

# 建设项目环境影响报告表

(生态影响类)

项目名称: 锦州 9-3 油田 8 口调整井项目

建设单位: 中海石油(中国)有限公司天津分公司

编制日期: 2022 年 7 月

中华人民共和国生态环境部制

## 一、建设项目基本情况

建设项目名称	锦州 9-3 油田 8 口调整井项目		
项目代码	无		
建设单位联系人	原佳甲	联系方式	[REDACTED]
建设地点	中国渤海辽东湾北部海域		
地理坐标	[REDACTED] [REDACTED] [REDACTED] [REDACTED] [REDACTED]		
建设项目行业类别	五十四、海洋工程 150 海洋矿产资源勘探开发及其附属工程	用地(用海)面积(m <sup>2</sup> ) /长度(km)	在现有平台上利用老井实施调整井, 不新增用海面积
建设性质	<input type="checkbox"/> 新建(迁建) <input checked="" type="checkbox"/> 改建 <input checked="" type="checkbox"/> 扩建 <input type="checkbox"/> 技术改造	建设项目申报情形	<input checked="" type="checkbox"/> 首次申报项目 <input type="checkbox"/> 不予批准后再次申报项目 <input type="checkbox"/> 超五年重新审核项目 <input type="checkbox"/> 重大变动重新报批项目
项目审批(核准/备案)部门(选填)	/	项目审批(核准/备案)文号(选填)	/
总投资(万元)	[REDACTED]	环保投资(万元)	[REDACTED]
环保投资占比(%)	[REDACTED]	施工工期	1 年
是否开工建设	<input checked="" type="checkbox"/> 否 <input type="checkbox"/> 是: _____		
专项评价设置情况	对照“建设项目环境影响报告表编制技术指南(生态影响类)”(试行)中表1的专项评价设置原则表的相关类别和涉及项目类别, 本项目属于石油和天然气开采工程, 设置“环境风险”专项评价		
规划情况	无		
规划环境影响评价情况	无		
规划及规划环境影响评价符合性分析	无		

其他符合性分析	<p>本次拟在锦州 9-3 油田 JZ9-3DRPW、JZ9-3CEPD、JZ9-3WHPE 平台实施 8 口调整井。锦州 9-3 油田于 1992 年获得批复，1999 年投产。随着开采年限的增加，该油田进入了高含水期，部分生产井含水率高而产油量下降。为了使油田持续高产稳产，计划利用一些产油量低和含水率高的老井眼，采用侧钻技术，侧钻 3 口调整井（JZ9-3WHPE 平台 3 口：E1-2S1、E2-7S1、E2-3S1）；新钻 3 口调整井（JZ9-3CEPD 平台 3 口：D17H、D26H、D27H），转注 2 口井（JZ9-3DRPW 平台 1 口：W1，JZ9-3CEPD 平台 1 口：D02H），以应对油田进入高含水期后产量下降，减缓油田产量递减速度。</p> <p>根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版）要求，本项目位于环境敏感区——生态保护红线（辽东湾国家级水产种质资源保护生态限制类红线区）控制范围内，不属于“不在环境敏感区内且排污量未超出原环评批复排放总量的海洋油气调整井工程”，需编制环境影响报告表。</p> <p>1、与产业政策的符合性</p> <p>本项目属于海洋矿产资源勘探开发及其附属工程，符合国家《产业结构调整指导目录（2019 年本）》（国家发展和改革委员会令第 29 号，2020 年 1 月 1 日实施）中“常规石油、天然气勘探与开采”，属于国家产业政策鼓励类项目。</p> <p>2、与《全国海洋主体功能区规划》符合性分析</p> <p>依据《全国海洋主体功能区规划》，依据主体功能，将海洋空间划分为以下四类区域：优化开发区域、重点开发区域、限制开发区域、禁止开发区域。其中重点开发区域包括城镇建设用海区、港口和临港产业用海区、海洋工程和资源开发区。海洋工程和资源开发区，是指国家批准建设的跨海桥梁、海底隧道等重大基础设施以及海洋能源、矿产资源勘探开发利用所需海域。海洋工程建设和资源勘探开发应认真做好海域使用论证和环境影响评价，减少对周围海域生态系统的影响，避免发生重大环境污染事件。支持海洋可再生能源开发与建设，因地制宜科学开发海上风能。</p> <p>本项目位于笔架岭南矿产与能源区内，属于重点开发区域的海洋工程和资源开发区。</p> <p>本项目施工期生活污水处理达标后排海，油层段钻屑、油层段钻井液、生活垃圾、生产垃圾和船舶含油污水运回陆上交有资质单位处理，不排海，非油层段钻屑、非油层段钻井液经检测合格后按规定排海，对周边海域的影响范围较小。运营期生产定员不增加，含油生产水经处理达标后回注地层，不增加污染物排放种类和排放量，不会对该海域产生新的环境影响。</p> <p>此外，建设单位已经制定了《锦州 9-3 油田和锦州 20-2 气田溢油应急</p>
---------	--

计划》并在海河流域北海海域生态环境监督管理局备案，将严格按照油田已经备案的溢油应急计划做好各种溢油应急准备和响应工作，尽最大能力降低海上溢油的环境危害程度。

因此，本项目建设符合《全国海洋主体功能区规划》的要求。

### 3、与《全国海洋功能区划》（2011-2020年）的符合性分析

根据《全国海洋功能区划》（2011-2020年），拟建工程所处海域划为辽河三角洲海域，其中辽东湾顶部按照生态环境优先原则，稳步推进油气资源勘探开发和配套海工装备制造，并协调好与保护区、渔业用海的关系。

本项目属于油气资源勘探开发项目，在既有平台上实施调整井。本项目施工期生活污水处理达标后排海，油层段钻屑、油层段钻井液、生活垃圾、生产垃圾和船舶含油污水运回陆上交有资质单位处理，不排海，非油层段钻屑、非油层段钻井液经检测合格后按规定排海，对周边海域的影响范围较小。运营期生产定员不增加，含油生产水经处理达标后回注地层，不增加污染物排放种类和排放量，不会对该海域产生新的环境影响。

此外，建设单位已经制定了《锦州 9-3 油田和锦州 20-2 气田溢油应急计划》并在海河流域北海海域生态环境监督管理局备案，将严格按照油田已经备案的溢油应急计划做好各种溢油应急准备和响应工作，尽最大能力降低海上溢油的环境危害程度。

因此，本项目建设符合《全国海洋功能区划》的要求。

### 4、与《辽宁省海洋主体功能区规划》符合性分析

根据《辽宁省海洋主体功能区规划》，本项目属于限制开发区中的海洋渔业保障区。“限制开发区域是限制进行大规模高强度工业化城镇化开发的地区，不排斥为支持陆域主体功能发挥而依托陆域进行的点状开发。在确保海洋生态系统安全的前提下，保障丹东港大东港区、海洋红港区、营口港仙人岛港区、营口北海新区、葫芦岛港绥中港区等点状区域的海域开发利用活动。”

本项目在现有平台上实施调整井，不涉及围填海、截断洄游通道等限制性开发活动。本项目施工期生活污水处理达标后排海，油层段钻屑、油层段钻井液、生活垃圾、生产垃圾和船舶含油污水运回陆上交有资质单位处理，不排海，非油层段钻屑、非油层段钻井液经检测合格后按规定排海，对周边海域的影响范围较小。运营期生产定员不增加，含油生产水经处理达标后回注地层，不增加污染物排放种类和排放量，不会对该海域产生新的环境影响。

综上所述，本项目符合《辽宁省海洋主体功能区规划》。



<p>5、与《辽宁省海洋功能区划》（2011-2020年）的协调性分析</p> <p>根据《辽宁省海洋功能区划》（2011-2020年），本项目位于笔架岭南矿产与能源区内，本项目属于油气开采类的能源开发项目，因此符合《辽宁省海洋功能区划》的要求。</p> <p>6、与《辽宁省（渤海海域）海洋生态红线区划定报告》符合性分析</p> <p>根据《辽宁省（渤海海域）海洋生态红线区划定报告》（2014年），本项目所处海域位于辽东湾国家级水产种质资源保护生态限制类红线区内，管控措施为“（1）在重要渔业海域产卵场、育幼场、索饵场和洄游通道禁止围填海、截断洄游通道等开发活动；在重要渔业资源的产卵育幼期禁止进行水下爆破和施工。（2）加强现代化和规模化海洋牧场建设。保护水产种质渔业资源。开展区域内生态环境的整治和修复。注意协调好区域内矿产资源的开发。（3）加强该区域环境质量监测，海水水质应不低于二类海水水质标准。”</p> <p>本项目依托的石油平台已经于1999年建成且运营至今；本工程在现有平台上实施调整，不涉及围填海、截断洄游通道等限制性开发活动，也不在重要渔业的产卵育幼期进行水下爆破和施工。</p> <p>本项目施工期生活污水处理达标后排海，油层段钻屑、油层段钻井液、生活垃圾、生产垃圾和船舶含油污水运回陆上交有资质单位处理，不排海，非油层段钻屑、非油层段钻井液经检测合格后按规定排海，对周边海域的影响范围较小。运营期生产定员不增加，含油生产水经处理达标后回注地层，不增加污染物排放种类和排放量，不会对该海域产生新的环境影响。</p> <p>此外，建设单位已经制定了《锦州9-3油田和锦州20-2气田溢油应急计划》并在海河流域北海海域生态环境监督管理局备案，将严格按照油田已经备案的溢油应急计划做好各种溢油应急准备和响应工作，尽最大能力降低海上溢油的环境危害程度。</p> <p>在落实了本报告表提出的各项生物生态和环境保护措施后，本项目与该红线区的管控要求相协调。</p> <p>综合分析，本项目符合《辽宁省（渤海海域）海洋生态红线区划定报告》的要求。</p> <p>7、与《重点海域综合治理攻坚战行动方案》的符合性分析</p> <p>2022年1月29日，生态环境部、发展改革委、自然资源部、住房和城乡建设部、交通运输部、农业农村部、中国海警局印发《重点海域综合治理攻坚战行动方案》，为深入贯彻《中共中央 国务院关于深入打好污染防治攻坚战的意见》，巩固深化渤海综合治理成果，实施长江口-杭州湾、珠</p>
--

江口邻近海域污染防治行动，着力打好重点海域综合治理攻坚战标志性战役制定。《重点海域综合治理攻坚战行动方案》重点任务有：

（十三）加强海洋环境风险防范和应急监管能力建设

沿海地方加强沿岸原油码头、危化品运输、重点航线等环境风险隐患排查，强化事前预防和源头监管。建立健全海上溢油监测体系，提升风险早期识别和预报预警能力。加强重点海域沿岸石化集聚区等涉海环境风险源排查，督促相关企业开展环境风险隐患排查，加强执法监督，依法查处环境违法行为。以渤海为重点，加强海洋石油勘探开发环境风险源排查整治和溢油风险监控。指导督促沿海省（市）有关部门和相关企业等加强海洋突发环境事件应急预案制修订，推进沿海地方应急船舶装备、物资保障、监测预警预报、监督执法等能力建设。

本项目施工期生活污水达标后排海，油层段钻屑、油层段钻井液、生活垃圾、生产垃圾和船舶含油污水运回陆上交有资质单位处理，不排海，非油层段钻屑、非油层段钻井液经检测合格后按规定排海，对周边海域的影响范围较小。运营期生产量不增加，含油生产水经处理达标后回注地层，不增加污染物排放种类和排放量，不会对该海域产生新的环境影响。

此外，建设单位已经制定了《锦州 9-3 油田和锦州 20-2 气田溢油应急计划》并在海河流域北海海域生态环境监督管理局备案，将严格按照油田已经备案的溢油应急计划做好各种溢油应急准备和响应工作，尽最大能力降低海上溢油的环境危害程度。

因此，本项目符合《重点海域综合治理攻坚战行动方案》的相关要求。

## 二、建设内容

地理位置	<p>本次拟在锦州 9-3 油田 JZ9-3DRPW、JZ9-3CEPD、JZ9-3WHPE 平台实施 8 口调整井。锦州 9-3 油田位于渤海辽东湾北部海域，东经 [REDACTED]，北纬 [REDACTED]。锦州 9-3 油田距海岸最近距离 [REDACTED]，距离葫芦岛约 [REDACTED]，距离锦州 20-2 凝析气田约 [REDACTED]，油田海域水深 [REDACTED]。地理位置详见附图 1。本项目涉及平台坐标见下表。</p> <p style="text-align: center;"><b>表 2.1 各平台坐标</b></p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; margin: 10px auto;"> <thead> <tr> <th style="width: 30%;">平台</th> <th style="width: 35%;">经度 (E)</th> <th style="width: 35%;">纬度 (N)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>JZ9-3DRPW</td> <td>[REDACTED]</td> <td>[REDACTED]</td> </tr> <tr> <td>JZ9-3CEPD</td> <td>[REDACTED]</td> <td>[REDACTED]</td> </tr> <tr> <td>JZ9-3WHPE</td> <td>[REDACTED]</td> <td>[REDACTED]</td> </tr> </tbody> </table>	平台	经度 (E)	纬度 (N)	JZ9-3DRPW	[REDACTED]	[REDACTED]	JZ9-3CEPD	[REDACTED]	[REDACTED]	JZ9-3WHPE	[REDACTED]	[REDACTED]				
平台	经度 (E)	纬度 (N)															
JZ9-3DRPW	[REDACTED]	[REDACTED]															
JZ9-3CEPD	[REDACTED]	[REDACTED]															
JZ9-3WHPE	[REDACTED]	[REDACTED]															
项目组成及规模	<p><b>一、工程现状</b></p> <p><b>1、已建工程</b></p> <p>锦州 9-3 油田已建工程设施包括：8 个平台和 2 个系缆小平台，5 条海底油气管道，4 条注水管道和 4 条海底电缆（工程的总体布局图详见附图 2），JZ9-3WHPA/B/C/E、JZ9-3DRPW、JZ9-3CEPD 的物流均在 JZ9-3CEPD 平台处理，合格原油进入 JZ9-3SLPW 平台储油沉箱储存。全油田处理合格生产水全部回注。</p> <p>本项目在 JZ9-3DRPW、JZ9-3CEPD、JZ9-3WHPE 平台实施调整井，因此以下主要介绍该 3 个平台主要设施。</p> <p style="text-align: center;"><b>表 2.2 本项目主要工程组成表</b></p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; margin: 10px auto;"> <thead> <tr> <th style="width: 20%;"></th> <th style="width: 20%;">工程名称</th> <th style="width: 60%;">设施</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="3" style="text-align: center; vertical-align: middle;">本项目涉及平台</td> <td>JZ9-3DRPW</td> <td>JZ9-3 DRPW 为沉箱式平台结构，沉箱底面直径为 [REDACTED]，顶面直径为 [REDACTED]，沉箱高 [REDACTED]。</td> </tr> <tr> <td>JZ9-3CEPD</td> <td>JZ9-3CEPD 平台为 8 腿 8 主桩导管架结构。由 4 层甲板构成，分别为上层甲板、中层甲板、下层甲板和井口区甲板。平台设置有 60 人生活楼。 公用工程及环保工程：燃气透平发电机组、火炬系统、开闭排、柴油系统、化学药剂系统、公用仪表系统、注水系统、燃料气系统、生产水处理系统、生活污水处理系统</td> </tr> <tr> <td>JZ9-3WHPE</td> <td>JZ9-3WHPE 平台均为沉箱式平台结构，沉箱底面直径为 [REDACTED]，顶面直径为 [REDACTED]，沉箱高 [REDACTED]。</td> </tr> <tr> <td></td> <td style="text-align: center;">依托工程</td> <td>1 条 WHPE~SLPW 的海底油气水混输管道 [REDACTED] 1 条 WHPE 与 SLPW 之间海底注水管道 [REDACTED] 1 条 WHPE 与 SLPW 之间 [REDACTED] 海底电缆</td> </tr> <tr> <td></td> <td style="text-align: center;">备注</td> <td>SLPW 与 DRPW、CEPD 与 SLPW 通过栈桥相连</td> </tr> </tbody> </table> <p><b>2、物流集输</b></p> <p>现有工程的物流集输见图 2.1。目前 JZ9-3SLPW 及井口平台生产物流已转运至</p>		工程名称	设施	本项目涉及平台	JZ9-3DRPW	JZ9-3 DRPW 为沉箱式平台结构，沉箱底面直径为 [REDACTED]，顶面直径为 [REDACTED]，沉箱高 [REDACTED]。	JZ9-3CEPD	JZ9-3CEPD 平台为 8 腿 8 主桩导管架结构。由 4 层甲板构成，分别为上层甲板、中层甲板、下层甲板和井口区甲板。平台设置有 60 人生活楼。 公用工程及环保工程：燃气透平发电机组、火炬系统、开闭排、柴油系统、化学药剂系统、公用仪表系统、注水系统、燃料气系统、生产水处理系统、生活污水处理系统	JZ9-3WHPE	JZ9-3WHPE 平台均为沉箱式平台结构，沉箱底面直径为 [REDACTED]，顶面直径为 [REDACTED]，沉箱高 [REDACTED]。		依托工程	1 条 WHPE~SLPW 的海底油气水混输管道 [REDACTED] 1 条 WHPE 与 SLPW 之间海底注水管道 [REDACTED] 1 条 WHPE 与 SLPW 之间 [REDACTED] 海底电缆		备注	SLPW 与 DRPW、CEPD 与 SLPW 通过栈桥相连
	工程名称	设施															
本项目涉及平台	JZ9-3DRPW	JZ9-3 DRPW 为沉箱式平台结构，沉箱底面直径为 [REDACTED]，顶面直径为 [REDACTED]，沉箱高 [REDACTED]。															
	JZ9-3CEPD	JZ9-3CEPD 平台为 8 腿 8 主桩导管架结构。由 4 层甲板构成，分别为上层甲板、中层甲板、下层甲板和井口区甲板。平台设置有 60 人生活楼。 公用工程及环保工程：燃气透平发电机组、火炬系统、开闭排、柴油系统、化学药剂系统、公用仪表系统、注水系统、燃料气系统、生产水处理系统、生活污水处理系统															
	JZ9-3WHPE	JZ9-3WHPE 平台均为沉箱式平台结构，沉箱底面直径为 [REDACTED]，顶面直径为 [REDACTED]，沉箱高 [REDACTED]。															
	依托工程	1 条 WHPE~SLPW 的海底油气水混输管道 [REDACTED] 1 条 WHPE 与 SLPW 之间海底注水管道 [REDACTED] 1 条 WHPE 与 SLPW 之间 [REDACTED] 海底电缆															
	备注	SLPW 与 DRPW、CEPD 与 SLPW 通过栈桥相连															

JZ9-3CEPD 平台处理，处理流程处于停用状态。

WHPA 平台的井口物流通过海底管线送至 WHPE 平台后，经栈桥送至 WHPC 平台，与 WHPC 平台的井口物流混合后，经海底管线输送到 CEPD 平台处理；WHPB 的井口物流通过海底管线输送到 GCP 平台，经栈桥输往 DRPW 平台，与 DRPW 平台的井口物流混合后送至 SLPW 平台，与 WHPE 平台来液混合后，经栈桥送至 CEPD 平台处理；CEPD 平台的井口物流与来自各平台产液混合后，在 CEPD 平台进行处理，处理合格后的原油经栈桥管线送往 SLPW 平台储油沉箱并通过提油轮外输。生产水经过四级处理合格后全部回注地层。伴生气由 CEPD 平台集中处理后与经锦州 20-2 气田至锦州 9-3 油田 GCP 平台海底管线输送至 CEPD 平台的天然气一起汇合，作为主电站的燃料用气。

CEPD 平台处理合格后的生产水一部分经由 CEPD 平台注水泵提压后一部分供 CEPD 平台注水井注水，另一部分供 WHPC、WHPE、WHPA 三个平台的注水井进行注水；CEPD 另一部分生产水经栈桥管线输送至 SLPW 平台与水源井产出的地下水汇合，经 SLPW 平台注水泵增压后一部分供 DRPW 平台注水井注水，另一部分供 WHPB 平台注水井注水。

后续在必要情况下可以将油田的物流切回西区 SLPW 生产流程处理。

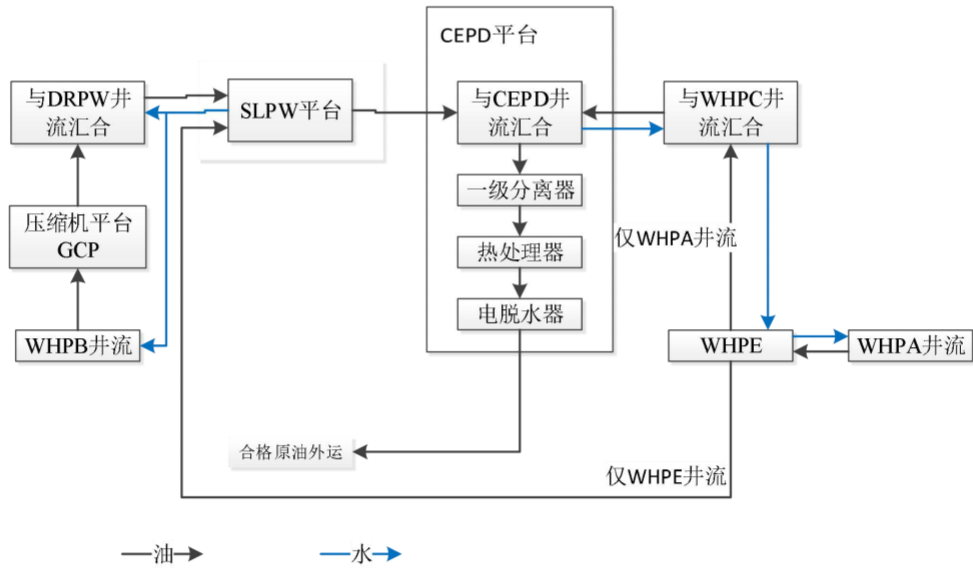


图 2.1 锦州 9-3 油田工艺流程框图

### 3、工艺流程

#### (1) 锦州 9-3 油田各井口平台物流处理工艺

锦州 9-3 油田的物流最终均汇集到 JZ9-3CEPD 平台进行处理，各井口平台的井口物流处理工艺：

井口物流经油嘴节流调节后进入计量加热器加热，然后进入计量分离器中进行气、液分离计量。平台计量后的气、液重新混合，与开/闭式排放罐收集的物流混合

后，通过海底管线（或栈桥）输往综合处理平台进行处理。



图 2.2 锦州 9-3 油田各平台井口物流处理工艺

(2) JZ9-3CEPD 平台处理工艺

JZ9-3CEPD 平台物流处理工艺如下：

①原油：CEPD 平台的产液与来液混合后，送至 CEPD 平台一级分离器进行油气水分离，处理后含水 40%的原油经 CEPD 预加热器加热后，送至 CEPD 热处理器处理，处理后含水 20%的原油进入电脱水器处理成合格原油，处理合格的原油经栈桥送至 SLPW 平台沉箱中储存，并通过油轮外运。

②天然气：CEPD 平台一级分离器分离出来的气相送至 CEPD 平台燃料气处理系统，CEPD 平台热处理器分离出来的低压气送至 CEPD 低压压缩机撬。

③含油生产水：JZ9-3CEPD 平台生产水处理系统采用“斜板除油器+一级气浮选机+二级气浮选机+双介质过滤器”四级处理流程。从原油处理流程中分离出来的生产水首先进入斜板除油器，经过除油的污水通过泵增压后进入两级气浮选机。经过两级气浮处理后的生产污水最后进入双介质过滤器中进行过滤，过滤后的生产水进入注水系统。气浮选机去除的油汇集斜板除油器出来的油一同进入污油罐，再由污油泵打回工艺流程中进行处理。

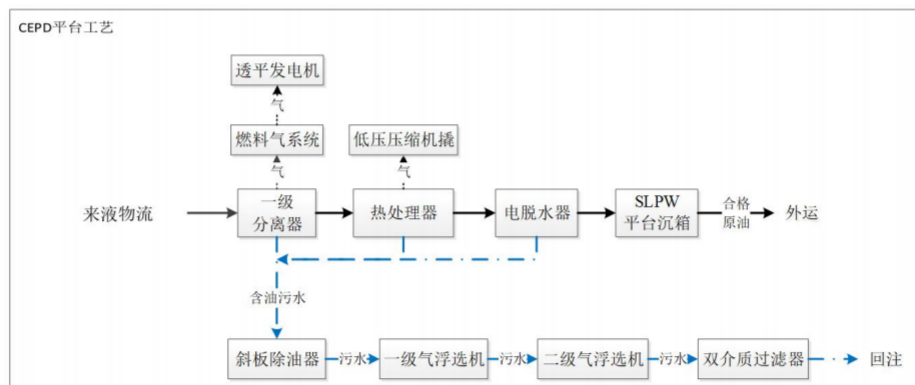


图 2.3 JZ9-3CEPD 平台处理工艺

二、本项目建设内容及规模

本项目在 JZ9-3DRPW、JZ9-3CEPD、JZ9-3WHPE 平台实施 8 口调整井，其中 5 口生产井、3 口注水井，5 口井利用老井、1 口井利用剩余井槽，2 口井通过内挂井槽实施。



## 2.1 调整井基本情况

表 2.4 调整井建设情况

平台位置	原井信息		调整井信息		是否侧钻
	井名	井别	井名	井别	
JZ9-3DRPW	W1		W1		否
JZ9-3CEPD	D02H		D02H		否
	/		D17H		否, 剩余井槽
	/		D26H		否, 内挂井槽
	/		D27H		否, 内挂井槽
JZ9-3WHPE	E1-2		E1-2S1		是
	E2-7		E2-7S1		是
	E2-3		E2-3S1		是

备注: W1、D02H 为转注井, 不钻井。

表 2.5 调整前后各平台井情况

平台	调整前					本次调整工程		调整后				
	总井数	生产井	注水井	水源井	预留井槽	调整井名称	井数	总井数	生产井	注水井	水源井	预留井槽
DRPW	32	16	13	3	0	1 口水源井转注: JZ9-3-W-W1	1	32	16	14	2	0
CEPD	23	15	8	0	1	1 口生产井转注: D02H 2 口生产井新钻: D17H、D26H 1 口注水井新钻: D27H	4	26	16	10	0	0
WHPE	20	11	9	0	0	3 口生产井侧钻: E1-2S1、E2-7S1、 E2-3S1	3	20	11	9	0	0

## 2.2 调整井井深结构

表 2.6 拟建调整井尺寸及井深参数

井名	井槽	井眼尺寸×井深
E1-2S1	E1-2	
E2-7S1	E2-7	
E2-3S1	E2-3	
D17H	D17H	
D25H	D26H	
D26H	D27H	

备注: W1、D02H 为转注井, 不钻井。

图 2.4 典型井身结构示意图

## 2.3 钻井液体系组成表

本次调整井钻井作业采用改进型 水基钻井液体系, 钻井液体系如下:

表 2.7 本项目钻井液体系

井段			
钻井液体系			
密度 (g/cm <sup>3</sup> )			
粘度 (sec/qt)			
pH 值			

2.4 产能预测

本次 8 口调整井投产前后锦州 9-3 油田产能预测表如下。

表 2.8 本次调整井项目产能增量预测表

年份	日产量				年产量			
	(油、水: m <sup>3</sup> /d, 气: 10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d)				(油、水: 10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /a, 气: 10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup> /a)			
	油	气	水	液	油	气	水	液
2022								
2023								
2024								
2025								
2026								
2027								
2028								
2029								
2030								
2031								
2032								

表 2.9 本次调整井项目实施前锦州 9-3 全油田产能预测表

年份	日产量				年产量			
	(油、水: m <sup>3</sup> /d, 气: 10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d)				(油、水: 10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /a, 气: 10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup> /a)			
	油	气	水	液	油	气	水	液
2022								
2023								
2024								
2025								
2026								
2027								
2028								
2029								
2030								
2031								
2032								

表 2.10 本次调整井项目实施后锦州 9-3 全油田产能预测表

年份	日产量				年产量			
	(油、水: m <sup>3</sup> /d, 气: 10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d)				(油、水: 10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /a, 气: 10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup> /a)			
	油	气	水	液	油	气	水	液
2022								
2023								
2024								
2025								
2026								
2027								
2028								

	2029																																									
	2030																																									
	2031																																									
	2032																																									
	<p><b>2.5 处理能力校核</b></p> <p>本次调整井项目计划在锦州 9-3 油田实施 8 口调整井，物流依托 JZ9-3CEPD 平台现有设施进行处理，无需新建环保设施和公用设施。</p> <p>本项目实施后依托设施处理能力校核如下：</p> <p><b>表 2.11 本次调整井投产后油田产能及依托处理能力校核（单位：m<sup>3</sup>/d）</b></p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>平台</th> <th>项目</th> <th>系统处理能力</th> <th>处理最大值</th> <th>依托是否可行</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="4">JZ9-3 CEPD 平台</td> <td>液处理系统，m<sup>3</sup>/d</td> <td>■</td> <td>■</td> <td>可行</td> </tr> <tr> <td>原油处理系统，m<sup>3</sup>/d</td> <td>■</td> <td>■</td> <td>可行</td> </tr> <tr> <td>生产水处理系统，m<sup>3</sup>/d</td> <td>■</td> <td>■</td> <td>可行</td> </tr> <tr> <td>天然气处理系统， 10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>/d</td> <td>■</td> <td>■</td> <td>可行</td> </tr> </tbody> </table> <p>根据校核，本项目实施后，CEPD 平台的处理量在设计能力范围内，可以满足本次调整井投产后的处理要求。</p>																				平台	项目	系统处理能力	处理最大值	依托是否可行	JZ9-3 CEPD 平台	液处理系统，m <sup>3</sup> /d	■	■	可行	原油处理系统，m <sup>3</sup> /d	■	■	可行	生产水处理系统，m <sup>3</sup> /d	■	■	可行	天然气处理系统， 10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d	■	■	可行
平台	项目	系统处理能力	处理最大值	依托是否可行																																						
JZ9-3 CEPD 平台	液处理系统，m <sup>3</sup> /d	■	■	可行																																						
	原油处理系统，m <sup>3</sup> /d	■	■	可行																																						
	生产水处理系统，m <sup>3</sup> /d	■	■	可行																																						
	天然气处理系统， 10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d	■	■	可行																																						
总平面及现场布置	<p>锦州 9-3 油田主要工程设施平面布置图见附图 2。</p> <p>井槽布置图如下：</p> <p style="text-align: center;"><b>图 2.6 JZ9-3DRPW 平台井槽布置图</b></p> <p style="text-align: center;"><b>图 2.7 JZ9-3CEPD 平台井槽布置图</b></p> <p style="text-align: center;"><b>图 2.8 JZ9-3WHPE 平台井槽布置图</b></p>																																									
施工方案	<p><b>一、施工方案</b></p> <p>本项目在锦州 9-3 油田实施 8 口调整井，实施方案如下：</p> <p>(1) 3 口侧钻井的施工方式</p> <p>1) 侧钻方式：使用斜向器工具进行套管开窗作业。</p> <p>2) 固井设计：9-5/8"套管采用单级双封固井，首浆返入 13-3/8"套管鞋上下 100m（合格段），尾浆返至最上一个油气层顶部 150m 以上；7"尾管采用尾管固井，水泥浆返至尾管挂顶部。</p> <p>3) 完井方式：推荐定向井采用套管射孔完井，推荐水平井采用裸眼完井。生产</p>																																									

井砾石充填防砂。生产管柱中均下有井下安全阀与生产封隔器，可以有效地实现地层与地面的隔离，保障在发生事故时井筒的安全，防止发生溢油事故。

裸眼井完井作业步骤：刮管洗井，下防砂管柱、防砂作业，下生产/注水管柱，拆井口安装采油树。

套管井完井作业步骤：刮管洗井，射孔作业，再次刮管洗井，下防砂管柱、防砂作业，下生产/注水管柱，拆井口安装采油树。

(2) 2口转注井转注方式：施工采用修井机完成。

作业流程如下：

- 连钻、洗压井（含钢丝作业）
- 拆采油树，组装立管防喷器组、试压
- 解封封隔器，二次循环，起原井生产管柱、解泵
- 冲洗防砂段
- 对原井防砂封隔器密封筒验封、试注
- 下注水管柱、层间验封
- 拆立管防喷器组，座采油树
- 恢复注水，甩钻，作业收尾

(3) 内挂井槽的施工方式

实施方式如下：

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

◇ 组块改造——陆地单根杆件预制完毕后使用拖轮运输至海上，利用导链等工具就位；

◇ 首先新增结构主梁，其次拆除干涉的梁板撑结构，最后连接小梁、甲板及墙皮板。

◇ 整体施工流程——首先对导管架进行清理，然后对导管架、组块进行改造；钻井作业后再安装隔水套管水下楔块和位于隔水套管上的阳极。

## 二、工期安排

具体人员工期安排详见下表。

表 2.12 施工安排

施工阶段	施工天数（天）	施工人数（人）	施工船数（艘）	
钻完井	D02H	12	25	0
	D17H	25.5	120	2
	D26H	25.5	120	2
	D27H	25.5	120	2
	W1	10	25	0
	E1-2S1	20	120	2

	E2-7S1	20	120	2
	E2-3S1	20	120	2
	内挂工程	360	45	1
	内挂工程改造满足钻完井实施条件时可以同时施工。			
其他	无			



### 三、生态环境现状、保护目标及评价标准

生态环境现状	<p>本项目位于在《辽宁省海洋功能区划》和《辽宁省（渤海海域）海洋生态红线区划定报告》范围内。根据本项目海洋环境质量现状调查站位布设情况，对照工程附近海域海洋功能区的水质管理目标要求，本着从严标准的原则，筛选本项目各调查站位海洋环境质量执行标准。</p> <p>(1) 调查资料来源</p> <p>为了解项目周边的生态环境现状，本次引用已有历史资料的主要调查结论，详见表 3.1。海洋环境调查站位、渔业资源调查站位分布见附图 9~附图 11。</p> <p style="text-align: center;"><b>表3.1 现状调查资料来源</b></p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 30%;">资料来源</th> <th style="width: 20%;">调查单位</th> <th style="width: 20%;">调查时间</th> <th style="width: 30%;">调查内容及站位</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>《锦州 23-2 油田开发项目春季环境质量现状调查报告》</td> <td style="background-color: black; color: black;">[REDACTED]</td> <td>2020年4月27日~4月30日</td> <td>水质站位 31 个； 沉积物、生物生态站位 20 个</td> </tr> <tr> <td>锦州 23-2 油田开发项目渔业资源和渔业生产现状调查与评价</td> <td style="background-color: black; color: black;">[REDACTED]</td> <td>2019年9月1日~9月25日</td> <td>渔业资源站位 12 个</td> </tr> </tbody> </table> <p>(2) 评价标准</p> <p>综合《辽宁省海洋功能区划（2011-2020 年）》和《辽宁省（渤海海域）海洋生态红线区划定报告》（2014 年 5 月）中对水质的要求，本次评价采用第一类海水水质标准的站位有 21 个，采用第二类海水水质标准的有 13 个，采用第三类海水水质标准的有 1 个。对沉积物质量的要求，本次评价采用第一类海洋沉积物质量标准的站位有 18 个，采用第二类海洋沉积物质量标准的有 2 个。</p> <p style="text-align: center;"><b>表3.2a 本次水质调查站位采用评价标准</b></p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 60%;">监测站位</th> <th style="width: 40%;">执行水质标准</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>P2、P3、P4、P5、P8、P9、P10、P11、P13、P14、P15、P16、P17、P18、P29、P30、P31、L1、L2、L3、L4</td> <td style="text-align: center;">一类</td> </tr> <tr> <td>P1、P6、P7、P12、P20、P21、P22、P23、P24、P25、P26、P27、P28</td> <td style="text-align: center;">二类</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">P19</td> <td style="text-align: center;">三类</td> </tr> </tbody> </table> <p style="text-align: center;"><b>表 3.2b 本次沉积物调查站位采用评价标准</b></p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 60%;">监测站位</th> <th style="width: 40%;">执行沉积物标准</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>P2、P4、P7、P8、P10、P11、P14、P15、P17、P18、P20、P22、P23、P25、P27、P29、P30、P31</td> <td style="text-align: center;">一类</td> </tr> </tbody> </table>			资料来源	调查单位	调查时间	调查内容及站位	《锦州 23-2 油田开发项目春季环境质量现状调查报告》	[REDACTED]	2020年4月27日~4月30日	水质站位 31 个； 沉积物、生物生态站位 20 个	锦州 23-2 油田开发项目渔业资源和渔业生产现状调查与评价	[REDACTED]	2019年9月1日~9月25日	渔业资源站位 12 个	监测站位	执行水质标准	P2、P3、P4、P5、P8、P9、P10、P11、P13、P14、P15、P16、P17、P18、P29、P30、P31、L1、L2、L3、L4	一类	P1、P6、P7、P12、P20、P21、P22、P23、P24、P25、P26、P27、P28	二类	P19	三类	监测站位	执行沉积物标准	P2、P4、P7、P8、P10、P11、P14、P15、P17、P18、P20、P22、P23、P25、P27、P29、P30、P31	一类
	资料来源	调查单位	调查时间	调查内容及站位																							
	《锦州 23-2 油田开发项目春季环境质量现状调查报告》	[REDACTED]	2020年4月27日~4月30日	水质站位 31 个； 沉积物、生物生态站位 20 个																							
	锦州 23-2 油田开发项目渔业资源和渔业生产现状调查与评价	[REDACTED]	2019年9月1日~9月25日	渔业资源站位 12 个																							
	监测站位	执行水质标准																									
	P2、P3、P4、P5、P8、P9、P10、P11、P13、P14、P15、P16、P17、P18、P29、P30、P31、L1、L2、L3、L4	一类																									
	P1、P6、P7、P12、P20、P21、P22、P23、P24、P25、P26、P27、P28	二类																									
	P19	三类																									
	监测站位	执行沉积物标准																									
	P2、P4、P7、P8、P10、P11、P14、P15、P17、P18、P20、P22、P23、P25、P27、P29、P30、P31	一类																									

P6、 P19

二类

针对超标评价因子，进一步采用第二类或第三类标准评价，评价至符合某类标准为止。海水水质、海洋沉积物评价结果见附表。

(3) 海水水质评价结果

调查海域海水中 pH、溶解氧、化学需氧量、磷酸盐、铜、锌、总铬、砷、汞、挥发酚和硫化物等因子均符合所在区域要求的水质标准。无机氮、石油类、铅和镉共 4 个因子不符合所在区域的水质标准要求。

对于位于功能区内的站位，除无机氮、铅和镉以外，其余评价因子均符合功能区要求的海水水质标准。其中，3 个站位铅执行第一类海水水质标准、符合第二类海水水质标准；3 个站位镉执行第一类海水水质标准、符合第二类海水水质标准，1 个站位镉执行第二类海水水质标准、符合第三类海水水质标准；1 个站位无机氮执行第一类海水水质标准、符合第三类海水水质标准，4 个站位无机氮执行第二类海水水质标准，其中 1 个符合第四类海水水质标准、3 个符合劣四类海水水质标准，1 个站位无机氮执行第三类海水水质标准、符合劣四类海水水质标准。

对于位于渤海中部海域的监测站位，除无机氮、石油类、铅和镉外，其余评价因子均符合第一类海水水质标准。其中，铅、镉符合第二类海水水质标准，5 个站位无机氮符合第二类海水水质标准、2 个站位无机氮符合劣四类海水水质标准，2 个站位石油类符合第三类海水水质标准。

综合评价结果表明，除无机氮、石油类、铅和镉外，pH、溶解氧、化学需氧量、铜、锌、总铬、砷、汞、挥发酚和硫化物等项目均符合所在区域要求的海水水质标准。本次调查主要污染因子为无机氮、石油类、铅和镉。

表 3.3 表层超标要素统计

监测要素	标准指数评价结果			符合水质标准
	最大值	最小值	超标率 (%)	
无机氮	■	■	■	劣四类
石油类	■	■	■	三类
铅	■	■	■	二类
镉	■	■	■	三类

表 3.4 底层超标要素统计

监测要素	标准指数评价结果			符合水质标准
	最大值	最小值	超标率 (%)	
无机氮	■	■	■	劣四类
铅	■	■	■	二类
镉	■	■	■	二类

#### (4) 海洋沉积物

调查海区表层沉积物类型为粘土质粉砂、砂质粉砂、粉砂质砂和砂-粘土-粉砂四种。沉积物评价因子为有机碳、硫化物、总汞、砷、铜、铅、镉、锌、铬和石油类共 10 项，各测站汞、铬、石油类、硫化物、锌、砷、铜、铅和有机碳等项目均符合所在区域要求的海洋沉积物质量标准。1 个站位镉项目不符合所在区域的海洋沉积物质量标准，执行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。调查海区表层沉积物质量良好。

#### (5) 海洋生物生态

##### 1) 叶绿素 a 和初级生产力

调查海区各站叶绿素平均含量变化于 [ ] mg/m<sup>3</sup>，平均值为 [ ] mg/m<sup>3</sup>，各站叶绿素 a 含量较低。海洋初级生产力范围为 [ ] mg-C/ (m<sup>2</sup>·d)，平均为 [ ] mg-C/ (m<sup>2</sup>·d)，海区初级生产力较高。

##### 2) 浮游植物

调查海域共出现浮游植物 42 种。调查海区各站的浮游植物个体总数变化大，个体数量范围为 [ ] 个/m<sup>3</sup>，平均为 [ ] 个/m<sup>3</sup>，个体数量处于低水平。

浮游植物多样性指数变化范围在 [ ] 之间，平均值为 [ ]；均匀度变化范围在 [ ] 之间，平均值为 [ ]；丰富度指数变化范围在 [ ] 之间，平均值为 [ ]。优势度在 [ ] 之间，平均值为 [ ]。综合上述群落特征指数，调查海域浮游植物群落结构稳定性较稳定。

##### 3) 浮游动物

本次调查共鉴定出终生浮游动物 24 种，桡足类和幼虫幼体是调查海域的浮游动物主要组成类群。各站位浮游动物生物量变化范围在 [ ] mg/m<sup>3</sup> 之间，海区平均生物量为 [ ] mg/m<sup>3</sup>。调查海区各站位浮游动物生物密度变化范围在 [ ] 个/m<sup>3</sup> 之间，平均生物密度为 [ ] 个/m<sup>3</sup>。

调查海区浮游动物种类丰富，群落多样性指数普遍较高，变化范围在 [ ] 之间，平均值为 [ ]。均匀度在 [ ] 之间，平均值为 [ ]。丰度在 [ ] 之间，平均值为 [ ]。优势度在 [ ] 之间，平均值为 [ ]。综合上述群落特征指数，调查海域浮游动物群落结构稳定性一般。

#### (6) 底栖生物

本次调查共鉴定出底栖生物 102 种。环节动物多毛类是调查海域底栖生物的主要组成类群。各调查站底栖生物的生物量变化范围为 [ ] g/m<sup>2</sup>，平均生物量为 [ ] g/m<sup>2</sup>；栖息密度变化范围为 [ ] 个/m<sup>2</sup>，平均栖息密度为 [ ] 个/m<sup>2</sup>。

调查海域底栖生物样品的多样性指数在 [ ] 之间, 平均值为 [ ]。均匀度在 [ ] 之间, 平均值为 [ ]。丰度在 [ ] 之间, 平均值为 [ ]。优势度在 [ ] 之间, 平均值为 [ ]。综合上述群落特征指数, 调查海域底栖生物群落结构稳定, 底质环境质量状况优良。

#### (7) 生物质量

本次调查 20 个站位, 共监测 33 个生物体内铜、铅、锌、镉、铬、砷、总汞和石油烃的含量。生物样品主要为软体动物 (非双壳类) 的短蛸、甲壳类的口虾蛄、鱼类的纹缟虾虎鱼和许氏平鲈。

调查海域所采集生物样品中, 软体动物 (非双壳类)、鱼类和甲壳类体内铜、铅、锌、镉、铬、砷、总汞和石油烃含量均未超标, 表明调查海区软体动物 (非双壳类)、鱼类和甲壳动物未受到上述重金属和石油烃污染。

#### (8) 渔业资源

##### 1) 鱼卵、仔稚鱼

调查共采集到鱼卵和仔稚鱼 5 种, 隶属于 4 目 5 科 5 属。

鱼卵平均密度为 [ ] 粒/m<sup>3</sup>, 仔稚鱼平均密度为 0.0631 尾/m<sup>3</sup>。

##### 2) 鱼类

本次调查共捕获鱼类 27 种, 隶属于 5 目 16 科 26 属。

鱼类成体平均渔获密度为 [ ] 尾/km<sup>2</sup>, [ ] kg/km<sup>2</sup>; 幼体平均渔获密度为 [ ] 尾/km<sup>2</sup>, [ ] kg/km<sup>2</sup>。

##### 3) 头足类

秋季调查海域捕获头足类 3 种, 隶属于 2 目 2 科。

头足类成体平均渔获密度为 [ ] 尾/km<sup>2</sup>, [ ] kg/km<sup>2</sup>; 幼体平均渔获密度为 [ ] 尾/km<sup>2</sup>, [ ] kg/km<sup>2</sup>。

##### 4) 甲壳类

本次调查共渔获甲壳类 29 种, 隶属 2 目 17 科, 包括虾类 14 种和蟹类 15 种。

虾类成体平均渔获密度为 [ ] 尾/km<sup>2</sup>, [ ] kg/km<sup>2</sup>; 幼体平均渔获密度为 [ ] 尾/km<sup>2</sup>, [ ] kg/km<sup>2</sup>。蟹类成体平均渔获密度为 [ ] 尾/km<sup>2</sup>, [ ] kg/km<sup>2</sup>; 幼体平均渔获密度为 [ ] 尾/km<sup>2</sup>, [ ] kg/km<sup>2</sup>。

项目有关的原有环境污染和生态破坏问题	(1) 相关工程环保手续执行情况				
	<b>表 3.5 本油田环评及批复情况</b>				
	环评报告	环评批复	批复与本项目相关程内容		竣工验收
	《锦州 9-3 油田开发工程环境影响报告书》	[REDACTED]	平台: JZ9-3DRPW、 JZ9-3SLPW		《国家海洋局关于锦州 9-3 油田开发工程环境保护设施竣工验收的批复》( [REDACTED] )
	《锦州 9-3 油田主体综合调整工程环境影响报告书》	[REDACTED]	平台: JZ9-3CEPD 海底管道: JZ9-3WHPC~JZ9-3CEPD 混输 管线; JZ9-3CEPD~JZ9-3WHPC 注水管线。 海底电缆: JZ9-3CEPD~JZ9-3WHPC 海底 电缆		《国家海洋局关于锦州 9-3 油田主体综合调整工程环境保护设施“三同时”检查的批复》( [REDACTED] )  《国家海洋局关于锦州 9-3 油田主体综合调整工程环境保护设施竣工验收的批复》( [REDACTED] )
	(2) 环保设施运行情况				
	根据本油田生产水和生活污水的环境监测报表中的监测数据可知:				
	生产水处理设施处理效果良好,出水石油类含量≤30mg/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≤30mg/L 的标准要求;生活污水经处理后 COD 含量≤300mg/L,符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)中的一级标准,环保设施运行情况良好,生活污水和生产水处理装置运行正常,未出现环境污染和生态破坏问题。				
	<b>表 3.6 JZ9-3CEPD 平台生产水处理结果</b>				
	时间	月平均浓度 (mg/L)	时间	月平均浓度 (mg/L)	时间
2020 年 1 月	17.7	2021 年 1 月	10.3	2022 年 1 月	11.9
2020 年 2 月	14.8	2021 年 2 月	11.9	2022 年 2 月	12.7
2020 年 3 月	11.1	2021 年 3 月	11.4	2022 年 3 月	11.7
2020 年 4 月	13.2	2021 年 4 月	12.1		
2020 年 5 月	11	2021 年 5 月	12.5		
2020 年 6 月	14.9	2021 年 6 月	12.7		
2020 年 7 月	14.1	2021 年 7 月	19.6		
2020 年 8 月	11.9	2021 年 8 月	11		
2020 年 9 月	11.6	2021 年 9 月	12.1		
2020 年 10 月	12.4	2021 年 10 月	10.7		
2020 年 11 月	14.2	2021 年 11 月	12.9		
2020 年 12 月	12.3	2021 年 12 月	11.1		



**表 3.7 JZ9-3CEPD、JZ9-3DRPW 和 JZ9-3WHPE 平台生活污水排放监测结果**

时间	生活污水 (COD) 监测值 (mg/L)		
	JZ9-3DRPW	JZ9-3CEPD	JZ9-3WHPE
2020 年 1 月	50	75	68
2020 年 2 月	66	79	79
2020 年 3 月	36	37	43
2020 年 4 月	69	66	70
2020 年 5 月	70	52	58
2020 年 6 月	134	60	62
2020 年 7 月	72	66	68
2020 年 8 月	23	22	22
2020 年 9 月	30	22	21
2020 年 10 月	70	34	44
2020 年 11 月	80	70	64
2020 年 12 月	24	25	18
2021 年 1 月	44	47	46
2021 年 2 月	42	49	47
2021 年 3 月	45	104	65
2021 年 4 月	63.6	101.6	88
2021 年 5 月	41.3	79.5	71
2021 年 6 月	42	71.5	87.7
2021 年 7 月	40.7	98.5	68
2021 年 8 月	55.2	87.2	79.7
2021 年 9 月	22.5	55.2	44.5
2021 年 10 月	46.5	58.5	78.5
2021 年 11 月	29.2	42	106.2
2021 年 12 月	55.2	70.6	82
2022 年 1 月	39.5	64.8	69.4
2022 年 2 月	47	62.5	29
2022 年 3 月	22.7	56	56.4

(3) 风险事故回顾

锦州 9-3 油田在生产过程中, 严格执行各项安全环保制度。自投产至今, 未发生过井喷溢油事故。海管运行至今, 未发生过破裂泄漏事故。本油田历史上没有发生过其它类型溢油事故, 没有发生过跑、冒、滴、漏等事故。

根据生活污水、含油生产水的检测结果显示均能做到达标排放或回注, 不存在环保问题。

本报告参考《海洋工程环境影响评价技术导则（GB/T 19485-2014）》中海洋生态环境影响三级评价范围（5km）识别生态环境保护目标，根据识别，本项目附近的主要环境保护目标见下表和附图 7、附图 8。

**表3.8 本项目周边敏感目标**

序号	敏感区类别	敏感区名称	相对拟建工程	
			方位	距离 (km)
1	水产种质资源保护区	辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-辽东湾水产种质资源保护区核心区	■	■
2	三场一通道	海蜇产卵场	■	■
3		黄姑鱼产卵场	■	■
4		鲷索饵场	■	■
5		鳊产卵场	■	■
6	海洋生态红线区-限制开发区	辽东湾国家级水产种质资源保护生态红线区	■	■

生态环境  
保护  
目标

(1) 环境质量标准

根据本项目海洋环境质量现状调查站位布设情况，对照《辽宁省海洋功能区划（2011-2020年）》、《辽宁省（渤海海域）海洋生态红线区划定报告》（2014年5月）中对工程附近海域海洋功能区的水质管理目标要求，本着从严标准的原则，筛选本项目各调查站位海洋环境质量执行标准，详见下表。

**表 3.9 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）	根据《辽宁省海洋功能区划》（2011-2020年）和《辽宁省（渤海海域）海洋生态红线区划定报告（2014年）》，确定各调查站位评价执行标准
海洋沉积物	《海洋沉积物质量》（GB18668-2002）	
海洋生物质量	贝类（双壳类）	《海洋生物质量》（GB18421-2001）
	软体类（除双壳类以外）、甲壳类和鱼类（重金属）	《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》
	软体类（除双壳类以外）、甲壳类和鱼类（石油烃）	《第二次全国海洋污染基线调查技术规程》（第二分册）

评价  
标准

(2) 污染物排放和控制标准

本次调整井项目所采用的污染物排放标准详见下表。

**表 3.10 污染物排放标准**

污染物	采用标准	等级	标准值
油层段钻屑、油层段钻井液	《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》	一级	钻井油层钻屑和钻井油层钻井液不得排放 禁止排放非水基钻井液钻屑

	非油层段钻井液、非油层段钻屑	(GB 4914-2008)	一级	Hg≤1mg/kg, Cd≤3mg/kg	
		《海洋石油勘探开发污染物生物毒性分级》(GB 18420.1-2009)	一级	生物毒性容许值≥30000mg/L	
	施工期钻井平台/运行期平台生活污水 生产/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	COD≤300mg/L	
				禁止排放或弃置入海	
	船舶含油污水	《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》(交海发[2007]165号)		运回陆地处理	
	船舶垃圾	塑料制品及其他垃圾	《船舶水污染物排放控制标准》(GB 3552-2018)	/	禁止投入水域
		食品废弃物			在距最近陆地3海里以内(含)的海域,应收集并排入接收设施;在距最近陆地3海里至12海里(含)的海域,粉碎或磨碎至直径不大于25mm后方可排放;在距最近陆地12海里以外的海域可以排放
	船舶生活污水			2012年1月1日以前安装生活污水处理装置的船舶执行: BOD <sub>5</sub> ≤50mg/L、SS≤150mg/L、耐热大肠菌群≤2500个/L; 2012年1月1日及以后安装的生活污水处理装置的船舶执行: BOD <sub>5</sub> ≤25mg/L、SS≤35mg/L、耐热大肠菌群≤1000个/L、 COD <sub>Cr</sub> ≤125mg/L、PH6~8.5、总氯(总余氯) < 0.5mg/L	
	船舶大气污染物	《船舶大气污染物排放控制区实施方案》	/	1、船舶发动机污染物排放满足《船舶发动机排气污染物排放限值及测量方法(中国第一、二阶段)》(GB 15097-2016)中船机排气污染物排放限值要求;2019年1月1日起应使用硫含量不大于0.5% <i>m/m</i> 的船用燃油; 2、2015年3月1日及以后建造或进行船用柴油发动机重大改装的施工船舶,所使用的单台发动机输出功率超过130千瓦的,应满足《国际防止船舶造成污染公约》第二阶段氮氧化物排放限值要求	
	其他	无			

## 四、生态环境影响分析

施工期生态环境影响分析

### 1、施工期产污环节及污染源分析

本项目施工阶段产生的污染物主要为钻完井期间产生的钻屑、钻井液、船舶机舱含油污水、作业人员产生的少量生活污水、生活垃圾、生产垃圾和转注井产生的洗井废水。

#### (1) 钻屑

本项目在现有平台实施8口调整井，其中5口井利用老井、1口井利用剩余井槽，2口井通过内挂井槽实施。据建设单位核算，本项目产生非油层段钻屑约 [ ]，油层段钻屑约 [ ]，钻屑产生总量约 [ ]。

**表 4.1 本项目钻屑产生量统计**

井 名		钻屑产生总量(m <sup>3</sup> )	油层钻屑产生量 (m <sup>3</sup> )	非油层钻屑产生量(m <sup>3</sup> )	排放天数 (天)	平均排放速率(m <sup>3</sup> /d)
CEPD	D17H	[ ]	[ ]	[ ]	[ ]	[ ]
	D26H	[ ]	[ ]	[ ]	[ ]	[ ]
	D27H	[ ]	[ ]	[ ]	[ ]	[ ]
WHPE	E1-2S1	[ ]	[ ]	[ ]	[ ]	[ ]
	E2-7S1	[ ]	[ ]	[ ]	[ ]	[ ]
	E2-3S1	[ ]	[ ]	[ ]	[ ]	[ ]
合计		[ ]	[ ]	[ ]	[ ]	[ ]

备注：W1、D02H 为转注井，不钻井，无钻屑产生

本项目施工期产生的油层段钻屑和非油层段钻屑分开收集，油层段钻屑采用岩屑箱全部回收，岩屑箱装满后再用拖轮运回码头，同时及时更换空岩屑回收箱到钻井平台备用。油层段钻屑运回码头后计划由有资质单位接收处理/处置，不排海。非油层段钻屑经检测在满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB 4914-2008)一级要求和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性分级》(GB18420.1-2009)一级要求后排海，若不符合排放要求，将随油层段钻井液和钻屑一起运回陆上处理。

#### (2) 钻井液

本次调整井项目钻井采用水基钻井液体系，排放环节主要有四个：外排钻屑粘附、固井置换、提钻携带（间歇性点源排放）以及钻井结束后的一次性排放。

据建设单位核算，钻井作业期共产生非油层段钻井液约 [ ]，油层段钻井液产生量为 [ ]，钻井液产生总量约 [ ]。

**表 4.2 本项目钻井液产生量统计**

井 名	钻井液产生量 (m <sup>3</sup> )	非油层段钻井液产生量 (m <sup>3</sup> )	油层段钻井液产生量 (m <sup>3</sup> )	粘附排放 (m <sup>3</sup> )	固井排放 (m <sup>3</sup> )	起下钻排放 (m <sup>3</sup> )	一次性排放总量 (m <sup>3</sup> )

CEPD	D17H	■	■	■	■	■	■	■
	D26H	■	■	■	■	■	■	■
	D27H	■	■	■	■	■	■	■
WHP E	E1-2S 1	■	■	■	■	■	■	■
	E2-7S 1	■	■	■	■	■	■	
	E2-3S 1	■	■	■	■	■	■	
合计		■	■	■	■	■	■	■

备注：W1、D02H为转注井，不钻井，无钻井液产生。

钻井液最高排放速率出现在钻井结束后的一次性排放过程中，CEPD平台每口井排放一次，WHPE平台钻井液待3口井钻完后一次性排放，控制钻井液平均排放速率最大不超过35m<sup>3</sup>/h。

油层段钻井液平时存储在平台泥浆池里，回收时用泵将钻井液打到平台上带盖的岩屑回收箱内，岩屑箱装满后再用拖轮运至码头，同时及时更换空岩屑箱到钻井平台备用。油层段钻井液运到码头后由有资质单位接收处理/处置，不排海。非油层段钻井液经检测在满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB 4914-2008）一级要求和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性分级》（GB18420.1-2009）一级要求后排放。

### （3）生活垃圾、生活污水和机舱含油污水

根据中国海油多年海上油气开发经验数值，施工人员生活污水产生量按照人均350L/d计，生活垃圾按每人1.5kg/d进行核算。

本项目施工时施工船舶会有船舶机舱含油污水产生，参考《水运工程环境保护设计规范》（JTST149-2018）的规定，机舱含油污水水量宜按照实测资料确定，根据油田作业船舶实测和经验数据，按每船每日0.5m<sup>3</sup>计。

表 4.3 本项目生活污水、生活垃圾和机舱含油污水计算

施工阶段	施工天数（天）	施工人数（人）	施工船数（艘）	生活污水（m <sup>3</sup> ）	生活垃圾（t）	机舱含油污水（m <sup>3</sup> ）
钻完井	D02H	12	25	0	■	■
	D17H	25.5	120	2	■	■
	D26H	25.5	120	2	■	■
	D27H	25.5	120	2	■	■
	W1	10	25	0	■	■
	E1-2S1	20	120	2	■	■
	E2-7S1	20	120	2	■	■
	E2-3S1	20	120	2	■	■
内挂工程	360	45	1	■	■	■
合计				■	■	■



(4) 生产垃圾

本项目共实施8口调整井，生产垃圾产生量按每口井0.5t计算，生产垃圾产生量约4.0t。

(5) 洗井废水

本工程共有2口转注水井，产生洗井废水约为200m<sup>3</sup>。产生的洗井废水返回工艺流程，处理合格后回注地层。

施工期污染物排放及污染防治措施汇总见下表。

表 4.4 施工期污染物及污染防治措施汇总表

污染物名称	产生量	排放量	处理方式
油层段钻井液	■	■	全部回收运回陆上由有资质单位处理
油层段钻屑	■	■	
非油层段钻井液	■	■	按相关要求排放入海
非油层段钻屑	■	■	
生活污水	■	■	生活污水经平台和钻井船上的生活污水处理设施处理达标后排海
生活垃圾	■	■	运回陆地处理
生产垃圾	■	■	全部回收运回陆上由有资质单位处理
机舱含油污水	■	■	铅封运回陆地由有资质单位处理
洗井废水	■	■	进入生产流程

2、施工期环境影响分析

本项目施工期主要污染物是钻屑、钻井液、生活污水、生活垃圾、生产垃圾和洗井废水。其中，油层段钻屑和油层段钻井液全部回收运回陆地处理、不排海；生活垃圾和生产垃圾全部送至陆上处理，生活污水处理达标后排放；船舶机舱含油污水根据《沿海海域船舶排污设备铅封程序规定》运回陆地由有资质单位处理；洗井废水返回生产流程，经处理合格后回注地层。非油层段钻井液、非油层段钻屑排放对海水水质、海底沉积物和生物生态有一定影响。

(1) 对海水水质环境的影响分析

本项目非油层段钻井液、非油层段钻屑排放产生的悬浮物对海水水质环境的影响分析类比《锦州 9-3 油田主体综合调整工程环境影响报告书》（国海环字[2013]355号）中 JZ9-3CEPD 平台排放非油层段钻井液、非油层段钻屑的预测结果。

本项目 CEPD 平台、WHPE 平台排放非油层段钻井液、非油层段钻屑，与类比对象相同或距离相近，都处在同一海域，气象、水深、水动力环境、沉积物环境等相似；非油层段钻井液、非油层段钻屑排放量、排放速率均小于类比对象，因此，认为类比可行。类比条件分析见下表。

表 4.5 类比条件分析表

对象	类比对象	本项目
水文动力	潮流性质：正规半日潮流 潮落潮流的方向为 NE-SW 最大可能流速：74.4cm/s	潮流性质：正规半日潮流 潮落潮流的方向为 NE-SW 向 最大可能流速：74.4cm/s
水深	6.5m~10.5 m	6.5m~10.5 m
排放位置	JZ9-3CEPD 平台 (121°27'43.74"E; 40°39'54.71"N) JZ9-3DRPW 平台 (121°27'44.65"E; 40°39'51.00"N)	JZ9-3WHPE 平台 (121°29'25.38"E; 40°40'31.89"N) JZ9-3CEPD 平台 (121°27'43.74"E; 40°39'54.71"N)
	JZ9-3WHPE 平台距 JZ9-3CEPD 平台约 2.7km	
类比平台	非油层段钻屑：JZ9-3CEPD 平台类比 JZ9-3CEPD 平台、JZ9-3WHPE 平台类比 JZ9-3DRPW 平台 非油层段钻井液：JZ9-3CEPD 平台	
非油层段钻屑源强	JZ9-3CEPD 平台非钻井油层钻屑排放量为 7300m <sup>3</sup> ，排放速率约为 35.2m <sup>3</sup> /d; JZ9-3DRPW 平台非钻井油层钻屑排放量为 256m <sup>3</sup> ，排放速率约为 28.8m <sup>3</sup> /d，排放方式为钻井期间连续排放，钻屑密度按 2.5g/cm <sup>3</sup> 计	JZ9-3CEPD 平台非油层段钻屑产生量为 955.01m <sup>3</sup> ，排放速率为 28.67m <sup>3</sup> /d; JZ9-3WHPE 平台非油层段钻屑产生量为 74.13m <sup>3</sup> ，排放速率为 8.24m <sup>3</sup> /d，钻屑密度按 2.5g/cm <sup>3</sup> 计。
非油层段钻井液源强	JZ9-3CEPD 平台钻井完工后点源连续性排放 2h，一次性排放泥浆 70m <sup>3</sup> ，排放速率为 35m <sup>3</sup> /h，泥浆密度 1.25g/cm <sup>3</sup> 。	JZ9-3CEPD/WHPE 平台钻井完工后点源连续性排放 2h，一次性排放非油层段钻井液均不超过 70m <sup>3</sup> ，平均排放速率最大不超过 35m <sup>3</sup> /h，泥浆密度 1.25g/cm <sup>3</sup> 。

《锦州 9-3 油田主体综合调整工程环境影响报告书》中 CEPD 平台排放非油层段钻井液、非油层段钻屑的预测结果为：

表 4.6 JZ9-3CEPD 平台排放钻屑预测结果

平台	超一(二)类包络面积(km <sup>2</sup> )	超三类包络面积(km <sup>2</sup> )	超四类包络面积(km <sup>2</sup> )	超一类最大距离(km)	恢复时间(h)
CEPD	0.278	0.007	0.001	0.47	3.3
DRPW	0.242	0.003	0.001	0.41	2.8

表 4.7 JZ9-3CEPD 平台排放钻屑悬浮物超标浓度区间面积(km<sup>2</sup>)

浓度(mg/L)	10~20	20~50	50~100	>100
CEPD	0.155	0.097	0.019	0.007
DRPW	0.145	0.081	0.013	0.003

表 4.8 JZ9-3CEPD 钻井液排放预测结果

时刻	超一(二)类包络面积(km <sup>2</sup> )	超三类包络面积(km <sup>2</sup> )	超四类包络面积(km <sup>2</sup> )	超一类最大距离(km)	恢复时间(h)
高潮时排放	0.851	0.086	0.046	1.58	10.3

落潮时排放	1.419	0.046	0.021	1.65	11.3
低潮时排放	1.254	0.081	0.041	1.93	11.1
涨潮时排放	1.414	0.098	0.049	1.63	11.6

**表 4.9 JZ9-3CEPD 排放钻井液悬浮物超标不同浓度区间面积(km<sup>2</sup>)**

浓度(mg/L)	10~20	20~50	50~100	>100
高潮时排放	0.408	0.240	0.117	0.086
落潮时排放	0.718	0.534	0.121	0.046
低潮时排放	0.623	0.435	0.115	0.081
涨潮时排放	0.587	0.525	0.204	0.098
平均	0.584	0.434	0.139	0.078

根据类比，本项目 CEPD 平台、WHPE 平台排放非油层段钻井液、非油层段钻屑对水质环境的影响如下：

CEPD 平台、WHPE 平台排放非油层段钻屑产生的悬浮物超一（二）类海水水质标准的面积共为 0.52km<sup>2</sup>，超三类海水水质标准的面积共为 0.01km<sup>2</sup>，超四类海水水质标准的面积共为 0.002km<sup>2</sup>。超一类海水水质范围距离平台最远距离约 0.47km，排放结束 3.3h 后可恢复一类海水水质标准。钻屑覆盖厚度 2cm 以上的面积为共 0.072km<sup>2</sup>。

CEPD 平台、WHPE 平台排放非油层段钻井液产生悬浮物超一（二）类海水水质标准的最大面积均约为 1.419km<sup>2</sup>（发生在落潮中间时开始排放的情况下），离排放点的最大距离均为 1.93km（发生在低潮时开始排放的情况下），停止排放后 11.6h 整个海域可恢复到一类水质标准。超三、四类水质海域的包络线面积最大均为 0.098km<sup>2</sup> 和 0.049km<sup>2</sup>。

**表 4.10 本项目排放钻屑类比结果**

平台	超一(二)类包络面积(km <sup>2</sup> )	超三类包络面积(km <sup>2</sup> )	超四类包络面积(km <sup>2</sup> )	超一类最大距离(km)	恢复时间(h)
CEPD	0.278	0.007	0.001	0.47	3.3
WHPE	0.242	0.003	0.001	0.41	2.8
合计	0.52	0.01	0.002	—	—

**表 4.11 本项目排放钻屑悬浮物超标浓度区间面积(km<sup>2</sup>)**

浓度(mg/L)	10~20	20~50	50~100	>100
CEPD	0.155	0.097	0.019	0.007
WHPE	0.145	0.081	0.013	0.003
合计	0.3	0.178	0.032	0.01

**表 4.12 本项目钻井液排放类比结果**

时刻	超一(二)类包络面积(km <sup>2</sup> )	超三类包络面积(km <sup>2</sup> )	超四类包络面积(km <sup>2</sup> )	超一类最大距离(km)	恢复时间(h)
CEPD 高潮时排放	0.851	0.086	0.046	1.58	10.3

WHPE	落潮时排放	1.419	0.046	0.021	1.65	11.3
	低潮时排放	1.254	0.081	0.041	1.93	11.1
	涨潮时排放	1.414	0.098	0.049	1.63	11.6
	高潮时排放	0.851	0.086	0.046	1.58	10.3
	落潮时排放	1.419	0.046	0.021	1.65	11.3
	低潮时排放	1.254	0.081	0.041	1.93	11.1
	涨潮时排放	1.414	0.098	0.049	1.63	11.6

**表 4.13 本项目钻井液悬浮物超标不同浓度区间面积(km<sup>2</sup>)**

浓度(mg/L)		10~20	20~50	50~100	>100
CEPD	高潮时排放	0.408	0.240	0.117	0.086
	落潮时排放	0.718	0.534	0.121	0.046
	低潮时排放	0.623	0.435	0.115	0.081
	涨潮时排放	0.587	0.525	0.204	0.098
WHPE	高潮时排放	0.408	0.240	0.117	0.086
	落潮时排放	0.718	0.534	0.121	0.046
	低潮时排放	0.623	0.435	0.115	0.081
	涨潮时排放	0.587	0.525	0.204	0.098

### (2) 对水动力环境与地形地貌环境的影响分析

本项目在 JZ9-3WHPE、JZ9-3DRPW、JZ9-3CEPD 平台共实施 8 口调整井，其中 5 口井利用老井、1 口井利用剩余井槽，2 口井通过内挂井槽实施，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，所以本项目的建设对工程附近海域的水动力环境和地形地貌环境基本不会产生影响。

### (3) 对沉积物环境的影响分析

非油层段钻井液与钻屑入海后，在海水运动的作用下，会在海底一定范围内沉积。其沉积及分布范围受排放量、海流、水深等因素的影响。钻屑的排放将覆盖一部分原海底，所覆盖区域的沉积物类型会有所变化，并可能使沉积物中有机质等污染物的含量稍有升高。根据类比，本项目钻屑覆盖厚度 2cm 以上的区域面积不超过 0.072km<sup>2</sup>，对海洋沉积物环境影响较小。

### (4) 对生态环境的影响分析

#### ①对浮游生物的影响

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

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



物的生物量降低；二是悬浮物含量增多对浮游动物的存活和繁殖有明显的抑制作用，过量悬浮物使其食物过滤系统和消化器官受到阻塞。当水中悬浮物浓度突然增高时，浮游动物无法逃避高浓度悬浮物的影响。

#### ②对底栖生物的影响

钻屑入海后，在海水运动的作用下，大部分钻屑沉积在作业平台周围沉积，对底栖生物的掩埋造成破坏，并对其周围底栖生物的生长造成一定的影响，使覆盖范围内底栖生物量减少。但在钻井阶段排放的钻屑大部分可能沉积于平台周围 200 m 范围内，因而其对底栖生物造成影响的覆盖范围是有限的，不会对油田开发区周围的整个底栖生态系统稳定性和生物种类多样性造成明显危害。钻屑停止排放后，沉积区的底栖生物资源将会逐渐恢复。

#### ③对渔业资源的影响

施工产生的悬浮物可以阻塞鱼类的鳃组织，造成其呼吸困难，严重的可能会引起死亡，对渔业资源会产生一定的影响。悬浮物对渔业资源的影响除可产生直接致死效应外，还存在间接、慢性的影响。

本项目非油层段钻井液、非油层段钻屑产生的悬浮物对渔业资源会产生一定的影响，但影响范围较小，且随着施工期结束其影响也将逐渐恢复，对渔业资源的影响较小。

#### (5) 对渔业“三场一通道”的影响分析

本项目位于海蜃、黄姑鱼、鱻的产卵场、鲷索饵场内。

本项目施工期油层段钻屑和油层段钻井液、生活垃圾、生产垃圾、船舶机舱含油污污水全部送至陆上交有资质单位处理；生活污水处理达标后排放；洗井废水返回生产流程，经处理合格后回注地层；非油层段钻井液、非油层段钻屑排放产生悬浮物超一（二）类海水水质标准最大面积为 1.419km<sup>2</sup>，距离平台最远距离为 1.93km。工程施工会对“三场一通道”产生一定的影响，但施工结束后悬浮物恢复到一类水质的时间约为 11.6h，悬浮物造成的影响在施工结束后短时间内可以恢复，因此本工程的建设对渔业资源的“三场一通道”的影响是暂时且可恢复的。

#### (6) 对辽东湾水产种质资源保护区核心区的影响分析

本项目与《锦州 9-3 油田 23 口调整井工程对辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区的影响专题论证报告》（2019 年 1 月）中非油层段钻井液、非油层段钻屑排放位置相同或相近，非油层段钻井液、非油层段钻屑对海洋环境的影响范围均不大于该专题论证报告中的影响范围，因此本节内容引自《锦州 9-3 油田 23 口调整井工程对辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区的影响专题论证报告》。

锦州 9-3 油田 23 口调整井工程位于辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区中的辽东湾和核心区内，工程施工时将会排放非油层段钻屑和非油层段钻井液，

排放期间会造成周边海域悬浮物质浓度超标，对超标范围内的鱼卵仔稚鱼、游泳生物资源和海蜇虫状体造成一定的损害；非油层段钻屑在平台附近海域沉降，对底栖生物资源的栖息地造成一定的破坏，造成覆盖厚度大于 2cm 的底栖生物死亡，种类减少和生物多样性降低；（2）锦州 9-3 油田位于主要保护对象蓝点马鲛和银鲳的产卵场范围之内，非油层段钻屑和非油层段钻井液的排放会导致悬浮泥沙含量升高，一方面造成鱼卵仔稚鱼不能正常发育，减少了渔业资源的补充量，另一方面由于悬浮泥沙含量过高，某些成鱼无法进入产卵场产卵，使产卵场的范围减少，对保护区内主要保护对象蓝点马鲛和银鲳等鱼类的产卵场造成一定的影响。但由于非油层段钻井液和非油层段钻屑排放时间较短，且在排放停止后 3.3~11.6h，水质将会恢复至本底值；另外工程排放非油层段钻屑和非油层段钻井液的时间应严格避开保护区的特别保护期 4 月 25 日至 6 月 15 日，因此认为在严格遵守保护区的管理条例和施工安排，对小黄鱼和银鲳的产卵场的主要功能不会造成严重影响；（3）保护区主要保护对象三疣梭子蟹的产卵场位于浅海河口区，锦州 9-3 油田离岸有一定距离，因此在正常工况下不会对三疣梭子蟹的产卵场造成影响；（4）锦州 9-3 油田与主要保护对象小黄鱼的产卵场有一定的距离，正常工况下不会对小黄鱼的产卵场造成影响；（5）工程周围有海蜇产卵场分布，非油层段钻屑和非油层段钻井液的排放会导致悬浮泥沙含量升高，将会影响海蜇幼体的正常生长和发育，但由于非油层段钻屑和非油层段钻井液排放时间较短，影响范围较小，因此不会对海蜇产卵场的主要功能产生较大的影响。

综上所述，本项目施工期间排放非油层段钻屑和非油层段钻井液造成周围海域悬浮物浓度升高，对保护区的生态环境和主要保护对象均产生一定的影响，但由于排放时间较短，影响范围也较小，不会对保护区的主要功能产生较大的影响。因此加强项目管理，切实落实污染防治措施，非油层段钻屑和非油层段钻井液排放后，在 3.3~11.6h 内水质环境会恢复到本底水平，因此本项目不会对保护区的功能造成较大影响。

### 3、施工期海洋生物资源损失估算

根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》，污染物扩散范围内对海洋生物资源的损害评估，分一次性损害和持续性损害。

本项目非油层段钻井液、JZ9-3DRPW 平台非油层段钻屑排放产生悬浮物存续时间小于 15d，按一次性损害评估考虑。JZ9-3CEPD 平台非油层段钻屑排放时长为 37.5d，超过 15 天，按持续性损害评估考虑，持续周期为 2。影响水深取平均水深 8.5m。经估算，本项目造成的海洋生物资源损失量如下：



表 4-14 本项目造成的海洋生物资源损失量

生物名称	损失量
底栖生物 (t)	0.982
鱼卵 (×10 <sup>6</sup> 粒)	0.263
仔稚鱼 (×10 <sup>6</sup> 尾)	0.359
幼鱼 (尾)	19946
头足幼体 (尾)	4534
虾类幼体 (尾)	15541
蟹类幼体 (尾)	7152
鱼类成体 (kg)	28.42
头足类成体 (kg)	7.79
虾类成体 (kg)	85.78
蟹类成体 (kg)	22.40

#### 4、施工期生物资源损失金额估算

根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》：“一次性生物资源的损害补偿为一次性损害额的 3 倍”。本项目非油层段钻井液、非油层段钻屑造成的海洋生物资源损害属一次性损害，按 3 倍进行补偿。钻屑对底栖生物的伤害经过一段时间可恢复，属一次性损害，按 3 倍进行补偿。

(1) 鱼卵、仔稚鱼的经济价值应折算成鱼苗进行计算，其经济价值按下式计算：

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

式中：M—鱼卵、仔稚鱼经济损失金额（元）；W—鱼卵、仔稚鱼损失量（个，尾）；P—鱼卵和仔稚鱼折算为鱼苗的换算比例，鱼卵生长到商品鱼苗按 1%成活率计算，仔稚鱼生长到商品鱼苗按 5%成活率计算，单位为百分比（%）；E—成活鱼苗的商品价格。商品鱼苗按近三年主要鱼类苗种平均价格 1 元/尾计算。

(2) 幼体经济价值计算

幼体的经济价值折算成成体进行计算：

$$M=W_i \times P_i \times G_i \times E_i$$

式中：M<sub>i</sub>——第 i 类幼体的经济损失额（元）；W<sub>i</sub>——第 i 类幼体损失的资源量（尾）；P<sub>i</sub>——第 i 类幼体折算为成体比例，按 100%；G<sub>i</sub>——第 i 类幼体长成最小成熟规格的重量（kg/尾），蟹类按平均成体的最小成熟规格 0.1kg/尾计算，虾类按平均成体的最小成熟规格 0.005kg/尾~0.01kg/尾计算；E<sub>i</sub>——第 i 类生物成体商品价格，虾类幼体折算为 0.01kg/尾，价格按 30 元/kg；蟹类幼体折算为 0.1kg/尾，价格按 50 元/kg；头足类幼体折算为 0.020kg/尾，价格按 20 元/kg 计算；幼鱼按 1 元/尾计算。

(3) 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<sub>i</sub>—第 i 类渔业生物资源的经济损失额（元）；W<sub>i</sub>—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（包括渔业资源、底栖生物）的价格按当地海洋捕捞产值与产量均值的比值计算，按 12 元/kg。

(4) 本项目造成的海洋生物资源经济补偿金额

经计算可知，本项目造成生物资源损失金额约 [ ] 万元，该费用将纳入环保投资。

表 4-15 本项目造成的海洋生物资源经济补偿

生物名称	损失量	折算鱼苗损失量	单价	补偿年限 (年/倍)	补偿金额 (万元)
底栖生物 (t)	[ ]	/	1.2 万元/t	3	[ ]
鱼卵 ( $\times 10^6$ 粒)	[ ]	1%	1 元/尾		[ ]
仔稚鱼 ( $\times 10^6$ 尾)	[ ]	5%	1 元/尾		[ ]
幼鱼 (尾)	[ ]	/	1 元/尾		[ ]
头足幼体 (尾)	[ ]	/	20 元/kg		[ ]
虾类幼体 (尾)	[ ]	/	30 元/kg		[ ]
蟹类幼体 (尾)	[ ]	/	50 元/kg		[ ]
鱼类成体 (kg)	[ ]		1.2 万元/t		[ ]
头足类成体 (kg)	[ ]		1.2 万元/t		[ ]
虾类成体 (kg)	[ ]		1.2 万元/t		[ ]
蟹类成体 (kg)	[ ]		1.2 万元/t		[ ]
生物资源资源损失补偿金额合计					[ ]

5、施工期环境风险影响分析

本项目对施工期和运营期的环境风险开展了环境风险专项分析，本报告表仅填写风险识别及影响结果的概要。

本项目施工阶段的环境风险主要是井涌/井喷、平台火灾或者爆炸、船舶碰撞燃料油泄漏、平台工艺管线泄漏以及地质性溢油事故。

针对施工期可能发生的风险，建设单位制定了相应的风险防范措施，最大可能减少各类事故发生的概率，并依托现有溢油应急计划，以减少溢油事故对环境造成的影响。

1、运营期产污环节及污染源分析

(1) 含油生产水

本次 8 口调整井新增含油生产水最大产生量约 [ ]，本工程投产产，锦州 9-3 油田含油生产水最大产生量合计 [ ]，经 JZ9-3CEPD 平台生产水处理设施处理达标后全部回注地层，不外排。

(2) 其他含油废水

本项目运营期初期雨水及甲板冲洗水等含油废水全部经开、闭排收集后，打入

运营期生态环境影响分析

	<p>处理系统，不外排。</p> <p>(3) 生活污水和生活垃圾</p> <p>本项目投产后，各平台均不增加生产定员，故运营期不增加生活污水和生活垃圾产生量。</p> <p>(4) 生产垃圾</p> <p>油田生产作业过程中会产生少量边角料、包装材料等生产垃圾，每口调整井生产垃圾产生量约为 0.5t/a，侧钻井、转注井运营期不新增生产垃圾产生量。本项目新增 8 口新增井，其中 2 口转注井不产生生产垃圾，因此，运营期生产垃圾产生量为 3t/a，收集后运回陆上交由有资质单位处理。</p> <p><b>2、运营期环境影响分析</b></p> <p>本项目新增含油生产水经 JZ9-3CEPD 平台生产水处理设施处理达标后全部回注地层，不外排；运营期不增加生产定员，无新增污染物，因此对不会新增对海洋环境的影响。</p> <p><b>3、运营期环境风险分析</b></p> <p>针对本项目施工期和运营期可能发生的风险事故开展了专项分析，本报告表仅填写风险识别及影响结果的概要。</p> <p>本项目新增 8 口调整井，运营期的环境风险主要有井涌、井喷，火灾爆炸、地质性溢油事故等。</p> <p>建设单位针对运营期可能产生的溢油风险，制定了相应的风险防范措施和溢油应急计划，溢油应急计划已备案，详见附件 6。建设单位在运营期需要予以足够重视，在生产过程中，务必加强管理，杜绝各类风险事故的发生。一旦发生事故建议应充分利用现有的溢油应急设施，使溢油在抵达附近环境敏感区域之前得以有效控制、回收。</p>
<p>选址 选线 环境 合理性 分析</p>	<p>本项目在现有平台上进行施工，不涉及选址合理性分析。</p>

## 五、主要生态环境保护措施

施工期生态环境保护措施	<p><b>1、污染防治对策措施</b></p> <p>本项目施工阶段产生的污染物主要为钻完井期间产生的钻屑、钻井液、船舶机舱含油污水、作业人员产生的少量生活污水、生活垃圾、生产垃圾和转注井产生的洗井废水。</p> <p>(1) 钻屑本项目施工期产生的油层段钻屑和非油层段钻屑分开收集,油层段钻屑采用岩屑箱全部回收,岩屑箱装满后再用拖轮运回码头,同时及时更换空岩屑回收箱到钻井平台备用。油层段钻屑运回码头后由有资质单位接收处理/处置,不排海。非油层段钻屑在满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB 4914-2008)一级要求和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性分级》(GB18420.1-2009)一级要求后排放,若不符合排放要求,将随油层段钻井液和钻屑一起运回陆上处理。</p> <p>(2) 钻井液</p> <p>油层段钻井液平时存储在平台泥浆池里,回收时用泵将钻井液打到平台上带盖的岩屑回收箱内,岩屑箱装满后再用拖轮运至码头,同时及时更换空岩屑箱到钻井平台备用。油层段钻井液运到码头后由有资质单位接收处理/处置,不排海。非油层段钻井液在满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB 4914-2008)一级要求和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性分级》(GB18420.1-2009)一级要求后排放。</p> <p>(2) 生活污水和生活垃圾</p> <p>本工程施工期,生活污水经船舶或平台上的生活污水处理装置处理达标后排海,生活垃圾运回陆地委托有资质单位处理。</p> <p>(3) 船舶机舱含油污水</p> <p>施工船舶机舱含油污水按《船舶水污染物排放控制标准》(GB3552-2018)相关要求,铅封运回陆地交由有资质单位处理。</p> <p>(4) 生产垃圾</p> <p>施工期产生的生产垃圾经收集后全部运回陆地委托有资质单位进行处理,并按照当地政府实施《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》规定的要求进行回收利用或处置。</p> <p>(5) 洗井废水</p> <p>洗井废水返回工艺流程,经JZ9-3CEPD平台生产水处理设施处理达标后全部回注地层,不外排。</p> <p>(6) 船舶废气</p> <p>此外,本项目位于渤海,属于《船舶大气污染物排放控制区实施方案》(交通运输部,2018.11)规定的船舶大气污染物排放控制区中的沿海控制区。建设单位在施工时选择的施工船舶应满足以下条件:</p>
-------------	---

	<p>①2019年1月1日起应使用硫含量不大于0.5%<math>m/m</math>的船用燃油；</p> <p>②2015年3月1日及以后建造或进行船用柴油发动机重大改装的施工船舶，所使用的单台发动机输出功率超过130千瓦的，应满足《国际防止船舶造成污染公约》第二阶段氮氧化物排放限值要求；</p> <p>③施工船舶还应严格执行其他现行国际公约和国内法律法规、标准规范关于大气污染物的排放控制要求。</p> <p>同时，建议交通海事部门加强船舶施工过程中的监督管理，确保大气污染物排放满足要求。</p> <p><b>2、生态保护对策措施</b></p> <p>调整井施工期间非油层段钻井液、非油层段钻屑排放产生的悬浮物会对海洋生物造成一定的影响。</p> <p>本项目处于辽东湾国家级水产种质资源保护生态红线区内，位于辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-辽东湾水产种质资源保护区核心区，位于渔业“三场一通道”内，应合理安排工期，非油层段钻井液、非油层段钻屑的排放时间避开辽东湾水产种质资源保护区核心区特别保护期，钻井过程中需严格控制非油层段钻井液、非油层段钻屑排放速率，减少悬浮物扩散的影响范围，最大限度地减少对海洋生物的影响。</p>
运营期生态环境保护措施	<p><b>1、污染防治对策措施</b></p> <p>本项目运营期不增加生产定员，故生活污水产生量不增加，不会超过《锦州9-3油田开发工程环境影响报告书》[环监〔1992〕169号]、《锦州9-3油田主体综合调整工程环境影响报告书》[国海环字〔2013〕355号]的影响范围；含油生产水经处理达标后回注地层，不外排；初期雨水、甲板冲洗水等含油废水全部经开、闭排收集后，打入处理系统；生产垃圾和生活垃圾均运回陆上委托有相应资质的单位进行处理，不会对海洋环境产生影响。</p> <p><b>2、加强运营期对海洋生态环境的监测</b></p> <p>原环评已针对运营期制定了跟踪监测计划，定期对海洋环境开展跟踪监测，实时掌握开发区域的环境质量现状。</p>
其他	<p>本项目运营期不新增污染物种类及排放量，因此不单独设置跟踪监测计划，纳入油田现有跟踪监测计划，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，对工程所在海域的海水水质、沉积物、海洋生物生态进行跟踪监测，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。</p>

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，本项目环保投资主要为钻屑、钻井液、生产垃圾及生活垃圾的处理费用。根据《海上油（气）田开发工程环境保护设计规范》（SY/T10047-2003），经核算本项目环保投资约为 [REDACTED] 万元。

**表 5-1 环境保护投资估算（万元）**

环境保护投资及生态补偿	总投资额	折合比率	折合环保投资
污染物处理费及检测费	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
生物资源经济补偿	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
合计			[REDACTED]



## 六、生态环境保护措施监督检查清单

内容 要素	施工期		运营期	
	环境保护措施	验收要求	环境保护措施	验收要求
陆生生态				
水生生态	施工人员生活污水经平台生活污水处理装置处理达标后排海	符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）	含油生产水处理达标后回注地层，不排海	符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）
	施工人员生活污水经船舶水处理装置处理达标后排海	符合《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）		
	船舶机舱含油污水运回陆地由有资质单位处理	符合《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》和《船舶水污染物排放控制标准》	生活污水经生活污水处理装置处理达标后排海	符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）
	非油层段钻井液/钻屑检验合格后排海	符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性分级》（GB 18420.1-2009）		
油层段钻井液/钻屑运回陆上由有资质单位处理	相关接收手续			
地表水环境	/	/	/	/
地下水及土壤环境	/	/	/	/
声环境	/	/	/	/
振动	/	/	/	/
大气环境	施工船舶使用符合要求的燃料油	符合《船舶大气污染物排放控制区实施方案（交海发〔2018〕168号）》	/	/
固体废物	油层段钻屑/钻井液、生活垃圾及生产垃圾运回陆地由有资质单位接收处理	相关接收手续	生活垃圾、生产垃圾运回陆地由有资质单位处理	相关接收手续
电磁环境	/	/	/	/
环境风险	施工时做好通航安全保障措施；一旦发生溢油按照溢油应急计划开展溢油应急工作	《锦州 9-3 油田和锦州 20-2 气田溢油应急计划》及备案证明	运营期各项风险防范措施及溢油应急设备设施（具体详见专项报告）	《锦州 9-3 油田和锦州 20-2 气田溢油应急计划》及备案证明

环境监测	/	/	本项目不单独设跟踪监测计划，纳入锦州 9-3 油田现有跟踪监测计划中	跟踪监测计划与原《锦州 9-3 油田主体综合调整工程环境影响报告书》中一致
其他	/	/	/	/

## 七、结论

本项目内容为在锦州 9-3 油田的三个平台（JZ9-3WHPE 平台、JZ9-3CEPD 和 JZ9-3DRPW 平台）实施 8 口调整井。

（1）本项目属于国家鼓励类建设项目，符合国家的产业政策和能源政策。工程拟采用的施工设备、工艺和节能、减排对策措施符合清洁生产的要求。

（2）项目用海属于油气资源勘探开发用海，项目实施有助于所在海域主导功能的发挥，符合《全国海洋功能区划（2011-2020 年）》、《全国海洋主体功能区规划》、《辽宁省海洋主体功能区规划》、《辽宁省海洋功能区划》（2011-2020 年）、《辽宁省（渤海海域）海洋生态红线区划定报告》、《重点海域综合治理攻坚战行动方案》等规划和区划的相关要求。

（3）项目施工期间，生活污水处理达标后排海；油层段钻屑、油层段钻井液、生活垃圾、生产垃圾和船舶含油污水运回陆上交有资质单位处理，不排海；非油层段钻屑、非油层段钻井液经检测合格后按规定排海，对周边海域的影响范围较小。运营期生产定员不增加，含油生产水经处理达标后回注地层，不增加污染物排放种类和排放量，不会对该海域产生新的环境影响。

（4）工程存在一定溢油风险，一旦发生溢油事故会对生态和环境造成严重危害后果，拟采取具有针对性的安全保护措施和切实有效的溢油应急防范对策措施，建设单位已经制定了《锦州 9-3 油田和锦州 20-2 气田溢油应急计划》并在海河流域北海海域生态环境监督管理局备案，本项目投产后一并纳入该溢油应急计划。

（5）在施工和运营过程中严格落实本报告中提出的各项环境保护措施、溢油风险防范措施及溢油应急计划的基础上，从环境保护角度讲，本项目可行。

## 编制单位和编制人员情况表

项目编号	系统自动生成		
建设项目名称	锦州 9-3 油田 8 口调整井项目		
建设项目类别	54—150 海洋矿产资源勘探开发及其附属工程		
环境影响评价文件类型	报告表		
<b>一、建设单位情况</b>			
单位名称（盖章）	中海石油（中国）有限公司天津分公司		
统一社会信用代码	91120116718249438Q		
法定代表人（签章）	夏庆龙		
主要负责人（签字）	阎洪涛		
直接负责的主管人员（签字）	原佳甲		
<b>二、编制单位情况</b>			
单位名称（盖章）	海油环境科技（北京）有限公司		
统一社会信用代码	91110114MA01Q7HP1A		
<b>三、编制人员情况</b>			
<b>1. 编制主持人</b>			
姓名	职业资格证书管理号	信用编号	签字
焦叙来	201805035120000008	BH001055	
<b>2. 主要编制人员</b>			
姓名	主要编写内容	信用编号	签字
焦叙来	建设项目基本情况、建设内容、结论、附表、附图、附件	BH001055	
陈袁袁	生态环境现状、保护目标及评价标准、生态环境影响分析	BH008767	
梁丽君	主要生态环境保护措施、生态环境保护措施监督检查清单、附录	BH009379	

注：该表由环境影响评价信用平台自动生成

## 附图

附图 1 工程位置图

附图 2 油田总体布局图

附图 3 本项目与辽宁省海洋功能区划的位置关系

附图 4 本项目与辽宁省海洋生态红线的位置关系

附图 5 辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-辽东湾水产种质资源保护区

附图 6 本项目与辽宁省海洋主体功能区规划的位置关系

附图 7 本项目周边敏感目标分布图

附图 8 渔业三场分布图

附图 9 现状调查与渔业调查站位图

附图 10 调查站位与《辽宁省海洋功能区划（2011-2020 年）》叠加示意图

附图 11 调查站位与《辽宁省（渤海海域）海洋生态红线区划定报告》叠加示意图

## 附表

附表 1 水质要素调查结果

附表 2 水质要素评价结果

附表 3 沉积物质量要素调查结果

附表 4 沉积物质量要素评价结果

附表 5 调查海域生物质量分析结果

附表 6 海洋生物质量单因子指数评价统计



## 附件

附件 1:《关于锦州 9-3 油田开发工程环境影响报告书审查意见的复函》(环监〔1992〕169 号)

附件 2:《国家海洋局关于锦州 9-3 油田开发工程环境保护设施竣工验收的批复》(国海环字〔2015〕361 号)

附件 3:《国家海洋局关于锦州 9-3 油田主体综合调整工程环境影响报告书核准意见的批复》(国海环字〔2013〕355 号)

附件 4:《国家海洋局关于锦州 9-3 油田主体综合调整工程环境保护设施“三同时”检查的批复》(国海环字〔2014〕695 号)

附件 5:《国家海洋局关于锦州 9-3 油田主体综合调整工程环境保护设施竣工验收的批复》(国海环字〔2015〕362 号)

附件 6:《锦州 9-3 油田和锦州 20-2 气田溢油应急计划》备案登记表

附录

锦州 9-3 油田 8 口调整井项目

**环境风险专项评价**

## 1.评价依据

按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）的要求，进行本项目的风险分析与评价。

### 1.1 风险调查

经过风险调查，本工程所涉及的危险物质主要包括原油、天然气和施工船舶的燃料油，其危险有害特性及安全技术分析如下：

表 1.1-1 天然气理化特性及危险性质

标识	中文名：天然气		英文名：natural gas	
	危规号：21007	UN 编号：1971	CAS 号：74-82-8	
理化特性	外观与性状：无色无臭易燃易爆气体		溶解性：微溶于水，溶于乙醇、乙醚	
	熔点（℃）：-182		沸点（℃）：-161.49	
	相对密度：（水=1）0.45（液化）		相对密度：（空气=1）0.59	
	饱和蒸气压（kPa）53.32（-168.8℃）		禁忌物：强氧化剂、卤素	
	临界压力（MPa）：4.59		临界温度（℃）：-82.3	
	稳定性：稳定		聚合危害：不聚合	
危险特性	危险性类别：第 2.1 类易燃气体		燃烧性：易燃	
	引燃温度（℃）：482~632		闪点（℃）：-188	
	爆炸下限（v%）：5.0		爆炸上限（%）：15.0	
	最小点火能（MJ）：0.28		最大爆炸压力（kPa）：680	
	燃烧热（MJ/mol）：889.5		火灾危险类别：甲 B	
	燃烧（分解）产物：CO、CO <sub>2</sub> 、水			
	危险特性：与空气混合能形成爆炸性混合物、遇火星、高热有燃烧爆炸危险			
毒理性质	灭火方法：切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。			
	灭火剂：泡沫、二氧化碳、雾状水、干粉。			
	工作场所最高容许浓度 MAC：300（mg/m <sup>3</sup> ）			
健康危害	毒性判别：微毒类，多为窒息损害。毒性危害分级 IV 类			
	侵入途径：吸入			
急救	健康危害：当空气中浓度过高时，使空气中氧气含量明显降低，使人窒息。皮肤接触液化甲烷可致冻伤。			
	急性中毒：当空气中浓度达到 20~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加快，若不及时逃离，可致窒息死亡。			
泄漏处理	吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸，就医。			
	迅速撤离泄漏污染区人员至安全处，并立即隔离，严格限制出入。切断火源，戴自给式呼吸器，穿一般消防防护服。合理通风，禁止泄漏物进入受限制的空间（如下水道），以避免发生爆炸。切断气源，喷洒雾状水稀释，抽排（室内）或强力通风（室外）。如有可能，将残余气或漏出气用排风机送至空旷地方，或装设适当喷头烧掉。也可将漏气的容器移至空旷处，注意通风。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。			
储运	储运于阴凉、通风仓间内。仓温不宜超过 30℃。原理或中、热源。防止阳光直射。应与氧气、压缩空气、卤素（氟、氯、溴）等分开存放。切忌混储混运。储存间内的照明、通风等设施应采用防爆型。开关设在仓外。配备相应品种和数量的想放弃才。罐储时要有防			

火防爆技术措施。露天储罐夏天要有降温措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。运输按规定路线行驶。勿在居民区和人口稠密区停留。

表 1.1-2 原油理化特性及危险性质

标识	中文名：原油		英文名：Crude Oil	
	危规号：32003	UN 编号：1267		CAS 号：8030-30-6
理化特性	外观与性状：红色、红棕色或黑色有绿色荧光的稠厚性油状液体		溶解性：不溶于水，溶于多数有机溶剂	
	凝点（℃）：-6℃		禁忌物：强氧化剂	
	稳定性：稳定		聚合危害：不聚合	
危险特性	危险性类别：第 3.2 类中闪点易燃液体		引燃温度（℃）：350	
	闪点（℃）：44		燃烧（分解）产物：CO、CO <sub>2</sub>	
	爆炸下限（v%）：1.1		爆炸上限（v%）：8.7	
	危险特性：其蒸汽与空气形成爆炸性混合物，遇明火、高热或极易燃烧爆炸，与氧化剂能发生强烈反应，若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。			
灭火方法：泡沫、干粉、二氧化碳、砂土				
毒理性质	LD <sub>50</sub> ：500-5000mg/kg（哺乳动物吸入）		毒性判别：低毒类	
健康危害	侵入途径：吸入、食入、皮肤吸收			
	健康危害：其蒸汽可引起眼及上呼吸道刺激症状，如浓度过高，几分钟即可引起呼吸困难、紫绀等缺氧症状。			
急救	皮肤接触：脱去污染的衣着，用肥皂水及清水彻底冲洗			
	眼睛接触：立即提起眼睑，用流动清水冲洗			
	吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处，注意保暖，呼吸困难时给输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸，就医。			
	食入：误服者给充分漱口、饮水，就医			
泄漏处理	疏散泄漏区人员至安全区，禁止无关人员进入污染区，切断电源。建议应急处理人员戴自给式呼吸器，穿一般消防防护服。在确保安全情况下堵漏。喷水雾可以减少蒸发，但不能降低泄漏物在受限制空间内的易燃性。用沙土、蛭石或其它惰性材料吸收，然后收集运至空旷的地方掩埋、蒸发或焚烧。如大量泄漏，应利用围堤收容，然后收集、转移、回收或无害化处理后废弃。			
储运	远离火种、热源。仓温不宜超过 30℃。配备相应品种和数量的消防器材。要有防火防爆技术措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。灌装时应注意流速（不超过 3m/s），且要有接地装置，防止静电积聚。			

表 1.1-3 燃料油理化性质及危险特性表

标识	中文名称	燃料油		英文名称	Fuel oil; Heavy oil
理化特性	外观与气味			黄色液体	
	溶解性	不溶于水		倾点（℃）	≤-10
	冷滤点（℃）	冬季	-13~-7	密度（g/cm <sup>3</sup> ） （15℃）	0.833
		夏季	-3~3		
	馏程（℃）	90%	≤350	闪点（℃）	70~130
		95%	≥320	运动粘度 mm <sup>2</sup> /s(50℃)	2~4
主要用途	主要用作船用柴油发动机燃料。				
危害信息	燃烧与爆炸危险性	可燃。其蒸气与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热易燃烧或爆炸。燃烧产生有毒的一氧化碳气体。在高温火场中，受热的容器或储罐有破裂和爆炸的危险。			

活性反应	与强氧化剂反应。
禁忌物	强氧化剂。
侵入途径	吸入，食入。

## 1.2 风险潜势初判

本项目涉及的主要危险物质为原油、燃料油和天然气。参照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B “重点关注的危险物质及临界量”中表 B.1 中规定的临界量，油类物质的临界量为 2500t，天然气的临界量为 10t。

根据建设单位提供资料，本次涉及 3 个平台上原油最大在线量约 202.7t，天然气约 0.32t。

根据下式计算危险物质数量与临界量比值 Q：

$$Q = \frac{q_1}{Q_1} + \frac{q_2}{Q_2} + \dots + \frac{q_n}{Q_n}$$

式中， $q_1$ 、 $q_2$ 、……、 $q_n$ ——每种危险物质的最大存在总量，t；

$Q_1$ 、 $Q_2$ 、……、 $Q_n$ ——每种危险物质的临界量，t；油类物质取 2500t，天然气取 10t。

经计算本项目危险物质数量与临界量比值  $Q < 1$ ，因此，该项目环境风险潜势为 I。

## 1.3 风险评价等级判定

风险评价工作等级的划分主要依据环境风险潜势，按照下表确定评价工作等级。本项目环境风险潜势等级为 I，则风险评价工作等级为简单分析。

表 1.3-1 海洋工程建设项目环境影响评价等级

环境风险潜势	IV、IV <sup>+</sup>	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析 <sup>a</sup>

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

## 2.环境敏感目标概况

本项目位于辽东湾国家级水产种质资源保护生态红线区、辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-辽东湾水产种质资源保护区核心区，海蜇产卵场、黄姑鱼产卵场、鲷产卵场和鱻产卵场，距离其他敏感目标较远。

图 2-1 油田附近主要环境敏感目标分布图



### 3. 环境风险识别

#### 3.1 风险识别

本工程在施工和生产阶段有可能发生的事故包括井涌/井喷、平台火灾或者爆炸、船舶碰撞燃料油泄漏、平台工艺管线泄漏以及地质性溢油事故等。

##### (1) 井喷/井涌

本项目新增 8 口调整井，在钻、完井和修井作业中，由于对地层压力变化判断失误或地层压力过高、配备的钻井泥浆比重失调以及采取的防井喷措施失当，可能导致发生井喷/井涌。伴随井喷释放的有大量烃类物质，当烃类浓度在爆炸极限之内时，遇到诸如静电火花、机械撞击火花或吸烟等点火源，便会酿成火灾和爆炸。

由于钻井船和泥浆池区为敞开区，自然通风良好，烃类不容易积聚；而且此区禁止明火和吸烟，因此，由烃类积聚引起火灾或爆炸的可能性极小。

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

表 3.1-1 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	$3.9 \times 10^{-4}$	$4.8 \times 10^{-5}$	次/井
生产井	$2.9 \times 10^{-6}$	$2.6 \times 10^{-6}$	次/(井·a)
注水井	-	$2.4 \times 10^{-6}$	次/(井·a)

本项目共实施 8 调整井，其中 5 口生产井、3 口注水井。根据表 3.1 估算，5 口生产井发生井喷的概率为  $1.3 \times 10^{-5}$  次/a，3 口注水井发生井喷的概率为  $7.2 \times 10^{-6}$  次/a；8 口调整井发生井喷的概率为  $2.02 \times 10^{-5}$  次/a。

##### (2) 火灾/爆炸

油田生产阶段，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：

井口区，约为  $1.0 \times 10^{-3}$  次/年

油气处理区，约为  $4.0 \times 10^{-3}$  次/年

储油区，约为  $2.0 \times 10^{-3}$  次/年



油气输送区，约为  $3.0 \times 10^{-4}$  次/年

本项目涉及平台中，1 处油气分离器区，发生火灾事故的概率为  $4.0 \times 10^{-3}$  次/a。由火灾引起溢油事故概率至少比火灾事故概率低一个数量级；因此，本项目发生火灾事故导致溢油事故的概率不高于  $4.0 \times 10^{-4}$  次/a。

### (3) 船舶燃料油泄漏

在钻完井阶段主要有钻井船、拖轮等，船舶与平台和周围设施之间可能因设备故障、人员操作失误等原因发生碰撞，从而可能导致船舶储油设施发生泄漏。运营期平台附近主要有供应船、值班船等，但本项目建成后不新增船舶使用数量，运营期船舶溢油风险不属于本项目新增的风险。此外，在该海域航行的外来航船也有可能与平台设施发生碰撞。根据《风险评估数据指南》（2010），船舶与平台等油田设施发生碰撞的概率见下表。

表 3.1-2 船舶碰撞概率

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

本项目所在海域不位于主要航道内，各船只均在遵守安全作业前提下在相对固定位置工作，加之调整井作业时间相对较短，作业结束后发生船舶溢油的风险便随即消失。因此发生船舶碰撞进而引发溢油事故的概率极小，我国海上实施调整井作业起至今 30 余年未发生过施工船舶碰撞导致的溢油事故。综上分析可以认为本项目发生拖轮与钻井船碰撞并造成产生重大损伤的概率为  $3.9 \times 10^{-6}$  次/a，加之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低一个数量级（ $3.9 \times 10^{-7}$  次/a）。

### (4) 平台工艺管线泄漏

平台油气输送管件失效（三通管、弯头、法兰、螺栓、螺母、垫片等）、腐蚀、材料失效（管子、管件、容器破裂）、操作错误、仪表和控制失效等原因可能引发泄漏，泄漏后处理和收集不当，可能导致溢油入海。

此外，根据近年来海上发生的事故情况，在紧急泄放情况下，尤其是当泄放量小时，从泄放系统释放的气体会带出少量原油，或由于火炬燃烧不充分，排出的气体瞬时带出少量未燃烧的原油，导致少量原油入海。

根据建设单位估算，本次涉及 3 个平台物流管线的原油最大存在量不超过 202.7t，因此若发生平台上工艺管线泄漏事故，溢油量不超过 202.7t。

### (5) 海底管道和立管油气泄漏事故

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

本项目在现有平台上实施调整井，不新增其他设施设备、不新建海底管线，本工程投产后管线的实际最大输送压力和最大输送温度未超过管线的最大允许操作压力和最大允许操作温度，没有增加所依托管线溢油的风险，因此海底管道破裂/断裂引起的溢油事故不属于本工程新增的环境风险。

### (6) 地质性油气泄漏

对于断裂系统十分复杂的油田，不恰当注入会造成储层压力高压异常，如储层附近恰好存在着连通海床的自然地质断层，储层压力可能使储层流体沿附近的地质断层自储层段运移至海床而造成油气泄漏事故。此外，如油田表层套管下深不足或固井质量较差，在钻遇异常高压油气层时，也可能产生地质性油气泄漏事故。

地质性溢油风险分析详见 3.2 节。

## 3.2 地质性溢油风险分析

本节引自《锦州9-3油田调整项目地质性溢油风险分析报告》（2022年04月）。

锦州 9-3 油田目前采用行列式井网注水开发，自 1999 年投产以来一直处于安全生产状态，为确保油田的安全生产，对可能导致油田溢油的断层等潜在因素进行逐一排查，取得了以下认识：

### 3.2.1 地质概况

锦州 9-3 油田位于渤海辽东湾海域。区域构造上，位于辽东湾拗陷辽西低凸起的北端。

图 3.2-1 锦州 9-3 油田区域构造图

锦州 9-3 油田平面上被辽西一号断层分割成锦州 9-3 构造和锦州 9-2 构造。锦州 9-3 构造位于辽西一号断层上升盘，分为主体区和东块两个区块；锦州 9-2 构造位于辽西一号断层下降盘。此次 1 口回注井（JZ9-3-W-W1），1 口转注井（D02H），E 平台 3 口调整井（E1-2S1、E2-7S1、E2-3S1），D 平台内挂项目实施 3 口调整井（D17H、D26H、D27H）均位于锦州 9-3 构造主体区。

锦州 9-3 构造为一北东—南西向展布的狭长带状断裂半背斜，由主体区和东块两部分组成。构造总体西北高、东南低。主体区构造西北侧的边界为一条北东—北东

东向弧形正断层，倾向北西—北北西。受边界断层影响，伴随弧形正断层上升盘发育了宽约 500m 的断裂带，其延伸长度与构造长度相当。平面上形成若干个北东向的菱形小断块。构造东南面为斜坡向洼陷过渡，在斜坡部位有一顺向正断层，沿走向朝北东方向渐行消失。整个构造东段陡而窄，西段相对开阔平缓。主体区内部断层不发育。东块内部小断层比较发育，断裂系统相对主体区复杂，北侧为辽西一号大断层，近东西走向。东块含油区域断层根据断层走向可大致划分为两组，一组为北东东走向的北西倾正断层，成雁行排列；另一组为近北北西走向的西倾正断层。受断层的影响，东块的构造系统复杂化。

**图 3.2-2 锦州 9-3 油田主体区、东块构造形态图**

主体区和东块目的层为东营组东二下段的 I、II、III 油组及东三段 V 油组，埋深海拔为 ██████████，储层岩性主要为中-细砂岩，属三角洲前缘沉积。主力开发层系为东营组东二下段的 I、II、III 油组，储层在纵向上、横向上分布比较稳定。油藏类型为受构造控制、岩性影响，纵向上存在多套流体系统的构造层状油气藏。

**图 3.2-3 锦州 9-3 油田主体区、东块油藏剖面图**

锦州 9-3 油田各区块为断裂半背斜构造，目的油层段之上为厚约 280m~320m 的泥岩段盖层，底部为东三段地层，盖层和底层封闭性能良好，具有完整的成藏圈闭和良好的保存条件，为安全注水提供了有利的地质条件。

### 3.2.2 开发概况

锦州 9-3 油田于 1999 年 10 月投产。截止到 2022 年 2 月底油田总井数 ██████ 口，其中采油井 ██████ 口，注水、注聚井 ██████ 口（█████ 井为同井抽注井），采气井 ██████ 口，水源井 ██████ 口。目前平均日产原油 ██████，采油速度 ██████，采出程度 29.6%，综合含水 ██████，累积生产原油 ██████；日均注水（聚）量 ██████，月注采比 ██████，累积注水（聚）量 ██████，累积注采比 ██████。

### 3.2.3 地质性溢油风险因素排查

#### （1）断层因素分析

锦州 9-3 构造、9-2 构造是在中生界古潜山上形成的北东向展布的披覆半背斜构造，油田范围内构造和断层落实，标定准确，解释可靠。

锦州 9-3 构造范围内断层按照发育规模及特征可分为三类：



第一类为边界大断层（辽西一号断层），属于区域性断层，是由一系列正断层的雁列组合组成。结合区域研究成果和相邻区块辽西一号断层在浅层的发育情况，分析认为该类断层中 F1、F2、F3 断至海底（目前地震资料最浅至 120ms）。根据边界断层的断距规模、埋藏史及断层活动等情况综合评价认为，该边界大断层具有封堵性，其为该油藏保存完好的必要条件之一。同时油田生产至今近 23 年，油藏始终处于稳定开发状态，通过研究历年压力监测、生产动态等资料，对油田断层认识清楚，为维持油田安全生产积累了经验，扩大注聚后应进一步加强油田规范化管理，通过产液结构与注入结构调整等措施，达到有效控制油田溢油风险的目的。

图 3.2-4 锦州 9-3 油田边界断层风险分析示意图

第二类为靠近边界断层的伴生断层，该类断层规模相对较小，未断至海底；油田该类断层向下与边界断层相交，由于边界断层具有封堵性，因此该类断层不存在与海底直接沟通的可能。

第三类为油田内部不同规模的次生断层，该类断层相对不发育且绝大部分断层活动时期短，新近系以后基本没有活动，所以不存在沟通海底的风险。

锦州9-3油田目前采用行列式井网注水开发，油田内没有生产井在目的层段内直接钻遇边界断层。注入井中W8-4、W4-2井，由于断面产状的不规则导致在个别层处距断至海底断层距离不足100m；另外，如E1-6井，与间接断至海底断层（间接断至海底断层，即与断至海底的F1、F2、F3相搭界的伴生断层或其他边界断层）的距离也不足100m；其余井在目的层段距断至海底断层或间接断至海底断层距离均大于100m。油田近23年的生产历史表明，所有开发井都没有出现过产量、注水量及压力等异常情况。本次申报的位于边界断层附近的转注井D02H、转回注井W-W1及注水井D27H距断至海底断层或间接断至海底断层距离均大于100m。其余5口井为生产井。

表 3.2-1 锦州 9-3 构造断层附近注入井与（间接）断至海底断层断层最近距离统计表

项目	井号	距断层最近距离（m）	层位	备注
现有注入井	W8-4	■	E <sub>3</sub> d <sub>2</sub> <sup>L</sup> III	间接断至海底断层
	W4-2	■	E <sub>3</sub> d <sub>2</sub> <sup>L</sup> I	断至海底断层
	E1-6	■	E <sub>3</sub> d <sub>2</sub> <sup>L</sup> I	间接断至海底断层
	E3-3	■	E <sub>3</sub> d <sub>2</sub> <sup>L</sup> I	间接断至海底断层
	W7-3	■	E <sub>3</sub> d <sub>2</sub> <sup>L</sup> I	断至海底断层
	A15	■	E <sub>3</sub> d <sub>2</sub> <sup>U</sup> I	间接断至海底断层
	A8	■	E <sub>3</sub> d <sub>2</sub> <sup>L</sup> I	间接断至海底断层
	C2	■	E <sub>3</sub> d <sub>2</sub> <sup>L</sup> I	断至海底断层
	E1-7	■	E <sub>3</sub> d <sub>2</sub> <sup>L</sup> I	断至海底断层
	W5-3S1	■	E <sub>3</sub> d <sub>2</sub> <sup>L</sup> I	断至海底断层

	E2-2	■	E <sub>3</sub> d <sub>2</sub> <sup>L</sup> I	断至海底断层
	C7	■	E <sub>3</sub> d <sub>2</sub> <sup>L</sup> I	断至海底断层
	C11	■	E <sub>3</sub> d <sub>2</sub> <sup>L</sup> I	断至海底断层
	B2	■	E <sub>3</sub> d <sub>2</sub> <sup>L</sup> I	间接断至海底断层
	A11	■	E <sub>3</sub> d <sub>2</sub> <sup>L</sup> I	断至海底断层
	C8H	■	E <sub>3</sub> d <sub>2</sub> <sup>L</sup> I	断至海底断层
	E1-9S1	■	E <sub>3</sub> d <sub>2</sub> <sup>L</sup> I	断至海底断层
	D18	■	E <sub>3</sub> d <sub>2</sub> <sup>L</sup> I	断至海底断层
	W8-3	■	E <sub>3</sub> d <sub>2</sub> <sup>L</sup> I	断至海底断层
	C3	■	E <sub>3</sub> d <sub>2</sub> <sup>L</sup> I	断至海底断层
转注井	D02H	■	E <sub>3</sub> d <sub>2</sub> <sup>L</sup> I	未断至海底断层
转回注井	W-W1	■	N <sub>1g</sub>	断至海底断层
新增注水井	D27H	■	E <sub>3</sub> d <sub>2</sub> <sup>L</sup> I	未断至海底断层

锦州 9-2 构造断层可以分为两类，一类为断至海底断层，有边部辽西一号断层和构造西部的走滑断层；另一类为与断至海底的断层搭界的小断层，即间接断至海底断层。在目的层段 C12 井没有经过断层；平面上，C12 井与断至海底断层距离大于 200m，与间接断至海底断层的距离也超过 110m。从生产上，C12 井利用天然能量开发，不存在超压现象。综合分析认为本区无地质溢油风险。

## (2) 注采层位

锦州 9-3 油田主体区、东块目的层位为东二下段 I~III 油组及东三段 V 油组。I~III 油组为局部发育小气顶的层状构造油藏，IV 油组为岩性油藏，V 油组为带顶气底水层状构造油藏，注水井的注水层位深度：-1590.0m~-1762.0m，注水油藏中部深度为 -1676.0m，本油田注水层位与油井生产层位相同。注水井用于维持油藏地层压力，保证油藏产液量和产油量。油田按照排状井网部署，同时油田储层横向展布稳定具有较好的对比关系，油水井之间注采对应率高，注采对应关系较好，井网不存在“只注无采”的现象。

## (3) 注水后地层压力与破裂压力对比

锦州 9-3 油田主体区、东块油藏天然能量不足，油田开发原则是人工注水保持地层压力，提高原油采收率。主体区、东块油藏原始地层压力为 16.9MPa，泡点压力为 13.0MPa 左右，目前注水后油藏压力维持在 15.0MPa 左右，高于泡点压力，是原始地层压力的 88.6%、地层破裂压力的 42%（根据井壁稳定性专题研究成果，计算出地层破裂压力为 33.6MPa~36.8MPa）。

图 3.2-5 锦州 9-3 油田地层压力变化图

根据最大井底注入流压为不超过地层破裂压力的 85% 为上限，约 28.6MPa~31.3MPa，考虑油管摩擦阻力及水嘴压力损失，折算井口允许最大注入压力为

13.7MPa~19.1MPa，目前注水井井口注入压力平均为11.4MPa左右，比允许最大井口注入压力低2.3MPa~7.7MPa。

靠近断层注水井（E1-6、W4-2）井口注入压力为13MPa，低于最大井口允许注入压力。注聚试验区注聚后井口注入压力上升，平均井口压力为12.5MPa，比允许最大井口注入压力低1.2MPa~6.6MPa。

图 3.2-6 锦州 9-3 油田注入井井口压力与最大允许注入压力对比图

#### (4) 新钻/侧钻井、采油井转注水井及水源井转回注井情况

##### ①新钻/侧钻井

锦州 9-3 油田新增 6 口调整井位于主体区内部，地质油藏情况认识清楚。在精细油藏描述基础上，根据剩余油分布规律研究成果，新增调整井所在区域储量分布集中、储层厚度较大且平面发育稳定。目前，油井间剩余油相对富集，有待挖潜或者释放油井潜力。

因此，针对 E1-2、E2-3、E2-7 井低效生产问题，经地质油藏分析，建议利用原井槽在原井眼附近实施侧钻井（E1-2S1、E2-7S1、E2-3S1），提高井区储量动用程度及开发效率，以释放油井潜能、充分挖掘井间潜力；针对主体区西侧部分井区井网不完善，经地质油藏分析，建议内挂井槽部署调整井（D17H、D26H、D27H），提高井区储量动用程度，以挖潜边部剩余油。

##### ②采油井转注水井情况

为满足局部区域注水需求及扩大波及面积，完善主体区行列注采井网，对油井 D02H 实施转注。

##### ③水源井转回注井情况

根据锦州 23-2 油田开发项目依托锦州 9-3 油田开发的相关需求，锦州 23-2 油田处理流程依托锦州 9-3 油田处理，生产污水需回注锦州 9-3 油田。为满足锦州 23-2 油田的注水需求，综合考虑锦州 9-3 油田实际情况，建议将目前的水源井（W-W1）转为回注井。

### 3.2.4 防范措施

#### (1) 历年保证安全生产的历史分析

锦州9-3油田主体区自1999年10月投产至今已生产近23年，随着注水工作的深入，地层压力保持稳定，目前地层压力保持在14.9MPa附近，高于油藏饱和压力



(13.0MPa)，但仍处于原始地层压力(16.9MPa)之下。

油田注水井的压力状况显示，目前注入压力均保持在井口允许的最大注入压力之下。当注水井注入压力有上升趋势，或接近允许的最大注入压力时，采取酸化、提管柱冲洗等解堵措施，年平均实施酸化10井次，措施后井口注入压力比措施前平均下降4.0MPa，且降压有效期长，取得较好的效果，能够有效地缓解注水井注入压力高的问题，在补充地层能量维持地层压力的同时确保安全生产。

图 3.2-7 锦州 9-3 油田注水井酸化解堵措施效果

## (2) 油田注采平衡分析

本油田初期采用衰竭开采，且在开发过程中先期排液井逐步转注，注水井点少，造成地层能量亏空，为补充地层能量维持地层压力，提高油田开发效果，自2007年起至今油田年注采比平均达到1.1，但是油田累积注采比仍较低，截止到2022年2月油田累积注采比仅为0.92，累积亏空量[ ]，地层仍处于亏空状态。因此，地层压力虽稳中有升，但仍只达到原始地层压力(16.9MPa)的88.6%。在满足地质油藏注水需求的同时，合理控制油田注采比，使油田地层压力恢复速度处于合理范围内。

图 3.2-8 锦州 9-3 油田历年注采比及累积亏空量对比图

锦州9-3油田为构造层状油气藏，主要含油层系为东营组东二下段和东三段，注水井注水层位与油井生产层位一致，注入水为经处理合格后的油田产出水，且目前油田注水需求量大于生产污水产出量，部分注水量需通过油田水源井进行补充，故正常生产中无直接排海的产出水量。

为维持油藏合理的地层压力水平，油田在后续的注水管理中维持1.0左右的注采比，使油田地层压力维持在原始地层压力和泡点压力之间合理范围内。

图 3.2-9 锦州 9-3 油田设计注采比与地层压力对比图

W1井是一口水源井，生产层位为馆陶组。截至目前锦州9-3油田馆陶组共有3口水源井(W1、W2和W3-1井)累计产水量约[ ]万方。根据中长期规划，锦州23-2油田开发项目将依托锦州9-3油田开发，锦州23-2油田处理流程依托锦州9-3油田处理，生产污水需回注锦州9-3油田馆陶组。考虑锦州9-3油田的实际情况，建议将目前的水源井W1转为回注井。基于锦州23-2油田的开发指标，预测2023年~2042年W1

合计回注量■■■■万方，低于锦州9-3油田馆陶组累积采出水量，开发期末馆陶组地层压力低于原始地层压力。

### （3）后续注水井压力监测

油田开发至目前为止，注水井还未出现注入压力异常值的情况。若有该现象发生，立即停止注水，查找原因、采取措施。日常生产中的做法是，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，具体要求及相关应对措施如下：

①动态监测系统：根据录取资料要求，综合考虑油田开发需要，按照固定与非固定监测井点相结合，兼顾油田高部位与低部位、油田边部与内部的方针，确定油田动态监测系统，其中固定压力监测点 12 口井，非固定压力监测点 6 口井；固定产液剖面监测点 6 口井，非固定监测点根据油田开发动态适时加测；吸水剖面所有注水井固定一年测一次，并根据注水动态变化适时加测；油井动液面一月测一次。

②单井注入压力、注入量跟踪：全天监测计量注入井注入压力及注入量变化，当记录值突变，注水出现异常时，及时跟踪分析与现场沟通，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，结合油井动态，综合分析注水井动态变化，出现问题，及时提出压力、产液剖面、吸水剖面等动态监测需求及酸化等解堵措施，并与现场沟通，确保安全注水。

④月度动态分析：根据注水井周边受效油井生产动态变化适时配注，实施月度配注制度，及时调整注水井的配注量及注聚试验井的注聚浓度，并分析月度含水上率、存水率等开发效果评价指标，避免出现注水井注水量过大或注聚浓度过高导致的注入压力过高现象。

#### ⑤注水管理措施：

对于注水井、注聚试验井实施精细化管理，优化注水注聚，通过酸化、调剖与分层配注（地面分注）等措施相结合，维持井组均衡开采，杜绝地层出现局部高压的情况。

对于注水需求量大的区域，通过转注老井及增打注水井补充注水井点调整注采井网，降低单井注入量，从而降低注水压力；对于因注聚试验注入压力高的井，在改进酸化工艺的同时实施提管柱冲洗等解堵措施，降低注入压力。

### 3.2.5 结论

(1) 锦州9-3油田整体上属于整装构造层状油气藏，油田范围内构造简单，断层少且规模不大，仅有边界大断层及油田西部走滑断层有断至海底的可能，但经过断层封堵性研究以及多年的开发生产实践，对油田断层认识清楚，为维持油田安全生产累积了经验，以后将进一步加强油田规范化管理，通过产液结构与注入结构调整等措施，达到有效控制油田溢油风险的目的。

(2) 该油藏为断裂半背斜构造，目的油层段之上为厚约280~320m的泥岩段盖层，底部为东三段地层，盖层和底层封闭性能良好，具有完整的成藏圈闭和良好的保存条件，为安全注水提供了有利的地质条件。

(3) 油田开发过程中按照规则井网进行部署，平面上具有完善的注采井网，不存在“只注不采”的现象。

(4) 油田已处于开发中后期，油田通过注水开发使地层压力维持在原始地层压力和泡点压力之间的合理压力范围内，有利于改善开发效果，同时维持整体及井组合理的注采比，确保注水安全。

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

综上所述，锦州9-3油田地质条件及断层风险认识清楚、注采井网及注水方式规范合理，生产管理应对措施完善得当，因此，综合分析认为本次新增调整井项目风险可控。

### 3.3 浅层气分析

本节内容引自《锦州 9-3 油田调整项目浅层气风险分析报告》（2022 年 04 月）。

#### 3.3.1 浅层气排查

埋深在-500m（海拔）之上的气层为浅部气层，称为浅层气，埋深在海拔-500m之下的统称为气层。

##### (1) 海拔-500m 以上浅层气分析

海拔-500m 以上的气层为浅层气。本次 8 口井中，2 口井为转注井，3 口为原井位侧钻，不涉及 500m 以上浅层气，只有调整井 D17H、D26H 和 D27H 井从井口钻井。基于现有的三维叠前时间偏移地震资料、已钻井气测/录井/测井资料，分析认为，在锦州 9-3 油田新增调整井项目调整区域未发现浅层气。

##### (2) 海拔-500m 至目的层以浅气层分析

平面上，根据现有资料分析，锦州 9-3 油田目的层以上浅层气和气层不发育，仅在东块 A14 井、A15 井和 A6 井的 1300m~1425m 处气测值异常。现有地震没有明显的气层反射特征。

**图 3.3-1 浅层地震方差切片**

纵向上，根据现有资料，从海拔-500 米到目的层之上，气层不发育，仅在东块 A14 井、A15 井和 A6 井附近 1300m~1425m 处气测值异常。三口井中，A15 井和 A6 井有测井曲线，但没有中子密度，A14 井没有测井曲线，现有地震没有明显的气层反射特征，新增调整井区域地震剖面没有气层反射特征。

**图 3.3-2 过 D/W 平台任意地震剖面**

**图 3.2-3 过 C/E 平台任意地震剖面**

### (3) 目的层气层分析

油田目的层发育有气层，气藏属于正常的温压系统，不存在高温高压气层。含气面积 ████████，地质储量 ████████，截止 2022 年 2 月底，累计采出天然气 ████████。

通过上述分析，依据现有资料，锦州 9-3 油田浅层气及目的层以浅气层不发育，只有极少数井零星发育有气测异常层，详细单井情况见下表。锦州 9-3 油田目的层发育有气层，气层范围明确，气层特征确定，不存在高温高压气层。

**表 3.3-1 锦州 9-3 油田浅部气层、气层发育情况统计表  
(数据截止：2021 年 5 月 12 日)**

锦州 9-3 油田天然气及溶解气以轻组分为主，所取的样品均不含硫化氢。

基于现有资料，油田存在浅层气风险较小，但是不排除存在小规模浅层气的可能性，请钻完井及现场作业时加强资料录取及风险预案制定，保证固井质量，做好风险预案。根据录井气测、显示及测井情况，做好井涌、井喷、井漏等应对预案。

## 3.3.2 防范措施

### 3.2.1 钻完井工程防范浅层气措施

#### (1) 作业前准备

- 1) 开钻前检查、运转消防、救生设备，确保运转良好。检查、运转应急发电机，确保运转良好。检查通讯设备，确保能够工作正常，统一对讲机工作频道。对平台设备、仪表、探测器、录井脱气器、传感器、水密门及安全救生设备



等进行全面检查，确保良好工作状态。

- 2) 检查固井设备及管线，准备配置水泥浆，以便在浅层气压住后进行固井作业。
- 3) 安装好泥浆返出管线、灌泥浆管线、放泥浆阀，配制足够量的粘度为 35-45 秒的般土浆、稠泥浆及重泥浆(密度  $1.15\text{g/cm}^3$  的重泥浆)。
- 4) 钻井液工程师确定重晶石、堵漏泥浆材料、土粉、水泥量。
- 5) 告知守护船浅层气的重要性，保持与守护船 24 小时联系。
- 6) 钻进作业开始前，钻井总监通知基地项目组报分公司应急办公室、总调度值班室；由平台高级队长通知油服钻井事业部调度室；总调值班室通知机场待命。
- 7) 钻井监督与平台各承包商进行技术交底及座谈，平台经理、队长、司钻、泥浆工程师、固井工程师、泥浆录井人员等深入了解该井的详细情况，明确各自的职责及任务。
- 8) 严格交接班制度并加强关键人员在岗的工作。
- 9) 禁止钻浅层气明火作业，一旦出现浅层气井涌立即关闭一切明火源。
- 10) 加强气象变化的监测工作，气象较好时白天进行表层钻井作业。
- 11) 加强现场值班船的管理，保证 24 小时现场值班，同时执行人员溺水的救捞演习。
- 12) 保持人员的相互沟通及交流，现场人员、陆地指挥人员均能随时了解现场作业动态，使应急指挥中心随时启动。
- 13) 加强泥浆录井人员的监控职能，对可能的浅层气预兆给出极早的提示。
- 14) 现场浅层气防范演习及实际操作，对出现的问题及时进行纠正；开钻前组织消防、弃船训练、演习。

## (2) 钻进作业注意事项及应急措施

- 1) 记录作业期间有关的天气和海况，尤其是风向和海流情况。
- 2) 作业期间严格执行热工及动火审批制度。
- 3) 严格执行起下钻及浅层气作业安全规定。
- 4) 进行一整套相关的浅层气分流演习。
- 5) 全面检查钻井仪表和气测监测仪器，保证它们正常工作，特别是要保证几个关键参数的正确性，如返回流量、泥浆池增量、气全量、钻时等，力求极早发现钻遇的浅层气。钻进中加强地质捞砂工作的力度，及时绘制岩性柱状图，

以便更好地了解及掌握井下情况。

- 6) 合理的选择、安装及检查分流器，尽量避免人为操作错误。分流器的安装：分流器安装应该考虑季节的风向，分流器导流管线内径至少为 8"，分流器与放喷阀安装为联动方式，确保关分流器的同时能打开放喷阀，实现放喷管线循环排气的目的。
- 7) 钻井期间在下列情况之一存在时，应考虑循环观察：当气全量高于 5%时；当钻入可疑浅层气 1.5m 时；当钻时突然加快时；当准备接单根或立柱时。
- 8) 钻进过程中，维持稳定的泥浆密度。加强钻井液性能的监测工作，加强气体检测气全量情况，并随时观察泥浆返出管及循环池气泡的变化情况，异常应先通知司钻循环，然后通知钻井监督做下一步的决定。
- 9) 控制机械钻速不超过 30m/h；当确认钻遇浅层气后，应循环排气；气全量保持不变，或者呈上升趋势，适当提高泥浆比重，或者泵入加重泥浆；如果气全量还不上升，增大排量循环排气；当发现气全量增加过快或气全量过高有井涌或井喷风险时应马上关分流器同时打开放喷阀及管线，循环放喷。
- 10) 完钻后短起下钻，起钻前要静止井口观察液面 10 分钟，测气体上窜速度。
- 11) 短起下钻为防止抽吸和拔活塞现象倒划眼起钻至套管鞋；下钻速度控制均匀，减少压力激动，进而减少压漏地层的风险。
- 12) 最后起钻时控制起钻速度以减少抽吸，一旦出现拔活塞现象，则司钻应立即停止起钻作业，并执行原地循环，并立即通知钻井监督，由钻井监督视井下情况决定是否有必要下钻回井底。
- 13) 坚持起钻大循环灌泥浆制度，连续循环灌泥浆以保持井口液面，并记录泥浆实际灌入量，一旦出现泥浆灌不进去或实际灌入量小于理论值，则立即停止起钻作业，静止观察确认，视井况决定是先循环还是先下钻。若发生浅层气问题，接顶驱大排量循环。起钻至中途必要进行静止观察或循环观察，无任何异常情况方可继续起钻。
- 14) 13-3/8"表层套管不使用自动灌泥浆浮鞋浮箍，钻台准备好套管和钻杆的变扣接头；缩短下套管时间。
- 15) 固井之前充分循环泥浆，井况正常后再固井。
- 16) 固井结束后，候凝，直到水泥样品凝固，强度达到要求才能拆装井口。

如果发生浅层气要通知基地启动应急程序并及时汇报事态的进展情况，并通知飞机



准备最后8人的撤离（钻井总监、高级队长、值班队长、轮机长、电器师、吊车司机、泥浆工、报务员）。弃平台前，关闭所有进、排风筒风门，封闭所有舱室水密门，停电、停车、停机。

### 3.2.2 运营期浅层气防范措施

- 1) 确保平台消防设施和救生设备正常可用，运转良好；
- 2) 保平台应急发电机正常，运转良好；
- 3) 全面检查井口区各压力表及可燃气体探头，保证压力表及变送器在有效期内且符合量程要求，可燃气体探头处于正常可用状态；
- 4) 确保各油井服务管汇阀门可正常开关；
- 5) 周期性对压井泵进行检查及试运转，保证应急压井作业时正常可用；
- 6) 井口区配备齐全采油树连接压井管线的高压软管，高压软管外观良好，正常可用；
- 7) 周期性检查注水管汇压井流程上阀门可正常开关；
- 8) 加强对各油气井套压的监控和录取，发现套压异常及时上报；
- 9) 每周一次对采油树电缆穿透器密封进行检查，每月一次针对过电缆穿透器泄漏进行一次演习；
- 10) 加强生产人员对浅层气的认识和培训；
- 11) 加强现场浅层气防范演习及实际操作，如遇到油井采油树电缆穿透器泄漏天然气，按照采油树电缆穿透器泄漏应急预案进行应急处置。

### 3.3.3 结论

基于现有资料，锦州 9-3 油田浅层气及目的层以浅气层不发育，只有 WHPA 平台极少数井零星发育有气测异常层，在调整区域浅层气不发育。锦州 9-3 油田目的层发育有气层，气层范围明确，气层特征确定，不存在高温高压气层。作业及生产过程中各种防范措施得当，浅层气风险可控。

## 3.4 危险物质向环境转移的途径识别

本项目危险物质包括原油和天然气，向环境转移的途径主要通过水体污染（海水污染），环境风险类型为危险物质泄漏，具体分析见下表。

表 3.4-1 危险物质向环境转移的途径识别

危险物质	危险物质特性	环境风险类型	危险物质影响环境的途径和影响方式
原油	易燃易爆、有毒有害	物质泄漏	水体（海水）

天然气	易燃易爆、有毒有害	物质泄漏	水体（海水）、大气
-----	-----------	------	-----------

## 4. 环境风险分析

本节重点分析发生溢油事故后对大气、海域等要素的影响。

### 4.1 对大气环境的影响分析

溢油事故发生时，其中的轻烃组分逐渐挥发进入大气，会对事故现场空气环境产生影响，因为项目位于海上，常年风速较大，气体较易得到扩散。因此，原油泄漏事故对空气环境影响较小。泄漏的原油一旦着火，会对周围产生热辐射危害；也可能在扩散过程中着火或爆炸，对周围造成冲击波危害；同时因燃烧产生的 SO<sub>2</sub>、烟尘、CO 会造成周围大气环境污染。

发生井喷后，若不能及时采取措施制止，即发生井喷失控，致使大量原油和伴生气从井口敞喷进入环境当中，伴生气在喷射过程中若遇明火则会引发火灾和爆炸等危害极大的事故。伴生气喷射最大的可能是形成垂直喷射，初始喷射由于井筒内有压井液柱，因此喷出的伴生气中携带大量的压井液，将危害周围的大气环境。事故性释放的伴生气可能立即着火，形成喷射燃烧，对周围产生热辐射危害；也可能在扩散过程中着火或爆炸，产生的次生污染物污染环境；或者经扩散稀释低于爆炸极限下限，未着火，仅污染周围环境空气。

### 4.2 对海域环境的影响分析

海上溢油一般以溶解状态、乳化状态、吸附和沉降状态等为主，其中以溶解状态毒害最大。溢油对海洋生物的影响包括物理作用和化学毒害两个方面。物理作用包括油品黏附覆盖于生物体表，导致生物丧失或减弱活动能力，堵塞生物的呼吸和进水系统，吸附悬浮物沉降而导致生物幼体失去合适的附着基质等。油类对海洋生物的化学毒害分为两类：一类是大量的原油造成的急性中毒；另一类是长期的低浓度油类的毒性效应（于桂峰，2007）。

#### 4.2.1 对浮游生物的影响

##### （1）浮游植物

海面溢油直接粘附于浮游植物细胞上，导致浮游植物在强光等不利因素的作用下很快死亡。在溢油海域中，大量溢油漂浮在水面使表层水体产生一层油膜，从而阻断了水体与大气的交换，白天浮游植物进行光合作用所需二氧化碳得不到满足，夜晚浮游植物生理代谢所需氧气也难从大气中获取，因而浮游植物的正常生理

活动会受到不利影响。溢油吸附悬浮物，并沉降于潮间带或浅水海底，致使一些海藻的孢子失去了合适的附着基质，浮游植物的繁殖会受到不利影响。溢油对某些浮游植物种类有加速繁殖的作用，该类浮游植物可利用溢油中的碳、氢等元素，从而加速了细胞的分裂速度，使溢油海域浮游植物群落的多样性指数降低，优势度增高，为赤潮的形成埋下隐患。溢油的处理过程中，经常使用到的消油剂在沉降过程中可能对浮游植物造成影响，造成浮游植物沉降。多环芳香烃碳氢化合物是最常见的溢油团块的基本成分之一，其分子量很大，是溢油成分中对海洋生态系统破坏性最大的化合物之一，多环芳香烃碳氢化合物能够在浮游植物的组织和器官中聚集起来，缓慢而长期地实施其毒性。由此导致，溢油发生的海域浮游植物的种类数量和细胞数量将大幅度降低。

## （2）浮游动物

当溢油浓度较高时，其急性毒性影响可导致浮游动物在短期内死亡。当溢油浓度较低时，溢油可降低浮游动物的运动能力和摄食率，抑制浮游动物的趋化性，降低或阻抑其生殖行为，影响其正常生理功能，降低生长率。浮游动物在海洋中处于被动的游动状态，会被漂浮于海面的粘稠的溢油紧紧粘住，从而失去自由活动能力，最后随油物质一起沉入海底或冲上海滩。溢油附着于浮游动物体表，还可能堵塞浮游动物的呼吸和进水系统，致使生物窒息死亡。被溢油薄膜大面积覆盖着的海域，许多浮游动物，如小虾，会错把白天视为夜幕降临，本能的从水深处游向表层，导致浮游小虾会不分昼夜的滞留于海水表层。溢油薄膜起到了类似日全蚀的作用，从而改变了浮游动物的正常活动习惯。以浮游植物为饵料的浮游动物，会由于浮游植物数量的减少而减少。浮游动物被许多经济性生物所食，浮游动物的群落结构、数量特征的变动，不仅直接影响着海洋渔业资源，而且溢油的有毒成分可以通过生物富集和食物链传递，最终危害人类健康。浮游生物的生产力约占海洋生态系统总生产力的 95%，浮游生物受到损害，就从根本上动摇了海洋生物“大厦”的基础（张计涛，2007）。

### 4.2.2 对游泳生物的影响

溢油黏附于海洋鱼类、甲壳类、头足类和爬行类游泳动物体表后，可能堵塞游泳动物的呼吸系统，导致游泳动物窒息而亡。大型哺乳动物体表黏上溢油后，虽然经过一段时间自己可以清除掉，但是如果摄入体内，会损害其内脏功能。因溢油污染使水域中大量的饵料生物浮游动、植物等数量减少，由此破坏了游泳生物的幼体



及部分成体赖以生存的饵料基础，食物链网传递能量脱节，致使高营养级生物量下降，造成区域生态失衡。油污干扰了游泳生物正常的生理、生化机能，从而会引起病变。近些年，鱼虾贝类病害时有发生，造成了很大经济损失，水质恶化是造成病害的重要原因之一，而石油污染又是造成水质恶化的重要原因之一。油类污染物在相当长的一段时间持续影响水域生态环境，使游泳生物产生回避反应，继而使一些种类被迫改变生活习性，影响种群正常洞游、繁殖、索饵、分布，从而导致事故海域在一段时间内渔业功能衰退。一般来说，如果溢油事故发生在开阔水域，鱼类受伤害程度轻，若发生在半封闭或水体交换不良的水域，鱼类受损害程度重。

#### 4.2.3 对底栖生物的影响

发生溢油后，相当一部分油类污染衍生物甚至油类颗粒会渐渐的沉入海底，底栖生物上常附着厚厚的一层油类污染物，而底栖生物基本上不做远距离迁移，所以一旦受到溢油污染，它们便难以生存。溢油中的多环芳烃（例如 PAC 和 PCB）将会影响贝类体内脂肪的代谢平衡，从而加速贝类死亡（Smolders R, 2004）。此外，溢油区域的贝类会受到氧化胁迫，从而导致贝类酶的活性受抑制，发生突变、活动减弱，繁殖力下降，加速衰老（Thomas R E, 2007）。因而溢油污染对底栖生物的累积效应是更主要的。附着在岸边岩石上的一些海洋生物对新鲜石油更为敏感，往往是首批牺牲者。浅滩上受溢油污染过的牡蛎同样会丧生，即使活下来的也不能再食用。被溢油污染过的牡蛎有一股浓浓的石油味，这股味道可以存在一个多月之久。棘皮动物对海水中的任何物质都有敏感性，对石油污染更是如此。大量观测结果表明溢油污染对海星和海胆等棘皮动物的潜在威胁很大。

#### 4.2.4 对敏感目标的影响

本项目位于辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-辽东湾水产种质资源保护区核心区，主要保护对象，中国明对虾、小黄鱼、三疣梭子蟹。一旦发生溢油事故，该区首先受到严重污染。溢油发生时在没有任何应对措施的情况下，油膜在风和潮流的共同作用下将即刻抵达敏感区并造成严重污染。

同时，本项目位于海蜇、黄姑鱼、鲻的产卵场、鲷索饵场，主要保护对象为黄姑鱼、海蜇、鲷和鲻等鱼类。一旦在相应月份的产卵期发生溢油事故而又没有任何应对措施，油膜将直接落在环境敏感区内并在风、潮流的作用下迁移扩散至其他附近环境敏感区域，对水产资源保护目标产生重大的影响。

因此需要项目建设单位予以足够重视并采取必要措施确保在环境安全的前提下

进行海上石油开采活动。一旦发生溢油，应及时采取应急控制措施，方可避免溢油对敏感目标海域的危害。

## 5.环境风险防范对策措施和应急方法

### 5.1 施工期风险防范措施

#### 5.1.1 钻井期井喷和火灾爆炸防范措施

为防止钻井阶段火灾和井喷事故的发生，油田作业者拟采取如下措施降低相应风险：

- 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，自动探测可能聚集的烃类气体；
- ③油管强度设计采用较高的安全系数；
- ④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；
- ⑤选择优质封隔器并及时更换损坏元件；
- ⑥在开钻之前制定周密的钻井计划；
- ⑦配备安全有效的防喷设备和良好的压井材料及井控设备；
- ⑧对关键岗位的操作人员进行专业技术培训，坚持持证上岗，建立健全井控管理体系；
- ⑨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；
- ⑩制定严密的溢油应急计划，一旦发生井喷便采取相应的应急措施。

#### 5.1.2 船舶碰撞风险防范措施

为有效减少船舶碰撞事故发生，对船舶碰撞事故进行预防和综合控制，对安全航行进行计划、组织、指挥、协调和控制等活动，以达到保护人员安全和防止溢油事件发生的目的。

①施工作业期间所有施工船舶须按照规定显示信号。操作人员认真学习《海上避碰规则》，严格遵守航行法规；使用安全航速；配齐必要的助航仪器（配备 AIS 船舶防撞系统）。

②施工作业船舶在施工期间加强值班瞭望，充分利用听觉、雷达以及适合当时环境和情况下的一切有效手段，保持不间断瞭望。

③协助相关部门作好进作业船舶的调度工作，严格执行操作规程，避免船舶碰

撞。制定严格的船舶施工作业制度和操作规程，尽量杜绝事故的发生。

④合理安排施工作业面，在有船舶通过时，提前采取避让的措施。施工单位根据作业需要，须划定与施工作业相关的安全作业区时，应报经海事机构核准、公告；设置有关标志，严禁施工作业单位擅自扩大施工作业安全区，严禁无关船只进入施工作业海域，并提前、定时发布航行公告。

⑤施工作业船舶在发生紧急事件时，应立即采取必要措施，同时向上级及主管部门报告。

⑥发生船舶交通事故时，应尽可能关闭所有油仓管系统阀门、堵塞油舱通气孔，防止溢油。

⑦在施工期间，建立溢油应急制度，一旦突发事故造成溢油事故，应迅速做出反应，一方面尽快向部门监督和环保部门汇报，并组织事故现场监测和调查，另一方面应同时尽快实施油污回收、消除等有效措施，以减少污染损害。

## 5.2 运营期风险防范措施

### （1）井涌或井喷风险防范措施

在生产阶段，井下作业、采油（气）、修井等过程中均存在发生井喷或井涌的风险。为防止井涌或井喷的发生，建设单位在采取如下措施：

- 1) 定期对设备进行安全排查，发现问题及时处理。
- 2) 加强人员培训，避免人员操做失误引发的事故。
- 3) 严格实施生产作业规程和安全规程；
- 4) 设置消防喷淋系统、二氧化碳灭火系统，关键场所设手提灭火器；
- 5) 选择优质封隔器并及时更换损坏元件；
- 6) 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；
- 7) 加强生产时的观测，建立监测系统，及时发现先兆，按正确的关井程序实行有效控制；

- 8) 制定严密的溢油应急计划，一旦发生井喷便采取相应的应急措施。

### （2）平台溢油事故防范措施

平台上设置应急通信设备，用于在紧急逃生情况下的通信联络；设置防外来人员登平台系统。在容易登临平台的位置设置红外摄像头和红外入侵报警器，并接入平台视频监控系统，便于监视和取证，实现人员侵入在带缆走道区域的广播告警；



设置溢油监控系统，对平台周围的溢油情况进行监控。

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

### 5.3 溢油事故应急处理措施

#### 5.3.1 溢油应急预案

建设单位中海石油（中国）有限公司天津分公司辽东作业区已针对锦州 9-3 油田作业区海上石油开采开发作业编制《锦州 9-3 油田和锦州 20-2 气田溢油应急计划》并在海河流域北海海域生态环境监督管理局备案。

本项目的施工和运营均受《锦州 9-3 油田和锦州 20-2 气田溢油应急计划》的管控，最大程度地预防海上作业期间溢油事故的发生，确保在发生溢油事故能及时、有效、正确、科学和系统地实施溢油应急响应措施，最大可能地保护海洋环境。

#### 5.3.2 应急组织机构及职责

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

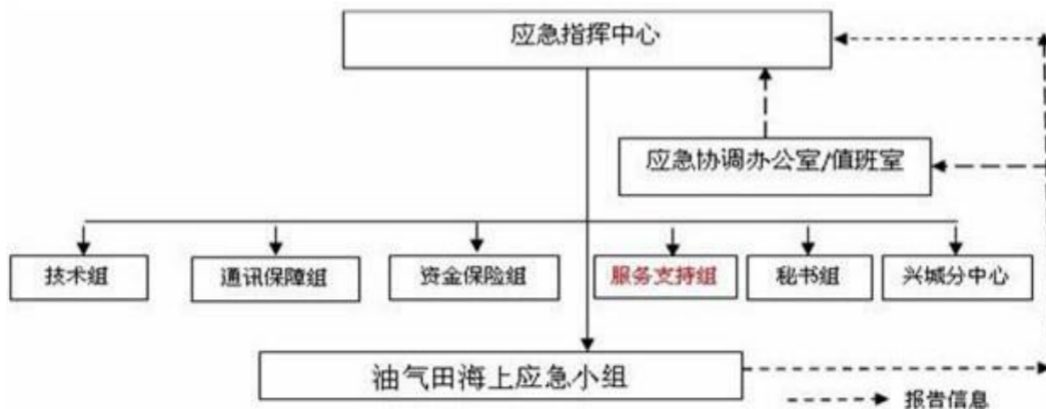


图 5.3-1 公司应急组织机构

#### 5.3.3 溢油响应程序

天津分公司已制定了详细的溢油应急计划并获得国家海洋主管部门的备案。锦州 9-3 油田应急计划也与渤海湾其它油田应急计划统一考虑，相互协调资源和提供应急支持。

所有参与拟建工程调整井钻完井作业的钻井平台和施工船舶（供应船、值班船

或工程船舶) 均需按健康安全环保管理体系的要求向天津分公司提供其安全应急计划和溢油应急计划。

发生溢油事故后, 无论大小, 均必须按要求尽快向上逐级汇报, 并在规定时间内向政府主管部门汇报。在通知天津分公司应急办公室以前完成一下应急反应程序:

(a) 确保事发地的人员安全;

(b) 在安全的前提下, 任何人在看到溢油都必须马上采取措施切断溢油源, 并向上级汇报;

(c) 确保所有人员的安全。判断溢油是否有起火或爆炸的危险。如需要, 关闭电源并确保停止所有产生点火源的活动;

(d) 使用吸附剂和其它现有的材料, 在区域周围行成一个临时围栏以阻挡溢出油的扩散;

(e) 尽量防止溢油入海;

(f) 报告并按溢油事故应急程序采取恰当的溢油应急行动。

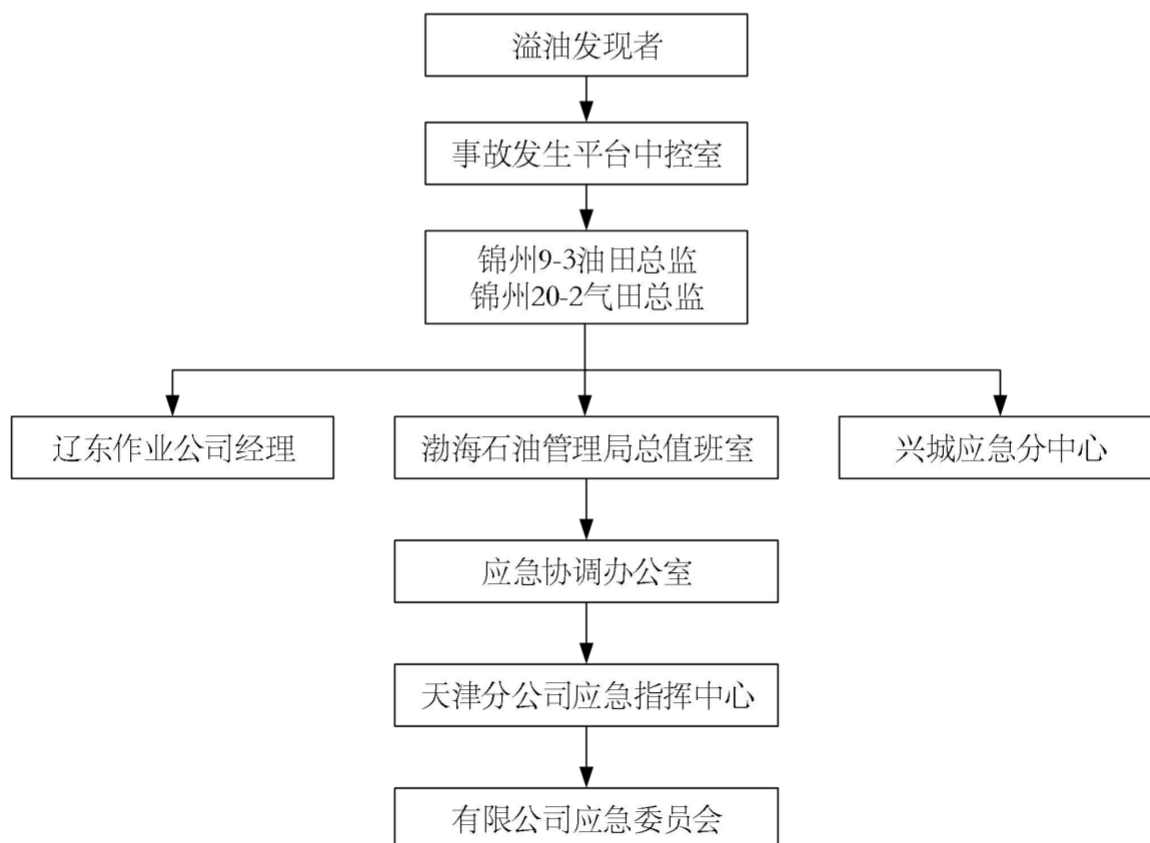


图 5.3-2 溢油事故报告程序图

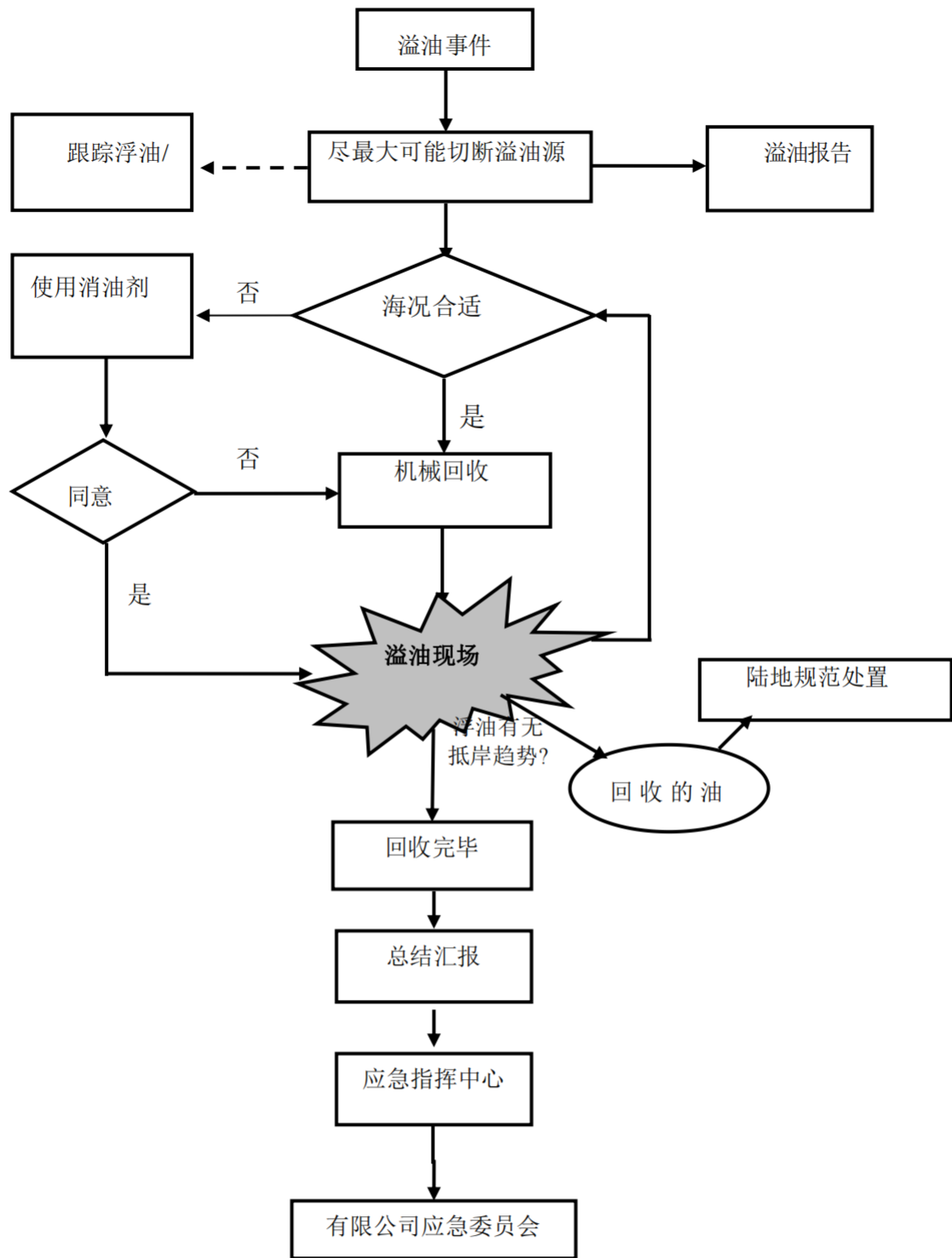


图 5.3-3 溢油事故应急程序

## 5.4 溢油应急措施有效性分析

图 5.4-1 溢油应急物资分布图

### 5.4.1 油田自身的溢油应急设备

锦州 9-3 油田在 SLPW 平台和 CEPD 平台配备了专门的溢油回收设备，发生 10t 以下溢油事故时，立足于作业者装备在海上的溢油应急力量实现自救，当发生 10t 以上溢油事故时，可借助外部力量与内部应急力量相结合共同应急。

表 5.4-1 锦州 9-3 油田溢油应急设备配置

溢油设备	型号	数量	参数
消油剂	青岛光明	■	
储油囊	FN15 浮动油囊	■	■
围油栏	QW1100	■	■
撇油器	ZSC15	■	■
充吸气机	FGC	■	■
动力装置	ZSC15-02C	■	■
动力装置	PK1630C	■	■

### 5.4.2 周边可调用的溢油应急资源

一旦发生溢油事故，应首先做好溢油源的控制与监控工作，利用本油田的溢油应急资源进行溢油处置。如溢油事故超出本油田的溢油处置能力，在作业公司外部应急资源不能及时到达的情况下，应及时申请作业公司内部周边油田的应急资源的援助。负责支援的油田应在保证本平台生产作业的前提下，设备操作人员跟随溢油应急设备一起支援事故油田，如溢油事故不能在短时间内处置完毕，后续外部应急力量会在第一时间赶赴现场，待后续外部应急力量到来后方可返回本油田。

按照“中海石油（中国）有限公司天津分公司溢油应急力量协议”，目前还可动员的应急力量主要有中海石油环保服务有限公司。

本项目可利用内部周边油田及中海石油环保服务有限公司的部分应急物资详细清单及响应时间见下列表格。

表 5.4-2 金县 1-1 油田溢油应急回收设备

序号	名称	型号	规格	生产厂家	数量
1	充气式橡胶围油栏	HRA 1500/100	1500 型	天津汉海	■
2	储油囊	HRF T10	10 方/套	天津汉海	■
3	围油栏集装箱	HOSEC10-100301-02	3×2.4×2.6 米	天津汉海	■
4	设备集装箱	HOSEC10-100303	6×2.4×2.6 米	天津汉海	■

5	围油栏充气机	HIS1000	1000 方/小时	天津汉海	■
6	围油栏动力站	HPP30	30 千瓦	天津汉海	■
7	撇油器	HAF30	30 方/小时	天津汉海	■
8	撇油器动力站	HPP50	50 千瓦	天津汉海	■
9	溢油分散剂	GM-2	170 公斤/桶	采技服油化	■
10	吸油毛毡	/	/	/	■

表 5.4-3 锦州 25-1 油田溢油回收设备

设备名称	型号	生产厂家	数量
充气式橡胶围油栏	HRA1500	天津汉海环保设备有限公司	■
围油栏充气机	HIS1000	天津汉海环保设备有限公司	■
围油栏动力站	HPP30	天津汉海环保设备有限公司	■
撇油器	HAF30	天津汉海环保设备有限公司	■
撇油器动力站	HPP50	天津汉海环保设备有限公司	■
浮式储油囊	FN10	青岛光明环保技术有限公司	■
消油剂喷洒装置	PSB120	青岛光明环保技术有限公司	■
高压清洗机	HDS1000DE	德国凯驰公司	■
围油栏集装箱	/	天津汉海环保设备有限公司	■
辅助集装箱	/	天津汉海环保设备有限公司	■
化学消油剂	海鸥 4 号	中海油能源发展采油技术公司	■
吸油毛毡	/		■

表 5.4-4 绥中 36-1 油田设备配备表

设备名称	生产厂家	规格型号	数量	性能
围油栏	青岛光明	QW1500	■	■
撇油器	青岛光明	ZSC30 撇油器	■	■
动力装置	青岛光明	PK1650FC	■	■
动力装置	青岛光明	PK1650FC	■	■
储油囊	青岛光明	FN15	■	■
喷洒设备	青岛光明	PSB50C	■	■
手持喷枪	青岛光明		■	■
高压清洗机	德国凯驰	HDS1000DE	■	■
消油剂	渤海油田化工	海鸥 4 号	■	

表 5.4-5 旅大 10-1 油田设备配备表

名称	型号	生产厂家	数量
橡胶充气式围油栏	QW1500	青岛光明	■
充气式围油栏用动力站	POWER PACK LPP30	芬兰劳模公司	■
收油机	劳模 MINIMAX 20	芬兰劳模公司	■
浮动油囊	FN15	青岛光明	■

喷洒臂装置	PSB50C	青岛光明	■
LAMOR 高压蒸汽清洗系统	HDS 1000DS	芬兰劳模公司	■
1#和2#集装箱		青岛光明	■
3#集装箱		青岛光明	■
油拖网	SW3	青岛光明	■
消油剂	GM-2	青岛光明	■
工作艇	JY-GZ-7.00		■

表 5.4-6 旅大 32-2/27-2 油田溢油回收设备

序号	名称	规格或型号	数量	备注
1	围油栏	1500 型	■	■
2	撇油器	30 方/小时	■	■
3	储油囊	共 20 方	■	■
4	喷洒设备	3 吨/小时	■	■
5	消油剂	170L/桶	■	■
7	动力站	50KW	■	■
8	动力站	30KW	■	■
9	高压清洗机		■	■
10	吸附材料	P125-55	■	■
11	复合型堵漏器 1 型		■	■

表 5.4-7 中海石油环保服务有限公司 (COES) 渤海湾溢油应急资源

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	■	■	
2		LAMOR 公司	Minimax100	■		
3		LAMOR 公司	LMS 多功能	■		
4		LAMOR 公司	Minimax10	■		
5		汉海公司	HAF12	■		
6		汉海公司	HAF30	■		
7		青岛光明	ZK30	■		
8		SLICKBAR 公司	真空撇油器	■		■
9		LAMOR 公司	LFM450	■		■
		SLICKBAR 公司	自吸式	■	■	
10	动力装置	LAMOR 公司	LPP53	■	■	
11		LAMOR 公司	LPP20	■		
12		LAMOR 公司	LPP6	■		



13		天津汉海	HPP6H		
14		汉海公司	HPP50		
15		汉海公司	HPP30		
16		天津汉海	充气机		
17		天津汉海	充水机		
18		青岛华海	充气机		
19		青岛华海	充水机		
20	充气式围油栏	天津汉海	HRA1500		
21	沙滩式围油栏	天津华海	WQV-1200T		
22		青岛华海	WQV-600T		
23	PVC 固体围油栏	天津汉海	KB900		
		天津汉海	HWP900		
24		LAMOR 公司	FOB1000		
25		天津汉海	HPFC900		
26	橡胶固体围油栏	青岛光明	GWJ900		
27	防火固体围油栏	青岛光明	GWJ900H		
28	消油剂 喷洒装置	青岛华海	PS80		
29		青岛光明	PSB80		
30		汉海公司	HPS140B		
31	储油囊	青岛华海	QG-V10		
32		青岛光明	QG5		
33		青岛光明	QG9		
34		五洲艳阳	100 方		
35		五洲艳阳	20 方		
36	钢制储油罐	天津市泓锋泰 汽车改装有限 公司	7m <sup>3</sup>		
37	清洗机	LAMOR 公司	HDS 1000DE		
38		HARCHER	HD6/15C		
39	发电机	KIPOR 公司	KDE6500E		
40	车间航吊	新乡起重机厂	LD-A10		
41	码头工作艇	江阴新江	GT5.4		
42	叉车	大连叉车	CPCD80C		
43	气垫船	HOVERTECH NICS INC.	HOVERGUA RD1000		
44	吸油拖栏	SPC 牌	ENV810		
45		南京盛邦			
46		羽冠牌	XTL260-YG I		
47	吸油毛毡	SPC 牌	MXO1000		
48		羽冠牌	P4050		
49		99 牌	99 牌		
<b>绥中基地</b>					
1	撇油器	LAMOR 公司	LSC-4C		
2	撇油器	LAMOR 公司	LMS60		
3	撇油器	英国 Vikoma	V100		
4	撇油器	天津汉海	MINIMAX10		
5	动力装置	LAMOR 公司	LPP53		
6	动力装置	天津汉海	HPP50		

7	围油栏（充气）	天津汉海	HRA1500		
8	围油栏（橡胶固体）	青岛华海	GWJ900		
9	围油栏（PVC 固体）	天津汉海	HPFC900		
10	围油栏（橡胶固体）	青岛光明	GWJ800		
11	围油栏（防火）	青岛光明	GWJ900H		
12	围油栏（沙滩）	青岛华海	WQV-1200T		
13	围油栏（沙滩）	青岛华海	WQV-600T		
14	消油剂喷洒装置	青岛华海	PSB80		
15	储油囊（10 方）	丹麦 RO-CLEAN DESMI 公司	10 方		
16	QG5 临时储油罐	青岛光明	QG5		
17	7 方储油罐	天津市泓锋泰 汽车改装有限 公司	7m <sup>3</sup>		
18	轻便储油罐	LAMOR 公司	9m <sup>3</sup>		
19	轻便储油罐	青岛华海	10 方		
20	高压清洗机	芬兰劳模公司	HDS1001DE		
21	拖板车	港机电设备工程 有限公司	QG10A		
22	7 吨叉车	大连叉车厂	CPCD70C		
23	应急发电机	无锡开普动力 有限公司	KDE6500E		
24	微型空气压缩机	上海巨盛实业 发展有限公司	V0.12/7		
25	隔膜泵	威尔顿	P8		
26	消油剂	天津汉海	微普		
27	防爆应急灯	海洋王	FW6101/BT		
28	混合型毛毡	天津汉海	PP-1、PP-2		
29	吸油拖栏	天津汉海	XTW		
30	吸油拖栏	SPC	ENV-810C		
31	吸油毛毡	SPC	ENV-300C		

表 5.4-8 周边应急资源响应时间表（油田）

优先调用次序	应急资源所有者	航行/h	动员/h	到达现场时间/h
1	锦州 9-3 油田	0	1.5	1.5
2	锦州 25-1 及锦州 25-1S 油田	3	1.5	4.5
3	金县 1-1 油田	4.3	1.5	5.8
4	绥中 36-1 油田	4.8	1.5	6.3
5	旅大 10-1 油田	6	1.5	7.5
6	旅大 32-2/27-2 油田	8	1.5	9.5

表 5.4-9 周边应急资源响应时间表（基地）

设施名称	距离 JZ9-3 油田 (公里)	航行时间 (小时)	动员时间 (小时)	到达时间 (小时)
COES 绥中溢油应急响应基地	140	7	2	9
COES 塘沽溢油应急中心基地	370	18.5	2	20.5

### 5.4.3 溢油应急措施有效性分析

#### (1) 防范措施有效性

前文对本项目施工期与运营期的风险进行了识别，作业方针对这些风险制定了相应的防范措施，并对地质性溢油及浅层气制定了一系列防范措施。经采取上述措施后，可以最大可能减少风险事故发生概率。

#### (2) 本项目溢油应急能力

锦州 9-3 油田现有溢油应急能力可以应付一般溢油事故的初始阶段。如果发生超过自身处置能力的溢油事故时，将动员作业公司内部周边油田的溢油应急力量快速到达溢油现场投入现场溢油应急反应与回收。锦州 9-3 油田有围油栏 [REDACTED]，周边油田有围油栏 [REDACTED]，吸油毛毡 [REDACTED] 吨以上，周边溢油应急力量的响应时间最短为 1.5h。

综上所述，在落实好本报告提出的各项防范工作、落实项目方制定的溢油应急计划中各项规定的前提下，本项目溢油风险可控。

### 5.5 小结

综上分析，本项目所在海区溢油应急能力建设较为完善，经不完全统计，本项目可利用的部分溢油应急物资可应对本项目类比对象最大可能事故船舶碰撞溢油量 300m<sup>3</sup>，项目可利用的应急物资能够满足本项目的溢油应急需求。资源将在溢油现场指挥下展开应急联动，在统一调配、联合行动的情况下尽快控制住溢油扩散并将溢油影响降至最低。

## 6 结论

本次评价风险事故情形主要包括井喷/井涌、海上设施起火爆炸、油气管线泄漏、船舶碰撞燃料油泄漏等。根据应急能力分析，锦州 9-3 油田有围油栏 [REDACTED]，周边油田有围油栏 [REDACTED]，吸油毛毡 [REDACTED] 吨以上，周边溢油应急力量的响应时间最短为 1.5h。

本项目位于辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-辽东湾水产种质资源保护区核心区（辽东湾国家级水产种质资源保护生态红线区）内，位于渔业“三场一通道”内，一旦发生溢油事故，该区首先受到严重污染。溢油发生时在没有任何应对措施的情况下，油膜在风和潮流的共同作用下将即刻抵达敏感区并造成严重污染，需要项目建设单位予以足够重视并采取必要措施确保在环境安全的前提下进行海上石油开采活动。一旦发生溢油，应及时采取应急控制措施，方可避免溢油对敏感目标海域的危害。

针对可能发生的风险，中海石油（中国）有限公司天津分公司已按照《中华人

民共和国海洋环境保护法》、《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例》和《国家海洋局海洋石油勘探开发溢油应急预案》的相关规定，编制了《锦州 9-3 油田和锦州 20-2 气田溢油应急计划》并在海河流域北海海域生态环境监督管理局备案。本项目的施工和运营均受《锦州 9-3 油田和锦州 20-2 气田溢油应急计划》的管控。项目方需严格按照溢油应急计划开展好各种溢油应急准备和响应工作。在落实好本报告提出的各项防范工作、落实项目方制定的溢油应急计划中各项规定的前提下，本项目风险可控。