1 处理厂溢油应急设备到绥中 36-1 油田现场，船舶航行时间约 3h，加上 2h 陆上人员、设备动员、装船时间，则应急时间需要 5h。

旅大 27-2/32-2 油田溢油应急设备到 SZ36-1 现场，船舶航行时间约为 4h，加上吊装设备的反应时间为 1.5h，则应急时间需要 5.5h。

锦州 9-3 油田溢油应急设备到绥中 36-1 油田现场，船舶航行时间约为 6h，加上吊装设备的反应时间为 1.5h，则应急时间需要 7.5h。

秦皇岛 32-6 油田溢油应急设备到绥中 36-1 油田现场，船舶航行时间约为 10h，加上吊装设备的反应时间为 2h，则应急时间需要 12h。

中海石油环保服务（天津）有限公司塘沽基地溢油应急设备到 SZ36-1 现场，船舶航行时间约 18h，加上 2h 陆上人员、设备动员、装船时间，则应急时间需要 20h。

### ③应急响应时间可行性分析

根据溢油预测结果，除大连斑海豹保护生态红线区禁止开发区外，溢油抵达其他敏感区的最短时间为 12.5h，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）溢油应急能力可行性分析

根据表 7.6 - 8 可知：除本工程所在的大连斑海豹保护生态红线区禁止开发区，溢油抵达辽宁大连斑海豹国家级自然保护区最短时间为 12.5h。通过分析，绥中 36-1 油田自身及周边油田 12.5h 以内可以调动的储油囊的应急能力为 362m<sup>3</sup>，此外，绥中 36-1 油田周边油田配备了一

定数量的吸油毡，可以回收一定的溢油，因此，绥中 36-1 油田及周边其他油田的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（150m<sup>3</sup>）的应急需要。

表 7.6 - 8 不同规模溢油下的应急资源调动情况

序号	油田	调动的应急资源	储油囊溢油应急能力 (m <sup>3</sup> )		最短响应时间 (h)	本工程溢油量	本工程溢油抵达敏感区最短时间 (h)	溢油应急设备是否有效
1	绥中 36-1 油田	绥中 36-1 油田自身配备的溢油应急设备	90	362m <sup>3</sup>	1.5h	施工期船舶碰撞 (150m <sup>3</sup> )	12.5	溢油应急设备是有效的
2		金县 1-1 油田	20		2.5h			
3		旅大 10-1 油田	45		3h			
4		锦州 25-1S 油田	20		3.5h			
5		中海石油环保服务有限公司 (绥中基地)	66		5h			
6	周边油田	绥中 36-1 处理厂	10		5h			
7		旅大 27-2/32-2 油田	20		5.5h			
8		锦州 9-3 油田	30		7.5h			
9		秦皇岛 32-6	61		12 h			

### (3) 绥中 36-1 油田自身及外借溢油应急能力

绥中 36-1 油田自身及外借溢油应急设备的应急能力见表 7.6 - 9，表中所列的应急能力为绥中 36-1 油田、天津分公司、中海石油环保服务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：绥中 36-1 油田自身及外借的溢油应急设备可以满足一般、较大、重大溢油事故的应急需要。

此外，渤海油田建立了环境风险事故防范应急联动机制，在实际溢油应急过程中，还可以借助周边中石油、中石化等的溢油应急力量进行溢油应急响应。

表 7.6 - 9 绥中 36-1 油田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	绥中 36-1 油田自身配备的溢油应急设备	90m <sup>3</sup>	小型的一般溢油事故
2	天津分公司配备的溢油应急设备（不含绥中 36-1 油田）	472m <sup>3</sup>	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 <sup>3</sup>	

### (4) 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绥中 36-1 油田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，可借助周边油田及外部区域性溢油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，均可以满足本项目 150m<sup>3</sup> 溢油的应急需要。

2019 年，中海石油（中国）有限公司绥中 36-1 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《绥中 36-1 油田溢油应急计划》，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工程需要，本工程不需要新增应急设备。

综述，本项目溢油风险是可控的。

## 7.7 海洋生态建设方案

2015 年 7 月，国家海洋局印发《国家海洋局海洋生态文明建设实施方案》（2015-2020 年）（以下简称《实施方案》），要求各单位把落实《实施方案》当作“十三五”期间海洋事业发展的重要基础性工作抓实抓牢，将海洋生态文明建设贯穿于海洋事业发展的全过程和各方面，推

动海洋生态文明建设上水平、见实效。为此，拟建工程在实施过程中应积极落实《实施方案》中的相关要求，具体如下：

### 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）》、《辽宁省海洋功能区划（2011-2020年）》、《全国海洋主体功能区规划》、《辽宁省海洋主体功能区规划》、《辽宁大连斑海豹国家级自然保护区功能区划》”等的符合性分析结果可知：本工程与工程所在海域的功能定位相符合，符合其海域使用管理要求，与其规划的相关定位相符合。

根据《辽宁省（渤海海域）海洋生态红线区划定报告》（2014年），目前项目所在区域为辽宁省海洋生态红线禁止开发区，在红线区根据保护区范围调整后，项目所在区域将位于红线区外。

### 7.7.2 污染物源头控制

本调整井工程含油生产水处理达标后全部回注，生活污水经处理达标后排海，但排放量较小；所产生活垃圾和生产垃圾全部运回陆地交辽宁绿源再生能源开发有限公司和锦州永盛废油再生有限公司处理，不排海；拟建工程钻井阶段采用水基钻井液，并循环使用，钻完井作业完成后非油层段钻井液和钻屑在满足《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）一级标准的要求后方可排放入海；油层段钻井液、钻屑均运回陆地交辽宁绿源再生能源开发有限公司和锦州永盛废油再生有限公司处理。

### 7.7.3 溢油防范与应急

当发生不同程度的溢油事故时，通过油田自身溢油应急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 海洋生态损害及修复

#### （1）生态损害

浮游植物：拟建工程钻井施工引起的浮游植物损失估算不超过  $15.167 \times 10^{12}$  个。

浮游动物：拟建工程钻井施工引起的浮游动物损失估算不超过 2.098t。

底栖生物：拟建工程钻井施工引起的底栖生物损失估算不超过 0.17t。

渔业资源：拟建工程钻屑钻井液排海造成鱼卵损失总量不超过 2885000 粒，造成仔稚鱼损失总量不超过 1724000 尾；造成鱼类成体损失总量不超过 0.004t，造成头足类成体损失总量不超过 0.0007t，造成甲壳类成体损失总量不超过 0.009t，造成幼鱼损失总量不超过 133 尾，造成头足类幼体损失总量不超过 11 尾，造成甲壳类幼体损失总量不超过 569 尾。

## (2) 生态保护措施

拟建工程属于油田的调整井工程，建议本次工程的生态补偿与整个油田或整个区域统筹考虑，将生态补偿金纳入整个油田补偿的一部分，补偿形式可以采用增殖放流，建议建设单位与渔业管理部门协商，采取对主要渔业生物种类开展增殖放流等方式进行生态补偿。以下增殖放流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) 对工程在施工过程中对渔业资源造成的损失，给予经济补偿。以便用于增殖放流等，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斑海豹在本项目所在海域的繁殖和洄游行为集中期（1-2 月）。

3) 施工过程中采取措施，尽量减少对海洋生态环境的影响；对突发性事故采取措施，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

根据《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》附件中“渤海渤海增殖放流分水域适宜性评价表”，本项目选择当地适宜增殖放流的备选品种包括：中国对虾、三疣梭子蟹、海蜇、褐牙鲆、半滑舌鳎、文蛤、毛蚶等，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（如半滑舌鳎和牙鲆等）体长应在 5cm 左右；虾苗体长应在 1cm 左右；贝苗壳长应在 0.5cm 以上。放流苗种应当来自有资质的生产单位、检验机构认可。

#### D 增殖放流计划

根据实际情况开始实施海洋生物增殖放流，增殖放流时间建议安排在休渔期间内的 5 月至 8 月，以避免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

已建工程在 2011 年 5 月和 2013 年 10 月分别进行了 1 次跟踪监测，拟建工程生产运营阶段跟踪监测纳入绥中 36-1 油田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，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 环保投资

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。拟建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，将拟建工程环保投资设施及其直接投资费用列于表 7.8 - 1。拟建工程建设投资 ██████████，其中环保投资 ██████████，占总投资的 1.37%。

表 7.8 - 1 拟建工程环保投资

项目		总投资额	折合比率	折合环保投资（万元）
固废及废水处置费用	油层段钻屑	██████	██████	██████
	油层段钻井液	██████	██████	██████
	生活垃圾	██████	██████	██████
	生产垃圾	██████	██████	██████

	机舱含油污水	■	■	■
	渔业资源损失补偿费用	■	■	■
		■		■

--	--	--	--	--

## 8 环境影响评价结论

### 8.1 工程概况

绥中 36-1 油田投产至今，经过多年的开采，产能呈逐年递减趋势，为满足绥中 36-1 油田开发生产的需要，减缓油田产量递减速度，本工程计划实施 15 口调整井，包括 5 口生产井，10 口注水井。其中，5 口生产井和 1 口注水井利用新建内挂井槽实施；9 口利用生产井转为注水井（不钻井）；同时在 SZ36-1WHPH 平台新建内挂井槽并进行适应性改造。

工程计划实施的 15 口调整井分别位于绥中 36-1 油田 WHPG 平台【4 口注水井(不钻井)】、绥中 36-1 油田 WHPH 平台【5 口注水井（不钻井），利用新建内挂井槽实施 1 口注水井和 5 口生产井】。

### 8.2 工程分析

拟建工程海上施工阶段产生油层段钻屑 502 m<sup>3</sup>、油层段钻井液 1247 m<sup>3</sup>、机舱含油污水 225m<sup>3</sup>、生活垃圾 34.9t 和生产垃圾 3t，运回陆地处理，由辽宁绿源再生能源开发有限公司和锦州永盛废油再生有限公司接收处理；非油层段钻屑 945 m<sup>3</sup> 和非油层段钻井液 1777 m<sup>3</sup> 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；生活污水 8133m<sup>3</sup>，经施工船和平台的生活污水处理装置处理达标后排海；洗井废水约为 900m<sup>3</sup>。产生的洗井水返回工艺流程，处理合格后回注地层。

运营阶段，正常工况下含油生产水经含油生产水处理系统处理达标后作为注入水源回注地层，不排海；调整后运营阶段生产作业过程中产生的生产垃圾和生活垃圾收集后运到陆上委托处理；其他含油污水通过平台上设置的开/闭式排放系统，进入原油集输生产流程，不排海；生活污水经平台上生活污水处理系统处理达标后排放。

### 8.3 海洋功能区划相符性

本工程建设是在既有绥中 36-1 油田 WHPG 和 WHPH 平台进行调整井建设，同时对 WHPH 平台进行适应性改造，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，符合工程与“《全国海洋功能区划(2011-2020 年)》、《辽宁省海洋功能区划(2011-2020

年)》、《全国海洋主体功能区规划》、《辽宁省海洋主体功能区规划》、《辽宁大连斑海豹国家级自然保护区功能区划》”。

根据《辽宁省(渤海海域)海洋生态红线区划定报告》(2014年),目前项目所在区域为辽宁省海洋生态红线禁止开发区,在红线区根据保护区范围调整后,项目所在区域将位于红线区外。

## 8.4 产业政策相符性

本工程为油田的调整工程,属于为海洋石油、天然气勘探与开发项目。属于《产业结构调整指导目录(2019年本)》中鼓励类“常规石油、天然气勘探及开采”,拟建工程的建设符合国家产业政策。

## 8.5 选址可行性

拟建工程在绥中36-1油田实施15口调整井,9口生产井转为注水井不钻井,5口生产井和1口注水井利用内挂井槽实施,同时对SZ36-1WHPH平台进行适应性改造,在功能上与原有项目工程用海功能一致,不存在工程选址的不合理性。

## 8.6 海洋环境质量现状

### 8.6.1 海水水质环境现状与评价

评价结果显示,调查海域pH、DO、化学需氧量、铜、砷、镉、铬、挥发性酚和硫化物的表、10m、底层三层,以及表层石油类标准指数均小于1,符合第一类海水水质标准;活性磷酸盐、无机氮、铅、锌和汞的表、10m、底三层标准指数均存在超第一类海水水质标准的测站,各站位各项评价因子表、10m、底层均符合第二类海水水质标准。

### 8.6.2 海洋沉积物环境现状与评价

评价结果表明:调查海域25个站位总汞、镉、铬、锌、砷、铜、铅、硫化物和有机碳的标准指数均低于1,均符合第一类海洋沉积物质量标准;石油类有1个站位(G15)超第一类海洋沉积物质量标准,超标率为4%,标准指数在0.02~1.66之间变化,均符合第二类沉积物质量标准。

### 8.6.3 海洋生态环境现状与评价

调查海域的表层叶绿素 a 变化范围为 (0.31~11.05) ug/L, 平均值为 1.95ug/L。调查海域的 10 米层叶绿素 a 变化范围为 (0.29~0.94) ug/L, 平均值为 0.51ug/L。调查海域的底层叶绿素 a 变化范围为 (0.25~10.54) ug/L, 平均值为 0.97ug/L。

初级生产力变化范围为 (28.24~685.83) mg·C/m<sup>2</sup>·d, 平均值为 153.17mg·C/m<sup>2</sup>·d。调查海域初级生产力水平受其真光层叶绿素 a 水平和海域透明度的影响, 因表层叶绿素 a 浓度和透明度均低, 本次调查获得较低的初级生产力。

浮游植物总密度变化范围为 (2.39~2303.09) ×10<sup>4</sup> 个/m<sup>3</sup>, 平均值为 226.02×10<sup>4</sup> 个/m<sup>3</sup>。

大型浮游动物生物量 (湿重) 变化范围在 (20.0~1691.0) mg/m<sup>3</sup> 之间, 平均生物量为 308.6mg/m<sup>3</sup>。浅水 I 型网所获大型浮游动物生物密度变化范围在 (35.7~27259.3) 个/m<sup>3</sup> 之间, 平均生物密度为 2787.6 个/m<sup>3</sup>。

底栖生物总生物量变化范围为 (0.1~88.54) g/m<sup>2</sup>, 平均值为 5.49g/m<sup>2</sup>。底栖生物总生物密度变化范围为 (40~510) 个/m<sup>2</sup>, 平均值为 194.4 个/m<sup>2</sup>。

调查海域所采集生物样品中, 鱼类和游泳生物体、甲壳类体内铜、铅、镉、锌、汞和石油烃的含量均未超标。

### 8.6.4 渔业资源现状调查与评价

根据 2017 年 6 月渔业资源调查的成果, 鱼卵的平均密度为 0.430ind./m<sup>3</sup>; 仔稚鱼的密度为 0.257ind./m<sup>3</sup>。

鱼类成体的资源密度为 49.93kg/km<sup>2</sup>, 幼鱼的资源密度为 872ind/km<sup>2</sup>。

甲壳类成体的资源密度为 117.93kg/km<sup>2</sup>, 幼体的资源密度为 3595ind/km<sup>2</sup>。

头足类成体的资源密度为 8.415kg/km<sup>2</sup>, 幼体的资源密度为 78ind/km<sup>2</sup>。

## 8.7 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; 洗井废水进入含油污水处理系统处理合格后回注地层; 生活污水依托施工船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 165m。

因此，本工程施工期对海洋环境的影响较小。

## (2) 运营期

处理达标的生产水全部回注地层，不外排；初期雨水、甲板冲洗水等全部打回原油处理系统进行处理，不外排；生产垃圾和生活垃圾运回陆地处理；工程运营期不新增生活污水排海量。因此，本工程运营期对海洋环境的影响较小。

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

## 8.8 环境风险分析结论

对于拟建工程溢油事故而言，环境敏感区主要环境敏感目标包括国家级自然保护区、水产种质资源保护区、产卵场、索饵场等。根据预测分析结果，一旦发生溢油，首先影响到的是大连斑海豹保护生态红线区禁止开发区，对其他环境敏感区最不利影响为：溢油抵达辽宁大连斑海豹国家级自然保护区最短时间为 12.5h，抵达辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-辽东湾实验区最短时间为 14h。一旦发生溢油，应及时采取应急控制措施，方可避免溢油对敏感目标海域的危害。同时，由于绥中 36-1 油田位于鲷、鳀、小黄鱼的索饵场内，斑鲹洄游通道内，主要保护对象为鲷、鳀、小黄鱼、斑鲹等经济鱼类。因此一旦发生溢油事故而又没有任何应对措施，油膜将直接落在环境敏感区内并在风、潮流的作用下迁移扩散至其他附近环境敏感区域，对水产资源保护目标产生重大的影响。

针对可能发生的风险，中海石油（中国）有限公司天津分公司已经编制并修订了《绥中 36-1 油田溢油应急计划》，并于 2019 年 10 月报生态环境部海洋生态环境司备案。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。

## 8.9 拟建工程环境可行性

绥中 36-1 油田投产至今，经过多年的开采，产能呈逐年递减趋势，为满足绥中 36-1 油田开发生产的需要，减缓油田产量递减速度，本工程计划实施 15 口调整井，包括 5 口生产井，10 口注水井。其中，5 口生产井和 1 口注水井利用新建内挂井槽实施；9 口利用生产井转为注

水井（不钻井）；同时对 SZ36-1WHPH 平台进行适应性改造。工程计划实施的 15 口调整井分别位于绥中 36-1 油田 WHPG 平台【4 口注水井（不钻井）】、绥中 36-1 油田 WHPH 平台【5 口注水井（不钻井），利用新建内挂井槽实施 1 口注水井和 5 口生产井】。

对海洋环境产生的影响主要是在施工期，但影响是有限的、短期且可恢复的；投入运营后，生产设施不增加，污染物种类不变，污染物排放量不超过原环评总量批复水平。因此，在积极落实本报告表提出的防治措施的情况下，调整井工程建设可行。

## 8.10 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。确保所排放的非油层段钻井液和钻屑符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级标准和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性》（GB18420-2009）一级标准的要求。

（2）施工单位应采取有效措施，尽量缩短工期，非油层段钻屑、非油层段钻井液排放时，一是要避开斑海豹在本项目所在海域的繁殖和洄游行为集中期（1-2 月）；二是要严格控制钻屑和钻井液的排放速率，非油层段钻井液选择有利于污染物扩散的时期排放，尽量减少钻屑与钻井液排放引起的入海悬浮沙增加的影响面积，最大限度地减少对海洋环境的影响。

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

（4）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:

经办人(签名):

预审单位公章

年 月

日

审查意见:

经办人(签名):

审查部门公章

年 月 日

## 10 审批意见

审批意见:

经办人（签字）:

审批部门公章

年 月

日

## 附表

平台中英文对照表

序号	平台英文名	平台中文名
1	SZ36-1APP	绥中 36-1 油田生活动力平台
2	SZ36-1CEPK	绥中 36-1 油田中心处理 K 平台
3	SZ36-1WHPA1	绥中 36-1 油田井口 A1 平台
4	SZ36-1WHPA2	绥中 36-1 油田井口 A2 平台
5	SZ36-1WHPB	绥中 36-1 油田井口 B 平台
6	SZ36-1WHPJ	绥中 36-1 油田井口 J 平台
7	SZ36-1WHPK	绥中 36-1 油田井口 K 平台
8	SZ36-1WHPL	绥中 36-1 油田井口 L 平台
9	SZ36-1CEP	绥中 36-1 油田中心处理平台
10	SZ36-1EDP	绥中 36-1 油田电脱水平台
11	SZ36-1WHPC	绥中 36-1 油田井口 C 平台
12	SZ36-1WHPD	绥中 36-1 油田井口 D 平台
13	SZ36-1WHPE	绥中 36-1 油田井口 E 平台
14	SZ36-1WHPF	绥中 36-1 油田井口 F 平台
15	SZ36-1WHPG	绥中 36-1 油田井口 G 平台
16	SZ36-1WHPH	绥中 36-1 油田井口 H 平台
17	SZ36-1WHPM	绥中 36-1 油田井口 M 平台
18	SZ36-1WHPN	绥中 36-1 油田井口 N 平台
19	SZ36-1CEPN	绥中 36-1 油田中心处理 N 平台
20	SZ36-1CEPO	绥中 36-1 油田中心处理 O 平台

## 附件

附件 1: 委托书

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

附件 3: 固体废物回收处置合同

附件 4: 危险废物经营许可证

附件 5: 《关于绥中 36-1 油田整体开发工程环境影响报告书的批复》(环函[1999]361 号)

附件 6: 《关于绥中 36-1 油田整体开发工程环境保护设施检查的批复》(海环字[2001]22 号)

附件 7: 《关于对绥中 36-1 油田整体开发工程环保设施竣工验收批复的函》(国海环字[2004]448 号)

附件 8: 《关于绥中 36-1 油田整体开发工程终端处理厂环保设施竣工验收批复的函》(国海环字[2005]38 号)

附件 9: 《关于绥中 36-1 油田 I 期及旅大 5-2 油田调整工程环境影响报告书核准意见的复函》(国海环字[2010]262 号)

附件 10: 《关于绥中 36-1 油田 I 期及旅大 5-2 油田调整工程环保设施三同时检查的复函》(国海环字[2011]927 号)

附件 11: 《国家海洋局关于绥中 36-1 油田 I 期及旅大 5-2 油田调整工程环境保护设施竣工验收的批复》(国海环字[2013]74 号)

附件 12: 《关于绥中 36-1 油田 WHP1/WHP3/WHP4/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]462 号)

附件 13: 《关于绥中 36-1 油田 B/C/D 平台调整井项目环境影响报告表核准意见的复函》(国海环字[2011]42 号)

附件 14: 《国家海洋局关于绥中 36-1 油田 E 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[2012]782 号)

附件 15: 《关于绥中 36-1 油田 E/G 平台海缆更换项目环境影响报告表核准意见的复函》(国海环字[2011]714 号)

附件 16: 《国家海洋局关于绥中 36-1 油田 II 期综合调整工程环境影响报告书核准意见的批复》(国海环字[2012]699 号)

附件 17:《国家海洋局关于绥中 36-1 油田二期综合调整项目中 WHPC 外挂井槽平台项目环境保护设施三同时检查的批复》(国海环字[2013]270 号)

附件 18:《国家海洋局关于绥中 36-1 油田二期综合调整工程新建 WHPM/WHPN/CEPN/CEPO 平台环境保护设施“三同时”检查的批复》(国海环字[2013]669 号)

附件 19:《国家海洋局关于绥中 36-1 油田 II 期综合调整工程环境保护设施竣工验收的批复》(国海环字[2014]388 号)

附件 20:《国家海洋局关于 SZ36-1 油田 II 期调整井工程(WHPC 平台、WHPM 平台、WHPN 平台共 34 口调整井)环评报告表核准意见的批复》(国海环字[2015]86 号)

附件 21:《国家海洋局关于绥中 36-1 油田 WHPN 平台 4 口调整井工程环境影响报告表的批复》(国海环字[2017]44 号)

附件 22:《国家海洋局关于绥中 36-1 油田调整井工程环境影响报告表的批复》(国海环字[2017]543 号)

附件 23:《关于绥中 36-1 油田 WHPC/WHPD/WHPE/WHPF/WHPM/WHPN 平台调整井工程环境影响报告表的批复》(环审[2018]90 号)

附件 24:《绥中 36-1 油田溢油应急计划》备案登记表

附件 25:绥中 36-1 油田天然气分析报告