



编号：COES-017-HP-2018

曹妃甸油田群 53 口调整井项目

环境影响报告表

中海石油环保服务（天津）有限公司

2019 年 1 月

中国·北京

	
建设项目环境影响评价资质证书	
机构名称：中海石油环保服务（天津）有限公司	
住 所：天津港保税区东方大道 88 号 1-105-2 室	
法定代表人：王亚峰	
证书等级：甲级	曹妃甸油田群 53 口调整井项目环境影响报告表专用
证书编号：国环评证甲字第 1109 号	
有效期：至 2019 年 1 月 23 日	
评价范围：环境影响报告书类别 —— 甲类：化工石化医药；交通运输；社会区域类 环境影响报告表类别 —— 一般项目环境影响报告表***	
	

项目名称：曹妃甸油田群 53 口调整井项目

文件类型：环境影响报告表

适用的评价范围：一般项目环境影响报告表

法定代表人：王亚峰 (签章)

主持编制机构：中海石油环保服务（天津）有限公司

曹妃甸油田群 53 口调整井项目

环境影响报告表编制人员名单表

编制 主持人		姓名	职（执）业资格证书 编号	登记（注册证）编号	专业类别	本人签名
		付长营	10888	环评登记证 A11907108	社会服务	
主 要 编 制 人 员 情况	序号	姓名	职（执）业资格证书 编号	登记（注册证）编号	编制内容	本人签名
	1	付长营	10888	环评登记证 A11907108	总论	
	2	张蓓	0009006	环评登记证 A11090321000	其他章节	

目录

1 海洋油气开发工程基本情况	1
1.1 主要编制依据	1
1.2 执行标准	2
1.3 海洋油气开发工程基本情况表	5
2 工程概况与分析	6
2.1 工程由来	6
2.2 工程概况	6
2.3 工程分析	59
3 污染与非污染要素分析	74
3.1 施工期污染与非污染要素分析	74
3.2 运行期污染与非污染要素分析	74
3.3 环境影响因子的筛选与判别	74
4 环境现状分析	76
4.1 自然环境概况	76
4.2 环境质量现状回顾	104
5 环境敏感区（点）和环境保护目标分析	112
5.1 海洋环境功能区划及相关规划符合性分析	112
5.2 主要环境敏感目标分布	117
5.3 主要环境敏感目标简介	118
6 环境影响预测与评价	124
6.1 水动力影响分析与评价	124
6.2 水质影响分析与评价	124
6.3 沉积物影响分析与评价	128
6.4 海洋生态影响分析与评价	128
6.5 对环境敏感目标的影响分析与评价	135
6.6 环境事故风险分析与评价	136
7 环境保护对策措施	185
7.1 施工期环境保护措施分析	185
7.2 运营期环境保护措施分析	185
7.3 生态保护对策措施	186
7.4 清洁生产与总量控制	186

7.5 事故防范措施和应急方法与对策分析	188
7.6 环保投资	208
7.7 小结	209
7.8 海洋生态建设方案	210
8 环境影响评价结论	213
8.1 结论	213
8.2 建议	214
9 预审和审查意见	216
10 审批意见	217

1 海洋油气开发工程基本情况

曹妃甸（CFD）油田群由曹妃甸 11-1/11-2、曹妃甸 11-3/5 和曹妃甸 11-6/12-1S 油田组成。目前该油田群在生产的海上设施包括：“海洋石油 112 号”浮式生产储油装置 FPSO、单点系泊（SPM，与 FPSO 相连）、WGPA 有人集输平台（曹妃甸 11-1 油田）、WHPA 有人井口平台（曹妃甸 11-2 油田）、WHPC 无人井口平台（曹妃甸 11-3/5 油田）、WHPD 有人中心平台（曹妃甸 11-6 油田）、WHPE 无人井口平台（曹妃甸 11-6 油田）和 WHPF 无人井口平台（曹妃甸 12-1S 油田）及油气集输管线。

为满足开发生产的需要，减缓油田产量递减速度，本工程共计 53 口调整井（其中 38 口生产井，15 口注水井），分别位于 CFD11-6 油田 WHPD（5 口生产井、1 口注水井）、CFD11-6 油田 WHPE 平台（5 口生产井），CFD12-1S 油田 WHPF 平台（4 口生产井）、CFD11-2 油田 WHPA 平台（4 口生产井）、CFD11-3/5 油田 WHPC 平台（6 口生产井）、CFD11-1 油田 WGPA 平台（14 口生产井、14 口注水井）及 WHPF 平台的内挂井槽工程。

根据《中华人民共和国环境影响评价法》、《中华人民共和国海洋环境保护法》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，执行《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），中海石油（中国）有限公司曹妃甸作业公司委托中海石油环保服务（天津）有限公司进行曹妃甸油田群 53 口调整井项目的环境影响评价工作，编制环境影响报告表，报国家海洋环境保护行政主管部门审查。

1.1 主要编制依据

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》（2014.4.24 修订）
- (2) 《中华人民共和国海洋环境保护法》（2016.11.7 修改）
- (3) 《中华人民共和国环境影响评价法》（2016.7.2 修订，2016.9.1 执行）
- (4) 《建设项目环境保护管理条例》（国务院，1998.11.29）
- (5) 《产业结构调整指导目录（2011 年本）》（2011 年 3 月 27 日国家发展和改革委员会令 9 号）（2013 年修正）
- (6) 《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）
- (7) 《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》（国家海洋局，1990.9.20）

- (8)《国家海洋局海洋石油勘探开发溢油应急预案》(国家海洋局,2015年4月)
- (9)《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,2006.11)
- (10)《海洋油气勘探开发工程环境影响评价技术规范》
- (11)《全国海洋功能区划》(2011-2020)
- (12)《河北省海洋功能区划》(2011-2020)
- (13)《全国海洋主体功能区规划》(国务院,国发〔2015〕42号)
- (14)委托书(见附件1)
- (15)《曹妃甸11-1/11-2油田开发工程环境影响报告书》
- (16)《曹妃甸11-3/11-5油田开发工程环境影响报告书》
- (17)《曹妃甸11-6&12-1S油田开发工程环境影响报告书》
- (18)《曹妃甸11-1/11-2油田环境影响后评价》
- (19)《曹妃甸11-6油田WHPD平台外挂项目环境影响报告书》
- (20)《曹妃甸11-1/11-6油田综合调整项目环境影响报告书》

1.2 执行标准

1.2.1 环境质量标准

曹妃甸油田群53口调整井项目评价所采用的环境质量标准,详见表1.2-1。

表 1.2-1 环境质量标准

类别	采用标准		等级
海水水质	《海水水质标准》(GB3097-1997)		一类
海洋沉积物	海洋沉积物质量(GB18668-2002)		一类
海洋生物质量	贝类(双壳)	海洋生物质量(GB18421-2001)	一类
	鱼类、甲壳类 (重金属)	《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》	
	鱼类、甲壳类 (石油烃)	《第二次全国海洋污染基线调查技术规程》(第二分册)	

1.2.2 污染物控制及排放标准

考虑工程海域所处地理位置及特征,本工程环境影响评价所采用的污染物排放标准,详见表1.2-2。

表 1.2-2 污染物排放标准

污染物	采用标准	等级	污染因子	标准值	适用对象
钻井液、钻屑	《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》 （GB4914-2008）	含油量	不得排放钻井油层钻屑和钻井油层钻井液		海上钻井完井作业过程中排放的非含油钻井液和非含油钻屑
		Hg（重晶石中最大值）	≤1mg/kg		
		Cd（重晶石中最大值）	≤3mg/kg		
	《海洋石油勘探开发污染物生物毒性》 （GB18420-2009）	一级	生物毒性≥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》 《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》 （GB4914-2008） 《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）	运回陆地处理			海上施工、生产作业船舶污染物的排放
船舶生活污水	《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）	处理达标后排海			施工过程生活污水的排放
施工期钻井船生活污水	《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》 （GB4914-2008）	处理达标后排海			施工过程生活污水的排放
生产及生活垃圾	海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值（GB 4914-2008）	一级	禁止排放或弃置入海		钻井/生产作业生活垃圾和生产垃圾
运营期生活污水	《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》 （GB4914-2008）	一级	COD	≤300mg/L	平台生活污水排放
含油生产水	《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》 （GB4914-2008）	一级	石油类	石油类≤ 20mg/L （月均值） 石油类≤ 30mg/L （一次允许值）	含油污水在非正常工况下不能回注时，需短期内（年排放天数不超过 15 天）达标后排放入海。
	《海洋石油勘探开发污染物生物毒性》 （GB18420-2009）	级	石油类	生物毒性≥ 100000mg/L	
		《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》 （SY/T5329-2012）	注入层平均渗透率最小为 2.6μm ²	石油类	≤50mg/L

1.2.3 生产水回注指标

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

表 1.2-3 推荐注水指标

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

1.3 海洋油气开发工程基本情况表

建设项目名称	曹妃甸油田群 53 口调整井项目	建设单位	中海石油（中国）有限公司 曹妃甸作业公司
法人代表(签字)	王聚锋	建设地点	渤海湾西部海域
通讯地址	天津市滨海新区海川路 2121 号渤海石油管理局大厦 A 座 1310	联系人	赵军红
邮政编码	300457	联系电话	022-66501872
电子信箱	zhaojh@cnooc.com.cn	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	████
报告表编制单位	中海石油环保服务（天津）有限公司	环评经费	
建设规模			
总工程量	本工程在曹妃甸群建设53口调整井及WHPF平台内挂井槽	陆域挖方量	0 m ³
海域挖方量	0m ³	海域填方量	0 m ³
海域使用面积	0 m ²	水下疏浚量	0 m ³
滩涂使用面积	0 m ²	占用岸线长度	0 m
年污水排海量	本工程不增加生产水排海量，投产后2019年全油田生产水排海最大量为6500m ³ /d，2020年开始全部回注地层，满足原环评批复的要求。	年用水量	原工程用水量
年废弃物倾倒量	0m ³	建设总面积	0m ²
钻井液排海总量	9991.69m ³	钻屑排海总量	6688.34m ³

2 工程概况与分析

2.1 工程由来

为满足开发生产的需要，减缓油田产量递减速度，本工程共计 53 口调整井，包括 38 口生产井和 15 口注水井。其中，49 口利用老井侧钻，4 口利用新建内挂井槽实施。同时，对 WHPA 和 WHPD 平台的 2 套生活污水处理装置进行升级改造。工程计划实施的 53 口调整井分别位于 CFD11-6 油田 WHPD（5 口生产井、1 口注水井）、CFD11-6 油田 WHPE 平台（5 口生产井）、CFD12-1S 油田 WHPF 平台（4 口生产井）、CFD11-2 油田 WHPA 平台（4 口生产井）、CFD11-3/5 油田 WHPC 平台（6 口生产井）、CFD11-1 油田 WHPA 平台（14 口生产井、14 口注水井）及 WHPF 平台的内挂井槽工程。

2.2 工程概况

2.2.1 地理位置

曹妃甸油田群位于渤海西部海域，工程设施分布在东经 $118^{\circ}40' \sim 118^{\circ}53'$ ，北纬 $38^{\circ}41' \sim 38^{\circ}46'$ 的区域内。油田群西距天津塘沽约 90km，东北距河北省京唐港约 50km，水深在 20m~30m。

曹妃甸 11-1 油田位于渤海西部海域，地理坐标为 $118^{\circ}39' \sim 118^{\circ}44'E$ ， $38^{\circ}40' \sim 38^{\circ}48'N$ ，西距天津塘沽约 90km，东北距京唐港约 60km。所在海域水深约 25m 左右。

曹妃甸 11-2 油田西距塘沽东南约 100 km，北距河北省京唐港 50km，东北距秦皇岛西南约 180km。

曹妃甸 11-3/5 油田西距塘沽东南约 100 km，北距河北省京唐港 50km，东北距秦皇岛西南约 180km。

曹妃甸 11-6 油田位于曹妃甸 11-1 油田东南约 13km，地理坐标为 $118^{\circ}47' \sim 118^{\circ}58'E$ ， $38^{\circ}40' \sim 38^{\circ}46'N$ ，距塘沽约 110km。所在海域平均水深约 18m~30m。

曹妃甸 12-1 南油田位于曹妃甸 11-1 油田东南 20km，地理坐标为 $118^{\circ}51' \sim 118^{\circ}55'E$ ， $38^{\circ}40'30'' \sim 38^{\circ}43'30''N$ ，西北距天津塘沽约 110km，北距曹妃甸 11-6 油田 3km，所处海域水深为 23~30m。

本项目所涉及平台工程地理坐标及位置见图 2.2-1。

表 2.2-1 工程地理坐标

工程名称	坐标	
曹妃甸 11-1 油田 W GPA 平台		
曹妃甸 11-2 油田 WHPA 平台		
曹妃甸 11-3/5 油田 WHPC 平台		
曹妃甸 11-6 油田 WHPD 平台		
曹妃甸 11-6 油田 WHPE 平台		
曹妃甸 12-1S 油田 WHPF 平台		

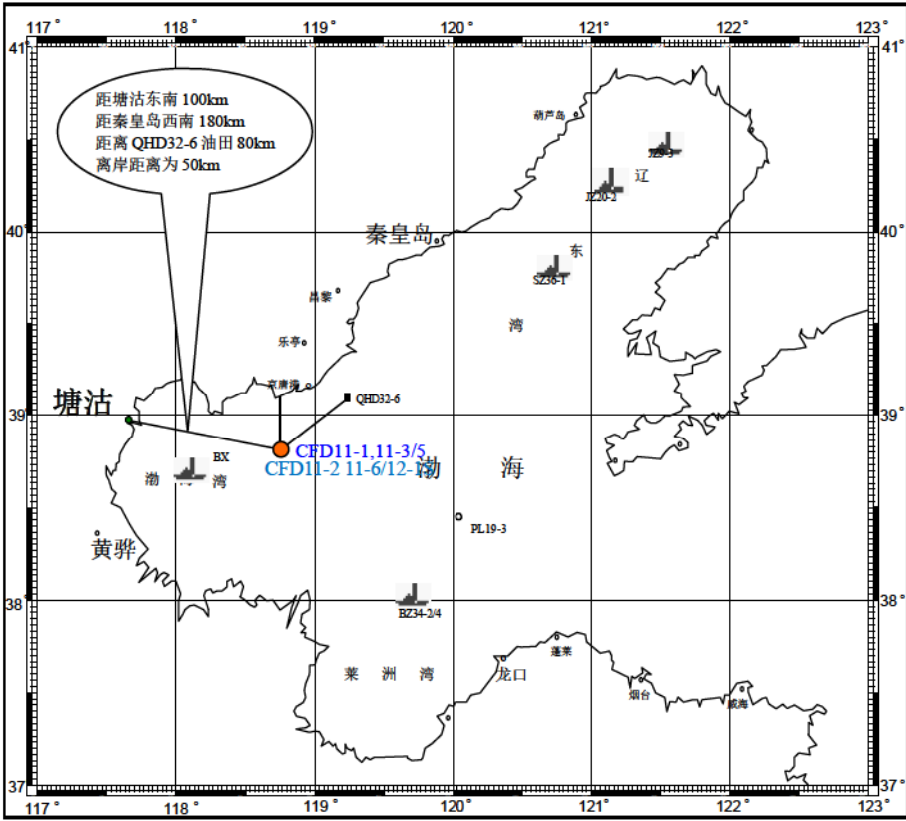


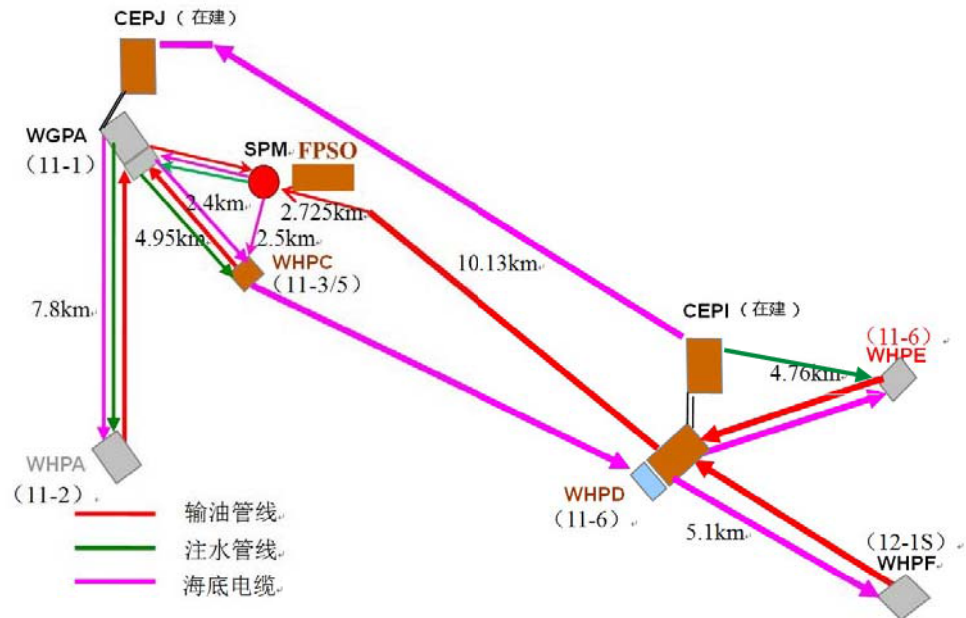
图 2.2-1 工程地理位置图

2.2.2 现有工程开发现状

2.2.2.1 曹妃甸油田群开发工程概况

曹妃甸油田群由曹妃甸 11-1/11-2、曹妃甸 11-3/5 和曹妃甸 11-6/12-1S 油田组成。目前该油田群在生产的海上设施包括：海洋石油 112 号浮式生产储油装置 FPSO、单点系泊（SPM，与 FPSO 相连）、WGPA 有人集输平台（曹妃甸 11-1 油田）、WHPA 有

人井口平台（曹妃甸 11-2 油田）、WHPC 无人井口平台（曹妃甸 11-3/5 油田）、WHPD 有人中心平台（曹妃甸 11-6 油田）、WHPE 无人井口平台（曹妃甸 11-6 油田）和 WHPF 无人井口平台（曹妃甸 12-1S 油田）及油气集输管线，曹妃甸油田群总体布置图见附件 15。曹妃甸油田群海上油田开发工程设施示意图见图 2.2-2，主要生产设施组成情况见表 2.2-2。



备注：原 WHPE 平台隶属 12-1 油田，现更改为隶属 11-6 油田

图 2.2-2 曹妃甸油田群海上油田开发工程设施示意图

表 2.2-2 曹妃甸油田群现状主要设施组成表

编号	组成	功能	定员	主要设施
1	曹妃甸 11-1 油田 WGPA（井口集输平台 A）	井口生产、物流集输，生活污水处理	48 人	75 口生产井+3 口注水井
2	曹妃甸 11-2 油田 WHPA（井口平台 A）	井口生产，生产水处理及回注功能，生活污水处理	38 人	18 口生产井+6 口注水井
3	曹妃甸 11-3/5 油田 WHPC 平台	井口生产（无人驻守）	/	8 口生产井+4 口注水井
4	曹妃甸 11-6 油田 WHPD 平台	井口生产、物流处理与集输，生产水处理及回注功能，生活污水处理	67 人	46 口生产井+2 口注水井
5	曹妃甸 11-6 油田 WHPE 平台	井口生产（无人驻守）	/	12 口生产井
6	曹妃甸 12-1S 油田	井口生产（无人驻守）	/	6 口生产井

	WHPF 平台			
7	FPSO 浮式油轮	原油处理、储油、生产水处理及回注、发配电，生活污水处理	120 人	游离水分离器、原油热交换器、生产分离加热器、生产分离器、原油处理器、储油舱
8	曹妃甸 11-6 油田 CEPI 平台（在建）	中心平台，共设 40 个井槽、生产系统、生产水处理系统和注水系统	60 人	修井机、燃气透平发电机组、60 人生活楼、生产系统、生产水处理系统和注水系统等。油设计处理能力 3128m ³ /d，天然气设计处理能力 41×10 ⁴ Sm ³ /d，生产水设计处理能力 36000m ³ /d。
9	曹妃甸 11-1 油田 CEPJ 平台（在建）	中心平台，共设 60 个井槽、生产系统、生产水处理系统和注水系统	100 人	平台上设有模块钻机、100 人生活楼、生产系统、生产水处理系统和注水系统等。原油设计处理能力 3366m ³ /d，天然气设计处理能力 8.0×10 ⁴ Sm ³ /d，生产水设计处理能力 67200m ³ /d。

本工程拟在曹妃甸 11-1、11-2、11-3/5、11-6、12-1S 油田进行调整井的建设及 WHPF 平台内挂井槽建设，以下主要介绍该油田的主要设施和物流处理依托的 FPSO 的油气处理工艺与污水处理的工艺流程。

2.2.2.2 曹妃甸油田群开发工程现状

（1）主要生产设施

曹妃甸 11-1 油田包括 1 座 WGPA 平台，为 6 腿 6 桩导管架平台，并在平台东侧连接有 4 腿导管架结构外挂井槽。平台有 3 层甲板，分别为主甲板、下层甲板及下层甲板下的工作甲板。主甲板上设置有生活楼、修井机及其辅助设施（包括泥浆罐、泥浆泵以及管子堆放场等），直升飞机坪悬臂在生活楼之上，下层甲板主要布置生产设施。目前，该井口集输平台的主要设施包括生产井 75 口，注水井 3 口，另外还包括生产管汇、测试管汇、注水管汇、测试分离器、清管球发射接收器、开/闭式排放系统、化学药剂注入系统等。为提高曹妃甸 WGPA 平台生活污水处理效果，已对该平台生活污水处理装置进行升级改造换型为 ECEP-QD-100。

在建 CEPJ 平台，与已建 WGPA 平台栈桥相连。CEPJ 平台的井口物流汇同来自 WHPA、WHPC 平台产液及 WGPA 平台的部分产液一同进入 CEPJ 生产分离器进行油气水三相分离至含水 50%后，经外输泵增压后送至 WGPA 平台，与 WGPA 剩余物流

汇合后，通过海底管线输送至 FPSO 进行进一步处理；平台分离出的天然气经压缩机增压后，汇同油水一同送至 FPSO 供燃气透平发电机使用；生产水进入水处理系统，处理达标后回注。

曹妃甸 11-2 油田包括 1 座 WHPA 平台，平台为 24 井槽，4 腿导管架钢结构的井口平台，该井口平台为有人驻守平台，平台设 3 层甲板，分别为上层、下层和工作甲板。上层甲板主要布置了修井机、管子堆场、淡水罐、吊机及人员临时住房。下层甲板主要布置了两层生活楼、井口区 and 局部二层的设备区。井口区周围布置的设备有：井口控制盘、生产计量管汇、计量分离器、柴油泵/罐、化学药剂注入撬等。工作甲板布置有电动消防泵、开式排放罐/泵、闭式排放罐/泵等主要设备。

曹妃甸 11-2 油田 WHPA 平台现有一套生产污水处理和回注系统，设计处理能力 7920 方/天，主要包括一台旋流气浮器、两套水力旋流器、两套纤维聚结过滤器、一个注水缓冲罐和两台回注泵。该平台的产液通过混输海管输送到曹妃甸 11-1 油田 WGPA 平台，然后会同曹妃甸 11-1 油田 WGPA 平台产液输送到海洋石油 112 号 FPSO 进行处理，处理后的生产污水又通过海管输送到曹妃甸 11-1 油田 WGPA 和曹妃甸 11-2 油田 WHPA 及 WHPC 进行回注。

曹妃甸 11-3/5 油田包括 1 座 WHPC 平台，该平台为 12 井槽、4 腿导管架结构的无人驻守平台。平台有 3 层甲板，分别为主甲板及两层工作甲板。主甲板上设置有主要的生产设备及设备间，主要包括电器间、生产/测试管汇、多相流量计、变压器、起重臂、电动起重机、化学药剂注入撬和清管球接收器等。工作甲板提供采油井口的工作空间，并且用来布置必须放在主甲板下面的设备，主要包括生产管线清管球发球阀、注水立管、管线、排放罐以及相关的泵。目前，该无人驻守井口平台的主要设施包括井口，另外还包括生产管汇、测试管汇、注水管汇、测试分离器、清管球发射接收器、开/闭式排放系统、化学药剂注入系统等。

曹妃甸 11-6 油田共部署 2 座井口平台，即 WHPD 平台和 WHPE 平台。根据《曹妃甸 11-1/11-6 油田综合调整项目环境影响报告书》，曹妃甸 11-1/11-6 油田综合调整项目计划新建一座 CEPI 中心平台。

WHPD 平台为 48 口井，10 腿导管架钢结构的井口集输平台，该井口集输平台为有人驻守平台，平台设 4 层甲板，分别为直升机甲板和修井钻井甲板、工艺甲板、底

层甲板和夹层甲板、井口甲板和次底层甲板。直升机甲板和修井钻井甲板西侧为井口区，布置有吊机，修井模块及其配套设施。工艺甲板布置的主要设备有：空压机撬、自由水分离器、紧凑型气浮装置（CFU）、缓冲罐、注水泵、化学药剂注入撬等。底层甲板和夹层甲板布置的主要设备有：两层的生活楼、消防泵、应急发电机、化学药剂注入撬、配电间、中控室等。井口甲板和次底层甲板布置的设备主要有：井口甲板井口区（4×4）、生产/测试管汇、电潜泵变压器等；次底层甲板井口区（6×4），生产/测试管汇、多相流量计、淡水罐/泵、消防泵、排放系统等。

WHPE 平台由 4 条腿的导管架结构支撑，平台为 12 井槽，由主甲板、外挂和一个小的工作甲板组成。主甲板上安装主要的生产设备及设备间，工作甲板有 2 层，提供采油井口的工作空间，并且用来布置必须放在主甲板下面的设备，如排放罐以及相关的泵类。

在建 CEPI 平台是一座八腿导管架中心平台，导管架工作点间距为 20m×（12+40+12）m，通过栈桥和现有 WHPD 平台相连，设有 60 人生活楼。平台共 40 个井槽，分两个区域布置，每个区域均为 4×5 排列，井槽间距为 2.0m×1.8m，设置 135 修井机进行修井作业，钻井船进行钻完井作业。平台分为上、中、下三层甲板，其上主要设施有换流站、油气生产系统设备、污水处理系统设备、公用系统设备、注水系统设备、开闭排系统、电气房间等。

曹妃甸 12-1S 油田包括一座无人井口平台，WHPF 平台。

曹妃甸 12-1S 油田 WHPF 平台由 4 条腿的导管架结构支撑，设置有 6 井槽，由主甲板和一个小的工作甲板组成。主甲板上安装主要的生产设备及设备间，工作甲板有 2 层，提供采油井口的工作空间，并且用来布置必须放在主甲板下面的设备，如排放罐以及相关的泵类。

曹妃甸油田群开发工程现有主要海上设施见表 2.2-3。

表 2.2-3 曹妃甸油田群现有工程主要组成表

名称	平台/管线	井数（口）/管线长度（km）
海上平台	CFD11-1WGPA 平台	75 口生产井+3 口注水井
	CFD11-2WHPA 平台	18 口生产井+6 口注水井
	CFD11-3/5WHPC 平台	8 口生产井+4 口注水井
	CFD11-6WHPD 平台	46 口生产井+2 口注水井

	CFD11-6WHPE 平台	12 口生产井
	CFD12-1SWHPF 平台	6 口生产井
	CEPJ 平台（在建中心平台）	60 个井槽
	CEPI 平台（在建中心平台）	40 个井槽
油、气、水 混输管线	WGPA→SPM（单点系泊）	2.5*2
	WHPC→WGPA	4.95
	WHPA→WGPA	7.8
	WHPE→WHPD	4.8
	WHPF→WHPD	5.1
	WHPD→SPM（单点系泊）	12.93
注水管线	SPM（单点系泊）→WGPA	2.5
	WGPA →WHPC	4.95
	WGPA →WHPA	7.8
海底电缆	WHPC→WHPD	10.48
	WHPD→WHPE	4.76
	WHPD→WHPF	5.1
	SPM（单点系泊）→WGPA	2.5
	WGPA→WHPC	4.95
	WGPA→WHPA	7.8
	FPSO→WHPC	3.15
天然气外输管线	WHPD→水下三通	16.83

（2）公用工程

供电系统：CFD11-1WGPA 平台由海洋石油 112 号 FPSO（浮式生产储油装置）通过海底电缆输入曹妃甸 11-1 油田 WGPA 生产平台，再输送至曹妃甸 11-2 油田 WHPA；CFD11-3/5WHPC 平台供电系统包括两条主动力电缆，一条由海洋石油 112 号 FPSO（浮式生产储油装置）通过海底电缆直接输入曹妃甸 11-3/5 油田 WHPC 生产平台，一条由曹妃甸 11-1 油田 WGPA 平台通过海底电缆接入平台，为平台提供电力；CFD11-6WHPD 平台由“海洋石油 112 号”FPSO 通过海底电缆输入曹妃甸 11-3/5 油田 WHPC 生产平台，再输送至曹妃甸 11-6 油田 WHPD，通过海底电缆最终输入 CFD11-6WHPE、CFD12-1SWHPF 平台。

给水系统：WGPA、WHPA、WHPC、WHPE、WHPF 平台生产、生活用水由供应船供给。WHPD 平台生产、生活用水通过淡水系统供给。

排水系统：WGPA 平台、WHPA 平台、WHPD 平台上生活污水采用生化法处理达

标后排海。各平台生产水输往 FPSO 处理后在油田群各平台回注地层，剩余达标排海。初期雨水、甲板冲洗水等通过平台上设置的开/闭式排放系统，进入原油集输生产流程，不外排。

供热系统：使用电伴热带和电加热器供热，生活区使用中央空调供热。

本工程主要公用工程见表 2.2-4。

表 2.2-4 主要公用工程一览表

序号	设施	公用设施
1	WGPA（井口集输平台 A）	吊机
2		生活楼
3		注水系统
4		消防系统
5		供热系统
6	WHPA（井口平台 A）	吊机
7		生活楼
8		注水系统
9		消防系统
10		供热系统
11	WHPC（井口平台 C）	旋转式起重臂和电动起重机
12		注水系统
13		消防系统
14		供热系统
15	WHPE（井口平台 E）	吊机
16		消防系统
17	WHPD（井口集输平台 D）	吊机
18		生活楼
19		淡水系统
20		注水系统
21		消防系统
22		供热系统
23		应急发电机
24	WHPF（井口平台 F）	吊机
25		消防系统
26		淡水系统
27		供热系统
28		应急发电机
29	FPSO（浮式生产油轮）	吊机
30		生活楼
31		淡水系统

32		海水系统
33		电站系统及应急发电机
34		消防系统

(3) 环保工程

表 2.2-5 主要环保设施一览表

序号	名称	环保设备	数量
1	WGPA (井口集输平台 A)	开/闭式排放系统 (开/闭式排放罐和开/闭式排放泵)	1 套
2		生活污水处理系统, 最大使用人数 80 人	1 套
3	WHPA (井口平台 A)	开/闭式排放系统 (开/闭式排放罐和开/闭式排放泵)	1 套
4		生活污水处理系统, , 最大使用人数 80 人	1 套
5		生产水处理系统, 最大处理能力 7920m ³ /d	1 套
6		食品废弃物粉碎设备	1 台
7	WHPC (井口平台 C)	闭式排放系统 (闭式排放罐和闭式排放泵)	1 套
8	WHPD (井口集输平台 D)	开/闭式排放系统 (开/闭式排放罐和开/闭式排放泵)	1 套
9		生活污水处理系统, , 最大使用人数 60 人	1 套
10		生产水处理系统, 最大处理能力 15800 m ³ /d	1 套
11		食品废 物粉碎设备	1 台
12	WHPE (井口平台 E)	集液罐	1 套
13	WHPF (井口平台 F)	集液罐	1 套
14	FPSO (浮式生产油轮)	生产水处理系统, 最大处理能力 59713m ³ /d	1 套
15		开式排放系统 (开式排放罐和开式排放泵)	1 套
16		闭式排放系统 (闭式排放罐和闭式排放泵)	1 套
17		火炬/放空系统 (分液罐和放空火炬)	1 套
18		生活污水处理系统, 设计处理能力 12040L/d	1 套
19	CEPI (中心平台)	生产水处理系统, 最大处理能力 36000 m ³ /d	1 套
20		生活污水处理系统, 满足 120 人使用的电解式生活污水处理装置	1 套
21	CEPJ (中心平台)	生产水处理系统, 最大处理能力 70560 m ³ /d	1 套
22		生活污水处理系统, 满足 180 人使用的电解式生活污水处理装置	1 套

(4) 产出物流集输工艺流程

①WGPA (井口集输平台 A) 集输工艺流程

曹妃甸 11-1 油田 WGPA (井口集输平台 A) 井口物流经采油树油嘴节流后进入生产管汇。需测试的井产流体, 通过测试管汇经多相流量计进行油、气、水三相计量。其余各井流体在生产管汇汇合, 与多相流量计的油、气、水汇合, 通过清管球发射器, 经海底管道输送至曹妃甸油田群 SPM 单点系泊系统, 最终均输至 FPSO (浮式生产储油装置)。WGPA 井口生产工艺流程见图 2.2-3。

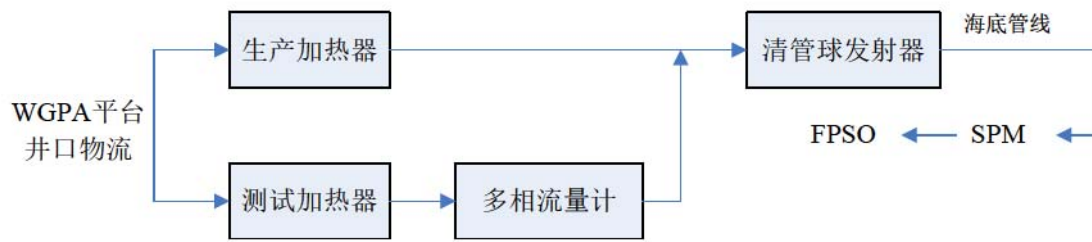


图 2.2-3 曹妃甸 11-1 油田 WGPA（井口集输平台 A）生产集输工艺流程图

②WHPA 井口平台生产集输工艺

曹妃甸 11-2 油田（WHPA 井口平台）井口流体经采油树油嘴节流后进入生产管汇和计量管汇，需计量的井产流体通过计量管汇进入单井多相流量计进行油、气、水计量。油井生产管汇汇合各油井流体，进入紧凑式气浮（CFU）进行油水分离，分离出的含水原油直接通过海管输送至 WGPA 平台，与 WGPA 平台和 WHPC 平台的井口产液混合，经海管输送至曹妃甸油田群 SPM 单点系泊系统，最终输送至 FPSO（浮式生产储油装置）进行处理；分离出的含油生产水进入生产水处理系统进行处理。WHPA 井口生产工艺流程见图 2.2-4。

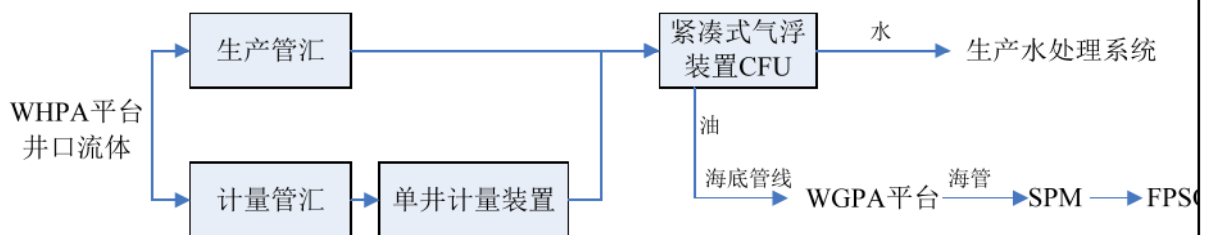


图 2.2-4 曹妃甸 11-2 油田 WHPA（井口平台 A）生产集输工艺流程图

③WHPC（井口平台 C）集输工艺流程

曹妃甸 11-3/5 油田 WHPC（井口平台 C）井口物流经采油树油嘴节流后进入生产管汇。需测试的井产流体，通过测试管汇经多相流量计进行油、气、水三相计量。其余各井流体在生产管汇汇合，与多相流量计的油、气、水汇合，通过清管球发射器，经海底管道输送至 11-1 油田 WGPA 平台后再输往曹妃甸油田群 SPM 单点系泊系统，最终均输至 FPSO（浮式生产储油装置）。WHPC 井口生产工艺流程见图 2.2-5。

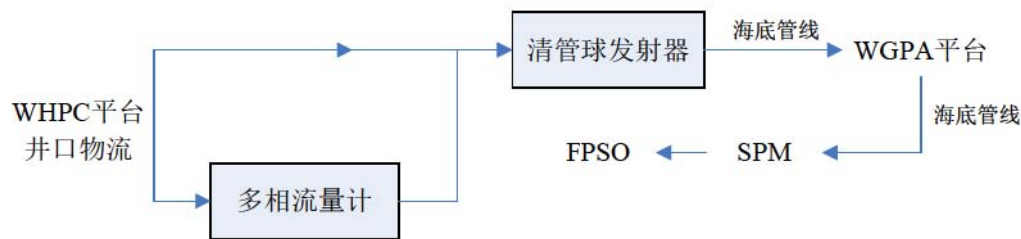


图 2.2-5 曹妃甸 11-3/5 油田 WHPC（井口平台 C）生产集输工艺流程图

④WHPE、WHPF 井口集输平台生产集输工艺

WHPE、WHPF 井口物流经采油树油嘴节流后进入生产管汇。需测试的井产流体，通过测试管汇经多相流量计进行油、气、水三相计量。其余各井流体在生产管汇汇合，与多相流量计的油、气、水汇合，通过清管球发射器，经海底管道输送至曹妃甸油田 11-6 油田（WHPD 平台），井口生产工艺流程见图 2.2-6。



图 2.2-6 曹妃甸 12-1/12-1S 油田 WHPE、WHPF 生产集输工艺流程图

⑤WHPD 平台工艺流程

原油处理工艺流程—WHPE 平台的井口物流经海底输油管线输往曹妃甸 11-6 油田 WHPD 平台，与 WHPD 井口产液混合后，通过游离水分离器进行油、气、水分离，分离出的含水原油通过海管输送至曹妃甸油田群 SPM 单点系泊系统，最终输送至 FPSO 进行处理；分离出的天然气通过外输压缩机增压后经天然气海管外输至渤西终端；分离出的含油生产水进入生产水处理系统进行处理。生产工艺流程见图 2.2-4。

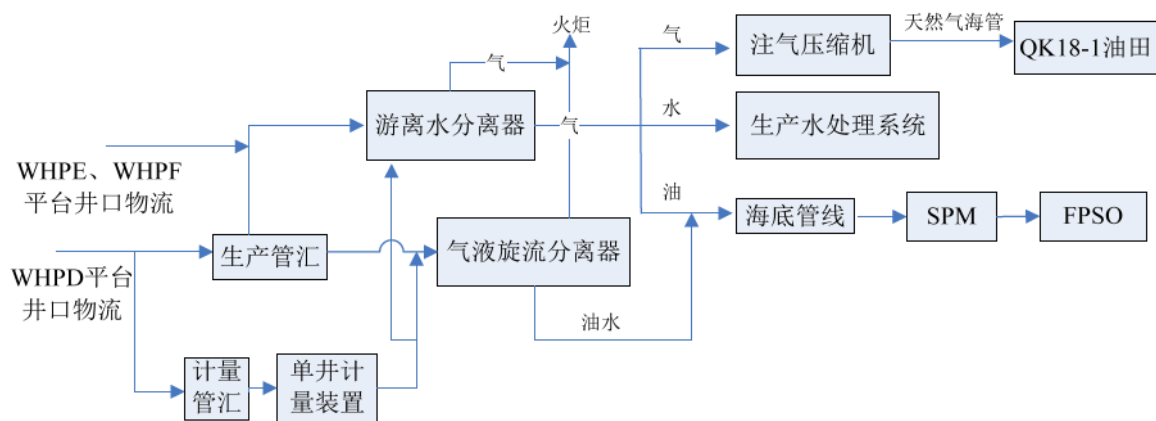


图 2.2-7 曹妃甸 11-6 油田 WHPD 平台处理工艺流程图

污水处理工艺流程—WHPE 井口集输平台井口的产液输往曹妃甸 11-6 油田

WHPD 平台，在 WHPD 平台通过游离水分离器进行油水分离，分离出的含油生产水进入水力旋流器，然后由紧凑型气浮装置（CFU）处理，进入缓冲罐。处理后的生产水检测达标后经水泵输送至注水分配系统。工艺流程示意图见 2.2-8。

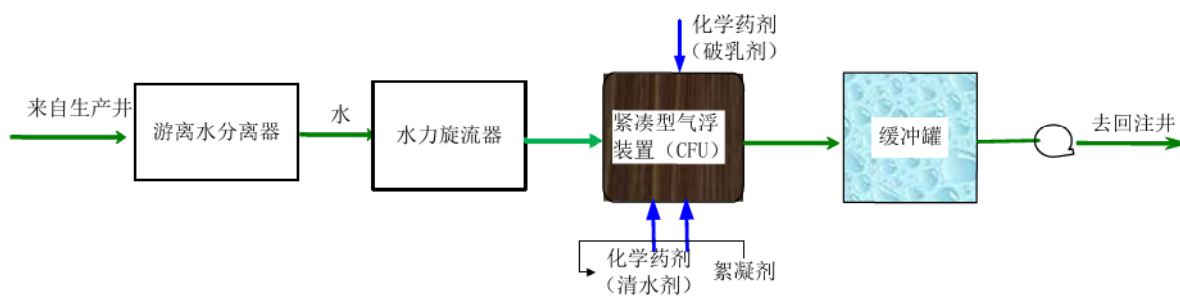


图 2.2-8 生产水处理、注水工艺流程示意图

⑥FPSO 油、气、水处理工艺流程

“海洋石油 112 号” FPSO 油、气、水处理工艺流程如下：

原油处理工艺流程—在 FPSO 上，经海底混输管线来自各井口平台的生产井流首先进入游离水分离器进行初步油/气/水分离，油相经生产分离加热器进入生产分离器进行进一步三相分离，气相去往燃料气系统（过量部分去往火炬系统），含油生产水去往含油生产水处理系统。经生产分离器处理后的油相进入原油处理器进一步处理，合格原油经泵输送至 FPSO 储油舱，定期装船外输。气相去往火炬系统燃烧。各工艺设施所分离出的含油生产水进入含油生产水处理系统进行处理。FPSO 原油处理工艺流程见图 2.2-9。

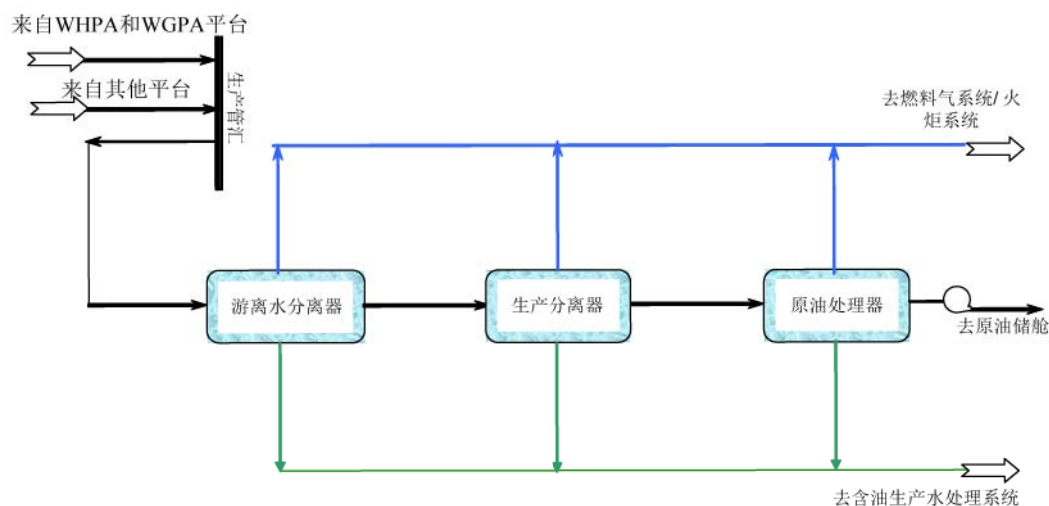


图 2.2-9 原油处理工艺流程图

伴生气处理工艺流程—伴生气处理系统由伴生气洗涤器、伴生气压缩机、伴生气干燥机，旋风分离器，火炬分液罐等设备组成。油水分离器分离出的气体，首先进入入口气洗涤器进行气液分离，分出的液体进入闭排系统，返回原油处理系统，分出的气体部分经过净化、压缩、冷却、干燥等流程作为透平发电机的燃料，另一部分作为锅炉的燃料气直接供锅炉使用。多余的气体通过放空管线去火炬系统焚烧处理。伴生气处理工艺流程见图 2.2-10。

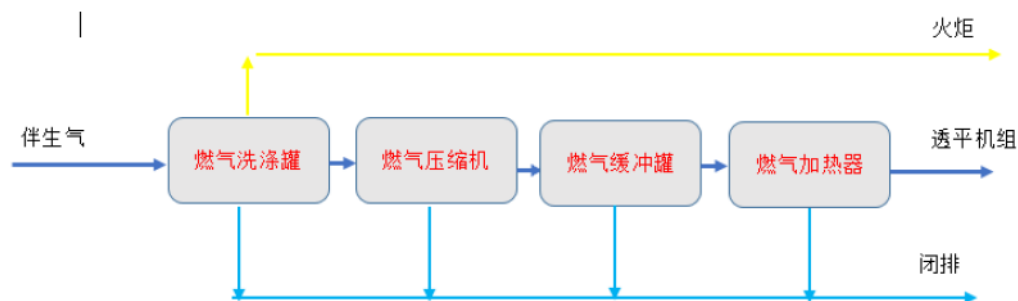


图 2.2-10 伴生气处理工艺流程图

污水处理工艺流程—生产水在 FPSO 上进行处理。FPSO 上的含油生产水处理和注水系统包括撇油容器、浮选器、核桃壳过滤器以及储水罐、增压泵、过滤器（5 μ m）和注水分配系统。来自游离水分离器、生产分离器和原油处理器的生产水进入撇油容器进行油水分离，分离后的含油生产水进入浮选器进行除油处理，然后进入核桃壳过滤器进行过滤。经过滤处理后的含油生产水，进入储水罐，含油浓度小于 20mg/L。分离的含水油相进入到闭式排放管后经泵转到污水水舱。来自储水罐的水经水泵输送至注水分配系统。FPSO 上生产水处理工艺流程见图 2.2-11。

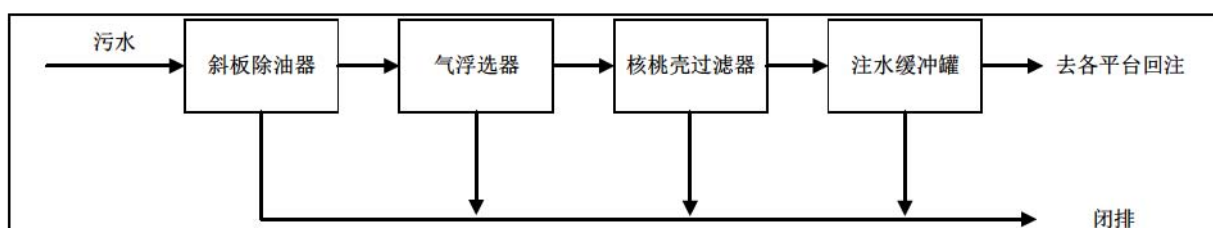


图 2.2-11 生产水处理工艺流程图

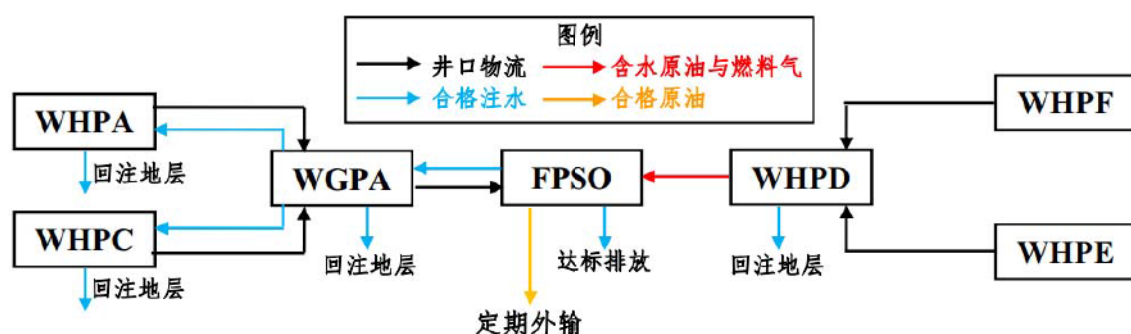


图 2.2-12 曹妃甸 11-1/11-6 油田现有物流走向示意图

⑦《曹妃甸 11-1/11-6 油田综合调整项目》建成投产后

根据《曹妃甸 11-1/11-6 油田综合调整项目环境影响报告书》，2019 年 10 月 CEPJ 和 CEPI 平台建成投产。

CEPJ 平台与已建 WGPA 平台栈桥相连。CEPJ 平台的井口物流汇同来自 WHPA、WHPC 平台产液及 WGPA 平台的部分产液一同进入 CEPJ 生产分离器进行油气水三相分离至含水 50%后，经外输泵增压后送至 WGPA 平台，与 WGPA 剩余物流汇合后，通过海底管线输送至 FPSO 进行进一步处理；平台分离出的天然气经压缩机增压后，汇同油水一同送至 FPSO 供燃气透平发电机使用；生产水进入水处理系统，处理达标后回注。

CEPI 平台与已建 WHPD 平台距离约 55m，通过栈桥相连。来自 WHPD 平台的部分生产物流经栈桥送至新建 CEPI 平台，与 CEPI 平台的产液一同进入处理系统一级分离，分离出的含水 30%的原油，经 CEPI 原油外输泵增压后，汇同来自现有 WHPE 和 WHPF 平台的产液及 WHPD 平台剩余部分产液一同进 WHPD 平台分离器 进行处理，处理后含水 30%的原油经海底管线送至 FPSO 进行进一步处理；WHPD 与 CEPI 分离出来的天然气，与来自渤南管网的天然气经增压处理后，一部分通过海底

与 CEPI 平台分离出的生产水进入 CEPI 平台的水处理系统，经处理后回注。

CEPJ 平台上的生产水处理系统将接收来自本平台工艺处理系统分离出的生产水，选择立式斜板除油器+气浮选机的处理流程，处理能力为 $70560\text{m}^3/\text{d}$ ；并设有 4 台注水能力 $950\text{m}^3/\text{h}$ 的注水泵（三用一备），设计注水能力 $2850\text{m}^3/\text{h}$ ($68400\text{m}^3/\text{d}$)。CEPJ 平台含油生产水处理及注水流程详见图 2.2-14。

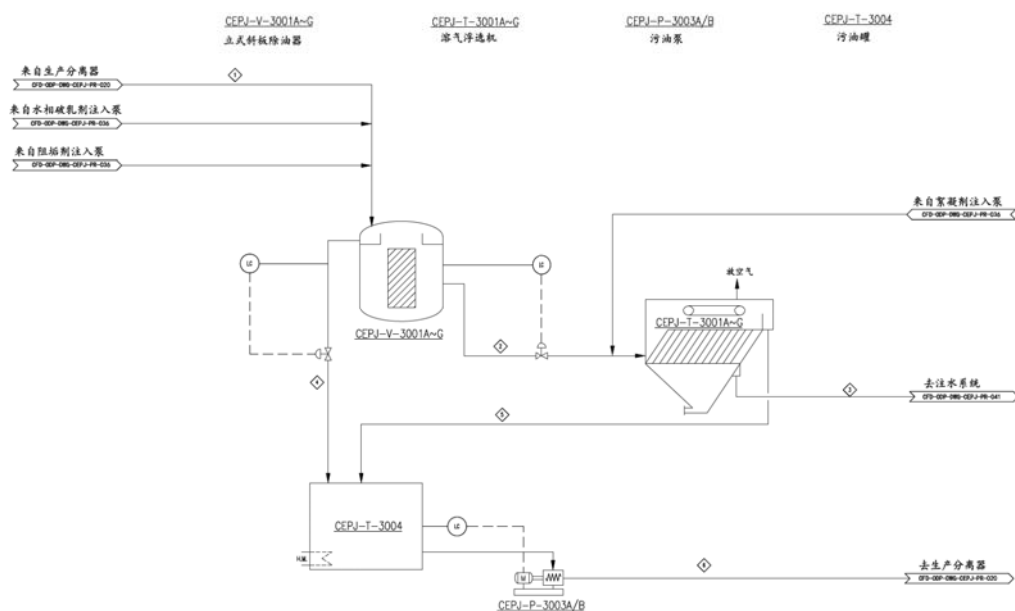


图 2.2-14 (1) CEPJ 平台含油生产水处理及注水流程

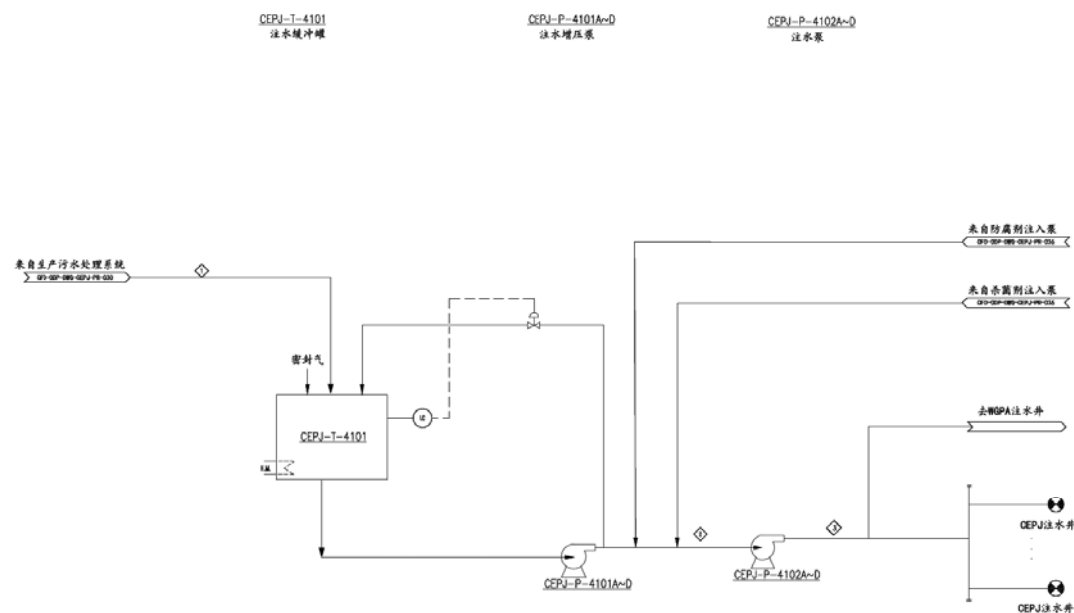


图 2.2-14 (2) CEPJ 平台含油生产水处理及注水流程

CEPI 平台上的生产水处理系统接收来自本平台油工艺处理系统和 WHPD 平台油

[illegible]

CEPI-F-4101A~
核桃壳过滤器

CEPI-BL-4101A/B
鼓风机

CEPI-T-4101
注水缓冲罐

CEPI-P-4103A/B
反冲洗水泵

CEPI-P-4101A~E
注水增压泵

CEPI-P-4102A~G
注水泵

来自生产污水处理系统
D15-D16-D18-D19-D20

去反洗污水罐
D15-D16-D18-D19-D20

CEPI-BL-4101A/B

CEPI-F-4101A~J

CEPI-T-4101
密封气

CEPI-P-4103A/B

来自杀菌剂注入泵
D15-D16-D18-D19-D20

来自防腐剂注入泵
D15-D16-D18-D19-D20

去物P2注水井

CEPI注水井
...

CEPI注水井

图 2.2-15 (2) CEPI 平台含油生产水处理及注水流程

(5) 注水工程

① 《曹妃甸 11-1/11-6 油田综合调整项目》投产前

WHPE 平台的井口物流经海底输油管线输往 WHPD 平台，与 WHPD 平台物流混合后分离出一部分生产水，在 WHPD 平台处理达标后回注。注水工艺流程见图 2.2-16。



图 2.2-16 曹妃甸 11-6 油田 WHPD 平台注水工艺流程图

FPSO 处理后的生产水部分输送至曹妃甸 11-1 油田 WGPA 平台，WGPA 接收后部分回注，部分输送至在曹妃甸 11-2 油田 WHPA 平台回注，剩余部分输送至在曹妃甸 11-3/5 油田 WHPC 平台回注，剩余在 FPSO 上全油田群唯一排放口排海。回注工艺流程见图 2.2-17。

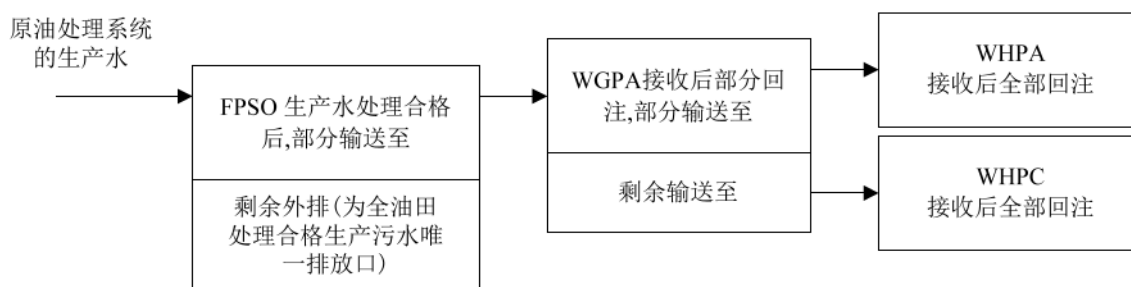


图 2.2-17 曹妃甸油田群注水工艺流程图

② 《曹妃甸 11-1/11-6 油田综合调整项目》投产后

根据《曹妃甸 11-1/11-6 油田综合调整项目环境影响报告书》，调整工程投产后，曹妃甸油田群产出的生产水将分别在新建 CEPJ 平台、新建 CEPI 平台和现有海洋石油 112 号 FPSO 进行处理，满足各区域注水水质标准后全部回注地层。

其中在建 CEPJ 平台将处理来自本平台的全部物流，以及来自现有 WGPA 平台、WHPA 平台和 WHPC 平台的部分物流，处理合格的生产水全部在本平台注水井回注。

在建 CEPI 平台将处理来自本平台的全部物流，以及来自现有 WHPD 平台、WHPE 平台和 WHPF 平台的部分物流，处理合格的生产水将在 CEPI 平台、WHPD 平台和 WHPE 平台的注水井回注。

现有海洋石油 112 号 FPSO 将处理自 WGPA 平台和 WHPD 平台输来的含水原油。处理合格的生产水经增压输往 WGPA 平台后，将分配至 WGPA、WHPA、WHPC 平台现有的注水井回注。

总体注水的物流走向见图 2.2-13。

2.2.3 曹妃甸油田群开发工程回顾

2.2.3.1 相关环评报告书结论及批复情况

曹妃甸油田群采取滚动式开发模式，目前在曹妃甸 11-1/11-2 油田于 2004 年 7 月投产；曹妃甸 11-3/5 油田于 2005 年 7 月投产；曹妃甸 11-6/12-1S 油田于 2006 年 11 月投产。

在对曹妃甸油田群进行的开发过程中，中国海洋石油总公司于 2002 年委托渤海石油研究院编制完成了《曹妃甸 11-1/11-2 油田工程环境影响报告书》；2004 年，原作业者（科麦奇中国石油有限公司）委托渤海石油研究院编制完成了《曹妃甸 11-3/11-5 油田开发工程环境影响报告书》；2005 年，原作业者（科麦奇中国石油有限公司）委托渤海石油研究院编制完成了《CFD11-6/12-1 油田开发工程环境影响报告书》；2006 年，原作业者（科麦奇中国石油有限公司）委托青岛环海海洋工程勘察研究院编制完成了《曹妃甸 11-1/11-2 油田环境影响后评价报告书》；2008 年，原作业者（科麦奇中国石油有限公司）委托渤海石油研究院编制完成了《曹妃甸 11-6&12-1S 油田开发工程环境影响报告书》；2009 年，原作业者（科麦奇中国石油有限公司）委托中海石油研究中心编制完成了《曹妃甸 11-1/11-2 油田开发工程环境影响报告书（修订报批稿）》（含 WGPA 平台扩展项目）；2010 年，原作业者（科麦奇中国石油有限公司）委托中海石油环保服务（天津）有限公司编制完成了《曹妃甸 11-6 油田 WHPD 平台外挂井槽项目环境影响报告书》；2017 年，中海石油（中国）有限公司曹妃甸作业公司委托中海石油研究总院编制完成了《曹妃甸 11-1/11-6 油田综合调整项目环境影响报告书》。

(1) 《曹妃甸 11-1/11-2 油田工程环境影响报告书》主要结论

《曹妃甸 11-1/11-2 油田工程环境影响报告书》的主要结论是“由于采取了相应的环保处理设施和对策，因此，对海洋环境及生物生态的影响比较小。油田不在主航道上，不会对船舶的航行造成影响。本工程环境保护的重点是在建设及生产各阶段，要采取一切行之有效的防范措施，认真落实各项环保政策，科学管理，严格按照作业程序安全作业，防止突发溢油事故的发生。总之，从社会、经济、环境保护三方面的综合分析来看，本项目对环境的影响是可以接受的。”项目于 2002 年 11 月获得国家海洋局批复（国环海字【2002】353 号）（见附件 2），同意该工程建设，并提出应特别注意

以下问题：①严格控制主要污染物的排放总量和排放浓度，暂按报告书中“总量控制方案建议”的指标执行，排污混合区应当控制在以排放口为中心 500m 半径以内海域。②要制定切实可行的应急措施和环保方案，防范溢油风险。发生溢油事故时，应当按照规定立即报告国家海洋局北海分局，并通报渔业、海事、军队等有关部门。③工程建设应严格执行环境保护“三同时”制度。试运行前应当按照法律规定申请检查批准；正式投入生产前应按照规定程序申请环保设施竣工验收。

(2)《曹妃甸 11-3/11-5 油田开发工程环境影响报告书》主要结论

《曹妃甸 11-3/11-5 油田开发工程环境影响报告书》的主要结论是“本油田开发工程的开发、实施，具有良好的经济效益和社会效益，坚持经济效益和社会效益并重，同时兼顾了环境和生态效益，使海洋环境和生物生态环境影响降低到合理、可接受程度。”项目于 2005 年 3 月获得国家海洋局批复（国环海字【2005】79 号）（见附件 3），同意该工程建设，并提出应特别注意以下问题：①严格控制污染物的排放量和排放浓度，总量控制指标和排污混合区范围按照曹妃甸 11-1/11-2 油田的批复执行。②工程海上施工阶段应当避开每年 5-8 月的渔业敏感季节，尽量减少海上施工作业对渔业资源的影响。③工程建设过程中，应当按照有关法规的要求，加强施工期的监控管理，落实报告书中的环境管理和监测计划，并将工程进展情况及时通报国家海洋局北海分局。④加强海底管道运营期间的安全管理工作，定期对海底管道进行检测，避免油田管道事故发生对海洋环境的污染损害。⑤要制定切实可行的应急措施和环保方案，防范溢油风险。发生溢油事故时，应当按照规定立即报告国家海洋局北海分局，并通报渔业、海事、军队等有关部门。

(3)《曹妃甸 11-6/12-1 油田开发工程环境影响报告书》主要结论

《曹妃甸 11-6/12-1 油田开发工程环境影响报告书》的主要结论是：“本油田工程的开发过程中，兼顾社会效益、环境和生态效益，生态和环境保护与油田开发并重，同步实施。对工程开发过程中所产生的污染物进行回注和无污染化处理，同时合理使用、节约和保护资源，大力推进清洁生产。根据污染源分析以及环境影响预测分析，本开发工程在正常施工作业和生产运营期对海洋生物生态环境、渔业资源的影响比较小。溢油事故时，将对海洋生物生态环境和渔业资源造成严重影响。综上所述，本油田开发工程的开发、实施，具有良好的经济效益和社会效益，坚持经济效益和社会效

益并重，同时兼顾了环境和生态效益，使海洋环境和生物生态环境影响降低到合理、可接受程度。”项目于 2006 年 1 月获得了国家海洋局的批复（国海环字【2006】12 号）（见附件 4），同意该工程建设，并提出应特别注意以下问题：①确保含油污水系统的有效运行、含油污水回注方案的有效实施。结合 11-1/11-2 油田环境影响后评价工作对 FPSO 入海石油烃总量控制指标进行重新核算、申报；结合 11-1/11-2 油田环境影响后评价工作，说明本工程 2008 年三季度前生产水去 FPSO 处理排放后 FPSO 生产水排放对环境的影响程度。②本工程的排污混合区为以 D 平台排放口为中心 1.36 公里半径以内海域。非正常工况下含油生产水的最大排放量为每天 11000 立方米，年排放天数不得超过 33 天。

（4）《曹妃甸 11-1/11-2 油田环境影响后评价报告书》主要结论

《曹妃甸 11-1/11-2 油田开发工程环境影响后评价报告书》的主要结论是“该油田的环境保护措施可行，重新确定的含油生产水排放总量控制指标对环境的影响程度和范围在油田所处海域处于可接受程度。”项目于 2006 年 10 月获得国家海洋局批复（国环海字【2006】547 号）（见附件 5），同意曹妃甸 11-1/11-2 油田含油生产污水的总量控制指标暂按后评价报告建议的指标执行，2006 年和 2007 年含油生产污水的最大排放量为每天 23000m³，年平均排放速率为每天 15000m³，2008 年之后生产污水排海量每天不得超过 15000 m³。排污混合区范围为以排放口为中心 1.5 公里半径以内海域。同时，批复提出建设单位应确定含油生产水处理系统有效、高效运转。同时继续研究对策，加大含油生产水回注力度，减少含油生产水排放对海洋环境的损害。

（5）《曹妃甸 11-6&12-1S 油田开发工程环境影响报告书》主要结论

《曹妃甸 11-6&12-1S 油田开发工程环境影响报告书》的主要结论是：“本次油田开发工程的实施，符合国家的能源开发产业政策，符合清洁生产的要求，符合海域功能区划的要求，具有良好的经济效益和社会效益，坚持经济效益和社会效益并重，同时兼顾了环境和生态效益。评价认为只要不发生大型油气泄漏事故，本次油田开发工程的实施对所处海域的环境影响程度将是轻微的。只要切实落实好各项污染防治和环保措施，从环境保护角度而言，本油田工程的开发是合理、可行的。”项目于 2008 年 8 月获得了国家海洋局的批复（国海环字【2008】455 号）（见附件 6），同意该工程建设，并提出应特别注意以下问题：①WHPD 平台上含油污水处理系统安装完成、增钻

注水井工程完工后，应当向我局申请环保设施三同时检查。经我局检查批准后，二期调整工程方可投入生产；②严格控制污染物的排放量和排放浓度，FPSO 的石油烃排放总量和排污混合区范围按照我局“关于曹妃甸 11-1/11-2 油田环境影响后评价有关问题的复函”的要求执行。

(6)《曹妃甸 11-1/11-2 油田开发工程环境影响报告书（修订报批稿）》（含 WGPA 平台扩展项目）主要结论

《曹妃甸 11-1/11-2 油田开发工程环境影响报告书（修订报批稿）》（含 WGPA 平台扩展项目）的主要结论是“本油田开发工程在正常施工作业和生产运营期对海洋生物生态环境、渔业资源的影响比较小。溢油事故时，将对海洋生物生态环境和渔业资源造成严重影响。只要不发生大型油气泄漏事故，本次油田开发工程的实施对所处海域的环境影响程度将是轻微的。只要切实落实好各项污染防治和环保措施，本油田工程的开发是合理、可行的。”项目于 2010 年 2 月获得国家海洋局批复（国环海字【2010】60 号）（见附件 7），同意 WGPA 平台扩展项目建设，同时提出以下要求：

①严格控制污染物的排放量和排放浓度，FPSO 的石油烃排放总量和排污混合区范围按照我局“关于曹妃甸 11-1/11-2 油田环境影响后评价有关问题的复函”的要求执行。
②针对工程变更后的实际情况，重新修改该油田溢油应急计划，按有关规定报批。

(7)《曹妃甸 11-6 油田 WHPD 平台外挂井槽项目环境影响报告书》主要结论

《曹妃甸 11-6 油田 WHPD 平台外挂井槽项目环境影响报告书》的主要结论是：“本油田开发工程的实施符合国家的能源开发产业政策，符合清洁生产要求，符合国家海洋功能区划要求，具有良好的经济效益和社会效益，坚持经济效益和社会效益并重，同时兼顾了环境和生态效益。评价认为只要切实落实好各项污染防治和环保措施，从环境保护角度考虑，本油田工程的开发是合理、可行的。”项目于 2010 年 7 月获得了国家海洋局的批复（国海环字【2010】373 号）（见附件 8），同意该工程建设，并提出应特别注意以下问题：①工程污染物的处理和排放应当符合国家有关规定和标准。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 m³，年排放天数不得超过 33 天。FPSO 含油生产水排放总量不得突破原环评批复的排放总量控制指标。排污混合区范围维持不变。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。

(8) 《曹妃甸 11-1/11-6 油田综合调整项目环境影响报告书》主要结论

《曹妃甸 11-1/11-6 油田综合调整项目环境影响报告书》的主要结论是：“本工程项目在建设过程中主要污染物是钻完井作业产生的钻屑、钻井液和海底电缆挖沟埋设时产生的悬浮沙，其对环境的影响属于短期、可恢复性。生产运行过程中所产生的主要污染物为含油生产水，经处理达标后全部回注地层；其它污染物排放量相对较小，拟采取的清洁生产和污染防治措施得当，污染物排放后对周围环境（水质、底质及生态）的影响范围和程度较小。项目于 2018 年 7 月获得了生态环境部的批复（环审【2018】53 号）（见附件 9），同意该工程建设，并提出应特别注意以下问题：①污染物的处理和排放应当符合国家有关规定和标准。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；生产水经处理达标后方可回注地层。②严格执行作业规程和安全规程，加强随钻监测，配备安全有效的放喷设备和良好的压井材料及井控设备，建立健全井控管理系统。③加强注水作业管理，防止地质性溢油事故发生。预先识别海底地质断层和压力异常地层，合理部署注采井网，严格按照设计注入压力和注入量进入注水作业，实施分层注水，在注水过程中加强实时监测，杜绝超注超压。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。⑤切实落实生态保护措施，合理安排施工时间。严格控制钻井液和钻屑的排放速率，钻屑和钻井液排放、海底电缆铺设开挖作业应避开鱼虾蟹产卵盛期（5 月至 6 月），最大限度减少对海洋生态环境和渔业资源的影响。

相关环评报告审批意见落实情况详见表 2.2-6。由表 2.2-6 可见，在曹妃甸油田群开发生产过程中，作业者对相关环评报告书/表审批意见均进行了充分落实。

表 2.2-6 相关环评报告书/表审批意见落实情况			
《关于曹妃甸 11-1/11-2 油田工程环境影响报告书审批意见的复函》		落实情况	验收批复
1	排污混合区应当控制在以排污口为中心 500m 半径以内海域	本项目产生的含油生产水经 FPSO(浮式生产储油装置)处理后部分排海,部分回注;另有少量生活污水经处理达标后排放。排污混针对可能发生的风险,科麦奇中国石油有限公司制定了详细的溢油应急计划,并在 2006 年 7 月获得试运行“三同时”检查复函;2009 年 12 月完成竣工验收。	已取得国家海洋局的三同时验收批复,见附件 10 及附件 13
2	要制定切实可行的应急措施和环保方案,防范溢油风险。		
3	工程建设应严格执行“三同时”制度,试运行应当按照法律法规规定申请检查批准正式投入生产,按照规定程序		
《关于曹妃甸 11-3/11-5 油田开发工程环境影响报告书核准意见的复函》		落实情况	验收批复
1	总量控制指标和排污混合区范围按照曹妃甸 11-1/11-2 油田的批复执行。	油田群总量控制指标符合曹妃甸 11-1/11-2 油田的批复,排污混合区可控制在曹妃甸 11-1/11-2 油田批复范围内。	已取得国家海洋局的三同时验收批复,见附件 13
2	加强海底管道运营期间的安全管理工作,定期对海底管道进行检测,避免油田管道事故发生对海洋环境的污染	作业者定期检修海底管道。	
3	要制定切实可行的应急措施和环保方案,防范溢油风险。	科麦奇中国石油有限公司制定了详细的溢油应急计划,应急计划涵盖曹妃甸 11-3/5 油田	
《关于曹妃甸 11-6/12-1S 油田开发工程环境影响报告书核准意见的复函》		落实情况	验收批复
1	确保含油污水系统的有效运行、含油污水回注方案的有效实施。结合 11-1/11-2 油田环境影响后评价工作对 FPSO 入海石油烃总量控制指标进行重新核算、申报;结合 11-1/11-2 油田环境影响后评价工作,说明本工程 2008 年三季度前生产水去 FPSO 处理排放后 FPSO 生产水排放对环境的影响程度。	执行《关于曹妃甸 11-1/11-2 油田开发工程环境影响后评价有关问题的复函》(国环海字【2006】547 号)	已取得国家海洋局的三同时验收批复,见附件 11 和 12
2	本工程的排污混合区为以 D 平台排放口为中心 1.36 公里半径以内海域。非正常工况下含油生产水的最大排放量为每天 11000 立方米,年排放天数不得超过 33 天。	执行《关于曹妃甸 11-1/11-2 油田开发工程环境影响后评价有关问题的复函》(国环海字【2006】547 号)	

《关于曹妃甸 11-1/11-2 油田开发工程环境影响后评价有关问题的复函》		落实情况	验收批复
1	2008 年之后生产污水排海量每天不得超过 15000m ³ 。	2008 年至 2017 年日最大生产污水排海量均未超过 15000m ³ ，《曹妃甸 11-1/11-6 油田综合调整项目环境影响报告书》投产后不再排海。	已取得国家海洋局的三同时验收批复，见附件 13
2	排污混合区范围为以排污口为中心 1.5 公里半径以内海域。	含油生产水经 FPSO（浮式生产储油装置）处理后部分排海，部分回注；另有少量生活污水经处理达标后排放。排污混合区可控制在 1.5km 范围内。	
《关于曹妃甸 11-6/12-1S 油田开发工程调整后环境影响报告书核准意见的复函》		落实情况	验收批复
1	WHPD 平台上海污水处理系统安装完成、增钻注水井工程完工后，应当向我局申请环保设施三同时检查。经我局检查批准后，二期调整工程方可投入生产	2009 年 6 月获得试运行“三同时”检查复函。	已取得国家海洋局的三同时验收批复，见附件 11 和 12
2	严格控制污染物的排放量和排放浓度，FPSO 的石油烃排放总量和排污混合区范围按照我局“关于曹妃甸 11-1/11-2 油田环境影响后评价有关问题的复函”的要求执行	2008 年至 2017 年日最大生产污水排海量均未超过 15000m ³ 。排污混合区可控制在 1.5km 范围内	
《关于重新核准曹妃甸 11-1/11-2 油田开发工程环境影响报告书的函》		落实情况	验收批复
1	FPSO 的石油烃排放总量和排污混合区范围按照我局“关于曹妃甸 11-1/11-2 油田环境影响后评价有关问题的复函”的要求执行。	总量排放可满足要求。	已取得国家海洋局的三同时验收批复，见附件 13

2	重新修改该油田溢油应急计划并按有关规定报批。	针对可能发生的风险，科麦奇中国石油有限公司重新修编了油田溢油应急计划，制定了《科麦奇中国石油有限公司渤海湾曹妃甸油田群开发生产溢油应急计划》。2012年，中海石油（中国）有限公司曹妃甸作业公司重新编制了《中海石油（中国）有限公司曹妃甸作业公司开发生产溢油应急计划》，并于2013年1月报备国家海洋局北海分局。	验收批复
《关于曹妃甸 11-6 油田 WHPD 平台外挂项目环境影响报告书核准意见的复函》		落实情况	验收批复
1	工程污染物的处理和排放应当符合国家有关规定和标准	污染物的处理和排放均符合国家有关规定	已取得国家海洋局的三同时验收批复，见附件14
2	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 ³ ，年排放天数不得超过33天。FPSO含油生产水排放总量不得突破原环评批复的排放总量控制指标。排污混合区范围维持不变。	2008年至2017年日最大生产污水排海量均未超过15000m ³ 。排污混合区可控制在1.5km范围内。	
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，开钻前应制定溢油应急计划。	2012年，中海石油（中国）有限公司曹妃甸作业公司重新编制了《中海石油（中国）有限公司曹妃甸作业公司开发生产溢油应急计划》，并于2014年5月报备国家海洋局北海分局。同时与天津分公司共用《钻完井溢油应急计划》。	
《关于曹妃甸 11-1/11-6 油田综合调整项目环境影响报告书的批复》		落实情况	验收批复
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；生产水经处理达标后方可回注地层。	施工期的要求已全部落实，目前尚未投产	本项目尚未投产
2	严格执行作业规程和安全规程，加强随钻监测，配备安全有效的放喷设备和良好的压井材料及井控设备，建立健全井控系统。	本项目尚未投产	

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，合理部署注采井网，严格按照设计注入压力和注入量进入注水作业，实施分层注水，在注水过程中加强实时监测，杜绝超注超压。	本项目尚未投产	
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。	本项目尚未投产	
5	切实落实生态保护措施，合理安排施工时间。严格控制钻井液和钻屑的排放速率，钻屑和钻井液排放、海底电缆铺设开挖作业应避免开鱼虾蟹产卵盛期（5月至6月），最大限度减少对海洋生态环境和渔业资源的影响。	施工期的要求已全部落实，已避开 5-6 月	

2.2.3.2 环保设施的运行情况

FPSO（浮式生产储油装置）上的环保设施主要有生产水处理系统、开闭式排放系统、生活污水处理装置、各类废弃物的处理设施及溢油应急设备等。

生产水处理装置：FPSO 生产水进入各级处理装置处理后的石油类的浓度小于《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）中的一级标准值（20mg/L），生产污水处理装置运转正常，工作效率良好。WHPA 及 WHPD 平台生产水经生产水处理系统处理后的石油类浓度满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）的标准（ $\leq 50\text{mg/L}$ ）。

生活污水处理装置：FPSO 的生活污水、曹妃甸 11-1 油田 WHPA、曹妃甸 11-2 油田 WHPA 平台和曹妃甸 11-6 油田 WHPD 平台的生活污水经生活污水处理装置处理后的污水 COD 含量小于《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）中的一级标准值（300mg/L）。FPSO、平台生活污水处理装置运转良好。

综上，油田环保设施运行状态良好。

2.2.3.3 污染物排放与达标分析

目前，“海洋石油 112 号”FPSO 及其他平台环保设备运行情况良好，生产废水和生活污水处理设施运行正常。

（1）生产水排放与达标分析

①FPSO 生产水处理

根据作业者提供的“海洋石油 112 号”FPSO 含油生产水排放监测记录（表 2.2-7、表 2.2-8）可知：生产水处理设施处理效果良好，出水石油类含量 $< 50\text{mg/L}$ ，符合《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）及海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值（GB4914-2008）中相应标准要求，近年的 FPSO 生产水排放量也符合总量控制指标。

表 2.2-7 “海洋石油 112 号”FPSO 生产水处理监测结果

监测时间	生产水
	石油类浓度（mg/L）
2015 年 1 月	5.38
2015 年 2 月	6.12
2015 年 3 月	4.37
2015 年 4 月	8.28
2015 年 5 月	12.1
2015 年 6 月	1.87
2015 年 7 月	1.84
2015 年 8 月	2.34
2015 年 9 月	6.38

2015 年 10 月	4.00
2015 年 11 月	2.36
2015 年 12 月	4.54
2016 年 1 月	6.36
2016 年 2 月	2.40
2016 年 3 月	6.76
2016 年 4 月	7.98
2016 年 5 月	4.19
2016 年 6 月	4.51
2016 年 7 月	2.64
2016 年 8 月	7.38
2016 年 9 月	6.52
2016 年 10 月	3.96
2016 年 11 月	3.47
2016 年 12 月	2.89
2017 年 1 月	3.05
2017 年 2 月	4.53
2017 年 3 月	4.26
2017 年 4 月	4.57
2017 年 5 月	6.58
2017 年 6 月	3.87
2017 年 7 月	4.23
2017 年 8 月	5.12
2017 年 9 月	4.23
2017 年 10 月	7.63
2017 年 11 月	6.54
2017 年 12 月	7.85
2018 年 1 月	5.82
2018 年 2 月	4.77
2018 年 3 月	3.86
2018 年 4 月	4.53
2018 年 5 月	3.6
2018 年 6 月	7.04
2018 年 7 月	3.07
2018 年 8 月	6.26
2018 年 9 月	8.19

表 2.2-8 FPSO 2008~2017 年最大日产量及排放量单位: m³/d

年份	FPSO 最大日产水量	FPSO 最大回注量	FPSO 最大生产水排放量	总量指标
2008	46625.0	37912.0	8713.0	15000
2009	51097.1	47564.0	6140.1	15000
2010	58961.1	47218	9520.2	15000
2011	58873.8	47528	9493.2	15000
2012	56565.4	47728	6892.8	15000
2013	32322	26167	14308	15000
2014	52603	41979	14973	15000

2015	57208	50283	6925	15000
2016	57128	47228	14962	15000
2017	57472	50601	7689	15000

②曹妃甸 11-2 油田 WHPA 平台和曹妃甸 11-6 油田 WHPD 平台

根据近年曹妃甸 11-2 油田 WHPA 平台生产水和曹妃甸 11-6 油田 WHPD 平台生产水的环境监测报表中的监测数据（表 2.2-9）：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。

表 2.2- 9 WHPA 平台和 WHPD 平台生产水处理后监测结果

监测时间	WHPD 平台生产水	WHPA 平台生产水
	石油类浓度（mg/L）	石油类浓度（mg/L）
2015 年 1 月	42	18
2015 年 2 月	44	19
2015 年 3 月	46	17
2015 年 4 月	43	19
2015 年 5 月	44	18
2015 年 6 月	43	19
2015 年 7 月	41	17
2015 年 8 月	42	18
2015 年 9 月	44	17
2015 年 10 月	43	19
2015 年 11 月	43	19
2015 年 12 月	47	18
2016 年 1 月	43	19
2016 年 2 月	43	18
2016 年 3 月	42	17
2016 年 4 月	42	19
2016 年 5 月	42	17
2016 年 6 月	47	19
2016 年 7 月	45	19
2016 年 8 月	43	18
2016 年 9 月	43	18
2016 年 10 月	46	19
2016 年 11 月	45	19
2016 年 12 月	43	19
2017 年 1 月	39	17
2017 年 2 月	34	19

2017 年 3 月	42	19
2017 年 4 月	44	19
2017 年 5 月	48	19
2017 年 6 月	47	17
2017 年 7 月	43	19
2017 年 8 月	36	19
2017 年 9 月	32	19
2017 年 10 月	32	18
2017 年 11 月	33	19
2017 年 12 月	32	19
2018 年 1 月	32	19
2018 年 2 月	29	18
2018 年 3 月	31	19
2018 年 4 月	31	19
2018 年 5 月	37	18
2018 年 6 月	33	18
2018 年 7 月	38	19
2018 年 8 月	42	19
2018 年 9 月	37	19

(2) 生活污水排放与达标分析

根据建设单位提供的生活污水检测结果可知,FPSO、WHPD 平台、WHPA 平台和 WGPA 平台生活污水经处理后 COD 浓度均小于 300mg/L,符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》中的一级标准。

表 2.2-10 生活污水监测结果

监测时间	COD (mg/L)			
	FPSO	WHPD 平台	WHPA 平台	WGPA 平台
2015 年第一季度	91	96	41	103
2015 年第二季度	72	48	62	76
2015 年第三季度	58	61	111	169
2015 年第四季度	76.6	101	141	88
2016 年第一季度	46.5	107	70	66
2016 年第二季度	83.7	86.2	143	157
2016 年第三季度	137	119	145	92
2016 年第四季度	68.1	98.5	127	114
2017 年第一季度	74.3	103	100	104
2017 年第二季度	63	114	113	78
2017 年第三季度	61	122	73	44
2017 年第四季度	94	92	48	45
2018 年第一季度	71.5	58.9	53.8	57.7
2018 年第二季度	75.6	65.3	85.3	116
2018 年第三季度	71.4	64.5	50	54.2

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

2.2.3.5 曹妃甸油田群产能现状

本工程所在平台产能现状见下表。

表 2.2-11 2017 年平台产能现状

平台	油 (m ³ /d)	气 (10 ⁴ m ³ /d)	水 (m ³ /d)
WGPA	■	■	■
WHPA	■	■	■
WHPC	■	■	■
WHPD	■	■	■
WHPE	■	■	■
WHPF	■	■	■

2.2.4 本工程建设规模及内容

2.2.4.1 调整井建设方案

本次调整井工程钻井方式为钻井船，生产井采油方式为电潜泵采油。本项目不涉及生产水设施、回注水设施、平台、管线及其它生产设施的新建及改造。平台井口统计见表 2.2-12。

表 2.2-12 平台井口统计表

平台名称	已建井数	本次调整井拟建井数	调整井井号		调整后合计	备注
曹妃甸 11-1 油田 WGPA 平台	78 口 (75 口生产井+3 口注水井)	28 口 (14 口生产井, 14 口生产井转注水井)	生产井	■ ■ ■ ■ ■	78 口 (61 口生产井+17 口注水井)	除转注井外, 本次调整井均为侧钻井
			生产井转注水井	■ ■ ■ ■		
曹妃甸 11-2 油田 WHPA 平台	24 口 (18 口生产井+6 口注水井)	4 口 (生产井)	■		24 口 (18 口生产井+6 口注水井)	本次调整井均为侧钻井
曹妃甸 11-3/5 油田 WHPC 平台	12 口 (8 口生产井+4 口注水井)	6 口 (生产井)	■ ■		12 口 (8 口生产井+4 口注水井)	本次调整井均为侧钻井
曹妃甸 11-6 油田 WHPD 平台	48 口 (46 口生产井+2 口注水井)	6 口 (5 口生产井, 1 口生产井转注水井)	■ ■		48 口 (45 口生产井+3 口注水井)	除转注井外, 本次调整井均为侧钻井

曹妃甸 11-6 油田 WHPE 平台	12 口 (12 口生产井)	5 口 (生产井)		12 口 (12 口生产井)	本次调整井均为侧钻井
曹妃甸 12-1S 油田 WHPF 平台	6 口 (6 口生产井)	4 口 (生产井)		10 口 (10 口生产井)	本次调整井全部为内挂井槽中新钻井

调整井井身基本参数见表 2.2-13。

表 2.2-13 井身结构数据表

井号	井名	井深 (m)	井口直径 (mm)	井底直径 (mm)	井底深度 (m)	井底坐标 (E, N)
1	11-6-1	1000	150	150	1000	115.5, 41.5
		1000	150	150	1000	115.5, 41.5
		1000	150	150	1000	115.5, 41.5
2	11-6-2	1000	150	150	1000	115.5, 41.5
		1000	150	150	1000	115.5, 41.5
		1000	150	150	1000	115.5, 41.5
3	11-6-3	1000	150	150	1000	115.5, 41.5
		1000	150	150	1000	115.5, 41.5
		1000	150	150	1000	115.5, 41.5
4	11-6-4	1000	150	150	1000	115.5, 41.5
		1000	150	150	1000	115.5, 41.5
		1000	150	150	1000	115.5, 41.5
5	11-6-5	1000	150	150	1000	115.5, 41.5
		1000	150	150	1000	115.5, 41.5
		1000	150	150	1000	115.5, 41.5
6	11-6-6	1000	150	150	1000	115.5, 41.5
		1000	150	150	1000	115.5, 41.5
		1000	150	150	1000	115.5, 41.5
7	11-6-7	1000	150	150	1000	115.5, 41.5
		1000	150	150	1000	115.5, 41.5
		1000	150	150	1000	115.5, 41.5
8	11-6-8	1000	150	150	1000	115.5, 41.5
		1000	150	150	1000	115.5, 41.5
		1000	150	150	1000	115.5, 41.5
9	11-6-9	1000	150	150	1000	115.5, 41.5
		1000	150	150	1000	115.5, 41.5
		1000	150	150	1000	115.5, 41.5
10	11-6-10	1000	150	150	1000	115.5, 41.5
		1000	150	150	1000	115.5, 41.5
		1000	150	150	1000	115.5, 41.5
11	11-6-11	1000	150	150	1000	115.5, 41.5
		1000	150	150	1000	115.5, 41.5
		1000	150	150	1000	115.5, 41.5
12	11-6-12	1000	150	150	1000	115.5, 41.5
		1000	150	150	1000	115.5, 41.5
		1000	150	150	1000	115.5, 41.5
13	11-6-13	1000	150	150	1000	115.5, 41.5
		1000	150	150	1000	115.5, 41.5
		1000	150	150	1000	115.5, 41.5
14	11-6-14	1000	150	150	1000	115.5, 41.5
		1000	150	150	1000	115.5, 41.5
		1000	150	150	1000	115.5, 41.5
15	11-6-15	1000	150	150	1000	115.5, 41.5
		1000	150	150	1000	115.5, 41.5
		1000	150	150	1000	115.5, 41.5
16	11-6-16	1000	150	150	1000	115.5, 41.5
		1000	150	150	1000	115.5, 41.5
		1000	150	150	1000	115.5, 41.5
17	11-6-17	1000	150	150	1000	115.5, 41.5
		1000	150	150	1000	115.5, 41.5
		1000	150	150	1000	115.5, 41.5
18	11-6-18	1000	150	150	1000	115.5, 41.5
		1000	150	150	1000	115.5, 41.5
		1000	150	150	1000	115.5, 41.5
19	11-6-19	1000	150	150	1000	115.5, 41.5
		1000	150	150	1000	115.5, 41.5
		1000	150	150	1000	115.5, 41.5
20	11-6-20	1000	150	150	1000	115.5, 41.5
		1000	150	150	1000	115.5, 41.5
		1000	150	150	1000	115.5, 41.5
21	11-6-21	1000	150	150	1000	115.5, 41.5
		1000	150	150	1000	115.5, 41.5
		1000	150	150	1000	115.5, 41.5
22	11-6-22	1000	150	150	1000	115.5, 41.5
		1000	150	150	1000	115.5, 41.5
		1000	150	150	1000	115.5, 41.5
23	11-6-23	1000	150	150	1000	115.5, 41.5
		1000	150	150	1000	115.5, 41.5
		1000	150	150	1000	115.5, 41.5
24	11-6-24	1000	150	150	1000	115.5, 41.5
		1000	150	150	1000	115.5, 41.5
		1000	150	150	1000	115.5, 41.5
25	11-6-25	1000	150	150	1000	115.5, 41.5
		1000	150	150	1000	115.5, 41.5
		1000	150	150	1000	115.5, 41.5
26	11-6-26	1000	150	150	1000	115.5, 41.5
		1000	150	150	1000	115.5, 41.5
		1000	150	150	1000	115.5, 41.5
27	11-6-27	1000	150	150	1000	115.5, 41.5
		1000	150	150	1000	115.5, 41.5
		1000	150	150	1000	115.5, 41.5
28	11-6-28	1000	150	150	1000	115.5, 41.5
		1000	150	150	1000	115.5, 41.5
		1000	150	150	1000	115.5, 41.5
29	11-6-29	1000	150	150	1000	115.5, 41.5
		1000	150	150	1000	115.5, 41.5
		1000	150	150	1000	115.5, 41.5
30	11-6-30	1000	150	150	1000	115.5, 41.5
		1000	150	150	1000	115.5, 41.5
		1000	150	150	1000	115.5, 41.5

典型的井深结构图见图 2.2-18~图 2.2-22。井槽平面布置图见图 2.2-23~图 2.2-28。

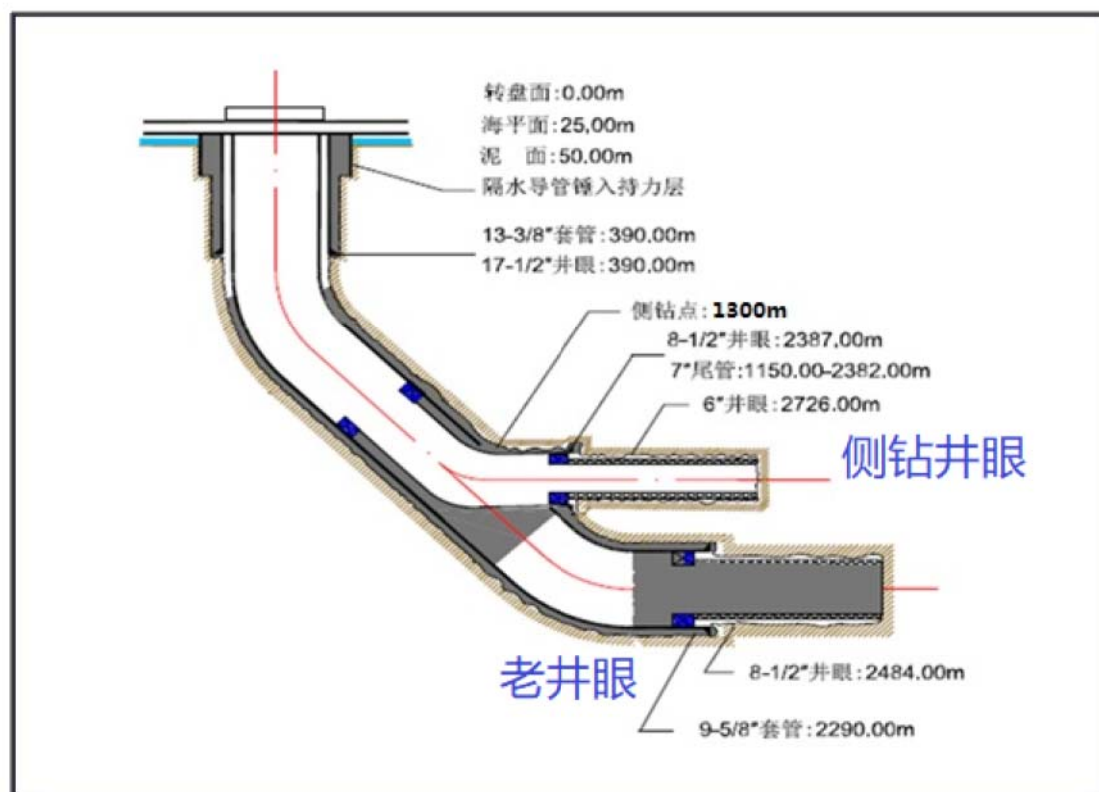


图 2.2-18 9-5/8" 套管开窗侧钻井井身结构示意图

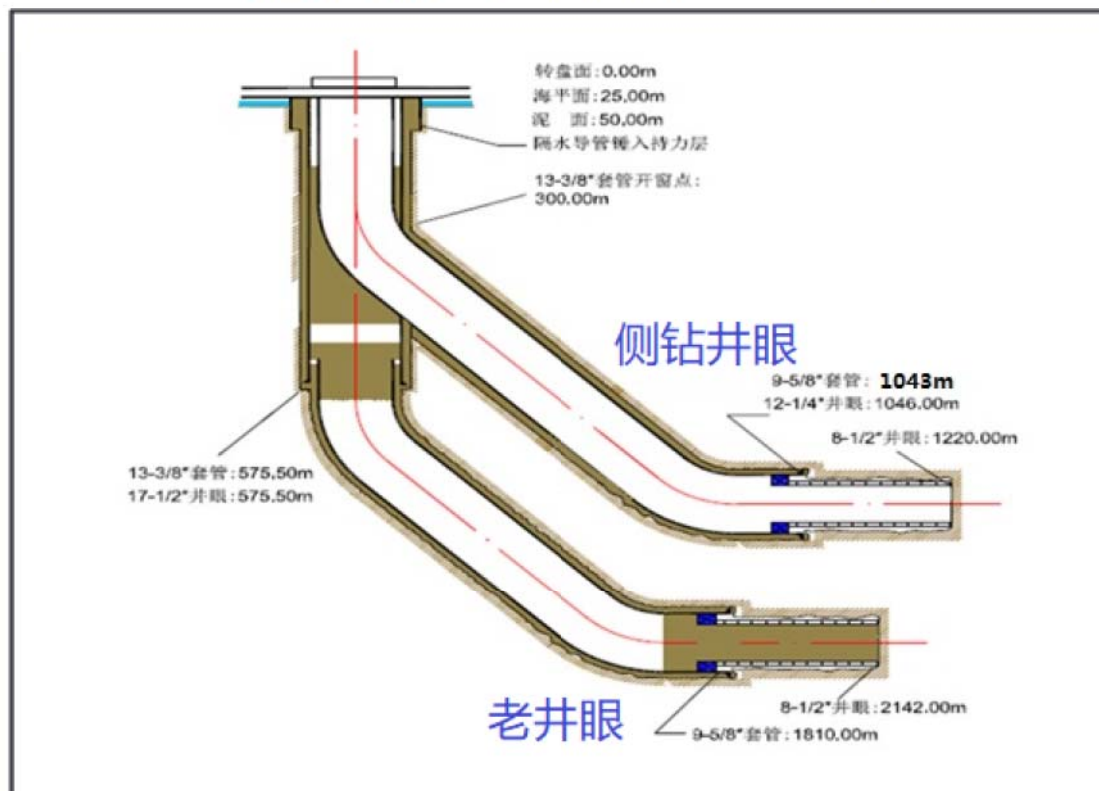


图 2.2-19 13-3/8" 套管开窗侧钻井井身结构示意图

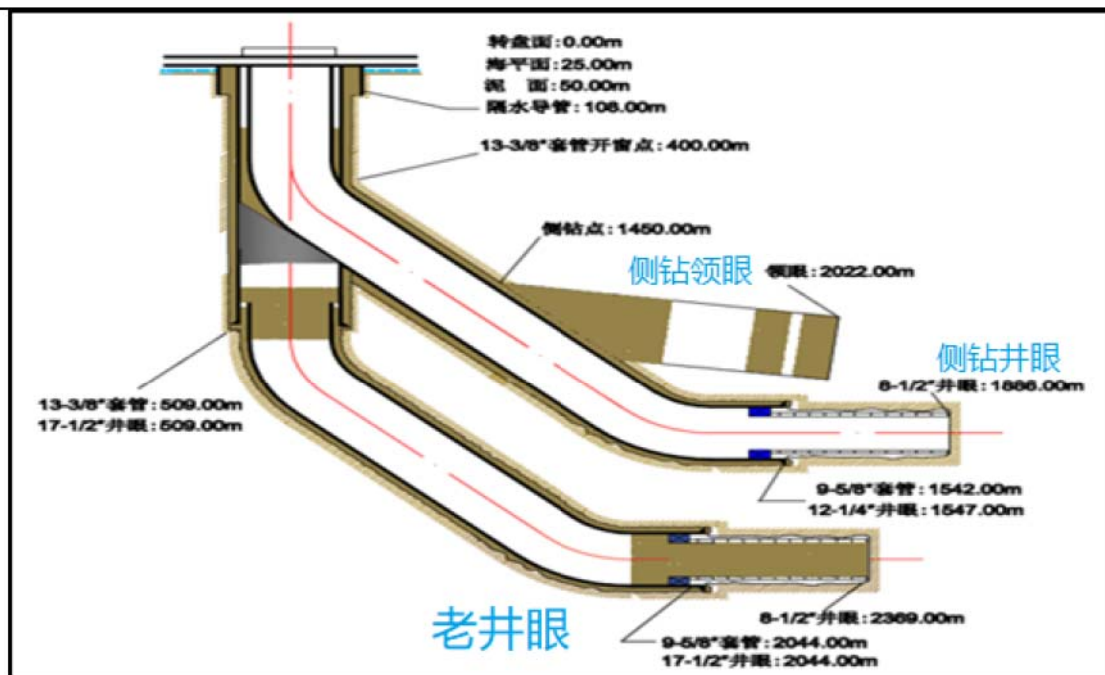


图 2.2-20 含领眼侧钻井井身结构示意图

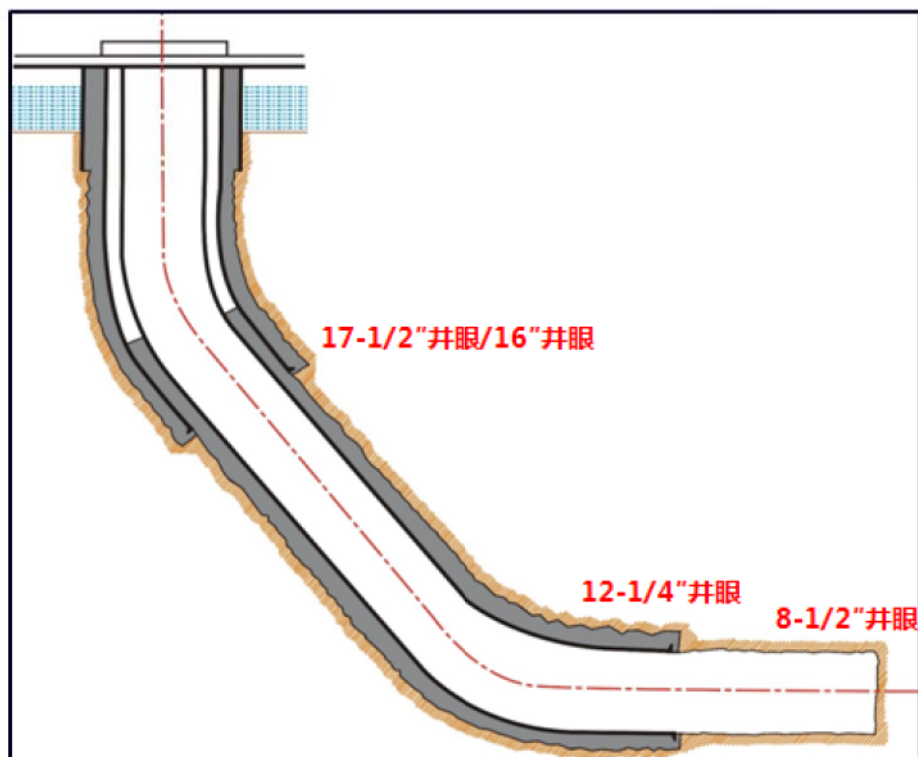


图 2.2-21 新钻井井身结构示意图

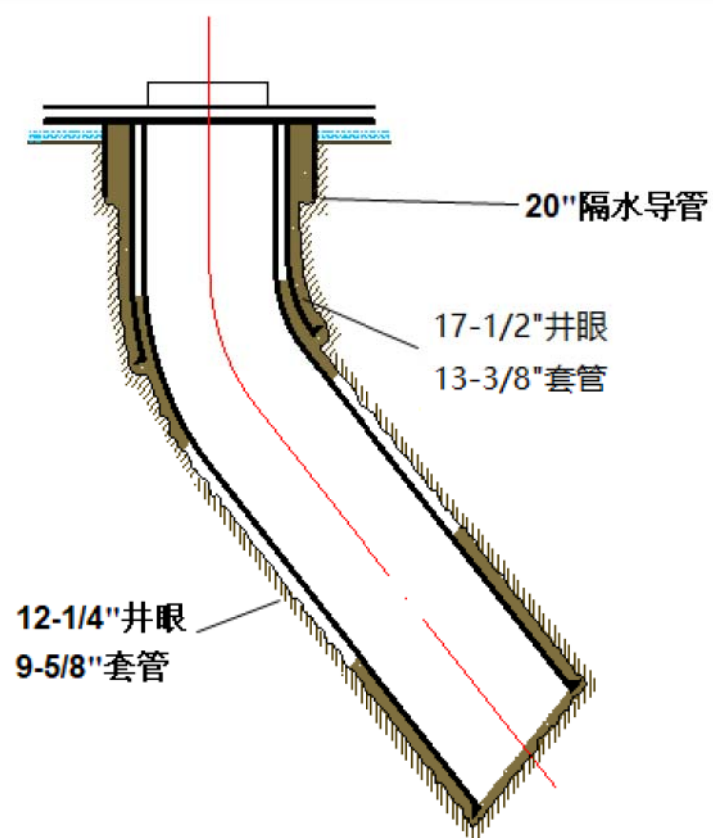


图 2.2-22 定向井井身结构图

2.2.4.2 固完井方案

表 2.2-14 固井方案

13-3/8" 套 管	
水泥浆返高	水泥返高至井口
水泥类型	山东“G”级水泥
水泥浆密度	密度：领浆 1.50g/cm ³ ，尾浆：1.80g/cm ³
附加量	根据标准井眼体积附加 120%
添加剂	低密度缓凝剂
固井方法	单筒双井固井
9-5/8"套管	
水泥浆返高	返至上层套管鞋以上 100m
水泥类型	漂珠水泥
水泥浆密度	密度：1.50 g/cm ³
附加量	根据实际测算体积附加 30%
固井方法	单级固井
7"尾管	
水泥浆返高	尾浆浆返至尾管挂顶部，领浆返至尾管挂顶部以上 200m，顶替结束后清洗出井口。
水泥类型	低密度漂珠水泥
水泥浆密度	水泥浆密度：1.50g/cm ³
附加量	电测环空容积的 30%，套管内不附加；总体设计暂时按标准环空容积的 150%附加，现场根据实钻井眼环空容积进行调整。
水泥浆体系	聚合物体系
固井方法	尾管固井

完井方案：下入独立筛管完井或下入筛管后进行裸眼砾石充填防砂。

2.2.4.3 内挂井槽建设方案

CFD12-1S WHPF 平台原为 4 腿 4 主桩导管架结构形式。平台设有主甲板(EL(+))11.0m)、井口防护甲板 (EL(+))15.5m) 及下甲板 (EL(+))7.5m)。本次改造为布置新增变压器、VFD、多路阀、井口控制盘、二氧化碳瓶组等设备，在 WHPF 平台北侧和南侧外扩部分甲板结构。新增 4 个井槽分别于井口区域井槽阵列中。

结构模型图见图 2.2-29，甲板改造布置图请见图 2.2-30~图 2.2-32。



图 2.2-29 曹妃甸 11-6 油田 WHPF 平台内挂井槽结构模型图

由于 WHPF 平台为无人平台，因此，本次计划动用生活支持船，满足平台施工人员住宿，同时考虑利用支持船的吊机对平台改造期间的新增甲板和水上水下井口导向等建造安装进行施工辅助。

新增设备、结构甲板、附件等计划利用生活支持船的吊机分别吊装，海上组对焊接。单次吊装重量不超过 25 吨。

水上井口导向利用焊接形式与平台导管架主结构进行连接。水下井口导向结构与原导管架水平层结构使用卡子连接，避免水下焊接作业。水下井口导向安装前，需提前对干涉的阳极进行切割，待井口导向安装完毕后再进行阳极的水下恢复。新增隔水套管的制作和安装由钻完井专业负责。隔水套管钻入前需对与隔水套管干涉的平台结构、管线、电缆等进行改造。

2.2.4.4 生活污水装置升级改造

曹妃甸作业公司已于 2016 年~2017 年已完成对 WGPA 平台和 FPSO112 号生活污水升

级改造工程，根据总公司相关工作要求，为了进一步提高生活污水的处理效率，设施运行便于维护以及进一步降低生活污水处理后的浓度，重新筛选了生活污水处理工艺，确定了新的改造方案，计划对 WHPA 和 WHPD 平台 2 套生活污水处理装置进行升级改造。

WHPA, WHPD 平台生活污水装置计划升级为 FBAF+电催化氧化法处理装置, 流程图 2.2-33，主要设备有 FBAF 缓冲罐, 电催化氧化装置, 流程泵, 精细过滤器各一台, 其处理能力分别为 WHPA（最大使用人数 80 人）、WHPD 平台（最大使用人数 60 人）。

主要施工流程：拆除旧的生活污水处理装置—对平台结构进行安全校核—电仪相关设备及管线改造—灰水进开排流程改造—安装新生活污水处理装置—新装置的调试、运行。

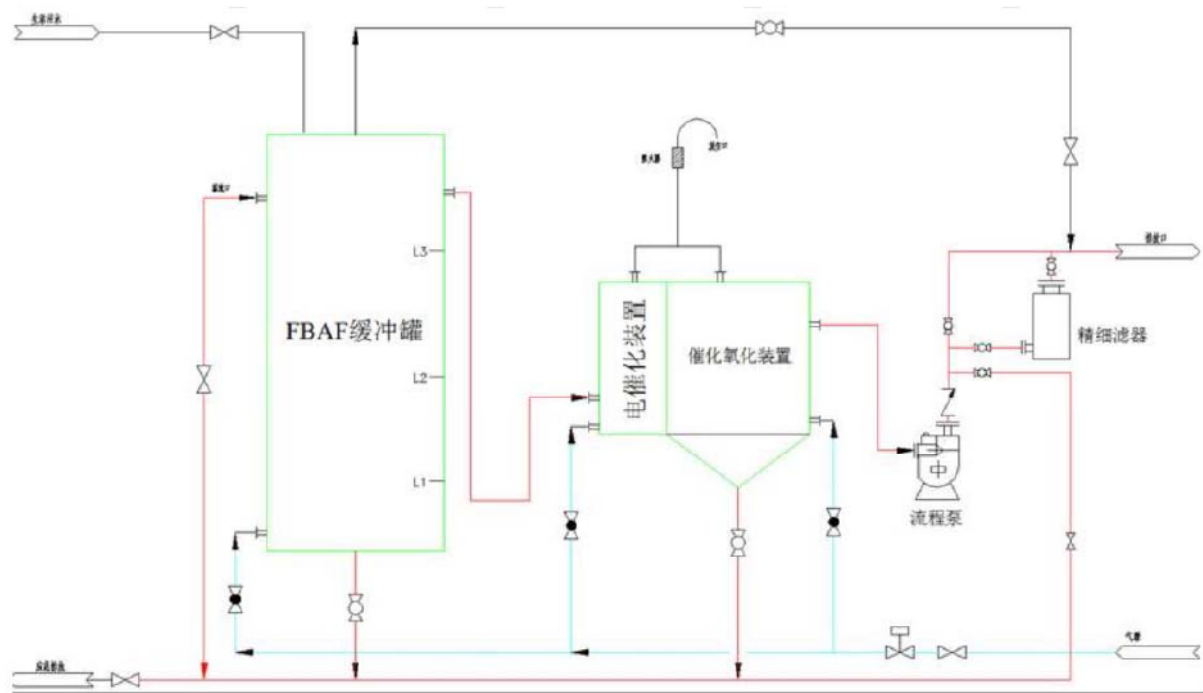


图 2.2-33 改造后生活污水处理流程示意图

2.2.4.5 原油性质

(1) 油田基础数据

曹妃甸油田群基础数据见表 2.2-15~表 2.2-19。

表 2.2-15 曹妃甸 11-1 油田基础数据

表 2.2-16 曹妃甸 11-2 油田基础数据

表 2.2-17 曹妃甸 11-3/5 油田基础数据

表 2.2-18 曹妃甸 11-6 油田基础数据

表 2.2-19 曹妃甸 12-1/12-1S 油田基础数据

油田开采基本参数	开采现状	
	WHPF	
	Dong Ying A	Dong Ying D

(2) 油品性质

油品性质见表 2.2-20~表 2.2-24。

表 2.2-20 曹妃甸 11-1 油田油品性质表

油田开采基本参数	U.Ming 构造
密度（g/cm³）@60°F	0.983

粘度 (cp)	@20°C @40°C @60°C @80°C @100°C	N/D 2465 789 190 66
倾点 (°F)		55
闪点 (°F)		25
含蜡量 (%， w/w)		3.48
沥青质含量 (%， w/w)		1.03
树脂 (%， w/w)		15.3
含盐量 (g/m ³)		101.4
残炭值 (%， w/w)		4.99
总酸值， mgKOH/gm		5.79
低热值 (LHV) BTU/kg		38244
灰份含量 (%， w/w)		0.31

表 2.2- 21 曹妃甸 11-2 油田油品性质表

油田开采基本参数	馆陶构造	L.Ming 构造	U.Ming 构造
密度 (g/cm ³) @60°F	0.945	0.975	0.983
粘度 (cp)	@20°C @40°C @60°C @80°C @100°C	1153 285 93 37 20	4896 1897 611 174 70
倾点 (°F)	25	8	5
闪点 (°F)	210	290	225
含蜡量 (%， w/w)	2.59	3.98	3.48
沥青质含量 (%， w/w)	1.12	1.52	1. 3
树脂 (%， w/w)	6.82	6.58	15.3
含盐量 (g/m ³)	81.0	27.9	101.4
残炭值 (%， w/w)	5.74	7.12	4.99
总酸值， mgKOH/gm	3.2	5.25	5.79
低热值 (LHV) BTU/kg	39,418	38,724	38,244
灰份含量 (%， w/w)	0.071	0.24	0.31

表 2.2-22 曹妃甸 11-3/5 油田油品性质表

	Guantao 构造	Ming 构造
井流类型	原油	原油
密度 (g/cm ³) @16°C	0.911	0.972
粘度 (cp) @20°C	163	N/A
@40°C	59.6	5664
@60°C	23.2	889
@80°C	13.6	N/A
倾点 (°F)	16	48
闪点 (°F)	75	>230
含蜡量 (%， w/w)	8.6	4.5

沥青含量(%, w/w)	0.50	0.9
树脂(%, w/w)	16.7	N/A
含盐量(g/m ³)	150	>150
残炭值(%, w/w)	5.7	8
总酸值, mgKOH/gm	1.59	4.8
低热值(LHV), BT/kg	8210	/
灰份含量(%, w/w)	<0.1	>0.180

表 2.2-23 曹妃甸 11-6 油品性质表

项目	WHPE 平台	WHPD 平台	
	Ng3 S2 Main	Ng3 Massive	Ng3 S2 Main
比重 (API 度/g/cm ³)	31.5 0.8681	24.0	27.5
倾点(°C)	33	-25.0	20.0
		27* (CFD-11-6/12-1+ CFD-12-1E+CFD-12-1S井流混合)	
浊点/结蜡点(°C)	44	27.4	32.7
粘度(cp) @20°C	25.5	124.4	65.0
@40°C	10.6	40.8	19.4
@60°C	6.9	18.0	8.9
@80°C	4.4	N/A	N/A
总酸值, mgKOH/gm	0.29	0.9	0.85
含蜡量(%, w/w)	2.7	8.81	8.01
沥青质含量 (%, w/w)	0.27	<0.5	<0.5

表 2.2-24 曹妃甸 12-1 油田油品性质表

项目	WHPF 平台	
	Dong Ying A	Dong Ying D
比重 (API 度/g/cm ³)	39.3 0.8275	38.7 0.8324
倾点(°C)	23.9	21.1
	27~33	
浊点/结蜡点(°C)	54.2	48.1
	32~40	
粘度(cp) @20°C	12.4	16.1
@40°C	6.8	5.9
@60°C	2.9	2.7
@80°C	2.1	2.0
总酸值, mgKOH/gm	0	<0.05
含蜡量(%, w/w)	11.62	18.1
沥青质含量 (%, w/w)	0.16	<0.5

2.2.4.6 生产预测

(1) 调整井产能预测

本次在曹妃甸油田群六个平台上布设 53 口调整井，其中 38 口生产井，15 口注水井。计划于 2019 年~2020 年施工，分批投产。本次调整井产能预测见表 2.2-25。

[illegible]

[illegible]

(2) 调整井建成前、后曹妃甸油田群产能预测

本次调整井工程实施前后,曹妃甸油田群产能预测见表 2.2-30。

表 2.2-30 调整井实施前后曹妃甸油田群产能情况

[illegible]

2.2.4.7 建设方案

本调整井工程计划于 2019 年~2020 年施工，投产时间均在 2019 年 9 月之后。施工总天数为 993 天，施工作业总人数为 110 人。采用钻井船进行钻完井作业，使用 1 条钻井守护船。

内挂井槽计划于 2019 年施工，预计 2019 年 9 月投产。施工总天数为 90 天，施工作业人数 65 人。采用 1 条生活支持船配合施工。

WHPA 平台生活污水改造工程计划于 2019 年 6-10 月，施工总天数约 150 天；WHPD 平台生活污水改造工程计划于 2020 年 3 月-7 月，施工总天数约 150 天；施工人数约 7 人。

改进型 PEC 钻井液体系主要成分表见表 2.2-31。

表 2.2-31 钻井液体系组成表（应改为百分比表示）

钻井液体系	名称	备注
改进型 PEC 钻井液	PF-PAC-LV (0.6%-1%)	聚阴离子纤维素
	PF-VIF (0.5%-1%)	提切降滤失剂
	PF-LSF (1%-2%)	水基沥青树脂防塌剂
	PF-LPF-H (1%-2%)	钻井液用羟基成膜剂
	PF-PLH (0.4%-0.6%)	高分子页岩抑制剂
	PF-HAS (0.8%-1%)	氨基硅醇

生活污水处理方式：作业期间，施工人员全部住宿在钻井船上，生活污水依托钻井船上的生活污水处理设施处理达标后排海。

表 2.2-32 钻完井施工方案

平台	序号	井号	施工计划	施工天数	施工人数	施工船数
CFD11-1 WHPA 平台（18 口）	1		2019 年	26	110	2
	2		2019 年	20	110	2
	3		2019 年	24	110	2
	4		2019 年	23	110	2
	5		2019 年	23	110	2
	6		2019 年	21	110	2
	7		2020 年	23	110	2
	8		2020 年	24	110	2
	9		2020 年	20	110	2
	10		2020 年	24	110	2
	11		2020 年	24	110	2
	12		2020 年	24	110	2
	13		2020 年	21	110	2
	14		2020 年	23	110	2
	15		2020 年	27	110	2
	16		2020 年	23	110	2
	17		2020 年	23	110	2
	18		2020 年	23	110	2
CFD11-2 WHPA 平台（6 口）	1		2019 年	29	110	2
	2		2019 年	26	110	2
	3		2020 年	22	110	2
	4		2019 年	26	110	2
CFD11-3/5WHPA	1		2020 年	23	110	2

(6口)	2		2020年	24	110	2
	3		2019年	21	110	2
	4		2019年	25	110	2
	5		2019年	25	110	2
	6		2019年	24	110	2
CFD11-6WHPD(5口)	1		2020年	24	110	2
	2		2020年	23	110	2
	3		2020年	24	110	2
	4		2020年	21	110	2
	5		2020年	21	110	2
CFD11-6WHPE(5口)	1		2019年	24	110	2
	2		2020年	25	110	2
	3		2019年	25	110	2
	4		2020年	25	110	2
	5		2019年	24	110	2
CFD12-1SWHPF(4口)	1		2019年	25	110	2
	2		2019年	24	110	2
	3		2019年	23	110	2
	4		2020年	24	110	2
合计	42	/	/	993	110	2

注：另 11 口井为生产井直接转为注水井，无钻屑泥浆的排放和钻完井施工期

2.2.4.8 生产井转注水井过程

生产井转为注水井的详细更换过程为：①进行井口放压，根据放压情况，准备合适的压井液；②进行捞 Y 堵或者砸泄油阀，建立洗压井循环大通道。如果油稠不能捞出 Y 堵或砸泄油阀，采取正替或反替柴油浸泡、正或反循环洗压井液，循环出油管内稠油，为捞 Y 堵或砸泄油阀做准备；③捞出 Y 堵或者砸泄油阀后，环空浸泡柴油或者高效洗井液，然后进行反循环洗压井。如果有溢流，采取 KCL 或者甲酸钠等压井液进行压井；④停止洗压井，井口油套分别放压，直至 30min 内无返出无溢流，无气体返出；⑤拆采油树，起原井生产管柱。起钻过程中，我们将记录有腐蚀损坏油管的记录；⑥起甩原井油管，打捆，连接新油管，准备下入冲洗管柱；⑦下入冲洗管柱，对井筒，尤其是井下防砂段内防砂管柱进行冲洗，冲出锈垢等杂物，确保井筒干净，满足下步作业；⑧下入验封管柱，对防砂管柱内的各个隔离密封筒进行逐个验封，详细记录好数据，如果密封筒都完好，将进行下步作业，如果密封筒密封不严，我们将采取下入新式膨胀式封隔工具；⑨下入注水管柱，根据地质油藏要求，下入各种分注合注工具以及管柱组合；⑩座采油树，钢丝作业，对所下管柱井下分注工具进行验封作业，如果验封合格，满足要求，作业结束，恢复注水注聚。如果验封不合格，分析不合格原因，进行技术处理，如果井口不能处理，将起出下入的注水管柱。

洗压井的必要性：洗压井作业为一套工序，通过洗压井作业使油套压力平衡，做好井控工作，防止井喷井涌事故发生。

2.2.4.9 产出物流集输工程改造

本工程投产后，产出物流依托原平台计量集输设备，油、气、水处理利用现有“海洋石油 112”号 FPSO 的生产系统，不新建工程物流集输管线。

2.2.4.10 原工程和调整井工程后工程变化对比

调整井工程实施前后油田产能变化情况对比结果见表 2.2-33。

表 2.2-33 调整井实施前后油田工程变化情况对比表

项目		曹妃甸油田群调整前最高产能	新增调整井最高产量	调整后曹妃甸油田群最高产量	备注
产物	油				本调整井投产后，曹妃甸油田群产出的生产水将分别在新建 CEPJ 平台、新建 CEPI 平台和现有海洋石油 112 号 FPSO 进行处理，满足各区域注水水质标准后全部回注地层。
	水				
	气				
平台结构		6 个平台	增加 WHPF 平台内挂井槽	6 个平台	
物流处理系统		WHPD 平台、CEPJ 平台、CEPI 平台及海洋石油 112 号 FPSO	不增加	WHPD 平台、CEPJ 平台、CEPI 平台及海洋石油 112 号 FPSO	
生产定员		无	不增加	无	
生产天数		330 天	不增加	330 天	

2.3 工程分析

2.3.1 现有污染物排放情况

(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、甲板冲洗水、初期雨水等工业废水。

①生活污水

根据现状调查，曹妃甸 11-1 油田 WGPA（井口集输平台 A）生产定员为 48 人，2017 年生活污水产生量约为 2068.41m³/a；曹妃甸 11-2 油田 WHPA（井口平台 A）生产定员 38 人，2017 年生活污水产生量约为 1499.7m³/a；曹妃甸 11-6 油田 WHPD（井口集输平台 D）生产定员 67 人，2017 年生活污水产生量约为 2074.22m³/a；FPSO 生产定员 120 人，2017 年生活污水产生量约为 4189m³/a。生活污水经各平台生活污水处理设施处理达标后排海。

WHPE 及 WHPF 平台为无人平台。

②生产水

WGPA 平台现状含油生产水产生量为 43200m³/d，依托 FPSO（浮式生产储油装置）进行处理，FPSO 生产水处理系统处理合格后，输往油田群各平台回注，剩余部分在 FPSO（浮式生产

储油装置)上全油田群唯一排放口排海。

WHPA 平台现状含油生产水产生量为 $7100\text{m}^3/\text{d}$ ，分离出的含水原油直接通过海管输送至 WGPA 平台，与 WGPA 平台和 WHPC 平台的井口产液混合，经海管输送至曹妃甸油田群 SPM 单点系泊系统，最终输送至 FPSO（浮式生产储油装置）进行处理，FPSO 生产水处理系统处理合格后，输往油田群各平台回注，剩余部分在 FPSO（浮式生产储油装置）上全油田群唯一排放口排海。

WHPC 平台现状含油生产水产生量为 $2670\text{m}^3/\text{d}$ ，依托 FPSO（浮式生产储油装置）进行处理，FPSO 生产水处理系统处理合格后，输往油田群各平台回注，剩余部分在 FPSO（浮式生产储油装置）上全油田群唯一排放口排海。

WHPD 平台现状含油生产水产生量为 $1304\text{m}^3/\text{d}$ ，部分依托平台生产水处理设施处理达标后回注，其余依托 FPSO（浮式生产储油装置）进行处理，FPSO 生产水处理系统处理合格后，输往油田群各平台回注，剩余部分在 FPSO（浮式生产储油装置）上全油田群唯一排放口排海。

WHPE 平台现状含油生产水产生量为 $12900\text{m}^3/\text{d}$ ，一部分在曹妃甸 11-6 油田分离处理后回注，其余依托 FPSO 进行处理，FPSO 生产水处理系统处理合格后，输往油田群各平台回注，剩余部分在 FPSO（浮式生产储油装置）上全油田群唯一排放口排海。

WHPF 平台现状含油生产水产生量为 $324\text{m}^3/\text{d}$ ，一部分在曹妃甸 11-6 油田分离处理后回注，其余依托 FPSO 进行处理，FPSO 生产水处理系统处理合格后，输往油田群各平台回注，剩余部分在 FPSO（浮式生产储油装置）上全油田群唯一排放口排海。

③甲板冲洗水、初期雨水

曹妃甸油田群甲板冲洗水约 $6\text{m}^3/\text{d}$ ，即 $2190\text{m}^3/\text{a}$ ，初期雨水 $85.2\text{t}/\text{次}$ 。全部经收集进入原油集输流程，不外排。

(2) 废气

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

注：本油田天然气无含硫组分，燃烧无 SO₂ 排放。

(3) 固体废物

根据现有工程的调查，固体废物污染源包括生活区的生活垃圾和油田生产作业过程中产生的工业垃圾。

曹妃甸 11-1 油田 WGPA（井口集输平台 A）生产定员为 48 人，生活垃圾总量为 21.9t/a；曹妃甸 11-2 油田 WHPA（井口平台 A）生产定员 38 人，生活垃圾总量为 10.95t/a；曹妃甸 11-6 油田 WHPD（井口集输平台 D）生产定员 67 人，生活垃圾总量为 13.14t/a；FPSO 生产定员 120 人，生活垃圾总量为 25t/a，全部运回陆地交当地环卫部门处理。

WGPA、WHPC 平台工业垃圾量约为 19t，WHPA 平台和 WHPD 平台每年产生工业垃圾量约为 20t，WHPE 和 WHPF 平台每年产生工业垃圾量约为 26t，FPSO 每年产生工业垃圾量约为 60t，含油危险固体废弃物运回陆地委托有危险固体废物处理资质的单位进行处理。现有工程污染物处理与排放情况见表 2.3-2。

表 2.3-2 现有工程污染物处理与排放情况一览表

序号	污 源种类	产生量	处理方式及去向
1	含油生产水	67498 m ³ /d	一部分在曹妃甸 11-6 油田分离处理回注，其余经 FPSO 处理合格后在油田群各平台回注，剩余部分排海
2	生活污水	9831.33m ³ /a	生活污水经各平台生活污水处理设施处理达标后排海
3	伴生天然气 (全油田群)	NO _x 1565 t/a	作为 FPSO 透平发电机和热介质锅炉的燃料气，多余的气体通过火炬燃烧
4	工业固废	190t/a	运回陆地由有资质单位接收处理
5	生活垃圾	70.99t/a	运回陆地交当地环卫部门处理
7	甲板冲洗水	2190m ³ /a	全部进入原油集输流程，不外排
8	初期雨水	85.2t/次	

2.3.2 拟建工程污染源及污染防治措施

2.3.2.1 施工期污染源及污染防治措施

1、排污节点

根据钻完井工艺过程和生产工艺过程分析，本工程施工期排污主要表现在调整井工程的钻完井阶段，本工程主要排污节点如图 2.3-1~图 2.3-2 所示。

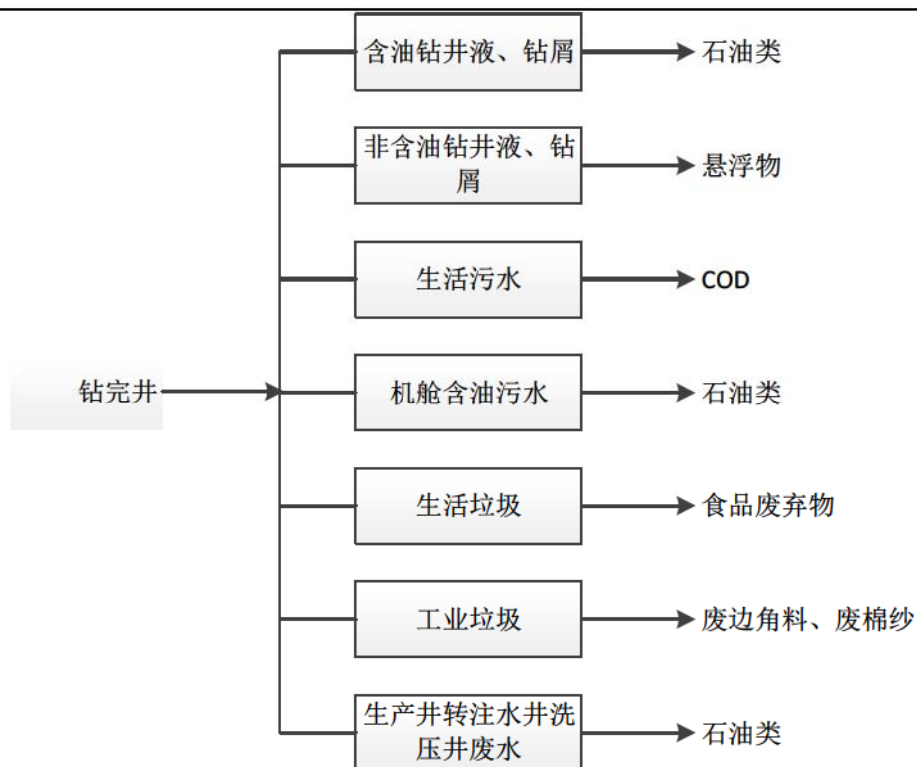


图 2.3-1 调整井施工期排污节点图



图 2.3-2 平台内挂井槽及生活污水改造施工期排污节点图

2、污染源

(1) 钻屑

A、源强核算

钻完井过程中产生的钻屑分为含油钻屑和不含油钻屑两类。钻屑产生量主要取决于井深和井身结构，参照井身结构可粗略估算出本工程排放的钻屑总量。计算公式如下：

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

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

本次拟建 53 口调整井，其中 42 口井产生钻屑泥浆，[REDACTED]施工共产生钻屑量 7405.99m³，其中非含油钻屑的产生量为 6688.34m³，含油钻屑产生量为 717.65m³。

表 2.3-3 钻屑源强核算结果表

平台	序号	井号	施工年份	非含油钻屑	含油钻屑	合计
CFD11-1 WGPA 平台 (18口)	1		2019 年	194.56	20.49	215.05
	2		2019 年	110.90	12.40	123.3
	3		2019 年	224.96	20.49	245.45
	4		2019 年	110.78	30.84	141.62
	5		2019 年	123.79	33.96	157.75
	6		2019 年	128.77	13.47	142.24
	7		2020 年	158.81	20.49	179.3
	8		2020 年	33.76	20.60	54.36
	9		2020 年	121.60	11.78	133.38
	10		2020 年	217.66	13.83	231.49
	11		2020 年	68.95	13.40	82.35
	12		2020 年	37.24	5.44	42.68
	13		2020 年	147.13	13.52	160.65
	14		2020 年	215.23	22.03	237.26
	15		2020 年	48.51	20.49	69
	16		2020 年	215.23	21.52	236.75
	17		2020 年	206.72	22.03	228.75
	18		2020 年	35.86	5.11	40.97
	小计			2400.46	321.89	2722.35
CFD11-2 WHPA 平台 (4口)	1		2019 年	252.07	19.72	271.79
	2		2019 年	287.34	19.01	306.35
	3		2020 年	182.15	12.40	194.55
	4		2019 年	255.36	25.61	280.97
	小计			976.92	76.74	1053.66
CFD11-3/5WHPC (6口)	1		2020 年	168.05	15.11	183.16
	2		2020 年	177.29	20.34	197.63
	3		2019 年	104.57	17.42	121.99
	4		2019 年	40.32	7.99	48.31
	5		2019 年	309.35	16.50	325.85
	6		2019 年	208.54	15.83	224.37
	小计			1008.12	93.19	1101.31
CFD11-6WHPD (5口)	1		2020 年	51.23	11.15	62.38
	2		2020 年	28.74	8.96	37.7
	3		2020 年	24.38	8.55	32.93
	4		2020 年	87.06	16.39	103.45
	5		2020 年	140.33	15.16	155.49
	小计			331.74	60.21	391.95
CFD11-6WHPE (5口)	1		2019 年	40.98	9.34	50.32
	2		2020 年	48.00	10.95	58.95
	3		2019 年	40.98	9.70	50.68
	4		2020 年	70.18	12.61	82.79
	5		2019 年	44.36	13.38	57.74
	小计			244.5	55.98	300.48
CFD12-1SWHPF (4口)	1		2019 年	505.67	42.56	548.23
	2		2019 年	420.17	23.12	443.29
	3		2019 年	356.83	22.03	378.86
	4		2020 年	443.93	21.93	465.86
	小计			1726.6	109.64	1836.24
合计	42	/	/	6688.34	717.65	7405.99
B、污染防治措施						

本工程产生钻屑总量为 7405.99m³，其中含油钻屑总量为 717.65m³。对于含油钻屑，用岩屑箱回收之后，由拖轮运回陆地由蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司接收处理/处置；不含油钻屑按国家海洋局排放审批要求原井位间歇直接排海。本工程的不含油钻屑总量为 6688.34m³，其中 2019 年排放 3760.3m³，2020 年排放 2928.04 m³，施工期约为 993 天，平均排放速率约为 6.74m³/d。

（2）钻井液

A、源强核算

钻井作业中，钻井液循环使用，钻井液排放环节主要有 4 个：外排钻屑粘附、固井置换、提钻携带以及钻井结束后的一次性排放。

本次拟建 53 口调整井，其中 42 口井产生钻屑泥浆，根据曹妃甸油田钻完井钻井液产生量的经验值以及井身结构，该 42 口调整井产生钻井液总量为 13577.75m³，其中含油钻井液 3586.06m³，不含油钻井液 9991.69m³。

表 2.3-4 钻井液源强核算结果表

平台	序号	井号	施工年份	粘附钻井液 (m ³)	提下钻排放 (m ³)	固井置换 (m ³)	一次性排放 (m ³)	非含油钻井液 (m ³)	含油钻井液 (m ³)
CFD11-1 WGP 平台 (18 口)	1		2019 年	39.28	16.83	120.64	103.81	280.56	123.69
	2		2019 年	21.68	9.29	66.59	57.30	154.86	56.48
	3		2019 年	39.47	16.92	121.24	104.33	281.96	99.41
	4		2019 年	30.45	13.05	93.53	80.48	217.5	78.18
	5		2019 年	31.18	13.36	95.76	82.40	222.7	82.77
	6		2019 年	29.67	12.72	91.13	78.41	211.93	62.02
	7		2020 年	35.29	15.12	108.39	93.27	252.08	82.43
	8		2020 年	23.16	9.93	71.13	61.21	165.43	66.46
	9		2020 年	27.01	11.58	82.97	71.40	192.96	51.62
	10		2020 年	39.32	16.85	120.76	103.91	280.84	94.03
	11		2020 年	26.59	11.39	81.66	70.27	189.91	72.48
	12		2020 年	26.47	11.34	81.29	69.95	189.05	77.42
	13		2020 年	29.47	12.63	90.52	77.89	210.51	60.95
	14		2020 年	36.03	15.44	110.65	95.21	257.33	88.72
	15		2020 年	27.65	11.85	84.93	73.08	197.5	88.58
	16		2020 年	36.03	15.44	110.65	95.21	257.33	88.33

			年						
	17		2020年	36.08	15.46	110.82	95.36	257.72	89.1
	18		2020年	25.25	10.82	77.56	66.74	180.37	69.01
	小计			560.08	240.03	1720.23	1480.20	4000.54	1431.68
CFD11-2 WHPA 平台（4口）	1		2019年	44.81	19.21	137.64	118.44	320.1	81.45
	2		2019年	47.12	20.19	144.71	124.52	336.54	123.62
	3		2020年	33.72	14.45	103.56	89.11	240.83	74.16
	4		2019年	44.04	18.87	135.26	116.39	314.56	118.53
	小计			169.68	72.72	521.17	448.45	1212.03	397.76
CFD11-3/5WHP （6口）	1		2020年	36.73	15.74	112.80	97.06	262.33	87.05
	2		2020年	37.62	16.12	115.54	99.42	268.69	93.87
	3		2019年	29.53	12.65	90.69	78.03	210.9	65.02
	4		2019年	28.39	12.17	87.21	75.04	202.82	91.96
	5		2019年	47.05	20.16	144.51	124.35	336.08	121.01
	6		2019年	40.62	17.41	124.77	107.36	290.17	100.3
	小计			219.94	94.26	675.53	581.27	1570.99	559.21
CFD11-6WHPD （5口）	1		2020年	25.26	10.83	77.59	66.76	180.44	67.91
	2		2020年	23.97	10.27	73.62	63.35	171.21	65.38
	3		2020年	26.19	11.22	80.43	69.21	187.05	82.53
	4		2020年	29.15	12.49	89.53	77.04	208.22	63.33
	5		2020年	28.82	12.35	88.51	76.16	205.83	60.04
	小计			133.39	57.17	409.68	352.52	952.75	339.19
CFD11-6WHPE （5口）	1		2019年	26.86	11.51	82.50	70.99	191.86	81.77
	2		2020年	27.06	11.60	83.12	71.52	193.3	81.81
	3		2019年	26.86	11.51	82.50	70.99	191.86	82.03
	4		2020年	26.72	11.45	82.06	70.61	190.84	72.36
	5		2019年	24.81	10.63	76.20	65.56	177.2	68.88
	小计			132.31	56.70	406.38	349.67	945.06	386.85
CFD12-1SWHPF （4口）	1		2019年	49.54	21.23	152.16	130.92	353.85	117.27
	2		2019年	47.21	20.23	145.00	124.77	337.21	127

	3		2019 年	41.11	17.62	126.27	108.65	293.66	106.29
	4		2020 年	45.58	19.54	140.01	120.47	325.6	120.81
	小计			183.44	78.62	563.44	484.82	1310.32	471.37
合计	42	/	/	1398.84	599.50	4296.43	3696.93	9991.69	3586.06

B、污染防治措施

本次 42 口调整井工程钻井过程中，含油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，到码头后交由蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司接收处理/处置，非含油钻井液在满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性》（GB18420-2009）的同时按照《海洋石油勘探开发含油钻井泥浆和钻屑向海中排放审批事项服务指南》的要求实施作业，最高排放速率出现在钻井结束后的一次性排放过程中，控制其排放速率最大为 35m³/h。

（3）工业垃圾

本工程共钻井 53 口，按每钻井一口产生工业垃圾 0.5t 计算，则本工程产生工业垃圾为 26.5t。工业垃圾全部运回陆地，其中含油部分交由蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司进行处理，一般工业垃圾交由中海油环保服务（天津）有限公司接收处理/处置。

内挂井槽及平台改造产生的工业垃圾（下脚料）约为 2t。工业垃圾全部运回陆地，其中含油部分交由蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司进行处理，一般工业垃圾交由中海油环保服务（天津）有限公司接收处理/处置。

（4）机舱含油污水

本次调整井工程施工期间使用 1 条钻井船、1 条钻井守护船，工期 993 天。施工过程中会有少量机舱含油污水产生。机舱含油污水按每船每日 0.5m³ 计算，共产生机舱含油污水约 993m³。根据《沿海海域船舶排污设备铅封程序规定》，施工船舶机舱含油污水运回陆上进行处理。

平台内挂井槽及平台改造海上施工需船舶数量为 1 艘，海上施工期为 90 天，机舱含油污水按每船每日 0.5m³ 计算，共产生机舱含油污水 45m³，按照渤海海域船舶排污设备铅封程序规定的要求，全部运回陆上处理。

（5）生产井转注水井洗井废水

1) 洗压井期间，单口井产生洗井水约 100m³，主要污染物为石油类等；本工程共有 11 口生产井转注水井，生产井转注水井产生洗井水约为 1100m³。产生的洗井水返回工艺流程，处理合格后回注地层。

2) 本工程为 42 口老井侧钻井，老井侧钻洗井废水量为 300 方/口，则共产生洗井废水 12600 m³。产生的洗井水返回工艺流程，处理合格后回注地层。

本工程合计产生洗井废水 13700 m³。

(6) 生活污水和生活垃圾

本次调整井工程拟钻 53 口调整井，采用钻井船进行钻完井作业，施工总天数为 993 天，施工作业人数约 110 人，生活污水经钻井船的生活污水处理装置处理达标后排海，生活垃圾运回陆地处理。

平台内挂井槽及平台改造海上施工期为 90 天，内挂井槽施工人员约为 65 人。生活污水依托生活支持船上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。

生活污水改造海上施工期为 300 天，施工人员约为 7 人。生活污水依托平台上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。

本次工程施工期生活污水和生活垃圾核算见表 2.3-5。

表 2.3-5 生活污废核算结果表

污染物名称	产生负荷	产生量	排放量	处理方式
生活污水	0.16m ³ (人·天)	18748.8m ³	18748.8m ³	依托钻井船/生活支持船上的生活污水处理设施处理达标后排海
生活垃圾	1.5kg (人·天)	175.8t	0	运回陆上处理

(7) 噪声

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

本工程海上施工阶段主要污染源及处理方式见表 2.3-6。

表 2.3-6 施工期污染物汇总表

污染物名称	产生量	排放量	处理方式
含油钻屑	717.65m ³	0	运回陆地由蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司接收处理。
含油钻井液	3586.06 m ³	0	
不含油钻屑	6688.34m ³	6688.34m ³	
不含油钻井液	9991.69m ³	9991.69m ³	在满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性》(GB18420-2009)的同时按照《海洋石油勘探开发含油钻井泥浆和钻屑向海中排放审批事项服务指南》的要求实施作业。
生活污水	18748.8m ³	18748.8m ³	依托钻井船、生活支持船及平台的生活污水处理设施处理达标后排海。
生活垃圾	175.8t	0	运回陆地进行处理。
工业垃圾	28.5t	0	
船舶机舱含油污水	1038m ³	0	
洗压井废水	13700m ³	0	返回工艺流程处理合格后回注地层。

2.3.2.2 运营期污染源及污染防治措施

根据对油田的调查，本工程生产运行期产生的主要污染物为含油生产水、工业垃圾等以及伴生天然气燃烧产生的二氧化硫和氮氧化物。

(1) 含油生产水

本工程计划于 2019 年~2020 年施工，2019 年 9 月后投入使用。《曹妃甸 11-1/11-6 油田综合调整项目环境影响报告书》中新建的 CEPI 平台预计 2019 年 10 月投产。由于 CEPI 平台投产后物流走向发生变化，故按照 2019 年 CEPI 平台投产前及投产后两个阶段分析。

①《曹妃甸 11-1/11-6 油田综合调整项目》建成投产前（2019 年 9 月~10 月）

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

②《曹妃甸 11-1/11-6 油田综合调整项目》建成投产后（2019 年 10 月后）

根据《曹妃甸 11-1/11-6 油田综合调整项目环境影响报告书》，2019 年 10 月投产后，曹妃甸油田群产出的生产水将分别在新建 CEPJ 平台、新建 CEPI 平台和现有海洋石油 112 号 FPSO 进行处理，满足各区域注水水质标准后全部回注地层。

其中新建 CEPJ 平台将处理来自本平台的全部物流，以及来自现有 WGPA 平台、WHPA 平台和 WHPC 平台的部分物流，最大水处理量约 68000m³/d，处理合格的生产水全部在本平台注水井回注。

新建 CEPI 平台将处理来自本平台的全部物流，以及来自现有 WHPD 平台、WHPE 平台和 WHPF 平台的部分物流，最大水处理量约 30000m³/d，处理合格的生产水将在 CEPI 平台、WHPD 和 WHPE 平台的注水井回注。

现有海洋石油 112 号 FPSO 将处理自 WGPA 平台和 WHPD 平台输来的含水原油。最大水处

理量约 47161m³/d，处理合格的生产水经增压输往 WGPA 平台后，将分配至 WGPA、WHPA、WHPC 平台现有的注水井回注。

本工程投产后曹妃甸油田群水平衡表见表 2.3-7，水平衡图见图 2.3-3。由表可见，曹妃甸油田各生产设施注水能力可以满足本工程投产后生产水全部回注的要求，2019 年 10 月《曹妃甸 11-1/11-6 油田综合调整项目环境影响报告书》项目投产后，FPSO 将不再有生产水排放。本次调整井新增的含油生产水也均在各平台及 FPSO 处理后全部回注不排海。

表 2.3-7 调整前后曹妃甸油田开发工程含油产生水处理、回注量分析 (m^3/d)

[illegible]

(2) **工业垃圾**：本工程内挂井槽新钻井 4 口，投产后因修井作业等每口井产生一定量的有各类含油棉纱抹布、含油手套、废弃各类浸油材料、钻屑油砂等固体废物，约为 1t/a，总计为 4t/a，属于《国家危险废物名录》中的 HW08 废矿物油危险固体废弃物。工业垃圾全部运回陆地由专业资质公司进行处理。

(3) **伴生天然气**：本工程新增的天然气随产品全部外输，不在本油田新增废气排放。

(4) **生活污水**：WHPA 和 WHPD 平台 2 套生活污水处理装置进行升级改造，但不进行规模的扩大，所以本工程不新增生活污水的排放。

本工程投产后污染物产生汇总情况见表 2.3-8。

表 2.3-8 正常工况下本工程运营期新增污染物汇总表

类别	污染因子	拟建工程新增量	排放方式
含油生产水 (m ³ /a)	石油类		曹妃甸油田群产出的生产水将分别在新建 CEPJ 平台、新建 CEPI 平台和现有海洋石油 112 号 FPSO 进行处理，满足各区域注水水质标准后全部回注地层。
固体废弃物 (t/a)	工业垃圾	4	运回陆上

2.3.2.3 工程实施前后污染物排放量对比

生产阶段本工程生产设施及污染物处理主要依托原油田设施及《曹妃甸 11-1/11-6 油田综合调整项目环境影响报告书》新建平台生产污水处理设施，工程污染物种类没有发生变化，工程污染物的排放去向发生了改变。本工程建成前后污染物排放情况对比见表 2.3-9。

表 2.3-9 工程建成前后曹妃甸油田群污染物排放情况对比

类别	污染因子	现状	本工程 (max)	调整井建设后 产量 (max)	增减量	排放方式
生产废水	石油类					经 FPSO 处理后在其他平台全部回注
甲板冲洗水	石油类	2190m ³ /a	0m ³ /a	2190m ³ /a	0	
初期雨水	石油类	85.2t/次	0	85.2t/次	0	
生活污水	COD	9831.33m ³ /a	0	9831.33m ³ /a	0	生活污水经各平台生活污水处理设施处理达标后排海
废弃物体	工业垃圾	190t/a	4 t/a	194t/a	+8 t/a	运回陆上
	生活垃圾	70.99t/a	0	70.99t/a	0	运回陆地交当地环卫部门处理
伴生天然气 (油田群)	氮氧化物	1565 t/a	0 t/a	1565t/a	0	作为 FPSO 透平发电机和热介质锅炉的燃料气，多余的气体通过火炬燃烧

2.3.2.4 依托工程的可行性分析

(1) 油气水处理系统依托可行性

根据生产预测，生产及注水系统校核情况见表 2.3-10。由表可见，本工程投产后，输往 FPSO 及各平台的油气水均不超过其设计能力，回注水量不超过其注水泵设计注水能力，生产水处理设施及注水设施可以满足本工程投产后的需求。

表 2.3-10 工程实施后曹妃甸油田群依托可行性分析

依托设施		设计能力	调整井实施后曹妃甸油田群	是否可行
FPSO	生产水处理系统 m ³ /d			可行
	原油处理系统 m ³ /d			可行
	天然气外输系统 Sm ³ /d			可行
	注水系统 m ³ /d			可行
CEPI 平台	生产水处理系统 m ³ /d			可行
	注水系统 m ³ /d			可行
CEPJ 平台	生产水处理系统 m ³ /d			可行
	注水系统 m ³ /d			可行
WHPD 平台	生产水处理系统 m ³ /d			可行
	注水系统 m ³ /d			可行
	天然气处理系统 Sm ³ /d			可行
WHPA 平台	生产水处理系统 m ³ /d			可行

(2) 管线依托可行性分析

从表 2.3-11 可以看出，本次调整井实施后所依托的海底管道输送量、输送压力和输送温度均未超出原设计参数，由此可见，依托海底管线可以满足要求。

表 2.3-11 调整井工程实施后管线依托可行性分析

主要依托管线	设计压力 kpa	设计操作温度℃	现有工程的输送压力 kpa	调整井实施后输送压力 kpa	现有工程的操作温度 kpa	调整井实施后操作温度℃	设计寿命	到期年限	依托是否可行
WGPA-FPSO 混输管线*2									可行
WHPD-FPSO 混输管线									可行
FPSO-WGPA 注水管线									可行

由表 2.3-11 可见，本次调整井实施后，依托管线的温度和压力未超出原设计数值，因此依托可行。

(3) 固体废物依托可行性分析

含油钻井液、钻屑等危险固废及一般工业垃圾均委托蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司接收处理，相关委托处理协议是：龙口基地危险废弃物 HW08 类泥浆、钻屑等回收处置服务合同，合同及相关处理资质见附件 16。蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司，含油钻屑 20000t/a；泥浆 20000t/a，本次工程产生的危险废物及一般工业固废远小于其处理能力，见表 2.3-12。

表 2.3-12 蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司依托处理可行性分析表

污染物	总处理能力 (t/a)	本工程产生量 (t/a)	依托是否可行
含油岩屑和 油脂残渣	■	■	可行
泥浆	■	■	可行
其他废物	■	■	可行

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

同时，建设单位每年均向当地环保部门报送了相关危废的转移量，接受处理单位每年也均向当地环保主管部门报送危废的处理计划，该计划中包含已经签订协议的处理量。故接收单位的固体废物接受处置能力可以满足本工程的需求，具有依托可行性。

同时，建设单位还储备了备用的危险废物处置单位，中海石油环保服务（天津）有限公司（TJHW011 津环保许可危证[2018]007 号），HW08 类危险废物的处理能力为 ■，见附件 17。

3 污染与非污染要素分析

3.1 施工期污染与非污染要素分析

- (1) 钻井期间生活污水排放对海水水质产生影响；
- (2) 钻井期间非含油水基钻井液、钻屑排放对开发工程设施周围海水水质、海洋生态、底质以及底栖生物产生影响；
- (3) 钻完井期间井喷溢油对工程附近渔业资源、水产种质资源、自然保护区等环境敏感目标的潜在影响；
- (4) 施工期产生的船舱机舱含油污水、生活垃圾和生产垃圾全部运回陆地进行处理，因此对开发工程设施周围海水水质、海洋生态环境、沉积物以及底栖生物无影响；

3.2 运行期污染与非污染要素分析

- (1) 正常生产作业产生的工业垃圾对环境的影响；
- (2) 正常工况时，本工程新增生产水由 FPSO 处理达标后在各平台回注，不排海，不会对海洋环境产生新的影响；
- (3) 采油过程中非正常（事故）溢油对工程附近渔业资源、海洋保护区、水产种质资源保护区等环境敏感目标的潜在影响；
- (4) 新增内挂井槽不产生和排放污染物，对周围环境基本不产生影响。海管埋设后海域海底地形将基本无变化，流场基本无变化。

3.3 环境影响因子的筛选与判别

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

表 3.3-1 工程影响环境因素分析

阶段	污染源	污染因子	排放方式	影响对象	影响程度
施工阶段	生活垃圾	有机物	运回陆地处理	/	/
	钻井	非油层段钻屑	按照要求实施作业	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		底栖生物、海水水质、沉积物、海洋生态环境	小
		油层段钻井液钻屑	运回陆地处理	/	/
	悬浮沙	悬浮物	自然回填	底栖生物、海水、海洋生态	小
	生产垃圾	废弃边角料棉纱	运回陆地处理	/	/
	船舶机舱含油	石油类	运回陆地处理	/	/

	污水				
	生活污水	COD	处理达标后排海	海水水质、海洋生态环境	小
	钻完井	石油类	溢油事故	渔业资源、海洋特别保护区、水产种质资源保护区、海水水质、海洋生态环境	严重
生产阶段	含油污水	石油类	处理后达标回注地层	/	/
	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	有机物	运回陆地处理	/	/
	工业垃圾	废弃边角料、油棉纱、包装材料等	运回陆上处理	/	/
	采油	石油类	溢油事故	渔业资源、海洋特别保护区、水产种质资源保护区、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

本工程选取已通过国家海洋局批复的《曹妃甸 11-6 油田 WHPD 平台外挂井槽项目环境影响报告书》中的海洋环境调查资料。

4.1.1.1 水文气象

曹妃甸 11-6 油田海域位于我国季风气候区，属北温带近海大陆性气候。春季干旱多风，夏季炎热多雨，秋季天高气爽，冬季寒冷干燥。本区年最大降水量约 1315.4mm，雨量多集中于 7~8 月份。油田海域主导风向为 SW 和 SSW。

曹妃甸 11-6 油田海域的水温具有随季节性变化和水深垂直变化特点。夏季海面最高温度 34℃，平均温度 26℃；海底最高温度 30℃，平均温度 23℃。冬季海面最低温度-1.6℃，平均温度 0.2℃；海底最低温度-1.4℃，平均温度 0.1℃。

曹妃甸 11-6 油田海域的波浪主浪向为 SW，次主浪向为 NE，油田海域主流向为 E~W，该区域不同重现期内的波高和表层流速极值见表 4.1-1。

表 4.1-1 波高、表层流速极值条件

参量	重现期					
	100 年	50 年	25 年	10 年	5 年	1 年
最大波高 (m)	8.4	8.0	7.0	7.2	6.7	5.8
表层流速 (m/s)	1.38	1.48	1.37	1.28	1.24	1.17

4.1.1.2 潮汐与潮流

曹妃甸 11-6 油田海域潮流属于不正规半日潮流海区。潮流为往复流，余流较小。表层平均流速约为 43cm/s，最大流速约为 118cm/s。而底层平均流速约为 32cm/s，最大流速约为 76cm/s。大风浪一般在 2m 左右，海水平均含沙量为 0.09kg/m³。

曹妃甸 11-6 油田海域的潮汐基本属于不正规半日潮。曹妃甸往东至京唐港海域的潮汐属不正规半日潮类型，曹妃甸往西至南堡附近海域是正规半日潮类型。最高潮位置约 2.9m，出现在 3、4、5 月，最低潮位出现在冬季 1 月份，约 0.33m，最大潮差约为 3.50m，平均潮差最大值一般出现于夏、秋两季，最小值多出现在冬、春两季。

4.1.1.3 地形地貌与冲淤现状

曹妃甸地处南堡—大庄河一带为残余沙岛包围的海积平原海岸，呈长条形 NE-SW 方向

延伸。曹妃甸与南堡岸间为浅水泻湖，东西长达21km，南北宽16-21km，底质为淤泥质细砂，水深0-2m，并发育宽大的淤泥质浅滩。

4.1.1.4 海洋灾害

(1) 海冰

曹妃甸11-6油田海域一般年份从12月初至1月下旬，沿岸处开始结冰，翌年3月初海冰消失，冰期3~3.5个月。其中1月中旬至2月中旬，有一个月时间为盛冰期，沿岸固定冰宽可达3km~5km。

(2) 地震

本地区处唐山——滦县地震带东侧，历史上曾发生过6~7级地震。近期主要受过1945年的滦县地震和1976年的唐山地震影响，评价区基本裂度为7~8度。

4.1.2 水文动力环境现状调查与评价

本报告书水文动力、地形地貌冲淤等内容引用数据均来自中海油田服务股份有限公司于2014年8月完成的《曹妃甸油田群综合调整工程平台场址和管线路由工程物探和工程地质调查》。

4.1.2.1 调查内容

在WHPD平台附近各布设了1个验潮和1个测站位，其中观测时间为在2014年06月02日~2014年07月05日，观测时间约为31天。测站基本信息参考表4.1-2和表4.1-3。

表 4.1-2 验潮站基本信息统计表

站位名称	起讫时间	有效数据长度（天）	数据间隔（分钟）
WHPD 平台测站	2014.6.02~2014.6.29	28	10

表 4.1-3 测流站基本信息统计表

站位名称	起讫时间	有效数据长度（天）	数据间隔（分钟）
WHPD 平台测站	2014.7.10~2014.8.10	32	10

4.1.2.2 潮汐特征

图 4.1-1 为 WHPD 平台测站的实测水位过程曲线。

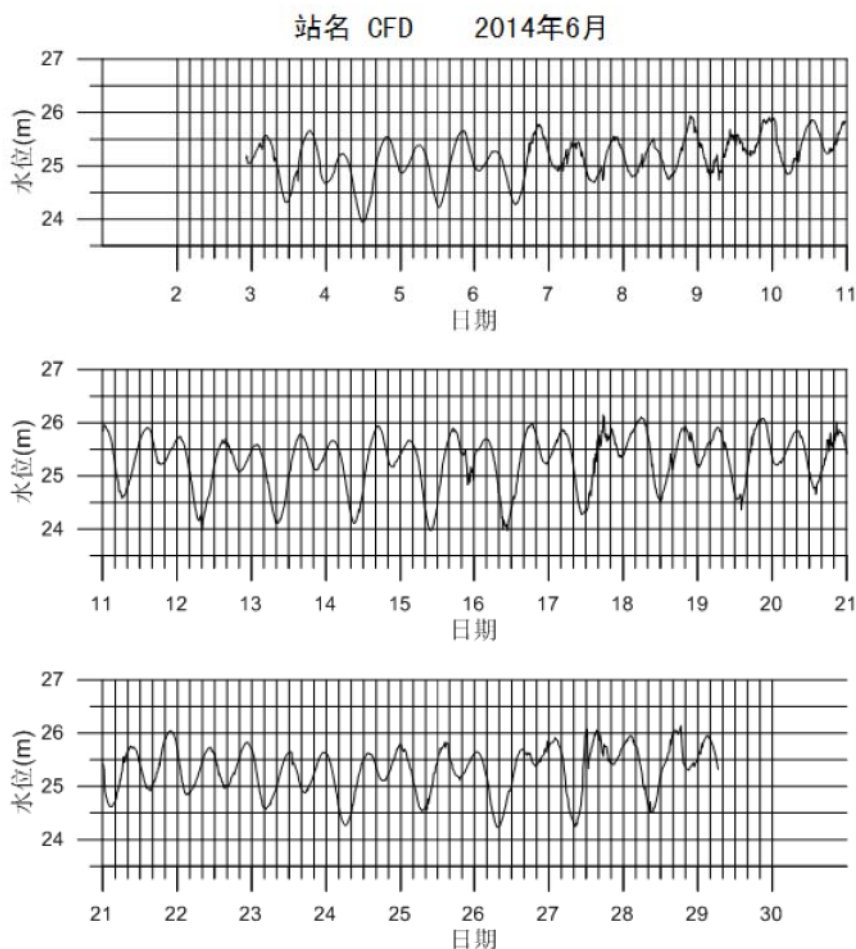


图 4.1-1 WHPD 平台测站实测水位过程线图

由潮汐学可知，潮汐类型指数（E1）计算公式如下：

$$E1 = (HK_1 + HO_1) / HM_2$$

式中 H 分别为 K_1 、 O_1 、 M_2 分潮的振幅。

根据本项目水文动力环境现状调查数据，并使用上述公式计算可知本项目各测站潮汐类型见表 4.1-4。

观测期间，WHPD 站位最大潮差为 181cm，最高潮位为 76cm（相对平均海平面），最低潮位为-131cm（相对平均海平面）。

表 4.1-4 潮汐类型表

站位名称	潮汐类型指数（E1）	潮汐类型
WGPA 平台测站	0.82	不正规半日潮
WHPD 平台测站	1.15	不正规半日潮

4.1.2.3 WHPD 平台测站实测海流分析

WHPD 站位观测期间，涨潮（西向）时段表层最大流速为 81cm/s、平均流速为 28cm/s，表层平均涨潮历时约为 6 小时；落潮（东向）时段表层最大流速为 79cm/s、平均流速为 29cm/s，平均落潮历时约为 6 小时。

观测期间，涨潮（西向）时段底层最大流速为 78cm/s、平均流速为 21cm/s，平均涨潮历时约为 6 小时；落潮（东向）时段底层最大流速为 72cm/s、平均流速为 27cm/s，底层平均落潮历时约 6 小时。

由各层的潮流性质参数 $(W_{O1}+W_{K1})/W_{M2}$ 统计参数（表 4.1-5）可以看出测站表层和底层潮流为正规半日潮流。各分潮流的量值大小按下列次序排列： $M_2>S_2>K_1>O_1$ 。

表 4.1-5 各层潮流性质参数

层次	表层	底层
潮流性质参数 $(W_{O1}+W_{K1})/W_{M2}$	0.78	0.44

4.1.2.4 余流特征

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

观测期间 WHPD 平台测站各层的余流流向和流速见表 4.1-6。

表 4.1-6 WHPD 平台测站余流流速、流向计算结果

站、层	WHPD 平台测站	
	表层	底层
流向（°）	132	257
流速（cm/s）	8.11	2.42

4.1.3 地形地貌与冲淤环境现状调查

4.1.3.1 调查概况

海域地形地貌与冲淤环境现状调查由中海油田服务股份有限公司勘察中心承担，调查时间为 2013 年 12 月 11 日至 2014 年 3 月 8 日，由“滨海 521 船”本项目的重力取样调查作业，“滨海 218 船”船完成本项目的工程地质钻孔调查野外作业，“冀乐渔 1191 船”来完成本项目的工程物探调查野外作业。

本次调查包含的海上作业调查项目为：（1）水深、地形测量；（2）海底地貌和障碍物调查（旁扫声纳全覆盖调查）；（3）浅地层剖面调查；（4）电火花中地层剖面调查；（5）高分辨率数字地震调查。

4.1.3.2 地形地貌现状调查结果

图 4.1-2 为 WHPD 平台附近水深图，在平台场址的大部分调查区域内海底较为平坦，其水深在 23.2m 至 23.9m 之间变化。在已建 WHPD 平台西南侧的局部区域由于存在几处钻井船桩腿坑和钻井船拖痕，其中钻井船桩腿坑坑深约在 0.5m 至 1.7m 之间，直径约在 6.7m

至 15.9m 之间，距预定平台中心位置最近约 140m。拖痕沟深约在 0.1m 至 0.2m 之间。

在调查区域内，海底地貌资料色度显示基本均匀，反映海底在大部分区域内基本平整。

根据本次调查结果和历史参考资料，平台场址调查区域内还存在共 4 条已建海底管道和 3 条已建海底电缆。根据现有地层剖面资料分析，在预定平台场址调查区域的西北角发现 1 条浅部断层，西南-东北走向，倾向西北，断层的顶部埋深在海底以下 11m 至 12m 之间。断层距离预定平台位置较远，最近距离约 638m。

在调查区域内未发现浅层气等灾害地质条件。

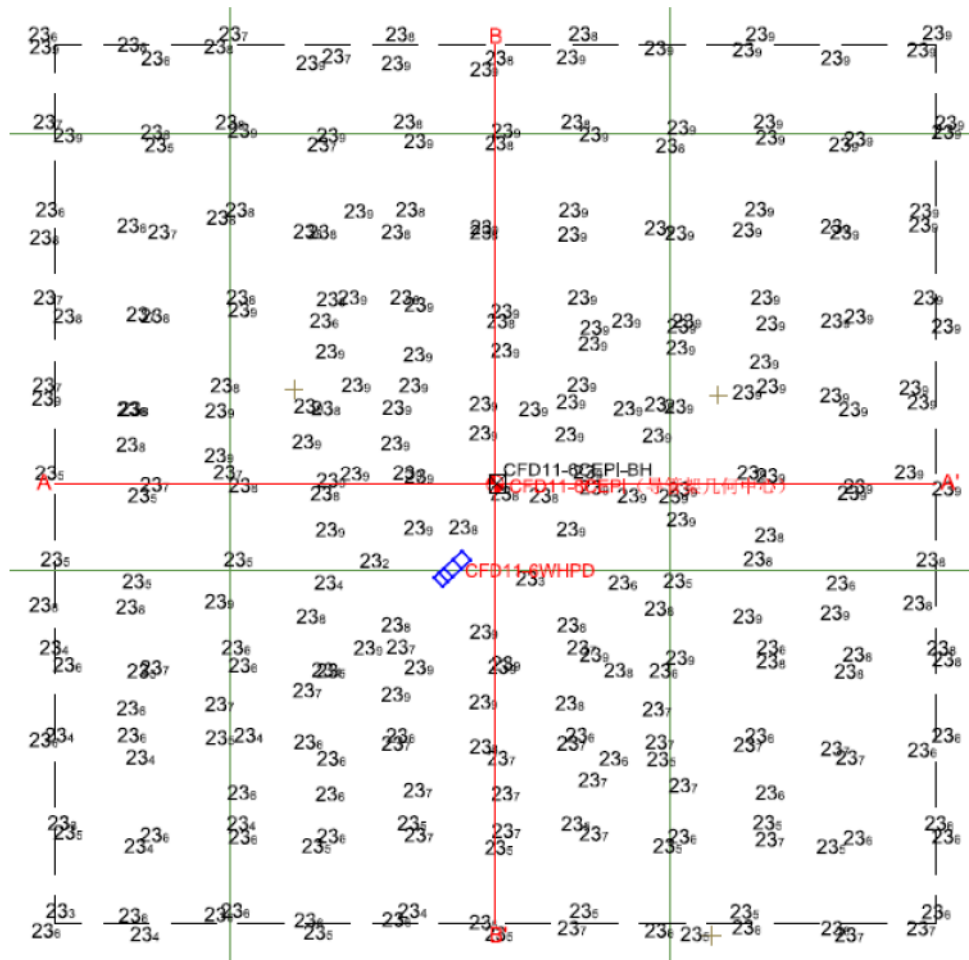


表 4.1-7 春季调查站位及调查项目

站号	东经	北纬	监测项目
			水质、沉积物、生物
			水质、沉积物、生物、生物质量
			水质
			水质、沉积物、生物
			水质、沉积物、生物、生物质量
			水质
			水质、沉积物、生物
			水质
			水质、沉积物、生物
			水质、沉积物、生物、生物质量
			水质
			水质、沉积物、生物
			水质
			水质、沉积物、生物
			水质
			水质、沉积物、生物
			水质、沉积物、生物
			水质、沉积物、生物
			水质
			水质、沉积物、生物、生物质量
			水质、沉积物、生物
			水质
			水质、沉积物、生物
			水质、沉积物、生物、生物质量
			水质
			水质、沉积物、生物
			水质
			水质、沉积物、生物
			水质、沉积物、生物
			水质
			水质、沉积物、生物
			水质、沉积物、生物
			水质、沉积物、生物、生物质量
			水质
			水质、沉积物、生物、生物质量
			水质、沉积物、生物
			水质、沉积物、生物
			水质、沉积物、生物
			水质
			水质、沉积物、生物、生物质量
			水质

					水质、沉积物、生物、生物质量
					水质
					水质、沉积物、生物
					水质（加密站位）
					水质（加密站位）
					水质（加密站位）
					水质（加密站位）

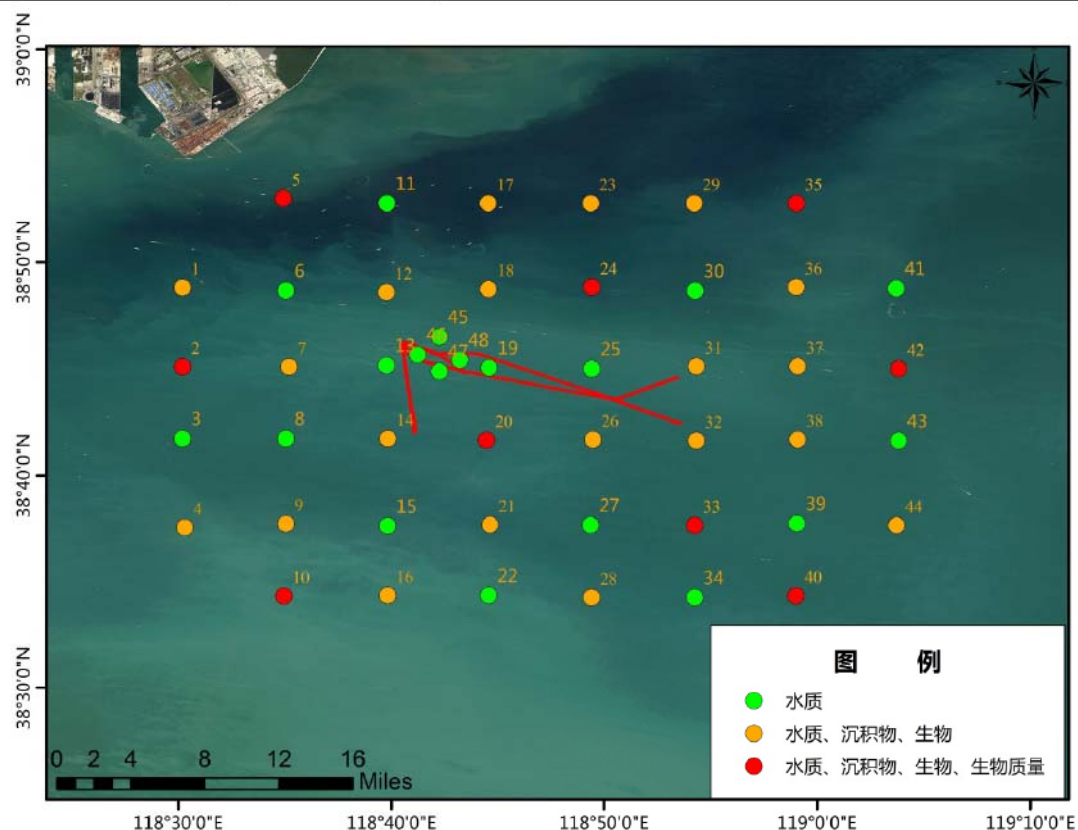


图 4.1-6 曹妃甸油田群 2018 年 5 月环境质量现状调查站位图

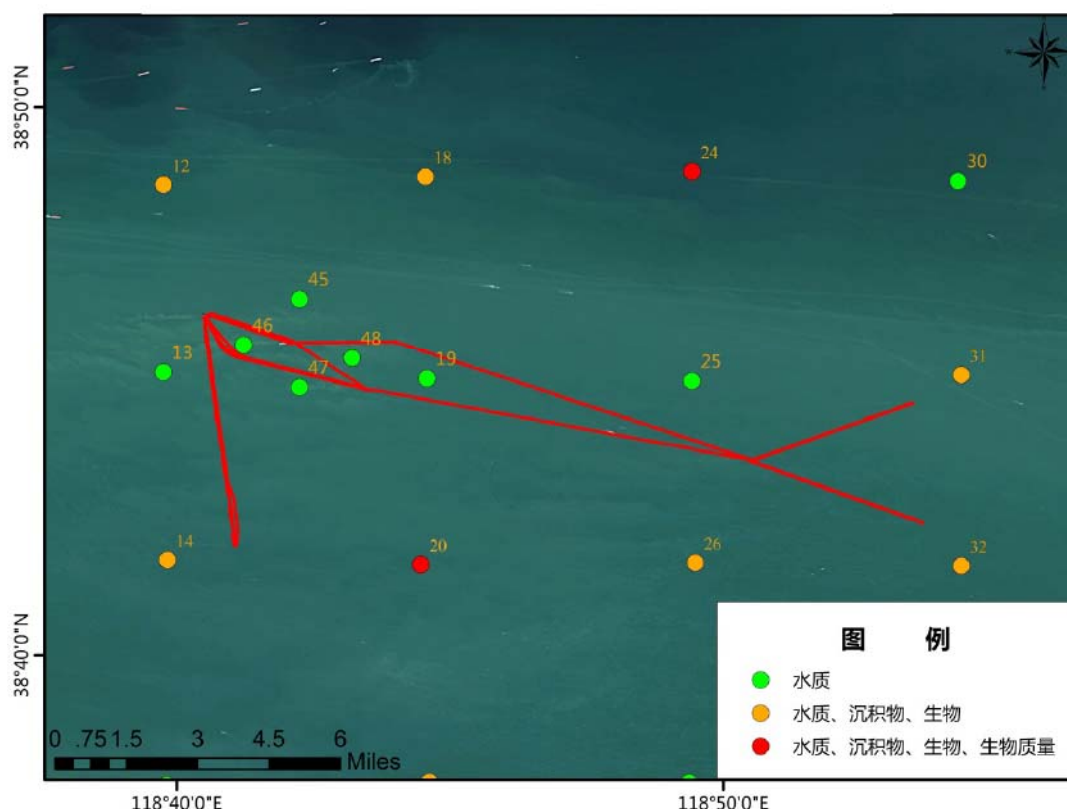


图 4.1-7 2018 年 5 月加密站位图

4.1.4.1 水环境质量现状与评价

(1) 评价因子

水质评价因子为：pH、溶解氧、化学需氧量、无机氮、活性磷酸盐、石油类、铜、铅、锌、镉、铬、总汞、砷、挥发酚和硫化物。

(2) 评价标准

根据《全国海洋功能区划（2011-2020 年）》和《河北省海洋功能区划（2011-2020 年）》，在 48 个调查站位中，9 个站位分布于河北省海洋功能区划范围内，其中 6 个位于港口航运区、3 个位于农渔业区，依据各站位所在海洋功能区的环境管理目标要求，执行相应的水质标准；其余 39 个站位位于渤海中部海域，水质评价执行一类水质标准。调查站位与周边区域海洋功能区划叠加情况见图 4.1-8，各站位所处海洋功能区及采用的评价标准见表 4.1-8。

表 4.1-8 监测站位所处海洋功能区划与评价标准一览表

站号	监测内容	所在海洋功能区类型	水质要求类别	沉积物要求类别	生物质量要求类别
1	水质、沉积物、生物	港口航运区	三类	二类	二类
2	水质、沉积物、生物、生物质量	渤海中部	一类	一类	一类
3	水质	渤海中部	一类	一类	一类
4	水质、沉积物、生物	渤海中部	一类	一类	一类

5	水质、沉积物、生物、生物质量	港口航运区	三类	二类	二类
6	水质	港口航运区	三类	二类	二类
7	水质、沉积物、生物	渤海中部	一类	一类	一类
8	水质	渤海中部	一类	一类	一类
9	水质、沉积物、生物	渤海中部	一类	一类	一类
10	水质、沉积物、生物、生物质量	渤海中部	一类	一类	一类
11	水质	港口航运区	三类	二类	二类
12	水质、沉积物、生物	港口航运区	三类	二类	二类
13	水质	渤海中部	一类	一类	一类
14	水质、沉积物、生物	渤海中部	一类	一类	一类
15	水质	渤海中部	一类	一类	一类
16	水质、沉积物、生物	渤海中部	一类	一类	一类
17	水质、沉积物、生物	渤海中部	一类	一类	一类
18	水质、沉积物、生物	港口航运区	三类	二类	二类
19	水质	渤海中部	一类	一类	一类
20	水质、沉积物、生物、生物质量	渤海中部	一类	一类	一类
21	水质、沉积物、生物	渤海中部	一类	一类	一类
22	水质	渤海中部	一类	一类	一类
23	水质、沉积物、生物	农渔业区	二类	一类	一类
24	水质、沉积物、生物、生物质量	渤海中部	一类	一类	一类
25	水质	渤海中部	一类	一类	一类
26	水质、沉积物、生物	渤海中部	一类	一类	一类
27	水质	渤海中部	一类	一类	一类
28	水质、沉积物、生物	渤海中部	一类	一类	一类
29	水质、沉积物、生物	农渔业区	二类	一类	一类
30	水质	渤海中部	一类	一类	一类
31	水质、沉积物、生物	渤海中部	一类	一类	一类
32	水质、沉积物、生物	渤海中部	一类	一类	一类
33	水质、沉积物、生物、生物质量	渤海中部	一类	一类	一类
34	水质	渤海中部	一类	一类	一类
35	水质、沉积物、生物、生物质量	农渔业区	二类	一类	一类
36	水质、沉积物、生物	渤海中部	一类	一类	一类
37	水质、沉积物、生物	渤海中部	一类	一类	一类
38	水质、沉积物、生物	渤海中部	一类	一类	一类
39	水质	渤海中部	一类	一类	一类
40	水质、沉积物、生物、生物质量	渤海中部	一类	一类	一类
41	水质	渤海中部	一类	一类	一类
42	水质、沉积物、生物、生物质量	渤海中部	一类	一类	一类
43	水质	渤海中部	一类	一类	一类
44	水质、沉积物、生物	渤海中部	一类	一类	一类
45	水质	渤海中部	一类	一类	一类
46	水质	渤海中部	一类	一类	一类

47	水质	渤海中部	一类	一类	一类
48	水质	渤海中部	一类	一类	一类

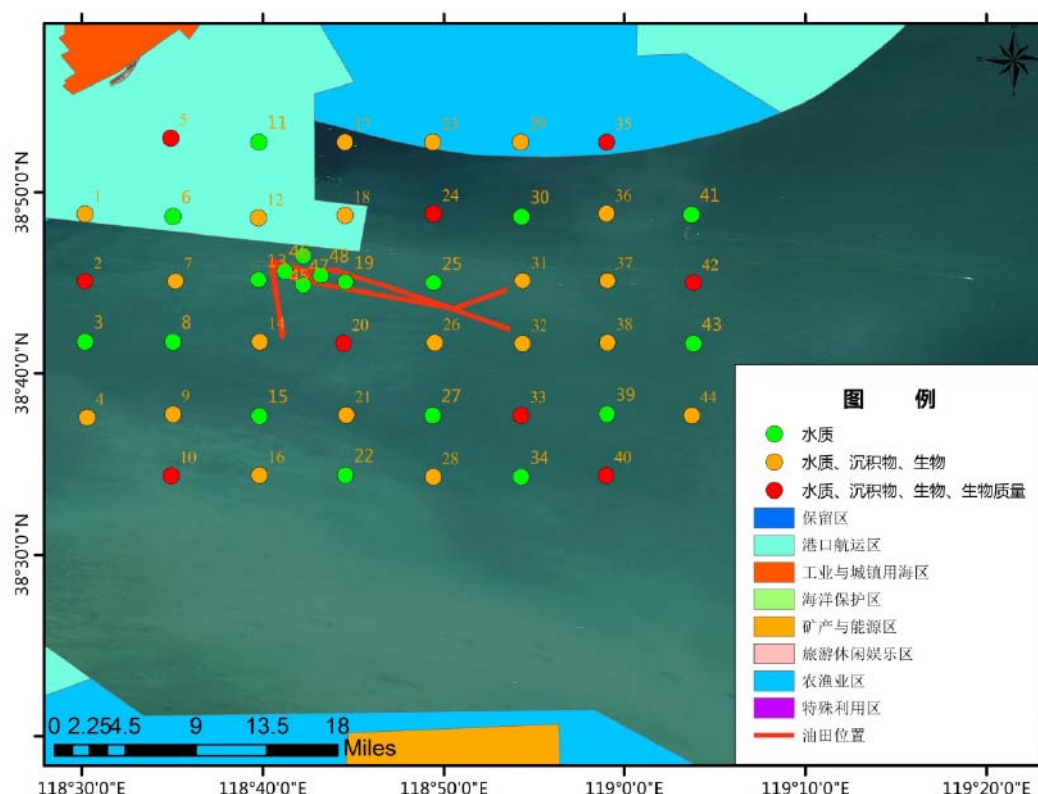


图 4.1-8 监测站位与河北省海洋功能区划叠加图

(3) 评价结果

调查海区水质调查结果见表 4.1-10~表 4.1-12。表层水质标准指数见表 4.1-13，中层水质标准指数见表 4.1-14，底层水质标准指数见表 4.1-15。调查分析结果表明，调查海域海水中铅、锌、汞和磷酸盐存在一定超标现象，其他评价要素均符合所在海洋功能区水质要求。其中，超标站位均位于第一类海水水质要求海域，超标要素浓度均符合第二类海水水质标准。

(4) 超标统计

磷酸盐：调查海域表层海水磷酸盐标准指数范围为 0.05~1.78，仅 1 个站位（8 号站）出现超标现象，超标率 2%，超标站位磷酸盐符合第二类海水水质标准要求。其中渤海中部海域的 39 个测站表层海水磷酸盐标准指数范围为 0.05~1.78，仅有 8 号站磷酸盐超出第一类海水水质标准要求，但符合第二类海水水质标准要求；农渔业区的 3 个测站表层海水磷酸盐标准指数范围为 0.08~0.19，均符合第二类海水水质标准要求；港口航运区的 6 个测站表层海水磷酸盐标准指数范围为 0.05~0.13，均符合第三类海水水质标准要求。

铅：调查海域表层海水铅标准指数范围为 0.11~2.06，有 30 个站位出现超标现象，超标率 63%，超标站位均位于第一类海水水质标准海域，超标站位海水铅浓度符合第二类海水

水质标准要求。其中渤海中部海域的 39 个测站表层海水铅标准指数范围为 0.59~2.01，有 30 个测站海水铅的浓度超第一类海水水质标准，但符合第二类海水水质标准；农渔业区内的 3 个测站表层海水铅标准指数范围为 0.14~0.36，均符合海水水质二类标准要求；港口航运区的 6 个测站表层海水铅标准指数范围为 0.11~0.21，均符合海水水质三类标准要求。

调查海域中层海水铅标准指数范围为 0.08~1.89，有 5 个站位出现超标现象，超标率 63%，超标站位均位于第一类海水水质标准海域，超标站位海水铅浓度符合第二类海水水质标准要求。其中渤海中部海域的 5 个测站中层海水铅标准指数范围为 1.14~1.89，5 个测站海水铅的浓度均超第一类海水水质标准，但符合第二类海水水质标准；农渔业区内的 2 个测站中层海水铅标准指数范围为 0.23~0.40，均符合海水水质二类标准要求；港口航运区的 1 个测站中层海水铅标准指数为 0.08，符合海水水质三类标准要求。

调查海域底层海水铅标准指数范围为 0.05~2.12，有 30 个站位出现超标现象，超标率 63%，超标站位均位于第一类海水水质标准海域，超标站位海水铅浓度符合第二类海水水质标准要求。其中渤海中部海域的 39 个测站底层海水铅标准指数范围为 0.58~2.12，有 30 个测站海水铅的浓度超第一类海水水质标准，但符合第二类海水水质标准；农渔业区内的 3 个测站底层海水铅标准指数范围为 0.16~0.26，均符合海水水质二类标准要求；港口航运区的 6 个测站底层海水铅标准指数范围为 0.05~0.20，均符合海水水质三类标准要求。

锌：调查海域表层海水锌标准指数范围为 0.11~1.07，有 2 个站位出现超标现象，超标率 4%，超标站位均位于第一类海水水质标准海域，超标站位海水锌浓度符合第二类海水水质标准要求。其中渤海中部海域的 39 个测站表层海水锌标准指数范围为 0.36~1.07，2 个测站海水锌浓度超第一类海水水质标准，但符合第二类海水水质标准要求；农渔业区的 3 个测站表层海水锌标准指数范围为 0.17~0.41，均符合海水水质二类标准要求；港口航运区的 6 个测站表层海水锌标准指数范围为 0.11~0.21，均符合海水水质三类标准要求。

调查海域中层海水锌标准指数范围为 0.13~1.04，有 1 个站位出现超标现象，超标率 12%，超标站位位于第一类海水水质标准海域，超标站位海水锌浓度符合第二类海水水质标准要求。其中渤海中部海域的 5 个测站中层海水锌标准指数范围为 0.46~1.04，1 个测站海水锌浓度超第一类海水水质标准，但符合第二类海水水质标准要求；农渔业区的 2 个测站中层海水锌标准指数范围为 0.29~0.42，均符合海水水质二类标准要求；港口航运区的 1 个测站中层海水锌标准指数为 0.13，符合海水水质三类标准要求。

调查海域底层海水锌标准指数范围为 0.09~1.16，有 9 个站位出现超标现象，超标率 19%，超标站位均位于第一类海水水质标准海域，超标站位海水锌浓度符合第二类海水水质标准要求。其中渤海中部海域的 39 个测站底层海水锌标准指数范围为 0.36~1.16，9 个测站

海水锌浓度超第一类海水水质标准，但符合第二类海水水质标准要求；农渔业区的 3 个测站底层海水锌标准指数范围为 0.31~0.44，均符合海水水质二类标准要求；港口航运区的 6 个测站底层海水锌标准指数范围为 0.09~0.20，均符合海水水质三类标准要求。

汞：调查海域表层海水汞标准指数范围为 0.14~1.14，有 1 个站位出现超标现象，超标率 2%，超标站位均位于第一类海水水质标准海域，超标站位海水汞浓度符合第二类海水水质标准要求。其中渤海中部海域的 39 个测站表层海水汞标准指数范围为 0.47~1.14，1 个测站（42 号站）海水汞的浓度超第一类海水水质标准，但符合第二类海水水质标准中要求；农渔业区的 3 个测站表层海水汞标准指数范围为 0.15~0.19，均符合第二类海水水质标准要求；港口航运区的 6 个测站表层海水汞标准指数范围为 0.14~0.21，均符合第三类海水水质标准要求。

表 4.1-9 调查海域水质评价要素标准指数统计结果

项目	层次	最小值	最大值	检出率（%）	超标率（%）
I	表层	0.01	0.01	100	0
	中层	0.01	0.01	100	0
	底层	0.01	0.01	100	0
II	表层	0.01	0.01	100	0
	中层	0.01	0.01	100	0
	底层	0.01	0.01	100	0
III	表层	0.01	0.01	100	0
	中层	0.01	0.01	100	0
	底层	0.01	0.01	100	0
IV	表层	0.01	0.01	100	0
	中层	0.01	0.01	100	0
	底层	0.01	0.01	100	0
V	表层	0.01	0.01	100	0
	中层	0.01	0.01	100	0
	底层	0.01	0.01	100	0
VI	表层	0.01	0.01	100	0
	中层	0.01	0.01	100	0
	底层	0.01	0.01	100	0
VII	表层	0.01	0.01	100	0
	中层	0.01	0.01	100	0
	底层	0.01	0.01	100	0
VIII	表层	0.01	0.01	100	0
	中层	0.01	0.01	100	0
	底层	0.01	0.01	100	0
IX	表层	0.01	0.01	100	0
	中层	0.01	0.01	100	0
	底层	0.01	0.01	100	0
X	表层	0.01	0.01	100	0
	中层	0.01	0.01	100	0
	底层	0.01	0.01	100	0
XI	表层	0.01	0.01	100	0
	中层	0.01	0.01	100	0
	底层	0.01	0.01	100	0
XII	表层	0.01	0.01	100	0
	中层	0.01	0.01	100	0
	底层	0.01	0.01	100	0

表 4.1-10 调查海域各站位水质调查项目分析结果 (春季、表层)

[illegible]

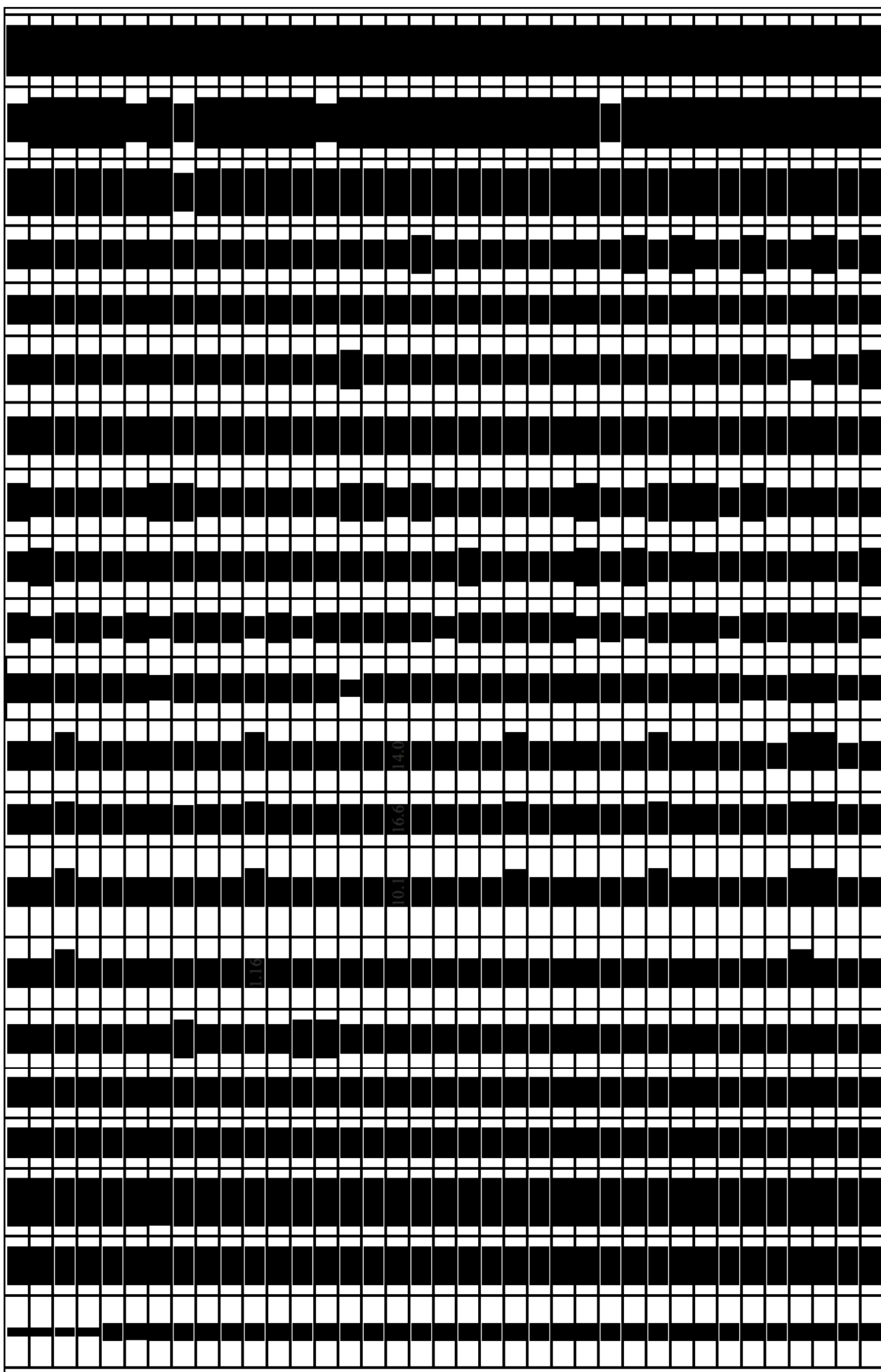
[illegible]

表 4.1-11 调查海域各站位水质调查项目分析结果 (春季、中层)

站号	水温	盐度	pH	DO	COD	磷酸盐	亚硝酸盐	铵盐	硝酸盐	无机氮	悬浮物	铜	铅	镉	铬	锌	砷	汞	硫化物	挥发酚
	℃			mg/L			μg/L						μg/L							

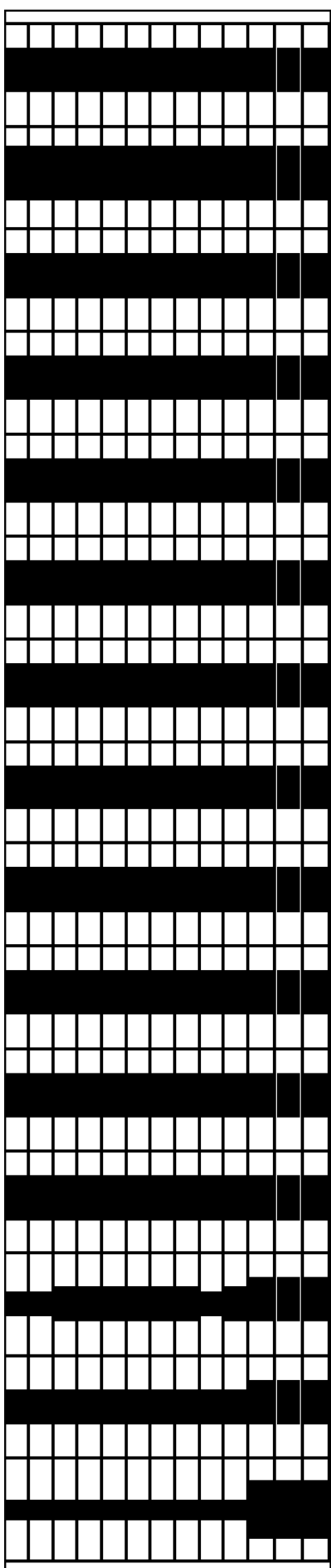
表 4.1-12 调查海域各站位水质调查项目分析结果 (春季、底层)

[illegible]



[illegible]

站号	pH	DO	COD	磷酸盐	无机氮	铜	铅	镉	铬	锌	砷	汞	硫化物	挥发酚
1	7.5	8.5	15	0.2	0.1	0.05	0.01	0.005	0.02	0.01	0.005	0.001	0.002	0.001
2	7.8	8.8	18	0.3	0.2	0.06	0.02	0.01	0.03	0.02	0.01	0.002	0.004	0.002
3	8.0	9.0	20	0.4	0.3	0.07	0.03	0.02	0.04	0.03	0.02	0.003	0.006	0.003
4	8.2	9.2	22	0.5	0.4	0.08	0.04	0.03	0.05	0.04	0.03	0.004	0.008	0.004
5	8.5	9.5	25	0.6	0.5	0.09	0.05	0.04	0.06	0.05	0.04	0.005	0.010	0.005
6	8.8	9.8	28	0.7	0.6	0.10	0.06	0.05	0.07	0.06	0.05	0.006	0.012	0.006
7	9.0	10.0	30	0.8	0.7	0.11	0.07	0.06	0.08	0.07	0.06	0.007	0.014	0.007
8	9.2	10.2	32	0.9	0.8	0.12	0.08	0.07	0.09	0.08	0.07	0.008	0.016	0.008
9	9.5	10.5	35	1.0	0.9	0.13	0.09	0.08	0.10	0.09	0.08	0.009	0.018	0.009
10	9.8	10.8	38	1.1	1.0	0.14	0.10	0.09	0.11	0.10	0.09	0.010	0.020	0.010
11	10.0	11.0	40	1.2	1.1	0.15	0.11	0.10	0.12	0.11	0.10	0.011	0.022	0.011
12	10.2	11.2	42	1.3	1.2	0.16	0.12	0.11	0.13	0.12	0.11	0.012	0.024	0.012
13	10.5	11.5	45	1.4	1.3	0.17	0.13	0.12	0.14	0.13	0.12	0.013	0.026	0.013
14	10.8	11.8	48	1.5	1.4	0.18	0.14	0.13	0.15	0.14	0.13	0.014	0.028	0.014
15	11.0	12.0	50	1.6	1.5	0.19	0.15	0.14	0.16	0.15	0.14	0.015	0.030	0.015
16	11.2	12.2	52	1.7	1.6	0.20	0.16	0.15	0.17	0.16	0.15	0.016	0.032	0.016
17	11.5	12.5	55	1.8	1.7	0.21	0.17	0.16	0.18	0.17	0.16	0.017	0.034	0.017
18	11.8	12.8	58	1.9	1.8	0.22	0.18	0.17	0.19	0.18	0.17	0.018	0.036	0.018
19	12.0	13.0	60	2.0	1.9	0.23	0.19	0.18	0.20	0.19	0.18	0.019	0.038	0.019
20	12.2	13.2	62	2.1	2.0	0.24	0.20	0.19	0.21	0.20	0.19	0.020	0.040	0.020
21	12.5	13.5	65	2.2	2.1	0.25	0.21	0.20	0.22	0.21	0.20	0.021	0.042	0.021
22	12.8	13.8	68	2.3	2.2	0.26	0.22	0.21	0.23	0.22	0.21	0.022	0.044	0.022
23	13.0	14.0	70	2.4	2.3	0.27	0.23	0.22	0.24	0.23	0.22	0.023	0.046	0.023
24	13.2	14.2	72	2.5	2.4	0.28	0.24	0.23	0.25	0.24	0.23	0.024	0.048	0.024
25	13.5	14.5	75	2.6	2.5	0.29	0.25	0.24	0.26	0.25	0.24	0.025	0.050	0.025
26	13.8	14.8	78	2.7	2.6	0.30	0.26	0.25	0.27	0.26	0.25	0.026	0.052	0.026
27	14.0	15.0	80	2.8	2.7	0.31	0.27	0.26	0.28	0.27	0.26	0.027	0.054	0.027
28	14.2	15.2	82	2.9	2.8	0.32	0.28	0.27	0.29	0.28	0.27	0.028	0.056	0.028
29	14.5	15.5	85	3.0	2.9	0.33	0.29	0.28	0.30	0.29	0.28	0.029	0.058	0.029
30	14.8	15.8	88	3.1	3.0	0.34	0.30	0.29	0.31	0.30	0.29	0.030	0.060	0.030



(1) 沉积物的组成及其类型

表 4.1-16 调查海域沉积物类型分析结果

[illegible]

沉积物质量现状评价因子为：总汞、铜、铅、镉、锌、铬、砷、石油类、硫化物及有机碳。

根据《全国海洋功能区划（2011-2020 年）》和《河北省海洋功能区划（2011-2020 年）》，依据各站位所在海洋功能区的环境管理目标要求，执行相应的沉积物标准。所采用评价标准见 4.1-8。

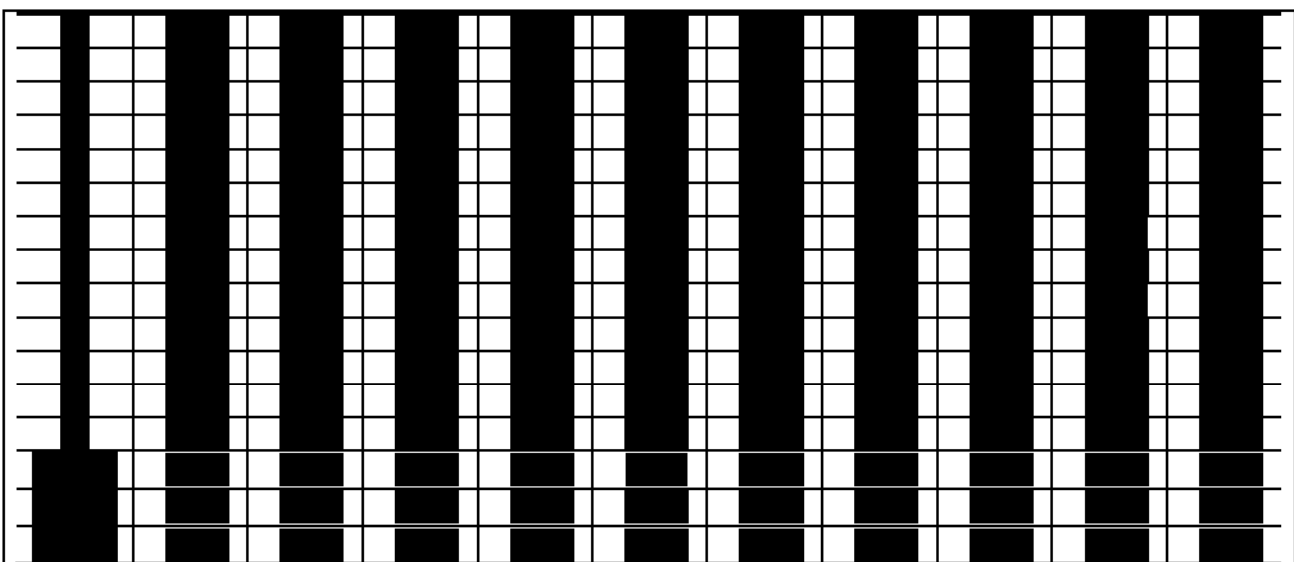
96

表 4.1-17 调查海域沉积物分析结果

站号	油类	铜	铅	锌	镉	铬	汞	砷	硫化物	有机碳
	mg/Kg									(%)

表 4.1-18 调查海域沉积物标准指数结果

[illegible]



(5) 超标因子

各评价要素单因子指数评价统计结果见表 4.1-19。调查海域海洋沉积物中油类和铜存在超标现象。其中，石油类 1 个站位超标（17 号站），超标率 3.4%；铜 5 个站位超标（21、28、29、32、33 号站），超标率 17.2%。所有超标要素超过第一类海洋沉积物质量标准，符合第二类海洋沉积物质量标准。调查海域其他要素均符合所在海洋功能区海洋沉积物质量要求。

表 4.1-19 调查海域海洋沉积物标准指数评价结果统计表

项目	最小值	最大值	平均值	超标率
油类				
铜				
铅				
锌				
镉				
铬				
汞				
砷				
硫化物				
有机碳				

(6) 小结

调查海域海洋沉积物石油类和铜存在一定超标现象，超标要素超第一类海洋沉积物质量标准，符合第二类海洋沉积物质量标准，其他监测要素均符合所在海洋功能区划环境保护要求。

4.1.4.3 生态环境质量现状与评价

生物现状评价因子为：叶绿素 a 及初级生产力、浮游植物、浮游动物、底栖生物及生物质量。

(1) 叶绿素 a 与初级生产力

调查海域各站表层叶绿素 a 浓度的变化范围为 2.29 $\mu\text{g/L}$ ~4.90 $\mu\text{g/L}$, 平均值为 3.30 $\mu\text{g/L}$ 。最高值出现在 1 号站, 最低值出现 32 号站。调查海域各站 10m 层叶绿素 a 浓度的变化范围为 2.69 $\mu\text{g/L}$ ~3.41 $\mu\text{g/L}$, 平均值为 3.03 $\mu\text{g/L}$ 。最高值出现在 23 号站, 最低值出现 29 号站。调查海域各站底层叶绿素 a 浓度的变化范围为 2.42 $\mu\text{g/L}$ ~5.17 $\mu\text{g/L}$, 平均值为 3.42 $\mu\text{g/L}$ 。最高值出现在 10 号站, 最低值出现在 31 号站。垂直分布上, 各层次叶绿素 a 浓度的平均值相差不大。调查海域海水叶绿素 a 和处理生产力垂直分布较为一致, 平面分布呈自西北向东南逐渐降低的趋势。

调查海域各站初级生产力变化范围为 444.83 $\text{mg}\cdot\text{C}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$ ~951.83 $\text{mg}\cdot\text{C}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$, 平均值为 651.35 $\text{mg}\cdot\text{C}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$ 。

(2) 浮游植物

调查海域共鉴定浮游植物 21 种(类), 其中硅藻门 16 种, 占浮游植物出现种数的 76.19%; 甲藻门 4 种, 占 19.05%; 绿藻门 1 种, 占 4.76%。调查海域浮游植物种类组成以近海广温、广盐种为主, 硅藻在调查海域占绝对优势。2018 年 5 月, 调查海域浮游植物密度变化范围在 $(0.05\sim1.36)\times10^4$ 个/ m^3 之间, 平均密度为 0.32×10^4 个/ m^3 。

多样性指数、均匀度、丰度、优势度是反映浮游植物群落结构特点的一些重要参考指标。若样品的多样性指数值高、均匀度大、丰度值高、优势度低, 表明调查海域浮游植物群落结构相对较复杂而稳定, 其生态结构能承受一定程度的干扰而不易崩溃。调查海域浮游植物各站群落参数值分析统计结果见表 4.1-20。浮游植物样品的多样性指数(H')介于 0~2.51 之间, 平均值为 1.49, 整体显示群落结构状况一般。

表 4.1-20 浮游植物各站群落参数统计

站位	丰度(d)	均匀度(J)	多样性指数 (H')	优势度(D_2)
1				
2				
4				
5				
7				
9				
10				
12				
14				
16				
17				
18				
20				
21				
23				
24				

26											
28											
29											
31											
32											
33											
35											
36											
37											
38											
40											
42											
44											

(3) 浮游动物

调查海域浮游动物共有 37 种 (类), 包括甲壳动物 19 种 (其中桡足类 18 种, 占浮游动物种类组成的 48.65%, 磷虾类 1 种, 占浮游动物种类组成的 2.70%), 共占浮游动物种类组成的 51.35%; 浮游幼虫幼体 10 种, 占 27.03%; 水母类 6 种, 占 16.22%; 毛颚类和原生动物各 1 种, 各占 2.70%。甲壳动物桡足类是调查海域的主要组成类群。调查海域浮游动物湿重生物量变化范围在 (0.24~1.04) mg/m^3 之间, 平均为 0.55 mg/m^3 。大中型浮游动物密度变化范围在 (41.29~2906.59) 个/ m^3 之间, 平均值为 630.82 个/ m^3 。中小型浮游动物密度在 (75.22~9032.93) 个/ m^3 之间, 平均值为 2258.33 个/ m^3 。

多样性指数、均匀度、丰度和优势度等参数能反映浮游动物群落结构的稳定性。2018 年 5 月, 调查海域大中型浮游动物各站群落参数值分析统计结果见表 4.1-21, 调查海域中小型浮游动物各站群落参数值分析统计结果见表 4.1-22。

表 4.1-21 大中型浮游动物各站群落特征参数统计

站位	多样性指数 (H')	均匀度 (J)	丰度 (d)	优势度 (D_2)
1				
2				
4				
5				
7				
9				
10				
12				
14				
16				
17				
18				
20				
21				
23				
24				
26				
28				
29				
31				

32										
33										
35										
36										
37										
38										
40										
42										
44										
平均值										

表 4.1-22 中小型浮游动物各站群落特征参数统计

站位	多样性指数 (H')	均匀度 (J)	丰度 (d)	优势度 (D ₂)
1				
2				
4				
5				
7				
9				
10				
12				
14				
16				
17				
18				
20				
21				
23				
24				
26				
28				
29				
31				
32				
33				
35				
36				
37				
38				
40				
44				
平均值				

大中型浮游动物样品的多样性指数 (H') 在 0.81~2.81 之间波动, 波动幅度为 2.00, 平均值为 2.02。大中型浮游动物均匀度 (J) 在 0.29~0.81 之间波动, 波动幅度为 0.52, 平均值为 0.62。丰度 (d) 在 1.15~3.60 之间波动, 波动幅度为 2.45, 平均值为 2.14。优势度 (D₂) 在 0.37~2.98 之间波动, 波动幅度为 2.61, 平均值为 1.09。

调查海域中小型浮游动物样品的多样性指数 (H') 在 1.13~3.09 之间波动, 波动幅度为 1.97, 平均值为 2.22。中小型浮游动物均匀度 (J) 在 0.34~0.92 之间波动, 波动幅度为 0.59, 平均值为 0.66。丰度 (d) 在 1.20~4.44 之间波动, 波动幅度为 3.24, 平均值为 2.53。优势

度 (D_2) 在 0.47~2.16 之间波动, 波动幅度为 1.69, 平均值为 0.97。

综合上述群落特征指数, 调查海域浮游动物种类较为丰富, 多样性指数、均匀度和丰度值均处于正常水平, 表明浮游动物群落结构稳定性良好。

(3) 底栖生物

调查海域共鉴定底栖生物 47 种 (类), 隶属于纽形动物门、环节动物门、软体动物门、节肢动物门、棘皮动物门、半索动物门和刺胞动物门。环节动物多毛类和节肢动物甲壳类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 23 号站最多, 为 12 种; 28 号站最少, 为 1 种。调查海域底栖生物生物量变化范围在 (0.1~144.2) g/m^2 之间, 平均为 12.92 g/m^2 。生物量最高值出现在 44 号站, 最低值出现在 28 号站。调查海域底栖生物密度变化范围在 (20~320) 个/ m^2 之间, 平均为 138.97 个/ m^2 。

底栖生物样品的群落特征指数除能反映群落结构状况外, 还能在一定程度上反映其栖息环境的状况。多样性指数高, 表明底栖生物生存的沉积环境质量状况良好。2018 年 5 月, 调查海域底栖生物各站群落参数值分析统计结果见表 4.1-23。调查海域底栖生物样品的多样性指数 (H') 在 0~3.29 之间波动, 平均值为 2.58。调查海域大部分站位底栖生物多样性指数、丰度较高, 均匀度、优势度基本正常, 因此, 该海域底栖生物群落结构基本正常, 底质环境质量状况良好。

表 4.1-23 底栖生物各站群落参数值统计

站位	丰度 (d)	均匀度 (J)	多样性指数 (H')	优势度 (D_2)
1				
2				
4				
5				
7				
9				
10				
12				
14				
16				
17				
18				
20				
21				
23				
24				
26				
28				
29				
31				
32				
33				

35												
36												
37												
38												
40												
42												
44												

4.1.4.4 生物质量现状与评价

调查期间在 9 个站位进行底拖捕捞，采集底栖生物，监测其体内总汞、镉、铅、铜、砷、锌、总铬、石油烃的含量。共采集到日本枪乌贼、鲷和许氏平鲈生物体样品。其中日本枪乌贼属于软体动物的头足类；鲷和许氏平鲈属于鱼类。调查海域生物质量监测结果如下：

表 4.1-24 调查海域生物质量监测结果

站号	生物学名	中文俗名	分析部位	铜	铅	镉	铬	锌	砷	汞	石油烃	干湿比
				干重 mg/kg							湿重 mg/kg	
1												
2												
3												
4												
5												
6												
7												
8												
9												
10												
11												
12												
13												
14												
15												
16												
17												
18												
19												
20												
21												
22												
23												
24												
25												
26												
27												
28												
29												
30												
31												
32												
33												
34												
35												
36												
37												
38												
39												
40												
41												
42												
43												
44												
45												
46												
47												
48												
49												
50												
51												
52												
53												
54												
55												
56												
57												
58												
59												
60												
61												
62												
63												
64												
65												
66												
67												
68												
69												
70												
71												
72												
73												
74												
75												
76												
77												
78												
79												
80												
81												
82												
83												
84												
85												
86												
87												
88												
89												
90												
91												
92												
93												
94												
95												
96												
97												
98												
99												
100												

分析结果如表 4.1-25，调查海域软体动物头足类和鱼类的所有评价因子均符合所在海洋功能区划生物质量标准要求，未出现超标情况。

表 4.1-25 调查海域生物质量标准指数值评价结果

[illegible]

4.2 环境质量现状回顾

4.2.1 采用对比资料

(1) 采用资料

为进行比较,对曹妃甸油田的历史监测资料进行了收集,共收集到2008年4月、2010年5月、2013年5月和2016年5月的监测资料,对曹妃甸油田群海域的环境质量状况进行回顾性分析。这三次调查均在曹妃甸油田海域,调查时间同为春季,因此这组调查资料具有一定的可比性。

2008 年调查数据引自《曹妃甸 11-1 油田 WGPA 平台扩展项目环境影响评价报告书》，由国家海洋局北海环境监测中心实施；2010 年调查数据引自《CFD11-1/11-2 油田单点维修项目海域使用论证报告书》，由青岛环海海洋工程勘察研究院实施；2013 年调查数据引自《曹妃甸油田群综合调整方案 ODP 编制春季环境质量现状调查与评价报告》，由国家海洋局北海环境监测中心实施；2016 年调查数据引自国家海洋局北海环境监测中心 2016 年 5 月在曹妃甸油田群海域进行的海水水质、沉积物和生物现状调查资料。

(2) 采用资料调查站位布设情况

2008 年 4 月调查共布设 28 个调查站位。在曹妃甸 11-1 油田海域设置 4 条断面，在每条断面上设置 5 个监测点，间距约 8.5km，共计 20 个（P1~P20）。此外，在 FPSO 附近及混合区内外增加 8 个水质站位(P21~P28)，混合区内监测站位主要沿主流向布设，分别为 300m、500m、800m 和 1500m，进行海水表层石油类监测。

2010 年 5 月调查共布设 24 个调查站位, 以垂直主流向方向为断面 (主流向为东西向), 共设置 4 个断面, 断面间距 8km, 垂直断面设 5 个横断面, 断面间距 7km; 横纵断面交点为站点所在位置, 共计 20 个站位 (CP1-CP20); 并在 FPSO 附近加密 4 个水质站位。

2013 年 5 月调查共布设 38 个调查站位,以垂直主流向方向为断面(主流向为东西向),

共设置 6 个断面，断面间距 8km，垂直断面设 5 个横断面，断面间距 7km，纵横断面交点为站点所在位置，共计 30 个站位（P1~P30）。另在 FPSO 附近 500m 和 1500m 处各加密 4 个水质站位，共计 8 个站位（P31~P38）。

2016 年 5 月调查围绕曹妃甸油田群所处海域进行，涵盖了海洋石油 112 号 FPSO 以及 WGPA、WHPA、WHPC、WHPD、WHPE 和 WHPF 等平台及周围海域，调查范围约 3600km²，共布设 34 个调查站位。

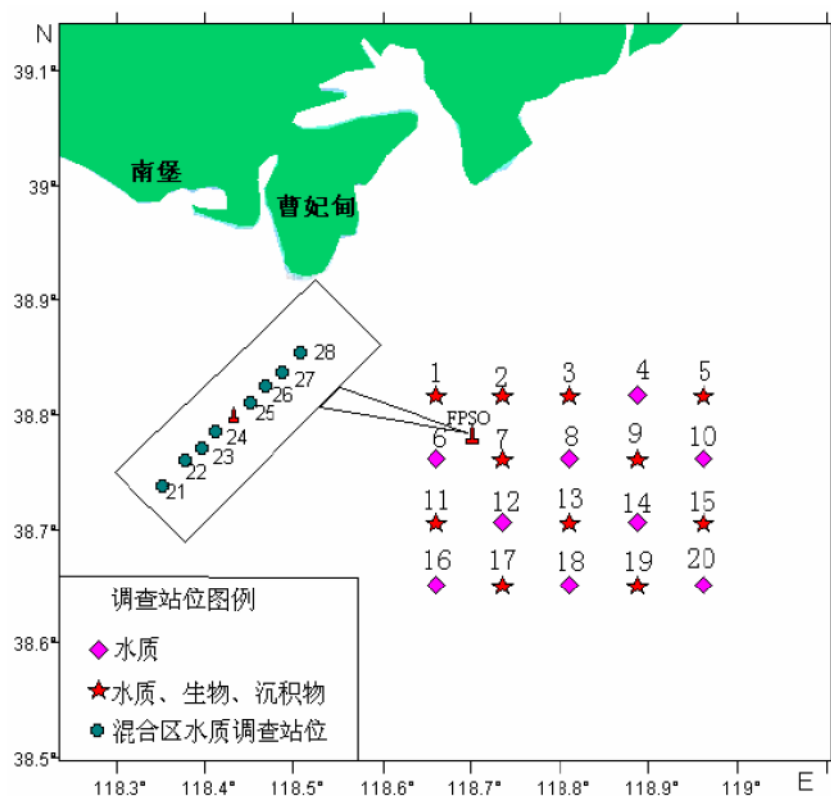


图 4.2-1 2008 年 4 月调查站位图

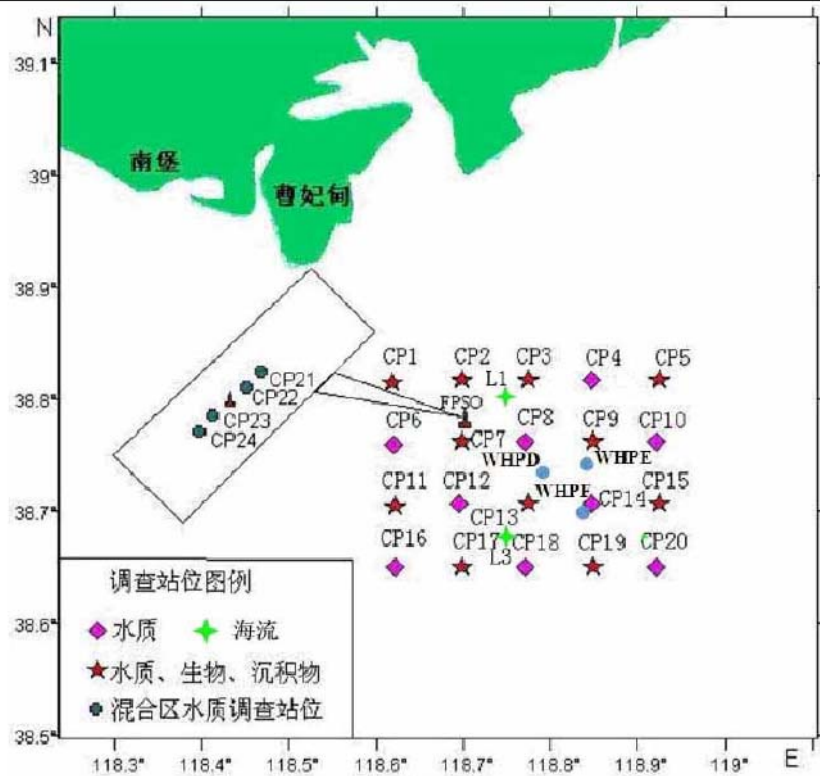


图 4.2-2 2010 年 5 月调查站位图

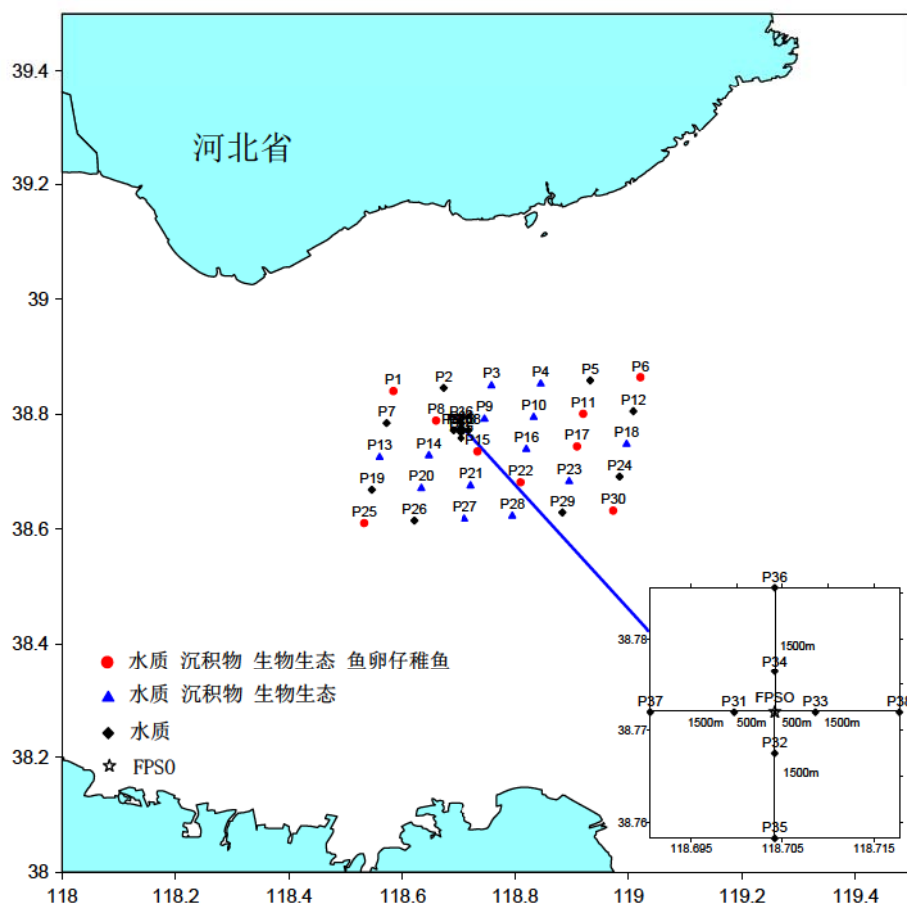


图 4.2-3 2013 年 5 月调查站位图

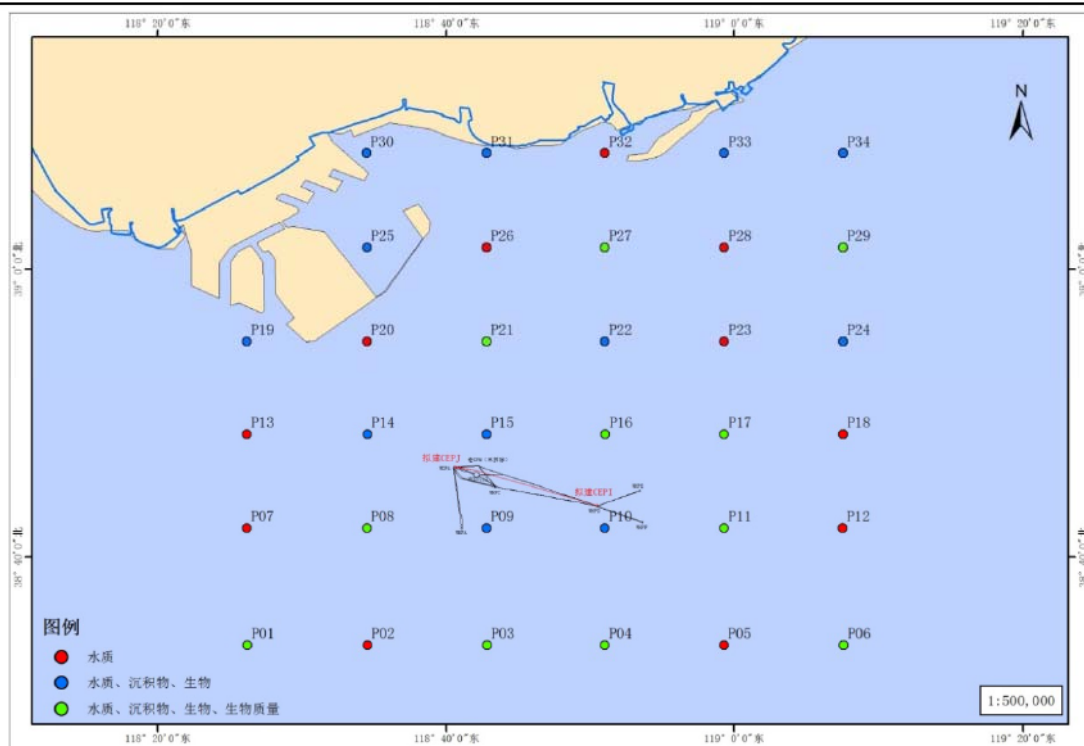


图 4.2-4 2016 年 5 月调查站位图

4.2.2 海水质量回顾性分析

(1) 调查项目

2008 年水质调查项目：盐度、pH、石油类、挥发酚、硫化物、总汞、铜、铅、镉、锌、铬、砷、COD、溶解氧、活性磷酸盐、无机氮、悬浮物共 17 项；

2010 年水质调查项目：pH、盐度、DO、悬浮物、COD、石油类、活性磷酸盐、无机氮、挥发性酚、硫化物、砷、铜、铅、锌、镉、汞、总铬共 17 项；

2013 年水质调查项目：pH、溶解氧、化学需氧量、无机氮、活性磷酸盐、石油类、铜、铅、锌、镉、铬、总汞、砷、挥发酚和硫化物共 15 项；

2016 年水质调查项目：盐度、pH、溶解氧、石油类、挥发酚、硫化物、化学需氧量、活性磷酸盐、无机氮、悬浮物、铜、铅、锌、镉、砷、总汞、总铬共 17 项。

(2) 评价因子

结合油田区海洋环境质量现状调查结果及工程特征，确定本次回顾性评价关心的特征因子：COD、石油类、无机氮、活性磷酸盐、总汞、铅、锌及镉。

(3) 海水水质回顾性分析

将 4 次春季调查的各项污染因子与本次监测结果进行对比分析，反映油田海域海水环境的时空变化情况。主要评价因子标准指数对比见表 4.2-1。

表 4.2-1 海域水质主要评价因子标准指数对比表

监测项目		2008 年 4 月	2010 年 5 月	2013 年 5 月	2016 年 5 月	2018 年 5 月
		标准指数范围	标准指数范围	标准指数范围	标准指数范围	标准指数范围
COD	表层					
	底层					
石油类	表层					
无机氮	表层					
	底层					
活性磷酸盐	表层					
	底层					
总汞	表层					
	底层					
铅	表层					
	底层					
锌	表层					
	底层					
镉	表层					
	底层					

通过监测数据统计结果对比分析，可以看出：

COD：5 次调查值均满足第一类海水水质标准，COD 无显著变化趋势。

石油类：除 2008 年外，其他各年调查石油类未出现超标现象。

无机氮：除 2018 年外，其他各年调查海域表、底层海水中无机氮均存在超标现象。

活性磷酸盐：除 2013 年和 2016 年外，其他各年调查海域活性磷酸盐均存在超标现象。

总汞：除 2010 年外，其他各年调查海域表、底层海水中汞均存在超标现象。

铅：除 2010 年外，其他各年调查海域表、底层海水中铅均存在超标现象。

锌：除 2010 年外，其他各年调查海域表、底层海水中锌均存在超标现象。

镉：除 2016 年调查海域表层镉出现超标现象，其他各年调查海域表、底层海水中镉均未出现超标现象。

综上，调查海域海水质量与过去相比，变化不大。

4.2.3 海洋沉积物质量回顾性分析

表 4.2-2 列出 5 次调查的沉积物中主要评价因子的标准指数。对比分析结果显示：5 次调查海域中汞、铅、镉、铬、硫化物、锌、砷和有机碳的含量均符合所在海洋功能海洋沉积物质量标准要求，无超标现象。铜在 2018 年个别站位出现超标现象、石油类在 2013 年和 2018 年均只有 1 个站位存在超标现象。

总体来看，调查海区沉积物中石油类和铜近年含量略有上升，其他污染物质含量较低，沉积物质量较好。

表 4.2-2 曹妃甸油田群周围海域沉积物质量标准指数对比表

监测项目	2008 年 4 月	2010 年 5 月	2013 年 5 月	2016 年 5 月	2018 年 5 月
	标准指数范围	标准指数范围	标准指数范围	标准指数范围	标准指数范围
汞					
铜					
铅					
镉					
铬					
石油类					
硫化物					
锌					
砷					
有机碳					

4.2.4 海洋生物回顾性分析

(1) 调查项目

2008 年、2010 年、2013 年和 2016 年的春季调查项目均为叶绿素 a、浮游植物、浮游动物、底栖生物和生物质量。

(2) 海洋生物回顾性分析

①叶绿素 a

通过表 4.2-3 可以看出，5 次监测的叶绿素 a 含量虽有一定波动，但基本处于同一水平，总体呈升高的趋势。

表 4.2-3 叶绿素资料对比表（单位：μg/L）

调查时间	叶绿素变化范围		叶绿素含量平均值	
	表层	底层	表层	底层

注：为具有可比性，2013 年、2016 年和 2018 年数据仅采用表、底层叶绿素含量数据。

②浮游植物

5 次调查中，调查海域浮游植物组成结构上以硅藻为主，浮游植物的群落结构未发生大的改变。浮游植物密度总体呈下降趋势。通过 2018 年浮游植物种类多样性、均匀度、丰富度和优势度的综合分析，调查海域浮游植物种类较少，多样性指数、均匀度和丰度值均不高，群落结构状况一般。

表 4.2-4 浮游植物资料对比表

调查时间	浮游植物种类组成	数量变化范围

③ 浮游动物

2018 年 5 月浮游动物的种类数明显高于其他各年的调查结果，组成上由桡足类和浮游幼虫为主要组成部分。优势种仍为桡足类和幼虫，浮游动物的群落结构较为稳定，变化不大。浮游动物生物量以 2016 年 5 月调查结果最高，2018 年结果最低，其他年份调查结果相差不大。通过 2018 年浮游动物种类多样性、均匀度、丰富度和优势度的综合分析，调查海域浮游动物种类较为丰富，多样性指数、均匀度和丰度值均处于正常水平，表明浮游动物群落结构稳定性良好，好于往年水平。

表 4.2-5 浮游动物资料对比表

调查时间	浮游动物种类组成	数量变化范围

④底栖生物

5 次调查中，2013 年和 2016 年的底栖生物种类要高于其他年份调查结果，2018 年结果与 2008 年和 2010 年相差不大。组成是均以多毛类为主，生物群落较为稳定、未发生较大变化。通过 2018 年浮游动物种类多样性、均匀度、丰富度和优势度的综合分析，调查海域大部分站位底栖生物多样性指数、丰度较高，均匀度、优势度基本正常，底栖生物状况良好。

表 4.2-6 底栖生物资料对比表

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的符合性分析

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

本工程建设是在既有曹妃甸油田群 6 个平台上进行调整井建设，平台位于渤海中部海域东北部，工程用海属于油气资源勘探开发用海，工程建成后能够提升渤海区域的石油开采能力，合理开发海洋资源，有助于所在海域主导功能的发挥。工程施工与生产开发时应注意与周边航运用海功能区的协调性，加强周边海域生态环境质量监测，防止溢油事故发生，工程建设符合全国海洋功能区划（2011~2020 年）。

（2）与河北省海洋功能区划的符合性分析

根据《河北省海洋功能区划（2011-2020）》，本工程所处海域位于区划范围之外，与“曹妃甸港口与航运区”相邻（见图 5.1-1），最近距离约 1.75km。

“曹妃甸港口与航运区”，海域使用管理要求包括：（1）用途管制：用海类型为交通运输用海，围填成陆区兼容工业用海；重点保障港口建设用海需求；禁止捕捞和养殖等与港口作业无关、有碍航行安全的活动，禁止在船舶定线制警戒区、通航分道及其端部的附近水域锚泊；工程建设未实施前，相关海域维持现状或适宜的海域使用类型；青龙河口、双龙河口海域开发利用须保障行洪安全。（2）用海方式控制：允许适度改变海域自然属性，以填海造地、构筑物 and 围海等用海方式实施港口和工业设施建设，严格控制填海造地规模。（3）海域整治：实施港区、河口海域综合整治，提高港址资源质量，降低对毗邻区域的环境影响。

海洋环境保护要求包括：（1）生态保护重点目标：保护水深地形和海洋动力条件；

(2) 环境保护：强化污染物控制，提高粉尘、废气、油污、废水 处理能力，实施废弃物达标排放；加强深槽及水动力环境监控，减少对海洋 水动力环境、岸滩及海底地形地貌的影响；加强海洋环境风险防范，确保毗 邻海洋生态敏感区、亚敏感区的海洋环境及海域生态安全，港池区执行不劣 于四类海水水质质量标准、不劣于三类海洋沉积物和海洋生物质量标准，航 道、锚地区执行不劣于三类海水水质质量标准、不劣于二类海洋沉积物和海 洋生物质量标准，其他港用水域执行不劣于二类海水水质质量标准、一类海洋沉积物和海洋生物质量标准。

本项目建设阶段不涉及改变海域自然属性的活动，钻完井作业排放的钻屑、钻井液和铺管挖沟产生的悬浮沙，对环境的影响属于短期、可恢复的，不会对海洋水动力环境、岸滩及海底地形地貌造成影响。生产阶段产生的含油生产水全部回注地层；固体废弃物均运回陆地处理。本项目污染物的处理、排放和处置将严格遵守污染物排放管理的要求，以减少对周围海域环境的影响。因此，本项目无论在建设阶段还是正常生产阶段，对环境的影响范围均较小，与《河北省海洋功能区划（2011~2020）》中海洋功能区的管理要求相协调。

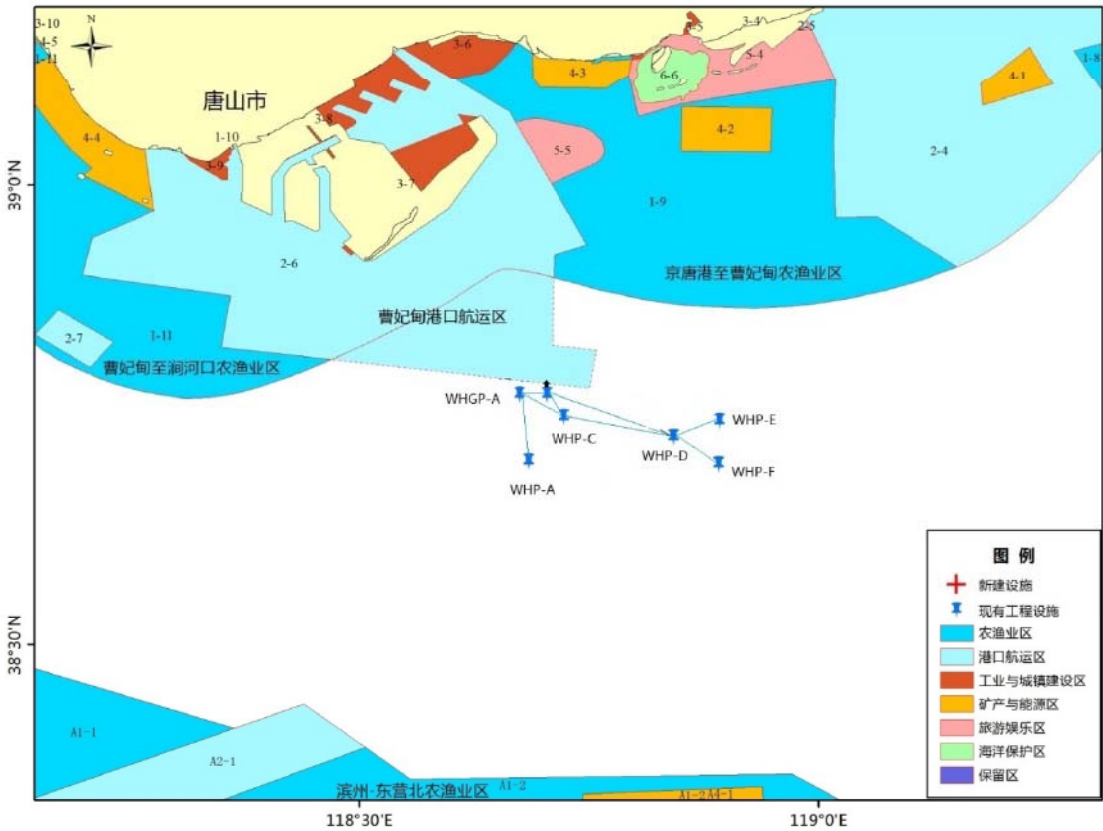


图5.1-1 曹妃甸油田与《河北省海洋功能区划(2011-2020年)》位置关系图

5.1.2 相关规划符合性

(1) 与《国务院关于印发全国海洋经济发展“十二五”规划的通知》的符合性

2012年9月国务院发布的《国务院关于印发全国海洋经济发展“十二五”规划的通知》(国发)【2012】50号关于“优化海洋经济总体布局—北部海洋经济圈”中指出:渤海湾沿岸及海域区域“十二五”时期建设重点是:依托天津港、秦皇岛港、唐山港、黄骅港,重点发展中转、配送、采购、转口贸易及出口加工等业务……合理控制渤海油气资源的开发规模,重点做好南堡、曹妃甸油气区的开发,合理布局石化产业集群。此外,关于“改造提升海洋传统产业—海洋油气业”中指出:加大海洋油气勘探力度,稳步推进近海油气资源开发,加强勘探开发全过程监管和风险控制。提高渤海、东海、珠江口、北部湾、莺歌海、琼东南等海域现有油气田采收率,加大专属经济区和大陆架油气勘探开发力度。

本工程在既有曹妃甸油田群实施调整井,工程投产后有利于开发油田区的剩余可采储量,使该区域海洋油气资源得到有效开发,因此,工程建设符合全国海洋经济发展“十二五”规划要求。

(2) 与《全国海洋主体功能区规划》的符合性

2015年8月1日,国务院以国发〔2015〕42号印发《全国海洋主体功能区规划》。该规划中依据主体功能,将内水和领海主体功能区划分为优化开发区域、重点开发区域、限制开发区域和禁止开发区域四类区域。其中重点开发区域包括“城镇建设用海区、港口和临港产业用海区、海洋工程和资源开发区。海洋工程和资源开发区是指国家批准建设的跨海桥梁、海底隧道等重大基础设施以及海洋能源、矿产资源勘探开发利用所需海域。海洋工程建设和资源勘探开发应认真做好海域使用论证和环境影响评价,减少对周围海域生态系统的影响,避免发生重大环境污染事件。支持海洋可再生能源开发与建设,因地制宜科学开发海上风能。”

曹妃甸油田群位于“内水和领海主体功能区—重点开发区域”,该油田开发初期及调整过程中均编制了环境影响评价文件。同时,工程开发过程中严格按照相关规定进行了环境影响评价及海域使用论证工作。该油田认真落实了环评中的各项环保措施,减少了对工程周边海域生态系统的影响。工程建设符合《全国海洋主体功能区规划》。

(3) 与《河北省海洋主体功能区规划》的符合性

根据河北省海洋局发布的《河北省海洋主体功能区规划》,本工程位于河北省海洋主体功能区规划区外,调整井工程施工期和运营期均不会对《河北省海洋主体功能区规划》(见图 5.1-2)的规划区域产生不利影响。



图 5.1-2 工程与河北省海洋主体功能区规划的位置关系图

5.1.3 与生态红线符合性分析

根据《河北省海洋生态红线》(2014 年 3 月),河北省结合省内重要海洋生态功能区、生态敏感区和生态脆弱区类型与分布特征以及经济社会发展需求,划定自然岸线 17 段,总长 97.20km, 占全省大陆岸线总长的 20.05%; 划定海洋保护区、重要河口生态系统、重要滨海湿地、重要渔业海域、特殊保护海岛、自然景观与历史文化遗迹、重要滨海旅游区、重要砂质岸线和沙源保护海域等各类海洋生态红线区 44 个, 总面积 188097.51 公顷, 占全省管辖海域面积的 26.02%。

曹妃甸油田所在海域附近的生态红线区主要有乐亭菩提岛诸岛保护区(编号: 2-2)、大清河河口生态系统(编号: 3-3)、渤海湾(南堡海域)种质资源保护区(编号: 5-4)、大清河河口海岛旅游区(编号: 7-4)、龙岛旅游区(编号: 7-5)、大清河河口至小清河口海域(编号: 9-4)等, 见图 5.1-3、图 5.1-4。

项目工程不占用周边的海洋生态红线区，距离最近的红线区为大清河口至小清河口海域（编号：9-4），其距离为 23.3km，项目工程距离其它红线区均在 26km 以上。调整井工程施工期和运营期均不会对《河北省海洋生态红线》的红线区产生不利影响。

河北省海洋生态红线区图

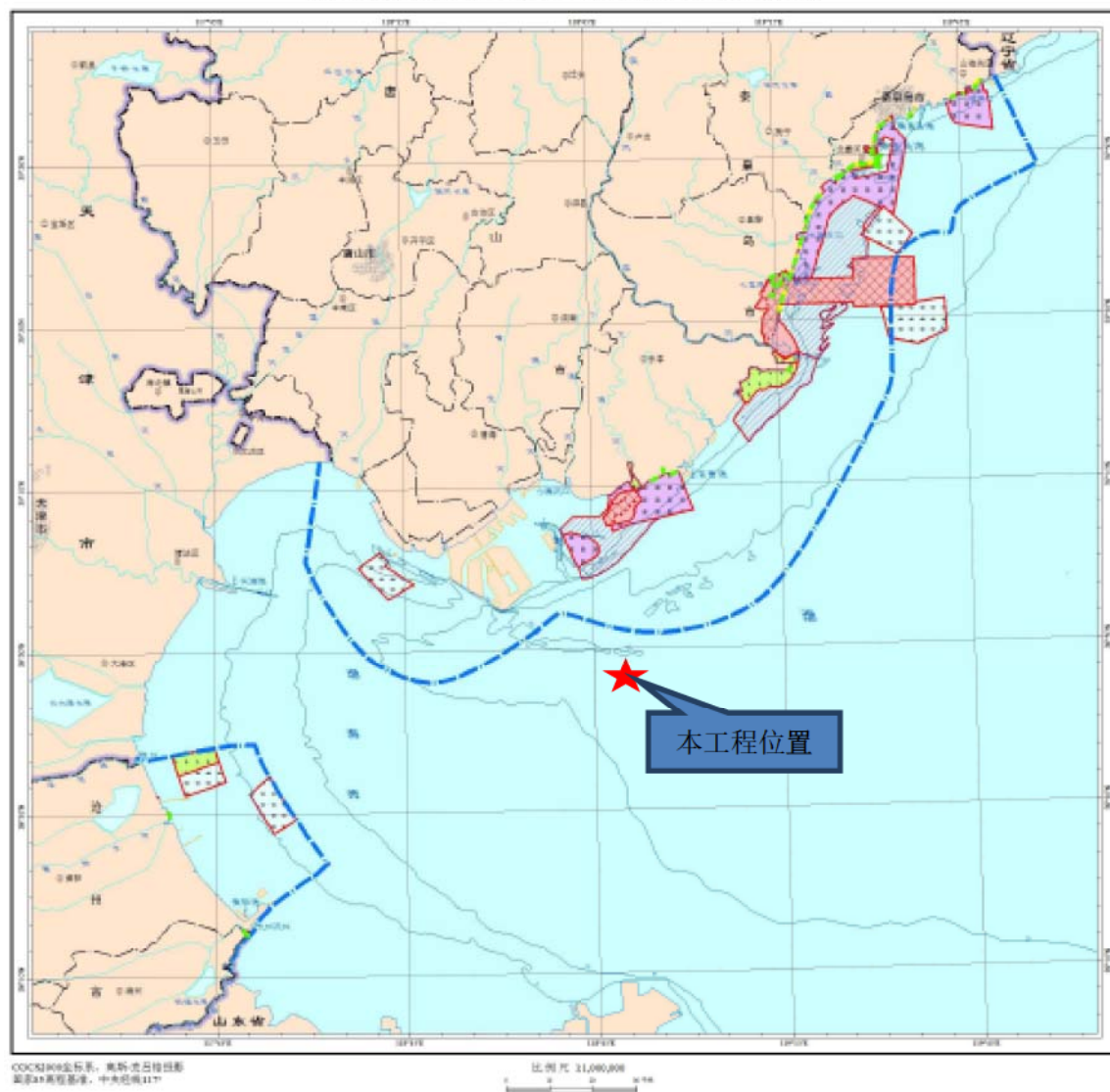


图 5.1-3 工程与河北省海洋生态红线的位置关系图

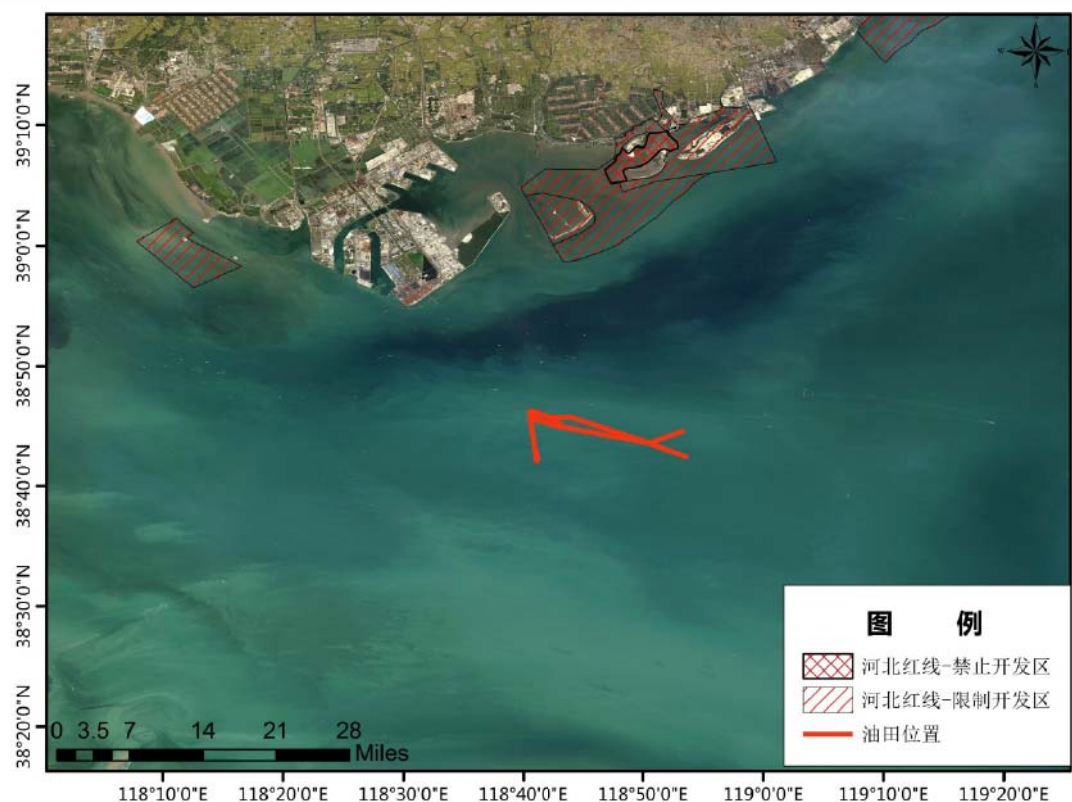


图 5.1-4 曹妃甸油田与河北省海洋生态红线叠加图

5.2 主要环境敏感目标分布

根据本次调整工程所处海域的使用现状及区划方案、结合工程开发规模和特点以及可能产生的环境影响，筛选本工程周边主要环境敏感目标包括国家级水产种质资源保护区、省级海洋保护区、农渔业区、海水养殖区和旅游休闲娱乐区。

本工程的主要敏感区和保护目标见表5.2-1，敏感目标分布图见附件11。水产种质资源区分布图见图5.2-1，水产资源敏感目标见表5.2-2。

表 5.2-1 环境敏感目标分布表

类型	名称	主要保护对象	方位	距离 (km)
国家级水产种质资源保护区	渤海湾国家级水产种质资源保护区	中国明对虾、小黄鱼、三疣梭子蟹及其物种多样性、水质	西	约 45.3km
	曹妃甸中华绒螯蟹国家级水产种质资源保护区	中华绒螯蟹	西北	约 42km
	昌黎海域国家级水产种质资源保护区	三疣梭子蟹、花鲈和假睛东方鲀	东北	约 100km
	南堡海域种质资源保护区	保护海底地形地貌和中国明对虾、小黄鱼、三疣梭子蟹等水产种质资源	西北	约 61km
省级海洋自然保护	乐亭石臼坨诸岛海洋自然保护区	动植物资源、海岛生态环境，海岛生物多样性	东北	约 42.3km

区				
农渔业区	京唐港至曹妃甸农渔业区	青蛤、四角蛤蜊、光滑蓝蛤等潮间带底栖生物和滨海湿地	北	约 17.0km
	曹妃甸至涧河口农渔业区		西北	约 33.0km
	滨州北农渔业区	传统渔业资源的产卵场、索饵场、越冬场、洄游通道。	西南	约 59.1km
	滨州-东营北农渔业区	传统渔业资源的产卵场、索饵场、越冬场、洄游通道等；老黄河口半滑舌鲷种质资。	南	约 50.5km
海水养殖区	丰南区近岸浅海养殖区	浅海养殖业	西北	约 38.8km
	乐亭滦河口养殖区	浅海养殖业	东北	约 58.3km
旅游休闲娱乐区	大清河口海岛旅游休闲娱乐区	海上旅游资源	东北	约 40.2km
	龙岛旅游休闲娱乐区	海上旅游资源	北	约 35.5km

表 5.2-2 水产资源敏感目标分布表

序号	主要敏感目标	相对本工程		保护目标
		方位	距离	
1	中上层鱼类产卵场、索饵场	在其中	-	中上层鱼类及其生境
2	底层鱼类产卵场和洄游通道	西	10km	底层鱼类及其生境
3	毛虾产卵场	在其中	-	毛虾及其生境

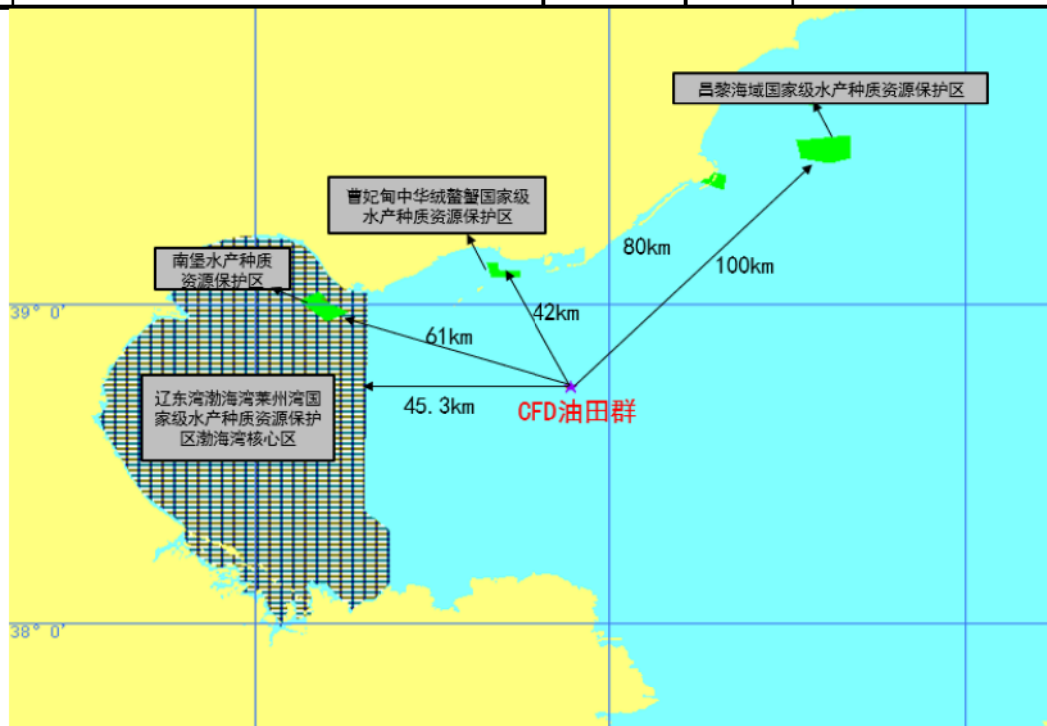


图 5.2-1 水产种质资源区分布图

5.3 主要环境敏感目标简介

5.3.1 国家级水产种质资源保护区-渤海湾国家级水产种质资源保护区

渤海湾保护区位于渤海湾西部海域，渤海湾保护区核心区面积为 6160km²，核心区范围是由 4 个拐点顺次连线与西面的海岸线（即大潮平均高潮痕迹线）所围的海域，拐

点坐标分别为(118°15'00"E, 39°02'34"N; 118°15'E, 38°25' N; 118°20'E, 38°20' N; 118°20'E, 38°01'30" N)。海岸线北起河北省唐山市南堡渔港西侧, 经丰南、沙河黑沿子入海口, 向西经天津的海河、独流减河入海口、向西至岐口河口为折点向南再经河北省黄骅市、海兴县的南排河李家堡、石碎河赵家堡入海口、大口河入海口、马颊河、徒骇河入海口, 南至山东省滨州市湾湾沟。该保护区主要保护对象有中国明对虾、小黄鱼、三疣梭子蟹; 保护区内还栖息着银鲳、黄鲫、青鳞沙丁鱼、鲚、凤鲚、鳓、鲢、赤鼻棱鳀、玉筋鱼、黄姑鱼、白姑鱼、叫姑鱼、棘头梅童、鲛、花鲈、中国对虾、海蜇等渔业种类。

(1) 中国明对虾

中国明对虾又称东方对虾, 是我国分布最广的对虾类, 属广温、广盐性、一年生暖水性大型洄游虾类, 平时在海底爬行, 有时也在水中游泳。

渤海湾对虾每年秋末冬初便开始越冬洄游, 到黄海东南部深海区越冬; 翌年春北上, 形成产卵洄游, 4月下旬开始产卵, 怀卵量 30~100 万粒, 雌虾产卵后大部分死亡。卵经过数次变态成为仔虾, 仔虾约 18 天经过数十次蜕皮后, 变成幼虾, 于 6~7 月份在河口附近摄食成长。5 个月后, 即可长成 12cm 以上的成虾, 9 月份开始向渤海中部及黄海北部洄游, 形成秋收渔汛。其渔期在 5 月中旬至 10 月下旬。

(2) 小黄鱼

小黄鱼属暖温性底层鱼类, 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。该鱼种随栖息环境、季节以及体长的变化较大, 小黄鱼食性较杂, 主要以鱼虾为食。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。

(3) 三疣梭子蟹

梭子蟹为暖温性多年生大型蟹类动物, 善于游泳, 也会掘泥沙, 常潜伏海底或河口附近, 繁殖力强, 生长快。梭子蟹生长在近岸浅海, 栖息水深 10~50 米的海区, 以 10~30 米泥沙底质的海区群体最密集。梭子蟹畏强光, 白天多潜伏在海底, 夜间则游到水层觅食。

三疣梭子蟹终生生活在渤海, 是一种地方性资源。每年 12 月下旬至翌年 3 月下旬为越冬期, 3 月末 4 月初开始出蛰并逐渐向近岸产卵场洄游, 渔获数量明显增加; 5 月初产卵群体游至河口附近浅水区开始产卵, 6~7 月经过 2 次产卵的产卵亲体开始向外海移动,

集中分布在内湾的相对深水区，8月当年补充群体大量出现，并集中分布在内湾的近岸浅水区；9月是梭子蟹分布密度最高的月份，补充群体也开始向外海移动；10月份随着水温的下降向外海洄游的数量不断增加。

5.3.2 曹妃甸中华绒螯蟹国家级水产种质资源保护区

曹妃甸中华绒螯蟹国家级水产种质资源保护区总面积 6809 公顷，其中核心区面积为 5463 公顷，实验区面积为 1346 公顷。核心区特别保护期为每年 4 月 25 日至 6 月 5 日和 9 月 30 日至 11 月 10 日。保护区地处河北省唐山市曹妃甸区西南部，位于第四农场、第七农场和第十一农场境内，东靠双龙河，南面、西面与南堡百里盐场沉淀池接壤，北依唐曹高速公路。保护区的核心区由产卵区、洄游通道和越冬区组成，产卵区是由 4 个拐点顺次连线围成的区域，拐点坐标分别为：（118° 17' 15" E, 39° 10' 26" N; 118° 17' 22" E, 39° 08' 35" N; 118° 20' 21" E, 39° 08' 44" N; 118° 19' 52" E, 39° 10' 33" N）；洄游通道由 7 个拐点顺次连线围成的区域，拐点坐标分别为：（118° 20' 27" E, 39° 08' 45" N; 118° 21' 51" E, 39° 02' 36" N; 118° 21' 44" E, 39° 02' 33" N; 118° 20' 22" E, 39° 08' 41" N; 118° 17' 21" E, 39° 08' 32" N; 118° 17' 22" E, 39° 08' 35" N; 118° 20' 23" E, 39° 08' 45" N）；越冬区由 4 个拐点顺次连线围成的区域，拐点坐标分别为：（118° 39' 15" E, 39° 07' 45" N; 118° 45' 00" E, 39° 07' 45" N; 118° 45' 00" E, 39° 05' 02" N; 118° 40' 08" E, 39° 05' 02" N）。实验区由三部分组成，中部实验区由 4 个拐点顺次连线围成的水域，拐点坐标分别为：（118° 19' 04" E, 39° 12' 40" N; 118° 17' 08" E, 39° 12' 13" N; 118° 17' 15" E, 39° 10' 26" N; 118° 19' 05" E, 39° 10' 32" N）；北部实验区由 4 个拐点顺次连线围成的水域，拐点坐标分别为：（118° 20' 37" E, 39° 13' 36" N; 118° 20' 04" E, 39° 13' 36" N; 118° 17' 57" E, 39° 12' 43" N; 118° 19' 54" E, 39° 12' 44" N）；淡水进水河道实验区由 6 个拐点顺次连线围成的水域，拐点坐标分别为：（118° 22' 38" E, 39° 15' 50" N; 118° 20' 08" E, 39° 12' 44" N; 118° 20' 27" E, 39° 08' 45" N; 118° 20' 23" E, 39° 08' 45" N; 118° 20' 04" E, 39° 12' 44" N; 118° 22' 31" E, 39° 15' 51" N）。保护区主要保护对象为中华绒螯蟹，其它保护物种包括鲫、草鱼、鳊、泥鳅、黄颡鱼、鲤等。

5.3.3 昌黎海域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总面积 11568 公顷，其中核心区面积 2393 公顷，实验区面积 9175 公顷。特别保护期为每年的 3 月 1 日—10 月 31 日。保护区位于河北省昌黎县黄金海岸东南部海域，近岸点 11.5 海里，远岸点 18.5 海里。保护区是由 5 个拐点

顺次连线围成的海域，拐点坐标分别为：119°31'29.90"E，39°31'20.02"N；119°41'38.29"E，39°32'17.07"N；119°41'56.59"E，39°28'17.42"N；119°37'22.03"E，39°26'45.32"N；119°32'44.98"E，39°27'33.21"N。核心区是由4个拐点顺次连线围成的海域，拐点坐标分别为：119°37'29.45"E，39°31'05.54"N；119°41'19.72"E，39°30'46.18"N；119°40'41.83"E，39°28'25.29"N；119°36'42.07"E，39°28'59.90"N。实验区为保护区除去核心区以外的海域。主要保护对象是三疣梭子蟹、花鲈和假睛东方鲀。

5.3.4 南堡海域种质资源保护区

南堡海域种质资源保护区总面积 5779.41 公顷，位于唐山滦南县，是国家级水产种质资源保护区的组成部分，于 2007 年 12 月建立。保护区范围坐标为：38°56'30.93"N-39°2'16.68"N，118°7'48.63"E-118°16'33.96"E。本保护区的保护目标为保护海底地形地貌和中国明对虾、小黄鱼、三疣梭子蟹等水产种质资源，保护海洋环境质量。

5.3.5 省级海洋自然保护区—乐亭石臼坨诸岛海洋自然保护区

石臼坨诸岛省级海洋自然保护区于 2002 年 5 月 29 日经河北省人民政府批准建立的海洋自然保护区。该岛位于唐山乐亭县大清河口外，距乐亭县城 43.6km，距大清河口（捞鱼尖）最近点仅 900 米。石臼坨诸岛由石臼坨，月坨 1、2、3，腰坨 1、2，西坨及 62、63、70 号无名岛和周围滩涂水域组成。其中石臼坨岛最大，面积 3.42km²（海岛资源调查），为河北第一大岛。

保护区的范围为诸岛周围 0 米等深线包围的范围，总面积为 3774.7 公顷，其中海岛陆地面积为 388.89 公顷；核心区 1223.429 公顷、缓冲区 993.001 公顷、实验区 1558.27 公顷。石臼坨岛长期以来人迹罕至，人为干扰破坏少，丰富的动植物资源得到了较好的保存。岛上共有维管束植物 157 种；其中蕨类植物 2 种，被子植物 155 种，分属落叶阔叶林、灌丛、草丛和灌草丛、滨海盐生植被、滨海沙生植被、沼生植被、栽培植被七个群落。丰富的植物资源为鸟类的栖息繁衍创造了条件，使石臼坨岛成为远近闻名的“鸟岛”。其中有列入联合国《濒危野生动植物种国际贸易公约》的鸟类 14 种，有列入“中日候鸟保护协定”的鸟类 176 种，有国家一类保护鸟类 12 种、国家二类保护鸟类 60 种；列入《中国濒危动物红皮书》的水鸟 21 种，是国际观鸟基地，每年吸引大批外国观鸟团前来。这些动植物资源与大海、沙滩有机结合，形成了优美的自然景观和宜人的海洋生态环境，因此，保护海洋及海岸自然生态环境。

5.3.6 主要水产资源

(1) 中上层鱼类：代表性种类有太平洋鲱鱼、鲢鱼、青鳞、黄鲫、斑鲈、小鳞鲷、

鄂针鱼、赤鼻棱鲷等。在渤海产卵场分布为渤海湾、莱州湾、辽东湾、滦河口、大清河
口及戴河口一带水域，曹妃甸油田处于其产卵场范围内（图5.3-1）。

（2）底层鱼类：代表性种类有小黄鱼、带鱼、东方鲀类、鲈鱼、黄姑鱼、叫姑鱼、
白姑鱼、梅童鱼、真鲷、鳎类、鲳类、鲆类等。在渤海产卵场分布为渤海湾、莱州湾、
辽东湾。曹妃甸油田周围海域有产卵场和洄游通道分布（图5.3-2）。

（3）毛虾：毛虾是渤海渔业资源中的主要组成种类，渤海湾南部毛虾由西向东和东
北移动集中，莱州湾西部毛虾向东北集中逐渐进渤海中部深水区越冬。评价区近岸为毛
虾的产卵场。本油田处于其产卵场范围内（图 5.3-3）。

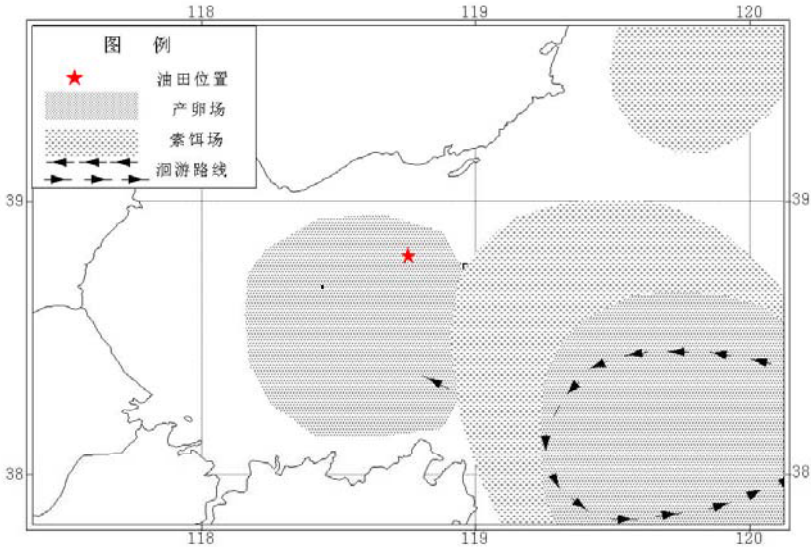


图5.3-1 中上层鱼类产卵场、索饵场及洄游路线分布图

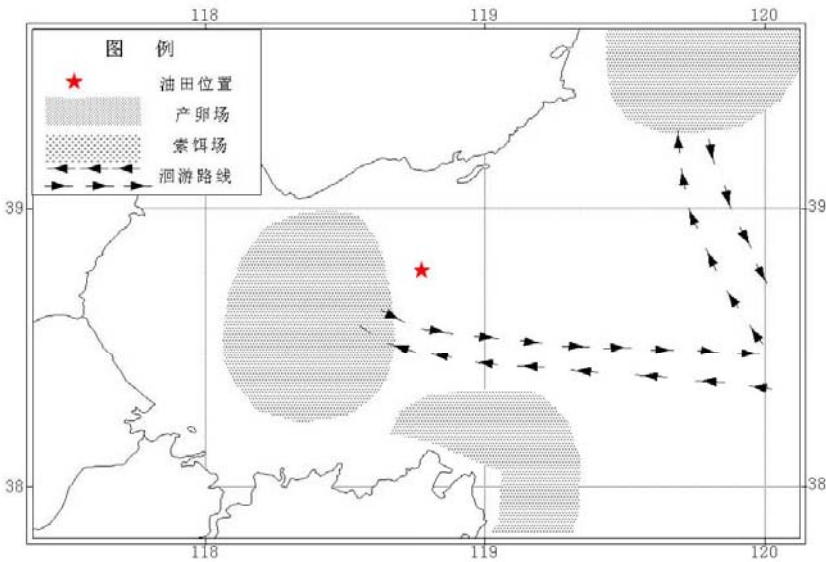


图5.3-2 底层鱼类产卵场、索饵场及洄游路线分布图

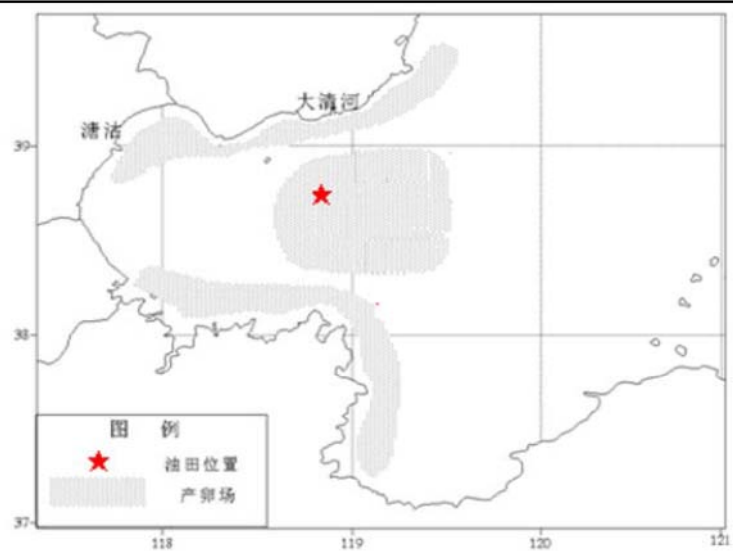


图5.3-3 毛虾产卵场分布图

6 环境影响预测与评价

根据工程分析，施工期污染物为含油钻屑、含油泥浆、不含油钻屑、不含油泥浆、机舱含油污水、生活污水、生活垃圾和工业垃圾等。含油钻屑、含油泥浆、机舱含油污水、生活垃圾和工业垃圾运回陆地处理；不含油泥浆和钻屑经指定的检验部门检验合格后，原井位间歇直接排海；生活污水经施工船的生活污水处理装置处理达标后排海；生产井转注水井产生的洗压井废水进入含油污水处理系统进行处理。

生产运行期污染物为含油生产水、工业垃圾等。含油生产水由生产水处理系统处理后回注地层；工业垃圾运回陆地处理。

因此，施工期的含油泥浆钻屑、机舱含油污水、洗压井废水、生活垃圾和工业垃圾，生产运行期产生的含油生产水、工业垃圾等对海洋环境影响很小。

本报告重点论述施工期排海的不含油钻屑和泥浆、生活污水、生产运行期产生的生活污水对海洋环境的影响。

6.1 水动力影响分析与评价

本工程拟建设53口调整井，为利用老井侧钻及内挂井槽新钻井，不涉及占用海域，调整井建成后基本不改变海洋原有地形和地貌，所以该工程的建设对工程附近海域的水动力状况（包括潮汐、海流、波浪、余流等）和泥沙输移基本不会产生影响。

同时，拟对曹妃甸11-6油田WHPF平台新增内挂井槽以及平台改造，平台改造方案为内挂部分甲板，不占用海域。该工程的建设对工程附近海域的水动力状况（包括潮汐、海流、波浪、余流，纳潮量等）和泥沙输移没有影响。

6.2 水质影响分析与评价

6.2.1 施工期水质影响分析与评价

（1）钻屑排放的水质影响分析

钻屑主要是指钻井过程中钻头将地层研磨、切削破碎后，由钻井液从井内带至地面的岩石碎块。钻屑对海洋环境污染的主要物质是指非含油钻屑。本工程建设过程中，钻井产生的非含油钻屑排放按照《海洋石油勘探开发含油钻井泥浆和钻屑向海中排放审批事项服务指南》要求执行。

根据工程分析，本工程 CFD11-1WGPA 平台、CFD11-2WHPA 平台、CFD11-3/5WHPC 平台、CFD11-6WHPD 平台、CFD11-6WHPE 平台和 CFD12-1SWHPF 平台的非含油钻屑排

放量分别为 2400.46m³、976.92m³、1008.12m³、331.74m³、244.5m³ 和 1726.6m³，各点源间断排放，排放速率最大为 17.99m³/d，本工程施工期非含油钻屑排放的水质影响分析类比《曹妃甸 11-1 油田 W GPA 平台扩展项目环境影响报告书》（2009 年）中非含油钻屑排放的相关预测结果。

类比条件：类比条件见表 6.2-1。

表 6.2-1 类比条件一览表

对象	类比工程	本工程
距离	W GPA 平台	本工程涉及 W GPA 的调整井数量最多
排放速率	钻屑平均排放速率 28.0m ³ /d	CFD11-1W GPA 平台 5.77 m ³ /d; CFD11-2W GPA 平台 9.48 m ³ /d; CFD11-3/5W HPC 平台 7.10m ³ /d; CFD11-6W HPD 平台 2.94 m ³ /d; CFD11-6W HPE 平台 1.99 m ³ /d; CFD12-1SW HPF 平台 17.99m ³ /d
排放量	钻屑排放总量约 6000m ³ 。	CFD11-1W GPA 平台 2400.46m ³ CFD11-2W GPA 平台 976.92m ³ CFD11-3/5W HPC 平台 1008.12m ³ CFD11-6W HPD 平台 331.74m ³ CFD11-6W HPE 平台 244.5m ³ CFD12-1SW HPF 平台 1726.6m ³

由于本工程水文动力条件与曹妃甸 11-1 油田 W GPA 平台扩展项目一样，且污染物排放总量和源强均小于曹妃甸 11-1 油田 W GPA 平台扩展项目，因此以曹妃甸 11-1 油田 W GPA 平台扩展项目作为类比对象方法可行。

类比对象情况及结果：根据《曹妃甸 11-1 油田 W GPA 平台扩展项目环境影响报告书》，“**评价海域海流模型：**在预测污染物扩散溢油漂移前利用流体动力学基本方程组计算该海域的流场。**网格设置：**计算海域取整个渤海，包括渤海湾、莱州湾、辽东湾和渤海中部海域。计算海域水深从 11010 号海图摘取，黄河口附近海域在实际计算时根据卫星图片略做修改，整个渤海区采用 1km×1km 矩形网格计算。在垂直方向上分为 3 层，从平均海面往下至 5m 为第 1 层，5m 至 15m 为第 2 层，15m 至海底为第 3 层。潮流潮位验证：选取 4 个点作为潮流验证点、2 个点作为潮位验证点进行验证。**悬浮物浓度数值预测：**选择三维悬浮泥沙输运模型进行预测，质点追踪模型利用流体动力学数值模型所求得的速度场计算对流过程所导致的质点迁移，污染物质的扩散过程则通过各标识质点的随机走动法进行模拟。根据所计算的泥沙颗粒的三维空间位置计算出其浓度的分布。”“涨潮时，曹妃甸 11-1 油田附近的潮流由东稍偏北向西稍偏南方向流动，落潮时，流场结构和大小与涨潮时基本相同，只是流向与涨潮时相反，主流方向基本是平行于湾轴的东西向。曹妃甸 11-1 油田 W GPA 平台外挂井槽设计钻井 24 口，钻井施工过程中钻屑排放总量约 6000m³。钻屑平均排放速率 28.0m³/d，钻屑对海域环境的影响主要集中在排放点附近主流方向上，超标水域离排放点最远距离（主流向上）表层在 0.80km 左右，底层主流向上在 0.39km 左右。超三、四类

水质标准的水域主要位于钻井周围 30m 内。排放点周围超一（二）类水质的海域表层约 0.145km²，中层约 0.105km²，底层约 0.059km²，钻屑停止排放后，在 3.2h 内，可恢复到一（二）类海水水质。相对于泥浆而言，钻屑的颗粒直径要大得多，因此，钻屑具有比泥浆颗粒大得多的沉降速度，这个特点使得钻屑对海水水质的影响从影响面积、影响距离上都相对较小，且这种影响是一次性的、短期的”。

表 6.2-2 钻屑排放影响预测结果

km ² /km/h mg/L	表层			中层			底层		
	面积	距离	时间	面积	距离	时间	面积	距离	时间
10~20	0.082	0.80	3.1	0.068	0.59	3.2	0.056	0.39	2.8
20~50	0.053	0.37	1.9	0.030	0.21	1.5	0.002	0.10	0.5
50~100	0.009	0.06	0.8	0.006	0.04	0.3	<0.001	0.03	—
大于 100	<0.001	<0.03	—	<0.001	<0.03	—	<0.001	<0.03	—

本工程类比分析结果：本工程各平台非含油钻屑排放的水动力条件与类比海域一样，点源间断排放，每个平台的排放总量和排放速率均小于类比对象钻屑排放量。另外，本工程的钻屑粒径与原工程的粒径分级一致，且排放总量和最大排放速率均小于类比对象，可引用原报告书的预测结果。因此，本工程钻屑排放对海水水质的影响范围、程度和覆盖 2cm 厚度的面积不会超过以上预测结果。因此，本工程非含油钻屑排放过程中，平台附近范围内悬浮质增量不会超过《曹妃甸 11-1 油田 WGPA 平台扩展项目环境影响报告书》的水平。

（2）钻井液排放的水质影响分析

根据工程分析，钻井水基钻井液排放按照《海洋石油勘探开发含油钻井泥浆和钻屑向海中排放审批事项服务指南》要求执行。本工程 CFD11-1WGPA 平台、CFD11-2WHPA 平台、CFD11-3/5WHPC 平台、CFD11-6WHPD 平台、CFD11-6WHPE 平台和 CFD12-1SWHPF 平台的非含油钻井液排放量分别为 4000.54m³、1212.03m³、1570.99m³、952.75m³、945.06m³ 和 1310.32m³，总量为 9991.69m³，钻井结束后的一次性排放量最大，排海速率限定为 35m³/h。本工程施工期非含油钻井液排放的水质影响分析类比《曹妃甸 11-1/11-6 油田综合调整项目环境影响报告书》中非含油钻井液排放的相关预测结果。本工程与类比工程钻井液的类比条件见 6.2-3。

表 6.2-3 类比条件一览表

对象	类比工程	本工程
距离	CEPI 与 WHPD1 栈桥相连	
非含油钻井液源强	CEPI 平台一次性排放泥浆 478m ³ ，排放速率约 35m ³ /h，钻井完工后点源连续性排放 14h	钻井完工后点源连续性排放 4h，一次性排放泥浆最大 130.92m ³ ，排放速率为 35m ³ /h
由于本工程水文动力条件与曹妃甸 11-6 油田 CEPI 平台所在海域一样，且各项污染物排放总量和源强均小于曹妃甸 11-1/11-6 油田综合调整项目，因此以曹妃甸 11-1/11-6 油田综合调整项目作为类比对象方法		

可行。

类比对象情况及结果：根据《曹妃甸 11-1/11-6 油田综合调整项目环境影响报告书》，新建的 CEPI 平台井排放不含油钻井液约 9384m³，源强：“本工程新建 CEPI 平台将有钻井液排放，钻井液在钻井过程中循环使用，最大排放速率出现在钻井完成后一次性排放，最大排放量 478m³，排放速率约 35m³/h，钻井完工后点源连续性排放 14h。钻井液密度 1.08g/cm³~1.5g/cm³（按 1.25g/cm³ 计算），钻井液固相颗粒粒径 0.008-0.062mm，中值粒径为 0.016mm。”。预测结果：“从悬浮物影响范围和时间可以看出，钻井液对水质的影响主要在表层主流向上 1.74km 的范围内，表层以下无超标水域，各种情况排放最大外包络超一（二）类的包络面积约为 1.622km²，离排放点的最大距离为 1.74km，停止排放恢复到一类水质所需最大时间约为 12.6h。”

表 6.2-4 CEPI 平台钻井液排放浓度区间面积（表层）

浓度（mg/L）	10~20	20~50	50~100	>100
总包络面积	0.878	0.462	0.153	0.129

本工程平台类比分析结果：本工程各平台非含油钻井液在钻井结束后的一次性排放，排放速率限定为 35m³/h，等同于类比工程钻井液排放速率，但钻井液排放总量小于类比对象，因此，钻井液排放造成的悬浮泥沙增量超过 10mg/L 的影响面积和距排放点最大距离将不超过《曹妃甸 11-1/11-6 油田综合调整项目环境影响报告书》的水平，钻井液排放停止后，海水水质将很快地恢复到原来状态，因此，非含油钻井液的排海对海洋环境的影响是一次性的、短期的、可恢复的，对海洋水质的影响甚小。

（3）生活污水排放的水质影响分析

由于本工程施工期产生的生活污水量约 17476.8m³，经平台或钻井船上的生活污水处理设施处理，达到《海洋石油开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）中的一级标准后排海，且污水仅在施工期排放，影响是暂时的，因此，本工程施工期的生活污水对海洋环境影响很小。

6.2.2 运营期含油生产水排海的水质影响分析与评价

2019 年油田群各平台输往 FPSO 的含油生产水量为 55761m³/d，FPSO 回注量为 49761m³/d，FPSO 排海量为 6500m³/d，不超批复排海总量（15000 m³/d）及 2017 年 FPSO 现有排海总量（7689 m³/d）。环境影响不会超过原环评报告书预测的结果。

《曹妃甸 11-1/11-6 油田综合调整项目》2019 年 10 月投产后，曹妃甸油田群产出的生产水将分别在新建 CEPJ 平台、新建 CEPI 平台和现有海洋石油 112 号 FPSO 进行处理，满足各区域注水水质标准后全部回注地层。曹妃甸油田各生产设施注水能力可以满足本工程

投产后生产水全部回注的要求，FPSO 将不再有生产水排放。

6.3 沉积物影响分析与评价

钻屑和钻井液入海后，在海水运动的作用下，会在海底一定的范围内聚集。钻屑和钻井液的沉积及分布范围受排放量、海流、水深等因素的影响。

本工程的非含油钻屑排放量最大的是 CFD11-1WGPA 平台，排放量为 2400.46m^3 ，排放速率为 $5.77\text{m}^3/\text{d}$ ，类比对象为曹妃甸 11-1 油田 WGPA 平台扩展项目环境影响报告书》中的 CFD11-1WGPA 平台共产生非含油钻屑约为 6000m^3 ，排放速率为 $28\text{m}^3/\text{d}$ ，

由于该处海域流速较大，且泥浆粒径小（泥浆密度 $1.15\text{ g/cm}^3\sim 1.50\text{ g/cm}^3$ ，泥浆粒径 $0.0025\text{ mm}\sim 0.050\text{ mm}$ ，中值粒径取为 0.0065 mm ），泥浆排放后主要在表层运移，表层以下基本无超标区域，因此基本不会对沉积物产生影响。

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

本工程 6 个平台钻屑排海后，悬浮颗粒下沉至海底，将在 6 个平台附近形成以井口为中心的海底堆积，钻屑覆盖厚度大于 2 cm 的最远距离不会超过 215 m ，在此范围内将覆盖一部分原海底，造成对以贝类为主的底栖生物的淹没效应，尤其是滤食性的底栖贝类生物短期内将受到一定影响。同时，所覆盖区域的沉积物类型会有所变化，由钻屑堆积覆盖代替了原来的沉积物，并因为混入了少量的钻井液，而钻井液中的有机物含量较高，可能使沉积物中有机质等污染物的含量稍有升高。

6.4 海洋生态影响分析与评价

本工程对生态环境的影响主要表现为施工期钻井作业钻屑、钻井液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

①对浮游生物的影响分析

悬浮泥沙对浮游植物的影响可表现在：由于悬浮泥沙的含量增高，增大了水体的消光系数降低光线射深度，可降低海水的透光率，一方面影响浮游植物的光合作用，在一定程度上影响水体的浮游植物的生长与繁殖，降低了海洋初级生产力；另一方面，由于悬浮泥

沙快速下沉，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。

悬浮泥沙对浮游动物的影响可表现在：一是海水悬浮泥沙浓度的增加，可导致海水透明度和光照下降，将对浮游动物的繁殖和生长造成较大的影响，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。

②浮游生物的损失量估算

根据现状调查结果，浮游植物密度变化范围在 $(0.05\sim1.36)\times10^4$ 个/ m^3 之间，平均密度为 0.32×10^4 个/ m^3 ；浮游动物湿重生物量变化范围在 $(0.24\sim1.04)$ mg/ m^3 之间，平均为 $0.55\text{mg}/m^3$ 。

本工程非含油钻井液排放影响深度取表层水深 8m，钻屑排放影响深度取平均水深 25m。本次调整井所在 6 个平台的钻屑排放时间分别为 416 天、103 天、142 天、113 天、123 天和 96 天，根据《建设项目对海洋生物资源影响评价规程》，污染物浓度增量区域存在时间超过 15d（含 15d）的为持续性损害，因此本工程非含油钻屑排放对浮游生物的影响以 15 天为一个周期进行类比分析，影响周期分别为 28 个、7 个、10 个、8 个、9 个和 7 个。

本报告采用《曹妃甸 11-1 油田 WGPA 平台扩展项目环境影响报告书》和《曹妃甸 11-1/11-6 油田综合调整项目环境影响报告书》钻屑、钻井液预测结果进行类比分析，类比结果见表 6.4-1 及表 6.4-2。估算 6 个平台钻屑排放损失浮游植物细胞数量小于 4.45×10^6 个，损失浮游动物小于 0.008t；钻井液排放损失浮游植物细胞数量小于 3.08×10^{10} 个，损失浮游动物小于 $5.29\times10^{-3}\text{t}$ 。

表 6.4-1 施工期非含油钻井液排放造成的浮游生物损失量（表层 0~8m）

类别	资源密度	悬浮泥沙超标倍数 (Bi)	钻井液超标面积 (km^2)	损失率 (%)	损失量
浮游植物	0.32×10^4 个/ m^3	$\text{Bi}\leq1$	0.878	5	$1.12\text{E}+09$ 个
		$1<\text{Bi}\leq4$	0.462	10	$1.18\text{E}+09$ 个
		$4<\text{Bi}\leq9$	0.153	30	$1.18\text{E}+09$ 个
		>9	0.129	50	$1.65\text{E}+09$ 个
小计	$5.13\text{ E}+09$ 个				
6 个平台合计	$3.08\text{ E}+10$ 个				
浮游动物	$0.55\text{mg}/m^3$	$\text{Bi}\leq1$	0.878	5	$1.93\text{E}-04\text{ t}$
		$1<\text{Bi}\leq4$	0.462	10	$2.03\text{E}-04\text{ t}$
		$4<\text{Bi}\leq9$	0.153	30	$2.02\text{E}-04\text{ t}$
		>9	0.129	50	$2.84\text{E}-04\text{ t}$
小计	$8.82\text{ E}-04\text{t}$				
6 个平台合计	$5.29\text{ E}-03\text{t}$				

表 6.4-2 施工期非含油钻屑排放造成的浮游生物损失量

类别	平台	资源密度	悬浮泥沙超标倍数(Bi)	钻屑超标面积 (km ²)	损失率 (%)	影响周期	损失量
浮游植物	CFD11-1WGPA	0.32×10 ⁴ 个/m ³	Bi≤1	0.069	5	28	7.73E+05 个
			1<Bi≤4	0.028	10		6.27E+05 个
			4<Bi≤9	0.005	30		3.36E+05 个
			>9	0.001	50		1.12E+05 个
	CFD11-2WHPA		Bi≤1	0.069	5	7	1.93E+05 个
			1<Bi≤4	0.028	10		1.57E+05 个
			4<Bi≤9	0.005	30		8.40E+04 个
			>9	0.001	50		2.80E+04 个
	CFD11-3/5WHPC		Bi≤1	0.069	5	10	2.76E+05 个
			1<Bi≤4	0.028	10		2.24E+05 个
			4<Bi≤9	0.005	30		1.20E+05 个
			>9	0.001	50		4.00E+04 个
	CFD11-6WHPD		Bi≤1	0.069	5	8	2.21E+05 个
			1<Bi≤4	0.028	10		1.79E+05 个
			4<Bi≤9	0.005	30		9.60E+04 个
			>9	0.001	50		3.20E+04 个
	CFD11-6WHPE		Bi≤1	0.069	5	9	2.48E+05 个
			1<Bi≤4	0.028	10		2.02E+05 个
			4<Bi≤9	0.005	30		1.08E+05 个
			>9	0.001	50		3.60E+04 个
	CFD12-1SWHPF		Bi≤1	0.069	5	7	1.93E+05 个
			1<Bi≤4	0.028	10		1.57E+05 个
			4<Bi≤9	0.005	30		8.40E+04 个
			>9	0.001	50		2.80E+04 个
合计		4.45 E+06 个					
浮游动物	CFD11-1WGPA	0.55mg/m ³	Bi≤1	0.069	5	28	1.328E-03t
			1<Bi≤4	0.028	10		1.078E-03t
			4<Bi≤9	0.005	30		5.775E-04t
			>9	0.001	50		1.925E-04t
	CFD11-2WHPA		Bi≤1	0.069	5	7	3.321E-04t
			1<Bi≤4	0.028	10		2.695E-04t
			4<Bi≤9	0.005	30		1.444E-04t
			>9	0.001	50		4.813E-05t
	CFD11-3/5WHPC		Bi≤1	0.069	5	10	4.744E-04t
			1<Bi≤4	0.028	10		3.850E-04t
			4<Bi≤9	0.005	30		2.063E-04t
			>9	0.001	50		6.875E-05t
	CFD11-6WHPD		Bi≤1	0.069	5	8	3.795E-04t
			1<Bi≤4	0.028	10		3.080E-04t
			4<Bi≤9	0.005	30		1.650E-04t
			>9	0.001	50		5.500E-05t
	CFD11-6WHPE		Bi≤1	0.069	5	9	4.269E-04t
			1<Bi≤4	0.028	10		3.465E-04t
			4<Bi≤9	0.005	30		1.856E-04t
			>9	0.001	50		6.188E-05t
	CFD12-1SWHPF		Bi≤1	0.069	5	7	3.321E-04t
			1<Bi≤4	0.028	10		2.695E-04t
			4<Bi≤9	0.005	30		1.444E-04t
			>9	0.001	50		4.813E-05t
合计		0.008t					

(2) 对底栖生物的影响分析与评价

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

根据 6.3 小节中对本工程造成的海洋沉积物影响分析，钻井过程中钻屑排海对井位周边存在一定水质影响，但其影响范围不大，钻屑排海后沉积覆盖厚度不小于 2cm 的范围不会超过距钻井周围 215m，且其影响随着施工期的结束而消失，海水水质将很快地恢复到原状态。因此，本工程钻屑排放对平台周围底栖生物的影响很小。

类比工程：“调查海域春、秋季平均生物量为 15.8 g/m^2 ，钻屑排放沉降厚度大于 2 cm 的区域面积为 0.021 m^2 ，损失率按 50 %计。由此大致估算损失底栖生物约 0.17 t。”本工程海域秋季平均生物量为 3.80 g/m^2 ，每个平台钻屑排放沉降厚度大于 2cm 的区域面积均小于 0.021 km^2 ，损失率按 50%计，则本工程钻井施工引起的损失底栖生物损失估算约为小于 0.04t，故 6 个平台损失底栖生物损失估算约为小于 0.24t。

(3) 对渔业资源的影响分析与评价

由于该处海域流速较大，钻屑排放后很快沉降于海底，基本不会对鱼卵和仔稚鱼产生影响，而钻井液粒径小，钻井液排放后主要在表层运移，将会对鱼卵和仔稚鱼造成影响。

水中悬浮泥沙含量超标对渔业资源的影响是多方面的，它不仅影响鱼类的存活和生长，而且会对鱼卵和仔稚鱼造成损害。由于悬浮性泥沙颗粒粘附在鱼卵的表面，会妨碍鱼卵的呼吸，阻碍与水体之间氧和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。由于本工程施工期间悬浮泥沙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，因此施工悬浮泥沙对该海域渔业资源的影响不大。通过类比《曹妃甸 11-1 油田 WGPA 平台扩展项目环境影响报告书》和《曹妃甸 11-1/11-6 油田综合调整项目环境影响报告书》钻屑、钻井液悬浮沙预测结果，本工程非含油钻井液排放影响深度取表层水深 8m，钻屑排放影响深度取平均水深 25m，其中鱼卵仔稚鱼基本在表层分布，取表层水深 8m 计算。

表 6.4-3 施工期非含油钻井液排放造成的渔业资源损失量（表层 0-8m）

类别	资源密度	悬浮泥沙超标倍数 (Bi)	钻井液超标面积 (km ²)	损失率 (%)	损失量
鱼卵	0.65 粒/m ³	Bi≤1	0.878	5	228280 粒
		1<Bi≤4	0.462	10	240240 粒
		4<Bi≤9	0.153	30	238680 粒
		>9	0.129	50	335400 粒
小计	1042600 粒				
6 个平台合计	6255600 粒				
仔稚鱼	0.14 尾/m ³	Bi≤1	0.878	5	49168 尾
		1<Bi≤4	0.462	10	51744 尾
		4<Bi≤9	0.153	30	51408 尾
		>9	0.129	50	72240 尾
小计	224560 尾				
6 个平台合计	1347360 尾				
幼鱼	3564 尾/km ²	Bi≤1	0.878	5	156 尾
		1<Bi≤4	0.462	10	165 尾
		4<Bi≤9	0.153	30	164 尾
		>9	0.129	50	230 尾
小计	715 尾				
6 个平台合计	4287 尾				
鱼类成体	203.24kg/km ²	Bi≤1	0.878	1	1.78 kg
		1<Bi≤4	0.462	5	4.69 kg
		4<Bi≤9	0.153	10	3.11 kg
		>9	0.129	20	5.24 kg
小计	14.83kg				
6 个平台合计	88.99kg				
头足类成体	10.95kg/km ²	Bi≤1	0.878	1	0.10 kg
		1<Bi≤4	0.462	5	0.25 kg
		4<Bi≤9	0.153	10	0.17 kg
		>9	0.129	20	0.28 kg
小计	0.80kg				
6 个平台合计	4.79kg				
甲壳类成体	432.58kg/km ²	Bi≤1	0.878	1	3.80kg
		1<Bi≤4	0.462	5	9.99 kg
		4<Bi≤9	0.153	10	6.62 kg
		>9	0.129	20	11.16 kg
小计	31.57kg				
6 个平台合计	189.42kg				

表 6.4-4 施工期非含油钻屑排放造成的渔业资源损失量

类别	资源密度	悬浮泥沙超标倍数 (Bi)	钻屑超标面积 (km ²)	损失率 (%)	损失量
鱼卵	0.65 粒/m ³	Bi≤1	0.082	5	21320 粒
		1<Bi≤4	0.053	10	27560 粒
		4<Bi≤9	0.009	30	14040 粒
		>9	0.001	50	2600 粒
小计	65520 粒				
影响周期	69				
合计	4520880 粒				

仔稚鱼	0.14 尾/m ³	Bi≤1	0.082	5	4592 尾
		1<Bi≤4	0.053	10	5936 尾
		4<Bi≤9	0.009	30	3024 尾
		>9	0.001	50	560 尾
小计	14112 尾				
影响周期	73				
合计	973728 尾				
幼鱼	3564 尾/km ²	Bi≤1	0.069	5	13 尾
		1<Bi≤4	0.028	10	10 尾
		4<Bi≤9	0.005	30	4 尾
		>9	0.001	50	2 尾
小计	30 尾				
影响周期	69				
合计	2029 尾				
鱼类成体	203.24kg/km ²	Bi≤1	0.069	1	0.14 kg
		1<Bi≤4	0.028	5	0.28 kg
		4<Bi≤9	0.005	10	0.10 kg
		>9	0.001	20	0.04 kg
小计	0.57kg				
影响周期	69				
合计	39.13kg				
头足类成体	10.95kg/km ²	Bi≤1	0.069	1	0.01 kg
		1<Bi≤4	0.028	5	0.02 kg
		4<Bi≤9	0.005	10	0.01 kg
		>9	0.001	20	0.00 kg
小计	0.03kg				
影响周期	69				
合计	2.11 kg				
甲壳类成体	432.58kg/km ²	Bi≤1	0.069	1	0.30kg
		1<Bi≤4	0.028	5	0.61 kg
		4<Bi≤9	0.005	10	0.22 kg
		>9	0.001	20	0.09 kg
小计	1.21kg				
影响周期	69				
合计	83.26kg				

表 6.4-5 施工期造成的渔业资源损失量合计

损失	非含油钻井液	非含油钻屑	合计
鱼卵	6255600 粒	4520880 粒	10776480 粒
仔稚鱼	1347360 尾	973728 尾	2321088 尾
幼鱼	4287 尾	2029 尾	6316 尾
鱼类成体	88.99kg	39.13kg	128.12 kg
头足类成体	4.79kg	2.11kg	6.9 kg
甲壳类成体	189.42kg	83.26kg	272.68 kg

(4) 生物资源损失金额估算

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

海洋生物资源可能造成的损害。

根据中华人民共和国水产行业标准《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》的规定：“一次性生物资源的损害补偿为一次性损害额的 3 倍”，施工阶段非含油钻屑钻井液排放造成的生物资源损害属一次性损害，按 3 倍进行补偿。

①鱼卵、仔稚鱼经济价值计算

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

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

式中：

M ——鱼卵和仔稚鱼经济损失金额；

W ——鱼卵和仔稚鱼损失量；

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

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

②渔业生物经济价值计算

渔业生物资源经济价值按下式计算：

$$M_i = W_i \times E_i$$

式中：

M_i ——第 i 类渔业生物资源的经济损失额（元）；

W_i ——第 i 类渔业生物资源的损失量（kg）；

E_i ——生物资源的商品价格，生物资源、底栖生物的价格接近三年当地海洋捕捞产值与产量均值的比值计算，为 1.0 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 30 元/kg 计算。

③渔业资源经济损失计算

本工程渔业资源经济损失额合计见表 6.4-6。本工程共造成经济损失 56.73 万元。

表 6.4-6 本工程造成的渔业损失价值估算

渔业资源	损失量	折算鱼苗损失量	单价	经济损失 (万元)	经济补偿 (万元)	
					补偿倍数	金额
鱼卵	10776480 粒	107765 粒	0.8 元/尾	8.83	3	26.49
仔稚鱼	2321088 尾	116055 尾	0.8 元/尾	9.28		27.85
底栖生物	0.24 吨	/	1.0 万元/吨	0.24		0.72
渔业资源成体	407.7kg	/	1.0 万元/吨	0.04		0.12
幼鱼	6316 尾	/	0.8 元/尾	0.51		1.54
合计					56.73	

(5) 小结

根据本节对工程施工对海洋生态的影响分析与评价，本工程非含油钻屑和非含油钻井液排放造成浮游植物细胞数量小于 3.08×10^{10} 个，浮游动物损失量小于 0.013t，底栖生物损失估算不超过 0.24t，鱼卵损失量不超过 10776480 粒，仔稚鱼损失量不超过 2321088 尾，幼鱼损失量不超过 6316 尾，鱼类成体损失量不超过 128.12kg，头足类成体不超过 6.9kg，甲壳类成体损失量不超过 272.68kg。

估施工期严格控制非含油钻井液和非含油钻屑的排放速率，施工期间产生的悬浮沙影响范围较小，时限较短，对浮游生物、底栖生物和渔业资源影响很小，故本工程施工对海洋生态环境的影响是可接受的。

6.5 对环境敏感目标的影响分析与评价

根据 5.2 小节环境敏感目标的筛选分析，曹妃甸油田群位于中上层鱼类和毛虾产卵场内，油田距离其他敏感目标距离较远，距农渔业区的最近距离约为 17.0km，距海水养殖区的最近距离为 38.8km，距风景旅游区最近距离约为 27.6km，距海洋自然保护区最近距离约为 35.5km，距水产种质资源保护区的最近距离约为 45.3km。

根据前述类比分析，本工程钻屑、钻井液的排放期很短，影响范围有限，悬浮沙增量超过 10mg/L 的影响范围较小。因此，工程产生影响的敏感目标主要为中上层鱼类和毛虾产卵场，施工期对其它敏感目标基本不产生影响。

施工期间搅起的悬浮泥沙使施工区域周围海水中的悬浮泥沙浓度增加，透明度降低，引起浮游植物的光合作用的减少，对浮游植物和浮游动物等产生一定的破坏作用，从而对产卵场、索饵场及洄游通道的生物产生一定影响。针对本工程可能对中上层鱼类产卵场、毛虾产卵场产生的影响，建议钻井过程中应严格控制钻屑和钻井液的排放速率，选择有利于污染物扩散的时期排放，尽量减少钻屑钻井液排放引起的入海悬浮沙增加的影响面积；尽量缩短施工周期，合理选择施工时间（钻屑和钻井液排放应避开鱼虾蟹产卵盛期 5 月至 6 月），最大限度地减少对海洋生物的影响。

6.6 环境事故风险分析与评价

6.6.1 风险识别

本工程在钻/完井和生产阶段有可能发生的事故包括井涌/井喷、海上设施火灾爆炸、船舶碰撞、地质性溢油事故以及海底管道油气泄漏事故等。

(1) 井涌或井喷

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

《风险评估数据指南》统计了 1980~2005 年美国墨西哥湾外大陆架、英国大陆架、挪威海域等海域发生的井喷事故，其中常规油井发生井涌和井喷的概率见 6.6-1。

表 6.6-1 常规油井井涌和井喷事故概率

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

本工程在曹妃甸油田群平台共布置 53 口调整井，其中 38 口生产井，15 口注水井，则根据表 6.6-1 估算，38 口生产井发生井喷的概率为 9.9×10^{-5} 次/a，15 口注水井发生井喷的概率为 3.6×10^{-5} 次/a，38 口生产井发生井涌的概率为 1.10×10^{-4} 次/a。

(2) 海上设施起火爆炸

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

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

油气传输区： 3×10^{-4} 次/a

油气处理区： 4×10^{-3} 次/a

储油区： 2×10^{-3} 次/a

WHPD 为中心处理平台，其他 5 个平台为井口平台，发生火灾事故的概率分别为 4×10^{-3} 次/a 和 3×10^{-4} 次/a。由火灾引起溢油事故概率至少比火灾事故概率低一个数量级，因此，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 4×10^{-4} 次/a。

(3) 船舶碰撞

平台附近主要有供应船、值班船等。此外，在该海域航行的外来航船也有可能平台设施发生碰撞。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 6.6-2。

表 6.6-2 船舶碰撞概率

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

本工程中，发生船舶碰撞并造成产生重大损伤的概率为 5.0×10^{-6} 次/a。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。

(4) 地质性油气泄漏

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

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

(5) 海底管道油气泄漏事故

海底管道突发事故风险，主要是指海底管道在生产运营期间，因长期受海流冲刷、海水腐蚀、过往船只误锚、拖锚及地震等环境因素的影响，存在着潜在的被损坏的风险。其中因海水腐蚀造成的海底管道事故的可能性较小。

根据莫特麦克唐 (Mott McDonald) 公司 2003 年出版的报告《PARLOC 2001: The update of Loss of containment Date for Offshore Pipeline》，该报告中统计了相关海域 1567 条海管，共 24837km，328858km·a。同时，挪威船级社 (Det Norske Veritas, DNV) 的《Riser/Pipeline Leak Frequencies, 2006》对 PARLOC2001 报告进行了修正。具体见表 6.6-3。

表 6.6-3 不同管径的管道在不同位置的事故率统计

管道	管道运行总量	频率	单位
海底管线（开阔海域）	井流管线，以及输送未处理流体的小管线	5.0×10^{-4}	次/km·a
	输送处理后的油气，钢管管径 ≤ 24 英寸	5.1×10^{-5}	次/km·a
	输送处理后的油气，钢管管径 > 24 英寸	1.4×10^{-5}	次/km·a

本项目不涉及新建管道，根据产能预测量，本次调整井投产后管线的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，故不属于本工程新增的环境风险。

（6）最大可信事故

由以上的分析/论述可知，本工程建设和生产阶段的主要溢油事故来自井喷/井涌、海上设施起火爆炸、船舶碰撞、地质性油气泄漏、海底管道油气泄漏事故等。不同的溢油事故带来的环境风险程度不同。根据各类事故发生概率和可能发生的溢油规模，可将油田开发工程溢油事故的相对环境风险进行归纳，见表 6.6-4。

当发生井喷事故时，井流的喷放量很大，难以估计；当井口平台/综合平台发生起火爆炸事故时，在采取消防措施的同时，将视事故发生的位置和严重程度，采取相应级别的应急关断，一般不会导致大量原油入海。在消防和应急关断措施均失效的极端情况下，大量井流将流入海洋，但这种事故下的最大溢油排污量很难定量给出。因此，选择施工期船舶碰撞作为最大可信事故进行溢油事故预测。

表 6.6-4 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	2.5×10^{-4}	高
火灾、爆炸（引起溢油）	难以估算	最大为 4.0×10^{-4}	高
船舶碰撞	中	5.0×10^{-6}	低
地质性溢油事故	大	很低	中

6.6.2 地质性溢油风险分析和评价

6.6.2.1 地质油藏概况

曹妃甸油田群为埕宁隆起沙垒田凸起基底隆起背景上发育起来的、受基底古地貌和断裂系统影响的披覆背斜、半背斜和低幅度的断裂背斜构造，深层构造较陡，圈闭面积较小；浅层圈闭面积较大，闭合幅度较低（图 6.6-1）。

[REDACTED]

[REDACTED]

6.6.2.2 断层因素分析

(1) 曹妃甸 11-1 油田

曹妃甸 11-1 油田范围内断层不发育，油田东西两侧发育两组近北东南西向的断层，其中有 9 条直接断到海底的断层，2 条间接通到海底的断层，这些断层皆正断层，地震剖面上能明显识别（图 6.6-2、图 6.6-3）。本次调整井距离断层最小距离为 240m。通过统计，断层断距约 5-15m，西边一组断层倾向 NW，东边一组断层倾向 SE 或者 S，延伸长度 0.68-2.2km(表 1)。通过对油田内部排查，并无潜在断层。

表 6.6-5 曹妃甸 11-1 油田构造断层要素表

构造名称	断层名称	性质	走向	倾向	层位 (N _{ig} III)	
					断距 (m)	延伸长度 (km)
曹妃甸11-1	F1	正断层	NE	NW	5	0.92
	F2	正断层	NE	SE	10	1.92
	F3	正断层	NE	NW	5	0.68
	F4	正断层	NE	NW	15	1.50
	F5	正断层	NE	SE	10	0.96
	F6	正断层	NE	SE	15	0.96
	F7	正断层	NE	NW	15	2.19
	F8	正断层	EW	S	15	>2.13
	F9	正断层	EW	S	15	>2.05
	F10	正断层	EW	S	10	>1.48
	F11	正断层	NE	SE	5	0.99

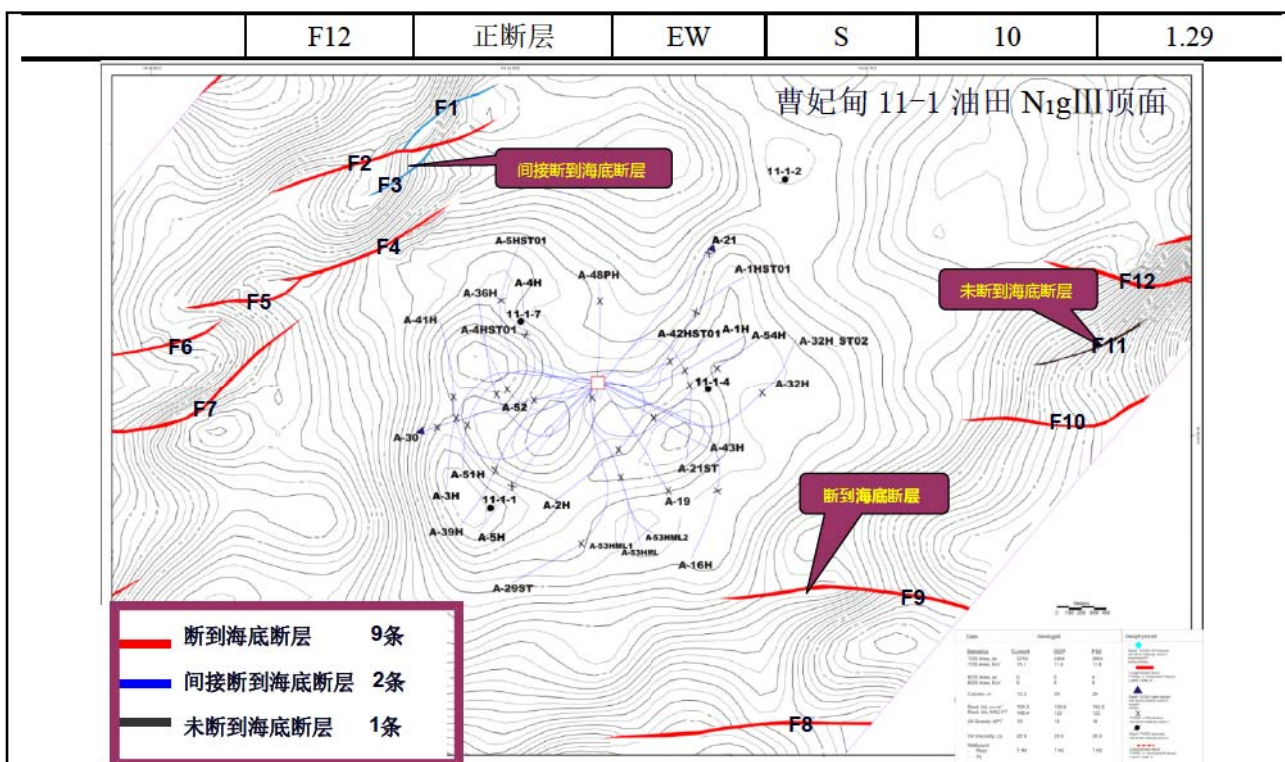


图 6.6-2 曹妃甸 11-1 油田风险断层平面分布图

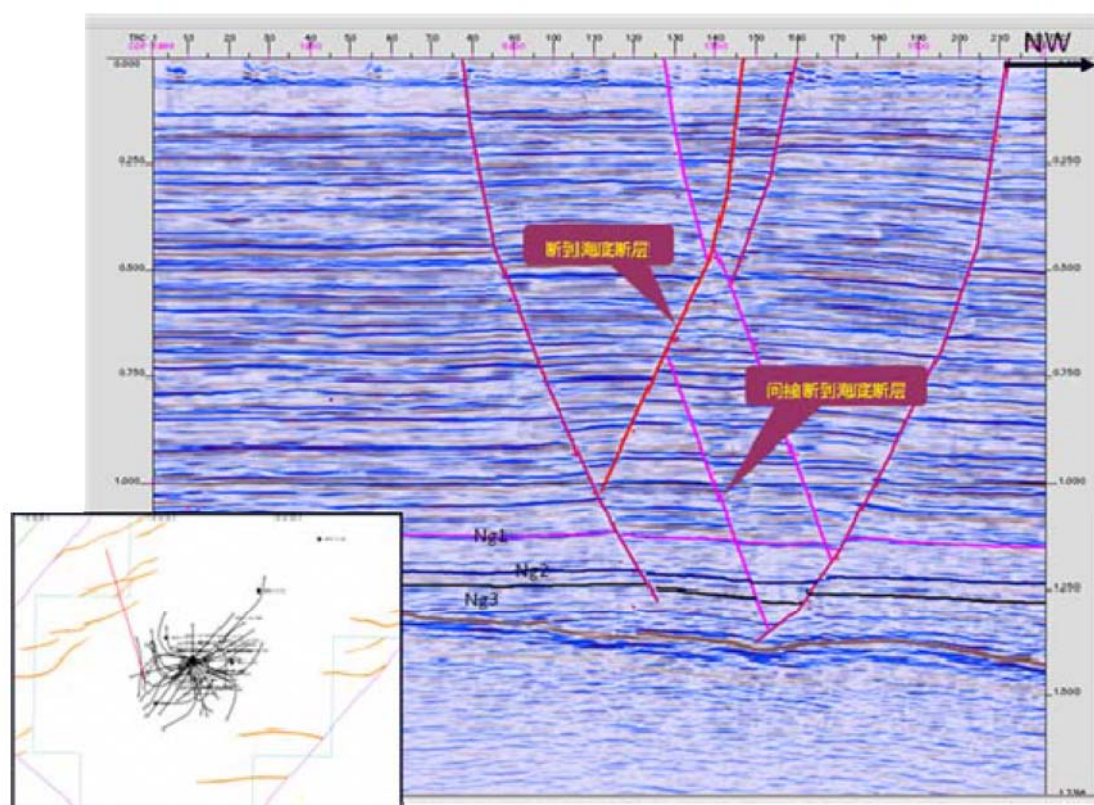
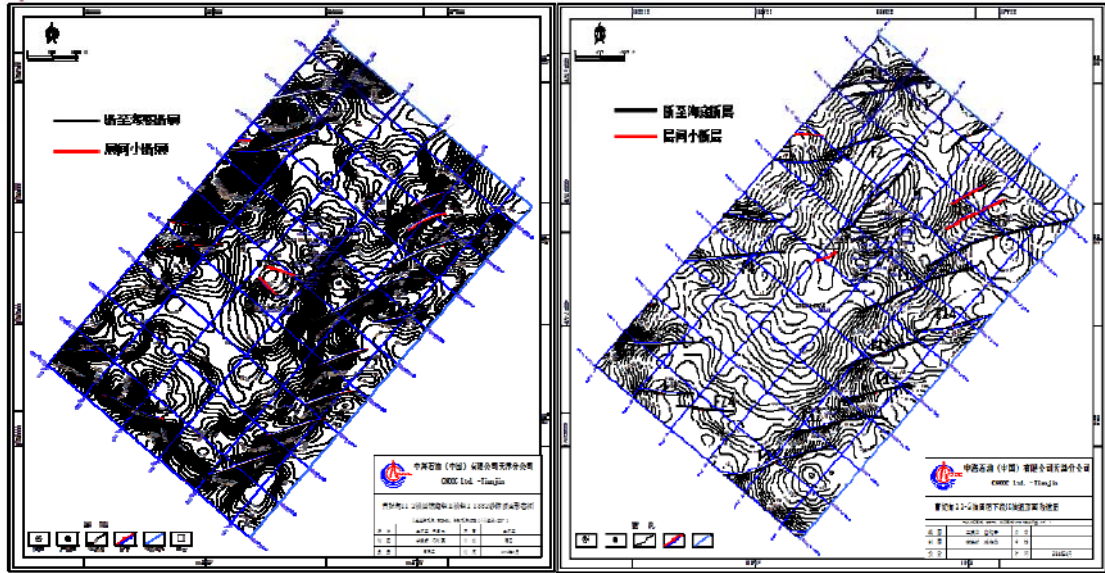


图 6.6-3 曹妃甸 11-1 油田断到海底断层地震剖面图

(2) 曹妃甸 11-2 油田

曹妃甸 11-2 油田构造高部位断裂不发育, 在构造低部位断裂较发育, 呈北东东向雁列

展布，长期继承性发育，对构造及油藏不起控制作用，依据现有三维地震资料，构造范围内解释出断层 24 条（图 6.6-4），其中多数断至海底，局部发育层间小断层，断层延伸长度短，为 0.3~2.5km，断距在馆陶组为 5~30m，断层在明下段 II 油组延伸 0.5~3.2km，断距 6~40m（图 6.6-5、图 6.6-6，表 6.6-6）。



a. 馆陶组 II 油组顶面
b. 明下段 II 油组顶面
图 6.6-4 曹妃甸 11-2 油田断裂系统图

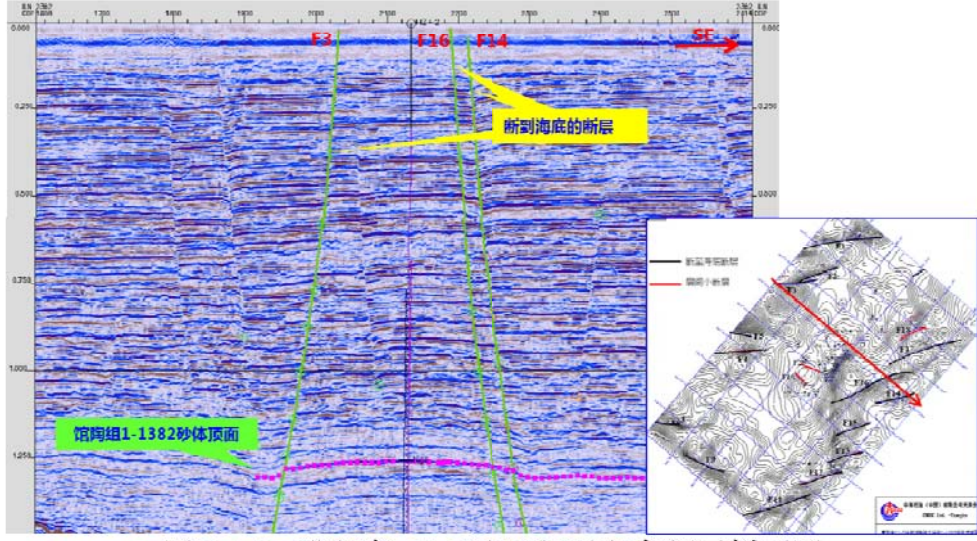


图 6.6-5 曹妃甸 11-2 油田断至海底断层剖面图

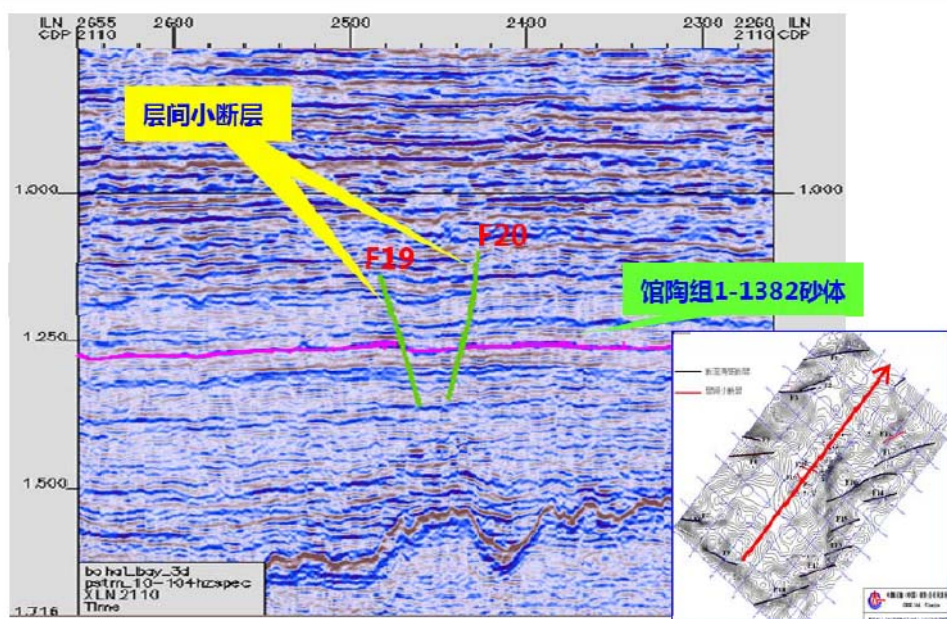


图 6.6-6 曹妃甸 11-2 油田层间断层剖面图

表 6.6-6 曹妃甸 11-2 油田断层要素统计表

断层	断层性质	层位（明化镇组）		层位（馆陶组）		层位（东营组）				断层产状	
		Ⅱ油组		1-1382 砂体		1-1688 砂体		1-1725 砂体			
		延伸长度 KM	断距 M	延伸长度 KM	断距 M	延伸长度 KM	断距 M	延伸长度 KM	断距 M	走向	倾向
F1	正断层	2.0	40	2.3	30	2.0	30	1.9	25	NE	SE
F2	正断层	1.3	12	1.2	8	0.7	5	0.7	2	NE	NW
F3	正断层	1.6	20	1.3	15	1.2	12	1.2	12	NE	NW
F4	正断层	2.0	23	1.6	16	1.1	13	0.9	5	EW	N
F5	正断层	1.6	15	1.5	12	1.4	10	1.4	5	EW	S
F6	正断层	—	—	—	—	0.6	15	0.6	7	EW	N
F7	正断层	1.8	26	0.8	22	0.6	20	0.6	20	EW	S
F8	正断层	—	—	—	—	0.8	25	0.8	25	NW	SW
F9	正断层	1.4	15	1.3	7	1.3	7	1.3	7	NW	SW
F10	正断层	—	—	—	—	1.7	23	1.7	15	NW	SW
F11	正断层	2.3	11	2.1	10	1.9	10	1.9	10	NE	SE
F12	正断层	2.0	22	1.3	17	1.1	15	1	15	NE	SE
F13	正断层	1.5	13	1.1	10	0.8	10	0.8	8	NE	SE
F14	正断层	1.6	14	—	—	0.7	3	0.7	3	EW	N
F15	正断层	1.7	15	1.1	10	0.6	5	0.6	5	NE	SE
F16	正断层	2.6	18	2.6	10	1.7	6	1.7	6	NE	SE
F17	正断层	3.2	18	2.3	12	1.2	10	1.1	10	NE	SE
F18	正断层	1.4	6	0.9	5	0.3	2	0.2	2	NE	SE
F19	正断层	—	—	0.6	6	—	—	—	—	NW	NE
F20	正断层	—	—	0.6	4	—	—	—	—	NW	SW
F21	正断层	1.7	9	—	—	—	—	—	—	NE	NW
F22	正断层	2.1	19	—	—	—	—	—	—	NE	SE
F23	正断层	0.5	7	—	—	—	—	—	—	NE	SE
F24	正断层	1.1	8	—	—	—	—	—	—	EW	S

曹妃甸 11-2 油田地震资料通过海上双源六缆高分辨率采集，震源采用小容量多枪相干

组合方式，接收系统采用小道间距、小炮间距的高分辨率采集技术，油田区地震资料品质整体较高。本油田区采用 12.5×18.75 米面元 60 次覆盖进行采集，从采集理论上没有盲区，保证了采集空间都能够有较好的成像，所以能够实现空间上都有地震信号反射和接收。目前所说的断至海底断层并非严格意义上已经断到海底，地震资料显示在海底附近没有断开，只是个别断层在 100~200 米深的位置有微微的错动，断距仅有 1~2 米。资料显示断层上方有层状反射层，估计沉积厚度为 100~200 米（图 6.6-5）。

（3）曹妃甸 11-3/5 油田

依据现有三维地震资料，在 11-3/5 油田范围内，共解释出 16 条断层，呈近北东向展布，延伸长度 0.7-7.1km，断距在 1-28m 之间，其中多数断至海底，局部发育层间小断层(图 6.6-7、图 6.6-8)。F8 断层规模最大，该断层是 11-3 区块和 11-5 区块的分界断层(图 6.6-9、图 6.6-10，表 6.6-7)。

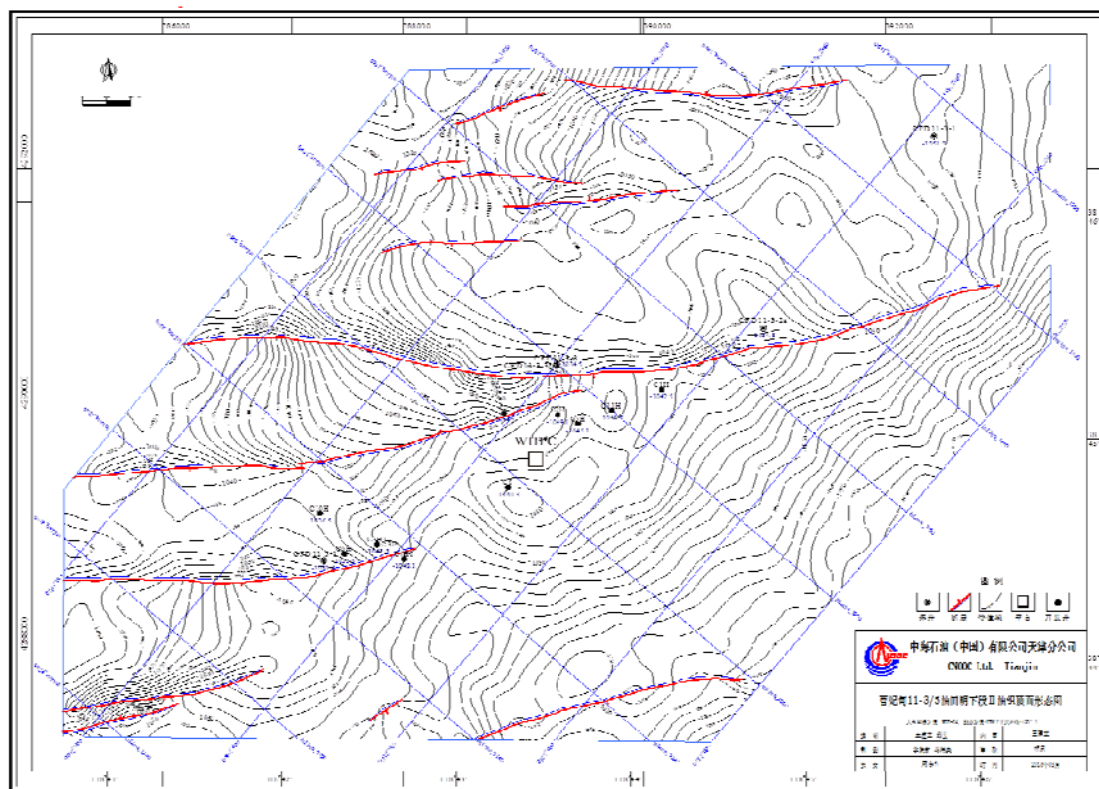


图 6.6-7 曹妃甸 11-3/5 油田明下段 II 油组顶面断裂系统图

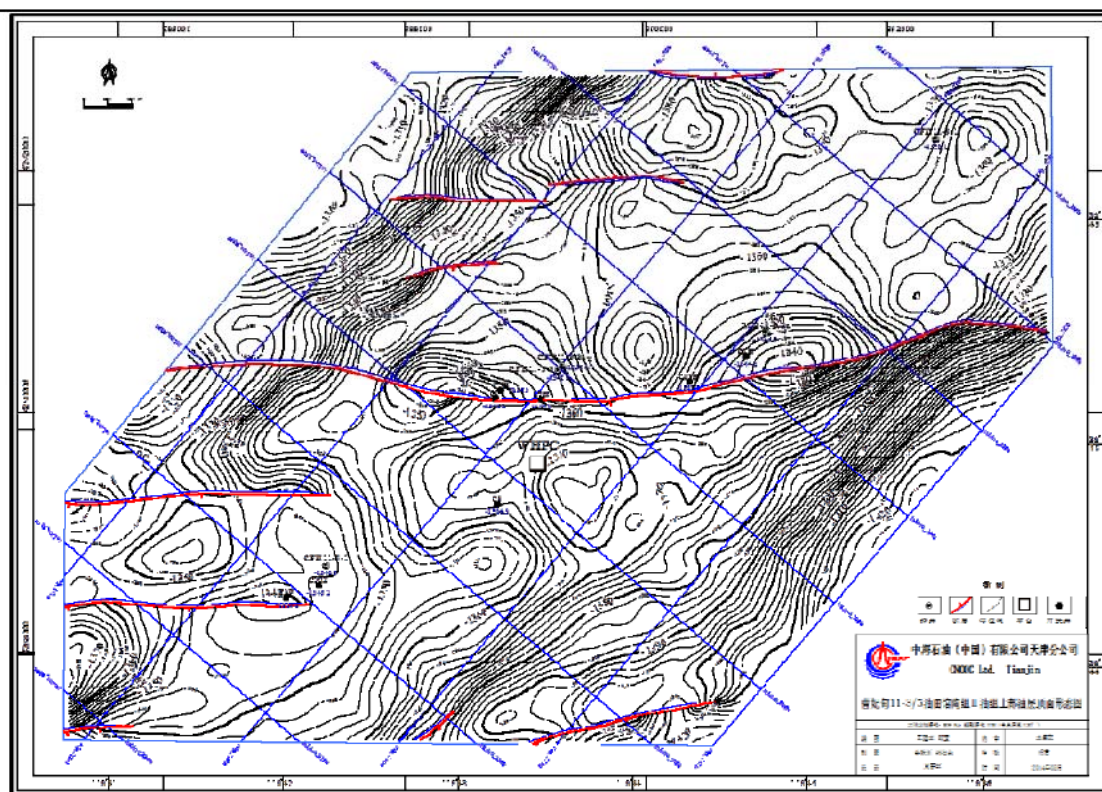


图 6.6-8 曹妃甸 11-3/5 油田馆陶组 II 油组顶面断裂系统图

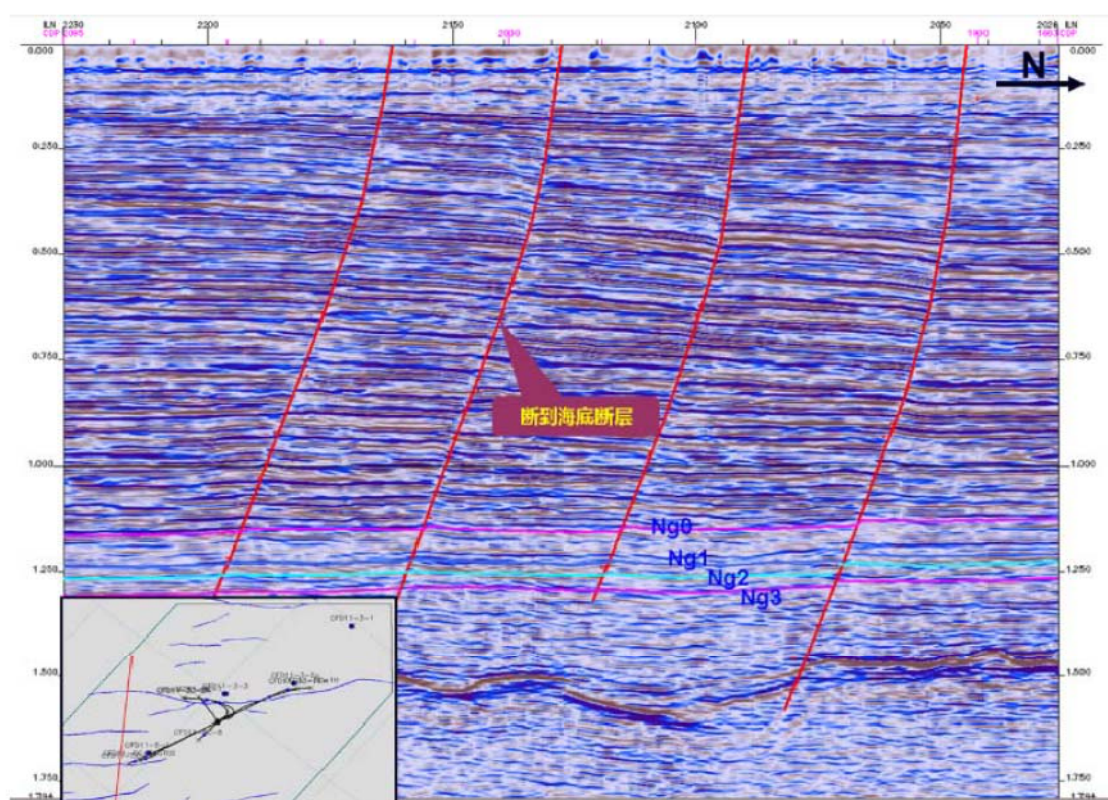


图 6.6-9 曹妃甸 11-3/5 油田断至海底断层剖面图

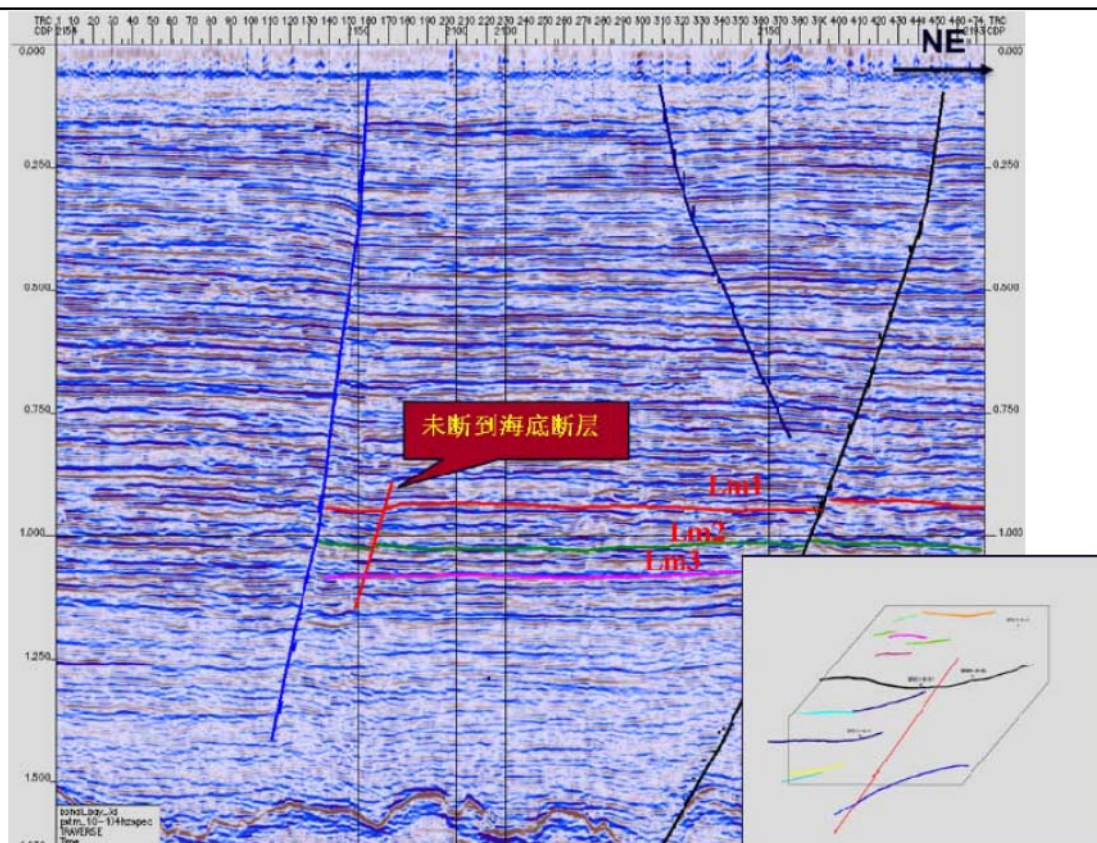


图 6.6-10 曹妃甸 11-3/5 油田层间断层剖面图

表 6.6-7 曹妃甸 11-3/5 油田断层要素统计表

断层	断层性质	N1MLI油组顶面		N1MLII油组顶面		N1MLIII油组顶面		断层产状	
		延伸长度 KM	断距M	延伸长度 KM	断距M	延伸长度 KM	断距M	走向	倾向
F1	正断层	0.84	-	-	-	-	-	EW	N
F2	正断层	2.32	22	2.36	17	8.65	15	EW	N
F3	正断层	0.72	9	0.774	10	7.79	5	近 EW	近 S
F4	正断层	0.70	11	0.775	5	7.18	5	EW	S
F5	正断层	1.30	12	1.22	11	5.61	9	EW	S
F6	正断层	1.59	9	1.449	9	4.78	8	EW	N
F7	正断层	1.05	13	1.161	9	2.6	6	EW	S
F8	正断层	6.89	26	6.902	28	2.69	26	EW	近 N
F9	正断层	2.33	18	1.927	20	4.36	18	EW	S
F10	正断层	2.04	9	2.441	6	5.71	6	近 EW	近 N
F11	正断层	3.03	20	2.949	23	7.08	10	EW	NW
F12	正断层	2.15	16	1.704	16	>3.39	10	近 EW	近 S
F13	正断层	0.96	9	0.983	2	>4.63	12	近 EW	近 N
F14	正断层	0.60	8	-	4	2.19	-	NE	SE
F15	正断层	2.54	14	2.282	8	1.8	12	近 EW	近 N
F16	正断层	-	-	-	-	1.64	-	近 EW	近 S
断层	断层性质	N1GI 油组顶面		N1GII油组顶面		N1GIII油组顶面		断层产状	
		延伸 长度KM	断距 M	延伸 长度KM	断距 M	延伸 长度KM	断距 M	走向	倾向

F1	正断层	-	-	-	-	-	-	EW	N
F2	正断层	1.245	10	1.115	-	0.6	-	EW	N
F3	正断层	-	-	-	-	-	-	近 EW	近 S
F4	正断层	-	-	-	-	-	-	EW	S
F5	正断层	0.642	6	1.051	4	0.58	4	EW	S
F6	正断层	0.972	8	1.03	6	0.904	4	EW	N
F7	正断层	0.541	6	0.77	4	0.357	3	EW	S
F8	正断层	6.972	22	7.098	20	6.117	11	EW	近 N
F9	正断层	2.506	15	2.142	14	0.828	7	EW	S
F10	正断层	-	-	-	-	-	-	近 EW	近 N
F11	正断层	1.953	10	1.978	9	1.484	5	EW	NW
F12	正断层	-	-	-	-	-	-	近 EW	近 S
F13	正断层	0.765	2	0.689	3	0.527	2	近 EW	近 N
F14	正断层	-	-	-	-	-	-	NE	SE
F15	正断层	1.89	11	1.497	10	1.38	11	近 EW	近 N
F16	正断层	-	-	0.364	1	-	-	近 EW	近 S

曹妃甸 11-3/5 油田地震资料通过海上双源六缆高分辨率采集，震源采用小容量多枪相干组合方式，接收系统采用小道间距、小炮间距的高分辨率采集技术，油田区地震资料品质整体较高。本油田区采用 12.5×18.75 米面元 60 次覆盖进行采集，从采集理论上没有盲区，保证了采集空间都能够有较好的成像，所以能够实现空间上都有地震信号反射和接收。目前所说的断至海底断层并非严格意义上已经断到海底，地震资料显示在海底附近没有断开，只是个别断层在 100~200 米深的位置有微微的错动，断距仅有 1~2 米。资料显示断层上方有层状反射层，估计沉积厚度为 100~200 米。

(4) 曹妃甸 11-6 油田

曹妃甸 11-6 油田范围内断裂系统比较发育，以近东西向或北东向展布的正断层为主，平面上呈雁行式排列，多为晚第三纪形成，对油气分布起到一定的控制作用，西部 11-6 构造区域断层较为发育，东部 12-1 构造区域断层不发育。依据现有三维地震资料，断层延伸长度 0.48~5.12m，断距在馆陶组为 5~15m。推测大部分断层直接断到海底，部分小断层通过与大断层连接间接断到海底，个别断层未断到海底，其中 WHPE 平台区域断层不发育（图 6.6-11~图 6.6-13，表 6.6-8）。

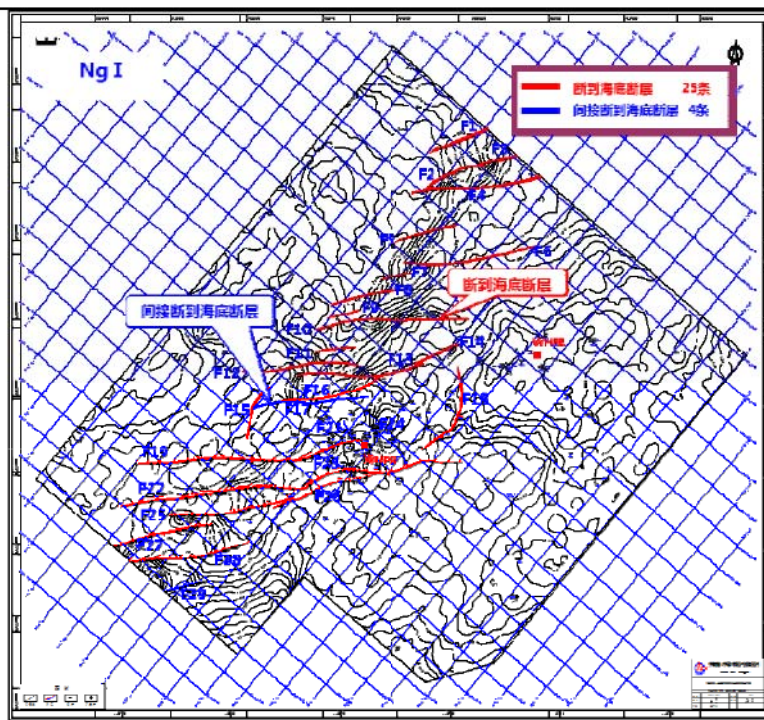


图 6.6-11 曹妃甸 11-6 油田断裂系统分布图

曹妃甸 11-6 油田地震资料通过海上双源六缆高分辨率采集，震源采用小容量多枪相干组合方式，接收系统采用小道间距，小炮间距的高分辨率采集技术，油田区地震资料品质整体较高。本油田区采用 12.5×18.75 米面元 60 次覆盖进行采集，从采集理论上没有盲区，保证了采集空间都能够有较好的照明，所以能够实现空间上都有地震信号反射和接收。目前所说的通海底断层并非严格意义上已经断到海底，地震资料显示在海底附近没有断开，只是个别断层在 100~200 米深的位置有微微的错动，断距仅有 1~2 米。资料显示断层上方有层状反射层，估计沉积厚度为 100~200 米。

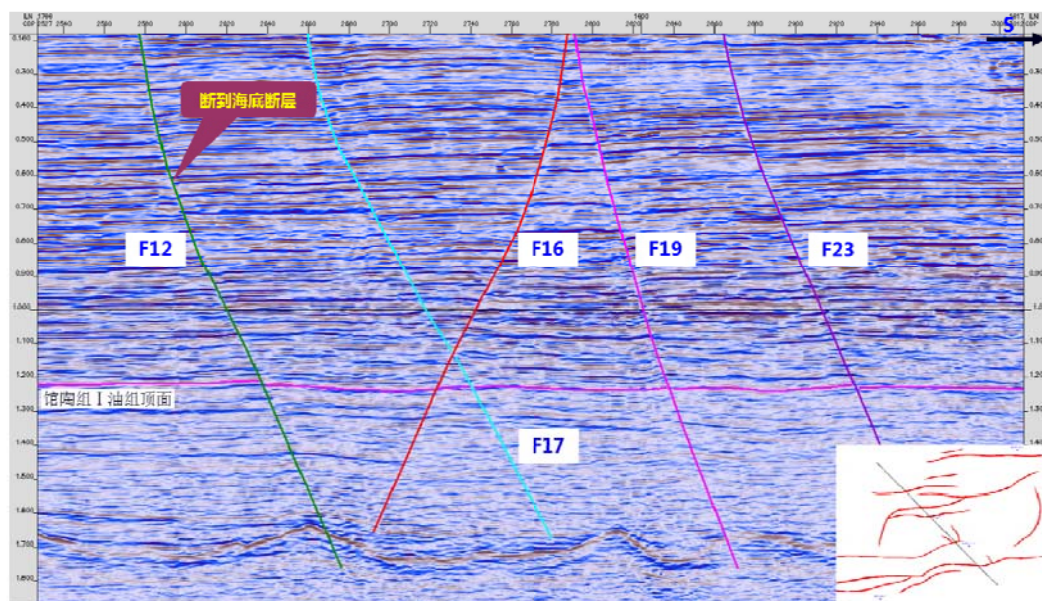


图 6.6-12 曹妃甸 11-6 油田间接断到海底断层剖面图

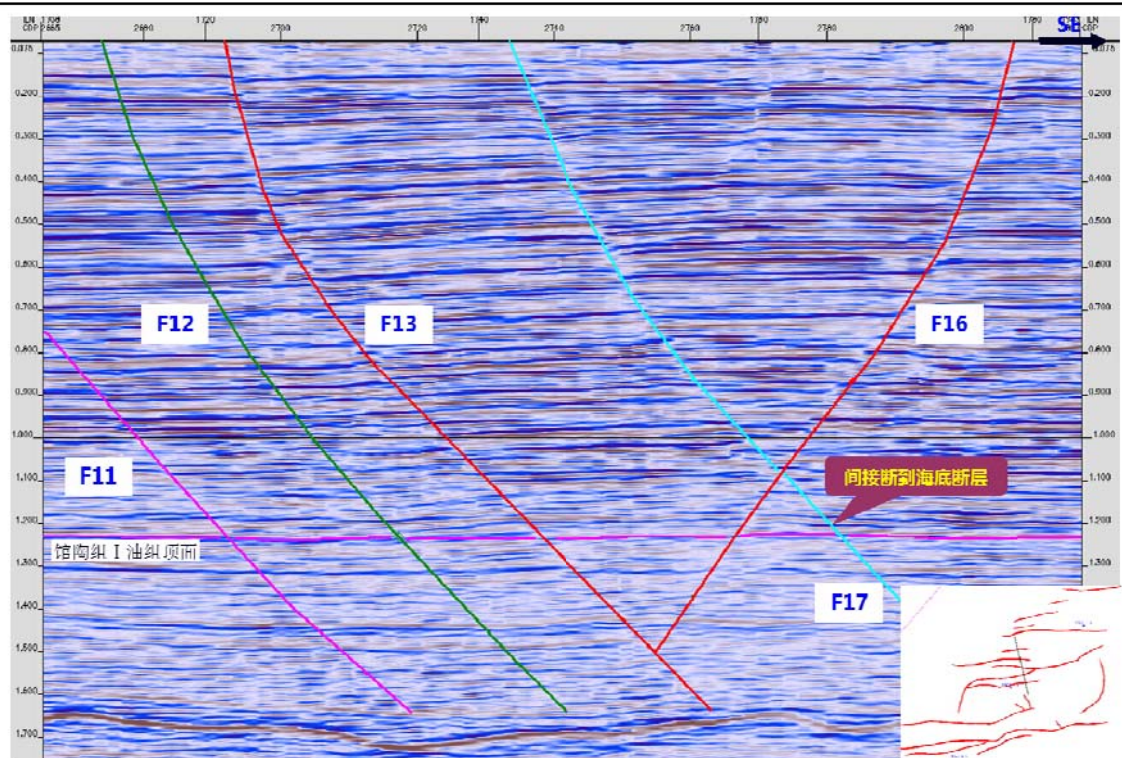


图 6.6-13 曹妃甸 11-6 油田未断到海底断层剖面图

表 6.6-8 曹妃甸 11-6 油田断层要素表

构造名称	断层	层位 (Ng I 下)		层位 (NgIII 上)		层位 (NgIII 下)		断层产状	
		延伸长度 km	断距 m	延伸长度 km	断距 m	延伸长度 km	断距 m	走向	倾向
曹妃甸 11-6	F1	2.2	20	2.2	10	2.2	9	NE	SE
	F2	1.5	5	1.3	9	1.3	10	NE	SE
	F3	1.2	5	1.2	10	1.2	15	NE	SE
	F4	4.0	30	3.9	25	3.9	22	EW	N
	F5	1.8	10	1.6	10	1.5	10	NE	SE
	F6	3.7	18	3.4	13	3.4	10	EW	N
	F7	0.9	10	0.8	5	0.8	5	NEE	SSE
	F8	1.8	13	1.7	12	1.7	12	NEE	SSE
	F9	0.9	5	0.8	5	0.8	5	NEE	S
	F10	4.3	15	4.2	10	4.2	10	EW	S
	F11	1.1	10	1.2	5	1.2	5	NEE	S
	F12	3.1	15	3.1	10	3.1	10	NEE	S
	F13	3.4	15	3.5	15	3.5	13	EW	S
	F14	1.3	8	1.1	5	1.1	5	NE	SE
	F15	1.3	9	1.7	12	1.7	13	NNE	E
	F16	2.4	15	2.0	15	2.0	15	NE	NW
	F17	1.5	10	3.1	8	3.1	8	NEE	S
	F18	2.3	6	2.7	8	2.7	10	NNE	SE
	F19	5.0	18	4.9	18	4.9	20	NEE	S
	F20	-	-	0.5	5	0.5	5	NW	NE
	F21	0.6	5	0.7	5	0.7	5	NW	NE
	F22	4.5	8	4.4	10	4.4	10	EW	S
	F23	3.8	5	3.8	5	3.8	5	EW	S
	F24	1.7	10	0.5	5	0.5	5	NW	SW
	F25	2.9	13	3.2	15	3.2	15	EW	N
	F26	2.8	5	2.0	5	2.0	5	EW	S
	F27	1.7	15	1.6	15	1.6	12	NEE	SE
	F28	1.9	20	2.2	20	2.2	20	EW	N
	F29	0.9	10	1.0	12	1.0	13	EW	N

N₂mu I -901 砂体的西侧、中部均有井钻遇，沿河道方向储层发育稳定、连续性好，厚

度为 6~8m。砂体中部构造较低为油水过渡带，东侧无井控制区域为剩余油富集区，设计 E₃H₂ 动用，其距离原生产井 E₃H₁ 约 600m，该砂体不发育断层，采用天然能量衰竭式开发。

N₂mu II-1007 砂体在油田范围内分布广泛，表现为不同砂体的叠合连片分布，开发井均有钻遇。探明单元内已有井补孔生产，在厚度较大的东北部和西南部设计 D₃₆H₁ 和 D₁₃H₁ 动用，距离最近断层分别为 262m 和 72m，采用天然能量衰竭式开发。

N₁gIII 上 (CFD12-1-1) 砂体横向分布较为稳定，连通性好，隔夹层发育，为边底水油藏，设计 E₁H₁、E₅H₁、E₉H₂ 和 E₁₀H₁，利用老井眼实施井间加密调整，E₁H₁ 和 E₅H₁ 距离最近断层分别为 204m 和 313m，E₁₀H₁ 井距离最近断层 2.89km，E₉H₂ 井为出砂井综合治理，同层侧钻，距离原井眼约 200 米，E₉H₂ 井距离最近断层约 70 米。采用天然能量衰竭式开发。

N₁gIII 下 (CFD12-1-7) 砂体为曹妃甸 11-6 油田主力砂体。该砂体为巨厚辫状河沉积，主要为中-粗粒岩屑长石砂岩，属中高孔、中高渗储层。由多期河道在纵向和平面上往复摆动形成，砂地比 70%~90%，平面分布稳定，连片性好，纵向上存在多期隔夹层。含油气层主要发育于储层顶部 30m~40m 的部位。设计 D₆H₂、D₁₅H₁ 和 D₄₁H₁ 动用，距离最近断层分别为 75m、394m 和 232m，采用天然能量衰竭式开发。

(5) 曹妃甸 12-1S 油田

曹妃甸 12-1 南构造是受古地貌控制的低幅度背斜，构造呈北东-南西走向；本地区断裂系统不发育，根据现有资料未解释出断层（图 6.6-14）。

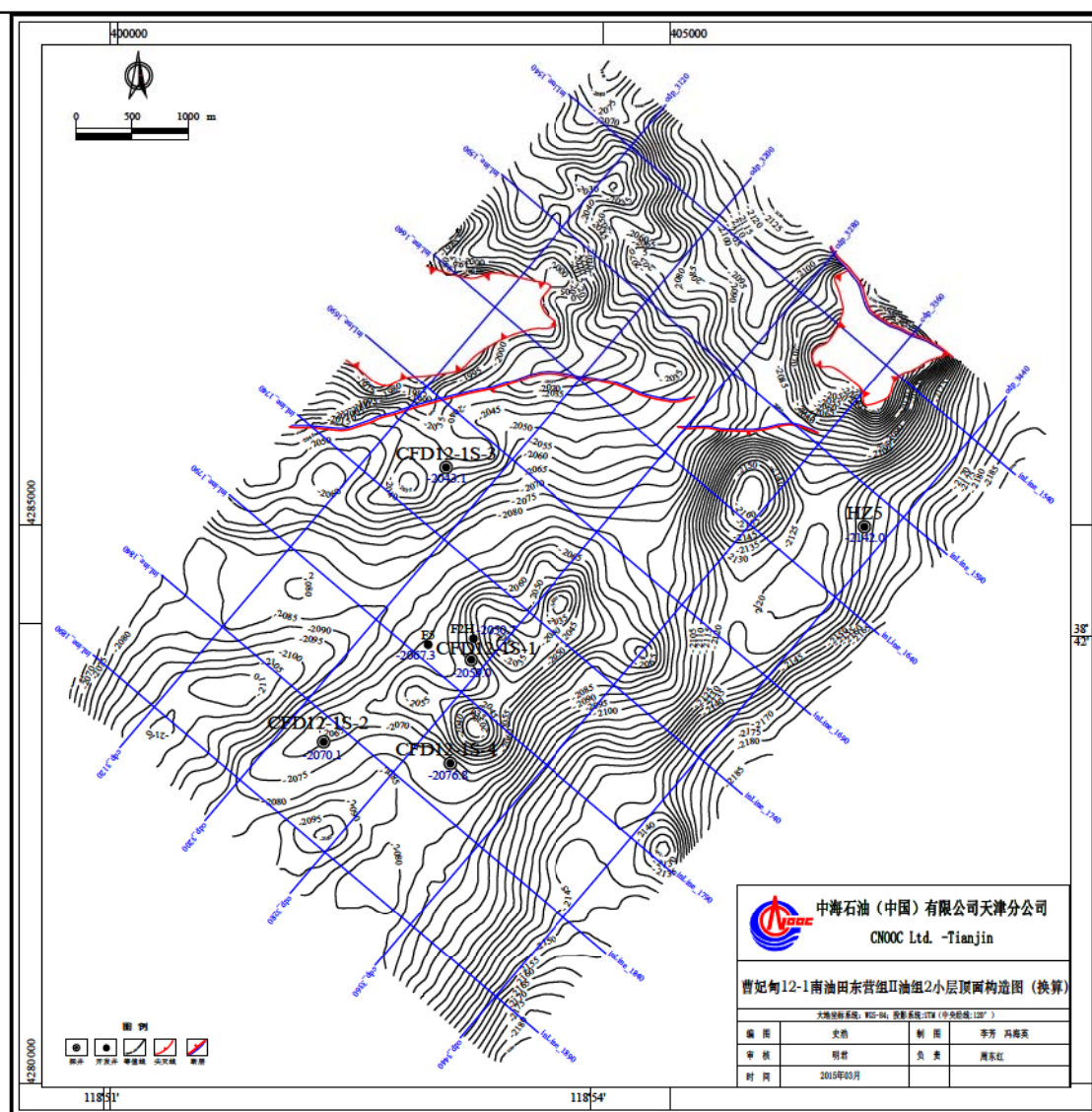


图 6.6-14 曹妃甸 12-1 南油田东营组 II 油组 2 小层顶面构造图

本次 4 口调整井均位于东营组，属于三角洲前缘沉积，纵向上呈砂泥互层，平面上分布广泛。调整井距构造北侧断层最近距离大于 1km，无钻遇断层风险。

6.6.2.3 注水层位储层特征及现状

(1) 曹妃甸 11-1 油田

目前曹妃甸 11-1 油田主要采用天然能量开发，有注水井 1 口 A11 井，回注层位为明上段 658 砂体。距离最近的断层约 1200m，回注层位为明上段 658 砂体，该砂体厚度 20~40m，平均 29.9m，发育稳定。通过估算在 CFD11-1 工区范围内水体体积约为 2.1 亿立方米，且工区范围外仍然很发育。截止到 2017 年 6 月 30 日，该井井口注入压力 5.0MPa，未超过最大注入压力 6.6MPa，地层压力仍保持初始地层压力，无超压现象，不会对断层造成影响。考虑到明上段 658 砂体为明上段岩性构造砂体，为了保持注采平衡，本次将 A11 井侧钻至生产层位馆陶组 N1gIII 砂体，同时设计 A19H1、A45H、A58H1 侧钻至馆陶组作为注水井，距

离断层大于 800m。N1gIII砂体具有典型辫状河沉积特征，储层横向分布稳定，巨厚的砂砾岩沉积，平面分布广泛，砂体连通性较好。

(2) 曹妃甸 11-2 油田

目前曹妃甸 11-2 油田采用天然能量开发，现有注水井 6 口，回注层位为 N1gI、N1g II 下段和 N1gIII，回注地层均为水层。

馆陶组储层整体上为大套的砂岩沉积，各砂体平面分部稳定、厚度大、砂体内部连通性好，局部发育较薄的泥岩夹层（图 6.6-15）。其中，钻井揭示 N1gI 油组平均地层厚度为 130m, N1g II 下段平均地层厚度为 60m, N1gIII油组平均地层厚度为 180m。馆陶组储层平均孔隙度 28%，平均渗透率 $1400 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，储层具有高孔高渗特征。初步估算工区范围内 N1g I 水体体积约 11 亿立方米，N1g II 下段水体体积约 6 亿立方米，N1gIII水体体积约 15 亿立方米。

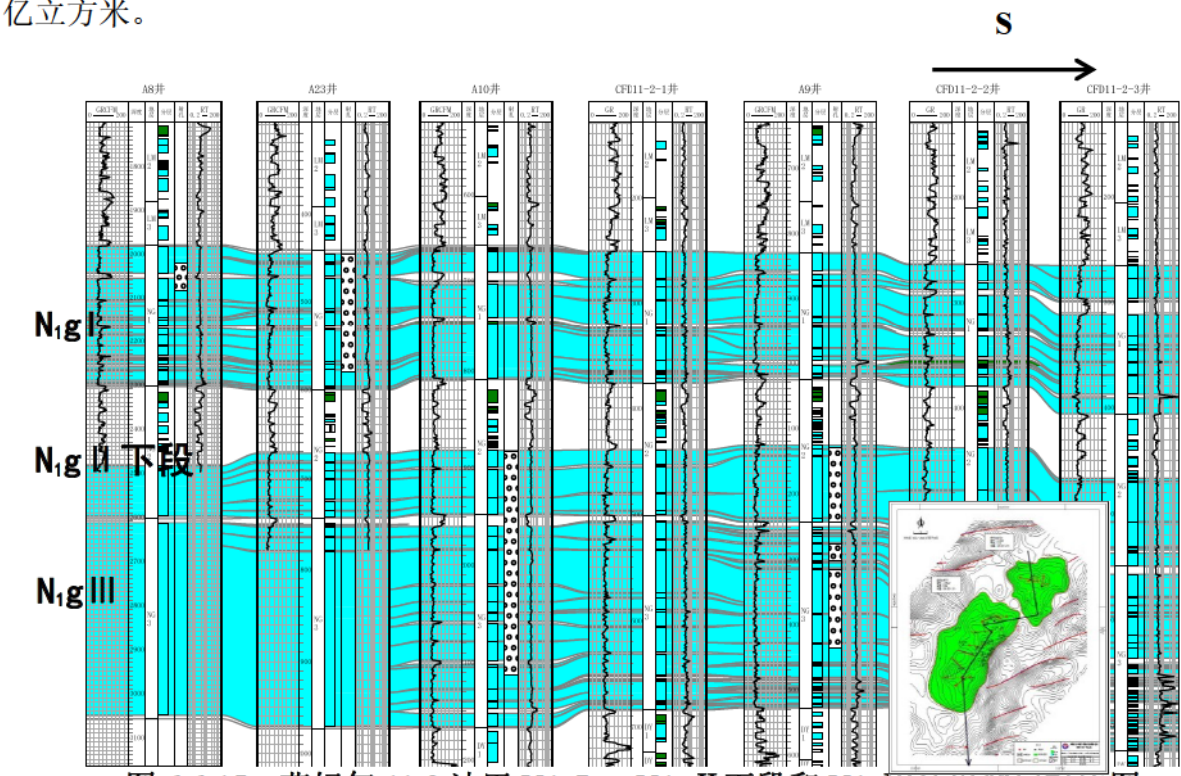


图 6.6-15 曹妃甸 11-2 油田 N1gI 、N1g II 下段和 N1gIII油组储层对比图

根据 ODP 地层破裂压力预测及分级流量测试和馆陶组压裂曲线研究成果，该区馆陶组地层破裂压力梯度在 0.79psi/ft (0.0179MPa/m) 以上。以各注水井注水层位深度、地层破裂压力梯度结合模阻等因素计算出地层破裂压力，根据井底注入流压不超过地层破裂压力的 85%，计算出井口注入压力上限。目前各注入井实际井口压力均保持在上限以下（表 6.6-9，图 6.6-16～图 6.6-21）

表 6.6-9 曹妃甸 11-2 油田剩余水回注层位压力保持水平参数表

井名	投注	回注	距	断层	原始	回注	破裂	井口压力 MPA	累计
----	----	----	---	----	----	----	----	-------------	----

	时间 (年.月)	层位	断层 距离 M	类型	地层 压力 MPa	层位 中深 M	压力 MPa	上限	实际	注入量 10 ⁴ M ³
A8	2005.11	N1GI	1110	断至海底	12.5	1278.9	24.6	10.6	8.2	575.5
A9	2004.10	N1GII、III	928	断至海底	14.6	1535.0	27.8	11.7	5.3	698.8
A10	2004.09	N1GII、III	1750	断至海底	14.8	1549.0	27.9	11.7	3.8	760.5
A19H	2006.04	N1GI	1769	断至海底	13.1	1361.0	26.2	11.1	7.4	1842.2
A22	2007.07	N1GI	890	断至海底	13.2	1328.4	25.1	10.7	7.3	1761.7
A23	2008.05	N1GI	1015	断至海底	12.8	1322.4	25.4	10.9	7.4	1171.6

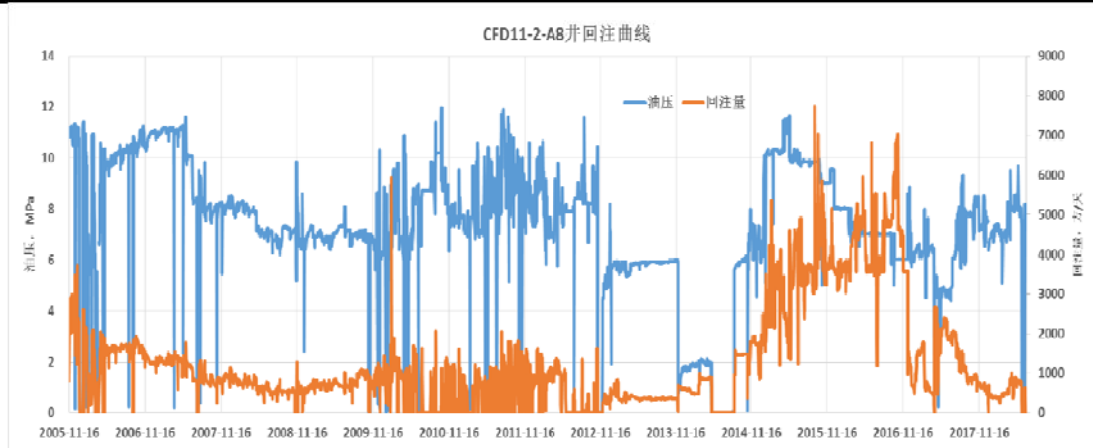


图 6.6-16 曹妃甸 11-2 油田 A8 井注水曲线

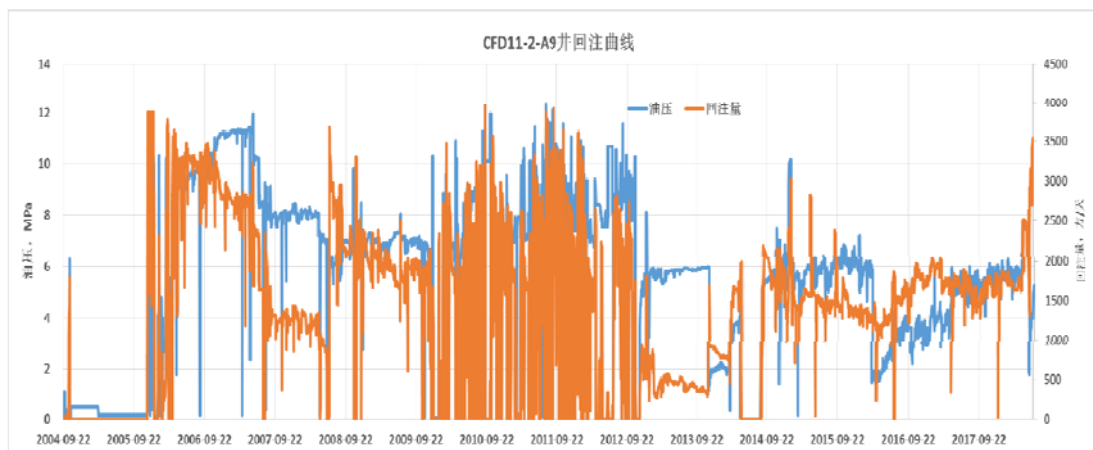


图 6.6-17 曹妃甸 11-2 油田 A9 井注水曲线

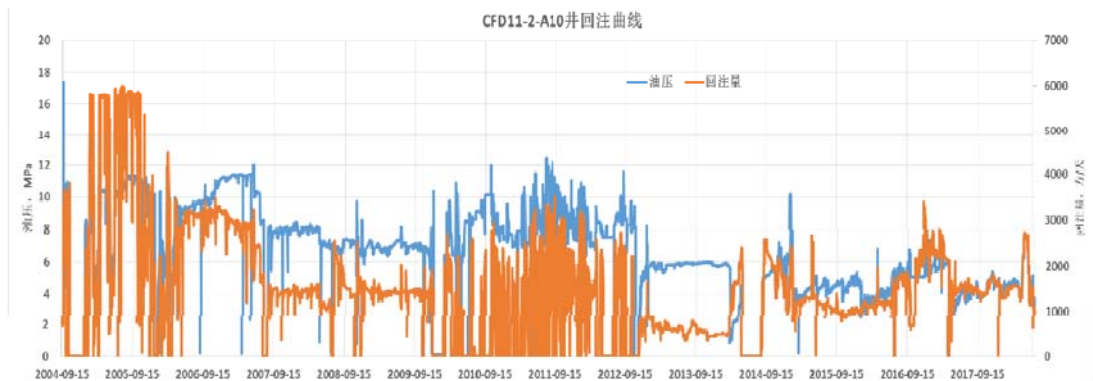


图 6.6-18 曹妃甸 11-2 油田 A10 井注水曲线

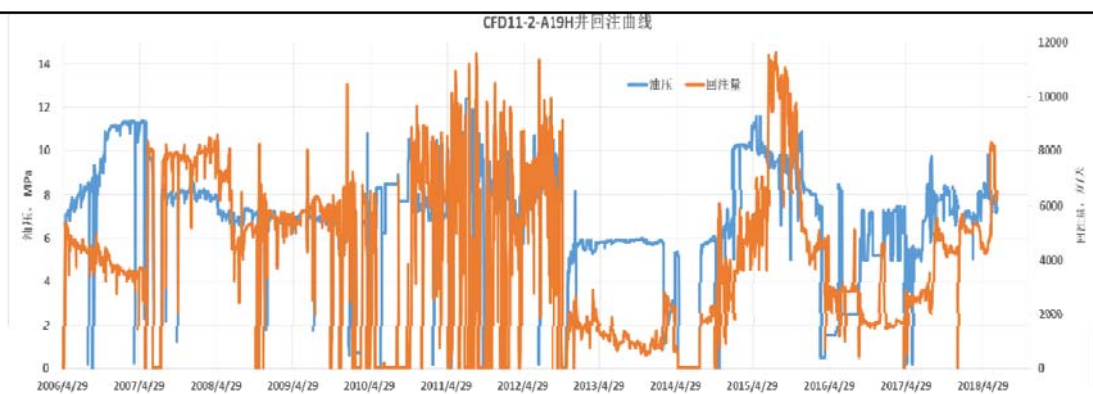


图 6.6-19 曹妃甸 11-2 油田 A19H 井注水曲线

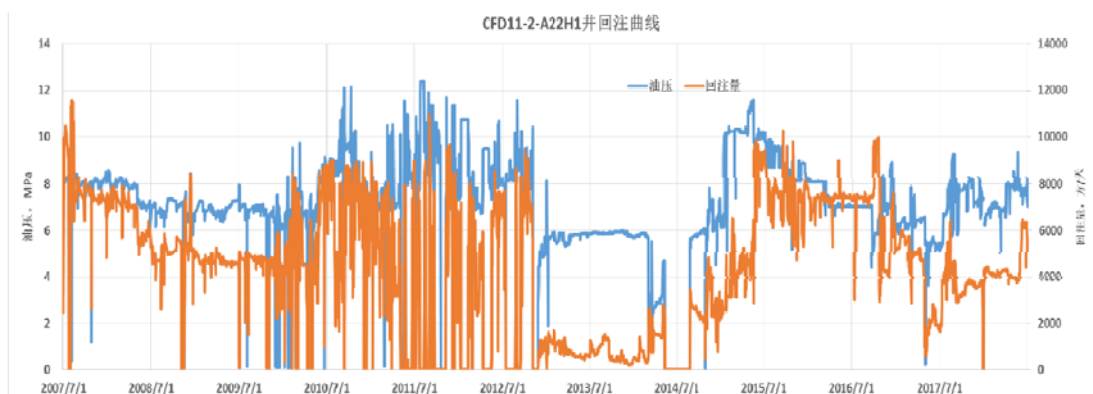


图 6.6-20 曹妃甸 11-2 油田 A22H1 井注水曲线

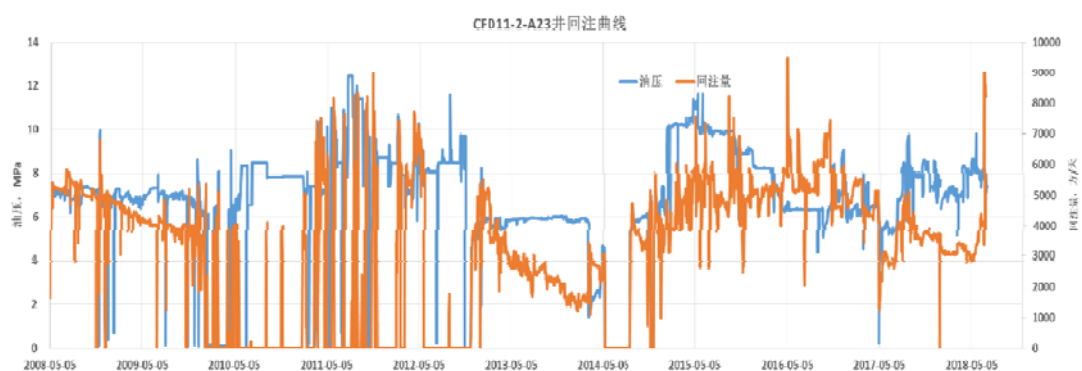


图 6.6-21 曹妃甸 11-2 油田 A23 井注水曲线

目前曹妃甸 11-2 油田注水井采用超声波计量仪监控单井注水量，制定了注水系统日常作业和监控程序，进行注水压力和注水量的动态监测，一旦发现注水压力和流量异常立刻停止注水，并对注水井的压力和流量变化进行分析，对回注层位的压力恢复情况进行分析。

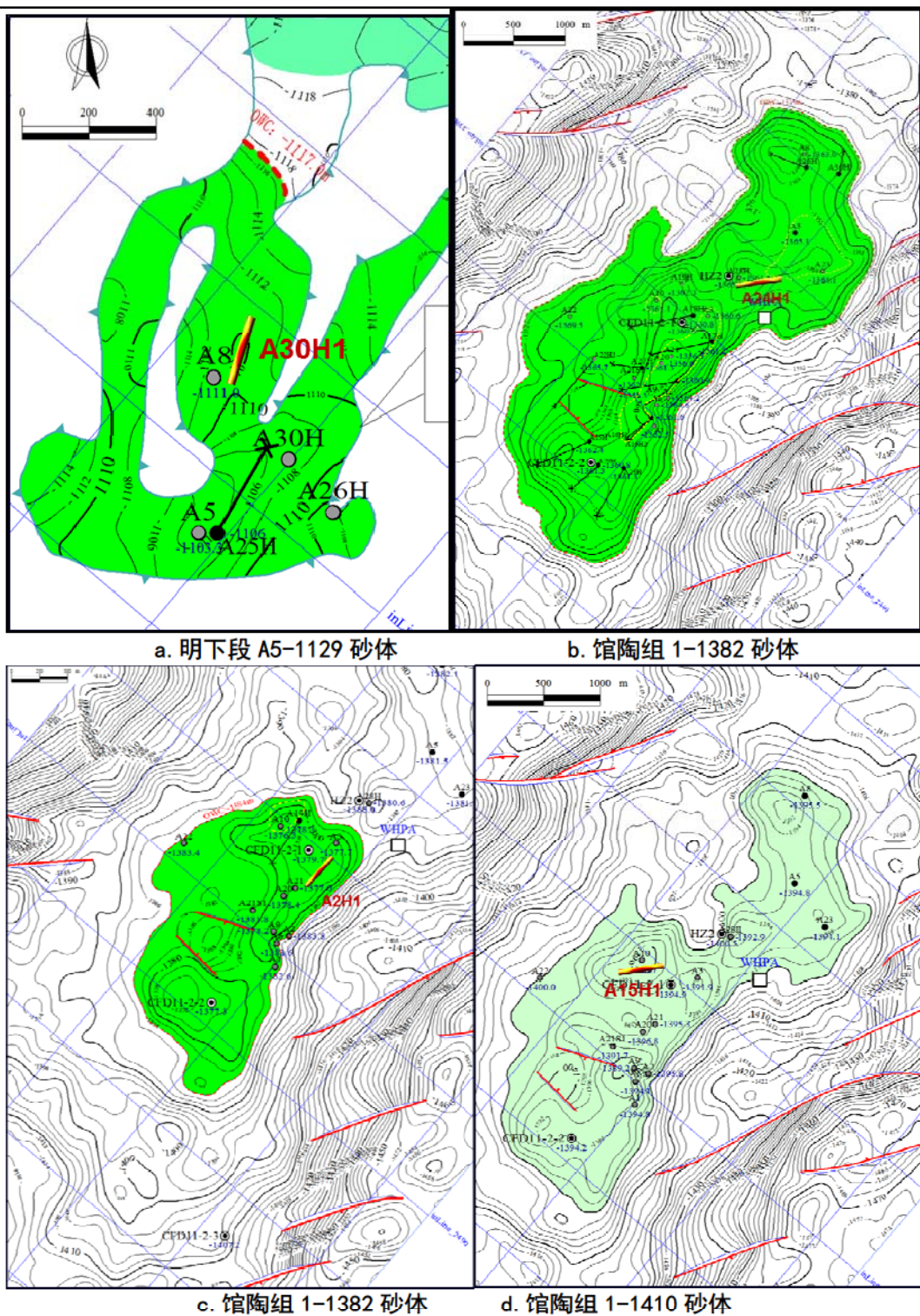


图 6.6-22 曹妃甸 11-2 油田 2019 年调整井分布图

(3) 曹妃甸 11-3/5 油田

目前曹妃甸 11-3/5 油田采用天然能量开发，现有注水井 4 口，回注层位为 $N_{1g}0$ 、 $N_{1g}I$ 和 $N_{1g}IV$ 油组，其中 $N_{1g}0$ 和 $N_{1g}IV$ 油组为水层， $N_{1g}I$ 油组为已开发油层。

馆陶组储层整体为大套的砂岩沉积，各砂体平面分部稳定、厚度大、砂体内部连通性好，局部发育较薄的泥岩夹层（图 6.6-23）。其中，钻井揭示 $N_{1g}0$ 油组平均地层厚度为

100m, N_{1g} I 油组平均地层厚度为 30m, N_{1g}IV 油组平均地层厚度为 300m。馆陶组储层平均孔隙度 28%, 平均渗透率 $1400 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 储层具有高孔高渗特征。初步估算工区范围内 N_{1g} I 水体体积约 10 亿立方米, N_{1g} II 下段水体体积约 3 亿立方米, N_{1g}III 水体体积约 30 亿立方米。

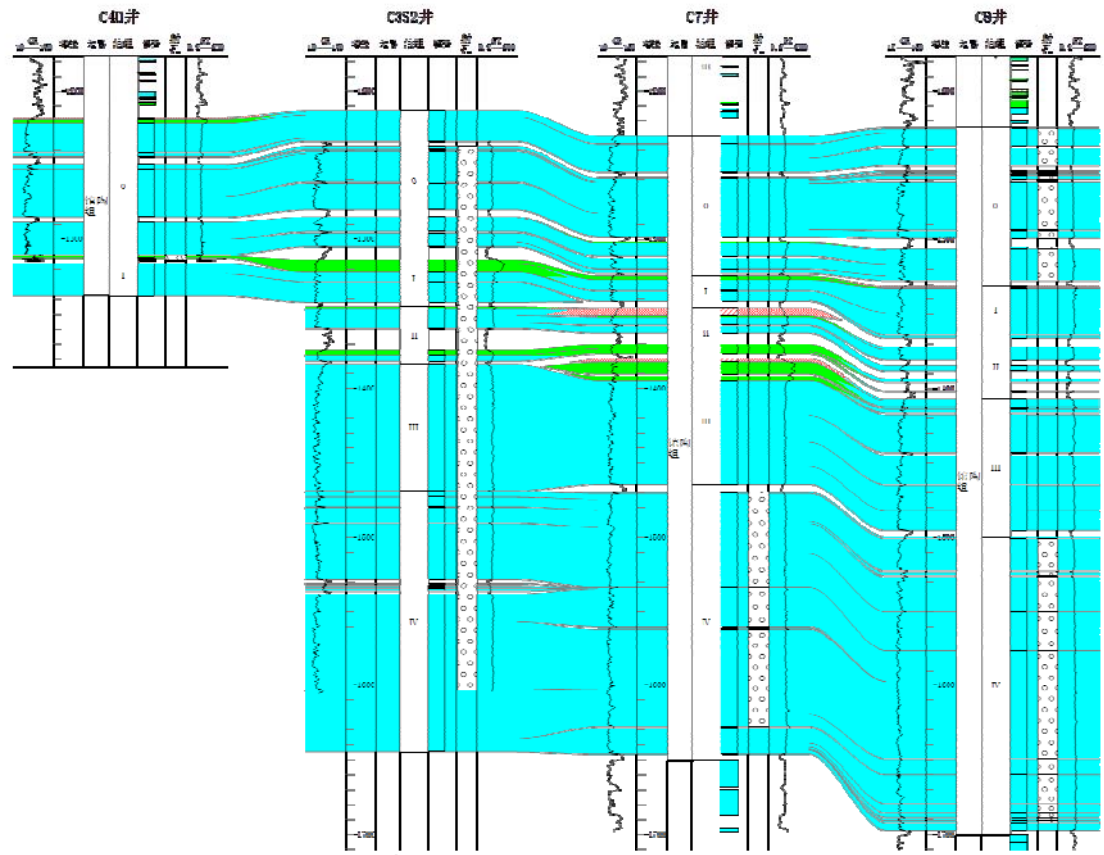


图 6.6-23 曹妃甸 11-3/5 油田 N_{1g}0、N_{1g}I 和 N_{1g}IV 油组储层对比图

根据 ODP 地层破裂压力预测及分级流量测试和馆陶组压裂曲线研究成果, 该区馆陶组地层破裂压力梯度在 0.79psi/ft (0.0179MPa/m) 以上。以各注水井注水层位深度、地层破裂压力梯度结合模阻等因素计算出地层破裂压力, 根据井底注入流压不超过地层破裂压力的 85%, 计算出井口注入压力上限。目前各注入井实际井口压力均保持在上限以下 (表 6.6-10, 图 6.6-24~图 6.6-27)。

表 6.6-10 曹妃甸 11-3/5 油田剩余水回注层位压力保持水平参数表

井名	投注时间 (年.月)	回注层位	距断层距离 M	断层类型	原始地层压力 MPa	回注层位中深 M	破裂压力 MPa	井口压力 MPa		累计注入量 10 ⁴ M ³
								上限	实际	
C3S2	2008.5	N1G0、I、II、III、IV	65	断至海底	12.6	1449.2	27.9	11.7	7.9	2156.9
C4H1	2008.5	N1G I	120	断至海底	12.9	1342.4	25.8	11	7.9	1212.8
C7	2005.7	N1GIV	100	断至海底	15.2	1586.9	30.5	12.6	7.9	1453.2
C8	2006.04	N1G0、IV	670	断至海底	12.5	1584.3	30.5	12.6	7.9	1351.3

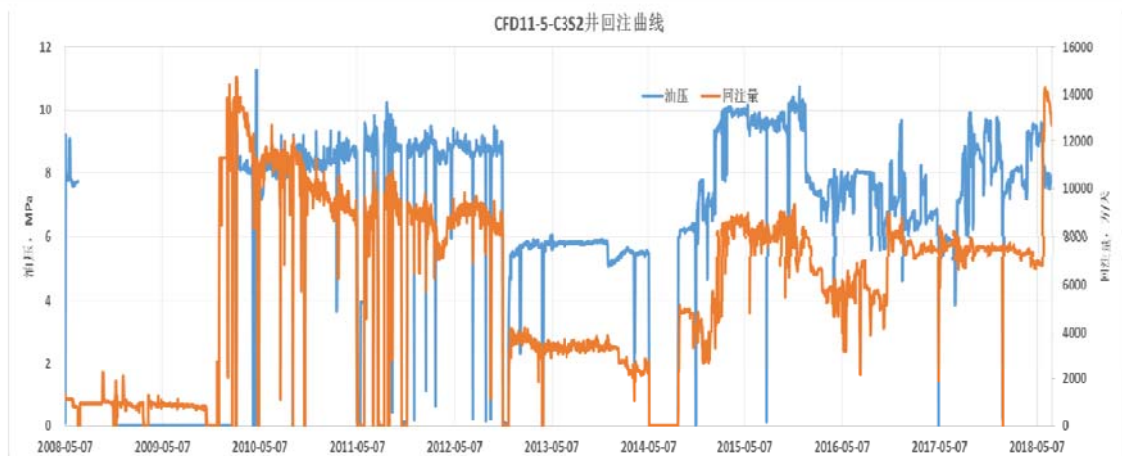


图 6.6-24 曹妃甸 11-3/5 油田 C3S2 井注水曲线

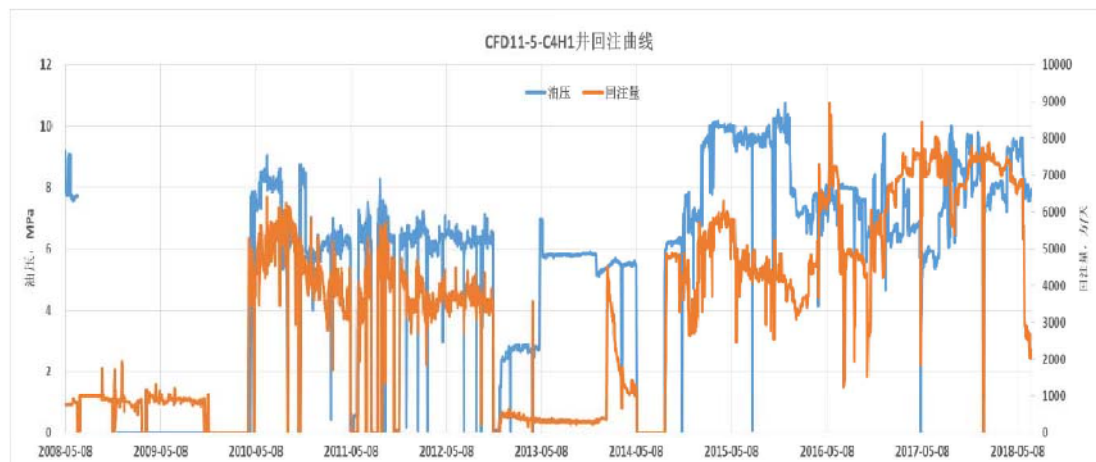


图 6.6-25 曹妃甸 11-3/5 油田 C4H1 井注水曲线

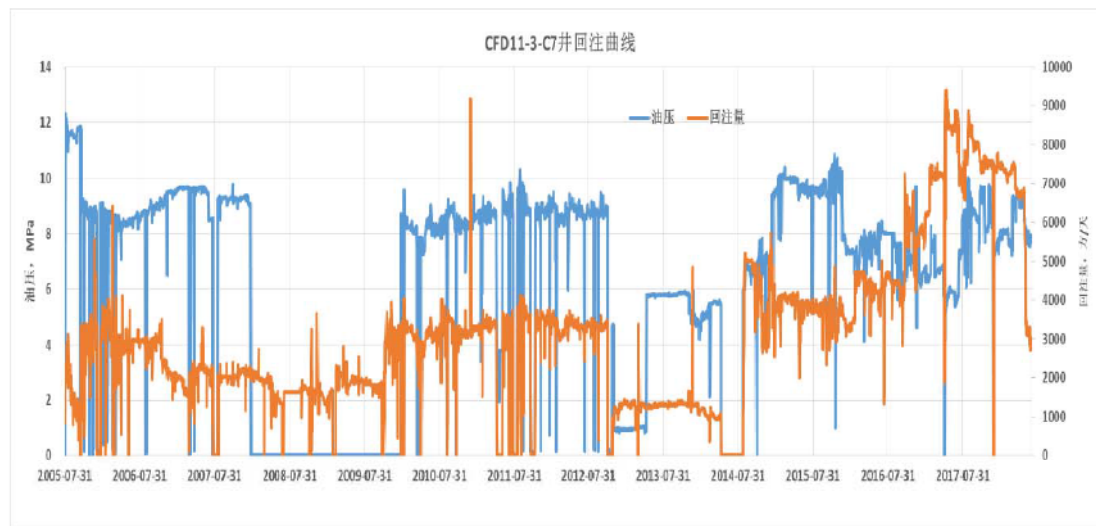


图 6.6-26 曹妃甸 11-3/5 油田 C7 井注水曲线

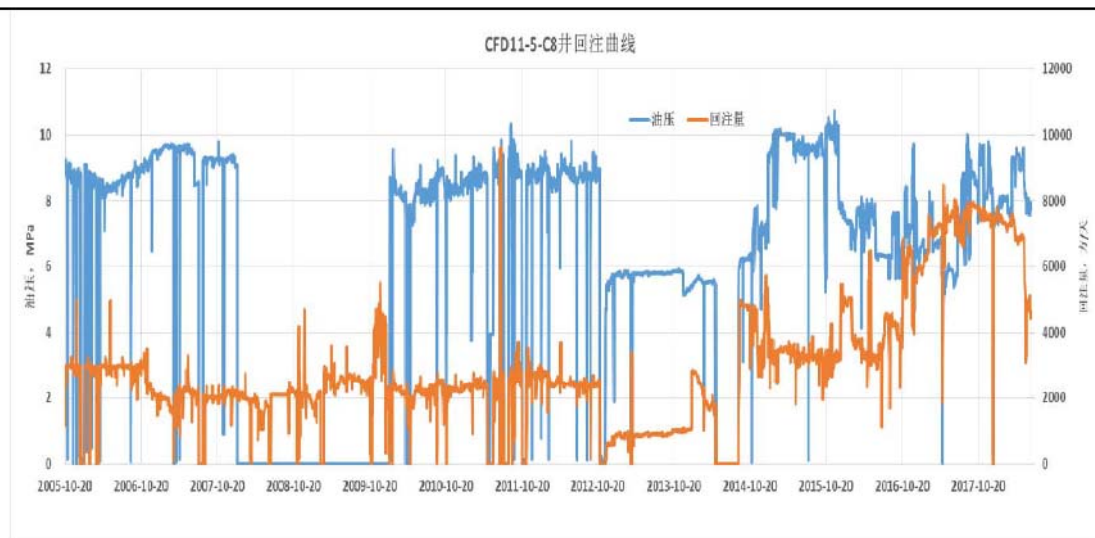


图 6.6-27 曹妃甸 11-3/5 油田 C8 井注水曲线

目前曹妃甸 11-3/5 油田注水井采用超声波计量仪监控单井注水量，制定了注水系统日常作业和监控程序，进行注水压力和注水量的动态监测，一旦发现注水压力和流量异常立刻停止注水，并对注水井的压力和流量变化进行分析，对回注层位的压力恢复情况进行分析。

(4) 曹妃甸 11-6 油田

A、回注层位

目前曹妃甸 11-6 油田主要采用天然能量开发，现有注水井 2 口均位于 WHPD 平台区域，回注层位为 $N_{1g} I$ 和 $N_{1g} II$ 上，且回注地层均为顶油底水储层（表 6.6-11）。

$N_{1g} I$ 和 $N_{1g} II$ 上油组储层整体上为大套的砂岩沉积，局部发育较薄的泥岩夹层，砂地比大于 85%。过路井表明， $N_{1g} I$ 油组储层厚度一般为 83~121m，平均 100m。储层孔隙度 27~33%，渗透率 1000~5000mD，具有高孔-特高渗、特高孔-特高渗的物性特征。在常规地震剖面上表现为较明显的弱振幅反射特征。从地震剖面 and 提取的均方根振幅属性上看，该储层在工区范围内分布非常稳定。初步估算工区范围内 $N_{1g} I$ 水体体积约 13 亿立方米(图 6.6-28~图 6.6-29)。

表 6.6-11 曹妃甸 11-6 油田现有注水井与断层的距离

井名	回注层位	距断层距离 (M)	断层类型
D12H2	$N_{1g} I+II$	200	通海底断层
D20S1	$N_{1g} I+II$	300	通海底断层

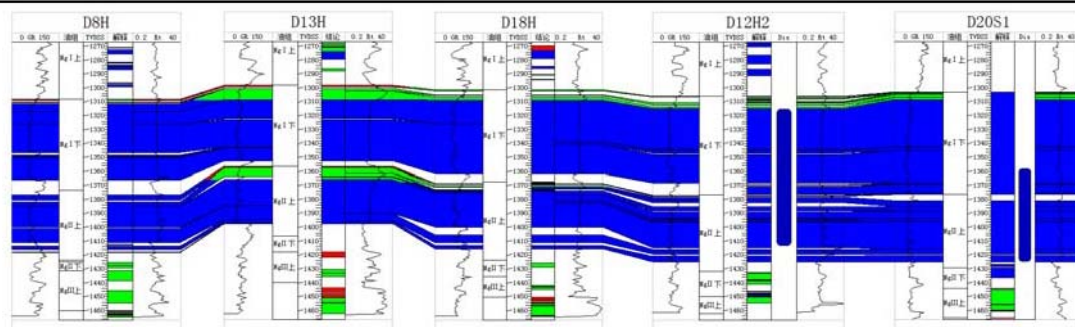


图 6.6-28 N_{1g} I 和 N_{1g} II 油组储层对比图

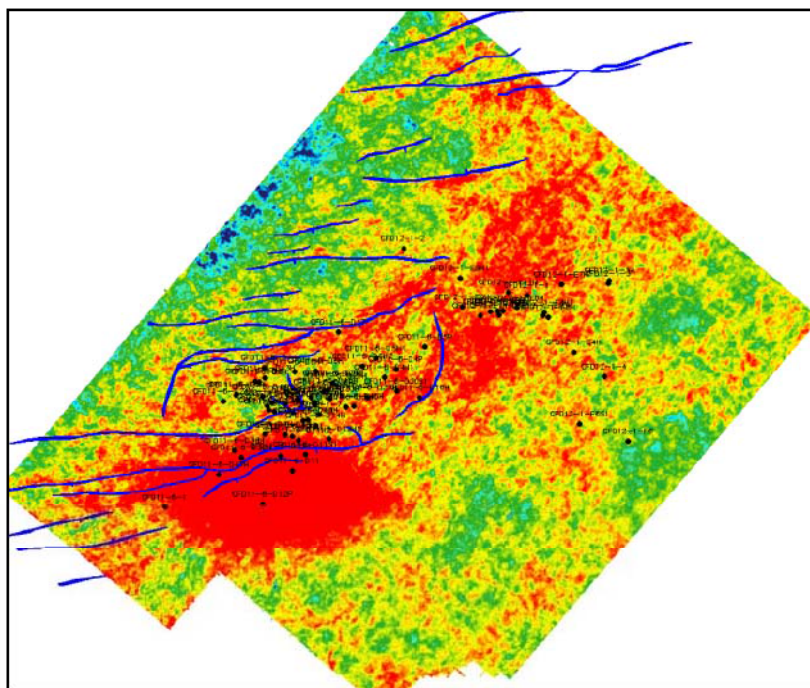


图 6.6-29 N_{1g} I 和 N_{1g} II 油组均方根振幅属性图

B、注水井因素分析

N_{1g}III下 (CFD12-1-7) 砂体为曹妃甸 11-6 油田主力砂体。该砂体为巨厚辫状河沉积，主要为中-粗粒岩屑长石砂岩，属中高孔、中高渗储层。为多期河道在纵向和平面上往复摆动形成，砂地比 70%~90%，平面分布稳定，连片性好，纵向上存在多期隔夹层。含油气层主要发育于储层顶部 30m~40m，依据较稳定分布夹层（四级构型界面）的分布，将含油气层段自上而下划分为三个小层（图 6.6-31），平面上各小层对比关系好，认为连通性较好，垂向上受四级构型界面的遮挡垂向连通性稍差，对底水锥进起到一定的抑制作用，但同时也造成上部小层局部能量不足，需补充地层能量开发。

整个砂体目前存在局部区域存在供液能力不足的现象，从 N_{1g}III下 (CFD12-1-7) 砂体小层压力恢复数据的情况来看，D30H 局部区域供液速度缓慢。砂体有能量补充，但压力恢复时间长，导致供液缓慢，不满足提液的需求，因而有必要转变开发模式，开展注水试验，

补充 D30H 井周围地层能量并改善砂体开发效果，建议对 D30H 井进行转注。此外在曹妃甸 11-6 油田综合调整方案中，D30H 井周边还将部署新井 I25H，因此建议对 D30H 井作进行转注，现阶段 D45H 井可受效增油。

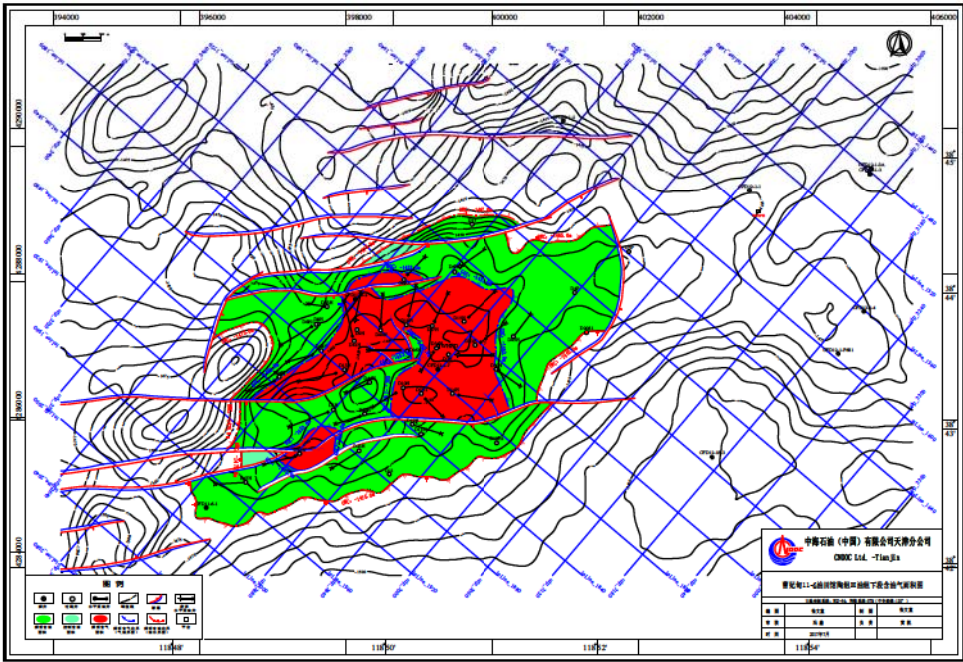


图 6.6-30 曹妃甸 11-6 油田馆陶组III油组下段含油气面积图

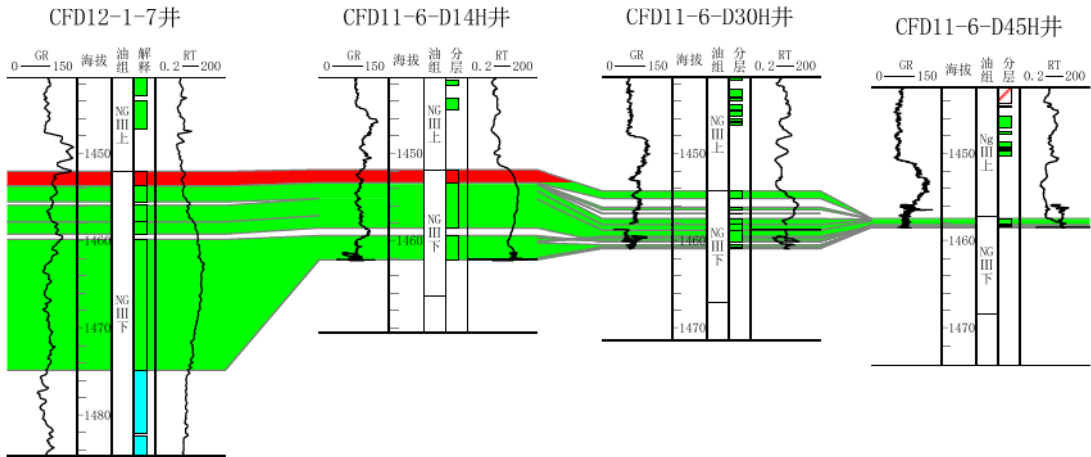


图 6.6-31 曹妃甸 11-6 油田馆陶组III油组下段储层对比图

转注井 D₃₀H 位于在 N₁gIII 下 (CFD12-1-7) 中块南部，离最近的风险断层距离约 246m (图 6.6-30)。

C、注水井情况

根据 ODP 地层破裂压力预测及分级流量测试和馆陶组压裂曲线认为，该区馆陶组地层破裂压力梯度在 0.79psi/ft (0.0179MPa/m) 以上。

D12H2 距最近断层约 200m，回注层位 N₁g I 和 N₁g II 上,原始地层压力约为 13.1MPa，

回注层位中深 1397m, 至 2018 年 6 月底累计注入量 2006.35 万方。根据井底注入流压不超过地层破裂压力的 85%计算的地层破裂压力为 26.9MPa, 按照回注层位深度对应的地层破裂压力计算最大的井口注入压力约为 11.4MPa, 井口注入压力均未超过该值。D12H2 井开始注入以来, 有井底注入流压超过地层破裂压力的情况出现, 但是自 2013 年 1 月 1 日作业权由原作业者转移到中海石油(中国)有限公司天津分公司后, 单位加强管理, 严格控制井口注入压力在安全范围内, 目前井口注入压力 8.03MPa。根据井口压力落差分析, 目前地层压力仍保持初始地层压力, 无超压现象, 不会对断层造成影响(图 6.6-32)。

D20S1 距最近断层约 300m, 回注层位 N1g I 和 N1g II 上,原始地层压力约为 13.5MPa, 回注层位中深 1425m,至 2018 年 6 月底累计注入量 716.78 万方。根据井底注入流压不超过地层破裂压力的 85%计算的地层破裂压力为 27.4MPa, 按照回注层位深度对应的地层破裂压力计算最大的井口注入压力约为 11.5MPa, 井口注入压力均未超过该值。D20S1 井开始注入以来, 有井底注入流压超过地层破裂压力的情况出现, 但是自 2013 年 1 月 1 日作业权由原作业者转移到中海石油(中国)天津有限公司曹妃甸作业公司后, 单位加强管理, 严格控制井口注入压力在安全范围内, 目前井口注入压力 7.52MPa。根据井口压力落差分析, 目前地层压力仍保持初始地层压力, 无超压现象, 不会对断层造成影响(图 6.6-33)。

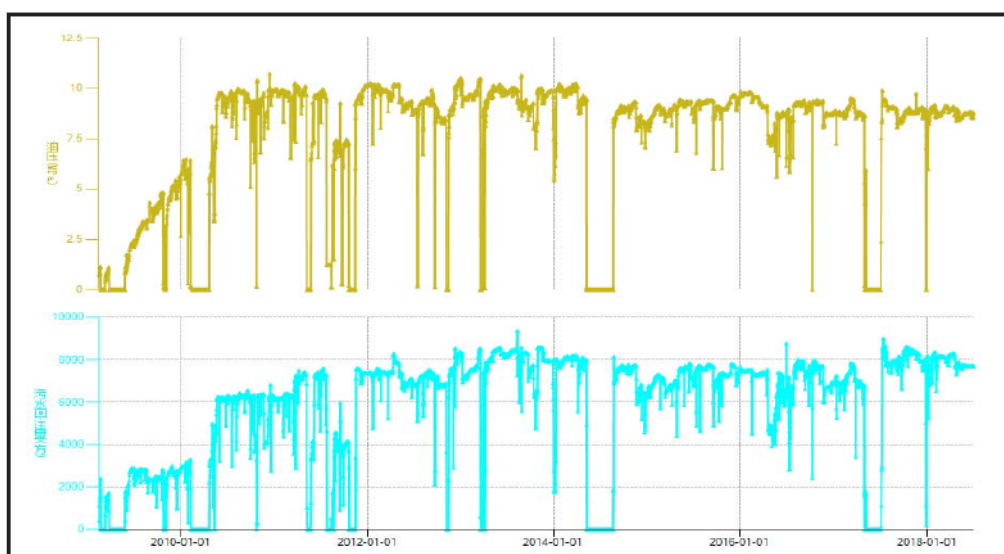


图 6.6-32 曹妃甸 11-6 油田 D12H2 井注水曲线

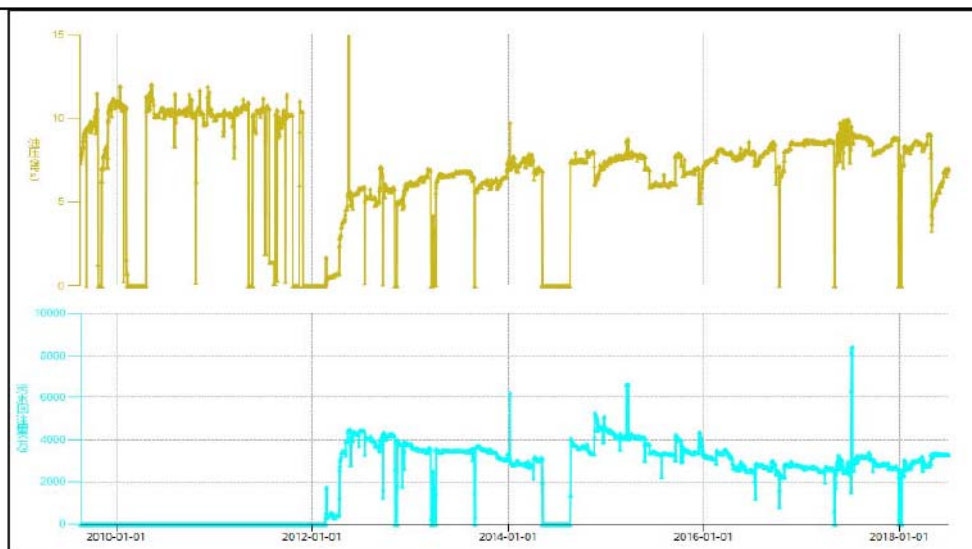


图 6.6-33 曹妃甸 11-6 油田 D20S1 井注水曲线

另外注水井采用超声波计量仪监控单井注水量，制定了注水系统日常作业和监控程序，进行注水压力和注水量的动态监测，一旦发现注水压力和流量异常立刻停止注水，并对注水井的压力和流量变化进行分析，对回注层位的压力恢复情况进行分析。

（5）曹妃甸 12-1S 油田

曹妃甸 12-1 南本油田无注水井，生产水经处理后通过联合开发的曹妃甸 11-6 油田回注地下。油田本次调整区域现有已开发砂体采用天然能量开发，无注水井。

6.6.2.4 调整井实施风险情况

（1）曹妃甸 11-1 油田

A、调整井情况

本次设计的 14 口调整井（A22H2、A71H1、A50H2、A26H2、A31H2、A69H2、A25H1、A1H4、A42H2、A48H2、A46H1、A17H2、A24H2、A2H1）主要目的为治理低产低效井，提高储量动用程度，提高采油速度和采收率，提高油田经济效益的目的。目标层位为明化镇组和馆陶组。这些调整井均为泄压井，且距离断层超过 300m，不存在地质溢油风险。

B、注水井情况

注水井 A21H1 位于 N₁g_{III}砂体，该注水井与周边断层距离大于 1170m。于 2015 年 9 月开始注水，射孔层位为 1357.6~1365.7m(TVD)。射孔层位位于 N₁g_{III}砂体稳定砾岩之上。砾岩上储层厚度一般 7~12m，平均 10m，储层发育稳定；孔隙度 21~26%，渗透率 300~1200mD，具有中高孔渗的物性特征。A21H1 转注前后周边受效井产量有所提高，截止到 2018 年 8 月 15 日，A21H1 井累积注水量 $26.6 \times 10^4 \text{m}^3$ ；井口注入压力 6.5MPa，未超过最大井口注入压力 9.84MPa，地层压力仍保持初始地层压力，无超压现象，不会对断层造成

影响。

注水井 A30H2 位于 Lm985 砂体,该注水井与周边断层距离约 430m。A30H2 为 Lm985 砂体一口水平生产井,2009 年 2 月投产,射孔层位斜深 2046.2~2281.9 m,油层平均厚度为 8m,该井于 2018 年 6 月开始转注注水,截止到 2018 年 8 月 15 日,A21H 井累积注水量 $1.7 \times 10^4 \text{m}^3$;井口注入压力 6.2MPa,未超过最大井口注入压力 7.7MPa,地层压力仍保持初始地层压力,无超压现象,不会对断层造成影响。

本次设计的注水井有 4 口,A11 井目前注水层位的吸水能力无法满足合规注水需求,且注水层位浅,大量注水地质风险高,设计把 A11 井回注到馆陶组,同时设计 A19H1、A45H、A58H1 井侧钻至馆陶组作为注水井,通过类比曹妃甸 11-2 油田和曹妃甸 11-6 油田注水井的视米吸水指数,计算 A11S1、A19S2、A45S1 和 A58S2 井回注到馆陶组最大回注能力为 $3000 \sim 7500 \text{m}^3/\text{d}$ 。N_{1g}III 砂体前期已经累产液 4554.9 万方,同时根据注采情况分析,N_{1g}III 砂体能达到注采平衡,从而实现安全回注的目的。

本次设计的 10 口转注井(A16H、A41H、A49H3、A55H1、A67H1、A33H、A28H、A60H、A7H、A10H1)。转注井所在砂体连通性好。其中,A67H1、A49H3 和 A55H1 井距离最近断层距离均大于 950m;A16H、A41H、A7H 和 A33H 井距离最近断层距离在 650m;A28H 井距离最近断层距离为 450m;A60H 井距离最近的砂体内部小断层 200m,距离最近的砂体边部断层 1500m;A10H1 井距离最近的砂体内部小断层 330m,距离最近的砂体边部断层 360m。

C、地层压力排查

曹妃甸 11-1 油田天然能量充足,目前砂体的地层压力仍为原始地层压力。

D、浅层气排查

根据地震资料及测井资料,曹妃甸 11-1 油田区域内浅层未见气云现象,测井资料显示仅在 N_{1m}L I -972 砂体及 N_{1m}L II -1040N 砂体存在极小规模气层,浅层未见可能存在的浅层气地质性溢油风险。

(2) 曹妃甸 11-2 油田

A、调整井与断层的位置关系

曹妃甸 11-2 油田 2019 年计划实施调整井 4 口,皆为 WHPA 平台水平生产井。4 口井均为馆陶组的水平井,4 口井全井段始终位于构造相对高部位,距离构造两翼断层较远。

B、调整井目的层压力情况

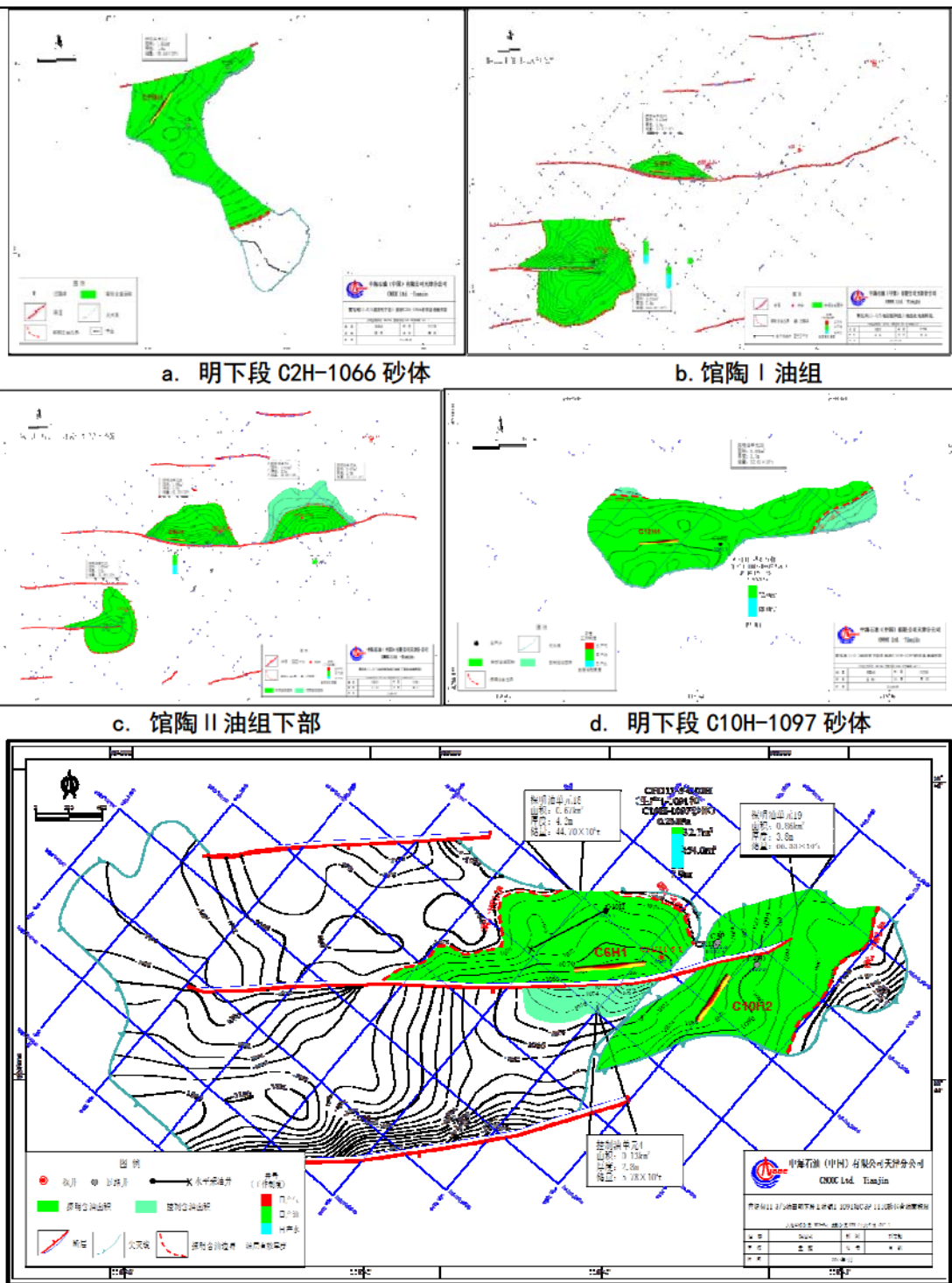


图 6.6-35 曹妃甸 11-3/5 油田 2019 年调整井分布图

B、调整井目的层压力情况

目前曹妃甸 11-3/5 油田地层压力保持原始状态（图 6.6-36）。

C、调整井对注水井的影响

本次计划调整井计划中有 2 口水平井和 1 口领眼在钻井过程中要过路回注层位，个别井在回注层位距离注水井距离较近，存在一定的井涌风险（表 6.6-13）。在调整井实施过程中，建议注水井停注。

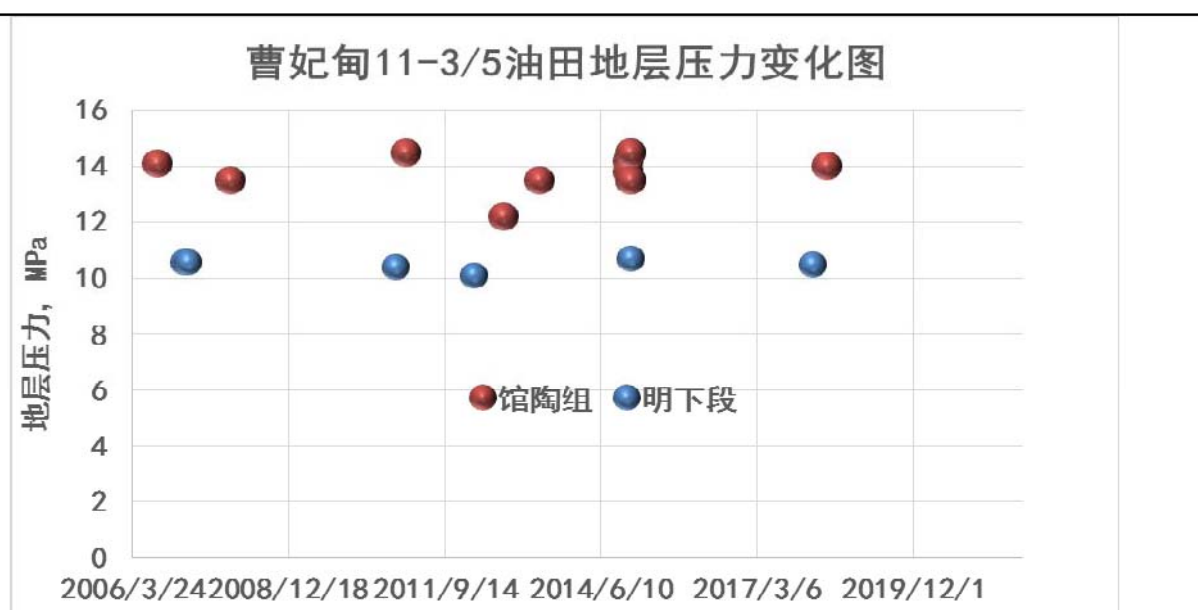


图 6.6-36 曹妃甸 11-3/5 油田地层压力变化图

表 6.6-13 曹妃甸 11-3/5 油田 2019 年调整井距最近注水井距离表

井名	目的层	周边注水井	回注层位	井距/M
C2H1	N ₁ GI	C8	N ₁ G0、IV	800
C5H1	N ₁ G II	C8	N ₁ G0、IV	800
C6H1	N ₁ ML1-1091	-	-	-
C10H2P1	N ₁ ML	-	-	-
C10H2	N ₁ MLC3P-1110	-	-	-
C11H1P1	E3D2L	C7	N1GIV	400
C11H1	N ₁ MLC2H-1066	-	-	-
C12H1	N ₁ MLC10H-1097	-	-	-

备注：周边注水井为距调整井距离最近的注水井

(4) 曹妃甸 11-6 油田

A、注采比排查

油田本次调整区域现有已开发砂体采用天然能量开发，无注水井。

B、地层压力排查

评价阶段 MDT 测压和 DST 测试资料表明曹妃甸 11-6 油田地层压力系数 1.01，压力梯度为 0.97MPa/100m，地层温度梯度为 3.54℃/100m，属正常的压力和温度系统。

曹妃甸 11-6 油田水体能量较为充足，油田地层压力水平保持 85%以上；但不同砂体的压力保持水平有所差异，个别砂体地层压力降落较大，呈现能量不足的情况。其中，明化镇组砂体压力保持水平为 93%，馆陶组砂体压力保持水平为 95%，明化镇组砂体目前地层压力为 7.3~9.6MPa，馆陶组砂体目前地层压力为 12.4~14.5MPa。

C、浅层气排查

曹妃甸 11-6 油田截止 2018 年 6 月底，已钻探井 12 口，已钻开发井 101 井次。

表 6.6-14 曹妃甸 11-6 油田已钻井浅层气测井统计表

井号	最浅测井深度 (TVD, m)	最浅测井气层顶深 (TVD, m)	井号	最浅测井深度 (TVD, m)	最浅测井气层顶深 (TVD, m)	井号	最浅测井深度 (TVD, m)	最浅测井气层顶深 (TVD, m)
CFD11-6-1	366.1	-	CFD11-6-D11H2	601.2	1004.4	CFD11-6-D37H1	650	-
CFD11-6-2	379.8	1001.5	CFD11-6-D12P	610.2	-	CFD11-6-D38H	640	-
CFD12-1-1	408	-	CFD11-6-D12H1	595.3	1067.2	CFD11-6-D39H	705	1153.5
CFD12-1-2	421	1157.5	CFD11-6-D12H2	595.3	1067.2	CFD11-6-D40H	680	885.6
CFD12-1-3	412	1467.3	CFD11-6-D13H	755.1	1173.6	CFD11-6-D41H	707.3	1463.4
CFD12-1-3A	394	1468.3	CFD11-6-D14H	635.2	1015.8	CFD11-6-D42H	600	1014.6
CFD12-1-4	426	-	CFD11-6-D15H	630.5	1071	CFD11-6-D42H1	996.6	1082.4
CFD12-1-7	375	1091.9	CFD11-6-D16H	665.5	1023.1	CFD11-6-D43H	707	-
CFD12-2-1	367	-	CFD11-6-D17	620.7	1018.9	CFD11-6-D44H	731	-
CFD11-6-D1H	636.1	1227.7	CFD11-6-D18H	597.3	1040.9	CFD11-6-D45H	670	1015.9
CFD11-6-D2H	589.9	1282.7	CFD11-6-D19H	600.8	1063	CFD11-6-D46H	670	1049.6
CFD11-6-D2H1	589.9	1282.7	CFD11-6-D20S1	630.8	892.6	CFD11-6-D47H	989.1	1093.5
CFD11-6-D2H2	566.3	1282.7	CFD11-6-D21H	608.1	-	CFD11-6-D48H	650	1014.4
CFD11-6-D2H3	510.5	883.5	CFD11-6-D22H	490.6	1014.9	CFD12-1-E1H	558	1009.9
CFD11-6-D3H	595.3	985.7	CFD11-6-D23H	655.2	984.6	CFD12-1-E2H	555	1008.7
CFD11-6-D3H1	595.3	985.7	CFD11-6-D24H	745.1	-	CFD12-1-E2H1	720	-
CFD11-6-D4P	586.9	895.2	CFD11-6-D25H	600.2	892.4	CFD12-1-E3H	556	-
CFD11-6-D4H1	602.3	977.3	CFD11-6-D26H	295.2	1191.2	CFD12-1-E3H1	445	-
CFD11-6-D5P	618.6	840.8	CFD11-6-D27H	603	1087.6	CFD12-1-E4H	535	774.6
CFD11-6-D5H1	650	1043.8	CFD11-6-D28P	495.6	1086.1	CFD12-1-E4H1	455	-
CFD11-6-D5H2	615.2	977.5	CFD11-6-D28H1	495.3	1104.9	CFD12-1-E5H	620	1016.8
CFD11-6-D5H3	600.2	1127.7	CFD11-6-D29H	295.2	1090.6	CFD12-1-E6H	600	1018.5
CFD11-6-D6H	647.9	789.6	CFD11-6-D30H	500.2	1010.3	CFD12-1-E7H	485	-
CFD11-6-D6H1	920	1132.2	CFD11-6-D31H	596.8	811	CFD12-1-E8H	500	-
CFD11-6-D7H	588.3	1078.7	CFD11-6-D31H1	981	-	CFD12-1-E8S1	740	1025.3
CFD11-6-D7H1	502.2	939.1	CFD11-6-D32H	500.5	1014.3	CFD12-1-E9H	550	-
CFD11-6-D8H	639.9	-	CFD11-6-D33H	298.1	1288.3	CFD12-1-E9H1	470	1024.5
CFD11-6-D8H1	628.2	1087.5	CFD11-6-D34P	500	783.5	CFD12-1-E10H	575	-
CFD11-6-D9H	586.4	1265.3	CFD11-6-D34H1	500	784.4	CFD12-1-E11H	505	-
CFD11-6-D10H	575.2	1066.1	CFD11-6-D35H	345.3	784.7	CFD12-1-E11H1P	737	925
CFD11-6-D11	584.8	750.9	CFD11-6-D36H	596	1011.6	CFD12-1-E11H1	878	922.6
CFD11-6-D11S1	584.6	750.9	CFD11-6-D37H	650	1172.1	CFD12-1-E12H	500	-

根据已钻井的录井、测井资料结合地震资料综合分析认为，油田海拔-650m 以下明化镇组钻遇多套薄气层，馆陶组钻遇较厚气顶，其中 2017 年核算探明天然气地质储量 6.28 亿方，控制天然气地质储量 3.15 亿方，另有个别岩性小气层未计算地质储量；在油田 WHPD 南部发育约 8km² 的“气云区”；海拔-650m 以上从目前已钻井资料分析，均未钻遇气层。

综合分析，E3H2 井位于 N2mu I -901 砂体，D13H1、D36H1 井位于 N2mu II -1007 砂体，目的层较浅，钻遇气层可能性很小。其他 7 口调整井在海拔-650m 以上钻遇气层可能性较小（表 6.6-14）。

（6）曹妃甸 12-1S 油田

A、注水井设计

油田本次调整无设计注水井。

B、地层压力排查

曹妃甸 12-1 南油田已开发砂体东营目前有 4 口井在生产，原始地层压力为 20.5MPa，目前地层压力为 20.1MPa；依靠天然能量开发，天然地层能量充足，地层压力保持平稳。

C、浅层气排查

曹妃甸 12-1 南油田截止 2018 年 6 月底，已钻探井 4 口，已钻开发井 8 井次。根据已钻井的录井、测井资料结合地震资料综合分析认为，油田海拔-600m 以上钻遇气层的可能性不大。

6.6.2.5 防范措施

在油田的生产管理中，严格按照中国海洋石油总公司“海上油气田开发井动态监测资料录取要求”执行：

①动态监测系统：根据录取资料要求，综合考虑油气田开发需要,调整井均下入测压装

置，监测压力变化。

②单井注入压力、注入量跟踪：全天监测计量注水井注、注水井的入压力及注入量变化，当记录值突变，回注出现异常时，及时跟踪分析与现场沟通，采取有效措施，恢复注水井正常注入。

③日常动态分析：油藏动态人员日常跟踪注水井注入量及注入压力变化情况，综合分析注水井动态变化，出现问题，及时提出压力、吸水剖面动态监测需求及酸化等解堵措施等，并与现场沟通，杜绝地层出现局部高压的情况。

⑤月度动态分析：每个月末由研究人员根据平台提供的日报资料和配注计划，计算出各油田的注水时率、单井完成率、注水合格率、利用率、分层注水合格率，并进行注水效率、耗水率分析，然后编写注水井生产月报，确保注水工作安全性。

⑥注水管理措施：实行注水精细化管理措施，维持每一井组的注采对应关系和注采平衡，杜绝局部超注超压。

6.6.2.6 小结

综合以上考虑，曹妃甸油田群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，并且在 8 年来的回注过程中一直处于安全生产状态。本次申报的调整井在日常生产开发过程将严格按照设计和操作规范实施，加强生产井、注水井压力监测，实现注采平衡，杜绝超注、超压现象，生产过程中的地质性溢油风险总体可控。

6.6.3 事故后果分析与计算

6.6.3.1 冰期溢油分析

曹妃甸油田群一般年份结冰期从一月上旬至二月中旬，冰期约 30 天。大片流冰对海上构筑物如海洋石油平台等具有较大威胁。

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

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

冰区溢油的扩散方式与冰密集度有关。高密集度时，浮冰之间的缝隙相当小，这时包围于冰盘间水面上的油膜不能通过冰缝扩散，只能通过冰底或冰面扩散；低密集度时，油扩散与开阔冷水域的扩散速度相近，并且油膜的运动与冰运动无关；中密集度时，油膜可以通过冰间缝隙扩散。

6.6.3.2 溢油漂移扩散预测

(1) 拟采用溢油预测模式

溢油进入水体后发生扩展、漂移、扩散等油膜组分保持恒定的输移过程和蒸发、溶解、乳化等油膜组分发生变化的风化过程，在溢油的输移过程和风化过程中还伴随着水体、油膜和大气三相间的热量迁移过程，而黏度、表面张力等油膜属性也随着油膜组分和温度的变化发生变化。本工程二维溢油模型拟采用的是国际上得到广泛应用的“油粒子”模型，该模型可以很好地模拟上述物理化学过程，另外，“油粒子”模型是基于拉格朗日体系具有高稳定性和高效率的特点。“油粒子”模型就是把溢油离散为大量的油粒子，每个油粒子代表一定的油量，油膜就是由这些大量的油粒子所组成的“云团”。首先计算各个油粒子的位置变化、组分变化、含水率变化，然后统计各网格上的油粒子数和各组分含量可以模拟出油膜的浓度时空分布和组分变化。

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

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

油粒子在嵌套漫游网格内的水平迁移则可表示为：

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

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

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

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

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

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

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

其中， V_0 、 t 、 H_s 、 L 分别为溢油初始体积、时间、有效波高和波长。 C_2 为常数，取作 $-2.53 \times 10^{-3} / V_{00.62}$ 。

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 及浮力作用下的上浮速度 W_L 和不确定的垂向湍流扩散来计算。垂向运移距离：

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

依 Johanson- Ichiye 的公式，垂向涡动扩散系数由下式计算：

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

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

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

对 $d_i < d_e$ ，由 Stokes 定律：

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

对 $d_i > d_e$

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

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

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

溢油的挥发乳化与油品特性有关。

挥发率可写为：

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

式中 $A'=6.3$ ， $B'=10.3$ ， T 为油温， T_G 为油的沸点曲线梯度， T_0 为油的初始沸点温度，

θ' 为挥发系数由下式确定:

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

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):

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

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

则水面油粒子体积应为:

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

设乳化前油密度为 ρ_o , 水密度为 ρ_w , 则乳化后油密度:

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

蒸发对油密度的影响为:

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

综合挥发、乳化影响, 油密度表达为:

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

忽略油粘性随温度的变化, 即仅考虑乳化、挥发的影响, 乳化将增加油的粘性:

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

挥发对油粘性的影响为:

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

综合挥发、乳化作用, 油粘性变化表示为:

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

其中, ν_o 为初始时油膜的运动粘性系数。

开边界条件

在开边界处, 给定水位, 水位采用岸边验潮站观测资料求得潮汐调和常数输入计算, 可以计算得到海区内部的结果:

$$\zeta = \sum_i f_i H_i \cos[\sigma_i t + (V_o + u)_i - \theta_i] + H_0 \quad (21)$$

其中, H_i 为分潮振幅, θ_i 为分潮迟角, H_0 为平均海面高度, 与风海流及密度流有关。

(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, 选择调整井工程所在之一的 WGPA 平台 (118°40'31.5538"E 38°46'11.8631"N) 附近为本次溢油风险评价的溢油位置。

2) 源强

根据建设单位提供的资料, 施工期使用的钻井船及钻井守护船, 单罐最大储油量为 65~300 m³, 故确定最大溢油量为 300m³, 油膜漂移预测时间为溢油后的 72h。

3) 溢油扩散初始时间

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

4) 溢油计算的时段

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

同时, 给出溢油发生后 6h、12h、18h、24h 四个中间时刻油膜漂移距离、扫海面积及残油量。

5) 常风与大风风速取值

本次溢油数值模拟主要针对平均风速与极端风速下溢油漂移情况进行模拟, 溢油数值模拟预测选取的风向及多年平均风速、最大风速取值来源于《曹妃甸 11-1/11-2 油田开发工程环境影响报告书》, 见表 6.6-15。

表 6.6-15 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)	5.4	9.0	6.1	5.6	7.5	5.0	6.9	5.8
最大风速 (m/s)	15.6	20.7	14.7	14.4	15.6	10.7	17.9	15.9

(3) 溢油数值模拟预测结果及分析

从表 6.6-16~6.6-23 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, 油膜中心运动速度相对较小, 油膜中心点分布比较密集甚至发生重叠。

溢油发生 72 小时后, 均风 S、SE 和极风 N、NE、SE、S 风向条件下, 油膜将抵岸。

表 6.6-16 不同风向、均风情况下溢油发生后 72h 溢油 (300m ³) 漂移距离 (km) 与扫海面积 (km ²) (涨潮)									
风向	风速	72h 漂移距离 (km)	72h 扫海面积 (km ²)	72h 油膜面积 (溢油扩散中最大面积, km ²)	首次抵敏感区所需时间 (h)	首次抵敏感区前残余油量 (%)	首次抵岸所需时间 (h)	首次抵岸前残余油量 (%)	72 小时残存油量 (%)
N	5.4	104.2	543.3	21.8	—	—	—	—	45.5
NE	9.0	101.8	569.7	21.1	49 (水产种质资源保护区)	45.4	—	—	42.8
E	6.1	93.6	338.8	22.1	40 (农渔业区)	49.0	—	—	44.9
SE	5.6	96.0	439.2	21.2	30 (农渔业区)	51.5	47	48.4	21.0
S	7.5	84.5	356.8	21.4	17 (农渔业区)	54.1	48	46.7	抵岸
SW	5.0	93.5	296.2	22.2	41 (农渔业区)	49.9	—	—	46.0
W	6.9	94.7	386.2	21.7	—	—	—	—	44.2
NW	5.8	108.8	521.1	22.0	—	—	—	—	45.2

表 6.6-17 不同风向、均风条件下溢油发生后 6h、12h、18h、24h 溢油（300m ³ ）漂移距离（km）与扫海面积（km ² ）（涨潮）													
风向	风速	溢油后 6h			溢油后 12h			溢油后 18h			溢油后 24h		
		漂移距离 (km)	扫海面 积(km ²)	残存油 量 (%)	漂移距离 (km)	扫海面积 (km ²)	残存油量 (%)	漂移距离 (km)	扫海面积 (km ²)	残存油量 (%)	漂移距离 (km)	扫海面积 (km ²)	残存油 量 (%)
N	5.4	8.8	14.8	63.9	18.3	45.8	58.4	25.8	79.8	55.4	32.8	114.0	53.3
NE	9.0	6.2	13.3	61.1	17.6	47.4	55.7	25.8	89.0	52.7	34.1	125.4	50.5
E	6.1	5.9	9.8	63.2	15.8	29.7	57.8	22.2	60.1	54.8	29.0	77.7	52.7
SE	5.6	7.9	12.3	63.7	17.3	39.0	58.2	24.1	68.6	55.2	31.4	96.5	53.1
S	7.5	10.8	14.0	62.1	19.6	42.9	56.7	27.4	74.6	53.6	34.3	107.8	51.5
SW	5.0	11.1	11.9	64.3	18.5	30.0	58.9	25.1	45.2	55.8	30.2	63.3	53.7
W	6.9	12.5	14.2	62.6	19.6	36.1	57.1	26.5	49.8	54.1	32.3	81.0	52.0
NW	5.8	10.9	14.4	63.5	19.3	43.4	58.1	26.7	72.5	55.0	33.6	109.7	52.9

表 6.6-18 不同风向、均风情况下溢油发生后 72h 溢油 (300m ³) 漂移距离 (km) 与扫海面积 (km ²) (落潮)									
风向	风速	72h 漂移距离 (km)	72h 扫海面积 (km ²)	72h 油膜面积 (溢油扩散中最大面积)	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	5.4	100.2	511.2	22.2	—	—	—	—	45.5
NE	9.0	105.4	562.7	21.3	41 (水产种质资源保护区)	46.7	—	—	42.8

E	6.1	101.7	359.3	21.7	32 (农渔业区)	50.6	—	—	44.9
SE	5.6	94.0	412.9	23.5	41 (海水养殖区)	49.3	63	46.3	抵岸
S	7.5	88.7	415.3	22.5	21 (农渔业区)	52.5	48	46.7	抵岸
SW	5.0	89.3	270.6	22.4	39 (农渔业区)	50.2	—	—	46.0
W	6.9	88.2	368.0	21.5	—	—	—	—	44.2
NW	5.8	102.9	510.7	22.0	—	—	—	—	45.2

表 6.6-19 不同风向、均风条件下溢油发生后 6h、12h、18h、24h 溢油 (300m³) 漂移距离 (km) 与扫海面积 (km²) (落潮)

风向	风速	溢油后 6h				溢油后 12h				溢油后 18h				溢油后 24h			
		漂移距离 (km)	扫海面积 (km ²)	残存油量 (%)	漂移距离 (km)	扫海面积 (km ²)	残存油量 (%)	漂移距离 (km)	扫海面积 (km ²)	漂移距离 (km)	扫海面积 (km ²)	残存油量 (%)	漂移距离 (km)	扫海面积 (km ²)	残存油量 (%)	漂移距离 (km)	扫海面积 (km ²)
N	5.4	9.3	12.0	63.9	16.0	35.2	58.4	22.9	64.1	55.4	103.3	53.3	31.8	103.3	53.3	—	—
NE	9.0	12.5	14.0	61.1	18.9	38.7	55.7	28.5	73.1	52.7	110.7	50.5	35.6	110.7	50.5	—	—
E	6.1	11.3	11.8	63.2	16.0	27.5	57.8	24.1	51.1	54.8	69.8	52.7	30.7	69.8	52.7	—	—
SE	5.6	10.1	12.7	63.7	15.8	31.9	58.2	23.4	60.8	55.2	89.9	53.1	32.1	89.9	53.1	—	—
S	7.5	8.6	15.0	62.1	16.0	39.9	56.7	23.0	71.7	53.6	118.0	51.5	34.9	118.0	51.5	—	—
SW	5.0	6.3	10.3	64.3	12.8	23.5	58.9	17.0	39.2	55.8	70.6	53.7	27.6	70.6	53.7	—	—
W	6.9	5.2	8.7	62.6	12.9	29.0	57.1	17.0	50.4	54.1	92.1	52.0	28.8	92.1	52.0	—	—
NW	5.8	7.3	11.6	63.5	14.8	36.0	58.1	20.5	63.0	55.0	106.3	52.9	31.2	106.3	52.9	—	—

表 6.6-20 不同风向、极风情况下溢油发生后 72h 溢油 (300m³) 漂移距离 (km) 与扫海面积 (km²) (涨潮)

风向	风速	72h 漂移距离 (km)	72h 扫海面积 (km ²)	72h 油膜面积 (溢油扩散中最大面积, km ²)	首次抵敏感区所需时间 (h)	首次抵敏感区前残余油量 (%)	首次抵岸所需时间 (h)	首次抵岸前残余油量 (%)	72 小时残存油量 (%)
N	15.6	93.4	422.3	19.5	30 (农渔业区)	45.9	37	44.6	抵岸
NE	20.7	122.6	600.3	19.8	24 (水产种质资源保护区)	46.0	43	42.0	抵岸
E	14.7	124.1	682.1	21.3	21 (农渔业区)	48.9	64	40.9	抵岸
SE	5.6	60.6	259.9	17.5	10 (农渔业区)	54.5	19	50.1	抵岸
S	15.6	56.5	169.2	15.3	7 (农渔业区)	56.9	23	48.2	抵岸
SW	10.7	98.5	498.2	21.1	17 (农渔业区)	52.1	—	—	41.8
W	17.9	144.2	659.1	20.5	—	—	—	—	39.0

NW	15.9	147.5	786.6	21.0	39 (农渔业区)	43.9	——	——	39.7
----	------	-------	-------	------	-----------	------	----	----	------

表 6.6-21 不同风向、极风条件下溢油发生后 6h、12h、18h、24h 溢油 (300m³) 漂移距离 (km) 与扫海面积 (km²) (涨潮)

风向	风速	溢油后 6h			溢油后 12h			溢油后 18h			溢油后 24h		
		漂移距离 (km)	扫海面 (km ²)	残存油量 (%)	漂移距离 (km)	扫海面 (km ²)	残存油量 (%)	漂移距离 (km)	扫海面 (km ²)	残存油量 (%)	漂移距离 (km)	扫海面 (km ²)	残存油量 (%)
N	15.6	12.5	23.2	58.2	26.4	72.4	52.7	38.8	129.1	49.7	51.5	193.3	47.6
NE	20.7	9.0	25.5	52.1	27.4	87.3	46.6	41.7	160.8	43.5	56.8	235.4	41.4
E	14.7	4.0	8.6	58.5	18.3	44.5	53.0	28.1	93.4	50.0	39.3	135.8	47.9
SE	14.4	9.3	20.0	58.6	23.6	68.2	53.1	33.1	119.9	50.1	45.1	173.7	38.7
S	15.6	14.5	20.0	58.2	26.2	62.5	52.7	37.5	110.9	49.7	49.1	164.4	37.1
SW	10.7	14.4	17.1	60.2	22.0	42.9	54.8	30.3	70.8	51.7	36.1	107.3	49.6
W	17.9	19.0	23.5	57.4	27.5	59.5	52.0	38.0	92.7	48.9	49.2	152.3	46.8
NW	15.9	16.3	26.6	58.1	27.2	70.9	52.6	39.1	120.1	49.6	51.7	190.2	47.5

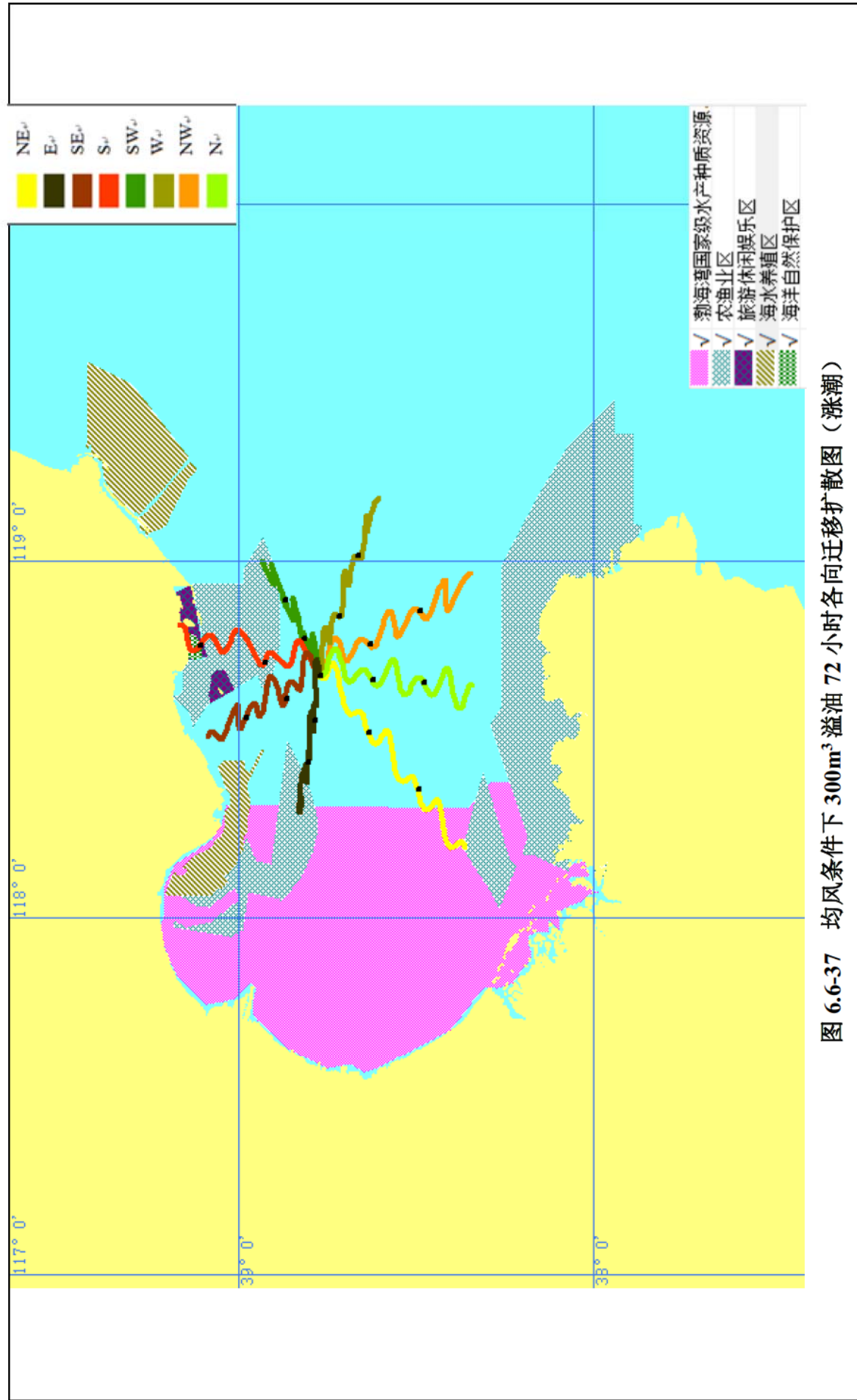
表 6.6-22 不同风向、极风情况下溢油发生后 72h 溢油 (300m³) 漂移距离 (km) 与扫海面积 (km²) (落潮)

风向	风速	72h 漂移距离 (km)	72h 扫海面 (km ²)	72h 油膜面积 (溢油扩散中最大面积, km ²)	首次抵敏感区所需时间 (h)	首次抵敏感区前残余油量 (%)	首次抵岸所需时间 (h)	首次抵岸前残余油量 (%)	72 小时残存油量 (%)
N	15.6	99.4	428.9	19.5	29 (农渔业区)	46.2	42	43.7	抵岸
NE	20.7	119.1	505.0	19.5	18 (水产种质资源保护区)	48.1	41	42.3	抵岸
E	14.7	128.0	635.3	21.9	16 (农渔业区)	50.9	59	41.5	抵岸
SE	5.6	77.2	315.6	13.1	12 (农渔业区)	48.6	27	42.8	抵岸
S	15.6	58.9	214.8	14.3	10 (农渔业区)	54.1	18	50.1	抵岸
SW	10.7	95.3	481.5	21.3	20 (农渔业区)	50.9	——	——	41.8
W	17.9	133.9	654.4	20.6	——	——	——	——	39.0
NW	15.9	141.0	778.4	20.9	36 (农渔业区)	44.5	——	——	39.7

表 6.6-23 不同风向、极风条件下溢油发生后 6h、12h、18h、24h 溢油 (300m³) 漂移距离 (km) 与扫海面积 (km²) (落潮)

风向	风速	溢油后 6h			溢油后 12h			溢油后 18h			溢油后 24h		
		漂移距离 (km)	扫海面 (km ²)	残存油量 (%)	漂移距离 (km)	扫海面 (km ²)	残存油量 (%)	漂移距离 (km)	扫海面 (km ²)	残存油量 (%)	漂移距离 (km)	扫海面 (km ²)	残存油量 (%)

		(km)	积(km ²)	量 (%)	(km)	(km ²)	(%)	(km)	(km ²)	(%)	(km)	(km ²)	(%)
N	15.6	13.2	18.7	58.2	25.4	57.8	52.7	37.8	109.8	49.7	50.8	172.7	47.6
NE	20.7	19.1	29.2	56.7	31.9	80.0	51.2	48.3	145.6	48.1	59.4	212.4	46.0
E	14.7	16.5	18.2	58.5	23.4	44.2	53.0	36.7	88.5	50.0	42.2	119.0	47.9
SE	14.4	14.6	20.2	54.0	24.7	55.4	48.6	37.3	105.5	45.5	46.9	156.8	43.4
S	15.6	11.4	21.7	58.2	23.1	60.8	52.7	34.3	108.5	48.2	46.8	165.6	26.6
SW	10.7	5.6	12.6	60.2	14.8	39.5	54.8	19.2	66.4	51.7	33.7	120.3	49.6
W	17.9	4.2	9.1	57.4	18.3	44.5	52.0	27.6	90.1	48.9	45.3	159.5	46.8
NW	15.9	8.9	20.0	58.1	22.4	64.9	52.6	32.9	118.3	49.6	49.6	191.5	47.5



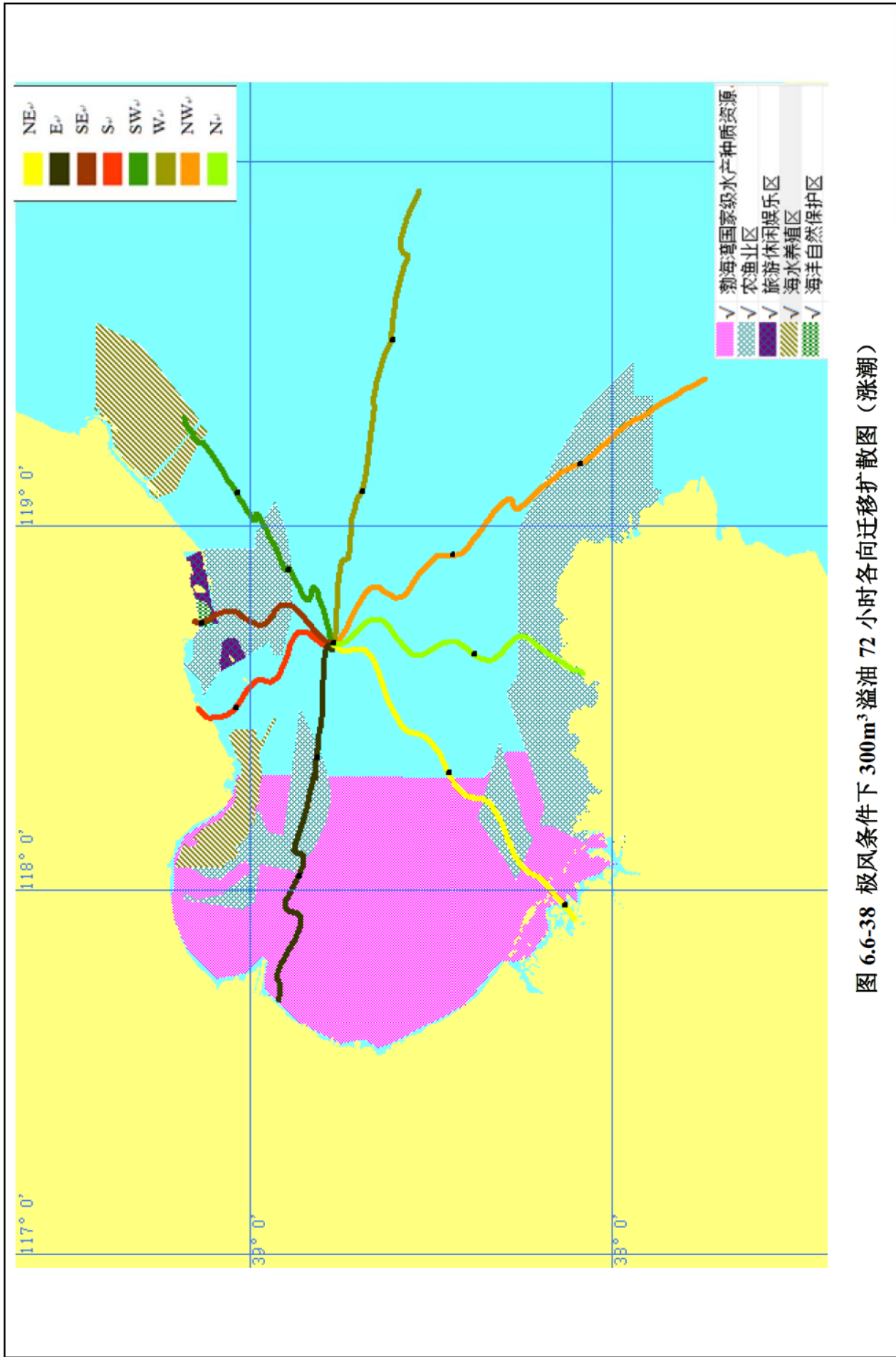


图 6.6-38 极风条件下 300m³ 溢油 72 小时各向迁移扩散图（涨潮）

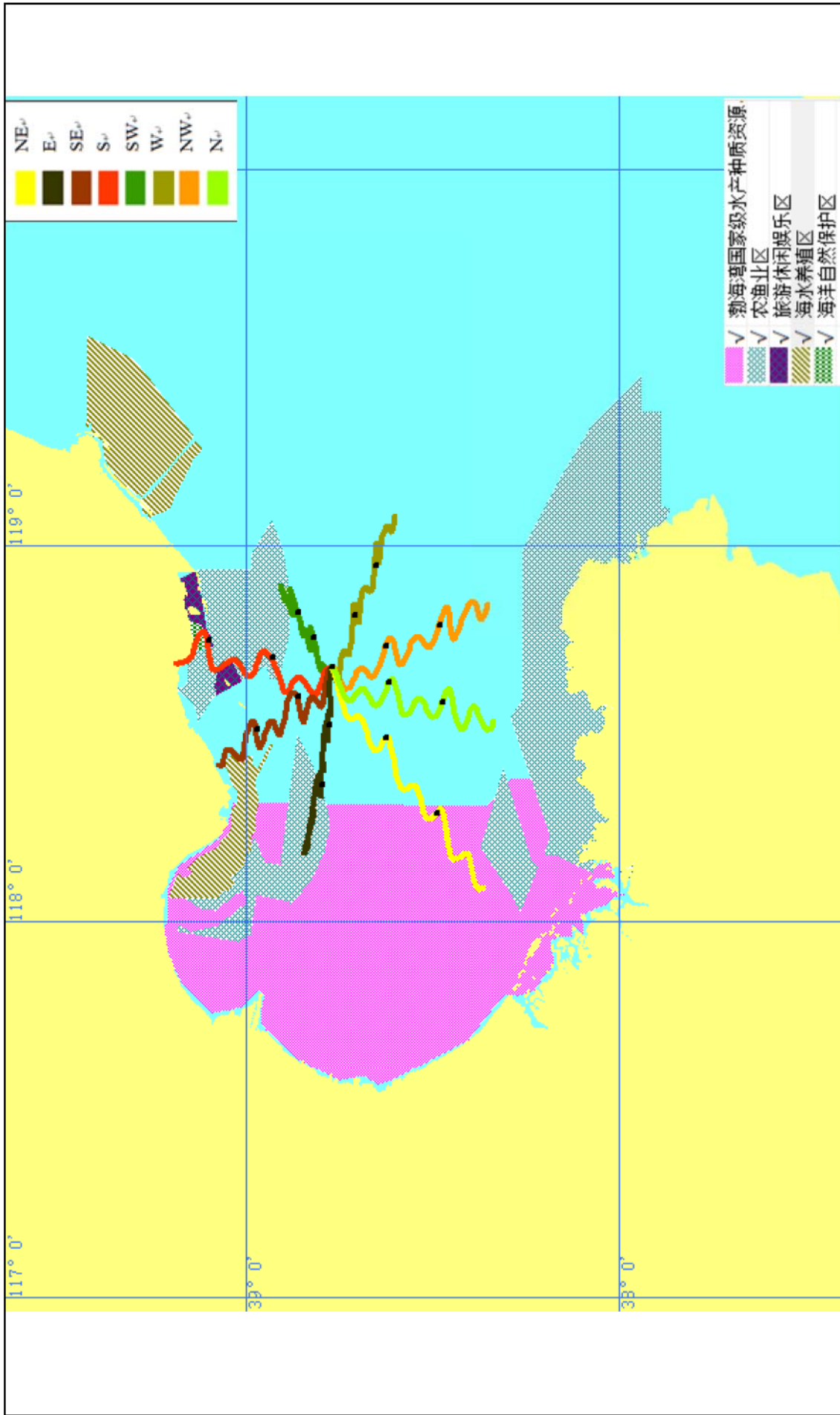


图 6.6-39 均风条件下 300m³ 溢油 72 小时各向迁移扩散图 (落潮)

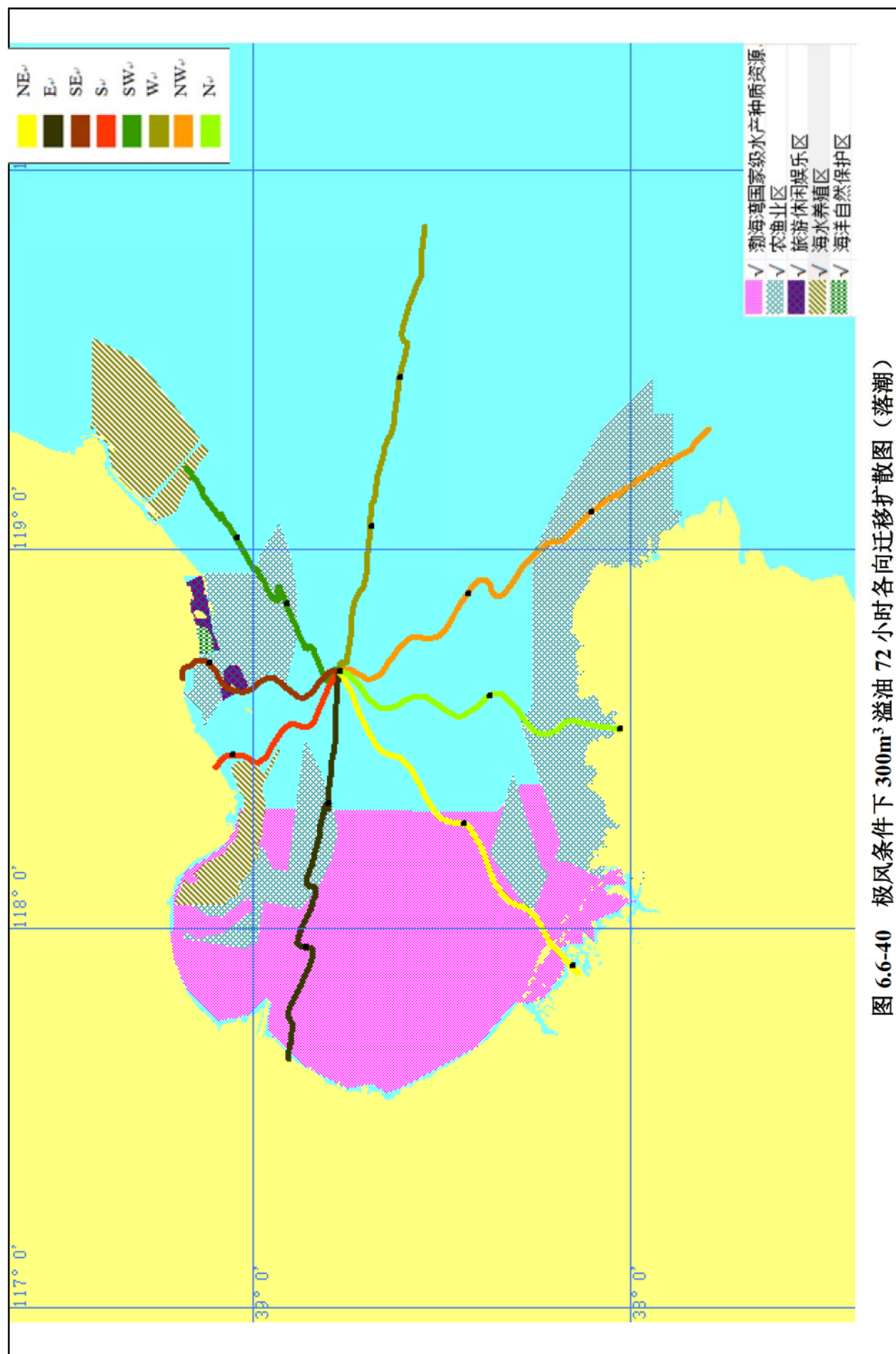


图 6.6-40 极风条件下 300m³ 溢油 72 小时各向迁移扩散图 (落潮)

6.6.4.2 溢油抵达敏感区时间及分析

无论油膜是否抵达岸边，都会对海洋环境以及渔业产生污染损害，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。

对于本工程溢油事故而言，环境敏感区主要为水产种质资源保护区、海洋自然保护区、农渔业区、海洋养殖区等。本工程距离京唐港至曹妃甸农渔业区最近，在均风 SE、均风 S、均风 SW、极风 SE、极风 S、极风 SW 条件下，最短到达时间为 7h；在均风 E、极风 E 条件下，溢油将抵达曹妃甸至涧河口农渔业区，最短到达时间是 16h；在均风 S、极风 S 条件下，溢油将抵达大清河口海岛旅游休闲娱乐区，最短到达时间是 16h；在均风 NE、极风 NE、极风 E、均风 E 条件下，溢油将抵达渤海湾国家级水产种质资源保护区，最短到达时间是 18h。

一旦发生溢油事故而又没有任何应对措施，油膜在风和潮流的共同作用下将会抵达敏感区并造成严重污染，因此，建设单位应予以足够重视，在海底输油管道生产运营过程中，务必加强管理，杜绝溢油事故的发生，同时配备足够的溢油应急反应设施，并保持高效、可用性，使突发溢油事故得以有效控制、高效回收。

本项目可能影响到的敏感目标见表 6.6-24。

表 6.6-24 溢油对周围敏感目标的影响

敏感目标名称	不利条件	最短到达时间 (h)	残余油量 (%)
渤海湾国家级水产种质资源保护区	均风 NE、极风 NE、极风 E、 均风 E	18	48.1
京唐港至曹妃甸农渔业区	均风 SE、均风 S、均风 SW、 极风 SE、极风 S、极风 SW	7	56.9
曹妃甸至涧河口农渔业区	均风 E、极风 E	16	50.9
滨州北农渔业区	均风 NE、极风 NE	28	44.9
滨州-东营北农渔业区	极风 N、极风 NW	29	46.2
大清河口海岛旅游休闲娱乐区	均风 S、极风 S	16	50.5
石白坨诸岛海洋自然保护区	均风 S、极风 S	21	48.5
丰南区近岸浅海养殖区	均风 SE	41	49.3
乐亭滦河口海水养殖区	极风 SW	56	43.5

同时，由于曹妃甸油田群位于中上层鱼类和毛虾产卵场内。因此一旦在相应月份的产卵期及索饵期发生溢油事故而又没有任何应对措施，油膜将直接落在环境敏感区内并在风、潮流的作用下迁移扩散至其他附近环境敏感区域，对水产资源保护目标产生重大的影响。

6.6.4.3 风险水平计算

最大可信灾害事故对环境所造成的风险 R 可按式计算：

$$R = P \cdot C$$

式中：R—风险值；

P—最大可信事故概率(事件数/单位时间)；

C—最大可信事故造成的危害(损害/事件)。

在实际风险后果计算中，可利用如下方法确定最大可信灾害事故的风险值。

表 6.6-25 至表 6.6-28 分别给出了污染事故危害程度评价标准、污染事故发生概率的评价标准、风险排序的风险矩阵和不同风险水平应采取的行动。

表 6.6-25 污染事故危害程度评价标准

危害程度 排序	分类描述	健康和安全影响		环境影响
		原位	离位	
0	可忽略	无	无	无
1	很小	轻微损害	无	无
2	可接受	对工作有某种损害	不适	对空气和水有污染
3	严重的	持久性损害	住院治疗	对空气、水、土壤、生物有小的短期的损害
4	很严重	1 人死亡	小的伤害、局部地区空气污染	大的短期损害或小的长期损害，须采取修复措施
5	非常严重	多人死亡	大的伤害或死亡	生境损害和物种减少，对环境污染须采取清除或修复措施

表 6.6-26 污染事故发生概率评价标准

概率排序	分类描述	每年发生概率	
1	不可能发生	$<10^{-8}$	1 亿年内不会发生一次
2	几乎不可能发生	$10^{-8} \sim 10^{-5}$	1 亿年至 10 万年发生一次
3	极少发生	$10^{-5} \sim 10^{-3}$	10 万年至 1000 年发生一次
4	可能发生	$10^{-3} \sim 0.1$	1000 年至 10 年发生一次
5	或多或少发生	$0.1 \sim 10$	10 年发生 1 次到 1 年发生 10 次
6	经常发生	>10	每年发生 10 次以上

表 6.6-27 每种风险排序的风险水平矩阵

发生概率	事故严重程度					
	0 可忽略	1 极小	2 可接受	3 严重	4 很严重	5 非常严重
1 不可能发生	0 无风险	1 轻微风险	2 轻微	3 轻微	4 轻微	可接受
2 几乎不可能发生	0 轻微	2 轻微	4 轻微	6 可接受	8 可接受	10 中度风险
3 极小发生	0 轻微	3 轻微	6 可接受	9 中度	12 较大	15 重大
4 可能发生	0 轻微	4 轻微	8 可接受	12 较大	16 重大	20 重大
5 或多或少发生	0 轻微	5 可接受	10 中等	15 重大	20 重大	25 重大
6 经常发生	0 轻微	6 可接受	12 较大	18 重大	20 重大	30 较大

表 6.6-28 风险水平分类和需要采取的行动

风险排序	风险水平	行动与时间尺度
≤ 4	轻微的	对这种低水平的风险，无需采取行动和预警
5-8	可接受的	多数情况下不需要控制，有时可考虑采取可行的行动方案，但需跟踪监测，以保证能够控制风险水平不至扩大

9-11	中等的	应该做出减少风险的行动，但预算成本需要仔细测定，应在一定时间范围内进行
12-14	较大的	需采取广泛行动和大量人力物力直到使风险减小到可接受的水平
≥15	重大	需采取大规模行动，直到风险减小到可接受的水平为止

前面的预测可以看出：本项目发生突发性污染事故后，将会对周围环境造成较大的危害影响，其中溢油发生后，极风条件下，将直接导致农渔业区渔业资源和周边海洋保护区受到损害，需要较长时间恢复，该类事故的危害排序为 4，属于很严重危害；根据前面的分析，本工程船舶碰撞发生油气泄漏事故的概率为 5.0×10^{-6} 次/a，该类事故的发生概率排序为 2。由此可以判断严重海上溢油事故的风险水平为 8，属于可接受的风险。因此，事故发生后需及时采取行动回收和处置溢油，避免油膜的大面积扩散和漂移。

6.6.5 环境风险综合分析评价

本工程海上部分最主要的环境风险类型主要包括：井喷溢油事故、船舶碰撞事故和地质性溢油事故。通过分析，井喷事故溢油环境风险概率为 2.5×10^{-4} （次/a），平台发生火灾事故的概率最大为 4.0×10^{-4} 次/a；船舶碰撞的环境风险概率约为 5.0×10^{-6} 次/a。综合以上考虑，曹妃甸油田群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，并且在 8 年来的回注过程中一直处于安全生产状态。本次申报的调整井在日常生产开发过程将严格按照设计和操作规范实施，加强生产井、注水井压力监测，实现注采平衡，杜绝超注、超压现象，生产过程中的地质性溢油风险总体可控。

对于本工程溢油事故而言，环境敏感区主要为水产种质资源保护区、海洋自然保护区、农渔业区、海洋养殖区及水产资源等。工程距离京唐港至曹妃甸农渔业区 17.0km，一旦发生大规模溢油事故而又没有任何应对措施，油膜将在风、潮流的作用下 7h 后迁移扩散至该渔业区，其他敏感区距离工程较远，不利风向条件下油膜抵达时间在 16h 以上。

2012 年，中海石油（中国）有限公司曹妃甸作业公司重新编制了《中海石油（中国）有限公司曹妃甸作业公司开发生产溢油应急计划》，与天津分公司共享《海上钻完井溢油应急计划》，并于 2014 年 5 月在国家海洋局北海分局备案。2016 年 10 月，曹妃甸作业公司将修订版《曹妃甸油田溢油应急计划》报备国家海洋局北海分局。计划的基本内容包括油田作业情况、应急组织体系、溢油风险分析与预防措施、溢油事故的处置、油田应急力量、溢油应急保障及应急善后措施等。2018 年 10 月，曹妃甸作业公司对《曹妃甸油田溢油应急计划》进行了修编。

7 环境保护对策措施

7.1 施工期环境保护措施分析

(1) 钻井液处置措施

本工程钻井过程共产生钻井液 13577.75m^3 ，其中含油钻井液 3586.06m^3 ，不含油钻井液 9991.69m^3 。产生的含油钻井液平时存储在平台泥浆池里，回收时平台利用泵将钻井液打到船舶上专用泥浆罐，由拖轮运回码头，到码头后由蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司接收处理，不含油钻井液按排放审批要求原井位间歇直接排海，钻井结束后一次性排放。

(2) 钻屑处置措施

本工程钻井过程中共产生钻屑 7405.99m^3 ，其中含油钻屑 717.65m^3 ，不含油钻屑 6688.34m^3 。含油钻屑在平台上采用岩屑箱回收，岩屑箱装满后再用拖轮运回码头，再用拖轮运回码头，由蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司接收处理；不含油钻屑按国家海洋局排放审批要求原井位间歇直接排海。

(3) 机舱含油污水处理措施

本工程共产生机舱含油污水约 1038m^3 。根据《沿海海域船舶排污设备铅封程序规定》，施工船舶机舱含油污水运回陆上进行处理。

(4) 工业垃圾处置措施

本工程共产生工业垃圾约 28.5t 。工业垃圾全部运回陆地进行处理。

(5) 生活污水和生活垃圾处理措施

本工程生活污水依托钻井船/生活支持船上的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。

(6) 生产井转注水井洗压井废水

本工程共产生洗井水约为 13700m^3 。产生的洗井水进入含油污水处理系统。

7.2 运营期环境保护措施分析

本工程生产运营期产生的主要污染物为含油生产水、工业垃圾。

(1) 含油生产水处理措施

调整井工程实施后，2019 年油田群各平台输往 FPSO 的含油生产水量为 $55761\text{m}^3/\text{d}$ ，FPSO 回注量为 $49761\text{m}^3/\text{d}$ ，FPSO 排海量为 $6500\text{m}^3/\text{d}$ ，不超批复排海总量（ $15000\text{m}^3/\text{d}$ ）及 2017 年 FPSO 现有排海总量（ $7689\text{m}^3/\text{d}$ ）。

《曹妃甸 11-1/11-6 油田综合调整项目》2019 年 10 月投产后，曹妃甸油田群产出的生产水将分别在新建 CEPJ 平台、新建 CEPI 平台和现有海洋石油 112 号 FPSO 进行处理，满足各区域注水水质标准后全部回注地层。

（2）工业垃圾处置措施

本工程投产后因修井作业等产生的固体废弃物约为 4t/a。工业垃圾全部运回陆地进行处理。

7.3 生态保护对策措施

针对本工程可能对中上层鱼类和毛虾产卵场产生的影响，提出如下保护措施：切实落实生态保护措施，合理安排施工时间。严格控制钻井液和钻屑的排放速率，钻屑和钻井液排放应避开鱼虾蟹产卵盛期（5 月至 6 月），最大限度减少对海洋生态环境和渔业资源的影响。另外，建议天津分公司从整体考虑，与有关渔业主管部门沟通和协商，以增殖放流或其他形式对造成的海洋生态损害进行修复或补偿。

7.4 清洁生产与总量控制

7.4.1 清洁生产

（1）先进的工艺与设备

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

（2）资源能源利用指标

“海洋石油 112 号”FPSO 上设置了一套燃料气处理系统和火炬系统对伴生天然气进行利用或处置。油水分离器分离出的气体，首先进入入口气洗涤器进行气液分离，分出的气体一部分作为透平发电机的燃料，部分作为锅炉的燃料气直接供锅炉使用。天然气甲烷含量较高，重组分含量较低，热值较高，是优质的燃料。因此，天然气经气涤器过滤后，将液体颗粒和较大的固体颗粒除去，大部分气体用做热介质锅炉和透平发电机的燃料，减少了资源的浪费，同时由于采用天然气作为燃料比用其它燃料大大减少了有害污染物的排放。多余的伴生气放空均通过火炬燃烧处理，减少大气污染物质的排放量。

(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含油钻屑、含油钻井液、生活污水、生活垃圾、工业垃圾、机舱含油污水等，其处理方式主要是工业垃圾、生活垃圾、机舱含油污水等均运往陆上，由专业公司接收并处理；生活污水由生活污水处理装置处理达标后排放；钻井用钻井液使用无毒或低毒的水基钻井液。对含油钻屑和钻井液，集中收集、运回陆地进行处理，从而减少了污染物的排海量。

运营期增加的主要污染物是含油生产废水和少量的工业垃圾，其中含油生产废水处理全部回注，不排海；平台上工业垃圾经收集后运往陆上进行处理。从而减少了污染物的排放和对海洋环境的影响。

(4) 废物回收利用

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

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

7.4.2 总量控制

(1) 含油生产水

根据国家海洋局《关于重新核准曹妃甸 11-1/11-2 油田开发工程环境影响报告书的函》（国环海字【2010】60 号），曹妃甸 11-1/11-2 油田 FPSO 的石油烃排放总量和排污混合区范围按照《关于曹妃甸 11-1/11-2 油田环境影响后评价有关问题的复函》（国海环字【2006】547 号）的要求执行。根据《关于曹妃甸 11-1/11-2 油田环境影响后评价有关问题的复函》（国海环字【2006】547 号），曹妃甸 11-1/11-2 油田含油生产污水总量控制指标按后评价报告建议的指标执行。

《关于曹妃甸 11-1/11-2 油田环境影响后评价有关问题的复函》（国海环字【2006】547 号）批复如下：“同意该油田含油生产污水的总量控制指标暂按后评价报告建议的指标执行，2006 年和 2007 年含油生产污水的最大排放量为每天 23000 立方米，年平均排放速率为每

天 15000 立方米，2008 年之后生产污水排放量不得超过 15000 立方米，排污混合区范围为以排放口为中心 1.5 公里半径以内海域。”

《曹妃甸 11-1/11-6 油田综合调整项目》2019 年 10 月投产后投产，曹妃甸油田群产出的生产水将分别在新建 CEPJ 平台、新建 CEPI 平台和现有海洋石油 112 号 FPSO 进行处理，满足各区域注水水质标准后全部回注地层。曹妃甸油田各生产设施注水能力可以满足本工程投产后生产水全部回注的要求。

因此本工程投产后，全油田生产水的生产预测指标不会超过原批复的总量控制指标，因此含油生产水的排放控制指标值和排污混合区范围维持原环评报告批复值不变。

(2) 生活污水

根据已经批复的《绥中36-1油田开发工程环境影响报告书》：绥中36-1油田在APP平台上设有生活污水、生活垃圾处理设施。每日生活污水最大排放量为11m³。

由于已有批复没有明确CFD11-2WHPA平台和CFD11-6WHPD平台生活污水和COD排放总量控制指标，因此，需要申请WHPA和WHPD平台生活污水和COD排放总量。

WHPA 平台生活污水处理装置最大使用人数 80 人，按每人每天 350ml/d，生活污水 COD 按 300mg/L 计，CFD11-2WHPA 平台生活污水最大产生量为 9240m³/a。生活污水经平台处理设施处理后达标后排海,生活污水 COD 最大排放量为 2.77t/a。

WHPD 平台生活污水处理装置最大使用人数 60 人，按每人每天 350ml/d，生活污水 COD 按 300mg/L 计，CFD11-6WHPD 平台生活污水最大产生量为 6930m³/a。生活污水经平台处理设施处理后达标后排海,生活污水 COD 最大排放量为 2.08t/a。

因此，本次评价建议 CFD11-2WHPA 平台生活污水的总量控制指标为 9240m³/a，COD 控制指标为 2.77t/a。CFD11-6WHPD 平台生活污水的总量控制指标为 6930m³/a，COD 控制指标为 2.08t/a。

7.5 事故防范措施和应急方法与对策分析

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

7.5.1 钻、完井期间的事故防范措施

针对曹妃甸油田群调整井钻完井工程风险识别与分析，对钻、完井期间每一项风险因素给出推荐措施如下。

因地层资料不足而可能发生事故的推荐措施见表 7.5-1。

表 7.5-1 地层资料不足可能发生事故的推荐防范措施

事故类型	采取的措施
溢流	及时发现溢流现象，尽快关井，实施压井作业
井漏	观察井内变化，严格按照需要往井内补充钻井液
井涌	掌握准确的地层资料，根据地层情况配比合适的泥浆

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。

7.5.2 井喷和火灾事故的防范措施

为防止钻井过程中井喷和火灾事故的发生，油田作业者考虑了如下措施：

- 1) 严格实施钻井作业规程；
- 2) 在钻台、泥浆池和泥浆工艺室等场所设置通风系统和烃类气体探测器，探测并迅速扩散聚集的烃类气体；
- 3) 安装井口防喷器；
- 4) 设置消防喷淋系统，关键场所设手提灭火器；
- 5) 在守护船上设置溢油应急设施，一旦发生井喷便启动溢油应急计划；
- 6) 选择优质封隔器并及时更换损坏元件；

- 7) 开钻之前制定周密的钻井计划;
- 8) 配备安全有效的防喷设备以及良好的压井材料、井控设备;
- 9) 油管强度设计采用较高的安全系数;
- 10) 井口控制安全屏蔽由机械或液压控制的监测装置组成, 用来控制井喷;
- 11) 选择优质封隔器并及时更换损坏元件;
- 12) 对关键岗位的操作人员进行专业技术培训, 坚持持证上岗, 建立健全井控管理系统;
- 13) 加强钻时观测, 及时发现先兆, 按正确的关井程序实行有效控制, 并及时组织压井作业。

7.5.3 船舶碰撞风险防范措施

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

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

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

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

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

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

(6) 施工作业期间所有施工船舶须按照国际信号管理规定显示信号。

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

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

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

7.5.4 海底管道/立管事故防范措施

作业者将制定相应的管道保护和检测程序, 由值班船对管道沿途进行巡视, 驱散在安全区范围内作业的渔船, 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。

油气储运系统中的主要设备和管道均设置相应的压力、液位和温度报警系统与安全泄压保护装置, 对易于发生泄漏的管路全部根据最大压力和最高温度设计, 重要生产装置和单元均设置相应的应急关断系统。

每年定期对油田各条管道进行清管作业, 以减少腐蚀等原因对管道的影响。

7.5.5 生产设施的事故防范措施

为确保油田生产阶段的安全生产, 油田在设计阶段将充分考虑油田各部分的保护措施并提供防火、防爆保护, 提供充分的消防设备; 精心考虑各部分的合理布放, 对危险区采取有效的隔离措施来降低危险程度; 对于易于发生泄漏的管路全部根据最大压力和最高温度设计, 并设有相应的应急关断系统。在生产分离器、储油罐等生产设备的下游设置紧急关断阀, 当其压力、液位达到设定值时, 可自动关闭。

FPSO 的油舱属于易燃易爆区, 压载舱的压载配置对船的稳性有重要作用, 在 FPSO 的每个舱中均装有压力测量系统, 油舱中有温度监测装置、惰性气体保护系统和通风系统: 为防止卸油时由于与穿梭油轮连接钢缆断开导致卸油软管的断裂, FPSO 钢缆连接点将装有钢缆连接荷载监视和记录系统: 生产工艺区装有火焰和气体探测器, 以监测工艺流程中的火情和可燃气体浓度, 发现异常及时报警。

从供应船向平台泵送燃油作业按照下列要求实施:

1) 对输油管线定期进行检查或更换。

2) 在输油前须确认海况(严格按照公司体系规定执行, 除急需燃油外超过 6 级风或海况不允许不进行加油作业, 并尽可能安排在白天进行输油作业), 同时检查缆绳状况, 检查管线、接头、阀门、燃油滤子确认处于正常状态, 确认燃油舱剩余容量等。

3) 输油初期, 首先通知供油船控制油泵供油压力在 0.3Mpa 以内, 随后检查管线、接头、阀门, 同时须对比供油泵的压力与平台输油管线压力, 无泄漏且压力值正常后, 通知拖轮把油泵压力提高到 0.5 Mpa, 并控制压力不得超过 0.5 Mpa 进行输油作业。

4) 整个输油过程中甲板及机舱派专人值班。

5) 在供油期间,平台与供油船之间要保持良好的沟通。

7.5.6 冰期溢油事故防治措施

曹妃甸油田一般年份结冰期从一月下旬至二月中旬,冰期约 30 天。大片流冰对海上构筑物如海洋石油平台等具有较大威胁。

在有冰海区,无论气温和水温都较低,溢油不但同大气、海水相互作用,而且还与海冰发生作用,使溢油行为和归宿的各个过程变得更为复杂。一旦在冬季有冰海区发生溢油,在短时间采取有效的应急措施至关重要。

首先,发现溢油初期应迅速采取措施,切断或堵住溢油点,及时通知应急协调值班室溢油信息及海冰状况,应急协调办公室根据冰情调动具有破冰能力的应急船舶前往事故现场,并选择有效的回收或清理措施。当遭遇百年一遇的灾难性海冰灾害,必须预见性的在事件发生的第一时间上报并请求国家相关主管部门支援或启动国家相关应急预案。针对冰区溢油,目前普遍运用大型机械回收装置对海面上的块状溢油进行回收,并采取人工使用捞油工具捞取海面固状溢油及海上漂浮的吸油毛毡等手段清除污染。冬季溢油入海后将很快固化或胶凝,常温消油剂的使用效果大为降低,此时应避免使用常温消油剂,而应使用低温消油剂。在决定使用消油剂时,应依照中华人民共和国国家海洋局颁发的《海洋石油勘探开发化学消油剂的使用规定》。

7.5.7 地质性溢油风险防范措施

为避免发生由于不恰当注水引起的地质性油气泄漏事故,建议从如下几个方面进一步加强钻完井(和注水作业)的管理,预防事故的发生:

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

2) 事先识别压力异常地层,依据勘探开发作业行业标准,合理设计套管程序,制定有针对性的井控预案并邀请业内专家或独立第三方行业机构审核。

3) 在钻完井作业过程中备足钻井液材料,以备及时、妥善的处理可能遇到的溢流和井涌。

4) 严格按设计注入压力和注入量进行注水作业。

5) 制定注水系统日常作业和监控程序,进行注水压力和注水量的动态监测,一旦发现注水压力和流量异常立刻停住注水,待查明原因并采取相应措施后再恢复注水作业。

7.5.8 溢油应急计划

7.5.8.1 基本内容

曹妃甸油田原作业者为科麦奇中国石油有限公司，根据石油合同，2013年1月1日起，中海石油（中国）有限公司曹妃甸作业公司接管曹妃甸油田作业权。根据《中华人民共和国海洋环境保护法》、《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例》，中海石油（中国）有限公司曹妃甸作业公司重新编制了《曹妃甸油田溢油应急计划》（于2016年10月报国家海洋局北海分局备案），同时与天津分公司共享《中海石油（中国）有限公司海上钻完井溢油应急计划》。计划适用于曹妃甸油田群所处海域范围内油田的生产、工程建设等各项活动所发生的一般类型溢油事故的控制和应急处理，隶属于中海石油（中国）有限公司《天津分公司溢油应急计划》。计划的基本内容包括油田作业情况、应急组织体系、溢油风险分析与预防措施、溢油事故的处置、油田应急力量、溢油应急保障及应急善后措施等。

根据《中国海洋石油总公司危机管理预案》（2017版）、《中国海油石油有限公司危机管理预案》（2017版）和中海石油（中国）有限公司天津分公司《应急预案》（2017版）的要求，中海石油（中国）有限公司曹妃甸作业公司组织对《曹妃甸油田溢油应急计划》（2016版），进行了升版修订，编制了《曹妃甸油田溢油应急计划》（2018版）。

7.5.8.2 应急组织体系

（1）应急组织机构的构成

天津分公司承担渤海湾海域的石油天然气开发，经过几十年的发展，已经形成较为完善的应急响应系统，体现了总部赋予天津分公司在应急状态下的现场指挥、协调的主体地位。在渤海湾作业的各承包商必须在天津分公司应急指挥中心的统一领导指挥下处置各种应急事件。

（2）天津分公司应急指挥中心

曹妃甸作业公司为天津分公司所辖作业公司之一，曹妃甸油田纳入天津分公司应急管理体系。天津分公司建立了公司应急组织机构，主要包括：应急指挥中心、应急协调办公室/应急值班室、技术组/专家组、通讯保障组、资金保险组、服务支持组、秘书组、兴城应急分中心、蓬莱应急分中心。

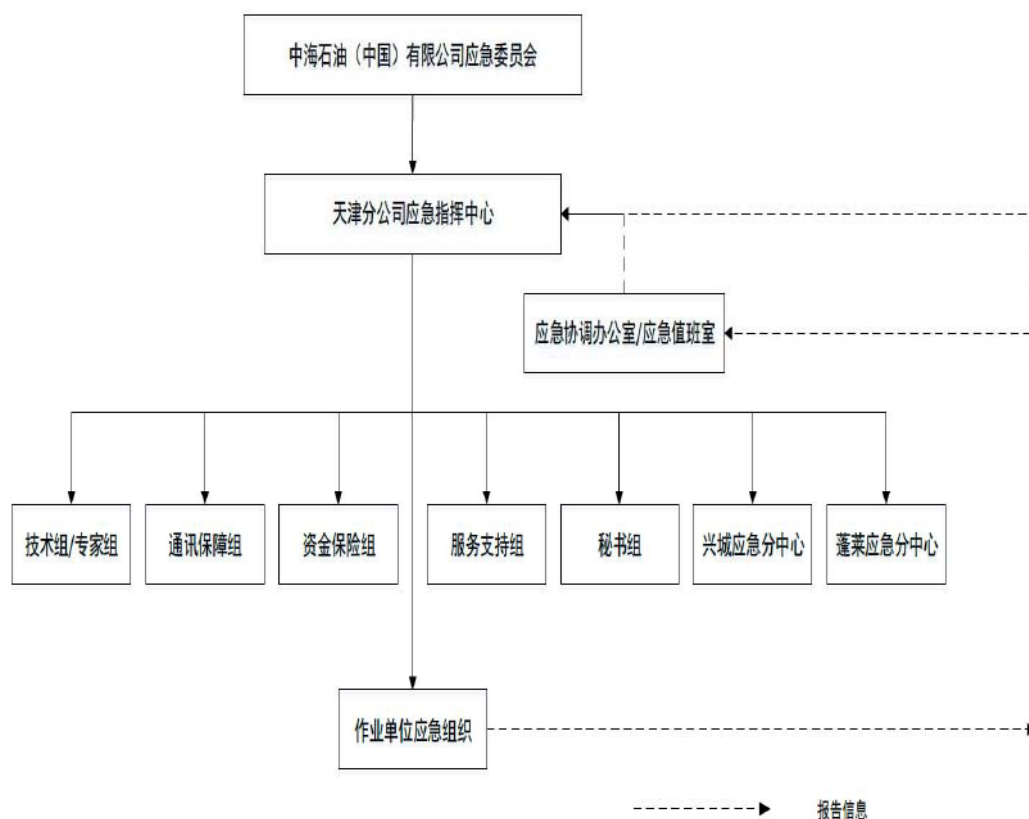


图 7.5-1 天津分公司应急组织机构

（3）曹妃甸作业公司应急响应小组

曹妃甸作业公司应急响应小组由技术支持、协调组，服务支持组，资金保险组及现场应急响应小组组成，曹妃甸作业公司应急响应小组办公室兼会议室设在渤海石油管理局大厦A座1302室，具体构成如下：

应急响应小组组长：作业公司总经理担任

应急响应小组副组长：作业公司副总经理担任

技术支持、协调组：生产作业部、质量健康安全环保部、相关技术专家。

服务支持组：综合管理部相关人员组成。

资金保险组：财务部相关人员组成。

在应急状态下，曹妃甸作业公司应急响应小组受天津分公司应急指挥中心的领导和指挥。曹妃甸作业公司溢油应急响应小组组织结构如下图所示：

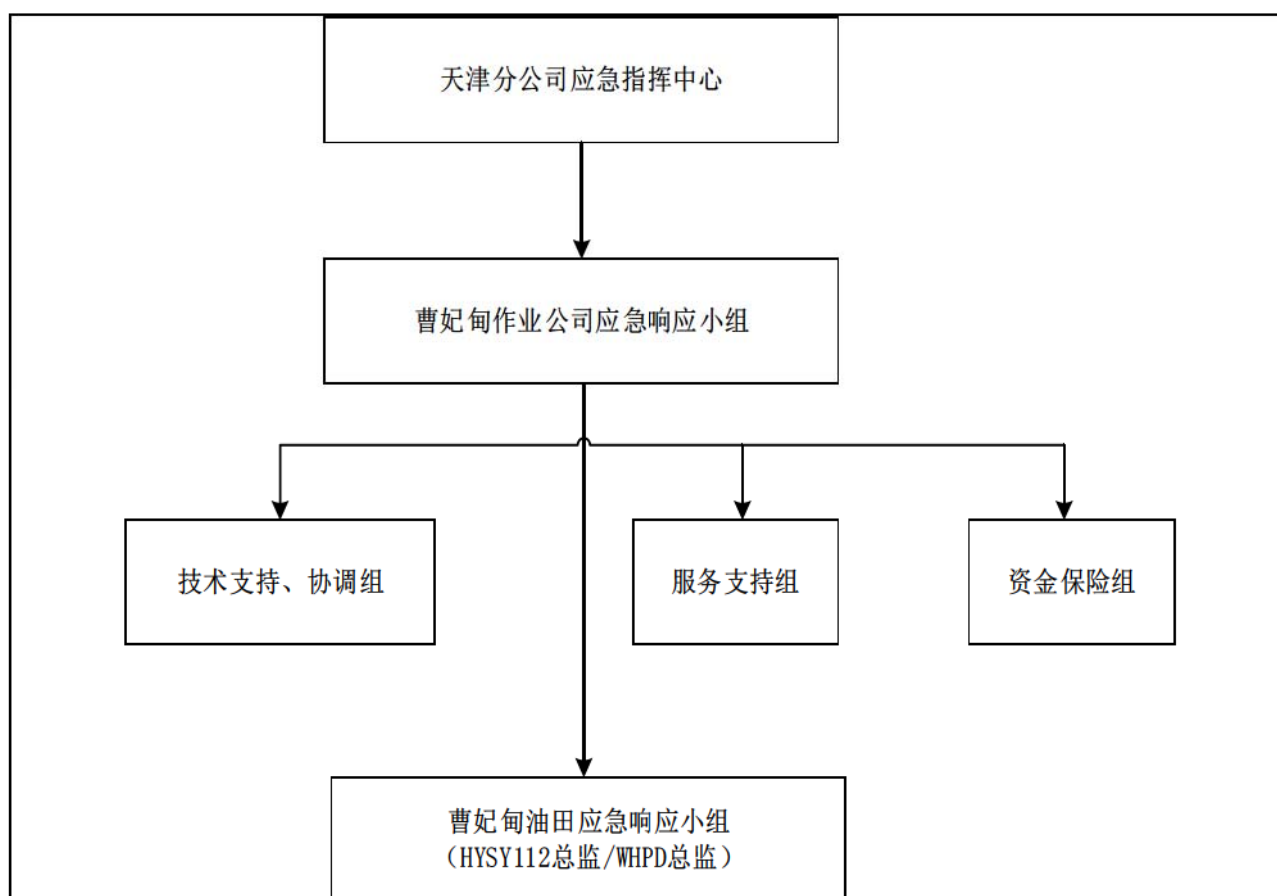


图 7.5-2 曹妃甸作业公司溢油应急响应小组

(4) 曹妃甸油田现场溢油应急小组

HYSY112总监负责曹妃甸油田HYSY112、WGPA、WHPA以及无人平台WHPC的应急管理，当以上设施发生溢油事故时，由HYSY112总监作为现场应急小组组长，全面负责现场溢油应急处置工作，WHPD总监协助HYSY112总监提供应急支持。

WHPD总监负责WHPD平台以及无人平台WHPE、WHPF的应急管理，当以上设施发生溢油事故时，由WHPD总监作为现场应急小组组长，全面负责现场溢油应急处置工作。鉴于溢油应急设备存放在HYSY112上，以上设施发生溢油事故时，HYSY112总监协助WHPD总监协调相关溢油应急资源并提供应急支持。

如果海管发生溢油事故，WHPD平台到SPM单点海管的应急管理由WHPD总监负责，其他海管应急管理由HYSY112总监负责。

曹妃甸油田溢油应急响应小组组织结构如下图所示：

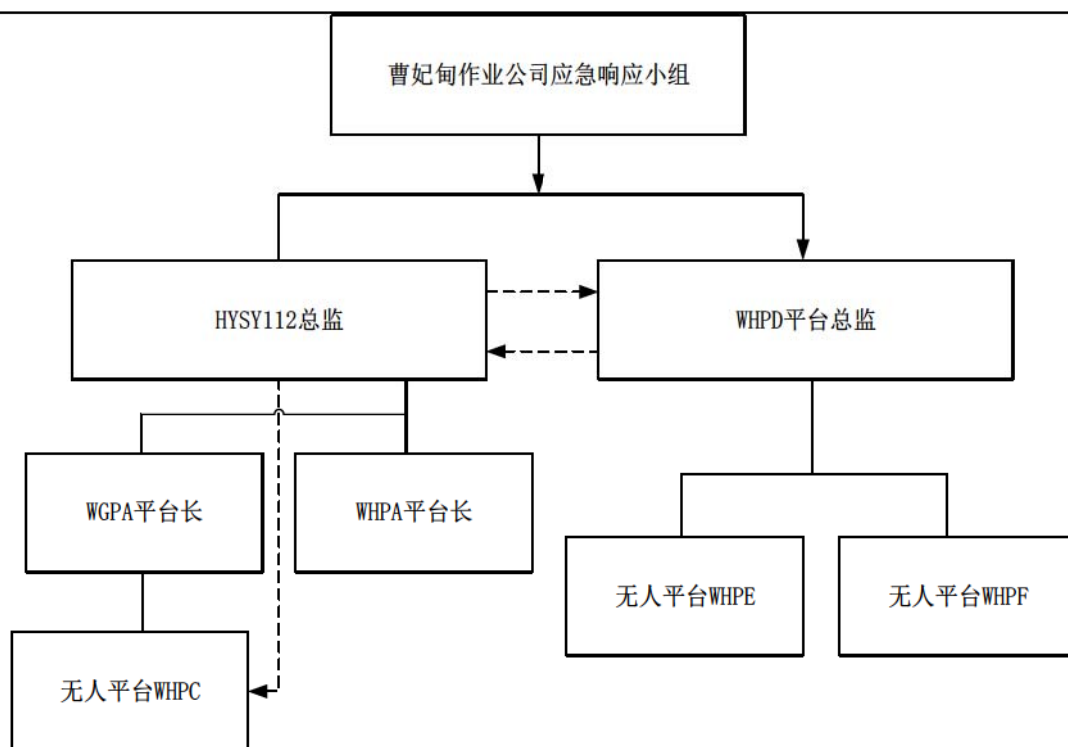


图 7.5-3 曹妃甸油田海上溢油应急响应小组

7.5.8.3 溢油事故的处置

(1) 溢油事故的报告

A、溢油事故报告程序

发生溢油事故后，无论大小，均必须尽快按规定向上级汇报，并在规定时间内向政府主管部门汇报，见图7.5-4溢油事故报告程序图。

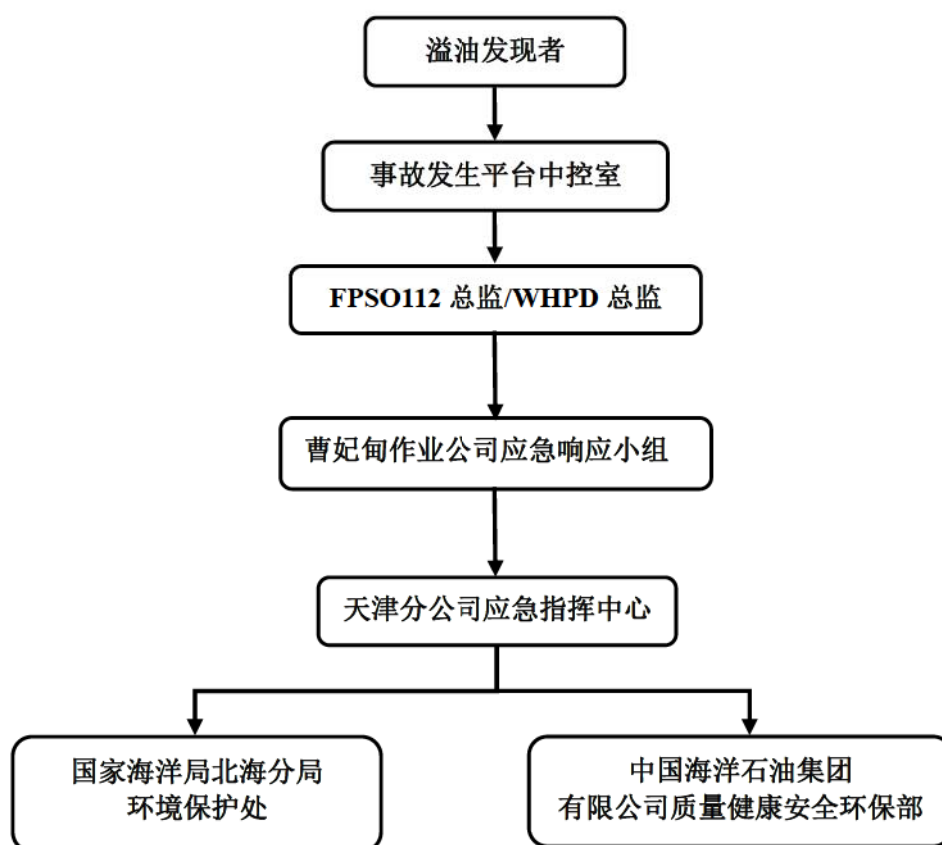


图 7.5-4 溢油事故报告程序图

B、报告内容

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）。

目前采取的应急措施及其有效程度。

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。

填写溢油事故报告表。

C、溢油事故报告时间

在现场溢油事故发生后第一时间内，现场总监应立刻向曹妃甸作业公司应急响应小组汇报，曹妃甸作业公司应急响应小组依据分公司程序进行报告。启动应急后，应急指挥中心立即报告国家海洋局北海分局。

（2）溢油事故现场处置

A、溢油事故分类

《国家海洋局海洋石油勘探开发溢油应急预案》将溢油事故分为特别重大、重大、较大和一般四级：

- 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；
- 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；
- 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；
- 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。

B、发生溢油事故时的应急反应程序

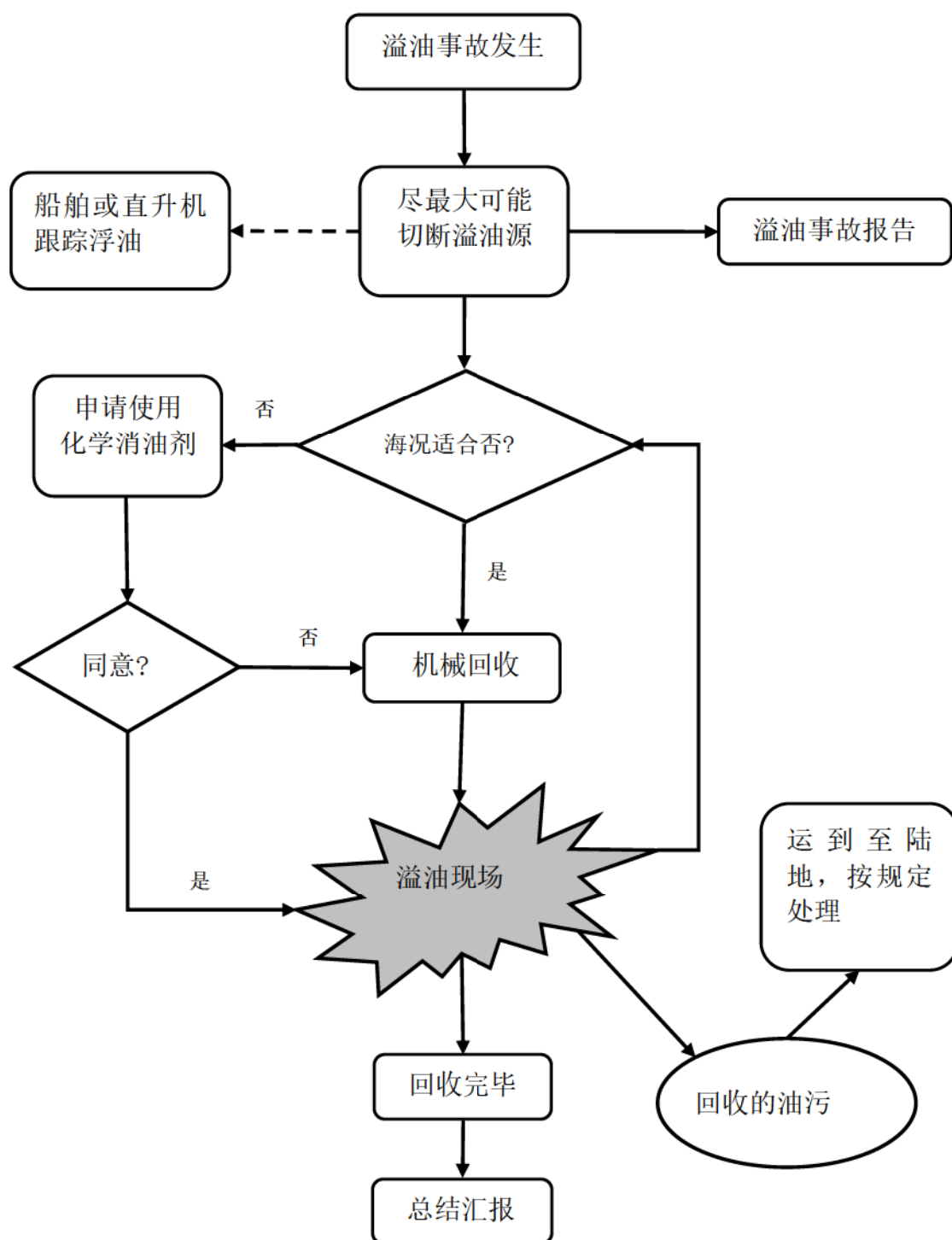


图 7.5-5 一般溢油事故应急响应程序

(3) 溢油控制和清除的方式方法

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。

A、溢油的监视和追踪

1) 监视和监测手段

- 现场发生溢油后,将安排船舶跟踪监视溢油的漂移动态,跟踪拍照或录像,并记录其漂移轨迹变化;
- 平台附近能够看到的漂油,将安排平台专人通过望远镜等设备,监视其漂移动态;
- 借助溢油环保公司的溢油漂移软件计算其溢油面积、扩散范围、扩散方向、扩散速度等,为溢油回收和污染损害提供依据;
- 现场将安排船舶对溢油进行取样,并送回陆地或相关部门进行化验检测;
- 遥感监视利用卫星信息资料通过影像处理分析进行监视。计算溢油面积、扩散方向、速度和范围,绘制溢油扩散分布图,为溢油污染损害提供依据;
- 报告公司应急指挥中心,派专业的监视和监测队伍。

2) 监视和监测内容

- 油漂移的准确地点、水深、油品种类,并采集油样、录像、照相、现场污染情况描述等;
- 跟踪浮油:漂浮油带的宽度、长度、厚度、漂流方向、表层流等;
- 油膜覆盖的范围、覆盖率、形状、色泽等;
- 监测风向、流速、气温、气压等气象要素,为溢油漂移预测提供基本的数据。

B、溢油的回收条件

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。

C、围控和机械回收

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

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

1) 两船拖带之“J”型

如图 5.6-1 所示，这种形式需要用两艘船。一艘作为主拖船，用于拖带围油栏较短的一端，同时存放所需的回收设备和回收作业人员；另一艘作为辅拖船，用于拖带围油栏较长的一端。围油栏的长度需要 200-400 米。从主拖船至 J 形底部之间围油栏的长度为 20-40 米，撇油器放置在 J 形的底部。围油栏要尽可能紧靠在主拖船的一侧（10-20 米），以便于撇油器或其它回收设备的操作。

为了获得并保持理想的围油栏底部形状，可以通过拉动连接围油栏与船舶之间的绳索，对围油栏底部的形状进行适当的调整。

在进行两船拖带作业时，一般情况下，主拖船为指挥船，主拖船应根据溢油围扫情况及时、准确地向前面的拖船发出指令，拖船应注意随时与主拖船良好的通信联络，严格按照指令及时调整航向和航速，只有这样才能时刻保持良好的 J 型围扫形式，达到理想的溢油回收效果。



图 7.5-6 “J” 型拖带

2) 两船拖带之“U”型

如图 5.6-2 所示，U 形拖带由三艘船来完成。拖带时，在前面两艘拖带船同时并进的同时，第三艘船舶则应根据两艘拖船行进的速度，始终处于 U 形的底部外侧，利用撇油器

对 U 形底部聚集的油膜进行回收作业。此种形式的围扫作业，回收量较大。

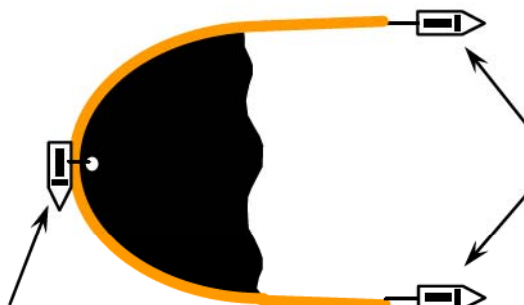


图 7.5-7 “U” 型拖带

7.5.8.4 溢油应急力量

作为曹妃甸油田生产作业的操作者，中海石油（中国）有限公司天津分公司有责任制定溢油应急计划。在生产作业期间发生溢油，天津分公司应急协调办公室将提供每天 24 小时的不间断应急值班。如发生溢油事故，天津分公司应急指挥中心以尽可能快的速度向现场提供溢油应急资源，包括溢油应急设备、适合的船舶和专业技术人员以及取得专业溢油应急公司的援助。

（1）应急响应原则

以最快的反应速度，最大可能的减免对环境的污染程度。现场应急反应中，首先依靠油田自身的溢油应急反应设备，同时，根据现场实际情况，及时派送最近的溢油应急设备。

（2）应急响应时间

表 7.5-2 溢油应急资源优化调用次序及抵达时间

优先调用次序	应急资源所有者	动员时间	距离	航行时间	到达时间
1	埕北油田	1.5h	45km	2.5h	4h
2	南堡 35-2 油田	1.5h	45km	2.5h	4h
3	秦皇岛 32-6 油田	1.5h	60km	3h	4.5h
4	渤西油田	1.5h	70km	3.5h	5h
5	渤中 25-1 油田	1.5h	70km	3.5h	5h
6	溢油应急塘沽中心基地	3h	90km	4.5h	7.5h

综上所述，曹妃甸油田的溢油应急能力可以在一般溢油应急事故初级阶段起到较好的拦截回收溢油的作用。尽管发生溢油事故概率很低，但仍然存在不可忽视的溢油事故风险，曹妃甸油田为此做好了充分准备，在预防为主的基础上，曹妃甸油田配备了适当的溢油应

急设备，守护船舶每天 24 小时在平台附近昼夜值守，一旦发生溢油突发事件，曹妃甸油田溢油应急小组立即启动本计划快速有效地进行部署；同时，通知守护船在第一时间将平台上溢油设备进行装载，展开应急行动；另外，曹妃甸油田附近的埕北油田、南堡 35-2 油田、秦皇岛 32-6 油田、渤西油田、渤中 25-1 油田也可在第一时间进行协助，实现资源互补，从而在发生溢油事件时做到资源调用便捷、反应迅速，尽可能将溢油的影响降至最低。

（3）油田自身溢油应急能力

按照法规要求，曹妃甸油田在海洋石油 112 号 FPSO 上配置了溢油应急设备。一旦发生溢油事故，曹妃甸油田将立足于海上现场的溢油应急处置第一时间实现有效拦截与回收，当溢油事故发展到油田自身应急能力无法应对时，可借助外部力量与内部应急力量相结合共同应急。曹妃甸油田配备的主要溢油应急设备及船舶资源如下：

表 7.5-3 曹妃甸油田溢油应急设备（存放于海洋石油 112FPSO）

名称	规格/型号	数量	单位
围油栏	HDO1500	200	米
收油机	LMS	1	套
充气装置	SC25	1	套
消油剂喷洒装置	PSB40	1	套
动力装置	LPP53D/557	1	套
重油传送泵	GTA50	1	个
高压清洗机	HDS1000DE	1	套
浮式储油袋	FN10	4	个
消油剂	GM2	24	桶

表 7.5-4 曹妃甸油田现场船舶资源

船舶名称	围油栏布放	对外消防系统					救生设备				防污设备		
							救助艇		救生筏		处理剂仓	溢油回收仓	消油剂喷洒臂
		数量	排量	射程	高度	泡沫舱容	数量	载员	数量	载员			
海洋石油 654	能	2 台	1500 方	145 米	97 米	12 方	1 艘	6 人	6	15 人	无	无	无
滨海 268	能	2 台	1500 方	120 米	45 米	12 方	2 艘	6 人	6	15 人	无	无	无
海洋石油 253	能	2 台	1200 方	100 米	45 米	3.18 方	1 艘	6 人	2/2	25 人	7.38 方	542.9 方	2×6.5M

（4）可调用的溢油应急资源

曹妃甸油田现有溢油应急能力可在一般溢油事故初级阶段有效拦截、回收溢油。如果发生较大型及以上级别的溢油事故或溢油处理所需的设备、人员超出曹妃甸油田现有的溢油应急力量，需寻求外部的溢油应急力量的援助，如天津分公司渤海地区其他油田的溢油

应急设备及人员，同时按照“中海石油（中国）有限公司天津分公司外部溢油应急力量协议”，当天津分公司需要，当发生海上溢油应急事件时，可调用中海石油环保服务有限公司的溢油应急设备资源及相关环保人员。

A、天津分公司海上平台溢油应急资源

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。天津分公司溢油溢油应急设备见表7.5-5。

表 7.5-5 天津分公司溢油应急设备配置表

天津分公司海上溢油回收设备配备表(一)

存放地点		南堡 35-2CEP 平台	渤西油田 QK18-1	埕北油田 B 平台
围油栏	型号	QW 1500	QW1100	QW1500
	厂家	青岛光明	青岛光明	青岛光明
	总长	400m	200m	200m
	工作干舷	0.50m	0.36m	500mm
	围板深度	0.75m	0.56m	750mm
	抗浪	2m	1m	2m
	抗风	20 m/s	15 m/s	20m/s
	抗流	3 knots	3 knots	3.0knots
	布放时间			<60min
	回收时间			
	储存方式	卷筒、集装箱		
	储存温度		-60℃至 70℃	
	工作温度		-20℃至 50℃	
	总重量	14.5kg/m	2.6t	14kg/m
	生产日期	2004.1	2001.1	2002.2
动力装置	型号	PK1650FC	PK1630C	PK1650CA
	厂家	青岛光明	青岛光明	青岛光明
	功率	21KW	9.19KW	21KW
撇油器	型号	ZSC30	ZSY20	ZSC15A
	厂家	青岛光明	青岛光明	青岛光明
	重量	520KG	110Kg	180KG
	适用油品	稠油	稠油	稠油
	撇送距离	30m	20m	20m
	回收效率			
	工作方式	齿形转盘式	转盘式	转盘式
	布放方式	吊机吊放	吊机吊放	吊机吊放
	回收能力	32m³/h	20 m³/h	15 m³/h
工作艇	型号	无	无	17GRP
	功率			14HP
	最大航速			6knots
	拖力			
	存放点			CB-B
存储油器具	型号	FN5 浮动油囊	FN5 浮动油囊	FN3 浮动油囊
	容积	5m³	5m³	3m³
	数量	2	3 个	3 套
	满载重量			
备设洒喷	数量	1 套(PSB50C)	无	

	厂家	青岛光明		
	臂长	5m		
	喷洒速度	3t/h		
手持喷枪	数量	2 支	无	
	厂家	青岛光明		
	最大射距	≥7M		
	喷洒速度			
油拖网	数量			
	厂家			青岛光明
	长度			200m
	存放方式			集装箱
消油剂	型号	GM-2	海鸥 4 号	海鸥 4 号
	厂家	青岛光明	渤海油田化工	渤海油田化工
	数量	170KG/桶*20	170KG/桶*6	3400KG
其他	吸油毡		0.5 吨	20 箱

天津分公司海上溢油回收设备配备表(二)

存放地点		渤中 34-1CEPA	友谊号	世纪号	FPSO113	FPSO112	海洋石油 102
围油栏	型号	HRA1500	QW1500	QW1500	HOB1500	HOB1500	HRA1500
	厂家	丹麦 Rolands	青岛光明	青岛光明	LAMOR	LAMOR	天津汉海
	总长	400m	400m	400m	200m	200m	400m
	工作干舷	0.5m	0.50m		0.50m	0.50m	425mm
	围板深度	0.7m	0.75m	0.75m	0.79m	0.79m	865mm
	抗浪	3n	2.5m	2m	3000 毫米	3000 毫米	3m
	抗风	20m/s	20 m/s		20 m/s	20 m/s	20m/s
	抗流	0.75kn	3 knots	1.5m/s	3 knots	3 knots	3 knots
	布放时间	25min/200m	25min/200m		25min/200m	25min/200m	
	回收时间	25min/200m	25min/200m		25min/200m	25min/200m	
	储存方式						集装箱、滚筒
	储存温度	-60℃--70℃	-60℃+70℃	-60℃+70℃	-60℃+70℃	-60℃+70℃	-40℃至 60℃
	工作温度	-20℃--50℃	-40℃+60℃	-40℃+60℃	-40℃+60℃	-40℃+60℃	-40℃至 60℃
	总重量	4t	14.5kg/m	14.5kg/m	12.8 kg/m	12.8 kg/m	2760kg
	生产日期	1990.7	2004.2	2001.2			
动力装置	型号	DEUTZ FIL210D 柴 油机	LPP30	PK1650	LPP30	LPP53	HPP30/ HPP50
	厂家	丹麦 Rolands	LAMOR	青岛光明	LAMOR	LAMOR	天津汉海
	功率	30KW	35 kw		35 kw	53 kw	38kw/52kw
撇油器	型号	ZSC30	LMS 收油机	Zsc40	MINIMAX20	LMS 收油机	HAF30
	厂家	青岛光明	LAMOR	青岛光明	LAMOR	LAMOR	天津汉海
	重量	505Kg	170 kg		105	190 kg	210kg
	适用油品	稠油	轻质油/稠油	稠油	稠油	轻质油/稠油	
	撇送距离						
	回收效率	45-95%	95%		95%	95%	
	工作方式	齿形转盘式	盘式/鼓式/刷 式		刷盘式	盘式/鼓式/刷 式	刷盘式

	布放方式	随围油栏布放	吊机吊放		吊机吊放	吊机吊放	吊机吊放
	回收能力	50m³/h	60 m³/h	40m³/h	20 m³/h	60 m³/h	30 m³/h
工作艇	型号	无	无		Volvo Tamd41B		10 米拖带艇
	功率			190HP	0.7mp		170HP
	最大航速			8.9knot	≥8Kn		9.65Kn
	拖力			2T	≥2t		1.75T
	存放点			渤海世纪号	FPSO113	FPSO112	HYSY102
存储油器具	型号	FN5 浮动油囊	FN3 浮动油囊	FN3 浮动油囊	FN10 浮动油囊	FN10 浮动油囊	HRFT10
	容积	5m³	3 m³	3 m³	10 m³	10 m³	10m3
	数量	1 套	2 套	7 个	4 套	4 套	2 套
	满载重量						
喷洒设备	数量	1 套 (PSB50C)	1 套		1 套	1 套	1 套
	厂家	青岛光明	青岛光明		青岛光明	青岛光明	天津汉海
	臂长	5m	5m		5m	5m	
	喷洒速度	3t/h	3t/h		2.4t/h	2.4t/h	80L/min
手持喷枪	数量	4 支	2 支		2 支	2 支	
	厂家		青岛光明		青岛光明	青岛光明	
	最大射距	≥7M	≥7M		≥5m	≥5m	
	喷洒速度		1.8t/h		1.8 m³/h	1.8 m³/h	1 套
油拖网	数量		无	2 个			
	厂家						
	长度						
	存放方式						
消油剂	型号	GM-2	GM-2	海鸥	海鸥 4#		GM-2
	厂家	青岛光明	青岛光明	渤海油田化工	渤海油田化工		青岛光明
	数量	170KG/桶*20	4590 公斤	1.7 吨	170KG/桶*10		170KG/桶*20
其他	吸油毡	10 箱	100 公斤	100kg	30 箱		500 公斤

B、中海石油环保服务有限公司（COES）溢油应急资源

COES拥有塘沽基地、绥中基地、龙口基地、深圳珠海基地、惠州基地、高栏基地、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8艘，目前渤海已有四艘专业环保船投入使用，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。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。中海石油环保服务有限公司应急设备见表7.5-6。

表 7.5-6 中海石油环保服务有限公司溢油应急设备配置表

塘沽基地					
序号	设备/物资名称	生产厂家	规格型号	主要参数	数量
1	撇油器	LAMOR 公司	LSC-4	80m³/h	1 套
2		LAMOR 公司	Minimax100	100m³/h	1 套
3		LAMOR 公司	LMS 多功能	60m³/h	1 套

4		LAMOR 公司	Minimax10	10m³/h	1 套
5		汉海公司	HAF12	12m³/h	2 套
6		汉海公司	HAF30	30m³/h	2 套
7		青岛光明	ZK30	30m³/h	1 套
8		SLICKBAR 公司	真空撇油器	78m³/h	1 套
9		LAMOR 公司	LFM450	450m³/h	1 套
		SLICKBAR 公司	自吸式	34m³/h	2 套
10	动力装置	LAMOR 公司	LPP53	53KW	3 套
11		LAMOR 公司	LPP20	21KW	1 套
12		LAMOR 公司	LPP6	4.6KW	1 套
13		天津汉海	HPP6H	6KW	2 套
14		汉海公司	HPP50	50KW	3 套
15		汉海公司	HPP30	30KW	1 套
16		天津汉海	充气机	300m³/h (充气量)	4 套
17		天津汉海	充水机	40m³/h	4 套
18		青岛华海	充气机	210m³/h	4 套
19		青岛华海	充水机	22m³/h	4 套
20	充气式围油栏	天津汉海	HRA1500	干舷 0.5M, 吃水 0.7M	2000 米
21	沙滩式围油栏	天津华海	WQV-1200T	干舷 0.48M, 吃水 0.6M	400 米
22		青岛华海	WQV-600T	干舷 0.2M, 吃水 0.25M	2000 米
23	PVC 固体围油栏	天津汉海	KB900	干舷 0.35M, 吃水 0.48M	400 米
		天津汉海	HWP900	干舷 0.35M, 吃水 0.48M	400 米
24		LAMOR 公司	FOB1000	干舷 0.65M, 吃水 0.35M	400 米
25		天津汉海	HPFC900	干舷 0.36M, 吃水 0.52M	2000 米
26	橡胶固体围油栏	青岛光明	GWJ900	干舷 0.35M, 吃水 0.46M	2000 米
27	防火固体围油栏	青岛光明	GWJ900H	干舷 0.35M, 吃水 0.48M	400 米
28	消油剂喷洒装置	青岛华海	PS80	4.8m³/h (喷洒量)	1 套
29		青岛光明	PSB80	4.8m³/h	1 套
30		汉海公司	HPS140B	8.4m³/h	4 套
31	储油囊	青岛华海	QG-V10	10m³	4 套
32		青岛光明	QG5	5m³	1 套
33		青岛光明	QG9	9m³	1 套
34		五洲艳阳	100 方	100m³	1 套
35		五洲艳阳	20 方	20m³	4 套
36	钢制储油罐	天津市泓锋泰汽车改装有限公司	7m³	7m³	6 套
37	清洗机	LAMOR 公司	HDS 1000DE	6.6KW	3 套
38		HARCHER	HD6/15C	3.1KW	2 套
39	发电机	KIPOR 公司	KDE6500E	5KW	1 套
40	车间航吊	新乡起重机厂	LD-A10	2*0.8KW	1 套
41	码头工作艇	江阴新江	GT5.4	3KW	1 套
42	叉车	大连叉车	CPCD80C	8 吨	1 辆
43	气垫船	HOVERTECHNICS INC.	HOVERGUARD1000	250KW	1 套

44	吸油拖栏	SPC 牌	ENV810	直径*长 0.2M*3M (每根)	2000m
		南京盛邦			1400m
45		羽冠牌	XTL260-YG I	直径*长 0.26M*10M (每根)	880m
46	吸油毛毡	SPC 牌	MXO1000	长*宽 0.5M*0.4M	0.5T
47		羽冠牌	P4050	长*宽 0.5M*0.4M	5T
48		99 牌	99 牌	长*宽 0.5M*0.5M	1.5T
绥中基地					
1	撇油器	LAMOR 公司	LSC-4C	80m³/h	1 套
2	撇油器	LAMOR 公司	LMS60	60m³/h	1 套
3	撇油器	英国 Vikoma	V100	11m³/h	1 套
4	撇油器	天津汉海	MINIMAX10	10m³/h	1 套
5	动力装置	LAMOR 公司	LPP53	53KW	1 套
6	动力装置	天津汉海	HPP50	50KW	1 套
7	围油栏（充气）	天津汉海	HRA1500	干舷 0.5m,吃水 0.7m	800M
8	围油栏（橡胶固体）	青岛华海	GWJ900	干舷 0.32m, 吃水 0.46m	400M
9	围油栏（PVC 固体）	天津汉海	HPFC900	干舷 0.24m, 吃水 0.49m	400M
10	围油栏（橡胶固体）	青岛光明	GWJ800	干舷 0.28m, 吃水 0.45m	200M
11	围油栏（防火）	青岛光明	GWJ900H	干舷 0.31m, 吃水 0.54m	400M
12	围油栏（沙滩）	青岛华海	WQV-1200T	干舷 0.48m, 吃水 0.6m	400M
13	围油栏（沙滩）	青岛华海	WQV-600T	干舷 0.2m, 吃水 0.25m	400M
14	消油剂喷洒装置	青岛华海	PSB80	4.8m³/h（喷洒量）	1 套
15	储油囊（10 方）	丹麦 RO-CLEAN DESMI 公司	10 方	10m³	1 套
16	QG5 临时储油罐	青岛光明	QG5	5m³	2 套
17	7 方储油罐	天津市泓锋泰汽车改装有限公司	7m³	7m³	4 个
18	轻便储油罐	LAMOR 公司	9m³	9m³	2 个
19	轻便储油罐	青岛华海	10 方	10m³	4 套
20	高压清洗机	芬兰劳模公司	HDS1001DE	6.6KW	1 套
21	拖板车	港机电设备工程有限公司	QG10A	自重 3.2T, 载重 10T	1 辆
22	7 吨叉车	大连叉车厂	CPCD70C	7 吨	1 辆
23	应急发电机	无锡开普动力有限公司	KDE6500E	4.5/5 KVA	1 套
24	微型空气压缩机	上海巨盛实业发展有限公司	V0.12/7	1.5KW	1 套
25	隔膜泵	威尔顿	P8	流量：591L/Min	4 台
26	消油剂	天津汉海	微普	微生物降解型	12 吨
27	防爆应急灯	海洋王	FW6101/BT	额定电压 24v	3 套
28	混合型毛毡	天津汉海	PP-1、PP-2	长 1m, 宽 0.6cm	2 吨
29	吸油拖栏	天津汉海	XTW	长 9m, 直径 0.2m	1000 米
30	吸油拖栏	SPC	ENV-810C	长 3m, 直径 0.2cm	1200 米
31	吸油毛毡	SPC	ENV-300C	0.5m*0.5m	50 包

龙口基地					
1	撇油器	LAMOR 公司	LMS 多功能	刷轮 60m ³ /h 鼓轮 36m ³ /h 盘轮 43.5m ³ /h	1 套
2	撇油器	LAMOR 公司	MINIMAX20	20m ³ /h	1 套
3	撇油器	青岛光明	ZK30	30m ³ /h	1 套
4	动力装置	LAMOR 公司	LPP53	53KW	1 套
5	动力装置	LAMOR 公司	LPP30	30KW	1 套
6	充气围油栏	天津汉海	HRA1500	干舷 50CM, 吃水 70CM	800M
7	围油栏 (PVC 固体)	天津汉海	HPFC1000/20	干舷 30CM, 吃水 55CM 每节 20M	400M
8	围油栏 (PVC 固体)	天津汉海	HPFC900/25	干舷 24CM, 吃水 49CM 每节 20M	400M
9	围油栏 (沙滩)	青岛华海	WQV-600T	干舷 0.2m, 吃水 0.25m 每节 10M	400M
10	围油栏 (防火)	青岛光明	GWJ900H	干舷 30CM, 吃水 48CM, 每节 20M	400M
11	围油栏 (橡胶固体)	青岛华海	GWJ900	干舷 32CM, 吃水 46CM 每节 20M	400M
12	消油剂喷洒装置	天津汉海	HPS140B	4.8m ³ /h (喷洒量)	1 套
13	橡胶储油罐	青岛光明	QG5	5m ³	2 套
14	PVC 储油罐	青岛华海	QG-V10	10m ⁴	4 套
15	金属储油罐	天津市泓锋泰	7 立方米	3.4×1.75×1.28M 7m ³	2 个
16	储油囊	青岛光明	FN5	5m ³	1 套
17	储油囊	青岛光明	FN10	10m ³	3 套
18	高压清洗机	LAMOR 公司	HDS1000DE	6.6KW, 压力 230BAR, 水温 98℃ 蒸汽温 155℃	1 台
19	柴油充气机	天津汉海	HIS1000	945m ³ /h (充气量) 风压 0.19bar	1 台
20	柴油充气机	青岛华海	CQJ3.5	210m ³ /h (充气量) 风压 10Kba	2 台
21	柴油充气机	天津汉海	HIS3000	300m ³ /h (充气量) 风压 28Kba	2 台
22	便携式柴油自吸水泵	天津汉海	KDP20	20m ⁴ /h (吸水量)	2 台
23	便携式汽油充气机	青岛光明	小型	150m ³ /h (充气量)	2 台
24	装设备托盘	天津市泓锋泰	大	3.2×2.2×1.3M	2 个
25	装设备托盘	天津市泓锋泰	小	2.2×2×1.3M	2 个
26	装设备集装箱	天津市泓锋泰		2.5×2×2M	1 个
27	吸油拖栏	SPC	ENV-810C	直径*长: 20CM×3M (每根)	1200 米
28	吸油毛毡	SPC	EW-300	50CM×50CM×0.1CM	50 包

7.6 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。本工程的环保投资主要用于固废处置及生态补偿等措施。根据《海上油（气）田开发工程环境保护设计规范》（SY/T10047-2003），在确定环境保护投资费用时，对环境保护设施及其投资按如下原则划分：

凡属污染治理和环境保护需要的专用设备、装置、监测仪器等，其投资按 100%列入环境保护投资。生产需要同时又为环境保护服务的设备或设施分别按不同情况以 20%～50%比例列入环境保护投资。生态补偿预备费按 100%列入环境保护投资。

表 7.8-1 环境保护投资估算（万元）

7.7 小结

本项目施工期和运营期环境保护对策措施一览表见表 7.7-1。

表 7.7-1 项目施工期和运营期污染防治措施汇总表

阶段	污染物名称	处理方式
施工期	含油钻屑	运回陆地计划由蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司接收/处置。
	含油钻井液	
	船舶机舱含油污水	
	生产垃圾	
	生活垃圾	运回陆地处理。
	非含油钻屑	在满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性》（GB18420-2009）的同时按照《海洋石油勘探开发含油钻井泥浆和钻屑向海中排放审批事项服务指南》要求实施作业。
	非含油钻井液	
	生活污水	依托平台、钻井船、生活支持船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。
运营期	生产废水	依托 WHPA、WHPD、FPSO、CEPI、CEPJ 平台上的生产水处理设施处理达标后全部回注地层。
	生产垃圾	运回陆地由蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司接收/处置。

7.8 海洋生态建设方案

2015 年 7 月，国家海洋局印发《国家海洋局海洋生态文明建设实施方案》（2015-2020 年）（以下简称《实施方案》），要求各单位把落实《实施方案》当作“十三五”期间海洋事业发展的重要基础性工作抓实抓牢，将海洋生态文明建设贯穿于海洋事业发展的全过程和各方面，推动海洋生态文明建设上水平、见实效。为此，本项目在实施过程中应积极落实《实施方案》中的相关要求，具体如下：

7.8.1 与规划等顶层设计的符合性

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

7.8.2 污染物源头控制

本调整井工程施工期生活污水经处理达标后方可排海，排放量较小；所产生活垃圾和生产垃圾全部运回陆地交有资质单位处理，不排海；本工程钻井阶段采用水基钻井液，钻完井作业完成后非含油钻井液和非含油钻屑在满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性》（GB18420-2009）的同时依据《海洋石油勘探开发含油钻井泥浆和钻屑向海中排放审批事项服务指南》的要求后方可排放入海；含油钻井液和含油钻屑均运回陆地交有资质单位处理。

7.8.3 溢油防范与应急

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

7.8.4 海洋生态损害及修复

（1）生态损害

浮游植物：损失浮游植物细胞数量小于 3.08×10^{10} 个

浮游动物：损失浮游动物小于 0.013t

底栖生物：底栖生物损失估算约为小于 0.24t

鱼卵和仔稚鱼：估算 6 个平台钻屑、钻井液排放造成的鱼卵损失小于 10776480 粒，仔

稚鱼损失均小于 2321088 尾

游泳生物: 幼鱼小于 6316 尾, 成鱼小于 128.12 kg, 头足类小于 6.9kg, 甲壳类小于 272.68 kg。

(2) 生态修复

本次工程属于油田的调整井工程, 建议本次工程的生态补偿与整个油田或整个区域统筹考虑, 将生态补偿金纳入该区域补偿的一部分, 补偿形式可以采用增殖放流, 建议建设单位与渔业管理部门协商, 采取对主要渔业生物种类开展增殖放流等方式进行生态补偿。

1) 本工程位于中上层鱼类产卵场及毛虾产卵场内, 因此本工程施工作业应尽量缩短施工周期, 非含油钻屑和非含油钻井液的排放避开主要鱼虾蟹类的产卵盛期(5月~6月)。

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

3) 增殖放流的建议方案:

A、增殖放流品种选择原则

本地原种或子一代的苗种或亲体; 能大批量人工育苗; 品质优良(属优质经济鱼、虾类、贝类); 适应工程附近海域生态环境且生势良好; 工程附近海域自然生态状况中曾经拥有的种类, 确需放流其他苗种的, 应当通过省级以上渔业行政主管部门组织的专家论证; 鱼类品种以恋礁性鱼类、适合转产转业和发展游钓休闲渔业品种为主, 或在资源结构中明显低于自然生态状况中的比例, 资源衰退难以自然恢复; 禁止使用外来种、杂交种、转基因种以及其他不符合生态要求的水生生物物种进行增殖放流。

B、增殖放流备选品种

当地适宜增殖放流的备选品种包括: 小黄鱼、大黄鱼、鲷鱼、钝尾虾虎鱼、蓝圆鲷、细螯虾、龙头鱼、银鲳、三疣梭子蟹、曼氏无针乌贼等, 具体由海洋主管部门统一部署。

C、增殖放流苗种规格质量

鱼苗体长应在 5cm 以上; 虾苗体长应在 2.5cm 以上; 贝苗壳长应在 0.5cm 以上。放流苗种应当来自有资质的生产单位、检验机构认可。

D、增殖放流计划

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 月下旬至 7 月上旬, 以避开高强度捕捞压力时间, 提高增殖放流效果, 具体的投放的物种、投放时间和投放地点由当地海洋与渔政主管部门统一安排部署。

具体应按照《水生生物增殖放流管理规定》和《山东省渔业资源修复行动计划渔业资

源人工增殖项目管理办法》确定放流品种和增殖放流的组织、管理。

（3）生态监测

本工程生产运营阶段跟踪监测纳入曹妃甸油田群现有跟踪监测计划中，定期监测各设施外排污污染物的排放浓度；此外，依托现有跟踪监测计划，定期对工程所在海域的海水水质、沉积物（取样分析沉积物粒度、石油类、汞、铬、镉含量，验证沉积厚度和扩散范围）、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。

8 环境影响评价结论

8.1 结论

8.1.1 产业政策相符性

本工程为海洋油气勘探开采工程。属于《产业结构调整指导目录（2011 年本）（2013 年修正）》（2011 年 3 月 27 日国家发展和改革委员会令第 9 号）中鼓励类“常规石油、天然气勘探及开采”，本工程的建设符合国家产业政策。

8.1.2 海洋功能区划相符性

本工程拟在 CFD11-6 油田 WHPD 平台、CFD11-6 油田 WHPE 平台，CFD12-1S 油田 WHPF 平台、CFD11-2 油田 WHPA 平台、CFD11-3/5 油田 WHPC 平台、CFD11-1 油田 WGPA 平台共建设 53 口调整井及 WHPF 内挂井槽工程，各调整平台位于渤海西部海域，工程用海属于油气资源勘探开发用海，工程建设符合全国海洋功能区划（2011~2020 年）要求。

8.1.3 海洋环境质量现状及环境影响分析结论

曹妃甸油田群调查海域海水中铅、锌、汞和磷酸盐存在一定超标现象，其他评价要素均符合所在海洋功能区水质要求。其中，超标站位均位于第一类海水水质要求海域，超标要素浓度均符合第二类海水水质标准。

曹妃甸油田群调查海域海洋沉积物石油类和铜存在一定超标现象，超标要素超第一类海洋沉积物质量标准，符合第二类海洋沉积物质量标准，其他监测要素均符合所在海洋功能区划环境保护要求。

曹妃甸油田群调查海域采集到的软体动物头足类和鱼类的所有评价因子均符合所在海洋功能区划生物质量标准要求，未出现超标情况。

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。

8.1.4 环境风险分析结论

本工程海上部分最主要的环境风险类型主要包括：地质性油气泄漏事故、井喷溢油事故、火灾和爆炸事故和船舶碰撞溢油事故。通过风险故障树分析，井喷溢油事故环境风险概率为 2.5×10^{-4} （次/a），船舶碰撞环境风险概率为 5.0×10^{-6} （次/a），火灾事故环境风险概

率为 4.0×10^{-4} (次/a)。

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

8.1.5 总量控制

本次评价建议 CFD11-2WHPA 平台生活污水的总量控制指标为 $9240\text{m}^3/\text{a}$, COD 控制指标为 2.77t/a 。CFD11-6WHPD 平台生活污水的总量控制指标为 $6930\text{m}^3/\text{a}$, COD 控制指标为 2.08t/a 。

8.1.6 工程建设环境可行性

本次对曹妃甸油田群进行调整井及内挂井槽建设。

施工期对海洋环境产生的影响是有限的、短期且可恢复的;投入运营后,生产设施不增加,污染物种类不变,污染物排放量不超过原环评总量批复水平。因此,在积极落实本报告表提出的防治措施的情况下,调整井工程建设可行。

8.2 建议

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

(2) 切实落实生态保护措施,合理安排施工时间。严格控制钻井液和钻屑的排放速率,钻屑和钻井液排放应避开鱼虾蟹产卵盛期(5月至6月),最大限度减少对海洋生态环境和渔业资源的影响。

(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;尤其要关注有防碰风险的井段。

(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、管线及各项污染防治措施的定期检修和维护工作。

(6) 贮存设施的建设应便于废物的存放与回取；盛装危险废物的容器上必须粘贴符合标准的标签；贮存设施应有抗震、消防、防盗、换气、空气净化等措施，并配备相应的应急安全设备。

9 预审和审查意见

预审意见:

预审单位公章
经办人(签名):

年月日

审查意见:

审查部门公章
经办人(签名):

年月日

10 审批意见

审批意见：

经办人（签字）： 审批部门公章

年月日