

建设项目竣工环境保护 验收调查表

项目名称： 大庆油田 2020 年地面建设工程升平油田升斜
1024 等区块葡萄花油层产能建设地面工程
委托单位： 大庆油田有限责任公司第八采油厂

森诺科技有限公司
2023 年 11 月

编 制 单 位：森诺科技有限公司

法 人：姜传胜

技 术 负 责 人：马晓蕾

项 目 负 责 人：刘帅

编 制 人 员：齐琦

监 测 单 位：大庆中环评价检测有限公司

参 加 人 员：韩晓峰、张楠

森诺科技有限公司

电话：17745538899

传真：0546-8556264

邮编：257000

地址：山东省东营市东营区黄河路 721 号森诺大厦

目 录

表一	项目总体情况	1
表二	调查范围、因子、目标、重点	6
表三	验收执行标准	12
表四	工程概况	19
表五	环境影响评价回顾	62
表六	环境保护措施执行情况	71
表七	环境影响调查	77
表八	环境质量及污染源监测（附监测图）	90
表九	环境管理状况及监测计划	124
表十	调查结论与建议	135

表一 项目总体情况

建设项目名称	大庆油田 2020 年地面建设工程升平油田升斜 1024 等区块葡萄花油层产能建设地面工程				
建设单位	大庆油田有限责任公司第八采油厂				
法人代表	王健	联系人	牛磊		
通信地址	大庆油田有限责任公司第八采油厂				
联系电话	18745901333	传真	——	邮编	163000
建设地点	黑龙江省绥化市安达市董大窝棚村东侧、保田村西侧				
项目性质	改扩建	行业类别	陆地石油开采/B0711		
环境影响报告表名称	钻井工程：2020 年升斜 1024 区块钻井工程				
	地面工程：大庆油田 2020 年地面建设工程升平油田升斜 1024 等区块葡萄花油层产能建设地面工程				
环境影响评价单位	钻井工程：大庆恒安评价检测有限公司 地面工程：湖南葆华环保有限公司				
初步设计单位	大庆油田工程有限公司				
环境影响评价审批部门	绥化市生态环境局	文号	绥环审【2020】11 号	时间	2020.01.21
			绥环审【2020】77 号		2020.04.30
初步设计审批部门	大庆油田工程有限公司规划计划部	文号	庆油项审发【2020】32 号	时间	2020.03.11
环境保护设施设计单位	大庆油田工程有限公司				
环境保护设施施工单位	钻井工程：大庆钻探工程公司钻井一公司 地面工程：大庆油田建设集团有限责任公司油建公司第三工程部				
环境保护设施监测单位	大庆中环评价检测有限公司				
投资总概算（万元）	钻井 15595.3	其中：环境保护投资（万元）	钻井 65.62	环境保护投资占总投资比例	钻井 0.4%
	地面 1979.6		地面 342.2		地面 17.28%
实际总投资（万元）	钻井 5670	其中：环境保护投资（万元）	钻井 22.8		钻井 0.4%
	地面 1882.4		地面 342.2		地面 18.18%
设计生产能力（交通量）	新钻油水井 44 口，平均完钻井深 1556m。	建设项目开工日期		2020.3	

	基建油水井 29 口，建成产能 $3.11 \times 10^4 \text{t/a}$		2021.3
实际生产能力 (交通量)	新钻油水井 16 口，平均完钻井深 1556m	投入试运行日期	2020.10
	基建 29 口油水井，建成产能 $2.64 \times 10^4 \text{t/a}$		2023.2
调查经费	——		
项目建设过程简述 (项目立项~试运行)	<p>大庆油田有限责任公司规划计划部下发了本项目初步设计批复（文号：庆油项审发【2020】32 号，2020 年 4 月 30 日）；</p> <p>2019 年 12 月，大庆恒安评价检测有限公司编制完成《2020 年升斜 1024 区块钻井工程环境影响报告表》；</p> <p>2020 年 1 月 21 日，绥化市生态环境局对《2020 年升斜 1024 区块钻井工程环境影响报告表》进行了批复，文号：绥环审【2020】11 号；</p> <p>2020 年 3 月，《大庆油田 2020 年地面建设工程升平油田升斜 1024 等区块葡萄花油层产能建设地面工程》在大庆市发展和改革委员会进行投资备案，项目代码 2020-231281-07-03-091304。</p> <p>2020 年 3 月，湖南葆华环保有限公司编制完成《大庆油田 2020 年地面建设工程升平油田升斜 1024 等区块葡萄花油层产能建设地面工程环境影响报告表》；</p> <p>2020 年 4 月 30 日，绥化市生态环境局对《大庆油田 2020 年地面建设工程升平油田升斜 1024 等区块葡萄花油层产能建设地面工程环境影响报告表》进行了批复，文号：绥环审【2020】77 号；</p> <p>本工程地面工程涉及的 29 口油水井，其中 16 口油水井（12 口油井，4 口水井）于《2020 年升斜 1024 区块钻井工程》在 2020 年 1 月已进行了环境评价，本次涉及的其它 13 口井为代用井由于井场建设较早未进行环境影响评价。原钻井工程环评中钻井共计 44 口，本项目涉及其中的 16 口，剩余 28 口井未钻。</p> <p>大庆钻探工程公司钻井一公司及大庆油田建设集团有限责</p>		

	<p>任公司油建公司第三工程部，分别于 2020 年 3 月及 2021 年 3 月对本项目钻井及地面工程进行施工，截至 2023 年 2 月本项目全部完工，符合验收条件。大庆油田有限责任公司第八采油厂委托森诺科技有限公司承担此次竣工环境保护验收调查工作。按照环保设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用的“三同时”制度的要求，本次竣工环境保护验收调查，主要依据环境影响报告表及其审批文件、日常监督管理记录等，重点对与主体工程配套建设的环境保护设施和环境保护措施落实情况进行验收调查。</p> <p>森诺科技有限公司接受委托后，于 2023 年 11 月进行了现场调查工作，对受工程建设影响的生态恢复状态、工程环保措施执行情况等进行了重点调查，并于 2023 年 11 月委托大庆中环评价检测有限公司对本项目的污染物排放状况、环保设施治理效果及工程所在区域的环境空气、土壤、地下水、地表水等环境要素进行了验收监测。在现场调查的基础上编制完成《2020 年台 36-斜 72 区块葡萄花油层产能建设工程竣工环境保护验收调查表》。</p>
验收依据	<p>一、法律法规、部门规章和规范性文件</p> <ol style="list-style-type: none"> 1、《中华人民共和国环境保护法》（2015.01.01）； 2、《中华人民共和国大气污染防治法》（2018.10.26）； 3、《中华人民共和国水污染防治法》（2018.01.01）； 4、《中华人民共和国噪声污染防治法》（2022.06.05）； 5、《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020.09.01）； 6、《中华人民共和国土壤污染防治法》（2019.01.01）； 7、《中华人民共和国清洁生产促进法》（2012.07.01）； 8、《中华人民共和国水土保持法》（2011.03.01）； 9、《中华人民共和国土地管理法》（2020.01.01）； 10、《中华人民共和国水法》（2016.07.02）； 11、《中华人民共和国防沙治沙法》（2018.10.26）； 12、《中华人民共和国环境影响评价法》（2018.12.29）； 13、《建设项目环境保护管理条例》（2017.10.01）； 14、《土地复垦条例》（2011.03.05）；

- 15、《黑龙江省环境保护条例》（2018.04.26）；
- 16、《中华人民共和国土地管理法实施条例》（2017.07.29）；
- 17、《中华人民共和国水土保持法实施条例》（2011.01.08）；
- 18、《排污许可管理条例》（2021年1月24日公布，2021年3月1日起施行）；
- 19、《黑龙江省土地管理条例》（2018.06.28）；
- 20、《黑龙江省大气污染防治条例》（2018.12.27）；
- 21、《黑龙江省石油天然气勘探开发环境保护条例》（2018.04.26）；
- 22、《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021年版）》（2021.01.01）；
- 23、《国家危险废物名录（2021年版）》（2021.01.01）；
- 24、《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）；
- 25、《产业结构调整指导目录（2019年本）（2021年修改）》（2021.12.30）；
- 26、《石油天然气开采业污染防治技术政策》（2012.03.07）；
- 27、《关于加强工业危险废物转移管理的通知》（2006.03.17）；
- 28、《关于进一步加强生态保护工作的意见》（2007.03.15）；
- 29、《排污许可管理办法（试行）》（2019年修改，2019年8月22日起施行）；
- 30、《关于印发<黑龙江省环境保护厅关于建设项目环境保护设施验收的工作指引（试行）>的通知》（黑环函〔2018〕284号）；
- 31、《大庆市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（大庆市人民政府，庆政规[2021]3号）；
- 32、《大庆市人民政府关于印发大庆市声环境功能区划分、大庆市环境空气质量功能区划分、大庆市地表水环境功能区划分的通知》（庆政发〔2019〕11号，2019年10月17日）；
- 33、《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》（2013.05.24）；

34、《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）；

二、技术规范

1、《建设项目竣工环境保护验收技术规范-生态影响类》（HJ/T394-2007）；

2、《建设项目竣工环境保护验收技术指南-污染影响类》（生态环境部公告2018年第9号）；

3、《建设项目竣工环境保护验收技术规范-石油天然气开采》（HJ612-2011）；

4、《排污单位自行监测技术指南-总则》（HJ819-2017）；

5、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）；

6、《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）；

7、《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）；

三、建设项目环境影响报告书（表）及审批部门审批决定

1、《2020年升斜1024区块钻井工程环境影响报告表》（大庆恒安评价检测有限公司，2020年12月）；

2、《关于2020年升斜1024区块钻井工程环境影响报告表的批复》（绥环审【2020】11号，绥化市生态环境局，2020年1月21日）；

3、《大庆油田2020年地面建设工程升平油田升斜1024等区块葡萄花油层产能建设地面工程环境影响报告表》（湖南葆华环保有限公司，2020年3月）；

4、《关于大庆油田2020年地面建设工程升平油田升斜1024等区块葡萄花油层产能建设地面工程环境影响报告表的批复》（绥环审【2020】77号，绥化市生态环境局，2020年4月30日）。

表二 调查范围、因子、目标、重点

<p>调查范围</p>	<p>调查范围为整个油田开发区域，包括新建油水井井场、管线、改造场站及依托场站、道路所涉及的影响范围。本工程地面工程涉及的 29 口油水井，其中 16 口油水井于《2020 年升斜 1024 区块钻井工程》进行了环境评价，本次涉及的其它 13 口井为代用井由于井场建设较早未进行环境影响评价。原钻井工程环评中钻井共计 44 口，本项目涉及其中的 16 口，剩余 28 口井未钻。根据调查，验收阶段钻井工程已钻井均在地面工程中进行基建，调查范围以地面工程调查范围为准进行对比，根据调查，环境空气、声环境、地表水环境、土壤环境、环境风险等均与环评阶段一致；生态环境调查范围根据更新后的《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022)，管线、道路调查范围由原线路两侧 200m 变更为 300m。地下水环境评价范围减小。</p> <p>1、环境空气：项目井场为中心外扩 2.5km 区域范围。</p> <p>2、声环境：油田开发区域新建井场、改造场站周围 200m 范围内以及管道、道路中心线两侧各 200m 的声环境。</p> <p>3、地下水环境：以油井为中心上游及两侧 240m，下游 1km 的的东北→西南走向的矩形区域，本项目评价范围共计达 16.7km。</p> <p>4、土壤环境：以井场为中心，油田开发区域扩 1000m 区域以及新建管道和道路两侧各 200m 区域的土壤环境；</p> <p>6、生态环境：井场及改造场站所在地外扩 1000m 区域以及新建管道和道路两侧各 300m 区域的生态环境；</p> <p>7、环境风险：油田开发区域外扩 3km 区域范围。</p>													
<p>调查因子</p>	<p>根据本项目环境影响因素、当地环境状况的特点，确定的调查因子，见表 2-1。</p> <p>表 2-1 验收调查因子</p> <table border="1" data-bbox="359 1697 1493 2045"> <thead> <tr> <th data-bbox="359 1697 432 1783">分类</th> <th colspan="2" data-bbox="432 1697 751 1783">调查内容</th> <th data-bbox="751 1697 1493 1783">调查因子</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="359 1783 432 2045" rowspan="2">环境质量</td> <td colspan="2" data-bbox="432 1783 751 1827">环境空气</td> <td data-bbox="751 1783 1493 1827">非甲烷总烃</td> </tr> <tr> <td data-bbox="432 1827 579 2045">水环境</td> <td data-bbox="579 1827 751 2045">地下水</td> <td data-bbox="751 1827 1493 2045">pH、氨氮(以 N 计)、挥发性酚类（以苯酚计）、石油类、总硬度（以 CaCO₃ 计）、氟化物、耗氧量（COD_{Mn}法，以 O₂ 计）、硝酸盐(以 N 计)、亚硝酸盐(以 N 计)、总大肠菌群、菌落总数、氰化物、砷、汞、铬（六价）、铅、镉、铁、锰、溶解性总固体、钾、钠、钙、镁、CO₃²⁻、HCO₃⁻、</td> </tr> </tbody> </table>			分类	调查内容		调查因子	环境质量	环境空气		非甲烷总烃	水环境	地下水	pH、氨氮(以 N 计)、挥发性酚类（以苯酚计）、石油类、总硬度（以 CaCO ₃ 计）、氟化物、耗氧量（COD _{Mn} 法，以 O ₂ 计）、硝酸盐(以 N 计)、亚硝酸盐(以 N 计)、总大肠菌群、菌落总数、氰化物、砷、汞、铬（六价）、铅、镉、铁、锰、溶解性总固体、钾、钠、钙、镁、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、
分类	调查内容		调查因子											
环境质量	环境空气		非甲烷总烃											
	水环境	地下水	pH、氨氮(以 N 计)、挥发性酚类（以苯酚计）、石油类、总硬度（以 CaCO ₃ 计）、氟化物、耗氧量（COD _{Mn} 法，以 O ₂ 计）、硝酸盐(以 N 计)、亚硝酸盐(以 N 计)、总大肠菌群、菌落总数、氰化物、砷、汞、铬（六价）、铅、镉、铁、锰、溶解性总固体、钾、钠、钙、镁、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、											

				氯化物、硫酸盐	
			包气带	pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油类、挥发酚	
		声环境		等效连续 A 声级	
		土壤环境		建设用地：pH、As、Cd、Cr（六价）、Cu、Pb、Hg、Ni、CCl ₄ 、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、氯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒽、二苯并[a,h]荧蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘、石油烃 农用地：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃	
		生态环境		植被现状、土地类型、临时占地恢复情况	
	污 染 物 排 放	废 气	无组织排放	非甲烷总烃	
			锅炉烟气	二氧化硫、氮氧化物、颗粒物、烟气黑度	
		噪 声		等效连续 A 声级	
		含 油 污 水		含油量、悬浮固体含量	

本项目建设区域内无国家、省、市级自然保护区、文物古迹名胜等重要保护目标，本项目环境保护目标见表 2-2。

表 2-2 环境空气保护目标及保护级别

环境要素	名称	坐标/m		保护对象	保护内容	环境功能区	相对方位及距离	与环评阶段一致性
		经度	纬度					
环境空气	曾家屯	125.25582	46.23565	居民，150 人	大气环境	二类	升 21-斜 084 北侧 1530m	一致
	刘万义屯	125.25573	46.22549	居民，210 人	大气环境	二类	升 21-斜 084 北侧 540m	一致
	板子房村	125.20996	46.21050	居民，360 人	大气环境	二类	升 16-斜 072 西侧 1800m	一致
	董大窝棚	125.22569	46.21176	居民，450 人	大气环境	二类	升 16-斜 072 西南 侧 720m	一致
	升平镇	125.26131	46.21450	居民，900 人	大气环境	二类	升 49-斜 078 北侧 625m	一致
	拥护村	125.27134	46.21224	居民，300 人	大气环境	二类	升 49-斜 078 北侧 400m	一致
	白家屯	125.28608	46.21418	居民，	大气环境	二类	升 1021 北侧 800m	一致

			180人					
十二号	125.30312	46.21368	居民、300人	大气环境	二类	升 1021 东北侧 800m	一致	
高明礼窝棚	125.25599	46.20672	居民、300人	大气环境	二类	升 4-4 东侧 250m	一致	
魏家屯	125.25634	46.20363	居民、150人	大气环境	二类	升 4-4 东南侧 450m	一致	
胡井安	125.26637	46.19329	居民、180人	大气环境	二类	升 46-斜 28 西侧 570m	一致	
赵不得了	125.30646	46.19900	居民、360人	大气环境	二类	升 1021 东南侧 1150m	一致	
老连屯	125.24862	46.18723	居民、240人	大气环境	二类	升 16-斜 28 西侧 1800m	一致	
太平村	125.27760	46.18038	居民、200人	大气环境	二类	升 16-斜 28 南侧 1400m	一致	
保田村	125.30304	46.18694	居民、240人	大气环境	二类	升 16-斜 28 东侧 2100m	一致	
孙家炉	125.21589	46.23836	居民、400人	大气环境	二类	1#平台西北侧 2580m	经实际调查，新增保护目标	
王二勺	125.27416	46.24240	居民、200人	大气环境	二类	2#平台东北侧 2970m		
十一号	125.31930	46.22440	居民、400人	大气环境	二类	升 17-平 26 东北侧 2530m		
胡老拾	125.32469	46.19778	居民、400人	大气环境	二类	升 17-平 26 东南侧 2500m		
部落	125.32581	46.18684	居民、400人	大气环境	二类	4#平台东南侧 3240m		
韩林屯	125.30912	46.17730	居民、300人	大气环境	二类	4#平台东南侧 2980m		
宋家屯	125.23875	46.18539	居民、400人	大气环境	二类	4#平台西南侧 2900m		

表 2-3 地下水环境保护目标及保护级别

环境要素	环境敏感点	方位、距离及受影响规模	功能要求及保护级别	与环评阶段一致性
地	董大窝	有 1 口分散饮用水井位于村中部，总供水人数约 150	《地下	一致

下水	棚水井	人。井深 110m, 30 口独立水井分散在村民家中, 井深 17m, 用于浇地和养殖。	水质标准》III 类	
	升平镇水井	有 1 口分散饮用水井位于村东南角, 井深约 80m, 供本村用水, 总供水人数约 900 人; 村中约有 5 口独立水井, 井深 10m。		一致
	拥护村水井	有 1 口分散饮用水井位于村东南角, 井深约 80m, 供本村用水, 总供水人数约 300 人; 村中约有 5 口独立水井, 井深 22m。		一致
	白家屯水井	有 1 口分散饮用水井位于村西南角, 井深约 80m, 供本村用水, 总供水人数约 180 人; 村中约有 6 口独立水井, 井深 17m。		一致
	高明礼窝棚水井	有 1 口分散饮用水井位于村东南角, 井深约 80m, 供本村用水, 总供水人数约 300 人; 村中约有 3 口独立水井, 井深 21m。		一致
	胡井安水井	有 1 口分散饮用水井位于村东南角, 井深约 80m, 供本村用水, 总供水人数约 180 人; 村中约有 3 口独立水井, 井深 15m。		一致

表 2-4 生态、土壤环境保护目标

环境要素	环境敏感点	方位、距离及受影响规模	功能要求及保护级别	与环评阶段一致性
生态环境	植被	以平台井井场为中心, 外扩 1km 范围内、管线两侧向外延伸 0.3km 范围内的植被。	生态环境不受破坏	一致
土壤环境	耕地、草地	以井场、改造场站为中心, 外扩 1km 范围内、管线两侧向外延伸 0.2 km 范围内的土壤环境。	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)、《土壤环境质量—农用地土壤污染风险管控标准(试行)》, 土壤环境不受破坏	一致

表 2-5 环境风险保护目标

环境要素	保护属性	名称	坐标	保护对象	相对方位、距离	与环评阶段一
			经纬度			

							致性
	环境 风险	大气	曾家屯	125.25582, 46.23565	居民, 150 人	升 21-斜 084 北侧 1530m	一致
			刘万义 屯	125.25573, 46.22549	居民、210 人	升 21-斜 084 北侧 540m	一致
			板子房 村	125.20996, 46.21050	居民、360 人	升 16-斜 072 西侧 1800m	一致
			董大窝 棚	125.22569, 46.21176	居民、450 人	升 16-斜 072 西南侧 720m	一致
			升平镇	125.26131, 46.21450	居民、900 人	升 49-斜 078 北侧 625m	一致
			拥护村	125.27134, 46.21224	居民、300 人	升 49-斜 078 北侧 400m	一致
			白家屯	125.28608, 46.21418	居民、180 人	升 1021 北侧 800m	一致
			十二号	125.30312, 46.21368	居民、300 人	升 1021 东北 侧 800m	一致
			高明礼 窝棚	125.25599, 46.20672	居民、300 人	升 4-4 东侧 250m	一致
			魏家屯	125.25634, 46.20363	居民、150 人	升 4-4 东南侧 450m	一致
			胡井安	125.26637, 46.19329	居民、180 人	升 46-斜 28 西 侧 570m	一致
			赵不得 了	125.30646, 46.19900	居民、360 人	升 1021 东南 侧 1150m	一致
			老连屯	125.24862, 46.18723	居民、240 人	升 16-斜 28 西 侧 1800m	一致
			太平村	125.27760, 46.18038	居民、200 人	升 16-斜 28 南 侧 1400m	一致
			保田村	125.30304, 46.18694	居民、240 人	升 16-斜 28 东 侧 2100m	一致
			孙家炉	125.21589, 46.23836	居民、400 人	1#平台西北侧 2580m	经实际 调查, 新增保 护目标
			王二勺	125.27416, 46.24240	居民、200 人	2#平台东北侧 2970m	
			十一号	125.31930, 46.22440	居民、400 人	升 17-平 26 东 北侧 2530m	

		胡老拾	125.32469, 46.19778	居民、400人	升17-平26东南侧 2500m
		部落	125.32581, 46.18684	居民、400人	4#平台东南侧 3240m
		韩林屯	125.30912, 46.17730	居民、300人	4#平台东南侧 2980m
		宋家屯	125.23875, 46.18539	居民、400人	4#平台西南侧 2900m
	地下水	评价范围内第四系潜水含水层、承压水含水层			

调查重点	<p>本次调查重点是项目开发及运行期对生态、大气环境、水环境、声环境的影响，环境影响报告表及批复文件中提出的各项环保措施落实情况及其有效性，并根据调查结果提出环境保护补救措施。</p> <p>1、工程调查：核实实际工程建设内容与环评阶段变化情况，工程实际环境保护投资落实情况，项目建设前后环境敏感目标基本情况及变化情况。</p> <p>2、生态影响调查：重点调查油田开发区域本项目新建井场、改造场站、道路及管线敷设等临时占地的恢复情况，监测含油污泥暂存池、井场内及周边的土壤环境质量状况，分析生态环保措施落实情况及其效果。</p> <p>3、大气环境影响调查：重点调查油田开发区域新建井场、含油污泥暂存池及依托场站废气排放情况、处理设施运行效果；分析大气环境保护措施落实情况及其效果。</p> <p>4、水环境影响调查：重点调查本项目废水排放情况、处理设施运行效果，通过对含油污水处理站处理效果分析是否达标排放，对水环境是否造成影响；分析水环境保护措施落实情况及其效果。</p> <p>5、声环境影响调查：重点调查本项目新建井场、改造及依托场站对周围环境敏感目标的影响；分析声环境保护措施落实情况及其效果。</p> <p>6、固体废物调查：重点调查固体废物产生及处理情况；废弃钻井泥浆、岩屑、射孔液、废包装袋、生活垃圾的处置情况的调查；运行期含油污泥、落地油、废弃防渗布等固体废物的产生、处置情况；是否落实环境影响报告及其批复文件中提出的固体污染防治措施。</p>
------	--

表三 验收执行标准

环境质量标准	一、空气质量标准																																																																												
	<p>本项目所在地环境空气属二类功能区，非甲烷总烃采用《大气污染物综合排放标准详解》中 2.0mg/m³ 小时标准，具体值见表 3-1。</p> <p>表 3-1 环境空气质量标准</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>序号</th> <th>污染物</th> <th>取值时</th> <th>标准限值</th> <th>单位</th> <th>标准来源</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1</td> <td>非甲烷总烃</td> <td>——</td> <td>2.0</td> <td>mg/m³</td> <td>大气污染物综合排放标准详解</td> </tr> </tbody> </table>					序号	污染物	取值时	标准限值	单位	标准来源	1	非甲烷总烃	——	2.0	mg/m ³	大气污染物综合排放标准详解																																																												
	序号	污染物	取值时	标准限值	单位	标准来源																																																																							
	1	非甲烷总烃	——	2.0	mg/m ³	大气污染物综合排放标准详解																																																																							
	二、地下水环境质量标准																																																																												
	<p>本项目区域地下水环境质量标准环评阶段和本次验收均执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准。具体值见表 3-2；石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准执行。</p> <p>表 3-2 地下水质量标准</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>序号</th> <th>项目</th> <th>III类标准</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>1</td><td>钠/（mg/L）</td><td>≤200</td></tr> <tr><td>2</td><td>氯化物/（mg/L）</td><td>≤250</td></tr> <tr><td>3</td><td>硫酸盐/（mg/L）</td><td>≤250</td></tr> <tr><td>4</td><td>pH</td><td>6.5-8.5</td></tr> <tr><td>5</td><td>氨氮/（mg/L）</td><td>≤0.50</td></tr> <tr><td>6</td><td>硝酸盐/（mg/L）</td><td>≤20</td></tr> <tr><td>7</td><td>亚硝酸盐/（mg/L）</td><td>≤1.00</td></tr> <tr><td>8</td><td>挥发性酚类/（mg/L）</td><td>≤0.002</td></tr> <tr><td>9</td><td>砷/（mg/L）</td><td>≤0.01</td></tr> <tr><td>10</td><td>汞/（mg/L）</td><td>≤0.001</td></tr> <tr><td>11</td><td>铬（六价）/（mg/L）</td><td>≤0.05</td></tr> <tr><td>12</td><td>总硬度/（mg/L）</td><td>≤450</td></tr> <tr><td>13</td><td>铅/（mg/L）</td><td>≤0.01</td></tr> <tr><td>14</td><td>镉/（mg/L）</td><td>≤0.005</td></tr> <tr><td>15</td><td>铁/（mg/L）</td><td>≤0.3</td></tr> <tr><td>16</td><td>锰/（mg/L）</td><td>≤0.1</td></tr> <tr><td>17</td><td>溶解性总固体/（mg/L）</td><td>≤1000</td></tr> <tr><td>18</td><td>耗氧量/（mg/L）</td><td>≤3.0</td></tr> <tr><td>19</td><td>总大肠菌群/（MPN/100ml）</td><td>≤3.0</td></tr> <tr><td>20</td><td>菌落总数/（CFU/ml）</td><td>≤100</td></tr> <tr><td>21</td><td>石油类/（mg/L）</td><td>≤0.05</td></tr> <tr><td>22</td><td>氰化物/（mg/L）</td><td>≤0.05</td></tr> <tr><td>23</td><td>氟化物/（mg/L）</td><td>≤1.0</td></tr> </tbody> </table>					序号	项目	III类标准	1	钠/（mg/L）	≤200	2	氯化物/（mg/L）	≤250	3	硫酸盐/（mg/L）	≤250	4	pH	6.5-8.5	5	氨氮/（mg/L）	≤0.50	6	硝酸盐/（mg/L）	≤20	7	亚硝酸盐/（mg/L）	≤1.00	8	挥发性酚类/（mg/L）	≤0.002	9	砷/（mg/L）	≤0.01	10	汞/（mg/L）	≤0.001	11	铬（六价）/（mg/L）	≤0.05	12	总硬度/（mg/L）	≤450	13	铅/（mg/L）	≤0.01	14	镉/（mg/L）	≤0.005	15	铁/（mg/L）	≤0.3	16	锰/（mg/L）	≤0.1	17	溶解性总固体/（mg/L）	≤1000	18	耗氧量/（mg/L）	≤3.0	19	总大肠菌群/（MPN/100ml）	≤3.0	20	菌落总数/（CFU/ml）	≤100	21	石油类/（mg/L）	≤0.05	22	氰化物/（mg/L）	≤0.05	23	氟化物/（mg/L）	≤1.0
	序号	项目	III类标准																																																																										
	1	钠/（mg/L）	≤200																																																																										
	2	氯化物/（mg/L）	≤250																																																																										
	3	硫酸盐/（mg/L）	≤250																																																																										
	4	pH	6.5-8.5																																																																										
	5	氨氮/（mg/L）	≤0.50																																																																										
	6	硝酸盐/（mg/L）	≤20																																																																										
	7	亚硝酸盐/（mg/L）	≤1.00																																																																										
	8	挥发性酚类/（mg/L）	≤0.002																																																																										
	9	砷/（mg/L）	≤0.01																																																																										
	10	汞/（mg/L）	≤0.001																																																																										
	11	铬（六价）/（mg/L）	≤0.05																																																																										
	12	总硬度/（mg/L）	≤450																																																																										
	13	铅/（mg/L）	≤0.01																																																																										
	14	镉/（mg/L）	≤0.005																																																																										
	15	铁/（mg/L）	≤0.3																																																																										
	16	锰/（mg/L）	≤0.1																																																																										
17	溶解性总固体/（mg/L）	≤1000																																																																											
18	耗氧量/（mg/L）	≤3.0																																																																											
19	总大肠菌群/（MPN/100ml）	≤3.0																																																																											
20	菌落总数/（CFU/ml）	≤100																																																																											
21	石油类/（mg/L）	≤0.05																																																																											
22	氰化物/（mg/L）	≤0.05																																																																											
23	氟化物/（mg/L）	≤1.0																																																																											

注：石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准执行。

三、声环境质量标准

评价区域声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的2类标准，村屯声环境执行《声环境质量标准》中的1类标准。具体值见表3-3。

表 3-3 声环境质量标准 单位：dB(A)

类别	昼间 dB (A)	夜间 dB (A)
1类	55	45
2类	60	50

四、土壤环境质量标准

本项目环评阶段和本次验收永久占地土壤环境质量标准均执行《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）筛选值中第二类用地标准，本次验收永久占地以外的土壤环境质量标准执行《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）风险筛选值中的其他地类标准。详见表3-4、表3-5。

表 3-4 建设用地土壤环境质量标准 单位：mg/kg

序号	污染物项目	CAS 编号	筛选值	标准名称
			第二类用地	
1	砷	7440-38-2	60	《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）基本项目
2	镉	7440-43-9	65	
3	铬（六价）	18540-29-9	5.7	
4	铜	7440-50-8	18000	
5	铅	7439-92-1	800	
6	汞	7439-97-6	38	
7	镍	7440-02-0	900	
8	四氯化碳	56-23-5	2.8	
9	氯仿	67-66-3	0.9	
10	氯甲烷	74-87-3	37	
11	1,1-二氯乙烷	75-34-3	9	
12	1,2-二氯乙烷	107-06-2	5	
13	1,1-二氯乙烯	75-35-4	66	
14	顺-1,2-二氯乙烯	156-59-2	596	
15	反-1,2-二氯乙烯	156-60-5	54	
16	二氯甲烷	75-09-2	616	
17	1,2-二氯丙烷	78-87-5	5	
18	1,1,1,2-四氯乙烷	630-20-6	10	
19	1,1,2,2-四氯乙烷	79-34-5	6.8	
20	四氯乙烯	127-18-4	53	

21	1,1,1-三氯乙烷	71-55-6	840	《土壤环境质量建设 用地土壤污染风 险管控标准》 (GB36600-2018) 其他项目
22	1,1,2-三氯乙烷	79-00-5	2.8	
23	三氯乙烯	79-01-6	2.8	
24	1,2,3-三氯丙烷	96-18-4	0.5	
25	氯乙烯	75-01-4	0.43	
26	苯	71-43-2	4	
27	氯苯	108-90-7	270	
32	1,2-二氯苯	95-50-1	560	
29	1,4-二氯苯	106-46-7	20	
30	乙苯	100-41-4	28	
31	苯乙烯	100-42-5	1290	
32	甲苯	108-88-3	1200	
33	间二甲苯+对二甲苯	108-38-3 106-42-3	570	
34	邻二甲苯	95-47-6	640	
35	硝基苯	98-95-3	76	
36	苯胺	62-53-3	260	
37	2-氯酚	95-57-8	2256	
38	苯并(a)蒽	56-55-3	15	
39	苯并(a)芘	50-32-8	1.5	
40	苯并(b)荧蒽	205-99-2	15	
41	苯并(k)荧蒽	207-08-9	151	
42	蒽	218-01-9	1293	
43	二苯并(a,h)蒽	53-70-3	1.5	
44	茚并(1, 2, 3-cd)芘	193-39-5	15	
45	萘	91-20-3	70	
46	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	——	4500	

表 3-5 农用地土壤污染风险管控标准 单位: mg/kg

序号	污染物项目	风险筛选值	标准名称
		pH>7.5	
1	镉	0.6	《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准(试行)》 (GB15618-2018)
2	汞	3.4	
3	砷	25	
4	铅	170	
5	铬	250	
6	铜	100	

7	镍	190
8	锌	300

一、废气排放标准

施工期扬尘（颗粒物）《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 中的无组织排放标准，见表 3-6。

表 3-6 大气污染物综合排放标准 单位：mg/m³

污染物	最高允许排放浓度	标准来源
颗粒物	无组织排放监控浓度限值—周界外浓度最高点为 1.0mg/m ³	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）无组织排放周界外浓度最高点限值

本项目新建井场、依托场站排放的 VOCs（以非甲烷总烃计）执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求，见表 3-7。

表 3-7 陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准

污染物	规定要求
非甲烷总烃	油气集中处理站、涉及凝析油或天然气凝液的天然气处理厂、储油库边界非甲烷总烃浓度不应超过 4.0 mg/m ³

同时，非甲烷总烃厂内监控点浓度执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）附录 A 中厂区内非甲烷总烃无组织排放限值。

表 3-8 厂区内非甲烷总烃排放浓度限值 单位：mg/m³

污染项目	排放限值	特别排放限值	限值含义	无组织排放监控位置
非甲烷总烃	10	6	监控点处 1h 平均浓度值	在厂房外设置监控点
	30	20	监控点处任意一次浓度值	

项目运营期依托场站已建加热炉燃烧烟气执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 1 在用燃气锅炉标准；具体见表 3-9。

表 3-9 燃气锅炉大气污染物排放标准 单位：mg/m³

污染物	颗粒物	SO ₂	NO _x	烟气黑度（林格曼级）
加热炉（在用、燃气）	30	100	400	≤1

二、含油污水回注标准

建设项目生产废水（试压废水、油田采出液、作业污水、洗井污水）由宋一联污水处理站处理达标后回注，不外排；废压裂液经宋二联废压裂液无害化处理系统处理后进入污水处理系统，处理达标后回注，不外排。回注水水质执行《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中的限值要求，满足“含油量≤10.0mg/L、悬浮固体含量≤5.0mg/L、悬浮物颗粒直径中值≤2μm”标准要求，见表

污
染
物
排
放
标
准

3-10。

表 3-10 大庆油田地面工程建设设计规定

序号	指 标	数 值
1	含油量 mg/L	≤10
2	悬浮固体含量 mg/L	≤5

三、噪声排放标准

本项目环评及验收施工期噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）表 1 排放限值，见表 3-11。

表 3-11 建筑施工场界环境噪声排放标准 单位：dB(A)

昼间	夜间
70	55

本项目环评及验收运行期井场及场站厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类标准，见表 3-12。

表 3-12 工业企业厂界环境噪声排放标准 单位：dB(A)

类别	适用区域	昼间	夜间
2 类	以商业金融、集市贸易为主要功能，或者居住、商业、工业混杂，需要维护住宅安静的区域	60	50

四、固体废弃物标准

1、废钻井液经处理后，固相（泥饼）浸出液主要控制指标见表 3-13，固相（泥饼）主要控制指标见表 3-14，液相（滤液水）主要控制指标见表 3-15；

表 3-13 固相（泥饼）浸出液主要控制指标

序号	项目	指标
1	pH 值	6-9
2	COD, mg/L	≤100
3	石油类, mg/L	≤5
4	悬浮物, mg/L	≤70
5	六价铬, mg/L	≤0.1
6	总铬, mg/L	≤1.5
7	总砷, mg/L	≤0.5
8	总铅, mg/L	≤1.0
9	全盐量, mg/L	≤2000

参考依据 GB8978-1996《污水综合排放标准》
DB23/T693-2000《废弃钻井液处理规范》

表 3-14 固相（泥饼）主要控制指标

	<table border="1"> <thead> <tr> <th>序号</th> <th>项目</th> <th>指标</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1</td> <td>含水率</td> <td>≤65%</td> </tr> <tr> <td>2</td> <td>pH 值</td> <td>6-9</td> </tr> <tr> <td>3</td> <td>常温抗压强度（72h），Mpa（不硬结）</td> <td>≥0.7</td> </tr> <tr> <td>参考依据</td> <td colspan="2">《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）</td> </tr> </tbody> </table>	序号	项目	指标	1	含水率	≤65%	2	pH 值	6-9	3	常温抗压强度（72h），Mpa（不硬结）	≥0.7	参考依据	《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）	
序号	项目	指标														
1	含水率	≤65%														
2	pH 值	6-9														
3	常温抗压强度（72h），Mpa（不硬结）	≥0.7														
参考依据	《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）															
	<p align="center">表 3-15 液相（滤液水）主要控制指标</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>序号</th> <th>项目</th> <th>指标</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1</td> <td>pH 值</td> <td>6-9</td> </tr> <tr> <td>2</td> <td>石油类，mg/L</td> <td>≤10</td> </tr> <tr> <td>3</td> <td>悬浮物，mg/L</td> <td>≤300</td> </tr> <tr> <td>参考依据</td> <td colspan="2">GB8978-1996《污水综合排放标准》 DB23/T693-2000《废弃钻井液处理规范》</td> </tr> </tbody> </table>	序号	项目	指标	1	pH 值	6-9	2	石油类，mg/L	≤10	3	悬浮物，mg/L	≤300	参考依据	GB8978-1996《污水综合排放标准》 DB23/T693-2000《废弃钻井液处理规范》	
序号	项目	指标														
1	pH 值	6-9														
2	石油类，mg/L	≤10														
3	悬浮物，mg/L	≤300														
参考依据	GB8978-1996《污水综合排放标准》 DB23/T693-2000《废弃钻井液处理规范》															
	<p>2、含油污泥拉运至宋芳屯含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆市庆兴环保科技有限公司处理，满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 油田含油污泥经处置后泥渣利用污染物控制限值后，用作油田垫井场和通井路。</p> <p>3、本项目一般固体废物执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）；危险废物执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）；生活垃圾执行《城市生活垃圾管理办法》（中华人民共和国建设部令第 157 号令）。</p>															
总量控制指标	<p>根据《国家环境保护“十三五”规划纲要》，大气污染物总量控制因子为二氧化硫、氮氧化物、颗粒物和废水污染物中的化学需氧量、氨氮。由于本项目产生的各种生产污水进行处理后回注，场站产生的含油污泥依托第八采油厂含油污泥处理站进行处理，本项目依托的场站加热设备排放燃烧烟气，另外，非甲烷总烃是油田开发的特征污染物，因此本项目污染物总量控制因子为颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、非甲烷总烃。本工程未新建加热炉，二氧化硫及氮氧化物污染物仅为新增负荷所产生，新增总量在依托场站建设时已进行申请。</p> <p>第八采油厂已按照相关要求申请排污许可证，排污许可证编号为：91230607716675409L011X，首次申领办结时间为 2021 年 5 月 13 日，2023-03-16 进行重新申领，有效期为 2023 年 3 月 16 日至 2028 年 3 月 15 日止。</p> <p>本工程未新建加热炉，污染物仅为新增负荷所产生，新增总量在依托场站建设时已进行申请，本工程投产后，各项污染物总量均未增加。本工程大气污染物排放</p>															

见下表。

表 3-14 工程大气污染物排放一览表

污染物名称	环评阶段总量指标	实际排放核算	本项目变化量
非甲烷总烃	44.1 t/a	37.42t/a	-6.68

表四 工程概况

项目名称	大庆油田 2020 年地面建设工程升平油田升斜 1024 等区块葡萄 花油层产能建设地面工程				
项目地理位置 (附地理位置图)	黑龙江省绥化市安达市董大窝棚村东侧、保田村西侧 地理位置图见附图 1				
<p>主要工程内容及规模：</p> <p>一、主要工程实际建设内容</p> <p>本次验收项目包括钻井工程与地面建设工程。</p> <p>1、钻井工程</p> <p>通过现场调查,新钻油水井 16 口,其中油井 12 口、水井 4 口。平均完钻井深 1556m。永久占地为 0.76hm², 临时占地为 3.41hm², 共计占地 4.17hm², 占地主要为耕地、草地。总投资 5670 万元。</p> <p>钻井工程项目组成一览表见表 4-1。</p> <p>表 4-1 钻井工程项目组成一览表</p>					
工程类别	工程名称	数量	规模及建设内容	工程实际建设内容	变化情况
主体工程	钻井井场		新钻井 44 口, 形成 10 个平台, 2 口单井。100m×90m 钻井井场, 井场设备包括钻机、钻台, 以及配料罐、泥浆泵、泥浆罐、空压机、泥浆池等;	经调查, 项目新钻油水井 16 口, 其中油井 12 口、水井 4 口, 形成 4 座平台, 4 座单井井场; 每口井新建 1 座撬装式钢制基础, 1 座发电机房, 4 个钢制泥浆循环罐(单罐容积 40 m ³), 1 个钢制水罐(单罐容积 30m ³), 2 个钢制柴油罐(单罐容积 15m ³), 钻井工程包括钻井成套设备搬运、安装、调试、钻进、录井、测井、固井、射孔完井; 目前已拆除, 恢复占地生态环境。新钻井全部完成射孔, 废射孔液已进入新建撬装废弃泥浆处理站进行压滤处理。	新增油水井减少 28 口, 相应配套设施减少 4 套
	井架基础		撬装式钢制基础 12 座, 43.3m×11.7m, 用于架设钻井井架。		
	钻井工程		新钻井 44 口, 钻井成套设备搬运、安装、调试、钻进、录井、测井、固井、射孔完井;		
	射孔工程		新钻 44 口井, 全部进行射孔完井, 废弃射孔液等废弃物施工中直接进入井场撬装废弃泥浆处理装置。		
辅助工程	发电房		每个井场设置 1 座发电房, 占地面积 100m ²		

	泥浆循环罐		钢制泥浆循环罐 4 个，单罐容积 40m ³ ，储量合计 160m ³ ，占地面积 100m ² 。		
	水罐区		钢制水罐 1 个，单罐容积 30m ³ ，占地 56m ² ，存储新鲜水。		
	油罐区		钢制柴油罐 2 座，卧式罐，单罐容积 15m ³ ，占地面积 20m ² ，储量合计约 30t 柴油。罐区四周设置可拆装的玻璃钢围堰，底部重点防渗处理，配备泡沫灭火器。		
	撬装废弃钻井泥浆处理装置		500m ³ /d 移动式撬装泥浆循环系统固控处理设施一座，占地 600m ² ，包括在经常周边临时场地范围内，不增加临时占地。	井场新建 500m ³ /d 移动式撬装泥浆循环系统固控处理设施一座，施工结束后进行拆除	无变化
	钻井液材料房		每个平台设置钻井液材料房 1 个，用于存放钻井液材料，包括膨润土、纯碱、重晶石粉、超细碳酸钙、WDYZ-1、HX-D、HA、NH ₄ -HPAN-2、SAKH、DYFT-1、KOH 等	每个平台设置钻井液材料房 1 个，用于存放钻井液材料，包括膨润土、纯碱、重晶石粉、超细碳酸钙、WDYZ-1、HX-D、HA、NH ₄ -HPAN-2、SAKH、DYFT-1、KOH 等	无变化。
公用工程	生活区		包括活动房；机泵房、循环系统、发电房、石粉房、水房等	每座井场设包括活动房；机泵房、循环系统、发电房、石粉房、水房等，目前已拆除	无变化
	供水工程		生产用水由水罐车运送，生活用水桶装水运到场地	钻井工程生产用水由水罐车运送，生活用水为桶装水	无变化
	排水工程		设污水收集系统，场外设截水沟	施工期井场外设截水沟，目前已完成生态恢复	无变化
	供电工程		柴油发电机 1 台	柴油发电机 1 台	无变化
环保工程	废水治理	生活污水	生活污水池 用于收集生活污水，并做好防渗措施，底部及四周夯实，防渗性能等效黏土防渗层 Mb≥1.5m、 K≤1.0×10 ⁻⁷ cm/s，在防	每座井场设生活污水池 1 个，目前已进行卫生填埋，恢复至原有生态现状。	无变化

			渗工程施工时候留存影像资料，施工结束后进行卫生填埋		
		钻井污水	钻井污水主要来自钻井过程中冲洗钻台、钻具、设备等产生的污水，这部分废水与泥浆、岩屑由“废弃钻井液无害化处理装置”进行处理。	钻井污水已与钻井泥浆、岩屑一同由“废弃钻井液无害化处理装置”处理。液相（滤液水）满足DB23/T693-2000《废弃钻井液处理规范》。	
废气治理	扬尘治理	向井场洒水消尘，设计合理运输线路，施工运输车辆采取密闭措施或加盖防尘布等一系列环保措施；采取施工场地围护，设置料棚并在水泥、膨润土、超细碳酸钙等钻井材料上加苫布等措施，可以防止刮风扬尘弥漫。		施工期、采取了场地洒水抑尘，合理规划路线，运输车辆及钻井材料上加苫布等措施，对周围环境影响不大。	无变化
固废治理	废弃泥浆及废射孔液处理	采用“撬装废弃钻井液无害化处理装置”处理，主要采取压滤等工艺，产出的滤液水拉至升一联污水处理站，经污水处理系统处理后注入地下，该站处理规模为3500m ³ /d，目前负荷率位64.74%，剩余处理量为1234m ³ /d，本工程产生废水量约为88m ³ /d，该站现有处理能力满足本项目的需求。产生的泥饼，用于综合利用。该站于2007.5.31取得环评批复，批复项目名称为《升平油田升58-升34-11区块产能建设工程》，批复号为黑环函[2007]172号		钻井产生的废弃泥浆、岩屑及废射孔液已全部运至“废弃钻井液无害化处理装置”处理，处理后的排放固体，达到国家《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）后用作油田铺路、铺垫井场、修井间防火墙及回填等用途，滤液水拉至升一联污水处理站，经污水处理系统处理后注入地下。	无变化
	生活垃圾集中处理措施	生活垃圾统一收集后，拉运至垃圾处理场处理		生活垃圾均已由环保部门收集，运至安达市生活垃圾填埋场处理	无变化

	一般固废集中处理措施	废弃防渗布及属一般固废的包装袋运至第八采油厂工业固废填埋场处理,该填埋场现阶段运行稳定,满足本工程依托所需条件。	膨润土、纯碱等的包装袋施工结束后由施工单位外售废品回收站;废弃防渗布由施工单位回收利用	无变化
	KOH 包装袋	KOH 包装袋属于危险废物,委托有资质的单位进行处置	钻井液不在现场配置,未产生 KOH 包装袋	未产生
	噪声治理	合理安排施工进度,减少施工时间,避免大量高噪声设备同时施工;除钻进外,其它施工严格禁止夜间进行。合理布置施工现场;降低设备噪声运输车辆选择避开居民区的路线,尽量不鸣笛。	除钻进外均昼间施工,施工设备避免同时施工。经走访周边居民,施工期周边居民无扰民现象发生。	无变化
	生态措施	9.42hm ² 耕地复耕等质等量的耕地 7.86hm ² ;草地平整自然恢复 1.56hm ²	临时占地目前已进行平整、已生态恢复,耕地复耕。	实际临时占地 3.41hm ²
	事故防范措施	钻井井场(临时占地)周围设置围堰,建设高度 30cm,宽度 40cm,材料为粘土夯筑,防止冒漏时污水流出井场。铺设人工材料防渗层,防渗性能等效黏土防渗层 Mb≥6.0m、K≤1.0×10 ⁻⁷ cm/s,在防渗工程施工时候留存影像资料。围堰高度应高于地面 50cm。	项目采用分区防渗措施:钻井井场周围设置围堰,柴油储罐区、生活污水池采用重点般防渗,铺设 2 mm 厚高密度聚乙烯,施工结束后进行回收;泥浆槽及防渗旱厕为一般防渗区域,设 1.5 mm 厚高密度聚乙烯;固井采用双层套管,定期进行检查,施工期未发现泄漏现象	无变化
临时工程	钻井施工营地	钻井施工各井场沿周边设置临时场地和临时便道,用于摆放生活区活动房,占地类型为耕地,停放钻井施工设备,设置车辆回车场地。临时场地为临时占地,施工结束后进行生态恢复。	钻井施工各井场设置临时场地和临时便道,用于摆放生活区活动房,停放钻井施工设备,设置车辆回车场地。现已拆除,已完成生态恢复。	无变化
	撬装废弃钻井液无害化处理装置	建设可移动撬装废弃钻井液无害化处理装置,临时占地面积为 600m ² ,占地类型为耕地。工程结束后,对其	建设了可移动撬装废弃钻井液无害化处理装置,临时占地面积为 600m ² ,占地类型为耕地。现已拆除,已完	无变化

		进行拆除，并进行生态恢复。	成生态恢复。	
--	--	---------------	--------	--

表 4-2 钻井工程井场基础信息表

序号	平台号	井号	横坐标	纵坐标	占地类型	备注
1	1	升 16-斜 072	21672283.37	5122975.76	基本农田	本次基建
2		升 18-斜 072	21672283.37	5122969.76		本次基建
3		升 16-斜 080	21672283.37	5122963.76		未钻
4		升 14-斜 078	21672283.37	5122957.76		未钻
5		升 16-斜 078	21672283.37	5122951.76		未钻
6		升 18-斜 078	21672283.37	5122945.76		本次基建
7	2	升 21-斜 084	21673424.75	5122934.56	基本农田	本次基建
8		升 22-斜 084	21673424.75	5122928.56		未钻
9		升 24-斜 084	21673424.75	5122922.56		未钻
10		升 24-斜 082	21673424.75	5122916.56		本次基建
11	3	升 42-斜 076	21675007.3	5121101.1	基本农田	未钻
12		升 40-斜 078	21675007.3	5121095.1		本次基建
13		升 38-斜 080	21675007.3	5121089.1		本次基建
14		升 36-斜 078	21675007.3	5121083.1		本次基建
15		升 40-斜 076	21675007.3	5121077.1		未钻
16		升 34-斜 081	21675007.3	5121071.1		未钻
17		升 14-斜 30	21675007.3	5121065.1		未钻
18		升 38-斜 076	21675007.3	5121059.1		本次基建
19		升 16-斜 26	21675007.3	5121053.1		未钻
20		升 14-斜 26	21675007.3	5121047.1		未钻
21		升 14-斜 24	21675007.3	5121041.1		未钻
22		升 16-斜 24	21675007.3	5121035.1		本次基建
23	4	升 20-斜 22	21674813.9	5119542.9	一般草地	未钻
24		升 20-斜 26	21674813.9	5119536.9		未钻
25		升 21-斜 28	21674813.9	5119530.9		未钻
26		升 21-斜 24	21674813.9	5119524.9		未钻
27		升 24-斜 28	21674813.9	5119518.9		未钻
28		升 18-斜 24	21674813.9	5119512.9		本次基建
29	5	升 38-平 078(A)	21675598.0	5120763.0	一般草地	本次基建
30		升 14-平 28 (A)	21675599.0	5120766.0		未钻
31	6	升 16-斜 28	21675356.7	5120195.7	基本农田	本次基建

32		升 20-斜 28	21675356.7	5120189.7		本次基建
33		升 21-斜 30	21675356.7	5120183.7		未钻
34	7	升 16-斜 31	21676194.5	5120621	基本农田	未钻
35		升 48-平 078(A)	21676194.5	5120613		本次基建
36	8	升 46-斜 082	21676519.3	5121259.1	基本农田	未钻
37		升 46-斜 080	21676519.3	5121253.1		本次基建
38		升 46-斜 078	21676519.3	5121247.1		未钻
39	9	升 46-斜 084	21676960	5121829	基本农田	未钻
40		升 48-斜 082	21676960	5121823		未钻
41	10	升 38-斜 082	21675587.91	5121684.87	基本农田	未钻
42		升 38-082	21675608.58	5121553.68	基本农田	未钻
43	11	升 16-平 30 (A)	21675859.86	5120619.87	基本农田	未钻
44	12	升 18-平 080(A)	21675644.74	5120239.21	基本农田	未钻

2、地面工程

地面工程基建油水井 29 口，其中油井 19 口（含 7 口代用井），注水井 10 口（含 6 口代用井），建成产能共 1.69×104t/a。本次工程配套建设含水油集输管线共 32.85km，新建 7 井式阀组间、升 4-5 配水间，扩建升 4-4 配水间，通井道路 0.5km。

占地面积：项目总占地面积为 17.17hm²。其中，永久占地面积 0.89hm²，施工临时占地面积 16.28hm²；占地类型均为耕地（基本农田）及草地。

地面工程实际建设内容与环评阶段变化情况见表 4-3。

表 4-3 地面工程项目组成一览表

项目类别	建设内容	环评阶段计划建设内容	工程实际建设内容	变化情况
主体工程	站外集油系统	19 口油井全部采用抽油机举升工艺，集油均采用单管环状掺水集油流程集油系统。共需新建 7 井式集油阀组间（升 4-5）1 座，新建站间集油掺水管道 4.4km，新建单井集油掺水管道 17.75km。	根据现场调查，本项目基建了油井 19 口，油井采用抽油机举升方式，集油均采用单管环状掺水集油流程。新建了 7 井式集油阀组间（升 4-5）1 座，新建了站间集油掺水管道 4.4km，新建了单井集油掺水管道 17.75km。	无变化
	场站新建内容	升 4 转油站新建来液阀组间 1 座。	根据现场调查，升 4 转油站新建了来液阀组间 1 座。	无变化
	注水工程	新建注水井 10 口，扩建升 4-4 配水间 1 座，新建升 4-5 配水间 1 座，新	根据现场调查，新建了注水井 10 口），扩建了配水	无变化

		建单井注水管线 8.1km, 新建注水干线 2.6km。	间 1 座, 新建了配水间 1 座, 新建了单井注水管线 8.1km, 新建了注水干线 2.6km。	
	压裂工程	7 口油水井进行压裂	已建 7 口油水井进行压裂	无变化
辅助工程	道路工程	规划新建通井路全长 0.5km, 路面宽 3.5m, 平均填高 0.8m。	新建了通井路共 0.5km, 路面宽 3.5m, 平均填高 0.8m。	无变化
	区域阴极保护工程	本次新建站间集油掺水管道环实施外加电流阴极保护, 并入区域已建阴保系统。	新建的站间集油掺水管道环均采用外加电流阴极保护, 并入区域已建阴保系统。	无变化
公用工程	供配电工程	本次产能建设新增井场抽油机及阀组间用电负荷 196kW, 涉及 35kV 升一变电站 1 座, 其供电能力满足新增负荷的需求。规划新建井场柱上变 12 座, 新建 6kV 线路 5.4km, 新建线路无功补偿装置 100kVar, 采油八厂已建成线路监测系统, 本次在新建的 6kV 线路装设线路在线监测装置 1 台, 信号上传至已建系统。	根据现场调查, 新建了井场柱上变 12 座, 新建了 6kV 线路 5.4km, 新建了线路无功补偿装置 100kVar, 在新建的 6kV 线路装设线路在线监测装置 1 台, 信号上传至已建系统。	无变化
	给水工程	施工期生产用水由水罐车运送, 生活用水采用桶装水, 施工队人员为 20 人, 生活用水量为 0.8t/d (施工期总用水量为 40t)。	生产用水由水罐车运送, 生活用水采用桶装水	无变化
	排水工程	施工期生活污水排入场地设置的临时防渗旱厕内, 施工结束进行卫生填埋处理 (用石灰消毒后覆土平整)。	根据现场调查, 本项目施工期设临时防渗旱厕, 目前已清掏、卫生填埋。	无变化
环保工程	废气	施工期产生的废气主要是地面建设过程中产生的扬尘; 车辆排放的尾气; 道路、各类管道铺设施工过程中产生的扬尘; 要采取喷水压实、洒水抑尘措施, 严格控制施工扬尘的产生;	根据现场调查, 施工期定期洒水; 施工运输车辆及施工场地材料均进行了遮盖, 施工期对大气环境影响不大。	无变化
		运营期产生的废气主要是升 4 转油站真空加热炉燃烧时产生的烟气及油气集输系统无组织挥发的烃类气	场站加热炉采用清洁能源天然气作为燃料, 排气筒高度均不低于 8m; 产液集	无变化

		体，锅炉燃料为清洁能源天然气，升4转油站排气筒高度为8m，满足锅炉排放高度。	输采用密闭集输、处理过程跑、冒、滴、漏现象发生。	
废水	试压废水	管线试压废水罐车集中收集，拉运至宋一联脱水站处理后回注。	施工期管线试压废水已全部由罐车统一拉运至宋一联污水处理站处理，处理达标后回注地下。	含油废水由宋一联含油污水站处理
	采油废水	采油废水经宋一联脱水站处理达标后回注地下。	采油废水已由宋一联污水处理站处理达标后回注地下。	
	作业污水	作业污水经宋一联脱水站处理达标后回注地下。	作业污水已由宋一联污水处理站处理达标后回注地下。	
	洗井废水	洗井废水经宋一联脱水站处理达标后回注地下。	洗井废水已经宋一联污水处理站处理达标后回注地下。	
	生活污水	施工期生活污水排入施工营地搭建的临时防渗旱厕，施工结束清掏后进行卫生填埋处理（用石灰消毒后覆土平整）。	施工期生活污水排入施工营地搭建的临时防渗旱厕，施工结束后已进行卫生填埋处理。运营期不新增劳动定员，不新增生活污水。	无变化
	废压裂液	施工期产生的废压裂液由罐车统一收集后拉运至宋二联废压裂液无害化处理系统处理；	施工期产生的废压裂液已由罐车统一收集后拉运至宋二联废压裂液无害化处理系统处理；	无变化
噪声治理	施工期合理安排施工时间，合理布置搅拌机等高噪声设备位置；场站扩建选用低噪声设备、底座安装减振垫，高噪声设备均布置在室内。	根据现场调查，本项目井场电机等发声设备选用了低噪声设备；对机泵等高噪声设备加装了减震垫；制定了规章制度，定期对运行设备进行维护保养，设备运行期均在最佳运行状态。	无变化	

固废	含油污泥、落地油等	集中收集，送宋芳屯含油污泥处理站处理。	落地油与场站清淤产生的含油污泥拉运至第八采油厂宋芳屯含油污泥处理站减量化处理后，委托大庆市庆兴环保科技有限公司	含油污泥由自行处置变为外委
	含油防渗布	含油防渗布委托有资质单位处置	含油防渗布委托大庆顺和环保科技有限公司进行处理。	
	生活垃圾	统一收集运至生活垃圾填埋场处理。	施工期生活垃圾已统一收集，由物业单位拉运至生活垃圾填埋场处理，无遗留；施工期固体废物均得到有效处置。	
	过硫酸钾废包装袋	过硫酸钾废包装经收集后直接交有资质单位统一处理；	压裂液不在现场配置，不产生过硫酸钾废包装袋	
生态恢复	临时占地恢复面积 16.28hm ² ，占地类型为耕地和草地。对于临时占地施工过程要采取“分层开挖、分层回填”措施，尽快恢复耕地耕种及草地植被。	临时占地施工过程要采取“分层开挖、分层回填”措施，现已恢复生态。	无变化	
地下水监测井	在区块上下游设置 3 口监测水井，刘万义屯水井（E125.25633，N46.22383）1 个潜水背景值监测点位；董大窝棚水井（E125.22938，N46.21456）1 口潜水跟踪监测水井；太平村水井（E125.27666，N46.18193）1 口潜水跟踪监测水井。	根据现场调查，本项目依托周边村屯作为地下水跟踪监测井，在区块上下游设置 3 口监测水井，刘万义屯水井（E125.25633，N46.22383）1 个潜水背景值监测点位；董大窝棚水井（E125.22938，N46.21456）1 口潜水跟踪监测水井；太平村水井（E125.27666，N46.18193）1 口潜水跟踪监测水井。	无变化	
依托	转油站	升平油田升 1024 区块葡萄花油层本	升 4 转油站建于 1988 年，	无变

工程		次安排基建采油井 19 口，位于八厂二矿升一联转油放水站管辖范围内，油井产液进入升 4 转油站处理。升 4 转油站设计处理能力 4500t/d。目前该站实际处理量为 2443.5t/d，负荷率为 54.3%；新增产能后，升 4 转油站负荷率为 68.5%，满足新增产能需要。	站内采用“三合一”处理工艺，油井产液进入升 4 转油站处理。升 4 转油站设计处理能力 4300t/d。目前该站负荷率为 43.2%，满足新增产能需要。	化
	升一联注水站	项目配水间连至升一联注水站，升一联注水站分清水和污水两套注水系统，两套注水系统之间设置有连通管线，以保证污水能优先全部回注，总设计注水能力为 6600m ³ /d，目前该站实际处理量为 4255m ³ /d，负荷率为 64%；计入新增水量后，升一联注水站负荷率为 70.8%，满足开发需求。	升一联注水站总设计注水能力为 6600m ³ /d，目前该站负荷率为 72.4%；满足开发需求。	无变化
	含油污水处理站	宋一联脱水站设计能力共 3000m ³ /d，目前系统综合负荷率为 64.81%，新增污水量为 2.1m ³ /d，新增后负荷率为 66.93%。可以满足本次新增产能的需求。	宋一联含油污水处理站主要工艺为横向流-两级压力过滤，设计出水水质指标为“10、5、2”，设计污水处理量为 10000m ³ /d，目前污水处理量为 6600m ³ /d，负荷率为 66%，	无变化
	含油污泥处理站	采出液脱水、含油污水处理产生的含油污泥依托宋芳屯含油污泥处理站，设计规模为 5m ³ /h，污泥站采用预处理+调质装置+离心机处理技术工艺，目前负荷率为 64%，处理后污泥中含油量≤2%，处理能力满足需求。	采出液脱水、含油污水处理产生的含油污泥依托宋芳屯含油污泥处理站，设计规模为 5m ³ /h，污泥站采用预处理+调质装置+离心机处理技术工艺，目前负荷率为 85%，处理后污泥中含油量≤2%，处理能力满足需求。	大庆市庆兴环保科技有限公司
	废压裂液无害化处理站	本次产能依托的宋二联废压裂液无害化处理系统采用“管式反应器反应→油水泥分离器→一次过滤→二次过滤”多级的物理及化学混合工艺来降低废压裂液中污染物的含	本次产能依托的宋二联废压裂液无害化处理系统采用“管式反应器反应→油水泥分离器→一次过滤→二次过滤”多级的物理及	无变化

		量，达到无害化处理，站内设计废压裂液处理能力为 240m ³ /d，目前负荷约 60%，能够满足本次产能需求。	化学混合工艺来降低废压裂液中污染物的含量，达到无害化处理，站内设计废压裂液处理能力为 240m ³ /d，目前负荷约 70%，能够满足本次产能需求。	
	大庆市庆兴环保科技有限公司	/	大庆市庆兴环保科技有限公司采用密闭旋转蒸馏工艺处理含油污泥，处理后的泥渣满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路。该站设计处理油田含油污泥规模为 80000t/a，目前该站实际含油污泥处理量为 45000t/a，负荷率为 56.25%，大庆市庆兴环保科技有限公司剩余处理能力满足本项目及同期建设项目含油污泥处理需求，依托可行。	大庆市庆兴环保科技有限公司

表 4-4 地面工程油水井详细信息表

序号	平台号	井号	井别	东经	北纬	占地类型
			环评			
1	1	升斜5803	水井	125.23388	46.21763	耕地
2		升16-斜072	油井			
3		升18-斜072	油井			
4		升18-斜078	油井			
5	2	升斜5801	水井	125.24970	46.22033	耕地
6		升21-斜084	油井			
7		升24-斜082	油井			
8	独立井	升21-平082	油井	125.24712	46.20959	草地
9	3	升1023	水井	125.26894	46.20097	耕地
10		升40-斜078	油井			

11		升38-斜080	水井			
12		升36-斜078	水井			
13		升17-斜24	水井			
14		升38-斜076	油井			
15		升16-斜24	油井			
16	独立井	升38-平078	油井	125.27331	46.20269	草地
17	独立井	升1021	油井	125.29426	46.20761	草地
18	独立井	升17-平26	油井	125.29405	46.20769	草地
19	5	升1026	油井	125.27074	46.20726	耕地
20		升49-斜078	水井			
21	6	升斜1024	油井	125.28792	46.20316	耕地
22		升46-斜080	水井			
23	独立井	升17-平30	油井	125.28689	46.20358	草地
24	独立井	升48-平078	油井	125.28257	46.20213	耕地
25	4	升112-斜2	水井	125.27649	46.19257	草地
26		升16-斜28	水井			
27		升20-斜28	油井			
28		升18-斜24	油井			
29		升17-斜28	油井			



4 平台井场现状



水井现状



5 平台井场现状



升 21-平 082 井场现状



升 38-平 078 井场现状



3#平台井场



6#平台井场



水井现状



升 4-5 阀组间

扩建计量间



2#平台井场现状



升 48-平 078 井场现状



升 1021 井场现状

二、依托场站环保手续调查

本项目依托各场站环评及验收情况详见表 4-5。

表 4-5 依托场站环评及验收情况一览表

序号	现有场站/区块名称	项目名称	环评批复	验收批复
1	升一联合站	大庆油田有限责任公司第八采油厂升平综合治理示范区工程（二期）项目	绥环函[2011]241 号	2013 年 11 月完成自主验收
2	升四联合站			
3	宋一联合站	宋一联污水处理站技术改造工程	庆环建字[2010]62 号	庆环验[2011]210 号
4	宋芳屯含油污泥处理站	《采油八厂永乐油田加密区块产能建设工程》	庆环建字[2012]227 号	庆环验[2014]40 号
5	宋二联废压裂液处理站	《宋芳屯油田芳 808-809 区块产能建设工程》	庆环审[2015]192 号	2019 年 12 月通过自主验收

三、本项目实际建设情况详细调查

1、钻井工程

本项目钻井工程为 2020 年升斜 1024 区块钻井工程。

根据现场调查，2020 年 3 月开工，2020 年 10 月竣工。新钻油水井 16 口，其中油井 12 口、水井 4 口。平均完钻井深 1556m。钻井工艺包括：钻前准备、钻进、钻进辅助作业、固井、完井。完井采用射孔完井。

井场布设井架基础为 43.3m×11.7m，选用 ZJ-20/1350 型钻机。井期间在每口井钻井人数 10 人，钻井周期为 10 天。

表 4-6 ZJ-20/1350 钻机及钻井主要设备性能

序号	名称	型号	主要技术参数	备注	
1	钻机	ZJ-20/1350			
2	井架	JJ135/39-A	1350 kN		
3	提升系统	天车	TC-162	1620 kN	
		游动滑车	YC-162	1620 kN	
		大钩	DG-162	1620 kN	
		水龙头	SL-160	1600 kN	
		绞车	JC-20	196 kN	
4	转盘	ZP-175	1350 kN		
5	循环系统	搅拌机		7.5 kW	
		钻井泵 1#	SL3NB-1300A	956 kW	
		钻井泵 2#	SL3NB-1300A	956 kW	
		钻井液罐			
6	动力系统	柴油机 1#	PZ12V 190B	882 kW	
		柴油机 2#	PZ12V 190B	882 kW	
		发电机 1#	12V135	200 kW	
		发电机 2#	12V135	200 kW	
7	钻机控制系统	自动压风机	5.5/12V	5.5 kW	
		电动压风机	5.5/12V	5.5 kW	
8	固控设备	振动筛	2YNS-D		2 台
		除砂器	MCS-300×1		1 台

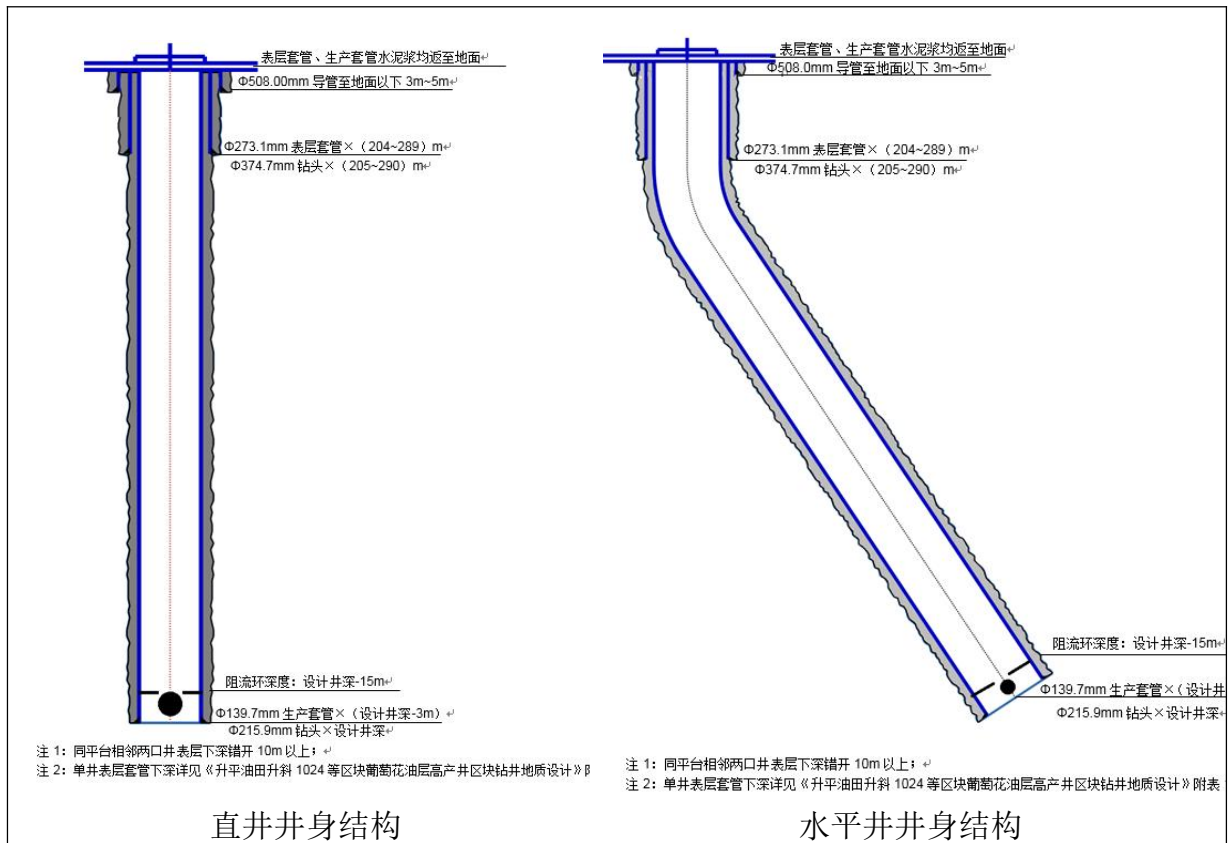


表 4-7 钻井液材料用量设计数据表

开钻次序	一开		二开	
钻头尺寸 mm	374.7		215.9	
井段 m~m	0~290		290~1556	
井筒容积 m ³	43		73	
地面循环量 m ³	40		60	
钻井液损耗量 m ³	9		38	
钻井液总量 m ³	92		171	
钻井液体系	膨润土浆		钾盐共聚物	
钻井液材料名称和用量	材料名称	一开材料用量 t	材料名称	材料用量 t
	膨润土	4.0	膨润土	/
	纯碱	0.3	纯碱	0.5
	/	/	WDYZ-1	0.7
	/	/	HX-D	0.7
	/	/	JS-1	2.1
	/	/	JS-2	2.6
	/	/	NH ₄ -HPAN-2	2.2
/	/	SPNH	2.1	

			DYFT-1	2.6
			KOH	0.2
			超细碳酸钙	3.0
			重晶石粉	52

注 1: 表中基本数据和材料用量, 一开按最大井深 122m, 二开按最大井深 1560m, 钻井液密度按 1.40 g/cm³ 计算, 具体用量见单井设计。

注 2: 施工区块集中储备随钻堵漏剂 20t~30t, 以备发生井漏时应急使用。

注 3: 施工区块集中储备重晶石粉不少于 50t, 如不具备集中储备条件, 单井储备重晶石粉至少 20t。

注 4: 定向井单井润滑剂用量, 按钻井液总量的 3%计算。

钻井射孔液主要由无机化学试剂、防腐剂、增粘剂、黏土稳定剂、消泡剂、脱乳防垢剂等组成。主要涉及的化学成分为 NaCl、KCl、黏土稳定剂, 用量约 2360m³。

表 4-8 射孔液成分理化性质一览表

序号	原料名称	理化性质
1	NaCl	白色晶体状, 无化学毒性, 但摄入过多会引起细胞脱水, 严重者会导致死亡。皮肤接触后用清水清洗干净即可。不易燃。
2	KCl	无色细长菱形或成一立方晶体, 或白色结晶小颗粒粉末, 外观如同食盐无臭、味咸。皮肤接触后用清水清洗干净即可。无化学毒性, 不易燃。
3	黏土稳定剂	双聚铵盐(NH ₄ -HPAN-2), 外观为自由流动的粉末及颗粒, 铵含量(%) ≤6.0, 是水解聚丙烯腈-铵盐(NH ₄ -HPAN)的进一步改进, 克服了铵盐盐、抗钙力较差的缺点, 是睛纶丝、丙烯酰胺、氨水在高温、高压下聚合的产物, 因带有-NH ₄ 、-NH ₂ 、-CN 基团, 具有一定的防塌、防水化膨胀和很好的抗盐能力, 并且使用不受温度的限制, 具有良好的降滤失功能无毒性。

2、地面工程

(1) 压裂工程

项目 7 口油井进行压裂, 选用了残渣含量和岩心伤害率较低, 成本适中的改性胍胶压裂液, 总用量约 700m³, 压裂液各成分理化性质见表 4-9。

表4-9 压裂液各成分理化性质一览表

序号	材料	理化性质	毒理性质
1	改性胍胶	采用羟丙基胍胶, 羟丙基胍胶具有增稠能力强, 热稳定性好的特点, 对水有很强的亲合力。当胍胶粉末加入水中, 胍胶的微粒便“溶胀、水合”, 也就是聚合物分子与许多水分子形成缔合体, 然后在溶液中展开、伸长。在水基体系中, 聚合物线团的相互作用, 产生了粘稠溶液。适合储层温度 80°C-200°C, 降低了压裂液的残渣与施工摩阻, 能满足高温、低渗储层压裂改造的需要。	无毒
2	润湿改进剂	常用的润湿剂主要是非离子型表面活性剂, 如 AE1910、OP-10、SP169、796A、TA-1031 等, 能将亲油砂岩润湿为亲水砂岩, 有利于	无毒

		提高相对渗透率。	
3	破乳剂	多为胺型表面活性剂，以多乙烯多胺为引发剂，用环氧丙烷多段整体聚合而成的胺型非离子表面活性剂，破乳剂相对分子质量大有利于破乳。主要作用是将乳化状的油水混合液中油和水分离开来。	无毒
4	碳酸钠	无水碳酸钠为白色粉末，易溶于水，水溶液呈碱性，pH 值为 11.5。在泥浆中发生电离和水解，提供 Na ⁺ 和 CO ₃ ²⁻ ，在泥浆中通过离子交换和沉淀作用，使钙质粘土变为钠质粘土。另外可除掉石膏或水泥浸入泥浆中的 Ca ²⁺ 离子，使泥浆性能变好。	无毒
5	碳酸氢钠	白色细小晶体，溶于水时呈现弱碱性，固体 50r 以上开始逐渐分解生成碳酸钠、二氧化碳和水，270℃ 时完全分解。	无毒
6	消泡剂	主要成分是烷基硅油，烷基硅油的表面张力很低，在常温下具有消泡速度快、抑泡较好的特性。	无毒
7	有机硼交联剂	含有硼原子的有机化合物，作为交联剂辅助用剂。通过化学键或配位键与稠化剂发生交联反应的试剂称为交联剂。交联剂将聚合物的各种分子联结成一种结构，使原来的聚合物分子量明显地增加，调整压裂液的粘度。	无毒
8	陶粒	陶瓷是用铝硅酸盐矿物或某些氧化物等为主要成分，如氧化硅、氧化铝等，具有优异的性能，如密度低、筒压强度高、孔隙率高，软化系数高、抗冻性良好、抗碱集料反应性优异等。	无毒
9	粉砂	主要以硅酸盐的形态存在，含有少量的金属元素，细粒含量在 15%~50%之间，且细粒为粉土的土，称为粉土质砂。	无毒
10	过硫酸钾	无机化合物，白色结晶，无气味，有潮解性，可用作油井压裂液的破胶剂。	中毒
11	高温破胶剂	目前适用于水基交联冻胶体系的破胶剂，以过硫酸钾作为主要助剂。	无毒

(2) 原油集输工程

本次产能新建油井 19 口，采用环状掺水集油流程，就近接入已建集油环，原油最终通过升 4 转油站集输至升一联。本次共新建 7 井式集油阀组间（升 4-5）1 座，站间集油掺水管道 4.4km，新建单井集油掺水管道 17.75km。

其中，其中 6 口油井进入升 4 转油站升 4-4 阀组间，13 口油井进入新建的升 4-5 阀组间。原油集输主要工程量见表 4-8。

表 4-8 原油集输主要工程量表

序号	项目名称	单位	数量
1	单井集油管道 DN50 PN5.5MPa 连续增强塑料复合管	km	3.58
2	单井集油管道 DN65 PN5.5MPa 连续增强塑料复合管	km	12.7
3	单井集油管道 DN80 PN5.5MPa 连续增强塑料复合管	km	1.47

	管		
4	站间集油掺水管道 $\phi 114 \times 4.5$ 泡沫黄夹克管	km	2.2
5	站间集油掺水管道 $\phi 168 \times 5$ 泡沫黄夹克管	km	2.2
6	新建 7 井式阀组间	座	1

(3) 注水工程

新建注水井 10 口，扩建升 4-4 配水间 1 座，新建升 4-5 配水间 1 座，新建单井注水管线 8.1km，新建注水干线 2.6km。注水工程主要工程量见表 4-9。

表 4-9 注水工程主要工程量表

序号	项目名称	单位	数量
1	扩建升 4-4 配水间	座	1
2	新建升 4-5 配水间	座	1
3	井口配水阀组	套	6
4	注水干线 $\Phi 114 \times 14$	km	2.6
5	单井注水管道 DN40/PN25MPa	km	8.1
6	注水井口	套	10

(4) 道路工程

新建大平台砂石通井路 0.5km，新建耕地井通井土路 2km。道路工程主要工程量见表 4-10。

表 4-10 道路工程主要工程量表

序号	项目名称	单位	数量
1	大平台砂石通井路	km	0.5
2	耕地井通井路	km	2.0

(5) 供配电工程

新建井场柱上变 12 座，新建 6kV 线路 5.4km，新建线路无功补偿装置 100kVar，在新建的 6kV 线路装设线路在线监测装置 1 台，信号上传至已建系统。供配电工程主要工程量见表 4-11。

表 4-11 供配电工程主要工程量表

序号	项目名称	单位	数量
1	井场柱上变	座	12
2	6kV 线路	km	5.4
3	线路无功补偿装置	kVar	100
4	线路在线监测装置	台	1

(6) 依托工程

①升4转油站

升4转油站建于1988年，站内采用“分离、沉降、缓冲”三合一处理工艺，升4转油站设计处理能力4300t/d。目前该站负荷率为43.2%，满足新增产能需要。

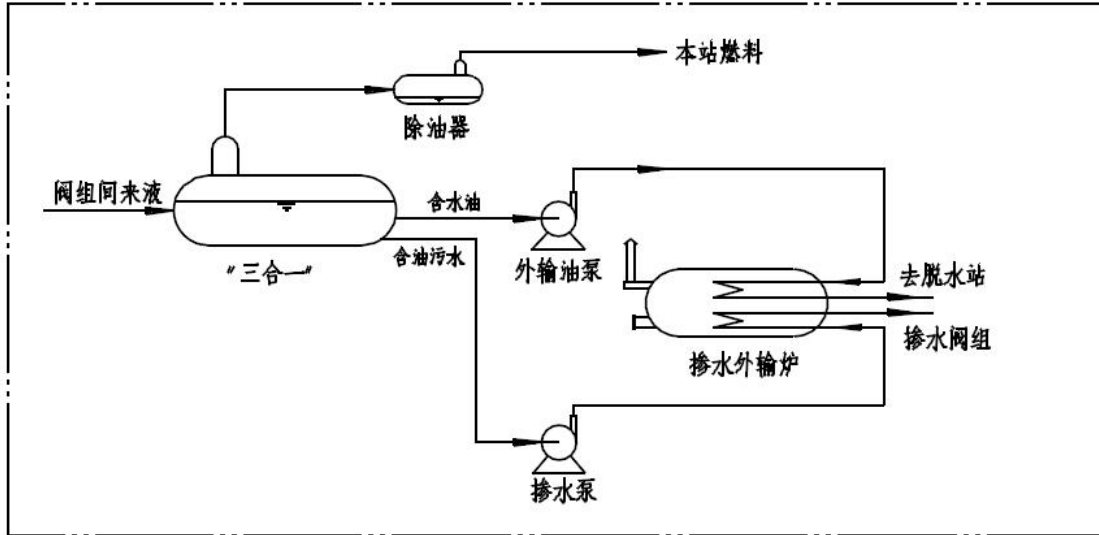


图 4-1 工艺流程图



升四转油站现状

②升一联注水站

本次10口新建注水井全部由升一联注水站提供高压水。升一联注水站分清水和污水两套注水系统，总设计注水能力为6600m³/d，两套注水系统之间设置有连通管线，

以保证污水能优先全部回注，无需扩建。计入本次新井注水量后，升一联注水站负荷率为64%~70.8%，满足开发需求。

③含油污水处理站

宋一联合油污水处理站始建于1996年，主要工艺为横向流-两级过滤，设计出水水质指标为“10、5、2”，设计污水处理量为10000m³/d，目前污水处理量为6600m³/d，负荷率为66%，满足开发需求。

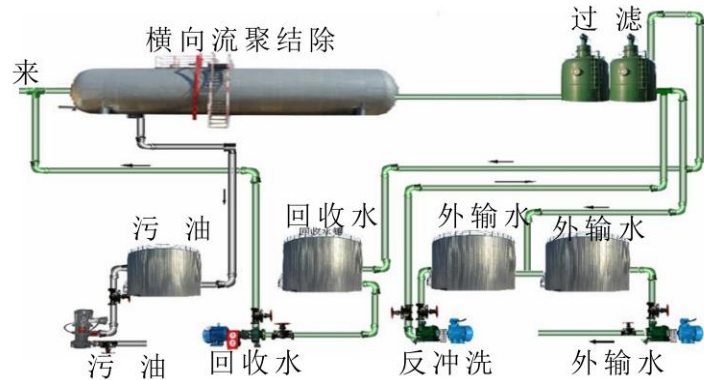


图4-2 宋一联合油污水处理站工艺流程



宋一联合油污水处理站现状

⑤第八采油厂宋芳屯含油污泥处理站

本项目产生的含油污泥送宋芳屯含油污泥处理站处理，该站采用预处理+调质+离心的处理工艺，处理能力 $5\text{m}^3/\text{h}$ （年运行200天，每天24小时），目前负荷率85%，冬季非运行期，含油污泥送站内储存池暂存，该储存池已做防渗处理，可以达到相关防渗要求。暂存池设计容积为 2500m^3 ，目前剩余存储能力为 2000m^3 ，区域内在建工程产生的含油量为 0.254t ，污泥暂存池剩余存储能力及污泥处理能力均满足新建产能项目的需求。处理后的污泥涉及达到的指标为含油量 $\leq 2\%$ ；含水率 $\leq 40\%$ 。主要工艺流程见图4-5。

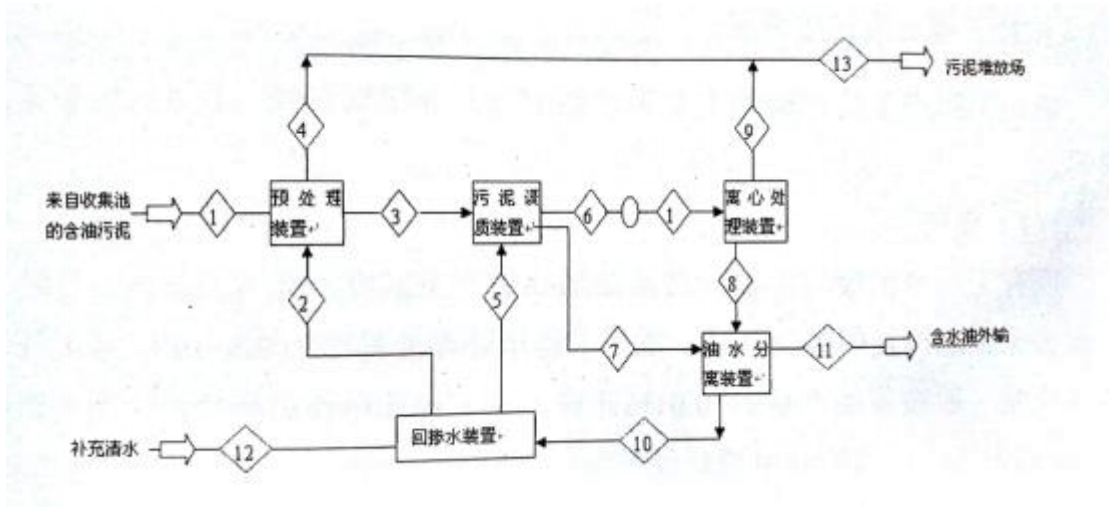


图4-5

工艺流程简图





宋芳屯含油污泥处理站现状

⑥宋二联废压裂液处理站

本项目油井压裂产生的废压裂液依托宋二联废压裂液无害化处理系统处理后进入污水系统，不外排。该站采用“管式反应器反应—油水泥分离器—一次过滤—二次过滤”多级的物理及化学混合工艺来降低废压裂液中污染物的含量，达到无害化处理，站内设计废压裂液处理能力为 240m³/d，目前负荷约 70%，能够满足本次产能需求。宋二联废压裂液无害化处理系统处理工艺见图 4-6。

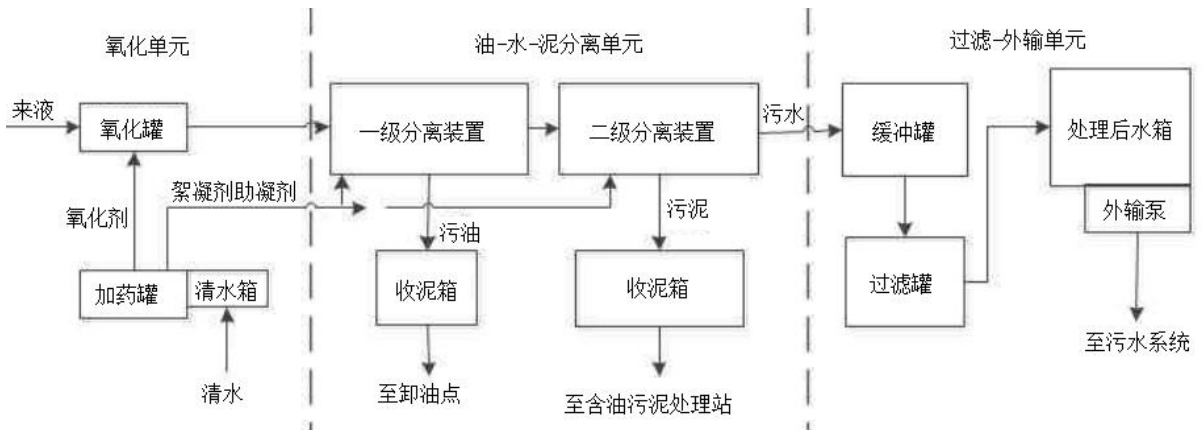


图 4-6 宋二联废压裂液无害化处理系统处理工艺





宋二联废压裂液无害化处理站现状

⑦撬装废弃泥浆处理站

本项目产生的废钻井液及废射孔液依托《宋芳屯油田芳 10-27 区块葡萄花油层加密与注采系统调整区块钻井工程》中建设的撬装废弃泥浆处理站，2019 年 1 月 22 日大庆市环保局对该项目环评影响评价文件进行了批复，批复号为庆环审（2019）6 号，2021 年 6 月通过自主验收。撬装废弃泥浆处理站占地面积为 2hm²，建设规模：日处理能力 500m³/d，地理位置坐标为 125° 02'21.81"，46° 04'18.00"。该站包括卸料车间、泥浆接收池、滤液处理车间、供电、供水、泥饼暂存场地等。泥饼达到国家《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599-2001）中的第 I 类标准，用作第八采油厂井场修路。

钻井废钻井液经处理装置处理后，实现岩屑及固液分离，分离出的固相（泥饼），浸出液主要控制指标、固相（泥饼）主要控制指标、液相（滤液水）使用罐车拉运至宋一联污水站处理后回用，主要控制指标详见下表。

撬装废弃泥浆处理站设计日处理能力 500m³/d，目前实际处理量为 230m³/d，负荷约 46%，处理站满足本次产能需求。

表 4-12 固相（泥饼）浸出液主要控制指标

序号	项目	指标
1	pH 值	6~9
2	COD, mg/L	≤100
3	石油类, mg/L	≤5
4	悬浮物, mg/L	≤70
5	六价铬, mg/L	≤0.1
6	总铬, mg/L	≤1.5
7	总砷, mg/L	≤0.5
8	总铅, mg/L	≤1.0
9	全盐量, mg/L	≤2000

表 4-13 固相(泥饼)主要控制指标

序号	项目	指标
1	含水率	≤60%

表 4-14 液相（滤液水）达到油气处理站污水处理系统进口主要控制指标

序号	项目	指标
1	pH 值	6~9
2	石油类, mg/L	≤10
3	悬浮物, mg/L	≤100

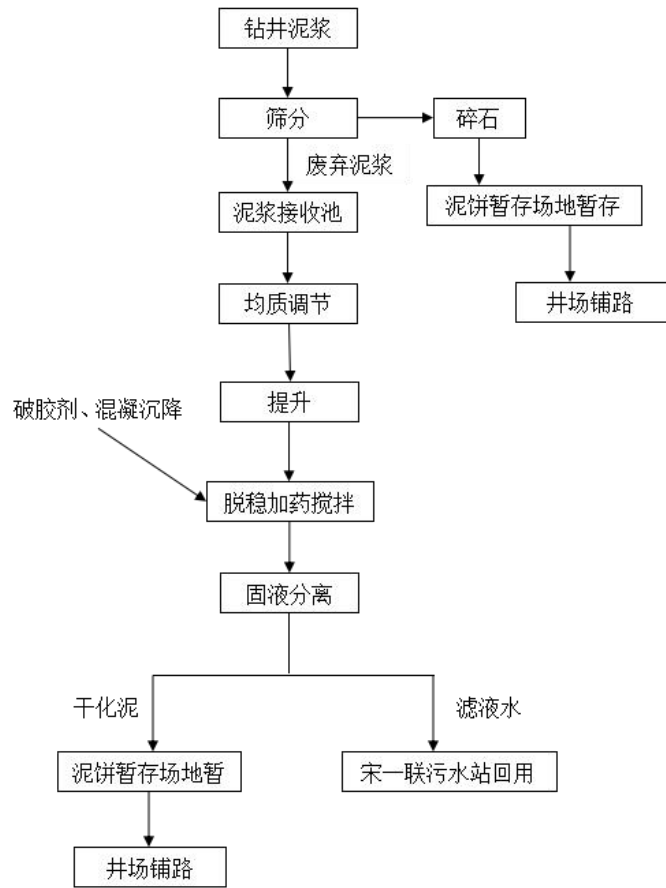
表 4-15 500m³/d 处理量装置主要设备表

序号	名称	规格型号	尺寸及参数	单位	数量	备注
1	接收装置	JS-50	10.0*2.5*2.5	套	8	撬装地下接收罐
2	筛分装置	ZD-100	4.5*1.2*1.6	套	1	撬装
3	均质脱稳反应装置	TW-45	9.0×2.6×2.4	套	2	撬装
4	均质缓冲加压装置	JY-30	9.0×2.6×2.4	套	2	撬装
5	固液分离装置	FL-500	15*4*3.8	套	2	撬装
6	加药计量装置	RY-30	9.0×2.6×2.4	套	2	撬装
7	溶药装置	RY-15	9.0×2.6×2.4	套	1	撬装
8	强制固液分离装置配套输送机	B100-14-5.5	1.5*14	套	2	组合式
9	输送机	B100-12x-5.5	1.5*9.0	套	1	水平
10	输送机	B100-20-7.5	1.5*20.0	套	1	倾斜
11	滤液水储存装置	CG-45	9.0×2.6×2.4	套	2	撬装
12	液下泵	100YW50-26-7.5	50m ³ /h, 26m, 7.5kw	台	7	泥浆提升
13	加药泵	50YU-1A-30-20	50mm, Q=30m ³ /h, H=20m, N=5.5KW	台	2	加药用
14	潜污泵	50WQ30-20-3	50mm, Q=30m ³ /h, H=20m, N=3KW	台	3	滤液水
15	潜污泵	50WQ10-20-2.2	50mm, Q=10m ³ /h, H=20m, N=2.2KW	台	2	固液分离装置配套使用
16	喷淋水泵	50WQ10-26-2.2	50mm, Q=10m ³ /h, H=26m, N=2.2KW	台	1	岩屑清洗
17	高压多级泵	40WQ10-80-3	50mm, Q=10m ³ /h, H=20m, N=3KW	台	2	

18	泵提升装置	/	/	套	14
----	-------	---	---	---	----



撬装废弃泥浆处理站现状



撬装废弃泥浆处理站工艺流程图

实际工程量及工程建设变化情况，说明工程变化原因

通过查阅工程设计资料、施工资料和现场核实情况，本工程实际建设内容与环境影响评价报告中拟建内容相比有变化，参照2015年6月4日环境保护部办公厅发布的《关于印发环评管理中部分行业建设项目重大变动清单的通知》（环办[2015]52号）、

《污染影响类建设项目重大变动清单（试行）》（生态环境部办公厅2020年12月13日）以及《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函[2019]910号），对本项目实际建设情况进行核查，具体情况见表4-12。

表 4-12 重大变动清单核查表

项目	环评及批复文件	实际建设情况	是否属于重大变动
性质	改扩建	改扩建	不属于
规模	钻井工程：新钻井 44 口。形成 10 座平台、2 口单井。平均完钻井深 1556m。	钻井工程：项目新钻油水井 16 口，形成 4 座平台，4 座单井井场；平均完钻井深 1556m。	新增油水井减少 28 口，不属于
	地面工程：基建油水井 29 口，其中油井 19 口（含 3 口代用井），注水井 10 口（含 4 口代用井），建成产能共 1.69×10 ⁴ t/a。本次工程配套建设含水油集输管线共 32.85km，新建 7 井式阀组间、升 4-5 配水间，扩建升 4-4 配水间，通井道路 0.5km。	地面工程：基建了油水井 29 口，其中油井 19 口（含 7 口代用井），注水井 10 口（含 6 口代用井），建成产能共 1.69×10 ⁴ t/a。本次工程配套建设了集输管线共 32.85km，新建了 7 井式阀组间 1 座、升 4-5 配水间 1 座，扩建了升 4-4 配水间，新建了通井道路 0.5km。	基建油水中，环评中有 7 口代用井，实际为 13 口代用井，代用井数量有变化，基建井总数无变化，井别无变化，不属于
地点	黑龙江省绥化市安达市董大窝棚村东侧、保田村西侧	黑龙江省绥化市安达市董大窝棚村东侧、保田村西侧	不属于
生产工艺	钻井工程：前准备、钻进、钻进辅助作业、固井及射孔完井 地面工程：采用单管环状掺水集油流程	钻井工程：前准备、钻进、钻进辅助作业、固井及射孔完井 地面工程：采用单管环状掺水集油流程	不属于
环境保护措施	施工期：1、废水：钻井污水与泥浆、岩屑由“废弃钻井液无害化处理装置”进行处理；施工人员产生的生活污水进入施工营地设置的防渗污水池，施工结束后进行卫生填埋处理；管线试压废水罐车集中收集，拉运至宋一联脱水站处理后回注； 2、废气：向井场洒水消尘，设计合理运输线路，施工运输车辆采取密闭措施或加盖防尘布等一系列环保措施；采取施工场地围护，设置料棚并在水泥、膨润土、超细碳酸钙等钻井材料上加苫布等措施，可以防止刮风	1、废水：钻井污水已与钻井泥浆、岩屑一同由“废弃钻井液无害化处理装置”处理；生活污水排入施工场地防渗旱厕，目前已平整；废压裂液已全部统一收集经废压裂液处理装置无害化处理后回注，不外排；管道试压废水用罐车拉运至宋一联污水处理站处理达标后回注地下油层，不外排； 2、废气：道路建设采取场拌方式，场拌机采用密封拌合的方式；材料运输过程中，进行材料遮盖，防止材料洒落、风刮起的粉尘；施工场地围护，	含油污泥处置标准提高，项目经第宋芳屯含油污泥处理站减量化处理后，委托资质单位进一步处理；不属于

	<p>扬尘弥漫。</p> <p>3、固废：施工期生活垃圾统一收集送当地生活垃圾处理场进行填埋处理；废弃泥浆、岩屑和废射孔液采用“撬装废弃钻井液无害化处理装置”处理；过硫酸钾废包装经收集后直接交有资质单位统一处理；KOH 包装袋属于危险废物，委托有资质的单位进行处置；</p> <p>4、噪声：合理安排施工进度，减少施工时间，避免大量高噪声设备同时施工；除钻进外，其它施工严格禁止夜间进行。合理布置施工现场；降低设备噪声运输车辆选择避开居民区的路线，尽量不鸣笛；</p> <p>5、生态：耕地复耕等质等量的耕地，草地平整自然恢复；</p>	<p>建材、物料进行了定点堆放，并采取了覆盖、洒水等抑尘措施；管道采用沟埋敷设，施工结束后及时有效地对占地区域土地进行平整，压实。经调查，目前已恢复自然植被；敏感点处采取洒水、设置施工围挡、减慢车速，控制运输车辆的扬尘污染；</p> <p>3、固废：施工期生活垃圾统一收集送安达市生活垃圾处理场进行填埋处理；废弃泥浆、岩屑和废射孔液已由“撬装废弃钻井液无害化处理装置”处理；压裂液不在现场配置，不产生过硫酸钾废包装袋；钻井液不在现场配置，未产生 KOH 包装袋。</p> <p>4、噪声：均昼间施工，施工设备避免同时施工。经走访周边居民，施工期周边居民无扰民现象发生；</p> <p>5、生态：施工前对耕植土进行了分层剥离，施工后场地平整，分层回填，目前已临时占地已恢复原有生态，无起垄情况。</p>	
	<p>运行期：1、废水：井场采出液经密闭管线输送至转油站处理，产生的含油废水经宋一联脱水站处理后回注地下；作业污水、洗井污水由罐车运送至宋一联含油污水处理站进行处理后回注地下；</p> <p>2、固废：含油污泥和落地油送宋芳屯含油污泥处理站处理；含油防渗布委托有资质单位处置。</p> <p>3、地下水：管道外防腐等级应采用加强级；管道连接方式采用焊接；管道采用管道内防腐；依托周围村屯 3 口监测水井；</p> <p>4、废气：油气集输过程采用密闭措施；依托场站加热装置采用天然气为燃料；</p> <p>5、噪声：井场电机等发声设备尽可能选用低噪声设备；对噪声值较高的设备，根据其产生噪声的特性，采用相应的减振、消音、隔声等降噪措施；注意对设备的维护保养，保证设备保持在最佳运行状态，降低噪声</p>	<p>1、废水：井场采出液分离产生的含油废水经宋一联污水处理站处理后回注地下；作业污水通过集输系统管运输至宋一联污水处理站处理，洗井污水由罐车运送至宋一联含油污水处理站处理，处理后回注地下；</p> <p>2、含油污泥和落地油拉运至宋芳屯含油污泥进行减量化处理，委托大庆市庆兴环保科技有限公司处理；含油防渗布委托大庆顺和环保科技有限公司进行处理。</p> <p>3、地下水：集油管线为钢管，管道外防腐等级应采用加强级；管道连接方式采用焊接；管道采用管道内防腐；未发生管道泄漏等现象；</p> <p>4、废气：油气集输过程采用密闭措施；加热装置采用天然气为原料；</p> <p>5、噪声：本项目井场电机等发声设备选用了低噪声设备；对机泵等高噪声设备加装减震垫，并均在厂房内，厂房设置隔声门窗等；设备定期进行维护保养，设备运行期均在最</p>	

	源强度。	佳运行状态。
--	------	--------

表 4-13 关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知

要求	实际建设内容	是否属于重大变动
<p>(十七) 陆地油气开采区块项目环评批复后，产能总规模、新钻井总数量增加 30%及以上，回注井增加，占地面积范围内新增环境敏感区，井位或站场位置变化导致评价范围内环境敏感目标数量增加，开发方式、生产工艺、井类别变化导致新增污染物种类或污染物排放量增加，与经批复的环境影响评价文件相比危险废物实际产生种类增加或数量增加、危险废物处置方式由外委改为自行处置或处置方式变化导致不利环境影响加重，主要生态环境保护措施或环境风险防范措施弱化或降低等情形，依法应当重新报批环评文件。</p>	<p>项目新钻油水井较环评阶段减少，实际建设位置未变；运营期产生的含油污泥（危险废物）处置方式由自行处置改为减量化处理后外委</p>	<p>不属于</p>

综合整体建设情况，本项目的性质、地点、工艺、规模基本与环评一致，施工区域距周边村屯及敏感点等保护目标的距离和方位与环评阶段相比未发生改变且运行期未有新增污染源。

1、钻井工程新钻井较环评阶段减少 28 口；

2、由于黑龙江省对含油污泥处置标准提高，项目验收阶段，含油污泥经宋芳屯含油污泥处理站减量化处理后，委托资质单位进一步处理，使特征污染物石油类小于等于 3‰。不属于重大变动。

参照 2015 年 6 月 4 日环境保护部办公厅发布的《关于印发环评管理中部分行业建设项目重大变动清单的通知》（环办[2015]52 号）及《污染影响类建设项目重大变动清单（试行）》（生态环境部办公厅 2020 年 12 月 13 日）以及《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函[2019]910 号），以上变动均未增加对环境的不利影响，故不属于重大变动。

生产工艺流程（附流程图）

一、钻井工程

钻井工艺主要包括：钻前准备、钻进、固井、射孔完井。钻前准备工作主要包括：定井位、修钻前道路、平井场、打基础和安装，主要是立井架和安装钻井设备；钻进主要是利用钻机的钻头高效率地破碎岩石，钻进过程中通过循环的钻井泥浆将岩屑带出，施工过程中需时刻注意钻井泥浆的各项指标，以满足钻井需求；固井主要是为了保护井眼，避免串层，将套管下入井中，并在井眼与套管之间灌注水泥浆，封闭住地层。固井可有效保护地下水含水层不受破坏；钻井达设计井深后，使井底和油层以一

定结构连通起来即为完井。本工程采用射孔完井方式。用同一尺寸的钻头钻穿油层直至设计井深然后下油层套管至油层底部并注水泥固井，最后射孔，射孔弹射穿油层套管、固井水泥环并穿透油层一定深度，从而建立起油流的通道。射孔使用射孔液，其主要成分为水、NaCl、KCl、黏土稳定剂等。

1、钻前准备工作

- (1) 钻前整理场地，并保证全套钻井设备达到相关的安装标准。
- (2) 在钻机安装的过程中，注意保护原井口设备。
- (3) 要求天车、转盘、井口三点成一条铅垂线，误差小于 10mm；确保在施工过程中不偏磨井口套管及井控设备。
- (4) 设备运转正常，安全装置灵活好用。各种仪器仪表准确灵敏好用。
- (5) 地面高压管线用清水试压 25MPa，5min 不渗不漏为合格。
- (6) 钻具在入井前必须用 $\phi 48\text{mm}$ 通径规通径，以保证陀螺仪器下入。
- (7) 对所有的下井钻具进行外观检查和超声波探伤，准确丈量钻具，钻具记录上注明内外径、扣型，特殊工具要画草图。
- (8) 钻前道路以能通重型车为标准修建，打基础一般为预制件。

2、钻进

按照预先钻进设计方案，并根据实际钻井过程中的具体情况，选取和调整钻进参数、采取合理的钻具组合，完成正常钻进工作。一开使用清水钻井液，自然造浆为更好的保护井壁，一开完钻充分循环，保证了表层套管顺利下入。

二开按公司要求使用清水钻井液钻进。定期更换钻井液，换后钻井液密度 1.02g/cm^3 ，并做好班报记录及水文观测记录。

钻进过程中钻机、柴油机等设备运行，产生噪声污染；柴油机运行产生废气。

钻井作业对地层有一定的破坏作用，但由于钻孔直径小，对地质的影响很小。封井和土地原貌恢复建设单位拟在勘探作业完成后，进行封井和表土回填并恢复原貌。

钻井现场、修建临时房屋和道路挖表层土等工程涉及清除植被，剥离土壤，导致局部天然植被丧失。

3、测井

本井不进行表层测井。

4、固井

固井水泥返深：表层套管外径 273.1mm，生产套管外径为 139.70mm。该探井下表层套管，套管下深 0~100m，水泥返至地面；技术套管下入钻探层位，水泥返至地面；

油层套管下深油气层底以下 50m，阻流环位于油气层底以下 25m，固井水泥返深至油气层顶以上 150~200m，若有高压气层，水泥返至地面。

5、完井

本工程完井采用射孔完井，射孔完井法即钻穿油、气层，下入油层套管，固井后对生产层射孔。射孔是在井内下入专门的射孔器在气层部位射孔，穿透套管的水泥环进入地层，使油气层通过这些孔道与井底连通，从而为气流入井内造成通道的过程。

工艺流程及产排污环节见图 4-7。

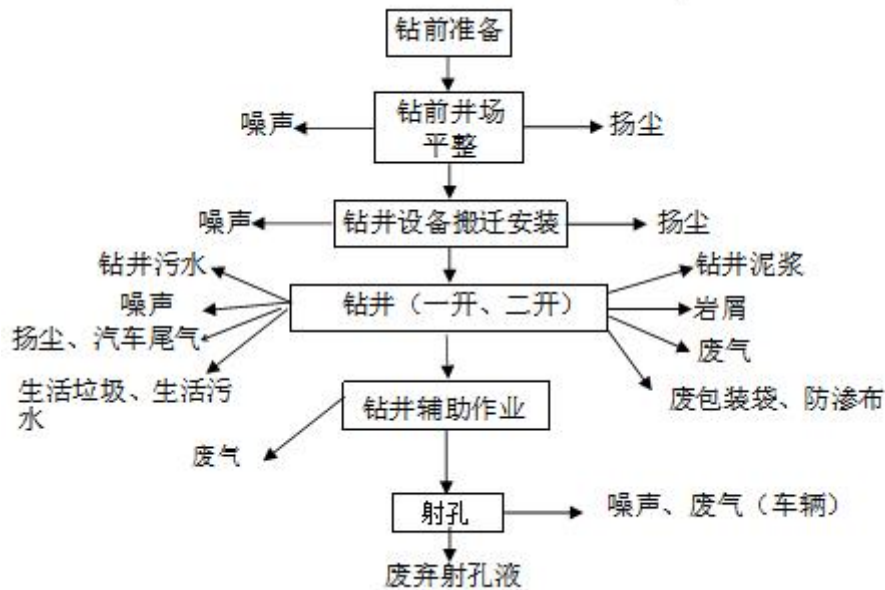


图 4-7 本项目钻井工程施工工艺流程以及产污环节图

二、地面工程

一) 施工期

本项目施工期主要内容为 7 口油井的压裂作业；配套井场建设以及原油集输工程管线敷设，供配电及道路工程。道路及管线敷设等过程都会对地表植被造成破坏，此外还会产生扬尘、噪声、生活污水、生活垃圾和建筑垃圾等污染物。

1、管道施工

管道施工过程为先开挖管沟，然后组焊管道，下沟管道，特殊地段根据实际情况合理穿插各工序。工程施工程序见图 4-8。



图 4-8 管线施工建设工艺流程及产物节点

(1) 施工作业带清理和施工道路修筑

管线施工初期，首先要对施工作业带进行清理和平整，在场地清理过程中，施工带范围内的土壤、植被和农作物都将受到扰动和破坏，不过其造成的影响仅局限在施工带宽度的范围内。建设项目普通路段作业带按 10m 宽计，边坡坡度按 1:1 计（暂按砂土考虑）。管线施工作业断面见图 4-9。

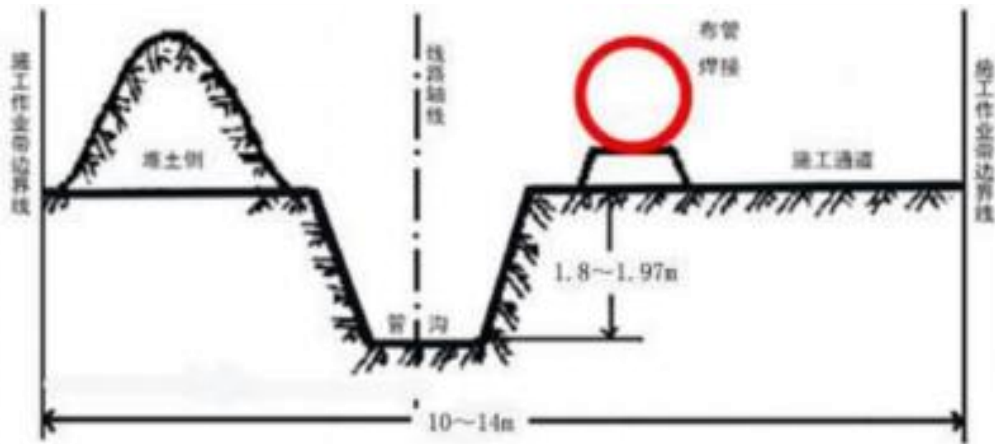


图 4-9 管线施工作业断面图

(2) 管沟敷设

管线采用沟埋方式敷设。开挖后，将运到现场的管线进行焊接、补口、补伤，然后下到管沟内。

(3) 管沟回填

管沟开挖管沟时要采取“分层开挖、分层回填”方式施工。在耕植地开挖时，将表层耕植土和下层土分别堆放。管沟回填土应高出地面 0.3m，在可耕植地回填时，需先

回填下层土，后回填表层耕植土。管线出土端及弯头两侧分层回填夯实；管沟回填后立即恢复地貌。

(4) 清管、试压、干燥

管线安装完成后，经检验合格，应进行压力和严密性试验，建设项目试压采用清水进行试压。清管主要目的是清除管线内的残留物，使管线内清洁。

2、道路施工

通井路为土路，首先对通井线路进行清理平整，然后将拉运来的土方铺设在平整后的线路上进行压实，道路施工过程见图 4-10。

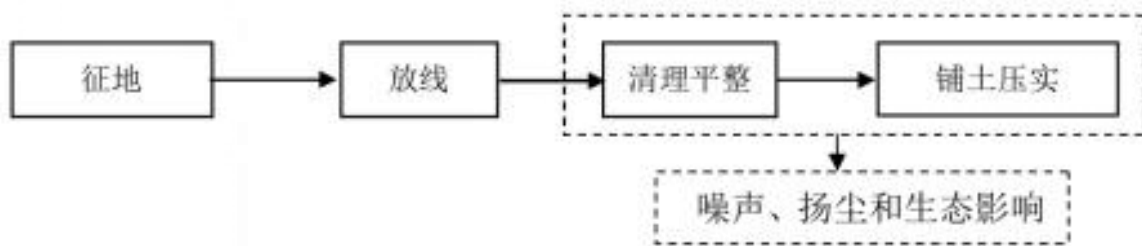


图 4-10 通井路施工过程图

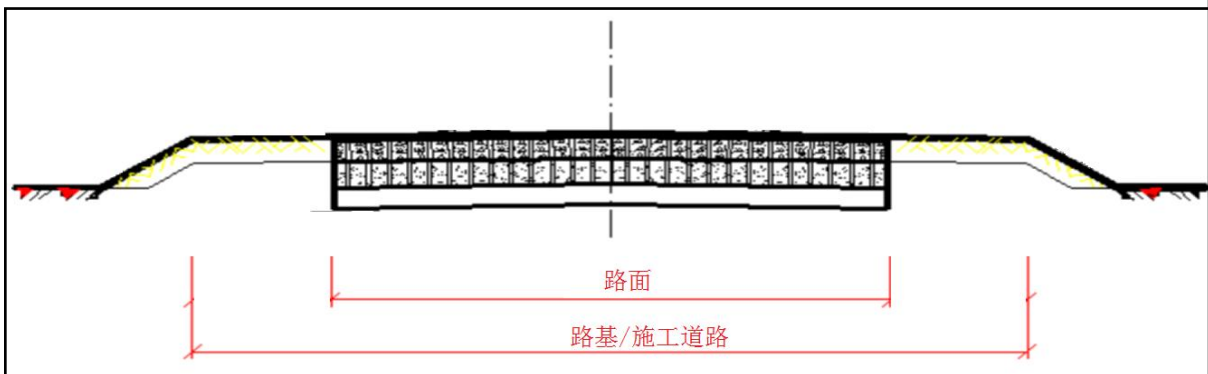


图 4-16 道路施工平面布置图

3、其他地面建设工程

井场地面设施、永一联合站扩建等建设过程中都会对地表植被造成破坏，此外还会产生扬尘、噪声、生活污水、生活垃圾等污染物。施工期产污环节示意图见下图 4-11。

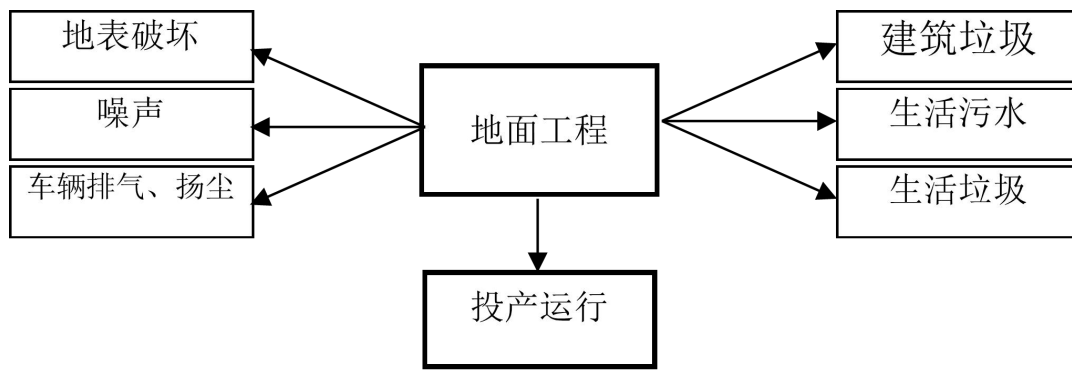


图 4-11 施工期产污环节示意图

二) 运行期

1、正常工况

建设项目运营期主要产污环节：依托场站加热装置产生的燃烧烟气，油田集输过程产生的无组织挥发烃类气体；油井采出液经依托场站加热分离后产生含油污水；油井作业产生的污水和落地油，管道、污水处理设施中清除的废油泥、落地油；依托场站噪声、清淤污泥；井场噪声等。工艺流程及主要产污节点见图 4-12。



图 4-12 运营期各场站产污节点图

(2) 非正常工况

项目运营过程中的非正常工况主要为油水井作业产生的作业污水、水井洗井污水和落地油，含油污水及落地油等，见下图。

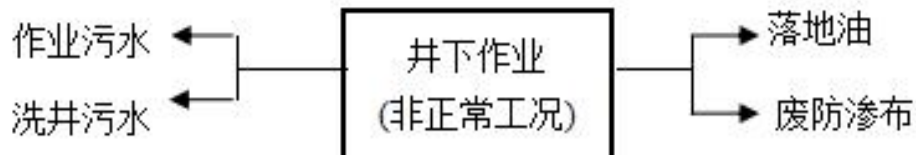


图 4-13 非正常工况产污环节示意图

工程占地及平面布置（附图）

一、工程占地

本工程钻井工程占地主要为钻井期间施工营地、材料堆场、钻井设备、通井路发生的临时占地及完井后井场永久占地；地面工程占地主要为通井路的建设及管线建设。

表 4-14 钻井工程占地情况表

建设项 目	环评阶段				验收阶段			
	永久占地		临时占地		永久占地		临时占地	
	耕地 (hm ²)	草地 (hm ²)	耕地 (hm ²)	草地 (hm ²)	耕地 (hm ²)	草地 (hm ²)	耕地 (hm ²)	草地 (hm ²)
井场	1.72	0.36	7.86	1.56	0.63	0.13	2.84	0.57
合计	2.08		9.42		0.76		3.41	
总计	11.50				4.17			

表 4-15 地面工程占地情况表

建设项 目	环评阶段				验收阶段			
	永久占地		临时占地		永久占地		临时占地	
	耕地 (hm ²)	草地 (hm ²)	耕地 (hm ²)	草地 (hm ²)	耕地 (hm ²)	草地 (hm ²)	耕地 (hm ²)	草地 (hm ²)
管线	/	/	13.17hm ²	3.11hm ²	/	/	13.17hm ²	3.11hm ²
道路	0.74hm ²	/	/	/	0.74hm ²	/	/	/
阀组间	0.15	/	/	/	0.15	/	/	/
小计	0.89	/	13.17	3.11	0.89	/	13.17	3.11
合计	0.89		16.28		0.89		16.28	
总计	17.17				17.17			

二、土石方平衡

本工程涉及土方工程主要包括低洼地井场垫土、生活污水池挖方施工、截水沟挖方，挖方施工应分层开挖，分层堆放，待本工程结束后分层回填，开挖土方均原地回填，其余垫土不足的部分由建设单位外购，履行相关手续。本工程无弃土量。

表 4-16 钻井工程取土情况一览表

项目	环评阶段			验收阶段		
	挖方量 (m ³)	填方量 (m ³)	弃方量 (m ³)	挖方量 (m ³)	填方量 (m ³)	弃方量 (m ³)
井场垫土	0	6240	0	0	2270	0
生活污水池施工	300	300	0	200	200	0
截水沟	1440	1440	0	520	520	0
围堰	0	1440	0	0	310	0
表土剥离	/	/	/	34500	34500	0
合计	1740	9420	0	35220	37800	0

表 4-17 地面工程取土情况一览表

项目	环评阶段			验收阶段		
	挖方量 (m ³)	填方量 (m ³)	弃方量 (m ³)	挖方量 (m ³)	填方量 (m ³)	弃方量 (m ³)
道路	0	120	0	0	120	0
管线	13850	13850	0	13850	13850	0
表土剥离	/	/	/	51510	51510	0
合计	13850	13970	0	65360	65480	0

三、平面布置

本项目井场分布图见附图 3。

工程环境保护投资明细

1、钻井工程：本项目环评计划总投资 15595.3 万元，环保投资 65.62 万元，实际总投资 5670 万元，环保投资 22.8 万元，由于 28 口油水井未建设，且跟踪监测井与产能项目公用，故验收阶段较环评阶段环保投资有所减少，本项目环保投资情况详见表 4-18。

表 4-18 环保投资估算与实际投资对照表 **单位：万元**

类别	环保措施	环评阶段	验收阶段
固废治理	废弃钻井液及废射孔液随钻处理	34	12.4
废水治理	井场防渗、生活污水池防渗	6	2.2
生态恢复	临时占地恢复及补偿	9.42	3.4
水环境防治	临时围堰	6	2.2
废气治理	料棚等扬尘控制措施	6	2.2
固废治理	废弃包装袋、废弃防渗布、生活垃圾等处置	1.2	0.4

水环境防治	地下水跟踪监测井	3	0
合计		65.62	22.8

2、地面工程：本项目预计总投资 1979.6 万元，环保投资约 342.2 万元，占总投资比例为 17.28%，实际总投资 1882.4 万元，环保投资 342.2 万元，本项目环保投资情况详见表 4-19。

表 4-19 环保投资估算与实际投资对照表 单位：万元

类别	环保措施	环评阶段	验收阶段	备注
废气治理	施工期洒水设备、车辆运输遮盖物	2	2	
废水治理	施工期试压废水拉运至升 1 联处理后回注，不外排，施工期生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕，施工结束后进行清理并卫生填埋；运营期作业污水经罐车收集后回收至宋一联脱水站进行处理后回注；施工期废压裂液集中收集，罐车拉运至宋二联废压裂液无害化处理系统处理；	10	11	废压裂液环评中列为固废，实际应为废水，实际未产生过硫酸钾废包装
固废治理	施工期过硫酸钾废包装经收集后直接交有资质单位统一处理；运营期含油污泥集中收集，送至宋芳屯含油污泥处理站处理，含油废防渗布委托有资质单位处置。	4	3	
临时用地恢复与补偿	新增临时占地 16.28hm ² ，占地类型为草地和耕地，施工结束后临时占地进行平整、恢复，恢复地表植被形态。	248.8	248.8	
永久占地生态补偿	补偿永久占地 0.89hm ² ，占地类型为耕地。	77.4	77.4	
合计		342.2	342.2	

与项目有关的生态破坏和污染物排放、主要环境问题及环境保护措施

一、生态破坏主要环境问题及环境保护措施

本项目占地主要为施工期产生的临时占地，占地类型为耕地、草地。临时占地对周围生态环境影响主要体现在钻井井场、道路、管线、场站施工，机械、运输车辆对植被的碾压等活动；地面工程敷设管道过程中，各种设备和管道材料等占地，施工期间运输车辆对植被的碾压、人员践踏、材料占地、土壤翻出堆放地表等活动将对工程周围的地表环境造成暂时性破坏，对地面植被会造成一定的破坏。本项目采取生态环境保护措施如下：

施工期：

(1) 埋设管线时，根据管径的大小做到窄控，采取平埋方式（不起土坝）进行，以便尽快恢复植被；

(2) 按照实际情况选择施工季节，在冬季施工，减少对生态环境的影响；

(3) 恢复土地生产能力。施工过程中保护土地资源，不打乱土层，先挖表土层（20 cm 左右）单独堆放；然后挖心、底土层另外堆放。复原时先填心、底土，后平覆表土，以便尽快恢复土地原貌；

(4) 恢复被破坏的地表形态，平整作业现场，改善土壤及植被恢复条件；

(5) 根据工程实际情况建设丛式井场，减少占地面积；

(6) 本工程占用的草地、耕地、林地，按相关规定缴纳土地补偿费，专款用于土地的恢复及补偿；补偿的永久占地土地数量与质量与占用土地相当；

(7) 加强施工管理，施工活动控制在占地范围内，临时占地剥离表层熟土。施工结束后，恢复临时占地表土及植被；

(8) 管道建设工程结束后，回填开挖的管沟，路基采取护坡、养护措施，进行表土回覆、场地清理平整并恢复植被；

(9) 对废水、固体废物进行严格管理，统一处理或回收，不得随意抛撒，防止污染土壤。

(10) 钻井施工过程中，减少占地面积。施工时规范行车路线及施工人员行为，严禁随意践踏、碾压施工区范围外的植被，不准乱挖、乱采野生植物。

(11) 钻井施工尽可能缩短临时占地时间，施工完毕后立即恢复植被。

运行期：

(1) 严格控制油井作业施工的占地，普通井下作业不新征临时占地，大修占地不超过 50×50 m。

(2) 油井作业时严格执行环保措施，控制污染物的外排量，保证“工完料净场地清”，作业后无落地油遗留井场。

(3) 井场夯实，回收落地油时，减少土壤的剥离量。

(4) 加强管理，减少落地油在清理和运输过程跑冒滴漏的量，污泥回收后做无害化处理，处理后油水回收。

(5) 油井作业时应在井场周围堆筑临时围堰，防止作业时产生的油水进入周围环境。

(6) 加强管理，减少落地油在清理和运输过程跑冒滴漏的量，污泥回收后不随意堆弃，送宋芳屯含油污泥处理站进行无害化处理。

(7) 项目占地区域未出现大面积土壤沙化现象。

通过采取上述保护措施，使当地的生态环境得到有效的保护，使因工程建设对当地生态环境的影响大大的降低，保证工程建设对当地的环境影响在可承受范围内。

二、污染物排放、主要环境问题及环境保护措施

1、施工期污染物排放、主要环境问题及环境保护措施

(1) 废气

本工程施工期对大气环境的影响主要是施工车辆、机械等排放的尾气以及柴油机烟气，道路、站场、管道施工产生的扬尘、焊接烟尘。经现场调查，本项目施工过程中，对易起尘的建筑材料加盖遮盖物，对进出的运输道路进行洒水抑尘，施工场地设置围护；车辆均为取得环保合格证的车辆，排放的尾气符合尾气排放要求。本项目施工期采用低标号的柴油，调节好柴油机的运行工况，柴油发电机烟气扩散较快，且这些影响都是暂时的，施工一结束就随之消失，对周围空气环境产生的影响较小。

(2) 废水

1) 钻井废水

根据现场调查，本项目钻井废水主要来自钻井过程中冲洗钻台、钻具和设备等产生的废水，主要含有污油、泥浆和岩屑等。钻井污水的产生量随井深的钻井周期变化。经实际调查，本项目新钻井16口，钻井总进尺24896m，产生钻井废水总量为498m³，钻井污水已与钻井泥浆一起送“废弃钻井液无害化处理装置”进行处理。

2) 试压废水

对新建管道进行试压作业，共产生试压废水156m³。管线采用分段试压，用水为清水。试压废水经罐车收集后回收至宋一联合含油污水处理站进行处理后回注。

3) 压裂返排液

建设项目7口油井投产前进行了压裂作业，压裂作业过程中将产生压裂返排液，根据实际情况，共计产生压裂返排液为280m³，废压裂液属于一般固体废物，已集中收集拉运至宋二联废压裂液无害化处理系统处理。

4) 生活污水

本项目生活污水主要来自施工人员产生的废水，经调查本项目施工期间共产生生活污水为83.2，生活污水进入施工营地设置的防渗旱厕，施工结束后进行了卫生填埋处理。

本项目实际废水产生量与环评阶段对比情况详见表 4-20。

表 4-20 施工期水污染产生量表

污水类别	实际产生量	最终去向
钻井废水	498m ³	送“废弃钻井液无害化处理装置”进行处理
试压废水	156m ³	试压完毕后经罐车收集后回收至宋一联含油污水处理站进行处理后回注
压裂返排液	280m ³	集中收集拉运至宋二联废压裂液无害化处理系统处理
生活污水	83.2m ³	进入施工营地设置的防渗旱厕，施工结束后进行了卫生填埋处理

3、噪声

施工期噪声主要为钻井、施工设备、施工车辆等运行噪声。具体排放情况见表 4-21。除钻井工程外，其他工程均在白天施工，合理布置施工现场，避免大噪声设备集中布置。

表 4-21 施工期噪声源统计表

	噪声源		噪声值 dB(A)
	施工期	钻机	连续稳态声源
挖掘机		非连续稳态声源	70~90
搅拌机		非连续稳态声源	60~70
推土机		非连续稳态声源	70~90
压路机		非连续稳态声源	80~90
推土机		非连续稳态声源	75~80
车辆		流动声源	80~90

4、固体废物

本项目施工期产生的固体废物主要有废钻井液、钻井岩屑、废弃包装袋、废防渗布、施工人员产生的生活垃圾等。

(1) 废钻井液

废钻井液是指钻井过程中无法利用或钻井完工后废弃的泥浆和废水，其性质由使用的钻井液决定，其排放量随井深而变。根据现场调查，本项目共计钻井 16 口，产生的废弃钻井液为 4208m³，由“废弃钻井液无害化处理装置”进行处理。

(2) 钻井岩屑

钻井过程中，岩石经钻头和泥浆的研磨而破碎成岩屑，其中部分岩屑混进泥浆中，剩余的岩屑经泥浆循环携带至井口，在地面经振动筛分离出来，存放于井场废砂池，完工后与废钻井液一起处理。经调查，本项目钻井岩屑产生 598m³。

(4) 废弃包装袋、废防渗布

废防渗布主要接触物为钻井泥浆，现场废弃一般包装袋主要为钻井材料中的纯碱 (NaCO₃) 和重晶石粉包装袋，由于钻井泥浆、纯碱、重晶石粉均不属于危险化学品；

废弃包装袋主要为钻井期钻井材料中纯碱、重晶石粉等一般固体废物。

经调查钻井工程纯碱、重晶石粉包装袋产生量为 4t，废弃防渗布 2.4t，膨润土、纯碱等的包装袋施工结束后由施工单位外售废品回收站；废弃防渗布由施工单位回收利用。

(5) 生活垃圾

本项目生活垃圾主要来自施工人员产生的，经调查本项目施工期产生生活垃圾为 1.3t，统一收集运送至生活垃圾处理场处理。

(6) 废射孔液

本工程新钻注采井钻完后需进行射孔作业，作业过程将产生废射孔液，废液产生量约 36m³/井，本工程新钻井 16 口，共计产生废射孔液 576m³，主要成分为泥浆及无机盐类（NaCl、KCl）废水，由“废弃钻井液无害化处理装置”进行处理。

固体废物产生情况详表 4-23。

表 4-22 施工期固体废物产生量统计表

污染物	类别	产生量	与环评一致性调查
废钻井液	一般废物	4208m ³	由“废弃钻井液无害化处理装置”行处理
钻井岩屑	一般废物	598m ³	
纯碱、重晶石粉废弃包装袋	一般废物	4t	膨润土、纯碱等的包装袋施工结束后由施工单位外售废品回收站；废弃防渗布由施工单位回收利用
废弃防渗布	一般废物	2.4t	
生活垃圾	一般废物	1.3t	纯碱等的包装袋施工结束后由施工单位外售废品回收站；废弃防渗布由施工单位回收利用
废射孔液	一般废物	576m ³	由“废弃钻井液无害化处理装置”处理

2、运行期污染物排放、主要环境问题及环境保护措施

(1) 废气

运行期的大气污染源为井场、依托场站等油气集输过程中挥发的烃类气体及加热装置产生的锅炉烟气等。

1) 无组织废气

本工程的油气集输全部采用密闭集油工艺流程，烃类气体的排放主要是某些设备的超压放空，储罐和管线的油气挥发以及天然气使用过程中的泄漏所致，主要排放地点为采油井场、转油站等场站。

经调查本项目实际产能 2.64×10⁴t/a，非甲烷总烃产生量约为 37.4t/a。本项目区域井场较分散，扩散条件较有利，本次验收对依托场站、井场及新建阀组间厂界非甲烷

总烃进行了监测，监测结果均能满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求。

2) 锅炉烟气

本项目锅炉烟气主要为依托的升4转油站加热炉烟气，燃料均采用天然气。废气中主要污染物为颗粒物、二氧化硫、氮氧化物。

根据本次验收监测，监测结果均能满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）在用锅炉要求的已建锅炉 $SO_2 \leq 100mg/m^3$ ， $NO_x \leq 400mg/m^3$ ，颗粒物 $\leq 30mg/m^3$ 。

(2) 废水

1) 正常工况

①生产废水

井场采出液经密闭管线输送至转油站处理，产生的含油废水经宋一联合含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SY DQ0639-2015）中限值要求，即“含油量 $\leq 10.0mg/L$ 、悬浮固体含量 $\leq 5.0mg/L$ 、悬浮物粒径中值 $\leq 2\mu m$ ”后回注地下，不进入外环境

②生活污水

本项目不涉及新增定员，所以不新增生活污水。

2) 非正常工况

①作业污水

作业废水是指在油田生产期修井作业后反排时产生的废水，作业污水通过集输系统管输至宋一联污水处理站处理后回注地下，不外排。

②洗井污水

洗井污水由罐车运送至宋一联合含油污水处理站处理，处理后回注地下，不外排。

本项目运行期各类废水产生量详见表 4-24。

表 4-23 本项目运行期废水产生量统计表

序号	种类	产生量 (t/a)	主要污染物	处理措施
1	生产污水	2975	石油类、SS	经宋一联合含油污水处理站处理后回注地下油层
2	作业污水	0	石油类、SS	通过集输系统管输至宋一联污水处理站处理后回注地下
3	洗井污水	0	石油类、SS	由罐车运送至宋一联合含油污水处理站

处理，处理后回注地下

(3) 噪声

本项目运行期噪声源主要来自抽油机、新建及依托场站各类机泵产生的噪声。主要为连续稳态声源。运行期本项目主要噪声设备及噪声源强度见表 4-24。

表 4-24 运行期实际噪声源强产生量汇总表

序号	噪声源	发声源	噪声源强度 dB (A)
1	采油井场	抽油机	65~80
2	转油站	机泵	80~85
3	交通	各种车辆	65~90

(4) 固体废物

(1) 正常工况

本项目运营期主要为含油污泥、落地油和含油防渗布。

①含油污泥

经调查，建设项目年产油泥（砂）0.933t/a。含油污泥属于危险废物，危险废物代码为 HW08/ 071-001-08。

(2) 非正常工况

1) 落地油

经调查，作业期间落地油共产生 0.49t/a，拉运至宋芳屯含油污泥处理站减量化处理后，委托大庆市庆兴环保科技有限公司处理，落地油回收率为 100%。

2) 含油防渗布

经调查，作业期间产生的含油防渗布 0.3t/a，含油防渗布属于危险废物，危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，代码为 900-249-08，委托大庆顺和环保科技有限公司处理。

本项目运行期固体废物产生量详见表 4-25。

表 4-25 运行期固废污染物产生汇总表

项目	类别	产生量	处理方式
含油污泥	HW08	0.933t/a	拉运至宋芳屯含油污泥处理站进行减量化处理后，委托大庆市庆兴环保科技有限公司进行无害化处理
落地油	HW08	0.49t/a	
含油防渗布	HW49	0.3t/a	委托大庆顺和环保科技有限公司处理

表五 环境影响评价回顾

环境影响评价的主要环境影响预测及结论（生态、声、大气、水、振动、电磁、固体废物等）

钻井工程主要结论：

1、工程建设概况

本工程计划新钻井 44 口。形成 10 座平台、2 口单井。最大完钻井深 1556m。项目所在地位于黑龙江省安达市升平镇境内。

2、环境质量现状

（1）空气环境

根据黑龙江省生态环境厅发布的《2018 年黑龙江环境质量状况公报》报告，区域属于环境空气质量达标区域，环境空气现状良好。

区域内补充监测点非甲烷总烃的评价指数均小于 1，满足《大气污染物综合排放标准详解》标准要求。

（2）地下水环境质量

从上表我们可以看出，本工程所在区域硝酸盐、总硬度、氟化物、铁、锰超标，其他项目满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准要求。

（3）声环境质量

通过与标准值相对比，工程所在区域声环境敏感点的噪声值满足 2 类标准要求，声环境现状良好。

（4）土壤环境质量

评价区域内土壤能满足《土壤质量标准 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值和《土壤环境质量——农用地土壤污染风险管控标准（试行）》其他用地筛选值，对人体健康的风险可以忽略。

（5）生态现状

该项目所在地区已开发多年，做为油田开发的老区，自然生态系统现状为耕地兼有草地和林地生态系统，属于人工制造的生态系统，具有季节性。且由于油田施工作业对生态环境采取了较多的环境措施，目前油田作业对生态系统影响较小。

3、主要环境影响

（1）空气环境影响结论

采取施工场地围挡、设置料棚，在水泥、膨润土等钻井材料上加苫布等措施，防止刮风扬尘弥漫，钻井扬尘对区域空气环境的影响减小。

(2) 地下水环境影响结论

工程采用了无毒无害或毒性极小的水基钾盐共聚物钻井泥浆进行无害化处理，工程在钻进过程中，采用固井措施，加固井壁的同时也保证了各个不相连通的地层分隔开来。在固井质量可靠的基础上，一般井管泄漏的可能性极小。即使发生泄漏，固井时已加套管等防护措施，对地下水也不会产生影响。

(3) 声环境影响结论

本工程距离声环境敏感点较远，井场距居民区最近在 200m，噪声对居民日常生活影响较小；施工期通过对噪声设备采取降噪措施等降低对声敏感点的影响，保证施工噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》的要求，在施工过程中与受影响居民争取充分的理解和谅解，避免发生噪声扰民事件。

(4) 固体废弃物环境影响结论

本工程产生的固体废弃物主要有废弃泥浆、岩屑、射孔液等，产生量少，采取集中处理，对环境危害小，只要采取合理的废物回收、处置方案，对环境影响较小。施工过程中井队人员产生的生活垃圾统一收集后，拉运至垃圾处理场，对周围环境影响较小。

(5) 生态环境影响结论

该项目的井场的占用会对土地造成侵占，对植被造成破坏，将使油田开发区内的第一生产者的生物量有一定程度的下降。通过选择适当时机施工，并在建设过程中采取必要的生态保护措施，可最大程度减小该项目建设对生态环境的不利影响，使生态环境在尽可能短的时间内得到恢复。本工程对生态环境的影响主要表现在工程占地和施工活动影响土壤环境质量以及植被的破坏，设计阶段对要尽量避免占用草地，灌丛等植被较好地段，尽量在植被差的地段开挖、取土，以减少对地表土壤和植被的破坏，产生新的土壤侵蚀。建设过程中应加强管理，要采取尽量少占地、少破坏植被的原则，将临时占地面积控制在最低限度，以免造成土壤与植被的大面积破坏。由于工程大多属于临时占地，只要工程在施工中做到尽量缩小影响范围，受影响的土壤、植被在工程结束后就能够在较短的时间内恢复，工程对生态环境的影响是可接受的。

(6) 环境风险评价

通过对本区块钻井工程的环境风险分析可知，本工程的主要环境风险是井喷、泄漏和火灾爆炸，对区域内的地下水环境、地下水环境和生态环境有潜在危害性。在工程采

取一系列风险防范措施和应急措施后，可以降低事故的发生率和事故情况下对周围环境的影响。

制定有效的环境风险事故应急预案和防范处理措施，现场不设置泥浆池（地下），采用泥浆不落地的工艺技术避免事故钻井泥浆等污染物对工程周围环境造成污染。同时加强员工的环保教育和培训，完善项目的环境风险应急预案，并定期演习，避免污染事故的发生。

4、环境管理要求

本工程环境管理工作由第八采油厂安全环保部负责，引入环境监理制度，推行环保监理和检查制度。由第八采油厂安全环保部对环境保护工作进行全过程监控，对环境保护措施强制推行，控制施工阶段的环境污染和生态破坏。施工期除设置 1 名专职环保员外，还应根据现场实际情况，建立健全相应的二级 HSE 管理网络，在油田已有 HSE 指挥部的基础上，配备 HSE 现场监督人员。分别配备协调员，实行逐级负责制。

环境管理工作应包括设备器材的搬迁、工前准备、钻井和完井的全过程。重点应针对钻井过程管理、井喷等事故的预防和处理上。为此，必须制定相应的事故预防措施、事故应急措施以及恢复措施等。钻井过程中的管理重点为生活污水、生活垃圾、废钻井泥浆、钻井污水、岩屑等污染物的收集和处理上，同时对生活污水池防渗等留存影像资料。

5、环境影响评价结论

本项目符合国家产业政策及大庆油田油气开发业务振兴发展规划要求。本项目对钻井施工过程中产生的各项污染物通过采取相应的控制措施，确保污染物能够达标排放，其中施工场界扬尘满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）排放限值要求，施工场界噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》要求。项目对可能产生的环境风险进行了预防，确保事故影响可控，可以降低事故的发生率和事故情况下对周围环境的影响。

综上所述，由于本工程施工采取了可行的环境保护措施，能够控制工程对环境的影响，在各项污染防治措施（含本评价要求措施）实施，确保全部污染物达标排放的前提下，对当地及区域的环境质量影响有限，从环境保护角度而言是可行的。

地面工程主要结论：

1、建设项目概况

建设项目所在地位于黑龙江省绥化市安达市董大窝棚村东侧、保田村西侧。本项目

2020年基建油水井29口，其中油井19口（含3口代用井），注水井10口（含4口代用井），建成后建成产能为 $3.11 \times 10^4 \text{t/a}$ 。配套建设集油管道、配电及道路工程。

2、环境质量现状

项目所在地区的空气质量满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准；本项目潜水、承压水监测项目能满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，评价区域内包气带中铅、铬、汞、砷均未检出，且污染控制点与对照点油田特征污染物石油类、挥发酚所测数值相差不大，评价区域内包气带未被污染；本项目井场及周围居住区等区域声环境分别满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的2类标准；区域拟建井场永久占地内土壤中各监测项均能满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地风险筛选值要求，区域外土壤中各监测项满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表1筛选值要求，区域内外土壤环境质量状况良好。

3、环境影响分析及污染防治措施结论

本工程施工期主要为施工扬尘及车辆尾气，车辆运输噪声、施工人员的生活污水、生活垃圾、试压废水、防渗布以及项目建设占地等对环境的影响。

运营期主要为井场烃类气体的无组织排放，依托工程升4转油站加热装置排放的燃烧烟气、油田采出液、作业污水、井场设备噪声、含油污泥、落地油及含油防渗布等对环境的影响。

（1）大气环境

施工期产生的扬尘通过洒水抑尘、临时土方等加盖苫布等措施，施工期扬尘等污染物对敏感点影响较小，且这种影响将随着施工期的结束而消失。

油气集输采用全密闭流程，运营期井场无组织排放的非甲烷总烃厂界外满足《大气污染物综合排放标准》中标准值： 4.0mg/m^3 ；站场内满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）附录A中无组织排放限值。

升4转油站内加热装置通过采取清洁燃料天然气，经烟囱排放后，燃烧烟气中各类污染物满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）在用锅炉标准。

（2）水环境

新建管线试压废水经罐车拉运至宋一联脱水站处理；施工期生活污水排入临时防渗旱厕，施工结束进行卫生填埋处理（用石灰消毒后覆土平整）；

油田产出的含油污水依托宋一联脱水站处理站，处理后水质满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求：含油量 $\leq 10.0 \text{mg/L}$ 、悬浮固体含量

≤5.0mg/L，处理后回注地下，不外排。本工程非正常情况下运营期所产生的洗井废水和作业污水不外排，拉运宋一联脱水站处理，同时在作业过程采取铺设防渗布等环境保护措施，施工场地生活污水排入场地新建临时防渗旱厕，施工结束进行卫生填埋处理（用石灰消毒后覆土平整）。

（3）地下水环境

本油田的开发建设在正常生产状态下，不会对地下水产生明显影响，只是在事故状态下，尤其在套管破损或者集油管线腐蚀破裂，油气窜入含水层时，才有可能污染地下潜水及承压水，但这种情况发生的可能性极小。

（4）噪声环境

施工机械产生的噪声通过合理安排施工时间，合理布置施工平面，注意设备的维护和保养、合理操作，主要机械在 50m 以外均能够达到建筑施工场界噪声昼间限值不超过 70dB（A）的要求，在 100m 左右能够达到建筑施工场界噪声夜间限值不超过 55dB（A）的要求；同时施工中加强管理，避免不合理噪声、文明施工。采用以上措施，施工噪声对敏感点不会造成污染，不会发生噪声扰民问题。

本项目运营期井场噪声通过一定的距离衰减后，能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准要求；场站内机泵等设备经基础减震、距离衰减后，厂界噪声能够达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准要求，能够做到达标排放。

（5）固体废物

施工过程中井队人员产生的生活垃圾统一收集后，拉运至生活垃圾填埋场卫生填埋；本工程产生的固体废弃物主要有废压裂液、过硫酸钾包装袋、含油污泥、落地油和含油废防渗布等污染物，生产过程中采用铺设防渗布等措施，使在作业过程中产生的油污污水能够得以及时的回收，避免含油污水的外排和落地油的产生；产生的含油油泥和落地油统一收集送宋芳屯含油污泥处理站处理，含油废防渗布委托有资质单位处置；废压裂液由罐车统一收集后拉运至宋二联废压裂液无害化处理系统处理；过硫酸钾废包装经收集后直接交有资质单位统一处理。

（6）生态环境

油田建设期对生态系统的影响较大，影响主要来自井场建设及管道敷设产生的临时占地及道路铺设产生的永久占地。临时占地临时改变了土地利用形式，使区域的农业生产受到暂时性影响，施工结束后 2-3 年内临时占用耕地基本上可恢复原有的生产能力，对整个区域土地利用的影响有限。永久占地对土地利用的影响是不可逆的，由于本工程

永久占地面积较小，不会使区域内的土地利用结构有大的改变。

油田运行期对生态系统的影响主要是井下作业、集油管线腐蚀破损对土壤生态的影响。通过采取铺设防渗布等措施防止污油污水的外排，不会对井场周围的植被产生影响。

(7) 土壤环境

通过对本项目施工期严控临时占地面积，使工程对土壤影响尽可能降到最小。运营期油水井作业时采取铺设防渗布等防污设施，避免了污油污水落地，正常生产情况下本项目开发对土壤的危害较小；同时为避免在突发事故情况下产生大量原油落地，定期检查、维修管线、阀门及收油装置，确保各部分的使用性能，尤其在汛期更要认真检查，清除隐患。采取以上措施，不会对项目区域周围的土壤产生影响。

(8) 环境风险

本工程的主要环境风险是井口套损及集油管线破损泄漏，对区域内的地下水环境、土壤环境和空气环境、生态环境有潜在危害性。在工程采取一系列风险防范措施和应急措施后，可以控制和降低工程发生事故情况下对周围环境的影响。同时建设单位应加强突发环境污染事件中的汇报流程、处理过程，避免重大环境污染事故的发生

4、综合结论

综上所述，本工程的建设符合国家相关产业政策，建设地点符合地方发展规划和环境功能区划，工程贯彻了清洁生产的原则，所采用的工艺技术和设备在国内处于领先水平，产生的各项污染物能够做到达标排放，并满足区域环境容量要求，在落实本评价提出的各项环境保护措施和整改措施后，本工程的建设在环境方面是可行的。

各级环境保护行政主管部门的审批意见（国家、省、行业）

钻井工程：（绥环函【2020】11号）

大庆油田有限责任公司第八采油厂：

你单位报送的《大庆油田有限责任公司第八采油厂2020年升斜1024区块钻井工程环境影响报告表》（以下简称报告）已收悉，我局从省专家库中聘请有关专家对报告表进行函审并经我局审查研究，现批复如下：

一、该工程建设性质属于改扩建，工程位于安达市升平镇境内区块坐标纬度 $46^{\circ} 19'$ 至 $46^{\circ} 22'$ ，东经 $125^{\circ} 24'$ 至 $124^{\circ} 29'$ 。本工程拟钻井44口，共建设10座平台井场、2座单井井场，最大完钻井深1556m。项目总进尺68464m。新建泥浆循环罐区、油罐区水罐区及发电机房等辅助工程，配套建设公用工程及环保工程。本工程包括钻前准备、钻进、钻进辅助作业、固井、完井。本项目总投资15595.3万元，环保投资65.62万元，占总投资的0.4%。工程总占地面积 11.5hm^2 ，包括永久占地 2.08hm^2 ，临时占地 9.42hm^2 。

同意你单位按照报告表中所列建设项目的性质、规模、地点工艺、采用的环境保护对策措施和环境风险应急措施进行项目建设

按照《基本农田保护条例(2017 修正)》要求，项目所占基本农田须满足有关土地管理部门的要求且满足《基本农田保护条例(2017 修正)》中“先补后占、占补平衡”的原则后方可实施。

二、项目建设与运行中要严格落实报告表提出的各项污染防治对策措施和管理要求，同时要落实环保法律、法规的相关规定，重点做好以下工作：

(一)该项目属改扩建项目，必须坚持“以新带老”的原则采取有效措施治理与该项目有关的原有污染源。

(二)加强施工管理，施工活动控制在占地范围内，临时占地剥离表层熟土。施工结束后，恢复临时占地表土及植被，补偿占用基本农田。对废水、固体废物进行严格管理，统一处理或回收，不得随意抛撒，防治污染土壤。

(三)生活污水排入防渗污水池，施工结束后进行卫生填埋处理。

(四)本项目采取设置防尘布、洒水降尘等措施减少施工扬尘施工期颗粒物厂界要达到《大气污染综合排放标准》(GB16297-1996)中表 2 颗粒物无组织排放限值。井场钻井柴油机烟气执行《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法(中国第三、四阶段)》(GB20891-2014)中相应标准。

(五)施工期各种运输车辆、动力机械产生的噪声污染，要采取减振，远离敏感区等有效的防治措施，厂界噪声排放不得超过《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)排放标准。

(六)该项目施工期产生的废弃泥浆、岩屑、废射孔液要由“撬装废弃钻井液无害化处理装置”进行处理，产出的滤液水拉至升一联污水处理站，经污水处理系统处理后注入地下。颗粒岩屑和泥饼综合利用。生活垃圾要集中收集，定期运至城市垃圾处理厂统一处理。废弃防渗布、膨润土、纯碱、重晶石粉等废包装袋集中收集后送至第八采油厂工业固废填埋场进行处理。

(七)项目所产生的氢氧化钾包装袋等危险废物，交由有资质单位集中处理。要严格执行国家《危险废物和废物转移联单管理办法》填写危险废物转移联单。

(八)严格落实报告表中提出的环境风险防范措施，增强环境风险防范意识，制定环境风险应急预案，加强环境风险管理。因发生事故或者其他突发性事件，造成严重环境污染危害时，必须立即采取措施，启动应急预案，及时通报可能受到危害的单位和居民并向绥化市安达生态环境局和有关部门报告，接受调查处理。

三、项目建设必须严格执行环境保护设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用的环境保护“三同时”制度，落实各项生态环境保护措施。项目建成后，应按规定程序实施竣工环境保护验收。

四、环境影响报告表经批准后，项目的性质、规模、工艺、地点或者防治污染的措施发生重大变动的，应当重新报批该项目的的环境影响报告表。自环境影响报告表批复文件批准之日起，如超过 5 年方决定开工建设的，环境影响报告表应当重新审核。

五、由绥化市安达生态环境局负责项目建设期间的环境监督管系生部理工作。

绥化市生态环境局

2020 年 1 月 20 日

地面工程：（绥环函【2020】77 号）

大庆油田有限责任公司第八采油厂：

你单位报送的《大庆油田 2020 年地面建设工程升平油田升斜 1024 等区块葡萄花油层产能建设地面工程环境影响报告表》收悉，我局从省专家库中聘请有关专家对报告表进行函审，形成专家函审意见。经我局审查研究，并结合专家函审意见，现批复如下：

一、大庆油田 2020 年地面建设工程升平油田升斜 1024 等区块葡萄花油层产能建设地面工程，建设地点位于黑龙江省绥化市安达市董大窝棚村东侧、保田村西侧，建设性质为改扩建。主要工程内容为：基建油水井 29 口，其中油井 19 口（3 口代用井），注水井 10 口（含 4 口代用井），配套建设含水油集输管线共 32.85km，新建 7 井式阀组间、升 4-5 配水间，扩建升 4-4 配水间，通井道路 0.5km，建成总产能 $3.11 \times 10^4 \text{t/a}$ 。总占地面积 17.17hm^2 ，其中永久占地 0.89hm^2 ，临时占地为 16.28hm^2 。所占地类为耕地和草地(非基本草原)。项目总投资 1979.6 万元，其中环保投资 324.2 万元，占总投资的 17.28%。同意你单位按照报告表中所列建设项目的性质、规模、地点、工艺、采用的环境保护对策措施和环境风险应急措施进行项目建设。

二、项目建设与运营中要注意做好以下几点工作：

（一）项目施工期污水主要为试压废水和生活废水。生活污水要排入防渗旱厕，定期清掏。试压废水要经罐车收集运至宋一联脱水站处理后回注。路面采用商品混凝土、不在现场进行混凝土拌和，路拌机采用密封拌合的方式，运输材料的车辆采取密闭或遮盖措施，施工场地洒水抑尘，建材堆放应定位定点并采取防尘、抑尘措施，在敏感点附近道路采取洒水、慢行等措施。合理安排施工作业时间，避免夜间施工，同时合理安排运输时间，运输车辆穿越村庄时限速、禁鸣，采取积极的降噪措施，并控制施工进度，尽量缩短工期。施工厂界噪声要满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)

中规定的限值要求。建筑垃圾和生活垃圾要统一收集后送至垃圾填埋场处置。严格落实生态环境保护措施，施工过程中严格控制施工作业带宽度，要尽量保护土地资源，不打乱土层，先挖表土层单独堆放，以便施工结束后尽快恢复土地原貌；施工中缩小影响范围，严格控制工程施工的占地；施工结束后及时恢复植被；加强管理，杜绝管线运输过程跑冒滴漏；工程占地应按有关土地管理办法的要求审批，并落实占用耕地补偿制度；落实水土流失防治措施。

(二)本项目运行期污水主要是作业污水、洗井污水以及含油污水《采出液》，均要依托宋一联脱水站处理后回注，不外排。严格落实报告中提出的地下水跟踪监测计划及地下水污染防治措施，避免污染地下水和土壤。非甲烷总烃排放厂区内要满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019)排放限值，厂界需满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)无组织废气的相关标准。依托站场加热炉燃料要采用天然气，排放烟气要满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)中的要求。要选用低噪声设备，采用相应的减振、消音、隔声等降噪措施，厂界噪声要满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中2类标准。废压裂液，要由罐车统一收集后拉运至宋二联废压裂液无害化处理系统处理；过硫酸钾废包装袋、含油防渗布，要经收集后直接交有资质单位统一处理；含油污泥、落地油，要集中收集拉运至宋芳屯含油污泥处理站处理。

(三)严格落实报告中提出的环境风险防范措施，避免井喷泄漏等事故发生。因发生事故或者其他突发性事件，造成严重环境污染危害时，必须立即采取措施，启动应急预案，及时通报可能受到危害的单位和居民，并向安达生态环境局和有关部门报告，接受调查处理。

三、该项目的性质、规模、地点或采用的生产工艺如发生重大变化必须报有审批权的环境保护行政主管部门重新审批。

四、项目建成后须通过竣工环境保护验收方可正式投入生产。

五、由绥化市安达生态环境局负责项目建设期间的监督管理工作。

绥化市生态环境局

2020年4月30日

表六 环境保护措施执行情况

阶段 \ 项目		环境影响报告表及审批文件中要求的环境保护措施	环境保护措施的落实情况	措施执行效果及未采取措施的原因
设计阶段	生态影响	---	---	---
	污染影响	---	---	---
	社会影响	---	---	---
施工期	生态影响	<p>1、搬运钻井设备利用现有公路、小路，执行“无捷径”原则，认真确定车辆行驶路线，不在道路、井场以外的地方行驶和作业，禁止碾压和破坏地表植被。</p> <p>2、井场布置必须遵守《大庆油田开发建设用地标准》规定，严格控制施工作业面积，以减少地表植被破坏。钻井施工过程中，应尽量减少占地面积，并规范行车路线及施工人员行为，严禁随意践踏、碾压施工区范围外的植被，不准乱挖、乱采野生植物。</p> <p>3、钻井施工应编制施工预案，科学安排作业，最大限度减少钻机搬迁等对植被的碾压和破坏；钻井施工缩短临时占地时间，施工完毕后立即恢复植被。</p> <p>4、耕地按照《土地复垦条例》对井场施工过程中为减少对植被及地表的破坏，施工过程中尽量保护土地资源，不打乱土层，先挖表土层（20cm-30cm左右）单独堆放；然后挖心、底土层另外堆放。对于临时占地复原时先填心、底土，后平覆表土，草地尽快采用原有本土物种恢复植被到原有植被覆盖率；对于永久占地可以把表层土运送至占地异地补偿的地点作为表层</p>	<p>环评要求落实情况：</p> <p>1、项目施工期尽量依托现有道路，未在井场以外处进行碾压及破坏；</p> <p>2、经调查，施工活动均在占地范围内，无新增占地；</p> <p>3、井场与环评要求一致，未超出设计占地；，无新增占地；</p> <p>4、本项目施工期表土层进行了单独堆放，复原时先填心、底土，后平覆表土，尽快恢复土地原貌。敷设管线时回填开挖的管沟，路基采取护坡、养护措施，进行了表土回覆、场地清理平整并进行复垦；本项目埋设管线时，根据管径的大小做到尽量窄控，采取平埋方式（不起土坝）进行，本项目施工期表土层进行了单独堆放，复原时先填心、底土，后平覆表土，尽快恢复土地原貌。敷设管线时回填开挖的管沟，路基采取护坡、养护措施，进行了表土回覆、场地清理平整并进行了复垦。</p> <p>施工现场现已平整回填，未造成水土流失。</p>	已落实

		熟土使用，并采用本土物种进行生态补偿。		
污染影响		<p>大气环境要求的环境保护措施： 批复要求：</p> <p>1、本项目采取设置防尘布、洒水降尘等措施减少施工扬尘施工期颗粒物厂界要达到《大气污染综合排放标准》(GB16297-1996)中表2颗粒物无组织排放限值。井场钻井柴油机烟气执行《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法(中国第三、四阶段)》(GB20891-2014)中相应标准。</p> <p>2、施工场地围护，建材堆放应定点放置，在水泥、膨润土等钻井材料上加苫布等措施；</p> <p>3、路面采用商品混凝土、不在现场进行混凝土拌和，路拌机采用密封拌合的方式，运输材料的车辆采取密闭或遮盖措施，施工场地洒水抑尘，建材堆放应定位定点并采取防尘、抑尘措施，在敏感点附近道路采取洒水、慢行等措施。合理安排施工作业时间，避免夜间施工，同时合理安排运输时间，运输车辆穿越村庄时限速、禁鸣，采取积极的降噪措施，并控制施工进度，尽量缩短工期。</p> <p>水环境保护措施要求： 批复要求：生活污水排入防渗污水池，施工结束后进行卫生填埋处理。试压废水要经罐车收集运至宋一联脱水站处理后回注。废压裂液，要由罐车统一收集后拉运至宋二联废压裂液无害化处理系统处理；</p> <p>声环境保护措施要求： 批复要求：施工期各种运输车辆、</p>	<p>大气环境要求的环境保护措施落实情况：</p> <p>1、运输车辆及柴油发电机均安装废气过滤器；</p> <p>2、施工场地围护，建材、物料进行了定点堆放，并采取了覆盖、洒水等抑尘措施。</p> <p>3、材料运输过程中，进行材料遮盖，防止材料洒落、风刮起的粉尘；道路施工中路拌机采用密封拌合的方式。</p> <p>经走访调查，施工期未发生大气污染相关投诉。施工期施工场地界颗粒物无组织排放监控浓度限值符合《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)要求。</p> <p>水环境保护措施要求落实情况：</p> <p>1、生活污水进入施工营地设置的防渗污水池，施工结束后进行了消毒回填；</p> <p>2、钻井废水与废弃钻井泥浆送“废弃钻井液无害化处理装置”进行处理；</p> <p>3、压裂工程产生的废压裂液均已运至宋二联废压裂液无害化处理系统统一处理，无外排；</p> <p>4、管道试压废水用罐车拉运至宋一联合油污水处理站处理达标后回注地下油层，不外排。</p> <p>声环境保护措施要求落实情况：</p> <p>经调查本项目施工期间，选用</p>	已落实

		<p>动力机械产生的噪声污染，要采取减振，远离敏感区等有效的防治措施，厂界噪声排放不得超过《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)排放标准。</p> <p>固体废物环境保护措施要求：</p> <p>批复要求：该项目施工期产生的废弃泥浆、岩屑、废射孔液要由“撬装废弃钻井液无害化处理装置”进行处理，产出的滤液水拉至升一联污水处理站，经污水处理系统处理后注入地下。颗粒岩屑和泥饼综合利用。生活垃圾要集中收集，定期运至城市垃圾处理厂统一处理。废弃防渗布、膨润土、纯碱、重晶石粉等废包装袋集中收集后送至第八采油厂工业固废填埋场进行处理；项目所产生的氢氧化钾包装袋等危险废物，交由有资质单位集中处理。要严格执行国家《危险废物和废物转移联单管理办法》填写危险废物转移联单；建筑垃圾和生活垃圾要统一收集后送至垃圾填埋场处置。</p>	<p>低噪声的施工设备，未同时启用多个高噪声设备施工。合理安排施工时段和运输时间，除钻井外，其余施工均在白天进行，经走访调查本项目施工期未发生噪声扰民事件。施工场界噪声符合《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）要求。</p> <p>固体废物环境保护措施要求落实情况：</p> <p>环评及批复要求落实：</p> <ol style="list-style-type: none"> 1、废弃纯碱和膨润土包装袋属于一般固体废物，膨润土、纯碱等的包装袋施工结束后由施工单位外售废品回收站；废弃防渗布由施工单位回收利用； 2、钻井废水、废弃泥浆和岩屑均送“废弃钻井液无害化处理装置”进行处理，产生的泥饼达到国家《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）后，用作油田铺路、铺垫井场、修井间防火墙及回填等用途。 3、施工期产生生活垃圾统一收集拉运至安达市生活垃圾填埋场处理； 4、项目KOH不在井场配制，故施工期不产生废KOH包装袋。 	
	社会影响	——	——	——
运行期	生态影响	<p>批复要求：严格落实生态环境保护措施，施工过程中严格控制施工作业带宽度，要尽量保护土地资源，不打乱土层，先挖表土层单独堆放，以便施工结束后尽快恢复土地</p>	<p>1、根据现场调查，本项目井场油水井作业均在永久占地范围内，无新增占地，且井场铺设防渗布，周围设施围堰，作业后无落地油遗留井场；</p>	已落实

		<p>原貌;施工中缩小影响范围,严格控制工程施工的占地;施工结束后及时恢复植被;加强管理,杜绝管线运输过程跑冒滴漏;工程占地应按有关土地管理办法的要求审批,并落实占用耕地补偿制度;落实水土流失防治措施。</p>	<p>2、强化生产运行管理,严格控制运行期各类污染物的排放,一旦发生落地原油及含油污水要进行及时有效的回收。</p> <p>3、运行期间暂未出现管线泄漏问题,未发生落地油污染环境的事件。</p>	
<p>污染影响</p>		<p>大气环境保护措施要求: 批复要求:非甲烷总烃排放厂区内要满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019)排放限值,厂界需满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)无组织废气的相关标准。依托站场加热炉燃料要采用天然气,排放烟气要满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)中的要求。</p> <p>水环境保护措施要求: 批复要求:运行期污水主要是作业污水、洗井污水以及含油污水《采出液》,均要依托宋一联脱水站处理后回注,不外排。严格落实报告中提出的地下水跟踪监测计划及地下水污染防治措施,避免污染地下水和土壤。</p> <p>声环境保护措施要求: 批复要求:要选用低噪声设备,采用相应的减振、消音、隔声等降噪措施,厂界噪声要满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中2类标准。</p> <p>固体废物污染控制措施要求: 批复要求:过硫酸钾废包装袋、含油防渗布,要经收集后直接交有资质单位统一处理;含油污泥、落地油,要集中收集拉运至宋芳屯含油污泥处理站处理。</p>	<p>大气环境保护措施要求落实情况: 环评及批复要求落实:1、根据调查可知,本项目依托场站加热炉采用处理后的干气(天然气)作为燃料,根据本次验收监测数据,加热炉产生的锅炉烟气满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表1在用燃气锅炉标准; 2、管线和场站均采用密闭集输的方式运输采出液,根据本次验收监测结果,依托场站、井场无组织排放的非甲烷总烃,均满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)5.9中规定要求。场站内非甲烷总烃满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019)附录A中厂区内非甲烷总烃无组织排放限值。</p> <p>水环境保护措施要求落实情况: 批复要求落实: 1、井场采出液分离产生的含油废水经宋一联污水处理站处理后回注地下;作业污水通过集输系统管输至宋一联污水处理站处理,洗井污水由罐</p>	<p>已落实</p>

			<p>车运送至宋一联合油污水处理站处理，处理后回注地下；宋一联合油污水出水水质满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SY DQ0639-2015）中限值。</p> <p>2、根据现场调查，本项目井场平整夯实；集油管线为钢管，管道外防腐等级应采用加强级；管道连接方式采用焊接；管道采用管道内防腐；未发生管道泄漏等现象；</p> <p>3、根据项目分布，依托周边村屯设置地下水跟踪监测井，分别为区域上游、区域内、下游设立1口跟踪监测井；</p> <p>4、本次验收监测结果，满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准限值要求，特征污染物石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类限值要求。</p> <p>声环境保护措施要求落实情况：</p> <p>批复要求落实： 根据本次验收监测结果可知，本项目新建井场20m处衰减噪声、及依托场站厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准要求。</p> <p>固体废物污染控制措施落实情况：</p> <p>批复要求落实： 含油污泥和落地油拉运至宋芳屯含油污泥进行减量化处理，委托大庆市庆兴环保科技</p>	
--	--	--	---	--

			有限公司处理；含油防渗布委托大庆顺和环保科技有限公司进行处理。	
	社会影响	严格落实报告中提出的环境风险防范措施，避免井喷泄漏等事故发生。因发生事故或者其他突发性事件，造成严重环境污染危害时，必须立即采取措施，启动应急预案，及时通报可能受到危害的单位和居民，并向安达生态环境局和有关部门报告，接受调查处理。	本项目运行期采用先进的生产工艺和 HSE 管理体系，降低工程的环境影响和环境风险；第八采油厂每年均进行废水、废气、噪声和固体废物监测。第八采油厂已编制《大庆油田第八采油厂环境突发事件专项应急预案》，建立应急管理组织机构，加强风险防控预警体系建设，并定期组织相关人员开展应急演练，防止污染事故发生。本项目运行至今未发生过污染及上访事件。	已落实

表七 环境影响调查

施 工 期 生 态 影 响	<p>油田开发过程是集井下作业、采油、地面建设等多种工程的系统工程，由于工艺技术、设备、人员素质等原因不可避免地会对周围生态环境造成不同程度的影响和破坏。</p> <p>1、自然概况</p> <p>本项目区块地处黑龙江省绥化市安达市董大窝棚村东侧、保田村西侧，属于第八采油厂所辖。开发区域位于松辽平原中部，松花江、嫩江一级阶地上。大地构造属新华夏沉降带，地处松辽凹陷盆地腹部，地势由北向南渐低。地貌景观单一，境内无山岭和丘陵，地貌表现为波状起伏的低平原，地势开阔，稍高处为平缓漫岗，较低处是泡沼和沼泽，属冲积性平原地貌，海拔高度在126-165m之间。气候属北温带亚欧大陆东缘大陆性季风气候区内，年平均气温3.4摄氏度，年平均降水量440mm，年平均无霜期130天，最大冻土深度2.2m。区域内主要土壤类型有草甸土、盐碱土等。区域内野生动物种类和数量均较少，伴随人类生存的农田小型鼠类、麻雀、家燕等种群数量较多，使陆生动物区系具有典型的农田动物群色彩。工程周围没有文物古迹、名胜和自然保护区等需要特殊保护的环境目标。</p> <p>2、生态敏感目标调查</p> <p>该项目调查范围为区块所在地外扩1000m区域的植被、土壤等生态环境。</p> <p>3、植被调查</p> <p>大庆市位于松嫩平原中部，地势低平，地带性植被为草甸草原，是我国温草原的一部分，也是欧亚大陆草原的最东端，以丛生禾草和根茎禾草为其主要成分。由于湖泊、沼泽和盐碱化洼地的大面积分布，非地带性植被面积也较大，并有较多的盐生植物群落。除人工杨树林外，区内仅有少量呈岛状分布的榆树疏林。</p> <p>4、生态功能区划分</p> <p>根据《黑龙江省生态功能区划》，本项目位于1-6松嫩平原西部草甸草原生态区，1-6-1松嫩平原西部草甸草原与农业生态亚区，1-6-1-3安达-肇东-肇源-农、牧业与盐渍化控制生态功能区。</p> <p>该区主要生态问题包括盲目开荒草地，使草地面积减少，盐碱斑地不断扩大，严重制约当地经济的发展。保护措施与发展方向为对草地进行恢复，禁止</p>
-------------------------------------	---

盲目开荒，对家畜实行圈养或轮牧，加大生态农业建设。

在全国生态功能区划的基础上，结合黑龙江省详细的生态功能区划，对本项目所在的生态功能区划进行详细说明。根据黑龙江省人民政府批准的《黑龙江省生态功能区划》（黑政函[2006]75号），本项目所在区域属于松嫩平原西部草甸草原生态区，松嫩平原西部草甸草原与农业生态亚区，农、牧业与盐渍化控制生态功能区。本项目区生态功能区划见表 7-1。

表 7-1 本工程区域生态功能区划表

项目区生态功能分区单元			主要生态系统服务功能	保护措施与发展方向
I-06 松嫩平原西部草甸草原生态区	I-06-01 松嫩平原西部草甸草原与农业生态亚区	I-06-01-3 安达-肇东-肇源-农、牧业与盐渍化控制生态功能区	盲目开荒草地，使草地面积减少，盐碱斑地不断扩大，严重制约当地经济的发展	对草地进行恢复，禁止盲目开荒，对家畜实行圈养或轮牧，加大生态农业建设

5、占地对生态环境的影响

(1) 临时占地生态环境影响

该项目场站建设及管道施工过程中，车辆碾压、机械推挖、人员践踏及道路和场站修建对地表进行的平整将会对地表植被造成很大破坏，这种影响是短期可逆的，施工结束后，被占用的土地开始恢复。自然植被的演替规律是先是一、二年生的植物，10 年后可达到原来的顶级群落，自然恢复的过程按恢复期为 5 年计，第一年植被破坏区域将损失正常产量 50%，第二、三年产量将下降 20%~40%。人工植被当季无法种植作物，将耽误全年收成，临时占用农田只能种浅根作物，施工结束后区内农田可恢复种植，但上层翻动使肥力下降，第二、三年产量将下降 20%~40%。

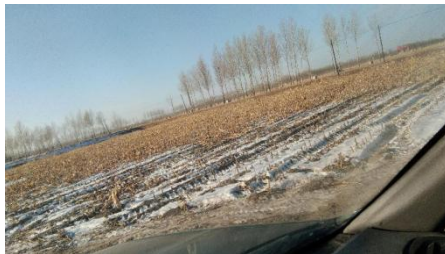




图 7-1 项目永久占地恢复现状

(2) 永久占地生态环境影响

本工程永久占地在原来连续分布的生态环境中形成生态斑块，产生地表温度、水分等物理异常，以及干扰地面植被，影响生态环境的类型和结构。永久占用农田改变了土壤的原有耕作层，直接造成农作物经济损失。但本工程永久占地量较小，对生态环境影响较小。该项目投产后在生产期内永久占用的，生物量将永久损失，其影响是长期且不可逆的。

本项目井场永久占地恢复现状见下图。



图 7-2 项目永久占地恢复现状

6、工程建设对生态环境的影响

(1) 取弃土的影响

本工程没有弃土不设弃土场，工程需要取土用于道路的垫高或筑高。工程取土采用外购方式，不自行开采，卖方负责取土后的取土场的生态恢复。

(2) 对生态系统的影响

该项目工程建设对生态环境的影响来自两个途径，一是在管线铺设和道路、场站建设时，会对地表植被造成破坏（前面占地影响中已经分析）；二是管线和道路网络对生态系统的分割效应。高于地表的管线培埂和油田道路网络形成

了对原有生态系统的分割，破坏了生态系统的连续性，可能会阻隔地表径流的原有流向，改变了水分因子的分布，而水分因子对农田产量的影响较大。另外，管线埋设网格的大小体现了油井的密度，反映出油田开发建设对地表植被的破坏强度。当井间距小时，管网密度大时，对植被影响较大。当管网密度较小时，对植被的影响较小。就本工程而言，各种管线均采用平埋方式铺设，避免了管道铺设对地表径流的截流；管线走向力求线路顺直，缩短线路长度，并尽量利用已有道路路肩敷设，以减少管道建设对生态环境的影响；管线走向避开人口稠密、人类活动频繁区等敏感目标，在保证管道安全的同时，确保管道周边地区的安全；所以，本项目管线走向是合理的。油田开发区内道路尽量利用现有道路就势修建，新建油田道路依据地势变化均设有足够数量的涵洞，不存在道路网络对地表径流的截流，道路网络产生的分割效应不大，对油田开发区的生态系统影响有限。

7、对动物的影响分析

本项目所在区域属于典型的农村区域，受人类长期干扰和开发影响，区内野生动物种类、数量均较少，油田开发对其影响程度不明显。

经调查，本项目评价区不是国家重点保护野生动物的集中栖息地和繁殖地，区内野生动物仅为一些常见种类，例如小家鼠、普通田鼠、野兔，以及喜鹊、小嘴乌鸦、麻雀、家燕等村栖型动物。区块开发占用部分土地，会对当地野生动物栖息环境产生一定的影响，栖息地的减少使动物的活动空间减少，且井间道路的阻隔，使一些小型动物的活动范围受限。由于本项目占地面积较小，且区内主要为小型动物，其领地面积相对较小，因此，项目建设对其栖息地的影响并不十分明显。

8、土壤侵蚀影响分析

本工程对土壤的影响主要来自井场永久占地、道路建设及集输管道对土地的占用，对植被的碾压、挖掘等活动，会引起土壤理化性质的改变、肥力的降低。

(1) 井场建设对土壤的影响

施工期井场施工及道路建设时大型、重型机械设备的碾压，施工人员的践踏、材料堆放等都会破坏地表植被，使土壤紧实度增高，加上井场、管道敷设时翻动土体，都会造成局部大片裸地出现，容易引起土壤风蚀和水土流失，特别是风蚀。施工期对土壤的影响主要表现为：

①破坏土壤结构

土壤结构的形成需要漫长的时间，管道在开挖和填埋时，必将破坏土壤结构，干扰了团粒结构的自然形成过程。作为土壤质量重要指标的团粒结构一旦遭到破坏，需要经过较长的时间才能恢复。

②混合土壤层次，改变土壤质地

土壤表层质地与底层的质地截然不同，管道的开挖与回填，会混合原有的土壤层次，降低土壤的蓄水保肥能力，易受风蚀，从而影响土壤的发育、植被的恢复。

③土壤养分流失

不同土层的特征及理化性质差异较大，就养分状况而言，表土层（腐殖质层、耕作层）远较心土层好，其有机质、全氮、全磷均较其他层次高。施工作业对原有的土体构型产生扰动，使土壤性质发生变化，土壤养分流失，从而影响植物的生长。

（2）道路建设对土壤的影响

本工程新建通井路建设方式为直接对道路占地范围进行覆土压实，道路建设过程中施工机械和人员可能会对道路两侧的植被进行碾压和践踏，对自然植被造成破坏和扰动原来相对稳定的地表，使土壤变得疏松，产生一定面积的裸露地面，造成新增土壤侵蚀。施工结束后对周边地表植被进行恢复，可有效减轻道路建设过程中对土壤环境的影响。

（3）管线建设对土壤的影响

配套管线的建设占用临时占地，按照《土地复垦条例》施工过程中减少对植被及地表的破坏，施工过程中尽量保护土地资源，不打乱土层，先挖表土层（20cm-30cm左右）单独堆放；然后挖心、底土层另外堆放。对于临时占地复垦时先填心、底土，后平覆表土，然后尽快复耕；对于永久占地可以把表层土运送至占地异地补偿的地点作为表层熟土使用，并进行异地复耕；敷设管线时，设定管线作业面宽10m，根据实际管径大小尽量缩小施工作业面宽度，采取平埋方式（不起土坝）进行，以便尽快恢复植被；管线建设工程结束后，回填开挖的管沟，路基采取护坡、养护措施，进行表土回覆、场地清理平整并恢复植被。。

污 染 影 响	<p>1、大气环境影响调查</p> <p>经调查，本项目施工单位加强了对施工机械、车辆的维修保养，并对于土方等细颗粒散体材料的运输、堆放采用了遮盖和密封；施工现场周围设置了围挡，对施工场地定期进行了定期洒水，对裸露土沙采取了覆盖措施；合理安排施工进度，缩短了施工时间，提高了施工效率，减少了裸地的暴露时间，在干燥天气及大风条件下，未进行挖掘、回填等大土方量作业；对进出车辆进行了严格限速，装卸材料文明作业，降低了扬尘的产生。在正常情况下，所排放的大气污染物总量较少，有效降低了施工扬尘对大气环境的影响，故未对周围大气环境造成明显影响。</p> <p>2、对地下水的影响</p> <p>为保护地下水，钻穿浅层含水层时采用了套管和水泥固井方法对各水层之间进行封闭，防止了浅层含水层与下层联通。钻井工程柴油储罐区、生活污水池采用重点般防渗，铺设 2 mm 厚高密度聚乙烯，施工结束后进行回收；泥浆槽及防渗旱厕为一般防渗区域，设 1.5 mm 厚高密度聚乙烯；固井采用双层套管，定期进行检查，施工期未发现泄漏现象。</p> <p>根据对区域地下水的监测可知，区域地下水环境除个别点位锰离子超标，均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017)中的III类标准，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准，本项目的建设对地下水环境无明显影响。</p> <p>3、声环境影响调查</p> <p>经现场实际调查，本项目选用了符合国家有关标准的施工机具和运输车辆，优先选用了低噪声的施工机械和工艺，振动较大的固定机械设备加装了减振机座；同时加强各类施工设备的维护和保养，保持其良好的工况，加强了对施工期噪声的监督管理，严格控制了施工作业时间，未在夜间作业，运输车辆尽可能减少或不鸣笛，防止噪声扰民。在采取上述措施后，有效降低了施工期噪声对周围环境的影响。经调查，项目施工期间未发生噪声扰民的行为。</p> <p>4、固体废物环境影响调查</p> <p>根据调查本项目施工过程中产生的岩屑、废弃钻井液及废射孔液已全部运至“废弃钻井液无害化处理装置”处理，产生的泥饼满足《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）后，用作油田铺路、铺垫井场、修井间防火墙及回填等用途。滤液水达到所属联合站污水处理系统水质进口标</p>
------------------	--

	<p>准后，拉运至联合站处理后回注处理。</p> <p>本项目钻井过程中膨润土、纯碱等的包装袋施工结束后由施工单位外售废品回收站；废弃防渗布由施工单位回收利用；施工人员生活垃圾统一收集运送至安达市生活垃圾填埋场处理，不外排。钻井时期KOH溶液与压裂工程中过硫酸钾溶液配置均不在井场，故不产生废包装袋；</p> <p>运行期落地油与场站清淤产生的含油污泥拉运至第八采油厂宋芳屯含油污泥处理站减量化处理后，委托大庆市庆兴环保科技有限公司；含油防渗布委托大庆顺和环保科技有限公司进行处理。</p> <p>综上，通过上述措施，本项目建设过程中产生的固体废弃物得到了有效处置。</p> <p>5、环境风险调查情况</p> <p>针对环境风险施工期间按照《大庆油田井控技术管理实施细则》要求进行施工管理；施工期间制定了应急操作规程，在规程中说明了发生井喷、火灾爆炸时应采取的操作步骤，规定抢修进度，限制事故的影响，另外还说明了与操作人员有关的安全问题；施工期间柴油罐区四周设置了围堰，建设高度 30cm，宽度 40cm，材料为粘土夯筑，地面铺设人工材料防渗层；施工期间配备了防渗布、铁锹、镐、吸油毡、撇油器、收油桶等应急装备应急工具，以便在发生泄漏事故时对产生的污油污水进行及时回收和处理；钻井过程中使用双层套管，表层套管固井水泥浆均返至井口，确保安全封闭此深度内的潜水层和承压水层；针对本项目可能发生的风险事故，第八采油厂已制定了《大庆油田有限责任公司第八采油厂环境突发事件专项应急预案》，预案中主要包括组织机构、应急响应和处置、应急措施、地企联动等内容，充分保证了项目发生风险事故时得到及时救援和处理，降低了环境风险的危害，并与当地政府应急预案衔接。本工程应急预案已纳入第八采油厂应急体系内，定期定期开展了应急演练。根据调查本项目施工期间未发生环境风险事故。</p>
社 会 影 响	—

生态影响	<p>运行期对生态环境的影响主要来自于两方面，一方面是油水井作业过程中可能会对周围生态环境产生影响，另一方面是事故状态下对周围生态环境产生的影响。</p> <p>正常生产情况下，基本无污染物排放到周围环境中，对周围的生态环境基本无影响。对生态环境可能产生影响的过程主要集中在油水井作业过程中，本工程油水井作业时，作业范围控制在井场的永久占地范围内，作业车辆均沿已建道路行驶，不新开辟道路，因此不会对井场周围的生态环境产生影响。</p> <p>本项目在发生管线穿孔泄漏等事故状态下会导致污染周围环境，对生态环境的影响主要表现为降低土壤透气、透水性，使植物生产受阻，同时如果附着在植物上会影响植物的光合作用，造成植物枯萎。因此发生事故时应及时对泄漏的油水进行回收，对被污染的土壤进行清理，清理结束后对受影响的区域进行植被恢复。</p>
运行期 污染影响	<p>1、大气环境影响</p> <p>项目运行期的大气污染源主要包括油气集输、处理及外输过程中的烃类等的无组织挥发；项目依托转油站产生的燃烧烟气，主要污染物为颗粒物、SO₂、NO_x。根据现场调查，本项目油气集输及处理采用全密闭流程，加强井口密封并设紧急截断阀，最大限度的减少了油气集输过程中烃类的排放；巡井人员每日定时进行巡检，可及时发现并防止管线连接处、阀门的跑、冒、滴、漏。根据本次验收监测结果，项目新建及依托场站厂界无组织排放的非甲烷总烃最高浓度均满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9中规定要求。依托场站加热装置均采用天然气燃料，根据验收监测数据，项目加热装置燃烧烟气中各污染物排放浓度均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表1燃气锅炉标准。</p> <p>根据本次验收监测，区块开发范围周边的空气环境敏感目标非甲烷总烃浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》（国家生态环境科技标准司编写）相应标准限值要求，周边环境空气质量良好。</p> <p>截止验收调查时为止未出现过井喷，设备及管道泄漏等重大环境污染事故，项目废气经采取相应措施后，项目运行对周边环境空气影响不明显。</p> <p>2、水环境影响</p> <p>项目在试运行期间基本落实了环评报告及批复中提出的各项水环境保护措施。验收期间，项目油田采出水输送至宋一联合油污水处理站处理，全部用于</p>

回注，不外排。按照油田公司的要求，运行期井下作业、洗井作业按要求带罐作业，地面铺有防渗布，作业完毕后油井作业污水经集输系统，管输至宋一联含油污水处理站处理后回注，不外排。

经调查，项目实施了分区防渗，对井场永久占地进行了夯实，油井作业期间严格按照第八采油厂管理制度要求，搭建防渗围堰、铺设防渗布；管线采用了优质无缝钢管，采用了加强级外防腐，采用焊接连接，实际壁厚的腐蚀余量不小于 2mm，并对管道内进行喷涂防腐层；

本次验收对地下水环境进行了监测，监测结果表明，区块内监测点位地下水水质除个别点位锰离子超标，其余均满足《地下水质量标准》

（GB/T14848-2017）III类标准限值要求；项目开发的特征污染物石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类限值要求。与环评阶段相比，各监测点位地下水各项指标在项目建设前后无明显变化。

综上所述，项目试运行期间对水环境影响较小。

3、声环境影响

本工程噪声源主要是抽油机运行产生的噪声，噪声值在 65~80dB(A) 之间，为连续稳态低频噪声。根据现场调查，项目在建设和试运行期间基本落实了环评报告及批复中提出的各项噪声污染防治措施，井场电机选用了低噪声设备，进行了基础减震，运行单位对各设备、阀门等定期进行检查、检修，确保其正常稳定运行。根据本次验收监测结果，项目井场厂界的昼间、夜间噪声均可以达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2 类标准限值要求。

本次验收对声环境进行了监测，监测结果表明区域村屯声环境噪声能够达到《声环境质量标准》（GB3096-2008）1 类标准要求，说明项目正常运营期间对声环境保护目标影响较小。

综上所述，项目建设对区域声环境影响较小。

4、固体废物影响

本项目运营期期间产生的固体废物主要有落地原油、油泥（砂）、废防渗布等。根据调查，本项目产生落地油、含油污泥（砂）运至宋芳屯含油污泥处理站减量化处理后，委托大庆市庆兴环保科技有限公司进行无害化处理。本项目井下作业产生的废防渗布委托大庆顺和环保科技有限公司进行处理。

综上，通过上述措施项目产生的固体废弃物得到了有效处置，基本落实了

项目环评报告表提出的相关污染防治措施，对环境影响较小。

5、环境风险防范及应急措施调查

经现场实地调查，本项目在施工期间和试运行期间均未发生过原油泄漏、井喷等突发环境事故。为了消除事故隐患，针对可能发生的事故风险，大庆油田有限责任公司第八采油厂采取了一系列的防范措施，具体如下：

(1) 井喷事故防范措施

1) 设计、生产中采取了有效预防措施，严格遵守了钻井、井下作业的安全规定，在井口安装了防喷器和控制装置，做好了地层孔隙压力监测。

2) 抓好了井场建设，做好井场的防护规划，泥浆池严格按照了设计施工，并制订了严格的井场岗位责任制，有效防范雨季泥浆池外溢事故发生。

3) 实际在钻井过程中，使用的泥浆参数满足了钻井地质技术的规定要求。并对泥浆比重和粘度经常进行检查，在危险的油气层中钻进时每 30min 检查了一次，做到进出口密度差不超过 0.02g/cm³。

4) 在钻开气层前实施了加重泥浆的密度方式，使泥浆的液柱压力大于地层压力约 3MPa~5MPa，井场的重泥浆储备量达到了井筒容积的 1.5~2 倍，并且还实际储备了足够量的泥浆加重剂。

5) 严格执行了《中国石油天然气集团公司石油与天然气钻井井控规定》和《中国石油天然气集团公司石油与天然气井下作业井控规定》，进一步加强了井控工作，在日常管理中，完善管理制度，加强管理和监督。

6) 井场设置了明显的禁止烟火标志；井场钻井设备及电器设备、照明灯具符合防火防爆的安全要求，井场安装了探照灯，以备井喷时钻台照明。

7) 按消防规定配备了泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其它消防器材。

8) 在井架上、井场路口等处设置了风向标，以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散。

9) 固井使用了 A 级水泥；完井下套管采取了在套管内灌满钻井液，固井作业没有拆除防喷器，保持了压力平衡，同时固井时水泥浆上返至地面，进行了全程固井。

10) 钻井过程中使用了双层套管，套管下井时进行了质量检查，主要包括套管钢级、壁厚满足设计规范和标准、探伤检查。

11) 同时钻井公司制定了井喷事故应急处置措施，具体如下：发生井喷事故后，施工现场的带班干部或生产班长对事故的级别进行判断，根据井喷类型

采取合理的抢险行动，并启动井喷失控应急程序；在确保抢险人员安全的情况下，由组长下令，抢险组人员穿戴防护用品进入事件现场解救被困人员。对已脱离危险区域的中毒或受伤人员，由医疗救护人员迅速救治；关闭井架、钻台、机泵房等处全部照明灯和电器设备，打开专用探照灯，气体监测组监测有无有毒有害气体溢出；组织压井组人员配足压井钻井液，检查钻井液循环系统、排气装置，回收钻井液线路、容器，泵的上水情况，保险阀等是否满足压井施工需要。由通讯组成员监视套压变化，并每隔 15 分钟向钻井工程师报告一次。由警戒组检查放喷管线，有无松动，出口有无障碍物，并按照现场制定的抢险行动方案进行抢险作业。

（2）集输管线事故防范措施

1) 严格挑选施工队伍，施工单位应持有劳动行政部门颁发的压力管道安装许可证，以确保管道施工质量，同时对工程中使用的设备及附件应严格进行施工安装前的质量检验，检验合格后方可进行施工安装；

2) 对已建集输系统定期维修保养，及时更换老化管线、设备；

3) 定时对采油井和管线进行巡查，及时发现管线、阀门、设备的渗漏、穿孔问题；

4) 生产时密切关注系统压力变化，一旦系统压力有大的降低，要及时报告，找到管线泄漏点，及时处理，避免污水大量泄漏；

5) 当发生油水泄漏时应及时在泄漏点周围修筑围堤，控制油水扩散范围，保护周围生态环境；同时明确泄漏可能导致的后果，泄漏危急周围环境的可能性，隔离泄漏区，周围设警告标志；

6) 对被泄漏原油污染的土壤清理干净后送含油污泥处理站进行处理；

7) 当发生油田伴生气泄漏应划出警戒线，告知围观群众危险性，劝之不要动用火源，防止火灾及爆炸事故发生；同时根据泄漏情况有组织性的疏散周围相关人员；

8) 建立应急响应机构，配备快捷的交通通讯工具，以便对泄漏事故及时作出反应和处理。

（3）依托站场环境风险事故防范措施

1) 建议对地层压力进行监控，合理安排注采比，预防套损事故的发生；

2) 站内定时巡检，及时发现并处理容器、罐体、管线和阀门的泄漏、穿孔问题，避免出现大量油水泄漏；

3) 平稳操作，避免系统压力超高放空；

4) 定期维护保养容器、设备和站内管线。

5) 为防止系统憋压或误操作造成密闭设备的超压破坏或爆炸，所有压力容器及油罐均设有安全阀、呼吸阀等泄压设施。场站可燃气体设备的安全阀出口泄放管应接至火炬系统或其它安全泄放设施；

6) 场站的架空输油管线及油罐均设计防雷、防静电接地装置；对生产场所超过安全电压的电气设备均采取保护接零或接地措施；

7) 场站内的防雷接地设施及报警装置必须定期校检，保证安全设施可靠有效。

8) 各依托场站所有火灾危险区全部安装可燃气体深度监测报警装置。

(4) 应急预案

根据调查，大庆油田有限责任公司第八采油厂加强了环境风险防范，制定了《大庆油田有限责任公司第八采油厂突发环境事件专项应急预案》，并针对应急预案定期进行应急演练。突发环境事件应急组织体系由第八采油厂应急领导小组、突发环境事件应急管理办公室、突发环境事件应急工作组组成。第八采油厂应急领导小组，对事故的全过程负责，应急救援保障系统由各应急救援工作组组成，各工作组分别由相关专业人员组成，紧急状态下，由应急救援指挥部统一指挥，分兵把关，各司其职，迅速展开救援工作，承担紧急抢险救援任务。各相关部门要在各自的职责范围内，相互支持和协同，共同做好应急救援工作。

第八采油厂应急管理办公室负责建立应急培训制度，每年组织一到两次厂级应急培训，对应急管理人員和救援人員进行培训，提高应急管理业务水平和突发事件应急处置能力；并通过局域网、有线电视、网络等公共媒体，有计划地开展应急宣传教育活动，增强全员危机防范意识和应急基本技能。各二级单位按照分级管理、逐级培训的原则，每年组织一到两次作业区（大队）级应急培训；并对各下属站场下达逐步全面开展基层岗位工人的应急处置程序培训内容，定期开展培训。根据以上资料查阅和现场调查，本项目在施工期和试运行期均制订了比较完善的环境风险防范措施与应急预案，基本落实了国家、地方及有关行业关于风险事故防范与应急方面相关规定，配备了必要的应急设施，定期进行应急队伍培训，设置了完善的环境风险事故防范与应急管理机构。根据走访及现场调查可知，施工期和试运行期未发生过油品泄漏、井喷等突发

	<p>环境事故，说明本项目施工期和试运行期的环境风险事故防范措施与应急预案有效可行。根据现场踏勘及调查，建设单位在严格执行已有管理制度的同时，应进一步制定严格的巡检制度，增加巡井检查的频次，提高巡检工作的质量。</p>
<p>社会影响</p>	<p>——</p>

表八 环境质量及污染源监测（附监测图）

一、验收监测质量保证及质量控制

根据建设项目验收和环境管理的有关要求，开展项目竣工环境保护验收监测首先应编制监测方案。项目竣工验收监测工作量大、任务重，要保证监测工作的质量并有序开展，必须在监测方案中详细说明有关的质量保证措施，并在实际工作中监督落实。监测方案要在现场勘察的基础上，结合《建设项目环境影响评价报告表》中的有关标准、技术文件、监测规范的要求而编制。

（1）仪器检定情况

大庆中环评价检测有限公司持有黑龙江省质量技术监督局颁发的“资质认定证书”（160812050934号）。所有仪器设备均经计量部门定期检定合格且在有效期内。监测中所使用的各种仪器设备，全部经国家法定检定机构检定或校准合格，并在两次检定/校准间隔内，进行了仪器设备的期间核查。

（2）人员资质

参加验收监测和测试人员来自大庆中环评价检测有限公司，均经过公司内部及黑龙江省环境监测中心站专业培训后持证上岗。

（3）采样现场的质量保证

工况控制是保证验收监测取得真实可靠监测结果的前提。采取必要的核查手段对监测期间的产品生产规模、设备运转出力情况进行严格的控制，保证验收监测必须达到的生产负荷。可通过核定原料投入量、产品产量、能源（水、电、汽、煤、油等）消耗量、“三废”排放量、观察生产设施中的仪表（如压力表、温度计、流量计等）和检查操作台帐记录、了解职工当班人数等方法考察监测期间的工况。生产负荷达不到验收监测条件应即刻停止现场采样和测试。

（4）废气监测质量保证

大气采样器、气象包等现场监测仪器，在使用前要进行检查（检漏），流量计要进行校准。

①按方案确定监测点位和采样频次进行采样，不得擅自改变监测点位，不得采取加大流量的手段缩短采样时间。

②采样的同时测定测点的气温、气压、风速、风向等，同时记录测点周围的人为污染源情况等。规范要求避光采样的须避光采样，要求保温采样的要保温采样。

③采样期间，采样人员要坚守岗位，随时观察流量计的运行情况，防止流量发生变化。

④采样结束后，应将样品封闭，防止与空气接触发生变化，并尽快送检。

⑤大雾、雨雪、风速过大天气应停止采样。

(5) 噪声监测质量保证

在规定的天气条件下进行监测；按照方案要求布点监测；按照规范对背景噪声进行必要的扣除。监测时使用经计量部门检定、并在有效使用期内的声级计；声级计在测试前后用标准声源进行校准，测量前后仪器的灵敏度相差不大于 0.5dB(A)。

(6) 实验室质量保证

①所有分析人员必须持证上岗；

②所用分析仪器必须经过计量部门检定，并在有效期内；

③优先采用国标或方案确定的分析方法，不得擅自改变分析方法或使用不合规范的方法；

④样品应在规定的条件下保存，并在规定的保存期内完成测试。

⑤本次验收监测人员均经过培训考核合格，所有监测仪器经过计量部门检定/校准并在有效期内，现场监测仪器使用前经过校准，监测数据和报告实行三级审核。

(7) 监测分析方法及分析仪器

分析方法及分析仪器具体见表 8-1。

表 8-1 监测项目分析方法及分析仪器

类别	监测项目	分析方法名称	方法来源及标准号	分析仪器及型号	仪器编号	方法检出限
	K ⁺	水质 钾和钠的测定 火焰原子吸收分光光度法	GB/T 11904-1989	原子吸收分光光度计 AA320N	03091602021 6050002	0.03mg/L
	Na ⁺	水质 钾和钠的测定 火焰原子吸收分光光度法	GB/T 11904-1989	原子吸收分光光度计 AA320N	03091602021 6050002	0.010mg/L
	Ca ²⁺	水质 钙和镁的测定 原子吸收分光光度法	GB/T 11905-1989	原子吸收分光光度计 AA320N	03091602021 6050002	0.02mg/L
	Mg ²⁺	水质 钙和镁的测定 原子吸收分光光度法	GB/T 11905-1989	原子吸收分光光度计 AA320N	03091602021 6050002	0.002mg/L

CO ₃ ²⁻	地下水水质分析方法第49部分:碳酸根、重碳酸根和氢氧根离子的测定 滴定法	DZ/T 0064.49-2021	滴定管	T011	5mg/L
HCO ₃ ⁻	地下水水质分析方法第49部分:碳酸根、重碳酸根和氢氧根离子的测定 滴定法	DZ/T 0064.49-2021	滴定管	T011	5mg/L
SO ₄ ²⁻	水质 无机阴离子 (F ⁻ 、Cl ⁻ 、NO ₂ ⁻ 、Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻) 的测定 离子色谱法	HJ 84-2016	离子色谱仪 ICS-6000DC	20096485	0.018mg/ L
Cl ⁻	水质 无机阴离子 (F ⁻ 、Cl ⁻ 、NO ₂ ⁻ 、Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻) 的测定 离子色谱法	HJ 84-2016	离子色谱仪 ICS-6000DC	20096485	0.007mg/ L
pH	水质 pH 的测定 电极法	HJ 1147-2020	pH 计 PHS-25	004289	—
总硬度	水质钙和镁的总量的测定 EDTA 滴定法	GB/T 7477-1987	滴定管	T015	5.00mg/L
溶解性总固体	地下水水质分析方法第9部分:溶解性固体总量的测定 重量法	DZ/T 0064.9-2021	精密电子天平 FA2004	12011164	4mg/L
耗氧量 (高锰酸盐指数)	水质 高锰酸盐指数测定	GB/T 11892-1989	滴定管	T005	0.5mg/L
挥发酚	水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法 (方法1 萃取分光光度法)	HJ 503-2009	可见分光光度计 722N	07072202022 2020043	0.0003mg /L

氟化物	水质 无机阴离子 (F ⁻ 、Cl ⁻ 、NO ₂ ⁻ 、Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻) 的测定 离子色谱法	HJ 84-2016	离子色谱仪 ICS-6000DC	20096485	0.006mg/L
硝酸盐氮	水质 无机阴离子 (F ⁻ 、Cl ⁻ 、NO ₂ ⁻ 、Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻) 的测定 离子色谱法	HJ 84-2016	离子色谱仪 ICS-6000DC	20096485	0.004mg/L
亚硝酸盐(氮)	水质 亚硝酸盐氮的测定 分光光度法	GB/T 7493-1987	紫外可见分光光度计 752N	7521712023 N	0.003mg/L
氨氮	水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法	HJ 535-2009	可见分光光度计 722N	07072202022 2020043	0.025mg/L
六价铬	水质 六价铬的测定 二苯碳酰二肼分光光度法	GB/T 7467-1987	可见分光光度计 722N	07072202022 2020043	0.004mg/L
砷	水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法	HJ 694-2014	非色散原子荧光光度计 PF6-2	17-9602-01-0 107	0.0003mg/L
铅	铜、铅、镉 石墨炉原子吸收法	《水和废水监测分析方法》(第四版) 国家环境保护总(2002年)	石墨炉原子吸收分光光度计 GA3202	03071601011 6050008	1.0μg/L
铁	水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法	GB/T 11911-1989	原子吸收分光光度计 AA320N	03091602021 6050002	0.03mg/L
锰	水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法	GB/T 11911-1989	原子吸收分光光度计 AA320N	30916020216 050002	0.01mg/L
汞	水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法	HJ 694-2014	非色散原子荧光光度计 PF6-2	17-9602-01-0 107	0.00004mg/L

	菌落总数	生活饮用水标准 检验方法 微生物 指标 (4.1 平皿计数 法)	GB/T 5750.12-2023	电热恒温培养箱 DH-250A	GL-278	-
	总大肠 菌群	多管发酵法	《水和废水 监测分析方 法》(第四版) 国家环境保 护总局 (2002 年)	电热恒温培养箱 DH-250A	GL-278	2MPN/10 0mL
	石油类	水质 石油类的测 定 紫外分光光度法 (试行)	HJ 970-2018	紫外可见分光光 度计 UV752	AE1104016	0.01mg/L
	氰化物	水质 氰化物的测 定 容量法和分光 光度法 (方法 2 异 烟酸-吡啶啉酮分光 光度法)	HJ 484-2009	可见分光光度 722N	07072202022 2020043	0.004mg/ L
	镉	铜、铅、镉 石墨炉 原子吸收法	《水和废水 监测分析方 法》(第四版) 国家环境保 护总 (2002 年)	石墨炉原子吸收 分光光度计 GA3202	03071601011 6050008	0.10μg/L
土 壤	汞	土壤和沉积物汞、 砷、硒、铋、锑的 测定微波消解/原子 荧光法	HJ 680-2013	原子荧光光度计 PF6-2	17-9602-01-0 107	0.002mg/ kg
	砷	土壤和沉积物汞、 砷、硒、铋、锑的 测定微波消解/原子 荧光法	HJ 680-2013	原子荧光光度计 PF6-2	17-9602-01-0 107	0.01mg/k g
	镉	土壤质量铅、镉的 测定 石墨炉原子吸收分 光光度法	GB/T 17141-1997	石墨炉原子吸收 分光光度计 GA3202	03071601011 6050008	0.01mg/k g

六价铬	土壤和沉积物 六价铬的测定 碱溶液提取-火焰原子吸收分光光度法	HJ 1082-2019	原子吸收分光光度计 AA320N	03091602021 6050002	0.5mg/kg
铜	土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法	HJ 491-2019	原子吸收分光光度计 AA320N	03091602021 6050002	1mg/kg
铅	土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法	HJ 491-2019	原子吸收分光光度计 AA320N	03091602021 6050002	10mg/kg
镍	土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法	HJ 491-2019	原子吸收分光光度计 AA320N	03091602021 6050002	3mg/kg
四氯化碳	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	气相色谱-质谱联用仪 GC2010	001132	1.3µg/kg
氯仿	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	气相色谱-质谱联用仪 GC2010	001132	1.1µg/kg
氯甲烷	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	气相色谱-质谱联用仪 GC2010	001132	1.0µg/kg
1,1-二氯乙烷	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	气相色谱-质谱联用仪 GC2010	001132	1.2µg/kg
1,2-二氯乙烷	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	气相色谱-质谱联用仪 GC2010	001132	1.3µg/kg

1,1-二氯乙烯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	气相色谱-质谱联用仪 GC2010	001132	1.0µg/kg
顺-1,2-二氯乙烯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	气相色谱-质谱联用仪 GC2010	001132	1.3µg/kg
反-1,2-二氯乙烯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	气相色谱-质谱联用仪 GC2010	001132	1.4µg/kg
二氯甲烷	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	气相色谱-质谱联用仪 GC2010	001132	1.5µg/kg
1,2-二氯丙烷	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	气相色谱-质谱联用仪 GC2010	001132	1.1µg/kg
1,1,1,2-四氯乙烯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	气相色谱-质谱联用仪 GC2010	001132	1.2µg/kg
1,1,1,2-四氯乙烯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	气相色谱-质谱联用仪 GC2010	001132	1.2µg/kg
四氯乙烯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	气相色谱-质谱联用仪 GC2010	001132	1.4µg/kg
1,1,1-三氯乙烷	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	气相色谱-质谱联用仪 GC2010	001132	1.3µg/kg

	1,1,2-三氯乙烷	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	气相色谱-质谱联用仪 GC2010	001132	1.2μg/kg
土 壤	三氯乙烯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	气相色谱-质谱联用仪 GC2010	001132	1.2μg/kg
	1,2,3-三氯丙烷	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	气相色谱-质谱联用仪 GC2010	001132	1.2μg/kg
	氯乙烯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	气相色谱-质谱联用仪 GC2010	001132	1.0μg/kg
	苯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	气相色谱-质谱联用仪 GC2010	001132	1.9μg/kg
	氯苯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	气相色谱-质谱联用仪 GC2010	001132	1.2μg/kg
	1,2-二氯苯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	气相色谱-质谱联用仪 GC2010	001132	1.5μg/kg
	1,4-二氯苯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	气相色谱-质谱联用仪 GC2010	001132	1.5μg/kg
	乙苯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	气相色谱-质谱联用仪 GC2010	001132	1.2μg/kg

苯乙烯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	气相色谱-质谱联用仪 GC2010	001132	1.1μg/kg
甲苯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	气相色谱-质谱联用仪 GC2010	001132	1.3μg/kg
间二甲苯+对二甲苯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	气相色谱-质谱联用仪 GC2010	001132	1.2μg/kg
邻二甲苯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	气相色谱-质谱联用仪 GC2010	001132	1.2μg/kg
硝基苯	土壤和沉积物半挥发性有机物的测定 气相色谱法-质谱法	HJ 834-2017	气相色谱-质谱联用仪 GC2010	001132	0.09mg/kg
苯胺	土壤和沉积物半挥发性有机物的测定 气相色谱法-质谱法	HJ 834-2017	气相色谱-质谱联用仪 GC2010	001132	0.1mg/kg
2-氯酚	土壤和沉积物半挥发性有机物的测定 气相色谱法-质谱法	HJ 834-2017	气相色谱-质谱联用仪 GC2010	001132	0.06mg/kg
苯并[a]蒽	土壤和沉积物半挥发性有机物的测定 气相色谱法-质谱法	HJ 834-2017	气相色谱-质谱联用仪 GC2010	001132	0.1mg/kg
苯并[a]芘	土壤和沉积物半挥发性有机物的测定 气相色谱法-质谱法	HJ 834-2017	气相色谱-质谱联用仪 GC2010	001132	0.1mg/kg
苯并[b]荧蒽	土壤和沉积物半挥发性有机物的测定 气相色谱法-质谱法	HJ 834-2017	气相色谱-质谱联用仪 GC2010	001132	0.2mg/kg
苯并[k]荧蒽	土壤和沉积物半挥发性有机物的测定 气相色谱法-质谱法	HJ 834-2017	气相色谱-质谱联用仪 GC2010	001132	0.1mg/kg

蒎	土壤和沉积物半挥发性有机物的测定 气相色谱法-质谱法	HJ 834-2017	气相色谱-质谱 联用仪 GC2010	001132	0.1mg/kg
二苯并 [a, h]蒎	土壤和沉积物半挥发性有机物的测定 气相色谱法-质谱法	HJ 834-2017	气相色谱-质谱 联用仪 GC2010	001132	0.1mg/kg
茛并 [1,2,3-cd] 茛	土壤和沉积物半挥发性有机物的测定 气相色谱法-质谱法	HJ 834-2017	气相色谱-质谱 联用仪 GC2010	001132	0.1mg/kg
萘	土壤和沉积物半挥发性有机物的测定 气相色谱法-质谱法	HJ 834-2017	气相色谱-质谱 联用仪 GC2010	001132	0.09mg/kg
pH 值	土壤 pH 值的测定 电位法	HJ 962-2018	pH 计 PHS-3C-02	4102435	-
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	土壤和沉积物 石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀) 的 测定气相色谱法	HJ 1021-2019	气相色谱仪 SP-3420A	SP0018	6mg/kg
饱和导 水率 (渗 滤率)	森林土壤渗滤率的 测定 滤筒法和环刀法	LY/T 1218-1999	环刀 电子天平 JNB6002	20220409234	-
锌	土壤和沉积物 铜、 锌、铅、镍、铬的 测定 火焰原子吸收分光 光度法	HJ 491-2019	原子吸收分光光 度计 AA320N	03071601011 6050008	1mg/kg
铬	土壤和沉积物 铜、 锌、铅、镍、铬的 测定 火焰原子吸 收分光光度法	HJ 491-2019	原子吸收分光光 度计 AA320N	03091602021 6050002	4mg/kg
挥发酚	土壤和沉积物 挥 发酚 的测定 4-氨基安替 比林 分光光度法	HJ 998-2018	可见分光光度计 722N	07072202022 2020043	0.3mg/k
石油类	《土壤 石油类的 测定 红外分光光 度法》	HJ 1051-2019	红外分光测油仪 InLab-2100	2016IN009	4mg/kg

	石油烃 (C ₆ -C ₉)	土壤和沉积物 石油烃 (C ₆ -C ₉) 的测定气相色谱法	HJ 1021-2019	气相色谱仪 SP-3420A	SP0018	6mg/kg
声环境	环境噪声	声环境质量标准 (附录 C 噪声敏感建筑物监测方法)	GB 3096-2008	多功能声级计 AWA5688	325664	-
环境空气	非甲烷总烃 (以碳计)	环境空气总烃、甲烷和非甲烷总烃的测定 直接进样-气相色谱法	HJ 604-2017	气相色谱仪 SP-3420A	SP0245	0.07mg/m ³
	颗粒物	环境空气总悬浮颗粒物的测定 重量法	HJ 1263—2022	中流量颗粒物采样器 JCH-120F	JC202002120 2	7μg/m ³
无组织废气	非甲烷总烃 (以碳计)	环境空气总烃、甲烷和非甲烷总烃的测定 直接进样-气相色谱法	HJ 604-2017	气相色谱仪 SP-3420A 美国 Thermo Fisher TVA2020 有毒挥发气体分析仪 TVA2020	SP0245 20201910450 9	0.07mg/m ³
固定源废气	颗粒物	固定污染源废气 低浓度颗粒物的测定 重量法	HJ 836-2017	烟尘烟气低浓度测试仪 LB-70C 十万分之一天平 R200D	200131 39060084	1.0mg/m ³
	SO ₂	固定污染源废气 二氧化硫的测定 定电位电解法	HJ 57-2017	烟尘烟气低浓度测试仪 LB-70C	200131	3mg/m ³
	NO _x	固定污染源废气 氮氧化物的测定 定电位电解法	HJ 693-2014	烟尘烟气低浓度测试仪 LB-70C	200131	3mg/m ³
	烟气黑度	固定污染源废气 烟气黑度的测定林格曼望远镜法	HJ 1287-2023	林格曼望远镜 10×50WA	367FT1000Y DS	-
	pH	水质 pH 的测定 电极法	HJ 1147-2020	pH 计 PHS-25	004289	—
	石油类	水质 石油类的测定 紫外分光光度法 (试行)	HJ 970-2018	紫外可见分光光度计 UV752	AE1104016	0.01mg/L

	砷	水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法	HJ 694-2014	非色散原子荧光光度计 PF6-2	17-9602-01-0107	0.0003mg/L
	汞	水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法	HJ 694-2014	非色散原子荧光光度计 PF6-2	17-9602-01-0107	0.00004mg/L
	铅	铜、铅、镉 石墨炉原子吸收法	《水和废水监测分析方法》(第四版) 国家环境保护总(2002年)	原子吸收分光光度计 AA320N	030716010116050008	1.0μg/L
	总铬	水质 总铬的测定 二苯碳酰二肼分光光度法	GB/T 7466-1987	可见分光光度计 722N	070722020222020043	0.004mg/L
	挥发酚	水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法 (方法 1 萃取分光光度法)	HJ 503-2009	可见分光光度计 722N	070722020222020043	0.0003mg/L
	铜	铜、铅、镉 石墨炉原子吸收法	《水和废水监测分析方法》(第四版) 国家环境保护总(2002年)	原子吸收分光光度计 AA320N	030716010116050008	0.001mg/L
	镍	水质 镍的测定 火焰原子吸收分光光度法	GB/T 11912-1989	原子吸收分光光度计 AA320N	030916020216050002	0.05mg/L
包	锌	水质 铜、锌、铅、镉的测定 原子吸收分光光度法	GB/T 7475-1987	原子吸收分光光度计 AA320N	030916020216050002	0.02mg/L

	镉	铜、铅、镉 石墨炉原子吸收法	《水和废水监测分析方法》(第四版) 国家环境保护总(2002年)	原子吸收分光光度计 AA320N	03071601011 6050008	0.10μg/L
废水	含油量	碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法(5.4 含油量)	SY/T 5329-2022	红外分光测油仪 Inlab-2100	2016IN009	0.06mg/L
	悬浮固体含量	碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法(5.2 悬浮固体含量)	SY/T 5329-2022	精密电子天平 FA2004	12011164	1mg/L
噪声	厂界噪声	工业企业厂界环境噪声排放标准	GB 12348-2008	多功能声级计 AWA5688	10341725	-
地表水	COD _{Cr}	水质 化学需氧量的测定 重铬酸盐法	HJ 828-2017	滴定管	T001	4mg/L
	氨氮	水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法	HJ 535-2009	可见分光光度计 722N	07072202022 2020043	0.025mg/L
	石油类	水质 石油类的测定 紫外分光光度法(试行)	HJ 970-2018	紫外可见分光光度计 UV752	AE1104016	0.01mg/L
	pH	水质 pH 的测定 电极法	HJ 1147-2020	pH 计 PHS-25	004289	—
	总氮	水质总氮的测定碱性过硫酸钾消解紫外分光光度法	HJ 636-2012	紫外可见分光光度计 UV752	AE1104016	0.05mg/L
	总磷	水质 总磷的测定 钼酸铵分光光度法	GB/T 11893-1989	可见分光光度计 722N	07072202022 2020043	0.01mg/L
	高锰酸盐指数	水质高锰酸盐指数的测定	GB/T 11892-1989	滴定管	T005	0.5mg/L

二、环境质量监测与分析

1、环境空气质量监测与分析

(1) 监测布点

结合项目特点，确定本工程验收空气布设监测点，共布设 2 个监测点位，具体点

位见附图 5，具体点位情况见下表。

表 8-2 空气环境现状监测点位

监测点位	监测点坐标/m		监测因子	相对厂址方位	相对厂界距离
	经度	纬度			
董大窝棚	125.22569	46.21176	非甲烷总烃、TSP	升 16-斜 072 西南侧	720m
拥护村	125.27134	46.21224		升 49-斜 078 北侧	400m

(2) 监测项目

非甲烷总烃，并同步记录气象数据。

(3) 监测频次

非甲烷总烃每天监测 3 次，连续监测 2 天。

(4) 监测结果

监测统计结果见表 8-3。

表 8-3 环境空气现状监测统计结果（小时值） 单位：mg/m³

监测时间		非甲烷总烃	
		董大窝棚	拥护村
2023.11.13	08:00~09:00	0.45	0.61
	12:00~13:00	0.63	0.58
	16:00~17:00	0.59	0.64
2023.11.14	08:00~09:00	0.71	0.70
	12:00~13:00	0.66	0.62
	16:00~17:00	0.54	0.65

根据表 8-3 可知，项目特征污染物非甲烷总烃监测值满足《大气污染物综合排放标准详解》相应标准限值要求；周边环境空气质量良好。

本次验收对环评阶段的监测数据与验收监测数据进行了对比，具体见表 8-4。

8-4 环境空气验收时期与环评时期对比表 单位:mg/m³

序号	监测项目	区域环境空气现状	
		环评时期	验收时期
1	非甲烷总烃	0.54-0.72	0.45-0.71

由表 8-3 可知，与油田开发前监测值相比较，该区域非甲烷总烃的验收监测浓度值与环评阶段监测值相差不大，且均满足《大气污染物综合排放标准详解》要求，说明第八采油厂的环境保护污染防治措施有效，油田开发建设未对区域环境空气造成明显影响。

2、地下水环境质量监测与分析

(1) 监测布点

根据建设项目特点和项目所在区域水文地质条件，结合环评阶段地下水水质监测点位，在项目开发区域内共布设了4个地下水水质监测点位。地下水水质监测点布设情况见表8-5及附图5。

表 8-5 地下水环境现状监测点位

监测点位	监测点坐标/m		相对位置	井深 (m)	备注	备注
	经度	纬度				
刘万义屯水井	125.25573	46.22549	升 21-斜 084 北侧 540m	15	潜水	跟踪监测点
董大窝棚水井	125.22569	46.21176	升 16-斜 072 西南侧 720m	13	潜水	
太平村水井	125.27760	46.18038	升 16-斜 28 南侧 1400m	15	潜水	
拥护村水井	125.27134	46.21224	升 49-斜 078 北侧 400m	65	承压水	

(2) 监测项目

结合项目特点，根据环评报告的监测项目，确定本工程地下水的监测项目为 K⁺、Na⁺、Ca²⁺、Mg²⁺、CO₃²⁻、HCO₃⁻、Cl⁻、SO₄²⁻、pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、铅、铬（六价）、汞、砷、总硬度、氟、铁、锰、溶解性总固体、高锰酸盐指数、硫酸盐、总大肠菌群、菌落总数、石油类、氰化物、镉。

(3) 监测频次

连续监测 2 天，每天 2 次。

4) 监测分析方法

按《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）规定的方法进行，其中，石油类监测分析方法执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中有关规定。

5) 监测结果

监测统计结果见表 8-6。

表 8-6 地下水现状监测数据统计结果

单位：mg/L(pH 无量纲，总大肠菌群 MPN/100mL，菌落总数 CFU/ml)

监测项目	董大窝棚水井（潜水）				太平村水井（潜水）				标准限值
	2023.11.13		2023.11.14		2023.11.13		2023.11.14		
K ⁺	2.34	2.25	2.27	2.31	2.35	2.28	2.31	2.29	/
Na ⁺	57.5	56.4	55.4	56.2	63.3	64.2	62.4	61.5	≤200
Ca ²⁺	46.3	47.9	49.3	48.8	51.9	50.8	53.8	54.2	/
Mg ²⁺	9.94	9.89	9.74	9.81	11.7	11.5	10.7	11.1	/

HCO ₃ ⁻	224	221	225	223	248	252	245	251	/
CO ₃ ²⁻	5L	5L	5L	5L	5L	5L	5L	5L	/
Cl ⁻	48.2	47.5	45.5	46.4	50.9	51.4	52.6	51.7	≤250
SO ₄ ²⁻	36.5	37.2	39.2	38.7	46.1	47.3	43.7	44.2	≤250
pH	7.7	7.6	7.8	7.7	7.8	7.7	7.8	7.6	6.5-8.5
总硬度(以CaCO ₃ 计)	157	161	164	163	179	175	179	182	≤450
溶解性总固体	503	504	508	507	564	567	560	567	≤1000
耗氧量(COD _{Mn} 法,以O ₂ 计)	2.2	2.3	2.2	2.3	2.3	2.2	2.3	2.2	≤3.0
挥发性酚类	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.002
氰化物	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	≤0.05
氟化物	0.504	0.511	0.510	0.509	0.511	0.508	0.506	0.513	≤1.0
硝酸盐(以N计)	2.23	2.35	2.33	2.27	2.35	2.24	2.22	2.38	≤20
亚硝酸盐(以N计)	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	≤1.00
氨氮	0.242	0.257	0.254	0.249	0.241	0.237	0.236	0.240	≤0.50
六价	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	≤0.05

铬									
砷	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.3
铅	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	≤0.01
铁	0.27	0.28	0.26	0.27	0.28	0.26	0.26	0.27	≤0.3
汞	0.00004 L	0.00004 L	0.00004 L	0.00004 L	0.00004 L	0.00004 L	0.00004 L	0.00004 L	≤0.00 1
锰	0.13	0.12	0.11	0.12	0.08	0.06	0.07	0.08	≤0.1
镉	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	≤0.00 5
石油类	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	≤0.05
总大肠菌群	2L	2L	2L	2L	2L	2L	2L	2L	≤3.0
菌落总数	12	13	11	12	11	12	10	11	≤100
监测项目	刘万义屯水井（潜水）				拥护村水井（承压水）				标准 限值
	2023.11.13		2023.11.14		2023.11.13		2023.11.14		
K ⁺	1.95	1.89	1.84	1.92	1.08	1.15	1.07	1.12	/
Na ⁺	51.4	52.3	53.3	52.5	45.9	44.9	46.3	47.3	≤200
Ca ²⁺	42.3	41.9	43.1	42.9	39.3	38.7	37.5	36.8	/
Mg ²⁺	9.81	9.79	9.65	9.77	7.22	7.31	7.26	7.19	/
HCO ₃ ⁻	223	221	224	219	183	179	181	179	/
CO ₃ ²⁻	5L	5L	5L	5L	5L	5L	5L	5L	/
Cl ⁻	41.4	40.8	43.3	41.4	35.5	36.2	36.9	37.2	≤250
SO ₄ ²⁻	32.9	33.3	34.2	32.9	28.4	27.9	24.8	25.4	≤250
pH	7.7	7.6	7.8	7.7	7.4	7.5	7.5	7.6	6.5-8. 5
总硬度（以CaCO ₃ 计）	147	146	148	147	128	127	124	122	≤450
溶解性总固	476	474	483	474	405	399	397	395	≤100 0

体									
耗氧量 (COD Mn法, 以 O ₂ 计)	2.1	2.3	2.2	2.1	1.8	1.6	1.7	1.9	≤3.0
挥发性酚 类	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.00 2
氰化 物	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	≤0.05
氟化 物	0.498	0.487	0.488	0.492	0.466	0.472	0.476	0.463	≤1.0
硝酸 盐 (以 N 计)	1.95	1.81	1.85	1.90	1.65	1.57	1.79	1.66	≤20
亚硝 酸盐 (以 N 计)	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	≤1.00
氨氮	0.196	0.183	0.187	0.194	0.190	0.187	0.184	0.192	≤0.50
六价 铬	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	≤0.05
砷	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.3
铅	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	≤0.01
铁	0.26	0.27	0.28	0.26	0.23	0.22	0.22	0.21	≤0.3
汞	0.00004 L	0.00004 L	0.00004 L	0.00004 L	0.00004 L	0.00004 L	0.00004 L	0.00004 L	≤0.00 1
锰	0.08	0.09	0.07	0.08	0.04	0.05	0.05	0.03	≤0.1
镉	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	≤0.00 5
石油 类	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	≤0.05
总大 肠菌	2L	2L	2L	2L	2L	2L	2L	2L	≤3.0

群									
菌落总数	11	12	8	10	9	7	7	8	≤100

监测结果表明，区域内各监测点位地下水水质除个别监测点位的锰因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准限值要求；项目开发的特征污染物石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类限值要求。

表 8-7 地下水八大离子监测结果

监测点位	监测时间	监测项目	第一次监测				第二次监测			
			监测浓度 mg/L	毫克当量 mg/L	毫克当量 合计 mg/L	相对 误差%	监测浓度 mg/L	毫克当量 mg/L	毫克当量 合计 mg/L	相对 误差%
董大窝棚水井（潜水）	2023.1 1.13	K ⁺	2.34	0.060	5.703	0.92	2.25	0.058	5.729	0.23
		Na ⁺	57.5	2.500			56.4	2.452		
		Ca ²⁺	46.3	2.315			47.9	2.395		
		Mg ²⁺	9.94	0.828			9.89	0.824		
		HCO ₃ ⁻	224	-3.672	5.810		221	-3.623	5.755	
		CO ₃ ²⁻	5L	0.000			5L	0.000		
		Cl ⁻	48.2	-1.377			47.5	-1.357		
		SO ₄ ²⁻	36.5	-0.760			37.2	-0.775		
	2023.1 1.14	K ⁺	2.27	0.058	5.744	0.53	2.31	0.059	5.760	
		Na ⁺	55.4	2.409			56.2	2.443		
		Ca ²⁺	49.3	2.465			48.8	2.440		
		Mg ²⁺	9.74	0.812			9.81	0.818		
		HCO ₃ ⁻	225	-3.689	5.805		223	-3.656	5.788	
		CO ₃ ²⁻	5L	0.000			5L	0.000		
Cl ⁻		45.5	-1.300	46.4			-1.326			
SO ₄ ²⁻		39.2	-0.817	38.7			-0.806			
拥护村水井（承压水）	2023.1 1.13	K ⁺	1.08	0.028	4.590	0.17	1.15	0.029	4.526	
		Na ⁺	45.9	1.996			44.9	1.952		
		Ca ²⁺	39.3	1.965			38.7	1.935		
		Mg ²⁺	7.22	0.602			7.31	0.609		
		HCO ₃ ⁻	183	-3.000	4.606		179	-2.934	4.550	
		CO ₃ ²⁻	5L	0.000			5L	0.000		
		Cl ⁻	35.5	-1.014			36.2	-1.034		
		SO ₄ ²⁻	28.4	-0.592			27.9	-0.581		

2023.1 1.14	K ⁺	1.07	0.027	4.520	0.20	1.12	0.029	4.524	0.02
	Na ⁺	46.3	2.013			47.3	2.057		
	Ca ²⁺	37.5	1.875			36.8	1.840		
	Mg ²⁺	7.26	0.605			7.19	0.599		
	HCO ₃ ⁻	181	-2.967	4.538		179	-2.934	4.526	
	CO ₃ ²⁻	5L	0.000			5L	0.000		
	Cl ⁻	36.9	-1.054			37.2	-1.063		
	SO ₄ ²⁻	24.8	-0.517			25.4	-0.529		

监测结果表明，项目区域地下水水质总阳离子（钠、钾、钙、镁）与阴离子（硫酸盐、氯化物、碳酸盐、重碳酸盐）毫克当量浓度相对误差不大于5%，阴阳离子平衡。

本次验收对环评阶段的监测数据与验收监测数据进行了对比，具体见表8-8。

表 8-8 地下水验收监测结果与环评监测结果对比表

单位：mg/L(pH 无量纲，总大肠菌群 MPN/100mL，菌落总数 CFU/ml)

监测项目	区域潜水		区域承压水	
	环评现状	验收监测	环评现状	验收监测
K ⁺	1.48-1.51	1.84-2.35	2.15	1.07-1.15
Na ⁺	29.7-29.8	51.4-64.2	58.6	44.9-47.3
Ca ²⁺	29.2-29.5	41.9-54.2	49.9	36.8-39.3
Mg ²⁺	19.1-19.2	9.65-11.7	25.6	7.19-7.31
CO ₃ ²⁻	0	5L	0	5L
HCO ₃ ⁻	151-152	219-252	273	179-183
氯化物	48.2-48.9	40.8-52.6	41.4	35.5-37.2
硫酸盐	26.7-26.8	32.9-47.3	69.3	24.8-28.4
pH	7.65-7.68	7.6-7.8	7.62	7.4-7.6
总硬度（以 CaCO ₃ 计）	153	146-182	231	122-128
溶解性总固体	409-412	474-567	644	395-405
耗氧量(COD _{Mn} 法, 以 O ₂ 计)	1.9-2.3	2.1-2.3	2.3	1.6-1.9
挥发性酚类	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L
氰化物	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L
氟化物	0.483-0.514	0.487-0.513	0.448	0.463-0.476
硝酸盐(以 N 计)	1.62-1.68	1.81-2.38	1.71	1.57-1.79
亚硝酸盐(以 N 计)	0.007-0.009	0.003L	0.008	0.003L
氨氮	0.262-0.268	0.183-0.257	0.258	0.184-0.192
六价铬	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L
砷	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L

铅	0.0025L	0.001L	0.0025L	0.001L
铁	0.3	0.26-0.28	0.26	0.21-0.23
汞	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L
锰	0.1	0.06-0.13	0.09	0.03-0.05
镉	0.0005L	0.0001L	0.0005L	0.0001L
石油类	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
总大肠菌群	2L	2L	2L	2L
菌落总数	8-9	8-13	9	7-9

根据监测结果，本次验收监测数据与环评时期监测数据相比差距不大，说明本项目在施工期及运行期建设单位采取的环境保护措施有效，项目建设对区域地下水环境影响较小。

(2) 包气带

1) 监测布点

在项目开发区域内布设了 4 个包气带监测点位及清洁对照点。包气带监测点布设情况见表 8-9 及附图 5。

表 8-9 包气带现状监测点位

监测点位	坐标	采样位置	备注
1#平台井场内	46.21745, 125.23391	每个监测点分别取 0-20cm、20-40cm	污染调查点
井场南侧200m			清洁对照点
升4转油站	46.18256, 125.27212		污染调查点
升4转油站站外50m			清洁对照点

2) 监测项目

pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油类、挥发酚，共 11 项指标。

3) 监测频次

一次性监测。

4) 监测结果

监测统计结果见表 8-10。

表 8-10 包气带监测结果

监测时间	2023.11.13			
监测项目	1#平台		1#平台南侧 200m	
	0~20cm	20~40cm	0~20cm	20~40cm
pH	7.9	8.1	8.0	7.8
铅	5.3	5.1	5.6	5.5

镉	0.15	0.14	0.16	0.13
汞	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
总铬	0.12	0.13	0.15	0.16
石油类	0.11	0.15	0.14	0.18
砷	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L
挥发酚	0.0024	0.0032	0.0016	0.0027
铜	0.007	0.010	0.011	0.008
镍	0.08	0.11	0.06	0.07
监测项目	升4转油站		升4转油站站外50m	
	0~20cm	20~40cm	0~20cm	20~40cm
pH	7.8	7.9	7.7	8.0
铅	5.2	5.0	5.3	5.1
镉	0.11	0.13	0.14	0.12
汞	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
总铬	0.12	0.15	0.11	0.13
石油类	0.13	0.11	0.12	0.14
砷	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L
挥发酚	0.0024	0.0029	0.0027	0.0030
铜	0.008	0.011	0.009	0.006
镍	0.11	0.07	0.08	0.07
注：1、采样深度位于0cm~20cm、20cm~40cm； 2、实测值数值后面的“L”，表示此检测项目实测值为“未检出”； 3、计量单位：pH无量纲，铅、镉、汞和砷 $\mu\text{g/L}$ ，总铬和石油类、铜、镍、锌、挥发酚为 mg/L 。				

在本次验收调查监测期间，各对照点监测因子相差不大，建设区域包气带未被污染，项目建设未对包气带造成明显影响。

3、声环境质量监测与分析

(1) 监测布点

本次验收共设置2个监测点，监测点位布设见表8-11，具体位置见附图5。

表 8-11 声环境现状监测点位

监测点位	坐标	相对位置
董大窝棚	125.22569, 46.21176	升16-斜072西南侧720m
拥护村	125.27134, 46.21224	升49-斜078北侧400m

(2) 监测项目
等效连续 A 声级

(3) 监测频次
连续监测 2 天，分昼间、夜间两个时段进行，各一次。

(4) 监测结果
监测统计结果见表 8-12。

表 8-12 声环境质量监测结果 单位：dB (A)

监测点位	2023.11.13		2023.11.14	
	昼间 (08:00~08:20)	夜间 (22:00~22:20)	昼间 (08:00~08:20)	夜间 (22:00~22:20)
董大窝棚	47.2	43.1	47.5	43.8
	昼间 (08:30~08:50)	夜间 (22:30~22:50)	昼间 (08:30~08:50)	夜间 (22:30~22:50)
拥护村	46.2	42.5	46.7	42.7
	昼间 (08:30~08:50)	夜间 (22:30~22:50)	昼间 (08:30~08:50)	夜间 (22:30~22:50)
标准限值	55	45	55	45

由监测结果可以看出，董大窝棚、拥护村的昼间、夜间声环境质量均能够达到《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 1 类标准要求，说明项目的建成运行对周围声环境敏感目标影响较小。

4、土壤环境质量监测数据与分析

(1) 监测布点

本项目占用土地及周边土地利用类型为耕地、草地。根据项目占用土地类型及周边土地类型分布，本次验收在新建的井场内及附近共布设 7 个土壤监测点，监测点位布设见表 8-13。监测点位详见附图 5。

表 8-13 土壤环境现状监测点位

序号	点位	坐标 (°)	占地类型	取样深度
1	1#平台	46.21745, 125.23391	占地内表 层点	0-20cm 表 层样
2	2#平台	46.22039, 125.24971		
3	1#平台东侧	46.21745, 125.23391	占地外表 层点	
4	1#平台北侧 200m	46.21745, 125.23391		
5	2#平台东侧 50 处	46.22039, 125.24971		
6	升 4 转站外 50m	46.18256, 125.27212		
7	1#平台东侧 10m、20m、30m、50m	46.21745, 125.23391		

(2) 监测项目

监测因子：1#-2#监测点位：pH、As、Cd、Cr（六价）、Cu、Pb、Hg、Ni、CCl4、氯仿、氯甲烷、1，1-二氯乙烷、1，2-二氯乙烷、1，1-二氯乙烯、顺-1，2-二氯乙烯、反-1，2-二氯乙烯、二氯甲烷、1，2-二氯丙烷、1，1，1，2-四氯乙烷、1，1，2，2-四氯乙烷、四氯乙烯、1，1，1-三氯乙烷、1，1，2-三氯乙烷、三氯乙烯、1，2，3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1，2-二氯苯、1，4-二氯苯、乙苯、氯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒽、二苯并[a,h]荧蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘、石油烃、全盐量，共计48项。

3#-7#监测点位：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃，共10项。

(3) 监测频次

一次性监测。

(4) 监测结果

监测统计结果见表 8-14、表 8-15、表 8-16。

表 8-14 建设用地土壤环境质量监测结果 单位：mg/kg，pH 无量纲

监测时间	2023.11.13	
监测项目	1#平台	2#平台
	0-20cm	0-20cm
pH	8.23	8.26
镉 (Cd)	0.11	0.12
汞 (Hg)	0.020	0.026
砷 (As)	3.43	3.37
铅 (Pb)	16	19
铬 (六价)	未检出	未检出
铜 (Cu)	21	18
镍 (Ni)	25	27
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	未检出	未检出

备注：建设用地土壤中其余监测因子均为未检出（检测数据见附件4）；

表 8-15 农用地土壤环境质量监测结果 单位：mg/kg，pH 无量纲

监测时间	2023.11.13	
监测项目	1#平台东侧	1#平台北侧 200m 处农田
	0-20cm	0-20cm
pH	7.88	8.02
镉 (Cd)	0.11	0.10

汞 (Hg)	0.016	0.023
砷 (As)	3.21	3.35
铅 (Pb)	17	14
铬 (六价) / 铬	55	48
铜 (Cu)	16	14
镍 (Ni)	19	23
锌	51	61
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	未检出	未检出
监测项目	2#平台东侧 50m 处	升 4 转站外 50m
	0-20cm	0-20cm
pH	7.79	7.91
镉 (Cd)	0.07	0.08
汞 (Hg)	0.018	0.020
砷 (As)	3.31	3.29
铅 (Pb)	16	18
铬 (Cr)	51	48
铜 (Cu)	16	13
镍 (Ni)	21	23
锌 (Zn)	46	55
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	未检出	未检出

备注：建设用地土壤中其余监测因子均为未检出（检测数据见附件 4）；

表 8-16 井场土壤环境质量监测结果 单位：mg/kg, pH 无量纲

监测时间	2023.11.13			
监测项目	监测点位及监测结果			
	1#平台井场内	1#平台井场外 10m	1#平台井场外 20m	1#平台井场外 30m
	0-20cm	0-20cm	0-20cm	0-20cm
pH	7.79	7.98	7.83	7.93
镉 (Cd)	0.10	0.08	0.08	0.09
汞 (Hg)	0.017	0.021	0.021	0.016
砷 (As)	3.31	3.28	3.27	3.35
铅 (Pb)	14	16	15	16
铬 (Cr)	51	46	52	46
铜 (Cu)	12	17	12	11
镍 (Ni)	18	22	19	22
锌 (Zn)	60	54	46	52

石油烃 (C10-C40)	未检出	未检出	未检出	未检出
------------------	-----	-----	-----	-----

根据本项目监测结果可知：监测区域井场、含油污泥暂存池永久占地内土壤中石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）第二类用地筛选值标准；永久占地外土壤各指标满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准》（GB15618-2018）农用地土壤污染风险筛选值标准。根据对 2#平台井场东侧 10m、20m、30m、50m 的土壤进行对比，污染物浓度变化不大，故项目建设对周围环境影响不大。

（5）本次验收阶段与环评阶段监测数据对比

本次验收与环评现状监测对比见表 8-17。

表 8-17 土壤质量验收监测结果与环评监测结果对比表

项目	监测点位	建设用地土壤现状		农用地土壤现状	
		环评阶段	验收阶段	环评阶段	验收阶段
pH		8.16-10.07	8.23-8.26	8.08-9.29	7.79-8.02
镉 (Cd)		0.09-0.14	0.11-0.12	0.09-0.15	0.07-0.11
汞 (Hg)		0.005-0.016	0.02-0.026	0.012-0.051	0.016-0.023
砷 (As)		7.85-10.6	3.37-3.43	6.49-8.79	3.21-3.35
铅 (Pb)		18.9-21.7	16-19	16.9-23.8	14-18
铬 (六价) / 铬		未检出	未检出	未检出	未检出
铜 (Cu)		14-17	18-21	9-17	13-16
镍 (Ni)		33-39	25-27	28-42	19-23
锌 (Zn)		/	/	40-55	46-61
石油烃 (C10-C40)		69-89	未检出	66-94	未检出
苯		未检出	未检出	未检出	未检出
甲苯		未检出	未检出	未检出	未检出
乙苯		未检出	未检出	未检出	未检出
氯苯		未检出	未检出	未检出	未检出
苯乙烯		未检出	未检出	未检出	未检出
间二甲苯+对二甲苯		未检出	未检出	未检出	未检出
邻二甲苯		未检出	未检出	未检出	未检出
氯乙烯		未检出	未检出	2.3×10^{-4} - 7.9×10^{-4}	未检出
1,2-二氯苯		未检出	未检出	未检出	未检出
1,4-二氯苯		未检出	未检出	未检出	未检出
四氯化碳		未检出	未检出	未检出	未检出

氯仿	未检出	未检出	未检出	未检出
氯甲烷	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1-二氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出
1,2-二氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出
顺-1,2-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出
反-1,2-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出
二氯甲烷	未检出	未检出	未检出	未检出
1,2-二氯丙烷	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1,1,2-四氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1,1,2,2-四氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出
四氯乙烯	1.9×10^{-3} - 2.2×10^{-3}	未检出	1.8×10^{-4} - 4.3×10^{-4}	未检出
1,1,1-三氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1,2-三氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出
三氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出
1,2,3-三氯丙烷	未检出	未检出	未检出	未检出
硝基苯	未检出	未检出	未检出	未检出
苯胺	6.37×10^{-4}	未检出	3.79×10^{-3}	未检出
2-氯酚	未检出	未检出	未检出	未检出
蒈	未检出	未检出	未检出	未检出
萘	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并(a)蒽	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并(b)荧蒽	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并(k)荧蒽	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并(a)芘	未检出	未检出	未检出	未检出
茚并(1, 2, 3-cd)芘	未检出	未检出	未检出	未检出
二苯并(a,h)蒽	未检出	未检出	未检出	未检出
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	24-31	11-15	27-36	13-15

注：①检测结果栏“L”符号表示该检测项目的最低检出浓度；②四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯)为 $\mu\text{g}/\text{kg}$ ，pH无量纲，其他为 mg/kg 。

与环评阶段相比，本次验收监测数据与环评时期监测数据变化不大，项目建设对区域土壤环境影响较小。

三、污染源监测与分析

本次验收委托大庆中环评价检测有限公司对项目排放的污染物进行了监测。

1、废气监测与分析

(1) 有组织废气监测与分析

1) 监测点位

有组织废气监测点位的设置详见表 8-18。

表 8-18 有组织大气污染源监测点位一览表

场站名称	位置	监测点位
升 4 转油站	46.18256, 125.27212	最高功率加热炉排气筒
宋一联脱水站	45.98161, 125.08065	

2) 监测项目

颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、烟气黑度。同时监测烟气参数（包括烟气温度、烟气流速、氧含量）、排气筒参数（排气筒的高度、出口内径）。

3) 监测频次

连续监测 2 天，每天取样 3 次。

4) 监测结果

表 8-19 有组织废气污染源监测结果

监测点位	监测时间	颗粒物 (mg/m ³)		NOx (mg/m ³)		SO ₂ (mg/m ³)		废气流量 (Nm ³ /h)	烟气温度(°C)	氧含量(%)	烟气黑度(级)
		实测值	折算值	实测值	折算值	实测值	折算值				
升 4 转油站加热炉	2023.1 1.15	8.6	9.1	72	76	12	13	1525	98.2	4.5	<1
		9.3	10.2	77	84	11	12	1498	97.9	5.0	<1
		9.1	9.8	81	87	13	14	1511	97.5	4.7	<1
	2023.1 1.16	8.5	9.2	80	87	12	13	1473	97.1	4.9	<1
		8.7	9.4	76	82	10	11	1464	98.8	4.8	<1
		8.9	9.6	79	85	12	13	1481	98.3	4.7	<1
监测点位	监测时间	颗粒物 (mg/m ³)		NOx (mg/m ³)		SO ₂ (mg/m ³)		废气流量 (Nm ³ /h)	烟气温度(°C)	氧含量(%)	烟气黑度(级)
		实测值	折算值	实测值	折算值	实测值	折算值				
宋一联合站加热炉	2023.1 1.15	9.5	10.1	68	73	10	11	1682	97.8	4.6	<1
		10.2	11.1	72	78	11	12	1692	97.9	4.9	<1
		9.9	10.6	69	74	9	10	1701	98.2	4.7	<1
	2023.1 1.16	9.7	10.4	75	80	11	12	1711	98.5	4.6	<1
		9.8	10.6	67	72	9	10	1674	98.	4.8	<1
		9.6	10.3	73	78	10	11	1688	97.5	4.7	<1

标准限值	/	30	/	400	/	100	/	/	/	/
------	---	----	---	-----	---	-----	---	---	---	---

由监测结果看出，本项目依托场站内加热炉排放废气中各污染物排放浓度均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表1在用燃气锅炉标准要求。

2、无组织废气监测与分析

1) 监测点位

本次验收对新建井场及依托转油站厂界、厂区内非甲烷总烃进行了监测。无组织废气监测点位的设置详见表 8-20。

表 8-20 无组织废气监测点位

监测点位	位置	备注
升4转油站	46.18256, 125.27212	厂界上(1个监测点)、下风向(3个监测点)10m处共4个点位；厂区内泵房处1个点位
宋一联污水处理站	45.98161, 125.08065	
升4-5 阀组间	46.19923, 125.27739	厂界上(1个监测点)、下风向(3个监测点)10m处共4个点位；
1#平台	46.21745, 125.23391	

2) 监测项目

非甲烷总烃。

3) 监测时间与频次

连续监测 2 天，每天取样 3 次。

4) 监测结果

废气无组织排放监测结果见表 8-21。

表 8-21 厂界非甲烷总烃监测结果（小时值） 单位：mg/m³

监测点位		监测频次	监测结果	
			2023.11.11	2023.11.12
升4转油站	厂界上风向 1#	07:00~08:00	0.49	0.62
		10:00~11:00	0.52	0.51
		16:00~17:00	0.66	0.55
	厂界下风向 2#	07:00~08:00	0.51	0.47
		10:00~11:00	0.45	0.59
		16:00~17:00	0.63	0.63
	厂界下风向 3#	07:00~08:00	0.55	0.58
		10:00~11:00	0.67	0.66
		16:00~17:00	0.59	0.61
	厂界下风向 4#	07:00~08:00	0.63	0.54
		10:00~11:00	0.52	0.57

		16:00~17:00	0.48	0.60
宋一联合站	厂界上风向 1#	09:00~10:00	0.61	0.55
		11:00~12:00	0.53	0.61
		15:00~16:00	0.49	0.53
	厂界下风向 2#	09:00~10:00	0.66	0.48
		11:00~12:00	0.55	0.51
		15:00~16:00	0.69	0.62
	厂界下风向 3#	09:00~10:00	0.54	0.57
		11:00~12:00	0.72	0.49
		15:00~16:00	0.53	0.46
	厂界下风向 4#	09:00~10:00	0.48	0.55
		11:00~12:00	0.71	0.62
		15:00~16:00	0.57	0.53
升 4-5 阀组间	厂界上风向 1#	07:00~08:00	0.64	0.66
		10:00~11:00	0.49	0.46
		16:00~17:00	0.58	0.53
	厂界下风向 2#	07:00~08:00	0.63	0.57
		10:00~11:00	0.52	0.59
		16:00~17:00	0.55	0.61
	厂界下风向 3#	07:00~08:00	0.61	0.68
		10:00~11:00	0.47	0.52
		16:00~17:00	0.56	0.55
	厂界下风向 4#	07:00~08:00	0.50	0.64
		10:00~11:00	0.63	0.68
		16:00~17:00	0.68	0.53
1#平台	厂界上风向 1#	07:00~08:00	0.52	0.51
		10:00~11:00	0.65	0.49
		16:00~17:00	0.48	0.62
	厂界下风向 2#	07:00~08:00	0.63	0.66
		10:00~11:00	0.51	0.58
		16:00~17:00	0.55	0.64
	厂界下风向 3#	07:00~08:00	0.56	0.69
		10:00~11:00	0.60	0.52
		16:00~17:00	0.54	0.58
	厂界下风向 4#	07:00~08:00	0.64	0.61
		10:00~11:00	0.53	0.56
		16:00~17:00	0.58	0.59
标准限值			4.0	

由本项目监测结果看出，新建井场、依托场站厂界无组织排放的非甲烷总烃浓度均满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要

求。

表 8-22 厂区内非甲烷总烃监测结果（小时值） 单位：mg/m³

监测点位	监测频次		2023.11.15	2023.11.16	标准限值
			非甲烷总烃		
升 4 转油 站泵房外 监控点	1h 平均浓 度值	13:00-13:05	0.49	0.59	10
		13:20-13:25	0.61	0.53	
		13:40-13:45	0.66	0.64	
	任意一次浓度值		0.52	0.68	30
监测点位	监测频次		2023.11.13	2023.11.14	标准限值
			非甲烷总烃		
永 4 转油 站厂区内 监控点	1h 平均浓 度值	12:00-12:05	0.48	0.66	10
		12:20-12:25	0.53	0.52	
		12:40-12:45	0.55	0.64	
	任意一次浓度值		0.64	0.55	30
永 6 混输 泵站厂内 监控点	1h 平均浓 度值	09:00-09:05	0.67	0.58	10
		09:20-09:25	0.70	0.66	
		09:40-09:45	0.46	0.71	
	任意一次浓度值		0.57	0.62	30

由本项目监测结果看出，依托场站厂区内无组织排放的非甲烷总烃 1h 平均浓度值、任意一次浓度值均满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）附录 A 中厂区内非甲烷总烃无组织排放限值。

2、废水监测与分析

（1）监测点位

本次验收对依托宋一联污水处理站进行了监测。监测点位的设置详见表 8-23。

表 8-23 污水处理站监测点位

站名	坐标	监测点位
宋一联污水处理站	45.98161, 125.08065	处理前、处理后

（2）监测项目

含油量、悬浮固体含量。

（3）监测时间与频次

连续监测 2 天，每天取样 4 次。

（4）监测结果

验收期间，污水处理站含油污水处理系统出水水质监测结果见下表。

表 8-24 含油污水监测结果

监测点位		监测时间		含油量(mg/L)	悬浮固体含量(mg/L)
宋一联污水处理站	处理前	2023.11.11	第一次	29.6	19
			第二次	27.8	22
			第三次	30.2	23
			第四次	28.1	21
		2023.11.12	第一次	28.9	20
			第二次	27.9	21
			第三次	30.6	22
			第四次	29.2	23
	处理后	2023.11.11	第一次	1.12	2
			第二次	1.45	2
			第三次	0.99	3
			第四次	0.91	2
		2023.11.12	第一次	1.03	2
			第二次	1.01	2
			第三次	0.97	3
			第四次	1.11	2
《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SY DQ0639-2015）				≤10.0	≤5.0

根据上表可知，在本次验收调查监测期间，宋一联污水处理站出水水质满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求，即“含油量≤8.0mg/L、悬浮固体含量≤3.0mg/L”标准。

3、噪声监测与分析

（1）监测点位

本次验收对井场、依托场站等进行了监测。监测点位的设置详见表 8-25。

表 8-25 噪声监测点位

监测点位	坐标	备注
1#平台	46.21745, 125.23391	井场北侧外 1m、10m、20m、30m、50m
升 4 转油站	46.18256, 125.27212	本项目新建井场，厂界四周外 1m 处
宋一联污水处理站	45.98161, 125.08065	本项目依托场站，厂界四周外 1m 处
升 4-5 阀组间	46.19923, 125.27739	本项目依托场站，厂界四周外 1m 处

(2) 监测项目

连续等效 A 声级。

(3) 监测时间与频次

连续监测 2 天，每天昼、夜各一次。

(4) 监测结果

噪声监测结果见下表。

表 8-26 噪声监测结果 单位：dB (A)

监测点位		2023.11.13		2023.11.14	
		昼间	夜间	昼间	夜间
升四转油站	厂界东 (1#)	46.1	42.5	46.6	42.8
	厂界南 (2#)	48.2	44.1	48.8	44.4
	厂界西 (3#)	45.4	41.7	45.9	41.8
	厂界北 (4#)	47.3	43.6	47.7	43.5
监测点位		2023.11.11		2023.11.12	
		昼间	夜间	昼间	夜间
宋一联合站	厂界东 (1#)	48.2	44.2	48.1	44.6
	厂界南 (2#)	46.2	42.5	46.3	42.9
	厂界西 (3#)	47.5	43.7	47.0	43.3
	厂界北 (4#)	45.5	41.8	45.1	41.5
监测点位		2023.11.13		2023.11.14	
		昼间	夜间	昼间	夜间
升 4-5 阀组间	厂界东 (1#)	43.6	42.6	46.1	42.7
	厂界南 (2#)	47.2	43.7	47.5	43.5
	厂界西 (3#)	48.1	44.1	48.4	44.6
	厂界北 (4#)	49.2	45.2	49.3	45.1
标准限值		60	50	60	50

表 8-27 衰减噪声监测结果 单位：dB (A)

监测点位		2023.11.13		2023.11.14	
		昼间	夜间	昼间	夜间
1#平台井 场外西侧	1m 处	58.2	57.7	58.4	57.6
	10m 处	54.8	53.6	54.9	53.3
	20m 处	50.4	49.6	50.5	49.1
	30m 处	46.5	45.3	46.6	45.2
	50m 处	44.5	43.5	44.4	43.3

本次验收调查监测期间，各依托厂界四周昼夜噪声排放均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类标准。本项目新建 1#平台井场在 20m 处的

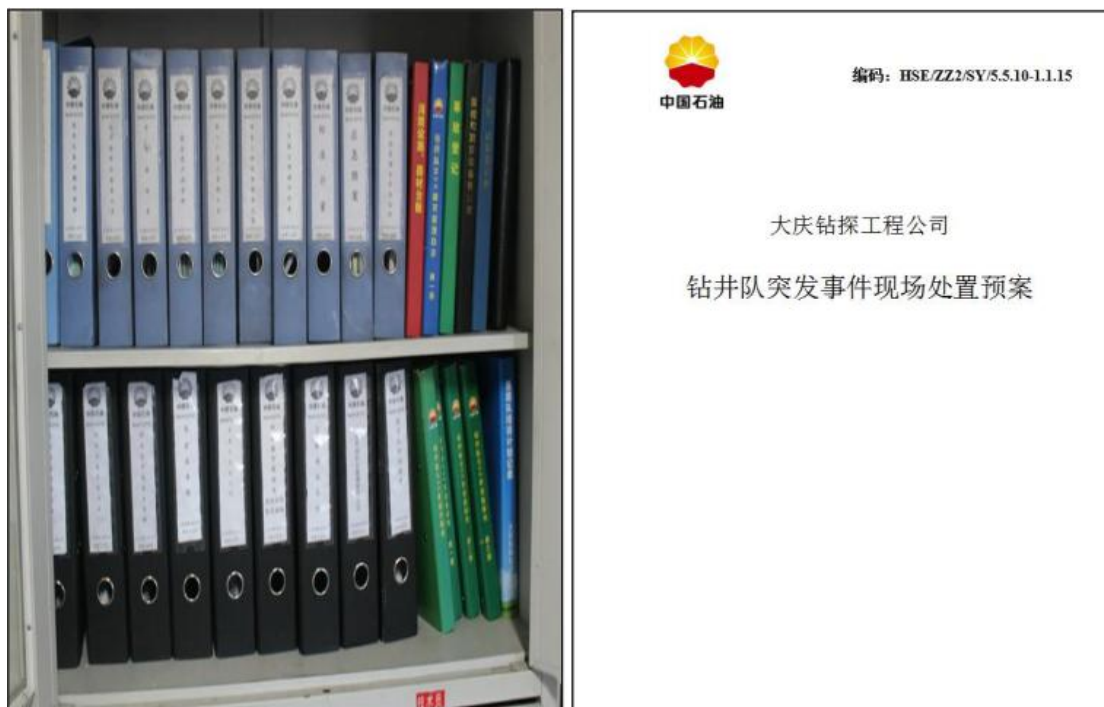
衰减噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的2类标准。

表九 环境管理状况及监测计划

环境管理机构设置（分施工期和运行期）

1、施工期环境管理

本项目按照《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T627-2014）的要求设置了 HSE 管理体系，施工单位为大庆钻探工程公司，该公司设置资料档案柜，包括《钻井队突发事件现场处置预案》、《钻井队 HSE 作业指导书》、《作业许可及安全分析》等有关档案资料齐全，相关档案及资料情况见下图。由大庆油田有限责任公司第八采油厂质量安全环保部对施工期环境保护工作进行全过程监控，建立了日常检查、内审、管理评审三级监控检查机制来保证各项环保措施、节能降耗、风险预防和应急措施及管理制度的落实。



在项目建设过程中，由建设单位、施工单位和监理单位各抽调 1 人组成施工期环境管理小组，环境管理小组负责对施工过程中的每个产生环境影响的环节都严格检查环保措施的落实情况，并不定期对施工区进行监督抽查，并在施工过程中采取了以下环境管理措施：

(1) 施工前制定施工环境保护计划，并设置专责专人负责施工过程中各项环境保护措施执行情况的监督和管理。

(2) 加强对施工人员的环保意识教育，要求施工人员在施工活动中应遵循环保法规，不得在施工现场进行随意产噪作业行为，严禁使用高音喇叭进行生产指挥，提高全体施工人员文明施工的意识。

(3) 环境管理小组负责日常施工过程中的环境管理工作，做好工程建设区域的环境特征调查，合理布置施工作业面。

(4) 做好施工中出现的各种环境问题的收集、记录、建档和整理工作。

(5) 施工单位在施工完成后对施工区域内的地表进行及时恢复、检查各项环保设施的运行情况，保证其正常运行。

(6) 工程竣工后，将各项环保措施落实完成情况上报工程运行主管部门。

2、运营期环境管理

本项目由大庆油田有限责任公司第八采油厂负责，第八采油厂已经建立 HSE 管理体系和相应的管理机构。按照《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》(SY/T6276-2014)的要求，环境管理机构基本设置如下：在公司设 HSE 委员会，下设 HSE 办公室，采油厂设 HSE 管理小组。各下属单位设专职环保员 1 名，相应经理为 HSE 管理体系的第一负责人，对单位日常生产过程中的相关环境工作进行管理。

为确保环境管理工作的正常执行，该项目应成立专门的环境管理机构，设置专门人员在建设与运行期进行环境管理。环境管理机构要在建设期和运行期坚决贯彻执行国家有关环境保护法规，检查各项环保措施的实施情况，了解环保设施的运行情况，了解该项目及其周围地区的环境质量变化，以切实作好保护项目所在地及周边地区环境的工作。

该项目环境管理机构的主要职责如下：

(1) 贯彻执行环境保护的有关方针、政策、法令、标准等；

(2) 结合本项目工程特点，排污特点，制定各种环境管理制度，并经常检查督促；

(3) 审定、落实并监督实施本企业的污染防治方案，并负责的环保监测；

(4) 搞好环境教育和技术培训，提高工作人员素质；

(5) 负责本项目环境管理日常工作和周围地区环境保护部门及其它社会各界的协调工作；

(6) 参与突发性事故的应变处理工作以及污染事故的调查与处理工作。

本项目的环境保护工作严格执行国家、省市的环保法律法规，同时第八采油厂还制定了相应的环境管理规章制度，环保法规及油田内部的各种环境管理规章制度已经下发到相应人员，并组织有关人员或全体员工学习和贯彻执行，以确保环境管理工作的顺利进行。从现场调查的情况来看，本项目的环境保护工作取得了一定的效果，没有因管理失误对环境造成不良影响。

环境监测能力建设情况

建设单位无环境监测机构，环境监测委托有资质的环境监测单位进行。环境监测按

国家和地方环境要求进行，采用国家规定的标准监测方法，监测后按照规定公示监测结果。建设单位应将污染物排放清单及污染物排放管理要求，建设项目拟采取的环境保护措施及主要运行参数，排放的污染物种类、排放浓度和总量指标、排污口信息、执行的环境标准、环境风险防范措施以及环境监测内容和结果等向社会公开。

环境影响报告中提出的监测计划及其落实情况

一、施工期

本项目的环评报告及环评批复文件对项目施工期没有提出环境监测要求，因此在本项目施工期间没有进行相关监测工作。根据建设单位提交的资料反映，在本项目的施工期间没有发生环境污染事故。地方环保主管部门、其他政府机构反映未接到相关的环保投诉。

二、运行期

根据本项目的实际情况，本次验收委托大庆中环评价检测有限公司对本项目大气环境质量现状、声环境质量现状、地下水环境质量现状、土壤环境质量现状以及废气、噪声、固体废物进行了监测。具体监测结果见本次验收调查报告表八。

本次验收结合环评时期提出的监测计划内容，按照《排污单位自行监测技术指南 总则》、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）要求，制定本次运行期监测计划表，见表 9-1。

表 9-1 本项目运营期环境监测计划表

序号	监测内容	监测（检查）项目	监测点位	监测频次
1	废气	SO ₂ 、颗粒物、林格曼黑度、NO _x	升四转油站加热装置排气筒	1 次/年
		非甲烷总烃	区域下风向周界外最大浓度范围内	1 次/年
2	厂界噪声	连续等效 A 声级	升四转油站厂界 1m	1 次/季
3	地下水	pH、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬、挥发酚、氨氮、耗氧量	刘万义屯南侧（E125.25633，N46.22383）1 个潜水背景值监测点位；董大窝棚北侧（E125.22938，N46.21456）1 口潜水跟踪监测水井；太平村北侧（E125.27666，N46.18193）1 口潜水跟踪监测水井；	1 次/半年
4	土壤	石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、砷、六价铬	项目井场	1 次/3 年

5	事故监测	空气：非甲烷总烃	事故发生地污染物浓度的最大处	初始加密监测，视污染物浓度递减
			事故发生地最近的居民居住区或其他敏感区	
			事故发生地的下风向	4次/天
			事故发生地上风向对照点	2次/应急期间
		土壤：石油烃	事故发生地受污染的区域	1次/应急期间
			对照点	1次/应急期间
		地表水：石油类	受到影响的地表水体的出水口	2~4次/天
			水质对照点	1次/天，监测1天
		地下水：石油类	事故发生地中心周围2km内的饮用水井	初始1次/天，连续2天。之后1次/周，连续2~4周
			事故发生地上游对照点	1次/天，连续2天

环境管理状况分析与建议

通过现场调查发现，建设单位在建设、试运行阶段对环境保护工作比较重视，目前运营阶段 HSE 管理体系已建立并实施，包括组织、制度规章、相应设施和器材等，都比较健全、完善，各项管理制度和措施比较有效，按照环评要求落实了环境管理和环境监测计划，环保设施运行、检查记录齐全、完整。

环境风险防范措施及落实情况

一、施工期环境风险防范措施及落实情况

本项目事故风险主要为井喷，由于环境风险具有突发性和破坏性（有时体现为灾难性）的特点，所以必须采取有效措施加以防范，加强控制和管理，杜绝、减轻和避免环境风险。

1、井控主要措施

(1) 钻井时安装了防喷器，防止井喷事故发生。

(2) 钻井过程中钻井队认真做好了地层孔隙压力监测，绘制四条曲线，包括预测地层孔隙压力曲线、监测地层孔隙压力曲线、设计钻井液密度曲线、实际钻井液密度曲线，并贴于井场值班房墙上。

(3) 大庆钻探工程公司在施工过程中因地质情况或施工条件出现较大变化时，及时对钻井作业进行风险识别和评价，制定出安全技术保障措施，并提出修改设计的请求，按程序审批后方可实施。

(4) 井控设备的维护和使用严格按照《大庆油田钻井井控实施细则》中的 4.2 和 5.2 的要求执行。

(5) 从一次开钻开始，24h 值班，负责包括井控工作在内的所有钻井施工管理。佩戴明显标志，填写值班记录（包含在交接班记录内）。

(6) 严格执行钻开油气层前的准备和检查验收制度，在进入油气层前 50m-100m，按照下部钻井的设计最高钻井液密度值，对裸眼地层进行承压能力检验。

(7) 最大允许关井套压值为防喷器额定工作压力、地层破裂压力决定的允许关井套压值、套管抗内压强度的 80%，三者中的最小值。

(8) 钻井液性能符合钻井设计要求，特别是钻井液密度必须在设计范围内。起钻前充分循环井内钻井液，使其性能稳定，进出口密度差不超过 0.02g/cm³。

(9) 钻进时司钻注意观察泵压、钻速等变化，发现异常立即停止钻进，循环钻井液观察后效。

(10) 起钻过程中，严格控制起钻速度，钻头在油气层中和油气层顶部以上 300m 井段内起钻用 I 挡或起钻速度不超过 0.5m/s，预防抽吸引起井喷。起钻中严格按照规定及时向井内灌满钻井液，并作好记录、校核，及时发现异常情况；起钻完及时下钻，检修设备时必须保持井内有一定数量的钻具，并观察出口管钻井液返出情况。严禁在空井情况下进行设备检修。

(11) 空井作业时间（如电测、井壁取心等）不能超过 24h，或根据坐岗观察和钻井

工程设计要求的空井时间，否则必须下钻通井。

(12) 钻开油气层后，每次起钻前钻井液密度达到设计上限，都要进行一次250m-350m的短起下钻，计算气体上窜速度，循环钻井液观察后效，正常后才可起钻。

(13) 钻进中发生井漏应将钻具提离井底、方钻杆提出转盘，以便关井观察。采取定时、定量反灌钻井液措施，保持井内液柱压力与地层压力平衡，防止发生溢流，其后采取相应措施处理井漏。

(14) 需调整钻井液密度时，确保井筒液柱压力不小于裸眼段中的最高地层孔隙压力。

(15) 完井下套管建立循环前，在套管内灌满钻井液。

(16) 固井作业时不得拆除防喷器，配套微变径闸板、换与套管直径相匹配的闸板或在钻台配备套管螺纹和防喷钻杆相匹配的接头。固井全过程保证井内压力平衡，尤其防止水泥浆候凝期间因失重造成井内压力平衡的破坏，甚至井喷。

(17) 中途测试和先期完成井，在进行作业以前观察一个作业期时间；起、下钻杆或油管应在井口装置符合安装、试压要求的前提下进行。

(18) 发现溢流后，严格按照《大庆油田钻井井控实施细则》溢流的控制及压井作业中的要求执行。

(19) 认真做好井控记录，严格执行井控九项管理制度，未提及部分按《大庆油田井控技术管理实施细则》执行。

2、现场防火、防爆、防油水泄漏措施

(1) 井场钻井设备的布局考虑防火的安全要求。距放喷管线不小于3m，距发电房不小于20m。

(2) 距井口30m以内及钻井液循环系统的电气设备、照明设备、开关、输电线路及接线方法符合防火防爆安全规定。

(3) 钻台下面和井口周围严禁堆放杂物和易燃品，机泵房下无积油。如有机油、柴油等污染的土壤要及时清理并送油田含油污泥处理场处理。

(4) 井场内严禁吸烟和动用明火，有明显的防火标志。若需动火，执行相关的安全规定。

(5) 井场内平面布置应将可发火花（明火、电火）的设备布置于井场上风向。

(6) 在井架上、井场、钻台等地至少设置2个风向标，一旦发生紧急情况，作业人员可向上风方向设定的2个紧急集合点疏散。

(7) 在钻台上下、振动筛、循环罐等气体易聚积的场所，安装防爆排风扇以驱散工

作场所弥漫的有毒有害、可燃气体。

(8) 其它设备等发生油水泄漏时及时修筑围堤,控制油水扩散范围,保护周围生态、地表水环境。

(9) 其它设备等发生油水泄漏时及时修筑围堤,控制油水扩散范围,保护周围生态、地表水环境。如果发生井喷事故,及时设置围堰,尽量减少油污扩散面积,以减少油污中烃类物质挥发污染大气。

3、管理措施

(1) 在钻井施工时,制定出正常、异常或紧急状态下的操作手册和维修手册,并对操作、维修人员进行培训,持证上岗,避免因严重操作失误而造成的事故。

(2) 日常监督、隐患整改、事故发生、操作失误等各项安全行为都有记录和建立档案规定。

(3) 对相应的各项事故应急预案进行补充完善,包括在制订的应急操作规程中应说明发生井喷、火灾爆炸等事故时应采取的具体操作步骤,规定抢修进度,限制事故的影响,人员责任等问题。

(4) 制定应急操作规程,在规程中应说明发生井喷、火灾爆炸时应采取的操作步骤,规定抢修进度,限制事故的影响,另外还应说明与操作人员有关的安全问题。

(5) 操作人员每周应进行安全活动,提高职工的安全意识,识别事故发生前的异常状态,并采取相应的措施。

(6) 对重要的仪器设备有完善的检查项目、维护方法;按计划进行定期维护;有专门档案(包括维护记录档案),文件齐全。

(7) 对周围居民进行发生事故时如何应急的宣传教育,使发生事故时能够将影响减到最小。

(8) 建立应急响应机构,配备快捷的交通通讯工具,以便对泄漏事故及时作出反应和处理。

二、运行期环境风险防范措施及落实情况

1、套损风险防范措施调查

(1) 套管钢级、壁厚等符合下井的设计规范与要求(设计中对各种应力、强度校核作严格计算)。未出现不合格套管下井的情况。

(2) 确定厚壁套管下入井段,根据地应力集中点、膨胀泥岩深度。断层深度和油层部位等确定厚壁套管下入井段。

(3) 为防止浅层水腐蚀套管及浅层高塑性泥岩层蠕变,在浅层套管内外壁进行防腐,

同时下表层套管或技术套管封隔浅层。为减少管内承压，在高塑性泥岩层需下厚壁套管，并在环形空间内注入水泥封固。

(4) 保证套管接箍丝扣和密封脂质量及上扣的扭矩值，对井下的套管要定期紧扣。

(5) 为减少套管损坏，固井时水泥浆应返至地面，进行全程固井。

2、井下作业事故风险防范措施调查

(1) 管、杆桥下铺垫高强度防渗布，防渗布四周围出 10 厘米高围堰。

(2) 施工作业前联系采油队热洗，洗井时间要达到 4 小时以上、洗井温度 70℃ 以上，水井施工要提前 3 天关井降压。

(3) 拆卸井口采油树后，安装简易控制器，并将井口溢流油水控制器、污油回收装置与井口连接，完好后，通电调试。

(4) 起下抽油杆的风险控制措施。

(5) 起下过程要注意井口变化，井口有溢流，溢流较小时，将污水排入污水池，溢流较大时，立即停止操作。

(6) 抢装胶皮闸门和杆自封器。

(7) 启动污油回收装置，打开套管闸门，使废水废液由套管排出经污油回收装置回站。

(8) 井口有溢流，溢流较小时，将污油污水排入井口溢流油水控制器（污水池），溢流较大时，应立即停止操作，迅速关闭封井器。

(9) 打开套管闸门，启动污油回收装置和油水收集器，使废水废液由套管排出经污油回收装置回站。

3、集输系统事故风险防范措施调查

(1) 发现管线穿孔、爆裂后，立即汇报，外泄处设置明显标识。

(2) 应急小组人员进入事故现场立即切断穿孔、爆裂管线控制阀门，控制泄漏量。

(3) 根据泄漏量的大小汇报上级有关部门组织人员清理污油，待恢复生产。

4、场站事故风险防范措施调查

(1) 对地层压力进行监控，合理安排注采比，预防套损事故的发生。

(2) 站内定时巡检，及时发现并处理容器、罐体、管线和阀门的泄漏、穿孔问题，避免出现大量油水泄漏。

(3) 平稳操作，避免系统压力超高放空。

(4) 定期维护保养容器、设备和站内管线。

本项目施工期及运行期间未发生环境风险事故。

三、应急预案调查

第八采油厂已编制《大庆油田第八采油厂环境突发事件专项应急预案》，第八采油厂针对不同突发事件制定了各项专项应急预案，包括《井喷失控突发事件专项应急预案》、《输油输气管道突发事件专项应急预案》、《注水系统突发事件专项应急预案》、《电力系统突发事件专项应急预案》、《生产场所突发泄露、火灾、爆炸事件专项应急预案》、《交通突发事件专项应急预案》、《安保防恐突发事件专项应急预案》、《网络与信息安全事故专项应急预案》、《自然灾害突发事件专项应急预案》等。各油矿根据《大庆油田第八采油厂环境突发事件专项应急预案》制定了矿级突发事件应急预案，各小队根据矿级应急预案制定本小队现场处置预案，各场站结合本场站实际情况，制定各项事故应急处置程序。

1、应急组织机构及职责

突发环境事件应急组织体系由应急领导小组、应急办公室、应急值班室以及各应急工作组组成。应急领导小组对事故的全过程负责。

应急救援保障系统由各应急工作组组成，各工作组分别由相关专业人员组成，紧急状态下，由应急救援现场指挥部统一指挥，分兵把关，各司其职，迅速展开救援工作，承担紧急抢险救援任务。各相关部门要在各自的职责范围内，相互支持和协同，共同做好应急救援工作。

2、应急保障

第八采油厂生产运行部、信息中心负责所辖范围内通信干线、设备的日常维护，在通信干线中断或出现网络盲区时负责抢修工作，保障事故现场应急指挥部及有关应急小组之间的联系。第八采油厂质量安全环保部负责医疗卫生保障工作，并与附近相关医院签定救护协议。应急救援时，根据专业医院的布局和事故现场的需要及时协调有关医疗专家和医疗卫生小分队进入现场，根据“分级救治”的原则，按照现场抢救、院前急救、专科救治的不同环节和需要实施对伤员的救护。

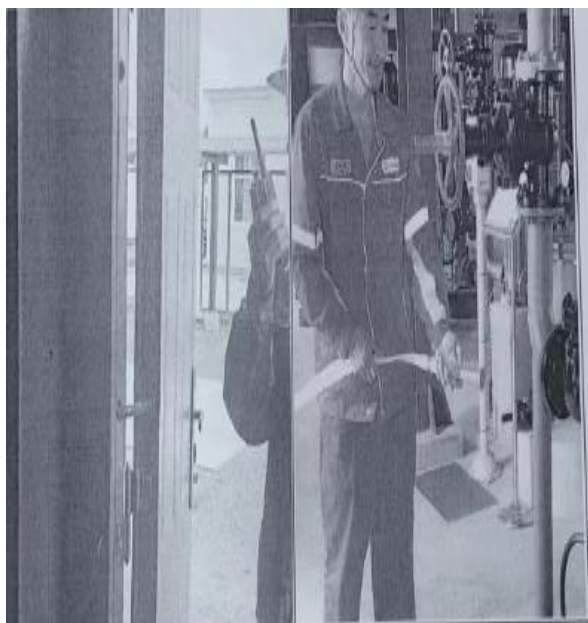
3、应急预案有效性分析

《第八采油厂环境突发事件专项应急预案》要针对项目运营过程中可能突发的环境风险事故等制定了安全应急救援预案。预案中应急救援组织机构、应急救援职责、应急响应和处置、以及应急保障，充分保证了项目运营期发生的风险事故得到及时救援和处理。降低了环境风险的危害。

本项目涉及各小队及各场站的现场处置预案和各项事故应急处置程序中，具体列出了各项风险事故的风险区域、工艺流程、事故现象、危害描述、注意事项以及处置程

序，具体的处置程序制作成卡片放在相应的位置，以方便出现事故时及时准确的应对。应急预案制定完毕后，应急预案的实施更为重要。第八采油厂开展了应急预案的宣传教育，保证每一个工作人员都熟悉预案的内容，定期开展应急预案的演练，检查预案的有效性和符合性，对存在的不足及时修正。

经调查工程从施工到目前未发生过环境污染事故。采取的环境风险防范措施及应急预案切实有效。



演练照片



应急物资

表十 调查结论与建议

调查结论及建议

一、项目实际建设情况

钻井工程：通过现场调查，新钻油水井 16 口，其中油井 12 口、水井 4 口。平均完钻井深 1556m。永久占地为 0.76hm²，临时占地为 3.41hm²，共计占地 4.17hm²，占地主要为耕地、草地。总投资 5670 万元。

地面工程：地面工程基建油水井 29 口，其中油井 19 口（含 7 口代用井），注水井 10 口（含 6 口代用井），建成产能共 1.69×10⁴t/a。本次工程配套建设含水油集输管线共 32.85km，新建 7 井式阀组间、升 4-5 配水间，扩建升 4-4 配水间，通井道路 0.5km。以及供配电等其他配套设施。

二、环保措施落实情况

现场调查结果表明，本项目基本落实了环境保护主管部门批复意见和环境影响报告表中提出的施工期和运行期各项环保措施，在建设过程中执行了环境影响评价制度和环保“三同时”制度，环保审查、审批手续完备。

三、环境影响调查结论

1、生态环境影响调查结论

根据现场调查，项目在建设和试运行期间基本落实了环评报告表中提出的各项生态环境保护措施。工程各种施工迹地基本得到了平整、清理，迹地内植被处于自然恢复状态中；采取了一定的植被保护措施和水土保持措施；验收现场井场、管线等施工临时占用的草地基本恢复，耕地已进行复耕。项目区井场永久占地内土壤中石油烃、Pb、Hg、As 等污染物满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）第二类用地筛选值标准，永久占地外各因子均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（GB15618-2018）农用地土壤污染风险筛选值标准。根据与环评阶段相比，变化不大，故对环境影响可以接受。

2、水环境影响调查结论

经调查，项目在建设和试运行期间基本落实了环评报告表及批复中提出的各项水环境保护措施。

施工期，生活污水进入施工营地设置的防渗污水池，施工结束后进行卫生填埋处理。

钻井期间废钻井废液已全部运至“废弃钻井液无害化处理装置”处理，产生的泥饼达到国家《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599-2001）中规定的第 I 类一般工业固体废物标准后，用作油田铺路、铺垫井场、修井间防火墙及回填等用

途，滤液水达到所属联合站污水处理系统水质进口标准后，拉运至联合站处理后回注处理。调查中未发现泥浆污水随意外排的情况。

运营期，项目油田采出水输送至宋一联合油污水处理站处理，全部用于回注，不外排。按照油田公司的要求，运行期井下作业按要求带罐作业，地面铺有防渗布，作业完毕后油井作业污水、注水井洗井污水由罐车收集后，送宋一联合油污水处理站处理后回注，不外排。经调查，项目实施了分区防渗，对井场永久占地进行了夯实，油井作业期间严格按照第八采油厂管理制度要求，搭建防渗围堰、铺设防渗布；管线采用了优质无缝钢管，采用了加强级外防腐，采用焊接连接，实际壁厚的腐蚀余量不小于 2mm，并采用了管道内防腐。

监测结果表明，地表水环境质量与环评阶段相差不大；区块内监测点位地下水水质除了锰因子，均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准限值要求；项目开发的特征污染物石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类限值要求。与环评阶段相比，各监测点位地下水各项指标在项目建设前后无明显变化。

综上所述，项目建设和试运行期间对水环境影响较小。

3、大气环境影响调查结论

根据现场调查，本项目采用了密闭集输工艺流程，采油井场及站场设备及原油传输管线均采取了防泄漏措施，使烃类泄漏控制在较低的水平之内。依托场站加热装置均采用天然气为燃料，并通过 8m 高排气筒进行排放。根据本次验收监测可知，本项目依托永 4 转油站加热装置燃烧烟气中各污染物排放浓度均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 1 在用燃气锅炉标准；依托场站、井场非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求；依托场站内非甲烷总烃满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）附录 A 要求限值。

区块开发范围的村屯环境空气中非甲烷总烃浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》相应标准限值要求，周边环境空气质量良好。

截止验收调查时为止未出现过井喷，设备及管道泄漏等重大环境污染事故，项目废气经采取相应措施后，项目运行对周边环境空气影响不明显。

4、声环境影响调查结论

据调查，项目在建设和试运行期间基本落实了环评报告及批复中提出的各项噪声污染防治措施，采取了一定的减振、降噪及隔声措施，对降低设备噪声起到了一定效果。验收监测结果显示：本项目新建井场外 20m 处、场站厂界的昼间、夜间噪声均达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类区标准限值要求。

根据声环境质量监测，环境噪声能够达到《声环境质量标准》（GB3096-2008）1类区标准要求，项目正常运营期间对声环境保护目标影响较小。

综上所述，项目建设对区域声环境影响较小。

5、固体废物调查结论

根据调查，钻井过程中产生的岩屑、废弃泥浆、废射孔液均已全部运至“废弃钻井液无害化处理装置”处理，产生的泥饼达到国家《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中规定的第I类一般工业固体废物标准后，用作油田铺路、铺垫井场、修井间防火墙及回填等用途，滤液水达到所属联合站污水处理系统水质进口标准后，拉运至联合站处理后回注处理；钻井过程中膨润土、纯碱等的包装袋施工结束后由施工单位外售废品回收站；废弃防渗布由施工单位回收利用，不外排；项目施工人员生活垃圾统一收集后，委托环卫部门进行了定期清运，送肇州县和平垃圾处理有限公司进行了处理，不外排。运营期产生的固体废物主要有落地油、油泥（砂）、废防渗布等。根据调查，本项目产生含油污泥运至宋芳屯含油污泥处理站减量化处理后，委托大庆市庆兴环保科技有限公司进行无害化处理。废防渗布委托大庆顺和环保科技有限公司进行处理。

四、环保设施运行效果调查结论

1、废水

本次验收调查监测期间，宋一联合油污水处理站出水水质满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SY DQ0639-2015）限值要求。本项目水环境处理设施有效。

2、废气

本次验收调查监测期间，本项目采用了密闭集输工艺流程，采油井场及站场设备及原油传输管线均采取了防泄漏措施，使烃类泄漏控制在较低的水平之内。根据本次验收监测可知，本项目依托加热装置燃烧烟气中各污染物排放浓度均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表1在用燃气锅炉标准；依托场站、井场非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9中规定要求，厂区内非甲烷总烃满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）附录A要求限值。

3、噪声

本项目施工期噪声能够满足《建筑施工场界噪声排放标准》限值要求；运行期新建井场厂界外20m处及依托场站厂界噪声能够满足《工业企业厂界噪声排放标准》（GB12348-2008）中的2类标准。

3、固体废物

本项目产生岩屑、废弃泥浆、废射孔液已全部运至“废弃钻井液无害化处理装置”处理，处理后用于铺设井场路，装置废水污水处理站处理达标后回注；含油污泥及落地油运至宋芳屯含油污泥处理站处理后，委托大庆市庆兴环保科技有限公司处理；钻井过程中膨润土、纯碱等的包装袋施工结束后由施工单位外售废品回收站；废弃防渗布由施工单位回收利用，不外排；生活垃圾统一收集拉运至生活垃圾填埋场进行处理；运营期产生含油污泥运至宋芳屯含油污泥处理站减量化处理后，委托大庆市庆兴环保科技有限公司进行无害化处理。废防渗布委托大庆顺和环保科技有限公司进行处理。

五、环境风险防范与应急措施调查结论

《第八采油厂环境突发事件专项应急预案》针对项目运营过程中可能突发的环境风险事故等制定了安全应急救援预案。预案中应急救援组织机构、应急救援职责、应急响应和处置、以及应急保障，充分保证了项目运营期发生的风险事故得到及时救援和处理。降低了环境风险的危害。项目从施工到目前未发生过环境污染事故。采取的环境风险防范措施及应急预案切实有效。

六、环境管理调查结论

本项目环保审批手续及有关的档案资料齐全；大庆油田有限责任公司第八采油厂的环境保护管理机构及规章制度健全，按照《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T 6276-2014）的要求，建立并有效地运行了 HSE 管理体系，并严格按照 HSE 管理体系进行环境管理；本项目的污染治理设施与主体工程同时设计、同时施工和同时投产使用；环保设施投用率为 100%，验收监测期间环保设施正常稳定运转，环保设施运行、检查记录齐全、完整；本项目产生的污染物稳定达标排放。根据实际调查可知，本项目自运行以来无信访发生。

七、总结论及建议

大庆油田有限责任公司第八采油厂大庆油田 2020 年地面建设工程升平油田升斜 1024 等区块葡萄花油层产能建设地面工程环保审批手续及有关的档案资料齐全；建设单位环境保护管理机构及规章制度健全，建立并有效地运行了 HSE 管理体系，并严格按照 HSE 管理体系进行环境管理；本项目的污染治理设施与主体工程同时设计、同时施工和同时投产使用，验收监测期间环保设施正常稳定运转，环保设施运行完整；本项目产生的污染物稳定达标排放；在工程开发建设和运行期间，环评及其批复中要求的污染控制措施和生态保护措施都基本得到了落实，符合环境保护竣工验收的要求，建议通过验收。

建设项目竣工环境保护“三同时”验收登记表

填表单位（盖章）：大庆油田有限责任公司第八采油厂

填表人（签字）：

项目经办人（签字）：

建 设 项 目	项目名称*		2020年升斜1024区块钻井工程				建设地点*		黑龙江省安达市升平镇						
	行业类别*		陆地石油开采/B0711				建设性质*		改扩建						
	设计生产能力		新钻油水井44口，平均完钻井深1556m。		建设项目开工日期		2020年3月		实际生产能力		新钻油水井16口，平均完钻井深1556m		投入运行日期		2021年10月
	投资总概算（万元）*		15595.3				环保投资总概算（万元）*		65.62		所占比例（%）		0.4		
	环评审批部门*		绥化市生态环境局				批准文号*		绥环审【2020】11号		批准时间*		2020.01.21		
	初步设计审批部门		——				批准文号		——		批准时间		——		
	环保验收审批部门		——				批准文号		——		批准时间		——		
	环保设施设计单位		大庆油田工程有限公司		环保设施施工单位		大庆钻探集团钻井一公司		环保设施监测单位		大庆中环评价检测有限公司				
	实际总投资（万元）*		5670				实际环保投资（万元）*		22.8		所占比例（%）		0.4		
	废水治理（万元）		2.2	废气治理（万元）		2.2	噪声治理(万元)	/	固废治理(万元)	12.8	绿化及生态(万元)	3.4	其他(万元)		2.2
新增废水处理设施能力（t/d）		——				新增废气处理设施能力（Nm ³ /h）		——		年平均工作时(h/a)		8760			
建设单位		大庆油田有限责任公司第八采油厂		邮政编码		163000		联系电话		13945930949		环评单位		大庆恒安评价检测有限公司	
污 染 物 排 放 达 标 与 总 量 控 制 (工业 建设 项目 详填)	污染物		原有排放量(1)	本期工程实际排放浓度(2)	本期工程允许排放浓度(3)	本期工程产生量(4)	本期工程自身消减量(5)	本期工程实际排放量(6)	本期工程核定排放总量(7)	本期工程“以新带老”消减量(8)	全厂实际排放总量(9)	全厂核定排放总量(10)	区域平衡替代消减量(11)	排放增减量(12)	
	废水														
	化学需氧量														
	氨 氮														
	石 油 类														
	废 气														
	二氧化硫														
	烟 尘														
	工业粉尘														
	氮氧化物														
	工业固体废物														
项目总烃															
相关															
的其															
它污染物															

注：1、排放增减量：(+)表示增加，(-)表示减少 2、(12)=(6)-(8)-(11)，(9)=(4)-(5)-(8)-(11)+(1) 3、计量单位：废水排放量——万吨/年；废气排放量——万标立方米/年；工业固体废物排放量——万吨/年；水污染物排放浓度——毫克/升；

大气污染物排放浓度——毫克/立方米；水污染物排放量——吨/年；大气污染物排放量——吨/年

建设项目竣工环境保护“三同时”验收登记表

填表单位（盖章）：大庆油田有限责任公司第八采油厂

填表人（签字）：

项目经办人（签字）：

建 设 项 目	项目名称*	大庆油田 2020 年地面建设工程升平油田升斜 1024 等区块葡萄油层产能建设地面工程				建设地点*	黑龙江省绥化市安达市董大窝棚村东侧、保田村西侧						
	行业类别*	陆地石油开采/B0711				建设性质*	改扩建						
	设计生产能力	建成产能 3.11×10 ⁴ t/a	建设项目开工日期	2021 年 3 月		实际生产能力	建成产能 2.64×10 ⁴ t/a	投入运行日期	2023 年 2 月				
	投资总概算（万元）*	1979.6				环保投资总概算（万元）*	342.2	所占比例（%）	17.28				
	环评审批部门*	绥化市生态环境局				批准文号*	绥环审【2020】77 号	批准时间*	2020 年 4 月 30 日				
	初步设计审批部门	大庆油田有限责任公司规划计划部				批准文号	庆油项审发【2020】32 号	批准时间	2020 年 03 月 11 日				
	环保验收审批部门	——				批准文号	——	批准时间	——				
	环保设施设计单位	大庆油田工程有限公司	环保设施施工单位	大庆油田建设集团有限责任公司油建公司第三工程部		环保设施监测单位	大庆中环评价检测有限公司						
	实际总投资（万元）*	1882.4				实际环保投资（万元）*	342.2	所占比例（%）	18.18				
	废水治理（万元）	11	废气治理（万元）	2	噪声治理(万元)	/	固废治理(万元)	3	绿化及生态(万元)	326.2	其他(万元)	0	
新增废水处理设施能力（t/d）	——				新增废气处理设施能力（Nm ³ /h）	——		年平均工作时(h/a)	8760				
建设单位	大庆油田有限责任公司第八采油厂		邮政编码	163000		联系电话				环评单位	湖南葆华环保有限公司		
污 染 物 排 放 达 标 与 总 量 控 制 (工业 建设 项目 详填)	污染物	原有排放量 (1)	本期工程实际 排放浓度 (2)	本期工程允许 排放浓度 (3)	本期工程产生 量 (4)	本期工程自身 消减量 (5)	本期工程实际 排放量 (6)	本期工程核定 排放总量 (7)	本期工程“以新 带老”消减量 (8)	全厂实际 排放总量 (9)	全厂核定 排放总量 (10)	区域平衡替 代消减量 (11)	排放增减量 (12)
	废水												
	化学需氧量												
	氨 氮												
	石 油 类												
	废 气												
	二 氧 化 硫												
	烟 尘												
	工 业 粉 尘												
	氮氧化物												
工业固体废物													
项目	总 烃				37.42t/a								
相关的其 它污染物													

注：1、排放增减量：(+)表示增加，(-)表示减少 2、(12)=(6)-(8)-(11)，(9)=(4)-(5)-(8)-(11)+(1) 3、计量单位：废水排放量——万吨/年；废气排放量——万标立方米/年；工业固体废物排放量——万吨/年；水污染物排放浓度——毫克/升；

大气污染物排放浓度——毫克/立方米；水污染物排放量——吨/年；大气污染物排放量——吨/年